

III-4 小水力 (Loreto州Balsapuerto)

III-4.1 自然条件

計画地点は、Loreto州の南西部、San Martinとの州境に位置するBalsapuertoである。Balsapuertoに最も近い都市は直線距離で約50km東に位置するYurimaguasであるが、ここからBalsapuertoへは、船(所要時間:2日(乾季))もしくは軽飛行機(所要時間:15分)によるアクセスが可能であるが、道路が未整備のため車によるアクセスは不可能である。本計画地点は、標高200~400mに位置しており、周囲は最大標高1,000m程度の山地に囲まれた山岳地域かとアマゾン地域の境界地帯である (Fig. III-4.5.1-1参照)。

Table III-4.1-1 計画地点

Region	: Loreto
Province	: Alto Amazonas
District	: Balsapuerto
Village	: Balsapuerto 他

III-4.2 社会経済・ジェンダー状況

1. コミュニティ (localidad) と人口

- ▶ バルサプエルト・ディストリクトのコミュニティは、パラナブラ川次いでアマゾン川の支流であるワジャガ川に流れ込むカチャク川に沿って分布している。
- ▶ 流域にあるコミュニティの内6コミュニティが、Pre-FSのあと計画対象地として選定された。その中で、カノアプエルトでは社会調査が行われた。Pre-FSの対象となったコミュニティのリストと世帯数は下記の通りである (出典: 国勢調査2007)。

Canoapuerto.....66	Nueva Luz.....26	San Lorenzo.....44
Balsapuerto.....140	Buenos Aires.....31	Nuevo Cachiyacu.....50

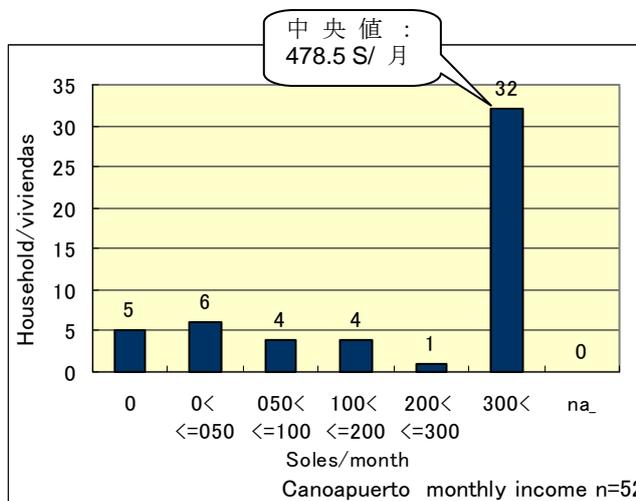
- ▶ バルサプエルト町には、小学校、中学校、保健所および太陽光を利用した衛星電話がある。このほか小学校はカノアプエルト、サンロレンツォ、ヌエボ・カチャクにもある (Pre-FS期間は、対象コミュニティは決定していなかったため、ヌエバ・ルスとブエノス・アイレスのデータなし)。
- ▶ カチャク川の水位が低く水量も不安定なため、水源地から他の場所までの移動は困難であり、時間がかかる。
- ▶ この地区は少数民族カウイ人が居住しており、広く「土着ないしネイティブ *narivo*」地域と見なされている。政府はようやく20年前になって、教育と保健分野で介入してきた。今は子供は小学校に通い、人々はバルサプエルト町にある保健所を利用するようになっている。
- ▶ 近年の政府の支援にもかかわらずカウイ人は、食事などの日常生活で先祖伝来の伝統を守っている。また生活スタイルを変えようとしていない。例えば伝統的に忌避されてきた作物や果実 (パパイヤなど) を食べようとしなない。またほとんどの女性は公教育を受ける機会がなかったため、スペイン語を理解できない。一方男性は、交易のためユリマグアスなどに行くことがあり、片言のスペイン語を理解できる人が多いが、読み書きはできない。

- ▶ 住民はバルサプエルトやユリماغアスの電気のことを知っているにしても、電気を切に望むという強い意向は示さなかった。

2. 産業と主要な収入源

バルサプエルト・ディストリクトのコミュニティは、山地から河谷に地形が代わる地点に位置している。住民は、トウモロコシなどの作物を植え、熱帯の果物、特にバナナを採集している。

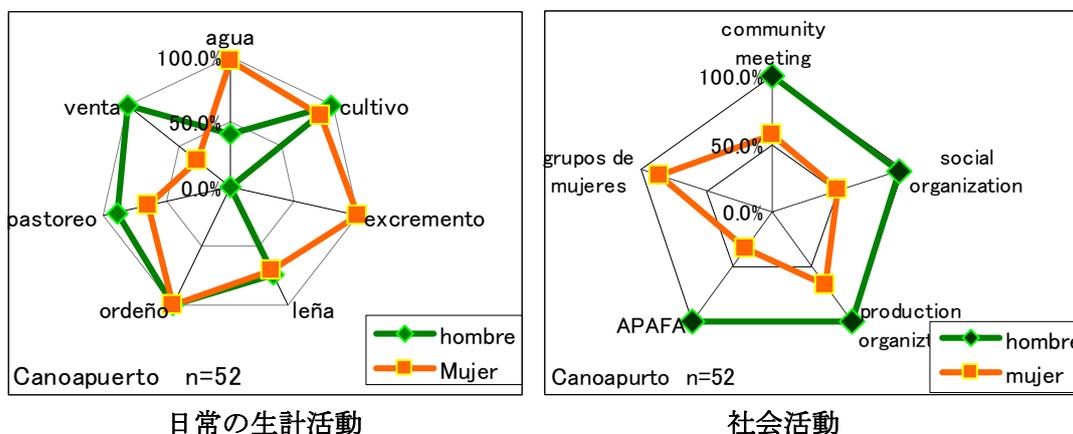
- ▶ 奥地のコミュニティ（バルサプエルト町を除く）に住む人々の主たる収入源は、農産物、特にバナナ、米、トウモロコシの販売である。彼らはこれらの作物をバルサプエルトとユリماغアス（プロビンスの行政中心地）で販売している。一方、キャッサバは住民の主な、そして唯一の主食である。
- ▶ 職のない人や飢饉が話題になったにもかかわらず、調査結果からはカノアプエルトの住民の収入（産物販売の積み上げ）は、Pre-FS 地点の中で最も高いという結果が出ている。
- ▶ 自分たちはバナナをユリماغアスの市場で売って毎月現金収入があるという人も何人もいる（ユリماغアスまでは、片道2日以上かかる）。
- ▶ ディストリクト政府は職のない人々に仕事の機会を与えている（建設作業）。



出典: JICA 調査団、2008

Fig. III-4.2-1 バルサプエルト内のコミュニティであるカノアプエルトにおける収入の分布

3. ジェンダー



出典: JICA 調査団、2008

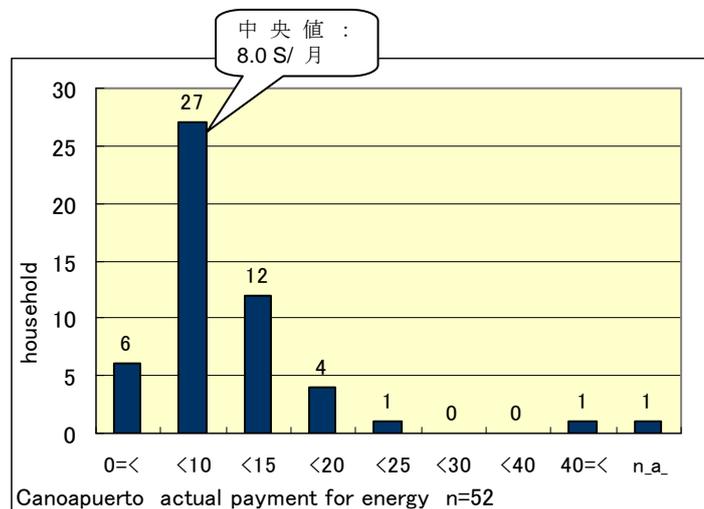
Fig. III-4.2-2 日常の生計活動と社会活動におけるジェンダーの分布

他の Pre-FS 地点と異なり、バルサプエルトのコミュニティは、女性と男性の間の分業が見られる。特に交易は男性の仕事である。伝統に倣えば女性は男性の後に従わなければならない、金を管理できず、社会やコミュニティの活動に参加する権利は男性よりも低い。調査結果が示すように、女性の社会活動はどの分野でも男性の半分程度であり、Pre-FS 地点の中で最も低い。さらに、女性は男性よりも識字率やスペイン語理解率は遥かに低い。

III-4.3 電気需要と支払い能力

1. 現在のエネルギー利用

- ▶ カノアプエルトの住民はケロシン・ランプを照明用に使っている。
- ▶ テレビを持っている世帯はないが、61.5%の世帯はラジオを持っている。
- ▶ 現在、カノアプエルトでは1世帯あたり 8.0 ソーレス（中央値）をエネルギーのために毎月支払っている。

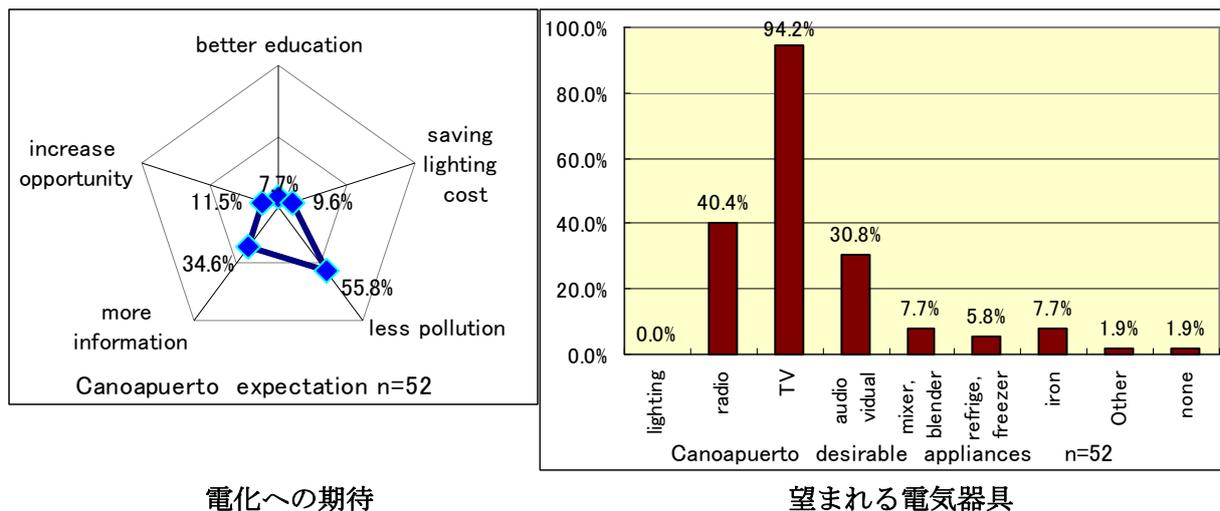


出典：JICA 調査団、2008

Fig. III-4.3-1 現在のエネルギーへの支出

2. 電化に対する意向

- ▶ バルサプエルト・ディストリクトが所属するロレト州政府は、この地区の9コミュニティを対象とした電化計画を作成した。州政府はコミュニティでプロファイル調査を行い、その結果を SNIP に登録した(SNIP 56959)。2007年8月、州政府は MEM に対し、この地区の Pre-FS(および事業実施)を行うよう要請し、MEM はそれに同意した。
- ▶ 問題は、プロファイル調査での社会調査が現場で行われなかったことである(SNIP の手順ではそれは可能である。)同調査報告書では、住民は支払い可能であると結論づけているが、その根拠は明記されていない。
- ▶ コミュニティ調査では、回答者の 44.2%が再生可能エネルギーを知っていると答えている。しかしたとえそうであっても、住民の教育水準や他の「文明化された、あるいは現代化されたコミュニティ」と比較した場合、住民はもっと多くの情報を得る必要がある。
- ▶ コミュニティ調査結果によれば、電化した後に最も大きく期待されることは、ケロシン・ランプによって引き起こされる空気汚染の軽減である。学習環境の改善とエネルギーへの支払い額の削減は、重要とは見なされていない。回答者の 90%以上は、電気が来たらテレビを買いたいと思っている。
- ▶ 電気の生産的利用についての言及はなかった。

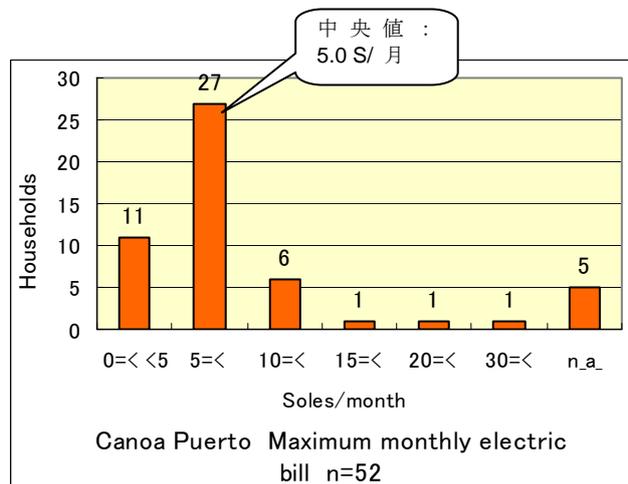


出典：JICA 調査団、2008

Fig. III-4.3-2 電化への期待と望まれる電気器具

3. 支払い能力

- ▶ コミュニティ調査結果からは、カノアプエルトの回答者が電気のために支払える最大額は月額 5.0 ソーレスである。何人かの住民は、バルサプエルト町の現在の電気料金が、世帯向けは月額 8.0 ソーレスであることを知っているが、彼ら自身の回答はその額よりも低くなっている。
- ▶ 回答者の 53.8%は電気料金を毎月払うのがよいとしているが、25.0%の回答者は年 1 回がよいと回答している。
- ▶ 支払い可能な最大月額分布は Fig. III-4.3-3 のとおりである。



出典：JICA 調査団、2008

Fig. III-4.3-3 電気のために毎月支払い可能な最大額

III-4.4 各電化方式の初期投資費用の比較

本地点で最適な電化方式について、下記前提条件をもとに、世帯数をパラメータとして比較した結果を示す。

<前提条件>

[Village Information]	Number of Localidad	: 14
	Number of User	: 534
	Connecting Rate	: 0.8
[Hydro Power]	Linea Primarias	: 8,100 (US\$/km)
	Redes Primarias	: 140 (US\$/User)
	Redes Secundaria	: 260 (US\$/User)
	Hydro Power (Electric)	: 1,000 (US\$/kW)
	Hydro Power (Civil)	: 2,000 (US\$/kW)
	Length of Linea Primarias	: 37.28 (km)
[Photovoltaic]	PV	: 780 (US\$/User)
[Grid Extension]	Length of Linea Primarias from end of Existing Grid	: 31.25 (km)

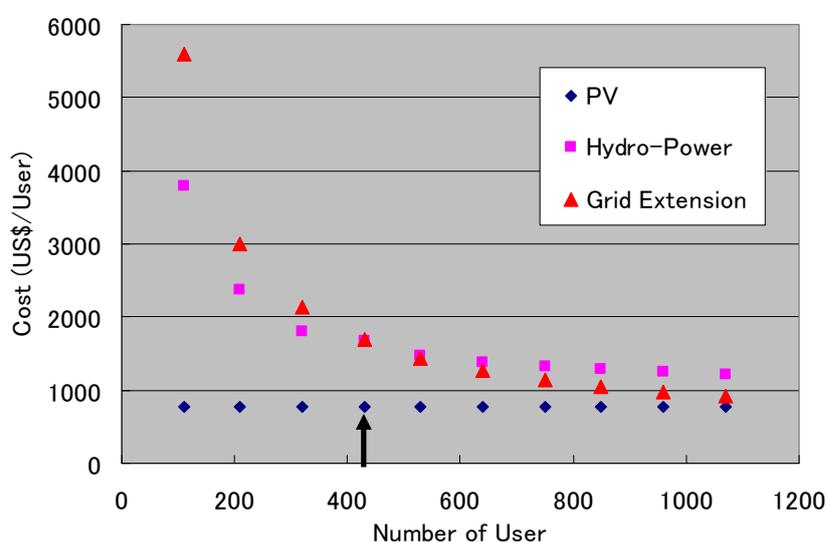


Fig. III-4.4-1 各電化方式の初期投資費用の比較(4)

