

平成16年度CDM／JI事業調査

インドネシアにおける廃棄物処分場バイオガス回収有効利用調査

報 告 書

平成17年3月

鹿島建設株式会社

八千代エンジニアリング株式会社

報告書目次

1.インドネシア国の基本情報	1-1
1.1 政治・経済・社会状況	1-1
1.1.1 地理・地形	1-1
1.1.2 気候	1-1
1.1.3 歴史	1-2
1.1.4 人口	1-2
1.1.5 民族	1-3
1.1.6 宗教	1-3
1.1.7 政治	1-4
1.1.8 経済状況	1-6
1.2 エネルギー事情	1-7
1.2.1 エネルギー事情	1-7
1.2.2 電力事情	1-9
1.2.3 再生エネルギー事情	1-11
1.3 環境関連法規	1-13
1.3.1 本プロジェクトに係る主な環境関連法規	1-13
1.3.2 水質汚濁対策に係る規制	1-15
1.3.3 大気汚染対策に係る規制	1-19
1.3.4 騒音、悪臭に係る規制	1-20
1.4 廃棄物処理の現況	1-22
1.4.1 当該国の廃棄物処理システム	1-22
1.4.2 当該地域（ジャカルタ特別市）における廃棄物処理の状況	1-23
1.5 CDM への取組状況	1-24
1.5.1 温室効果ガス排出量の現状	1-24
1.5.2 地球温暖化対策の経緯	1-27
1.5.3 CDMプロジェクトの審査体制（案）	1-27
2 プロジェクト概要	2-1
2.1 プロジェクトの目的と背景	2-1
2.1.1 京都議定書と京都メカニズム	2-1
2.1.2 F/S調査（事業実現可能性調査）の目的	2-1

2.1.3	プロジェクトの目的	2-2
2.1.4	F/S調査の実施体制	2-2
2.2	プロジェクト実施サイト概要	2-3
2.2.1	プロジェクト実施候補地選定理由	2-3
2.2.2	対象処分場の現状	2-3
2.2.3	施設の運営状況	2-6
2.3	プロジェクト実施内容	2-7
2.3.1	LFG回収のための井戸及び配管システム	2-8
2.3.2	LFG処理システム（不純物除去）	2-8
2.3.3	LFG発電及び環境保全システム	2-8
2.3.4	他の処分場へのガス発電技術の導入	2-8
2.4	当該プロジェクトの領域説明	2-8
2.5	対象プロジェクトの意義・ニーズ	2-9
2.5.1	地球温暖化ガス削減	2-9
2.5.2	環境に配慮した最終処分場閉鎖	2-10
2.5.3	最終処分場閉鎖に対する経済性	2-10
2.5.4	再生可能エネルギーの有効利用	2-10
2.5.5	持続可能な開発（Sustainable Development）	2-10
3	ベースライン方法論	3-1
3.1	方法論の概要	3-1
3.2	方法論の正当性と適用条件	3-1
3.3	ベースラインシナリオ	3-1
3.4	本プロジェクトでの具体的排出量の推定方法	3-6
3.5	プロジェクト境界の定義	3-8
3.6	プロジェクトの追加性	3-9
4	プロジェクトの効果	4-1
4.1	温室効果ガス排出削減効果調査の方針	4-1
4.1.1	現地調査	4-1
4.1.2	欧州で実践されている評価手法について	4-18
4.1.3	温暖化ガス排出量の削減	4-23
4.1.4	LFG ガス回収発電利用による CO2 排出量削減	4-24

5. プロジェクト実施計画	5-1
5.1 全体計画	5-1
5.1.1 LFG 利用の動向	5-1
5.1.2 LFG 回収・発電施設の全体計画	5-5
5.2 本プロジェクトにおける LFG 回収設備	5-6
5.2.1 事例・文献調査	5-6
5.2.2 LFG 回収施設の仕様の検討	5-10
5.3 本プロジェクトにおけるガス処理及び発電設備計画	5-15
5.4 プロジェクトの実施体制	5-22
5.5 資金計画	5-23
5.6 炭素クレジット取得	5-23
5.7 プロジェクト実施スケジュール	5-24
6. モニタリング計画	6-1
6.1 モニタリングの目的	6-1
6.2 本プロジェクトに適用するモニタリング手法	6-1
6.3 本プロジェクトの事業スキームの概要	6-3
6.4 GHG 排出削減量の算出方法	6-3
6.5 モニタリング項目とその品質管理・品質保証	6-5
7 環境影響分析	7-1
7.1 環境影響評価制度	7-1
7.1.1 環境影響評価の対象となる事業又は活動の種類及び規模	7-1
7.1.2 環境影響評価の所管官庁	7-1
7.2 環境影響評価の実施手続き	7-3
7.2.1 環境影響評価の実施機関	7-3
7.2.2 環境影響評価の実施手続き	7-3
7.3 環境影響評価の実施を必要としない事業における環境配慮	7-5
7.4 予想される環境影響と環境保全対策	7-6
7.4.1 予想される環境影響	7-6
7.4.2 工事計画	7-8
7.4.3 車両計画	7-9
7.4.4 公害防止計画	7-9

7.4.5 環境保全対策	7-12
8 利害関係者コメント	8-1
8.1 ヒアリングの対象（Stakeholders）について	8-1
8.2 意見の供述とまとめ	8-3
8.2.1 政府関係機関	8-3
8.2.2 民間企業	8-6
8.2.3 地域住民	8-7
8.3 結果のまとめ	8-7
9 プロジェクトの収益性	9-1
9.1 事業費用概算	9-1
9.2 ガス量の評価	9-2
9.3 プロジェクト収入	9-2
9.4 内部収益率	9-3
10. デスクレビューの現況	10-1
10.1 バリデーション（デターミネーション）又はデスクレビューの概要	10-1

第1章 インドネシア共和国の基本情報

1.1 政治・経済・社会状況

1.1.1 地理・地形

インドネシア共和国（以下、イ国と称す。）はマレー諸島の大部分を占める世界最大の島嶼(とうしょ)国家である。東西約 5,110km、南北約 1,888km に及ぶ主要 5 島と中規模な群島を含めた 18,110 の島々からなり、その半数近くに人々が居住する。北は南シナ海、セレベス海、太平洋に、南及び西はインド洋に面している。主要 5 島とはスマトラ（Sumatra:473,606km²）、カリマンタン（Kalimantan:539,460km²）、スラウェシ（Sulawesi:189,216km²）、イリアンジャヤ（Irian Jaya:421,981km²）及びジャワとマドゥーラ（Jawa、Madura:132,187km²）を指し、国土総面積は 189.08 万 km²である。

スマトラ島からティモール島にかけて、標高 3,600m 以上の山々からなる火山帯が西から東にのび、この火山帯にスマトラ島のクリンチ山(3,805m)とジャワ島のスメル山(3,676m)がそびえる。インドネシアの最高峰は、イリアンジャヤのマウケー山脈のジャヤ山(5,030m)である。もっとも広い低地はスマトラ、ジャワ、カリマンタン、イリアンジャヤの各地域に広がる。多くの活火山の長年にわたる周期的な噴火活動は、とくにジャワ島の低地に豊かな土壌をもたらしている。火山の大半は依然活動中であり、そのため地震も多い。最近では、1992 年に発生したフロレス島での地震により 2,000 人が死亡したほか、94 年 2 月のスマトラ島での地震では 180 人の死者を出している。

本プロジェクトの調査対象サイトであるバンタールグバン最終処分場(Banter Gebang Landfill Site)は、西ジャワ州（West Java）のブカシ市（Bekasi）にある。ブカシ市はジャカルタ特別市（DKI Jakarta）の南方約 40km の地点にある。

1.1.2 気候

インドネシアは北緯 6 度から南緯 11 度の間に位置し、赤道が国土領域の中央を横切る熱帯圏にあるため、基本的に熱帯雨林気候である。ただし、赤道から少し南に離れたジャワ島東部から東の小スンダ列島にかけては熱帯サバンナ気候であり、雨季と乾季に分かれている。ジャワ島の西部にある首都ジャカルタは熱帯雨林気候地域にあるが、サバンナ気候の影響を受けて 7～9 月は雨が少ない。

気温は平地で 27℃前後と高く、年中一定である。年間の温度格差より日夜の較差の方が大きい、日夜の較差も 5～6℃の間である。年間降雨量は 2,000～3,000mm であるが、雨の多いカリマンタン島では 4,000mm 程度降る。風は弱いが季節により安定しており、10 月～4 月はアジア大陸からの風で、反対に 4 月～10 月はオーストラリアからの風である。

1.1.3 歴史

紀元前 100 万年前～80 万年前に生存していたとされるジャワ原人の化石が、ジャワ島中部のソロ川とブランタス川周辺で発見されており、イ国における人類の出現は世界的に見て早いと言える。先史時代においては、紀元前 300 年ごろにベトナム北部、タイ、中国から青銅器がもたらされ、青銅器や鉄器づくりが盛んになった。また、1～2 世紀ごろにインドとマレー群島との交易が始まったと推測されており、インド文化はイ国の発展に大きな影響を与えている。

7 世紀までには 2 つのタイプの国家が出現した。ひとつはスマトラ島、ジャワ島北部、カリマンタン島、スラウェシ島、その他の東インドネシアの島々の沿岸に成立した海上交易国家、もうひとつはジャワ島中部と東部の内陸に成立した稲作に基礎をおく国家である。スマトラ島南東岸に起こったスリウィジャヤ王国はインドや中国との交易の中心をなし、ジャワ東部や東部のヒンズー教・仏教国家には多くの寺院、建造物、碑が残っている。

8 世紀から 10 世紀にかけてヒンズー王国マタラム、10 世紀から 14 世紀にかけて仏教王国のジャワ王国マジャパイトが隆盛を極める。イスラム教は南インドとグジャラートからの商人により布教され始め、14 世紀末～15 世紀初頭にマレー半島のムラカ（マラッカ）にマラッカ王国が創設された。王国がマルク諸島と西洋の香料貿易ルートの拠点、さらにイスラム教布教の中心となると、沿岸のジャワ人はイスラム教に改宗してマラッカとの密接な関係を築くようになった。

1511 年にマラッカがポルトガル人に占領されると、マレー諸島における交易パターンが変化した。オランダは 1602 年に東インド会社を設立し、バタビア（現ジャカルタ）と拠点とし、マレー諸島の交易の主導権をめぐるポルトガルやイギリスと争った。こうしてインドネシアは、ナポレオン戦争の間、オランダ政府とイギリス人による占領（1811～1816）を除いて、第二次世界大戦前までオランダの植民地として発展してきた。第二次世界大戦中の日本の占領、戦後のオランダとの独立戦争を経て、1945 年に独立を宣言し、1949 年インドネシア連邦共和国に主権委譲、1950 年にインドネシア共和国となった。しかしその後、1976 年の東ティモール併合に端を発する東ティモール問題、2000 年のアチェ独立問題、イリアンジャヤでの同様の事件等、民族独立問題が生じている。

1.1.4 人口

表 1-1 に示すように、2000 年の国勢調査ではイ国の人口は 2 億 626 万人であり、このうち、ジャカルタ特別市の人口は約 839 万人(イ国全人口比 4.1%)である。

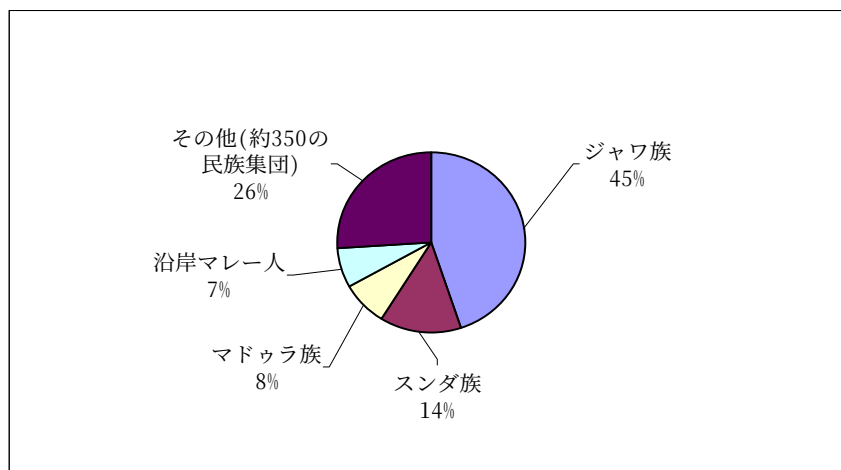
表 1-1 イ国の州別人口 (2000 年)

州名	人口	州名	人口
Nanggroe Aceh Darussalam	3,930,905	Bali	3,151,162
Sumatera Utara	11,649,655	Nusa Tenggara Barat	4,009,261
Sumatera Barat	4,248,931	Nusa Tenggara Timur	3,952,279
Riau	4,957,627	Kalimantan Barat	4,034,198
Jambi	2,413,846	Kalimantan Tengah	1,857,000
Sumatera Selatan	6,899,675	Kalimantan Selatan	2,985,240
Bengkulu	1,567,432	Kalimantan Timur	2,455,120
Lampung	6,741,439	Sulawesi Utara	2,012,098
Kep. Bangka Belitung	900,197	Sulawesi Tengah	2,218,435
DKI Jakarta	8,389,443	Sulawesi Selatan	8,059,627
Jawa Barat	35,729,537	Sulawesi Tenggara	1,821,284
Jawa Tengah	31,228,940	Gorontalo	835,044
DI Yogyakarta	3,122,268	Maluku	1,205,539
Jawa Timur	34,783,640	Maluku Utara	785,059
Banten	8,098,780	Papua	2,220,934
計		206,264,595	

(出典：インドネシア中央統計局(BPS); Statistics Indonesia of The Republic of Indonesia)

1.1.5 民族

イ国の住民の大部分はマレー系で多様な民族集団からなる。大きな民族集団はジャワ島に住むジャワ族とスンダ族、マドゥラ島とジャワ島に住むマドゥラ族などである。図 1-1 に示すように、その民族構成の概要はジャワ族が 45%、スンダ族が 14%、マドゥラ族が 8%、沿岸マレー人が 7%、その他（約 350 の民族集団）が 26%である。



(出典：アメリカ中央情報局(CIA); ワールドファクトブック, イ国国勢調査)

図 1-1 イ国の民族構成

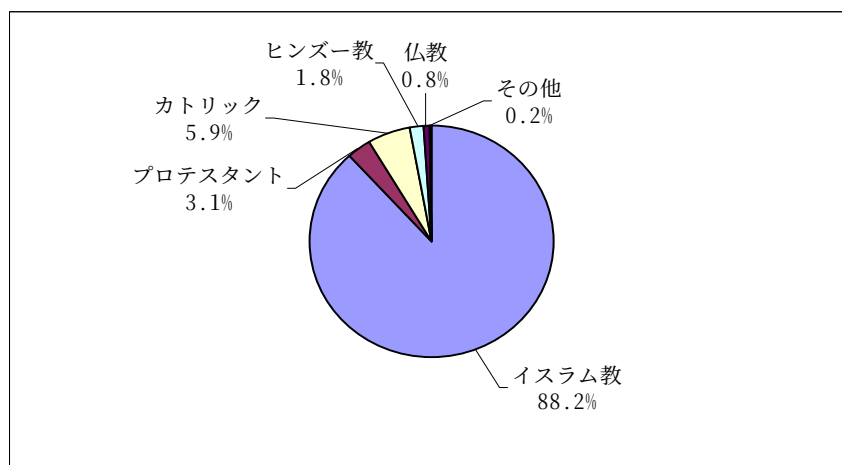
1.1.6 宗教

イ国は世界最大のイスラム人口を抱える国であると言われており、イ国中央統計局の 2000 年のデータによれば、イスラム教徒は約 1 億 8 千万人となっている。イ国の宗

教構成は図 1-2 に示すとおりであり、イスラム教が 88.2%、キリスト教が 9.0%、ヒンズー教が 1.8%、仏教が 0.8%となっている。統計で見る限りイスラム教徒が圧倒的な位置を占めているが、イ国の国教とはなっておらず、憲法で宗教の自由が認められている。

地域別に見ると、どの地域でも同様にイスラム教が支配的なわけではなく、例えば、バリ島ではヒンズー教が、北スマトラではプロテスタント、東インドネシア地域（北スマトラ、アンボン、フローレス、パプア）ではカトリックの人口が多くなっている。

また、インドネシアのイスラム教は単純にひとくくりできるものではなく、西アジアのイスラム教の性質と比べても異なる性格を持っていると言える。これは、イ国において過去にイスラム教が受容されていく過程で、各地の民族がもともと持っていた信仰や慣習と融合し、それぞれに特色のある性格を持つようになったと考えられる。



(出典：インドネシア中央統計局(BPS) ; Sensus Penduduk 2000)

図 1-2 イ国の宗教構成

1.1.7 政治

(1) 戦後の政治動向

イ国では、第 2 次大戦後、政党政治に基盤をおく 1950 年憲法の発布により、1955 年最初の総選挙が実施された。しかし、西イリアン貴族をめぐるオランダとの開放闘争が勃発するなど、国内情勢は激動を続けた。1957 年、スカルノ大統領は指導された民主主義と指導された経済を理念とするスカルノ構想を打ち出すと、1945 年憲法への復帰を宣言し、大統領制内閣を組織した。スカルノ大統領は、西イリアン回復闘争、マレーシア対決闘争、新興勢力の団結と結集などナショナリズムを前面に押し出した反帝反植民地闘争を展開し、国連を脱退した。その結果、外交面では米国との関係が悪化し中国、ソ連への傾斜が深まった。経済面では植民地型経済を根本的に改革しようとするが、ハイパーインフレーションの様相を呈し、国家経済は危機に瀕した。

1965 年の共産党クーデター未遂事件をきっかけに失墜したスカルノ大統領に代わり、1968 年、暫定国民協議会においてスハルト大統領の就任が議決された。スハルト大統領は、外交面では西側諸国との良好な関係に努め国連へも復帰し、経済面では外貨資本の導入や国内産業の振興等の政策を実施し、ハイパーインフレーションの終息に努めた。その結果、平均して 6.7% の高度成長を続け、貧困層の縮小、米の自給など大きな成果を上げた。しかし、1997 年のタイバーツの急落をきっかけとするアジアの通貨危機が起こると、インドネシアも深刻な打撃を受け、1998 年スハルト大統領は辞任し、ハビビ副大統領に譲った。

ハビビ大統領は、政治活動の自由化、地方分権を進め、1999 年、44 年ぶりとなる自由選挙を実施する。しかし、その結果選ばれた MPR（国民協議会）の新メンバーは大統領の業績報告を僅差で否決し、ハビビ大統領は 1 年 5 ヶ月で大統領の座を降りた。

2000 年、MPR は第 4 代大統領としてイスラム教指導者アブドゥルラフマン・ワヒドを選出した。ワヒド第 1 次内閣は、スハルト体制下での負の遺産（国軍の政治介入、行政の腐敗、司法の役割喪失等）の清算に取り組んだ。しかし、十分な実効を上げられず第 2 次内閣を組織するが、次第に個人的な側近を重視するようになり、他政党の主要閣僚を次々と更迭したことから DPR（国会）との対立が深刻化した。2002 年には、国会はバリ銀行事件、食糧調達庁に絡む汚職疑惑に対する大統領の回答に満足がいかないとして、大統領の弾劾を求める MPR 特別会合を設置し、ワヒド大統領は解任され、副大統領メガワティが昇格した。

2004 年 9 月 20 日大統領選挙の決戦投票が行われ、スシロ・バンバン・ユドヨノ前治安調整相がメガワティ前大統領をやぶり第 6 代大統領に就任した。

(2) 現行政治概要

政 体：共和制

元 首：スシロ・バンバン・ユドヨノ（第 6 代大統領 2004 年 9 月 20 日就任）

議 会：(1) 国会(DPR) 一院制

下院 (Dewan Perwakilan Rakyat : DPR)：500 議席(462 議席は州ごとの比例代表制、38 議席は大統領が軍部から指名)

なお、軍部からの任命議員は廃止される予定である。また、総選挙法の改正により 2004 年以降の国会議員定数は 550 議席となった。

(2) 国民協議会(MPR)

国権の最高機関であり、国家議員 500 名と地方代表 135 名、団体代表 65 名から構成される。

政 党：ゴルカル党(GOLKAR)：128 議席

闘争インドネシア民主党(PDIP)：109 議席

開発連合党(PPP)：58 議席

民主党(PD)：57 議席

民族覚醒党(PKB)：52 議席

国民信託党(PAN)：52 議席

その他(11 政党)：91 議席

(2004 年総選挙結果)

1.1.8 経済状況

(1) 経済指標

1997 年 7 月のアジア通貨危機により、外資導入、非石油・天然ガス製品の輸出志向産業の振興を中心に推進されてきた開発政策は大打撃を受けた。その影響を受けて、翌年 98 年の実質 GDP 成長率はマイナス 13.2%であったが、表 1-2 に示すように、その後はプラスに転じ、1999 年に 0.8%、2000 年に 4.8%となり、以降横ばいで推移している。

表 1-2 イ国の主要経済指標

	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年
GDP (名目,億 US ドル)	1400	1522	1453	1730	2083
一人当たり GDP (名目,US ドル)	675	723	676	710	810
経済成長率 (実質,%)	0.8	4.8	3.4	3.7	4.5
物価上昇率 (%)	7.8	9.4	12.6	10.0	5.1
総輸出額 (億 US ドル)	487	621	563	572	611
総輸入額 (億 US ドル)	240	335	310	313	326

(出典：日本国外務省ホームページ <http://www.mofa.go.jp>)

(2) 産業構造

2001 年におけるイ国の業種別労働人口は表 1-3 に示すとおりである。イ国の労働人口約 9,000 万人のうち、第一次産業（農業・林業・水産）従事者は約 4,000 万人(43.76%)となっており、依然として農業国家である。しかし、一方で業種別 GDP 割合を見ると、製造業が 26.11%となっており、工業国への移行過程にあると言える。

表 1-3 業種別労働人口と GDP 割合 (2001 年)

	労働人口 (千人)	労働人口割合 (%)	業種別 GDP 割合 (%)
農業・林業・水産	39,743	43.76	16.39
製造業	12,086	13.31	26.11
建設	3,838	4.23	5.64
流通・ホテル・飲食	17,469	19.24	16.10
運輸・通信	4,448	4.90	5.35
金融・自営・民間サービス	1,128	1.24	10.17
政府サービス	11,003	12.12	5.49
鉱業・電気・ガス・水道	1,091	1.20	14.75
合計	90,806	100.00	100.0

(出典：インドネシア中央統計局(BPS) ; Statistik Indonesia 2001)

1.2 エネルギー事情

1.2.1 エネルギー事情

(1) エネルギー政策の変遷

イ国は、第一次国家長期開発計画（1969～1993 年）において、国内には利用できるエネルギー資源が豊富にあり、化石燃料資源は輸出による外貨獲得及び国内エネルギー需要の両方の期待に答え得るものであると認識していた。さらに、国内開発の振興と低所得者層・僻地住民保護のため、石油製品価格は年間 30 億 US ドル以上もの補助金により国際市場価格以下の水準に抑えられてきた。

しかし、次第にエネルギー資源が決して豊富ではないことを認識し、第二次国家長期開発計画（1994～2018 年）においては、①エネルギーソースの分散、②エネルギー開発の強化、③省エネルギー、④エネルギー価格に対する補助金の廃止、⑤生態系の破壊や悪化の防止をエネルギー開発政策の基本としている。

また、第二次国家長期開発計画を受けて、持続可能なエネルギー供給を確保し、国家の発展に貢献することを理念とした国家エネルギー政策（2003～2020 年）が策定され、以下の目標が掲げられている。

- ・エネルギー産業に対して市場メカニズムが働くようにすること。
- ・2020 年までに電化率 90%を達成すること。
- ・2020 年までに再生可能エネルギー（大規模水力を除く）のシェアを少なくとも 5%とすること。
- ・国内エネルギー供給と輸出による利益を最大化するようなエネルギー基盤を構築すること。
- ・国内エネルギー資源探査や輸出エネルギー資源調査における国内外の戦略的協力関係を強化すること。
- ・エネルギー産業における人材開発を行うこと。

(2) 一次エネルギー供給及び最終エネルギー消費の現状

イ国における一次エネルギー供給量の推移は表 1-4 に示すとおりである。1997 年のアジア通貨危機の影響を受けて、1997 年から 1999 年の供給量の増加は前年比 0.1%～1.2%と低い水準であったが、2000 年には前年比 6.0%に回復している。図 1-3 に示すとおり、2000 年の一次エネルギー供給量は 975 BOE（石油換算バレル: Barrel Oil Equivalent）であり、そのうち、石炭が 80 BOE(8.2%)、石油が 373 BOE(38.2%)、ガスが 268 BOE(27.5%)、水力が 25 BOE(2.6%)、地熱が 9 BOE(0.9%)、バイオマスが 220 BOE(22.6%)となっている。

表 1-4 一次エネルギー供給量

単位：Million BOE (石油換算バレル:Barrel Oil Equivalent)

年次	石炭	石油	ガス	水力	地熱	バイオマス	合計	増加率 (%)
1990	30	291	134	22	2	193	673	-
1991	34	306	161	21	2	196	721	7.1
1992	29	314	172	27	2	199	744	3.1
1993	42	329	177	26	2	203	779	4.7
1994	32	329	199	26	3	205	793	1.8
1995	51	354	215	26	4	207	857	8.1
1996	66	368	223	27	5	209	898	4.8
1997	62	359	238	21	5	214	899	0.1
1998	67	366	224	27	7	217	909	1.1
1999	78	349	240	26	8	220	920	1.2
2000	80	373	268	25	9	220	975	6.0

(出典：Handbook of Indonesia's Energy Economy Statistic 2002)

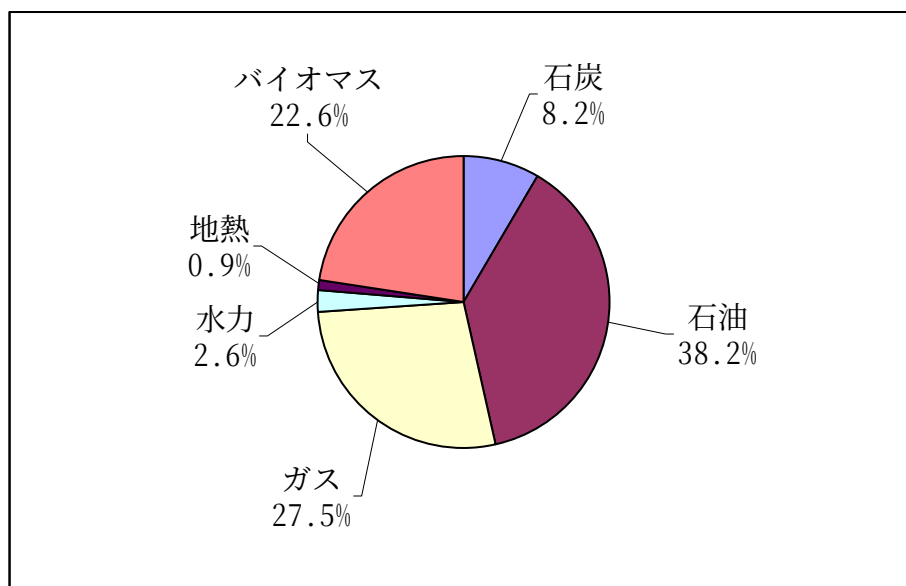


図 1-3 一次エネルギー供給比率 (2000 年)

イ国における最終エネルギー消費量の推移は表 1-5 に示すとおりである。アジア通貨危機の影響を受けて、1997 年のみ消費量が前年比－0.7%と減少しているが、それ以外では前年比 3.0%～5.9%の増加となっている。図 1-4 に示すとおり、2000 年の最終エネルギー消費量は 541 BOE であり、そのうち石炭が 22 BOE(3.4%)、石油が 304 BOE(47.4%)、ガスが 37 BOE(5.8%)、電力が 49 BOE(7.6%)、LPG が 9 BOE(1.4%)、バイオマスが 220 BOE(34.4%)となっている。

表 1-5 最終エネルギー消費量

単位：Million BOE (石油換算バレル:Barrel Oil Equivalent)

年次	石炭	石油	ガス	電力	LPG	バイオマス	合計	増加率 (%)
1990	9	169	24	22	3	193	421	-
1991	11	183	24	24	4	196	442	5.0
1992	12	202	24	27	4	199	468	5.9
1993	14	220	26	28	5	203	495	5.8
1994	14	226	29	30	6	205	510	3.0
1995	17	242	32	33	7	207	538	5.5
1996	16	260	35	38	8	209	566	5.2
1997	16	274	36	42	8	214	591	4.4
1998	18	266	34	43	8	217	587	-0.7
1999	17	284	34	46	8	220	609	3.7
2000	22	304	37	49	9	220	641	5.3

(出典：Handbook of Indonesia's Energy Economy Statistic 2002)

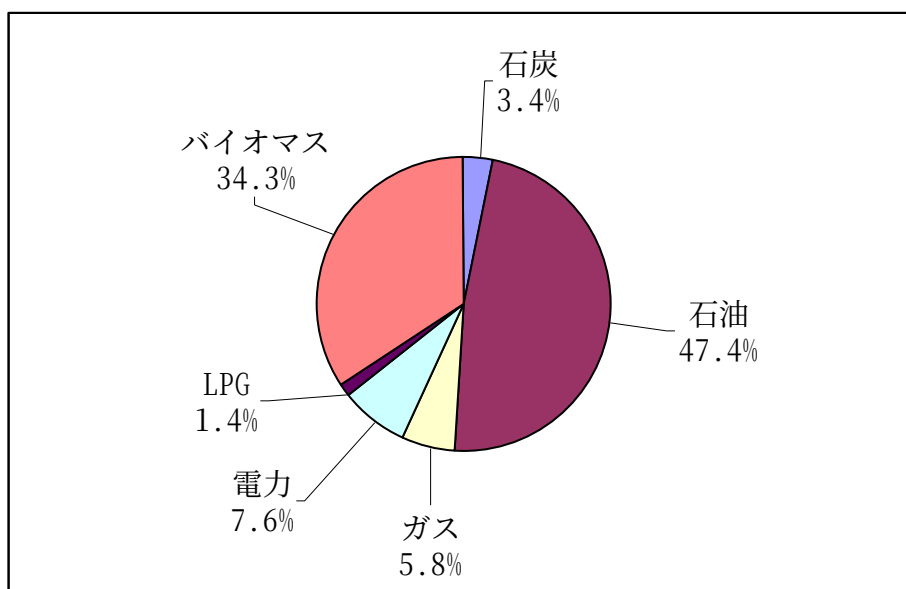


図 1-4 最終エネルギー消費比率 (2000 年)

1.2.2 電力事情

(1) 電力政策の変遷

イ国における電力の供給は 1950 年に設立された国営電力公社 PLN(国営電力会社: Perusahaan Umum Listrik Negara)によって独占されていた。しかし、慢性的な電力供給不足を背景に、1985 年法 15 号によって、民間企業や協同組合は PLN の電力が供給できない場合及び電力を供給できない地域を対象として PLN の補完的な立場で電気事業が行えるようになった。

1990 年代から急速に電力需要が増大したが、政府は財源不足により電力インフラに十分な投資をすることができなかった。そこで、政府は 1992 年の大統領令 37 号によ

り、電気事業の規制緩和によって民間資本と外国資本を導入して電力問題の解決を図った。また、政府は PLN を株式会社とする 1994 年の政令 23 号、民間並びに協同組合が発電した電力の販売に関する規定を定めた 1995 年の鉱山・エネルギー大臣令第 185 号を策定するなど、競争的な電力市場を構築し、電力セクターの効率改善を推し進めてきた。その結果、外国企業と 46 件の IPP(独立電気事業者: Independent Power Producer) 事業の契約を結んだものの、1997 年の通貨危機の影響を受けて、その契約の大部分は見直しを迫られることになってしまった。電気の普及は拡大しているもののジャワ農村の半数近くは今なお未点灯であり、ジャワ島以外では小型電源で分散しているなど、電気の普及はまだまだ不十分である。

なお、2002 年の新電力法によって電力業は送電を除いて自由化され、発電会社と配電会社に各 5 社程度への分割が検討されており、外資の電力事業への進出が期待されている。

(2) 発電量及び発電設備容量の現状

エネルギー別の発電量は表 1-6 に示すとおりである。2000 年における発電量は 92,620GWh であり、PLN が 83,504GWh(90.2%)、IPP 及び SPP(小規模電気事業者: Small Power Producer)が 9,116GWh(9.8%)となっている。また、図 1-5 に示すとおり、エネルギー別に見ると水力が 9,998GWh(10.8%)、地熱が 31,265GWh(33.8%)、石炭が 34,002GWh(36.6%)、石油が 11,817GWh(12.8%)、ガスが 5,532GWh(6.0%)、バイオマスが 6GWh(0.01%)となっている。バイオマスは地方都市において古くから電気や熱として利用されているが、商業ベースではほとんど利用されていない。また、表 1-7 は電力会社別・発電方式別の発電設備容量を整理したものである。

表 1-6 エネルギー別の発電量

単位: GWh

		水力	地熱	石炭	石油	ガス	バイオマス	合計
PLN	1990	5,675	1,125	9,768	12324	3401	-	32,293
	1995	7,519	16,438	14,367	8571	5938	-	52,833
	2000	9,110	29,045	28,776	11723	4849	-	83,504
IPP SPP	1990	814	-	-	-	-	4	818
	1995	718	-	-	9.9	516	5	1,249
	2000	888	2,220	5,226	94.4	682	6	9,116
合計	1990	6,489	1,125	9,768	12324	3401	4	33,111
	1995	8,237	16,438	14,367	8581	6454	5	54,082
	2000	9,998	31,265	34,002	11817	5532	6	92,620

(出典: Handbook of Indonesia's Energy Economy Statistic 2002)

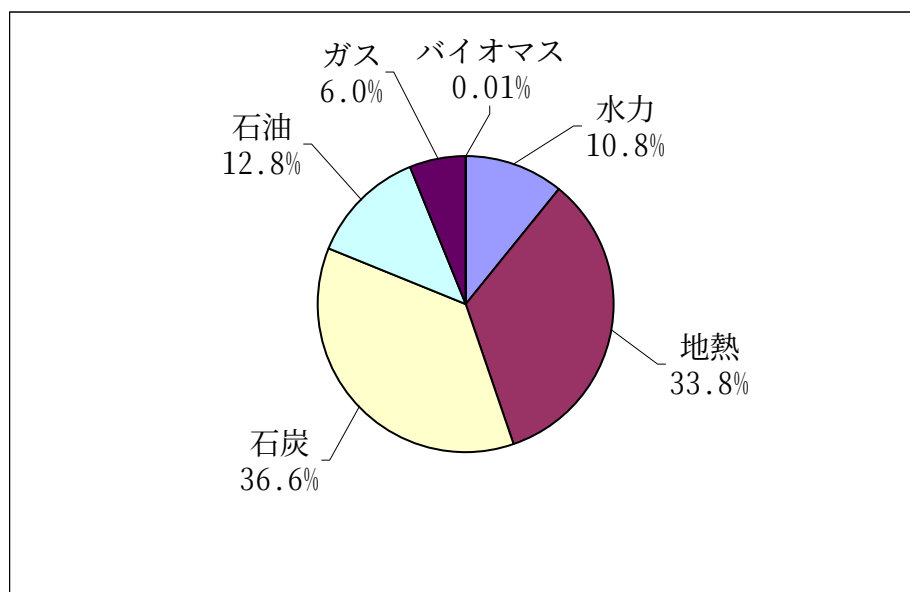


図 1-5 エネルギー別の発電比率 (2000 年)

表 1-7 発電方式別の発電設備容量

単位：MW

		水力	蒸気発電	ガス タービン	ガス コンバイン	地熱	ディーゼル	合計
PLN	1990	2,095	3,941	1,230	-	140	1,870	9,275
	1995	2,180	4,821	1,020	4,413	308	2,228	14,970
	2000	3,015	6,770	1,203	6,863	360	2,550	20,762
IPP SPP	1990	834	574	1,499	-	-	4,172	7,079
	1995	1,184	2,206	2,030	-	-	7,414	12,834
	2000	1,184	4,205	2,601	-	165	8,673	16,829
合計	1990	2,929	4,515	2,729	-	140	6,042	16,354
	1995	3,364	7,027	3,050	4,413	308	9,642	27,804
	2000	4,199	10,975	3,804	6,863	525	11,223	37,591

(出典：Handbook of Indonesia's Energy Economy Statistic 2002)

1.2.3 再生エネルギー事情

(1) 再生エネルギー政策

政府は、持続可能な開発を前提とした効率的なエネルギー供給、クリーンエネルギー供給、安心できるエネルギー供給、市場価格を反映したエネルギー供給の実現を理念とした「再生エネルギー開発及びエネルギー保全に係る方針(エネルギー・鉱物資源省国務担当大臣令 2004 年第 2 号)」を策定している。イ国における再生エネルギーポテンシャルは表 1-8 に示すとおりであり、現在整備されている設備容量と比較するとそのポテンシャルが非常に高いことが分かる。

表 1-8 再生エネルギーポテンシャル及び発電容量

エネルギー源	ポテンシャル	設備容量(2000 年) (MW)	将来計画(2010 年) (thousand BOE)
地熱	20,000MW	802	34,600
大規模水力	75,000MW	3,854	41,800
小規模水力	450MW	64	700
バイオマス	50,000MW	302	1,200
太陽光	4.80kWh/m ² /day	5	38
風力	3-6m/sec	0.5	2.50

(出典：The role of energy technology laboratory on the development of clean power plant technology by Dr. Agus Rusyana Hoetman ; The international workshop on biomass & clean fossil fuel power plant technology 2004)

しかし、再生エネルギー利用及びエネルギー保全を実現するためには、設備コストが高い、再生エネルギー価格は商業エネルギー市場で競争できない、再生エネルギー市場が限られている等の課題が挙げられている。こうした課題を解決するために、再生エネルギーに対する財政政策やインセンティブ政策、エネルギー価格政策等、8 つの政策を策定することとしている。

民間企業及び協同組合が発電した電力を PLN に売電する際の規定は 1995 年に制定された小口発電事業者(SPP:Small Power Production)法によって定められている。この法律には、現地資源の活用、民間投資家及びディベロッパーに関する請負手続きの簡素化及び標準化、PLN による地域ごとの発電能力の公式発表、PLN が電力購入するプロジェクトリストの公表、PLN による小口電力購入料金の発表等が記されており、民間企業の電力産業への参入が促されている。

なお、参考として 1996 年 12 月に発表された中圧(20kV)における小口電力購入料金は表 1-9 のとおりである。電力料金は①一定の発電量が保証されているかどうか、②電力供給時間帯がピーク時(6-10pm)かどうか、③電圧(高電圧、中電圧、低電圧)によって異なる。

