

平成 17 年度温暖化対策クリーン開発メカニズム事業調査
フィリピン・マウンテン州タルビン川小規模水力 CDM 事業化調査
報告書

平成 18 年 3 月

東 電 設 計 株 式 会 社

平成 17 年度 CDM/JI フィージビリティ調査
フィリピン・マウンテン州タルピン川小規模水力 CDM 事業化調査

報告書

< 目 次 >

序 章

1. 目 的	1
2. 調査の実施体制	1

第 1 章 プロジェクト実施に係わる基礎的要素

1.1 提案プロジェクトの概要と企画立案の背景	2
1.1.1 提案プロジェクトの概要	2
1.1.2 企画立案の背景	5
1.2 フィリピン国の概要	5
1.2.1 フィリピンの歴史	5
1.2.2 政治状況	7
1.2.3 経済情勢	8
1.3 フィリピン国の電力事情	10
1.3.1 電力セクターの一般情報	10
1.3.2 セクター改革	12
1.3.3 電力市場	13
1.3.4 送・配電設備	15
1.3.5 フィリピンにおける小水力発電の現状	17
1.4 フィリピン国における CDM/JI の政策・状況	19
1.5 提案プロジェクトによるフィリピン国の持続可能な開発への貢献及び技術移転	19
1.5.1 持続可能な開発への貢献	19
1.5.2 技術移転	20

第2章 プロジェクトの立案

2.1	プロジェクト内容	21
2.1.1	計画概要	21
2.1.2	立地条件	23
2.1.3	建設工事費	29
2.1.4	開発工程	30
2.2	プロジェクトバウンダリー・ベースラインの設定・追加性の証明	31
2.2.1	プロジェクトバウンダリー	31
2.2.2	小規模 CDM プロジェクトに対するベースライン方法論と設定	31
2.2.3	追加性の証明	33
2.3	GHG 削減量及びリーケージ	35
2.3.1	GHG 削減量の算定	35
2.3.2	リーケージ	38
2.4	モニタリング計画	39
2.5	環境影響	41
2.5.1	環境関連法規	41
2.5.2	環境影響分析	42
2.5.3	環境管理計画	43
2.6	利害関係者のコメント	44
2.6.1	利害関係者	44
2.6.2	現地コンサルテーション	45

第3章 事業化に向けて

3.1	プロジェクトの実施体制	47
3.2	プロジェクト実施のための資金計画	48
3.3	財務分析	49
3.3.1	分析の基本条件	49
3.3.2	財務分析結果	51
3.4	具体的な事業化に向けての見込み・課題	55

添付資料—1 Project Design Document

添付資料—2 フィリピン国エネルギー省：本プロジェクトの奨励書簡

添付資料—3 PNOC：本プロジェクト関心表明書簡

添付資料—4 Sta.Clara International Corporation：本プロジェクト関心表明

添付資料—5 BENECO：本プロジェクト関心表明書簡

添付資料—6 マウンテン州政府：本プロジェクトの奨励書簡

添付資料—7 マウンテン州タルピン村：本プロジェクトに関する決議書

添付資料—8 現地状況写真

添付資料—9 タルピン地点設計図面

添付資料—10 カネオ地点設計図面

序 章

1. 目 的

2005 年の Philippine Energy Plan によれば、フィリピン国におけるエネルギー自給率は 2005 年時点で 56.6%であり、将来のエネルギー供給安全性確保の観点から、この自給率を 2010 年時点で 60%に引き上げることが目標としている。

エネルギー自給率向上のため、近年発見された天然ガス開発に期待がかかっているが、風力、地熱、水力等のエネルギー開発を促進していくことも同時に求められている。

しかしながら、水力、特に環境影響の少ない小水力については包蔵水力に対する開発比率は僅か 5%程度であり、殆ど利用されていないのが現状である。

本調査はこれら未利用エネルギーの開発促進の一環を成すものであり、コルディリラ自治区マウンテン州タルピン川における小規模水力（タルピン地点：5,400kW、カネオ地点：5,400kW）の小規模 CDM 事業としての実現可能性についての調査を行とともに、プロジェクト設計書(PDD)を作成することを目的として実施された。

2. 調査の実施体制

(1) 日本側調査協力機関と役割

日本側調査協力機関と役割

機関名称	役 割
東電設計株式会社	調査全般の実施

(2) カウンターパート等ホスト国側の協力機関と役割

本調査においてはフィリピン国エネルギー省再生可能エネルギー管理局をカウンターパートとし、下記機関の協力を得て実施した。

カウンターパート等ホスト国側の協力機関と役割

機関名称	部 署	役 割
Department of Energy	Renewable Energy Management Bureau	カウンターパート 全体コーディネーション
	Electric Power Industry Management Bureau	グリッドデータ提供
Department of Environment and Natural Resources	Environmental management Bureau	CDM 認証手続き等の情報提供 DNA
Klima-Climate Change Center		CDM 事業推進に係わる相談

第1章 プロジェクト実施に係わる基礎的要素

1.1 提案プロジェクトの概要と企画立案の背景

1.1.1 提案プロジェクトの概要

提案プロジェクトは、フィリピン国コルディララ(Cordillera)自治区マウンテン州の南西部に位置するタルビン川 (Talubin River) の中流域に存在するタルビン (Talubin) 地点とカネオ (Caneo) 地点の 2 地点である。

対象河川であるタルビン川はルソン島中部に位置するマウンテン州 (Mauntain Province) を水源とし、同島北部を縦断するように北上するチコ川(Chico River)の支流となっている。

タルビン地点は、最大使用水量 $9.71\text{m}^3/\text{s}$ 、有効落差 66.24m により最大 5,400kW を発電するものであり、カネオ地点はタルビン地点の下流に位置し、最大使用水量 $11.41\text{m}^3/\text{s}$ 、有効落差 57.13m により最大 5,400kW を発電するもので、いずれも流れ込み式の発電計画である。

両計画の概要を表 1-1、表 1-2 及び図 1-1 に示す。

表 1-1 タルビン地点計画諸元表

項 目		諸 元	備 考
流域面積(km^2)		70.8	
発 電 計 画	発電方式	水路式・流れ込み式	
	総落差(m)	70.03	
	最大出力(kW)	5,400	
	最大使用水量(m^3/s)	9.71	
	有効落差(m)	66.24	
	年間可能発生電力量	35,308	
	有効電力量(MWh)	33,543	停止率 5%とする
<備考> 本計画の水路ルートについては、昨年度実施された「水力によるクリーン開発メカニズム事業可能性評価、新エネルギー財団 平成 16 年 3 月」(以下「既往 F/S 調査」)のなかで導水路下流部を開渠方式とすることについて、一部の住民の理解が得られなかったことから、同部分をトンネル方式としていたが、本調査における第一回現地調査時に、同懸案に関する住民理解醸成の可能性が見いだされたことから、導水路全線を経済性に優れる開渠方式に変更している。			

表 1-2 カネオ地点計画諸元表

項 目		諸 元	備 考
流域面積(km ²)		83.6	
発 電 計 画	発電方式	水路式・流れ込み式	
	総落差(m)	59.87	
	最大出力(kW)	5,400	
	最大使用水量(m ³ /s)	11.41	
	有効落差(m)	57.13	
	年間可能発生電力量	35,073	
	有効電力量(MWh)	33,319	停止率 5%とする
< 備考 > 本計画については、タルピン地点と比較して経済性が低いことから、本地点のみの単独開発は困難と考えられる。したがって本調査ではタルピン地点との同時開発を想定し、送電費用等のコスト低減を図っている。			

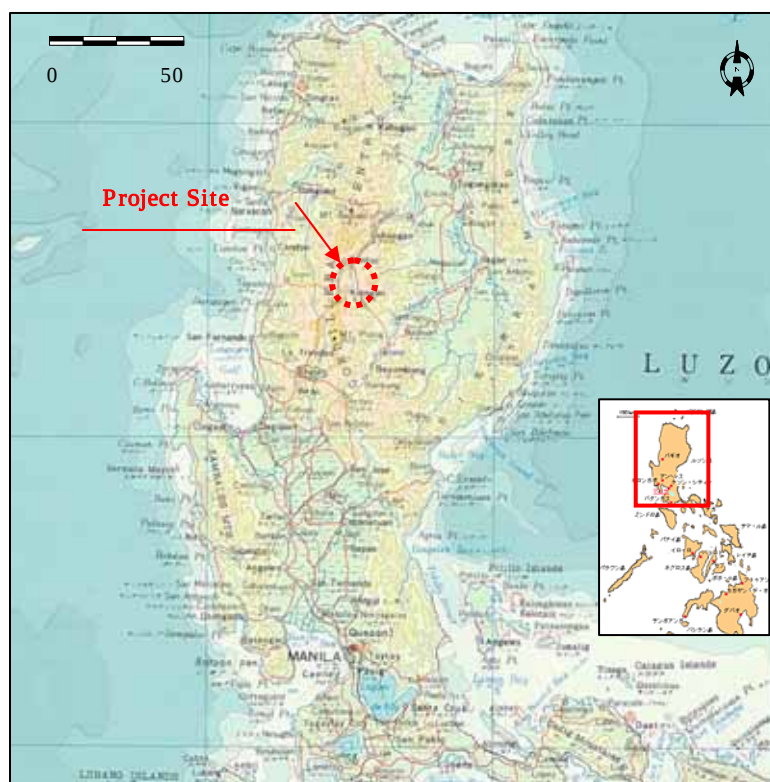
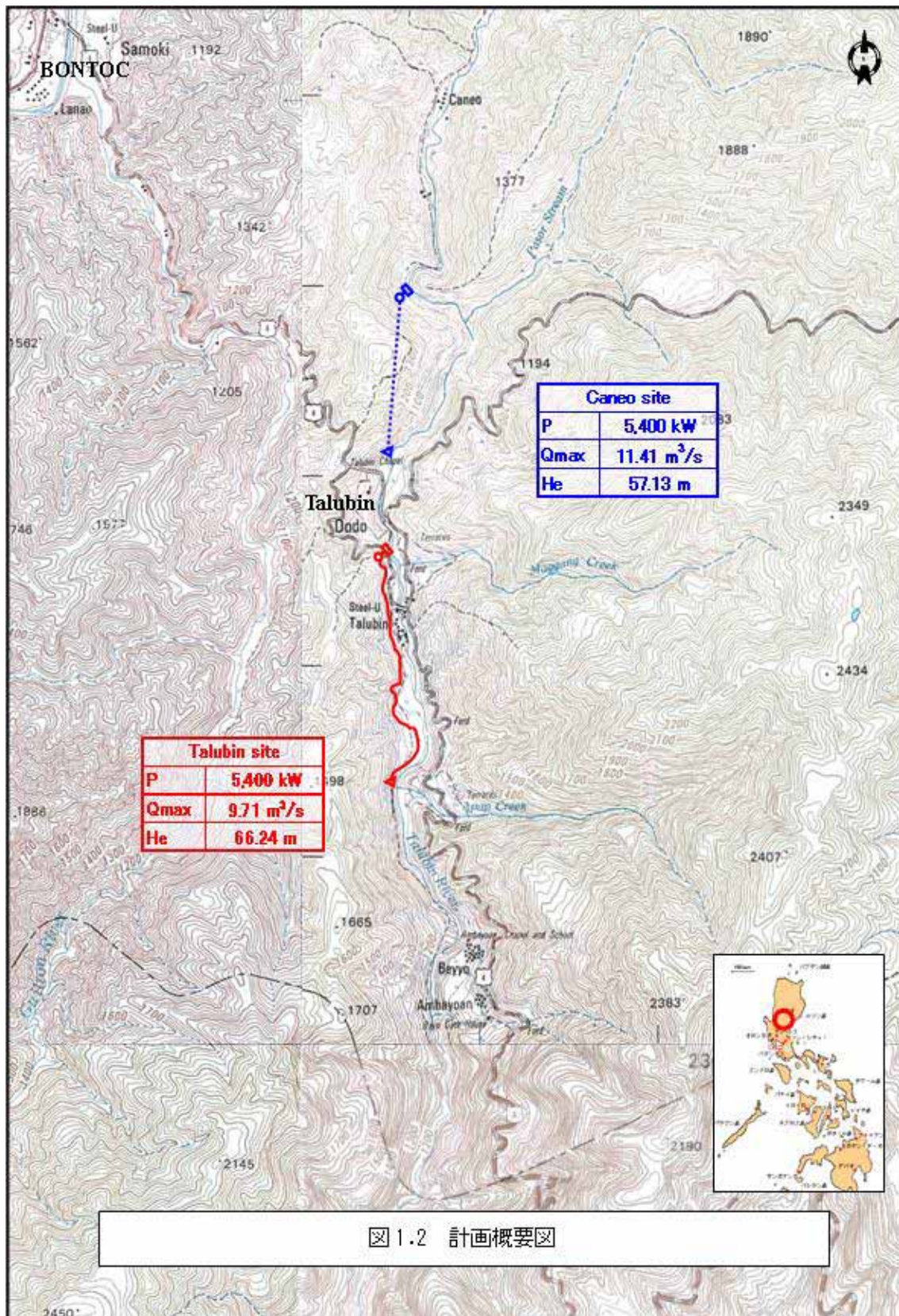


図 1-1 プロジェクト位置図



1.1.2 企画立案の背景

本計画地点は、2003 年に東京電力㈱がフィリピン国に IPP 候補地点として発掘したものである。

その後、2004 年度に「経済産業省補助事業：平成 16 年度 水力によるクリーン開発メカニズム事業可能性調査のうちフィリピン国におけるタルピン川小水力発電所新設計画のクリーン開発メカニズム事業可能性調査」が実施され、この中で CDM 事業としての可能性が確認されている。

フィリピン国エネルギー省は上記調査の結果を受けて、本計画地点の開発を正式に奨励するとともに、最新の PEP(Philippine Energy Plan)と PDP(Power Development Plan)に掲載する準備を進めている。

本年度は、本プロジェクトの実現可能性について精査するとともに、プロジェクト設計書(PDD)の作成を行ったものである。

1.2 フィリピン国の概要

1.2.1 フィリピンの歴史

(1) バランガイ時代

紀元前 5 千年もしくは 1 万年頃から、中国南西部付近を源流とするマレー人が新石器文化を伴ってフィリピンに渡来し、紀元前 1500 年頃から移住してきたイフガオやボントック族等が初期金属文化を持ち込んだ。紀元前 500 年頃以降には、タガログ、イロカノ、パンパンガ族等やビサヤ諸島のセブアノ族など、現在のフィリピン人の大部分を占める人々の先祖たちが鉄器などを持って移住してきた。彼らは「バランガイ」という小さな集落を形成し、首長がそれを束ねていた。

(2) スペイン統治時代

1521 年、ポルトガル人のマゼラン率いるスペイン探検隊が、世界一周の航海途中でサマル島に上陸、翌月にはセブ島で数百人に洗礼を行うが、セブ島の有力部族の王子であるラプラブ率いる原住民との戦闘となり、マゼランは討たれてしまった。その後スペインは、3 回に渡ってメキシコより遠征隊を送り、1543 年、4 回目のヴィラロボス探検隊に至ってようやくサマル島、レイテ島に到達する。そしてスペイン皇太子のフェリペにちなんで、

島々を「Filipinas」と命名する。その後、国王となったフェリペ 2 世は、1559 年、メキシコ副王ヴィラスコにフィリピン征服と植民地化を命じ、メキシコ副王領としてのフィリピン征服事業が始まった。

1753 年、ヨーロッパで起こった 7 年戦争をきっかけに、1762 年、イギリスはスペインに宣戦布告、東インド会社の軍隊がマニラを攻撃して占領したが、2 年後に撤退する。イギリスのマニラ占領後、4 人目の総督となったホセ・デ・パスコは総合経済計画を発表し、タバコの強制栽培、専売制度を行なった。1785 年、貿易の独占を目指して王立フィリピン会社を設立するが、イギリスやアメリカの貿易参入により独占は出来ず、1834 年にマニラが自由貿易港となり廃止された。列強国により活発化していく世界経済の中、フィリピンでは農産物の需要が高まり、大規模農場経営が進み、スペイン系や華人系のメスティーソ（混血）が大地主となった。

1892 年、「フィリピン同盟」を結成したリサルは、まもなく反逆罪で逮捕され流刑となる。これを機に、労働者階層出身の知識人達アンドレス・ボニファシオ等が秘密結社「カティプナン」を結成した。1896 年、ボニファシオはマニラ郊外のバリンタワクで武装蜂起を決行、カビテ州の町長エミリオ・アギナルドも決起して戦った。これに対してスペインは、本国から 3 万の軍隊を投入し、これを鎮圧、リサルはマニラでスペイン軍に処刑された。アギナルドとボニファシオは主導権をかけて争い、アギナルドはボニファシオを処刑、1897 年にはスペイン軍と協定を結び香港に亡命した。