本地点においては、電化世帯数は427（世帯数：534、接続率：0.8）となり、Fig. III-4.4-1より、電化方式としては、PVの方が配電線延伸および水力発電よりも初期投資費用面で有利となるのがわかる。

さらに、初期投資費用面だけでなく、O&M コスト、電気の利用方法、本地点の社会・経済的な熟成度などについても比較検討する事により、より適切な電化方式を選定することとなる。

III-4.5 設計・積算

III-4.5.1 設計

1. 対象村落

対象村落は、Balsapuertoを中心とした配電線延伸計画のない周辺14村落、534世帯を対象とする。対象村落の一覧および対象世帯数を Table III-4.5.1-1に示す。世帯数については、DPRのGIS

データと現地調査にて入手したCensus(2007)データを使用し、後者データにおいて不明なデータについてはDPRデータを使用した。

Table III-4.5.1-1 対象村落および世帯数

No.	ID	Region	Province	District	Villages	Household	
						DEP (GIS)	Census 2007
1	1602020001	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Balsapuerto	94	140
2	1602020075	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Canoa Puerto	61	66
3	1602020071	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Nueva Luz	40	26
4	1602020072	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Puerto Libre	37	16
5	1602020048	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Monte Alegre	28	19
6	1602020029	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Nueva Esperanza	56	59
7	1602020064	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Buenos Aires	12	31
8	1602020066	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Nuevo Jerusalem	14	10
9	1602020070	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	San Marcos	14	-
10	1602020047	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Santa Clara	42	26
11	1602020060	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Nuevo Cachiyacu	35	50
12	1602020046	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Nueva Reforma	38	19
13	1602020065	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	San Lorenzo	7	44
14	1602020078	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Nueva Zaramiriza	9	14
Total						534 (357)	

() 内数字：第1ステージ対象村落数

Balsapuertoの周辺村落は、Balsapuertoから遠方に位置する村落ほど世帯数が少なく、また生活レベル等から推定される料金支払い可能額も少ないと考えられるため、開発計画を2段階で検討する。したがってBalsapuertoを含む14村落から、以下に示す考え方に基づいて第1および第2ステージの対象村落を選定した。

第1ステージ：村落のうち、Balsapuerto、近傍村落および発電所近傍村落を対象とするが、世帯数が少ない村落は対象外とする。この結果、Balsapuerto近傍3カ村(緑)と発電所近傍3カ村(黄)を対象村落とする。ただし、この基準で対象となる4カ村(赤)は世帯数が少ないことから対象外とする。

第2ステージ：第1ステージ以外の村落への配電線延長と発電機増設を行う。

2. 計画諸元

本計画は、Balsapuertoを流れるCachiyacu川の支流Buen Paso川に堰および取水口を設置し、取水口から約1.9km下流まで河川水を導水し、落差約120mを利用して80kWの発電を行うものである。本検討地点の計画諸元は、以下に示すとおりである。なお2段階の開発計画に従う場合、第1ステージでは取水量0.056m³/s、出力50kWであるが、第2ステージでは取水量0.090m³/s、出力80kWとなるため、送・配電線の延伸と水車・発電機(30kW)の増設が必要となる。

Table III-4.5.1-2 計画諸元

Catchment Area	: 26.5km ²
Name of River	: Buen Paso
Length of Canal	: 1.9km
Length of Penstock	: 145m
Intake	: E.L 425m
Tailrace	: E.L 300m
Gross Head (Effective Head)	: 125m (121.7m)
Discharge	: 0.090m ³ /s First stage: 0.056m ³ /s
Install Capacity	: 80kW First stage: 50kW

3. 電力需要

(1) 一般需要

本地点での電力需要は、以下の条件のもとに検討した。各世帯の月あたり電力需要量を15kWh/monthと想定し、これをベースとしてレストラン、店舗といった商用需要、小工業および公共街灯に関する需要を率で計上した。

このベース値は、1日あたりに換算すると、40W照明×2(6時間)、20Wラジオ×1(4時間)程度の使用量に相当する。また、今後20年間の人口増加率を1.5%/年、配電線から遠方に位置する世帯等を考慮して、配電線への接続率を80%とした。なお、当面の電力需要ピークは、夜間における照明、ラジオ(店舗などのテレビ)が想定されるため、1日あたりの設備利用率を6時間相当の25%とした。

1) 第2ステージ(全村落対象)

対象全村落に対する電力需要は、以下のとおりとした。

Table III-4.5.1-3 電力需要の推定条件

(a) 世帯数	: 534
(b) 世帯当たりの電力需要	: 15 kWh/ month
(c) 商用電力需要(レストラン、店舗他)	: 世帯総電力需要の10%
(d) 小工業用需要	: 世帯総電力需要の10%
(e) 公共街灯	: 世帯総電力需要の5%
(f) その他一般用途(公共施設)	: 世帯総電力需要の10%
(g) 予備用途	: 世帯総電力需要の15%
(h) 送配電ロス	: [(c)+(d)+(e)+(f)+(g)]の10%
(i) 人口増加率(20年間)	: 1.5%
(j) 接続率(ピーク)	: 80%
(k) 設備利用率	: 25%

上記の条件に基づき、所要発電出力を以下のように算定した。

Table III-4.5.1-4 必要出力の算定

(a) 対象世帯数 (20年後)	: $0.8 \times 534 \times (1 + 0.015)^{20} \cong 575 \text{ users}$
(b) 世帯総電力需要 (kW)	: $P = \frac{E}{t \times f_c} = \frac{15 \times 575 \times 12}{8,760 \times 0.25} = 47.3$ $E = P \times t \times f_c$ $E = \text{Energy}, t = \text{Time}, f_c = \text{charge factor}$
(c) 商用電力需要 (レストラン、店舗他) (kW)	: $P \times 0.10 = 47.3 \times 0.10 = 4.73$
(d) 小工業用需要 (kW)	: $P \times 0.10 = 47.3 \times 0.10 = 4.73$
(e) 公共街灯 (kW)	: $P \times 0.05 = 47.3 \times 0.05 = 2.37$
(f) その他一般用途 (kW)	: $P \times 0.10 = 47.3 \times 0.10 = 4.73$
(g) 予備用途 (kW)	: $P \times 0.15 = 47.3 \times 0.15 = 7.10$
(h) 小計 (kW)	: $(b) + (c) + (d) + (e) + (f) + (g) = 70.96$
(i) 送配電ロス (kW)	: $(h) \times 0.10 = 70.96 \times 0.10 = 7.10$
合計	: $(b) + (c) + (d) + (e) + (f) + (g) + (i) = 78.06 \cong \mathbf{80kW}$

2) 第1ステージ (一部村落対象)

一部村落に対する電力需要は、以下のとおりとした。

Table III-4.5.1-5 電力需要の推定条件

(a) 世帯数	: 357
(b) 世帯当たりの電力需要	: 15 kWh/ month
(c) 商用電力需要 (レストラン、店舗他)	: 世帯総電力需要の 10%
(d) 小工業用需要	: 世帯総電力需要の 10%
(e) 公共街灯	: 世帯総電力需要の 5%
(f) その他一般用途 (公共施設)	: 世帯総電力需要の 10%
(g) 予備用途	: 世帯総電力需要の 15%
(h) 送配電ロス	: $[(c) + (d) + (e) + (f) + (g)]$ の 10%
(i) 人口増加率 (20年間)	: 1.5%
(j) 接続率 (ピーク)	: 80%
(k) 設備利用率	: 25%

上記の条件に基づき、所要発電出力を以下のように算定した。

Table III-4.5.1-6 必要出力の算定

(a) 対象世帯数 (20年後)	: $0.8 \times 357 \times (1+0.015)^{20} \cong 384 \text{ users}$
(b) 世帯総電力需要 (kW)	: $P = \frac{E}{t \times f_c} = \frac{15 \times 384 \times 12}{8,760 \times 0.25} = 31.6$ $E = P \times t \times f_c$ $E = \text{Energy}, t = \text{Time}, f_c = \text{charge factor}$
(c) 商用電力需要 (レストラン、店舗他) (kW)	: $P \times 0.10 = 31.6 \times 0.10 = 3.16$
(d) 小工業用需要 (kW)	: $P \times 0.10 = 31.6 \times 0.10 = 3.16$
(e) 公共街灯 (kW)	: $P \times 0.05 = 31.6 \times 0.05 = 1.58$
(f) その他一般用途 (kW)	: $P \times 0.10 = 31.6 \times 0.10 = 3.16$
(g) B 予備用途 (kW)	: $P \times 0.15 = 31.6 \times 0.15 = 4.74$
(h) 小計 (kW)	: $(b) + (c) + (d) + (e) + (f) + (g) = 47.40$
(i) 送配電ロス (kW)	: $P \times 0.10 = 47.4 \times 0.10 = 4.74$
合 計	: $(b) + (c) + (d) + (e) + (f) + (g) + (h) = 52.14 \cong \mathbf{50kW}$

(2) 生産的需要

本検討ではYerba Buena地点と同様に、ピーク需要を夜間の一般需要と想定しているため、昼間需要には十分な余裕がある。このため Fig. III-4.5.1-1に示すように将来的な電力の生産需要、例えば、学校、病院（保健所）等の公共施設や灌漑、製粉、製材、搾乳等の農業など、各用途に応じて電力を使用することが可能である。

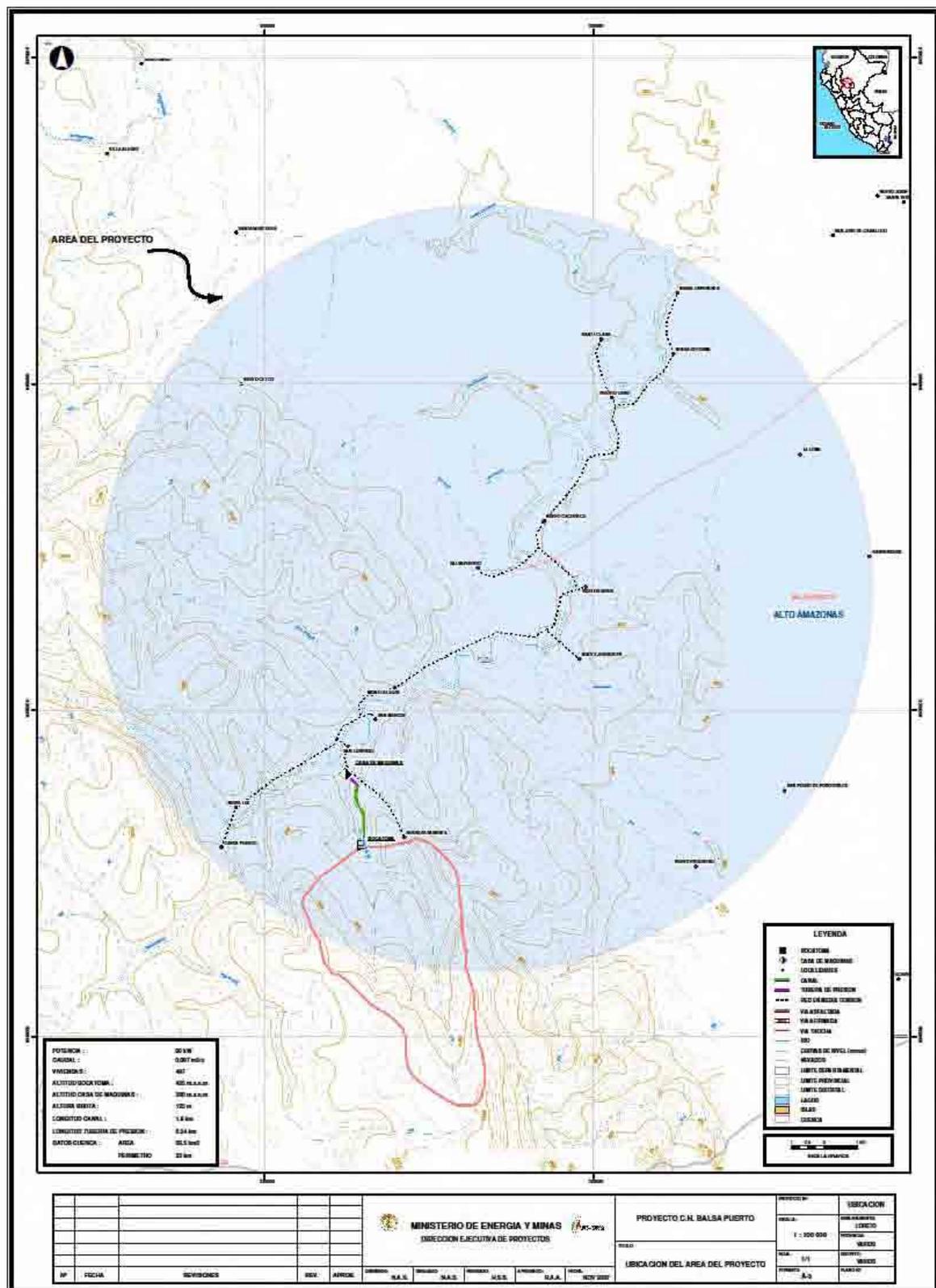


Fig. III-4.5.1-1 発電所計画位置図

4. 現地調査

(1) 周辺地形および地質

当該地域は標高 200 ~ 400m に位置しており、周囲は最大標高 1,000m 程度の山岳地域とアマゾン地域の境界に位置している。

発電所計画位置は、Balsapuertoを流れるCachiyacu川の支川であるBuen Paso川であり、発電所計画地点までは、BalaspuertoからCachiyacu川沿いのルートで 10km程度と推定される (Fig. III-4.5.1-2 参照)。Balsapuertoおよび周辺には砂質土が多く、これはCachiyacuおよび周辺河川から運搬された堆積土砂であると推定される。降雨後の地盤の泥濘状況から、砂は数 10 μ 以下のシルト分を含んでいると推定される。したがって、取水口周辺の堆砂には十分に配慮する必要がある。



Photo III-4.5.1-1 Balsapuerto 中心部



Photo III-4.5.1-2 河川状況 (Cachiyacu)



Photo III-4.5.1-3 河川状況(上流部)

(2) 現地踏査

現地調査では、発電所計画位置、周辺地形、河川流量およびアクセスルートを確認するため、Balsapuertoから計画地点までの踏査を実施した。しかしながら、踏査ルート途中で地滑りにより道が寸断されていたため、結果的に **Fig. III-4.5.1-2**に示すルート図中のImpassable Point (**Photo III-4.5.1-4**参照) までの踏査となった。したがって、今回の調査では発電所計画地点の地形条件の確認を行うことができなかった。なお、Impassable Pointまでの所要時間および距離は、2時間30分、5.3kmであった (Balsapuerto－Nuevaluz : 30分、2km、Balsapuerto－Canoapuerto : 1時間、3.6km、Balsapuerto－Impassable Point : 2時間30分、5.3km)。