表 1-9 中電圧における小口電力購入料金(1996 年 12 月)

一定の発電量の保証	電力供給時間帯	電力料金 (Rp/kWh)
なし	ピーク時	246.0
	非ピーク時	216.0
あり	ピーク時	263.0
	非ピーク時	253.0

出典; Ministry of Energy and Mineral Resources

さらに、政府は 1999 年に小口電力料金(SPPT)に関するエネルギー・鉱物資源省国務担当大臣令を制定し、風力、太陽光、小規模水力のような非従来型エネルギー源に対して優先度を与え、新エネルギーによる代替を促進している。その優先度は以下のとおりである。

- ①風力発電、太陽光発電、小規模水力発電
- ②農業廃棄物、工業廃棄物、都市廃棄物、地熱による発電及び農業廃棄物、工業廃棄物を用いたコジェネシシステムによる発電
- ③天然ガス、石炭、石油を用いたコジェネシシステムによる発電
- ④天然ガス、石炭、石油を用いた発電

2002 年に制定されたエネルギー・鉱物資源省国務担当大臣令第 30 号によると、小口電力事業者の規模は 1MW 以下と定められているが、現在その改定作業が進められており、その規模が拡張される予定である。

1.3 環境関連法規

イ国における環境関連法規の基本は 1997 年に制定された環境管理法（1997 年法律第 23 号）である。この法律は 1982 年に制定された旧環境管理法を大幅に改訂したもので、環境上持続可能な開発を創造することを目的として、①事業活動による環境規制の強化、②環境汚染に対する罰則の強化、③環境紛争処理に関する規定の強化などの内容を盛り込んでいる。

1.3.1 本プロジェクトに係る主な環境関連法規

各種の政令や大臣令は環境管理法(1997年法律第23号)の内容に沿って制定されている。本プロジェクトに係ると考えられる環境関連法規は表 1-10 に示すとおりである。

表 1-10 本プロジェクトに係る主な環境関連法規

法律/Act
環境管理法（1997 年法律第 23 号） Act of the Republic of Indonesia concerning Environmental Management (NO.23,1997)
政令/Government Regulation
水質汚濁の防止に関する政令（1990 年政令第 20 号） Government Regulation of the Republic of Indonesia concerning the Control of Water Pollution (NO.20,1990)
大気汚染の防止に関する政令（1999 年政令第 41 号） Governmet Regulation of the Republic of Indonesia concering the Control of Air Pollution (NO.41,1999)
環境影響評価に関する政令（1999 年政令第 27 号） Government Regulation of the Republic of Indonesia concerning Environmental Impact Assessment (NO.27,1999)
大統領令/Decree of President
環境管理庁に関する大統領令（1994 年大統領令第 77 号）

インドネシアにおける廃棄物処分場バイオガス回収有効利用調査
平成 16 年度環境省委託事業

Decree of President of the Republic of Indonesia concerning Environment Impact Management Agency (NO.77,1994)
大臣令/Decree of the State Minister for Environment
【水質関係 Water】
産業排水の基準に関する環境担当国務大臣令（1995 年環境担当国務大臣令第 51 号） Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia concerning Quality Standards of Liquid Waste for Industry Activities (KEP-51/MENLH/10/1995)
【大気関係 Air】
固定発生源に係る排出基準に関する環境担当国務大臣令（1995 年環境担当国務大臣令第 13 号） Decree of the State Minister for Environment of Republic of Indonesia concerning Emission Standards for Stationary Sources (KEP-13/MENLH/3/1995)
【騒音・振動・悪臭関係 Noise, Vibration, Offensive Odor】
騒音の基準に関する環境担当国務大臣令（1996 年環境担当国務大臣令第 48 号） Decree of the State Minister for Environment of Republic of Indonesia concerning Noise Level Standards (KEP-48/MENLH/11/1996)
振動の基準に関する環境担当国務大臣令（1996 年環境担当国務大臣令第 49 号） Decree of the State Minister for Environment of Republic of Indonesia concerning Vibration Level Standards (KEP-49/MENLH/11/1996)
悪臭の基準に関する環境担当国務大臣令（1996 年環境担当国務大臣令第 50 号） Decree of the State Minister for Environment of Republic of Indonesia concerning Offensive Odor Level Standards (KEP-50/MENLH/11/1996)
【環境影響評価関係 Environmental Impact Assessment】
環境影響評価が必要とされる事業又は活動の種類に関する環境担当国務大臣令（2001 年環境担当国務大臣令第 17 号） Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia concerning the Types of Business and/or Activity Plans that are Required to be Completed with the Environmental Impact Assessment
AMDAL(環境影響評価)文書の評価のための指針に関する環境担当国務大臣令（2000 年環境担当国務大臣令第 2 号） Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia concerning Guidelines for AMDAL Document Evaluation
環境影響評価プロセスにおける住民参加及び情報開示に関する環境担当国務大臣令（2000 年環境担当国務大臣令第 8 号） Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia concerning Community Involvement and Information Openness in the Process of Environmental Impacts Assessment
環境影響評価書作成のための指針に関する環境担当国務大臣令（2000 年環境担当国務大臣

令第 9 号)
Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia concerning Guidelines for Preparation of Environmental Impacts Assessment Study
環境影響評価書の評価委員会システムのための指針に関する環境担当国務大臣令（2000 年環境担当国務大臣令第 40 号）
Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia concerning Guidelines for Work System of Evaluator Committee for Environmental Impact Assessment
環境影響評価書の地方評価委員会の設立のための指針に関する環境担当国務大臣令（2000 年環境担当国務大臣令第 41 号）
Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia concerning Guidelines for Establishment of Regenciol/Municipal Evaluator Committee for Environmental Impact Assessment

1.3.2 水質汚濁対策に係る規制

(1) 環境基準

イ国における水質汚濁防止対策の基本となる法律は「水質汚濁の防止に関する政令」（1990 年政令第 20 号）であり、この政令に基づいて陸水の水質環境基準が定められている。水域を利用目的別に以下の 4 類型に分類している。

- A：無処理で直接飲料水として利用できる水
- B：飲料水の原水として利用できる水
- C：水産や畜産に利用できる水
- D：農業、小規模事業、工業及び水力発電に利用できる水

また、環境基準項目は①物理項目、②化学項目（有機物質、無機物質）、③微生物、④放射性物質の 4 つを大項目として、計 68 項目に分類されており、それぞれの利水目的に必要なものを選び、その最大値として示されている（表 1-11）。

表 1-11 水質環境基準（地下水を除く陸水）

項目	単位	最大値			
		A 類型	B 類型	C 類型	D 類型
I .物理項目					
1.臭気	-	無臭	-	-	-
2.溶存固形物	mg/L	1000	1000	1000	1000
3.濁度	NTU	5	-	-	-
4.味	-	無味	-	-	-
5.温度	℃	気温±3	通常の水温	通常の水温	通常の水温
6.色	TCU	15	-	-	-
7.電気伝導度(25)	μmho/cm	-	-	-	2250
II .化学項目					
a.無機物質					
1.水銀(Hg)	mg/L	0.001	0.001	0.002	0.005

インドネシアにおける廃棄物処分場バイオガス回収有効利用調査
平成 16 年度環境省委託事業

項目	単位	最大値			
		A 類型	B 類型	C 類型	D 類型
2.アルミニウム(Al)	mg/L	0.2	-	-	-
3.遊離アモニア	mg/L	-	0.5	0.02	-
4.砒素(As)	mg/L	0.05	0.05	1	1
5.バリウム(Ba)	mg/L	1.0	1	-	-
6.鉄(Fe)	mg/L	0.3	5	-	-
7.フッ化物	mg/L	0.5	1.5	1.5	-
8.ほう素(B)	mg/L	-	-	-	1
9.カドミウム(Cd)	mg/L	0.005	0.01	0.01	0.01
10.硬度(CaCO ₃)	mg/L	500	-	-	-
11.塩化物	mg/L	250	600	-	-
12.遊離塩素	mg/L	-	-	0.003	-
13.コバルト(Co)	mg/L	-	-	-	0.2
14.六価クロム(Cr ⁶⁺)	mg/L	0.05	0.05	0.05	1
15.マンガニン(Mn)	mg/L	0.1	0.5	-	2
16.ナトリウム(Na)	mg/L	200	-	-	-
17.アルカリ塩	mg/L	-	-	-	60
18.ニッケル(Ni)	mg/L	-	-	-	0.5
19.硝酸性窒素	mg/L	10	10	-	-
20.亜硝酸性窒素	mg/L	1.0	1	0.06	-
21.銀(Ag)	mg/L	0.05	-	-	-
22.溶存酸素(DO)	mg/L	-	>6	>3	-
23.pH	-	6.5-8.5	5-9	6-9	5-9
24.セレン(Se)	mg/L	0.01	0.01	0.05	0.05
25.亜鉛(Zn)	mg/L	5	5	0.02	2
26.シアン化合物	mg/L	0.1	0.1	0.02	-
27.硫酸化合物	mg/L	400	400	-	-
28.硫化水素性化合物	mg/L	0.05	0.1	0.002	-
29.ナトリウム吸収率	mg/L	-	-	-	18
30.銅(Cu)	mg/L	1.0	1	0.02	0.2
31.鉛(Pb)	mg/L	0.05	0.1	0.03	1
32.炭酸ナトリウム残基	mg/L	-	-	-	1.25-2.50
b.有機物質					
1.アルドリン,デイルドリン	mg/L	0.0007	0.017	-	-
2.ベンゼン	mg/L	0.01	-	-	-
3.BHC	mg/L	-	-	0.21	-
4.ベンゾ(a)ピレン	mg/L	0.0001	-	-	-
5.クロロホルム抽出物	mg/L	-	0.5	-	-
6.クロルデン	mg/L	0.0003	0.003	-	-
7.クロロホルム	mg/L	0.03	-	-	-
8.2-4D	mg/L	0.1	-	-	-
9.DDT	mg/L	0.03	0.042	0.002	-
10.界面活性剤	mg/L	0.5	-	-	-
11.1,2-ジクロロエタン	mg/L	0.01	-	-	-
12.1,1-ジクロロエタン	mg/L	0.0003	-	-	-
13.エンドリン	mg/L	-	0.001	0.004	-
14.ヘプタクロル,ヘプタクロルエポキシド	mg/L	0.003	0.018	-	-
15.ヘキサクロフェノール	mg/L	0.00001	-	-	-
16.リンデン	mg/L	0.004	0.056	-	-
17.メキシクロール	mg/L	0.03	0.035	-	-

インドネシアにおける廃棄物処分場バイオガス回収有効利用調査
平成 16 年度環境省委託事業

項目	単位	最大値			
		A 類型	B 類型	C 類型	D 類型
18.メチルブルー活性物	mg/L	-	0.5	0.2	-
19.油分	mg/L	-	nil	1	-
20.有機リン、カーボネート	mg/L	-	0.1	0.1	-
21.ペンタクロロフェノール	mg/L	0.01	-	-	-
22.フェノール	mg/L	-	0.002	-	-
23.全殺虫剤	mg/L	0.1	-	-	-
24.2,4,6-トリクロロフェノール	mg/L	0.01	-	-	-
25.有機物(KMnO ₄)	mg/L	10	-	-	-
III.微生物					
1.糞便性大腸菌	/100ml	0	2000	-	-
2.総大腸菌	/100ml	3	10000	-	-
IV.放射性物質					
1.総アルファ線	Bq/L	0.1	0.1	0.1	0.1
2.総ベータ線	Bq/L	1.0	1.0	1.0	1.0

(出典：Government Regulation concerning the Control of Water Pollution No.20 of 1990, Appendix1-4)

注 1 A 類型：無処理で直接飲用の用に供し得る水

B 類型：飲料用の原水の用に供し得る水

C 類型：水産や畜産の用に供し得る水

D 類型：農業、都市域の小規模事業場、工業及び水力発電の用に供し得る水

注 2 重金属は溶存金属としての値

(2) 排水基準

(a)国が定める排水基準

企業活動に直接関わる排水基準については、1991 年の人口環境大臣令によって既設の 14 の特定業種とそれ以外の業種を合わせて 15 種類の全国レベルの工場排水基準が定められた。その後、1995 年に「産業排水の基準に関する環境担当国務大臣令」（1995 年環境担当国務大臣令第 51 号）が定められ、特定業種は表 1-12 に示す 21 種類に拡大されている。

なお、特定業種に指定されている工場に対しては、単位生産量当たりの排水量の大小により二つのカテゴリーに分け、水質項目と基準値及び単位生産量当たりの汚染物質の排出量が定められている。それぞれの工場がどの分類に当てはめられるかについては、工場建設時に実施される環境影響評価（AMDAL）によって決定される。

表 1-12 全国レベルの産業排水基準が定められている特定業種

苛性ソーダ	金属塗装	皮なめし
やし油	パルプ・紙	ゴム
砂糖	タピオカ	繊維
化学肥料	エタノール	グルタミン酸ソーダ
合板	牛乳・乳飲料	ソフトドリンク
石鹼、合成洗剤、植物性油	ビール	乾電池
塗料	製薬	殺虫剤

また、その他一般の工場排水を対象とした基準は 2 つに分けて設定されており、グ

グループ I の基準値はグループ II の基準値より低く設定されている（表 1-13）。

グループ I：高度な排水処理設備を有する工場向け

グループ II：簡便な排水処理設備を有する工場向け

なお、全国レベルの排水基準としては工場排水以外にも、三ツ星クラス以上の高級ホテルを対象とした排水基準（1995 年環境担当国務大臣令第 52 号）、病院排水の排水基準（1995 年環境担当国務大臣令第 58 号）なども定められている。

表 1-13 全国レベルの一般工場排水基準

単位：mg/L

項目		グループ I ¹⁾	グループ II ²⁾
1	温度	38	40
2	pH	6-9	6-9
3	SS	200	400
4	DSS	2000	4000
5	BOD	50	150
6	COD _{Cr}	100	300
7	Cu	2	3
8	Zn	5	10
9	Fe	5	10
10	T-Cr	0.5	1
11	Cr ⁶⁺	0.1	0.5
12	Mn	2	5
13	Ni	0.2	0.5
14	T-CN	0.05	0.5
15	Cd	0.05	0.1
16	Pb	0.1	1
17	T-Hg	0.002	0.005
18	Sn	2	3
19	As	0.1	0.5
20	Se	0.05	0.5
21	Co	0.4	0.6
22	S	0.05	0.1
23	F	2	3
24	Cl ₂	1	2
25	Hex.ex ³⁾	5	10
26	Hex.ex ⁴⁾	10	50
27	フェノール	0.5	1
28	NH ₃ -N	1	5

(出典：Decree of the State Minister for Environment concerning Quality Standards of Liquid Waste for Industry Activity, No.51 of 1995)

1) 高度な排水処理設備を有する工場向け

2) 簡便な排水処理設備を有する工場向け

3) 鉱物油含有量

4) 動植物油含有量

(b)自治体が定める排水基準

国が定める排水基準は 1991 年に初めて設定されたが、自治体の基準値はそれよりはるかに早く、1982 年にジャカルタ特別行政区及び西ジャワ州もそれぞれ独自の基準値

を設定しており、自治体の基準値がそのまま現在に至っている。そのため、国の基準と自治体の基準を比較すると採用されている項目が一致していなかったり、基準値の一方が厳しかったり、緩かったりとまちまちである。1997 年の新環境管理法の制定によって、自治体の基準値が国の基準値より緩い場合は国の基準に合わせるように定められ、現在、自治体の基準を国の基準に合わせるように見直しが進められている。

1.3.3 大気汚染対策に係る規制

(1) 環境基準

イ国における大気汚染防止を目的とした基準として、1988 年環境担当国務大臣令第 2 号により全国一律の大気環境基準が定められた。環境基準については汚染防止技術の進展などに伴って 5 年に一度見直しされることとなっており、「大気汚染の防止に関する政令」(1999 年政令第 41 号)によって、表 1-14 に示すとおり大気環境基準が改定された。

表 1-14 大気環境基準

No	項目	時間 ¹⁾	環境基準	分析方法	装置
1	二酸化硫黄(SO ₂)	1 時間 24 時間 1 年	900 μg/Nm ³ 365 μg/Nm ³ 60 μg/Nm ³	ハロゲンリニン比色法	吸光光度計
2	一酸化炭素(CO)	1 時間 24 時間	30,000 μg/Nm ³ 10,000 μg/Nm ³	NDIR(非分散型赤外線分析法)	NDIR(非分散型赤外線分析計)
3	二酸化窒素(NO ₂)	1 時間 24 時間 1 年	400 μg/Nm ³ 150 μg/Nm ³ 100 μg/Nm ³	ザルツマン法	吸光光度計
4	オゾン(O ₃)	1 時間 1 年	235 μg/Nm ³ 50 μg/Nm ³	化学発光法	吸光光度計
5	炭化水素(HC)	3 時間	160 μg/Nm ³	FID(水素炎イオン化型分析法)	ガスクロマトグラフィー
6	ばいじん(PM ₁₀) (粒径<10 μm)	24 時間	150 μg/Nm ³	重量分析法	ハイボリュームサンプラー
	ばいじん(PM _{2.5}) (粒径<2.5 μm)	24 時間 1 年	65 μg/Nm ³ 15 μg/Nm ³	重量分析法	ハイボリュームサンプラー
7	TSP	24 時間 1 年	230 μg/Nm ³ 90 μg/Nm ³	重量分析法	ハイボリュームサンプラー
8	鉛(Pb)	24 時間 1 年	2 μg/Nm ³ 1 μg/Nm ³	重量分析法 抽出法	ハイボリュームサンプラー 原子吸光分光光度計
9	Dustfall	30hari	10 t/km ² /Bulan (Pemukiman) 20 t/km ² /Bulan (Industri)	重量分析法	Cannister
10	全フッ素(as F)	24 時間 90hari	3 μg/Nm ³ 0.5 μg/Nm ³	Specific ion Electrode	イオンシグチャー 連続分析器
11	Fluor Indeks	30hari	40 μg/100cm ² dari kertas limed	Colourimetric	Limed Filter Paper

インドネシアにおける廃棄物処分場バイオガス回収有効利用調査
平成 16 年度環境省委託事業

No	項目	時間 ¹⁾	環境基準	分析方法	装置
			filter		
12	Khlorine&Khlorine Dioksida	24 時間	150 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$	Spesific ion Electrode	インペリオンジャー atau 連続分析器
13	Sulphat Indeks	30hari	1mgSO ₃ /100cm ³ Dari Lead Perks ida	Colourimetric	Lead Peroxida Candle

(出典：Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 41 Tahun 1999)

1) 時間、hari、年とは、時間を平均化し、幾何平均するための計測時間を指す。

(2) 排出基準

排出基準については、1995 年環境担当国務大臣令第 13 号によって製鉄業、紙・パルプ製造業、セメントプラント、石炭火力発電所の 4 業種とそれ以外の産業を対象とした計 5 種類の基準が設定されている。その他の産業における大気排出基準は表 1-15 に示すとおりである。

表 1-15 大気排出基準（その他の産業）

項目	上限値 (mg/m ³)
(非金属)	
1.アンモニア	0.5
2.塩素ガス	10
3.塩化水素	5
4.フッ化水素	10
5.窒素酸化物 *1)	1000
6.不透過光線率 *2)	35%
7.ばいじん	350
8.二酸化硫黄	800
9.還元性硫黄 *3)	35
(金属)	
10.水銀	5
11.砒素	8
12.アンチモン	8
13.カドミウム	8
14.亜鉛	50
15.鉛	12

(出典：Decree of the State Minister for Environment concerning Emission Standards for Stationary Sources No.13 of 1995)

注：排ガス量は、25°C、1atm における乾き排ガス量

*1)不透過光線率は実用的な手法により測定し、換算はばいじん濃度に基づき行う。

*2)NO₂ としての値

*3)H₂S としての値

1.3.4 騒音、悪臭に係る規制

イ国における騒音、振動、悪臭に係る環境基準は、それぞれ 1996 年環境担当国務大臣令第 48 号、第 49 号、第 50 号で定められている。

(1) 騒音に係る環境基準

イ国における騒音に係る環境基準は表 1-16 に示すとおりである。

表 1-16 騒音に関する環境基準

土地利用形態/活動形態	騒音レベル (DB(A))
a.土地利用形態	
1.居住	55
2.商業	70
3.事務所	65
4.緑地	50
5.工業	70
6.官庁及び公共施設	60
7.レクリエーション施設	70
8.その他	
・空港	*
・駅	*
・港	70
・文化財	60
b.活動形態	
1.病院	55
2.学校	55
3.お祈り所	55

*通信・情報省(Ministry of Communications)規約による

(2) 振動に係る環境基準

イ国における振動に係る環境基準は表 1-17 に示すとおりである。

表 1-17 振動に係る環境基準

周波数 (Hz)	振動レベル ($\times 10^{-6}\text{m}$)			
	影響なし	やや影響あり	不快である	弊害がある
4	< 100	100 - 500	500 - 1000	> 1000
5	< 80	80 - 350	350 - 1000	> 1000
6.3	< 70	70 - 275	275 - 1000	> 1000
8	< 50	50 - 160	160 - 500	> 500
10	< 37	37 - 120	120 - 300	> 300
12.5	< 32	32 - 90	90 - 220	> 220
16	< 25	25 - 60	60 - 120	> 120
20	< 20	20 - 40	40 - 85	> 85
25	< 17	17 - 30	30 - 50	> 50
31.5	< 12	12 - 20	20 - 30	> 30
40	< 9	9 - 15	15 - 20	> 20
50	< 8	8 - 12	12 - 15	> 15
63	< 6	6 - 9	9 - 12	> 12

(3) 悪臭に係る環境基準

イ国における悪臭に係る環境基準は表 1-18 に示すとおりである。

表 1-18 悪臭に係る環境基準

項目	単位	限界値	測定方法	分析器
アンモニア: NH_3	ppm	2.0	インドフェノール法	吸光光度計
メチルメルカプタン: CH_3SH	ppm	0.002	気体吸着	ガスクロマトグラフ
硫化水素: H_2S	ppm	0.02	a.チオソルホン酸水銀法 b.気体吸着	吸光光度計 ガスクロマトグラフ
硫化メチル: $((\text{CH}_3)_2\text{S})$	ppm	0.01	気体吸着	ガスクロマトグラフ
スチレン: $(\text{C}_6\text{H}_5\text{CHCH}_2)$	ppm	0.1	気体吸着	ガスクロマトグラフ

1.4 廃棄物処理の現況

1.4.1 当該国における廃棄物処理システム

(1) 廃棄物管理組織

イ国における廃棄物処理の主務官庁は居住インフラ省・都市地域総局にある。一方で、処理事業は地方自治体の所管業務とされており、一般的には個別の都市に置かれた清掃局や清掃課、公共衛生を担当している部署で行われている。

本プロジェクトの当該地域であるジャカルタ特別市では、廃棄物管理は市の清掃局(Dinas Kebersihan)によって行われているが、対象廃棄物の種類によって清掃活動を担当する部局が異なり、以下のようになっている。

- ・清掃局(Dinas Kebersihan)は家庭と事業所から発生する廃棄物を担当している。
- ・公園局(Dinas Pertamanan)は公共公園から発生するごみを担当している。
- ・公共局(Dinas Pekerjaan Umum)は運河や排水溝から発生するごみを担当している。

(2) 収集及び処理・処分システム

人口密度の高い都市部では、コミュニティが家庭や共同ごみ箱から荷車(ハンドカート)で一時集積所まで運び、一時集積所から最終処分場までは清掃局がトラックで運搬するシステムが一般的である。収集地点から処理施設や処分場までの距離が 25km 以上離れている場合、輸送費削減、交通渋滞緩和のためごみ中継所が設置されている。ごみ収集率は大都市ほど高く、3～5 万人の小都市になると 40%程度と言われている。なお、JICA 報告によると 2000 年におけるジャカルタ特別市のごみ収集率は 87.7%となっている。

ごみの処理・処分方法は埋立処分が一般的であり、コンポスト化や焼却処理は中間処理方法として普及していないのが現状である。コンポストについては、各都市で盛んに取り組まれているが、その方法、規模いずれも試験的なものが多く、廃棄物処理の補助的手段にもなりえていない。焼却処理については、1991 年にスラバヤ市が独自

に 200t/日の焼却炉を導入したが、廃棄物処分事業費が高騰し、1998 年に操業が中止されている。埋立処分については、埋立処分方法として、ガイドラインでオープンダンピング、コントロールダンピング、衛生埋立の 3 方法に分類されているが、処分場の約 9 割がオープンダンピングの状態である。

1.4.2 当該地域(ジャカルタ特別市)における廃棄物処理の状況

(1) 廃棄物排出量と組成

1999 年の JICA 調査によると 1998 年のジャカルタ特別市における廃棄物排出量は 26,320m³/日となっている。1999 年におけるジャカルタ特別市の人口は 7,712,571 人であるため、廃棄物の嵩密度を 0.323t/m³ (1993 年 JICA 調査:スラバヤ市) とすると、1 人 1 日当たり廃棄物排出量は 1.1 kg/人日となる。これは日本における 1 人 1 日当たり廃棄物排出量 1.124 kg/人日(2002 年)とほぼ同じである。

2001 年の JICA 調査によると、ジャカルタ市におけるごみ組成に関するデータは表 1-19 に示すとおりである。1985 年にはごみに占める厨芥の割合が 79.49%であったが、2001 年には 66.08%と減少している。その一方で、プラスチックの割合は 3.67%(1985 年)から 15.51%(2001 年)に増加しており、経済発展とともにプラスチックの使用量が増加していることが見てとれる。

表 1-19 ジャカルタ市のごみ組成の変化

				単位:%
ごみ組成(湿重量)	1985/86	1989/90	1998/99	2001
厨芥	79.49	73.99	65.05	66.08
紙	7.87	8.28	10.11	8.21
木・竹	3.65	3.77	3.12	4.08
繊維	2.40	3.16	2.45	1.77
ゴム・皮革	0.47	3.16	0.55	1.42
プラスチック	3.67	5.44	11.08	15.51
金属	1.37	2.08	1.90	2.21
ガラス	0.50	1.77	1.63	0.71
その他	0.48	0.95	4.11	0.01
合計	100	100	100	100

(出典：JICA; The investigation of Jakarta solid waste recycling situation)

(2) バンタールグバン処分場への埋立処分量の推移

バンタールグバン処分場にはジャカルタ特別市とブカシ市の廃棄物が埋立処分されている。処分場はブカシ市バンタールグバンに位置しているが、その管理所管はジャカルタ特別市清掃局である。実際には、ジャカルタ特別市から委託された民間業者の PBB(Patriot Bangkit Bekasi)が管理を行っている。なお、ジャカルタ特別市とブカシ市は、2006 年を目標に共同出資会社を設立し、処分場管理を行う計画が考案されている。

バンタールグバン処分場への埋立処分量の推移は表 1-20 に示すとおりである。埋立処分量は 1989 年から 2003 年にかけて 26.7%増加している。

表 1-20 バンタールグバン処分場への埋立処分量の推移

年	埋立量(m ³)
1989	5,475,000
1990	5,490,000
1991	5,475,000
1992	6,205,000
1993	6,205,000
1994	6,205,000
1995	6,222,000
1996	6,205,000
1997	6,570,000
1998	6,570,000
1999	6,570,000
2000	6,588,000
2001	6,935,000
2002	6,935,000
2003	6,935,000

(出典:ジャカルタ特別市清掃局資料)

1.5 CDM プロジェクトへの取組状況

1.5.1 温室効果ガス排出量の現状

イ国における温室効果ガス排出量の内訳は表 1-21 に示すとおりである。1994 年におけるイ国の CO₂ 排出量は約 748Mton であり、これに、CH₄ その他の温室効果ガス排出量を CO₂ 換算した場合の総排出量は約 904Mton と算定されている。ただし、この排出量には森林による吸収量が含まれていないため、これを差し引いた場合の純排出量は約 539Mton である。

温室効果ガスの種類別の排出量比率は図 1-6 に示すとおりであり、総排出量の約 80%を CO₂ が占め、CH₄ が約 15%、残りをその他の温室効果ガスが占める状況となっている。

表 1-21 温室効果ガス排出量内訳(1994 年)

温室効果ガス	排出量 (Mton/年)	比率 (%)
CO ₂	748.6	82.8
CH ₄	134.5	14.9
N ₂ O	18.9	2.1
CF ₄	2.0	0.2
C ₂ F ₆	0.2	0.0
合計	904.4	100.0

(出典:インドネシア国における地球温暖化対策の現状と課題)

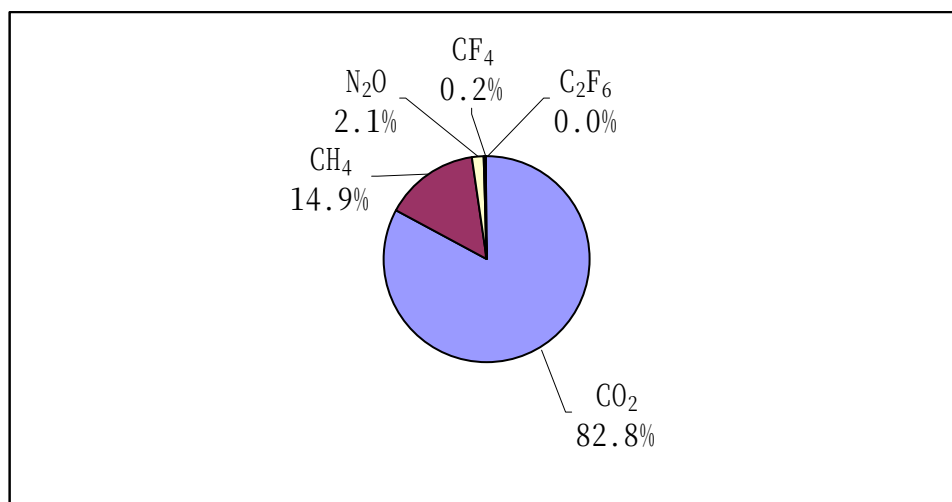


図 1-6 温室効果ガス排出量比率(1994 年)

一方、イ国における CO₂ 排出量を排出源別に見ると、総 CO₂ 排出量の約 75%を土地利用転換/森林が占めており、化石燃料消費に伴う排出量が約 25%となっている(表 1-22 及び図 1-7)。

表 1-22 CO₂ 排出量内訳(1994 年)

排出源		排出量(Mton/年)
1.燃料消費		169.9(22.6%)
	エネルギー/エネルギー転換	50.7
	工業	50.0
	交通	47.0
	民生(商業)	22.2
2.Fugitive Fuel Emission		2.0(0.3%)
3.工業プロセス		19.1(2.5%)
4.土地利用転換/森林		559.4(74.6%)
	森林伐採	198.9
	土地利用転換	303.2
	森林火災	57.2
合計		748.6

(出典:インドネシア国における地球温暖化対策の現状と課題)

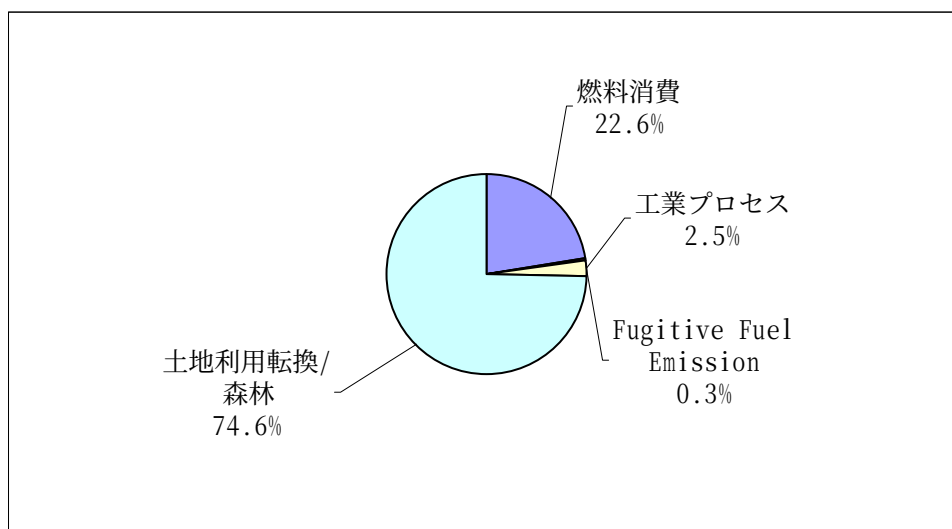


図 1-7 CO2 排出量比率(1994 年)

一方、CH₄ 排出量の内訳を見ると、農業セクターからの排出量が総排出量の 51%と最も多く、次いでエネルギー起源が 37%、森林及び廃棄物埋立処分場からの排出量がそれぞれ 6%となっている（表 1-23 及び図 1-8）。

表 1-23 CH₄ 排出量内訳(1994 年)

排出源		排出量(Mton/年)
1.燃料消費		2,395(37.4%)
	燃料消費	357
	Fugitive Fuel Emission	2,038
2.工業プロセス		0(0%)
3.農業		3,243(50.6%)
	家畜	947
	水田	2,280
	農業廃棄物焼却	15
4.土地利用転換/森林		367(5.7%)
5.廃棄物埋立処分		402(6.3%)
合計		6,409

(出典:インドネシア国における地球温暖化対策の現状と課題)

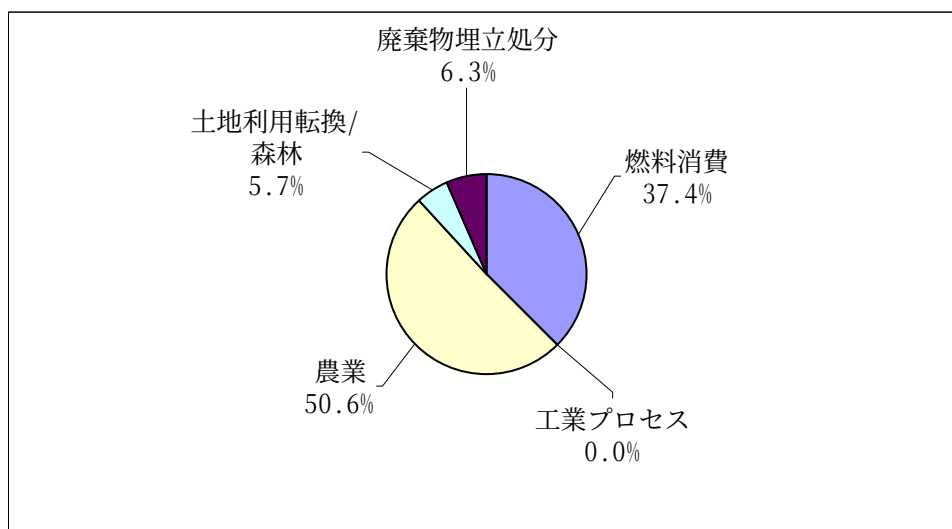


図 1-8 CH4 排出量比率(1994 年)

1.5.2 地球温暖化対策の経緯

イ国における地球温暖化対策及び京都議定書取組の経緯を表 1-24 に示す。1994 年 8 月、イ国は気候変動枠組条約(UNFCCC)を非附属書 I 国として批准した。さらに 2004 年 6 月には、国民代表議会で京都議定書の批准法案が可決され、10 月にメガワティ前大統領が批准法案に署名し、京都議定書批准法(2004 年第 17 号)が成立した。

表 1-24 地球温暖化対策及び京都議定書取組の経緯

年月	出来事
1994/8	気候変動枠組条約を非附属書 I 国として批准
1998/7	京都議定書に署名
2004/6	国民代表議会(DPR)で京都議定書の批准法案可決
2004/10	メガワティ前大統領が京都議定書の批准法案に署名し、京都議定書批准法が成立

1.5.3 CDM プロジェクト審査体制(案)

イ国においては、DNA(Designated National Authorities/指定国家担当機関)法が成立していないため、未だ CDM プロジェクト審査体制が確立されていない。ここでは、現状案をもとにその体制を整理することとする。CDM プロジェクト審査体制(案)は図 1-9 に示すとおりである。

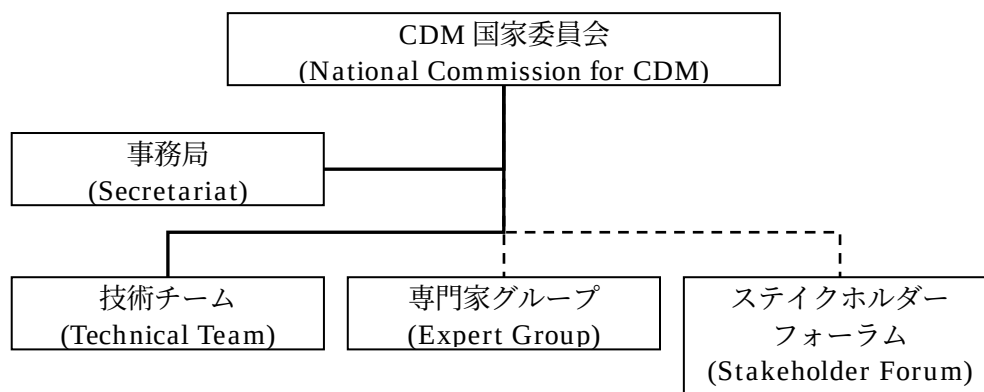


図 1-9 CDM プロジェクト審査体制(案)

(1) CDM プロジェクト審査体制における各機関の役割

1) CDM 国家委員会(National Commission for CDM)

CDM 国家委員会(イ国の通称として、Komisi Nasional Mekanisme Pembangunan Bersih / Komnas MPB と呼ばれる)は DNA と位置づけられており、プロジェクト提案者からのプロジェクト提案書に対する承認権を持っている。CDM 国家委員会のメンバーは以下の関係省庁の代表者で構成される。

- ・ 環境省
- ・ エネルギー・鉱物資源省
- ・ 森林省
- ・ 運輸省
- ・ 農業省
- ・ 商工業省
- ・ 外務省
- ・ 内務省
- ・ 国家開発企画庁

2) 事務局

事務局は、プロジェクト申請の受付等、CDM 審査手続きを円滑に行うための事務を担当する。

3) 技術チーム

技術チームは、CDM 国家委員会がイ国の DNA としてその任務を遂行するにあたり、これを支援するため、持続的開発のクライテリア指標に照らしたプロジェクトの妥当

性を技術的・専門的見地から検証する。その際、専門家グループ及びステイクホルダーフォーラムからの意見を求めることができる。技術チームは以下の関係省庁の代表者で構成される。

- ・ 環境省
- ・ エネルギー・鉱物資源省
- ・ 森林省
- ・ 運輸省
- ・ 農業省
- ・ 商工業省
- ・ 外務省
- ・ 内務省
- ・ 国家開発企画庁
- ・ NGO
- ・ プロジェクトに関係する地方政府

