

平成 18 年度 CDM / JI 事業調査
マケドニア・スコピエ埋立処分場
メタンガス利用調査

報告書

平成 19 年 3 月

清水建設株式会社

目次

まえがき

調査実施体制

第1章 プロジェクト基本事項	1
1.1 マケドニアの基本情報	1
1.1.1 国土、自然、人口	1
1.1.2 政治	3
1.1.3 外交	4
1.1.4 経済	5
1.1.5 通貨政策	7
1.1.6 財政、対外債務	7
1.1.7 産業	9
1.2 マケドニアのエネルギー事情	12
1.2.1 エネルギー資源	12
1.2.2 電力	14
1.2.3 地域熱供給	18
1.3 マケドニアの廃棄物処分場事情	20
1.3.1 廃棄物処理の現状	20
1.3.2 埋立処分場の状況	20
1.4 マケドニアのCDMに関する政策	21
1.5 スコピエ市の概況	22
第2章 プロジェクト計画	23
2.1 プロジェクトの概要	23
2.1.1 プロジェクトの目的	23
2.1.2 プロジェクト計画の概要	23
2.2 プロジェクトの持続可能な開発への貢献	24
2.3 プロジェクト参加者の概要	25
2.4 プロジェクト実施サイト	26
2.4.1 対象施設の現状	26
2.4.2 ランドフィルガス発生量の想定	29
2.5 システム構成	33

2.5.1	ランドフィルガス利用設備全体概要	33
2.5.2	ガス収集・供給設備	34
2.5.3	ガスエンジン発電機	36
2.5.4	その他の設備	37
2.5.5	運転方法	38
2.6	本プロジェクトの領域	39
2.7	プロジェクトコストの検討	40
2.7.1	イニシャルコストの検討	40
2.7.2	ランニングコストの検討	40
2.8	プロジェクトの実施計画	41
2.8.1	プロジェクトの実施体制	41
2.8.2	クレジットの取得方法	42
2.8.3	プロジェクトの資金計画	42
2.8.4	プロジェクトのリスク	43
2.9	プロジェクトの実施スケジュール	45
第3章	ベースラインの設定	46
3.1	ベースライン及びモニタリング方法論の適用	46
3.2	プロジェクトバウンダリーの検討	47
3.3	ベースラインシナリオの設定および追加性の証明	48
3.4	リーケージの検討	51
3.5	排出削減量の事前計算	52
3.5.1	排出削減量の計算方法	52
3.5.2	プロジェクト排出量の試算	53
3.5.3	ベースライン排出量の試算	54
3.5.4	リーケージの試算	54
3.5.5	排出削減量の試算	54
第4章	モニタリング計画	56
4.1	モニタリング項目の検討	56
4.2	モニタリング計画	61
4.3	モニタリング結果から排出削減量を計算する式	62
第5章	環境への影響とその他の間接影響	64
5.1	環境への影響	64
5.1.1	環境影響評価の実施方法	64

5.1.2	環境影響評価結果	64
5.1.3	プロジェクト参加者の結論	67
5.1.4	ホスト国政府の結論	68
5.2	その他の間接影響	68
5.2.1	経済面に及ぼす影響	68
5.2.2	社会面に及ぼす影響	68
5.2.3	持続的発展への貢献	68
第 6 章	利害関係者のコメント	69
6.1	利害関係者のコメントの収集方法	69
6.2	受け取った利害関係者のコメントの要約	69
第 7 章	収益性	71
7.1	前提条件	71
7.2	投資回収年数	71
7.3	内部収益率	72
7.4	内部収益率の感度分析	73
7.5	温室効果ガス排出削減コスト	74
第 8 章	試掘結果	75
8.1	試掘の実施	75
8.2	試掘結果	78
8.2.1	表層ガス調査結果	78
8.2.2	ボーリング調査結果	80
むすび	82
添付資料	85
資料 1	プロジェクト計画系統図	85
資料 2	排出削減量計算結果	86
資料 3	キャッシュフロー計算結果	89
資料 4	略語一覧	91

まえがき

本報告書は、財団法人地球環境センター（Global Environment Centre Foundation：GEC）から清水建設株式会社（Shimizu Corporation）が平成 18 年度事業として受託した CDM / JI 事業調査「マケドニア・スコピエ埋立処分場メタンガス利用調査」の結果をとりまとめたものである。

1997 年 12 月京都において国連気候変動枠組み条約（The United Nations Framework Convention on Climate Change（UNFCCC））第 3 回締約国会議（COP3:The 3rd Session of the Conference of the Parties to UNFCCC）が開催された。この会議では、二酸化炭素（CO₂）をはじめとする温室効果ガス（GHG：Green House Gas）による地球温暖化を防止するため、先進国では「2008 年から 2012 年」（第一約束期間（Commitment Period））の平均の排出量を、1990 年レベルよりも少なくとも 5%削減することを目標とした「京都議定書（Kyoto Protocol）」が採択され、我が国の削減目標は 6%となった。

京都議定書では目標達成方法に柔軟性を与える措置として、国際間の具体的なプロジェクトの実施を通じて GHG 削減量を分かち合う先進国間の「共同実施（JI：Joint Implementation）」、先進国と途上国とが協力して行う「クリーン開発メカニズム（CDM：Clean Development Mechanism）」、そして、排出量を市場取引する「排出量取引（ET：Emissions Trading）」が決定された。我が国としてもこれらの制度を積極的に活用して目標を達成していくこととなっている。

我が国の京都議定書の国会承認は 2002 年 7 月に行われた。一方、マケドニアは 2004 年 11 月に京都議定書に加盟している。2004 年 11 月にはロシア連邦が京都議定書を批准し、この結果、2005 年 2 月 16 日に京都議定書が発効している。

本調査は、マケドニア・旧ユーゴスラビア共和国スコピエ市において、埋立処分場から発生するメタンガスを削減することにより、地球温暖化係数（GWP：Global Warming Potential）の高いメタンガスの大気への拡散を削減すると同時に、一部のメタンガスを発電に有効利用するプロジェクトについての FS（Feasibility Study）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。

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、プロジェクトの概要でも述べたとおり、当該埋立処分場の地形的な特徴である地下水位の問題から、一般的な垂直井戸によるガスの回収が難しく、このことがプロジェクトの事業性に影響を与えることが明らかになった。これは、埋立処分場の地形的な特徴に基づいてプロジェクトをスクリーニングする際に有効な知見である。今後スコピエ市との協議によりこの点を検討し、プロジェクトの実現可能性をより高めていきたい。

調査実施体制

本報告書は、財団法人地球環境センター（Global Environment Centre Foundation：GEC）から清水建設株式会社（Shimizu Corporation）が平成 18 年度事業として受託した CDM / JI 事業調査「マケドニア・スコピエ埋立処分場メタンガス利用調査」の結果をとりまとめたものである。調査は以下の体制で実施した。

(1) 社内体制

本調査は、排出権プロジェクト推進部を中心にして実施するが、社内のその他の部門の支援・連携も得て実施する。主な役割分担は以下の通りである。

- ・ 排出権プロジェクト推進部：全体取りまとめ、現地調査の計画、実施、システム設計、ベースライン方法論検討、モニタリング方法論検討、環境影響検討
- ・ 投資開発本部：収益性検討、資金計画、プロジェクト実施体制検討
- ・ 技術研究所：ベースライン方法論検討、モニタリング方法論検討、環境影響検討
- ・ 国際業務室：基本情報の収集、利害関係者のコメントの収集

(2) 日本側調査協力機関と役割

- ・ トルコ住友商事：基本情報、現地情報収集

(3) カウンターパート等ホスト国側の協力機関と役割

- ・ スコピエ市役所：調査受入機関
- ・ スコピエクリーニングカンパニー：現地情報・データの提供

第1章 プロジェクト基本事項

1.1 マケドニアの基本情報

1.1.1 国土、自然、人口

ヨーロッパ南東部、バルカン半島の内陸部山岳地帯にある共和国で、北はセルビア＝モンテネグロ、東はブルガリア、南はギリシャ、西はアルバニアと国境を接する。

かつてはユーゴスラビア（旧）を構成する共和国だったが、1991年11月にマケドニア共和国として独立した。しかし、マケドニアという名称の使用をめぐるギリシャとの間に論争がおき、93年4月、マケドニア旧ユーゴスラビア共和国という暫定的な国名で国際連合に加盟した。

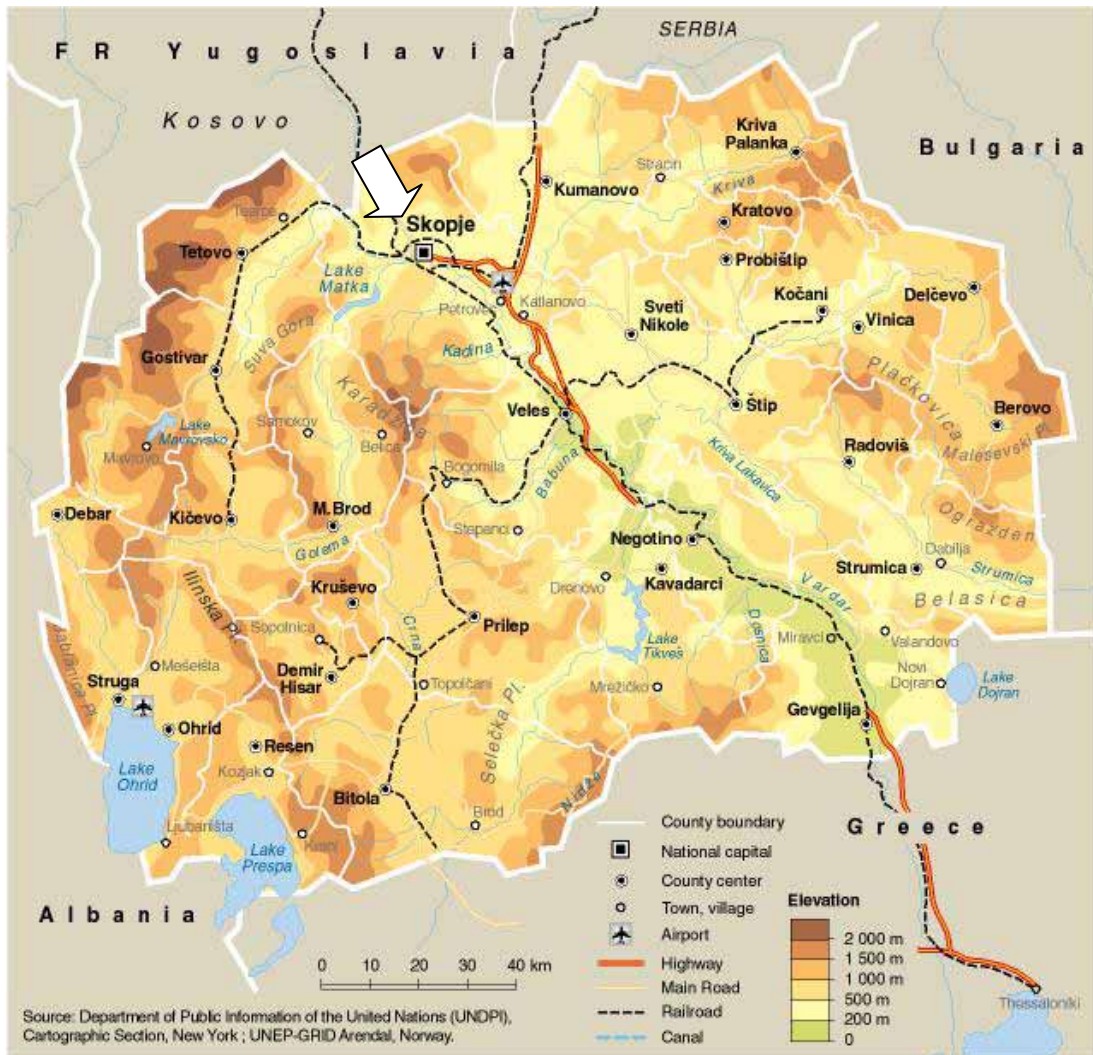
面積は2万5713km²。人口は205万554人(2006年推計)。首都はスコピエで、同国最大の都市である。

マケドニアは内陸国で、全体に平野は少なく、山地が79%、平地が19%、水面（湖・川等）が2%を占めて、地形は深い渓谷とごつごつした岩山や丘陵が好対照をみせている。国土の36%（2005年）がブナ、マツ、カシなどの森林で、最高峰は標高2764mのコラブ山。オフリド、プレスパ、ドイランが三大湖である。最大河川のバルダール川は北西部に源を発し、ほぼ中央部をながれたのち、アクシオス川となってギリシャを貫流し、エーゲ海にそそぐ。山岳地帯は夏から秋にかけては乾燥して暑く、冬は寒く降雪量が多い。渓谷地帯は年間を通して温暖である。スコピエ周辺は雨が多い。

2003年の統計では、国土の48.8%が農地として活用されている。また、天然資源にめぐまれ、亜鉛、鉛、マンガン、ニッケル、クロム、銅、鉄鉱石、タングステンを産する。鉱泉や温泉もある。地震地帯にあり、1963年のスコピエ地震で大きな被害をこうむった。

マケドニアの気候は、東部・西部の山岳地帯では温暖湿潤気候（四季の変化が明瞭で夏季に高温多雨）中央部の平地部が西岸海洋性気候（夏は涼しく冬も暖流や偏西風の影響で緯度の割に寒くなく非常に暮らしやすい。雨量は温帯の中ではやや少なめであるが、年較差が少なく安定している。）である。

首都のスコピエ市は西岸海洋性気候に位置し、月間の最高気温の平均が最も高いのは7、8月で31程度、最低気温の平均が最も低いのは1月の-4である。降雨はほぼ年間を通じてあるが、年間降水量は500mm程度と少ない。



出典：UNEP/GRID-Arendal, Macedonia, The Former Yugoslav Republic of (FYROM) - topography and administrative regions, UNEP/GRID-Arendal Maps and Graphics Library, http://maps.grida.no/go/graphic/macedonia_the_former_yugoslav_republic_of_fyrom_topography_and_administrative_regions (Accessed 11 January 2007)

図 1.1-1 マケドニア位置図（矢印はスコピエ市の位置）

2005 年におけるマケドニアの人口は約 203 万人であり、極めて緩やかだが増加傾向にある（表 1.1-1 参照）。国民は、スラブ系マケドニア人が 67% を占める。最大の少数民族アルバニア人は 23% を占める（アルバニア人自身の主張では 30% 以上）。ほかにトルコ人 4%、セルビア人 2%、ロム（ジプシー）2% などである。

主な都市の人口は、首都のスコピエ市が最も多く約 47 万人、次いでスコピエの北東にあるクマノボ市が約 10 万人で、その他の都市は人口 10 万人未満である。都市人口比率は 59%（2003 年）である。

公用語はマケドニア語とアルバニア語である。宗教はキリスト教（マケドニア正教）が 7 割、イスラム教が 3 割となっている。

推定平均寿命は約 73 歳と高いが、2005 年の合計特殊出生率は 1.7 人と少ない。
また、初等教育就学率は 98%程度と高いが、やや低下する傾向にある。

表 1.1-1 人口統計

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
総人口（百万人）	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
年人口増加率（%）	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2
推定平均寿命（歳）	72.9	..	73.2	73.3	73.6	..
合計特殊出生率（女性一人当たり）	1.8	..	1.8	1.8	1.7	..
初等教育就学率（%）	99.6	98.8	98.7	97.6	97.7	..

出典：世界銀行 HP, WDI Data Query

1.1.2 政治

1918 年にセルビア人・クロアチア人・スロベニア人による王国が建国された後、1945 年に旧ユーゴスラビア共和国を構成する共和国の一つとして発足した。1991 年に旧ユーゴスラビア連邦からの独立を宣言、1992 年にユーゴ軍が撤退を完了、1993 年には国連加盟を果たした。

政治体制は、大統領を元首とし 1 院制の共和制をとっている。現在は、内部マケドニア革命組織・マケドニア国民統一民主党（VMRO-DPMNE）が主導する連合（右派）を中心とする連立内閣（2006 年 8 月発足）である。

1991 年の独立後、概ね安定した状態が継続していたが、コソボ紛争によって約 50 万人のコソボ地域のアルバニア系住民が難民として押し寄せ、難民流入によってアルバニア民族主義が高まった。2001 年 2 月以降、人口の 2~3 割を占めるアルバニア系住民の地位改善を要求するアルバニア系住民の民族解放軍（NLA）が武装蜂起した。これにコソボ自治州から武装勢力が越境して介入しようとしたため、マケドニア軍との間で武力衝突（マケドニア紛争）が発生した。事件は 3 月後半から国際社会で認知され、ヨーロッパ各国は行方を憂慮していたが、数ヶ月に渡って小競り合いが続いたため、同年 7 月に NATO の仲介により紛争当事者による停戦合意が、同年 8 月にアルバニア系住民の地位向上を中心とし、憲法改正を含めた必要な法改正を行う旨を確約する「枠組み合意（オフリド合意）」が成立して停戦、NATO 軍が駐留を開始した。

「枠組み合意」の成立後、NATO 部隊によるアルバニア系武装勢力の武器回収、憲法改正、地方自治法の改正、欧州委員会及び世銀の共催による支援国会合が行われ、2002 年 9 月には紛争後初めての総選挙が平和裡に実施されるなど、情勢は一応の安定を取り戻した。

2004年2月のトライコフスキー大統領の事故死を受けて4月に行われた臨時大統領選挙では、与党「社会民主同盟（SDSM）」のツルヴェンコフスキー候補（当時首相）がアルバニア系「統合のための民主同盟（DUI）」の協力で勝利を納め、5月に大統領に就任した。同大統領に組閣を命じられたコストフ前内相を首班とする新内閣が6月に発足したが、内相以外の全閣僚が留任し、「枠組み合意」の履行という基本方針は継続した。

他方、「枠組み合意」に規定された地方分権推進のための自治体再編に対して、アルバニア系住民が多数派となる自治体においてマケドニア系住民による反対運動が起こり、11月に自治体再編法案の是非を問う国民投票が行われた。国民投票の結果次第では「枠組み合意」の履行が停滞する可能性があったが、投票率が国民投票成立要件の50%を大きく下回り、不成立となった。国民投票を乗り切ったコストフ首相であったが、国民投票後間もなく、DUIによる汚職とネポティズムを示唆しつつ突然辞職を発表した。その後SDSMの新党首に選出されたブチュコフスキー国防相が、12月に新首相に就任した。

2006年7月5日、任期満了に伴う国会総選挙の結果、内部マケドニア革命組織・マケドニア国民統一民主党（VMRO-DPMNE）が主導する連合が第1党となり、同連合を中心とする連立内閣が8月26日に発足した。首相には、グルエフスキーVMRO-DPMNE党首（元財務相）が就任した。

1.1.3 外交

マケドニア政府の外交基本方針は、EU及びNATOへの加盟を外交分野の最重要目標としており、「枠組み合意」の履行を含む様々な改革に取り組んでいる。2004年3月、EUに正式加盟申請を行い、2005年12月、ブリュッセル欧州理事会においてEU加盟候補国の地位を付与された。

一方、1991年の独立後、国名問題を巡ってギリシャとの関係が悪化したが、1993年、「マケドニア旧ユーゴスラビア共和国（FYROM）」の暫定名称を用いることでギリシャの譲歩を引き出し、国際的な承認を得るとともに国連加盟を果たした。

2001年の紛争以降、NATO、EUの軍事部隊が駐留したが、2004年にEU警察部隊に変更、その後派遣されていたEU警察顧問チームも2006年6月に任務を終了している。

日本は、1993年12月にマケドニアを「マケドニア旧ユーゴスラビア共和国」の名称で国家承認し、1994年3月に外交関係を開設した。両国とも駐オーストリア大使がそれぞれの国を兼轄しており大使館実館を有しないが、東京とスコピエにそれぞれ名誉総領事を任命している。

二国間条約・取極としては、1997年2月、旧ユーゴ政府との間で締結された通商航海条約、科学技術協力協定、文化協定等の承継を確認するための書簡交換を行っている。

経済関係としては、2005年の貿易実績が表 1.1-2 に示すとおりである。

表 1.1-2 日・マケドニア貿易額・品目（2005年）

	金額	地位	主要品目
輸出(日本→マケドニア)	22.76 百万ドル	マケドニアの貿易相手国中 15 位	一般機械、電気製品
輸入(日本←マケドニア)	8.40 百万ドル	マケドニアの貿易相手国中 32 位	たばこ、ワイン

出典：外務省各国・地域情勢

また、日本による国際援助の実績は、表 1.1-3 に示すとおりである。

その他、2003年の主要な援助国と援助額は、米（70.1 百万ドル）、オランダ（31.5 百万ドル）、ドイツ（30.8 百万ドル）、ノルウェー（11.5 百万ドル）、イタリア（8.4 百万ドル）となっている。

表 1.1-3 日本の国際援助額累計

(1) 有償資金協力	103.33 億円（「ズレトヴィツァ水利用改善計画」他、03 年度までの累計）
(2) 無償資金協力	93.69 億円（03 年度までの累計）
(3) 技術協力	17.65 億円（03 年度までの累計）

出典：外務省各国・地域情勢

1.1.4 経済

マケドニアは経済的に旧ユーゴスラビア国内の最後進地域であり、旧ユーゴ時代よりユーゴ市場に対する依存度が極めて高かった。1991年のGDP(国内総生産)は最先進地域であるスロベニアの3分の1にすぎなかった。

92年からの新ユーゴスラビア(セルビア・モンテネグロ)に対する国際連合の経済制裁のために、マケドニアは重要な農産物市場を失った。他方、マケドニアの国名問題をめぐる対立からギリシャは経済封鎖という手段に訴え、マケドニアの貿易の大部分をあついていたテッサロニキ港の使用を禁じたため、貿易、特に輸出が不振となり、マケドニア経済は、独立以降急激な悪化と停滞を余儀なくされた。

マケドニア政府は、IMF及び世銀の支援を得つつ、93年より経済安定化政策（賃金抑制、赤字国営企業の整理、為替レートの安定化等）を実施している。95年より旧ユーゴ地域との交易が再開したこともあり、GDP成長率は、96年以降はプラスに転じた。

1998年から99年のコソボ紛争時には多数の難民が流入し（最大時は約25万人）、その受け入れに伴う負担が重なった上、ユーゴや欧州との交易が阻害されたことにより経

済的に大きな損害を受けた。また、2001年2月に発生した紛争により、マケドニア経済は大きな打撃を受けた。

政府は経済振興をめざして、通貨改革や市場化、民営化を進めているものの、農業と石炭産業は自給自足が可能だが、他の燃料や機械、輸送設備、工業製品は輸入に頼っている。GDPの内訳は、農林水産業などの第1次産業13%(2004年)、鉱工業や建設業などの第2次産業28%、サービス業などの第3次産業59%。重要な収入源のひとつである観光は紛争の影響で一時的に減少したが、1994年以降は回復にむかっている。一方失業率は38.6%といまだに高水準である。

表 1.1-4 マケドニアの主要な経済指標

1.主要産業	農業(たばこ、ワイン、とうもろこし、米)、繊維、鉱業(鉄等)
2.一人当たり GDP	2,850 ドル(05年、国家統計局)
3.経済成長率	4.0%(05年)
4.物価上昇率	0.5%(05年)
5.失業率	36.1%(06年第2四半期)
6.貿易額・貿易品目(04年)	(1)輸出 1,672 百万ドル(衣服、鉄・鋼鉄、石油・石油製品、たばこ、農産物(野菜・果物)) (2)輸入 2,792 百万ドル(鉄・鋼鉄、石油・石油製品、乗用車部品、繊維等)
7.貿易相手国(04年)	輸出 セルビア・モンテネグロ(20.7%)、ドイツ(18.9%)、ギリシャ(13.6%)、イタリア(8.0%)、米国(4.3%) 輸入 ドイツ(12.6%)、ギリシャ(9.7%)、ロシア(8.7%)、セルビア・モンテネグロ(8.4%)、ブルガリア(7.2%)

出典：外務省各国・地域情勢

表 1.1-5 経済諸指標

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
GNI, Atlas method (US\$: billion)	3.7	3.4	3.5	4.0	4.9	5.7
一人当たり GNI, Atlas method (US\$)	1,850.0	1,710.0	1,730.0	1,990.0	2,440.0	2,830.0
GDP (US\$: billion)	3.6	3.4	3.8	4.6	5.4	5.8
GDP 年成長率 (%)	4.5	-4.5	0.9	2.8	4.1	4.0
年インフレ率, GDP deflator (%)	8.2	3.6	3.4	0.3	1.3	3.0
第一次産業(対GDP比:%)	12.0	11.8	12.4	13.4	13.2	12.0
第二次産業(対GDP比:%)	33.7	32.1	30.2	30.7	29.2	29.2
第三次産業(対GDP比:%)	54.2	56.1	57.5	56.0	57.7	58.7
輸出(対GDP比:%)	48.6	42.7	38.0	37.9	40.2	45.0
輸入(対GDP比:%)	63.5	56.6	58.2	54.8	60.5	62.5
総資本構成(対GDP比:%)	22.3	19.1	20.6	20.0	21.6	21.0
海外直接投資 (US\$: million)	175.0	442.0	78.0	96.0	157.0	..
対外債務残高 (US\$: billion)	1.3	1.3	1.5	1.7	1.9	..
割賦償還金額(対輸出比率:%)	7.9	12.9	15.8	12.8	10.5	..

