

平成 21 年度 C D M / J I 事業調査

インドネシア・北スマトラ州における
パーム搾油工場廃液からのメタンガス回収
CDM 事業調査
報告書

平成 22 年 3 月

株式会社リサイクルワン

目次

1	基礎情報	1
1.1	プロジェクトの概要	1
1.2	企画立案の背景	1
1.3	インドネシア共和国の基本情報	2
1.4	インドネシアの CDM/JI に関する政策・状況等	10
2	調査内容	12
2.1	調査実施体制	12
2.2	調査課題	13
2.3	調査内容	13
3	調査結果	15
3.1	ベースラインシナリオおよびプロジェクトバウンダリーの設定	15
3.2	温室効果ガス排出削減量の計算方法	30
3.3	温室効果ガス排出削減量計算結果	38
3.4	モニタリング計画	43
3.5	プロジェクト期間・クレジット獲得期間	47
3.6	環境影響・その他の間接影響	48
3.7	利害関係者のコメント	49
3.8	プロジェクトの実施体制	52
3.9	資金計画	53
3.10	経済性分析	54
3.11	追加性の証明	57
3.12	事業化の見込み	58
4	プレバリデーション	60
4.1	プレバリデーションの概要	60
4.2	DOE とのやりとりの経過	60
5	コベネフィットに関する調査結果	61
5.1	背景	61
5.2	ホスト国における環境汚染対策等効果の評価	61

1 基礎情報

1.1 プロジェクトの概要

本プロジェクトは、インドネシア共和国北スマトラ州に位置するパーム搾油工場において、開放嫌気池から発生するバイオガスを回収する CDM プロジェクトである。対象工場では現在、処理工程で発生する高濃度有機廃水（Palm oil mill effluent：POME）をオープンラグーン方式により処理しており、その開放嫌気池からはメタンを含むバイオガスが大気放出されている。

本プロジェクトは、既存の開放嫌気池を高密度ポリエチレン（High Density Polyethylene：HDPE）シートで被覆し、バイオガスを回収・焼却処理することでメタン放出を抑制するものであり、年間 17,738 t-CO₂e の温室効果ガス削減を見込んでいる。

1.2 企画立案の背景

インドネシアは、世界で生産されているパームオイルのうち約 4 割を産出する大生産国であり、同国内にはスマトラ島を中心に数百のパーム搾油工場が存在する。パーム搾油工程からは多量の POME が排出されるが、同国の排水基準¹および廃水処理設備の設置・運用コストから、多数の搾油工場ではオープンラグーン方式により POME の処理をしていると考えられる。オープンラグーン方式では、開放嫌気池からメタンを含む多量のバイオガスが発生しており、現在では大気放出されている。また開放嫌気池の形態を鑑みると、豪雨時における開放嫌気池からの高 COD 濃度廃水の漏出、嫌気発酵に伴い放出される悪臭等の環境被害が発生する可能性がある。

一方、同国はエネルギー・環境政策として、石油以外のエネルギー資源への多様化、省エネ・代エネによる環境保護などを掲げている²。

本プロジェクトの実施サイトを保有しているインドネシア国営企業である PT Perkebunan Nusantara 社（PTPN 社）では、前述の点からプロジェクトに対する関心はきわめて高かった。

これらの背景を踏まえ、対象工場における CDM プロジェクト実施の可能性およびコベネフィット効果を確認する調査に至った。

¹ 環境省ホームページ

² Regulation on Electricity Supply and Utilization (Government Regulation No. 03/2005)

1.3 インドネシア共和国の基本情報

1.3.1 基本情報

インドネシア共和国は東南アジアに位置する東西に長く伸びた国であり、人口は約2.3億人と、世界で4番目の多い国である。以下に同国の位置および基礎情報を示す。



図 1-1 インドネシア国土地図

表 1-1 インドネシアの基礎情報³

面積	約 189 万平方キロメートル (日本の約 5 倍)
人口	約 2.28 億人 (2008 年政府推計)
首都	ジャカルタ (人口 914 万人 : 2008 年政府推計)
民族	大半がマレー系 (ジャワ、スンダ等 27 種族に大別)
言語	インドネシア語
宗教	イスラム教 88.6% キリスト教 8.9% (プロテスタント 5.8%、カトリック 3.1%) ヒンズー教 1.7% 仏教 0.6% 儒教 0.1% その他 0.1%(インドネシア中央統計局統計)

