

第4巻 プレフィージビリティ調査(Pre-FS)

Part 1	概 要
Part 2	Samlout 電化計画
Part 3	Bu Sra 電化計画
Part 4	Pramaoy 電化計画
Part 5	Samraong 電化計画
Part 6	Kampong Kor 電化計画
Part 7	Srae Ta Pan 電化計画

カンボジア国
再生可能エネルギー利用地方電化マスタープラン調査

ファイナルレポート
第4巻 プレフィージビリティ調査

目次

PART 3 BU SRA 電化計画

1	概要.....	P3 - 1
1.1	計画地点の概要.....	P3 - 1
1.2	計画諸元の概要.....	P3 - 2
2	電化対象地域の社会経済状況.....	P3 - 4
2.1	人口および世帯数.....	P3 - 4
2.2	社会経済調査結果による家計の現状.....	P3 - 5
2.2.1	家計経済.....	P3 - 5
2.2.2	エネルギー使用の現状と需要.....	P3 - 7
2.2.3	経済活動.....	P3 - 9
2.2.4	電気サービスへの支払意志.....	P3 - 10
2.3	開発計画と現在の開発努力（コミュニティ活動）.....	P3 - 11
2.4	住民集会の結果（BU SRA）.....	P3 - 13
2.4.1	ワークショップ概要.....	P3 - 13
2.4.2	電気リテラシー.....	P3 - 13
2.4.3	ブストラ滝利用について.....	P3 - 14
2.4.4	支払い能力.....	P3 - 14
2.4.5	希望電気使用量と料金.....	P3 - 14
2.4.6	オペレータ、会計係.....	P3 - 15
2.4.7	コミュニケーションの概況.....	P3 - 15
2.4.8	BU SRA 電化事業のフィージビリティ.....	P3 - 15
3	電化計画策定.....	P3 - 16
3.1	既往調査.....	P3 - 16
3.2	現地踏査の結果.....	P3 - 16
3.2.1	量水標の設置.....	P3 - 17
3.2.2	落差測量（水準測量）.....	P3 - 18
3.2.3	河道横断測量.....	P3 - 19
3.2.4	流量観測.....	P3 - 20
3.2.5	水位－流量曲線.....	P3 - 21
3.2.6	日流量の算定.....	P3 - 22
3.2.7	計画地点の地質.....	P3 - 23
3.2.8	流域の地形.....	P3 - 23
3.2.9	流送土砂量.....	P3 - 24
3.3	水文解析.....	P3 - 24
3.3.1	近傍の水位・流量観測所データ（オロミス観測所）.....	P3 - 24
3.3.2	近傍雨量観測所のデータ.....	P3 - 25
3.3.3	タンクモデルによる長期流量の推定.....	P3 - 26
3.3.4	乾季流量.....	P3 - 29
3.3.5	洪水位.....	P3 - 29
3.4	電力需要想定.....	P3 - 30
3.4.1	現在の電力使用状況.....	P3 - 30

3.4.2	電力需要想定.....	P3 - 31
3.5	需給バランスと電化計画策定方針.....	P3 - 33
3.5.1	代替案の検討ケース.....	P3 - 33
3.5.2	日調整池.....	P3 - 35
3.5.3	代替案の比較結果.....	P3 - 37
3.6	予備設計および工事費算定.....	P3 - 38
3.6.1	全体レイアウト.....	P3 - 38
3.6.2	土木構造物.....	P3 - 38
3.6.3	電気設備.....	P3 - 40
3.7	事業費算定.....	P3 - 40
3.7.1	算定条件.....	P3 - 40
3.7.2	直接工事費.....	P3 - 41
3.7.3	総事業費.....	P3 - 45
3.7.4	年間必要経費の算定.....	P3 - 45
3.8	工事計画.....	P3 - 45
4	経済・財務評価.....	P3 - 47
4.1	経済評価.....	P3 - 47
4.1.1	小水力発電設備の経済価格.....	P3 - 47
4.1.2	便益（ディーゼル発電による代替計画）.....	P3 - 47
4.1.3	経済評価.....	P3 - 48
4.2	財務評価.....	P3 - 49
4.3	温室効果ガス（GHG）削減効果.....	P3 - 50
5	環境社会配慮.....	P3 - 52
5.1	環境スクリーニング.....	P3 - 52
5.2	BU SRA 小水力計画に関する初期環境影響評価（IEIA）.....	P3 - 53
6	実施組織.....	P3 - 64
6.1	運営能力.....	P3 - 64
6.2	運営・管理組織の提案.....	P3 - 64
7	維持管理.....	P3 - 65
7.1	運転.....	P3 - 65
7.1.1	通常運転の留意事項.....	P3 - 65
7.1.2	起動前の留意事項.....	P3 - 65
7.1.3	停止時の留意事項.....	P3 - 66
7.1.4	災害時の対策.....	P3 - 66
7.1.5	その他の留意事項.....	P3 - 66
7.2	保守.....	P3 - 66
7.2.1	巡視.....	P3 - 67
7.2.2	点検.....	P3 - 67
8	調査結果と提言.....	P3 - 69
8.1	結論.....	P3 - 69
8.1.1	電力需要想定.....	P3 - 69
8.1.2	小水力発電設備.....	P3 - 69
8.1.3	経済・財務評価結果.....	P3 - 69
8.1.4	支払能力.....	P3 - 69
8.1.5	住民の電化への期待.....	P3 - 69
8.1.6	デモンストレーション効果.....	P3 - 70
8.1.7	CEC（村落電化組合）による実施・支払能力.....	P3 - 70
8.2	実施へ向けての課題.....	P3 - 70
8.2.1	技術面の課題.....	P3 - 70

8.2.2 社会・環境面..... P3 - 70
 8.2.3 持続的運営に向けた課題..... P3 - 70

付表目次

表 3.1 ブスラ小水力発電の計画概要..... P3 - 3
 表 3.2 ブスラ・コミュニティ内の村落の名称および位置..... P3 - 5
 表 3.3 ブスラ・コミュニティ内の村落の世帯数・人口..... P3 - 5
 表 3.4 ブスラ・コミュニティの主要収入源（社会経済調査結果）..... P3 - 6
 表 3.5 1ヶ月あたりの消費支出の内容(リエル)..... P3 - 7
 表 3.6 ディーゼル油とバッテリー照明の使用状況..... P3 - 8
 表 3.7 バッテリーの容量別所有比率とコスト..... P3 - 8
 表 3.8 バッテリーの容量別所有比率とコスト..... P3 - 9
 表 3.9 モンドルキリ州への観光客数の経年変化..... P3 - 9
 表 3.10 郡統括会議 2005 で示されたブスラ・コミュニティの優先開発計画..... P3 - 12
 表 3.11 ブスラ・コミュニティにおける国際 NGO の主な活動..... P3 - 13
 表 3.12 ブスラコミュニティでの住民集会の概要..... P3 - 13
 表 3.13 電気リテラシー状況..... P3 - 14
 表 3.14 BCS 充電単価 (Pulu 村 BCS)..... P3 - 14
 表 3.15 希望電気使用量と料金..... P3 - 15
 表 3.16 ブスラコミュニティ概要..... P3 - 15
 表 3.17 Meritec (2003)調査によるブスラ小水力発電計画概要..... P3 - 16
 表 3.18 小水力ポテンシャル現地踏査実績..... P3 - 16
 表 3.19 量水標設置地点の概要 (JICA 調査団設置)..... P3 - 17
 表 3.20 ブスラ滝の落差測量 (水準測量) 結果..... P3 - 19
 表 3.21 主要地点の河道水面勾配 (河道縦断測量)..... P3 - 20
 表 3.22 ブスラ滝 (Prek Por 川) 水位観測地点における流量観測結果..... P3 - 21
 表 3.23 ブスラ水位観測所における日水位および推定流量の計算結果..... P3 - 23
 表 3.24 O' lomis 観測所と Busra 観測所の観測期間..... P3 - 25
 表 3.25 O' lomis 観測所と Busra 観測所の同時流量の比較..... P3 - 25
 表 3.26 ブスラ水位観測所流域における流域平均月雨量推定結果..... P3 - 26
 表 3.27 ブスラ水位観測所における月平均流量推定結果..... P3 - 28
 表 3.28 ブスラ小水力計画における計画洪水水位 (1/100 年確率)..... P3 - 30
 表 3.29 ブスラ・コミュニティのバッテリー・ディーゼル発電利用世帯数..... P3 - 30
 表 3.30 ブスラ・コミュニティの電化対象世帯数の想定 (2020 年時点)..... P3 - 31
 表 3.31 ブスラ小水力計画の電気需要想定結果 (2020 年時点)..... P3 - 32
 表 3.32 ブスラ小水力計画のカテゴリー別・電力需要想定結果 (2020 年時点)..... P3 - 33
 表 3.33 時間帯別・電気需要と必要流量..... P3 - 36
 表 3.34 流況曲線から算定した時間帯別・年間発生電力量および年間消費電力量..... P3 - 36
 表 3.35 ブスラ小水力計画における乾季ピーク発電のための日調整池の必要貯水容量..... P3 - 37
 表 3.36 代替案の概略コスト (追加費用) 比較..... P3 - 37
 表 3.37 ブスラ小水力発電計画の土木構造物予備設計の基本方針..... P3 - 39
 表 3.38 ブスラ小水力発電計画の電気設備の予備設計検討項目..... P3 - 40
 表 3.39 ブスラ小水力発電計画の工事費総括表 (Pre-F/S)..... P3 - 41
 表 3.40 配電線の数量 (ブスラ小水力発電計画)..... P3 - 42
 表 3.41 ブスラ小水力発電の計画諸元..... P3 - 44
 表 3.42 ブスラ小水力発電計画の総事業費..... P3 - 45
 表 3.43 小水力発電設備の年間運転・維持管理コスト..... P3 - 45
 表 3.44 ブスラ小水力発電計画の経済価格..... P3 - 47

表 3.45	ディーゼル発電施設建設費.....	P3 - 48
表 3.46	代替ディーゼル発電 (80kW) の経済価格.....	P3 - 48
表 3.47	ディーゼル発電施設年間必要経費.....	P3 - 48
表 3.48	ブスラ小水力発電計画の経済評価結果.....	P3 - 49
表 3.49	ブスラ小水力発電計画の財務評価結果.....	P3 - 50
表 3.50	ブスラ小水力発電計画の経済評価結果.....	P3 - 51
表 3.51	環境保護・緩和措置.....	P3 - 57
表 3.52	環境モニタリングプログラム.....	P3 - 58
表 3.53	ブスラ小水力計画の環境スクリーニング・チェックリスト(1/2).....	P3 - 60
表 3.53	ブスラ小水力計画の環境スクリーニング・チェックリスト(2/2).....	P3 - 61
表 3.54	ブスラ小水力発電計画の初期環境評価 (IEIA)	P3 - 62
表 3.55	土木設備の点検分類と頻度.....	P3 - 67
表 3.56	電気設備の点検分類と頻度.....	P3 - 67
表 3.57	土木設備の点検内容.....	P3 - 68
表 3.58	電気設備の点検内容 (外部定期点検)	P3 - 68

付図目次

図 3.1	Bu Sra 計画地点概要図.....	P3 - 2
図 3.2	ブスラ・コミュニン内の村落位置図.....	P3 - 4
図 3.3	世帯あたりの平均月額消費支出(リエル).....	P3 - 6
図 3.4	ブスラ・コミュニンにけるエネルギー源別使用比率.....	P3 - 7
図 3.5	月電気料金への支払い意志.....	P3 - 10
図 3.6	ブスラ水位観測所地点における河道横断測量結果.....	P3 - 17
図 3.7	ブスラおよび O Phlai 水位観測所における日水位観測結果.....	P3 - 18
図 3.8	ブスラ滝の落差測量 (水準測量) ルート.....	P3 - 19
図 3.9	取水口候補 (代替案) 地点 (上段滝の上流約 17m) の河道横断測量結果.....	P3 - 20
図 3.10	発電所候補地点 (下段滝の下流約 55m) の河道横断測量結果.....	P3 - 20
図 3.11	ブスラ量水標設置地点の河道断面における水位－流量曲線.....	P3 - 22
図 3.12	取水口候補代替案および発電所候補地の水位－流量曲線.....	P3 - 22
図 3.13	ブスラ滝流域と近傍の雨量・水文観測所位置図.....	P3 - 24
図 3.14	同定したブスラ水位観測所におけるタンク・モデルのパラメータ	P3 - 27
図 3.15	ブスラ観測所の観測流量(2005年)とタンクモデル計算値の比較.....	P3 - 27
図 3.16	ブスラ水位観測地点の日流量モデル計算値から作成した流況曲線.....	P3 - 28
図 3.17	ブスラ小水力設備のレイアウト計画の代替案.....	P3 - 35
図 3.18	ブスラ小水力発電計画レイアウト (案)	P3 - 38
図 3.19	ブスラ小水力発電計画の配電線計画図.....	P3 - 43
図 3.20	ブスラ小水力発電計画の工事計画 (案)	P3 - 46

Part 3 Bu Sra 電化計画

1 概要

1.1 計画地点の概要

対象地域であるブスラ・コミュニティはモンドルキリ州 Pecher Chenda 郡に位置する。Pecher Chenda 郡は4コミュニティから構成されている。ブスラ・コミュニティ内には7つの村が存在し、全体の人口は3,395人（Seila, 2004）である。コミュニティは州都 Sen Monorom 市より東へ約45キロに位置し、ベトナムからも至近の距離にある。観光開発の目的で敷設された滝への道は最近改修されたが、未だに雨季は四輪駆動車でも通行が困難である。



ブスラ小水力発電計画は、Sre Pok 川水系 Prek Poun 川(または Prek Por)の総落差約65mのブスラ滝を利用した発電計画であり、流域面積は197km²である。ブスラ滝の約3km上流に、ブスラ・コミュニティが位置する。ブスラ滝は2段の滝となっており、上段の滝は落差約23m、下段の滝は約42mの落差を持つ。上段の滝の上部は、乾季には自動車でも渡渉可能であるが、雨季の洪水時には渡渉困難となる。また、滝の上流約70m地点にある木橋は、自動車の通行はできない。

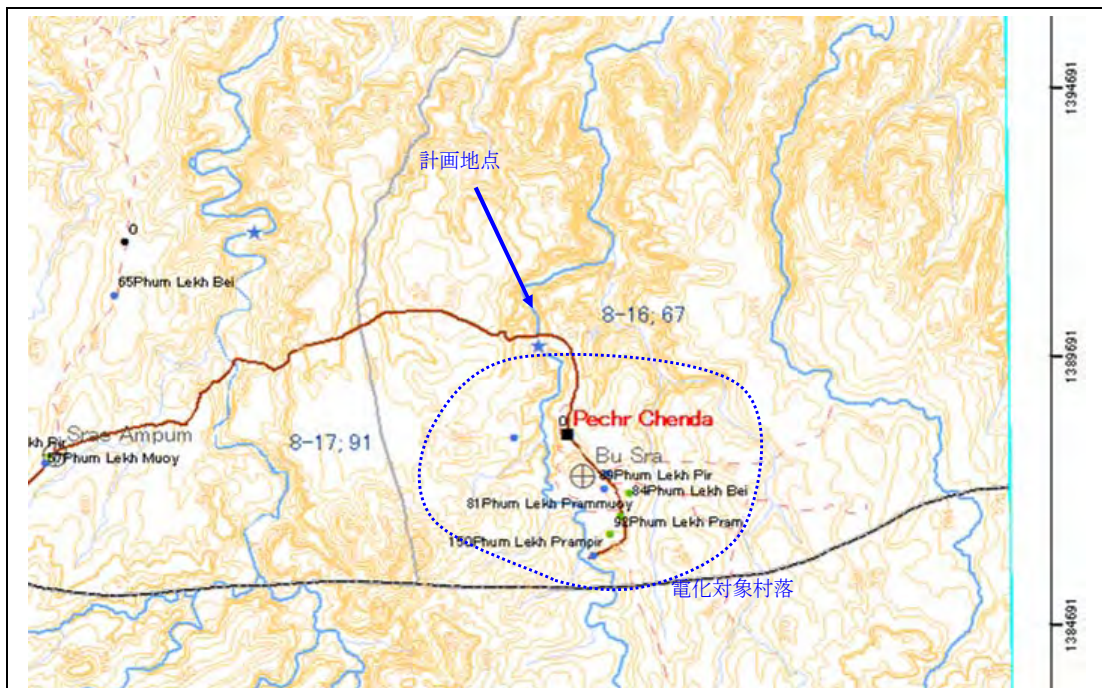
ブスラ滝は、地域の重要な観光資源になっており、若干ではあるが外国人を含めた観光客が訪れる。観光客は昼間のみ訪れ、夜は州都の Sen Monorom 市に帰ることが多い。滝の水を利用した発電を夜間中心とすれば、観光への影響は少ないものと考えられる。一帯は、環境省により「生物多様性保存区」(Bio-diversity Conservation Area)に指定された環境保護区内に位置する。このため、小水力発電計画は、景観を含めた環境に充分配慮した計画が求められる。



ブスラ滝（上段の滝、落差 23m）



ブスラ滝（上段の滝、落差 23m）



出典：JICA 調査団

図 3.1 Bu Sra 計画地点概要図

1.2 計画諸元の概要

小水力発電計画は、上段の滝の落口より約 80m 上流右岸側に取水堰（河道貯留堰）および取水口を設置し、そこから右岸側に続く平地部を約 330m の暗渠（HDPE パイプ）で導水し、ヘッドタンクからペンストック・パイプを経て、下段の滝約 55m 下流の発電所に向け落水して発電する計画である。洪水時にも運転員が容易に発電所へアクセスできるよう、右岸側を選定した。ブスラ小水力計画の諸元の概要は以下とおりである。

表 3.1 ブスラ小水力発電の計画概要

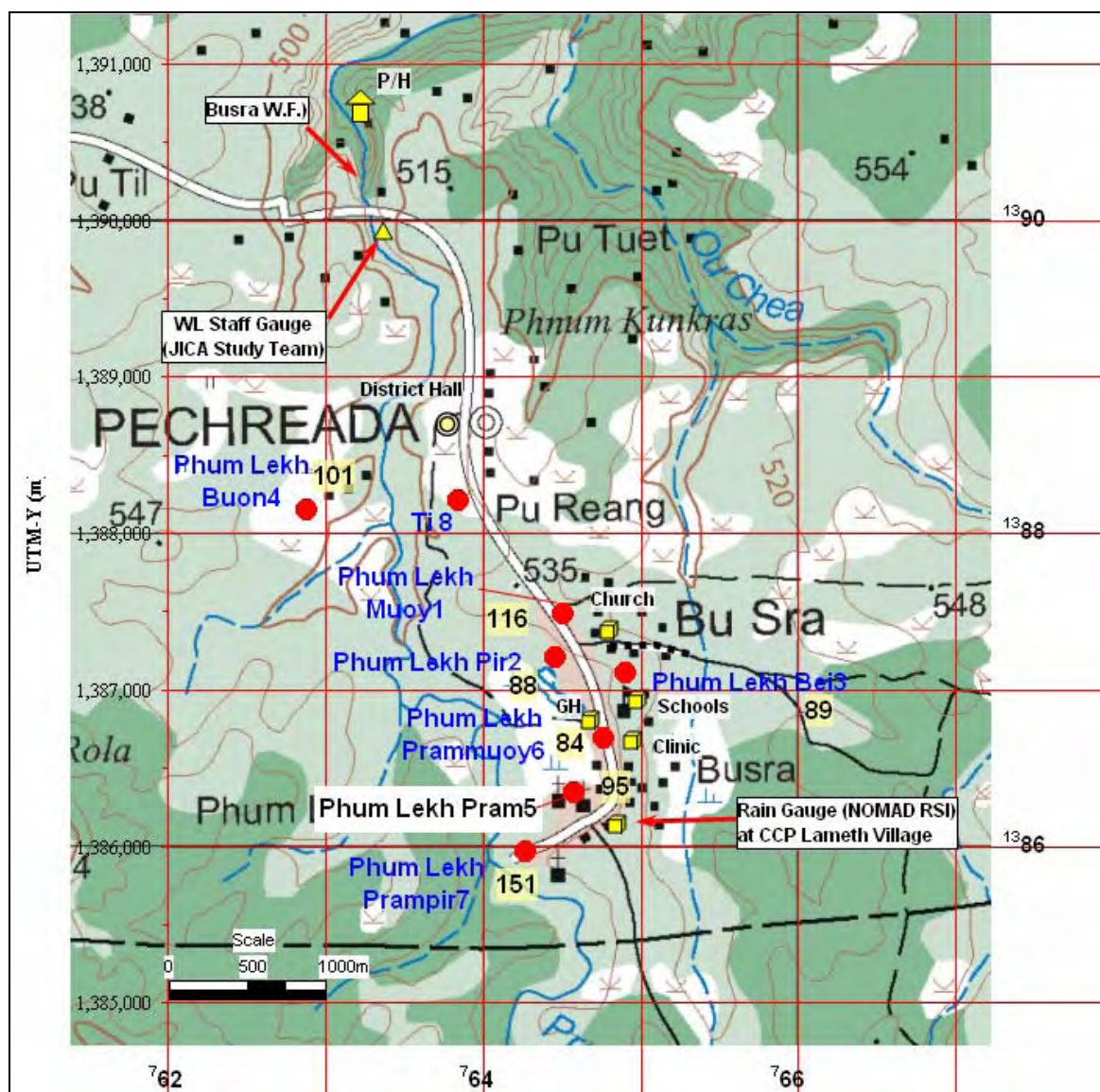
対象地域	モンドルキリ州、Pecher Chenda郡、Bu Sraコミュニティ Bu Sraコミュニティ内の全7村落（Seila databaseの区分による）
世帯数	合計724家族（Seila, 2004）、人口3,395（Seila, 2004）、577世帯（AAH, 2002）、 将来予測世帯数955世帯（2020年時点、調査団予測）
電力需要	ピーク80 kW、計画電化世帯数：936世帯（2020年予測）
対象河川	Sre Pok川水系Preak Poun川Bu Sra滝、流域面積：197 km ²
総落差	総落差= 64.09 m（取水位= El. 490.67 m、水車中心= El. 426.58m）、有効落差= 61.84m
発電設備	小水力発電設備容量= 80kW、設計使用水量= 0.188 m ³ /s、年間発生電力量= 260MWh
主要構造物	河道貯留堰（上段の滝より約80m上流地点、コンクリート製、堰高約2.5m、幅約20m、有効貯水容量3,990 m ³ ）、取水口（河道貯留堰の付近）、導水路（HDPEパイプ、暗渠330m）、ヘッドタンク〔水槽〕、ペンストック〔圧力水管〕（HDPEパイプ154m）、余水路、発電所（クロスフロー水車1台）、放水路
配電設備	中圧配電線（22kV, AAC）：9.1 km、低圧配電線（LV, ABC）：10.9 km （うち8.1 kmは中圧配電線に併架）
建設費	直接工事費：534千ドル（発電設備：363千ドル、配電設備：170千ドル）
総事業費	661千ドル
経済性	EIRR=12.6%、設定料金（50%補助）=US\$ 0.16 /kWh、FIRR=7.1%、 GHG削減量=5,900 t-CO ₂

出典：JICA 調査団

2 電化対象地域の社会経済状況

2.1 人口および世帯数

ブスラ・コミュニティ内には下図に示すように、7つの村が存在し、全体の人口は 3,395 人である。人口は 92%が少数民族の Phnong、クメール人 8%で、ベトナムからの少数の移民が報告されている。家屋は主要道路沿いに見られるが、Phum Lekh Buon 村だけは川の対岸に位置している。多くの少数民族がコミュニティ周辺部に存在する。



JICA 調査団作成

図 3.2 ブスラ・コミュニティ内の村落位置図

各村落の名称、位置、世帯数、人口などの情報は以下のとおりである。なお、統計データにより、世帯数(Households)と家族数(Family)の2種類があり、SEILA では、Family を用いている。1軒の

家には、数家族が同居していることもあり、世帯数(Households)よりも家族数(Family)の方が大きな数値となっている。電気需要を想定する際は、家屋数の単位で想定することが重要であり、世帯数(Households)を用いることとした。

表 3.2 ブスラ・コミューン内の村落の名称および位置

Village Code	Village Name			Location	
	by SEILA	by Commune	by Meritec Study, 2003	UTM-X	UTM-Y
11040401	Phum 1 Lekh Muoy	Putuet	Pum Bun Duth (Bun Tit)	764,510	1,387,481
11040402	Phum 2 Lekh Pir	Pureang	Pnm Rang	764,459	1,387,201
11040403	Phum 3 Lekh Bei	Busra	Pnm Busra	764,908	1,387,108
11040404	Phum 4 Lekh Buon	Putil	Pum Pu Tham (Bu Til)	762,878	1,388,151
11040405	Phum 5 Lekh Pram	Lames	Pum Lam Bak	764,575	1,386,344
11040406	Phum 6 Lekh Prammuoy	Buja	Pum Pu Char	764,766	1,386,686
11040407	Phum 7 Lekh Prampir	Pulu	Pum Sara Ba (Bu Luk)	764,273	1,385,962
11040408	(Phum 8)		Pum T'mai (Leng Choung) (new village)	763,848	1,388,210

Source: SEILA database, NIS census, Meritec study.