出典：世界銀行 (<http://devdata.worldbank.org/data-query/SMResult.asp?COUNorSERI=GEO&scale=1&des=1>) (1)

1.1.5 通貨政策

1992年にマケドニアは国立銀行を設立し、独自通貨デナル denar を導入した（2004年の為替レートの平均 U.S.\$1 が 49.4 デナル）。

独立直前に存在した銀行システムでは、西欧諸国と同様に機能していたいくつかの商業銀行が存在した。しかし、これらの銀行の多くは、政府の命令により借り入れ返済不可能な企業にも貸付を行うよう強制されていたため、支払能力がなかった。

独立後、国立銀行は商業銀行を強化するプログラムを開始した。このプログラムは良い成果を挙げており、不良債権を 1998 年までに大幅に減らしている。また、国立銀行は 1990 年代の末のインフレ現象を抑えることにも成功した。

表 1.1-6 為替レートの変動状況

通貨	2002	2003	2004	2005	2006
米ドル(US\$)	64.35	54.322	49.41	48.92	48.9962

出典：CIA World Fact Book, Macedonia
<https://www.cia.gov/cia/publications/factbook/geos/mk.html#Econ>

1.1.6 財政、対外債務

2001年と2002年の憲法及び地方自治法の改正を受け、2002年3月12日欧州委員会及び世界銀行の共催によるマケドニア支援国会合が行われ、36カ国18国際機関の参加により、308百万ユーロの支援が表明された。

その後も IMF の民営化プログラムなどにより、国营企業の整理などが続けられているが、2002年の実績では、政府財政収支、経常収支ともにマイナスの状態である。

表 1.1-7 マケドニアの主な財政指標

	マケドニア
GDP成長率	2.0
1人当たりGDP (US\$) *	1,753
消費者物価上昇率 (年平均)	3.6
消費者物価上昇率 (年末)	3.2
生産者物価上昇率 (年平均) *	-1.2
生産者物価上昇率 (年末) *	-2.5
失業率 (年末) *	30.5
一般政府財政収支 (対GDP比)	-4.4
一般政府債務残高 (対GDP比) *	-
輸出 (mil US\$)	1,187
輸入 (mil US\$)	1,674
貿易収支 (mil US\$)	-487
経常収支 (mil US\$)	-409
経常収支 (対GDP比)	-10.2
FDI, net (mil US\$) (1)	70
FDI (対GDP比)	1.7
debt service ratio (輸出比) *	19.0

出典：中・東欧諸国における市場経済化、平成 15 年、国際子湯力事業団
 原出所：EBRD, Transition Report 2002.

表 1.1-8 対外債務 (単位：百万 US ドル)

	1998	1999	2000	2001	2002
対外債務合計	1447	1493	1487	1368	1507
公的債務	974	1033	1031	969	1048
国際機関	685	714	715	688	756
国際通貨基金	114	113	82	71	67
IBRD/IDA	294	339	373	379	441
IFC	56	57	57	33	18
EIB	54	68	67	75	102
EBRD	90	72	72	62	32
EUROFIMA	23	17	17	14	12
Council of Europe	5	5	7	6	14
EU	48	41	37	44	65
IFAD	1	2	3	4	5
二国間	289	319	316	281	292
民間債務	404	407	405	337	398
Short-term debt	69	54	51	63	61
対外債務返済予定額	146	188	220	270	228
公的債務	99	113	120	153	154
民間債務	47	75	100	117	74

出典：IMF Country Report No. 03/136, May 2003, FYR Macedonia: Selected Issues and Statistical Appendix

1.1.7 産業

2001年のマケドニア紛争以前のGDP構成比は、製造業、商業が比較的多いほか、「その他」に分類されている経済活動の比率が高く、小規模な個人経営やインフォーマルセクターにおける経済活動が広く残存していたと考えられる。(表 1.1-9 参照)

なお、2004年のGDP構成は、28%が工業、農業・林業・漁業が13%、サービス業が59%という構成である。

表 1.1-9 GDP 構成比

	1997	1998	1999	2000	2001
農林水産業	10.9	11.4	11.0	10.0	9.8
鉱業	1.0	0.8	0.8	0.8	0.6
製造業	18.9	18.1	17.6	17.3	16.9
電気・ガス・水道業	4.5	4.5	4.4	4.4	4.3
建設業	5.3	5.8	5.2	5.7	5.0
商業	11.4	11.2	10.7	10.7	11.2
ホテル・外食産業	1.5	1.6	1.9	1.5	1.5
運輸業・倉庫業・通信業	6.1	7.3	8.2	9.0	9.3
金融仲介業	3.4	3.7	3.3	3.1	3.2
不動産業	3.0	2.7	2.8	3.2	3.6
行政・国防	6.1	6.2	6.9	6.1	6.2
教育	4.2	4.1	4.2	3.5	3.4
保健・福祉	4.3	4.3	4.1	3.8	3.7
その他コミュニティサービス、ソーシャルサービス等	2.8	2.5	2.4	2.2	2.4
その他	16.6	15.8	16.4	18.8	19.0
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

出典：国際通貨基金（IMF） IMF Country Report No. 03/136, May 2003 p.26

FYR Macedonia: Selected Issues and Statistical Appendix (<http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2003/cr03136.pdf>)

1.1.7.1 農業

マケドニアの伝統産業は農業（タバコ、野菜、果物、ワイン、ジュース、食肉等）であったが、旧ユーゴスラビア時代に鉱業（クロム、銅、亜鉛、鉄）、鉄鋼、非鉄工業（銅線、ケーブル）、軽工業（繊維製品、被服）、組み立て産業の分野への転換が行われた。

しかし、マケドニアにおいて農業は依然重要な産業であり、GDP の 12%、雇用の 15% を占め、226,498 人が農業に従事している。

1 農家あたりの農用地サイズは 3 ha 以下の農地が 86% を占め、小規模農家が多い。

主要な農産物はタバコ、サトウキビ、野菜類、リンゴ、スイカ、小麦などである。

一方、マケドニアの輸入額 22 億ドルに占める食料品の割合は 13.9% を占めている。

表1.1-10 マケドニアの農業の概況

土地区分	農用地	1,244,000ha(49.2%)	
	森林	997,000ha(38.8%)	
	沼沢	330,000ha(12.0%)	
農業人口		226,498 人(11.6%)	
所有農地サイズ	3 ha 以下	86.0%	
	3 ~ 8 ha	11.5%	
	8 ha 以上	1.8%	
生産量	産業作物	タバコ	24,920 t
		サトウキビ	53,923 t
		胡椒(工業用)	3,273 t
	野菜	キャベツ	71,946 t
		胡椒	114,892 t
		トマト	129,783 t
		ポテト	166,116 t
		タマネギ	35,062 t
		ニンニク	4,512 t
		豆類	6,358 t
	果物	リンゴ	65,220 t
		ナシ	8,423 t
		プラム	21,587 t
		モモ	7,704 t
		スイカ	125,439 t
	穀物	小麦	288,328 t
		ライ麦	9,420 t
		大麦	109,418 t
		カラスムギ	2,675 t
		トウモロコシ	134,334 t
米		14,588 t	

出典 Macedonian Agriculture Facts and figures, Ministry of Agriculture, Forestry and Water Economy of Republic of Macedonia (2005年時点で現行パンフレットであるが、発行年不明) (マケドニア旧ユーゴスラビア共和国 工業関連土壌汚染管理能力向上計画 事前調査報告書、2005年、(独)国際協力機構 p.16)

1.1.7.2 エネルギー

マケドニアでは石炭(褐炭)が主要なエネルギー源であり、2003年の時点で発電量の84%が化石燃料を使用した火力発電所で生産されている。この電力の多くは、Bitolaにある石炭火力発電所で生産されている。

エネルギーに関しては次節に詳説する。

1.1.7.3 鋳工業

製造業、鋳業、建設業を含む工業部門が、旧ユーゴスラビア時代の最後の時期にはマケドニアの最大の産業分野であった。1990年には従業者の40%が工業分野で働いており、1992年のGDPの36%を担っていた。

1990年代の前半に、GDPに対する工業分野の貢献度は低下し、サービス業の比重が高まった。これは一見、マケドニアが脱工業化社会に既に転換を始めているように見える。しかし、現実には、経済の構造変化はサービス業の成長ではなく、工業の崩壊を反映したものである。

1998年の経済の回復は、鉄鋼等の金属産業、化学産業、タバコ、繊維業、機械製造業など、第2次世界大戦後のユーゴスラビア時代に発展した産業の回復によるものである。

表 1.1-11 主な鋳工業生産量

	品 目	生産量	統計年
鋳業	亜鉛と褐炭	7580,000 t	02
	鉄鋼	9,000 t	03
	銅鋳	10,000 t	03
	ニッケル鋳	5,555 t	03
	鉛鋳	5,000 t	03
	亜鉛鋳	2,500 t	03
	クロム鋳	5,000 t	03
	工業	ワイン	93,000 t
ビール		7,160万リットル	02
紙巻タバコ		42億本	02
毛糸		500 t	02
綿糸		2,800 t	02
綿織物		400万m ²	02
毛織物		30万m ²	02
製材		2.1万m ³	03
パルプ		1,000 t	00
紙類		12,000 t	03
塩酸		700 t	02
硫酸		95,000 t	02
リン酸		20,000 t	02
苛性ソーダ		1,000 t	99
窒素肥料		2,000 t	01/02
リン酸肥料		6,000 t	01/02
ガソリン		100,000 t	01
ナフサ		130,000 t	01
軽油		220,000 t	01
重油		280,000 t	01
セメント		780,000 t	02
鉛		20,000 t	03
亜鉛		15,000 t	03

出典：データブック オブ・ザ・ワールド 2006年版、(株)二宮書店

1.2 マケドニアのエネルギー事情

1.2.1 エネルギー資源

マケドニアの一次エネルギー需要は、2003年の時点で、石炭（国産褐炭）が55%、石油が31.4%、バイオマスが6.5%、水力発電が3.4%、ガスが2.8%だった。

マケドニアには原油、ガスとも埋蔵資源がなく、石油はギリシャの海港ターミナルより鉄道輸入され、ガスはロシアから供給される。エネルギー自給率は約65%である。

天然ガスは、産業と地域暖房用の消費に限定され、一般家庭、及び発電には使用されていない。バイオマスは個々の家庭暖房のみに限られ、電力発電のためには使用されていない。

マケドニアは電力の純輸入国であるが、輸入量は純国内消費の約1%に相当するのみである。国内電力生産の70%は国産褐炭に依存しており、現在 Bitola（生産能力675 MW）と Oslomej（生産能力125 MW）の2つの発電所によって賄われている。国内には褐炭鉱が4ヵ所あり、年間生産総量は750万トンだが、埋蔵資源は2015年に枯渇すると予測されている。

国内唯一の石油精製所 OTKA が生産する残油は、及び Negotino（生産能力210 MW）発電所が利用している。同発電所は、国内電力生産の16%を占める。

唯一の再生可能エネルギー利用（RES）は水力発電で、現在7つの大型水力発電所（合計生産能力478MW）と11の小規模発電所（合計生産能力35.8MW）により国内電力生産の16%を生産している。

表 1.2-1 エネルギー資源生産動向

発電量 Electricity - production:	6.271 billion kWh (2005)
資源別発電量 Electricity - production by source: (2001)	石油・天然ガス fossil fuel: 83.7%
	水力 hydro: 16.3%
	原子力 nuclear: 0%
	その他 other: 0%
電力消費量 Electricity - consumption:	7.933 billion kWh (2005)
電力輸出量 Electricity - exports:	0 kWh (2005)
電力輸入量 Electricity - imports:	1.662 billion kWh (2005)
石油生産量 Oil - production:	0 bbl/day (2005 est.)
石油消費量 Oil - consumption:	23,000 bbl/day (2005 est.)

出典：CIA World Fact Book, Macedonia

<https://www.cia.gov/cia/publications/factbook/geos/mk.html>

表 1.2-2 マケドニアのエネルギーバランス(2004)

in thousand tonnes of oil equivalent (ktoe) on a net calorific value basis

供給及び消費	石炭	原油	石油	天然ガス	原子力	水力	地熱、太陽光等	可燃物、再生資源、廃棄物	電力	熱	合計
生産	1232	0	0	0	0	127	12	165	0	0	1536
輸入	95	844	275	59	0	0	0	0	101	0	1374
輸出	-9	0	-203	0	0	0	0	-1	0	0	-212
International Marine Bunkers**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Stock Changes	13	4	-25	0	0	0	0	6	0	0	-2
上記計 TPES	1330	848	47	58	0	127	12	171	101	0	2696
輸送損失 Transfers	0	205	-215	0	0	0	0	0	0	0	-10
統計誤差 Statistical Differences	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
発電所	-1215	0	-6	0	0	-127	0	0	573	0	-775
コージェネレーションプラント CHP Plants	-14	0	-12	-2	0	0	0	0	0	16	-12
熱供給プラント Heat Plants	-12	0	-114	-24	0	0	0	-4	0	124	-31
ガス供給施設 Gas Works	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
製油所 Petroleum Refineries	0	-1053	1018	0	0	0	0	0	0	0	-36
石炭精製所 Coal Transformation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
液化施設 Liquefaction Plants	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
その他施設	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
自家使用	0	0	-2	0	0	0	0	0	-60	-10	-72
配送損失 Distribution Losses	0	0	0	0	0	0	-1	0	-118	-8	-128
上記計 TFC	90	0	715	32	0	0	11	166	496	122	1632
製造業	78	0	133	32	0	0	0	2	157	61	462
交通・運輸	0	0	350	0	0	0	0	0	2	0	352
その他	12	0	189	0	0	0	11	165	337	61	775
住宅	3	0	40	0	0	0	0	155	250	40	488
商業・サービス	9	0	100	0	0	0	2	8	85	22	226
農林業	0	0	49	0	0	0	8	1	2	0	61
漁業	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
エネルギー外の使用	0	0	43	0	0	0	0	0	0	0	43
- うち石油化学産業用	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

出典：International Energy Agency HP Statistics by Country Macedonia
http://www.iea.org/Textbase/stats/balancetable.asp?COUNTRY_CODE=MK

1.2.2 電力

1.2.2.1 発電部門

マケドニアには、火力発電所が3カ所（5施設）、主な水力発電所が7カ所、その他小規模な水力発電所がある。

火力発電所は主に石炭（褐炭）を燃料としている。原子力発電は行われていない。マケドニアの主要な発電所の発電設備容量を表 1.2-3 に示す。

マケドニアの年間発電電力量(1997年)は 6,523GWh 程度であり、その構成内訳は、火力起源の電力が約 83%、水力起源の電力が約 17%となっている。マケドニアの発電電力量構成を表 1.2-4 に示す。

また、マケドニアでは周辺諸国と電力の輸出入を行っている。マケドニアの電力輸入国、電力輸出国を表 1.2-5 に示す。輸出入とも、ユーゴスラビアとアルバニアとの関係が深い。

表 1.2-3 マケドニアの発電設備（2002年度）

形式	名称	発電設備容量 MW	比率 (%)	発電電力量 GWh	運転開始 年	燃料/ タイプ
火力発電所	Bitola 1	225	66.3	1,389.4	1982	石炭
	Bitola 2	225		1,472.9	1984	石炭
	Bitola 3	225		1,435.4	1988	石炭
	Oslomej	125		416.8	1980	石炭
	Negotino	210		148.8	1978	石油
火力発電小計		1,010		4,863.4		
水力発電所	Vrutok	150	33.7	190.1	1957/1973	貯水式
	Raven	19.2		21.2	1959/1973	流込式
	Vrben	12.8		25.6	1959	流込式
	Globochica	42		99.4	1965	貯水式
	Tikvesh	92		193.2	1968/1981	貯水式
	Shpilje	84		122.7	1970	貯水式
	小規模水力 発電所	35.8		103.2	1938-1993	流込式 ・貯水 式
	Kozjak	80		建設中	建設中	貯水式
水力発電小計		513.8		755.4		
合計		1,523.8	100	5,377.2		

出典：海外諸国の電気事業 第2編 2005年版、(社)海外電力調査会

表 1.2-4 マケドニアの発電電力量構成と推移（単位：GWh）

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1997
火力発電	4,650.8	4,615.2	4,794.6	4,888	4,737.2	5,035.0	5,445.3
水力発電	822.5	521.5	695.7	797.2	1,442.2	1,222.0	1,077.5
合計	5,473.3	5,136.7	5,490.3	5,685.2	6,179.4	6,257.0	6,522.8

出典：Annual Report 1998, Electric Power Company of Macedonia
www.seenergy.org/download.php?FNAME=1085721371.upl&ANAME=annual98.pdf

表 1.2-5 マケドニアの電力の輸出入（単位：GWh）

	輸出	輸入
対ユーゴスラビア	91.9	99.6
対ブルガリア	1.6	13.2
対アルメニア	41.9	15.5
対ギリシャ	0.0	3.7

出典：Annual Report 1998, Electric Power Company of Macedonia
www.seenergy.org/download.php?FNAME=1085721371.upl&ANAME=annual98.pdf

表 1.2-6 マケドニアの電力需要と供給

	1993	1998	2003	2008E	2013E	2019E
Power Demand(GWh)	5690	6626	7222	8074	9780	12600
Power Production from existing plants(GWh)	5136	6523	6272	5836	1230	1230
Power imports (GWh)	554	103	950	2238	8550	11370
% of Power Imported (Negotino out of operation)	10%	2%	13%	28%	87%	90%
% of Power Imported (Negotino in full operation)				14%	75%	78%

E：予測

出典：Annual Report 1998, Electric Power Company of Macedonia
www.seenergy.org/download.php?FNAME=1085721371.upl&ANAME=annual98.pdf

1.2.2.2 発電部門の環境上の側面

UNEP は、2000 年に発行した「Post-Conflict Environmental Assessment FYR of Macedonia」で、国内最大の火力発電所である REK Bitola を「国内の主要な産業公害発生箇所(Principal industrial ‘hot spot’)」として取り上げている。

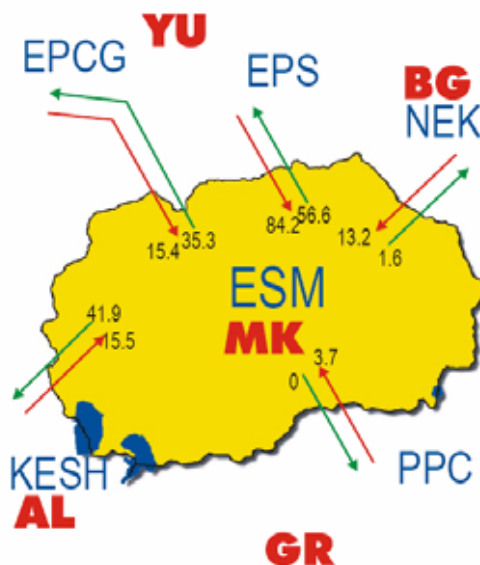
主な課題は以下のとおりである。

- ・ 排気に高濃度の二酸化硫黄が含まれる。
- ・ 炭鉱と廃棄物処分場から、ウラン化合物を含む重金属を含んだ粉塵が排出されており、地域住民に健康被害が出ている。
- ・ 焼却灰の処分場における重金属は、土壌と地下水を汚染し、また、近くの川に流れ込んでいると考えられる。この川は地域住民によって飲用及びかんがい用に用いられている。
- ・ 浄化処理を行わずに排出される排水は重金属と油分を含んでおり、ふたのない水路を通して同じ川に排出されている。

1.2.2.3 送配電部門

国内の送電設備（MEPSO）は400kV、220kV、150kV、110kVが採用されている。

国際連系系統としては、セルビア＝モンテネグロのセルビア共和国及びコソボ自治州、ブルガリア、ギリシャ、アルバニアとの間で連系されており、セルビア＝モンテネグロ間では400kVと220kV、ギリシャ間では400kVと150kV、ブルガリア間では150kVの送電線が敷設されている。



出典：Annual Report 1998, Electric Power Company of Macedonia
www.seenergy.org/download.php?FNAME=1085721371.upl&ANAME=annual98.pdf

図 1.2-1 国家間の連系



出典：Annual Report 1998, Electric Power Company of Macedonia

図 1.2-2 発電所及び送電施設の位置と規模

また、配電設備（ESM）には、110kV（架空線のみ）、35kV（以下、架空線及び地中線）20kV、10kV、0.4kV が使用されている。

1.2.2.4 マケドニアの電力産業の構造

マケドニア政府は電力部門の自由化の準備を進めており、欧州南東部地域電力市場への参加、及び、EU 電力市場統合に沿った「改正エネルギー法」が 2002 年 12 月に採択された。政府は 2002～2006 年に電力市場の 30%を部分自由化し、2006 年以降は全面自由化を目指している。

エネルギー産業を管轄するのは経済省で、経済省内部にエネルギーに関する政策決定を行う部署が存在する。

加えて、2003 年に設立された Energy Regulatory Commission (ERC、エネルギー規制委員会) が、電力料金の設定やエネルギー市場の規制、電力業参入者への免許発行を行う方向で組織形成を進めている。

2004 年現在、エネルギー分野の主要企業は、電力企業である国営の ESM（マケドニア電力公社）、民営の OKTA 製油所、民営の Toplifkacija（スコピエ地域熱供給会社）、民営の Makpetrol（石油製品の主な供給者でガスパイプラインの所有権を主張している）があった。