³ 外務省ホームページ

1.3.2 気候

インドネシアは赤道直下の熱帯性気候のため、乾季と雨季の二つの季節がある。おおむね5～10月が乾季で、11～4月が雨季となる。乾季は湿度があまり高くならずに過ごしやすいが、雨季は午後になるとスコールのような大雨が降り、湿度も高くなる。

パームプランテーションが多く立地するスマトラ島はケッペンの気候区分によると熱帯雨林気候（Af）に属し、最寒月平均気温が18以上、年平均降水量が乾燥限界以上、かつ最少雨月降水量が60mm以上である⁴。

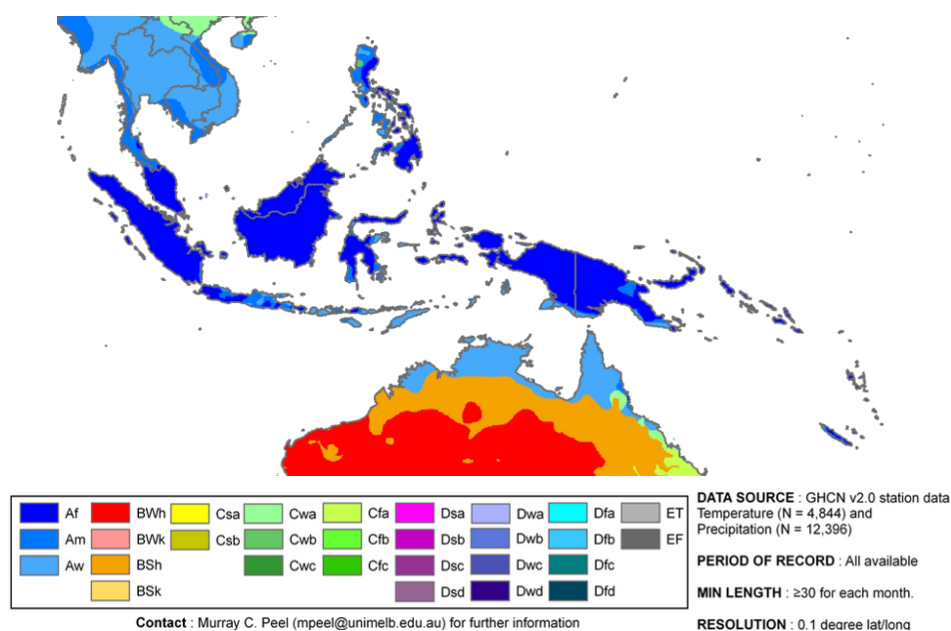


図 1-2 ケッペンによる気候の分類

⁴ World Meteorological Organization ホームページ

1.3.3 経済状況⁵

インドネシア政府は1997年7月のアジア通貨危機後、IMFとの合意に基づき経済構造改革を断行し、2005年以降は好調な個人消費と輸出に支えられて5%後半～6%台の経済成長を達成した。その後も2007年には経済危機以降最高の6.3%を記録、2008年も第3四半期までは6%台の経済成長を維持した。同年第4四半期には欧米の経済危機による輸出の伸び悩み・国際金融危機の影響等から経済成長率は5.2%に減速したが、通年では6.1%の成長となった。2009年には政府の金融安定化政策・景気刺激策や堅調な国内消費等により、世界的にも比較的高い成長率を維持しており、同年上半期の成長率は4.2%であった。

表 1-2 インドネシアの経済状況の概要

名目 GDP (億 USD)	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年
	2,813	3,643	4,330	5,088
一人あたり GDP (USD)	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年
	1,283	1,663	1,862	2,191
経済成長率 (%)	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年
	5.6	5.5	6.3	6.1
物価上昇率 (%)	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年
	17.1	6.6	6.6	11.1
為替レート	1 USD = 9,405 IDR (2009年11月17日現在)			
主要産業	鉱業 (石油、LNG、アルミ、錫) 農業 (米、ゴム、パームオイル) 工業 (木材製品、セメント、肥料)			