表 3.3 ブスラ・コミューン内の村落の世帯数・人口

Village	1998 National Census			2002 AAH Census			2003 SEILA Database			2004 SEILA Database			2005 JICA Study Team		
	Family	House holds	Population	Family	House holds	Population	Family	House holds	Population	Family	House holds	Population	Family	House holds	Population
Phum 1	n.a.	63		n.a.	86	352	108	n.a.	469	116	n.a.	483	116		489
Phum 2	n.a.	43		n.a.	79	330	89	n.a.	415	88	n.a.	480	88		480
Phum 3	n.a.	44		n.a.	67	293	84	n.a.	391	89	n.a.	398	92		394
Phum 4	n.a.	29		n.a.	48	170	100	n.a.	482	101	n.a.	493	101		428
Phum 5	n.a.	60		n.a.	79	320	92	n.a.	425	95	n.a.	462	95		462
Phum 6	n.a.	47		n.a.	71	315	81	n.a.	385	84	n.a.	391	84		396
Phum 7	n.a.	67		n.a.	107	474	150	n.a.	658	151	n.a.	688	151		678
Phum 8	n.a.	26		n.a.	40	171		n.a.			n.a.				
TOTAL		379			577	2,425	704		3,225	724		3,395	727		3,327
Annual Growth (%)					11.1%				33.0%	2.8%		5.3%	0.4%		-2.0%

Source: 1998 National Census, Water Needs Assessment, Mondul Kiri Province (2002), Action Against Hunger (AAH), SEILA Database (2003 & 2004), and JICA Study Team (Nov., 2005)

2.2 社会経済調査結果による家計の現状

ブスラにおける各家庭の経済状況、エネルギー使用に関する詳細と電気使用料への支払いの意志について、社会経済開発調査を行った。この調査は2村 (Phum Lekh Bei と PhumLekh Muoy) の50軒のサンプルに対するインタビューにより実施した。

2.2.1 家計経済

(1) 主要収入源

表 3.4 に示すように、第一主要収入源は農業で全体の80%以上を占めている。これに漁業がつづく。畜産、林業 (材木以外の森林の作物収集) は第二収入源である。少数の家庭では季節労働や助産婦、個人商売やNGO などから給料を得ている。

表 3.4 ブスラ・コミュニティの主要収入源（社会経済調査結果）

Income Source	Primary	Secondary	Tertiary
Agricultural produce (crops)	90.0	4.3	
Livestock & poultry	-	47.8	26.9
Forestry (timber non-timber forest products)	2.0	28.3	34.6
Rice/corn milling	2.0	-	-
Repair shop	-	2.2	-
Bakery/ grocery	2.0	-	-
Salary from private business/ NGO	-	2.2	-
Salary from public service	4.0	10.9	11.5
Wage from seasonal labor	-	4.3	26.9
Total	100.0	100.0	99.9

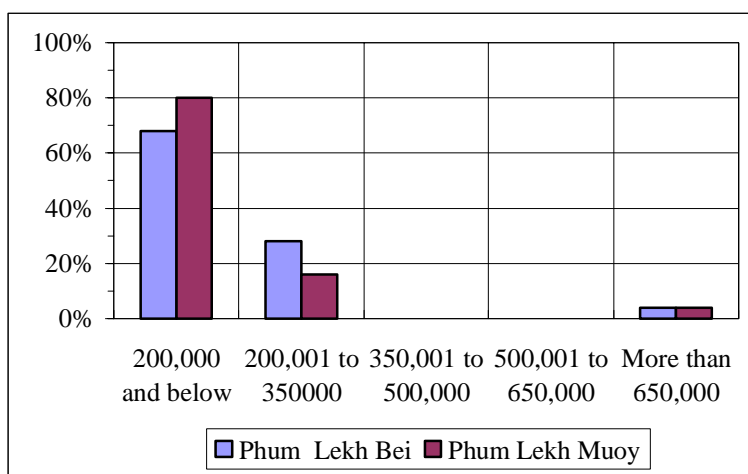
出典：JICA 調査団

(2) 土地所有と資産

灌漑された水田を持つ割合は 26%に留まり、大部分の家庭は灌漑のされていない耕地での耕作に頼っている。90%以上の家庭が家屋用の土地をもっており、40%がオートバイを所有、トラクター、自転車を所有しているものは10%以下であった。

(3) 1ヶ月あたりの消費（リエル）

サーベイによると、コミュニティ内に顕著な格差が存在している。商売を持っている比較的裕福な村民が1ヶ月あたり 250 米ドル消費しているのに対し、70~80%の村民の消費額は 50 ドルに満たない。より詳細な消費費目は表 3.5 のとおりである。すべての回答者が支出費目として食料と答えた一方、貯蓄をしているのは 12%ほどであった。もっとも貧しい者では 3000 リエル（1ドル以下）程度しか消費しておらず、材木以外の森林で採取できる産品を食料やその他必要な生活費のためにバーター取引する自給経済を示している。



出典：JICA 調査団

図 3.3 世帯あたりの平均月額消費支出(リエル)

表 3.5 1ヶ月あたりの消費支出の内容(リエル)

Expense item	n	%	Minimum	Median	Maximum
Food	50	100.0	1,000	47,500	600,000
Clothing	11	22.0	2,000	10,000	100,000
Child care	15	30.0	2,000	5,000	60,000
Education	12	24.0	500	5,500	40,000
Medical treatment/medicines	32	64.0	1,000	30,000	200,000
Transportation	8	16.0	3,000	10,000	60,000
Amusement/recreation	19	38.0	2,000	10,000	60,000
Fuel for lighting/cooking	43	86.0	2,000	3,000	300,000
Personal care	46	92.0	500	4,000	15,000
Payment of debt/loan	2	4.0	25,000	37,500	50,000
Saving	6	12.0	30,000	100,000	100,000
Total expenses of each sample household	50	100.0	3,000	116,500	835,000

出典：JICA 調査団

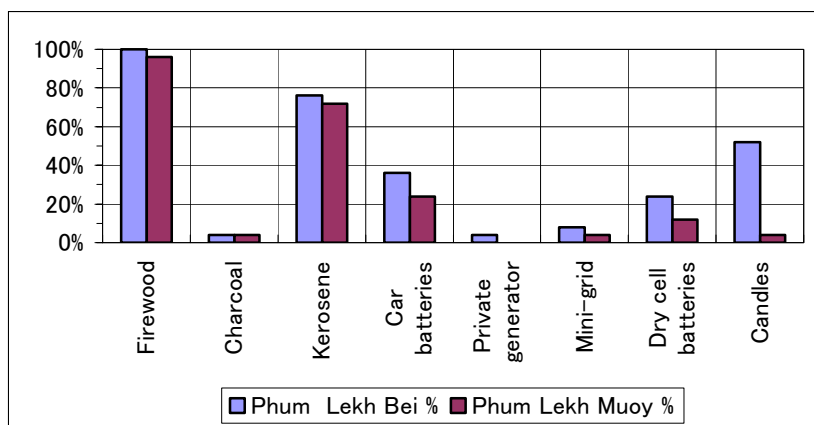
(4) 信用貸付と貯蓄

約 80%の回答者が貸付を受けたことがあると答えたが、多くは親類や友人からの借金であった。貸し金業者は殆ど存在しておらず、貸付・貯蓄を行う機関は事実上ない。約 90%の回答者が定期的な貯蓄を行っておらず、貯蓄を行うものでもお金を自宅に貯めておくだけ、というものであった。

2.2.2 エネルギー使用の現状と需要

(1) エネルギー使用

灯源としては、70%の回答者が答えているようにディーゼル油が広く使われている。平均して一ヶ月当たり 3500 リエル、通常一日 4 時間使用し、1.4 個のランプを所有している。バッテリー照明は 30%が所持し、一ヶ月当たり 3.47 回充電し 6,400 リエル消費している。



出典：JICA 調査団

図 3.4 ブスラ・コミュニケーションにおけるエネルギー源別使用比率

(2) ディーゼル油とバッテリー照明の使用状況

回答者の過半数（回答者 16 人のうち 10 人）は狩猟のために 6 V バッテリーを所有している。国境貿易があるため燃料費はほかの地域と比較して安価ではあるが、自動車バッテリーのコストは当地域においてより高価である。ディーゼル油とバッテリー両方を灯源として使うものも見られる。接続している家庭が 5～10 軒以下ではあったが、コミュニティ内でミニグリッドがいくつか稼動している。単純固定料金システムが採用されている。しかし、最近のディーゼル油の値上がりで、このミニグリッドが機能していないことがわかった。コミュニティ内には BCS もひとつ存在している。これらの家庭は重複しているかもしれないが、彼らはコミュニティ内において当電化計画の潜在的な需要家である。

表 3.6 ディーゼル油とバッテリー照明の使用状況

Kerosene (N. of users:37, share 74%)		Car battery (N. of users:15, share 30%)	
Cost of kerosene per liter		Number of batteries owned /household	
Mean	2,322	Mean	1.2
Standard Error of Mean	45.05	Standard Error of Mean	0.11
Minimum	2,000	Minimum	1
Maximum	3,000	Maximum	2
Monthly consumption		Recharging times per month	
Mean	1.54	Mean	3.47
Standard Error of Mean	0.13	Standard Error of Mean	0.42
Minimum	1	Minimum	1
Maximum	4	Maximum	8
Monthly expenses		Monthly expenses for recharging	
Mean	3,562.16	Mean	6,400.00
Standard Error of Mean	320.83	Standard Error of Mean	2,202.92
Minimum	2000	Minimum	1,000
Maximum	10,000	Maximum	28,000

出典：JICA 調査団

表 3.7 バッテリーの容量別所有比率とコスト

Type of battery	Number	Share	Cost of battery
12 Volt - 100 Ah	—	0%	—
12 Volt - 70 Ah	1	7%	130,300
12 Volt - 50 Ah	5	33%	83,000
6 Volt - 5 Ah	10	67%	25,000

出典：JICA 調査団

(3) 電気製品の所有状況

電気機器を所有しているものはまだ少数で約 20%である。ビデオデッキ、カラオケは自家用発電機を持っている人には人気の機器であるが、多くはまだ灯源を必要としている。従って、電化以降も 95%の回答者は照明器具を買うと答え、その次が扇風機と自動炊飯器であった。電動水ポンプ、テレビとビデオデッキも需要がある¹。

¹ 使用電力が大きくかつ使用時間が短い炊飯器のような電熱製品は、電化事業の所要発電設備容量と発電原価を大幅に押し上げるため、原則使用禁止とすることが必要である。

表 3.8 バッテリーの容量別所有比率とコスト

APPLIANCE	Currently owned		Want to buy	
	n	%	n	%
Electric lighting	10	20.4	47	95.9
Electric rice cooker	-	-	27	55.1
Television (color)	5	10.2	24	49.0
Television (black and white)	1	2.0	8	16.3
Video (VHS/VCD)	5	10.2	21	42.9
Radio/radio cassette	1	2.0	16	32.7
Electric fan	1	2.0	35	71.4
Electric water pump for drinking/household	3	6.1	25	51.0
Electric water pump for irrigation	-	-	7	14.3
Iron	1	2.0	12	24.5
Refrigerator	-	-	6	12.2
Washing machine	3	6.1	4	8.2
Video game	-	-	1	2.0
Karaoke	3	6.1	2	4.1
Grain/cereal/meat grinder	-	-	4	8.2
Others	-	-	-	-
Water pump for washing moto	-	-	-	-
Motor for wood plane	-	-	2	100.0
Sewing machine	-	-	-	-
Electrical pot	-	-	-	-

出典：JICA 調査団

2.2.3 経済活動

ブスラコミュンは主に自給のために米、豆類、野菜を産出している。いくつかのクメール人家庭はコーヒーや胡椒など換金作物の栽培を始めているが、生産量は限られている。低地の灌漑地では稲作とともに焼畑農法がまだよく行われている。樹木のレジン（浸出樹液）などの森林の非木質産物はクメール人商人によって売買されている。

精米・製粉は食品店、ゲストハウス、修理工、大工を除いて唯一の産業である。コミュンには市場はない。このような地域の産業はディーゼルエンジンを使用している。観光課によるとモンドルキリ州への観光客は急激に増加しているとのことだが、有名な観光地であるブスラ滝は地元経済を活性化するに至っていない。

表 3.9 モンドルキリ州への観光客数の経年変化

Number of tourists arrived in Mondol kiri		
Year	Domestic	International
2000	85	213
2002	366	563
2004	8295	1058

出典：モンドルキリ州観光課

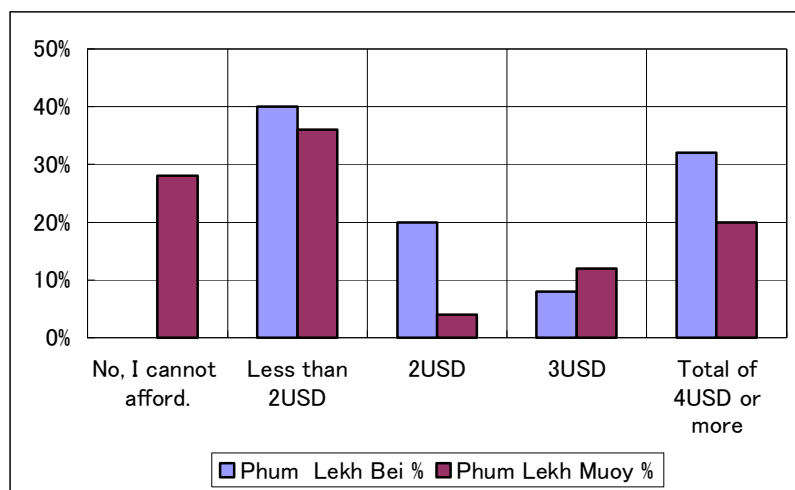
2.2.4 電気サービスへの支払意志

(1) 初期接続費用への支払い意志

利用者支払いの原則はワークショップで繰り返されたが、プノン族コミュニン長が代表したコミュニンメンバーのグループのいくつかは、初期コストとして 20 ドル以上の支払いには大変消極的だった。40 ドル以上の支払いへの意志を示したのは、30%かそれ以下であった。周辺部の家庭を入れて十分な利用者がいない限り、外部からの支援がコミュニンに届かないということを説明したところ、貧困層が貯蓄できるようにするためクメール人実業家が彼らを彼自身のビジネスに直接雇用するサービスを提供する案を出した。地域には、確立した信用組合などはないが、極端に高い利率で貸し金を行う業者はいる。自己資本による電気の利用は、彼らの資産ベースを悪化させて脆弱性を増すということはない点に特に留意が必要である。

(2) 月額電気料金の支払い意志

多くの家庭が 1～2 ドルの範囲でディーゼル BCS でバッテリーを充電していることから、回答したものの多くは払える月額料金を 2 ドル以下としている。かなりの数の家庭が電気を高額だと認識している点が見られた。



出典：JICA 調査団

図 3.5 月額電気料金への支払い意志

(3) 小水力発電への需要見込み

家庭電化が始まった場合に始めうるビジネスについてのインタビューによると、30%が店を始めすることに興味があると答え、続いて、特にない(20%)、家具製作(12%)、精米・製粉(10%)となっている。

(4) 持続可能な運営のための料金水準

料金設定は民族ごとの収入格差を反映することが望まれるが、その一方でコストを回収できる水準に設定することが必要不可欠である。給電地域を拡大するためには、基本的（最低限度）な需

要に対する料金を支払能力以内に設定する必要がある。そのために、MP では、7ワットの省エネ電灯1灯を毎日4時間使用する場合には、単価が仮に\$0.50/kWh でも月料金が\$0.42（Riel 1,680）に留まることから、より重要な課題はそのような貧困世帯のミニグリッドへのアクセス（初期拠出金の捻出方法）の確保であることを示している。具体的には、貧困世帯は工事への労力提供により\$50程度を稼ぐことが考えられる。

2.3 開発計画と現在の開発努力（コミュニティー活動）

コミュニオン開発計画は特にないが、開発に向けた活動は現在複数の NGO と Seila コミュニオン開発プログラムによって実施されている。郡の当該部署によって形成された組織では水利用グループ、コミュニティー森林・漁業組合、稲作用シードバンク、医療管理委員会がある。同コミュニオンはパゴダ（仏教）委員会を組織しているが、地域にはカトリック、プロテスタントの自助グループや非公式な労働紹介グループが存在するとの報告がある。当該地域には信用供与、貯蓄活動は存在しない。

同コミュニオンの最優先事項は道路建設であり、続いて電化、灌漑、ポンプシステム（灌漑用）、保健サービス、通信サービスとなっている。Seila プログラムではそれぞれのコミュニオンの幅広いニーズに対してサポートを提供するべく努力している。しかし、技術的、財政的に電化プロジェクトは支援することができなかった。従って、これまでは資金を道路、医療、水供給プログラム等に振り分けてきた。下表は同コミュニオンによって計画されたプロジェクトを優先順位順に並べたものである。2005 年末に開催された郡灌漑ワークショップの中で、同コミュニオンの住民は財政支援および村民の労働力提供が欠かせないことを確認した。

表 3.10 郡統括会議 2005 で示されたブスラ・コミュニンの優先開発計画

No	Project's Name	Type	Outputs	Budget Estimate (Riel)
Economic Sector				
1	Red road repair	Rural transportation	10300 m	325,480,000
2	Bridge construction		2 places	49,833,334
3	Drainage construction		13 places	45,154,642
4	Dam construction	Irrigation	200x8x5+3	42,000,000
5	Pumping machine		7 units	19,600,000
6	Cow raising	Agriculture	14	16,800,000
7	Buffalo raising		14	16,800,000
8	Pipe		10300 m	41,200,000
9	Machine		7 units	2,800,000
10	Rice seed		700 kg	5,600,000
11	Ko Yon (motor cart)		7 units	39,200,000
12	Mango seed		700 kg	2,100,000
13	Durian seed		2172	13,032,000
14	Rambutan seed		2172	13,032,000
15	Coconut seed		2172	13,032,000
Social Development Sector				
1	Dig hand wells	Clean water supply	31 units	194,804,000
2	Dig deep wells		22 units	88,000,000
3	Water-cleaning basket		724 units	14,480,000
4	Education on health care for women and baby	Health	12 times per year	1,200,000
5	Educate pregnant women on birth giving		12 times per year	1,200,000
6	Train parents on importance of education	Education	2 courses per year	2,000,000
7	Latrine construction	Hygiene	724 units	1,448,000,000
8	Provide nutrition to vulnerable people	Social work	159	4,800,000
9	Visit vulnerable people		2 times	2,400,000
Environment Sector				
1	Establish forest protection community	Natural Resources Management	1 group	2,400,000
2	Set up micro-hydro system for electricity		1 place	12,000,000
3	Promote environment law		2 times per year	2,400,000

Note that these project items are merely prioritized, not yet budgeted.

出典: Provincial Planning Department

ブスラコミュニンは、既に世銀調査で明らかのように、水力発電への潜在的可能性をよく認識しており、強い期待感を表明している。彼らはコミュニン開発計画の中で電化プロジェクトを優先事項にしようとし、当局から拠出されたコミュニン資金を電化に割りあてようとした。割当てられた資金は 4,000 万リエル (約 9,000 ドル) に上ったが、小水力の建設コストをカバーできず、また技術的サポートを地元で受けることができないことから、まず電力開発そのものの重要な阻害要因であった道路改良が予算上優先事項となった。しかし、電気は次に重要な需要のあるサービスであり、同コミュニンでは、外部からの技術面、財政面での支援が確保できれば、拠出されたコミュニン投資資金 (Commune Investment Fund) を小水力電化プロジェクトに役立てたいとしている。

同コミュニンでは、NGO 主導の衛生と教育に関する活動を除いて、村民同士の共同作業の経験に乏しい。下表はブスラにおける NGO 活動の概要である。

表 3.11 ブスラ・コミュニティにおける国際 NGO の主な活動

The assisted by international NGOs and consultants for implementation and monitoring.

	NGO Name	Sector – Description of work
1	Nomad Recherche et Soutien International	Health -3-year project Community Malaria Education Project, from 2005 to 2007. Conduct research on malaria in the commune and the project will establish a drama team in order to provide education on malaria to local people so as to prevent malaria transmission in the commune.
2	Health Net International	Health - improving public health especially at the health center
3	International Cooperation Cambodia (ICC)	Education/ Literacy- Working on Non-Formal Education and Veterinary medicine
4	Cambodia Family Development Services (CFDS)	Information - focuses on community information dissemination, including agricultural and health information
5	Action Contre La Fiam (ACF)	Health - Working on water sanitation
6	Strei Santepheap Daoemby Parethan (SSP)	Support the Rights of Ethnic Group for Participatory Development, starting from 2004 by setting up networks with ethnic communities. Its main objectives are to help the minority group understand deeper on their own roles, to establish community forestry for environmental maintenance, and to empower women's capacities.
7	World Wide Fund for Nature (WWF)	Environment and wild life protection - focuses on protection of wild-life from hunting/ trapping and prevention of forest clearance
8	Association for Development and Human Rights of Cambodia (ADHOC)	Human rights - Focuses on advocacy, awareness raising and protection of human rights

出典: JICA 調査団

2.4 住民集会の結果 (Bu Sra)

2.4.1 ワークショップ概要

Bu Sra コミュニティでワークショップを実施した。概要を以下に示す。

表 3.12 ブスラコミュニティでの住民集会の概要

Commune Name	Date	Time	No. of Participants
Bu Sra	Nov. 26, 2005	10:00 – 16:00	48

2.4.2 電気リテラシー

バッテリー未所有者が 48 人中 30 人と比較的多い。またバッテリー利用者の多くはディーゼル油もしくはろうそくを併用している。

表 3.13 電気リテラシー状況

種類	人数 (48人中)
TV所有者	4
12Vバッテリー所有者	7
6Vバッテリー所有者	11
バッテリー未所有者	30

出典: JICA 調査団

ディーゼル油を1日 Riel 600 以上消費する人は 33 人、Riel 500 以下の人は 12 人であった。1日 Riel 600 は1ヶ月約 4.5\$に相当する。ろうそく、ディーゼル油は、毎日あるいは数日分単位で購入しており、月単位ではない。同時に毎日あるいは数日ごとに何かを売ってお金を作っている。したがって、月単位でお金を計算したり準備したりすることには慣れていない。

コミュニン内には BCS は Buja 村、Pulu 村の2箇所存在する。Pulu 村の BCS での充電単価は以下のとおりである。BCS では1日約1リッター=Riel 3,000のディーゼル油を消費している。

表 3.14 BCS 充電単価 (Pulu 村 BCS)

種類	充電料金 (Riel)
12V, 70A	3,500
12V, 50A	2,500
12V, 40A	2,000
6V	取り扱っていない

出典: JICA 調査団

2.4.3 ブスラ滝利用について

2005 年に開催したワークショップで確認したように、乾期の日中は観光客がいるのでブスラ滝は利用しない。

2.4.4 支払い能力

初期接続費費用\$50 を支払えるかとの問いに対して、全員支払えないと回答した。ほとんどの人は\$25=Riel 100,000 なら支払えると回答。ただし、3ヶ月間貯蓄する必要がある。14人は\$25=Riel 100,000 も支払えず、\$12.5=Riel 50,000 なら支払えると回答した。

2.4.5 希望電気使用量と料金

電気使用量とその料金を以下の6パターン示し、実際に支払可能な範囲でどの程度の電気使用量を希望するか質問したところ、下表に示すとおり全員が No. 2 の月 Riel 8,600 を選択した。他のプレ FS 地点では殆どが No. 3 を選んでいることと比較すると、若干低いレベルである。これは、この地域ではバッテリー所有率が低く、全般に貧しいことによるものと考えられる。

表 3.15 希望電気使用量と料金

No.	毎日の使用量	消費 W	月使用量	推定月料金	人数
			kWh	リエル	
1	10ワットの電灯ひとつを毎日3時間だけ使用	10	0.9	900	0
2	20ワットの電灯2つを毎日4時間使用	40	4.8	8,600	全員
3	20ワットの電灯2つと白黒テレビあるいは扇風機(40ワット)を毎日4時間使用	80	9.6	18,200	0
4	20ワットの電灯2つとカラーテレビ(80ワット)を毎日4時間使用	120	14.4	27,800	0
5	20ワットの電灯2つ、カラーテレビ(80ワット)、扇風機(40ワット)を毎日4時間使用	160	19.2	37,400	0
6	20ワットの電灯3つとカラーテレビ(150ワット)を毎日4時間使用	210	25.2	49,400	0

出典: JICA 調査団

2.4.6 オペレータ、会計係

コミュニティには5-6人、ディーゼル発電機について知っている人がいる。小規模のREEやカラオケ店を経営している人、自動車、バイクの修理工がおり、オペレータ、会計を担当できる人材はいる。ただし、住民集会ではこれらは選挙で選ぶべきであるとした。

2.4.7 コミュニティの概況

コミュニティは7つの村から構成される。コミュニティ全体で727世帯あり、内30世帯がクメール人で残りは少数民族であるPhnon人である。参加者の内15人はクメール語の読み書きが出来ない。ただし、全員聞き取ることができる。

コミュニティの概況は以下のとおりである。住戸の多くはメイン道路沿いに位置するが、メイン道路から離れたところにも広く分散している。

表 3.16 ブスラコミュニティ概要

Village name	No. of HHs	No. of people	No. of building	No. of electrified house (generator)	No. of electrified house (battery both 6V & 12V)
Putuet	116	489	73 (all are along the road)	3 (own generator, not provide to other houses)	10
Pureang	88	480	50 (12-13 are far from road about 200m)	2 (own generator, not provide to other houses)	6-7
Busra	92	394	63 (all are along the road)	18 (3 generator owners, 15 connection house)	8
Putil	101	428	89 (all are along the road)	3 (owners)	8
Lames	95	462	82 (all are along the road)	27 (7 generator owners among 27)	11
Buja	84	396	60 (all are along the road)	7 (2 generator owners)	12
Pulu	151	678	127 (13 are far from the road about 20km)	20 (8 generators owners)	18

出典: JICA 調査団

2.4.8 Bu Sra 電化事業のフィージビリティ

支払い能力の観点、バッテリー普及率の観点から、ミニグリッド電化準備度は低いと考えられる。ミニグリッド電化事業実施に際しては、電化教育・啓発によるバッテリー普及促進の実施が必要と考えられる。またろうそく、ディーゼル油代を含めた照明費用に関する詳細な調査を行い、実

際にどの程度の支払実績があり、支払能力があるのかを検討する必要がある。人材に関してはトレーニングを実施すればオペレータ、会計は担当できるものと考えられる。

3 電化計画策定

3.1 既往調査

ブスラ小水力発電計画については、既往調査として、Meritec が 2003 年に実施した既往調査”Pre-Investigation Study of Community-Scale Hydro Projects, Cambodia”がある。同調査では、カンボジア国内の 10 箇所の小水力開発計画についてプレ FS 調査を実施している。Meritec 調査によるブスラ小水力計画の概要は以下のとおりである。

表 3.17 Meritec (2003)調査によるブスラ小水力発電計画概要

設備容量	56 kW (年間発生電力量 = 0.103 GWh)
総落差	58m、使用水量=0.15 m ³ /s
電化世帯数	450世帯 (7村602世帯のうち75%)
建設費	USD 137,000
経済評価結果	EIRR = 12.3%
主要設備諸元	Preak Poun (Prek Por)川ブスラ滝の上流約40m地点で取水 (frontal type intake, 右岸)、沈砂池、導水路(PVCパイプ150m)、水圧管(PVCパイプ150m x 1条)、発電所(下段滝の下流右岸側、2 x 28kW Francis水車2台)

出典：Pre-Investment Study of Community-Scale Hydro Projects, Cambodia” (New Zealand Ministry of Foreign Affairs & Trade, Asian Development Assistance Finance, June 2003

3.2 現地踏査の結果

マスタープラン段階において特定した小水力発電ポテンシャルを確認するため、以下の 3 回の現地踏査を実施した。

表 3.18 小水力ポテンシャル現地踏査実績

回	調査段階	日付	内容
1	第2次現地調査	2005年1月25日～28日	概略踏査、流量観測、社会経済調査、等
2	第3次現地調査	2005年5月19日～22日	落差測定（水準測量）、河道横断測量 流量観測、量水標設置、社会経済調査、等
3	第5次現地調査	2005年11月24～27日	河道横断測量、流量観測、 レイアウト検討、上流踏査(河道貯留検討) 社会経済調査（住民集会）等

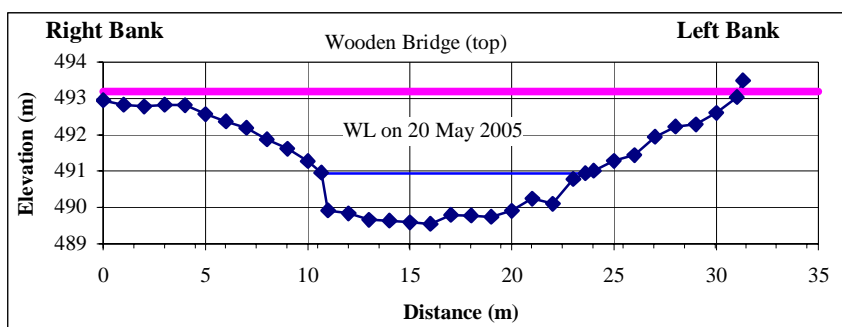
3.2.1 量水標の設置

ブスラ小水力開発地点における水文観測は殆ど行われていない。このため、調査団では連続日流量変動を推定するため、Prek Poun 川ブスラ滝および隣接する O Phlai 川の2地点に量水標を設置し、観測員を雇用して日水位観測を実施した。

表 3.19 量水標設置地点の概要 (JICA 調査団設置)

