

平成 18 年度 CDM / JI 事業調査

ヨルダン・アンマン埋立処分場
メタンガス利用調査

報告書 概要版

平成 19 年 3 月

清水建設株式会社

概要

1. プロジェクトの目的と経緯

本調査は、ヨルダン・ハシェミット王国アンマン市において、ガバウイ (Ghabawi) 埋立処分場から発生するメタンガスを主成分とするランドフィルガス (LFG) を燃料とした発電及びガス燃焼を行うプロジェクトについての FS 調査を行い、将来の CDM プロジェクトに結びつけることを目的として実施したものである。

アンマン市はヨルダンの首都であり、人口はおよそ 120 万人でヨルダンの全人口の 4 分の 1 ほどにも及び、ヨルダンの政治、経済の中心都市となっている。同市が所有するガバウイ処分場は、アンマン市の中心部から東に約 25km、岩砂漠の真ん中に位置する。本プロジェクトは、ガバウイ埋立処分場内の一部である "cell-1" と呼ばれるエリアで実施する。このプロジェクト対象地の面積は約 11ha であり、2003 年に運用が開始され、2007 年まで搬入される予定である。

調査ではガバウイ埋立処分場をプロジェクトサイトとして、当該サイトへのガス収集パイプやガス処理設備、ガスエンジン発電設備などの導入計画を立案するとともに、プロジェクト効果、プロジェクトの収益性などを検討して民間プロジェクトとしての実現可能性を評価した。CDM プロジェクトとしての実現可能性を高めるために、フレアスタックによる処理と発電システムの併用方式を前提として調査を行っている。

本プロジェクトは地球温暖化の防止のみならず、地域環境の改善にもなるため、アンマン市ではプロジェクトの推進に大きな期待を寄せている。また、再生可能エネルギーを利用した技術は、ヨルダン国内にほとんど例がなく、本プロジェクトの技術は同国の持続可能な発展に寄与する技術であると考えている。

ヨルダンでは、2003 年に京都議定書に加盟している。同国の DNA は環境省であり、CDM プロジェクト承認手続きの手順等の CDM プロジェクト承認に対する体制が完成している。

2. プロジェクト計画の内容

本プロジェクトでは、埋立処分場に LFG 収集のための収集パイプを敷設し、ガスの収集・処理を行ってから、ガスエンジン (GEG) を用いて発電を行う。発電電力は地域の配電グリッドに接続する。また、ガスエンジンで利用できない LFG は、フレアスタックによって燃焼 / 破壊処理する。

このシステムによる発電により、接続する電力グリッド内の発電所の燃料使用量が削減され、省エネルギー及び温室効果ガス排出削減が期待される。また、ガスエンジンで利用できない LFG についてもフレアスタックによる燃焼 / 破壊処理によってメタンを二

