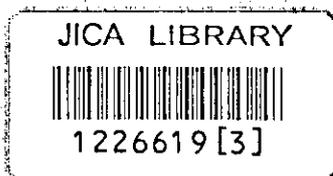


フィリピン共和国  
フィリピン開発銀行  
イフガオ州政府

フィリピン共和国  
環境開発事業実施促進調査  
(小水力発電分野)

ファイナルレポート  
LIKUD 小水力発電開発計画ケース・スタディ  
(フィジビリティ調査)



平成 23 年 9 月  
(2011 年)

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

東電設計株式会社

フピ事
JR
11-006

フィリピン共和国  
フィリピン開発銀行  
イフガオ州政府

フィリピン共和国  
環境開発事業実施促進調査  
(小水力発電分野)

ファイナルレポート  
LIKUD 小水力発電開発計画ケース・スタディ  
(フィジビリティ調査)

平成 23 年 9 月  
(2011 年)

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

東電設計株式会社



1226619 [3]

---

フィリピン国  
環境開発事業実施促進調査（小水力発電分野）  
ファイナルレポート  
LIKUD 小水力発電開発計画ケース・スタディ  
（フィジビリティ調査）

【目次】

<b>第1章 プロジェクト概要</b>	<b>1-1</b>
1.1 プロジェクトサイト.....	1-1
1.2 発電計画諸元.....	1-2
<b>第2章 導入</b>	<b>2-1</b>
2.1 背景.....	2-1
2.2 目的.....	2-1
2.3 Likud 水力発電開発に期待される効果.....	2-2
2.4 州開発計画等上位計画における開発意義.....	2-4
<b>第3章 イフガオ州の概要</b>	<b>3-1</b>
3.1 一般概要.....	3-1
3.2 電力需給状況と将来予想.....	3-9
3.3 世界遺産の現状.....	3-14
3.4 既設小水力発電所の稼働状況.....	3-15
<b>第4章 プロジェクト地域の現状</b>	<b>4-1</b>
4.1 イフガオ州における包蔵水力と開発状況.....	4-1
4.2 世界遺産登録地域とプロジェクトサイト.....	4-4
4.3 プロジェクト対象河川の現況.....	4-5
4.4 プロジェクト立地条件.....	4-7

---

<b>第5章 水文気象分析</b>	<b>5-1</b>
-------------------	------------

5.1 プロジェクトサイト周辺の水文気象特性 .....	5-1
5.2 プロジェクトサイト近傍の流量観測所 .....	5-4
5.3 プロジェクトサイトにおける流量観測 .....	5-8
5.4 発電計画に利用する河川流量 .....	5-11

<b>第6章 水力発電開発計画</b>	<b>6-1</b>
---------------------	------------

6.1 開発規模に関する制約 .....	6-2
6.2 設備配置計画 .....	6-5
6.3 最適開発規模 .....	6-10
6.4 発電電力量 .....	6-12

<b>第7章 電気・機械設備設計</b>	<b>7-1</b>
----------------------	------------

7.1 水車・発電機設備設計 .....	7-1
7.2 制御設備計画 .....	7-16
7.3 系統連系設備設計 .....	7-20
7.4 機器据付計画 .....	7-36

<b>第8章 土木・建築設備設計</b>	<b>8-1</b>
----------------------	------------

8.1 設計対象洪水 .....	8-2
8.2 取水堰堤 .....	8-4
8.3 取水口・沈砂池 .....	8-5
8.4 導水路 .....	8-7
8.5 水槽 .....	8-8
8.6 水圧管路 .....	8-9
8.7 余水路 .....	8-10
8.8 発電所 .....	8-11
8.9 発電所進入路 .....	8-12
8.10 仮設計画 .....	8-13

---

<b>第9章 環境社会配慮</b>	<b>9-1</b>
-------------------	------------

9.1 比国環境関連法規と本計画への適用 .....	9-1
9.2 プロジェクト地域の社会経済・自然環境の現況.....	9-4
9.3 初期環境影響評価の概要 .....	9-6
9.4 住民合意形成 .....	9-8
9.5 初期環境社会影響のまとめ.....	9-10

<b>第10章 発電所運転維持管理体制</b>	<b>10-1</b>
-------------------------	-------------

10.1 発電所運営及び棚田保全基金運営体制.....	10-1
10.2 州内各事務所の責任と役割.....	10-3
10.3 Likud 水力発電所要員の責任と役割.....	10-5
10.4 棚田保全基金運営 .....	10-6

<b>第11章 プロジェクト実施費用</b>	<b>11-1</b>
------------------------	-------------

11.1 費用精算の基本方針 .....	11-1
11.2 資材単価 .....	11-1
11.3 施工単価 .....	11-3
11.4 施工数量 .....	11-4
11.5 プロジェクト実施費用 .....	11-4

<b>第12章 CDM事業の可能性</b>	<b>12-1</b>
-----------------------	-------------

<b>第13章 経済・財務分析</b>	<b>13-1</b>
---------------------	-------------

13.1 財務分析 .....	13-1
13.2 経済分析 .....	13-9
13.3 財務分析結果 .....	13-11
13.4 経済分析結果 .....	13-16

---

第14章 プロジェクト実施計画	14-1
-----------------	------

14.1 法手続き .....	14-1
14.2 建設工程 .....	14-3

第15章 リスク分析	15-1
------------	------

第16章 結論と提言	16-1
------------	------

16.1 結 論 .....	16-1
16.2 提 言 .....	16-2

付属資料：

- Appendix-I 議事録
- Appendix-II IEE レポート
- Appendix-III 建設コスト積算書・数量計算書
- Appendix-IV 設計計算書（土木）
- Appendix-V 流量観測記録
- Appendix-VI 設備図面

表リスト

Number	Title	Page
Table 1-1	Project Feature of Likud Mini-hydropower Project	1-2
Table 2-1	Cost for Rice Terrace Conservation	2-3
Table 3-1	Land Area of Ifugao	3-2
Table 3-2	Etnolinguistic Groups	3-3
Table 3-3	Ifugao Population and other Provinces	3-3
Table 3-4	Ifugao Population	3-4
Table 3-5	Labor Force and Underemployment Rate, CAR 2002-2003	3-4
Table 3-6	Family Income and Expenditure, CAR 1997&2000	3-5
Table 3-7	Mean Per Capita Income of CAR Provinces: CY2000,2003,2006	3-5
Table 3-8	Receipts and Expenditures of the PGI 2006-2009	3-7
Table 3-9	Revenue by Source Fiscal Year of 2006-2009	3-8
Table 3-10	Trend of Membership and Household Connection 2007-2009	3-9
Table 3-11	Status of Electrification of Barangays (as of December 2008)	3-10
Table 3-12	Purchased and Sold Power of IFELCO	3-11
Table 3-13	Trend and Prospects of Load Demand	3-13
Table 3-14	Operation & Maintenance Expenses	3-17
Table 4-1	Hydropower Potential Site in the Ifugao Province	4-3
Table 4-2	Outline of Regional Geology	4-9
Table 4-3	10 Provinces that are at Risk to Earthquakes	4-12
Table 5-1	Monthly Mean River Flow at Hapao Gauging Station	5-6
Table 5-2	Results of Flow Measurement at Lamut River	5-9
Table 5-3	River Flow Rate at Intake Site of Likud MHP	5-10
Table 5-4	Calculation of Annual Precipitation Loss at the Project Site	5-13
Table 5-5	Conversion Rate on Rainfall	5-14
Table 6-1	Project Feature of Likud Mini-hydropower Project	6-1
Table 6-2	Outline of Comparative Waterway Routes	6-7
Table 6-3	Comparison for Waterway Route	6-8
Table 6-4	Comparison for Development Scale	6-10
Table 6-5	Annual Generated Energy in the Project	6-16
Table 7-1	Specification for Selecting Turbine and Generator	7-1
Table 7-2	Applicable Turbine Types	7-2
Table 7-3	Qualitative Comparison of Applicable Turbines	7-3
Table 7-4	Comparison in Economic Efficiency of Each Turbine	7-4
Table 7-5	Main Specification of Turbine	7-4
Table 7-6	Characteristic and Features of Each Generator	7-9
Table 7-7	Basic Way of Selection of Generator	7-10
Table 7-8	Measurement of Distance Length of Distribution Line	7-11
Table 7-9	Impedance from 69 kV T/L to Hydropower (10 MVA base)	7-12
Table 7-10	Specification of Generator	7-15
Table 7-11	Specification, Rated Value etc., of Major Equipment at the Substation	7-22
Table 7-12	Section and Distribution System of Existing Distribution Line etc.	7-24

Number	Title	Page
Table 7-13	Examination of Operation Method against Reverse Power	7-26
Table 7-14	Examination of Communication Method	7-27
Table 7-15	Comparative Examination of Islanding Detection Method	7-29
Table 7-16	Each Impedance (10MVA Base)	7-30
Table 7-17	Protection Relays at Lagawe S/S	7-31
Table 7-18	Reinforcement of Electrical Pole on Existing 13.2 kV D/L	7-32
Table 7-19	Specification of Major Equipments	7-35
Table 8-1	Facility Feature of Likud Mini-hydropower Project	8-1
Table 9-1	DENR Category Classification	9-1
Table 9-2	Scope of the Philippines EIS for Hydropower Project	9-2
Table 9-3	Social Profile of Barangay Haliap	9-5
Table 9-4	Baseline Environment	9-6
Table 9-5	Impact Assessment and the Mitigation Measures	9-7
Table 9-6	Public Consultation	9-8
Table 10-1	Responsibility and Role for the Likud Mini-Hydropower Project	10-3
Table 10-2	Responsibility and Role for the Likud Mini-Hydropower Plant Officer	10-5
Table 11-1	Unit Price of Main Materials	11-2
Table 11-2	Unit Cost of Main Construction Items	11-2
Table 11-3	Bill of Quantities	11-3
Table 11-4	Construction Cost of Likud Mini-hydropower Project	11-4
Table 13-1	Method of Economic Components and Preconditions	13-1
Table 13-2	Loan and Deposit Interest Rates of the Philippines	13-2
Table 13-3	Decision Process for Discount Rate	13-2
Table 13-4	Components of Likud Mini-hydropower Project	13-2
Table 13-5	Components of Diesel Power Generator as Alternative	13-3
Table 13-6	Case Setting and Names by Interest Rate	13-3
Table 13-7	Conditions of Long Term Loan and Depreciation	13-4
Table 13-8	Financing Conditions by Case	13-4
Table 13-9	Short Term Loan (STL) for Working Capital	13-5
Table 13-10	Calculation Methods for Tax and Dividend	13-5
Table 13-11	Income Statements of Likud Mini-hydropower Project	13-6
Table 13-12	Balance Sheet for Calculating Interests	13-6
Table 13-13	Components of Cash Sources and Use Funds in Cash Flow	13-7
Table 13-14	Evaluation of Financial Analysis	13-7
Table 13-15	Benefits, Costs and Net Benefit	13-8
Table 13-16	Comparison between Likud Mini-hydropower and Diesel (810kW)	13-9
Table 13-17	Indicators and Procedures of Economic Analysis	13-10
Table 13-18	Initial Tariffs, Average Tariffs and Average Cost in Each Case	13-11
Table 13-19	Evaluation Values of the Indicators at the Time of FIRR 15%	13-12
Table 13-20	Rice Terrace Conservation Fund in Each Case	13-12
Table 13-21	Sensitive Analysis of Electric Tariff	13-14

---

Number	Title	Page
Table 13-22	Sensitive Analysis of ROE (When FIRR is 15%)	13-14
Table 13-23	Evaluation for Diesel Generator at the Time of FIRR=15%	13-15
Table 13-24	Costs and Benefits for Likud Mini-hydropower	13-16
Table 13-25	The Cost Items and Values of Hydropower and Diesel Generator	13-16
Table 14-1	Construction Schedule	14-3
Table 15-1	(a) Risk Analysis for Likud Hydropower Development	15-2
Table 15-1	(b) Risk Anaylysis for Likud Hydropower Development	15-3
Table 15-1	(c) Risk Analysis for Likud Hydropower Development	15-4
Table 15-1	(d) Risk Analysis for Likud Hydorpwer Development	15-5
Table 15-1	(f) Risk Anylysis for Likud Hydropower Development	15-6

## 図リスト

Number	Title	Page
Fig 1-1	Location Map of the Project Site	1-1
Fig 2-1	Focus of Electric Power Supply and Demand in the Ifugao Province	2-2
Fig 3-1	Location Map of Ifugao Province	3-1
Fig 3-2	Trend of Membership and Household Connection	3-9
Fig 3-3	Status of Electrification of Barangay (as of December 2008)	3-10
Fig 3-4	Purchased and Sold Power of IFELCO (2008 and 2009)	3-12
Fig 3-5	Daily Load Demand Curve	3-12
Fig 3-6	Trend and Prospects of Load Demand	3-13
Fig 3-7	Sold Generation Power (kWh) 2010-2011	3-16
Fig 4-1	Hydropower Potential Sites in the Ifugao Province	4-2
Fig 4-2	Hydropower Potential Sites in the Ifugao Province	4-4
Fig 4-3	Catchment Area of Lamut River	4-5
Fig 4-4	River Profile and Catchment Area of Lamut River	4-6
Fig 4-5	Access Road to Project Site	4-7
Fig 4-6	Area of Rice Field around Project Site	4-8
Fig 4-7	Geology of the Project Site	4-10
Fig 4-8	Risk to Earthquakes	4-12
Fig 4-9	Active Faults	4-12
Fig 5-1	Topographic Map of Northern Luzon	5-1
Fig 5-2	Climate Classification in Northern Luzon	5-2
Fig 5-3	Isothermal Map of Annual Rainfall	5-2
Fig 5-4	Trend of Annual Rainfall in Baguio City, Benguet Province	5-3
Fig 5-5	Location of Hapao Gauging Station	5-5
Fig 5-6	Monthly Mean River Flow at Hapao Gauging Station	5-6
Fig 5-7	Flow Duration Curve at Hapao Gauging Station	5-7
Fig 5-8	Location of Likud Gauging Station	5-8
Fig 5-9	Cross Section of River at Likud GS	5-8
Fig 5-10	River Water Level at Likud GS	5-9
Fig 5-11	H-Q Rating Curve at Likud GS	5-10
Fig 5-12	Isothermal Map in Northern Luzon	5-12
Fig 5-13	Isothermal Map at the Project Site	5-13
Fig 5-14	Comparison of Flow Duration between Likud GS and Hapao GS	5-14
Fig 5-15	Flow Duration Curve at Likud MHP Intake Site	5-16
Fig 6-1	Relation between Daily Load Curve and Installed Capacity of Hydropower Plants in Ifugao	6-2
Fig 6-2	Relation between Installed Capacity of Likud MHP and Effective Energy Rate	6-3
Fig 6-3	Comparative Waterway Routes	6-7
Fig 6-4	Economic Comparison for Waterway Route	6-9
Fig 6-5	Economic Comparison for Development Scale	6-11
Fig 6-6	Overall Efficiency of Turbine and Generator	6-14
Fig 6-7	Irrigation Area in the Intake Downstream	6-15
Fig 6-8	Discharge Duration Curve in Intake Site	6-16
Fig 7-1	Turbine Selection	7-2
Fig 7-2	Turbine Efficiency Curve	7-5

Number	Title	Page
Fig 7-3	Calculation Model of Impedance Map for Normal Voltage Fluctuation	7-12
Fig 7-4	Calculation Model of Impedance Map for Instantaneous Voltage Fluctuation	7-13
Fig 7-5	Turbine Generator Control Block Diagram (Start Operation)	7-18
Fig 7-6	Turbine Generator Control Block Diagram (Normal, Fault and Emergency Stop)	7-19
Fig 7-7	Overall Diagram of Transmission and Distribution System	7-21
Fig 7-8	System of Grid and Reverse Power	7-26
Fig 7-9	Relationship between Load Demand Curve (Apr. 26- May 25.2010) and Power Output	7-26
Fig 7-10	System Overview Diagram (Plan)	7-27
Fig 7-11	Turbine Output Control Block Diagram	7-28
Fig 7-12	Calculation Method of Reverse Power	7-29
Fig 7-13	Calculation Model of Impedance Map for Short-Circuit Capacity	7-31
Fig 7-14	Calculation Model of Impedance Map for Short-Circuit Capacity	7-32
Fig 7-15	13.2 kV D/L (Reinforced Section) and New Interconnecting Line	7-34
Fig 7-16	Single-line Diagram of Substation	7-35
Fig 7-17	Overall Layout	7-37
Fig 7-18	Layout of Power Equipment	7-38
Fig 8-1	Location and Cross Section for Design Flood Estimation	8-2
Fig 8-2	Plan of Intake Weir	8-4
Fig 8-3	Plan and Profile of Intake and Settling Basin	8-6
Fig 8-4	General Section of Headrace	8-7
Fig 8-5	Plan and Section of Headtank	8-8
Fig 8-6	Outline of Penstock	8-9
Fig 8-7	General Section of Spillway	8-10
Fig 8-8	Cross Section of Energy Dissipater	8-10
Fig 8-9	Plan and Profile of Powerhouse	8-11
Fig 8-10	General Section of Access Road	8-12
Fig 8-11	Temporary Facilities for Construction	8-13
Fig 9-1	The Vicinity Map of the Project	9-4
Fig 10-1	Organization Structure for the Likud Mini-hydropower Project	10-2
Fig 13-1	Trends of Tariff and Generation Cost in EDP8 Case	13-11
Fig 13-2	Trends of Tariff and Generation Cost in EDP9 Case	13-11
Fig 13-3	Trends of Rice Terrace Conservation Fund and Dividend of EDP8 Case	13-13
Fig 13-4	Trends of Rice Terrace Conservation Fund and Dividend of EDP9 Case	13-13
Fig 13-5	Tariff and Generation Cost of Diesel Generator	13-15
Fig 14-1	Mini-hydropower Permit Process Flow	14-2

用語集

略語 (英)	正式名称 (英)	和名
AMHPP	Ambangal Mini-Hydro Power Plant	アンバンガルミニ水力発電所
B/C ratio	Benefit / Cost ratio	費用便益法
BBL	Barrel	バーレル
BRTTF	Banaue Rice Terrace Task Force	バナウエ棚田タスクフォース
CADC	Certificate of Ancestral Domain Claim	先祖伝来の領地所有権利証明書
CALC	Certificate of Ancestral Land Claims	先祖伝来の土地所有権利証明書
CAR	Cordillera Autonomous Region	コルディレラ自治区
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CIS	Communal Irrigation System	灌漑水路
CNC	Certificate of Non-Coverage	環境適合対象外証明書
CO2	Carbon Dioxide	二酸化炭素
COA	Commission of Audit	監査
COC	Certificate of Compliance	適合証明書
D/L	Distribution Line	配電線
DBO	Department of Budget Office	予算事務所
DBO-CAR	Department of Budget Office-Cordillera Autonomous Region	予算事務所コルディレラリージョン事務所
DBP	Development Bank of the Philippines	フィリピン開発銀行
D-CNC	Category D-Certificate of Non-Coverage	カテゴリーD 環境適合対象外地域
DENR	Department of Environmental and Natural Resources	環境天然資源省
DILG	Department of Interior and Local Government	内務自治省
DOE	Department of Energy	エネルギー省
DPWH	Department of Public Work and Highway	公共道路事業省
e8	An international NPO which is composed of 10 of the world's leading electricity companies from G8 countries	G8国の主要電力会社10社で構成された組織
EC	Electric Cooperative	配電組合
ECC	Environmental Compliance Certificate	環境順守証明
EDP	Environmental Development Project	環境開発事業
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済内部利益率
EMB	Environmental Management Bureau	環境管理局
EPIRA	Electric Power Industry Reform Act	電力改革法
ERC	Energy Regulatory Commission	エネルギー規制委員会
ESA	Energy Sales Agreement	売電契約
FIRR	Financial Internal Rate of Return	内部利益率
FIT	Feed-In-Tariff	固定価格買取制度
FPIC	Free Prior Informed Consent	自由な事前情報に基づく合意
GDP	Gross Domestic Product	国際総生産
HRMO	Human Resources Management Office	州人事事務所
ICC	Indigenous Cultural Community	先住民族社会
ICHO	Ifugao Cultural Heritage Office	イフガオ文化遺産事務所
ICOMOS	International Council of Monuments and Sites	国際記念物遺跡会議
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境影響調査
IFELCO	Ifugao Electric Cooperative	イフガオ配電組合
IKGS	International Keeping Good Sanna	アイケージーエス (日本のNGO名)
IPRA	Indigenous Peoples Right Act	全住民族保護法
IRA	Internal Revenue Allotment	歳入
IRR	Implementing Rules and Regulations	規定細則
IRTCHO	Ifugao Rice Terraces Cultural Heritage Office	イフガオ棚田文化遺産事務所
ITC	Ifugao Terraces Commission	イフガオ棚田委員会
IUCN	International Union for the Conservation of Nature	国際自然保護連合
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JICA	Japan International Cooperation Agency	日本国際協力機構
kW	Kilo Watt	キロワット
kWh	Kilo Watt Hour	キロワットアワー
LGU	Local Government Unit	地方自治体
LLCR	Loan Life Coverage Ratio	負債測定基準指標
LMHPP	Likud Mini-Hydropower Plant	リクッド水力発電所
LTL	Long Term Loan	長期借入金
MEG	Monitoring and Evaluation Group	モニタリング評価グループ
MWh	Mega Watt hour	メガワット
MOA	Memorandum of Agreement	覚書
MOU	Memorandum of Understanding	覚書
MPDO	Municipal Planning and Development Office	ムニシバル計画開発事務所

## 用語集

略語 (英)	正式名称 (英)	和名
NAPOCOR	National Power Corporation	国家電力公社
NCCA	National Commission on Culture and Arts	フィリピン文化芸術委員会
NCIP	National Commission on Indigenous People	国家先住民族委員会
NGCP	National Grid Corporation of the Philippines	フィリピン国家送電会社
NGO	Non Governmental Organization	非政府組織
NPC	National Power Corporation	国家電力公社
NPV	Net Present Value	純現在価値法
NSO	National Statistics Office	国家統計局
NUVELCO	Nueva Vizcaya Electric Cooperation	ヌエバビスカヤ配電組合
NWRB	National Water Resource Board	水資源委員会
O&M	Operation and Maintenance	運転維持
P/S	Power Station	発電所
PACCO	Provincial Accounting Office	州経理事務所
PAENRO	Provincial Agriculture Environment Natural Resources Office	州農業環境資源事務所
PBP	Pay Back Period	投資回収期間
PD	Presidential Decree	大統領令
PEO	Provincial Engineering Office	州エンジニアリング事務所
PGI	Provincial Government of Ifugao	イフガオ州政府
PGO	Provincial Governor's Office	州知事事務所
PHP	Peso	フィリピンペソ (通貨)
PLO	Provincial Legal Office	州法務事務所
PPDO	Provincial Planning and Development Office	州計画開発事務所
Pre-FS	Pre-Feasibility Study	初期実施可能性調査
PTO	Provincial Treasury Office	州会計事務所
PV	Present Value	現在価値
PVC	Polyvinyl Chloride	塩化ビニル
RA	Republic Act	共和国令
RE	Renewable Energy	再生可能エネルギー
REMB	Renewable Energy Management Bureau	再生可能エネルギー管理局
ROE	Return of Equity	株主資本に対する収益率
ROI	Return on Investment	投資収益率
RPS	Renewable Portfolio Standard	新エネルギー電気利用法
S/S	Sub-Station	変電所
SB	Sanggunian Bayan	イフガオ郡議会
SITMO	Save the Ifugao Terraces Movement	シトモ (イフガオのNGO名)
SP	Sanggunlan Panlalawigan	イフガオ州議会
STL	Short Term Loan	短期借入金
T/L	Transmission Line	送電線
TEPCO	Tokyo Electric Power Company	東京電力 (株)
TOR	Terms of Reference	付託条項
TP	Tapping Point	配電線の連携点
TRANSCO	National Transmission Corporation	国家送電会社
UNESCO	United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization	国連教育科学文化機関
WTI	West Texas Intermediate	米で生産される代表的原油

## 第1章 プロジェクトの概要

### 1.1 プロジェクトサイト

Ifugao 州は北部ルソン Cordillera 自治区 (Cordillera Administrative Region (CAR) ) に属する 6 州の一つであり、CAR の南東部に位置する。Ifugao 州へはマニラから約 350km であり、車両移動で約 7 時間を要する。

Likud 小水力発電開発計画地点は Ifugao 州 Asipulo 郡 Haliap 村に位置する。

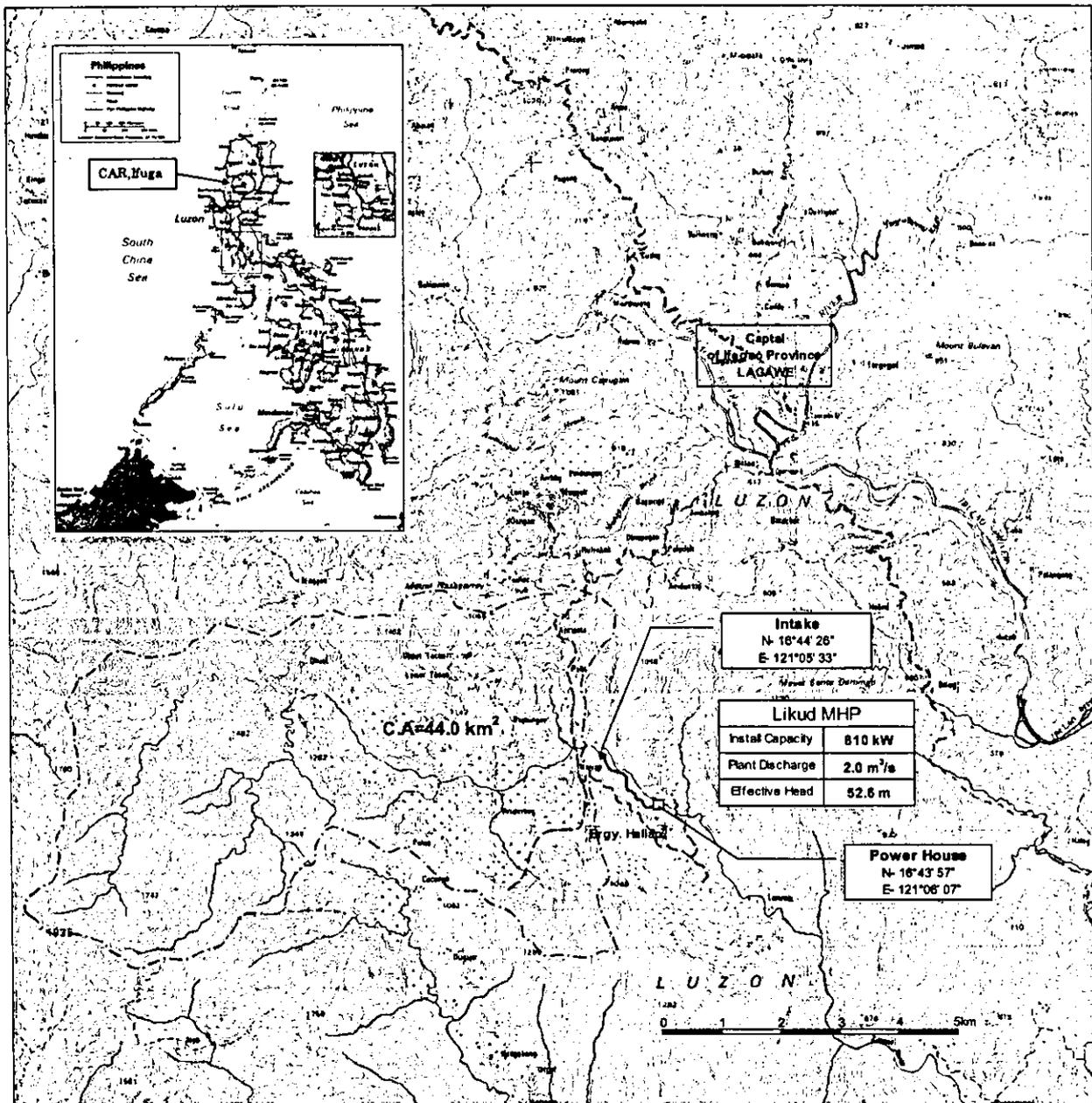


Fig. 1-1 Location Map of the Project Site

## 1.2 発電計画諸元

Likud 小水力発電計画諸元を Table 1-1 に示す。

Table 1-1 Project Feature of Likud Mini-hydropower Project

項目	単位	諸元	備考	
河川名	-	Lamut River		
所在地	-	Haliap Barangay, Asipulo Municipal, Ifugao Province		
位置	取水地点	-	北緯: 16° 44' 26" 東経: 121° 05' 33"	
	放水地点	-	北緯: 16° 43' 57" 東経: 121° 06' 07"	
発電 諸元	流域面積	km <sup>2</sup>	44.0	
	発電方式	-	流れ込み式	
	取水位	EL. m	660.000	
	放水位	EL. m	541.000	
	総落差	m	59.000	
	有効落差	m	52.575	
	最大使用水量	m <sup>3</sup> /s	2.00	
	常時使用水量	m <sup>3</sup> /s	1.23	85% 流量
	最大出力	kW	810	
	常時出力	kW	460	
	年間可能発電電力量	kWh	6,091,725	
	年間有効発電電力量	kWh	5,604,387	損失 8%
	設備利用率	%	85.9	
電力需要	現状のピーク需要	kW	2,120	2010年時点
	現状のベース需要	kW	840	同上
	現状の年間電力需要	kWh	9,800,000	2009年時点
	将来のピーク需要想定	kW	2,840	2015年時点
	将来のベース需要想定	kW	1,120	同上
	将来の想定年間電力需要	kWh	14,713,000	同上
建設費用		Pesos	120,316,000	
建設単価	kW 当たり建設費	Php/kW	148,538	
	kWh 当たり建設費	Php/kWh	19.8	
発電原価		Php/kWh	2.54	
FIRR		%	15.0	
建設開始年(想定)		MM, YY	Feb, 2012	
運転開始年(想定)		MM, YY	Jan, 2014	

## 第2章 導 入

### 2.1 背 景

フィリピン国においては、電力エネルギー供給の安定化、エネルギー自給率の向上を目的として、1997年に「小水力開発促進法：Mini-Hydroelectric Power Incentives Act R.A. 7156」を、2008年に「再生可能エネルギー法：Renewable Energy Act R.A.9513」(以下「RE法」)を施行し、小水力を含む再生可能エネルギーを積極的に開発していこうとしている。

再生可能エネルギー開発気運の高まりを背景として、旧JBICは、2008年9月、フィリピン開発銀行 (Development Bank of Philippines: DBP) との間で「環境開発事業：Environmental Development Project: EDP」248億4600万円を限度とする円借款貸付契約(貸付実行期限2016年1月)に調印した。同事業はDBPを通じ、民間企業、地方自治体、政府出資企業等に対し、環境改善のための設備投資に必要な中長期資金を融資することにより、環境汚染物質の排出及び生活環境の改善を図り、フィリピン国の環境保全に寄与するものである。

同事業の対象セクターは下記の4セクターであり、この内、再生可能エネルギー、特に小水力は開発の潜在性が高いと言われている。

- ◇ 水供給・水質保全(上下水道施設の整備)
- ◇ 再生可能エネルギー
- ◇ 産業公害防止
- ◇ 固形・医療・有害廃棄物処理

一方、ルソン島北部に位置するイフガオ州では、棚田文化を背景とする豊富な水力発電資源を有するにも関わらず、その開発は近年のe8<sup>1</sup>-TEPCOによるAmbangal小水力発電所(200kW)を除き実施されていない。Ifugao州では州内の水力開発を促進するため小水力開発促進に関する州条例(Ordinance No.2007-045: Development of Mini-hydro Electric Power Plants in Ifugao)を2007年に制定するとともに、2010年にAmbangal発電所の運営管理及びその売電収益金の棚田保全資金としての利用を定めた州条例(Ordinance No.2010-019: Organizational Structure and the Policies and Systems Governing the Operation, Maintenance and Management of Ambangal Mini-Hydropower Plant and Rice Terraces Conservation Fund)を制定するなど、荒廃に瀕した「世界遺産の棚田群」保全への貢献を前提とした水力開発を積極的に推進している。

### 2.2 目 的

Likud水力発電開発は単なる発電事業ではなく、水力発電収益による「世界遺産の棚田保全事業資金の創出」を前提とした開発であり、発電収益による「棚田保全基金(RTCF: Rice Terraces Conservation Fund)の拡充を図ることを目的とする。

<sup>1</sup> G8カントリーの主要電力10社から構成される再生可能エネルギーの普及を目的とした国際的NPOであり、日本からは東京電力(株)、関西電力(株)が参加している。

### 2.3 Likud 水力発電開発に期待される効果

Likud 水力発電開発に期待される主な効果は下記のとおりである。

#### (1) Ifugao 州内の電力安定供給

Likud 水力開発地点の存在する Ifugao 州ではイフガオ州配電会社 (IFELCO: Ifugao Electric Cop.) が SN-Aboitiz から殆どの電力を購入し、州内の配電事業を行っている。

IFELCO の 2009 年の年間販売電力量は約 9,987MWh であり、2010 年には 10,657MWh、2015 年には 14,713MWh に達するものと想定される。

2010 年 1 月以降、Ifugao 州には e8 による Ambangal 水力発電所(出力 200kW)が発電を行っているが、Likud 水力発電所が完成した場合には、Fig.2-1 に示すように、2015 年時点で州内総必要電力量の 47%を賅うことが可能となる。

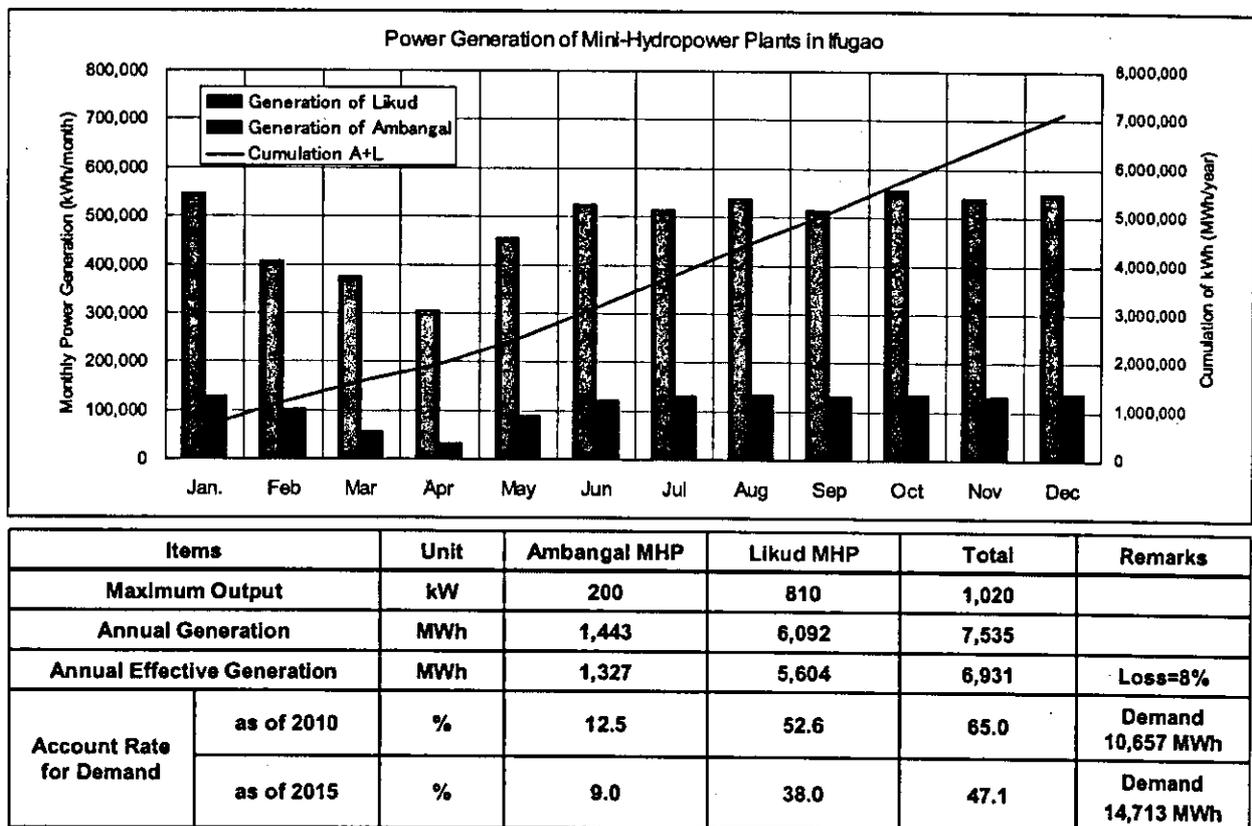
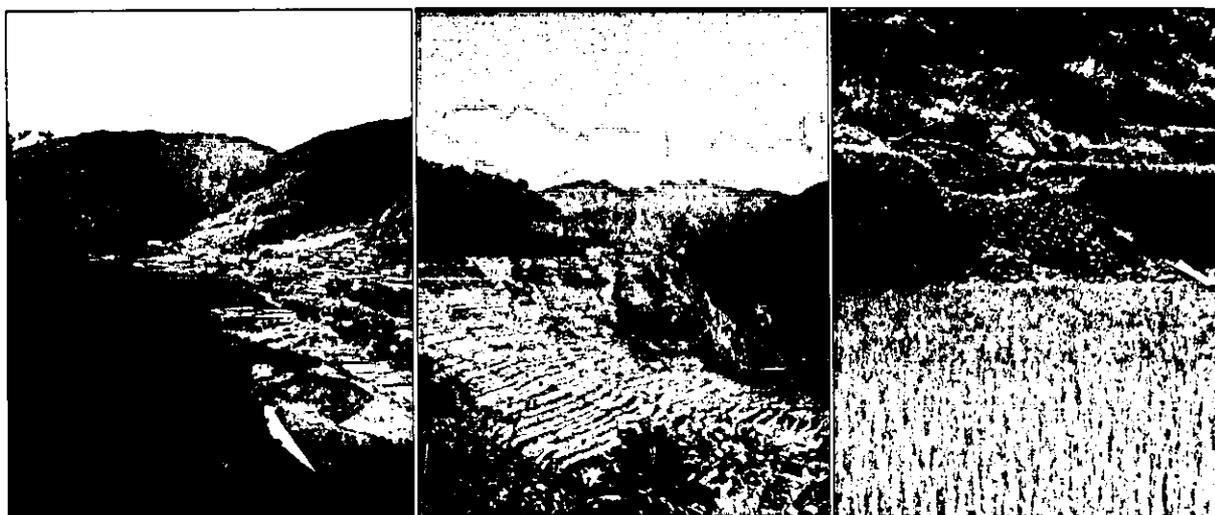


Fig.2-1 Focus of Electric Power Supply and Demand in the Ifugao Province

#### (2) 世界遺産イフガオの棚田保全への貢献

フィリピン国ルソン島北部の山岳斜面に広がる「フィリピン・コルディララの棚田群」は 2000 年の歴史を持ち、その壮大な景観から、1995 年にユネスコの世界遺産に登録された。しかしながら、昨今、棚田を維持する伝統的知識とその人材の減少を背景に、棚田の荒廃が徐々に進行し、2001 年には「世界遺産危機リスト」に記載されるなど、貴重な文化的景観が失われつつある。



世界遺産登録範囲の棚田 (TEPSCO 撮影)

崩壊した棚田 (TEPSCO 撮影)

UNESCO 支援による保全マスタープランによれば棚田の保全には多額の資金を必要とし、この内、今後、荒廃していくと考えられる棚田・灌漑水路の補修等、恒久的に必要となる資金だけでも年間約 20 百万ペソの資金が必要とされている。(Table 2-1 参照) 現在、世界遺産の棚田保全に関する責任は国から州に移管されているが、国からの保全に関わる特別な資金援助は無く、州は保全資金の調達に苦慮している。

Table 2-1 Cost for Rice Terrace Conservation

第一優先保全事業 今後想定される荒廃に歯止めをかけるために 恒久的に必要とされる資金	事業費	
	(pesos/year)	(JPY/year)
崩壊した棚田の補修及びモニタリング	4,010,000	8,020,000
灌漑システムの補修とモニタリング	7,100,000	14,200,000
マイクロ・ファイナンス(当初 10 年間)	1,840,000	3,680,000
生計向上対策事業に対する資金支援	1,800,000	3,600,000
リーダーの育成 (奨学金)	1,840,000	3,680,000
農民学校 (適正・伝統農法の普及)	1,260,000	2,520,000
州内ラジオ放送の実施 (農村部への情報提供)	1,480,000	2,960,000
計	19,330,000	38,660,000

出典: Ifugao Rice Terraces Master Plan 2003-2012

注) その他、既に荒廃した棚田を元の状態に復旧する費用 (第二優先事業) として、今後 10 年間に約 11 億円の資金が必要とされる。

Likud 水力発電所が開発された場合には、Ambangal 小水力発電所による収益と合わせて将来的に第一優先事業の実施に必要なとされる資金の 75% を確保できる。

## 2.4 州開発計画等上位計画における開発意義

2008年12月の再生可能エネルギー法施行以来、小水力発電を含む再生可能エネルギー開発は比国の最優先開発課題のひとつである。

Ifugao州の存在するコルディレラ自治区 (Cordillera Autonomous Region: CAR) の地域開発協議会 (Regional Development Council) でも電源開発マスタープラン (The Cordillera Energy Producer Master Plan: CEPMP) を作成し、CAR地域の水資源の有効活用を推進している。

また、イフガオ州では、2007年9月に小水力発電開発条例(The Mini-Hydro Electric Power Plant Development Program Ordinance: Ordinance No. 2007-045)を、2010年1月にアンバンガル発電所設置及び運転維持管理に係わる条例 (Provincial Ordinance No. 2010-019) を発令し、Ambangal小水力発電所において実際に水力発電事業を始動している。

以上のように、Likud水力発電開発は、国家、地域、州等の制定する上位計画に合致し、フィリピン国における水力開発の推進に貢献するプロジェクトである。

### 第3章 Ifugao 州の概要

#### 3.1 一般概要

##### (1) Ifugao 州の位置

Ifugao 州は、北 Luzon の内陸、Cordillera 自治区(CAR)6 州の内の 1 州である。総面積 256,636 ヘクタール、荒涼とした地形、川峡谷、広大な森林に覆われた山岳地帯である。州都は Lagawe にあり、西は Benguet 州、北は Mountain 州、東は Isabela 州、南は Nueva Vizcaya 州と隣接している。

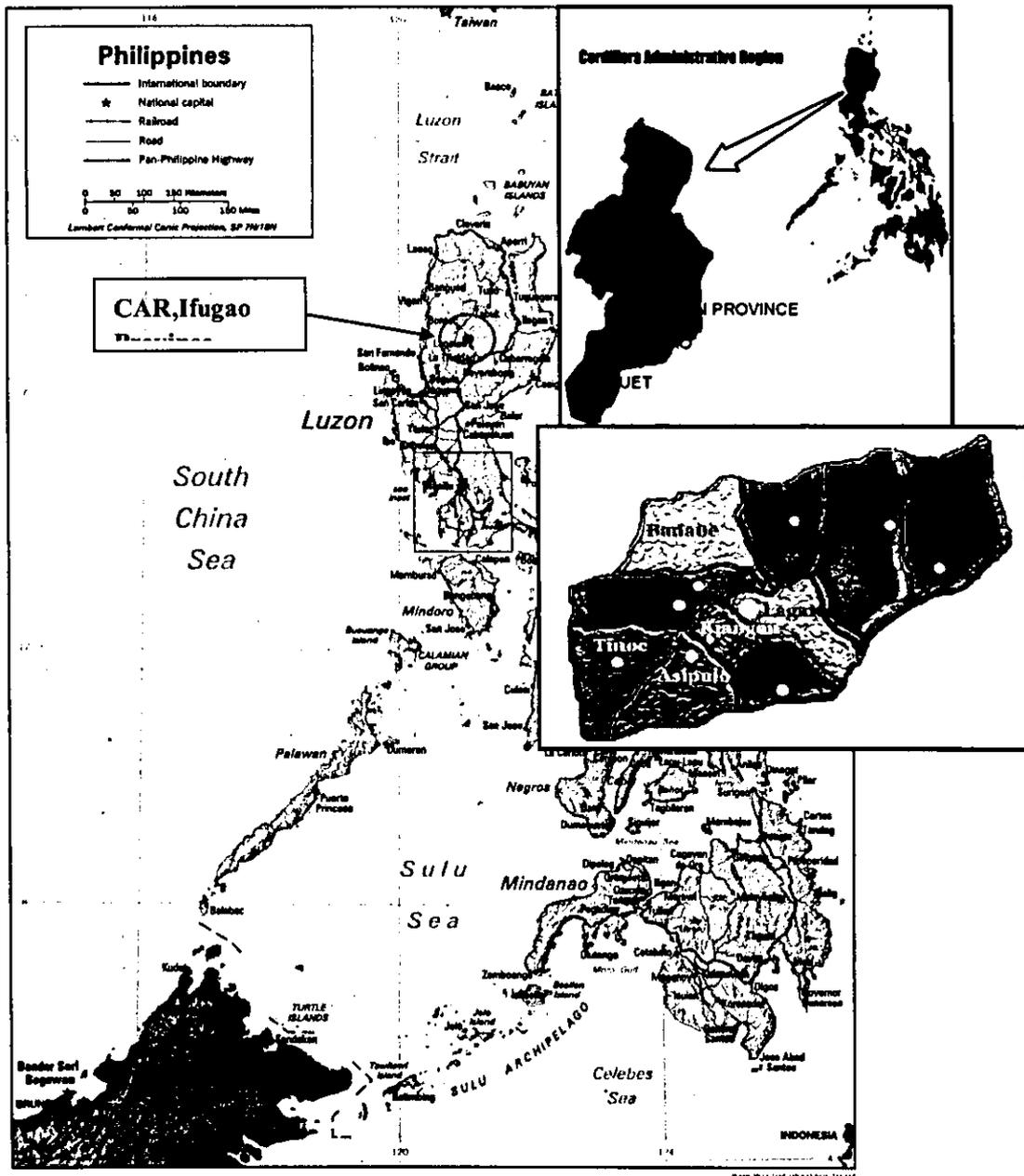


Fig.3-1 Location Map of Ifugao Province

## (2) Ifugao の歴史的背景

Ifugao の語源は「IPUGO」からきており、「PUGO」は「山」、「I」は「～から」を意味する。「IPUGO」はスペイン統治時代によって「IFGAW」に変わり、その後アメリカ統治自体に「Ifugao」に変化した。

1902 年から 1905 年の間、Ifugao は Nueva Vizcaya 州の一部であった。1906 年、新 Mountain 州の一部に編入されたが、1966 年 6 月 18 日、下院法案 1526 または条例 4695 に基づき Mountain 州を 4 つの州に分けられ、7 つの郡、すなわち、Lagawe、Banaue、Kiangan、Hungduan、Lamut、Mayoyao 及び Potia 郡へ編成された。

現在、Ifugao 州は 11 群にわけられ、175 村、10 の特別経済区域エリアで編成されている。

## (3) Ifugao 州土地面積

Ifugao 州は、自然地形によって境界が分けられる。Ifugao の東、Isabela 州とは Magat 川により、また西の Benguet 州とは Pula 山により、北の Mountain 州とは Polis 山によって、南の Nueva Vizcaya 州は Lamut 川によって境界ができています。下表は州内各郡の面積と村の数を示している。

Table 3-1 Land Area of Ifugao

Municipality	Land Area (Has)	Percent (%) of Land Area	No. of Barangays
Aguinaldo	44,810	17.46	16
Alfonso Lista	51,092	19.91	20
Asipulo	29,043	7.64	9
Banaue	17,132	6.68	18
Hingyon	6,259	2.44	12
Hungduan	21,501	8.38	9
Kiangan	8,109	3.16	14
Lagawe	27,757	10.82	20
Lamut	22,544	8.78	18
Mayoyao	20,190	7.87	27
Tinoc	17,631	6.87	12
Ifugao	256,636	100	175

Source: Land area computed from NAMRIA 2003 Land cover map

## (4) 人口及び社会枠組み

## 1) 民族グループ

Cordillera 自治区は多様な民族交流で構成されている。Ifugao 州は 4 つの主要な民族グループ、Ayangan 族、Tuwali 族、Kalanguya 族、Kalinga 族から構成される。Ayangan 族はほとんど全ての郡において見受けられ、Tuwali 族は主に、Lagawe、Hingyon、Kiangan、Banaue、Hugduan、Lamut、Asipulo 郡に多い。Kalanguya 族は Tinoc、Asipulo 郡、Kalinga 族は Alfonso Lista 郡に多い。

Table 3-2 Ethno linguistic Groups

Ethno Group	Tribes	
Ayangan Group	1. Iolilicon Tribe 2. Ialimit Tribe	
Tuwali Group	1. Ilag-aw Tribe 2. Ibunne Tribe 3. Munkigoj-a Tribe 4. Mum-alyon Tribe 5. Munganu/Munkalyoj Tribe 6. Kala Tribe 7. Yattuka Tribe 8. Ipakawol Tribe 9. Imuntabiong Tribe	10. Ihaliap Tribe 11. Iboliwong Tribe 12. Lambabag Tribe 13. Dikkalay Tribe 14. Ikamandag Tribe 15. Ibannawol Tribe 16. Icambulo Tribe 17. Igohang Tribe 18. Ihapo Tribe
Kalanguya Group	1. Iddaya Tribe 2. Itenec Tribe	3. Itabuy Tribe
Kalingan Group	Kalinga Tribe	

Source: NSO, Lagawe, Ifugao

2) 人口及び成長率

Ifugao人口は180,815人、Cordillera自治区(6州)総人口1,520,743人中、第4番目に多い11.89%を占める。 全国総人口88,574,614人中の2%である。Ifugao 経済状況が悪いため人口流出が激しく、自然人口増率が大変低い。年間成長率は1.56%であり、リージョンレベルの1.5%よりは高いが、国レベルの2.4%に比べると低い。

Table 3-3 Ifugao Population and other Provinces

Level of Population	2007 Population	% Share to Phil Pop	2000-2007 Growth Rate	% Share to reg'l Population
Philippines	88,574,614	-	2.04	-
CAR	1,520,743	1.72	1.5	-
Abra	230,953	0.26	1.35	15.19
Apayao	103,633	0.12	0.9	6.81
Benguet	372,533	0.42	1.68	24.5
<b>Ifugao</b>	<b>180,815</b>	<b>0.2</b>	<b>1.58</b>	<b>11.89</b>
Kalinga	182,326	0.21	0.64	11.99
Mr. Province	148,661	0.17	0.79	9.78

Source: National statistics Office (NSO)

Table 3-4 Ifugao Population

Municipality	1990	1995	2000	2007	Average Annual Growth Rate (1990-2007)
Aguinaldo	19,830	12,623	16,377	17,231	0.71%
Alfonso Lista	14,816	17,552	21,167	25,323	2.54%
Asipulo	9,508	9,964	12,294	13,340	1.15%
Banaue	16,943	20,514	20,563	21,448	0.59%
Hingyon	8,373	9,724	9,769	10,071	0.43%
Hungduan	7,254	9,491	9,380	9,601	0.33%
Kiangan	21,304	13,514	14,099	15,448	1.29%
Lagawe	12,437	14,898	15,269	17,477	1.91%
Lamut	14,101	17,081	18,731	22,109	2.35%
Mayoyao	23,942	14,733	14,181	16,722	2.32%
Tinoc	8,256	9,504	9,783	12,045	2.95%
Ifugao	156,764	149,598	161,613	180,815	1.58%

Source: National Statistics Office (NSO)

3) 雇用及び収入

雇用数は、定職、臨時雇用に関わらず労働力人口に加算される。就業率は、15歳以上の労働人口であり、一定期間時間給で働く者を含む。

失業者は、就職活動中、一時的な病気、悪天候等の理由で失業しているものを含む。

2003年国家統計局の報告では雇用率は90.8%であった。(Table 3-5 参照)

Table 3-5 Labor Force and Underemployment Rate, CAR 2002-2003

Provinces	Total Population 15 years & over (000)		Labor Force Participation Rate		Employment Rate		Unemployment Rate		Visible Underemployment Rate	
	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003
ABRA	140	142	89.42	65.80	88.90	91.80	11.10	8.20	5.60	6.10
APAYAO	60	61	66.66	75.30	95.80	94.70	4.20	5.30	23.20	13.20
BENGUET	423	230	57.92	69.00	87.70	86.60	12.30	10.70	2.50	4.60
<b>IFUGAO</b>	<b>105</b>	<b>106</b>	<b>72.38</b>	<b>60.10</b>	<b>88.00</b>	<b>90.80</b>	<b>12.00</b>	<b>9.20</b>	<b>13.70</b>	<b>17.70</b>
KALINGA	107	109	67.29	73.50	88.00	91.20	11.40	8.80	10.30	1.90
MT. PROVINCE	91	91	87.91	89.40	93.80	98.10	6.30	1.90	10.40	4.30

Source: NSO. Courtryside in Figure 2007

最新情報では、西暦2000年、一世帯あたりの年平均収入は、85,245ペソ。年平均支出は66,284ペソ。よって平均18,961ペソの余貯蓄があることになる。一世帯年平均収入は1997年から2000年にかけては多少減少しているが、1991年からみれば増えている。収入額の伸びは遅いが確実に増えてきており、貧困率減少にもつながっている (Table 3-6)。

Table 3-6 Family Income and Expenditures, CAR 1997 & 2000

Provinces	Average Annual Family Income		Average Annual Family Expenditure		Annual Per Capita Poverty Threshold (in Peso)	
	1997	2000	1997	2000	1997	2000
ABRA	86,891	111,185	74,148	89,183	10,280	17,900
APAYAO	89,976	92,907	60,780	67,343	9,563	17,837
BENGUET	145,879	184,425	110,228	147,787	11,788	17,483
<b>IFUGAO</b>	<b>87,687</b>	<b>85,245</b>	<b>70,000</b>	<b>66,284</b>	<b>11,225</b>	<b>15,556</b>
KALINGA	100,746	111,790	80,605	85,931	10,307	15,031
MT. PROVINCE	68,080	98,369	54,655	74,369	13,048	16,705
CAR	112,361	139,613	86,924	110,338	11,178	13,176
PHILIPPINES	123,168	144,039	99,537	118,002	9,843	11,605

Source: NSCB Countryside in Figure 2007

国家統計調整委員会によれば、Ifugao の一人当たりの中間所得は 2000 年から 2006 年にかけて増えている。Table 3-7 によれば、一人当たりの中間所得は 27,714 ペソで Cordillera 自治区第 4 番目に高い数値となり、貧困率の減少につながっている。

しかしながら、個人所得が増えているとはいえ、Ifugao 州の平均収入はリージョンや国レベルよりも少ない。

Table 3-7 Mean Per Capita Income of CAR Provinces: CY2000, 2003, 2006

Provinces	Mean Per Capita Income 2000	Mean Per Capita Income 2003	Mean Per Capita Income 2006
ABRA	22,311	24,444	23,775
APAYAO	18,873	20,425	21,982
BENGUET	36,045	43,381	57,503
<b>IFUGAO</b>	<b>15,648</b>	<b>24,979</b>	<b>27,714</b>
KALINGA	18,822	19,416	28,000
MT. PROVINCE	20,521	19,666	29,232
CAR	-	30,767	35,788
PHILIPPINES	-	31,260	39,989

Source: NSCB Countryside in Figure 2007

#### 4) 貧困

1997 年の社会変革・貧困撲滅活動によれば、貧困とは、「個人または家族の収入が貧困限界を下回っている、すなわち、必要最小限の食事、健康、教育、家、その他生活に必要なものが手立てできない状態」と定義されている。

西暦 2000 年、Ifugao 州では、約半数以上、55.1%が貧困者とされ、Cordillera 自治区では最も高い貧困率で、国レベルでは第 4 番目に貧しい州であった。2003 年、貧困率は 28.1%までに下がり、全国の最も貧しい 20 州からは脱することができたが、2006 年には少しあがり 30.9%であった。

2006 年、Ifugao 州一人当たりの貧困限界所得が 15,556 ペソであり、Cordillera 自治区のそれより低く、全国レベルの 15,077 ペソにはやや上回った。Ifugao 州での生活費は国の平均生活

費よりも高いことがうかがえる。2006年の貧困限界所得 15,556 ペソとは、Ifugao で 5 家族が貧困とはみなされない最低限必要な月收入 6,481 ペソであり、食料安全保障の観点からは 5 人家族で最低 4,132 ペソが必要とされる額である。

#### (5) 地元経済構造

Ifugao 州の経済は農業を基本とし、ほとんどの人々が農業に従事している。しかしながら農業従事者や関連業種の雇用は減少している。

Ifugao 州では、昔から、棚田耕作、植林事業、焼き畑など自然地形をうまく利用しながら長年にわたって営まれてきた。しかしながら、この伝統農業は市場需要の強い圧力を受け、文化的価値観の変化及び地元経済発展により、自給自足の生活スタイルが余儀なく変化していった。

第一次産業である農漁業や家畜従事者は 70%を占める。皮肉なことに、棚田耕作から得られる米生産量は平均的 1 家族の 5 ヶ月強分にしかあたらない。稲作から果物や野菜生産事業を始めるもの、工芸品、建設業、採石業に転化するものが現れている。崩れかけた棚田が放置されたり、棚田から現金収入の高い野菜テラスに変換されたりしている。第二次産業としては、中小企業である米やトウモロコシの製粉所、製材所、製造業、ブロック製造、電気事業、建設、採石業などがあるが従事者は 9%のみである。第 3 次産業従事者は 21%を占めている。よって、農漁業が Ifugao 州の主要産業といえる。

#### (6) 社会文化構造

古代 Ifugao 族の社会統制は元々親族制度である。強い血縁関係で社会形成され、少なくとも 4 世代の先祖を含む社会構造となっており、先祖の存在が親族制度の重要な役割を果たす。そのため家系図や血統が重要である。普段の生活や稲作行事に祖先が呼び出され、一旦埋葬された祖先の骨をまた掘り起こし宗教儀礼によって意見を求めたりする。

Ifugao 族は独特の宗教儀礼を生み出し、様々な生活、稲作作業のあらゆる過程に儀式を取り込み、それは Mumbaki と呼ばれる祈祷師によって執り行われた。Mumbaki は 4 世代の祖先を儀式に呼び出し、神との意思疎通を図る知識を身につけなければならない、また先祖代々の血縁関係をよく把握していた。

棚田耕作は初代 Ifugao 族によって構築された。耕作地が不足していたため、初代の人々は山間の急傾斜に棚田を作らざるをえなかった。厳しい自然環境の中で、機械を使わず、単なる手工具のみで棚田を築きあげられたのは、その社会構造と文化価値の相互作用のよって達成されたといえる。

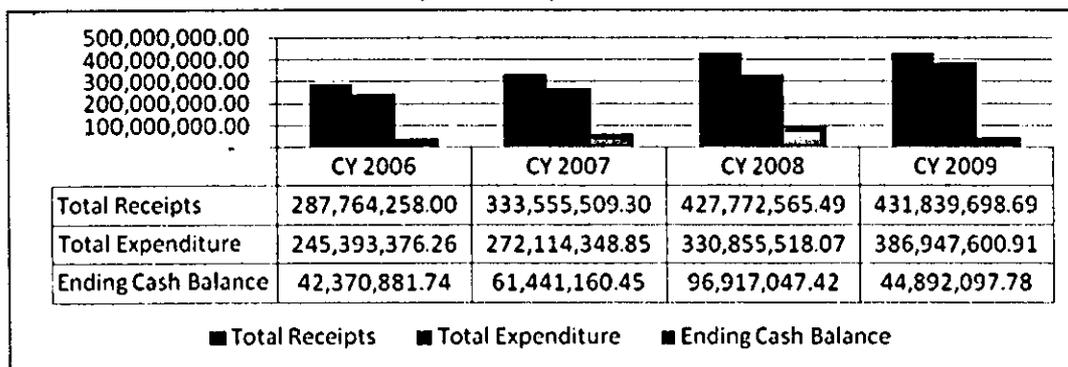
植民地化や公教育の導入、大きくはキリスト教が入ってきたことにより Ifugao 族の生活は変わっていった。キリスト教化された Ifugao 族はそれでも伝統的価値や慣習を失うことなくキリスト教を受け入れた。例えば、西洋の薬で治せない病気は、信仰儀礼や先祖のお骨を発掘するなど元の方法を用いた。今日でも、婚約、結婚式、感謝祭等を Ifugao 族伝来のやり方で行っているものもある。

