

平成 18 年度温暖化対策クリーン開発メカニズム事業調査 報告書概要版
「マレーシア・サバ州における小水力発電事業調査」

北海道電力株式会社

1. プロジェクト実施に係る基礎的要素

(1) 提案プロジェクトの概要と企画立案の背景

提案プロジェクトの概要

本プロジェクトは、マレーシア・サバ州の西部に位置する Kimanis 川において、2 地点（Kimanis Kanan 地点および Kimanis Kiri 地点）の流込式水力発電所を建設し、得られた電力をグリッドへ接続して売電するものである。図 - 1 にプロジェクトサイト位置図を示す。水力発電所から得られた電力は、温室効果ガスの発生を伴わないクリーンなエネルギーであることから、本プロジェクトによりグリッドの化石燃料代替による温室効果ガス削減効果が得られるものである。



図 - 1 プロジェクトサイト位置図

企画立案の背景

マレーシア政府は、世界的な環境問題への関心の高まりや、埋蔵量に限界のある天然ガスへの依存度の高まりから、1999 年に「5 種類のエネルギー源によるベストミックス戦略」を策定した。同戦略において再生可能エネルギーを石油・天然ガス・石炭・水力（大規模）に次ぐ 5 番目のエネルギー源として位置付け、その開発と促進を積極的に進める計画である。サバ州においても発電エネルギーの約 7 割以上をディーゼルや天然ガスを中心とする火力発電が占めていることから、小水力発電に対するニーズは高い。更には、近年の石油価格の高騰に伴い、小水力発電の開発ニーズがより高まっている。

本プロジェクトは、2 地点の合計発電出力が 4MW の小水力発電事業であり、サバ州の電源多様化や環境負荷低減に貢献できるプロジェクトである。

(2) ホスト国の概要

マレーシアの経済は、1997～1998年のアジア経済危機の影響から1998年の実質GDP成長率がマイナス7.4%を記録したが、翌1999年に5.8%、2000年は8.5%と回復した。その後、世界的な景気後退の影響から製品輸出が低下し、2001年は0.4%まで減速したものの、その間行われた財政政策の拡大や消費促進を柱とした新経済対策により、2002年には4.1%に回復した。その後、2003年～2005年は原油価格の高騰などで5～7%の成長を記録し、2006年は5.8%が見込まれている。

マレーシアでは、太陽光や水力、風力、バイオマスなどの再生可能エネルギーの促進を図っており、2005年までに総発電容量の5%に相当する規模の再生可能エネルギー電源の導入を計画していた。しかしながら、実現には至らなかったことから「第9次マレーシア計画」ではより現実的な目標値として350MWを設定している。

(3) ホスト国のCDM/JIの受入のクライテリアやDNAの設置状況など、CDM/JIに関する政策・状況

CDMに関する政策・状況

マレーシアは、東南アジア諸国の中で最もCDMに関する体制が整備されている国の一つである。同国は1994年7月に気候変動枠組条約を、1999年3月に京都議定書をそれぞれ批准し、その後2002年9月に天然資源・環境省をDNAとして認定したほか、2003年8月にはマレーシア政府としてのCDMクライテリアを承認している。

マレーシアのCDMクライテリアや承認体制については、エネルギーセクターのCDMプロジェクト窓口であるPTMのホームページ(<http://www.ptm.org.my>)に最新情報が掲載されており、京都メカニズム情報プラットフォームのウェブサイトにも日本語版の概要が掲載されている。

最近の動向

2006年9月現在、マレーシア政府が承認しているCDMプロジェクトは15件で、そのうち10件がCDM理事会登録されている。CDM理事会登録済み10件中9件がパームオイル工場の空果房(Empty Fruit Bunch)を用いたCDMプロジェクトである。

また、PTMへ聞き取り調査を実施した結果、水力CDM案件は、現在のところPINで1件の申請はあるが、政府承認の申請を提出している案件はないことから、本プロジェクトを是非実現して欲しいとのコメントを頂いている。

