

平成 20 年度 C D M / J I 事業調査

フィリピン・かんがい水路活用 再生可能エネルギープログラム C D M 調査

報告書

平成 21 年 2 月

中国電力株式会社

目次

概要版

第1章 プロジェクトの概要

1.1	プロジェクトの背景・目的	1
1.2	プロジェクトの基本コンセプト	9
1.3	プログラムCDMスキーム	10
1.4	プログラムCDMとしてのプロジェクト普及計画	13

第2章 フィリピンの基本状況

2.1	社会・政治・経済状況	15
2.1.1	社会状況	15
2.1.2	政治状況	16
2.1.3	経済状況	17
2.2	エネルギー状況	18
2.2.1	エネルギー全般の状況	18
2.2.2	電力セクターの状況	19
2.2.3	再生可能エネルギーの状況	19
2.3	フィリピンのCDM状況	21
2.3.1	CDM実施体制	21
2.3.2	CDM実施状況	22
2.3.3	CDMの今後の見通し・展望	24

第3章 プロジェクトの計画検討

3.1	検討計画の全体概要	25
3.2	全国ポテンシャル調査	26
3.2.1	NIAから受領したポテンシャル地点リストに基づく事前調査	27
3.2.2	全国ポテンシャル調査	30
	(1) 調査体制・調査スケジュール	30
	(2) 調査内容	31
	(3) 調査結果	33
	(4) 1次スクリーニング	38
3.3	開発有望地点詳細調査	40
	(1) 調査概要	40
	(2) 調査体制・スケジュール	41

(3) 調査内容	42
(4) 2次スクリーニング	45
(5) モデル地点の発電規模の検討	47
(6) 温室効果ガス削減量および大気汚染物質削減量の算定	52
(7) 設計および工事費の算定	53
第4章 ベースラインシナリオの設定	
4.1 ベースライン方法論	57
4.1.1 適用するベースライン方法論	57
4.1.2 プロジェクトバウンダリー	57
4.1.3 プログラムCDMとして実施する場合の特記事項	58
4.2 ベースラインシナリオの設定および追加性の証明	58
4.2.1 ベースラインの設定	58
4.2.2 追加性の証明	59
第5章 プロジェクトによる温室効果ガス削減効果	
5.1 温室効果ガス削減効果	61
5.1.1 再生可能エネルギーの系統接続	61
5.2 エネルギー代替効果	70
第6章 モニタリング	
6.1 モニタリング方法論	71
6.2 モニタリング計画	71
第7章 プロジェクト実施に伴う環境影響	
7.1 環境影響評価制度	73
7.1.1 概要	73
7.1.2 環境影響評価の対象事業	73
7.1.3 環境影響評価の実施手続き	76
7.1.4 環境影響評価報告書の内容	79
7.1.5 環境影響評価と他の関連法との関係	83
7.2 本プロジェクトにおける環境影響分析	84
7.2.1 想定される環境影響および環境保全計画	84
7.2.2 本プロジェクトにおける環境影響評価の必要性	85
7.2.3 プログラムCDMとしての環境影響評価	85

第8章 利害関係者からのコメント

- (1) 現地事前調査・・・・・・・・・・・・・・・・・・86
- (2) 第1回現地調査・・・・・・・・・・・・・・・・・・87
- (3) 第2回現地調査・・・・・・・・・・・・・・・・・・89
- (4) 第3回現地調査・・・・・・・・・・・・・・・・・・91

第9章 ホスト国におけるコベネフィットの実現

- 9.1 背景・・・・・・・・・・・・・・・・・・92
- 9.2 ホスト国における公害防止の内容・・・・・・・・・・92
 - 9.2.1 環境行政組織・・・・・・・・・・・・・・・・・・92
 - 9.2.2 環境関連法規・・・・・・・・・・・・・・・・・・93
- 9.3 コベネフィット指標の提案・・・・・・・・・・94
 - 9.3.1 火力発電タイプの特定・・・・・・・・・・95
 - 9.3.2 kWhあたりのNOx, SOx排出量の決定・・・・・・・・96
 - 9.3.3 水力発電による火力発電代替コベネフィット指標(大気質改善)の決定・・・・・・・・97
 - 9.3.4 コベネフィット指標によるプロジェクト実施地域の特定・・・・・・・・98

第10章 事業実施に向けて

- 10.1 プロジェクトの実施体制・・・・・・・・・・99
- 10.2 PoAの推進・・・・・・・・・・・・・・・・・・102
- 10.3 資金計画・・・・・・・・・・・・・・・・・・103
- 10.4 経済性分析・・・・・・・・・・・・・・・・・・103
- 10.5 事業化に向けてのスケジュール・・・・・・・・・・106
- 10.6 事業実施に係る見込み・課題・・・・・・・・・・106
- 10.7 今後の方針・・・・・・・・・・・・・・・・・・108

添付資料

- CDM-SSC-PoA-DD (PoA に関する PDD)
- CDM-SSC-CPA-DD-Agno (AGNO 地点で実施する CPA に関する PDD)
- CDM-SSC-CPA-DD-Template (本 PoA で実施する CPA の PDD テンプレート)

第1章 プロジェクトの概要

1.1 プロジェクトの背景・目的

(1) 本プロジェクトの目的

本調査は、フィリピン国全体をバウンダリーとして、同国のかんがい設備の未利用落差を利用した小水力開発(以下、「かんがい小水力」という)にプログラム CDM スキームを適用するものであり、CDM の実現可能性検討や PDD 等の作成を行うとともに、温暖化対策とホスト国における公害対策の「コベネフィット」について、これらに係る具体的な提案を行うものである。

(2) プロジェクトの背景・ニーズ

本プロジェクトの検討に至った背景・ニーズは以下のとおりである。

かんがい農業政策における問題点の解決

フィリピンは農業国であり、これまで総延長約 23,000km にも及ぶかんがい水路が建設され、300 万 ha の農地に用水が供給されている。しかし、これらの建設費用は、国家予算や ODA 資金に依存しており、自主財源は農民から徴収するわずかな「かんがい料」に限定されている。

このため、脆弱な国家財政の下で、今後はこれらのかんがい水路をいかに安定的・継続的に維持管理していくかが所管庁の「かんがい省(NIA)」にとって大きな課題となっており、新たな自主財源の確保は重要なテーマとなっている。また、同国の電気料金は東南アジアでも有数の高価格となっており、かんがい水路から田畑へ用水をポンプアップするための電力料の支払い削減も、収支改善に向けた大きなテーマとなっている。

本スキームは、NIA が水力開発者から設備使用料を徴収することにより、かんがい設備の管理費用の安定的確保が可能になるとともに、水力開発により用水のポンプアップのための電力供給も期待できることから、本スキームの実施は、上記問題点の解決に大きく寄与する。さらには、農村の地方電化にも寄与することが期待できる等、農業活動の持続的な発展にも資する。

かんがい設備における多くの未利用落差(水力ポテンシャル地点)の存在

同国は稲作を中心として農業活動が盛んなため、古くからかんがい水路が整備されており、事前の予備調査で、小水力として開発可能な未利用落差を複数地点確認している。また、NIA から入手した資料からも相当数の候補地点が確認されており、本プログラムによる水力ポテンシャルが十分認められる。

電力セクターにおける再生可能エネルギー開発促進と地方電化率の向上に対するニーズの高まり

同国では、小水力をはじめとする再生可能エネルギーの開発促進を強力に推進しており、「Mini-hydro Incentive Law」をはじめとする各種政策により、再生可能エネルギー開発に対する優遇策を講じている。また、バランガイ(村落)レベルでの電化

100%を最終目標として、地方電化を推進している。したがって、本スキームによる小水力開発は同国の電力セクターのニーズにも合致している。

未利用落差を利用した環境に優しい小水力開発

本プロジェクトにおいては、農業用ダムやかんがい水路の未利用落差を有効活用するため、新たな自然改変を伴わずに再生可能エネルギーである小水力開発が可能となる。また、小規模な発電設備を農業設備に付加するだけのシンプルかつコンパクトな水力開発であるため、投資額が小さく、得られる電力収入やCERを活用して、地域のニーズや財政の状況に応じた持続的な水力開発が可能であることから、プログラム型のCDM活動にも適合している。

(3) 期待できる効果

本プロジェクトは、以下の観点から同国の持続可能な開発・開発ニーズに大きく貢献すると期待される。

再生可能エネルギーによるCO₂の削減

同国は、具体的な目標として2013年までに3,200万tのCO₂を削減する目標を掲げており、水力を含む再生可能エネルギー開発についても、エネルギー省(DOE)がMini-hydro Incentive法(再生可能エネルギーの開発・促進を法律面・税制面で支援する制度)やCBRED(再生可能エネルギー開発のための利害関係者へのキャパシティビルディング制度)を制定して、再生可能エネルギーの開発・促進を政策的にも強力にサポートするとともに、2013年までに再生可能エネルギー開発量を2003年時の2倍に引き上げるという目標を設定している。

農村電化による農村地域の生活水準の向上や貧困削減

電化による農村地域の生活水準向上や貧困削減を目的として、1999年からバランガイ(村落)レベルでの地方電化プログラムが推進されており、バランガイレベルでの電化100%を最終目標に、引き続き地方電化活動が推進されている。

また、本プロジェクトにより期待される付加的収入と農村地域の電化の推進は、フィリピン農業地域の経済基盤・生活環境の向上の観点から、1997年に施行された農業近代化法の農業の近代化による貧困削減という目的に合致する。

電力部門におけるエネルギー・環境政策

同国の国家経済開発庁(NEDA)による中期国家開発計画(MTPDT)、エネルギー省(DOE)による電源開発計画の中で、環境政策として「CDM、再生可能エネルギー開発を通じたCO₂削減」「老朽化火力の計画的廃止」「システムロス削減」等が政策として掲げられており、今回のプロジェクトはこれらの政策方針にも合致している。

(4) 調査実施体制

本プロジェクトは、かんがい設備を一括して管理するかんがい省(NIA)をカウンターパートとし、中国電力が主たる調査者として実施した。

具体的には、グループ経営推進部門海外事業担当がプロジェクト管理を担当し、流通事業本部土木事業推進担当、水力・変電土木担当および発電担当が現地調査・解析ならびに PDD 作成を担当した。

また、外部の専門能力を効率的に活用するため、プログラム CDM および環境影響評価に係る情報収集および資料作成補助として、エクス都市研究所に、また、現地調査および設計補助として、中電技術コンサルタントに業務の一部を外注した。

調査実施体制図を図 1-1 に示す。

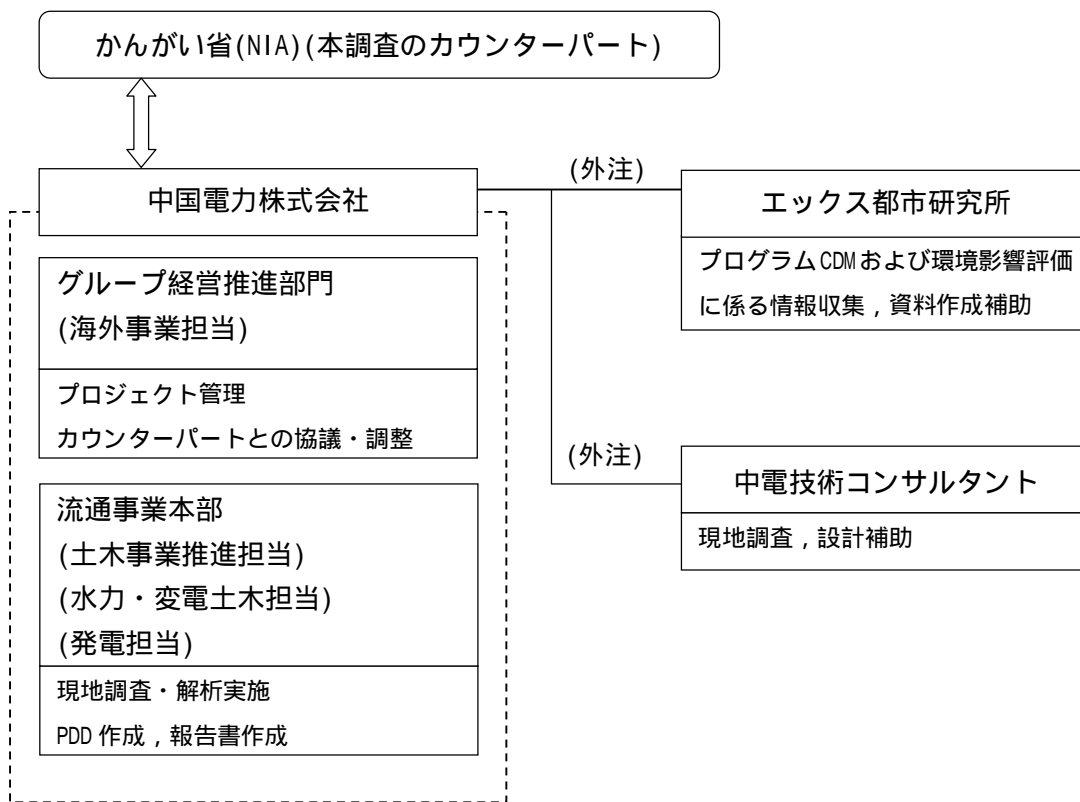


図1-1 調査実施体制

(5) 主な調査内容

本プロジェクトにおける主な調査内容を以下に示す。

事前調査

本調査を実施するにあたって必要となるプロジェクトに関連する利害関係者、関係省庁、環境関連情報関連法令、フィリピンにおける CDM プロジェクトの情報などについて文献調査や NIA 等へのヒアリング等を通じて、既存データの収集を行うとともに、現地調査方法の検討を行う。

現地調査

の事前調査の結果を踏まえ、現地においてNIAと協力し、必要な情報およびデータ収集を行う。

全国ポテンシャル地点調査および発電計画の策定

および の調査の結果を踏まえ、フィリピン全土のかんがい水路に存在するポテンシャル地点の地点数および規模を把握するとともに、モデルプロジェクトについて発電計画を策定する。

ベースラインシナリオに関する調査

ホスト国の電力セクターの現況および小水力発電技術の普及可能性などを踏まえ、当該プロジェクトのベースラインシナリオを設定する。

ベースラインシナリオの設定に当たっては、プロジェクトバウンダリーや追加性の考え方を明確にする。

モニタリング手法・計画に関する調査

モデルプロジェクトにおける妥当なモニタリング手法を明らかにし、モニタリング計画を立案する。モニタリング計画の設定に当たっては、ベースライン方法論と整合のとれたモニタリング方法論に則ったものとする。

プロジェクト実施期間及びクレジット獲得期間に関する調査

ベースラインの検討に基づいて、プロジェクト実施期間/クレジット獲得期間を設定する。

温室効果ガス排出量(又は吸収量)および大気汚染物質排出量の計算に関する調査

フィリピン国が保有するあるいは国際的に認められている各グリッドにおける温室効果ガスの排出係数および平均的な大気汚染物質排出係数等を基に、モデルプロジェクトの実施及びプログラム化における温室効果ガス排出量および大気汚染物質排出量を定量的に評価する。必要に応じて、リーケージも検討する。

環境影響に関する調査

フィリピンにおける環境影響評価に関する精度を考慮した上で、モデルプロジェクトおよびそのプログラム化により周辺環境に与える影響を調査する。

その他の間接影響に関する調査

モデルプロジェクト実施およびそのプログラム化による社会的、文化的、経済的側面等における間接的な影響を評価する。

利害関係者のコメントに関する調査

利害関係者として想定されるプロジェクトサイト周辺の関係者(NIA, 地方行政機関等の関係者 他)について, ヒアリング等によりコメントを収集する。

なおプログラム化については, その展開に関係する関係省庁のコメントをヒアリングにより収集する。

資金計画に関する調査

モデルプロジェクトを実施するために必要な経費や収入を試算するとともに, CDM 事業として具体化するための資金計画を立案する。あわせてプロジェクトの事業性を評価する。

また, プログラム化についても, 必要な経費や収入を試算し, プログラムとしての資金計画を立案する。

PDD 等の作成

～ の調査結果をもとにプロジェクト設計書等(POA-DD 及び CPA-DD)を作成する。プロジェクト設計書等の作成にあたっては, プログラム CDM の登録等にかかる CDM 理事会の決定等を踏まえて行う。

温暖化対策と公害対策のコベネフィット実現方法及び指標化に関する調査

火力発電プロジェクトの代替として本事業を実施することによる NO_x , SO_x 等の大気汚染物質の削減量を試算するとともに, その効果を表現する指標の作成について検討する。

今回現地調査を実施した地域における小水力ポテンシャル地点の位置を図 1-2 に、フィリピン全土の小水力ポテンシャル地点の地域別分布を図 1-3 に示す。

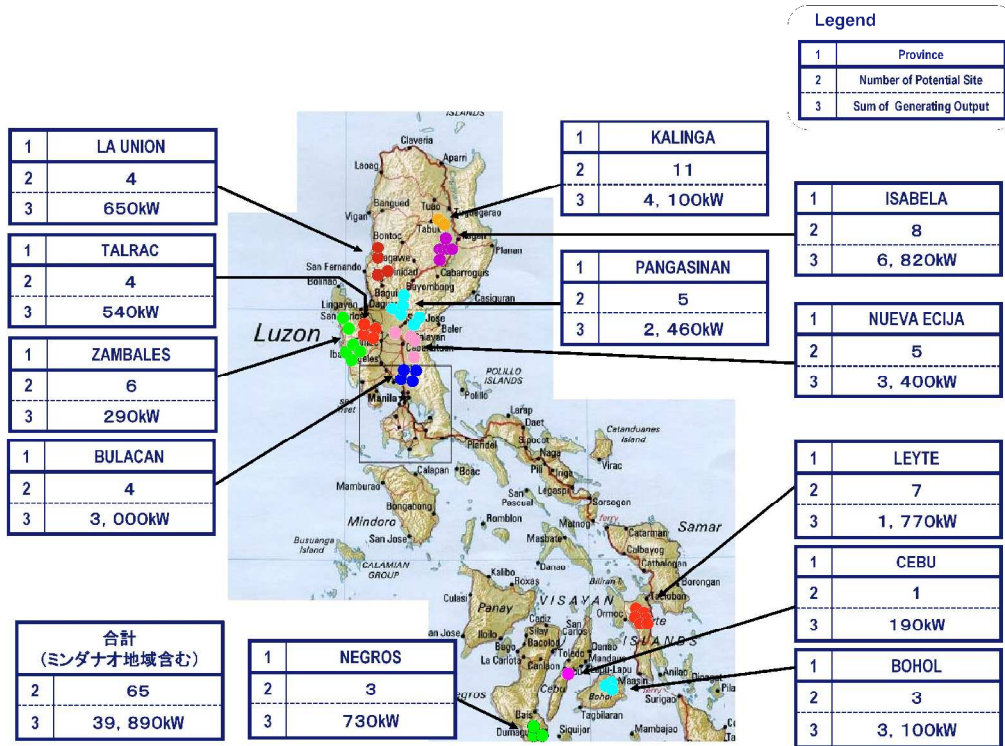


図 1-2 ポテンシャル地点の分布(現地調査を実施した地域)

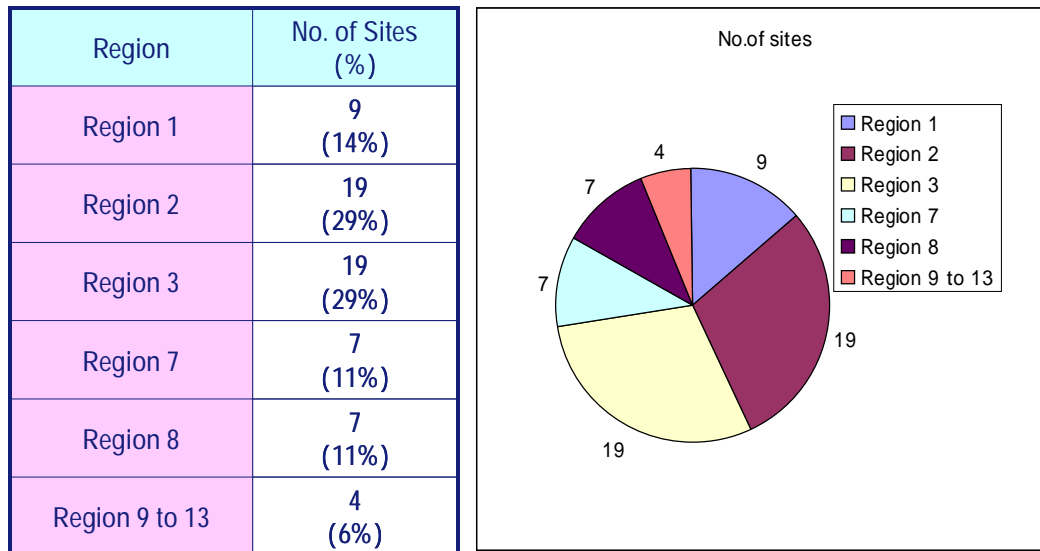


図 1-3 ポテンシャル地点の地域別分布(フィリピン全土)

第 2 回現地調査(10 月 12 日 ~ 18 日)

開発有望地点の現地調査(地形測量)および本プロジェクトに対する関係機関への聞取調査および協議を行った。

その結果, F/S 実施に必要な設計データ等が得られるとともに, 開発・CDM 化に向けた各所からの具体的なコメント・情報が得られた。以下に, 関係機関との協議の状況および開発有望地点における現地調査の状況を示す。



写真 1-1 現地かんがい省との協議の状況



写真 1-2 現地州政府との協議の状況



写真 1-3 開発有望地点



写真 1-4 地形測量の状況

1.2 プロジェクトの基本コンセプト

(1) かんがい小水力の基本コンセプト

本プロジェクトにおけるかんがい小水力の開発イメージを図 1-4 に示す。

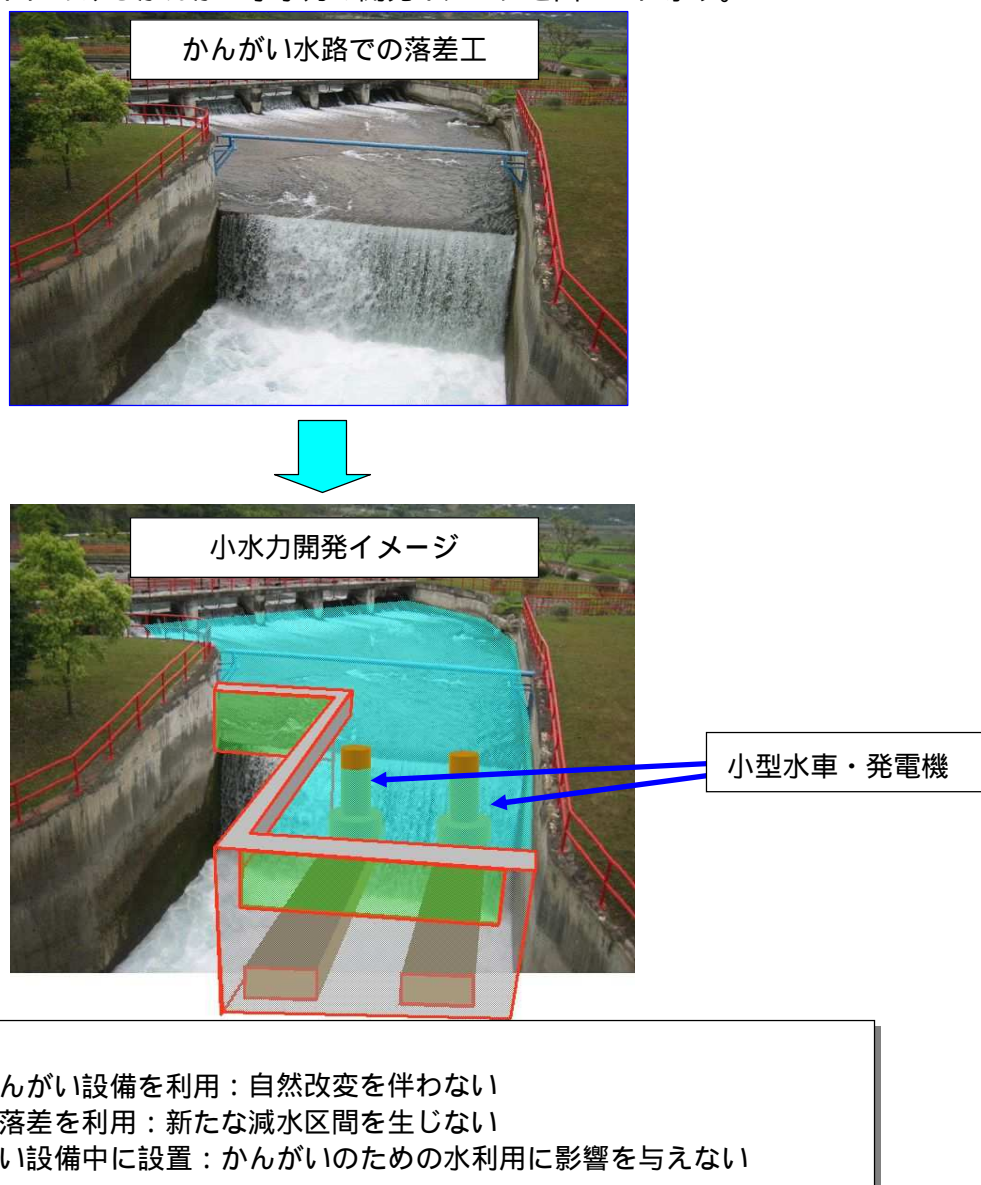


図 1-4 かんがい小水力の開発イメージ

(2) かんがい小水力の長所

本プロジェクトは「既存の農業用ダムやかんがい水路を利用することから、自然の改変をほとんど伴わない、開発により新たな減水区間を生じない、かんがいの利水に完全に従属した発電を行う計画であり、かんがいのための水利用に影響を与えない等、環境特性に非常に優れている。

同時に、構造がシンプルで小規模なため、工事も短期間で済み、1箇所当たりの投資額も小さいことから、発電により得られる電力収入や CER を活用した持続的な未利用落差の水力開発が可能である。したがって、本スキームによる小水力開発をプログラム型 CDM 活動に組み込むことにより、フィリピン全土で同技術が普及し、同国の持続的発展にも寄与する。

1.3 プログラム CDM スキーム

(1) プログラム CDM 構築の背景

従来からの CDM 手法として、単体のプロジェクトに CDM を適用する、いわゆる「プロジェクト CDM」は、「効率的に CER の獲得できるプロジェクト」、「一度に大量の CER が発生するプロジェクト」等、商業ベースの採算性のよいプロジェクトが優先される傾向があった。このため、プロジェクト CDM の中には、「ホスト国の持続可能な発展への寄与」が不十分で、CDM 本来の基本理念が尊重されたとは言い難いケースも認められることとなった。

また、プロジェクト CDM では、プロジェクト毎に方法論やベースラインの審査が行われ、国連登録や CER の発行に至るまでには多大な労力と時間が要求される。

その結果、CDM 活動が限定的・散発的なものとなり、プロジェクト CDM による取組みだけでは、温室効果ガス削減に係る効果を十分発揮できない状況にあった。

プログラム CDM は、温室効果ガスの削減につながる制度(プログラム)を導入し、これに適合する複数のプロジェクトを追加的に開発していくことによって、プロジェクト CDM の欠点を補完し、CDM 活動のさらなる普及・拡大を図るスキームである。

プログラム CDM の端緒となったのが、2004 年のガーナにおけるエアコンのエネルギー効率に関する義務基準を設けるプロジェクトでの新方法論である。この方法論は、ガーナ国内で電化製品のエネルギー効率基準を設定し、その基準の遵守を義務化することで削減される CO₂ を計算するというものである。

プログラム CDM は、発展途上国における国レベルでの省エネやエネルギー機器の効率向上等、一つ一つの取組みとしては温室効果ガス削減効果は小さいものの、政策として普及させることにより、効果的な温室効果ガス削減が期待できるプログラムに適している。

(2) プログラム CDM の基本的枠組み

プログラム CDM には、PoA(Programme of Activities)と CPA(CDM Programme Activity)の2つのプログラムカテゴリーが存在する。(図 1-5 参照)

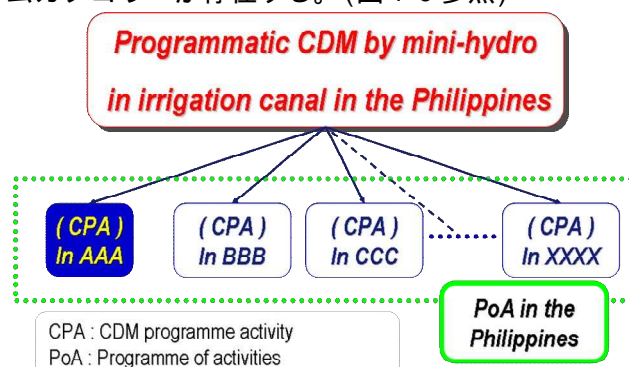


図 1-5 プログラム CDM の基本的枠組み

PoA は、政策または目標を導入するための、民間または公的機関による自主的な取り組みであり、PoA の実施により温室効果ガスが追加的に削減または吸収される活動であること(追加性があること)が必要である。PoA の下で実施される CPA はいくつあってもかまわない。本プロジェクトの場合には、「フィリピンのかんがい設備における未利用落差を利用した小水力発電の開発・普及」がこれに相当する。なお、PoA のバウンダリーは、複数国にまたがっていてもよいとされていることも、普及拡大を念頭においた、プログラムの特徴である。

一方、CPA は、上記 PoA の活動内容に合致する個々のプロジェクトであり、各地に存在するかんがい設備の未利用落差からなる小水力ポテンシャル地点がこれに相当する。

(3) プログラム CDM の特徴

- a) 全ての CPA は、同じ技術のタイプのプロジェクト、または同じ種類の施設や装置や土地で行う対策であり、同一のベースライン・モニタリング方法論を適用しなければならない。
- b) POA の期間は 28 年以内であり、POA の期間中は、いつでも CPA を追加することができる。
- c) 各 CPA のクレジット期間は、最大 7 年間(2 回更新により最長 21 年間)あるいは、最大 10 年(更新なし)のいずれかを選択できる。しかし、PoA の期間よりも CPA を長く実施することはできない。これは、PoA の終了時に全ての CPA が終了することを意味する。
- d) CPA のモニタリングは、登録された PoA で採用された方法論に基づいたモニタリング計画どおりに行う。
- e) 削減量または吸収量の検証は、ランダムなサンプリングで行うことも可能。

(4) PoA の管理者

- a) PoA を提案する管理者(Coordinating/Managing Entity)は、民間または公的機関で、全ての関係ホスト国から承認されたプロジェクト参加者でなければならない。管理者は、CER の分配などに関して CDM 理事会との連絡・調整を行う。PoA のプロジェクト参加者は、CDM 理事会とのコミュニケーション、CER の分配、プロジェクト参加者の変更等に関して、管理者と連絡を取り合う。プロジェクト参加者は、PoA に関与している場合であり、CPA には関与している場合も、関与していない場合もある。
- b) 管理者は、下記内容を含む PoA 設計書(PoA-DD)と CPA 設計書(CPA-DD)を作成し、DOE に提出する。
- c) 管理者は、全ての CPA のモニタリングレポートを管理しなければならない。

(5) PoA 設計書および CPA 設計書での記載事項

PoA 設計書および CPA 設計書での主な記載事項は以下のとおりである。

a) PoA 設計書での記載事項

- ・ 管理者，ホスト国，PoA 参加者
- ・ PoA のバウンダリー
- ・ PoA が促進しようとしている政策 / 対策または目標
- ・ 管理者による自主的な取組みであることの確認
- ・ 追加性の証明
- ・ 典型的な CPA の説明(適用される技術または対策，承認済みのベースライン・モニタリング方法論の選択が妥当であることの証明，方法論の適用，追加性の証明，リーケージの考慮等
- ・ PoA の下に CPA としてプロジェクト活動を含める際の適格条件
- ・ 開始時期と PoA の実施期間
- ・ PoA の実施のために管理者が策定した運用および管理方法
- ・ CPA のモニタリング計画
- ・ DOE が削減量または吸収量の検証を行う際の，統計的に正しいサンプリングの方法と手順
- ・ CDM 様式と手続きで要求されている PoA の環境評価
- ・ PoA 全体に関して地元のステークホルダーからコメントを収集した場合，その募集方法，コメントの要約，コメントへの対応
- ・ 公的資金を利用する場合，ODA の流用でないことの確認
- ・ 当該 PoA が CDM プロジェクトとしても，他の登録済み PoA としても登録されていないことの確認

b) CPA 設計書での記載事項

- ・ CPA を識別するために必要な情報，CPA の担当者等
- ・ ホスト国
- ・ 開始時期，クレジット期間のタイプおよび年数
- ・ PoA 設計書に規定されている「適格基準」「追加性の証明」「ベースライン排出量」「予測削減量の計算」の必要条件を満たしているかの証明
- ・ CDM 様式と手続きで要求されている環境評価
- ・ 地元のステークホルダーからのコメントの収集方法，コメントの要約，コメントへの対応
- ・ 当該 CPA が CDM プロジェクトとしても，他の登録済み PoA の CPA としても登録されていないことの確認

