

(1)プロジェクト実施に係る基礎的要素

■提案プロジェクトの概要

本調査はタイ国ノンタブリ県が管理運営する廃棄物処理センター内に建設されている埋立地から発生するガスを回収・発電する事業を CDM 事業として具体化に向けて、プロジェクト設計書(PDD:Project Design Document)を作成及び、事業性調査を実施したものである。調査は H15年度に実施した「タイ国における廃棄物処分場(バンコク郊外)から発生するメタンガス有効利用施設の事業性調査・検証」で明らかになった課題について検討し、事業化に向けた調査を行った。

■ホスト国の概要

2005年2月に総選挙が実施される。この総選挙によって内閣の再編が実施され、DNAのトップとなる天然資源環境省の大臣が親任される可能性が高い。選挙後にCDMの受け入れ体勢が固まってくると予想される。

■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

タイの CDM の担当部署および担当者の変更が 9 月～10 月にかけて行われ、これまで CDM を担当していた部署及び担当者は下表の通りとなった。なお、2004 年 2 月タイの DNA として ONEP が登録されている。

	担当省庁	担当部署	担当者
旧	天然資源環境省	Office of International Cooperation on National Resource and Environment	Dr. Asdaporn K
新	天然資源環境省	Office of National Resource and Environmental Policy Office: ONEP	Ms. Orapin W

11月中旬(担当部署移行直後)のヒヤリングによると、以下のとおり体制の整備にはもう少し時間がかかる模様である。

・タイ政府の CDM 受入の方針が未確定

CDMのポリシーについては現時点で何も決まっていないし、承認されているものはない。今後 DNA としてポリシーを決めていくことが必要と考えているが、タイは首相選挙が 2005 年2月に実施され各省庁のトップの人事に変更が出る可能性もあるため選挙の前後に進展は考えられない。

・DNA としてのキャパシティーが不足している

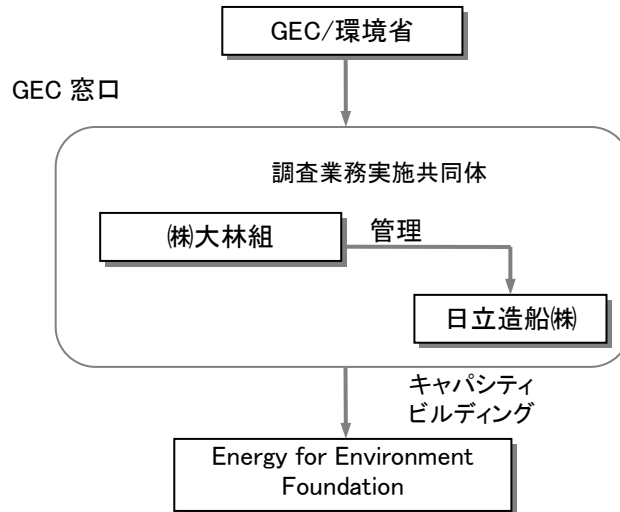
引継後間もないということもあるが、担当者が十分な知識を持ち合わせていない。また、この部署は CDM を専門に扱う部署ではなく、他の業務も担当しているため CDM 対応に人材および時間を割ける状況にない。

・今後の見通しについて(担当者の個人的意見とのこと)

現時点で多くのプロジェクトが CDM の審査・承認待ちの状況になっている。ただし、承認のプロセスはタイ政府のポリシーが承認されれば、ポリシーに基づいて(粛々と)処理をすることになるので大きな問題とは考えていない。ただし、承認に要する期間は不明。

■調査の実施体制（国内・ホスト国・その他）

調査の実施体制を下図に示す。(株)大林組と日立造船(株)の共同実施体制とし、キャパシティビルディングの実施にはタイのコンサルタント会社 E for E の協力を得た。