酸化炭素に変換することができるため、温室効果ガス排出削減の効果がある。

本プロジェクトの全体システム系統図は図 1 に示すとおりである。

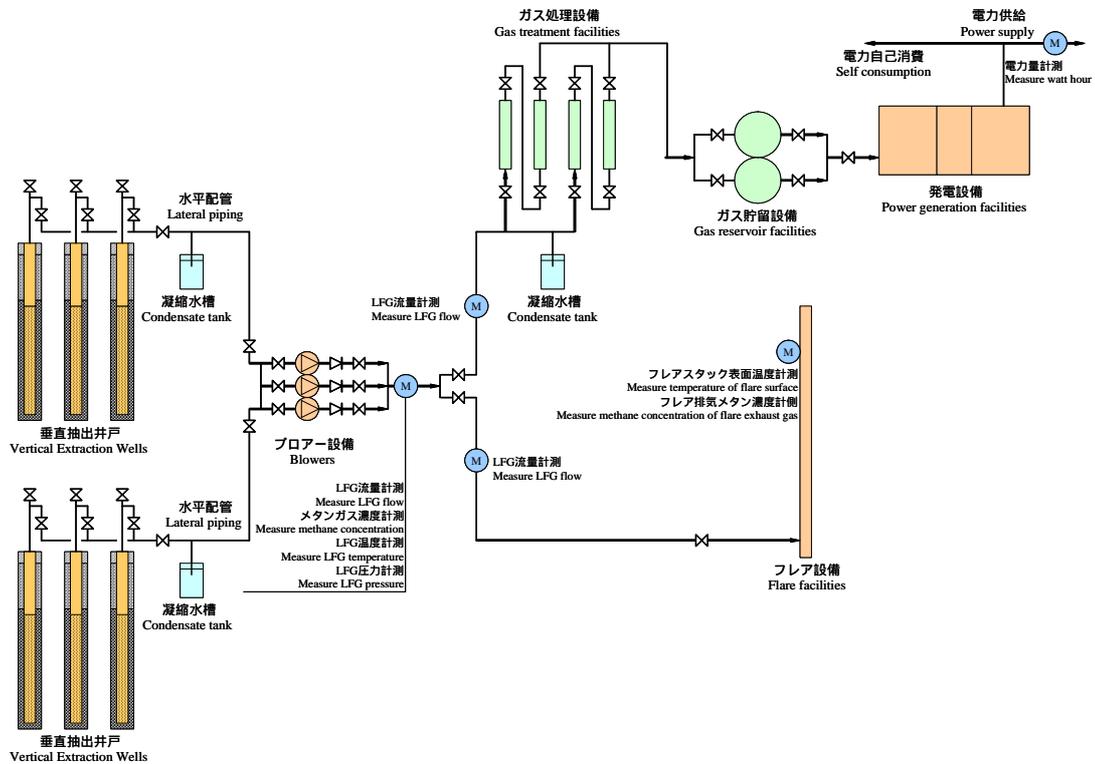


図 1 全体システム系統図

処分場から発生するメタンガス発生量 ($Q_{y,x}$) を試算する手段として、IPCC のガイドライン (Revised 1996 IPCC Guidelines for National Green house Gas Inventories : Reference Manual CHAPTER 6 WASTE) に示された First Order Decay Model (ガイドラインの中の式-3 (EQUATION 3) に相当) の発展形 (ガイドラインの中の式-4 と式-5 (EQUATION 4 & EQUATION 5) に相当) を使用した。なお、IPCC のインベントリーガイドライン 2006 が公開されているが、本プロジェクトにおいては、LFG の回収・利用量に基づき、温室効果ガス排出削減量をプロジェクト実施時に直接計測する計画であり、現時点ではあくまでも排出削減量の予測のための計算であるので、これまでの計算手法を用いることとする。以下にその数式を示す。

$$Q_{y,x} = k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}$$

$Q_{y,x}$	x 年に搬入された廃棄物 (R_x) によって、現在 (y 年) 発生するメタンガス発生量 (Nm^3/y)
k	メタンガス発生率 (1/y)
R_x	x 年に搬入された固形廃棄物量 (Mg/y)
y	現在の年 (y)
L_0	潜在的メタンガス発生量 (Nm^3/Mg Mg は固形廃棄物量)