No.	地点名	河川名	流域面積 (km ²)	UTM-X (m)	UTM-Y (m)	GPS標高 (EL.m)	量水標設置日	設置高合計	設置箇所
1	Busra Water fall (Wooden Bridge)	Prek Poun (Prek Por)	197	0763 259	1389 993	493	2005/5/20	2 m	木橋直上流 右岸側
2	O Phlai Bridge	O Phlai	279	0757 833	1389 169	479	2005/5/21	2 m	鋼製橋上流 約10mの左岸

ブスラ上段の滝の上流約 70m に位置する木橋 (右岸上流) に設置された量水標の写真および量水標設置地点 (木橋上流側) における河道横断測量結果を図 3.6 に示す。

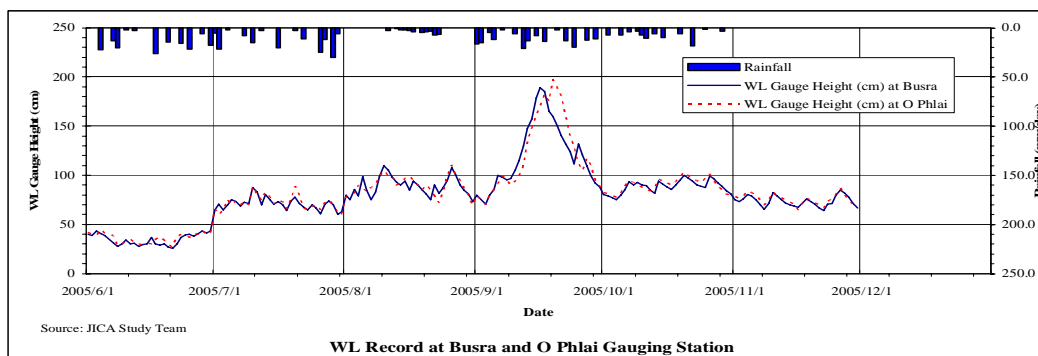


出典：JICA 調査団

図 3.6 ブスラ水位観測所地点における河道横断測量結果

なお、ブスラ上段の滝上流の木橋の右岸側天端上に、仮の基準点(BM1)を設置し、その標高を、簡易 GPS による標高計測値 El.m 493.0 を仮 BM1 の仮標高として仮定した。量水標設置時 (2005 年 5 月 20 日 15:00) の量水標の読みは、水位 49cm であった。量水標の 0 点標高 (仮標高) は、仮 BM1 からの標高換算で El.m 490.20 となる。

図 3.7 に 2005 年 5 月末より開始した Busra および O Phlai 水位観測所における日水位観測結果を示す。両観測所とも同一の観測員（村人）に毎日朝 7 時頃に水位観測を依頼している。ただし、2005 年 10 月以降のデータについては、信頼性が低いと考えられる。2005 年 11 月 26 日に調査団が実施した現地調査時に読取った量水標水位は、Busra 水位観測所で水位 48cm であったのに対し、観測員の同日の記録水位は 85cm となっており、観測値に 40cm 近くもの開きがあった。



出典：JICA 調査団

図 3.7 ブスラおよび O Phlai 水位観測所における日水位観測結果

3.2.2 落差測量（水準測量）

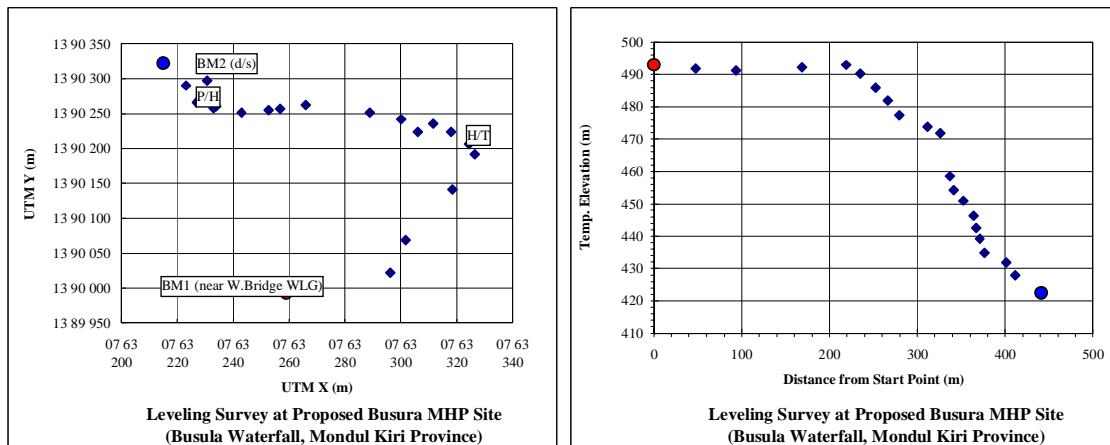
2005 年 5 月 20 日にオートレベルを用いた水準測量を実施した。水準測量を行ったルートおよび水準測量結果を表 3.20 および図 3.8 に示す。ルートの座標は簡易 GPS による。2005 年 5 月 20 日のブスラ上段の滝上流の木橋付近の量水標設置地点の水面高（IWL）から、下段の滝の約 55m 下流の発電所候補地点における水面高（TWL）までの総落差は 68.19m であった。なお、本調査では、地形図作成のための地形測量は行っていない。今後、詳細設計の段階においては、地形図作成レベルの測量を実施することが必要である。



表 3.20 ブスラ滝の落差測量 (水準測量) 結果

St. No.	Date & Time	BS (mm)	FS (mm)	H (m)	EL.(m)	Distance (m)	L (m)	GPS. No.	Longitude UTM X (m)	Latitude UTM Y (m)	Notes
1	2005/5/20 11:25	734			493.000	0.00	0.00	003	07 63 259	13 89 993	BM1 on Wooden Bridge Right side at around 100m upstream of Busura water
			3,018	2,284	490.716						IWL (river water surface) at proposed intake site (under the BM1 Bridge)
2		926	1,849	1,115	491.885	47.34	47.34	005	07 63 296	13 90 022	Right bank at top of water
3		1,254	1,571	0,645	491.240	46.39	93.73	006	07 63 302	13 90 068	Proposed sandsetting basin (right bank)
4		2,362	245	-1,009	492.249	74.99	168.72	007	07 63 318	13 90 141	
5		1,386	1,690	-0,672	492.921	50.42	219.14	008	07 63 326	13 90 191	
6		19	4,058	2,672	490.249	15.58	234.72	009	07 63 324	13 90 207	
7		306	4,319	4,300	485.949	17.96	252.68	010	07 63 318	13 90 223	
8		26	4,302	3,996	481.953	13.78	266.46	011	07 63 312	13 90 236	
9		308	4,536	4,510	477.443	12.83	279.29	012	07 63 306	13 90 224	diverging point of foot path to d/s of waterfall
10		436	4,013	3,705	473.738	32.39	311.68	013	07 63 289	13 90 252	
11		170	2,245	1,809	471.929	14.87	326.55	014	07 63 300	13 90 242	Top of ladder at right bank of 2nd (lower) waterfall (using hand level)
12		220	4,525	4,355	467.574						bottom of ladder at right bank of 2nd (lower)
13		107	4,760	4,540	463.034			015	07 63 266	13 90 262	
14		325	4,629	4,522	458.512	10.42	336.97	016	07 63 257	13 90 257	
15		294	4,675	4,350	454.162	4.60	341.57	017	07 63 253	13 90 255	
16		74	3,485	3,191	450.971	10.63	352.20	018	07 63 243	13 90 251	
17		144	4,698	4,624	446.347	11.87	364.07	019	07 63 233	13 90 258	
18		246	3,951	3,807	442.540	3.10	367.17	020	07 63 234	13 90 261	
19		51	3,565	3,319	439.221	3.94	371.11	021	07 63 232	13 90 264	
20		23	4,339	4,288	434.933	5.48	376.59	022	07 63 227	13 90 266	
21		149	3,089	3,066	431.867	24.67	401.26	023	07 63 223	13 90 290	
22		234	4,055	3,906	427.961	10.39	411.65	024	07 63 231	13 90 297	Flood water level mark at proposed P/H site
23		728	4,568	4,334	423.627						
			1,832	1,104	422.523	29.42	441.07	025	07 63 215	13 90 322	TWL at proposed P/H site (around 150m d/s from 2nd (lower) waterfall)
	14:00		1,059	0,331	423.296						BM2 right bank of proposed P/H site
					Head (m) =	68.193	L (m) =	441.07			

Source: JICA Study Team



出典：JICA 調査団

図 3.8 ブスラ滝の落差測量 (水準測量) ルート

3.2.3 河道横断測量

量水標設置地点、取水口候補地点 (代替案)、発電所候補地点において、河道横断測量および縦断測量を実施した。図 3.9 に取水代替案地点 (上段滝約 17m 上流)、図 3.10 に発電所候補地点 (下段滝より約 55m 下流) における河道横断測量結果を、表 3.21 に縦断測量結果を示す。

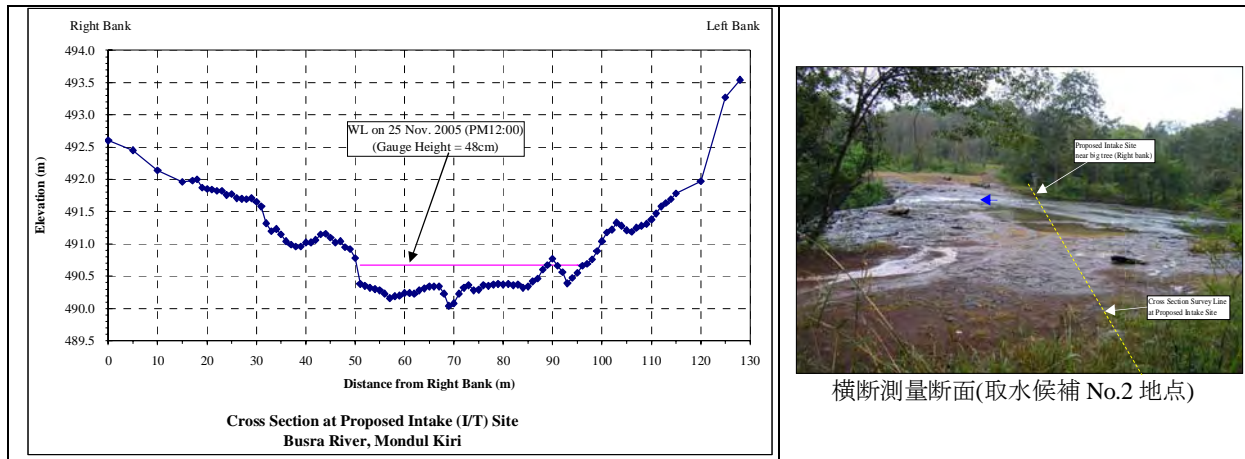
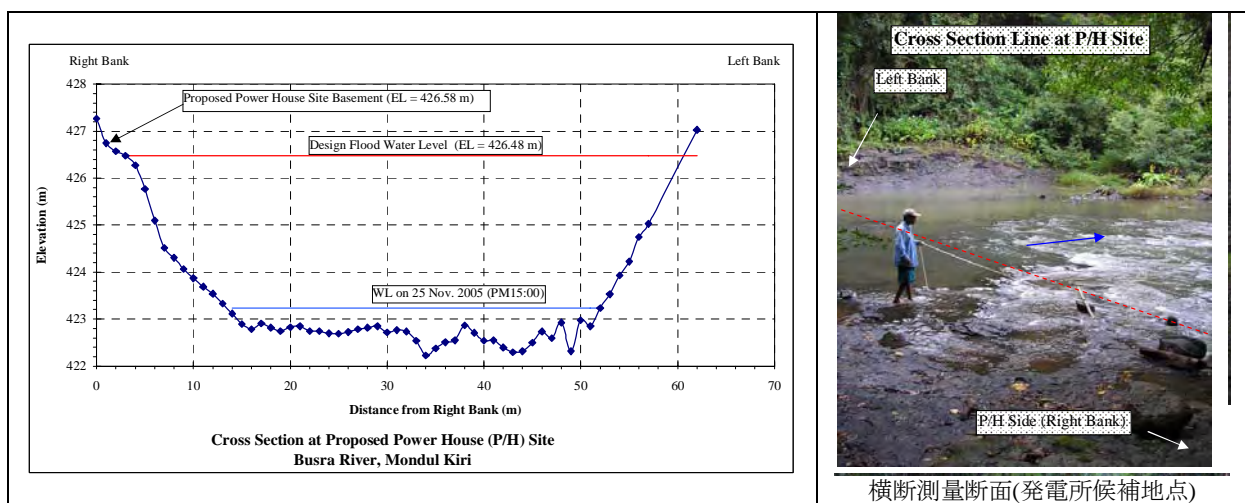


図 3.9 取水口候補（代替案）地点（上段滝の上流約 17m）の河道横断測量結果



出典：JICA 調査団

図 3.10 発電所候補地点（下段滝の下流約 55m）の河道横断測量結果

表 3.21 主要地点の河道水面勾配（河道縦断測量）

地点	位置	縦断距離 (m)	水面標高差 (m)	水面勾配	推定粗度係数
量水標設置地点	上段滝より約 70m 上流	200 m	0.10	1 / 2,000	0.065
取水口代替案地点	上段滝より約 17m 上流	33 m	0.360	1 / 94	0.053
発電所候補地点	下段滝より約 55m 下流	47 m	0.465 m	1 / 101	0.053

出典：JICA 調査団

3.2.4 流量観測

流速計法による流量観測を 3 回実施した。ただし、量水標は 2005 年 5 月 20 日に設置したため、第 1 回目の 2005 年 1 月の際の量水標水位データは無い。今後、水位－流量曲線の精度向上のために、日水位観測と定期的な流量観測（実測）の継続が必要である。合計 3 回の流量観測結果を下表に示す。



表 3.22 プスラ滝（Prek Por 川）水位観測地点における流量観測結果

No.	日時	観測流量 (m3/s)	流域面積 (km2)	比流量 (m ³ /sec./ km ²)	量水標 水位 (m)
1	2005/1/27	0.154	197	0.00078	—
2	2005/5/20	1.972	197	0.01001	0.49
3	2005/11/26	1.319	197	0.00670	0.48

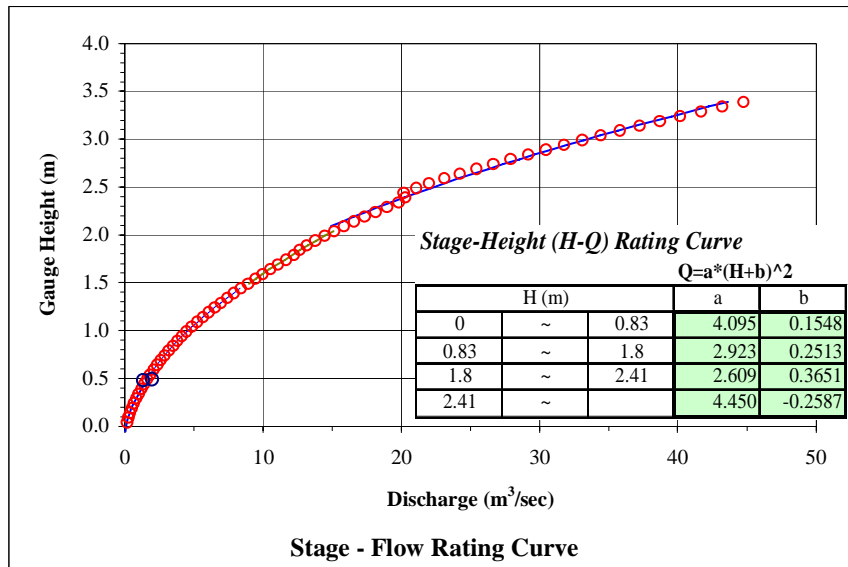
出典：JICA 調査団

3.2.5 水位－流量曲線

観測された日水位データを流量に換算するためは、水位－流量換算式（H-Q 曲線）が必要となる。しかしながら、上述のように、量水標水位と流量のデータがあるのは 2 回のみであり、観測データだけからでは水位－流量曲線を作成することはできない。このため、現段階では、河道縦・横断測量の結果から、Manning による平均流速公式を用いて水位－流量曲線を作成した。

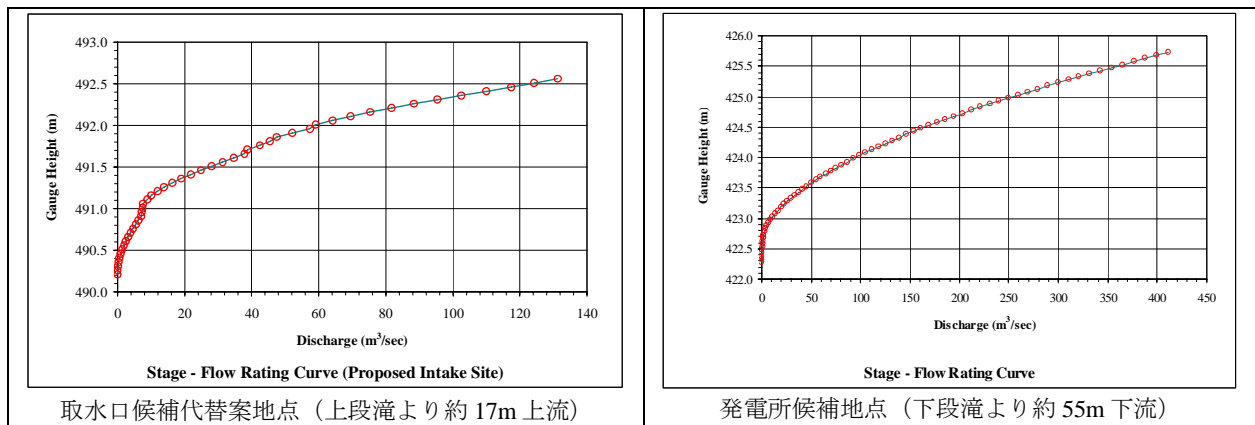
マンニングの平均流速公式 (Manning's Formula)			
$v = \frac{1}{n} R^{2/3} \times I^{1/2}$ $C = \frac{1}{n} \times R^{1/6}$ $V = \sqrt{\frac{2g}{f}} \times \sqrt{RI} = C \times \sqrt{RI}$ where, v : mean velocity (m/s) n : Manning's n-Value (roughness) C: Chezy's coefficient R : Hydraulic Radius (m) I : Slope	Roughness Coefficient n		
	Type of Channel	Roughness n	Average
Open Channel	Concrete Channel	0.012 ~ 0.018	0.015
	Woody Channel	0.010 ~ 0.014	0.012
	Stone Channel	0.013 ~ 0.03	0.022
Open Channel	Straight, Smooth	0.017 ~ 0.025	0.021
	Excavation Soil	0.025 ~ 0.033	0.029
Soil Channel	Side=Soil, Bed=Stone	0.028 ~ 0.040	0.034
	Side=Soil, Bed=Soil	0.028 ~ 0.035	0.032
Natural River	Straight, Smooth, Deep	0.025 ~ 0.033	0.029
	Meander with Rapids&Deep	0.033 ~ 0.045	0.039
	Meander, Stone Riverbed, Shallow	0.045 ~ 0.060	0.053
	Meander with water grass	0.050 ~ 0.080	0.065
(Max. n of natural river = 0.100)			

量水標設置地点における水位－流量曲線（水面勾配 I = 1/2,000、n = 0.065 と仮定）を図 3.11 に示す。なお、本 H-Q 曲線は、河道形状に応じて 4 つの曲線式に分割した。また、取水地点および発電所候補地における水位－流量曲線も同様に推定した（図 3.12）。今後、量水標の水位観測を継続するとともに、定期的に流量観測を実施し、水位－流量曲線の精度向上を図る必要がある。



出典：JICA 調査団

図 3.11 プスラ量水標設置地点の河道断面における水位－流量曲線



出典：JICA 調査団

図 3.12 取水口候補代替案および発電所候補地の水位－流量曲線

3.2.6 日流量の算定

前述の量水標設置地点における H-Q 曲線を用いて、日水位を日流量に換算した（表 3.23）。

表 3.23 ブスラ水位観測所における日水位および推定流量の計算結果

Year 2005													Year 2005												
Unit: cm													Unit: m ³ /s												
Day	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	1	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1						40.0	65.0	80.0	79.5	80.5	75.0		1					1.26	2.65	3.73	3.69	3.77	3.35		
2						39.0	70.5	75.0	75.0	79.0	73.5		2					1.22	3.03	3.35	3.35	3.65	3.24		
3						43.5	64.5	85.5	70.5	77.5	76.0		3					1.42	2.62	3.58	3.03	3.54	3.43		
4						41.0	70.0	79.0	80.0	75.0	80.5		4					1.31	2.99	3.65	3.73	3.35	3.77		
5						38.5	75.0	99.0	85.5	79.5	79.0		5					1.19	3.35	4.50	3.58	3.69	3.65		
6						35.0	73.0	85.0	100.0	85.0	75.0		6					1.04	3.21	3.55	4.58	3.55	3.35		
7						31.0	69.0	75.0	98.0	93.5	70.0		7					0.88	2.92	3.35	4.43	4.11	2.99		
8						27.7	72.5	83.0	95.5	90.0	65.5		8					0.76	3.17	3.42	4.25	3.87	2.69		
9						30.0	71.5	99.0	97.0	92.5	71.0		9					0.85	3.10	4.50	4.36	4.04	3.06		
10						34.0	87.5	110.0	105.0	90.0	82.5		10					1.00	3.71	5.34	4.95	3.87	3.93		
11						30.0	83.0	105.0	115.0	89.5	79.0		11					0.85	3.42	4.95	5.74	3.84	3.65		
12						31.0	70.0	98.0	130.0	85.0	75.0		12					0.88	2.99	4.43	7.03	3.55	3.35		
13						28.0	80.5	93.0	147.5	81.5	72.0		13					0.77	3.77	4.08	8.71	3.85	3.13		
14						29.5	75.0	90.5	157.5	94.0	70.0		14					0.83	3.35	3.91	9.75	4.15	2.99		
15						30.0	70.5	94.0	178.5	91.0	69.0		15					0.85	3.03	4.15	12.12	3.94	2.92		
16						37.0	73.0	85.0	189.5	88.5	67.5		16					1.13	3.21	3.55	13.32	3.77	2.82		
17						30.0	70.0	94.0	185.5	86.0	72.0		17					0.85	2.99	4.15	12.86	3.61	3.13		
18						29.0	64.0	90.0	165.0	90.0	76.0		18					0.81	2.59	3.87	10.57	3.87	3.43		
19						30.0	74.0	85.0	160.0	95.0	73.0		19					0.85	3.28	3.55	10.02	4.22	3.21		
20					49.0	27.0	78.0	81.0	150.0	100.0	70.5		20				1.97	0.74	3.58	3.81	8.96	4.58	3.03		
21						26.0	71.0	75.0	140.5	97.5	67.0		21					0.70	3.06	3.35	8.02	4.40	2.79		
22						30.0	68.0	90.0	132.0	94.0	64.0		22					0.85	2.85	3.87	7.22	4.15	2.59		
23						37.0	65.0	81.5	124.0	90.0	70.5		23					1.13	2.65	3.85	6.50	3.87	3.03		
24						39.5	70.0	87.0	112.0	89.0	71.0		24					1.24	2.99	3.67	5.50	3.81	3.06		
25						40.0	67.0	95.0	132.0	87.5	80.0		25					1.26	2.79	4.22	7.22	3.71	3.73		
26						38.0	61.0	108.0	120.5	99.5	85.0		26					1.17	2.39	5.18	6.20	4.54	3.55		
27						41.0	70.5	100.5	110.0	97.0	81.5		27	0.15				1.31	3.03	4.61	5.34	4.36	3.85		
28						43.0	74.0	90.5	100.0	92.0	78.0		28					1.40	3.28	3.91	4.58	4.01	3.58		
29						41.5	70.0	85.0	92.0	89.0	71.0		29					1.33	2.99	3.55	4.01	3.81	3.06		
30						43.0	60.0	81.0	88.5	84.0	67.0		30					1.40	2.33	3.81	3.77	3.48	2.79		
31							63.0	73.0		81.0			31						2.52	3.21		3.81			
Ave.						34.7	70.8	88.8	120.5	88.5	73.6		Ave.					1.0	3.0	4.0	6.6	3.9	3.2		
Max.						43.5	87.5	110.0	189.5	100.0	85.0		Max.					1.4	3.8	5.3	13.3	4.6	3.9		
Min.						26.0	60.0	73.0	70.5	75.0	64.0		Min.					0.7	2.3	3.2	3.0	3.4	2.6		

Source: JICA Study Team

Source: JICA Study Team

出典：JICA 調査団

3.2.7 計画地点の地質

ブスラ滝の付近は、玄武岩が露岩している。岩盤上の堆積土は、上段滝の右岸側の取水口候補地および導水路ルート付近で 20cm 程度、ヘッドタンクおよび発電所候補地付近で最大 1m 程度である。土壌型は主に Ferralsols あるいは Leptosols (laterite) である。



玄武岩の露頭（ブスラ滝天端）

上段の滝の右岸（導水路ルート）

ブスラ滝より上流約 4km

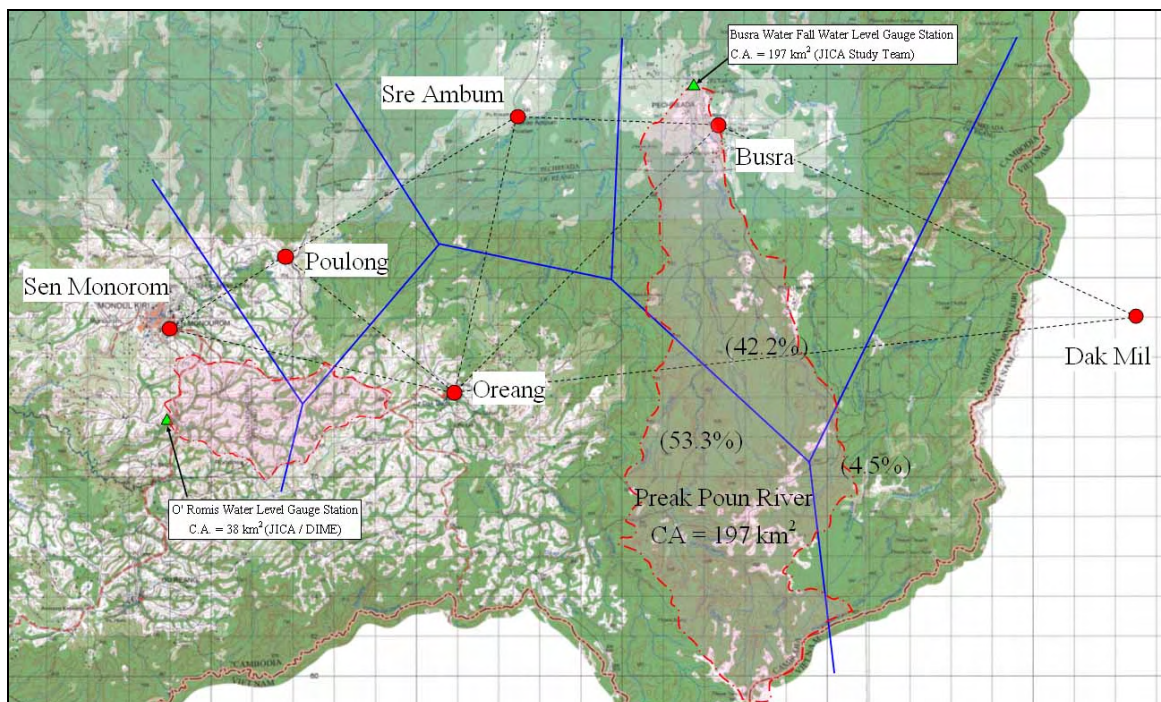
流域の地質は、鮮新世（第三期最新世）～更新世の玄武岩分布域で、土壌は主にフェラルソル、レプトソルが分布する。既往調査²によれば、フェラルソルの土壌厚は 7～12m 以上と非常に厚く、また、飽和透水係数 K_o は $10^{-3} \sim 10^{-2} \text{ cm/s}$ のオーダーと高い透水性を示している。