道路状況は、Canoa Puerto付近まで比較的幅があり (**Photo III-4.5.1-5**参照)、緩やかなアップダウンを繰り返している。Canoa Puerto以降は、普段の通行は殆どないと思われる狭小な道が続いている (**Photo III-4.5.1-6**参照)。発電所建設時および運用開始以降、資材搬入および点検用の道路が必要となるが、特にCanoapuertoおよびBuen Paso発電所地点間の6.7kmで重点的な道路整備が必要となる。

なお、**Fig. III-4.5.1-2**に示すNueva LuzおよびCanoapuertoの位置は、本踏査においてGPSにより確認したものであるが、この位置は、DPRより提供された **Fig. III-4.5.1-1**に示されている位置と異なっている。DPRによれば、**Fig. III-4.5.1-1**はペルーにおける公式データから作成されているとのことであり、今後確認が必要である。

(3) 河川流量の簡易測定

Yerba Buena地点のレポートにも示したように、河川流量の把握は、水力発電所の計画において最も重要な要因の一つである。今回の現地調査では、河川流量の把握が目的の一つであったが、上記のように計画地点までのアクセスが不可能であったことから、**Fig. III-4.5.1-2**に示す支川 (Flow Measuring Point) において流量測定を実施し、流域面積比によって対象河川の流量を推定することを試みた。

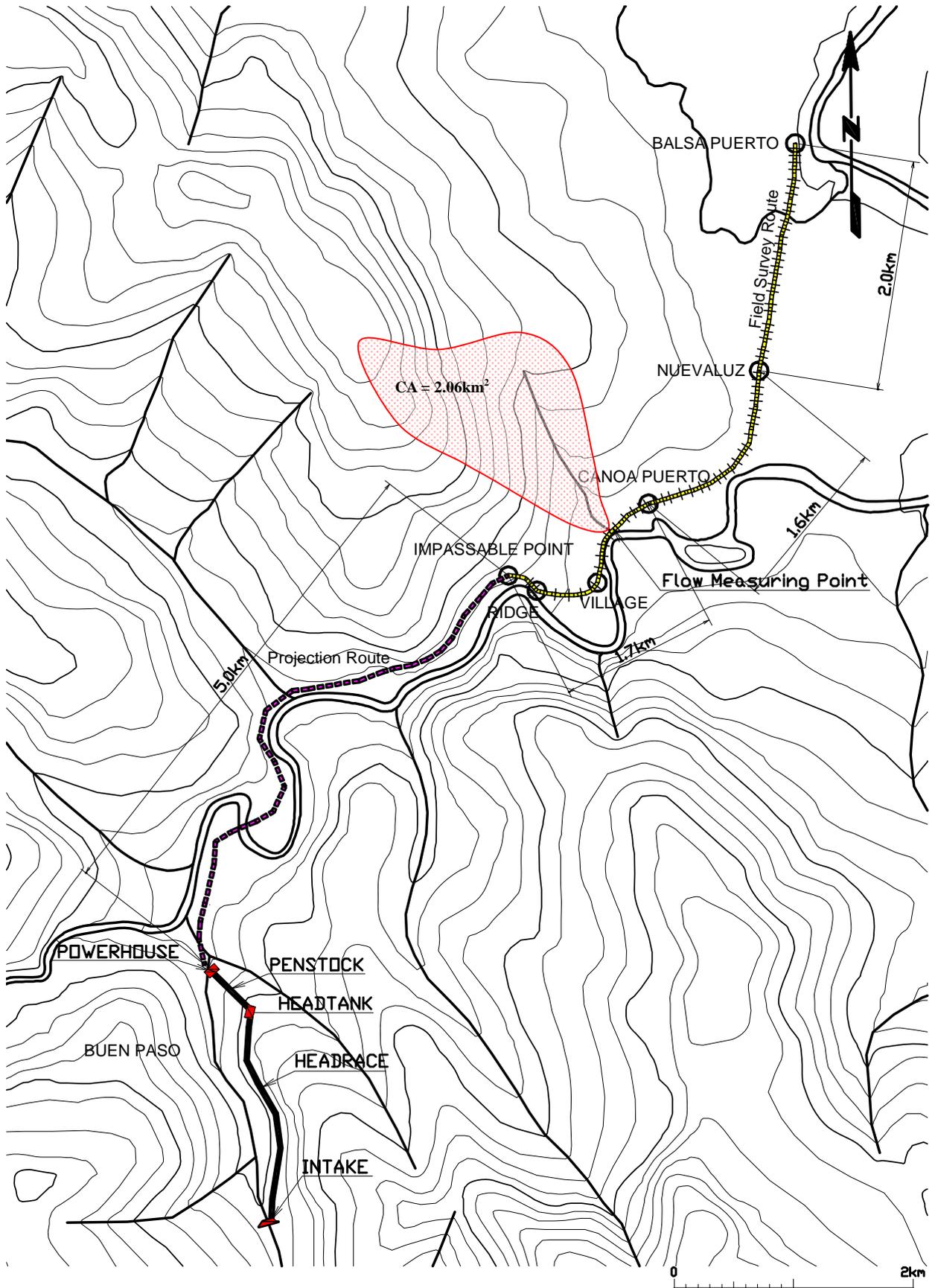


Fig. III-4.5.1-2 踏査ルート図



Photo III-4.5.1-4 調査ルート上の土砂崩れ



Photo III-4.5.1-5 Canoapuerto 付近道路状況



Photo III-4.5.1-6 Canoapuerto 以降の道路状況

測定結果を以下に示す。流速測定を実施した河川とBuen Paso地点は近接しており、降雨、植生および地質状況等は類似している。したがって、それぞれの流域面積 2.06km^2 (Fig. III-4.5.1-2参照) および 26.5km^2 から求められる流域面積比からBuen Paso地点の流量を推定する方法を適用すると推定流量は $1.70\text{m}^3/\text{s}$ となった。しかしながら流域面積比による流量推定では、一般的に以下の数値範囲が適用される場合が多いため、推定された流量は参考値とする。

$$0.5 < (\text{計画地点流域面積} / \text{流量測定河川の流域面積}) < 2$$

なお、流量測定の実施状況を Photo III-4.5.1-7および Photo III-4.5.1-8に示す。

[Balsapuerto 地点] (河川横断および流速測定結果)																													
位置	S $05^{\circ} 51' 47.4''$ W $076^{\circ} 34' 24.8''$ (標高=201m)																												
流速測定 (1回目)	$V_1 = 5\text{m}/19.28\text{sec} = 0.259\text{m}/\text{sec}$																												
流速測定 (2回目)	$V_2 = 5\text{m}/20.21\text{sec} = 0.247\text{m}/\text{sec}$																												
流速測定 (3回目)	$V_3 = 5\text{m}/16.31\text{sec} = 0.307\text{m}/\text{sec}$																												
流速測定 (4回目)	$V_4 = 5\text{m}/13.91\text{sec} = 0.359\text{m}/\text{sec}$																												
流速測定 (5回目)	$V_5 = 5\text{m}/22.56\text{sec} = 0.221\text{m}/\text{sec}$																												
流速測定 (6回目)	$V_6 = 5\text{m}/21.69\text{sec} = 0.231\text{m}/\text{sec}$																												
平均流速	$V = 0.271\text{m}/\text{sec}$																												
測定河川断面	Measurement result (unit:m) <table border="1"> <thead> <tr> <th>Distance</th> <th>0</th> <th>0.5</th> <th>1</th> <th>1.5</th> <th>2</th> <th>2.5</th> <th>3</th> <th>3.5</th> <th>4</th> <th>4.5</th> <th>5</th> <th>5.5</th> <th>5.8</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Depth</td> <td>0</td> <td>0.15</td> <td>0.1</td> <td>0.12</td> <td>0.16</td> <td>0.13</td> <td>0.1</td> <td>0.08</td> <td>0.15</td> <td>0.15</td> <td>0.15</td> <td>0.08</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table> Average Depth = 0.105m $A = 5.8 \times 0.105 = 0.611\text{m}^2$	Distance	0	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	5.8	Depth	0	0.15	0.1	0.12	0.16	0.13	0.1	0.08	0.15	0.15	0.15	0.08	0
Distance	0	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	5.8																
Depth	0	0.15	0.1	0.12	0.16	0.13	0.1	0.08	0.15	0.15	0.15	0.08	0																
換算流量	$Q = A \times V = 0.611 \times 0.271 \times 0.8 = 0.132 \text{m}^3/\text{s}$																												



Photo III-4.5.1-7 流量測定実施状況



Photo III-4.5.1-8 同上

5. 土木設備設計

(1) 設計条件

〈使用可能水量の推定〉

1) 現地調査結果

河川流量の現地簡易測定結果から、河川流量は、**Table III-4.5.1-7**のように推定される。

Table III-4.5.1-7 推定流量

(a) 測定実施河川の河川流量	: 0.132 m ³ /s
(b) 測定実施河川の流域面積	: 2.06 km ²
(c) Buen Paso の流域面積	: 26.5 km ²
(d) Buen Paso の推定河川流量	: (a)×(b) / (c) = 0.132 × 26.5 / 2.06 = 1.7 m³/s

なお、Yerba Buena 地点と同様に最終的に河川流量を特定するためには、引き続きの調査やデータ収集を実施することが必要である。

2) 水文解析

現地調査に加え、年間の月平均雨量および気温データから本地点の流量を解析的手法により検討した。雨量および気温データは、既存データ (SENAMHI) のうち、本地点に最も近い Balsapuerto および Yurimaguas のデータを使用した。また、データ期間は、至近年でかつ入手可能なデータとして、雨量は 1964 ~ 1973 年の 10 年間、気温については 1964 ~ 1994 年のうちの 11 年間を使用した。**Fig. III-4.5.1-3** および **Table III-4.5.1-8** は、月平均降雨量と月平均気温を示したものである。このことから、この地域における乾季は 5 月から 9 月までと推定される。また 1 年間の平均気温の変化は 1 ~ 2℃ であり、年間を通じた差は大きくない。年間平均総雨量は約 3,200mm である。

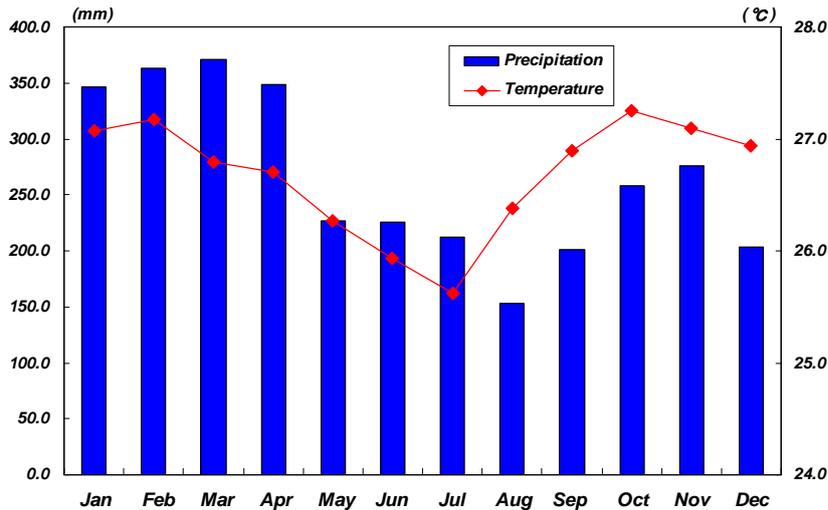


Fig. III-4.5.1-3 月平均雨量および気温 (Balsapuerto/Yurimaguas)

Table III-4.5.1-8 月平均雨量および気温 (Balsapuerto /Yurimaguas)

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1964	N/A	N/A	316.7	364.0	250.0	N/A	N/A	221.0	156.0	334.6	373.0	244.0
1965	133.0	212.0	97.0	44.0	111.0	162.0	210.0	168.0	160.0	433.0	359.0	56.0
1966	N/A	47.5	N/A	184.0	194.0	36.0	100.0	20.0	6.1	174.0	366.2	238.4
1967	112.0	427.5	114.9	252.2	189.6	261.4	117.5	93.0	64.8	235.9	255.6	361.8
1968	289.2	454.5	217.4	185.6	102.6	72.3	56.4	105.7	302.4	250.0	142.0	85.5
1969	279.9	217.0	N/A	282.0	74.2	156.0	195.0	150.7	289.0	277.3	197.0	170.2
1970	425.5	313.0	591.0	613.0	576.0	491.0	190.0	67.0	214.0	332.0	201.0	N/A
1971	583.0	694.0	642.0	738.0	410.0	448.0	434.3	247.6	277.3	211.8	383.9	327.4
1972	643.9	356.0	581.9	219.0	172.0	228.0	264.0	226.7	169.3	70.0	203.1	146.1
1973	304.7	547.1	402.8	600.0	189.0	180.4	341.5	236.0	366.8	N/A	N/A	N/A
Average	346.4	363.2	370.5	348.2	226.8	226.1	212.1	153.6	200.6	257.6	275.6	203.7

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1964	33.2	33.1	31.4	31.4	30.0	30.0	30.4	31.8	32.3	32.0	32.1	32.6
	22.6	23.0	22.3	21.9	21.5	20.9	19.8	20.6	21.3	22.2	21.7	21.2
1965	32.6	32.9	31.2	31.1	30.4	29.4	30.1	32.1	31.4	32.5	30.9	31.7
	21.7	21.4	21.6	21.3	21.3	21.1	20.6	20.1	21.7	22.2	22.0	21.8
1966	31.7	32.4	31.9	31.3	30.3	31.4	29.8	31.1	32.0	32.2	31.2	30.9
	22.3	22.1	21.8	22.0	21.2	20.1	20.1	20.3	20.9	22.0	22.2	22.0
1967	31.5	30.6	30.5	30.6	30.6	30.2	30.5	31.7	34.0	32.5	31.9	32.3
	21.9	22.1	21.8	21.2	21.7	20.9	20.7	21.1	21.2	22.0	22.3	22.0
1968	31.4	32.2	30.9	31.3	30.7	31.0	31.1	31.8	31.4	33.4	33.8	32.7
	21.8	22.3	21.6	21.7	20.7	21.2	21.3	21.4	21.8	22.4	22.4	22.3
1969	34.1	33.6	33.0	33.6	32.0	31.9	31.8	31.5	32.8	31.8	31.6	32.1
	22.5	22.6	22.9	23.0	22.6	21.8	20.2	21.4	22.3	21.7	22.3	22.8
1970	32.2	32.6	31.8	31.2	31.7	31.0	30.5	33.0	32.4	32.9	32.5	31.4
	22.6	22.7	22.5	22.6	22.0	21.6	20.4	21.0	21.6	22.4	22.5	22.4
1971	31.0	30.2	30.6	30.5	30.7	30.0	31.1	31.6	32.3	31.2	32.1	31.2
	22.2	21.9	22.2	21.8	21.5	21.5	21.1	20.9	21.7	21.8	21.9	21.9
1972	30.7	31.6	30.6	31.0	31.2	30.6	31.0	31.4	31.3	32.5	31.8	31.5
	21.9	22.2	22.5	22.2	22.5	21.5	21.1	21.5	22.0	22.6	22.9	23.0
1973	30.8	31.2	31.6	31.3	30.6	30.6	29.4	31.7	32.2	32.2	31.2	31.2
	23.0	23.0	23.1	23.0	22.1	22.1	21.7	21.7	21.7	22.7	22.6	21.9
1994	32.1	30.5	31.2	31.4	31.7	30.9	31.8	32.7	32.4	32.9	32.9	31.9
	23.1	22.0	21.0	22.0	21.6	20.9	21.4	20.6	21.6	22.2	21.6	21.6
Average¹	27.6	26.2	26.1	26.7	26.7	25.9	26.6	26.7	27.0	27.5	27.2	26.8
Average²	27.1	27.2	26.8	26.7	26.3	25.9	25.6	26.4	26.9	27.2	27.1	26.9