4) 専門家グループ

専門家グループはあくまで選択肢として、CDM 国家委員会及び技術チームのそれぞれに対応し設定される。関係省庁を中心とするメンバーからなる CDM 国家委員会あるいは技術チームの知見のみではプロジェクトの妥当性を判断し難い、あるいは判断にあたり既存の各セクターによらない別の専門性を必要とする、等の場合にこれら CDM 国家委員会及び技術チームの依頼により検討作業に協力するものである。

5) ステイクホルダーフォーラム

ステイクホルダーフォーラムは CDM 国家委員会の依頼に応じて開かれるものである。ステイクホルダーフォーラムには該当プロジェクト実施予定地域の住民に加え、関連業界団体、研究機関及びその他知見を持つ組織からの参加が想定されている。

(2) CDM プロジェクト承認プロセス

CDM プロジェクトの申請から承認までのプロセスは図 1-10 に示すとおりである。

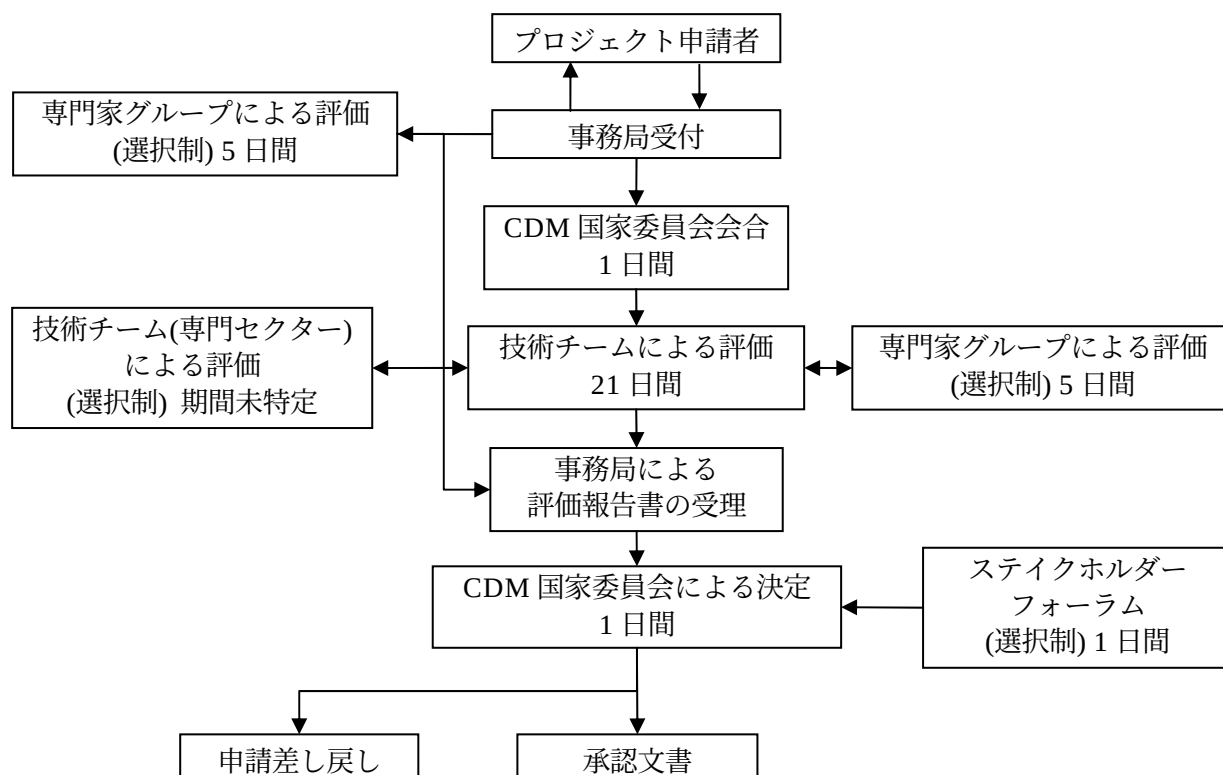


図 1-10 CDM プロジェクト承認プロセス

1. プロジェクト申請者は事務局に申請書を提出する。基本的な必要書類は、①申請書、②プロジェクト計画書(PDD)、③環境影響評価報告書(EIA)、④公聴会の記録の4件である。
2. 事務局で文書様式及び形式が整っているかをチェックする。不備がなければ、申請書は四半期ごとに開催される CDM 国家委員会の定期会合にあわせて、同委員会へ提出される。
3. CDM 国家委員会にて申請内容及び関連セクターに照らし合わせて、技術チームの審査担当メンバーを指名する。併せて専門家グループへの審査支援依頼の要否を判断する。必要に応じて同グループへも(専門家ごとに個別に)依頼する。
4. 技術チームの審査担当メンバーは21日以内に審査を行う。この際、必要に応じて技術チーム支援の専門家グループに対し審査支援を個別に依頼する。
5. 事務局にて結果を取りまとめ、CDM 国家委員会に評価報告書を提出する。
6. CDM 国家委員会は必要と判断した場合、ステイクホルダーフォーラムを開催し関係者の意見を聞く機会を設ける。
7. CDM 国家委員会は評価報告書及び必要に応じ開催したステイクホルダーフォーラムの結果に基づきプロジェクトの妥当性を検討し、最終判断を行う。妥当

と判断された場合は承認文書が発行され、不可の場合は計画の見直しが必要、として申請者へ差し戻す。

(3) CDM クライテリア案

イ国 CDM のクライテリア案では 4 つの持続的クライテリアと同クライテリアを満たしているかの判断基準となる指標が設定されている。これらのクライテリア案は表 1-25 に示すとおりである。

表 1-25 イ国 CDM のクライテリアと指標

クライテリア	指標
経済面の持続性	・地域住民の福祉 -地域住民の収入を下げない -地域社会の成員の収入がプロジェクト実施の影響により下がる場合、これに対する十分な措置が講じられている -利害対立がある場合は関係者間でいかなるレイオフ問題にも対処しつつ、現行の規則にのっとった合意がされる -当該地域公共サービスの質を下げない
環境面の持続性	・天然資源の保護あるいは多様化を行う中での環境面の持続性 -地域のエコ機能の持続性が維持される -国レベル及び地方レベルの環境基準を超えない -遺伝子、種及びエコシステム生物多様性が維持され、いかなる遺伝子汚染も起さない -既存の土地利用計画に反しない
	・地域住民の健康と安全 -健康被害を及ぼさない -職業安全関連法規則に反しない -事故の発生予防、管理策が文書に示されている
社会面の持続性	・地域住民の参加 -地域住民がプロジェクト実施者からプロジェクトに関し相談を受けている -地域住民からのプロジェクトに関するコメント及び苦情が検討され、答えられている
	・地域社会の安定 -地域住民間のいかなる対立も惹起しない
技術面の持続性	・技術移転 -知識及び実施ノウハウの移転に関し、外国への依存度が高まらない -実験的あるいは旧式の技術によらない -地域の技術の利用及びキャパシティビルディングが強化される

第 1 章	インドネシア共和国の基本情報.....	1
1.1	政治・経済・社会状況	1
1.1.1	地理・地形	1
1.1.2	気候	1
1.1.3	歴史	2
1.1.4	人口	2
1.1.5	民族	3
1.1.6	宗教	3
1.1.7	政治	4
1.1.8	経済状況	6
1.2	エネルギー事情	7
1.2.1	エネルギー事情	7
1.2.2	電力事情	9
1.2.3	再生エネルギー事情	11
1.3	環境関連法規	13
1.3.1	本プロジェクトに係る主な環境関連法規	13
1.3.2	水質汚濁対策に係る規制	15
1.3.3	大気汚染対策に係る規制	19
1.3.4	騒音、悪臭に係る規制	20
1.4	廃棄物処理の現況	22
1.4.1	当該国における廃棄物処理システム	22
1.4.2	当該地域(ジャカルタ特別市)における廃棄物処理の状況	23
1.5	CDM プロジェクトへの取組状況	24
1.5.1	温室効果ガス排出量の現状	24
1.5.2	地球温暖化対策の経緯	27
1.5.3	CDM プロジェクト審査体制(案)	27

第2章 プロジェクト概要

2.1 プロジェクトの目的と背景

2.1.1 京都議定書と京都メカニズム

1997 年 12 月に開催された国際連合気候変動枠組条約第 3 回締結国会議(COP3)で採択された「京都議定書」では、先進国(附属書 I 国)の温室効果ガス(二酸化炭素、メタン、一酸化二窒素、HFC₅、PFC₅、SF₆)排出量について、数値目標が設定されている。日本は 2008 年から 2012 年までの温室効果ガス(GHG: Green House Gas)の排出量を、1990 年レベルより 6%削減することが定められている。

温室効果ガスの排出削減目標を達成するための仕組みとして、市場メカニズムを活用する京都メカニズムが導入されている。そのメカニズムとは、①先進国と開発途上国間の「クリーン開発メカニズム(CDM: Clean Development Mechanism)」、②先進国間の「共同実施(JI: Joint Implementation)」、③排出量取引の 3 つである。日本は 2003 年 6 月に京都議定書を締結し、10 月に「共同実施 (JI)」及び「クリーン開発メカニズム (CDM)」の政府承認の受付を開始している。

2.1.2 F/S 調査（事業実現可能性調査）の目的

「共同実施等推進基礎調査」事業は、日本が有する省エネルギー技術または石油代替エネルギー技術の導入を通じて、温室効果ガスの排出削減に資するとともに、相手国の持続可能な開発に貢献するプロジェクトについての F/S 調査を実施し、日本の民間事業者による JI/CDM 実施に結びつく有望なプロジェクトを発掘するものである。

本調査では、イ国における廃棄物最終処分場の多くが嫌気性埋立構造であり、日本と異なり焼却処理を行っていないため、温室効果ガスであるメタンを含む多量の処分場ガス(Landfill Gas: LFG)が発生しているという点に注目している。この LFG を回収し、ガス発電設備にて電力に変換することによって、温室効果ガスの排出削減だけでなく、代替エネルギー技術普及等、環境と両立する持続可能な開発に貢献できるものと考えている。

本調査の対象であるバンタールグバン処分場もこれに当てはまる。現在、バンタールグバン処分場は供用中であり、一般廃棄物の搬入及び埋立処分が継続されている。しかし、現在までに埋立処分場から発生する LFG の回収は行われておらず、今のところ将来の LFG 回収計画も考えられていない状況であり、今後も多量の LFG が大気中に排出されることが予想される。

本調査は、バンタールグバン処分場を対象として、イ国の廃棄物処分場でのバイオガス回収有効利用について F/S 調査を実施し、将来の CDM 実施に結びつけることを目的としている。

2.1.3 プロジェクトの目的

本プロジェクトは、ブカシ市バンタールグバン処分場（Banter Gebang Landfill）を対象として、温暖化係数の高いメタンガスを多量に含む LFG の回収設備を検討するとともに、回収された LFG をガス発電設備にて電力に変換し、系統電源へ売電することを目的としている。

本プロジェクトが実施されることによって、GHG 削減等の環境面での便益に加え、ガス発電による電力の供給や雇用機会の創出等の社会経済面においても多くの便益があり、イ国政府が標榜するエネルギー資源、また、社会的・環境的に持続可能な開発（Sustainable Development）の実現に寄与するものと期待される。本プロジェクト実施により得られる便益を下記に示す。

- LFG の回収によるメタンガス（温室効果ガス）の大気への排出削減
- 再生可能エネルギー（バイオガス）の有効利用（再生可能エネルギー利用政策に合致）
- （国民[地域住民]の）再生可能エネルギーの重要性に対する意識の向上
- エネルギー関連工業の発展
- 地域産業の活性化と雇用機会の創出
- ガス発電施設維持管理のための雇用機会の創出
- 売電による継続的な収入
- イ国内の他の処分場への波及効果（LFG 回収・有効利用、処分場閉鎖後の跡地利用、新規技術の導入等）と、イ国内の再生可能エネルギープロジェクトの促進
- 処分場の安全閉鎖と安定化

2.1.4 F/S 調査の実施体制

本プロジェクトにおける F/S 調査の実施体制を図 2-1 に示す。F/S 調査の段階では、鹿島建設株式会社と八千代エンジニアリング株式会社が日本国側の実施主体となって現地調査を行う。現地における対応及び調整業務については、公共事業省の首都整備局が中心となり、関係部局（環境省、DKI ジャカルタ、ベカシ市など）を集めたカウンターパートチームを組織しており、このチームと協議しながら F/S 調査を実施した。

F/S 調査におけるカウンターパートチームの役割は、F/S 調査業務遂行に必要な情報の提供、F/S 調査業務の進捗状況に関する協議、F/S 調査遂行のためのアドバイスと協力などである。既にカウンターパートチームとの会合は 3 回実施されており、必要な情報の交換、現地における測量・ボーリング・ガス発生量調査などの調整、ヒアリングすべき利害関係者の紹介などの協力をお願いしている。

今後プロジェクトの実施段階でも SPC 設立でのインドネシアで側企業の紹介、法制面でのアドバイスなどをお願いしていく予定である。

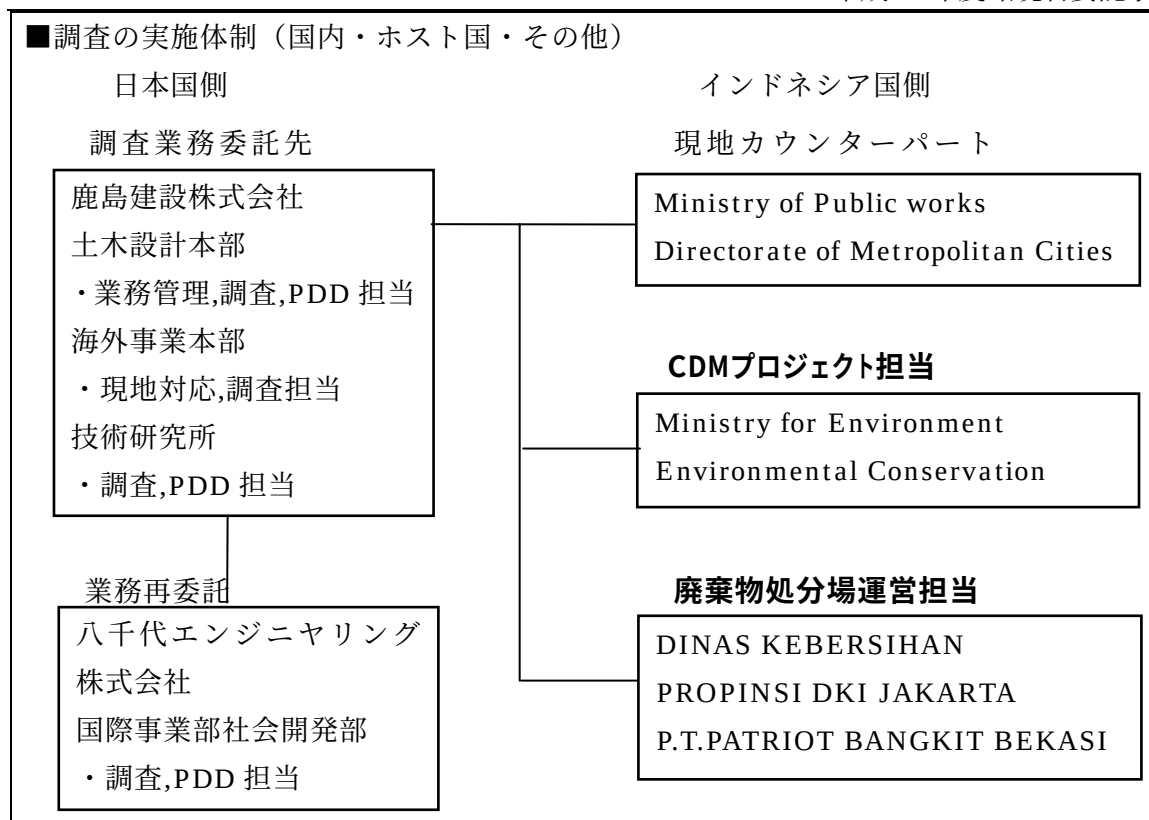


図 2-1 F/S 調査の実施体制

2.2 プロジェクト実施サイト概要

2.2.1 プロジェクト実施候補地選定理由

バンタールグバン処分場はガス発電に必要となる LFG の発生量を確保するために十分な埋立用地（約 108ha）を有している。処分場は供用中であるが、埋立用地が広大であるため 5 つのゾーンに分けられており、埋立を終了しているゾーンを利用してプロジェクトを実施することが可能である。処分場管理者であるジャカルタ特別市、処分場土地所有者であるブカシ市の本プロジェクトに対する対応も積極的であり、CDM 事業に関しても理解・関心を示している。また、本プロジェクトは、イ国最大の都市であるジャカルタ特別市が所有する埋立処分場での CDM 事業であることから、今後のイ国廃棄物埋立処分場における CDM 事業のモデルとなり、他の処分場への波及効果も得られるものと考えられる。以上の点を考慮し、候補地として選定した。

2.2.2 対象処分場の現状

本プロジェクトの調査対象となるバンタールグバン処分場（Banter Gebang landfill site）の基礎データを表 2-1、位置図を図 2-2 に示す。処分場はジャカルタ特別市の東南方約 40km、ブカシ市バンタールグバンに位置している。

表 2-1 バンターグバン処分場基礎データ

基礎情報			
処分場名	Banter Gebang		
処分場所在地	Bekasi, Banter Gebang		
面積	108ha（敷地面積）83ha（埋立用地）		
運営状況	ZoneⅠ（25ha/18.8ha）	供用中（2004 年度一時閉鎖予定）	
	ZoneⅡ（23ha/20ha）	一時閉鎖中（2005 年度から供用予定）	
	ZoneⅢ（32ha/20.2ha）	一時閉鎖中（2005 年度から供用予定）	
	ZoneⅣ（13ha/11.5ha）	一時閉鎖中	
	ZoneⅤ（15ha/12.5ha）	埋立完了	
操業開始年	1989 年	操業停止予定年	不明
処分場管理者	ジャカルタ特別市清掃局/実際の業務は処分場管理会社 PBB によって行われている。		
土地所有者	ジャカルタ特別市		
ごみ搬入量	6,935,000m ³ /年（1,900 m ³ /日）		
環境影響			
サイト状況	平地		
覆土	有り（頻度：区画埋立一時完了後）		
植生	一部植木有り		
地滑り	確認されず		
地盤沈下	確認されず		
害虫・害獣	蠅，野鳥		
悪臭，ガス及び煙	中程度（悪臭）		
発火	過去に ZoneⅣで発火		
浸出水水質	汚濁が認められる		

出典：ジャカルタ特別市清掃局資料、現地調査等による

	
写真 2-1 Zone V の現況（埋立完了）	写真 2-2 Zone I の現況（供用中）
	
写真 2-3 浸出水処理施設	写真 2-4 ガスエンジン設置予定地 (浸出水処理池横)

2.2.3 施設の運営状況

(1) 処分場の運営状況

当該処分場はブカシ市に位置しているが、処分場の所有権はジャカルタ特別市にある。実際の維持管理にあたっては、ジャカルタ特別市から委託された民間業者 PBB が実施しているが、浸出水処理施設の維持管理のみ別の民間会社に委託されている。現在、2006 年を目標にジャカルタ特別市とブカシ市が共同で新会社を設立し、維持管理を行う計画が考案されている。

当該処分場で埋立処分される廃棄物量は、日平均約 19,000m³(嵩密度 0.323t/m³ とすると約 6,100 トン)となっており、ジャカルタ特別市とブカシ市の一般廃棄物及び有害廃棄物を除いた産業廃棄物が埋立処分されている。

(2) ごみ処分量の推移

当該処分場は敷地面積が 108ha と広大であるため、5 つのゾーンに分けて運営されている。処分場に搬入されたごみ量及びそのゾーン別の内訳の実績は表 2-2 に示すとおりである。ごみ処分量は 1989 年から 2003 年にかけて約 27%増加している。

現在、Zone I を供用しており、2004 年度中は Zone I を供用する予定である。2005

年度からは Zone II、Zone III の供用を予定している。また、Zone V は住民協定により廃棄物層高さが制限されており、埋立完了となっている。なお、廃棄物層高さは地上高さ 10m 程度である。Zone IV は一時閉鎖中であるが、現在のところ今後の供用は予定されていない。

表 2-2 当該処分場におけるごみ搬入量

(単位: m³)

	Zone I	Zone II	Zone III	Zone IV	Zone V	合計
1989	5,475,000					5,475,000
1990	5,490,000					5,490,000
1991		5,475,000				5,475,000
1992		6,205,000				6,205,000
1993		6,205,000				6,205,000
1994			6,205,000			6,205,000
1995			6,222,000			6,222,000
1996			6,205,000			6,205,000
1997				6,570,000		6,570,000
1998				6,570,000		6,570,000
1999				6,570,000		6,570,000
2000					6,588,000	6,588,000
2001					6,935,000	6,935,000
2002	6,935,000					6,935,000
2003		2,282,438	3,234,098	1,418,464		6,935,000
2004*	1,138,438		1,650,404		650,158	3,439,000
合計	19,038,438	20,167,438	23,516,502	21,218,464	14,173,158	98,024,000

(出典：ジャカルタ特別市清掃局)

*2004 年度は経過値

2.3 プロジェクト実施内容

本プロジェクトは、温暖化係数の高いメタンを多量に含む埋立処分場ガス（LFG）を効率的に回収し、ガスが燃焼する際に生じるエネルギーを用いて発電を行い、これを系統電源へ連結して電力会社への売電を行うものである。本プロジェクトにおけるガス回収有効利用システムフローを図 2-3 に示す。ここで必要となる技術は、①LFG 回収井戸及び配管システム、②LFG 処理システム、③LFG 燃焼発電システムである。なお、個々の技術については、第 3 章において詳細を述べる。

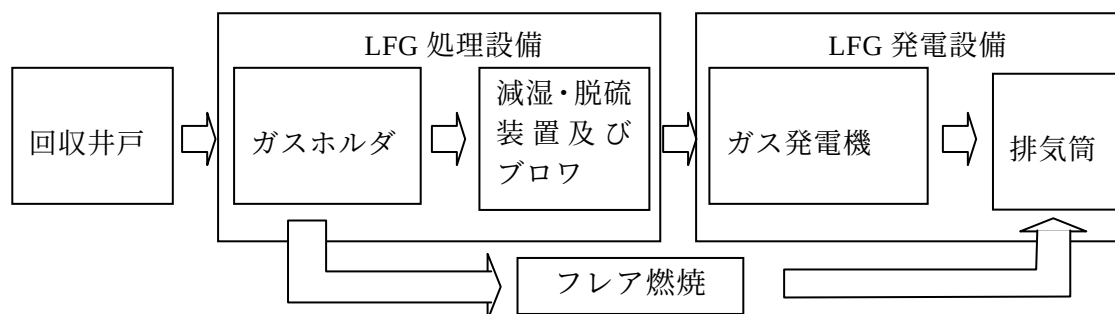


図 2-3 ガス回収有効利用フロー図

2.3.1 LFG 回収のため井戸及び配管システム

処分場内部より発生している LFG は埋立処分場地に鉛直方向に設置した井戸からブロワによる吸引で回収されて配管システムを通過してガスホルダーに貯留される。

後述のように、配管の材料には鋼管を利用するのではなく、可塑性に富む PVC 管を利用することで、ごみ層の不等沈下に対応する。PVC 管は硫化水素等の腐食性ガスに対する耐食性に富むことでも有効である。配管は地盤に沿わして設置し、最適箇所において LFG 中の水分を引き抜くトラップを設置する。

2.3.2 LFG 処理システム（不純物除去）

LFG 処理設備では後続するブロワ及び発電設備等の腐食等を考慮して、水分、パーティクル（微粒子）及び硫化水素等の除去を事前に行い、収集した LFG ガスを効率よく発電を行う。

2.3.3 LFG 発電及び環境保全システム

LFG を燃料として利用するガスタービンエンジンは LFG ガスに含まれる硫化水素に対して耐久性のあるシステムを採用する。また、環境保全の観点から、回収ガスの漏洩を検知することが必要である。漏洩対策として、以下の対策を実施する。

- 運転員が 1 日のうち、最低午前及び午後の 1 回ずつ巡回し、視認による配管の亀裂の確認を行う。
- ガスエンジン側で、ガス圧力及び流量を測定し、変動があった場合に漏洩箇所の特定にあたる。

2.3.4 他の処分場へのガス発電技術の導入

インドネシア国内における他の処分場のほとんどが嫌気性構造の処分場であり、埋立面積が 10ha を越える規模も数多く存在する。

本プロジェクトにおいて用いられている LFG を利用したガス発電技術はインドネシア国内の他の処分場でも比較的容易に転用可能であり、本件と同様の LFG 発電プロジェクトの実施が再生可能エネルギーの有効利用普及の一翼を担うと同時に、処分場の安全閉鎖の手段としても有力な選択肢と成りうるものと思われる。

2.4 当該プロジェクトの領域説明

本プロジェクトの対象となるバンタールゲバン処分場は、Zone I から Zone V で構成されており、埋立が完了した Zone V と一時閉鎖中であるが今後の供用が予定されていない Zone IV を当面の対象エリアとする。しかし、残りのゾーンについても今後オペレーションとの調整がつけば、ガス回収を行う予定である。したがって、本プロジェクトの対象領域としては、図 2-4 に示すプロジェクトの影響の及ぶ埋立処分場の全エリ

アと発電設備及び送電設備までをシステムバウンダリーとして設定した。

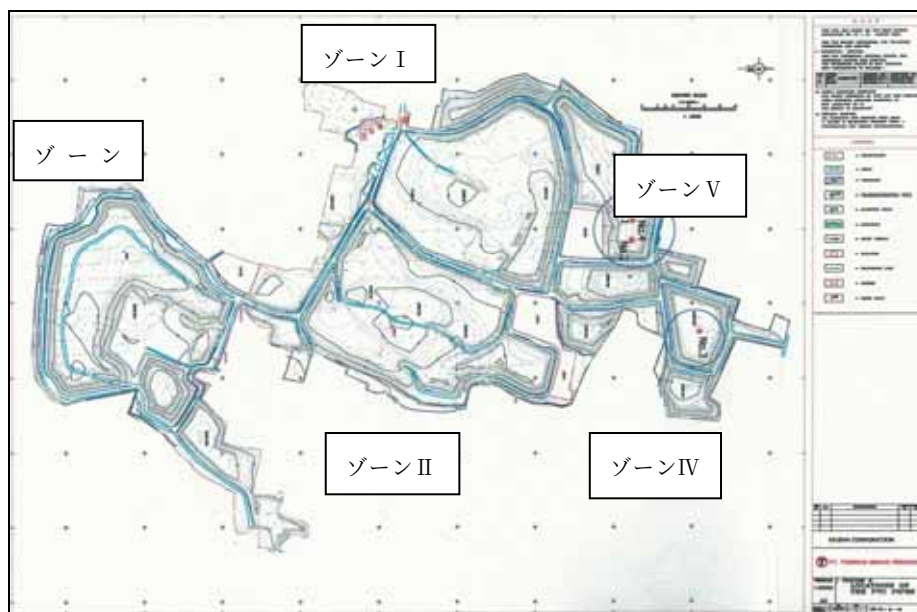


図 2-4 プロジェクトの対象領域

2.5 対象プロジェクトの意義・ニーズ

本バンタールグバン処分場では、有機質を大量に含む家庭ごみ等が嫌気状態で埋立処分され、埋立地から大量のメタンガス等の温室効果ガスが発生している。本プロジェクトを実施することによって、地球温暖化ガスの削減、安全な処分場閉鎖、処分場閉鎖の経済性の向上、再生可能エネルギーの有効利用、持続可能な発展などの寄与が挙げられる。

2.5.1 地球温暖化ガス削減

本プロジェクトでは、嫌気性埋立地から発生する温室効果ガスをガスエンジンの燃料として利用し、電気を発生させるシステムを導入する。そこで本プロジェクトの事業化による地球温暖化ガスの削減効果を検証する。イ国内におけるほとんどの処分場は嫌気性埋立構造をとっている。バンタールグバン処分場の運営管理における特徴は、ごみの飛散及び臭気防止のために、適宜ごみ層への覆土を起こっていることである。しかし、処分場の構造としては、嫌気性埋立処分場となっているため、長期的に処分場内部より多くのメタンガス（ CH_4 ）が発生する。この発生したメタンガスは約 8800kcal/kg のエネルギーを持っているため、回収してガスエンジン等で燃焼させ、発電することが可能である。このメタンガスは二酸化炭素に比べ、温室効果が約 21 倍（温暖化係数 21）もあるとされており、メタンを燃焼させることにより、大幅な温暖化ガス削減につながるとともに、ガスエンジンによる発電により化石燃料の削減にもつながり地球の温暖化防止に大きく貢献する。

2.5.2 環境に配慮した最終処分場閉鎖

イ国におけるほとんどの処分場は、発生ガスの大気拡散及び浸出水による周辺水環境の汚染が懸念されており、安全閉鎖における課題となっている。安全閉鎖の一手段としては、ガス抜き管、浸出水循環設備を設置し、埋立処分場を準好気性構造へ転換させることにより、メタンガス発生抑制、浸出水の水質改善を図ることが考えられる。しかし、本プロジェクトにおいては、処分場の構造は嫌気性のままで、危険性のあるメタンガスを再生可能エネルギーとして回収する。また、適正な LFG を効率よく回収するための覆土を行うことによって、雨水の排除、病虫害の発生抑制、悪臭の防止が可能となる。

本プロジェクトはバンタールグバン処分場の埋立終了区画を対象として事業化を見込んでおり、事業化するにあたり配慮する具体的事項として、以下の対策を講ずる。

- 埋立処分場ガス（LFG）の回収・燃焼（起爆性ガスの適正取り扱いならびに有毒ガスの適正処分）
- 最終覆土によるごみ層内部への雨水流入防止
- 最終覆土による病虫害（鼠・蠅等）の発生抑止
- 最終覆土による悪臭防止対策

2.5.3 最終処分場閉鎖に対する経済性

本プロジェクトの事業化により、ガス抜き管の設置、最適な最終覆土の施工が実施される。このため、CDM 事業終了後ガスエンジン並びに LFG 回収配管を撤去したとしてもガス抜き管及び覆土によって安全閉鎖費用の低減につながる。また、ガスエンジンをそのまま設置しておくことが可能となれば発電事業による生産電力が得られ、その生産電力を電力公社に売却することによる収益が見込まれる。このように、当該処分場の安全閉鎖に当たって、行政側が処分場の閉鎖工事に必要となっていた費用が低減される。

2.5.4 再生可能エネルギーの有効利用

イ国における埋立処分場は、そのほとんどが嫌気性構造であり、廃棄物の嫌気性発酵により大量のメタンガスが排出されている。メタンガスは空気中での引火性・起爆性があるため、取り扱う上で安全面には充分考慮すべきである一方、エネルギー源としての利用価値が高く、熱源あるいはガス発電に用いることができる。

現在、イ国における処分場では、発生ガス 100%が大気に放出・拡散されている。そこで処分場から発生するガスを回収し、ガスエンジンによって発電を行うことで再生可能エネルギーとして有効利用できる。

2.5.5 持続可能な開発（Sustainable Development）

「持続可能な開発（または発展）：Sustainable Development」は、1987 年国連の特別

委員会である「環境と開発に関する世界委員会(ブルントラント委員会)」の報告書"Our Common Future" の中で示された、地球環境問題への取り組みのキーワードである。「将来の世代が環境資源から得る利益を損なうことなく、現在の世代の社会的、経済的ニーズを満たすような、節度ある開発」と定義されている。環境と開発を相反するものではなく、互いに依存するものとしてとらえ、環境を保全してこそ、将来にわたって開発を実現できるとする考え方であり、先進国と途上国とがともに地球環境問題に取り組むための基本理念となっている。

本プロジェクトにおけるバイオガス発電(埋立処分場ガス回収によるメタンガス発電)事業も、LFG を再生可能エネルギーとして有効に用いることができ、持続的な開発に貢献する好例であり、その成果が期待されるものである。

第 3 章 ベースライン方法論

3.1 方法論の概要

ベースラインの方法論については、認定方法論 ACM0001:” Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities” をベースとして、発電による化石燃料消費抑制を考慮した統合化方法論を適用する。

ACM0001 は、電力代替によるグリッドからの電力需要削減分に相当する発電用化石燃料（プロジェクトサイトの供給電源の電源構成に準じる）から生じる CO₂ 発生量を排出削減量として考慮する方法論であり、最近認定されたものである。

3.2 方法論の正当性と適用条件

今回提案するプロジェクトの事業内容は以下のように定義される。

- ①閉鎖後埋立地から発生する埋立地ガスの回収
- ②回収した埋立地ガスを利用した発電
- ③過剰な埋立地ガスの燃焼

本プロジェクトでは、埋立地からのガス回収による発電と、それに伴う電力代替による、既存電源グリッドの温暖化ガスの放出量削減量をも考慮している。

ベースライン方法論 ACM0001 は、以下のような場合において、埋立地ガスの回収プロジェクトに適用される。

- ①回収されたガスを燃焼する場合、もしくは
- ②回収されたガスを発電に利用するが、他の電源による代替や利用回避による温暖化ガス放出量削減は要求しない場合、もしくは
- ③回収されたガスを発電に利用し、さらに他の電源による代替や利用回避による温暖化ガス放出量削減も要求する。

今回の提案プロジェクトは、3 番目の条件に適合しており、なおかつ発電される電気容量が 15MW 以下であることから、適用基準を満たしている。

3.3 ベースラインシナリオ

今回の提案プロジェクトにおけるベースライン方法論でのアプローチは EB16 報告書付録 1 「追加性の立証及び評価用ツール」の基づいて実施する。具体的な手順を以下に示す。

- 提案プロジェクトに対して起こり得る代替案の提示
- 投資分析：

炭素クレジットの収益を考慮しない IRR 計算によりプロジェクトの経済性を評価し、その結果をインドネシアにおける一般的な投資に対する期待収益率と比較する。その結果から、プロジェクトが経済的に魅力的でないことを立証す

る。

- 障害分析

廃棄物管理部門における現在及び将来にわたる規制について調査し、プロジェクト実施に対する障害を分析する。

- 一般的実施計画との比較分析

提案するプロジェクトの代替策として起こり得る事象としては、埋立地表面を覆土する、浅いガス抜き孔を設置して埋立地の早期安定化を図るという、通常の埋立地閉鎖手段等が考えられる。インドネシアにおいて通常実施される処分場閉鎖方法について分析する。

- CDM プロジェクトとして登録時のインパクト分析

提案するプロジェクトの社会的影響、経済的波及効果等に関する分析。

図 3-1 に今回のベースラインシナリオの検討フローを示す。

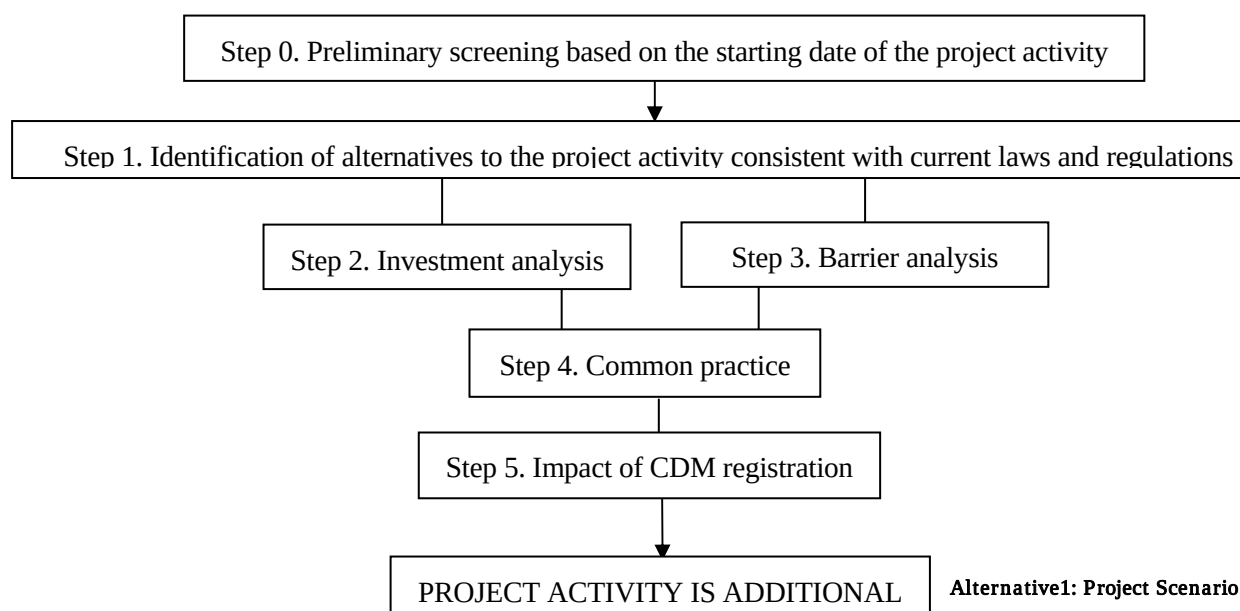


図 3-1 ベースラインシナリオ検討フロー

上記フロー図に基づいてベースラインシナリオの検討を実施する。

ステップ0 事前スクリーニング

プロジェクトをスタートする前に、登録前の炭素クレジットの要求の有無により、プロジェクト開始日に基づいたふるいわけを実施する。今回のプロジェクトでは事前の炭素クレジットを要求していないので、このステップは省略する。

ステップ1 代替案としての選択肢

埋立処分場の適正閉鎖の方策としては、埋立地を土で覆う、さらに井戸を設置して埋立地ガスを排出させるという通常の埋立地閉鎖手段の他、コンポスト化や焼却処理等が考えられる。

しかしながら、コンポスト化については、近隣国において一時的に導入が始まったばかりであり、まだ試験段階である。小規模なコンポスト設備では、廃棄物処理の代替的な手段となり得ないことから、現実的に導入は困難である。また、焼却処理については、スラバヤ市が 1991 年に処理能力 200 トン/日の設備を導入したが、処理費の高騰から 1998 年に操業を停止している。よって両者については、本検討における代替案としての選択肢から除いている。

このような現地状況とホスト国の持続的な開発を考慮し、処分場の適正閉鎖と廃棄物の有効活用を目的とした現実的な選択肢として以下に示す 3 つのシナリオを提案する。

選択肢 1:

閉鎖した埋立処分場を土で覆土後、ガス回収井戸を設置し、回収したガスを利用して電気を発電する。

選択肢 2:

閉鎖した埋立処分場を土で覆土後、ガス回収井戸を設置し、回収したガスは燃焼する。

選択肢 3:

閉鎖埋立処分場を土で覆土後、埋立処分場にガス抜き管を設置する。

現地の処分場運用状況の実態調査から以下の事実が明らかとなっている。

- ▶ インドネシアにおいては、稼動中及び閉鎖後の処分場からのガスの回収を義務付ける規制は存在しない。
- ▶ インドネシアには約 50 の埋立地があるが、埋立地ガスの回収は行われていない。
- ▶ インドネシアにおいては、処分場の適正閉鎖方法に関する規制やガイドラインも存在しない。このため、同種の殆どの処分場は覆土されていないが、バンタールゲバン処分場のゾーンⅣ、Ⅴのみが覆土され表面ガス抜き管が設置されていた。
- ▶ バンダールゲバン処分場の施設管理を担うジャカルタ市は、いまだ埋立地の閉鎖計画を立てておらず、今後も供用する考えである。

また、3 つの選択肢については、以下のような特徴がある。

- ▶ 選択肢 1 は、発電機やガス回収のための初期投資が必要となるが、売電による収益が見込める。
- ▶ 選択肢 2 は埋立地ガス回収が必須でないことや、実施のためコストがかかるにもかかわらずプロジェクトからの収益がない。
- ▶ 選択肢 3 は、インドネシアにおいては一般的な閉鎖方法とはいえないが、バンタールゲバン処分場では同閉鎖方法が採用されている。

ステップ2 投資分析と選択

IRR は、炭素クレジットを考慮せずに、提案プロジェクト活動（選択肢 1）について評価する。提案プロジェクトの費用には、初期投資費用、操業及び維持費用、そして提案プロジェクト活動拡充のための多岐にわたる費用が含まれる。提案プロジェクトから回収される唯一の収益は電力販売によるものである。

インドネシアには、「小規模再生可能エネルギープログラム」という再生エネルギー奨励プログラムが存在する。しかしこの制度は発電容量 1 MW 以下の小規模発電が対象のため、今回の提案プロジェクトには適用されない。ただし、現在インドネシア環境省でこの制度の適用範囲を 10 MW まで拡大する検討が進められており、プロジェクトが実施される段階では適用される可能性もある。

バンタールゲバン埋立地はほぼ満杯で、間もなく閉鎖される予定であったが、ジャカルタ市周辺に適当な代替処分場が確保できないことから、当面現在の処分場を継続して使用する予定である。今後の供用ゾーンはゾーン I、II、III の 3 箇所であり、ゾーン IV、V は原則閉鎖する予定である。したがって今回の計算ではゾーン IV、V のみを対象として予測する。各ゾーンに投棄された廃棄物量については、ジャカルタ市による埋立廃棄物投棄量の公式データを使用する。埋立地のガス排出量は、First Order Decay Model (The IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories Volume 3: Reference Manual (1996), Section 4) によって計算する。First Order Decay Model で扱われているパラメータの埋立地ガス中のメタン濃度及びガス回収率は、現地調査結果より推定する。

この他、社会的状況（インフレ率）、財政的状況（金利）及び上記のような現地状況を考慮した上で、IRR 計算に使用する条件を以下のように設定した。

- ▶ 年間投棄量総量：回帰分析による。
- ▶ First Order Decay Model におけるパラメータ：
:腐敗係数: K 値：0.120/年，初期有機体炭素総量(TOC)：80kg/ton
- ▶ メタン濃度：50%.
- ▶ 回収率：30%（年度毎に変動）

CER なしの場合のプロジェクト IRR 試算結果は負値（-12%）となった。即ち、選択肢 1 の提案プロジェクトは選択肢の中で唯一売電による収益があるにも係わらず、投資を回収できない魅力のないものであり、追加性のあるプロジェクトといえる。収益性に関する詳細は第 9 章に記す。

ステップ 3: 障害分析

今回提案しているすべての選択肢について、これを禁止または規制する法律及びガイドラインはインドネシア国内には存在しない。

しかし、選択肢 2 で採用した埋立地ガスを燃焼させるだけのシステムは、エネルギーの有効利用に貢献しないことから、環境側面の持続可能な開発の観点からは不適切なシナリオとなる。

ステップ 4: 一般的実施計画に対する比較

本 PDD 作成時には、インドネシアには LFG 回収を実施している埋立処分場は存在せず、契約によって LFG 回収が必要とされる処分場も稼働していなかった。

また、過去にバンダールゲバン処分場で埋立地ガスを回収し発電する計画をカナダと中国の企業が提案し、実際現地で調査を行っているが、上記の経済的理由からその後全く実行されていない。

さらに、インドネシア政府においても処分場での LFG 回収を規制するような検討や処分場の適正閉鎖に関する議論は行われていなかった。インドネシアにおけるこのような状況を考えると、提案プロジェクト開始前に規則や契約によって LFG 回収が要請される可能性は極めて低く、民間企業がガス回収による事業を開始する可能性もきわめて低いと言える。

前述のとおり、インドネシアにおける処分場の閉鎖方法は一般的に粘性土で覆土するだけのものであり、特別な処理は全く実施していない。また安全閉鎖を規定するガイドラインや法的規制もない。従って、現状が維持されると仮定した場合に、閉鎖に際してバンタールゲバン処分場がとり得る一般的な代替案は、選択肢 3 であり、これがこのプロジェクトにおけるベースラインと考えられる。

ステップ 5: CDM 登録によるインパクト分析

インドネシアにはバンダールゲバン処分場のような屋外投棄式の処分場が多数あり、こうした処分場で発生している埋立地ガスを回収有効利用することは、処分場の適正閉鎖と地球温暖化を含む地域環境の改善に大きく寄与する。

また、本プロジェクトは特殊な技術や人材を必要とせず、既存の技術、現地の人材で実施可能である。このため、この種のプロジェクトが CDM プロジェクトとして登録されれば、地域における社会的（雇用の促進）、技術的（ガス回収発電技術の普及）、環境的（処分場安全閉鎖と環境改善技術の普及）観点から持続可能な開発への貢献度が非常に高い。即ち、全国に普及する非常に波及効果の高いプロジェクトとなる可能性が非常に高いと考えられる。

以上の分析結果より、選択肢 1 は他の選択肢と比較して最も合理的であるが、経済的に魅力ある計画ではなくこの意味で追加性のある選択肢である。選択肢 2 は経

済的に魅力がないだけでなく、社会的環境的な面で持続可能な開発につながらない非合理的な選択肢である。従って今回のプロジェクトでは、プロジェクトシナリオとして選択肢 1 を、ベースラインシナリオとして選択肢 3 を定義した。

3.4 本プロジェクトでの具体的排出量の推定方法

提案プロジェクトは、処分場から発生するメタンガスの燃焼及びメタンガス燃焼による発電をベースとしている。発電の際の処分場ガスの燃焼により二酸化炭素が発生するが、二酸化炭素は処分場ガスの主成分であるメタンに比べ温暖化係数が 1/21 と低いため、結果的に有効な温室ガス放出削減へとつながるものである。

ある年 'y' のプロジェクト活動によって達成される温室ガス放出削減量(ER_y)は、その年に実際に分解され燃焼されたメタン量($MD_{project_y}$)と、プロジェクト活動不在の場合の年間メタン分解・燃焼量(MD_{reg_y})との差分にメタンの温暖化係数(GWP_{CH_4})をかけた値となる。さらに発電の場合は、置換される電力量に相当する CO_2 放出量(EG_y)も温室効果ガス削減量として加算される。この場合、年単位での置換電力の電源構成による CO_2 放出度($CE_{Electricity_y}$)を考慮する必要がある。

$$ER_y = (MD_{project_y} - MD_{reg_y}) \times GWP_{CH_4} + EG_y \times CE_{Electricity_y}.$$

ER_y は CO_2 換算量として測定される。一方、 $MD_{project_y}$ や MD_{reg_y} はメタンガス量として測定される。承認されたメタンの温暖化係数の評価値(GWP_{CH_4})は、21 tCO_2e/tCH_4 である。 EG_y はメガワット時(MWh)で測定され、電源構成による CO_2 放出度、 $CE_{Electricity_y}$ は、メガワット時毎の換算量(tCO_2e/MWh)から計算される。

MD_{reg_y} を測定する際、EAF を利用して、規制条件及び契約条件として課されているガス回収システムの効率性や、プロジェクト開始時における類似状況を考慮する必要があるとされている。AM0003 は EAF として 20%という初期値を設定しているが、本 PDD 作成時には、規制や契約等による制約が不可される状況はなく、EAF を考慮する必要性は存在しないことから EAF はゼロと設定した。

$$MD_{reg_y} = MD_{project_y} \times EAF = 0, \text{ この時 } EAF = 0 (\%) \text{ とする。}$$

一般的には、新たな約束期間毎に EAF を見直すのが妥当である。しかしながら提案プロジェクトは 10 年間の稼働を予定しており、約束期間変更後のプロジェクトの更新はないため原則的には見直しの必要性は生じないが、約束期間変更後のクレジットについては、EAF を見直す必要がないことを示す必要がある。

排出削減量の事前予測は、IPCC ガイドラインで規定されている First Order Decay Model を適用し、経時的な処分場のからの GHG 発生量を推定することで求められる。排出削減量は、一旦プロジェクト活動が開始すると、実際に収集され分解されるメタン品質と量を測定することで後に決定されるもので、これらの推定値はあくまで参考値である。

1 年間にプロジェクト活動により分解されるメタン量(MDproject_y)は、実際に燃焼されるメタン量と発電に使用されるメタン量の観察結果から算定される。

$$MDproject_y = MDflared_y + MDelectricity_y,$$

$$MDflared_y = LFGflared_y \times F_CH4_y \times FE \times D_CH4,$$

ここに、LFGflared_yは年間に燃焼される処分場ガスの量、F_CH4_y は年間を通して継続的に測定されるガス中のメタンの比率、FE は燃焼効率（分解されたメタンの比率）、D_CH4 はメタンの比重 (tCH₄/ m³CH₄)を指す。

$$MDelectricity_y = EG_y \times HR / EC_CH4.$$

発電によって分解されるメタン量(MDelectricity_y)はモニタリングされた電力発生量(EG_y)により確認される。年間 EG_y は MWh×HR（時間）によって算定され、メタンエネルギー含量 EC_CH4 は GJ/tCH₄ によって測定される。

提案プロジェクトは非常に小規模であり “Build Margin”の適用が難しいと考えられる。このため、グリッド電力使用量の置換分のみを電力代替による排出量削減分として計上する。

既存グリッド電源の燃料別発電量構成（表 3-1 参照）、及び燃料別の 1KWh あたり平均二酸化炭素排出量データ（表 3-2 参照）から、グリッド電源 1KWh あたりの二酸化炭素排出量の加重平均を算定する。

表 3-1 2000 年の PLN の燃料別電源構成

Crude oil	Coal	Natural gas	Hydro	Others	Total(GWh)
14.0	34.5	5.8	10.9	34.8	83,5004

表 3-2 日本の燃料別平均 CO₂ 排出係数 (kg CO₂e/KWh)

(Data Source: Central Research Institute of Electric Power Industry of Japan)

Crude oil	Coal	Natural gas	Hydro	Others
0.742	0.975	0.608	0.011	0.020(estimated)

表 3-1 及び表 3-2 から加重平均を計算すると、グリッド電源 1KWh あたりの平均的な二酸化炭素排出量は、0.484 kg CO₂e/kWh.となる。

First Order Decay Model によるガス発生量予測に基づけば、本プロジェクトを実施した場合の 2008 年～2017 年のプロジェクト期間中における二酸化炭素換算排出量は約 180 万 tCO₂e となり、ベースラインにおける排出量約 299 万 tCO₂e に比べ約 119 万 tCO₂e 分が削減されたことになる。

詳細な算出経過とデータは第 4 章にまとめる。

3.5 プロジェクト境界の定義

提案プロジェクトのフロー及びシステム境界を図 3-2 に示す。フロー図は処分場ガス回収システム及び発電設備に関する具体的構成要素から成り立っている。

提案プロジェクトは閉鎖後の処分場において実施され、同プロジェクトがオフサイトでの温暖化ガス排出を助長することのないクローズドシステムとなっている。従って、本提案プロジェクトにおいてリーケージを考慮する必要性はないと考えられる。

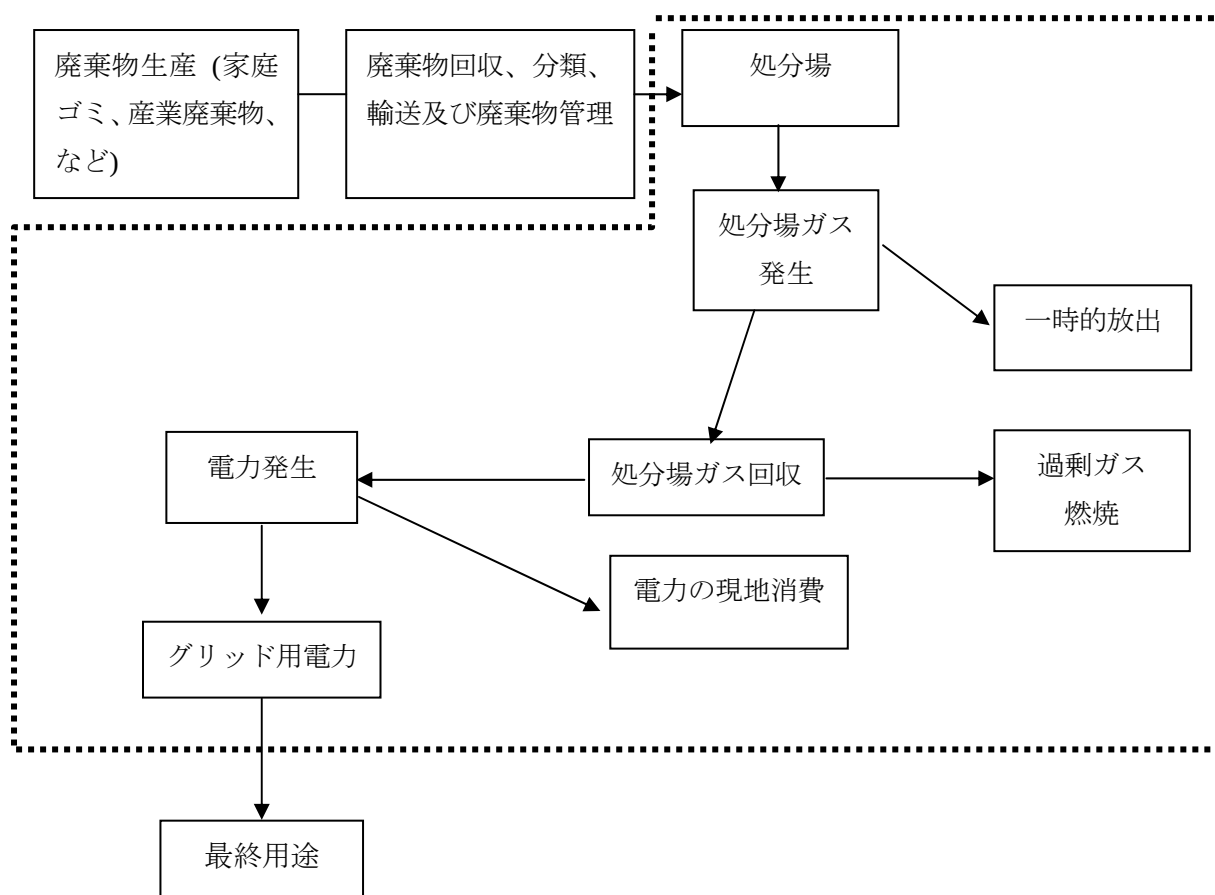


図 3-2 システム境界のフローチャート

表 3-3 は提案プロジェクトのシステム及びプロジェクト境界についての要約を表している。

表 3-3 システム及びプロジェクト境界についての要約

行動		排出源	ガス	備考
基本計画	直接計測 (現地)	処分場ガス	CH ₄	考慮
			CO ₂	Carbon neutral
	直接計測 (オフサイト)	グリッドパワー用燃料燃 焼	CO ₂	考慮
			N ₂ O	考慮せず
プロジェクト	直接計測 (現地)	処分場ガス	CH ₄	考慮
			CO ₂	Carbon neutral
		電力用 LFG 燃焼	CO ₂	Carbon neutral
		開始時バッテリー使用	CO ₂	極少 (無視)
		プロジェクト稼働	CO ₂	電力代替考慮 Carbon neutral

3.6 プロジェクトの追加性

インドネシアにはバンタールグバン処分場と同種の埋立処分場が多数存在しており、それらの殆どが開放型の嫌気性構造の埋立処分場である。また、ゴミ焼却施設は過去にスラバヤ州で 1 件導入実績があるものの今は全く稼働しておらず、現在計画もない。

よってこれらの埋立処分場から排出されているバイオガスは回収されておらず、全て大気中に放出されている。

また、本プロジェクトシナリオによる収益性は非常に低く、炭素クレジット (CER) なしには事業として成立しない。

以上のことから、現在の状況が続く限り CDM プロジェクトなしに、メタンガスを多量に含むバイオガスを回収するような対策がインドネシア政府によって実施されることは考えにくい。さらに、同国は経済発展途上にあり、他に優先すべき重要公共プロジェクトが多数存在すると考えられる。

よって、本プロジェクトには十分な追加性が認められると考えられる。

採用した方法論は、電力発生能力が 15MW 以下という条件の下で、プロジェクト提案者が小規模電力制度を利用することを可能にしている。提案プロジェクトは 15MW より少量の電力を発生させるものであるため、以下の方法論が適用できる。

第4章 プロジェクトの効果

4.1 温室効果ガス排出削減効果調査の方針

4.1.1 現地調査

(1) 調査方法

最終処分場ガスの発生量の推定は多くの不確実な要因を抱えるために非常に難しい。特に基本的な情報である全有機系炭素量 TOC や分解速度に関連する k 値等の正確な分析を経なければ、事業の採算性を判断することは難しい。そこで事業対象に設定したバンダールグバン最終処分場において実際に産出井戸を掘削し、上記データやメタンガス回収に関連する情報を多角的に収集することとした。

処分場の現況地形及びゴミの埋立量を把握するため、現地における測量調査を実施し、スケール 1:2000 の実測地形図を作成した（図 4-1 参照）。

次に処分場で実際に産出井戸を掘削し、測定した各種データだけで k 値を導出できるわけではない。 k 値を導出するにはいつ、どこに、どのような廃棄物が、どれだけ搬入されたかというデータが必要で、これは将来のメタンガス発生量を求める際にも必要となってくる。当然、どのような廃棄物をどこにといった情報は存在しないので、投棄される廃棄物の質は均質と仮定することになるが、その場合にでも年度毎の処分量データは必須となる。そこで、廃棄物処理ならびに処分場の運営を担っているジャカルタ市清掃局への処分容量に関する情報開示請求も同時に実施することとした。

(2) サイト観測結果

ここでは、処分場及び周辺の実地観測調査に基づき、現況の定性的な分析を行う。

図 4-1 は埋立てが終了している Zone V の表面を、図 4-2 は埋立て進行中の区画の表面を撮影したものである。表面付近は廃棄物と覆土が混合された状態であり、表面に露出している廃棄物はビニール類が多い。図 4-3 は埋め立てが終了して数ヶ月経過した Zone IV であるが、表面が植生で覆われていた。図 4-4 に示される様に一部では、表面の枯れた草が自然発火している状況が見られた。

図 4-5～6 は表面覆土(現場発生土)を撮影したものである。現場発生土は砂礫分を含んだシルト質土であり、土自体の保水能力は高く、湿潤状態では透水係数、透気係数共にやや低めと予測される。

図 4-9～10 は埋め立て部の側面を撮影したものであるが、法尻の部分から廃棄物層内の保有水が浸出水として漏洩していることが分かる。本処分場には底面に遮水シート敷設され、その下側には人工粘土層が構築されているか、自然地盤の粘土層が堆積した状態となっている。このため、廃棄物層内には降雨により供給された水が内部貯留水として大量に

存在していると予測される。この内部貯留水の処理を目的として浸出水処理施設が全 Zone で 4 箇所設けられており(図 4-7～8)、曝気処理後に河川へ放流されている。しかしながら、各 Zone の法尻部から浸出水が漏洩している様子が観察された(図 4-9～10)。浸出水は黒色で、臭気を発していた。この原因としては、処理能力の不足や配管設計の不備、地形の影響等が考えられる。



図 4-1 処分場全景(埋立終了部)



図 4-2 処分場全景(埋立進行部)



図 4-3 処分場表面の植生



図 4-4 植生の自然発火



図 4-5 最終覆土



図 4-6 最終覆土(湿潤状態)



図 4-7 浸出水処理施設



図 4-8 曝気槽



図 4-9 Zone 法尻部



図 4-10 法尻からの浸出水

(3) 現況地形調査結果

現地における測量調査を実施し、スケール 1:2000 の実測地形図(図 4-11)を作成した。

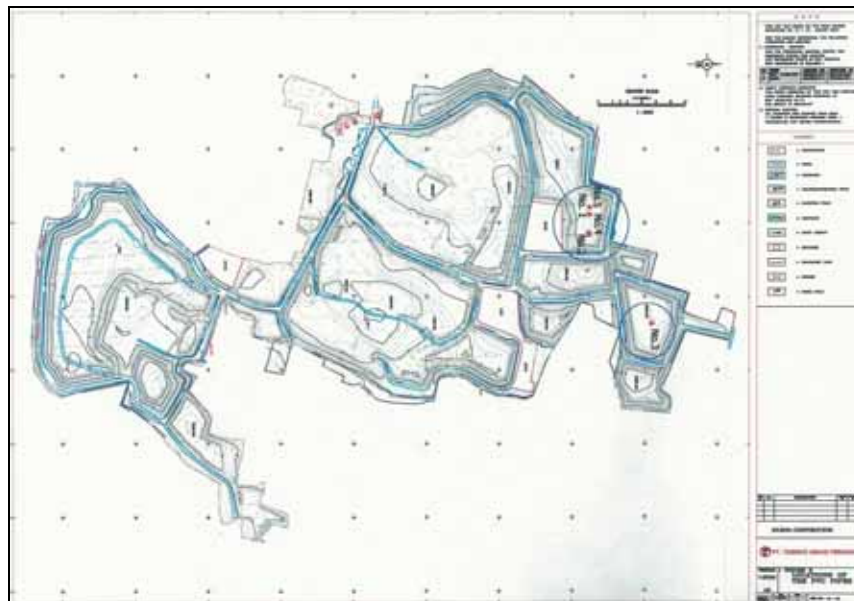


図 4-11 現地測量による地形図

(4) 観測用産出井戸の設置

事業対象であるバンダールグバン処分場に観測用ガス産出井戸を 5 本設置することとした。コストの観点から井戸の大きさは $\phi 100\text{mm}$ (内径 $\phi 75\text{mm}$)、掘削深さは 14m とした。産出井戸には不織布を巻いた有孔率 10% の軟質塩ビ管を埋め込み、ボーリング位置を図 4-12 に、掘削模様を写真 4-13～15 に示す。

ボーリングとそれに伴う試料採取は Zone V の No.2 井戸より開始し、No.4→1→5 と進み、Zone IV の No.3 で終了した。

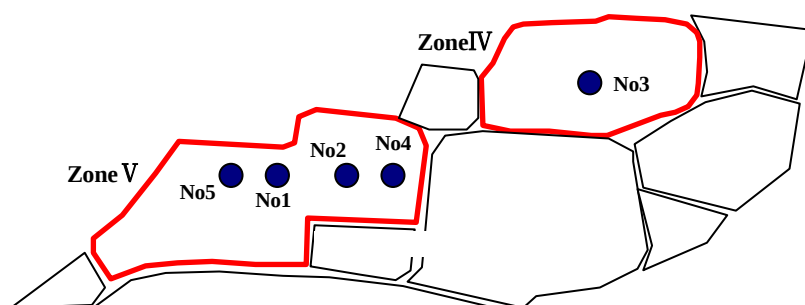


図 4-12 ボーリング位置



図 4-13 産出井戸 5 の掘削模様



図 4-14 不織布を巻いた有孔塩ビ管



図 4-15 完成した産出井戸 5

下表に各ボーリング箇所の標高 (表 4-1) 及び観測井戸仕様(表 4-2)を示す。

表 4-1 観測井戸の位置及び地盤高さ

Table 1 Coordinates and Ground Elevation of the PVC Pipes				
Hole No.	Coordinates		Ground Elevation (EL+m)	Location
	X	Y		
No.1	254977.443	798648.012	58.128	Zone V
No.2	255032.580	798646.011	57.211	Zone V
No.3	255274.271	798818.882	58.036	Zone IVC
No.4	255027.108	798645.934	57.341	Zone V
No.5	254957.556	798648.012	58.941	Zone V

表 4-2 観測井戸仕様

Table 2 Summary of the Works					
Hole No.	Drilling Depth	PVC Depth from the Ground	Waste Samples (nos)	Date of Drilling Work	Date of PVC Installation
No.1	14.0	14.0	14	12 - 15 Sept'04	16 Sept'04
No.2	14.0	14.0	14	16 - 18 Sept'04	19 Sept'04
No.3	14.0	14.0	14	21 - 22 Sept'04	23 Sept'04
No.4	14.0	14.0	14	2 - 7 Sept'04	8 Sept'04
No.5	14.8	14.0	10	8-10 Sept'04	11 Sept'04

(5) ボーリングによるごみ試料の採取

観測井設置のため ZoneIV、Vにおいて実施したボーリングにより廃棄物層内部のごみ試料を採取した。廃棄物層内は地下水位が高く、試料は高含水状態であった(図 4-18)。また、ZoneV の No.2 をボーリングした際には、G.L.-7m 付近で図 4-19, 20 に示す様に内部貯留水がガスと共に噴出し始めた。この際、ボーリング孔のごく近傍で GEM2000(Geotechnical Instruments 社:England、図 4-21)によりメタン濃度を測定したところ約 55%となっており、廃棄物層内では微生物による廃棄物の嫌気分解反応が活発に行われている。また、ボーリング孔からの排出ガスの温度は 47°C程度となっており、廃棄物中の有機物の分解は主に高温域メタン発酵領域*において進んでいる。

ボーリングコアは図 4-22~24 に示す様にビットから取り出した後、礫、木塊、ポリ容器など試料に対してサイズが大きく、TOC 分析の試料には用いられないと思われるものを除去し、密封容器に採取した。

コア採取後の各ボーリング孔には図 4-25 に示す有孔管を立てこみ、井戸仕様とした。この際、ガス測定の利便性を考慮し、井戸孔口が G.L.+1.5m となる様に管長を調節した(図 4-26)。

※メタン発酵は反応が生じる温度によって中温域メタン発酵(40°C前後)と高温域メタン発酵(50~55°C)に分けられる。高温域メタン発酵は分解の菌種が中温域に比べて少ないため、反応が活性化する条件が厳しいが反応速度が中温域に比べ、2 倍ほど早いことが知られている。しかし、温度が高温(50~55°C)域外の領域となると反応速度が極端に低下してしまうため、中温域に比べ、人為的な制御が難しいと言われている。



図4-16 ボーリング作業



図 4-17 ロッドに絡まるビニール類



図 4-18 ボーリング孔周辺



図4-19 ボーリング孔近影(G.L.-7m付近)



図 4-20 ボーリング孔からの貯留水の噴出し



図 4-21 GEM2000



図 4-22 ボーリング試料の採取



図 4-23 ボーリング試料の観察



図 4-24 試料のパッキング



図 4-25 ガス観測井



図4-26 ガス観測井



図 4-27 HFA

(6) 温度分布・ガス組成・ガス発生量の測定結果

① 計測機器

排出ガスの測定は、ガス組成を測定する GEM2000(図 4-21)とガス流速を測定する HFA(Hontzsch 社:Germany、図 4-27)をそれぞれ用いた。

GEM2000 は処分場の排出ガスを測定するために開発されたもので、標準装備でメタン、二酸化炭素、その他のトータル成分が測定可能である。今回の測定ではさらにアタッチメントを追加し、硫化水素濃度の測定も可能となっている。

HFA は工業用ベーン式流量計で熱溶解したガラスや塗料などの流量の測定に用いられているものである。センサー部には熱電対も内蔵しているため、流速と同時に流体の温度を測定することが可能である。

ガス分析はボーリングによって設置した各ガス観測井(図 4-26)で行っている。2004 年 9 月 4 日にボーリングを開始し、No.2 を設置してから、流速の測定方法については試行錯誤を重ね、11 月 4 日より現行のセンサーのラインナップによる安定したデータの測定が可能となった。以下、流速のデータについては 11 月 4 日以降に測定されたものを用いて排出ガスの性状について検討する。また、以後、各観測井は BH-とボーリング番号を用いた名称で表すこととする。

② ガス組成

掘削した 5 本の産出井戸において 10 月 19 日に測定した吐出口近傍の温度と気温、処分場ガスの組成、吐出口近傍でのガス速度を測定した結果を表 4-3 に示す。

BH-3 以外(BH-1、2、4、5:Zone V)はメタン 54-56%、二酸化炭素 35-40%付近の値で安定している。また、合計が 100%にならないのは水蒸気の影響であると考えられる。N₂ と O₂ がほとんど検出されなかったことから大気から処分場内部への空気の浸入は無視できる状態である。(酸素濃度が 1%未満程度見られるが、これは測定の際観測孔から流入した空気によるものであると考えられる)。H₂S は 70~80ppm、CO は 150~300ppm で問題ないレベルであった。

BH-3 については、酸素が 12-13%程度含まれていることから、井戸パイプ内に空気が多量に混入している可能性が高い。

外気温は 31-36℃、産出井戸の内部温度分布は概ね約 39-45℃であった。

表 4-3 ガス流量及びガス成分計測結果

INDONESIA BATAR GEBANG LANDFILL SITE LFG GAS SURVEY											
Date	Bore hole	Time	Airline Temp (°C)	Well Temp (°C)	Bore Press (m b)	Well Press (m b)	CH ₄ (%)	CO ₂ (%)	O ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	Remarks
19/10/04	02	09:45	31	42	1003	-033,74	55,9	40,3	00,3		
	02	10:30	32	39	1002	-035,61	55,3	40,8	00,3		
	04	09:50	32	45	1003	-033,74	55,9	40,5	00,1		
	04	10:25	32	45	1003	-036,28	55,4	40,6	00,2		
	01	10:00	32	43	1003	-038,51	54,9	41,1	00,3		
	01	10:20	32	44	1003	-038,28	54,1	41,0	00,2		
	05	10:05	31	44	1003	-039,72	55,6	40,8	00,3		
	05	10:15	35	43	1002	-034,81	55,0	35,1	05,9		
	03	10:50	35	39	1002	-034,16	09,1	09,8	13,5		
	03	11:05	36	39	1002	-036,54	10,6	12,1	11,9		

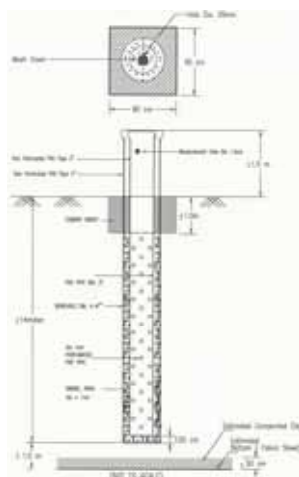


図 4-28 ガス測定用ボーリング標準断面

③ ガス排出速度

表 4-4 に 2004 年 10 月～11 月にかけて測定した各井戸の排出ガスの流速を示す。データ数が少なく、かつ、バラつきが大きいので、各井戸の代表値を決定するには至っていない。5 日間のデータから読み取った定性的な傾向は以下のとおりである。

- ・ BH-2 については初期値が大きく、現在は減少傾向(1.4→0.3m/s)にある。
- ・ BH-4 については増加傾向(0.4→0.7m/s)にある。
- ・ BH-1、5 については変化が少ない(0.3～0.45m/s)。
- ・ BH-3 についてはガス排出量が少ない。

表 4-4 ガス排出速度計測結果

測定日	測定場所	測定時間	気温(°C)	産出ガス出口温度(°C)	ガス速度(m/s)
2004/10/30	BH-2	9:30	33	45	1.45
	BH-4	9:40	33	40	0.47
	BH-1	9:50	33	43	0.48
	BH-5	10:00	33	43	0.49
2004/11/2	BH-2	9:20	32	46	1.28
	BH-4	9:25	32	42	0.39
	BH-1	9:35	33	42	0.51
	BH-5	9:45	38	42	0.42
	BH-3	10:20	33	40	0.46
2004/11/27	BH-2	9:30			9.05
	BH-4	9:45			0.42
	BH-1	10:00			1.60
	BH-5	10:15			0.13
	BH-3	10:30			0.00
2004/1/26	BH-2	11:30			0.38
	BH-4	11:20			0.75
	BH-1	11:40			0.45
	BH-5	11:50			0.47
	BH-3	10:30			0.00
2004/1/27	BH-2	11:30			0.31
	BH-4	11:20			0.71
	BH-5	11:50			0.34
	BH-3	10:30			0.04

(7) 廃棄物層の化学的特性

処分場に埋め立てられた廃棄物からメタンが生成、排出される根本的な要因は廃棄物中に地盤内微生物の分解作用を受ける有機物が含まれているためである。日本国内では不燃物以外の廃棄物は減容化のため焼却処理されることが多く、処分場に持ち込まれる段階で TOC(Total Organic Carbon:総有機炭素量)は非常に少なくなっているが、東南アジアでは紙類、木片に加え、厨芥類を埋め立て処理するため廃棄物中の TOC が日本に比べて格段に多い。そこで、廃棄物のメタン排出ポテンシャルを評価し、処分場からのメタン排出量やその将来予測を行うために、観測井削孔時に採取したボーリング試料について TOC 分析を実施した(図 4-17 参照)。

なお、分析は廃棄物試料を日本国内へ持ち込むために手続き等が煩雑であること、また、日本国内における分析では分析コストが高くつくことから ALS Technichem のマレーシア支社に依頼している。

1) 試料採取

今回実施した 5 箇所のボーリングにおいて、掘削時に投棄された廃棄物の現在の状態を調査する(図 4-29 参照)。本調査の主目的は処分場ガスの潜在的発生可能量のパラメータである全有機系炭素量 TOC を把握することである。

サンプリング個所は各ボーリングにおいて深さ 5m、10m、15m、20m の 4 箇所と

し、合計 20 の試料について分析を実施して特性の把握を行った。分析項目は水分、灰分、揮発分に加えて全有機系炭素量 TOC と全無機系炭素量 TIC の 5 項目とした。

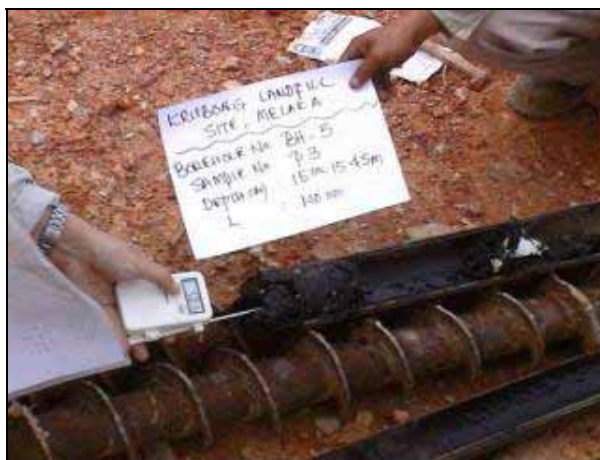


図 4-29 資料採取模様

2) 分析方法

ボーリングの際に採取した試料は廃棄物のみでなく、覆土起因のシルト質土、礫分等が含まれている。また、比較的大きな木の根、プラスチックボトルなど地盤中の微生物によって分解されないものを多く含んでいるため、それらを予め取り除いてから Solid TOC Analyzer を用いて分析を実施した。

委託先である ALS Technichem での分析に直接立会い、分析担当者に直接、指示した(図 4-30)。分析の際、試料に対して 2 段階の手選別、含水比測定、篩い分けを行い、土粒子、樹脂類を取り除した TOC/TC 分析用試料(固体)を作成した(図 4-31)。試料作成では、粒子径が大きいものについて目視による手分別を行い、粒子径が小さいものについてはふるいを用いた分別を行った。



図 4-30 分析試料の選別



図 4-31 Solid TOC/TC 用試料

3) 分析結果

分析結果を表 4-5 に示す。TOC の単位は ppm(mg/kg)で、分母は一般には試料全体であるが、分析を委託したマレーシア国の ALS Technichem (ALS: 分析会社) では乾燥

重量あたりの%で報告している。

処分場のごみ（廃棄物）層内では有機物の分解が起き、そこでは主に炭素は CO₂ とメタンに、水素は水とメタンになる。ここで水の供給が必要となるが、バンタールゲバン処分場ではトップカバーがないため、水は十分に供給されている。有機物の分解が起きるとガス化したものは大気へ、発生した水分は一部はガスとして大気、残りは浸出水として地下に流出する。その結果、処分場では沈下が起きる。

ボーリングによって採取したサンプルは上記の分解反応が起きている過程のものである。

表 4-5 サンプル分析結果

深さ方向	TOC (%)	TOC
1-3m	1.50%	15kg/ton
4-6m	1.39%	14kg/ton
7-9m	1.10%	11kg/ton
10-12m	2.55%	26kg/ton

まず、廃棄物層全体のメタンガス発生ポテンシャルとしての全有機系炭素量 TOC について考察する。

各試料の分析結果から廃棄物中の TOC は 1～3%(重量パーセント)となることが分かった。この量から現在、処分場 CDM 事業においてメタンの排出量を予測するために用いられる方法(IPCC が採用する方法)を用いてメタンの排出量を算出するとメタンの排出量は非常に小さくなる。しかし、実際には ZoneIV の BH-3 を除いた各井戸から活発なメタンの排出が確認されており、算定結果と測定結果の不整合については算定方法、測定方法の両面から検討を進めていく必要がある。

現地での調査項目をまとめて以下に示す。

■ サイト調査

- 概況調査、埋立地調査、周辺環境調査
- 測量調査（図 4-11 参照）
- ボーリング調査：5 本（表 4-1,4-2、図 4-12～4-15 参照）
⇒測量調査・ボーリング調査についてはインドネシアの業者に委託
- ガス成分分析、産出量解析を実施：メタンガス 55%程度（表 4-3 参照）
- ごみサンプル調査（表-4.4 参照）
- 総炭素量（TOC）の測定実施
⇒マレーシアの会社に委託

(8) TOC の再考

1) パラメーターの見直し

インドネシア・バンタルグバン処分場から採取されたボーリングサンプルについて TOC 測定を実施したところ、以下表 4-6～8 の様な結果が得られた。

表 4-6 サンプル分析結果 **BH-1 採取試料**

深さ方向	TOC (%)	TOC(重量)
1-3m	1.50%	15kg/ton
4-6m	1.39%	14kg/ton
7-9m	1.10%	11kg/ton
10-12m	2.55%	26kg/ton

表 4-7 サンプル分析結果 **BH-2 採取試料**

<u>深さ方向</u>	<u>TOC (%)</u>	<u>TOC(重量)</u>
<u>1-3m</u>	<u>1.33%</u>	<u>13kg/ton</u>
<u>4-6m</u>	<u>0.98%</u>	<u>10kg/ton</u>
<u>7-9m</u>	<u>2.42%</u>	<u>24kg/ton</u>
<u>10-12m</u>	<u>2.00%</u>	<u>20kg/ton</u>