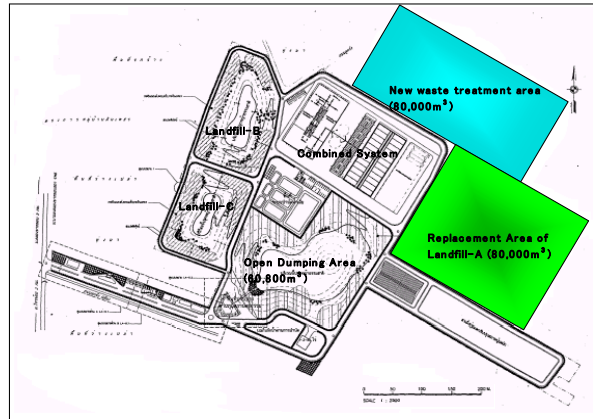
(2)プロジェクトの立案

■プロジェクトの具体的な内容

1) CDM プロジェクト概要

当該プロジェクトは、タイ国ノンタブリ県の固形廃棄物処理センターにあるオープンダンピングエリアおよび衛生埋立地から埋立地ガスを回収し発電を行うプロジェクトである。固形廃棄物処理センターはノンタブリ県の北西にあるサイノイ地区に位置している。

当センターはノンタブリ県自治体 (Provincial Administration Organization of Nonthaburi (PAON)) が所有し、管理運営も行っている。当センターはノンタブリ県のほぼ全ての固形廃棄物(約800トン/日)を受け入れている。受け入れられた廃棄物は2005年1月まではオープンダンピングエリアで処理されてきたが、以降は衛生埋立地である埋立地-B および埋立地-C で処理される予定である。



当該プロジェクトは埋立地ガス回収システム、発電システムおよびフレアシステムで構成され、これらの建設および運転を含んでいる。プロジェクト概要を以下に示す。

- 発電容量 約 900kW (300kW×3 セット)
- プロジェクト期間 10 年間 (2007 年 8 月～2018 年 7 月)
- 回収した埋立地ガスは発電およびフレアにより全て焼却
- 発電した電力は電力会社に売電

当該プロジェクト実施には多額の投資が必要で、カーボンクレジットがない場合、経済的に魅力

的なプロジェクトではない。また、現在タイでは埋立地ガスの回収および利用に関する法的な要求はなく、プロジェクト実施期間中に要求される見込みもない。従って、この CDM プロジェクトが実施されなければ、埋立地ガスの大気への放出が継続されると推定される。大気への放出が継続される場合、埋立地ガス中のメタンガスは10年間で、約7.3万トン(二酸化炭素換算で約152万トン)放出されると推定される。なお、当該プロジェクトでは発生する埋立地ガスの約50%の回収が可能と想定している。

温室効果ガスの排出削減量(二酸化炭素換算)は、発電およびフレア処理によるメタンの焼却で約67万トン、電力の代替により約4万トン、プロジェクト全体で約71万トンと推定される。

2) 持続可能な発展への寄与

● 周辺環境の改善

廃棄物処分場では悪臭が大きな問題となっている。当該プロジェクトは悪臭の原因となっている埋立地ガスを回収し焼却することによりその悪臭を大幅に低減することが出来る。また、埋立地ガスによる火災および爆発のリスクも大幅に低減する。

● 埋立地管理の改善

現在タイでは首都バンコクの廃棄物を受け入れている民間企業が所有する埋立地で埋立地ガスの回収および利用の計画が進められている。しかし、タイの他の埋立地(主に自治体所有)において埋立地ガスの回収および利用計画はない。その理由としては自治体に十分な資金がないこともさることながら、埋立地の規模が埋立地ガス発電プロジェクトの候補地としては小さく経済性の確保が困難であることがあげられる。当該プロジェクトはタイで自治体が所有する埋立地を対象としたプロジェクトとして初めての埋立地ガス発電プロジェクト、かつ CDM プロジェクトとなる予定である。当該プロジェクトが実現すれば、通常であれば経済性がなく埋立地ガスプロジェクトを断念せざるを得なかった他の自治体にプロジェクト実現の可能性を指し示すデモンストレーションプロジェクトとなる。

● 技術移転

埋立地ガスの回収・利用技術は欧米諸国では一般的であり確立された技術といえる。しかしタイでは未だパイロット事業のフェーズを脱していない。つまりタイ国内ではこれら埋立地ガスの回収・利用に関する技術および設備のニーズがない。従ってプロジェクトの実施を通して、それらの技術および設備は海外から調達および移転されることになる。また、プロジェクトの計画、建設から運用の課程で様々な管理手法やスキルが移転される事になる。