(7) Ifugao 州政府の財務状況

1) 財務状況

2006 年から 2009 年にかけての Ifugao 州政府財務状況は、黒字残高となっていて、収入、支出とも増加の方向にある。増収入の要因は主に、国からの歳入 (IRA) 増と公務員標準給与に関わる条例の施行による給与増による。(Table 3-8 Receipts and Expenditures of the PGI 2006-2009 参照)

Table 3-8 Receipts and Expenditures of the PGI 2006-2009



2) 収入源

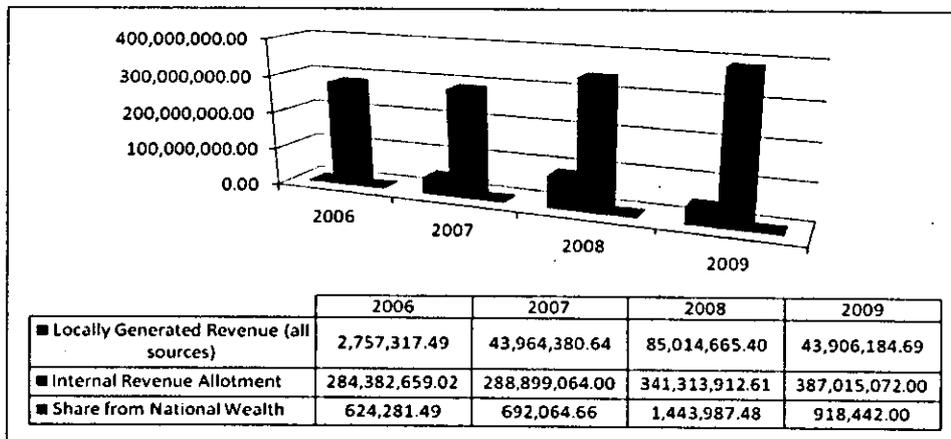
Table 3-9 は州政府の収入源を示す。最も大きな財源は国からの歳入 (IRA) による。2006 年時点の地方税収入は 1%以下であったが、2009 年では 10%に達した。税収入は増加しているものの依然、州政府の財源は国からの歳入が主な財源といえる。

地方財源 (国の歳入以外の財源) 内訳は、税収入 (不動産税、事業税、その他の税) と税金以外の収入として、行政規制手数料、使用料、営利事業や高速料金からの収入による。

国からの歳入 (IRA) の配分は、50-60%が人件費、5%が自然災害など対応資金、15%が州政府内維持管理費、20%が開発プロジェクト費用にあてられる。

最新地方自治法のガイドラインによれば、国の歳入 (IRA) の 20%を限度に、その費用をローンプロジェクトに充てられる。例えば、2009 年の IRA は約 387 百万ペソであり、その 20%、約 77 百万ペソを限度にローンプロジェクトに利用できる。

Table 3-9 Revenue by Source Fiscal Year of 2006-2009



3.2 電力需給状況と将来予測

(1) 電化の状況

現在の IFELCO 配電地域の電力供給の契約者数、家屋数は、2009 年の報告書(Annual Report 2009)によれば、それぞれ 19,991 名、20,489 戸となっている。

また、ここ 3 年間の契約者数、家屋数の推移を Table 3-10、および Fig.3-2 に示すが、契約者数の伸び率は、年間 5～8 % 程度となっている。

Table 3-10 Trend of Membership and Household Connection 2007-2009

(出典:IFELCO 発行 Annual Report 2007～2009)

年	契約者数(名)	家屋数(戸)	契約者の前年伸び率 (%)
2007	17,514	17,709	
2008	18,393	18,859	5.01
2009	19,991	20,489	8.69

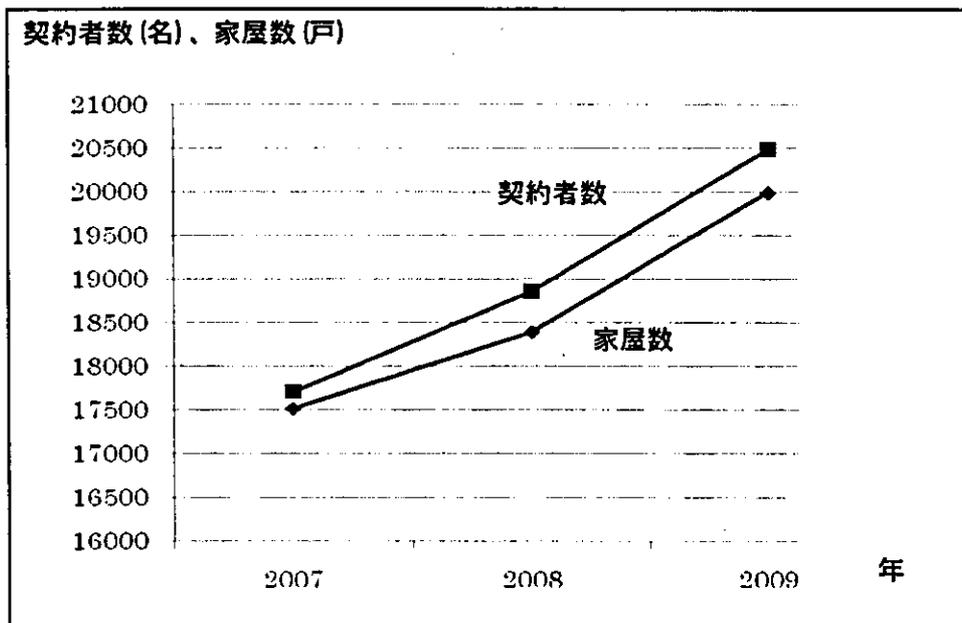


Fig. 3-2 Trend of Membership and Household Connection 2007-2009

また、地区 (Barangay) 別の電化状況や電化率は、2008 年の報告書 (Annual Report 2008) に示されているが、このデータを基に、2009 年の家屋の電化率を算出すると 65.3% で、前年度より約 5 % の伸びが見られる。2008 年の報告書を基にした地区別等の電化状況等を Table 3-11 および Fig.3-3 に示す。

Table 3-11 Status of Electrification of Barangays (as of December 2008)

(出典:IFELCO 発行 Annual Report 2008)

No	自治地区名	地区数 (Barangay)			家屋 (戸)			契約者 合計(名)
		全地区数	電化 地区数	割合(%)	全家屋数 2000年	電化 電化数	割合 (%)	
1	Lagawe	20	20	100	2,944	3,206	109	3,078
2	Kiangan	14	14	100	2,692	1,910	71	1,988
3	Lamut	18	18	100	3,654	3,921	107	3,427
4	Banaue	18	18	100	3,953	2,143	54	2,159
5	Hingyon	12	12	100	2,063	1,194	58	1,327
6	Mayoyao	27	24	89	2,917	1,231	42	1,198
7	Aguinaldo	16	14	88	3,341	824	25	829
8	Hungduan	9	7	78	1,699	763	45	569
9	A.Lista	20	20	100	4,275	2,765	65	2,891
10	Asipulo	9	9	100	2,131	540	25	562
11	Tinoc	12	12	100	1,680	362	22	365
	合計	175	168	96	31,349	18,859	60	18,393

(Source: Annual Report 2008 issued by IFELCO)

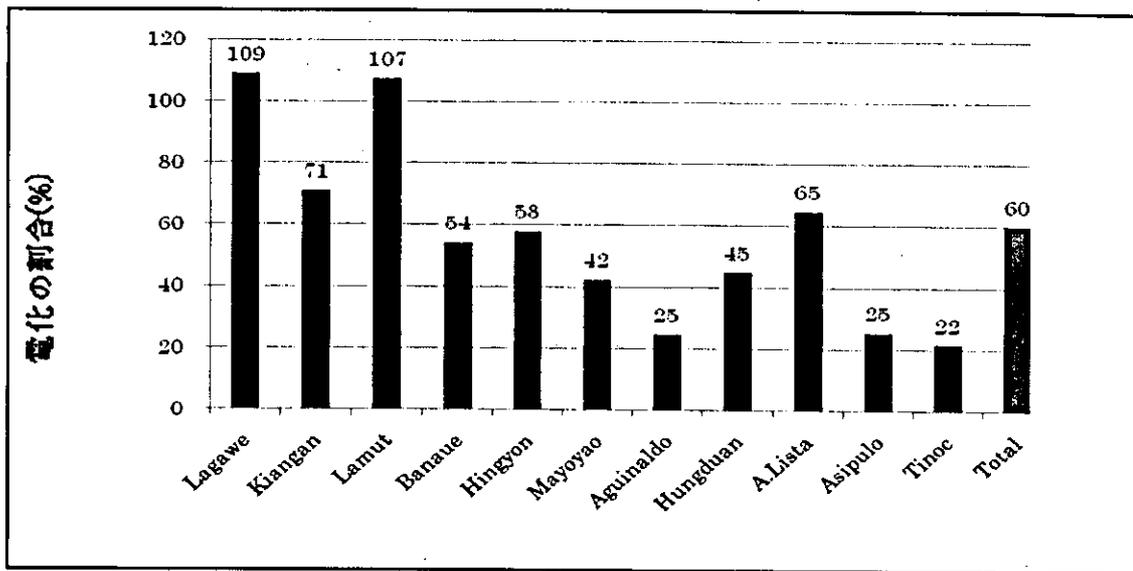


Fig.3-3 Status of Electrification of Barangay (as of December 2008)

## (2) 電力調達と販売

IFELCO は電力を SN-Aboitiz、ISELCO (Isabela Electric Cooperative)、NUVELCO(Nueva Vizcaya Electric Cooperative)から購入して販売しているが、年間の購入量は 2009 年時点で約 12,000MWh で、販売電力量は約 9,900MWh となっている。また、電力量の損失は、年間約 178MWh 発生しており、全体に占める割合は、約 18%となっている。Table 3-12 および Fig. 3-4 に過去 2 年間の電力調達と販売量等を示す。

Table 3-12 Purchased and Sold Power of IFELCO

(出典:IFELCO 発行 Annual Report 2008、2009)

月	調達量 (kWh)	販売量 (kWh)	公益消費量 (kWh)	損失 (kWh)	損失の割合 (%)
2008 年 1~12 月					
1	896,870	705,543	2,242	189,085	21.08
2	870,866	756,304	2,251	112,311	12.90
3	836,769	679,145	2,256	155,368	18.57
4	984,055	766,844	2,268	214,943	21.84
5	825,691	714,990	2,274	108,427	13.13
6	904,545	696,594	2,288	205,663	22.74
7	894,497	750,599	2,296	141,602	15.83
8	936,662	779,427	2,302	154,933	16.54
9	979,876	796,506	2,660	180,710	18.44
10	955,595	796,533	2,701	156,361	16.36
11	997,450	825,142	2,858	169,450	16.99
12	951,415	755,817	3,003	192,595	20.24
合計	11,034,291	9,023,444	29,399	1,981,448	—
平均	919,524	751,954	2,450	165,121	17.89
2009 年 1~12 月					
1	988,005	795,028	3,036	189,941	19.22
2	976,339	795,621	3,062	177,656	18.20
3	948,134	769,835	4,086	174,213	18.37
4	1,024,909	833,713	4,316	186,880	18.23
5	941,607	764,627	4,428	172,552	18.33
6	1,048,682	841,381	8,436	198,865	18.96
7	991,052	831,407	8,637	151,008	15.24
8	1,044,547	831,050	8,842	204,655	19.59
9	1,073,924	880,573	8,994	184,357	17.17
10	989,493	814,118	9,049	166,326	16.81
11	1,049,686	876,884	9,098	163,704	15.60
12	1,021,799	851,696	9,906	160,197	15.68
合計	12,098,177	9,885,933	81,890	2,130,354	
平均	1,008,181	823,828	6,824	177,530	17.62

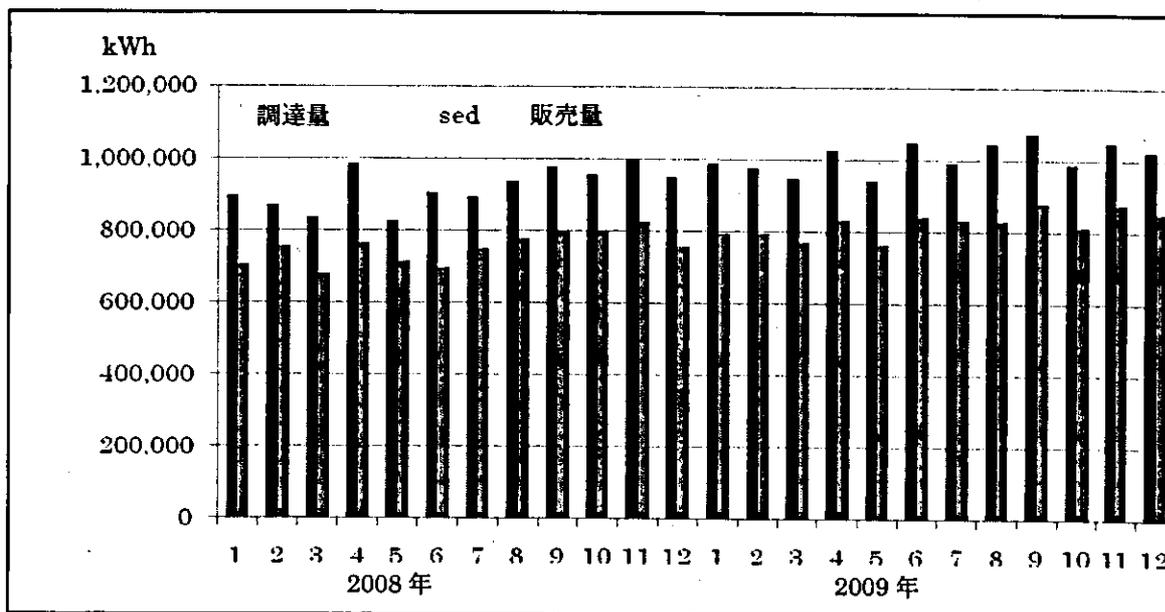


Fig.3-4 Purchased and Sold Power of IFELCO (2008~2009)

(3) 1日の需要負荷特性

IFELCO 配電地域の1日の需要負荷カーブを Fig.3-5 に示す。これは2010年3月26日0時から4月26日24時までの15分毎のデータを時間別に平均化したもので、最低負荷は深夜の800kW程度で、最大負荷は夜間19:00~20:30頃の2,000kW程度である。また、平日と休日の差は、昼間の需要は異なるが、最低、最大負荷はほとんど同じである。

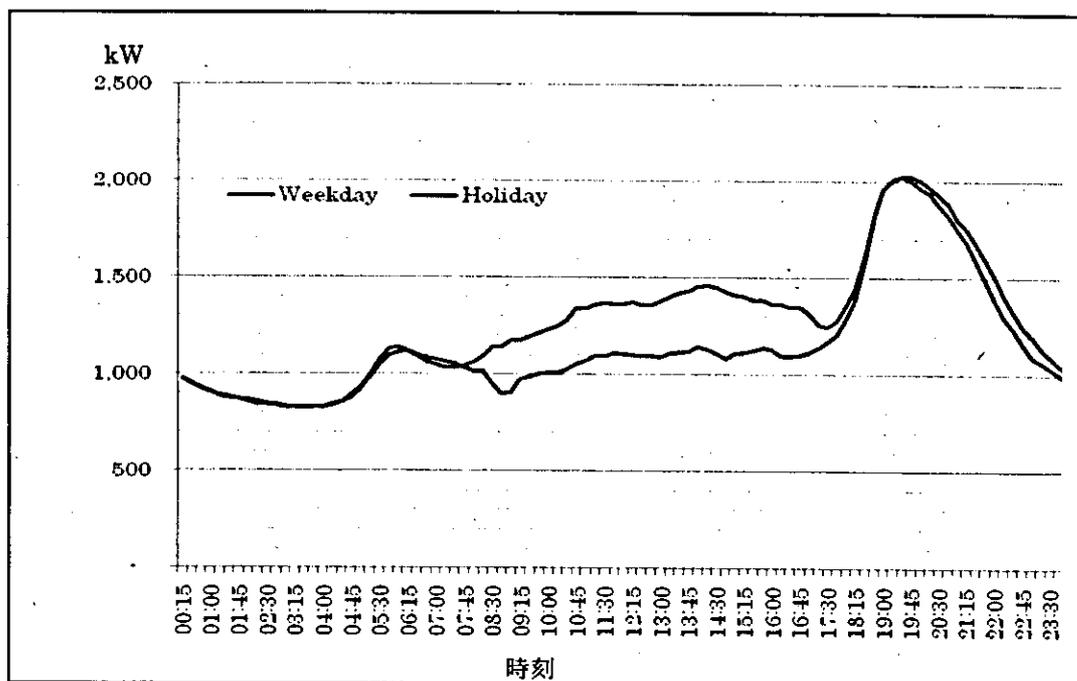


Fig.3-5 Daily Load Demand Curve

(4) 電力需要と将来予測

IFELCO 配電地域の電力需要と将来予測を Table 3-13 に示す。将来予測の算出は、過去の需要の伸び率の平均値の割合で成長すると仮定したものとす。また、Fig.3-6 にこのグラフを示す。

Table 3-13 Trend and Prospects of Load Demand

(出典:IFELCO 発行 Annual Report 2009)

年	需要実績 (百万 kWh)	需要伸び率 (%)	実績平均と将来 予測(百万 kWh)	備考
1999	5.22	—	5.220	実績値
2000	5.76	0.1034	5.570	
2001	6.26	0.0868	5.943	
2002	7.16	0.1438	6.342	
2003	7.92	0.1061	6.767	
2004	7.56	-0.0455	7.220	
2005	8.29	0.0966	7.704	
2006	7.80	-0.0591	8.221	
2007	8.15	0.0449	8.772	
2008	9.04	0.1092	9.360	
2009	9.80	0.0841	9.987	将来予測値
2010	—	—	10.657	
2011	—	—	11.371	
2012	—	—	12.133	
2013	—	—	12.946	
2014	—	—	13.814	
2015	—	—	14.713	
平均伸び率		0.0651		

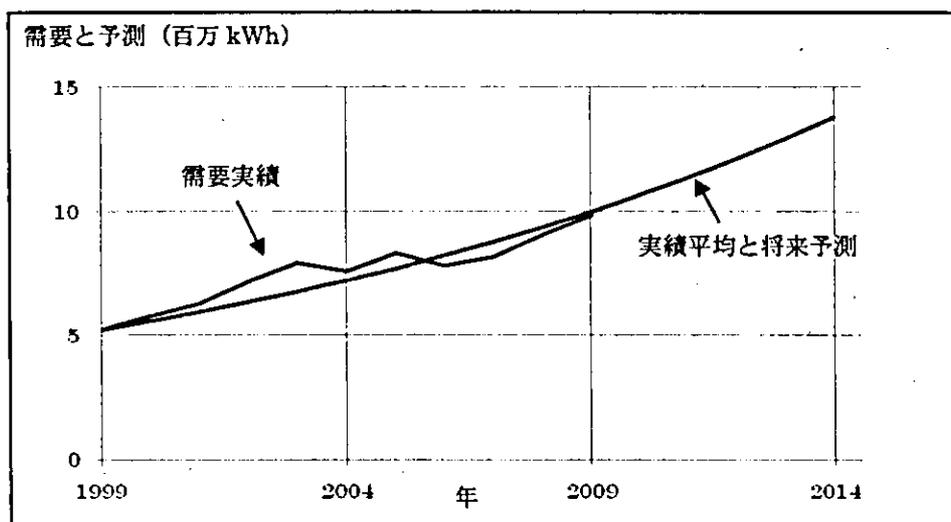


Fig.3-6 Trend and Prospects of Load Demand

### 3.3 世界遺産の現状

Ifugao の棚田は International Council of Monuments and Sites (ICOMOS) と International Union for Conservation of Nature (IUCN) により「現存する文化的景観の傑出した事例であり、伝統的技術に裏打ちされた人類と自然の注目すべき調和を示す」と評価され、1995 年、世界遺産に登録された。

しかしながら、2001 年 12 月、ICOMOS/IUCN 調査団の調査結果を受け、UNESCO は世界遺産危機リストに記載すると同時に、フィリピン政府に対し、保全のための適切な対応を進めるよう要求した。フィリピン政府は Ifugao 州政府にその責任を移譲し、州政府はこの目的を達成するため Ifugao Rice Terraces Cultural Heritage Office (IRTCHO)<sup>1</sup> を設立した。州政府の努力にもかかわらず、Ifugao の棚田群は現在に至るまで危機リストから除外されていない。州政府は危機リストからの削除を図るべく、地方自治体レベルで適切な人材と資金を確保し、持続的な保全活動を行うための機能的な管理機構を整備しようとしている。

UNESCO は Ifugao の棚田群を世界遺産危機リストに記載するに当たって、フィリピン政府に下記のような助言を行った。

- ◆ Ifugao 棚田群復旧活動を主導・調整するための恒久的、効果的組織を設立すること。
- ◆ 今後の改善のため既存の管理計画を見直すこと。
- ◆ 国内外からの観光客の誘致等、棚田保全基金創出のための短期・長期戦略を策定すること。
- ◆ 問題解消及び管理能力強化のための持続可能な保全政策を策定すること。
- ◆ アクセス条件を改善する等、将来の棚田保全を支える持続可能な観光産業開発を行うこと。
- ◆ 同様の保全活動を行っている他の世界遺産地域との情報交換プログラムを設立すること。

UNESCO は世界登録遺産以来、定期的なモニタリングを行っており、棚田保全維持状況を確認している。毎年 6-7 月に UNESCO の定例委員会が開催され、保全状況が報告されている。最新モニタリングは 2011 年 3 月に 10 日間ほど行われ、“危機リストからの除外を達成するべく、比国のあらゆる努力を認めるが、さらなる継続的な対応が必要とされる”とコメントしている。また、危機リストからの除外にあたっては、下記の活動を実施することを勧めている。

#### (1) 景観の復元及び保全

- a. 棚田所有者自身の努力によって最低 50% の壊れた棚田が修復されること
- b. 世界遺産指定 5 地域<sup>2</sup>の棚田に保全ガイドラインを適用すること
- c. 世界遺産指定 5 地域の主要灌漑用水路の現状把握及びその修復

#### (2) 保護及び計画

- a. 天然資源保存・利用に関する法律の制定
- b. 主要なプロジェクト実施に関して、環境影響評価手続きを含むインフラ事業のガイドラインを適用すること
- c. 住民主導の土地利用・規制計画の実施

#### (3) マネジメント

- a. 州及び郡レベルでの機能的なマネジメントシステムの構築
- b. 世界遺産指定 5 地域における棚田オーナー主体の機能的な組織の立ち上げ

<sup>1</sup> 州政府は 2006 年 6 月に IRTCHO を ICHO (Ifugao Cultural Heritage Office) に名称変更している。

<sup>2</sup> 世界遺産指定棚田郡：Banaue 郡、Hungduan 郡、Mayoyao 郡、Kiangan 郡 4 郡の 13 の村の棚田が世界遺産に指定されている

3.4 既設小水力発電所の稼働状況

e8 の協力により、アンバンガル水力発電所（流れ込み式・200kW）が2010年1月に竣工し、州政府が主体となって発電所の運営維持管理が行われている。

(1) 発電所運転実績

2010 年前半はエルニーニョの影響で大渇水となり、殆ど運転できない状態であった。また6月以降にも所内ロスが大きい。これは水槽スクリーン補修に伴う停止など細かな不具合によるものであり、発電量はFS 時計画発電量の60.7%に止まっていた。但し、不具合は正後の9月以降、正常な運転が行えるようになってきている。2011 年の乾期（3月～5月）は、ほぼ計画値どおり、月あたり約35,000-86,000kWh の売電量となっている。（参照 Fig.3-7）

運転には6人のオペレーターが従事しており、2人1組となって1日2交代制で実施されている。運転管理責任者として州計画開発事務所の職員がアサインされており、また州計画開発事務所長が発電所維持管理及び棚田保全基金の総括マネジメントを行っている。

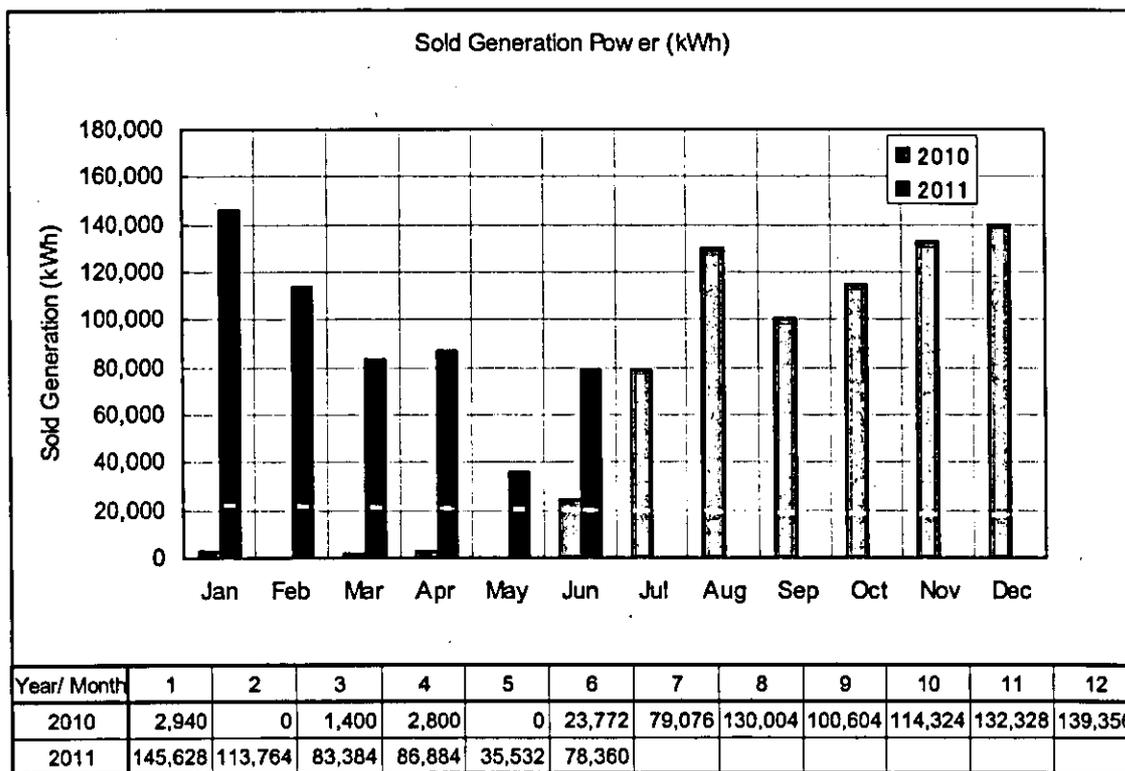


Fig.3-7 Sold Generation Power (kWh) 2010-2011

## (2) 発電所の収支バランス

## 1) 売電収入

2011年5月、フィリピンエネルギー規制委員会(ERC)より売電単価の承認が得られ、3.61ペソキロワットアワー(3.61peso/kWh)で売電単価が設定されているが、この単価は暫定的なものである。

なお、売電許可に関しては、申請から承認まで約1年半を要している。イフガオ州政府はイフガオ配電組合(売電先)に対しこれまでの送電料(約1,100,000kWh)の請求を行い、約4百万ペソ徴収することができた。

売電収入は、州政府のトラスト・ファンド・アカウントをLandbankに開設し、州の一般予算とは別の口座で資金が管理されることになっている。



Photo 3-1 売電料金小切手

## 2) 発電所経費

2010年度は、売電収入が入らないとわかっていたため、州政府は一般予算から発電所にかかる費用、約120万ペソ(約240万円)を引き当てた。費用は2010年1月から2011年1月までの13ヶ月で、内訳はTable3-14のとおり。

Table 3-14 Operation &amp; Maintenance Expenses

Expenses	Peso
Operator's salary	608,462
O&M cost	354,401
Permit & License	221,601
Total	1,184,464

### (3) 棚田保全事業の実施状況

発電所竣工以来1年以上たつが、売電単価承認がおりていなかったため、今日まで棚田保全事業は実施されていない。今年6月にやっと入金があったことから、州政府は今年の総選挙以降一新された州政府関係者、州知事をはじめ、プロジェクト影響関係者 (Host Municipal & Host Villagers) を集め、初めてのステアリングコミッティー委員会を2011年8月に開催する予定である。その委員会の中で、棚田保全基金の配分、使い道等議論されることになる。なお、Ifugao 州政府は、棚田保全基金 (Rice Terraces Conservation Fund: RTCF) 運用のドラフトガイドラインをすでに作成しているが、まだ州内で正式に州知事や Ifugao 州議会に認可されていないため、速やかに手続きをとる必要がある。

## 第4章 プロジェクト地域の現状

### 4.1 イフガオ州における包蔵水力と開発状況

Ifugao 州においては 1983 年に、隣の Isabella 州との境界付近にダム式水力発電所 (Magat 水力発電所：出力 360MW) が建設されて以来、水力開発は実施されていなかったが、2010 年 1 月に e8/TEPCO の支援で小水力発電所 (Ambangal 小水力発電所：出力 200kW、運転維持管理は州政府が実施中) が建設され現在まで運転を継続している。(Ambangal 小水力発電所の詳細は第 3 章 3.4 参照)

Ifugao 州は急峻な地形と豊富な降水量に加え、良好な保全状態にある森林が存在することから、本来、水力発電資源に恵まれた地域である。

Ifugao 州における包蔵水力に関しては、2004 年に JICA (旧 JBIC) が実施した“JBIC Pilot Study on Rural Revitalization Project for the Conservation of the Ifugao Rice Terraces (World heritage Site), Philippines, Dec.2004”の中で州全域を対象とした包蔵水力調査が実施されている。

同調査により Ifugao 州全体で 51 カ所、総出力 123,250kW、総年間発電量 907,734MWh の水力発電ポテンシャル地点が存在することが明らかにされた。(Fig.4-1、 Table 4-1 参照)

これらの地点の中には、Table 4-1 に示すように、現状においてアクセスが困難な地点や水田への影響が懸念される地点も含まれているが、将来的のインフラ整備や環境緩和対策の構築によっては、開発の可能性が高い地点が多く存在する。



Table 4-1 Hydropower Potential Site in the Ifugao Province

Rank	Name	P <sub>max</sub> (kW)	Q <sub>max</sub> (m <sup>3</sup> /s)	He (m)	Energy (MWh)	Cost (10 <sup>3</sup> Peso)	Cost/kWh (Peso)	Screening point
1	HU-5	5,200	4.4	140.1	42,504	820,729	19.3	World Heritage
2	KI-1	6,700	10.2	78.2	54,899	1,138,420	20.7	
3	HU-10	11,100	14.3	91.6	90,701	1,920,691	21.2	Can not access
4	KI-2	13,300	24.1	65.1	108,817	2,513,056	23.1	
5	HU-4	1,200	1.4	68.0	9,781	232,752	23.8	Rice field
6	TI-6	2,000	3.2	77.1	16,394	431,990	26.4	Can not access
7	TI-4	3,400	4.3	97.0	27,778	754,312	27.2	
8	AS-4	4,600	4.4	126.3	37,659	1,064,453	28.3	Can not access
9	TI-2	2,600	3.5	88.4	21,243	603,967	28.4	Can not access
10	AS-1	880	1.1	96.6	7,285	241,371	33.1	
11	HU-2	7,200	3.7	246.3	35,960	1,309,475	36.4	Protected Area
12	HU-6	7,900	4.2	234.6	39,687	1,529,526	38.5	Rice field
13	BA-4	1,500	2.3	78.4	12,225	472,012	38.6	Can not access
14	TI-3	1,900	3.9	58.2	15,483	618,811	40.0	
15	LM-1	1,500	1.1	153.6	12,242	562,206	45.9	
16	AS-7	2,900	6.1	56.2	23,705	1,102,587	46.5	Can not access
17	TI-1	1,900	2.0	116.6	15,553	725,271	46.6	Can not access
18	MA-4	2,900	5.1	66.7	23,705	1,141,931	48.2	Can not access
19	BA-1	1,400	1.2	137.7	11,427	551,292	48.2	Rice field
20	KI-4	1,400	1.6	107.4	11,471	556,809	48.5	Can not access
21	HU-1	1,900	1.7	136.0	15,553	773,985	49.8	Protected Area
22	TI-7	1,500	2.0	87.4	12,220	611,466	50.0	Can not access
23	HU-3	4,500	2.9	196.7	22,588	1,130,325	50.0	Protected Area
24	HU-9	980	0.9	132.2	6,139	314,902	51.3	Can not access
25	BA-5	1,900	5.0	47.4	15,531	824,463	53.1	Can not access
26	BA-2	1,400	1.4	116.6	11,441	618,392	54.2	World Heritage
27	MA-1	1,300	1.2	137.1	10,661	583,864	54.8	World Heritage
28	BA-3	1,100	1.6	85.7	8,983	515,161	57.4	
29	AG-6	1,200	1.5	96.6	9,802	562,443	57.4	Can not access
30	HU-8	840	1.0	68.1	6,877	398,116	57.9	Can not access
31	AS-6	870	1.6	67.1	7,033	409,290	58.2	Can not access
32	TI-8	1,300	1.3	116.5	10,604	630,105	59.4	Can not access
33	AG-4	1,400	3.3	53.2	11,476	700,065	61.0	Can not access
34	TI-9	1,200	1.4	97.1	9,776	604,642	61.9	Can not access
35	MA-2	920	1.4	78.1	7,611	514,011	67.5	Can not access
36	AG-1	570	0.8	86.8	4,747	330,999	69.7	Can not access
37	AS-5	1,400	5.2	32.7	11,432	800,042	70.0	Can not access
38	TI-5	910	4.0	28.3	7,370	521,036	70.7	
39	HU-7	900	1.0	117.7	6,461	459,586	71.1	Can not access
40	AG-3	800	1.7	58.2	6,545	473,081	72.3	Can not access
41	AG-2	560	1.2	58.1	4,581	350,966	76.6	Can not access
42	MA-3	760	1.6	57.6	6,292	521,042	82.8	
43	AS-3	670	1.0	77.9	5,505	466,213	84.7	Can not access
44	LG-1	1,800	0.8	274.9	9,089	778,905	85.7	Rice field
45	AG-5	7,800	32.8	28.2	41,610	3,867,607	93.0	Can not access
46	BA-6	1,200	1.3	117.3	5,874	594,369	101.2	Rice field
47	KI-3	380	0.3	155.7	1,964	216,930	110.5	
48	HI-1	850	0.8	135.5	6,879	778,151	113.1	Can not access
49	AS-2	260	0.6	58.1	2,132	316,821	148.6	
50	BA-7	1,440	0.6	196.8	3,595	582,272	162.0	Can not access
51	LG-2	1,160	0.3	67.8	1,046	1340,814	325.8	Rice field

Source: JBIC Pilot Study on Rural Revitalization Project for the Conservation of the Ifugao Rice Terraces (World heritage Site), Philippines, Dec.2004

#### 4.2 世界遺産登録範囲とプロジェクトサイト

1995 年以降、UNESCO により世界遺産に登録された棚田群 (Clusters of rice terraces) は Fig. 4-2 に示すように 5 群あり、プロジェクトサイトは、世界遺産登録範囲外に位置する。プロジェクトサイトに最も近い棚田群は⑤Kiangan 郡 Nagakadan 村の棚田群であり、同棚田群は野菜畑への転作が進行し、登録された棚田群の中では最も荒廃が進んでいる。

登録範囲外にも多くの棚田が分布 (Fig4-2 に水色で示すエリア) しており、プロジェクトサイト周辺にも小規模な棚田が存在する。本調査における施設設計では、これらの棚田への影響を回避するよう配慮した。

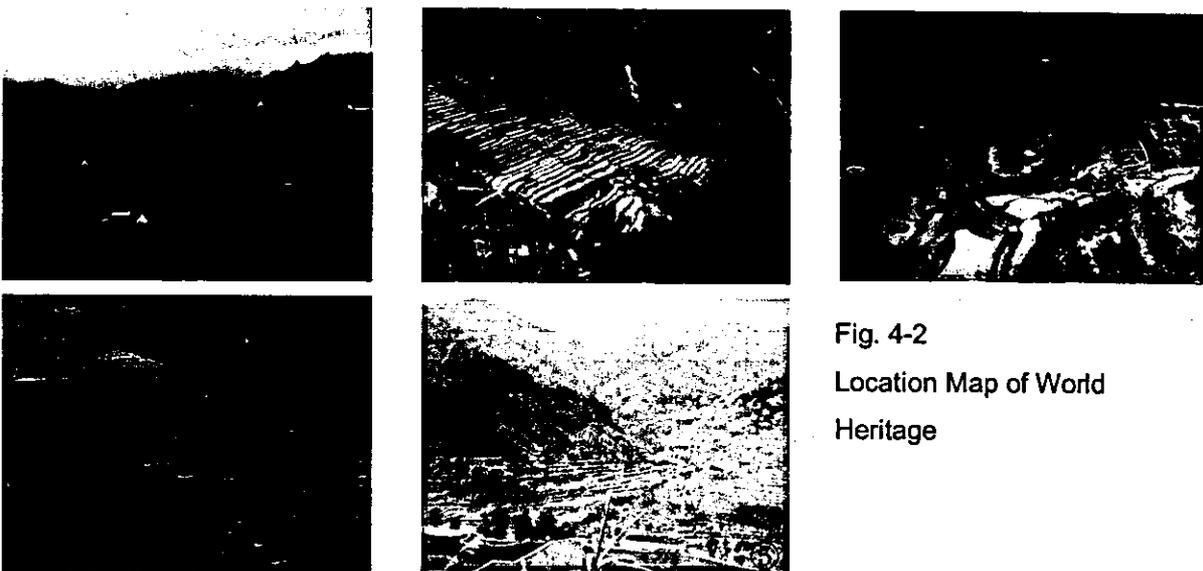
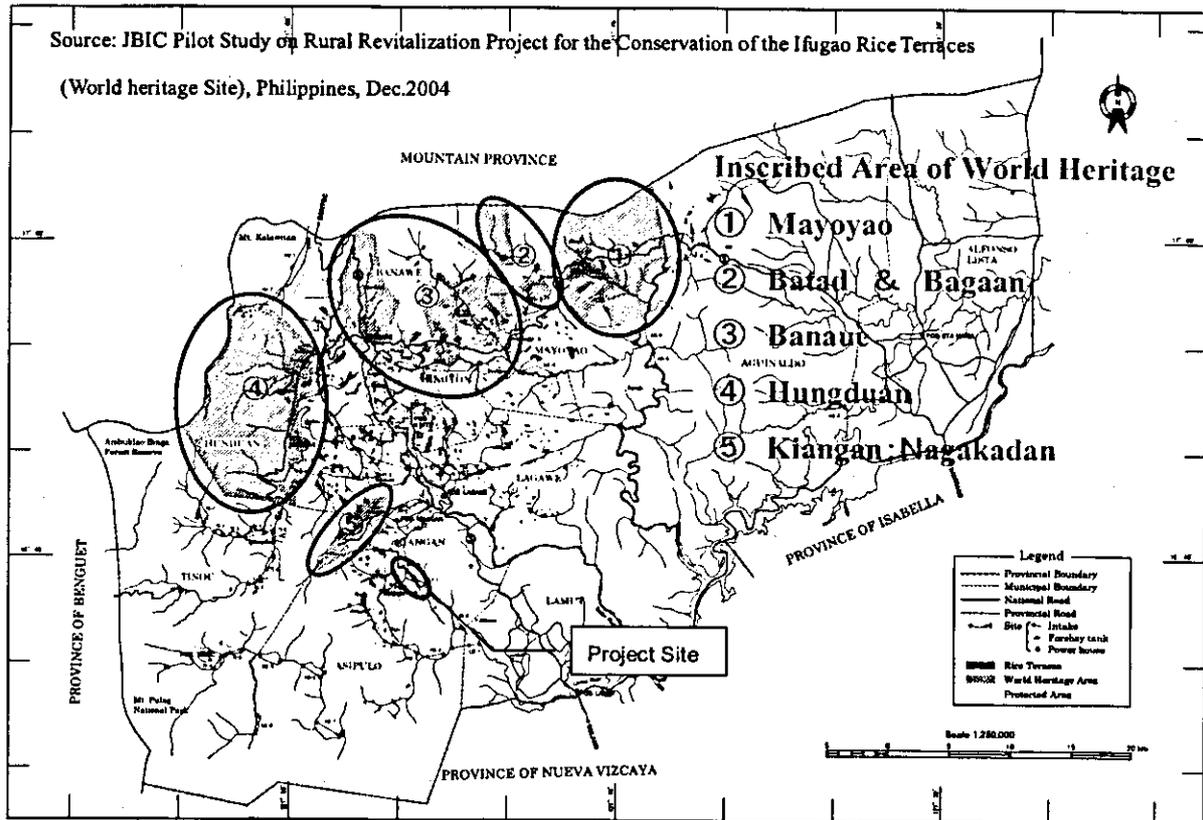


Fig. 4-2  
Location Map of World  
Heritage



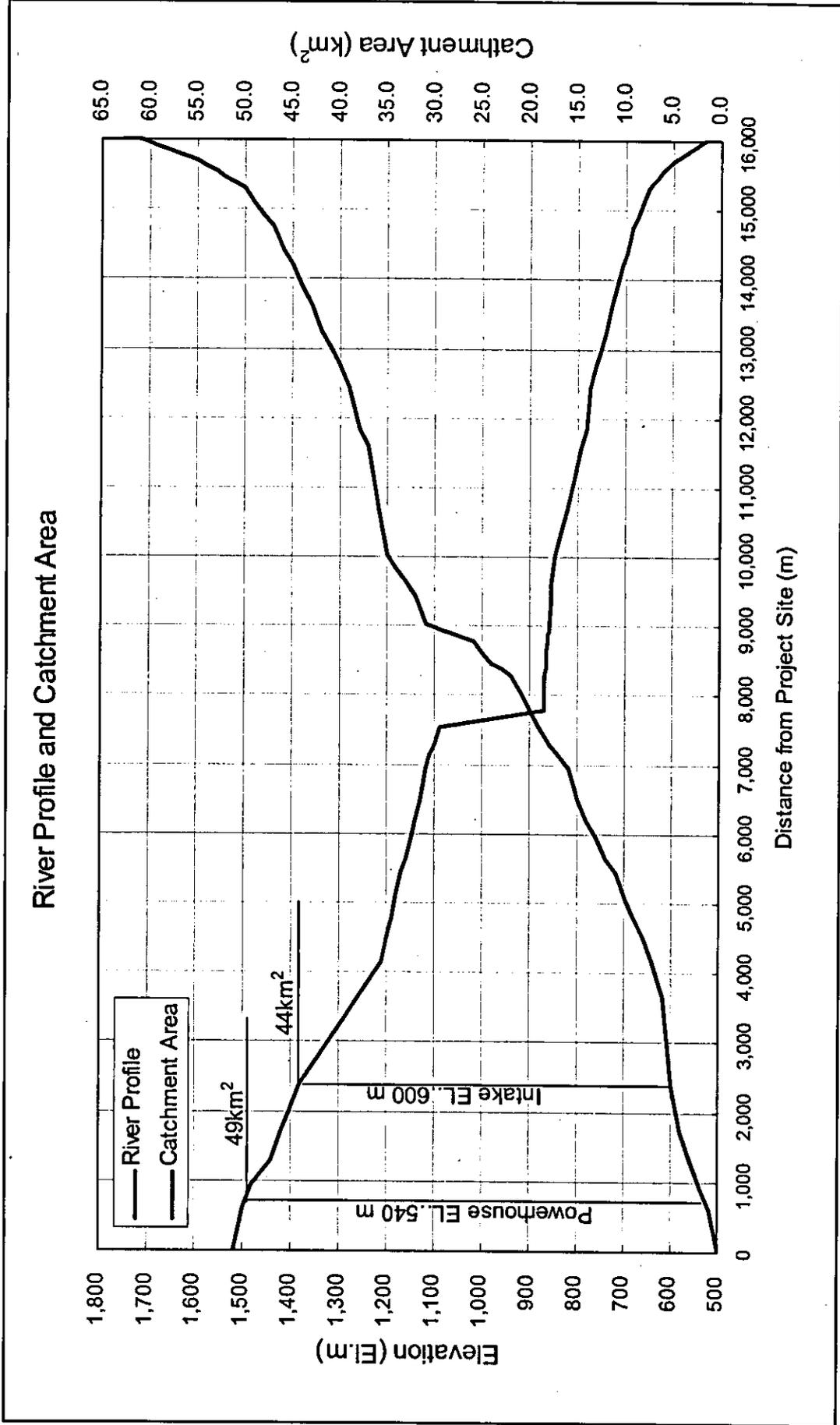


Fig. 4-4 River Profile and Catchment Area of Lamut River

#### 4.4 プロジェクトの立地条件

##### (1) プロジェクトサイトへのアクセス性

Ifugao州の州都であるLagaweから発電所予定地近傍までは、州道、郡道及び村道が通じており、車両での通行が可能である。Lagaweから発電所予定地点までの移動時間は車両で約30分である。

取水地点はKianganからAsipuloに向かう州道途中に存在するHaliap橋の下流約150m付近に位置し、橋から取水地点までは徒歩で10分程度である。なお、Haliap村の中心付近から導水路途中に下降する村道があり、一部改修すれば工事用道路(水圧管運搬路)として利用することが可能である。

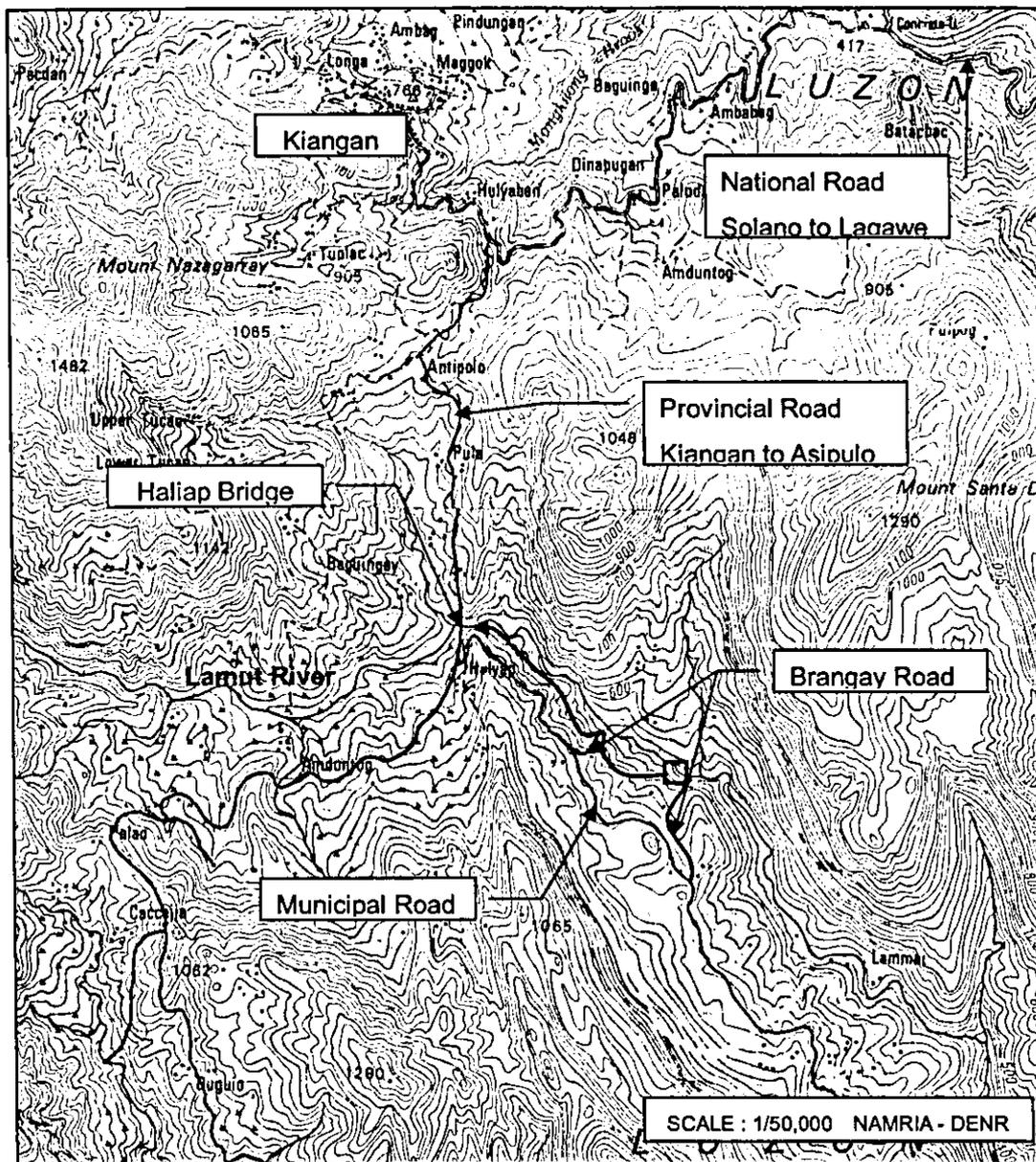
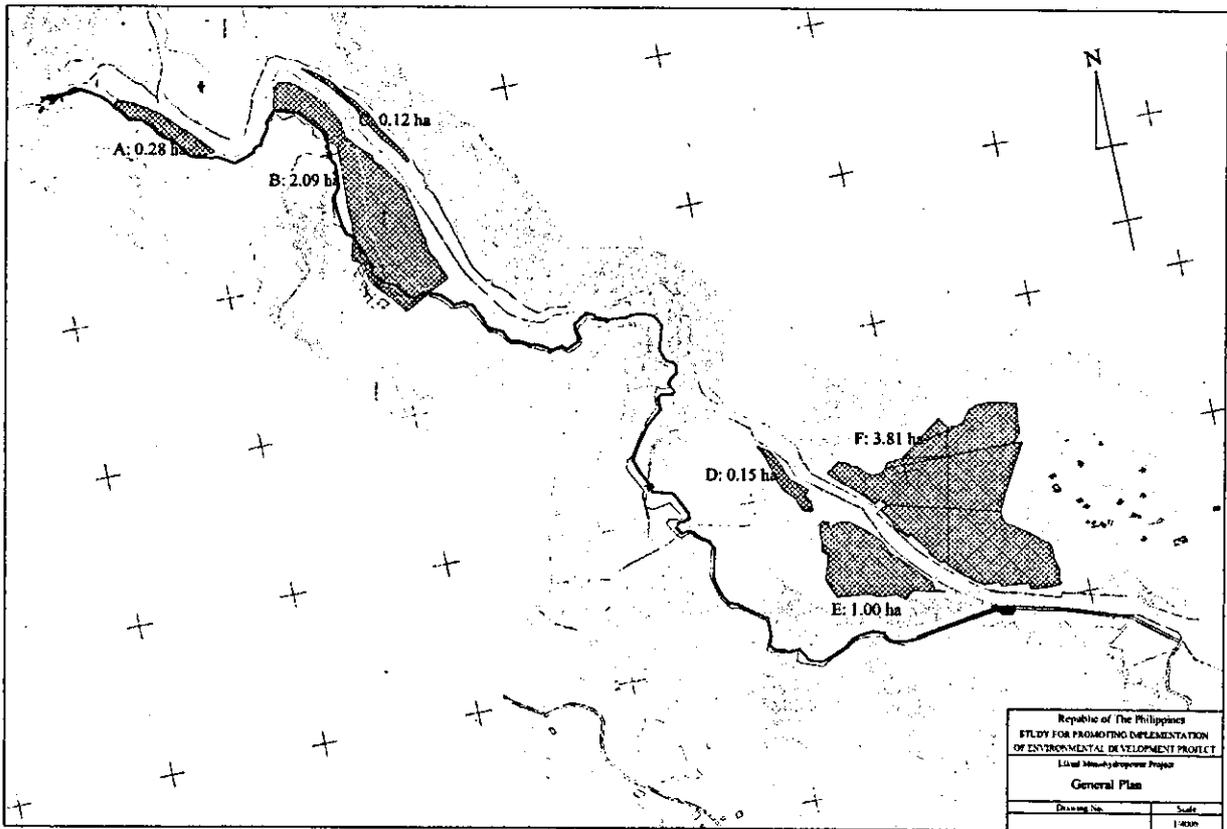


Fig. 4-5 Access Road to Project Site

(2) プロジェクトサイト周辺の開発状況

プロジェクトサイト周辺では、野菜、稲作が主体の耕作が行われている。この内、本プロジェクトサイト近傍の耕作面積を測定した結果を Fig.4-6 に示す。

本開発計画の取水地点から発電所までの間に存在する水田面積は合計 7.45ha である。通常、水田耕作に必要とされる水量は 2 liter/s であり、これら全ての水田に Lamut 川から水供給する場合、必要水量は  $0.015\text{m}^3/\text{s}$  (15liter/s) 程度である。



Source: Result of Topographic Survey in this Study

Fig. 4-6 Area of Rice Field around Project Site

## (3) プロジェクトサイト周辺の地質概要

## 1) 地形概要

Likud 小水力プロジェクト地点は、Central Physiographic Province (中央の地形区) に属している (フィリピンには4つの地形区がある) この地形学的単位は、さらに細分化され Likud 小水力プロジェクト地点は Cagayan-Caraballo sub-province に区分される。この sub-province は2つの主要な山脈と1つの谷からなる。

Likud プロジェクト地点の位置するルソン中央山脈は、Ilocos 高地から Caraballo 山脈の北の側面まで伸びている。同山脈は長さ 320km、幅 85km の範囲を持ち、険しい地形が特徴的である。最高標高点は Benguet、Ifugao と Nueva Vizcayaone の2つの山脈の境界に位置する Pulag 山 (標高 2,929m) である。

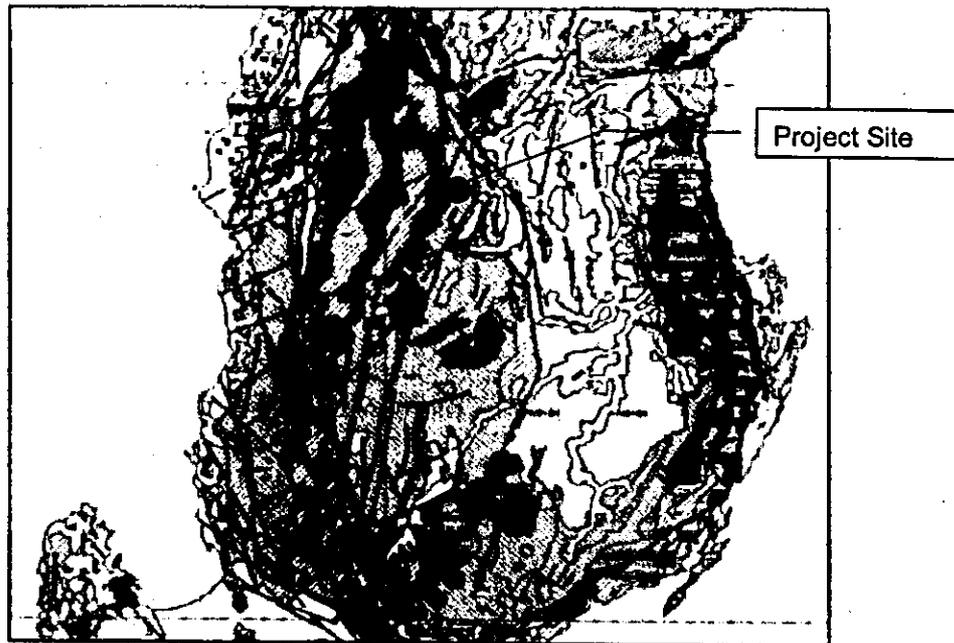
Likud プロジェクト地点の地形は標高 450~1935m で、水田に利用されている峡谷を伴う高標高山脈で特徴づけられる。Likod 地点の流域は北東の Nazagaray 山を源流とする。南東に流下する Mappit 川は大きな Lamut 川の支流である。

## 2) 広域地質

プロジェクト地点及び周辺地域は Cagayan-Caraballo sub-province に属し、様々な種類の土質や岩盤が分布し、上位から(新しい順に)Table 4-2 のように区分される(出典: Geology of the Philippines, Vol.1)。

Table 4-2 Outline of Regional Geology

第四紀層	現河床堆積物及び段丘礫層からなる。
Awiden Mesa 層(累層)	石英安山岩質の溶結凝灰岩及び凝灰質堆積岩からなる。
Ilgan 層(累層)	下部は海成の頁岩層と砂岩層からなり、上部は海成の砂岩層と大陸(付加体)のシルト岩-礫岩ユニット(オリストローム)からなる。
Cabagan 層(累層)	東部 Isabela の Cabagan 川沿いの後期中新世~鮮新世の地層で峡谷流域全体に分布する。これらには Tuguegarao 砂岩層と Baliwag 層(累層)が含まれる。
Callao 層(累層)	基本的に石灰質碎屑岩相に区分される珊瑚礁複合体である。
Lubuagan 層(累層)	主に下部は砂岩-シルト岩互層からなり、上部は砂岩・礫岩互層からなる。
Ibulao 層(累層)(Ibulao 石灰岩) (前期中新世の上部 Zigzag 層はおそらく Ibulao 層に対比される)	浅海環境下で形成された碎屑性石灰岩、フロートストーン、バケットストーン(礫岩)から構成される。一般的には化石が密集した石灰岩層が南北方向の尾根沿いに分布する。これらは一般的に塊状~層厚の層状をなすが、上部では中程度の厚さである。Ibulao Gate が本層の模式地とされている。
Dumatata 層(累層) (Cordillera Central、Nueca Vicaya Ridge 及び Sierra Madre では Zigzag 層下部に対比される)	亀裂の発達した固結した砂岩-泥岩互層、基底部に火山礫を含む礫岩層及び最上部は安山岩溶岩からなる。
Caraballo 層(累層)	変質したスピライト(曹長石を特徴とする玄武岩質又は輝緑岩質の岩石)及びチャート、火砕岩及び火山質ワック(粘土質)の互層からなる最も古い岩石である。



Legend:		
	Upper Miocene-Pliocene	Largely coarse marine clastics overlain by extensive, locally transgressive pyroclastics (chiefly tuff, tuffites) and tuffaceous sedimentary rocks. Associated with calcarenite and/or silty limestone in some parts of Luzon, central Visayas, and Mindanao. Reef limestone lenses intercalated with dacite and andesite flows in Zamboanga (western Mindanao). Chiefly sandstones and limestones in Palawan. Local bog iron; laterite deposits in some elevated near-peneplaned surfaces.
	Oligocene-Miocene	Thick, extensive transgressive mixed shelf marine deposits, largely wackes, shales, and reef limestone. Underlain by conglomerate and/or associated with paralic coal measures in places. Sometimes associated with basic to intermediate flows and pyroclastics within Luzon, Visayas, and Mindanao. Largely arkosic and quartzose clastics in southern Mindoro, with associated carbonate platform in Palawan. Generally well indurated. Folded and locally intruded by quartz diorite. The epidermal cover of many folded mountains. In some place probably includes Oligocene.
	Neogene	Largely intra-Miocene quartz diorite. Mostly batholiths and stocks, some laccoliths; also sills, dikes, plugs and other minor bodies. Includes granodiorite and diorite porphyry facies and late Miocene-Pliocene dacite.
	Pliocene-Quaternary	Mon-active cones (generally pyroxene and site); also dacitic and/or andesitic plugs. Basaltic dikes in Binga. Mt. Province, Luzon and in Misamis Oriental, Mindanao.
	Undifferentiated	Metamorphosed submarine flows, largely spilites and basalts, some andesites. Confined to structural highs and/or principal mountain ranges. Often designated in early literature as "Metavolcanics". Most units probably Cretaceous or Paleogene.