(4) 提案プロジェクトがホスト国の持続可能な開発へ貢献できる点・技術移転できる点 持続的可能な発展へ貢献できる点

再生可能エネルギー開発

水力発電所建設および維持管理に伴う雇用の創出、地域の活性化

サバ州における他水力地点への波及効果

技術移転

流込式水力発電所の建設・維持管理に関する技術

(5) 調査の実施体制

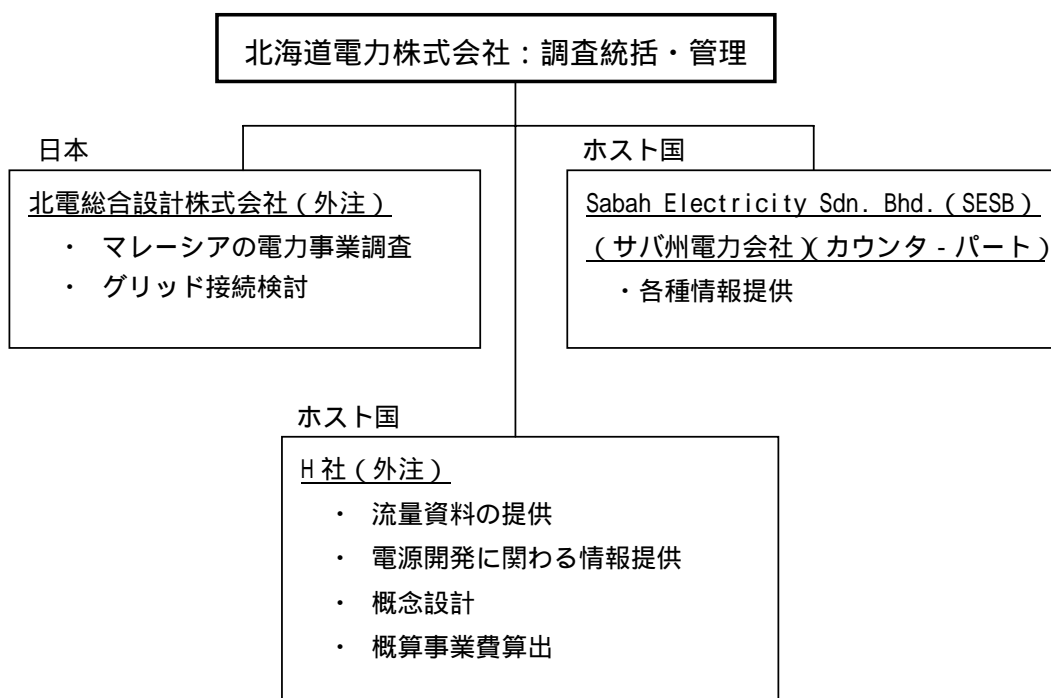


図 - 2 調査の実施体制

2. プロジェクトの立案

(1) プロジェクトの具体的な内容

本調査では、以下の検討を行い、発電計画を策定した。

5万分の1地形図を用いて Kimanis Kanan 地点および Kimanis Kiri 地点の水路ルートを選定した。

両計画地点周辺河川の測水所の流量資料を入手して、流況を整理した。

両地点の現地踏査を実施して流況および地形、選定ルートの確認を行った。

上記結果を用いて、最適な発電計画を策定した。具体的には、最大使用水量の設定、損失落差の算出、水車型式の選定、水車効率の算出などを行い、最大発電出力や発電電力量を算出した。

上記発電計画に基づき、概算工事費および維持管理費用を算出した。

Kimanis Kanan 地点および Kimanis Kiri 地点の計画諸元を表 - 1 に示す。また、水路ルート選定結果の一例として図 - 3 に Kimanis Kanan 地点の水路ルート図を示す。

表 - 1 Kimanis Kanan 地点および Kiri 地点の計画諸元

項 目			Kimanis Kanan 地点	Kimanis Kiri 地点	
河 川 名	-		Kimanis Kanan 川	Kimanis Kiri 川	
流 域 面 積	km ²		34	36	
発 電 計 画	発 電 方 式	-	流込式・水路式	流込式・水路式	
	取 水 位	m	213	85	
	放 水 位	m	76	15	
	総 落 差	m	137	70	
	有 効 落 差	m	124	63	
	最 大 使 用 水 量	m ³ /s	2.5	3.0	
	最 大 出 力	MW	2.5	1.5	
	有 効 電 力 量	MWh	15,400	8,600	
	河 川 維 持 流 量	m ³ /s	0.1	0.1	
設 備 概 要	取 水 堰	型 式	-	重力式コンクリート	重力式コンクリート
		堤 高	m	4.0	4.0
		堤 頂 長	m	35.0	35.0
	水 路	導 水 路	m	L=4,600、D=1.40	L=3,200、D=1.60
		水 圧 管 路	m	L=600、D=1.20	L=500、D=1.40
	水 車 型 式	-	フランスス水車	フランスス水車	

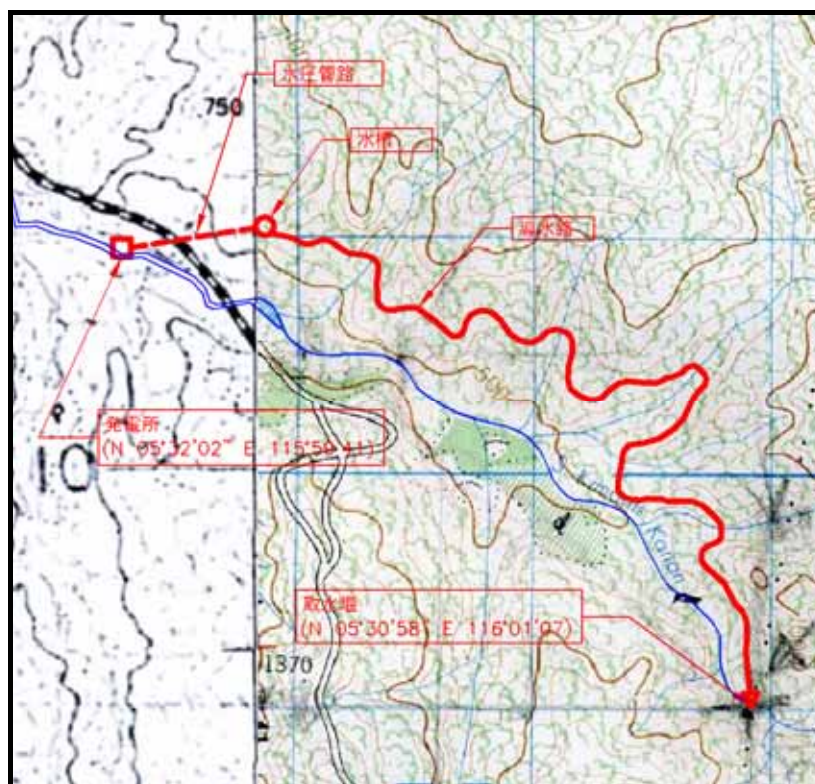


図 - 3 Kimanis Kanan 地点水路ルート図

(2) プロジェクトバウンダリー・ベースラインの設定・追加性の証明

方法論

本プロジェクトは、2 地点 (Kimanis Kanan 地点および Kimanis Kiri 地点) の合計発電出力が 4MW の流込式水力発電所であることから、以下の小規模 CDM 方法論 (以下、AMS-I.D.) を適用する。

Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories.

