

CHAPITRE 5 PLAN D'ELECTRIFICATION

5.1 Stratégie de base

Le plan d'électrification sous cette étude vise à formuler l'approche optimale pour l'électrification des villages concernés, basée sur la reconnaissance sur le terrain et l'enquête par questionnaire, pour déterminer les conditions socio-économiques et naturelles (topographie, hydrométéorologie, etc.) dans les 120 villages cibles de la Région d'Haouz, comme indiqué dans la requête originale pour l'étude. La stratégie de base pour l'électrification à cet égard est comme suit:

- (1) Etablir des installations de projet viables du point de vue du fonctionnement et de la maintenance en encourageant la participation active de la population bénéficiaire.
- (2) Sélectionner des installations électriques imposant une charge financière minimale sur la population bénéficiaire.
- (3) Adopter le plus possible des sources d'énergie renouvelables.
- (4) Etablir la compatibilité avec le PERG et les autres plans d'électrification rurale au Maroc.
- (5) La demande en électricité dans les villages concernés a été supposée en fonction des critères (pour l'utilisation domestique de l'électricité) appliqués dans le cas d'une production d'électricité PV sous le PERG, à savoir la puissance maximale par foyer est de 65 W, et la consommation quotidienne maximale par foyer de 240 Wh/jour.
- (6) Les villages à couvrir sous les projets de l'ONE pour l'extension du réseau existant ont été éliminés de la planification sous l'étude. Même s'il n'y a pas redondance avec l'électrification réalisée sous le programme de l'ONE, les villages qui peuvent être électrifiés par extension du réseau à un coût inférieur à 10.000 DH par foyer sont désignés pour cette catégorie d'électrification dans cette Etude.
- (7) Pour la micro-hydroélectricité, les villages cibles de l'électrification sont déterminés sur la base de la comparaison économique entre la micro-hydroélectricité seulement, et une combinaison de sources d'alimentation incluant la micro-hydroélectricité et l'énergie PV.
- (8) Pour l'énergie PV, le système optimum doit être sélectionné sur la base de la comparaison de trois méthodes candidates: système de charge de batteries, système de distribution central et système solaire domestique.
- (9) L'électricité diesel est souvent adoptée pour l'électrification rurale à cause du coût peu élevé des installations. Mais, cela doit être établi sur une alimentation en carburant facile et constante, ainsi que sur la disponibilité de ressources techniques et économiques suffisantes pour opérer et maintenir la centrale diesel. Il en résulte que l'électricité diesel sera adoptée dans cette étude seulement dans les cas où (i) le village est d'une taille supérieure à celle prédéterminée, (ii) le village est très éloigné du réseau existant, (iii) l'alimentation en carburant peut se faire facilement, et (iv) la capacité de fonctionnement/maintenance suffisante.

5.2 Sélection préliminaire des villages du projet de micro-hydroélectricité

(1) Stratégie pour la formulation du plan de micro-hydroélectricité

L'hydroélectricité est un mode adapté à l'électrification décentralisée, compte tenu du fait que le coût d'exploitation est faible, et que la production aux heures creuses est possible. L'adoption de l'hydroélectricité a ainsi la haute priorité pour cette étude.

La micro-hydroélectricité est largement influencée par un certain nombre de facteurs naturels, dont le débit disponible, la chute, etc. A la sélection de l'alimentation électrique pour chaque village sous cette étude, il sera d'abord nécessaire de déterminer de manière préliminaire ces sites de projet et les villages possédant le potentiel nécessaire pour le développement de la micro-hydroélectricité. Parmi les 120 villages de la requête de l'étude, le CDER a compilé conjointement avec les autorités de la Région d'Haouz une liste de 28 villages cibles de projets de micro-hydroélectricité.

Sous cette étude, les sites de projet et les villages pour l'établissement de la micro-hydroélectricité ont été sélectionnés selon la stratégie suivante:

- 1) Effectuer une reconnaissance sur le terrain pour les 28 villages de la liste pour sélectionner les sites à potentiel de développement.
- 2) Examiner la faisabilité de la transmission de l'électricité depuis les sites de micro-hydroélectricité viables jusqu'aux villages voisins, et sur cette base, effectuer une sélection préliminaire des villages candidats pour l'électrification par micro-hydroélectricité.
- 3) Etudier comparativement le coût de l'électricité pour la micro-hydroélectricité et des autres options d'électrification pour les villages préliminairement sélectionnés.
- 4) Comparer le coût variable uniquement pour la micro-hydroélectricité avec celui des autres méthodes d'électrification.
- 5) Pour prévoir adéquatement la demande à une échelle de développement donnée, formuler un plan d'alimentation et effectuer une évaluation économique et financière dudit plan.

Compte tenu du fait que l'exécution des projets de micro-hydroélectricité exige une étude plus détaillée que les autres modes d'électrification décentralisée, une étude de pré-faisabilité a été effectuée pour les sites des projets de micro-hydroélectricité jugés très viables.

(2) Sélection des sites de micro-hydroélectricité

- 1) Stratégie pour la sélection des sites de micro-hydroélectricité
 - ① Confirmation des villages pour lesquels l'électrification par micro-hydroélectricité a été requise (28 au total)

- ② Etude de la concurrence possible pour le débit avec les projets d'irrigation dans la zone, et l'impact sur ces derniers
- ③ Les projets devront être de type écoulement de rivière avec un usage actif des sources quand cela est possible.
- ④ Dans les cas où le potentiel hydroélectrique du site est faible, l'alimentation sera assurée pour un seul village voisin. Par contre, si le potentiel est important, des sites seront sélectionnés pour fournir de l'électricité à plusieurs villages.

2) Sélection des sites de micro-hydroélectricité

Parmi les 120 villages à électrifier de la requête du CDER, 28 villages ont été sélectionnés par les autorités de la Région d'Haouz pour l'électrification par micro-hydroélectricité (voir le Tableau 5-3).

Les 28 sites candidats pour les projets de micro-hydroélectricité pour fournir de l'électricité aux dits villages sont principalement situés dans des zones de collines à plus de 1.000 m d'altitude. Les rivières prennent leur source dans le Haut Atlas et comprennent des affluents de la Tensift, à savoir les rivières Nfis, Rheraya, Ourika et Zat, et des torrents de montagne dérivant de ces affluents, à bassins d'alimentation de 10 à 100 km².

Le débit des rivières varie considérablement entre la saison des pluies (octobre-mars) et la saison sèche (avril-septembre). En particulier en juillet-août pendant la saison sèche, le débit diminue de plusieurs litres par seconde pour certaines rivières. De plus, beaucoup de ces rivières servent également de source d'eau précieuse, en particulier pendant la saison sèche, pour l'irrigation et l'eau à usage domestique. Par ailleurs, les torrents ont des crues rapides pendant la saison des pluies causant des dégâts dans les villages voisins. Le débit a été analysé sur la base des enregistrements existants des stations de mesure en aval, et estimé sur la base du calcul de débit spécifique et des données de précipitations pour améliorer la précision du développement de la micro-hydroélectricité.

Pour déterminer le débit sur chaque site candidat, un débit de basses eaux (Q275) et un débit de sécheresse (Q355) ont été calculés pour chaque rivière à partir des données existantes, et du débit optimum estimé en tenant compte de l'utilisation de l'eau pour l'irrigation et les besoins quotidiens.

Sous cette étude, un examen sur carte topographique au 1/50.000e a été fait pour les routes d'accès à chaque site, l'état des rivières, l'emplacement et l'altitude des villages cibles de l'électrification, etc. Sur cette base, une reconnaissance sur site a été effectuée pour les sites jugés permettre un bon accès (route praticable pour les véhicules ou sentier), et une étude in-situ a été faite sur les réservoirs de prise et les sites de structure de prise, le trajet du canal d'amenée, l'état de la rivière au site de la centrale électrique, la taille du village, la végétation sur et autour du site du projet, etc.

Cela a permis de sélectionner 7 sites de micro-hydroélectricité prometteurs. Le Tableau 5-1 montre les sites ainsi identifiés.

Tableau 5-1 Caractéristiques du projet pour les sites candidats pour la micro-hydroélectricité

N° de site	Rivière (bassin)	Bassin d'alimentation (km ²)	Altitude de prise (alt. m)	Cercle	C.R.	Village le plus proche
46 Adardour	Anougal (Amizmiz)	23	1.769	Amizmiz	Anougal	46 Adardour
- Route d'accès : L = 20 km, route de montage venant d'Amizmiz (praticable) - Débit de rivière: débit de sécheresse (Q355) = 20 à 50 l/s - Irrigation: déviation du débit de la rivière						
38 Inzaine	Anougal (Amizmiz)	79	1.300	Amizmiz	Anougal	38-Inzaine
- Route d'accès : L = 10 km, route de montage venant d'Amizmiz (praticable) - Débit de rivière: débit de sécheresse (Q355) = 70 à 100 l/s - Irrigation: déviation du débit de la rivière						
11 Arg	Imenane (Rhenaya)	48	1.574	Asni	Asni	11-Arg
- Route d'accès : L = 12 km, route de montage venant d'Asni (praticable) - Débit de rivière: débit de sécheresse (Q355) = 20 à 50 l/s - Irrigation: déviation du débit de la rivière						
6 Alla Oumzri	Ougardis (N'fis)	8 (spring)	1.500	Asni	Talat N' Yacoub	6-Alla Oumzri
- Route d'accès: L = 2 km, sentier venant de T-N-yacob - Débit de rivière: source Q=50 l/s - Irrigation: déviation du débit de la rivière et source						
7 Id Ssiar	Spring (N'fis)	7 (spring)	1.700	Asni	Ijoukak	7- Id Ssiar
- Route d'accès: L : L=6km footpath from Ijoukak - Débit de rivière: : spring Q=50 lit./s - Irrigation: dévia : discharge diversion from river						
21 Anfli	Ourika (Ourika)	134	1.750	Ourika	Tahanaout	21-Anfli
- Route d'accès : L =6 km, route de montage venant d'Seti-Fama (praticable) - Débit de rivière: débit de sécheresse (Q355) = 100 l/s - Irrigation: déviation du débit de la rivière						
118 Tidsi	Afoughal (Zat)	24	1.725	Ait Ouril	Tighdouine	118-Tidsi
- Route d'accès : L =7 km, route de montage venant d'Amizmiz (praticable) - Débit de rivière: débit de sécheresse (Q355) = 10 à 20 l/s - Irrigation: déviation du débit de la rivière						

(3) Sélection préliminaire des villages pour l'électrification par micro-hydroélectricité

1) Etude de la composition de la source d'alimentation

Les projets de micro-hydroélectricité comprendront des mini-réseaux alimentant un ensemble de villages. Si un potentiel de développement important est disponible sur un site particulier, il sera possible d'alimenter plusieurs villages dans un même projet. Ainsi, dans le cas où plusieurs villages doivent être alimentés sous un même projet, une étude comparative pour le coût d'ensemble du projet a été faite pour les cas (i) alimentation uniquement par micro-hydroélectricité, et (ii) alimentation par une combinaison micro-hydroélectricité et énergie PV.

Des études de cas ont été faites quant au coût de l'investissement initial (coût de la construction) et au coût variable (fonctionnement/maintenance).

Ainsi, au cas où plusieurs villages peuvent être alimentés par un seul site de micro-hydroélectricité, il a été défini dans cette Etude que la combinaison de sources d'énergie la plus efficace ne comprendrait pas l'énergie PV, mais dans tous les cas seulement un mini- réseau de micro- hydroélectricité.

2) Etude du potentiel de développement des sites de micro-hydroélectricité

Parmi les sites de micro-hydroélectricité identifiés dans la section précédente, une étude sur site a été effectuée en donnant la priorité aux points suivants. Au cas où l'alimentation électrique est possible pour plusieurs villages depuis un seul site, le potentiel de développement a été étudié en supposant l'électrification par mini-réseau.

- 1) Débit de la rivière (mesures par un consultant local et analyse des données)
- 2) Etat de la source
- 3) Gradient de la rivière
- 4) Niveaux d'eau et débit pendant la sécheresse et la saison des pluies
- 5) Topographie et géologie des sites
- 6) Conditions d'utilisation du débit pour l'irrigation
- 7) Etat de la route d'accès

3) Sélection des villages pour l'électrification par micro-hydroélectricité

Sur la base des résultats ci-dessus, les points ci-dessous ont été confirmés:

- ① Potentiel de développement des 7 sites de projet (voir le Tableau 5-2)
- ② Potentiel d'alimentation à plusieurs villages depuis un seul site
- ③ Alimentation électrique complémentaire au village d'Afra (ne figurant pas sur la liste de la requête d'origine)

En s'appuyant sur les points ci-dessus, sept sites de micro-hydroélectricité prometteurs ont été sélectionnés sur la base de la liste établie par le CDER (28 villages) et 18 villages ont été préliminairement sélectionnés pour l'électrification par micro-hydroélectricité (voir les Tableaux 5-2 et 5-3).

Tableau 5-2 Villages cibles par projet (micro-hydroélectricité)

Sites de micro-hydroélec		Villages cibles					Division administrative		P Max
No.	Site	No. of Douar	No.	Village	Nbre de foyers	Population	C. Rurale	Cercle	(kW)
46	Adardour	1		total	160	700			26
			46	Adardour	160	700	Anougal	Amizmiz	
38	Inzaine	8		total	407	2,406			62
			35	Imin Tala	70	460	Anougal	Amizmiz	
			36	Addouz	50	300	-idem-	-idem-	
			37	Ain Ghad	43	206	-idem-	-idem-	
			38	Inzaine	70	420	-idem-	-idem-	
			39	Imi N'sli	86	450	-idem-	-idem-	
			40	Dou Anammer	35	220	-idem-	-idem-	
			41	Igoundem	13	100	-idem-	-idem-	
			42	Toug Lkeif	40	250	-idem-	-idem-	
11	Arg	3		total	195	1,940			30
			10	Amsakrou	55	420	Asni	Asni	
			11	Arg	75	1,020	-idem-	-idem-	
			15	Ikiss	65	500	-idem-	-idem-	
6	Alla Oumzri	1		total	40	280			10
			6	Alla Oumzri	40	280	Talat N'Yacoub	Asni	
7	Id Ssiar	1		total	66	500			16
			7	Id Ssiar	66	500			
21	Anfli	2		total	123	748			20
			21	Anfli	63	378	Ourika	Tahanaout	
			22	Timichi	60	370	-idem-	-idem-	
118	Tidsi	2		total	105	916			15
			118	Tidsi	40	316	Tighouine	Ait Ouir	
			--	Afra	65	600	Zerkten	-idem-	
Grand total		18			1,096	7,490			179

*Le nombre de foyers et la population sont les chiffres actuels

Tableau 5-3 Villages préalablement sélectionnés pour l'électrification par micro-hydroélectricité

No.	Villages cibles		Source d'eau		Commune rurale	Cercle	Nbre de foyers (actuel)	Population (actuelle)
	Demande du CDER	Préliminairement sélectionné par l'équipe JICA	Rivière	Bassin				
4	Igrem	--	Imigdal	N'fis	Imigdal	Asni	27	130
6	--	Alla Oumzri	Ougardis	N'fis	Talat N'Yacoub	Asni	40	280
7	--	Id Ssjar	(Spring)	N'fis	Ijookak	Asni	66	500
10	Amsakrou	Amsakrou	Imenane	Rhenaya	Asni	Asni	55	420
11	Arg	Arg	Imenane	Rhenaya	Asni	Asni	75	1020
12	Tinchouhrine	--	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	Tachoddirt	--	Imenane	Rhenaya	Asni	Asni	60	500
18	Squour	--	Ourika	Ourika	Ourika	Tahanaout	45	360
19	Amagdour	--	Ourika	Ourika	Ourika	Tahanaout	22	150
20	Tamaterte	--	Ourika	Ourika	Settifadma	Tahanaout	40	240
21	Anfli	Anfli	Ourika	Ourika	Settifadma	Tahanaout	63	378
22	Timichi	Tionichi	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	Adarjour	Adarjour	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	160	700
51	Talat Ait Ihla	--	Eldouz	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	70	210
117	Ansa	--	Arsa	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
--	--	Affa	Afoughal	Zat	Zerkten	Ait Ourir	65	600
Total	(28)	(18)						

* : les sites de micro-hydroélectricité sont sélectionnés près des villages

5.3 Sélection des sources d'alimentation électrique par village

(1) Méthode de sélection de la source d'alimentation

La sélection de la source d'alimentation électrique a été faite parmi l'énergie PV, l'électricité diesel, la micro-hydroélectricité et l'extension du réseau existant, conformément à la séquence suivante:

- Comparaison du coût des différentes méthodes candidates (à la fois coûts fixe et variable)
- Étude des caractéristiques spéciales de chaque type d'alimentation
- Sélection de la source d'alimentation
- Comparaison du coût variable (micro-hydroélectricité et extension du réseau)
- Modification pour satisfaire les conditions locales (nature de la distribution par foyer, etc.)
- Corrélation avec les critères d'électrification de l'ONE (électrification par extension du réseau)

(2) Comparaison du coût de l'alimentation électrique pour chaque méthode d'électrification

1) Critères de comparaison présumés

L'enquête par questionnaire a révélé que les villages cibles avaient une taille de 20 à 200 foyers. Sur cette base, des tailles de 20, 40, 60, 80, 100, 150 et 200 foyers ont été sélectionnées comme base représentative pour le calcul et la comparaison du coût de l'alimentation électrique par méthode d'électrification.