Fig. 4-7 Geology of the Project Site

### 3) プロジェクト地点の地質

#### a. 取水地点

取水地点周辺は、現存する灌漑用堰に位置する。この地点は、両側がほとんど草木で覆われた石灰岩からなる急勾配の地形となっている。取水地点へは Haliap 橋より左岸に設置された歩道沿いに徒歩で行くことができる。

取水堰堤は、橋から約 150m 下流にあたり、石灰岩の露頭が認められる。同地点の両岸は南西方向に流れている川と併行に急傾斜（急勾配）が形成されている。

#### b. 沈砂池

沈砂池予定地点は、取水ダムの数m下流に位置し、石灰岩の露頭が存在する。

#### c. 導水路

Lamut 川右岸に沿って設置される導水路経過地の地質は、石灰岩（礫）を伴う粘土質又は砂質ローム（火山灰）であり、幾つかの小沢や水田や野菜畑近傍を通過する。浸食されやすい土壌が導水路経過地に確認される。

#### d. 水槽

水槽は安定した尾根上にあり、基部は粘土質～砂質ローム（火山灰）からなる。

#### e. 発電所

発電所は、粘土質～砂質ロームの基質からなる河岸段丘に位置する。放水路は同じ粘土質～砂質ローム（火山灰）の最下位段丘面になる。

### 4) 地震活動

Likud プロジェクト地点の位置するルソン島は Philippine 変動帯の一部であり、そこは2つの相反するプレートが存在する。変動帯は、4つのブロックへ細分され、その内の一つである北部ルソンブロックにプロジェクト地点は含まれる。

イフガオ州には卓越した構造パターンは無い。しかしながら、地震が発生しないにもかかわらず、イフガオ州は、浅層地すべりを含む地震災害に弱いため、危険な状態にある (Fig.4-7)。イフガオ州は、地震危険域として、上位 10 州のうち 7 位となっている。

Table 4-3 10 Provinces that are at Risk to Earthquakes (参考:Manila Observatory publication)

1	Surigao del Sur	6	Tarlac
2	La Union	7	Ifugao
3	Benguet	8	Davao Oriental
4	Pangasinan	9	Nueva Vizcaya
5	Pampanga	10	Nueva Ecija

イフガオ州に影響を与えるほとんどの地震は、フィリピン断層系から発生している。プロジェクト地点を横切る活断層は認められない。しかしながら、フィリピン断層系又は East Cordillera 断層の広がりプロジェクト地点近傍に存在している (Fig.4-8)。

1968 年以降、PHIVOLCS は、多数の破壊や人的被害を引き起こした 1990 年 7 月 16 日のルソン地震を含む 12 の破壊的な地震を記録している。これらの地震は全て、地殻深部の岩石やプレートの連続的な再調整によって引き起こされ、また初生的にはフィリピンを載せる中国プレートに対して太平洋プレートの例年の沈み込みによって引き起こされる構造的な現象である。

Mapping Philippine Vulnerability to Environmental Disasters

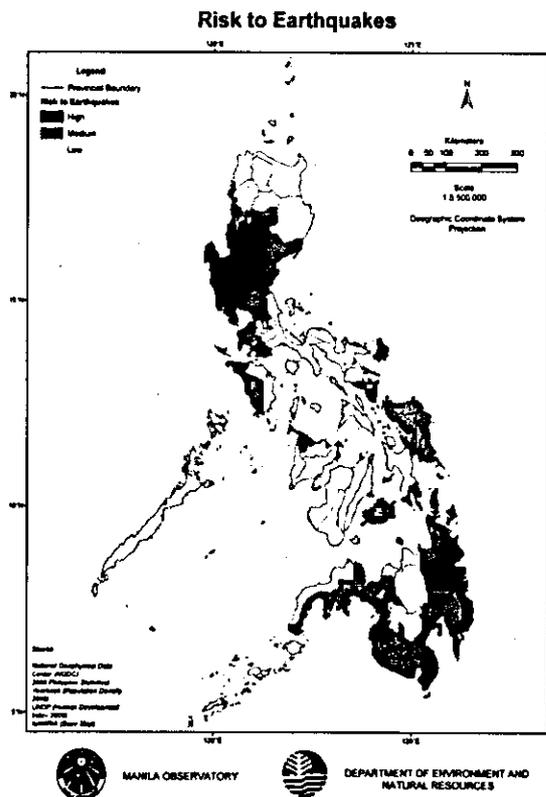


Fig. 4-8 Risk to Earthquakes  
(Reference: PHIVOLCS)

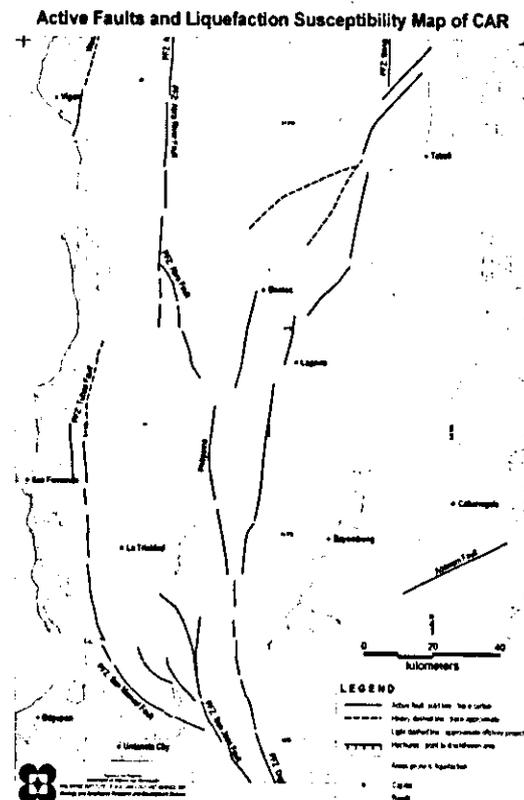


Fig. 4-9 Active Faults  
(Reference: Manila Observatory)

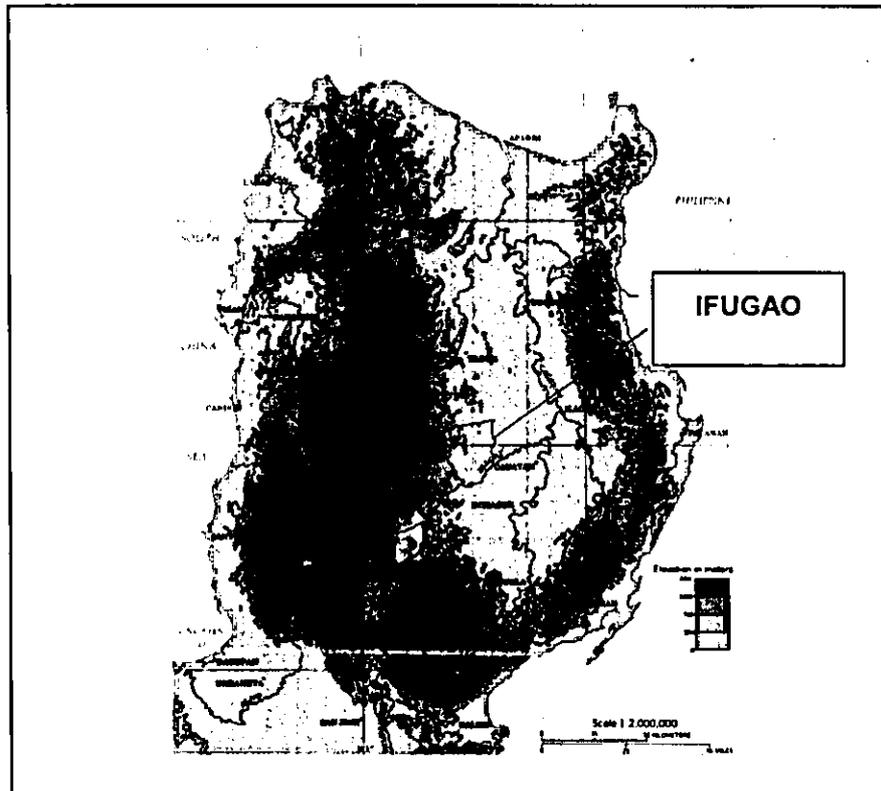
## 第5章 水文気象解析

### 5.1 プロジェクトサイト周辺の水文気象特性

#### (1) 地形特性

Fig.5-1 に北部 Luzon 地域の地形図を示す。Ifugao 州は北部ルソンの中心部に位置する。州の西側は Cordillera 中央山脈の一部である山岳地域であり、北西部の州境には標高 2000m を超える急峻な山脈が連なっている。一方、東側は標高 300m 程度の低平地である。

Ifugao 州の河川は主に西部山岳地帯にその源を発しており、北部 Luzon 最大河川 Cagayan 川の支流 Magat 川に流下していく。西地域の河川は比較的急峻であり、その平均河川勾配は 1/20 程度である。このことから、州の西部地域は流れ込み式水力発電開発に適した地形であると言える。

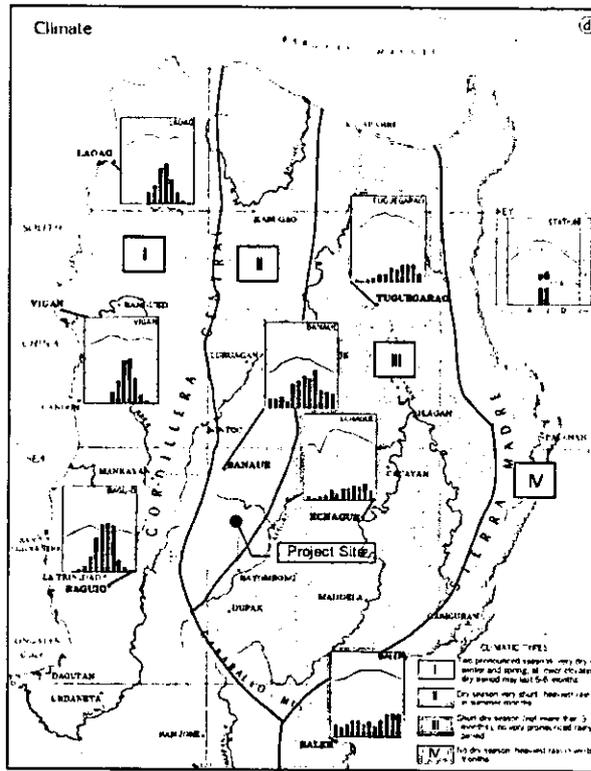


Source: Ethnographic Atlas of IFUGAO – Harold C. Conklin

Fig.5-1 Topographic Map of Northern Luzon

#### (2) 気候特性

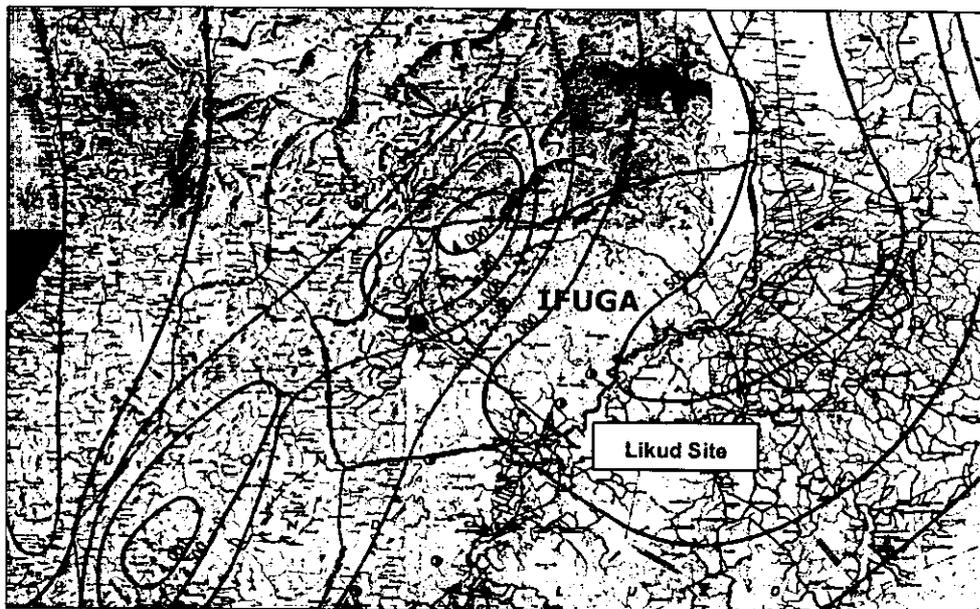
Fig.5-2 に北部 Luzon 地域の気象特性を示す。フィリピン国の気候は大きく 4 区分 (Type I – Type IV) されるが、北部 Luzon には、この全ての気候区分が存在する。Cordillera 自治区においても、南シナ海に面する西側と、太平洋側の東側の Cagayan 流域では Cordillera 中央山脈を境に気候特性が大きく異なる。Ifugao 州は主に気候区分 Type II と Type III に属する。州の西側は気候区分 Type II に属し、乾期・雨期の明確な差が無く乾期においても相当量の降雨がある地域に区分される。一方、東部の低平地部は Type III に属し、降水量は西部に比べ少ない。



Source: Ethnographic Atlas of IFUGAO – Harold C. Conklin

Fig.5-2 Climate Classification in Northern Luzon

Fig.5-3 に示すように、州西部における年間降水量は最大で 4,000mm 程度であり、東に行くに従い減少し、東部低平地部では 1,500mm 程度となる。州西部山岳地域の年間降水量は概ね 3,000mm 程度であり、乾期においても相当量の降雨が期待できる。このように、気候特性からも、州西部地域は流れ込み式水力発電に適した地域となっている。

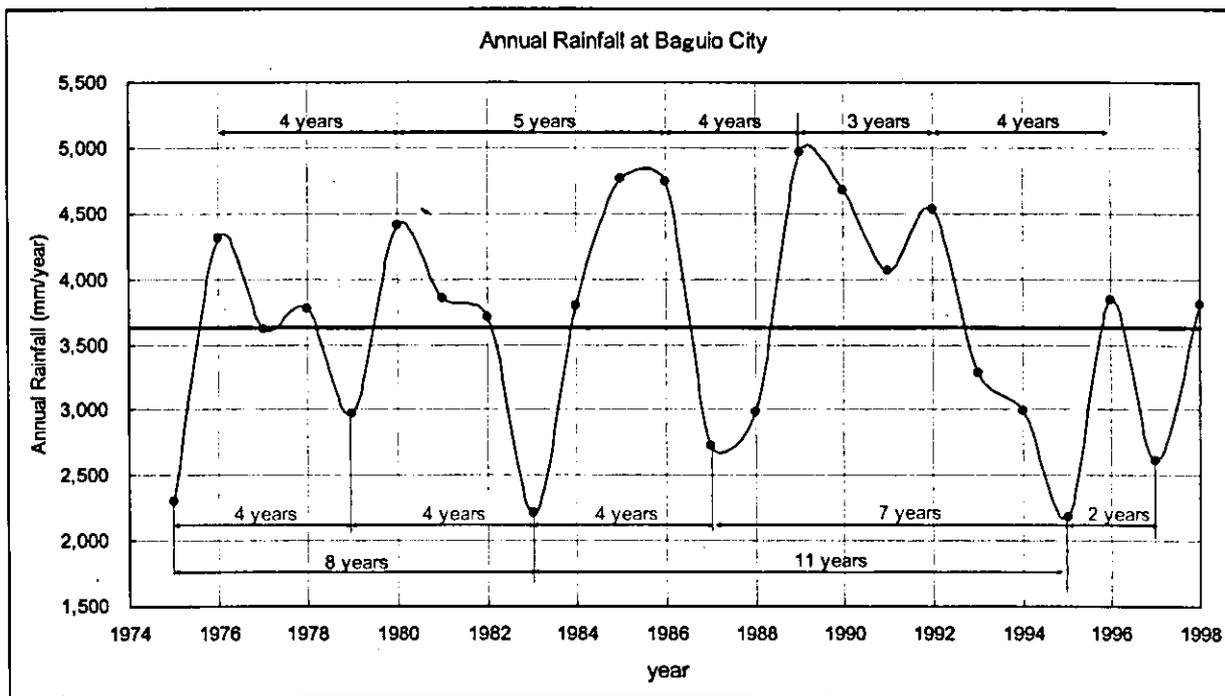


Source: Report for Study on Hydropower Potentials in Luzon Island, Main Report– JICA

Fig 5-3 Isothermal Map of Annual Rainfall

本調査対象の Likud 水力地点はこの州西部に位置し、年間降水量は概ね 2,500 mm から 3,000 mm である。

Ifugao 州では長期間継続した雨量観測は行われていない。Fig.5-4 は年間降水量がプロジェクトサイトの位置するイフガオ州西部と同等の Benguet 州 Baguio 市における年間雨量の変化を示したものである。同図によれば、豊水年から次の豊水年、渇水年から次の渇水年までの再現期間は 4 年間から 5 年間程度であるが、8 年間から 11 年間に 1 回の割合で大規模な渇水年が発生していることが判る。



Source: "Monthly Total And Annual Climatic Data, Rainfall", Department Science and Technology PAGASA

Fig.5-4 Trend of Annual Rainfall in Baguio City, Benguet Province

## 5.2 プロジェクトサイト近傍の流量観測所

フィリピン国における流量観測は DPWH (Department of Public Works and Highways) と NWRB (National Water Resources Board) が実施しているが、その多くは 1990 年代初頭に廃止されている。

Ifugao 州においては NWRC 所管の Magat 川観測所があるが、その観測期間は 1942~1967 年と古い上に、流域面積が  $4,150\text{km}^2$  と過大であり、本プロジェクト計画 (C.A= $44.0\text{km}^2$ ) には利用できない。

本水力発電開発計画に有用な既往流量観測資料としては、2003 年 11 月以降、東電設計株 (TEPSCO : Tokyo Electric Power Services Co. Ltd) が Hungduan 郡 Hapao 川 (Fig.5-5 参照) において観測している河川流量観測データが存在する。

Hapao 流量観測所は、本プロジェクトサイトの北西約 18km に位置し、その流域面積は本プロジェクト (C.A= $44.0\text{km}^2$ ) とほぼ同等の  $45.0\text{km}^2$  である。なお、Hapao 流量観測所では 2010 年に出水により量水標が損傷を受けたため、観測が中断されていたが、2011 年 2 月に修復されている。

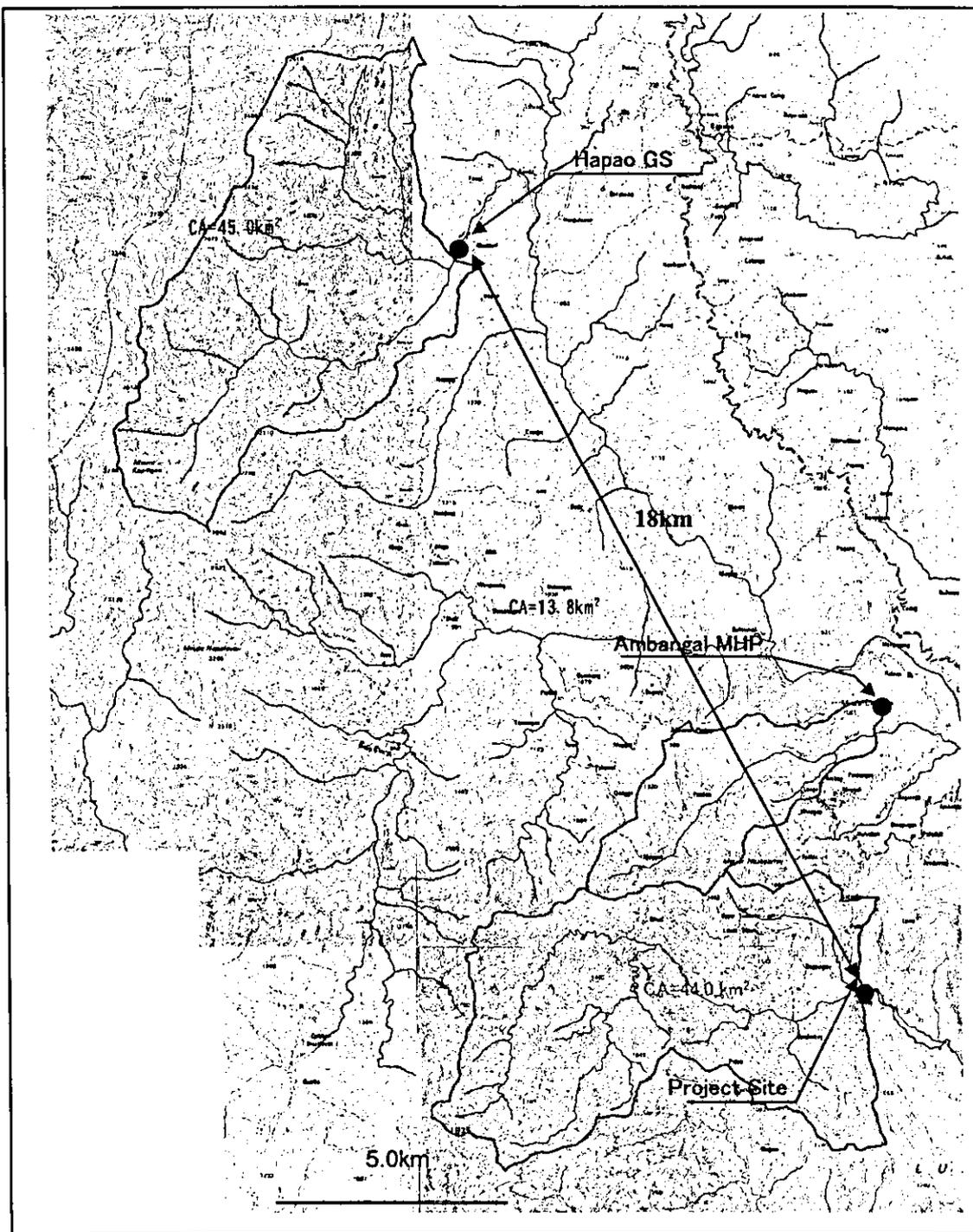


Fig.5-5 Location of Hapao Gauging Station

Hapao 流量観測所の観測記録は Fig.5-6、 Fig.5-7 及び Table 5-1 に示す通りである。

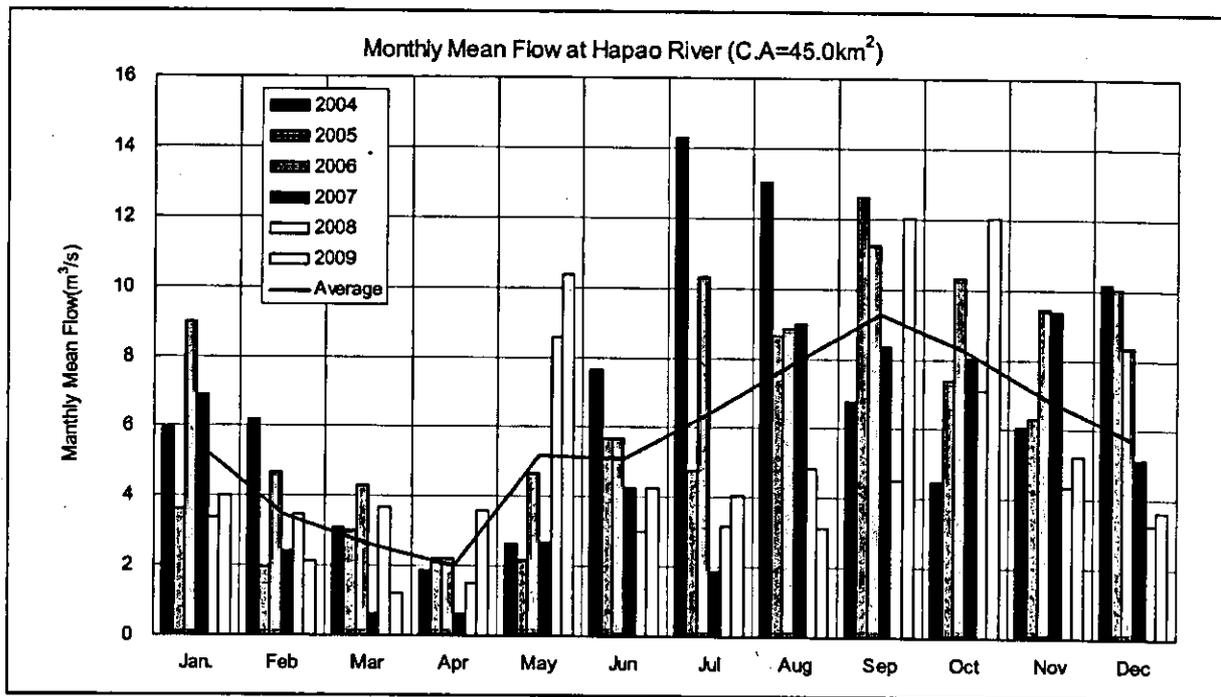


Fig.5-6 Monthly Mean River Flow at Hapao Gauging Station

Table 5-1 Monthly Mean River Flow at Hapao Gauging Station

Unit: m<sup>3</sup>/s

Year	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Average
Jan.	5.92	3.64	9.00	6.89	3.40	4.01	5.48
Feb.	6.18	1.96	4.70	2.42	3.45	2.13	3.47
Mar.	3.11	2.99	4.31	0.63	3.67	1.20	2.65
Apr.	1.88	2.23	2.23	0.61	1.50	3.57	2.00
May	2.62	2.16	4.66	2.66	8.56	10.38	5.17
Jun.	7.64	5.66	5.69	4.28	3.02	4.25	5.09
Jul.	14.31	4.75	10.32	1.89	3.19	4.04	6.42
Aug.	13.03	8.66	8.86	8.98	4.85	3.11	7.92
Sep.	6.76	12.62	11.24	8.37	4.53	12.03	9.26
Oct.	4.46	7.41	10.32	8.04	7.11	12.04	8.23
Nov.	6.05	6.32	9.43	9.37	4.35	5.22	6.79
Dec.	10.13	10.01	8.35	5.14	3.24	3.64	5.68
Average	6.84	5.70	7.43	4.94	4.24	5.47	5.68

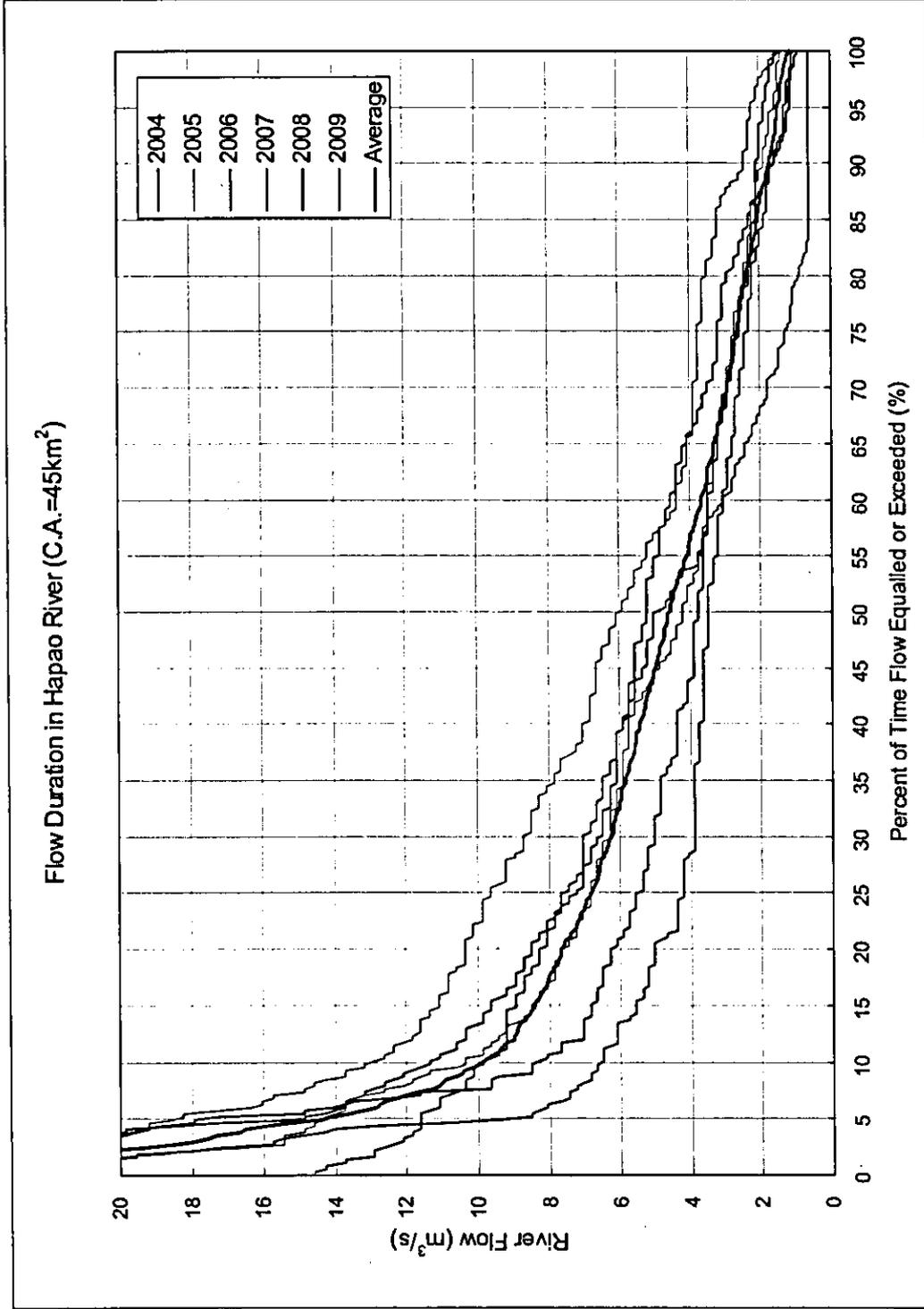


Fig.5-7 Flow Duration Curve at Hapao Gauging Station

5.3 プロジェクトサイトにおける流量観測

(1) 河川水位観測

2011年2月、調査団はプロジェクト対象河川である Lamut 川に量水標を設置し、以来、毎日河川水位を観測している。

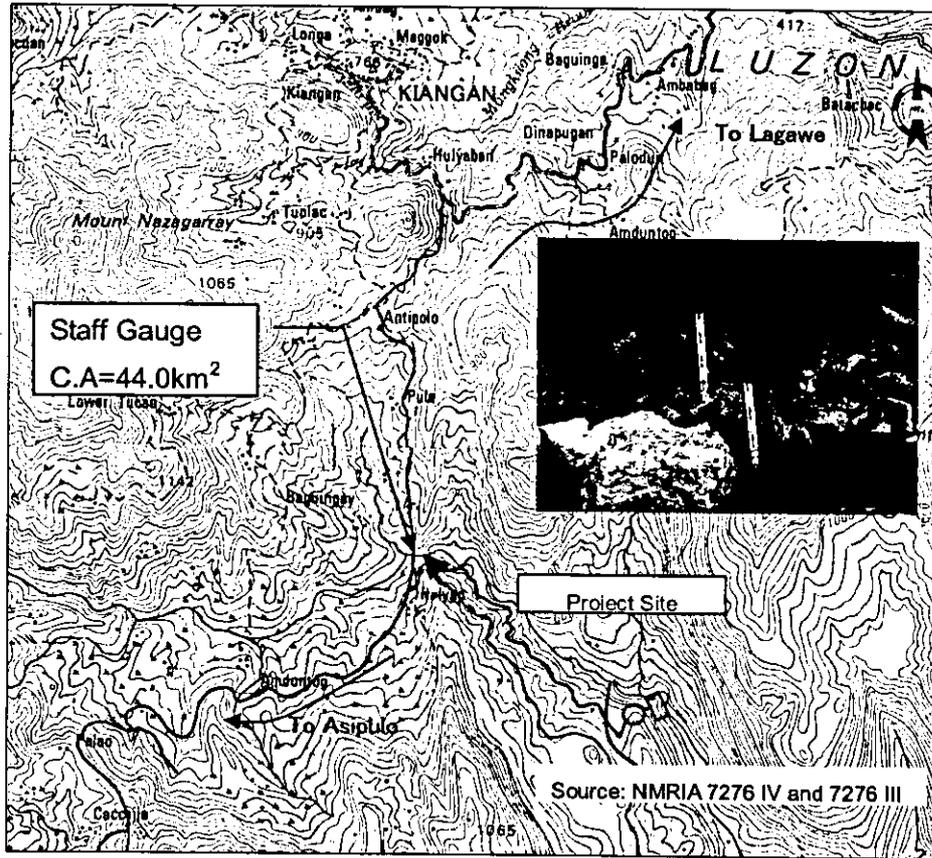


Fig.5-8 Location of Likud Gauging Station

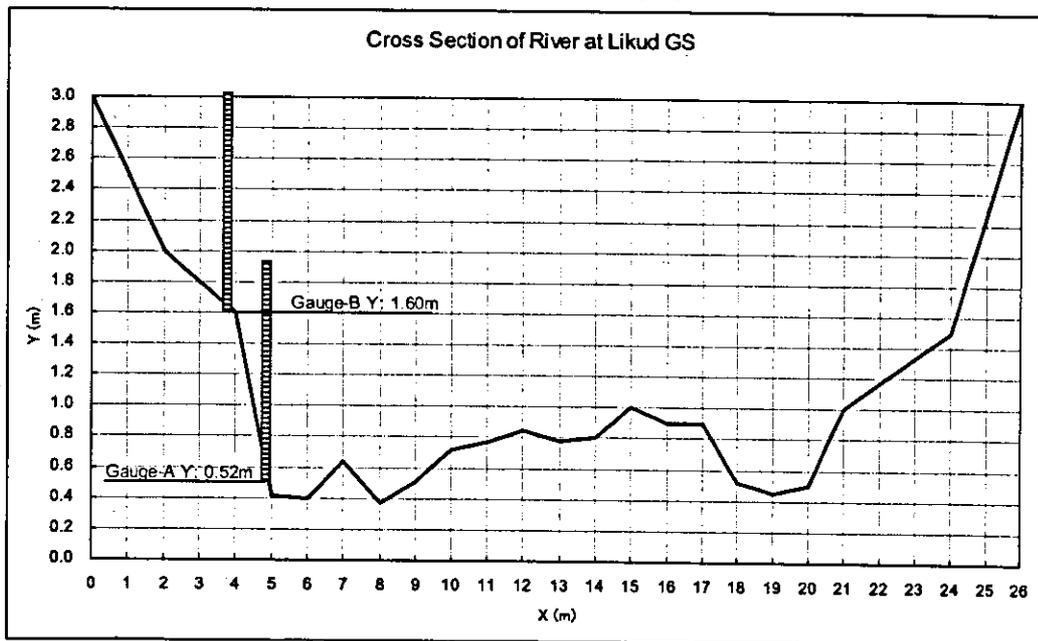


Fig.5-9 Cross Section of River at Likud GS

観測開始から 2011 年 6 月末までの水位観測記録は Fig.5-10 に示す通りである。

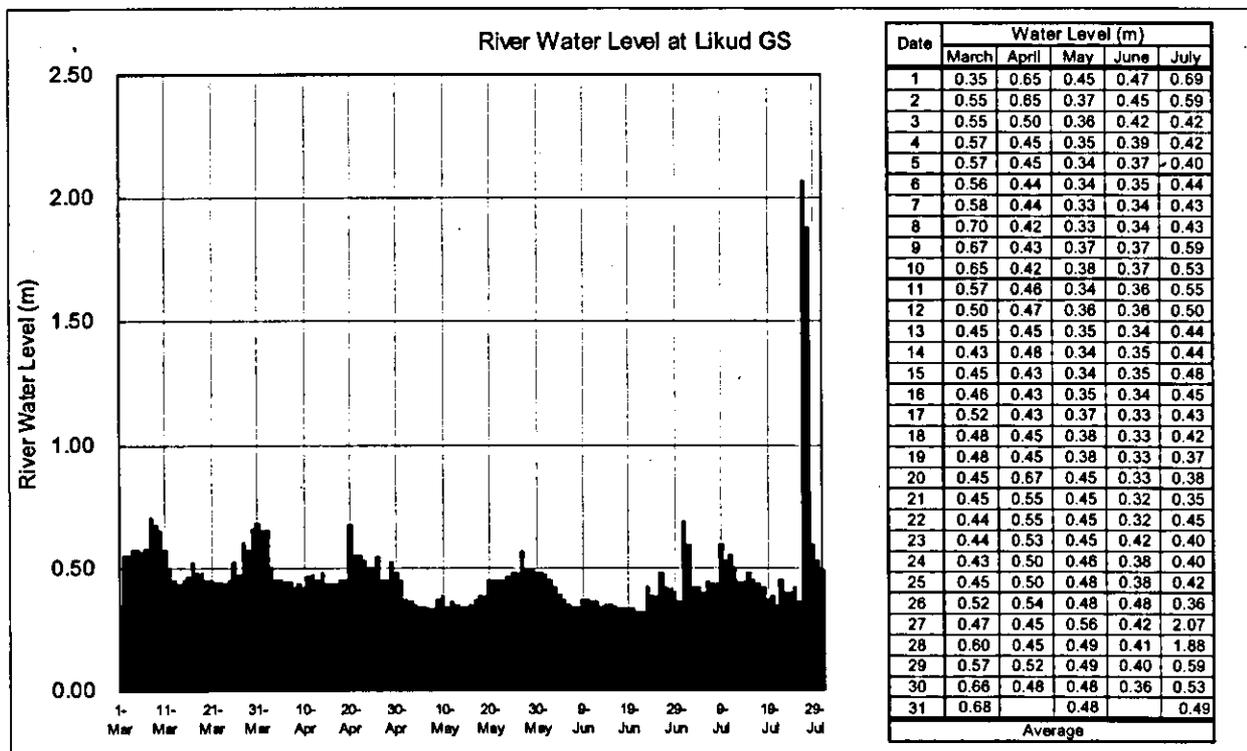


Fig.5-10 River Water Level at Likud GS

(2) 流量観測及び水位流量曲線

調査団は Lamut 川において下記とおりの流量観測を行い、水位流量曲線を作成した。

Table 5-2 Results of Flow Measurement at Lamut River

Date	Reading of Staff Gauge (m)	Result of Flow Measurement (m <sup>3</sup> /s)	Measuring Point (km <sup>2</sup> )	River Flow at Intake site (m <sup>3</sup> /s)
Apr.30,2011	0.38	1.738	Near GS (C.A=44km <sup>2</sup> )	1.738
Jun.30,2011	0.42	2.152	Near GS (C.A=44km <sup>2</sup> )	2.152
Jul.1,2011	0.50	4.298	Mappit Bridge (C.A=49km <sup>2</sup> )	3.859

流量観測結果に基づき策定された水位流量曲線は Fig.5-11 に示すとおりである。

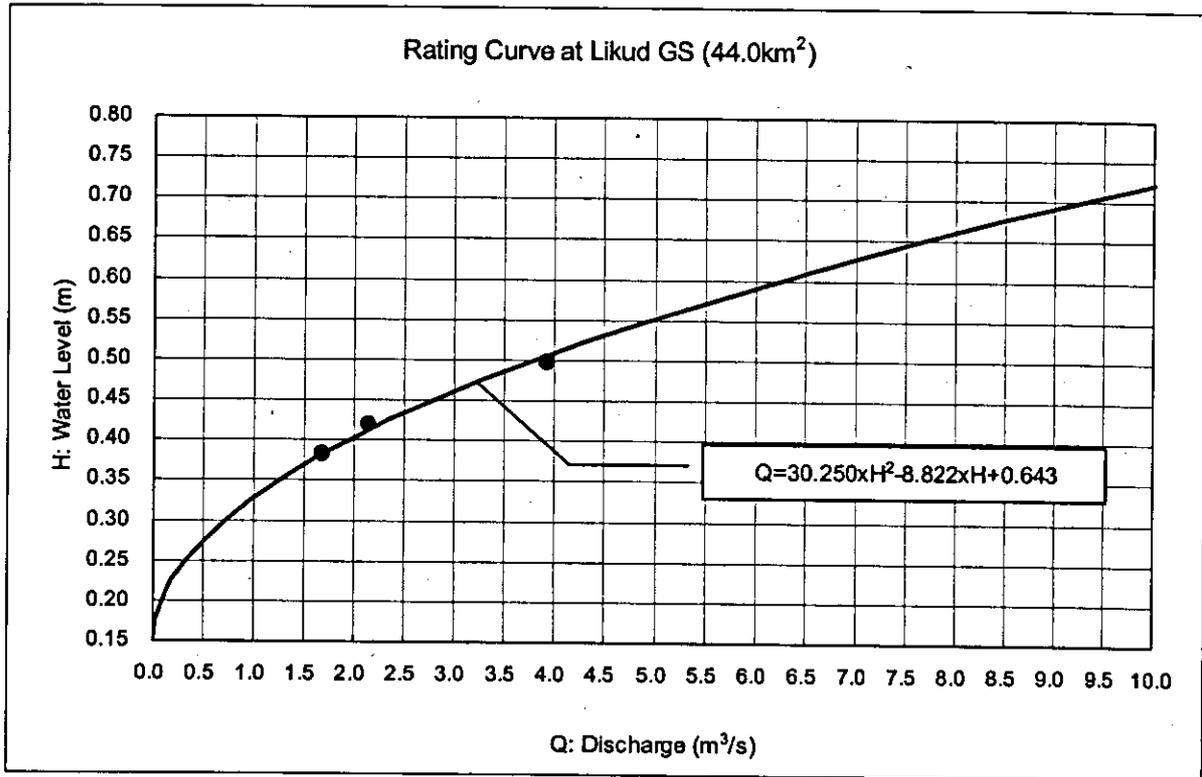


Fig.5-11 H-Q Rating Curve at Likud GS

(3) 取水地点における河川流量(March~June,2011)

Fig.5-11 に示す水位流量曲線により、観測期間中の取水地点の河川流量を算定した結果は Table5-3 に示すとおりである。

Table 5-3 River Flow Rate at Intake Site of Likud MHP

Date	Water Level (m)					River Flow Rate (m <sup>3</sup> /s)				
	March, 2011	April	May	June	July	March	April	May	June	July
1	0.35	0.65	0.45	0.47	0.69	1.261	7.689	2.799	3.179	8.958
2	0.55	0.65	0.37	0.45	0.59	4.942	7.689	1.520	2.799	5.968
3	0.55	0.50	0.36	0.42	0.42	4.942	3.795	1.387	2.274	2.274
4	0.57	0.45	0.35	0.39	0.42	5.443	2.799	1.261	1.803	2.274
5	0.57	0.45	0.34	0.37	0.40	5.443	2.799	1.140	1.520	1.954
6	0.56	0.44	0.34	0.35	0.44	5.189	2.618	1.140	1.261	2.618
7	0.58	0.44	0.33	0.34	0.43	5.702	2.618	1.026	1.140	2.443
8	0.70	0.42	0.33	0.34	0.43	9.290	2.274	1.026	1.140	2.443
9	0.67	0.43	0.37	0.37	0.59	8.311	2.443	1.520	1.520	5.968
10	0.65	0.42	0.38	0.37	0.53	7.689	2.274	1.659	1.520	4.465
11	0.57	0.46	0.34	0.36	0.55	5.443	2.986	1.140	1.387	4.942
12	0.50	0.47	0.36	0.36	0.50	3.795	3.179	1.387	1.387	3.795
13	0.45	0.45	0.35	0.34	0.44	2.799	2.799	1.261	1.140	2.618
14	0.43	0.48	0.34	0.35	0.44	2.443	3.378	1.140	1.261	2.618
15	0.45	0.43	0.34	0.35	0.48	2.799	2.443	1.140	1.261	3.378
16	0.46	0.43	0.35	0.34	0.45	2.986	2.443	1.261	1.140	2.799
17	0.52	0.43	0.37	0.33	0.43	4.235	2.443	1.520	1.026	2.443
18	0.48	0.45	0.38	0.33	0.42	3.378	2.799	1.659	1.026	2.274
19	0.48	0.45	0.38	0.33	0.37	3.378	2.799	1.659	1.026	1.520
20	0.45	0.67	0.45	0.33	0.38	2.799	8.311	2.799	1.026	1.659
21	0.45	0.55	0.45	0.32	0.35	2.799	4.942	2.799	0.918	1.261
22	0.44	0.55	0.45	0.32	0.45	2.618	4.942	2.799	0.918	2.799
23	0.44	0.53	0.45	0.42	0.40	2.618	4.465	2.799	2.274	1.954
24	0.43	0.50	0.46	0.38	0.40	2.443	3.795	2.986	1.659	1.954
25	0.45	0.50	0.48	0.38	0.42	2.799	3.795	3.378	1.659	2.274
26	0.52	0.54	0.48	0.48	0.36	4.235	4.700	3.378	3.378	1.387
27	0.47	0.45	0.56	0.42	2.07	3.179	2.799	5.189	2.274	112.000
28	0.60	0.45	0.49	0.41	1.88	6.240	2.799	3.583	2.111	90.973
29	0.57	0.52	0.49	0.40	0.59	5.443	4.235	3.583	1.954	5.968
30	0.66	0.48	0.48	0.36	0.53	7.997	3.378	3.378	1.387	4.465
31	0.68		0.48		0.49	8.632		3.378		3.583
Average						4.557	3.681	2.151	1.612	9.549

## 5.4 発電計画に利用する河川流量

### (1) 利用可能な既設流量観測所

流れ込み式水力発電計画は、長期に亘る河川流量観測結果<sup>1</sup>に基づき実施される必要がある。しかしながら、一般に Feasibility Study の段階で長期に亘る観測資料を得ることが困難であることから、プロジェクトサイト近傍に長期的に観測を行っている既設流量観測所が存在する場合には、既設観測所の流量資料を基に発電計画に利用する河川流量を推定する。

但し、利用できる既設流量観測所の流域面積(Aexi)は、プロジェクトサイトの流域面積 (Apro) との間に下記の条件が満たされている必要がある。

$$Aexi = 0.5 \sim 2.0 \times Apro$$

プロジェクトサイト近傍で上記の条件を満たす既設流量観測所は Hapao Gauging Station (C.A=45km<sup>2</sup>)のみである。

以上より、本発電計画では Hapao Gauging Station における観測記録をもとにプロジェクトサイトの河川流量を推定することとした。

### (2) Hapao Gauging Station 観測記録からのプロジェクトサイトの河川流量推定。

河川流量は、「気候特性」、「流域面積」、「植生」、「地形」、「地質」及び「降水量」に影響される。但し、「植生」、「地形」、「地質」による影響を定量的に把握することは困難であることから、通常、流れ込み式水力発電計画においては、同一の「気候特性」を有するエリア内<sup>2</sup>で「流域面積」と「降水量」の相違を考慮して流量推定が行われる。

#### 1) 流域面積による換算係数

Hapao Gauging Station とプロジェクトサイトの流域面積は下記のとおりであり、流域面積による換算係数 (CR-A) は 0.978 となる。

- ◇ Hapao Gauging Station の流域面積 : 45.0 km<sup>2</sup>
- ◇ プロジェクト取水地点の流域面積 : 44.0 km<sup>2</sup>
- ◇ 流域面積による換算係数 (CR-A) =  $44.0 / 45.0 = 0.978$

#### 2) 降水量による換算係数

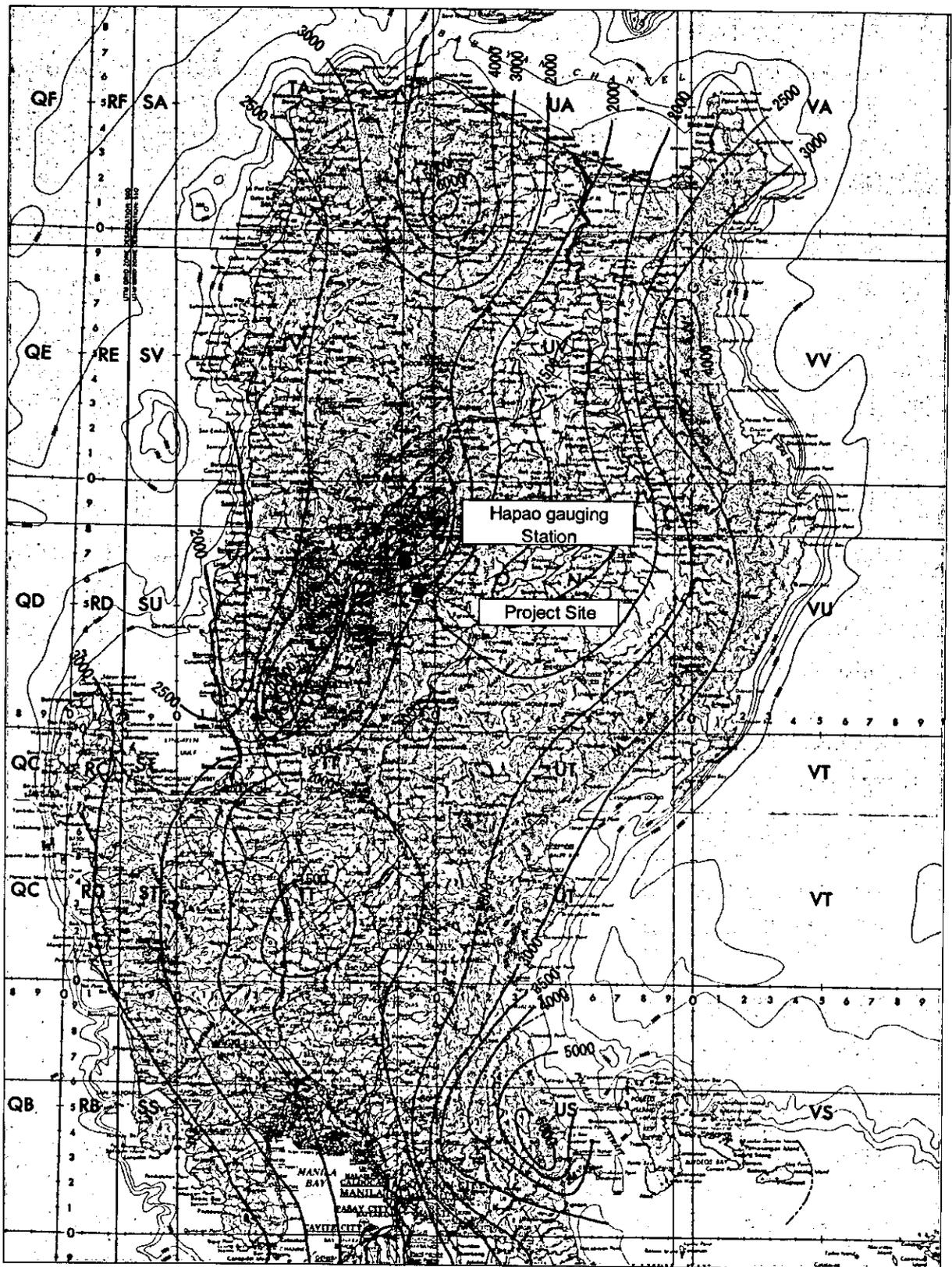
プロジェクトサイト周辺においては近年の雨量観測記録がなく、唯一、1980年代の観測記録に基づく広域的な等雨量線図が存在する。(Fig.5-12 参照)

Fig.5-13 は Fig.5-12 を拡大し、プロジェクトサイト周辺の年間降水量分布を示すものであり、同図よる Hapao Gauging Station とプロジェクトサイトの年間降水量は下記のとおりとなる。

- ◇ Hapao Gauging Station の年間降水量 : 3,671 mm/year
- ◇ プロジェクト取水地点の流域面積 : 2,575 mm/year

<sup>1</sup> 理想的には大規模な渇水が発生する再現期間 (10 年程度 : Fig. 5-3 参照) をカバーする期間が必要とされる。

<sup>2</sup> Hapao Gauging Station とプロジェクトサイトの気候区分はともに Type-II である。



Source: Hydro-Potential Study in Northern Luzon, JICA; Aug. 1987

Fig.5-12 Isothermal Map in Northern Luzon

降雨量 (R) と流出高 (q: Run-off) の関係下式によって表される。

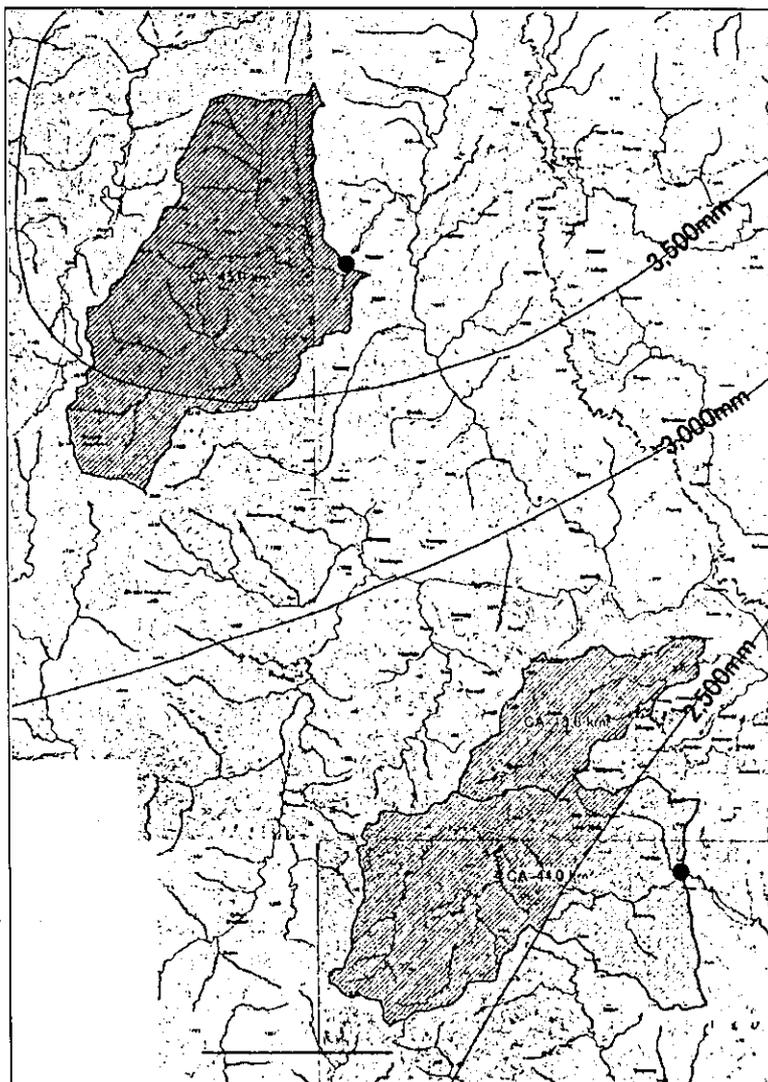
$$q = R - \text{Loss}$$

ここ Loss (損失雨量) は、蒸発或いは浸透により失われる量であり、気温・日照・流域の植生・地質条件によって異なるが、一般には年間 500~1000mm 程度とされる。

本調査では、損出雨量を Hapao Gauging Station における年間総雨量と総流出高の関係から Table5-4 に示すとおり推定した。

算定の結果、Hapao における損出雨量は 452mm/year となった。この値は一般値に比べ少ない値であるが、下記の理由から、本計画においては、これをプロジェクトサイトにおける損失雨量として採用した。

- ◇ 降雨と流量の観測期間が一致していない。
- ◇ 雨量データは広域的なものであり、比較的狭いエリアの雨量として正確でない。



Source: Hydro-Potential Study in Northern Luzon, JICA; Aug 1987  
Fig.5-13 Isothermal Map at the Project Site

上記の結果、Hapao Gauging Station とプロジェクトサイトの年間有効雨量 (年間降水量 - 損失雨量) は、Table-5-5 に示すとおり、それぞれ 3,219mm/year、2,123mm/year となり、この比 (2,123/3,219=0.660) を降水量による換算係数とした。

Table 5-4 Calculation of Annual Precipitation Loss at the Project Site

Items	Unit	Value	Remarks
Annual Total Rainfall R	mm/year	3,671	
Annual Mean River Flow Qave	m <sup>3</sup> /s	5.744	
Base Flow Qbase	m <sup>3</sup> /s	1.150	100% Discharge
Annual Total Runoff q	mm/year	3,219	
Annual Precipitation Loss	mm/year	452	R-q

Note :  $q = 3.6 \times (Q_{ave} - Q_{base}) \times 24 \times 365 / \text{流域面積} = 700.8 \times (Q_{ave} - Q_{base})$

Table 5-5 Conversion Rate on Rainfall

Items	Unit	Hapao GS	Project Site	Remarks
Annual Total Rainfall	mm/year	3,671	2,575	
Annual Precipitation Loss	mm/year	452	452	
Annual Effective Rainfall	mm/year	3,129	2,123	
Conversion Rate on Rainfall (CR-R)	—	0.660		Hapao to Project Site

3) Hapao Gauging Station からプロジェクトサイトへの流量換算係数

以上より、Hapao Gauging Station からプロジェクトサイトへの総合流量換算係数(Comprehensive Conversion Rate : CCR) は下記のとおり 0.645 となった。

$$CCR = (CR-A) \times (CR-R) = 0.978 \times 0.660 = 0.645$$

(3) 総合流量換算係数の妥当性の検証

Fig.5-14 は観測期間が重複している 2011 年 3 月から 6 月の期間における Hapao Gauging Station と Likud Gauging Station の流況を比較したものである。同図が示すように、Likud Gauging Station における流況は、流量の少ない場合（概ね 5.0m<sup>3</sup>/s 以下）は、Hapao Gauging Station とほぼ同等の河川流量であるが、流量が多くなると Hapao Gauging Station の流量の約 50% 程度の河川流量となる。これは Likud Gauging Station 周辺に多くの石灰岩が分布していることに起因<sup>3</sup>するものと考えられる。

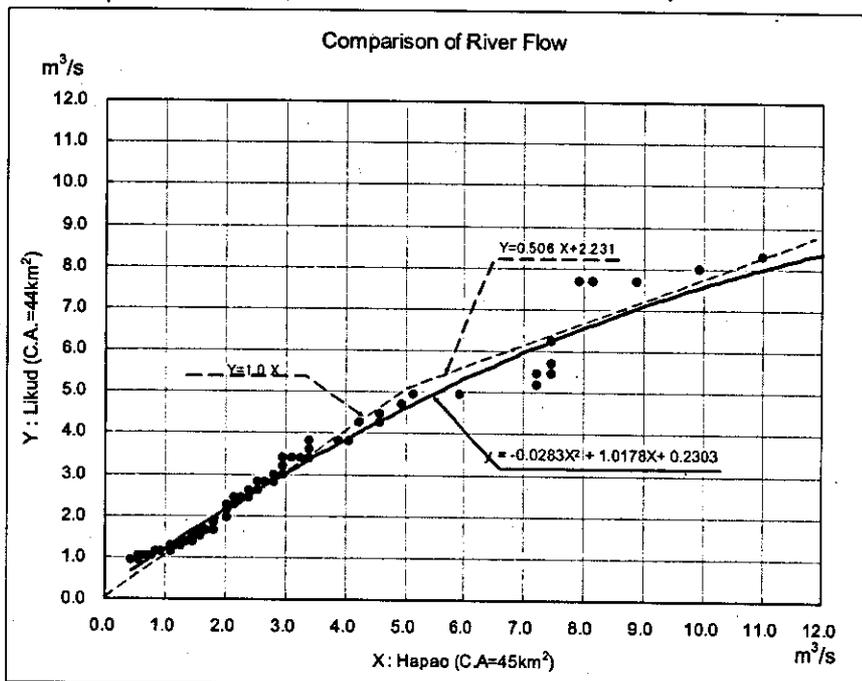


Fig.5-14 Comparison of Flow Duration between Likud GS and Hapao GS

<sup>3</sup> 一般に石灰岩分布地域では地下水流 (ground water flow) が多く、その地表への流出点 (Fountain Point) が上流にある場合には、渇水期 (Dry Season) の流量は、それが分布しない流域に比べ多い。反対に豊水期 (Wet Season) の流量は少なくなる。

Fig.5-14 が正しいとすれば、流れ込み式水力発電のように比較的少ない流量の範囲内では、上記の総合流量換算係数 (CCR=0.645) により換算された流量は過小な値となる。