“I.D. Grid connected renewable electricity generation”

プロジェクトバウンダリー

AMS-I.D に基づき、プロジェクトバウンダリーは当該プロジェクトと物理的、地理的に関わる範囲であることから、本プロジェクトでは取水堰、水圧管路、発電所および放水路を含むものとする (図 - 4 参照)。また、送電線については SESB との管理境界線 (接続点) までとする。

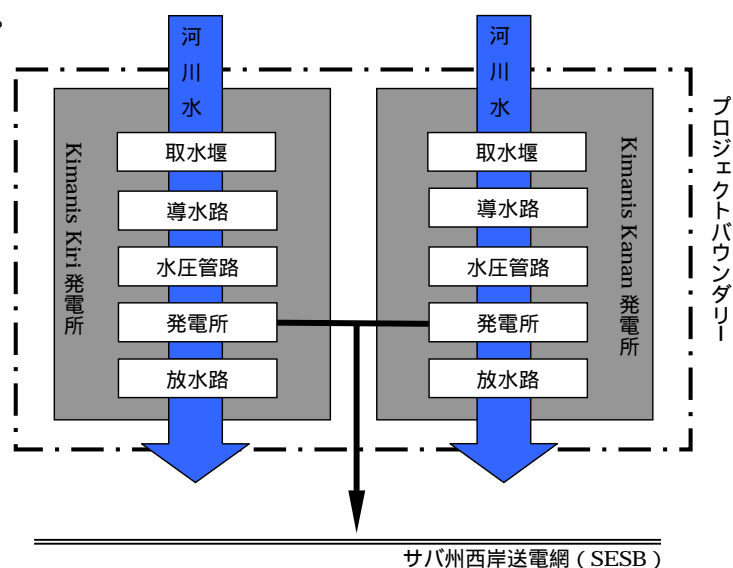


図 - 4 プロジェクトバウンダリー

ベースラインの設定

ベースラインはAMS-I.Dに基づき、本プロジェクトから得られる発電電力量 (MWh) にグリッドのCO₂排出係数 (tCO₂/MWh) を乗じて求める。排出係数は、Simple OMおよびBMの加重平均により求められるCMを用いる。

追加性の証明

本プロジェクトは小規模 CDM プロジェクトであることから、小規模 CDM 用追加性立証方法 (Attachment A to Appendix B) に基づき追加性を立証する。同方法では、投資バリア、技術バリア、一般的な慣行バリア、その他バリアのうち少なくとも 1 項目が存在するため、当該プロジェクトが実施されないことを立証する必要がある。

これらのバリアのうち、本プロジェクトには以下に示す投資バリアおよび一般的慣行バリアが存在することから追加的である。

投資バリア

流込式水力発電は事業規模が小さく、それに伴う収益規模も小さい。さらに事業期間が長く、河川水量の変化による発電電力量増減によるリスクも高いため、一般的な IPP 事業としては普及していない。一方で、火力発電所は一般的に数十 MW 規模以上の発電を行うことから、その事業規模は大きく収益も高いことから、各国において投資家が参画し IPP 事業として普及している。

サバ州においても現在 5 つの IPP 事業者が発電所の運営を行っているが、いずれもディーゼルもしくは天然ガスを燃料とした火力発電所である。また、近年ガスコンバインドサイクル火力発電所の増設および石炭火力発電所の新設が計画されている。このように、サバ州では IPP として一般的に火力発電所が普及していることがわかる。

また、現地聞き取り調査の結果、マレーシアで小水力発電を行う場合に、ローカル銀行から融資を得るためには IRR10~12%が必要とされている。本プロジェクトは、プロジェクト期間 21 年間に於いて CER が無い場合に IRR は 8.4% (売電単価 0.19RM/kWh の場合) であり、ローカル銀行から融資を得るのは難しいことが分かる。なお、CER 収入を合わせた場合には、10.4% (CER = 10EUR/tCO₂、売電単価 0.19RM/kWh の場合) となることからローカル銀行の融資が得られる事業であることが分かる。

以上のことから、一般的な IPP 事業者は本プロジェクトを行うよりも火力発電所の開発を進めると考えられる。

一般的な慣行に伴うバリア

サバ州において現在稼働している流込式小水力発電所は、SESB が管理する 6 発電所以外に民間企業が運営している発電所は無いのが現状である。また、マレーシアでは流込式小水力発電をはじめとした再生可能エネルギーの開発促進を目的とした制度 (SREP) が 2001 年 5 月に制定されたものの、2006 年 10 月現在でも普及していない。以上のことから、サバ州では流込式小水力発電は一般的ではない。

(3) デバンドリング

以下の 4 条件に合致する小規模 CDM の提案はデバンドリングであるとみなされる。

- ・ 同じプロジェクト参加者が参加している。
- ・ 同一のプロジェクトカテゴリーおよび同一の技術・手法を利用している。
- ・ 過去 2 年以内に登録されている。
- ・ 提案されている小規模プロジェクト活動のバウンダリーと 1km 以内の距離に最も近いプロジェクトバウンダリーがある。

