

### 5.2.3 マイクロ水力発電計画村落の予備選定

#### (1) 供給電源の構成についての検討

マイクロ水力発電方式は、ミニ・グリッドシステムとしてネットワーク可能な供給電源である。各地点の潜在発電能力に余裕がある場合には、電力供給が1村落にとどまらず、近隣の複数村落にわたって可能なケースも生じてくる。ただし、このときに、供給可能な全ての村落に対してマイクロ水力発電を計画することの妥当性を検討する必要があるため、当該複数村落に対し、部分的に他の供給電源（ここでは、太陽光発電が最も有利であると考えられる）と組み合わせて供給電源を構成するケースについて総事業費の比較検討を行った。

検討に当たっては、次節「(2)マイクロ水力発電村落予備選定」にて、各地点から電化が可能であると想定される全ての近隣複数村落を供給対象村落と仮定した。

また、初期投資額（建設費）と変動費（維持管理費）について表5.2-2のようなケース・スタディーを行った。初期投資額については表6.2-2、表6.2-4に示す概算事業費の積算結果を用い、変動費については、表5.2-2に示す「割引率無しの場合の20年間の変動費」を用いた。計算方法は、太陽光発電の場合、村落戸数にリンクして事業費を算出し、マイクロ水力発電の場合は、土木工事費、機材費（発電設備）のように設備容量（kW）で算出される部分と、送配電線のように距離により算出される部分を考慮して行った。

これらの要素を加味して計算した結果、初期投資額で比較するとマイクロ水力発電は設備容量が大きくなると割高になるが、変動費で比較すると割安となる。すなわち、有利なファイナンスを供与して初期投資の回収が不要又は少ない場合は、村落民にとって維持管理費が安い（住民負担が小さい）マイクロ水力発電が最も望ましい電化方式であることが確認された。したがって、本計画において各地点からの電力供給が複数村落に対して可能な場合は、全ての複数村落をマイクロ水力発電による電化対象村落として選定することとした。

表5.2-2 電源構成別概算費用比較表

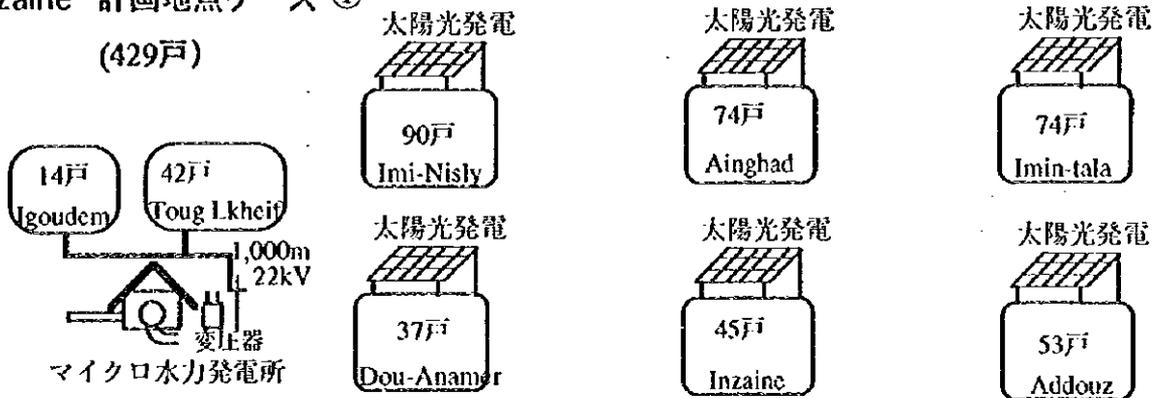
(Unit: 10<sup>3</sup>US\$)

ケース 計画地点	ケース①			ケース②			ケース③			ケース④		
	MHG	PV	計									
	初期 投資 費											
(1) -Arg計画地点												
1) 対象村落												
- Arg (79)	353	30	383	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Amsakrou (58)	-	61	61	45	61	106	45	61	106	45	61	106
- Ikiss (68)	-	72	72	53	72	125	53	72	125	53	72	125
2) 費用計	353	30	383	133	98	231	474	32	506	698	34	732
3) 総費用	383	231	614	614	125	739	732	631	1363	732	103	835
(2) -Inzaine計画地点												
1) 対象村落												
- Imi-Nisly (90)	-	78	78	58	78	136	58	78	136	58	78	136
- Dou-Anamer (37)	-	55	55	41	55	96	41	55	96	41	55	96
- Igoudem (14)	-	-	-	-	-	-	529	34	563	-	-	-
- Toug Lkheif (42)	181	31	212	-	181	181	31	31	62	-	-	-
- Ainghad (74)	-	95	95	70	95	165	-	95	95	-	-	-
- Inzaine(45)	-	39	39	29	39	68	-	39	39	-	-	-
- Imin-tala (74)	-	15	15	11	15	26	-	15	15	-	-	-
- Addouz (53)	-	44	44	33	44	77	-	44	44	-	-	-
2) 費用計	181	31	212	242	507	749	529	34	563	823	36	859
3) 総費用	212	568	780	780	563	1343	899	899	1792	962	103	1065
(3) -Tidsi計画地点												
1) 対象村落												
- Tidsi (42)	211	27	238	-	211	211	27	27	238	-	-	-
- Afra (63)	-	66	66	49	66	115	30	66	96	-	-	-
2) 費用計	211	27	238	66	49	115	76	501	577	501	30	531
3) 総費用	238	115	353	353	531	884	531	531	1065	531	531	1065
(4) -Anfli計画地点												
1) 対象村落												
- Anfli (66)	279	29	308	-	279	279	29	29	308	-	-	-
- Timichi (63)	-	66	66	49	66	115	29	66	95	-	-	-
2) 費用計	279	29	308	66	49	115	78	536	614	536	29	565
3) 総費用	308	115	423	423	565	988	565	565	1153	565	565	1153

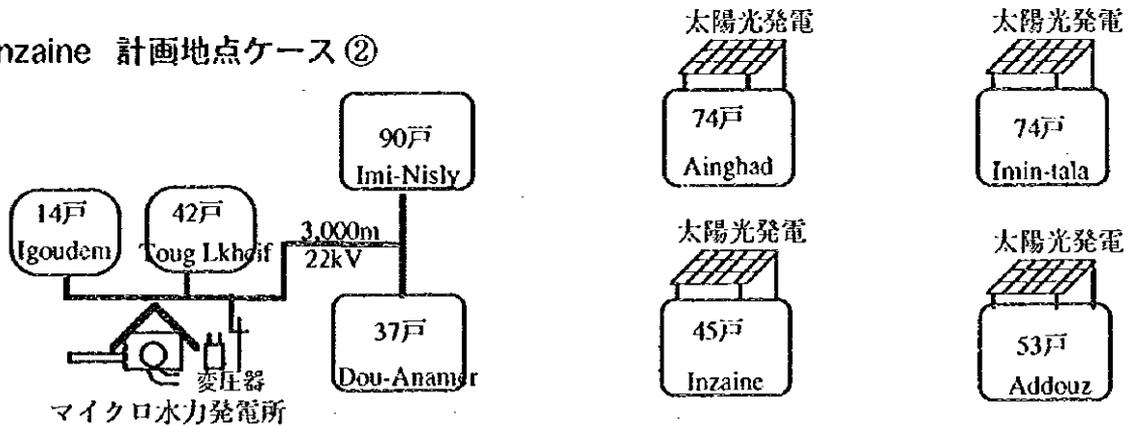
-MHG：マイクロ水力発電  
-PV：太陽光発電  
( )：世帯数

Inzaine 計画地点ケース ①

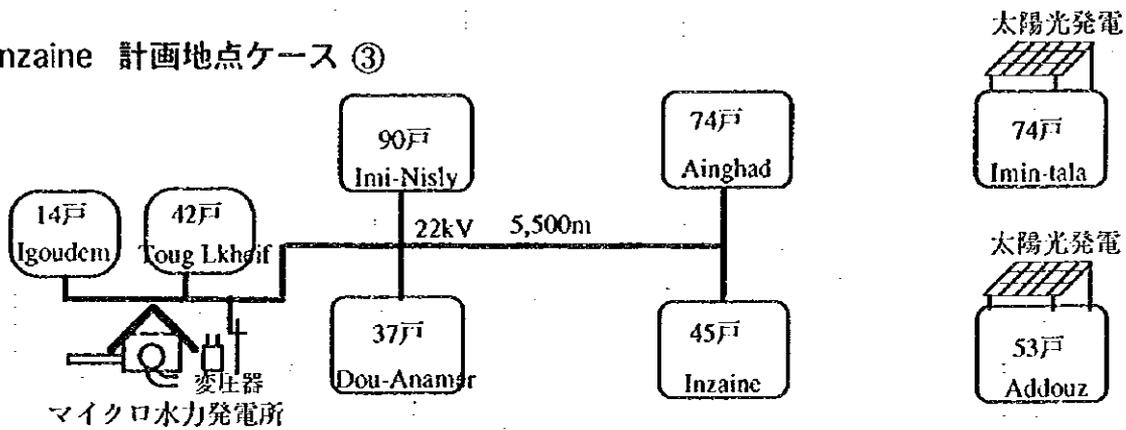
(429戸)



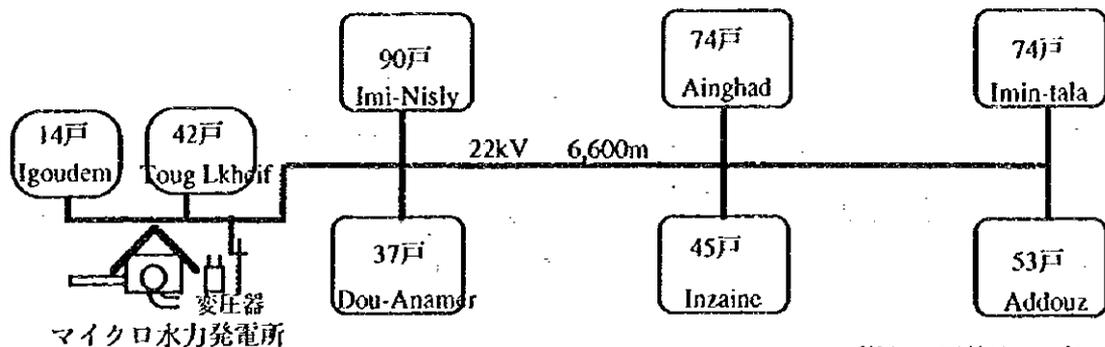
Inzaine 計画地点ケース ②



Inzaine 計画地点ケース ③



Inzaine 計画地点ケース ④

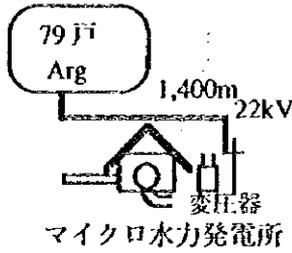


(注)：戸数は2000年の想定戸数を示す

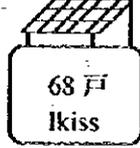
図 5.2-1 (1/2) 電源構成概念図

Arg 計画地点ケース ①

(205戸)



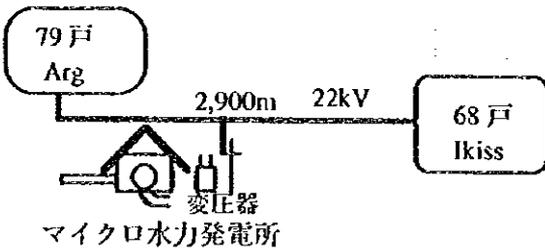
太陽光発電



太陽光発電



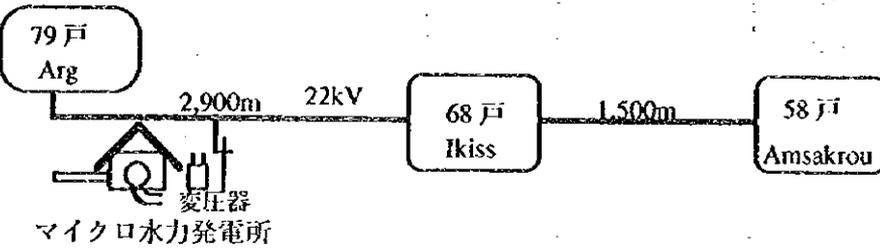
Arg 計画地点ケース ②



太陽光発電

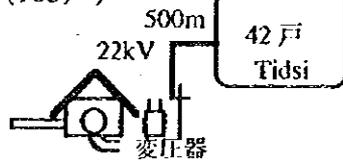


Arg 計画地点ケース ③



Tidsi 計画地点ケース ①

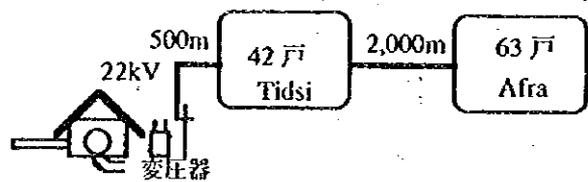
(105戸)



太陽光発電

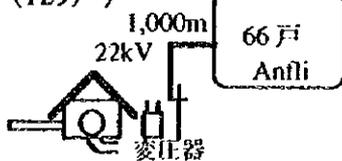


Tidsi 計画地点ケース ②



Anfli 計画地点ケース ①

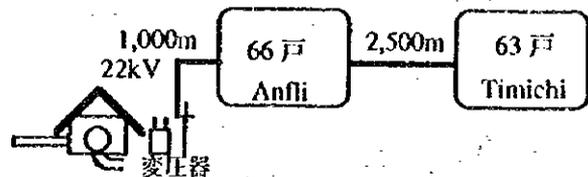
(129戸)



太陽光発電



Anfli 計画地点ケース ②



(注)：戸数は2000年の想定戸数を示す

図 5.2-1 (2/2) 電源構成概念図

(2) マイクロ水力発電計画地点の開発可能性の検討

5.2.2 節にて選定されたマイクロ水力計画地点に対して、以下の事項について重点的に調査を行い、近隣の複数村落への供給が可能な場合は、これらを全てミニグリッド・システムにより電化を行うという前提で開発の可能性を検討した。

- 1) 河川流量調査 (再委託業者による観測及び既存データの分析)
- 2) 湧水調査
- 3) 河川勾配の測定
- 4) 渇水期、降雨期の水位、流量調査
- 5) 計画地点の地形、地質
- 6) 灌漑用水の利用状況
- 7) アクセス道路の状況

このうち、各計画地点のポテンシャルについては、上記の現地調査結果、既存流量資料の分析、使用水量の設定、水路延長及び落差の確認を行い、次式により設備出力 (P max) を算出した。

$$P_{\max} = Q_{\max} \times H_e \times g \times \eta$$

- ここに、P max : 最大設備出力 (kW)  
 Q max : 最大使用水量 (m<sup>3</sup>/s)  
 H e : 有効落差 (m)  
 g : 重力の加速度 (m/s<sup>2</sup>) (9.8)  
 η : 水車及び発電機の合成効率 (0.7)

また、各計画地点の使用水量は、同一河川の既存流量資料から比流量換算により算定するのが一般的だが、小流域の溪流部流量については、降雨量や流況が類似している他流域の流量資料を適用する場合もあり、本計画では各候補地点と降雨量が類似している次の測水所資料を基に各地点の Q 275、Q 355 流量を算定した。このうち Alla-Oumzri 地点及び Id Ssiar 地点は、発電用水として湧水を使用するため、湧出量を実測して使用水量とした。

計画地点	流域面積 (km <sup>2</sup> )	既設測水所 (km <sup>2</sup> )	河川流量 (m <sup>3</sup> /s)	
			Q275	Q355
46 Adandour	23	(4) Tahanaout (226)	0.31	0.09
38 Inzaine	79	(4) " ( " )	"	"
11 Arg	48	(4) " ( " )	"	"
6 Alla Oumzri	8	(3) Aghbalow (503)	0.28	0.06
7 Id Ssiar	7	(3) " ( " )	"	"
21 Anfli	134	(3) " ( " )	"	"
118 Tidsi	24	(3) " ( " )	"	"

各計画地点の有効落差については、河川勾配を測量し、取水口～発電所間の有効落差を推定した。

また、各計画地点の発電規模は、上記の使用水量、有効落差を基に、各村落の需要想定値以上の電力を確保できる設備出力とした。その結果、各地点の最大使用水量をQ 275(低水量)より大きい流量としたが、これによる渇水期間(3～4ヶ月間)の流量不足及び電力不足に対しては供給制限又は他電源(バッテリーなど)による電力補給を考慮する必要がある。また、渇水期の灌漑用水と発電用水の使用区分については、この間の水利用について、各計画地点(各村落)共、発電は夜間の3～4時間に、それ以外の時間は、灌漑用水及び生活用水に使用することで、住民の意向が確認されている。これらの使用水量、有効落差については、再委託業者により実施された水位、流量測定結果及び地形測量結果を基に再検討を行い、最適発電規模を決定した。各計画地点の計画概要を表5.2-3に示す。

表5.2-3 マイクロ水力計画地点の計画概要

マイクロ水力 地点名	河川 (流域)	取水計画 地点標高 (El. m)	導水路計画		利用可能落差		計画水量			計画 最大出力 (kW)
			総延長 L (m)	平均勾配 S	総落差 Hg (m)	有効落差 He (m)	渇水量 Q <sub>355</sub> (m <sup>3</sup> /s)	低水量 Q <sub>275</sub> (m <sup>3</sup> /s)	利用可能	
									最大水量 Q <sub>max</sub> (m <sup>3</sup> /s)	
Adardour	Anougal (Amizmiz)	1,769.0	685	1:300	38.0	37.0	0.07	0.10	0.11	26
Inzaine	Anougal (Amizmiz)	1,300.0	1,200	1:300	28.0	27.0	0.07	0.33	0.25	62
Arg	Imenane (Rhenaya)	1,574.0	1,175	1:300	26.5	25.0	0.15	0.22	0.18	30
Alla Oumzri	Ougaedis (N'fis)	1,500.0	600	1:300	18.0	17.0	0.10	0.10	0.10 (spring water)	10
Id Ssiar	<<spring>> (N'fis)	1,700.0	600	1:300	28.0	26.0	0.10	0.10	0.10 (spring water)	16
Anfli	Ourika (Ourika)	1,750.0	800	1:300	13.5	12.5	0.08	0.46	0.25	20
Tidsi	Afoughal (Zat)	1,724.5	750	1:400	16.0	15.0	0.01	0.08	0.15	15

### (3) マイクロ水力計画対象村落の選定

上記検討の結果、下記の事項が確認された。

#### ① 7計画地点の開発可能性の確認

前項で選定された7計画地点は、いずれも水力発電ポテンシャルを有しており、地形、地質条件も良好であることから、開発の可能性が有望であることが確認された。

#### ② 複数村落への供給可能性の確認

全7地点のうち、4地点が複数村落への電力の供給が可能であることが確認された。この結果、表5.2-4に示すとおり全7地点による電化計画対象村落数は、18村落となった。

#### ③ 要請リストには無いAfra村への追加供給の確認

Tidsi 地点は、Tidsi 村落1村落を上回る発電ポテンシャルを有する。しかし、近隣には、CDERからの要請リストに掲載された電化対象村落は存在しない。ところが、Tidsi村の東方約2kmの地点には、Zerkten Commune RulaleのAfra村落があるため、同村落までミニグリッドを延長し、追加供給する計画とした。

以上の結果、表5.2-4に示すとおり、CDERによるマイクロ水力電化村落リスト(全28村落)をベースに有望なマイクロ水力開発地点(7地点)を選定し、各地点から電化可能な村落(計18村落)が予備選定された。これらのマイクロ水力電化候補村落は、本編5.3節にて、他の供給電源計画との経済的比較検討を行い、マイクロ水力電化計画の適合性の診断を行う。

また、CDERが要請したこれ以外のマイクロ水力発電による電化対象村落は、近傍河川のポテンシャル不足、アクセス状況の不良などのため、マイクロ水力発電には適さないので、同じく5.3節にて、他電源(太陽光発電、ディーゼル発電、既設送電線の延長)による供給電源の選定を行うこととした。

