平成 19 年度環境省委託事業

平成 19 年度 CDM／JI 事業調査

ウクライナ・ベラヤツェルコフ埋立処分場
メタンガス利用調査

報告書　概要版

平成 20 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、ウクライナのベラヤツェルコフ市の埋立処分場から排出されるメタンガスを主成分としたランドフィルガス（LFG）をボイラ利用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 JI 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。

ベラヤツェルコフ市は、キエフ州の南部、首都キエフから約 80ｋｍの距離にある。同市が所有するベラヤツェルコフ埋立処分場は、ベラヤツェルコフ市の中心部から約 10km、市の縁辺部に位置しており、周辺に居住区はない。

処分場全体の敷地面積は約 11ha であり、そのうちこれまでに埋立を完了したエリア面積は約 9ha となっている。現在はエリア 1 と呼ばれる新しいエリアで埋立が行われているが、2008 年末までには、このエリアも埋立が完了する予定である。埋立が完了したエリアでは、覆土が行われているが、新規処分場の立地が進まないため、2009 年からは埋立が完了したエリアに、再度廃棄物を搬入する予定となっている。埋立深さは約 15-20m、本格的な搬入開始年は 1983 年であり、現在までに搬入された総量は 1,600～2,000 万トンと見積もられる。

調査ではベラヤツェルコフ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などの導入計画､既存のボイラプラントへのガス供給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。JI 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ボイラプラントへのガス供給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、ベラヤツェルコフ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、ウクライナ国内でほとんど例がなく、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。

ウクライナでは､2004 年に京都議定書を批准している。同国の DNA は環境保護省であり、JI プロジェクト承認手続きの手順等の JI 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、処分場から約 2km 離れた場所にある地域暖房のボイラプラントへ送り、地域への温水供給を行っているボイラにて利用する。また、ボイラで利用できない 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熱利用により、ボイラハウスの燃料である天然ガスの使用量が削減され、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、ボイラで利用できない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、省エネルギーには直接つながらないものの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。

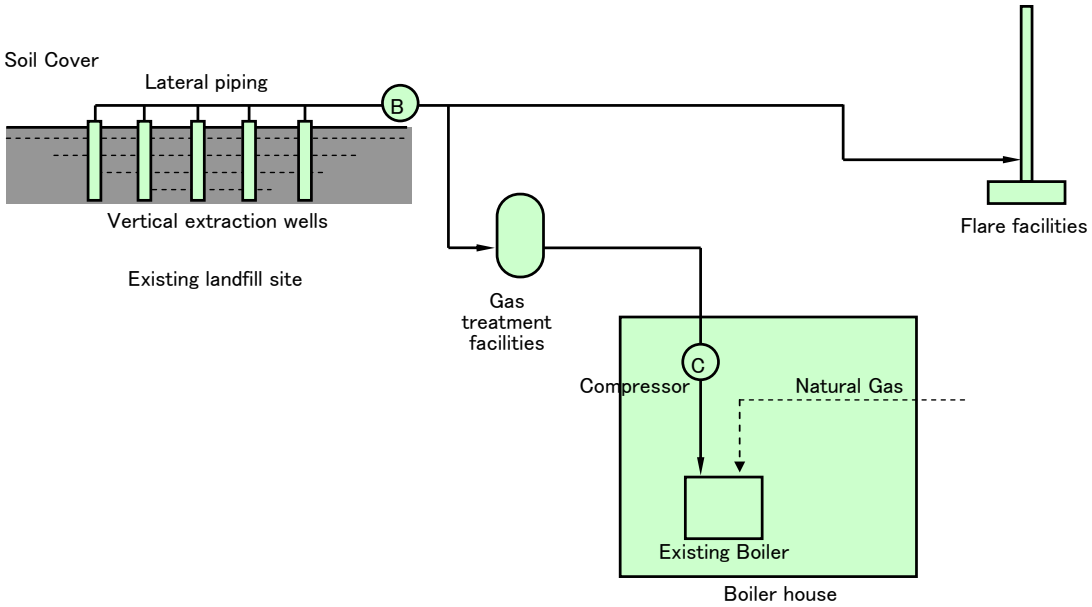

図 1　全体システム系統図

処分場から発生するメタンガス発生量の計算には、*"Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site"*を使用する。本ツールによれば、メタンガス発生量 $BE_{CH4,SWDS,y}$ は、以下の式で算出される。

$$BE_{CH4,SWDS,y} = 0.9 \times (1 - f) \times GWP_{CH4} \times (1 - OX) \times 16 / 12 \times F \times DOC_f \times MCF \times \sum_{(x=1 \sim y)} \sum_j W_{j,x} \times DOC_j \times e^{-k(y-x)} \times (1 - e^{-kj})$$