本プロジェクト参加者は、マレーシアにおいてはじめて CDM プロジェクトを実施することから、大規模 CDM プロジェクトのデバンドリングではない。

(4) プロジェクト実施による GHG 削減量およびリーケージ

プロジェクト実施による GHG 排出量

AMS-I.D.に基づき、本プロジェクト活動に伴うGHG排出量は無いことから、 $PE_y = 0$ である。

ベースラインにおける温室効果ガス排出量

本プロジェクトのベースライン排出量はAMS-I.D.に基づき、本プロジェクトから得られる発電電力量 (MWh) にグリッドのCO₂排出係数 (tCO₂/MWh) を乗じて求められる。以下に算出結果を示す。なお、CO₂排出係数は、Simple OMとBMから求められるCMを用いて算出する。また、マレーシアでは、PTMが毎年CMを算出しており、本プロジェクトにおいては同値を参考にCMを算出した。

Step 1 : Simple OMの算出

Simple OM の適応条件確認

Simple OM を用いるためには、ACM0002 に記載されている Simple OM の適用条件「低コスト/マストラン電源の発電電力量が、過去5カ年の平均または水力発電電力量の長期標準値に基づくグリッドの年間総発電電力量の50%未満であること」を満たす必要がある。図-5に示すとおり、SESBのグリッドの低コスト/マストラン電源(水力)が年間総発電電力量の50%未満であることから Simple OM を適応可能であることが分かる。

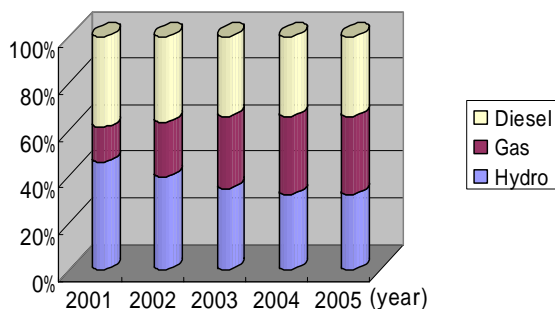


図 - 5 SESB の電源別年間総発電電力量

Simple OMの算出

Simple OMは、低コスト/マストラン電源以外の電源(火力発電)を対象に発電電力量で加重平均した排出係数 (tCO₂/MWh) である。

$$EF_{OM, Simple, y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j,y}}{\sum_i GEN_{j,y}} \dots \dots \dots (2)$$

- ・ $F_{i,j,y}$: y年に電源jにおいて消費された燃料iの量 (質量単位もしくは体積単位)
- ・ $GEN_{j,y}$: 電源jからグリッドに供給される電力量 (MWh)

- ・ $COEF_{i,j,y}$: y年における電源jで使用される燃料iの炭素含有量と燃料の酸化率を考慮に入れたCO₂排出原単位（燃料の単位質量または単位体積当たりのtCO₂）で、以下にその算出式を示す。

$$COEF_i = NCV_i \cdot EF_{CO_2,i} \cdot OXID_i \cdot \dots \dots \dots (3)$$

- ・ NCV_i : 燃料iの単位質量もしくは単位体積あたりの純発熱量
- ・ $EF_{CO_2,i}$: 燃料iの単位エネルギーあたりのCO₂排出係数
- ・ $OXID_i$: 燃料iの酸化係数

Simple OM の算出時に用いるデータは、最新 3 年間の発電電力量加重平均を事前 (ex-ante) に算出する。

表 - 2 Simple OM の算出

年	発電電力量 (MWh)	CO ₂ 排出量 (t)
2002	1,358,813	554,321.13
2003	1,489,763	796,698.47
2004	1,516,198	1,074,465.32
合計	4,364,774	2,425,484.92

調査の結果、表 - 2 より $EF_{OM,Simple,y} = 2,425,484.92 \div 4,364,774 = \underline{0.550t \text{ CO}_2/MWh}$ が得られた。

Step2 : BMの算出

BM は、以下の式を用いて算出する。

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m,y}}{\sum_m GEN_{m,y}} \cdot \dots \dots \dots (4)$$

ここで、F、COEF、GEN は、発電所 m について式(2)に記載している変数と同様である。

BM の算出時に用いるデータは、最新のデータを用いて事前 (ex-ante) に算出する。また、BM の算出時に対象とする発電所 m は、ACM0002 より以下に示す 2 方法のうち年間発電電力量の大きい方を使用することになっている。

- (a)直近に建設された 5 発電所
- (b)発電容量の追加分がグリッド全体の発電電力量 (MWh) の 20%を占めるような最近建設された発電所

調査の結果、本プロジェクトで接続するグリッドの 2004 年総発電電力量は 1,966,192 MWh で、うち直近に建設された 5 発電所の発電電力量は 1,303,192.84MWh (表 - 3 参照)

であることから、グリッド全体に占める直近に建設された 5 発電所の発電電力量の割合が 20%を越えており上記(a)のデータを用いて BM を算出する。

表 - 3 直近に建設された 5 発電所の発電電力量およびCO₂排出量 (2004 年)

発電所名	運開年	発電出力 (MW)	発電電力量 (MWh)	CO ₂ 排出量 (tCO ₂)
Powertron	1998	120	803,004.48	556,427
ARL	1996	50	53,369.82	37,733
Gantisan	1996	40	12,562.60	11,435
Patau-Patau GT3	1995	33	423,627.55	354,700
Melawa	1995	20	10,628.40	9,675
Total	-	263	1,303,192.84	969,970

以上よりEF_{BM,y}は 969,970tCO₂ ÷ 1,303,192.84MWh = 0.744tCO₂/MWh

Step3 : CMの算出

CM は、以下の式を用いて算出する。

$$EF_y = w_{OM} \times EF_{OM,y} + w_{BM} \times EF_{BM,y} \dots \dots \dots (5)$$