● その他

当該プロジェクトではプロジェクトの建設および運転管理などで僅かながら、周辺地域に新たな雇用を創出する。

■ プロジェクト境界・ベースラインの設定・追加性の立証

昨年度はベースライン方法論として AM0003 を採用したが、本年度は埋立地ガス用に作成された統合方法論 ACM0001 を採用した。AM0003 の特徴は、ベースラインおよび追加性の証明が経済性の評価のみでおこなうシンプルなツールであること、ただし、電力の代替による排出削減量はカウントしないというものである。本年度も当初 AM0003 の採用を想定していたが、本年度調査においてプロジェクトの経済性の改善が大きな課題の一つであることから、電力の代替によるクレジットを獲得することの出来る方法論である ACM0001 を採用することとした。なお、追加性の証明は、“Tool for the demonstration and assessment of additionality” (EB 16 Report Annex 1)、電力代替による排出削減量の算定は、発電容量から小規模 CDM の方法論 TYPE1-RENEWABLE ENERGY PROJECTS, 1.D. Renewable electricity generation for a grid, para. 29 に基づいて算定した。

1) 採用方法論の妥当性について

ACM0001 は、埋立地ガスの回収プロジェクトでベースラインシナリオが埋立地ガスの大気への全量又は部分的な放出で、以下の何れかの活動を含むプロジェクトが、適応可能としている。

- a) 回収された埋立地ガスはフレア処理される
- b) 回収されたガスはエネルギー利用(電力、熱等)される。ただし、エネルギーの代替による排出削減量をクレームしない場合。
- c) 回収されたガスはエネルギー利用(電力、熱等)される。ただし、エネルギーの代替による排出削減量をクレームする場合。

当該プロジェクトは、埋立地ガス回収プロジェクトであり、ベースラインシナリオは埋立地ガスの大気への全量放出である。そして当該プロジェクト活動は、回収したガスをフレア処理又は、発電に利用し、電力の代替による排出削減量をクレームすることから Applicability Condition の a)、c)に適応する。従って、ACM0001 の当該プロジェクトへの採用は妥当であるといえる。

2) 追加性の証明

前述のとおり、Tool for the demonstration and assessment of additionality(追加性証明ツール)に基づき追加性の証明を行った。追加性証明ツールは、実現可能な代替シナリオ案をリストアップし、関連法規制への適合性、経済性、プロジェクト障害、当該地域・当該セクターにおける一般的なプラクティスのステップでそれぞれ評価を行い、代替シナリオを絞り込むと同時に提案プロジェクトのシナリオが追加的であることの証明を行うものである。

当該プロジェクトの場合、実現可能な代替シナリオとして以下の3つをあげ、前述のステップのとおりに追加性の検討を行った。:

- ① 現状維持 (PAONは埋立地の管理のみを行い埋立地ガスは埋立地に設置済みの排気管および埋立地表面から大気に放出される)
- ② 埋立地ガス回収システムを設置する。ただし、ガスは利用せずフレアにより焼却する
- ③ 埋立地ガス回収、発電およびフレアシステムを設置する(プロジェクトシナリオ)

結果、①がベースラインシナリオとして妥当であり、プロジェクトシナリオである③が追加的であると判断した。

■プロジェクト実施による GHG 削減量(CO2 吸収量)及びリーケージ

1) 排出削減量の算定方法

$$ER_y = MD_{project, y} * GWP_{CH4} + EG_y * CEF_{electricity}$$

ER_y	ある年“y”の温室効果ガス排出削減量	tCO ₂ e
$MD_{project, y}$	ある年“y”のプロジェクトによるメタン破壊量	tCH ₄
GWP_{CH4}	メタンの温暖化係数	21 tCO ₂ e/ tCH ₄
EG_y	ある年“y”の電力代替量(売電量)	MWh
$CEF_{electricity}$	プロジェクト開始時の平均炭素排出係数	tCO ₂ e/MWh

$$MD_{project, y} = MD_{flared, y} + MD_{electricity, y}$$

$MD_{flared, y}$	ある年“y”のフレアによるメタン破壊量	tCH ₄
$MD_{electricity, y}$	ある年“y”の発電及によるメタン破壊量	tCH ₄

$$MD_{\text{flared, y}} = LFG_{\text{flare, y}} * W_{\text{CH}_4, y} * D_{\text{CH}_4} * FE$$

$$MD_{\text{electricity, y}} = LFG_{\text{electricity, y}} * W_{\text{CH}_4, y} * D_{\text{CH}_4}$$