しかしながら、Hapao Gauging Station の観測期間は6年であり Fig.5-3 に示す大濁水の再現期間(8~11年間)を完全にはカバーしていないこと、観測の重複期間が約4月と短期間であることを考慮すれば、Fig.5-14 に示す関係を流量換算に反映した場合には、過大な発電量を与える危険性も否定できない。

したがって、本発電計画では控えめな電力量を与える総合流量換算係数 (CCR=0.645) を用いて Hapao Gauging Station からの流量換算を行うこととした。

#### (4) プロジェクトサイト河川流況の推定

上記の総合流量換算係数を用いて Hapao Gauging Station の2004年から2009年までの流量観測結果からプロジェクトサイトの流況を算定した結果を Fig.5-13 に示す。

なお、Fig.5-13 には、2004年から2009年までの6年間を1期間として整理した流況曲線(シリーズ法)と各1年間を1期間として整理した流況曲線(パラレル法)を併記しているが、本発電計画においては、発電量が控えめに算定されるシリーズ法による流況を採用することとした。

#### (5) 発電利用可能水量(Available flow for power generation)

水力発電計画では、河川流量を全量発電に利用することは出来ない。フィリピンにおいて、河川水の利用は、灌漑用水、生活用水の利用(ここではこれらの用水を総称して「河川維持流量(River Maintenance Flow)」とする)が発電利用に優先される。このため水力発電計画では河川水量から河川維持流量を控除する必要がある。

国家水資源委員会(NWRB: National Water Resources Board)の規定(NWRB Board Res. No. 01-0901)に従えば、85%流量の10%を河川維持流量として放流することを規定している。

本開発計画においては、Fig 5-15 に示す流況から85%流量( $1.36\text{m}^3/\text{s}$ )の10%に相当する流量( $0.136\text{m}^3/\text{s}$ )を控除することとした。

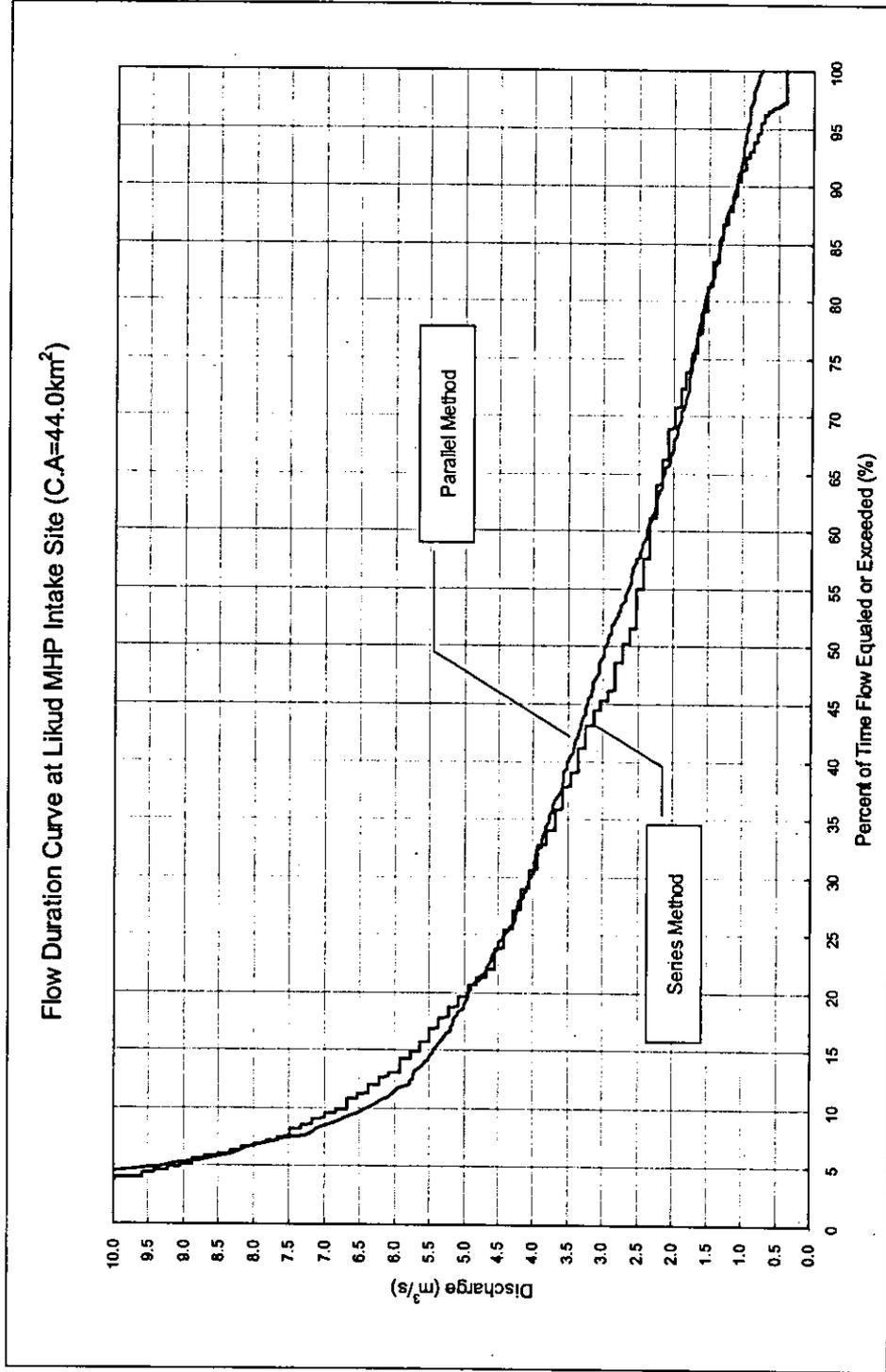


Fig.5-15 Flow Duration Curve at Likud MHP Intake Site

第6章 水力発電開発計画

Likud Mini-hydropower Project の設備諸元を以下に示す。

Table 6-1 Project Feature of Likud Mini-hydropower Project

項目	単位	諸元	備考	
河川名	-	Lamut River		
所在地	-	Haliap Barangay, Asipulo Municipal, Ifugao Province		
位置	取水地点	16° 44' 26" 121° 05' 33"		
	放水地点	16° 43' 57" 121° 06' 07"		
発電 諸元	流域面積	km <sup>2</sup>	44.0	
	発電方式	-	流れ込み式	
	取水位	EL.m	660.000	
	放水位	EL.m	541.000	
	総落差	m	59.000	
	有効落差	m	52.575	
	最大使用水量	m <sup>3</sup> /s	2.00	
	常時使用水量	m <sup>3</sup> /s	1.23	85% 流量
	最大出力	kW	810	
	常時出力	kW	460	
	年間可能発電電力量	kWh	6,091,725	
	年間有効発電電力量	kWh	5,604,387	損失 8%
	設備利用率	%	85.9	
	電力需要	現状のピーク需要	kW	2,120
現状のベース需要		kW	840	同上
現状の年間電力需要		kWh	9,800,000	2009年時点
将来のピーク需要想定		kW	2,840	2015年時点
将来のベース需要想定		kW	1,120	同上
将来の想定年間電力需要		kWh	14,713,000	同上
建設費用		Pesos	120,316,000	
建設単価	kW 当たり建設費	Php/kW	148,538	
	kWh 当たり建設費	Php/kWh	19.8	
発電原価		Php/kWh	2.54	
FIRR		%	15.0	
建設開始年(想定)		MM, YY	Feb, 2012	
運転開始年(想定)		MM, YY	Jan, 2014	

上記設備諸元の決定経緯は以下の通りである。

6.1 開発規模に関する制約

(1) Ifugao 州の電力需給状況による制約

フィリピン国においては 2008 年に制定された再生可能エネルギー法 (Republic Act NO.9513:Renewable Energy Act of 2008) の中で固定取制度 (FIT : Feed In Tariff) の導入が規定されているが、2011 年 7 月現在まで、その運用細則が決められていない。固定買取価格のうち水力 (流れ込み式水力に限定) に関しては 6.15peso/kWh となる公算が高いが、最終決定には至っていない。また、FIT を利用した場合の売電相手は NGCP となるが、NGCP 系統 (NGCP Grid) への連系に関する技術的要求事項<sup>1</sup>については未だ明らかにされていない。

一方、FIT 制度を利用しない場合は、従来と同様、地方の配電会社が売電先となる。

本計画においては、現段階において FIT 制度の詳細、特に技術的要求事項が明らかになっていないため、売電先を IFELCO に限定している。

売電先を IFELCO に限定した場合、Likud 水力発電所の設備出力は IFELCO の電力需要を考慮して決定する必要がある。

Fig.6-1 は IFELCO の電力供給エリアにおける日負荷曲線と水力発電所群 (Ambangal 小水力発電所及び Likud 水力発電所) の電力供給能力を比較したものである。同図では水力発電所群からの最大電力供給能力が 1,400 kW (Ambangal:200kW+Likud : 1,200kW) となった場合の電力需給状況を例示している。この場合、夜間 (22 時から 9 時頃) の電力需要は電力供給力を下回るため実際には発電が行えず、ロスとなってしまう。

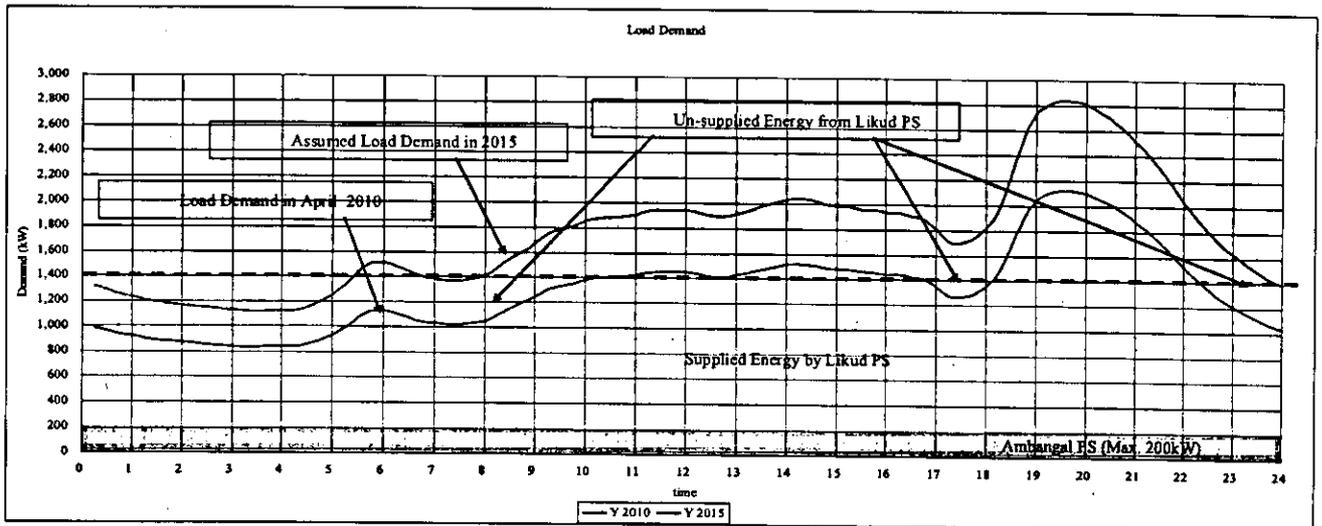


Fig.6-1 Relation between Daily Load Curve and Installed Capacity of Hydropower Plants in Ifugao

<sup>1</sup> FIT 制度を利用する場合の連系点 (Connecting Point)、系統(Grid)保護のための追加的設備についての検討が必要であるが、本調査では、これらを確定出来ない。

Fig.6-2 は Likud 水力発電所の設備出力と実際に売電が可能となる出力の比 (Effective Energy Rate) を示したものである。日負荷曲線が 2010 年時点の場合 (Fig.6-1 及び Fig.6-2 に赤線で示される) Likud 水力発電所の設備出力が 700kW 以上となると、上記のロスが増加し、1,500 kW の場合には、約 28%のロスが生じることとなる。但し、このロスは需要が増加した場合には減少する。Ifugao 州の電力需要は第 3 章 3.2 に示したように年間約 6.5%の割合で増加しており、この増加率を用いて 2015 年時点での日負荷曲線を Fig.6-1 中の青線のように想定すると、1,200 kW 程度まで設備出力を増加しても殆どロスは発生しない (約 4%)。

本発電計画においては、2015 年時点の日負荷曲線を想定して最適開発規模を設定している。(詳細は本章 6.3 参照)

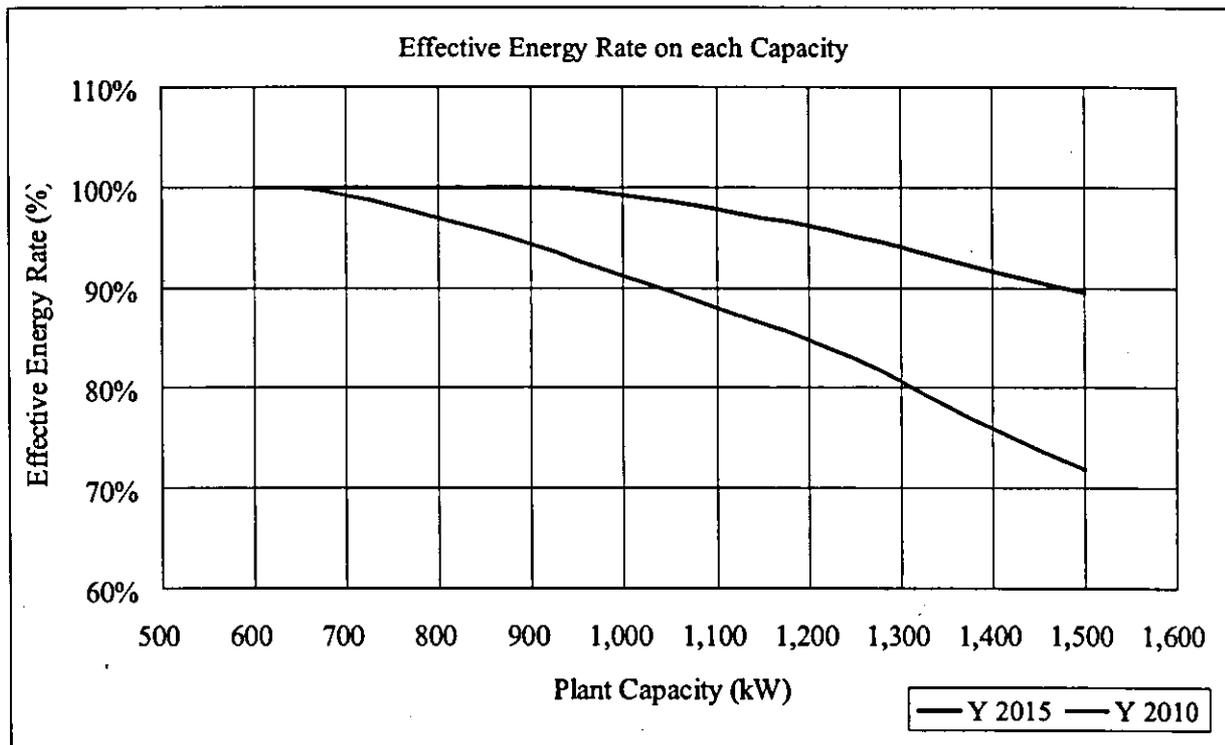


Fig.6-2 Relation between Installed Capacity of Likud MHP and Effective Energy Rate

(2) 法規制上の制約

フィリピン国では小水力開発促進法 (Republic Act No.7156 "An Act Granting Incentives to Mini-hydro-electric Power Developers and for Other Purposes) において「Sec.8 非独占的な開発」として、次のように規定されている。

- ◇ 提案された水力発電所の設備出力が、「その地点における水力発電ポテンシャルの50%未満」である場合、これを「非独占的な開発」と定義する。
- ◇ 非独占的な開発を行った場合、「その地点における水力発電ポテンシャルの50%以上：以降 (本来の開発規模) と言う」の開発を意図する他の開発者 (以後「後継開発者」) が現れた場合、オリジナルの開発者自らが本来の開発規模での開発を行わない限り、開発権は後継開発者に移譲される。

水力発電計画地点の本来の開発規模は、監督官庁であるエネルギー省が決定するが、その決定には同地域における既往調査結果が参照される。Likud水力開発の場合、同地域における既往調査として2004年にJICA（旧JBIC）が実施した“JBIC Pilot Study on Rural Revitalization Project for the Conservation of the Ifugao Rice Terraces (World heritage Site), Philippines, Dec.2004”が利用される。同調査による包蔵水力調査（Hydropower Potential Study）結果は、第4章Table4-1に示すとおりであり、Likud水力発電サイト（Table 4-1のコードネーム：AS-1）の「本来の開発規模」は880kWとなっている。

したがって、本発電計画においては、開発規模を440kW以上としなければならない。

## 6.2 設備配置計画

本項では経済性、環境影響等を考慮した各発電設備の配置計画を策定する。配置計画策定には本調査にて作成した 1/2,000 測量図を使用した。

### (1) 選定条件

設備配置計画策定にあたっては下記の事項に留意した。

- ・ 社会環境保全

計画地点周辺には河岸の傾斜地を利用した水田が各所に存在し、貴重な景観を呈している。計画地点周辺域は世界遺産の指定は無いものの、これら水田は現地住民の貴重な食料供給源であり、収入源でもある。計画では各発電設備を極力これら水田内に配置しないよう配慮する。

- ・ 既得水利権の尊重

上記の水田へは Lamut 川から灌漑用取水が行われている箇所がある。これら既得水利に関してはフィリピンの国内法にも優先されるべき権利として保護されており、新たに開発される発電設備により影響を受けないよう配慮する必要がある。このため、本計画では沈砂池に下流への灌漑必要量を放流する設備を設置する。

- ・ 既存施設の利用

計画地点の上流部には灌漑用の取水堰堤が存在する。計画では経済性及び環境の改変を少なくするため、これを発電用取水堰に改修し利用することとした。

- ・ 伝統的、地域特有の土木技術の活用

Ifugao 地域では棚田の構築に活用されている独特の石積技術を有しており、また、人力或いはオートバイを利用した簡易索道による材料運搬や伝統的サブコントラクト方式を灌漑水路構築に利用している。計画では各発電設備の規模が比較的小規模であることや建設時に現地企業による施工が可能なよう、特殊技術を用いずにこれら技術を活用した計画立案を行う。

- ・ 周辺地形の考慮

前記の通り、計画では既設の灌漑用取水堰堤を改修し利用することとした。また、発電所各設備は下記の理由から Lamut 川右岸に設置することとした。

- 取水堰堤下流左岸に沈砂地の設置が可能な平地が無いこと。
- 取水堰堤下流 1.2 km の左岸に比較的規模の大きい棚田が存在し、影響が避けられないこと。
- 左岸側からのアクセスが人道のみにより、建設並びに発電所運転に支障をきたすこと。

## (2) 水路ルートと比較検討

上記選定条件に基づき、各発電設備の配置を検討し、4つの水路ルートを比較対象として水路ルートの選定を行った。計画の取水地点は前記の通り灌漑用取水堰堤を利用するとし、発電所の各設備は Lamut 川右岸に設置することとした。以下に各水路ルートの計画概要を示す。

### 【ルート A】

ルート A は最も水路ルートが短く、地形の改変の少ない水路ルートで総落差 55m を得て最大出力 740kW を発生することができる。発電所位置は検討ケースの中で最上流となる一方、発電所までのアクセスは Barangay Road の流失した橋から Lamut 川に沿って 500m 必要となる。発電所位置は河岸の水田上流の林地となる。

### 【ルート B】

ルート A よりも下流へ発電所を移動した水路ルートで、これにより総落差 59m により 810kW を発生する。発電所までのアクセスはルート A 同様に流失した橋から川沿いを約 230m 必要となる。発電所位置はルート A 同様林地を選定した。

### 【ルート C】

発電所位置をアクセスの容易な Barangay Road 近傍に設置した水路ルートで、総落差は 60m となり、最大出力 770kW を得る。発電所位置は流失した橋付近で、発電所までのアクセスの新設が不要となるが、総落差はルート B に比べほとんど変わらず、一方で水路延長が長くなるため有効落差が減少し出力の増加が望めない。

### 【ルート D】

検討ケースでもっとも水路延長が長く、総落差を得ることができる水路ルートで、総落差 90m によって比較ケース中最も開発規模の大きい最大出力 990kW を得ることができる。一方で、導水路経過地の下流部で一部水田を通過する必要があり、また Barangay Road から発電所までのアクセスも 2.2km 程度必要となるため、地形の改変が比較的大きい計画ルートである。

検討に使用した各水路ルートの適応水車は Ambangal 発電所にて採用実績があり、経済性の良好なインラインフランシス水車(2台)とした。また、現在の Ifugao 州の電力供給に関して、「6.1.1 Ifugao 州の電力需給状況による制約」に示したとおり、計画の開発規模が大きくなるほど系統への電力供給が制限される問題点がある。検討では 2015 年を対象として各開発規模に応じた供給量のロスを検討を行った。対象となるのは開発規模が 990kW のルート D で供給ロスとなる電力量は年間 0.5% となる。

以下に計画策定の概要を示す。

Table 6-2 Outline of Comparative Waterway Routes

Item	Unit	Route A	Route B	Route C	Route D
<b>Project Feature</b>					
Installed Capacity	kW	740	810	770	990
Plant Discharge	m <sup>3</sup> /s	2.00	2.00	2.00	1.70
Gross Head	m	55.0	59.0	60.0	90.0
Effective Head	m	47.8	52.4	50.1	75.4
Annual Generated Energy	MWh/yr	5,528	6,092	5,833	7,622
Intake Water Level	EL. m	600.0	600.0	600.0	600.0
Tail Water Level	EL. m	545.0	541.0	540.0	510.0
<b>Intake Weir</b>					
Crest Length	m	20.0			
Height of Weir	m	3.0			
<b>Headrace</b>					
Type	-	Open Channel			
Width x Height	m	1.40 x 1.20			1.20 x 1.20
Length	m	1,640	1,875	2,510	4,060
<b>Penstock</b>					
Internal Diameter	m	0.850	0.850	0.850	0.80
Length	m	210	119	230	180
<b>Powerstation</b>					
Number of Unit	-	2	2	2	2
Turbine Type	-	Inline Francis			

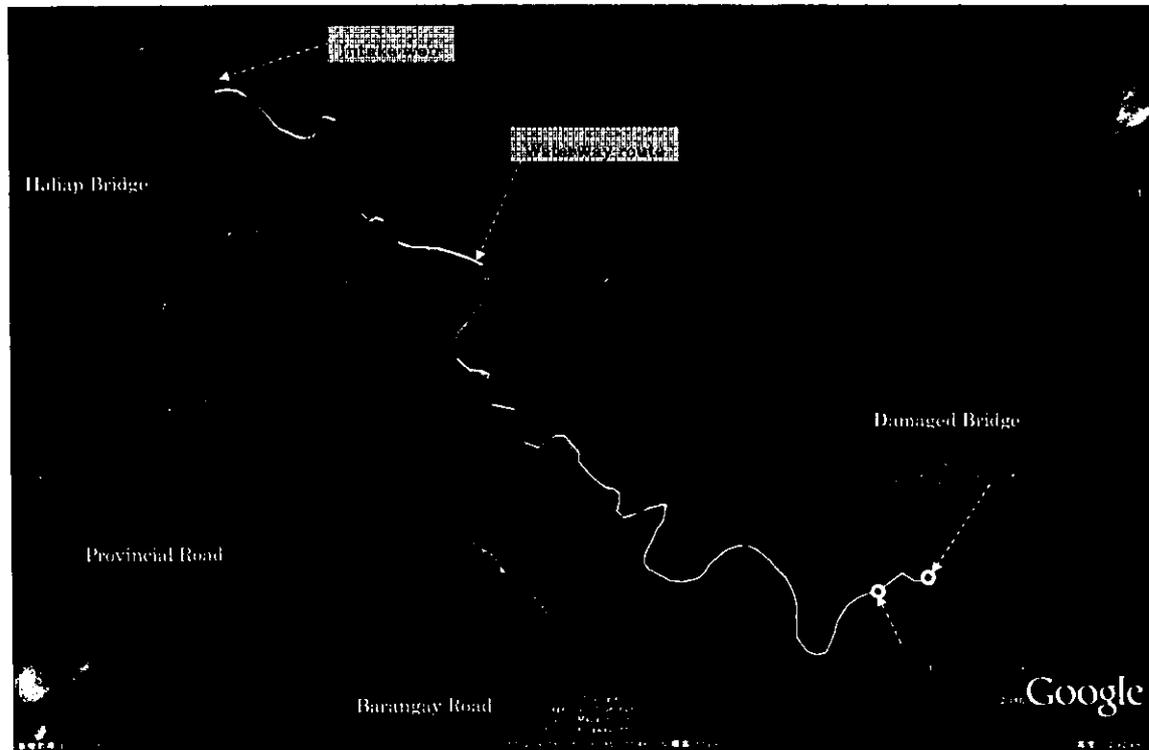


Fig. 6-3 Comparative Waterway Routes

上記の4水路ルートに関して技術的見地、環境影響側面、経済性から比較検討した結果を以下に示す。

Table 6-3 Comparison for Waterway Route

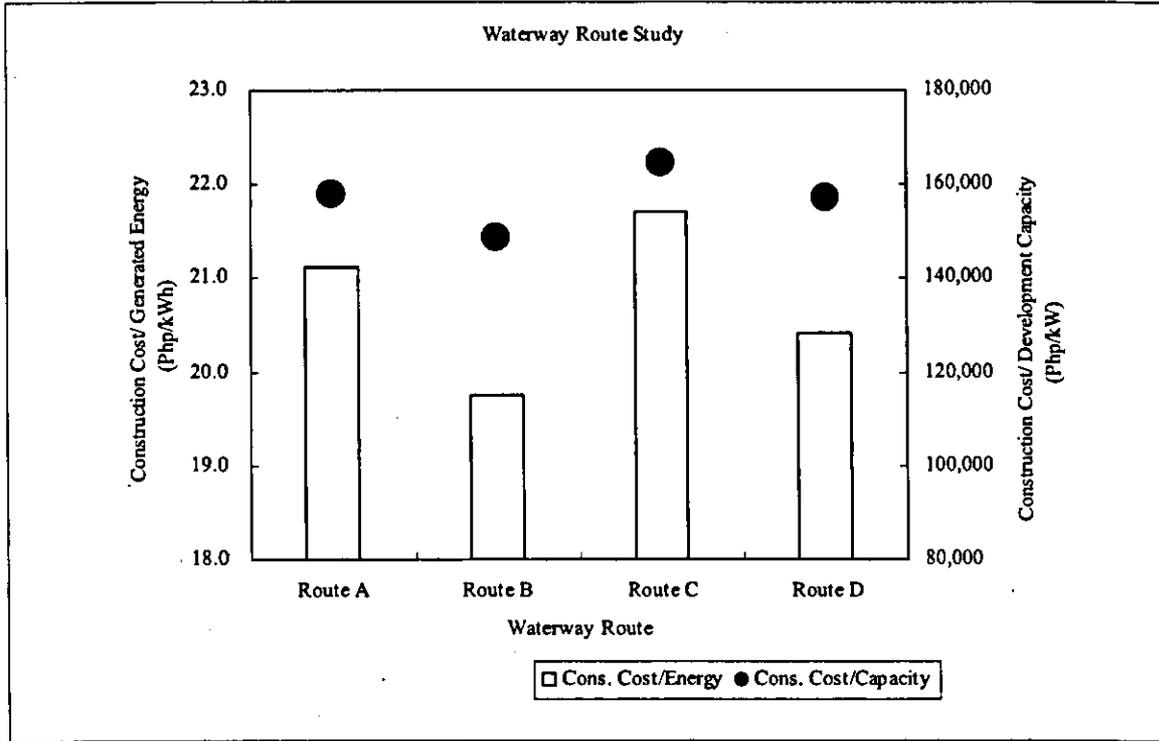
Item	Unit	Route A	Route B	Route C	Route D
<b>Project Feature</b>					
Installed Capacity	kW	740	810	770	990
Plant Discharge	m <sup>3</sup> /s	2.00	2.00	2.00	1.70
Gross Head	m	55.0	59.0	60.0	90.0
Effective Head (H)	m	47.8	52.4	50.1	75.4
Annual Generated Energy	MWh/yr	5,529	6,092	5,833	7,622
Effective Generated Energy	MWh/yr	5,086	5,604	5,366	7,013
Total length of Waterway (L)	m	1,850	1,994	2,740	4,240
L/H	-	38.7	38.1	54.7	56.2
<b>Estimated Cost and Economic Indices</b>					
Project Cost	Mil. Peso	116.72	120.32	126.62	155.59
Project Cost per kW	Peso/kW	157,726	148,538	164,442	157,158
Project Cost per kWh	Peso/kWh	21.111	19.751	21.707	20.412
FIRR	%	13.9	15.0	13.6	14.6
Energy Cost	Peso/kWh	2.75	2.54	2.83	2.61
<b>Feasibility</b>					
Technical Issue (Length of access road and Headrace)	-	Access road: 0.51km	Access road: 0.23km	Access road: Not necessary	Long headrace, long access road of 2.2km
Environmental Issue	-	No significant impact	No significant impact	No significant impact	Wide affected area for rice field
Financial Aspect	-	Low feasibility caused by small scale	No. 1 feasibility	Low feasibility caused by big L/H	Low feasibility caused by long headrace

これより、各水路ルートに関して以下の評価がされる。

- ルート D は最も開発規模大きい計画であるが、発電所までのアクセスが 2.2 km となり、地形の改変が大きいとともに、アクセス設置によって建設工程への影響も懸念される。加えて、水路ルートが 4.0 km と他の水路ルートと比較して長く、また、下流域で導水路が水田を通過しなければならないため、環境上の影響が大きい。
- ルート A は開発規模が小さいため、ルート B と比較して経済性に劣る。
- ルート C は有効落差に対する水路長(L/H)が長く、ルート A 及び B と比較して同じ有効落差を得るための水路長が長くなる。この結果、水路工事費が増加し経済性が低下する。
- FIRR 並びに発電原価についてはルート B が最も経済性が良好となった。

これら事由により、最適水路ルートとしてルート B を選定した。

(Comparison for Construction Cost/Generated Energy and Construction Cost/Development Capacity)



(Comparison for FIRR and Generation Cost)

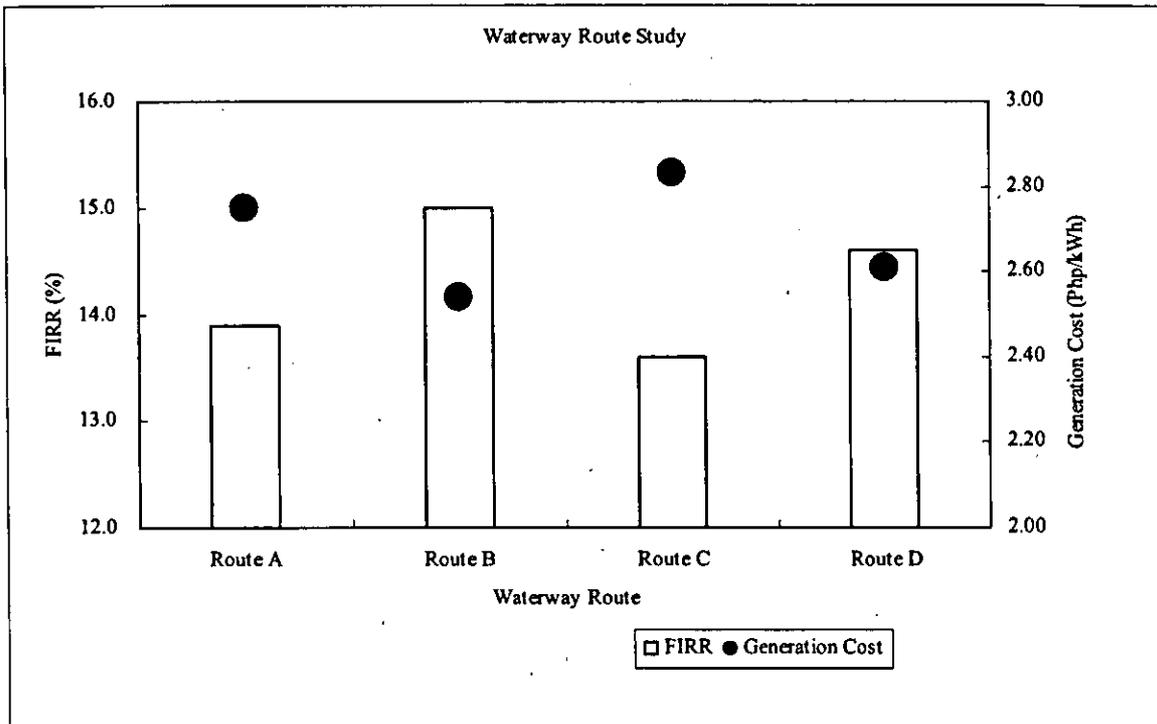


Fig. 6-4 Economic Comparison for Waterway Route

## 6.3 最適開発規模

本項では選定された水路ルート B について開発規模の比較により最適開発規模の選定を行った。検討では最大出力 700~1200 kW の 4 ケースを選定し、各ケースについて経済性指標を算定、最適な開発規模を選定した。

検討に使用した各ケースの適応水車は Ambangal 発電所にて採用実績があり、経済性の良好なインラインフランシス水車 (2 台) をケース 1 及びケース 2 に適応したが、ケース 3 及びケース 4 に関しては、最大使用水量と有効落差の関係からインラインフランシス水車の適応が困難である。このため、従来 of フランシス水車 (1 台) を適応した。また、前記したとおり、計画の開発規模が大きくなるほど電力供給が制限され供給ロスが発生する。検討では 2015 年を対象として各開発規模に応じた供給量のロスを考慮し検討を行った。対象となるのは開発規模が 1,000kW と 1,200kW のケース 3 とケース 4 で供給ロスとなる電力量はそれぞれ年間 0.7%(48MWh) と 3.9% (290MWh) である。以下に計画概要と算定された経済性指標を示す。

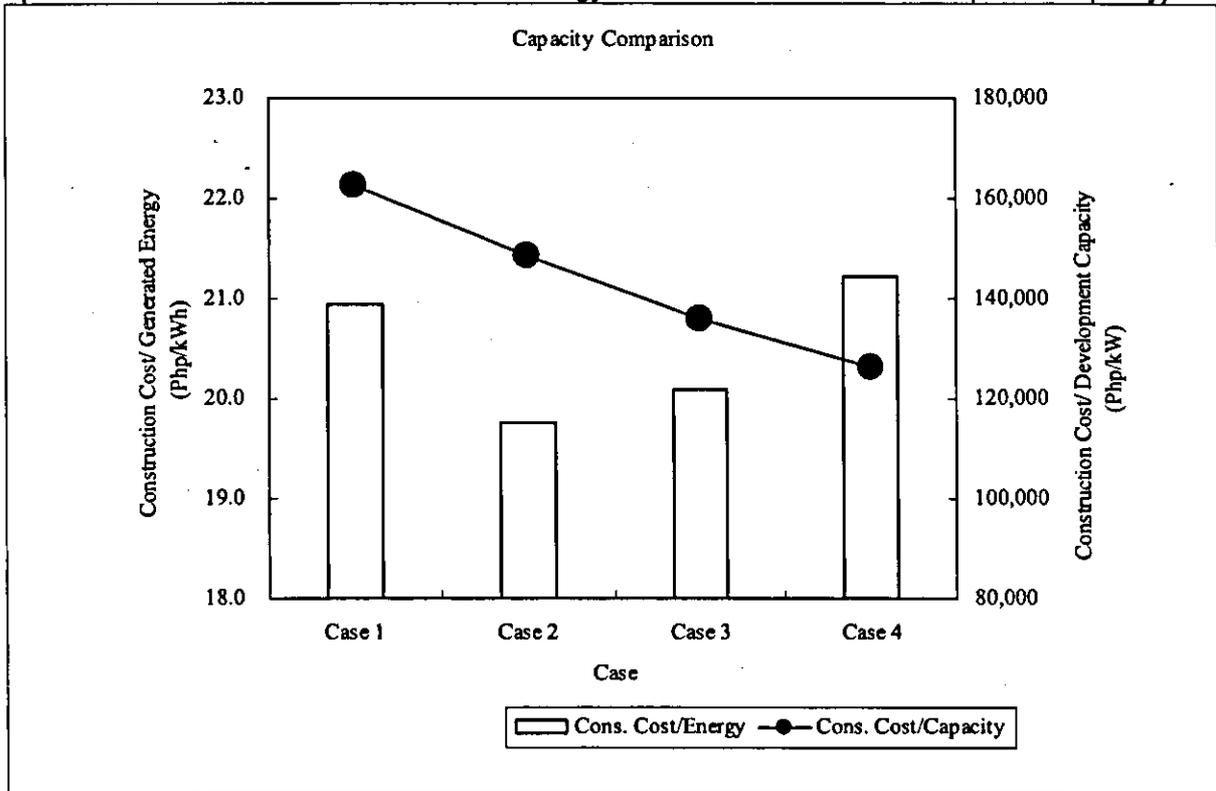
Table 6-4 Comparison for Development Scale

Item	Unit	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
<b>Project Feature</b>					
Installed Capacity	kW	690	810	1,000	1,200
Plant Discharge	m <sup>3</sup> /s	1.70	2.00	2.50	3.00
Gross Head	m	59.0	59.0	59.0	59.0
Effective Head (H)	m	52.4	52.4	52.1	51.8
Annual Generated Energy	MWh/yr	5,360	6,092	6,820	7,427
Effective Generated Energy	MWh/yr	4,932	5,604	6,230	6,566
Turbine Type	-	Inline Francis (2units)		Francis (1unit)	
<b>Estimated Cost and Economic Indices</b>					
Project Cost	Mil. Peso	112.23	120.32	136.09	151.44
Project Cost per kW	Peso/kW	162,654	148,538	136,090	126,197
Project Cost per kWh	Peso/kWh	20.937	19.751	20.095	21.218
FIRR	%	14.1	15.0	14.8	14.0
Generation Cost	Peso/kWh	2.73	2.54	2.58	2.73

上記から、以下の評価がされ、計画の開発規模をケース 2 の通り、810kW とする。

- kWh あたりの建設費はケース 2 が最も良好となった。
- FIRR 並びに発電原価でもケース 2 が最も経済性が良好となる。

(Comparison for Construction Cost/Generated Energy and Construction Cost/Development Capacity)



(Comparison for FIRR and Generation Cost)

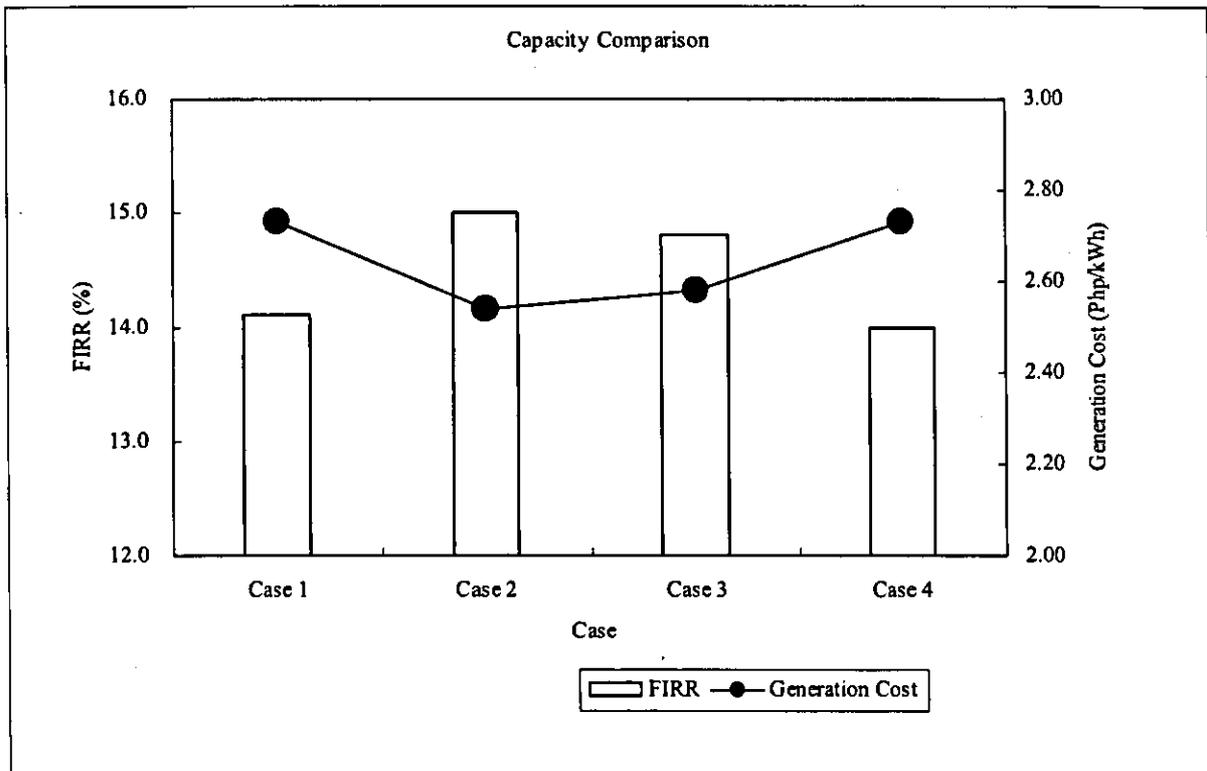


Fig 6-5 Economic Comparison for Development Scale

## 6.4 発電電力量

本計画により発生する発電電力量を以下の通り算定した。

## (1) 有効落差

## ・ 算定条件

取水位： WL.600.00m

放水位： WL.541.00m

総落差： 59.00m

最大使用水量： 2.00m<sup>3</sup>/s

## ・ 取水口での損失

〈Inlet での流入損失〉

損失係数：  $f_i = 0.500$

流入後の水路幅：  $B = 1.60\text{m}$

流入後の水深：  $h = 1.30\text{m}$

流入後の流速：  $v_i = Q/(Bh) = 0.962\text{ m/s}$

流入損失：  $h_{fi} = f_i v_i^2/2g = 0.024\text{ m}$

## ・ 導水路での損失

〈水路始点での流入損失〉

損失係数：  $f_i = 0.500$

流入後の水路幅：  $B = 1.40\text{m}$

流入後の水深：  $h = 0.894\text{m}$

流入後の流速：  $v_i = Q/(Bh) = 1.598\text{ m/s}$

流入損失：  $h_{fi} = f_i v_i^2/2g = 0.065\text{ m}$

〈導水路勾配による損失〉

水路の勾配：  $I = 1/500$

水路延長：  $L = 1,875.304\text{m}$

勾配による損失：  $h_{fl} = LI = 3.751\text{m}$

〈導水路での損失〉

$h_{fh} = h_{fi} + h_{fl} = 3.816\text{m}$

## ・ 水圧管路での損失

〈流入損失〉

損失係数：  $f_i = 0.500$

鉄管管径：  $D = 0.850\text{m}$

流入後の流速：  $v_i = Q/A = 3.525\text{ m/s}$

流入損失：  $h_{fi} = f_i v_i^2/2g = 0.317\text{ m}$

〈摩擦損失〉

Contents	Unit	D=850mm	D=600mm	Remark
Penstock Length	m	109.429	9.103	L
Discharge	m <sup>3</sup> /s	2.00	1.00	Q
Diameter	m	0.850	0.600	D
Velocity	m/s	3.525	3.537	v=Q/A
Roughness	-	0.012	0.012	n
Loss Coefficient	-	0.019	0.021	f=124.5 n <sup>2</sup> /D <sup>1/3</sup>
Friction Loss	m	1.544	0.206	hf=f L/D v <sup>2</sup> /2g

合計摩擦損失： hf = 1.750 m

〈曲がり損失〉

	Unit	IP-1	IP-2	IP-3	IP-4	IP-5	Remark
Discharge	m <sup>3</sup> /s	2.00	2.00	2.00	2.00	1.00	Q
Diameter	m	0.850	0.850	0.850	0.850	1.00	D
Velocity	m/s	3.525	3.525	3.525	3.525	3.537	v=Q/A
Curvature Dia.	m	2.550	2.550	2.550	2.550	1.800	r
Bend Angle	degree	28.4457	4.65816	12.7239	36.5115	20.0	θ
		5		9	8		
Loss Coefficient	-	0.134	0.134	0.134	0.134	0.134	fb1=0.131+0.1632(D/r) <sup>7/2</sup>
	-	0.562	0.228	0.376	0.637	0.471	fb2=(θ/90) <sup>1/2</sup>
Bend Loss	m	0.048	0.019	0.032	0.054	0.040	hf=fb1 fb2 v <sup>2</sup> /2g

合計曲がり損失： hf = 0.194 m

〈漸縮部損失〉

損失係数： fr = 0.001

漸縮後の管径： D = 0.60m

漸縮後の流速： vr = Q/A = 3.537 m/s

漸縮部損失： hfr = fr vr<sup>2</sup>/2g = 0.001 m

〈分岐損失〉

損失係数： fb = 0.500

分岐前の管径： D = 0.85m

分岐前の流速： vb = Q/A = 3.525 m/s

分岐損失： hfb = fb vb<sup>2</sup>/2g = 0.317 m

〈入口弁損失〉

損失係数： fv = 0.010

管径： D = 0.60m

入口弁前の流速:  $vv = Q/A = 3.537 \text{ m/s}$

入口弁損失:  $hfv = fv vv^2/2g = 0.006 \text{ m}$

〈水圧管路での損失〉

$hfp = hfi + hf + hfr + hfb + hfv = 2.585 \text{ m}$

- ・ 損失落差

$hf = hfi + hfh + hfp = 0.024 + 3.816 + 2.585 = 6.425 \text{ m}$

- ・ 有効落差

有効落差 = 総落差 - 損失落差 =  $59.0 - 6.425 = 52.575 \text{ m}$

(2) 水車発電機効率

本計画に適用される水車は、Ambangal 発電所にて実績のあるインラインフランシス水車である。この水車の水車・発電機の総合効率を以下に示す。発電電力量の計算はこの総合効率を用いて算定した。

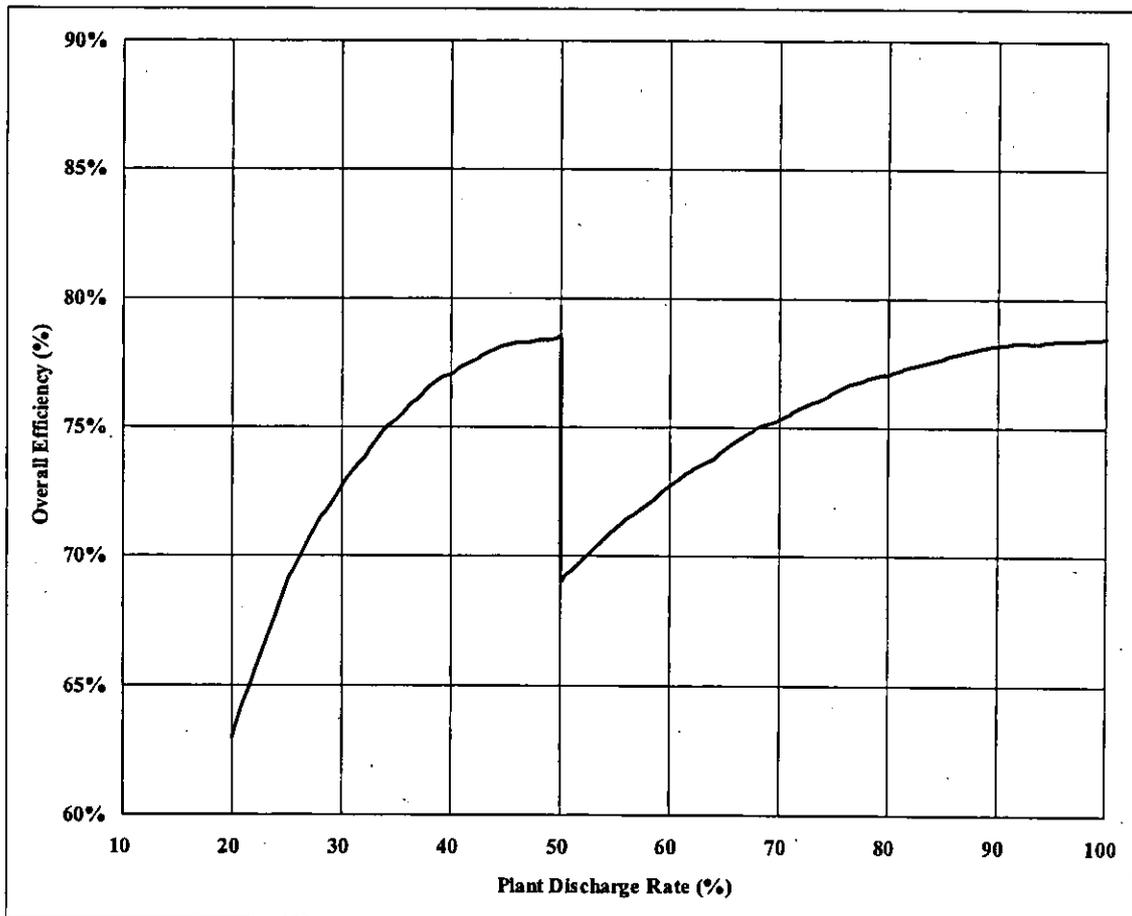


Fig. 6-6 Overall Efficiency of Turbine and Generator

\* 上記する水車・発電機の総合効率は本計画で採用した機器台数 2 台を使用した場合の使用水量に対する総合効率を示したものである。

(3) 流況

計画に適用する河川流況は、「第5章 水文気象分析」にて算定された2004年から2009年の6カ年による計画地点流況を用いる。フィリピンでは水資源省の規定により、当該計画流況の85%日流量(85% Probable Discharge)の10%を河川維持流量として下流に放流することが規定されており、また、減水区間の水田への灌漑放流量はNational Irrigation Authorityにより、2.0 liter/hectareと規定されている。計画ではこれら水量の内、大きい方を沈砂池に設置する放流バルブから優先して放流する。

- ・ 河川維持放流量の算定

計画流況の85%日流量： $Q_{85}=1.360\text{ m}^3/\text{s}$

10%相当量： $Q_{i1}=0.136\text{ m}^3/\text{s}$

- ・ 灌漑放流量の算定

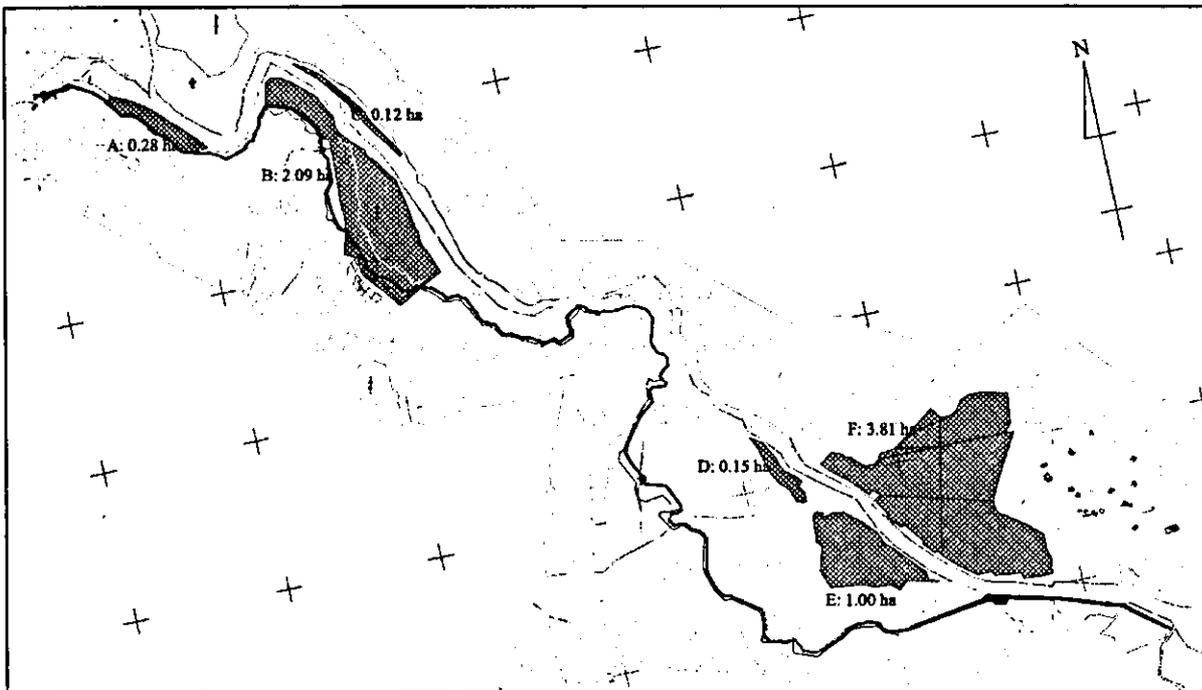


Fig. 6-7 Irrigation Area in the Intake Downstream

灌漑放流対象エリア

A: 0.28ha	B: 0.12ha	C: 2.09ha	D: 0.15ha
E: 1.00ha	F: 3.81ha	<u>Total: 7.45ha</u>	

これより、下流への灌漑放流量を算定すると以下の通り、 $0.02\text{ m}^3/\text{s}$ となる。

下流への灌漑放流量

$$Q_{i2}=2.0\text{ liter/hectare} \times 7.45\text{ hectare} = 14.9\text{ liter} = 0.02\text{ m}^3/\text{s}$$

水資源省の規定による河川維持流量 $0.136\text{ m}^3/\text{s}$ の方が灌漑放流量を超えることから $0.136\text{ m}^3/\text{s}$ を取水堰堤から放流することとした。これより、この河川維持流量を差し引いた取水堰堤にて利用可能な河川流況を以下に示す。

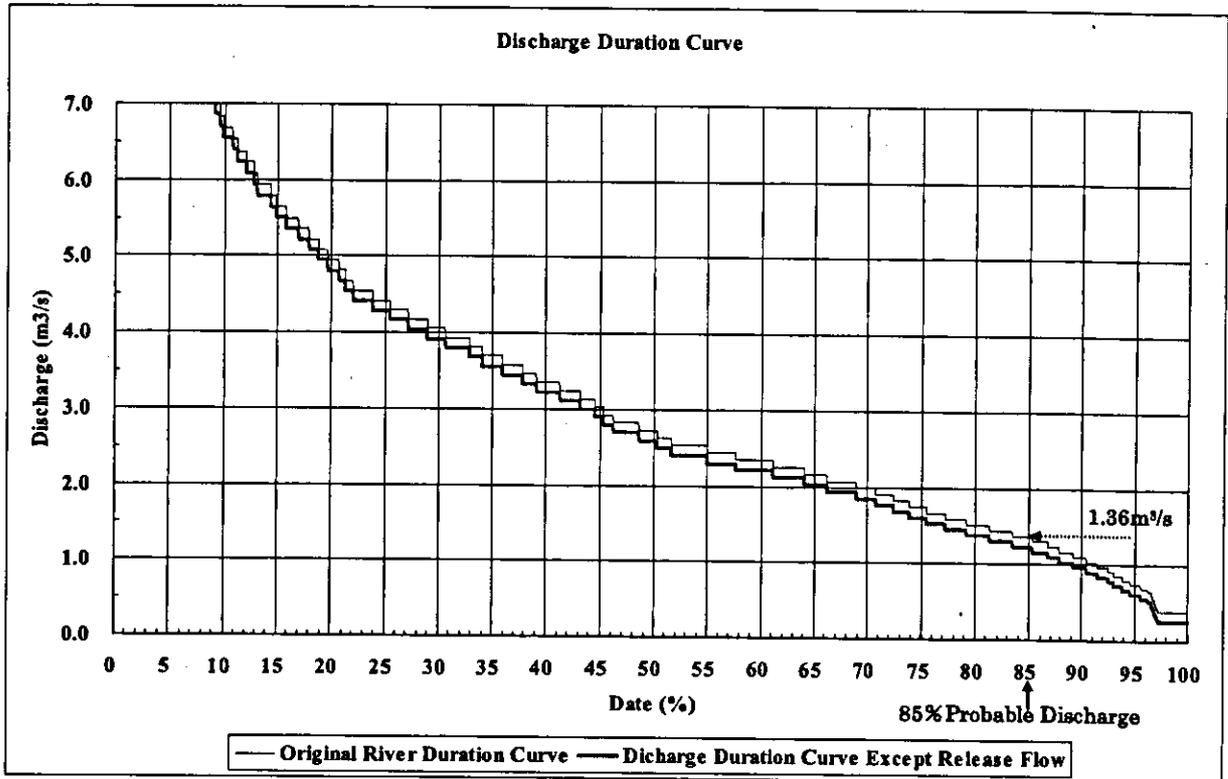


Fig. 6-8 Discharge Duration Curve in Intake Site

(4) 発電電力量

以上の条件に基づき、計画が発電可能な電力量の算定を行った。算定は基となる流況資料の観測期間の2004年～2009年の6年間とし、この結果を下表に示す。これにより本計画の年間平均発電電力量は6,092MWh/yearとなった。

Table 6-5 Annual Generated Energy in the Project

Month	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Average
Jan.	601,759	583,629	599,226	601,759	552,519	530,583	578,246
Feb.	543,524	300,993	540,581	357,725	413,614	333,006	414,907
Mar.	446,247	530,767	601,759	0	503,297	187,469	378,257
Apr.	306,445	371,070	371,070	0	239,790	481,305	294,947
May	451,084	368,313	494,483	276,403	593,720	601,759	464,294
Jun.	576,104	582,347	578,230	514,567	490,702	572,183	552,356
Jul.	601,759	597,053	601,759	321,225	535,594	570,598	537,998
Aug.	601,759	575,962	601,759	546,033	588,774	494,609	568,149
Sep.	582,347	582,347	582,347	582,347	379,191	564,703	545,547
Oct.	601,170	601,759	601,759	601,759	575,497	601,759	597,284
Nov.	565,207	582,347	574,111	582,347	560,537	582,347	574,483
Dec.	601,759	601,759	599,047	601,759	507,994	599,226	585,257
Total	6,479,166	6,278,348	6,746,133	4,985,925	5,941,227	6,119,548	6,091,725

## 第7章 電気・機械設備設計

### 7.1 水車・発電機設備設計

#### (1) 水車・発電機の選定条件

##### 1) 水力発電諸元

水車・発電機の選定に必要な水力諸元は、計画地点の土木設計条件より、Table 7-1 に示す通りとなる。

Table 7-1 Specification for Selecting Turbine and Generator

項目	諸元	備考
取水位 EL(m)	600.0	
放水位 EL(m)	541.0	
総落差 (m)	59.0	
有効落差 (m)	52.575	衝動水車の場合は 45.0m
最大使用水量(m <sup>3</sup> /s)	2.0~2.5	

##### 2) 運転監視条件

発電所には運転員が常駐し、交代制により 24 時間連続にて運転監視する方式とする。

##### 3) 系統条件

本計画の水力発電設備は、近傍の IFELCO が運用する 13.2kV 配電線に接続され、この配電線は NGCP が運用する 69kV 送電線に接続されている。NGCP の送電網は大規模で電圧、周波数共安定しているため、水力発電設備が系統連系した場合の電圧、周波数調整機能は特に必要はない。

また、69kV 送電線が停止した場合の単独運転は、13.2kV 配電線の負荷容量が水力発電設備の発電容量を超えているため、単独運転する場合は供給範囲が限定され、また負荷設備の切り離し、接続が広範囲に及ぶため、この操作は事実上困難である。

このため、水力発電設備の単独運転の機能は有しないこととする。

#### (2) 水車

##### 1) 適応可能な水車の形式

本計画の水力諸元に適応できる水車は、Fig.7-1 に示す水車選定図から、Table 7-2 に示すインライン型フランシス水車、横軸フランシス水車、クロスフロー水車の 3 機種となる。

Table 7-2 Applicable Turbine Types

水車形式		備考
反動水車	インライン型フランシス水車	ラインアップ機種
	横軸フランシス水車	個別設計機種
衝動水車	クロスフロー水車	個別設計機種、反動水車の性質もあり