ここで、w_{OM}およびw_{BM}は重み係数でデフォルト値は 50% (w_{OM} = w_{BM} = 0.5) である。

本プロジェクトにおいても、重み係数は 50%を用いて算出する。

従って、EF_yは 0.550 × 0.5 + 0.744 × 0.5 = 0.647tCO₂/MWhである。

Step4 : ベースライン排出量の算出

ベースライン排出量BE_yは、以下の式を用いて算出する。

$$BE_y = EG_y \times EF_y \dots \dots \dots (6)$$

- ・ BE_y : 年間ベースライン排出量 (tCO₂)
- ・ EG_y : 本プロジェクトに伴い得られる年間発電電力量 (MWh/y)。ここでは、Kimanis Kanan発電所およびKimanis Kiri発電所の合計年間発電電力量 24,000MWh/yを用いる。
- ・ EF_y : マレーシア・サバ州のグリッド排出係数 (tCO₂/MWh)。本プロジェクトにおいては、Simple OMとBMから得られるCMを用いる。上記算出結果から 0.647tCO₂/MWhを用いる。

以上より、本プロジェクトにおける年間ベースライン排出量BE_y=15,528tCO₂ 15,500 tCO₂となる。

リーケージ

本プロジェクトでは、発電機器を他のプロジェクトから流用しないことから、AMS-I.D.に基づきリーケージは無い (L_y = 0)。

本プロジェクトの実施による GHG 削減量

本プロジェクトの年間 GHG 削減量は、以下の式より得られる。

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \dots \dots \dots (6)$$

- ・ ER_y : 年間GHG削減量 (tCO₂)
- ・ BE_y : 年間ベースライン排出量 (tCO₂) = 15,500tCO₂
- ・ PE_y : プロジェクト活動に伴う年間GHG排出量 (tCO₂) = 0
- ・ L_y : リークエージ (tCO₂) = 0

上式を用いて算出した結果、本プロジェクトの年間GHG削減量は、 $ER_y = \underline{15,500tCO_2}$ である。

(4) モニタリング計画

本プロジェクトでは、AMS-I.D.を適用する計画であり、同方法論に基づき、発電した電力量を計測する。電力量は、グリッドとの接続地点に電力量計を設置し、計測する計画である。

(5) 環境影響/その他の間接影響

環境影響

マレーシアでは、一般的に流込式水力発電所の建設においては Environmental Impact Assessment (EIA)の報告は求められていない。しかし、サバ州環境保護局(Environmental Protection Department)へ環境規制についてのヒアリングを行った結果、サバ州では独自の環境規制を設けており、本プロジェクトは EIA の報告が求められることが分かった。

EIA は州政府指定の環境コンサルタント会社を実施するもので、大気・水質・騒音などに関して、同国の環境規制に対する評価を行うものである。本プロジェクトは環境への影響が少ない流込式水力発電所であること、また現地調査を基に評価した結果、基本的にはいずれの規制値も満たすものと考えている。

その他の間接影響

水力 CDM 事業の波及効果

サバ州の電源多様化に貢献

(6) 利害関係者のコメント

以下に示す政府関係機関などを訪問し、本プロジェクトのコメントを収集した。

MONRE (天然資源環境省)	SESB (サバ州電力会社)
DOE (天然資源環境省サバ州環境局)	EPU (サバ州企画部)
MEWC (エネルギー・水資源・通信省)	DID (サバ州灌漑・排水局)
EC (エネルギー委員会)	EPD (サバ州環境保護局)
PTM (マレーシアエネルギー委員会)	Papar (自治体)
MIDA (マレーシア工業開発庁)	

各関係機関からは、本プロジェクトを CDM プロジェクトとして開発することに指摘事項は無く、「歓迎する」もしくは「サポートする」旨のコメントを頂いた。

3. 事業化に向けて

(1) プロジェクトの実施体制

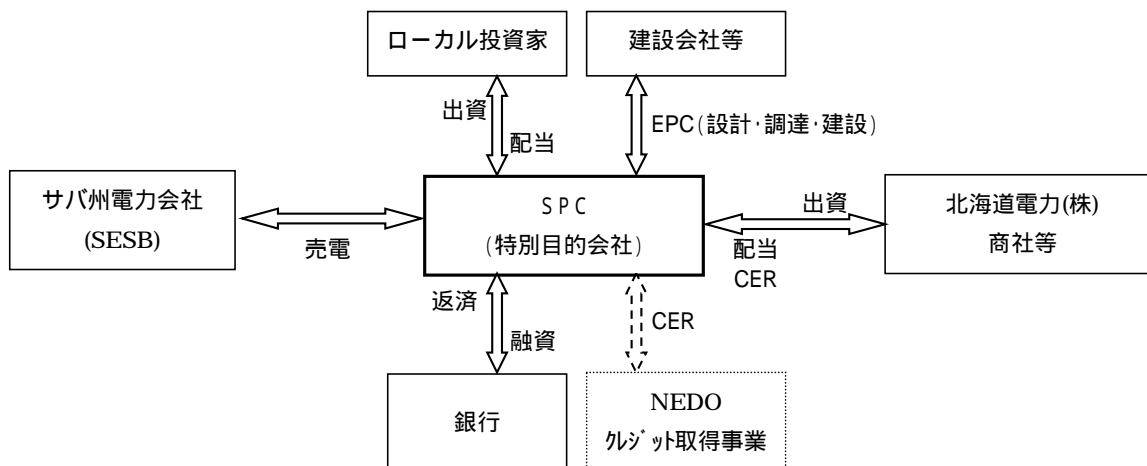


図 - 6 プロジェクト実施体制図

(2) プロジェクト実施のための資金計画

本プロジェクトは、マレーシアの再生可能エネルギーを対象とした制度 SREP を活用する計画である。同制度を所管する MEWC (Ministry of Energy, Water and Communications : エネルギー・水資源・通信省) および EC (エネルギー委員会 : Energy Commission) へ外資上限規制 30%の緩和の可能性について協議を行ったが、同規制は国策に基づくものであるため、規制を緩和するのは難しいとの見解であった。