3.2.8 流域の地形

図 3.13 に示すように、流域は南北に細長い形状（長さ約 30km x 幅 6～8km）をしている。流域の最高標高は 934m（Phnum Tueu Deh 山）で、ブスラ滝の上段（標高約 490m）までは、標高差 500m ある。上流部の山岳地では急峻な地形となっているが、中流部はなだらかな勾配となっている。ブスラ・コミュニンの付近は、広い水田が広がる。ブスラ滝の上流は、0.1～2m 程度の小

² 大貫ら、アジアモンスーン地域における人工・自然改変に伴う水資源変動予測モデルの開発、平成 16 年度研究成果報告書、文部科学省研究開発局、新世紀重点研究創生プラン Research Revolution 2002 (RR2002)、人・自然・地球共生プロジェクト、課題 6：水資源予測モデルの開発 (<http://water.cee.yamanashi.ac.jp/RR2002/>)

滝が多少あるが、殆ど勾配がなく深い淵を形成している。一方、滝の下流側は、両岸が急峻な勾配 (30~70°) で、幅 30~40m 程度の峡谷状を呈している。



出典：JICA 調査団

図 3.13 ブスラ滝流域と近傍の雨量・水文観測所位置図

3.2.9 流送土砂量

対象河川における流送土砂量に関する調査、サンプリング等を行われていない。Ferralsols は植生に覆われた状態では比較的侵食されにくく、流送土砂量も少ないものと予想される。3 回の現地調査では、河川水が土砂で濁るような状況は確認されなかった。なお、量水標設置地点 (木橋付近) は深い淵となっており、天然の沈砂池のようにになっていることから、導水路への土砂流入は小さいものと考えられ、本計画では沈砂池を省略することとした。ただし、洪水時に取水口から浮遊物が流入しないようスクリーンを設置する必要がある。

3.3 水文解析

小水力発電計画では、なるべく長期に渡る乾季流量の把握が重要となる。しかしながら、ブスラ計画地点においては、量水標が雨季の 2005 年 5 月に設置されたため、乾季流量の低減が不明である。このため、本調査では、入手可能な水文・気象データを用いてブスラ地点における長期流量の推定を行うこととした。計画対象地域周辺における入手可能な水文・気象 (雨量) 観測所の位置図は前出の図 3.13 に示した。

3.3.1 近傍の水位・流量観測所データ (オロミス観測所)

対象流域の流量データが得られない場合、流域の地形・地質・植生、気象状況などが同様であれば、近傍の流量観測所の流量データを基に、流域面積比率により推定することが可能である。

Busra、Dak Mil の3箇所の日雨量の欠側補填を行った。1977年から2005年までの29年間の、ブスラ量水標地点における流域平均日雨量を推定した。表 3.26 に同月雨量を示す。ブスラ流域の年平均降水量は 2,222 mm/年と推定された。

表 3.26 ブスラ水位観測所流域における流域平均月雨量推定結果

	Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Annual Total	Rank
		Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.		
		mm/month												mm/year	
1	1977	0.0	0.0	0.0	30.7	140.2	294.8	344.9	394.7	587.0	12.5	41.9	0.0	1,846.7	24
2	1978	0.0	0.0	135.1	289.2	319.7	241.0	572.5	386.3	459.2	294.0	115.0	0.0	2,812.0	4
3	1979	0.0	0.0	100.1	255.5	140.0	474.0	250.0	152.3	227.4	253.5	63.9	9.7	1,926.4	20
4	1980	0.0	3.6	1.0	31.2	350.5	286.3	176.2	184.0	307.0	338.5	154.4	3.8	1,836.5	25
5	1981	0.0	7.4	48.3	184.3	356.3	352.5	408.4	233.9	269.1	508.1	103.8	43.7	2,515.8	9
6	1982	0.0	0.0	5.0	121.0	348.3	183.6	130.4	158.7	360.4	323.7	16.5	0.0	1,647.6	27
7	1983	1.3	27.1	42.2	16.6	296.1	212.2	291.0	418.0	473.2	377.5	63.7	0.0	2,218.9	13
8	1984	0.0	0.0	91.7	364.3	194.4	282.9	337.0	269.7	253.9	258.6	158.6	0.0	2,211.1	15
9	1985	0.0	38.2	31.9	449.4	217.3	122.8	303.0	166.8	311.0	219.0	122.4	14.7	1,996.5	19
10	1986	0.0	5.7	49.0	81.0	137.3	237.8	466.1	594.6	339.3	297.5	69.8	0.0	2,278.1	12
11	1987	0.0	0.0	49.7	45.8	176.7	226.3	324.8	235.0	349.3	164.2	324.6	0.0	1,896.4	23
12	1988	0.0	0.0	0.3	213.1	342.4	133.2	265.8	343.2	444.4	369.9	104.0	1.9	2,218.2	14
13	1989	0.1	0.0	0.3	127.1	427.7	234.1	381.7	345.8	289.3	158.9	119.1	0.0	2,084.1	18
14	1990	0.0	30.7	1.8	143.2	201.9	451.5	212.4	366.0	310.0	167.7	193.6	14.9	2,093.7	17
15	1991	0.0	0.0	0.4	63.1	274.4	216.1	194.5	221.0	487.8	92.0	14.2	3.0	1,566.5	28
16	1992	0.0	4.1	19.5	178.0	204.4	504.2	351.9	346.0	359.1	382.0	7.1	1.3	2,357.6	10
17	1993	0.0	0.0	59.0	132.8	457.1	206.4	453.9	215.0	420.7	444.7	102.1	119.1	2,610.8	7
18	1994	0.0	13.0	23.6	154.4	449.0	376.9	142.6	195.6	226.2	124.9	0.0	21.3	1,727.5	26
19	1995	0.0	0.0	4.2	16.9	381.6	248.2	243.9	273.4	480.5	378.5	83.6	6.2	2,117.0	16
20	1996	0.0	5.8	8.4	151.4	544.3	365.5	374.8	308.2	361.0	424.2	111.6	2.5	2,657.7	6
21	1997	0.0	18.4	0.5	283.0	250.9	119.3	432.8	246.6	396.9	135.1	36.5	0.0	1,920.0	21
22	1998	0.0	34.4	0.0	196.2	186.1	177.7	282.8	476.1	233.6	490.6	535.5	215.7	2,828.7	3
23	1999	9.3	0.0	166.2	371.1	289.6	197.9	194.6	495.3	412.3	391.3	198.9	47.7	2,774.2	5
24	2000	0.0	8.9	0.6	466.9	253.4	462.9	280.3	466.4	355.1	492.4	77.9	97.1	2,961.9	2
25	2001	8.5	0.0	138.5	167.6	329.3	587.6	348.7	810.6	248.6	324.0	153.3	0.0	3,116.7	1
26	2002	0.0	0.0	10.2	96.2	282.6	331.0	319.5	756.7	438.1	216.8	48.9	23.6	2,523.6	8
27	2003	0.0	12.4	50.3	92.9	379.1	253.8	330.4	501.4	534.9	130.8	37.3	0.0	2,323.3	11
28	2004	0.0	0.0	55.2	69.3	296.6	403.6	353.7	299.8	425.0	7.6	0.0	0.0	1,910.8	22
29	2005	0.0	5.0	60.4	177.2	127.9	224.1	195.2	229.0	340.1	96.3	15.9	0.0	1,471.1	29
Average		0.7	7.4	39.8	171.4	288.1	289.9	309.1	347.9	369.0	271.5	106.0	21.6	2,222.4	
Max.		9.3	38.2	166.2	466.9	544.3	587.6	572.5	810.6	587.0	508.1	535.5	215.7	810.6	
Min.		0.0	0.0	0.0	16.6	127.9	119.3	130.4	152.3	226.2	7.6	0.0	0.0	0.0	

出典：JICA 調査団

3.3.3 タンクモデルによる長期流量の推定

量水標による水位データは、雨季の 2005 年 5 月以降のみである。このため、小水力発電計画で重要な乾季流量推定のため、流出解析モデルの一つであるタンクモデル (菅原, 1956) を用いて、流域雨量から長期流量を推定することとした。

[タンクモデルの概念]

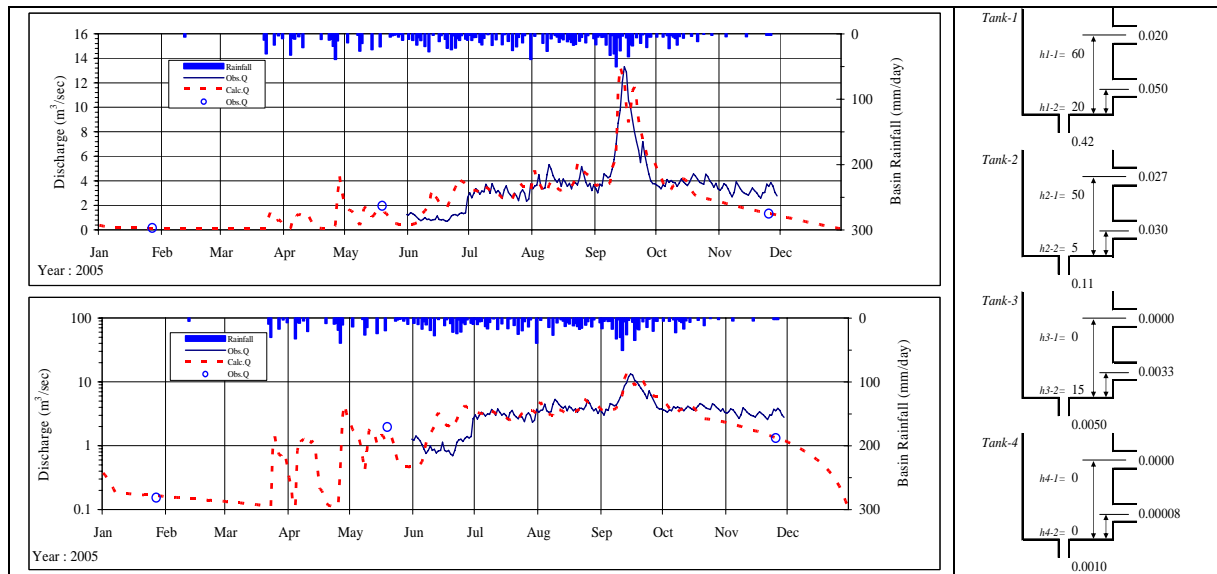
タンク・モデル(菅原,1956)の基本的な考え方は、各タンクに空けられた孔から流出する水の容量を計算することからなる。各孔からの流出は、各孔と水面の高さに比例する。各タンクはタンク底面に空けられた孔と側面の2つの孔からなり、その孔からの流量の計算方法は以下の通り。

$$\begin{aligned}
 y_n &= 0 & (X_n \leq h_1) \\
 y_n &= \alpha_1 (X_n - h_1) & (h_1 < X_n \leq h_2) \\
 y_n &= \alpha_2 (X_n - h_2) + \alpha_1 (X_n - h_1) & (h_2 < X_n) \\
 z_n &= \beta * X_n \\
 X_n &= X_n - y_n - z_n \\
 Z_{n+1} &= X_n + x_n + 1
 \end{aligned}$$

ここに、
 X_n : タンク内水位(時間ステップn)
 y_n : タンク側面流出孔からの流出
 z_n : タンク底面浸透孔からの流出
 x_n : タンク流入量
 α_1, α_2 : 側面流出孔係数
 β : 底面浸透孔係数

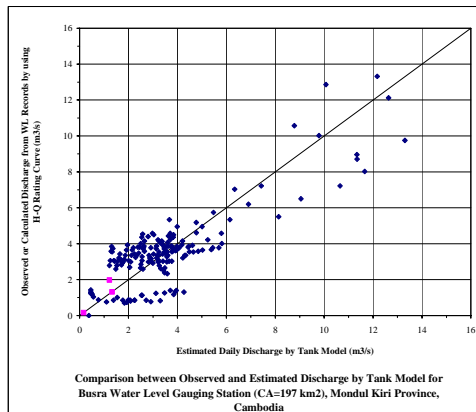
最上段タンクでは流入量として降水量が与えられ、下段タンクでは上段タンクからの浸透量が直接流入する。各タンクの側面流出孔からの流出量の合計が河道流入量となる。タンク各孔のパラメータ(係数)の決定は、試行錯誤法が必要となり、観測流量と計算流量の差が最小となるように調整する。

現地踏査時に実施した流量観測結果と、ブスラ水位観測所における日水位を水位-流量曲線で算定した日流量を検証データとして、各タンクのモデル定数(パラメータ)を同定した。同定した各パラメータの値と、モデル計算流量と観測値との比較を図 3.14 および図 3.15 に示す。



出典：JICA 調査団

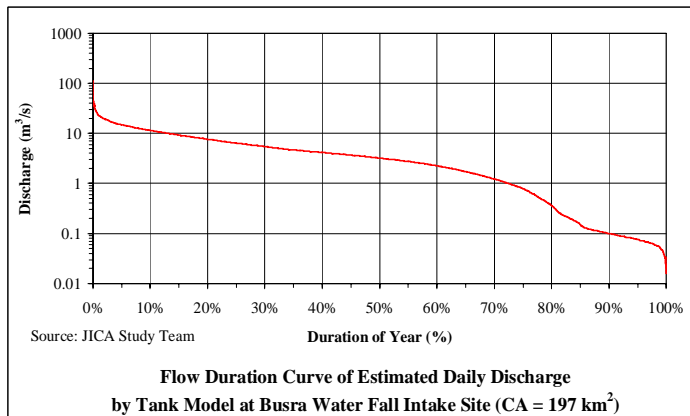
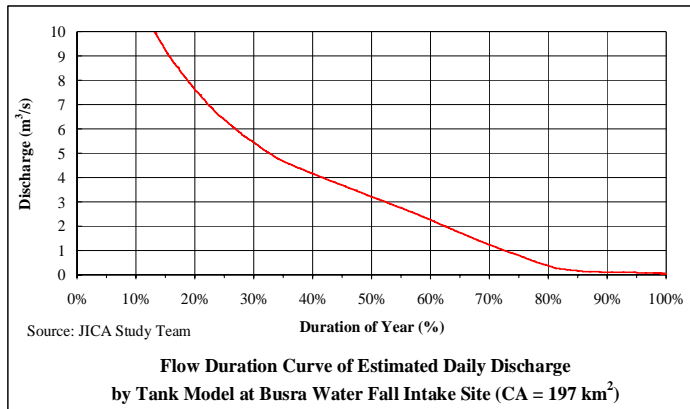
図 3.14 同定したブスラ水位観測所におけるタンク・モデルのパラメータ



出典：JICA 調査団

図 3.15 ブスラ観測所の観測流量(2005年)とタンクモデル計算値の比較

図 3.16 に、ブスラ水位観測所地点における 29 年間の全日流量モデル計算値から作成した流況曲線を示す。また、表 3.27 に、日流量計算値から算定した月平均流量計算結果を示す。



Duration of Year (all series from 1977 - 2005)		Estimated Daily Discharge at Proposed Intake Site of Busra MHP (CA=197 km ²) (m ³ /s)
30%	110 days	5.448
50%	183 days	3.201
60%	219 days	2.248
70%	256 days	1.223
80%	292 days	0.362
85%	310 days	0.150
87%	318 days	0.119
90%	329 days	0.100
95%	347 days	0.075
98%	358 days	0.059

Source: JICA Study Team

出典：JICA 調査団

図 3.16 ブスラ水位観測地点の日流量モデル計算値から作成した流況曲線

表 3.27 ブスラ水位観測所における月平均流量推定結果

No.	Month Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Annual Mean m ³ /s	Rank
		Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.		
1	1977	1.60	0.44	0.08	0.14	0.55	3.98	7.02	7.72	14.80	6.44	3.00	1.60	3.95	21
2	1978	0.42	0.08	0.75	2.64	5.25	6.13	14.16	9.96	13.06	11.53	5.98	3.20	6.10	4
3	1979	1.64	0.48	0.53	1.69	2.56	8.93	6.25	4.30	5.57	7.56	2.55	1.37	3.62	23
4	1980	0.32	0.12	0.09	0.12	4.81	4.99	3.47	2.91	7.71	6.71	6.96	2.20	3.37	25
5	1981	0.87	0.12	0.32	1.72	5.56	7.18	8.38	8.72	6.57	13.32	6.18	3.26	5.18	10
6	1982	1.74	0.55	0.11	0.66	3.50	5.92	2.91	2.75	8.37	6.68	3.25	1.37	3.15	27
7	1983	0.30	0.12	0.12	0.05	4.88	2.55	4.58	10.14	12.60	8.43	7.01	2.79	4.46	13
8	1984	1.32	0.27	0.17	6.01	4.33	6.35	5.59	7.00	5.91	8.47	4.32	2.44	4.35	17
9	1985	0.97	0.33	0.17	3.81	7.14	3.52	5.16	4.59	5.74	7.35	3.74	2.14	3.72	22
10	1986	0.59	0.11	0.25	0.48	1.05	3.57	8.19	17.22	8.71	10.29	4.56	2.57	4.80	12
11	1987	1.16	0.21	0.17	0.10	0.84	3.38	5.79	5.00	7.78	5.35	5.23	4.44	3.29	26
12	1988	1.21	0.22	0.08	1.30	5.39	3.49	4.64	6.66	10.81	11.59	5.00	2.73	4.43	14
13	1989	1.29	0.27	0.09	0.42	5.91	4.68	10.61	7.04	7.88	6.95	4.02	1.88	4.25	18
14	1990	0.62	0.15	0.09	1.27	2.84	9.50	4.28	7.81	8.50	6.22	5.90	2.36	4.13	19
15	1991	1.04	0.17	0.08	0.10	2.94	2.22	5.02	4.07	9.78	5.59	2.22	0.95	2.85	28
16	1992	0.13	0.06	0.04	2.19	1.90	11.16	6.67	10.35	8.37	11.36	5.10	2.52	4.99	11
17	1993	1.12	0.18	0.39	0.93	4.79	7.32	8.02	6.99	8.93	16.21	5.12	4.61	5.38	8
18	1994	2.19	0.94	0.19	1.45	5.82	9.46	4.75	3.62	5.90	3.50	1.94	0.80	3.38	24
19	1995	0.14	0.10	0.07	0.05	6.26	3.94	5.47	5.51	11.92	10.94	5.35	2.70	4.37	15
20	1996	1.26	0.24	0.07	0.75	8.01	11.00	9.88	7.61	9.90	9.35	8.32	3.38	5.81	6
21	1997	1.79	0.69	0.13	4.70	2.98	2.72	8.06	5.42	9.80	7.43	2.93	1.41	4.00	20
22	1998	0.33	0.20	0.09	1.70	2.23	3.26	5.11	9.06	6.18	15.94	12.09	10.70	5.57	7
23	1999	3.89	2.25	2.47	5.12	7.59	4.04	4.57	8.16	15.00	11.66	8.15	4.02	6.41	3
24	2000	2.36	1.05	0.24	6.69	5.45	10.39	9.57	11.20	9.73	16.42	5.58	4.91	6.97	2
25	2001	2.50	1.20	0.94	1.00	5.70	9.49	15.10	27.44	7.11	10.01	8.64	3.79	7.74	1
26	2002	2.13	0.87	0.26	0.68	4.06	7.27	6.44	20.93	13.65	7.94	5.36	3.20	6.07	5
27	2003	1.66	0.55	0.51	0.64	6.06	6.39	6.39	13.78	14.40	6.97	4.14	2.41	5.32	9
28	2004	1.05	0.25	0.53	0.41	3.98	9.13	7.61	8.68	13.81	3.78	2.24	0.96	4.37	16
29	2005	0.20	0.15	0.30	0.83	1.19	1.04	3.03	3.96	6.58	3.90	3.24	0.62	2.09	29
Average		1.23	0.43	0.32	1.64	4.26	5.96	6.78	8.57	9.48	8.89	5.11	2.80	4.62	
Max.		3.89	2.25	2.47	6.69	8.01	11.16	15.10	27.44	15.00	16.42	12.09	10.70	27.44	
Min.		0.13	0.06	0.04	0.05	0.55	1.04	2.91	2.75	5.57	3.50	1.94	0.62	0.04	

出典：JICA 調査団

3.3.4 乾季流量

以下の写真に示すように、ブスラ滝の流量は、乾季と雨季で大きく異なる。なお、2005 年は、上記計算結果からも示されるように、過去 29 年間で最低の年平均流量という大渇水年であった。

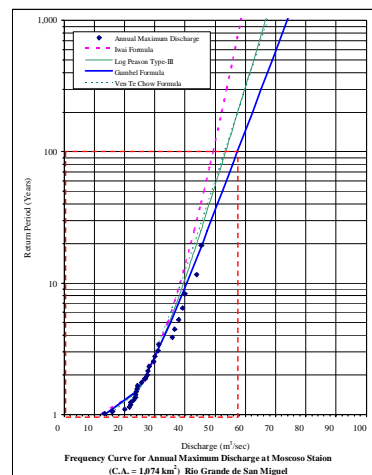


写真：JICA 調査団撮影

後述するが、ブスラ小水力発電計画では、2020 年時点におけるピーク需要を 80kW と想定した。計画地点の有効落差は 61.9m であるので、水車および発電の総合効率を 0.7 程度とすると、必要な設計使用水量は 0.188 m³/s となる。前述のタンクモデルによる推定流量をみると、乾季には、流量が不足する時がある。なお、設計使用水量 0.188 m³/s は、前述の流況曲線より年間 365 日の 87% 保障 (318 日) 流量であり、年間の 47 日間は不足する可能性がある。この不足する期間も電気需要を満たす場合は、ディーゼルなどのバックアップ電源を確保するか、調整池などを設け、深夜などに水を貯めておくピーク発電方式を計画する必要がある。

3.3.5 洪水位

現地踏査で確認した洪水痕跡および上記の日流量のモデル計算値から、取水地点 (= 量水標設置地点、流域面積 197km²) および発電所候補地点での洪水位を推定した。なお、計画洪水位は、1/100 年確率洪水程度を対象とすることとし、各年の日平均流量の最大値 (29 年分) から 1/100 年確率に相当する日平均洪水流量 (Qd_{f100} = 55 m³/s) を右図より算定し、これをピーク流量にするため、2.6 倍 (仮定) を乗じて、計画洪水流量 (Qd_{f100} x 2.6 = 142 m³/s) とした。各洪水位は、この洪水流量を前述の各地点における河道断面形状から算定した水位 - 流量曲線より推定した。



ただし、上記推定は、多くの推定・仮定を含むものから、実際の洪水水位はもっと高くなる可能性もあり、今後、詳細な調査が必要である。小水力発電にとっては、発電所の冠水は被害が大きいことから、発電所地点の計画洪水水位は安全側に設定することが望ましい。現場踏査時に確認した現地の地形、洪水痕跡なども考慮し、発電所地点の計画洪水水位の標高を 426.5m とした。

表 3.28 ブスラ小水力計画における計画洪水水位 (1/100 年確率)

地点	洪水水位(1/100 年)	洪水水位(標高)
量水標設置地点 (木橋)	乾季の水面+約 3.5 m	El. 494.0 m msl.
取水代替案地点	乾季の水面+約 2.4 m	El. 492.6 m msl.
発電所予定地点	乾季の水面+約 3.4 m	El. 426.5 m msl.