表 4-8 サンプル分析結果 **BH-3 採取試料**

<u>深さ方向</u>	<u>TOC (%)</u>	<u>TOC(重量)</u>
<u>1-3m</u>	<u>1.18%</u>	<u>12kg/ton</u>
<u>4-6m</u>	<u>1.55%</u>	<u>16kg/ton</u>
<u>7-9m</u>	<u>1.22%</u>	<u>12kg/ton</u>
<u>10-12m</u>	<u>1.11%</u>	<u>11kg/ton</u>

表中より、地盤中廃棄物の TOC は 1～2.5%となっていることが分かる。IPCC 採用のメタン排出量算定式を式(1)～(2)に示すが、上記の TOC を代入し、算定を行った場合、現場で実測されたガス排出量よりも著しく小さくなる傾向が見られた。式(1)～(2)における各種パラメーターにおいて大きな誤差と成り得るのは、分解定数: k と有機炭素量[kg/t] : C_0 であると考えられる。分解定数については、高温多雨な東南アジアの条件を考慮し、通常、用いられる値の最大値である 0.15 を用いている。本式は元々ドイツ(気温が低く、雨の少ない)の処分場を想定したものであることから、分解係数を現在の設定よりも小さくすることは現実的ではなく、現在の設定に修正を施す場合には、有機炭素量(TOC)を見直すべきであると思われる。

$$G_e = 1.868 \times C_0 \times (0.014 \times d + 0.28) \cdots (1)$$

G_e : ガス生成ポテンシャル C_0 : ごみ層（廃棄物中）の有機炭素量[kg/t] d : 温度[°C]

$$G_t = G_e \times (1 - e^{-k \cdot t}) \cdots (2)$$

G_t : 時刻 t までに生成した処分場ガス量[m³/t]

k : 半減期から導出する分解定数（通常、0.05～0.15 の範囲）

t : 時間[年]

2) TOC の再検討

分析により求めた TOC(前述の表)の内訳は、①土、樹脂、木、繊維(布、紙等)を取り除いた乾燥試料に対して実施した TOC の測定結果※と②①の際に取り除いたものを超音波洗浄し得られた抽出液の蒸発残渣に対して実施した TOC の測定結果の和である。採取試料については、①と②の和を取るによりほぼもれなく、TOC を測定することが可能であると思われるが、より正確な TOC の評価には試料の採取時に損失される TOC 成分を定量的に把握する必要がある。

※ ①の作業において、土は有機物ではなく、樹脂(ビニール類、プラスチック類)は有機物であるが、生分解性はほとんどないため、除去している。また、木や繊維については、ボーリングの際に埋め立て前の形状を保持した状態で掘り出されることから、地盤環境中では分解が非常に遅い速度で進む(CDM 事業の実施期間である 10 年では顕著な分解は見られない)と判断し、除去することとした。しかし、ここで、木、布、紙等をまったく同様に扱い除去することの正当性については検討の余地があり、今後は各成分の分解速度や分解状況の周辺環境への依存性等も考慮し、もっとも適正な扱いを決定すべきであると思われる。

次ページの構成図に示す様に地盤中の廃棄物は、廃棄物と廃棄物が保持する水(粒子の吸着水、繊維類(布等)に含浸した水)、廃棄物の周辺に存在する水(間隙水)から構成される。ボーリングによる試料の採取では、廃棄物と保持水については採取可能であるが、間隙水についてはサンプラーの引き抜き時に漏出してしまいう可能性が高い(バンタールグバン処分場試料の分析結果は構成図中の周辺水を除いた部分を対象としていた可能性が高い)。そこで、ボーリング時に漏出する水量を以下の様に検討し、その量を算定した。



図 4-32 地盤中廃棄物の構成

地盤中(飽和状態)の廃棄物の単位体積重量: γ_{total}

$$\gamma_{total} = \frac{W_{WL} + W_{WW} + W_{Was}}{V_{WL} + V_{WW} + V_{Was}} \quad \dots (3)$$

埋め立て前の廃棄物の重量と体積から埋め立て前の不飽和状態の廃棄物の単位体積重量を求めると

$$\gamma_{unsat} = \frac{W_{WW} + W_{Was}}{V_{WW} + V_{Was}} \quad \dots (4)$$

となる。ちなみに、マレーシア・クルボン処分場の投棄された廃棄物重量(不飽和状態)と処分場の廃棄物盛土体積(不飽和状態)から(2)を求めると(3)となる。

$$\gamma_{unsat} = \frac{W_{WW} + W_{Was}}{V_{WW} + V_{Was}} = 1.02 \text{ Mg} / \text{m}^3 \quad \dots (5)$$

(1)と(2)から漏出して失われる周辺水量(単位体積あたり)を求めると(4)となる。

$$W_{WL} = \frac{W_{WW} + W_{Was}}{\gamma_{total} - 1} \left(1 - \frac{\gamma_{total}}{\gamma_{unsat}} \right) \quad \dots (6)$$

(6)を用いることにより漏出する周辺水量を算定することが可能であるが、算定の際には、地盤中の廃棄物の単位体積重量が必要となる。前回調査では廃棄物の重量と体積に関する情報は得られていないので、再調査の際には現場にて地盤中の単位体積重量等を測定する必要がある。また、周辺水は量だけでなく、各深度ごとにベラー等で採取し、TOC/liquid、BOD、COD 等を分析し、前回調査の TOC と比較することで、より真値に TOC を評価することが可能になると思われる。

3) まとめ

東南アジアの様な高温多湿条件における廃棄物のメタン発酵については既往の知見が乏しく、上記に挙げた①TOC 測定の際の選別法(木、繊維分の除去)、②試料の採取法、以外にもヨーロッパの気候を元に導出した式(1)～(2)を気候条件の大きく異なる東南アジアの処分場に適応することの可否や排出ガスの測定法(測定機器、時間的頻度、空間的頻度)など不確定要素が多くある。当然、これらの項目に関する課題を同時に解決することは困難であるが、次回の追加調査までには試料の選別法について十分検討し、また、現地調査の際には、③現場における密度、含水比測定、④ボーリング孔における内部貯留水の採取、分析を確実に実施する必要がある。

4.1.2 欧州で実践されている評価手法について

(1) 調査概要

本調査で対象とできるのは最終処分場からのメタンガス回収の実績があり、その実績にアクセス可能である国である。一般廃棄物がもっぱら直接最終処分されている国は多数あるが、その中で環境配慮が進んでおり、遮水の徹底、浸出水処理、さらにメタンガス回収が実施されている国は多くはない。

廃棄物行政の先進国としてドイツはこの条件を満たすことには異論がないと思われる。ドイツにおいても廃棄物処理の研究の歴史はわずか 30 数余年であり、90 年代に入って急激な変化の波を受けたという事実は我が国とほぼ同じであるが、

- 1970 年代：小型不適正処分場の廃止から大型適正処分場へ
- 1980 年代：リサイクルによる棄物量低減と有害性濃縮防止
- 1990 年代：廃棄物処理への市場経済・競争原理の導入

という枠組みを自ら構築し、世界に新しいコンセプトをバックデータとともに提供してきたという事実は否定できない[4]。廃棄物行政の大きな枠組みの変化の中でも技術的に大切なところを法の元で普及させてきた実績があり、本調査で行った外注調査報告書[5]には「最終処分場ガスのリサイクルを目的とした積極的な処分場ガス回収は State of the Art である」とある。最終処分場からのガス回収に関する情報を得るにはドイツは適切であると考えられる。

そこで問題となるのが研究機関の選定である。廃棄物関連のコンサルは無数にあるので適切なところを探す必要がある。現在、廃棄物関連研究で我が国と共同研究が行われている機関としてアクセス可能だったのは

- BIFA GmbH（バイエルン応用技術研究所、アウグスブルク）
- INFA GmbH（バイエルン応用技術研究所、アーレン）

である。前者は独立行政法人国立環境研究所や京都大学等との交流がある非常に著名な研究機関であり、研究領域も非常に広範囲である。一方、後者はミュンスター大学付属のドイツ国内の廃棄物実務支援・コンサルに重点をおいた研究所で、最終処分場の設計事務所とも提携関係にある。規模や著名度から言えば前者が適切であるが、前者は南部のバイエルン州に属し、ここはドイツでは例外的に焼却処理中心の地域であり、一方、後者が位置する北部の北ライン・ウェストファーレン州は直接埋立や機械・生物処理後の残渣の埋立処分が中心で、最終処分場ガス回収の実務に対する知見は多い。従って、本調査を実行する上で目的との整合性という観点からは後者が適切と判断した。INFA への依頼内容は主に下記の 2 点である。

- メタンガス回収量に関する工学的知見
- メタンガス回収方法と利用方法

(2) 最終処分場ガス（報告書の抄訳）

最終処分場ガスはもっぱら CH_4 と CO_2 から構成され、その生物分解による生成は一般廃棄物処分場からの主たるエミッション経路である。同時に最終処分場ガスには多数の揮発性化合物が含まれており、これらは投棄された廃棄物中に含まれていたものがこの経路に乗って処分場内部から出てきたものである。

家庭ごみ 1 トンから約 $150 \sim 250 \text{m}^3$ の処分場ガスが発生する。これは処分場から漏れ出すと大気あるいは接触している土壤に流れ着く。処分場ガスの構成は CH_4 が約 55% 程度、 CO_2 が約 45% 程度（容積ベース）で、この高いメタン含有により処分場ガスは可燃性であり、熱源や発電に利用することができる。2.5 の処分場ガスの低位発熱量は約 1 ㍲の灯油に相当する。

実務では最終処分場ガスが他のガスの中に位置づけられている場合もある。処分場から出て行くガスの中には大気中の O_2 や N_2 をともなう場合もある。最終処分場ガスの組成については以下で詳細に説明する。

1) 処分場ガスの組成（有機系廃棄物）

処分場ガスの正確な組成と危険性は処分される廃棄物の性状に大きく依存する。一般廃棄物処分場から発生する処分場ガスの主成分は CH_4 と CO_2 である。

処分場ガスは良質ガスと悪質ガスに区分される。良質ガスとはメタン含有率が 40% 以上（容積ベース）の処分場ガスでエネルギー利用が可能であるが、悪質ガスはメタン含有率が低くエネルギー利用には向かないため、照明に用いられている。

一般廃棄物処分場起因の典型的な処分場ガスの組成を表 4-9 に示す。

表 4-9 一般廃棄物処分場における典型的な処分場ガスの組成

処分場ガス構成物	化学式	平均値	単位
メタン	CH_4	55	Vol.-%
二酸化炭素	CO_2	45	Vol.-%
硫化水素	H_2S	200	mg/m^3
有機系塩素化合物	Cl^-	65	mg/m^3
有機系フッ素化合物	F^-	12,5	mg/m^3
クロム	Cr	0,00066	mg/m^3
水銀	Hg	0,0000414	mg/m^3
カドミウム	Cd	0,00564	mg/m^3
鉛	Pb	0,0051	mg/m^3
亜鉛	Zn	0,075	mg/m^3
銅	Cu		
ニッケル	Ni		
鉄	Fe	0,00102	mg/m^3
総 PCDD		< 0,01	ng/Nm^3
総 PCDF		< 0,01	ng/Nm^3

生成されたガスは純粋な形で処分場から排出されるわけではない。処分場の運用方法や表面の密閉状況、ガス回収システムによっては大気が処分場内部に入り込むこと

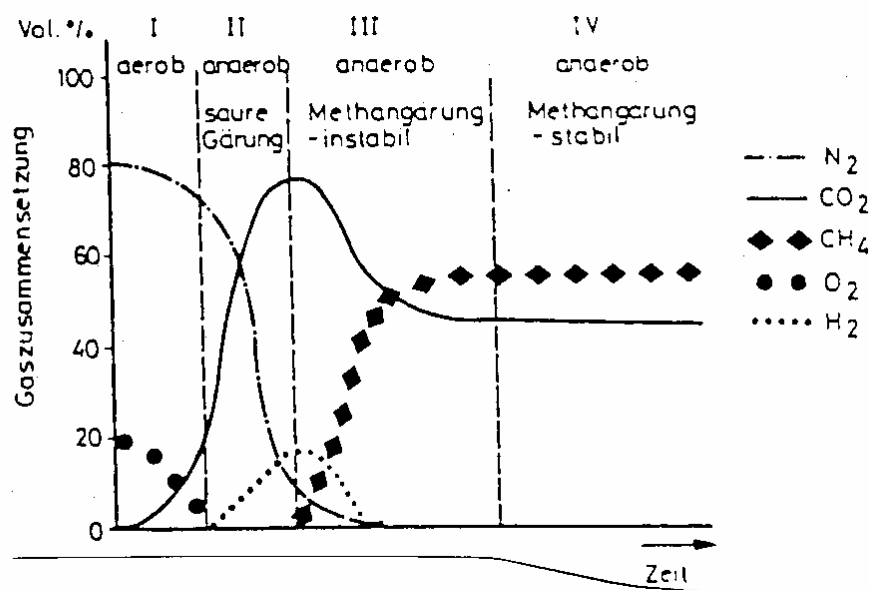
がある。従って、処分場ガスは差異はあるものの O_2 と N_2 によって薄められることになる。典型的なガスのタイプを表 4-10 に示す。

表 4-10 一般廃棄物処分場における典型的な処分場ガスの組成

処分場ガスのタイプ		ガス組成 [容積-%]			
		CH_4	CO_2	O_2	N_2
1	処分場ガス	55	45	-	-
2	処分場ガス (漏れにより希釈)	40	30	6	24
3	処分場ガス (空気を吸引する)	45	35	1	18
4	2 と 3 の組合せ	35	30	5	30

2) 処分場ガスの発生

処分場ガスの主成分がどの時間帯に形成されるかを図 4-33 に示す。 CO_2 の生成は酸性発酵 (フェーズ II) の段階ですでに始まっており、 CH_4 の生成は非定常 CH_4 発酵 (フェーズ III) の段階でやっと始まる。非定常 CH_4 発酵が終了すると CH_4 と CO_2 の容積濃度は定常となり、各々約 55%、45% となる。



I : 好気反応

II : 嫌気反応 酸性発酵

III : 嫌気反応 非定常メタン発酵

IV : 嫌気反応 定常メタン発酵

図 4-33 有機系廃棄物の分解フェーズ毎の処分場ガス発生モデル

分解フェーズ I と II は比較的短く、長くても半年程度である。分解フェーズ III (非定常メタン発酵) は半年から 7 年続くが、これには廃棄物の投棄に関する諸条件が影響する。引き続いて起こる分解フェーズ IV は 20 年かそれ以上続く。

3) 処分場ガス発生予測

有機系廃棄物構成物からの処分場ガスの生物分解による生成は長期間にわたって起こる。このガスは生物分解生成物であるがために、生成率は有機系廃棄物成分の分解速度に対応している。従って、処分場ガス発生予測モデルはよく知られている生物分解関数に依存している。

a) 予測式

処分場ガス発生量推定の出発点はガス量予測の計算である。これまで最も頻繁に利用されてきた予測式はガス量計算の出発点として廃棄物中の炭素量を用いる式である。ここでの仮定は廃棄物の炭素は生物反応によってガス成分、すなわち CH_4 と CO_2 に変換されるというものである。このガス生成式を以下に示し、説明する。

i) 処分場ガス生成原単位（処分場ガス生成ポテンシャル）

処分場ガス生成ポテンシャルとは特定の廃棄物量から一定の条件下で全体として生成されるガス量のことである。実験室での調査結果によると、例えば、家庭ごみ（湿潤）の処分場ガス生成ポテンシャルは $150 \sim 250 \text{ m}^3/\text{t}$ である。ガス量予測ではよく汚泥の腐敗試験で導出されたモデルが利用されている。

$$G_e = 1.868 \times C_0 \times (0.014 \times d + 0.28)$$

G_e : 長期間に生成されるガス量 [m^3/t]

C_0 : ごみ層（廃棄物中）の有機炭素 [kg/t]（家庭ごみでは約 $160 \sim 200 \text{ kg}/\text{t}$ ）

d : 温度 [$^{\circ}\text{C}$]（処分場条件によるが約 $20 \sim 40^{\circ}\text{C}$ ）

ii) 処分場ガス生成量の経時変化

一般に処分場ガス生成量を事前に見積もっておくことは必須である。もっともらしく、かつ実務の要求に耐えうるものとして以下の数学モデルが実証され、使用されている。

$$G_t = G_e \times (1 - e^{-k \cdot t})$$

G_t : 時刻 t までに生成した処分場ガス量 [m^3/t]

k : 半減期から導出する分解定数（処分場によるが $0.05 \sim 0.15$ ）

t : 時間 [年]

iii) Weber による回収量の推定

処分場ガス量を推定するための実務指向モデルが Weber によって開発されている。ここでは複数の係数が導入されており、全炭素量 TC に対する分解可能な炭素の比率が考慮されている。処分場技術や廃棄物組成の影響は各係数に分配されている。実際のガス生成量は次式で示される。

$$G_{a,t} = 1.868 \times TC \times f_{ao} \times f_a \times f_o \times f_s \times (1 - e^{-k \cdot t})$$

1.868 : 炭素量あたりのガス発生量[Nm³/kg]

TC : 炭素含有量[kg/t]

f_{ao} : 初期係数、投棄後半年間のガス生成を考慮、0.8～0.95[-]

f_a : 分解係数、全炭素量に対する最適条件でガス化する炭素量、0.7[-]

f_o : 最適化係数、実験による最適分解条件でガス化する炭素量に対する実際の処分場条件でガス化する炭素量、0.7[-]

f_s : システムによる回収率、実際の生成量に対する処分場条件において採用されている回収システムによって回収されたガス量、0～1[-]

k : 時間の係数（処分場によるが 0.05～0.15[1/年]

t : 計算開始年から対象のガス生成年までの期間[年]

測定したガス量は高温の場合は標準の 1.25～1.5 倍となる。

(3) ドイツにおける処分場ガス回収実績

以上、ドイツにおける最終処分場ガスの発生量予測、ガス回収システムの構成に関する情報をまとめた。次に上記の要素を満たすべく建設され、実際に稼働しているドイツの処分場にて回収されている処分場ガスの実績を表 4-11 と表 4-12 に示す。

これらの処分場では現在でも廃棄物の投棄が続けられている。表に示した以外の情報がないので考察は難しいが、埋立途中であるにもかかわらず回収された処分場ガス量が低下している点には注意を要する。平均的な処分場ガス発生量から産出井戸におけるガス流速を試算したところ、口径 φ200mm で約 0.1m/s となった。

表 4-11 処分場ガス回収実績（処分場 A）

年	埋立量	回収ガス量	CH4含有率
-	[m ³ /年]	[m ³ /年]	[% (容積)]
1998	120,000	4,757,279	50.5
1999	125,000	4,832,836	51.8
2000	155,000	4,880,328	49.3
2001	150,000	4,277,150	50.0
2002	150,000	3,835,599	51.9
2003	150,000	3,740,227	52.1

※産出井戸数 50本、

水平ガス集システムあり

※処分場容積 4,000,000 m³

※ガス収集面積 180,000 m²

表 4-12 処分場ガス回収実績（処分場 B）

年	埋立量	回収ガス量	回収エネルギー量	CH ₄ 含有率
-	[m ³ /年]	[m ³ /年]	[kWh]	[% (容積)]
1998	k. A.	3,504,000	7,008,000	49-58
1999	104,000	3,379,000	6,759,800	50-56
2000	123,500	3,932,000	6,608,600	48-56
2001	140,500	4,115,302	6,918,075	52-56
2002	113,200	3,527,130	6,342,890	50-52
2003	90,000	3,035,140	5,234,000	50-52

※産出井戸数 30 本 水平ガス回収システムあり
 ※処分場容積 5,500,000 m³
 ※ガス収集面積 190,000 m²

4.1.3 温暖化ガス排出量の削減

本プロジェクトにおけるメタンガスの回収量を表 4-13 に示す。なお、発生量評価に際しては、IPCC ガイドラインに引用されている FOD モデルを用いた。

表 4-13 年度毎の L F G 発生量及びメタンガス回収量

Year	Annual LFG volume (m ³ /year)	Annual CH ₄ volume (m ³ /year)	Annual CH ₄ captured** (m ³ /year)
2008	71,454,000	35,727,000	10,236,000
2009	61,501,000	35,751,000	9,724,000
2010	52,935,000	26,467,000	9,212,000
2011	45,561,000	22,781,000	8,701,000
2012	39,215,000	19,607,000	8,189,000
2013	33,753,000	16,876,000	7,677,000
2014	29,051,000	14,526,000	7,165,000
2015	25,005,000	12,502,000	6,653,000
2016	21,522,000	10,761,000	6,142,000
2017	18,524,000	9,262,000	5,630,000

**Annual CH₄ captured was estimated from annual gas

本プロジェクトにおける温室効果ガスの回収による CO₂ の削減量を表 4-14 に示す。（系統電源の代替による削減量は含まない。）

表 4-14 プロジェクトによる年度毎の CO₂ 削減量

	LFG Emission Vol. (m ³ /day)	CH ₄ Emission (m ³ /day)	CH ₄ Capture (m ³ /day)	CO ₂ Reduction (ton/yr)	CO ₂ Emission by Baseline (ton/yr)	CO ₂ Emission by Project (ton/yr)
2008	195,765	97,883	28,044	153,538	535,907	382,369
2009	168,497	84,248	26,641	145,861	461,260	315,398
2010	145,026	72,513	25,239	138,184	397,010	258,825
2011	124,825	62,413	23,837	130,508	341,710	211,202
2012	107,438	53,719	22,435	122,831	294,112	171,281
2013	92,473	46,236	21,033	115,154	253,145	137,991
2014	79,592	39,796	19,630	107,477	217,884	110,407
2015	68,506	34,253	18,228	99,800	187,534	87,734
2016	58,963	29,482	16,826	92,123	161,412	69,289
2017	50,750	25,375	15,424	84,446	138,929	54,483

4.1.4 LFG ガス回収発電利用による CO₂ 排出量削減

本プロジェクトでは LFG ガスを回収発電利用することで、系統電源の代替を行なうが、これに伴う系統電源の削減に対応した CO₂ の排出削減量の計算結果を表 4-15 に示す。

表 4-15 系統電源の削減に対応した CO₂ 排出の削減量

CO ₂ emission vol./kg	=	0.48			
Electricity Price (US\$/kwh)	=	0.04			
% of electricity to produce	=	90%			
electricity for operation	=	5%			
Year	mwh/day	Electricity Generated kwh/year	CO ₂ in ton	Total	Income from Electricity Sales
2008	70.1	23,030,762	10,590	85,511	875,169
2009	66.6	21,879,224	10,060	81,235	831,411
2010	63.1	20,727,686	9,531	76,960	787,652
2011	59.6	19,576,148	9,001	72,684	743,894
2012	56.1	18,424,610	8,472	68,408	700,135
2013	52.6	17,273,072	7,942	64,133	656,377
2014	49.1	16,121,534	7,413	59,857	612,618
2015	45.6	14,969,996	6,883	55,582	568,860
2016	42.1	13,818,457	6,354	51,306	525,101
2017	38.6	12,666,919	5,824	47,031	481,343

系統電源の代替による CO₂ の削減量は最大で約 1 万トン/年であり、クレジット期間の 10 年間の合計では約 82000 トンになる。メタンガスの回収分と合わせたプロジェクト全体での CO₂ 削減量を表 4-16 に示す。

表 4-16 プロジェクト実施による CO₂排出の削減量

Year	CO ₂ Emission by Baseline (ton/year)	CO ₂ Emission by Project (ton/year)	CO ₂ Reduction by Project (ton/year)
2008	536,000	382,000	154,000
2009	461,000	315,000	146,000
2010	397,000	259,000	138,000
2011	342,000	211,000	131,000
2012	294,000	171,000	123,000
2013	253,000	138,000	115,000
2014	218,000	110,000	107,000
2015	188,000	88,000	100,000
2016	161,000	69,000	92,000
2017	139,000	54,000	84,000

第5章 プロジェクト実施計画

5.1 全体計画

5.1.1 LFG 利用の動向

(1) 日本の廃棄物最終処分場

最終処分場について日本国では、その構造、維持管理、廃止などについて『廃棄物の処理及び清掃に関する法律（1971 年制定、以下「廃棄物処理法」と言う）』、『一般廃棄物の最終処分場及び産業廃棄物の最終処分場に係る技術上の基準を定める省令（1977 年制定、以下「基準省令」と言う）』、『廃棄物最終処分場性能指針（2000 年制定、以下「性能指針」と言う）』などの法令等で細かく規定されている。これらでは、最終処分場の構造は「準好気性埋立構造」とすることが規定されている。準好気性埋立は有機物が好気分解を起こすことで地球温暖化ガスの発生を抑制する効果がある。嫌気性埋立に比して有機物の分解・安定化に要する期間が短い準好気性埋立が日本で採用されているのは、前述した新たな造成地として早く提供したい日本の国土事情も 1 つの要因となっている。

以上のことから、日本では多くの最終処分場が廃棄物を焼却した後の残渣または不燃物を埋立てる方式をとっており、メタンガスは低濃度で発生量も少ない。最終処分場からメタンガスを回収している例は東京都の海面埋立処分場など極僅かで、本プロジェクトに供する有効な事例は少ない。

(2) LFG 利用事例

最終処分場からのガス回収・利用は、廃棄物処理過程で焼却処理を殆ど行わず埋立に依存している欧米で盛んに行われている。

表 5-1 には日本での事例は含まれていないが、アメリカ、旧西ドイツ、イギリスで盛んに行われていることがわかる。その利用形態としては、アメリカでは発電と精製売却、旧西ドイツでは発電と熱利用が主流である。

また、アメリカにおける埋立地からのメタンガス回収・利用事例を表 5-2 に示す。

表 5-1 埋立ガスの利用状況

国名	項目	利用形態					計	計画中
		熱利用 (ボイラー)	工場 燃料	発電	精製 都市ガス	その他		
アメリカ		7	1	22	10	14	54	13
旧西ドイツ		14	5	17	-	7	43	1
イギリス		5	7	6	-	2	20	6
スウェーデン		2	-	4	-	1	7	-
イタリア		-	-	2	1	3	6	-
オランダ		1	-	-	-	3	4	8
デンマーク		-	-	3	-	-	3	-
カナダ		1	2	-	-	-	3	-
フランス		1	-	-	-	-	1	-
ノルウェー		-	-	-	-	1	1	1
スイス		1	-	-	-	-	1	-
オーストラリア		-	-	1	-	-	1	1
ブラジル		-	-	-	1	-	1	-
インド		-	-	1	-	-	1	1
チリ		-	-	-	1	-	1	1
合計		33	15	56	13	31	147	32

出典：廃棄物新処理技術開発 廃棄物最終処分場における温暖化ガスの処理及び地盤の安定化技術開発
調査 平成 3 年度報告書 厚生省生活衛生局水道環境部（平成 4 年 3 月）

表 5-2 メタンガス回収・利用プラントの概要 (1/2)

番号	1	2	3	4	5
名所 所在地	Ascom カリフォルニア州	Azusa カリフォルニア州	Bradley カリフォルニア州	Clnnaminson ニュージャージー州	City of Industry カリフォルニア州
埋立地の概要	埋立深さ 18m 回収面積 15ha 全ごみ量 1.8×10^9 kg Palos Verdes の経験を生かす	埋立深さ 51m 回収面積 22ha 全ごみ量 6×10^9 kg 1953 年 埋立開始	埋立深さ 37m 回収面積 24ha 全ごみ量 7.5×10^9 kg 1960 年 埋立開始	埋立深さ 33m 回収面積 16ha 全ごみ量 2.5×10^9 kg 1979 年 埋立開始	埋立深さ 最深 12m 回収面積 49ha 全ごみ量 3.6×10^9 kg 1970 年 埋立完了
産出井戸数	40 本	20 本	16 本	28 本	30 本
ガス量	$3.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{日}$ (処理ガス) $11 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{日}$ (未処理ガス)	$1.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{日}$ (処理ガス)	$5.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{日}$	$0.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{日}$	$1.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{日}$ (処理ガス)
発生ガス中のメタン濃度 (%)	55~60	50	50	50	48~62
発熱量 (Kcal/m ²)	4770	4500~4950	4500	4500	
ガス精製法	水分、CO ₂ 除去	水分、圧縮	水分除去	水分除去、S 分除去	水分除去、微粒子除去
利用方法	ガス会社のパイプラインへ	売却 (ボイラー)	売却 (ロサンゼルス)	未処理のまま売却	工業団地のボイラー用燃料
ガス回収開始年度	1978 年 10 月	1978 年 4 月	1979 年 8 月	1979 年	-
発生ガス温度	Max60、Min4.4	Mean38	-	-	-
運転上の問題点	・ 除去する以前は凝縮水の問題があった。	・ 上部パイプのスロープが変化した。 ・ トリュチレングリコールがガスエンジン中に漏れた。 ・ 凝縮水の問題あり	-	-	・ ガス利用法の変更により、開始が遅れた。

出典：廃棄物新処理技術開発 廃棄物最終処分場における温暖化ガスの処理及び地盤の安定化技術開発調査 平成3年度報告書 厚生省生活衛生局水道環境部 (平成4年3月)

表5-2 メタンガス回収・利用プラントの概要 (2/2)

番号	6	7	8	9	10
名所 所在地	MonutainVien カリフォルニア州	PalosVerdes カリフォルニア州	Sheidon Arleta カリフォルニア州	Operating Indastry カリフォルニア州	東京都・中防内側 東急都江東区
埋立地の概要	埋立深さ 最深 12m 回収面積 12ha 全ごみ量 0.7×10^9 kg 1975 年 埋立開始	埋立深さ 45m 回収面積 18ha 全ごみ量 3.4×10^9 kg 1975 年 埋立開始 “ 終了 “ ガス回収 米国で最初のメタンガス回収プラント	埋立深さ 38m 回収面積 15ha 全ごみ量 20×10^9 kg 1962 年 埋立開始 1974 年 終了	埋立深さ 90m 回収面積 61ha 全ごみ量 2.3×10^9 kg 1979 年 埋立開始 PalosVerdesw での知識を基礎としている	埋立深さ 35m 回収面積 77ha 全ごみ量 9.9×10^9 kg 1973 年 埋立完了
産出井戸数	33 本	12 本	14 本	51 本	24 本
ガス量	1.4×10^4 m ³ /日 (処理ガス)	2.1×10^4 m ³ /日 (処理ガス)	4.2×10^4 m ³ /日	22×10^4 m ³ /日	-
発生ガス中のメタン濃度 (%)	45～50	50～60	50～56	60	47～62
発熱量 (Kcal/m ²)	6300～8550	9000	4500	9000	4500
ガス精製法	加熱、水分、CO ₂ 除去	加熱、除湿、重炭化水素、CO ₂ 除去	水分除去、圧縮	水分除去、CO ₂ 除去	-
利用方法	ガス会社のパイプラインへ	売却 (ガス会社)	発電用ボイラー補助燃料	天然ガスパイプライン燃料 (ガス会社)	-
ガス回収開始年度	1978 年 7 月	1975 年 6 月	1979 年 12 月	1979 年 8 月	-
発生ガス温度	-	38	43	38	40～55
運転上の問題点	・空気混入 ・腐食あり	・パイプ交換の際に漏れがあった。 ・パイプにひびがはいった。 ・腐食及び車両によるパイプの破損があった。 ・腐食によって 5 ヶ月程度プラントを停止した。	・ガス井上部のファイバーラスに漏れあり。 ・配管容量に問題があった。	-	-

出典：廃棄物新処理技術開発 廃棄物最終処分場における温暖化ガスの処理及び地盤の安定化技術開発調査 平成 3 年度報告書 厚生省生活衛生局水道環境部 (平成 4 年 3 月)

5.1.2 LFG 回収・発電施設の全体計画

本 LFG 回収・発電施設の対象処分場は、バンタールグバン処分場の ZoneIV 及び Zone V である。Zone V については埋立を完了しており、ZoneIV については、一時閉鎖中であるが、今後の供用予定がないため、2つのゾーンを対象とする。

本 LFG 回収プロジェクトで用いる設備は LFG 回収設備、LFG 処理設備、LFG 発電設備、フレア燃焼設備であり、それぞれについては以下のとおりである。なお、埋立処分場内のメタンガス排出を制御する重要なファクターは表層部の被覆部である。このためメタンガスを最大限に促進させるには、表層部を 0.5m 以上の良質土で覆土するものとする。

<LFG 回収設備>

本 LFG 回収システムにおいて、LFG 回収設備は根幹的な設備である。当該 LFG 回収設備は LFG 管とブロアで構成される。LFG 管は処分場から LFG を回収する産出井戸と回収した LFG を発電設備まで搬送する送気管からなる。ブロアは産出井戸において LFG の自噴を補助し、発電設備まで搬送するために設置される。

<LFG 処理設備>

LFG 処理設備は LFG を LFG 発電設備に適した性状にするものであり、ガスホルダ、スクラバ、加熱器から構成される。ガスホルダは LFG をガスエンジンへ導入する前に流量を調整するために設置し、スクラバと加熱装置は LFG 中の湿度を下げるために設置される。

<LFG 発電設備>

LFG 発電設備は LFG を燃料としてガスエンジンで発電するものである。発電により得られた電力は、場内で使用する電力を除き、全て電力会社(PLN)へ売却される。

<フレア燃焼設備>

フレア燃焼設備は LFG 発電設備の保守時(点検、又は故障)に、LFG ガス全量を安全にフレア燃焼させるために設置される。また、ガスエンジン運転時に過剰となったガスもフレア燃焼させる。

5.2 本プロジェクトにおける LFG 回収設備

本プロジェクトは、廃棄物最終処分場から発生するガスを捕捉・回収し、これを精製処理して燃料とすることにより発電し、売電する事業を目指している。この場合、埋立てられた廃棄物層から如何に効率良くガスを捕捉・回収するかが事業成立に向けた技術的な課題の1つあり、また、そのための施設の仕様が事業採算性にも大きく影響しかねない。

ここでは、本プロジェクトにおける LFG 回収施設についての検討を行う。

5.2.1 事例・文献調査

本プロジェクトにおける LFG 回収施設についての検討を行うに当たっては、LFG 回収施設の技術的な課題、求められる機能などを把握するため、先ず国内外の事例や文献の調査を行った。

(1) 事例、文献調査

埋立廃棄物層の中を浸透した降雨は、浸出水（汚水）となって排水される。浸出水は多量の汚濁成分を含むためそのまま公共用水域に放流することはできず、浸出水処理施設による水処理が必要となる。これは埋立廃棄物が分解・安定化され浸出水原水が無処理で公共用水域に放流できるまで埋立が完了した最終処分場であっても水処理が必要となり、事業者にとっては経済的な負担が大きい。

最終処分場では埋立廃棄物の飛散防止や雨水の浸透抑制に対し、土砂などによる覆土（キャッピング）が有効である。EPA では廃棄物「最終カバーシステム」として Technical Manual（1993）の中で構造を規定している。EPA が示す最終カバーシステムの最低要件例を図 5-1 に示す。

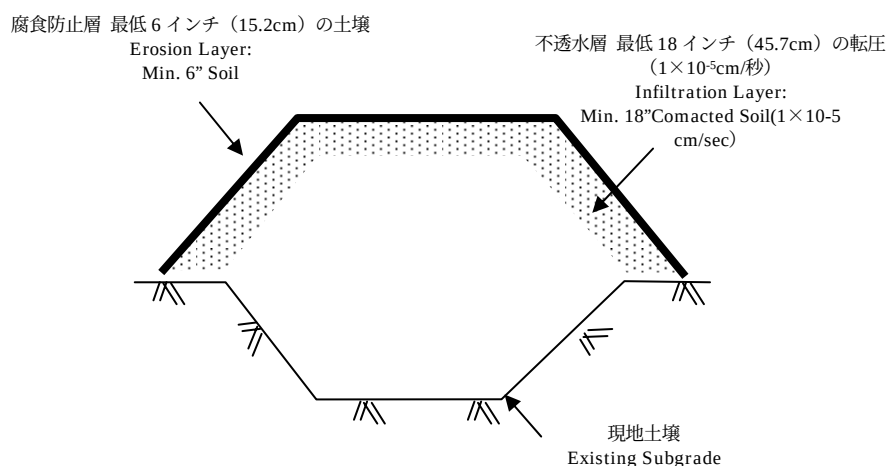


図 5-1 最終カバーシステムの最低要件例

出典：1993 Technical Manual, EPA

よって日本では LFG の回収と言うより埋立完了後の浸出水発生量の削減を目的としてキャッピングが行われるケースがある。この場合、キャッピングのみでは LFG が内部に充満するため、キャッピングと併せてガス抜き施設も整備される。

日本でキャッピングが行われた代表的な事例を示す。

表 5-3 A最終処分場諸元

項 目	諸 元 等
埋立面積	220,000m ²
埋立容量	3,800,000m ³
最終処分場構造	準好気性埋立構造 遮水工有り、浸出水処理施設有り
埋立方法	セル+サンドイッチ方式

A最終処分場では前述したとおり、埋立完了後の浸出水処理施設運営に伴う経済的負担を軽減するため浸出水発生量を抑制することを目的にキャッピングが行われている。A最終処分場ではキャッピングを施すに当たり学識経験者から成る検討委員会を設け、その機能、構造等について検討された。A最終処分場で施されたキャッピング構造の概念図を示す。

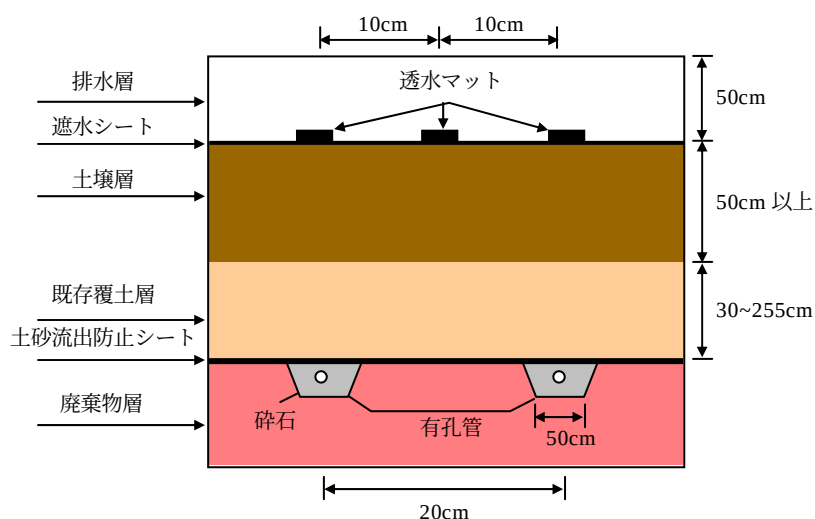


図 5-2 A最終処分場キャッピング構造概念図

A最終処分場ではキャッピングを施すと同時に LFG がキャッピング下部に充満することを防ぐため、併せてガス抜き施設も設けている。A最終処分場におけるガス抜き施設は次のようなものである。