従って、本プロジェクトにおいては、日本側の出資比率は 30%、残りの 70%はローカル企業からの出資を想定している。

(3) 費用対効果

投資 ・ イニシャルコスト : 10.5 億円 ・ 運営コスト : 年間 0.33 億円

経済性評価 (Project IRR、投資回収年)

表 - 4 Project IRR、投資回収年 () 投資回収年

CER 価格 (EUR/tCO ₂)	売電単価 (RM/kWh)		
	0.17	0.18	0.19
CER 無し	6.6 (14)	7.5 (13)	8.4 (12)
8	8.3 (12)	9.2 (12)	10.0 (11)
10	8.8 (12)	9.6 (11)	10.4 (10)
12	9.2 (12)	10.0 (11)	10.8 (9)

現地聞き取り調査の結果、マレーシアで小水力発電を行う場合に、ローカル銀行から融資を得るためにはIRR10～12%が必要とされている。本プロジェクトは、表-4よりCERが無いケースではIRRが6.6～8.4%であり、ローカル銀行から融資を得るのは難しいことが分かる。一方で、売電単価0.18RM/kWhでCER価格が12EUR/tCO₂のケースおよび売電単価0.19RM/kWhでCER価格が8EUR/tCO₂以上のケースではIRRが10%を超えることから、ローカル銀行の融資基準を満たすものと考えられる。また、同ケースでは、投資回収年が概ね10年程度であることから、カントリーリスクが比較的低いマレーシアにおいては、良好な結果であると考えられる。その他のケースについてもIRRが9%前後に位置することから、建設コストの削減を図ることができれば、融資基準を満たすことが可能である。

以上のことから、本プロジェクトは売電価格の協議やCER価格の動向にはよるものの、マレーシアのカントリーリスクを考慮してもCDMプロジェクトとして実施できる可能性があることが分かった。

(4) 具体的な事業化に向けての見込み・課題

本プロジェクトについては、前述のとおり売電単価0.18RM/kWhでCER価格が12EUR/tCO₂のケースおよび売電単価0.19RM/kWhでCER価格が8EUR/tCO₂以上のケースで、比較的事業性があることが分かった。更に、マレーシアのカントリーリスクを踏まえると、有望なプロジェクトであると考えている。

しかしながら、本事業には以下の課題があることから、これらの課題について今後対応を行い、本事業の評価精度を高め、事業実施に向けて推進していく計画である。

地形図

本プロジェクトでは、5万分の1地形図を基に発電計画の検討を行ったものの、同地形図の精度では詳細な評価は困難である。今後は、地形測量を実施し、発電計画の精度を高める必要がある。

売電価格

本プロジェクトは水力発電事業であり、売電は本プロジェクトにおいて大きな収入源である。売電価格はSESBとの価格交渉に基づいて定められるものであるため、上記を行い発電計画の精度を高めた後に、SESBと売電単価の事前協議を行う必要がある。

建設コスト

本プロジェクトの建設コストは、現地企業1社の見積価格を基に算出したものである。今後は、同価格の信頼性を高めるため、複数社の見積を入手して建設コストを再評価する必要がある。

Project Design Document

概要版（和文）

**CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM
PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM-SSC-PDD)
Version 03 - in effect as of: 22 December 2006**

CONTENTS

- A. プロジェクト活動の概略
General description of the small scale project activity
- B. ベースラインおよびモニタリング方法論の適用
Application of a baseline and monitoring methodology
- C. プロジェクト活動の期間 / クレジット期間
Duration of the project activity / crediting period
- D. 環境への影響
Environmental impacts
- E. 利害関係者のコメント
Stakeholders' comments

CDM – Executive Board

SECTION A. General description of small-scale project activity
A.1 Title of the small-scale project activity:

マレーシア国サバ州における小水力発電プロジェクト

A.2. Description of the small-scale project activity:

本プロジェクトは、マレーシア国サバ州の北西部に位置する Kimanis 川において、2 地点（Kimanis Kanan 地点および Kimanis Kiri 地点）の流込式水力発電所を建設し、得られた電力をグリッドへ接続して売電するものである。水力発電から得られた電力は温室効果ガスの発生を伴わないクリーンなエネルギーであることから、本プロジェクトによりグリッドの化石燃料代替による温室効果ガス削減効果が得られるものである。

本プロジェクトでは、上記 2 地点のバンドリングにより合計最大出力 4MW、年間発電電力量 24,000MWh を発電し、温室効果ガス削減効果は年間 15,528tCO₂（21 年間：約 32.6 万tCO₂）となる。

なお、マレーシアにおいては再生可能エネルギーの促進を目的とした制度として SREP（Small Renewable Energy Power Program）が制定されており、本プロジェクトにおいても同制度を活用して開発を進める計画である。