その後、2004 年中に、ESM から送電会社 MEPSO が独立した。続いて、政府は、TEC Negotino 火力発電所を企業として分割することを決定した。

さらに、マケドニア政府は TEC Negotino を除く全ての発電所を新会社 ELEM として分離する予定である。

こうした ESM の民営化プロセスは 2006 年のはじめには完了するだろうと、経済大臣 Vtmir Besimi が 2005 年 8 月 30 日の記者会見で発表した。

TEC Negotino と配電会社は、近い将来民営化され、続いて、発電施設が民営化される。

2004 年に送電会社 MEPSO が独立した後、マケドニア政府は TEC Negotino を除く全ての発電所を新会社 ELEM として分離することを決定した。

送電会社 MEPSO が独立した後も、法的には ESM が電力供給に関する責任を負っている。

ELEM は、Energy Regulatory Commission (ERC)によって承認された契約に基づき、全ての電力を MEPSO に売却する。MEPSO は供給と需要のバランスをとり、大規模な電力消費者に対する供給を行う。また、MEPSO は、ESM に電力を販売し、ESM がより小規模な消費者に対する配電を行う。

エネルギー分野の改革は 1996 年と 2003 年の EU 指令に基づくものであり、エネルギー市場の自由化を促進することを目指している。改革は 2007 年中旬に完了することとな

っている。

民営化プロセスはマケドニアが EU と交わしたエネルギーシステム・パートナーシップに関する取り決めに基づいて行われる。

民営化プロセスは、マケドニア政府と、コンサルタントである Meinel Bank が共同でアクションプランを作成することになっている。

1.2.2.5 電力料金とその徴収状況

マケドニアの電力料金は、他の南東ヨーロッパ諸国に比べ低く設定されており、2003年の徴収率は住宅用・事業用を平均して91%と比較的高い。

表 1.2-7 2003 年の電力料金

	住宅用 (US cents/kWh)	事業用 (US cents/kWh)	平均 (cents/kWh)
マケドニア	3.7	5.0	4.5
アルバニア	3.5	5.5	4.2
ブルガリア	3.2	4.2	3.8
クロアチア	8.0	6.6	7.1
ハンガリー	8.8	7.6	8.0
ルーマニア	6.8	4.9	5.3
スロバキア	8.4	9.2	7.6
トルコ	8.2	8.1	8.2

出典：FYR Macedonia Energy Policy Paper, July 23, 2004, Report No. 29709-MK, The World Bank

表 1.2-8 マケドニアの電力料金徴収状況

種別	請求額 (mln. Dinars)	徴収額 (mln Dinars)	徴収率 (%)
住宅用	6437	5848	91
事業用	6657	6032	90
合計	13094	11880	91

出典：FYR Macedonia Energy Policy Paper, July 23, 2004, Report No. 29709-MK, The World Bank

1.2.3 地域熱供給

マケドニアの都市部の熱供給は、薪 64%、電力 25%、地域熱供給 9%である。一方、郊外部では、薪の利用が 94%を占め、電力が 5%弱使われている。

表 1.2-9 マケドニアの熱供給源

	都市	郊外	合計
Electric heating	25%	4.55%	16.76%
Wood	63.83%	94%	75.98%

Petroleum	1.4%	0.62%	1.08%
District heating	8.66%	0.62%	5.42%
Burning garbage	0.7%	0.21%	0.5%
Other	0.28%	0%	0.17%
Unknown	0.14%	0	0.08%

出典：FYR Macedonia Energy Policy Paper, July 23, 2004, Report No. 29709-MK, The World Bank

1.3 マケドニアの廃棄物処分場事情

1.3.1 廃棄物処理の現状

マケドニアでは廃棄物政策が課題のひとつとなっている。

マケドニアには廃棄物政策として、国家環境行動計画（National Environmental Action Plan）、国家環境健康行動計画（National Environmental Health Action Plan）、固形廃棄物管理に関する空間計画（案）、固形廃棄物管理計画（案）があるが、十分な実行と効果を挙げていない。

マケドニアでは、スコピエ市における医療廃棄物を除き（これのみが焼却処分）、すべての廃棄物は有害無害に関係なくランドフィルに埋立てられている。都市廃棄物と産業廃棄物は個別に回収、廃棄されている。

都市廃棄物は、2002年以前のデータによるとマケドニア全土でみると年間48万トン、一人当たりに換算すると年間240kg、都市域だけに限ると年間360kgの排出がある。国家環境行動計画（National Environmental Action Plan）によると、2025年の全国の都市廃棄物量は年間82万8千トンに達すると予測されている。

産業廃棄物は、大きな工場では独自のサイトを持ち、埋立を行っているが小さい工場では都市廃棄物のランドフィルに廃棄している。

医療廃棄物は、マケドニア全土で年間8,000トンから10,000トンが排出されており、その12-15%は感染性、あるいは有毒のものである。地方都市では医療廃棄物はランドフィルサイトに埋立てられているが、スコピエの中央医療センターからの廃棄物は、焼却処理されている。

1.3.2 埋立処分場の状況

全国に32の自治体運営のランドフィルがあるが、環境・自然計画省によると、それ以外にも無認可のランドフィルが1,000箇所くらいある。適切なデザインと管理がされているものは少なく、大気汚染や水汚染、地下水汚染などさまざまな環境問題の原因となっている。また、環境監視体制もほとんど機能していない。このような中で、スコピエ市の郊外にあるDrisla処分場は国内で、唯一正式な認可を受けたランドフィルである。

1.4 マケドニアの CDM に関する政策

マケドニアの CDM 参加資格

マケドニアは、1998 年 1 月に UNFCCC に加盟し、2004 年 11 月に京都議定書を批准した。DNA は、環境・自然計画省 (Ministry of Environment and Physical Planning) が担当している。 ” First National Communication ” を 2003 年に提出済みである。

表 1.4-1 マケドニアの CDM 参加資格

要件	適合状況
京都議定書の批准国であるか。	1998 年 1 月 28 日に UNFCCC に加盟した。 2004 年 11 月 18 日に京都議定書を批准した。
DNA を登録しているか。	環境・自然計画省 Ministry of Environment and Physical Planning

出典：UNFCCC ホームページ

マケドニアにおける CDM プロジェクトの受入基準

マケドニアにおける CDM プロジェクトの受入基準としては、特別な基準はない。

マケドニアの国内法に違反していないこと、その他一般の事業と同じく、国内法に基づき必要な申請、手続きが行われていれば実施可能である。

また、プロジェクト承認については、DNA が定める CDM クライテリアをクリアすることが必要である。クライテリアとしては、環境的持続性、経済的持続性、社会的持続性、技術的持続性が挙げられている。

マケドニアにおける CDM 承認プロセス

マケドニアにおける承認プロセスとしては、政策案では、2 段階の CDM の承認プロセスが提案されている。第 1 段階の内部承認は任意、第 2 段階の国家承認は義務となっている。第 1 段階では、DNA 事務局は、PIN の検討を行い、提案されたプロジェクトの実現可能性に関する提言を準備する。第 2 段階では、持続性評価基準に対応したプロジェクト査定、利害関係者コンサルタントの手助け、CDM 理事会へのプロジェクト提出とプロジェクト参加者への最終決定の連絡を行う。

CDM プロジェクト承認の持続性評価基準は、持続可能な開発へのプロジェクトの貢献度を評価するために行い、社会的基準、環境基準、経済基準、技術的基準の観点から評価を行う。なお、マケドニアで CDM プロジェクトが行われたという実績はまだない。

1.5 スコピエ市の概況

スコピエ (Skopje) は、ヴァルダル川沿いにあるマケドニア共和国の首都である。人口は約 47 万人とされている。

古代ローマ時代に建設され、スクピ (Scupi) の名で知られるが、侵略と支配を繰り返し受け続けたバルカン半島の要所である。東ローマ帝国による支配、スラヴ人の侵入と定住、ブルガリア王国の支配と、支配者が入れ替わり、同世紀末にはオフリドと共に「西ブルガリア王国」ないし「マケドニア王国」と呼ばれる地方国家の主要都市となった。

1018 年東ローマ帝国領に再併合 (ギリシア名では「スコピア」)。その後帝国の混乱に伴いブルガリア、イピロス専制公国、ニケア帝国などが次々に占領した。13 世紀にはセルビアの支配下に入った。ステファン・ウロシュ 4 世ドゥシャンが 1346 年「皇帝」として戴冠したのはスコピエに於いてである。彼の帝国の首都もここに置かれ、大主教座は総主教座に昇格された。

その後、1392 年から 1912 年まで、オスマン帝国の支配下に入り、ユスキュブ (Üsküb) という名で呼ばれ、同名のサンジャク (県) の知事所在地として繁栄した。トルコ系の人々は現在でも人口の半数近くを占め、市内に残されたモスク教会や、トルコ人街、バザールなどの存在が、いかにその支配力が強かったかを感じさせる。

1913 年にセルビアに併合されて第一次世界大戦後にユーゴスラヴィア王国の一部となった。第二次世界大戦中はブルガリアの支配を受けたが、1944 年にマケドニア共和国が成立すると (ユーゴスラヴィア連邦の一共和国を形成) その首都となった。

その後、バルカン半島を覆った一連の紛争と独立戦争の嵐の中で、マケドニアは唯一無血で独立を勝ち取り、1991 年マケドニア共和国の分離独立に伴い改めて独立国家の首都となった。

一方で、その歴史の中で幾たびも大地震に見舞われており、518 年、1555 年、1963 年と壊滅的な被害を受けた。特に、1963 年の地震は死者 1,100 人、負傷者 4,000 人を出し、中心市街は壊滅、80% 以上の建築物が崩壊したという。しかし、その後急速に復興し、1966 年から 72 年にかけては日本の建築家、丹下健三氏の設計による再建事業が行われ、ビルの立ち並ぶ近代都市へと生まれ変わりつつある。

第2章 プロジェクト計画

2.1 プロジェクトの概要

2.1.1 プロジェクトの目的

本プロジェクトは、マケドニアのスコピエ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）を燃料とした発電及びガス燃焼を CDM プロジェクトとして実施するものである。本プロジェクトによって、埋立処分場周辺の環境改善、さらに代替エネルギーとしてのメタン利用による温室効果ガス排出削減と化石燃料消費の削減（省エネルギー）を図ることを目的としている。

2.1.2 プロジェクト計画の概要

埋立処分場では、有機物の分解によってメタンガスを含む LFG が発生している。メタンガスは温室効果が二酸化炭素の 21 倍と高いため、メタンガスの大気中への自然放散を防止することによって、温室効果ガス排出削減に大きく貢献することができる。

本プロジェクトでは、埋立処分場に LFG 収集のための収集し、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、接続配電グリッドの系統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、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。

なお、本埋立処分場には、場内の古井戸由来の水が地下で伏流し、地下水位が高いエリアが一部にある。このため、垂直井戸を掘ってガスを回収する方法はリスクが大きい。ため、気密性を高くし、表面に水平ガス収集管を並べて回収する方法を検討している。また、処分場底部は不透水性の粘土層であり、この古井戸の影響による地下水汚染は報告されていない。なお、古井戸の水は直接処分場外へ排水することを検討している。

以下の図 2.1-1 に、LFG 収集システムの一例について概要を示す。

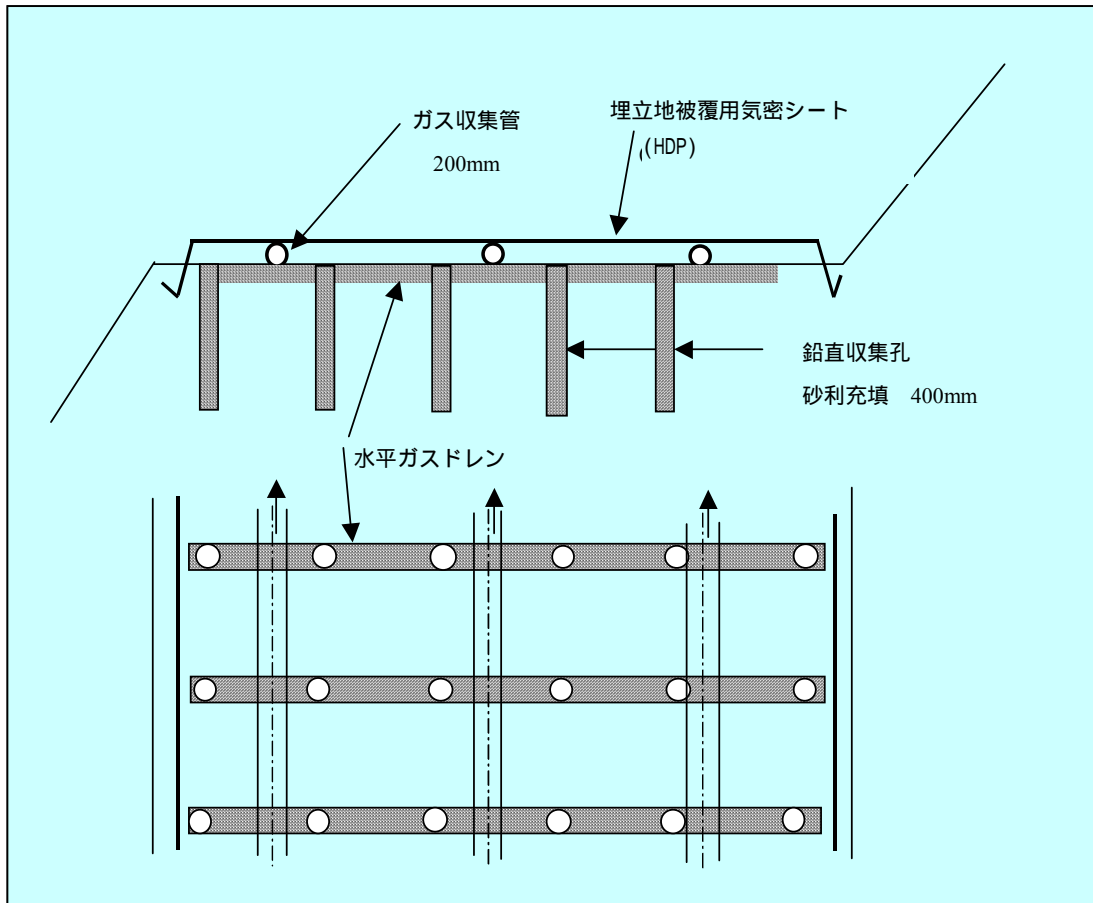


図 2.1-1 LFG 収集システム

2.2 プロジェクトの持続可能な開発への貢献

本プロジェクトが実施されると、以下の理由で追加的な温室効果ガスの排出削減が生じる。

- 1) LFG の収集による GHG であるメタンガスの捕捉、GEG 運転 / フレア処理 (flaring) すなわち燃焼によるメタンガスの破壊。
- 2) GEG 運転による既存火力発電所の代替が CO₂ 排出を削減。

従って、本プロジェクトにおいて対象とする温室効果ガスは、メタンガス及び二酸化炭素 (CO₂) である。

また、このプロジェクトは以下のようにスコピエ市の埋立処分場の環境改善をすると同時に、マケドニアの老朽化したエネルギーシステムを助け、持続可能な発展に寄与するものである。

- ・ 処分場の悪臭防止という環境改善効果
- ・ リチエットによる水質汚染の低減効果
- ・ 老朽化した発電システムの代替効果

- ・ エネルギーの有効利用効果
- ・ 新技術導入による人的資源の育成効果
- ・ プロジェクト実現（建設、運用）による雇用の創出効果

2.3 プロジェクト参加者の概要

プロジェクトの参加者として、以下の組織が挙げられ、その主な役割は次の通りである。

- ・ 清水建設株式会社 : プロジェクトの計画・立案・PDD作成、プロジェクトの推進、
出資
- ・ スコピエクリーニングカンパニー
: プロジェクト実施サイトの提供、プロジェクトに関する各種
許認可取得支援

2.4 プロジェクト実施サイト

2.4.1 対象施設の現状

本プロジェクトの実施サイトである Drisla 埋立処分場は、スコピエ市の中心部から南に約 10km、山脈の裾野の谷に位置し、周辺には処分場から 2km 程度離れた所に村が存在する。処分場全体の敷地面積は約 30ha、最大埋立て深さ 20m である。1994 年の途中から運用を開始している。

本埋立て処分場は管理型処分場であり、廃棄物の運搬後、均してから覆土する方法で 1 層約 2m で埋め立てが行われている。処分場内は大きく東西に分かれており、西側は斜面から上がった尾根に近いエリアで、深さ約 10m (2m × 5 層) の埋立てが完了している。東側は谷の斜面のエリアであり、深さ約 20m (2m × 10 層) の埋立てが進行中である。

本プロジェクトを実施するサイトは、この埋立て処分場内の東側エリアである (図 2.4-2 参照)。本埋立処分場は、スコピエ市の都市廃棄物の受け入れ先として今後も稼働が期待されており、2007 年以降の埋立エリアを残す必要性から、東西どちらか一方を選ぶ必要がある。本プロジェクトでは西側で行った場合についても検討したが、廃棄物量が少なく CER も減る上、初期コストがかさみ、結果として東側よりも採算が悪くなると判断し、計画対象から除いている。



図 2.4-1 スコピエ市の埋立処分場の位置

表 2.4-1 対象施設の現状

項目	単位	Drisla 埋立処分場
処分場敷地面積	ha	約 30ha
埋立て面積（計画）	ha	約 25ha
最大埋立深さ	m	約 20m
運用開始年	年	1994 年
市中心部からの距離	km	約 10km
処分場の所有者	-	スコピエ市

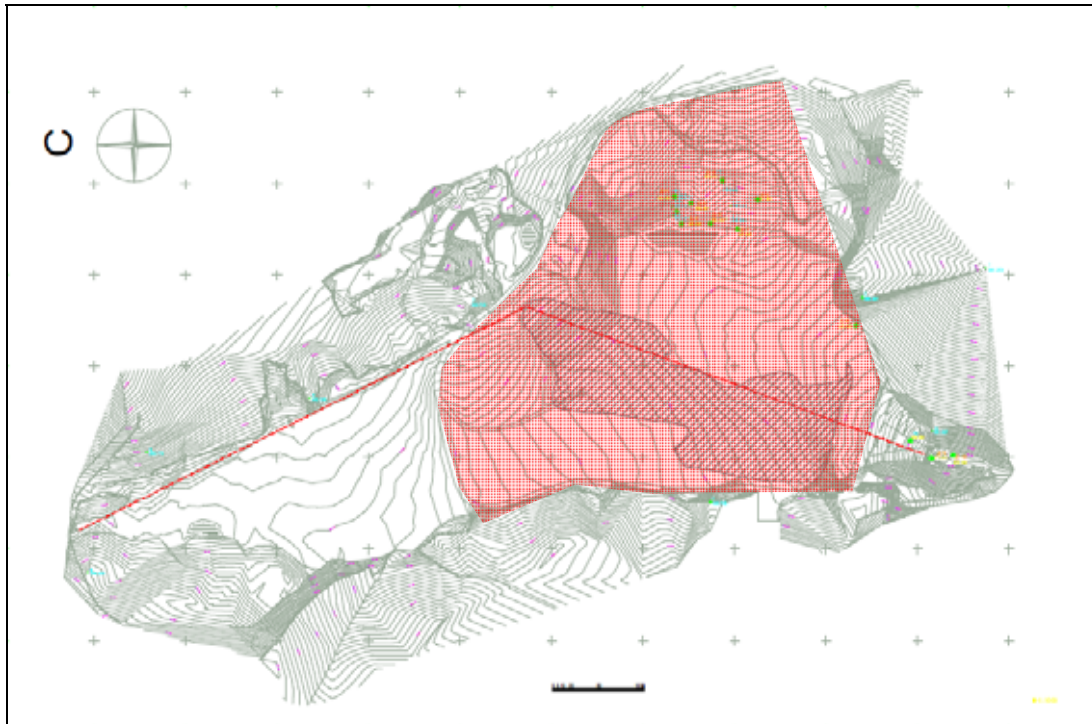


図 2.4-2 埋立処分場の平面図（赤い部分がプロジェクト対象地）



写真 2.4-1 埋立処分場の状況



写真 2.4-2 埋立処分場の状況

2.4.2 ランドフィルガス発生量の想定

固形廃棄物の埋立量

本埋立処分場は管理型処分場であり、過去の固形廃棄物の運搬量は判明している。将来の運搬量は、最新のデータで代用すると処分場全体に1994年（年度の途中から開始）から2007年までに搬入される固形廃棄物の量は、表2.4-2に示すとおりである。

このうち約2/3がプロジェクト対象地である東側エリアに埋立てられる。

表 2.4-2 固形廃棄物埋立量の実績と予測

年 x	処分量 R _x	累積量
	トン/年	トン/年
1994	3,788	3,788
1995	28,218	32,006
1996	54,361	86,367
1997	152,042	238,409
1998	139,598	378,007
1999	148,552	526,559
2000	165,546	692,105
2001	139,007	831,112
2002	160,598	991,710
2003	145,306	1,137,016
2004	153,234	1,290,250
2005	185,215	1,475,465
2006	136,700	1,612,165
2007	136,700	1,748,865

固形廃棄物の組成

本プロジェクトにおいては、処分場から発生するメタンガス量をより正確に算出するため、過去の搬入された廃棄物の組成を調査しており、その結果は表2.4-3に示すとおりである。

表 2.4-3 固形廃棄物の組成

Waste category	Mass portion %	Component code
食糧残渣	45.0	C
紙、ダンボール	13.5	A
木材	0.0	D
鉄、非鉄金属	2.0	-
布	0.0	A
骨	0.0	B
ガラス	1.5	-
皮、ゴム	0.0	B
石	13.0	-
プラスチック	11.5	-
その他	0.0	C
15mm 未満の細かいごみ	13.5	B
合計	100.0	

注：廃棄物の種別は IPCC のガイドラインの種別を示す。

メタンガス発生量の予測式

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) を使用する。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)

メタン発生ポテンシャル (L_0) の値は、固形廃棄物の組成、処分場がある場所の気候等によって左右される。また、メタンガス発生率 (k) の値は、固形廃棄物に含まれる水分、固形廃棄物に含まれる有機物量、セルロースとヘミセルロース、pH、温度等の関数

である。

L_0 は、表 2.4-3 の組成から、IPCC のガイドライン (Revised 1996 IPCC Guidelines for National Green house Gas Inventories : Reference Manual CHAPTER 6 WASTE) の式-1 と式-3 を用いて、以下のとおり推定した。

$$L_0 = MCF \times DOC \times DOC_F \times F \times 16 \div 12 \div D_{CH_4}$$

MCF	メタン補正係数 (管理型であればデフォルト値は 1.0)
DOC	分解可能な有機性炭素の割合
DOC _F	DOC が分解される割合
F (=w _{CH₄})	LFG に含まれるメタンの割合 (デフォルト値は 0.5)

また、

$$DOC = 0.4 \times (A) + 0.17 \times (B) + 0.15 \times (C) + 0.30 \times (D)$$

(A)	固形廃棄物のうち、紙および布の占める割合 (%)
(B)	固形廃棄物のうち、庭園の廃棄物、公園の廃棄物、そのほか腐りやすいもので食品ではない有機物の占める割合 (%)
(C)	固形廃棄物のうち、食品の占める割合 (%)
(D)	固形廃棄物のうち、木材及びわらの占める割合 (%)