(3) アメリカ統治時代

1902 年、ルーズベルト大統領はフィリピン平定を宣言、アメリカはスペインのような直接統治は行わず、民政によりアメリカ経済圏にフィリピンを統合していった。1907 年には第 1 回総選挙が実施され、即時独立を求める「ナショナリスト党」が勝利、フィリピン議会が発足する。1912 年、独立を視野に入れたフィリピン自治法（ジョーンズ法）がアメリカ議会に提出され、1916 年に成立した。国会はフィリピン人による二院制となり、選挙でナショナリスト党が大勝、ケソンが上院議長に、オスメニャが下院議長となる。

(4) 日本統治時代

1941 年 12 月、太平洋戦争が勃発、日本軍はフィリピンにも進軍した。ダグラス・マッカーサーの命によりアメリカ極東軍はマニラから撤退、1942 年 1 月、日本軍はマニラに無血入城した。ケソン大統領はアメリカで亡命政府を樹立、ケソンの死後はオスメニャが大統領に就任する。同年 4 月にバターンが、5 月にコレヒドールが陥落し、ウェイライト將軍が降伏を宣言した。

日本政府は、マニラ市長のバルガスを委員長としてフィリピン行政委員会を発足させ、司法・行政にあたらせた。1942 年 8 月、既存の全政党は解散、「カリバピ」（新生比島奉仕

団)が発足した。1943 年 6 月、帝国議会で東條英機首相は年内のフィリピン独立を明言、カリバピは新憲法を起草、総会でこれを承認し、選挙により独立準備委員長のラウレルが大統領に選出された。これにより、日本統治下でのフィリピン共和国が発足する。当時、ほとんどの非白人種の国が列強諸国の殖民地だったことを考えれば、フィリピンの独立は画期的なことと言える。

(5) フィリピン共和国

1944 年 10 月、マッカーサーはレイテ島に再上陸、翌年 2 月にはマニラを奪還した。1945 年 8 月、日本はポツダム宣言を受諾し戦争が終結、同年 9 月にはフィリピンで山下将軍が降伏した。オスメーニャはマッカーサーと共に帰還し、1946 年 2 月、コモンウェルスはマニラを首都として正式に再開された。同年、コモンウェルス最後の選挙が行われ、ナショナルリスタ党から分裂した「リベラル党」のロハスが勝利、初代大統領に就任し独立を宣言した。

1.2.2 政治状況

(1) 政治概況

1986 年マルコス政権崩壊後、真の民主政治実現を目指したコラソン・アキノ大統領により、マルコス独裁体制から決別しマルコス政権の残した経済悪化の建て直しや新憲法制定及び議会政治の推進が図られたが、内紛などの要因により根本的解決には至らなかった。1992 年には元国防相のフィデル・ラモス氏が大統領に就任し、経済回復と発展を政策の重点に置き、自由化・開放政策を進めた。特に 1994 年にはフィリピン経済が大幅に改善され、経済成長率 4.3%を達成した。この要因の一つとして電力危機法を制定し電源開発を進めた結果、慢性的な停電に代表される電力不足がほぼ解消されたことが挙げられる。また、反政府勢力との和平にも取り組み政情の安定に努めた。

その後、貧困対策や治安の回復及び汚職追放などを優先課題に掲げ、貧困層の支持を大きく集めたジョセフ・エストラダ氏が 1998 年 6 月大統領に就任し、前任であるラモス大統領が進めた経済の自由化・規制緩和路線を引継ぎ、国营企業の民営化推進などに力を入れている。1997 年以降のアジア経済危機の影響は比較的軽微であったが、インフレ率の上昇、財政収支の悪化、経済成長の伸び悩みなどが見られた。外交面ではアセアン、米国、日本、EU 等の自由主義諸国との関係を重視しつつ、経済外交を積極的に推進した。また、1992 年をもって在比米軍が全面撤退したが、その後も引き続き対米友好政策は基本的に維持されており、貿易の面でも輸出・輸入ともに密接な関係を保っている。

経済状況の悪化や政府要人に係るスキャンダルをきっかけに、2001 年初頭にエストラダ大統領が職を辞し、副大統領であったアロヨ女史が昇格し大統領に就任した。当面の国家課題である経済回復にむけて、経済学者である同氏の手腕に期待が寄せられている。

(2) 政治体制

政体は立憲共和制で国家元首は大統領。三権分立制度が確立している。立法府は上院と下院の二院制議会で、大統領などの弾劾権や戒厳令の取り消し権、閣僚など政府高官の人事承認権などがある。条約の批准は上院。司法は最高裁判所を中心に様々なシステムの下級裁判所があり、最高裁には違憲立法審査権などがある。また、正副大統領当選者の判定者でもある。行政の長は直接選挙で選ばれる大統領で任期は 6 年、再選禁止。大統領には法案拒否権や裁判官の任命権がある。

独立機関には憲法規定委員会として会計検査委員会、選挙管理委員会、公務員人事委員会がある。それぞれの委員長および委員の任命は委員会の指名を受けて大統領が任命する。他に公務員の不正や汚職を調査、訴追するオンブズマン（行政監察官）制度が確立しており、行政監察院（オンブズマン事務局）が独立機関としてその任にあたる。（図 1-3）

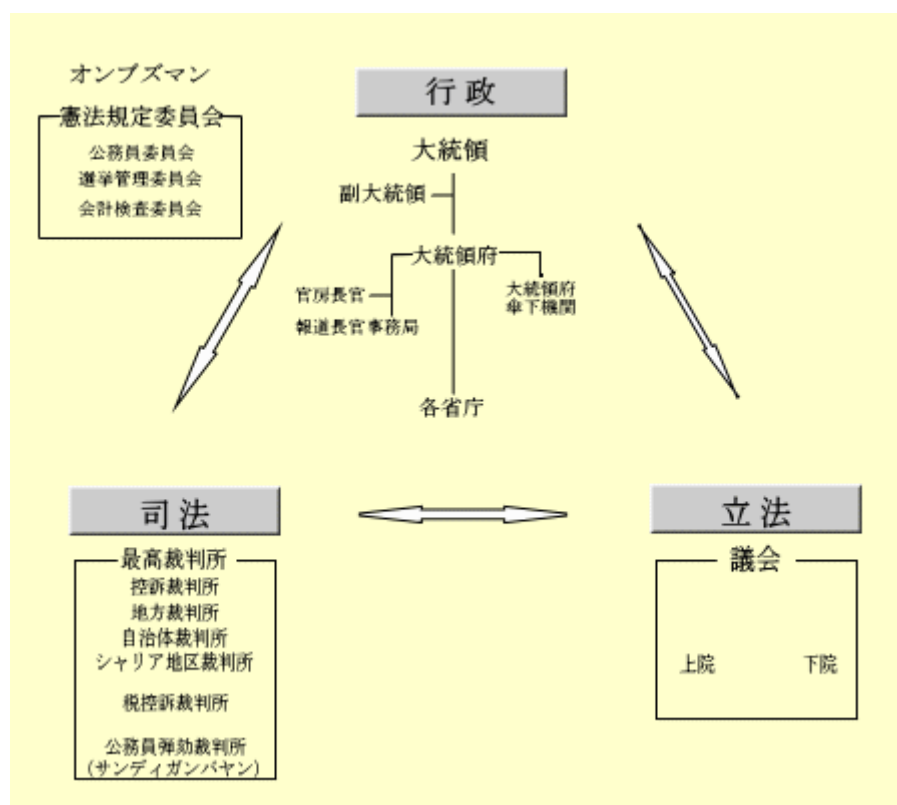


図 1-3 フィリピンの政治体制

1.2.3 経済情勢

(1) 経済成長の推移

フィリピン経済は、ラモス元大統領の政権下（1992 年～1998 年）財政再建や規制緩和等の経済構造改革を推進しつつ、外資導入と輸出主導による高度成長を実現し、実質 GDP 成長率は、1993 年 0.3% 増から 1996 年 5.7% 増、1997 年 5.2% 増と急速な成長を遂げた。

1997 年 7 月のタイ・バーツに始まったアジア通貨危機はフィリピンのペソにも波及。これに、インフレ率の上昇と財政収支の悪化に加え、エル・ニーニョ現象の影響により農業生産が低迷したことで、1998 年の成長率は 91 年以来のマイナス成長(-0.6%)を記録した。1999 年は、天候回復等によるコメやトウモロコシなどの農業生産の復調や製造業部門の好調もあり、GDP 成長率が 3.4%増、GNP 成長率が 3.7%増(98 年は 0.4%増)に好転し、貿易収支も 11 年ぶりの黒字(43 億ドル)を記録した。

2000 年も、農業部門の成長は鈍化したが、製造業部門の大幅成長、好調な個人消費と輸出に支えられて、GDP 成長率 4.4%増、GNP 成長率 4.8%増、貿易黒字 36 億ドルを達成した。

2001 年は、世界経済の後退により輸出と鉱工業が減退したが、堅調な農業とサービス業、好調な個人消費がこれを下支えする形で、GDP 成長率 3.2%増を維持した。なお、国際機関等の予測値は ADB2.7%、IMF2.9%、世銀 2.5%であった。

2002 年の実質 GDP 成長率は 4.6%で政府目標(4.0%)を達成。2003 年の政府成長率予測は GDP4.2%~5.2%、GNP4.5%~5.4%であるが、第 1 四半期は GDP4.5%、GNP5.6%を達成。

2003 年の経済は、第 1 四半期が好調(前年同期比 4.5%増)だったが、第 2 四半期には新型肺炎(SARS)、イラク攻撃、エルニーニョの影響でやや減速した(3.2%増)。しかし、第 3 四半期(4.4%増)はサービス業の好調に加え、農林水産業が回復したことから盛り返し、通年の実質 GDP 成長率は前年比 4.3%(暫定値、政府目標値は 4.2~5.2%)となった。

政府は 2004 年の成長率目標を 4.9~5.8%と設定した。

(2) 経済面の課題

➤ 財政赤字

2002 年の赤字額は 2,127 億ペソ。政府は年当初、目標額を 1,300 億ペソとしていたが、同年 11 月、目標額を 2,230 億ペソに下方修正していた。アロヨ政権は、当初 2006 年の単年度収支均衡を目標に掲げていたが、2003 年 3 月、目標達成を 2009 年に変更した。税制改正等による歳入増を目指す一方、政府調達法を成立させるなど歳出削減にも努力している。

➤ 不良債権処理

2002 年 9 月時点で商業銀行の不良債権比率は 16.47%に上る。2002 年 12 月、上下両院は、不良債権処理法案(The Special Purpose Vehicle Act of 2002)を可決。同法は、政府の公的資金投入が困難な状況下において、不良債権を金融機関から買い投資家に売る「特定目的会社」設立の枠組みを定め、資産移転にかかる印紙税等の免除や各種登録料金の軽減を図るもの。

➤ マネー・ロンダリング対策

2002 年 4 月に施行された「マネー・ロンダリング防止法」に基づき、同年 10 月時点で 133 口座の凍結措置等を実施。しかし、同法は「金融活動作業部会」(FATF:1989 年の G7 アルシェ・サミットにおいて資金洗浄対策の推進を目的に設立された国際的枠組み)より、

(イ) 対象取引最低額が 400 万ペソ (約 900 万円) と高い、(ロ) 銀行秘密保持法により中央銀行の調査権限に制約がある、(ハ) 法施行前の預金口座には不適用、等の問題点が指摘されていた。2003 年 3 月 5 日、上下両院は改正法を可決、FATF は同改正法の成立により、3 月 15 日に予定していた対抗措置の発動を取り止めた。

(3) アロヨ政権の開発政策

アロヨ大統領は、2001 年 7 月の施政方針演説において、「10 年以内に貧困に対する闘いに勝利する」ことを政策目標として掲げ、その実現のため取り組む課題として次の 4 点を挙げた。

- ・ 社会良心を伴った 21 世紀に相応しい自由な企業活動理念の追求
→ インフラ整備、生産性の向上、貯蓄率の向上、IT 産業の振興等
- ・ 社会的公平を基盤とする近代化された農業セクターの育成
→ 農業・漁業近代化法の制定、農地改革の推進、ミンダナオ開発等
- ・ 社会的に均衡のとれた経済発展計画の追求
→ 税制改革、物価抑制、住宅建設、首都圏対策、中小企業の育成等
- ・ 政府と社会のモラル向上
→ 汚職対策、国軍・警察の近代化、反政府勢力との和平交渉継続等

2001 年 11 月、政府は上記の施政方針演説を反映した「中期国家開発計画 (2001-2004)」を発表。また、同年 12 月には、政府、議会、労働団体、財界等が参加して「国家社会経済協定」を策定し、(イ) 短期に達成すべき課題の優先付け、(ロ) 個別課題の達成期限を明示、(ハ) 法制化優先事項の明示、(ニ) 四半期ごとの進捗状況レビューの徹底などを打ち出した。

1.3 フィリピン国の電力事情

1.3.1 電力セクターの一般情報

フィリピン共和国においてエネルギーセクターを管轄する官庁はエネルギー省 (DOE) であり、この役割は、エネルギー政策の策定、各種規制措置の緩和・撤廃、エネルギー関連事業の民営化、エネルギー資源開発計画の策定・遂行、省エネルギーの推進などである。監督下にはフィリピン石油公社 (PNOC) 及び国家電化庁 (NEA) 等が置かれている。

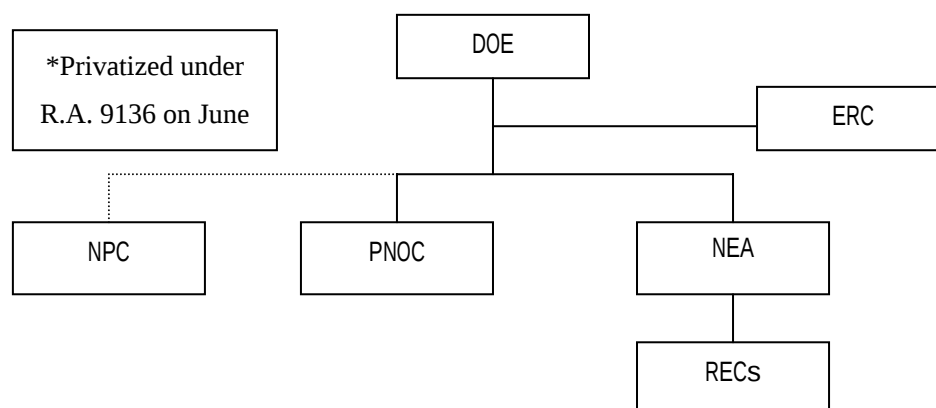


図 1-4 DOE の関連組織

DOE 関連組織の役割は以下のとおりである。

➤ NPC : National Power Corporation (国家電力公社)

NPC は発電・送電線設備を有し、自社発電に加え IPP の電力を独占的に購入して、民間電力会社 (Manila Electric Co.: MERALCO 他約 20 社) と地方部の電化協同組合 (Rural Electric Cooperatives: RECs) に電力を供給している (2001 年 6 月の電力産業改革法制定以後、分割民営化されたことにより一部設備が売却され、送電部門が別会社として設立される等、法整備、組織改変が継続して実施されている)。

➤ NEA : National Electrification Administration (国家電力庁)

NEA は各地の電化を促進するため発電設備や配電設備の建設を行い、建設後はこれらを RECs に売却するとともに、RECs の組織化、監督・指導、育成を行っている。現在、NEA が管轄する RECs は全国で約 120 となっている。

➤ RECs : Rural Electric Cooperatives (地方電化組合)

RECs は、NPC の所有する変電所を基点とする配電網と通じて電力供給を行っているが、NPC の送電線の及ばない地域では自ら発電設備を所有し電力供給を行っている場合もある。

➤ ERC : Energy Regulatory Commission (エネルギー規制委員会)

ERC は新規発電会社の承認、卸売スポットマーケット運用の監視、賦課金の設定、送配電に係る託送料金の設定、電力小売業免許の交付を行うことを目的に 2001 年 6 月の電力産業改革法の制定に伴い ERB に代わって設立された。