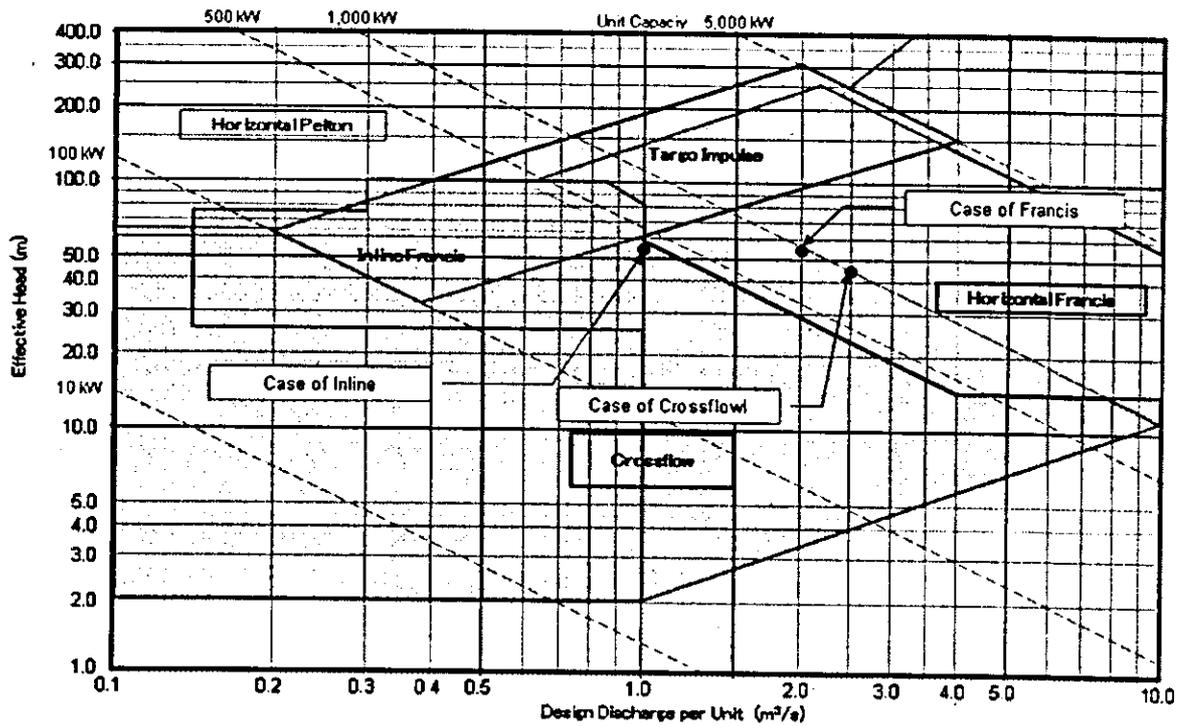


Fig.7-1 Turbine Selection

2) 水車の選定

水車の選定は、水車の特徴や本計画地点における適応性などを定性的な比較により絞り込みを行い、その後、機器の見積りによる経済性比較により選定するものとする。定性的な比較検討を Table 7-3、経済性の比較検討を Table 7-4 に示す。この検討結果よりインライン型フランシス水車を選定することとした。

Table 7-3 Qualitative Comparison of Applicable Turbines

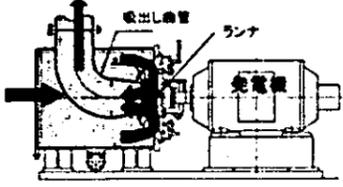
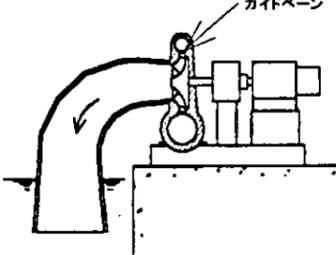
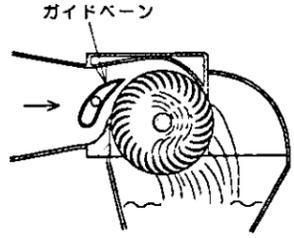
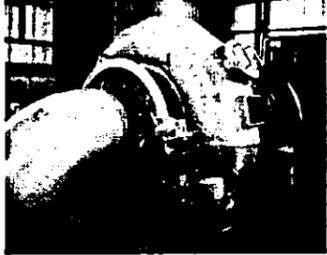
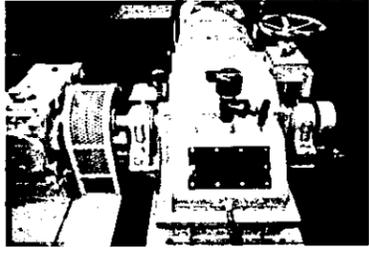
形式	インライン型フランス水車	横軸フランス水車	クロスフロー水車
概要図			
設置例写真			
適用範囲	流量: 0.15~1.0m <sup>3</sup> /s 落差: 25~100m	流量: 0.6~10.0m <sup>3</sup> /s 落差: 15.0~250m	流量: 0.1~10.0m <sup>3</sup> /s 落差: 2.0~60m 程度
特徴	<ul style="list-style-type: none"> <li>最大の特徴は、フランスの特徴や性能を維持ながら、経済性と保守性を改善している点にある。</li> <li>ただし、汎用部品を多用していることから最大出力 500kW 程度の製造限界がある。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>最も一般的な水車で、小容量から大容量まで幅広く適用できる。</li> <li>吸出管高さを利用することにより、有効落差を多くとることができる。</li> <li>構造が若干複雑であるため、他より保守性が劣る。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>適用領域はフランス水車とほぼ同じであるが、小容量になる程フランス水車より経済性が優位になる。</li> <li>一般的に吸出管高さが利用できないため、有効落差が小さくなる。</li> <li>フランスと比較して回転速度が低くなるため、増速機等の付帯設備が必要となる。</li> </ul>
性能	基本的にフランス水車と同じであるが、効率は若干低くなる。	<ul style="list-style-type: none"> <li>効率は、他の水車と比較して最も高い。</li> <li>変流量特性も良く、低比速度になるほど改善される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>効率は、フランス水車に比較して5~10%程度劣る。</li> <li>変流量に対しては、GVを1/3+2/3に分割することにより、改善できる。</li> </ul>
メーカー	日本企業が開発した水車で、この1社のみが供給可能である。	国内外のほとんどのメーカーが標準的に製造している。	海外で2~3社、国内で1社程度が標準的に製造している。ただしメーカーにより供給できる適用範囲が大きく異なる。
実績	国内外で10箇所程度の実績だけであるが、基本的にフランス水車であるため、実績上の問題は無い。	国内外に非常に多くの実績あり。	海外メーカーの実績は多数あるが、国内メーカーの実績は数十箇所程度である。
本計画地点における適応性	この水車の最大出力は、500kW程度であるため、本計画地点に水力諸元で使用する場合は、1台あたりの流量を半分として、2台とする必要がある。 この水車の最大の特徴は、経済性が良い事であるが、2台としても一般的なフランス水車1台よりも安く、また2台とすることによる利便性も向上するため、本計画地点では最適と考える。	本計画地点の水力諸元(落差、流量)から判断すると本地点には最適な水車である。 水車の台数は、この水力諸元では1台でも2台でも、どちらでも対応可能である。経済性重視の場合は1台選定、運用の利便性を重視する場合は2台となり、両立に難しいところがある。	図 7.1.1 に示す水車選定図に示すように、水車1台の場合でも、2台の場合でも容量の限界に近く、適用は可能ではあるが、最適と言えない選定となる。 クロスフローの最大の特徴は経済性にあるが、容量が大きくなるにつれて機器が大型化するため、フランス水車との経済性の差が小さくなる。 また回転速度が低いため発電機価格が増加する。
検討結果	フランス水車との性能、経済性等の総合比較においては優劣を付け難いところがある。 しかし、本計画地点と同じ地点に Ambagal P/S にあり、この発電所では既にこの水車が使用されているため、運転保守員への教育訓練が不要であるというメリットがある。	本計画地点の水力諸元においては、性能、経済性等を総合的に判断すると、クロスフロー水車より優れていると判断される。 リンクレスフランス水車との比較は、優劣を付け難いところではある。	本計画地点の水力諸元においては、性能や経済性等を総合的に判断すると、フランス水車、リンクレスフランス水車に劣ると判断される。
判定	適用可能	適用可能	適用不可

Table 7-4 Comparison in Economic Efficiency of Each Turbine

形 式	インライン型 フランシス水車	横軸フランシス水車
台 数	2	1
見積り時の諸元	有効落差:52.6m 流量:各 1.0m <sup>3</sup> /s 出力:各 405kW	有効落差:52.6m 流量:2.0m <sup>3</sup> /s 出力:810kW
見積り範囲	水車、発電機、制御盤、梱包輸送費、据付調整試験技師派遣費	同左
見積り費用(Php)	67,968,000	69,039,000
運 転	容易 Ambangal 発電所にて実績あり。	容易 新たに運転員への トレーニングが必須。
メンテナンス	容易 2台採用した場合、1台をメンテナンス中に1台を稼働することが可能。	複雑 メンテナンス中は全ての電力供給が停止する。
判 定	採用	不採用

3) 水車の仕様

水車の設計は、通常、比速度、回転速度、吸出し管高さなどを計算して水車仕様を決定する。メーカー資料による水車の仕様を Table7-5 に示す。

Table 7-5 Main Specification of Turbine

項 目	仕 様	備 考
水車型式	HF-1RF	
総落差(m)	59.0	
有効落差(m)	52.575	
流量(m <sup>3</sup> /s)	1.0	
出力(kW)	430	
回転速度(min <sup>-1</sup> )	1,200	
無拘束回転速度(min <sup>-1</sup> )	2,200	
比速度(m-kW)	175	
発電機との接続	直結	
数量(台)	2	

4) 水車の効率

メーカー資料に基づく水車 1 台当りの効率カーブを Fig.7-2 に示す。

流量比(%)	40	60	80	100
流量(m <sup>3</sup> /s)	0.04	0.60	0.80	1.00
水車効率(%)	67.0	77.4	82.0	83.5
水車出力(kW)	139	241	341	434

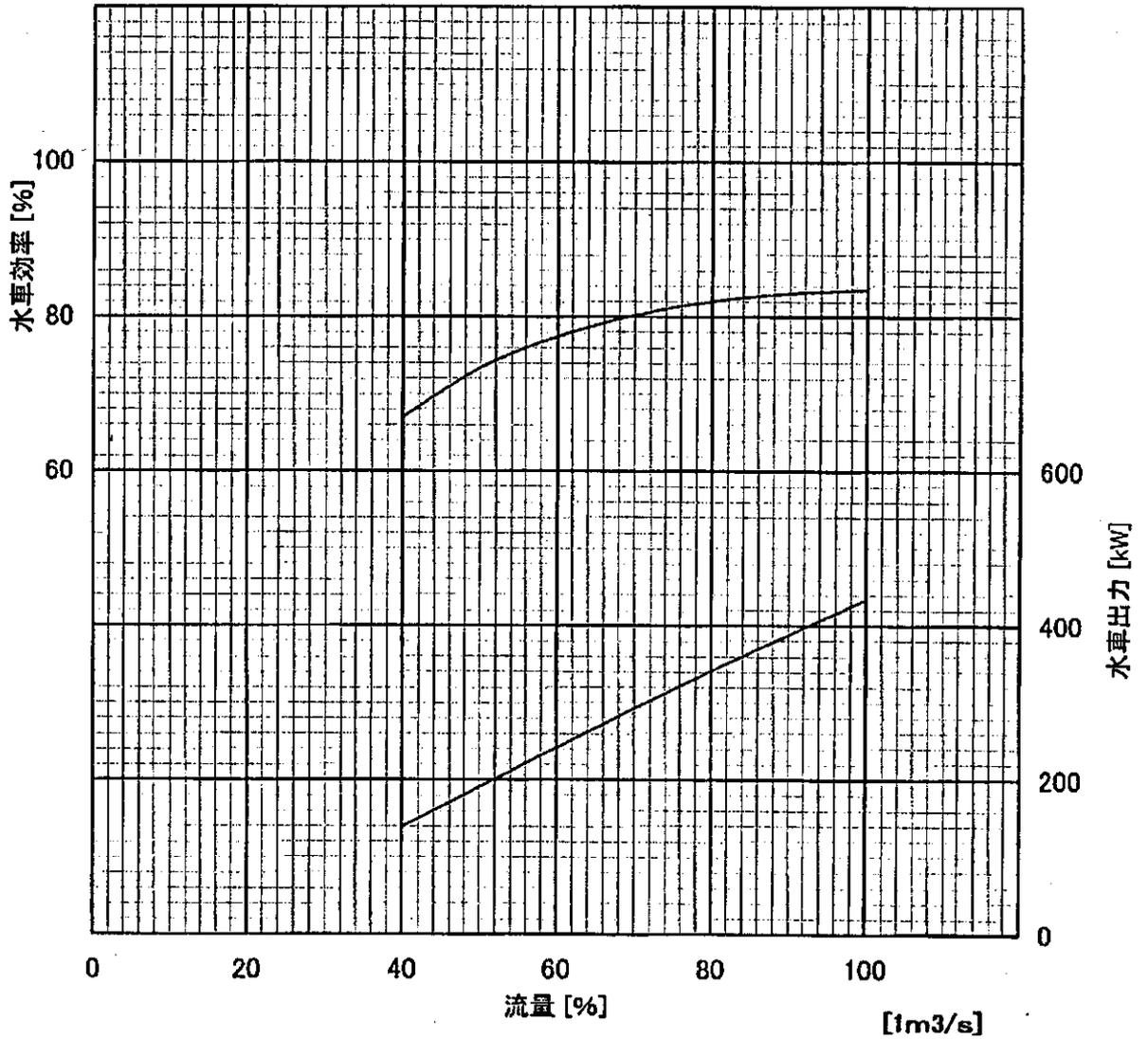


Fig7-2 Turbine Efficiency Curve (1 unit)

## 5) 現地水車メーカーの調査

フィリピン国内に水車を製造供給できる会社があるという情報がある。本計画の仕様を満足する水車が製造でき、その性能や品質も問題なければ、経済性や保守点検などの面から優先的な採用が望まれる。このため、当会社を訪問し、製造供給の可能性等の調査を行った。

### a. 調査対象の会社概要 (2011年2月現在)

- 社名 : Tiger Machinery and Industrial Corporation
- 所在地 : 359 F. San Diego St., Veinte Reales, Valenzuela City 1440 Philippines
- 連絡先 : Tel. No.: (632)- 291-2222, Fax No.: (632)-291-2226
- 代表者 : (President) Michael Ang
- 設立 : 1975年
- 資本金 : Php 100 million
- 年間売上 : US\$ 10 million
- 従業員数 : 約 200名
- Website : [tiger@tigermachinery.com.ph](mailto:tiger@tigermachinery.com.ph)

### b. 調査結果概要

この会社が、計画地点の水車を製造できる能力があるかなどを調査したが、結果としては、当会社単独での製造は「不可能」ということが分かった。当会社は、基本的に金属部品の製造会社で、ランナなどを含め部品などの設計能力はない。ランナ製造においても、顧客から図面と製作仕様(成分等)の指示を受け、単に金属部品のひとつとして製造しているだけで、ランナの水力諸元や性能などは全く把握していない状態である。ただし、部品の製造・加工能力については非常に高く、国内はもとより欧米企業からも多くの注文を受けている。このため、水車メーカーから図面や仕様の指示を受ければ、本計画地点に適用する水車の製造も十分可能を思われる。

### c. 製造能力等

- 鋳造、加工、熱処理、製缶等の金属部品の製造は全てひと通り可能であるが、特に鋳造部品の割合が多く、製缶品は比較的少ない。
- 水車の製造においても、ランナ、ガイドベーンなどの鋳造部品が多く、ケーシングやドラフトチューブのような製缶部品はほとんど製造されていない。
- ランナ製造や修理の実績は、多数あるとのことで、機種としては、ペルトン水車フランシス水車、ターゴインパルス水車などである。ただし、製造設備上の制限から、水車出力レベルで数千kW程度が限界で、大中容量の水車製造は無理である。
- 現在工場で製造中の水車は、以下の通り。(写真7.3を参照)
  - ◇ ペルトン水車のランナ(35MW)
  - ◇ ターゴインパルス水車のランナ(1.2kW)、Hedcor社からの注文
  - ◇ フランシス水車のガイドベーン(NPC, Angat発電所向け)

- 部品の組立て作業に関して、指導員 (Supervisor) を派遣して貰えば、指導員の指示や管理の下で作業することは可能とのことである。事実、工場では地熱発電所のリハビリで、タンデムコンパウンドの蒸気タービンが持ち込まれ、組立加工中であったが、発注元の米国カリフォルニアにある Turbcare 社から技術者約 10 名程度が派遣され、作業に従事している。

#### d. 品質管理

- BS/EN/ISO 9001:2008 の認証を受けており、これに基づいた品質管理が行われている。認証機関は、AJA (Anglo Japanese American) である。
- 工場内に Laboratory 施設があり、ここには米国製の金属成分の分析装置などの様々な装置が設置されており、サンプリング試験などを行っている。
- 鋳型への溶融金属の流し込みを、三次元グラフィックのシミュレーション装置を使用して検討している。ちょうど調査したときは、ターゴインパルス水車の鋳造過程をシミュレーションしていた。
- ランナ等の単体部品を製造する場合の品質管理については、特に問題はないと思われるが、組立等に係わるものについては、発注者側から指導員を派遣して、品質管理を行う必要がある。



写真 1. 建設中の本社ビル(工場敷地内)



写真 2. CNC 工場(本社工場より徒歩5分)



写真 3. 製造中のペルトン水車(35MW)



写真 4. 製造中のターゴインパルス水車(1.2MW)



写真 5 製造中のガイドベーン(数 MW 用)

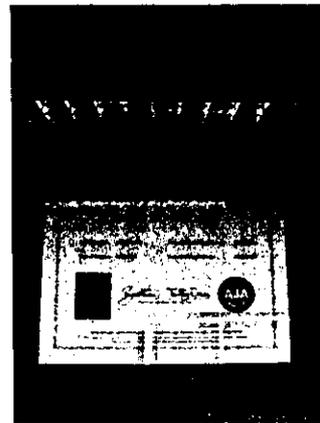


写真 6. BS/EN/ISO9001 認証証書(at 会議室)

写真: タイガーマシナリー & インダストリアル社の写真  
(Tiger Machinery & Industrial Corporation)

(3) 発電機

1) 発電機の種類

一般的に水車に連結される発電機は、同期発電機、誘導発電機、永久磁石式同期発電機などの種類がある。このうち永久磁石式同期発電機は、数十 kW 程度までの比較的小容量の発電設備の場合や、可変速運転など特殊な場合に適用されるが、本計画の場合は、容量規模から適応できないため検討から除外することとする。

同期発電機、および誘導発電機の特長や特徴などを Table7-6 に示す。

Table7-6 Characteristic and Features of Each Generator

項目	同期発電機	誘導発電機
システム構成	励磁装置、調速装置、自動同期装置が必要	特になし(強いては、力率改善コンデンサ、系統条件により限流リアクトル)
効率	誘導発電機と大きな差異はない。	誘導発電機と大きな差異はない。
電圧	励磁装置により電圧を発生させる必要あり。電圧は自動電圧調整器により設定する。	電圧は調整できず、系統電圧に異存する。
力率(無効電力)	発電機と励磁装置の能力の範囲で調整は可能。	発電機に依存し系統側からにて遅れなる。必要により力率改善用コンデンサにて力率を改善する。
周波数	並列前は、調速装置により発電機周波数を系統周波数に合わせる制御が必要。	周波数は系統周波数に依存する。
系統並列	自動同期装置により、発電機と系統の電圧、周波数及び位相を合わせて並列投入する必要がある。	シーケンス制御による並列となる。通常は、水車起動の回転上昇中の速度を検出して、同期速度付近で並列する。
並列時の過渡現象	投入電流の発生は、ほとんど発生しない。	定格電流の5~6倍程度の突入電流が0.1~0.3s程度発生する。瞬時電圧降下が規定値より大きい場合、限流リアクトル挿入等の検討が必要となる。
経済性	誘導発電機と比較して、発電機自体も高価であるが、制御装置も、自動調速装置、励磁装置、自動電圧調整器、自動同期装置などの付帯機器が必要となり高価。	発電機が一番安価で、付帯機器もなく、最も安価なシステムとなる。

2) 発電機の選定

同期発電機と誘導発電機については、それぞれの特徴・性質があるため、系統条件や運用条件に合わせて選定する必要がある。基本的な選定方法を Table7-7 に示す。

Table7-7 Basic Way of Selection of Generator

同期発電機	単独運転が必要な場合は、必然的に同期発電機の選定となる。 また、単独運転の必要が無い場合でも、誘導発電機を適用した場合に、電力品質(瞬時電圧変動、常時電圧変動等)が規程値を満足できない場合にも選定される。
誘導発電機	単独運転の必要がなく、また並列時の突入電流による瞬時電圧変動や、通常時の常時電圧変動が許容できる系統の場合は、同期発電機よりも経済性に優れているため、誘導機を選定する。

本計画の場合、誘導発電機を適用できる条件の「単独運転の必要はない」を満足しているため、系統連系時の瞬時電圧変動、および常時電圧変動が満足すれば、経済的に優位な誘導発電機の採用が望まれる。このため、次項にて瞬時電圧変動、および常時電圧変動の検討を行う。

### 3) 誘導発電機の適用可否の検討

誘導発電機を適用する場合の常時電圧変動、瞬時電圧変動を計算した結果、いずれも許容値を満足せず、誘導発電機は適用できない結果となった。これにより本計画の発電機は、同期発電機を適用することとなる。

以下に、常時電圧変動、瞬時電圧変動の計算を示す。

#### a. インピーダンスの算出

Lagawe 変電所の上位系統である 69kV 送電線から、本計画の発電所までのインピーダンスは以下の通りとする。

##### ① 69kV 送電線

NGCP が運営する 69kV 送電線のインピーダンスは入手できなかったため、69kV 送電線を無限大母線と仮定し、インピーダンス (Z) を 0 (%) とすることとした。

##### ② 主変圧器

Lagawe 変電所の 5,000kVA の主変圧器 (油入、5,000kVA) のインピーダンスは、一般値を適用し以下とした。

- ・ 機器ベース : j 7.0%
- ・ 10MVA ベース : j 14.0%

##### ③ 13.2kV 配電線

既設の 13.2kV 架空配電線路の電線の種類・サイズは、IFELCO データより ACSR (鋼芯アルミ燃線)、0(1/0)を使用しており、また本計画による配電線路の改修及び新設電線路も IFELCO の標準により、同様な種類・サイズを使用することから、変電所から本計画に発電所までは、この一種類となる。

ACSR、0(1/0)の抵抗値 (R) は、フィリピンの基準書である「Electrical layout and

estimate」により、 $0.10\Omega/1000ft$  ( $0.328\Omega/km$ ) を適用した。またリアクタンス(X)については、IFELCO にデータが無いため、日本の 6.6kV 架空配電線のデータ（抵抗値の 2～3 倍程度）を参考に、抵抗値の 3 倍と仮定することとした。

また、変電所からの本計画の発電所までの配電線長は、Table7-8 により算出した。

Table7-8 Measurement of Distance Length of Distribution Line

区 間	長(km)	測定方法
Lagawe 変電所～Kiangang TP	11.70	車の走行距離計にて道のりを計測
Kiangang TP～配電柱 No.24	5.46	IFELCO 配電線レイアウト図より算出
配電柱 No.24～発電所	1.00	推定距離とする
合計	18.16	

よって、インピーダンス R(%), X(%)は、電圧 E(V)、抵抗値 R( $\Omega$ )、長 L(km)とすると次式により

$$\begin{aligned} \%R &= (1000/E^2) \times \sqrt{3}R \times L \\ &= (1000/13.2^2) \times \sqrt{3} \times 0.328 \times 18.16 \\ &= 59.23(\%) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \%X &= j \%R \times 3 \\ &= j59.23 \times 3 \\ &= j177.7(\%) \end{aligned}$$

#### ④ 発電設備の主変圧器

本計画で設置される昇圧用の主変圧器（油入、999kVA）のインピーダンスは、一般値を適用し、以下とした。

- ・機器ベース : j 5.0%
- ・10MVA ベース : j 50.05%

#### ⑤ 発電機

誘導発電機を適用する場合、発電出力を 405kW とし、力率を 0.8 とすると、発電機容量は 506kVA となる。またインピーダンスは拘束リアクタンスの一般値を適用すると以下となる。

- ・機器ベース : j20%
- ・10MVA ベース : j395.26%

以上の各インピーダンスをまとめると、Table7-9 に示す通りとなる。

Table7-9 Impedance from 69kV T/L to Hydropower (10MVA base)

項目	R(%)	X(%)	備考
69kV 送電線	0	j0	無限大母線と仮定
S/S 主変圧器	-	j14.00	5,000kVA
13.2kV 配電線	59.23	j177.70	ACSR 0(0/1),18.16km
P/S 主変圧器	-	j50.05	
発電機	-	j395.26	506kVA/1台として

b. 常時電圧変動の計算

発電設備の通常運転時における連系点の常時電圧変動は、標準電圧に対して10%以内とする必要があるため、この値を確認する。

なお、この計算における発電機のインピーダンスは、発電機1台のマシンベースを100% (2台で50%) とするため、10MVA ベースでは988.14%とする。

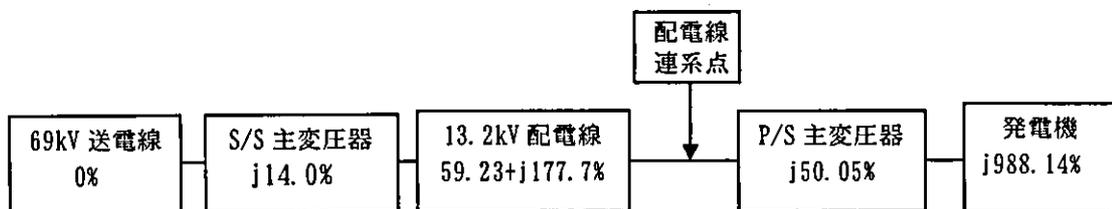


Fig7-3 Calculation Model of Impedance Map for Normal Voltage Fluctuation

Fig7-3 に示すインピーダンスに基づき、配電線連系点から系統側の全インピーダンスを  $Z_0(\%)$ 、発電機から配電線連系点までの全インピーダンスを  $Z_1(\%)$  とすると、主機の運転停止に伴う配電線連系点の常時電圧変動率  $\epsilon$  は、次式で表わされる。

$$\epsilon = \Delta V / V_r = Z_0 / (Z_0 + Z_1) \times 100$$

$\Delta V$  : 誘導発電機の運転停止にともなう常時電圧変動分

$V_r$  : 連系点の定格電圧(13.2kV)

また、 $Z_0$ 、および  $Z_0 + Z_1$  は、以下となる。

$$Z_0 = \{(59.23)^2 + (j14.0 + j177.7)^2\}^{0.5}$$

$$\begin{aligned}
 &= 200.64(\%) \\
 Z_0+Z_1 &= \{(59.23)^2+(j14.0+j177.7+50.05+988.14)^2\}^{0.5} \\
 &= 1231.3(\%) \\
 \text{よって、} \\
 \varepsilon &= Z_0 / Z_0+Z_1 \times 100 \\
 &= 200.64/1231.3 \times 100 \\
 &= \underline{16.30(\%)}
 \end{aligned}$$

上記の計算より、常時電圧変動率は 16.30 (%) となり、許容値の 10 (%) を満足しないため、誘導発電機は適用できない結果となった。

### c. 瞬時電圧変動の計算

上記(2)項の常時電圧変動の計算結果より、誘導発電機は適用できない結果となったが、参考用として、誘導発電機を系統並列した場合の瞬時電圧変動率を算出する。この許容値は 10% 以内であるが、この値を超えた場合、限流リアクトルの挿入等による突入電流の抑制対策を実施する必要がある。

なお、この計算では、1 台の発電機を系統並列した場合とする。

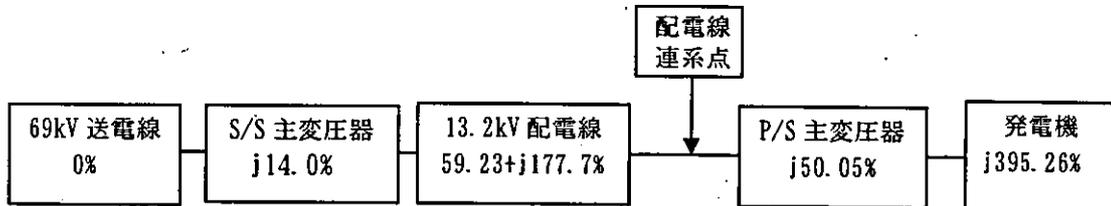


Fig.7-4 Calculation Model of Impedance Map for Instantaneous Voltage Fluctuation

Fig.7-4 に示すインピーダンスに基づき、配電線連系点から系統側の全インピーダンスを  $Z_0(\%)$ 、発電機から配電線連系点までの全インピーダンスを  $Z_1(\%)$  とすると、主機の系統並列に伴う配電線連系点の瞬時電圧変動率  $\varepsilon$  は、次式で表わされる。

$$\varepsilon = \Delta V / V_r = Z_0 / Z_0+Z_1 \times 100$$

$\Delta V$  : 誘導発電機並列時の瞬時電圧変動分

$V_r$  : 連系点の定格電圧(13.2kV)

また、 $Z_0$ 、および  $Z_0+Z_1$  は、以下となる。

$$\begin{aligned}
 Z_0 &= \{(59.23)^2+(j14.0+j177.7)^2\}^{0.5} \\
 &= 200.64(\%)
 \end{aligned}$$

$$Z_0+Z_1 = \{(59.23)^2 + (j14.0+j177.7+50.05+395.26)^2\}^{0.5} \\ = 639.75(\%)$$

よって、

$$\varepsilon = Z_0 / Z_0+Z_1 \times 100 \\ = 200.64/639.75 \times 100 \\ = \underline{31.36(\%)}$$

上記の計算より、瞬時電圧変動率は31.36(%)となり、許容値の10(%)を超える結果となった。これにより、仮に常時電圧変動率が満足した場合でも並列時の突入電流を抑制する対策が必要となる。

#### 4) 発電機の諸元

##### a. 発電機定格電圧の検討

国内の6.6kV配電線に連系される発電機の場合、一般的な目安として300kW程度までは400V(小容量の場合は200V)の低圧発電機、これを超えた場合は、6.6kVの高圧発電機とされてきた。しかし、本計画の場合、以下の理由により、低圧400Vの低圧発電機を適用することとした。

- ① 近年は、1,000kW程度の容量でも400Vの発電機がラインアップされており、発電機自体の経済性に大きな差異はない。
- ② 配電盤の主回路機器の経済性は、400Vの方が優位である。
- ③ 13.2kV配電線への昇圧用主変圧器は、フィリピン国内で調達する計画であるが、同国の標準変圧器の電圧は13.2kV/400Vであるため、400Vの方が経済性に優位である。

##### b. 発電機定格力率の検討

同期発電機を適用する場合、定格力率を検討する必要がある。定格力率を大きくすると系統に供給できる無効電力が増加し系統電圧調整機能の向上が図れる一方、発電機容量が大きくなることから経済性が悪くなる。

このため、現状の13.2kV配電系統の力率を調査し、これに見合う発電機の力率とすることとするが、下記の調査結果より定格力率は90%にすることとした。

- ① IFELCOからの提供データ：95.67% (2011年2月26日～4月25日のデータ)
- ② IFELCOからの聞き取り情報：年間を通じて力率は安定しており、95%程度で推移
- ③ 以上より、発電機の定格力率は90%程度でも十分と考えられる。

##### c. 励磁装置

励磁装置は、小水力発電設備では一般的なブラシレス励磁装置を採用する。初期励磁用の電源としては、直流電源装置(バッテリー)、タコジェネ、所内電源等が考えられるが、

ブラックスタートの運用が無いため、経済性の最も優れた所内電源方式を採用することとする。

ただし、発電機メーカーがタコジェネを標準装備していて、タコジェネの有無に係わらず費用が変わらない場合は、タコジェネ方式を採用するものとする。

d. 発電機の仕様

水車の仕様、および上記の発電機定格の検討結果を基に、発電機の仕様をまとめたものを Table7-10 に示す。

Table7-10 Specification of Generator

項 目	内 容	備 考
発電機の形式	三相同期発電機	
定格の種類	連続定格	
定格容量(kVA)	450	最大出力 405kW
定格電圧(V)	440	
定格力率	0.9	
定格周波数(Hz)	60	
極数	6	
回転速度(min-1)	1,200	
冷却方式	自由通風形	
絶縁の種類	F 種絶縁	
数量(台)	2	

## 7.2 制御設備計画

### (1) 主回路構成

主回路構成は、別添の単線結線図に基づくものとする。

### (2) 制御電源

水車発電機の運転、監視等に必要な電源は、所内電源（交流）、およびバッテリー電源（直流）を使用するものとする。このうち、バッテリー電源は、所内電源喪失時においても、主機が完全に停止するまでに必要な動力や制御電源に使用するものとして、電動サーボの駆動用電源、制御用電源等に使用する。バッテリーの容量は、経年劣化等による容量減少も考慮するが、経済性を考慮して、出来るだけ小容量のものとする。

なお、本計画ではブラックスタートは行わないため、このための容量は必要ない。また、発電機用の初期励磁用の電源についても、所内、またタコジェネにより電源供給をするため、この容量を考慮する必要はない。

### (3) 制御方法、機能

#### 1) 運転制御

水車発電機の起動停止、非常停止等の運転制御は、入口弁の開閉を除き、全自動にて行われるものとする。故障停止は、普通停止（緩停止）と非常停止の2種類とする。

また、単独運転、およびブラックスタートは行わないものとする。

Fig.7-5 に運転制御、Fig.7-6 に普通(故障)停止・非常停止の制御ブロック図を示す。

#### 2) 調整機制御

ガイドベーンの駆動は、バッテリー電源からの DC 電源を利用する電動サーボを適用するものとし、通常の運転や非常停止などの急閉鎖時においても安定した動作ができるように十分な容量を持つものとする。

電気式調速機は電協研 Y 級相当のものを適用するものとする。また経済性を優先するため、電気式調速機の形式は、アナログ、デジタルのどちらでも可とし、また制御方式も PID 制御、またはダンピング制御のいずれも可能とする。

また並列後の運転方式は、水位調整運転等による負荷制限運転とし、単独運転が無いことや系統脱落時からの単独運転検出を確実にするため、ガバナーフリー運転は行わないものとする。

#### 3) 励磁制御

電圧調整は、AVR（自動電圧調整装置）の自動調整のみとし、電圧設定範囲（90R）は、80～110%程度とする。また、また経済性を優先するため、AVR の形式は、アナログ、デ

デジタルのどちらでも可とし、また制御方式も PID 制御、またはダンピング制御のいずれも可能とする。

制御機能として、2 台の発電機は低圧同期となるため、CCC (横流補償装置) を備えるものとする。

自動電圧調整器(AVR)の二次調整器機能としては、自動力率調整装置(APFR)の機能を設けることとし、選択 SW により使用、除外の選択できるものとする。

#### 4) 同期並列制御

並列は、自動同期装置による自動並列とする。自動同期装置は、水車発電機が複数台あるときは通常共用として1台設置されるが、近年、自動同期装置の小型化、低価格化が進んでいるため、各号機に設置した方が経済的である。このため、各号機に個別に設置する方式とする。

#### 5) 水位調整制御

通常の運転は、水槽に設置した水位検出器からの水位信号による水位調整運転とする。制御方式は、PID 制御、または水位垂下率制御とする。また自動による応水運転は行わず、運転員による手動の応水運転とする。

応水運転の基本的な考え方は、以下とする。

- a) 取水量が1台運転以上ある場合、2台の水調運転とする。
- b) 取水量が1台運転未満の場合、1台を停止し、1台の水調運転とする。

#### 6) 逆潮流防止制御

逆潮流防止制御は、発電出力が需要負荷を上回った場合に Lagawe 変電所から 69kV の送電線に逆潮流が発生するが、これを防止する制御である。逆潮流の検出方法、および防止の制御方法等のについては、7.3 項に詳細を示す。

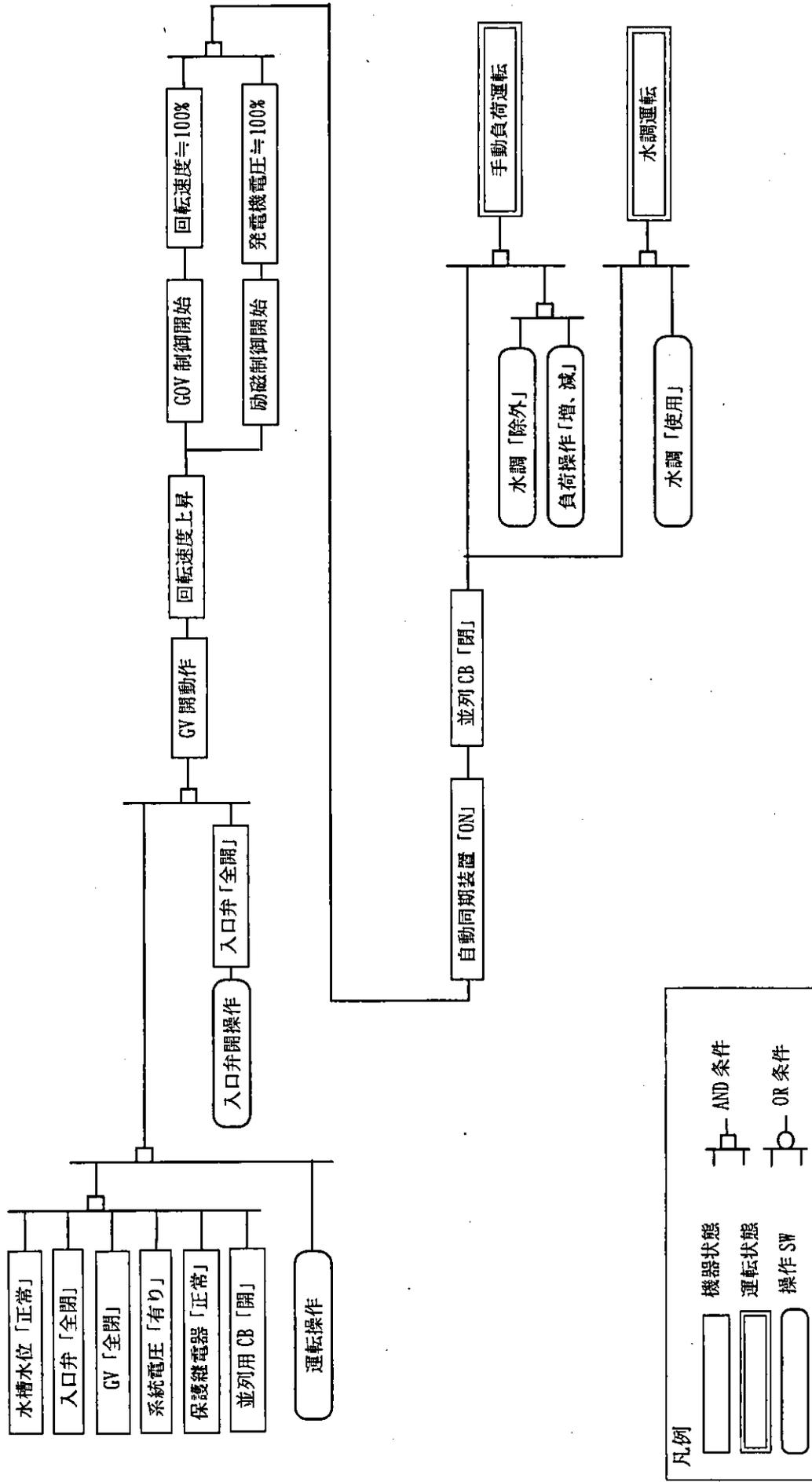
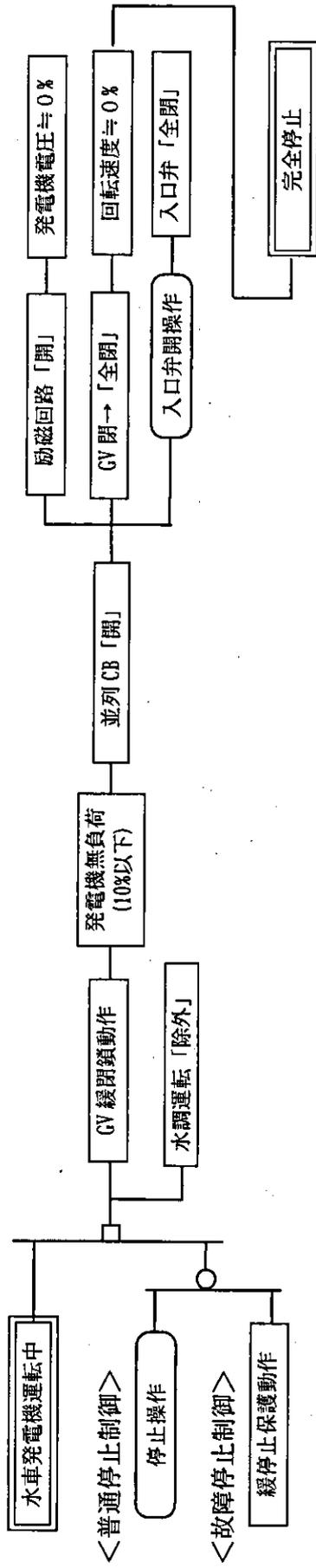
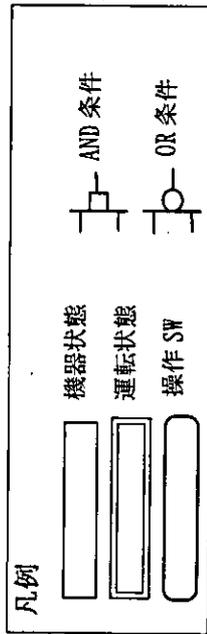
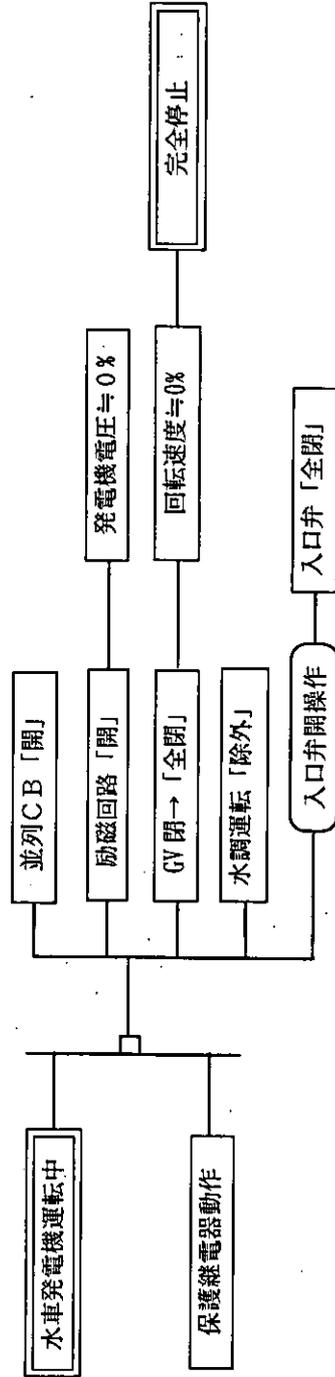


Fig. 7-5 Turbine Generator Control Block Diagram (Start Operation)



<普通停止制御、故障停止制御>



<非常停止制御>

Fig7-6 Turbine Generator Control Block Diagram (Normal, Fault and Emergency Stop)

### 7.3 系統連系設備設計

#### (1) 既設送配電線の現況

##### 1) 全体構成

本計画の発電設備で電力供給を計画しているイフガオ地域は、現在 NGCP が運営する 69kV 送電線から Lagawe 変電所、および IFELCO が運営する 13.2kV 配電線を経由して電力が供給されている。

本計画の発電設備は、この 13.2kV 配電線に連系して同地域に電力を供給する計画である。なおこの配電線には、既設の Ambangal 発電所（最大出力 200kW）が連系され、既に運用されている。Fig. 7-7 に送配電系統の全体構成図を示す。

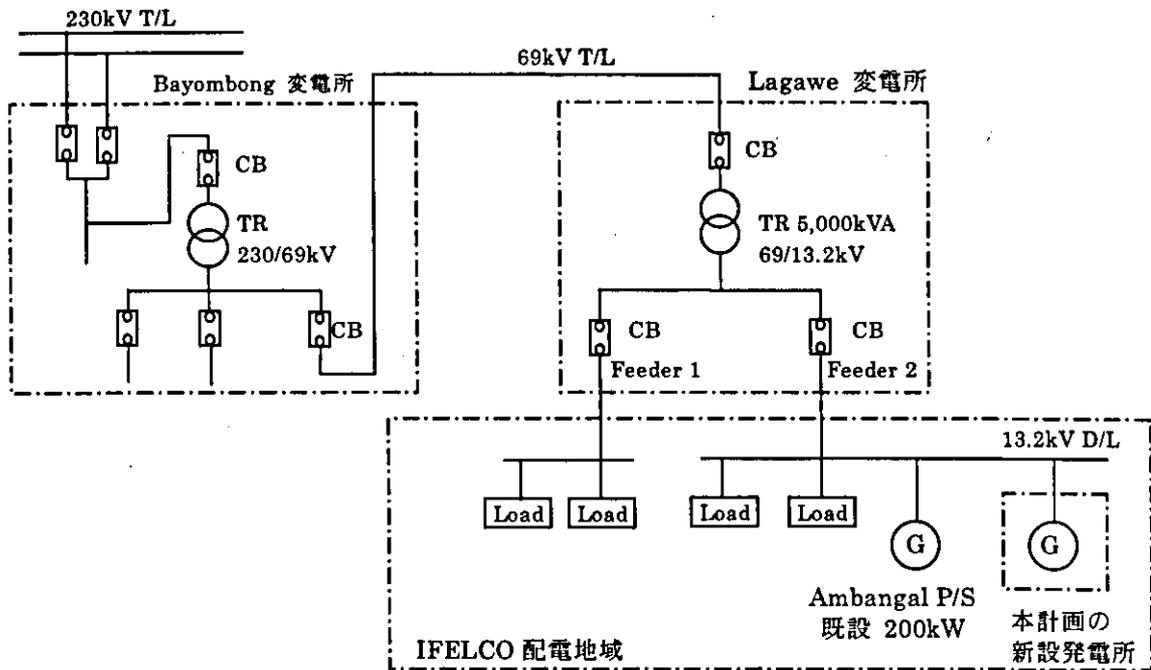


Fig.7-7 Overall Diagram of Transmission and Distribution System

##### 2) NGCP 69kV 送電線および上位系統

現在イフガオ地域に電力を供給している 69kV 送電線は、約 47km 離れた NGCP が運営する Bayombong 変電所から 1 回線にて送電されている。この変電所は、この上位系統である 230kV/2 回線の Bayombong-Santiago 送電線から電力を受け、同変電所の変圧器により 69kV に降圧されている。またこの送電線による同変電所への送電容量は、計 260MVA (130MVA/1 回線) である。

なお、今回、送電系統のインピーダンスが開示されなかったが、上記の状況により、本計画の発電設備の容量は、送電線容量に比較して十分に小さいことが判明した。このため、短

絡容量や電圧変動等の検討に使用するインピーダンスは、無限大母線として扱うこととした。

3) 既設 Lagawe 変電所

Lagawe 変電所は、69kV 送電線の電圧を、主変圧器(5,000kVA)にて 13.2kV に降圧し、2 回線のフィーダ盤を経由して、IFELCO の 13.2kV 配電線に電力を供給している。運転監視は、常時オペレータの常駐により行われており、遠隔監視等は行われていない。

IFELCO との責任分解点 (Connection Point) は、各フィーダのケーブル接続点となっている。また、電力取引用の積算電力計は、主変圧器の 13.2kV 側のラインに取り付けられ、計測データは、インターネット回線を通じてマニラの NGCP 本社まで送信されているとのことである。変電所の主要機器の仕様、定格等を Table7-11 に示す。なお、このデータは、単線結線図等が開示されなかったため、機器の銘板等によるものである。

Table7-11 Specification, Rated Value etc., of Major Equipments at the Substation

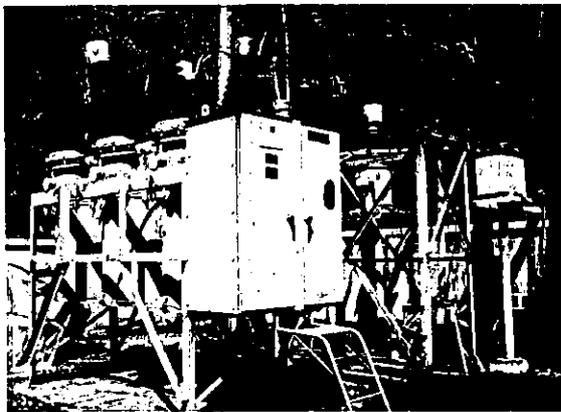
構成	機器名等	仕様、定格等	備考
69/13.2kV 屋外機器	69kV 油入遮断器 (OCB)	最大定格電圧: 72.5kV 定格遮断電流: 12.5kA 定格電流: 600A 数量: 1台 製造: 1982 年 製造者: Inoue Electric Mfg.	
	主変圧器	容量: 5,000kVA 1次電圧: 69kV 2次電圧: 13.2kV 数量: 1台 製造者: Shikoku Transfer Co.,ltd	詳細は、銘板が無い ため不明
	69kV 機器その他	VT, CT, DS, AL	
	13.2kV 取引用計測	VT, CT, Wh(封印付き)	IFELCO 取引用
69kV 保護制御 盤 (屋外盤 1 面)	保護継電器	過電流継電器(OCR) 地絡過電流継電器(OCGR)	
	操作/制御	手動の開閉操作 再閉路制御	再閉路制御は「除外」 運用
	計測	電圧(KV)、電流(A)、有効電力 (MV)、無効電力(Mvar)	
13.2kV フィーダ盤 (屋外盤 3 面)	13.2kV 油入遮断器 (OCB)	最大定格電圧: 13.8kV 定格遮断容量: 350MVA 定格電流: 1,200A 製造: 1979 年 製造者: Electric Co., Ltd	・機器は各フィーダに設 置 ・再閉路制御は「除 外」運用
	保護継電器	過電流継電器(51F1, 2) 地絡過電流継電器(51N1, 2)	
	操作/制御	手動の開閉操作 再閉路制御	
	計測	電力量計、電流計(A)	



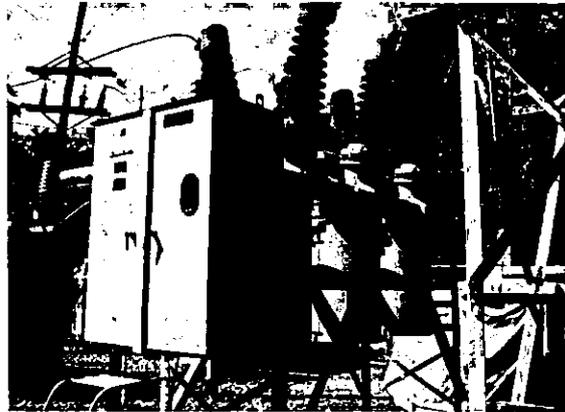
写真(1)変電所全景



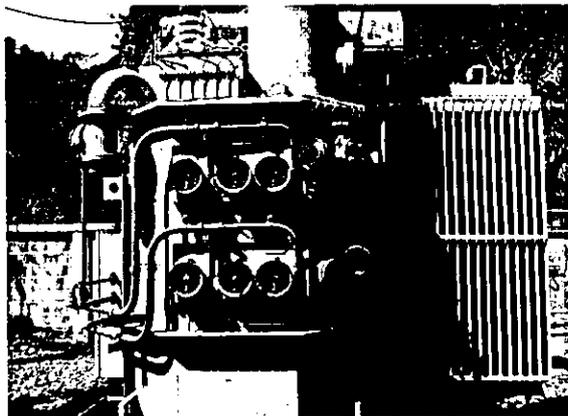
写真(2) 変電所管理棟



写真(3) 69kV 高压機器



写真(4) 69kV 油入遮断器



写真(5) 69kV/13.2kV 5,000kVA 変圧器



写真(6) 13.2kV 屋外機器/閉鎖型配電盤

写真: NGCP Lagawe 変電所

## 4) 既設 13.2kV 配電線

Lagawe 変電所から発電所計画地点の近傍までは、13.2kV の架空配電線が敷設されている。しかし、三相配電線(電圧相 3 本+中性線 1 本)が敷設されているのは、途中の Kiangan 地域までで、これから先の発電所計画地点の方面は、単相配電線(電圧相 1 本+中性線 1 本)である。このため、本計画の発電設備をこの配電線に連系するには、単相方式の配電線路を三相方式に変更する必要がある。既設配電線路の区間、配電方式等を Table7-12 に示す。

Table7-12 Section and Distribution System of Existing Distribution Line etc.