La comparaison ci-dessus a été faite conformément aux critères de conception suivants.

La demande en électricité a été calculée en supposant une demande par foyer de 65 W et une consommation quotidienne de 240 Wh/jour, comme pour le critère standard adopté au Maroc pour l'électrification décentralisée. La demande en électricité en dehors des habitations (publique et commerciale) n'a pas été considérée.

Le coût de l'alimentation électrique a été calculé en convertissant le total du coût fixe (coût de construction) et du coût variable pendant la durée de service des installations (coût de fonctionnement/maintenance) en prix courants. Bien que la vie de service réelle des installations productrices dépende du type d'électrification, pour les besoins de la comparaison, la durée de service du mode d'énergie PV (20 ans) a été appliquée généralement. De plus, trois cas de taux de réduction, à savoir 0%, 6% et 12%, ont été appliqués pour le calcul des prix courants compte tenu de la diversité des sources de financement.

2) Critères de calcul du coût de l'alimentation électrique

Le coût de l'alimentation électrique appliqué à la sélection du type d'alimentation a été calculé sur la base des projets similaires récents effectués au Maroc. Le coût de l'alimentation électrique a également ciblé les coûts fixe et variable.

3) Résultats du calcul du coût de l'alimentation électrique

Le coût total requis pour l'alimentation électrique pendant 20 ans a été calculé sur la base des hypothèses précédentes. En particulier, le calcul a été fait pour les cas de considération uniforme (taux de réduction de 0%) des prix résultant des coûts futurs générés pour les villages des tailles respectives de 20, 40, 60, 80, 100, 150 et 200 foyers pour chaque type de méthode d'électrification, et les cas à taux de réduction de 6% et 12%.

Les Tableaux 5-4(1) à 5-4(3) indiquent les résultats du calcul pour le taux de réduction de 0%.

Tableau 5-4 (1) Coût de l'investissement la première année (coût fixe)

(US\$)

Nbre de foyers	Système PV	Diesel	Micro Hydro	Réseau 1 km	Réseau 2km	Réseau 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

Tableau 5-4 (2) Coût variation sur 20 ans sans réduction

(US\$)

Nbre de foyers	Système PV	Diesel	Micro Hydro	Réseau 1 km	Réseau 2km	Réseau 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

Tableau 5-4 (3) Coût total sur 20 ans sans réduction

(US\$)

Nbre de foyers	Système PV	Diesel	Micro Hydro	Réseau 1 km	Réseau 2km	Réseau 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

(3) Caractéristiques et caractéristiques spéciales des sources d'alimentation électrique

Dans la section précédente, le classement par rapport coût/performance a été effectué pour les sources d'alimentation électriques pour les villages cibles. Mais il existe cependant une large variation de caractéristiques et caractéristiques spéciales pour les sources d'alimentation. Ce fait exige que la sélection de la source d'alimentation ne soit pas faite seulement sur la base de facteurs économiques, mais plutôt en tenant compte également des caractéristiques spécifiques des sources d'alimentation.

Autrement dit, l'énergie PV est à la fois une énergie inépuisable et bien adaptée à l'électrification décentralisée, et son adoption doit pour cela être énergiquement poursuivie. Bien que l'électricité diesel soit également une méthode avantageuse pour l'électrification décentralisée, elle s'appuie sur un combustible importé, et se traduit donc par une sortie de devises étrangères. Une structure d'alimentation en carburant solide devient nécessaire, et l'électricité diesel est contrainte par le besoin de fonctionnement pendant les heures de haute charge. De plus, il y a le souci de l'environnement. Par contre, la micro-hydroélectricité est basée sur une source d'énergie renouvelable, et doit donc être énergiquement développée. Bien que le coût fixe pour cette dernière soit plus élevé que pour les autres méthodes d'électrification, le coût variable est inférieur. De plus, une combinaison d'un taux de financement plus élevé sous des conditions financières avantageuses, et un taux de réduction se traduit par une amélioration considérable de rapport coût/performance. D'autre part, l'extension du réseau existant représente la méthode d'électrification optimale du point de vue des foyers des villages cibles. A cet égard, l'ONE poursuit activement diverses options, et il est supposé que les villages les plus proches du réseau existant y seront raccordés dans un avenir très proche.

(4) Résultats de la sélection de la source d'alimentation électrique

Le Tableau 5-5 indique les critères de base pour la sélection de la source d'alimentation sur la base de la comparaison du coût total de l'alimentation (coût direct et coût variable) en s'appuyant sur les résultats de la comparaison du coût de l'alimentation pour chaque méthode d'électrification, et des caractéristiques spéciales de chaque source d'alimentation électrique.

*Tableau 5-5 Critères de base pour la sélection de la source d'alimentation
(comparaison des coûts directs et variables)*

Nbre de foyers de village	Distance du réseau existant	Méthode d'électrification à adopter en principe
Moins de 25 25-45	Non disponible	Energie PV
	Moins d'1 km	Extension du réseau
45-70	Plus de 100	Energie PV
	Moins de 2 km	Extension du réseau
70-100	Plus de 2 km	Energie PV
	Moins de 3 km	Extension du réseau
	Plus de 3 km	Electricité diesel
Plus de 100	Moins de 4 km	Energie PV
	Plus de 3 km	Electricité diesel
Plus de 175	Plus de 2 km	Electricité diesel

Comme indiqué dans le Tableau 5-4(1), la construction de stations de micro-hydroélectricité entraîne un coût plus élevé rendant ce mode d'électrification moins attractif que les autres. Le Tableau 5-7 montre une décomposition par méthode d'électrification sur cette base seulement. Mais comme le taux de financement sous conditions avantageuses augmente, avec l'exclusion ou une réduction significative du besoin de couvrir le coût fixe, la micro-hydroélectricité devient avantageuse en termes de coût variable. Le coût variable dans le cas de la micro-hydroélectricité et de l'extension du réseau existant est moins élevé que celui des autres modes d'électrification, avec un rapport coût/performance déterminé par le nombre de foyers desservis et la longueur des lignes de transmission.

Sur la base de l'analyse de cette relation, la sélection concernant la micro-hydroélectricité a été faite sur la base de la comparaison du coût variable, en adoptant les critères définis dans le Tableau 5-6. Le Tableau 5-8 en indique les résultats.

Tableau 5-6 Critères de base pour la sélection de la source d'alimentation électrique (comparaison du coût variable seulement)

Nbre de foyers de village	Distance du réseau existant	Méthode d'électrification à adopter en principe
Moins de 40	Moins de 10 km	Extension du réseau
	Plus de 10 km	A examiner cas par cas
Moins de 60	Moins de 9 km	Extension du réseau
	Plus de 9 km	Micro-hydroélectricité
Moins de 80	Moins de 7,5 km	Extension du réseau
	Plus de 7,5 km	Micro-hydroélectricité
Moins de 100	Moins de 6 km	Extension du réseau
	Plus de 6 km	Micro-hydroélectricité
Moins de 150	Moins de 3 km	Extension du réseau
	Plus de 3 km	Micro-hydroélectricité
Moins de 200	Moins d'1 km	Extension du réseau
	Plus d'1 km	Micro-hydroélectricité
Plus de 200	Non disponible	Micro-hydroélectricité

Tableau 5-7 Sélection de la source d'alimentation électrique (comparaison du coût total)

Source d'alimentation électrique	Nbre de villages	Nbre de foyers
Energie PV	90	*4.441
Electricité diesel	13	2.283
Extension du réseau	3	214
Total	106	6.938

* Nbre de foyers en 2000

Tableau 5-8 Sélection de la source d'alimentation électrique (comparaison du coût variable)

Source d'alimentation électrique	Nbre de villages	Nbre de foyers
Energie PV	74	*3.266
Electricité diesel	13	2.283
Micro-hydroélectricité	16	1.175
Extension du réseau	3	214
Total	106	6.938

* Nbre de foyers en 2000

Bien que cinq villages soient hors de la portée des critères d'électrification de base, compte tenu de la situation dans ces villages, il serait réaliste d'appliquer une interprétation corrigée desdits critères. Ainsi, le Tableau 5-9 - 5.13 indique le résultat final de la sélection de la source d'alimentation électrique.

Tableau 5-9 Résultats finaux de la sélection de la source d'alimentation électrique

Source d'alimentation électrique	Nbre de villages	Nbre de foyers
Energie PV	71	*3.213
Electricité diesel	12	2.136
Micro-hydroélectricité	18	1.301
Extension du réseau	5	288
Total	106	6.938

* Nbre de foyers en 2000

Tableau 5-10 (1/2) Villages à électrifier par énergie PV
(comparaison du coût de la construction avec l'extension du réseau)

No.	Douars	Foyers (en 2000)	Energie PV		Extension du réseau		
			Coût de la construction (DH)	Coût de la construction / foyer (DH)	Distance jusqu'au r éseau (km)	Coût de la construction (\$US)	Coût de la construction / foyer (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	Plus de 10	---	---
8	Aghella	67	136,595	18,981	Plus de 10	---	---
9	Ikiss	71	143,415	18,806	Plus de 10	---	---
12	Tinrhoubine	31	68,952	20,708	10.1	179,338	53,859
17	Fachoddin	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	Tamatete	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 Ihla	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	Plus de 10	---	---
57	Tifirt	94	191,929	19,009	Plus de 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	Irit 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	Irit 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' Barek	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	Agucrsouak	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

Tableau 5-10 (2/2) Villages à électrifier par énergie PV
(comparaison du coût de la construction avec l'extension du réseau)

No.	Douars	Foyers (en 2000)	Energie PV		Extension du réseau		
			Coût de la construction (DH)	Coût de la construction / foyer (DH)	Distance jusqu'au r éseau (km)	Coût de la construction (\$US)	Coût de la construction / foyer (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 Tighit	52	84,460	15,122	4.9	120,196	21,520
101	Tachbit Kabli	31	53,632	16,107	3.0	72,838	21,875
102	Tachbit Echatooui	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	Lakaarna	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

Tableau 5-11 Villages à électrifier par électricité diesel
(comparaison du coût de la construction avec l'extension du réseau)

No.	Douars	Foyers (en 2000)	Electricité diesel		Extension du réseau		
			Coût de la construction (DH)	Coût de la construction / foyer (DH)	Distance jusqu'au r éseau (km)	Coût de la construction (\$US)	Coût de la construction / foyer (DH)
23	Agoums	125	78,865	5,760	6.0	202,250	15,064
47	Lcmdinat	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	Douzzrou	261	155,298	5,432	8.5	361,878	12,908
55	Ait Ounnane	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

**Tableau 5-12 Villages à électrifier par micro-hydroélectricité
(comparaison du coût de la construction avec l'extension du réseau)**

No.	Douars	Foyers (en 2000)	Micro-hydroélectricité		Extension du réseau		
			Coût de la construction (DH)	Coût de la construction / foyer (DH)	Distance jusqu'au r éseau (km)	Coût de la construction (\$US)	Coût de la construction / foyer (DH)
6	Alla Oumzri	48	482,560	93,597	3.0	88,104	17,089
7	Ij 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
	estimation by scheme	231	956,980	38,569	(*) 5.0	341,438	13,761
21	Anfli	75			8.0	187,350	23,256
22	Timichi	71			8.6	192,758	25,276
	estimation by scheme	146	731,160	46,624	(*) 8.0	295,108	18,818
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
	estimation by scheme	483	1,563,570	30,138	(*) 7.0	623,734	12,023
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
	estimation by scheme	125	677,210	50,439	(*) 2.0	177,250	13,202

(*) Distance from existing grid line / construction cost including mini-grid system of micro-hydropower scheme

Tableau 5-13 Villages à électrifier par extension du réseau

No.	Douars	Foyers (en 2000)	Extension du réseau			
			Distance jusqu'au r éseau (km)	Coût de la construction (\$US)	Coût de la construction / foyer (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 Prévision de la demande d'électricité

(1) Méthode de prévision de la demande

La prévision de la demande d'électricité a été faite selon la méthodologie suivante:

- ① 2010 a été choisi comme date cible pour le calcul de la demande d'électricité, compte tenu du fait que les villages concernés sont éparpillés et éloignés du réseau existant, et de la compatibilité avec l'année cible du programme PERG. Mais pour l'énergie PV, l'année cible a été fixée à l'an 2000, avec des modules complémentaires à ajouter pour satisfaire la demande subséquente.

- ② Le nombre de foyers futurs au moment de la date de prévision a été calculé sur la base de la population et du nombre de foyers en 1996, en appliquant une augmentation annuelle moyenne des foyers de 1,24% sur la base des résultats de l'enquête par questionnaire.
- ③ Comme indiqué dans la section 5.3, la demande en électricité des foyers a été prévue selon les 2 catégories suivantes, basées sur les caractéristiques spécifiques des sources d'alimentation électrique.

- Energie PV, électricité diesel et extension du réseau

La prévision de la demande suppose les critères adoptés sous le PERG pour les projets d'énergie PV (à savoir 240 Wh/jour, puissance maximale de 65 W par foyer).

- Micro-hydroélectricité

Pour la micro-hydroélectricité, il convient de faire correspondre la demande et l'offre sur la base d'une approximation aussi précise que possible de la demande des utilisateurs avec l'échelle de développement optimal côté fourniture. Par conséquent, la demande a été supposée à une capacité d'alimentation de 518 Wh/jour avec une puissance maximale de 87 W par foyer.

- ④ Les données de base ont été appliquées au calcul de la quantité des installations par rapport à la catégorie de demande de chaque village.

(2) Demande dans le cas de l'énergie PV, de l'électricité diesel et de l'extension du réseau existant

En utilisant comme base le nombre de foyers de 1996 résultant de l'enquête par questionnaire, l'augmentation annuelle moyenne du nombre des foyers par un facteur de 1,24% (régional) a été appliquée pour calculer le nombre de foyers en l'an 2000.

La demande pour l'éclairage des rues suppose 1 lampe pour 5 foyers (parallèlement à l'augmentation prévue du nombre de foyers à l'année cible). Les autres demandes publique et commerciale ont été basées sur le nombre d'installations en 1996.

(3) Demande pour la micro-hydroélectricité

En utilisant comme base le nombre de foyers de 1996 résultant de l'enquête par questionnaire, l'augmentation annuelle moyenne du nombre des foyers par un facteur de 1,24% (régional) a été appliqué pour calculer le nombre de foyers en l'an 2010. L'emploi dans des buts domestiques, publics et commerciaux a été supposé grosso modo à 6 heures par jour. Compte tenu de la relation entre l'offre et la demande, la puissance maximale pour la demande d'éclairage est supposée avec une marge à 63 W par rapport aux 40 W de l'énergie PV.

(4) Résultats de la prévision de la demande d'électricité

Les résultats de la prévision de la charge maximale et de la demande d'électricité conformément à la méthodologie et aux critères ci-dessus pour l'énergie PV, l'électricité diesel, la micro-hydroélectricité et l'extension du réseau existant sont résumés ci-dessous.

	Nbre de villages	Puissance maximale (kW)	Demande d'électricité (kWh/j)
Energie PV	71	233,19	875,97
Electricité diesel	12	120,66	572,73
Extension du réseau	5	21,07	78,74
Micro-hydroélectricité	18 ¹⁾	150,10	1.233,84 ¹⁾
Total	106	525,02	2.761,28

Note: 1) Le nombre de projets est de 7.

5.5 Plan d'alimentation électrique

(1) Stratégie de base pour la planification de l'alimentation électrique

La planification de l'alimentation électrique a été étudiée par village et par méthode d'électrification du point de vue de la stratégie de base décrite ci-dessous.

1) Energie PV (SHS: système solaire domestique)

Pour l'adoption du système solaire domestique (SHS), le point le plus important est d'éviter l'utilisation d'installations à charge excessive, qui pourraient écourter la vie de service du système.

La capacité des installations sera également augmentée (nombre de modules et batteries PV) pour répondre à la demande d'électricité.

2) Electricité diesel

Bien qu'on puisse dire que l'électricité diesel soit à un niveau de maturité et de fiabilité élevé du point de vue technique, elle exige une alimentation stable en carburant et une structure d'exploitation facilitant l'approvisionnement en pièces de rechange pour la maintenance. De plus, l'équipement à moteur diesel est sujet à un mauvais fonctionnement à cause de la combustion incomplète due à un carburant de mauvaise qualité. En outre, le fonctionnement sous forte charge est souhaitable vu que l'efficacité de fonctionnement de l'équipement a tendance à baisser considérablement quand la taux de charge chute au-dessous de 40%.