持続可能な発展への貢献

本プロジェクトによりマレーシアにおいて以下に示すような持続可能な発展への貢献が期待される。

再生可能エネルギーの開発

水力発電所建設および維持管理に伴う雇用の創出、地域の活性化
サバ州における他水力地点への波及効果

技術移転

流込式水力発電所の開発・維持管理に関する技術

A.3. Project participants:

参加国名 (ホスト国には(host)と記載)	プロジェクト参加者である 民間・公的機関	当該国がプロジェクト参加者 となる意思があるか(Yes/No)
マレーシア(host)	SPC (特別目的会社)	No
日本	北海道電力株式会社	No

A.4. Technical description of the small-scale project activity:
A.4.1. Location of the small-scale project activity:

本プロジェクトサイトは、マレーシア・ボルネオ島のサバ州中央部を縦断するクロッカー山脈国立公園に源を発する Kimanis 川の上流域に位置し、州都コタキナバルからは車で約 2 時間程度の距離にある。Kimanis 川は、クロッカー山脈から北西に流れ、サバ州パパール付近において南シナ海に注ぐ河川である。

本プロジェクトは、Kimanis 川の支川である Kimanis Kanan 川と Kimanis Kiri 川のそれぞれに流込式水力発電所を建設するものである。図-1 にプロジェクト位置図を示す。



図-1 プロジェクト位置図

A.4.2. Type and category(ies) and technology/measure of the small-scale project activity:

タイプおよびカテゴリー

Type I : RENEWABLE ENERGY PROJECTS

Category D : Grid connected renewable electricity generation

計画しているプロジェクトは、Kimanis Kanan 地点 2.5MW の流込式水力発電所および Kimanis Kiri 地点 1.5MW の流込式水力発電所をバンドリングし、計 4MW の小規模 CDM として計画しており、また、得られた電力についてはグリッドへ接続することから、SSC M&P におけるタイプおよびカテゴリーは I.D.となる。

テクノロジー

利用する技術は、一般的な流込式水力発電技術である。本プロジェクトは、Kimanis 川の支川である Kimanis Kanan 川と Kimanis Kiri 川のそれぞれに流込式水力発電所を建設するものであり、Kimanis Kanan 地点については、標高 213m の地点に取水堰を設け、有効落差 124m を得て発電し、最大出力 2.5MW を得る計画である。また、Kimanis Kiri 地点については、標高 85m の地点に取水堰を設け、有効落差 63m を得て発電し、最大出力 1.5MW を得る計画である。

A.4.3 Estimated amount of emission reductions over the chosen crediting period:

本プロジェクトにおける推計年間排出削減量は 15,528 tCO₂ で、クレジット期間は 7 年を予定しており、排出削減量の総計は 108,696tCO₂ となる。なお、更新 2 回を含めた 21 年間の排出削減量の総計は 326,298tCO₂ となる。

A.4.4. Public funding of the small-scale project activity:

本プロジェクトの資金源に Annex I 国の公的資金の利用はない。

CDM – Executive Board

A.4.5. Confirmation that the small-scale project activity is not a debundled component of a large scale project activity:

本プロジェクト参加者は、マレーシアにおいてはじめて CDM プロジェクトを実施することから、大規模 CDM プロジェクトのデバンドリングではない。

SECTION B. Application of a baseline and monitoring methodology

B.1. Title and reference of the approved baseline and monitoring methodology applied to the small-scale project activity:

I.D. Grid connected renewable electricity generation

B.2 Justification of the choice of the project category:

本プロジェクトについて I.D. を適用するためには、化石燃料または再生可能でないバイオマスによる発電ユニットから供給されているグリッドに対して、太陽電池、水力、潮力 / 波力、風力、地熱、バイオマスにより電力を供給する必要がある。本プロジェクトでは、水力発電所を建設し、得られた電力をグリッドへ接続するため、この条件に適合する。

また、容量が 15MW 未満という条件については、バンドリングした合計容量が 4MW であるため、この条件にも適合する。

同カテゴリーにおいては、小規模 CDM 簡易方法論 AMS-I.D. に基づき、Simple Operating Margin (OM) および Build Margin (BM) から求められる Combined Margin (CM) を用いて排出係数 (tCO₂/MWh) を算出し、本プロジェクトから得られた電力量に乘じることによりベースライン排出量を求める。

B.3. Description of the project boundary:

AMS-I.D. に基づき、プロジェクトバウンダリーは当該プロジェクトと物理的、地理的に関わる範囲であることから、本プロジェクトでは取水堰、水圧管路、発電所および放水路を含むものとする。また、送電線については SESB との管理境界線 (接続点) までとする。

B.4. Description of baseline and its development:

ベースラインは小規模 CDM 簡易方法論 AMS-I.D. に基づき算出する。この方法論では、ベースラインは再生可能エネルギーによる発電で得られた電力量 (MWh) に排出係数 (tCO₂/MWh) を乗じて求めるものである。

排出係数は、OM と BM から求められる CM を用いる。また、OM については Simple OM を用いて算出する。

B.5. Description of how the anthropogenic emissions of GHG by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the registered small-scale CDM project activity:

本プロジェクトは小規模 CDM プロジェクトであることから、小規模 CDM 用追加性立証方法 (Attachment A to Appendix B) に基づき追加性を立証する。同方法では、投資バリア、技術バリア、一般的な慣行バリア、その他バリアのうち少なくとも 1 項目が存在するため、当該プロジェクトが実施されないことを立証する必要がある。