$BE_{CH4,SWDS,y}$	tCO_2e	Methane emissions potential of landfill site (SWDS)
f	-	Fraction of methane captured at the landfill site (SWDS)
OX	-	Oxidation factor
F	-	Fraction of methane in the LFG (SWDS gas)
DOC_f	-	Fraction of DOC that can decompose
MCF	-	Methane correction factor
$W_{j,x}$	t	Mass of waste type *j* deposited in the year x
DOC_j	-	Fraction of DOC in the waste type *j*
k_j	-	Decay rate for the waste type *j*
j	-	Waste type category

f: Fraction of methane captured at SWDS

本プロジェクトの実施サイトにおいて、プロジェクト以外でランドフィルガス（メタン）の回収は行われておらず、将来も行われる予定はないため、$f = 0$ を採用する。

OX: Oxidation factor

本プロジェクトの実施サイトは管理型のため、*"IPCC 2006 Guidelines"*を参照し、$OX = 0.1$ を採用する。

F: Fraction of methane in the SWDS gas

"IPCC 2006 Guidelines" により推奨されている $F = 0.5$ を採用する。

DOC_f: Fraction of DOC that can decompose

"IPCC 2006 Guidelines" により推奨されている $DOC_f = 0.5$ を採用する。

MCF: Methane correction factor

本プロジェクトの実施サイトは管理型のため、$MCF = 1.0$ を採用する。

$W_{j,x}$: Mass of waste type j deposited in the year x

本プロジェクトの実施サイトの固形廃棄物埋立量と固形廃棄物の組成は以下に示すとおりであり、廃棄物タイプ j の量は、a) 固形廃棄物埋立量と b) 固形廃棄物の組成の積により計算できる。

メタンガス発生量の試算結果は表 1 に示すとおりである。

表 1　メタンガス発生量の試算結果

Year	メタンガス発生量 (Nm^3CH_4)	Year	メタンガス発生量 (Nm^3CH_4)
2000	1,626,343	2012	1,951,377
2001	1,703,735	2013	1,860,919
2002	1,777,554	2014	1,774,907
2003	1,851,119	2015	1,693,114
2004	1,921,300	2016	1,615,322
2005	1,988,264	2017	1,541,328
2006	2,055,926	2018	1,470,937
2007	2,122,380	2019	1,403,965
2008	2,187,684	2020	1,340,239
2009	2,251,917	2021	1,279,593
2010	2,146,614	2022	1,221,871
2011	2,046,524	2023	1,166,926

収集されたランドフィルガスは、地域暖房プラントのボイラにて利用される。

地域暖房プラントでは、夏季には給湯、冬季には暖房と給湯の需要があり、ボイラは年間を通じて稼動している。

但し、メンテナンス等による停止を考慮し、年間の稼働率を 90%と想定する。

ボイラの運転については、従来どおり、地域暖房プラントのオペレーターによって運転が行われる。ランドフィルガス回収システムとブロアーの運転については、特別な発停作業等もないため、技術を持ったオペレーターは必要ないが、5 名分の人員を見込むこととする。ボイラ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。