図5.2-2にマイクロ水力開発地点の位置図を、また、各地点別の位置図をAttachment-1A~1Gに示す。

表5.2-4 マイクロ水力開発地点別電化対象村落

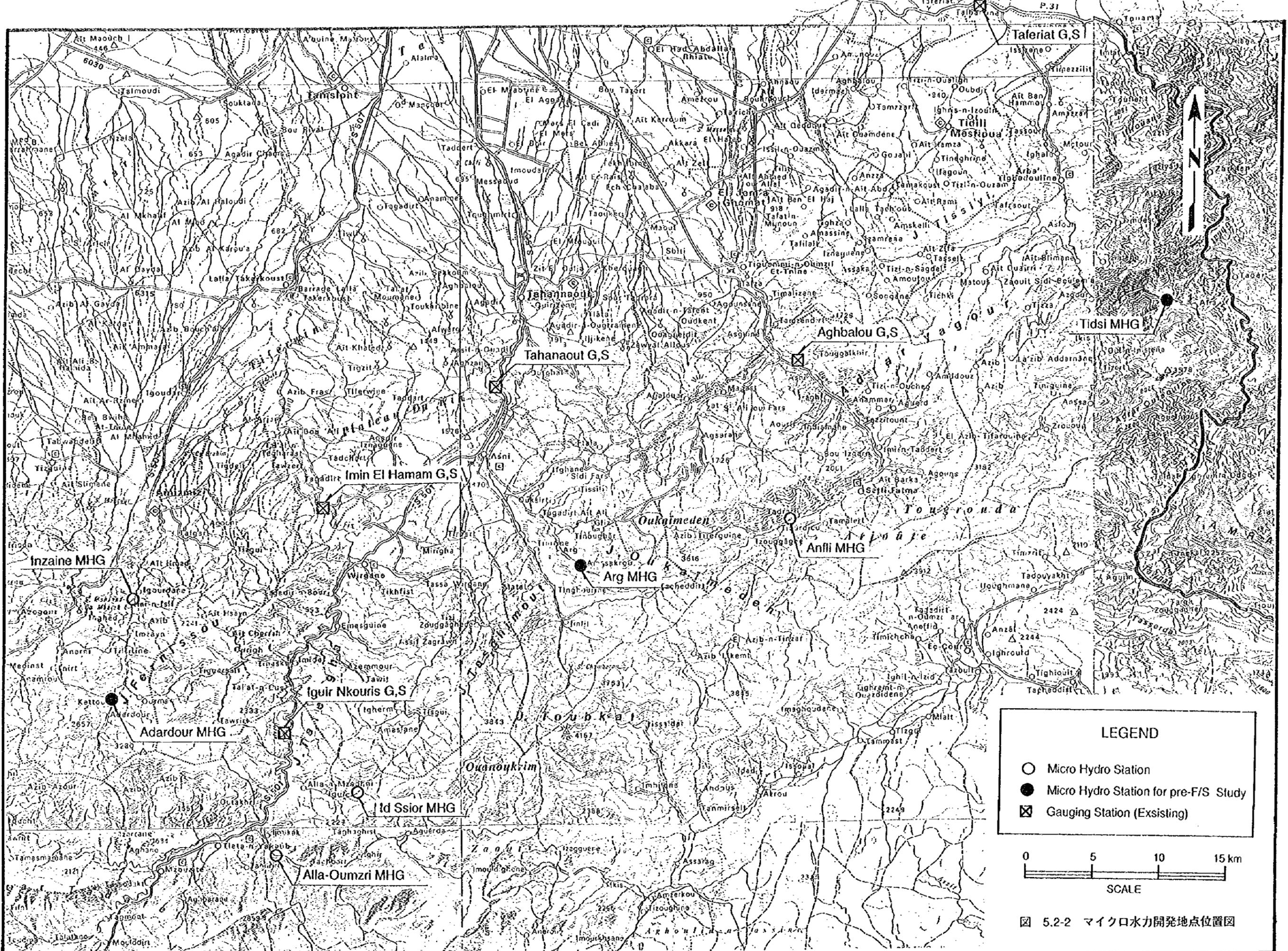
マイクロ水力地点		電化対象村落					行政区分		最大出力
No.	地点名	村落数	No.	村落名	世帯数	人口	C. Rural	Cercle	(kW)
46	Adardour	1		計	160	700			26
			46	Adardour	160	700	Anougal	Amizmiz	
38	Inzaine	8		計	407	2,406			62
			35	Imin Tala	70	460	Anougal	Amizmiz	
			36	Addouz	50	300	-ditto-	-ditto-	
			37	Ain Ghad	43	206	-ditto-	-ditto-	
			38	Inzaine	70	420	-ditto-	-ditto-	
			39	Imi N'sli	86	450	-ditto-	-ditto-	
			40	Dou Anammer	35	220	-ditto-	-ditto-	
			41	Igoundem	13	100	-ditto-	-ditto-	
42	Toug Lkeif	40	250	-ditto-	-ditto-				
11	Arg	3		計	195	1,940			30
			10	Amsakrou	55	420	Asni	Asni	
			11	Arg	75	1,020	-ditto-	-ditto-	
			15	Ikiss	65	500	-ditto-	-ditto-	
6	Alla Oumzri	1		計	40	280			10
			6	Alla Oumzri	40	280	Talat N'Yacoub	Asni	
7	Id Ssiar	1		計	66	500			16
			7	Id Ssiar	66	500			
21	Anfli	2		計	123	748			20
			21	Anfli	63	378	Ourika	Tahanaout	
			22	Timichi	60	370	-ditto-	-ditto-	
118	Tidsi	2		計	105	916			15
			118	Tidsi	40	316	Tighouine	Ait Ouir	
			--	Afra	65	600	Zerkten	-ditto-	
合 計		18			1,096	7,490			179

\*：世帯数および人口は、現況を示す。

表5.2-5 予備選定されたマイクロ水力発電による電化対象村落

No.	電化対象村落		水源		Commune Rurale	Cercle	世帯数 (現況)	人口 (現況)
	CDERによる要請	JICA調査団による予備選定	河川	流域				
4	Igrem	---	Imigdal	N'fis	Imigdal	Asni	27	130
6	---	Alla Oumzi	Ougandis	N'fis	Talat N'Yacoub	Asni	40	280
7	---	Id Ssiar	(Spring)	N'fis	Ijoukak	Asni	66	500
10	Amsakrou	Amsakrou	Imenane	Rhenaya	Asni	Asni	55	420
11	Arg	Arg	Imenane	Rhenaya	Asni	Asni	75	1020
12	Tincerhouhrine	---	Imenane	Rhenaya	Asni	Asni	30	250
13-1	El Bour	---	Imenane	Rhenaya	Asni	Asni	65	250
13-2	Imskar	---	Imenane	Rhenaya	Asni	Asni	40	510
15	Ikiss	Ikiss	Imenane	Rhenaya	Asni	Asni	65	280
17	Tacheddirt	---	Imenane	Rhenaya	Asni	Asni	60	500
18	Squour	---	Ourika	Ourika	Ourika	Tahanaout	45	360
19	Anagdour	---	Ourika	Ourika	Ourika	Tahanaout	22	150
20	Tamaterte	---	Ourika	Ourika	Settifadma	Tahanaout	40	240
21	Anfli	Anfli	Ourika	Ourika	Settifadma	Tahanaout	63	378
22	Timiehi	Timiehi	Ourika	Ourika	Settifadma	Tahanaout	60	370
23	Agouns	---	Ourika	Ourika	Settifadma	Tahanaout	105	630
35	Imin Tala	Imin Tala	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	70	460
36	Addouz	Addouz	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	50	300
37	Ain Ghad	Ain Ghad	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	43	206
38	Inzaine	Inzaine	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	70	420
39	Imi N'isly	Imi N'isly	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	86	450
40	Dou Anammer	Dou Anammer	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	35	220
41	Igoundem	Igoundem	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	13	100
42	Toug Lkheif	Toug Lkheif	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	40	250
46	Adardour	Adardour	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	160	700
51	Talat Ait Ihla	---	Eldouz	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	70	210
117	Ansa	---	Ansa	Amizmiz	Tighdouine	Ait Ourir	59	300
118	Tidsi	Tidsi	Afoughal	Zat	Tighdouine	Ait Ourir	40	316
119	Ait Atmane	---	Tighadwine	Zat	Tighdouine	Ait Ourir	104	900
120	Ezzaouite	---	Yagour	Zat	Tighdouine	Ait Ourir	16	121
---	---	Afla	Afoughal	Zat	Zerkten	Ait Ourir	65	600
Total	(28)	(18)						

\* :マイクロ水力地点が確認された村落 (全7村落)



**LEGEND**

- Micro Hydro Station
- Micro Hydro Station for pre-F/S Study
- ⊗ Gauging Station (Existing)

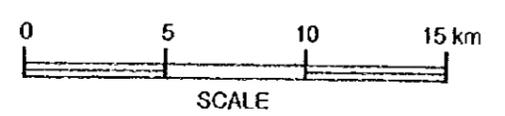


図 5.2-2 マイクロ水力開発地点位置図



## 5.3 村落別供給電源の選定

### 5.3.1 供給電源の選定方法

村落の電化計画を作成するためには、まず村落別に供給電源の種類を選定する必要がある。次に村落の電力需要から電源別に発電規模を求め、最終的に各供給計画に対して財務・経済評価を行うことである。供給電源の種類としては、3.4節での検討に従い、太陽光発電、ディーゼル発電、マイクロ水力発電、既設送電線延長の4種類を対象とした。

供給電源の種類は、下記の項目に従って選定を行った。

- 各電化方法による供給費用の比較（固定費及び変動費）
- 供給電源の性格と特徴の検討
- 供給電源の選定
- 供給電源の変動費の比較（マイクロ水力と送電線延長）
- 現地の状況による修正（家屋の分散状況その他）
- ONEの電化基準（送電線延長による電化）との比較

5.3.2項に各電化方法による供給費用の比較、5.3.3項には供給電源の性格と特徴について述べる。5.3.4項には供給費用（固定費及び変動費）の比較結果から供給電源の選定基準を設け、現地の状況から修正した結果を電源別に村落リストとして作成した。さらに、これら電源選定の結果をONEの電化基準と比較し、表5.3-17～5.3-20に電源別、電化対象村落別に求めた1戸当たりの固定費と送電線延長による場合の固定費について取りまとめて比較を行った。なお、電源の選定については、地方電化計画管理委員会（COSPER）において村落民が望む電化方式が調整され、最終的に決定される。

### 5.3.2 各電化方法による供給費用の比較

#### (1) 比較の前提条件

電力プロジェクトの経済的優劣を比較する場合、一般に便益／費用の手法が用いられるが、この調査では同じ戸数の村落は各電化方法とも消費電力量と電力料金単価を同一と考えたので、便益も同一となる。したがって、供給費用の比較によって原則的に優先順位を検討することにした。

検討の対象とした戸数は、アンケート調査の結果からほぼ20～200戸の範囲にあるので20、40、60、80、100、150及び200戸を代表として選び、優先順位の検討のベースとした。ここで戸数（世帯数）の大きさは電力設備の規模を意味するものである。

モロッコにおける分散電化の場合の標準的家庭需要である1戸当たりの消費電力を65W、消費電力量を240Wh/日として各村落の電力需要を求めた（5.4節参照）。ここでは家庭用以外の公共用及び商業用の需要は除外して考えた。

供給費用は、固定費（建設費）及び耐用年数間の変動費（運転維持費）の合計を現在価値に換算して求めた。耐用年数は電源により異なるが、ここでは主要電源となる太陽光発電モ

ジュールの20年を一律に計算期間とした。また、現在価値を求める際の割引率は資金源の多様性を考慮して0%、6%及び12%を適用した場合について計算を行った。

## (2) 供給費用の計算根拠

電源の選定に用いた供給費用は、モロッコにおける最近の類似プロジェクトの実績を基に算出した。また、供給費用の項目の中には電化方法別に平均的な費用を適用したものもある（財務評価に用いる供給費用は村落別に積算したものである）。供給費用は固定費及び変動費を対象とした。輸送費はマイクロ水力発電の水車・発電設備のみ海外からの輸入と考えてCIF価格を用いた。国内輸送費は各電源により大差はないものとして除外した。その他技術管理費、付加価値税などの費用は電化方法別に比率で求めると同じ傾向となるので、検討から除外した。なお計算価格は1997年5月末現在のものである（US\$ 1=DH 9.31=115¥）。

各電化方法についての計算根拠は以下のとおりである。

### 1) 太陽光発電 (Solar Home System)

	項目	単位	価格	根拠
固定費	PVシステム1式 (75Wp/100Ah/戸)	US\$/Wp	14	PVモジュール8 US\$/Wp バッテリー 1 US\$/Ah コントローラ90 US\$ 設置費用 260 US\$(屋内配線含む)
	バッテリー交換費	US\$/Ah	0.3	寿命3年
	コントローラ交換費	US\$	90	寿命10年(10年目に交換)
	メンテナンス要員	US\$/月/戸	1	100戸/1メンテナンス要員 (100US\$/月/名)

#### 計算式

固定費	PVシステム1式	:	単価xモジュールサイズ
変動費	バッテリー交換費	:	単価xバッテリーサイズ(毎年積立)
	コントローラ交換費	:	単価x1(10年目のみ)
	メンテナンス要員	:	単価x12

### 2) ディーゼル発電

	項目	単位	価格	根拠
固定費	据付工事費	US\$/村	3,160	市場価格調査による
	ディーゼル発電機	US\$/kW	1200~450	設備容量による
	村落内接続・配電線	US\$/戸	250~175	設備容量による
上記価格はONEの実績と市場価格				
変動費	燃料費	US\$/kWh	0.28~0.18	設備容量による
	オーバーホール費	%/5年	50	推定
	メンテナンス費	%/年	5	推定
	メンテナンス要員	US\$/村/月	200	現地実績から推定

計算式

固定費	据付工事費	:	単価 x l
	ディーゼル発電機	:	単価 x 設置予定容量 (kW)
	村落内接続・配電線	:	単価 x 戸数
変動費	燃料費	:	単価 x エンジンの燃焼効率
	オーバーホール費	:	0.5x 発電機の価格 5 年ごと
	メンテナンス費	:	0.05x 発電機の価格 x 毎年
	メンテナンス要員	:	メンテナンス要員 x 単価

3) マイクロ水力発電

	項目	単位	価格	根拠
固定費	設備工事費	US\$/ kW	12,000~22,000	設備容量による
	水車・発電設備	US\$/ kW	3,500~8,000	設備容量による
	送・配電線	US\$/村	50,000~75,000	村落戸数による
	接続・屋内配線	US\$/ 戸	260	ONE の実績と市場価格
変動費	メンテナンス費	%/年	1	推定
	メンテナンス要員	US\$/scheme	200	現地実績から推定

計算式

固定費	設備工事費	:	単価 x kW
	水車・発電設備	:	単価 x 発電設備容量 (kW)
	送・配電線	:	単価 x Scheme
	接続・屋内配線	:	単価 x 戸数
変動費	メンテナンス費	:	0.01x 発電設備費 x 毎年
	メンテナンス要員	:	メンテナンス要員単価 x 月数

4) 既設送電線延長

	項目	単位	価格	根拠
固定費	送電線	US\$/ km	15,000	ONE 実績と市場調査
	村落内配電線	US\$/ m	40	ONE 実績と市場調査
	接続・屋内配線	US\$/ 戸	260	
変動費	系統からの電力費	US\$/ kWh	0.1	ONE の電気料金
	メンテナンス要員	US\$/ 村/ 月/km	50	推定

計算式

固定費	送電線	:	単価 x 既設送電線までの距離 (km)
	村落内配電線	:	単価 x 配電距離 (m)
	接続・屋内配線	:	単価 x 戸数
変動費	系統からの電力費	:	電力単価 x 電力消費量
	メンテナンス要員	:	メンテナンス要員単価 x 月数 x km

(3) 供給費用の計算結果

上述の前提条件に基づいて20年間の電力供給に要する総費用を計算した。各電化方法による戸数20、40、60、80、100、150及び200戸の村落について将来発生する費用に関しその価値を一律に見た場合（割引率0%）と6%、12%の割引率を適用した場合の計算を行った。計算結果は、表5.3-1～5.3-11にまとめた。表5.3-8～5.3-11は総費用の少ない順に数字を当てはめたので、小さい数字のほうが経済的に有利な電化方法と言える。

表 5.3-1 初年度投資額（固定費）

(US\$)

No.of H.H	PV System	Diesel	Micro Hydro	Grid 1km	Grid 2km	Grid 3km
20	21,000	16,960	295,200	38,200	53,200	68,200
40	42,000	24,160	335,400	54,400	69,400	84,400
60	63,000	34,260	370,600	70,600	85,600	100,600
80	84,000	46,640	408,800	86,800	101,800	116,800
100	105,000	57,160	461,000	103,000	118,000	133,000
150	157,500	75,710	534,000	143,500	158,500	173,500
200	210,000	100,060	592,000	184,000	199,000	214,000

表 5.3-2 割引率 (DR) 無しの場合の20年間の変動費

(US\$)

No.of H.H	PV System	Diesel	Micro Hydro	Grid 1km	Grid 2km	Grid 3km
20	15,600	65,011	24,800	3,504	4,880	6,256
40	31,200	72,720	27,000	7,008	8,940	10,873
60	46,800	82,126	28,250	10,512	12,745	14,979
80	62,400	92,794	29,600	14,016	16,438	18,860
100	78,000	99,040	30,000	17,520	20,071	22,623
150	117,000	117,660	32,000	26,280	29,027	31,774
200	156,000	130,872	33,000	35,040	37,897	40,753

表 5.3-3 割引率 (DR) 無しの場合の20年間の総費用

(US\$)

No.of H.H	PV System	Diesel	Micro Hydro	Grid 1km	Grid 2km	Grid 3km
20	36,600	81,971	320,000	41,704	58,080	74,456
40	73,200	96,880	362,400	61,408	78,340	95,273
60	109,800	116,386	398,850	81,112	98,345	115,579
80	146,400	139,434	438,400	100,816	118,238	135,660
100	183,000	156,200	491,000	120,520	138,071	155,623
150	274,500	193,370	566,000	169,780	187,527	205,274
200	366,000	230,932	625,000	219,040	236,897	254,753

表 5.3-4 割引率 (DR) 6%の場合の20年間の変動費

(US\$)

No.of H.H	PV System	Diesel	Micro Hydro	Grid 11km	Grid 2km	Grid 3km
20	8,875	63,404	14,223	2,010	2,799	3,589
40	17,749	71,113	15,484	4,019	5,127	6,235
60	26,624	79,672	16,201	6,029	7,310	8,591
80	35,499	89,366	16,975	8,038	9,427	10,816
100	44,373	95,469	17,205	10,048	11,511	12,975
150	66,560	113,844	18,352	15,071	16,646	18,222
200	88,747	126,453	18,925	20,095	21,733	23,371

表 5.3-5 割引率 (DR) 6%の場合の20年間の総費用

(US\$)

No.of H.H	PV System	Diesel	Micro Hydro	Grid 11km	Grid 2km	Grid 3km
20	29,875	80,364	309,423	40,210	55,999	71,789
40	59,749	95,273	350,884	58,419	74,527	90,635
60	89,624	113,932	386,801	76,629	92,910	109,191
80	119,499	136,006	425,775	94,838	111,227	127,616
100	149,373	152,629	478,205	113,048	129,511	145,975
150	224,060	189,554	552,352	158,571	175,146	191,722
200	298,747	226,513	610,925	204,095	220,733	237,371

表 5.3-6 割引率 (DR) 12%の場合の20年間の変動費

(US\$)

No.of H.H	PV System	Diesel	Micro Hydro	Grid 11km	Grid 2km	Grid 3km
20	5,660	62,594	9,262	1,309	1,823	2,337
40	11,320	70,303	10,084	2,617	3,339	4,060
60	16,980	78,433	10,551	3,926	4,760	5,594
80	22,639	87,636	11,055	5,235	6,140	7,044
100	28,299	93,668	11,204	6,543	7,496	8,449
150	42,449	111,919	11,951	9,815	10,841	11,867
200	56,598	124,224	12,325	13,086	14,153	15,220

表 5.3-7 割引率 (DR) 12%の場合の20年間の総費用

(US\$)

No.of H.H	PV System	Diesel	Micro Hydro	Grid 11km	Grid 2km	Grid 3km
20	26,660	79,554	304,462	39,509	55,023	70,537
40	53,320	94,463	345,484	57,017	72,739	88,460
60	79,980	112,693	381,151	74,526	90,360	106,194
80	106,639	134,276	419,855	92,035	107,940	123,844
100	133,299	150,828	472,204	109,543	125,496	141,449
150	199,949	187,629	545,951	153,315	169,341	185,367
200	266,598	224,284	604,325	197,086	213,153	229,220

表 5.3-8 割引率 (DR) 無しの場合の20年間の総費用の順位

No.of H.H	PV System	Diesel	Micro Hydro	Grid 11km	Grid 2km	Grid 3km
20	1	5	6	2	3	4
40	2	5	6	1	3	4
60	3	5	6	1	2	4
80	5	4	6	1	2	3
100	5	4	6	1	2	3
150	5	3	6	1	2	4
200	5	2	6	1	3	4

表 5.3-9 割引率 (DR) 6%の場合の20年間の総費用の順位

No.of H.H	PV System	Diesel	Micro Hydro	Grid 11km	Grid 2km	Grid 3km
20	1	5	6	2	3	4
40	2	5	6	1	3	4
60	2	5	6	1	3	4
80	3	5	6	1	2	4
100	4	5	6	1	2	3
150	5	3	6	1	2	4
200	5	3	6	1	2	4

表 5.3-10 割引率 (DR) 12%場合の20年間の総費用の順位

No.of H.H	PV System	Diesel	Micro Hydro	Grid 11km	Grid 2km	Grid 3km
20	1	5	6	2	3	4
40	1	5	6	2	3	4
60	2	5	6	1	3	4
80	2	5	6	1	3	4
100	3	5	6	1	2	4
150	5	4	6	1	2	3
200	5	3	6	1	2	4

表 5.3-11 割引率 (DR) 0、6、12%の場合の20年間の総費用の順位の合計

No.of H.H	PV System	Diesel	Micro Hydro	Grid 11km	Grid 2km	Grid 3km
20	3	15	18	6	9	12
40	5	15	18	4	9	12
60	7	15	18	3	8	12
80	10	14	18	3	7	11
100	12	14	18	3	6	10
150	15	11	18	3	6	10
200	15	8	18	3	7	12