*Upper stand: Maximum temperature in each year

*Lower stand: Minimum temperature in each year

*1 Average of 1994

*2 Average from 1964 to 1973

検討は、Yerba Buenaと同様の方法で実施したが、Yerba Buena地点との相違点としてBlaney - Criddle式における“植生等の月別消費係数”は、標準（0.6）を用いた。本計画地点の流量推定を実施した結果を Table III-4.5.1-9および Table III-4.5.1-10に示す。

Table III-4.5.1-9 可能蒸発散量の推定結果

Month	(1) ^{*1} Temperature °C	(2) ^{*2} P (%)	(3) BlaneyCriddle (mm)	(4) Precipitation (mm)	(5) ^{*3} Actual evaporation (mm)
Jan	27.1	8.75	143.52	346.4	143.5
Feb	27.2	7.83	128.64	363.2	128.6
Mar	26.8	8.51	138.62	370.5	138.6
Apr	26.7	8.12	131.99	348.2	132.0
May	26.3	8.27	133.20	226.8	133.2
Jun	25.9	7.96	127.15	226.1	127.1
Jul	25.6	8.16	129.50	212.1	129.5
Aug	26.4	8.25	133.15	153.6	133.2
Sep	26.9	8.18	133.65	200.6	133.6
Oct	27.2	8.61	141.69	257.6	141.7
Nov	27.1	8.43	138.24	275.6	138.2
Dec	26.9	8.79	143.74	203.7	143.7

*1 Average value

*2 The monthly rate regarding time of possible exposure to sunlight for the year

*3 Minimum value between (3) and (4)

Table III-4.5.1-10 流量の推定結果

Month	(6) Run-off (mm) (4)-(5)	(7) Direct run-off (mm) (6)×0.75	(8) Base run-off (mm) A ₁	(9) Monthly run-off (mm) (7)+(8)	(10) Avg. monthly run-off (m ³ /s) A ₂
Jan	202.9	152.2	47.7	199.9	1.978
Feb	234.5	175.9	43.1	219.0	2.399
Mar	231.8	173.9	47.7	221.6	2.193
Apr	216.2	162.1	46.2	208.3	2.130
May	93.6	70.2	47.7	118.0	1.167
Jun	99.0	74.2	46.2	120.4	1.231
Jul	82.6	61.9	47.7	109.7	1.085
Aug	20.4	15.3	47.7	63.1	0.624
Sep	66.9	50.2	46.2	96.4	0.985
Oct	115.9	87.0	47.7	134.7	1.333
Nov	137.4	103.1	46.2	149.3	1.526
Dec	59.9	45.0	47.7	92.7	0.917

Table III-4.5.1-10の結果から、乾季に相当する5月から9月の月平均流量は1.02m³/sとなった。また、同じく Table III-4.5.1-10結果から10月の平均流量は1.33m³/sであり、現地調査で実施した流量測定結果から得られたBuen Pasoの推定流量1.70m³/sとオーダーは一致した。

観測データによれば、Balsapuerto地点の乾季平均流量は、Yerba Buena地点の約5倍となったが、Balsapuerto地点の乾季平均雨量は約1,000mmであり、Yerba Buena地点の約140mmの約7倍となっている。したがって、両地点の植生・地質の違いによる流出特性の相違を考慮すれば、Table III-4.5.1-10の結果は、概ね妥当と判断される。

3) 損失落差

損失は、設備毎に Table III-4.5.1-11のように推定した。

すなわち、水路、水圧管路および放水路については、摩擦損失を距離に応じて計上し、取水口、沈砂池および水車等の出入口損失を計上した。

Table III-4.5.1-11 損失水頭

<i>Facilities</i>	<i>Loss</i>
(1) <i>Headrace</i>	$1,900 \times 1/1,000 = 1.9 \text{ m}$
(2) <i>Intake, Settling Basin, Inlet Loss, Outlet Loss</i>	0.05 m
(3) <i>Penstock</i>	$177\text{m} \times 1/200 = 0.885 \text{ m}$
(4) <i>Tailrace</i>	$2\text{m} \times 1/1,000 = 0.002 \text{ m}$
(5) <i>Others (Inlet of Turbine)</i>	0.6 m
(6) <i>Total Loss</i>	3.4 m

4) 使用水量

上記の Table III-4.5.1-11において求めた損失水頭から Table III-4.5.1-12に示すように有効落差を求めた。取水口および放水口標高は、地形図から求めた数値とした。

Table III-4.5.1-12 有効落差

(7) <i>Intak water level</i>	E.L 425 m
(8) <i>Tailrace water level</i>	E.L 300 m
(9) <i>Total Head</i>	$(7) - (8) = 125 \text{ m}$
(10) <i>Effective Heaed</i>	$(7) - (8) - (6) = \mathbf{121.6 \text{ m}}$

また、水車・発電機の合成効率を75%として、発電に必要な使用水量を求めた。その結果を Table III-4.5.1-13に示す。使用水量は乾季の平均流量 $1.02\text{m}^3/\text{s}$ よりも少ない $0.090\text{m}^3/\text{s}$ となり、発電使用水量は十分確保される。なお第1および第2ステージの2段階開発計画に従う

場合、第1ステージの出力50kWに必要な流量は0.056m³/sとなる。

Table III-4.5.1-13 使用水量

Install Capacity (P)	80 kW
Efficiency of generator and turbine (η)	75 %
Necessary discharge (Q)	$Q = P / 9.8 \times H \times \eta = 0.090 \text{ m}^3/\text{s}$

(2) 土木設備概略設計

土木構造物の概略設計における検討内容は、以下に示すとおりである。なお、現地調査において計画地点の詳細地形について確認ができなかったことから、一部推定に基づいて検討を行った。したがって今後、詳細地形等を確認する必要がある。Fig. III-4.5.1-4 ~ Fig. III-4.5.1-7に概略図面を示す。

1) 取水堰

- 取水口地点は、河床の安定した地点を選定し、河幅が出来るだけ狭い地点を選定する。地元住民からの聞き取りにより、川幅を11m前後と仮定した（Yerba Buena地点と同程度）。
- 取水堰の高さは、取水口の必要水深を確保するために約50cmと仮定した。
- 河道形状を以下のように仮定した場合、洪水位は同様に以下のように推定される。

【設計洪水量の推定】 by Creager Curves

$$Q_f = q \times A$$

$$q = a \times A^{(A^{\gamma-0.05})-1}$$

ここに、

Q_f : 設計洪水流量 (m³/s)

q : 比流量 (m³/s/km²)

a : 地域係数 (Table III-3.5.1-17参照)

A : 流域面積 (=26.5 km²)

ゆえに、

$$q = a \times A^{(A^{\gamma-0.05})-1} = 51.19 \text{ m}^3/\text{s}/\text{km}^2$$

$$Q_f = q \times A = 1,356.54 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$q = a \times A^{(A^{(-0.05)} - 1)} = 51.19 \text{ m}^3/\text{s}/\text{km}^2$$

$$Q_f = q \times A = 1,356.54 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$V = \frac{1}{n} \times R^{\frac{2}{3}} \times I^{\frac{1}{2}} \quad , Q = AV$$

$$I = 0.14, n = 0.03, L_\theta = 30^\circ, R_\theta = 30^\circ$$

$$h = 3.79 \text{ m (more)}$$

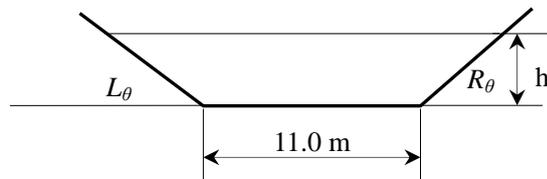


Table III-4.5.1-14 年間降雨量と地域係数

Region	H	T	Ka	Ki	S
Region coefficient (a)	17	34	48	41	84
Precipitation/year (mm)	1,080	1,360	1,710	1,440	2,280

2) 取水口

- 取水口は、取水堰の直上流左岸に設置し、流入量調整用のゲートおよび塵芥流入防止のためスクリーンを設置する。
- 流入流速は、1m/s 以下となるよう取水口幅を 1.00m とした。

3) 沈砂池

- 本地点周辺は砂質土が多く、堆砂が懸念されるため取水口下流側に沈砂池を設置する。
- 沈砂池内の平均流速は 0.2m/s 以下、水深 1.0m として沈砂池の長さを決定する。なお、沈砂池末端に排砂設備を設置する。

4) 導水路

- 導水路は周辺地盤が砂質土であることを勘案し、PVC 管の埋設方式とする。
- 導水路延長は約 1,900m とする。

5) 水槽

- 水圧管路入口に水槽を設置する。
- 水槽容量は、最大使用水量を 1 分程度補給できる容量を確保する。
- 水槽入口にゲートは設置せず、発電所側の水圧管路末端に入口弁を設置する。
- 水槽側部に自由越流式の余水吐を設ける。
- 水槽内に流入した土砂を排除するための排砂ゲートを設置する。

6) 水圧管路

- 本地点の落差は約 120m となるため、水圧管路は経済性を考慮して Steel および PVC を併用する。

- 水圧管路延長は、L=177m（Steel 区間 20m、PVC157m）とし、PVC については埋設式とする。
- 管内の最大流速は原則として 3.5m/s 以下とする。（本地点の水圧管路は ϕ 30cm とした。）
- なお PVC 管を採用する場合、管内負圧を防止のためエアベント等が必要になる場合がある。

7) 発電所

- 発電所内スペースは、機器の分解・点検が可能なスペースを確保する。
- 土砂流入および転石等による損傷を防ぐ構造とするため、基礎部分についてはコンクリート、建屋部分については木造構造を採用する。
- なお、電気機器の据付・メンテナンス用として機器重量に応じた吊上げ装置が必要となる。

8) 放水路・放水口

- 放水路は、発電所と河川が近いと仮定し省略する。
- 放水口は、河川形状および流向を考慮した配置とする。

9) その他（アクセス道路）

- **Fig. III-4.5.1-2**に示すルートに従う場合、資材運搬およびメンテナンスに必要なアクセス道路の必要距離および内容は **Table III-4.5.1-15**に示すとおりである。

Table III-4.5.1-15 アクセス道路

	Location	Distance (km)	Remarks
Access Road (1)	Balsapuerto - Canoapuerto	$2.0 + 1.6 = 3.6$ km	Repairing work for existing road
Access Road (2)	Canoapuerto - Powerhouse	$5.0 + 1.7 = 6.7$ km	Construction of road (3.0 m Width)
Access Road (3)	Powerhouse - Intake Site	$2.0 \times 2 = 4.0$ km	Construction of footpath (1.0 m Width)