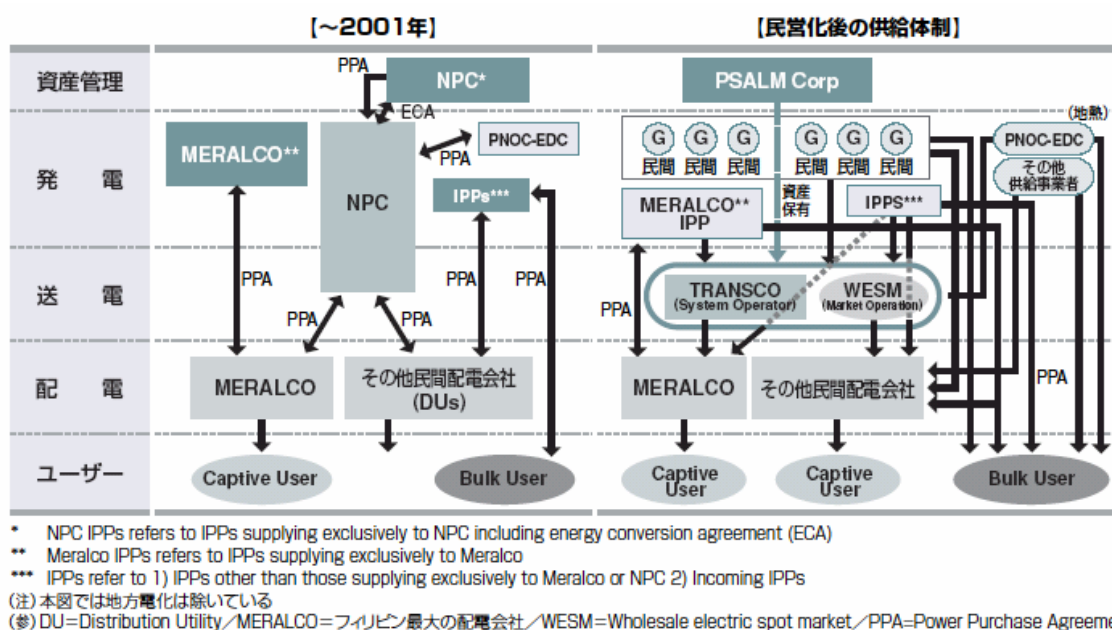
➤PNOC：Philippine National Oil Company（国家石油公社）

PNOC は石油の上流部門を受け持つ国有企業であり、広義のエネルギー資源のひとつとしてこれまでも地熱開発を手がけてきた。PNOC のエネルギー事業多角化の一つとして再生可能エネルギー（風力と PV）に積極的な取り組みを示してきており、今後小規模水力開発にも意欲を示している。

1.3.2 セクター改革

電力産業改革法の施行細則（IRR）が 2002 年 2 月 27 日に電力委員会により承認され、翌 3 月 7 日に一般に公示され、具体的なセクター改革が開始された。なお、これに関連する送電基準（Grid Code）配電基準（Distribution Code）は 2001 年 12 月に公にされている。

図 1-5 に示すように、フィリピン政府は、2002 年以降新たに電力資産債務管理会社（PSALM）と国家送電会社（TRANSCO）を設立した上で、国营電力公社（NPC）をいくつかの発電会社（GENCOs）と TRANSCO に分離・解体し、これらを外資への売却を含め、民間投資家（IPP 事業者など）による新規投資を促進しようとしている。



(出典：http://www.mri.co.jp/REPORT/NEXTING/2003/12/20031201_ccd03.pdf)

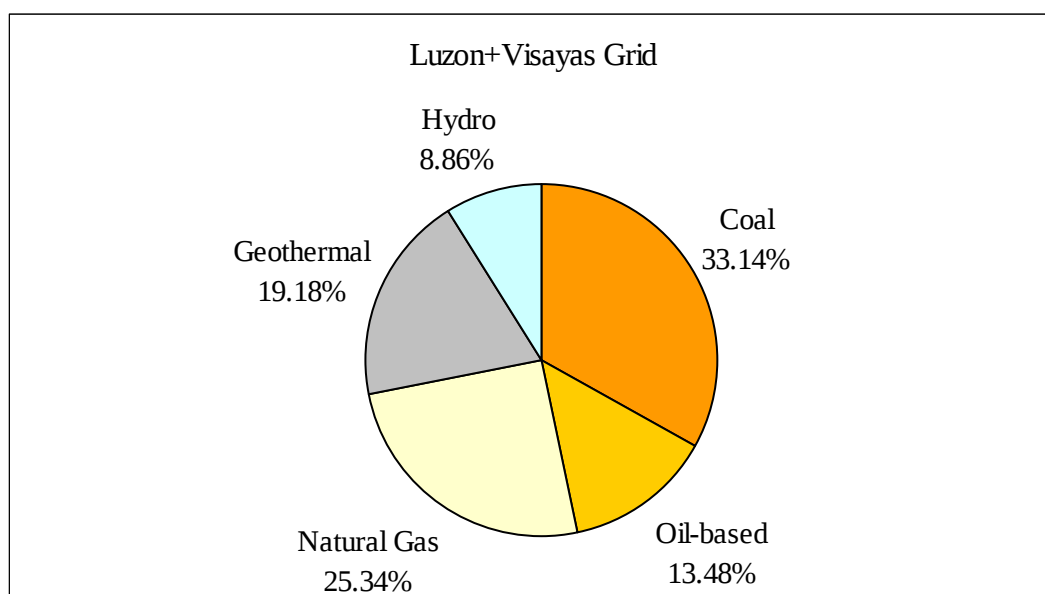
図 1-5 フィリピンにおける電力業界の新しい組織

1.3.3 電力市場

Philippine Energy Plan 2005 Update によれば本計画地点が位置するルソン系統及びビザヤス系統¹の電力市場は下記のような情勢にある。

(1) 電力構成（2004 年時点）

- 2005 年の Philippine Energy Plan では、エネルギーの自国調達率を 2005 年時点の 56.6% から 2010 年に 60%に向上させることを目標としている。なお、ルソン - ビザヤス系統における自国産エネルギー（天然ガス、風力、太陽光、水力、地熱）の構成比率は 2004 年次点で 55.38%である。
- 2004 年時点のルソン - ビザヤス系統の年間総発電量は約 48,870 GWh である。
- 2004 年のルソン - ビザヤス系統電源構成のうち 28.1% が再生可能エネルギーとなっている。（水力：8.9 %、地熱：19.2 %）残りの 71.9% は化石燃料ベースであり、その構成は、石油 13.5%、石炭 33.1%、天然ガス 25.3%である。（図 1-6 参照）



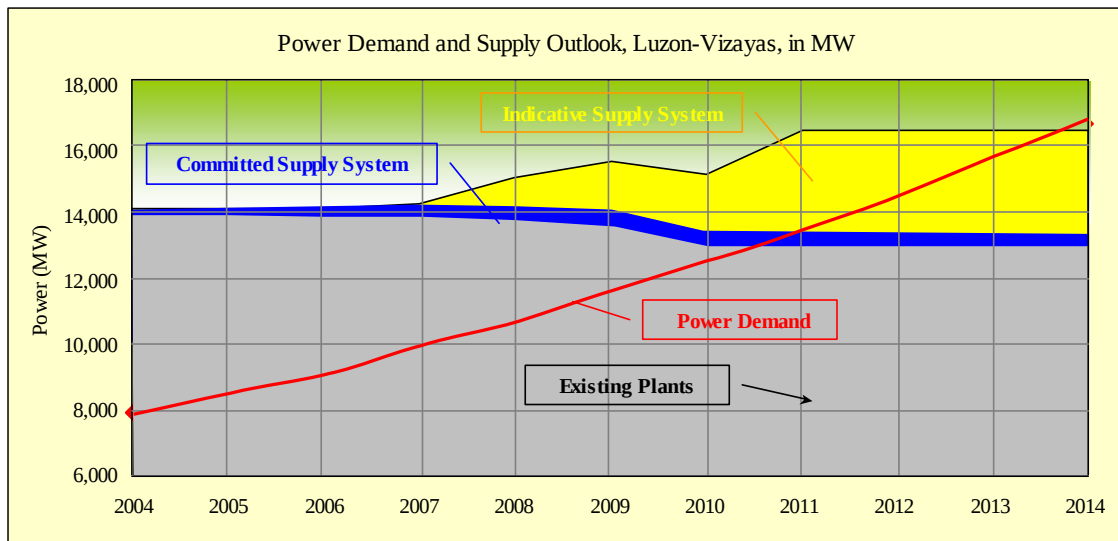
出典: Philippine Energy Plan 2005 Update and Annexes

図 1-6 ルソン - ビザヤス系統の電力構成（2004 年時点）

¹ ルソン系統及びビザヤス系統は後述するように 1997 年に連系されており、本報告書では両系統を一系統として扱っている。

(2) 電力需給予想

- ルソン - ビザヤス系統のピーク電力需要は 2004 年の 7,889MW から、2014 年には 16,808MW に増加することが見込まれており、その増加率は年間約 7.9% となっている。
- 上記の需要増に対応するためルソン - ビザヤス系統では今後 10 年で 3,450MW の新たな電源開発が必要とされている。
- 新規開発電源 3,450 MW のうち、290MW は既にコミット (Committed projects) されているが、残りの 3,160 MW は未だ開発がコミットされていない計画 (Indicative projects) である。

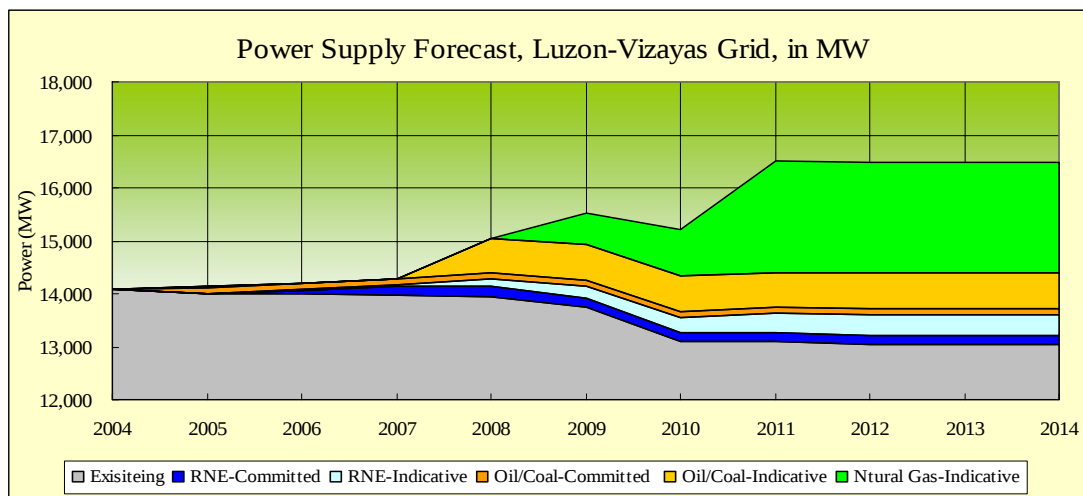


出典: Philippine Energy Plan 2005 Update and Annexes

図 1-7 ルソン - ビザヤス系統の電力需給計画

(3) 将来の需要増に対応するための電力構成

- コミットされている 290MW のプロジェクト (Committed projects) のうち、180 MW は再生可能エネルギーであり、内、風：65MW、バイオマス/ガス：55MW、地熱：60MW である。残りの 110MW は Pinaucan の既設ディーゼル発電所の増設計画である。
- コミットされていないプロジェクト (Indicative projects) の 3,160MW のうち、395 MW は再生可能エネルギーであり、風力：70MW、バイオマス/ガ：115MW、地熱：210MW の構成となっている。残りの 2,765MW は、ディーゼル：15MW、石炭：650MW、天然ガス 2,100MW である。
- 2010 年時点で自国産エネルギー比率を 60%とする目標を達成するためには 911MW の水力開発が必要とされているが、上記の電力構成の中では具体的な計画が存在しない。
- 上記のようにルソン - ビザヤス系統の今後 10 年間の電源開発は化石燃料による発電が主体となっている。とりわけ天然ガス開発が卓越している。



出典: Philippine Energy Plan 2005 Update and Annexes

図 1-8 ルソン - ビザヤス系統における電源構成

1.3.4 送・配電設備

電力セクター改革により、フィリピン国内の送電線設備は TRANSCO、配電設備は MERALCO によって所有されている。電力産業改革法 RA9136 に基づいて、今後送電設備のうち低圧の Sub-Transmission 設備（ルソン系統 230kV 未満、ビサヤス系統 69kV 未満、ミンダナオ系統 138kV 未満）は電化組合に売却される予定である。

1996 年までは送電系統がルソン、ビサヤス、ミンダナオの各系統に分断され、運用管理は各地域ごとに行われてきた。1997 年にルソン島とレイテ島が連系されたことで、ルソン地域とビサヤス地域との広域連系が可能となった。レイテ島 - セブ島間は 230kV により、セブ島 - ネグロス島 - パナイ島間は 138kV の海底ケーブルにより連系されている。2005 年にはレイテ島とミンダナオ島間の連系が計画に上げられていたがまだ実現の見通しが立っていない。

図 1-9 に TRANSCO が作成した、2002 年現在の送電系統図を示す。今回のプロジェクト予定地点は、69kV の送電線が届いているボントック市から約 10km 離れている。

1.3.5 フィリピンにおける小水力発電の現状

フィリピンでは 1930 年代以降、55 の小水力発電 (Mini-Hydro²) が開発されている。(表 1-3 参照) しかしながら、“Philippines Hydropower Database, Feb.2003, DOE” では、8 発電所が現在運転の出来ない状況にあり、8 発電所が何らかの修繕を必要としている。

また、フィリピンの小水力の設備利用率(Plant Factor)は上記の 16 発電所を除いても 36% と低く、その計画、施工、運転等に技術的問題を抱えていると言える。参考として、東京電力(株)所有の 10MW 以下、流れ込み式発電所の設備利用率は 76%と、フィリピンの約 2 倍の稼働率となっている。(表 1-4 参照)

表 1-3 フィリピンにおける既設小水力発電所の稼働現状

No.	ID No.	Capacity (MW)	Plant Factor (%)	Year Commissioned	Capacity (MW)	Average Generation 1993-1999 (GWh)	Plant Factor (%)	Status
1	1	1	Agua Grante/Mabogabog	1983	4.550	2.550	6.3	Need to Rehabilitate
2	4	1	Amburayan MHP	1991	0.200			Not Operational
3	26	1	Dawara	1981	0.525			Not Operational
4	16	1	Batchelor	1983	0.750			Not Operational
5	20	CAR	Bineng 1	1991	3.200	8.282	29.5	
6	17	CAR	Bineng 2	1991	1.800	5.954	37.8	
7	18	CAR	Bineng 2b	1992	0.750	2.240	34.1	
8	19	CAR	Bineng 3	1992	4.500	10.767	27.3	
9	6	CAR	Ampohaw MHP	1990	8.000	24.719	35.3	
10	7	CAR	Asin 1	1930	1.200	2.868	27.3	
11	8	CAR	Asin 2	1930	0.800	2.218	28.8	
12	9	CAR	Asin 3	1930	0.970	2.340	27.5	
13	31	CAR	Irisan MHP	1991	1.200	2.673	25.4	
14	49	CAR	Sal-Angan MHP	1991	2.400	7.287	34.7	
15	48	CAR	Philex	1988	0.500	1.137	26.0	
16	36	CAR	Lower Labay MHP	1992	2.400	12.785	60.8	
17	35	CAR	Lom-oy MHP	1993	3.200	9.488	33.8	
18	28	CAR	F.L. Singit MHP	1992	6.400	24.039	42.9	
19	24	CAR	Club John Hay	-	0.560			Not Operational
20	39	2	Magat A MHP	1984	1.440	2.635	20.9	Need to Rehabilitate
21	40	2	Magat B MHP	1985	1.080	2.252	23.8	Need to Rehabilitate
22	11	2	Baligatan MHP	1987	6.000	28.763	54.7	
23	53	2	Tumauini MHP	1992	0.250			Not Operational
24	47	3	Penaranda	1992	0.300			Not Operational
25	27	4	Dulangan	1990	1.600	2.550	25.3	Need to Rehabilitate
26	13	4	Baligbog	1930's	0.660			Need to Rehabilitate
27	46	4	Palacpaquin	1930's	0.400			No Information
28	50	4	San Juan River		0.145			No Information
29	14	4	Balugbog MHP					Under Construction
30	30	5	Inarihan	1998	0.960	3.478	41.4	
31	25	5	Coyaoyao	1980	0.350			Not Operational
32	55	5	Yabo		0.200			No Information
33	22	5	Buhi-Barit MHP	1957	1.800	4.537	28.8	
34	23	5	Cawayan MHP	1959	0.400			Need to Rehabilitate
35	12	5	Balongbong	1983	1.800	4.201	26.6	
36	41	7	Mantayupan MHP	1985	0.550	1.145	23.8	
37	15	7	Basak MHP	1986	0.552	1.542	31.9	
38	43	7	Manutunao MHP	1990	0.720	2.640	41.9	
39	34	7	Laboc MHP	1957	1.200	7.889	75.0	
40	32	7	Janopol	1992	5.000	14.539	33.2	
41	5	7	Amulan MHP	1962	0.800	1.531	21.9	
42	3	8	Amanjuray	1991	1.000	0.367	4.2	Need to Rehabilitate
43	52	8	Ton-ok Falls	1983	1.080	2.005	21.2	Need to Rehabilitate
44	29	8	Hanabian	1982	0.810			Not Operational
45	10	9	Balactasan MHP	1983	0.270	0.182	7.7	
46	33	9	Kumalarang MHP	1989	0.680	1.854	31.1	
47	2	10	Agusan MHP	1957	1.600	9.816	70.0	
48	21	10	Bubawan Falls	2000	7.000			Planned
49	44	10	Mountain View 1	1958	0.300			No Information
50	45	10	Mountain View 2	1982	0.500			No Information
51	54	11	Upper Talomo		1.200	5.022	47.8	
52	51	11	Talomo		2.500	20.199	92.2 ^{*1}	
53	37	11	Lower Talomo 2A	1955	0.700			No Information
54	38	11	Lower Talomo 2B	1955	0.300			No Information
55	42	ARMM	Matling	1990	0.720			No Information
Average					1.644		36.0	