⁵ 外務省ホームページ

1.3.4 パームオイル産業の状況⁶

インドネシアでは、1990年代後半からパームプランテーションとパーム搾油工場への大規模投資を開始しており、これを受けパームオイル産業は急速に成長している。

インドネシアのパームオイル生産量は、1,970万トン（2008年）と、10年前と比較して174%増加した。現在では世界で生産されているパームオイルの46%を生産しており、世界一のパームオイル生産国である。また、生産したパームオイルのうち1,460万トンが輸出されており、インドネシアを代表する輸出品となっている。

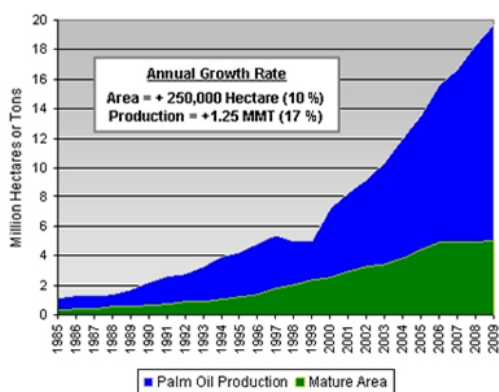


図 1-3 インドネシアのパームオイル生産量の推移（青塗部）

インドネシアのパームプランテーションの面積はおよそ730万ヘクタールであり、うち収穫可能なプランテーションが506万ヘクタール、生育中のプランテーションが220万ヘクタールとなっている。パームプランテーションの75%がスマトラ島に存在しているが、近年ではカリマンタン・スラウェシ・パプア島でもパームプランテーション開発が進んでいる。特にカリマンタンとスラウェシのパームプランテーション面積は、過去10年間でそれぞれ年平均13%、同8%成長している。

⁶ USDA Foreign Agricultural Service

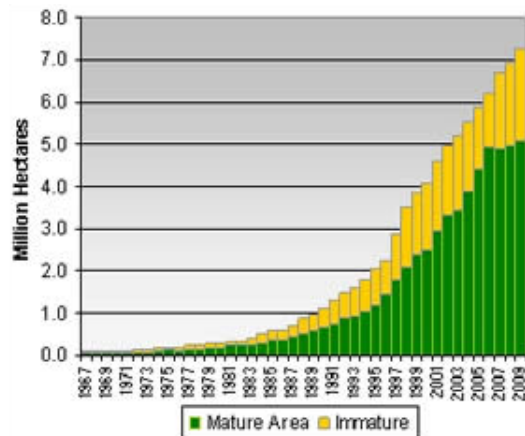


図 1-4 インドネシアのパームプランテーション面積の推移

パーム搾油工場はインドネシア国内に 421 箇所あり、その 83% (349 工場) がスマトラ、14% (57 工場) がカリマンタン、残りがスラウェシやパプアに立地している。これらを合計すると、1 時間あたり 18,343 トンのパーム果実(Fresh fruit bunch: FFB) を処理することが可能となっている。

今後、インドネシア政府は 2015 年までに 2,800 万トンのパームオイル生産を目標としており、インドネシア全土で 740 万ヘクタールの収穫可能なプランテーションが必要となることが予想されるが、現在生育中のプランテーションは 220 万ヘクタールしかないため、今後もプランテーションの面積は現在の水準で増加し続けるものと予想される。

なお、インドネシアではさらに 2,450 万ヘクタールがパームプランテーションとして利用可能とされており、内訳はカリマンタンに約 1,030 万ヘクタール、スマトラに 720 万ヘクタール、パプアに 630 万ヘクタールとなっている。

一方で近年、熱帯雨林の伐採を伴う急激な乱開発によるパームプランテーションの拡大について、生物多様性の保全等の観点から非難が集まっている。しかしながら、インドネシアの政府系の国営プランテーションの面積はほぼ横ばいであり、急激な乱開発が行われているとは考え難い。