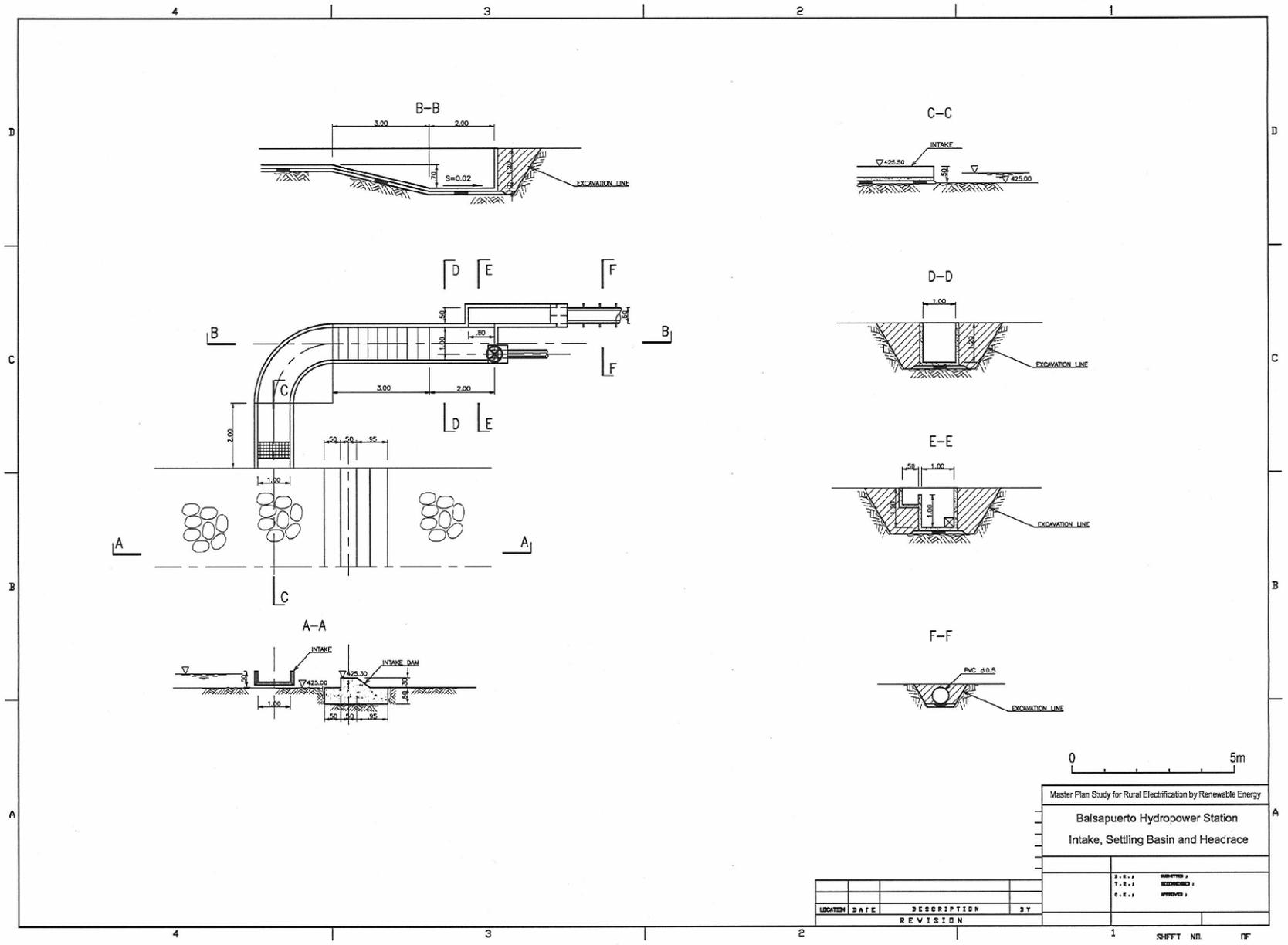


Fig. III-4.5.1-5 取水口、沈砂池および導水路概要図

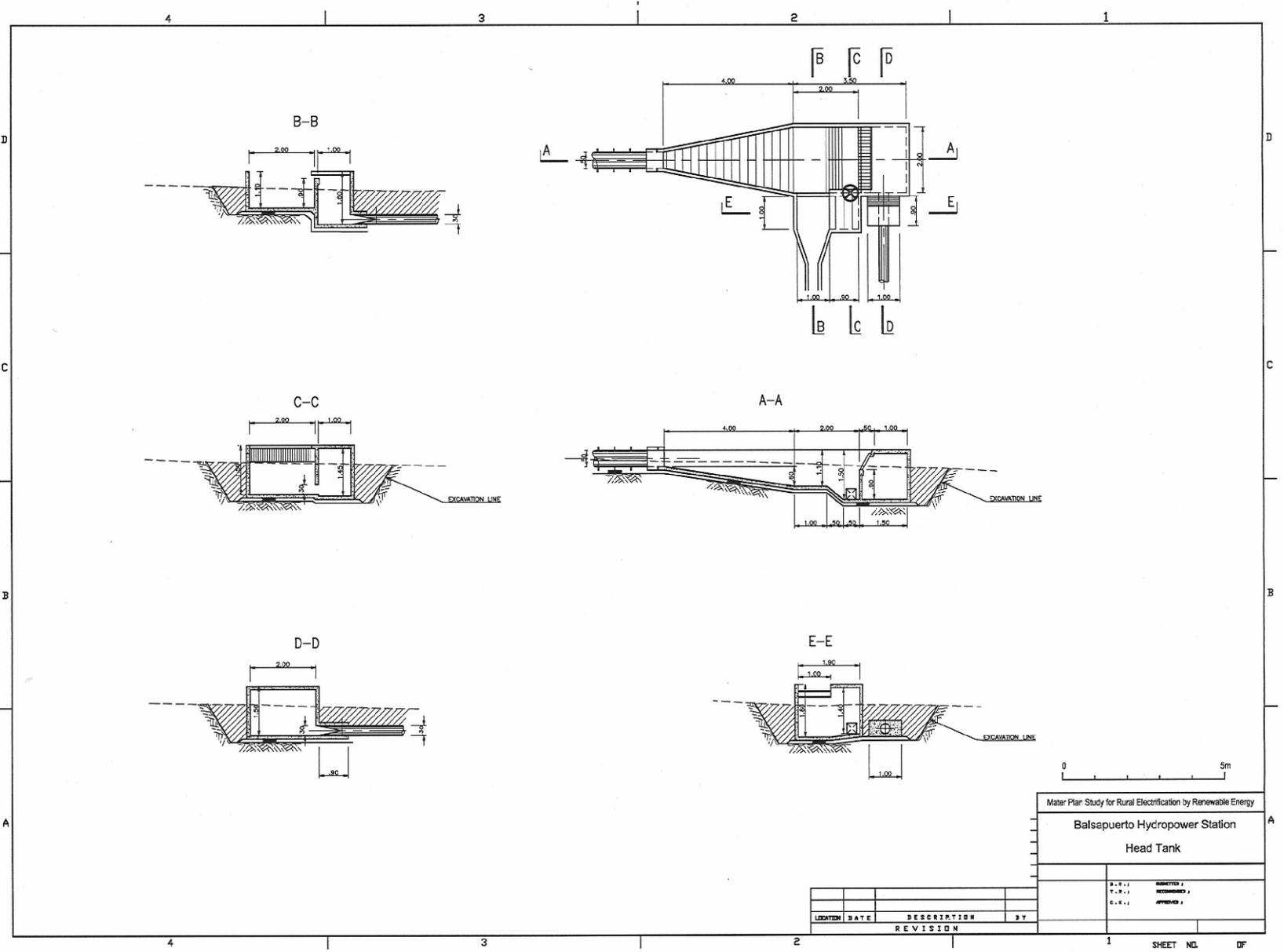


Fig. III-4.5.1-6 水槽概要図

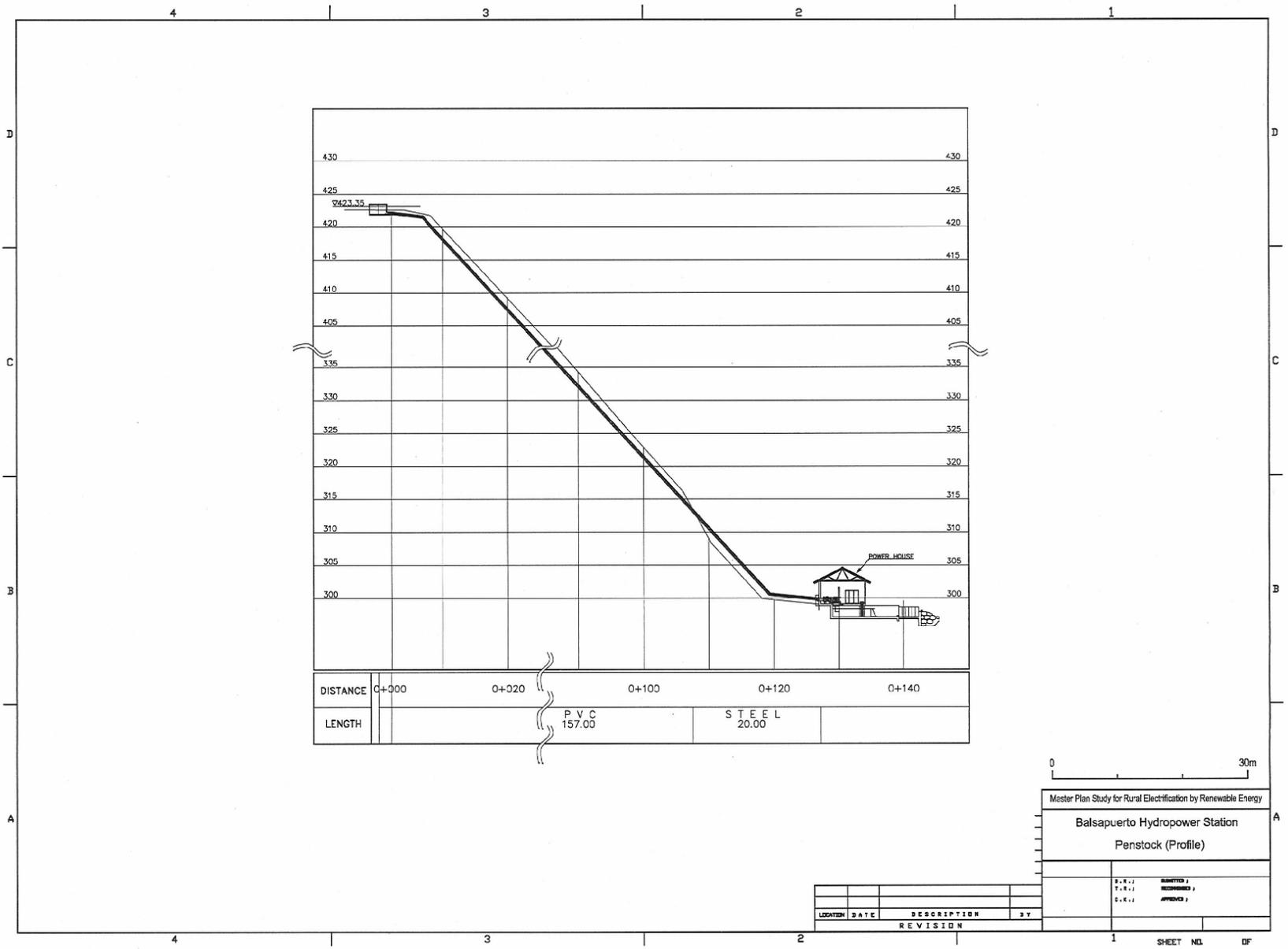


Fig. III-4.5.1-7 水圧管路概要図(縦断面)

6. 電気設備設計

(1) 水車型式の選定

水車型式については、有効落差・水量を基に適用可能なものを水車選定図から選定する。

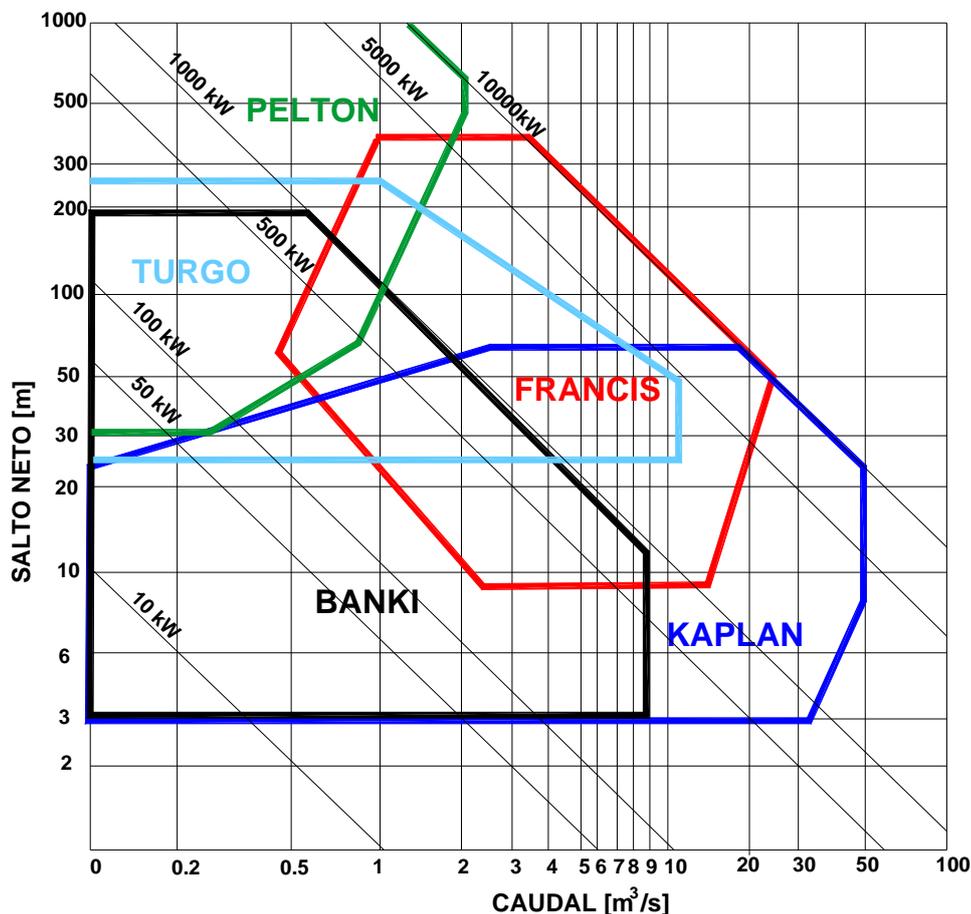


Fig. III-4.5.1-8 水車選定図

< Balsapuerto >

- 有効落差 121.7(m)、水量 0.09(m³/s) より、BANKI、TURGO、PELTON の 3 型式が選定できる。
- BANKI 水車は、TURGO 水車や PELTON 水車に比べて、簡易な構造であり、運転保守が容易であり変流量に対する効率も比較的良いなどの特徴がある。
- 以上より、本水力発電所については、『BANKI 水車』を選定するのが望ましい。

(2) 送配電設備

本地点 (Balsapuerto) では、14 村落、534 世帯が対象となる。

Table III-4.5.1-16 未電化対象村落リスト

	LOCALIDAD	VIVIENDAS
1	BALSAPUERTO	140
2	CANOA PUERTO	66
3	NUEVA LUZ	26
4	PUERTO LIBRE	16
5	MONTE ALEGRE	19
6	NUEVA ESPERANZA	59
7	BUENOS AIRES	31
8	NUEVO JERUSALEN	10
9	SAN MARCOS	14
10	SANTA CLARA	26
11	NUEVO CACHIYACU	50
12	NUEVA REFORMA	19
13	SAN LORENZO	44
14	NUEVA ZARAMIRIZA	14
Total		534

次に、本地点の配電線計画図および配電線互長を示す。

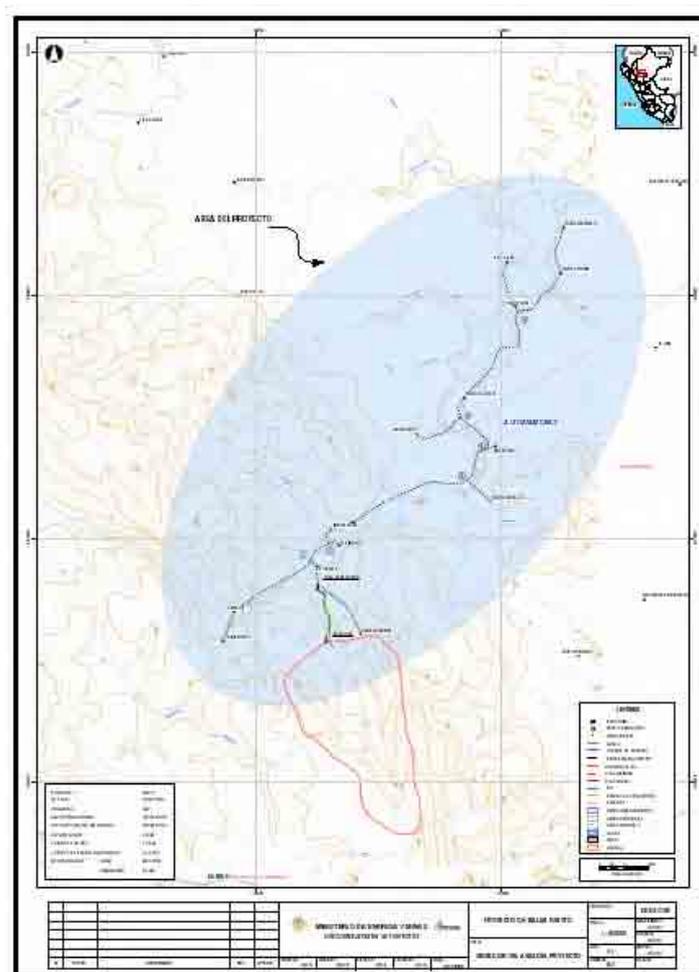


Fig. III-4.5.1-9 Balsapuerto 計画図

Table III-4.5.1-17 配電線亘長 (I期工事)

From	To	Length of Primary Lines
CASA DE MAQUINAS	SAN LORENZO	0.77
SAN LORENZO	Branch①	0.42
Branch①	NUEVA LUZ	3.74
NUEVA LUZ	CANOA PUERTO	1.30
Sub Total		6.23
Branch①	Branch②	1.05
Branch②	MONTE ALEGRE	1.65
MONTE ALEGRE	Branch③	5.12
Branch③	Branch④	1.73
Branch④	BUENOS AIRES	0.29
Branch④	Branch⑤	1.79
Branch⑤	BALSAPUERTO	2.24
Branch⑤	NUEVO CACHIYACU	0.89
NUEVO CACHIYACU	Branch⑥	4.73
Sub Total		19.49
Total		25.72

Table III-4.5.1-18 配電線亘長 (II期工事)

From	To	Length of Primary Lines
CASA DE MAQUINAS	NUEVA ZARAMIRIZA	2.92
Sub Total		2.92
Branch②	SAN MARCOS	0.58
Branch③	NUEVO JERUSALEN	1.35
Branch⑥	PUERTO LIBRE	0.26
PUERTO LIBRE	SANTA CLARA	1.94
Branch⑥	NUEVA REFORMA	2.55
NUEVA REFORMA	NUEVA ESPERANZA	1.96
Sub Total		8.64
Total		11.56

III-4.5.2 積算

1. 発電所

以上の検討に基づき、発電所の概算建設費用を算出した。数量および費用算定は、日本において一般的に用いられるガイドマニュアルに従った (Guide Manual for Development Aid Programs and Study, New Energy Foundation 1996)。詳細を **Appendix** に示す。

Table III-4.5.2-1 Balsapuerto 発電所建設費 (PVC 採用の場合)

I. Summary of Construction Cost for Balsapuerto Power Station

Unit: US\$

<i>Work Item</i>	<i>Construction Cost</i>	<i>Remarks</i>
1. Preliminary Works	123,973	
(1) Service Road	65,597	
(2) Facilities for Construction Office	4,199	Cost of Civil Works x 0.05
(3) Transportation cost	54,177	Tarapoto to the site, 410ton x \$132/ton
2. Cost for Environmental Mesures	839	Cost of Civil Works x 0.01
3. Civil Works	83,995	
(1) Weir	3,248	
(2) Intake	4,919	
(3) Settling Basin	3,811	
(4) Headrace	28,563	
(5) Head Tank	9,109	
(6) Penstock & Spillway Channel	19,551	
(7) Power House	12,483	
(8) Outlet	2,311	
(9) Miscellaneous Work	0	
4. Hydraulic Equipment	150,000	
(1) Gate & Screen	3,158	
(2) Penstock	1,751	
(3) PVC (φ630)	113,373	
(4) PVC (φ315)	6,816	
(5) Others	24,902	
5. Electrical Equipment	33,000	
6. Direct Cost	391,807	1.+2.+3.+4.+5.
7. Engineering Cost	39,181	6. x 0.1: Detailed Design and Supervision
8. Contingent Budget	39,012	6. x 0.100
9. IGV	89,300	19.00%
10. Total Cost	559,300	