Source: Philippines Hydropower Database Third General Distribution

Note: *1; This data is doubtful because Annual generations of 1993 to 1995 and 1997 exceed 100 % of plant factor. Thus this data was deleted in the calculation of plant factor

² フィリピンでは 10MW 以下の発電所が Mini-Hydro に区分される。

表 1-4 (参考)東京電力(株)所有、小水力発電所の稼働状況(10MW、流れ込み式)

No.	Plant Name	Year Commissioned	Capacity (MW)	Plant Factor (%)	No.	Plant Name	Year Commissioned	Capacity (MW)	Plant Factor (%)
1	Hanazonogawa	1953	2.000	80	28	Matsudone	1928	1.440	43
2	Houkigawa	1943	4.600	67	29	Miyagase	1925	3.580	74
3	Sawanagawa	1921	0.160	85	30	Yamakita	1913	7.000	80
4	Kurokawa	1917	0.800	89	31	Uchiyama	1917	3.900	84
5	Akagawa	1929	0.960	68	32	Fukuzawa No.1	1931	1.460	72
6	Tidori	1927	2.140	94	33	Fukuzawa No.2	1931	1.030	60
7	Tokura	1962	8.400	61	34	Arashi	1919	5.500	74
8	Shibukawa	1924	6.800	82	35	Ikudo	1930	6.000	52
9	Murota	1903	1.300	77	36	Mine	1898	8.600	71
10	Satomi	1917	1.200	85	37	Yamasaki	1936	1.500	67
11	Takenosawa	1921	8.000	75	38	Tounosawa	1907	3.300	99
12	Mitiyabars	1917	1.592	83	39	Hayakawa	1956	2.900	36
13	Maebashi	1933	1.600	86	40	Kawakubo	1953	1.650	81
14	Nerigawa	1920	0.970	86	41	Hatasyuku	1941	1.300	46
15	Atsuta	1904	1.300	74	42	Kamanashi No.3	1938	1.100	71
16	Nikkou No.1	1907	1.080	100	43	Komukawa No.3	1927	2.100	78
17	Nikkou No.2	1880	1.300	95	44	Komukawa No.4	1927	1.100	75
18	Akazawa	1949	1.200	78	45	Egusa	1931	2.400	64
19	Tokorono No.1	1900	3.900	74	46	Ashiyasu	1930	1.300	89
20	Tokorono No.2	1945	5.000	77	47	Tsugane	1923	0.700	97
21	Tokorono No.3	1952	5.400	69	48	Hajikano	1907	1.750	79
22	Shoubugahara	1910	0.430	100	49	Kashio	1922	2.200	82
23	Nishikinugawa	1928	1.000	85	50	Mitake	1927	3.800	80
24	Kumagawa No.1	1921	2.400	82	51	Ashikawa No.3	1900	0.530	97
25	Kumagawa No.2	1922	1.540	98	52	Ashikawa No.2	1894	0.380	81
26	Oshino	1921	0.800	78	53	Ashikawa No.1	1888	0.470	80
27	Kanegafuchi	1921	2.390	100	Average			2.552	78

出典：経済産業省：第 5 次包蔵水力調査総合報告書 地域編、1976 年 6 月。

1.4 フィリピン国における CDM/JI の政策・状況

フィリピン国は 2003 年 11 月、京都議定書を批准し、2004 年 12 月、指定国家担当機関（DNA）は環境天然資源省（DENR）が指定された。比国における CDM のガイドラインが 2005 年 8 月に公表され（DENR Administrative Order No.2005-17）、CDM プロジェクト実施のための体制・法整備はほぼ完了している。比国での CDM プロジェクトの承認プロセスの中で、プロジェクトデザインドキュメントの他に PAD（Project Application Document）の提出も義務づけられ、特にホスト国における持続可能な開発への貢献にたいする評価が重要視される。また、エネルギー省（DOE）は CDM の承認手続きに対して、エネルギー分野に関してのみ技術的評価を行うこととしている（Special order SO2004-07-023）。

なお、エネルギーの多くを外国資源に頼っているフィリピン国では、エネルギーセクターの重要課題として「エネルギーの自給率向上」を掲げ、地方部における未開発再生可能エネルギーの開発促進を図っている。

1.5 提案プロジェクトによるフィリピン国の持続可能な開発への貢献及び技術移転

1.5.1 持続可能な開発への貢献

提案プロジェクトは下記のような持続可能な開発への貢献が期待される。

(1) 地方部電気料金の低減と地方部電力供給の安定化

フィリピン国における地方部の電力供給は都市部に比べ電力料金が高価であると同時に、長距離送電により非常に供給が不安定な状況にある。これらの地方部電力供給上の問題は、地域産業振興、地域雇用機会の創出、貧困の緩和を図るための大きな障害となっている。

本計画では現状の NPC からの買電料金より安価な売電価格³を想定しており、需要家への供給価格も相応して低減することが可能である。また、送電系統末端に電源が確保されることから、電力供給の安定が期待される。

このことにより、新規投資事業の誘致が可能となり、同時に雇用機会の新規創出が期待される。

(2) 電力収益の一部地域還元

地域経済の停滞は住民の教育、医療等、社会サービスへのアクセスを困難にするとともに、不法な森林伐採、焼畑などを誘発し、斜面崩壊、洪水被害の増加を含む自然環境上重大な問題を引き起こしている。

フィリピン国においては小水力開発促進法（The Republic Act No.7156: An Act Granting

³ 2004 年時点の NPC 売電価格 4.0peso/kWh より約 10%安い 3.5peso/kWh を想定。

Incentives to Mini-Hydroelectric Power Developers and for Other Purposes) により、電力開発による地域発展への一助として下記のような売電収益の一部を地元開発財源として還付する等の法的処置を行っており、本プロジェクトは電力の安定供給、地方財源の拡充、地方部環境保全への貢献が期待されるものである。

総売電収益の地方還付

当該発電所の年間総売電収益 (Gross Benefit) の 2 %⁴を徴収し、その内、60%を州と郡に 30%づつ配分する。この還付金は地域の環境保全事業、地域開発事業に利用しなければならない。

年間総発電量に応じた交付金

当該発電所の年間発電電力量に応じ、0.01peso/kWh⁵を徴収し、この内 60%を当該の自治体に配布する。これらの資金は下記の用途に利用される。

- 地方電化資金 (全体の 25%)
- 地域開発、生計向上対策 (全体の 25%)
- 森林再生、流域管理、環境対策 (全体の 50%)

1.5.2 技術移転

一般に水力技術は既に完成された技術であるとされるが、フィリピンにおいては本章 1.3.5 に示したように計画、施工、運転に支障を来している例が多い。この観点から、本計画の実施を通して、今後のフィリピン国における適正な小水力開発のための技術移転が行えるものとする。

⁴ タルピン及びカネオ発電所による総売電収益の 2%は約 4,700 千 peso/年となる。

⁵ 当該プロジェクトによる徴収金は約 700 千 peso/年である。

第2章 プロジェクトの立案

2.1 プロジェクト内容

2.1.1 計画概要

タルピン地点はタルピン村上流に位置し、最大使用水量 $9.71\text{m}^3/\text{s}$ 、有効落差 66.24m により最大 5,400kW を発電する流れ込み式の発電計画である。一方、カネオ地点はタルピン村の下流に位置しており、最大使用水量 $11.41\text{m}^3/\text{s}$ 、有効落差 57.13m により最大 5,400kW を発電する流れ込み式の発電計画である。

表 2-1 計画諸元表

項 目		諸 元	
地点名		タルピン地点	カネオ地点
河川名		タルピン川	タルピン川
計画位置		マウンテン州タルピン村	マウンテン州タルピン村
流域面積 (km^2)		70.8	83.6
発 電 計 画	発電方式	流れ込み式	流れ込み式
	取水位 (m)	1,061.50	952.00
	放水位 (m)	991.47	852.13
	総落差 (m)	70.03	59.87
	最大出力 (kW)	5,400	5,400
	最大使用水量 (m^3/s)	9.71	11.41
	有効落差 (m)	66.24	57.13
	常時出力 (kW)	0	0
	有効出力 (kW)	3,357	3,333
	年間可能発生電力量(MWh)	35,308	35,073
	有効電力量 (MWh)	33,543	33,319

表 2-2 主要構造物諸元及び経済性

項 目		諸 元	
地点名		タルピン地点	カネオ地点
水 路	型式	重力式・側方取水	重力式・側方取水
	高さ (m)	3.0	3.0
	頂長 (m)	10.3	20.0
	体積 (m ³)	1,901.2	4,341.3
	導水路	蓋渠 2,544.0 (H2.56m × L2.60m)	開渠 15.0m (H2.85m × L2.60m) トンネル 1,643.7m(馬蹄形 R3.11m)
	水圧管路	延長 92.1m	延長 68.8m
	放水路延長 (m)	27.3	33.6
発電所		地上式 B18.4m × L17.0m	地上式 B18.4m × L18.0m
電気機器		横軸フランシス水車 三相同期発電機	横軸フランシス水車 三相同期発電機
建設工事費 (百万 peso)		693.8	897.5
発電原価 (peso/kWh)		1.9	2.3
Project IRR without CER (%)		12.4	9.3
Project IRR with CER (%)		12.9	9.7
Equity IRR without CER (%)		18.6	9.4
Equity IRR with CER (%)		20.7	10.4

注) CER=6.5US\$/CO₂t-e

2.1.2 立地条件

(1) アクセス

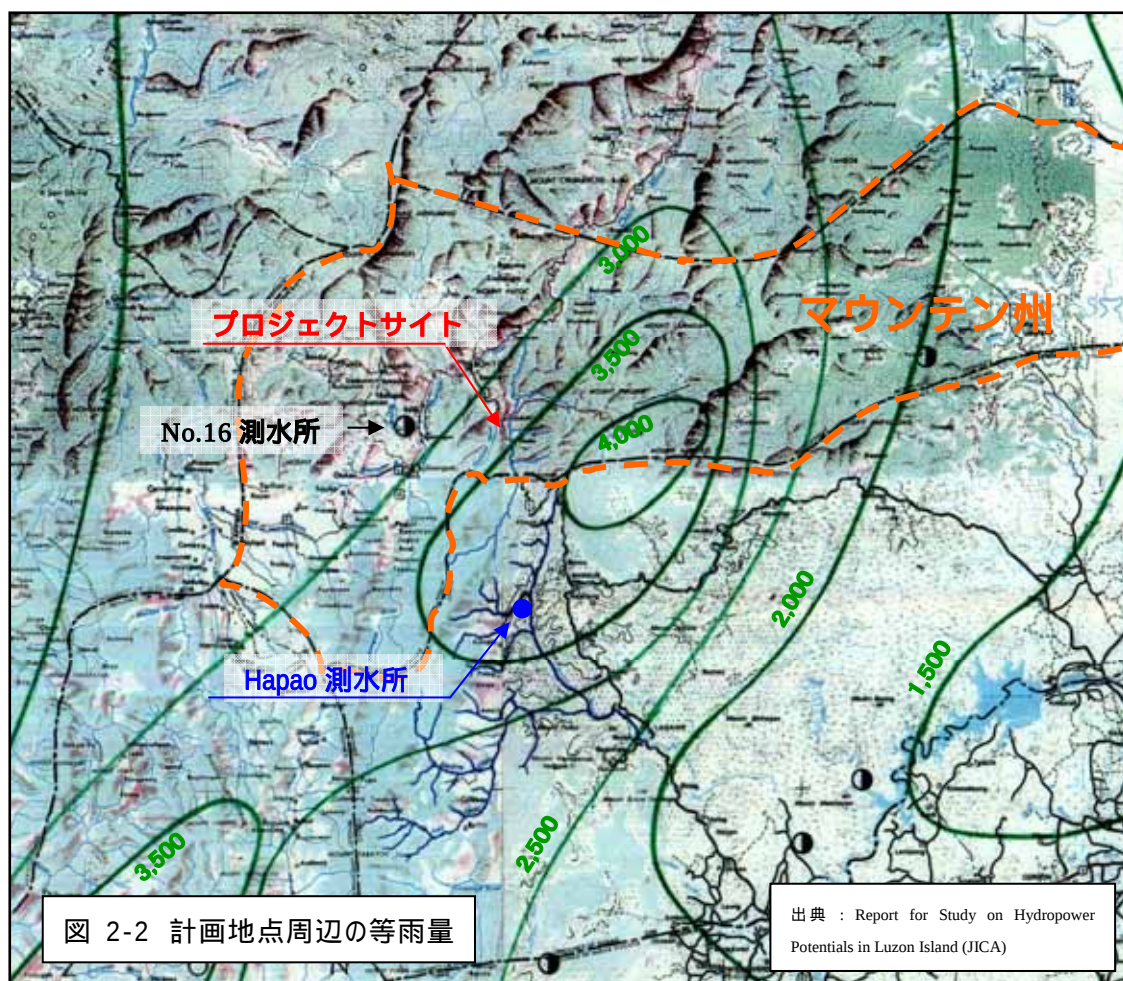
計画地点のあるタルピン村までは、図 2-1 に示すとおり、首都マニラから国道にてアクセスが可能である。所要時間はマニラからタルピン村まで約 10 時間が必要である。



(2) 水文・気象

降水量

計画地点付近は 2,500m 級の山々が西側に連なり、年間を通じて吹き付ける東風の影響で乾季にも一定の降水量が見込め、年間降水量は 3,500mm ~ 4,000mm に達し、この付近で最も降雨量の多い地域である。(図 2-2 参照)



河川流量

計画地点近傍における至近年の河川流量観測記録は、2004 年 7 月以降、東電設計㈱が設置した Hapao 測水所による記録が存在する。同観測所は図 2-2 に示すように計画地点とほぼ同様な降雨量が期待されることから、本計画では観測所の資料を利用することとした。この観測記録によれば年間の流量は図 2-3 に示すように変化しており、3 月 ~ 5 月を除き、相当量の河川流量が確保可能である。

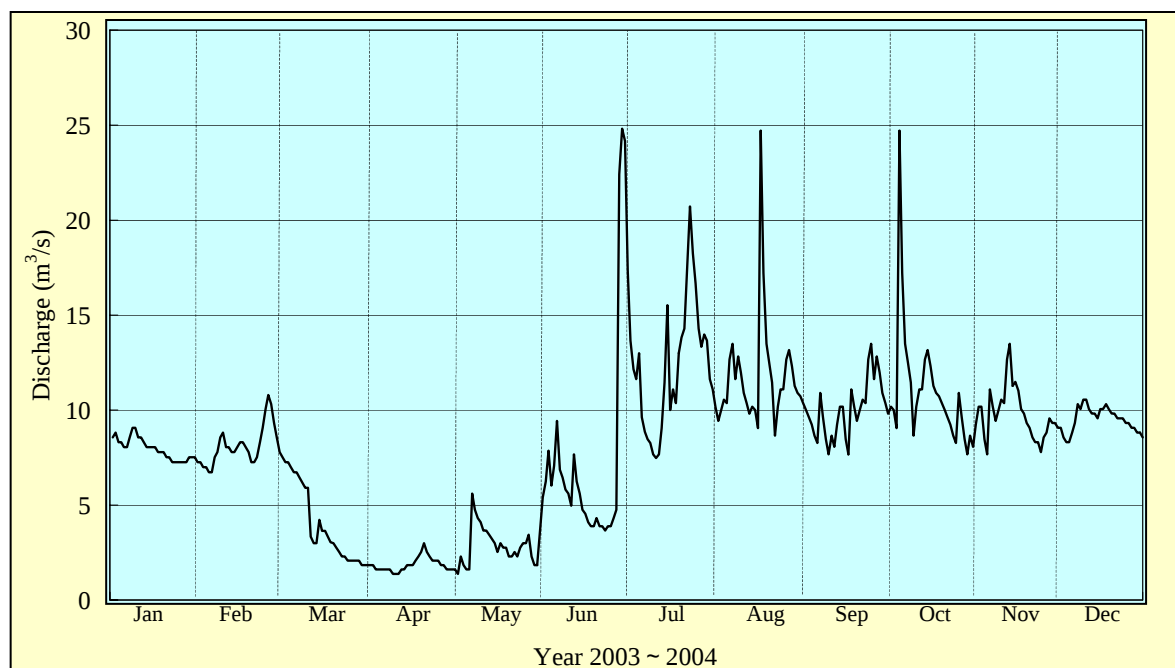


図 2-3 河川流量の年間推移 (ハバオ測水所: C.A.=60.6km²)