出典：JICA 調査団

3.4 電力需要想定

3.4.1 現在の電力使用状況

ブスラ・コミュニオン全体で、2005 年 11 月現在で 28 台の自家用ディーゼル発電機がある (表 3.29)。これらの発電機を利用して、およそ 81 世帯 (15%) が電気を利用している。自家用発電機の一例は出力 5 kW で、夕方 18 時から 22 時まで発電し、毎晩 4 リットルのディーゼルを消費している。ディーゼル燃料の現地価格 3,000 リエル/リットル (US\$0.75) であるので、月額約 90 ドルを燃料代として費やしている世帯もある。一方、約 14% (74 世帯) がバッテリーを利用しており、コミュニオン全体の約 30% が電気を利用している。

表 3.29 ブスラ・コミュニオンのバッテリー・ディーゼル発電利用世帯数

Village	No. of buildings				No. of Electrified Buildings				
	Total	along road	far from road	Distance from road	by Battery		by Diesel Generator		No. of D.G.s
Phum 1	73	73	0		10	14%	3	4%	3
Phum 2	50	37	13	200m	7	14%	2	4%	2
Phum 3	63	63	0		8	13%	18	29%	3
Phum 4	89	89	0		8	9%	3	3%	3
Phum 5	82	82	0		11	13%	28	34%	7
Phum 6	60	60	0		12	20%	7	12%	2
Phum 7	127	114	13	2km	18	14%	20	16%	8
Phum 8									
	544	518 95%	26 5%		74	14%	81	15%	28

(JICA 調査団調べ, 2005 年 11 月)

3.4.2 電力需要想定

ブスラ小水力発電計画の電気需要想定は、現地調査や現地ワークショップの結果、社会経済調査、各種統計データ、既往調査結果（Meritec, 2003 等）および他地域の既電化世帯における電気使用状況等の情報に基づき推定することとした。

なお、小水力発電は、建設後に増設・拡張が困難であることから、将来の電気需要の伸びを考慮した設備容量を計画する必要がある。この点は、設備の追加により電気需要の増大に容易に対応できる他の発電方式（ディーゼル発電、バイオマス、太陽光発電など）とは異なる。このため、ブスラ電化計画では、ディーゼルなどのバックアップなしに小水力のみの単独運転により電化計画をまず検討することとした。

(1) 電化世帯数の想定

需要想定計画の対象年は2020年とした。前述のように、統計データでは世帯数（Households）と家族数（family）の2種があり、Seila データベースでは家族数（family）を用いている。1世帯に数家族が同居していることもあり、電気需要予測では、世帯数を用いることとする。信頼できる統計データとしては、2002年のAction Against Hunger (AAH)によるブスラ・コミューンの世帯数・人口データ（Water Needs Assessment, Mondul Kiri Province, 2002）と、Seila Database (2003, 2004)の家族数・人口データがある。このため、将来の世帯数を想定するにあたり、AAHによる2002年の世帯数 577 households を基に、2003年から2004年の1年間の家族数の増加率（年率2.84%）を用いて2020年時点におけるブスラ・コミューン全体の世帯数 955 HH を想定した。

[2020年時点におけるブスラ・コミューンの想定総世帯数]

$$577 \text{ HH} \times (1+0.0284)^{(2020-2002)} = 955 \text{ HH}$$

なお、上述の表 3.29 に示したように、Phum-7 の 13 世帯が道路から 2km 以上離れた地域に居住する以外は、ブスラ・コミューンの殆どの世帯（98%）は道路沿いに住んでいる。このため、電化対象区域は道路沿いに居住する世帯数とすることとし、遠方に居住する住民には、バッテリー充電所を設ける計画とした。したがって、2020年時点における計画電化対象世帯数は、955 HH x 98% = 936 HH とした（表 3.30）。

表 3.30 ブスラ・コミューンの電化対象世帯数の想定（2020年時点）

Year	2002	2003	2004	2020
Nos. of Families in Busra Commune	n.a.	704	724	1,133
Annual Growth (%)			2.84%	2.84%
Nos. of Households in Busra Commune	577	n.a.	n.a.	955
Source:	AAH,2002	Seila,2003	Seila,2004	forecast
Assumed Connection Rate (%)				98%
Estimated No. of Electrified (Target) Households in 2020				936

出典：JICA 調査団

2) 時間帯別電気需要

上記の想定電化世帯数に加え、学校・診療所などの公共施設、商店、小規模工業などの数量なども想定し、各カテゴリー別の電気需要を仮定し、2020 時点における電気需要を想定した。また、送・配電線の電力損失や負荷変動に対応するための余裕分を 10%～30% 見込んでいる。想定した 2020 年の各時間帯別のピーク需要および電力量需要を表 3.31 および表 3.32 に示す。

表 3.31 ブスラ小水力計画の電気需要想定結果（2020 年時点）

時間帯	時間 [hour]	ピーク需要 ^{*1)} [kW]	電力量需要 ^{*1)} [kWh/日]
夜間 18:00 – 22:00	4	80 (69)	320 (276)
深夜 22:00 – 06:00	8	6 (4)	48 (32)
昼間 06:00 – 18:00	12	33 (30)	396 (360)
合計	24		764 (668)

註*1)：上段の数字は発電所端での需要、下段()内の数字は需要家端における需要。

出典：JICA 調査団

表 3.32 ブスラ小水力計画の 카테고리 別・電力需要想定結果 (2020年時点)

Power Demand in 2020 for Busra MHP						
	Number of units	Unit (kW)	Diversity Factor (%)	Peak Demand (kW)	Notes / Assumptions	
Nighttime Demand (18:00 - 22:00)						
Domestic (Light users)	90%	842	0.052	1.1	39.80	Assumed 2 x 20W tube+TV/Radio (40W)x30%
Domestic (Large users)	7%	66	0.128	1.2	7.02	2x20W tube + TV 65W, Karaoke/VCD 20W + Fridge 20%*80W*10/60
Commercials/ Business	3%	28	0.970	1.5	18.11	Shop:25, GH:2, 5x20W tube + TV 110W, Karaoke/VCD 20W, fridge 80W, rice cooker 600W, etc. 8.3% = 20 min / (60 min x 4 hr)
Sub Total (Domestic & Business)		936			64.93	
Small Scale Industries						
Rice mill/Sawmill, tailoring, etc.		20				not work in night
Water pump, Irrigation pump, etc.		7				not work in night
Sub Total (Industry)		27			0.00	
Public utilities						
School for night class		2	0.160	1.1	0.29	8 tubes /room x 20W
Health center (MDM)		1	1.333	1.2	1.11	(8 tubes/room x 40W + refrigerator 80W*10/60 + water boiler 1kW)
Health posts (detached ward)		3				not work in night
Commune centre/pagoda/church, etc.		2	0.160	1.2	0.27	8 tubes/room x 20W
Public lights		90	0.018	1.0	1.62	Street light along the main road (3.6 km) * 1/40m x CFL 18W
Sub Total (Public)		98			3.29	
Sub-Total (Demand by User)					69	
T/L & Distribution Loss, etc.	10%				7	Transmission & Distribution Loss and for load fluctuation, etc.
Estimated Peak Load for Generator (Nighttime)					80 (rounded)	
Mid-Night time Demand (22:00 - 6:00)						
Domestic (Light users)	90%	842				
Domestic (Large users)	7%	66	0.023	1.5	1.00	1x20W tube + fridge 20%*80W*10/60
Commercials/ Business	3%	28	0.033	1.5	0.62	1x20W tube + fridge 80W*10/60 = 20 min / (60 min x 4 hr)
Sub Total (Domestic & Business)		936			1.62	
Small Scale Industries						
Rice mill/Sawmill, tailoring, etc.		20				not work in night
Water pump, Irrigation pump, etc.		7				not work in night
Sub Total (Industry)		27			0.00	
Public utilities						
School for night class		2				
Health center (MDM)		1	0.333	1.1	0.30	(1 tubes/room x 40W + refrigerator 80W*10/60)
Health posts (detached ward)		3				not work in night
Commune centre/pagoda/church, etc.		2				8 tubes/room x 20W
Public lights		90	0.018	1.0	1.62	Street light along the main road (3.6 km) * 1/40m x CFL 18W
Sub Total (Public)		98			1.92	
Sub-Total (Demand by User)					4	
T/L & Distribution Loss, etc.	30%				2	Transmission & Distribution Loss and for load fluctuation, etc.
Estimated Peak Load for Generator (Nighttime)					6 (rounded)	
Daytime Demand (6:00 - 18:00)						
Domestic (Light users)	10%	94	0.012	1.5	0.75	Assumed TV or Radio (40W) *30%
Domestic (Large users)	7%	66	0.023	1.5	1.00	1x20W tube + fridge 20%*80W*10/60
Commercials/ Business	3%	28	0.033	1.5	0.62	1x20W tube + fridge 80W*10/60
Sub Total (Domestic & Business)		188			2.37	
Small Scale Industries						
Rice mill/Sawmill, tailoring, etc.		20	2.500	2.0	25.00	1 ~ 8kW; assumed average 2.5kW
Water pump, Irrigation pump, etc.		7	0.200	2.0	0.70	1 water pump average 2kW / village
Sub Total (Industry)		27			25.70	
Public utilities						
Schools (class)		12				8 tubes /room x 20W, 3 schools
Health center (MDM)		1	1.333	1.1	1.21	8 tubes/room x 40W + refrigerator 80W + w.boiler 1kW
Health posts (detached ward)		3	0.040	1.1	0.11	2 tubes/room x 20W
Commune centre/pagoda/church, etc.		2			-	
Sub Total (Public)		18			1.32	
Sub-Total (Demand by User)					30	
T/L & Distribution Loss, etc.	10%				3	Transmission & Distribution Loss and for load fluctuation, etc.
Estimated Peak Load for Generator (Daytime)					33	41% of Nighttime demand

出典：JICA 調査団

3.5 需給バランスと電化計画策定方針

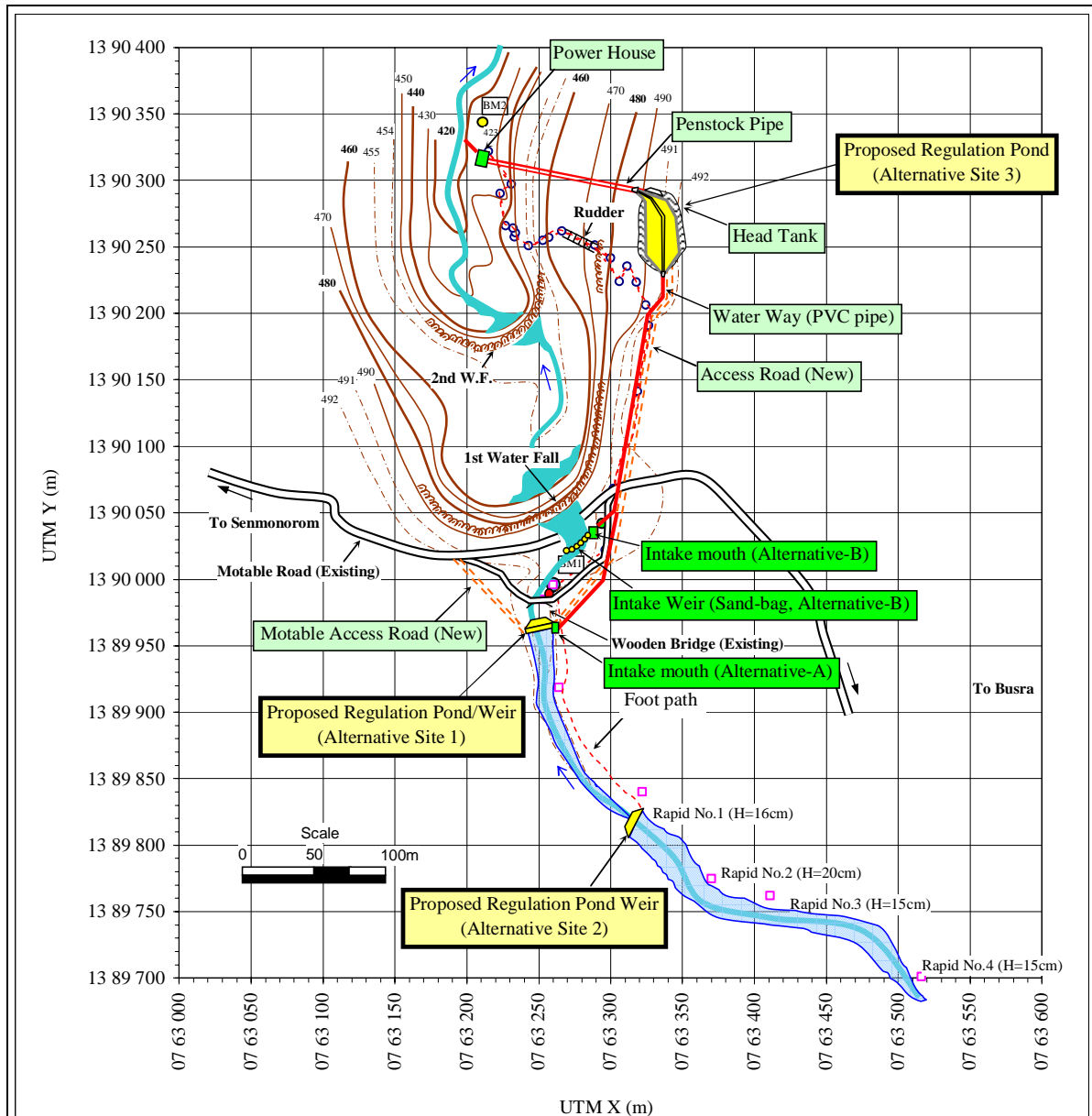
3.5.1 代替案の検討ケース

前述のように、ピーク需要 80kW を発電するためには、有効落差は 61.9m、水車・発電機の総合効率を 0.7 程度とすると、必要水量は 0.189 m³/s となる。一方、乾季には河川流量が減少し、前述の流況曲線からは年間の 47 日間は不足する可能性がある。この不足する期間も電気需要を満

たすためには、ディーゼル発電機などのバックアップ電源を用意するか、調整池などを設け、深夜などに水を貯めておくピーク発電方式を計画する必要がある。日調整池を設置する場合、(1)取水地点付近に堰を設け河川水位を若干上昇させて貯水する「河道貯留方式」、(2)ヘッドタンクの容量を大きくし、必要な貯水容量を確保する「調整池建設方式」の2案が考えられる。

- (a) 小水力(80kW)のみ + 河道貯留方式（取水堰高の嵩上げ）
- (b) 小水力(80kW)のみ + 調整池建設方式（ヘッドタンク容量増大）
- (c) 小水力(80kW) + ディーゼル発電（80kW）（乾季のみ運転）

なお、(a)の取水堰の嵩上げについては、量水標が設置されている現木橋付近の地点(A-1 案)と、木橋から約 170 m 上流の小滝（落差約 16cm）の地点（A-2 案）の2つの地点が考えられる。A-1 地点は深い淵となっており（前出の図 3.6 参照）、堰を建設する場合、堰の半分は水没している状態となる。一方、A-2 地点は河床が露岩しており、地形的にも堰を建設し易い地点ではあるが、アクセスや導水路が長くなり建設費も増加し、運転管理上の面からも、A-1 地点に堰を建設する方が良いと考えられる。ブスラ小水力設備の各代替案のレイアウト案を図 3.17 に示す。



出典：JICA 調査団

図 3.17 ブスラ小水力設備のレイアウト計画の代替案

3.5.2 日調整池

日調整池を設けることにより、乾季においても、ある程度の電気需要を満たすことができる。日調整池の必要容量は、前述の流況曲線より河川の流入量と、各時間帯の必要な流量（需要から算定）により算定した。表 3.33 に各時間帯の電気需要と必要流量を示す。また、表 3.34 に、流況曲線から算定した時間帯別・年間発生電力量および年間消費電力量の算定結果を示す。

表 3.33 時間帯別・電気需要と必要流量

FWL at Intake **490.67** m Water Loss Head **2.24** m
 FWL at P/H **426.58** m
 Gross Head **64.09** m Effective Head (He) = **61.85** m
 Efficiency η = **0.70**
 $P \text{ (kW)} = 9.8 * He * Q * \eta$

Power Demand & Required Discharge

Time Zone	Hour per day	Gene. Demand (kW)	Required Discharge (m ³ /s)	Required W.Vol. (m ³ /day)	Hour per day (hr/day)	Saleable P.Demand (kW)
in a day						
6:00-18:00	12 hr	33	0.078	3,370	12 hr	30
18:00-22:00	4 hr	80	0.189	2,722	4 hr	69
22:00-6:00	8 hr	6	0.014	403	8 hr	4
Total	24 hr			6,495	24 hr	

表 3.34 流況曲線から算定した時間帯別・年間発生電力量および年間消費電力量

Duration of Year (all series from 1977-2005)	Daily Q Inflow at Busra WL St. (m ³ /s)	Daily Total W.Vol. (Inflow) (m ³ /day)	Daytime Maintenance Flow for D/S W.F.(Tourism) Release = Inflow			Usable Water Vol. (except daytime) (m ³ /day)	Available Generation Output (MHP)						Tot. Daily Energy Production (kWh/day)	Duration (Period) Days	Annual Energy Production (kWh/day)				
			Q (m ³ /s)	Duration (hour)	Vol. (m ³ /day)		18:00-22:00		22:00-6:00		6:00-18:00								
							Available Output (kW)	Energy Output (kWh/day)	Available Output (kW)	Energy Output (kWh/day)	Available Output (kW)	Energy Output (kWh/day)							
50.0%	183 days	3,201	276,566	3,201	12.0	138,283	138,283	80	4.00	320	6	8.00	48	33	12.00	396	764	183	139,430
60.0%	219 days	2,248	194,227	2,248	12.0	97,114	97,113	80	4.00	320	6	8.00	48	33	12.00	396	764	37	27,886
70.0%	256 days	1,223	105,667	1,223	12.0	52,834	52,833	80	4.00	320	6	8.00	48	33	12.00	396	764	37	27,886
75.0%	274 days	0,789	68,170	0,789	12.0	34,085	34,085	80	4.00	320	6	8.00	48	33	12.00	396	764	18	13,943
79.7%	291 days	0,380	32,832	0,380	12.0	16,416	16,416	80	4.00	320	6	8.00	48	33	12.00	396	764	17	13,106
80.0%	292 days	0,362	31,277	0,362	12.0	15,638	15,639	80	4.00	320	6	8.00	48	33	12.00	396	764	1	8,377
81.0%	296 days	0,280	24,192	0,280	12.0	12,096	12,096	80	4.00	320	6	8.00	48	33	12.00	396	764	4	2,789
82.0%	299 days	0,233	20,131	0,233	12.0	10,066	10,065	80	4.00	320	6	8.00	48	33	12.00	396	764	4	2,789
83.0%	303 days	0,206	17,798	0,206	12.0	8,899	8,899	80	4.00	320	6	8.00	48	33	12.00	396	764	4	2,789
84.0%	307 days	0,179	15,466	0,179	12.0	7,733	7,733	80	4.00	320	6	8.00	48	33	12.00	396	764	4	2,789
85.0%	310 days	0,150	12,960	0,150	12.0	6,480	6,480	80	4.00	320	6	7.70	46	33	12.00	396	762	4	2,781
85.1%	311 days	0,146	12,614	0,146	12.0	6,307	6,307	80	4.00	320	6	4.27	26	33	12.00	396	742	0	2,711
86.0%	314 days	0,128	11,059	0,128	12.0	5,530	5,529	80	4.00	320	0	0.00	0	33	10.00	330	650	3	2,135
87.0%	318 days	0,119	10,282	0,119	12.0	5,141	5,141	80	4.00	320	0	0.00	0	33	8.61	284	604	4	2,205
88.0%	321 days	0,113	9,763	0,113	12.0	4,882	4,881	80	4.00	320	0	0.00	0	33	7.69	254	574	4	2,095
89.0%	325 days	0,106	9,158	0,106	12.0	4,579	4,579	80	4.00	320	0	0.00	0	33	6.61	218	538	4	1,964
90.0%	329 days	0,100	8,640	0,100	12.0	4,320	4,320	80	4.00	320	0	0.00	0	33	5.69	188	508	4	1,854
91.0%	332 days	0,095	8,208	0,095	12.0	4,104	4,104	80	4.00	320	0	0.00	0	33	4.92	162	482	4	1,759
92.0%	336 days	0,089	7,690	0,089	12.0	3,845	3,845	80	4.00	320	0	0.00	0	33	4.00	132	452	4	1,650
93.0%	339 days	0,084	7,258	0,084	12.0	3,629	3,629	80	4.00	320	0	0.00	0	33	3.23	107	427	4	1,559
94.0%	343 days	0,080	6,912	0,080	12.0	3,456	3,456	80	4.00	320	0	0.00	0	33	2.61	86	406	4	1,482
95.0%	347 days	0,075	6,480	0,075	12.0	3,240	3,240	80	4.00	320	0	0.00	0	33	1.84	61	381	4	1,391
96.0%	350 days	0,071	6,134	0,071	12.0	3,067	3,067	80	4.00	320	0	0.00	0	33	1.23	41	361	4	1,318
97.0%	354 days	0,066	5,702	0,066	12.0	2,851	2,851	80	4.00	320	0	0.00	0	33	0.46	15	335	4	1,223
98.0%	358 days	0,059	5,098	0,059	12.0	2,549	2,549	80	3.75	300	0	0.00	0	0	0.00	0	300	4	1,094
99.0%	361 days	0,050	4,320	0,050	12.0	2,160	2,160	80	3.17	254	0	0.00	0	0	0.00	0	254	4	927
100.0%	365 days	0,016	1,382	0,016	12.0	691	691	80	1.02	81	0	0.00	0	0	0.00	0	81	4	297

Source: JICA Study Team

Total = 365 260,245

Duration of Year (all series from 1977-2005)	Energy Consumption by User (kWh)									Tot. Daily Energy Sales (kWh/day)	Duration (Period) Days	Annual Energy Consumpt. (kWh/day)
	18:00-22:00			22:00-6:00			6:00-18:00					
	Available Output (kW)	Available Supply (hour)	Energy Production (kWh/day)	Available Output (kW)	Available Supply (hour)	Energy Production (kWh/day)	Available Output (kW)	Available Supply (hour)	Energy Production (kWh/day)			
50.0%	69	4.00	276	4	8.00	32	30	12.00	360	668	183	121,910
60.0%	69	4.00	276	4	8.00	32	30	12.00	360	668	37	24,382
70.0%	69	4.00	276	4	8.00	32	30	12.00	360	668	37	24,382
75.0%	69	4.00	276	4	8.00	32	30	12.00	360	668	18	12,191
79.7%	69	4.00	276	4	8.00	32	30	12.00	360	668	17	11,460
80.0%	69	4.00	276	4	8.00	32	30	12.00	360	668	1	731
81.0%	69	4.00	276	4	8.00	32	30	12.00	360	668	4	2,438
82.0%	69	4.00	276	4	8.00	32	30	12.00	360	668	4	2,438
83.0%	69	4.00	276	4	8.00	32	30	12.00	360	668	4	2,438
84.0%	69	4.00	276	4	8.00	32	30	12.00	360	668	4	2,438
85.0%	69	4.00	276	4	7.70	31	30	12.00	360	667	4	2,435
85.1%	69	4.00	276	4	4.27	17	30	12.00	360	653	0	238
86.0%	69	4.00	276	0	0.00	0	30	10.00	300	576	3	1,892
87.0%	69	4.00	276	0	0.00	0	30	8.61	258	534	4	1,949
88.0%	69	4.00	276	0	0.00	0	30	7.69	231	507	4	1,851
89.0%	69	4.00	276	0	0.00	0	30	6.61	198	474	4	1,730
90.0%	69	4.00	276	0	0.00	0	30	5.69	171	447	4	1,632
91.0%	69	4.00	276	0	0.00	0	30	4.92	148	424	4	1,548
92.0%	69	4.00	276	0	0.00	0	30	4.00	120	396	4	1,445
93.0%	69	4.00	276	0	0.00	0	30	3.23	97	373	4	1,361
94.0%	69	4.00	276	0	0.00	0	30	2.61	78	354	4	1,292
95.0%	69	4.00	276	0	0.00	0	30	1.84	55	331	4	1,208
96.0%	69	4.00	276	0	0.00	0	30	1.23	37	313	4	1,142
97.0%	69	4.00	276	0	0.00	0	30	0.46	14	290	4	1,059
98.0%	69	3.75	258	0	0.00	0	0	0.00	0	258	4	944
99.0%	69	3.17	219	0	0.00	0	0	0.00	0	219	4	800
100.0%	69	1.02	70	0	0.00	0	0	0.00	0	70	4	256

Source: JICA Study Team

Total = 365 227,590 kWh/year
228 MWh/year

上記の計算では、日中 6:00~18:00 の間は、観光客のための滝の放流のため、上流からの流入量の全量を放流することとしている。このため、夜間 (18:00~22:00) のピーク需要とその他の時間帯の需要を満たすため、乾季は、深夜 (22:00~6:00) に貯水する。表 3.34 に示すように、日調整池を設けることにより、年間の 97% (354 日間) は、夜間 (18:00~22:00) のピーク需要 80kW を 4 時間充分満たすことができ、最低流量 (100%保障流量) の時でも、80kW を 1 時間は発電する

ことができる。また、日中 (6:00~18:00) の時間帯についても、年間の 85.1% (311 日間) は、需要 33kW を 12 時間発電でき、95% (347 日間) で 33kW を 1.84 時間発電可能である。深夜 (22:00~6:00) の需要については、他の時間帯に対して優先順位を落としており、深夜も発電可能なのは、年間の 85% 程度である。年間発生電力量 (発電所端) および年間消費電力量 (需要家端) は、以下のとおりと推定できる。

$$\text{年間発生電力量 (発電所端)} = 260 \text{ MWh/年}$$

$$\text{年間消費電力量 (需要家端)} = 228 \text{ MWh/年}$$

一方、日調整池の必要貯水容量は、前述の需要の場合、表 3.35 のように算定でき、必要容量は 3,990 m³ となった。なお、量水標設置地点 (現木橋付近) に河道貯留堰を建設する場合は、必要貯水容量 3,990 m³ を確保するためには、河道の形状と勾配から、約 1 m の嵩上げが必要となる。

表 3.35 プスラ小水力計画における乾季ピーク発電のための日調整池の必要貯水容量

Duration of Year (all series from 1977 - 2005)	Estimation of Required Reservoir Volume														Required Reservoir Vol. (m ³ /day)		
	18:00-22:00				22:00-6:00				6:00-18:00				Required Res. Vol. (m ³ /day)				
	Available Output (kW)	W.Use Vol. (hour)	Inflow Vol. (m ³ /day)	Required Res. Vol. (m ³ /day)	Available Output (kW)	W.Use Vol. (hour)	Inflow Vol. (m ³ /day)	Required Res. Vol. (m ³ /day)	Available Output (kW)	W.Use Vol. (hour)	Inflow Vol. (m ³ /day)	Required Res. Vol. (m ³ /day)					
50.0%	183 days	80	4.00	2,722	46,094	0	6	8.00	403	92,189	0	33	12.00	3,370	0	3,370	3,370
60.0%	219 days	80	4.00	2,722	32,371	0	6	8.00	403	64,742	0	33	12.00	3,370	0	3,370	3,370
70.0%	256 days	80	4.00	2,722	17,611	0	6	8.00	403	35,222	0	33	12.00	3,370	0	3,370	3,370
75.0%	274 days	80	4.00	2,722	11,362	0	6	8.00	403	22,723	0	33	12.00	3,370	0	3,370	3,370
79.7%	291 days	80	4.00	2,722	5,472	0	6	8.00	403	10,944	0	33	12.00	3,370	0	3,370	3,370
80.0%	292 days	80	4.00	2,722	5,213	0	6	8.00	403	10,426	0	33	12.00	3,370	0	3,370	3,370
81.0%	296 days	80	4.00	2,722	4,032	0	6	8.00	403	8,064	0	33	12.00	3,370	0	3,370	3,370
82.0%	299 days	80	4.00	2,722	3,355	0	6	8.00	403	6,710	0	33	12.00	3,370	0	3,370	3,370
83.0%	303 days	80	4.00	2,722	2,966	0	6	8.00	403	5,933	0	33	12.00	3,370	0	3,370	3,370
84.0%	307 days	80	4.00	2,722	2,578	144	6	8.00	403	5,155	0	33	12.00	3,370	0	3,370	3,514
85.0%	310 days	80	4.00	2,722	2,160	562	6	7.70	388	4,320	0	33	12.00	3,370	0	3,370	3,932
85.1%	311 days	80	4.00	2,722	2,102	620	6	4.27	215	4,205	0	33	12.00	3,370	0	3,370	3,990
86.0%	314 days	80	4.00	2,722	1,843	879	0	0.00	0	3,686	0	33	10.00	2,807	0	2,807	3,686
87.0%	318 days	80	4.00	2,722	1,714	1,008	0	0.00	0	3,427	0	33	8.61	2,419	0	2,419	3,427
88.0%	321 days	80	4.00	2,722	1,627	1,095	0	0.00	0	3,254	0	33	7.69	2,159	0	2,159	3,254
89.0%	325 days	80	4.00	2,722	1,526	1,196	0	0.00	0	3,053	0	33	6.61	1,857	0	1,857	3,053
90.0%	329 days	80	4.00	2,722	1,440	1,282	0	0.00	0	2,880	0	33	5.69	1,598	0	1,598	2,880
91.0%	332 days	80	4.00	2,722	1,368	1,354	0	0.00	0	2,736	0	33	4.92	1,382	0	1,382	2,736
92.0%	336 days	80	4.00	2,722	1,282	1,440	0	0.00	0	2,563	0	33	4.00	1,123	0	1,123	2,563
93.0%	339 days	80	4.00	2,722	1,210	1,512	0	0.00	0	2,419	0	33	3.23	907	0	907	2,419
94.0%	343 days	80	4.00	2,722	1,152	1,570	0	0.00	0	2,304	0	33	2.61	734	0	734	2,304
95.0%	347 days	80	4.00	2,722	1,080	1,642	0	0.00	0	2,160	0	33	1.84	518	0	518	2,160
96.0%	350 days	80	4.00	2,722	1,022	1,700	0	0.00	0	2,045	0	33	1.23	345	0	345	2,045
97.0%	354 days	80	4.00	2,722	950	1,772	0	0.00	0	1,901	0	33	0.46	129	0	129	1,901
98.0%	358 days	80	3.75	2,549	850	1,699	0	0.00	0	1,699	0	0	0.00	0	0	0	1,699
99.0%	361 days	80	3.17	2,160	720	1,440	0	0.00	0	1,440	0	0	0.00	0	0	0	1,440
100.0%	365 days	80	1.02	691	230	461	0	0.00	0	461	0	0	0.00	0	0	0	461

Source: JICA Study Team

Max. = **3,990**

3.5.3 代替案の比較結果

前述(1)で示した 3 つの代替案の概略コストは、以下のとおりである。コストは、ピーク発電などを行わない通常のレイアウト (日調整池を含まない施設) からの追加費用として算定した。この結果、ケース(a)の河道貯留方式 (取水堰高の嵩上げ) が最も経済的となった。