メタンガス発生量及び収集量の試算結果は図 2 に示すとおりである。なお、2008 年は収集システムの稼働期間を 6 ヶ月間としたため、収集量が少なくなっている。

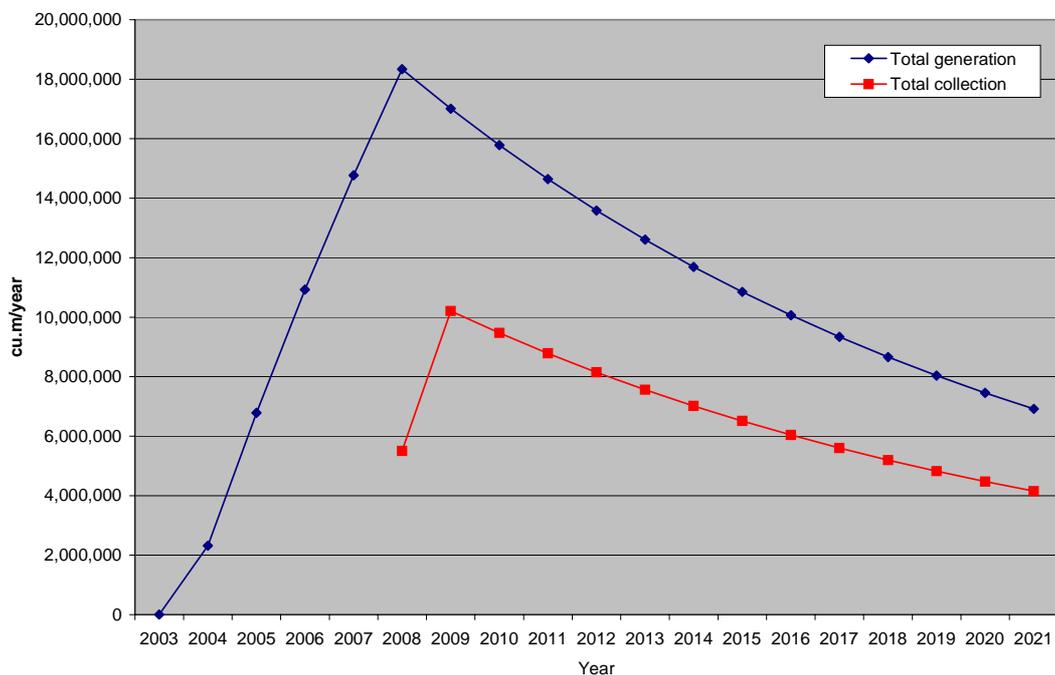


図 2 メタンガス発生量及び収集量の試算結果

ガスエンジン発電機 (GEG) は 1,800kW の容量の発電機を設置できる見込みである。このガスエンジン発電機からの発電電力の一部は、フロアー等所内で消費され、余剰分が系統に売電される予定である。ガスエンジンの停止時、及びガスエンジンで使い切れないメタンガスについては、全量をフレアスタックにて破壊処理する。ガスエンジンで使用するメタンガスの量とフレアで使用するメタンガスの量の見込みは図 3 に示すとおりである。