表 2.4-3 の組成に従いそれぞれの値を計算すると、

$$(A) = 13.5, (B) = 13.5, (C) = 45.0, (D) = 0.0$$

となり、

$$DOC = 0.144$$

となる。

DOC_F は、IPCC では 0.77 を使用することを推奨している。しかし、近年の研究では、0.77 の値は固形廃棄物に含まれるリグニンを事前に計算から除外している場合にのみ使用でき、リグニンが除去できない場合には、0.5 ~ 0.6 の値が妥当との説があるため、

$$DOC_F = 0.55$$

と設定した。

以上より、

$$L_0 = 0.144 \times 0.55 \times 0.5 \times 16 \div 12 \div 0.7168 \times 1000 = 73.89 \text{ m}^3/\text{Mg}$$

IPCCのガイドラインで L_0 の一般的な値としている $100\text{m}^3/\text{Mg}$ から $200\text{m}^3/\text{Mg}$ よりも若干低めであるが、この値をそのまま用いることとした。

k はLFGの発生量に大きな影響を与える因子であり、廃棄物の種類や気候（温度、湿度、降雨量など）に影響を受けるものである。下記文献の調査により、これら数値を決定するものとした。

文献 「McBean, Rovers & Farquhar 1995 "Solid Waste Landfill Engineering And Design, Englewood Cliffs, New Jersey : Prentice Hall PTR"」

文献 「NEDO&テクノコンサルタンツ株式会社 サマルカンド市における埋立てガスを利用したごみ発電システムの研究 2000 P4-9、P4-15」

以上の文献により、スコピエ市の廃棄物の種類、気候を勘案した結果、 $k = 0.075$ を採用するのが適当と判断した。

メタンガス発生量の試算結果

上記の条件を勘案して、埋立処分場から発生するメタンガスの発生量を試算する。試算条件は表 2.4-4 に、メタンガス発生量及び収集量の試算結果は図 2.4-3 に示すとおりである。

なお、図 2.4-3 の Total generation は処分場全体からのガス発生量を、Total collection はプロジェクトサイトである東側エリアでのガス収集量を示している。また、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。

表 2.4-4 試算条件の一覧

項目	単位	数値
メタンガス発生率(k)	1/年	0.075
潜在的メタンガス発生量 (L_0)	m^3/ton	73.89
埋立開始年	-	1994
埋立終了年 (予定)	-	2007
発生ガス収集率	%	60
発生ガスのメタン割合	%	50

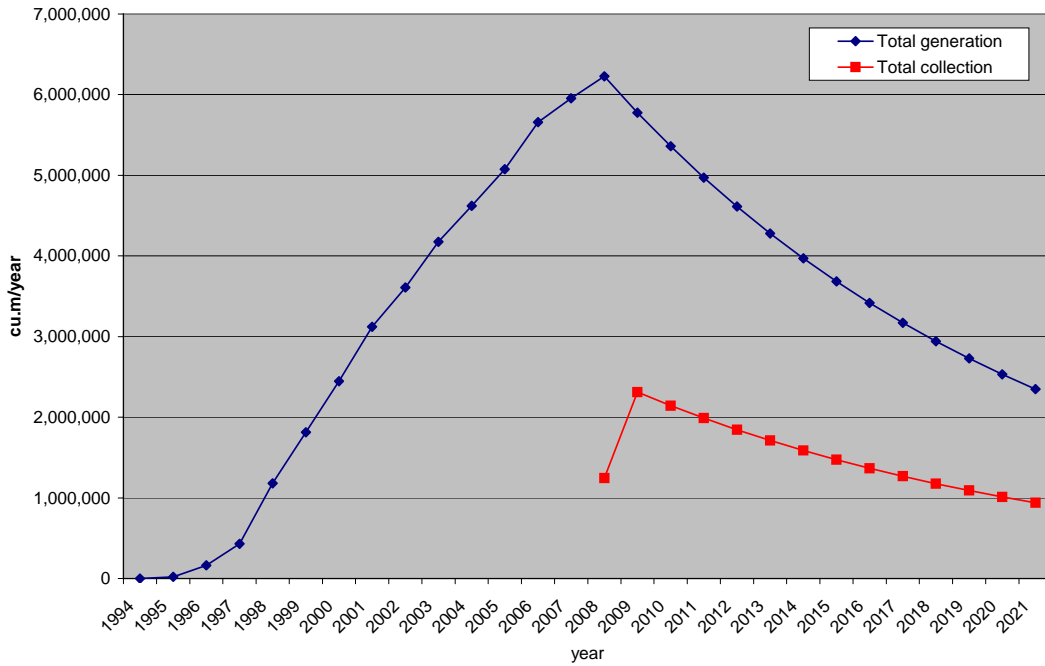


図 2.4-3 メタンガス発生量及び収集量の試算結果

2.5 システム構成

2.5.1 ランドフィルガス利用設備全体概要

本プロジェクトにおける、全体のプロジェクト計画の系統図は、図 2.5-1 に示す通りである。本プロジェクトのシステムは大きく分けて以下の 3 つの技術から構成されている。

LFG 収集システム技術

抽出井戸、水平配管、気密シート、ガスホルダー、計器類、ブロアー設備、ガス処理設備、ガス貯留設備等で構成される。LFG 収集効率が 60% 以上を期待できる高効率なシステムである。

バイオガス利用小型 GEG 技術

LFG のような希薄なメタンガスでも安定した運転が可能なガスエンジン、発電機、制御盤、系統連系線（送電設備）、計器類で構成される。ガスエンジンは発電効率が 30 ~ 40% であり、マケドニアの既存の旧式蒸気タービンをしのぐ効率である。加えて、LFG のような希薄なガス燃料でも安定して運転できるガスエンジンには高度な技術が必要である。

フレア技術

フレア設備において、ガスエンジン発電機で破壊しきれないLFGを燃焼により破壊する。LFGを安定的に燃焼、破壊するために閉鎖型のフレア設備を採用する。

尚、マケドニアでは、埋立処分場にLFGの収集システムがマケドニア独自の技術・資金で導入された実績はない。すなわち、上記のLFG収集システム、GEGの技術はマケドニア独自では全く実践されていないが、日本を始めとする先進国で多くの適用実績がある。また、環境に対しては、処分場の環境改善（LFGに含まれるメタンによる悪臭、火災の危険からの解放）、エネルギーの有効利用という効果がある。従って、この技術のマケドニアへの適用のためには、適切な訓練や、教育を受ける機会が与えられる必要がある。また、この技術は、ここ数年でかなり成熟してきており、マケドニアにおいて、プロジェクト期間内に、他のより優れた技術にとって代わられる可能性は低い。

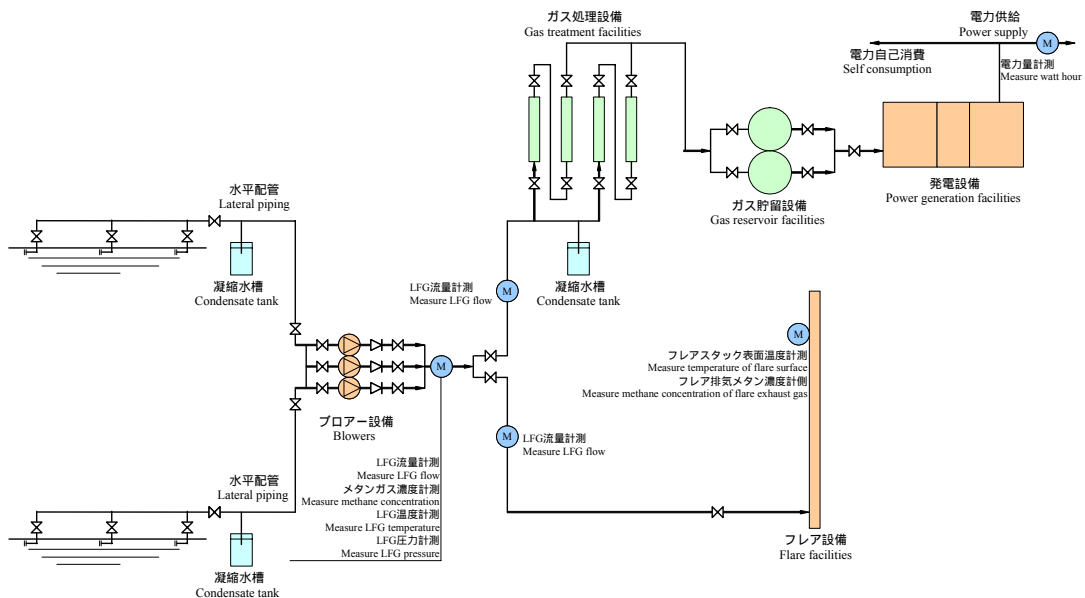


図 2.5-1 全体システム系統図

2.5.2 ガス収集・供給設備

ガス回収設備計画 (gas collecting facilities)

LFGを回収する設備は主に「水平配管 (lateral piping)」、「プロアー設備 (Blowers)」、「気密シート (air tight seat)」から構成される。水平配管は地表から放出されたLFGを、後段の設備 (プロアー設備) にまで搬送する役割を果たす。プロアー設備は、系内 (水平配管) に負圧を与え、LFGを回収しやすくするとともに、LFGを遠方にまで搬送させることができるようにする役割を果たす。気密シートは埋立地表面からの地中への空気の侵入を防ぎ、LFGに空気が混入しないようにする役割を果たすと同時に、メタンガスが

大気中に放出されないようにする役割を果たす。

水平配管

水平配管には、樹脂管（高密度ポリエチレン配管（High Density Polyethylene (HDPE) pipe）等）を使用する。配管には所定の負圧に耐えられる強度が必要である。最小口径は100mmとし、最大流速を決めて設計する。設計流量は、最大流量から多少の余裕を見込むものとする。水平配管では、LFGに含まれる水蒸気が凝縮して、LFGの流れを阻害する可能性があるため、所定の勾配を確保するものとする。回収された凝縮水はドレン設備、トラップを介して系外に排出される。

ブローア設備

ブローア設備では、システムに必要な流量と1次側（水平配管側）の所定の負圧、2次側（ガス処理設備、ガス貯留設備、発電設備側）の所定の正圧を確保するものとする。発生LFGの量は、年々変化することが予想されるし、設備の点検のために、システムは常に最大の流量で運転できるとも限らない。そこで、ブローア設備は2~4台に分割し、個別に運転が可能ないように配管し、弁類を設置する。設計流量は、最大流量から多少の余裕を見込むものとする。

気密シート

埋立処分場全体を覆うシートをプロジェクトサイト全体に敷設する。シートは高強度の高密度ポリエチレン（HDP）を使用し、紫外線によって劣化しにくく、水密性、気密性を確保しなければならない。各シートの接続部分からの空気の侵入を防ぐためにも、接続部分は溶着等の方法で施工する。

ガス処理設備計画(gas treatment facilities)

LFGには、様々なガス成分が含まれる。このうち、システム、特に発電設備にとって有害なものを除去するガス処理設備が必要となる。ガス処理設備は、必要に応じ、水分、シロキサン、硫化水素、微粒子等を除去できる設備が必要である。

水分は、それ自体が鋼でできた配管や設備を腐食させたり、配管を閉塞させたりする可能性がある。また、LFGに含まれる硫化水素を反応して硫酸となり、さらに大きな障害をシステムにもたらす。水分は脱水器、トラップ等により除去する。

シロキサンは、メチル基（-CH₃）等の有機基を持つケイ素と酸素が交互に結合したポリマーの総称である。シロキサンはガスエンジンの燃焼室内で燃焼すると、粉末または結晶状のシリカに酸化してガスエンジン内に残留する。一般に、このシリカ残渣物は、ガスエンジン摺動面へ研磨剤として作用して部品の早期劣化を起こしたり、スパークプラグへ堆積して燃焼を不安定にしたり、排ガス浄化触媒を閉塞し浄化機能を早期低下さ

せる等問題を引き起こす。従って、LFG に含まれるシロキサンの除去は重要である。シロキサンは、シロキサン除去装置で除去する。

硫化水素は、腐食性があるので、所定の濃度以上になると除去する必要性が生じる。硫化水素は脱硫装置で除去する。

以上の各除去装置は、LFG の性状を詳しく分析してから、その必要性の有無も含めて計画を行う必要がある。LFG の性状の詳細な分析は、プロジェクトの実施段階で行う予定である。

ガス貯留設備計画 (gas reservoir facilities)

LFG の発生量は必ずしも一定であるとは限らないが、LFG を利用するガスエンジン発電機側・フレア設備側は、一定のガス入力を期待する。また、ブローア設備、ガスエンジン発電機、フレア設備等のシステムの部分的な停止（点検による停止、緊急停止等）により、ガスの需給関係が崩れることもありえる。そこで、これらのアンバランスを吸収する目的で、バッファ的な役割のガス貯留設備、すなわちガスホルダーを設置する。ガスホルダーの容量は、システムの需要側の最大消費量（定格消費量）の約 20～30 分程度とする。

2.5.3 ガスエンジン発電機

ガスエンジン発電機（GEG）は LFG に含まれる温室効果ガスであるメタンガスを燃焼させ、CO₂ にまで破壊させるという重要な役割がある。加えて、電力が得られるので、得られた電力を所内で使用する他、系統に売電することも可能となる。

発電設備の容量は、発電出力が安定的に確保でき、なおかつ投資効果が高まるように設定する。即ち、プロジェクト期間中における回収可能ガス量の変動に対し、定格の発電が可能となるように設定するものとする。現在の予測では、500kW 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、ブローア等所内で消費され、余剰分が系統に売電される予定である。

ガスエンジン発電機の容量は、実際に LFG の回収を始め、その量を把握した上で再度検討し、決定するものとする。LFG の発生量が想定よりもかなり少ない場合、あるいはかなり不安定な場合は、発電機を設置せず、フレア処理だけでメタンガスを破壊処理することも考慮する。

表 2.5-1 にガスエンジン発電機的主要仕様を示す。

表 2.5-1 ガスエンジン発電機的主要仕様

項目	単位	数値
機器容量	kW	500
同上	HP	671
年間稼働時間	時間/年	8,040
NO _x 排出量	t/h 基	0.002
LHV 基準の発電効率	%	35.0
定格メタンガス消費量	Nm ³ /h	144
同上	Nm ³ /y	1,257,276
電力自己消費率	%	5.0

2.5.4 その他の設備

送電設備計画 (power transmission facilities)

送電設備は、ガスエンジン発電機から得られた電力を系統に送電するための設備である。また、ガスエンジン発電機が点検等で停止中は、系統から電力を買うための設備でもある。送電設備は、売電電力量計、買電電力量計、保護装置、制御装置、及びこれらを格納する盤類等で構成される。

本プロジェクトでは、サイトから約 6km の距離にある「ESM (Electric Power Company of Macedonia)」のデラセボ・サブステーションの設備に接続する計画になっている。

これら設備の設置には、配電会社のグリッド接続に関する技術的な条件を遵守する必要があり、これらの許可は、プロジェクトの実施設計を行う際に取得する予定である。

フレア設備計画 (flare facilities)

フレア設備は、ガスエンジン発電機に対して余剰の LFG (メタンガス) を破壊する目的で設置する。また、ガスエンジン発電機が点検や緊急停止で使用できない場合には、発生する LFG (メタンガス) の全量をフレア設備で破壊する。

表 2.5-2 にフレア設備の主要仕様を示す。

表 2.5-2 フレア設備の主要仕様

項目	仕様
処理 LFG 量範囲	170 ~ 970Nm ³ /h
LFG 中のメタンガス含有率	50%
メタンガス破壊効率	99.5%以上
その他安全機構	逆火防止バーナー (anti-flashback burner) 液除去機構 (liquid removal)

2.5.5 運転方法

ガスエンジンの運転方法としては、年間連続運転とする。但し、メンテナンス等による停止を考慮し、年間の運転時間は約 8,040 時間（年間 335 日）とする。

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無いが 3 名分の人員を見込むこととする。

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。発電に供されるメタンガスの量とフレア処理されるメタンガスの量の見込みは図 2.5-2 に示す通りである。

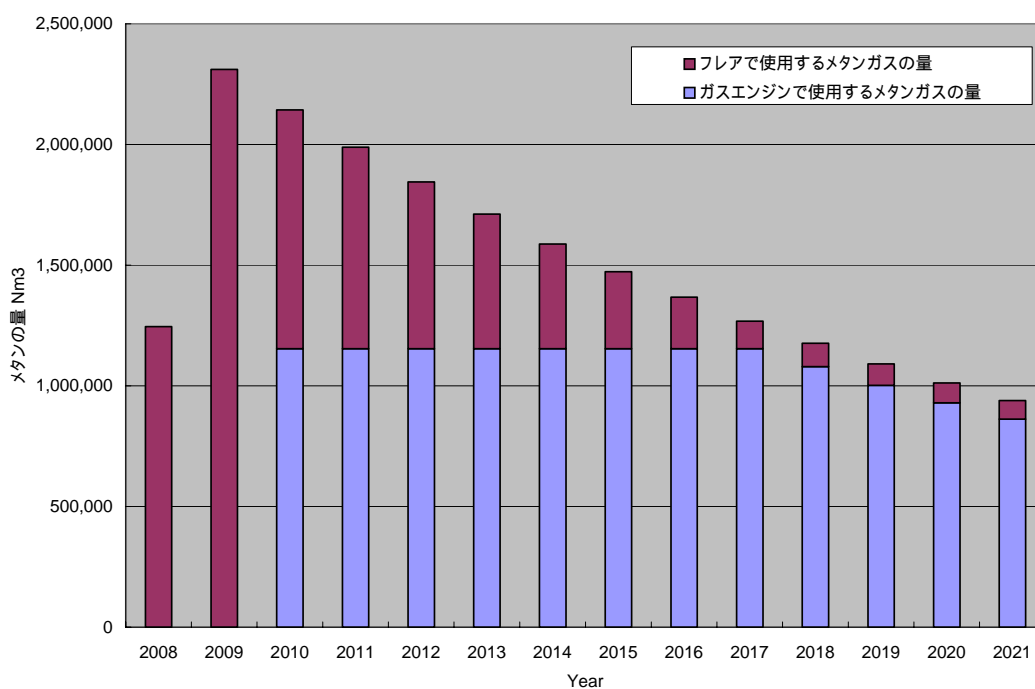


図 2.5-2 回収したメタンガスの使用用途

2.6 本プロジェクトの領域

本プロジェクトの地理的な舞台は、スコピエ市の埋立処分場である。この処分場に搬入される固形廃棄物の量、この処分場で発生する LFG（メタンガス）の量は、プロジェクトの管理が及ぶものであり、本プロジェクトの境界に含まれる。

この LFG は GEG やフレア処理設備により燃焼される。GEG やフレア処理設備によって燃焼されるランドフィルガスは最終的には二酸化炭素に変換されて大気中に排出される。この二酸化炭素排出もプロジェクトの管理が及ぶものであり、本プロジェクトの境界に含まれる。

一方、発電設備による発電電力は接続する既存の電力グリッドに還元され、系統の発電所の発電電力の代替となり、発電所内の燃料消費量の削減につながる。この結果、系統の発電所では温室効果ガスの排出が削減される。しかし、系統の発電所は、プロジェクトの管理が及ばないものである。従って、プロジェクトの境界内には含まれない。

以上より設定する本プロジェクトの領域は、図 2.6-1 に示す通りである。

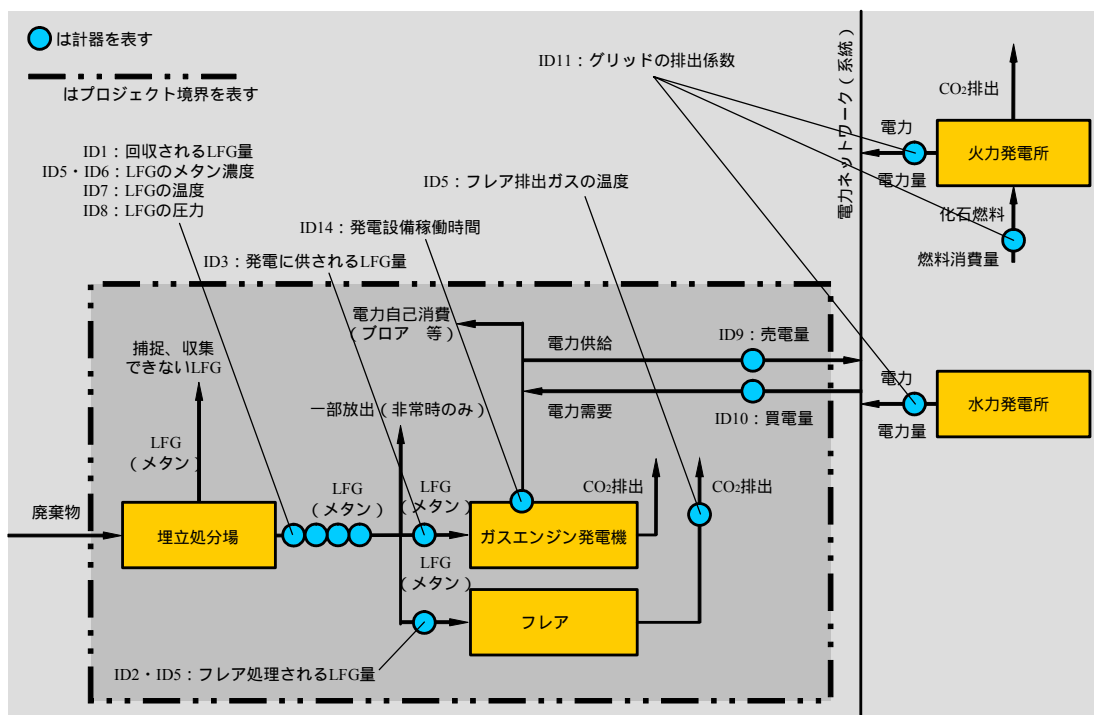


図 2.6-1 プロジェクトの領域

2.7 プロジェクトコストの検討

2.7.1 イニシャルコストの検討

イニシャルコストは、ガスエンジン発電機（GEG）とLFGの収集システムの建設費と排水工事費用に分類できる。試算結果を表2.7-1に示す。このプロジェクトでは、埋立処分場に500kWのガスエンジン発電機を設置する計画である。ガスエンジンの価格は、欧州メーカーからの見積りをベースにしている。ガスエンジンは高価なので、このプロジェクトの経済性に大きな影響を与えるが、バイオガス発電に対する納入実績の多い信頼性のある機種を選定する必要がある。