区 間	配電方式	亘長(km)
Lagawe 変電所～Kiangan TP	三相配電線	11.70
Kiangan TP～配電柱 No.24	単相配電線	5.46

また、電線の種類・サイズは、IFELCO の資料によれば、既設の三相の配電線路は ACSR (鋼芯アルミ撚線)、0 (1/0) を使用しているが、単相配電線路の配電線路については、これより細い電線を使用しているとのことである。この単相配電線路を三相配電線に変更する場合は、電線サイズを 0 (1/0) に変更する必要があるとのことである。

## (2) 系統連系に伴う調査検討項目と調査方法

## 1) 調査項目

本計画の発電設備を送配電系統に連系する場合に必要な検討項目とその概要を以下に示す。

## a. Lagawe 変電所からの逆潮流

本計画の発電設備の出力は、当該配電エリアの需要負荷を上回る場合もあることから、Lagawe 変電所から 69kV 送電線側の逆潮流が発生する。このため、この逆潮流を NGCP が受入れない場合の防止対策などを検討する必要がある。また、逆潮流の発生は、NGCP と IFELCO の取引用電力量計などの計測にも影響を与えるため、この対策の検討も必要となる。

## b. 単独運転検出の検討

本計画の発電設備は、単独運転を行わない運用である。このため、通常運転時に単独運転に移行した場合に、これを検出して発電設備を系統から切り離す必要がある。このため、最も合理的で、経済的な単独検出方法を検討する。

## c. 短絡容量の検討

本計画の発電設備の連系により、配電系統の短絡容量がアップする。このため、既設配電機器等の遮断容量に問題が無いことを検討する。

## d. 保護装置の検討

本計画の発電設備の連系により、電源供給源の追加と配電系統の潮流の変化があるが、変

電所の保護装置などを含めた系統全体の保護に問題が無いように検討する。

#### e. 系統運用方法の検討

系統事故発生や系統全停時の系統復旧手順や発電設備運転停止、負荷調整手順等を運用上問題が無いよう検討する。

### 2) 調査方法

発電設備を系統連系する場合の調査検討の対応は、日本国内の場合、系統運用者との事前協議という形で、電力品質や保護の調査や運用に関する協議を行うことが出来るが、フィリピンの場合は、系統影響調査 (GIS : Grid Impact Study) という制度を採用している。

この制度は、発電事業者からの依頼により NGCP が有償 (2011 年 5 月時点で、約 Php 600, 000) で系統連系に係わる調査を行うもので、事前に DOE から開発の承認を得る必要がある。また調査結果については、第三者機関にレビューを依頼することも可能である。

しかし、今回の調査は、可能性調査の段階であることなどからこの系統影響調査を依頼することはできないため、本計画が実行段階に移行した時点で、事業者から依頼してもらう方向とする。

このため、本可能性調査では、系統に係わる問題点は仮定や推定ベースでの抽出や対策方法などを挙げるにとどめることとした。

### (3) 調査検討および対応

#### 1) Lagawe 変電所からの逆潮流

##### a. 逆潮流発生の状況

本計画の発電設備、および既設の Ambangal 発電所から 13.2kV 配電線に供給される最大出力は約 1,000kW で、現在の 13.2kV 配電線の需要負荷を最大 200kW 程度上回ることが想定される。発電出力が需要負荷を上回った場合、Lagawe 変電所から 69kV 送電線への逆潮流が発生する。この他、Lagawe 変電所の分岐用遮断器「Feeder-1」が配電線事故で開放する場合などの負荷脱落時に、最大 500~700kW 程度の逆潮流が急激に発生する場合がある。Fig.7-8 に系統の構成と逆潮流、Fig.7-9 に近年の需要負荷カーブと発電設備の最大出力の関係を示したものを示す。

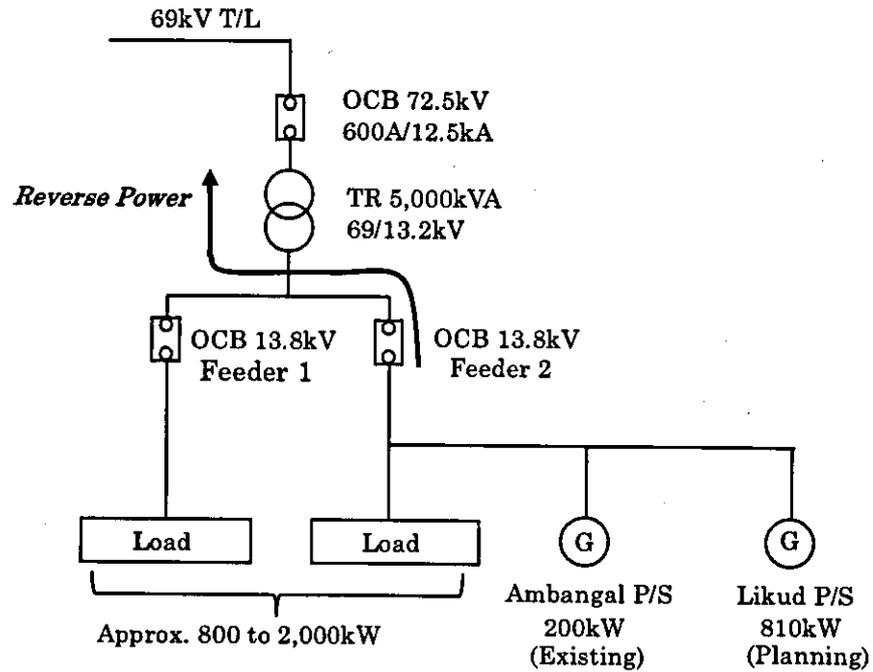


Fig.7-8 System of Grid and Reverse Power

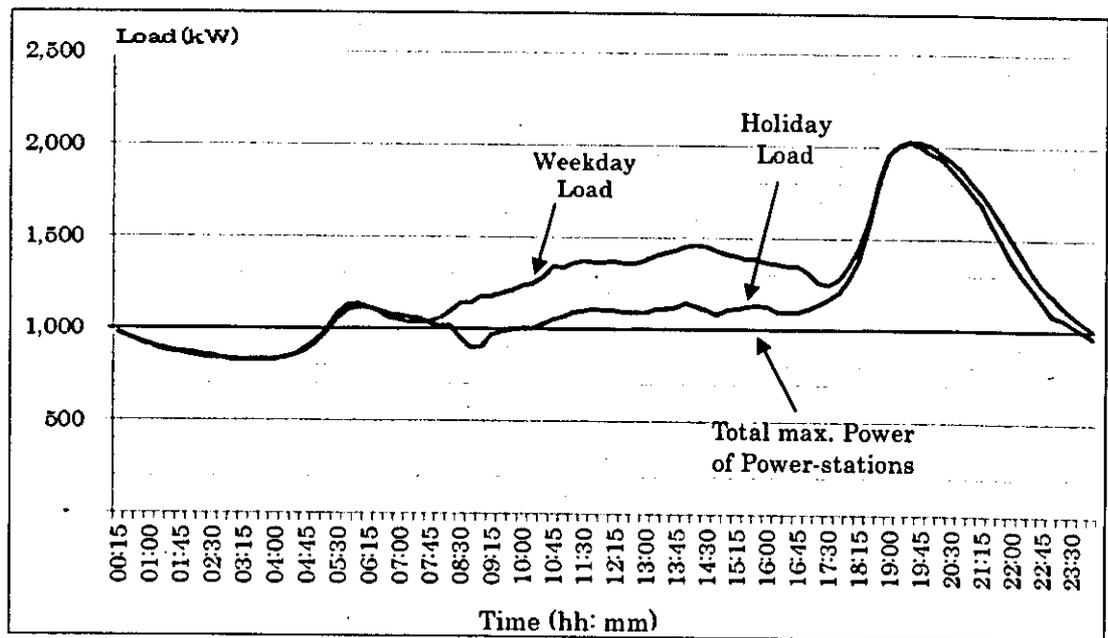


Fig.7-9 Relationship between Load Demand Curve  
(Apr. 26-May 25, 2010) and Power Output

b. 逆潮流防止対策

逆潮流の防止対策の必要性、および対策内容は、NGCP が逆潮流をどの程度許容するかにか  
掛かってくる。NGCP が逆潮流を制限せずに認める場合は、逆潮流防止の対策は不要である

が、逆潮流を認めない場合は、逆潮流を防止する対策が必要である。この対策には、発電所の運転員による手動の負荷調整と、変電所の逆潮流を検出して発電所出力を調整する制御自動が考えられるが、Table7-13 に示す検討結果より、自動制御による逆潮流防止の対策を採用することとする。

Table7-13 Examination of Operation Method against Reverse Power

検討項目	手動による調整	自動制御
通常運用時の制御	需要負荷カーブを予測し、これを上回らないように発電所の出力調整を行う。	Lagawe 変電所の潮流を検出し、逆潮流が発生した場合は、発電所の出力を自動的に下げる制御を行う。変電所と発電所間のデータ通信が必要となる。
負荷脱落時の制御	変電所からの電話連絡により、発電所の運転が発電機出力を下げる。	NGCP が許容する逆潮流の電力、時間で制御することは可能。
設備の概要	特になし。(ただし、変電所と発電所間の連絡様の携帯電話等が必要)	有線(電話回線、光ケーブル)、無線等による通信設備、および潮流検出用変換器、データ通信変換器等が必要
逆潮流の防止の程度	特に負荷脱落時は、逆潮流解消までに時間を要する。	ほとんど解消可能である。(負荷脱落時には、主機非常程度等の制御も可能)
検討	逆潮流を完全に防止できないため、NGCP が完全防止を求める場合は、採用できない。また、運転発電電力量を有効に利用できないため設備利用率が低下する。設備費が掛からない利点があるものの、設備利用率低下による損失の方が大きいと判断されるため採用はできない。	発電所と変電所の距離が長いため、通信回線の設置に費用が掛かる難点はある。しかし、逆潮流が認められない場合は、この方法が最適と判断される。
判定	採用不可	採用

c. 自動制御方法

Lagawe 変電所から 69kV 送電線への逆潮流を自動制御する案を Fig.7-10 に示す。

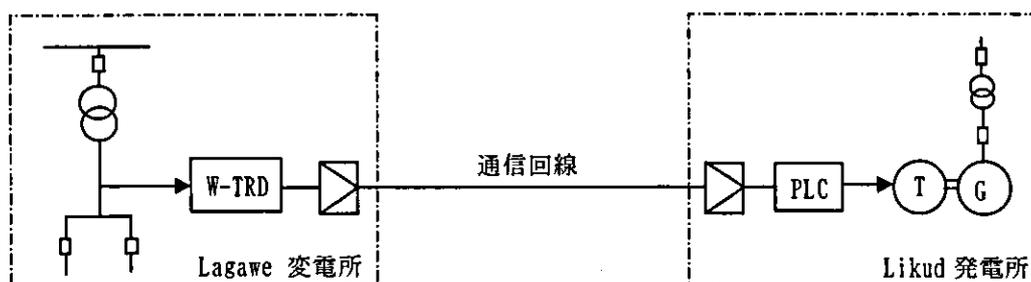


Fig.7-10 System Overview Diagram (Plan)

Lagawe 変電所側で、電力変換器(W-TRD)を取付けして潮流を検出し、この信号を通信用のコンバータ、および通信回線を介してデータを送信する。発電所側では、受信した潮流信号を受け、別途定める受電最小基準値との偏差信号にて、水車出力を制御する方法とする。潮流信号による水車出力増減の制御ブロックを Fig.7-11 に示す。

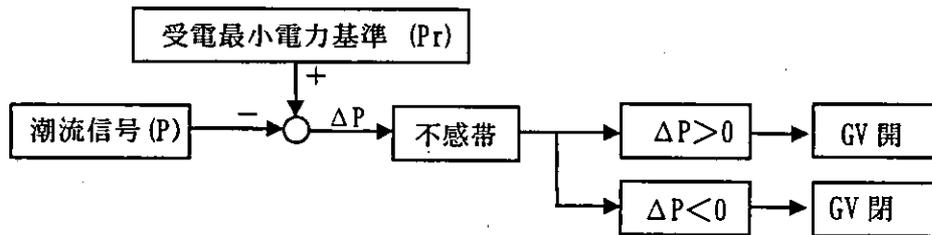


Fig.7-11 Turbine Output Control Block Diagram

また、通信回線については、変電所の付近には一般電話回線やインターネット回線等が無いことから、専用回線を布設することとなる。Lagawe 変電所と発電所の距離は、約 18km あるが、この区間には、既設の 13.2kV 配電線があるため、有線(光ケーブル等)の場合は、この電柱を利用して布設することとなる。また、通信機器は、経済性の良い汎用機器を利用することとする。検討結果を、Table7-14 に示す。

Table7-14 Examination of Communication Method

No	通信方法	通信距離	価格	判定
1	光ケーブル (イーサネット)	最大 2~3km 程度 (適用不可)	光ケーブル敷設費用高い (推定 2,000 円/m)	×
2	光ケーブル (PLC 機器通信)	機器間最大 1km, 総延長 30km 程度 (適用不可)	光ケーブル敷設費用高く、中継 機器も必要	×
3	無線通信	山間部数百 m 程度 見通しで 3km 程度 (適用不可)	ケーブルが不要のため、工事費が 掛からないが、無線機器が必要。	×
4	簡易遠隔監視機器利用 の有線テレメータ (ツイストペアケーブル)	10~30km(ケーブルサイ ズ等による)	通信線(CPEVS-0.9φ)の価格は 200 円/m 程度。布設費用が不 明であるが、数百円/m 程度と推 定。	◎

検討結果としては、簡易遠隔監視機器利用の有線テレメータが最適である。

d. 計測回路の検討

逆潮流の発生を NPGC が認めない場合は、上記の逆潮流の防止対策を講じることにより、逆潮流を防止出来るため、電力取引用計器等に対して影響はないが、NGCP が逆潮流を認めた場合、逆潮流の電力量を計測しないと電力取引上の問題が発生する。すなわち、逆潮流が無い場合は、発電所で発電された電力は全て、IFELCO が運営する配電地域で全量消費されたとみなされるが、逆潮流がある場合は、逆潮流の電力量を計測し、その電力を発電電量から差し引かないと需要電力量が算出出来ないことになる。

逆潮流の電力量の計測は、現在 NGCP と IFELCO の取引用に使っている取引用電力量計(受電専用)の回路に、逆潮流用の電力量計を追加すれば良い。ただし、経済性を優先する場合は、発電設備が連系されている Feeder の逆潮流の電力量を測定し、間接的に送電線への逆潮流を求める方法がある。この算出方法を Fig7-12 に示す。最終的な判断は、NGCP の GIS(系統影響調査)の結果となる。

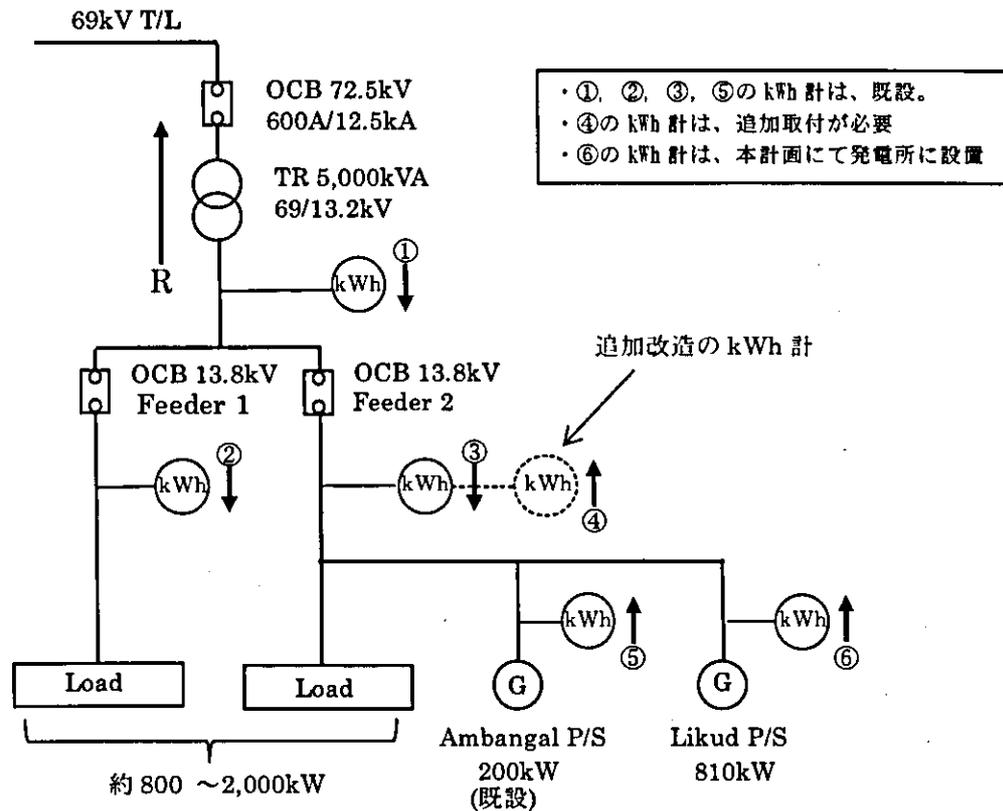


Fig.7-12 Calculation Method of Reverse Power

逆潮流の電力量の計算式は、以下となる。

$$\text{逆潮流 "R" (kWh)} = (\text{①} + \text{④}) - (\text{②} + \text{③}) \text{ (kWh)}$$

また、発電所からの需要負荷へ供給された電力量の計算式は、以下となる。

$$\text{供給電力 (kWh)} = \text{⑤} + \text{⑥} - \text{"R" (kWh)}$$

なお、逆潮流が認められる場合は、69kV 監視操作盤に取り付けられている MW 計、および Mvar 計も両振れ用に交換する改造が必要となる。

## 2) 単独運転検出の検討

単独運転は、Lagawe 変電所の 69kV 送電線の遮断器が解放したなどの場合に発生するが、これを検出する方法は、以下の 3 通り考えられる。

### ① 転送遮断方式

Lagawe 変電所の 69kV 遮断器の解放信号を、通信回線を利用して発電所に送信し、発電設備を非常停止させる方式である。通信回線がある場合のみ適用可能となる。

### ② 通常の保護継電器による検出方式

発電設備に備えられる保護継電器 OVR、UVR、OFR、UFR で検出する方法である。

### ③ 単独運転検出装置による検出方式

周波数変化率継電器（例：オムロン製、K2ZC-K2FX-N）などの保護継電器による検出方法である。

この各方式の適用条件や経済性等を、Table7-15 に示す。最終的な適用の判定は、NGCP の GIS の結果による。

Table7-15 Comparative Examination of Islanding Detection Method

項目	転送遮断方式	通常リレー方式	単独運転検出方式
通信回線の必要性	必要あり	なし	なし
検出速度	瞬時(1秒以内)	数秒間	瞬時(1秒以内)
経済性(千 Php)	100~200	0	300
判定方法	通信回線があり、瞬時の検出が求められる場合に適用する。	瞬時の検出が必要ない場合に適用する。	通信回線が無い場合に、瞬時の検出が求められた場合に適用する。

## 3) 短絡容量の検討

### a. 各インピーダンス

短絡容量の算出に必要なインピーダンスは、発電機選定に使用した表 1.3.4 の値を適用することとする。なお同期発電機のインピーダンスは、過渡リアクタンス (%Xd') を用いることとし、標準値の 30% (10MVA ベース : 333.33%) を適用する。Table7-16 に算出に必要なインピーダンスを示す。

Table7-16 Each Impedance (10MVA Base)

項目	R(%)	X(%)	備考
69kV 送電線	0	j0	無限大母線と仮定
S/S 主変圧器	-	j14.00	5,000kVA
13.2kV 配電線	59.23	j177.70	ACSR 0(0/1),18.16km
P/S 主変圧器	-	j50.05	
発電機	-	j333.33	計 900kVAとして

b. 13.2kV 配電線連系点の短絡容量

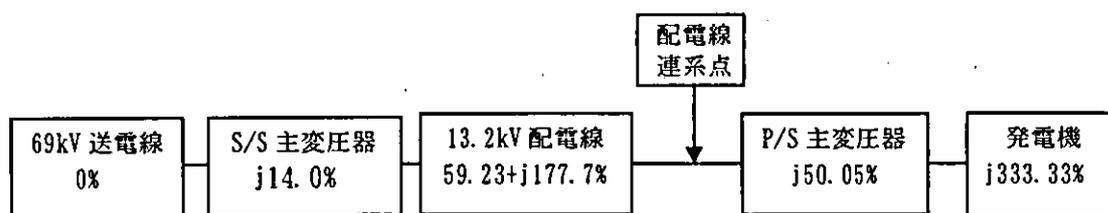


Fig7-13 Calculation Model of Impedance Map for Short-Circuit Capacity

Fig.7-13 に示すインピーダンスに基づき、発電設備の連系点の短絡容量/電流を算出する。

$$Z(\%) = [1/ \{59.23^2 + (j14.0+j177.7)^2\}^{1/2} + 1/ (j50.05+j333.33)]^{-1}$$

$$= 131.71(\%)$$

$$\text{短絡容量(MVA)} = (10000 \times 100) / (131.71 \times 1000)$$

$$= 7.59 \text{ (MVA)}$$

$$\text{短絡電流(kA)} = 7.59 / (\sqrt{3} \times 13.2)$$

$$= 0.33 \text{ (kA)}$$

既設の 13.2kV 配電線の遮断装置は、PF (パワーヒューズ) を使用しているため、遮断容量の問題はなく、短絡電流に対し問題はない。

また、同様に発電設備に関しても、Fig7-14 に示すインピーダンスに基づき 400V 母線の短絡容量/電流を算出する。



Fig.7-14 Calculation Model of Impedance Map for Short-Circuit Capacity

$$Z (\%) = [1/ \{59.23^2 + (j14.0+j177.7+50.05)^2\}^{1/2} + 1/ (j333.33)]^{-1}$$

$$=142.49(\%)$$

$$\text{短絡容量(MVA)} = (10000 \times 100) / (142.99 \times 1000)$$

$$=7.02 \text{ (MVA)}$$

$$\text{短絡電流(kA)} = 7.02 / (\sqrt{3} \times 0.4)$$

$$=10.13 \text{ (kA)}$$

よって、発電設備の遮断器等は、これ以上のものを使用すれば良い。

4) 保護装置の検討

Lagawe 変電所の既設の保護継電器の種類と整定値を Table7-17 に示す。

Table7-17 Protection Relays at Lagawe S/S

区分	保護継電器	CT 比	整定範囲	整定値	換算値
69kV 送電線	OCR	100/5A	1-40In	4	80A
	OCGR	100/5A	0.01-15	0.7	14A
13.2kV Feeder-1	OCR	300/5A	1-40In	4	280A
	OCGR	300/5A	0.01-15	0.7	42A
13.2kV Feeder-2	OCR	300/5A	1-40In	5	300A
	OCGR	300/5A	0.01-15	1.0	60A

本計画の発電設備の連系により、電源供給源が新たに加わり配電系統の潮流の変化があるが、現在の保護継電器の種類、整定値のままで、特に問題は無いと考える。ただし、最終的な判断は、NGCP の GIS (系統影響調査) の結果による。

5) 系統運用方法の検討

a. 配電線の停電作業時

本計画の発電設備は、単独運転を行わないため、配電線の停電工事は、これまで通り 69kV 送電線停止や、13.2kV フィーダ停止により行うことができる。ただし、安全を確保するため、作業前には発電所への運転員への連絡や、検電の実施などを徹底する必要がある。

b. 自動再閉路の運用

現在、69kV 送電線遮断器、および 13.2kV 配電線フィーダの遮断器は、自動再閉路の機能がある。この機能は、「使用一除外」の選択ができるようになっているが、現状、運用上は「除外」となっている。この理由は、過去に「使用」にて運用していたが、再閉路が全て失敗した経緯があることから「除外」としているとのことである。本計画の発電設備は、単独運転を検出して発電機を系統から切り離すため、再閉路による発電機の非同期投入などの問題は無いが、安全性を考慮して、自動再閉路を「使用」しないよう徹底するか、または再閉路投入回路に、線路無電圧の条件を加える検討などが必要である。

(4) 既設 13.2kV 配電線の増強と新設の接続線

1) 既設 13.2kV 配電線の増強

本計画の設備を既設の 13.2kV 配電線に連系するためには、2-1(3)項の調査結果より、既設配電線の増強が必要である。増強が必要な区間は、Kiangan の TP (タッピングポイント) から No.24 配電柱までの単相配電区間で、延長は約 5.48km ある。

増強の内容は、フィリピンの配電線の標準仕様に基づくが主な項目を Table7-18 に示す。

Table7-18 Reinforcement of Electrical Pole on Existing 13.2kV D/L

項目	増強内容	備考
電柱の交換	三相配電線用の電柱に交換する。	
電線の交換	発電容量に見合う電線サイズに交換する	
装架部品の交換	クロスアーム、碍子、クランプ、ブレース等	
ガイワイヤ	規定以上の電線角度を持つ電柱に取り付ける。	アンカーロッドを含む

2) 新設の接続線

既設 13.2kV の No.24 配電線柱から発電所までの区間は、配電線が無いので、接続線を敷設する必要がある。この接続線の仕様は、既設の増強部分と同一で、延長は約 1 km 程度となる。

現在、No.24 配電線柱付近に、発電所方向に通じる既設のフットパスがあるが、本計画に

て拡張し、資材運搬用のアクセス道路とする計画がある。この接続線は、このアクセス道路沿いに敷設するが、詳細ルートについては、アクセス道路の完成後に実情に合わせて最適ルートとすることとする。Fig7-15 に配電線の増強部分、および新設線を示す。

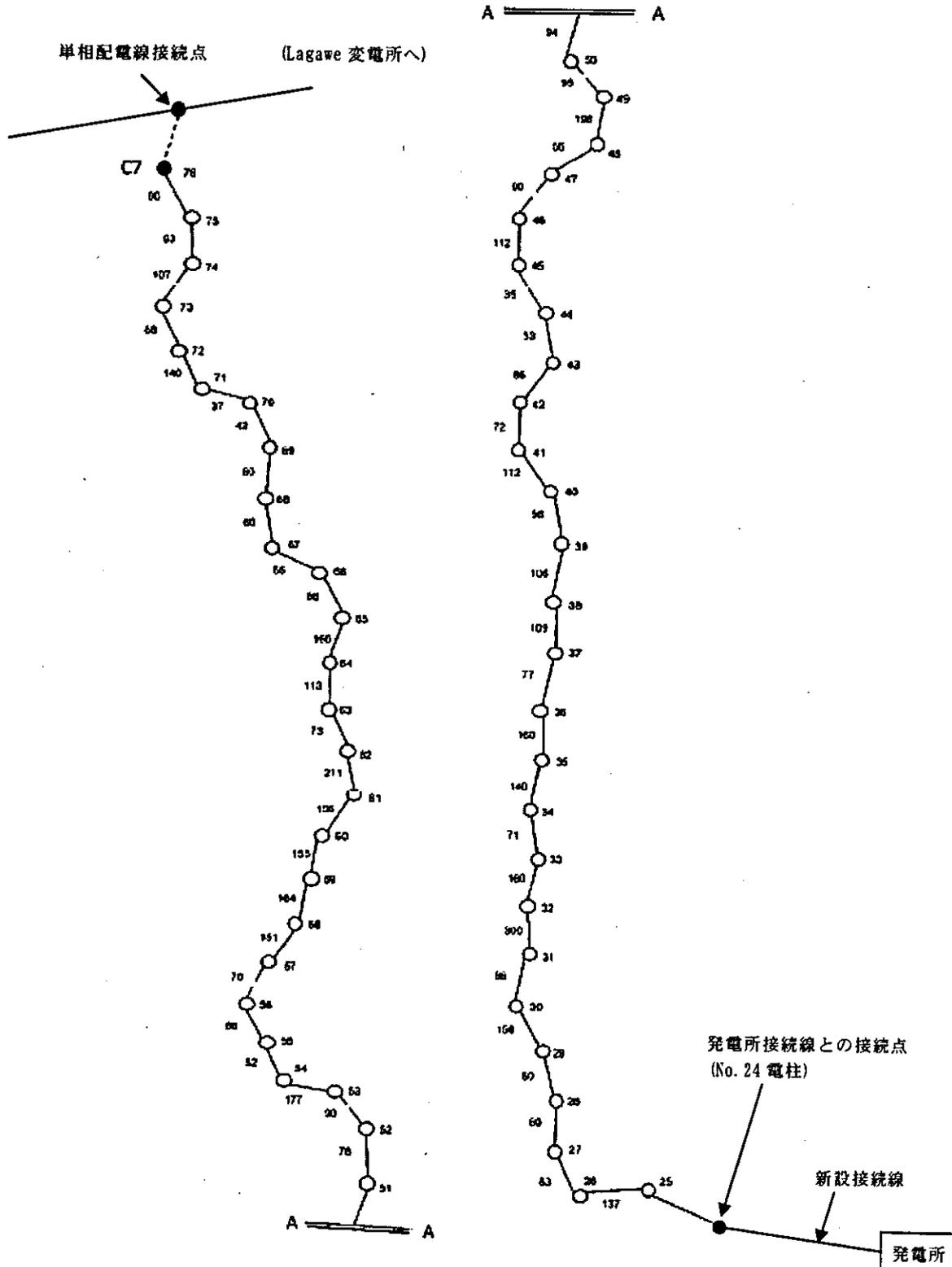


Fig.7-15 13.2kV D/L (Reinforced Section) and New Interconnecting Line

(5) 変電設備

1) 概要

発電所の変電設備は、発電所構内に屋外設置する。変電設備の構成は、24kV 負荷開閉器(PF 付き)、13.2kV/400V 主要変圧器、取引用電力量計、アレスタ等などからなり、フェンス等で囲った区画内に設置する。変電設備の単線結線図を Fig.7-16 に示す。

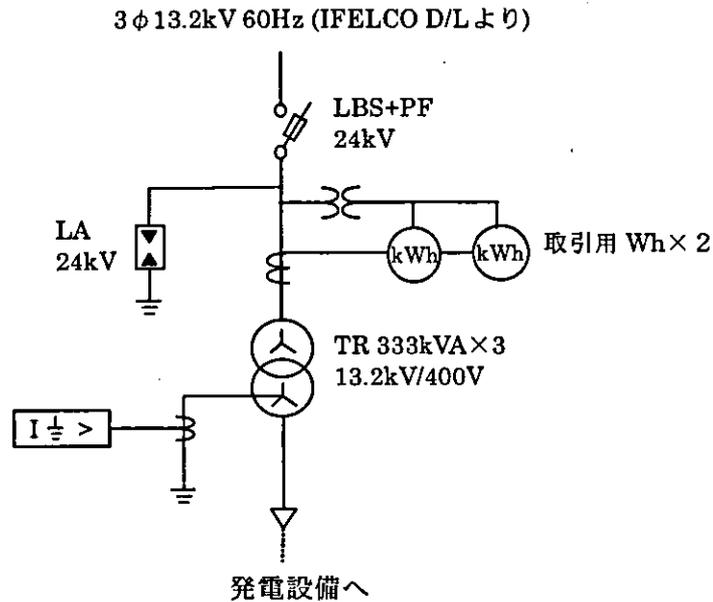


Fig7-16 Single-line Diagram of Substation

2) 主要機器

変電設備に使用する主要機器は、経済性や保守性の観点から、現地の標準品を適用することとする。Table7-19 主要機器の仕様を示す。

Table 7-19 Specification of Major Equipments

項目	仕様		備考
負荷開閉器	形式	屋外気中負荷開閉器	PF 付き
	定格電圧(kV)	24	
	数量(式)	1	
主要変圧器	形式	屋外単相油入変圧器	
	定格容量(kVA)	333	計 999kVA
	一次側電圧(V) (タップ電圧)	8,000/7,810/7,620 /7,430/7,240	
	二次側電圧(V)	230	
	定格周波数	60Hz	
	結線方法	Y-Y	
	絶縁階級	A種	
	数量(台)	3	
避雷器	型式	酸化亜鉛避雷器	
	電圧(kV)	24	
	数量(台)	3	

### 7.4 機器据付計画

#### (1) 全体レイアウト

発電設備、および変電設備の全体レイアウトを Fig. 7-17 に示す。

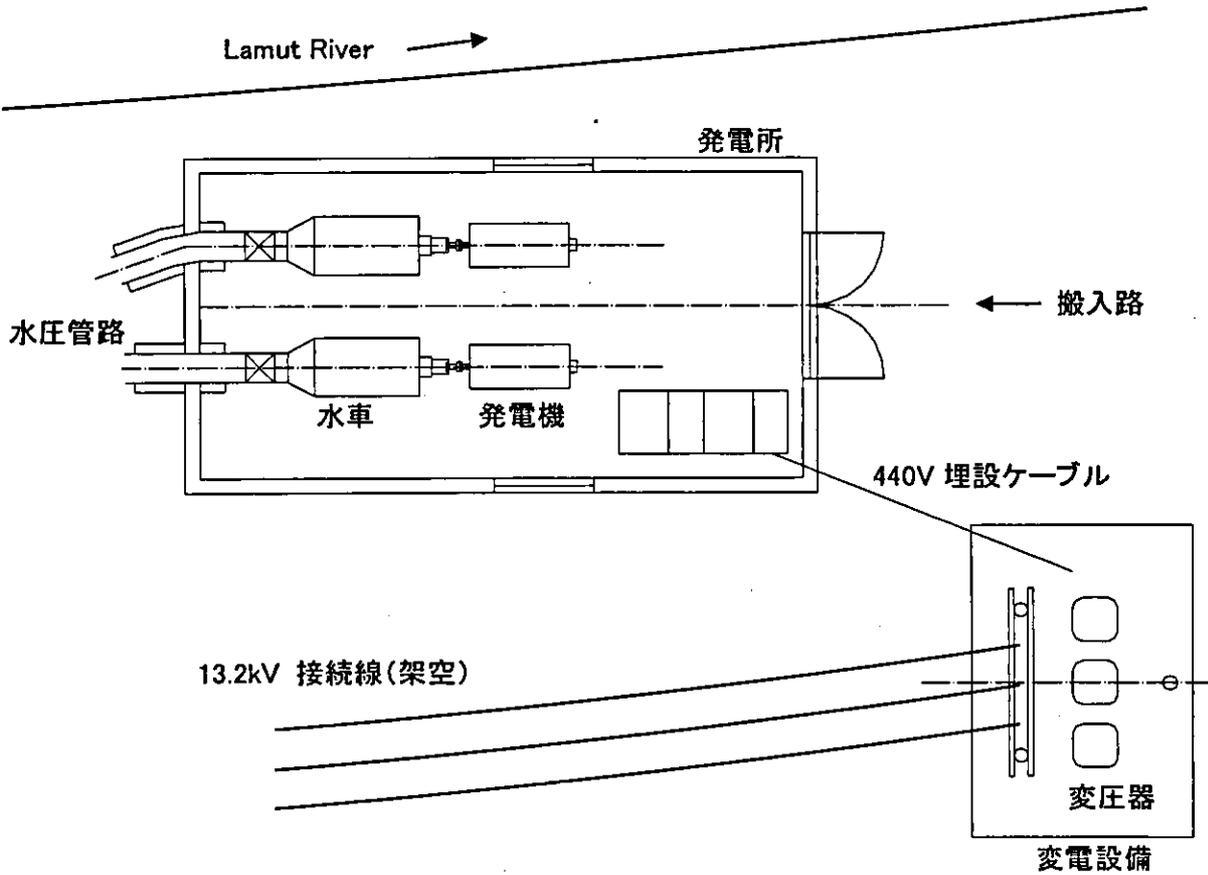


Fig.7-17 Overall Layout

(2) 発電機器のレイアウト

発電所内の発電機器のレイアウトを Fig.7-18 に示す。

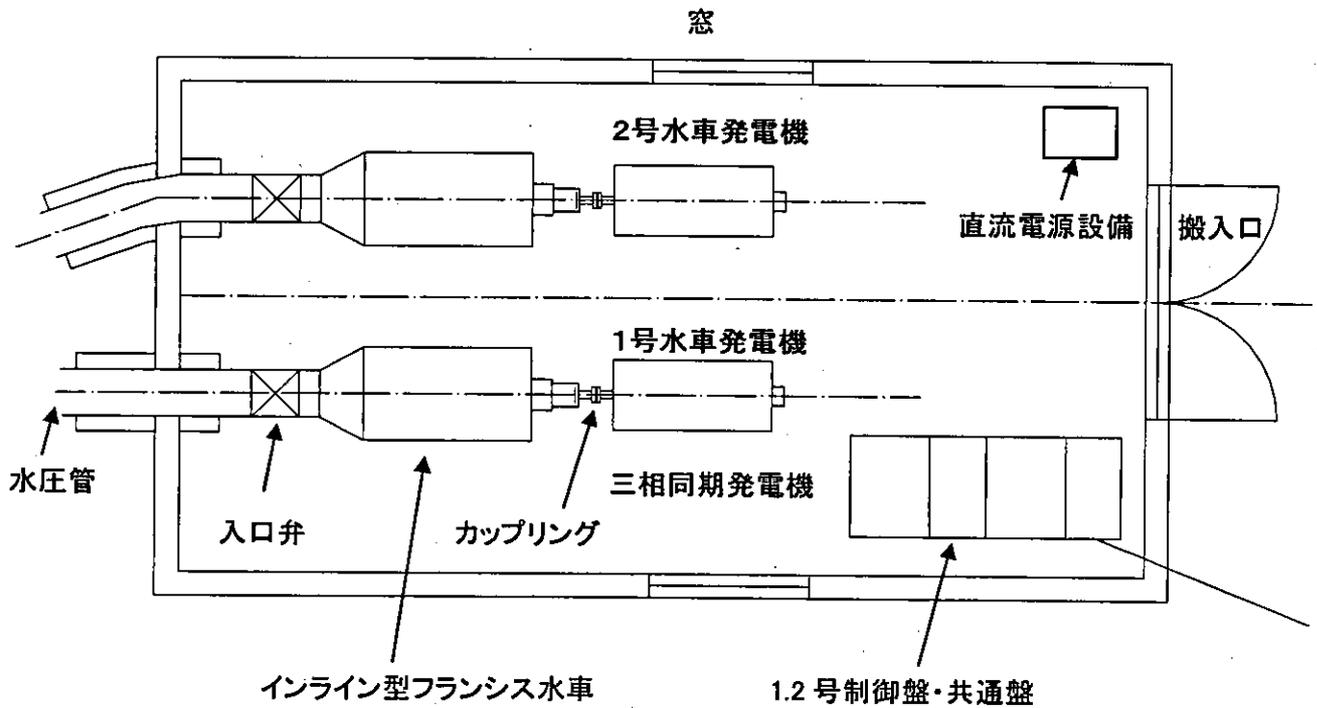


Fig.7-18 Layout of Power Equipment

第8章 土木・建築設備設計

Likud Mini-hydropower Project の設備諸元を以下に示す。

Table 8-1 Facility Feature of Likud Mini-hydropower Project

		Items	Unit	Feature
Civil Structures	Intake Weir	Type	-	Floating Concrete Weir, Improved Existing Weir
		Catchment Area	km <sup>2</sup>	44.0
		Crest Elevation	EL. m	600.000
		Crest Length	m	20.00
		Weir Height		3.00
		Intake Water Level	EL. m	600.000
		Maximum Flood Level	EL. m	601.860
	Settling Basin	Length, Width	m	L 13.70, W 6.50
		Effective Volume	m <sup>3</sup>	68.1
		Mean Velocity	m/s	0.267
		Sand Flush Gate	-	H 0.63, W 0.50, 1unit
		Irrigation Valve	-	D 0.25, L 1.00
	Headrace	Type	-	Open Channel
		Length	m	1,875.304
		Internal Height, Width	m	H 1.20, W 1.40
		Mean Velocity	m/s	1.599
	Headtank	Mean Water Depth	m	0.894
		Length, Width	m	L 11.80, W 4.80
		Effective Volume	m <sup>3</sup>	28.3
	Penstock	Sand Flush Gate	-	H 0.50, W 0.50, 1unit
		Type	-	Buried Underground, Steel Pipe
		Length	m	118.532
		Inner Diameter	m	0.850
	Spillway	Mean Velocity	m/s	3.526
		Type	-	Buried Underground, Concrete
		Length	m	109.189
	Powerhouse	Inner Height, Width	m	H 1.00, W 1.00
Type		-	Surface	
Building Dimension		m	L 12.70, W 6.90, H 3.00	
Number of Unit		nos	2	
Access Road	Length	m	230.0	
	Width	m	3.00	
Electric-mechanical Equipment	Turbine	Type	-	Inline Francis
		Number of Unit	nos	2
		Rated Output	kW	430
		Rotation	min <sup>-1</sup>	1,200
	Generator	Type	-	Three Phase, Synchronous
		Number of Unit	nos	2
		Rated Capacity	kVA	450
		Rated Frequency	Hz	60
	Transmission Line	Power Factor	-	0.90
		Capacity	kV	13.2
		Length	km	1.0
	Circuit	-	1	

設備諸元の決定経緯は以下の通りである。

### 8.1 設計対象洪水

設計上対象とする洪水量の算定には現地調査時に地元住民から聴取した洪水の最高到達水位とした。算定位置及び断面を以下に示す。



Location of Flood Water Point

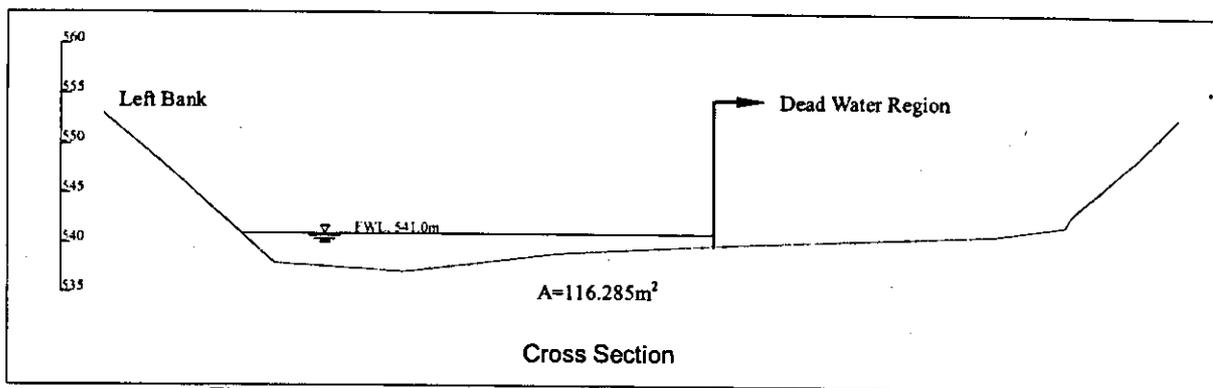


Fig. 8-1 Location and Cross Section for Design Flood Estimation

地元住民によれば洪水発生時に到達した最高水位はEL.541.00mの位置であり、これより、想定される洪水量は下記の通り  $750\text{m}^3/\text{s}$  と想定される。

【発電所洪水量の算定】

流下面積：	$A = 116.285\text{m}^2$
潤 辺：	$S = 47.574\text{m}$
径 深：	$R = A/S = 2.444$
河川勾配：	$I = 1/50$
粗度係数：	$n = 0.040$
流 速：	$v = 1/n R^{2/3} I^{0.5} = 6.415\text{m/s}$
発電所対象洪水量：	$Q_{fp} = A v = 746.0 \approx 750\text{m}^3/\text{s}$

また、取水堰堤での洪水量は流域面積費換算により以下の通りとなる。

【取水堰堤洪水量の算定】

発電所位置流域面積：  $CA_p = 48.6 \text{ km}^2$

取水堰堤位置流域面積：  $CA_i = 44.0 \text{ km}^2$

流域面積比：  $r = CA_i / CA_p = 0.905$

取水堰堤対象洪水量：  $Q_{fi} = r Q_{fp} = 679.0 \approx 680 \text{ m}^3/\text{s}$

## 8.2 取水堰堤

取水堰堤は既存の灌漑用堰堤を改修することとした。既存堰堤は Lamut 川に架かる Haliap 橋から約 150m 下流に位置し、河川狭窄部の岩盤を利用し、Masonry にて補強・設置されている高さ約 3m、幅約 20m の堰堤である。現在は、下流側の水路が崩壊しているため灌漑のための取水は行われていない。計画ではこの堰堤をコンクリートにより補強するとともに右岸側に排砂路を設け、上流の土砂を排除する。既存堰堤は天端高さが一定でないため、発電用取水に支障をきたすことから EL.600.0m に統一する。また、取水口側は下流構造物を保護するため、擁壁を設置する。なお、Haliap 橋上流から取水堰堤下流にかけては兩岸とも石灰岩の露頭による急崖地形を呈し取水設備の基礎として十分な強度を有する。

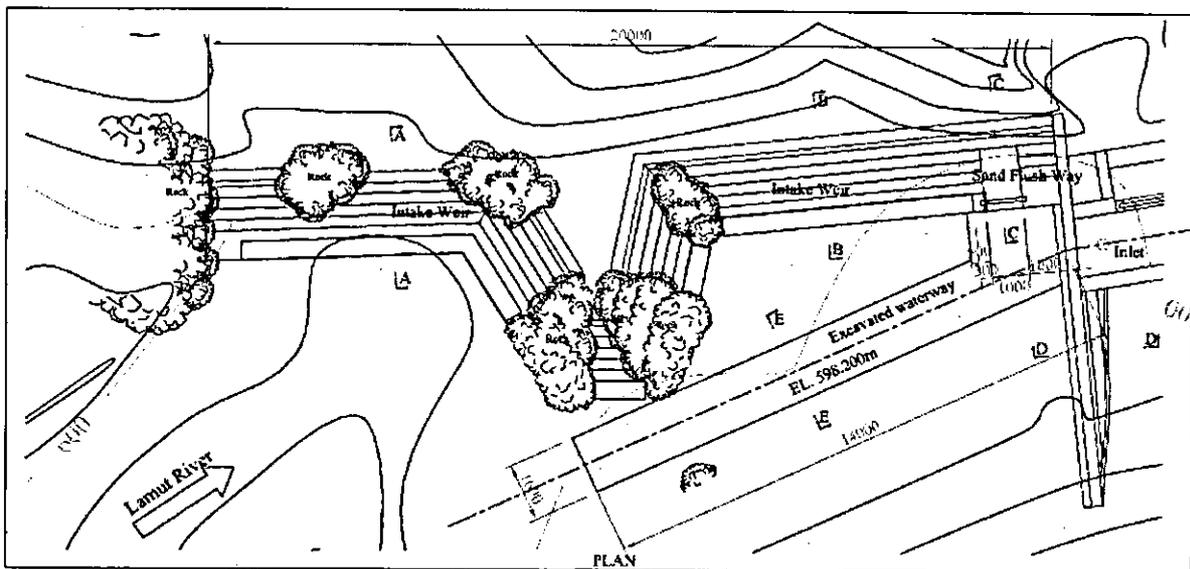


Fig. 8-2 Plan of Intake Weir

取水堰堤での設計洪水水位は設計洪水量に基づいて 1.860m とした。

【取水堰堤での洪水水位】

洪水水位を 1.860m (E L. 601.860m) とした場合

堰堤幅 :  $B = 20\text{m}$

流下面積 :  $A = 37.2\text{m}^2$

潤 辺 :  $S = 23.7\text{m}$

径 深 :  $R = A/S = 1.568$

河川勾配 :  $I = 1/6$

粗度係数 :  $n = 0.030$

流 速 :  $v = 1/n R^{2/3} I^{0.5} = 18.367 \text{ m/s}$

洪 水 量 :  $Q_f = A v = 683.3 \text{ m}^3/\text{s} > Q_{fi}$

8.3 取水口・沈砂池

取水口は取水堰堤右岸に設置し、最大使用水量を安定して取水可能な寸法を確保した。取水口の寸法は塵芥などの水路内への流入を極力防止するため、通常、流入流速を 1.0m/s 以下に設定される。このため、最大使用水量 2.0m<sup>3</sup>/s に対して水路幅 1.60m、流入水深 1.30m (流入流速 0.962m/s) とした。

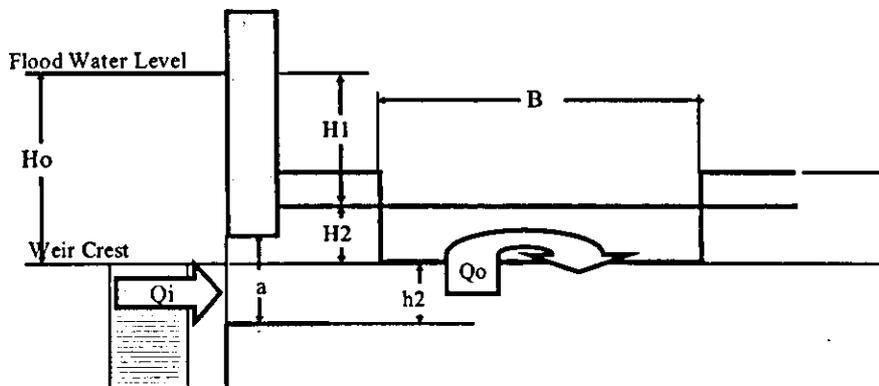
沈砂池は水流の流速を 0.3m/s 以下にし、流水中の浮遊砂粒を沈砂池内で沈殿・除去可能なよう延長 9.10m、水深 1.70m を確保した。

【沈砂池延長の検討】

対象流量	:	$Q = 2.00 \text{ m}^3/\text{s}$
沈砂池幅	:	$B = 4.40 \text{ m}$
沈砂池水深	:	$h = 1.70 \text{ m}$
断面積	:	$A = Bh = 7.480 \text{ m}^2$
沈砂池内平均流速	:	$u = Q/A = 0.267 \text{ m/s} < 0.30\text{m/s}$
砂粒の沈降速度	:	$vg = 0.10\text{m/s}$
沈砂池必要長	:	$L = 2 h u/vg = 9.078 = 9.10\text{m}$

また、取水口から沈砂池までは洪水時に流入する余剰水量を安全に河川へ放流するため、越流部を設ける。

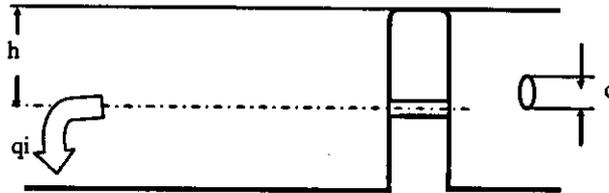
【越流部延長の検討】



洪水位	:	$H_o = 1.860 \text{ m (EL.601.860m)}$
越流幅	:	$B = 13.00\text{m}$
取水口開口高	:	$a = 1.50\text{m}$
取水口開口幅	:	$b = 1.60\text{m}$
開口面積	:	$A = ab = 2.40 \text{ m}^2$
越流係数	:	$C = 1.80$
越流水深 $H_2$ を $H_2=0.633\text{m}$ とした場合、		$H_1=H_o-H_2=1.227\text{m}$
取水口から流入する水量	:	$Q_i = A (2gH_1)^{0.5} = 11.770 \text{ m}^3/\text{s}$
越流部からの越流量	:	$Q_o = CBH_2^{1.5} = 11.785 \text{ m}^3/\text{s} \approx Q_i$

沈砂池末端には沈殿した土砂を排除するため土砂吐ゲートを配置するとともに、下流の灌漑用水を放流するため放流バルブを設ける。

【放流バルブ口径の検討】



対象流量：  $Q = 0.136 \text{ m}^3/\text{s}$

内径 25cm の鋼管を沈砂池水面から  $h=1.0\text{m}$  の水面下に設置した場合、圧力差により放流される水量は

鋼管内断面積：  $A = \pi d^2/4 = 0.00785\text{m}^2$

放流量：  $q_i = 0.7A(2gh)^{0.5} = 0.152 \text{ m}^3/\text{s} > Q$

なお、対象放流量を超える流量についてはバルブ開度により調整する。

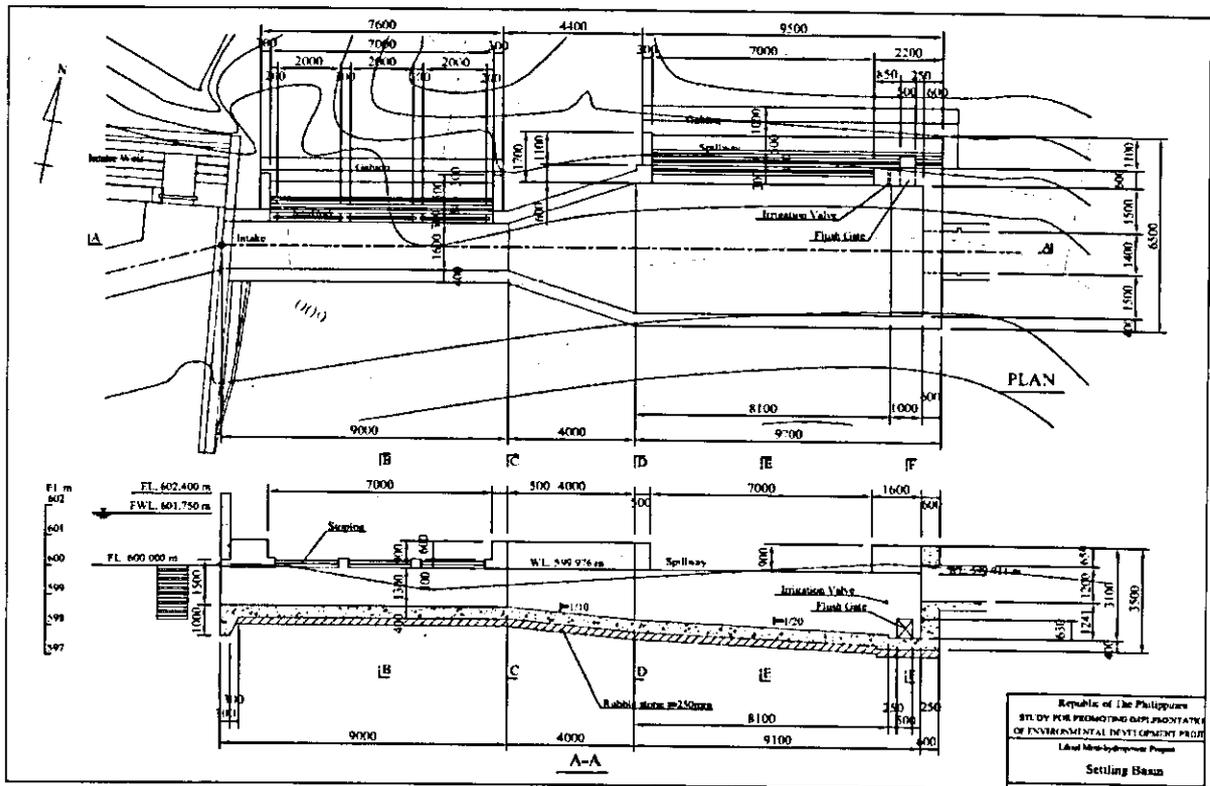


Fig. 8-3 Plan and Profile of Intake and Settling Basin

8.4 導水路

導水路ルートは Lamut 川右岸の山腹傾斜地であり、もっとも勾配の緩い箇所では 5°程度、もっとも勾配の急な箇所では 40°程度の傾斜を持つ。現地調査の結果、右岸側には崩落地は見られず、急傾斜部では砂岩・石灰岩の互層による露頭も確認されることから水路設置には安定した基礎が得られる。

導水路構造は縦断方向に 1/500 の勾配を持つ開水路式とし設計流量を円滑に流下させる構造とした。水路経過地の地形は急傾斜地並びに緩傾斜地に分けられ、また、導水路下流部は建設時に水圧鉄管の搬入のためのアクセスとして使用する。このため、それぞれの条件に沿った構造を 3 タイプ選定した。加えて、山側からの雨水排水のため Drain 工を 50mおきに設置するとともに、Creak 横断部にはそれぞれ水路橋(Flume)または伏せ越し(Overflow Spillway)を設置する。

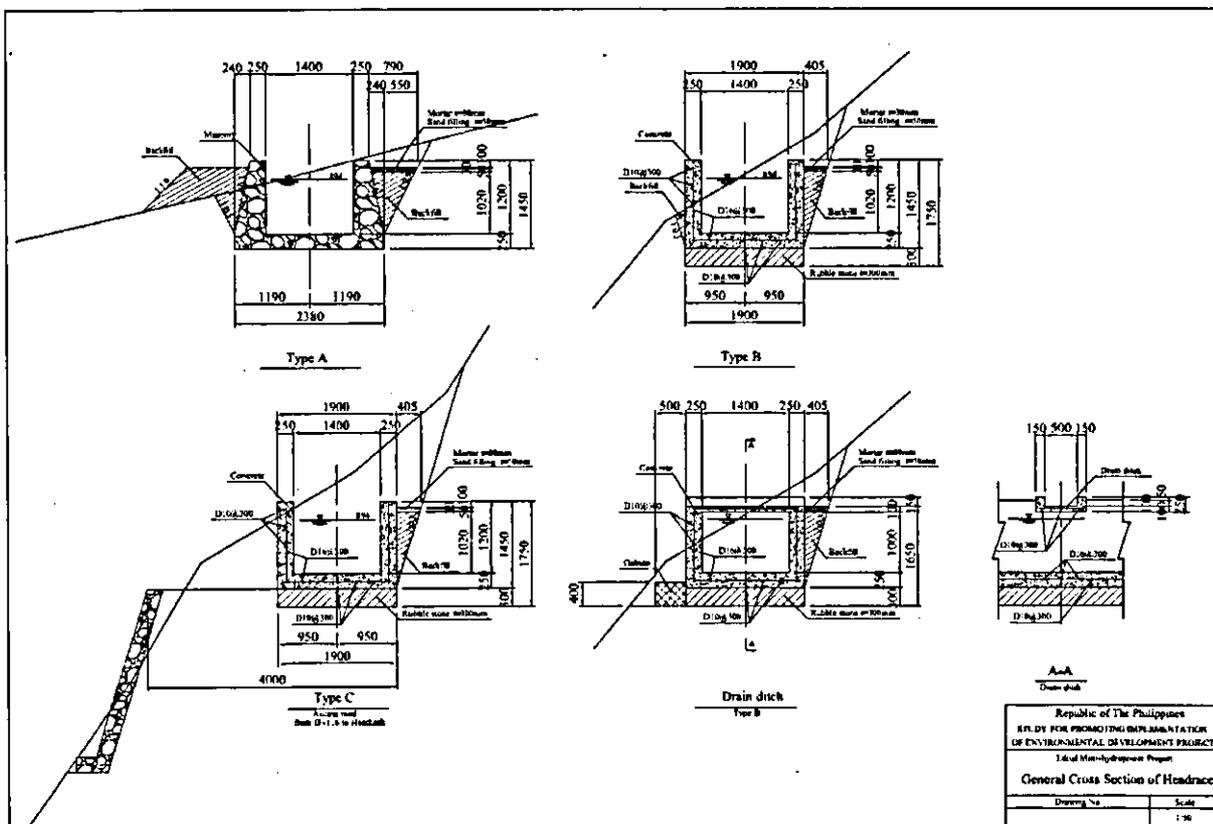


Fig. 8-4 General Section of Headrace

【導水路断面形状の検討】

水路内水深を  $h=0.894\text{m}$  とした場合

水路幅 :  $B = 1.40\text{m}$

流下面積 :  $A = 1.252\text{m}^2$

潤 辺 :  $S = 3.188\text{m}$

径 深 :  $R = A/S = 0.393$

水路勾配 :  $I = 1/500$

粗度係数 :  $n = 0.015$

流 速 :  $v = 1/n R^{2/3} I^{0.5} = 1.599 \text{ m/s}$

通 水 量 :  $Q_f = A v = 2.00 \text{ m}^3/\text{s}$

これより、水路内高さは余裕を加えて、 $H=1.20\text{m}$  とした。

8.5 水槽

水槽は以下の機能を持つよう構造を決定した。

- 電力供給の変動に対する追従性
- 取水量の増減に対する追従性
- 流入砂粒の最終的な除去
- 発電所の急停止に伴う余剰水の除去

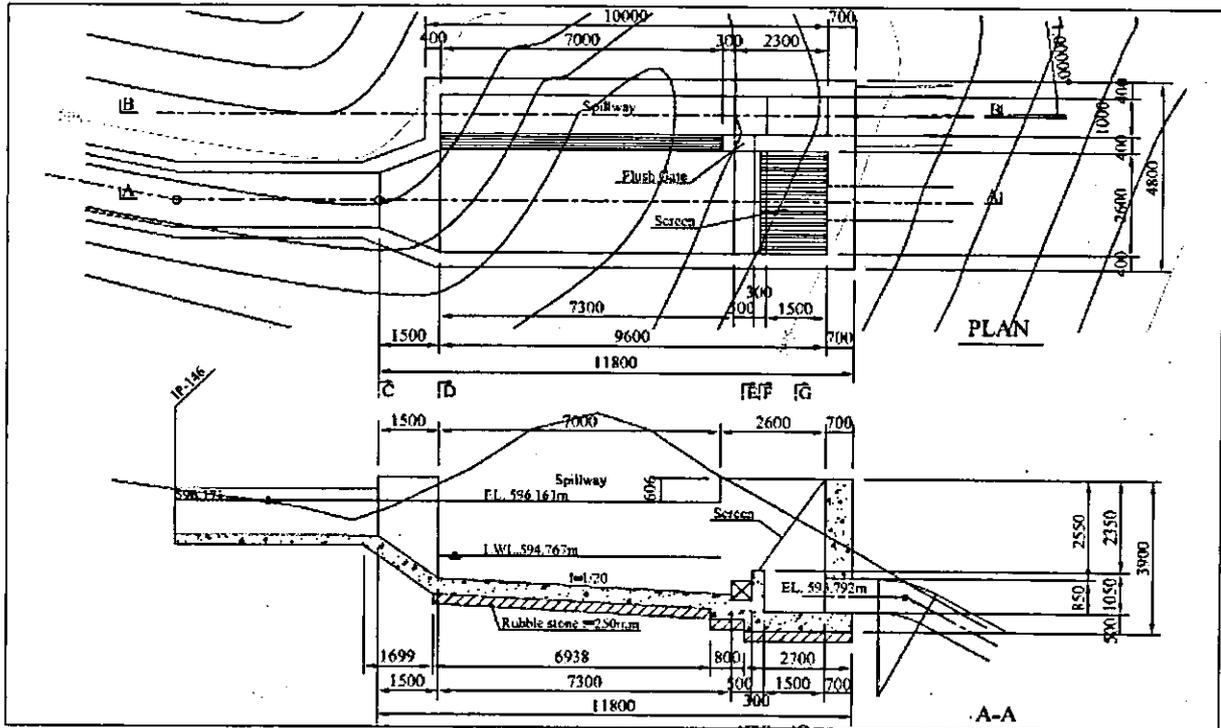


Fig. 8-5 Plan and Section of Headtank

【水槽越流部延長】

対象流量：  $Q = 2.00\text{m}^3/\text{s}$

越流係数：  $C = 1.80$

越流幅  $B = 7.00\text{m}$  とした場合、

越流水深：  $h = (Q/CB)^{2/3} = 0.293\text{m}$

8.6 水圧管路

水圧管路は景観を考慮し土中埋設式を選択した。水圧管には運転時の内水圧に加え発電所の急停止時に発生する水撃圧に対処するため鋼管を使用し埋設時の腐食等を防止するため、外周をコータールによりコーティングする。また、水圧管の変動を防止するため、屈曲部にはアンカーブロックを直管部にはスラストブロックを設置する。

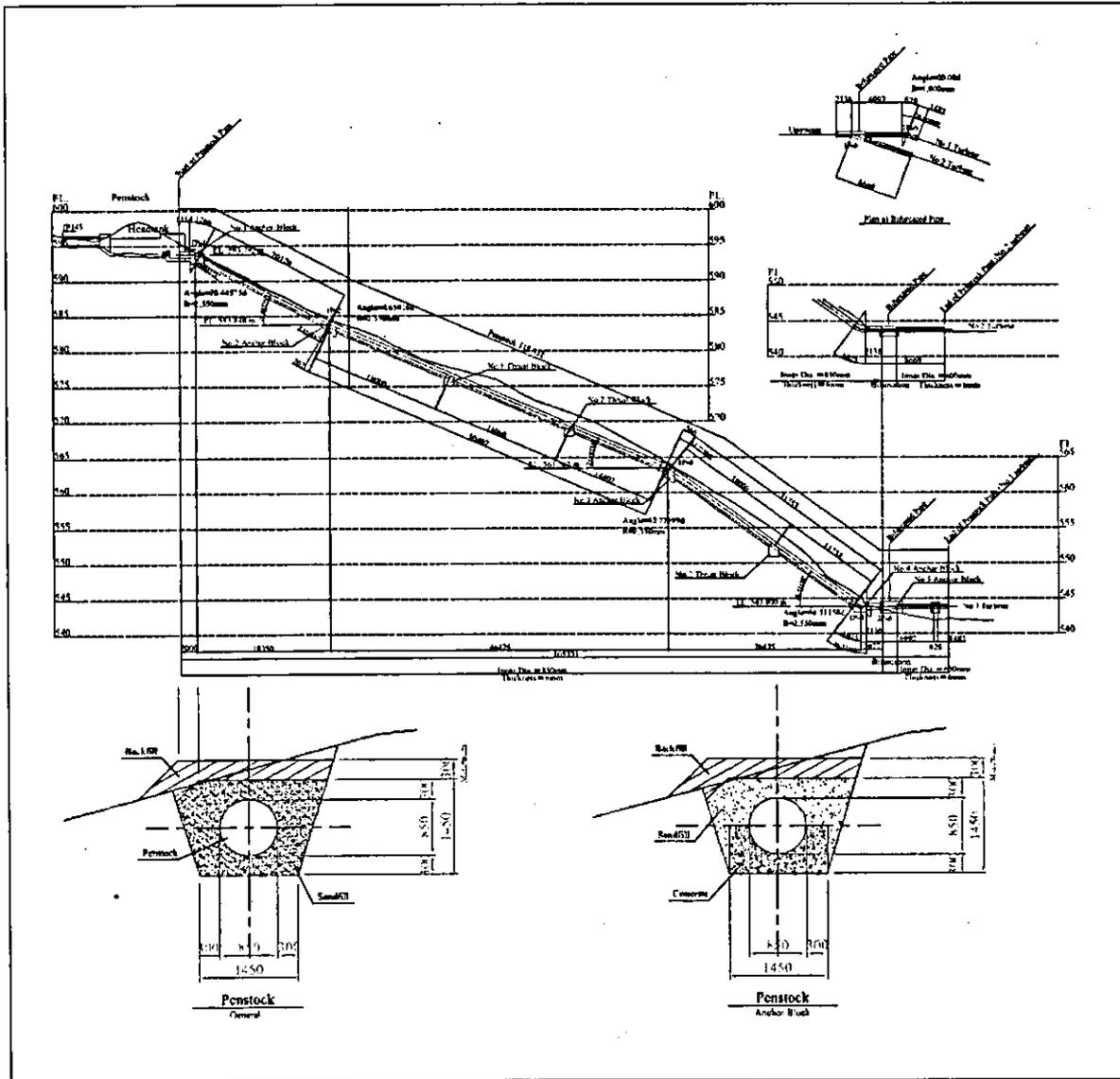


Fig. 8-6 Outline of Penstock

8.7 余水路

発電所の急停止に伴い、水槽から放水される余剰水を河川まで安全に流下・放流するため余水路を水圧管路に併設する。余水路を流下する水流は急傾斜を流下するため、高速流となり、空気の混入により、水深も増加する。このため、構造は、コンクリート構造による蓋渠とし、安全に流下させるため、十分な寸法を確保するとともに、屈曲部には管内に生じる負圧を防止するため、スチールパイプによる空気孔を設ける。また、余水路末端には水路内を流下する水流の持つエネルギーを除去し安全に河川に放流させるため減勢工を設置する。