### 5.3.3 供給電源の性格と特徴

前項で村落に対する供給電源の経済的順位を求めたが、各電源はそれぞれ性格と特徴が大きく異なるので、単に経済的優劣のみならず電源の特性を考慮して電源の選定を行うべきである。

すなわち、電源の性格としては、太陽光発電は再生可能なエネルギーで小規模の分散電化に適しているので、積極的に採用すべきである。ディーゼル発電は分散電化の有力な手段ではあるが、石油系燃料を輸入に頼り外貨の流出を生じる。常時燃料を供給する手間が必要であり、運転時間は高負荷運転の必要から制約され、また、環境への影響の配慮が必要である。そのため、村落民も採用に消極的である。マイクロ水力発電は自然の循環エネルギーであるので積極的に開発すべきである。固定費が他の電源に比べて割高であるが、変動費が安い。また、有利なファイナンスの供与率が高く割引率が小さくなると経済性が急増する傾向がある。既設の送電線延長は村落民にとって最良な電化方式であり、ONEが鋭意実施中である。村落が送電線の近くにある場合には、近い将来送電線延長による電化が行われるものと考えた。

このように電源の性格の相違をベースに考え、次に述べる電源の特徴（長所と短所）を詳細に分析し、供給電源の選定基準を作成した。

(1) 太陽光発電 (Solar Home System)

- 長所 ○一軒の家でも設置可能、また日照さえあればどんな場所にも設置可能  
○運転コストはバッテリーの交換を除けば少ない  
○環境に対する影響はほとんど無い  
○一軒の家のシステムが故障しても他の家のシステムに影響が無い  
○将来送電線が延長された場合、昇圧して接続するか又は他に転用が可能
- 短所 ○電気の供給量が制限される  
○電気用品は限られたものしか使用できない

(2) ディーゼル発電

- 長所 ○地方電化の方法として最も普及しており、技術的にも成熟している  
○市販されている一般の電気用品が使用可能  
○将来送電線が延長されたとき接続が可能
- 短所 ○燃料 (灯・軽油) の継続的供給が必要  
○日常、定期的メンテナンスが必要  
○環境に対する影響には配慮が必要

(3) マイクロ水力発電

- 長所 ○運転コストが最も少ない  
○環境に対する影響が小さい  
○メンテナンス作業が少ない  
○市販されている一般の電気用品が使用可能  
○将来送電線が延長されたとき接続が簡単
- 短所 ○初期投資が大きい  
○運転が水の供給に左右される (乾期、雨期など)  
○灌漑用水との調整が必要  
○設置できる場所が限られる

(4) 既設送電線延長

- 長所 ○供給に制限が無い (家庭で使用する程度では)  
○市販されている一般の電気用品が使用可能  
○メンテナンスの手間が少ない
- 短所 ○初期投資が大きい  
○電力のロスが大きい

### 5.3.4 供給電源の選定結果

各電化方法による供給費用の比較及び供給電源の性格と特徴について併せ検討を行った結果、供給電源を総費用（固定費及び変動費）の対比で選定する場合の基準を表 5.3-12 のとおり定めた。

表 5.3-12 供給電源の選定基準（固定費及び変動費の総額による対比）

村落の戸数	既設送電線からの距離	原則として選定される電化方法
25 戸以下	無関係	太陽光発電
25 から 45 戸	1 km 以下	送電線延長
	1 km 以上	太陽光発電
45 から 70 戸	2 km 以下	送電線延長
	2 km 以上	太陽光発電
70 戸から 100 戸	3 km 以下	送電線延長
	3 km 以上	ディーゼル発電
	4 km 以上	太陽光発電
100 戸以上	3 km 以上	ディーゼル発電
175 戸以上	2 km 以上	ディーゼル発電

マイクロ水力発電は表 5.3-11 に示すとおり他の電源よりも割高となり採用しにくい。その結果は表 5.3-14 のとおりである。しかし、もし有利なファイナンスの供与比率が高くなると、固定費が不要又は少なくなり、変動費が安いマイクロ水力発電は有利となる性格がある。マイクロ水力発電と既設送電線延長の変動費は他の電源よりも安く、電化戸数と送電線の距離の関係によって経済性が決まるので財務・経済評価を踏まえて電源の選定を行う必要がある。

この関係を検討した結果、マイクロ水力発電については変動費の対比で選定することとし、表 5.3-13 の基準を適用するものとした。その結果は表 5.3-15 のとおりとなった。なお、この選定の結果は最終的に財務・経済評価を行って定めるものとする。

表 5.3-13 供給電源の選定基準（変動費のみによる対比）

村落の戸数	既設送電線からの距離	原則として選定される電化方法
40 戸以下	10km 以下	送電線延長
	10km 以上	個別に検討
60 戸以下	9 km 以下	送電線延長
	9 km 以上	マイクロ水力発電
80 戸以下	7.5 km 以下	送電線延長
	7.5 km 以上	マイクロ水力発電
100 戸以下	6 km 以下	送電線延長
	6 km 以上	マイクロ水力発電
150 戸以下	3 km 以下	送電線延長
	3 km 以上	マイクロ水力発電
200 戸以下	1 km 以下	送電線延長
	1 km 以上	マイクロ水力発電
200 戸以上	無関係	マイクロ水力発電

表 5.3-14 供給電源の選定 (総費用対比)

供給電源	村落数	対象戸数 (2010年)
太陽光発電	90	*4,441
ディーゼル発電	13	2,283
既設送電線延長	3	214
計	106	6,938

(注)\* : 2000年の戸数

表 5.3-15 供給電源の選定 (変動費対比)

供給電源	村落数	対象戸数 (2010年)
太陽光発電	74	*3,266
ディーゼル発電	13	2,283
マイクロ水力発電	16	1,175
既設送電線延長	3	214
計	106	6,938

(注)\* : 2000年の戸数

次に述べる村落は、供給電源の選定基準から外れるが、現地の状況から見て、表 5.3-12 及び表 5.3-13 を修正して適用することが現実的である。したがって、下記のとおり検討を行い、最終的な供給電源の選定結果は、表 5.3-16 のとおりとなった。

なお、電源選定に際しては、村落の家屋数の配置についても考慮した。特にディーゼル発電については、広い村落内に小部落が散在している場合は太陽光発電との比較を行って修正した。

- 1) 表 5.3-17 に掲げた村落 No.30 Bel Abbas は(147戸)は、選定基準によるとディーゼル発電となるが、小部落に分かれて散在しており、ディーゼル発電による配電費用が高くなるので、太陽光発電を採用した。
- 2) 表 5.3-19 に掲げた村落 No.6 Alla Oumzri (48戸) 及び No.7 Id Ssiar (78戸) の両村には水量が豊富な湧水があるため、マイクロ水力発電による電化対象村落として予備選定した (5.2.2 項参照)。これら 2 村落は、選定基準によると村落規模では太陽光発電対象村落となるが、CDER から貴重な水力ポテンシャルを生かした電化について強い要請があり、協議の結果、同 2 村落の供給電源はマイクロ水力を採用した。
- 3) 表 5.3-20 に掲げた村落 No.13-2 Imskar、No.24 Oulad Mansour 及び No.34 Tlat Tedrara は、いずれも表 5.3-12 の選定基準及び PERG の電化基準 (1 戸当たりの電化費用 10,000DH 以下) によると太陽光発電となるが、付近を ONE による送電線が通る計画があるので、送電線延長による電化を採用した。

表 5.3-16 供給電源の選定結果

供給電源	村落数	対象戸数 (2010年)
太陽光発電	71	*3,213
ディーゼル発電	12	2,136
マイクロ水力発電	18	1,301
既設送電線延長	5	288
計	106	6,938

(注) \* : 2000年の戸数

4.2 節に述べたように、PERGによる電化計画は基本的に送電線延長による電化事業費を1戸当たり10,000DH以下を基準としている。このため他の電化手法と送電線延長による電化について1戸当たりの建設費(固定費のみ)を算出して比較した結果、表5.3-17~5.3-20のとおりとなった。この結果から分るように、送電線延長による場合はいずれも1戸当たりの建設費が10,000DH以上となり、PERGの電化基準では、他の電化手法によることになる。したがって本計画では既設送電線から近い村落を除き他の電源による分散電化を計画した。

マイクロ水力発電対象村落の電化計画は、数カ所の村落をまとめて一つのスキームとして電化するのが一般的である。この場合、建設費の比較として各村落をそれぞれ既設送電線から送電線を延長して電化する場合と、マイクロ水力発電スキームとして数村落をまとめたミニグリッドへの送電線延長により電化する場合が考えられる。このミニグリッドへの送電線延長による場合は、そのスキームの中で既設送電線に最も近い村落から順次送電線で接続し、そのスキームの中の各村落をミニグリッドとしてネットワーク化することにより電化される。この場合の建設費は、電化される戸数が多くなると共に、送電線延長距離が各村落それぞれを発電所から送電線の全延長により電化する場合より短くなるので、1戸当たりの建設費が安くなる傾向にある。

したがって、ミニグリッドによる場合の建設費は送電線延長距離に対し、需要戸数が多くなるほど1戸当たりの電化費用が安くなる傾向にあることを表している。

表 5.3-17 太陽光発電対象村落 (送電線延長による建設費の比較)

No.	村落名	HH (2000)	太陽光発電		送電線延長		
			建設費(US\$)	1戸当たりの 建設費(DH)	既設送電線か らの距離(km)	建設費(US\$)	1戸当たりの 建設費(DH)
1	Tizi Oussems	76	160,373	19,646	10.5	225,748	27,654
2	Id Aissa	46	102,607	20,767	8.5	172,810	34,975
3	Tassa Ouirgane	58	120,010	19,264	5.0	127,084	20,399
4	Igrem	28	62,922	20,922	≥10	--	--
8	Aghella	67	136,595	18,981	≥10	--	--
9	Ikiss	71	143,415	18,806	≥10	--	--
12	Tinerhouhrine	31	68,952	20,708	10.1	179,338	53,859
17	Tacheddirt	63	137,904	20,379	13.9	265,074	39,172
18	Sqour	47	78,715	15,592	4.5	109,706	21,731
19	Amagdour	23	38,151	15,443	5.5	103,154	41,755
20	Tamaterte	42	94,738	21,000	5.0	112,716	24,985
26-1	Awin Mazouz	70	116,673	15,518	6.3	157,360	20,929
26-2	Bouchiha Bon Omar	69	116,339	15,697	4.5	129,462	17,468
30	Bel Abbas	147	242,779	15,376	4.0	192,006	12,160
32	Derb Chem's	63	104,908	15,503	2.2	89,574	13,237
43	Ait Ouzkri	42	68,644	15,216	4.5	105,216	23,323
44	Ait Hmad	52	85,542	15,315	6.0	136,696	24,474
45	Tizgui	63	103,827	15,343	5.5	139,074	20,552
49	Anermi	94	198,838	19,693	4.0	144,412	14,303
51	Talat Ait Jhla	73	146,444	18,677	5.5	148,054	18,882
53	Adghouss	52	107,611	19,267	6.0	136,696	24,474
56	Tagadirt	52	102,996	18,440	≥10	--	--
57	Tifirt	94	191,929	19,009	≥10	--	--
58	Anfrioune	63	128,528	18,994	8.0	176,574	26,094
60	Tifratine	84	171,948	19,058	7.5	187,932	20,829
61	Aguenze	21	35,654	15,807	8.5	146,358	64,885
62	Ifit Baragha	37	60,487	15,220	5.5	115,726	29,119
63	Agadir Baragha	42	68,644	15,216	3.0	82,716	18,335
65	Adar Baragha	12	19,866	15,413	5.5	93,276	72,367
66	Tadchert	31	51,219	15,382	4.0	87,838	26,380
67	Tamsoult	5	7,908	14,725	3.5	56,990	106,115
68	Dar Jamaa Ait Ali	63	106,046	15,671	6.5	154,074	22,769
69	Agadir Ait Brahim	29	47,169	15,143	7.0	131,042	42,069
70	Iouraghan	19	31,603	15,485	7.0	122,062	59,810
71	Imiki	52	85,292	15,271	8.0	166,696	29,845
72	Ifit Ait Alla	23	39,233	15,881	9.5	163,154	66,042
73	Boukhelf	89	149,301	15,618	9.0	214,922	22,482
74	Addar Ait Ali	23	40,564	16,420	7.5	133,154	53,898
77	Ait M' Berek	31	51,219	15,382	9.5	170,338	51,156
78	Agadir Ait Bourd	63	101,414	14,987	11.0	221,574	32,744
79	Afella Ouassif	26	40,899	14,645	10.7	183,848	65,832
81	Afella Ighil	10	17,147	15,964	1.0	23,980	22,325
83-1	Anfeg	16	26,414	15,370	1.2	32,368	18,834
83-2	Aguersouak	21	35,654	15,807	1.0	33,858	15,010
85-1	Oumast	37	60,737	15,283	1.8	60,226	15,154
85-2	Ait Zitoun	37	58,074	14,613	1.5	55,726	14,022
86	Tagadirt	29	46,087	14,796	7.1	132,542	42,551
87-1	Zaouit	9	15,787	16,331	3.0	53,082	54,910
87-2	Izalaghan	13	22,336	15,996	3.2	59,674	42,736
88	Tigouder	25	24,202	9,013	4.0	82,450	30,704
89	Amezi	38	63,206	15,485	2.6	73,124	17,915
90	Agouni	31	51,469	15,457	2.0	57,838	17,370
91	Chaabat Tarik	56	94,503	15,711	5.3	129,788	21,577
92	Ighil Sdidene	15	25,055	15,551	3.5	65,970	40,945

No.	村落名	HH (2000)	太陽光発電		送電線延長		
			建設費(US\$)	1戸当たりの 建設費(DH)	既設送電線か らの距離(km)	建設費(US\$)	1戸当たりの 建設費(DH)
93	Tizi	62	101,357	15,220	3.0	100,676	15,118
94	Aghbalou	94	155,046	15,356	4.6	153,412	15,194
95	Ait Hsain	14	24,777	16,477	3.4	63,572	42,275
96	Ait Boubker	15	26,386	16,377	3.9	71,970	44,669
97	Tazatourt	35	58,849	15,654	4.7	101,930	27,113
98	Tamsoulte	35	58,017	15,433	2.9	74,930	19,931
99	Tizgui	52	85,542	15,315	3.1	93,196	16,686
100	Ait Tirghit	52	84,460	15,122	4.9	120,196	21,520
101	Tachbibt Kabli	31	53,632	16,107	3.0	72,838	21,875
102	Tachbibt Echatoui	31	53,632	16,107	2.5	65,338	19,622
103	Asgoune	31	52,301	15,707	3.5	80,338	24,127
104	Ait Aamara Loued	84	140,312	15,551	4.5	142,932	15,842
106	Lakaama	31	50,138	15,058	1.0	42,838	12,865
113-1	Tarast	47	82,323	16,307	17.0	297,206	58,872
113-2	Assaka	47	80,629	15,971	20.0	342,206	67,786
117	Ansa	62	129,747	19,483	5.0	130,676	19,622
120	Ezzaouite	17	43,279	23,702	8.0	135,266	74,078

表 5.3-18 ディーゼル発電対象村落 (送電線延長による建設費の比較)

No.	村落名	HH (2010)	ディーゼル発電		送電線延長		
			建設費(US\$)	1戸当たりの 建設費(DH)	既設送電線か らの距離(km)	建設費(US\$)	1戸当たりの 建設費(DH)
23	Agouns	125	78,865	5,760	6.0	202,250	15,064
47	Lemdinat	190	116,280	5,588	6.5	268,120	13,138
48	Tnirt	273	162,173	5,424	4.0	305,154	10,407
50	Ansmrou	190	115,639	5,557	8.0	290,620	14,240
52	Toulkine	226	135,709	5,482	3.0	247,948	10,214
54	Douzrou	261	155,298	5,432	8.5	361,878	12,908
55	Ait Ourmane	178	109,899	5,637	9.6	303,844	15,892
59	Ait Smil	178	111,423	5,715	4.0	219,844	11,499
76	Ait Bourd	119	76,620	5,878	10.0	256,862	20,096
84	Ait Bouzid	141	87,336	5,655	3.2	174,618	11,530
114	Abadou	131	84,206	5,869	6.0	207,638	14,757
119	Ait Armene	124	80,117	5,899	8.0	231,352	17,370

表 5.3-19 マイクロ水力発電対象村落 (送電線延長による建設費の比較)

No.	村落名	HH (2010)	マイクロ水力発電		送電線延長		
			建設費(US\$)	1戸当たりの 建設費 (DH)	既設送電線か らの距離(km)	建設費(US\$)	1戸当たりの 建設費(DH)
6	Alla Oumzri	48	482,560	93,597	3.0	88,104	17,089
7	Id Ssior	78	510,560	60,940	6.0	160,044	19,103
10	Amsakrou	65			7.5	170,870	24,474
11	Arg	89			5.0	154,922	16,206
15	Ikiss	77			8.8	201,146	24,320
	発電スキームの戸数	231	956,980	38,569	最短距離 5.0	282,438	11,383
21	Anfli	75			8.0	187,350	23,256
22	Timichi	71			8.6	192,758	25,276
	発電スキームの戸数	146	731,160	46,624	最短距離 8.0	251,108	16,012
35	Imin Tala	83			10.0	224,534	25,186
36	Addouz	59			10.0	202,982	32,030
37	Ain Ghad	51			10.0	195,798	35,743
38	Inzaine	83			10.0	224,534	25,186
39	Imi N'isly	102			9.0	226,596	20,682
40	Dou Anamer	42			9.0	172,716	38,285
41	Igoundem	15			8.0	133,470	82,840
42	Toug Lkheif	48			7.0	148,104	28,726
	発電スキームの戸数	483	1,563,570	30,138	最短距離 7.0	538,734	10,384
46	Adardour	190	869,030		10.0	320,620	15,710
118	Tidsi	48			5.0	118,104	22,907
	Afra	77			2.0	99,146	11,988
	発電スキームの戸数	125	677,210	50,439	最短距離 2.0	142,250	10,595

表 5.3-20 送電線延長対象村落 (送電線延長による建設費)

No.	村落名	HH (2010)	送電線延長				
			建設費(US\$)	1戸当たりの 建設費 (DH)	既設送電線か らの距離(km)	建設費(US\$)	1戸当たりの 建設費(DH)
13-2	Imskar	40			2.0	65,920	15,343
24	Oulad Mansour	70			1.5	85,360	11,353
34	Tlat Tadrara	80			1.0	86,840	10,106
112	Lamhamid	30			0.3	31,440	9,757
115	Quriz	22			0.2	22,756	9,630

## 5.4 電力需要の想定

### 5.4.1 需要想定の方法

電力需要の想定は、次に述べる方法によって行った。

- ① 本マスタープランによる電化計画は2000年に完了予定と考えたが、電化対象村落は既設送電線から分散・独立していることから、電化完了後の需要増加を考慮し、電力需要はPERG完了計画年の2010年を目標年次として想定した。ただし、太陽光発電については2000年を目標年次とし、それ以降は電力需要の増加に応じてPVモジュールを増設するものとした。
- ② 電力需要は1996年における人口及び世帯数をベースとし、アンケート調査結果の年平均世帯増加率1.24%（地方）を用いて将来の世帯数を算出した。
- ③ 電力需要は、5.3節に述べたとおり各供給電源の特性の相違から、次の2つに分けて想定した。

#### ○太陽光発電、ディーゼル発電及び既設送電線延長

家庭用の需要想定に当たっては、まずアンケート調査における一般世帯が希望する電化製品と使用時間（表2.3-9参照）の検討を行った。これによると灯り、テレビ及びラジオの1世帯当たりの需要568Wh/d及び最大電力109Wと想定される。さらに、暖房、エアコン、その他の希望もある。しかし、この値はPERGによって実施されている他の太陽光発電の基準（需要240Wh/d、最大電力65W）を大幅に超えることから、他のプロジェクトとの整合性を考慮してCDERと協議のうえ、PERGの基準をベースとして想定した。なお、この需要は5.3節の村落別供給電源の選定に用いたものと同様である。公共用及び商業用の需要についても同基準によった。ディーゼル発電及び既設送電線延長については、太陽光発電と同様に同基準によった。

#### ○マイクロ水力発電

上記のとおり、アンケート調査によると家庭用の需要が基準よりもかなり多いので完成後の潜在需要が予想される。これに対してマイクロ水力の供給力は、5.2節で述べたとおり選定された各計画地点の自然条件によって大きな差があるが、全般的にかなりの余裕を持っている。したがって、需要を大きく想定し、さらに余裕があれば複数村落へ供給することが可能である。マイクロ水力の場合は、需要サイドから村落民の希望に近づけ、供給サイドからは最適規模の検討（5.4.3項参照）から、需要と供給にマッチした計画とすることが妥当である。こうして灯り、テレビ及びラジオについては供給能力より可能な各戸の需要として1世帯当たりの需要518Wh/d

及び最大電力87Wを想定した。公共用及び商業用の需要は、上記基準に対して使用時間のみを延長した。また、オフピーク時の電力を有効に消化するため、冷蔵庫とその他の需要を想定した。