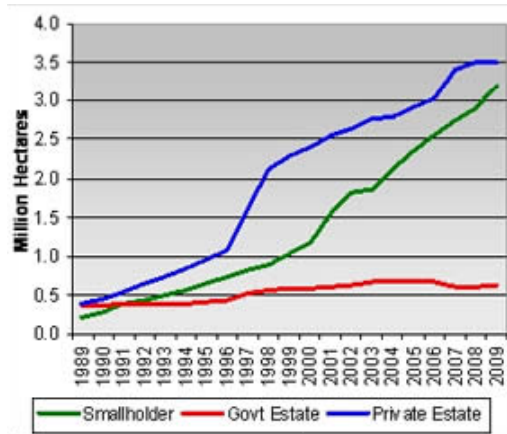


図 1-5 インドネシアの所有者別パームプランテーション面積の推移（国営は赤線部）

1.3.5 インドネシアの環境関連法規⁷

1.3.5.1 概要

インドネシアの環境施策には環境省のほか、工業省や保健省など 16 省が関係しているが、環境行政の中心にあるのは環境省と環境管理庁（Badan Pengendalian Dampak Lingkungan : BAPEDAL）である。通常は環境省の大臣が環境管理庁の長官を兼ねることが多く、環境省が環境政策の立案を行い、環境管理庁が具体的な環境公害対策の実施や環境監視と規制などを行っている。このため環境管理庁には、具体的な公害対策を進める部署として水質汚濁・海洋汚染対策局、大気汚染対策局、有害廃棄物管理局などが設けられているほか、環境影響評価の実施を推進するため環境影響評価局も設置されている。

環境管理庁が進めている事業としては、河川浄化プログラム（PROKASIH）、大気浄化プログラム（LANGIT BIRU）、環境影響評価（AMDAL）、有害廃棄物対策の推進などが挙げられる。

1.3.5.2 インドネシアにおけるパーム搾油工場に関する廃水規準

インドネシアのパーム搾油工場の廃水にかかる廃水規準は産業廃水の基準に関する環境担当国務大臣令⁸において廃水中の COD 濃度の環境基準を 500 ppm と定めている⁹。

インドネシアの産業廃水に係る基準については「特定業種」と「それ以外の業種」の合計 15 種類の工場排水基準がそれぞれ定められている。1995 年に「産業廃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、特定業種の種類が 21 に拡大されており、パームオイル産業は「特定業種」に分類される。特定業種に指定されている工場に対しては単位生産量あたりの廃水量の大小により 2 つのカテゴリーに分け、水質項目と基準値および単位生産量あたりの汚染物質の排出量が定められている。 のグループは高度な廃水処理を行っている工場向けで、 のグループは簡略な廃水処理を行っている工場向けである。前者の基準値は後者の基準値より低く厳しく設定されている。単位生産量あたりの廃水量の大小による分類はない。また、廃水をパームプランテーションに放流（ランドアプリケーション）する際は、BOD 濃度で 5,000 ppm 未満と定められている¹⁰。

⁷ 環境省ホームページ

⁸ 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)

⁹ 環境省ホームページ

¹⁰ Decree of the State Ministry of Environment on the Technical Manual of Waste Water application from palm oil industry to palm plantation land (KEPMENLH/28/2003)

1.3.5.3 環境影響評価制度

● 概要

インドネシアでは、1986年に環境影響評価制度（AMDAL）が導入された。その後1993年に制度の抜本的改正が実施され、2001年に再び改訂され現在に至っている。この制度では環境影響評価の対象となる事業が指定されており、工業部門・公共事業部門など計14部門で具体的な事業名・事業規模が示されている。なお、環境影響評価の実施に係る調整役は環境管理庁が担っており、本庁が実施に際して重要な役割を担っている。

● 環境影響評価制度（AMDAL）の手続き

環境影響評価の実施権限は、事業所管官庁または一級自治体にあり、環境管理庁はその全体的調整役を果たすことになっている。

環境影響評価の手続きにおいては、まず事業活動の実施者が環境影響評価委員会事務局を通じて所管官庁の承認機関にKA-ANDAL（実施計画書）、ANDAL（環境影響分析）、RKL（環境管理計画）、RPL（環境監視計画）を提出する。KA-ANDALは、技術的な側面を評価委員会技術チームにより評価された後、その評価結果とともに評価委員会に提出される。評価委員会は、技術チームによる評価結果とKA-ANDALに基づき、地域住民の意見も踏まえた評価を行う。

なお、AMDALが義務付けられていない事業でも、事業の種類や規模によっては地方政府が実施を義務付けていることがあるが、この場合はUPL（環境監視計画）、UKL（環境管理計画）を提出することが求められる。