3) Micro-hydroélectricité

Comme la même quantité d'électricité peut être produite à la fois le jour et la nuit dans le cas d'un projet de micro-hydroélectricité à débit disponible donné, il est crucial que la demande aux heures creuses de la journée soit exploitée le plus possible pour maximaliser l'utilisation du projet et améliorer le rapport coût/performance. En comparant la portée du projet et la demande en électricité dans les villages adjacents concernés, il est clair qu'un niveau de production bien supérieur à celui appliqué à la sélection de la source d'alimentation est

disponible, et une demande d'électricité ainsi proportionnée est supposée.

4) Extension du réseau existant

Dans le cas de l'électrification par extension du réseau existant, il devient nécessaire d'installer un appareillage de commutation pour distribuer l'énergie à chaque foyer utilisateur. Comme la tension de la ligne de transmission est de 22 kV et la tension au niveau du village de 380/220 V, l'installation d'un transformateur-abaisseur est requise. Au cas où plusieurs villages sont situés relativement près les uns des autres, il est plus rentable d'installer un seul transformateur-abaisseur pour desservir en commun les dits villages.

(2) Plan d'alimentation électrique

1) Echelle de la production

L'échelle de production adaptée a été étudiée sur la base de la stratégie fondamentale décrite dans la section précédente. L'échelle de production a été ainsi déterminée en parallèle, sur la base des critères suivants pour la charge maximale.

- ① Energie PV: Comme indiqué ci-dessous, l'alimentation devra être faite par 2 types de modules PV, à savoir 75 Wp et 55 Wp, selon la catégorie de la demande d'électricité (Wh/j).

Utilisateur	Demande en électricité (Wh/j)	Module PV (Wp)	
		Plaine	Montagne
Domicile	240	*75 (75 x 1)	110 (55 x 2)
Ecole	180	60 (75 x 1)	90 (55 x 2)
Eclairage de rue	120	40 (55 x 1)	60 (75 x 1)
Mosquée	160	55 (75 x 1)	83 (55 x 2)
Clinique	150	47 (55 x 1)	71 (75 x 1)
Commerce	50	15 (55 x 1)	23 (55 x 1)

* La capacité de module PV nécessaire pour satisfaire la demande basée sur les heures d'ensoleillement disponibles et l'efficacité du système (demande d'électricité/heures d'ensoleillement • efficacité du système).
() indique la capacité du module PV actuellement installé.

Les villages cibles de l'électrification PV sont éparpillés dans des zones de plaine et de montagne. Comme une intensité solaire plus faible est supposée dans la zone montagneuse, les modules PV pour de tels sites auront une capacité accrue de 50%.

- ② Electricité diesel: Une capacité de réserve de 10% par rapport à la charge maximale est supposée, compte tenu de la capacité des groupes électrogènes diesel communément disponibles sur le marché. Il en résulte une capacité de réserve moyenne de 30% pour les projets d'électricité diesel.
- ③ Micro-hydroélectricité: Compte tenu des caractéristiques spécifiques à chaque site de projet, l'échelle de la production a été déterminée avec une capacité de réserve moyenne de 23% (16-29%) par rapport à la charge maximale.

- ④ Extension du réseau existant: Une capacité de réserve de 10% est supposée pour la charge maximale.

La puissance des installations par catégorie de source d'alimentation électrique peut se résumer comme suit sur cette base:

	Nbre de villages	Puissance de l'installation (kW)
Energie PV	71 1)	333,6 3)
Electricité diesel	12	156,8
Micro-hydroélectricité	18 2)	179
Extension du réseau existant	5	23,2 4)
Total	106	692,6

Notes: 1) Nombre de systèmes: 4.094

2) Nombre total de projets: 7. Le projet de Tidsi fournira un complément (ne figure pas sur la liste d'origine).

3) Indique la capacité du module PV (kWp)

4) Indique la charge du réseau.

2) Méthode d'alimentation électrique

① Système solaire domestique

Les panneaux PV (modules) doivent être installés sur chaque habitation cible. L'électricité produite doit être stockée dans une batterie via un contrôleur de charge/décharge. L'électricité est ensuite fournie de la batterie aux appareils électriques utilisés dans l'habitation.

② Electricité diesel

Des groupes électrogènes diesel doivent être installés dans chaque village cible. Ils doivent fonctionner le nombre d'heures fixé pour fournir de l'électricité aux foyers utilisateurs via une ligne de distribution 220 V.

③ Micro-hydroélectricité

Le débit doit être mené par canal d'amenée à l'emplacement optimum pour la centrale (turbine et équipement de production). L'électricité doit alors être fournie par une ligne de distribution 220 V aux foyers utilisateurs.

④ Extension du réseau existant

Des lignes de transmission secondaires (22 kV) doivent être posées depuis la ligne de transmission existante la plus proche jusqu'aux villages cibles. Des transformateurs tension moyenne/faible doivent être installés dans lesdits villages. L'électricité est alors fournie par une ligne de distribution 380/220 V aux foyers utilisateurs.

(3) Echelle optimale pour la micro-hydroélectricité

L'échelle de production appliquée à la section de la source d'alimentation par village a été basée sur la prévision d'une "demande ordinaire" et supposée d'échelle identique pour chaque méthode d'électrification. Mais il y a un potentiel de production de surplus d'électricité considérable dans le cas de la micro-hydroélectricité selon les conditions du site. Quant à l'électrification décentralisée, comme l'échelle de la production à l'intérieur des mini-réseaux doit être équivalente à la demande d'électricité, une analyse comparative a été faite pour la "demande élargie" en tenant compte de l'augmentation future de la demande d'électricité.

Pour cet examen comparatif, la "demande ordinaire" a été désignée cas A (puissance maximale de 65 W/foyer) et la "demande élargie" cas B (puissance maximale de 87 W/foyer). Le Tableau 5-14 montre les résultats de l'étude de l'échelle dans le cas A et le Tableau 5-15 les résultats de l'étude comparative du rapport coût/performance pour une échelle de production maximale. Sur la base de ces points, le cas B s'est révélé plus avantageux que le cas A en termes de coût par kW et de coût de la construction par kWh, et constitue donc l'échelle de production optimale. Mais ces valeurs sont considérablement élevées par rapport au tarif de l'électricité envisagé, cela est dû aux caractéristiques spécifiques des projets de micro-hydroélectricité dans la zone de l'étude qui sont jugées inévitables.

Tableau 5-14 Puissance des installations pour la demande ordinaire (cas A)

Projet	Puissance maximale (kW)			Capacité installée (kW)	Energie produite (kWh)		
	Foyers	Autres	Total		Saison des pluies	Saison sèche	Toute l'année
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

Tableau 5-15 Comparaison du rapport coût/performance pour l'échelle de production optimale

Projet	Nbre de Douars	Nbre de foyers	pour une prévision de demande modérée (Cas A)				pour une prévision de demande suffisante (Cas B)					
			Capacit (kW)	Energie produite (kWh)	Coût de la construction (10 ³ US\$)	Coût / kW (10 ³ US\$)	Coût / kWh (US\$)	Capacit (kW)	Energie produite (kWh)	Coût de la construction (10 ³ US\$)	Coût / kW (10 ³ US\$)	Coût / kWh (US\$)
Adardour	1	19	19	20,397	512.00	26.95	25.10	26	56,914	631.00	27.27	11.09
Inzaine	8	443	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	9.45
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	52,692	536.00	26.80	10.25
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	Moyen 26.63	Moyen 23.55	179	459,352	4,227.00	Moyen 23.61	Moyen 9.39

(4) Sites candidats pour l'étude de pré-faisabilité

Parmi les 7 sites de projet sélectionnés pour le schéma directeur, un nouvel épiluchage des sites a été effectué pour leur examen dans le cadre de l'étude de pré-faisabilité en relation étroite avec le CDER. Les critères de classement prioritaire des sites pour le développement sont comme suit:

- ① Etat de la route d'accès (longueur de la route, largeur, gradient, etc.)
- ② Besoin de coordonner l'utilisation du débit d'irrigation et l'utilisation du débit pour la production d'électricité entre les villages
- ③ Nombre et population des villages à électrifier
- ④ Utilisation ou non de source comme source d'eau
- ⑤ Répartition géographique des sites prioritaires
- ⑥ Désir de développement des autorités gouvernementales locales (cercles et commune rurale)

Les 3 sites suivants ont été jugés répondre aux conditions pour l'examen dans le cadre de l'étude de pré-faisabilité sur la base de l'étude et des discussions basés sur les critères ci-dessus.

Site	Zone	Rivière	Bassin d'alimentation (km ²)	Puissance (kW)
46 Adardour	Anougal	Anougal	23	26
11 Arg	Asni	Inemane	48	30
118 Tidsi	Tighdouine	Afoughal	24	15

5.6 Plan d'exploitation et de gestion

(1) Démarrage

1) Plan de démarrage du projet

① Création de comité d'utilisateurs

Actuellement, quand le CDER s'engage dans un programme d'électrification, il commence par créer un comité d'utilisateurs dans chaque village cible. Ce comité regroupe tous les utilisateurs du système, parmi lesquels 7 personnes sont élues, à savoir représentant du comité, représentant adjoint, secrétaire, comptable, chef de village, etc. Comme une gestion de l'exploitation plus détaillée est requise pour les systèmes solaires domestiques, il est recommandé que le comité d'utilisateurs ne soit pas formé sur la base d'un village, mais plutôt qu'un sous-comité soit formé pour chaque sous-hameau du village. Dans le cas de ces sous-comités, il suffira d'élire trois personnes, à savoir le représentant, le secrétaire et le comptable.

② Création de comité de coordination

Si chaque comité d'utilisateurs devait être en contact direct et indépendant avec le CDER et les autres agences gouvernementales connexes, les canaux de communication deviendraient extrêmement complexes et inefficaces. Par conséquent, il sera nécessaire de créer des comités de

coordination assurant pour des villages multiples la liaison entre lesdits villages et les agences gouvernementales concernées. Ces réunions comprendront des représentants des comités d'utilisateurs et les fonctionnaires adaptés des agences gouvernementales concernées et autres. Plus précisément, cela inclurait des représentants des comités d'utilisateurs respectifs, des représentants du CDER, du Kaidat (sous-agence du Ministère de l'Intérieur), de l'ONE et des contractants privés assurant les services de fonctionnement/maintenance. Les réunions pourraient constituer un forum de discussion et de coordination sur les questions d'amélioration des installations, de fonctionnement et de maintenance des systèmes, etc., et également servir à la transparence du système de collecte et d'utilisation des paiements mensuels effectués par les utilisateurs.

2) Exécution des travaux des installations

Les travaux des installations seront réalisés par des contractants privés. Il sera important de sélectionner des contractants ayant les capacités nécessaires pour répondre aux besoins futurs prévus de travaux de maintenance, réhabilitation et réparation. Dans ce but, les contractants seront évalués au moment de la soumission et seuls les contractants remplissant les critères précités seront sélectionnés.

3) Développement de l'équipement

Pour l'énergie PV, la qualité du contrôleur et de la batterie sont des facteurs clés. Au Maroc, il est ordinaire d'utiliser une batterie automobile pour l'électricité domestique. L'utilisation d'une batterie automobile pour le système d'énergie PV se traduit par une vie de service de 3 ans pour la batterie. Mais compte tenu de la nature de la batterie automobile, rien ne garantit qu'elle assurera la puissance optimale pour l'éclairage fluorescent et le fonctionnement de la télévision dans les foyers. Pendant l'étude, l'équipe de l'étude a discuté avec des fabricants de batterie à Casablanca (Tudor, etc.) de la possibilité de fabriquer une batterie à caractéristiques de courant électriques supérieures. A cet égard, les fabricants concernés s'efforcent de développer un équipement à énergie PV amélioré incluant des batteries. Les batteries du système PV en développement, de la capacité 85 - 105 Ah généralement utilisée, peuvent être commercialisées à un prix de 1.000 DH, ce qui est comparable au prix d'une batterie automobile ordinaire. Il est donc souhaitable que ces efforts de développement soient poursuivis dans l'avenir.

(2) Fonctionnement et maintenance

1) Structure de maintenance

Pour l'énergie PV, un système simple en bloc comprenant tout du panneau solaire et à la batterie a été conçu. Pour assurer une utilisation soutenue et sûre des systèmes PV prévus dans les premières étapes, l'utilisateur devra assurer uniquement une maintenance simple, comme le nettoyage du panneau solaire, avec un technicien professionnel faisant des visites périodiques pour contrôler l'équipement. Ainsi, même la délégation de la responsabilité à ce qui en apparence semble une tâche très simple comme la réalimentation en eau de la batterie à des techniciens professionnels permet un fonctionnement/maintenance d'ensemble efficace et le prolongement de la vie du système à énergie PV. C'est en fin de compte dans l'intérêt de l'utilisateur. Compte

tenu de la situation aux environs de Marrakech, l'emploi d'un certain nombre de contractants privés basés à Marrakech pour inspecter périodiquement l'équipement du Projet devrait donner les résultats les plus satisfaisants.

2) Paiement du coût et propriété de l'équipement

① Exemples de paiement du coût par les utilisateurs

La méthode de paiement du coût initial varie selon le système. 4 exemples sont donnés ci-dessous (3 systèmes réellement appliqués et la méthode de paiement établie sous le PERG).

(a) 2.000 DH perçus par foyer

Cela comprend un prélèvement de 2.000 DH par foyer, sans aucun autre paiement requis en dehors des frais d'électricité. Il s'agissait à l'origine d'un paiement forfaitaire unique; mais à cause de l'incapacité à payer de certains foyers, le paiement par traites a été autorisé. Actuellement, un taux de recouvrement de paiement de 80% a été atteint pour les foyers concernés. (projet de micro-hydroélectricité GTZ)

(b) Paiement de 320 DH quand un nouveau utilisateur rejoint le comité des utilisateurs pour le système solaire domestique

Après le paiement des frais d'adhésion de 320 DH, l'utilisateur est astreint au paiement mensuel de 85 DH pendant 6 ans. Cela représente un paiement total de 6.440 DH sur 6 ans pour chaque utilisateur. Le paiement mensuel comprend les coûts de fonctionnement/maintenance et le remboursement du kit PV (incluant panneau et batterie). (projet de système solaire domestique PPER)

(c) Aucun paiement initial dans le cas du système d'énergie PV centralisé. (projet de système solaire domestique PPER)

(d) Paiement initial de 1.440 DH par foyer utilisateur

Cela comprend une part du coût d'achat du kit PV. Ensuite, chaque utilisateur paie des frais mensuels de 60 DH pendant 84 mois (7 ans). Cela représente un paiement total de 6.480 DH sur 7 ans pour chaque utilisateur. Le paiement mensuel comprend les coûts de fonctionnement/maintenance et le remboursement du kit PV (incluant panneau et batterie). (projet de système solaire domestique PERG)

② Coût et propriété de l'équipement

Dans le cas du système solaire domestique PPER et des projets de micro-hydroélectricité GTZ, le coût initial est récupéré sous la forme de frais d'adhésion prélevés sur les nouveaux membres des comités d'utilisateurs. Dans le cas du projet PPER français, les droits de propriété de l'équipement d'origine sont partagés entre le gouvernement français, le CDER et les autorités gouvernementales régionales sous la tutelle du Ministère de l'Intérieur. Après 6 ans, la propriété

des systèmes est transférée aux comités d'utilisateurs. Le projet est incidentellement basé sur un emprunt. Par contre, le projet GTZ est une aide sous forme de don; mais dans ce cas aussi, la propriété des projets est transférée aux comités d'utilisateurs après 7 ans.

3) Méthode de collecte et gestion des coûts de fonctionnement

① Coût de fonctionnement/maintenance

Les coûts de fonctionnement/maintenance à verser aux contractants privés doivent être couverts par les paiements mensuels des utilisateurs. Mais comme le montant accumulé ainsi serait limité aux 3 premières années environ de fonctionnement du Projet, il est jugé que cela ne suffirait pas à couvrir les coûts de fonctionnement/maintenance. Pour contrebalancer cela, le CDER assurera une formation suffisante pendant la période d'exécution du Projet des comités d'utilisateurs, des contractants privés et des villageois ordinaires pour les techniques de fonctionnement et de maintenance des installations afin de rendre possible un effort conjoint de maintenance par les comités, les contractants et les villageois. Cela servira à réduire l'argent à payer aux contractants pour les travaux de fonctionnement/maintenance. Il est recommandé que ledit programme de formation soit inclus dans le cadre d'un financement à termes avantageux.

② Tarifs de l'électricité et coûts des comités d'utilisateurs

La collecte des paiements mensuels par les comités d'utilisateurs se fera par la même méthode que pour les projets similaires au Maroc financés par divers bailleurs de fonds, elle est par conséquent jugée très faisable pour ce Projet aussi. Il serait bon que le CDER fasse d'abord la tournée des villages, collecte les montants corrects des comités d'utilisateurs et permette l'établissement d'un fonds jusqu'au commencement des paiements aux contractants privés à partir de la troisième année. Mais actuellement, le CDER manque de personnel pour assurer la collecte et la gestion des paiements.