1.4 プログラム CDM としてのプロジェクト普及計画

(1) プロジェクト実施体制

本プロジェクトの実施に係る基本的枠組みは下図のとおりである。

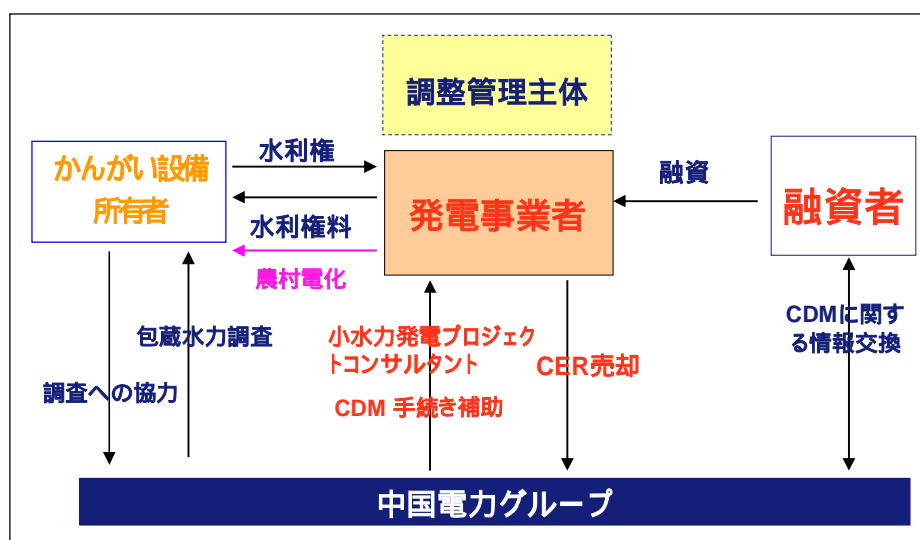


図 1-6 プロジェクト実施に係る基本的枠組み

各団体の主な役割は以下のとおりである。

(かんがい設備所有者)

かんがい省(NIA : National Irrigation Administration)がこれに相当する。NIA は発電事業者にかんがい設備を貸し出すことにより、水利権料を発電事業者から徴収する。

また、NIA は本調査を実施する当社グループに対し、調査場所の提供やサポートスタッフの派遣等、調査への協力を行う。

(発電事業者)

発電事業者とは、本プロジェクトにおける小水力発電設備の所有者であり、発電事業の主体である。発電した電力は、地方の配電組合(REC)に売電し、最終的な消費者に送られる。また、発電事業者を統括する組織は、CDM プロジェクトの調整管理主体となり、CER 売却も行う。

現時点で発電事業者は確定していないが、その候補者としては、地方配電組合(REC)、NIA、地方自治体(LGU)、IPP 等が考えられ、最も有力なのは REC である。その場合の調整管理主体は、各 EC を統括する国家電化庁(NEA)が適当と考えられる。

(融資者)

融資者は、本プロジェクト開発資金を融資し、貸出利子による利益を得る。現在、フィリピンではフィリピン開発銀行(DBP : Development Bank of Philippines)が CDM プロジェクトに対する融資スキームを設立しており、本プロジェクトでの融資者とな

り得る。

(中国電力グループ)

当社グループは、本 F/S 調査の実施主体であり、開発有望地点の調査結果を設備所有者である NIA に提供する。また、発電事業者に対し、CDM 手続き補助、かんがい小水力に係る設計コンサルティング、CER の購入等を行う。

(2) クレジット獲得期間

クレジット獲得期間としては、7年の2回更新により計21年を予定している。

(3) 技術移転の方法

本プロジェクトは、同国ではまだ成立実績のないプログラム CDM で、同国ではほとんど採用例のないかんがい設備の未利用落差を活用した小水力開発であり、わが国から宿主国への技術移転としては、これらを遂行することが求められる。

それぞれの項目の技術移転については以下の方法を想定している。

a) プログラム CDM に係る技術移転

プログラム CDM についてのキャパシティビルディングを宿主国 DNA の協力も得ながら、日本側が実施する。具体的には、国連申請～登録に至るまでの CDM に係る一連の手続きについて研修等による技術移転を行うとともに、プログラム CDM 特有の適用手法や手続きについても技術移転を行う。

b) かんがい設備の未利用落差を活用した小水力開発

今後のさらなる開発候補地点の発掘を図るため、今回の調査結果について当社より NIA に説明を行い、開発の基本的考え方、開発候補地点の発掘方法等について技術移転を行う。

第2章 フィリピンの基本情報

2.1 社会・政治・経済状況

2.1.1 社会状況

フィリピンは1565年から1898年までスペインの植民地であったが、1898年にはスペインに代わってアメリカ合衆国がフィリピンを植民地とした。第二次世界大戦中の1942年から1945年までは、日本によるフィリピン占領・統治が行われたが、1945年の日本敗戦に伴い、アメリカ領に復帰した。その後、1946年7月4日にアメリカ合衆国がフィリピン統治権を手放し、フィリピン国民の政治的独立が回復された。

フィリピンは、ルソン島、ミンダナオ島、サマル島、ネグロス島など大小約7,100の島で構成される東南アジアの島国であり、東にはフィリピン海、西には南シナ海、南にはセレベス海が広がる。

気候は、熱帯モンスーン気候帯に属し、雨期(6月～11月)と乾期(12月～5月)に一応分かれているが、地域によりかなり差がある。年平均気温は26～27である。

フィリピンは、アジア唯一のキリスト教国である。キリスト教は、スペインが植民地支配した時に広まった。スペインが伝えたものは、ローマ・カトリックであった。そのため、今でもほとんどが、ローマ・カトリックの信者である。

住民は、マレー系が大部分であるが、過去数百年で中国系やスペイン系との混血が進み、混血率は高い。また、外国へ出稼ぎに行く労働者が多いため、その他の混血も見られる。

国語はフィリピン語、公用語はフィリピン語と英語であるが、母語として使われる言語は、合計172に及ぶ。

表2.1にフィリピン国の基礎データを示す。

表2-1 フィリピン国の基礎データ

項目	内容
面積	299,404km ²
人口	88.57百万人
首都	メトロ・マニラ
民族	マレー系が主体(全体の90%) 他に中国系、スペイン系との混血
公用語	フィリピン語、英語
宗教	ローマ・カトリック：83%、プロテスタント：9% イスラム教：5%、仏教：3%
政体	立憲共和制
通貨、為替レート	フィリピンペソ(PHP)、1PHP=2.22円(2008年11月現在)
主要産業	農林水産業(全就業人口の37%が従事)
GDP	1,278億US\$(2007年)
一人あたりGDP	1,470US\$(2007年)
経済(GDP)成長率	5.4%(2007年)
物価上昇(インフレ)率	6.2%(2007年)

JICA(国際協力機構)WEBサイト他を参考に作成

2.1.2 政治状況

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1月、エストラダ大統領が退陣し、当時副大統領であったアロヨ女史が大統領に昇格した。アロヨ大統領は2004年5月の大統領選で当選し、さらに6年間政権を担当することになった。

政体は立憲共和制で、国家元首は大統領である。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あり、上院は24議席で、その任期は6年、3年ごとに半数が改選される。下院は、250議席以下と規定されている。司法府には最高裁判所を中心に控訴裁判所、地方裁判所といった様々なシステムの下級裁判所がある。行政の長は国民の直接選挙で選出される大統領であり、その任期は6年である。

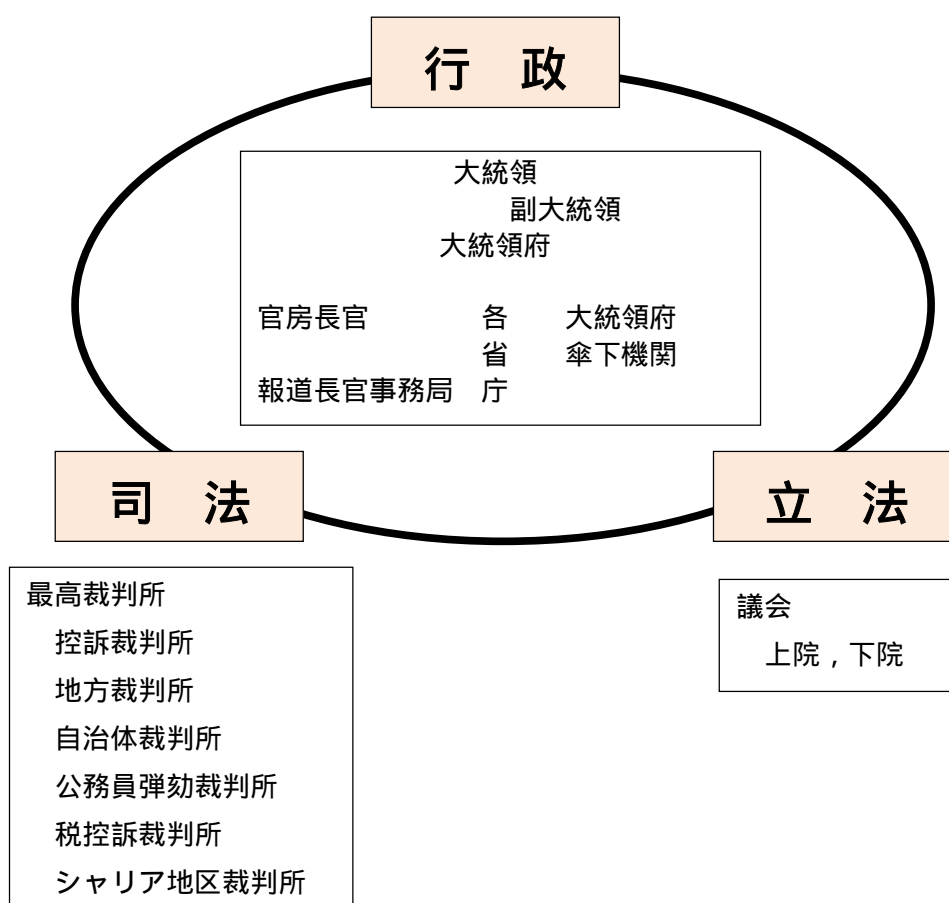


図 2-1 フィリピンの政治体制

2.1.3 経済状況

資源に乏しく、農業、軽工業、サービス業および観光業が主要な産業であるため、原油価格の変動を受けにくく、近年は外資の直接投資も増え始め、経済通貨は比較的安定してきている。フィリピンの経済収支は 800 万人にも及ぶ海外在住労働者の送金によって支えられていると言っても過言ではない。主要な貿易相手国はアメリカ合衆国と日本である。

1998 年のアジア通貨危機の煽りを受けて、一時、ペソ暴落に見舞われたが、以降は緩やかな回復基調を呈している。2006 年の GDP 成長率は 5.4% で、年初の政府目標 (5.5-6.1%) を下回った。今後、持続的な成長を維持していくには、経済構造改革、財政赤字解消、不良債権処理、治安回復によるフィリピン経済への信頼回復が課題である。一方、2006 年の実質 GNP 成長率は、海外労働者送金の堅調な増加により 6.2% を記録した。

主要な経済指標の推移は、表 2-2 のとおりである。

表 2-2 フィリピンの主要な経済指標の推移

項目 \ 年	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
GDP (億 US\$)	652	762	759	712	768	796	869	988	1,176	1,441
1人あたり GDP (US\$)	910	1,019	994	914	966	982	1,040	1,158	1,352	1,625
経済成長率 (%)	-0.6	3.4	6.0	1.8	4.4	4.9	6.4	5.0	5.4	7.3
物価上昇率 (%)	9.8	6.7	4.4	6.0	3.1	3.1	6.0	7.6	6.2	2.8
失業率 (%)	10.0	9.8	11.2	11.1	11.4	11.4	11.8	11.4	8.0	7.3
為替レート (対 US\$)	40.89	39.90	44.19	50.99	51.60	56.04	56.04	55.09	51.31	46.15

JETRO (日本貿易振興機構) WEB サイトより抜粋

2.2 エネルギー状況

2.2.1 エネルギー全般の状況

フィリピンは、世界有数の地熱大国であることを除けば、石油をはじめとするエネルギー資源を輸入に頼っていたが、パラワン沖のカマゴ・パランパヤの天然ガス田が発見されてから、エネルギーの需給構造に大きな変化があった。2001年から2005年の間で、エネルギーの供給量は3.6%/年の割合で増加しているにもかかわらず、エネルギーの輸入量は2.5%/年の割合で減少している。エネルギー自給率は、2001年の45.5%から2005年は57.1%と大きく上昇した。なお、発電電力量（2005年）の燃料種別の比率は、図2-2の通りである。

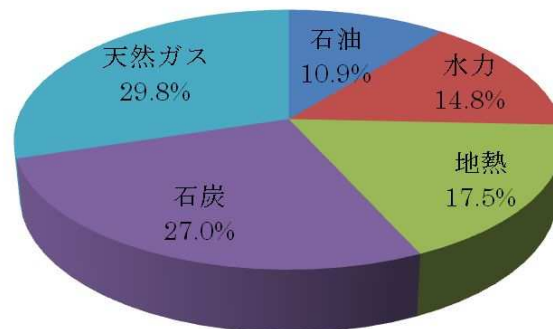


図 2-2 燃料種別の発電比率

（海外電力調査会「海外諸国の電気事業 第1編 2005年」をもとに作成）

また、フィリピン政府は、2005年のエネルギー計画「Philippine Energy Plan 2005」において、「エネルギー自給率の向上」および「電力市場改革」を柱とする行動指針を掲げ、以下の取り組みを実施している。

(1) エネルギー自給率の向上

- 国内産の石油およびガスの探査・開発促進
- バイオマス，太陽光，風力，海洋資源等の再生可能エネルギーの積極的開発
- 石油代替燃料の利用促進
- 諸外国との戦略的エネルギー同盟の構築
- エネルギー効率向上と資源節約の強化

(2) 電力市場改革

- 民営化プロセスの透明性確保
- 魅力ある投資環境の整備

2.2.2 電力セクターの状況

フィリピンでエネルギーセクターを管轄するのはエネルギー省（DOE: Department of Energy）であり、DOE が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の役割を担っている。

フィリピンでは、2001年6月26日のEPIRA（Electric Power Industrial Restructuring Act：電力産業改革法）の施行により、これまで発送電部門を独占してきた電力公社（NPC：National Power Corporation）が、発電部門と送電部門に分割・民営化され、その送電部門は、新しく設立されたTRANSCO（National Transmission Corporation）に引き継がれた。配電部門については、100を越える大小さまざまな配電事業者により構成されており、国内最大の配電会社であるMERALCO（Manila Electric Company：マニラ電力会社）を除き、その多くは規模の小さいEC（Electric Cooperative：電化共同組合）である。

また、EPIRAの施行により、新たな管理会社として、NPCの資産と負債を管理するPSALM（Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation：電力部門資産債務管理会社）が設立され、さらに、EPIRAの適切な運用を監視するERC（Energy Regulatory Commission：エネルギー規制委員会）およびJCPC（Joint Congressional Power Commission：両院合同電力委員会）が設立された。

図2.3にフィリピンにおける電力セクターの構成を示す。

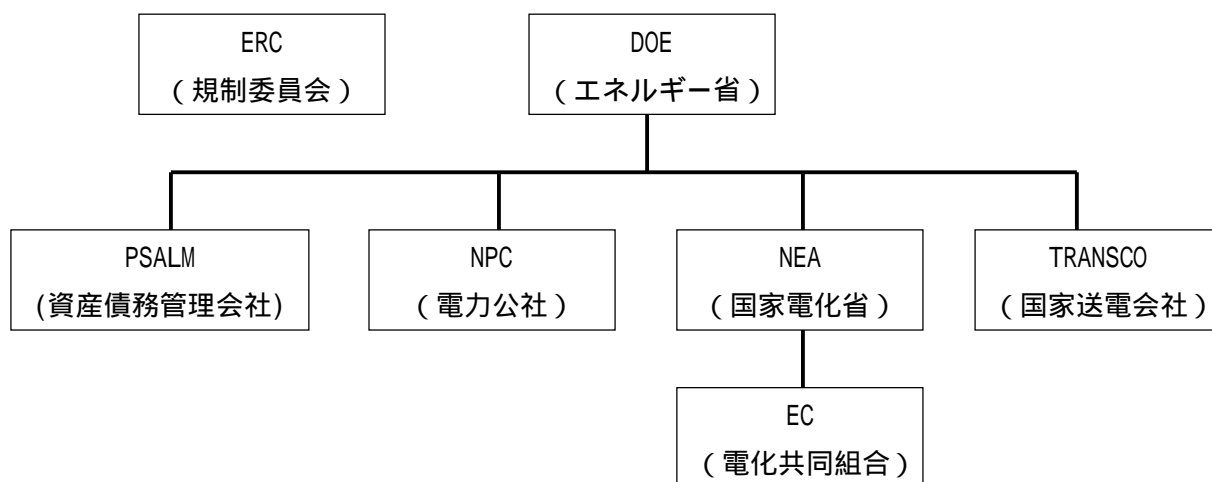


図2-3 フィリピンにおける電力セクターの構成

2.2.3 再生可能エネルギーの状況

(NEDO（新エネルギー・産業技術総合開発機構）海外レポート No.1000,2007.5.23 より抜粋)

(1) 地熱

フィリピンは地熱エネルギーの生産および利用において、世界第2位の地位にある。2006年12月に北ネグロス地熱発電所の操業を開始した。その他、ネグロスオリエンタル地方のナスロ地熱発電所（20MW）、ソルソゴン地方のタナウォン地熱発電所（40MW）が2009年の操業開始を予定している。

(2) 水力

エネルギー省再生可能エネルギー課によれば、フィリピン全国で3,342.76MW が水力により発電されており、今後10年間でさらに2,950MW の追加発電を目指しているとのことである。現在操業中の水力発電所は表2-3の通りである。

表2-3 現在操業中の水力

規 模	発電所数	総発電力
大規模	21	3,253.13 MW
小規模	52	89.07 MW
ミニ/マイクロ	61	0.56 MW
計	134	3,342.76 MW

(3) 太陽エネルギー

エネルギー省は2008年までに全ての村を太陽エネルギーで電化することを目標としている。2006年7月にはミラント財団と共同で「プロジェクトアクセス」という名称の、遠隔地域にある55の村に電力を供給することを目的としたプロジェクトを立ち上げた。エネルギー省はプレスリリースの中で、フィリピン内の最遠隔地の集落であっても太陽電池を使用することにより、電力を供給でき、また長期間継続可能な運営ができるとし、民間セクターやNGOの参加を呼びかけている。

(4) バイオマス

2006年バイオ燃料法を受け、バイオマスからの再生可能エネルギーは注目を集め始めている。フィリピンにおけるバイオ燃料はバイオエタノール、バイオディーゼル、ココナッツ・バガサ・コーン・カモテ・ヤトロファ（ジャトロファ）などのバイオマスから生成される燃料を指している。エネルギー省による2007年1月17日のプレスリリースでは、バイオ原料油供給と供給インフラへの投資の保護と、バイオ燃料の製造に実用可能な原料油の識別を行なうサポート施設の設立を含むフィリピンバイオ燃料プログラムの準備に取り組むとしている。

(5) 海洋

エネルギー省が、海洋温度差発電の可能性について調査を実施した。

また、エネルギー省再生可能エネルギー課の資料によれば、スリスリガオ地方とサマール地方にて潮力発電の調査が実施されているとのことである。

2.3 フィリピンの CDM 状況

2.3.1 CDM 実施体制

フィリピンは、2003年11月に京都議定書を批准しており、2004年6月に DENR (Department of Environment and Natural Resource: 環境天然資源省) を主管とする DNA (Designed and National Authority: 指定国家機関) が設立された。

フィリピン DNA は、DNA 運営委員会、DNA 事務局および CDM 技術評価委員で構成されている。DNA の構成を図 2-4 に示す。

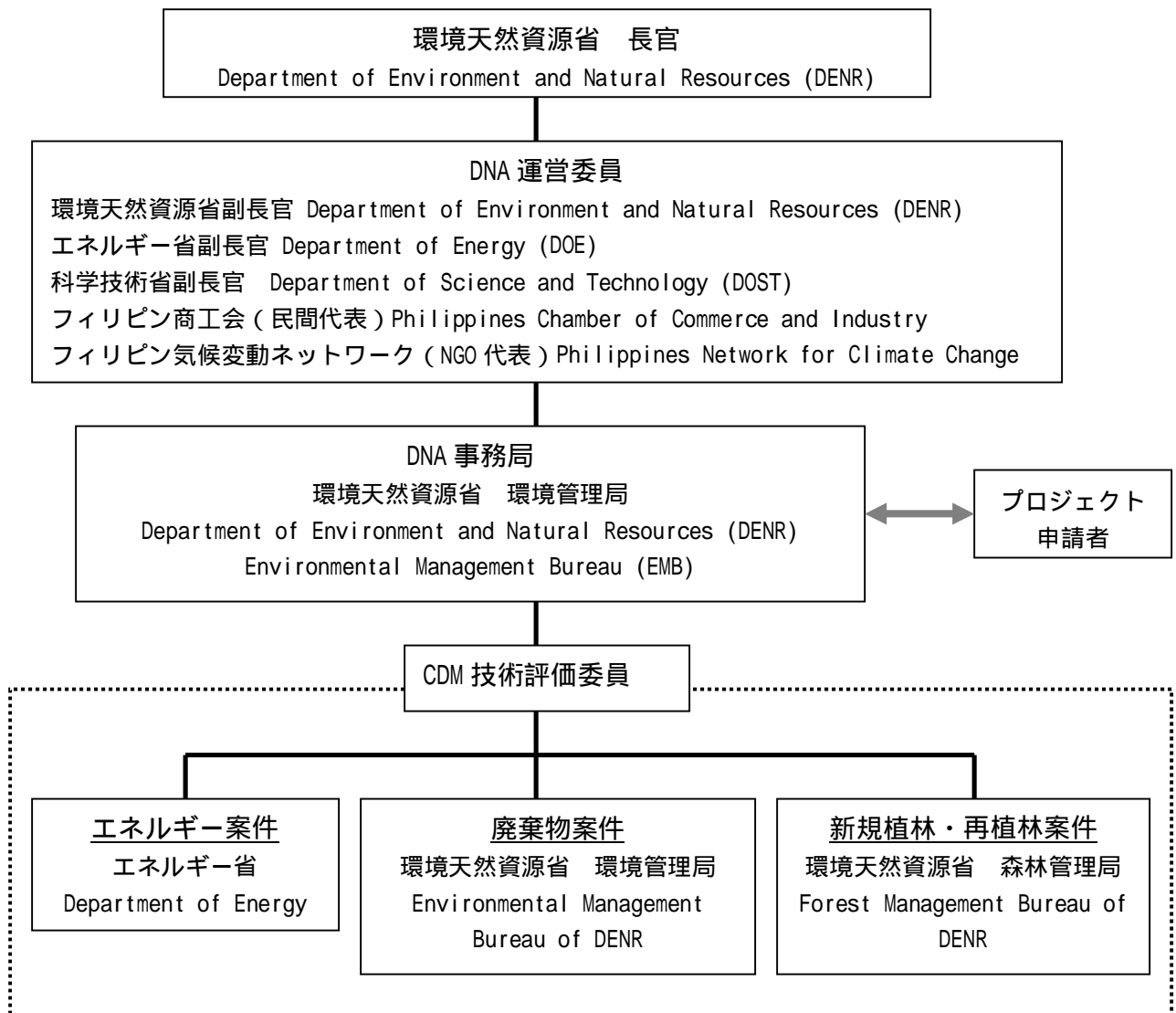


図 2-4 CDM 実施体制

環境天然資源省行政令 No.2005-17 セクション 5「言葉の定義」を基に作成
(財団法人地球環境戦略研究機関 (IGES) WEB サイトより転載)

2.3.2 CDM 実施状況

CDM 理事会に登録されたフィリピン国内の CDM プロジェクトは、2008 年 8 月 25 日現在、表 2-4 に示す 20 件である。

その種類は、バイオガス(家畜糞尿)が 10 件、バイオガス(排水処理)およびバイオマス(バガス)が各 2 件、メタン回避、メタン回収利用、地熱発電、廃ガス・廃熱回収利用、風力、水力が各々 1 件の計 20 件である。

表 2-4 CDM 理事会登録済プロジェクトリスト (2008 年 11 月 26 日現在)

プロジェクト名	プロジェクトの種類	承認国承認日(年/月/日)	CDM 理事会登録日(年/月/日)	年間削減量(tCO ₂ /y)	プロジェクト参加者(承認国)	附属書 I 国側プロジェクト参加者(承認国)
First Farmers Holding Corporation (FFHC) Bagasse Cogeneration Plant	バイオマス(バガス)	2007/1/22	2008/9/11	119,787	ファースト・ファーマーズ・ホールディングスコポレーション	エンテサ・ジエネラシオン, S.A.
Makati South Sewage Treatment Plant Upgrade With On-Site Power	バイオガス(排水処理)	2008/1/2	2008/6/14	28,729	マカティ・バイオエネルギー・コポレーション	トレーディング・エミッションズ PLC
Hedcor Sibulan 42.5 MW Hydroelectric Power Project	水力発電	2007/5/25	2008/6/6	95,174	ヘドコル・シブラン	
Laguna de Bay Community Waste Management Project: Avoidance of methane production from biomass decay through composting-1	メタン回避(コンポスト)	2007/4/25	2008/3/16	6,058	ラグナレイク・デベロップメント・オーソリティ	コミュニティ・デベロップメント・カーボン・ファンド
Quezon City Controlled Disposal Facility Biogas Emission Reduction Project	メタン回収・利用(ランドフィルガス回収・発電)	2007/4/25	2008/2/1	116,339	ケソン市バンクア・グリーン・エネルギー・フィリピン	バンクア・グリーン・エネルギー S.r.l
The Anaerobic Digestion Swine Wastewater Treatment With On-Site Power Bundled Project (ADSW RP1001)	バイオガス(家畜糞尿)	2007/4/25	2007/12/17	5,806	オボール・コナ・ファーム・スワイン・ジエネティックス・コポレーション・フィリピン・バイオサイエンス	イクイティ+インバロメント・アセット・アイルランド・リミテッド
Goldi-Lion Agricultural Development Corporation Methane Recovery and Electricity Generation Project	バイオガス(家畜糞尿)	2006/10/19	2007/9/8	3,994	ゴールドライオン・アグリカルチュラル・デベロップメント・コポレーション・フィリピン・バイオサイエンス	エコセキュリティーズ・グループ

プロジェクト名	プロジェクトの種類	承認日 (年/月/日)	CDM 理事会 登録日 (年/月/日)	年間 削減量 (tCO2/y)	プロジェクト 参加者 (承認国)	附属書 I 国 側プロジェクト 参加者 (承認国)
Superior Hog Farms Methane Recovery	バイオガス (家畜糞尿)	2007/1/22	2007/9/7	1,785	スーペリアー・ホッグ ファームフィリピン・バ イオサイエンス	エコセキュリティ ズ・グループ
Bondoc Realty Methane Recovery and Electricity Generation Project	バイオガス (家畜糞尿)	2006/10/19	2007/8/26	3,348	ボンドック・リアリテ ィ・ファーム フィリピン・バ イオサイ エンス	エコセキュリティ ズ・グループ
D&C Concepcion Farms, Inc. Methane Recovery and Electricity Generation Project	バイオガス (家畜糞尿)	2006/10/19	2007/8/26	3,348	D&C コンセプション ファーム フィリピン・バ イオサイ エンス	エコセキュリティ ズ・グループ
Philippine Sinter Corporation Sinter Cooler Waste Heat Recovery Power Generation Project	廃ガス廃熱 利用	2007/1/12	2007/5/5	61,702	フィリピン・シスター	JFE スチール 株式会社
San Carlos Renewable Energy Project	バイオガス発電	2007/1/22	2007/4/13	37,658	サンカルロス・バ イオ ネギ	なし
Paramount Integrated Corporation Methane Recovery and Electricity Generation	バイオガス (家畜糞尿)	2006/6/30	2007/1/31	7,582	パラマウント・インテグ レートッド フィリピン・バ イオサイ エンス	エコセキュリティ ズ
20MW Nasulo Geothermal Project	地熱発電	2006/6/30	2006/12/10	74,975	フィリピン石油公 社(PNOC-EDC)	世界銀行
Gaya Lim Farm Inc. Methane Recovery	バイオガス (家畜糞尿)	2006/6/30	2006/10/30	3,130	ガヤ・リファーム フィリピン・バ イオサイ エンス	エコセキュリティ ズ
Uni-Rich Agro-Industrial Corporation Methane Recovery and Electricity Generation	バイオガス (家畜糞尿)	2006/6/30	2006/10/28	2,929	ユニリッチ・アグロ・ インダストリアル フィリピン・バ イオサイ エンス	エコセキュリティ ズ
Joliza Farms Inc. Methane Recovery	バイオガス (家畜糞尿)	2006/6/30	2006/10/23	3,656	ジョリッサ・ファーム フィリピン・バ イオサイ エンス	エコセキュリティ ズ
Gold Farm Livestocks Corporation Methane Recovery and Electricity Generation	バイオガス (家畜糞尿)	2006/6/30	2006/10/21	2,929	ゴールド・ファーム・ ライブストック フィリピン・バ イオサイ エンス	エコセキュリティ ズ
Wastewater treatment using a Thermophilic Anaerobic Digester at an ethanol plant in the Philippines	バイオガス (工場排水)	2006/6/30	2006/10/1	95,896	タンデニア・ティス チラス アソリュート・ケミ カル	三菱商事
North Wind Bangui Bay Project	風力発電	2005/12/16	2006/9/10	56,788	ノーザンウィンド・バ ングイ・プロジェクト	世界銀行

(出典：財団法人地球環境戦略研究機関 (IGES) ウェブサイト)

2.3.3 CDMの今後の見通し・展望

フィリピンにおけるCO₂排出量は、1990年代後半には対前年比10%以上、2000年以降についても1~3%の伸びを示しており、今後も増加していくことが予想される。このため、フィリピン政府は、CDMを活用したGHG排出削減を積極的に推進している。また、CDM促進のために、個別のプロジェクト開発の他に、キャパシティービルディングを含む様々な取組みを多数の支援機関と行っている。

表2-4に示したように、現在フィリピンで登録されているCDMプロジェクトは、バイオガスが主流である。フィリピンには、水力、地熱および風力等の再生可能エネルギーの開発可能地点が多数存在すること、およびフィリピン政府は、エネルギー自給率向上のため再生可能エネルギーの開発を強化していること等から、今後は再生可能エネルギーを利用したCDMプロジェクトが増加するものと思われる。

第3章 プロジェクトの計画検討

3.1 検討計画の全体概要

本プロジェクトの検討においては、フィリピン全土に広がるかんがい水路における未利用落差を調査することおよび開発有望地点を選定し、モデル地点として詳細な発電計画を検討することを目的として、図3-1に示すフローに従い検討を行った。

本プロジェクトの検討においては、NIAから提供を受けたポテンシャル地点リストに基づきフィリピン全土のかんがい水路の現地調査（全国ポテンシャル調査）を実施した。調査では、現地においてポテンシャル地点の簡易な現地測量および流量データ・設計図等の収集、関係機関からのヒアリングを行った。その後、全国ポテンシャル調査から得られた情報に基づき、発電計画を行うにあたり必要な資料が整備されており、今後の開発が有望視される地点（開発有望地点、3地点程度）を選定（1次スクリーニング）した。開発有望地点について、詳細な現地調査（地形測量・現地関係機関へのヒアリング等）を実施し、プログラムCDMを実施するにあたってのモデル地点（1地点）の選定（2次スクリーニング）を行い、発電計画を策定した。