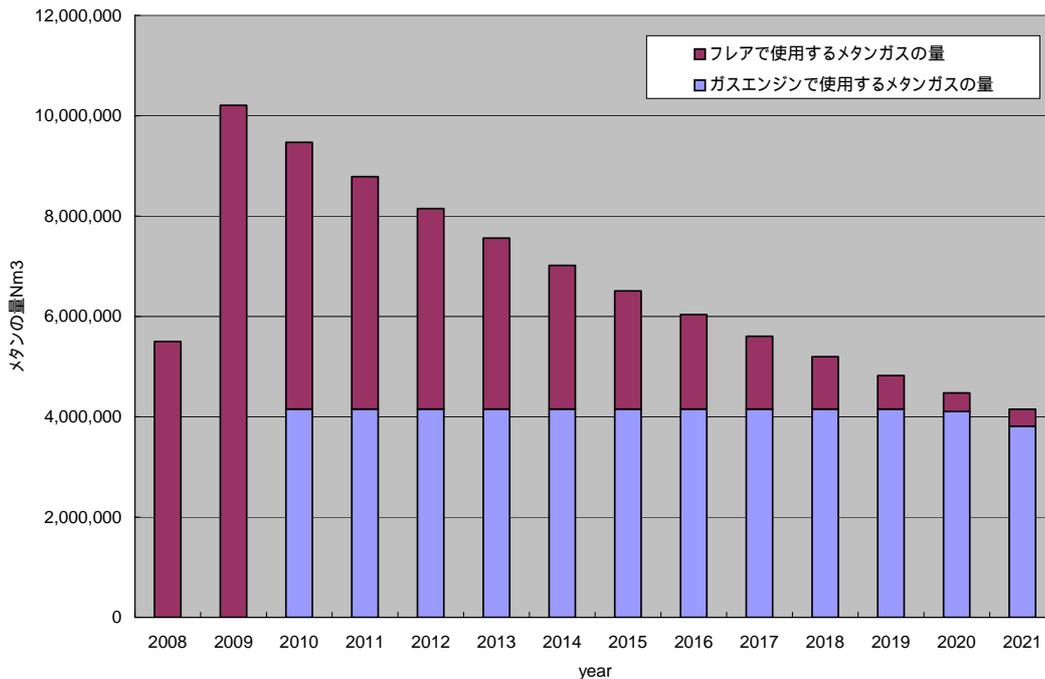


図3 回収したメタンガスの使用用途

3. プロジェクト実施計画

本プロジェクトでは、日本側のプロジェクト参加者がプロジェクトの初期投資（建設工事の発注）を行うが、それ以外のプロジェクトの運営（モニタリング、機器の運転・保守、経理業務、CERの管理、外注・委託契約、人事、報告等）はすべてアンマン市が責任を持つ。

炭素クレジット取得側から考えた場合ペイオンデリバリー型の方がプロジェクトリスクを回避できるメリットはある。ただし、初期段階での資金不足を解消するために、炭素クレジットの相当額の一部を先払いすることが必要となる。これにより、プロジェクトの資金計画が非常に有利になると考える。また、本プロジェクトの場合、プロジェクトの早期実現を考慮すると全額直接投資（投資金の調達方法は特に問わない）によるプロジェクト実施が有効と考えた。

本プロジェクトにおいては、CERの経済的価値の有無によってその事業性に大きな差を生じる。CERの経済的価値がない場合には、資金調達以前にプロジェクトの事業性自体が低く、実現は難しい。一方、CERの経済的価値を考慮した場合、プロジェクト期間を14年、CERの買取価格を8US\$/tCO₂とすると、IRR（税引後）は11.15%であり、十分採算が確保できる事業であると考えられる。清水建設以外の日本側参加者については今後募ることとなるが、出資に応ずる企業は少なからず存在すると考えている。

実施スケジュールは表1に示すとおりである。2007年度上期にCDM理事会への登録

を目指し、手続きを進めていく予定である。2007 年下期には運営会社の設立および詳細設計を行い、2008 年 1 月から建設工事を開始し、2008 年 7 月より事業をスタートさせる予定である。プロジェクトの実施期間は 14 年間で予定している。

表 1 プロジェクトの実施スケジュール

業務項目	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年		2021 年
FS の実施	●————●							
PDD 作成		● 3 月						
DOE の決定 バリデーション		●————● 5 月 - 6 月						
両国政府承認		● 7 月						
国連承認		● 9 月						
運営会社設立及び 詳細設計の開始		● 9 月						
建設工事の開始		● 1 月						
クレジット期間 の開始			● 7 月	—————●—————▶ クレジット期間 14 年				

4. ベースラインの設定

本プロジェクトには、「統合化ベースライン方法論 ACM0001/ Version5 ランドフィルガスプロジェクト活動のための統合化ベースライン方法論」及び「統合化モニタリング方法論 ACM0001/ Version5 ランドフィルガスプロジェクト活動のための統合化モニタリング方法論」を適用した。

本プロジェクトは、

現在、アンマン市の処分場においては、LFG の収集が行われておらず、LFG の全てを大気に放出している。(ベースライン)