③ Transparence de la collecte et de la gestion des paiements

Sous le Projet, les comités d'utilisateurs collecteront les paiements mensuels des foyers utilisateurs, et utiliseront le montant collecté pour effectuer les paiements assignés aux contractants et au CDER. Mais le montant à payer est relativement plus élevé dans les cas des systèmes solaires domestiques. Par conséquent, en supposant quelques cas de retard de paiement pour certains foyers, il est nécessaire que l'état des paiements soit bien transparent vu par les tiers.

④ Gestion du compte bancaire

Le comptable du comité d'utilisateurs ouvrira un compte bancaire et déposera le fonds sur un compte à intérêt. Comme les comités collecteront les frais d'électricité et les coûts de fonctionnement/maintenance (y compris le coût des batteries) sous forme de montant forfaitaire, ils seront conseillés de manière à ouvrir deux comptes bancaires séparés et gérer séparément ces fonds.

⑤ Gestion des frais d'adhésion au comité

Les frais d'adhésion sont à percevoir auprès des membres comme base du fonds de fonctionnement des comités d'utilisateurs, et il est prévu que ces fonds seront mis de côté et laissés intacts pendant la période initiale suivant le démarrage du Projet. Ces frais seront déposés à la banque sur un même compte, ainsi que la part de coût des comités d'utilisateurs des paiements mensuels des foyers utilisateurs. Cette base de fonds sera appliquée aux frais de fonctionnement/maintenance, et aussi pour des extensions possibles de système si nécessaire en cas d'augmentation des nouveaux utilisateurs.

5) Capacité de renforcement du CDER

Le Projet entraînera la mise en place d'un grand nombre d'installations et équipements en une période de temps relativement courte. Simultanément, il sera aussi nécessaire d'organiser une structure de fonctionnement/maintenance intégrant efficacement les services de contractants privés. Si la mise en place du système se fait à un niveau de projet pilote, il peut être possible de déléguer toute la responsabilité de l'exécution du Projet au CDER; mais, en fait, le CDER manque de personnel pour exécuter le Projet de manière autonome dans la période d'exécution limitée. Bien que le CDER ait une grande compétence technique pour les projets d'électrification, le renforcement de sa capacité de gestion des projets est considérée nécessaire. Ce besoin devra être satisfait au moment de l'exécution du Projet dans le cadre de mesures adaptées pour améliorer la compétences du CDER liées au fonctionnement et à la maintenance.

5.7 Programme d'exécution

(1) Programme d'ensemble

Le CDER sera certainement l'agence d'exécution principale du Projet. Le programme d'ensemble d'exécution du projet devrait comprendre ① des préparatifs internes du côté du gouvernement marocain, ② l'obtention du financement, ③ l'étude du concept de base et l'établissement des procédures d'exécution, ④ la conception détaillée, l'établissement des documents de l'appel d'offres, et la sélection des contractants, et ⑤ les travaux de construction du projet.

La décomposition du nombre total de villages et de foyers par catégorie d'électrification sous le Projet est comme suit:

Méthode d'électrification	Villages à électrifier	Foyers à électrifier
Energie PV	71	3.213
Electricité diesel	12	2.136
Micro-hydroélectricité	18	1.301
Extension du réseau existant	5	288
Total	106	6.938

Parmi les travaux ci-dessus, l'extension du réseau existant sera exécutée par l'ONE, et ne sera donc pas incluse dans le programme d'exécution du Projet.

Il est recommandé que la période d'exécution du Projet comprenne 2 phases, compte tenu du temps jugé nécessaire pour établir une structure de gestion efficace et des conditions indiquées ci-dessous.

1) Installations à énergie PV

Pour l'exécution de la partie énergie PV du projet, il sera nécessaire d'installer un grand nombre d'équipements. Compte tenu des exigences de fourniture, du contrôle de qualité et de la supervision de la construction, il est recommandé que l'exécution de la partie énergie PV soit divisée en deux phases. Il est à noter que les données critiques sur l'intensité d'ensoleillement dans les zones montagneuses manquent de précision. Par conséquent, il faudra commencer par l'électrification sur les terrains plats, et pendant ce temps faire des observations d'intensité d'ensoleillement dans les zones montagneuses afin de maximaliser la précision de la capacité du système pour ces zones.

2) Installations à électricité diesel

Comme le nombre de foyers est important dans les villages à électrifier par électricité diesel, il est nécessaire de coordonner cette partie du Projet avec les efforts présents de l'ONE pour étendre le réseau actuel. Dans cette étude, le critère pour la considération de l'extension du réseau existant comme méthode d'électrification pour un village a été que le village se situe à moins de 3 km de la ligne de transmission existante.

Comme le nombre de foyers est important dans les villages à électrifier par électricité diesel dans le Projet, il est jugé très possible que les villages les plus proches des lignes de transmissions existantes (3 à 6 km) soient en fin de compte électrifiés dans le cadre d'un projet d'extension du réseau existant de l'ONE. Vu ce point, les 6 villages situés à plus de 6 km des lignes de transmission existantes seront couverts par la phase I de la partie électricité diesel du Projet, période pendant laquelle des mesures spécifiques pour l'électrification des 6 villages restants seront reconfirmés avec l'ONE et les villages candidats restants électrifiés au cours de la phase II.

3) Installations de micro-hydroélectricité

L'adoption de cette méthode d'électrification est basée sur le potentiel sur les sites hydroélectriques. Certains des sites candidats ne disposent pas de routes d'accès. Les projets de micro-hydroélectricité incluent des équipements relativement lourds comme les turbines et groupes électrogènes, pour le transport desquels l'existence de routes adéquates est essentielle. A cet égard, les 3 plans pour lesquels des routes d'accès existent et permettent le transport des équipements seront exécutés pendant la phase I, période pendant laquelle des routes d'accès seront construites pour les 4 plans restants à exécuter pendant la phase II.

Sur la base de l'examen du programme de construction général à la lumière des critères ci-dessus, la Phase I de tout le Projet sera achevée pour mars 2001 (exercice 2000) et la Phase II pour mars 2003 (exercice 2002). (voir la Fig. 5-1)

(2) Programme de construction

1) Installations d'énergie PV

Dans le cas de l'installation de modules PV, la partie principale de l'exécution sera la fabrication des cadres de montage et l'assemblage du système in-situ. Les quantités de modules requis sont comme suit:

	Phase I	Phase II
Villages cibles	54	17
Nombre de foyers cibles	2.318	895
Modules PV		
75 Wp (unité)	2.310	245
55 Wp (unité)	501	2.068

Pendant la Phase I ci-dessus, la fourniture et l'installation des mesures se fera sur une période de 16 mois. La fourniture sera possible en 10-12 mois; mais comme l'installation exigera du temps, 12 équipes d'assemblage seront déployées pour assurer l'installation du système en 10 mois. La Phase II sera elle achevée en 16 mois.

2) Installations d'électricité diesel

La fourniture et l'installation des moteurs et groupes électrogènes diesel sera l'élément principal des travaux de construction pour cette partie du Projet. Les équipements requis sont comme suit.

	Phase I	Phase II
Villages cibles	6	6
Nombre de foyers cibles	1.318	818
Equipements d'électricité diesel		
21,6kW(unité)	2	--
14,0kW(unité)	4	--
11,2kW	--	2
9,6kW(unité)	--	2
8,0kW(unité)	--	2

Six ensembles d'installations électriques diesel seront mises en place au cours de chacune des phases I et II. Pour chaque phase, on prévoit une période de 8 mois pour la fourniture et de 8 mois pour l'installation, ce qui permettra d'achever l'ensemble des travaux prévus pendant la période impartie.

Comme les travaux de construction de ligne de distribution pourront être effectués parallèlement aux travaux de montage et d'installation des installations diesel, une période de 16 mois pour chaque phase est jugée amplement suffisante pour effectuer tous les travaux des projets définis.

3) Installations de micro-hydroélectricité

Les travaux de génie civil, en particulier les canaux d'amenée, seront l'élément principal de cette partie du Projet. Si le canal d'amenée est long, l'ensemble de l'alignement sera divisé en plusieurs sections de travail pour permettre la construction en parallèle.

La construction en parallèle sera effectuée aussi bien pour le réservoir de prise, la conduite forcée et les structures des centrales.

La construction des canaux d'amenée sera effectuée par travail de groupes, comprenant un sous-groupe d'excavation et un sous-groupe de structure de canal, qui travailleront en parallèle. Mais comme la Phase I du projet n'est que de 16 mois, le programme sera très serré si la construction est faite avec un seul groupe de travail. Par conséquent, l'alignement du canal sera divisé en 2 segments, et 2 groupes de travail seront formés pour effectuer les travaux en parallèle. Cela permettra de finir facilement les travaux dans la période impartie.

Comme les travaux d'installation de l'équipement électrique et la construction de la ligne de distribution peuvent être faits en parallèle avec les travaux de génie civil ci-dessus, la formation des groupes de travail requis pour ces tâches permettra l'achèvement du projet d'ensemble dans la période prévue.

La réalisation des projets de micro-hydroélectricité avec canal d'amenée court ne devraient pas poser de problème dans les 16 mois prévus.

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
	Jun D c.	Juir D c.	Jun D c.					
1. Sch ma directeur et tude de pr -faisabilit								
1.1 Sch ma directeur								
1.2 Etude de pr -faisabilit								
1.3 Obtention du financement								
2. Execution du Projet								
2.1 Phase I								
. Etude du plan de base								
. Proc dure de l'Öex cution								
(1) Projets d' lectricit PV (54 villages)								
. Conception d taill e, construction des installations								
. Fourniture des quipements, installation								
(2) Projets d' lectricit diesel (6 villages)								
. Conception d taill e, construction des installations								
. Fourniture des quipements, installation								
(3) Projets de micro-hydro lectricit (3 sites)								
. Conception d taill e, construction des installations								
. Fourniture des quipements, installation								
(4) Etude de l'intensit d'ensoleillement (r gions montagneuses)								
2.2 Phase II								
. Etude du plan de base								
. Proc dure de l'Öex cution								
(1) Projets d' lectricit PV (17 villages)								
. Conception d taill e, construction des installations								
. Fourniture des quipements, installation								
(2) Projets d' lectricit diesel (6 villages)								
. Conception d taill e, construction des installations								
. Fourniture des quipements, installation								
(3) Projets de micro-hydro lectricit (4 sites)								
. Conception d taill e, construction des installations								
. Fourniture des quipements, installation								

CHAPITRE 6 ESTIMATION PRELIMINAIRE DU COUT DU PROJET

Le Tableau 6-1 indique l'estimation préliminaire du coût du projet incluant les travaux de génie civil, le coût de l'équipement, l'emballage et le transport, les travaux d'installation, les taxes et les frais d'ingénierie et les contingences physiques.

Tableau 6-1 Estimation préliminaire du coût total du projet

		(10 ⁶ US\$)													
		Electricité PV			Electricité diesel			Micro-hydroélectricité			Extension du réseau existant		Total du Projet		
		Phase1	Phase2	total	Phase1	Phase2	total	Phase1	Phase2	total	Phase1	total	Phase1	Phase2	total
1	Coût de la construction	2,877	1,623	4,500	472	476	948	1,830	2,397	4,227	319	319	5,498	4,496	9,994
1-1	Travaux de génie civil				15	15	30	1,036	1,417	2,453			1,051	1,432	2,483
1-2	Equipement	2,877	1,623	4,500	457	461	918	794	980	1,774	319	319	4,447	3,064	7,511
	(1) Equipement de production électrique	1,874	1,114	2,988	49	49	98	295	296	591			2,218	1,459	3,677
	(2) Installations de transmission							119	151	270	110	110	229	151	380
	(3) Installations de distribution				324	398	722	229	356	585	209	209	832	754	1,586
	(4) Emballage et transport	272	176	448	10	10	20	59	60	119			341	246	587
	(5) Installation	731	333	1,064	4	4	8	92	117	209			827	454	1,281
2	Taxe (TVA)	252	114	366	83	83	166	272	377	649	64	64	671	574	1,245
	$((1-1)+(1)+(2)+(3)+(5)+(4) \times 0,05) \times 20\%$														
3	Frais techniques	288	162	450	47	48	95	184	240	424	32	32	551	450	1,001
	1 x 10%														
4	Contingences physiques	316	179	495	52	52	104	202	264	466	35	35	605	495	1,100
	(1 + 3) x 10%														
	Coût total du Projet	3,733	2,078	5,811	654	659	1,313	2,488	3,278	5,766	450	450	7,325	6,045	13,340

(2) Critères d'estimation du coût

Les critères appliqués pour l'estimation préliminaire du coût du projet sont comme suit.

(1) Prix à la fin mai 1997

(2) Taux de change:

1,0 \$ US = 9,31 DH (Dirhams)

1,0 \$ US = 115,0 yens

- (3) Les coûts pour les équipements importés ont été calculés sur la base de l'étude des prix du marché (prix FOB), en supposant un coût additionnel de 20% (du FOB) pour l'emballage et le transport. L'élément transport terrestre est supposé à 5% du coût total de l'emballage et du transport.
- (4) Les frais d'ingénierie sont supposés de 10% du coût de l'équipement, du coût du transport et de l'installation, et du coût des travaux civils.
- (5) Le coût des contingences physiques est supposé de 10% du coût de l'équipement, du coût du transport et de l'installation, et du coût des travaux civils.
- (6) L'intérêt et l'augmentation des prix pendant la période de construction du projet n'ont pas été pris en compte.

CHAPITRE 7 EVALUATION FINANCIERE ET ECONOMIQUE

7.1 Evaluation financière

7.1.1 Méthodologie de l'évaluation

- (1) L'évaluation financière a d'abord été faite sur la base des villages (sauf pour la micro-hydroélectricité, pour laquelle elle a été faite sur la base du projet), puis compilée pour chaque catégorie d'électrification.
- (2) Le paiement moyen à effectuer par chaque utilisateur a été calculé. Dans ce cas, le calcul a été fait pour des cas de récupération de 100%, 75%, 25% et 0% de l'investissement initial (correspondant au même taux de la charge financière à prendre en charge par l'utilisateur). Simultanément, les taux de réduction de 0, 3, 6 et 9% ont été appliqués à chaque cas.
- (3) La longévité du Projet a été supposée de 30 ans pour la micro-hydroélectricité, 20 ans pour l'énergie PV et 10 ans pour l'électricité diesel.
- (4) Le coût fixe inclut tous les coûts calculés à cet égard dans l'estimation préliminaire du coût du projet.
- (5) Le coût variable suppose une addition au coût de fonctionnement/maintenance de l'installation du système, un prélèvement de 1 \$ US/mois/foyer de frais de fonctionnement pour le CDER d'une part et d'autre part pour le comité d'utilisateurs.
- (6) Le coût pour l'utilisation de l'électricité dans les installations publiques est supposé également pris en charge par les utilisateurs concernés des villages.

7.1.2 Calcul du coût de l'alimentation électrique

Le paiement mensuel des foyers qui rend possible un projet viable implique le coût à prendre en charge par les utilisateurs qui couvre efficacement le coût variable à long terme (coût de fonctionnement/maintenance, coût du carburant, etc.) ainsi que les coûts de fonctionnement requis par le CDER (responsabilité générale de l'exécution du projet) et les comités d'utilisateurs (responsables de la gestion quotidienne du système) dans le cas où aucune subside extérieure n'est appliquée au Projet.

Le Tableau 7-1 indique le paiement mensuel par foyer (montant collecté) qui résulterait si une surcharge de 1 \$ US/mois était appliquée pour couvrir respectivement les coûts de fonctionnement du CDER et des comités d'utilisateurs.

Tableau 7-1 Coût mensuel à payer par foyer (incluant le coût de fonctionnement)
(US\$ / kWh)

Méthode d'électrification		Energie PV	Electricité diesel	Micro-hydroélectricité
Nbre de villages		71	12	18 (7)
Nbre de foyers (an 2000)		3,213	1,890	1,158
Energie produite par hydroélectricité				7.2 kWh
Récupération de l'investissement initial	Taux de réduction	Vie de 20 ans	Vie de 10 ans	Vie de 30 ans
100%	0%	14.1	10.4	14.8
	3%	15.7	11.4	21.4
	6%	17.2	12.4	29.7
	9%	20.9	13.5	39.5
75%	0%	12.2	9.1	11.9
	3%	13.3	9.8	16.8
	6%	15.2	10.6	23.1
	9%	17.1	11.4	30.4
50%	0%	10.3	7.7	9.0
	3%	11.0	8.2	12.3
	6%	12.2	8.7	16.5
	9%	13.4	9.3	21.4
25%	0%	8.4	6.4	6.1
	3%	8.6	6.6	7.8
	6%	9.1	6.9	9.9
	9%	9.7	7.2	12.3
0%	0%	6.5	5.0	3.2
	3%	6.2	5.0	3.2
	6%	6.1	5.0	3.2
	9%	6.0	5.1	3.3

7.1.3 Calcul de la balance des paiements

(1) Paiement estimé par utilisateur

Sur la base de l'enquête par questionnaire, les dépenses actuelles des foyers pour le carburant d'éclairage (gaz butane, bougies) ont été estimées à 786 DH par an (66 DH/mois). De plus, les dépenses pour la batterie d'alimentation de la télévision, radio et des autres appareils électriques atteignent 97 DH/mois en moyenne. L'analyse de ces dépenses sur la base des foyers en termes de fourchettes de revenus et de localisation géographique montre, à l'exception de la classe la plus avantagée sur le plan économique, une dépense de 60 à 70 DH/mois pour le carburant d'éclairage et de 70 à 100 DH/mois pour alimenter les appareils électriques. Sur cette base, bien que des différences soient évidentes en fonction de la fourchette des revenus, il n'y a pas de différence majeure dans les dépenses sur le plan géographique, à l'exception de la population consommatrice de Tahanout, un secteur riche.