- ④ 各村落の需要カテゴリー別の電化対象施設数については、3.3節に述べた基礎資料を用いて算出した。

以下5.4.2項に太陽光発電、ディーゼル発電及び既設送電線延長の場合の需要想定を、5.4.3項にマイクロ水力発電の場合の需要想定について述べる。

#### 5.4.2 太陽光発電、ディーゼル発電及び既設送電線延長の需要

家庭用はアンケート調査の結果から1996年の世帯数をベースに、年平均世帯増加率1.24%（地方）を用いて2000年の世帯数を算出した。

公共用のうち、街灯は世帯数の増加に応じて5世帯に対して1灯の割合で想定した。その他の公共用及び商業用は1996年現在の世帯数をベースに電化対象施設数を求めた。

##### (1) 家庭用

電灯	10W x 4 x 3hr/d	120Wh/d
テレビ	17W x 1 x 6hr/d	102Wh/d
ラジオ	10W x 1 x 3hr/d	30Wh/d
小計		252Wh/d
予備 (20%)		50Wh/d
小計		302Wh/d
<u>1世帯当たりの需要 (利用率80%)</u>		<u>240Wh/d</u>

1世帯当たりの最大電力 65W\*

\*  $(10W \times 4 + 17W \times 1 + 10W \times 1) \times 1.2 \times 0.8 = 64.3$

##### (2) 公共用

###### 1) 学校

電灯	10W x 12 x 1hr/d	120Wh/d
ラジオ	10W x 3 x 2hr/d	60Wh/d
<u>1校当たりの需要</u>		<u>180Wh/d</u>

1校当たりの最大電力 120W

###### 2) 街灯

1灯当たりの需要 20W x 1\* x 6hr/d 120Wh/d

\*5世帯に対し1灯

1灯当たりの最大電力 20W

3) モスク

電灯	10W x 5 x 2hr/d	100Wh/d
スピーカー	30W x 1 x 2hr/d	60Wh/d
1モスク当たりの需要		160Wh/d
1モスク当たりの最大電力		50W

4) 診療所

電灯	10W x 5 x 2hr/d	100Wh/d
診療	25W x 1 x 2hr/d	50Wh/d
1診療所当たりの需要		150Wh/d
1診療所当たりの最大電力		50W

(3) 商業用 (商店、肉屋)

1店当たりの需要	10W x 1 x 6hr/d	60Wh/d
1店当たりの最大電力		10W

5.4.3 マイクロ水力発電の需要

家庭用は、アンケート調査の結果から1996年の世帯数をベースに、年平均世帯増加率1.24% (地方) を用いて2010年の世帯数を算出した。家庭用、公共用及び商業用の使用時間は、1日に6時間と余裕をとった。電灯需要の最大電力は、需要と供給力の関係から太陽光発電の40Wに対して63Wと余裕を見込んだ。

(1) 家庭用

電灯	13W x 1 x 6hr/d	78Wh/d
	10W x 5 x 6hr/d	300Wh/d
テレビ	17W x 1 x 6hr/d	102Wh/d
ラジオ	10W x 1 x 6hr/d	60Wh/d
小計		540Wh/d
予備 (20%)		108Wh/d
小計		648Wh/d
1世帯当たりの需要 (利用率80%)		518Wh/d
1世帯当たりの最大電力		87W*

\*  $(13W \times 1 + 10W \times 5 + 17W \times 1 + 10W \times 1) \times 1.2 \times 0.8 = 86.4$

(2) 公共用  
1) 学校

電灯	10W x 12 x 6hr/d	720Wh/d
ラジオ	10W x 3 x 6hr/d	180Wh/d
<u>1校当たりの需要</u>		<u>900Wh/d</u>

1校当たりの最大電力 120W

2) 街灯

<u>1灯当たりの需要</u>	<u>20 W x 1 * x 6hr/d</u>	<u>120Wh/d</u>
*5世帯に対し1灯		
<u>1灯当たりの最大電力</u>		<u>20W</u>

3) モスク

電灯	10W x 5 x 6hr/d	300Wh/d
スピーカー	30W x 1 x 6hr/d	180Wh/d
<u>1モスク当たりの需要</u>		<u>480Wh/d</u>

1モスク当たりの最大電力 50W

4) 診療所

電灯	10W x 5 x 6hr/d	300Wh/d
診療	25W x 1 x 6hr/d	150Wh/d
<u>1診療所当たりの需要</u>		<u>450Wh/d</u>

1診療所当たりの最大電力 50W

(3) 商業用 (商店、肉屋)

<u>1店当たりの需要</u>	<u>10W x 1 x 6hr/d</u>	<u>60Wh/d</u>
-----------------	------------------------	---------------

1店当たりの最大電力 10W

(4) その他

1) 冷蔵庫

2010年における世帯数の20%が豊水期のみ使用するものとした (Tidsi 計画を除く)。

1台当たり：85 W、 使用時間：24hr/d

2) 暖房又は調理

Alla Oumzri 及び Id Ssior 計画に対して2010年における世帯数の20%が豊水期のみ使用するものとした。

1台当たり：1,000 W、 使用時間：24hr/d

### (5) 潜在需要の検討

オフピーク時の電力消化のため、サウナ風呂が考えられるが、必要な場合には上記の冷蔵庫、暖房又は調理と入れ換えることができる。産業用として、現在調査地域内に製粉機(石油及び水車)が98台あるが、電力への転換はコストを比較しなければならない。また、現在陶芸窯が7台あるが、2～3日間の連続加熱が必要なので需要の掘り起こしには、検討を必要とする。

### (6) Afra村への追加供給

Tidsi計画は電力供給力に余裕があるので、約2km東にあるZerkten Commune RuraleのAfra Douar(要請リストにない)まで送電線を2km延長し、追加供給する計画とした。Afraの1996年の世帯数は65、人口は600人である。

次に、各マイクロ水力発電計画について、電力需要の想定をベースに日負荷図を作成した。これはミニグリッド内の負荷と供給の関係を示すものである。日負荷図は次の仮定によって作成した。

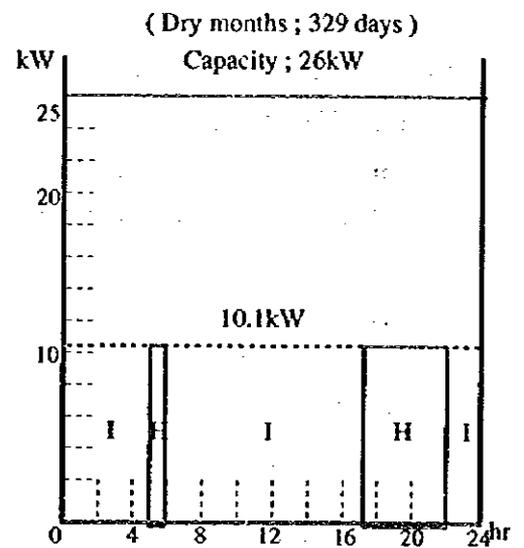
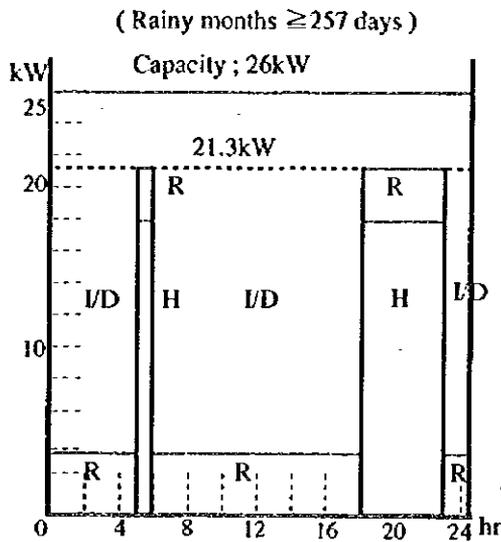
- ① 負荷及び運転時間は、計画地点の規模と村落民の要望をベースに、将来の需要増加や河川の有効利用を考慮してなるべく大きくした。
- ② 発電規模は低水量(Q275)を目標とし、年間3ヶ月(主に9月～11月)の渇水月に必要な場合は電力供給を制限する。渇水月のオフピーク時は原則として灌漑放流を行う。灌漑用水の必要な放流時期及び取水による畑の減水区域の面積から推測し、9月～11月の渇水月における必要な放流水は少ないものと思われる(第2巻・4.5節参照)。
- ③ 豊水月のオフピーク時はなるべく電力を消化するようにしたが、余剰電力は灌漑放流又はダミーロードに充当する。マイクロ水力発電は規模に余裕がある(Tidsi計画を除く)ので、冷蔵庫、暖房又は調理用の需要をとりあえず計画した。これらの需要は村落民の希望によりサウナ風呂(ハمام)その他に転換できる。

以下に、各計画の想定日負荷図を示す。

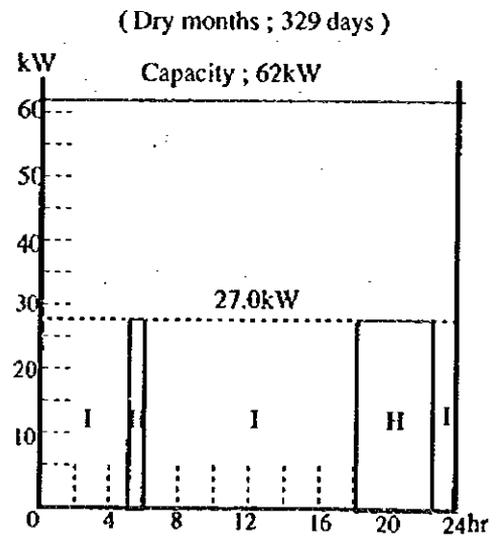
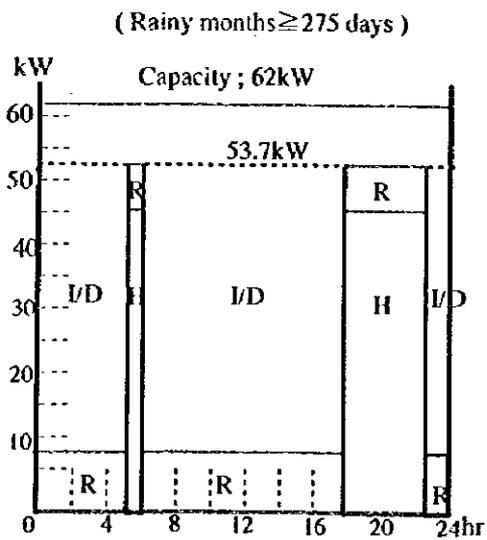
## 各計画の日負荷図 (2010)

(Note) H ; Households, Public facilities and Commerce  
 R ; Refrigeratores  
 I/D ; Irrigation or Dummy load  
 I ; Irrigation  
 H/C ; Heating or Cooking

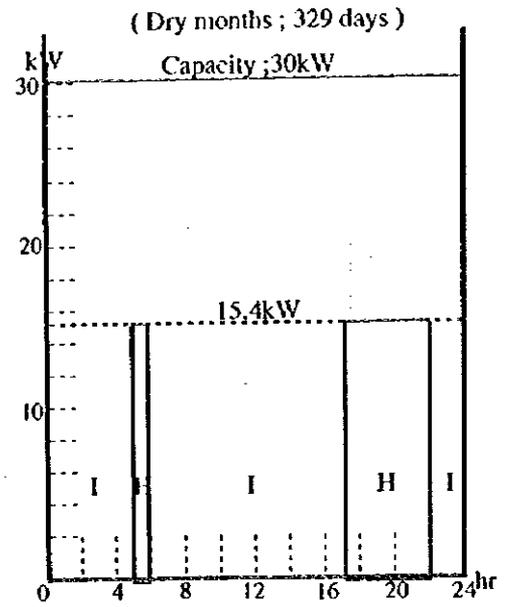
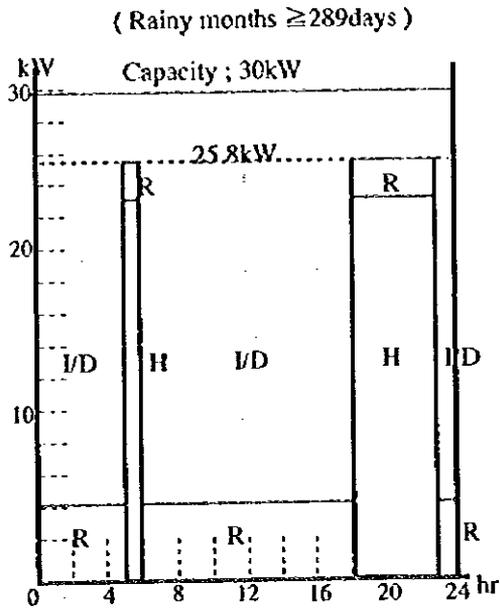
### Adardour



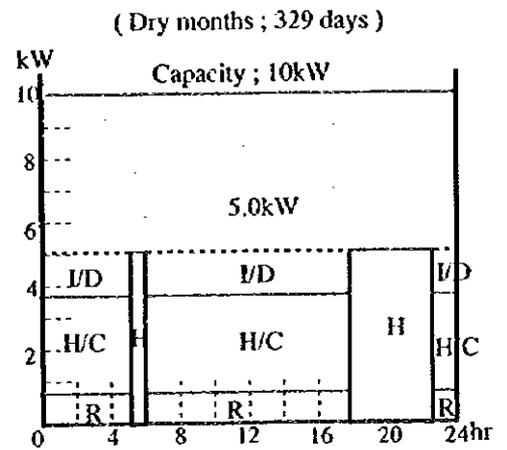
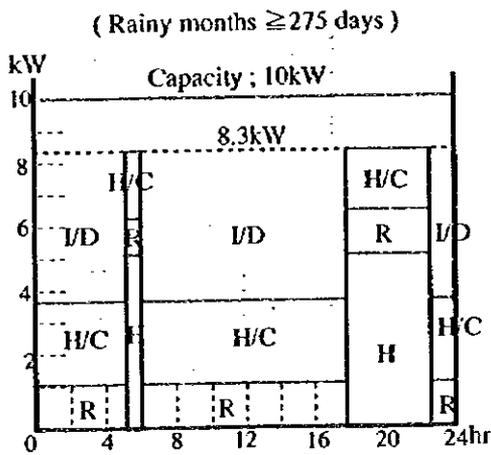
### Inzaine



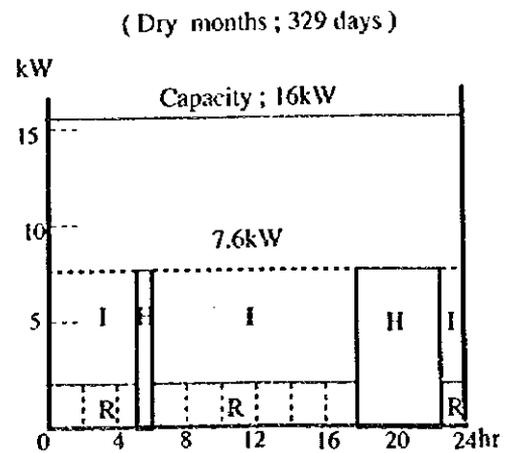
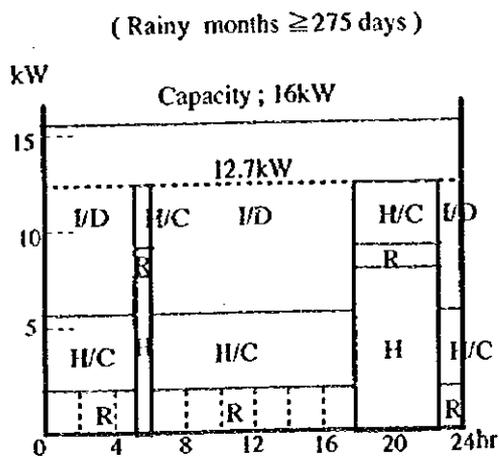
Arg



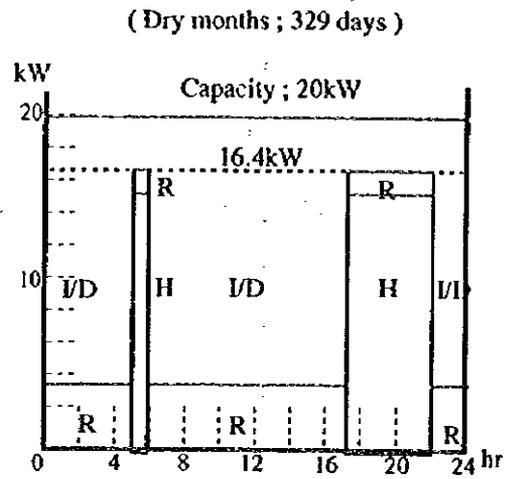
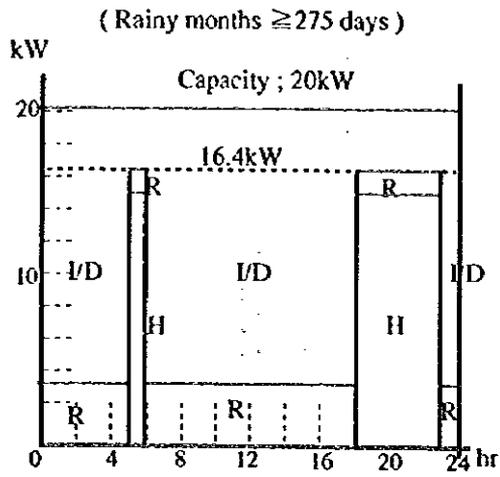
Alla Oumzri



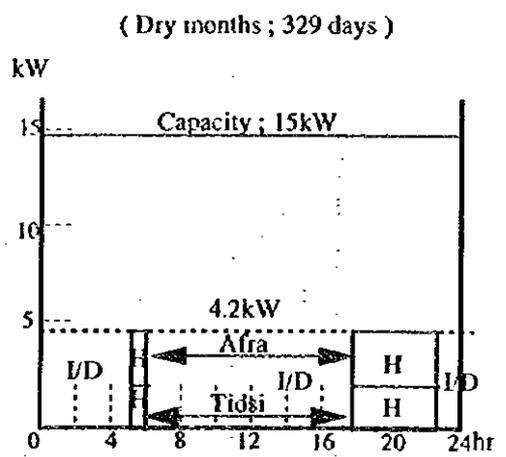
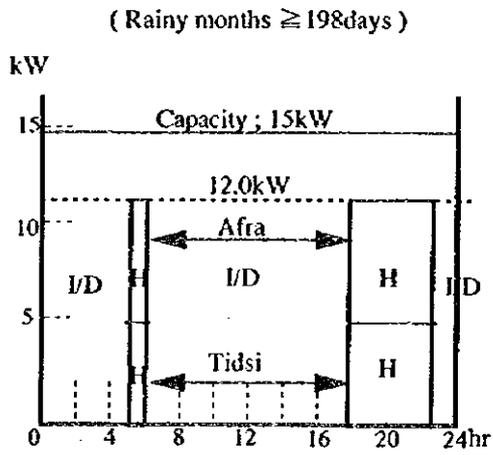
Id Ssior



Anfli



Tidsi



#### 5.4.4 電力需要の想定結果

上記の方法によって、太陽光発電、ディーゼル発電、送電線延長及びマイクロ水力発電に対する最大負荷及び電力需要を想定したが、その結果は次のように総括される。

供給電源	村落数	最大電力 (kW)	電力需要 (kWh/d)
太陽光発電	71	233.19	875.97
ディーゼル発電	12	120.66	572.73
マイクロ水力発電	18 1)	150.10	1,233.84
既設送電線延長	5	21.07	78.74
計	106	525.02	2,761.28

(注) 1)計画は7計画となる。

電力需要の想定結果は表5.4-1～5.4-4 に示すとおりである。

表 5.4-1 太陽光発電の電力需要 (2000)