調査の詳細については、事前調査～開発有望地点の選定までを『3.2 全国ポテンシャル調査』、開発有望地点の調査～発電計画の検討までを『3.3 開発有望地点詳細調査』に記載する。

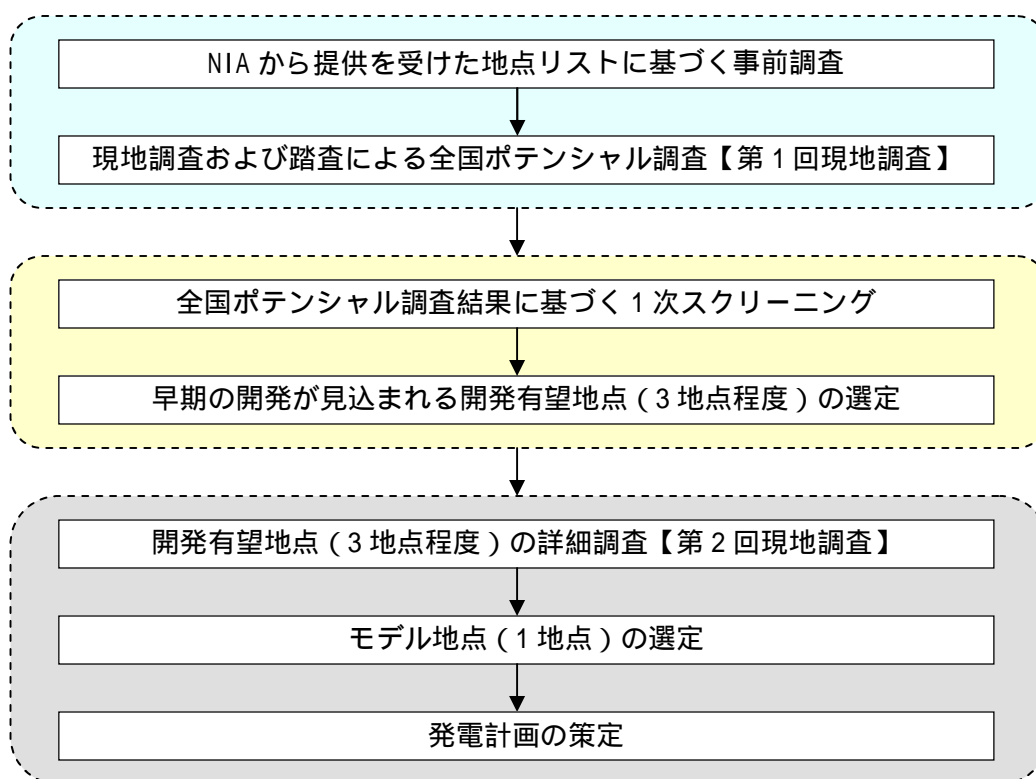


図3-1 本調査の全体概要

3.2 全国ポテンシャル調査

本プロジェクトにおけるプログラム CDM 活動は、フィリピン全土に広がるかんがい水路の全てを対象としており、同国のかんがい水路（図 3-2 参照）に存在する未利用落差の地点数や規模を調査することを目的として、全国ポテンシャル調査を行った。

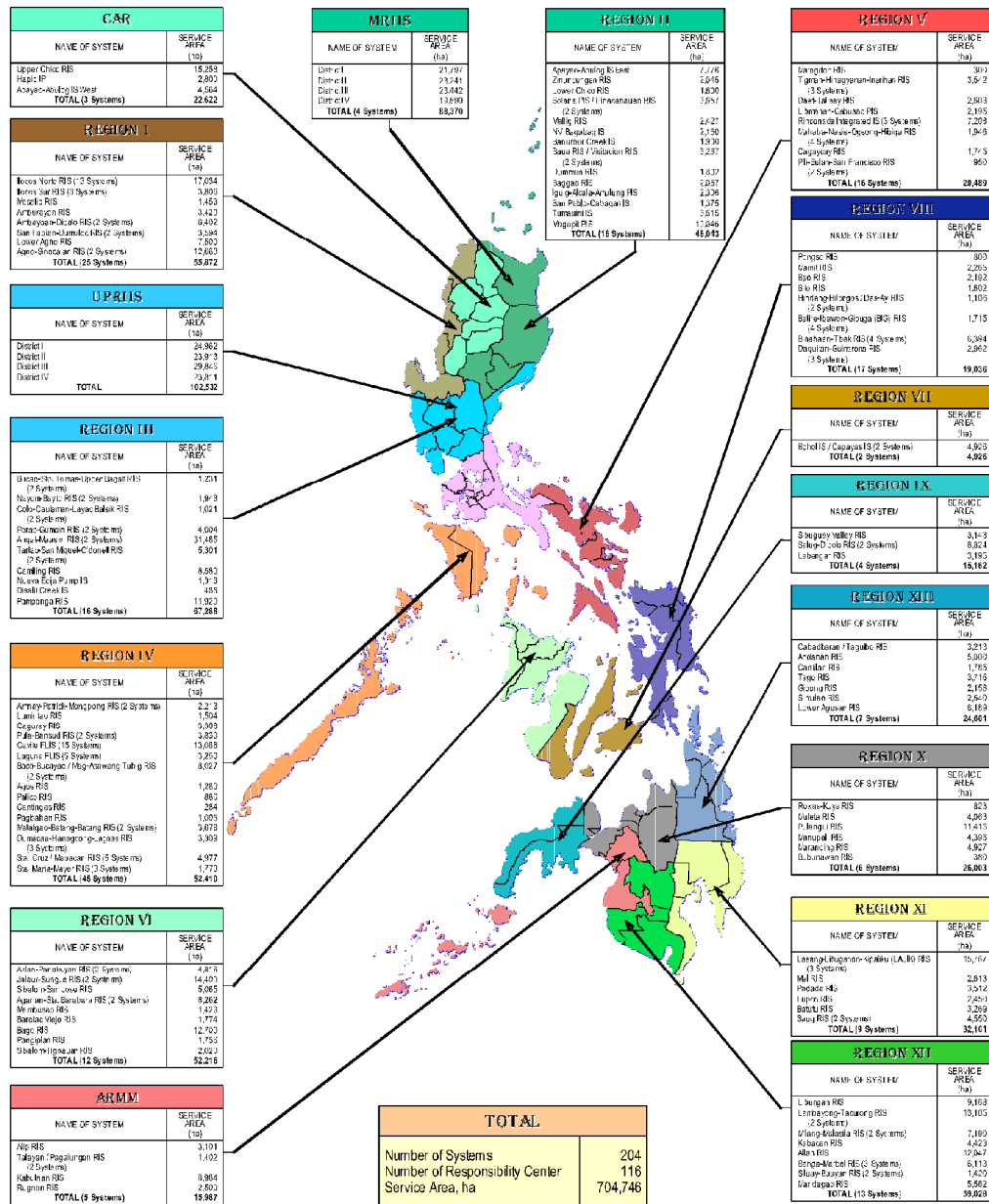


図 3-2 フィリピンにおけるかんがい水路の整備状況
(出典：NIA Annual Report 2006)

3.2.1 NIA から受領したポテンシャル地点リストに基づく事前調査

本調査および検討は、フィリピンのかんがい水路の建設から維持管理までを一貫して実施しているフィリピンかんがい省（NIA：National Irrigation Administration）の協力を受け実施することとした。なお、現地調査を開始する前に、小水力開発の可能性のある地点の調査をNIAに依頼し、ポテンシャル地点リスト（表3-1）の提供を受けた。

表3-1 ポテンシャル地点リスト

州	地点名	落差 (m)	流量 (m ³ /s)	出力 (kW)
LUZON 地域				
Apayao	Tabuk Supply Canal-1	22.46	(雨季) 4.0 (乾季) 2.0	660
	Chico Main Canal-1	6.79	(雨季) 12.0 (乾季) 10.0	660
	Chico Gobgob Main Canal-1	9.60	(雨季) 1.8 (乾季) 1.5	119
	Chico Gobgob Main Canal-2	9.67	(雨季) 1.8 (乾季) 1.5	119
	Quegon Main Canal-1	8.68	(雨季) 12.0 (乾季) 10.0	766
Pangasinan	Agno Main canal-1	4.50	(雨季) 17.0 (乾季) 8.0	547
	Agno Main canal-1	6.54	(雨季) 17.0 (乾季) 8.0	817
	Agno Main canal-2	8.66	(雨季) 5.0 (乾季) 2.5	298
	Agno Main canal-3	8.60	(雨季) 5.0 (乾季) 2.5	296
	Agno RIS	5.00	(最大) 11.38	455
Tarlac	Camiling Main Canal-1	10.11	(雨季) 6.0 (乾季) 1.3	418
Isabera	South High Canal-1	4.03	(雨季) 19.0 (乾季) 14.0	474
	MagatC	2.80	(最大) 10.49	235
	MagatD	9.00	(最大) 10.22	736
	MagatF	3.80	(最大) 10.86	330
	Baligatan Dam	30.00	(最大) 23.80	5,712

Bulacan	San Rafael Main canal-1	4.00	(雨季) 20.0 (乾季) 6.0	588
	Bustos Main Canal-1	5.00	(雨季) 16.0 (乾季) 12.0	441
	Bustos Main Canal-2	4.00	(雨季) 16.0 (乾季) 10.0	294
Pampanga	TRIS Main Canal	15.57	(雨季) 9.0 (乾季) 5.0	1,030
	Pris Main Canal	6.00	(雨季) 20.0 (乾季) 10.0	882
Neva Ecija	Panaranda Main Canal	6.77	(雨季) 15.0 (乾季) 5.0	747
	Pampanga RIS	4.7	(最大) 13.83	520
	Masiway	25.00	(最大) 40.00	8,000
Kalinga	Chico RIS-1	22.10	(最大) 4.00	707
	Chico RIS-2	8.55	(最大) 12.00	821
合計：26,672kW (26 地点)				
MINDANAO 地域				
South Cotabato	Marbel River	22.00	(最大) 3.25	572
Dabal del Sur	Miral Dam	25.23	(最大) 1.00	202
	Balutakay Dam	100.00	(最大) 0.60	480
Lanao del Sur	Liangan River	125.00	(最大) 11.80	11,800
合計：13,054kW (4 地点)				
VISAYAS 地域				
Leyte	Bao RIS-1	13.50	(最大) 1.45	157
	Bao RIS-2	55.30	(最大) 1.92	850
合計：1,007kW (2 地点)				

NIA から入手したポテンシャル地点リストを地域ごとに集約した結果は表3-2のとおりである。ルソン島地域に 26 地点（約 2.7 万 kW）、ミンダナオ地域に 4 地点（約 1.3 万 kW）、ビサヤス地域に 2 地点（約 0.1 万 kW）のポテンシャル地点が確認されており、フィリピン全土に相当数のポテンシャル地点が存在していることがわかった。（ポテンシャル地点数の合計：計 32 地点，出力の合計：約 4 万 kW）

全国ポテンシャル調査においては，NIA から提出されリストに記載された地点を中心に現地調査を行うこととし，必要に応じ NIA 現地事務所等におけるヒアリングおよび現地踏査を行うことにより新たなポテンシャル地点の発掘を行うこととした。ただし，ミンダナオ地域においては，政治情勢が不安定であり，安全面を考慮して今回の調査対象地域から除外することとした。表 3-2 に示すとおり，ポテンシャル地点が存在する全ての州（ミンダナオ地域除く）において，現地調査を実施した。

表 3-2 ポテンシャル地点リスト（地域別）

地域	州	地点数	出力合計 (kW)	現地調査の実施の有無
LUZON 地域	Apayao	5	2,324	
	Pangasinan	5	2,413	
	Tarlac	1	418	
	Isabela	5	7,487	
	Bulacan	3	1,323	
	Pampanga	2	1,912	
	Nueva Ecija	3	9,267	
	Kalinga	2	1,528	
合計		26	26,672	
MINDANAO 地域	South Cotabato	1	572	調査対象地域から除外
	Davao del Sur	2	682	調査対象地域から除外
	Lanao del Sur	1	11,800	調査対象地域から除外
合計		4	13,054	
VISAYAS 地域	Leyte	2	1,007	
合計		2	1,007	
総計		32	40,733	

3.2.2 全国ポテンシャル調査

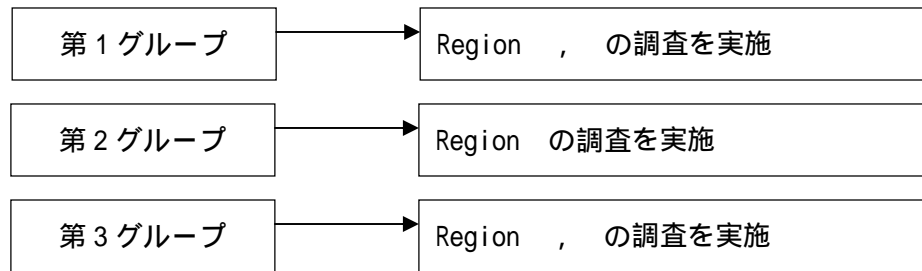
(1) 調査計画・調査スケジュール

a) 調査地域の選定

全国ポテンシャル調査においては、ルソン地域 (Region , ,) を 2 パーティ、ビサヤス地域 (Region ,) を 1 パーティ、計 3 パーティにより調査を実施した。

b) 調査体制および調査スケジュール

- 調査体制：



- 調査スケジュール：

2008年9月22日(月)～27日(金)

(第1グループ：Region , を中心に調査を実施)

月 日	州	訪問先
9月22日	Bulacan	NIA Region 事務所
	Talurac	NIA Camiling RIS 事務所
9月23日	Zambalis	NIA Zambales 事務所
9月24日	Pangasinan	NIA Region 事務所
9月25日	La Union	NIA Ambyurayan RIS 事務所
9月26日	La Union	NIA Ambyurayan RIS 事務所

(第2グループ：Region を中心に調査を実施)

月 日	州	訪問先
9月22日	Nueva Ecija	NIA UPRIIS 事務所
9月23日	Nueva Ecija	NIA UPRIIS DRD 事務所
		NIA UPRIIS District 事務所
9月24日	Isabela	NIA MRIIS 事務所
		NIA MRIIS DRD 事務所
		NIA MRIIS District 事務所
9月25日	Kalinga	NIA Kalinga PIMO 事務所
9月26日	Kalinga	NIA Kalinga PIMO 事務所

(第3グループ: Region , を中心に調査を実施)

月 日	州	訪問先
9月22日	Leyte	NIA Leyte 事務所
9月23日	Cebu	NIA Cebu 事務所
9月24日	Bohol	NIA Bohol 事務所
	Bohol	NIA Ubay 事務所
9月25日	Negros	NIA Negros Oriental 事務所
9月26日	Negros	NIA Negros Oriental 事務所

(2) 調査内容

フィリピン全土のかんがい水路における農業用ダムや落差工の未利用落差について現地機関へのヒアリングおよび簡易な現地測量を行い、検討に必要なデータおよび資料(流量データ, 既設設備の図面等)の収集を行った。現地調査時の写真および現地機関へのヒアリングの状況を写真3-1, 写真3-2に示す。



写真 3-1 現地調査状況



写真 3-2 現地機関へのヒアリング状況

現地調査により得られたポテンシャル地点の状況を写真 3-3~6 に示す。かんがい水路に存在する未利用落差は、大別して表 3-3 に示す 4 つのパターンに分類されるため、現地調査時には、タイプ ~ の特徴を有する地点の有無について調査を実施した。

表 3-3 ポテンシャル地点の分類

分類	特徴	写真
タイプ	地形的な落差を利用するポテンシャル地点	3-3
タイプ	ゲートの堰上げによる水位差を利用するポテンシャル地点	3-4
タイプ	ダム・取水堰による水位差を利用するポテンシャル地点	3-5
その他	既設の発電設備等を利用するポテンシャル地点	3-6



写真 3-3 タイプ (地形的な落差を利用するポテンシャル地点)



写真 3-4 タイプ (ゲートの堰上げによる水位差を利用するポテンシャル地点)

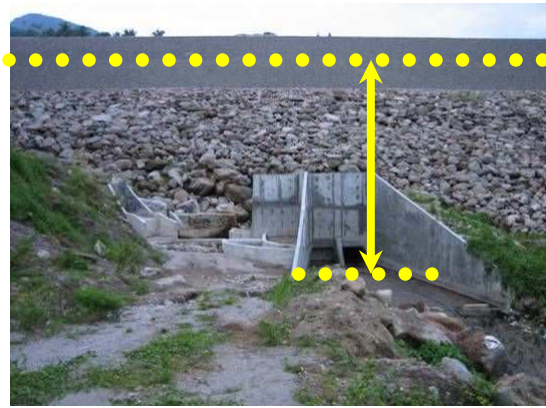


写真 3-5 タイプ (ダム・取水堰による水位差を利用するポテンシャル地点)



写真 3-6 その他 (既設の発電設備等を利用するポテンシャル地点)

(3) 調査結果

a) 全体概要

調査の結果、フィリピンのかんがい水路に存在するポテンシャル地点として、少なくとも 65 地点、総発電容量約 40MW が確認され、本プロジェクトの実施に十分な地点の数および規模を確認することができた。また、概算値ながら、温室効果ガスについても年間 152,400tCo₂ 程度の削減効果があることを確認することができた。全国ポテンシャル地点の調査結果は図 3-3 のとおりである。温室効果ガスの削減量の算定方法は、図 3-4 のとおりである。

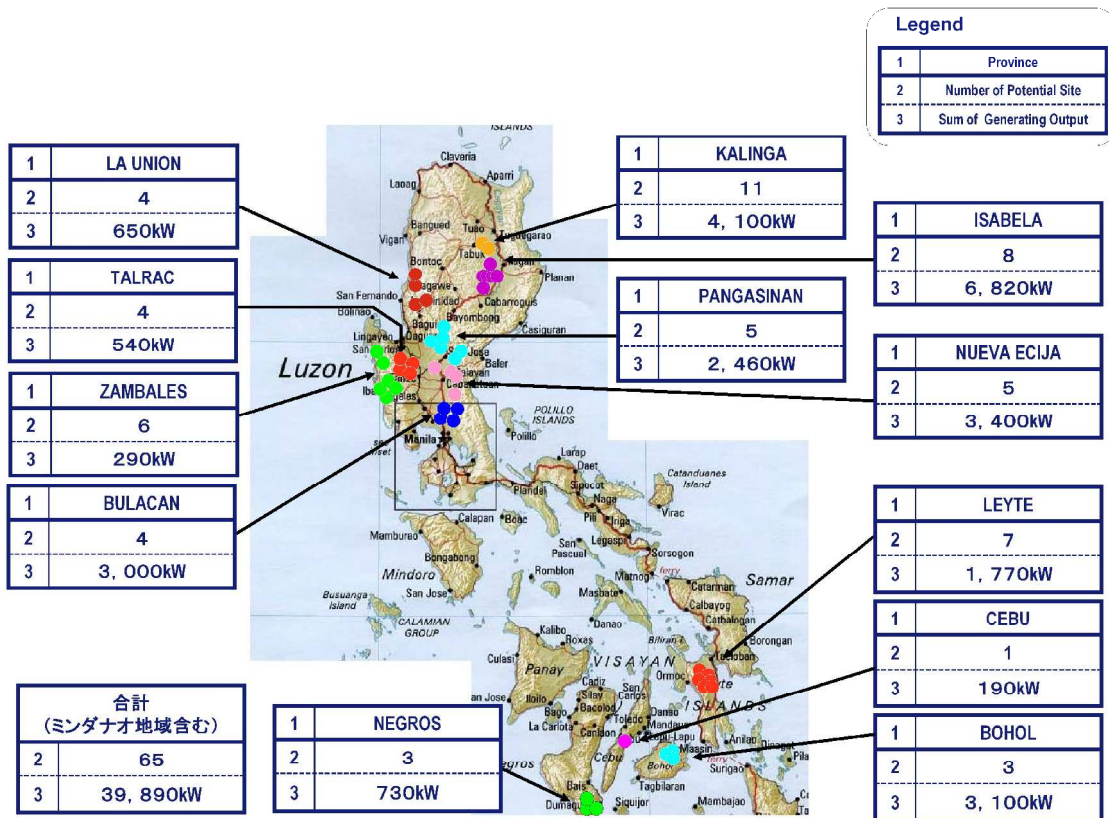


図 3-3 全国ポテンシャル地点調査結果

According to the potential survey result

No. of Sites : More than (>) 65 sites
Net potential : ≒ 40 MW
Net annual energy : ≒ 254 GWh/year
(PF=73%, 265days)

◆ **Reduction of CO2 Emission**
 $254,000\text{MWh} \times 0.6 \text{ t/MWh/year [Emission Factor]}$
= 152,400 tCO2/year

図 3-4 温室効果ガス削減効果

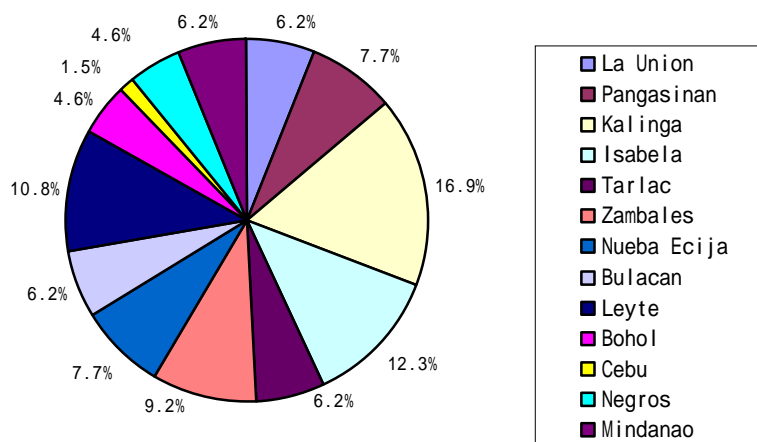
表 3-4 に州ごとのポテンシャル地点の分布状況，表 3-5 に Region ごとのポテンシャル地点の分布状況，図 3-5 に州ごとのポテンシャル地点の分布状況グラフ（地点数，出力，平均出力），図 3-6 に Region ごとのポテンシャル地点の分布状況グラフ（地点数，出力，平均出力）を示す。

表 3-4 州ごとのポテンシャル地点の分布状況

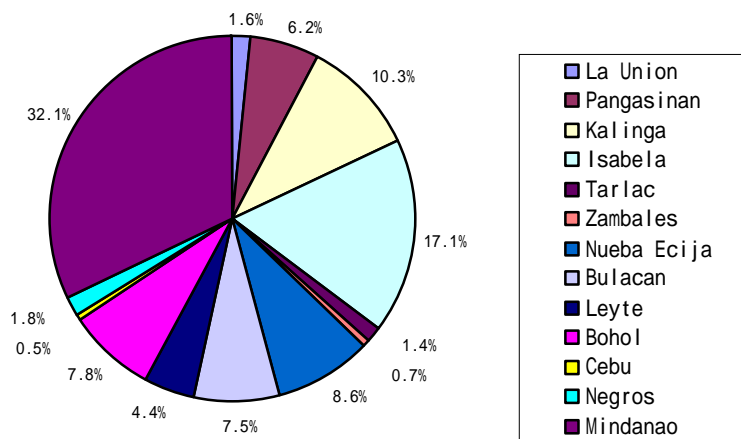
州	地点数		出力		平均出力
	(地点)	(%)	(kW)	(%)	(kW)
La Union	4	6.2%	650	1.6%	163
Pangasinan	5	7.7%	2,460	6.2%	492
Kalinga	11	16.9%	4,100	10.3%	373
Isabela	8	12.3%	6,820	17.1%	853
Tarlac	4	6.2%	540	1.4%	135
Zambales	6	9.2%	290	0.7%	48
Nueva Ecija	5	7.7%	3,450	8.5%	690
Bulacan	4	6.2%	3,000	7.5%	750
Leyte	7	10.8%	1,770	4.4%	253
Bohol	3	4.6%	3,100	7.8%	1,033
Cebu	1	1.5%	190	0.5%	190
Negros	3	4.6%	730	1.8%	243
Mindanao 地域	4	6.2%	12,790	32.1%	3,198
合計	65	100%	39,890	100%	

表 3-5 Region ごとのポテンシャル地点の分布状況

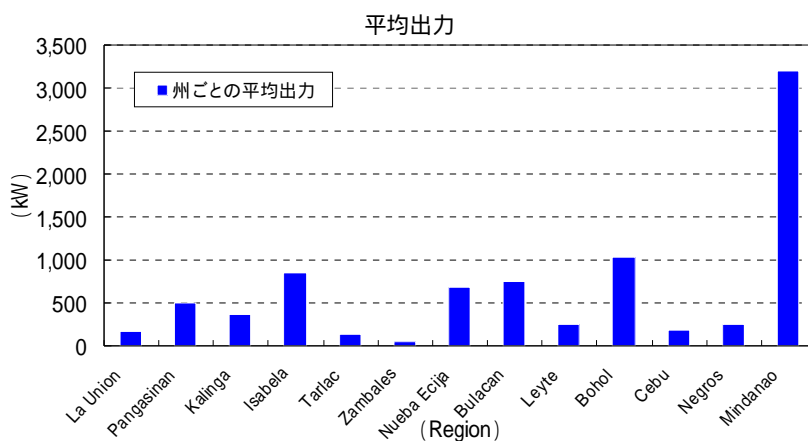
Region	地点数		出力		平均出力
	(地点)	(%)	(kW)	(%)	(kW)
Region 1	9	13.8%	3,110	7.8%	346
Region 2	19	29.2%	10,920	27.4%	575
Region 3	19	29.2%	7,280	18.3%	383
Region 7	7	10.8%	1,770	4.4%	253
Region 8	7	10.8%	4,020	10.1%	574
Region 9 ~ 13	4	6.2%	12,790	32.1%	3,198
合計	65	100%	39,890	100%	



(a) 地点の分布状況 (地点数)

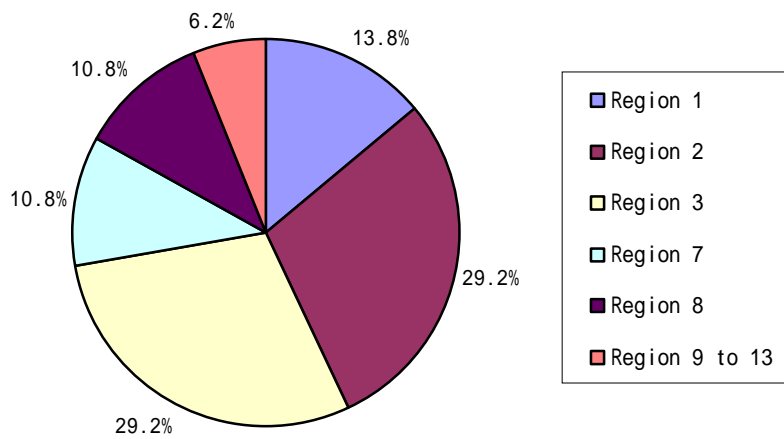


(b) 地点の分布状況 (出力)

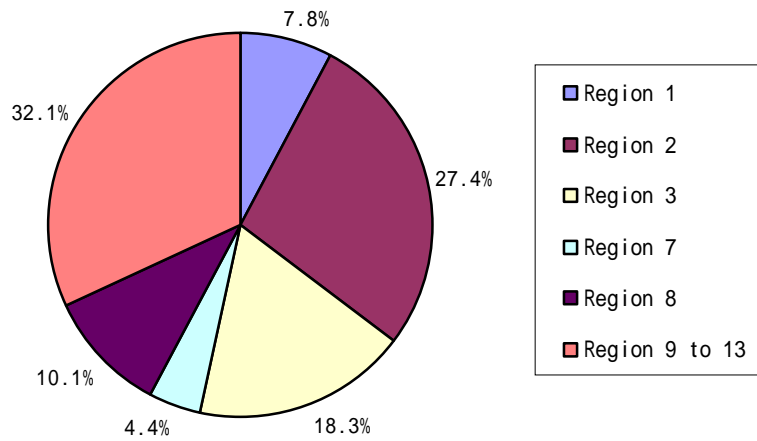


(c) 平均出力

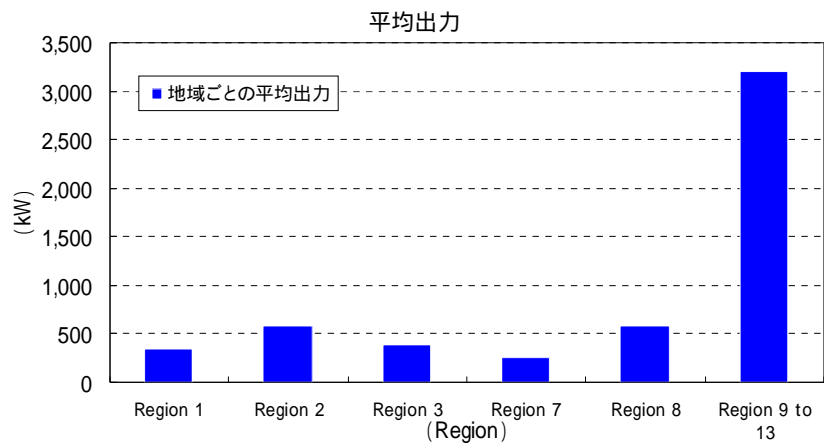
図 3-5 州ごとのポテンシャル地点の分布状況グラフ



(a) 地点の分布状況 (地点数)



(b) 地点の分布状況 (出力)



(c) 平均出力

図 3-6 Region ごとのポテンシャル地点の分布状況グラフ

図 3-5 および図 3-6 に示すとおり，地点数としては，ポテンシャル地点の約 70%がルソン地域に分布しており，残り約 30%がミンダナオ地域・ビサヤス地域などの島嶼部に分布していることが確認された（ミンダナオ地域においては，NIA から提出されたポテンシャル地点リストに基づいた数値）。また，出力比率としては，ルソン島地域に約 55%，ミンダナオ・ビサヤス地域に約 45%が分布している。

ルソン地域においては，かんがい水路中の未利用落差によるポテンシャル地点が数多く分布しており，地形的な落差およびゲート等の堰上げ等により生じる比較的小さな落差（数 m～20m 程度）を有するポテンシャル地点が数多く分布している。また，ビサヤス・ミンダナオ地域においては，かんがい用の貯水ダムにより生じる比較的大きな落差（数十 m～百数十 m 程度）を有するポテンシャル地点が分布している。

（4）1 次スクリーニング（開発有望地点の検討）

プログラム CDM を実施するにあたってのモデル地点を選定するため，まず，全国ポテンシャル地点から得られた情報に基づき，開発有望地点（3 地点程度）の選定を行った。開発有望地点の選定に当たっては，発電計画の精度を確保することおよび経済性，環境影響等を考慮し，表 3-5 に示す基準に基づきスクリーニングを行った。

なお，1 次スクリーニングにより選定された地点（3 地点）については，現地詳細調査（地形測量）および関係機関へのヒアリングにより最終的なプログラム CDM のモデル地点（1 地点）を選定（2 次スクリーニング）し，モデル地点について発電計画を策定した。（検討の詳細な内容については 3.2 に記載）

a) 1 次スクリーニングの基準

表 3-5 に示す基準に基づきスクリーニングを行い，～ の全ての基準を満足する開発地点について，今後の詳細検討を実施することとした。

表 3-5 スクリーニングの基準

番号	スクリーニングの基準
	現地調査を実施していること
	流量データを入手していること
	発電出力が 100kW 以上であること
	その他開発に当たって特別な障害がないこと <ul style="list-style-type: none"> ・ 既設のダム利用等でないこと ・ 周辺の社会環境に影響を与える地点でないこと 等

b) 検討の結果（総括表を表 3-6 に示す）

表 3-5 に示す基準に基づきスクリーニングを実施し，表 3-6 に示すとおり計 9 地点の開発有望地点を選定した。その中で発電出力の大きな RIZAL 地点（出力：1,830kW），AGNO-1 地点（出力：550kW），AGNO-2 地点（出力：440kW）について現地詳細調査を実施することとした。