ボイラ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 2 に示すとおりである。

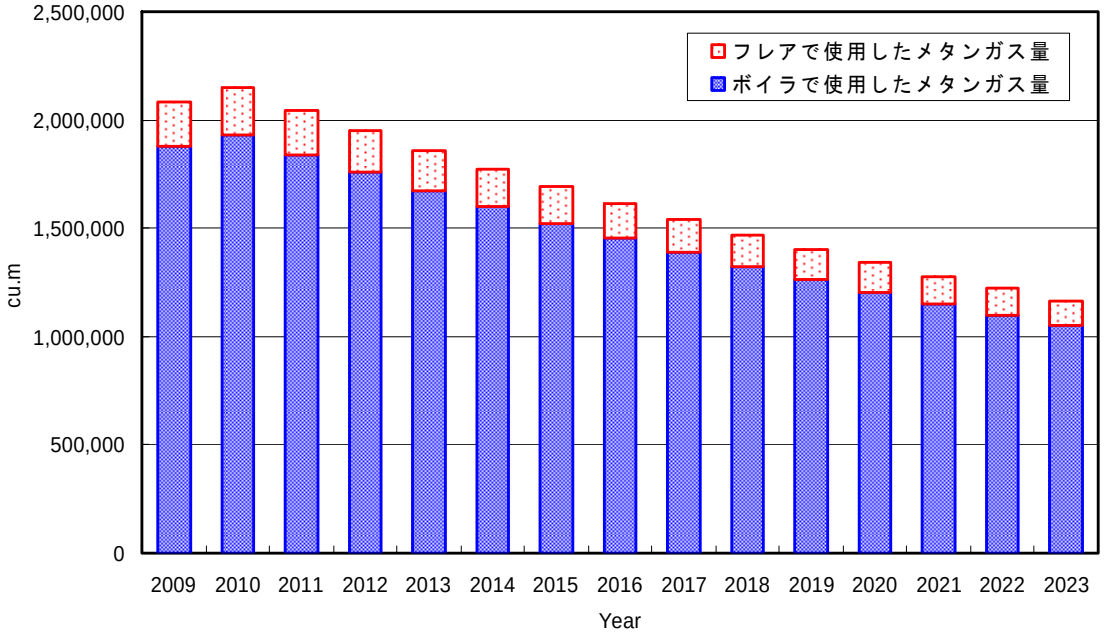

図 2　回収したメタンガスの使用用途

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に見合う資金の拠出を行うが、建設工事の発注、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、ERU の管理、外注・委託契約、人事、報告等）はすべてベラヤツェルコフ市、およびプロジェクト実施企業が責任を持つ。

本プロジェクトは、やや規模が小さいプロジェクトであり、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がある。ただし、プロジェクト実施企業にとって資金調達は容易ではないため、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うちかなりの部分を前払いすることが必要となる。一方で全額直接投資（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のスキームについても、これを採用する可能性は残されており、プロジェクト実施企業との条件に関する協議の中で決定する予定である。

本プロジェクトにおいては、ERU 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。ERU 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、ERU の経済的価値を考慮した場合、プロジェクト期間を 15 年、ERU の価格を 9.33US$/t$CO_2$（7EURO/t$CO_2$ 相当）とすると、IRR（税引後）は 13.37%であり、投資の対象となり得るレベルとなる。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 2 に示すとおりである。2008 年度上期にウクライナ、日本の両国政府承認を目指し、手続きを進めていく予定である。同時に運営会社の設立および詳細設計を行い、2008 年下期から建設工事を開始し、2009 年 1 月より事業をスタートさせたいと考えている。プロジェクトの実施期間は 15 年間を予定している。

表 2　プロジェクトの実施スケジュール

業務項目	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年		2023 年
FS の実施	●―――	―●―						
PIN の提出		2 月 ●						
ウクライナ政府より LOE を受理		4 月 ●						
PDD 作成及び EIA の実施		4 月－6 月 ●―●						
IE の決定		● 6 月						
ウクライナ政府より LOA を受領		● 8 月						
運営会社設立及び詳細設計の開始		6 月 ●┅						
建設工事の開始		8 月 ●┅						
クレジット期間の開始			● 1 月 ┅┅┅	┅┅┅	クレジット期間 15 年 ┅┅┅	┅┅┅	┅┅┅	┅┅┅▶

4. ベースラインの設定

本プロジェクトは JI プロジェクトであるが、先行する CDM 理事会の承認を受けたベースライン方法論を使用して検討した。

本プロジェクトには、統合化方法論 ACM0001 “Consolidated baseline and monitoring methodology for landfill gas project activities”の最新バージョンである Version 08 を適用する。