既存のアンマン市の処分場において LFG の収集を行い、回収した LFG はフレア処理される。

回収した LFG は発電のエネルギー源として使用される。そして、他のエネルギー源の代替又は回避による排出削減量をクレームする。

であり、ACM0001 の適用条件である(a)、(c)に該当し、この方法論が適用できる。

また、ACM0001 に従い、「追加性の証明ツール」を用いてベースラインシナリオを現状維持と設定し、本プロジェクトの追加性を証明した。

なお、ACM0001 では、プロジェクトを行った場合の排出削減量を直接計測するモニタ

リング計画を行っているので、ベースライン排出量及びプロジェクト排出量を計測するわけではない。ACM0001に基づき、直接排出削減量を算出した。

本プロジェクトによる排出削減量の試算は表 2 に示すとおりである。クレジット期間（2008 年～2021 年）における排出削減量は、1,460,439 tCO₂ になると試算された。

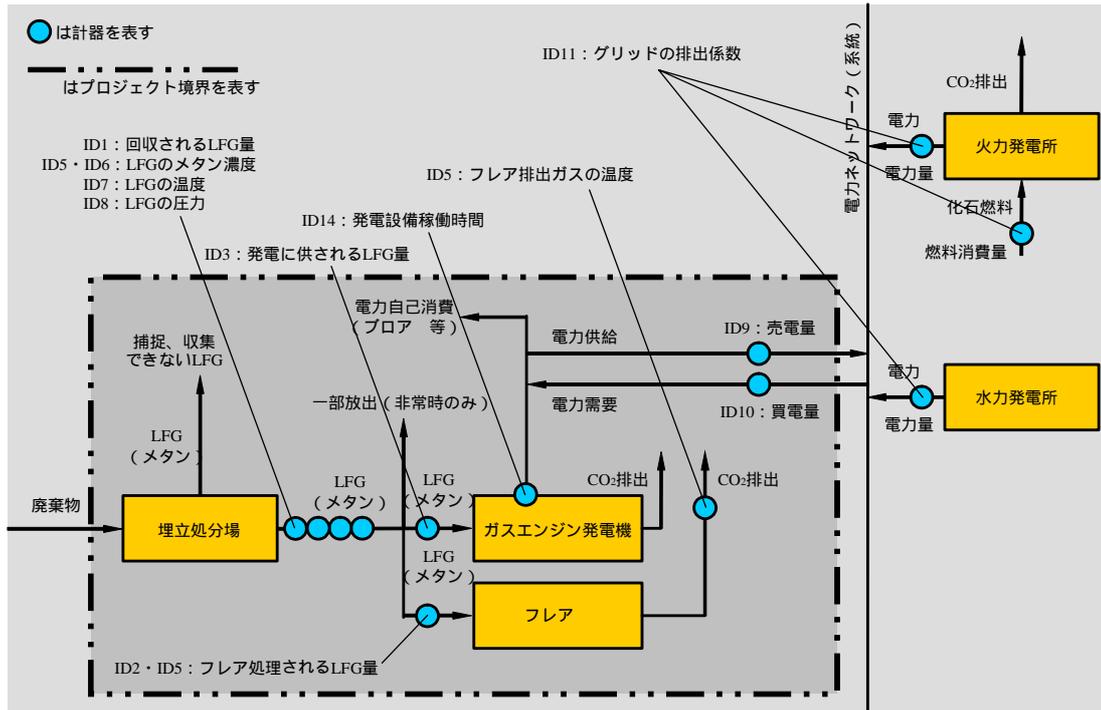
表 2 排出量及び排出削減量の試算結果

年	プロジェクト 排出量	ベースライン 排出量	リーケージ	排出削減量
	t-CO ₂ e	t-CO ₂ e	t-CO ₂ e	t-CO ₂ e
2008	201,521	276,057	0	74,535
2009	117,811	256,110	0	138,299
2010	103,045	247,633	0	144,589
2011	95,147	230,465	0	135,318
2012	87,820	214,537	0	126,717
2013	81,023	199,760	0	118,737
2014	74,717	186,051	0	111,334
2015	68,866	173,332	0	104,466
2016	63,438	161,532	0	98,094
2017	58,403	150,585	0	92,183
2018	53,731	140,429	0	86,698
2019	49,397	131,007	0	81,610
2020	45,448	122,149	0	76,701
2021	42,164	113,323	0	71,159
合計	1,142,530	2,602,969	0	1,460,439