表 2.7-1 イニシャルコストの内訳

設備名称	費用（US\$）
ガスエンジン発電機	759,000
ガス収集システム	2,315,000
排水工事費用等	759,000
合計	3,833,000

2.7.2 ランニングコストの検討

ランニングコストは、表2.7-2に示すとおりである。人件費等運転費、機器保守費、検証費を見込んでいる。

表 2.7-2 ランニングコストの内訳

項目	費用（US\$/年）
運転費	19,200
機器保守費（3年目以降）	34,655
検証費	20,000
合計	73,855

2.8 プロジェクトの実施計画

2.8.1 プロジェクトの実施体制

本プロジェクトの実施体制を図 2.8-1 に示す。

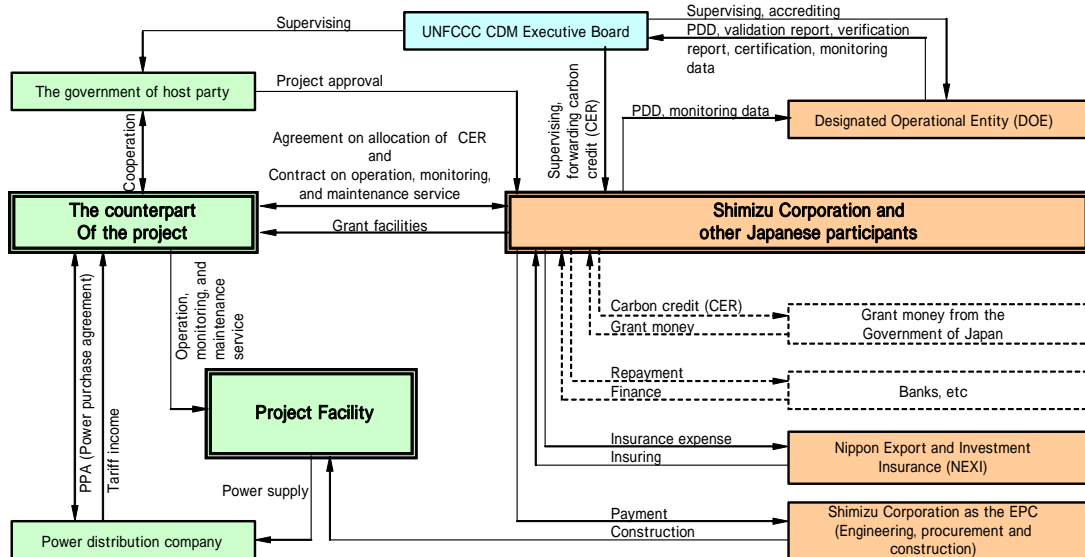


図 2.8-1 プロジェクトの実施体制

本プロジェクトでは、日本側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）はすべてスコピエ市が責任を持つ。

日本側の役割と負担する範囲

日本側の参加者の主な役割は、プロジェクトの組成（資金面を含めて）、実施計画、技術移転である。

なお、資金調達の方法としては、投資家（参加企業）からの投資による方法と、政府機関等による補助金、公的金融機関や民間金融機関からの融資による方法を組み合わせることが考えられる。

マケドニア側の役割と負担する範囲

このプロジェクトの実質的な運営主体はスコピエ市である。同市は、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）のすべてに責任を持つ。

設備機器については、この用途のガスエンジンがマケドニア国内で生産されていないことから、いずれにせよマケドニア国外から調達する必要がある。

また、設備機器および補機類の現地据え付け工事については、現地のサブコンに外注する形にて実施する予定である。

2.8.2 クレジットの取得方法

本プロジェクトは、やや規模が小さいプロジェクトであるが、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である。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。

2.8.3 プロジェクトの資金計画

資金計画・資金調達の見通し

本プロジェクトでは、日本側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。

本プロジェクトにおいては、CERの経済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の経済価値を考慮した場合、プロジェクト期間を14年、CERの価格を15US\$/tCO₂とすると、IRR(税引後)は6.28%程度となり事業としての成立は可能と考える。

なお、埋立処分場の西側でプロジェクトを行った場合の収支についても検討したが、廃棄物量が少なくCERも減る上、初期コストがかさみ、結果として東側でプロジェクトを行った場合よりも採算が悪くなった。

公的資金に関する情報

本プロジェクトの資金源はODAの流用ではなく、日本国の資金的義務とは分離され、公的資金は組み込まれていない。

2.8.4 プロジェクトのリスク

本プロジェクトのリスクを以下に列挙する。京都議定書の発効が現実のものとなった今日においては、想定通りに LFG が発生し、回収・利用されれば、所定の CER を生み出すことは確実であり、CDM プロジェクトとして十分実施する価値があると判断される。しかし、以下のようなリスクも残されており、今後プロジェクトの実施に当たって、注意していく必要がある。

マケドニアのプロジェクト承認に関するリスク

マケドニアの CDM 承認基準は、すでに整備済みであるが承認済みプロジェクトはない。本プロジェクトが最初のプロジェクトになる可能性があり、手続き上のリスクがまったくないわけではない。協議を通じて、政府内の政治的な介入がある可能性がある。

固形廃棄物量に関するリスク

前述した通り、本プロジェクトサイトでは、埋立てが進められており、質、量ともに大きなリスクはない。しかし、計画通り 2007 年に搬入が行われたか、最終的な確認が必要である。

LFG 収集設備導入に関するリスク

このプロジェクトにおいて、LFG 設備導入に関するリスクは低いが、古井戸の存在による地下水位の問題があり、排水施設との兼ね合いで、収集設備の再検討が必要になる可能性がある。

設備導入の方法の詳細については、今後スコピエ市と協議して具体的にしていく必要がある。

プロジェクトの範囲に関するリスク

このプロジェクトの範囲は、LFG の収集設備の設置と、発電設備の設置が挙げられるが、本プロジェクトでは、これに加えて古井戸の排水施設設置への期待が大きい。日本側としては、CER 獲得にかかわるため具体的な方法を検討する必要があるが、通常のプロジェクトに比べて排水施設のコストがかかることなどにより、プロジェクトの事業性に影響を与えている。今後、スコピエ市と協議していく中で、解決を図らなければならない。

ランドフィルガス発生量に関するリスク

ランドフィルガスの発生予測については、IPCC の FOD モデル式を用いているが、予測量の確からしさについては、事前の評価が極めて難しい。先行しているプロジェクト

における CER の実績と PDD 段階におけるパラメーターの設定を評価し、事業リスクの軽減を図りたい。また、投資金額の大きい発電設備の容量を、実際に LFG 回収システムを稼働させてから決定するものとし、事業実施時におけるリスク軽減を図ることにした。

工事に関するリスク

本プロジェクトは、HDP 気密シートの敷き詰めや、古井戸対策のバイパス工事などを見込んでおり、初期コストが通常のプロジェクトに比べて比較的大きくなっている。本件のような場合での知見がまだ十分でないため、慎重に工事計画を立てる必要がある。

また、土木工事的な要素が多く、コストオーバーランや工期遅延といった、完工リスクがある。当社は旧ソ連諸国での工事経験があり、信用ある現地会社との関係構築によってこれらのリスクを回避する。

売電単価変動に関するリスク

本プロジェクトで発電した電力は、自己消費分を除いて、スコピエ市の既存グリッドに供給する予定であるが、現在の売電単価が今後変更される可能性がないとは言えない。ただ、今後の長期的見通しとしては、電力需要の増大、燃料価格の上昇による電力価格の上昇が考えられ、プロジェクトとしては安全サイドである。

以上に本プロジェクトの実現化に向けたリスクを列挙したが、これらは今後の検討の中で克服できるリスクと考えており、FS 終了後は早期の実現化に向けて、マケドニア政府へのバリデーションの実施、両国政府承認取得等、具体的な活動を開始する予定である。

2.9 プロジェクトの実施スケジュール

現時点において計画している実施スケジュールを表 2.9-1 に示す。

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 年間を予定している。

表 2.9-1 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		▶

第3章 ベースラインの設定

3.1 ベースライン及びモニタリング方法論の適用

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 (Revision to the approved consolidated baseline methodology ACM0001/ Version5 “Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities”)」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 (Revision to the approved consolidated monitoring methodology ACM0001/ Version5 “Consolidated monitoring methodology for landfill gas project activities”)」を適用する。

ACM0001 の適用条件は以下に示すとおりである。

「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。
- b) 回収されたガスがエネルギー利用 (e.g. 発電 / 熱エネルギー) されるが、他のエネルギー源の代替や回避による排出削減量に対して、クレジットの獲得を求めない。
- c) 回収されたガスがエネルギー利用 (e.g. 発電 / 熱エネルギー) され、他のエネルギー源の代替や回避による排出削減量に対して、クレジット獲得を求める。この場合、代替された電源・熱エネルギー源のベースライン方法論を新たに提示するか、あるいは、ACM0002 “グリッド接続の再生可能エネルギープロジェクトの統合方法論” を含む、承認方法論を適用するべきである。発電容量が 15MW 以下、及び / 又は、代替される熱エネルギーが 54TJ (15GWh) 以下の場合は、小規模 CDM の方法論の対象となる。

一方、本プロジェクトは以下のとおりである。

現在、スコピエ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)

既存のスコピエ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。

ゆえに、本プロジェクトは、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。

ACM0001 では、“追加性の証明ツール (Tool for the demonstration and assessment of additionality (version 02))” 及び “メタンを含むフレアガスからのプロジェクト排出量の決定ツール (Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane)” を参照することとしている。

発電した電力を供給して得られる削減量の算定に関しては、「小規模 CDM の簡易ベースライン / モニタリング方法論 (INDICATIVE SIMPLIFIED BASELINE AND MONITORING METHODOLOGIES FOR SELECTED SMALL-SCALE CMD PROJECT ACTIVITY CATEGORIES TYPE I-RENEWABLE ENERGY PROJECTS-I.D./Version10 ‘Grid connected renewable electricity generation’)」を適用する。

3.2 プロジェクトバウンダリーの検討

ACM0001 によれば、プロジェクトバウンダリーはガスが捕集、破壊 / 利用されるプロジェクト活動のサイト内であり、プロジェクトバウンダリーにはガスの捕集と破壊 / 利用のプロセスが含まれる。また、捕集メタン以外の燃料の燃焼による CO₂ 排出量もプロジェクト排出量としてカウントし、プロジェクト活動の実施に必要な電力量も測定・モニタリングすることとある。

本プロジェクトのプロジェクトバウンダリーに含まれる発生源とガスを表 3.2-1 に示す。

表 3.2-1 プロジェクトバウンダリーに含まれる発生源とガス

	Source	Gas	Included ?	Justification/ Explanation
Baseline ベースライン	the atmospheric release of the gas from LFG site ランドフィルサイトからの 大気放出	CH ₄	Yes	-
	プロジェクトが接続する電 力グリッドに供給する発電 行為	CO ₂	Yes	-
Project Activity プロジェクト 活動	the atmospheric release of the gas from LFG site ランドフィルサイトからの 大気放出	CH ₄	Yes	-
	プロジェクトが消費する電 力	CO ₂	Yes	-
	The combustion of fuel for transport of generated heat 熱の輸送による燃料消費	CO ₂	No	not transport the heat

3.3 ベースラインシナリオの設定および追加性の証明

ACM0001 では、「プロジェクト活動の追加性は、UNFCCC CDM の Web サイトで得られる CDM 理事会で合意された最新バージョンの“追加性の証明と評価のためのツール”を用いて証明・評価する」こととある。

ベースラインシナリオの設定および追加性の証明は、「追加性の証明・評価のためのツール (Version02) Tool for the demonstration and assessment of additionality (version 02)」に従い行う。なお、ここでは、追加性の証明・評価のためのツール (以下「追加性証明ツール」と称する) に記載の説明を繰り返すことはしない。

ステップ 0 プロジェクト活動の開始日による予備的なスクリーニング (Preliminary screening based on the starting date of the project activity)

このプロジェクトは、2005 年 12 月 31 日までに開始される予定はない。従って、このステップはスキップできる。

ステップ 1 法規制に適合 (法規制と一貫性がある) したプロジェクト活動の候補をいくつか挙げる (Identification of alternatives to the project activity consistent with current laws and regulations)

サブステップ 1a プロジェクト活動の候補を挙げる (Define alternatives to the project activity)

ここでは、以下のシナリオの候補を挙げる。

シナリオ 1：現状維持。すなわち、スコピエ市の処分場において、LFG の発生を全く管理せず、LFG の収集・利用もせず、LFG の大気への拡散を放置している状況のことを言い、同時に GEG の設置も行わないもの。

シナリオ 2：LFG の回収プロジェクト。すなわち、スコピエ市の処分場から発生する LFG を回収し、環境と安全のためにフレア燃焼させようとするもの。

シナリオ 3：このプロジェクト。すなわち、スコピエ市の処分場から発生する LFG を回収し、ランドフィルガスの中に含まれる GHG である可燃性のメタンガスを、GEG で燃焼して、発電に使用しようとするもの。

サブステップ 1b 法制度への適合性 (Enforcement with applicable laws and regulations)

上記シナリオ 1～3 に関係のある現在の法律、規則、ガイドラインは、以下に示すとおりである。

Law on Environment

Law on ambient air quality

Law on nature protection

Law on waste management

これらを検討した結果、上記シナリオ 1～3 はいずれもマケドニアの法制度に適合している。

ステップ 2 投資分析 (Investment Analysis)

サブステップ 2a 適切な分析方法の決定 (Determine appropriate analysis method)

CDM プロジェクトを表すシナリオ 3 は、CER 以外の関連収入 (売電収入) がある。従って、「選択肢 1：単純なコスト分析 (Option I. Apply simple cost analysis)」は採用でき

ず、「選択肢 2：投資比較分析 (Option II. Apply investment comparison analysis)」もしくは「選択肢 3：ベンチマーク分析 (Option III. Apply benchmark analysis)」を採用することになる。ここでは、選択肢 2 を採用する。

サブステップ 2b 選択肢 2：投資比較分析 (Option II. Apply investment comparison analysis)

IRR の計算方法は、Project IRR と Equity IRR の 2 通りがあるが、ここでは、このプロジェクトの資金調達の方法がまだ決まっていないことから、Project IRR にて計算を行うものとする。

サブステップ 2c 財務指標の計算と比較 (Calculation and comparison of financial indicators)

まず、シナリオ 2 の分析を行う。ここでは、追加性証明ツールに従い、CER の収入は考慮しない。シナリオ 2 では、投資はあるが、それに見合うリターンが期待できない。これは、投資に見合うリターンが期待できないので、ベースラインシナリオとしてはありえないということを意味する。

次に、シナリオ 3 の分析を行う。ここでは、追加性証明ツールに従い、CER の収入は考慮しない。シナリオ 3 では、投資はあるが、それに見合うリターン (売電収入) が期待できるかどうかの問題となる。IRR の計算の結果、IRR (税引後) は、マイナスとなった。従って、シナリオ 3 は投資に値しないということが明らかになった。

以上により、シナリオ 3 はベースラインシナリオではないことが証明された。計算の前提条件と計算結果は、「第 7 章 収益性」に示す。

サブステップ 2d 感度分析 (Sensitivity analysis)

建設費、ランニングコスト、売電単価、発生する LFG の量、コストの上昇率をパラメーターとして感度分析を行う。建設費、ランニングコスト、売電単価、コストの上昇率は - 10% ~ + 10%、発生する LFG の量は - 20% ~ + 20% の変動幅とする。感度分析の結果、すべての場合において IRR はマイナスとなり、周辺条件が変わってもサブステップ 2c での予測結果に変わりがないことが示された。感度分析の詳細は、「第 7 章 収益性」に示す。

ステップ3 バリア分析 (Barrier Analysis)

ステップ2を実施したので、ステップ3はスキップできる。

ステップ4 通常行われている実践、に関する分析 (Common Practice Analysis)

このプロジェクトに似たプロジェクト(マケドニアで行われ、同じ技術を採用し、同じ規模で、規制環境、投資環境、技術状況が比較可能なもの(以下追加性証明ツールの原文「in the same country/region and/or rely on a broadly similar technology, are of a similar scale, and take place in a comparable environment with respect to regulatory framework, investment climate, access to technology, access to financing, etc.」))が、過去、現在、未来に、マケドニアで行なわれた、行われている、行われようとしている、という事実はない。

ステップ5 CDM登録の影響 (Impact of CDM Registration)

先に実施したシナリオ3の投資分析に、CERの経済的価値を導入する。CER=15US\$/tCO₂で、IRR(税引後)が6.28%となり、事業としての成立は可能と考える。計算の前提条件と計算結果、感度分析結果は、「第7章 収益性」に示す。

以上の分析で、シナリオ2とシナリオ3はベースラインとはなりえないことがわかり、ベースラインシナリオは、シナリオ1であることがわかった。また、シナリオ3がベースラインとはなり得ず、プロジェクトでは、排出削減量が14年間の累積で334,862 tCO₂になると試算されていることから、このプロジェクトは追加的であると言える。

3.4 リークージの検討

ACM0001によれば、この方法論にはリークージはないとされている。また、小規模CDMの簡易ベースライン/モニタリング方法論では、もし発電設備が他のプロジェクトから輸送される場合や、既存の設備を他のプロジェクトへ輸送したりする場合は、リークージとして考慮することとなっている。しかし、本プロジェクトは新設の設備を当該プロジェクトサイトに建設するものであり、この条件には該当しない。

以上により、本プロジェクトにはリークージはない。

3.5 排出削減量の事前計算

3.5.1 排出削減量の計算方法

排出削減量は ACM0001 に基づき、以下の式で評価する。

$$(1) \quad ER_y = (MD_{\text{project},y} - MD_{\text{reg},y}) * GWP_{\text{CH}_4} + EL_y * CEF_{\text{electricity},y} - ET_y * CEF_{\text{thermal},y}$$

ER_y	排出削減量 (tCO ₂ e)
$MD_{\text{project},y}$	破壊 / 燃焼されるメタンの量 (tCH ₄)
$MD_{\text{reg},y}$	プロジェクトが行われない間に破壊 / 燃焼されるメタンの量 (tCH ₄)
GWP_{CH_4}	メタンの温暖化係数 (21) (tCO ₂ e/tCH ₄)
EL_y	年間純電力輸出量 (MWh)
$CEF_{\text{electricity},y}$	代替電力の CO ₂ 排出係数 (tCO ₂ e/MWh)
ET_y	プロジェクト活動によるサイト内のエネルギー需要を満たすために消費される化石燃料の純増減量 (プロジェクトとベースラインの化石燃料消費量の差) (TJ)
$CEF_{\text{thermal},y}$	熱エネルギー / 機械エネルギーを供給するのに用いられる燃料の CO ₂ 排出係数 (tCO ₂ e/TJ)

本プロジェクトでは熱の利用を行わないため、(1)式は(1')式のように整理される。

$$(1') \quad ER_y = (MD_{\text{project},y} - MD_{\text{reg},y}) * GWP_{\text{CH}_4} + EL_y * CEF_{\text{electricity},y}$$

ここで、各項は以下のように定義される。

$$(1a) \quad EL_y = EL_{\text{EX,LFG}} - EL_{\text{IMP}}$$

$EL_{\text{EX,LFG}}$	ランドフィルガスを利用して発電した、年間純電力輸出量 (MWh)
EL_{IMP}	プロジェクト活動による需要を満たすための電力輸入増減量 (プロジェクト電力輸入量 $EL_{\text{IMP,P}}$ - ベースライン電力輸入量 $EL_{\text{IMP,B}}$) (MWh)

$$(2) \quad MD_{\text{reg},y} = MD_{\text{project},y} * AF$$

AF	法規制などにより強制的に回収されるはずのメタンガスの量とプロジェクトにおいて回収されたメタンガスの量の比、調整係数
----	---

$$(3) \quad MD_{\text{project},y} = MD_{\text{flared},y} + MD_{\text{electricity},y} + MD_{\text{thermal},y}$$

MD _{flared,y}	フレアで破壊されるメタンの量 (tCH ₄)
MD _{electricity,y}	発電によって破壊されるメタンの量 (tCH ₄)
MD _{thermal,y}	熱エネルギーの生成によって破壊されるメタンの量 (tCH ₄)

本プロジェクトでは、熱の利用を行わないため、(3)式は(3')式のように整理される。

$$(3') \quad MD_{project,y} = MD_{flared,y} + MD_{electricity,y}$$

ここで、MD_{flared,y} と MD_{electricity,y} は、以下の(4)、(5)式で計算できる。

$$(4) \quad MD_{flared,y} = (LFG_{flare,y} * w_{CH_4,y} * D_{CH_4}) - (PE_{flare,y} / GWP_{CH_4})$$

LFG _{flare,y}	1年間にフレアに供されるランドフィルガスの量 (m ³)
w _{CH₄,y}	ランドフィルガス中のメタンの割合 (m ³ CH ₄ /m ³ LFG)
D _{CH₄}	メタン密度 (tCH ₄ /m ³ CH ₄)
PE _{flare,y}	フレアからのプロジェクト排出量 (tCO ₂ e)

$$(5) \quad MD_{electricity,y} = LFG_{electricity,y} * w_{CH_4,y} * D_{CH_4}$$

LFG _{electricity,y}	発電機に供されるランドフィルガスの量 (m ³)
------------------------------	--------------------------------------

3.5.2 プロジェクト排出量の試算

本プロジェクトでは、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、プロジェクト排出量を計測するわけではない。但し、プロジェクト排出量の試算は、プロジェクトバウンダリー内で発生しているメタン量からプロジェクトにより破壊したメタンの量を差し引いたものにプロジェクトで使用した電力からの排出量を加えることにより求めることができる。

プロジェクトバウンダリー内で発生しているメタンガスの量 M_{landfill,y}(tCH₄)は、「2.4.2 ランドフィルガス発生量の想定」に示したとおり、First Order Decay Model により以下のように推定できる。

$$(6) \quad M_{landfill,y} = D_{CH_4} * \sum Q_{y,x} \\ = D_{CH_4} * \sum (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)})$$

プロジェクト排出量 MPE_y (tCH₄) は、(6)式の発生量からプロジェクトで破壊したメ

タンを差し引いたものにプロジェクトで使用した電力からの排出量を加えることにより求められる。

$$(7) \quad \begin{aligned} \text{MPE}_y &= M_{\text{landfill},y} - \text{MD}_{\text{project},y} + \text{EL}_{\text{IMP}} * \text{CEF}_{\text{electricity},y} / \text{GWP}_{\text{CH4}} \\ &= D_{\text{CH4}} * \sum(k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) - (\text{MD}_{\text{flared},y} + \text{MD}_{\text{electricity},y}) \\ &\quad + \text{EL}_{\text{IMP,P}} * \text{CEF}_{\text{electricity},y} / \text{GWP}_{\text{CH4}} \end{aligned}$$

以上により、プロジェクト排出量 PE_y (tCO₂e) は、以下の式で求められる。

$$(8) \quad \begin{aligned} \text{PE}_y &= \text{GWP}_{\text{CH4}} * (D_{\text{CH4}} * \sum(k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) - (\text{MD}_{\text{flared},y} + \text{MD}_{\text{electricity},y}) \\ &\quad + \text{EL}_{\text{IMP,P}} * \text{CEF}_{\text{electricity},y}) \end{aligned}$$

以上の計算結果は、表 3.5-1 に示すとおりである。但し、これは試算であり、実際の排出量ではないことに注意すべきである。

3.5.3 ベースライン排出量の試算

本プロジェクトでは、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を計測するわけではない。但し、ベースライン排出量の試算は、(6)式のベースラインにおけるメタン排出量とプロジェクトにおける発電電力の電力グリッドへの給電による排出削減の和として計算できる。

$$(9) \quad \begin{aligned} \text{BE}_y &= \text{GWP}_{\text{CH4}} * (M_{\text{landfill},y} - \text{MD}_{\text{reg},y}) + \text{EL}_y * \text{CEF}_{\text{electricity},y} \\ &= \text{GWP}_{\text{CH4}} * (D_{\text{CH4}} * \sum(k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) - \text{MD}_{\text{reg},y}) + \text{EL}_y * \text{CEF}_{\text{electricity},y} \end{aligned}$$