- 表面を整地した廃棄物層とキャッピング層との間に碎石層を全面に設け、この碎石層の中に等間隔で排ガス管を布設し、キャッピング端部数箇所から地上に立ち上げ大気放散させている。
- 既存の堅型ガス抜き管は排ガス管に接続されている。

- この構造によって、廃棄物層内で発生する LFG は既存の堅型ガス抜き管で回収され、これで回収されずに廃棄物層内を地表面へ上昇してくる LFG は碎石層+排ガス管で回収されることになる。

最終処分場において LFG の回収には鉛直ガス回収管がよく採用される。鉛直ガス回収管の構造例を示す。

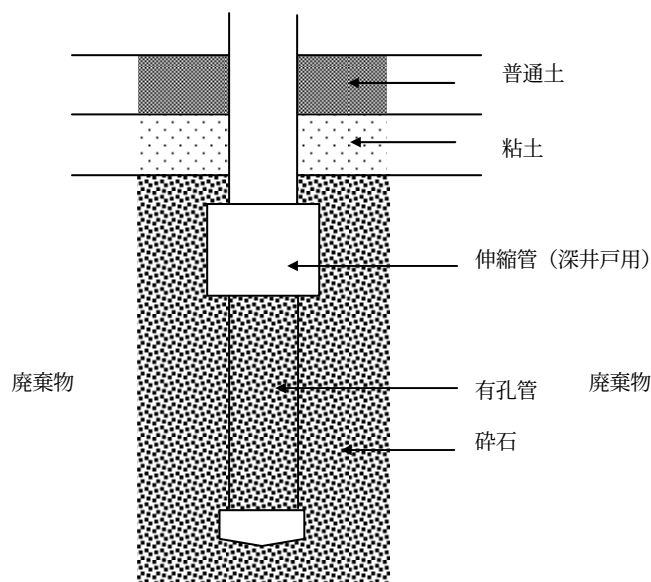


図 5-3 鉛直ガス回収管の構造

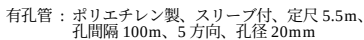
出典： 廃棄物新処理技術開発 廃棄物最終処分場における温暖化ガスの処理及び地盤の安定化技術開発調査 平成3年度報告書 厚生省生活衛生局水道環境部（平成4年3月）

この構造例では直径 500～1,000 mmの堅孔を削孔し、その中に直径 100～150 mmの有孔プラスチック管を挿入して、その周囲を碎石で埋め戻されている。さらに地表面を粘性土で覆って外気を吸い込まないような配慮がなされている。

また、LFG の利用ではないが原位置での燃焼設備として地上面で LFG を回収する例も示されている。（図 5-4 参照）ただし、この事例では LFG を原位置で燃焼させているが、本プロジェクトでは LFG の単なる原位置燃焼は行わない。

ドイツでは図 5-5 のような構造も示されている。

一方、LFG の調査方法としてではあるが、簡易な鉛直ガス抜き構造を図 5-6 に示す。



出典：山田ら、埋立地ガスの発生特性、用水と廃水、20-11（1987）



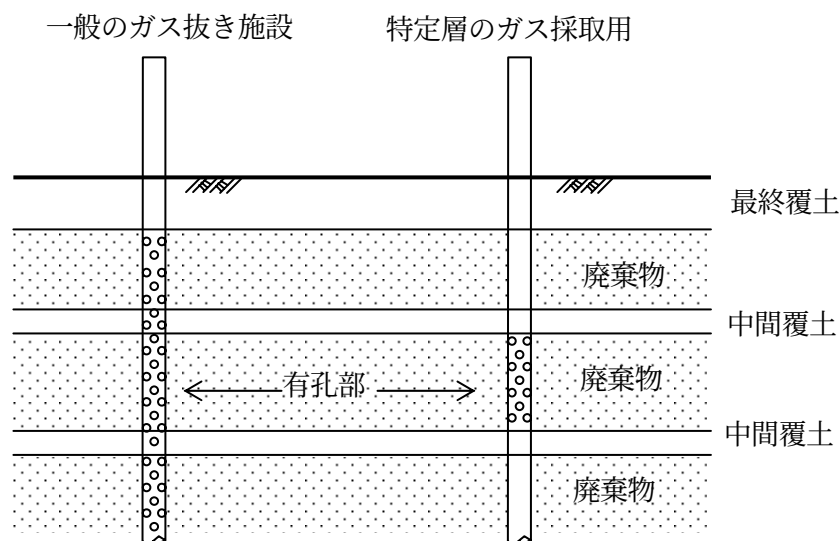


図 5-6 LFG 回収管の構造

出典： 廃棄物新処理技術開発 廃棄物最終処分場における温暖化ガスの処理及び地盤の安定化技術開発調査 平成4年度報告書 厚生省生活衛生局水道環境部（平成5年3月）

5.2.2 LFG 回収施設の仕様の検討

最終処分場の埋立構造は次図に示すように①嫌気性埋立構造、②日々の埋立作業終了時に覆土を施す嫌気的衛生埋立構造、③浸出水集排水管を底部に埋設する改良型嫌気的衛生埋立構造、④通気・集排水装置を有する準好気性埋立構造、⑤強制的に空気を送り込む好気性埋立構造の5種類に分類される。

本プロジェクトで対象としているバンタールグバン処分場は③浸出水集排水管を底部に埋設する改良型嫌気的衛生埋立構造を基本としている。よって、本プロジェクトに資するに十分な既存の鉛直ガス抜き管は無い。よって、本プロジェクトにおいては鉛直ガス抜き管を新たに設ける必要がある。また、この鉛直ガス抜き管から発電施設までの送気管も必要である。

本プロジェクトでは、鉛直ガス抜き管と送気管を総称して LFG 回収施設と位置付け、以下に鉛直ガス抜き管および送気管の仕様について検討する。

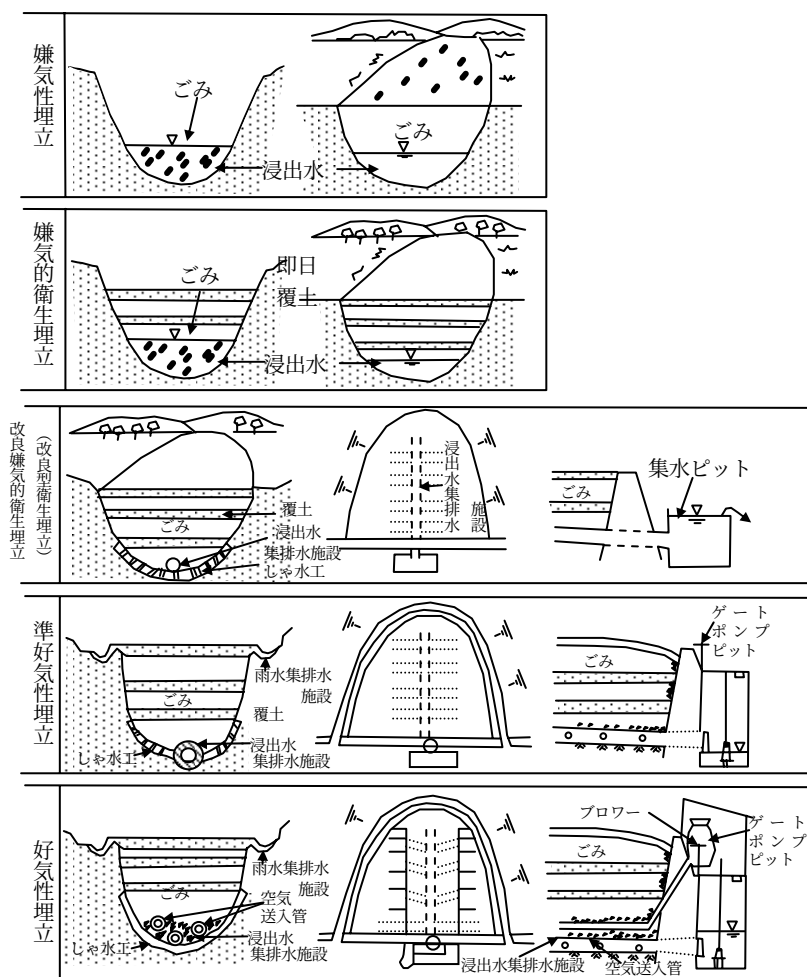


図 5-7 埋立構造の分類例

出典：花嶋正孝：第3回日米廃棄物処理会議資料（1976）

(1) FG 回収計画

この LFG 配管ルート計画は、インドネシア国のバンタールグバン処分場の現況や今後の各ゾーン別の埋立計画を考慮した配管ルートとするべきであるが、管理官庁であるジャカルタ特別市清掃局によると、その埋立計画が立案されていない。また、嫌気性処分場からのガス発生は、複雑な変化があるが、最盛期を前提とする。

(2) 配管計画

配管は枝管と本管に分類する。本プロジェクトでは、全ての産出井戸から合流した管を本管（φ300mm もしくはφ400mm）、それまでの管を枝管（φ200mm）とする。

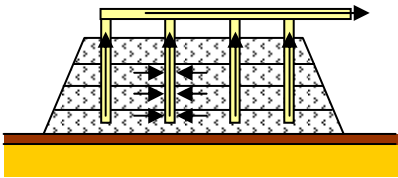
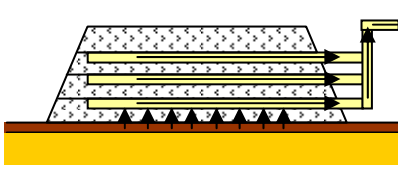
<配管決定の要因>

- 配管は地形勾配に沿わせるとともに、露点温度に達した LFG 中の水分をドレインとして排出できる流れを作るため、処分場上部から下部となるように配管する。
- 圧力損失が増えるため3箇所からのガス管合流を避ける。

- 配管は地上に沿わせて、配管サポートは産出井戸を中心とする。
- 配管のつながりによって圧力損失の増大やガス溜りが起きないように、本管の合流する部分（エルボ）では90度未満のものを極力避ける。
- LFG 発電設備の方向への一方向の流れとなるように配管ルートを計画する。
- 経済性（ガスエンジンとその動力費）と維持管理面（ブロワの運転操作、故障修理）及びブロアの故障等による漏水、漏洩防止という環境暴露の防止を原則とする。

本プロジェクトにおける LFG 回収井戸には、表 5-4 に示すとおり、垂直井戸と水平井戸の2種類が考えられる。

表 5-4 LFG 井戸方式比較表

項目		垂直井戸	水平井戸
			
概要		垂直方向に井戸を設置する。設置間隔は井戸同士の干渉を考慮して設置する。	複数の埋立てのリフト毎に水平に井戸を設置する。
時期		最上部まで埋立が完了後、設置する。	埋立て途中にて平行にして設置する。
特徴	長所	井戸毎で LFG 回収の制御が容易 LFG 発生状況や埋め立て地の状況に応じて井戸の増設が容易 凝縮水による問題が起こりづらい	埋め立て中に LFG 回収が可能 比較的安価 埋立地表面に突出物が少ない
	短所	埋立が完了するまで、LFG の回収が不可能	埋め立てプランの変更に調整が必要 埋立て車両による破損、不等沈下に考慮が必要
井戸・配管タイプ		多孔（長細穴）配管 材質：PVC、PE、HDPE 等	多孔（長細穴）配管又は畏径配管 材質：PVC、PE、HDPE 等

注) PVC：Poly Vinyl chloride ポリ塩化ビニール

PE：Polyethylene ポリエチレン

HDPE：High Density Polyethylene 高密度ポリエチレン

水平井戸方式については、ごみを埋立て途中にて水平配管工事を実施しなければならないため困難である。よって、本プロジェクトにおいては垂直井戸方式を用いる。

LFG 配管ルートの方式では、ループ式とヘッダー式の2種類がある。本 FS では敷地的に制約がないため、凝縮水対策が取りやすいヘッダー式を採用する。

(3) 産出井戸の仕様

産出井戸の深度はごみ最上部の覆土面より、ごみ埋立表土部+0m までの深さとする。

ガスの水平流動は水面上で生じるので、集ガス効率を高めるため、30m 間隔で配置する。口径については、本 FS における現地調査で利用したφ75mmではなく、費用面、保守管理面（産出井戸内洗浄の容易さ）、LFG 生産性向上も考慮してφ200mmとした。産出井戸の仕様を表 5-5 に示す。

表 5-5 産出井戸の仕様

項目	内容
産出井戸口径	φ200mm
掘削深度	約 15m
ケーシングパイプ材質	PVC（外側に砂利を巻く） ケーシング上部には通常の規格フランジ（5kg/cm ² 程度）を設置し、フランジと産出井戸外側孔壁との間隙にはセメントを施工する。
ストレーナ開孔率	3～10%
産出井戸本数	85 本
配管ルートの井戸配置間隔	30m
送気管長さ	φ200：3,010m、φ300：950m、φ400：390m

注) 必要に応じて酸素などの計測機器を処分場内に設置する。

(4) 産出井戸の構造

掘削孔とケーシングパイプとの間からガス漏洩や空気浸入が極力ないようにセメント類で密閉する。セメント類による封塞は、圧密沈下が進むにつれて破壊される可能性があるため、適宜セメントによる補修を行う。

(5) ストレーナ

開孔率 3～10%とし、目詰まり及び強度的に問題がなければ 10%を原則とする。なお、ケーシング外側には、砂利を巻き、目詰まり防止に努めるものとする。

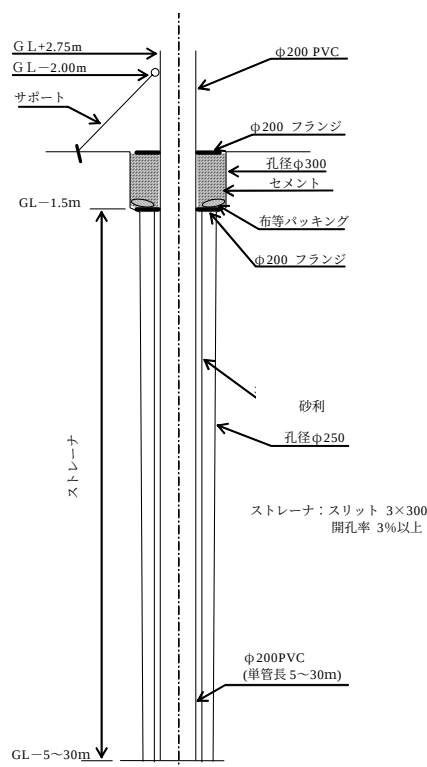


図 5-8 産出井戸の概略図

(6) 管の基礎及び接合方法

本プロジェクトにおける管は、面的に整備されるものであり、管の基礎については

支持基礎とせず、不等沈下対応、縦断方向の変形対応のため、柔軟性のある PVC 管を採用し、配管をそのまま地山に沿わせる。また、管の接合方法は、接合するそれぞれの管の内径又は内のりの中心線を合わせて接合する方法とする。

配管の接続については、その方法が悪く万が一漏洩事故等が生じた場合、付近の住民に対して直接或いは間接に被害をもたらすことになるので、十分に注意を要する。

(7) 管類の材質

本プロジェクトで用いるそれぞれの配管の材料としては、鋼管、ダクタイル鋳鉄管、硬質塩化ビニール管、強化プラスチック管（FRPM 等）が考えられる。それぞれについて、管の特徴を表 5-6 に示す。

表 5-6 配管材料の仕様

項目	仕様
鋼管、ダクタイル鋳鉄管	鋼管及びダクタイル鋳鉄管は、地中又は地上に配管。圧力下また無圧力下で水の輸送などに使用する。大きな伸縮性及び可とう性を持ち、継手の水密性が高い。耐震用、軟弱地盤用、曲管部、T字管部、片落管部、伏せ越し部等内圧による抜け出し力が作用する場所で用いられる。
硬質塩化ビニール管 (PVC 管)	硬質塩化ビニール管は内径 200mm 以下の場合に用いられることが多い。最近では撓性に優れていること、耐食性に富むことから、それ 200mm 以上の管においても使用されるようになってきている。しかし、撓性であるがゆえの問題点もある。剛性基礎においては、いわゆる不同変形の問題、砂基礎等においては、基礎地形を左右に排除し沈下する等の問題がある。
強化プラスチック複合管	円形の芯金と呼ばれる回転体にガラス繊維、樹脂及び骨材を巻き付けて積層させて製造する。別名 FRPM 管とも呼ばれ、撓性、水密性、耐食性に優れ、かつ高強度を有し、しかも軽量であるため、施工性もよく、軟弱地盤での工事とか、特に水密性や耐久性を要求される場合に用いられる。

前述のように、PVC 管は可塑性に富み、ごみ層の不等沈下にも対応することが可能なため採用した。また、本プロジェクトで管に鋳鉄管、鋼管等を利用する場合は、管内の堆積物の腐敗や、浸出水の浸入により、管が侵されるのを防止する等、管の耐食法に十分に留意する必要がある。特に、酸性である LFG ガスによる管の腐食を防ぐ必要があるため、管内面は耐酸性の合成樹脂であることが望ましい。

本プロジェクトサイトは硫化水素等が発生する腐食環境にある。よって、本プロジェクトの管は、塩化ビニール管（PVC）のプラスチック系のものを利用とする。但し、圧密沈下に対する機械的強度を優先させる場合は、鋼管を使用することになるが、10 年という期間から考えて PVC 管で対応可能である。

(8) ガスエンジンのつなぎ込み部

本プロジェクトで調査した結果、ガスエンジンのつなぎ込み部で用いられる前提条件を表 5-7 のとおりに示す。

表 5-7 ガスエンジンつなぎ込み部の前提条件

項目	内容
ガス流速	0.08-0.20 kg/cm ² 現在、欧州で一般的に採用されるつなぎ込み部の流速は、5～10m/s とされており、産出井戸出口速度 2m/s に基づき、本管におけるガス流速を決定する。 また、配管において、適切な箇所にマンホールを設けて、清掃できるようにする。
ガス性状	メタン 53.6%、二酸化炭素 38.7%、酸素 1%未満、その他(窒素、水蒸気等)7%未満、CO150～250ppm、硫化水素 70～100ppm、シロキサン不明 (0%を想定)
ガス量	約 330,000m ³ /日
管径	口径：φ300mm

5.3 本プロジェクトにおけるガス処理及び発電設備計画

(1) LFG 設備概略

本プロジェクトの LFG 設備の設置位置は、配置図の図 5-10 の通り、廃棄物処分場の浸出水処理施設IV内とする。LFG 設備概略フローを図 5-9 に示す。

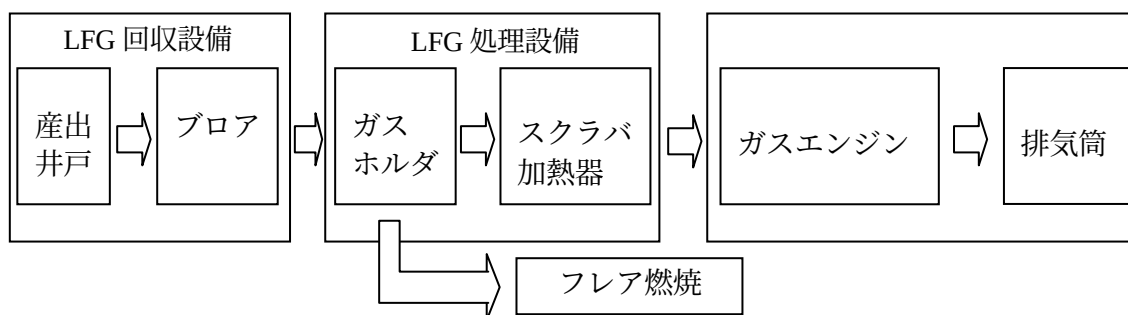


図 5-9 LFG 設備概略フロー図

LFG 設備概略フロー図のとおり、LFG を産出井戸から抽出後、LFG 処理設備で流量調整と減湿を行い、LFG 発電設備においてガスエンジンで発電する流れである。発電によって得られた電力の一部は内部電力として使用し、大半の電力を電力会社へ売電する。詳細なフローは図 5-13 に示す。

(2) LFG 処理設備

LFG 処理設備では、ガスホルダで流量の調整、スクラバ及び加熱器で減湿を行う。

ガスエンジンに LFG を導入し運転する場合に問題となる成分は主に硫化水素、シロキサン、水分である。硫化水素は水に溶解して硫酸イオンを生成し、ガスエンジンの早期劣化を招く。硫化水素を除去するためには触媒塔を設置して濃度を低減する必要があるが、当該処分場から発生する LFG 中の硫化水素濃度が低いため、本システムにおいては不要とする。

シロキサンは排ガスの温度低下に伴って、タービンや熱交換器に固着するため、ガスエンジンの運転トラブルを引き起こす可能性がある。特に、温度降下の大きい熱交換器に固着すると言われている。本システムにおいては排ガスからの熱回収を行わな

いため、本システムにおいては不要とする。

水分はガスエンジン中で凝縮して運転トラブルを引き起こす。LFG の湿度はほぼ100%であるため、ガスエンジン導入の前処理としてスクラバ及び加熱器で減湿を行う必要がある。スクラバにて水を添加し LFG の温度を下げる。その後 LFG をガスエンジン冷却後の冷却水の熱を利用して昇温することで、減湿した LFG をガスエンジンに導入することができる。

なお、メタンガスの濃度が低い場合は、ガス成分に二酸化炭素が多く含まれているため、スクラバーに薬剤を添加し、ある程度の二酸化炭素を除去する。現状システムにおいては不要とする。

(3) LFG 発電設備

本プロジェクトに用いるガスエンジンは、LFG 中の硫化水素数百 ppm でも耐久性に支障をきたさないもので、C 重油を燃料としても問題のないものにする。ガスエンジンの排ガスにおける仕様は、NO_x 400 ppm 未満(O₂12%換算値)と SO_x 100ppm 未満(O₂12%換算値)とする。なお、今回使用を予定しているガスエンジンは低 NO_x 運転が可能であり、かつ硫黄酸化物にもある程度耐久性のある最新型のガスエンジンを採用する。

基本的にはインドネシア国内での維持管理の容易さ等を考慮して、インドネシア国において輸入可能な発電機を採用する。故障時の対応を考慮して、スペアパーツの入手が容易な機種を選定する。

LFG 発電設備の機器リストを表 5-8 に示す。また、LFG 発電設備の概略機器配置図を図 5-11 に示す。

表 5-8 LFG 発電設備の機器リスト

機器名
ガスエンジン（排気筒、サイレンサ等付属機器含む）
発電機
給電盤
制御盤
補助給電盤
補助制御盤
補助モーター
充電装置
変圧給電盤
変圧器
11kV 回路盤
ケーブル

(4) 機械棟

機械棟はガスエンジン設備のことである。不燃性材料を使用し、雨水の浸入、地下

水の浸透がない構造にするとともに運転員が窓際を通ることが出来るよう機械の配置を考える。また、構造が可燃性素材となる場合、天井、背面及び側面は不燃物でカバーする。

(5) 管理棟

管理棟内には予備品をストックできる倉庫及び LFG 設備の巡回車等の駐車場を設置する。

(6) 各室の照度

室の換気と採光をよくするとともに照明は以下のように考える。

表 5-9 管理室及び電気室の照度

	照度段階	照度範囲 (lx)
管理室	500	300~700
係員室	200	150~300
電気室	100	70~150

注) 照度は床面上 0.85mの水平面照度とする。局部照明との併用により上記照度を得てもよい。

(7) 保安管理

保安管理は地域住民の周辺状況や機器の特性を考慮し、安全性を高める必要がある。

本プロジェクトで用いるそれぞれの保安管理は、騒音・振動防止、ガス漏れ対策、保守・点検管理であり、それぞれについて以下に示す。

1) 騒音・振動防止

ガスエンジン室、諸設備からの振動・騒音が大きい場合は、付近の住民に騒音公害を及ぼさないように防振・防音処置を講ずる必要がある。ガスエンジンは十分な基礎の上に置き振動を防止するとともに、必要に応じて上部に消音器を取り付け、騒音を防止する。なお、建物を防音構造にするには、壁面を吸音板、もしくは窓を少なくすることが考えられる。

2) ガス漏れ対策

本設備はメタンガスを扱うため、運転員が1日2回のLFG回収設備及びLFG発電設備の巡回にてガス漏れ点検（視認、臭い等）を行う。またLFG計装設備においてガス量等を観測し流量等の異常について常時監視する。

3) 保守・点検管理

当該ガスエンジンを安定させるため、より経済的な運転を行う必要があり、特に表5-10に示す保守・点検管理を実施する。

表 5-10 保守・点検管理の内容

項目	内容
運転員の巡回(ガス漏れ点検)	ガス洩れ点検回数：1日2回（午前1回、午後1回）。 LFG回収設備とLFG発電設備を巡回し、ガス洩れ点検する。
技術者の巡回	回数：月1回程度。運転員への運転状況のヒアリング、稼動状況の観察・点検を行い、不具合の早期発見及び運転員へのアドバイスを行う。
緊急時対応	必要部品の供給体制の設定。技術者の派遣体制の設定。（体制表を作成し、緊急時に対応する。）
運転員のトレーニング	運転員のトレーニングを行うことで、運転技術の質を向上させる。
機器のメンテナンス ^{*1}	メンテナンス頻度は、点検2~3ヶ月に1回（主にエンジン本体のみ）とし、設備全体の点検・整備は1年に1回とする。なお、主要部の耐用年数は5年を想定する。

^{*1}：機器毎のメンテナンス内容

- エンジン本体（点火プラグ点検（必要に応じて交換）、ガス制御弁点検、制御装置点検、シリンダーカバー開放点検、主要部品点検・交換、オーバーホール及び軸受け交換）
- 発電機（絶縁チェック、保護装置作動確認、本体開放点検）
- 熱交換器類点検、清掃（付帯する場合）
- 排熱ボイラ（流路部分点検、配管・チューブ耐圧点検、ポンプ類点検又は交換）
- 冷却水循環ポンプ
- その他

(8) その他

インドネシア国消防法等での法規制を受けるものについては、法令に基づいた構造として、消火設備を設けるとともに労働安全衛生規則その他の規則に従うことが必要である。

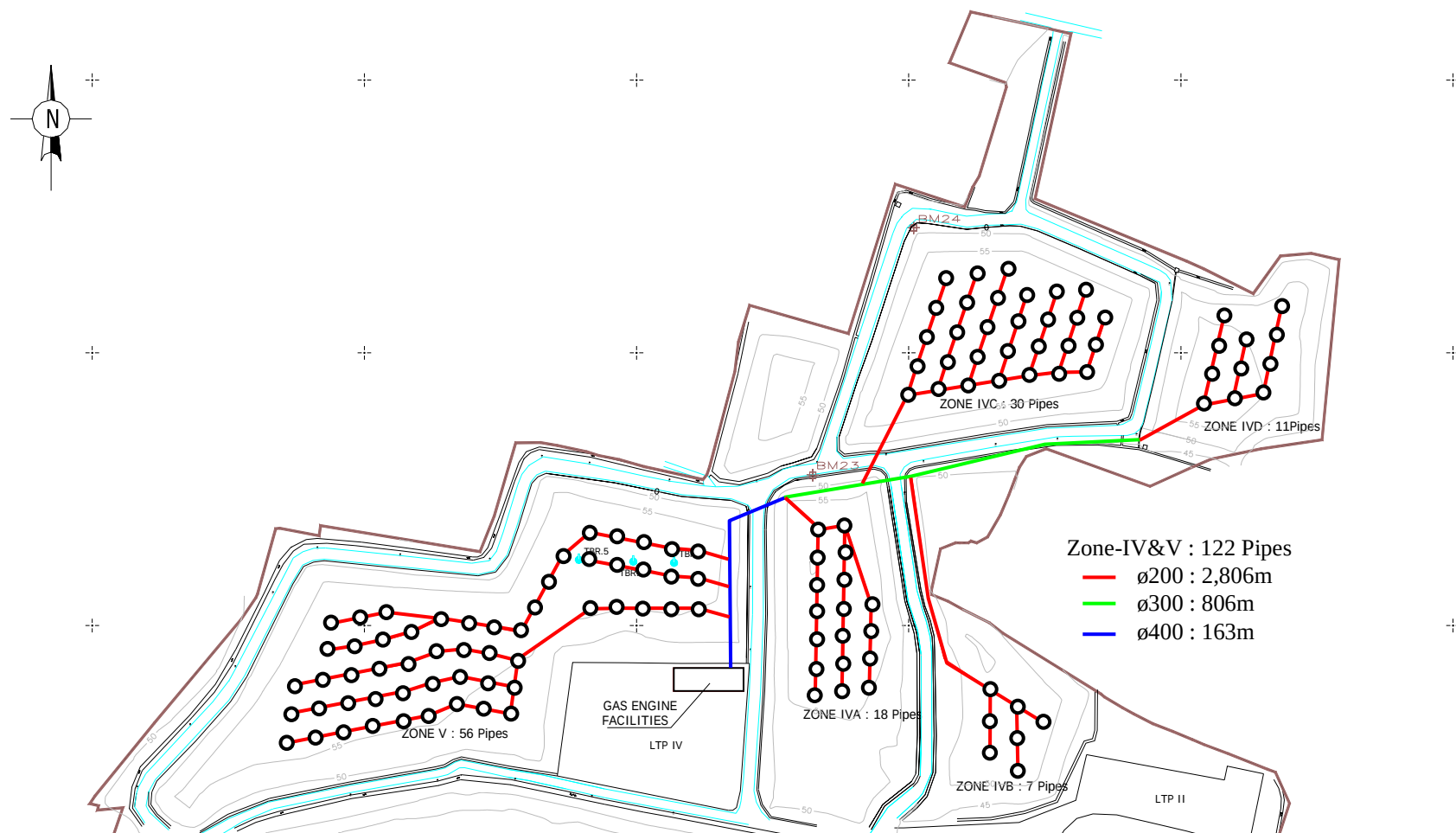


図 5-10 LFG 回収管ルート及びガスエンジン配置位置

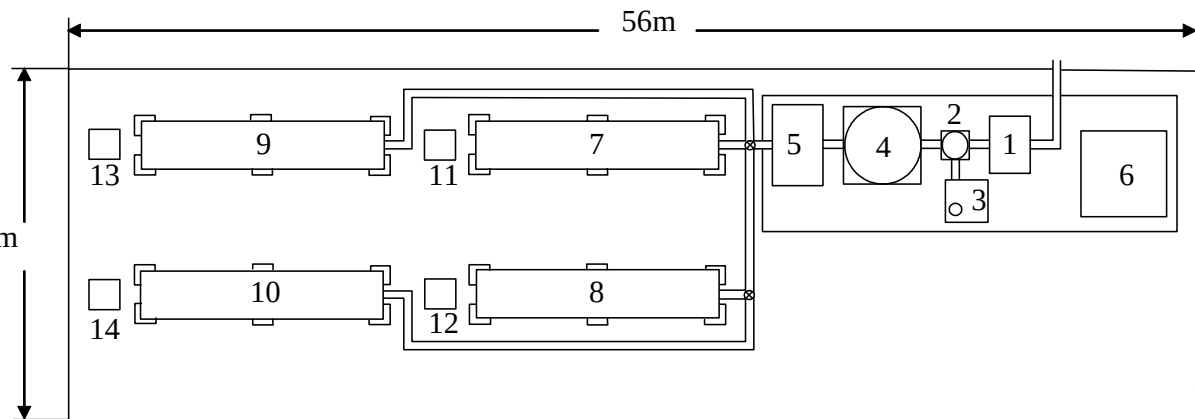


図 5-11 LFG 処理・発電設備 機器概略配置図

No	名称
1	ブローア
2	ガスホルダ
3	フレア燃焼設備
4	スクラバ
5	加熱器
6	高架式水タンク
7	No1 ガスエンジン(1MW)
8	No2 ガスエンジン(1MW)
9	No3 ガスエンジン(1MW)
10	No4 ガスエンジン(1MW)
11	No1 変圧器
12	No2 変圧器
13	No3 変圧器
14	No4 変圧器

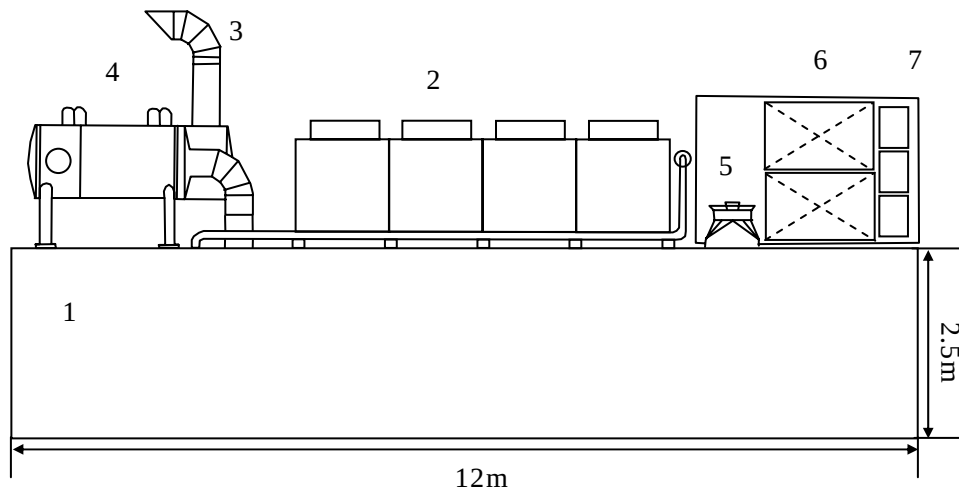


図 5-12 ガスエンジン断面図

No	名称
1	ガスエンジン (コンテナパッケージ)
2	ラジエタ
3	煙突
4	排ガスサイレンサ
5	吸気サイレンサ
6	吸気フィルター
7	吸込ブローア

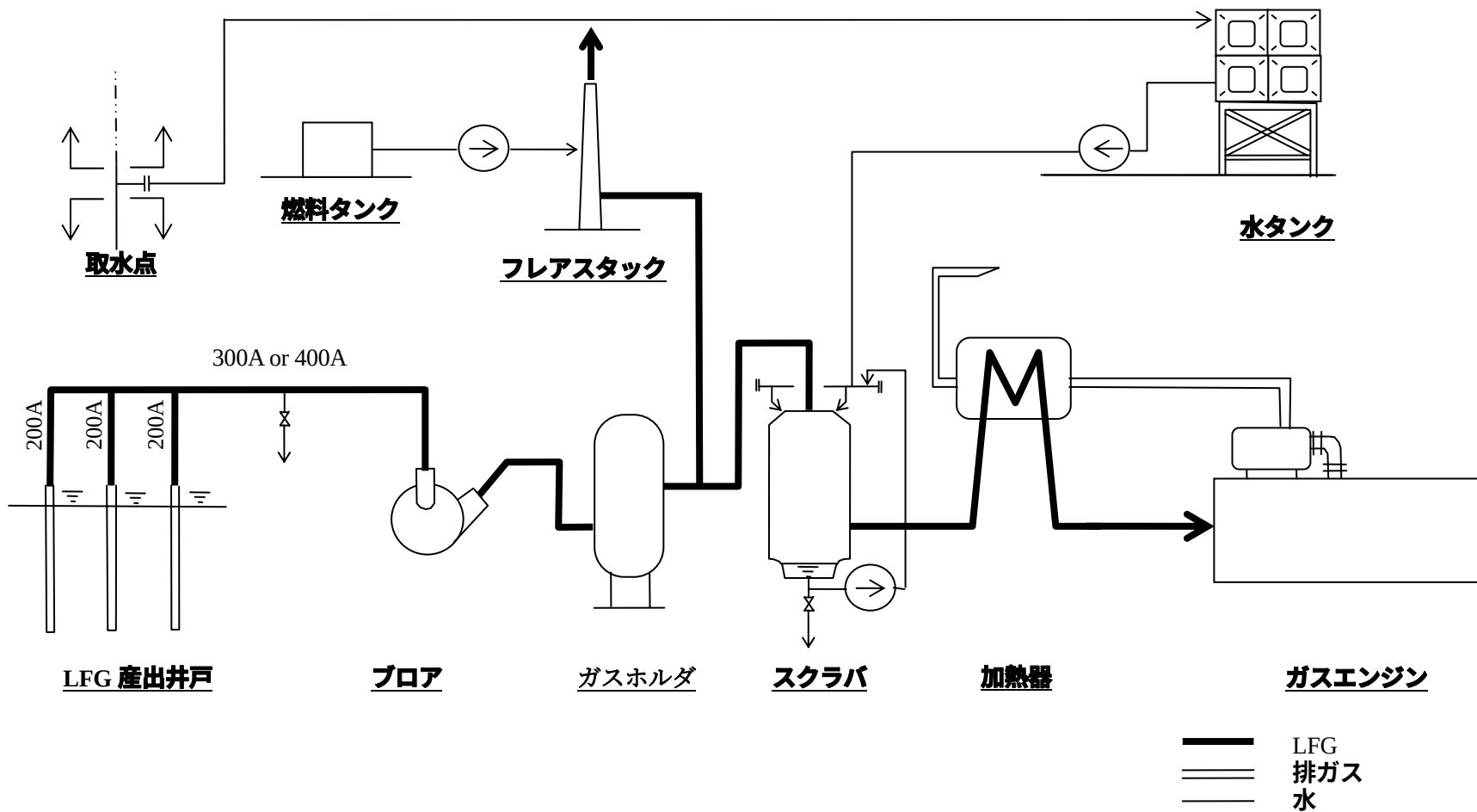


図 5-13 LFG 回収・処理・発電設備 プロセスフロー

5.4 プロジェクトの実施体制

本プロジェクトの実施にあたっては、インドネシアに特別目的会社（SPC）を設立し、事業の運営を行う予定である。SPC への出資会社としては鹿島建設と日本の電力系会社及びインドネシアの民間会社などが候補に上げられるが、現在の段階では確定していない。今後詳細な経済性検討を進め、PDD のバリデーションまでには具体的な事業運営体制のスキームを決定する予定である。なお、SPC の運用管理体制の組織図を図 5-14 に示す。