表 3-6 開発有望可能性地点の選定

○ : Done ○ : Exist ○ : ≥100kW
 × : Not done × : Not exist × : <100kW

No	Site Name	Province	Type of Potential site	Potential sites in Philippines			Evaluation				
				Head m	Plant Discharge CMS	Maximum Output kW	Site Survey ①	Discharge Record ②	Maximum Output ③	④	Other 特記事項
1	Rizal (NE)	Nueva Ecija	Type I	6.00	39.00	1,830	○	○	○	○	★現地詳細調査を実施
2	Agno-1	Pangasinan	Type I	5.00	14.00	550	○	○	○	○	★現地詳細調査を実施
3	Agno-2	Pangasinan	Type I	4.00	14.00	440	○	○	○	○	★現地詳細調査を実施
4	Angat south-1	Bulacan	Type II	3.80	10.00	300	○	○	○	○	
6	Camiling-2	Tarlac	Type I	6.00	4.50	210	○	○	○	○	
7	Angat north	Bulacan	Type II	4.00	5.00	160	○	○	○	○	
8	Angat south-2	Bulacan	Type II	4.00	6.00	190	○	○	○	○	
9	Camiling-1	Tarlac	Type I	4.00	4.50	140	○	○	○	○	
5	Amburayan-2	La Union	その他 (既設発電所利用)	7.00	4.00	220	○	○	○	×	既設発電所再開発が必要
10	UCRIS Intake	Kalinga	Type III	7.00	39.00	2,140	○	○	○	×	かんがい水路の範囲外
11	BAO DROP	LEYTE	Type I	16.00	5.00	630	○	○	○	×	社会環境的な制約有り
12	UCRIS 7	Kalinga	Type I	23.00	3.30	600	○	○	○	×	他者の水力開発計画有り
13	SHC	Isabela	Type I	6.00	10.00	470	○	○	○	×	周囲に送配電線無し
14	Magsaysay dam	Tarlac	Type III	1.00	15.00	120	○	○	○	×	社会環境的な制約有り
15	Amburayan-1	La Union	Type II	4.00	3.00	90	○	○	×		
16	A. A. R. D	Bulacan	Type III	10.00	30.00	2,350	○	×			
17	Buciao-1	Zambales	Type III	0.00	4.00	0	○	×			
18	Buciao-2	Zambales	Type I	5.00	3.75	150	○	×			
19	Bagsit-1	Zambales	Type I	3.60	1.75	50	○	×			
20	Bagsit-2	Zambales	Type I	2.00	1.75	30	○	×			
21	Bagsit-3	Zambales	Type I	1.50	1.00	10	○	×			
22	Bagsit Lateral	Zambales	Type II	3.60	1.75	50	○	×			
23	Agno dam	Pangasinan	Type III	5.00	20.00	780	○	×			
24	Dipalo-4	Pangasinan	Type I	9.50	1.25	90	○	×			
25	Dipalo dam	Pangasinan	Type III	15.30	5.00	600	○	×			
26	Tagdin-1	La Union	Type III	1.00	40.00	310	○	×			
27	Tagdin-2	La Union	Type II	1.00	4.00	30	○	×			
28	San Jose	Nueva Ecija	Type I	15.00	7.50	880	○	×			
29	PRIS1	Nueva Ecija	Type I	3.00	10.00	240	○	×			
30	Penaranda dam	Nueva Ecija	Type II	1.00	25.00	200	○	×			
31	Magat A	Isabela	その他 (既設発電所利用)	5.00	52.00	2,040	○	×			
32	Magat B	Isabela	その他 (既設発電所利用)	5.00	39.00	1,530	○	×			
33	Baligatan2	Isabela	Type III	3.00	20.00	470	○	×			
34	UCRIS 1	Kalinga	Type I	10.00	2.70	210	○	×			
35	UCRIS 2	Kalinga	Type I	6.50	2.70	140	○	×			
36	UCRIS 3	Kalinga	Type I	4.00	2.00	60	○	×			
37	UCRIS 4	Kalinga	Type I	7.00	1.50	80	○	×			
38	UCRIS 5	Kalinga	Type I	10.00	2.70	210	○	×			
39	UCRIS 6	Kalinga	Type I	6.00	1.00	50	○	×			
40	UCRIS 8	Kalinga	Type I	7.00	8.00	440	○	×			
41	UCRIS 9-1	Kalinga	Type I	2.00	3.00	50	○	×			
42	UCRIS 9-2	Kalinga	Type I	5.00	3.00	120	○	×			
43	PIKAS DAM	LEYTE	Type III	4.50	4.00	140	○	×			
44	DAGUITAN DAM	LEYTE	Type III	2.00	2.00	30	○	×			
45	MARABONG DAM	LEYTE	Type III	3.00	3.00	70	○	×			
46	BURAUEN DAM	LEYTE	Type III	1.50	2.00	20	○	×			
47	BAO DIVERSION DAM	LEYTE	Type III	3.00	3.00	70	○	×			
48	CAN ASUJAN DAM	CEBU	Type III	16.00	1.50	190	○	×			
49	MARINAO DAM	BOHOL	Type III	10.00	6.00	470	○	×			
50	BOYONGAN DROP	BOHOL	Type I	70.00	3.50	1,920	○	×			
51	BOYONGAN DAM	BOHOL	Type III	15.00	6.00	710	○	×			
52	CALANGO DAM	NEGROS	Type III	24.00	1.75	330	○	×			
53	NASING-ID DAM	NEGROS	Type III	24.00	1.75	330	○	×			
54	DAUIN DAM	NEGROS	Type III	12.00	0.70	70	○	×			
55	Camiling-3-12	Tarlac	(No inspection)	2.00	4.50	70	×				
56	Penaranda	Nueva Ecija	(No inspection)			300	×				
57	Magat C	Isabela	(No inspection)	2.80	39.00	860	×				
58	NMC1	Isabela	(No inspection)	3.00	34.00	800	×				
59	NMC2	Isabela	(No inspection)	8.50	6.00	400	×				
60	Tumauini	Isabela	(No inspection)			250	×				
61	HENABIAN	LEYTE	(No inspection)			810	×				
62	Marbel	Mindanao	(No inspection)	22.00	3.25	560	×				
63	Miral dam	Mindanao	(No inspection)	25.23	1.00	200	×				
64	Balutakay dam	Mindanao	(No inspection)	100.00	0.60	470	×				
65	Liangan dam	Mindanao	(No inspection)	125.00	11.80	11,560	×				
				Type I	25	(Total amount of maximum output: MW)	54	15	14	8	
				Type II	7	(Total number of potential sites)					
				Type III	19						
				その他 (既設発電所利用)	3						
				(No inspection)	11						

3.3 開発有望地点詳細調査

(1) 調査概要

第1回現地調査結果から開発有望地点を3地点に絞り込み、各々の発電計画を策定するにあたり、基本諸元となる各地点の落差や流量等について詳細な現地調査により把握するとともに、本プロジェクトに対する関係機関への聞き取り調査・協議を行った(図3-7、表3-7参照)。

その結果、F/S実施に必要な設計データ等が得られるとともに、開発・CDM化に向けた各所からの具体的なコメント・情報が得られた。



図3-7 調査位置図

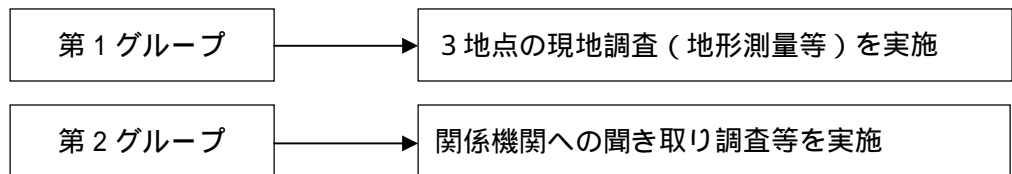
表3-7 調査地点一覧

NO.	地点名	州
	AGNO-1	Pangasinan
	AGNO-2	Pangasinan
	RIZAL	Nueva Ecija

(2) 調査体制・スケジュール

調査は、a) に示すとおり現地調査（地形測量等）および本プロジェクトに対する関係機関への聞き取り調査の2グループに分かれ、b) に示すスケジュールにより行った。

a) 調査体制



b) 調査スケジュール

2008年10月13日（月）～16日（木）

（第1グループ）

月 日	調査内容
10月13日	NIA Upper Pampanga RIS 事務所 情報収集 RIZAL 現地調査
10月14日	RIZAL 現地調査
10月15日	NIA Agno RIS 事務所 情報収集 AGNO-1, AGNO-2 現地調査
10月16日	AGNO-1, AGNO-2 現地調査

（第2グループ）

月 日	調査先
10月13日	NECCO イア1 事務所（配電会社）
10月14日	NECCO イア2 事務所他（配電会社）
	LGU（RIZAL）（地元自治体） Barangay（サイト周辺の村落）
10月15日	（第1グループと同じ）
10月16日	PANERCO 事務所他（配電会社）
	LGU（Sun Manuel）（地元自治体） Barangay（サイト周辺の村落）

(3) 調査内容

現地調査では、以下の5項目を実施した。

地形測量（地形図作成）

水準測量（落差算定）

水路流量調査

配電線への連系調査

ステークホルダーへの聞き取り

a) 地形測量

地形測量では、発電計画に必要な地形図が作成できる程度の横断測量（部分的にポール横断測量を併用、写真3-7参照）およびメジャーによる主要構造物の寸法測定を行った。



写真 3-7 ポール横断測量

b) 水準測量（落差の算定）

水準測量では、落差工の直上流と直下流におけるそれぞれの痕跡水位からし、落差を算出した（写真3-8参照）。



写真 3-8 水準測量

c) 水路流量調査

かんがい水路を流下する流量については、現地のかんがい省事務所より流量データを入力した。また、現地での聞き取りにおいて、非かんがい期以外の期間は、一定量以上の流量が常に水路に流れていることが明らかとなった。



写真 3-9 現地聞き取り状況

入手したデータの代表例を以下に示す。

データの内容は、午前8時、午後5時の水路流量、日雨量の2種類である。

(水路流量データの例)

Republic of the Philippines
NATIONAL IRRIGATION ADMINISTRATION
Agno-Sinocalan Rivwer Irrigation system

DAILY DISCHARGE RECORD/RAINFUL

MONTH DEC-1-15-2005 RIVER/CANAL

DATE	Observation Time				Average Daily Discharge (cm)	Rain Gauge Reading (cm)	Remarks
	8:00 A.M.		5:00 P.M.				
	G.H. (cm)	D. discharge	G.H. (cm)	Discharge			
1	140	11.269	140	11.269		1-0	
2	140	11.269	140	11.269		2-0	
3	140	11.269	140	11.269		3-0	
4	140	11.269	140	11.269		4-0	
5	140	11.269	140	11.269		5-0	
6	140	11.269	140	11.269		6-0	
7	140	11.269	140	11.269		7-0	
8	140	11.269	140	11.269		8-0	
9	140	11.269	140	11.269		9-0	
10	140	11.269	140	11.269		10-0	
11	140	11.269	140	11.269			
12	140	11.269	140	11.269			

d) 配電線への連系調査

現地の配電会社に本プロジェクトの調査計画等を説明し、配電線への連系に関する情報を収集した。



写真 3-10 現地配電会社変電所



写真 3-11 現地聞き取り状況

e) ステークホルダーへの聞き取り

ステークホルダー（地元自治体，周辺の村落）に対し，本プロジェクトの調査計画等を説明し，今後の発電計画および発電所建設に対する意見や要望の聞き取りを実施した。



写真 3-12 地元自治体等への聞き取り状況

(4) 2次スクリーニング

現地調査等で得られた表 3-8 の基本諸元等の情報を基に，開発有望地点（3 地点）の比較検討を行い（表 3-9 参照），モデル地点（1 地点）を選定することとした。

表 3-8 各地点の基本諸元

地点名	流量 (Q) (m ³ /s)	総落差 (H) (m)	出力 (P) (kW)
AGNO-1	9.4	4.3	320
AGNO-2	9.0	5.0	350
RIZAL	10.0	4.5	350

出力は $9.8 \times Q \times H \times 0.8$ で求めた概算値

表 3-9 比較検討結果

選定条件	比較検討内容
発電規模	・ 3 地点とも同程度の発電出力が期待できる。
配電線への連系	・ AGNO-1, 2 地点においては，配電線への連系に関して特に問題はない。 ・ RIZAL 地点では，開発予定地点周辺の配電線の容量が小さいため，電圧変動・電圧調整等の技術的な問題がある。
工事用車両のアクセス	・ 3 地点とも現場近くまで幹線道路が通っており特に問題はない。
その他地点特性	・ AGNO-2 においては，既存水路内の発電所設置が可能である。 ・ AGNO-1 では，堰の直下流に橋が架かっており，工事をする際の制約となることが考えられる。

検討の結果，3 地点とも発電規模は同程度となるが，RIZAL 地点では配電線への連系に関して技術的問題があること，AGNO-1 地点は堰の直下流に地元住民が生活用道路として使用する橋が架かっており，これに影響を与えない発電計画とする必要があり，コスト上昇および工事上の制約が懸念されることから，リスクが最も小さいと考えられる AGNO-2 地点をモデル地点として選定した。

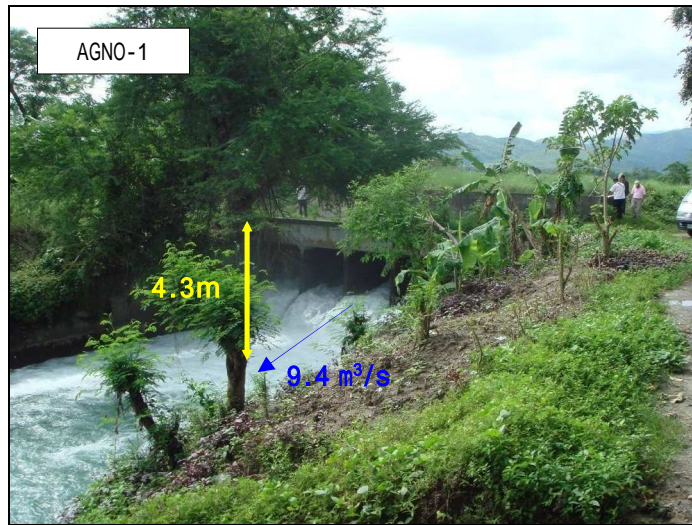


写真 3-13 AGNO-1 基本諸元



写真 3-14 AGNO-2 基本諸元



写真 3-15 RIZAL 基本諸元

(5) モデル地点の発電規模の検討

a) 最大使用水量の決定

現地かんがい省事務所から入手した図 3-8 に示す AGNO-2 地点の年間の流況曲線図(3年間の流量資料から作成)をもとに,最も経済性に優れる発電規模として最大使用水量を 9.0 m³/s に設定した。尚,本地点は,かんがい水路内に発電所を建設する計画であり,既存のかんがい利水に完全従属して運転するものとして最大使用水量を決定した。

水車発電機の台数については,建設工事費および発電電力量を総合的に勘案した結果,経済性に優れる 1 台とした。

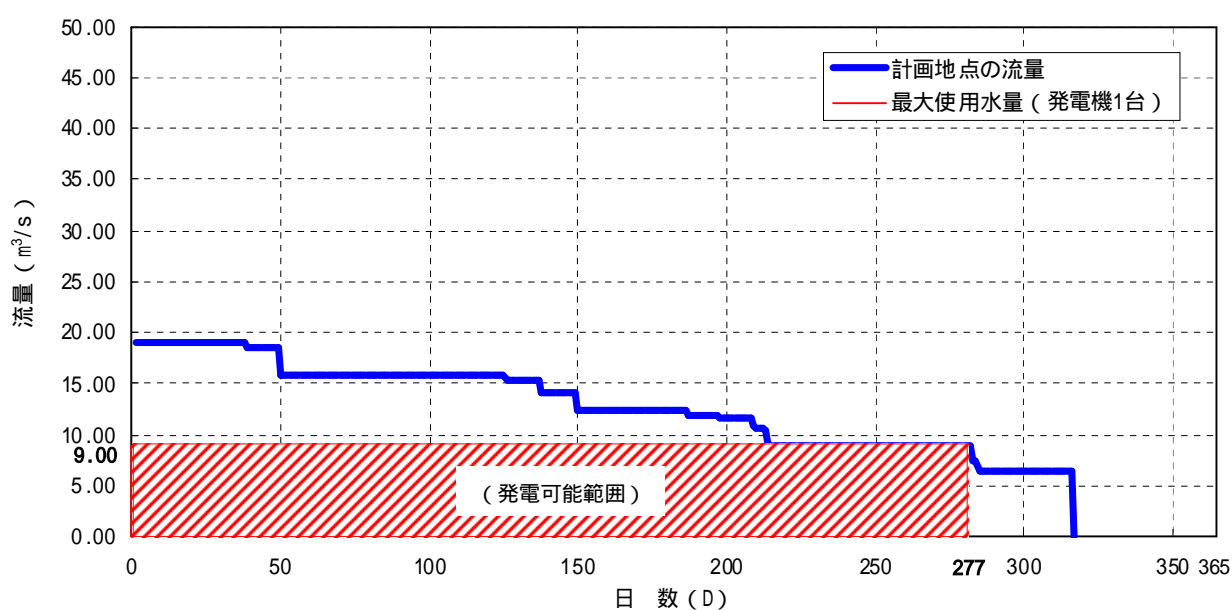


図 3-8 AGNO-2 流況曲線図

b) 水車発電機型式の選定

ア. 水車発電機型式の選定

水車発電機型式の選定にあたっては、表 3-10 の基本諸元をもとに図 3-9 の選定表から、使用水量 $9.0\text{m}^3/\text{s}$ 、有効落差 4.5m （有効落差については(3)で述べる）に適合する「水中式発電機一体型水車」を選定した（図中赤丸で表示）。

表 3-10 基本諸元

最大使用水量 (Q) (m^3/s)	有効落差 (He) (m)
9.0	4.5

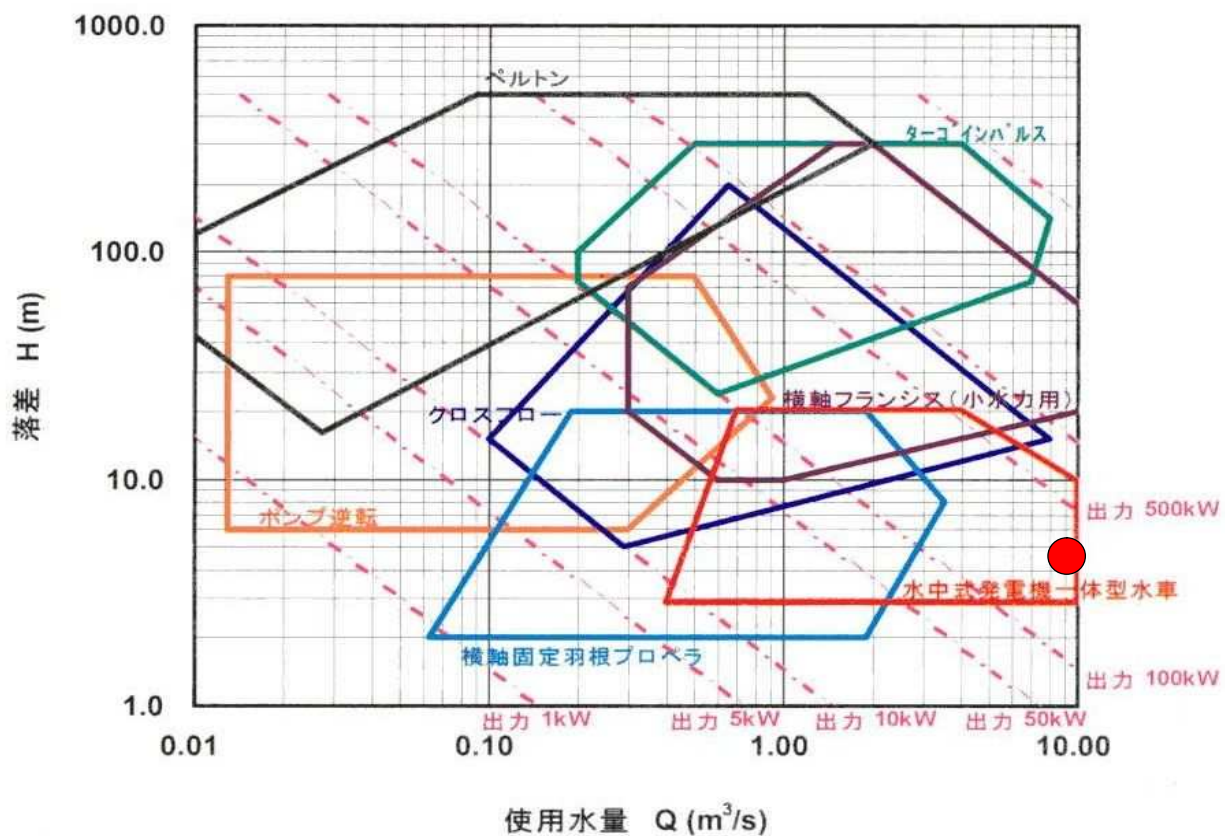


図 3-9 水車発電機型式の選定

イ. 水車発電機の選定

本検討では、水車発電機を定落差、定流量の条件下で、比較的安価な水中式発電機一体型水車である「水中タービン発電機」を選定した。

流量規模および落差から採用する型式は、図 3-10 の選定図より「EL 7650」とした。発電機は、大容量の送電系統へ接続し周波数・電圧調整が不要であること、発電容量が系統容量に比べて十分小さく、並列時の電圧変動の影響が小さいこと、安価であること、構造が簡単で信頼性が高く保守が容易であることから、誘導発電機を採用した。

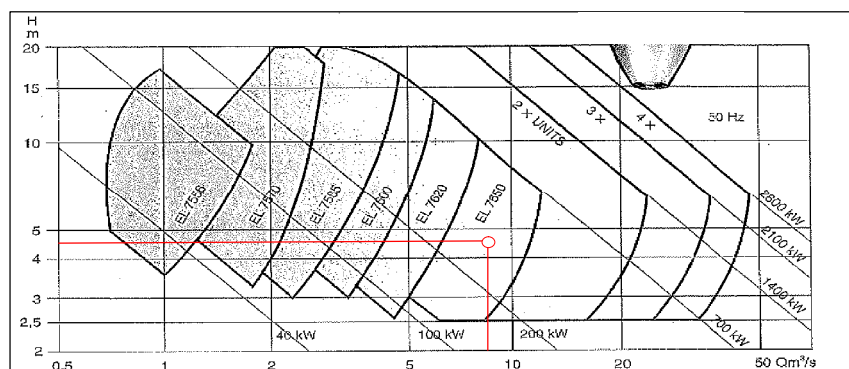


図 3-10 水中タービン発電機選定図

ウ. 水中タービン発電機の構造および特徴

水中タービン発電機の構造を図 3-11 に示す。

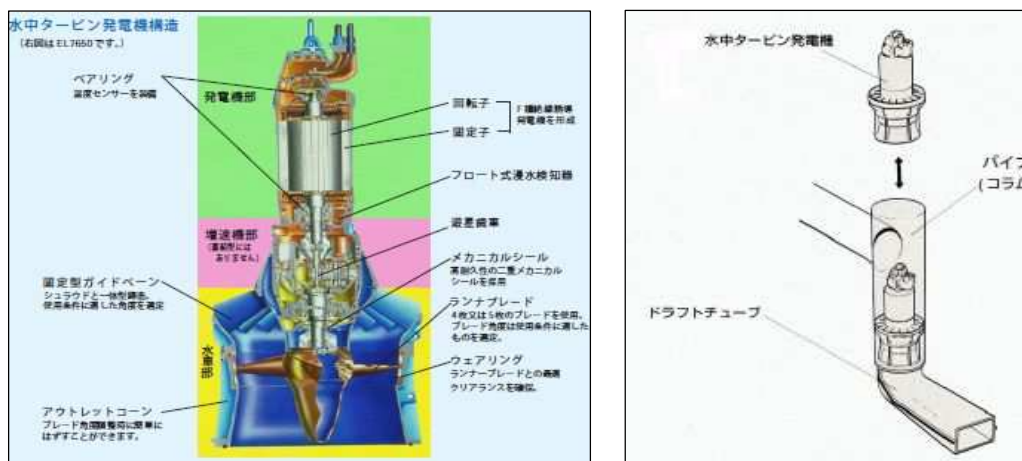


図 3-11 水中タービン発電機の構造

水中タービン発電機の特徴

当該機種は、当社グループのオリジナル製品であり、水中に設置するので発電所建屋が不要、設置スペースが小さく大規模な地形改変を伴わない、2.5m 程度の超低落差でも発電可能、水中で運転するため運転音が小さい、水中型のため洪水時に水没の心配が不要等 水路内の設置に適しており、世界的にみても、従来型にはない特徴を有している。

エ.総合効率 の算定

AGNO-2 地点で選定した水中タービン発電機の総合効率を表 3-11 に示す。

表 3-11 AGNO - 2 地点における総合効率

負荷率(%)	総合効率(%)
100	80

ｃ) 有効落差の算定

AGNO-2 地点の有効落差は，発電計画に基づいた設備設計より損失水頭を算定し，総落差から差し引いて求めた。

損失水頭の算定は以下のとおりであり，この結果に基づいた有効落差算定結果を表 3-12 に示す。

【損失水頭の計算結果】

a. 流入による損失

$$h_e = (1 + f_e) \times V^2 / 2g$$

Q : 取水量 9.0 (m³/s) = (1 + 0.2) × 1.5² / 2 × 9.8
 B : 水路幅 4.0 (m) = 0.14 (m)
 H : 水深 1.5 (m)
 V : 流速
 $V = Q / (B \times H)$
 $= 9.0 / (4.0 \times 1.5)$
 $= 1.5$ (m/s)
 g : 重力加速度 9.8
 f_e : 流入による損失水頭係数 0.2 (丸味つき(方形))

損失水頭 : 0.14(m)

b. スクリーンによる損失

$$h_r = K \sin^2 \theta \times (t / b)^{4/3} \times V^2 / 2g$$

Q : 取水量 9.0 (m³/s) = 2.34 × 0.958 × (0.009 / 0.04)^{4/3} × 1.7² / 2 × 9.8
 : スクリーン-の断面形状による係数 2.34(正方形) = 0.05(m)
 : スクリーン-の傾斜角 73.3 (°)
 t : スクリーン-の太さ 0.009 (m)
 b : スクリーン-の純径間 0.04 (m)
 B : 水路幅 4.0 (m)
 H : 水深 (H - h_e) 1.36(m)
 V : 流速
 $V = Q / (B \times H)$
 $= 9.0 / (4.0 \times 1.36)$
 $= 1.7$ (m/s)
 g : 重力加速度 9.8

損失水頭 : 0.05(m)

c. 放水路(吸出管出口)における排棄損失

$$h_{11} = f_{se} \times V^2 / 2g$$

Q : 取水量 9.0 (m³/s) = 1 × 1.25² / 2 × 9.8
 A : 吸出管出口断面積 7.2 (m²) = 0.08 (m)
 V : 流速
 $V = Q / A$
 $= 9.0 / 7.2$
 $= 1.25$ (m/s)
 g : 重力加速度 9.8
 f_{se} : 急拡損失係数 1.0 (吸出管出口断面積 a < 放水庭における流水断面積 A による)

損失水頭 : 0.08(m)

d. その他損失

損失水頭 : 0.2(m)

損失水頭合計: (a + b + c + d)

0.5(m)

表 3-12 有効落差算定結果

総落差 (H) (m)	損失水頭 (h _l) (m)	有効落差 (H _e) (m)
5.0	0.5	4.5

d) 最大出力 (P) および発電電力量 (E) の算定

以上の検討結果をもとに、以下のとおり最大出力および発電電力量を算定した。

$$\text{最大出力 (P)} = 9.8 \times Q \times He \times \quad (\text{kW})$$

ここに、Q：最大使用水量 (m³/s)

He：有効落差 (m)

：水車・発電機の総合効率 (%)

$$P = 9.8 \times 9.0 \times 4.5 \times 0.8$$

$$= 318$$

$$320 \text{ kW}$$

$$\text{発電電力量 (E)} = (P \times 24) / 10^6 \quad (\text{GWh})$$

ここに、Pi：各日の発電電力 (kW)

$$E = 320 \text{ kW} \times 24 \text{ h} \times 277 \text{ 日} / 10^6$$

$$= 2.13 \text{ GWh}$$

検討結果を表 3-13 に示す。

表 3-13 最大出力および発電電力量算定結果

出力 (P) (kW)	流量 (Q) (m ³ /s)	有効落差 (He) (m)	発電電力量 (E) (GWh)
320	9.0	4.5	2.13

(6) 温室効果ガス削減量および大気汚染物質削減量の算定

本プロジェクトは、同国のかんがい設備の未利用落差を利用した小水力開発により、ホスト国の温暖化対策および公害対策を同時に実現する「コベネフィット」を実現するものである。以下に AGNO-2 地点について、CO₂ および、NO_x、SO_x 削減量を算定する。なお、下記の計算に用いた排出係数は、AGNO-2 地点が連携するルソン系統のものである。排出係数の算定方法については「第 5 章 プロジェクトによる温室効果ガス削減効果」、「第 9 章 ホスト国におけるコベネフィットの実現」で述べる。

表 3-14 排出係数

項目	排出係数
CO ₂	0.483 tCO ₂ /MWh
NO _x	0.919kg/MWh
SO _x	1.234kg/MWh

年間あたりの温室効果ガス (CO₂) 削減量

$$\begin{aligned} &= (\text{年間発生電力量}) \times (\text{ルソン系統の CO}_2 \text{ 排出係数}) \\ &= 2.13\text{GWh} \times 0.483 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \times 10^3 = 1,029 \text{ tCO}_2/\text{year} \end{aligned}$$

年間あたりの NO_x 削減量

$$\begin{aligned} &= (\text{年間発生電力量}) \times (\text{ルソン系統の NO}_x \text{ 排出係数}) \\ &= 2.13\text{GWh} \times 0.919 \text{ kg/MWh} \times 10^3 = 1,957 \text{ kg/year} \quad 2.0\text{t/year} \end{aligned}$$

年間あたりの SO_x 削減量

$$\begin{aligned} &= (\text{年間発生電力量}) \times (\text{ルソン系統の SO}_x \text{ 排出係数}) \\ &= 2.13\text{GWh} \times 1.234 \text{ kg/MWh} \times 10^3 = 2,628 \text{ kg/year} \quad 2.6\text{t/year} \end{aligned}$$

(7) 設計および工事費の算定

a) 設計

設計の基本的考え方は以下のとおりである。

- ・ 常時保守要員を配置し，塵芥の除去，取水停止措置等の通常保守は，人力による維持管理を基本とした構造とする。
- ・ 取水位は，現状水位と同じとする。
(堰上流には橋がありこれ以上の水位上昇は困難)
- ・ 水槽にはスクリーンを設け塵芥の流入を防止する。また，水槽スクリーン手前に排砂ゲートを設置する。
- ・ 水車発電機のメンテナンスが可能となるよう，水槽には角落しが設置可能な構造とする。