以上の計算結果は、表 3.5-1 に示すとおりである。但し、これは試算であり、実際の排出量ではないことに注意すべきである。

3.5.4 リークエージの試算

「3.4 リークエージの検討」に示したとおり、本プロジェクトにはリークエージはない。

3.5.5 排出削減量の試算

本プロジェクトによる排出削減量の試算は表 3.5-1 に示すとおりである。なお、これは試算であり、実際の排出量、排出削減量ではないことに注意すべきである。実際の排出

削減量はモニタリングにより直接計測される。

表 3.5-1 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	77,018	93,725	0	16,707
2009	55,804	86,952	0	31,149
2010	50,046	83,725	0	33,679
2011	46,315	77,896	0	31,581
2012	42,854	72,488	0	29,634
2013	39,620	67,013	0	27,393
2014	36,641	62,358	0	25,717
2015	33,880	58,078	0	24,199
2016	31,318	54,110	0	22,793
2017	28,927	50,165	0	21,237
2018	26,834	46,595	0	19,761
2019	24,904	43,228	0	18,324
2020	23,112	40,074	0	16,962
2021	21,451	37,178	0	15,728
合計	538,725	873,586	0	334,862

第4章 モニタリング計画

4.1 モニタリング項目の検討

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。以下にモニタリング項目を示す。なお、ACM0001 におけるモニタリング項目の ID ナンバーを「その他」に併記した。本プロジェクトはボイラーの使用並びにメタンガスを利用した熱供給は行わないことから、ACM0001 におけるモニタリング項目のうち、ID4、ID12、ID15 については省略した。

なお、本プロジェクトにおいては、フレア設備の効率として、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。

Data / Parameter:	$LFG_{total,y}$
Data unit:	m^3
Description:	回収される LFG 量
Source of data to be used:	流量計 サイトにて計測
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	-
Description of measurement methods and procedures to be applied:	連続的に計測し、記録を 1 ヶ月に 1 回とる。 データ媒体：電子データ 保存期間：クレジット期間 + 終了後 2 年
QA/QC procedures to be applied:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
Any comment:	ID ナンバー：1 $LFG_{total,y} = LFG_{flared,y} + LFG_{electricity,y}$ となることで、流量計データの確からしさを検証する。

Data / Parameter:	$LFG_{flare,y}$
Data unit:	m^3
Description:	フレアに供される LFG 量
Source of data to be used:	流量計 サイトにて計測
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	-
Description of measurement methods and procedures to be applied:	連続的に計測し、記録を 1 ヶ月に 1 回とる。 データ媒体：電子データ 保存期間：クレジット期間 + 終了後 2 年
QA/QC procedures to be applied:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
Any comment:	ID ナンバー：2

Data / Parameter:	LFG _{electricity,y}
Data unit:	m ³
Description:	発電機に供される LFG 量
Source of data to be used:	流量計 サイトにて計測
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	-
Description of measurement methods and procedures to be applied:	連続的に計測し、記録を 1 ヶ月に 1 回とる。 データ媒体：電子データ 保存期間：クレジット期間 + 終了後 2 年
QA/QC procedures to be applied:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
Any comment:	ID ナンバー：3

Data / Parameter:	PE _{flare,y}																																
Data unit:	tCO ₂ e																																
Description:	フレアからのプロジェクト排出量 (1)フレア排気ガスの温度 T _{flare} (2)フレアに供される LFG 量 (1 時間値) LFG _{flare,h} (3)LFG 中のメタンの割合 (1 時間値) w _{CH4,h} (4)フレア効率 η _{flare,h}																																
Source of data to be used:	(1)N 型熱伝対 (2)流量計 (3)ガス分析装置 (4)デフォルト値 0.9 サイトにて計測 / 計測データよりの計算値																																
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	<table border="1"> <thead> <tr> <th>年</th> <th>PE_{flare,y}</th> <th>年</th> <th>PE_{flare,y}</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2008</td> <td>1,874</td> <td>2015</td> <td>481</td> </tr> <tr> <td>2009</td> <td>3,478</td> <td>2016</td> <td>320</td> </tr> <tr> <td>2010</td> <td>1,490</td> <td>2017</td> <td>172</td> </tr> <tr> <td>2011</td> <td>1,257</td> <td>2018</td> <td>146</td> </tr> <tr> <td>2012</td> <td>1,040</td> <td>2019</td> <td>135</td> </tr> <tr> <td>2013</td> <td>840</td> <td>2020</td> <td>125</td> </tr> <tr> <td>2014</td> <td>653</td> <td>2021</td> <td>116</td> </tr> </tbody> </table>	年	PE _{flare,y}	年	PE _{flare,y}	2008	1,874	2015	481	2009	3,478	2016	320	2010	1,490	2017	172	2011	1,257	2018	146	2012	1,040	2019	135	2013	840	2020	125	2014	653	2021	116
年	PE _{flare,y}	年	PE _{flare,y}																														
2008	1,874	2015	481																														
2009	3,478	2016	320																														
2010	1,490	2017	172																														
2011	1,257	2018	146																														
2012	1,040	2019	135																														
2013	840	2020	125																														
2014	653	2021	116																														
Description of measurement methods and procedures to be applied:	(1)連続的に計測する。 (2)連続的に測定し、1 時間毎に平均をとる。 (3)連続的に測定し、1 時間毎に平均をとる。 (4)T _{flare} が時間 h に 40 分以上 500°C 以上であり、メーカーの運転条件を連続的に満たしていることを確認する。 データ媒体：電子データ 保存期間：クレジット期間 + 終了後 2 年																																
QA/QC procedures to be applied:	(1)熱伝対は毎年取り替えるか校正する。 (2)流量計はメーカーの推奨に従って定期的に校正する。 (3)分析器はメーカーの推奨に従って定期的に校正する。ゼロチェック及び標準値のチェックは標準ガスとの比較で行																																

	う。
Any comment:	(1)フレア排気ガスの温度が 500°C 以上の場合、かなりの量のガスが燃焼していて、フレアが稼動中であることを示す。温度が過度に高い (700°C 以上) 場合、フレアのオペレーション上の問題発生、または、容量の過不足の可能性を示す。 (2)(3)RG の流量と RG 中の CH ₄ の濃度割合は同じ基準 (無水ベースまたは湿量基準) で測定する。 ID ナンバー : 5

Data / Parameter:	W _{CH₄,v}
Data unit:	m ³ CH ₄ /m ³ LFG
Description:	LFG 中のメタンの割合
Source of data to be used:	メタン濃度計 サイトにて計測
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	0.5
Description of measurement methods and procedures to be applied:	連続的に計測し、記録を 1 ヶ月に 1 回とる。 湿量基準で測定する。
QA/QC procedures to be applied:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
Any comment:	ガス品質分析器によって連続測定することとする。 ID ナンバー : 6

Data / Parameter:	T
Data unit:	K
Description:	LFG の温度
Source of data to be used:	温度計 サイトにて計測
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	-
Description of measurement methods and procedures to be applied:	連続的に計測し、記録を 1 ヶ月に 1 回とる。
QA/QC procedures to be applied:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
Any comment:	ID ナンバー : 7

Data / Parameter:	P
Data unit:	Pa
Description:	LFG の圧力
Source of data to be used:	圧力計 サイトにて計測
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission	-

reductions in section B.5	
Description of measurement methods and procedures to be applied:	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる。
QA/QC procedures to be applied:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
Any comment:	メタンガスの密度 D_{CH_4} を決定するのに使用する。 温度と圧力を同時に測定できる流量計を使用する。 LFG の体積は m^3 とする。 ID ナンバー : 8

Data / Parameter:	$EL_{EX,LFG}$																																
Data unit:	MWh																																
Description:	プロジェクトバウンダリー外に輸出される電力量																																
Source of data to be used:	電力量計 サイトにて計測																																
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	<table border="1"> <thead> <tr> <th>年</th> <th>電力量</th> <th>年</th> <th>電力量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2008</td> <td>0</td> <td>2015</td> <td>3,819</td> </tr> <tr> <td>2009</td> <td>0</td> <td>2016</td> <td>3,819</td> </tr> <tr> <td>2010</td> <td>3,819</td> <td>2017</td> <td>3,819</td> </tr> <tr> <td>2011</td> <td>3,819</td> <td>2018</td> <td>3,574</td> </tr> <tr> <td>2012</td> <td>3,819</td> <td>2019</td> <td>3,315</td> </tr> <tr> <td>2013</td> <td>3,819</td> <td>2020</td> <td>3,076</td> </tr> <tr> <td>2014</td> <td>3,819</td> <td>2021</td> <td>2,854</td> </tr> </tbody> </table>	年	電力量	年	電力量	2008	0	2015	3,819	2009	0	2016	3,819	2010	3,819	2017	3,819	2011	3,819	2018	3,574	2012	3,819	2019	3,315	2013	3,819	2020	3,076	2014	3,819	2021	2,854
年	電力量	年	電力量																														
2008	0	2015	3,819																														
2009	0	2016	3,819																														
2010	3,819	2017	3,819																														
2011	3,819	2018	3,574																														
2012	3,819	2019	3,315																														
2013	3,819	2020	3,076																														
2014	3,819	2021	2,854																														
Description of measurement methods and procedures to be applied:	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる。																																
QA/QC procedures to be applied:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。																																
Any comment:	LFG からの発電による排出削減量を見積もるのに必要である。 ID ナンバー : 9																																

Data / Parameter:	EL_{IMP}
Data unit:	MWh
Description:	プロジェクトに必要な輸入電力量
Source of data to be used:	電力量計 サイトにて計測
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	193MWh
Description of measurement methods and procedures to be applied:	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる。
QA/QC procedures to be applied:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
Any comment:	プロジェクト活動を行うための電力または他のエネルギー装置の使用による排出削減量を決定するのに必要である。 ID ナンバー : 10

Data / Parameter:	CEF _{electricity,y}																																
Data unit:	tCO ₂ /MWh																																
Description:	グリッドの排出係数																																
Source of data to be used:	マケドニア・DNA よりデータを受領する。																																
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	<table border="1"> <thead> <tr> <th>年</th> <th>排出係数</th> <th>年</th> <th>排出係数</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2008</td> <td>0.85</td> <td>2015</td> <td>0.69</td> </tr> <tr> <td>2009</td> <td>0.80</td> <td>2016</td> <td>0.70</td> </tr> <tr> <td>2010</td> <td>0.80</td> <td>2017</td> <td>0.64</td> </tr> <tr> <td>2011</td> <td>0.80</td> <td>2018</td> <td>0.65</td> </tr> <tr> <td>2012</td> <td>0.80</td> <td>2019</td> <td>0.65</td> </tr> <tr> <td>2013</td> <td>0.68</td> <td>2020</td> <td>0.64</td> </tr> <tr> <td>2014</td> <td>0.68</td> <td>2021</td> <td>0.64</td> </tr> </tbody> </table>	年	排出係数	年	排出係数	2008	0.85	2015	0.69	2009	0.80	2016	0.70	2010	0.80	2017	0.64	2011	0.80	2018	0.65	2012	0.80	2019	0.65	2013	0.68	2020	0.64	2014	0.68	2021	0.64
年	排出係数	年	排出係数																														
2008	0.85	2015	0.69																														
2009	0.80	2016	0.70																														
2010	0.80	2017	0.64																														
2011	0.80	2018	0.65																														
2012	0.80	2019	0.65																														
2013	0.68	2020	0.64																														
2014	0.68	2021	0.64																														
Description of measurement methods and procedures to be applied:	1年に1回定期的にデータを受領する。 AMS-I.D.に基づき計算する。																																
QA/QC procedures to be applied:	-																																
Any comment:	ID ナンバー : 11																																

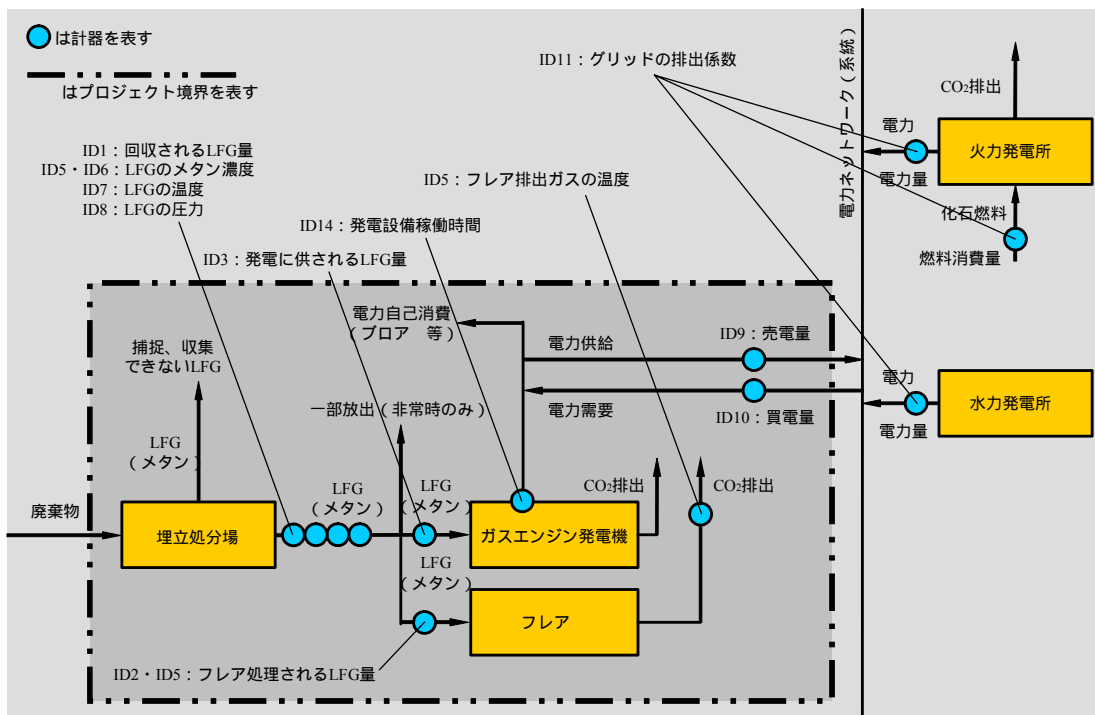
Data / Parameter:	ランドフィルガスプロジェクトに関する法規制
Data unit:	Test
Description:	クレジット期間の更新時に、調整係数 AF や MD _{reg,y} を見直すのに使用する。
Source of data to be used:	マケドニア政府より情報を受領する。
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	0.000
Description of measurement methods and procedures to be applied:	1年に1回定期的に情報を受領する。
QA/QC procedures to be applied:	-
Any comment:	ID ナンバー : 13

Data / Parameter:	発電設備稼働時間
Data unit:	Hours
Description:	メタンの破壊が、発電設備の稼働しているときに発電に使われることで行われていることを裏付ける。
Source of data to be used:	電力量計 サイトにて計測
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	-
Description of measurement methods and procedures to be applied:	1年に1回定期的に
QA/QC procedures to be applied:	-

Any comment:	累積電力量から、発電設備の稼働時間を推定し、実測したメタンガスの破壊量との不整合がないかを確認する。 ID ナンバー：14
--------------	--

4.2 モニタリング計画

本プロジェクトにおけるモニタリング計画は、図 4.2-1 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 4.2-1 モニタリング計画図

本プロジェクトでは、日本側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) はすべてスコピエ市が責任を持つ。

本プロジェクトでは、以下の方法により、品質管理、品質保証を行う。

プロジェクト実施組織は、運用者と管理者で構成される。

管理者は、施設運用のための手順書を作成する。

手順書には、日々の業務内容や、定期的なメンテナンス方法、各種判断基準などが

記載され、適切なフォーマットにまとめられている。

管理者は、手順書に従い、運用者の報告をチェックし、内容に問題がないか判断し、チェックの結果、問題があれば適切な時期に適切な対応を実施する。

管理者は、手順書に従い、運用者の報告を日々ファイルし、保存する。

事故時（予期しない GHG の放出を含む）は、管理者が原因を究明し、対策を運用者に指示し、実施する。

緊急時（予期しない GHG の放出を含む）は、運用者が応急措置を講じるとともに、管理者の指示に従い、対策を実施する。

計器類は、手順に従い、定期的に適正に校正する。校正の時期、方法は、モニタリング計画に従うものとする。

これらのモニタリングの手順は、それぞれのサイト毎に実施する。

計測されたデータ類は、公開され、パブリックコメントを受け付けるものとする。

受け付けたパブリックコメントとそれに対する対応もあわせて公開される。

計測されたデータ類は、ホスト国の政府機関によっても監査を受けるものとする。

4.3 モニタリング結果から排出削減量を計算する式

モニタリングの結果から、本プロジェクトの排出削減量は以下の方法で計算される。

$$(1') \quad ER_y = (MD_{\text{project},y} - MD_{\text{reg},y}) * GWP_{\text{CH}_4} + EL_y * CEF_{\text{electricity},y}$$

説明： ER_y は、このプロジェクトでの 1 年間の GHG の排出削減量である。この式により、このプロジェクトの排出削減量が直接計算可能となる。第 1 項は、1 年間に破壊 / 燃焼されたメタンガスの量 ($MD_{\text{project},y}$) からプロジェクトが行われない場合に 1 年間に破壊 / 燃焼されるはずのメタンガスの量 ($MD_{\text{reg},y}$) を差し引き、メタンの温暖化係数 (GWP_{CH_4}) を掛け合わせている。第 2 項は、プロジェクト境界外に輸出される電力量 ($EL_{\text{EX,LFG}} = \text{ID}9$) からプロジェクト活動に必要な輸入電力量 ($EL_{\text{IMP}} = \text{ID}10$) を差し引き、グリッドの排出係数 ($CEF_{\text{electricity},y} = \text{ID}11$) を掛け合わせている。

$$(2) \quad MD_{\text{reg},y} = MD_{\text{project},y} * AF$$

説明：プロジェクトが行われない場合に 1 年間に破壊 / 燃焼されるはずのメタンガスの量 ($MD_{\text{reg},y}$) は、1 年間に破壊 / 燃焼されたメタンガスの量 ($MD_{\text{project},y}$) と、調整計数 (AF) との積である。

$$(3') \quad MD_{\text{project},y} = MD_{\text{flared},y} + MD_{\text{electricity},y}$$

説明：1 年間に破壊 / 燃焼されたメタンガスの量 ($MD_{\text{project},y}$) は、フレアで破壊されたメタンの量と発電によって破壊されたメタンの量との和である。

$$(4) \quad MD_{\text{flared},y} = (LFG_{\text{flare},y} * w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4}) - (PE_{\text{flare},y} / GWP_{\text{CH}_4})$$

説明：フレアで破壊されたメタンの量 ($MD_{\text{flared},y}$) は、フレアに供される LFG の量 ($LFG_{\text{flare},y} = ID2$)、LFG 中のメタンの割合 ($w_{\text{CH}_4,y} = ID6$)、メタン密度 (D_{CH_4}) の積とフレアからのプロジェクト排出量 ($PE_{\text{flare},y} = ID5$) のメタン換算量との差である。

$$(5) \quad MD_{\text{electricity},y} = LFG_{\text{electricity},y} * w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4}$$

説明：発電に供されるメタンガスの量 ($MD_{\text{electricity},y}$) は、発電機に供される LFG の量 ($LFG_{\text{electricity},y} = ID3$)、LFG 中のメタンの割合 ($w_{\text{CH}_4,y} = ID6$)、メタン密度 (D_{CH_4}) の積である。

$$(10) \quad D_{\text{CH}_4} = 0.0007168 * (P/101.3) * (273.15/T)$$

説明：メタンガスの比重 (D_{CH_4}) は、標準状態 (101.3kPa、 $0 = 273.15\text{K}$) のメタン密度 $0.0007168\text{t}/\text{Nm}^3$ (この数値の出典は ACM0001 による) と、LFG の温度 ($T = ID7$)、LFG の圧力 ($P = ID8$) により補正される。

$$(11) \quad PE_{\text{flare},y} = \sum_{(h=1-8760)} LFG_{\text{flare},h} * w_{\text{CH}_4,h} * D_{\text{CH}_4} * (1 - \eta_{\text{flare},h}) * GWP_{\text{CH}_4}$$

説明：フレアからのプロジェクト排出量 ($PE_{\text{flare},y}$) は、各時間 h のフレアに供される LFG 量 ($LFG_{\text{flare},h} = ID5$) と LFG 中のメタン割合 ($w_{\text{CH}_4,h}$) とメタン密度 (D_{CH_4}) の積をフレア効率 ($\eta_{\text{flare},h} = ID5$) で補正して得られるフレアで破壊されずに排出されるメタン量とメタンの地球温暖化係数 (GWP_{CH_4}) を掛け合わせた各時間 h の排出量の年間の総和である。

第5章 環境への影響とその他の間接影響

5.1 環境への影響

5.1.1 環境影響評価の実施方法

マケドニアでは2005年6月「環境に関する法律 (the law on Environment)」が制定されている。また、この法律に関連する、以下のような複数の法律が制定されている。

- ・自然保護に係る法律 (2004年)
- ・大気質保護に係る法律 (2004年)
- ・都市廃棄物の管理に係る法律 (2004年)

また、マケドニアにおける環境影響評価は、上記のうち「環境に関する法律」に基づき行われる。また施行規則として、環境影響評価を行うプロジェクト、環境影響評価の手続き手順が規則で定められている。

手順は以下のとおりである。

1. 事業者による事業実施意志の通知 (環境法第80条に基づく)
2. スクリーニング手続き (必要な事業のみ)
3. 環境影響評価の実施 (必要な事業のみ)
4. 情報公開
5. 環境影響評価の審査、承認

本プロジェクトでは、発電施設があるが、施行規則に基づく環境影響評価の実施義務のある規模 (300MW以上) には該当しない。ただし、同法ではほぼすべての事業に環境影響評価が必要かどうかのスクリーニング手続きを求めており、その要件に該当する。