(3) 社会環境

計画地点が属するタルビン村の概況は以下のとおりである。

人口、世帯数、家族構成、言語

タルビン村民は 6 部落から成り、367 世帯、人口 1,617 人、農業が主産業の村である。1996 年より人口はわずかながら増えているが、これはベンケット (Bengket) 州の鉱山業に携わるものが移り住んできていると思われる。

表 2-3 タルビン村世帯数

Sitio	No. of HH	%
1. Doddo	100	27.25
2. Ban-ay	72	19.62
3. Tabla	68	18.53
4. Ginao	64	17.44
5. Lisin	60	16.35
6. Mangngid	3	0.81
total	367	100

出所: Barangay Health Clinic, Talubin, 20

表 2-4 タルビン村人口変動

year	population	household
1996	1166	313
1997	1317	314
1998	1439	358
1999	1587	367
2000	1617	367

出所: Household Survey, Brgy. Health Station 2000

世帯構成は 1~2 人世帯が 27%、3~4 人世帯が 24%をしめ、主に老人、老女、未亡人世帯が多く、平均家族数は 4 人である。

表 2-5 タルビン村家族構成分布

No. of household members	Frequency	%
1-2	101	27.52
3-4	89	24.25
5-6	78	21.25
7-8	54	14.71
9-10	40	10.9
11-12	4	1.09
13 & above	1	0.27
total	367	100

出所: Community Consultation, Talubin, 2001

言語は 4 種類使われているが、村民のほとんどは Tinuveng 語を話す。

表 2-6 部落別使用言語分布

Sitio	Dialect			
	Tinuveng	Binontok	Ilocano	Kankanaey
1. Doddo	95	3	1	1
2. Ban-ay	67	5		
3. Tabla	68			
4. Ginao	64			
5. Lisin	60			
6. Mangngid	3			
total	357	8	1	1

出所: Community Consultation, Talubin, 2001

世帯収入及び主な収入源

タルビン村の世帯収入は月 2,000 ペソ以下が半分以上を占め、その内の 3 分の 1 は月 1,000 ペソ以下である。フィリピンの標準月額収入 6,958 ペソにはほど遠い状況であり、貧困ライン 4,000 ペソにも満たない。貧困の原因は、生計をたてるための資源がないこと、農産物の生産が低いことが考えられる。

表 2-7 タルビン村世帯別月收入

Income bracket/Month	No. of HH	%
1,000 & below	112	30.52
1,001 - 2,000	83	22.62
2001 - 3,000	49	13.35
3001 - 4,000	37	10.08
4001 - 5,000	29	7.90
5001 - 6,000	11	3.00
6001 - 7,000	10	2.72
7001 - 8,000	5	1.36
8001 - 9,000	7	1.91
9001 - 10,000	13	3.54
10,001 & above	11	3.00
Total		100

出所: Community Consultation, Talubin, 2001

村の生計活動は自給農家が主であるが、収穫量は家族全員を養うためには足りないため、現金収入源として男性はジブニー（バス）の運転手や、インフラ整備事業などの建設工事労働に従事し、女性は換金作物を作り行商を行っている。また、市民兵、学校の教師、村役場に勤める者もいる。村内には、雑貨店が 16 ヶ所あり、食料雑貨、日用品、砂糖、塩等を扱う。また、豚の飼育が一般的に行われており、特別な行事（結婚式、祝いごと）の時にキロあたり P40～P65 ペソ売買されている。その他、鶏、犬、カラバオ（水牛）あひる、畜牛などが飼われている。

表 2-8 タルピン村職業別世帯数

Source	H/H	Spouse	othermembers	total
Farm農業	125	196		321
Off farm	31	27		58
Non Farm :				
Periodic labor contract 季節労働者				
Transport ドライバー	4			4
Pension 宿泊施設			8	8
Enterprise business 個人会社	1			1
Employment :				
CAFGU 市民兵	21			21
Caminero	7			7
Teachers 先生	12			12
Businesses :				
Peddling		6		
Sari-sari sotre		16		16

出所：Community Consultation, Talubin, 2001

表 2-9 家畜数

家畜の種類	数
豚	657
鶏	2,067
犬	167
水牛	119
あひる	5
畜牛	13

出所：Community Consultation, Talubin 2001

タルピン村の主な農作物は表 3.3.11 に示すとおりである。米は 2 種類あり、“Jinagon”と“Pac-ang”を扱う。最近ほとんど“Pac-ang”だけ扱われており、川沿いや灌漑水路が整ったところで稲作されている。年 1 度、4 月に田植え、6～8 月が収穫時期となり、休耕田を利用して野菜栽培が行われている。収穫物のほとんどは自家用消費で、米は収穫量が少ないため他地域からキロあたり 18～20 ペソで購入している。野菜はサツマイモ、ピーナッツ、豆などを作り、収穫が多ければ出荷する。

表 2-10 タルピン村の農産物

Crops	Area planted (in hectares) Unit: ton	Yield/Volume			Total (Harvest)
		1st Crop	2nd Crop	3rd Crop	
Grains 穀類					
Palay	134.36	12	N/A	N/A	12
Corn	20	10			10
Commercial Crops 換金穀類					
Root Crops					
Camote さつまいも	20				20
Gabi タロイモ	1				1
Legunes 豆科野菜					
Beans 豆	0.5	1.88			1.88
Green Peas グリーンピース					
Peanut ピーナッツ	0.5				
Leafy Vegetables 葉野菜					
Womboc	No specific area	ごくわずか: 自家消費用			
Pechay					
Fruit Vegetables					
Tomato トマト		ごくわずか: 自家消費用			
Squash カボチャ					
Sayote ウリ					
Plantation Crops					
coffee コーヒー		庭栽培程度			
Papaya パパイア		ごくわずか: 自家消費用			
Tiger grass タイガーグラス					
Pineapple パイナップル					
Fruit Trees					
Banana バナナ		庭栽培程度			
Citrus シトラス					
Avocado アボガド					

出所: Office of the Provincial Agriculturist, Interviews, Talubin, 2001

住民組織

タルピン村には 5 の融資団体があるが、”Doddo RICFA and Credit Coop”は、主に豚飼育の資金融資をしていたが地元の銀行からのローンが返せなくなり現在は活動が停止状態である。”Ban-ay RICFA”は郡農業役所から助成金を得て、豚飼育融資を行っている。”The Pinteng Organization”は青年メンバーで構成されており、スポーツレクリエーション、地域の清掃、緑化運動等の活動が行われている。活動費用は村の開発予算 20%の中から充当される。

表 2-11 タルピン村の主な住民組織

Name	Nature	Date Registered	Registering agency
Doddo RICFA and Credit Coop	Cooperative	1993	Cooperative development authority
Tabla Women's Organization	Agriculture	1997	Security of Exchange Commisiion
Ban-ay RICFA	Agriculture Association	on-going	Security of Exchange Commisiion
Pinteng Yough Ass'n	Civic Youth Association	1995	Security of Exchange Commisiion
Talubin Multi-Purpose Cooperative	Coperative	1988	Cooperative development authority

出所: Community Consultation, Talubin, 2001

タルピン村の電力事情

1980 年頃より MOPRECO より供給されており、村内 90%は電化済みである。

2.1.3 建設工事費

タルピン及びカネオ地点の建設工事費は表 2-12 に示すとおりである。なお、同時開発の場合、カネオ地点の送電工事費は不要となる。

表 2-12 建設工事費 (peso)

No.	内 訳	タルピン地点	カネオ地点	同時開発
	準備工事	10,060,610	18,325,554	28,386,164
	環境対策費	1,991,989	3,471,376	5,463,365
	土木工事費	199,198,872	347,137,597	546,336,469
	1. 取水堰堤	13,378,435	30,150,817	43,529,252
	2. 取水口	989,076	894,559	1,883,635
	3. 沈砂池	3,890,613	4,474,204	8,364,817
	4. 導水路	125,391,464	240,440,876	365,832,340
	5. 水 槽	3,516,838	17,496,188	21,013,026
	6. 水圧管路	8,514,227	4,103,878	12,618,105
	7. 発電所	37,923,214	45,878,021	83,801,235
	8. 放水路	4,077,005	2,181,054	6,258,109
	9. その他工事	1,518,000	1,518,000	3,036,000
	水門等機械経費	15,841,842	19,029,284	34,871,126
	電気機械工事費	287,374,600	285,862,000	573,236,600
	送電線工事	42,480,000	37,170,000	42,480,000
	変電設備	29,033,480	29,033,480	58,066,960
	直接工事費計	585,981,392	740,029,291	1,288,840,684
	設計及び施工管理	29,299,070	37,001,465	64,442,034
	請負業者経費	19,919,887	34,713,780	54,633,647
	予備費	58,599,651	74,002,929	128,884,068
	合計	693,800,000	885,700,000	1,536,800,000

2.1.4 開発工程

現状で想定される開発工程は下記の通りである。

表 2-13 開発工程(案)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
CDM 関係手続き	 PDD 作成	 審査				
許認可及び地元との交渉						
実施設計 (詳細設計、仕様書作成等)						
工事契約						
建設工事						 ▲ 運転開始

2.1 プロジェクトバウンダリー・ベースラインの設定・追加性の証明

2.2.1 プロジェクトバウンダリー

プロジェクトバウンダリーは、図 2-4 に示す破線で囲まれた範囲とし、タルピンとカネオ地点においてそれぞれの取水堰、取水口、導水路、ヘッドタンク、水圧管路、発電所ならびに方水路を含み、送電線についてはボントック市の送電線グリッドまでとする。

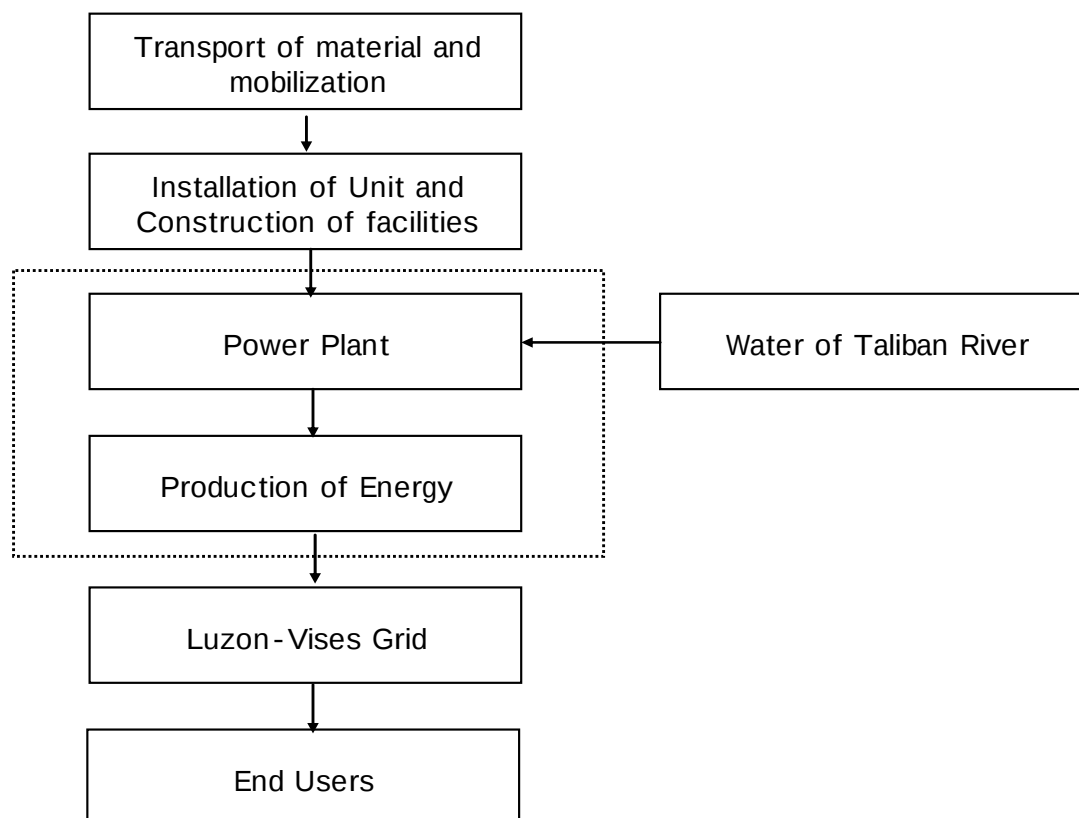


図 2-4 プロジェクトバウンダリー

2.2.2 小規模 CDM プロジェクトに対するベースライン方法論と設定

(1) 小規模 CDM プロジェクトに対するベースライン方法論

第 7 回 CDM 理事会会合において、小規模 CDM パネルが提出したガイドライン案が検討され、「小規模 CDM プロジェクト活動に関する簡素化方法及び手順の付録 B：主要な小規模 CDM プロジェクト活動分野におけるベースライン及びモニタリングの簡素化手法素案」として採択されている。

小規模 CDM プロジェクトの定義としては、再生可能エネルギーの場合、最大出力が 15MW（又は同量相当分）までとなっている。また、小規模で再生可能エネルギーの場合の方法

論は、表 2-13 に示す 4 種類用意されている。

したがって、本プロジェクトに対するベースライン方法論については、発電所の出力規模がタルピン発電所 5.4MW、カネオ発電所 5.4MW、合計で 10.8MW となり、CDM 理事会で決定されている 15MW 以下であること、また、発電された電力はルソン-ビザヤスグリッドに接続することを想定していることから、CDM 理事会において承認されている小規模 CDM 方法論 “AMS-I.D. グリッド用の再生可能電力発電” が適用できるものと考えられる。

表 2-14 小規模 CDM プロジェクト方法論(再生可能エネルギー)

承認番号	方法論のタイトル	備考
AMS-I.A.	ユーザーによる発電	
AMS-I.B.	ユーザーによる機械用エネルギー利用	
AMS-I.C.	ユーザーによる熱エネルギー利用	
AMS-I.D.	グリッド用の再生可能エネルギー発電	

(2) ベースラインの設定

小規模 CDM 方法論 “AMS-I.D. グリッド用の再生可能電力発電” よると、ベースラインの具体的な設定方法は以下に示すとおりである。

(a) 近似オペレーティングマージン(OM)とビルドマージン(BM)の平均値

- ・ 近似オペレーティングマージン(OM)とは、水力、地熱、風力、低コストバイオマス、原子力、太陽光発電を除外した、システムに供給している全ての電源の荷重平均による排出量である。
- ・ ビルドマージン(BM)とは、システムに追加される直近に追加された発電所の加重平均による排出量であり、直近の 20%に相当する最近建設された発電所、または直近に建設された 5 基の発電所の加重平均による排出量のうち、低い方となる。

または

(b) 現状の発電ミックスの荷重平均排出量

本プロジェクトに関しては、2005 年 8 月時点でビルとマージン算定のための基礎データが公表されていないことから、上記の「(b) 現状の発電ミックスの荷重平均排出量」を選択した。

2.2.3 追加性の証明

本プロジェクトに関しては 4 つの障壁のうち(a)投資障壁、(b)技術障壁、(c)一般的な慣行に伴う障壁に直面しているため、簡易ベースラインの利用が可能と考えられる。

(1) 投資障壁

本プロジェクトの投資障壁について Project IRR と 開発コストの両面から以下に証明する。

Project IRR

タルピン地点とカネオ地点の Project IRR はそれぞれ 12.4 %、9.3 %となっている。また、同時開発の場合の Project IRR は 11.2%である。（詳細は第 3 章 3.3 参照）

表 2-15 Project IRR

項 目	単位	タルピン	カネオ	同時開発
外貨交換レート	Peso/1US\$	54.5	54.5	54.5
開発費用 ¹	百万 Peso	701.242	894.691	1,551.040
Electricity tariff	Php/kWh	3.50	3.50	3.5
年間有効電力量	MWh	33,543	33,319	66,862
耐用年数	年	50	50	50
Project IRR	%	12.4	9.3	11.2

上記の Project IRR に対して、保守的な判断指標として Capital Asset Pricing Model (CAPM) により算定されるディスカウントレイトを使用する。この判断指標は第 3 章 3.3.3 に算定される通り、13.2%となる。

本プロジェクトの Project IRR はいずれも 13.2%以下であり、CDM 支援なしにプロジェクトを実施することは困難である。

開発コスト

本プロジェクトが連系を想定しているルソン - ビザヤス系統では、第 1 章 1.3.3 に示したように、今後、天然ガス利用による発電が支配的となることが想定されている。

¹ 第 3 章表 3-3 参照

ここでは、本プロジェクトに代替するエネルギーとして天然ガス利用のガスタービン発電を想定し、1 MW 当たりの開発コストを比較した。この結果は表 2-16 に示すとおりであり、本プロジェクトの開発コストはガスタービンに比較し、著しく高価であることが判る。