また、ACM0001 で参照することとされている以下のツールを使用する。

- “Tool for the demonstration and assessment of additionality” (Version 04)
- “Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane” (Version 01)
- “Tool to calculate project emissions from electricity consumption” (Version 01)
- “Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site” (Version 01)

ACM0001 には、その適用条件（Applicability）として以下が述べられている。

「本方法論は、ベースラインシナリオではガスの一部あるいは全量が大気中に放出され、以下の条件を満たす、LFG 回収プロジェクトに適用可能である：

a） 回収されたガスがフレア処理される、又は

b） 回収されたガスがエネルギー（e.g. 電力／熱）生産に利用される

c） 回収されたガスが天然ガス供給ネットワークを介し消費者に供給される。もし、天然ガスの移動を排出削減量に含める場合には、AM0053 を利用できる。

その他、上記ツールに含まれる適用条件を満たしていること。」

一方、本プロジェクトは以下の通りである。

① 現在、埋立処分場においては、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）

② このプロジェクトは、埋立処分場において、LFG の収集を行い、回収した LFG はフレア処理される。

③ 回収した LFG は既存のボイラハウスに供給され、熱エネルギー源として使用される。

ゆえに、このプロジェクトは、ACM0001 の適用条件である(a)(b)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。

本プロジェクトのベースライン排出量、プロジェクト排出量、排出削減量は *ACM0001* に基づき計算した。本プロジェクトでは、発電や、天然ガスパイプラインへの供給を行わないことを考慮し、式を整理した。

本プロジェクトによる排出削減量の試算は表 3 及び表 4 に示すとおりである。クレジット期間（2009 年～2023 年）における排出削減量は、410,063 tCO_2 になると試算された。

表 3　排出量及び排出削減量の概要

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
	tCO_2e	tCO_2e	tCO_2e	tCO_2e
2009	2,809	37,652	0	34,844
2010	301	36,177	0	35,877
2011	301	34,491	0	34,190
2012	301	32,887	0	32,586
2013	301	31,363	0	31,062
2014	301	29,913	0	29,612
2015	301	28,534	0	28,234
2016	301	27,223	0	26,923
2017	301	25,976	0	25,676
2018	301	24,790	0	24,489
2019	301	23,661	0	23,361
2020	301	22,587	0	22,287
2021	301	21,565	0	21,265
2022	301	20,593	0	20,292
2023	301	19,667	0	19,366
合計	7,018	417,080	0	410,063

表 4　排出削減量の試算結果

			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ex-ante	$BE_{CH4,SWDS,y}$	tCO_2e	33,898	32,313	30,806	29,374	28,012	26,717	25,486	24,315
	collected LFG	tCO_2e	31,390	32,313	30,806	29,374	28,012	26,717	25,486	24,315
	EqC	-	0.93	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	BE_y	tCO_2e	37,652	36,177	34,491	32,887	31,363	29,913	28,534	27,223
	$MD_{project,y}$	tCH_4	1,614	1,539	1,467	1,399	1,334	1,272	1,214	1,158
	$MD_{reg,y}$	tCH_4	0	0	0	0	0	0	0	0
	AF	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	$ET_{LFG,y}$	TJ	67	69	66	63	60	57	55	52
	$CEF_{ther,BL,y}$	tCO_2e/TJ	55.8	55.8	55.8	55.8	55.8	55.8	55.8	55.8
	PE_y	tCO_2e	2,809	301	301	301	301	301	301	301
	$PE_{EC,y}$	tCO_2e	301	301	301	301	301	301	301	301
	$EC_{PJ,y}$	MWh	193	193	193	193	193	193	193	193
	$EF_{grid,y}$	tCO_2e/MWh	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
	TDL_y	-	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200
	not collected LFG	tCO_2e	2,508	0	0	0	0	0	0	0
	ER_y	tCO_2e	34,844	35,877	34,190	32,586	31,062	29,612	28,234	26,923