District	Households		Schools		Street lighting		Mosques		Fire-aid		Stores		Public		Maximum Output (kW)	Power Demand per day (kWh)										
	No.	Demand (kW)	No.	Demand (kW)	No.	Demand (kW)	No.	Demand (kW)	No.	Demand (kW)	No.	Demand (kW)	No.	Demand (kW)												
	(kW)	(kWh)	(kW)	(kWh)	(kW)	(kWh)	(kW)	(kWh)	(kW)	(kWh)	(kW)	(kWh)	(kW)	(kWh)												
1) Tinjok	26	4.94	18.24	3	0.36	0.54	15	0.30	1.82	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	4	0.04	0.20	0	0.00	0.00	2	0.02	0.10	3.52	12.96
2) Al-Azka	36	2.92	11.64	2	0.24	0.36	9	0.18	1.10	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	4	0.04	0.20	2	0.02	0.10	0	0.00	0.00	4.15	15.75
3) Tassa Ouzgane	58	3.77	13.92	1	0.12	0.18	12	0.24	1.39	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	2	0.02	0.10	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	2.24	8.61
4) Tignin	28	1.82	6.72	2	0.24	0.36	6	0.31	0.67	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	2	0.02	0.10	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	4.81	18.13
8) Aghella	67	4.36	16.08	1	0.12	0.18	15	0.27	1.61	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	2	0.02	0.10	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	5.68	19.13
9) Hiss	71	4.62	17.64	1	0.12	0.18	14	0.28	1.70	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	1	0.01	0.05	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	2.55	8.72
12) Tinchoubine	31	2.02	7.44	1	0.12	0.18	6	0.12	0.74	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	1	0.01	0.05	1	0.01	0.05	0	0.00	0.00	4.71	17.50
17) Tachef	63	4.16	15.12	2	0.24	0.36	13	0.25	1.51	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	6	0.06	0.30	1	0.01	0.05	0	0.00	0.00	3.43	12.85
18) Sajar	47	3.66	11.28	1	0.12	0.18	9	0.19	1.13	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	2	0.02	0.10	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	1.64	6.23
19) Amphast	21	1.92	5.52	0	0.00	0.00	5	0.06	0.55	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	3.25	11.91
20) Tanchone	42	2.73	10.08	2	0.24	0.36	8	0.17	1.01	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	6	0.06	0.30	1	0.01	0.05	5.63	18.97
25-1) Anin Masuz	28	4.55	16.80	1	0.12	0.18	14	0.28	1.68	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	2	0.02	0.10	1	0.01	0.05	0	0.00	0.00	4.97	18.76
26-2) Bou-haba Bin Omar	69	4.42	16.56	1	0.12	0.18	14	0.28	1.66	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	4	0.04	0.20	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	10.46	39.22
30) Ad-Anhar	147	9.56	35.28	1	0.12	0.18	26	0.50	3.53	2	0.15	0.48	0	0.00	0.00	5	0.05	0.25	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	4.54	17.07
32) Darb Cheuks	63	4.16	15.12	1	0.12	0.18	13	0.25	1.51	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	2	0.02	0.10	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	3.67	11.43
43) Ak Ouzel	43	2.73	10.08	1	0.12	0.18	8	0.17	1.01	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	3.77	14.12
44) An-Hrad	52	3.38	12.48	1	0.12	0.18	10	0.21	1.25	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	1	0.01	0.05	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	4.53	17.02
45) Terzai	63	4.16	15.12	1	0.12	0.18	13	0.25	1.52	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	1	0.01	0.05	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	6.79	25.63
49) Anama	54	6.11	22.56	1	0.12	0.18	19	0.38	2.26	3	0.15	0.48	0	0.00	0.00	3	0.03	0.15	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	5.10	19.46
51) Talat Al-Hdi	73	4.75	17.52	0	0.00	0.00	15	0.29	1.75	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	1	0.01	0.05	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	3.89	14.30
53) Adghast	52	3.38	12.48	2	0.24	0.36	10	0.21	1.25	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	1	0.01	0.05	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	3.64	13.89
56) Taghst	57	3.38	12.48	0	0.00	0.00	10	0.21	1.25	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	6.80	25.41
57) Tdri	94	6.11	22.56	2	0.24	0.36	19	0.38	2.26	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	2	0.02	0.10	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	4.53	17.02
58) Adghast	63	4.16	15.12	1	0.12	0.18	13	0.25	1.51	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	1	0.01	0.05	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	6.00	22.67
60) Tdriane	84	5.46	20.16	1	0.12	0.18	17	0.34	2.02	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	3	0.03	0.15	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	1.62	5.88
61) Agast	21	1.92	5.52	1	0.12	0.18	4	0.06	0.50	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	2.61	9.96
62) Ila Barzha	37	2.41	8.88	0	0.00	0.00	7	0.15	0.89	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	1	0.01	0.05	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	3.67	11.43
63) Al-Ar Barzha	42	2.73	10.08	1	0.12	0.18	8	0.17	1.01	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.78	3.31
65) Al-Ar Barzha	12	0.78	2.88	0	0.00	0.00	2	0.06	0.29	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	2.26	8.39
66) Takhin	31	2.02	7.44	0	0.00	0.00	6	0.12	0.74	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	1	0.01	0.05	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.35	1.32
67) Tamvut	5	0.33	1.20	0	0.00	0.00	1	0.02	0.12	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	4.59	17.22
68) Dar Jama'at Al-Ah	63	4.16	15.12	2	0.24	0.36	13	0.25	1.51	1	0.05	0.16	1	0.05	0.16	2	0.02	0.10	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	2.71	7.71
69) Agast Al-Bahin	29	1.89	6.96	0	0.00	0.00	6	0.12	0.70	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	1	0.01	0.05	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	1.52	5.18
70) Anzagan	19	1.24	4.56	0	0.00	0.00	4	0.08	0.46	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	3.66	13.59
71) Amis	52	3.38	12.48	0	0.00	0.00	10	0.21	1.25	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	2	0.02	0.10	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	1.63	6.78
72) Ila Al-Ah	23	1.86	5.52	0	0.00	0.00	5	0.09	0.55	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	1	0.01	0.05	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	6.46	24.20
73) Boukhal	89	5.79	21.36	1	0.12	0.18	18	0.36	2.14	2	0.10	0.32	0	0.00	0.00	4	0.04	0.20	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	1.77	6.45
74) Al-Ar Al-Ah	23	1.86	5.52	1	0.12	0.18	5	0.09	0.55	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	1	0.01	0.05	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	2.26	8.39
77) An-M'Barak	31	2.02	7.44	0	0.00	0.00	6	0.12	0.74	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	1	0.01	0.05	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	4.41	16.84
78) Agast Al-Bair	63	4.16	15.12	0	0.00	0.00	13	0.25	1.51	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	1	0.01	0.05	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	1.29	6.85
79) Al-Ar Ouzel	26	1.69	6.24	0	0.00	0.00	5	0.10	0.62	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.74	2.81
81) Al-Ar Ighil	16	0.62	2.40	0	0.00	0.00	2	0.04	0.24	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	1.15	4.34
83-1) Adq	16	1.04	3.84	0	0.00	0.00	3	0.06	0.38	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	1.62	5.88
83-2) Agast	21	1.92	5.52	1	0.12	0.18	4	0.18	0.98	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	2.72	10.11
85-1) Ouzel	17	2.41	8.88	1	0.12	0.18	7	0.15	0.89	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	2.55	9.77
85-2) Al-Zitoun	17	2.41	8.88	0	0.00	0.00	7	0.15	0.89	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	2.78	7.66
86) Taghst	29	1.89	6.96	0	0.00	0.00	6	0.12	0.70	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.67	2.54
87-1) Zaitun	9	0.55	2.16	0	0.00	0.00	2	0.04	0.22	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.55	2.59
87-2) Adghast	13	0.45	3.12	0	0.00	0.00	3	0.05	0.31	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	1.97	6.96
88) Taghst	25	1.63	6.00	2	0.24	0.36	5	0.10	0.60	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	2.79	10.37
89) Aned	38	2.47	9.12	1	0.12	0.18	8	0.17	1.01	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	2.31	8.52
90) Agast	31	2.02	7.44	1	0.12	0.18	6	0.12	0.74	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	4.16	15.34
91) O																										

表 5.4-2 ディーゼル発電の電力需要 (2010)

Dour	Households			Schools			Street lighting			Mosques			First aid			Stores			Butchers			Maximum Out put (kW)	Power Demand per day (kWh)
	Nos.	Out put (kW)	Demand (kWh)	Nos.	Load (kW)	Demand (kWh)	Nos.	Load (kW)	Demand (kWh)	Nos.	Load (kW)	Demand (kWh)	Nos.	Load (kW)	Demand (kWh)	Nos.	Load (kW)	Demand (kWh)	Nos.	Load (kW)	Demand (kWh)		
23 Agouas	125	8.13	30.00	2	0.24	0.36	25	0.50	3.00	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	8.92	33.52
47 Zenafout	190	9.50	45.60	2	0.24	0.36	38	0.76	4.56	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	4	0.04	0.20	0	0.00	0.00	10.59	50.88
48 Enzet	223	13.65	65.52	1	0.12	0.18	55	1.10	6.60	2	0.10	0.32	0	0.00	0.00	3	0.03	0.15	3	0.03	0.15	15.02	72.92
50 Anonoua	190	9.50	45.60	1	0.12	0.18	38	0.76	4.56	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	4	0.04	0.20	0	0.00	0.00	10.47	50.71
52 Treukline	226	11.30	54.24	1	0.12	0.18	45	0.90	5.40	2	0.10	0.32	0	0.00	0.00	10	0.10	0.50	2	0.02	0.10	12.54	69.74
54 Douziou	261	13.05	62.64	1	0.12	0.18	52	1.04	6.24	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	6	0.06	0.30	0	0.00	0.00	14.22	69.52
55 Air Oummar	176	8.90	42.72	1	0.12	0.18	36	0.72	4.32	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	5	0.05	0.25	0	0.00	0.00	9.84	47.63
59 Air Smil	176	8.90	42.72	2	0.24	0.36	36	0.72	4.32	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	7	0.07	0.35	0	0.00	0.00	9.98	47.91
76 Air Bourd	115	5.95	28.56	1	0.12	0.18	23	0.46	2.76	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	4	0.04	0.20	0	0.00	0.00	6.62	31.86
84 Air Bourd	141	7.65	33.84	1	0.12	0.18	28	0.56	3.36	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	2	0.02	0.10	0	0.00	0.00	7.80	37.64
114 Shabou	131	6.55	31.48	2	0.24	0.36	26	0.52	3.12	2	0.10	0.32	1	0.05	0.15	6	0.06	0.00	4	0.04	0.20	7.50	35.59
119 Air Armeie	124	6.20	29.76	1	0.12	0.18	25	0.50	3.00	3	0.15	0.48	0	0.00	0.00	6	0.06	0.30	2	0.02	0.10	7.65	33.82
Total 12	2,136	108.68	512.64	16	1.92	2.88	427	8.54	51.24	17	0.85	2.72	1	0.05	0.15	51	0.51	2.55	11	0.11	0.55	120.66	572.73

表 5.4-3 既設送電線延長の電力需要 (2010)

Dour	Households			Schools			Street lighting			Mosques			First aid			Stores			Butchers			Maximum Out put (kW)	Power Demand per day (kWh)
	Nos.	Out put (kW)	Demand (kWh)	Nos.	Load (kW)	Demand (kWh)	Nos.	Load (kW)	Demand (kWh)	Nos.	Load (kW)	Demand (kWh)	Nos.	Load (kW)	Demand (kWh)	Nos.	Load (kW)	Demand (kWh)	Nos.	Load (kW)	Demand (kWh)		
13-7 Inzar	48	3.12	11.52	1	0.12	0.18	10	0.20	1.20	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	3.42	13.06
24 Oual Mansour	83	5.40	19.92	2	0.24	0.36	17	0.34	2.04	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	2	0.02	0.10	0	0.00	0.00	6.85	22.58
34 Ila Tadjara	95	6.18	22.86	2	0.24	0.36	19	0.38	2.28	2	0.10	0.32	0	0.00	0.00	4	0.04	0.20	0	0.00	0.00	6.94	28.96
112 Lambard	36	2.34	8.64	0	0.00	0.00	2	0.14	0.84	2	0.15	0.48	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	2.63	9.36
115 Douz	36	1.62	6.24	1	0.12	0.18	5	0.10	0.60	1	0.05	0.16	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	1.95	7.18
Total 5	268	18.73	69.12	6	0.72	1.08	56	1.16	6.96	8	0.40	1.28	0	0.00	0.00	6	0.06	0.30	0	0.00	0.00	21.02	78.74

表 5.4-4 マイクロ水力発電の電力需要 (2010)

Scheme	Dour	Households		Schools		Street lighting		Mosques		Stores		Butchers		Refrigerators		Heating/Cooking		Maximum Out put (kW)	Power Demand per year (kWh)
		Nos.	Load (kW)	Nos.	Load (kW)	Nos.	Load (kW)	Nos.	Load (kW)	Nos.	Load (kW)	Nos.	Load (kW)	Nos.	Load (kW)				
Adardour	46 Adardour	190	16.53	6	0.72	38	0.76	1	0.05	1	0.01	0	0.00	38	3.23	0	0.00	21.30	56,914
Inzaire	38 Inzaire	83	7.22	1	0.12	17	0.34	1	0.05	5	0.05	1	0.01	17	1.45	0	0.00	9.24	-
	36 Adouze	59	5.13	2	0.24	12	0.24	1	0.05	0	0.00	0	0.00	12	1.02	0	0.00	6.68	-
	35 Imin Tala	83	7.22	0	0.00	17	0.34	1	0.05	5	0.05	1	0.01	17	1.45	0	0.00	9.12	-
	37 Ain Ghad	51	4.44	1	0.12	10	0.20	1	0.05	4	0.04	0	0.00	10	0.85	0	0.00	5.70	-
	40 Dou Anammer	42	3.65	1	0.12	8	0.16	1	0.05	0	0.00	0	0.00	8	0.68	0	0.00	4.66	-
	39 Imin N' isly	102	8.87	0	0.00	20	0.40	1	0.05	5	0.05	0	0.00	20	1.70	0	0.00	11.07	-
	41 Issoufem	15	1.31	0	0.00	3	0.06	1	0.05	1	0.01	0	0.00	3	0.26	0	0.00	1.68	-
	42 Touz Lkheif	48	4.18	2	0.24	10	0.20	1	0.05	0	0.00	0	0.00	10	0.85	0	0.00	5.52	-
	Sub Total	483	42.02	7	0.84	97	1.94	8	0.40	20	0.20	2	0.02	97	8.25	0	0.00	53.67	148,900
Arg	11 Arg	89	7.74	1	0.12	18	0.36	1	0.05	1	0.01	0	0.00	18	1.53	0	0.00	9.81	-
	10 Amakrou	65	5.66	2	0.24	13	0.26	1	0.05	4	0.04	0	0.00	13	1.11	0	0.00	7.35	-
	15 Ikiss	77	6.70	2	0.24	15	0.30	1	0.05	6	0.06	2	0.02	15	1.28	0	0.00	8.61	-
		Sub Total	231	20.10	5	0.60	46	0.92	3	0.15	11	0.11	2	0.02	46	3.91	0	0.00	25.81
Aifa Oumzi	6 Aifa Oumzi	48	4.18	0	0.00	10	0.20	1	0.05	2	0.02	0	0.00	10	0.85	3	3.00	8.30	42,561
Id Ssior	7 Id Ssior	78	6.79	1	0.12	16	0.32	1	0.05	3	0.03	0	0.00	16	1.36	4	4.00	12.67	54,034
Anfi	21 Anfi	75	6.53	2	0.24	15	0.30	1	0.05	3	0.03	0	0.00	15	1.28	0	0.00	8.42	-
	22 Timachi	71	6.18	2	0.24	14	0.28	1	0.05	2	0.02	0	0.00	14	1.19	0	0.00	7.96	-
		Sub Total	146	12.70	4	0.48	29	0.58	2	0.10	5	0.05	0	0.00	29	2.47	0	0.00	16.38
Tidg	118 Tidg	48	4.18	0	0.00	10	0.20	1	0.05	3	0.03	0	0.00	0	0.00	0	0.00	4.46	-
	- Afra	77	6.70	4	0.48	15	0.30	1	0.05	6	0.06	0	0.00	0	0.00	0	0.00	7.53	-
		Sub Total	125	10.88	4	0.48	25	0.50	2	0.10	3	0.03	0	0.00	0	0.00	0	0.00	11.99
Total 18		6,301	113.19	27	3.24	261	5.22	18	0.90	45	0.45	4	0.04	236	20.06	7	7.00	150.10	450,352

## 5.5 電力供給計画

### 5.5.1 供給計画についての基本的考え方

村落別、電源別に想定された電力需要に対し、電力供給計画の検討を行うが、各供給電源についての基本的考え方は以下のとおりである。

#### (1) 太陽光発電（戸別設置方式（SHS：Solar Home System））

（太陽光発電方式の選定については、3.5 節を参照）

戸別設置方式を利用する上で最も注意すべきことは、設備の過負荷で使用しないことである。常に設備容量に見合う状態で使用すれば設備の寿命を保つことができるが、過負荷で使用すれば短命になる。

もし、将来需要が増加した場合はPV モジュール、バッテリーなどを増設し設備容量の増設を行うようにする、特にバッテリーの過放電は最も注意する必要がある。このように村落民が大切に取り扱いさえこの方式は各戸に設置されるため、家電感覚で使用でき、耐用年数も長くなる。

#### (2) ディーゼル発電

ディーゼル発電は、技術的には一番成熟しており信頼性は高いと言えるが、下記の次項について注意が必要である。

運用に当たっては、常時燃料の補給が必要であり、エンジンのメンテナンスのためにスペアパーツを容易に調達できる体制を確保しておく必要がある。また、エンジンの運転に当たっては、ディーゼルエンジンの特性上燃料の燃焼効率が低下すると不完全燃焼による故障を生じやすくなること、また、負荷率が40%以下になると運転効率が著しく低下する傾向にあるので、できるだけ高負荷率の運転をすることが望ましい。さらに、エンジンからの排気による公害の恐れがあるので、設置場所は燃料の運搬が容易で送電損失が少なければ人家から離れた場所に設置するのが望ましい。

#### (3) マイクロ水力発電

マイクロ水力発電は、常時水量があれば日中も夜間と同じ電力が得られるので、日中のオフピーク時の需要を掘り起こし、利用効率を上げ経済性を向上させることが肝要である。計画時にも現地で昼間の電力を用い製粉などの動力利用を検討する計画がある。

本計画地点の規模と近隣村落の需要を対比すると、供給電源の選定の際に用いた規模よりもかなり余裕があるので、相応した需要を想定した。

#### (4) 既設送電線延長

既設送電線からの延長で電化する場合はその分岐点において、それぞれに開閉器を設けこの開閉器から各戸への配電をする必要がある。この場合送電電圧が22KVであり各村落で使

用する電圧は400/220Vであるため、これに必要な変圧器を設置する必要がある。また村落が変圧器と比較的近い場合は低圧にステップダウンする変圧器を共用とし、可能な限り1カ所の変圧器で多くの村落に電力を供給する計画が経済的にも望ましい。

送電線の延長で電化する場合には、次の事項が前提条件となる。

- その村落の付近に送電線があること
- 送電線の分岐を行う開閉、変電所を設けることが可能な地点であること
- 開閉器、変圧器などのメンテナンスが可能な地点であること
- 経済的観点から村落戸数が多いこと

## 5.5.2 電力供給計画

### (1) 発電規模

前項で述べた供給計画についての基本的考え方に基づき、発電規模の検討を行った。発電規模は、最大負荷に対して次の基準によって決定した。

- ① 太陽光発電：次に示すとおり、電力需要カテゴリー別の需要 (Wh/d) に対してPVモジュールを75Wp及び55Wpの2種類で供給するものとし、PVモジュールの規模を求めた。この場合、年間平均日照量 5.4kWh/m<sup>2</sup>/d (マラケシュにおける値) 及びシステム効率60%とした。

利用設備	電力需要 (Wh/d)	PVモジュール (Wp)	
		平地	山間地
家庭用	240	75 (75x1)	110 (55x2)
学校	180	60 (75x1)	90 (55x2)
街灯	120	40 (55x1)	60 (75x1)
モスク	160	55 (75x1)	83 (55x2)
診療所	150	47 (55x1)	71 (75x1)
商業用	50	15 (55x1)	23 (55x1)

太陽光発電は村落が平地と山間地に散在しており、山間地は日照強度の低下が予想されるので、本調査ではPVモジュールの規模を50%増とした。

- ② ディーゼル発電：最大負荷に対し、10%の予備力を加えて必要な規模を求め、市販のディーゼル発電機の容量を考慮して発電規模を決めた。この結果、平均30%の予備力となった。
- ③ マイクロ水力発電：各地点の特徴を考慮しながら、最大負荷に対し、平均23% (16～29%) の予備力を加えて発電規模とした。

- ④ 既設送電線延長：最大負荷に対し、10%の予備力を加えたものを当該電力系統の負荷とした。

上記検討の結果、電源別の設備出力は次のように総括される。

供給電源	村落数	対象数(2010年)	設備出力 (kW)
太陽光発電	71 <sup>1)</sup>	3,213 <sup>3)</sup>	333.6 <sup>4)</sup>
ディーゼル発電	12	2,136	156.8
マイクロ水力発電	18 <sup>2)</sup>	1,301	179.0
既設送電線延長	5	288	23.2 <sup>3)</sup>
計	106	6,938	692.6

(注) 1) システム数は4,094システムとなる。

2) 計画数は7計画となる。Tidsi では要請リストになかった Afra 村を供給対象に追加した。

3) 2000年の戸数

4) PVモジュールの容量(kWp)を示す。

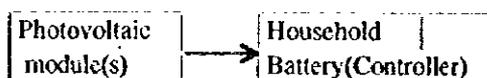
なお、太陽光発電及びその配電線の設備は、マスタープラン完成年（2000年）における対象戸数に供給できる設備とした。

電力供給計画の検討結果は、表 5.5-1～5.5-5 に示すとおりである。

## (2) 電力供給の方法

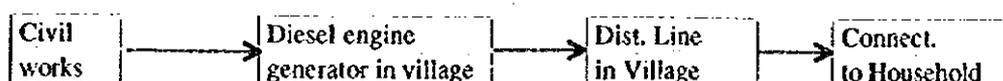
### 1) 太陽光発電 (Solar Home System)