以上の考え方に基づく設計図を図 3-12, 13 に示す。

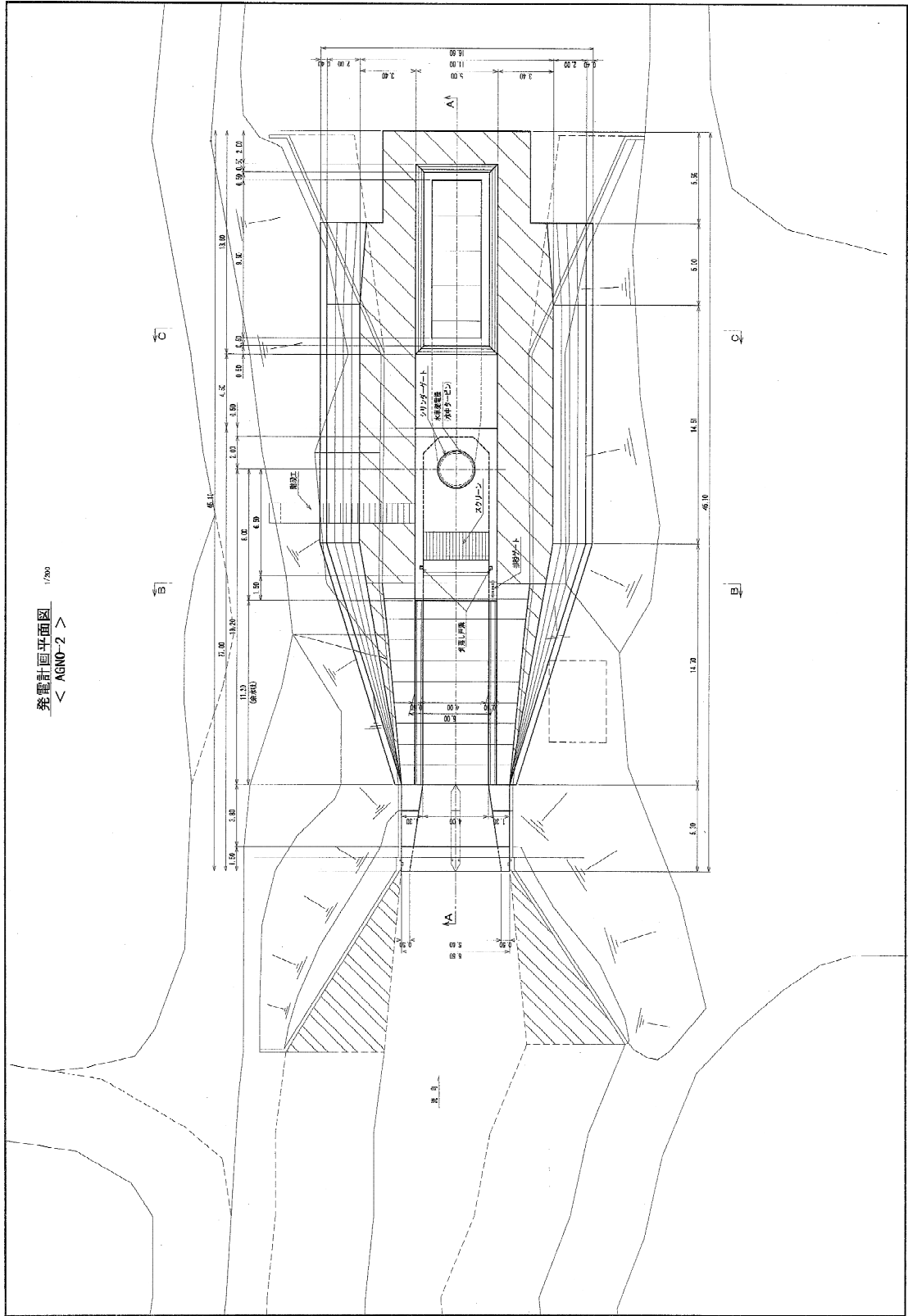
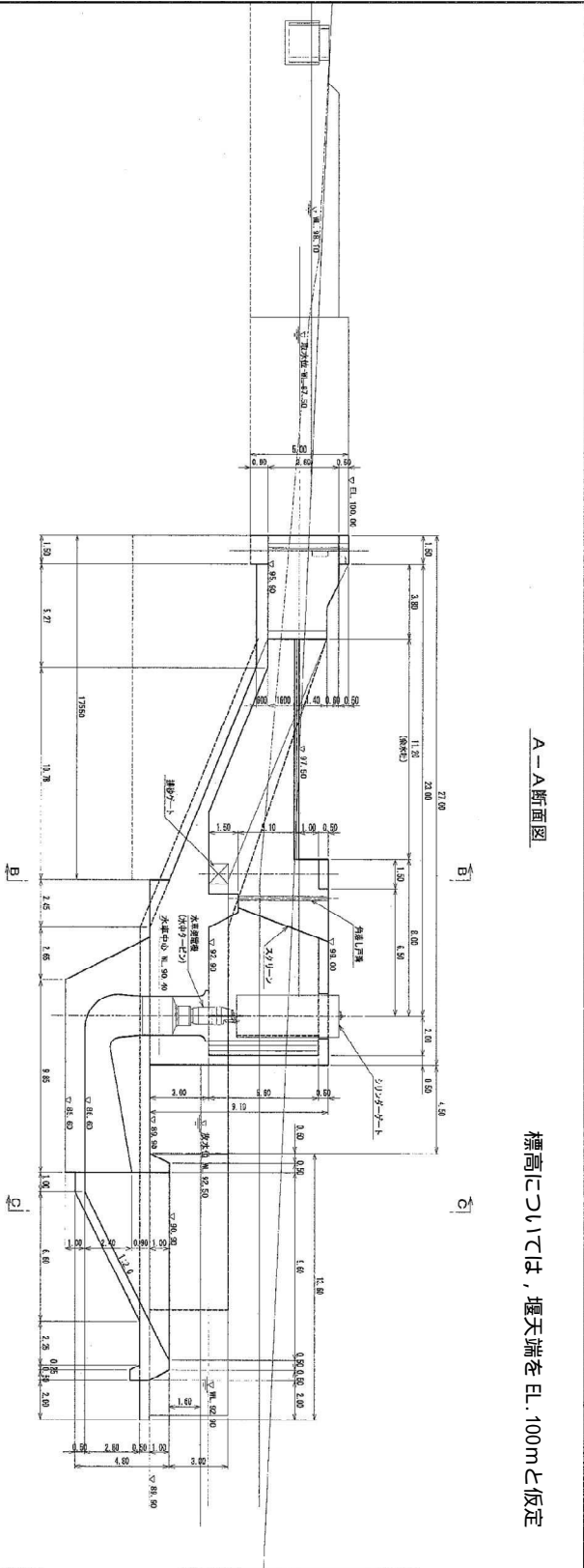


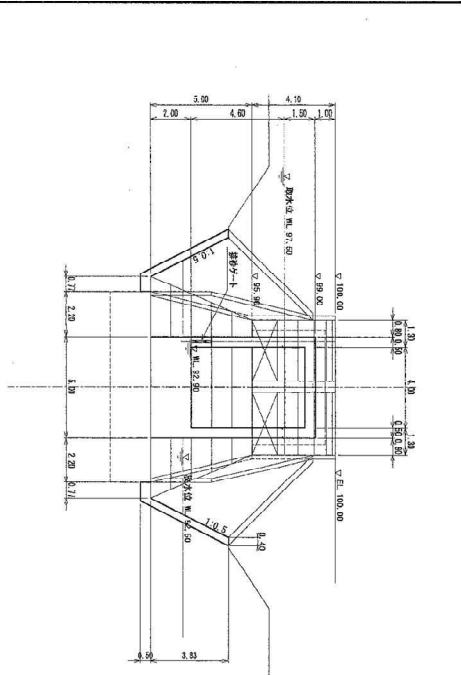
図 3-12 発電所計画図

A-A断面図

標高については、堰天端をE.L.100mと仮定



B-B断面図 1/200



C-C断面図 1/200

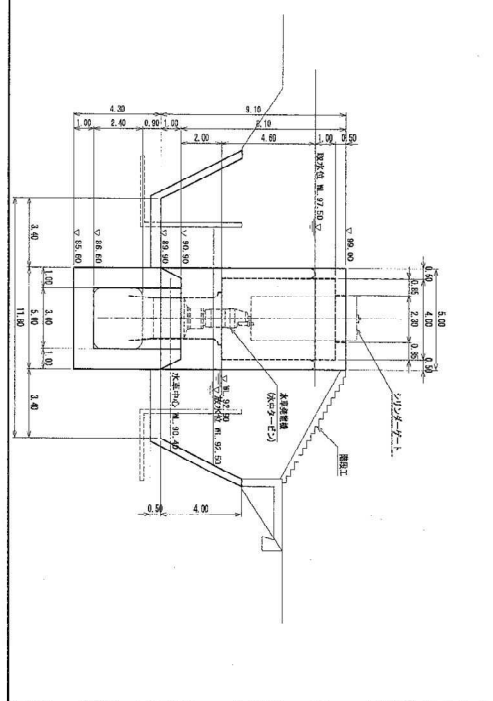


図 3-13 発電所計画図

b) 工事費の算定

本検討が概略レベルであることを踏まえ、以下の方法によった。

- ・項目：土木工事，電気工事，その他（間接工事費，予備費）に区分する。
- ・工種：土木工事：土工（掘削，埋め戻し，残土処分），コンクリート工，鉄筋工，既設構造物取壊し工，土木機械設備（ゲート・スクリーン）
電気工事：水中タービン発電機，配電盤・開閉装置関係（配電線系統連系設備含む）
- ・算定方法：は数量・単価から工事費を算出し，は国内実績価格および現地聞き取り価格により算出した。はそれぞれの合計に一定の率を乗じて算出した。
- ・工事単価：土木工事については，原則として現地単価を使用（土木機械設備に関しては国内実績単価を使用）し，電気工事については，国内実績単価および現地聞き取り単価を使用した。
- ・総工事費として，以上を合算する。
以上に基づき算定した結果を表 3-15 に示す。

表 3-15 工事費積算結果

項目	工事費（千円）
土木工事	35,500
電気工事	79,700
その他	26,200
計	141,400

第4章 ベースラインシナリオの設定

4.1 ベースライン方法論

4.1.1 適用するベースライン方法論

本事業のベースライン方法論として「I.D.系統接続再生可能発電 Version13」を適用した。同方法論の本事業に関連する適用条件および適用根拠を表 4-1 に示す。

表 4-1 方法論の適用条件および適用根拠

小規模方法論 I.D (ver.13)の適用条件	適用根拠
1. 1 基以上の化石燃料燃焼発電設備から供給されている又は供給されていたであろう電力分配システムに電力を供給し、その電力分配システムから電力を送出させるための再生可能エネルギー生成設備を構成対象とする。再生可能エネルギー源としては、太陽光、水力、潮力・波力、風力、地熱、及び再生可能バイオマスなどがある。	本 PoA 下で実施される全ての CPA はグリッドへ電力供給を行なう小水力発電設備で構成されている
2. 新たに導入される再生可能エネルギー生成設備が再生可能部分と非再生可能部分を有している(例えば風力ディーゼル混合設備)場合、小規模 CDM プロジェクトにかかる 15MW の上限値は、再生可能部分に対してのみ適用される。新たに導入される設備が再生可能燃料と化石燃料との混合燃焼である場合は、当該設備全体の容量が 15MW の上限値を超えてはならない。	N/A
3. 熱電統合システム(コージェネレーションシステム)は、当カテゴリ-I.D の対象外である。	いずれの CPA も熱電統合システムは採用しない
4. 既存の再生可能発電施設において再生可能エネルギー生成設備の追加を含むプロジェクトの場合、プロジェクトによる当該設備の追加容量は、15MW 以下であり、既存設備と物理的に区別されなければならない。	本 PoA 下で実施される全ての CPA は小水力発電施設を用いて 15MW 以下の再生可能エネルギーを創出するプロジェクトである
5. 再生可能エネルギー生成のために既存施設を改修・修繕することを目的とするプロジェクトは、当カテゴリに含まれる。小規模プロジェクトとして適格であるためには、改修・修繕される設備の総出力は 15MW の上限値を超えてはならない。	いずれの CPA も既存施設を改修・修繕を伴わない

4.1.2 プロジェクトバウンダリー

本事業はプログラム CDM としての実施を想定しており、PoA、CPA それぞれのバウンダリーは以下の通りである。

- PoA バウンダリー：フィリピン国全体
- CPA バウンダリー：再生可能エネルギーを創出する施設のある物理的・地理的位置を含む領域 (AMS I.D Version13 より)

なお、3章に述べた通り、本調査においてフィリピン全土で実施したポテンシャルサイト調査において、本 PoA の対象事業となる可能性のある CPA サイトは、現時点で少なくとも 65 箇所あることが判明している。

4.1.3 プログラム CDM として実施する場合の特記事項

プログラム CDM に当該方法論を適用する場合の特記事項として、主に、専用プラントで生産されるバイオマス、および、バイオマス残渣を利用する場合の要求事項が、当該方法論の中で細かく定められている。一方、当該方法論は、水力発電施設についてプログラム CDM として行なうことに対する追加的な要求事項はない。

4.2 ベースラインシナリオ設定および追加性の証明

4.2.1 ベースラインの設定

現在、フィリピンにおいてかんがい水路における水力発電を義務付ける法律はなく、かんがい水路における水力発電はほとんど行われていないことから、本事業において代替される電力のベースラインは系統電力となる。

系統電力の排出係数の算出方法は、当該方法論、および、「系統電力の排出係数計算のためのツール」に基づき行なう。

(1) 系統電源における電力の排出係数 (EFBy) の算定法

当該方法論の第 9 項には、グリッドからの電力の炭素排出係数の計算方法について、下記 2 つのオプションが提示されている。

ベースラインは、再生可能エネルギー生成設備から生成される電力 (kWh) に排出係数 (kg-CO₂e/kWh で計測) を乗じたもので、以下に従い透明かつ保守的に計算するものとする。

「系統電力の排出係数計算のためのツール」に規定される手続きにしたがい、オペレーティングマージン (OM) とビルドマージン (BM) を統合したコンバインドマージン (CM)。

又は

現在の発電ミックスでの排出係数の加重平均 (kg-CO₂e/kWh)。プロジェクト発電が行われる年度のデータを利用しなければならない。

フィリピンの電力系統は、ルソン島、ビサヤス島、ミンダナオ島に分かれているが、1998 年よりレイテ島にある Tongonan レイテ-ルソン地熱発電所よりルソン島へ 440MW の送電が可能となり、ルソン島とビサヤス島の系統は物理的に接続していることから、本

調査では以下の4通りの系統電力の排出係数を求めることとした。

- ルソン
- ビサヤス
- ルソンービサヤス
- ミンダナオ

本報告書では、オペレーティングマージン（OM）とビルドマージン（BM）を統合したコンバインドマージン（CM）を用いた排出係数の算定を行なった。

4.2.2 追加性の証明

(1) 小規模 CDM 事業の追加性証明手法

本事業を CDM 事業として国連に登録するためには、本事業がベースラインシナリオでないことを示す追加性の証明が必要である。小規模 CDM 事業の場合、「小規模 CDM プロジェクトに関する簡素化された様式および手順」の付属書 B に基づき、下記に挙げる4種のバリアのうち1つ以上に該当することを示すことが追加性の証明に必要なとなる。

- 投資バリア：
プロジェクト活動に比して、より経済的に実行可能な代替シナリオがより多くの排出を生じさせただろうと考えられること
- 技術バリア：
当該プロジェクト活動で適用される新技術のパフォーマンスの不確実性に起因するリスクや、市場でのシェアの低さによって、技術的に先進的でない代替技術が採用されることにより、より多くの排出を生じさせたかもしれないこと
- 一般的な普及に伴うバリア：
現状で普及している活動や既存の法規制、政策的要請がより多くの排出を生じさせただろうと考えられること
- その他のバリア：
当該プロジェクトの活動を実施しなければ、制度上の障壁や、限られた情報、管理上の資源、組織の能力、財政、または新しい技術を吸収する能力等、プロジェクト実施者によって確認されたある特定の理由により、より多くの排出が生じただろうと考えられること

(2) 追加性の証明

本事業の実施に伴う各バリアを以下に解説する。

技術バリア：

本 CPA において導入される水力発電設備は、日本固有の技術であり、既存のかんがい水路内に設置することができ、現在までにフィリピンでの導入実績はない。このため、この固有技術の製造および維持管理技術は限定的であり、本 CPA においては技術バリアが存在する。

一般的な普及に伴うバリア：

フィリピンには多数の水力発電所が現存する。しかしながら、既存のかんがい水路内での水力発電プロジェクトが実現した例はほとんどないため、本 CPA に適用される技術は、水力発電設備において「その種で初めて ("first-of-its-kind")」であるといえることができる。したがって、一般的な普及に伴うバリアが存在するといえる。

資金調達に伴うバリア：

本 CPA の対象となるようなかんがい水路に設置される水力発電設備の規模は非常に小さいため、CDM プロジェクトとしての開発でなければ、銀行からの資金調達は極めて困難である。したがって、CDM なしでの資金調達が限定的となるという資金調達バリアが存在する。

以上より、本事業の実施に関して、3種のバリアが明らかとなったため、本事業の追加性が証明されたと言える。

第5章 プロジェクトによる温室効果ガス削減効果

5.1 温室効果ガス削減効果

5.1.1 再生可能エネルギーの系統接続

(1) ベースライン排出量

ベースライン排出量は再生可能エネルギー発電量(MWh)に関して、透明性の高いデータを用い、保守的な手法で算定された排出係数(t-CO_{2eq}/MWh)を乗じて算定する。

系統電源からのベースライン排出量は、次式で求められる。

$$BE_{y,grid} \quad (t-CO_{2eq}/y) = \text{Electricity}_y \quad (MW) \times T_y \quad (h/y) \times CEF_y \quad (t-CO_{2eq}/MWh)$$

算定に用いるパラメータ

	単位	説明	備考
BE _{y,grid}	t -CO _{2eq} /y	系統電源からの年間ベースライン排出量	上式に基づき算定
Electricity _y	kW	導入プラント発電容量	個別のCPAの値
T _y	h/y	導入プラント稼働時間	"
CEF _y	t-CO _{2eq} /MWh	系統電源CO ₂ 排出係数	方法論に基づき算出

上式に基づき、系統電源の排出係数の算定を以下のa)~d)の手順で行う。

a) 系統電源の排出係数(CEF_y)の推計手法

系統電源の排出係数の推計には、オペレーティングマージン(OM)、ビルドマージン(BM)、とそれぞれの平均で得られるコンバインドマージン(CM)の3つの概念を用いる。OMは、電力系統に接続する発電所全体の排出量(排出係数)、BMは直近に建設された5基の発電所に起因する排出量(排出係数)、CMはOMとBMの単純平均で求められる。

フィリピンでは、排出係数に関して政府公認の公式データが公表されていないため、上記について、独自に算定を行なう。

b) オペレーティングマージン(OM)の算定

OMは、現在の系統電源を構成する電源の加重平均で求める。算定には、各系統の最新の発電実績として、表5-1~4に示す2003~2007年のデータを用いた。

表 5-1 ルソン系統電力データ(2003-2007)(単位 ; MWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	3年平均	5年平均割合
Coal	14,351,121	15,548,335	14,653,275	14,099,158	14,417,796	14,390,076	81.2%
Oil-Based	3,457,582	4,590,814	2,021,641	1,711,415	2,192,048	1,975,035	
Combined Cycle	438,755	738,437	90,608	238,870	652,834	327,437	
Diesel	2,178,922	2,688,194	1,910,774	1,315,067	1,348,033	1,524,625	
Gas Turbines	1,737	183	1,433	0		717	
Oil-Thermal	838,268	1,164,000	18,826	157,478	191,182	122,495	
Natural Gas	13,139,410	12,384,467	16,860,917	16,365,960	18,789,414	17,338,764	
Geothermal	2,600,465	3,033,417	2,742,203	3,519,417	3,600,503	3,287,374	18.8%
Hydro	3,847,774	4,296,879	4,331,224	5,492,271	4,562,309	4,795,268	
Other Renewable (Wind,Solar)			17,469	53,235	57,842	42,849	
Total	37,396,452	39,853,912	40,626,729	41,241,456	43,619,913	41,829,366	

表 5-2 ビサヤス系統電力データ(2003-2007)(単位 ; MWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	3年平均	5年平均割合
Coal	587,626	646,077	603,903	718,663	848,428	723,665	27.6%
Oil-Based	1,860,563	1,997,708	1,799,876	1,281,766	1,477,089	1,519,577	
Combined Cycle							
Diesel	1,480,745	1,649,383	1,486,431	1,165,700	1,334,868	1,329,000	
Gas Turbines	40,236	82,094	23,862	193	9,045	11,033	
Oil-Thermal	339,582	266,231	289,582	115,873	133,176	179,544	
Natural Gas			0			0	
Geothermal	6,360,964	6,338,317	6,267,377	6,100,202	5,746,878	6,038,152	72.4%
Hydro	33,033	34,277	27,196	28,093	29,197	28,162	
Other Renewable (Wind,Solar)			0			0	
Total	8,842,186	9,016,379	8,698,351	8,128,724	8,101,592	8,309,556	

表 5-3 ルソン-ビサヤス系統電力データ(2003-2007)(単位 ; MWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	3年平均	5年平均割合
Coal	14,938,747	16,194,412	15,257,178	14,817,821	15,266,224	15,113,741	71.8%
Oil-Based	5,318,145	6,588,522	3,821,517	2,993,181	3,669,137	3,494,612	
Combined Cycle	438,755	738,437	90,608	238,870	652,834	327,437	
Diesel	3,659,667	4,337,577	3,397,205	2,480,767	2,682,901	2,853,624	
Gas Turbines	41,973	82,277	25,295	193	9,045	11,511	
Oil-Thermal	1,177,850	1,430,231	308,408	273,351	324,358	302,039	
Natural Gas	13,139,410	12,384,467	16,860,917	16,365,960	18,789,414	17,338,764	
Geothermal	8,961,429	9,371,734	9,009,580	9,619,619	9,347,381	9,325,527	28.2%
Hydro	3,880,807	4,331,156	4,358,420	5,520,364	4,591,506	4,823,430	
Other Renewable (Wind,Solar)	0	0	17,469	53,235	57,842	42,849	
Total	46,238,638	48,870,291	49,325,080	49,370,180	51,721,505	50,138,922	

表 5-4 ミンダナオ系統電力データ(2003-2007)(単位 ; MWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	3年平均	5年平均割合
Coal				476,245	1,570,872	1,023,559	30.8%
Oil-Based	1,713,693	1,915,799	2,319,927	1,671,619	1,478,868	1,823,471	
Combined Cycle							
Diesel	1,711,563	1,915,500	2,319,772	1,671,376	1,478,775	1,823,308	
Gas Turbines			0			0	
Oil-Thermal	2,129	299	155	242	93	163	
Natural Gas			0			0	
Geothermal	861,015	909,815	892,863	845,660	867,308	868,610	69.2%
Hydro	3,989,013	4,261,525	4,028,352	4,419,049	3,971,927	4,139,776	
Other Renewable (Wind,Solar)			1,517	1,376	1,309	1,401	
Total	6,563,720	7,087,139	7,242,659	7,413,948	7,890,284	7,515,630	

表 5-1~4 出典 : フィリピンエネルギー省データ

OM の計算に関しては、簡易 OM、簡易調整 OM、平均 OM、ディスパッチ・データ分析 OM の 4 手法のいずれかの手法で行なうこととなる。本調査では、個別の発電所の発電実績データが得られなかったことから、これらを必要とするディスパッチ・データ分析 OM、簡易調整 OM は適用対象から外れる。

個別の発電所の発電実績が得られない場合、簡易 OM は、再生可能エネルギー（水力、地熱、風力、バイオマス、太陽光）、及び原子力を低コスト-必須運転発電所とみなし、それらを除外した、低コスト-必須運転発電所以外の発電所の単位発電量当りの加重平均 CO2 排出量で得られる。一方、平均 OM は、グリッドに接続する全ての発電所の平均排出係数となる。

「系統電力の排出係数計算のためのツール」に基づき、グリッド内の総発電量に対する低コスト-必須運転発電所の発電量（最近 5 年間の平均、もしくは、水力発電量の長期平均値に基づき）の割合が 50% 以下である場合には、簡易 OM を適用することができるが、50% を超えた場合には平均 OM を適用することとなる。

「系統電力の排出係数計算のためのツール」では、OM の算定には直近 3 年間のグリッドの発電実績データを用いることとされている。表 5-5 に示した各計算方法を用いて各系統の OM を算出したものを表 5-6～9 に示す。各系統の OM は、ルソン島で 0.618 tCO2/MWh、ビサヤス島で 0.205 tCO2/MWh、ルソン-ビサヤス島で 0.627 tCO2/MWh、ミンダナオ島で 0.277 tCO2/MWh となった。

表 5-5 本事業における OM 計算方法の特定

グリッド	低コスト/必須運転発電所による電力供給割合（2003-2007）	OM 計算方法
ルソン島	18.8% < 50%	簡易 OM
ビサヤス島	73.0% > 50%	平均 OM
ルソン-ビサヤス島	28.3% < 50%	簡易 OM
ミンダナオ島	66.7% > 50%	平均 OM

表 5-6 ルソン島系統のオペレーティングマージン

	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)	(I)
Item	Electricity Generation (2005-2007)	Heat Rate	Conversion Factor	Fuel Consumption Impact	Carbon Contents	Oxidation Factor	CO2 Emission Factor	Annual Carbon Dioxide Emission Impact	Simple OM CO2 Emission Factor
Abbreviation	GEN	Heat Rate	-	-	CC	OXID	EFCO2	-	EF _{grid,OMsimple}
Data Source	PDOE Powerstats	PDOE	CF	(A)x(B)x(C) x1000	IPCC	IPCC	(E)x(F)	(D)x(G)	(H)/(A)
Unit	MWh/yr	BTU/kwh	TJ/BTU	TJ/yr	tC/TJ	-	tCO2/TJ	tCO2/yr	tCO2/MWh
Coal	14,390,076	8,900	1.055*10 ⁻⁹	135,116	25.8	1.00	94.6	12,781,938	
Oil based	1,975,035							0	
Combined Cycle	327,437	6,550	1.055*10 ⁻⁹	2,263	20.2	1.00	74.1	167,664	
Diesel	1,524,625	8,900	1.055*10 ⁻⁹	14,315	20.2	1.00	74.1	1,060,776	
Gas Turbine	717	14,400	1.055*10 ⁻⁹	11	20.2	1.00	74.1	807	
Oil Thermal	122,495	8,600	1.055*10 ⁻⁹	1,111	21.1	1.00	77.4	86,022	
Natural Gas	17,338,764	6,550	1.055*10 ⁻⁹	119,815	15.3	1.00	56.1	6,721,632	
Total	33,704,114							20,818,839	0.618

表 5-7 ビサヤス島系統のオペレーティングマージン

	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)	(I)
Item	Electricity Generation (2005-2007)	Heat Rate	Conversion Factor	Fuel Consumption Impact	Carbon Contents	Oxidation Factor	CO2 Emission Factor	Annual Carbon Dioxide Emission Impact	Average OM CO2 Emission Factor
Abbreviation	GEN	Heat Rate	-	-	CC	OXID	EFCO2	-	EF _{grid,OM-ave,y}
Data Source	PDOE Powerstats	PDOE	CF	(A)x(B)x(C) x1000	IPCC	IPCC	(E)x(F)	(D)x(G)	(H)/(A)
Unit	MWh/yr	BTU/kwh	TJ/BTU	TJ/yr	tC/TJ	-	tCO2/TJ	tCO2/yr	tCO2/MWh
Coal	723,664,667	8,900	1.055*10 ⁻⁹	6,794,849	25.8	1.00	94.6	642,792,752	
Oil based	1,519,577,000							0	
Combined Cycle	0	6,550	1.055*10 ⁻⁹	0	20.2	1.00	74.1	0	
Diesel	1,328,999,667	8,900	1.055*10 ⁻⁹	12,478,642	20.2	1.00	74.1	924,667,400	
Gas Turbine	11,033,333	14,400	1.055*10 ⁻⁹	167,618	20.2	1.00	74.1	12,420,523	
Oil Thermal	179,543,667	8,600	1.055*10 ⁻⁹	1,629,000	21.1	1.00	77.4	126,084,576	
Natural Gas	0	6,550	1.055*10 ⁻⁹	0	15.3	1.00	56.1	0	
Geothermal	6,038,152,333			0					
Hydro	28,162,000			0					
Other renewables	0			0					
Total	8,309,555,667							1,705,965,251	0.205

表 5-8 ルソン-ビサヤス島系統のオペレーティングマージン

	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)	(I)
Item	Electricity Generation (2005-2007)	Heat Rate	Conversion Factor	Fuel Consumption Impact	Carbon Contents	Oxidation Factor	CO2 Emission Factor	Annual Carbon Dioxide Emission Impact	Simple OM CO2 Emission Factor
Abbreviation	GEN	Heat Rate	-	-	CC	OXID	EFCO2	-	EF _{grid,OMsimple}
Data Source	PDOE Powerstats	PDOE	CF	(A)x(B)x(C) x1000	IPCC	IPCC	(E)x(F)	(D)x(G)	(H)/(A)
Unit	MWh/yr	BTU/kwh	TJ/BTU	TJ/yr	tC/TJ	-	tCO2/TJ	tCO2/yr	tCO2/MWh
Coal	15,113,741	8,900	1.055*10 ⁻⁹	141,910	25.8	1.00	94.6	13,424,731	
Oil based	3,494,612							0	
Combined Cycle	327,437	6,550	1.055*10 ⁻⁹	2,263	20.2	1.00	74.1	167,664	
Diesel	2,853,624	8,900	1.055*10 ⁻⁹	26,794	20.2	1.00	74.1	1,985,443	
Gas Turbine	11,511	14,400	1.055*10 ⁻⁹	175	20.2	1.00	74.1	12,958	
Oil Thermal	302,039	8,600	1.055*10 ⁻⁹	2,740	21.1	1.00	77.4	212,107	
Natural Gas	17,338,764	6,550	1.055*10 ⁻⁹	119,815	15.3	1.00	56.1	6,721,632	
Total	35,947,116							22,524,535	0.627

表 5-9 ミンダナオ島系統のオペレーティングマージン

	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)	(I)
Item	Electricity Generation (2005-2007)	Heat Rate	Conversion Factor	Fuel Consumption Impact	Carbon Contents	Oxidation Factor	CO2 Emission Factor	Annual Carbon Dioxide Emission Impact	Average OM CO2 Emission Factor
Abbreviation	GEN	Heat Rate	-	-	CC	OXID	EFCO2	-	EF _{grid,OM-ave,y}
Data Source	PDOE Powerstats	PDOE	CF	(A)x(B)x(C) x1000	IPCC	IPCC	(E)x(F)	(D)x(G)	(H)/(A)
Unit	MWh/yr	BTU/kwh	TJ/BTU	TJ/yr	tC/TJ	-	tCO2/TJ	tCO2/yr	tCO2/MWh
Coal	1,023,559	8,900	1.055*10 ⁻⁹	9,611	25.8	1.00	94.6	909,172	
Oil based	1,823,471							0	
Combined Cycle	0	6,550	1.055*10 ⁻⁹	0	20.2	1.00	74.1	0	
Diesel	1,823,308	8,900	1.055*10 ⁻⁹	17,120	20.2	1.00	74.1	1,268,588	
Gas Turbine	0	14,400	1.055*10 ⁻⁹	0	20.2	1.00	74.1	0	
Oil Thermal	163	8,600	1.055*10 ⁻⁹	1	21.1	1.00	77.4	115	
Natural Gas	0	6,550	1.055*10 ⁻⁹	0	15.3	1.00	56.1	0	
Geothermal	868,610			0					
Hydro	4,139,776			0					
Other renewables	1,401			0					
Total	7,856,817							2,177,875	0.277

c) ビルドマージン(BM)の算定

BM 算定に必要な新規稼働プラントを表 5-10 ~ 13 に示す。「系統電力の排出係数計算のためのツール」では、以下のうち年間発電電力量の合計値がより大きい方を採用することとしている。

- ・ 最近建設された 5 つの発電設備
- ・ 最近建設され、新たに系統に加わった発電設備で、グリッドにおける発電量[MWh]の 20%を占める設備(20%がある設備の能力の一部となる場合には、その設備の発電量全体を計算に含める)

ルソン島、ルソン-ピサヤス島、ミンダナオ島の各系統に関しては、上記に基づき BM 算定データとした。一方、ピサヤス島系統に関しては、最近建設された 7 つの発電設備に関するデータをエネルギー省より入手したが、同発電設備の電力量の合計は 11%と、同系統全体の 20%に満たなかった。しかし、現時点においてはこれ以上の電力データは入手不可能であることから、同データに基づき BM 算定を行なった。

表 5-10 最近建設された発電設備による発電量（ルソン系統）

Plant Name	Rated Cap (MW)	Plant Type	Electricity Generation in 2007 (MWh)	Original Year Commissioned
Northwind Power	25	Wind	57,772	Jun 2005
San Roque HE	345	Hydro	728,751	May 2003
Casecnan HE	140	Hydro	441,557	Apr 2002
Sta Rita Nat Gas	1,060	Combine Cycle	7,337,257	Jun 2002
San Lorenzo Nat Gas	500	Combine Cycle	3,652,594	Sep 2002
Total			12,217,931	
<i>Proportion within the grid:</i>		28%		