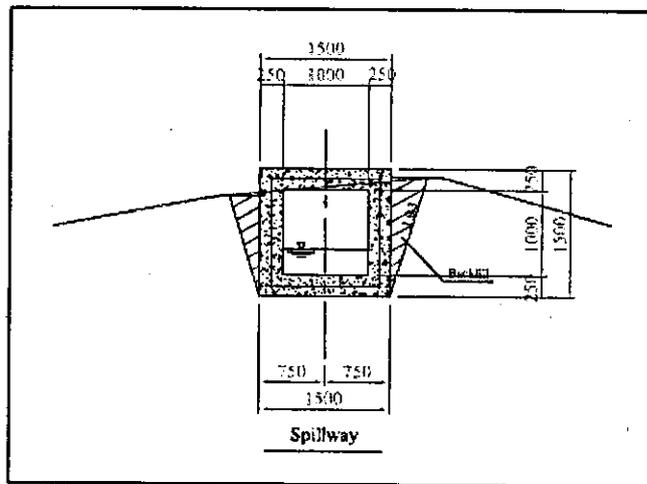


Fig. 8-7 General Section of Spillway

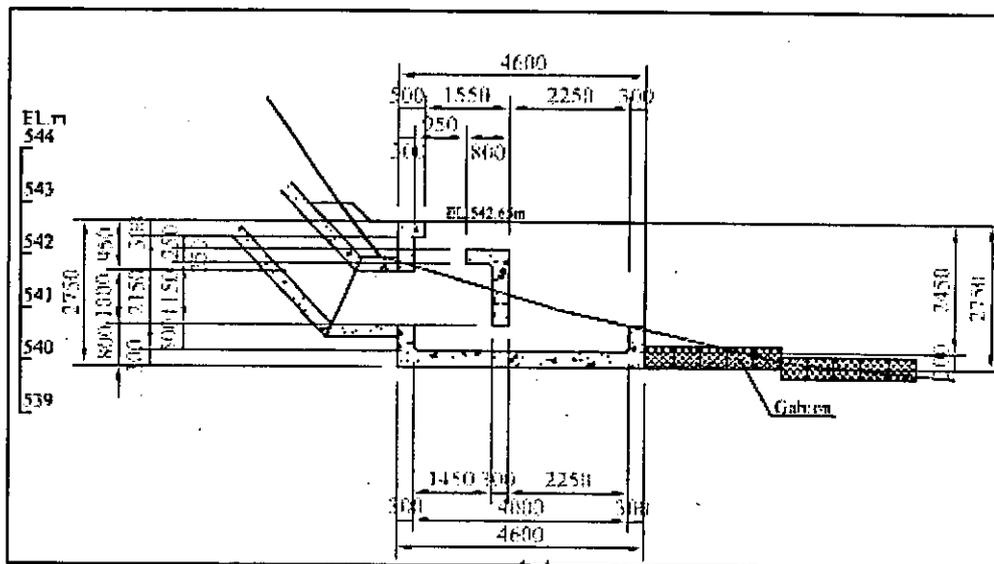


Fig. 8-8 Cross Section of Energy Dissipater



### 8.9 発電所進入路

発電所への進入路は、発電所から 230m 下流の洪水により破損した橋より発電所までを河岸沿いに設置する。幅員は、水車・発電機搬入用の車両が通行可能な 3.0m を確保するとともに、洪水時にも運転員が通行可能なよう Masonry にて護岸する。また、破損した橋までの Barangay Road についても一部通行に支障をきたす箇所があるため、幅員の改良、砂利の敷設等の改修を行う。

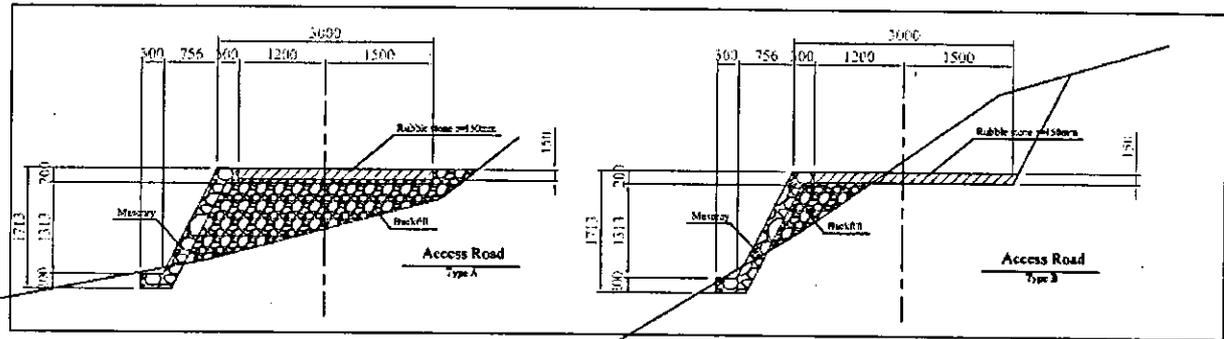


Fig. 8-10 General Section of Access Road

## 8.10 仮設計画

建設時に使用する主な仮設備は下記の3項目であり概要を示す。

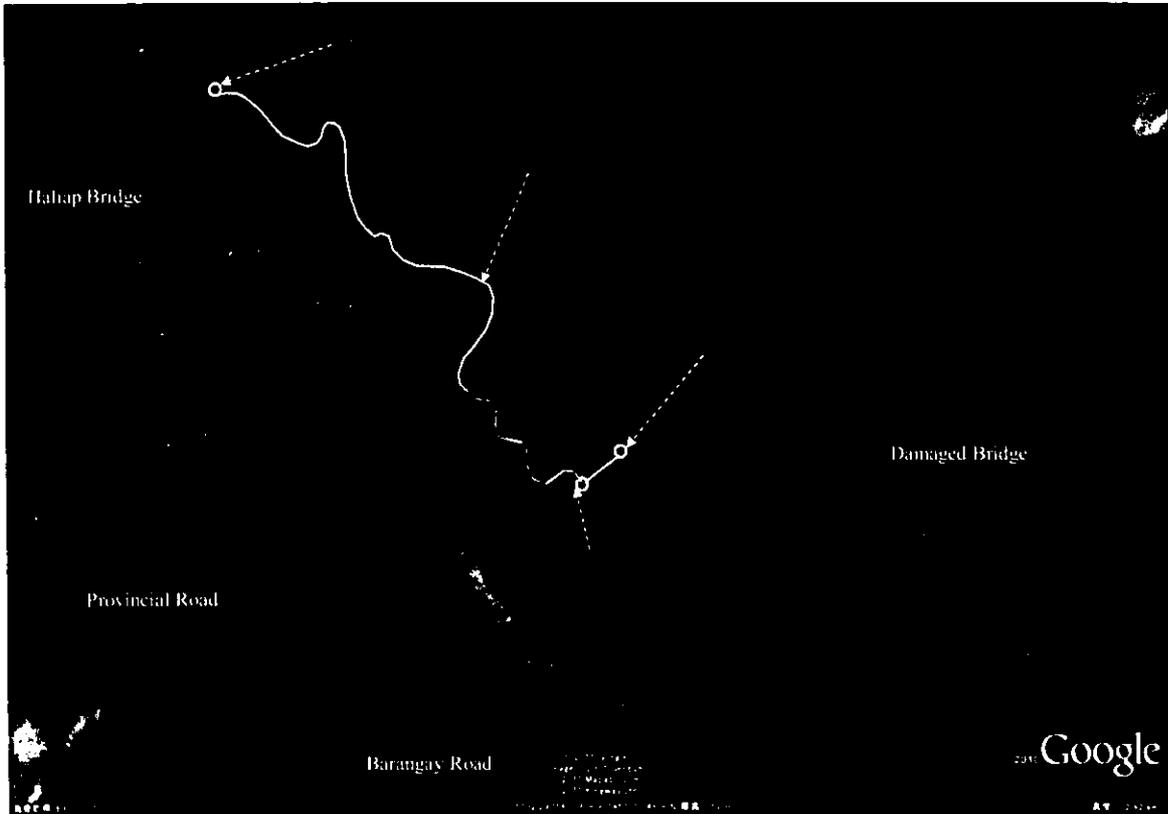


Fig. 8-11 Temporary Facilities for Construction

### (1) 搬入用ケーブル

取水堰堤から導水路上流部は山間の傾斜地に立地し、現在現場までのアクセスは人道のみとなっている。これら人道を利用してセメントや鉄筋等の資機材の運搬搬入を人力にて大量に行うことは困難であるとともに建設工程にも影響を与える。このため、Ambangal 発電所建設でも使用された資機材搬入用のケーブルを取水堰堤・沈砂池付近と導水路経過地にそれぞれ敷設する。ケーブルにはそれぞれバイクのエンジンを利用した巻上げ機を設置し搬入を容易にする。

取水堰堤・沈砂池側は取水堰堤上流 150m の Provincial Road に架かる Haliap 橋付近から敷設するがこの付近の Lamut 川は兩岸とも急傾斜を呈し蛇行しているため、直接取水堰堤まで敷設できない。このため、2本に分けて敷設し、Haliap 橋側から最初のケーブルにて搬入した資機材を一度仮置きして次のケーブルにて取水堰堤近傍まで搬入する。ケーブルの総延長は約 200m と想定される。

導水路経過地に敷設するケーブルは Lamut 川右岸山腹を通る Barangay Road から導水路 IP-45 付近まで敷設する。ケーブルにより搬入される資機材を使用して IP-45 から上下流の導水路施工を行う。導水路経過地に敷設されるケーブルの延長は約 350m と想定される。

## (2) 水圧管路アクセス

水圧管路の施工の内、鉄管は人力での運搬・搬入はその重量から難しく、車両での運搬が必要となる。このため、水圧管路の上部に位置する水槽まで車両が通行可能なアクセスを設置し水槽から鋼管を水圧管路に沿ってウインチで引き下げ据付を行う。水槽から上流の導水路経過地近傍には Barangay Road から耕作地造成のための林道が敷設されており、すでに設置から数年を経過しているため、車両の通行は困難であるが、計画ではこれを改修してアクセスとして利用する。アクセスと導水路が交差する地点 (IP-117) から水槽までは 4m の幅員を有する導水路形式 Type C により水槽までのアクセスとする。建設では水圧管路・水槽工事を先行し、これら完了後、導水路 Type C の施工を行う。

## (3) 発電所アクセス

発電所下流の Lamut 川河床まで延びる Barangay Road から発電所までは延長 230m、幅員 3m のアクセス道路を設置する。このアクセスは施工時のみだけでなく、運転開始後の運転員の通路として使用する。

発電所建設時に使用する主な仮設備は上記の通りであるが計画地点周辺の Barangay Road は一部車両の通行に支障をきたす箇所があり、発電所建設では支障をきたす箇所を改修する。以下に上記仮設備を利用した各発電設備の施工概要を示す。

### 1) 取水堰堤・沈砂池工事

取水堰堤工事では工事開始に先立ち、前記の搬入用ケーブルを敷設する。このケーブルを使用し施工に必要な資機材を搬入する。また、取水堰堤工事は河川水量の低い乾期に実施する必要があることから、沈砂池側の施工を先行する。その後、水位低下が始まる 2 月上旬から取水堰堤工事を開始し、まず右岸側を Cofferdam によりせき止め、堰堤堤体、Sand Flush Way 及び Inlet 等沈砂池側に配置される設備を先行して設置する。これら完了後、Inlet の開口部を土嚢で閉塞するとともに Sand Flush Way の Stoplog を開放し、河川水を右岸側に誘導、左岸側に Cofferdam を切り替え、左岸側の堤体を打設する。これら施工は乾期の 4 ヶ月間で完了させる必要がある。沈砂池工事はこれら取水堰堤工事と並行して実施する。

### 2) 導水路工事

沈砂池近傍の導水路施工は上記の取水堰堤・沈砂池工事により搬入する資機材を利用し並行して行う。また、これより下流の導水路工事のため、前記した搬入用ケーブルを Barangay Road から敷設し資機材の搬入を行う。加えて、水圧管路アクセスと導水路交点 (IP-117) から上流部の工事も並行して行う。導水路の IP-117 以降の下流部は掘削完了後水圧管の敷設用のアクセスとして利用するため、水圧管路並びに水槽の設置工事が完了後、水槽側から施工を行い、完了させる。

### 3) 水槽・水圧管路・余水路工事

水槽、水圧管路、余水路の施工は前記の水圧管路アクセスを利用して資機材の搬入、特に鋼管

の搬入を行う。水圧管路アクセスが水槽まで到達した後、水槽・水圧管路・余水路の掘削を行い、その後、水圧管・余水路の敷設を実施する。敷設完了後、水槽の施工を行い、残りの導水路下流部の施工に移る。これら施工は工事工程のクリティカルパスとなるため、掘削及び水圧管・余水路の敷設は一部発電所からも実施する。

#### 4) 発電所工事

発電所工事は発電所アクセスにより行う。アクセスが発電所位置まで到達した後、発電所並びに水圧管路・余水路の掘削を行い、その後、コンクリート打設、水車・発電機器等の据付を行う。Access Road は発電所運転開始後、運転員の通路として利用する。

## 第9章 環境社会配慮

### 9.1 比国環境関連法規と本計画への適用

本調査実施にあたり、第6章水力発電開発計画で提案された流れ込み式水力発電所を対象に、プロジェクトサイト及び周辺的环境社会情報の収集、小水力発電開発に関わるフィリピンの各種関連法規のレビューを行い、初期環境影響評価 (Initial Environmental Examination:IEE)としてまとめた。

#### (1) 環境関連法規

フィリピンでは、大統領令 PD No.1586 号 (Philippine Environmental Impact Statement System: PEIS)において、プロジェクトによる具体的な環境影響を調査・評価することを定めている。環境影響評価手続きマニュアル(Procedural Manual For DENR Administrative Order No.30-2003 (DAO 03-30)によれば、プロジェクトはその影響度により次の4カテゴリーに区分されている。カテゴリーAは環境負荷が大きいとされる事業種であり、カテゴリーBは環境上重要とされる地域でのプロジェクトである。カテゴリーA及びBに属するプロジェクトを実施する場合には、環境適合証明(Environmental Compliance Certificate :ECC)の取得が義務付けられる。カテゴリーC “Enhancement projects or direct mitigation projects” に関しては特に EIS,IEE は必要とせず CNC が発行される。カテゴリーD は上記以外の環境影響負荷の低いプロジェクトである。

Table 9-1 DENR Category Classification

Category A	Environmentally Critical Projects (ECPs) with significant potential to cause negative environmental impacts.	Require to secure ECC Submit Environmental Impact Statement (EIS) report
Category B	Projects that are not environmentally critical in nature, but which may cause negative environmental impacts because they are located in environmentally critical areas (ECAs)	Require to secure ECC, however in cases where the IEE Report fails to address all environmental issues, the application may be upgraded to an EIS Report.
Category C	Projects intended to directly enhance environmental quality or address existing environmental problems.	Require to submit Project Description for issuance of Certificate of Non-Coverage (CNC).
Category D	Projects not falling under other categories OR unlikely to cause adverse environmental impacts.	Outside the purview of the Philippine EIS System, and shall be issued Certificate of Non-Coverage (CNC) upon request by the proponent. However additional environmental safeguards as it may deem necessary.

フィリピンの水力発電開発に関しては、開発規模、河川流量使用量によって環境天然資源省(DENR)から要求される環境影響評価報告書内容が異なる。(参照 Table 9-2)

Table 9-2 Scope of the Philippines EIS for Hydropower Project

Project Capacity in terms of water impoundment	Documentary Requirements
Category A >= 20 million cubic meters	Environmental Impact Statement <b>ECC</b>
Category B < 20 million cubic meters	<b>EIS</b> : >=100MW rated capacity <b>IEE</b> : >=5MW but <100MW rated capacity <b>ECC</b>
Category D-CNC Run of River/no impounding	<5MW rated capacity Project Description/ Certificate of Non-Coverage

本プロジェクトは、出力 810 kW の流れ込み式 (Run-of-River) 小水力発電プロジェクトであり、カテゴリーD に区分されるため、環境影響評価の適用は受けない。この場合、事業者からの申請に基づき“Certificate of Non-Converge”が環境天然資源省環境管理局(DENR-EMB)から発行される。

また、共和国令 RA No.7586 号 国家総合保全地域システム(National Integrated Protected Areas System Act of 1992) により希少かつ危険にさらされている動植物が生息する顕著な地域ならびに生物学的に重要な公用地の保護を目的とし、フィリピン国内の保護地域の確定と管理を規定している。Ifugao 州には2つの保護地域 (Mt. Pulag National Park, Upper Agno River Basin Resource Reserve)があるが、本プロジェクトの位置する Asipulo はこの保護地域外である。

## (2) 再生可能エネルギー法 (Renewable Energy Act of 2008: RA No. 9513)

フィリピンでは、再生可能エネルギー資源の開発を通して、エネルギー自給率を高め、エネルギー安全保障を向上させる、具体的には、1) 電化されていない村に住んでいる人々に適切で持続可能なエネルギーサービスを提供し、2) 環境社会面に配慮し、再生可能エネルギー資源及び技術の開発利用に優先権を与えることを目的とし、2008年12月に再生可能エネルギー法が施行された。この法律によって、送電網の外にある離島のエネルギー化による地方経済の振興、環境にやさしいエネルギー資源の開発が図られる他、再生可能エネルギーの電力利用を促進するための優遇措置により、再生可能エネルギー事業への民間企業の投資と参入を促進させることを意図している。

優遇措置としては、下記のようなものがある。

- a. 運転開始より7年間の所得税免税
- b. 再生可能エネルギー関連設備の輸入関税の免除
- c. 運転開始より7年間の法人税(10%)免税
- d. 付加価値税 (Valued added Tax) の免税
- e. 炭素クレジット(排出権)の販売で生じる利益に対する免税

また、固定買取制度(Feed-in-Tariff)の導入により、再生可能エネルギー設備によって発電されるエネルギー（1 キロワット時あたり）を高額の固定価格で買い取る制度を設ける一方、新・再生可能エネルギーの利用に関する特別措置法 (Renewable Portfolio Standard) 施行により、再生可能エネルギー開発事業者の義務化を図っている（2011年7月現在、FIT 及び RPS はまだ未実施）。

本プロジェクトの実施は、まさにフィリピンの開発目標に資する事業となる。

### (3) 先住民族権利法 (Indigenous People Rights Act: IPRA RA No. 8371)

フィリピンの先住民族 (Indigenous Peoples) は、フィリピン総人口の18%に相当する約12~13百万人によって構成され、主に Luzon 島北部 Cordillera 山脈、Mindoro、Palawan、Panay、Visayas、Mindanao に分布している。

1997年、先住民族権利法 (Indigenous Peoples Rights Act: IPRA) が規定され、「先祖伝来の領地内における天然資源の収穫、抽出、開発または利用に関する優先権をもつ」など先住民族の権利を認可、保護、促進することがうたわれている。

本プロジェクトの実施にあたっては、イフガオ州は先住民族共同体が居住する地域であるため、開発事業者は、IPRA 法に基づき「自由かつ事前の情報に基づく同意」(Free Prior Informed Consent: FPIC)をプロジェクト影響範囲の地域住民から得ておかなければならない。FPIC は国家先住民族委員会(NCIP)が行い、住民の総意が得られれば、NCIP からの Certificate of Pre-condition が事業者に発行され、プロジェクト実施可能となる。

## 9.2 プロジェクト地域の社会経済・自然環境の現況

### (1) Asipulo 郡

本プロジェクトは、Ifugao 州 Asipulo 郡 Haliap 村に位置する。Asipulo 郡は元々、隣の Kiangan 郡に属していたが、1992 年、行政上の措置で分かれた。Asipulo の総面積は約 29,000 ヘクタール、土地区分は 98%が譲渡可能または自由にできる土地 (Alienable and Disposable Land)であり、2%が森林地である。土地利用としては、29%が低木地、71%が耕作地となっている。12 村に区分される。人口約 13,100 人、人口密度 2.18 である。住民の月額平均収入は約 3,000-7,000 ペソである。

Asipulo 郡役所(Municipality of Asipulo)の財政は、財務省(Department of Finance)が収入別クラス区分で第 5 番目<sup>1</sup>に相当する。2009 年の実績では年間 38,000 千ペソであり、その 9 割以上が国からの歳入(Internal Revenue Allotment)である。

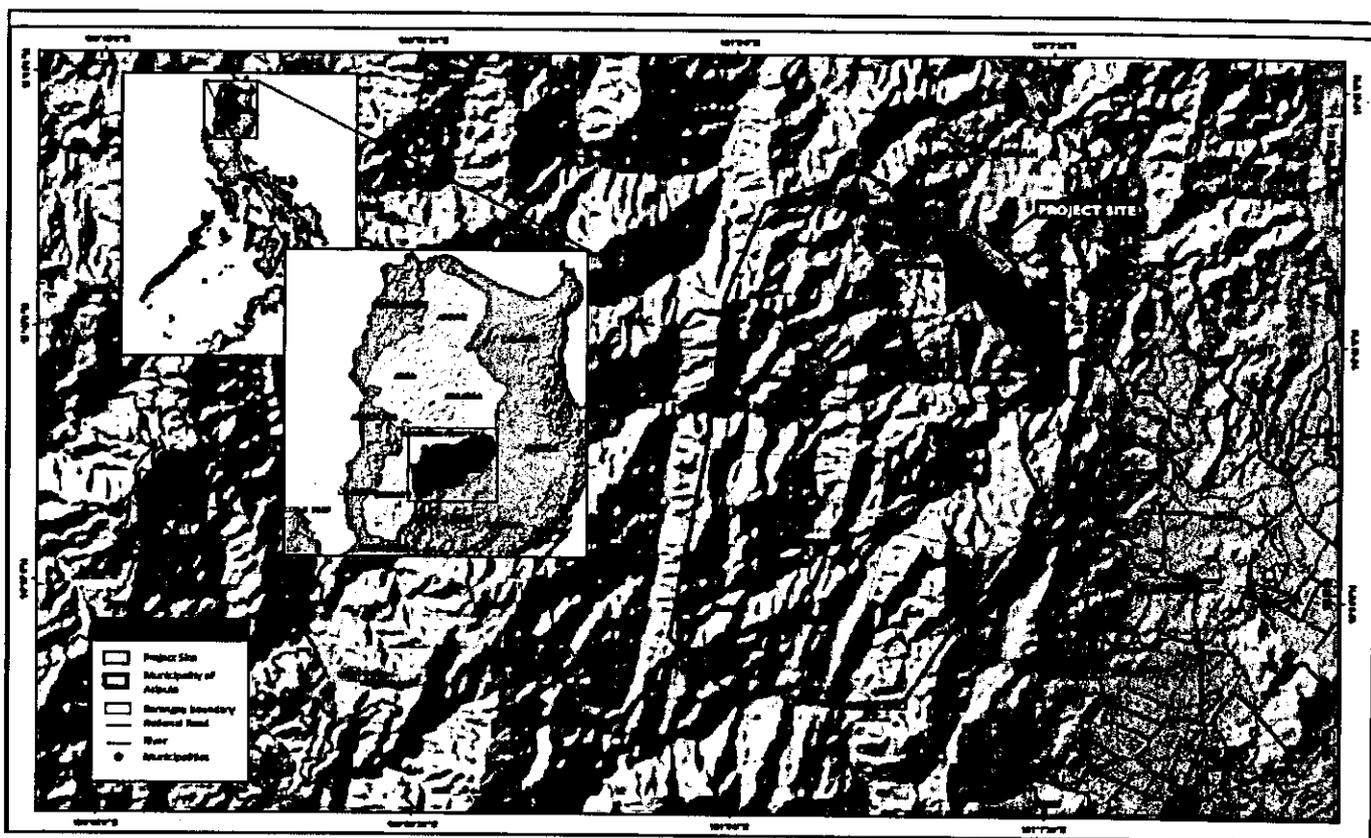


Fig 9-1 The Vicinity Map of the Project

<sup>1</sup> Income Range; 1<sup>st</sup> class :P35 Million peso or more, 2<sup>nd</sup> :P27M but less than P35, 3<sup>rd</sup> :P21M less than P27, 4<sup>th</sup> :P13 M but less than P21, 5<sup>th</sup> :P7M but less than P13, 6<sup>th</sup> :below P7M

## (2) Haliap 村

Haliap 村は総面積 490 ヘクタール、9 の部落から成り立つ。水力発電の主要設備は全て Haliap 村内におさまる。総人口は 979 人、194 世帯、就労人口 (15-64 歳の男女) 388 人、主要産業は農業であり就労人口の 7 割が従事している。その他社会状況は Table 9-3 の通り。

Table 9-3 Social Profile of Barangay Haliap

Social Profile	Status
Education	Literacy rate 86% 31% of the population is of school age (6-21 years old) Elementary enrollment: 91%, 186 students High school enrollment: 87%, 119 students
Ethnicity	Ayangan tribe
Religion	More than half of the households are Roman Catholics followed by various Protestant denomination (United Methodist, Bible Methodist, Baptist and Evangelical)
Drinking Water	Community water system-own: 56 households Community water system-shared: 98 Deep well-own, shared and artesian well: 5 River, stream, lake and spring: 35
Power	No specific data, but a still significant portion of non-energized households which use kerosene lamps and gas lanterns exists.
Communication	Wireless/mobile telecommunication service is provided by GLOBE and SMART.
Public Health and Sanitation	3 day care centers 1 primary health care station (a midwife is in charge of the health station) 68 households have no sanitary toilets (closed pit or water-sealed).
Social Protection	Women's Organization and Religious Groups, with 25 members each.

## (3) プロジェクト周辺地域の重要文化・歴史施設

Ifugao 族の文化・歴史の第一人者である Mr. Manuel Dulawan によれば Asipulo 郡内には歴史的、文化的重要施設、聖域はない。しかしながら、Ifugao 族は巨木や大岩などに精霊が宿ると信じて宗教儀礼を行う場所がいくつかある (聞き取り情報) ため、建設時にそのような場所に遭遇した場合には、Ifugao 族の伝統的儀礼を行い、適切な場所へ移設することが必要である。

## (4) プロジェクト影響範囲

本事業の実施にあたって、住民移転はない。水力発電設備に必要な用地 (発電所、導水路等) 総面積は約 1 ヘクタールであり、影響を受ける土地所有者数は 22 人である。プロジェクト実施にあたっては、将来の事業主となる Ifugao 州政府が地主と用地取得交渉を行う必要がある。

## 9.3 初期環境影響評価の概要

フィリピン環境影響評価マニュアルによれば、810kW 流れ込み式水力発電開発は環境適合証明書として Certificate of Non-Coverage を環境天然資源省 (DENR) から取得する必要がある。イフガオ州は先住民族居住地域であること、また、プロジェクト影響地域の自然、社会環境状況を把握するために初期環境影響調査を実施した。調査方法は、迅速(簡易)現地調査(Rapid site assessment)として、水質、動植物生態系、Key Informant interview、セクター別 Focus Group Discussion 等を行うと共に、机上文献、経済社会統計データ収集を行い評価した。調査期間は 2011 年 2 月から 8 月までの半年間である。

## (1) プロジェクトサイトの基本的特徴

Table 9-4 Baseline Environment

生態系	評価結果
土地	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ プロジェクト影響範囲の土地区分は譲渡可能又は自由にできる土地及び森林地にあたる</li> <li>✓ 水力発電設備全ては Haliap 村(総面積 490Ha)内に収まる</li> <li>✓ 海底堆積物及び噴出火成岩地質</li> <li>✓ プロジェクト影響範囲の植生群落は、主に農業地(稲作、野菜)、灌木草地、樹木畑、二次成長林に区分される</li> <li>✓ 12 種の鳥類を確認したが、いずれも希少鳥類ではない</li> <li>✓ 国際自然保護連合(International Union for Conservation of Nature and Natural Resources :IUCN)やフィリピン重要鳥類生息地に見受けられる絶滅危惧種は存在しない</li> </ul>
水質	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 発電所建設予定地点集水面積 44.02km<sup>2</sup></li> <li>✓ Lamut River の長期河川流量観測記録はなし</li> <li>✓ Lamut River の水質基準は Class C (用途:水産、レクリエーション、工業用水 2 級相当)</li> <li>✓ Haliap 村と Panubtuban 村の境界近くに壊れたコンクリート橋がそのまま残っているが、それ以外は淡水生息地を脅かすものはない</li> <li>✓ 乾期の水位が低くなったときに魚が食用として捕られている(Tilapia, catfish)</li> <li>✓ 陽炎、とびげら等水生昆虫観察</li> </ul>
大気	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ プロジェクト地点の気候は Typell に属する(乾期・雨期の明確な差が無く乾期においても相当量の降雨がある地域に区分)</li> <li>✓ 2008 年 Asipulo の隣郡 Kiangan で観測された値では全浮遊微粒子(TSP)ややや検出されたが、二酸化窒素(SO<sub>2</sub>)は検出されていないことから大気質環境は良好</li> </ul>

(2) 予測される環境影響及び緩和対策

Table 9-5 Impact Assessment and the Mitigation Measures

活動段階	影響生態系	影響度(正・負)	防止・緩和対策
<b>プロジェクト準備段階</b>			
用地造成	生物資源	植生地の崩壊(負)	<ul style="list-style-type: none"> <li>必要以上植生地を破壊しないよう配慮し、清掃作業を怠らないこと</li> <li>伐採した木々は適正に補償すること</li> <li>伐採に必要な許可を取得すること</li> </ul>
	生物資源	野生動物生態の保護(負)	<ul style="list-style-type: none"> <li>建設作業員の飲食のため狩猟で、むやみやたらに動物を捕らないこと</li> </ul>
	社会経済状況	耕作地、所有地の転換(負)	<ul style="list-style-type: none"> <li>用地取得に関する適正な情報開示を行う</li> </ul>
		電気料金の低減(正)	<ul style="list-style-type: none"> <li>より安価な原価により需要家の電気料金が下げられる可能性があることから、適正なプロジェクト説明、情報開示を行う</li> </ul>
<b>建設期間中</b>			
建設工事	物的資源	土砂等廃棄物による水質汚染(負)	<ul style="list-style-type: none"> <li>開発事業主体及び工事請負業者は率先して清掃を行うこと</li> </ul>
		掘削や土砂物堆積による土壤浸食(負)	<ul style="list-style-type: none"> <li>開発事業主体及び工事請負業者は、必要に応じて土捨て場、沈砂地を設置する</li> </ul>
		水力発電所建設による景観の変化	<ul style="list-style-type: none"> <li>景観に配慮した設備寸法、デザインにより大きく景観イメージを悪くすることはない。</li> </ul>
	社会経済面	<ul style="list-style-type: none"> <li>雇用機会の創出(正)</li> <li>アクセスの向上(正)</li> <li>労働者のスキル向上(正)</li> <li>既存インフラ整備(正)</li> <li>治安問題の発生(負)</li> <li>土地争い(負)</li> <li>車両移動、掘削による公害、騒音の発生(負)</li> <li>家庭用水の汚染(負)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>労働者は影響を受ける村に優先して雇用する</li> <li>公平性、透明性をもって雇用条件を開示し、選定する</li> <li>適正な雇用環境配慮(医療、保険、安全対策等)</li> <li>地法自治体による土地区画、利用範囲の明確化</li> <li>水力発電の土木設備は、農業用水路を作るようなもので、イフガオ族先祖伝来の土木技術を十分に生かすことができる</li> <li>騒音になりそうな機材は日中限られた状況下で使用する</li> <li>ダンプカー、掘削機などが使用される場所では、必要に応じて水をまき、粉塵を押さえる</li> </ul>
<b>運転期間中</b>			
発電所運転	物的資源	<ul style="list-style-type: none"> <li>水質汚染(負)</li> <li>堆積物の増加(負)</li> <li>水争い(負)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>廃棄物処理の適正化</li> <li>潤滑剤、廃棄湯等は安全な状況で廃棄</li> <li>河川流量管理の徹底</li> </ul>
	社会経済面	<ul style="list-style-type: none"> <li>設備清掃により発生した廃棄物の処理</li> <li>オペレーター要員の雇用(正)</li> <li>電気安定供給による地域のビジネス活性化機会の増(正)</li> <li>イフガオ文化の保護(正)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>廃棄物処理の適正化</li> <li>発電所要員の適正な雇用</li> <li>プロジェクトが実施され、売電収入が増えることにより、州政府の棚田保全基金活動がさらに活性化される</li> </ul>

9.4 住民合意形成

将来の開発実施主体となるイフガオ州政府が中心となって、調査段階より開発目的、実施方法等に関する情報開示を行い、プロジェクト対象地域の住民及び郡・村議会に対して説明会を実施した (Table 9-6)。また、イフガオ州政府はキアンガン郡においてアンバンガルミニ水力発電所(200 kW)を運営していることから、本調査において既存発電所の視察を行うことで、今回影響を受ける地域住民のミニ水力に関するイメージ形成が容易であった。結果として、大きな反対はない。但し、今後、プロジェクトを進めるにあたり、プロジェクト影響地域住民に対して、先住民民族権利保護法にそって、FPIC を実施し、正式に開発に対する同意書を取得しておかなければならない。

Table 9-6 Public Consultation

Public/ Stakeholder Consultation	Date	Place	Participants	Topic of discussion
1 <sup>st</sup> community consultation	Feb. 22, 2011	Barangay Hall, Barangay Haliap, Asipulo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Brgy. Council of Haliap</li> <li>• Brgy. Council of Panubtuban</li> <li>• PPDO</li> <li>• TEPSCO</li> <li>• AECOM</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 小水力発電開発目的</li> <li>• 調査範囲</li> <li>• 調査工程及び内容</li> </ul> 参照議事録 Appendix-1(11022_Minute_BRGY1)
Plant visit to the Ambangal mini-hydro power plant	Feb. 28, 2011	Ambangal power plant, Kiangan	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Brgy. Council of Haliap</li> <li>• Brgy. Council of Panubtuban</li> <li>• Ambangal operators</li> <li>• PPDO</li> <li>• TEPSCO</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• アンバンガル水力発電所視察 (発電所、水圧管、水槽、導水路、取水堰の視察)</li> <li>• 日常運転業務</li> <li>• 管理方法</li> </ul> 参照議事録 Appendix-1(Minute_BRGY2)
2 <sup>nd</sup> community consultation	Apr.28, 2011	Barangay Hall, Barangay Haliap, Asipulo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Brgy. Council of Haliap</li> <li>• Brgy. Council of Panubtuban</li> <li>• PPDO</li> <li>• TEPSCO</li> <li>• Haliap Farmers</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Likud 小水力の位置</li> <li>• 主要構造物の位置</li> <li>• 導水路の比較検討結果</li> </ul> 参照議事録 Appendix-1 (Minute_BRGY3)
Key Informant Interview	Jun. 23, 2011	Barangay Hall, Barangay Haliap, Asipulo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kgd Rosemarie Doque</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Likud 小水力発電プロジェクトに対する意見、要望聴取</li> </ul> 参照議事録 Annex 8
Key Informant Interview	Jun. 23, 2011	Barangay Hall, Barangay Haliap, Asipulo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kgd Basilio Fedelito</li> <li>• Basilio Bayawna</li> <li>• Christina Ngabit</li> <li>• Nancy Addab</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Likud 小水力発電プロジェクトに対する意見、要望聴取</li> <li>• プロジェクトの便益</li> </ul> 参照議事録 Annex 8
Key Informant Interview	Jun. 23, 2011	Barangay Hall, Barangay Panubtuban, Asipulo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Brgy Captain</li> <li>• Kgd Josie</li> <li>• Brgy Treasurer</li> <li>• Brgy Secretary</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Likud 小水力発電プロジェクトに対する意見、要望聴取</li> <li>• プロジェクトの便益</li> <li>• Lamut River の水利用について</li> </ul>

Public/ Stakeholder Consultation	Date	Place	Participants	Topic of discussion
Key Informant Interview	Jun. 23, 2011	Barangay Haliap, Asipulo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Brgy staff</li> <li>• Landowners</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Likud 小水力発電プロジェクトに対する意見、要望聴取</li> <li>参照議事録 Annex 8</li> </ul>
3 <sup>rd</sup> community consultation	July 1, 2011	Barangay Hall, Barangay Haliap, Asipulo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Brgy. Captain of Haliap</li> <li>• Brgy. Council of Haliap</li> <li>• PPDO</li> <li>• TEPSICO</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Likud 小水力発電計画</li> <li>• 主要構造物の大きさと位置</li> <li>• 影響を受ける土地所有者の確認</li> <li>参照議事録 Appendix-1 (Minute_BRGY4)</li> </ul>
4 <sup>th</sup> community consultation	Aug. 9, 2011	Barangay Hall, Barangay Haliap, Asipulo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Brgy. Captain of Haliap</li> <li>• Brgy. Council of Haliap</li> <li>• PPDO</li> <li>• TEPSICO</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Likud 小水力発電計画調査最終報告</li> <li>参照議事録 Appendix-1 (Minute_BRGY5)</li> </ul>

## 9.5 初期環境社会影響まとめ

### (1) 自然環境に対する影響

プロジェクト対象地及び周辺は国立公園、保護区に該当しない。また、農業地や植生の二次林化が進んでいるため、陸生動物の保全の必要性は非常に限定的とみられる。森林については、事前に影響を受ける範囲内での植生種類とその数を把握し、所有者に対し補償を行う必要がある。伐採は必要最小限に止めるよう配慮が必要である。建設前及び建設中に土壌浸食、水質汚染、騒音など一次的な負の影響があるものの、工事の仕方、環境保護策、安全対策により被害最小限にとどめられるものであり、水力発電所の規模からみて、時間経過により損害、被害は回復できるものである。

### (2) 社会環境に対する影響

本プロジェクトに伴う住民移転は発生しない。水力発電設備設置のための土地収用は開発事業主体が直接的に影響を受ける土地所有者に対し、適正に補償を行う必要がある。また、Lamut River から灌漑用水が取水されているため、発電利用に優先して農業用水を分水する必要がある。

プロジェクトが実施されることにより、①周辺地域のインフラ整備がされる、②地域住民に建設中、建設後の雇用機会が増える、③売電収入による棚田保全基金の拡充による更なる棚田保全活動の拡大が図れる等の正の効果が期待される。

## 第10章 発電所運転維持管理体制

### 10.1 発電所運営及び棚田保全基金運営体制

2010年1月、州条例により Ifugao 州政府に Ambangal 水力発電所が正式に設置された。州政府内各事務所の要員が配属され、順調に運転管理が行われている。

Likud 水力発電所が設置された場合には、Ambangal 水力発電所運営体制と同様に、プラントマネージャー（発電所運営及び棚田保全基金運営の総括責任者）は州計画開発事務所長が担務、プラントスーパーバイザーは現 Ambangal 水力発電所プラントスーパーバイザーが兼務することになる。Likud 水力発電所の運転員（Operator）は、新規雇用となる。1000kW 以上の発電所には電気技師の資格を持った技術者を配置することが義務付けられるため、チーフエンジニア 1 名とオペレーター 6 名の 7 人体制となる。チーフエンジニアは常勤とし、オペレーターは 2 人 1 組のローテーションシフトにより 24 時間運転を行うことにより、日中は 3 人、夜間は 2 人体制となる。

オペレーターは需要に併せて発電量を調整する必要がある。

Likud 水力発電所は地元の配電組合 IFELCO のグリッドにつながり、売電先は IFELCO となる。

棚田保全基金運営は、Ambangal 水力発電所と同様に、州計画開発事務所配下にあるイフガオ文化事務所（ICHO）が担う。

Fig.10-1 中、黄色ボックスは、州政府内既存の組織であり、水色ボックスは新規雇用が必要となる。

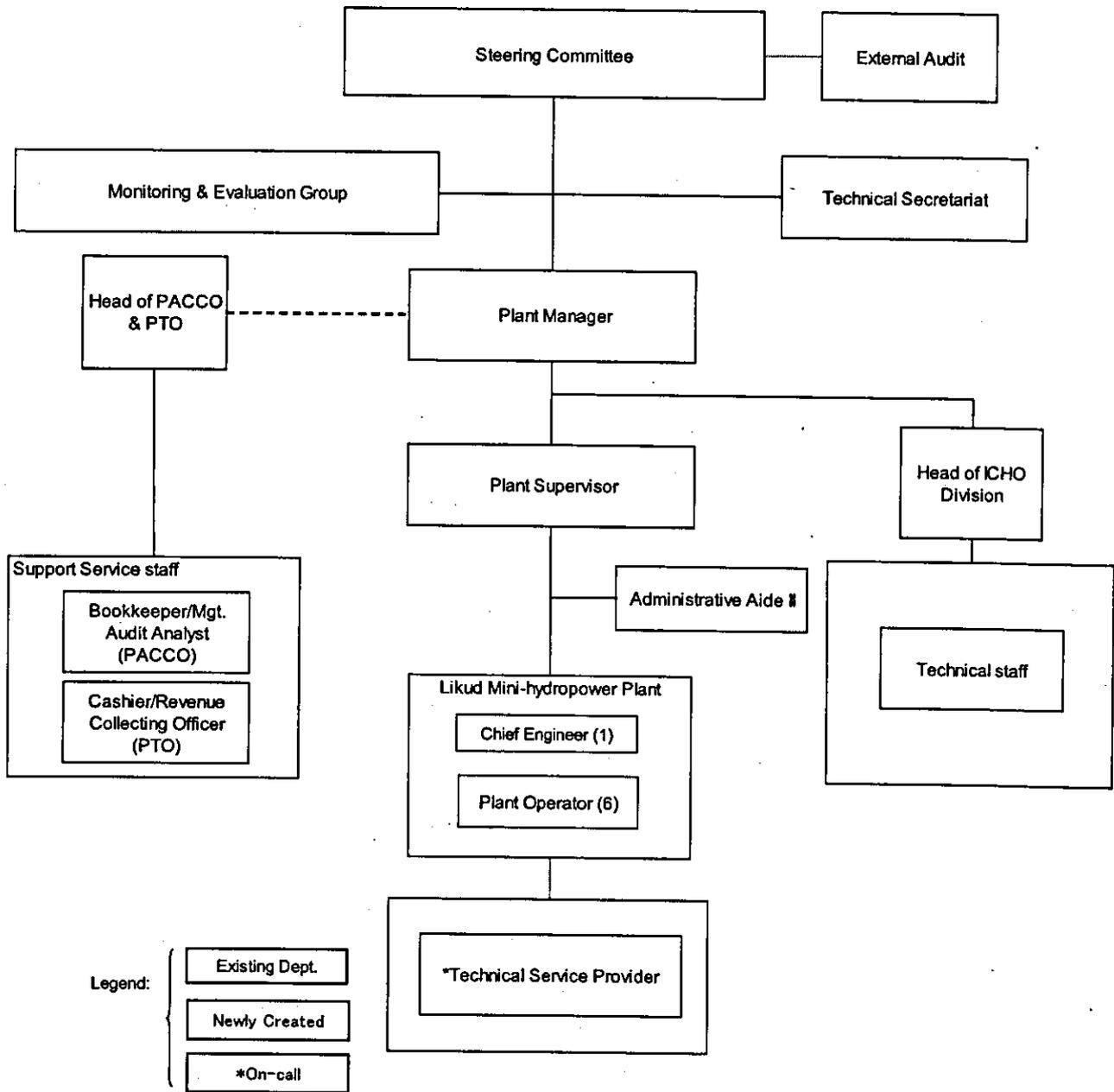


Fig.10-1 Organization Structure for the Likud Mini-hydropower Project

10.2 州内各事務所の責任と役割

発電所運営管理及び棚田保全基金運営に関する各州内事務所の責任と役割は Ambangal 水力発電所のケースと同様とする。

Table 10-1 Responsibility and Role for the Likud Mini-Hydropower Project

Sections/Units	Functions	Members
Steering Committee	<p>Undertakes the over-all supervision of the power plant including the terrace conservation fund</p> <p>Formulates policies for the operation and maintenance of the power plant and utilization of the rice terraces conservation fund</p> <p>Establishes systems and procedures</p> <p>Adopts guidelines for the performance of the management by contract scheme</p> <p>Approves annual plan and budget</p> <p>Reviews performance of the power plant and rice terraces conservation fund</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Provincial Governor</li> <li>• 4 heritage Municipal Mayor (Banaue Hungduan, Kiangan, and Mayoyao)</li> <li>• 1 host Municipal Mayor of Asipulo</li> <li>• SP chairman, Com. On Public works and Utilities</li> <li>• SB chairman</li> <li>• 1 local NGO</li> <li>• 4 Barangays Captains of the Host Communities (Ambabag, Pindongan Mungayang and Haliap)</li> <li>• Barangay Captain of the Heritage site ( Nagacadan)</li> </ul>
Technical Secretariat	<p>Assists in the formulation of policies for the operation and maintenance of the power plant and utilization of the rice terraces conservation fund</p> <p>Assists in the establishment of project systems and procedures</p> <p>Approves program, projects and activities to be funded under the rice terraces conservation fund</p> <p>Assists the Steering Committee in their activities including the documentation and records management</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Provincial Planning and Development Office (PPDO-ICHO)</li> <li>• Provincial Governor's Office (PGO)</li> <li>• Provincial Legal Office (PLO)</li> <li>• Office of the Sangunian Panlalawigan Secretaly</li> </ul>
Monitoring and Evaluation Group (MEG)	<p>Undertake the over-all monitoring the power plant and utilization of the Rice Terraces Conservation Fund</p> <p>Monitors implementation of annual plans and budget</p> <p>Undertake quarterly monitoring</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Provincial Engineering Office (PEO-Lead)</li> <li>• Provincial Agriculture and Environment Natural Resources Office (PAENRO)</li> <li>• PGO</li> <li>• Save Ifugao Terraces Movement</li> </ul>

	<p>Prepares and submits quarterly monitoring report on the power plant operation and fund utilization to the Steering Committee</p> <p>Provides feedback report to other concerned project stakeholders</p>	<p>Organization (SITMO)</p>
<p>Commission on Audit (COA)</p>	<p>Conducts performance and financial audit</p> <p>Provide/submit audit report to the Steering Committee on the results and findings on the technical and financial performance of the plant</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Commission of Audit (COA) staff</li> </ul>
<p>Department of Energy (DOE)</p>	<p>1. Provides technical assistance to the Steering Committee on the operation and management on the power plant</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Renewable Energy Management Bureau (REMB)- Hydro Division</li> </ul>
<p>Likud Mini-Hydropower Plant (LMHPP)</p>	<p>Ensures full operation and maintenance of the power plant</p> <p>Oversee the proper utilization of rice terraces conservation fund and operation and maintenance fund</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Newly hire from the host Municipal of Asipulo, if applicable</li> </ul>
<p>Provincial Planning and Development Office (PPDO)-Ifugao Cultural Heritage Office (ICHO)</p>	<p>Oversee and manage the Rice Terraces Conservation Fund from the proceeds of the AHPP</p> <p>Facilitates the review and evaluation of project proposals submitted by qualified project beneficiaries, and recommends for funding approval</p> <p>Coordinates with the Power Plant Manager and the PACCO &amp; PTO Head relative to the release of project conservation funds</p> <p>Conduct monitoring of the implemented projects funded under the Rice Terraces Conservation Fund</p> <p>Prepares and submit reports: i.e. the conservation funds releases and project status</p> <p>Facilitates the preparation of rice terraces conservation plans</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ifugao Cultural Heritage Office (ICHO) staff</li> </ul>

Provincial Accounting Office (PACCO) & Provincial Treasury Office ( PTO) (Support Services)	Provides finance and administrative support Prepares the project financial reports on the power plant sales and rice terraces conservation fund release Coordinate with the Power Plant Manger and ICHO on project financial status	Provincial Accountant Bookkeeper & Management Audit Analyst-PACCO、 Provincial Treasurer Cashier & Revenue Collection Officer-PTO
Plant Manager	Oversees the proper management of the power plant and the utilization of the Rice Terraces Conservation Fund Undertakes the coordination with concerned officers Prepares a development plan for the power plant	

10.3 Likud 水力発電所要員の責任と役割

アンバンガル水力発電所と同様とし、オペレーション&メインテナンス (O&M) の研修を行い、マニュアルは、サプライヤーより供与する。プラントスーパーバイザーやオペレーターの手には負えないトラブルが発生した場合は、緊急措置として、有償にて、地元の配電会社や民間水力発電会社に依頼する体制をとることとする。修繕費は売電収入の中から積立金を確保することになっている。

Likud 発電所員の責任と役割は下記の通り。

Table 10-2 Responsibility and Role of the Likud Mini-hydropower Plant Officer

Position	Duties & Responsibilities
Plant Manager	Supervise the power plant and the Rice Terraces Conservation Fund staff Prepare reports and provide feedback to the Steering Committee Acts in be half of the Provincial Governor when authorized Conducts semi-annual and annual assessment meeting Prepares annual work plan and budget Approves all financial transactions
Plant supervisor	Prepares and submits billing documents, accomplishment, financial reports etc. Oversee the day-to-day operations of the power plant Conducts monthly staff meetings Approves request for petty cash transaction relative to the operation and maintenance of the power plant

	Assets in the preparation of annual operation and maintenance plan Supervise the staff/workers Make a monthly working shift for the operators
Chief Engineer and Operator	Records the power generation report Operates and maintains the power plant (* please refer to the O&M manual.) Ensures the power plant is clean and safe Maintains the record book for visitors Conducts regular maintenance of the power plant Checks and clean obstruction on water ways Conducts daily patrol/check of the water ways (Intake, settling basin, headrace channel, headtank) Monitors and records the daily flow at the intake
Administrative Aide II	Assists in the preparation of reports and communications Prepares monthly billing and collection statements Maintains and keeps records of all documents Prepared vouchers/claims and other financial documents Liaises with concerned agencies
**Technical Service Provider	Conducts regular and scheduled maintenance of the power plant Trains the operators
** On-call	Undertakes repair and maintenance as needed

#### 10.4 棚田保全基金運営

棚田保全基金運用の実施責任者は州計画開発事務所長 (PPDO) であるが、実際の保全活動の統括はイフガオ文化遺産事務所 (ICHO) 長である。売電収入から発電所維持管理に必要な経費を差し引いた純利益を棚田保全基金とし、棚田農業従事者の要請に対し、内容を審査し、配分される。しかしながら、2010 年は売電収入がないために棚田保全基金運営はまだ開始されていなかった。

2011 年 5 月、エネルギー規制委員会 (ERC) に Ambangal 水力発電所の売電単価が承認され、初めて州政府に収入が入ったのを機に、2011 年 7 月 20 日、2010 年 5 月選挙後の新体制メンバーにて、初めてのステアリングコミッティーが開催された。今後、棚田保全基金の運用方法が関係者により具体化され、早ければ年内に棚田保全基金による活動が始まることになる。

Likud 水力発電所の売電収入も Ambangal と同じように Ifugao 州政府が地元配電会社 IFELCO より徴収し、収入は Ambangal の収入と一緒に管理することになる。

## 第11章 プロジェクト実施費用

### 11.1 費用積算の基本方針

プロジェクトの実施地域は世界遺産に指定されている棚田群で有名な Ifugao 州の南西部に位置し、Asipulo Municipal に所在する。周辺は世界遺産への指定地域から外れているものの、河岸に沿った傾斜地に立地する棚田が数多く存在する。これら棚田を構築するにあたり Ifugao 州の住民は伝統的な石積み技術やサブコントラクト方式により作業を実施するなど地域特有の技術・手法を有している。また、建設工事は比較的小規模であることから Ambangal 発電所の施工のように地元企業が実施することが予想されるが、施工に当たっては地域住民の理解・協力は必要不可欠であり、地域住民が労働力として参加可能なよう十分配慮する必要がある。このため、計画では地元住民が伝統的に有する石積み技術等を積極的に活用する一方、地元企業並びに地域住民による施工が困難な特殊な施工方法・特殊機材による施工を除外した。

また、プロジェクト周辺に所在する棚田群は貴重な景観を呈するだけでなく、地域住民にとって食料調達の場合であり、貴重な収入源でもある。このため、大規模な土地の改変を伴うような大型の重機を使用した大規模施工は避けなければならない、水圧鉄管の運搬など一部を除き、極力人力にて施工可能な範囲での計画を考慮した。加えて、現場は山間地に立地していることから、周辺での市場規模も限られており、現地にて入手可能な資機材は限定される。このことから、計画では現地にて入手可能な資機材による費用積算を考慮した。

### 11.2 資材単価

Ifugao 州における資材価格を把握するため、州エンジニアリング事務所への聞き取り調査を実施した。この結果、主要資機材の 2011 年 2 月における単価は以下の通りある。

Table 11-1 Unit Price of Main Materials

Item	Unit	Price (Peso)	Remark
Unskilled Labor	man-day	255	
Skilled Labor	man-day	362	
Foreman	man-day	452	
Mason	man-day	362	
Steel Man	man-day	362	
Foreman Steel Man	man-day	452	
Carpenter	man-day	362	
Carpenter Foreman	man-day	452	
Portland Cement 40kg	bag	226	40kg/bag
Gravel	cu m	600	G1: 1 inch
Gravel	cu m	500	G2: over 2 inch
Sand	cu m	400	
Reinforcement Bar	kgs	40	
Boulders	cu m	400	
Tie Wires	kgs	75	
CW Nails	kgs	75	

Source: Provincial Engineering Office

### 11.3 施工単価

上記の資材単価に基づき、各工事工種の施工単価の積算を行った。主要工種単価を以下に示す。また、これら費用内訳を Appendix-III に示す。

Table 11-2 Unit Cost of Main Construction Items

Commodity	Unit	Unit Cost	Remark
(1) Exavation -Cut/Clay-Sand-Cobbles	m <sup>3</sup>	110	Intake, Settling Basin, Headrace, Headtank
(2) Exavation /Clay-Sand-Cobbles	m <sup>3</sup>	140	Penstock, Powerhouse, Access
(3) Excavation-Cut /Boulders	m <sup>3</sup>	230	Intake, Settling Basin, Headrace, Headtank
(4) Exavation/Rock	m <sup>3</sup>	960	
(5) Exavation/Boulders	m <sup>3</sup>	390	Penstock, Powerhouse, Access
(6) Backfill/Excavated Soil	m <sup>3</sup>	84	
(7) Sand filling	m <sup>3</sup>	1,334	
(8) Foundation Rubble Stone	m <sup>3</sup>	1,750	Headrace, Headtank
(9) Foundation Rubble Stone /Excavated Stone	m <sup>3</sup>	670	Excavated Stone, Setting Basin, Powerhouse, Assess
(10) Stone Masonry 1:2 Excavated Stone+Purchase	m <sup>3</sup>	3,520	
(11) Stone Masonry 1:2 Excavated Stone	m <sup>3</sup>	3,150	Intake
(12) Stone Masonry 1:3 Excavated Stone+Purchase	m <sup>3</sup>	3,360	Headrace
(13) Stone Masonry 1:5 Excavated Stone	m <sup>3</sup>	2,220	Penstock, Powerhouse, Access
(14) Plastering	m <sup>2</sup>	290	t=3cm
(15) Gabion	m <sup>3</sup>	1,190	Excavated stone
(16) Concrete	m <sup>3</sup>	5,074	
(17) Reinforce Bar	kgs	59	
(18) Form work	m <sup>2</sup>	357	
(19) Stoplogs	m <sup>2</sup>	441	
(20) Guard Fence for Falling Rock	m	100	
(21) Guard for Exavation	m	210	
(22) Top board	m	722	
(23) Clearing and Grubbling	m <sup>2</sup>	15	
(24) Steel Window	unit	14,000	
(25) Steel Door	unit	120,400	
(26) Gate for Irrigation	unit	26,500	

11.4 施工数量

「8. 土木・建築設備設計」及び Appendix-VI に示す設計図書に基づいて積算される土木・建築施工数量を以下に示す。また、設備ごとの施工数量計算書を Appendix-III に示す。

Table 11-3 Bill of Quantities

	Unit	Intake Weir	Stettling Basin	Headrace	Headtank	Penstock Spillway	Power house	Access Road	Total
(1) Clearing and Grubbing	m <sup>2</sup>	0.00	199.51	10,494.53	72.79	786.08	359.16	1,453.14	13,365.21
Excavation									
(2) Clay-Sand-Cobbles	m <sup>3</sup>		141.43	4,145.75	131.38	454.58	71.68	131.49	5,076.31
(3) Boulder	m <sup>3</sup>	68.42	113.15	3,316.60	65.69	363.66	119.47	32.87	4,079.86
(4) Rock	m <sup>3</sup>	15.74	28.29	829.15	21.90	90.92	47.79	0.00	1,033.77
(5) Backfill	m <sup>3</sup>	0.00	49.89	1,492.15	37.92	298.84	103.73	421.82	2,404.34
(6) Stone Masonry	m <sup>3</sup>			1,892.74		5.37	101.13	105.41	2,104.65
(7) Concrete	m <sup>3</sup>	47.60	101.09	1,000.88	69.40	193.48	120.84	3.92	1,537.21
(8) Reinforce Bar	kg	1,079.22	4,457.25	29,329.22	4,033.64	5,437.52	8,798.69	161.77	53,297.31
(9) Form Work	m <sup>2</sup>	134.61	270.65	5,383.71	238.95	859.45	438.30	25.12	7,350.79
(10) Gabion	m <sup>3</sup>		7.64	12.52		3.49			23.65
(11) Stoplog	m <sup>2</sup>	2.16	3.90						6.06
(12) Rubble Stone	m <sup>3</sup>		30.49	509.75	13.81		26.29	93.54	673.89
(13) Sand Filling	m <sup>3</sup>			53.67		225.94			279.62
(14) Mortar	m <sup>3</sup>			33.36					33.36
(15) Plastering	m <sup>2</sup>			7,126.16					7,126.16
(16) Guard Fence for Rock	m			934.93					934.93
(17) Guard for Excavation	m			934.93					934.93
(18) Top Board	m			934.93					934.93
(19) Penstock Steel Pipe	kg					14,908.20			14,908.20
(20) Steel Pipe (D=250mm)	m		1.00						1.00
(21) Steel Pipe (D=200mm)	m					6.60			6.60
(22) Irrigation Valve	unit		1.00						1.00
(23) Sand Flush Gate	unit		1.00		1.00				2.00
(24) Screen	unit				1.00				1.00
(25) Steel Door	unit						1.00		1.00
(26) Steel Window	unit						2.00		2.00

## 11.5 プロジェクト実施費用

プロジェクトの実施費用は以下の通り積算された。各設備の費用内訳は Appendix-III に示す。

Table 11-4 Construction Cost of Likud Mini-hydropower Project

Contents	Quantity	Unit	Cost (Peso)	Remark
<b>Direct Cost</b>				
<b>Civil Works</b>				
Intake Weir	1.0	Ls	421,000	
Settling Basin	1.0	Ls	1,191,000	
Headrace	1.0	Ls	22,479,000	
Headtank	1.0	Ls	1,110,000	
Penstock, Spillway	1.0	Ls	4,921,000	
Powerhouse	1.0	Ls	1,730,000	
Access road	1.0	Ls	945,000	
Sub total			32,797,000	
<b>Architectural Works</b>				
Powerhouse	1.0	Ls	449,000	
Sub total			449,000	
<b>Electro-mechanical Works</b>				
Turbine	1.0	Ls	33,984,000	
Generator	1.0	Ls	16,461,000	
Controller	1.0	Ls	12,744,000	
Transformer	1.0	Ls	3,880,000	
Others	1.0	Ls	7,530,000	Water level Gauge, etc
Sub total			74,599,000	
<b>Transmission</b>				
Transmission Line	1.0	Ls	5,370,000	
Reinforcement of Substation	1.0	Ls	210,000	Lagawe S/S
Sub total			5,580,000	
Direct Cost Total	1.0	Ls	113,425,000	
<b>Indirect Cost</b>				
Engineering Cost	1.0	Ls	2,624,000	10 8% of Civil Works
Administration	1.0	Ls	328,000	15 1% of Civil Works
Contingency	1.0	Ls	3,280,000	10% of Civil Works
Indirect Cost Total	1.0	Ls	6,232,000	25
<b>Others</b>				
Right of Way	1.0	Ls	659,000	
Total			120,316,000	