1.3.5.4 再生可能エネルギー促進制度¹¹

インドネシアでは近年の経済成長に伴い2004年から石油輸入国に転じており、高騰する原油価格が国家財政を圧迫している。このことから、省エネの推進による石油の国内消費削減が喫緊の課題となっている。大統領令として2006年第5号において2025年にエネルギー弾性値¹²を1未満とする目標を規定。2007年7月に省エネの推進を定めたエネルギー法が国会を通過し、今後はエネルギー鉱物資源省令において、エネルギー管理士制度等の導入を予定している。2007年8月に「エネルギーに関する法律」を制定し、再生可能エネルギーのみならず省エネの推進に係る規定を定め、現在その関連法令・制度の制定作業を進めている。今後のエネルギー価格の適正化に向け、補助金を段階的に削減している。

¹¹ 経済産業省ホームページ

¹² エネルギー消費の増加率と経済成長率の比。値が小さい程、省エネルギー化され温暖化への寄与が小さいといえる

1.4 インドネシアの CDM/JI に関する政策・状況等¹³

1.4.1 CDM に関するこれまでの動き

インドネシアは 2004 年 12 月に京都議定書を批准し、2005 年 7 月に DNA（指定国家機関）を設置した。2009 年 10 月に CDM 国家委員会に関する新法（No.522）を環境省が発令し、旧法（No.206）は既に無効になっている。

1.4.2 CDM プロジェクトの承認組織

インドネシアにおける DNA は CDM 国家委員会（National Commission for Clean Development Mechanism）が担当しており、DNPI（Dewan Nasional Perubahan Iklim）が事務局を担っている。新法発令に伴い新たなメンバーも指名されたが、承認手順や基準は現在協議中であり、暫定的に以前のものを利用している（2009 年 11 月現在）。新法における DNA 体制を下図に示す。