出典：フィリピンエネルギー省データ

表 5-11 最近建設された発電設備による発電量（ピサヤス系統）

Plant Name	Rated Cap (MW)	Plant Type	Electricity Generation in 2007 (MWh)	Original Year Commissioned
Guimaras Power Project	3.4	Diesel	3,836	Apr 2005
20 MW Bunker (GBPC)	20	Diesel	41,873	Feb 2006
15 MW Bunker (GBPC)	15	Diesel	2470	Aug 2006
5 MW Bunker (GBPC)	5	Diesel	no operation	Sep 2006
Panay Power Corp	75	Diesel	345,411	1999
East Asia Utilities	50	Diesel	277,413	1998
Cebu Private Power Corp	70	Diesel	241,846	1997
Total			912,851	
<i>Proportion within the grid:</i>		11%		

出典：フィリピンエネルギー省データ

表 5-12 最近建設された発電設備による発電量（ルソン-ピサヤス系統）

Plant Name	Rated Cap (MW)	Plant Type	Electricity Generation in 2007 (MWh)	Original Year Commissioned
Guimaras Power Project	3.4	Diesel	3,836	Apr 2005
20 MW Bunker (GBPC)	20	Diesel	41,873	Feb 2006
15 MW Bunker (GBPC)	15	Diesel	2470	Aug 2006
5 MW Bunker (GBPC)	5	Diesel	no operation	Sep 2006
Northwind Power	25	Wind	57,772	Jun 2005
San Roque HE	345	Hydro	728,751	May 2003
Casecnan HE	140	Hydro	441,557	Apr 2002
Sta Rita Nat Gas	1,060	Combine Cycle	7,337,257	Jun 2002
San Lorenzo Nat Gas	500	Combine Cycle	3,652,594	Sep 2002
Total			12,266,111	
<i>Proportion within the grid:</i>		24%		

出典：フィリピンエネルギー省データ

表 5-13 最近建設された発電設備による発電量（ミンダナオ系統）

Plant Name	Rated Cap (MW)	Plant Type	Electricity Generation in 2007 (MWh)	Original Year Commissioned
Mindanao Coal	210	Coal	1,570,872	Sep 16,2006 and Nov 15,2006
Solar	1	Solar	1,309	Oct 2004
Bubunawan		Hydro	22,215	Sep 2001
Mt Apo II	54	Geothermal	431,995	Jun 1999
Tolomo	4	Hydro	28,317	Oct 1998
Total			2,054,709	
<i>Proportion within the grid:</i>		27%		

出典：フィリピンエネルギー省データ

表 5-10～13 に基づき算定される各系統の BM 値を表 5-14～17 に示す。

表 5-14 ルソン系統のビルドマージン

	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)	(I)
Item	Electricity Generation (2007)	Heat Rate	Conversion Factor	Fuel Consumption Impact	Carbon Contents	Oxidation Factor	CO2 Emission Factor of Power Unit	Annual Carbon Dioxide Emission Impact	BM CO2 Emission Factor
Abbreviation	GEN _m	Heat Rate	-	-	CC	OXID	EF _{pl}	-	EF _{gridBM}
Data Source	PDOE Powerstats	PDOE	CF	(A)x(B)x(C) x1000	IPCC	IPCC	(E)x(F)	(D)x(G)	(H)/(A)
Unit	MWh/yr	BTU/kwh	TJ/BTU	TJ/yr	tC/TJ	-	tCO2/TJ	tCO2/yr	tCO2/MWh
Coal	0	8,900	1.055*10 ⁻⁹	0	25.8	1.00	94.6	0	
Oil based								0	
Combined Cycle	0	6,550	1.055*10 ⁻⁹	0	20.2	1.00	74.1	0	
Diesel	0	8,900	1.055*10 ⁻⁹	0	20.2	1.00	74.1	0	
Gas Turbine	0	14,400	1.055*10 ⁻⁹	0	20.2	1.00	74.1	0	
Oil Thermal	0	8,600	1.055*10 ⁻⁹	0	21.1	1.00	77.4	0	
Natural Gas	10,989,850	6,550	1.055*10 ⁻⁹	75,943	15.3	1.00	56.1	4,260,381	
Geothermal	0			0					
Hydro	1,170,308			0					
Other renewables	57,772			0					
Total	12,217,931							4,260,381	0.349

表 5-15 ビサヤス系統のビルドマージン

	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)	(I)
Item	Electricity Generation (2007)	Heat Rate	Conversion Factor	Fuel Consumption Impact	Carbon Contents	Oxidation Factor	CO2 Emission Factor of Power Unit	Annual Carbon Dioxide Emission Impact	BM CO2 Emission Factor
Abbreviation	GEN _{mi}	Heat Rate	-	-	CC	OXID	EF _{EL}	-	EF _{gnidBM}
Data Source	PDOE Powerstats	PDOE	CF	(A)x(B)x(C) x1000	IPCC	IPCC	(E)x(F)	(D)x(G)	(H)/(A)
Unit	MWh/yr	BTU/kwh	TJ/BTU	TJ/yr	tC/TJ	-	tCO2/TJ	tCO2/yr	tCO2/MWh
Coal	0	8,900	1.055*10 ⁻⁹	0	25.8	1.00	94.6	0	
Oil based								0	
Combined Cycle	0	6,550	1.055*10 ⁻⁹	0	20.2	1.00	74.1	0	
Diesel	912,851	8,900	1.055*10 ⁻⁹	8,571	20.2	1.00	74.1	635,127	
Gas Turbine	0	14,400	1.055*10 ⁻⁹	0	20.2	1.00	74.1	0	
Oil Thermal	0	8,600	1.055*10 ⁻⁹	0	21.1	1.00	77.4	0	
Natural Gas	0	6,550	1.055*10 ⁻⁹	0	15.3	1.00	56.1	0	
Geothermal	0			0					
Hydro	0			0					
Other renewables	0			0					
Total	912,851							635,127	0.696

表 5-16 ルソン-ビサヤス系統のビルドマージン

	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)	(I)
Item	Electricity Generation (2007)	Heat Rate	Conversion Factor	Fuel Consumption Impact	Carbon Contents	Oxidation Factor	CO2 Emission Factor of Power Unit	Annual Carbon Dioxide Emission Impact	BM CO2 Emission Factor
Abbreviation	GEN _{mi}	Heat Rate	-	-	CC	OXID	EF _{EL}	-	EF _{gnidBM}
Data Source	PDOE Powerstats	PDOE	CF	(A)x(B)x(C) x1000	IPCC	IPCC	(E)x(F)	(D)x(G)	(H)/(A)
Unit	MWh/yr	BTU/kwh	TJ/BTU	TJ/yr	tC/TJ	-	tCO2/TJ	tCO2/yr	tCO2/MWh
Coal	0	8,900	1.055*10 ⁻⁹	0	25.8	1.00	94.6	0	
Oil based									
Combined Cycle	0	6,550	1.055*10 ⁻⁹	0	20.2	1.00	74.1	0	
Diesel	48,180	8,900	1.055*10 ⁻⁹	452	20.2	1.00	74.1	33,522	
Gas Turbine	0	14,400	1.055*10 ⁻⁹	0	20.2	1.00	74.1	0	
Oil Thermal	0	8,600	1.055*10 ⁻⁹	0	21.1	1.00	77.4	0	
Natural Gas	10,989,850	6,550	1.055*10 ⁻⁹	75,943	15.3	1.00	56.1	4,260,381	
Geothermal	0			0					
Hydro	1,170,308			0					
Other renewables	57,772			0					
Total	12,266,111							4,293,902	0.350

表 5-17 ミンダナオ系統のビルドマージン

	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)	(I)
Item	Electricity Generation (2007)	Heat Rate	Conversion Factor	Fuel Consumption Impact	Carbon Contents	Oxidation Factor	CO2 Emission Factor of Power Unit	Annual Carbon Dioxide Emission Impact	BM CO2 Emission Factor
Abbreviation	GEN _{mj}	Heat Rate	-	-	CC	OXID	EF _{EL}	-	EF _{grdBM}
Data Source	PDOE Powerstats	PDOE	CF	(A)x(B)x(C) x1000	IPCC	IPCC	(E)x(F)	(D)x(G)	(H)/(A)
Unit	MWh/yr	BTU/kwh	TJ/BTU	TJ/yr	tC/TJ	-	tCO2/TJ	tCO2/yr	tCO2/MWh
Coal	1,570,872	8,900	1.055*10 ⁻⁹	14,750	25.8	1.00	94.6	1,395,322	
Oil based								0	
Combined Cycle	0	6,550	1.055*10 ⁻⁹	0	20.2	1.00	74.1	0	
Diesel	0	8,900	1.055*10 ⁻⁹	0	20.2	1.00	74.1	0	
Gas Turbine	0	14,400	1.055*10 ⁻⁹	0	20.2	1.00	74.1	0	
Oil Thermal	0	8,600	1.055*10 ⁻⁹	0	21.1	1.00	77.4	0	
Natural Gas	0	6,550	1.055*10 ⁻⁹	0	15.3	1.00	56.1	0	
Geothermal	431,995			0					
Hydro	50,532			0					
Other renewables	1,309			0					
Total	2,054,709							1,395,322	0.679

d) コンバインドマージン(CM)の算定

CMはOMとBMの平均値で求められ、表 5-18 に示す通りとなる。これより、本 PoA 下で CPA を選択していく際には、排出係数の比較的高いルソン島での事業形成が CER 獲得量の観点から最も有利であるといえる。

表 5-18 各系統の排出係数

	OM (tCO2/MWh)	BM (tCO2/MWh)	CM (tCO2/MWh)
ルソン島	0.618	0.349	0.483
ビサヤス島	0.205	0.696	0.451
ルソン-ビサヤス島	0.627	0.350	0.488
ミンダナオ島	0.277	0.679	0.478

(2) リークージ

本事業では他の事業で使用されている施設の転用、もしくは既存の施設の他の事業への転用を想定しておらず、またバイオマスの利用も行わないため、算定に含めるべきリークージは発生しない。

(3) プロジェクト発生量

本事業では、化石燃料を補助燃料として使用することはないため、プロジェクト排出量は0(ゼロ)である。

(4) 排出削減量

本事業で用いる排出係数は、ルソン系統、ビサヤス系統およびルソン - ビサヤス系統が考えられるが、保守性の原則に則り、本プロジェクトにおける温室効果ガスの削減量が過大に評価されることがないように、ルソン系統およびビサヤス系統のそれぞれの排出係数を採用した。本プロジェクトにおいては、リーケージおよびプロジェクト排出量が発生しないため、ベースライン排出量がそのまま排出削減量となる。ここでは本調査で特定したポテンシャルサイトごとに、温室効果ガス削減量を算定し、表 5-15 に示す。

表 5-19 温室効果ガス排出削減量

地域	グリッド	発電所地点数	発電規模 (kW)	年間発電量 (GWh)	排出係数 (tCO ₂ /MWh)	年間 GHG削減量 (10 ³ tCO ₂)	GHG削減量 (クレジット期間) (10 ³ tCO ₂)
LA UNION	ルソン	4	650	4.1	0.483	2.0	42.0
TALRAC	ルソン	4	540	3.4	0.483	1.6	33.6
ZAMBALES	ルソン	6	290	1.8	0.483	0.9	18.9
BULACAN	ルソン	4	3,000	19.1	0.483	9.2	193.2
KALINGA	ルソン	11	4,100	26.1	0.483	12.6	264.6
ISABELA	ルソン	8	6,820	43.4	0.483	21.0	441.0
PANGASINAN	ルソン	5	2,460	15.6	0.483	7.5	157.5
NUEVA ECIJA	ルソン	5	3,450	21.9	0.483	10.6	222.6
LEYTE	ビサヤス	7	1,770	11.3	0.451	5.1	107.1
CEBU	ビサヤス	1	190	1.2	0.451	0.5	10.5
BOHOL	ビサヤス	3	3,100	19.7	0.451	8.9	186.9
NEGROS	ビサヤス	3	730	4.6	0.451	2.1	44.1
MINDANAO	ミンダナオ	4	12,790	81.3	0.478	38.9	816.9
合計		65	39,890	253.5		120.9	2,538.9

5.2 エネルギー代替効果

本調査で特定したポテンシャルサイト 65 箇所に対して当該技術を適用した水力発電設備を導入した場合、40MW、年間 254GWh の発電が可能と想定される。これによるエネルギー代替効果を下式で求めると、71,587toe/y となり、クレジット期間(21 年)で合計 5,334GWh、1,503,327toe/y の効果が期待される。

$$\begin{aligned}
 & \text{石油換算代替エネルギー量 (EFB 発電) (toe/y)} \\
 & = \text{年間発電量 (MWh/y)} \times \text{発電端投入熱量換算係数 @効率 30.5\% (GJ/MWh)} \times \text{toe 換算係数 (GJ/toe)} \\
 & = 254,000 \times 11.80 \div 41.868 \\
 & = \underline{71,587}
 \end{aligned}$$

第6章 モニタリング

6.1 モニタリング方法論

本事業で適用する「I.D.系統接続再生可能発電 Version13」に基づき、以下の項目のモニタリングが必要となる（本事業に関連する項目のみ抜粋）。

- 発電された再生可能エネルギー量の計測器（メーター）によるモニタリング
- 化石燃料が利用される場合、化石燃料起源の発電量を差し引くための、特定燃料消費量及び化石燃料消費量のモニタリング

なお、本事業では化石燃料の使用は想定しないため、モニタリング項目は発電した再生可能エネルギー量のみとなる。

6.2 モニタリング計画

上述の通り、本事業では化石燃料の使用は想定していないため、導入する水力発電設備から、系統に送電された電力量を対象とする。PDDのモニタリング項目として下表の通り記載する。

表 6-1 PDDのモニタリング項目

Data / Parameter (パラメータ):	Egy
Data unit (単位):	MWh
Description (説明):	電力系統に供給された電力 Electricity supplied to the grid by the project
Source of data to be used (データソース):	測定値 Measured
Value of data (値):	導入する水力発電設備規模に応じて異なる
Description of measurement methods and procedures to be applied (測定方法及び手続き):	時間単位の計測、月ごとの記録 Hourly measured and monthly recording
QA/QC procedures to be applied (品質保証/品質管理):	定期的に国際的な基準に基づいたキャリブレーションを行い、計測器で測られたデータは、売電量を記載した領収書を用いてクロスチェックを行なう。
Any comment (コメント):	

また、本事業はプログラム CDM としての実施を想定していることから、各 CPA の CER 発行を円滑に遂行することが極めて重要となる。そのために各水力発電設備の発電実績データの適切な記録・管理を担保する方法として、モニタリングされる電力データを、地方電力公社（REC）が収集・管理し、プロジェクト実施団体へ伝送するという図 6-1 に示す方法を採用する。

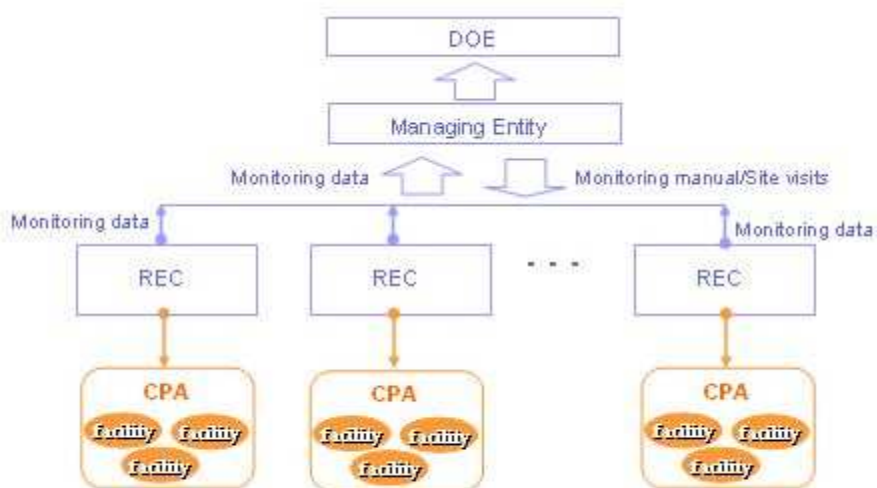


図 6-1 モニタリング管理体制

第7章 プロジェクト実施に伴う影響

7.1 環境影響評価制度

7.1.1 概要

フィリピンでは、1978年の大統領令 第 1586 号、環境影響評価制度法令(Philippine Environmental Impact Statement System, PEISS)により、環境影響評価制度が定められている。

フィリピンにおける環境影響評価制度(Philippine EIS System)の実務は、天然環境資源省(DENR)の内部機関である環境管理局(EMB)が担っている。環境管理局は、政策的な環境管理計画の作成、各種管理令や手続き規則、技術ガイドラインの作成等を実施し、環境関連法令の執行はフィリピン全国 16ヶ所の環境管理局地域事務所が担当している¹。

環境影響評価の対象事業は、事業者が環境評価報告書を作成し、審査基準を満たした場合、環境適合証明書(Environmental Compliance Commitment, ECC)が交付され、他の行政機関や自治体などから実施に向けた許可の取得を経た後に、事業の開始に至る。

7.1.2 環境影響評価の対象事業

フィリピンにおいて実施される事業の、環境影響評価制度対象の有無は以下の要素により決定される。

- 事業の性質、および、深刻な環境影響を及ぼす可能性の有無
- 事業対象地域における環境資源の感度、および、脆弱さ

具体的には、以下に示される 3 つの判断指標に基づいて決定される。

表 7-1 環境影響評価制度対象事業の判断基準

	大項目	チェック項目
A	プロジェクトまたは請負事業の性質	<ul style="list-style-type: none">● プロジェクトの規模● 影響の累積特性：他のプロジェクトとの相対● 天然資源の利用● 廃棄物および残渣の発生量● 環境有害物および事故のリスク
B	プロジェクトの実施場所	<ul style="list-style-type: none">● 実施地の脆弱性：生態学的に重要、または保護区域● 承認された用途地域、または国の法規に基づいた、プロジェクトの土地利用の適合性● 地域の天然資源の相対存在量、質、および再生能力（環境の影響吸収力含め）
C	潜在的影響の性質	<ul style="list-style-type: none">● 影響を与える地理的範囲、および影響された汚染の大きさ● 影響の大きさおよび複雑さ● 影響を与える可能性の高さ、期間、頻度、可逆性

フィリピン日本人商工会議所 2006 年度フィリピンビジネスハンドブック

また、以下に示す 2 段階でのスクリーニングが行なわれ、事業はカテゴリ A~D に 4 分類される。

レベル1

環境影響評価の対象となるか否かについて、表 7-1 の A 分類に該当する事業の性質に関する指標に基づいて決定する。

レベル2

事業が環境影響評価の対象となる場合、表 7-1 の B 分類の指標に基づき、各事業をカテゴリ A-C に分類する。

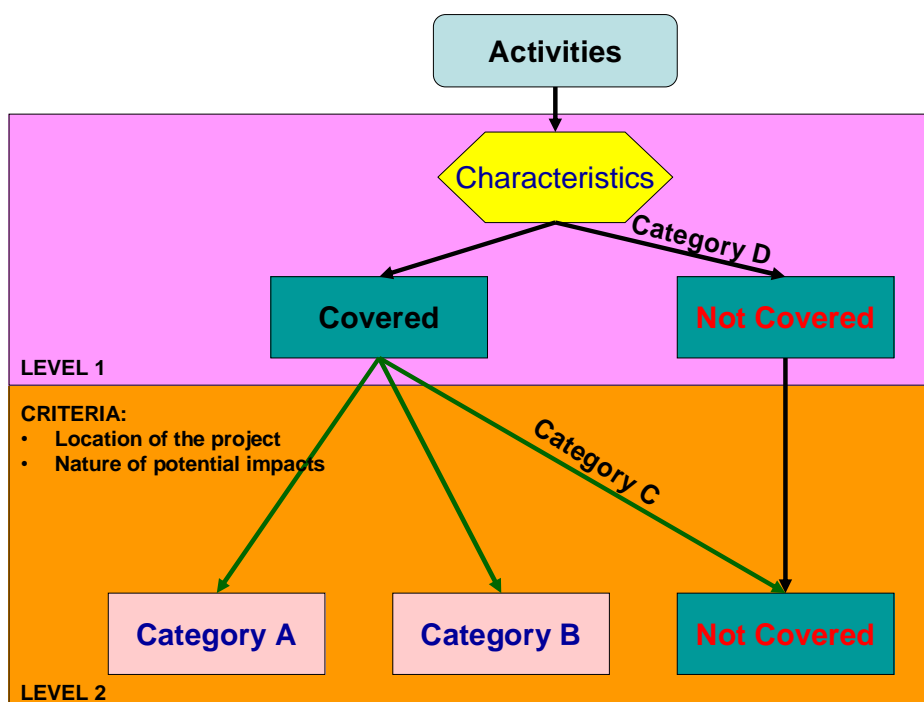


図 7-1 対象事業のスクリーニング (レベル 2)

出典：DAO 2003-30 手続きマニュアル

カテゴリ

各カテゴリの分類と、それぞれのカテゴリに対する事業者の義務を表 7-2 に示す。なお、環境に重大な影響を及ぼす可能性のある事業(ECP)、および、環境脆弱地域(ECA)に関する技術的定義は、大統領布告第 2146 号 (1981 年)および大統領布告第 803 号(1996 年)により規定されている。

表 7-2 各カテゴリ概要

カテゴリ	分類	事業者の義務
A	環境に重大な悪影響を与えるおそれのある事業 (ECPs: Environmentally Critical Projects)	<ul style="list-style-type: none"> 環境影響評価調査の実施 / 報告書作成 審査による環境適合証明書 (Environmental Compliance Commitment, ECC)の取得
B	環境的に脆弱な地域 ECAs: Environmentally Critical Areas) で活動が行われる事業	
C	カテゴリ-A または B に該当しない, 環境を改善するための事業	<ul style="list-style-type: none"> 環境影響調査の対象外事業証明 (CNC: Certificate, of Non-Coverage)の取得のための事業概要の提出 環境管理局の要請がある場合, 追加的な環境保全策の実施
D	環境悪化の原因とならない事業	<ul style="list-style-type: none"> 環境影響調査の非対象事業証明の取得 環境管理局の要請がある場合, 追加的な環境保全策の実施

表 7-3 ECP および ECA カテゴリのリスト

A. List of ECPs	
- As declared by Proclamation No. 2146 (1981)	
1.	Heavy Industries – Non-ferrous Metal Industries, Iron and Steel Mills, Petroleum and Petro-chemical Industries including Oil and Gas, Smelting Plants
2.	Resource Extractive Industries – Major Mining and Quarrying Projects, Forestry Projects (logging, major wood processing projects, introduction of fauna (exotic animals) in public and private forests, forest occupancy, extraction of mangrove products, grazing), Fishery Projects (dikes for/ and fishpond development projects)
3.	Infrastructure Projects – Major Dams, Major Power Plants (fossil-fueled, nuclear fueled, hydroelectric or geothermal), Major Reclamation Projects, Major Roads and Bridges
- As declared by Proclamation No. 803 (1996)	
4.	All golf course projects
B. List of ECA Categories - As declared by Proclamation No. 2146 (1981)	
1.	All areas declared by law as national parks, watershed reserves, wildlife preserves, sanctuaries
2.	Areas set aside as aesthetic potential tourist spots
3.	Areas which constitute the habitat of any endangered or threatened species of Philippine wildlife (flora and fauna)
4.	Areas of unique historic, archaeological, or scientific interests
5.	Areas which are traditionally occupied by cultural communities or tribes
6.	Areas frequently visited and/or hard-hit by natural calamities (geologic hazards, floods, typhoons, volcanic activity, etc.)
7.	Areas with critical slopes
8.	Areas classified as prime agricultural lands
9.	Recharged areas of aquifers
10.	Water bodies characterized by one or any combination of the following conditions: tapped for domestic purposes; within the controlled and/or protected areas declared by appropriate authorities; which support wildlife and fishery activities
11.	Mangrove areas characterized by one or any combination of the following conditions: with primary pristine and dense young growth; adjoining mouth of major river systems; near or adjacent to traditional productive fry or fishing grounds; areas which act as natural buffers against shore erosion, strong winds and storm floods; areas on which people are dependent for their livelihood.
12.	Coral reefs characterized by one or any combination of the following conditions: With 50% and above live coralline cover; Spawning and nursery grounds for fish; Act as natural breakwater of coastlines

7.1.3 環境影響評価の実施手続き

環境影響評価の実施が必要と判断された事業者は、環境管理局、および、地域環境管理保護地域部門(EMPAS)に対して環境影響説明書(Environmental Impact Statement, EIS)を提出することが義務づけられている。

環境影響説明書は環境管理局の常任委員会で審査され、認可された場合、天然環境資源省大臣が環境適合証明書を交付する。事業者は、環境適合証明書が発行された後に、事業計画の次の段階である、他の関連政府機関や地方政府機関の承認申請作業に進むことができ、その後に事業の開始が可能となる。

なお、これらの手続きについては、下記のマニュアルに詳述されている。

- 環境影響説明制度実施のための規定【2003年策定】:
DAO 03-30 (DENR Administrative Order No. 2003-30, Implementing Rules and Regulations (IRR) for the Philippine Environmental Impact Statement (EIS) System)
- 実施手続きマニュアル【2007年策定】:
Revised Procedural Manual for DAO 03-30

環境影響調査は事業サイクルの各段階における環境影響を評価するものであり、事業計画段階、または実施可能性調査(F/S)と同時に実施するよう、行政命令第42号(A042)によって定められている。

環境影響評価の一連のプロセスを以下に示す。

スクリーニング：

計画中のプロジェクトがフィリピン環境影響評価制度の対象事業にあたるかどうかスクリーニング。対象事業に入る場合、承認申請のための必要書類、その他の要求事項について検討。

スコーピング：

規定に基づき、詳細な環境影響分析を検討。プロジェクトで最も重要な課題/影響を確定し、それらの評価・緩和に必要な基本情報の範囲を設定。環境リスクアセスメント(ERA)の実施の必要性についてもこの段階で検討。地域住民を対象とした公開スコーピング、第三者機関による環境影響評価検討委員会を開き技術面についてのスコーピングを、天然資源省 環境管理局の同席の下に実施。結果については、検討チームが署名をした公式のスコーピングチェックリストに掲載し、環境管理局の長の最終承認を得る。

環境影響調査および報告書作成：

環境影響調査には、プロジェクト環境についての代替案と特性、影響の特定と予測、影響の大きさの評価、影響の緩和策、環境管理およびモニタリング計画の策定、関連する費用の見積もりと機関の支援についての説明が含まれる。調査結果は、環境管理局の規定に基づき環境影響報告書に取り纏め提出。

環境影響報告書審査：

スコーピングの過程で特定された最小限の要求事項への遵守について、環境管理局により適正審査を実施。続いて、環境影響評価審査委員会として、環境管理局に任命された専門家で構成する第三者機関による審査（PEIS/EISに基づく申請を対象）、または環境管理局の内部専門家からなる技術委員会による審査（IEEに基づく申請を対象）。その後、環境管理局が、環境影響評価委員会およびパブリックヒアリングで得られたコメント等についての評価、意思決定に関する提言を行い、環境影響評価委員会の長が、環境管理局の権限外の課題も含んだ環境影響評価審査委員会提言書に対して承認、署名。環境影響評価審査および評価全体については、環境管理局の作成する審査プロセス報告書（RPR：Review Process Report）に取り纏められる。同本報告書には仮意思決定書も含まれる。

意思決定：

プロジェクトの各タイプに応じて、該当する承認・決定機関が環境影響評価の評価および意思決定書案の作成、環境適合証明書、対象外事業証明または否認通知の発行を行う。環境影響評価制度の対象プロジェクトが認可された場合は、環境適合証明書が発行され、非対称のプロジェクトが認可された場合は対象外事業証明が発行される。環境適合証明書は関係地方自治体や政府行政機関に転送後、それぞれの評価プロセスを実施。

モニタリング、有効化審査、評価/監査

環境適合証明書、および環境管理およびモニタリング計画へのコミットメントに対する事業者の遂行状況の評価し、プロジェクトの実際の環境への影響が十分に予防、または緩和されているかを確認。

審査・承認までを含めた環境影響評価の実施手続きは、プロジェクトの種類により異なるが、図 7-2 に示すようにまとめられる。

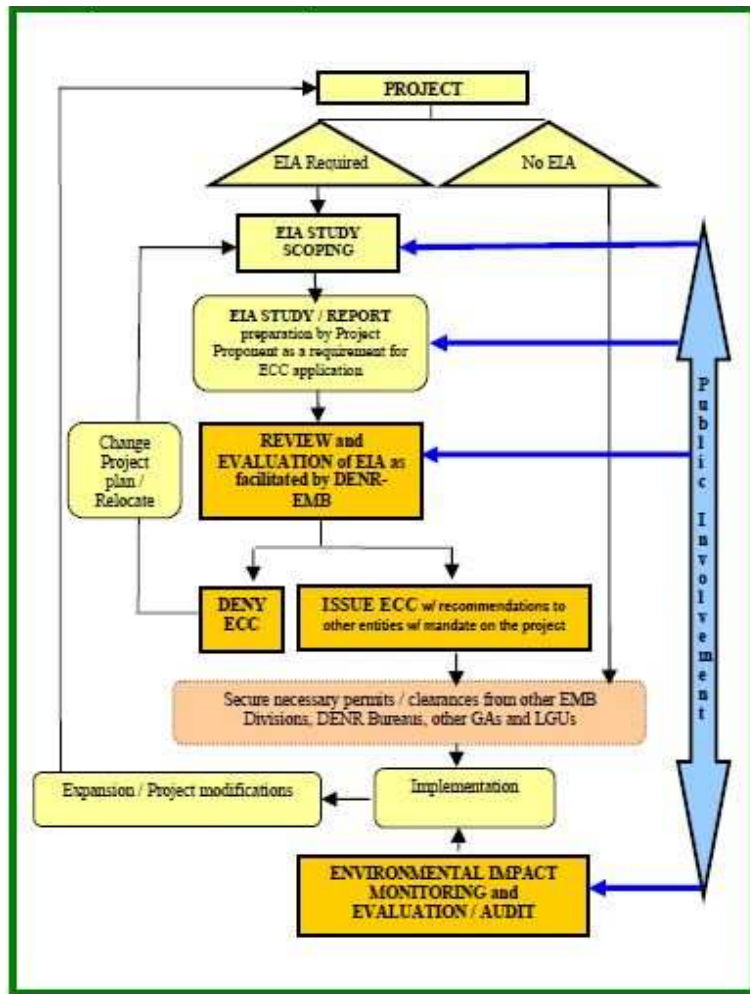


図 7-2 フィリピン環境影響評価実施手続きフロー図

出典：フィリピン環境影響評価制度ホームページ

また、上述の環境影響評価実施手続きに係る手続きと事業の各段階の関係性を図化したものが図 7-3 である。

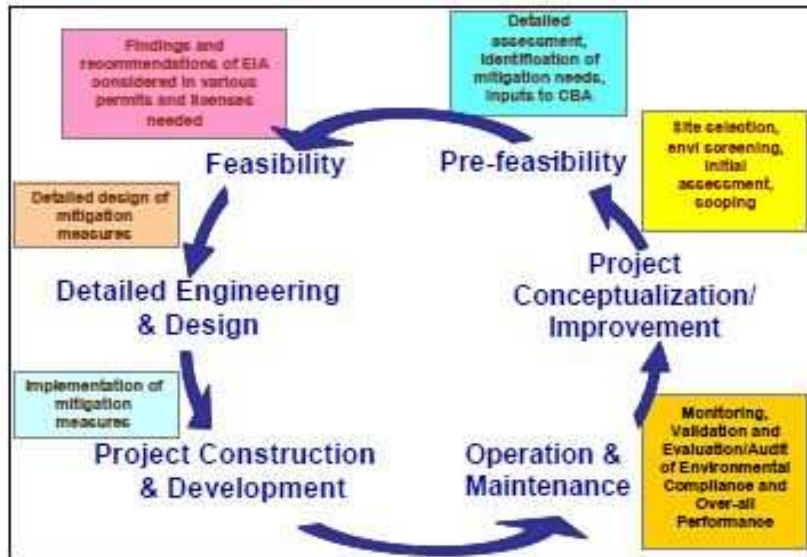


図 7-3 フィリピン環境影響評価実施手続きフロー図

出典：フィリピン環境影響評価制度ホームページ

7.1.4 環境影響評価報告書の内容

環境影響評価制度では、Proclamation No. 2146, 803 および A042 において以下のような分類方法が規定される。

グループ I：環境的脆弱地域(ECA)，または環境脆弱地域でない場所 (NECA) で実施される環境的に重大な影響を及ぼす可能性のある事業

グループ II：ECA で実施される環境に重大な影響を与えない事業 (NECP)
 なお、大統領布告 No2146 で、グループ II に追加で分類される事業が規定(7-5)。