D'autre part, une prévision de la demande a été faite sur la base de la planification de l'électrification rurale générale suite aux consultations avec le CDER. Mais vu l'état d'utilisation de l'éclairage, des téléviseurs et radios dans chaque foyer et les révélations de l'enquête par questionnaire, on prévoit une augmentation future du nombre des lampes par foyer ainsi que des heures de télévision et de radio dépassant la prévision de la demande de base. De plus, on peut

prévoir une certaine insuffisance de l'alimentation à certains moments pour l'énergie PV (due au temps trop nuageux) ou de la micro-hydroélectricité (à cause du débit de sécheresse). Cela se traduira par la nécessité pour les foyer d'assumer des dépenses continues pour le carburant d'éclairage et des piles sèches pour les radios, etc.

Sous le Projet prévu, le niveau de frais d'électricité qui peut être payé par l'utilisateur (chaque foyer) a été estimé en moyenne pour tous les foyers à 163 DH/mois (66 + 97 DH/mois) indiqué ci-dessus. Mais comme également précité, il sera nécessaire pour les foyers s'assumer une dépense séparée de 20 DH/mois de frais de combustible d'éclairage (gaz butane) et de 20 DH/mois de piles sèches pour les radios.

Par conséquent, le montant adapté que l'utilisateur bénéficiaire pourra payer pour l'électricité est supposé à 100 - 120 DH/mois (dépenses actuelles pour le gaz d'éclairage et les piles moins les dépenses séparées pour faire face aux moments de puissance insuffisante sous les projets). Et le montant que les utilisateurs cibles se disent prêts à payer est de 50 à 75 DH pour 80% de l'ensemble, avec la majeure partie des foyers indiquant 50 DH/mois. Le montant que l'ensemble des bénéficiaires se disent prêts à payer en moyenne est de 71 DH.

Il est nécessaire ici de comprendre que l'écart précédent entre le montant que les utilisateurs se disent prêts à payer (71 DH/mois) et le montant qu'il peuvent payer (100 - 120 DH/mois) est le résultat naturel du désir des foyers cibles d'obtenir un service électrique maximum avec une charge financière minimale.

Compte tenu des critères ci-dessus, le niveau de frais d'électricité que les bénéficiaires peuvent payer pour l'électricité à fournir sous le Projet a été estimé comme suit:

- 1) Sous le programme PERG actuellement en cours au Maroc, il est prévu de collecter des frais de 40 DH/mois auprès des utilisateurs dans le cas d'une extension du réseau existant, de 60 DH/mois pour l'énergie PV (remplacement des batteries à la charge de l'utilisateur).
- 2) Pour l'enquête par questionnaire effectuée au cours de cette étude, des réponses ont été obtenues dans chaque village quant à leur capacité à payer les frais d'électricité. A cet égard, les villageois ordinaires ont indiqué une moyenne de 71 DH/mois.
- 3) L'enquête par questionnaire a aussi révélé que les villageois actuels paient par foyer en moyenne 163 DH/mois pour l'énergie pour l'éclairage, y compris 97 DH/mois pour l'achat et la recharge des batteries, plus le coût additionnel du kérosène et des bougies. Après la soustraction des coûts supplémentaires ci-dessus (20 + 20 DH/mois) de la présente dépense de 163 DH/mois pour le carburant d'éclairage et l'achat de batteries, on obtient 123 DH/mois. Mais comme en réalité lesdits coûts supplémentaires varient selon les villages, la capacité de payer de chaque utilisateur est estimée à 123 - 163 DH/mois pour les frais d'électricité.

Sur la base des données ci-dessus, la balance des paiements pour chaque catégorie d'électrification calculée pour les paiements mensuels des foyers à 4,7, 10, 14 et 17 \$ US respectivement (1 DH = 1,0 \$ US) en supposant que les dépenses mensuelles des foyers à un minimum de 40 DH/mois et

un maximum de 163 DH/mois.

(2) Résultats du calcul de la balance des paiements

Le Tableau 7-2 indique les résultats du calcul de la balance des paiements pour chaque catégorie d'électrification.

Tableau 7-2 Calcul de la balance des paiements totale

1) Energie PV

(US\$ 1,000)

Récupération de l'investissement initial	Taux de réduction	Paiement mensuel (\$ US/foyer)				
		4	7	10	14	17
100%	0%	-7975	-5662	-3348	-264	2050
	3%	-7235	-5398	-3562	-1113	723
	6%	-6845	-5403	-3960	-2037	-595
	9%	-6578	-5406	-4235	-2673	-1501
75%	0%	-6523	-4210	-1896	1188	3501
	3%	-5783	-3946	-2110	339	2175
	6%	-5393	-3951	-2508	-585	857
	9%	-5126	-3955	-2783	-1221	-50
50%	0%	5071	-2758	-445	2640	4953
	3%	-4331	-2495	-658	1790	3627
	6%	-3941	-2499	-1057	867	2309
	9%	-3674	-2503	-1331	231	1402
25%	0%	-3620	-1306	1007	4092	6405
	3%	-2880	-1043	794	3242	5079
	6%	-2490	-1047	395	2318	3761
	9%	-2223	-1051	120	1682	2854
0%	0%	-2168	145	2459	5543	7857
	3%	-1428	409	2245	4694	6530
	6%	-1038	404	1847	3770	5212
	9%	-771	401	1572	3134	4306

* Note: indique une balance des paiements excédentaire.

2) Electricité diesel

(1,000US\$)

Récupération de l'investissement initial	Taux de réduction	Païement mensuel (\$ US/foyer)				
		4	7	10	14	17
100%	0%	-1566	-837	-107	865	1594
	3%	-1529	-909	-289	538	1159
	6%	-1500	-966	-432	279	813
	9%	-1476	-1012	-548	71	535
75%	0%	-1237	-508	221	1193	1922
	3%	-1201	-580	40	867	1487
	6%	-1171	-638	-104	608	1141
	9%	-1148	-684	-219	399	863
50%	0%	-909	-180	549	1522	2251
	3%	-872	-252	368	1195	1815
	6%	-843	-309	224	936	1470
	9%	-819	-355	109	728	1192
25%	0%	-581	149	878	1850	2579
	3%	-544	76	697	1524	2144
	6%	-514	19	553	1264	1798
	9%	-491	-27	437	1056	1520
0%	0%	-252	477	1206	2178	2908
	3%	-215	405	1025	1852	2472
	6%	-186	348	881	1593	2126
	9%	-162	302	766	1384	1849

* Note: indique une balance des paiements excédentaire.

3) Micro-hydroélectricité

Récupération de l'investissement initial	Taux de réduction	Païement mensuel (\$ US/foyer)				
		4	7	10	14	17
100%	0%	-5372	-3870	-2368	-365	1137
	3%	-5532	-4576	-3620	-2346	-1390
	6%	-5618	-4963	-4308	-3434	-2779
	9%	-5668	-5189	-4710	-4071	-3592
75%	0%	-3924	-2422	-920	1082	2584
	3%	-4084	-3128	-2173	-898	58
	6%	-4171	-3515	-2860	-1986	-1331
	9%	-4220	-3741	-3262	-2623	-2144
50%	0%	-2476	-974	528	2530	4032
	3%	-2636	-1681	-725	550	1506
	6%	-2723	-2068	-1412	-538	117
	9%	-2773	-2293	-1814	-1176	-696
25%	0%	-1029	473	1975	3978	5480
	3%	-1189	-233	723	1998	2953
	6%	-1275	-620	36	909	1565
	9%	-1325	-846	-367	272	751
0%	0%	419	1921	3423	5426	6928
	3%	259	1215	2171	3445	4401
	6%	173	828	1483	2357	3012
	9%	123	602	1081	1720	2199

* Note: indique une balance des paiements excédentaire.

(3) Exemple de résultat de calcul de la balance des paiements

1) Cas d'un paiement mensuel de 4 \$ US

Energie PV:	Pas de profit pour aucun des cas de taux de récupération de l'investissement initial ou de réduction
Electricité diesel:	Pas de profit pour aucun des cas de taux de récupération de l'investissement initial ou de réduction
Micro-hydroélectricité:	Profit pour un taux de récupération de l'investissement initial de 0%. Le fonctionnement/maintenance des installations est possible parce que les coûts variation et de fonctionnement sont à la charge des utilisateurs.

2) Cas d'un paiement mensuel de 7 \$ US

Energie PV:	Profit pour un taux de récupération de l'investissement initial de 0%. Le fonctionnement/maintenance des installations est possible parce que les coûts variation et de fonctionnement sont à la charge des utilisateurs.
Electricité diesel:	Profit pour un taux de récupération de l'investissement initial de 25% et un taux de réduction de 6%. Autrement dit, les utilisateurs peuvent prendre la responsabilité de 25% de l'investissement initial.
Micro-hydroélectricité:	Profit pour un taux de récupération de l'investissement initial de 25% et un taux de réduction de 0%. Autrement dit, les utilisateurs peuvent prendre la responsabilité de 25% de l'investissement initial.

Autrement dit, les 3 modes d'électrification sont viables. Pour l'électricité diesel et le micro-hydroélectricité, 25% de l'investissement initial peuvent être pris en charge par les utilisateurs.

(4) Paiement mensuel prévu

- 1) Dans les résultats de l'enquête par questionnaire, les dépenses pour l'éclairage et pour l'alimentation des appareils électriques (télévision, radio) des foyers sont en moyenne d'un total de 163 DH/mois, y compris 66 DH/mois pour les bougies et la gaz butane et 97 DH/mois pour l'achat et la recharge des batteries. Si ces dépenses deviennent disponibles pour le paiement mensuel après l'exécution des projets, la capacité de payer sera de 163 DH/mois = 17,5 \$ US/mois (9,3 DH = 1 \$ US).

Le calcul du FIRR dans le Tableau 7.1-2 suppose le 17,5 \$ US précédent comme paiement mensuel des utilisateurs conduit à un FIRR de 6% au taux de récupération de 100% pour l'énergie PV, un FIRR de plus de 10% pour un taux de récupération de 100% pour l'énergie diesel, et à un FIRR de 1% au taux de récupération de 100% pour la micro-hydroélectricité.

- 2) Si le paiement mensuel prévu doit seulement correspondre à la dépense actuelle de 97 DH/mois par foyer pour l'achat et la recharge des batteries, alors ledit paiement mensuel serait de 10 \$ US/mois. Le calcul du FIRR dans le Tableau 7.1-2 suppose que les 10 \$ US

précédents comme paiement mensuel par les utilisateurs mène à un FIRR de 10% au taux de récupération de 25% pour l'énergie PV, à un FIRR de 3% au taux de récupération de 75% pour l'électricité diesel et à un FIRR de 6% au taux de récupération de 25% pour la micro-hydroélectricité, ce qui se traduit par le fait que l'utilisateur assume la responsabilité d'environ 25% de l'investissement initial total. Ce qui est grosso modo équivalent aux conditions sous le programme PERG. Un paiement de 10 \$ US/mois sous les conditions de la charge de l'investissement initial précédent pour les utilisateurs mène à un taux de récupération interne (intérêts inclus) de plus de 6% au total.

- 3) Le paiement mensuel de 14 \$ US, correspondant à un point intermédiaire entre 1) et 2) ci-dessus, conduit à un FIRR de 4% au taux de récupération de 75% pour l'énergie PV, à un FIRR de 10% au taux de récupération de 100% pour l'électricité diesel et à un FIRR de 1% au taux de récupération de 75% pour la micro-hydroélectricité.

(5) Collecte, utilisation et gestion des paiement mensuels

L'exécution du Projet n'implique pas simplement une réorganisation de la dépense actuelle des foyers pour l'éclairage et l'électricité, mais aussi la mise en place d'une source d'énergie plus propre et sûre, l'élimination des tâches pénibles de recharge des batteries aux stations de charge, et l'inconvénient de ne pas avoir l'électricité pendant la période de recharge de la batterie.

La collecte complète du paiement mensuel prévu pour les foyers se traduirait par un revenu moyen approximatif de 6.000 \$ US pour le CDER. Ce capital pourrait être utilisé, en plus du fonctionnement et de la gestion du Projet, pour des buts connexes, incluant la recherche et la formation du personnel à l'exploitation des énergies renouvelables, des programmes de formation et de sensibilisation pour les utilisateurs, des campagnes de relations publiques dans tout le Maroc quant aux avantages du développement des énergies renouvelables.

Comme précité, l'analyse pour chaque catégorie d'électrification a été faite sur une base générale pour toute la zone du Projet. En réalité, les fluctuations de coût sont considérables d'un village à l'autre.

Par conséquent, la collecte d'un paiement mensuel uniforme générale (ou d'un paiement mensuel fixe par mode d'électrification) auprès des utilisateurs du système se traduirait par un profit pour certains villages et un déficit pour d'autres. Pour rectifier cela, il sera nécessaire de gérer les fonds collectés de sorte que les surplus dans un village soient efficacement réorientés pour couvrir les insuffisances d'un autre village. Pour cela, il est nécessaire que le CDER s'assure du personnel et des ressources de fonctionnement pour rendre possible la gestion de tels fonds.

(6) Collecte sous forme de frais d'électricité

En comparant le coût de l'électricité pour chaque mode d'électrification, la comparaison par kWh est le modèle le plus facile à comprendre. A cet effet, les montants des paiements mensuels calculés dans le Tableau 7-1 ont été divisés par la consommation mensuelle d'électricité de 7,2 kWh pour obtenir le coût au kWh. Mais pour la micro-hydroélectricité, l'énergie produite est élevée à 15,5 kWh/mois, ce qui a été reflété sur les prix unitaires calculés.

Tableau 7-3 Coût par kWh de la puissance consommée (coût de fonctionnement compris)

(US\$ / kWh)					
Méthode d'électrification		Energie PV	Electricité diesel	Micro-hydroélectricité	
Nbre de villages		71	12	18 (7)	
Nbre de foyers (an 2000)		3,213	1,890	1,158	
Energie produite par hydroélectricité				7.2 kWh	15.5 kWh
Récupération de l'investissement initial	Taux de réduction	Vie de 20 ans	Vie de 10 ans	Vie de 30 ans	
100%	0%	1,96	1,44	2,06	1,03
	3%	2,18	1,58	2,97	1,48
	6%	2,39	1,72	4,12	2,06
	9%	2,9	1,87	5,49	2,75
75%	0%	1,69	1,26	1,65	0,82
	3%	1,85	1,36	2,33	1,16
	6%	2,11	1,47	3,21	1,61
	9%	2,37	1,58	4,22	2,11
50%	0%	1,43	1,07	1,25	0,62
	3%	1,53	1,14	1,71	0,85
	6%	1,69	1,21	2,29	1,14
	9%	1,86	1,29	2,97	1,48
25%	0%	1,17	0,89	0,85	0,43
	3%	1,19	0,92	1,08	0,54
	6%	1,26	0,96	1,37	0,68
	9%	1,35	1	1,71	0,86
0%	0%	0,9	0,69	0,44	0,22
	3%	0,86	0,69	0,44	0,22
	6%	0,85	0,69	0,44	0,22
	9%	0,83	0,71	0,46	0,22

1) Le tarif de l'électricité pour l'utilisation d'alimentation domestique au Maroc a été rapporté de 1 DH/kWh (01, \$ US/kWh) dans tout le pays. A ce taux, dans les projets prévus dans ce Projet, tous les villages seraient dans le rouge, même à un taux de récupération de l'investissement initial de 0%. Autrement dit, l'alimentation dans ces conditions ne serait pas viable sans un autre type de subside.

2) Sous l'ERD (électrification rurale décentralisée) du PERG, les utilisateurs desservis par l'extension du réseau sont soumis à des frais de base stables de 15 DH/mois et de 40 DH/mois pour couvrir le coût de la construction (cela va d'un minimum de 0,842 DH/kWh à un maximum de 4 DH/kWh). Sous le Projet prévu, les utilisateurs de 7,2 kWh/mois seront soumis à un paiement de 61 DH/mois sur les 7 premières années (84 DH/mois dans le cas des frais d'électricité plus élevés). Ensuite, il est supposé que le paiement baissera à 21 DH/mois (44 DH/mois pour les frais d'électricité plus élevés). Convertis en un paiement moyen sur 20 ans, le résultat dépend du taux de réduction appliqué comme suit:

A un taux de réduction de 3%	40,5 DH/mois
A un taux de réduction de 6%	43,1 DH/mois
A un taux de réduction de 9%	45,5 DH/mois

Pour les frais d'électricité plus élevés

A un taux de réduction de 3%	63,5 DH/mois
A un taux de réduction de 6%	66,1 DH/mois
A un taux de réduction de 9%	68,4 DH/mois

Comme le taux de réduction de 6% est appliqué sous le PERG, les frais d'électricité à collecter en harmonie avec le cadre PERG seraient de 43 DH/mois (4,6 \$ US/mois au taux de change de 9,3 DH = 1 \$ US) et de 66 DH/mois (7,1 \$ US/mois).