表 2-16 開発コストの比較

	ガスタービン	本提案プロジェクト
開発コスト (\$/MW)	300,000 to 650,000	2,360,000 to 2,960,000

出典: Gas turbine Engineering Handbook, p.8

開発コストには設備費、輸送費、土木費、設置費を含む

以上より本プロジェクトはその実施に際し、投資障壁を有するものと言える。

(2) 技術障壁

第 1 章表 1-3 に示したようにフィリピンにおける既設小水力発電所は 55 発電所中 8 発電所が停止し、8 発電所が十分な機能を発揮出来ない状態にある。

加えてフィリピンにおける既設発電所の設備利用率(Plant Factor)は 1993 年から 1999 年実績平均で 36%となっている。これは流れ込み式水力発電所の一般的数値と比較すると非常に低い値である。第 1 章表 1-4 に参考として示した東京電力㈱所有の小水力発電所の設備利用率は平均で 78%である。(タルピン地点、カネオ地点の設備利用率はそれぞれ 74.6%、74.1%である。)

上記のような高い停止率や低い設備利用率は、事業の低収益性に直結しており、称す威力開発に関する投資家の投資意欲を低下させる要因となっている。

フィリピンの小水力開発に関する諸問題は、同国の水力開発が主に国家的経済性優先の観点から大規模水力主体に行われてきたことに起因するものであり、小水力発電の特性を踏まえた適正技術が確立されていないと言える。

本プロジェクトの実施はフィリピンにおける小水力開発の好事例となることを目指している。

(3) 慣行上の障壁

フィリピン政府は自国産の天然ガス開発を促進している。このことは他のタイプの発電、とりわけ再生可能エネルギー開発に対して直接的なネガティブ要因となっている。

2.3 GHG 削減量及びリーケージ

2.3.1 GHG 削減量の算定

(1) GHG 排出量算定式

電源種別毎の CO₂ 排出量は下式で算定される。

$$E_j \text{ (ton CO}_2\text{/year)} = FC_j \text{ (toe)} \times \text{NCV (TJ/toe)} \\ \times \text{CEF}_j \text{ (tC/TJ)} \times \text{Oxidation Factor}_j \times 44/12 \text{ (tCO}_2\text{/tC)} \quad \text{---式 1}$$

ここに

E_j : タイプ別 j 年間 CO₂ 排出量(ton CO₂/year)

FC_j : タイプ別 j 燃料消費量 (toe)

NCV: Net Calorific Value = 41.868²(TJ/toe10³)

CEF_j : タイプ別 j 炭素排出係数 Carbon Emission Factor: CEF (tC/TJ) . 下表参照

OF_j : タイプ別 j Oxidation Factor 下表参照

表 2-17 電源種別毎の炭素排出量

	Carbon Emission Factor: CEF (tC/TJ)	Oxidation Factor
石油	21.1	0.990
石炭	26.8	0.980
天然ガス	15.3	0.995

出典: Revised 1996 IPDC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reference
Manual (Volume 3)

なお、水力及び地熱に関しする CEF はない（ゼロ）とされている。

電源種別毎の単位炭素排出 (Individual CEF ,tCO₂/MWh) は式 1 により算定されるタイプ別 CO₂ 排出単位量 (tCO₂)を年間の発電電力量(MWh)で除して算定される。

$$\text{Individual CEF}_j \text{ (tCO}_2\text{/MWh)} = E_j \text{ (ton CO}_2\text{/year)} / \text{年間発電電力量}_j \text{ (MWh/year)} \quad \text{---式 2}$$

加重平均 CO₂ 移出量(Weighted average emissions ,tCO₂/MWh)は下式により算定される。

$$\text{Weighted average emissions (tCO}_2\text{/MWh)} = \sum_j (\text{WEG}_j \times \text{Individual CEF}_j) \quad \text{----- 式 3}$$

² 出典: Revised 1996 IPDC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Workbook (Volumu 2)
Energy

ここで、

$$\text{WEG}_j(\%) = \frac{\text{タイプ別 } j \text{ 年間発電電力量 (MWh/year)}}{\text{当該電力系統の年間総発電電力量 (MWh/year)}}$$

(2) GHG 削減量の算定

算定条件

- タルピン及びカネオ地点年間発電電力量 = 66,862MWh/年
- 発電量は発電所運転期間中変化しない
- ルソン - ビザヤス系統に連系される。
- 基本データはフィリピン国エネルギー省提示の 2004 年時点のデータとする。

ルソン - ビザヤス系統における電源の燃料消費量の算定

エネルギー省データによれば、電源種別毎の燃料消費量は全国レベルのみでしか集計されておらず、各電力系統別の集計はなされていない。したがって、ここでは表 2-18 に示される電力系統毎の年間発電電力量からルソン - ビザヤス系統における燃料消費量を算定した。この結果を表 2-19 に示す。

表 2-18 電力系統毎の年間発電電力量 (2004 年実績) (unit: GWh)

GWh	(1) Luson	(2) Visayas	(3) Mindanao	(4) Total	(5)=(1)+(2) Luson & Visayas	(6)Weight in L-V grid (%)
Oil-Based	4,590.814	1,997.708	1,915.799	8,504.321	6,588.522	13.48
Hydro-Power	4,296.879	34.277	4,261.525	8,592.681	4,331.156	15.36
Geothermal	3,033.417	6,338.317	909.815	10,281.549	9,371.734	18.37
Coal	15,548.335	646.077	0.000	16,194.412	16,194.412	28.94
Natural Gas	12,384.467	0.000	0.000	12,384.467	12,384.467	22.13
Total	39,853.912	9,016.379	7,087.139	55,957.430	48,870.291	100.00

Source:

(1)(2)(3)(4): Department Energy Power Bureau

表 2-19 ルソン - ビザヤス系統における燃料消費量 (ktoe)

ktoe	(7)=(11)x(1)/(4) Luson	(8)=(11)x(2)/(4) Visayas	(9)=(11)x(3)/(4) Mindanao	(10)=(7)+(8) Luson & Visayas	(11) Total
Oil-Based	1,038.02	451.70	433.18	1,489.72	1,922.90
Hydro-Power	1,069.98	8.54	1,061.18	1,078.52	2,139.70
Geothermal	755.35	1,578.30	226.55	2,333.65	2,560.20
Coal	3,059.66	127.14	0.00	3,186.80	3,186.80
Natural Gas	2,120.90	0.00	0.00	2,120.90	2,120.90
Total	8,043.92	2,165.67	1,720.91	10,209.59	11,930.50

Source:

(11): Department Energy Power Bureau

発電形式別の単位 CO₂ 排出係数 (Individual CO₂ emission factor)

2004 年のルソン - ビザヤス系統における発電電力量から電源種別毎の CO₂ 排出係数を算定すると表 2-20 に示すとおりとなる。

表 2-20 CO₂ 排出係数計算表:ルソン - ビザヤス系統 (2004)

	(1) Fuel Consumption (10 ³ toe)	(2) Electricity Generation (MWh)	(3) Net Calorific Value (TJ/toe10 ⁶)	(4)=(1)x(3) Energy Content (TJ)	(5) CEF (tC/TJ)	(6) Oxidation Factor	(7) tCO ₂ /tC	(8)=(4)x(5) x(6)x(7) CO ₂ Emission (tCO ₂)	(9)=(8)/(2) Individual CEF (tCO ₂ /MWh)	Assumption
Petroleum	1,490	6,588,522	41,868	62,372	21.1	0.990	3.667	4,777,666	0.725	residual fuel oil
Hydro	1,079	4,331,156	41,868	45,155	0.0	0.000	3.667	0	0.000	
Geothermal	2,334	9,371,734	41,868	97,705	0.0	0.000	3.667	0	0.000	
Coal	3,187	16,194,412	41,868	133,425	26.8	0.980	3.667	12,850,168	0.793	anthracite
Natural Gas	2,121	12,384,467	41,868	88,798	15.3	0.995	3.667	4,957,102	0.400	natural gas (dry)
Total	10,210	48,870,291								

Source

(1): Table E.2 (10)

(2): Department of Ebergy, Power Bureau

(3) : Revised 1996 IPDC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Workbook (Volumu 2) Energy

(5),(6) : Revised 1996 IPDC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reference Manual (Volumu 3)

加重平均排出量

ルソン - ビザヤス系統における 2004 年の加重平均排出係数は表 2-21 で算定されるように 0.462 (kgCO₂/kWh)となる。

表 2-21 加重平均排出係数 (2004 年)

	(1) Weight in Grid (%)	(2) Individual CEF (kgCO ₂ /kWh)	(3)=(1)x(2) weighted CEF (kgCO ₂ /kWh)
Petroleum	13.48	0.725	0.098
Hydro	8.86	0.000	0.000
Geothermal	19.18	0.000	0.000
Coal	33.14	0.793	0.263
Natural Gas	25.34	0.400	0.101
Total	100.00		0.462

プロジェクトによる年間 CO₂ 排出削減量

上記より、本プロジェクトによる年間の CO₂ 排出削減量は下記の通りとなる。

$$\begin{aligned}\text{プロジェクトによる年間 CO}_2\text{ 排出削減量} &= 0.462 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \times 66,862 \text{ MWh/年} \\ &= 30,890 \text{ tCO}_2/\text{年}\end{aligned}$$

プロジェクト期間（クレジット期間：21 年）における総排出削減量

表 2-22 プロジェクト期間における CO₂ 総排出削減量

年	本プロジェクトの 年間有効電力量 (MWh)	加重平均排出係数 (tCO ₂ /MWh)	排出削減量 (tCO ₂ /year)
2010	66,862	0.462	30,890
2011	66,862	0.462	30,890
2012	66,862	0.462	30,890
2013	66,862	0.462	30,890
2014	66,862	0.462	30,890
2015	66,862	0.462	30,890
2016	66,862	0.462	30,890
2017	66,862	0.462	30,890
2018	66,862	0.462	30,890
2019	66,862	0.462	30,890
2020	66,862	0.462	30,890
2021	66,862	0.462	30,890
2022	66,862	0.462	30,890
2023	66,862	0.462	30,890
2024	66,862	0.462	30,890
2025	66,862	0.462	30,890
2026	66,862	0.462	30,890
2027	66,862	0.462	30,890
2028	66,862	0.462	30,890
2029	66,862	0.462	30,890
2030	66,862	0.462	30,890
合 計	1,404,102		648,690

2.3.2 リークージ

本プロジェクトにおけるリークージとして、建設中の重機利用や土木設備に用いるセメント生産が考えられるが、発電所の出力規模が小さいため（最大出力：タルピン地点 5.4MW、カネオ地点 5.4MW）無視できるほど小さいものと考えられる。また、貯水池からのメタン発生は、流れ込み式の発電タイプであり基本的に発生しない。したがって、本プロジェクトにおけるリークージについては、考慮する必要がないと考える。

2.4 モニタリング計画

モニタリング計画は、京都議定書の CDM の定めに従い、プロジェクトのパフォーマンスに関連する重要な指標を計測し記録することにより、系統的な事業成果の監視をするためのものである。本プロジェクトの場合は、小規模 CDM プロジェクトであり、モニタリング計画は、CDM 理事会により決定された簡素化手法を用いることができる。

本プロジェクトの場合は、表 2-23 に示す項目をモニタリングすることとする。

表 2-23 モニタリング項目

データ No.	データの種類	データ変数	データ 単位	測定(m) 計算(c) 予測(e)	記録頻度	モニターさ れるデータ の比率	データの 保管方法	データの保存期間	備 考
1	電力量	ルソン-ピサヤスグリッ ドへ送電される当該プロ ジェクトの電力量	MWh	測定	1 回/年	100%	電子データ と紙	21 年(Crediting period) + 3 年	
2	燃料消費量	ルソン-ピサヤスグリッ ドの発電種別燃料消費量	toe	計算 予測	1 回/年	100%	電子データ と紙	同上	
3	電力量	ルソン-ピサヤスグリッ ドの発電種別電力量	MWh	計算	1 回/年	100%	電子データ と紙	同上	

2.5 環境影響

2.5.1 環境関連法規

フィリピン国における小規模水力開発に係わる環境関連許認可手順及び監督官庁は下表のとおりである。

表 2-24 中小水力申請事項

項 目	申 請 先	期 間	参 照
1. サイトの確認			事前情報、自前調査
2. 調査許可の申請	DOE	約 2 週間	調査地域の権利
3. 現地調査実施	DOE 地元自治体	F/S 実施を 含めて 3 ヶ 月～1 年	私有地立ち入り等の有無
4. DOE への調査報告書の提出	DOE		
5. 有望地点の企業化 (F/S) 実施			ローカル又は外国コンサルによる調査
6. 環境許可証明書 (ECC) 取得申請	DENR	最低 6 ヶ月	環境影響報告 (EIS) 及び事前環境調査 (IEE) が必須。 ただし、開発規模により EIS 免除の場合もあり
7. 水利権許可申請	NWRB		ECC が必要
8. NPC 又は ECs との PPA 交渉			
9. 土地取得			関係地主
10. 最終資金計画			資金提供者からのローン、又は金融機関からの財政援助
11. 地方政府の承認	地方自治体 LDC		関係地方政府
12. 民間発電設備の運転契約並びに許可	DOE		DOE の必要書類の検査
13. 建設入札		3 ヶ月～	交渉と契約
14. 工事行程	DOE		DOE への定期進捗報告書の提出
15. 売電に関する合意	NPC REC 公共事業体		
16. 営業許可	地方自治体 証券取引委員会		
15. 運転開始と試験	DOE		DOE 技術者の立会い

これに示されるように、フィリピンにおいて水力発電開発を計画する場合、当該プロジェクトが環境に重大な悪影響を及ぼさないことを保障するため、事前環境調査 (Initial Environmental Examination: IEE) および環境影響報告 (Environmental Impact Statement: EIS)

を DENR へ提出し、環境許可証明 (Environmental Compliance Certificate: ECC) を取得することとなっている。

しかし、DENR と DOE との間で 1999 年 8 月に締結された覚書 (MOA) には、発電計画が小水力でその計画出力が 1 MW を超え 10MW まで、及び貯水量 20,000,000m³ 以下の場合には、EIS の提出を免除され、簡易な IEE チェックリストの提出のみでよいこととなっている。また、地質調査などの現地調査等は、現地の環境に重大な環境影響を与える機材を使用しない限り、EIS 及び IEE の適用から除外されることとされている。

計画対象地域のマウンテン州ポントック郡は、ポントック族を中心とする先住民居住地であり、フィリピン国では、先住民族権利法 (Indigenous People's Right Act No.8371, 1997: IPRA) を制定し、これら先住民族の権利保護を図っている。IPRA 法では、下記を基本概念とし、開発行為に際しては、計画の段階から、地域住民を含めた合意形成のための活動を義務づけている。

- 原住民、地域社会の伝統的知識の保護
- 先住民族文化社会 / 先住民族は、その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有する。

2.5.2 環境影響分析

本プロジェクトはタルピン川中流域に存在するタルピン地点とカネオ) 地点の小水力発電所建設計画である。プロジェクトの対象 2 地点は、その合流点より約 15km 上流のタルピン村に存在する。タルピン地点はタルピン村上流に位置し、最大使用水量 9.71m³/s、有効落差 66.24m により最大 5,400kW を発電する流れ込み式の発電計画である。一方、カネオ地点はタルピン村の下流に位置しており、最大使用水量 11.41m³/s、有効落差 57.13m により最大 5,400kW を発電する流れ込み式の発電計画である。

開発対象地域は国立統合保護地域制度 (National Integrated Protection Areas System: NIPAS) の規制地域ではなく、また、計画地点のタルピン川には水利権は設定されていない。

本プロジェクトの各進捗段階 (調査、建設、運用) における自然環境及び社会環境に与えると評価される影響を以下に整理する。総合的に評価して、自然環境及び社会環境に深刻な負の影響を与えるプロジェクトではないと評価される。

(1) 調査段階

ボーリング等の調査工事が想定されるが、工事規模は小さく、工事範囲も限定されることから環境に与える大きな影響は想定できない。

(2) 建設段階

植生に対する影響

工事範囲は既に全域森林が伐採されており、耕作地あるいは草地となっている。工事規模も小さく、影響は小さいと考える。

河川水質、水温、水量に対する影響

タルピン村の農業用水及び生活水は全て支沢を利用しており、計画河川であるタルピン川は利用されていない。このため、河川水質、水温、水量に対する影響は無いと考えられる。ただし、工事による濁水、廃水処理については適切に行われる必要がある。