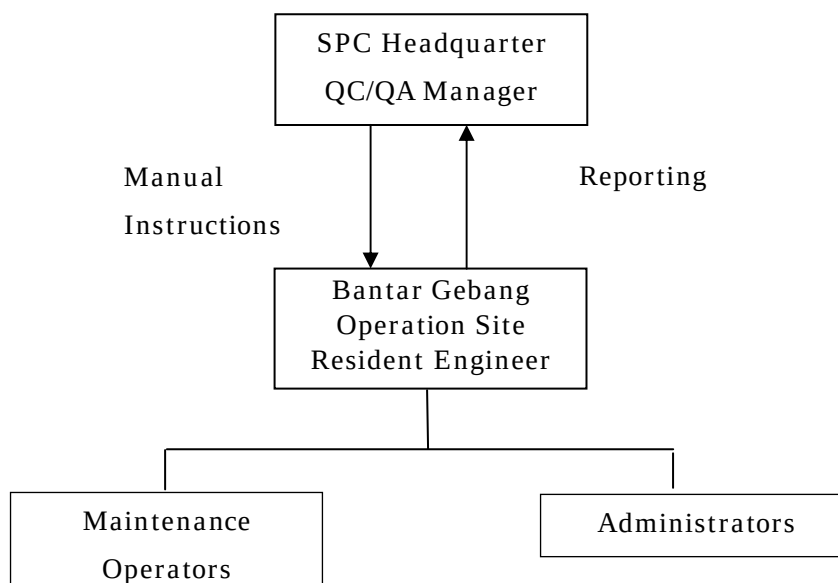


図 5-14 運用管理体制組織図

■ S P C 設立の目的

建設・運営主体としての特別目的会社（Special Purpose Company）は、事業の期間が比較的短期であること（10 年間）、代替エネルギーの事業主体としては地元資本を取り込む要請があること、現地への技術移転・ホスト国の持続可能な開発に寄与することなどの理由から現地において設立する。

出資比率については、現地の経済状況を考えて、地元企業に負担のかからない範囲で考える必要があるが、法的な規制もあるので今後協議を進める。

なお、出資予定の地元企業としては、現在バンダールゲバン処分場でジャカルタ市より委託を受けて処分場の運営管理業務を行っている PBB 社（Patriot Bangkit Bekasi）が有力候補となっている。同社は周辺地域の状況にも詳しく、将来の委託運営業務を受注する可能性も高いことから、非常に前向きに検討をしている。

現段階で SPC の中心となる鹿島建設の会社概要を以下に示す。

■ 鹿島建設株式会社

事業内容 : 大規模構造物、建築物、環境配慮プロジェクトのプランニング、エンジニアリング、施工および維持管理
設立 : 天保 11 年 (1840 年)
資本金 : 814 億円余
従業員数 : 10,380 名 (平成 16 年 3 月末現在)
(出向・留学者等を含めた在籍者数は 10,850 名)
支店 : 札幌、東北、関東、東京、横浜、北陸、名古屋、関西、四国、広島、九州

5.5 資金計画

現地での温暖化ガス発生量及びゴミ成分分析の調査結果に基づいた温暖化ガスの削減量、ガス発電量等の推算結果、インドネシアにおける売電価格、ガスエンジンを含むプロジェクトに必要な設備・施工費用の概算見積りにより、IRR の試算を行った (なお、試算はゾーン IV および V のみを対象として行った)。この結果によれば、CO₂ クレジットを考慮しない場合には △13% の赤字事業となるが、クレジットの売却を考慮した計算では IRR が 10%~19% (クレジット価格については現状の EU での取引価格を参考に固定契約価格 US\$5、市場価格 US\$10 とし、売却バランスを変えた感度分析を行った結果) に好転する。

以上の結果より、本事業は採算性の取れる事業であり、クレジットの獲得の観点からも日本側出資者については魅力的であると考えられる。また、初期投資額も約 US\$600 万と比較的金額が少ないことから、公的な資金を期待しなくとも日本側出資企業の資金で十分まかなえる範囲である。

なお、インドネシア側企業の出資については現地 SPC 設立に必要な最小限の範囲とし、経済的負担をできるだけ軽減した事業計画とする。

■ 日本側

参加企業の出資金を原則とするが、JBIC 等の団体からの公的資金制度金融の利用についても考慮する。

インドネシア側からの出資については、今後協議する。

炭素クレジット (CER) の利用については、本来 Verification の後生ずるものであるが、金融商品の性格もあわせ持ってくるものであり、先物売買の一部利用等、リスクも見極めながらプロジェクトの採算にとって最適な解を常に見つけていく。

5.6 炭素クレジット取得

炭素クレジット (CER) の取得については、プロジェクトの事業期間を 10 年として試算した結果、CO₂ 排出量約 119 万トンのクレジットを取得できる。これらのクレ

ジットは原則 SPC の出資比率に応じて各企業に分配されるが、企業としては配当金として分配されたほうが良い場合もあるので、クレジット全量を長期的契約で売買する場合や市場での短期売買する場合などその都度、プロジェクトの採算性にとって最適になるよう考慮していく必要がある。

今回のプロジェクトにおける採算性の検討ではこの辺を考慮し、市場での売買のバランスを変えて IRR を計算し評価している。

5.7 プロジェクト実施スケジュール

本プロジェクトの今後の事業実施スケジュールを以下に示す。

2005 年 4 月	PDD の調整、DOE バリデーション開始
2006 年 3 月	インドネシア、日本両国の CDM 承認取得
2006 年 4 月	CDM EB & Methodology Panel への登録申請
2006 年中旬	現地での SPC 設立、詳細設計開始
2006 年 12 月	CDM EB へのプロジェクト登録
2007 年 3 月	現地工事開始
2008 年 3 月	CDM 事業運用開始
2017 年 3 月	事業期間完了

なお、今回の事業の試算はゾーンⅣ及びⅤのみを使用して CDM 事業を実施する場合を想定しているが、残りのゾーンⅠ、Ⅱ、Ⅲについても、運用面での調整が進めば、事業として LFG ガスの回収発電を実施する予定である。したがって、事業期間については 10 年ではなく 7 年毎に見直しを行い最長 21 年実施する可能性もある。

第6章 モニタリング計画

6.1 モニタリングの目的

本プロジェクトは処分場から発生する LFG を燃料として発電あるいは燃焼させることによって GHG 排出量を削減することを目的としている。一方、本プロジェクトの収益性については、売電による収入を第一に考えているが、その他に GHG 排出量の削減量に応じて発行される CER(Certified Emission Reduction)も収益の一部となる。すなわち、第一にモニタリングは GHG 排出削減量や地元系統電源への売電量等を把握するために実施されるものであり、また、プロジェクトの安全性や環境保全性を確保するために実施されるものである。

なお、モニタリング期間は、プロジェクト期間と同様に施設稼働後 10 年間とする。

6.2 本プロジェクトに適用するモニタリング手法

本プロジェクトにおいては、承認モニタリング手法 ACM0001「LFG 回収プロジェクトに対する統合ベースライン手法: Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities」を用いる。この手法は以下の 4 つの承認モニタリング手法をもとに提案され、2004 年 9 月に承認された。

- AM0002: 住民協定によるベースラインをもとにした LFG 回収及びフレア燃焼による温室効果ガス削減
- AM0003: LFG 回収プロジェクトにおける簡易財務分析
- AM0010: 法規制のない LFG 回収における LFG 回収・発電プロジェクト
- AM0011: CH₄ ガス回収・破壊のないベースラインシナリオにおける LFG 回収・発電プロジェクト

ACM0001 は以下のいずれかのプロジェクトに適用することが可能である。

- 回収した LFG をフレア燃焼させるプロジェクト
- 回収した LFG を電力もしくは熱エネルギーに変換し、その代替燃料の削減量を GHG 削減量としてカウントしないプロジェクト
- 回収した LFG を電力もしくは熱エネルギーに変換し、その代替燃料の削減量を GHG 削減量としてカウントするプロジェクト

6.3 本プロジェクトの事業スキームの概要

図 6-1 に本プロジェクトの事業スキームの概要を示す。本プロジェクトは、地球温暖化係数の高い CH₄ を主成分とする LFG を燃料とし、ガスエンジンで発電を行うことによって GHG 排出量を削減するものである。しかし、ガスエンジンのメンテナンスや非常時、LFG 回収量がガスエンジンのスペックを超える場合等には、LFG をフレア燃焼することによって GHG 排出量を削減する。

ガスエンジンの発電によって得られた電力については、発電量全てを地元系統電源に売電するのではなく、一部を施設稼働電力として使用する。そのため、ガスエンジンでの発電による GHG 排出削減量としては、発電による CH₄ 削減量と地元系統電源の燃料消費削減による GHG 排出削減量がカウントされる。また、フレア燃焼を行う場合には、GHG 排出削減量としてフレア燃焼による CH₄ 削減量がカウントされる。

すなわち、本プロジェクトにおける GHG 排出削減量は、以下の 2 つの排出削減量の合計となる。

- ・ LFG 発電及びフレア燃焼による GHG 排出削減量
- ・ 地元系統電源の燃料消費削減による GHG 排出削減量

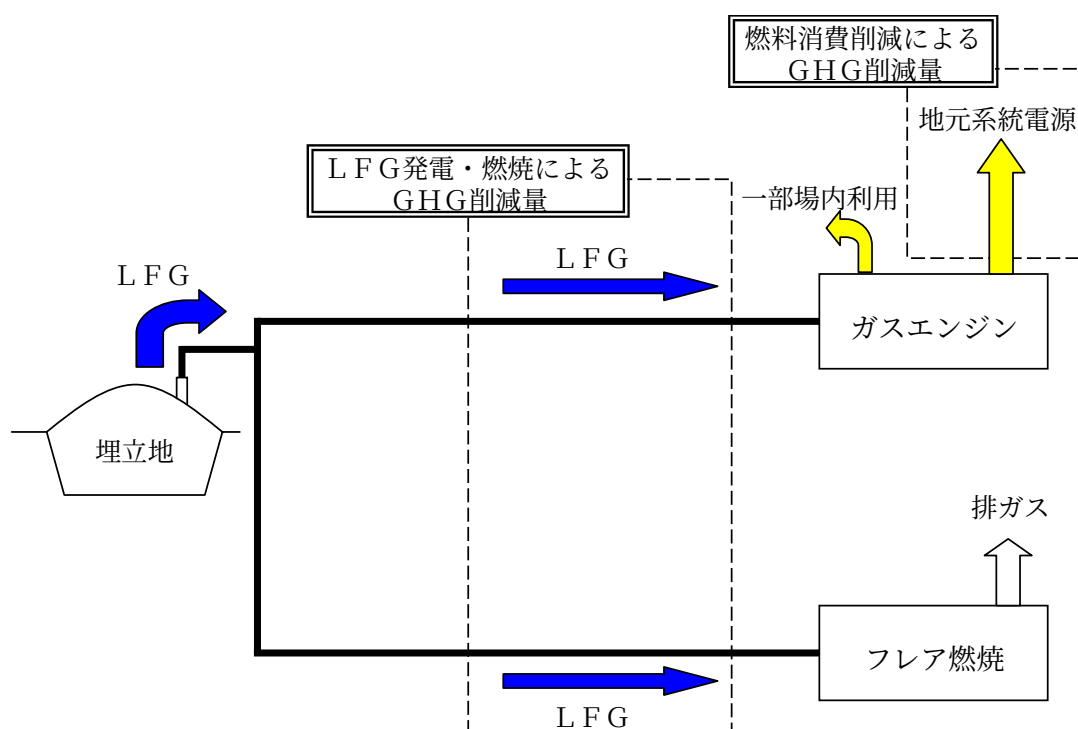


図 6-1 本プロジェクトの事業スキーム概略図

なお、プロジェクト活動に伴い、以下の項目に起因する GHG 排出の可能性が考えられるが、以下の理由から除外するものとする。

①施設稼働の電力消費量

ガスエンジン稼働に必要な電力は、LFG 発電に伴う電力にて補うものとする。

②施設建設時の車両からの GHG 排出

本プロジェクトにおけるモニタリング開始時期は、施設建設完了後であり、それ以前となる施設建設に伴う車両からの排気ガスは対象としない。

③運転員の通勤に利用する車両

運転員の通勤形態は、常設されている公共交通機関によるものとし、本プロジェクト実施に伴って新たに設けられるものでないため、対象としない。

④メンテナンス車両

本プロジェクトにおいてメンテナンス車両が訪れるのは、配管の損耗やガスエンジン故障時に限られ、定期的に訪れることはない。また数年経過後、経年劣化による機器のオーバーホール時に車両が往来することになる。このようにプロジェクト実施期間を通して非定常的であるため、対象としない。

⑤廃棄物運搬車両

本プロジェクト対象ゾーンは埋立完了後であり、ごみ収集車が対象ゾーンへ出入りすることはないため、ごみ収集車は対象としない。

⑥LFG 不足時の燃料

本プロジェクトでは、LFG が何らかの事情で供給できなくなった場合には、ガスエンジンの運転を停止し、LFG 以外の燃料を使用しないため、対象としない。

6.4 GHG 排出削減量の算出方法

承認ベースライン手法 ACM0001 よると、本プロジェクトにおける GHG 排出削減量は以下の式により算出される。

$$ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) \times GWP_{CH_4} + EG_y \times CEF_{electricity,y} + ET_y \times CEF_{thermal,y}$$

y：プロジェクト期間

ER_y：GHG 排出削減量 (t-CO₂)

MD_{project,y}：本プロジェクトを実施した場合のメタン削減量 (t-CO₂)

MD_{reg,y}：本プロジェクトを実施しない場合のメタン削減量 (t-CO₂)

GWP_{CH₄}：メタンの地球温暖化係数 (t-CO₂/t-CH₄)

EG_y：売電量 (MWh)

$CEF_{\text{electricity},y}$ ：電力代替による二酸化炭素排出削減係数 ($\text{t-CO}_2/\text{MWh}$)

ET_y ：熱エネルギー量 (TJ)

$CEF_{\text{thermal},y}$ ：熱エネルギー代替による二酸化炭素排出削減係数 ($\text{t-CO}_2/\text{MWh}$)

(a) 本プロジェクトを実施した場合のメタン削減量 ($MD_{\text{project},y}$)

本プロジェクトを実施した場合のメタン削減量はガスエンジンの発電によるメタン削減量とフレア燃焼によるメタン削減量の合計となる。

(b) 本プロジェクトを実施しない場合のメタン削減量 ($MD_{\text{reg},y}$)

本プロジェクトを実施しない場合のメタン削減量はゼロとする。

(c) メタンの地球温暖化係数 (GWP_{CH_4})

ICPP が承認しているメタンの地球温暖化係数を用いる。メタンの地球温暖化係数 = $21 \text{ t-CO}_2/\text{t-CH}_4$

(d) 売電量 (EG_y)

本プロジェクトでは、インドネシアの電力会社である PLN に、ガスエンジンによって発電した電気の一部を売電する。このとき、GHG 排出削減量の対象とする売電量については、月別に電力会社との間で取り交わさせる電力の売買に伴う請求書等を正式な記録書類として使用する。なお、後述するが、送電端に設置される電力量計で売電量をモニタリングし (0 参照)、クロスチェックを行う。

(e) 電力代替による二酸化炭素排出削減係数 ($CEF_{\text{electricity},y}$)

電力代替による二酸化炭素排出削減係数については、PLN が公表する値を使用する。PLN の公表値がない場合には、地元系統電源の燃料使用量とそれぞれの燃料の二酸化炭素排出値から係数を算出する。なお、火力発電施設更新などに伴い値が変化することがあるため、適宜更新する。

(f) 熱エネルギー量 (ET_y)

本プロジェクトでは、ボイラー等による LFG の熱エネルギーへの変換を実施しないので考慮しない。

(g) 熱エネルギー代替による二酸化炭素排出削減係数 ($CEF_{\text{thermal},y}$)

本プロジェクトでは、ボイラー等による LFG の熱エネルギーへの変換を実施しないので考慮しない。

6.5 モニタリング項目とその品質管理・品質保証

図 6-2 にモニタリングポイントとモニタリング項目を示す。また、それぞれのモニタリング項目の計測方法及びデータの保存方法等を表 6-1 に、モニタリング項目の品質管理及び保証を表 6-2 に示す。

基本的に、モニタリングは現地運転員が連続測定器を用いて実施するものとし、現地状況等を考慮して高度な機器分析を行わず、検知管等の簡易測定装置や安価な装置で対応する。また、現地運転員はその分析結果を毎日集計し、電子データとして保存する。

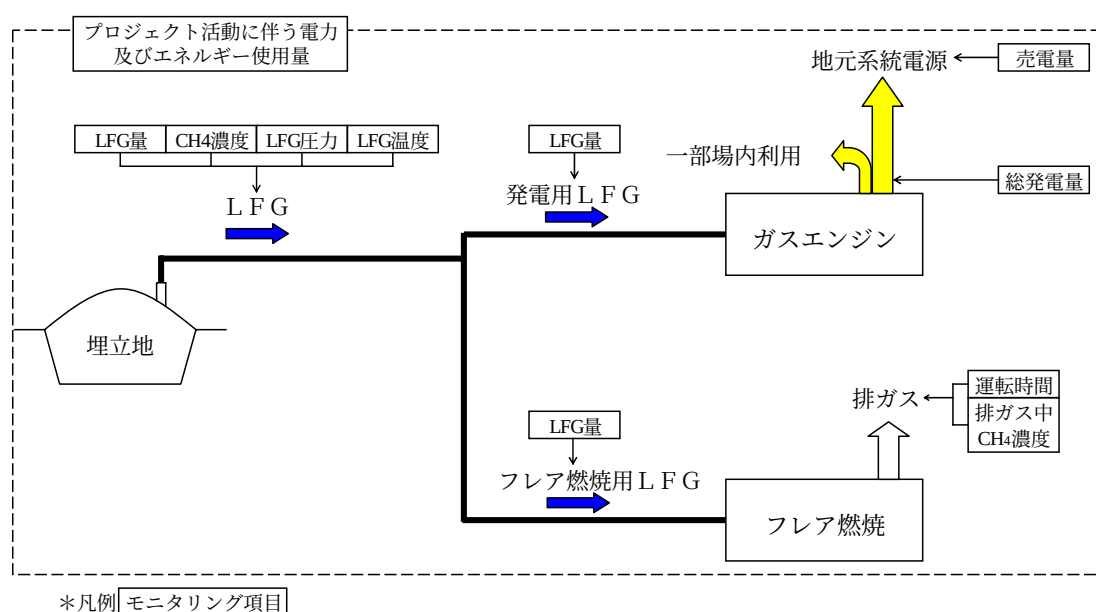


図 6-2 モニタリングポイントとモニタリング項目

表 6-1 本プロジェクトにおけるモニタリング項目

ID 番号	データ変数	単位	実測(m) 計算(c)	計測頻度	記録方法	データ保持期間	備考
1	LFG 全回収量	m ³	m	連続	電子化	クレジット期間及び その後2年	流量計による測定 月別・年別に報告
2	フレア燃焼用 LFG 量	m ³	m	連続	電子化	クレジット期間及び その後2年	流量計による測定 月別・年別に報告
3	LFG 発電用 LFG 量	m ³	m	連続	電子化	クレジット期間及び その後2年	流量計による測定 月別・年別に報告
4	フレア効率 (①運転時間,②排ガス中 CH ₄ 濃度)	%	m/c	①連続 ②年4回 ^{*1)}	電子化	クレジット期間及び その後2年	①フレア運転時間の連続測定 (例: 温度計による燃焼温度の測定) ②ガスサンプリング及びラボ分析 による測定。
5	LFG 中 CH ₄ 濃度	m ³ CH ₄ / m ³ LFG	m	連続	電子化	クレジット期間及び その後2年	ガス成分連続分析器による測定
6	LFG 温度	℃	m	連続	電子化	クレジット期間及び その後2年	温度計による連続測定 CH ₄ 密度算出のために測定 ^{*2)}
7	LFG 圧力	Pa	m	連続	電子化	クレジット期間及び その後2年	圧力計による連続測定 CH ₄ 密度算出のために測定 ^{*2)}
8	所内使用電力及びエネルギー量	MWh	m	連続	電子化	クレジット期間及び その後2年	プロジェクト活動に要した電力量 は発電量と売電量の差とする。ま た、他のエネルギー消費量は極めて 小さい。
9	所内使用電力及びエネルギーの CO ₂ 排出係数	tCO ₂ / MWh	c	年1回	電子化	クレジット期間及び その後2年	所内電力及びエネルギー使用に伴 う CO ₂ 排出量算出のために算出
10	発電量	MWh	m	連続	電子化	クレジット期間及び その後2年	電力計による連続測定
11	売電量	MWh	m	連続	電子化	クレジット期間及び その後2年	PLN が設置、管理する電力計による 連続測定

*1) 測定値がバラつく場合には月1回測定を行う。

*2) 標準状態(0℃、1atm)における CH₄密度は 0.0007168tCH₄/m³CH₄

表 6-2 モニタリング項目の品質管理・品質保証方法

ID 番号	データ変数	データの不確実性 (高／中／低)	QA／QCの有無 (有／無)	QA／QCの概要
1	LFG 全回収量	低	有	正確な計測を確保するために、流量計の定期的な保守及び校正を行う。
2	フレア燃焼用 LFG 量	低	有	正確な計測を確保するために、流量計の定期的な保守及び校正を行う。
3	LFG 発電用 LFG 量	低	有	正確な計測を確保するために、流量計の定期的な保守及び校正を行う。
4	フレア効率 (①運転時間,②排ガス中 CH ₄ 濃度)	中	有	最適なフレア燃焼運転を確保するために、定期的な保守を行う。フレア燃焼効率を年 4 回検査する。ただし、前回値と著しくかけ離れた場合には月に 1 回検査を行う。
5	LFG 中 CH ₄ 濃度	低	有	正確な計測を確保するために、ガス分析器の定期的な保守及び校正を行う。
6	LFG 温度	低	有	正確な計測を確保するために、温度計の定期的な保守及び校正を行う。
7	LFG 圧力	低	有	正確な計測を確保するために、圧力計の定期的な保守及び校正を行う。
8	所内使用電力及びエネルギー量	低	無	
9	所内使用電力及びエネルギーの CO ₂ 排出係数	低	無	
10	発電量	低	有	正確な計測を確保するために、電力計の定期的な保守及び校正を行う。
11	売電量	低	有	正確な計測を確保するために、電力計の定期的な保守及び校正を行う。

第7章 環境影響分析

7.1 環境影響評価制度

インドネシアにおける環境影響評価制度は(インドネシアでは通称 AMDAL と呼ばれている)、旧環境管理法(1982 年法律第 4 号)の第 16 条の規定(環境に重大な影響を与える可能性がある事業は、環境影響評価を実施しなければならない)に基づいて 1986 年に初めて導入されている。その後、1993 年の環境影響評価に関する政令(1993 年政令第 51 号)が制定され、1999 年に改訂された(1999 年政令第 27 号)。

7.1.1 環境影響評価の対象となる事業又は活動の種類及び規模

環境影響評価の対象となる事業又は活動の種類及び規模については、2001 年環境担当国務大臣令第 17 号において定められており、工業、農業、エネルギー鉱物資源などの 14 部門に分けられている。環境影響評価が必要とされる事業においては、環境影響評価実施計画書(インドネシアでは通称 KA-ANDAL と呼ばれている、あるいは TOR; Terms of Reference。以下 TOR)、環境影響評価書(インドネシアでは通称 ANDAL と呼ばれている。以下 ANDAL)、環境管理計画(インドネシアでは通称 RKL と呼ばれている。以下 RKL)、環境モニタリング計画(インドネシアでは通称 RPL と呼ばれている。以下 RPL)を作成し、所管官庁の承認を得なければならない。

本プロジェクトは発電事業に該当する。エネルギー鉱物資源分野の電力事業としては、表 7-1 に示すように 5 つの事業及び規模が指定されており、本プロジェクトは「その他の発電施設」に該当する。しかし、本プロジェクトの発電規模は 4MW 程度であるため、環境影響評価対象事業に該当しない。

表 7-1 環境影響評価対象事業（エネルギー鉱物資源分野－電力事業）

No	事業内容	対象規模
1	送電線	150kV
2	発電施設 (ディーゼル、天然ガス、蒸気及びコンバインドサイクル)	発電規模 $\geq$ 100MW
3	地熱発電施設	発電規模 $\geq$ 55MW
4	水力発電施設	高さ $\geq$ 15m 又は 貯水面積 $\geq$ 200ha 又は 発電規模 $\geq$ 50MW
5	その他の発電施設 (太陽光、風力、バイオマスなど)	発電規模 $\geq$ 10MW

(出典: 環境影響評価が必要とされる事業又は活動の種類に関する環境担当国務大臣令(2001 年環境担当国務大臣令第 17 号))

7.1.2 環境影響評価の所管官庁

インドネシアにおける環境影響評価の所管官庁は原則として地方自治体であるが、事業又は活動の種類や事業実施場所、その官庁が環境影響評価を実施できるかどうか

によって、所管官庁は中央政府や州政府となる場合がある（表 7-2）。

中央環境影響評価委員会(中央政府)が所管する事業又は活動は、潜在的に環境負荷を与える事業又は安全や国防に係る事業、2 つ以上の州にまたがる事業、他地域との紛争地域に位置する事業、海域 12 マイル以上に位置する事業、他の国との国境にまたがる事業である。

州環境影響評価委員会(州政府)が所管する事業又は活動は、潜在的に環境影響を与えると考えられる事業、2 つ以上の市にまたがる事業、海域 4～12 マイルに位置する事業である。しかし、これらの環境影響評価を実施できない場合や地方政府から委任された事業の環境影響評価を実施できない場合には、中央環境影響評価委員会の支援を求めることができる。

地方環境影響評価委員会(地方政府)は環境影響評価が必要とされる全ての事業を管理するものとされているが、自らの官庁では環境影響評価を実施できない事業については、その権限を州政府に委ねることができる。

表 7-2 環境影響評価の所管官庁

中央政府	州政府	地方政府
a)潜在的に環境負荷を与える事業又は安全や国防に係る事業 (例) ・原子力発電所の建設及び運営 ・海底掘削 ・衛星発射技術 ・遺伝子工学技術 ・石油及びガス開発 ・精製所建設 ・放射性鉱物の採掘 ・航空機産業施設の建設 ・軍事産業施設の建設 ・爆発物産業施設の建設 ・輸入廃棄物を原料とした産業施設の建設 ・国際空港の建設 ・港湾施設の建設 ・有害性廃棄物処理施設 b)2 つ以上の州にまたがる事業 c)他地域との紛争地域に位置する事業 d)海域 12 マイル以上に位置する事業 e)他の国との国境にまたがる事業	a) 潜在的に環境負荷を与える事業 (例) ・パルプ産業施設の建設 ・セメント産業施設の建設 ・石油化学産業施設の建設 ・森林産業施設の建設 ・植林事業のための開墾 ・農業及び園芸事業のための開墾 ・発電施設の建設(水力,蒸気,地熱,ディーゼル) ・ダム建設 ・空港建設(国際空港除く) ・港湾施設の建設 b) 2 つ以上の市にまたがる事業 c)海域 4～12 マイルに位置する事業 d)地方政府から委任された事業 (※ただし、自らの官庁では環境影響評価を実施できない事業については、中央環境影響評価委員会の支援を求めることができる)	a)全ての事業 (※ただし、自らの官庁では環境影響評価を実施できない事業については、その権限を州政府に委ねることができる)

(出典:環境影響評価書の評価委員会システムのための指針に関する環境担当国務大臣令(2000 年環境担当国務大臣令第 40 号))

7.2 環境影響評価の実施手続き

7.2.1 環境影響評価の実施機関

環境影響評価の実施権限は当該事業を所管する中央政府、州政府、地方政府(県及び市)に与えられ、それぞれの機関には環境影響評価委員会とそれを支援する評価委員会技術チーム及び評価委員会事務局が設けられている。

環境影響評価委員会は、TOR、ANDAL、RKL、RPL を評価し、TOR 承認や環境面から見た事業の実現可能性についての評価結果及び意見をそれぞれの機関の承認決定者(環境影響管理官庁長官、州知事、市長のいずれか)に提出しなければならない。環境影響評価委員会は関係行政機関の代表者や環境分野専門家、環境団体、地域代表等で構成されている。

評価委員会技術チームは、TOR、ANDAL、RKL、RPL を技術的に評価し、その評価結果及び意見を環境影響評価委員会に提出しなければならない。

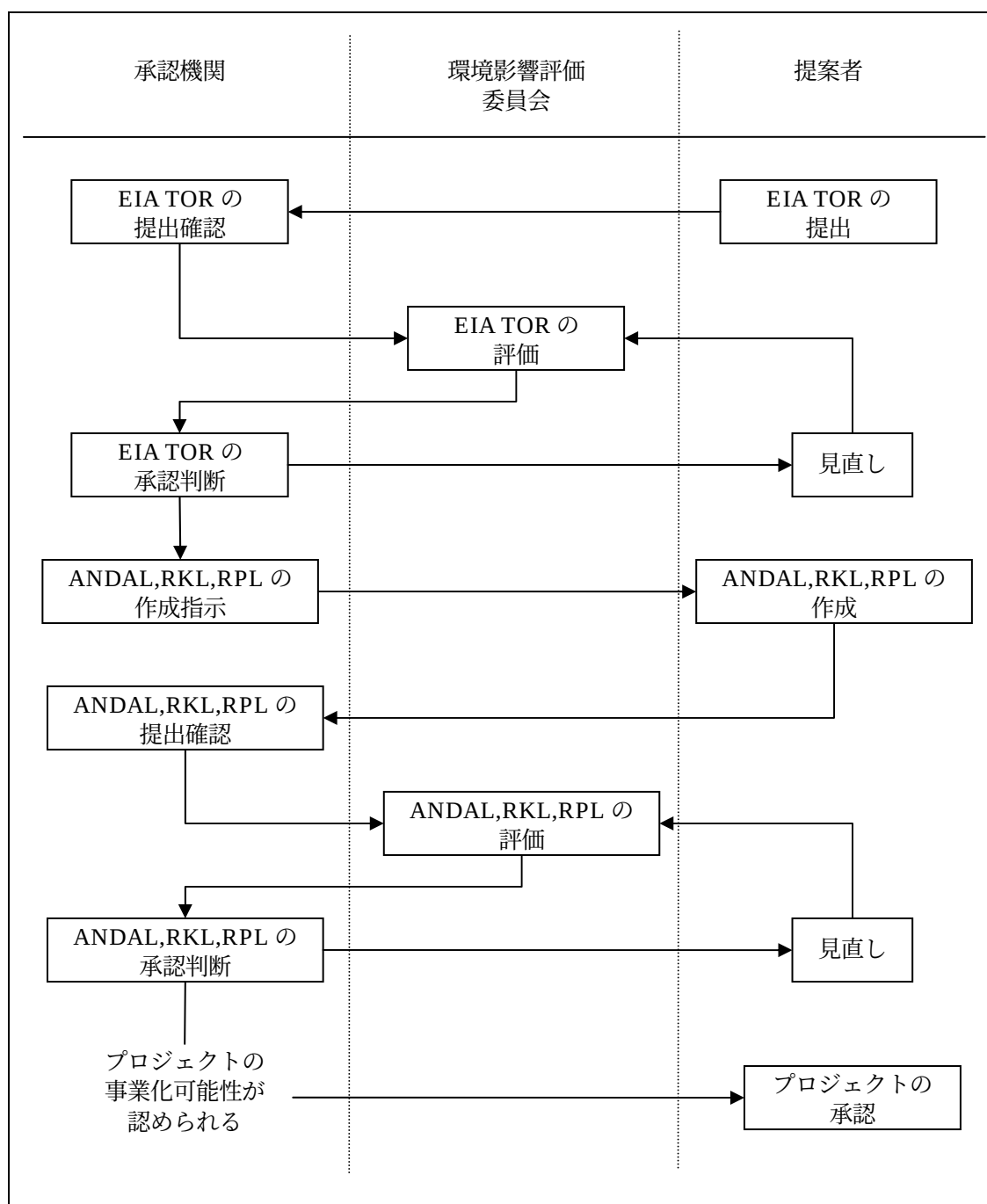
評価委員会事務局は、環境影響評価委員会及び評価技術チームが円滑に任務を遂行できるように支援するものとされている。

7.2.2 環境影響評価の実施手続き

図 7-1 に環境影響評価手続きの手順を示す。

環境影響評価の実施を必要とされる事業においては、事業者はまず、TOR を環境影響評価事務局を通して所管官庁の承認機関(環境影響管理官庁長官、州知事、市長のいずれか)に提出する。提出された TOR は環境影響評価委員会によって評価されるが、まず、環境影響評価技術チームが TOR を技術面から評価し、その評価結果及び意見を環境影響評価委員会に提出する。環境影響評価委員会は技術チームの評価結果及び意見、地域住民からの提案、意見等を踏まえて TOR の評価を実施し、必要に応じて事業者は TOR の見直しを求めることができる。事業者は TOR の見直しを求められた場合、評価委員会が実施された日から起算して 30 日以内に事務局を通して委員会議長に回答文書を提出しなければならない。それでも、回答文書の内容が委員会の評価結果に対応していない場合には、議長は事業者に対して 14 日以内の再修正を求めることができる。

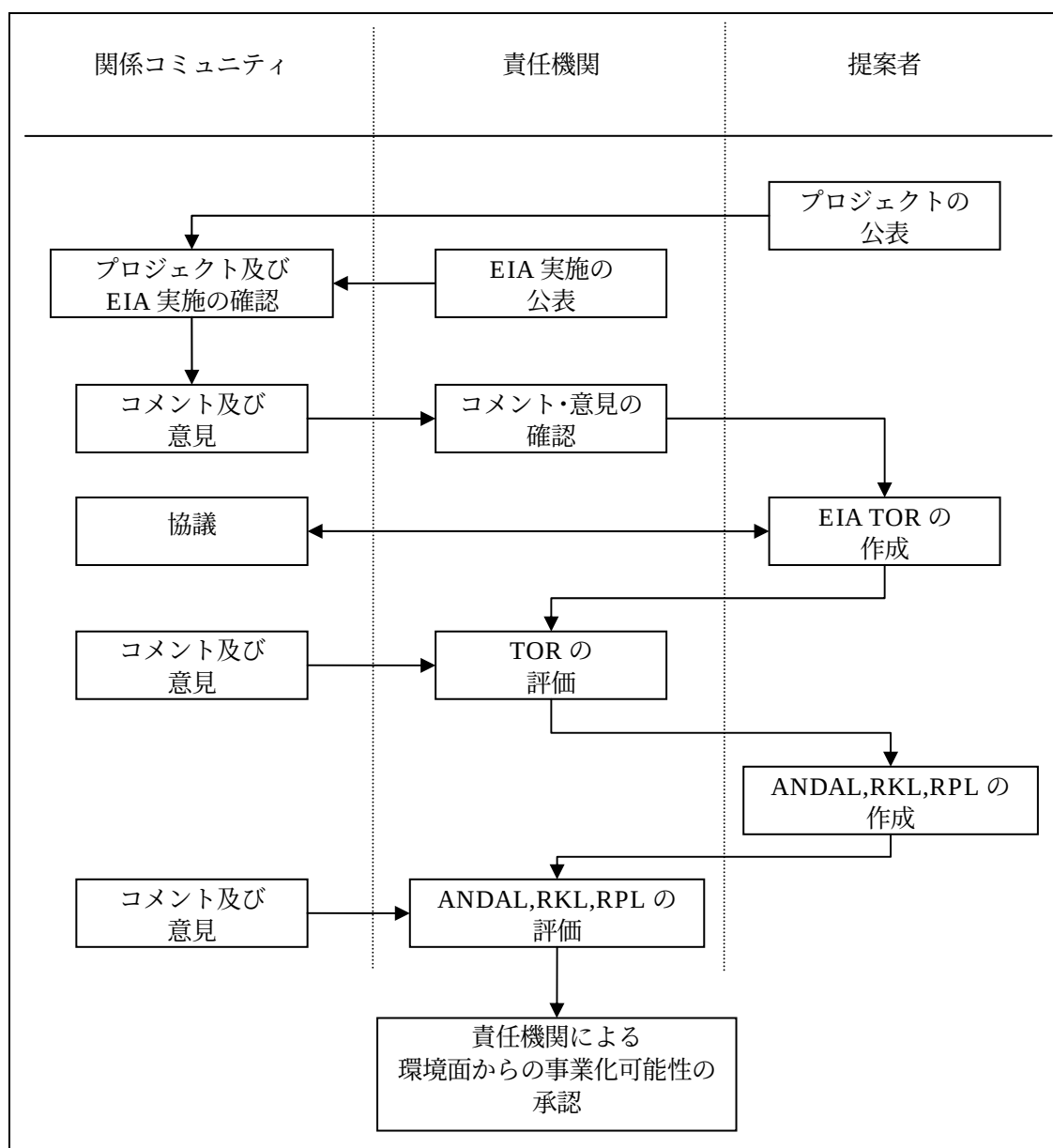
TOR の承認を得た事業者は、続いて ANDAL、RKL、RPL を環境影響評価事務局を通して所管官庁の承認機関に提出する。ANDAL、RKL、RPL の評価手順は基本的に TOR と同様である。承認決定は所管官庁の承認機関(環境影響管理官庁長官、州知事、市長のいずれか)によって行われる。



出典: 環境影響評価に関する政令(1999 年政令第 27 号)により作成

図 7-1 環境影響評価実施手続きの手順

また、環境影響評価プロセスにおける住民参加及び情報開示に関する環境担当国務大臣令（2000 年環境担当国務大臣令第 8 号）によって、環境影響評価手続きに情報公開及び住民参加の手段が導入された。図 7-2 に環境影響評価手続きにおける住民参加の手順を示す。



出典: 環境影響評価プロセスにおける住民参加及び情報開示に関する環境担当国務大臣令（2000 年環境担当国務大臣令第 8 号）

図 7-2 環境影響評価手続きにおける住民参加の手順

7.3 環境影響評価の実施を必要としない事業における環境配慮

前項までに述べたように、環境に対して重大な影響を生じる可能性のある事業又は活動については、環境影響評価の実施が義務付けられているが、環境影響評価の実施を必要としない事業においても環境影響への対策を講じなければならない。

環境に対してある一定以上の影響を生じる可能性のある事業又は活動について、環境管理計画（通称 UKL と呼ばれている。以下 UKL）及び環境モニタリング計画（通称 UPL と呼ばれている。以下 UPL）の提出が義務付けられている。UKL 及び UPL の

提出が必要かどうかについては、それぞれの地方政府が事業又は活動の種類及び規模を定めている。なお、UKL 及び UPL は環境影響評価手続きの際に提出する RKL 及び RPL と比較して簡略なものとなっている。さらに、UKL 及び UPL の提出を必要としない事業又は活動については、通称 SPPL と呼ばれているさらに簡略な書類を提出することとなっている(表 7-3)。

表 7-3 環境への影響度に応じた環境配慮要件

環境への影響度	事業又は活動の種類及び規模の判断基準	提出が必要となる書類
影響度大 ↑	環境影響評価(AMDAL)が必要 2001 年環境担当国務大臣令第 17 号	環境影響評価実施計画書(TOR) 環境影響評価書(ANDAL) 環境管理計画書(RKL) 環境モニタリング計画書(RPL)
	環境管理計画と 環境モニタリング計画が必要 地方自治体が定める基準	環境管理計画書(UKL) 環境モニタリング計画書(UPL)
↓ 影響度小	SPPL が必要	SPPL