5. モニタリング計画など

本プロジェクトにおけるモニタリング項目を ACM0001 に基づいて決定した。なお、フレア設備の効率は、方法論に示されている閉鎖型フレア設備のデフォルト値である 0.9 を用いることとした。

本プロジェクトにおけるモニタリング計画は、図 4 に示すとおりである。



ID 番号はモニタリング項目に対応する。
 このモニタリング計画で計測される売電量 (ID9) は発電電力量からシステムの自己消費量を差し引いたものである。

図 4 モニタリング計画図

6. 収益性

本プロジェクトにおいては、収益性を投資回収年数及び内部収益率 (IRR) で評価する。イニシャルコストは 7,226 千 US\$ (5,117 千 JD) である。また、ランニングコストは年間 297 千 US\$ (210 千 JD) である。

税金については、企業利潤税を考慮する。ヨルダンの法規制によると、税率は経常利益に対して 25% である。

減価償却については、設備機器の減価償却は 90% の償却率で算出することとした。

電力料金は、JEPSCO (Jordan Electric Power Co.) の電力グリッドへの接続を想定しているため、JEPSCO の買取価格である 4.370 US\$cent/kWh (0.0309 JD/kWh) と設定した。

試算に用いる為替レートは、1 US\$ = 0.708 JD、1 US\$ = 122.55 円とする。

最後に、プロジェクト実施スケジュールについては、2008 年 7 月より運転開始と想定しており、クレジット期間は 2008 年 ~ 2021 までの 14 年間とする。

投資回収年数については、CER の経済的価値なしの場合、および CER 価格として 2 US\$/tCO₂、4 US\$/tCO₂、8 US\$/tCO₂、12 US\$/tCO₂ の 4 種類の CER の経済的価値ありの場合について、累積事業収支 (税引後) が黒字転換するプロジェクト開始 (建設開始) から

の年数を算定した。

表3 各条件における投資回収年数

CERの経済的価値の有無		投資回収年数
CERの経済的価値なしの場合	0 US\$/tCO ₂	回収できない
CERの経済的価値ありの場合	2 US\$/tCO ₂	回収できない
	4 US\$/tCO ₂	回収できない
	8 US\$/tCO ₂	9年
	12 US\$/tCO ₂	6年

また、内部収益率（IRR）については、表4に示すとおり、CERの経済的価値なしの場合、およびCER価格として2 US\$/tCO₂、4 US\$/tCO₂、8 US\$/tCO₂、12 US\$/tCO₂の4種類のCERの経済的価値ありの場合について、比較検討した。ここでの内部収益率（IRR）によるプロジェクト収益性の評価は、投資の的確性を判断するための指標として算出するものであるため、金利および借入金返済を考慮しないプロジェクトIRRの値を用いた。

CERの経済的価値なしの場合におけるプロジェクトIRRはマイナスであるが、CERの経済的価値が8 US\$/tCO₂のケースでは11.15%となり、投資の対象となり得るレベルとなる。

表4 各条件における内部収益率（IRR）

CERの経済的価値の有無		IRR
CERの経済的価値なしの場合	0 US\$/tCO ₂	マイナス
CERの経済的価値ありの場合	2 US\$/tCO ₂	0.09
	4 US\$/tCO ₂	4.31
	8 US\$/tCO ₂	11.15
	12 US\$/tCO ₂	17.11

本プロジェクトにおけるイニシャルコストは既に述べたように、7,226千US\$である。一方、本プロジェクトにおけるクレジット期間（2008年～2021年）の温室効果ガス排出削減量の合計は、1,460,439tCO₂である。