大気に対する影響

工事に伴う粉塵の飛散が想定されるが、工事規模も小さいことから周辺住民への影響は小さいと考えられる。

騒音に対する影響

大型重機などの騒音が大きいものと想定されるが、工事規模が小さくかつ範囲が限られるので影響は小さいと考えられる。

社会環境に対する影響

a. 住民の安全

工事車両による交通事故、工事現場での工事関係者と住民の争いなどの好ましくない影響が想定される。

b. 地域の雇用・所得

工事段階において住民に雇用機会が与えられれば、不就業率の低下、収入の増加等の好ましい影響が予想される。また、工事に係る雇用を通じて、住民達には石工、大工、自動車運転などの技術を習得する機会が与えられる。

(3) 運用段階

自然環境に対する影響

本プロジェクトによる河川の取水のため減水区間が生ずる。これに対しては湯水時に河川維持流量を確保する。また、取水堰による魚の遡上が阻止されることに対しては、石に魚道を設置し、影響を小さくしている。

社会環境に対する影響

タルピン村ではその生活用水を支川から取り各戸に供給している。また、田への灌漑用水も支川より引水している。このため、タルピン川に減水区間が生じて影響は出ない。

2.5.3 環境管理計画

本調査結果では、本プロジェクトが環境に与える影響は限られており、非常に小さいと予想される。フィリピン国では、本プロジェクトのような小規模な水力発電計画は環境影響報告（EIS）の提出は免除されている。

2.6 利害関係者のコメント

2.6.1 利害関係者

本プロジェクトはマウンテン州ボントック郡タルピン村に位置し、その電力の一部/全ては同州の電力供給を担っているマウンテン州電力組合（Mountain Province Electric Cooperative : MOPRECO）に売電され、同組合を通して州内の需要家に供給される。

以上より、本プロジェクトの実施に伴う利害関係者は、タルピン村住民、ボントック郡、マウンテン州、MOPRECO が上げられる。

なお、マウンテン州には州知事令により州内の電力整備計画を推進しようとする州電力委員会（Provincial Electric Council : PEC）が設定されている。この評議会のメンバーは図 2-5 のとおりであり、本プロジェクトに関してはタルピン村の代表が Resident Group 代表として参加している。

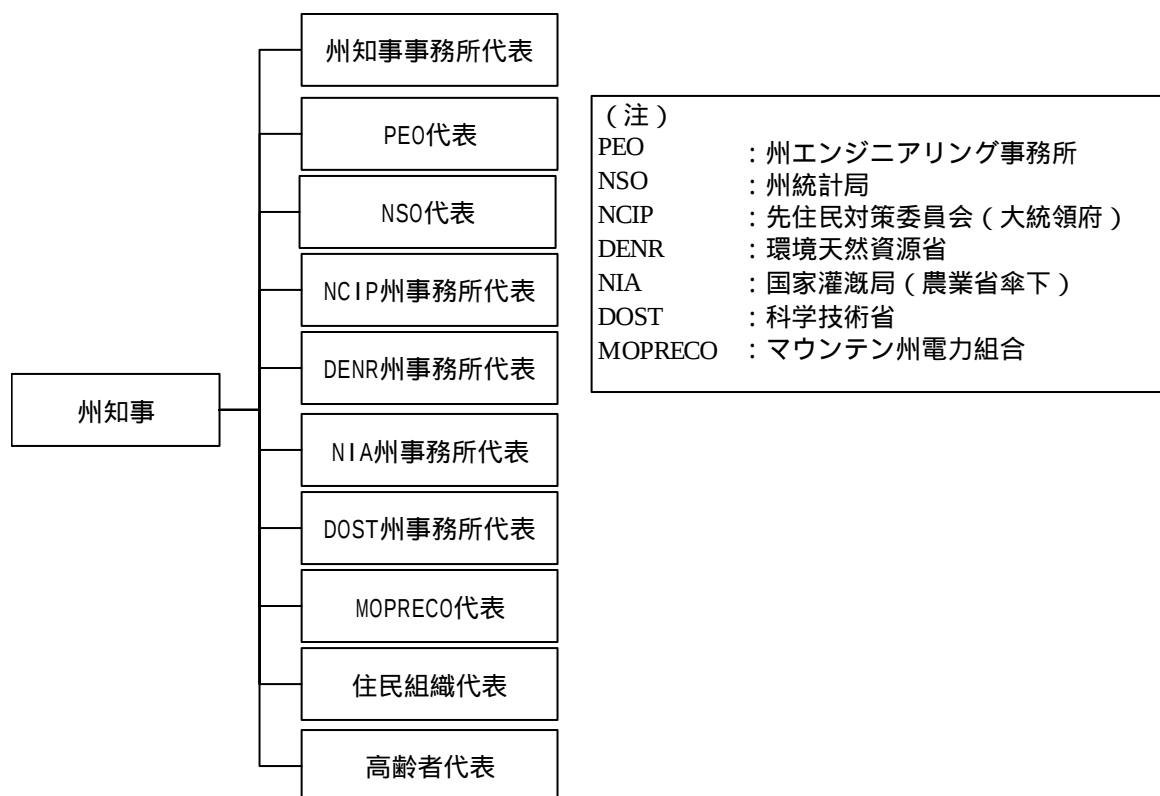


図 2-5 州電力委員会 (PEC) メンバー構成

各利害関係者の現状と予想される本プロジェクトの影響を表 2-25 に示す

表 2-25 利害関係者の現状と予想される影響

利害関係者	影響種別	予想される影響	現 状
タルピン村	直接的	- 居住地域、耕作地域への影響 - 減水区間における河川水量の減少 - 景観への影響 - 発電所建設、維持管理に関する新規雇用機会の創出	- 人口約 1,000 人 - 主要収入源：農業、林業 - 多くの住民が他地域へ出稼ぎに出ている
ボントック郡	直接的	- 送電線建設に伴う影響 - 工事用車両の通行による影響	- 人口：約 22,000 人
マウンテン州	間接的	- 電気料金の低廉化 - 電力供給の安定化 - 州内経済の活性化：新規雇用、新規産業の誘致	- 人口：約 140,000 人 - PEC メンバーは本プロジェクト実施を奨励している。
MOPRECO	直接的	- 電力供給コストの低減 - 電力経営の健全化	- 最大需要： 3,500 kW - 需要増加率：10% / - 電気料金：約 7.7p/kWh(2004 年 10 月現在)

2.6.2 現地コンサルテーション (Barangay Consultation)

(1) 現地コンサルテーションの目的

マウンテン州ボントック郡にはボントック族と呼ばれる先住民が暮らしている。これらの先住民の権利は先住民保護法 (Republic Act No. 8371, 1997, Indigenous People's Rights Act : IPRA) により保護されている。同法の目的は下記のとおりである。

- 先住民社会及び先住民 (Communities/Indigenous Peoples : ICCs/IPs) の文化、伝統の発展と保全を尊重する。
- 地域資源の開発に関する優先権の保護

また、同法では上記の目的を達成するため地域内における開発行為に関しては計画の初期段階から住民の理解を得る必要があるとしている。この関係から本プロジェクトに関しても、昨年度調査の段階から現地コンサルテーションを行っている。

(2) 現地コンサルテーションの実施経緯

第 1 回コンサルテーション：2004 年 9 月

- 調査実施に関する住民理解の取り付け
- プロジェクト概要の説明と意見聴取

第 2 回コンサルテーション：2004 年 12 月

- 第 1 回コンサルテーション結果に基づく発電ルート比較検討結果の説明意見聴取
- 第 3 回コンサルテーション：2005 年 2 月
- 自然・社会環境への影響緩和方策に関する説明と意見聴取
- 第 4 回コンサルテーション：2005 年 8 月
- 2004 年度調査結果の説明と意見聴取
- 第 5 回コンサルテーション：2005 年 12 月
- CDM 事業として推進することへの了解取り付け

(3) 利害関係者のコメント

マウンテン州政府

- マウンテン州政府は本プロジェクトに期待している。
- PEC は本プロジェクトの実施をサポートする。
- 地域住民の小水力に関する正確な理解を醸成するため、州政府は住民を招聘し隣のベンケット州の既設小水力発電所見学会を行う。

ボントック郡

- ボントック郡は州政府と共同して本プロジェクトの実施をサポートする。
- プロジェクト実施のための最大の障害は住民、特に高齢者の水力開発に関する理解不足である。このため郡長が各集落を訪問し住民と話し合う。

タルピン村住民

- 住民の内若手組織は本プロジェクトに積極的に協力する。このために主に若手から構成される新組織を作り村内の意見調整に当たる。
- 水路ルートについては、事業者との今後の調整（補償）次第である。

MOPRECO

- 州内電気料金低減及び電力供給安定化のため州内の水力開発を強く望む。
- エネルギー省及び PEC と連携して本プロジェクトをサポートする。

第3章 事業化に向けて

3.1 プロジェクトの実施体制

プロジェクトの実施体制は図 3-1 のとおり想定される。この中でプロジェクト実施主体は下記の組織により新規に創出されるプロジェクト会社を想定している。

ホスト国 ： 国家石油公社（Philippines National Oil Company, PNOC）
 マウンテン州（The Provincial Government of Mountain Province）
 Sta. Clara International Corporation（民間会社）

投資国 ： 東京電力株式会社（TEPCO）

PNOC はは 1973 年に主に石油の安定供給を目的に創出された組織でありエネルギー探査及び開発を行っている。創設以来 PNOC は自国産エネルギーの開発の主要機関であり、再生可能エネルギー開発のための欠くべからざる組織である。

マウンテン州は本プロジェクトに直接的に関係する地方政府であると。2005 年 3 月には州エネルギー委員会(PEC)を設置し、地域エネルギーの開発を促進しようとしている。

Sta. Clara International Corporation は 1976 年に建設業者としてスタートした民間会社であり、現在は NPC から小水力発電所を買い受け、発電事業にも参画している。

東京電力(株)は 1951 年に創立され、現在、189 の発電所を有し、その総発電力は 60,375MW である。

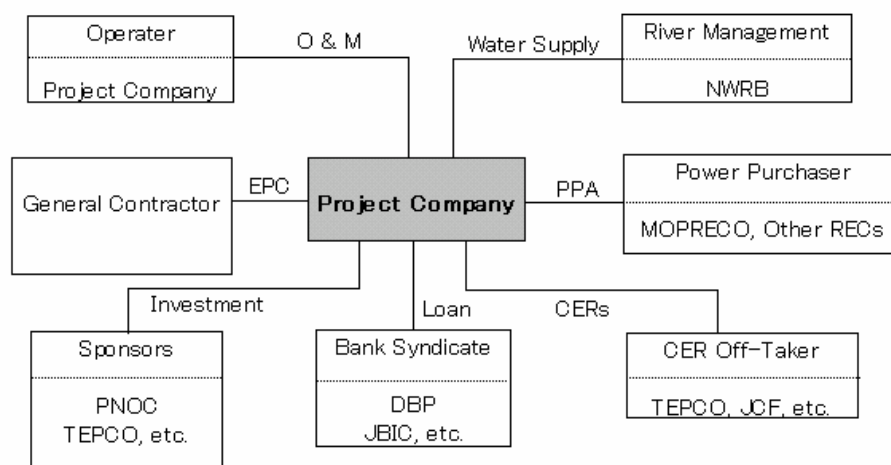


図 3-1 プロジェクト実施主体

3.2 プロジェクト実施のための資金計画

本調査では、本プロジェクトの開発費用の調達は、図 3-2 に示すとおり国際協力銀行と本邦民間銀行の協調融資を基本とした 2 ステップローン¹を想定している。これらの資金はフィリピン開発銀行（Development Bank of Philippines :DBP）を通して、新設するプロジェクト会社¹に融資される。

融資額は全体費用の 80%とし、20%は自己資金を充当する。

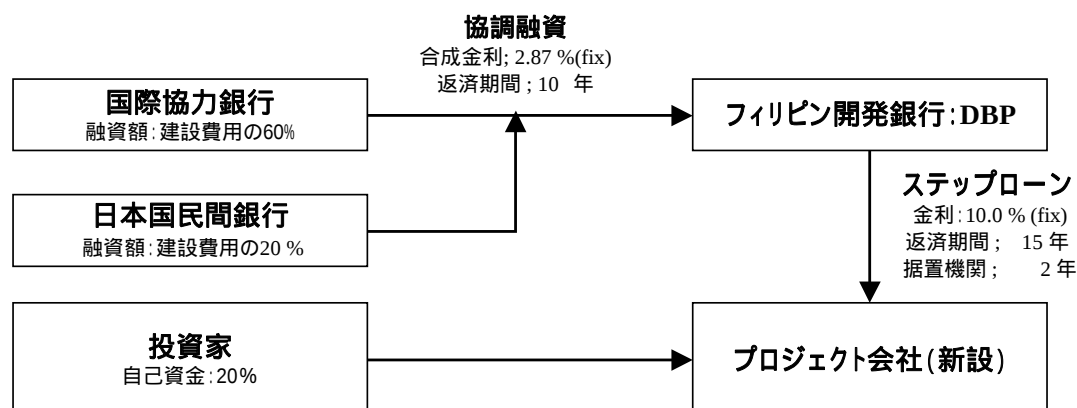


図 3-2 想定される資金計画

上記の資金計画では、国際協力銀行(JBIC)からの円借款を一部利用している。一方、マラケシュ合意では「CDM 事業のための公的資金は ODA の流用を招かないこと」を規定している。つまり ODA の流用でないことを証明出来れば円借款の CDM 事業への利用は可能である。何が「ODA の流用」に当たるかについては国際的に合意された定義はないが、JBIC では「投資国及びホスト国の DNA が各々 { 流用でない } 旨確認すれば CDM 事業に円借款を利用することは可能である」とし、JBIC のポリシーとして CDM 事業を積極的にプロモートしている。

従って、本事業に関しては、今後、JBIC と本プロジェクトの CDM 化について合意形成を図った上で、投資国及びホスト国 DNA に対し、本件が ODA の流用でないことを説明し理解を得る必要がある。

¹ : 第 3 章 プロジェクトの実施体制参照

3.3 財務分析

3.3.1 分析の基本条件

売電料金

売電先としてはマウンテン州を供給範囲とする MOPRECO 及びベンケット州の BENECO を想定している。売電料金に関しては売電先との調整が必要であるが、ここでは 2004 年次点の NPC の卸売価格 3.9 pesos/kWh より約 10%低い 3.5 pesos /kWh を想定した。

表 3-1 マウンテン州における電気料金 (per kWh:2004 年 10 月)

項目	料 金	備 考
NPC 卸売価格	3.9622 ² peso/kWh	2004 年 10 月時点
TRNSCO 送電経費	1.4642 peso/kWh	
MOPRECO 配電経費	2.7553 peso/kWh	
その他経費	0.6346 peso/kWh	
補助金他.	-1.1551 peso/kWh	
合 計	7.6612 peso/kWh	

出典: MOPRECO Office

CER (Certified Emission Reduction)

2005 年時点 CER の市場価格として US\$ 6.5/t-CO₂ を想定した。

タルピン、カネオ小水力による CO₂ 削減量は下表の通りである。(詳細は第 2 章 2.2 参照)

表 3-2 CO₂ 排出削減量

プロジェクト名	年間有効電力量 (MWh/year)	排出削減量	
		年間 (tCO ₂ /year)	クレジット期間中 21years (tCO ₂)
タルピン地点	33,543	15,497	325,437
カネオ地点	33,319	15,393	323,253
合 計	66,862	30,890	648,690

開発費用

開発に必要な費用としては表 3-3 に示す建設費(これを以後「ハードコスト」)以外に下記のソフトコストを考慮した。

- 法定費用 (Financial and legal fee)

² : 2004 年時点の NPC 発電原価は約 4.50 Php/kWh とされるが、将来の増加が懸念されている。
なお、2005 年 7 月時点のマウンテン州における卸売価格は 4.125 Php/kwh である。(出所: power bill of MOPRECO)

- プロジェクト会社設立に関する費用 (Cost for establishment of the project company)
- 施主側施工管理 (Construction audit)

さらに、CDM 事業に係わる費用として下記を計上する。

- PIN の作成経費
- 有効化審査及び登録必要経費
- モニタリング費用

表 3-3 開発費用

プロジェクト名	開発費用 (peso)		
	ハードコスト	ソフトコスト	計
タルピン	693,800,000	CDM 無し 7,442,000	CDM 無し 701,242,000
		CDM 有り 10,736,000	CDM 有り 704,536,000
カネオ	885,700,000	CDM 無し 8,999,000	CDM 無し 894,699,000
		CDM 有り 12,284,000	CDM 有り 897,984,000
同時開発	1,536,800,000	CDM 無し 14,240,000	CDM 無し 1,551,040,000
		CDM 有り 17,535,000	CDM 有り 1,554,153,000

水利使用料

国家水資源局 (National Water Resources Bureau : NWRB) によればタルピン川において新たに水利使用許可をとる必要は無いが、最大使用水量に応じて水利使用料を支払う必要がある。水利使用料は下式より算定され、両地点の水利使用料は年間 117,150peso/年となる。

$$\begin{aligned}
 \text{水利使用料 (Pesos)} &= \text{合計最大使用料 (l/s)} \times 5.5 + 500 \\
 &= 21.12 \times 1000(\text{l/s}) \times 5.5 + 500 \\
 &= 117,150 \text{ Php/year}
 \end{aligned}$$