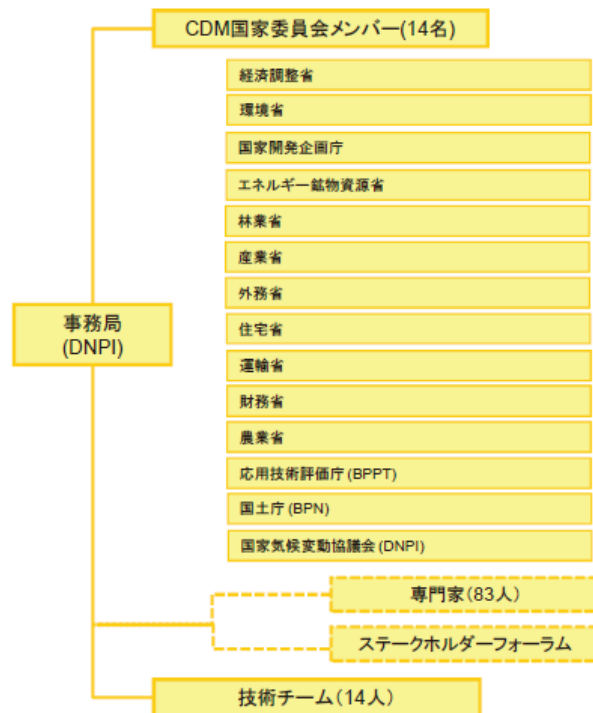


図 1-6 インドネシアにおける DNA 体制

¹³ IGES CDM 国別ハンドブック 2009 年 12 月版

1.4.3 CDM プロジェクトの登録状況

インドネシアにおけるプロジェクトの登録状況を下表に示す。

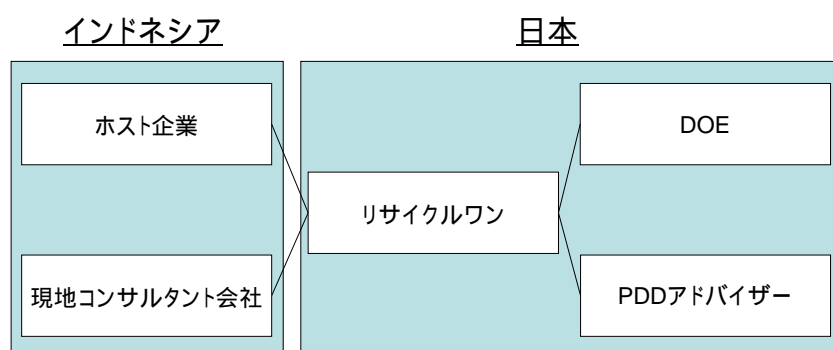
表 1-3 インドネシアにおけるプロジェクトの登録状況（2009年11月時点）

プロジェクトの状況	プロジェクト数
インドネシア DNA 承認済み	104
有効化審査中	124
国連 CDM 理事会登録済み	33

2 調査内容

2.1 調査実施体制

本調査において、現地調査については現地コンサルタント会社と共同で実施し、PDD作成についてはPDD アドバイザーの協力を得た。また、仮有効化審査（プレバリデーション）はDOE に依頼した。本調査の実施体制の概要を以下に示す。



<インドネシア>

企業・組織	役割
ホスト企業 (PTPN 社)	基礎情報提供等
現地コンサルタント会社 (PT Indonesia Indah Lestari)	基礎情報収集、廃水分析、説明会の開催等

<日本>

企業・組織	役割
PDD アドバイザー	PDD 作成に関するアドバイス
DOE	プレバリデーションの実施

図 2-1 調査実施体制図

2.2 調査課題

本調査の調査課題は、以下のようにまとめられる。

- i) 適切なバウンダリーの設定
- ii) COD 濃度・流入水量の精査
- iii) 環境影響評価の必要性の確認
- iv) 追加性の確認

2.3 調査内容

2.3.1 現地調査

現地調査は 5 回実施した。各現地調査の調査内容を以下に示す。

表 2-1 現地調査の概要

調査期間	調査内容
第 1 回調査 2009 年 8 月 30 日～9 月 4 日	・ホスト企業との打合せ ・現地コンサルタント会社との打合せ ・実施サイトの視察
第 2 回調査 2009 年 10 月 1 日～10 月 10 日	・工場担当者との面談 ・環境省（旧 DNA）との面談 ・北スマトラ州環境局との面談
第 3 回調査 2009 年 10 月 6 日～10 月 20 日	・実施サイトの工場担当者ヒアリング ・実施サイトにおける廃水サンプリング ・実施サイトの臭気の測定
第 4 回調査 2010 年 1 月 7 日～1 月 16 日	・国家気候変動協議会（DNPI）との面談 ・アサハン県環境局との面談 ・ステークホルダーミーティングの開催 ・廃水流量の測定
第 5 回調査 2010 年 1 月 31 日～2 月 7 日	・ロカン・ヒリル県環境局との面談 ・ラブハンバツ・スラタン県環境局との面談 ・ステークホルダーミーティングの開催

2.3.2 調査課題についての成果

調査課題ごとの成果は以下の通りである。

i) 適切なバウンダリーの設定

現地調査により、実施サイトのラグーンの形状・周辺状況、処理池間の接続状況等を確認し、適切なバウンダリーを設定した。

ii) COD 濃度・流入水量の精査

実施サイトで、廃水の COD 濃度および流入水量を確認した。なお、測定結果に基づき算出した温室効果ガス削減量は、年間 17,738 t-CO₂e であった。

iii) 環境影響評価の必要性の確認

国・州・県各レベルの行政機関と面談を行い、本プロジェクト実施に際しての環境影響評価の必要性を確認した。この結果、AMDAL の実施については全機関から不要との回答を得たが、UPL/UKL については DNPI のみ必要との見解を示した。

iv) 追加性の確認

国・州・県各レベルの行政機関と面談を行い、今後の政策動向について確認した。この結果、POME の廃水規制強化やバイオガス有効利用に対する補助金設定等、本プロジェクトに大きな影響をおよぼすような計画は予定されていないことを確認した。

また、プロジェクト実施サイトは現時点では新たな電力・熱需要がないことを確認し、さらにバイオガスを発電に利用し外部へ売電した場合の採算性は焼却処理に比べて劣っていることを確認した。

これらのことから現状では回収したバイオガスを焼却処理することが最も妥当であり、この場合は CER 売却益以外に収入がないことから、本プロジェクトは追加性があることが確認できた。