各家庭に太陽光発電のパネル（モジュール）を設置する。発生した電力はチャージ/ディスタチャージコントローラーを経てバッテリーに貯蔵し、使用機器に供給する。



### 2) ディーゼル発電

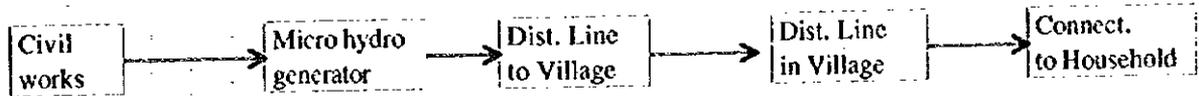
各村落にディーゼル発電機を設置する。設定した時間にディーゼル発電機を運転し、発電された電力を各家庭に配電線（220V）により供給する。



### 3) マイクロ水力発電

水路より水を適当な場所に設置した水力タービン・発電機に導き発電する。発電された

電力は 220V の配電線で各家庭に接続する。



#### 4) 既設送電線延長

最も近い既設の送電線から、村落内までの送電線を延長する (22kV line)。村落内に中圧/低圧の変圧器を設置する。変圧器から各家庭に配電線 (380/220V) で接続する。



### 5.5.3 マイクロ水力発電の最適規模の検討

村落別供給電源の選定に用いられた発電規模は、「通常的需求想定」をベースにしたもので、各電源とも同一の規模であった。しかし、5.3 節で述べたとおり、マイクロ水力発電はその地点の特性から、かなり規模の余裕がある。分散電化の場合は、ミニグリッド内の発電規模は電力需要に等しいので (予備力は別)、将来の需要増加を考慮して「十分な需求想定」をベースにした規模の比較検討を行った。

比較検討に際して「通常的需求想定」の場合をケースA (最大電力 65W/世帯)、「十分な需求想定」の場合をケースB (最大電力 87W/世帯) とした。表 5.5-6 にケースAの規模についての検討結果を、表 5.5-7 に最適発電規模についての経済性の比較検討結果を示す。これらからケースBがケースAよりもkW当たりの工事費及びkWh当たりの工事費で有利となり、最適規模となった。しかし、この値は電気料金と比較してかなりの割高である。これは当調査地域におけるマイクロ水力発電の特徴であり、やむを得ないことであろう。なお、建設費は、第2巻第6章の概算事業費の結果に基づいた最終的な価格である。

7計画地点に対する設備利用率は、平均約29%である。しかし、もしこれらの計画が将来既存のグリッドシステムに連結する場合は、利用率は94%に改善されよう。これは kWh当たりの建設費が 9.5US\$/kWh から 2.9US\$/kWh となることを意味するものである (付加価値税、技術管理費などは含まない)。

表 5.5-1 PVモジュールの構成

Dname	Households		Schools			Street Lighting			Messages			First aid			Sewage			Bath			Total		No. of PV System
	No.	SSWp	No.	SSWp	SSWp	No.	SSWp	SSWp	No.	SSWp	SSWp	No.	SSWp	SSWp	No.	SSWp	SSWp	No.	SSWp	SSWp	SSWp	SSWp	
1. Al-Dawam	76		152	3	6	15	15		1	2	0	0		4	4		0	0		19	160	99	
2. Al-Afqa	46		92	2	4	9	9		1	2	0	0		4	4		2	2		15	92	64	
3. Tasa Churgane	58		116	1	2	12	12		1	2	0	0		2	2		0	0		14	120	74	
4. Ajron	28		56	2	4	6	6	1		2	0	0		2	2		0	0		8	62	39	
8. Aghola	67		134	1	2	13	13		1	2	0	0		2	2		0	0		15	134	83	
9. Aliss	71		142	1	2	14	14		1	2	0	0		1	1		0	0		15	146	88	
12. Tashashrine	31		62	1	2	6	6		1	2	0	0		3	3		1	1		10	66	41	
17. Ta-hellit	63		126	2	4	13	13		1	2	0	0		6	6		1	1		20	132	86	
18. Sayar	47	47		1	1	5	5	9	1	1	0	0		2	2		0	0		49	11	60	
19. Saughar	24	24		0	0	5	5	5	1	1	0	0		0	0		0	0		24	5	29	
20. Tamone	42		84		4	8	8		1	2	0	0		0	0		6	6		14	92	59	
25-1. Amin Mazour	70	70		1	1	14	14	14	1	1	0	0		2	2		1	1		72	17	89	
26-2. Basabha Bin Omar	69	69		1	1	14	14	14	1	1	0	0		4	4		0	0		71	16	87	
30. Bel Alhas	147	147		1	1	29	29	29	3	3	0	0		5	5		0	0		151	34	185	
32. Deb Chamis	63	63		1	1	13	13	13	1	1	0	0		2	2		0	0		65	15	80	
63. Al-Qadri	42	42		1	1	8	8	8	1	1	0	0		0	0		0	0		44	8	52	
44. Al-Hamad	52	52		1	1	10	10	10	1	1	0	0		1	1		1	1		54	11	65	
45. Targui	63	63		1	1	13	13	13	1	1	0	0		1	1		1	1		65	14	79	
49. Aveni	94		188	1	2	19	19		3	6	0	0		3	3		0	0		22	196	120	
51. Talat Al-Idra	71		142	0	0	15	15		1	2	0	0		1	1		0	0		16	148	90	
53. Alghwa	52		104	2	4	10	10		1	2	0	0		1	1		0	0		11	110	66	
56. Tagadin	52		104	0	0	10	10		1	2	0	0		0	0		0	0		10	106	63	
57. Tifat	54		108	2	4	19	19		1	2	0	0		2	2		0	0		21	194	118	
58. Anhouse	63		126	1	2	13	13		1	2	0	0		1	1		0	0		14	130	79	
60. Tifone	84	84		1	1	17	17		1	2	0	0		3	3		0	0		65	20	106	
61. Agame	21	21		1	1	4	4		1	1	0	0		0	0		0	0		23	4	27	
62. Al-Bargha	37	37		0	0	7	7		1	1	0	0		1	1		0	0		38	8	46	
63. Agala Saragla	42	42		1	1	8	8		1	1	0	0		0	0		0	0		44	8	52	
65. Adar Bargha	12	12		0	0	2	2		1	1	0	0		0	0		0	0		13	2	15	
66. Takhon	31	31		0	0	6	6		1	1	0	0		1	1		0	0		32	7	39	
67. Tamsoh	5	5		0	0	1	1		0	0	0	0		0	0		0	0		5	1	6	
68. Dar Janas Al-Ali	63	63		1	1	13	13		1	1	1	1		1	1		2	2		65	15	81	
69. Agala Al-Brahm	29	29		0	0	6	6		0	0	0	0		1	1		0	0		29	7	36	
70. Bourghon	19	19		0	0	4	4		1	1	0	0		0	0		0	0		20	4	24	
71. Yaki	52	52		0	0	10	10		1	1	0	0		2	2		0	0		53	12	65	
72. Ft Al-Alfa	23	23		0	0	5	5		1	1	0	0		1	1		0	0		24	6	30	
73. Boudali	89	89		1	1	18	18		2	2	0	0		4	4		0	0		92	27	119	
74. Akla Al-Ah	23	23		1	1	5	5		1	1	0	0		1	1		0	0		25	6	31	
77. AA M Barck	31	31		0	0	6	6		1	1	0	0		1	1		0	0		32	7	39	
78. Agala Al-Bard	63	63		0	0	13	13		1	1	0	0		1	1		0	0		64	14	78	
79. Al-Qadri	26	26		0	0	5	5		0	0	0	0		0	0		0	0		26	5	31	
81. Al-Qadri	10	10		0	0	2	2		1	1	0	0		0	0		0	0		11	2	13	
83-1. Anig	16	16		0	0	3	3		1	1	0	0		0	0		0	0		17	3	20	
83-2. Agame	21	21		1	1	4	4		1	1	0	0		0	0		0	0		21	4	25	
85-1. Dumet	37	37		1	1	7	7		1	1	0	0		0	0		0	0		38	7	45	
85-2. Al-Zhoun	37	37		0	0	7	7		0	0	0	0		0	0		0	0		37	7	44	
86. Tagadin	29	29		0	0	6	6		0	0	0	0		0	0		0	0		29	6	35	
87-1. Zawi	9	9		0	0	2	2		1	1	0	0		0	0		0	0		10	2	12	
87-2. Adighan	13	13		0	0	3	3		1	1	0	0		0	0		0	0		14	3	17	
88. Tjekar	25	25		2	2	5	5		0	0	0	0		0	0		0	0		27	5	32	
89. Ameri	39	39		1	1	8	8		1	1	0	0		0	0		0	0		40	8	48	
90. Aguni	31	31		1	1	6	6		1	1	0	0		0	0		0	0		33	6	39	
91. Chabat Tark	56	56		1	1	11	11		2	2	0	0		2	2		0	0		59	13	72	
92. Al-Qadri	15	15		0	0	3	3		1	1	0	0		0	0		0	0		16	3	19	
93. Al-Qadri	62	62		1	1	12	12		1	1	0	0		6	6		1	1		64	13	77	
94. Al-Qadri	94	94		2	2	19	19		1	1	0	0		2	2		0	0		97	21	118	
95. Al-Huain	14	14		0	0	3	3		1	1	0	0		1	1		0	0		15	4	19	
96. Al-Boukar	15	15		1	1	3	3		1	1	0	0		0	0		0	0		17	3	20	
97. Tawant	35	35		0	0	7	7		1	1	0	0		2	2		0	0		36	9	45	
98. Tawant	35	35		1	1	7	7		1	1	0	0		0	0		0	0		37	7	44	
99. Targui	52	52		1	1	10	10		1	1	0	0		1	1		0	0		54	11	65	
100. Al-Targui	52	52		1	1	10	10		1	1	0	0		0	0		0	0		54	11	65	
101. Tabbah Kadi	31	31		0	0	6	6		2	2	0	0		0	0		2	2		33	8	41	
102. Tabbah El-Bard	31	31		1	1	6	6		1	1	0	0		2	2		0	0		33	8	41	
103. Agame	31	31		0	0	6	6		1	1	0	0		2	2		0	0		32	8	40	
104. Al-Ameri El-Bard	84	84		1	1	17	17		2	2	0	0		3	3		0	0		87	20	107	
105. Al-Qadri	31	31		0	0	6	6		1	1	0	0		0	0		0	0		32	6	38	
13-1. Targui	47	47		1	1	9	9		2	2	0	0		2	2		2	2		50	13	63	
13-2. Agala	47	47		0	0	9	9		1	1	0	0		5	5		0	0		48	14	62	
111. Ana	62		124	1	2	12	12		2	4	0	0		3	3		0	0		15	130	80	
120. Dourah	17		34	1	2	3	3		3	6	0	0		3	3		0	0		6	42	27	
Total 31	3213		642	54	642				77	1				98			13			2,555	2,574	4,064	

表 5.5-2 PVモジュールの容量 (2000) 1/2

	Douar	Maximum Output (kW)	Capacity of PV Module (Wp)				Nos. of PV System	
			Flat terrain	Mount. terrain	75Wp	55 Wp		Total
1	Tizi Oussems	5.69	-	10,225	19	160	179	99
2	Id Aissa	3.52	-	6,515	15	98	113	64
3	Tassa Ouirgane	4.19	-	7,650	14	120	134	74
4	Igrem	2.24	-	4,010	8	62	70	39
8	Aghella	4.81	-	8,715	15	138	153	84
9	Ikiss	5.08	-	9,155	15	146	161	88
12	Tinerhouhrine	2.35	-	4,380	10	66	76	43
17	Tacheddirt	4.71	-	8,760	20	132	152	86
18	Sqour	3.43	4,280	-	49	11	60	60
19	Amagdour	1.64	2,075	-	24	5	29	29
20	Tamaterte	3.25	-	6,000	14	90	104	59
26-1	Awin Mazouz	5.03	6,335	-	72	17	89	89
26-2	Bouchiha Bon Omar	4.97	6,315	-	71	18	89	89
30	Bel Abbas	10.46	13,195	-	151	34	185	185
32	Derb Chem's	4.54	5,700	-	65	15	80	80
43	Ait Ouzkri	3.07	3,740	-	44	8	52	52
44	Ait Hmad	3.77	4,655	-	54	11	65	65
45	Tizgui	4.53	5,645	-	65	14	79	79
49	Ancrmi	6.79	-	12,840	22	196	218	120
51	Falat Ait Ihla	5.10	-	9,340	16	148	164	90
53	Adghouss	3.89	-	6,875	11	110	121	66
56	Tagadirt	3.64	-	6,580	10	106	116	63
57	Tifirt	6.80	-	12,245	21	194	215	118
58	Anfrioune	4.53	-	8,200	14	130	144	79
60	Tifratine	6.00	7,550	-	86	20	106	106
61	Aguenze	1.62	1,945	-	23	4	27	27
62	Ifit Baragha	2.61	3,290	-	38	8	46	46
63	Agadir Baragha	3.07	3,740	-	44	8	52	52
65	Adar Baragha	0.88	1,085	-	13	2	15	15
66	Tachert	2.20	2,785	-	32	7	39	39
67	Famsoult	0.35	430	-	5	1	6	6
68	Dar Jamaa Ait Ali	4.59	5,755	-	65	16	81	81
69	Agadir Ait Brahim	2.01	2,560	-	29	7	36	36
70	Jouraghan	1.36	1,720	-	20	4	24	24
71	Imiki	3.66	4,635	-	53	12	65	65
72	Ifit Ait Alla	1.65	2,130	-	24	6	30	30
73	Boukhelf	6.40	8,110	-	92	22	114	114
74	Addar Ait Ali	1.77	2,205	-	25	6	31	31
77	Ait M' Barek	2.20	2,785	-	32	7	39	39
78	Agadir Ait Bourd	4.41	5,570	-	64	14	78	77
79	Afella Ouassif	1.79	2,225	-	26	5	31	31
81	Afella Ighil	0.74	935	-	11	2	13	13
83-1	Anfeg	1.15	1,440	-	17	3	20	20
83-2	Aguersouak	1.62	1,945	-	23	4	27	27
85-1	Oumast	2.72	3,310	-	39	7	46	46
85-2	Ait Zitoun	2.55	3,160	-	37	7	44	44
86	Tagadirt	2.00	2,505	-	29	6	35	35

次頁へ続く

表 5.5-2 PVモジュールの容量 (2000) 2/2

Douar	Maximum Output (kW)	Capacity of PV Module (Wp)					Nos. of PV System	
		Flat terrain	Mount. terrain	75Wp	55 Wp	Total		
87-1	Zaouit	0.67	860	-	10	2	12	12
87-2	Izalaghan	0.95	1,215	-	14	3	17	17
88	Tigouder	1.97	2,300	-	27	5	32	32
89	Amezi	2.79	3,440	-	40	8	48	48
90	Agouni	2.31	2,805	-	33	6	39	39
91	Chaabat Tarik	4.10	5,140	-	59	13	72	72
92	Ighil Sdidene	1.09	1,365	-	16	3	19	19
93	Tizi	4.46	5,515	-	64	13	77	77
94	Aghbalou	6.80	8,430	-	97	21	118	118
95	Ait Hsain	1.03	1,345	-	15	4	19	19
96	Ait Boubker	1.21	1,440	-	17	3	20	20
97	Tazatourt	2.49	3,195	-	36	9	45	45
98	Tamsoulte	2.59	3,160	-	37	7	44	44
99	Tizgui	3.77	4,655	-	54	11	65	65
100	Ait Tirghit	3.76	4,600	-	54	10	64	64
101	Tachbibt Kabli	2.26	2,915	-	33	8	41	41
102	Tachbibt Echatoui	2.33	2,915	-	33	8	41	41
103	Asgoune	2.21	2,840	-	32	8	40	40
104	Ait Aamara Loued	6.05	7,625	-	87	20	107	107
106	Lakaama	2.19	2,730	-	32	6	38	38
113-1	Tarast	3.50	4,465	-	50	13	63	63
113-2	Assaka	3.34	4,370	-	48	14	62	62
117	Ansa	4.53	-	8,275	15	130	145	80
120	Ezzaouite	1.47	-	2,760	6	42	48	27
Total 71 (54+17)		233.19	201,080	132,525	2,555	2,574	5,129	4,094

( Total 333.605kW )

表 5.5-3 ディーゼル発電の設備出力 (2010)

Douar	Maximum Output (kW)	Necessary Capacity (kW)	Installed Capacity		
			(kW)	(kVA)	
23	Agouns	8.92	9.90	11.20	14.00
47	Lemdinat	10.59	11.70	14.00	17.50
48	Tnirt	15.03	16.70	21.60	27.00
50	Ansmrou	10.47	11.60	14.00	17.50
52	Toulkine	12.54	13.80	14.00	17.50
54	Douzrou	14.32	15.80	21.60	27.00
55	Ait Ourmane	9.84	10.90	11.20	14.00
59	Ait Smil	9.98	11.00	14.00	17.50
76	Ait Bourd	6.62	7.30	8.00	10.00
84	Ait Bouzid	7.80	8.60	9.60	12.00
114	Abadou	7.50	8.30	9.60	12.00
119	Ait Armene	7.05	7.80	8.00	10.00
Total 12		120.66	133.40	156.80	196.00

表 5.5-4 マイクロ水力発電の設備出力 (2010)

Scheme	Douar		Maximum Output (kW)	Installed Capacity (kW)	Dependable Capacity (kW)	Generated Energy (kWh)		
						Rainy months	Dry months	Year
Adandour	46	Adandour	21.30	26.00	10.10	47,787	9,127	56,914
Inzaine	38	Inzaine	9.24					
	36	Addouz	6.68					
	35	Imin Tala	9.12					
	37	Ain Ghad	5.70					
	40	Dou Anammer	4.66					
	39	Imi N' isty	11.07					
	41	Igoundem	1.68					
	42	Toug Lkheif	5.52					
		Sub Total	53.67	62.00	27.00	129,344	19,556	148,900
Arg	11	Arg	9.81					
	10	Amsakrou	7.35					
	15	Ikiss	8.64					
		Sub Total	25.80	30.00	15.40	65,146	8,502	73,648
Alla Oumzri	6	Alla Oumzri	8.30	10.00	5.00	32,736	9,825	42,561
Id Ssior	7	Id Ssior	12.67	16.00	7.60	47,438	6,596	54,034
Anfli	21	Anfli	8.42					
	22	Timichi	7.96					
		Sub Total	16.38	20.00	20.00	39,245	12,847	52,092
Tidsi	118	Tidsi	4.46					
	-	Afra	7.53					
		Sub Total	11.99	15.00	4.20	14,137	8,066	22,203
Total 18			150.11	179.00	89.30	375,833	74,519	450,352

表 5.5-5 既設送電線延長の電力系統負荷 (2010)

Douar		Maximum Output (kW)	Grid Load (kW)
13-2	Imskar	3.49	3.84
24	Oulad Mansour	6.05	6.66
34	Tlat Tadrara	6.94	7.63
112	Lamhamid	2.63	2.89
115	Quriz	1.96	2.16
Total 5		21.07	23.18

表 5.5-6 通常の需要想定による設備出力 (ケース A)

地点名	最大電力(kW)			設置容量 (kW)	発電電力量(kWh)		
	家庭用	その他	計		雨 期	乾 期	計
Adardour	16.53	1.54	18.07	19	15,040	5,357	20,397
Inzaine	42.02	3.40	45.42	46	40,910	11,629	52,539
Arg	20.10	1.80	21.90	22	20,562	5,031	25,593
Alla Oumzri	4.18	0.27	4.45	5	4,066	1,593	5,659
Id Ssiar	6.79	0.52	7.31	8	6,607	2,485	9,092
Anfli	12.70	1.21	13.91	14	12,366	4,460	16,826
Tidsi	10.88	1.11	11.99	12	7,623	4,789	12,412
Total	113.20	9.85	123.05	126	107,174	35,344	142,518

表 5.5-7 最適発電規模の経済比較検討

Scheme	No. of Douar	Nos. of Households	by Ordinary Demand Forecast (Case A)					by Expanded Demand Forecast (Case B)							
			Capacity (kW)	Generated Energy (kWh)	Construction Cost 10 <sup>6</sup> US\$	Cost/kW 10 <sup>6</sup> US\$	Cost/kWh (US\$)	Capacity (kW)	Generated Energy (kWh)	Construction Cost 10 <sup>6</sup> US\$	Cost/kW 10 <sup>6</sup> US\$	Cost/kWh (US\$)			
Adardour	1	190	19	20,397	512.00	26.95	25.10	26	56,914	631.00	27.27	11.09			
Inzaine	8	483	46	52,539	967.60	21.03	18.42	62	148,900	1,137.00	18.34	7.64			
Arg	3	231	22	25,593	578.40	26.29	22.60	30	73,648	698.00	23.27	9.48			
Alla Oumzri	1	48	5	5,659	210.50	42.10	37.20	10	42,561	353.00	35.30	8.29			
Id Ssiar	1	78	8	9,092	224.00	28.00	24.64	16	54,034	371.00	23.19	6.87			
Anfli	2	146	14	16,826	426.60	30.47	25.35	20	52,092	536.00	26.80	10.29			
Tidsi	2	125	12	12,412	436.80	36.40	35.19	15	22,203	501.00	33.80	22.56			
Total	18	1,301	126	142,518	3,355.90	average	26.63	average	179	450,352	4,227.00	average	23.61	average	9.39