$LFG_{\text{flare, y}}$	ある年“y”のフレアで燃焼された LFG 量	m^3
W_{CH_4}	ある年“y” の LFG 中のメタン含有率	$m^3 \text{ CH}_4 / m^3 \text{ LFG}$
D_{CH_4}	メタンの比重	$t\text{CH}_4/m^3\text{CH}_4$
FE	フレア効率	%
$LFG_{\text{electricity, y}}$	ある年“y”の発電設備で消費された LFG 量	m^3

2)リーケージ

当該方法論でリーケージは“*No leakage effects need to be accounted under this methodology*”とされており、考慮の対象となっていない。しかし、当該プロジェクトは発電電力がプロジェクトのオペレーションに十分でない場合の購入電力量をリーケージ (L_y)として算定することとした。ただし、電力購入は基本的に行わないと想定しているため排出削減量の計算には考慮していない。

$$L_y = EP_y * CEF_{\text{electricity}}$$

L_y	ある年“y”のリーケージ量	$t\text{CO}_2e$
EP_y	ある年“y”の購入電力量	MWh

3)排出削減量

メタンおよび埋立地ガスの発生量を First Order Decay 方式を用いて算定、更に回収可能量および発電量を想定して削減量を算定した。結果は、プロジェクト全体で約 71 万トンの温室効果ガスの削減となる。なお、発電およびフレア処理によるメタン焼却による排出削減量は二酸化炭素換算で約 67 万トン、電力の代替による排出削減量は二酸化炭素換算で約 4 万トンである。表-1 に算定に使用した条件および表-2 に算定結果を示す。

表-1 設定条件

パラメータ	Value	単位
K 値 (メタン発生割合定数)	0.15	1/yr
L0 (メタン発生ポテンシャル)	100	m^3/Mg
LFG 中のメタン割合	50	%
メタン比重	0.0007168	$t\text{CH}_4/m^3\text{-CH}_4(\text{at STP})$
メタン温暖化係数	21	$\text{CO}_2\text{-e}/\text{CH}_4$
LFG 回収効率	50	%
クレジット獲得期間	10 (07年8月-16年7月)	年
発電機容量	933 (311 kW ×3 セット)	kW
炭素排出係数	0.67	$t\text{CO}_2/\text{MW}$

表-2 算定結果

Year	メタン燃焼による 排出削減	電力代替 排出削減	ER _y (tCO ₂ /year)
2007	41,724	1,533	43,257
2008	105,826	4,332	110,158
2009	104,381	4,332	108,713
2010	89,838	4,332	94,170
2011	77,333	4,332	81,665
2012	66,560	4,332	70,892
2013	57,288	4,332	61,620
2014	49,308	4,332	53,640
2015	42,441	4,332	46,773
2016	36,530	4,332	40,862
Total	671,228	40,521	711,749

■モニタリング計画

モニタリングは、方法論 ACM0001 に基づいて実施する。ただし、詳細なモニタリング計画は今後プロジェクトのオペレーション計画と共に作成する。

■環境影響/その他の間接影響(植林の場合、リスク調査結果も含む)

本プロジェクトによるネガティブな環境への影響として考えられるものとして、プロジェクト建設に伴う土地利用および景観の変化、発電設備の運転に伴う騒音そして発電機およびフレアの排気による大気汚染が想定されが、いずれの影響も限定的である。一方、プロジェクト実施により埋立地ガスの回収および破壊による悪臭の低減、火災および爆発リスクの低減など地域環境に対しポジティブな影響を与える。