表 3-4 地点毎の水利使用料

プロジェクト名	最大使用水量 (m ³ /s)	水利使用料 (Pesos/year)
タルピン	9.71	53,905
カネオ	11.41	63,255
計	21.12	117,150

その他の条件

- 耐用年数： 50 年
- 建設期間： 24 ヶ月（工事費振分：1 年目 50%、2 年目 50%）
- 運転維持費： ハードコストの 1.0% / 年、インフレ率 1.5% / 年
- 所得税：経常利益の 32%、但し運転開始後 7 年間は免除（RA7156 に準拠）
- 付加価値税：0%（RA7156 に準拠）
- 減価償却費：残存価値 5%として耐用年数間で均等に割り振る。

3.3.2 財務分析結果

(1) 財務性の判断指標

財務性の判断指標として、ここでは下式（the Capital Asset Pricing Model (CAPM) formula）³による値を採用した。

$$r = r_f + \beta (r_m - r_f) + CRP = 5.04 \% + 0.47 * 8.4\% + 4.17\% = 13.2 \%$$

ここで

r: return on a asset

r_f: risk free return = 5.04 %; average yield of the 20-year Treasury Bonds for the year 2004 (Federal Reserve System, information released on 03/07/2005)

β: Beta = 0.47; the electric utility sector in the US (Brealy and Myers, p219)

(r_m-r_f): 8.4%; traditional returns on stock investments for the last 69 years (Brealy and Myers, p180)

CRP: Country-specific risk premium = 4.17 %; spread of the bond Phil 2017 as of 16 February 2005 (Source: Asia Bond Indicators – Asia Development Bank)

(2) 財務性の評価

本プロジェクトの財務性の判断指標として上記のディスカウントレートを設定した場合。本プロジェクトのプロジェクト IRR は表 3-5 に示すとおりである。

タルピン地点は CER を考慮した場合、上記に指標とほぼ同程度の財務性を有するが、カネオ地点単独開発では上記指標より大きく財務性が低い。同時開発の場合のプロジェクト IRR は 11.7%と判断指標に比べ 1.5%低いが、今後の CER 単価の推移、売電料金の交渉次第では財務的に成立することも期待できる。カネオ地点はタルピン地点との同時開発以外に現状において開発の可能性は低いと言える。

³ Brealy and Myers による（Principles of Corporate Finance）

表 3-5 財務性の評価

項目		単位	タルピン	カネオ	同時開発
発電原価		Php/kWh	1.9	2.3	2.0
Project IRR >13.2%	CER 無し	%	12.4	9.3	11.2
	CER 有り	%	12.9	9.7	11.7
Equity IRR >20.0% (参考)	Without CER	%	18.6	9.4	14.3
	With CER	%	20.7	10.3	16.0

(3) 感度分析

パラメータ

感度分析のパラメータとして表 3-6 を設定した。

表 3-6 感度分析パラメータ

パラメータ	数 値	備 考
CER (US\$/t-CO ₂)	5.0, 6.5, 10.0	
売電料金 (Php/kWh)	3.0, 3.5, 4.0	
Weighted CEF in the Grid (tCO ₂ /MWh)	0.400, 0.462, 0.517 ⁴⁵	
開発費用比率 (%)	110, 100, 90	100% : 現状

CER をパラメータとした場合

CER の変動値が上記設定の範囲内で有る限り、プロジェクトの財務性を大きく引き上げる効果はない。

表 3-7 CER 変動に応じた Project IRR (同時開発の場合)

	CER (US\$/t-CO ₂)		
	5.0	6.5	10.0
Project IRR (>13.2 %)	11.57	11.71	12.04
Equity IRR (>20.0 %)	15.59	16.07	17.22

⁴ この数値は、ルソン系統ののみを対象とした場合に算定される CER である。

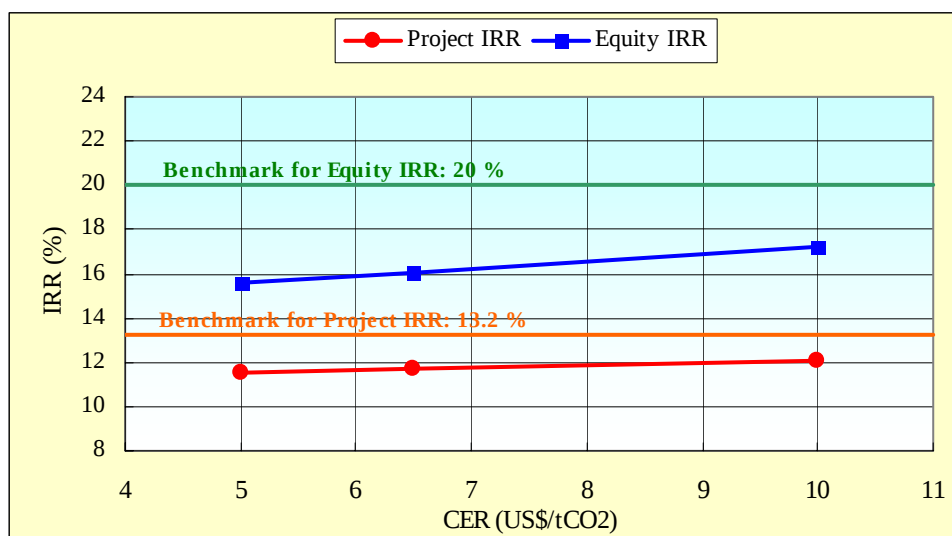


図 3-3 CER 変動に応じた Project IRR (同時開発の場合)

売電料金をパラメータとした場合

プロジェクト IRR は売電料金の変動に敏感に反応する。売電料金が 3.9peso/kWh 程度に引き上げることが出来れば、同時開発の場合でも開発可能範囲内となる。

表 3-8 売電料金の変動に応じた Project IRR (同時開発の場合)

	売電料金 (Php/kWh)		
	3.0	3.5	4.0
Project IRR (>13.2 %)	9.84	11.71	13.56
Equity IRR (>20.0 %)	10.67	16.07	23.30

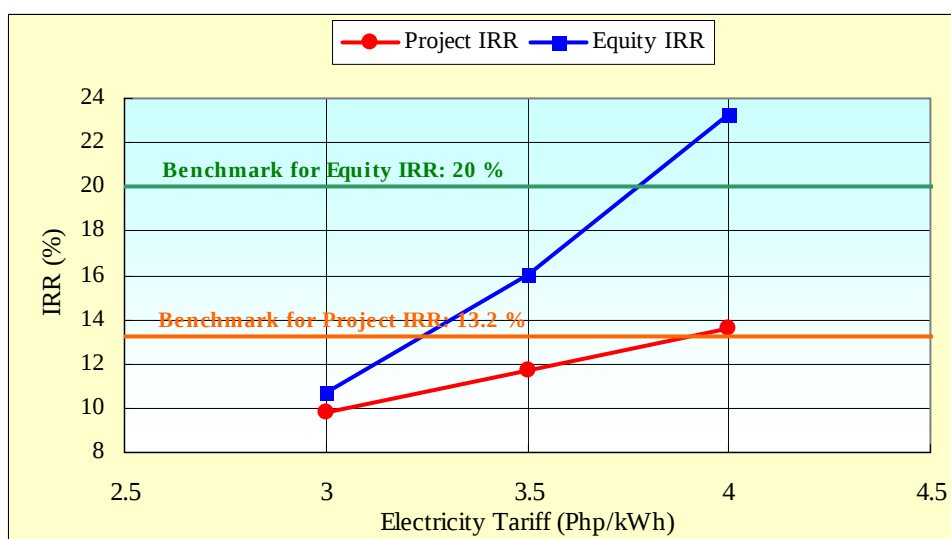


図 3-8 売電料金の変動に応じた Project IRR (同時開発の場合)

CEF をパラメータとした場合

CEF の変動値が上記設定の範囲内で有る限り、プロジェクトの財務性を大きく引き上げる効果はない。

表 3-9 CEF の変動に応じた Project IRR (同時開発の場合)

	Weighted CEF (tCO ₂ /MWh)		
	0.400	0.462	0.517
Project IRR (>13.2 %)	11.63	11.71	11.78
Equity IRR (>20.0 %)	15.79	16.07	16.32

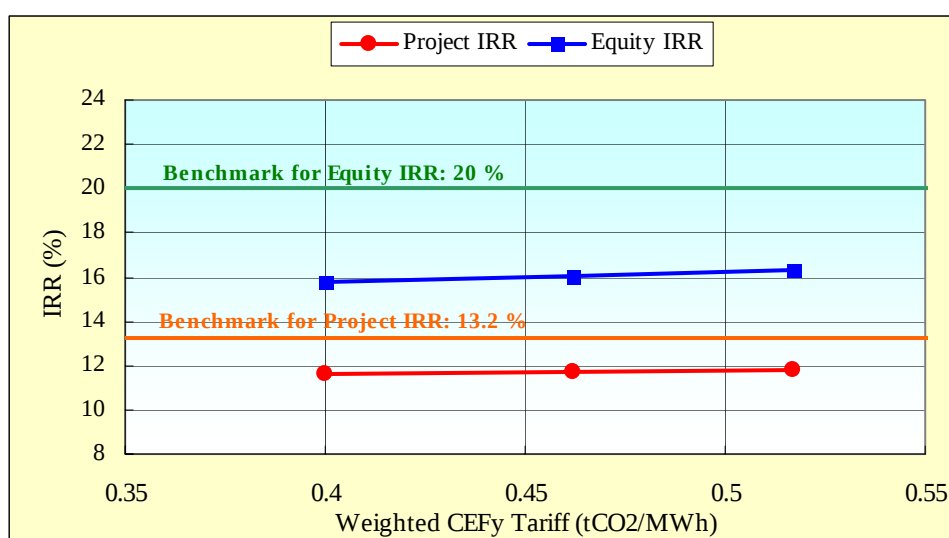


図 3-9 CEF の変動に応じた Project IRR (同時開発の場合)

開発費をパラメータにした場合

感度分析の結果によれば、開発費を仮に 10% 低減できれば開発可能範囲内となる。

表 3-10 開発費の変動に応じた Project IRR (同時開発の場合)

	開発費用比率 (%)		
	90	100	110
Project IRR (>13.2 %)	13.19	11.71	10.49
Equity IRR (>20.0 %)	21.75	16.07	12.31

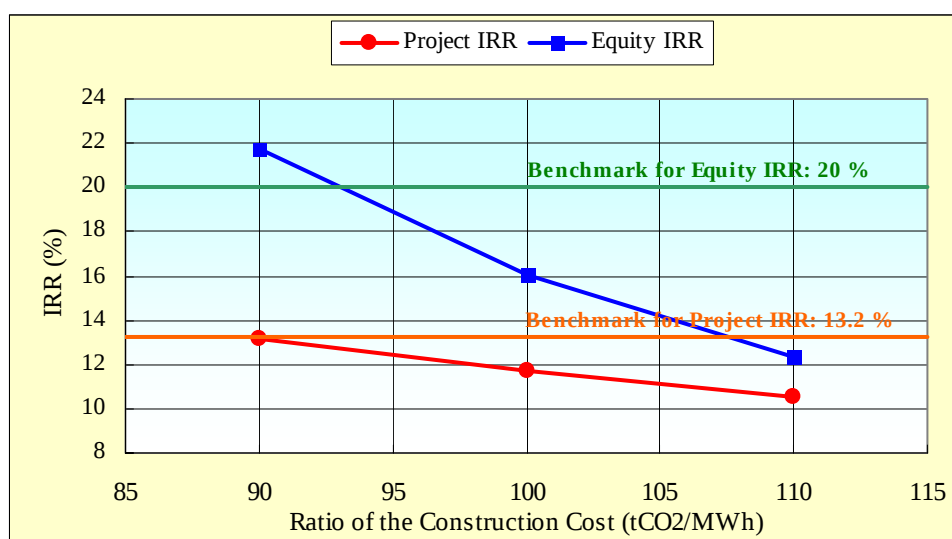


図 3-10 開発費の変動に応じた Project IRR (同時開発の場合)

3.4 具体的な事業化に向けての見込み・課題

フィリピン国は 2003 年 11 月、京都議定書を批准し、2004 年 12 月、指定国家担当機関 (DNA) は環境天然資源省 (DENR) が指定された。フィリピン国における CDM のガイドラインは 2005 年 8 月に公表され (DENR Administrative Order No.2005-17)、CDM プロジェクト実施のための体制・法整備はほぼ完了している。

フィリピン国での CDM プロジェクトの承認プロセスの中で、プロジェクトデザインドキュメントの他に PAD (Project Application Document) の提出も義務づけられ、特にホスト国における持続可能な開発への貢献にたいする評価が重要視される。また、エネルギー省 (DOE) は CDM の承認手続きに対して、エネルギー分野の事業に関する技術的評価を行うものとなっている。(Special order SO2004-07-023)。

本調査は、マウンテン州タルピン川中流域のタルピン村においてタルピン地点 (5,400kW) とカネオ地点 (5,400kW) の流れ込み式小水力発電開発を対象として、CDM 事業化の可能性を明らかにするとともに、PDD を作成することを目的としたものであり、フィリピン国エネルギー省及びマウンテン州の強い支援を得て実施された。エネルギー省は本プロジェクトを将来の CDM 事業として奨励するとともに、ホスト国において想定される事業体に参加を呼びかけるレターを発行するなど、同国における初めての小水力 CDM 事業の推進に積極的である。また、マウンテン州では州エネルギー委員会が中心となり本プロジェクト実施のための地元調整に奔走していただいたことは心強い限りである。今後は下記の課題を早急に解消し、正式に CDM 事業として申請手続きを行うことを目指す。となっている。

ベースライン方法論

本調査では、ベースライン方法論として小規模 CDM 方法論タイプ I.D (グリッド用の再生可能電力の発電) に示される 2 つの方法論「近似オペレーティングマージン (OM) とビルドマージン (BM) の平均値」、「現状の発電ミックスの加重平均排出量」のうち、後者の「現状の発電ミックスの加重平均排出量」を用いている。これは、BM 算出のために必要なデータが公開されていないことによる。ルソンーピサヤス系統では前者の方が高い CO₂ 排出係数を得られることが見込めるため、今後フィリピン政府側より特に BM が公表されればより有利となる CO₂ 排出係数を得ることが可能である。

なお、ベースラインに係わる基礎データは、フィリピン国として統一されたものではないため、同国関係機関では統一データの一般公開を目指して準備中とのことである。したがって、これらのデータ公表後、本報告書で提示した内容の再検討が必要である。

技術的課題

小水力発電計画は計画河川の河川流量、地形によって計画内容、特に経済性が変動する。本調査では、これらを近傍河川における流量観測データ (約 2 年分) と簡易測量によって確認にしているが、次ステップとなる詳細設計 (D/D) では、河川流量データを補足、アップデートするとともに、地形測量、地質調査等をもとに計画精度を向上させる必要がある。

地域住民

地元住民の多くは本計画に理解を示しているが、過去の経験から高齢者を中心に水力発電開発に関して懸念する声も完全には払拭されていない。このため今後、詳細設計段階においても、土地補償等、より具体的な内容について地元住民との対話を継続するとともに、先住民族権利法 (Indigenous People's Right Act No.8371, 1997: IPRA) に定められる FPIC (Free Prior Inform Consent) に従った合意形成を図る必要がある。

プロジェクト実施体制

プロジェクト実施体制に関しては現状の調査レベルでは、図 3-1 に示したような体制を想定しているが、TEPCO、PNOC⁶の主要投資者は下記の懸念を持っており、正式認証のためには詳細設計及び CDM 諸条件の整備結果をもとにした投資者間での具体的な調整が必要である。(MOA の締結)

売電先・条件に関する課題

本計画では地方部配電会社 (BENECO⁷, MOPRECO) を売電契約先としているが、投資者

⁶ PNOC は現在、本プロジェクトの評価を行っている。同社によれば、早急に結論を出すとのことであるが 2005 年 2 月 6 日現在、正式な回答が出ていない。

⁷ BENECO は本プロジェクトに関心表明している。

側は同組織の財務内容について調査中であるとともに、IPP 事業者との過去の売電契約実績が少ないことを懸念している。今後、調査精度の向上に合わせ、他の売電先を含め売電契約内容、条件を明らかにした上で、電力契約（Power Purchase Agreement：PPA）を締結する必要がある。

カントリーリスク

フィリピン国は、貨幣価値の変動が多い上に、現アロヨ政権も不安定な状況にあり、日本側投資家は、これらの安定化を見極めたうえで事業の実施を決定したいと考えている。これらの懸念は民間企業の努力以外に何らかの政府関与が必要と考える。