表 3.36 代替案の概略コスト (追加費用) 比較

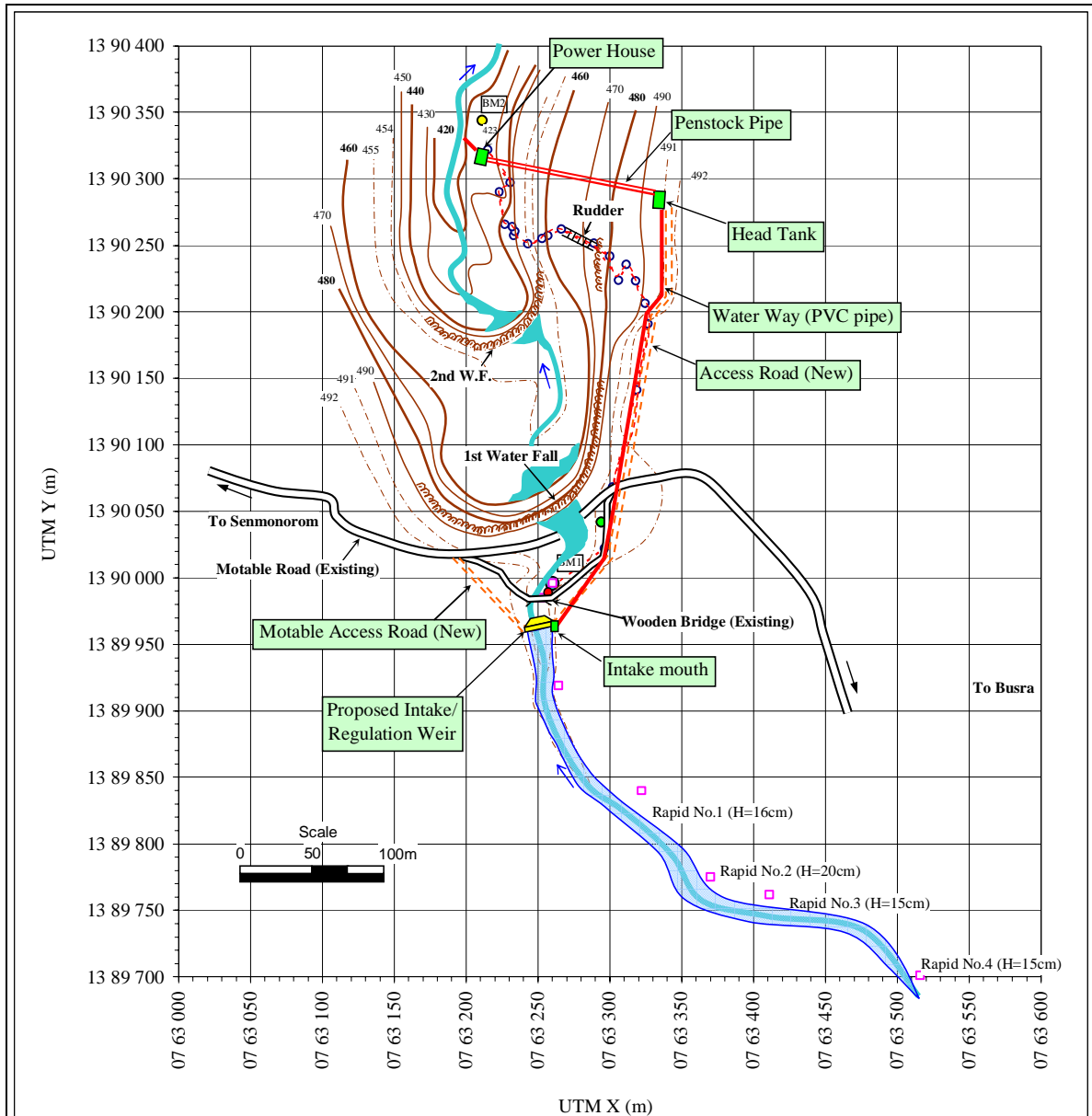
Case	内容	追加コスト
(a)	小水力(80kW)のみ + 河道貯留方式 (取水堰高の嵩上げ)	51,100
(b)	小水力(80kW)のみ + 調整池建設方式 (ヘッドタンク容量増大)	55,400
(c)	小水力(80kW) + ディーゼル発電 (80kW) (乾季のみ運転)	131,700

出典: JICA 調査団

3.6 予備設計および工事費算定

3.6.1 全体レイアウト

ブスラ小水力発電計画の施設配置計画図を図 3.18 に示す。予備設計における主要項目の概要を以下に述べる。



JICA 調査団作成

図 3.18 ブスラ小水力発電計画レイアウト (案)

3.6.2 土木構造物

ブスラ小水力発電所の土木構造物の予備設計での検討内容を表 3.37 に示す。

表 3.37 ブスラ小水力発電計画の土木構造物予備設計の基本方針

	構造物	検討項目、適用した基本方針・技術基準
1	取水堰 (Intake Weir)	<ul style="list-style-type: none"> 取水地点は河床の安定した地点を選定する。 取水堰は景観に配慮し、滝付近を散策する観光客から見えないよう、上段滝の上流約 80m 付近（現木橋より約 10m 上流）とする。 取水堰は鉄筋コンクリート構造とし、河道貯留（貯水容量 3,990m³）ができるよう現水面から約 1m 水位を上昇させ、河床より約 2.5m 高とする。堰越流部の天端高は EL. 492m とする。 川幅約 17m の淵の部分に建設するため下流側は通常約 1m 水没しているが、洪水時はもぐり堰の状態となる。 雨季中にも車両（トラック等）の通行が可能な鋼製またはコンクリート製橋⁴（天端高 EL. 493m 以上、L 25m x W 3.3m）を取水堰上に設ける。
2	取水口	<ul style="list-style-type: none"> 運転時の操作性と洪水時のアクセスの安全性を考慮し、取水堰の直上流の右岸側に取水口を設置し、流入量調整用ゲートを設置する。 流木等の流入を防ぐため、取水口にスクリーン（V=0.6m/s, W0.4m x H 1.1m）を設置する。最大取水量を約 0.2 m³/s とする。 鉄板製スピンドル型ゲート（W 0.6m x H 0.55m）を設置、人力でハンドルを操作する。施工、維持管理等を考慮してできるだけ単純・標準化構造とする。
3	沈砂池 (Sand Setting Basin)	<ul style="list-style-type: none"> 取水地点は、勾配の緩い淵となっており、自然の沈砂池になっている。このため、浮遊土砂量は少ないと考え、沈砂池は省略する。
4	導水路 (Canal)	<ul style="list-style-type: none"> 付近は観光客の散策路のため、埋設型とする。 取水位と洪水位、経済性を考慮し圧力水路型埋設管とする。 輸送費と据付費、強度を考慮し HDPE パイプ（φ約 200mm）とする。 導水路勾配は 1/1,000 とした。導水路延長は 330m。損失水頭=0.33m。 経済性と管路内に土砂が堆積するのを防ぐため、通水量の水理計算では、水路の最大平均流速を 2 m/sec とした。
5	水槽 (Head Tank)	<ul style="list-style-type: none"> 水圧管路入口に水槽を設置する。 水槽の容量は最大使用水量を 1~2 分間以上補給できる容量（V= 23m³, A/Q >50, H 1.5m x W 2.0m x L 7.6m）が望ましい。 入口のゲートは原則として設置せず、発電所側の水圧管路末端に入口弁を設ける。取水庭前面にスクリーンを設ける。 水槽側部に自由越流式の余水吐を設ける。越流頂 EL. 490.0 m 槽内に流入した土砂を排除できる様に、底勾配を 1/15~1/50 の下り勾配とし、排砂ゲート（手動スピンドルゲート）を設ける。 水槽の構造は鉄筋コンクリート造りとする。 水槽内流速は 0.4~0.6 m/s 程度とする。
6	水圧管路 (Penstock)	<ul style="list-style-type: none"> 水圧管は運搬、施工性、経済性、強度を考慮し HDPE 管を採用する。 保守面と景観を考慮して極力埋設を基本とするが、不安定な岩盤斜面の安定性と施工方法の詳細検討が必要⁵。 管内の最大静水圧は 0.61 MPa（=61m 水圧）。運転中の流量調整は入り口弁を手動操作でゆっくり行うので大きな圧力上昇は生じない。圧力上昇を 10% とすると最大内圧 0.7MPa 程度。 管内の設計流速は最大で 2.5 m/sec とし、管径は極力統一する。 水圧管路延長は 154m、φ 0.30m、損失落差 3.86m。
7	発電所 (Power House)	<ul style="list-style-type: none"> 機器の点検、分解等ができるスペースを確保する。 発電所建屋は、基礎から高さ 1m の部分はコンクリート壁とする。 土砂流入、転石による損傷を防ぐ構造とし、発電機器は建屋内に設置。 防虫網付の換気口を設け換気に配慮する。 洪水位 EL. 426.48 m、水車中心 EL. 426.58 m とする。
8	放水口 (Tailrace)	<ul style="list-style-type: none"> 放水口は、水車より流下する水に渦流を発生させないよう、一定の水深を保つように設計する。

JICA 調査団作成

⁴ ブスラ滝の直上流部はセンモノロム方面からブスラコミュンへ向かう唯一の道路の一部であり、迂回路が無い。雨季の増水時には、滝直上流の水深、流水幅が大きくなり、大型の車両でさえ、流水により滝の下へ流される危険性がある。滝の約 50m 上流には、二輪車、歩行者用の木橋があるが、集落住民の安全なアクセスを確保するため、これを改良し、河道貯留用の取水堰を建設する際、堰の上部に、車両通行可能なコンクリートまたは鋼製橋の建設が望ましい。

⁵ 急峻で不安定な岩盤斜面にペンストックを設置することから、岩盤が崩落するような場合に備えて斜面とペンストック本体の固定方法および施工方法について、次段階調査での詳細な検討が必要である。

3.6.3 電気設備

ブスラ小水力発電所の電気設備の予備設計での検討内容を表 3.38 に示す。

表 3.38 ブスラ小水力発電計画の電気設備の予備設計検討項目

	設 備	検討項目、適用した基本方針・技術基準
1	水車	<ul style="list-style-type: none"> ・ 保守管理、スペアパーツおよび時間帯別需要の大きな差異を考慮し、水車・発電機は同型 2 台（40kW x 2 台）とする。 ・ 中落差（H=61m）、小水量（Q=0.189 m³/s）の場合に適用される、構造が簡単で経済的なクロスフロー水車を暫定的に想定する。 ・ 50 kW 前後の出力の場合、ガイドベーンサーボモーターを採用すると機構がやや複雑となり保守技術が高度となることから以下の方式を暫定的に採用する。 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 水量調整：需要に合わせてガイドベーンを手動調整する ➢ 速度調整：電子サーボレスガバナーとし、需要の増減に応じ回転数が一定となるよう擬似負荷（ダミーロード）を放水路に設け、擬似負荷の電流を電子回路により制御する静止型ガバナーとする。 ➢ 入口弁：手動式仕切弁 <p>なお、このサーボレスガバナーを採用した場合、ガバナーの故障発生時、無拘束速度に達しても機械的損傷等の問題のない設計とする。</p>
2	発電機	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電所の制御は無人制御方式とし、1 日 1 回程度の巡視点検で運転に支障のないよう設計で配慮する。 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 制御方式：発電機電圧は自動電圧調整装置（AVR）による自動制御。 【発電機】 <ul style="list-style-type: none"> ● 型 式：3 相交流ブラシレス同期発電機 ● 周波数：50 Hz ● 発電機電圧：AC 400 V ● 結 線：星形、3 相 4 線式 ・ 水車発電機は直結式とし、ベルト式の連結効率低下および保守上の煩雑さを避ける。 ・ 2 台運転のため同期発電機とする。 ・ 水車効率 82%、発電機効率 85%とし、総合効率は 70%とする。 ・ 発電所外部に昇圧トランスフォーマー（400V ==> 22kV）を設置する

JICA 調査団作成

3.7 事業費算定

3.7.1 算定条件

工事費は以下の仮定および条件に基づき算定した。

- 1) コストは 2005 年 12 月時点の価格
- 2) 機器および材料費は付加価値税(VAT 10%)および輸入関税 (15%)を含む
- 3) 建設工事は基本的に国際工事価格（契約型工事方式）として算定した
- 4) 小水力計画は MIMC 要員の人材育成を主目的として別途技術協力プログラムが提供されるものと想定して、基本設計・詳細設計、施工管理の技術費は上記建設費には含まない。

3.7.2 直接工事費

(1) 小水力発電施設建設コスト

上述のレイアウトをもとに算定した工事費は、表 3.39 の通りとなる。なお、数量算定は主に「水力開発ガイドマニュアル」(新エネルギー財団、1996)の経験式を用いた。土木工事費、水力・電気機器等の工事費算定の詳細を表 3.41 に示す。

表 3.39 ブスラ小水力発電計画の工事費総括表 (Pre-F/S)

Item	Estimated Cost (US\$)			Note
	Total	F.C.	D.C.	
Construction Cost				
1. Preparation Works	11,001		11,001	(3+4)*0.05
2. Mitigation for Environment	11,001		11,001	(3+4)*0.05
3. Civil Works	200,178	119,441	80,737	
3.0 Access Roads	111,032	103,950	7,082	
3.1 Intake Weir	50,379	2,936	47,443	excluded gate/screen
3.2 Intake	4,805	0	4,805	excluded gate/screen
3.3 Sand Settling Basin	0	0	0	excluded gate/screen
3.4 Headrace	8,107	7,267	840	
3.5 Head Tank	8,179	2,133	6,046	excluded gate/screen
3.6 Penstock	5,701	290	5,410	excluded Pipe cost
3.7 Spillway	1,742	243	1,500	
3.8 Power House	9,998	2,467	7,531	
3.9 Tailrace	236	155	81	
3.10 Outlet	0	0	0	
4. Mechanical Works	19,845	19,845	0	
4.1 Gate & Schreen	11,747	11,747		
4.2 Penstock Pipe	8,098	8,098		
5. Electrical Works	290,237	289,522	715	
Turbine/Generator	119,798	119,798	0	
Transmission Line & Distribution Facilities	170,439	169,724	715	
6. Transportation	1,472	0	1,472	
7. Direct Cost Total	533,734	428,808	104,926	1.+2.+3.+4.+5.+6.
		80.3%	19.7%	

JICA 調査団作成

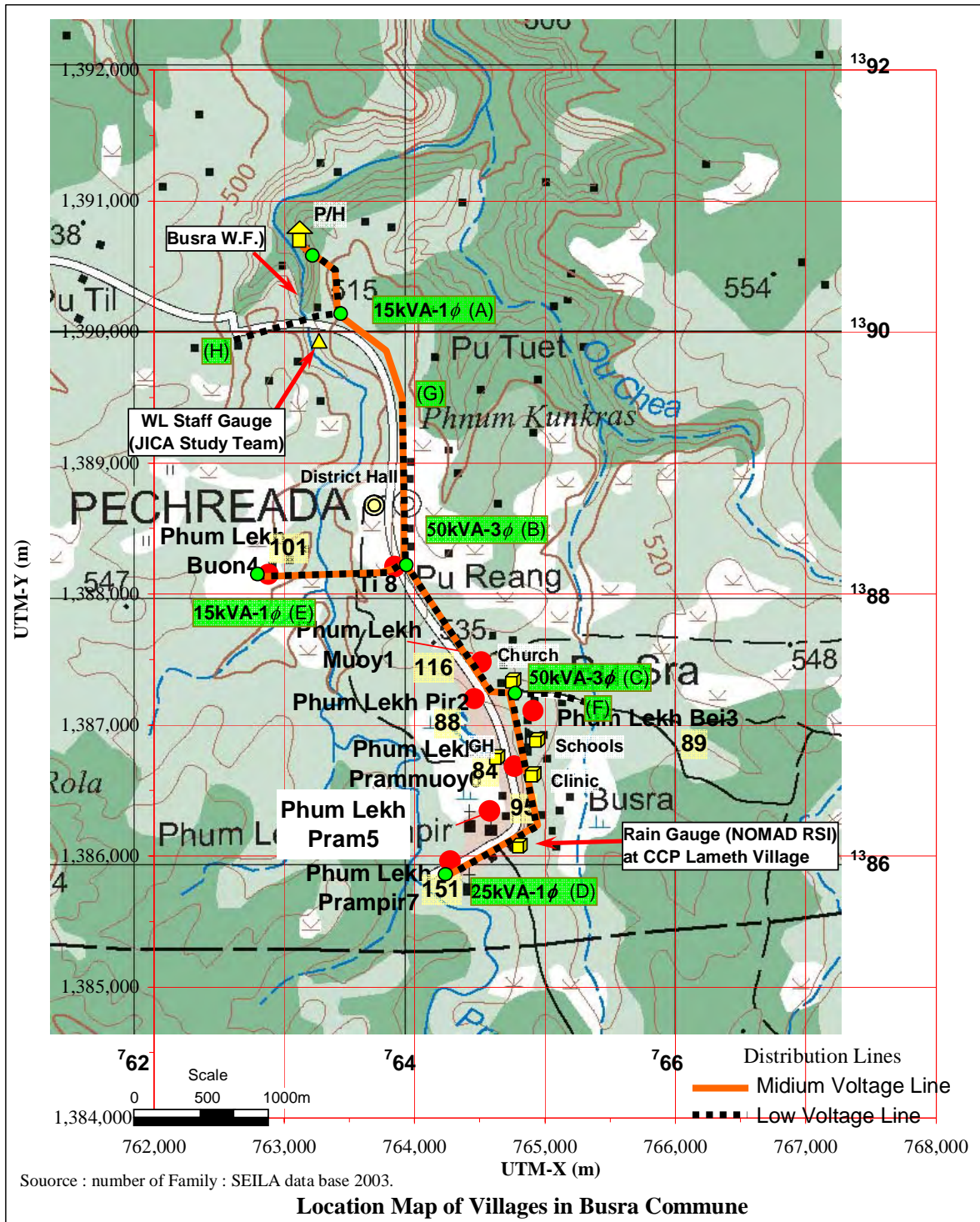
(2) 配電線建設コスト

図 3.19 にブスラ電化計画の配電網計画図を示す。配電線の必要数量を表 3.40 に示す。なお、ブスラ・コミュニティ内では、家屋はほぼ道路沿いに分布しているため、中圧配電線は、道路沿いに計画した。また、中圧配電線は、EACの技術基準に則り 22kV とした。中圧配電線の総延長 9.05 kmのうち、8.01 kmは低圧配電線と併架する。変圧器は、製材所や小工業、灌漑用ポンプなどの動力の昼間需要も考慮し、三相交流変圧器をコミュニティ中心部の2箇所に設置する。

表 3.40 配電線の数量（ブスラ小水力発電計画）

建設費	数量	単位
配電線		
中圧配電線のみ	1.0	km
中圧・低圧配電線併架区間	8.0	km
低圧配電線のみ	2.9	km
変圧器		
15kVA 単相	2	set
25kVA 単相	1	set
25kVA 三相	0	set
50kVA 三相	4	set
その他送・配電設備		L.S.

JICA 調査団作成



Distance	Length (m) of Distribution Lines			
	MV&LV	MV only	LV only	
P/H ~ 15kVA(A)	820			
15kVA(A) ~ 50kVA(B)	2,340			
15kVA(E) ~ 50kVA(B)	1,170			MV TOTAL (m)
50kVA(B) ~ 50kVA(C)	1,600			9,050
50kVA(C) ~ 25kVA(D)	2,080			
50kVA(C) ~ (F)			550	LV TOTAL (m)
50kVA(B) ~ (G)			1,300	10,880
(G) ~ 15kVA(A)		1,040		
15kVA(A) ~ (H)			1,020	MV+LV TOTAL (m)
Total	8,010	1,040	2,870	11,920

JICA 調査団作成

図 3.19 ブスラ小水力発電計画の配電線計画図

表 3.41 ブスラ小水力発電の計画諸元

MHP ID No.	Name of MHP	Busra	Name of River	Inst. Capacity	80 kW
Province Code:	Mondul Kiri	District			
Beneficiaries (Village)					
Electrified HH =	936	Peak Demand (kW) =	80.0	EIRR (MHP)	12.6%
Design & Futures of Proposed Micro Hydro Power Scheme					
Type of Project (Construction)	by Constructor	▼	1	Type of Penstock Pipe	HDPE Pipe ▼ 3
Type of Intake Weir	Concrete Dam	▼	1	Type of Turbine	Cross-Flow (Local made) ▼ 1
Consider Sandtrap (De-sander) basin (Y / N)	N			Helicopter Transportation	Not Use ▼ 1
Type of Headrace Channel	HDPE Pipe	▼	5		
Intake Site Elevation (IWL)	490.67	m.a.s.l.		Catchment Area at Intake	197.0 (km ²)
Water way (Canal) Slope I (open=1/1000, Tunnel=1/500)	0.1%	1/1000		Design Flow Q_d	0.189 m ³ /s
Head Tank Site Elevation (HWL)	490	m.a.s.l.		Design Flood Discharge Q_{flood}	142.0 m ³ /s
Power House Site Elevation (TWL)	430	m.a.s.l.		Gross Head (IWL - TWL) H_g	64.09 m
Elevation of Turbine Center	426.58	m.a.s.l.		Net Head (HWL - TeWL) H_{net}	60.76 m
Intake Weir Width	18.0	m		Loss Head $H_1 = L_1/I$	0.33 m
Headrace Channel Length L_1	330	m		Loss Head $H_2 = 124.5 * 0.011 * 2 * D_1^{-0.15} * L_2 / (D_1 * V_1^{-2} * (2 * \eta_g + 1) * 125\%)$	3.526 m
Penstock Length L_2	154	m		Loss Head H_3	0.00 m
Tailrace Length L_3	10	m		Total Loss Head $H_l = H_1 + H_2 + H_3$	3.86 m
Headrace Flow Velocity V_r (Open=2 ~ 3 m/s)	2.50	m/s		Effective Head $H_{et} = H_g - H_l$	60.23 m
Headrace Water Area (Cross Section)	0.08	m ²		Turbine Efficiency η_t	0.82 -
Penstock Design Flow Velocity V_p (ave. $V_p = 2 \sim 4$ m/s)	2.50	m/s		Generator Efficiency η_g	0.85 -
Penstock Pipe Diameter $D_p = (4 * Q_d / (\pi * V_p))^{1/2}$	0.31	m		Combined Efficiency $\eta = \eta_t * \eta_g$	0.70 -
Penstock Roughness n_p	0.011	-		Firm Plant Capacity $P = 9.8 * Q_d * H_g * \eta_t * \eta_g$	78 kW
Penstock Thickness $T_p = 0.0362 * H_g * D_p + 2$ (min=2.0 mm)	2.7	mm		Installed Capacity P	80 kW
Length of Transmission line (both MV & LV used same pole)	8,010	m		Annual Energy Generation (Load Factor= 0.33)	228 MWh/yr
Length of Transmission line (MV only)	1,040	m		Number of Turbine (if P >= 50 kW, n=2)	2 Nos.
Length of Distribution Line (LV only)	2,870	m		Transformer 15 kVA, single phase	2 nos.
New Access Feeder Path Construction to Site	0.20	km		Transformer 25 kVA, single phase	1 nos.
New Motable Access Road Construction	0.45	km		Transformer 25 kVA, 3 phase	- nos.
Distance from Border to Province Center /Reference Town)	0	km		Transformer 50 kVA, 3 phase	2 nos.
Transportation from Provincial Center to Nearest Motable Road	40	km		Transformer 100 kVA, 3 phase	1 nos.
Transportation by Headloar/ Animals	0.2	km			
Transportation of Sand/Stones to Site	1.0	km			
Summary of Cost Estimation and Economic Analysis					
Discount Rate:	10.0%			Investment Cost (MHP)	660,600 US\$
Life Cycle Year (MHP):	20 years			Annualized Investment Cost (MHP)	69,000 US\$/yr
Life Cycle Year (Grid):	30 years			Unit Investment Cost per kW	8,258 US\$/kW
				Unit Investment Cost per Household	706 US\$/HH

JICA 調査団作成

3.7.3 総事業費

算定したブスラ小水力発電計画の工事費に、政府管理費などのソフト、各世帯への接続費用、メーター代などを含めた総事業費は、表 3.42 に示すとおり約 661 千 US ドルとなる。

表 3.42 ブスラ小水力発電計画の総事業費

	Cost	Economical Price	
1. Hard Costs	533,734	452,667	
1.1 Civil Works	223,652	203,320	1.10
1.2 Power Station	139,643	112,996	
1.2.1 Gate/Screen	11,747	10,679	1.10
1.2.2 Pipe	8,098	6,478	1.25
1.2.3 Turbine/Gen.	119,798	95,838	1.25
1.3 T/D lines	170,439	136,351	1.25
2. Soft Costs (government administration, etc: 15% of hard costs)	80,060	72,782	1.10
4. Service Wire, Meter, In-house Wire	US\$50 46,800	42,545	1.10
Project Costs Total	661,000	567,995	

JICA 調査団作成

3.7.4 年間必要経費の算定

(1) 小水力発電年間運転・維持管理コスト

小水力発電設備の年間運転・維持管理コストを以下のように見積もる。

表 3.43 小水力発電設備の年間運転・維持管理コスト

	作業項目	費用内訳	費用
1	発電所全体の定期点検	2 名、年 1 回、\$500/回	\$500
2	発電所運転員の給与	3 名×\$40×12 ヶ月	\$1,440
3	土木構造物の維持管理要員給与	\$60/回×12 ヶ月	\$720
4	調整池の浚渫作業	\$500×1 回/年	\$500
合 計			\$3,160/年 ≒\$3,200/年

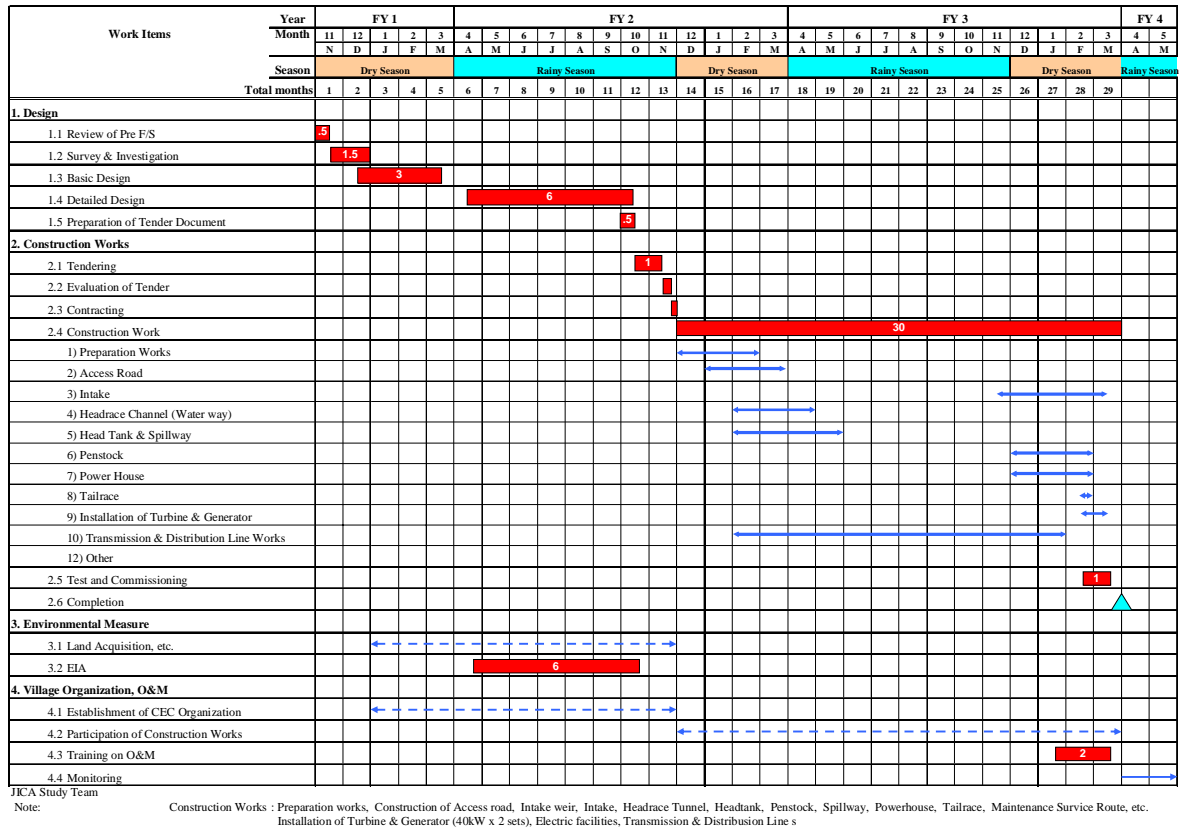
JICA 調査団作成

(2) 配電線、変圧器の年間運転・維持管理コスト

配電線、変圧器の年間維持管理コストは他の途上国の例を参考に、建設費の 0.5%と見積もる。
すなわち、 $\$170,439 \times 0.5\% = \$852/\text{年} \approx \$900/\text{年}$