グループ III：ECA で実施される NECP

グループ IV：複数の地域 (ECA または NECA) で実施される複数のプロジェクト

グループ V：未分類のプロジェクト (どのグループにも属さないプロジェクト：新技術を用い、環境影響が定かでないもの)

さらに、プロジェクトの種類に応じて表 7-6 のように小分類され、それぞれの分類によって要求される報告書類や管轄機関が異なる (表 7-7)。報告書は、各グループに応じて 7 種類ある。

表 7-5 グループ II に追加で分類される事業のまとめ

1. Agriculture industry	9. Pipeline projects
2. Buildings, storage facilities and other structures	10. Textile, wood and rubber industries
3. Chemical industries	11. Tourism industry
4. Cottage industries	12. Transport terminal facilities
5. Demonstration and pilot projects	13. Waste management projects
6. Environmental enhancement and mitigation projects	14. Water supply, irrigation or flood control projects
7. Food and related industries	15. Treasure hunting in NIPAS areas
8. Packaging materials and miscellaneous products industries	16. Wildlife farming or any related projects as defined by PAWB

表 7-6 プロジェクトの小分類

Main Project Groups	Description	Project Sub-groups		
		New	Existing with ECC but with Proposal for Modification or Resumption of Operation	Operating Without ECC
I	Single ECP in ECA or NECA	I - A	I - B	I - C
II	Single NECP in ECA	II - A	II - B	II - C
III	Single NECP in NECA	III - A	Not applicable	Not applicable
IV	Co-located Projects in either ECA or NECA	IV - A	IV - B	IV - C
V	Unclassified Projects	V - A	Not applicable	Not applicable

PROJECT GROUPS/	APPLIED TO	DOCUMENTS REQUIRED FOR ECC/CNC APPLICATION	DECISION DOCUMENT	PROCESSING RESPONSIBILITY (Endorsing Official)	DECIDING AUTHORITY	MAX TIME TO GRANT OR DENY ECC APPLICATION (Working Days)
I: Environmentally Critical Projects (ECPs) in either Environmentally Critical Area (ECA) or Non-Environmentally Critical Area (NECA)	I - A: New	Environmental Impact Statement (EIS)	ECC	CO: EIAMD Chief / EMB Director	EMB Director / DENR Secretary	120 days
	I - B: Existing Projects for Modification or Re-start up (subject to conditions in Annex 2-1c)	Environmental Performance Report and Management Plan (EPRMP) *	ECC	CO: EIAMD Chief / EMB Director	EMB Director / DENR Secretary	90 days
	I - C: Operating without ECC	Environmental Performance Report and Management Plan (EPRMP) *	ECC	CO: EIAMD Chief / EMB Director	EMB Director / DENR Secretary	90 days
II: Non-Environmentally Critical Projects (NECPs) in Environmentally Critical Area (ECA)		Environmental Impact Statement (EIS)	ECC	RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	60 days
		Initial Environmental Examination Report (IEER)	ECC	RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	60 days
	Single Projects	Initial Environmental Examination Checklist (IEEC)	ECC	RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	30 days
		Project Description Report (PDR)	ECC	RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	15 days
III: Non-Environmentally Critical Projects (NECPs) in Non-Environmentally Critical Area (NECA)	II - B: Existing Projects for Modification or Re-start up (subject to conditions in Annex 2-1c)	Environmental Performance Report and Management Plan (EPRMP) *	ECC	RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	30 days
	II - C: Operating without ECC	Environmental Performance Report and Management Plan (EPRMP) *	ECC	RO: EIAMD Chief	EMB Director	30 days
	III - A1: New (Enhancement and Mitigation Projects)	Project Description Report (PDR) (REQUIRED)	CNC	CO: EIAMD Chief	EMB Director	15 days
IV: Co-located Projects	III - A2: New (All Other Grp II Project Types/Sub-types in NECA)	Project Description Report (PDR) (AT OPTION OF PROPONENT)	CNC	RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	15 days
	IV - A: New	Programmatic Environmental Impact Statement (PEIS)	ECC	CO: EMB Director	DENR Secretary	180 days
IV: Co-located Projects	Co-located Projects majority of which are Group I Projects	Programmatic Environmental Impact Statement (PEIS)	ECC	CO: EMB Director	DENR Secretary	180 days

PROJECT GROUPS/	APPLIED TO	DOCUMENTS REQUIRED FOR ECC/CNC APPLICATION	DECISION DOCUMENT	PROCESSING RESPONSIBILITY (Endorsing Official)	DECIDING AUTHORITY	MAX TIME TO GRANT OR DENY ECC APPLICATION (Working Days)
	Co-located Projects majority of which are Group II Projects	Programmatic Environmental Impact Statement (PEIS)	ECC	RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	60 days
IV - B: Existing Projects for Modification or Re-start up of Co-located Projects	Co-located Projects majority of which are Group I Projects	Programmatic Environmental Performance Report and Management Plan (PEPRMP)	ECC (new) / ECC Amendment	CO: EIAMD Chief	EMB Director / DENR Secretary	120 days
	Co-located Projects majority of which are Group II Projects	Programmatic Environmental Performance Report and Management Plan (PEPRMP)	ECC (new) / ECC Amendment	RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	60 days
V - G: Operating without ECC	Co-located Projects majority of which are Group I Projects	Programmatic Environmental Performance Report and Management Plan (PEPRMP)	ECC (new) / ECC Amendment	CO: EMB Director	DENR Secretary	120 days
	Co-located Projects majority of which are Group II Projects	Programmatic Environmental Performance Report and Management Plan (PEPRMP)	ECC (new) / ECC Amendment	RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	60 days
V: Unclassified Projects	V - A: New	Project Description Report (PDR) (REQUIRED)	CNC or Recommendation on Final Grouping and EIA Report Type	CO EIAMD Chief	EMB Director / DENR Secretary	15 days
				RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	
* IF THE MODIFICATION DOES NOT REQUIRE A PEPRMP OR EPRMP BASED ON ANNEX 2-1C, THE FOLLOWING APPLY:						
Request for Minor ECC Amendment	Single Projects with Applicable Modifications listed in Annex 2-1c	Letter Request	ECC Amendment	CO: EIAMD Review and Evaluation Section or Division Chief	EIAMD Chief/EMB Director	7 days
				RO: EIAMD Review and Evaluation Section Chief	EIAMD Chief	
Request for Major ECC Amendment	Single Projects with Applicable Modifications listed in Annex 2-1c	Letter Request and/or Updated Project Description or Update of other selected portions of the EIA Report (e.g. Baseline or impact assessment or EMP on the areas of amendment only)	ECC Amendment	CO: EIAMD Review and Evaluation Section or Division Chief	EMB Director/DENR Secretary	30 days
				RO: EIAMD Review and Evaluation Section Chief	EMB RO Director	

7.1.5 環境影響評価と他の関連法との関係

フィリピン環境影響評価制度はその他の環境関連法の補助的な位置づけのものである。事業形成の初期段階である F/S 実施中に環境影響調査を実施することで、潜在的な課題や環境影響が発見され、それに対応することが結果的に該当地域の環境基準への適合や、その他の規制機関からの許可取得がより円滑に行われることが想定される。さらに、既存の法律では規定されていない事項についても環境影響調査を実施する中で適切に対応することが可能となることもある。

事業の実施に関する最終決定は、当該事業を実施する地域を管轄する地方政府、または当該セクターにおいてプログラム推進の権限を持つ政府機関が行なう。ただし、環境影響評価による調査結果は、事業承認に係る意思決定を行う際の参考および提言として扱われる。

天然環境資源省が 2007 年 7 月に発行した通達 No.2007-08 では、環境適合証明書/対象外事業証明の役割を他の機関や地方政府のガイダンス資料として位置づけ、下記のように規定している。

- 環境適合証明書または対象外事業証明の申請中は、他の政府機関および地方政府による承認および/または認可は発行されない。
- 環境影響評価の調査結果および提言は、関連政府機関へ伝達され、各自の権限下における認可・承認の発行に先立つ意思決定に組み込まれる。
- 環境影響評価制度におけるプロジェクトの環境適合証明書または対象外事業証明の発行は、実施者が他の政府機関からの承認および認可の取得を免除するものではない。

7.2 本プロジェクトにおける環境影響分析

7.2.1 想定される環境影響および環境保全計画

本プロジェクトの実施に伴う環境影響は、工事期間に発生するものと考えられる。本プロジェクトの実施に起因する直接的および間接的な影響、およびその低減策を下表に示す。

表 7-8 予測される環境影響およびその低減策

項目	活動	予想される環境への影響	環境影響の低減策
直接影響	資材、設備の運搬	建設資材の運搬はトラック輸送となる。このトラックからの排気ガス、走行による騒音、振動の影響が考えられる。	資材の運搬に係る影響を低減するために、効率的な資材搬入を行う。
	土木・建設機材の稼働	設備設置のための機材の稼働により、従業員及び周辺地域に対して騒音・振動の影響が考えられる。	建設機械を効率的に運用する工事計画にする。同時に休日及び深夜の工事は行わない。また工事にあたっては、地域へ騒音、振動の発生しにくいように低騒音、低振動型の工食用機器を使用する。
間接影響	土木・建設資材の原料、加工	建設資材の原料入手及び原料加工によって温室効果ガスが発生する。	必要以上の建設資材の使用を避けるため、最適な計画・設計を行う。

7.2.2 本プロジェクトにおける環境影響評価の必要性

環境影響評価手続きマニュアル（DAO 2003-30）により，水力発電施設に関しては，2,000 万 m³ 以上の貯水ダム発電（カテゴリー-A），2,000 万 m³ 未満の貯水ダム発電（カテゴリー-B）とされている。また，カテゴリー-B（5～30MW，流量 2,000 万 m³ 未満）の小規模水力発電事業については，IEE チェックリストレポートの提出が求められる。一方，河川流を用いた水力発電施設については環境影響対象外に分類されている。したがって，本事業で導入する灌漑水路用の発電設備は環境影響対象外といえる。

7.2.3 プログラム CDM としての環境影響評価

CDM- SSC-PoA-DD (version 01)では，環境影響評価の実施については以下に示すように，PoA レベルまたは CPA レベルのいずれかで実施するか選択し，またその理由を記述しなければならない。

C.1. Please indicate the level at which environmental analysis as per requirements of the CDM modalities and procedures is undertaken. Justify the choice of level at which the environmental analysis is undertaken:

>>

- | | |
|--|--------------------------|
| 1. Environmental Analysis is done at PoA level | <input type="checkbox"/> |
| 2. Environmental Analysis is done at CPA level | <input type="checkbox"/> |

上述の通り，当該プログラム CDM 事業の場合は，全ての CPA について，以下の理由により，PoA レベルでの環境影響評価の実施を想定する。

- ・ 天然環境資源省が規定する環境影響評価対象には含まれないこと
- ・ 灌漑水路のみを対象としており，環境価値の高い天然河川の環境破壊は引き起こさないこと
- ・ 現状で蓄積している枯葉などの廃棄物の除去を行なうことによる環境改善効果は見込まれるが，環境を悪化させる要素は当該設備には想定されないこと

第8章 利害関係者からのコメント

本プロジェクトの実施にあたり、関係者を訪問し、インタビュー方式によるコメント収集を行った。

その結果、下表のとおりいずれの関係者からも本プロジェクトに対して好意的なコメントが得られた。

以上のことから、本プロジェクトの実施に際し、利害関係者に対してネガティブな影響は小さいと考えられる。

(1) 現地事前調整

(マニラでの関係機関との協議)

月 日	現地の訪問先・協議者	内 容
9月8日	DBP (フィリピン開発銀行) Ignasio C. Serrano 副社長補佐他	本プロジェクトの調査計画等を説明し、本 CDM スキームに対するローン融資の可能性について確認した。 その結果、同プロジェクトについて賛同が得られ、今後も情報交換していくことで一致した。
	NEA (フィリピン国家電化庁) Rod N Pauda 部長他	本プロジェクトの調査計画等を説明し、NEA がプログラム CDM の調整管理組織として受け入れ可能か、下部団体の EC (地方配電会社) が本プロジェクトの開発者となり得るかについて確認した。 その結果、本プロジェクトはフィリピンの電力セクターの方針と合致すること、NEA としても、日本サイドのサポートを受けることを前提に、調整管理組織を実施可能であること等のコメントが得られた。
9月9日	NIA (フィリピンカンガイ省) Payawal 部長他	本プロジェクトの調査計画等を説明し、カウンターパートとして当方の調査への協力を依頼するとともに、スケジュール、費用負担等、実務的な内容についての詰めを行った。 NIA からは、本プロジェクトについて基本的に協力する旨のコメントが得られた。
	NPC (国営電力公社) Chiu 副社長他	本プロジェクトの調査計画等を説明し、NPC が開発者及びプログラム CDM の調整管理組織として受け入れ可能かどうかについて確認した。 その結果、現在の電力改革法 (EPIRA) の下では、NPC は資産を売却中であり、社長を含めた上層部の意見を踏まえて回答したいとの意向が示された。
9月10日	NIA (フィリピンカンガイ省) Salazar 長官他	本プロジェクトの調査計画等を説明し、カウンターパートとして当方の調査への協力を依頼した。 その結果、NIA としての本プロジェクトに対するメリットを明確にしたうえで、協力したい旨のコメントが得られた。

	DNA (フィリピン CDM 事務局) Albert CDM 専門家他	本プロジェクトの調査計画等を説明し、フィリピンにおける CDM 化に向けた手続き、本プロジェクトの適用性等について確認した。 その結果、本プロジェクトはプログラム CDM に適用可能であること、DNA としても本プロジェクト成立を期待している旨のコメントが得られた。
	DOE (フィリピンエネルギー省) Sibayan 副部長	本プロジェクトの調査計画等を説明し、どの組織が開発者及びプログラム CDM の調整管理組織として受け入れ可能なのか、及び電力セクターの現状等について確認した。 その結果、本プロジェクトは環境負荷も小さく、同国の電力政策に合致することから開発を歓迎する旨のコメントが得られた。 また、本プロジェクトの実施者としては、NPC の小規模発電部門 (SPUG: Small Power Utility Group)、地方配電組合 (REC) 等が候補となり得る旨のコメントが得られた。
9月11日	NIA (フィリピンかんがい省) Salazar 長官他	本プロジェクトの具体的な調査計画、NIA のメリット等を説明し、今後の進め方、協力体制について協議した。 その結果、当方の説明に理解を示し、本プロジェクトに協力する旨のコメントが得られた。

(2) 第1回現地調査

(第1グループ：ルソン島北部地域の水力ポテンシャル調査)

月 日	現地の訪問先・協議者	内 容
9月22日	NIA UPRIIS 事務所 Carlito M. Gapasin 所長他	Region2(ルソン島北部地域)においてポテンシャル調査を実施し、開発地点情報を入手するとともに、同工エリアにおける開発地点数、開発規模を把握した。いずれの地方事務所も協力的で、ポテンシャル地点の紹介や関連データの提供がなされた。
9月23日	NIA UPRIIS DRD 事務所 Freddie M. Toquero 所長他 NIA UPRIIS District 事務所 Eugenio O. Conde 所長他	
9月24日	NIA MRIIS 事務所 Porfino V. Reyes 所長他 NIA MRIIS DRD 事務所 所長他 NIA MRIIS District 事務所 Jaime G. Carag 所長他	
9月25日	NIA Kalinga PIMO 事務所 John L. Socalo 所長他	

(第2グループ：ルソン島中部地域の水力ポテンシャル調査)

月 日	現地の訪問先・協議者	内 容
9月22日	NIA Region 事務所 Leonardo S. Gonzales 所長他	Region1, 3(ルソン島中部地域)においてポテンシャル調査を実施し, 開発地点情報を入手するとともに, 同エリアにおける開発地点数, 開発規模を把握した。 いずれの地方事務所も協力的で, ポテンシャル地点の紹介や関連データの提供がなされた。
	NIA Camiling RIS 管理事務所 Marcelino P. Manalo 所長他	
9月23日	NIA Zambales 事務所 Juan L. Anagaran 所長他	
9月24日	NIA Region 事務所 John N. Celeste 所長他	
9月25日	NIA Ambyurayan RIS 管理事務所 Dennis de Veta 所長他	
9月26日	NIA Ambyurayan RIS 管理事務所 Dennis de Veta 所長他	

(第3グループ：ピサヤス諸島地域の水力ポテンシャル調査)

月 日	現地の訪問先・協議者	内 容
9月22日	NIA Leyte 事務所 Mr. Santos Meracap 他	Region7, 8(ピサヤス諸島地域)においてポテンシャル調査を実施し, 開発地点情報を入手するとともに, 同エリアにおける開発地点数, 開発規模を把握した。 いずれの地方事務所も協力的で, ポテンシャル地点の紹介や関連データの提供がなされた。
9月23日	NIA Cebu 事務所 Mr. Diosdado Rosales 他	
9月24日	NIA Bohol 事務所 Bohol 州開発局 Ms. Lonilita Bunado NIA Ubay Office Mr. Modesto G. Membrebe 他	
	NIA Ngros Oriental 事務所 Mr. Dexter G. Ptrocinio 他	

(3) 第2回現地調査

(第1グループ：マニラでの関係機関との協議)

月 日	現地の訪問先・協議者	内 容
10月13日	NPC (フィリピン国営電力公社) Chiu 副社長他	前回調査の結果を報告し、NPC が開発者及びプログラム CDM の調整管理組織として受け入れ可能かどうかについて確認した。 その結果、社長を含む関係役員と協議のうえ回答したい旨のコメントがあった。
10月14日	NEA (フィリピン国家電化庁) Rod N Pauda 部長他	前回調査の結果を報告し、NEA が開発者及びプログラム CDM の調整管理組織として受け入れ可能かどうかについて確認した。 その結果、NEA は直接の開発者になるのは難しいものの、各地方配電組合(REC)を統括する組織として、CDM の調整管理組織の役割を引き受ける用意がある旨のコメントが得られた。
	ICLEI (環境 NGO) Victorino E.Aquitania 部長他	本プロジェクトおよび調査計画について説明し、環境面からの意見を聴取した。 その結果、本プロジェクトは立地する地方自治体 (LGU)にとっても有益であり、環境への負荷もほとんどないと判断されることから、今後の積極的な開発を支持する旨のコメントが得られた。
10月15日	NIA (かんがい省) Alexander A.Reuyan 副長官他	前回調査の結果を報告し、今後の調査の進め方について協議するとともに、データ提供の依頼を行った。 その結果、当方の説明に理解を示し、本プロジェクトに協力する旨のコメントが得られた。
	DBP (フィリピン開発銀行) Ignasio C.Serrano 副社長補佐他	前回調査の結果を報告し、現時点での開発候補者へのローン適用の可能性について確認した。 その結果、本プロジェクトへの CDM 適用したうえでの DBP からの融資については基本的に問題ないとのコメントが得られた。
10月16日	NPC (フィリピン国営電力公社) Froilan A.Tanpinco 社長	前回調査の結果を報告し、NPC が開発者及びプログラム CDM の調整管理組織として受け入れ可能かどうかについて確認した。 その結果、最終的には関係役員で協議したうえで回答するとのコメントが得られたが、受け入れの可能性は小さいと想定される。

(第2グループ：開発有望地点の現地調査，関係機関との協議)

月 日	現地の訪問先・協議者	内 容
10月13日	NIA Upper Pampanga RIS 事務所 Mr.Renesto D. Ponce 他	前回調査の結果を報告し，開発有望地点の情報提供を依頼した。非常に協力的で，ポテンシャル地点へのガイドや関連データの提供を受けた。
	NECCO エリア1 事務所(配電会社) Mr.Lorenzo R.Vazino 他	本プロジェクトの調査計画等を説明し，送電線への連系に関する情報を入手した。
10月14日	NECCO エリア2 事務所他 (配電会社) Lorenzo R.Vazino 所長他	いずれの配電会社も協力的で，関連データの提供がなされた。
	LGU (RIZAL)(地元自治体) Bonifacio D. Soliven 副市長他	本プロジェクトの調査計画等を説明し，本事業調査の情報提供を行うとともに，本事業調査への協力を依頼した。
	Barangay (サイト周辺の村落) Hol Bent P.CO 村長他	その結果，本プロジェクトに対し全面的に協力するとのコメントが得られた。
10月15日	NIA Agno RIS 事務所 Mr.Isidro C. Acangel 他	前回調査の結果を報告し，開発有望地点の情報提供を依頼した。非常に協力的であり，ポテンシャル地点へのガイドや関連データの提供を受けた。
10月16日	PANERCO 事務所他(配電会社) Mr.Silvino R.Villegas	本プロジェクトの調査計画等を説明し，送電線への連系に関する情報を入手した。非常に協力的で，関連データの提供がなされた。
	LGU (Sun Manuel)(地元自治体) Bonifacio D. Soliven 秘書官	本プロジェクトの調査計画等を説明し，本事業調査の情報提供を行った。
	Barangay (サイト周辺の村落) Danilo S.Sabater 村長	その結果，本プロジェクトの実施について否定的なコメントはなかった。

(4) 第3回現地調査

月 日	現地の訪問先・協議者	内 容
1月13日	NIA (かんがい省) Salazal 長官他	F/S の結果を報告し、今後の調査の進め方について協議するとともに、データ提供の依頼を行った。プロジェクトの投資先を含めた事業スキームを説明し、了解を得た。
	DNA (CDM 事務局) Joycekine A. GOCO マネージャー他	F/S の結果を報告し、今後の進め方について協議するとともに、フィリピン国内の CDM の状況について情報交換した。当社の事業スキームおよび事業実施体制を説明し、了解を得た。
	NEA (国家電力庁) Roderick N. Padua マネージャー	F/S の結果を報告し、NEA がプログラム CDM の調整管理組織として対応可能かどうかについて協議した。
1月14日	NIA AGNO-RIS (NIA 現地事務所) Isidro C. Acangel 氏他	F/S の結果を報告し、開発有望地点の情報提供を依頼した。非常に協力的で、ポテンシャル地点へのガイドや関連データの提供を受けた。
	SAN MANUEL 町 Salvador Perez 町長他	F/S の結果を説明し、本事業調査の情報提供を行うとともに、本事業調査への協力を依頼した。その結果、本プロジェクトに対し全面的に協力するとのコメントが得られた。
	Kagawad バラガイ (村) Loreto Sampilo 村長補佐	
1月15日	DENR 現地事務所 Boy Rodrigo Jr 氏	F/S の結果を報告し、本プロジェクトに対する環境面からの意見について聞取調査を実施した。その結果、本プロジェクトのスキームに賛同し、本プロジェクトの推進に協力するとのコメントが得られた。
	PANELCO (現地配電会社) Ferdinand M. Cerezo 氏	F/S の結果を報告し、系統連携・売電に関する情報について聞取調査を行った。本プロジェクトに非常に興味意があるとのコメントを得た。
1月16日	JICA フィリピン事務所	フィリピン電力セクターの状況について情報交換し、本事業の実施に関わるアドバイスを受けた。

第9章 ホスト国におけるコベネフィットの実現

9.1 背景

フィリピン国において、2007年のディーゼル、石油、石炭等による火力発電は発電設備のうち約66%（全発生電力量のうち約69%）を占めており（図9-1参照）、近年のモータリゼーションの発達とあいまって二酸化炭素の排出および大気汚染が深刻な社会問題となっている。

大気汚染については、特にマニラ都市圏において深刻な問題となっており、この大気汚染の原因は、自動車等の移動発生源と工場・発電所等の固定発生源に大別される。また、汚染物質は硫黄酸化物（SO_x）、窒素酸化物（NO_x）、浮遊粒子（TSP: Total Suspended Particulate）、鉛などがある。NO_x および鉛の大部分は移動発生源によるものである一方、SO_xの大部分は固定発生源によるものである。

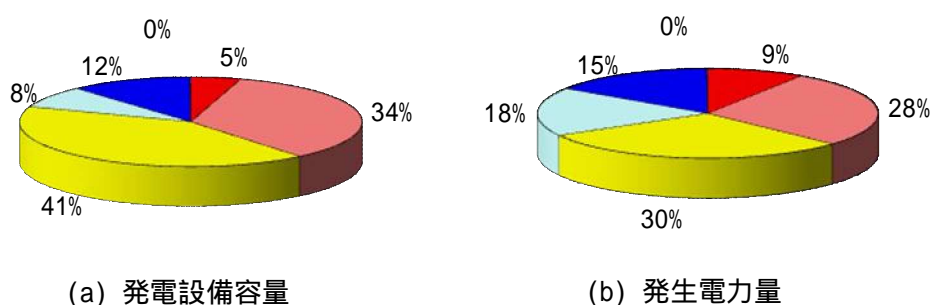


図9-1 電源構成（2007年）

（凡例： ■Oil Based ■Coal ■Natural Gas ■Geothermal ■Hydro ■Others ）

参考資料：Power Sector Situationer, 2007 (Department of Energy)

9.2 ホスト国における公害防止の内容

9.2.1 環境行政組織

ホスト国において環境行政機構として環境天然資源省（Department of Environment and Natural Resources; DENR）が設置されたのは1986年である。

DENRの内部には官房6局や地方事務所などが含まれており、官房のうち環境管理や公害問題を所管しているのが環境管理局（Environmental Management Bureau; EMB-DENR）である。ここでは大気・水質の管理や環境アセスメントを実施している他、他の政府機関との調整を行っている。

9.2.2 環境関連法規

ホスト国における大気汚染による公害防止のための関連法規や施策を、表 9-1 に示す。

表 9-1 ホスト国における公害防止のための関連法規および施策

年	関連法規・施策およびその概要
1976	【大統領令第 984 号】 (公害防止法 (Pollution Control Law)) ・公害防止の一般的な枠組みを規定。
1977	【大統領令第 1151 号】 (フィリピン環境政策 (Philippine Environmental Policy)) ・国家環境政策, 国家環境目標, 環境アセスメント報告書の要請, 執行機関ガイドラインを規定。
	【大統領令第 1152 号】 (PD1152, フィリピン環境法 (Philippine Environmental Code)) ・大気質, 水質, 土地利用, 天然資源, 廃棄物について管理基準を規定。
1979	【自動車排気ガス規制法】 (Rules and Regulation for the Prevention, Control and Abatement of Air Pollution from Motor Vehicle) ・個々の車両について排ガス規制を規定。
1993	【省令第 14 号】 ・大気汚染物質および大気汚染の基準を規定。
	【環境モニタリング活動の義務化】 ・発電所稼働に必要な運用許可書 (PO) 取得の必要条件とした。
1995	【自動車排気ガス規制法改正】 ・HC および窒素酸化物 (NOx) の総量規制制度が導入された。環境適合証明書 (Certificate of Conformity; COC) の配布を開始。
1999	【フィリピン大気浄化法】 (RA 第 8749 号, Philippine Clean Air Act)
2000	【産業汚染源のデータベース化】 ・主な固定発生源を特定し, データベース化した。
2002	【産業排出基準改訂】 ・基準を改訂。
2003	【産業排出基準改訂】 ・罰則を改訂。
	【排出モニタリング報告義務化】 ・固定汚染者に対する汚染物質排出モニタリング報告を義務付け。
2004	【税優遇措置を実施するためのガイドライン】 ・RA 第 8749 号第 13 条に基づき, 汚染管理装置を新規に導入もしくは既存の装置を改善する企業に対して税法に基づいて総収入から控除可能な減価償却加速などの税優遇措置を実施するガイドラインを策定。

参考資料 : Republic of the Philippines Department of Environment and Natural Resources Environmental Management Bureau (DENR-EMB) HP

9.3 コベネフィット指標の提案

本プロジェクトによる水力開発により，大気汚染の原因となる化石燃料発電が代替された場合，その開発量と代替された火力発電のタイプから，大気汚染物質としての NOx や SOx 等の削減量を算定することが可能である。

以下のステップにより，kWh あたりの削減量を算定し，コベネフィット指標として提案する。

送電グリッド毎に代替される火力発電のタイプ（石油火力，石炭火力，LNG ガスタービン，ディーゼル火力等）を特定

タイプ別の火力の kWh あたりの NOx，SOx 排出量を算定

以上の結果をもとに，縦軸に「CO₂ 排出係数」を，横軸に「kWh あたりの NOx，SOx 削減量」を示すグラフを作成し，これに送電グリッド毎の結果をプロット

上記プロット図は，「水力発電による火力発電代替コベネフィット指標（大気質改善）」として位置付けられ，これを用いることにより，“どの地域で本プロジェクトを優先して実施すれば，より効率的なコベネフィットが図れるか”を特定することができる。

9.3.1 火力発電タイプの特定

ホスト国の送電グリッド毎における火力発電タイプ比率を、2002-2004年の平均値を図9-2に、2005-2007年の平均値を図9-3に示す。各グリッドにおける火力発電タイプ比率は、ルソングリッドでは天然ガス火力と石炭火力が大部分を占める一方で、ビサヤスグリッドおよびミンダナオグリッドでは石油火力が大部分を占める。近年、ルソングリッドでは天然ガス火力が増加しており、ミンダナオグリッドにおいては石炭火力が新設されたために石炭火力が増加している。

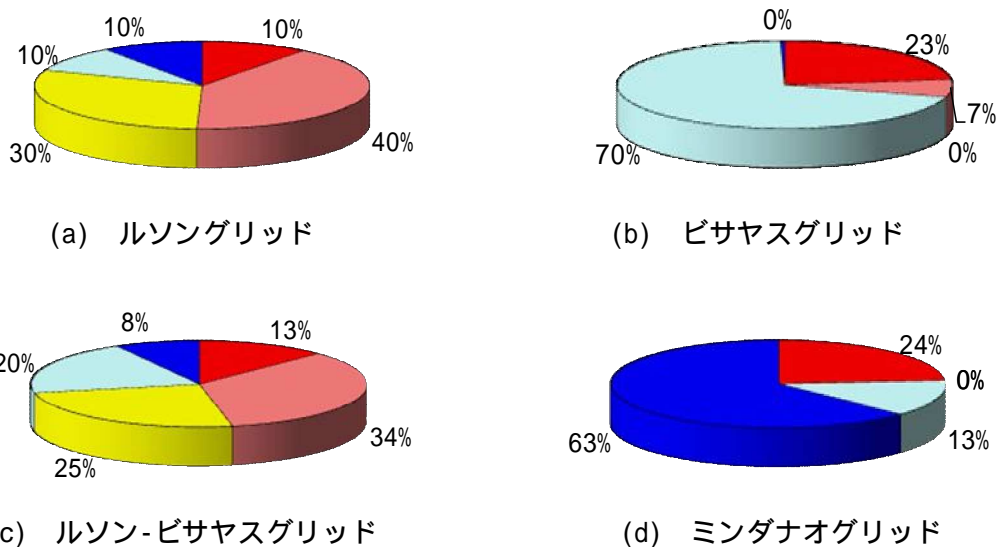


図9-2 送電グリッド毎の火力発電タイプ比率(2002~2004年平均)(発生電力量)
 (凡例: ■ Oil Based ■ Coal ■ Natural Gas ■ Geothermal ■ Hydro ■ Others)
 参考資料: CDM Baseline Construction for The Electricity Grids in the Philippines (IGES)