Exchange rate as of June 2011	JPY	USD	Peso
JPY (1.0 Yen)	1.000	0.012	0.531
USD (1.0 US\$)	81.300	1.000	43.170
Peso (1.0 Peso)	1.883	0.023	1.000

## 第 12 章 CDM 事業の可能性

近年、フィリピン国においても再生可能エネルギー関連プロジェクトの CDM 申請/認可件数が増加している。本プロジェクトサイト近傍では隣州のヌエバビスカヤ州の Uddiawan Mini-Hydro Power Project(1,600kW)が CDM 事業の認可を受け運転中である。

Uddiawan 水力発電所に関する PDD (Project Design Document) によれば排出係数は 0.525 tCO<sub>2</sub>e/MWh となっており、これを本プロジェクトに適用した場合の、年間 CO<sub>2</sub> 削減量は下記のとおり 2,940 tCO<sub>2</sub>e となる。

$$\text{年間 CO}_2 \text{削減量} = \text{年間有効電力量} \times \text{排出係数} = 5,600 \text{MWh} \times 0.525 \text{ tCO}_2\text{e/MWh} = 2,940 \text{ tCO}_2\text{e}$$

現状において削減量 1 tCO<sub>2</sub>e 当たりの CDM クレジット (CER) は、約 US\$15/CO<sub>2</sub>e であり、本プロジェクトにおいては年間総額 US\$44,100/year (約 1,900,000peso/year) となる。CDM モニタリング費用を控除しても、相当量の残額が得られるものと想定される。

CDM 事業としての申請には、PDD 等の作成が必要であり相応の期間と費用が必要であるが、近傍での実施例もあることから、本プロジェクトの CDM 事業としての登録については積極的に推進していくことが望ましい。

## 第13章 経済・財務分析

## 13.1 財務分析

## (1) 分析要素の諸前提

## 1) 経済要素

プロジェクトの財務分析に関する経済要素としては、GDP 伸び率、インフレーション、エスカレーション、原油価格、為替レートなどがある。これらの2011年から2045年までの設定方法は、Table13-1の通りである。

Table 13-1 Method of Economic Components and Preconditions

項目	決定方針	設定値
GDP 伸び率	2003年から2009年間の平均 GDP 伸び率は 5.9%であるので、今後 10 年間は同様の伸び率とする。その後の伸び率は低下傾向にあるものとする。	2011-15 6.0% 2015-25 5.0% 2025-35 4.0% 2035-45 3.0%
インフレーション	2003年から2010年間の平均インフレ率は 3.4%であるので、今後とも同等のインフレ率と見なす。	2011-15 3.5% 2015-25 3.0% 2025-35 3.0% 2035-45 3.0%
エスカレーション	エネルギー・建設素材などの貿易財は、国際的・政治的要素により上昇することが考えられる。Escalation Factor として、ドルの目減り分*弾性値 0.7 を設定する。	2011-15 0.0% 2015-25 1.4%=2.0%*0.7 2025-35 1.4%=2.0%*0.7 2035-45 1.4%=2.0%*0.7
原油価格	原油価格は、石炭やガスの価格のプライスリーダーである。最近では WTI 価格が原油価格の参考指標とされることが多いが、今後の WTI 見通しは Escalation を掛けることで実質 WTI 価格見通しとする。	2011: 95USD/bbl 2015: 110USD/bbl 2025: 133USD/bbl 2035: 162USD/bbl 2045: 200USD/bbl
為替レート	USAとフィリピンとのインフレ差は 1.5%から 1.0%/年であるので、2011年から2025年までは、Peso 安となるが、それ以降は安定的とする。 2011-2015 年間は 2011 年6月1日を基準とする。 1円=0.53Php, 1USD=81円, 1USD=43Php	2011: 43PHP/USD 2015: 43PHP/USD 2025: 50PHP/USD 2035: 50PHP/USD 2045: 50PHP/USD

## 2) 割引率

割引率とは、将来受け取る金銭を現在価値に割り引くときの割合で、割引率はプロジェクト・リスクが高いほど高くなる。割引率の決定には、各種の金利や利子率が参考にされるが、ここでは、今後の割引率を 10.0%とする。

Table 13-2 Loan and Deposit Interest Rates of the Philippines

	2005	2006	2007	2008	2009	2006-2009 Average			Discount rate		
						Interest	Risk	Inflation	Average	2005年	2009年
中央銀行貸し出し金利	5.70	5.04	4.28	6.00	3.50	4.7	4.7	3.1	6.3	5.4	7.0
銀行間貸出短期金利	7.31	7.84	7.02	5.48	4.53	6.2	6.2	3.1	9.3	8.6	9.1
市場の短期証券金利	6.13	5.29	3.38	4.35	3.86	4.2	4.2	3.1	5.3	6.2	7.7
市場の定期預金金利	5.58	5.29	3.70	4.49	2.74	4.1	4.1	3.1	5.0	5.1	5.5
中小企業貸出金利	10.19	9.78	8.69	8.75	9.38	9.2	9.2	3.1	15.2	14.3	18.8
長期国債金利	8.66	7.43	6.56	7.45	8.10	7.4	7.4	3.1	11.7	11.3	13.1
インフレ率	6.04	5.10	2.58	4.73	0.00			3.1			
過去の割引率									10.6	10.2	12.5

注) 右から2列目 Discount rate in 2005 は、過去5年間のインフレ最高年で、2009年はインフレ最低年である。

Table13-3 Decision Process for Discount Rate

決定方針	設定値
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 民間銀行の預金利子率+リスクから今後のインフレ率を控除</li> <li>● 国際開発銀行の借入金利+リスクから今後のインフレ率を控除</li> <li>● 民間銀行貸出利率+リスクから今後のインフレ率を控除</li> <li>● 当該国の長期国債利回り+リスクから今後のインフレ率を控除</li> <li>● イギリス海外開発庁では、10%程度を提唱している。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 民間銀行利子率では 5.0%(=4.1+4.1-3.1)</li> <li>● 国際開発銀行金利では 10.9%(=7.0+7.0-3.1)</li> <li>● 民間銀行貸出利率 15.3%(=9.2+9.2-3.1)</li> <li>● 長期国債利回りでは 10.5%(=6.8+6.8-3.1)</li> <li>● イギリス海外開発庁では 10.0%を推奨。</li> </ul>

注) リスクをカバーするために各指標は、2倍の利子率や利回りを名目割引率とし、実効割引率化するためにインフレ率を控除する。

### 3) Likud 水力発電所計画と代替案

Likud 水力発電の建設費、発電能力および稼働率は経済性に大きく影響する。発電所の要素は以下の通りである。

Table 13-4 Components of Likud Mini-hydropower Project

項目	決定方針	設定値
建設費	直接費+間接費+その他費用	120.316 百万 Php
O/M 費	建設費の 1% * Escalation	1.203 百万 Php
人件費	運転要員 6人*8,000Php/月*12月*Escalation エンジニア1人*12,000Php/月*12月*Escalation	操業開始年で 0.720 百万 Php
発電能力		810kW
発電量		6,091.73MWh//年
送配電ロス	過去の例から 5%から 10%	8%(発電で5%、送配電で3%)
販売量	発電量 * (1-送配電ロス)	5,604MWh/年

注) O/M 費: クリーンエネルギー普及検討会の「小水力発電事業化への Q&A」(平成 17 年 3 月)によれば、事例として建設工事費 132 百万円に対して、O/M 費用(分解点検、オーバーホール、単独運転検出装置、他)は、1.18 百万円/年で建設工事費との比率は 0.9%である。

また、代替案としてのディーゼル発電の建設費、発電能力、稼働率、燃料費、O/M費、人件費等は、以下の通りである。

Table 13-5 Components of Diesel Power Generator as Alternative

項目	決定方針	設定値
建設費	1MW,1800rpm、Supplier 情報(12 百万 Php)	9.72 百万 Php
燃料費	45Php/liter*0.20liter/kWh * 810kW*0.9*8760 時間	575.47 百万 Php/年
O/M 費	建設費の 0.1% * Escalation	9,720Php
人件費	運転要員 4 人 * 8,000Php/月*12 月 * Escalation エンジニア 12,000php/月*12 月 * Escalation	操業開始年で 0.528 百万 Php
発電能力		810kW
稼働率	年平均稼働率	90%
発電量	発電能力 * 稼働率 * 8760 時間	6,386MWh/年
送配電ロス	過去の例から 5%から 10%	8%
販売量	発電量 * (1 - 発電ロス)	5,875MWh/年

注) O/M 費：修繕費、潤滑油、光熱費、消耗品費等

注) ディーゼル価格：2011 年=Php45/liter 現地調査による

注) 0.20liter/kWh = 860kcal/kWh\*(1/0.4)/(9200kcal/kg/0.85kg/liter)

#### 4) 資金計画

資金計画は EDP の条件が、現状では 8~10%の金利ということであるので、以下の 3つのケースを設定して財務分析をおこなう。

Table13-6 Case Setting and Names by Interest Rate

金利	ケース設定
Low interest case : EDP から金利 8.0%で調達 金利 8%、Commitment fee 0.25%、Front end fee 1%	EDP8
Middle interest case : EDP から金利 9.0%で調達 金利 10%、Commitment fee 0.25%、Front end fee 1%	EDP9
High interest case : EDP から金利 10.0%で調達 金利 10%、Commitment fee 0.25%、Front end fee 1%	EDP10

各ケースの資金調達条件は、Table13-7 及び Table13-8 の通りである。

Table13-7 Conditions of Long Term Loan and Depreciation

項目	決定方針
必要資金	建設資金全額
資本金	(建設費+建中金利+諸経費) * 自己資本比率
長期借入金	(建設費+建中金利+諸経費) * (1-自己資本比率)
建中金利	(初年借入*金利/2)+(初年借入*金利+次年借入*金利/2)
借入諸経費	Front End fee: 借入金の1%    Commitment fee: 借入金の0.25%
金利	8~10%
返済条件	5年据え置き 15年返済

Table13-8 Financing Conditions by Case

項目	EDP8	EDP9	EDP10
必要資金	120.3 百万 Peso	120.3 百万 Peso	120.3 百万 Peso
自己資本比率	10%	10%	10%
資本金	12.9 百万 Peso	13.0 百万 Peso	13.1 百万 Peso
長期借入金	116.5 百万 Peso	117.4 百万 Peso	118.3 百万 Peso
建中金利	7.8 百万 Peso	8.8 百万 Peso	9.7 百万 Peso
借入諸経費	1.08 百万 Peso	1.08 百万 Peso	1.08 百万 Peso
	0.27 百万 Peso	0.27 百万 Peso	0.27 百万 Peso
金利	8%	9%	10%
返済条件	返済期間: 15 年 返済猶予: 5 年		

5) 償却条件

償却期間は、操業後 25 年 (当地の再生可能エネルギーサービス契約の期間に一致)、残存率は 5%、償却方法は「定額法」とする。

6) 運転資本と短期借入金

発電から電力料金の回収まで、1 か月ほどの時間差があると仮定する。また、事業運営上資金の不足などが生じたとき短期借入で賄う。そのために市中銀行より運転資本として短期資金の借入をおこなう。

Table13-9 Short Term Loan (STL) for Working Capital

項目	決定方針	設定値
必要運転資金	発電コスト増分の 1/12	
短期借入金	運転資金および赤字の時の現金不足分	
短期借入利率	民間銀行の長期借入利率(7%を想定)*80%	短期借入金利 5.6%
短期借入金返済	内部留保からの返済	
預金金利	短期借入金からのスプレッド 2.5%	預金金利 3.1%

7) 税・配当等

プロジェクトに関する税制度や税率および棚田保全費用の計算方法は以下の通りである。

Table 13-10 Calculation Methods for Tax and Dividend

項目	決定方針
付加価値税 (Value added tax)	(販売額—燃料費—O/M 費)の 10%
固定資産税 (Asset tax)	設備簿価の 1%
電気税 (Electricity tax)	所得 (= 税前利益) * 10%、7 年間免除
事業税 (Business tax)	販売額の 0.5%
法人税 (Corporate tax)	税前利益の 10%、7 年間免除
配当性向	税後利益赤字の時は配当性向 0% 長短借入金のあるときは配当性向 50% 単年度黒字で借入金の無いときは配当性向 100%

注) 所得 = 税前利益— (受取配当金+還付金) + (国庫補助金等)

注) 配当金は、棚田保全費 (Rice terrace Protection) に充てられる。

8) 電気料金

水力発電所からの配電会社への電気料金感度分析は、FIRR が 15%を得る電力料金から出発して、0.5Peso/k Wh 刻みで上昇させる。

例：4.2 Peso/k Wh で FIRR15%のとき、4.5Peso/kWh、 5.0 Peso/kWh、 5.5 Peso/kWh の電気料金のシミュレーションをおこなう。

(2) 損益計算と貸借表

原価計算および損益計算書は、以下の要素ごとに表記する。

- 1) 発電量から送配電ロスを除き販売量を求める。これに電気料金を掛けて、売上高とする。

- 2) 直接発電に関係する費用(発電や配電に関する費用、発電所運営、固定資産税など)を「発電費用」とする。なお、発電費用は一般的には、変動費と固定費に分類されるが、本分析では、これらは発電費用としてまとめる。
- 3) 営業外収支はおもに支払金利であるが、受取利息はマイナスの費用として計上する。
- 4) 利益のうち税前利益は、「販売額-総原価」となるが、法人税等には地方税を含めた税率とする。税後利益は「税前利益-法人税等」とする。
- 5) kWhに対する売上高や原価を「原単価」というが、特に総原価や発電コストから計算される原単価は、電気料金との比較で重要である。

Table 13-11 Income Statements of Likud Mini-hydropower Project

損益分類	要素	内容
売上	料金単価	FIRRI5%確保できる値とする
	販売量	発電量 * (1 - 送配電ロス)
	販売金額	販売量 * 料金単価
発電費用	燃料コスト	水力発電では発生しないがディーゼル発電では発生する。
	O/Mコスト	建設費 * 1%に Escalation を掛ける。
	人件費	(6人 * 8000Peso/月 + 12,000Peso/月) * 12月 * Escalation
	減価償却費	操業後 25 年間で償却。
	固定資産税	設備簿価の 1%
	計	
税・金利等	長期支払金利	借入先の条件により金利計算をおこなう。
	短期支払金利	短期借入金残高 * 短期利率
	受取利息	累計余剰金 * 預入金利
	付加価値税	小水力には非課税
	電気税	所得 * 10%
	事業税	販売額の 0.5%
計		
総原価		販売額 - 発電費用計 - 税・金利等
利益	税引前利益	販売金額 - 総原価
	法人税等	税前利益 * 10% (操業後 7 年間は免除)
	税引後利益	税前利益 - 法人税等
利益処分	配当金	税引後利益 * 配当性向 (棚田保全費に充てられる)
	余剰金	税後利益 - 配当金

Table 13-12 Balance Sheet for Calculating Interests

項目	計算式
累積余剰金	余剰金は現預金として保持され、受取利息の原資となる。
設備簿価	償却後の設備資産が計上される。固定資産税の対象となる。
運転資金	運転資本は市中銀行からの借入で、短期借入金の支払利息の対象となる
短期借入金残高	運転資本の原資であるが、余剰金があれば都度返済する
長期借入金残高	長期借入金の支払利息の対象となる

## (3) 営業開始後の資金繰り表(キャッシュフロー:C/F)

営業開始後の資金繰り表の源泉および使途の各要素は以下の通りである。

Table13-13 Components of Cash Sources and Use Funds in Cash Flow

源泉	使途	現金増減
税前利益	法人税	短期借入(不足時)
減価償却費	配当金	預金(余剰時)
運転資本減少	長期借入金返済	
	運転資本増加	

## (4) 財務分析の評価指標

## 1) 評価基準

財務分析の評価指標として内部利益率、投資回収期間、費用便益法、純現在価値法、LLCR(loan life coverage ratio)を財務評価の判定指標とする。これらの評価基準は以下の通りである。

Table 13-14 Evaluation of Financial Analysis

評価指標	基準
単位コスト	料金>単位コスト
内部利益率	調達金利の2倍以上であること(15%以上)
投資回収期間	借入金返済期間内であることが理想
費用便益法	B/Cが1.0より大きいこと
純現在価値法	値が正であること
LLCR	LLCR>1.5であること

## 2) 評価指標の計算方法

事業性評価が資金調達に依存した形で分析されていると本来の収益性を示さず、資金調達の良し悪しが事業性を左右することにもなる。本来、事業性は、資金調達とは独立したものであり、資金調達とは独立して評価されるべきである。そのような目的のため現在価値法を基盤とした、内部利益率法(FIRR)、費用便益法、純現在価値法が考案され今日広く利用されている。

Table13-15 Benefits, Costs and Net Benefit

項目	要素
便益 (Bt)	各年の電力販売額
費用 (Ct)	設備投資額+運転資金+燃料費+O/M費+人件費+固定資産税+電気税+事業税+法人税等
純便益	便益 - 費用

これらの計算式は、以下の通りである。

- 内部利益率法 (Internal Rate of Return)

$$\sum_{t=1}^n \frac{Bt}{(1+i)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{Ct}{(1+i)^t}$$

- 費用便益法 (Cost/Bene 電気料金 Ratio)

$$\frac{\sum_{t=1}^n \frac{Bt}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Ct}{(1+i)^t}}$$

$$\sum_{t=1}^n \frac{Ct}{(1+i)^t}$$

- 純現在価値法 (Net Present Value)

$$\sum_{t=1}^n \frac{Bt}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{Ct}{(1+i)^t}$$

- 投資回収年

投資回収年：各年の累計回収が投資額に等しくなる年

- LLCR(ローンライフカバレッジレシオ)

キャッシュフローの評価方法として LLCR を使う。計算式は以下のとおりである。

LLCR=元利金返済前 C/F の現在価値合計額÷借入元本

13.2 経済分析

国家的あるいは地域経済への影響を分析するために経済分析をおこなう。手法としては「代替法」でおこない代替手段としてディーゼル発電を想定する。また、経済分析の評価指標として、経済内部利益率 (EIRR)、最小費用法を使う。Likud 水力発電の追加的な便益として CO2 削減効果を取り入れる。

(1) 経済分析の評価指標

1) 経済内部利益率法(EIRR)

本事業の便益を代替案であるディーゼル発電との比較において経済内部利益率 (Economic Internal rate of Return: EIRR) を計算する。具体的には、同規模 (810 kW) のディーゼル発電の導入運営費用との比較において本プロジェクトの便益を計算し、EIRR を計算する。なお、便益の中には棚田保全の純便益を取り入れるが、棚田からの定性的・定量的便益から保全費用を引いた金額を棚田の純便益とする。

Table13-16 Comparison between Likud Mini-hydropower and Diesel (810kW)

	Likud 水力	ディーゼル	EIRR の取り扱い
設備費	大	小	費用
燃料代	なし	あり	便益
O/M 費	大	小	費用
人件費	大	小	費用
CO2 削減	あり	なし	便益
棚田保全純便益	大	大	0

注) 棚田保全純便益は Likud 水力発電とディーゼル発電は同じとする。

2) 最小費用法

Likud 水力発電と代替案 (ディーゼル発電) の便益が同じとしたときの費用の比較 (最小費用法) をおこない、費用の少ない方をより効果のあるプロジェクトと判定する。ただし、Likud 水力発電の費用から CO2 削減効果分は控除する。

(2) 判定基準と計算方法

経済分析の判定指標と判定方法とは、以下の表の通りである。

Table13-17 Indicators and Procedures of Economic Analysis

判定指標	判定方法
EIRR(代替法)	ディーゼル発電との比較にて、15%以上を有効とする。
最小費用法	Likud 水力発電費用とディーゼル発電費用の比較で、プロジェクト期間内で費用が小さいことを確認する。

注) 棚田保全純便益：Without:現在の棚田の収益が減少した時の金額

With：現在の棚田が維持された時の金額

純便益：With Case - Without Case - 棚田保全費用

注) CO2 抑制純便益：CO2削減効果として、0.555tCO<sub>2</sub>/MWhを発電量に適用して算出する。

(ディーゼル発電機を代替案としたときのCO<sub>2</sub>排出量)

13.3 財務分析結果

(1) 内部利益率(FIRR)15%の電気料金とコスト

各ケースにつき FIRR が 15%になる電力料金を求める。電気料金は操業後 3 年目から 3 年ごとに Escalation factor 4.2 %で上昇するとしている。この時の電気料金、発電コストは以下の表の通りである。

Table13-18 Initial Tariffs, Average Tariffs and Average Cost in Each Case

	ケース名	初年度料金 Peso/kWh	平均料金 Peso/kWh	平均コスト Peso/kWh
EDP から金利 8.0%で調達	EDP8	4.17	4.69	2.40
EDP から金利 9.0%で調達	EDP9	4.20	4.72	2.54
EDP から金利 10.0%で調達	EDP10	4.22	4.74	2.69

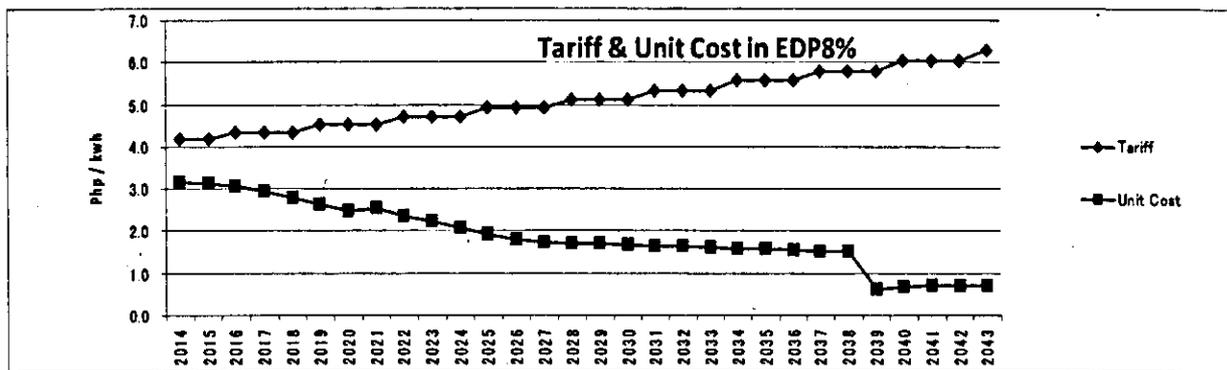


Fig.13-1 Trends of Tariff and Generation Cost in EDP8 Case

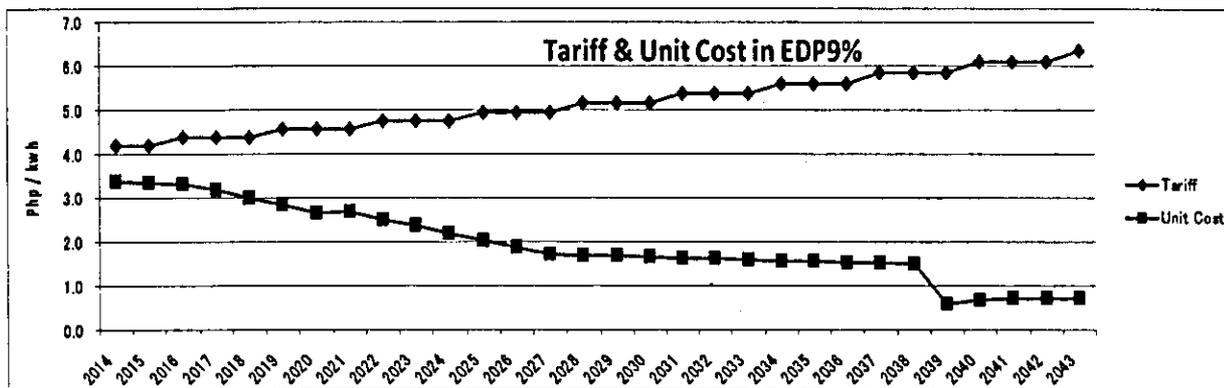


Fig.13-2 Trends of Tariff and Generation Cost in EDP9 Case

また、すべての評価基準 (FIRR、投資回収期間、費用便益比、純現在価値、LLCR) において基準を上回り、財務分析としての評価には問題はない。

Table13-19 Evaluation Values of the Indicators at the Time of FIRR 15%

	評価指標	単位	期間平均	評価基準
EDP8	投資回収期間	年	7.0	借入金返済期間内であること
	費用便益法	倍	1.1	B/Cが1.0より大きいこと
	純現在価値法	百万 Php	22.4	>0であること
	LLCR	倍	1.6	LLCR>1.5であること
EDP9	投資回収期間	年	7.0	} 同上
	費用便益法	倍	1.1	
	純現在価値法	百万 Php	22.9	
	LLCR	倍	1.6	
EDP10	投資回収期間	年	7.0	} 同上
	費用便益法	倍	1.1	
	純現在価値法	百万 Php	23.1	
	LLCR	倍	1.6	

棚田保護事業費の拠出は配当金が当てられるが、配当金は税引き後利益と配当性向によって決まる。当初 10 年程度は、配当性向 50%で棚田保護費用の捻出が可能であるが、その後は (2026 年または 2027 年) 配当性向 100%で棚田保護事業費を拠出することができる。これらはプロジェクトの資金繰りの関係から決まるが、原資は配当後余剰金・償却費で、用途としては運転資金・長期借入金返済・短期借入金返済などがある。これらのバランスを考慮して配当性向は決められる。各ケースの棚田保護事業費は下表のとおりである。

Table13-20 Rice Terrace Conservation Fund in Each Case

単位:百万 Peso

ケース	項目	2015-2019	2020-2024	2025-2029	2030-2-34	2035-2039
EDP8	5年間配当計	20.0	29.6	73.9	93.7	109.7
	引当後配賦額	18.0	26.6	66.5	84.3	98.7
	年保護事業費	3.6	5.3	13.3	16.9	19.7
EDP9	5年間配当計	17.4	28.2	66.3	94.7	110.8
	引当後配賦額	15.6	25.4	59.7	85.2	99.7
	年保護事業費	3.1	5.1	11.9	17.0	19.9
EDP10	5年間配当計	14.5	26.5	58.0	95.4	111.5
	引当後配賦額	13.1	23.9	52.2	85.8	100.4
	年保護事業費	2.6	4.8	10.4	17.2	20.1

注) 引当後配賦額 = 5年間配当計\*90%として、年ごとの資金繰りを考慮している。

年事業費 = 引当後配賦額+5年

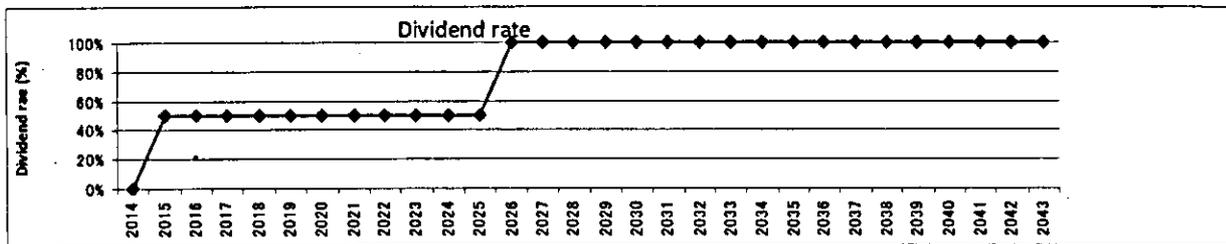
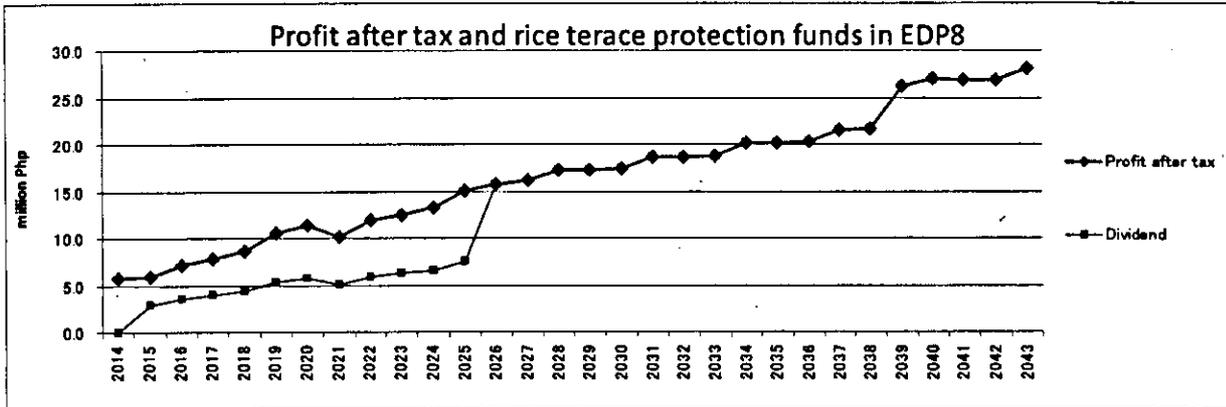


Fig.13-3 Trends of Rice Terrace Conservation Fund and Dividend of EDP8 Case

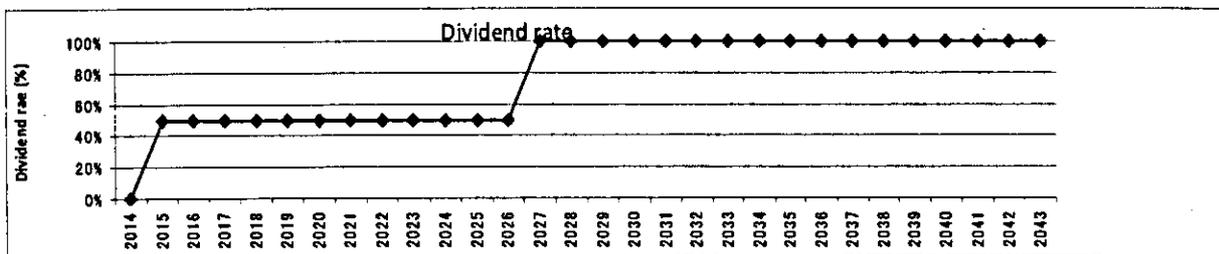
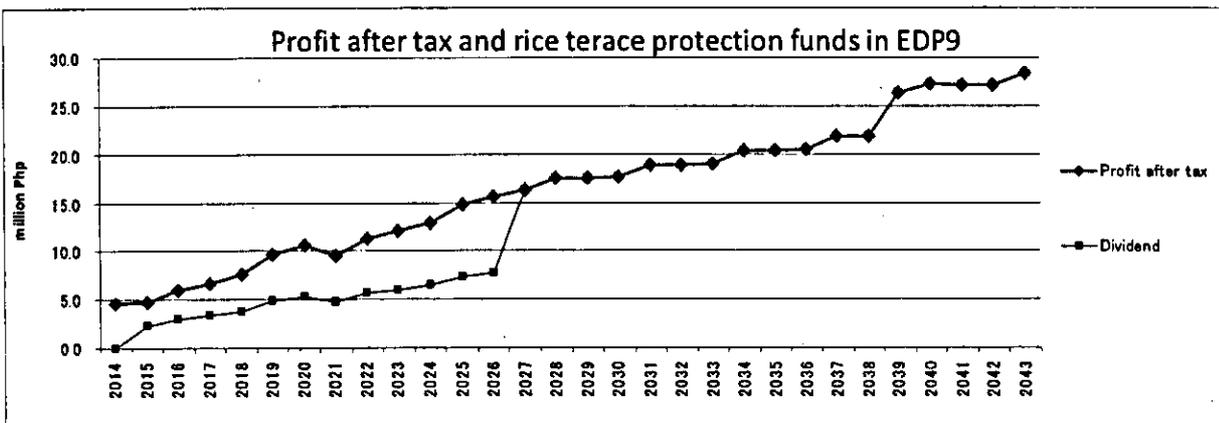


Fig.13-4 Trends of Rice Terrace Conservation Fund and Dividend of EDP9 Case

## (2) 電気料金の感度分析

電気料金を変化させた時の財務分析指標は以下の表の通りである。ケース EDP8 で見ると電気料金を 4.2php/kWh のときは、FIRR は 15.0%、4.5Peso/kWh のときは 16.2%、5.0Peso/kWh のときは 18.1%、5.5Peso/kWh のときは 19.9%である。このことから電気料金は 4.0~5.0Peso/kWh の範囲で決められるものと思われる。ただし、電気料金は操業開始後から 3 年が経過したのちは、3 年ごとに毎年 4.2%で上昇するとしている。これは、エネルギー価格の上昇により電気料金の上昇が起こることを前提としているためである。また、参考として現在までの ERC へ提案されている FIT 価格 (6.15Peso/kWh) での財務分析指標も同様に示す。

Table13-21 Sensitive Analysis of Electric Tariff

項目	単位	電気料金の設定値シナリオ					FIT
		4.2	4.5	5.0	5.5	6.15	
EDP8	初期電気料金	Php/kWh	4.2	4.5	5.0	5.5	6.15
	平均電気料金	Php/kWh	4.7	5.1	5.6	6.2	6.9
	平均発電コスト	Php/kWh	2.4	2.4	2.4	2.4	2.3
	内部利益率	%	15.0%	16.2%	18.1%	19.9%	22.2%
EDP9	初期電気料金	Php/kWh	4.2	4.5	5.0	5.5	6.15
	平均電気料金	Php/kWh	4.7	5.1	5.6	6.2	6.9
	平均発電コスト	Php/kWh	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
	内部利益率	%	15.0%	16.1%	17.9%	19.8%	22.1%
EDP10	初期電気料金	Php/kWh	4.2	4.5	5.0	5.5	6.15
	平均電気料金	Php/kWh	4.7	5.1	5.6	6.2	6.9
	平均発電コスト	Php/kWh	2.7	2.7	2.7	2.6	2.6
	内部利益率	%	15.0%	16.0%	17.8%	19.6%	21.9%

## (3) ROE の感度分析

各ケースの金利の違いは ROE に対してレバレッジ効果の違いをもたらす。これら金利と ROE の感度分析は以下のとおりである。

Table 13-22 Sensitive Analysis of ROE (When FIRR is 15%)

ケース	金利	平均電気料金	ROE
EDP8	8%	4.69Peso/kWh	52.2%
EDP9	9%	4.72Peso/kWh	45.0%
EDP10	10%	4.74Peso/kWh	37.3%

(4) ディーゼル発電機の財務分析

Likud 小水力発電の経済分析はディーゼル発電との比較において、経済的な内部利益率 (EIRR)、コスト最小などで経済分析をおこなう。それに先立ち、ここではディーゼル発電機の財務分析を行う。先に示したディーゼル発電における内部利益率 15%を確保するための初期電気料金は 10.3 Php/kWh で、その他の評価基準 (平均電気料金、平均発電コスト、内部利益率、費用便益比、純現在価値、LLCR) は以下の通りである。

Table13-23 Evaluation for Diesel Generator at the Time of FIRR=15%

評価項目	FIRR=15%の時の評価基準値	備考
平均電気料金	11.6Php/kWh	
平均発電コスト	11.4Php/kWh	
内部利益率	15.0%	15%以上が期待される
費用便益比	0.8	1.0 以上が期待される
純現在価値	-88 百万 Php	値が正であることが期待される
LLCR	2.2	1.5 以上であることが期待される。

平均電気料金と平均発電コストの差がほとんどなくディーゼル発電におけるコストは、ほとんどが燃料費であることがわかる。また、平均発電コストも 11.4Php/kWh と Likud 小水力発電の EDP8% ケースと比較すると 5 倍になっている。このコストから FIRR15%を確保するためには平均電気料金も 11.6Php/kWh と平均発電コストより 0.2Php/kWh ほど高くなっている。費用便益比、純現在価値も基準を満たしておらず、ディーゼル発電機の導入は財務的には難しい面がある。また、ディーゼル発電機で内部利益率 15%を確保するためには電気料金は 2014 年の 10.3Php/kWh から 2043 年には 15.5Php/kWh と上昇する必要がある。

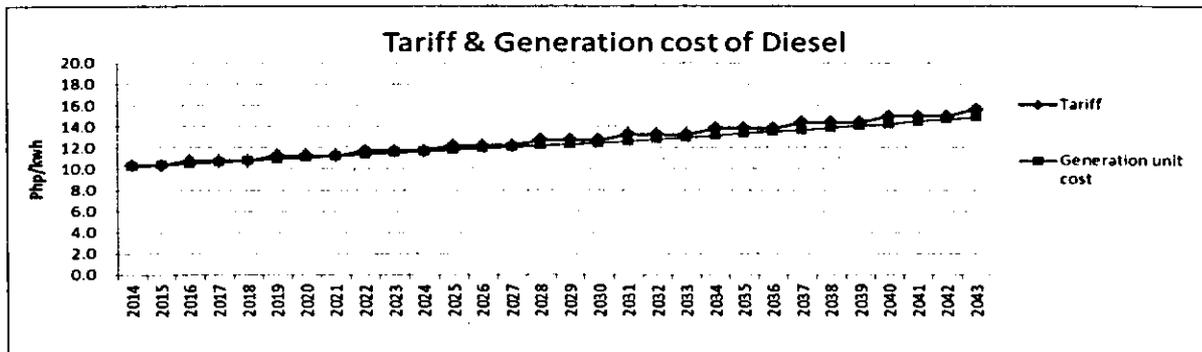


Figure 13-5 Tariff and Generation Cost of Diesel Generator

13.4 経済分析結果

(1) 経済的内部利益率

Likud 小水力発電を代替手段であるディーゼル発電との対比で経済分析をおこなう。便益と費用の分類は先の章で示した通りであるが、EDP8 ケースにおける 2012 年から 2043 年までの Likud 小水力とディーゼル発電の差は以下の通りである。下の表でマイナスは Likud 小水力の費用となりプラスは便益となる。これらの発生時期は年によって異なるが、2012 年から 2043 年までの発生時期ごとの費用と便益から経済内部利益率を計算すると 42.9%となる。すなわち Likud 小水力発電の投資額は、ディーゼルよりも 119 百万 Php 多いが、燃料を使わないということで、全期間で 2,125 百万 Php の燃料代がセーブできる。このことが、EIRR42.9%として示されている。また、ケース EDP9 では 42.6%、ケース EDP10 では 42.4%で、各ケースの EIRR については、ほとんど差がない。

Table13-24 Costs and Benefits for Likud Mini-hydropower

項目	2012 年から 2043 年の合計	費用便益区分
投資額	-119 百万 Php	費用
燃料費	2,125 百万 Php	便益
O/M 費	-44 百万 Php	費用
労務費	-7 百万 Php	費用
CO2 削減効果	52 百万 Php	便益

(2) 最小費用

ケース EDP8 における Likud 小水力発電の 2012 年から 2043 年までの投資額および運営費の費用合計は、現在価値で 165.8 百万 Php である。一方、ディーゼル発電は 579.0 百万 Php である。その差は 413.1 百万 Php で Likud 小水力発電はディーゼル発電よりは費用が小さい。つまり、両者の比較では Likud 小水力発電の方が、費用が小さい。

Table 13-25 The Cost Items and Values of Hydropower and Diesel Generator

	コスト項目	EDP8	EDP9	EDP10
Hydro	PV capex	123.6 百万 Peso	124.5 百万 Peso	125.4 百万 Peso
	PV opex	42.2 百万 Peso	42.2 百万 Peso	42.0 百万 Peso
	PV total	165.8 百万 Peso	166.7 百万 Peso	167.4 百万 Peso
Diesel	PV capex	14.3 百万 Peso	同左	同左
	PV opex	564.7 百万 Peso	同左	同左
	PV total	579.0 百万 Peso	同左	同左

注) 費用は割引率 10%で 2012 年の現在価値換算

## 第14章 プロジェクト実施計画

### 14.1 法手続き

全ての発電事業について建設開始及び運転開始までに事業者は行政及び各関係機関から必要な許可、承認を得なければならない。小水力発電事業の場合、以下の関係機関から許可・承認を得る必要がある。

- (1) Local Government Units (LGUs)
- (2) National Commission on Indigenous People (NCIP)
- (3) Environmental Management Bureau (EMB-DENR)
- (4) National Water Resources Board (NWRB)
- (5) Department of Energy (DOE)
- (6) Energy Regulatory Commission (ERC)

Fig.14-1 は一般的な小水力発電事業における法手続き上の許可・承認に係わるフローで、それぞれ取得すべき許可・承認の概要を示す。

#### (1) LGUs: LGU Endorsement/ 地方自治体からの推薦

Provincial, Municipal, Barangay 等関係する行政機関は小水力発電事業に対する支援・承認と決議事項を文書にて提供する。事業者は各 LGU 議会もしくは Community Consultation を通して事業計画に関する説明を行う場合がある。また、事業者は調査報告書、計画位置図、事業計画を含む承認依頼文書を提出する必要があり、事業実施中には営業許可、運転許可、建設許可等さまざまな許認可を受ける必要がある。

#### (2) NCIP: NCIP Certification/ 先住民族委員会の証明

法令 8371 号”Indigenous People’s Rights Act (IPRA Law)” (先住民族権利保護法) に基づき、先住民族が居住する地域での開発は事前に先住民族共同体に対して事業内容・情報を開示し合意 (“FPIC Certification” (自由且つ事前の情報に基づく同意書)) を得ていなければならない。NCIP は”FPIC Certification”に基づき先住民族共同体の総意が得られた場合に事業者は”Certification of Precondition”を発行する。

#### (3) EMB-DENR: Environment Compliance Certificate/ 環境適合証明

EMB は事業に対し”Environment Compliance Certificate”を発行する。開発規模が 1.0MW 以下の計画に関する DOE と DENR との合意記録によれば、発行には”Certificate of Non-Coverage (CNC)”が適用され、申請に際しては”Project Description Report”の提出が必要とされる。また、環境影響評価手続きマニュアル(DAO 03-30)によれば、流れ込み式水力発電の場合、開発規模に関わらず CNC が適用され、”Project Description Report”の提出が必要とされる。

(4) NWRB: Water Rights Permit/ 水利権

NWRB は河川水の特殊目的使用となる水力発電事業に対し、当該河川から特定の水量を取水・転用する行為を許可する”Water Rights Permit” (水利権) を発行する。上記の”Certificate of Non-Coverage”はこの水利権を得るために必要とされる。また、水利権取得後、事業者は毎年水利権使用料を支払う必要がある。

(5) DOE: Renewable Energy Service/ Operating contract

DOE は法令 9513 号”Renewable Energy Act”に基づき、フィリピン国内の再生可能エネルギー開発に関する全ての事項について管理・監督する機関である。DOE は調査 (Pre-development Contract) と事業 (Service/ Operating Contract) に関する認可を事業者に発行する。同様に DOE は同法令 9513 号に基づいて、再生可能エネルギー開発を促進するため、開発者への優遇処置として特別免税等のインセンティブを与えている。

(6) ERC: Certificate of Compliance/売電単価承認

法令 9136 号”Electric Power Industry Reform Act” (電力産業改革法) に従い ERC は電力卸売買について適正な売電単価設定がされているかどうかを審査し、最終的売電単価を決定する。発電事業者は運転開始前に COC を取得しなければならない。

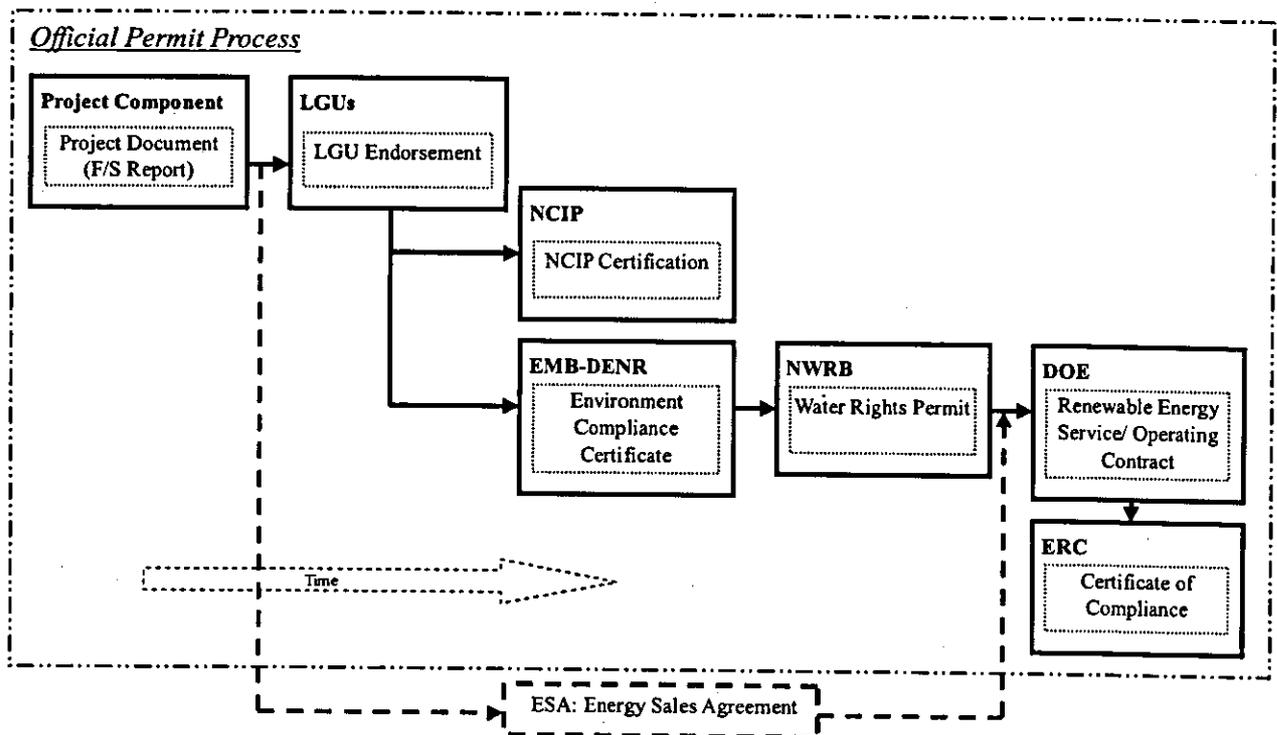


Fig. 14-1 Mini-hydro Permit Process Flow

14.2 建設工程

Likud Mini-hydropower Project における建設工程を下表に示す。全体の建設工程は2012年2月から準備工事を開始し2013年12月に発電所運転開始となる23ヶ月と想定され、表中の赤線にて示した工程が建設時のクリティカルパスとなる。このクリティカルパスは、導水路下流部を水圧鉄管の搬入・据付を行うためのアクセスとして使用し、水圧鉄管路の施工が完了した後に導水路施工を行う必要があるため、これら施工が工事完了の鍵となる。また、Intake Weirの施工は、河川水量が減少する乾期に実施する必要があるため、同様にこの期間に工事を完了する必要がある。

Table 14-1 Construction Schedule

Item	2012												2013											
	Feb 1	Mar 2	Apr 3	May 4	Jun 5	Jul 6	Aug 7	Sep 8	Oct 9	Nov 10	Dec 11	Jan 12	Feb 13	Mar 14	Apr 15	May 16	Jun 17	Jul 18	Aug 19	Sep 20	Oct 21	Nov 22	Dec 23	
Preparation Works	█	█																						
Clearing and Grubbing	█	█																						
Center Line Survey			█																					
Intake Weir																								
Division																								
Weir																								
Setting Basin																								
Excavation																								
Concrete																								
Headrace																								
Guard Fence																								
Excavation/ Type A, B																								
Excavation/ Type C																								
Type A/ Masonry																								
Type B/ Concrete																								
Type C/ Concrete																								
Headtank																								
Excavation																								
Concrete																								
Penstock, Spillway																								
Excavation																								
Pipe Installation																								
Sand Filling																								
Concrete																								
Bedfill																								
Flow Test																								
Powerhouse																								
Excavation																								
Concrete																								
Transmission Line																								
Electrical Mechanical works																								
Commissioning Test																								

## 第 15 章 リスク分析

本プロジェクトに関するリスクについては、フィジビリティ調査において、その蓋然性及び回避/低減の方法について精査した。想定されるリスクと蓋然性、回避方法等の詳細を Table 15-1 に示す。

殆どのリスクは回避あるいは低減が可能であると想定されるが、工事契約、施工については、水力専門知識・経験が必要であり、外部適格者へ委託することを提言する。

Table 15-1 (a) Risk analysis for Likud Hydropower Development

プロジェクトの実施段階	項目	FSにおける確認事項	不確定事項 (リスク)	蓋然性	対応策	Reference
工事契約前	ステークホルダーの合意 <ul style="list-style-type: none"> <li>中央政府 (DOE)</li> <li>地方自治体</li> <li>地元住民</li> <li>地元 NGO 等</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>州政府は Pre-Development Contract の申請手続きを始めている。</li> <li>Development Contract については FS 終了後、州議会承認が必要である</li> <li>住民説明会においては出席者全員が賛意を表明した。</li> </ul>	開発に関する州議会承認が得られない	FS 実施期間中に州議会への説明を行ってきており、この中でプロジェクト推進に関する異議は出されていない	万一、州議会承認がなされない、プロジェクトが中止される。	各種議事録
	土地収用及び補償	<ul style="list-style-type: none"> <li>土地収用に関しては、FS 調査中に地権者への説明を行い基本合意を得た。</li> <li>購入価格、支払い方法を含め、地権者と州の今後の協議に委ねる。</li> </ul>	地権者からの異議	州は Ambangal 開発を経験しており地権者との協議について、特に問題はない。	<ul style="list-style-type: none"> <li>州財務事務所を介して支払調整を行う。</li> <li>工事進捗に合わせて説明会を実施</li> </ul>	住民説明会議事録
	法手続き <ul style="list-style-type: none"> <li>環境適合証明</li> <li>FPIC</li> <li>Water Right Permit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>全て FS 実施後の手続きとなる</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>各証明書が発行されない。</li> <li>証明書発行までに長期間を必要とする。</li> </ul>	証明書発行に関しては、FS 内容が要求事項を満たしているため、特に問題がない。	発行されない場合プロジェクトは中止。	<ul style="list-style-type: none"> <li>IEE レポート</li> </ul>
	UNESCO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Project Site は世界遺産登録範囲外である。</li> <li>水田・灌漑への影響はない。</li> <li>2011 年に実施された ICOMOS による調査レポートでは、Ambangal 小水力発電所が取り上げられ、棚田保全に有効である旨の報告がなされている。</li> </ul>	特になし、	世界遺産登録範囲外であり特に問題はないものと想定される。	FS 報告書及び IEE レポートをもとに UNESCO マニラ事務所への説明を行うべくことが望ましい。	IEE レポート

Table 15-1 (b) Risk analysis for Likud Hydropower Development

プロジェクトの実施段階	項目	FSにおける確認事項	不確定事項(リスク)	蓋然性	対応策	Reference
工事契約前	Energy Sales Agreement	<ul style="list-style-type: none"> <li>水カプロジェクトからの電力購入にIFELCOは期待しており、FS調査にも協力的であった。</li> </ul>	フィリピン国 Energy Regulatory Commission (ERC) による正式裁定が必要である。	本調査で提言している売電価格の範囲内であれば特にIFELCOから異議があるとは考えられない。	合意価格が、本プロジェクトの目的を達成できない程、低価格であった場合には、プロジェクト実施の意義がない。	
	工事契約 Engineering Procurement and Construction	<ul style="list-style-type: none"> <li>現地工事価格についてはAmbangal実績にもとづき決定した。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>契約価格の合意不能</li> <li>完工遅延・性能未達時のコントラクター保証について合意できるか?</li> <li>施工業者の能力</li> </ul>	Hugao州政府及び地元施工業者はAmbangal発電所建設の経験があるため現地工事に関する能力は、ある程度を有すると考えられる。但し、機器調達に関しては国際入札となり、州政府が円滑に調達契約を実施出来るか否かについては不安が残る。	<ul style="list-style-type: none"> <li>相応の予備費を用意する。</li> <li>調達に関してJICA等、外部支援が必要</li> </ul>	

Table 15-1 (c) Risk analysis for Likud Hydropower Development

プロジェクトの実施段階	項目	FSにおける確認事項	不確定事項 (リスク)	蓋然性	対応策	Reference
建設中	建設業者及びメーカー	<ul style="list-style-type: none"> <li>現地工事価格については Ambangal 実績にもとづき決定した。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>完工遅延</li> </ul>	<p>殆どの工事が人力施工となることから、労働者の確保が重要となる。要員確保に関する問題発生の可能性は低いが、農繁期等には不足も懸念される。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>工事契約にベナルティ事項として明記</li> <li>農繁期の対応を州政府、請負業者と事前に協議しておく。</li> </ul>	
		<ul style="list-style-type: none"> <li>同上</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>性能未達</li> </ul>	<p>地元建設業者は A 水力発電所建設の経験もあり特に問題はない。</p> <p>施工監理は州技術事務所 (PEO) が実施すると考えられるが、外部水力専門技術者による支援が必要</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部施工管理者の委託 (アドバイザー) を検討する必要がある</li> <li>JICA 等の公的支援についても検討する必要がある</li> </ul>	<p>アドバイザー費用を州政府が負担する場合、公的入札となり、現地法人格を持たない企業は参入出来ない。</p>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>同上</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>建設費増</li> </ul>	<p>支機材高騰による建設費増が懸念される。</p> <p>大雨、台風等による被害は想定しておく必要がある。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>相応の予備費を用意する。</li> <li>被害最小化のための荒天時の対策費を契約に盛り込む。</li> </ul>	

Table 15-1 (d) Risk analysis for Likud Hydropower Development

プロジェクトの実施段階	項目	FS における確認事項	不確定事項 (リスク)	蓋然性	対応策	Reference
建設中	工事に対するクレーム	<ul style="list-style-type: none"> <li>地元住民が本プロジェクトに賛成している。</li> <li>工事中の水田被害等についても、その対策が州政府と住民との間で合意形成が必要。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部NGOによる住民の扇動。その他不可抗力による中断</li> </ul>	<p>本プロジェクトに限らず上記のリスクは完全には否定できない。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>迅速なクレーム対応(州主導)</li> <li>工事期間中も住民説明会開催。</li> </ul>	
運転開始後	発電設備に関わる事項	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電所運転保守はコミュニティベースで行う。</li> <li>耐久性、操作性、整備性の良好な主要機器を選定した。</li> <li>重大故障時の対応は、民間業者との契約ベースで対応する。(HEDCOR、IFELCO の活用)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>施工・製作に起因する不具合</li> <li>操作ミス等起因する不具合</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>瑕疵担保責任を契約で明確化することにより対応可能。</li> <li>適正なトレーニングである程度回避可能。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>契約書に保証内容と責任分界点を明確に記載する。</li> <li>操作ミスによる不具合への対応は基本的に収益金を積み立てて州政府が対応する。</li> </ul>	
	発電収益金の棚田保全への利用	<p>RTCf に関する州条例</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>発電収益金は棚田保全のための資金として 95%を使用する。(本プロジェクトの目的「棚田保全資金の確保」に合致)</li> <li>5%は他の水力資源リサーチに利用する。(本プロジェクトの目的「持続性の高い再生可能エネルギーの開発促進」に合致)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>資金の不正使用</li> </ul>	<p>Ambanagal MHP 収益金管理体制は既に構築されており、特に問題はないものと思われる</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>JICA 青年協力隊員によるモニタリング実施予定</li> </ul>	

Table 15-1 (f) Risk analysis for Likud Hydropower Development

プロジェクトの実施段階	項目	FSにおける確認事項	不確定事項 (リスク)	蓋然性	対応策	Reference
運転開始後	河川流量関係	<ul style="list-style-type: none"> <li>近傍では既に6年間の観測データがあり、年別の変動はある程度把握されている</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>異常渾水による発電量の低下及び採算性の低下</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>通常規模の渾水は想定済みである。</li> <li>10年周期の大渾水には想定でまないが、ESAでは月毎に発電量を契約することになり、前月実績からある程度の想定は可能である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ESAによれば発電量が月契約料の-20%めではペナルティとはならない。</li> </ul>	
	運転員の能力	<ul style="list-style-type: none"> <li>建設期間中に適切なトレーニングを行う。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>能力不足</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>過去の事例から判断すれば問題は無い。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>適切なトレーニングの実施</li> </ul>	
	機械故障	<ul style="list-style-type: none"> <li>隣州における水力発電会社とのメンテナンス及び重故障時対応の契約の可能性が確認した。</li> <li>同社協力でTWGが設備視察を行った</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>重故障時の対応</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>重故障の発生は可能性がある。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>民間会社との契約</li> </ul>	
	オペレーター	<ul style="list-style-type: none"> <li>IFELCOのNEA評価はCクラス</li> <li>現在までNPC等への支払い遅延は無い</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>支払い義務遂行能力</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>現状では考えにくい</li> </ul>		

## 第 16 章 結論と提言

### 16.1 結論

本プロジェクトは、EDP の利用を前提として、水力発電収益による「世界遺産の棚田保全事業資金の創出」の拡充、EDP の利用促進を図ること目的とするものであり、本調査により下記の事項が確認された。

- (1) EDP 利用による開発を前提とした場合の開発規模は 810kW となり、年間 5,604,387kWh の有効発電量を確保することが可能である。
- (2) この有効年間発電電力量は、2010 年時点のイフガオ州全電力需要の約 53%に相当する。
- (3) 開発にする技術、環境上の有意な問題は無い。
- (4) 発電所建設費用は 120 百万 peso であり、EDP 利用の場合に Ifugao 州が自己資金分として調達すべき資金は、この約 10%の 12 百万 peso となる。
- (5) 自己資金分の資金源/調達先は主に IRA からの確保となるものと想定される。2009 年の Ifugao 州の IRA は総額約 387 百万 peso である。最新地方自治法によれば、この内の 20%を限度にローンプロジェクトへの利用が可能とされている。IRA を 2009 年と同額と想定した場合でも、利用限度額は 77 百万 peso であり、本プロジェクトの自己資金分への 12 百万 peso の拠出は可能である。
- (6) 財務分析結果によれば、本プロジェクトからの電力を運転開始当初 4.2peso/kWh<sup>1</sup> (以降、3 年毎に改訂、エスカレーション 1.4%/年=平均 4.69peso/kWh) で売電することが出来れば、平均 11.8 百万 peso/年の資金を棚田保全基金に充てることが可能となる。(EDP の貸付金利 8%/年の場合<sup>2</sup>)
- (7) 上記の金額は、稼働中の Ambangal 小水力発電所収益金と合わせ、棚田保全に必要とされる資金 (約 20 百万 peso/年) の約 75%に相当する。
- (8) 但し、EDP への返済期間中 (発電所運転開始からの 13 年間) における棚田保全基金への拠出金は平均で 7.4 百万 peso/年となる。
- (9) 本プロジェクトが CDM 事業として認められた場合、CDM クレジットとして年間約 1.5 百万~2.0 百万 peso/kWh を棚田保全基金に加えることが可能となる。

<sup>1</sup> 現在、IFELCO が電力の大半を購入している IPP 事業者からの買電価格は 4.2peso/kWh である。

<sup>2</sup> EDP の金利が 10%の場合、平均売電価格を 4.74peso/kWh とする必要がある。この場合の棚田保全基金への拠出金は平均で 11.0 百万 peso/年となる。

## 16.2 提言

調査団は本調査結果を踏まえ下記の事項を提言する。

- (1) 本プロジェクトは、国家計画及び州条例に合致するとともに、本プロジェクトの実施により棚田保全基金の拡充が可能であることから、早期に実現されることが望まれる。
- (2) 早期の実現に向けて、Ifugao 州政府は必要な法手続き (FPIC、RE-Contract 等) を開始すべきである。
- (3) 棚田保全資金は、EDP からの借入金の返済が進むにつれ漸増するため、これを考慮した棚田保全基金の長期的な利用計画の策定が必要である。
- (4) 工事契約、施工管理における専門技術者を確保する必要がある。