## 5.5.4 プレ・フィージビリティ調査計画地点の選定

### (1) 選定方針

前項 (5.2.3 項) にて 7 地点のマイクロ水力調査計画の最適規模の検討を行い、各地点の水力ポテンシャルを最も効率的に生かした供給計画を策定した。このうち、特に開発熟度が高く、早期に開発が望まれる地点について調査精度を高めるためのプレ・フィージビリティ調査を本マスタープラン調査終了後に実施する。

このプレ・フィージビリティ調査は、下記の項目について追加調査と検討を行い、更に CDER との協議を経て開発の優先度を評価し、最も開発優先度が高いと評価された地点を選定して実施する。

#### 主な評価項目

- 1) アクセス道路の現状 (距離、幅員、勾配など)
- 2) 灌漑用水と発電用水との村落間調整の有無
- 3) 電化対象村落と電化人口
- 4) 湧水利用の有無
- 5) 優先開発地点の分散化
- 6) 地方政府 (Cercle 及び Commune Rurale) の開発意欲

### (2) 開発優先度の評価

上記項目の調査検討の結果 (表 5.5-8 を参照)、各地点の開発優先度の評価を次の 3 段階に分けて行った。

- 開発優先度：A 開発熟度が最も高く、早急に開発が望まれる。  
開発優先度：B 開発熟度が高く、順次開発が望まれる。  
開発優先度：C 開発熟度がやや高く、開発は他地区の完成を待つて望まれる。

表 5.5-8 マイクロ水力計画地点評価のための調査検討結果

マイクロ水力地点	河川(流域)	電化対象村落			アクセス道路	灌漑/発電用水取水調整の要否	河川流量		計画最大出力 (kW)
		村落数	世帯数	人口			高水量	低水量	
			現況 計画	現況 計画			$Q_{max}$ ( $m^3/s$ )	$Q_{min}$ ( $m^3/s$ )	
Adardour	Anougal (Anizmiz)	1	160 190	700 847	山岳車道 (L=20km)	要	0.02	0.10	26
Inzaine	Anougal (Amizmiz)	8	407 483	2,406 2,910	山岳車道 (L=10km)	要	0.07	0.33	62
Arg	Imenane (Rhenaya)	3	195 231	1,940 2,347	山岳車道 (L=12km)	要	0.15	0.22	30
Alla Oumzri	Ougaedis (N'fis)	1	40 48	280 339	山岳車道 (L=2km)	不要	0.10 (spring water)	0.10	10
Id Ssiar	<spring> (N'fis)	1	66 78	500 605	山岳車道 (L=6km)	不要	0.10 (spring water)	0.10	16
Anfli	Ourika (Ourika)	2	123 146	748 905	山岳車道 (L=6km)	要	0.08	0.46	20
Tidsi	Afoughal (Zat)	2	105 125	916 1,097	山岳車道 (L=7km)	要	0.01	0.08	15

\*世帯数及び人口：「現況」は1997年の調査数値、「計画」は2010年の計画値を示す。

上記の検討を踏まえた全7地点の評価結果は下記のとおりである。

1) Adardour 地点 開発優先度：A

取水地点は河川上流部にあり、アクセス道路も計画地点まで通じている。高水期流量、地形、地質、その他マイクロ水力地点として開発条件は整備されている。灌漑/発電両用水の取水調整は電化村落が1村落のため軽微である。

2) Inzaine 地点 開発優先度：B

取水地点は河川中流部にあり、アクセス道路も計画地点まで通じている。高水期流量、地形、地質、その他マイクロ水力地点として開発条件は整備されているが、電化対象村落が8村落となるため、灌漑/発電両用水の取水調整が必要である。

3) Arg 地点 開発優先度：A

取水地点は河川中流部にあり、アクセス道路も計画地点まで通じている。高水期流量、地形、地質、その他マイクロ水力地点として開発条件は整備されている。灌漑/発電両用水の取水調整は、電化対象村落が3村落あるが、軽微の見込みである。

- 4) Alla Oumzri 地点 開発優先度：B  
 取水地点は溪流の上流部にあり、渇水期流量は湧水を利用する。地形、地質、その他マイクロ水力地点としての条件は整っているが、アクセス道路（全長約2km）の建設が必要である。灌漑用水は、発電放水を使用するため両用水の取水調整は必要ない。
- 5) Id Ssiar 地点 開発優先度：C  
 取水地点は溪流の上流部にあり、渇水期流量は湧水を利用する。地形、地質、その他マイクロ水力地点としての条件は整っているが、アクセス道路（全長約6km）の建設が必要である。灌漑／発電両用水の取水調整は、電化対象村落が1村落のため軽微である。
- 6) Anli 地点 開発優先度：C  
 取水地点は河川上流部にあり、渇水期流量、地形、地質、その他マイクロ水力地点としての条件は整っているが、アクセス道路（全長約6km）の建設が必要である。灌漑／発電両用水の取水調整は、電化対象村落が2村落のため軽微である。
- 7) Tidsi 地点 開発優先度：A  
 取水地点は河川最上流部にあり、アクセス道路も計画地点まで通じている（ただし、一部の区間については、雨期終了後に補修が必要）。渇水期流量、地形、地質、その他マイクロ水力地点として開発条件は整備されている。灌漑／発電両用水の取水調整は、電化対象村落が2村落あるが、軽微の見込みである。

(3) プレ・フィージビリティ調査計画地点の選定

上記の検討の結果、最も開発優先度が高い（開発優先度：A）と判断された下記の3地点をプレ・フィージビリティ調査計画地点として選定した。

計画地点	地域	河川	流域面積 (km <sup>2</sup> )	出力 (kW)
46 Adardour	Anougal	Anougal	23	26
11 Arg	Asni	Inemane	48	30
118 Tidsi	Tighdouine	Afoughal	24	15

## 5.6 維持管理計画

### 5.6.1 導入

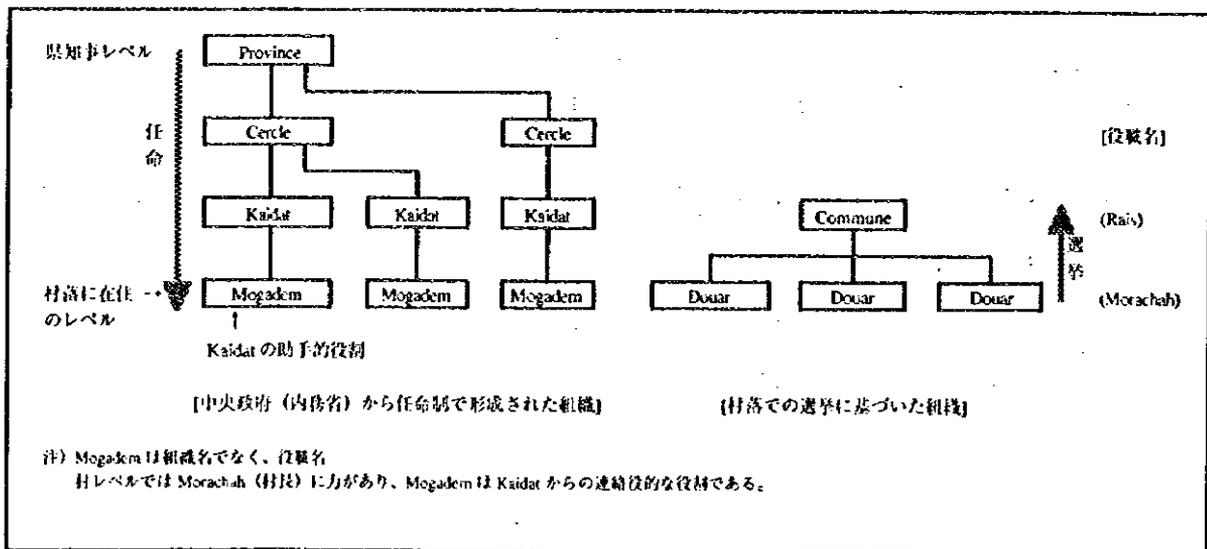
#### (I) 導入時における計画

##### 1) 電力消費組合 (Association) の形成

現在、CDER が農村電化をする際には、まず CDER が中心となって、電力消費組合を電化対象村落に設置することから始まる。電力消費組合は各加入世帯員から構成され、役員はその中から通常、代表、副代表、書記、会計、村落リーダーなど計7人が選出されている。しかし、戸別式太陽光発電の場合は、よりきめ細かい運営を行うことが不可欠であるため、組合は村落単位でなく村落を構成する集落単位で構成することが望ましい。ただし、役員数については、従来ほど必要でなく、代表、書記、会計の3人程度で十分であろう。

なお、この電力消費組合の形成、役員の選挙であるが、モロッコの地方組織を見ると農民レベルでも村落組織を選挙に基づいて形成・運営しており、その点に関しては問題ない。具体的に述べれば、モロッコの地方組織には1) 中央政府の下部組織と2) 住民の選挙によって村長を選定する村落及びその上部組織の2つが存在している(図 5.6-1 参照)。1) の地方組織は中央からの任命によって長が赴任するが、2) の地方組織は村落(douar)を基盤にして地域的に広がるものである。この2) において村人は村長の選挙を自主管理運営している。

図 5.6-1 行政組織と村落組織



ただし、村長の電力消費者組合への影響は留意すべきである。村の運営に関しては会計の役目も含め、村長のみが役職者である村も多い。また、道路修理などは内務省の地方役所 (Kaidat) より修理費が交付されるが、その交渉は村長の役目である。さらに村長が構成員として組合に加入していることは普通であり、消費組合の運営に影響を及ぼしている。村長は陰に陽にプロジェクトの進行に関係を持つので、公的にアドバイザー的な役目を与えるべきであろう。

## 2) 連絡会議 (Committee) の設置

各電力消費組合が直接単独で CDER その他の関係諸団体と打ち合わせを持つとその連絡は非常に煩雑なものになる。したがって、各村落をある単位でまとめ、各村落消費組合の代表者あるいは役員も含めた人々の連絡会議を設定する必要がある。この会議には各組合の代表者、CDER、コミューンに加え、電気事業に詳しい ONE、さらにサービスを実施する民間業者が参加し、設備改善、電化の維持管理における問題点などの連絡及び料金徴収上の透明性の確保を図る目的がある (維持・管理上の役割は後述)。図 5.6-1 で示したように地方組織のうち、村 (Douar) の上位組織としてコミューン (Commune) が存在する。したがって、連絡会議をコミューンの単位 (村落数が少ない場合は複数のコミューン) で構成し、CDER が連絡会議を主催することが最も無理がないであろう。

## (2) 設置工事の実施と形態

設置工事は民間業者に発注して実施される。民間業者の選定に際しては、将来のメンテナンス、改造修理などが実施される場合に十分対応できる業者を選定する。このためには、発注時に業者の審査を行い、この要件を満たす業者を選定する。また、各村落における設置工事の労働力には、基本的には民間業者から労務費が支払われる。ただし、アクセス道路の整備に対しては労働力の提供が期待される。

## (3) 導入機材の開発 (太陽光発電)

太陽光発電において、コントローラーとバッテリーの質は極めて重要なファクターである。モロッコにおいて農村で一般に用いられている家庭用バッテリーは自動車用の転用であるが、これを太陽光発電用に用いた場合、耐用年数を約 3 年と見積もることができる。しかし、そのバッテリーの特性から見ると必ずしも家庭内において蛍光灯あるいはテレビを利用するには適当とは言えない。今回調査団ではカサブランカのバッテリー製造会社 (Tudor ほか) において、電流特性がより適したバッテリーの製造可能性について意見を聞いた。特に太陽光発電機器については各社が開発に力を入れており、バッテリーについても同様である。現在開発中の太陽光発電用バッテリーの場合、一般に使われる 85~105 Ah の容量のバッテリーでも、一般に市販されている自動車用のバッテリーとほぼ同価格の約 1,000 DH で販売が可能であることがわかった。

問題点はそのような家庭用バッテリーの需要とその十分な供給の可能性であるが、バッテ

リーをガソリンスタンドなどで充電し、それを家庭内で利用することは無電化地域においては日常的に行われていることであり、需要は高いと思われる。供給については未発売であり、どの程度で軌道に乗るかは分からない。しかし、自動車用バッテリー製造会社が開発しているため、この点に関してもさして大きな遅れはないと考えられる。

後に詳述するが、当プロジェクトでは民間業者による基本的なメンテナンスの実施を想定しており、バッテリー交換なども住民には行わず、民間業者によって行う予定である。その際、このような家庭用バッテリーの採用を指定することで、バッテリーに起因するトラブルはかなり減らすことができるはずである。

また、バッテリーの寿命を延ばすことはその放電深度を制限することが重要であり、放電深度を 50 % 以下に保つことができれば 5 年程度の寿命は現在でも可能性がある。毎日充放電が繰り返される戸別設置方式の場合は、従来のように放電したものを充電所に運んで充電するものではないので、設備容量に十分余裕をつけることで過放電が防止できると考えられる。

## 5.6.2 維持・管理

当プロジェクトを含め、開発援助は総投資費用のうち、部分的な有利なファイナンスによるプロジェクト・ベースでの支援である。その際、近年特に頻繁に問題となるのはプロジェクト完了により相手国に引き渡された後の経営的・財務的サステナビリティである。政府財政の逼迫の中で追加的財政支援（補助金交付など）は困難であり、当該プロジェクトに対する追加的予算の支出は、他の公的サービスの予算配分の削減を伴う場合も珍しくない。しかし、当プロジェクトの対象案件は費用回収メカニズムをある程度可能にしているいわば混合財（準公共財）である。その場合の主要課題は、供給される公共サービス（メンテナンスも含む）の適正な供給価格（料金）の設定と高い料金徴収率の維持である。したがって当プロジェクトにおいては、その 2 点を確保するため、民間の導入と実施機関の経営・運営能力（Institutional Capability）を重視し、記述する。

### (1) メンテナンス体制

太陽光発電の場合、太陽光パネルからバッテリーまでが一体となったシステムとして設計されている。安定的利用のためには、住民は太陽光パネルの拭き掃除程度の管理にとどめ、より専門的な技術者にその定期的な点検をまかせる必要がある。フランスの PPER プロジェクトの場合、当初導入したコントローラーが故障し、そのためにバッテリーが充電されないことが分かった住民はコントローラーの修理を待たず、ジャンパーを用いて太陽光パネルとバッテリーを直結し、バッテリーの寿命を著しく短縮させてしまった事例がある。また、前述のように、バッテリーが消耗して一定以下の電圧になった場合、それをラジオなどにつないでバッテリーを過放電させ、寿命を縮めてしまうような利用をする場合もある。したがって、一見簡単に見えるバッテリーへの補水なども技術者に任せることでシステム一体を維持・管理し、太陽光システムの寿命を延ばすことが最終的には利用者の効用を高めることと

なる。これをいかなる形で実施できるかが太陽光発電プロジェクトが持続的であるか否かを決めるとしても良いであろう。マラケッシュ周辺の状況を考えると、本計画ではこの定期的な点検をマラケッシュにある数社の民間業者の利用によって行うことが最も良い結果を生みそうである。

モロッコの太陽光発電に関わる業者は多く、かなり高い技術を持っているところもある。マラケッシュにも業者は多く、CDER は設置等に民間業者を使っていく意図がある。さらにフランスの PPER のフェーズ II が今年中に 90 カ村を主として太陽光発電によって電化する予定であり、その設置工事は民間業者によって行われる。また、モロッコ農業銀行 (Credit Agricole) のサポートを受けて、村落において太陽光電化機器のアフターケアを含めた販売を希望する業者を、トレーニングを含めた形でフランチャイズ化する活動も民間によって進められている (NOOR WEB)。この活動は開始後 10 カ月を経過しているが、すでに 6 業者が村落で営業を開始している。なお、これらの会社は ONE と既に提携しており、今年中に 30 業者をフランチャイズとして操業を開始させる予定となっている。これらからも、マラケッシュの民間業者に定期点検をまかせることは十分可能であると思われる。

点検内容は発電方式によって異なるが、日常点検、週間点検、月間点検、6 カ月点検、年間点検などがある。マイクロ水力発電及びディーゼル発電の場合は、村落に運転要員がいることは必要であり、CDER と民間業者は運転と簡単なメンテナンスを行うことができる運転要員を村落内に育成する必要がある。しかし、マイクロ水力発電、ディーゼル発電、太陽光発電のどの場合でも、簡単なメンテナンスを越えた技術レベルを要求される修理はメンテナンス契約を結んだ業者が巡回することによって行われる。3 年程度のアフターケア期間を設け、その期間は頻繁に技術者が巡回するように契約を行う。その間に運転要員の養成と同様、村落の住民がある程度のレベルのメンテナンス技術を習得できるように CDER は指導する必要がある。ただし、より困難な修理を必要とする問題点は機材が老朽化するに連れ発生する可能性は高くなる。したがって、それ以降も頻度は減るにしても専門的な技術者が定期的に巡回することがメンテナンス上は望ましい。

その対応策の一つとして考えられるのは、近年マラケッシュに民間業者がメンテナンスのために進出する動きがあるので、この機運を支援し、各コミュニティに 1 カ所程度、技術者を常駐させるよう指導することである。上述したフランチャイズ化を展開し始めた太陽光発電機器設置業者の例を見ると、審査を通った機器設置販売希望者は、基本的な設置技術に関するトレーニングを受けた後、村落あるいはその周辺に在住し、機器の販売設置を行い、かつそのアフターサービスとしてメンテナンスを実施する。さらにフランチャイズ本社は定期的に、より高度な技術者を各業者間に巡回させ、トラブルの解決にあたりとともにフランチャイズ業者に技術移転を行っている。今後このような形態の太陽光発電機器普及サービスはモロッコにおいて拡大していく可能性は高く、我が国の協力においてもこのような民間業者を設置・メンテナンスのレベルで積極的に活用していくようにすべきである。

また、そのような業者がまだ設置されていない地域にも一カ月に 1 度は巡回サービスが行われるように民間業者とメンテナンス契約を結ぶ必要がある。ただし、このような地域の場合、上記のようなフランチャイズ形式の業者が出店していない可能性もある。機材設置

時に定期的なアフターケアを含めて契約するとともに、対象地区をゾーン化し、遠隔地を比較的メンテナンスで回りやすい地区と組み合わせることで、アフターケアをより確実化することは可能である。料金の徴収方法については後述する。

想定できるもう一つの方法は、Kaidat などの地方役所に担当の職員を置き、巡回させることである。しかしこの方法を採用した場合、トランスポートの不足、予算の不足などの問題に直面する。現在のモロッコ政府の方針に沿えば、民間の力を利用できる場合、それを可能な限り利用していく方法を採用すべきであり、本計画では採用しない。

## (2) 費用の支払と機材の所有

### 1) 費用支払の事例

初期費用の支払はそれぞれのシステムで様々であるが、実際に運営されているもの3例と PERG によって設定された支払方法の計4例を以下に示す。

- (a) 1世帯、2,000 DH。この 2,000 DH だけで、後の支払は電気料金以外、今のところはない。本来は一括払いが基本であるが、支払えない世帯も多かったので、分割払いも認めることとなった。現状では80%の世帯から集金が終わっている。(GTZ、マイクロ水力発電)
- (b) 戸別式の場合、Association への加入費は 320 DH の1度限り。その後、85 DH を毎月支払、それを6年間続ける。6年間の総支払額は 6,440 DH となる。ただし、毎月の支払には維持管理費と PV キット返済料(パネルからバッテリーまでを含む)を含む。(PPER、戸別式太陽光発電)
- (c) 太陽光発電の集中式の場合、初期費用無し。(PPER、戸別式太陽光発電)
- (d) 1世帯、初めに 1,440 DH 支払う。これは PV キット購入費の一部にあたる。その後、60 DH を 84 カ月(7年)支払う。7年間の総支払額は 6,480 DH となる。ただし、毎月の支払には維持管理費と PV キット返済料(パネルからバッテリー直前まで、バッテリーは含まない)を含む。(PERG、戸別式太陽光発電)

### 2) 費用と機材の所有

フランスの PPER の戸別式太陽光発電と GTZ のマイクロ水力プロジェクトの双方とも、初期費用を電力消費組合への加入費として課している。フランスの PPER の場合、所有権はフランス政府、CDER、内務省下の地方政府の三者によって形成される「プロジェクト」に有り、6年間の支払の後、所有権は電力消費組合に移転される。ちなみにこれは有償援助によるものである。また、GTZ のマイクロ水力プロジェクトは無償援助であり、この場合も、7年間の支払の後、所有権は電力消費組合に移転される。

わが国による援助の場合も、支払費用の構造と機材の所有について基本線はフランス、ドイツの方式を踏襲して良いと考えられる。ただし、機材をどこが所有するかという点は少々考察が必要である。以下、維持管理が難しい太陽光発電に重点をあて、詳述する。財務分析によれば、太陽光発電の場合、毎月 US7.0 ドル程度を各戸から徴収すれば最低維持できるという結果が出ている。また前述されているように、一戸当たり月 US7.0 ド

ルは支払可能額内である。ここでは US7.0ドルを各戸の毎月の支払と考えて、以下のよ  
うな料金構成を示すこととした。

表 5.6-1 戸別式太陽光発電における料金構成 (一戸当たり)