■利害関係者のコメント

本調査において PDD で要求される利害関係者からのコメントの入手は実施していない。その理由はプロジェクトサイトのオーナーである自治体とのプロジェクト実施に関する協議がそのレベルまで達していないためである。ただし、本年度はプロジェクトの関係者(自治体の職員および埋立地周辺の村長等)に対しプロジェクト実施の背景である京都議定書、CDM そして、プロジェクトに関する説明の場としてキャパシティビルディングセミナーを実施して最後にアンケートという形でコメントを入手した。コメントは概ねポジティブな反応であった。とりわけ、プロジェクト実施が地域環境の改善そして温暖化防止に寄与するという点に評価された。

(3)事業化に向けて

■プロジェクトの実施体制(国内・ホスト国・その他)

事業は、現地に特別目的会社(SPC)の設立を予定している。なお、本年度調査によるとSPCの資本構成は現地資本をマジョリティーとすることが会社の運営およびプロジェクトを円滑に実施するために好ましいとの情報であることから、現地資本 51%、日本サイドの資本 49%の方向で検討を進めている。今後、PAONとの協議、タイ政府受入れ態勢の整備状況と合わせ、具体的な候補企業の選定準備等を進める予定である。

■プロジェクト実施のための資金計画

調査開始当初、日本政府の補助金の活用を念頭に資金調達を検討し、事業性の評価を進める予定であった。しかし、調査の課程で次年度以降補助金の内容が大きく変化するとの情報入手したため具体的な検討は行っていない。従って現状では資金調達は、自己資金を約1億円、それ以外を借入金として想定している。今後、次年度の補助金の全容が明らかになり次第、補助金の活用も含めた資金調達の検討を実施する予定である。

■費用対効果

プロジェクトの経済性を IRR によって評価した。なお、クレジット価格は、\$ 5、\$ 7、\$ 10、\$ 15 の場合について算定を行った。結果を次に、経済性評価基本条件を表-3 に示す。

1)	\$ 5/CER の場合	IRR=	8.5%
2)	\$ 7/CER の場合	IRR=	15.6%
3)	\$ 10/CER の場合	IRR=	25.3%
4)	\$ 15/CER の場合	IRR=	39.9%

表-3 経済性評価基本条件

条件項目		設定値
1)	通貨レート (円/ドル)	110 円
2)	通貨レート (円/バーツ)	2.7 円
3)	プロジェクト期間	10 年
4)	Corporate Tax	0 %
5)	減価償却期間	10 年定額
6)	EPC コスト(設計、調達、建設)	285,000,000 円
7)	O&M コスト	127,000,000 円
8)	CDM Transaction	67,000,000 円
9)	借入金 借入金利	220,000,000 円 7%
10)	売電量 (MWh)	60,000 MWh
11)	平均売電単価	2.1 baht/kWh

■ 具体的な事業化に向けての見込み・課題

今年度の調査で事業化への課題としてあげた、経済性の向上については CER=5ドルの場合 IRR = 8.5% と事業化を検討できるレベルに改善することができ、自治体協力体制の確立についてはキャパシティービルディングセミナーを実施してプロジェクトについての一定の理解を得ることができた。

一般的な投資対象案件となるよう、経済性のより一層の改善に向け、補助金の活用および初期投資・運営費抑制に向けた検討を行う予定である。

自治体に対しては具体的なプロジェクトの計画について協議し、次年度上期中の MOU 締結を目標としている。ただし、埋立地ガス回収のタイミングが事業性に大きく影響することからタイ政府の承認手続き体制および必要期間の状況等も考慮した上で MOU 締結等の判断を行う。

一方、クレジットの第二約束期間以降の取り扱いの不透明さが顕在化しており、今後事業化を判断する上で最も大きなハードルとなっている。この大きなハードルをクリアするには民間企業の自己努力の範囲は限定的であり、2013 年以降に発生するクレジットを政府が買い取るなどの受け皿の必要性を感じる。

(4)バリデーション/デターミネーション(本プロセスを行った場合)

■バリデーション(デターミネーション)又は、デスクレビューの概要

■OEとのやりとりの経過