Le paiement mensuel des foyers calculé sous le Projet est en moyenne de 5,3 \$ US (PV, diesel et micro-hydroélectricité) au taux de récupération de l'investissement initial de 0% et au taux de réduction de 6%. L'application du tarif minimum de 0,7 \$ US/mois devrait se traduire par une base de financement inadaptée au fonctionnement et à la maintenance du système; mais l'application du tarif élevé rapporterait 7,1 \$ US/mois par foyer et assurerait un financement suffisant pour le fonctionnement/maintenance.

D'autre part, vu le fait qu'un paiement mensuel de 60 DH/mois sur 7 ans seulement est indiqué pour les bénéficiaires de l'énergie PV dans le cas du PERG, le coût sous le Projet suppose une dépense pour l'utilisateur à partir de la 8^{ème} année pour le remplacement de la batterie de 2,4 \$ US/mois. Dans ce cas, les paiements seraient de 43,5 DH/mois avec un taux de réduction de 3%, de 45,6 DH/mois au taux de réduction de 6% et de 47,5 DH/mois au taux de réduction de 9%. L'adoption du 45,6 DH/mois au taux de réduction de 6% est équivalent au 4,9 \$ US/mois, qui représente une insuffisance de coût de fonctionnement/maintenance de 0,4 \$ US; mais le système est considéré viable avec ce degré d'insuffisance limité.

7.1.4 Structure de l'investissement initial

A partir du Tableau 7-2, des calculs ont été faits pour le paiement mensuel basé sur des rapports variations de (i) part du financement de l'investissement initial à rembourser, et (ii) part du financement de l'investissement initial non à rembourser. (L'intérêt sur la partie du financement de l'investissement initial à remboursera été supposé dans ce cas à 6%.) Les paiements mensuels (estimation préliminaire) par les utilisateurs sous chaque catégorie d'électrification sont comme suit pour les rapports variables de la part du financement de l'investissement initial à rembourser, et la part non remboursable.

		(\$ US/mois/foyer)			
Part du financement à rembourser	Part non remboursable	Energie PV	Electricité diesel	Micro-hydroélectricité	Moyenne totale (valeur de référence)
100%	0%	17	13	30	18,2
75%	25%	15	11	22	15,1
50%	50%	12	8	16	11,5
25%	75%	10	7	10	9,1
0%	100%	7	6	4	6,1

La moyenne totale a été calculée sur la base du nombre de foyer en l'an 2000 et n'a pas inclus l'augmentation future subséquente du nombre de foyers.

Dans le cas où la part du financement à rembourser est de 100%, le paiement mensuel des foyers nécessaire est de 17 \$ US pour l'énergie PV, 13 \$ US pour l'électricité diesel, et 30 \$ US pour la micro-hydroélectricité, avec une valeur de référence moyenne pour tous les modes d'électrification de 18,2 \$ US. Dans le cas où la part du financement à rembourser est de 25%, le paiement mensuel nécessaire des foyers est de 10 \$ US pour l'énergie PV, 7 \$ US pour l'électricité diesel et 10 \$ US pour la micro-hydroélectricité, avec une valeur de référence moyenne pour tous les modes d'électrification de 9,1 \$ US.

Comme référence, le plan de financement devrait être comme suit dans le cas d'un taux de récupération de 25% de l'investissement initial.

Méthode d'électrification	Estimation du coût préliminaire du Projet	(103 \$ US)	
		Part à rembourser	Part non à rembourser
Energie PV	5.766	1.442	4.324
Electricité diesel	1.713	328	985
Micro-hydroélectricité	5.766	1.442	4.324
Total	12.845	3.212	9.633

7.2 Evaluation économique

L'évaluation économique a été faite en comparant le coût total pendant la vie du projet pour la méthode d'électrification désignée (coût) à celle sur la même période pour la méthode de remplacement (bénéfice). Dans ce cas, le coût de l'évaluation économique (coût marginal) est appliqué.

Le calcul a été effectué sur la base du village pour chaque méthode d'électrification. L'électricité diesel a été adoptée comme méthode d'électrification de remplacement pour la comparaison, à l'exception des villages où l'électricité diesel est à adopter dès le départ, auquel cas l'énergie PV est utilisée comme méthode de remplacement pour la comparaison (voir le Tableau 7-4).

Ce calcul suppose que l'investissement initial se fera dans la première année du Projet, avec la production d'électricité commençant réellement à partir de la seconde année. Dans tous les cas, on a supposé 20 ans de fourniture l'électricité, et les coûts encourus tous les ans ont été calculés en termes de prix marginal. Le NPV a été calculé en appliquant le facteur annuel correspondant au taux de réduction défini.

Dans le cas du bénéfice pour l'énergie PV, la micro-hydroélectricité et l'extension du réseau existant, le coût pour l'alimentation en électricité à une échelle comparable par électricité diesel a été intégré.

D'autre part, dans le cas des villages électrifiés par diesel, le coût pour l'alimentation à échelle comparable par énergie PV a été intégré.

**Tableau 7-4 Comparaison bénéfice-coût
(total des villages pour chaque méthode d'électrification)**

(1.000 \$ US)				
Bénéfice/coût	Taux de réduction	Energie PV	Electricité diesel	Micro-hydroélectricité
Bénéfice (1.000 \$ US)	0%	5490	3381	962
	3%	4553	2991	854
	6%	3929	2729	782
	9%	3501	2549	732
Coût (1.000 \$ US)	0%	6679	2563	3360
	3%	5952	2235	3243
	6%	5465	2016	3179
	9%	5129	1866	3141
Bénéfice/coût	0%	0,82	1,32	0,33
	3%	0,77	1,34	0,30
	6%	0,72	1,35	0,27
	9%	0,68	1,37	0,26

Dans les cas où le rapport bénéfice/coût dépasse 1, la méthode d'électrification sélectionnée est avantageuse par rapport à celle de remplacement. A cet égard, ces calculs indiquent que l'énergie PV est plus avantageuse que l'électricité diesel pour 31 villages. Dans les cas où le rapport bénéfice/coût dépasse 1, le EIRR (Taux interne économique de retour) est calculable, et supérieur à 0 - plus de 100% pour 31 villages. D'autre part, pour les villages cibles de l'électricité diesel, cette méthode d'électrification est avantageuse par rapport à l'énergie PV dans tous les cas examinés.

7.3 Evaluation des impacts socio-économiques résultant de l'électrification des villages

(1) Electrification des installations publiques et habitations

L'exécution du projet se traduira par l'électrification des habitations et installations indiquées dans le tableau ci-dessous par une énergie propre, sûre et facilement accessible (basé sur l'étude des conditions socio-économiques).

Nbre de villages	Foyers ordinaires	Eclairage de rue	Eclairage de rue	Ecoles	Mosquées	Magasins	Population bénéficiaire
2000	106	6.512	1.303	112	132	281	41.380
2000	106	6.938	1.389	112	132	281	44.663

(2) Amélioration du niveau d'éducation

Le nombre d'heures d'éclairage augmenté permettra d'utiliser la télévision et la radio dans les écoles et à la maison, et promouvra ainsi la diffusion des informations et contribuera à un niveau d'éducation plus élevé.

(3) Meilleur accès à l'information

L'accès amélioré à la télévision, la radio et aux autres sources de télécommunications étendra considérablement les informations disponibles pour la population de la zone du Projet. De même, des loisirs accrus seront possibles à la fois à la maison et dans des réunions publiques par la disponibilité de la télévision, de la radio, du karaoke, etc.

(4) Contribution à l'amélioration de l'environnement mondial

Actuellement, le gaz butane est une énergie communément utilisée pour l'éclairage dans les régions montagneuses du Maroc. Avec l'électrification, ce gaz butane pourra être orienté vers la cuisine, réduisant ainsi la consommation de bois de chauffe.

L'électrification par les projets d'énergie PV et de micro-hydroélectricité, qui sont les éléments principaux du Projet, se traduira par l'émission zéro d'oxydes sulfuriques et d'oxydes nitriques produits lors de la production d'électricité avec les énergies fossiles. Les sources d'énergie concernées sont propres et renouvelables, et ont une signification positive majeure du point de vue de l'amélioration de l'environnement mondial.

(5) Réduction de la charge de travail des femmes

Le bois de chauffe et le puisage de l'eau étaient à l'origine effectués par les femmes dans la zone de l'étude. L'électrification des villages cibles réduira les besoins en bois de chauffe, et mettra l'eau à disposition par pompe à la maison. Cela réduira largement la charge de travail à cet égard, et libérera les femmes pour des activités plus productives, éducatives et autres.

(6) Productivité améliorée

Dans les zones électrifiées par énergie diesel et micro-hydroélectricité, l'énergie deviendra disponible aux heures creuses pour opérer les équipements de battage, mouture et polissage (poterie). Et le travail de nuit sera facilité, et une source d'énergie pour le fonctionnement des équipements électriques simples sera disponible.

(7) Développement économique régionale - Prévention de l'exode de population vers les centres urbains

Pendant la période d'exécution du projet, les travaux d'installation et de génie civil augmenteront les possibilités de travail pour les ouvriers locaux. Après l'achèvement de la construction, les travaux de maintenance, la fourniture et le transport des matériels/équipements opérationnels se traduiront par des mouvements de capitaux dans la zone du Projet, ce qui devrait stimuler l'activité économique de la région dans son ensemble.

CHAPITRE 8 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

8.1 Conclusions tirées de l'étude

(1) Avantage de l'approche de l'électrification décentralisée pour la zone de l'étude

L'étude a montré que beaucoup des villages cibles sont petits, et d'accès difficile. Dans la majorité des villages, l'extension du réseau existant comme moyen d'électrification présente un rapport coût/performance faible, en termes d'investissement initial, et de consommation d'électricité résultante. Il est ainsi confirmé que l'alimentation électrique par système décentralisé est l'approche recommandée pour l'électrification de la zone de l'étude.

(2) Formulation du plan d'alimentation électrique pour chaque type d'électricité

Le plan d'alimentation électrique pour les 106 villages de l'étude est comme suit par type d'électricité.

	Nombre de villages	Nombre de foyers	Puissance des installations (kW)
Energie PV	71	3.213	333,6
Electricité diesel	12	2.136	156,8
Micro-hydroélectricité	18	1.301	179
Extension du réseau existant	5	288	23,2
Total	106	6.938	692,6

(3) Plan du Projet

Le Projet prévu sera exécuté en deux phases de travaux. Les travaux de la Phase I comprendront l'électrification PV de 54 villages, l'électrification diesel de 6 villages et 3 plans de micro-hydroélectricité (projets de l'étude de pré-faisabilité), et ceux de la Phase II l'électrification PV de 17 villages, l'électrification diesel de 6 villages et 4 plans de micro-hydroélectricité. Les travaux de la Phase I devraient commencer en juin 1998 et se terminer en mars 2001, ceux de la Phase II commencer en juin 2000 et se terminer en mars 2003.

Comme l'extension des lignes de transmission existantes est sous la tutelle de l'ONE, elles ont été éliminées de la portée du Projet; mais il est prévu que ces travaux seront effectués dans un proche avenir par l'ONE dans le cadre du PERG.

(4) Estimation préliminaire du coût du Projet

Le coût du Projet a été estimé à 13.440 \$ US x 103.

(unité: US\$ 10')

Méthode d'électrification	Phase 1		Phase 2		Grand total
	Nbre de villages	Coût du Projet	Nbre de villages	Coût du Projet	
Energie PV	54	3733	17	2078	5811
Electricité diesel	6	654	6	659	1313
Micro-hydroélectricité	3	2488	4	3278	5766
Total		6875		6015	12890
Extension du réseau existant	--	450	--	--	450
Grand total		7325		6015	13340

(5) Etablissement des tarifs de l'électricité

Le calcul de la balance des paiements d'ensemble a été faite dans les cas ① à ⑤ de paiement des foyers ci-dessous, et ces données ont été proposées comme données de base pour la planification de l'électrification au Maroc (le cas ② est proche de celui appliqué sous le PERG).

Paiement mensuel des foyer	Critères du tarif
① 4,0 \$ US	Paiement mensuel correspondant au tarif de 40 DH/mois pour l'extension du réseau existant et de 60 DH/mois pour l'énergie PV sous le programme PERG (coût du remplacement de la batterie à la charge de l'utilisateur)
② 7,0 \$ US	Paiement mensuel correspondant à la capacité de payer 70 DH/mois dans le cas d'un villageois ordinaire, comme indiqué dans les résultats de l'enquête par questionnaire
③ 10,0 \$ US	Paiement mensuel correspondant à la capacité de payer 70 DH/mois dans le cas d'un villageois ordinaire, comme indiqué dans les résultats de l'enquête par questionnaire
④ 14,0 \$ US	Paiement mensuel correspondant à la capacité de payer 140 DH/mois indiqué par les leaders de village, comme indiqué dans les résultats de l'enquête par questionnaire
⑤ 17,5 \$ US	Paiement mensuel correspondant aux dépenses mensuelles par foyer pour l'éclairage et l'achat et recharge de la batterie, comme indiqué dans les résultats de l'enquête par questionnaire

8.2 Recommandations pour l'exécution

(1) Structure d'exécution

- Il est nécessaire que le CDER assume le rôle principal dans la création des comités d'utilisateurs au niveau des villages.
- Il est nécessaire que des mesures soient prises pour renforcer les capacités de gestion du CDER quant aux projets d'électrification.
- Il est nécessaire que le CDER fournisse des instructions aux villageois concernés ainsi que le soutien technique et financier pour la délégation des activités de fonctionnement/maintenance à des contractants privés quand cela est nécessaire, pour la maintenance dans le cas de la micro-hydroélectricité et de l'électricité diesel qui sont actuellement au-delà des capacités des villageois cibles.

- Pour optimiser les services sous ces projets, il est recommandé que des fédérations soient officiellement créées pour mettre en lumière le point de vue des utilisateurs, ainsi que pour maintenir des relations étroites entre les secteurs public et privé.

(2) Fonctionnement et maintenance

- L'accumulation des coûts de fonctionnement/maintenance à verser à des contractants privés devra être limité pendant les trois premières années du Projet environ. Pour cela, le CDER devra assurer pendant la période d'exécution du Projet une formation suffisante des comités d'utilisateurs, contractants privés et des villageois ordinaires aux techniques de fonctionnement/maintenance afin de permettre un effort conjoint de toutes les parties concernées.
- Lors des réunions de coordination, le CDER devra collecter les frais d'électricité (frais mensuels définis) à payer mensuellement par les foyers utilisateurs. Pendant les 3 premières années du Projet, les frais de fonctionnement/maintenance seront mis à la banque par les comités d'utilisateurs eux-mêmes et serviront de fonds de fonctionnement pour les comités. Après la troisième année, il est proposé que les comités d'utilisateurs commencent le paiement direct des coûts de fonctionnement/maintenance aux contractants privés.
- Les comités d'utilisateurs seront obligés d'émettre des reçus et de tenir correctement les comptes, qui seront soumis au CDER lors des réunions de coordination et d'assurer la transparence de la collecte des frais d'électricité.

(3) Sélection des villages cibles pour l'électrification et méthode d'électrification

Dans ce rapport, l'approche d'électrification a été prévue pour 106 villages cibles. Mais la confirmation complète de tous les villages n'a pas encore été faite quant aux aspirations des villageois concernant l'électrification. A ce sujet, on prévoit de continuer à refléter les aspirations des villageois dans la planification du Comité d'électrification rurale national conformément à la procédure définie sous le PERG au cours des étapes subséquentes d'exécution réelle du Projet.