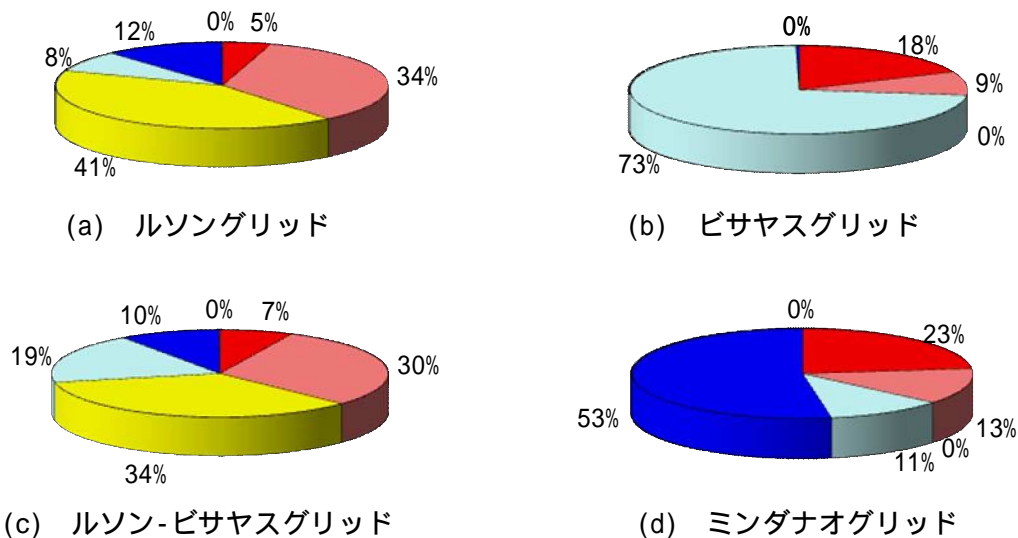


図9-3 送電グリッド毎の火力発電タイプ比率(2005~2007年平均)(発生電力量)
 (凡例: ■ Oil Based ■ Coal ■ Natural Gas ■ Geothermal ■ Hydro ■ Others)
 参考資料: Power Sector Situationer, 2007 (Philippines Department of Energy)

9.3.2 kWhあたりのNOx, SOx排出量の決定

各グリッドにおける kWh あたりの NOx, SOx 排出量は, 式 9-1 および 9-2 のとおり, 発電タイプ別の kWh あたりの NOx, SOx 排出量と発電タイプ比率を乗じ, それを足し合わせることによって算定する。

発電タイプ別の NOx, SOx 排出原単位については, 表 9-2 を参考に, 中央値を採用する。グリッド別の計算結果を表 9-3 に示す。

$$\text{NOx-EF} = \text{NOx-EF}_{\text{coal}} * P_{\text{coal}} + \text{NOx-EF}_{\text{oil}} * P_{\text{oil}} + \text{NOx-EF}_{\text{gas}} * P_{\text{gas}} \quad \dots (9-1)$$

$$\text{SOx-EF} = \text{SOx-EF}_{\text{coal}} * P_{\text{coal}} + \text{SOx-EF}_{\text{oil}} * P_{\text{oil}} \quad \dots (9-2)$$

- ただし, NOx-EF : kWh あたりの NOx 排出量
 SOx-EF : kWh あたりの SOx 排出量
 P_i : 各グリッドにおける発電タイプ i の比率
 NOx-EF_i : 発電タイプ i における kWh あたりの NOx 排出量
 SOx-EF_i : 発電タイプ i における kWh あたりの SOx 排出量

表 9-2 火力発電タイプ別の kWh あたりの NOx, SOx 排出量

火力発電タイプ	Oil	Coal	Gas
NOx (g/kWh)	0.5 ~ 1.4	0.5 ~ 3	0.2 ~ 1.1
SOx (g/kWh)	0.4 ~ 6	0.3 ~ 6	-

参考資料：アジアにおける環境問題の現状（JICA 研究所）

表 9-3 グリッド別の kWh あたりの NOx, SOx 排出量

	火力発電タイプ比率(%)			NOx排出係数 (g/kWh)	SOx排出係数 (g/kWh)
	Oil Based	Coal	Natural Gas		
Luzon 2002-2004	10.3	40.2	30.2	0.998	1.596
Luzon 2005-2007	4.7	34.4	41.5	0.916	1.234
Visayas 2002-2004	23.0	6.5	0.0	0.332	0.941
Visayas 2005-2007	18.3	8.7	0.0	0.326	0.860
Luzon-Visayas 2002-2004	12.5	34.3	24.9	0.881	1.480
Luzon-Visayas 2005-2007	7.0	30.1	34.6	0.818	1.172
Mindanao 2002-2004	23.7	0.0	0.0	0.225	0.758
Mindanao 2005-2007	23.2	13.0	0.0	0.448	1.152

9.3.3 水力発電による火力発電代替コベネフィット指標（大気質改善）の決定

各グリッドのCO₂排出係数とkWhあたりのNO_x, SO_x削減量をプロットして示す。CO₂排出係数とkWhあたりのNO_x削減量の散布図を図9-4に, CO₂排出係数とkWhあたりのSO_x削減量の散布図を図9-5に示す。これらの散布図から, CO₂排出係数とkWhあたりのNO_x, SO_x削減量には正の相関があると認められる。

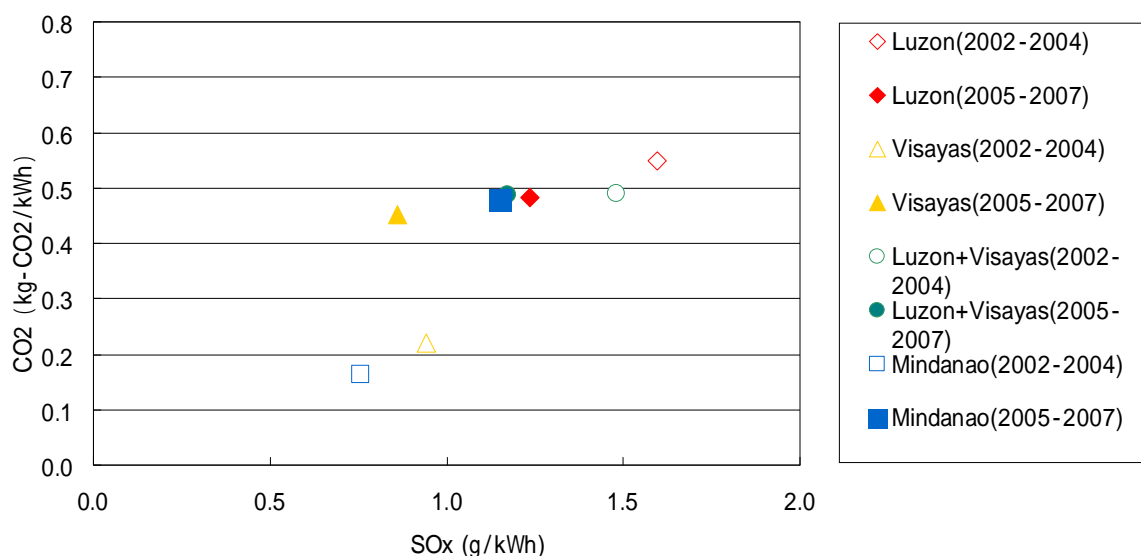


図 9-4 kWhあたりのCO₂削減量 - NO_x削減量

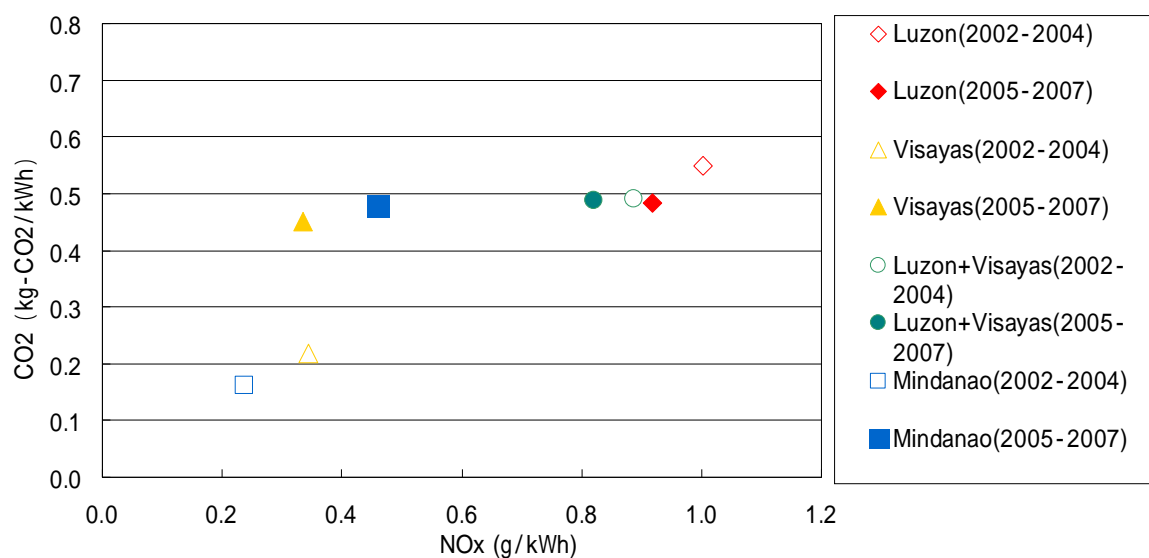


図 9-5 kWhあたりのCO₂削減量 - SO_x削減量

9.3.4 コベネフィット指標によるプロジェクト実施地域の特定

前項の図 9-4 および図 9-5 において，より右上にプロットされた地域でのプロジェクト実施によってコベネフィットは最大となる。2005-2007 年のデータにおいて，期待される大気質改善の効果は，ビサヤス地域で実施するよりも NOx 排出量削減は約 2 倍，SOx 排出量削減は約 1.5 倍となる。また，CO₂ 削減効果はルソン島のほうがビサヤス地域でのものより約 3 倍削減効果が期待されることがわかる。

言い換えると，フィリピンにおいては，ルソン島で本事業（かんがい設備を利用した小水力事業）を実施することが，CO₂ 削減の面からも，NOx, SOx 削減の面からも最も効果があることがわかる。

表 9-4 に AGNO-2 地点における具体的な各指標（CO₂, NOx, SOx）の削減量を示す。

表 9-4 AGNO-2 地点における各指標削減量

項目	数値	備考
発電出力	320 kW	
年間発生電力量	2,130 MWh	
CO ₂ 削減量	1,029 t/year	排出係数 0.483 t/MWh
NOx 削減量	1,957 kg/year	排出係数 0.919 kg/MWh
SOx 削減量	2,628 kg/year	排出係数 1.234 kg/MWh

上表から，本事業の実施が CO₂ の削減のみならず，NOx や SOx の削減にも大きく貢献することがわかる。

今後，このような大気汚染物質効果の価値を定量的に評価するシステムが確立すれば，コベネフィット型 CDM 事業の促進に大きく寄与すると考えられる。

第10章 事業実施に向けて

10.1 プロジェクトの実施体制

本事業はかんがい水路を利用するプログラム型 CDM 事業であることから、事業に関係する組織は多く、それぞれの役割を整理したうえで実施体制を組む必要がある。

その体制とそれぞれの組織の役割を模式的に示すと以下の図 10-1 のようになる。

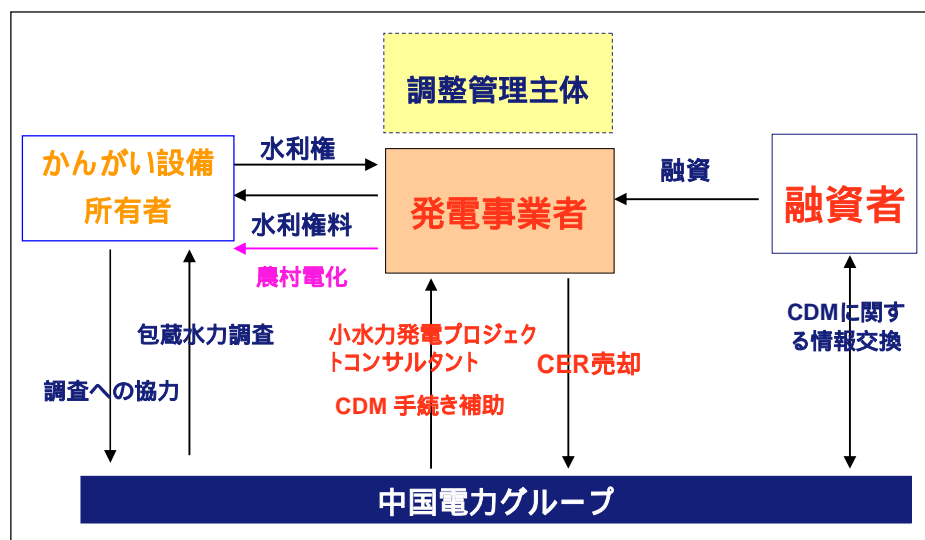


図 10-1 発電事業体制と役割分担

現地において事業候補者を訪問し、プロジェクトの説明を行うとともに先方の意向を聞き取った。(別添協議録参照)

以下に、候補機関の特徴と、現時点で最も事業実現性の高い体制を提案する。

(1) かんがい設備所有者

発電所を建設する舞台となるかんがい設備をフィリピン全土にわたり所有・管理しているのは、唯一、国家かんがい庁：NIA (National Irrigation Administration) であり、「かんがい水路所有者」としての事業への参画はプロジェクトの成立に不可欠である。

主な収入源を農民からの水利使用料にたよる NIA にとっては、発電事業者からの新たな水利権料収入は魅力的であり、本プロジェクトへの参画に強い意欲を示している。

また、プロジェクトが拡充するにつれて、農村電化にも寄与するというメリットも NIA にはある。

(2) 発電事業者

本プロジェクトの発電事業者の候補としては、現在フィリピンで発電事業者を運営している国家電力公社：NPC (National Power Cooperation)、地方電力公社：REC

(Regional Electric cooperatives) とその監督官庁である NEA (National Electrification Administration) , 少数の発電所を所有する NIA , 地方自治体 LGU (Local Government Unit) および IPP があげられる。

NPC は本プロジェクトに強い関心を示しているが , 一方では , 現在 , 債務削減のために発電資産の売却を進めている。また , 2001 年に施行された電力改革法 EPIRA (Electric Power Industry Reform Act) では , 新規電源の開発は認められていない。ただ傘下の小規模電力公益事業グループ : SPUG (Small Power Utility Group) が僻地や離島のオフグリッド地域の小規模電源開発の責任を有しており , この組織による開発の可能性がある。(2008.10.16 NPC Tanpinco 社長 , Chiu 副社長)

現在 , NPC 内で本事業への参加の可能性について検討がなされている。

REC の主たる業務は NPC 等の発電事業者から購入した電気を地域の需要家へ配電することであるが , 少なからず自ら発電事業を行っているものもある。ボホール州の REC からは「発電単価が NPC からの購入価格を下回るのであれば , 発電事業を行いたい」とのコメントを得ている。さらに , 複数の EC が発電事業に積極的であるという情報も日系の企業から得ている。また , REC の統括組織である NEA も REC のプロジェクト参加には興味を示している。(2008.10.14 NEA Rod 計画部長)

かんがい設備の所有者である NIA も少数の発電所を所有しており , 発電開発も可能である。NIA の上層部には発電事業に積極的な幹部と消極的な幹部があり , 現時点では後者の意見が強い。(2008.10.15 NIA Reuyan 副長官ほか)

地方自治体 LGU の中には風力・小水力等の再生エネルギービジネスを行っているところもあり , 環境意識の高揚とあいまって本事業に興味を持っている。(2008.10.14 ラグーナ県フィリピン大学での NGO , LGU への事業プレゼンテーションにおいて)

フィリピンの発電事業におけるメインプレーヤーになりつつある IPP も , 規模は小さいものの環境負荷が極めて少ない本プロジェクトのコンセプトに賛同しており , 一定の経済性が確保できれば参画に興味を示すものと思われる (2008.10.17 日系企業)

(3) 調整管理主体

プログラム型 CDM 事業においては , 事業参加者間の調整を行い , CER の配分に関する CDM 理事会への連絡をし , また追加的に成立するプロジェクトに関する手続きを行う管理調整主体の役割が極めて重要である。

現実的には事業の主体となる発電事業者かその関係機関が調整管理主体となることが望ましいと考えられる。これまでのところ REC が発電事業者になるのであれば , NEA が調整管理主体となる用意があるとの意向が示されている。(2008.9.8 NEA Rod 計画部長)

また , IPP が発電事業者になるのであれば発電事業者自身がその役割を担うことになるとと思われる。

あるいは、CDM に詳しいコンサルタントの事業の参画を求めることも一つの可能性としてあげられる。現時点で、地元コンサルタントの1社からの前向きな意向を確認している。

(4) 融資者

2008年8月22日にJBICとフィリピン開発銀行：DBP (Development Bank of the Philippines) との間で、総額100億円を限度とする貸付契約が調印された。本融資の主目的の一つは「日本企業が排出権購入の優先交渉権を持つ CDM 候補プロジェクト」を推進することであり、この意味から融資者の第一候補としてはDBPがあげられる。

DBPからの聞き取りによれば、

- ・ 本プロジェクトおよび事業スキームは大変よいと思う。本スペシャルローン(JBIC6)の融資対象となる。
- ・ NPC, NEA, NIA は政府保証があれば、また REC は相当の担保があれば、各機関へのJBIC6を利用した融資は可能である。
- ・ また、LGU への融資も可能である。

(5) 事業体制候補の一例

上記関係機関の状況を勘案の上で、現時点で、最も事業実現の可能性のある事業体制は以下の図10-2のとおり。

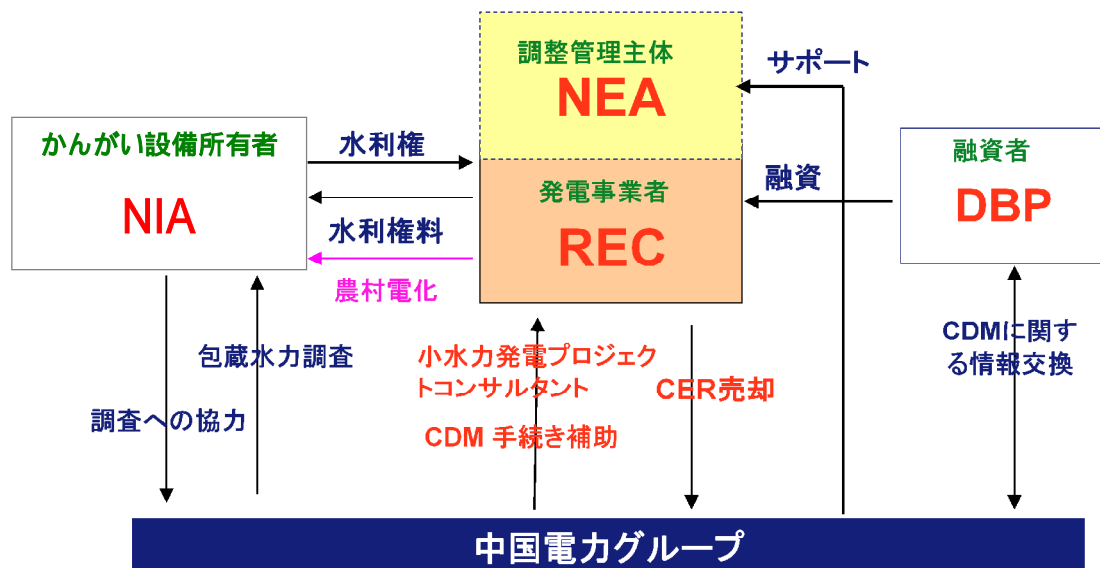


図 10-2 発電事業体制の一例

発電事業者は地方電力組合 REC で、必要な建設資金は DBP の JBIC6 ローンを利用する。発電に伴い水利権料（あるいは設備使用料）を REC は NIA に対して支払う。

プロジェクトを管理する調整管理主体は各 REC を管理する NEA が行い、その対価として発生する CER から一定割合で手数料を徴収する。

なお、NEA からは、調整管理主体の役割を引き受ける条件として CDM に関するキャパシティービルディングを要請されているので、それには中国電力とフィリピン DNA があたる。（2008.9.10 DNA Albert CDM プロジェクトコーディネーター）

10.2 PoA の推進

プログラム活動(PoA)を着実に推進していくためには、各参加者が PoA を理解し、賛同したうえで、各々の役割を明確にする必要がある。そのために、プロジェクトの発足にあたり、参加者全員による調整会議を開催し、合意を形成したうえで、覚書を作成し、取り交わす予定である。（10.5 事業化に向けてのスケジュール参照）

前述のとおり、PoA の推進に最も重要な役割を担う管理調整主体は NEA を想定している。

NEA の最も基本的な役割は REC を通じてフィリピン国全体の電化率を向上させることであり、そのために NEA は財政的側面、制度的側面、技術的側面から REC を支援する責任があるとされている。その結果、NEA はフィリピン国内にある 119 箇所の REC について常にアンテナを張りその活動をモニターしており、この意味から、REC が行う小水力 CDM 事業の調整管理主体には NEA が最もふさわしいといえる。

（上記 REC 以外に NEA の監督下でない REC も存在するが、交流はあるといわれており、NEA が調整管理主体となることについて支障はない。）

具体的な PoA の推進は以下のようなになる。

最終的に事業体制が固まれば、中国電力は NEA、REC および NIA へかんがい水路を利用した小水力有望地点リスト（CPA リスト）を提供し、開発を促す。

NEA も上記リストをもとに、DBP ローン（10.3 資金計画参照）や NEA の資金援助プログラムを勘案したうえで、REC に対して開発を促す。

開発の意思を示した REC に対しては、中国電力が設計コンサルタント業務提供と CER 購入を提案する。

案件がまとまれば、中国電力は NEA が行う調整管理主体業務をサポートする。CER 売却代金の一部は CDM 手続き手数料として NEA へ支払われる。（NEA と REC との取り決めによる）

10.3 資金計画

RECをはじめ、NPC、NEA、LGU等の発電事業者候補はいずれも潤沢な建設資金を有していないため、DBPのCDM事業向けスペシャルローンの利用を考慮する。

スペシャルローン（JBIC6）の融資条件は以下のとおり。

表 10-1 DBP ローン融資条件

項目	概要
融資対象	第一交渉権を日本サイドが有する CDM プロジェクト 日本製品を利用あるいは日本が出資する事業
融資先	政府機関，民間いずれも融資可
融資額	総額 100 万 USD 1 プロジェクト当たり融資可能額は 2,000 万 PHP（約 4,000 万円）～19 億 PHP（約 38 億円）
利率	7.7 ～ 10.7%固定金利（プロジェクトの内容により決定）
融資対象期間	2008 年 12 月～2011 年 7 月までに融資が開始される事業
返済期間	引出し期間 3 年，返済猶予期間 3 年を含む 14 年

10.4 経済性分析

発電計画の検討の結果，開発有望地点評価され FS を実施した AGNO-2 地点を対象として経済性評価を行う。

(1) AGNO-2 地点の経済性

経済性評価は FIRR（Financial Internal Rate of Return）を評価指標とした。

1) 検討条件

経済性評価に使用した条件は以下のとおり。

発電諸元と工事費

表 10-2 発電諸元と工事費

項目	諸元
出力 (kW)	320
有効落差 (m)	4.5
使用水量 (m ³ /s)	9
年間発生電力量 (MWh)	2,130
土木	49,729 (35%)
工事費 (千円) 機械	91,655 (65%)
合計	141,384

OM 費用

ア. 運転費用

水中タービンは流量調整を行わないため、原則として運転要員は不要であるが、安全側をみて1人が常駐する体制で配置

・費用：50,000 円/人月×1人×12ヶ月=600,000 円/年

・業務内容：

- ・朝・夕のスクリーン前面の塵芥処理
- ・朝・夕の取水口での水位計測
- ・発電トリップ時の前後対応
- ・その他不足の事態発生時の対応

イ. 点検費用（水車・発電機関係）

表 10-3 年別点検費用

年	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
点検内容	A	A	B	A	C	A	A	B	A	OH
点検費用（百万円）	0.5	0.5	0.8	0.5	3.0	0.5	0.5	0.8	0.5	5.0
10年間のトータル										= 12.6

ここに、

表 10-4 点検内容

点検内容	日数	点検費用 (百万円)	点検項目
普通 A 点検	2	0.5	シールオイル分析・交換，増速機オイルチェック・分析
普通 B 点検	4	0.8	A 点検項目，増速機オイル交換，発電機部分分解点検， 発電機上部・下部ベアリンググリース交換
普通 C 点検	6	3.0	A・B 点検項目，水車部分分解点検，メカニカルシール交換， 発電機上部・下部ベアリング交換
細密点検 (OH)	10	5.0	A・B・C 点検項目，水車・発電機・増速機全品全部品検査 増速機入力軸・遊星歯車・ベアリング交換

ウ．排出係数，売電単価，排出権価格，税金，その他経費等

表 10-5 その他 IRR 算定条件

項目	数値	概要
排出係数	0.483	ルソン - ビサヤス系統
売電単価	4.5 ペソ (9 円)	2006 ~ 2008 年 NPC 卸売り単価の平均に送電会社への託送料の減を加味
排出権価格	10 ユーロ/CO ₂ t	
税金	0% 10%	再生エネルギー法案 (2008.10.8 可決) による減免措置 運用開始後 7 年間 その後 (通常 30%)
銀行融資	引出し期間	3 年 DBP からの聞き取り
	返済猶予期間	3 年 "
	返済期間	8 年 "
	借入金利率	9% JBIC6 金利 7.7 ~ 10.7% (プロジェクトリスクにより調整 ; DBP からの聞き取り) を参考に推定
	自己資金比率	30% 100% CDM 適用時 CDM 非適用時
CDM 期間	21 年	7 年 × 3 回
削減 CO ₂ 量	1,029 t CO ₂ /年	
年間売電収入	19,170 千円	
年間 CER 収入	1,338 千円	130 円 / ユーロ
その他経費	959 千円	年間売電収入の 5%
割引率	10%	

2) 検討結果

表 10-6 AGNO-2 地点経済性検討結果

項目	ローン利用・CER 収入あり	ローン・CER 収入なし
IRR	15.3%	9.3%
NPV	10,138 千円	-599 千円
便益 / コスト	1.062	0.996

CDM を前提として DBP スペシャルローンを利用し、CER 収入を算入した場合には IRR は約 15% となり、一般的にフィリピンで言われている投資可能 IRR に到達するが、そうでない場合は 9% と低く、プロジェクト収支の現在価値もマイナスとなり、事業が成立しないことがわかる。

このことから、本プロジェクトを推進するためには、CDM 制度を利用することが不可欠であることがわかる。

特に、CDM プロジェクトとして、DBP（フィリピン開発銀行）の2ステップローン（JBIC6）を活用することの便益は大きい。

10.5 事業化に向けてのスケジュール

プロジェクトの実施スケジュールは以下のとおりである。

表 10-7 プロジェクトスケジュール

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年以降
ポテンシャル調査	■				
代表地点 FS 実施		■			
他複数地点 FS 実施		■			
事業体制の確立調整会議		■			
CDM 国連登録		■			
地点建設開始			■	■	
運転開始			■	■	■

10.6 事業実施に係る見込み・課題

(1) 事業実施に係る見込み

本プロジェクトは、既存のかんがい水路に潜在する未利用エネルギーによる発電計画であるため、自然の改変や新たな土地の取得、既存の権利の侵害等がない。そのため、自然環境面からも、社会環境面からも開発に対するハードルは低い。

調査を通じて、事業参加候補者、融資候補者、エネルギー監督官庁、DNA、NGO、地域のステークホルダー等から、数多くの聞き取りを実施したが、事業に対する否定的なコメントはこれまでに受けていない。

発電事業候補者はいずれも、自前の事業資金を有してはいないが、我国 JBIC の支援を受けた DBP の CDM を目的とした特別ローンを利用する資格を有している。DBP も本プロジェクトの趣旨に賛同し、積極的に協調しようとしているために、プロジェクトの収益性がよく事業候補者が政府保証や相応の担保を用意すれば、融資を受けることは比較的容易である。

以上、現時点では事業実施に向けて大きな支障はないと考えられる。

今後、事業を具体化するためには以下の課題について見極めを行う必要がある。

(2) 課題

1) 発電事業体制の確立および参加事業者内の利害の調整

本事業のように多くの参加事業者が見込まれるプロジェクトにおいてはしっかりとした事業体制の確立と事業者間の利害の調整が重要となる。

幸いなことに、本調査における協議において発電事業候補者 REC を取りまとめる NEA とかんがい設備所有者である NIA は、いずれも本事業の見通しを得た段階において関係者間で MOU を結ぶことについて積極的である。

今後、事業化の段階で調整会議を開催し、まずは参加者の確定、体制、役割分担を決定する予定であるが、NIA は本事業からの収益に対する期待が極めて大きいため、発電事業者の収益との配分が本調整会議における最も大きな課題となると考えられる。

このため、調整会議においては、発電事業候補者に対して、可能な限りの事業費の開示と、NIA への水利権料の設定が適正であることの説明を求める。また、中国電力が収集している他の国でのかんがい水利権料情報をもとに、積極的に調整に努める。

2) 調整管理主体の選定・育成

調整管理主体としては本事業参加者がその役割を担うことが最も合理的と考えられるが、本グループの中に CDM に関する詳細な知見を持つ機関はない。

現時点において、NEA からは調整管理主体となる意思があるとの表明を受けているが、条件として CDM に関する人材育成を要求されている。

これに対し、フィリピン DNA からは「CDM 事業推進のための人材育成は DNA の役割なので、NEA の人材育成は DNA が実施する」との意向が示されており（2008.9.10 DNA Albert CDM プロジェクトコーディネーター、Merilo 環境管理専門家）、今後事業化の進展につれて DNA の協力を仰ぎながら NEA のキャパビルを進める必要がある。

また、地元の環境コンサルタントに対しても、調整管理主体引き受けのための条件に関する情報収集を行う必要がある。

本事業の実施段階においては、フィリピン DNA から調整管理主体への CDM 人材育成が円滑に行われるよう中国電力が調整に当たる予定である。

3) プログラム型 CDM の選定の是非

本案件は、一つ一つは規模が小さな独立した水力発電事業から成り、現時点ではフィリピン全土にわたる事業の可能性のある地点をすべて網羅し切れていないことから、プロジェクトの進展に伴い自由に地点を追加することができるプログラム型 CDM の導入が最も適していると考えられる。

しかし、一方で、本プロジェクトをプログラム型 CDM として進めるためには、以下のような考慮すべき問題がある。

- ・ 地点の追加に際しては DOE に責任が大きく掛かることから、円滑な手続きが進むか否かに懸念が残る。

- ・ また、手続きにかかる労力や費用が一つ一つの事業規模に比べ過大となる懸念もある。
- ・ さらには、本事業の資金源として期待している DBP ローン の融資対象期間が「2008年12月～2011年7月までに融資が開始される事業」と限定されているため、早期に国連登録を済ませ、速やかなプロジェクト実施がもためられている。
一方、現時点で国連登録されたプログラム型 CDM の例はない。

以上より、事業化に際しては、「プログラム型 CDM」と「事業性のある複数地点をまとめた CDM (小規模 CDM のバンドリング)」との得失を慎重に比較した上で結論を出す必要がある。

10.7 今後の方針

本調査においては、ルソン島を中心に 65 地点のかんがい水路を利用した小水力発電所可能性地点の発掘を行うとともに、その中の 1 地点である AGNO-2 地点について FS を行った。その結果、以下のように CDM 小水力開発に対して有益な情報を収集することができた。

AGNO-2 地点については、CDM 化することにより単体として経済性があることを確認した

AGNO-2 地点での FS の結果を基に他地点を評価すると他にも数多くの CDM 可能性地点の存在が想定される。

ステークホルダーからの聞き取りによれば、すべてが本プロジェクトに対して肯定的な意見であり、開発上の自然環境、社会環境上のハードルは低い。

再生可能エネルギー開発に対するフィリピン国の意識も高く、その促進のための再生エネルギー法が 2008 年末に制定されている。

フィリピン開発銀行も CDM に対するスペシャルローンを JBIC の支援により準備をしている。

しかし、かんがい水路を利用した小水力発電所は一発電所当たりの出力が小さく、少数地点の開発では利益が小さく開発のインセンティブが働かない。

したがって、本プロジェクトをプログラム型 CDM 事業として継続させるためには、さらに経済性検討の裏付けがある数多くの地点を確保して継続的に開発することにより、事業全体の大型化を図り、一定額以上の利益を上げる必要がある。

本プロジェクトが対象とする水力発電所はかんがい水路を利用するという共通の特徴を持つとはいえ、水力発電所の経済性は立地地点の物理的条件、自然・社会環境条件によりそれぞれ異なる。そのため、まず、本調査の 2 次スクリーンで選定された経済性が期待できる 31 地点に対して AGNO-2 地点で行ったレベルの FS 調査(地点測量、

設計，工事費積算，流量資料の精査）を実施したいと考えている。

なお，本事業が成立するための目標は，合計1万kW程度の経済性の期待できる候補地点の確保と想定している。（フィリピン IPP 事業者からの聞き取り）

詳細 FS の実施のための経費については，新たな公的支援プログラムの利用，あるいは中国電力独自の費用の充当の可能性について検討している。