なお、Table III-4.5.2-2に導水路をOpen channelとした場合の建設費を示した。導水路にPVC埋設管を採用した場合と比較し、Open channel（簡易水路）とした場合は、建設費が約 17%削減可能と考えられる。

Table III-4.5.2-2 Balsapuerto 発電所建設費 (Open channel 採用の場合)

I. Summary of Construction Cost for Balsapuerto Power Station

Unit: US\$

<i>Work Item</i>	<i>Construction Cost</i>	<i>Remarks</i>
1. Preliminary Works	178,799	
(1) Service Road	65,597	
(2) Facilities for Construction Office	5,028	Cost of Civil Works x 0.05
(3) Transportation cost	108,174	Tarapoto to the site, 410ton x \$132/ton
2. Cost for Environmental Mesures	1,005	Cost of Civil Works x 0.01
3. Civil Works	100,561	
(1) Weir	3,248	
(2) Intake	4,919	
(3) Settling Basin	3,811	
(4) Headrace	45,129	
(5) Head Tank	9,109	
(6) Penstock & Spillway Channel	19,551	
(7) Power House	12,483	
(8) Outlet	2,311	
(9) Miscellaneous Work	0	
4. Hydraulic Equipment	14,000	
(1) Gate & Screen	3,158	
(2) Penstock	1,751	
(3) PVC (φ630)	0	
(4) PVC (φ315)	6,816	
(5) Others	2,275	
5. Electrical Equipment	33,000	
6. Direct Cost	327,365	1.+2.+3.+4.+5.
7. Engineering Cost	32,737	6. x 0.1: Detailed Design and Supervision
8. Contingent Budget	31,899	6. x 0.097
9. IGV	74,480	19.00%
10. Total Cost	466,480	

2. 送配電設備

本地点については、DPR より入手した近郊の配電線単価をもとに配電線工事費を検討する。

Table III-4.5.2-3 配電線工事費

	Cost
Linea Primaria	8,100 (US\$/km)
Redes Primarias	140 (US\$/User)
Redes Secundarias	260 (US\$/User)

各工事費（I期）は

Linea Primaria 工事費 : $8,100 \text{ (US$/km)} \times 25.72 \text{ (km)} = 208,332 \text{ (US\$)}$

Redes Primarias 工事費 : $140 \text{ (US$/User)} \times 357 \text{ (User)} = 49,980 \text{ (US\$)}$

Redes Secundarias 工事費 : $260 \text{ (US$/User)} \times 357 \text{ (User)} = 92,820 \text{ (US\$)}$

となり、配電線工事費（I期）は、351,132 (US\$)となる。

次に、各工事費（II期）は

Linea Primaria 工事費 : $8,100 \text{ (US$/km)} \times 11.56 \text{ (km)} = 93,636 \text{ (US\$)}$

Redes Primarias 工事費 : $140 \text{ (US$/User)} \times 177 \text{ (User)} = 24,780 \text{ (US\$)}$

Redes Secundarias 工事費 : $260 \text{ (US$/User)} \times 177 \text{ (User)} = 46,020 \text{ (US\$)}$

となり、配電線工事費（II期）は、164,436 (US\$)となる。

以上より、配電線工事費（合計）は、515,568 (US\$)となる。

III-4.6 建設/OM/経営組織・運営費積算

発電規模が100kW以下と小さいことから、建設作業は村人が行う。大学やNGO等の施工監理の元に、村人のイニシアティブにより実施する。こうすることで、構造を村人が理解することができる。ただし、500kWをこえるようなものになると、コントラクターを雇用して建設する必要がある。

OMおよび経営は企業化された組織が行うこのマイクロ企業は登録される。

村の住民から公募して候補者を選択する。マイクロ企業の収入は少ないことから、原則として二人、マネジメント兼営業担当一人、技術担当一人が基本的な構成員とする。⁵但し、メンバー選定前に10名程度の運営と経営を希望する者を村から募り、彼ら全員に対して同じトレーニングを実施する。こうすることで、バックアップ要員を確保することができ、選定された二人が運営を継続できなく際には補完することが可能となる。

トレーニングは基本的に現地で行う。最初は住民啓発を行い、後に候補者に対して、土木工事、機器設備、配電線網に関して各々2回、操業運営に関して3回行う。操業後半年以内にフォローアップ研修を企業を行う。企業運営者に対して行われる。また持続可能性を確固たるものにするために、研修指導者による案件監理も操業後少なくとも3回は実施される。

⁵ 企業のサービス範囲、あるいは売上が小額である場合、営業マネジメント面および技術面の両方を請け負うシングルオペレーター方式もあり得る。

コーポレートガバナンスを確保するために、企業は収入や収支などの会計を記録する。ユーザーによる組合を結成し、マイクロ企業はその活動を記録を基に定期的に組合に報告する義務を負う。利用者に開かれた企業として位置づけると同時に、利用者の動向を相互に確認することが可能となる。何故なら企業が持続可能となるのは、利用者の衡平な参加と責任の負担によるからである。

設備所有者と公的サービスを行うための契約をマイクロ企業は締結する。いわゆるコンセッション契約である。また、利用者との間においても、サービスに関する契約を締結する。こうすることで、企業の義務と権利を確保すると同時に、利用者の義務と権利を確保する。

費用は以下のとおりである。但し発電に必要な機器やパーツ代は除く。

初期投資費用	: 500 ドル
プロジェクト支援費用	: 30,000 ドル
年間運営費用	: 1,000 N.Soles

III-4.7 経済財務評価

III-4.7.1 評価手法

基本的にペルー経済財務省の公共投資システム（SNIP）の定める手法に従って評価を行うこととする。SNIP の定める手法を以下に示す。ここでは財務評価を「経済性分析」、経済評価を「社会分析」と呼ぶ。

1. 経済性分析

経済性分析においては市場価格を用いて、費用と便益を推定し、どの程度の純便益が期待されるのかを計算する。

- 市場価格による費用見積
- 資本費のキャッシュフロー作成
- O&M 費のキャッシュフロー作成
- Without project との比較における追加費用算定
- 市場価格による便益見積
- Without project との比較における追加便益算定
- 純便益算定（NPV 算出）

2. 社会分析

社会分析においては、税金や補助金等の経済政策により歪められた要素を排除した社会価格を用いて、費用と便益を推定し、どの程度の純便益が期待されるのかを計算する。

- 社会価格による費用見積
- 資本費のキャッシュフロー作成
- O&M 費のキャッシュフロー作成
- Without project との比較における追加費用算定

- 社会価格による便益見積もり
- Without project との比較における追加便益算定
- 純便益算定 (SNPV 算出)

3. 感度分析

感度分析では投資額、電気料金単価、便益等の重要なインプット項目が変動した場合に、プロジェクトにどの程度の影響を与えるのかをみる。

III-4.7.2 前提条件

本計画の評価を行うにあたり、以下の条件を適用する。

1. 割引率

- 経済分析 12%
- 社会分析 11%

2. シャドウ・プライシング

社会コストを算出するため、市場価格に以下の係数を乗ずる。

- 国産資機材 1.00
- 輸入資機材 0.90
- 熟練工 0.87
- 非熟練工 0.49 (セルバ)
- 輸送費 1.00
- 技術費用 1.00
- IGV 0.00

3. 耐用年数

耐用年数は以下のとおりとする。

項目	期間
土木工事	40年
電気機器・送配電線	20年
ディーゼル発電機	10年

4. プロジェクト期間

プロジェクトの評価期間は20年間とする。

5. 代替案の設定

Balsapuerto に電力を供給するための代替案としては、以下の二つを設定した。

項目	内容
代替案 1	小水力発電による電化
代替案 2	ディーゼル発電機更新による電化

III-4.7.3 代替案 1（小水力発電計画）のプロジェクト費用および便益

1. 建設費

本計画の建設費は以下のとおり見積もられる。なお、水路には開水路を採用する。

Table III-4.7.3-1 初期投資額

項目	金額	備考
1. 技術費	32,737	調査および施工監理費
環境対策費	1,005	
2. 建設費		
1) 土木工事費		PVC 採用
資機材費	119,589	全て国産品
輸送費	108,174	電気機器分も含む
2) 電気機器		
資機材費	25,080	すべて輸入品
据付費	7,920	熟練工 70%
輸送費	0	土木工事に含めて積算
3) 送配電設備		
資機材費	189,865	
据付費	138,402	熟練工 70%
輸送費	22,865	
4) 予備費	31,899	
IGV	128,371	
TOTAL	806,267	

送配電設備の内訳は以下のとおり。

項目	Total	Linea Primaria	Red Primaria	Red Secundaria
資機材費	189,865	94,374	31,573	63,953
据付費	138,402	98,333	14,544	25,526
輸送費	22,865	15,625	3,898	3,342

2. O&M コスト

技術的な維持管理費は以下のとおりの経費率を使用して年間の費用を計算した。

項目	経費率	備考
小水力発電設備	1.5%	
送配電設備	2.0 ~ 2.5%	1年度 ~ 20年度

3. 電力需要

電力需要については第 III-4.5.1章より以下の数値を採用した。なお、世帯需要以外の接続件数については、以下の1ユーザーあたりの月需要量を想定し、件数を算出した。

	需 要 量	月需要量 kWh/month	接続件数 (初年度 ~ 20年度)
世帯需要		15	290 ~ 385 件
商用需要	世帯総電力需要の 10%	45	10 ~ 13 件
小工業用需要	世帯総電力需要の 10%	150	3 ~ 4 件
公共街灯	世帯総電力需要の 5%		
その他一般用途	世帯総電力需要の 10%	75	6 ~ 7 件
予備用途	世帯総電力需要の 15%		

4. 便益

(1) 経済便益

経済便益は電気料金収入として、過大な便益見積もりを避けるために、Loreto をテリトリーとする ElectroOriente 社の Pliego Tarapoto-Moyobanba (2008年2月1日付け)による電力料金表(BTB5)から算出した単価を使用した。

Item	Fixed charge	Energy charge	Unit rate
Domestico	1.25	0.1851	0.110
Comercio	1.25	0.4936	0.079
Industriales	1.25	0.4936	0.206
Otros usos	1.25	0.4936	0.129
Alumbrado publico		0.4817	0.184

(2) 社会便益

社会便益はアメリカの NRECA が実施した調査報告書(1999年)のデータ“Beneficios Económicos de la Electricidad en Areas Rurales del Perú”をベースとして使用し、その 80%の値を採用した。

Area	Selva
Illumination	US\$102.24/year × 0.8 = 81.79
Radio & TV set	US\$57.96/year × 0.8 = 46.37
Refrigeration	US\$138.84 × 0.8 = 111.07
Others	US\$0.15109/kWh × 0.8 = 0.12087

III-4.7.4 代替案2（ディーゼル発電計画）

1. 初期投資額

(1) ディーゼル発電設備

50kW の発電機を使用することとし、そのコストを以下により見積もった。なお、現在使用中の発電機は耐用年数に近いことから新規に発電機を購入することとした。

Item	Generator	Transportation (10%)
Price	US\$16,355	US\$1,636

(2) 送配電設備

系統延伸に必要な送配電設備の費用内訳は以下のとおりである。

(US\$)				
Item	Total	Línea Primaria	Red Primaria	Red Secundaria
Materials	200,983	105,492	31,537	63,953
Installation	149,987	109,917	14,544	25,526
Transportation	24,706	17,466	3,898	3,342
IGV	71,378	44,246	9,496	17,636
Total	447,053	277,121	59,476	110,456

2. O&M コスト

技術的な維持管理費は以下のとおりの経費率を使用して年間の費用を計算した。

Item	Annual Cost (US\$)	Remarks
Fuel cost	26,719	Consumption rate: 12 kWh/gallon; Annual consumption: 6,457 gallons; Unit cost: 12 Soles/gallon
Oil cost	54	Consumption rate: 1,500 kWh/gallon; Annual consumption: 52 gallons; Unit cost: 3.03 Soles/gallon
O&M cost	3,271	US\$16,355 × 20%
Operator cost	3,724	S/.450/month × 2 persons × 12 months/2.9
T&D	---	2.0~2.5%; 1st to 20th year

3. 電力需要

代替案1と同じものを使用した。

4. 便益

代替案1と同じものを使用した。

III-4.7.5 評価

本地点においてはディーゼル発電よりも、小水力発電所による電化の方が便益が大きいことが確認された。また、SNIP の定める IRR 11%の基準も上回っていることから、本地点においては小水力発電による電化を進めることが望ましいと結論付けられる。

(US\$)		
	Alternative 1	Alternative 2
NPV (IRR)	-814,146 (n.a.)	-828,638 (n.a.)
SNPV (IRR)	7,931 (11.2%)	-64,055 (8.7%)

III-4.7.6 感度分析

感度分析については、以下の項目を対象として実施し、純現在価値の変化を見る。

項目	内容
(1) 投資金額	10%増加、10%減少
(2) 電気料金収入額	10%増加、10%減少
(3) 社会便益	10%増加、10%減少

1. 投資金額

(US\$)		
	Alternative 1	
	NPV	SNPV
10%	-902,123	-57,643
Base Case 0%	-814,146	7,931
-10%	-726,170	73,505

2. 電気料金収入

(US\$)		
	Alternative 1	
	NPV	SNPV
10%	-807,277	7,931
Base Case 0%	-814,146	7,931
-10%	-821,016	7,931

3. 社会便益

(US\$)		
	Alternative 1	
	NPV	SNPV
10%	-814,146	74,623
Base Case 0%	-814,146	7,931
-10%	-814,146	-58,761

感度分析の結果、NPV については電気料金収入より、投資金額の変動によるインパクトが極めて大きいことが判明した。一方、SNPV については投資金額より社会便益の変動によるインパクトが大きいものの、大差がないことが判明した。

Table III-4.7-1 Incremental Costs to Each Alternative (Private Cost) - Alternative 1

R U B R O	P E R I O D O																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A) COSTO DE INVERSION																					
1. Intangibles																					
Engineering cost	32,737																				
Costo de medio ambiente	1,005																				
IGV [19%]	6,411																				
2. Construccion																					
1) Obras Civiles	271,038																				
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.	119,589																				
Origen Nacional	119,589																				
Origen Importado	0																				
- Montaje	0																				
M.O. Calificado	0																				
M.O. No Calificado	0																				
- Transporte	108,174																				
- IGV [19%]	43,275																				
2) Obras Electromecanicas	39,270																				
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.	25,080																				
Origen Nacional	0																				
Origen Importado	25,080																				
- Montaje Electromecanico	7,920																				
M.O. Calificado	5,544																				
M.O. No Calificado	2,376																				
- Transporte	0																				
- IGV [19%]	6,270																				
3) Instalacion de Lineas y Redes	417,847																				
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.	189,865																				
Origen Nacional	70,311																				
Origen Importado	119,554																				
- Montaje Electromecanico	138,402																				
M.O. Calificado	96,882																				
M.O. No Calificado	41,521																				
- Transporte	22,865																				
- IGV [19%]	66,715																				
4) Imprevistos (con IGV)	37,959																				
5) Subtotal inversion	766,114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO																					
Central hidroelectrica	0	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289
Lineas / Redes Distribucion	0	7,023	7,106	7,190	7,274	7,360	7,447	7,535	7,624	7,714	7,806	7,898	7,991	8,085	8,181	8,278	8,375	8,474	8,575	8,676	8,778
Operacion de servicios electricos	500	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO	806,767	9,656	9,739	9,823	9,908	9,994	10,081	10,169	10,258	10,348	10,439	10,532	10,625	10,719	10,815	10,911	11,009	11,108	11,208	11,310	11,412
D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES	806,767	9,656	9,739	9,823	9,908	9,994	10,081	10,169	10,258	10,348	10,439	10,532	10,625	10,719	10,815	10,911	11,009	11,108	11,208	11,310	11,412