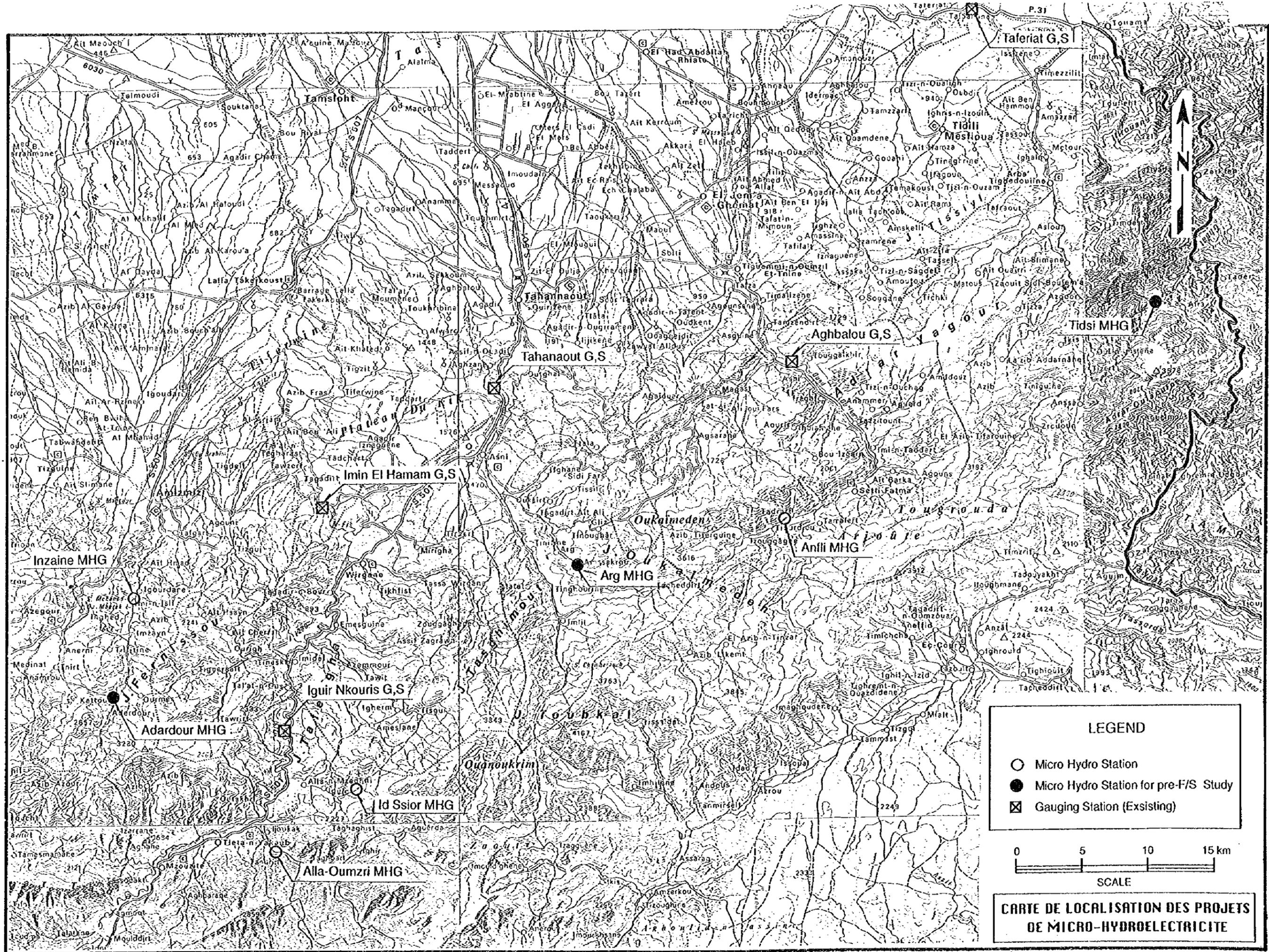
(4) Plan d'étude futur

Il est recommandé que les études suivantes soient effectuées afin de passer régulièrement à la phase suivante du Projet prévu.

- ① Observations d'intensité d'ensoleillement dans les régions montagneuses de la zone du Projet
- ② Observations de niveau d'eau et de débit aux nouvelles stations de mesure mises en place

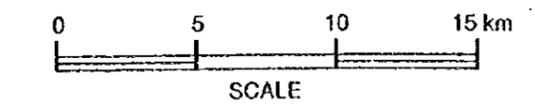
VOLUME II ETUDE DE FAISABILITE POUR LA MICRO- HYDROELECTRICITE

Le volume II couvre les résultats de l'Etude de pré-faisabilité effectuée pour les trois des projets les plus prometteurs des 7 projets de micro-hydroélectricité sélectionnés comme partie du programme d'électrification du Schéma directeur. Ces trois projets concernent Adardour, Arg et Tidsi.



LEGEND

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



CARTE DE LOCALISATION DES PROJETS DE MICRO-HYDROELECTRICITE

CHAPITRE 1. ETUDE SUR PLACE

Pendant l'Etude de pré-faisabilité, les études sur place décrites ci-dessous ont été effectuées et les résultats utilisés comme base de données pour la conception du projet.

1.1 Etude topographique

Cette étude a compris des levés topographiques (total de 45.900 m²) du réservoir de prise, le tracé des canaux et des sites des centrales électriques, ainsi qu'une étude de la section de rivière incluant une prise en amont et en aval et le site de la centrale électrique. Le Tableau 1.1 indique la portée de l'étude pour chaque projet. Les résultats de l'étude par levés ont été appliqués à l'étude géologique subséquente et à la conception de l'étude de pré-faisabilité. Une carte topographique a également été établie sur papier format A-1 à l'échelle 1:500, avec un intervalle de courbes de niveau d'1 m.

Tableau 1.1 Portée de l'étude topographique

Catégorie d'étude	Adardour	Arg	Tidsi
Etude topographique:			
Zone cible (totale)	14.600 m ²	1.7000 m ²	1.4300 m ²
Site des réservoirs de prise	2.100 m ²	3.000 m ²	1.800 m ²
	(30m×70m)	(30m×100m)	(30m×60m)
Alignement des canaux	8.000 m ²	8.000 m ²	8.000 m ²
	(10m×800m)	(10m×800m)	(10m×800m)
Conduite forcée et centrale	4.500 m ²	6.000 m ²	4.500 m ²
	(30m×150m)	(30m×200m)	(30m×150m)
Etude de coupe transversale de rivière			
Nbre de coupes transversales	Total de 8	Total de 10	Total de 8

1.2 Etude géologique

Parmi les 7 sites de micro-hydroélectricité sélectionnés au cours de l'étude du Schéma directeur, une reconnaissance géologique a été effectuée sur les 3 sites cibles de l'étude de pré-faisabilité, et une carte géologique au 1:500 a été établie. Une étude géologique abrégée a également été faite pour les 4 sites restants afin de faciliter les études futures pour ces projets.

Adardour:	Etude de pré-faisabilité	Reconnaissance géologique	établissement d'une carte géologique au 1:500
Arg:	Etude de pré-faisabilité	Reconnaissance géologique	établissement d'une carte géologique au 1:500
Tidsi:	Etude de pré-faisabilité	Reconnaissance géologique	établissement d'une carte géologique au 1:500
Alla Oumzri:	Etude du Schéma directeur	→Etude géologique abrégée	
Inzaine:	Etude du Schéma directeur	→Etude géologique abrégée	
Id Ssior:	Etude du Schéma directeur	→Etude des donnée existantes seulement	
Anfli:	Etude du Schéma directeur	→Etude des donnée existantes seulement	

Les 7 sites de micro-hydroélectricité prometteurs sélectionnés au cours de l'étude du Schéma directeur sont tous situés sur la face Nord-Ouest de la chaîne du Haut Atlas. Géologiquement, les deux sites d'Arg et Anfli sont placés dans une zone granitique, et les 5 autres dans une zone de roches métamorphiques. Ces formations se composent généralement de roches dures, bien consolidées; mais les couches de surface présentent souvent des altérations climatiques importantes dues à (i) la topographie à pente raide qui empêche la croissance de la végétation et expose les roches à la lumière solaire intense pendant la saison sèche (été) et (ii) l'action des cristaux de glace pendant la saison pluvieuse à basse température (hiver). Cela se traduit par une couche de surface faible.

Bien que les points ci-dessus doivent être pris en considération pour la construction et la maintenance du projet, les résultats généraux de l'étude ne montrent pas de problème géologique sérieux pour l'exécution des projets.

1.3 Etude météorologique et hydrologique

Il y a 5 stations de jaugeage dans les captages des rivières de la zone de l'Etude. Mais les sites objets de la micro-hydroélectricité sont tous situés dans les bassins supérieurs des affluents, à une distance considérable des stations existantes, et les bassins d'alimentation sont variables. 3 nouvelles stations de jaugeage ont donc été installées près des sites prometteurs au cours du reconnaissance sur site. Des observations de niveau d'eau et de débit ont été faites, et ces données ont été utilisées pour vérifier les débits enregistrés aux stations existantes.

Mais il est à noter que lesdites observations de niveau d'eau et de débit ont été faites seulement sur une très courte période (10 fois sur 10 mois d'août 1996 à mai 1997), et qu'il ne s'agit donc pas d'un programme d'observation complet.

Il en résulte qu'il y a eu des différences marquées dans les débits spécifiques calculés à partir des données de débit des stations existantes, et les débits observés aux stations de jaugeage nouvellement installées. En particulier, les débits aux nouvelles stations étaient beaucoup plus élevés que les valeurs enregistrées aux dites stations existantes. Comme aucune autre donnée n'était disponible (données pluviométriques peu nombreuses), les débits des stations existantes ont été adoptés par mesure de sécurité.

Tableau 1.2 Résume les stations de jaugeage nouvellement installées.

Station de jaugeage	Infag	Arg	Tidsi
Rivière	Anougal	Imenane	Afoughal
Bassin d'alimentation (km ²)	79	48	24
Latitude (° - ' - "N)	31-04-31	31-11-17	31-20-33
Longitude (° - ' - "N)	8-16-50	7-55-19	7-26-29
Élévation (m)	1.250	1.480	1.750

Le Tableau 1.3 indique les débits moyens mensuels et annuels adoptés pour les sites de projet pour l'Etude, et le Tableau 1.4 les caractéristiques de débit sur les sites.

Tableau 1.3 Débits moyens mensuel et annuel adoptés pour les sites de projet (moyennes des 10 dernières années) (m³/s)

Projet	(m ³ /s)				
	Adardour	Inzaine	Arg	Anfli	Tidsi
Bassin d'alimentation (km ²)	23	79	48	134	24
Station de jaugeage	Tahanaout	Tahanaout	Tahanaout	Aghbalou	Aghbalou
Septembre	0,05	0,17	0,11	0,50	0,69
Octobre	0,14	0,46	0,30	0,42	0,07
Novembre	0,16	0,52	0,34	0,78	0,14
Décembre	0,18	0,61	0,40	1,81	0,32
Janvier	0,15	0,51	0,34	0,81	0,14
Février	0,21	0,69	0,46	1,46	0,26
Mars	0,38	1,28	0,84	5,68	1,00
Avril	0,63	2,13	1,41	7,30	1,29
Mai	0,73	2,47	1,63	4,95	0,87
Juin	0,34	1,13	0,75	1,05	0,19
Juillet	0,10	0,34	0,23	0,75	0,13
Août	0,05	0,17	0,11	0,57	0,10
Total	0,26	0,87	0,58	2,17	0,38

Tableau 1.4 Caractéristiques de débit des sites (moyennes des 10 dernières années) (m³/s)

Débit de rivière	Adardour	Inzaine	Arg	Anfli	Tidsi
Q _t	0,987	3,315	2,186	9,679	1,708
Q ₃₅	0,654	2,195	1,448	6,529	1,152
Q ₉₅	0,397	1,331	0,878	2,809	0,496
Q ₁₅₅	0,156	0,524	0,346	0,934	0,165
Q ₂₇₅	0,100	0,337	0,222	0,468	0,083
Q ₃₂₉	0,044	0,147	0,097	0,248	0,044
Q ₃₅₅	0,031	0,103	0,068	0,117	0,021
Q ₃₆₅	0,027	0,089	0,059	0,099	0,017

1.4 Etude d'impact sur l'environnement

(1) Items de l'évaluation

L'évaluation a été faite sur les impacts potentiels que la construction dans le cadre des projets prévus pourrait avoir sur l'environnement. L'étude a inclus à la fois les impacts directs et indirects sur la zone des projets, ainsi que dans la région environnante.

1) Impacts directs sur l'environnement

- Faune et flore terrestre
- Faune et flore des rivières
- Eaux souterraines
- Géologie
- Modification du lit des rivières
- Maladies contagieuses
- Disponibilité de l'eau potable
- Agriculture
- Pollution de l'air
- Pollution de l'eau et du sol
- Micro-climat

2) Impacts indirects sur l'environnement

- Culture
- Développement économique

(2) Résultats de l'évaluation

1) Projet à Adardour

L'impact immédiat sur l'environnement du projet à Adardour devrait être important, parce que la construction exigera des travaux aux explosifs pour les fondations du canal. Mais l'impact sur l'environnement de ces travaux ne devrait pas être tellement considérable, à cause de la période de construction courte. A long terme, l'impact sur l'environnement peut devenir important, à cause du changement du mode de vie dans les villages et du développement de l'économie. Toutefois, l'impact potentiel devrait être positif.

2) Projet à Arg

L'impact immédiat sur l'environnement du projet à Arg devrait être le plus faible, parce que les travaux de construction seront les moins nocifs puisqu'ils seront faits uniquement à la main, et que le pourcentage du débit requis pour le fonctionnement de la centrale sera sans doute le plus faible des trois. A long terme, l'impact sur l'environnement peut devenir important à cause du changement du mode de vie dans les villages et du développement de l'économie. Toutefois, l'impact potentiel devrait être positif.

3) Projet à Tidsi

L'impact immédiat sur l'environnement du projet à Tidsi devrait être minimal, à condition qu'on limite les travaux aux explosifs pendant la construction. A long terme, l'impact sur l'environnement peut devenir important à cause du changement du mode de vie dans les villages et du développement de l'économie. Toutefois, l'impact potentiel devrait être positif.

CHAPITRE 2. FORMULATION DU PLAN DE DEVELOPPEMENT OPTIMAL

(1) Sélection du tracé du canal et de l'emplacement des principales installations

Pour les 3 sites de projet sélectionnés pour l'étude de pré-faisabilité, les bassins d'alimentation et le débit moyen annuel sont faibles: 23-28 km² et 0,25-0,57 m³/s respectivement. De plus, les systèmes de canaux d'irrigation très développés dans ces zones limiteront la puissance électrique du projet à 15-30 kW.

La production d'électricité sera de type "écoulement naturel". La sélection du tracé du canal pour l'hydroélectricité est limitée par les relations avec l'irrigation. L'approche la plus rentable à ce sujet est d'augmenter la capacité du canal existant qui servira aussi bien pour l'hydroélectricité que pour l'irrigation.

De même, l'emplacement des installations principales est limité, et il est nécessaire de sélectionner des sites où la prise et les évacuations des projets de micro-hydroélectricité sont sans impact sur l'utilisation de l'eau pour l'irrigation. Dans ce cas, tous les efforts seront faits pour obtenir une chute maximale avec le canal d'amenée le plus court, en tenant compte des conditions topographiques et géologiques sur chaque site de projet.

(2) Plan de transmission et distribution d'électricité

La distance maximale du site de la centrale électrique jusqu'aux villages cibles est de 5 km. Comme une transmission à faible tension se traduira par une perte de transmission importante, la tension du générateur de 440 V sera être augmentée à 22 kV pour la transmission aux villages où la tension sera abaissée à 400 V/220 V par des transformateurs montés sur pylône pour l'alimentation électrique de chaque foyer.

Les pylônes seront en bois, sauf pour les villages dont l'accès est très difficile, où, compte tenu du poids de transport et de la possibilité d'assemblage, des pylônes en acier galvanisé seront utilisés.

L'intervalle standard entre les pylônes sera de 35-50 m, mais il pourra être modifié si nécessaire, selon les conditions topographiques et météorologiques réelles sur place. La hauteur standard d'un pylône sera de 9 m (hauteur standard prévalant actuellement au Maroc: 8-10,5 m).

Pour les pylônes de distribution, la norme adoptée est d'1 pylône pour 5 foyers, mais ils devront aussi être répartis en tenant compte de l'électricité utilisée par les écoles, mosquées, etc. Comme des transformateurs pour abaisser la tension de 22 kV à 400 V/200 V seront installés sur les pylônes, il est recommandé que ces derniers aient une résistance de 300 kg/cm².

La norme pour le câble de la ligne de transmission est de 34 mm² de diamètre, avec une résistance unitaire de 0,899 Ω /km. Mais dans les cas où une perte de transmission considérable est prévue, le diamètre du câble sera défini par les normes de 75 mm² et 148 mm² de l'ONE. Le câble en aluminium ou acier, d'une résistance de 1.140 km/cm² est recommandé.

Le transformateur à installer sur les pylônes de distribution devra être à commutation manuelle, avec côté primaire à 22 kV et côté secondaire à 400 V/220 V pour fournir l'électricité aux foyers individuels.

CHAPITRE 3. CONCEPTION DE FAISABILITE

(1) Ouvrages de génie civil

- Les réservoirs de prise auront une structure en béton armé, en forme de T inversé. Leur fondation sera assise sur les roches du socle, leur conception sera renforcée en aval par des travaux de maçonnerie et en amont par un enrochement de pierres.
- Pour les projets d'Adardour et Arg, la capacité du canal a été prévue pour assurer le débit à la fois pour l'hydroélectricité et l'irrigation. Le canal devra être à ciel ouvert, avec une garniture de maçonnerie finie au mortier.
- Les réservoirs de chute ont été conçus avec une capacité permettant une régulation correspondant à grosso modo 2 minutes d'eau pour la production d'électricité.
- Les conduites forcées en tuyaux en acier, seront autant que possible enterrées pour éviter les dommages dus à des chutes de pierres.
- Il serait pratique que les structures des centrales électriques soient en parpaings fabriqués sur place. Un bassin de repos serait construit sous la turbine pour servir de réservoir de décharge de charge fictive.