5.1.2 環境影響評価結果

本プロジェクトで想定される環境影響

本プロジェクトに係る、環境影響について簡易的に行った影響評価の結果は、表 5.1-1 に示すとおりである。

表 5.1-1 本プロジェクトで想定される環境影響の一覧

指標	通常予測される埋立処分場による 重大な環境への影響	LFGの利用による影響
ヒト	<ul style="list-style-type: none"> ・健康と安全性 ・有害性 ・居住環境の快適性 	埋立処分場からの積極的なLFGの収集により、管理下に置かれていないガス移動のリスクが低減する。その結果、現地作業員に対する、猛毒性物質の燃焼生成物の爆発または汚染のリスクが低減する。LFGを収集すると、H ₂ Sなどの毒性化合物の遊離を相当なレベルまで抑えられる。
植物	<ul style="list-style-type: none"> ・開発またはサイトの排水による消滅、あるいは回復の機会。 	LFGの収集により、周辺植生への大気質経由での影響は低減する。
生物	<ul style="list-style-type: none"> ・既存の地上および水中生物への影響 ・ペストや病原媒介としての鳥類、げっ歯類、昆虫 ・腐食動物の誘引 ・表面水の汚染による間接的影響 ・貯蔵農産物への危険性 	より適切化された廃棄物処分方法により、捕食や食物を探す野犬等を減らし、病原媒介を低減できる。
土壌と地質	<ul style="list-style-type: none"> ・汚染物質の上方移動による覆土のための土壌の劣化 	気密シートによるカバーのため、通常よりも汚染物質の上方への移動可能性が高くなるが、土壌そのものの飛散は少なくなる。
水	<ul style="list-style-type: none"> ・管理されていない表面流水による汚染 ・浸出水による地下水の汚染 ・汚染した地下水の移動 	LFGの収集による悪化はなく、かえって適切化された廃棄物処分方法により、表面流水や地下水の汚染は低減できる。
空気	<ul style="list-style-type: none"> ・火災および爆発の危険を伴うメタンの発生 ・異臭 ・粉塵 ・装置/交通の騒音 	GHG排出量の削減。 プラントから10m離れた場所に位置する(騒音絶縁コンテナ内の) ガスエンジン、ガス発電機、冷却システム、フレアスタックなどの騒音レベルは75 dB(A) (100m離れた場合は55 dB(A))。埋立処分場の境界で騒音レベルを超える場合、ガスエンジン複合体周囲に土壌を堆積して、簡単な防音手段を施すことができる。また、視覚的に不快な影響も軽減できる。ガスエンジンからの排出量は、通常 NO _x < 500 mg/m ³ 、CO < 650 mg/m ³ 。
気候	<ul style="list-style-type: none"> ・臭いの拡散 ・雨水の浸透 ・可燃ガスの拡散 	気密シートにより、臭いと可燃ガスの拡散を減らし、雨水の浸透も減らすことができる。
景観	<p>次の要因による視覚的影響と特徴の変化</p> <ul style="list-style-type: none"> ・周辺のフェンス、堤防、標識 ・通用道路、エントランス ・露出した廃棄物、風で散乱したごみ ・火の粉、煙、火災 ・現地の構造 	LFG利用プラントで視野に入るものとして、複数のスチールコンテナ (20または30フィートコンテナ) があり、一部のコンテナには排気ガスが (通常は地上5~10m)、一部にはフレアが (通常は5~10mの高さ) に貯蔵されている。しかし、廃棄物処分作業に伴う現在の視覚的な妨害から見て、これらのコンテナによる影響はわずかなものと予測される。また、埋立処分場は山間部の谷間地域に立地し、埋立処分場は周辺の居住地からは見えない。

ガスエンジンの稼働による大気への影響

主要成分であるメタンと二酸化炭素以外に、LFG には非メタン有機化合物 (NMOC) である揮発性有機化合物 (VOC) トレース濃度と、EPA から危険性のある大気汚染物質 (HAP) と見なされている複数の化合物が含まれる。VOC は LFG の NMOC 総濃度の 39% を占め、NMOC 濃度は 595 ppmv (米 EPA の AP-42) となる。このため、(エンジン発電機、タービン、ユーティリティフレア、その他の燃焼装置などでの) LFG の回収と燃焼

の過程で、埋立処分場からのメタン、VOC、HAPの排出が減少する。LFGの回収と燃焼により、LFG回収効率によりNMOCを2~4倍減らすことができる。フレアおよび往復エンジンのHAPとVOCの減少効率は、AP-42のデータを引用できる。

同じデータソースによると、LFGの通常の炭素酸化物の含有量は141 ppmv、窒素酸化物は0 ppmvである。ただし、燃焼プロセスの結果、埋立処分場の窒素酸化物（NO_x）、一酸化炭素（CO）、粒子状物質（PM）などの、基準となる大気汚染物質の排出量は増加する。

エンジンとフレアのLFG燃焼による通常のCOおよびNO_x排出量を次に示す。

表 5.1-2 本プロジェクトで想定される大気汚染物質の排出量

	単位	エンジン	フレア
CO 排出量	mg/m ³	600	50
NO _x 排出量	mg/m ³	500	150
有機化合物排出量	mg/m ³	150	10

また、エンジンメーカー（Jenbacher）では、LFGでの処理の場合、J208 GS エンジンからのNO_x排出量を500 mg/Nm³未満と保証している。これは、COとNO_xの年間総排出量が、利用されたLFG800万 m³に対して4.0 t以内に抑えられることを意味する。

エンジンの大きさが小さいため、発生するNO_xとCOは、両汚染物質の最大許容濃度をはるかに下回る。

メタンと炭素酸化物はいずれも温室効果ガス（GHG）と認められているが、LFG中の炭素酸化物は、一般にはGHGと見なされず、バイオジェニック（天然の炭化循環に組み入れられている）と見なされている。LFG中のメタンはGHGと見られているが、その回収および燃焼により、正味GHGは減少する。

LFG回収および利用システムの設置により予測される環境への影響は、以下のとおりである。

現在の処分場が環境に与えている影響

現在の処分場は、以下のように環境に悪い影響を与えている。

- ・ 臭い：処分場からは、悪臭を伴ったガスが常時発生しており、周辺環境、処分場で働く人の健康に悪影響を与えている。
- ・ 地球温暖化：処分場では、発生するLFGを処理していないので、LFGに含まれるメタンガスが地球温暖化に悪影響を与えている。

また、処分場以外の場所では、老朽化した非効率な発電所が運用されており、温室効果ガス、その他の有害な排気ガス（NO_x等）が大気環境に排出されている。

プロジェクトが環境に与え得る影響

本プロジェクトでは、以下のような環境への好影響がある。

- ・ 臭い：プロジェクト実施により、処分場では LFG の回収が行われ、処分場表面には、被覆用気密シートが敷設される。メタンを含む LFG はフレア、GEG にて燃焼される。この結果、臭いの発生は大幅に軽減される。
- ・ 地球温暖化：上記と同様に、プロジェクト実施により、温室効果ガスであるメタンガスの大気への放出は大幅に軽減される。
- ・ 老朽化した発電システムの代替：プロジェクトで設置する予定の GEG は、先進国の基準と技術を採用したものであり、マケドニアにある既存の GEG よりも効率が高く、温室効果ガスの排出量が少なく、排気ガスもよりクリーンである。

プロジェクトが環境に与え得る悪影響

本プロジェクトが、大気環境、水環境、土壌環境のそれぞれに与え得る環境影響と、その対策を以下に記載する。

- ・ 大気環境：本プロジェクトでは、GEG という内燃機関の発電機を使用するので、排気ガスが発生する。従って、大気環境への影響が発生する可能性がある。しかし、先進国の基準と技術を採用した適切な LFG の脱硫処理設備、原動機側 NO_x 低減技術を採用し、適切な高さの煙突を設置することにより、この可能性を排除できる。
- ・ 水環境：本プロジェクトによる、水環境の汚染を悪化させる影響は発生しない。気密シートによる雨水浸透の低減と、古井戸の排水工事により、水質は改善されたと考える。
- ・ 土壌環境：本プロジェクトでは、表層への集積可能性はあるが、土壌環境を汚染するような排水の浸透、土壌の排出がないので、土壌環境への影響が発生する可能性はない。
- ・ 騒音、振動：本プロジェクトでは、LFG 回収用のブローア、GEG を設置することにより、騒音、振動が発生する。しかし、処分場は居住地からは十分に離れており問題にならない。むしろ、処分場で働くオペレーターの労働環境上の問題（聴覚等への影響）が発生する恐れがあるのみである。これに対しては、適切な、防音カバー、防振架台を設置することにより解決する。

5.1.3 プロジェクト参加者の結論

以上により、我々プロジェクト参加者は、このプロジェクトでは、「CDM の手順 (Modalities and procedures for a clean development mechanism)」37 (c) に記載があるような環境への顕著な悪影響はないと考えている。

5.1.4 ホスト国政府の結論

ホスト国政府は、このプロジェクトでは、「CDM の手順(Modalities and procedures for a clean development mechanism)」37 (c) に記載があるような環境への顕著な悪影響はないと考えており、環境影響評価の手続きは不要であるとの見解を示している。

5.2 その他の間接影響

5.2.1 経済面に及ぼす影響

プロジェクトの建設段階において、労働集約的な工事が発生するため、雇用の創出効果がある。また、運用段階において、運転員の追加の雇用がある他、維持管理等のために、周辺企業との取引も増え、地域経済の活性化に繋がる。

5.2.2 社会面に及ぼす影響

社会的には、廃棄物を資源として捉える意識が浸透することによって、リユース、リサイクル等、環境負荷の少ない社会の構築につながってゆくことも期待できる。

5.2.3 持続的発展への貢献

マケドニアにおいては、バイオマスエネルギーの利用については、一部の発電を除き、ほとんど実施されておらず、化石燃料によるエネルギー利用が大半を占めているが、本プロジェクトのようなバイオガスの利用が普及することによって、農業系廃棄物や、木質バイオマスのエネルギー利用といった面の、意識改革と技術開発が進み、同国の省エネルギーの推進に寄与する可能性がある。

さらに、エネルギーセキュリティーの面が挙げられる。マケドニア全体として省エネルギーを推進することは、エネルギー資源の有効活用とセキュリティーの向上のために必要不可欠であり、また分散型電源技術の普及によって、エネルギー源の二重化が可能となり、都市のセキュリティー向上にも寄与することができる。

第6章 利害関係者のコメント

6.1 利害関係者のコメントの収集方法

マケドニアの CDM プロジェクトにおいては、利害関係者のコメント収集は義務となっている。また、PDD の要件にも含まれている。ただし、誰が利害関係者になりえるかについて特段の取り決めはない。

ここでは、現在想定できる利害関係者として下記の者をあげ、そのコメントを記載する。

1. スコピエ市 - 埋立処分場のオーナー。
2. スコピエクリーニングカンパニー - スコピエ市の埋立処分場における都市固形廃棄物 (MSW) の収集、搬送、配置を担当する会社。
3. 給配電会社 - 発電電力の引き取り先。

6.2 受け取った利害関係者のコメントの要約

1. Scopie City Municipality のコメント

スコピエ市では、本 CDM プロジェクトの推進を大いに期待している。われわれは、政府ほかの関係部局と連携をとり、本プロジェクトを支援する。

本プロジェクトは、ランドフィルガスを回収し、その破壊を通して温室効果ガスによる地球温暖化への影響を低減する持続可能な発展のための事業であり、政府はこのようなプロジェクトの推進をはかっている。

また、本プロジェクトでは回収したメタンの一部を、GEG による発電の燃料に使用するため、エネルギー政策上大いに期待されている。

なお、本プロジェクトでは、古井戸から流れる地下水の対策が検討されており、処分場の下流域の水質の改善も期待している。

2. 埋立処分場運営会社のコメント

わが社は、スコピエ市から委託されて管理を続けているがぎり、本 CDM プロジェクトの推進に協力する用意がある。本プロジェクトによって、現在進めている処分場の管理がより適正化されることで、現地作業員や周辺住民の労働環境や生活環境がよくなることも期待している。

3. 給配電会社のコメント

マケドニア政府の方針に基づき、国内で実施される CDM プロジェクトに期待する。

マケドニア国内は、水資源は多いがその他の燃料資源に乏しい。本プロジェクトのように、回収したメタンの一部を用いて、GEG による発電する計画は今後、ますます必要となるであろう。

なお、プロジェクトの実施にあたっては給配電会社の持つグリッドとの適切な方法での接続を行うため、十分な協議を行うことが必要である。

4. 環境・自然計画省 (DNA) のコメント

マケドニア政府の方針に基づき、国内で実施される CDM プロジェクトに期待する。すでに、LoI を受領済みであるが、政府内で前向きに検討しているところであるが、本プロジェクトは、環境改善効果が高く、持続可能な開発に該当すると考えている。

第7章 収益性

7.1 前提条件

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。評価にあたり必要となる前提条件は表 7.1-1 に示す通り設定した。

建設費は 3,833,000 US\$(当初建設時に 3,073,000 US\$、2 年後に追加投資として 760,000 US\$)であり、ランニングコストは 1 年当たり運転費が 19,200 US\$、保守費が 34,655 US\$(3 年目以降)である。そのほかに年間 20,000 US\$のペ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。

電力料金は、既存の資料から 4.0 US\$cent/kWh と設定した。この価格は、発電事業者が配電会社へ電力を販売する場合の価格である。

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、2008 年下期より運転開始と想定しており、クレジット期間は 2008 年～2021 年までの 14 年間とする。

表 7.1-1 収益性検討の前提条件

項目	数値
イニシャルコスト (US\$)	3,833,000
ランニングコスト運転費 (US\$/年)	19,200
ランニングコスト保守費 (US\$/年)	34,655
ペリフィケーション費用 (US\$/年)	20,000
企業利潤税率 (%)	15
減価償却率 (%)	90
電力料金 (US\$cent/kWh)	4.0
為替レート	円/US\$ 116.00

7.2 投資回収年数

投資回収年数については表 7.2-1 に示すとおり、CER の経済的価値なしの場合、CER 価格が 5 US\$/tCO₂、10 US\$/tCO₂、15 US\$/tCO₂、20 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) からの年数を算定する。

累積事業収支の算定に当たっては、n をプロジェクト開始からの年数とすると、

$$n \text{ 年目の累積事業収支} = - \text{初期費用} + n (\text{n 年の事業収入} + \text{n 年の CER の経済的}$$

価値 - n 年のランニングコスト - (n 年の企業利潤税)

で算出する。

表 7.2-1 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 (回収できない)
CER の経済的価値ありの場合	5 US\$/tCO ₂	回収できない (回収できない)
	10 US\$/tCO ₂	13 年 (14 年)
	15 US\$/tCO ₂	9 年 (9 年)
	20 US\$/tCO ₂	7 年 (7 年)

() 内は税引前の値を示す。

7.3 内部収益率

内部収益率 (IRR) については、表 7.3-1 に示すとおり、CER の経済的価値なしの場合、CER 価格が 5 US\$/tCO₂、10 US\$/tCO₂、15 US\$/tCO₂、20 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、投資的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 7.3-1 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 (マイナス)
CER の経済的価値ありの場合	5 US\$/tCO ₂	マイナス (マイナス)
	10 US\$/tCO ₂	0.44 (0.88)
	15 US\$/tCO ₂	6.28 (6.66)
	20 US\$/tCO ₂	11.13 (11.81)

() 内は税引前の値を示す。

以上に示した通り、CER の経済的価値なしの場合、CER 価格が 5 US\$/tCO₂ のケースでは、プロジェクト IRR はマイナスであるのに対し、CER 価格が 15 US\$/tCO₂ のケースで

は、6.28%（税引後）であり、カントリーリスクを考慮するとプロジェクトファイナンスによる資金調達は難しいと考える。その場合、全額直接投資を予定している。

7.4 内部収益率の感度分析

内部収益率（IRR）の計算において、CERの経済的価値なし、及びCERの経済的価値が15 US\$/tCO₂の場合に、計算要素を5段階に変化させて計算を行った場合の感度分析の結果は、表7.4-1に示す通りである。

CERの経済的価値なしの場合には、どの要素を変動させてもIRRはマイナスであるが、CERの経済的価値が15 US\$/tCO₂と想定すると、IRRは2.86～9.07%の間で移動し、カントリーリスクを考慮するとプロジェクトファイナンスによる資金調達は難しいと考える。その場合、全額直接投資を予定している。

表 7.4-1(1) 感度分析結果（CERに経済的価値がない場合）

変動させる要素：イニシャルコスト

	基準				
変動割合	- 10%	- 5%	±0%	+ 5%	+ 10%
IRR（税引後）	マイナス	マイナス	マイナス	マイナス	マイナス

変動させる要素：ランニングコスト

	基準				
変動割合	- 10%	- 5%	±0%	+ 5%	+ 10%
IRR（税引後）	マイナス	マイナス	マイナス	マイナス	マイナス

変動させる要素：売電単価

	基準				
変動割合	- 10%	- 5%	±0%	+ 5%	+ 10%
IRR（税引後）	マイナス	マイナス	マイナス	マイナス	マイナス

変動させる要素：発生するLFGの量

	基準				
変動割合	- 20%	- 10%	±0%	+ 10%	+ 20%
IRR（税引後）	マイナス	マイナス	マイナス	マイナス	マイナス

変動させる要素：物価上昇率

	基準				
変動割合	- 10%	- 5%	±0%	+ 5%	+ 10%
IRR（税引後）	マイナス	マイナス	マイナス	マイナス	マイナス

表 7.4-1(2) 感度分析結果 (CER の経済的価値が 15 US\$/tCO₂ の場合)

変動させる要素：イニシャルコスト

	基準				
変動割合	- 10%	- 5%	±0%	+ 5%	+ 10%
IRR (税引後)	8.23	7.22	6.28	5.40	4.57

変動させる要素：ランニングコスト

	基準				
変動割合	- 10%	- 5%	±0%	+ 5%	+ 10%
IRR (税引後)	6.36	6.32	6.28	6.23	6.19

変動させる要素：売電単価

	基準				
変動割合	- 10%	- 5%	±0%	+ 5%	+ 10%
IRR (税引後)	5.76	6.02	6.28	6.52	6.77

変動させる要素：発生する LFG の量

	基準				
変動割合	- 20%	- 10%	±0%	+ 10%	+ 20%
IRR (税引後)	2.86	4.66	6.28	7.74	9.07

変動させる要素：物価上昇率

	基準				
変動割合	- 10%	- 5%	±0%	+ 5%	+ 10%
IRR (税引後)	5.03	5.54	6.28	7.26	8.53

7.5 温室効果ガス排出削減コスト

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、3,833,000US\$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、334,862tCO₂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 7.5-1 に示す通りである。

表 7.5-1 CO₂削減コスト

項目	数値
温室効果ガス削減量 (tCO ₂)	334,862
コスト (US\$)	3,833,000
CO ₂ 削減コスト (US\$/tCO ₂)	約 11.4

第 8 章 試掘結果

8.1 試掘の実施

埋立処分場からのランドフィルガスの排出状況を把握するために試掘を行った。

試掘は表層ガスについて図 8.1-1 に示す 26 地点で行ったほか、3 箇所ではボーリング調査を行い、地下水位と廃棄物の組成確認を行った。試掘の様子は、写真 8.1-1 及び写真 8.1-2 に示すとおりである。

Drisla 埋立処分場は管理型処分場であり、搬入された廃棄物は重機によって均された後、すぐに覆土され、それが何層にも重ねられた層状構造になっている。

一方、埋立処分場の東側には古井戸の影響で地下水位が高い。今回の試掘では、これらを意識して地点選定を行った。

なお、ランドフィルガスの測定は、各地点で形成した孔を通じて、ブロワー付きのガス分析機器で吸引し、その成分分析を行った。

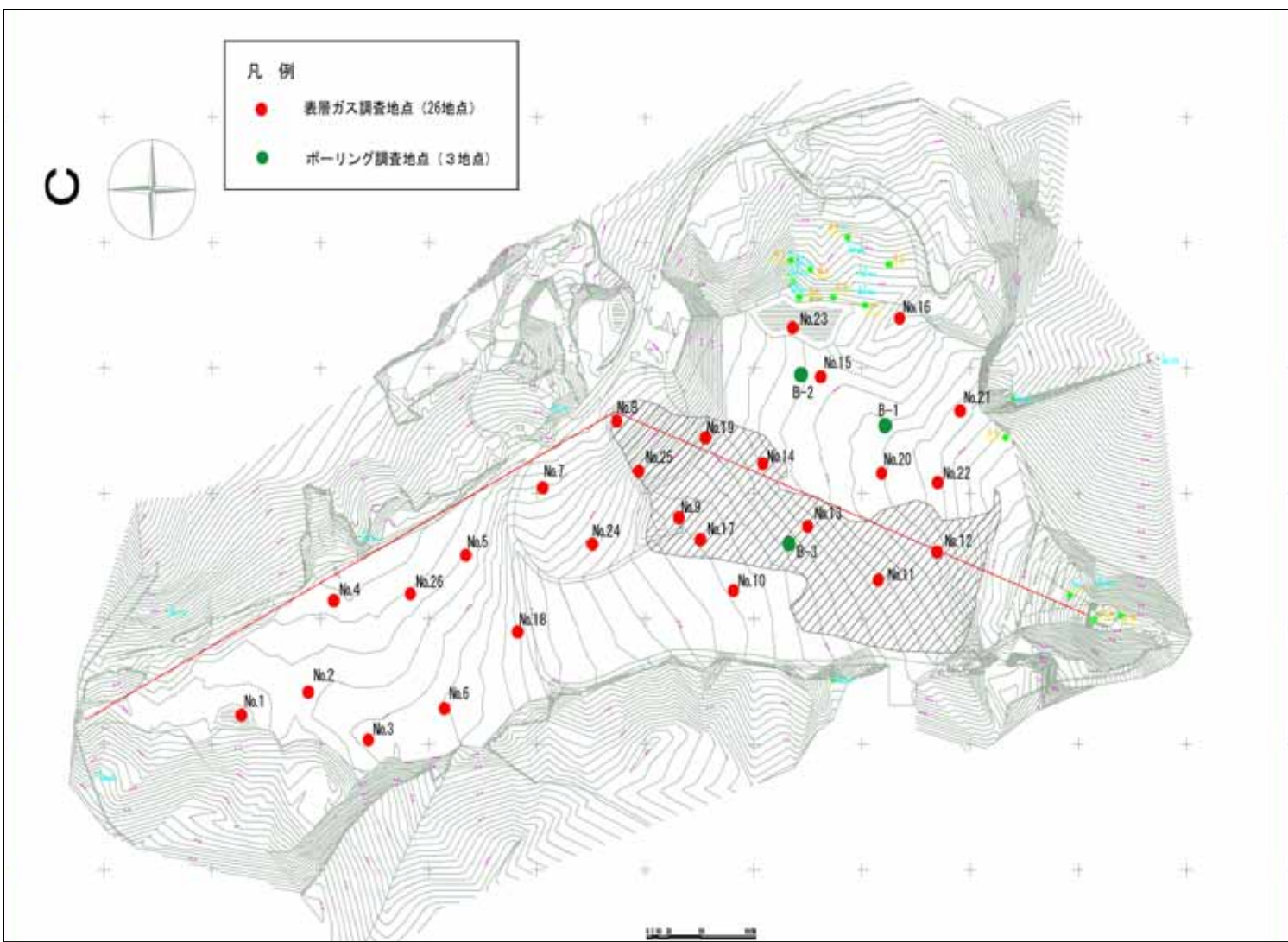


図 8.1-1 試掘調査地点図



写真 8.1-1 試掘作業風景



写真 8.1-2 試掘作業風景

8.2 試掘結果

8.2.1 表層ガス調査結果

試掘結果は表 8.2-1 及び図 8.2-1 に示すとおりである。

ランドフィルガス中のメタンガス濃度 (vol%) は、総じて高く、最大で 80% であった。

表 8.2-1 試掘におけるランドフィルガス成分

No.	CO ₂ (%)	CH ₄ (%)	O ₂ (%)	CO(ppm)	H ₂ S(ppm)
1	32.0	68.0	0.7	4	8
2	32.0	51.0	0.6	2	71
3	28.0	72.0	0.6	10	18
4	32.0	68.0	0.5	33	10
5	27.0	68.0	0.5	0	3
6	34.0	66.0	1.4	7	132
7	34.0	59.0	0.8	11	90
8	31.0	68.0	0.8	7	6
9	4.4	1.4	18.3	2	0
10	24.0	76.0	0.8	5	0
11	28.0	72.0	0.7	4	69
12	12.4	0.9	6.8	0	0
13	26.0	74.0	0.7	12	12
14	30.0	70.0	0.8	4	22
15	28.0	64.0	3.0	3	8
16	30.0	70.0	0.7	3	13
17	20.0	80.0	1.6	0	2
18	27.0	62.0	4.1	2	40
19	27.0	70.0	2.1	0	8
20	32.0	48.0	1.1	0	2
21	26.0	66.0	3.6	2	0
22	14.5	5.1	5.7	0	0
23	2.4	3.4	19.8	0	0
24	34.0	66.0	1.3	23	0
25	33.0	66.0	0.8	14	82
26	19.0	24.0	5.0	0	0