Table III-4.7-2 Incremental Costs to Each Alternative (Social Price) - Alternative 1

R U B R O		P E R I O D O																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A) COSTO DE INVERSION																						
1. Intangibles																						
Engineering cost	1.00	32,737																				
Costo de medio ambiente	1.00	1,005																				
IGV [19%]	0.00	0																				
2. Construccion																						
1) Obras Civiles																						
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.		227,763																				
Origen Nacional	1.00	119,589																				
Origen Importado	0.90	0																				
- Montaje Electromecanico		0																				
M.O. Calificado	0.87	0																				
M.O. No Calificado	0.41	0																				
- Transporte	1.00	108,174																				
- IGV [19%]	0.00	0																				
2) Obras Electromecanicas																						
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.		28,369																				
Origen Nacional	1.00	22,572																				
Origen Importado	0.90	0																				
- Montaje Electromecanico		5,797																				
M.O. Calificado	0.87	4,823																				
M.O. No Calificado	0.41	974																				
- Transporte	1.00	0																				
- IGV [19%]	0.00	0																				
3) Instalacion de Lineas y Redes																						
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.		302,085																				
Origen Nacional	1.00	177,909																				
Origen Importado	0.90	70,311																				
- Montaje Electromecanico		107,599																				
M.O. Calificado	0.87	101,311																				
M.O. No Calificado	0.41	84,287																				
- Transporte	1.00	17,023																				
- IGV [19%]	0.00	22,865																				
4) Imprevistos (sin IGV)	1.00	0																				
5) Subtotal inversion		31,899																				
B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO																						
Cental hidroelectrica		0	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219
Lineas / Redes Distribucion		0	5,584	5,650	5,717	5,785	5,853	5,922	5,992	6,063	6,135	6,207	6,280	6,355	6,430	6,506	6,582	6,660	6,739	6,818	6,899	6,980
Operacion de servicios electricos	1.00	500	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO																						
D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO																						
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES																						
		590,616	8,149	8,215	8,281	8,349	8,417	8,487	8,556	8,627	8,699	8,771	8,845	8,919	8,994	9,070	9,147	9,225	9,303	9,383	9,463	9,545

Table III-4.7-3 Incremental Costs to Each Alternative (Private Price) - Alternative 2

R U B R O	P E R I O D O																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A) COSTO DE INVERSION																					
1. Intangibles																					
Engineering cost (17%)	79,639																				
2. Construccion																					
1) Planta Termica	21,409																				
- Grupo electrogeno	16,355										16,355										
- Transporte	1,636										1,636										
- IGV [19%]	3,418																				
2) Instalacion de Lineas y Redes	447,053																				
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.	200,983																				
Origen Nacional	73,646																				
Origen Importado	127,337																				
- Montaje Electromecanico	149,987																				
M.O. Calificado	104,991																				
M.O. No Calificado	44,996																				
- Transporte	24,706																				
- IGV [19%]	71,378																				
3) Subtotal inversion	468,462	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,991	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO																					
Compra de Combustible y Lubricante	0	26,773	27,175	27,583	27,996	28,416	28,842	29,275	29,714	30,160	30,612	31,071	31,538	32,011	32,491	32,978	33,473	33,975	34,485	35,002	35,527
Planta termica	0	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995
Lineas / Redes Distribucion	0	8,941	9,047	9,154	9,262	9,371	9,482	9,594	9,707	9,822	9,938	10,055	10,174	10,294	10,416	10,539	10,663	10,789	10,917	11,046	11,176
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO	548,100	42,709	43,217	43,731	44,253	44,782	45,319	45,864	46,417	46,977	65,536	48,122	48,707	49,300	49,902	50,512	51,131	51,759	52,397	53,043	53,698
D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES	548,100	42,709	43,217	43,731	44,253	44,782	45,319	45,864	46,417	46,977	65,536	48,122	48,707	49,300	49,902	50,512	51,131	51,759	52,397	53,043	53,698

Table III-4.7-4 Incremental Costs to Each Alternative (Social Price) - Alternative 2

R U B R O	P E R I O D O																					
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
A) COSTO DE INVERSION																						
1. Intangibles																						
Engineering cost (17%) sin IGV	1.00	66,923																				
2. Construccion																						
1) Planta Termica		17,991																				
- Grupo electrogeno	1.00	16,355																				
- Transporte	1.00	1,636																				
- IGV [19%]	0.00	0																				
2) Instalacion de Lineas y Redes		335,479																				
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.		200,983																				
Origen Nacional	1.00	73,646																				
Origen Importado	0.90	114,603																				
- Montaje Electromecanico		109,790																				
M.O. Calificado	0.87	91,342																				
M.O. No Calificado	0.41	18,448																				
- Transporte	1.00	24,706																				
- IGV [19%]	0.00	0																				
3) Subtotal inversion		353,469	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO																						
Compra de Combustible (sin IGV)	0.84	0	22,499	22,836	23,179	23,526	23,879	24,237	24,601	24,970	25,344	25,725	26,110	26,502	26,900	27,303	27,713	28,128	28,550	28,979	29,413	29,854
Planta termica	1.00	0	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995
Lineas / Redes Distribucion		0	6,710	6,789	6,869	6,950	7,032	7,115	7,199	7,284	7,371	7,458	7,546	7,635	7,725	7,816	7,909	8,002	8,097	8,192	8,289	8,387
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO		420,392	36,203	36,620	37,043	37,472	37,907	38,348	38,795	39,250	39,710	40,177	40,651	41,132	41,620	42,115	42,617	43,126	43,642	44,166	44,697	45,237
D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES		420,392	36,203	36,620	37,043	37,472	37,907	38,348	38,795	39,250	39,710	40,177	40,651	41,132	41,620	42,115	42,617	43,126	43,642	44,166	44,697	45,237

Table III-4.7-5 General Analysis of the Demand

a) Variables importantes	Supuesto	Fuentes de Información
Crecimiento anual de la población	: 1.5%	Mision
Porcentaje de abonados domésticos	: 80%	Inspecciones de campo.
Porcentaje de pérdidas de energía (en BT y MT)	: 10%	Osinerg
Factor de carga	: 25%	Mision

b) Proyección

UNIDADES	AÑOS																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Número de hogares	357	362	368	373	379	385	390	396	402	408	414	421	427	433	440	446	453	460	467	474	481
Número de conexiones domesticas		290	294	299	303	308	312	317	322	327	331	336	341	347	352	357	362	368	373	379	385
Número de abonados comerciales		10	10	10	10	10	10	11	11	11	11	11	11	12	12	12	12	12	12	13	13
Número de abonados pequeñas industriales		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4
Número de abonados de otro uso		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Consumo anual por abonado doméstico		180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Consumo anual por abonados comerciales		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Consumo anual por ab. pequeñas industrias		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Consumo anual por ab. alumbrado publico		9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Consumo anual por otro uso		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Consumo anual de abonados domésticos		52,179	52,962	53,756	54,563	55,381	56,212	57,055	57,911	58,779	59,661	60,556	61,464	62,386	63,322	64,272	65,236	66,215	67,208	68,216	69,239
Consumo anual de abonados comerciales		5,218	5,296	5,376	5,456	5,538	5,621	5,705	5,791	5,878	5,966	6,056	6,146	6,239	6,332	6,427	6,524	6,621	6,721	6,822	6,924
Consumo anual de peq. Industrial		5,218	5,296	5,376	5,456	5,538	5,621	5,705	5,791	5,878	5,966	6,056	6,146	6,239	6,332	6,427	6,524	6,621	6,721	6,822	6,924
Consumo anual de alumbrado público		2,609	2,648	2,688	2,728	2,769	2,811	2,853	2,896	2,939	2,983	3,028	3,073	3,119	3,166	3,214	3,262	3,311	3,360	3,411	3,462
Consumo anual de otro uso		5,218	5,296	5,376	5,456	5,538	5,621	5,705	5,791	5,878	5,966	6,056	6,146	6,239	6,332	6,427	6,524	6,621	6,721	6,822	6,924
Consumo total (KWh)		70,442	71,498	72,571	73,659	74,764	75,886	77,024	78,179	79,352	80,542	81,751	82,977	84,222	85,485	86,767	88,069	89,390	90,730	92,091	93,473
Pérdidas de energía (MT y BT)		7,044	7,150	7,257	7,366	7,476	7,589	7,702	7,818	7,935	8,054	8,175	8,298	8,422	8,548	8,677	8,807	8,939	9,073	9,209	9,347
Energía al ingreso del sistema (KWh)		77,486	78,648	79,828	81,025	82,241	83,474	84,727	85,997	87,287	88,597	89,926	91,275	92,644	94,033	95,444	96,875	98,329	99,804	101,301	102,820
Factor de carga		25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Potencia al ingreso del sistema (KW)		35.38	35.91	36.45	37.00	37.55	38.12	38.69	39.27	39.86	40.46	41.06	41.68	42.30	42.94	43.58	44.24	44.90	45.57	46.26	46.95

Table III-4.7-6 Incremental Benefits to Each Alternative (Private Price) - Alternative 1

	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Situación con Proyecto / With Project																					
Venta de energía / Energy Sales																					
- domésticos / domestic		918	931	945	960	974	989	1,003	1,018	1,034	1,049	1,065	1,081	1,097	1,114	1,130	1,147	1,165	1,182	1,200	1,218
- comerciales / commercial		66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	79	80	81	82	83	85	86	87
- pequeño Industrial / small industry		172	174	177	179	182	185	188	190	193	196	199	202	205	208	211	215	218	221	224	228
- uso general / general use		107	109	110	112	114	115	117	119	120	122	124	126	128	130	132	134	136	138	140	142
- alumbrado público / public lighting		480	487	494	502	509	517	525	532	540	549	557	565	574	582	591	600	609	618	627	637
Subtotal ventas de energía / Subtotal energy sales		1,742	1,768	1,794	1,821	1,849	1,876	1,904	1,933	1,962	1,991	2,021	2,052	2,082	2,114	2,145	2,178	2,210	2,243	2,277	2,311
2.- Situación sin Proyecto / Without Project																					
Beneficios sin proyecto / Benefit without project		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) / Incremental Benefit																					
Total ventas de energía / Total energy sales		1,742	1,768	1,794	1,821	1,849	1,876	1,904	1,933	1,962	1,991	2,021	2,052	2,082	2,114	2,145	2,178	2,210	2,243	2,277	2,311
Variables importantes:																					
(Important variables)																					
1. Tarifa de venta de energía / Energy sale tariff																					
- doméstico / domestic	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018
- comerciales / commercial	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013
- industriales y otros / industry and others	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033
- otros / others	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
- alumbrado / public lighting	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184
2. Periodo de depreciación (años) / Depreciation (year)																					
Obras Civiles / Civil Works	40																				
Electromecánico / Electromechanical	20																				
3. Tasa de impuesto a la renta (Income tax rate)																					
	30%																				
Estado de pérdidas y ganancias:																					
Profit and Loss Statement																					
1. Total ventas de energía / Total energy sales		1,742	1,768	1,794	1,821	1,849	1,876	1,904	1,933	1,962	1,991	2,021	2,052	2,082	2,114	2,145	2,178	2,210	2,243	2,277	2,311
2. Compra de energía / Energy purchase		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3. Otros costos de O&M / O&M cost		-9,656	-9,739	-9,823	-9,908	-9,994	-10,081	-10,169	-10,258	-10,348	-10,439	-10,532	-10,625	-10,719	-10,815	-10,911	-11,009	-11,108	-11,208	-11,310	-11,412
4. Depreciación Obras civiles / Civil works		-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990
Electromecánico / Electromechanical		-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747
5. Utilidad antes de impuestos / Profit before tax		-21,652	-21,709	-21,766	-21,824	-21,883	-21,942	-22,002	-22,062	-22,123	-22,185	-22,247	-22,310	-22,374	-22,438	-22,503	-22,569	-22,635	-22,702	-22,770	-22,838
6. Impuesto a la renta (solamente cuando hay incremento de utilidades) Income tax		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Table III-4.7-7 Incremental Benefit to Each Alternative (Private Price) - Alternative 2

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Situación con Proyecto / With Project																					
Venta de energía																					
- domésticos / domestic		918	931	945	960	974	989	1,003	1,018	1,034	1,049	1,065	1,081	1,097	1,114	1,130	1,147	1,165	1,182	1,200	1,218
- comerciales / commercial		66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	79	80	81	82	83	85	86	87
- pequeño Industrial / small industry		172	174	177	179	182	185	188	190	193	196	199	202	205	208	211	215	218	221	224	228
- uso general / general use		107	109	110	112	114	115	117	119	120	122	124	126	128	130	132	134	136	138	140	142
- alumbrado público / public lighting		480	487	494	502	509	517	525	532	540	549	557	565	574	582	591	600	609	618	627	637
Subtotal ventas de energía (Subtotal energy sales)		1,742	1,768	1,794	1,821	1,849	1,876	1,904	1,933	1,962	1,991	2,021	2,052	2,082	2,114	2,145	2,178	2,210	2,243	2,277	2,311
2.- Situación sin Proyecto / Without Project																					
Beneficios sin proyecto / Benefit without project		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) / Incremental Benefit																					
Total ventas de energía (Total energy sales)		1,742	1,768	1,794	1,821	1,849	1,876	1,904	1,933	1,962	1,991	2,021	2,052	2,082	2,114	2,145	2,178	2,210	2,243	2,277	2,311
Variables importantes:																					
(Important Variable)																					
PERIODO																					
1. Tarifa de venta de energía																					
- domestico / domestic	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018
- comerciales / commercial	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013
- industriales y otros / industry and others	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033
- otros / others	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
- alumbrado / public lighting	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184
2. Periodo de depreciación (años) / Depreciation (years)																					
PSE / Small Electric System	20																				
Grupo / Diesel generator	10																				
3. Tasa de impuesto a la renta (Income tax rate)	30%																				
Estado de pérdidas y ganancias:																					
Profit and Loss Statement																					
PERIODO																					
1. Total ventas de energía / Total energy sales	0	1,742	1,768	1,794	1,821	1,849	1,876	1,904	1,933	1,962	1,991	2,021	2,052	2,082	2,114	2,145	2,178	2,210	2,243	2,277	2,311
2. Compra de energía / Energy purchase	0	-26,773	-27,175	-27,583	-27,996	-28,416	-28,842	-29,275	-29,714	-30,160	-30,612	-31,071	-31,538	-32,011	-32,491	-32,978	-33,473	-33,975	-34,485	-35,002	-35,527
3. Otros costos de yM (O&M cost)	0	-8,941	-9,047	-9,154	-9,262	-9,371	-9,482	-9,594	-9,707	-9,822	-9,938	-10,055	-10,174	-10,294	-10,416	-10,539	-10,663	-10,789	-10,917	-11,046	-11,176
4. Depreciación / Depreciation	0	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685
5. Utilidad antes de impuestos (Income before tax)	0	-45,657	-46,138	-46,626	-47,121	-47,623	-48,133	-48,649	-49,173	-49,704	-50,243	-50,790	-51,345	-51,907	-52,478	-53,056	-53,643	-54,239	-54,843	-55,455	-56,077
6. Impuesto a la renta (solamente cuando hay incremento de utilidades) Income tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Table III-4.7-8 Incremental Benefit to Each Alternative (Social Price) - Alternative 1 and 2