			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
ex-ante	$BE_{CH4,SWDS,y}$	tCO_2e	23,201	22,142	21,134	20,174	19,261	18,393	17,565	372,791
	collected LFG	tCO_2e	23,201	22,142	21,134	20,174	19,261	18,393	17,565	370,283
	EqC	-	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	
	BE_y	tCO_2e	25,976	24,790	23,661	22,587	21,565	20,593	19,667	417,080
	$MD_{project,y}$	tCH_4	1,105	1,054	1,006	961	917	876	836	17,752
	$MD_{reg,y}$	tCH_4	0	0	0	0	0	0	0	0
	AF	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	$ET_{LFG,y}$	TJ	50	47	45	43	41	39	38	793
	$CEF_{ther,BL,y}$	tCO_2e/TJ	55.8	55.8	55.8	55.8	55.8	55.8	55.8	
	PE_y	tCO_2e	301	301	301	301	301	301	301	7,018
	$PE_{EC,y}$	tCO_2e	301	301	301	301	301	301	301	4,510
	$EC_{PJ,y}$	MWh	193	193	193	193	193	193	193	2,891
	$EF_{grid,y}$	tCO_2e/MWh	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	
	TDL_y	-	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	
	not collected LFG	tCO_2e	0	0	0	0	0	0	0	2,508
	ER_y	tCO_2e	25,676	24,489	23,361	22,287	21,265	20,292	19,366	410,063

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。

本プロジェクトにおけるモニタリング計画は、図 3 に示すとおりである。

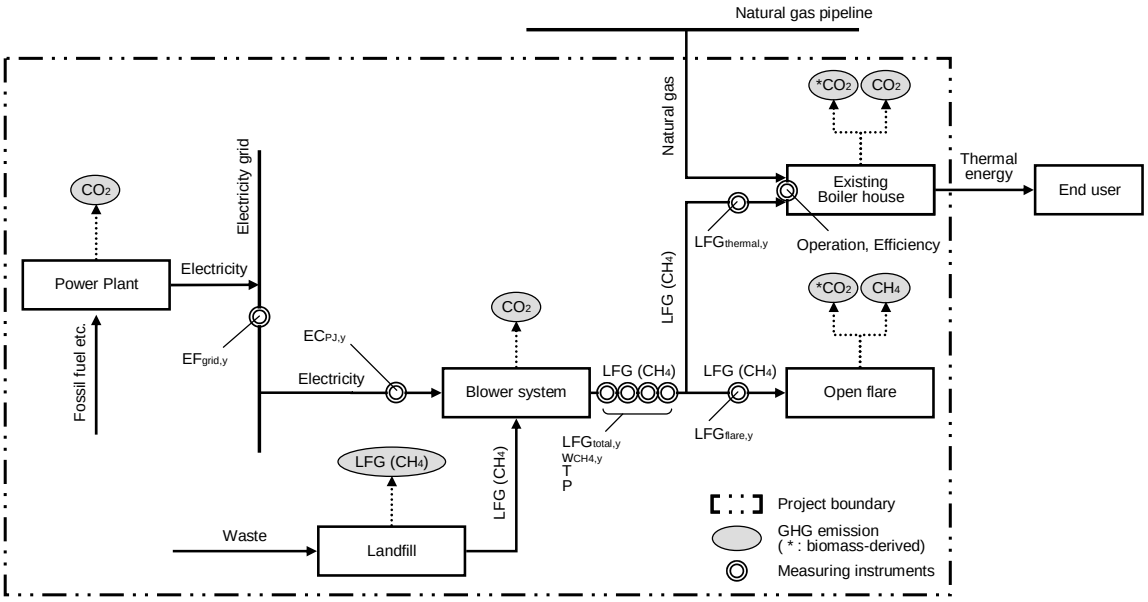

図 3　モニタリング計画図

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。

建設費は 1,355,065 US$（当初建設時に 1,262,039 US$、追加投資として 1 年後に 93,026 US$）であり、ランニングコストは 1 年当たり運転費が 24,000 US$である。なお、ランニングコストとして年間 20,000 US$のベリフィケーション費用を見込んでいる。

税金については、企業利潤税が経常利益に対して 15%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。

試算に用いる為替レートは、1US$=116.00 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、2009 年より運転開始と想定しており、クレジット期間は 2009 年～2023 年までの 15 年間とする。

投資回収年数については表 5 に示すとおり、ERU の経済的価値なしの場合、ERU 価格が 5 US$/t$CO_2$、9.33 US$/tCO_2（7EURO/tCO_2 相当）の 2 種類の ERU の経済的価値ありの場合について、累積事業収支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 5　各条件における投資回収年数