3 調査結果

3.1 ベースラインシナリオおよびプロジェクトバウンダリーの設定

3.1.1 プロジェクト実施サイトの概要

本プロジェクトの実施サイトは、セイシラウパーム搾油工場に隣接する嫌気処理池である。

セイシラウパーム搾油工場はインドネシア国営プランテーション企業である PTPN 社が所有する 11 箇所のパーム搾油工場の一つであり、インドネシア共和国北スマトラ州アサハン県に位置している。同工場は 60 トン/時の FFB 処理能力を持ち、年間約 27 万トンの FFB を処理している。パーム搾油工程では高濃度有機廃水 (Palm oil mill effluent:POME) が発生しているが、同工場ではこれをオープンラグーン方式により処理しているため、その開放嫌気池からはメタンを含むバイオガスが大気放出されている。

3.1.2 実施サイトの場所

本工場の位置を以下に示す。



<住所>

Perkebunan SeiSilau Village, Buntu Pane Sub-district, Asahan Regency, North Sumatera Province, Republic of Indonesia

<緯度経度>

N 2° 54' 7.50"

E 99° 30' 30.30"

図 3-1 実施サイトの位置

3.1.3 現状の POME 処理方法

本工場に設置されている廃水処理システムは、冷却池 1 個、開放嫌気池 4 個、熟成池 1 個の計 6 個の池から構成されており、開放嫌気池は 2 個の池を直列に繋いだ列が 2 列に配置されている。開放嫌気池の大きさは、全て長さ 67.5m・幅 40.0m・深さ 5.0m である。また POME の冷却を促進するため、後列の開放嫌気池中央部から前列の開放嫌気池入口部に水を循環させており、循環ポンプの能力は各 30m³/時である。