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Situación con Proyecto / With Project																					
Beneficio económico iluminación (Economic benefit of illumination)		25,673	26,029	26,390	26,756	27,128	27,506	27,971	28,359	28,754	29,155	29,643	30,056	30,557	31,064	31,495	31,933	32,378	32,829	33,369	33,834
Voluntad de pago por radio y televisión (Willingness to pay of radio and television)		14,554	14,756	14,960	15,168	15,379	15,593	15,857	16,077	16,301	16,528	16,805	17,039	17,323	17,610	17,855	18,103	18,355	18,611	18,917	19,181
Voluntad de pago por refrigeración (Willingness to pay of refrigeration)		34,864	35,347	35,837	36,334	36,840	37,352	37,983	38,512	39,048	39,592	40,255	40,815	41,495	42,184	42,770	43,365	43,969	44,582	45,315	45,946
Beneficio económico otros usos (Economic benefit of other uses)		1,261	1,280	1,300	1,319	1,339	1,359	1,379	1,400	1,421	1,442	1,464	1,486	1,508	1,531	1,554	1,577	1,601	1,625	1,649	1,674
Sub total beneficios económicos (Subtotal economic benefit)		76,352	77,412	78,487	79,578	80,685	81,810	83,190	84,348	85,523	86,717	88,167	89,396	90,883	92,389	93,674	94,979	96,303	97,647	99,250	100,635
2.- Situación sin Proyecto / Without Project																					
Beneficio económico sin proyecto (Economic benefit without project)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) / Incremental Benefit																					
Beneficios económicos incrementales (Incremental economic benefit)		76,352	77,412	78,487	79,578	80,685	81,810	83,190	84,348	85,523	86,717	88,167	89,396	90,883	92,389	93,674	94,979	96,303	97,647	99,250	100,635

Table III-4.7-9 Actual Value of Benefits to Each Alternative (Private Price)

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Beneficios Incrementales - Privados / Incremental Benefit - Private																					
ALTERNATIVA 1	0	1,742	1,768	1,794	1,821	1,849	1,876	1,904	1,933	1,962	1,991	2,021	2,052	2,082	2,114	2,145	2,178	2,210	2,243	2,277	2,311
ALTERNATIVA 2	0	1,742	1,768	1,794	1,821	1,849	1,876	1,904	1,933	1,962	1,991	2,021	2,052	2,082	2,114	2,145	2,178	2,210	2,243	2,277	2,311
2.- Costos Incrementales - Privados / Incremental Cost - Private																					
ALTERNATIVA 1	806,767	9,656	9,739	9,823	9,908	9,994	10,081	10,169	10,258	10,348	10,439	10,532	10,625	10,719	10,815	10,911	11,009	11,108	11,208	11,310	11,412
ALTERNATIVA 2	548,100	42,709	43,217	43,731	44,253	44,782	45,319	45,864	46,417	46,977	65,536	48,122	48,707	49,300	49,902	50,512	51,131	51,759	52,397	53,043	53,698
3.- Beneficios Netos Totales - Privados / Total Net Benefit - Private																					
ALTERNATIVA 1	-806,767	-7,915	-7,972	-8,029	-8,087	-8,146	-8,205	-8,265	-8,325	-8,386	-8,448	-8,510	-8,573	-8,637	-8,701	-8,766	-8,832	-8,898	-8,965	-9,033	-9,101
ALTERNATIVA 2	-548,100	-40,968	-41,449	-41,937	-42,432	-42,934	-43,443	-43,960	-44,484	-45,015	-63,544	-46,101	-46,655	-47,218	-47,788	-48,367	-48,954	-49,549	-50,153	-50,766	-51,387

ALTERNATIVAS	NPV	IRR
	VAN (12%)	TIR
ALTERNATIVA 1 (CH)	-868,570	#DIV/0!
ALTERNATIVA 2 (CT)	-883,062	#DIV/0!

Table III-4.7-10 Actual Value of Benefits to Each Alternative (Social Price)

	PERIODO / PERIOD																														
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20										
1.- Beneficios Incrementales / Incremental Benefit																															
ALTERNATIVA 1	0	76,352	77,412	78,487	79,578	80,685	81,810	83,190	84,348	85,523	86,717	88,167	89,396	90,883	92,389	93,674	94,979	96,303	97,647	99,250	100,635										
ALTERNATIVA 2	0	76,352	77,412	78,487	79,578	80,685	81,810	83,190	84,348	85,523	86,717	88,167	89,396	90,883	92,389	93,674	94,979	96,303	97,647	99,250	100,635										
2.- Costos Incrementales / Incremental Cost																															
ALTERNATIVA 1	590,616	8,149	8,215	8,281	8,349	8,417	8,487	8,556	8,627	8,699	8,771	8,845	8,919	8,994	9,070	9,147	9,225	9,303	9,383	9,463	9,545										
ALTERNATIVA 2	420,392	36,203	36,620	37,043	37,472	37,907	38,348	38,795	39,250	39,710	40,177	40,651	41,132	41,620	42,115	42,617	43,126	43,642	44,166	44,697	45,237										
3.- Beneficios Netos Totales / Total Net Benefit																															
ALTERNATIVA 1	-590,616	68,204	69,197	70,205	71,229	72,268	73,323	74,633	75,721	76,825	77,945	79,322	80,477	81,889	83,319	84,527	85,754	87,000	88,264	89,787	91,090										
ALTERNATIVA 2	-420,392	40,149	40,792	41,444	42,106	42,779	43,462	44,394	45,098	45,813	46,539	47,516	48,264	49,263	50,274	51,057	51,853	52,661	53,481	54,553	55,398										
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">ALTERNATIVAS</th> <th>NPV</th> <th>IRR</th> </tr> <tr> <th>VAN (11%)</th> <th>TIR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ALTERNATIVA 1 (CH)</td> <td>7,931</td> <td>11.2%</td> </tr> <tr> <td>ALTERNATIVA 2 (CT)</td> <td>-64,055</td> <td>8.7%</td> </tr> </tbody> </table>																					ALTERNATIVAS	NPV	IRR	VAN (11%)	TIR	ALTERNATIVA 1 (CH)	7,931	11.2%	ALTERNATIVA 2 (CT)	-64,055	8.7%
ALTERNATIVAS	NPV	IRR																													
	VAN (11%)	TIR																													
ALTERNATIVA 1 (CH)	7,931	11.2%																													
ALTERNATIVA 2 (CT)	-64,055	8.7%																													

III-4.8 料金設定・資金メカニズム

1. 料金設定

電気料金には大きく分けて、従量制と定額制の二種類がある。従量制においては、電力量メーターを導入して、定期的な検針を行って、一定期間内に消費した電力量に応じて料金が計算され、需要家に請求される。このために、検針および料金計算を行う担当者が必要となる。人口密度の薄いところでは、その検針の手間は非常に大きなものとなる。一方、定額制においては従量制のような煩雑な手続が不要で、一定期間に定額の料金が需要家に請求される。このため、各戸を訪問する必要が生じず、事務手続きの簡素化が図れる。

項目	メリット	デメリット
従量制	料金負担が公平	検針に伴う手間がかかる
定額制	検針不要	少量消費者には不公平

本プロジェクトではボトムアップの一環として地元企業を立ち上げ、その企業が電力供給サービスを行うことが想定されている。従って、企業運営における業務効率化を図ることにより、そのメリットを需要家が等しく享受できると考えられる。この観点から、本プロジェクトにおいては定額制を採用することを前提として検討を行った。

<検討項目および条件>

料金水準を検討するにあたっては次の項目を参考にする。大原則としては持続性確保の観点から O&M 費用を賄える金額であること、および住民の支払いが可能な額であることとする。また、電気料金が現行電力料金水準と比較して高くなる場合には、相互補助制度の適用も考慮する必要がある。

- (1) O&M 原価
- (2) 現行電気料金水準
- (3) 支払い意思額
- (4) 接続率

以下、それぞれの項目を検討する。

(1) O&M 費用

ペルーにおける地方電化プロジェクトの前例に習い、本プロジェクトにおいても初期投資費用については 100% の補助金で負担することが想定されている。従って、プロジェクト運営に当たっては、O&M 費用を負担するに十分な料金がいくらになるのかを計算する。O&M 費用は(1)発電設備の維持管理費、(2)送配電設備の維持管理費、(3)電力サービス会社の運営費、の3つからなる。

項目	所要月額 (US\$)	
(1) 発電設備維持管理費	191	投資額の 1.5% (年間)
(2) 送配電設備維持管理費	585	投資額の 2.0% (年間)
(3) 電力サービス会社の運営費	29	S/. 1,000 (年間)
合計	805	

(2) 現行電気料金水準

現行電気料金水準については Loreto をテリトリーとする ElectroOriente 社の Pliego Tarapoto-Moyobamba (2008年2月1日付け) における住宅用低圧料金 (Tarifa BTB5) を参考にす

る。
Balsapuerto における平均電力使用量が 15kWh/month と想定されていることから、この料金表における支払い金額は以下のように計算される。

Fixed charge : 2.19 Soles

Energy charge : 6.756 Soles = $0.4504 \times 15\text{kWh}$

Total : 8.946 Soles (IGV 込みの場合は 10.65 Soles)

(FOSE を適用した場合はそれぞれ 5.568、6.630 Soles となる。)

(3) 支払い意思額

本項における支払い意思額は、社会調査の一環として住民に対して実施した聞き取り調査 (アンケート) において回答を得た現行のエネルギー関連支出金額を示す。アンケートにおいて支払い意思額として回答を得た金額をさすものではない。

Table III-4.8-1 支払い意思額

(単位 : Nuevos Soles)

	Balsapuerto
Max	80.0
Min	10.0
Average	29.3
Median	23.0

(4) 接続率

本計画においては対象地区に存在する世帯のうち 80%の世帯に電気を供給することを想定している。従って、原則として 80%以上の世帯において支払いが可能な水準の電気料金を設定することが望ましい。このため相互補助制度導入の検討が必要となる。

<検討結果>

検討の結果、マイクロ企業は利益を挙げないという前提で、コスト回収に必要な料金水準は以下のとおりと計算された。

初期投資補助金がゼロの場合の料金	34.1 soles
初期投資を全額補助する場合の料金	6.77 soles

本計画においては初期投資が全額補助される場合、O&M 費をカバーする料金は平均 6.77 Soles /月と計算される。これは、近隣地区の FOSE 込みの現行電気料金との差額はほとんどない。

上記前提かつ初期投資額を全額補助金で賄う場合、以下の各条件における、コスト回収に必要な料金補助の規模をあわせて算定した。

- 1) メジアン値 : 23.00 Soles
- 2) 支払い意思額の上位から 80%の値 : 15.00 Soles
- 3) 系統連係単価並みの場合 (FOSE 込) : 6.63 Soles

(unit: Nuevos Soles)

Unit rate/month	Subsidy amount	Annual amount	Remarks
23.00	0.00	0	WtP Mediam
15.00	0.00	0	WtP Coverage 80%
6.77	0.00	0	Base rate
6.63	0.14	487	0.14 × 290HH × 12

2. 資金手当て

(1) 建設資金

プロジェクトの初期投資所要額については SPERAR 基金および地方政府財源 (CANON 資金) を充当する。

(2) 研修費用

プロジェクト運営に関する教育訓練を実施するための費用については SPERAR 基金から拠出する。

(3) 運転維持資金

運転維持費については原則として需要家が電気料金として負担する。また、マイクロ企業を設立して電気サービスの運営にあたる場合には、その運営経費もこの資金でカバーする。

(4) 料金補助

一定額の収入を確保して持続可能なサービスを提供するためには料金補助は不可欠である。少なくとも近隣地域における現行の電気料金と同程度の水準とすることが望ましい。現行の FOSE と同じ趣旨による相互補助を適用することの出来るように、マイクロ企業が MEM に対して電気

事業者としての登録を行い、OSINERGMIN に対して FOSE に基づく相互補助が適用されるようにすることが重要である。

III-4.9 社会環境配慮

次の表は、電化がバルサプエルトの自然環境及び社会環境に影響を与えると想定される要素について、評価調査結果及び対応策をまとめたものである。

Table III-4.9-1 調査結果と対応策

環境項目	評価	調査結果	対応策
被害と便益の偏在 地域内の利害対立	C	電気事業実施により、電気料金を支払える世帯と支払えない世帯ができ、裨益格差を発生させると予測される。	マスタープランでは、貧困層が電気を利用できるよう、MEM/DPR が、財政支援のシステムを確立するよう提言している。
貧困層・先住民族・少数民族	C	バルサプエルト地域はカウイ人という少数民族が居住している。彼らの教育水準および社会開発度はペルー国の中でも低い。そのため、事業実施時には、地方自治体等の外部者が主導権を取るようになり、詳細計画や運営において、住民の意向が反映されなくなる恐れがある。 なおバルサプエルトの住民はほぼ 100%カウイ人であり、事業実施による民族間の裨益格差は生じないと考えられる。	事業開始時に住民に事業内容をしっかり理解してもらうが必要である。その際はカウイ語によるコミュニケーションや啓発教材が必要である。参加型手法による住民自身による問題分析・立案等も有効である。
ジェンダー	C	事業開始にあたって計画されている啓発活動や訓練、維持管理組織に女性が参加できない可能性が高く、電化は、社会開発にかかわるジェンダー間の不均等を固定化させるおそれがある。	マスタープランでは、啓発活動や訓練、維持管理組織のメンバー候補として女性を含めるよう、住民に提言、支援するよう、提言している。また、参加型手法を用いたジェンダー分析や継続的なモニタリングも有効である。
水質汚濁	D	水力発電所建設に用いられるコンクリートのような素材は、化学物質を含んでいる。もし川の水に投棄されると、水質汚濁を引き起こす可能性がある。	建設規模は小さいが、工事中的の水質汚染を最小限にする施工計画を検討する。建設段階では、実施者はコントラクターの建設作業を環境の視点から監督する。
廃棄物	D	法的に取り締まる枠組みがないため、建設中に建設資材の投棄により、水質汚染と粉塵汚染が発生する可能性がある。	建設規模は小さいが、実施者は、建設業者を適切に監督しなければならない。また必要に応じて、MEM/DPR が違反者に対して行政指導を取ることを推奨する。

環境項目	評価	調査結果	対応策
動植物、生物多様性	D	発電施設建設地はアマゾン山麓の密林地域である。INRENAの保護地区ではなくまた建設規模は非常に小さいが、動植物への影響がまったくないわけではないと想定される。	Pre-FS時には道路崩壊のため水源地帯の踏査は不可能であった。事業実施に当たっては、現地の生態系の調査を行わなければならない。貴重種が確認された場合は、INRENAと協議を行う。
地形・地質	D	概略設計によれば、発電所の他、導水路1.9 km、水圧管路177m等の建設を行う。水力発電所の立地予定地点は最も近い集落から6 km以上離れている。そのうち5 km間は道路が崩壊しているため、資材搬入や点検用の道路の改修・建設が必要となる。また、現況道路の整備も必要である。しかし建設予定の道路は、周辺コミュニティ間で用いられている道路と同規模としており、大きな問題は生じないと考えられる。	土壌流出等が発生しないような設計、施工を行うよう、実施者は適切に監督する。

注：評価基準

- A：重大なインパクトが起きると予測
- B：ある程度のインパクトが起きると予測
- C：強いインパクトは予測されないが、インパクトが全くないとはいえない。
- D：低レベルのインパクトが起きる可能性は否定できない。Pre-FSの結果を基に、FS段階においてより詳細な調査及び評価を行う必要がある。

出典：JICA 調査団、2008