これらのバリアのうち、本プロジェクトには以下に示す投資バリアおよび一般的慣行バリアが存在することから追加的である。

CDM – Executive Board

グリッド排出係数の算出

本プロジェクトでは、AMS-I.D.に基づき CM を用いて GHG 削減量を算出する。

Step 1. Simple OM の適応条件確認

本プロジェクトでは、SESB が所有するグリッドへ接続する計画で、低コスト/マストラン電源である水力発電がグリッドの年間総発電電力量の 50% 未満であることから、Simple OM を用いることができる。

Step 2. Simple OM の算出

$$EF_{OM, Simple, y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j,y}}{\sum_i GEN_{j,y}} \dots \dots \dots (2)$$

$$= 2,425,484.92 \text{ (tCO}_2\text{)} \div 4,364,774 \text{ (MWh)}$$

$$= 0.550 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

- ・ $F_{i,j,y}$: y年に電源jにおいて消費された燃料iの量 (質量単位もしくは体積単位)
- ・ $GEN_{j,y}$: 電源jからグリッドに供給される電力量 (MWh)
- ・ $COEF_{i,j,y}$: y年における電源jで使用される燃料iの炭素含有量と燃料の酸化率を考慮に入れたCO₂排出原単位 (燃料の単位質量または単位体積当たりのtCO₂)

Simple OM の算出時に用いるデータは、PDD 提出時に入手可能な最新 3 年間の発電電力量加重平均を用いて事前に算出する。

Step 3. BM の算出

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m,y}}{\sum_m GEN_{m,y}} \dots \dots \dots (4)$$

$$= 969,970 \text{ (tCO}_2\text{)} \div 1,303,192.84 \text{ (MWh)}$$

$$= 0.774 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

F、COEF、GEN は、発電所 m について式(2)に記載している変数と同様である。

BM の算出時に用いるデータは、PDD 提出時に入手可能な最新のデータを用いて事前に算出する。また、BM の算出時に対象とする発電所 m は、直近に建設された 5 発電所のデータを用いて BM を算出する。

Step 4. CM の算出

$$EF_y = w_{OM} \times EF_{OM,y} + w_{BM} \times EF_{BM,y} \dots \dots \dots (5)$$

$$= 0.550 \times 0.5 + 0.774 \times 0.5$$

$$= 0.647 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

重み係数 w_{OM} ・ w_{BM} は、デフォルト値である 50% ($w_{OM} = w_{BM} = 0.5$) を用いて算出する。

c)リーケージ (Ly)

本プロジェクトでは、発電機器を他のプロジェクトから流用しないことから、AMS-I.D.に基づきリーケージは無い。(Ly=0)

SECTION D. Environmental impacts**D.1. If required by the host Party, documentation on the analysis of the environmental impacts of the project activity:**

本プロジェクトの開発建設段階および維持管理段階における環境影響について、既存 EIA を参考に環境調査項目および現状での方策を以下に示す。なお、詳細については、今後の正式な EIA の手続きの中で対応策を検討することとする。

開発建設段階**水質に対する影響**

ボーリング等の調査工事、取水堰の建設工事による影響が想定される。マレーシアにおける水質の規制は、「1979年下水・産業排水に関する環境規制」(Environmental Quality (Sewage and Industrial Effluents) Regulations 1979) において規制されている。本プロジェクトにおいては、同基準を満たすように沈澱池や濁水処理設備等の対策を施す計画である。

騒音に対する影響

大型重機などの稼働による騒音が発生するものと想定される。マレーシアにおける騒音の規制法規としては、「Guidelines for the Siting and Zoning of Industries, Environmental Requirements, Seventh Edition, November 2000」において緩衝範囲 500m において 65dB を上回ってはならないことが記載されている。本プロジェクトにおいては、同基準を満たすように作業時間の適正化や低騒音型機械の採用等の対策を施す計画である。

大気に対する影響

建設工事に伴う交通粉塵の飛散が想定される。マレーシアにおける大気の規制は、「1978年大気汚染防止に関する環境規制」(Environmental Quality (Clean Air) Regulations 1978) において規制されている。本プロジェクトにおいては、同基準を満たすように必要に応じ散水の実施等の対策を施す計画である。

動植物に対する影響

現地調査時の周辺住民への聴き取り結果によると、IUCN (国際自然保護連合) のレッドデータブックに示す絶滅危惧種の生息地域および植物の貴重種は、開発対象地域に存在しないと想定される。

景観に対する影響

建設工事に伴う土地の改変面積および樹木の伐採範囲を必要最小限にとどめ、改変する区域については適切な緑化を行う計画であり、周辺の自然景観と調和が図られると想定される。なお、開発対象地域は国立公園に指定されていない。

運転維持管理段階**河川流量に対する影響**

河川の取水のため減水区間が生ずるが、これに対しては、河川維持流量を確保する。河川維持流量は、正式にはDIDとの協議で定まるものであるが、現段階においては、取水地点における河川維持流量を毎年 $0.1\text{m}^3/\text{s}$ と設定している。

CDM – Executive Board

騒音に対する影響

発電所周辺には住民が居ないため、周辺的生活環境への影響は少ないものと想定される。

魚類に対する影響

取水堰により魚の遡上が阻止されることに対しては、関係官庁等への聴き取り結果により、マレーシアには河川を遡上するような魚はいないと思われ、魚道の実績もないとのコメントを頂いている。以上より、魚道設置の必要性はないと想定される。

SECTION E. Stakeholders' comments

E.2. Summary of the comments received:

政府関係機関や電力会社からは、CDM プロジェクトとして開発することへの指摘事項は特になく、「歓迎する」もしくは「サポートする」旨のコメントを頂いた。