温室効果ガス排出削減コストは、クレジット期間（2008年～2021年）のCO₂排出量をイニシャルコストで割ることにより、温室効果ガス排出削減コストを算出した。結果は表5に示すとおりである。

表5 CO₂削減コスト

項目	数値
温室効果ガス削減量（tCO ₂ ）	1,460,439
コスト（千US\$）	7,226
CO ₂ 削減コスト（US\$/tCO ₂ ）	約4.9

7. 調査結果のまとめ、今後の対応

本 FS 調査は、アンマン市の埋立処分場から発生する LFG を回収し、ガスエンジンを用いて発電利用することにより、メタンの大気中への排出を削減し、さらに発生した電力が系統の発電所からの電力と置き換わることにより、発電所での CO₂ 排出量を削減するプロジェクトについて検討したものである。

現在、ヨルダン政府は CDM プロジェクト承認手続きの手順等の CDM プロジェクト承認に対する体制を既に完成させており、本プロジェクトが同国における承認プロジェクトとなる可能性は高い。

本プロジェクトのカウンターパートであるアンマン市は、環境改善、海外投資の積極的受け入れ等の点から本 CDM プロジェクトの実施に好意的であり、本 FS 調査においても多大な協力を得ることができた。

本プロジェクトでは、採算性等の観点から 1,800kW (1.8MW) のガスエンジン発電機を設置し、2008 年下期よりクレジットの獲得を目指す計画を想定し、その結果、本事業が CDM 事業として関係機関の承認を得て、炭素排出権市場の価格が 8US\$/tCO₂ 以上となる状況であれば、事業実施可能であるとの結論を得た。

しかしながら、本プロジェクトにおいては固形廃棄物搬入量予測値の不確実性、LFG 発生量の予測不確実性、プロジェクト期間の設定等のリスクの存在もことから、プロジェクトを進めるにあたっては、それらリスクを慎重に見極めることが必要である。

埋立処分場からのメタンガス回収・利用プロジェクトには統合化方法論が適用でき、新方法論の審査・承認のようにプロジェクト実施者が管理不可能な要素がないために、2008 年からの第一約束期間に向けた、確実かつ速やかなプロジェクトの実現のためにきわめて有利である。

一方、LFG プロジェクトの形成においては、フロン破壊や N₂O 破壊のプロジェクトとは異なり、

- ・ホスト国の気候条件
- ・埋立処分場の形状
- ・生活習慣による廃棄物組成
- ・廃棄物収集システム

などの影響要因が多く、調査段階での詳細な検討が不可欠である。この詳細な調査に基づき、プロジェクトの効果、事業性をつかむ事ができる。

また、一口に LFG プロジェクトといっても、ホスト国によって捉え方は様々であり、ホスト国政府内の関係省庁やカウンターパートとなる地方自治体とのプロジェクト実現化に向けた意見調整は容易ではなく、各国によるプロジェクト獲得競争が激化する中で、プロジェクト開発段階での最大のテーマである。ホスト国側としても、日本政府の補助

による FS 調査はプロジェクトの実現化への期待が高く、本調査も高く評価されている。

本調査では、これまで知見のなかった中東地域における埋立処分場からのガス回収プロジェクトについて検討し、埋立処分方法の特色、乾燥地域における LFG の発生状況などについて把握することができた。重ねて、これまでプロジェクト開発の進んでいない中東地域における動向の把握と日本政府の施策のアピールを行うことができ、周辺国からも関心が寄せられている。中東地域はこれまで、温室効果ガス排出削減に消極的な態度を取ってきたが、外国投資の呼び込みの観点から、積極的な態度を示す国も出始めている。今後、本プロジェクトを早急に変現化し、我が国としての実績を確実にするとともに、中東地域におけるプロジェクト開発を継続し、我が国の目標達成に繋げてゆく事が必要と考える。

当社は、今後のヨルダンの政治、経済の動向を見守りつつ、本プロジェクトの速やかな事業変現化を推進してゆく予定である。