7.4 予想される環境影響と環境保全対策

7.4.1 予想される環境影響

本プロジェクトの実施に伴う環境影響は、工事期間ならびに施設供用期間の二期に分けて考えられる。本プロジェクトの実施に起因する直接的及び間接的な影響を表 7-4 に示す。

表 7-4 プロジェクトの実施による環境への影響

項目	活動	予想される環境への影響	環境影響の低減策
工事期間 直接影響	建築資材の運搬	建築資材の運搬はトラック輸送となる。このトラックからの排気ガス、走行による騒音、振動の影響が考えられる。	これら資材の運搬に係る影響を低減するために、工事計画（主に工程）により効率的な資材搬入を行えるようにする。

インドネシアにおける廃棄物処分場バイオガス回収有効利用調査
平成 16 年度環境省委託事業

項目		活動	予想される環境への影響	環境影響の低減策
		建設機材の稼動	建設機材の稼動により、周辺地域に対して騒音・振動の影響が考えられる。	建設機械を効率的に運用する工事計画にする。同時に休日及び深夜の工事は行わない。また工事にあたっては、地域へ騒音、振動の発生しにくいように、低騒音、低振動型の工事用機器を使用する。
		その他	LFG 発電施設が稼動を開始しても、他の区画では供用が継続される。そのため動線が混雑し、アイドリング等による排気ガスの増加が考えられる。	ごみ搬入車両の動線を確保しつつ、工事範囲を極力分離する動線計画を作成する。
	間接影響	建設資材の原料、加工	建設資材の原料入手及び原料加工によって温室効果ガスが発生する。	必要以上の建設資材の使用を避け、最適な計画・設計を行う。
	施設供用中	LFG の回収・燃焼（発電・フレア）	ガスエンジンによる発電及びフレア燃焼により、CH ₄ を CO ₂ に変換できるため、温暖化防止に寄与する。	
		施設稼動	施設の稼動により、周辺地域に対して騒音・振動の影響が考えられる。主要な発生源はガスエンジンである。	ガスエンジンを十分な基礎の上に置き、振動を低減する。ガスエンジンはコンテナに格納されているため、必要に応じて壁面に吸音板を張り、防音構造にする。
		勤務者の通勤	発電設備及び LFG 配管設備の運転管理を行う人員が通勤するために、自家用車又はバスを利用する。このとき、自家用車及びバスから排気ガスが発生し、また騒音、振動が発生させる。	運転員の能力向上に努めることで、必要運転人員定数を少なくする。
		土地の改変（覆土）	処分場表層をさらに厚く被覆する。これにより景観の改善、悪臭予防、害虫の発生防止、処分地内への雨水の浸入を抑止する。	
	間接影響	バイオマス発電による系統電源の代替燃料の消費削減	LFG を燃料とした発電を行うことで、地元系統電源の発電に使用されている石油、石炭、LNG などの天然資源の削減につながる。	

項目		活動	予想される環境への影響	環境影響の低減策
		類似プロジェクトの増加に伴う GHG 排出削減効果の増大	当該プロジェクトのような LFG を回収し発電するプロジェクトが増えれば、再生可能エネルギーを再利用することで、天然資源の保全につながる。また温室効果の高いメタンガスをより低い二酸化炭素に変換できるため、地球温暖化防止につながる。	

7.4.2 工事計画

工事期間は 6 ヶ月を予定する。本プロジェクトにおける建設工事は、土木造成工事、機械工事に大別される。機械工事は他の工事の進捗に適合させて実施する。

表 7-5 工事工程表

項目	1	2	3	4	5	6
土木造成工事（覆土含む）						
配管工事						
基礎工事						
機械据付工事						

(1) 土木造成工事

バンタールグバン処分場の ZoneIV 及び V ではごみ層上部が覆土されているが、覆土層は薄い。本プロジェクトでの LFG 回収を最大化するためにも、さらに 50cm～1m 程度の覆土を行う。また、ガスエンジン設置場所(補機類含む)の土地造成工事もあわせて実施する。

(2) 配管工事

ごみ層上部への覆土終了後、LFG 回収用の垂直配管を 122 本敷設し、それぞれの垂直配管から発電設備へスムーズに LFG が流れるように配管を設置する。なお、配管工事時においてもメンテナンス車両動線を確保する。

(3) 基礎工事

ガスエンジン及びブロア、LFG 処理設備の基礎工事を行う。基礎はコンクリート基礎とする。

(4) 機械据付工事

基礎工事完了後、ガスエンジン及びブロア、LFG 処理設備を現地へ搬入し、直ちに据え付ける。いずれもコンクリート基礎の上にそのまま据え付ける。

7.4.3 車両計画

本プロジェクトにおいて施設内への出入りする車両は、運営管理を行う運転員の通勤用車両、ガスエンジンのメンテナンス用車両（資材関係運搬車両を含む）、LFG 配管のメンテナンス用車両（資材関係運搬車両を含む）。これらのうちメンテナンス用車両は、年 4 回程度施設へ出入りする計画とする。

また、本プロジェクトは処分場閉鎖後に LFG を回収するものであるため、ごみ搬入車両が LFG 産出井戸の山へ出入りすることはない。しかし、Zone I、Zone II、Zone III を継続して供用するため、ごみ収集車両が出入りする。そのため、ごみ収集車両の動線を確保できるような動線計画とする。

7.4.4 公害防止計画

施設（LFG 回収設備及び LFG 発電設備）の工事ならびに施設稼動に伴い、イ国の環境規制を遵守し、公害防止に万全を期す。

(1) 本プロジェクトの排出基準及び環境基準

(a)排水基準

既に 1.3 環境関連法規に述べたとおり、本プロジェクトは、産業排水基準が定められている特定業種に指定されておらず、その他の業種に該当する。そのため、本プロジェクトが満たすべき排水基準は表 7-6 に示すとおりである。

表 7-6 全国レベルの一般工場排水基準

項目		単位：mg/L	
		グループ I ¹⁾	グループ II ²⁾
1	温度	38	40
2	pH	6-9	6-9
3	SS	200	400
4	DSS	2000	4000
5	BOD	50	150
6	COD _{Cr}	100	300
7	Cu	2	3
8	Zn	5	10
9	Fe	5	10
10	T-Cr	0.5	1
11	Cr ⁶⁺	0.1	0.5
12	Mn	2	5
13	Ni	0.2	0.5
14	T-CN	0.05	0.5
15	Cd	0.05	0.1
16	Pb	0.1	1
17	T-Hg	0.002	0.005
18	Sn	2	3
19	As	0.1	0.5
20	Se	0.05	0.5
21	Co	0.4	0.6

22	S	0.05	0.1
23	F	2	3
24	Cl ₂	1	2
25	Hex.ex ³⁾	5	10
26	Hex.ex ⁴⁾	10	50
27	フェノール	0.5	1
28	NH ₃ -N	1	5

(出典: Decree of the State Minister for Environment concerning Quality Standards of Liquid Waste for Industry Activity, No.51 of 1995)

- 1) 高度な排水処理設備を有する工場向け
- 2) 簡便な排水処理設備を有する工場向け
- 3) 鉱物油含有量
- 4) 動植物油含有量

(b)大気排出基準

排水基準と同様に、本プロジェクトは大気排出基準に係る 4 つの特定業種に指定されておらず、その他の産業に該当する。そのため、本プロジェクトの大気排出基準は表 7-7 に示すとおりである。また、本プロジェクトにおいては、窒素酸化物と二酸化硫黄が主要な排出物質であるため、低 NO_x 型のガスエンジンを導入し、NO_x は 200ppm(O₂12%換算値)、SO₂ は 100ppm(O₂12%換算値)を目標値として設定する。

表 7-7 大気排出基準（その他の産業）

項目	上限値 (mg/m ³)
(非金属)	
1.アンモニア	0.5
2.塩素ガス	10
3.塩化水素	5
4.フッ化水素	10
5.窒素酸化物 *1)	1000
6.不透過光線率 *2)	35%
7.ばいじん	350
8.二酸化硫黄	800
9.還元性硫黄 *3)	35
(金属)	
10.水銀	5
11.砒素	8
12.アンチモン	8
13.カドミウム	8
14.亜鉛	50
15.鉛	12

(出典: Decree of the State Minister for Environment concerning Emission Standards for Stationary Sources No.13 of 1995)

注: 排ガス量は、25°C、1atm における乾き排ガス量

*1)不透過光線率は実用的な手法により測定し、換算はばいじん濃度に基づき行う。

*2)NO₂ としての値

*3)H₂S としての値

(c)騒音に係る環境基準

騒音に係る環境基準は表 7-8 に示すとおりである。本プロジェクトは工業地域に該当するため、騒音レベル 70dB(A)を遵守する。

表 7-8 騒音に関する環境基準

土地利用形態/活動形態	騒音レベル (dB(A))
a.土地利用形態	
1.居住	55
2.商業	70
3.事務所	65
4.緑地	50
5.工業	70
6.官庁及び公共施設	60
7.レクリエーション施設	70
8.その他	
・空港	*
・駅	*
・港	70
・文化財	60
b.活動形態	
1.病院	55
2.学校	55
3.お祈り所	55

*通信・情報省(Ministry of Communications)規約による

(d)振動に係る目標値

振動に係る環境基準は表 7-9 に示すとおりである。

表 7-9 振動に係る環境基準

周波数 (Hz)	振動レベル ($\times 10^{-6}\text{m}$)			
	影響なし	やや影響あり	不快である	弊害がある
4	< 100	100 - 500	500 - 1000	> 1000
5	< 80	80 - 350	350 - 1000	> 1000
6.3	< 70	70 - 275	275 - 1000	> 1000
8	< 50	50 - 160	160 - 500	> 500
10	< 37	37 - 120	120 - 300	> 300
12.5	< 32	32 - 90	90 - 220	> 220
16	< 25	25 - 60	60 - 120	> 120
20	< 20	20 - 40	40 - 85	> 85
25	< 17	17 - 30	30 - 50	> 50
31.5	< 12	12 - 20	20 - 30	> 30
40	< 9	9 - 15	15 - 20	> 20
50	< 8	8 - 12	12 - 15	> 15
63	< 6	6 - 9	9 - 12	> 12

(e)悪臭に係る環境基準

悪臭に係る環境基準は表 7-10 に示すとおりである。本プロジェクトでは、これらの基準を遵守する。

表 7-10 悪臭に係る環境基準

項目	単位	限界値	測定方法	分析器
アンモニア: NH_3	ppm	2.0	インドフェノール法	吸光光度計
メチルメルカプタン: CH_3SH	ppm	0.002	気体吸着	ガスクロマトグラフ
硫化水素: H_2S	ppm	0.02	a.チオソルホン酸水銀法 b.気体吸着	吸光光度計 ガスクロマトグラフ
硫化メチル: $((\text{CH}_3)_2\text{S})$	ppm	0.01	気体吸着	ガスクロマトグラフ
スチレン: $(\text{C}_6\text{H}_5\text{CHCH}_2)$	ppm	0.1	気体吸着	ガスクロマトグラフ

7.4.5 環境保全対策

(1) 工事中の環境保全対策

工事中で用いる環境保全対策及び交通安全対策は、大気汚染防止対策、騒音対策、振動対策、建設副産物対策、交通安全対策であり、それぞれについて以下のとおり徹底する。

表 7-11 工事中の環境保全対策

項目	内容
大気汚染防止対策	・ 乾季における工事では、必要に応じて散水するなど粉塵の飛散防止に努める。 ・ 建設中工事用車両については、復路においてホースによる洗車を徹底し、道路沿道の環境保全に努める。
騒音及び振動対策	・ 建設機械は、極力低騒音、低振動型を使用し、騒音、振動の低減に努める。 ・ 建設機械の配置や工事時期を分散させ、騒音、振動の低減に努める。 ・ 工事時間は、昼間（8：30～5：30）のみとし、原則として休日は工事を行わない。 ・ 建設機械の無用なアイドリングを行わない。
建設副産物	・ 工事に伴って副次的に発生する土砂などの建設副産物は、発生土を極力現場内で利用する造成計画とする。 ・ 造成計画上どうしても発生する土砂については、処分場閉鎖後の覆土として活用し、本プロジェクト工事に伴う残土は発生させない。
交通安全対策	・ 工事用車両の出入りについては、極力午前 9 時より午後 3 時までの時間帯を想定とする。 ・ 工事用車両については、速度や積載量等交通規則を遵守させる。 ・ 工事用車両の走行ルートを指定し、必要に応じて交通整理員を配置し、周辺の一般車両の通行の安全を図る。

(2) 施設稼動（供用）中の環境保全対策

本施設（ガスエンジン）稼動に伴って、実施しなければならない環境保全対策は、大気汚染防止対策、騒音対策、振動対策、臭気対策、その他の対策（景観）である。

表 7-12 施設稼動（供用）中の環境保全対策

項目	内容
大気汚染防止対策	低 NO _x 型のガスエンジンを導入することによって、ガスエンジンからの排気ガスの成分については、NO _x 200ppm 未満(O ₂ 12%換算値)、二酸化硫黄 100ppm 未満(O ₂ 12%換算値)を確保する。
騒音対策	発生源となる機器はガスエンジン本体であるが、コンテナに格納されているため騒音の影響を低減できる。施設設置後、騒音が著しい場合には壁や天井に吸音材を取り付けるなどの対策を実施する。
振動対策	発生源となる機器はガスエンジン本体であり、堅固な基礎の上に設置して外部に振動が伝わらないようにする。
臭気対策	LFG 回収ルートである LFG 配管からの漏洩が考えられる。このため常時、ガスエンジン入口部において流量等を測定し、ごみ埋立地からの LFG 配管に漏洩がないか監視する。
安全対策	排気塔出口部での焼けど防止のため、運転員等が直接触れないよう排気筒の高さ約 5m 以上とする。
その他の対策（景観）	プロジェクト実施に伴ってごみ表層部が覆土され、景観が改善される。また、発電設備（高さ 5m）が設置されるが、高さ 10m 程度の埋立区画や浸出水処理施設に隣接しているため、景観が大きく変化することはない。

第8章 利害関係者コメント

本プロジェクトの実施にあたって、PDD で求められている利害関係機関（者）（Stakeholders）に対する事業実施に関わるヒアリング（インタビュー調査）を行い、機関・関係者から事情及び意見を聴取した。

8.1 ヒアリングの対象（Stakeholders）について

ヒアリングの対象は、①政府関係機関、②民間企業、③地域住民の3項目に大別される。

表 8-1 ヒアリング対象

項目	利害関係機関（者）	
	関係機関（者）	位置付け
政府関係機関		
1) 中央政府	居住インフラ省 エネルギー鉱物資源省 環境省	廃棄物処理管理官庁 カウンターパート議長 エネルギー関係管理官庁 環境関係管理官庁 CDM 担当官庁
2) 地方自治体	ジャカルタ特別市清掃局 ジャカルタ特別市環境局 ブカシ市環境局	処分場管理官庁 環境関係管理官庁 EIA 手続き官庁
民間企業		
1) 電力会社	PLN	電力会社
2) 処分場管理会社	PBB (Patriot Bangkit Bekasi)	処分場管理会社
地域住民	地域住民の組織	

(1) ヒアリングの実施日程

本プロジェクトにおいて、実施したヒアリング調査の日程は下記のとおりである。

表 8-2 本調査におけるヒアリング日程表

日時	関係機関名（者）	略	カテゴリー	内容／コメント
2004/10/28	環境省	MOE	中央政府	プロジェクトの進捗状況の説明 CDM 体制進捗状況の確認 環境影響評価の確認
2004/11/1	カウンターパート会議 ・居住インフラ省 ・ジャカルタ特別市清掃局 等	DOMHRI	中央政府	概要説明 利害関係者確認
2004/11/2	ジャカルタ特別市清掃局		市政府	処分場概要の確認 埋立処分量の確認
2004/11/4	エネルギー鉱物資源省	DOEMR	中央政府	概要説明 再生可能エネルギー政策の確認
	ブカシ市環境局		市政府	概要説明 環境影響評価の確認
2004/11/5	ジャカルタ特別市環境局		市政府	概要説明 環境影響評価の確認
	PLN	PLN	電力会社	概要説明 再生可能エネルギー政策の確認
2005/1/25	ジャカルタ特別市清掃局		市政府	中間報告
2005/1/25	居住インフラ省	DOMHRI	中央政府	中間報告
2005/1/28	PBB (Patriot Bangkit Bekasi)	PBB	処分場管理会社	概要説明 処分場運営状況確認 電気取り合いの確認

8.2 意見の供述とまとめ

本プロジェクトにおける利害関係機関（者）に対するヒアリング調査の概要を、関係機関（者）のカテゴリー別に以下に述べる。

8.2.1 政府関係機関

1) 中央政府

居住インフラ省 (Department of Housing and Regional Infrastructure: DOHRI)
<u>組織の役割</u>
中央政府レベルでの廃棄物処理管理に関する責任官庁である。国家全体での政策や計画を立案し、技術面や財政面での援助を行う。また、カウンターパートチームの議長及びメンバーを務めている。
<u>面談者</u>
Ir. Kati Andraini D., MPIA, Counter Part Team Chairman
<u>面談内容</u>
本 CDM プロジェクトの FS 調査の概要、現地調査の進捗状況、ならびにプロジェクト実施の場合の体制及び出資形態について説明を行った。
<u>本事業に対する姿勢</u>
本プロジェクトに関して非常に協力的であり、処分場の管理状況や今後の管理方針等についての情報提供や関係者への Recognition (Supporting) Letter 発行等を表明している。また、事業の妥当性が高いことが明確になれば、プロジェクトへの出資についても検討する意思があるとしている。

エネルギー資源省 (Department of Energy and Mineral Resources: DOE MR)
<u>組織の役割</u>
中央政府内でのエネルギー管理に関する責任官庁であり、国家全体での政策や計画を立案している。また、プロジェクト提案書に対する承認権を持つ CDM 国家委員会の構成員である。
<u>面談者</u>
Mr. Dadan Kusdiana, Mr. Bambang Purwatmo, Ms. Fitria Astuti Firman
<u>面談内容</u>
本 CDM プロジェクトの FS 調査の概要、現地調査の進捗状況、ならびにプロジェクト実施の場合の体制及び出資形態について説明を行った。

<u>本事業に対する姿勢</u>
再生可能エネルギー事業に対して積極的に取り組んでおり、本プロジェクトに関して協力的である。再生可能エネルギー優遇政策の改訂等、今後もその推進に努めるとのことである。
環境省 (Ministry of Environment: MOE)
<u>機関の役割</u>
中央政府内での環境問題(環境基準や環境影響評価等)に関する責任官庁である。また、プロジェクト提案書に対する承認権を持つ CDM 国家委員会の構成員である。
<u>面談者</u>
Mr. Sudariyono,
<u>面談内容</u>
本 CDM プロジェクトの FS 調査の概要、現地調査の進捗状況、ならびにプロジェクト実施の場合の体制及び出資形態について説明を行った。
<u>本事業に対する姿勢</u>
環境省としては早期の CDM 事業の実現を望んでおり、当事業が処分場分野での最初の CDM プロジェクトである。今後も協力をするので、事業に関わる書類等はすべて環境省にも報告してほしい。

2) 地方自治体

ジャカルタ特別市清掃局
<u>機関の役割</u>
ジャカルタ特別市における廃棄物管理全般に関する責任官庁であり、本プロジェクトの事業実施地であるバンタールグバン処分場の管理官庁である。また、カウンターパートチームの構成員である。
<u>面談者</u>
Mr.Amir Sagala Mr.Rusman Sagara
<u>面談内容</u>
カウンターパートミーティングにおいては、本 CDM プロジェクトの FS 調査の概要、現地調査の進捗状況、ならびにプロジェクト実施の場合の体制及び出資形態について説明を行った。
また、本 CDM プロジェクトの事業実施地であるバンタールグバン処分場の概要とこれま

での処分量の推移を確認した。
<u>本事業に対する姿勢</u>
本 CDM プロジェクトに理解を示しており、特に現地調査に非常に協力的なので、調査を順調に進めることができている。また、環境対策事業としても評価しているので地元との調整についても協力的である。

ジャカルタ市環境局
<u>機関の役割</u>
ジャカルタ特別市における環境管理官庁であり、環境影響評価についても管理している。
<u>面談者</u>
Mr.Dadan Kusdiana
<u>面談内容</u>
ジャカルタ特別市環境局は、本 CDM プロジェクトの環境管理官庁ではなく、バンタール処分場が位置するブカシ市が管理官庁であることを確認した。
<u>本事業に対する姿勢</u>
本プロジェクトに対して理解を示している。本プロジェクトの環境管理官庁ではないが、環境影響評価手続きに関して協力するとのことであった。

ベカシ市環境局
<u>機関の役割</u>
ベカシ市における環境管理官庁であり、バンタールゲバン処分場の環境影響評価に関する監督部署。
<u>面談者</u>
Mr.Dedi Djuanda
<u>面談内容</u>
ブカシ市環境局は、本 CDM プロジェクトの環境管理官庁であるが、バンタール処分場についてはすべてベカシ市の関係部局で構成する特別委員会で審議するので、計画書を委員会宛に出す必要があることを確認した。
<u>本事業に対する姿勢</u>
本プロジェクトに対して理解を示している。しかし、今回のプロジェクトについては上記特別委員会が環境影響評価が必要かどうかを含めて最終的に決定することになる。

8.2.2 民間企業

(1) 利害関係機関（者）

1) 電力会社

PLN 社
<u>機関の役割</u>
インドネシア国営電力会社であり、インドネシアにおける発電・送電・配電事業全てを管理している。
<u>面談者</u>
Mr.Ario Senoaji
<u>面談内容</u>
現地調査結果に基づいた発電出力について概要の説明を行った。要請事項についての説明も行った。本プロジェクトにおいて SREP を利用して、より実現性の高いものにしたい旨を説明した。
<u>本事業に対する姿勢</u>
本プロジェクトで発生した電力を受入れる事に関しては了承した。 但し、売電の単価や条件については個別に協議が必要で契約も単年度になることを説明された。

2) バンタールゲバン処分場管理運用委託先業者

Patriot Bangkit Bekasi 社
<u>機関の役割</u>
ジャカルタ市との委託契約により、今年度よりバンタールゲバン処分場において廃棄物処理、管理運用を実施している。但し契約は2年であり、それ以降については未定である。
<u>面談者</u>
Mr.Arief
<u>面談内容</u>
本 CDM プロジェクトの F S 調査及び事業計画について概要の説明を行った。また、現在実施中の処分場の管理運用計画について説明を受けた。
<u>本事業に対する姿勢</u>
本プロジェクトに関しては、事業者として参加する可能性があることを表明。今後の管理運営業務の受託に有利になること及び地元との調整に経験を活かせることなどから非常に高い関心を持っている。また、面談の際には、まだ FS 調査段階であるのにもかかわらず、電気取り合い箇所の確認や電気引き込み費用の提出を自ら提案するなど、本プロジ

エクトに対して非常に協力的である。

8.2.3 地域住民

(1) 利害関係機関（者）

1) 地域コミュニティ

現在協議先については調整中
<u>機関の役割</u>
当該処分場の所在地であるベカシ市の当地区の代表者
<u>面談者</u>
未定
<u>面談内容</u>
3月に実施予定
<u>本事業に対する姿勢</u>
不明

8.3 結果のまとめ

本プロジェクトの目的が、既存の廃棄物処分場を安全に閉鎖し、発生ガスを利用するという環境改善プロジェクトであること、インドネシアにおける処分場 CDM 事業の最初のプロジェクトため、関係者の意見は非常に好意的であった。一方、バンタールゲバン処分場は2年ほど前地元住民の反対運動がかなり激しいものであったことを踏まえて、地元との同意取得について疑問視する意見もあった。しかし、今回の事業は地元住民にとっても環境改善につながる事業であることから説得は可能と判断している。このため、地元との協議にはジャカルタ市、ベカシ市にも出席を願い、今後事業の具体化に際し十分な住民説明を行う方向で進める方針である。

<u>政府関係者</u>
利害関係機関（者）・CDM 事業承認関係機関（者）共に、政府の再生エネルギー利用政策の一環としての本プロジェクトを歓迎し、出来る限り早期のプロジェクト実現に向けて協力する姿勢を見せている。
<u>民間企業</u>

本プロジェクトへの参加に強い関心を示しているである Patriot Bangkit Bekasi 社はプロジェクト形成に向け、積極的に協力する旨表明しており、今後の地元協議にも積極的に関与する方向で協議を進めている。

国営電力会社である PLN 社は、本プロジェクトでの電力買取の意志を示している。

本プロジェクト実現は、再生可能エネルギー利用推進の上で大きくアピールするものであり、LFG 発電が成功すればインドネシア国内の民間企業の CDM 事業への積極的な参画を誘発し得ると期待される。

地域住民

現状ではインドネシアにおける埋立処分場は、適正な維持管理が施されていない場合が大半のため、処分場ガスによる大気汚染、浸出水による表流水並びに地下水の汚濁、悪臭、ハエの飛散等、周辺環境へのリスクが非常に高い。インドネシアでは処分場周辺が住宅地域であるケースも多く、本処分場周辺にも住宅地域が点在している。

処分場周辺に居住する地域住民にとって最も重要なことは、埋立処分場が原因で生じる環境負荷により、住民が受ける健康被害を最小限にすることである。CDM プロジェクトが実施された場合の改善効果が明確であり、地域住民にとってもメリットがあるものであれば、反対は少ないと思われる。なお、現処分場の問題点としては、悪臭及びハエの飛散があがっており、覆土による適正な処分が望まれる。

第 9 章 プロジェクトの収益性

9.1 事業費用概算

プロジェクト初期投資額の殆どは工事金額で占められる。本プロジェクトにおいては、マレーシアにおける類似の LFG 発電プロジェクトの試算を参考に、サイト面積・発電容量等を考慮し、工事費を約 60 万ドルと仮定した。また、操業費についても同じくマレーシアのプロジェクトにおける操業費の試算を参照して見積もり、インフレ率、法人税等を考慮してプロジェクト概算費用を表 9-1 のように設定した。

表 9-1 プロジェクト初期費用概算

1	工事費	US\$	6,000,000.00	
2	借入金	US\$	0.00	
	借入金比率		0%	
	返済年		10	年
	毎年の返済額	US\$	0.00	
3	操業費	US\$	240,000.00	
4	インフレ率		5.78%	
5	法人税		30%	
6	残存価値		0.00	
7	原価償却率		12.5%	
8	操業のための電気代		5%	
9	CDM 登録料		5%	

9.2 ガス量の評価

また、発電用燃料となるメタンガスの発生量は、検討対象サイト (ZoneIV 及び ZoneV) に投機された年次毎の廃棄物の総量から IPCC のガイドラインに明記されている First Order Decay Model に従って算出した。本調査では、メタンガス量評価のため、現地計測及び室内試験結果に基づき、以下のようなパラメータを設定した。

表 9-2 ガス量評価のためのパラメータ

1	総有機炭素量 (TOC)		80.00	kg/t
2	腐敗率 (k value)		0.15	/yr
3	メタン含有量		50%	
4	メタンガスポテンシャル(Ge)		146.45	m ³ /t
5	回収率		20%	
6	ボーリング径		0.07	m
7	平均流速		1.00	m/s
8	ボーリング孔数		120	
9	廃棄物の単位体積重量		0.323	t/m ³
10	廃棄物温度		50	°C

9.3 プロジェクト収入

本プロジェクトにおける収入は、発電した電力の系統電源への売電収入と炭素クレジットの売却収入だけである。売電による収入については、売電単価を PLN の実績と比較し 1 kwh 当り US0.04 \$ とした。更に、毎年の収益となる売電料金及び炭素クレジットによる収入については、今回の事業性評価のベースケースとして表-9.3 のような条件を適用している。(表 9-3 参照)。

炭素クレジットの収入については、クレジット価格を現状の EU での取引価格を参考に固定契約価格 US5 \$、市場価格 US10 \$ と設定したうえで、売却バランスを変えて感度分析を行っている (表-9.7 参照)。詳細については内部収益率の計算結果に示す。

表 9-3 事業収益算定のためのパラメータ

電力消費				
1	CO ² 排出量		0.48	/kg
2	グリッド電力への売電料金	US\$	0.04	/kwh
3	年間稼働率		90%	
CER価格				
1	固定CER価格		\$5.00	
2	固定CERの比率		30%	
3	市場CER価格		\$10.00	
4	市場CERの比率		70%	
発電用熱量パラメータ				
1	メタンの熱量		8,600.00	kcal/m ³
2	熱量換算 (Calorie to Joule)		4.1861	J/cal
3	発電機の熱効率		25%	

メタンガス発電による収益は表 9-4 のとおり初年度で 88 万ドル程度となっている。

表 9-4 売電による毎年の収益

CO ₂ emission vol./kg		=	0.48		
Electricity Price (US\$/kwh)		=	0.04		
% of electricity to produce		=	90%		
electricity for operation		=	5%		
Year	mwh/day	Electricity Generated kwh/year	CO ₂ in ton	Income from Electricity Sales	
2008	70.1	23,030,762	10,590	875,169	
2009	66.6	21,879,224	10,060	831,411	
2010	63.1	20,727,686	9,531	787,652	
2011	59.6	19,576,148	9,001	743,894	
2012	56.1	18,424,610	8,472	700,135	
2013	52.6	17,273,072	7,942	656,377	
2014	49.1	16,121,534	7,413	612,618	
2015	45.6	14,969,996	6,883	568,860	
2016	42.1	13,818,457	6,354	525,101	
2017	38.6	12,666,919	5,824	481,343	

9.4 内部収益率

現地での温暖化ガス発生量及びゴミ成分分析の調査結果に基づく温暖化ガスの削減量、ガス発電量等の予測 (F.O.D.モデルによる)、及びインドネシアにおける売電価格、ガスエンジンを含むプロジェクトに必要な設備・施工費用の概算見積りにより、内部収益率 IRR の試算を行った (なお、試算はゾーンIVおよびVのみを対象として行った)。計算結果を表 9-6 及び表 9-7 に示す。

同結果によれば、CO₂ クレジットを考慮しない場合には△12%の赤字事業 (表 9-6) となるが、クレジットの売却を考慮したある前提による計算では IRR が 18% (表 9-7) (クレジット価格については現状の EU での取引価格を参考に固定契約価格 US\$5、市場価格 US\$10 とし、各々の比率を 3:7 とした) に好転する。

表 9-5 は、工事費、TOC 及び CER の条件を其々変化させた 10 年間のプロジェクト IRR の感度分析結果である。発電機仕様を 3 MW 工事金額を US\$60 万 とした本試算でのベースケース (水色ハッチ部) では IRR=18%となった。クレジットなしの場合は採算ベースに乗らない事業でもトンあたり \$5～\$10 の CER を見込んだ場合、IRR が 20%程度まで向上することがわかる。

表 9-5 IRR 感度分析結果

工事費

工事金額(US\$)	7,000,000.00	6,000,000.00	5,000,000.00
維持費(US\$)	240,000.00	240,000.00	240,000.00
減価償却率	12.5%	12.5%	12.5%
TOC	80.00	80.00	80.00
Fix CER	30%	30%	30%
Market CER	70%	70%	70%
IRR	14%	18%	23%
備考 (発電機仕様)	4MWの場合	3MWの場合	2MWの場合

TOC

工事金額(US\$)	6,000,000.00	6,000,000.00	6,000,000.00
維持費(US\$)	240,000.00	240,000.00	240,000.00
減価償却率	12.5%	12.5%	12.5%
TOC	60.00	80.00	100.00
Fix CER	30%	30%	30%
Market CER	70%	70%	70%
IRR	9%	18%	25%

CER

工事金額(US\$)	6,000,000.00	6,000,000.00	6,000,000.00	6,000,000.00	6,000,000.00	6,000,000.00
維持費(US\$)	240,000.00	240,000.00	240,000.00	240,000.00	240,000.00	240,000.00
減価償却率	12.5%	12.5%	12.5%	12.5%	12.5%	12.5%
TOC	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00
Fix CER	100%	70%	50%	30%	0%	0%
Market CER	0%	30%	50%	70%	100%	0%
IRR	9%	13%	16%	18%	21%	-12%

- ※ Captured ratio はTOC=80の時の条件に固定
- ※ FixCER: US\$5, MarketCER: US\$10と仮定
- ※ 8年間の定額償却として計算

表 9-6 CER なしの場合の IRR

D. CALCULATION OF INTERNAL RATE OF RETURN									
initial value (project value)	=	6,000,000.00	US\$						
loan amount	=	0.00							
returning period (year)	=	10							
operational period (year)	=	10							
salvage value	=	0.00							
inflation rate	=	5.78%							
corporate tax	=	30.00%							
discount rate	=	9.50%	2,443,082.46						
subsidy	=	0.00%							
operation cost present	capital cost	operation cost future	depreciation present	depreciation future	benefit present	benefit future	taxable amount	tax future	net profit future
	6,000,000.00								-6,000,000.00
240,000.00		253,872.00	750,000.00	793,350.00	0.00	875,168.97	-172,053.03	0.00	621,296.97
240,000.00		268,545.80	750,000.00	839,205.63	0.00	831,410.52	-276,340.91	0.00	562,864.72
240,000.00		284,067.75	750,000.00	887,711.72	0.00	787,652.08	-384,127.39	0.00	503,584.33
240,000.00		300,486.86	750,000.00	939,021.45	0.00	743,893.63	-495,614.69	0.00	443,406.76
240,000.00		317,855.01	750,000.00	993,296.89	0.00	700,135.18	-611,016.72	0.00	382,280.17
240,000.00		336,227.02	750,000.00	1,050,709.45	0.00	656,376.73	-730,559.75	0.00	320,149.70
240,000.00		355,660.95	750,000.00	1,111,440.46	0.00	612,618.28	-854,483.13	0.00	256,957.33
240,000.00		376,218.15	750,000.00	1,175,681.72	0.00	568,859.83	-983,040.04	0.00	192,641.68
240,000.00		397,963.56	0.00	0.00	0.00	525,101.38	127,137.83	38,141.35	88,996.48
240,000.00		420,965.85	0.00	0.00	0.00	481,342.94	60,377.08	18,113.12	42,263.96
2,400,000.00	6,000,000.00		6,000,000.00	7,790,417.32		6,782,559.54		56,254.47	3,414,442.12
								Project IRR=	-12%

表 9-7 CER ありの場合の IRR (CER\$5 と\$10 の比率を 3 : 7 とした場合の試算)

D. CALCULATION OF INTERNAL RATE OF RETURN									
initial value (project value)	=	6,000,000.00	US\$						
loan amount	=	0.00							
returning period (year)	=	10							
operational period (year)	=	10							
salvage value	=	0.00							
inflation rate	=	5.78%							
corporate tax	=	30.00%							
discount rate	=	9.50%	7,984,497.54						
subsidy	=	0.00%							
operation cost present	capital cost	operation cost future	depreciation present	depreciation future	benefit present	benefit future	taxable amount	tax future	net profit future
	6,000,000.00								-6,000,000.00
240,000.00		253,872.00	750,000.00	793,350.00	0.00	2,200,501.22	1,153,279.22	345,983.77	1,600,645.46
240,000.00		268,545.80	750,000.00	839,205.63	0.00	2,090,476.16	982,724.73	294,817.42	1,527,112.94
240,000.00		284,067.75	750,000.00	887,711.72	0.00	1,980,451.10	808,671.64	242,601.49	1,453,781.86
240,000.00		300,486.86	750,000.00	939,021.45	0.00	1,870,426.04	630,917.72	189,275.32	1,380,663.86
240,000.00		317,855.01	750,000.00	993,296.89	0.00	1,760,400.98	449,249.08	134,774.72	1,307,771.25
240,000.00		336,227.02	750,000.00	1,050,709.45	0.00	1,650,375.92	263,439.44	79,031.83	1,235,117.06
240,000.00		355,660.95	750,000.00	1,111,440.46	0.00	1,540,350.86	73,249.45	21,974.84	1,162,715.07
240,000.00		376,218.15	750,000.00	1,175,681.72	0.00	1,430,325.80	-121,574.07	0.00	1,054,107.65
240,000.00		397,963.56	0.00	0.00	0.00	1,320,300.73	922,337.18	276,701.15	645,636.02
240,000.00		420,965.85	0.00	0.00	0.00	1,210,275.67	789,309.82	236,792.95	552,516.87
2,400,000.00	6,000,000.00		6,000,000.00	7,790,417.32		17,053,884.49		1,821,953.49	11,920,068.05
								Project IRR=	18%

評価結果から、CDM 事業としての本プロジェクトは採算性の取れる事業であり、クレジットの獲得の観点から日本側出資者については魅力的であると考えられる。また、初期投資額も約 US600 万 \$ と比較的少ないことから、公的資金を期待しなくとも日本側出資企業の自己資金で実施可能である。

本プロジェクトは CO₂ クレジット価格の変動を考慮しても採算性の取れる事業であるが、費用対効果の点で投資額にたいする利益（事業期間 10 年で IRR10% なら利益はほぼゼロ、19% で利益は約 600 万 \$）だけを考えればそれほど有望ではない。特にインフレ率の高い国では逆に赤字になりうる可能性がある。しかし、今回の試算はあくまで一部のエリアを対象に計算したものであり、全体を対象にすればさらに利回りが上がることや CO₂ クレジットの獲得の必要性やインドネシアでの持続可能な環境事業としての観点からみれば非常に重要であり、費用対効果だけで判断すべき事業ではないと考えられる。

第 10 章 デスクレビューの現況

10.1 バリデーション（デターミネーション）又は、デスクレビューの概要

本プロジェクトにおける PDD のデスクレビューは、OE である LRQA に依頼した。
なお、LRQA は現在すでに UNFCCC から Indicative Letter を受領しており、まもなく DOE に認証される予定である。

デスクレビューの内容はあくまでバリデーションを受ける前段階の PDD のドキュメントレビューであるが、今後の展開を考慮して正式な IETA のバリデーションマニュアルに従ったドキュメントレビューを実施した。

レビュー結果のレポートを添付資料に示す。

■OE とのやりとりの経過

ドキュメントレビューの結果によれば、事業実施体制やプロジェクト実施計画が確定していないことに関連する指摘を多く受けている。また、ホスト国の承認体制や評価基準に関連する指摘も多く受けている。しかし、これらの指摘は今後事業内容が具体化すれば自然と解決できる他、ホスト国側の具体的な承認体制整備が進めば問題のない範囲のものである。この他、若干シナリオ展開での矛盾などもあったが、全体的には特に重大な支障になるものではないことから、現段階では十分実現の可能性が高いと評価できる。

OE と具体的な PDD の内容に関する協議はしていないが、OE 側も現時点では指摘の数が多くなるの当然であり、プロジェクト自体の実現性を損なうレベルのものではないとコメントしている。

今後、デスクレビューのコメントに対する対応方針を明確化した上で、OE と再協議しプロジェクト実現に向けて関係各機関と調整を継続する予定である。