ERU の経済的価値の有無		投資回収年数
ERU の経済的価値なしの場合	0 US$/t$CO_2$	回収できない （回収できない）
ERU の経済的価値ありの場合	5 US$/t$CO_2$	回収できない （回収できない）
	9.33 US$/t$CO_2$ （7EURO/tCO_2 相当）	6 年

※（　）内は税引前の値を示す。

また、内部収益率（IRR）については、内部収益率（IRR）については、表 7.3-1 に示すとおり、ERU の経済的価値なしの場合、ERU 価格が 5 US$/t$CO_2$、9.33 US$/tCO_2（7EURO/tCO_2 相当）の 2 種類の ERU 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。表 6 に示すとおり、ERU の経済的価値なしの場合、プロジェクト IRR はマイナスであるのに対し、ERU 価格が 9.33 US$/t$CO_2$（7EURO/t$CO_2$ 相当）のケースでは、13.37%（税引後）であり、カントリーリスクを考慮しても投資の対象となり得るレベルとなる。

表 6　各条件における内部収益率（IRR）

ERU の経済的価値の有無		IRR
ERU の経済的価値なしの場合	0 US$/t$CO_2$	マイナス （マイナス）
ERU の経済的価値ありの場合	5 US$/t$CO_2$	マイナス （マイナス）
	9.33 US$/t$CO_2$ （7EURO/tCO_2 相当）	13.37 （14.16）

※（　）内は税引前の値を示す。

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、1,355,065US$である。一方、本プロジェクトにおけるクレジット期間（2009 年～2023 年）の温室効果ガス排出削減量の合計は、410,063 tCO_2 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～2022 年）の CO_2 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 7 に示すとおりである。

表 7　CO_2 削減コスト

項目	数値
温室効果ガス削減量（tCO_2）	410,063
コスト（US$）	1,355,065
CO_2 削減コスト（US$/$tCO_2$）	約 3.3

7.　調査結果のまとめ、今後の対応

本 FS 調査は、ベラヤツェルコフ市の埋立処分場から発生する LFG を回収し、ボイラハウスで利用することにより、埋立処分場からのメタンの大気中への排出を削減し、さらにボイラハウスでの天然ガス利用量削減によって、CO_2 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。

埋立処分場からのメタンガス回収・利用のプロジェクトは、温室効果ガスの排出削減と同時に、悪臭防止、ハエ等の発生防止、火災防止等、地域の環境面・衛生面・防災面での改善が期待できる、『コベネフィット型』プロジェクトであり、ホスト国からもプロジェクト推進への期待が高い。

現在、ウクライナ政府は JI プロジェクト承認手続きの手順等の JI プロジェクト承認に対する体制を既に完成させており、70 件以上のプロジェクトが LOE を得ており、既に 10 件のプロジェクトが承認されている。本プロジェクトも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ベラヤツェルコフ市は、環境改善、海外投資の積極的受け入れ等の点から本 JI 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、ランドフィルガス回収設備と、近接する地域暖房ボイラプラントへのガス供給パイプを設置し、2009 年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 JI 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 10 US$/$tCO_2$ 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。

今後は、LoE の取得、ディターミネーションの実施を経て、日本、ウクライナ両国の政府承認取得と同時に、より詳細な設備計画やプロジェクト実施に向けた事業契約の締結などを速やかに実施し、できるだけ早い時期でのプロジェクトの実現化を目指していきたい。

埋立処分場からのメタンガス回収・利用の JI プロジェクトには CDM の統合化方法論が適用でき、2008 年からの第一約束期間において、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N_2O 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

などのプロジェクトごとに独特な影響要因が多く、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、カウンターパートとなる地方自治体のプロジェクトへの係わり方は様々で、プロジェクト実現化に向けた意見調整は容易ではない。この点が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、有望な JI プロジェクトの検討のみならず、JI や GIS の対象国としてポテンシャルの高いウクライナ国における最新の動向の把握と、日本政府の施策のアピールを行うことができた。今後も本プロジェクトの実現化を通じたウクライナ国との関係強化と併せて、中東欧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。