3.8 工事計画

工事計画立案に当たっては、主要土木工事は乾季に実施することとした。基本設計および詳細設計に要する期間は合計約 1 年とし、プロジェクト全体の実施期間は、図 3.20 のスケジュール案に示すように約 30 ヶ月間と想定した。



JICA 調査団作成

図 3.20 ブスラ小水力発電計画の工事計画（案）

4 経済・財務評価

4.1 経済評価

4.1.1 小水力発電設備の経済価格

算出した小水力発電設備の直接工事費から関税、付加価値税分を差し引いた経済価格を下表のとおり算定した。

表 3.44 ブスラ小水力発電計画の経済価格

	積算価格 (\$)	割引率	経済価格 (\$)
1. 初期投資費用	533,734		438,351
(1) 小水力	363,295	1.20	302,000
(2) 配電線	170,439	1.25	136,351
2. 運転管理費用	4,100		3,727
(1) 小水力	3,200	1.10	2,909
(2) 配電線	900	1.10	818
合計	537,834		442,078

JICA調査団作成

4.1.2 便益（ディーゼル発電による代替計画）

(1) 便益算定のための代替計画

小水力計画の経済・財務分析に用いる便益として、ここでは、代替計画としてのディーゼル発電による電力供給計画の費用を算定する。

(2) 代替ディーゼル発電のコスト

標準的なメーカーのキロワット当りのディーゼル発電機の単価は 500 \$/kW である。これに諸経費をかけて、以下の通りディーゼル発電施設の単価を算定した。

\$500/kW（FOB：本船渡し価格、100%）

$$\begin{aligned}
 &+ \text{海上輸送費} \cdot \text{保険料} (8\%) + \text{内陸輸送費} (2\%) + \text{設置費用} (5\%) + \text{発電所建屋} (25\%) \\
 &+ \text{関税} (15\%) + \text{付加価値税 VAT} (10\%) = 825 \text{ US$/kW} \approx \$830/\text{kW}
 \end{aligned}$$

電化対象地域に必要な発電設備容量が 80 kW であるから、これに乗じてディーゼル発電施設建設コストは以下のように算定される。

$$\text{建設費} : 80 \text{ kW} \times \$830/\text{kW} = \$66,400$$

さらに予備費を 10% 上乘せする。

$$\text{予備費} : \$66,400 \times 10\% = \text{US\$ } 13,280$$

したが、発電施設建設費は以下の通りとなる。

表 3.45 ディーゼル発電施設建設費

建設費	US\$ 66,400
予備費	US\$ 13,280
合計	US\$ 79,680

(3) 代替ディーゼル発電の経済価格

代替ディーゼル発電の経済価格を下表のとおり算定した。

表 3.46 代替ディーゼル発電（80kW）の経済価格

	積算価格 (\$)	割引率	経済価格 (\$)
1. 初期投資費用	211,663		169,331
(1) ディーゼル	79,680	1.25	63,744
(2) 配電線	131,983	1.25	105,587
2. 運転管理費用	57,200		52,000
(1) ディーゼル	56,500	1.10	51,364
(2) 配電線	700	1.10	636
合計	268,863		221,331

JICA調査団作成

(4) ディーゼル発電の年経費

運転・維持管理費はカンボジア国内の平均的な値として燃料費と別に建設費の 5%と見積もった。燃料費はカンボジア国内の平均的な値として、0.23 US\$/kWh を用いて以下のように算定する。

$$\$79,680 \times 5\% = \$3,984 \approx \$4,000 / \text{year}$$

$$\text{年間必要燃料代} \quad 228.0 \text{ MWh/year} \times 0.23 \text{ US$/kWh} \times 1,000 = \$52,440$$

表 3.47 ディーゼル発電施設年間必要経費

運転・維持管理費	US\$ 4,000
燃料費	US\$ 52,500
合計	US\$ 56,500

4.1.3 経済評価

算定した経済価格を用いて 20 年間の費用と便益の経済計算を行ったものを下表に示す。費用として、発電設備および、配電線建設にかかる初期投資費用、ならびに年間の必要運転経費を計上した。小水力発電設備の場合、5 年に 1 度、発電機、ゲート・スクリーン関連のメジャーインスペクションを行うことが必要であり、この経費を初期投資額の 1 割と仮定して計上した。

一方、便益としては、代替電源としてディーゼル発電を導入した場合の初期投資額、ならびに年間必要経費（運転維持管理費、燃料費）、配電線建設・維持に必要なコストを計上した。割引率（discount rate）を 10%とし、20 年間の経済評価結果を表 3.48 に示す。経済評価の結果、ブスラ

小水力発電計画（80kW）の経済的内部収益率（EIRR）は、12.6%となり、経済的には充分実施可能であると判断される。

表 3.48 ブスラ小水力発電計画の経済評価結果

Discount rate 10%

(Unit: US\$)

Year	Cost				Benefit				Present Value			Reduction of GHG* (t-CO2)					
	MHP Capital	Transmission, Service Wire etc.	Capital Cost	Total Cost	Annual Energy (MWh)	Capital Benefit	O&M	Total Benefit	Net Benefit	Cost	Benefit		B - C				
-3				1,000				0	0				0				
-2	194,549		194,549	194,549	0.9091			0	-194,549	176,863	0	-176,863	1				
-1	194,549	178,897	373,446	373,446	0.8264	240,739		240,739	-132,707	308,633	198,958	-109,675	2				
1				2,909	818	3,727	3,727	0.7513	228	52,000	48,273	2,800	39,068	36,268	3		
2				2,909	818	3,727	3,727	0.6830	228	52,000	52,000	48,273	2,546	35,517	32,971	4	
3				2,909	818	3,727	3,727	0.6209	228	52,000	52,000	48,273	2,314	32,288	29,974	5	
4				2,909	818	3,727	3,727	0.5645	228	52,000	52,000	48,273	2,104	29,353	27,249	6	
5				2,909	818	3,727	3,727	0.5132	228	52,000	52,000	48,273	1,913	26,684	24,772	7	
6	9,000		9,000	2,909	818	3,727	12,727	0.4665	228	52,000	52,000	39,273	5,937	24,258	18,321	8	
7				2,909	818	3,727	3,727	0.4241	228	52,000	52,000	48,273	1,581	22,053	20,472	9	
8				2,909	818	3,727	3,727	0.3855	228	52,000	52,000	48,273	1,437	20,048	18,611	10	
9				2,909	818	3,727	3,727	0.3505	228	52,000	52,000	48,273	1,306	18,226	16,919	11	
10				2,909	818	3,727	3,727	0.3186	228	52,000	52,000	48,273	1,188	16,569	15,381	12	
11	9,000		9,000	2,909	818	3,727	12,727	0.2897	228	47,808	52,000	99,808	87,081	3,687	28,911	25,224	13
12				2,909	818	3,727	3,727	0.2633	228	52,000	52,000	48,273	982	13,693	12,712	14	
13				2,909	818	3,727	3,727	0.2394	228	52,000	52,000	48,273	892	12,448	11,556	15	
14				2,909	818	3,727	3,727	0.2176	228	52,000	52,000	48,273	811	11,317	10,506	16	
15				2,909	818	3,727	3,727	0.1978	228	52,000	52,000	48,273	737	10,288	9,551	17	
16	9,000		9,000	2,909	818	3,727	12,727	0.1799	228	52,000	52,000	39,273	2,289	9,353	7,064	18	
17				2,909	818	3,727	3,727	0.1635	228	52,000	52,000	48,273	609	8,502	7,893	19	
18				2,909	818	3,727	3,727	0.1486	228	52,000	52,000	48,273	554	7,729	7,175	20	
19				2,909	818	3,727	3,727	0.1351	228	52,000	52,000	48,273	504	7,027	6,523	21	
20				2,909	818	3,727	3,727	0.1228	228	52,000	52,000	48,273	458	6,388	5,930	22	
	416,098	178,897	594,995	58,182	16,364	74,545	669,540			288,547	1,040,000	1,328,547	659,007	520,145	578,678	58,534	5,928

1) Discount rate is 10 %.

NPV(B-C) 58,534
 B/C 1.113
 EIRR **12.6%**

JICA 調査団作成

4.2 財務評価

ブスラ小水力発電計画の財務評価においては、本事業において投下される投資費用ならびに維持管理(O&M)費用を回収するために必要な最低の電気料金を算定した。事業対象期間、価格基準、外国為替レート、設備耐用年数、および維持管理(O&M)費用に係る条件は、経済評価の場合と同様である。なお、設備利用率は、売電量（228MWh/year）÷（80KW x 24h x 365Day）=32.5%と想定した。

最低電気料金は、資本投資費用を以下のそれぞれの割引率で求めた資本回収係数（CRF）にて年経費化したものに、維持管理(O&M)費用を加え、年間電力需要量で除して算出した。

- 小水力の CRF (capital recovery factor) 7%, 20 年毎に交換) = 0.094
- ディーゼルの CRF (capital recovery factor) (10%, 10 年毎に交換) = 0.163
- 送配電線の CRF (capital recovery factor) (7%, 30 年毎に交換) = 0.080

財務的内部収益率（FIRR）は表 3.49 に示すように 7.1%となる。また、サービスコストおよび電気料金のシミュレーション結果を表 4.7 に示す。補助率を 50%とする場合、想定平均料金は

\$0.16/kWhとなる⁶。なお、補助（Subsidy）がない場合には売電単価（料金）を\$0.30/kWhと設定することが必要である（表 3.50）。

4.3 温室効果ガス（GHG）削減効果

地球温暖化ガス(green house gas: GHG)の排出権取引（CDM）を念頭におき、ここでは、再生可能エネルギー（小水力発電）によりディーゼルを代替する場合を想定し、その GHG（CO₂換算で算定）削減効果を評価する。ディーゼル油の使用量は、小水力発電と同量の 228 MWh/年を 20 年間発電するものと仮定し、CO₂換算値は、IPCC(1997)の値 1.3 kg-CO₂/kWh を適用し、表 3.49 に示すように GHG 削減量は 20 年間で 5,900 t-CO₂ と算定された。

表 3.49 ブスラ小水力発電計画の財務評価結果

Year	Benefit (US\$)					Costs (US\$)										Net Benefit (US\$)		
	Total sales (US\$ 000)	Energy Sales (MWh)	Commercial (MWh)	Public (MWh)	Total Benefit (Average Tariff \$/kWh)	Energy sales (0.166)	Commercial Sales (0.166)	Public Sales (0.166)	Connection Fee(\$50/h)	Total Costs	Investment(Power Station)	T/D lines, Service Wire etc	Subsidy (50%)	Fuel Cost	O&M		Registration fee (1.6Riel/kWh)	Income Tax (0% on net income)
-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110,839	221,678							
-1	0	0	0	0	0	0	0	0	219,458	221,678	217,239	-219,458						
1	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	4,191				0	4,100	91		33,614
2	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	4,191				0	4,100	91		33,614
3	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	4,191				0	4,100	91		33,614
4	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	4,191				0	4,100	91		33,614
5	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	4,191				0	4,100	91		33,614
6	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	14,091	9,900			0	4,100	91		23,714
7	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	4,191				0	4,100	91		33,614
8	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	4,191				0	4,100	91		33,614
9	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	4,191				0	4,100	91		33,614
10	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	4,191				0	4,100	91		33,614
11	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	14,091	9,900			0	4,100	91		23,714
12	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	4,191				0	4,100	91		33,614
13	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	4,191				0	4,100	91		33,614
14	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	4,191				0	4,100	91		33,614
15	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	4,191				0	4,100	91		33,614
16	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	14,091	9,900			0	4,100	91		23,714
17	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	4,191				0	4,100	91		33,614
18	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	4,191				0	4,100	91		33,614
19	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	4,191				0	4,100	91		33,614
21	228	228	0	0	37,805	37,805	0	0	0	4,191				0	4,100	91		33,614

FIRR= 7.1%

JICA 調査団作成

⁶ 需要が夜間照明だけに限定される発電開始当初の期間には、設備利用率は (69 kW x 4 時間 ÷ (80KW x 24h)) = 14.4%程度に留まると想定される。この需要水準が長期間継続すると想定した場合には、電気料金水準を\$0.36 /kWh程度に設定することが必要となる。

表 3.50 ブスラ小水力発電計画の経済評価結果

Estimation of Costs of Service

		(unit: \$)			
		Subsidy (%)	50%		
1. Annual Costs		63,610	33,755		
1.1 Annual Capital Costs		59,710	29,855		
1.1.1 Power Station etc.		46,075			
1.1.2 T/D line etc.		13,635			
1.2 O&M costs		3,900	3,900	Economical Price of OM costs	
1.2.1 O&M		3,900		3,545	1.1
1.3 Fuel Costs		0	0		
2. Cost of Service (\$/kWh)		0.279	0.148		
Annual energy sales(MWh)		228.0	228.0		

Note:Capital recovery factor (10%, 10-year repayment) = 0.163 Diesel
 Capital recovery factor (7%, 10-year repayment) = 0.149 Biomass
 Capital recovery factor (7%, 20-year repayment) = 0.094 Micro Hydro
 Capital recovery factor (7%, 30-year repayment) = 0.080 T/D lines etc.

Tariff Simulation

Cost of service (\$/kWh)	0.148	
Profit	0.018	12%
Tariff (\$/kWh)	0.166	
Monthly Payment per HH (US\$/mon/hh)	3.37	
Monthly Payment per HH (US\$/mon/hh) 40w x 4h x 30 days = 2.4 kWh/mon	0.80	4.8
ATP (Initial connecting fees)	US\$	
	70%	20
	30%	40
Average		26

ATP (Monthly payment)

Lighting souece (/month)	Riel	US\$
Kerosene (70%)	3,500	0.88
Battery(30%)	6,400	1.60
	9,900.00	2.48

JICA 調査団作成

5 環境社会配慮

本環境社会配慮にあたり、JICA 環境社会配慮ガイドラインにしたがってカテゴリを決定し、環境影響評価を行った。また、カンボジア国の環境関連規則である“Sub-Decree No.72 ANRK. BK.”（dated August 11, 1999）の Annex で示された“List of the Project Require an IEIA and/or EIA”やその他諸規則にも準じて評価を行った。

一方、同国では初期環境影響評価（Initial Environmental Impact Assessment, IEIA と称される、IEE に相当する）報告書の作成に関する詳細な指針がないため、ここでは同国の EIA に関する規則（“Guideline for conducting Environmental Impact assessment (EIA) Report” stipulated by the “Prakas on Guidelines for preparing EIA Report”, No.49 BST.SSR dated March 9, 2000）を準用した。

Bu Sra 小水力計画に関する環境スクリーニングを行った結果、IEIA を要することが判明した。以下に環境スクリーニングおよび IEIA の結果を示す。

5.1 環境スクリーニング

表 3.53 に Bu Sra 小水力計画に関する環境スクリーニングの結果を示す。本計画に関する環境スクリーニングを行った結果、IEIA を要することが判明した。主な結果と所見を以下に示す。

(1) IEIA 実施の必要

以下の諸事項から本計画では IEIA を行う必要がある。

- 1) 本計画の立地点は MOE により”Bio-diversity Conservation”として指定された環境保護区内に位置すること。
- 2) したがって、JICA 環境社会配慮ガイドラインにより環境カテゴリ B と判断されること
またカンボジア国環境省（MOE）の規則でも IEIA を必要とする。

プロジェクトの実施機関／組織は IEIA や EIA を行い、その報告書を MOE に提出し審査と承認を受けなければならない。

(2) 環境スクリーニングの結果および所見

1) 自然・社会環境へのインパクト

- a. 本計画の立地点は MOE により”Bio-diversity Conservation”として指定された環境保護区内（総面積は約 429,440 ha）にある。さらに、本計画はブスラ滝の落差を利用する水力である。ただし、2005年6月8日に行った現地踏査と関連コミュニケーションや村落の代表者とのインタビューから、この地域一帯で保護野生動物は見られないこと、またブスラ滝で行楽するのは地域村民の一部が主体であり、エコツーリストを除き外部にはあまり知ら

れていない場所であることが判明した。したがって、乾季における発電所の運転を調整することで関連インパクトを避けることが可能と判断する。

- b. 本計画は小水力であることから地域の気候や水質への悪影響は無い。
 - c. 本計画による地下水への悪影響は無い。
- 2) 発電所の設計および建設による影響
- a. この地域の農業への悪影響は無い。
 - b. 本計画はマイクロ水力であり小規模取水せきと地下埋設式水路を採用すること、さらに立地点一帯で保護野生動物が見られないことから環境への悪影響は生じないと考えられる。
 - c. 本計画による好ましい影響
 - i) 地域が電化される。
 - ii) 労働力として地域の雇用機会が生じる。
 - iii) 建設中は村民達に商業活動の機会が生じる。
 - d. 建設工事により河川水の濁りが生じる可能性がある。河床工事を最小限にすること、また、工事で生じる粉塵は散水などにより低減させることが必要である。
- 3) 発電所の運転による影響
- a. 乾季には河川の流量がかなり減少する。この時期には、観光者が訪れる昼間はブスラ滝の流れを消滅させないように、発電所の運転調整を行い、観光への影響を避ける。具体的には、夜間運転に限るか、乾季末期の河川水流量の 10%を河川維持流量として保持すること。
 - b. この地域で保護野生動物や希少動物の存在は確認されていない。しかし、動物が偶然発電所施設に迷いこんだ場合感電する恐れがあるため、屋外の電気機器類に接触しないよう防護フェンス類を設けること。
 - c. この地域の農業への悪影響は無い。

5.2 Bu Sra 小水力計画に関する初期環境影響評価（IEIA）

(1) プロジェクトの概要

Bu Sra 小水力計画の立地点は Mondoul Kiri 州 Pecher Chenda District, Bu Sra Commune 内に位置する。このコミューンには7つの村落が存在する。本計画はブスラ滝の落差を利用し 93 kW のポテンシャルを有する。

この滝は地域住民の観光地になっている。したがって、乾季の昼間においては出力運転を調整し、観光への悪影響を避ける。一方、本計画の立地点は MOE が指定した環境保護区（Bio-diversity Conservation）内にある。ただし、2005年6月8日に行った現地踏査と関連コミューンや村落の

代表者とのインタビューから、この地域一帯で保護動物は見られないこと、またブスラ滝で行楽するのは地域村民の一部であり、エコツーリストを除いて外部にはあまり知られていない場所であることが判明した。したがって、本計画による環境へのインパクトは小さいと考えられる。

現地踏査や上記関係村落でのインタビューの結果等から、本計画はカンボジア国や国際機関の環境関連規則の枠組み内にあると考えられる。

(2) 本計画の目的

本計画では、全ブスラコミュニティ内の将来想定世帯数 955（2020 年予測値）の内、936 世帯に給電することが目的である。この電気供給により同 Commune の村落民の生活向上に寄与することができる。

(3) プロジェクト計画に関する情報

- 代替案：Mondul Kiri 州内の地方電化の必要性は高い。GIS を用いた調査結果から同州内に約 20 箇所の小水力候補地点が見出された。需要の規模、投資効率、系統延伸の可能性やアクセス道路の状況から本計画が選定された。
- 掘削土等の諸廃棄物の量等に関する詳細は F/S 段階で推定される。現時点では明確な数値はない。

(4) 環境社会に関する現状と資源

1) 物理的な自然環境

- a. この地域一帯には工業施設がなく、各種汚染物質源がないことから本計画地点一帯の大気質は良好。カンボジア国全体が熱帯気候であり、本計画地点一帯の気候も他の地域と同様乾季と雨季に分かれている。雨季は4月から11月末まで続く。
- b. 大気質の場合と同様、河川の水質も良好である。現在水質に関するデータはない。マイクロ水力発電なので、水質への悪影響は予見されない。

2) 生物環境

- a. 現地踏査とコミュニティ代表者や村落民とのインタビューの結果、本計画地点一帯には保護野生動物の生息地はない。
- b. 本計画地点一帯の森林の大半は二次林であり、約 10%を占める。

3) 社会経済環境

- a. 2005 年 6 月 8 日現在、Bu Sra コミュニティの総人口は 3,326 人で、総世帯数は 712 である。その内 8%が Khmer 人で、残りの 92%は全部少数民族の Phnoug 人である。
- b. 同コミュニティには約 50 台のディーゼル発電機があり、約 100 世帯がバッテリー照明を利用している。BCS は 1ヶ所しかない。水は井戸と溪流に頼っている。

- c. 同コミュニティ代表者や村落民とのインタビューの結果、多くの住宅地は当初は非合法で占有したものであるが、現在は私有地として認められ、所有権を有する。
- d. 同コミュニティには1つの保健所があり、3つの保健分室で業務を行っている。医師はいなく計12人の保健師がいる。
- e. 同コミュニティには1つの学校があり、小学生と中学生の教育を行っている。現在、別の中学校が建てられたところである。
- f. 同コミュニティ全体の平均として、1世帯の月収額は約\$7.5である。その主な収入源は農業で、主な穀物はコメである。天然樹脂の採取による収入は約10%にあたる。養豚や家禽類は自給用として行われている。

(5) 公衆による計画への参加

- 1) 社会経済に係る調査と関連村落民との討議を目的に、DIME 技術者1名と本調査団員からなるグループで同コミュニティの訪問調査を行った。この訪問調査で同コミュニティの代表者や村落民達に対するインタビューと討議を行った。その結果、全コミュニティで電源の必要性が訴えられ、また道路の補修と水の供給も重要であることが判明した。
- 2) 今後 EIA を行う場合、改めて利害関係者会議を開催し、本計画の詳細を伝えて関係者達の意見聴取を行うことが必要である。

(6) 初期的環境影響分析

1) 自然・社会環境へのインパクト

- a. 本計画の立地点は「生物多様性保存区」（Bio-diversity Conservation）の中に位置する。ただし、同コミュニティ代表者と村民達との討議でこの地域には保護動物は生息していないこと、また見かけることもないことが判明した。したがって、保護野生生物へのインパクトはないと思われる。
- b. したがって、累積的環境影響は生じないと思われる。
- c. 本計画による本河川源流域へのインパクトは無い。
- d. 本計画は小水力であり、計画地点一帯の大気質や水質への悪影響はない。
- e. 本計画は小水力であり、本計画による地域一帯の地下水への悪影響は生じない。

2) 発電所の設計と建設に係る環境へのインパクト

- a. 計画立地点一帯の農業への影響はない。
- b. 既存の河川水利権との抵触はない。
- c. もし建設用砂や砂利などを河床から採取する場合、下流へ濁り水を流すことになる。この濁りの低減方法を考え、河床からの骨材の採取を最小限にとどめること。

- d. 本計画立地点一帯村落への好ましい影響
 - 労働力としての雇用創出
 - 建設中村落民に商業機会が発生
 - e. 作業員用キャンプからの汚水排水による河川水汚濁発生の可能性がある。汚水の処理を行うことが必要である。
 - f. 建設工事中の粉塵の発生については、散水により発生を抑制をすることが必要である。
- 3) 発電所運転中の環境インパクト
- a. 乾季には河川水量がかなり減少する。ブスラ滝の流れを維持するため、乾季の昼間は発電所の運転を調整すること。即ち、夜間運転に限るか、最小河川維持流量として乾季末の流量の10%を保持することが必要である。
 - b. 本計画による下流域水質への悪影響はない。
 - c. 本計画による地域一帯の農業への影響はない。
 - d. 本計画地点の地域一帯には保護野生動物が生息していないとのことであるが、動物が発電施設内に迷い込んでくる可能性もある。その防止に屋外電気設備や配電設備に防護フェンスを設けることが必要である。

初期的環境影響分析 IEIA の詳細を表 3.54 に示す。

(7) 環境影響緩和措置

- 1) 環境影響緩和措置の詳細を表 3.54 に示す。また下記「環境管理計画」の節でも記述する。
- 2) 前述のように、乾季には河川水の流量が極めて小さくなる。ブスラ滝の流れを維持するため、乾季の昼間は発電所の運転を調整する。即ち、夜間運転に限るか、最小河川維持流量として乾季末の流量の10%を保持することで観光等への影響が緩和される。
- 3) 本計画の立地点が「生物多様性保存区」の中に位置する。したがって、生態系へのインパクトを回避し、軽減する諸対策を講じる必要がある。
- 4) 本計画地点の地域一帯に保護野生動物が生息していないとのことであるが、動物が発電施設内に迷い込んでくる可能性もある。その防止に屋外電気設備や配電設備に防護フェンスを設けることが必要である。

(8) 社会経済分析および環境価値

本プロジェクトでは、2020年の予測全家庭数の約79%にあたる719軒の家庭に給電する。それにより、バッテリーの充電や交換費用が低減されるかまたは不要になり、より品質が高く明るい電気照明が実現する。また、余剰電力は河川水のポンプ揚水に利用し、家庭への給水や田畑の灌漑に使用することができる。一方、建設用地での樹木の伐採は少なく、再植林により影響緩和が可能である。さらに、ブスラ滝の観光価値の保持は発電所の運転に工夫することで達成される。

(9) 環境管理計画

表 3.51 環境保護・緩和措置

Environmental Issue	Mitigating Measure	Implementation Responsibility
Construction		
Loss of tree resources	Trees to be cleared will be limited to the waterway, penstock and generator facility. The lost trees will be supplemented by reforestation in the surrounding area.	Project IO/operator and contractor(s) (see Remarks for IO)
Air/river water quality	Air dust will be minimized by spraying water. The waste water from construction camps will be properly treated before being discharged to the river. Water supply and waste disposal facilities will be established for workforce camps. Keep river bed work as minimum to avoid generating turbid water.	Project IO/operator and contractor(s)
Loss of rare and endangered species	Identify critical habitats and prepare habitat protection plan	Project IO/operator and contractor(s)
Hazardous materials	Proper storage of chemicals and fuels	Project IO/operator and contractor(s)
Worker/public health and safety	Health care and safety center will be established.	Project IO/operator and contractor(s)
Operation		
Potential impact to tourism	At least keep 10% water flow any time, when necessary.	Project IO/operator
Change in water quality (upstream and downstream)	Remove upstream pollution sources.	Project IO/operator
Sediment transport/erosion	Prepare sediment bypass system	Project IO/operator
Electric shock to wildlife	Set barrier nets around outdoor electrical equipment and distribution facilities	Project IO/operator
Introduction of exotic pest species	Reduce water residence time	Project IO/operator
Public safety	Proper design to avoid tourists and villagers entering the facility areas.	Project IO/operator

表 3.52 環境モニタリングプログラム

Monitoring Parameter	Monitoring Technique	Monitoring Location	Monitoring Frequency	Monitoring Responsibility
Construction				
Loss of tree resources	Observation of conditions of reforestation	Site surrounding area used for reforestation	Once per two months	Project IO/operator and contractor(s)
Air/river water quality	Observation, turbidity meter	Project site area	Once per week	Project IO/operator and contractor(s)
Loss of rare and endangered species	Observation	Project site area	Once per month	Contractor(s)
Hazardous materials	Observation	Construction site	Once per month	Constructor(s)
Worker/public health and safety	Observation	Whole area of the project site	Every day	Project IO/operator and contractor(s)
Operation				
Possible wildlife intrusion to plant facilities	Observation	Outdoor electrical equipment and distribution facilities	Once per week	Project IO/operator
Reforestation condition	Observation	The areas used for reforestation	Once per six months	Project IO/operator
Change in river water quality	Observation, pH, COD, TSS, etc.	Upstream and downstream	Once per three months	Project IO/operator
Sediment transport/erosion	Turbidity meter	Upstream and downstream	Once per month	Project IO/operator
Introduction of exotic pest species	Observation	Upstream and downstream	Quarterly	Project IO/operator
Public safety	Observation	Whole area of the project site	Once per week during tourism season	Project IO/operator

Remarks: IO stands for Implementing Organization.