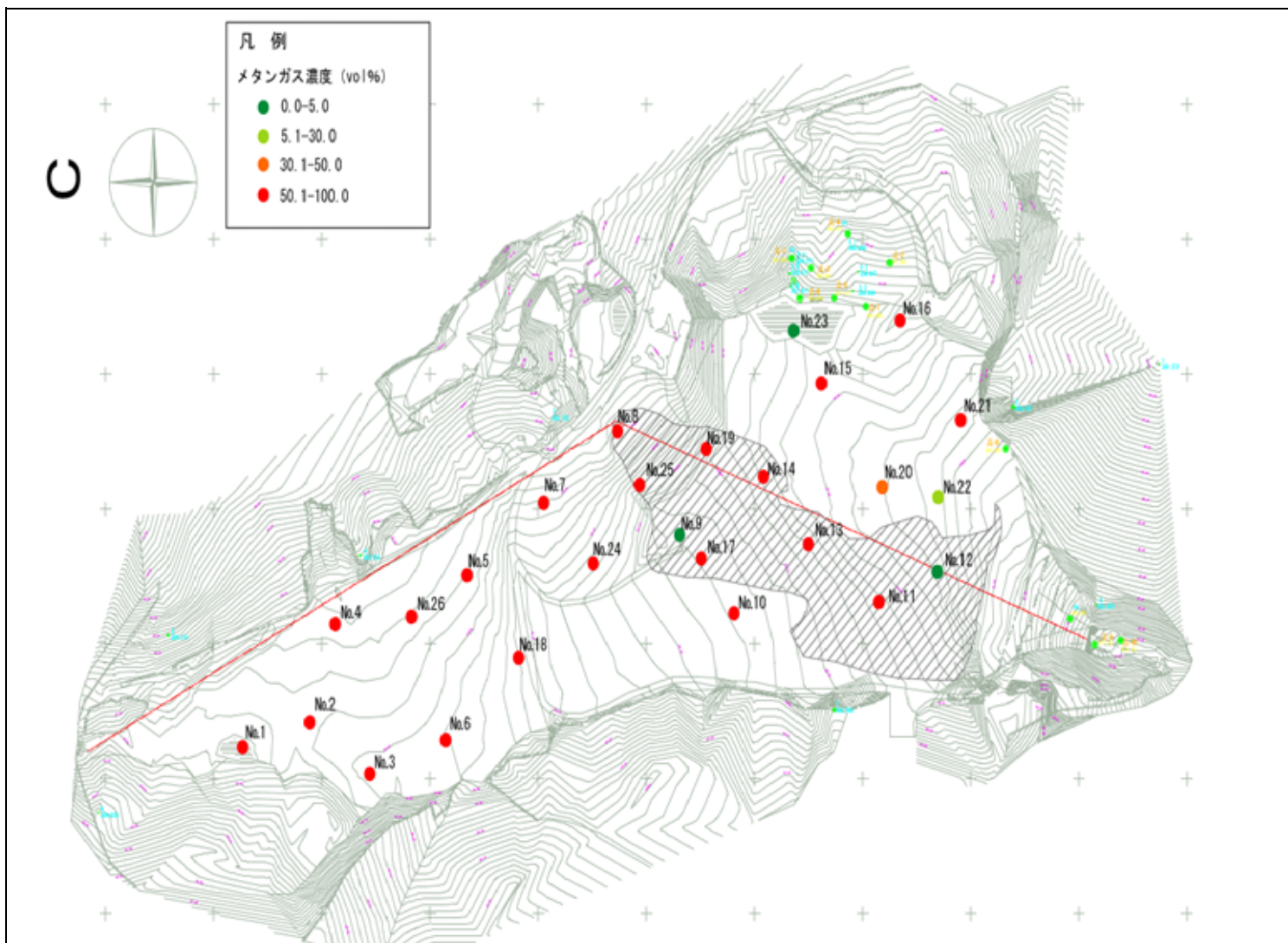


図 8.2-1 表層ガス調査結果 (メタン濃度)

8.2.2 ボーリング調査結果

ボーリング調査結果は、表 8.2-2 及び写真 8.2-1(1)～(3)に示すとおりである。

表 8.2-2 ボーリング調査の概要

ボーリング No.	掘削深さ (m)	廃棄物の概要	備考
B-1	7.5m	表層約 50cm は覆土 それ以降は黒化したプラスチックと泥状の廃棄物	G.L.-4.5m くらいから泥状になったがその後また乾いた状況になった
B-2	15m	表層約 50cm は覆土 それ以降は黒化したプラスチック、泥状の廃棄物、布ゴミ、金属などが不連続に出現 G.L.-7m50cm 以降は泥が青色	G.L.-3.5m くらいから泥状になった。
B-3	15m	表層約 50cm は覆土 それ以降は黒化したプラスチックが多く、泥状の廃棄物、紙ゴミなどが不連続に出現 G.L.-7m 以降は泥と黒化したプラスチックがほとんど	G.L.-2.40m 地下水水位



写真 8.2-1(1) B-1 のボーリングコア (一部)



写真 8.2-1(2) B-2 のボーリングコア (一部)



写真 8.2-1(3) B-3 のボーリングコア (一部)

むすび

本 FS 調査は、スコピエ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、マケドニア政府は 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スコピエ市は、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 500kW (0.5MW) 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 15 US\$/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。

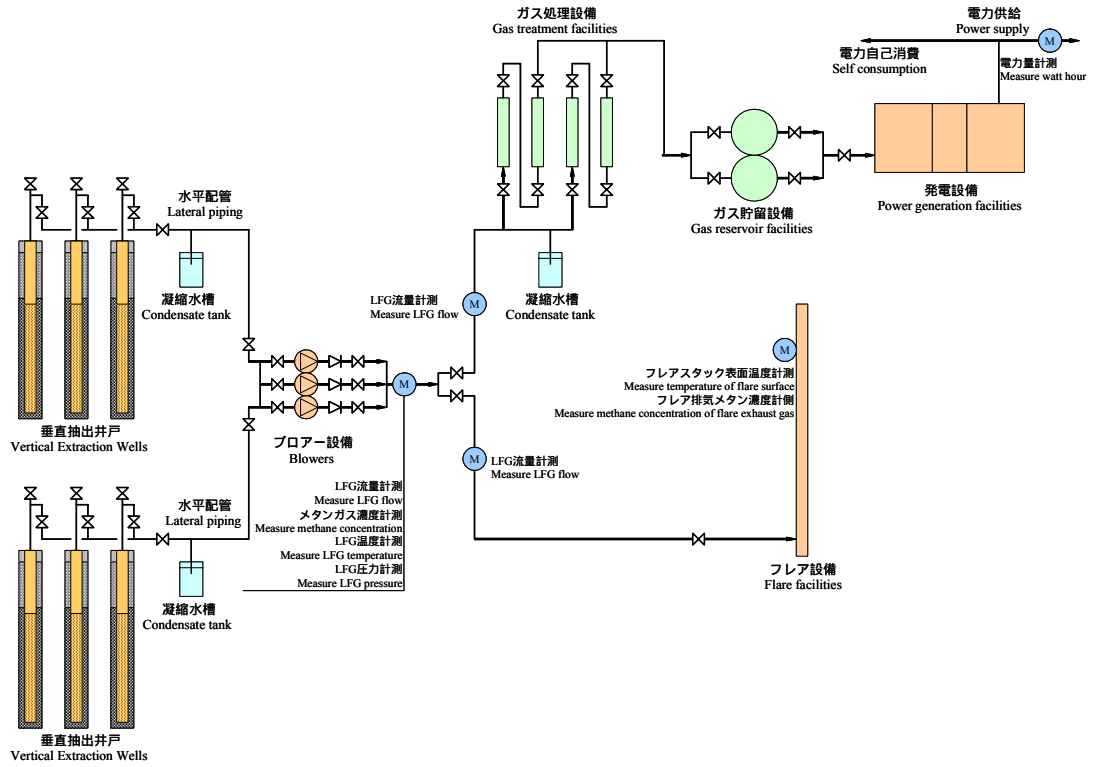
本調査では、プロジェクトの概要でも述べたとおり、当該埋立処分場の地形的な特徴である地下水位の問題から、一般的な垂直井戸によるガスの回収が難しく、このことがプロジェクトの事業性に影響を与えることが明らかになった。これは、埋立処分場の地形的な特徴に基づいてプロジェクトをスクリーニングする際に有効な知見である。今後スコピエ市との協議によりこの点を検討し、プロジェクトの実現可能性をより高めていきたい。

当社は、今後のマケドニアの政治、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実現化を推進してゆく予定である。

添付資料

- 資料1 プロジェクト計画系統図
- 資料2 排出削減量計算結果
- 資料3 キャッシュフロー計算結果
- 資料4 略語一覧

資料1 プロジェクト計画系統図



資料 2(1) 排出削減量計算結果

年	処分場に持ち込まれる廃棄物の量 R_x	LFG発生量	LFG回収率	回収できたLFG量	ER	MD _{project}	MD _{reg}
年	t	Nm ³	-	Nm ³	tCO ₂	tCH ₄	tCH ₄
1990	0	-	0	-	0	0	0
1991	0	-	0	-	0	0	0
1992	0	-	0	-	0	0	0
1993	0	-	0	-	0	0	0
1994	3,788	-	0	-	0	0	0
1995	28,218	38,951	0	-	0	0	0
1996	54,361	326,296	0	-	0	0	0
1997	152,042	861,701	0	-	0	0	0
1998	139,598	2,362,846	0	-	0	0	0
1999	148,552	3,627,569	0	-	0	0	0
2000	165,546	4,892,980	0	-	0	0	0
2001	139,007	6,241,702	0	-	0	0	0
2002	160,598	7,220,075	0	-	0	0	0
2003	145,306	8,349,770	0	-	0	0	0
2004	153,234	9,240,593	0	-	0	0	0
2005	185,215	10,148,570	0	-	0	0	0
2006	136,700	11,319,793	0	-	0	0	0
2007	136,700	11,907,519	0	-	0	0	0
2008	0	12,452,778	0.6	2,490,556	16,707	803	0
2009	0	11,552,984	0.6	4,621,194	31,149	1,491	0
2010	0	10,718,206	0.6	4,287,282	33,679	1,466	0
2011	0	9,943,745	0.6	3,977,498	31,581	1,366	0
2012	0	9,225,245	0.6	3,690,098	29,634	1,273	0
2013	0	8,558,661	0.6	3,423,464	27,393	1,187	0
2014	0	7,940,242	0.6	3,176,097	25,717	1,107	0
2015	0	7,366,508	0.6	2,946,603	24,199	1,033	0
2016	0	6,834,230	0.6	2,733,692	22,793	964	0
2017	0	6,340,412	0.6	2,536,165	21,237	901	0
2018	0	5,882,276	0.6	2,352,910	19,761	836	0
2019	0	5,457,243	0.6	2,182,897	18,324	776	0
2020	0	5,062,922	0.6	2,025,169	16,962	720	0
2021	0	4,697,093	0.6	1,878,837	15,728	668	0
合計	1,748,865	188,570,910		42,322,462	334,862	14,591	0

資料 2(2) 排出削減量計算結果

年	GWP _{CH4}	EL	CEF _{electricity}	AF	MD _{flared}	MD _{electricity}	LFG _{flared}
年	tCO ₂ /tCH ₄	MWh	tCO ₂ /tCH ₄	-	tCH ₄	tCH ₄	Nm ³
1990	21	0	0	0	0	0	0
1991	21	0	0	0	0	0	0
1992	21	0	0	0	0	0	0
1993	21	0	0	0	0	0	0
1994	21	0	0	0	0	0	0
1995	21	0	0	0	0	0	0
1996	21	0	0	0	0	0	0
1997	21	0	0	0	0	0	0
1998	21	0	0	0	0	0	0
1999	21	0	0	0	0	0	0
2000	21	0	0	0	0	0	0
2001	21	0	0	0	0	0	0
2002	21	0	0	0	0	0	0
2003	21	0	0	0	0	0	0
2004	21	0	0	0	0	0	0
2005	21	0	0	0	0	0	0
2006	21	0	0	0	0	0	0
2007	21	0	0	0	0	0	0
2008	21	-193	0.8500	0	803	0	2,490,556
2009	21	-193	0.8000	0	1,491	0	4,621,194
2010	21	3,626	0.8000	0	638	827	1,979,405
2011	21	3,626	0.8000	0	539	827	1,669,621
2012	21	3,626	0.8000	0	446	827	1,382,221
2013	21	3,626	0.6800	0	360	827	1,115,587
2014	21	3,626	0.6800	0	280	827	868,220
2015	21	3,626	0.6900	0	206	827	638,726
2016	21	3,626	0.7000	0	137	827	425,815
2017	21	3,626	0.6400	0	74	827	228,288
2018	21	3,381	0.6500	0	62	774	193,390
2019	21	3,123	0.6500	0	58	718	179,416
2020	21	2,883	0.6400	0	54	666	166,452
2021	21	2,661	0.6400	0	50	618	154,425
合計		40,672			5,198	9,393	16,113,314

資料 2(3) 排出削減量計算結果

年	W _{CH4}	D _{CH4}	FE	LFG _{electricity}	ベースライン 排出量	プロジェクト 排出量	排出削減量
年	-	t/Nm ³	-	Nm ³	tCO ₂	tCO ₂	tCO ₂
1990	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
1991	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
1992	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
1993	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
1994	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
1995	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
1996	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
1997	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
1998	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
1999	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
2000	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
2001	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
2002	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
2003	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
2004	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
2005	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
2006	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
2007	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
2008	0.5	0.0007168	0.9	0	93,725	77,018	16,707
2009	0.5	0.0007168	0.9	0	86,952	55,804	31,149
2010	0.5	0.0007168	0.9	2,307,877	83,725	50,046	33,679
2011	0.5	0.0007168	0.9	2,307,877	77,896	46,315	31,581
2012	0.5	0.0007168	0.9	2,307,877	72,488	42,854	29,634
2013	0.5	0.0007168	0.9	2,307,877	67,013	39,620	27,393
2014	0.5	0.0007168	0.9	2,307,877	62,358	36,641	25,717
2015	0.5	0.0007168	0.9	2,307,877	58,078	33,880	24,199
2016	0.5	0.0007168	0.9	2,307,877	54,110	31,318	22,793
2017	0.5	0.0007168	0.9	2,307,877	50,165	28,927	21,237
2018	0.5	0.0007168	0.9	2,159,520	46,595	26,834	19,761
2019	0.5	0.0007168	0.9	2,003,481	43,228	24,904	18,324
2020	0.5	0.0007168	0.9	1,858,716	40,074	23,112	16,962
2021	0.5	0.0007168	0.9	1,724,412	37,178	21,451	15,728
合計				26,209,148	873,586	538,725	334,862

資料3(1) キャッシュフロー計算結果

年	フレアによる メタン破壊 処理量	発電による メタン破壊 処理量	メタン回収 による CER獲得量	売電量	発電(売電) による CER獲得量	CER獲得量 合計	売電収入	CER収入
年	tCH ₄	tCH ₄	tCO ₂	MWh	tCO ₂	tCO ₂	US\$	US\$
1990	0	0	0	0	0	0	0	0
1991	0	0	0	0	0	0	0	0
1992	0	0	0	0	0	0	0	0
1993	0	0	0	0	0	0	0	0
1994	0	0	0	0	0	0	0	0
1995	0	0	0	0	0	0	0	0
1996	0	0	0	0	0	0	0	0
1997	0	0	0	0	0	0	0	0
1998	0	0	0	0	0	0	0	0
1999	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	0	0	0	0	0	0	0	0
2001	0	0	0	0	0	0	0	0
2002	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	803	0	16,870	-193	-164	16,707	0	250,599
2009	1,491	0	31,303	-193	-154	31,149	0	467,230
2010	638	827	30,778	3,626	2,901	33,679	152,760	505,186
2011	539	827	28,680	3,626	2,901	31,581	152,760	473,710
2012	446	827	26,733	3,626	2,901	29,634	152,760	444,508
2013	360	827	24,927	3,626	2,466	27,393	152,760	410,889
2014	280	827	23,251	3,626	2,466	25,717	152,760	385,755
2015	206	827	21,697	3,626	2,502	24,199	152,760	362,981
2016	137	827	20,254	3,626	2,538	22,793	152,760	341,892
2017	74	827	18,916	3,626	2,321	21,237	152,760	318,558
2018	62	774	17,563	3,381	2,198	19,761	142,940	296,414
2019	58	718	16,294	3,123	2,030	18,324	132,612	274,860
2020	54	666	15,117	2,883	1,845	16,962	123,030	254,431
2021	50	618	14,025	2,661	1,703	15,728	114,140	235,913
合計	5,198	9,393	306,408	40,672	28,453	334,862	1,734,802	2,691,688

CERの経済的価値は15US\$/tCO₂を想定している。

ランニングコストはベリフィケーション費用20,000US\$/年を上乗せしている。

資料3(2) キャッシュフロー計算結果

年	収入合計	イニシャル コスト	ランニング コスト	支出合計	減価償却費	諸税	キャッシュ フロー (税引前)	キャッシュ フロー (税引後)
年	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
1990	0	0	0	0	0	0	0	0
1991	0	0	0	0	0	0	0	0
1992	0	0	0	0	0	0	0	0
1993	0	0	0	0	0	0	0	0
1994	0	0	0	0	0	0	0	0
1995	0	0	0	0	0	0	0	0
1996	0	0	0	0	0	0	0	0
1997	0	0	0	0	0	0	0	0
1998	0	0	0	0	0	0	0	0
1999	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	0	0	0	0	0	0	0	0
2001	0	0	0	0	0	0	0	0
2002	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	0	3,073,191	0	3,073,191	0	0	-3,073,191	-3,073,191
2008	250,599	0	19,200	19,200	276,587	0	228,058	228,058
2009	467,230	759,482	39,200	798,682	276,587	0	-337,682	-337,682
2010	657,946	0	73,855	73,855	344,941	0	577,355	577,355
2011	626,470	0	73,855	73,855	344,941	0	546,298	546,298
2012	597,268	0	73,855	73,855	344,941	0	517,486	517,486
2013	563,649	0	73,855	73,855	344,941	0	484,315	484,315
2014	538,515	0	73,855	73,855	344,941	0	459,516	459,516
2015	515,741	0	103,855	103,855	344,941	0	407,046	407,046
2016	494,652	0	73,855	73,855	344,941	0	416,238	416,238
2017	471,318	0	73,855	73,855	344,941	2,088	393,215	391,127
2018	439,354	0	71,627	71,627	68,353	42,604	363,774	321,170
2019	407,472	0	69,284	69,284	68,353	39,925	334,523	294,597
2020	377,461	0	67,111	67,111	0	46,044	306,958	260,914
2021	350,053	0	65,094	65,094	0	42,272	281,814	239,542
合計	6,757,726	3,832,673	952,358	4,785,031	3,449,406	172,934	1,905,724	1,732,790

CERの経済的価値は15US\$/tCO₂を想定している。

ランニングコストはペリフィケーション費用20,000US\$/年を上乗せしている。

資料4 略語一覧

AAU	assigned amount unit	初期割当量
AIJ	activities implemented jointly	共同実施活動
AP	acreditation pannel	信任パネル
AT	acreditation team	信任チーム
BAU	business as usual	ビジネスアズユージュアル
BOD	biochemical oxygen demand	生物化学的酸素要求量
CDM	clean development mechanism	クリーン開発メカニズム
CDM EB	CDM executive board	CDM 理事会
CER	certified emission reduction	CER
CERUPT	certified emission reduction purchase tender	CERUPT (セラプト)
CGS	cogeneration system	コージェネレーションシステム
CH ₄	methane	メタン
CHP	combined heat and power	熱電併給
CIS	commonwealth of independent states	独立国家共同体
CO ₂	carbon dioxide	二酸化炭素
COD	chemical oxygen demand	化学的酸素要求量
COP	conference of the parties	締結国会合
DHS	district heating system	地域暖房
DNA	designated national authority	指定国家機関
DOC	degradable organic carbon	分解可能な有機物の割合
DOCF	fraction DOC dissimilated	分解される DOC の割合
DOE	designated operational entity	指定運営組織
EC	European community	欧州共同体
EF	emission factor	排出係数
EPC	engineering, purchasing and construction	EPC
ERU	emission reduction unit	ERU
ERUPT	emission reduction units purchase tender	ERUPT (エラプト)
ET	emissions trading	排出権取引
EU	European Union	欧州連合
FS	feasibility study	実現可能性調査
GDP	gross domestic product	国内総生産

GEG	gas engine generator	ガスエンジン発電機
GHG	greenhouse gas	温室効果ガス
GIS	green investment scheme	GIS
GNP	gross national product	国民総生産
GWP	global warming potential	地球温暖化係数
HFC	hydro fluoro carbon	ハイドロフルオロカーボン
HHV	higher heating value	高位発熱量
HoB	heat only boiler	暖房用ボイラー
HP	home page	ホームページ
HPP	hydro power plant	水力発電所
IE	independent entity	独立機関
IMF	international monetary fund	国際通貨基金
IPCC	intergovernmental panel on climate change	気候変動に関する政府間パネル
IPP	independent power producer	独立系発電事業者
IRR	internal rate of return	内部収益率
JI	joint implementation	共同実施
KP	Kyoto protocol	京都議定書
LFG	landfill gas	ランドフィルガス
LHV	lower heating value	低位発熱量
LOA	letter of approval	(正式)承認書
LOE	letter of endorsement	(事前)承認書
LOI	letter of interest	関心表明書
MA	Marrakesh accord	マラケシュ合意
MCF	methane collection factor	メタン回収率
MOP	meeting of the parties	締結国会合
MOU	memorandum of understanding	覚書
MP	methodology panel	方法論パネル
MSW	municipal solid waste	一般固形廃棄物
N ₂ O	nitrous oxide	一酸化二窒素
NATO	North Atlantic treaty organisation	北大西洋条約機構
NMB	new methodology baseline	新しいベースライン方法論
NMM	new methodology monitoring	新しいモニタリング方法論
NMOC	non-methane organic compounds	非メタン有機化合物
NPP	nuclear power plant	原子力発電所

NPV	net present value	正味現在価値
ODA	official development assistance	政府開発援助
PBP	pay back period	回数年数
PCF	prototype carbon fund	プロトタイプ炭素基金
PIN	project idea note	PIN
PDD	project design document	プロジェクト設計書
PFC	per fluoro carbon	ハイドロフルオロカーボン
PPA	power purchase agreement	電力購買契約
RDS	raw dry solid	乾燥生固形物量
RMU	removal unit	吸収源活動による吸収量
SD	sustainable development	持続的発展
SF ₆	sulfur hexafluoride	六フッ化硫黄
SPC	special purpose company	特定目的会社
SSCDM	small scale CDM	小規模 CDM
TACIS	technical assistance to CIS	TACIS
TOC	total organized carbon	全有機性炭素
TPP	thermal poer plant	火力発電所
UNFCCC	United Nations framework convention on climate change	国連気候変動に関する枠組条約
URL	uniform resource locator	URL