(2) Equipement de production d'électricité

Dans les projets prévus, la chute effective sera de 15-37 m et le volume d'eau produit de 0,11-0,18 m³/s. La vitesse spécifique pour 1.000 rpm sera de 60-110 (rpm/kW/m). Sur la base de ces critères, une turbine à impulsions radiales a été adoptée.

Compte tenu du type de projet de production d'électricité, la variation de la chute sera faible. Mais comme les centrales devront fonctionner pendant les mois de basses eaux dans le plan d'alimentation électrique annuel, il y aura une variation très importante dans le volume d'eau utilisé. Sur les turbines à impulsions radiales conventionnelles, les aubes fixes sont généralement séparées et l'électricité est produite d'un côté d'une aube fixe pour améliorer l'efficacité de fonctionnement quand le volume d'eau utilisé est faible. Comme le volume d'eau du Projet est faible dès le départ, l'emploi d'une aube fixe a été jugé difficile à cause de la roue de turbine étroite et des aubes fixes courtes de la turbine à impulsions radiales.

En général, si l'emploi d'aubes fixes est impossible avec une turbine à impulsions radiales, l'efficacité de la turbine chute littéralement, quand le volume d'eau utilisée baisse à moins de 30% du volume d'eau de conception maximum. Pour compenser cela, et compte tenu de la rentabilité, une turbine à pompage inverse pour volume d'eau réduit sera installée séparément pour la production d'électricité pendant la saison des baisses eaux.

Les générateurs synchrones et à induction ont été étudiés. Le type à induction est plus économique, parce qu'un équipement à petit moteur, peu cher, disponible sur le marché est utilisable pour les

projets de micro-hydroélectricité. Mais la grande différence entre le type à induction et le type synchrone est que l'ajustement du facteur de puissance est impossible pour le premier. Pour le second, le fonctionnement indépendant est facilité par le fait qu'il est doté d'un système d'excitation indépendant. Vu ces points et compte tenu du fait que l'électricité sera utilisée presque totalement pour la charge d'illumination, le générateur synchrone a été sélectionné parce que le facteur de puissance est ajustable, malgré son coût plus élevé.

Le système de contrôle des installations de micro-hydroélectricité comprendra: démarrage, arrêt de la turbine-générateur, des dispositifs de sécurité, etc. Il est également ordinaire d'installer un régulateur pour maintenir stable la vitesse de rotation et la fréquence de la turbine-générateur. Mais pour le Projet où la puissance est faible, la fréquence de production devra être stabilisée en ajustant la puissance en excès via la capacité de résistance. C'est ce qu'on appelle "méthode du régulateur à charge fictive".

(3) Caractéristiques de conception

La conception au niveau de l'étude de pré-faisabilité a été faite sur la base des critères ci-dessus. Le Tableau 3.1 en résume les résultats.

Tableau 3.1 Résumé des critères de conception des projets de micro-hydroélectricité

Caractéristiques principales	Unité	Adarjour	Arg	Tidsi
Rivière		Amizmiz	Rhenaya	Zat
Bassin d'alimentation	km ²	23	48	24
Puissance max.	kW	26	30	15
Volume d'eau max. utilisé	m ³ /s	0,11	0,18	0,15
Chute effective	m	37	25	15
Réservoir de prise				
Type		T inversé	T inversé	T inversé
Hauteur	m	1,65	1,85	2,15
Hauteur du sommet	m	16	15	14
Canal d'aménée				
Type		Ouvert	Ouvert	Ouvert
Longueur	m	685	1.175	750
Conduite forcée				
Type		Enterrée	Enterrée	Enterrée
Longueur	m	76	84	33
Turbine n° 1	kW	26(impulsions radiales)	30(impulsions radiales)	15(impulsions radiales)
Générateur	kW	32,5(triphasé, synchrone)	37,5(triphasé, synchrone)	18,8(triphasé, synchrone)
Turbine n° 2	kW	10,1	-	5,0
Générateur	kW	(pompage inverse) 12,6(triphasé, synchrone)	-	(pompage inverse) 6,3(triphasé, synchrone)
Tension de la ligne de transmission	V	22.000	22.000	22.000
Longueur	m	1.550	4.400	2.500

CHAPITRE 4. PLAN D'EXECUTION

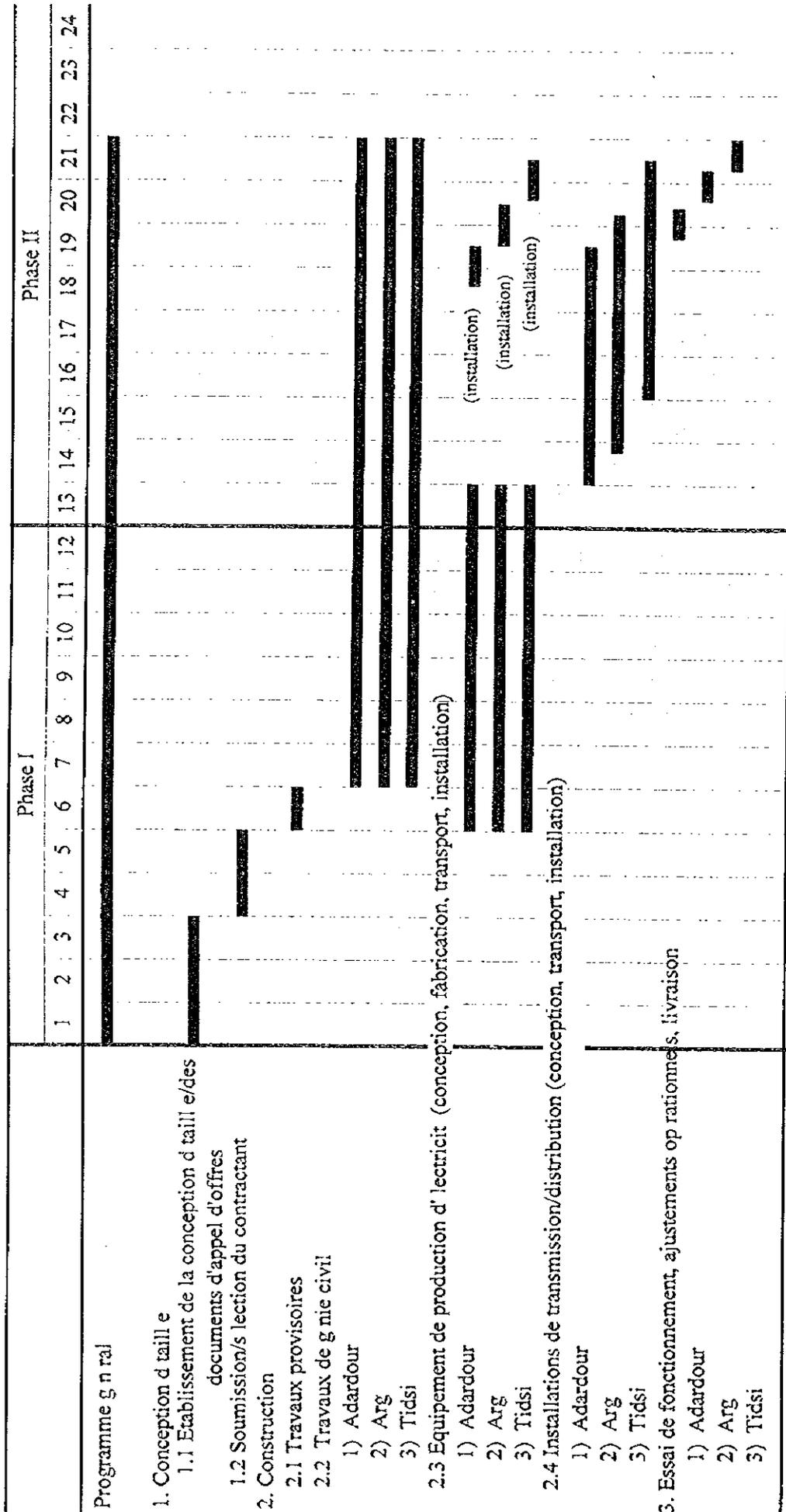
Comme indiqué dans le Volume 1, le programme d'exécution général pour le Schéma directeur sera effectué en 2 phases. Dans ce cadre, les 3 projets de micro-hydroélectricité prioritaires seront réalisés pendant la Phase I, la construction commençant en juillet 1999 et se terminant en mars 2001 (période d'exécution d'1 an et 9 mois).

Le facteur déterminant dans le processus de construction des projets sera la construction des canaux d'amenée, qui devront tous avoir une structure de canal ouvert en maçonnerie et béton. Comme ce travail doit être fait manuellement, cette construction constitue l'élément critique pour l'exécution des projets. Par conséquent, la construction des canaux d'amenée devra être commencée en même temps pour les 3 projets, et le système d'exécution des travaux conçu de manière à permettre l'achèvement pendant la période d'exécution définie pour les projets. Les autres structures (captages, réservoirs de chute, conduites forcées et centrales, etc.) devront être construites en même temps que les canaux d'amenée précités, en respectant les règles de sécurité requises dans les zones montagneuses (prévention de la chutes de pierres) et la demande de coopération des habitants des zones de construction. Le transport des matériaux et équipements de construction jusqu'aux zones des sites se fera par les routes d'accès existantes. Mais comme l'approche finale des sites depuis les routes principales se fera par des routes de montagne (pistes) à voie unique non recouvertes, un programme de maintenance et de réparation complet devra être réalisé pendant toute la période de construction. Le Tableau 4.1 donne le programme d'exécution prévu pour les projets de micro-hydroélectricité sur la base des critères précités.

La fourniture des matériaux et équipements de construction a été prévue comme suit sur la base des résultats de l'Etude:

- Les équipements de construction et installations seront de fourniture locale.
- Les matériaux de construction, y compris le ciment, l'acier, le bois, etc. seront en principe de fourniture locale. Les tuyaux pour les conduites forcées seront des matériaux importés achetés localement.
- Les lubrifiants et le carburant seront achetés à des marchands des ou proches des zones des sites.

Tableau 4.1 Programme d'exécution du projet de Micro-hydro lectricit



CHAPITRE 5. COUT DU PROJET

Les critères du calcul du coût du Projet sont les mêmes que ceux adoptés dans le Volume 1. Le coût unitaire de la construction a été calculé séparément pour chaque catégorie de travaux, sur la base du coût de la main-d'oeuvre, de la rémunération des ingénieurs, du coût du transport, du coût de la maintenance et du coût des équipements.

Le Tableau 5.1 indique le coût total du Projet de 2.488.000 \$ US (incluant le coût des travaux de génie civil, le coût des équipements, le coût de l'installation, le coût de l'emballage et du transport, les frais techniques et les contingences physiques).

Tableau 5.1 Coût total du Projet pour les projets de micro-hydroélectricité

Taux: 1,0 \$ US/9,31 DH/115 yens (unité: 10³ \$ US)

Item des travaux	Adardour (26kW)			Arg (30kW)			Tidsi (15kW)			Total du Projet (71kW)		
	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total
1. Coût de la construction												
1-1 Travaux de génie civil												
(1) Coût direct		214	214		264	264		170	170		648	648
(2) Coût indirect	38	90	128	47	111	158	31	71	102	116	272	388
Sous-total	38	304	342	47	375	422	31	241	272	116	920	1.036
1-2 Equipements												
(3) Installations de production d'électricité												
a. Turbine /générateur	70		70	42		42	50		50	162	0	162
b. Installations connexes	55		55	32		32	46		46	133	0	133
Sous-total	125		125	74		74	96		96	295	0	295
(4) Installations de transmission /distribution												
a. Installations de transmission		25	25		59	59		35	35	0	119	119
b. Installations de distribution		79	79		102	102		48	48	0	229	229
Sous-total		104	104		161	161		83	83	0	348	348
(5) Installation		35	35		26	26		31	31		92	92
(6) Emballage / transport (FC 20%)	24	1	25	14	1	15	18		18	56	2	58
Total: (3)-(6)	149	140	289	88	188	276	114	114	228	351	442	793
Total: (1)-(6)	187	444	631	135	563	698	145	355	500	467	1.362	1.829
2. Taxe (TVA) ((1)+(2)+(4)+(5)+(6) x 0.05)20%												
		89	89		113	113		71	71		272	272
3. Frais techniques ((1)-(6))_10%												
	19	44	63	14	56	70	15	36	51	48	136	184
4. Contingences physiques (1)+(3) 10%												
	21	49	70	15	62	77	16	39	55	52	150	202
5. Coût total du Projet												
	227	626	853	164	794	958	176	502	678	570	1.918	2.488

CHAPITRE 6 EVALUATION FINANCIERE

Le Tableau 6.1 indique le calcul des paiements mensuels par foyer pour chaque projet. Dans le cas d'un taux de récupération 0% de l'investissement initial, les paiements mensuels sont de 1,4 \$ US/mois/foyer pour le projet d'Adardour, de 1,0 \$ US/mois/foyer pour le projet d'Arg et de 1,8 \$ US/mois/foyer pour celui de Tidsi, ce qui est un peu plus élevé que les 1,2 \$ US/mois/foyer du Volume I.

Tableau 6.1 Paiement mensuel des foyers par projet

Adardour				
Taux de récupération de l'investissement initial	Taux de réduction			
	0%	3%	6%	9%
100%	13,0	19,7	28,1	38,0
75%	10,1	15,1	21,5	28,9
50%	7,2	10,6	14,8	19,7
25%	4,3	6,0	8,1	10,8
0%	1,4	1,4	1,4	1,4

Arg				
Taux de récupération de l'investissement initial	Taux de réduction			
	0%	3%	6%	9%
100%	11,7	17,9	25,6	34,7
75%	9,0	13,6	19,5	26,3
50%	6,3	9,4	13,3	17,8
25%	3,6	5,2	7,1	9,4
0%	1,0	1,0	1,0	1,0

Tidsi				
Taux de récupération de l'investissement initial	Taux de réduction			
	0%	3%	6%	9%
100%	15,8	23,9	34,2	46,1
75%	12,3	18,4	26,1	35,0
50%	8,8	12,9	18,0	24,0
25%	5,3	7,3	9,9	12,9
0%	1,7	1,8	1,8	1,8

CHAPITRE 7 CONCLUSIONS

- (1) Les projets d'Adardour, Arg et Tidsi objets de l'étude de pré-faisabilité sont les candidats les plus prometteurs des 7 projets sélectionnés au cours de l'étude du Schéma directeur; l'accès est relativement bon et ils sont jugés posséder une maturité de développement élevée.
- (2) Chaque projet représente une centrale électrique de type "écoulement naturel" réduit. La puissance maximale est de 26 kW à Adardour, 30 kW à Arg et 15 kW à Tidsi. Le volume d'eau disponible pendant la saison des basses eaux est faible, ce qui se traduit par un volume d'eau utilisable pour la production d'électricité faible de 0,11-0,18 m³/s. La chute efficace est également faible, 15-30 m, à cause du gradient de la rivière. Mais les projets étant prévus pour fournir le maximum de villages possible, le potentiel du site sera utilisé de manière optimale.
- (3) Pour réduire le coût de construction des projets, les canaux d'irrigation actuels devront être utilisés le plus possible, en les élargissant si nécessaire. La planification de la construction exige aussi une utilisation maximale des matériaux et équipements locaux/nationaux. Seule la turbine et le générateur seront importés.
- (4) La turbine à impulsions radiales a été adoptée pour les projets. Mais, à cause du volume d'eau très faible pendant la saison des pluies pour Adardour et Tidsi, qui se traduit par un taux d'efficacité de la turbine rendant le fonctionnement impossible, une turbine à pompage inverse séparée devra être ajoutée à l'équipement de production d'électricité.
- (5) Pour réduire les pertes de transmission dans le transport de l'électricité de la centrale aux foyers utilisateurs, la tension du générateur de 440 V sera augmenté à 22 kV, puis abaissée par des transformateurs montés sur pylônes dans les villages à 400 V/220 V pour la distribution finale aux foyers utilisateurs.
- (6) Il a été conclu qu'il n'y aurait pas d'impacts sur l'environnement naturel ou social d'une amplitude telle qu'elle empêcherait l'exécution des projets. Mais compte tenu de la relation étroite entre les canaux d'irrigation existants, les projets devront être exécutés après discussion poussée avec les villageois au sujet de l'utilisation de l'eau.
- (7) Sur la base des résultats de l'analyse financière, les paiements mensuels de foyers dans le cas d'un taux de récupération de 0% de l'investissement initial sont de 1,4 \$ US/mois/foyer pour le projet d'Adardour, de 1,0 \$ US/mois/foyer pour le projet d'Arg et de 1,8 \$ US/mois/foyer pour celui de Tidsi. La moyenne pour les 7 projets de l'analyse financière du Volume I est de 1,2 \$ US/mois.
- (8) Le programme d'exécution prévoit 5 mois pour la conception détaillée et la sélection du contractant, et 16 mois pour la construction elle-même (21 mois au total). Le coût total de la construction est estimé à 2,5 millions de \$ US.



1

2

3

JICA