(10) 本プロジェクトが存在しない場合の状態

2005年6月8日時点で、Bu Sra コミューンに712世帯が生活している。収入の約90%は農業で、コメがその主産物（約80%を占める）である。1家族の平均月収は約\$7.5で、生活費として極めて低いレベルにある。その対策として果樹の栽培や家禽類等の養殖を行っているが、それでも不十分とのことである。同コミューンには1台のBCSしかない。約100世帯がバッテリーを利用している（14%）。ただし、約50台のディーゼル発電機が自家用として使われている。

同コミューンの緊急課題は1) 道路の修復と電力の増強、2) 穀物等の種子の入手と灌漑用水の充足である。一方、多くの家庭では収入不足で十分な食料を得ることができていない。

以上のように、同コミューンはかなり貧困状態にある。何も方策を講じなければこの状態は改善されない。電化は十分な電気が確保されるだけでなく、家庭用給水と灌漑用水の充実にを図り、農業の増産にもつながる。

(11) 組織体制上の受容力

現地訪問調査等の結果、この電化計画の作成、建設や運営に要する組織体制の強化が不可欠と思われる。プロジェクト実施機関／組織やその運転・管理者に対して、EIA を行うための教育訓練が欠かせない。一方、プロジェクト実施機関／組織やその運転・管理者は「環境管理計画」の実施に責任を有する。そのために、その関係組織内に環境アセスメント部門を確立し、要員の教育と訓練が必要である。

(12) 結論および助言

- a. 本計画は小水力であるが、立地点が「生物多様性保存区」の中に位置することから、生態系へのインパクトを回避し、軽減する諸対策を講じることが必要である。
- b. 本計画地点の地域一帯に保護野生動物が生息していないとのことであるが、野生動物が発電施設内に迷い込んでくる可能性もある。その防止に屋外電気設備や配電設備に防護フェンスを設けること。一方、同コミュニティでは電化需要が極めて高い。本計画は、雨季や豊水期に灌漑施設へ電力を供給することも可能であり、地域住民の貧困問題の解決にも貢献する。
- c. 建設工事中に要する労働力はこの地域村落から得ること。
- d. プロジェクトの実施機関・組織は上記項目(9)「環境管理計画」で示した諸環境影響緩和策および環境モニタリングプログラムが確実に実施できるよう早い段階でそれらを具体化すること。
- e. 本計画による生態系への影響をより詳細に把握するため、EIA の実施が望ましい。

表 3.53 ブスラ小水力計画の環境スクリーニング・チェックリスト(1/2)

1. General Information			
Name of the proposed project: Bu Sra MHP Project			
Name of Project owner/proponent: not decided yet			
Project Execution Organization : not decided yet			
Name of authorized person(s) responsible for the project : not decided yet			
Information regarding the project site			
Name of the village, commune, district and province :			
Ten villages, Bu Sra Commune, Pecher Chenda District, Mondul Kiri Province			
2. Outline of the Proposed Project			
2.1 Information on project characteristics			
(1) Needs involuntary resettlement			
	Yes	Scale: households, persons	
<input checked="" type="radio"/>	No		
(2) Groundwater pumping			
	Yes	Scale: m ³ /year	
<input checked="" type="radio"/>	No		
(3) Land reclamation, land development and land cleaning			
	Yes	Scale: hectares	
<input checked="" type="radio"/>	No		
(4) Logging			
	Yes	Scale: about 0.5 hectares for power house space and waterway construction	
<input checked="" type="radio"/>	No		
2.2 Description of the project			
Main design specifications:			
The MHP will utilize the head difference of Bu Sra Waterfall of Prek Por River, which is a tourism spot. If the water from the waterfall of Prek Por River would not be available, Ophlai River water will be used for power generation.			
2.3 Is the project consistent with the higher program/policy ?			
<input checked="" type="radio"/>	Yes	(outline of the higher program/policy) Rural electrification plans of MIME in both of Mondol Kiri and Rattanak Kiri Provinces	
	No		
2.4 Any alternatives considered before the project ?			
<input checked="" type="radio"/>	Yes	(outline of the alternatives) Bay Srok MHP project site. However, the village concerned is existing now due to mining gem stones in and around the village. When the gem stone resource will be exhausted some day in future, the villagers may leave this area to other places to look for other income sources. If this will be case, the village will be discarded.	
	No		
2.5 Did the project proponent have meetings with related stakeholders during the project planning ?			
<input checked="" type="radio"/>	Yes	(mark the corresponding stakeholders)	
		<input checked="" type="radio"/>	Administrative body/local government
		<input checked="" type="radio"/>	Local residents/villagers
			NGOs
			Others (to specify)
	No		

表 3.53 ブスラ小水力計画の環境スクリーニング・チェックリスト(2/2)

2.6 Are any of the following areas located inside or around the project site ?

●	Yes	(mark related items listed below)	
		●	National park, wildlife sanctuary, <u>bio-diversity conservation</u> , and other protected areas designated by the government
			Virgin forests, tropical forests
			Ecological important habitat areas
			Habitat of valuable species protected by domestic laws or international treaties
			Likely salt cumulus or soil erosion areas on a massive scale
			Remarkable desertification trend areas
			Archaeological, historical or cultural valuable areas
			Living areas of ethnic, indigenous people or nomads who have a traditional lifestyle or specifically valuable areas
	No		

Remarks: Based on the interviews carried out with the representatives of concerned Commune and villagers, protected animals were not found in the site area and its vicinity.

2.7 May the project have potential negative impacts to the environment and local communities ?

●	Yes	(brief description of the potential negative impacts) The project site is located in a Bio-diversity Conservation Area being protected. Measures shall be taken to mitigate impacts to the protected animals. The power will use the head of Bu Sra waterfall, which is a tourism spot. Plant operation shall be avoided during the sightseeing time in tourism season.
	No	
	Not identified	

2.8 Mark the related potential environmental and social impacts and describe briefly the contents of the impacts, if any.

Items of potential impacts	Items of potential impacts
<input type="checkbox"/> Air pollution	<input type="checkbox"/> Local economy, employment, livelihood, etc.
<input type="checkbox"/> Water pollution	<input type="checkbox"/> Land use and utilization of local resources
<input type="checkbox"/> Soil pollution	<input type="checkbox"/> Existing social infrastructures and services
<input checked="" type="checkbox"/> Waste (liquid and/or solid)	<input type="checkbox"/> Poverty issue
<input type="checkbox"/> Causing noise and vibration	<input type="checkbox"/> Ethnic and /or indigenous people
<input type="checkbox"/> Ground subsidence	<input type="checkbox"/> Misdistribution of benefits
<input type="checkbox"/> Offensive odors	<input type="checkbox"/> Local conflict of interests among villagers
<input type="checkbox"/> Geographical features	<input type="checkbox"/> Gender issue
<input type="checkbox"/> Bottom sediment	<input type="checkbox"/> Children's rights
<input checked="" type="checkbox"/> Biota and ecosystem	<input type="checkbox"/> Natural and/or cultural heritages
<input type="checkbox"/> Potential conflict on water use rights	<input type="checkbox"/> Infectious diseases such as HIV/AIDS, etc.
<input type="checkbox"/> Public health and hygiene	<input type="checkbox"/> Others if any
<input type="checkbox"/> Global warming	
<input type="checkbox"/> Involuntary resettlement	

Remarks:

- The waste would be generated during construction from worker's camps at site. Such wastes must be treated before being discharged to the environment.
- As mentioned above, the project site is located in Bio-diversity Conservation area being protected. Mitigation measures shall be taken to avoid impacts to the protected wildlife which may inhabit in or around the site area.
- 91.4% of people in the Commune are ethnic people (Phnoug). No other ethnic people. Remaining 8.6% are Khmer.

3. Key results and findings of the environmental screening

The candidate project site will be located in a Bio-diversity Conservation area being protected. In addition, the project will use the head difference of the Bu Sra waterfall, which is a tourism spot. Therefore, considering both the environmental regulations of JICA and the MOE, carrying out IEIA(IEE) will be required, and the report shall be prepared and submitted by project owner to the MOE for review and approval.

出典：JICA 調査団

表 3.54 ブスラ小水力発電計画の初期環境評価 (IEIA)

Environmental Factors	Potential Negative Impact	Mitigation Measures	Potential Environmental Impacts				Remarks
			Positive impacts	Negative Impacts			
				Non, not significant or minor (C)	Moderate impacts (B)	Significant impacts (A)	
I. Natural and Social Environmental Impacts							
1. Watershed erosion and silt runoff/ sedimentation	No negative impact			Non			
2. Encroachment upon precious ecology	May have negative impact	Set barrier nets around electrical equipment and distribution facilities to protect wildlife against electrical shock.		Minor			Protected wildlife have not been found in the project site area.
3. Impact on migration fish species	No migration fish species found in the river.			Non			
4. Effects on groundwater hydrology	No negative impact			Non			
5. Change of river morphology	No negative impact			Non			
6. Change of riverside vegetation	No negative impact			Non			
7. Resettlement	Not needed			Non			
8. Impacts on tourism area	May have impacts	Keep 10% water flow as of the end of dry season during daytime as minimum flow.			●		
9. Encroachment upon natural/cultural heritages	No such heritages being existed			Non			
10. Impairment of navigation	No river navigation			Non			
11. Inundation of agricultural and/or pasture lands	No negative impacts			Non			Because of a MHP, weir size is small.
12. Water right conflicts	No conflicts			Non			
13. Other potential impacts	Not found			Non			
14. Held stakeholder meetings to inform and discuss on the project plan, and points of opinions and comments received	No negative impacts. Through discussions with the Commune Deputy Head, Council members and villagers, found all of them need more electricity.		Yes				Interview and discussions were conducted on June 8, 2005
II. Environmental Issues in connection with project design and construction activities							
1. Negative impacts to existing communication road/system of concerned villages	May have impacts to existing communication road condition.	Improve road conditions before starting construction activities.		Not significant			
2. Soil erosion/silt runoff	No negative impact			Non			
3. Noise during construction activities	Minor due to remote from villages			Non			
4. Air pollution during construction activities	Minor impact to the air around the site area.	Spray water to the dust generating work.		Minor			
5. River water pollution during construction activities	May have impact on the turbidity of river water.	Collect high turbidity water to a pond before discharging to the river and minimize river bed work. And minimize river bed work.		Not significant			

Environmental Factors	Potential Negative Impact	Mitigation Measures	Potential Environmental Impacts				Remarks
			Positive impacts	Negative Impacts			
				Non, not significant or minor (C)	Moderate impacts (B)	Significant impacts (A)	
6. River water pollution due to waste water discharged from workers' camps	May have impacts on the river water quality	Prepare sewage treatment system			●		
7. Air and/or water borne diseases	May cause such diseases to workers and villagers	Prepare sanitary measures			●		
8. Impacts by quarry sites	Not much quarry will be needed.	Minimize collection of quarry from river bed.		Minor			
9. Odors to be generated	No such impacts			Non			
10. Employment of local villagers	Will create employment as construction workers		Yes				
III. Potential Environmental Impacts during Operation							
1. Downstream river water pollution	No such pollution			Non			
2. Downstream river bed erosion or sedimentation	No such impacts			Non			
3. Eutrophication of reservoir	No such impacts due to small reservoir			Minor			
4. Air/water borne diseases	May cause such impacts	Avoid long term stagnation of reservoir water		Minor			
5. Impacts on downstream fisheries	No such impacts due to no fisheries being existed			Non			
6. Increase of insect vector diseases	May have such impacts	Avoid long term stagnation of reservoir water		Minor			
7. Potential impact to wildlife which come occasionally into the plant site facilities	May have negative impact, such as causing electric shock to the wildlife.	Set barrier nets around the outdoor electrical equipment and distribution facilities			●		
8. Potential impacts to the tourism of Bu Sra waterfall	Would have negative impact to the tourism.	During dry season, river water flow may become quite small. To keep the waterfall scenery, at least 10% water flow as of the end of dry season will be kept as minimum flow.		Not significant			Bu Sra waterfall is not a well known tourism spot.

Source: JICA Study Team

Remarks: 1) Negative impact (A) stands for having "Significant impacts".

2) Negative impact (B) stands for having "Moderate impacts"

3) Negative impact (C) stands for having "Non, not significant or minor impacts"

6 実施組織

6.1 運営能力

複数の NGO 活動がある一方、そのうちのいずれもインフラ関連の活動を行っていない。NGO の主な焦点は保健やコミュニティーのエンパワーメント、野生動物の保護である。しかし、こうした NGO のネットワークには電化プロジェクトが利用できるものがある。例えば CFDS (NGO) を通じた情報の伝播によりブスラコミュニティーの住民の間での知識の醸成と意識向上をはかることなどである。各民族グループが電化プロジェクトについてより深く理解し受け入れるために、同様の作業を SSP という NGO と行うことが可能である。

6.2 運営・管理組織の提案

CEC メンバーはコミュニティー評議会と同様に選挙で選ばれることが望ましい。CEC には契約管理や記録をとり責任を持つ代表者と、集金し管理する会計係、通常の維持管理をする技術オペレーターが必要である。農村地帯の教育レベルは限定的なので、適切な支援が地方政府、NGO、コンサルタントなど外部組織から必要である。

7 維持管理

水力発電所の運転・保守に当たっては、発電所の運転操作要領並びに土木・電気・通信設備の保守・点検等に関する基本的事項について記載した要領をあらかじめ定め、これらに基づいて運転・保守業務を遂行する。

7.1 運転

運転操作は、平常時の運転操作手順および異常時の対応処置などについて定める運転操作要領に基づいて行うこととする。一般には次の事項を心得ておく必要がある。

- ・ 常に発電所内外の送電系統並びに負荷の状況を明確に把握し、事故発生の場合に敏速かつ適切な処置がとれるようにする。
- ・ 機器の操作は必ず運転責任者が確認する。
- ・ 機器の操作の前後には必ず関係計器、表示ランプおよび表示器を確認する。
- ・ 常に安全に関する諸規則を遵守し、人身事故の未然防止に努め、必要に応じて設備の改良を行う。

7.1.1 通常運転の留意事項

運転中には各種計器類の監視の他に、少なくとも1日に1回は所内巡視を行う必要がある。通常運転時に際して留意する事項は以下の通りである。

- ・ 機器の振動、異常音の有無
- ・ 潤滑油、冷却水の量および温度
- ・ 計器指示値の異常の有無
- ・ 発電機の電圧、電流、出力などの負荷状況
- ・ コンプレッサー、圧油ポンプの動作状況
- ・ 所内外機器、その他工作物の異常の有無

7.1.2 起動前の留意事項

点検補修作業などで長期間運転休止していた場合に水車発電機を再起動するに当たっては、必ず外観点検および簡便な試験を行う必要がある。起動前の主な留意事項は以下の通りである。

- ・ 水管、軸受面の発錆、漏油の有無
- ・ 異物混入
- ・ 作業中の誤結線等のチェック、各回路の絶縁抵抗の測定

- ・ 冷却装置、ブラシ、調整器類、圧油装置および調速機周辺の点検

なお、事故等で発電機が停止した場合は、その事故の原因を調査したうえで当該部分を修理し、完全に回復したことを確認した後に、運転を再開する。

7.1.3 停止時の留意事項

- ・ 解列時には電流ゼロで遮断する。
- ・ 停止時のブレーキは定格回転速度の 1/3 程度でかけ、長時間の低回転速度運転は避ける。
- ・ 冷却水を止め、発電機風道のシャッター類は閉める。
- ・ 停止後に所内巡視を行う。
- ・ 長期間の停止時には、結露防止対策を行う。

7.1.4 災害時の対策

洪水時には、水路内へ土砂・流木等が流入しないように発電機を停止し、取放水口ゲートを閉鎖する事が望ましい。

また、地震の場合は、その程度により影響が施設全体に及ぶものであり、従って全施設について点検（構造物のクラックおよび破損・傾斜、水車および発電機軸芯、電気機器、送配電線、その他施設）が必要である。

7.1.5 その他の留意事項

- ・ 極端な小水量時には運転を停止し、水車のランナーを損耗させないよう留意する。複数台の水車がある場合は、特に少ない水量での運転を避けるため、流入量に応じて運転台数を調整する。
- ・ また、複数台の水車がある場合は、負荷変動に応じて運転台数を調整する等きめ細かい配慮が必要であり、運転操作要領を定める必要がある。
- ・ 本計画のように単独系統の発電所で発電開始する場合は、負荷を切り分けて段階的に投入することが望ましい。全負荷を一度に投入すると、発電機が瞬間的な過負荷により保護停止（トリップ）することがある。

7.2 保守

水力発電所の安定した運用を図るために、土木・電気設備の巡視、点検を定期的を実施し、定められた様式に基づいて、それらを記録・保管し、その傾向を把握することが重要である。なお、定期点検のうち、水車・発電機の停止を伴うものについては、極力同時に行うなど、停止期間を短縮する方策を図るものとする。

7.2.1 巡視

前項(1-a)で述べたように、土木施設および電気設備の異常の有無を把握することを目的とし、外観上の損傷、異音、異臭、異常振動等に注意して、あらかじめ巡視コースを定め、少なくとも1日に1回は所内巡視を実施することが望ましい。

7.2.2 点検

土木設備および電気設備の保守点検はそれぞれ下記のように分類される。

表 3.55 土木設備の点検分類と頻度

分類		内容	頻度	
点検	定期点検	外観点検	各施設の異常を目視で確認	1月に1回程度
		内部点検	抜水した状態で水路内部の異常の確認	1年に1回程度
	臨時点検	臨時点検	地震・洪水・大雨の後、その他必要に応じて実施	随時
		臨時詳細点検	巡視、定期・臨時点検の結果、さらに詳細な点検が必要な場合に実施	随時

出典：「水力開発ガイドマニュアル」（新エネルギー財団,1996）などを基に調査団作成

表 3.56 電気設備の点検分類と頻度

分類		内容	頻度	
点検	定期点検	外観点検	水車・発電機を停止し異常の有無を確認	1年に1回程度
		内部点検	水車・発電機全般の分解点検・手入れ	5年に1回程度
	臨時点検	臨時点検	機器の異常・故障が生じた際に水車・発電機を停止して実施	随時

出典：「水力開発ガイドマニュアル」（新エネルギー財団,1996）などを基に調査団作成

特に洪水の後には、取水堰、取水口、導水路、水槽（ヘッドタンク）に土砂・落葉、流木などが流入するため、頻繁にこれらを除去する必要がある。

土木設備および電気設備の点検内容は下表の通りである。

表 3.57 土木設備の点検内容

設 備	対象工作物	内 容
1. 取水堰	堰堤体	損傷、凍害、ひび割れ等
	周辺地山	亀裂、崩壊、地滑り、洗掘等
	その他設備	損傷、喪失、発錆等
2. 水 路		
(1) 取水口		損傷、変形、ひび割れ、凍害、摩耗、洗掘、スクリーン目詰まり等
(2) 導水路	周辺地山	崩壊、地滑り、湧水等
	水路内部	漏湧水、ひび割れ、洗掘、肌落ち変形、堆砂、塗膜の劣化等
(3) 水槽(ハットタンク)	本体	損傷、変形、ひび割れ、凍害、摩耗、洗掘等
	周辺地山	崩壊、地滑り、湧水等
(4) 水圧管・余水路	鉄管路	損傷、変形、沈下等
	水圧鉄管・余水路	管胴および支承部の損傷、変形、振動、漏水、塗膜の劣化等
	周辺地山	崩壊、地滑り、湧水等
3. 発電所		
(1) 発電所	基礎・周辺構造物	変形、ひび割れ、湧水等
(2) 放水路	本体	損傷、変形、ひび割れ、湧水等
4. その他工作物		
(1) 土捨場	周辺地山	崩壊、地滑り、湧水等
(2) 進入道路		路面の状態、よう壁、橋梁等の構造物の異常等
(3) スクリーン	本体	損傷、変形、取付ボルトのゆるみ、塗膜の劣化等
(4) ゲート	戸当り	損傷、変形等
	扉体・巻上機	損傷、変形、摩耗、給油、塗膜の劣化等
	操作盤（自動制御の場合）	操作盤端子の締付、配線、電磁開閉器リレーの動作、絶縁抵抗等の有無および状況
	その他機器（自動制御の場合）	各機器の指示計、スイッチ類、表示ランプの状況

出典：「水力開発ガイドマニュアル」（新エネルギー財団,1996）などを基に調査団作成

表 3.58 電気設備の点検内容（外部定期点検）

機器名	点検名	点検内容
1. 水 車	内部点検	ランナ、ガイドベーン、ケーシング内部の摩耗、亀裂、壊食、発錆の点検、軸受潤滑油の油質検査
2. 调速装置	機構部点検	可動部の摩耗、ワイヤ・レバー等の緩み、ストレーナー分解点検
	制御部点検	プリント板、位置検出器の状況、絶縁抵抗測定
3. 入口弁	内部点検	漏水測定、摩耗、壊食の点検、シート面隙間測定、位置開閉器状況
4. 圧油潤滑油装置	性能点検	負荷運転時間測定、油質試験
	油濾過	油質試験
5. 給排水装置	ストレーナー分解点検	摩耗、壊食
6. 水車自動制御装置	動作試験	各種継電器動作試験
7. 発電機	内部点検	電器回路端子の緩み、巻線の変色、はく脱・緩み、スリップリングの摩耗・傷、回転部の緩み・発錆、ブラシ接触圧、絶縁抵抗測定
	制動装置点検	摩耗量、動作状況
	接地抵抗器点検	抵抗測定、絶縁抵抗測定

出典：「水力開発ガイドマニュアル」（新エネルギー財団,1996）などを基に調査団作成

8 調査結果と提言

8.1 結論

8.1.1 電力需要想定

ブスラコミュニティの電化対象地域の2020年時点における電力需要は以下のように想定した。

夜間 (18:00-22:00) 80 kW (Peak Demand)

深夜 (22:00-6:00) 6 kW

昼間 (6:00-18:00) 33 kW

なお、2020年における電化対象世帯数は936世帯と想定した。

8.1.2 小水力発電設備

当該電化区域には、小水力ポテンシャルが存在するものの、乾季には河川流量が低減し、需要を賄うには十分ではない。そこで、自然の河道を利用した「河道貯留方式」を検討した。この結果、取水堰を1m程度堰上げることにより、約3,990 m³の調整池効果が得られ、夜間(18:00～22:00)のピーク需要を年間の殆どを通じて供給可能であることが示された。

8.1.3 経済・財務評価結果

政府管理費用などをふくむ全体事業費は\$ 661,000と算定された。経済・財務比較の結果、ブスラ小水力発電計画は、EIRR 12.6%、FIRR 7.1%となり、経済・財務の観点からも充分実施可能であることが示された。

8.1.4 支払能力

村民は既にディーゼル油ランプやバッテリー照明など入手可能なエネルギーを消費していることから、経済的で安全なエネルギー源の特徴についてよく理解すれば、電気は貧困層にも受け入れられると考えられる。しかし、住民にとって、比較的高額な初期接続費は、マイクロクレジットや特に低利のローンなどの特別な資金援助、あるいは貧困世帯の工事での優先雇用が必要であると考えられる。

8.1.5 住民の電化への期待

社会経済分析によりもうひとつ明らかになったことは、住民が電化後にどのような効果を期待しているか、ということである。住民は、現在、ディーゼル油や薪に頼っていることから、第一に呼吸器系の疾患(大気汚染)の低減を期待している。第二に、教育と保健分野への効果、さらに情報および安全向上への期待が示された。

8.1.6 デモンストレーション効果

現在ブスラへのアクセスは十分ではなく、雨季にはさらに状況が悪い。小水力によって電気が供給されれば観光などその他の産業が振興され、電気を観光客のために有効活用した開発パターンを示すことができよう。これは他の小水力プロジェクトへの手本ともなるであろう。

8.1.7 CEC（村落電化組合）による実施・支払能力

小水力発電所の設計・建設は、技術的にも高度であり、CEC（村落電化組合）だけでは実施困難である。労力拠出は可能である。CECの設立・運営は、富裕層が主導して組合を設立することが望ましい。低所得層（70～80%）に対しては、発電所の工事中および完成後の維持管理作業への労力拠出により初期拠出金と電気料金を賄うことが必要かつ有効である。

8.2 実施へ向けての課題

8.2.1 技術面の課題

- 1) 雨季には路面の悪化によりサイトへのアクセスが困難を極める。工事のために道路の改修が望ましい。
- 2) 滝上流部に河道貯留を兼ねた「簡易堰+道路橋」を建設し、雨季増水時のコミュニケーションへの安全なアクセス確保が望ましい。
- 3) 高落差の水圧管の急斜面への設置工事が技術的に CEC やローカル業者には困難と考えられる。技術・資金支援が必要である。
- 4) 水位・流量観測の継続と、自記雨量計の設置による乾季水文量の特定が望まれる。

8.2.2 社会・環境面

- 1) 本計画の実施が少数民族（Phnom 族）の生活水準向上に貢献するような配慮が必要である。
- 2) 環境保護区内であるため、景観と環境面での配慮が必要である。

8.2.3 持続的運営に向けた課題

このプロジェクトサイトは少数民族が住民の他部分を占める地域である。低度の識字率（全国平均の74%に比して68%）、貨幣経済に対する経験が浅いなどプロジェクトの実施には阻害要因も存在する。現地語による情報発信を通じたキャパシティビルディング活動が必要であろう。それによって住民のプロジェクトへのより強い参加とオーナーシップが得られるであろう。ほとんどの少数民族は CEC に加盟するのに十分な金銭的資産を有していない一方、別の州からの移民がビジネス活動を独占しており、活発な主張をする傾向があることから、社会構造を検討する必要がある。電化計画作成時には、給水ポンプ、手工芸品製造、非木材の森林で採取できる製品の持続可能な利用など、生計手段の開発を組み込むべきであろう。生産活動の促進のほか、保健、教育開発とのリンケージも強調するべきである。これらの活動は住民の生計を強化し、究極的には

電気による利益を最大限に引き出すことになる。樹木の伐採は国境地帯において懸念されている問題であるので、持続可能な水流確保のために、流域管理も重要である。従って、プロジェクト実施は村民と関係するステークホルダーに対するトレーニングのために複数のフェーズを費やすべきである。これらステークホルダーには地方政府、NGOなどが含まれ、トレーニングの内容は給電地域の決定方法、消費者の義務の明確化、CECの設立方法、プロジェクトの監督・モニタリングの方法などである。