項目	料金/月 (US\$)	徴収機関	受領機関
電気料金 (定額)	1.0	→	→ CDER
バッテリー費	3.0	→ 組合	→ 組合が貯蓄 (必要時に民間業者へ支払い)
メンテナンス費	2.0	→	→ 民間業者
組合費	1.0	→	→ 組合が貯蓄
支払額計	7.0		

電気使用量を定額で 1.0 ドル、バッテリーを取り替えるための積み立て (以下バッテリー費) を 3.0 ドル、業者に支払うメンテナンス料を 2.0 ドル、毎月の組合費を 1.0 ドルという内訳である。この合計 7.0 ドルを毎月消費者組合が各戸から徴収し、そこから電気使用料を CDER に支払、メンテナンス料を業者に支払う。バッテリー費と組合費は利子の付く銀行口座に貯蓄される。

この毎月の支払に加え、一定額の電力消費組合加入費を加入時に支払う。これは他のプロジェクトの太陽光発電の組合加入料を見ると一戸当たり 500 DH から 1,000 DH 程度が妥当であろう。この費用は毎月の組合費と合わせて貯蓄され、組合の原資とする。毎月の組合費の利用については後に詳述する。

また機材の所有であるが、初期投資の回収率を 0% として料金を徴収するので、機材は当初は CDER の所有とする。維持管理体制が確立する以前に所有権を電気消費組合に委譲してしまうと、利用者による無理な使用等維持管理上の問題が起こった場合、あるいは送電線が延長された場合の機材を取り外す権利を CDER が持つという根拠が薄くなる。したがって、当プロジェクトの想定している 20 年間は所有権を CDER に残すこととする。

### (3) GTZ プロジェクトとの関係

Asuni 地区においてはドイツのマイクロ水力発電プロジェクトが実施中であるが、そのプロジェクトサイトは当プロジェクトで太陽光発電を提案している村のすぐ下流の村 2 ヶ村である。また、当該地区のさらに下流には当プロジェクトがマイクロ水力発電を提案している村もある。当プロジェクトと大きな相違を生ずると住民間に不公平感をもたれる可能性がある。

ただし、太陽光はテンポラリーあるいはマイクロ水力発電よりも使える時間が短いなどの不利な点も多く、その点をはっきり提示し、すでにドイツがマイクロ水力発電を実施している村の住民にも当プロジェクトの料金形態との相違の理由を説明することは必要である。

#### (4) 経常費用の徴収法とその管理

##### 1) 維持管理費

メンテナンスを請け負う民間業者への維持管理費は、住民からの電力料金で賄うことになるが、当初3年間程度は料金徴収額の蓄積が少ないため、これにより全額賄うのは困難と思われる。これを補完するため、本事業の実施期間中に CDER、消費組合、民間業者及び村落民にメンテナンス技術を含めた維持管理方法を習得させ、各組合及び村落民と民間業者との共同によるメンテナンスを行うことで、民間委託費の節減を図る。これらの技術研修は、有利なファイナンスにより行うのが望ましい。

このような技術研修は民間業者に対するインセンティブにも繋がる。その後住民と消費組合は機材の使用法と料金徴収及びその管理のノウハウを学び、約3年後からは電力消費組合が維持管理費を民間業者に支払始める。特に隔絶された遠隔地である場合、民間業者が訪問してメンテナンスを行うと維持管理費を高く請求される可能性が高いので、この3年間のうちに地元あるいはさほど遠隔地でない場所に民間業者が前述したスキームで店舗を構えるよう対策を講じていく必要がある。

##### 2) 機器使用料・組合費

各ユーザーからの徴収を各村の電力消費組合が行うことは他のドナーの方式と同様であり、可能であると思われる。CDER が各村落を回り、電力消費組合から徴収し、当座はそれを CDER が積み立て、3年後からは民間業者への支払も行うという案は一見妥当であるが、現在の体制の CDER には集金し、その代金を管理する人員が不足している。そこで考えられるのは、1) 連絡会議時に電力消費組合の代表より CDER が電力使用量(毎月の定額)のみを徴収する、2) 初めの3年間は本来であれば業者に支払われるべき維持管理費を消費組合が自ら貯蓄し、組合の原資とする。3年目以降は組合から民間業者に直接維持管理費は支払われる、3) 組合費とバッテリー費は各電力消費組合が自ら貯蓄し、管理する。

##### 3) 料金徴収の透明化

本計画では各村における料金徴収をそれぞれの電力消費組合が行い、それを民間業者、あるいは CDER に支払う方式をとっている。ただし、戸別式太陽光発電の場合、一戸当たりの絶対的な支払額としては比較的高くなる。したがって、各戸からの支払が滞った場合のことを想定し、支払がいかになされたかを第三者が追跡できるような透明性を確保しておくことは必要である。そのための方策としては1) 電力消費組合に領収書の発行とその記録を義務づけ、2) 連絡会において CDER に提出させ、3) それを CDER が管理する方法を採ることが考えられる。また、その結果として支払が滞る場合、1) 提出された記録に基づき、支払が滞っている世帯から太陽光発電機器を取り外すなどの一定の催告期間を経た後実施する。2) また、記録が不完全で支払が滞っている世帯が特定できないような場合は、維持管理の不手際のペナルティーとして一定の催告期間を経た後、電力消費組合の責任者を交代させる。

##### 4) 預金口座の管理

電力消費組合の会計は銀行に利子の付く口座を開設し、預金するようにする。電力消費

組合が電力使用料と維持管理費（及びバッテリー費）とを一括して徴収するので、口座を2つ作り、それぞれを別々に分けて管理するように指導する。なお、これは PPER で行われている方法である。PPER の場合、電力使用量は徴収していないが、ローンのために、その返済費と維持管理費をわけて口座を作らせている。

#### 5) 電力消費組合への加入費の扱い

当計画では、電力消費組合加入当初に支払われる加入費は組合の維持管理費の原資とされ、事業開始後しばらくは手を付ける予定のないものである。基本的にはこの口座には各戸からの毎月の組合費も預金されることになる。またこの口座は維持管理費の原資とされるとともに、設備拡張口座としても利用可能である。その場合、各電力消費組合に新規の設備設置希望者が出た場合の増設費に当てることとする。増設が行われる場合、支払は旧来からの利用者と同様に組合加入費、設備利用費、組合費の3種の支払を一括して毎月行うことになる。基本的には、初期3年分の、民間業者に先払いしたアフターサービス費をこの口座から支出すると考えて良いが、それが可能かどうかはその組合の財務・運営状況にもよる。

#### (5) CDER の経営・運営能力の強化

当計画は比較的短期間に大量の設備を各村に設置し、かつ維持管理体制を民間業者を含めた形で作り上げなければならない。設置がパイロット計画的なものであれば、CDER に実施を完全に委嘱することも可能であるかもしれないが、現状では CDER には上記の計画を短期間に実施する人員は不足している。実施主体として、電化そのものに関する技術力はあるがマネジメント力は増強の必要があると考えられる。これに関してはモロッコ政府が今後この点を強化していく必要があるが、わが国としても、当計画を実施するに際して、CDER の経営・運営能力の強化を支援することは必要である。当計画実施時において直接技術移転を行う場合に必要なのは、わが国からマネジメントに関する専門家を派遣することであると考えられる。当専門家は CDER に所属し、当プロジェクトを統括するとともに他のプロジェクトについてもアドバイザー的な役割に就き、効率性に立脚したマネジメント方法を指導するものとする。

また、特に太陽光発電機器の利用者はその利用に関して当初はある意味で試行錯誤を繰り返す。システムそのものは利用者には手を加えることができないようになっている。しかし、当初、利用者は TV を見ながら、他の蛍光灯をすべて点灯し、バッテリーの電圧を短期間で低下させてしまうといったことを繰り返す。そして TV を見るときは他の蛍光灯を消す必要がある、といったことを学んでいく。しかし、世帯によってはそれを繰り返し続け、バッテリー等を非常に短期間に消耗させてしまう場合もある。電気消費組合の原資・バッテリー費はある程度余裕を見て徴収してはあるものの、一度に大量のバッテリーを交換するという状況に対応することは財政的に困難であり、このような状況が起こった場合、当該地においては電化が中断してしまう可能性がある。したがって、各戸を訪問するか、あるいは村単位で村人を集め、適切な利用法を十分に指導することは非常に重要である。村人にそのようなトレーニングを行う際に、使いやすいマニュアルを用いること、ビデオ等を用いて定着度を高め

ること等は想定できる。また、そのような指導を役割の一つとした青年海外協力隊員を派遣することは可能であろう。

この場合、青年海外協力隊員は、太陽光発電利用法に関する教育を行うことを手がかりとして、マイクロ水力発電も含めた村落開発に従事する方向が考えられる。具体的には、Asni 地区の山岳観光地帯に太陽光及びマイクロ水力の計画があるので、当地区において観光あるいは農産物の簡単な加工を中心に村落開発を進めることが可能である。

#### (6) 維持管理についての PERG の規程

PERG には維持管理について、既設送電線へ連結する場合及び分散電化の場合における太陽光発電、ディーゼル発電などについての規程がある。これらの規程には、ONE、コミュニティ、受益者世帯及び消費組合が負担すべき事項が述べられている。詳細については、4.2.2 項に示すとおりである。

## 5.7 実施工程

### (1) 全体工程

本計画の実施機関は、CDER が主体となると考えられる。事業の実施スケジュールは、①モロッコ国内部手続き、②資金調達、③本格調査及び実施手続き、④詳細設計・入札図書を作成及び建設業者の選定、⑤建設工事に分けることができる。

既述のとおり、本計画による電化事業は下記に示す内容となる。

電化方式	電化村落	電化家屋
太陽光発電	71	3,213
ディーゼル発電	12	2,136
マイクロ水力発電	18	1,301
既設送電線延長	5	288
計	106	6,939

このうち、送電線延長による電化は、ONE が実施することとなるので、本計画の実施スケジュールには含めない。

本計画の実施時期についてはその管理体制の整備充実を図ることと次に述べる条件の整備に多少時間が掛かると考えられるので、実施時期を2期事業に分けて行うほうが望ましいと考える。

#### 1) 太陽光発電設備

太陽光発電による電化計画の実施に当たっては、機材の設置数量が多く、これらの調達、品質管理及び施行管理が重要となるため全体を2期事業に分けて実施するのが望ましい。特に設計に重要な日照強度のデータのうち、山間部におけるデータは正確さが欠けている。一般には、山間部の日照強度は平野部より低いことが予想されるので、マスタープランでは山間部の日照強度を平野部に対し1.5倍を見込んで設備容量を設計している。この山間部の設備容量の正確性を高めるため平野部と山間部に分けて電化事業を行い、先行する平野部の事業実施中に山間部の日照強度を観測して、設備容量設計のより正確性を高める。このため平野部54村落を第1期事業とし、山間部17村落を第2期事業として実施する。

#### 2) ディーゼル発電設備

ディーゼル発電による電化村落はその世帯数が多いことから、ONE が推進している送電線延長による地方電化計画と協調をとる必要がある。本計画の電化手法選定基準では送電線延長3km以下を送電線延長による電化の範囲としたが、本計画のディーゼル発電の場合は村落内世帯数が100戸から最大230戸と多いことから既設送電線より至近距離(3~6km)

にある村落は、ONEによる電化計画が行なわれる可能性が高いと考え、送電線延長6km以上に位置する6村落を第1期事業として計画し、残り6村落は第1期事業の実施中にONEと再度調整を行い、第2期事業とし電化するよう計画した。

### 3) マイクロ水力発電設備

マイクロ水力発電はそのポテンシャルから電化村落を決定するが、本計画地点のうちにはアクセス道路が十分整備されていない村落がある。マイクロ水力発電設備の建設では、水車発電機が比較的重量物となり、これらを分割輸送するためのアクセス道路の整備が重要となる。この整備を行うと建設費が割高となるのでアクセス道路の整備されている地点を優先させる。このため現在機材輸送のアクセス道路が整備されている3計画地点を第1期事業とし、これ以外の4計画地点については、第1期事業の実施期間中にアクセス道路を整備して実施する。

上記の条件を考慮して全体工程を検討した結果、表.5.7-1に示すとおり第1期事業は2001年3月(2000年度)、第2期事業は2003年3月(2002年度)に完成させることができる。

## (2) 工事工程の検討

### 1) 太陽光発電設備

PVモジュールの調達、据付けについて特に取付け架台の製作、現地組立が全体工程のクリティカルパスとなる。PVモジュールの必要数量は次のとおりである。

	第1期事業	第2期事業
対象村落	54	17
対象戸数 (家屋)	2,318	895
PVモジュール		
75Wp (セット)	2,310	245
55Wp (セット)	509	2,068

上記から第1期事業では、PVモジュール2,819セットを16ヵ月で調達、据付けることになる。調達は10~12ヵ月で可能であるが、据付けに日数を必要とするため、12組の組立チームで10ヵ月で据付ける工程とした(月間組立数は約24セット/組立チーム)。実際には調達開始後、PVモジュールの現地搬入が行われ次第据付けを開始するので、据付け期間としては10~12ヵ月を見込めることから期間内完成には問題ない。第2期事業についてはPVモジュール数、2,068セットであり第1期事業と同じ16ヵ月で工程内完成が見込める。

### 2) ディーゼル発電設備

ディーゼルエンジン及び発電機の調達、据付けが工程のクリティカルパスとなる。設備所要数は次のとおりである。

	第1期事業	第2期事業
対象村落	6	6
対象戸数 (家屋)	1,318	818
ディーゼル発電設備		
21.6kW (セット)	2	-
14.0kW (セット)	4	-
11.2kW (セット)	-	2
9.6kW (セット)	-	2
8.0kW (セット)	-	2

上記から第1期事業、第2期事業共にディーゼル発電設備6セットを調達、据付けることになる。工期16カ月のうち調達に8カ月、据付けに8カ月を見込めば、工期内完成は可能である。特に組立、据付けには1セット当たり2カ月を必要とするので、2組の組立チームで行うこととして6カ月で完成させることができる。

配電線工事は発電設備の組立、据付けと平行作業ができるので16カ月をかければ十分に完成が見込まれる。

### 3) マイクロ水力発電設備

全体工程のうち土木構造物の建設工程がクリティカルパスとなる。特に導水路の建設が工程を左右する。本計画のように導水路延長が長くなると、作業区間を数区間に分割して平行作業により建設することになる。

一方、取水堰、水圧鉄管、発電所各構造物は、導水路とは作業場所が異なるため平行作業により建設する。次に各マイクロ水力発電計画地点の水路緒元を示す。

	第1期事業	第2期事業
Adardour 計画		
導水路長 (m)	685	-
最大使用水量 (m <sup>3</sup> /S)	0.11	-
Arg 計画		
導水路長 (m)	1,175	-
最大使用水量 (m <sup>3</sup> /S)	0.18	-
Tidsi 計画		
導水路長 (m)	750	-
最大使用水量 (m <sup>3</sup> /S)	0.15	-
Inzaine 計画		
導水路長 (m)	-	1,200
最大使用水量 (m <sup>3</sup> /S)	-	0.25
Anfli 計画		
導水路長 (m)	-	800
最大使用水量 (m <sup>3</sup> /S)	-	0.25

Alla Oumzri 計画		
導水路長 (m)	-	600
最大使用水量 (m <sup>3</sup> /S)	-	0.10
Id Ssior 計画		
導水路長 (m)	-	600
最大使用水量 (m <sup>3</sup> /S)	-	0.10

上記に示すとおり、Arg 及び Inzaine 両計画地点の導水路延長が他の地点に比べ最大となる。これらの導水路は既設灌漑用水路を改修、補強して使用することとするが、水路勾配及び断面が異なるため一部の区間は新設水路となる。

導水路の建設は、労務者 8~10 人を 1 班とする掘削班、水路構築班を編成し、各班の平行作業により施工する。各班の作業能率は 3m/日を見込めるので全体工程として、1,200m / 3m/日/25 日/月=16 月となる。しかし第 1 期事業の建設期間は 16 カ月程度しか見込めないため、1 班編成による施工は困難が予想される。したがって、2 班編成として導水路全長を 2 工区に分割し、平行作業を行えば、十分工期内に完成できる。

発電機据付け、配電線工事は土木工事と別途に平行作業ができるので必要な作業班を編成し施工すれば工期内に完成できる。

導水路延長の短い他の計画地点は上記同様の 16 カ月工期を使用すれば十分工期内に完成できる。

### (3) 資材調達

資材の調達は、調査の結果次のように考える。

主な資機材	国内調達	国外調達
1) 太陽光発電設備		
PV モジュール	-	○
コントローラー	-	○
バッテリー	○	-
2) ディーゼル発電設備		
ディーゼル発電機	-	○
配電設備	○	-
3) マイクロ水力発電設備		
土木設備 (セメント、鉄筋含む)	○	-
水車・発電機	-	○
送・配電設備	○	-



第1卷 第6章  
概算事業費

## 第6章 概算事業費

### 6.1 概算基準

事業費の概算に当たっての前提条件は次のとおりである。

(1) 概算事業費は1997年5月末時点の価格を基準とした。

(2) 換算レートは次のとおり。

US\$ 1.0 = DH9.31 (Dirhams)

US\$ 1.0 = ¥115.0

(3) 本事業は、すべて請負契約により実施する。したがって、必要な施工機械、設備は請負業者自身が準備し、その損料は請負金額の中に含める。

(4) 本事業は、エネルギー鉱山省傘下の再生エネルギー開発センター (CDER) が実施機関となると見られるので、国家プロジェクトとして輸入機材に対する諸税の支払いは免除されるものとする。

(5) 輸入機材以外の国内調達機材及びローカルコントラクターへの再委託工事に対する諸税は支払い義務があるものとする。

- 機材価格 : 付加価値税込の価格

- 再委託工事 : 工事価格の20%を見込む

(6) 機材費、土木建築工事費は市場価格調査を基に本事業の実施計画、各工種別数量及び単価を考慮し、モロッコ国内での類似プロジェクトの実績データとも照合、比較して算定した。

(7) 国内調達機材の据付工事費は機器の据付及びモロッコ国内の陸上輸送費を含む。

(8) 輸入機材費は市場価格 (FOB 価格) を基に算定し、輸送梱包費 (海上、陸上輸送費及び陸揚げ、保税倉庫使用料など一切を含む) はFOB 価格の20%を見込んだ。このうち陸上輸送費は輸送梱包費の5%とした。

(9) 技術管理費は機材費、輸送・据付費及び土木建築工事費の10%とする。

(10) 予備費は、機材費、輸送・据付費、土木建築工事費及び技術管理費の10%とする。

(11) 建設中の利息及び物価上昇分費用は考慮しない。

(12) 事業費の外貨 (FC) 及び現地貨 (LC) については次の区分により算定した。

- 外貨 (FC) : 輸入機材費、海上輸送費、技術管理費及び予備費

- 現地貨 (LC) : 土木建築工事費、送配電設備費、据付費、諸税、技術管理費及び予備費

## 6.2 概算事業費

概算基準により算定した土木建築工事費、機材費、輸送梱包費、据付工事費、税金、技術管理費及び予備費を含む概算事業費は表6.2-1に示すとおりである。また、その詳細内訳書は次に示すとおりである。

- 表6.2-2 太陽光発電事業費内訳書
- 表6.2-3 ディーゼル発電事業費内訳書
- 表6.2-4 マイクロ水力発電事業費内訳書
- 表6.2-5 送電線延長事業費内訳書

表6.2-1 概算事業費総括表

	(10' US\$)														
	太陽光発電			ディーゼル発電			マイクロ水力発電			送電線延長			事業費		
	第一期	第二期	計	第一期	第二期	計	第一期	第二期	計	第一期	第二期	計	第一期	第二期	合計
1. 建設費															
1-1 土木建築工事費				15	15	30	1,036	1,417	2,453				1,051	1,432	2,483
1-2 機材費															
(1) 発電設備	1,874	1,114	2,988	49	49	98	295	296	591				2,218	1,459	3,677
(2) 送電設備							119	151	270	110		110	229	151	380
(3) 配電設備				394	398	792	229	356	585	209		209	832	754	1,586
(4) 輸送梱包費	272	176	448	10	10	20	59	60	119				341	246	587
(5) 据付工事費	731	333	1,064	4	4	8	92	117	209				827	454	1,281
計	2,877	1,623	4,500	457	461	918	794	980	1,774	319		319	4,447	3,064	7,511
合計	2,877	1,623	4,500	472	476	948	1,830	2,397	4,227	319		319	5,498	4,496	9,994
2. 税金 (VAT)	252	114	366	83	83	166	272	377	649	64		64	671	574	1,245
((1-1土木費)+(1発電設備)+(2送電設備)+(3配電設備)+(5据付工事費)+(輸送梱包費x0.05))x20%															
3. 技術管理費	283	162	450	47	48	95	184	240	424	32		32	551	450	1,001
(1建設費) x10%															
4. 予備費	316	179	495	52	52	104	202	264	466	35		35	605	495	1,100
((1建設費) + (3技術管理費)) x10%															
5. 概算事業費	3,733	2,078	5,811	654	659	1,313	2,438	3,278	5,766	450		450	7,325	6,015	13,340