また、本システムで処理した廃水は、パームプランテーション敷地内に放流（ランドアプリケーション）されている。以下に池の構成と現地の様子を示す。

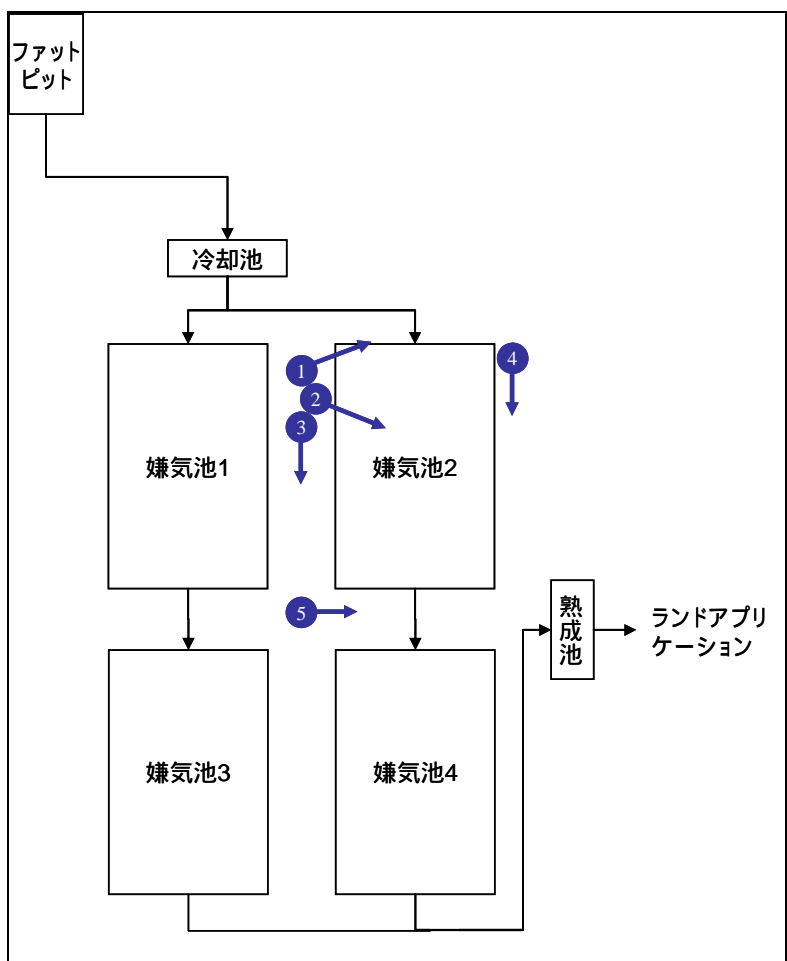


図 3-2 池の構成と写真撮影位置



廃水入口



池全景



中央土手



池側面



廃水出口

3.1.4 プロジェクト適用技術

本プロジェクトで適用される技術は、HDPE シートを使用したラグーンカバー、エンクローズド焼却塔、ガス分析計、廃水流量計である。

それぞれの技術の特徴および新規導入設備の導入箇所を以下に示す。

- HDPE 製ラグーンカバー

本プロジェクトでは、既存の開放嫌気池を HDPE シートで覆うことにより、バイオガスを回収する。

本プロジェクトでは、既存の開放嫌気池群のうち前列の二つを HDPE シートで被覆し、バイオガスを回収する。本プロジェクトで使用する HDPE シートは引張強度・引裂強度・貫通強度に優れ、また高い伸度を持っており、この特徴から最終処分場の遮水シートとして使用されている。

- エンクローズド焼却塔（流入ガス圧計・流入ガス流量計・燃焼温度計付）

本プロジェクトでは、流入ガス圧計・流入ガス流量計・燃焼温度計が組み込まれた、エンクローズド焼却塔を導入する予定である。本装置は流入ガス圧が一定のレベルを超えると自動的に点火する。また、流入ガス圧・流量、燃焼温度は自動的に測定され、測定結果は電子データで保存される。なお、本装置では助燃材としてプロパンガスを使用する予定である。

- ガス分析計

本プロジェクトでは、赤外線方式によりバイオガス中のメタン濃度 (vol %) が計測できるガス分析計を導入する予定である。

- 廃水流量計

本プロジェクトでは、超音波方式により水流の流速が計測できる流量計を導入する予定である。測定結果は電子データで保存される。

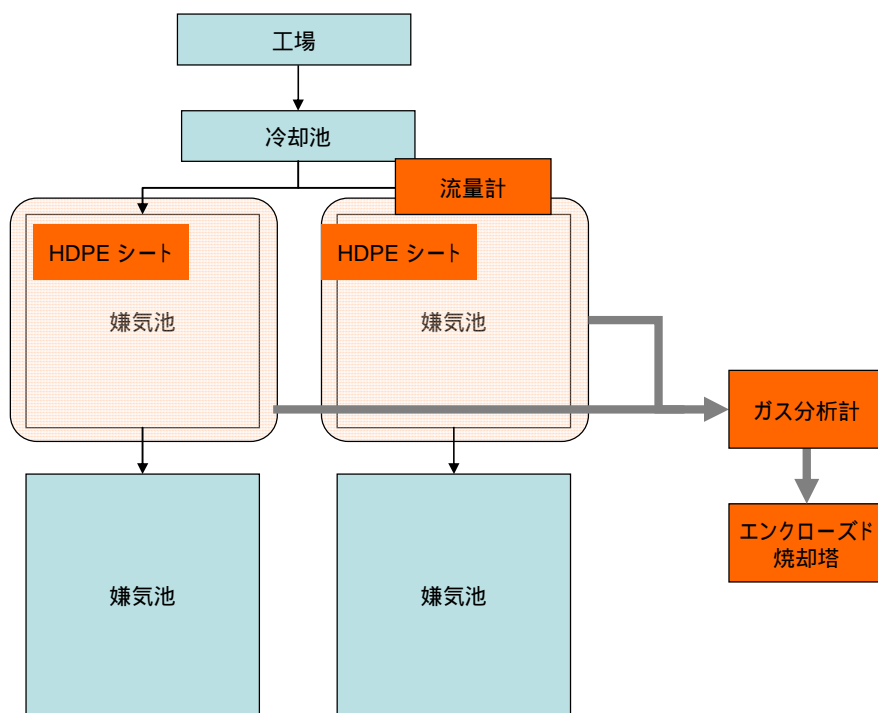


図 3-3 新規導入設備の導入箇所

3.1.5 回収バイオガスの活用可能性検討

3.1.5.1 検討内容

本調査では、プロジェクトサイトの現状の電力・熱需要の確認、およびバイオガスを発電・熱等に利用した際の採算性を検証し、回収バイオガスの発電・熱利用等への利用可能性について検討した。

3.1.5.2 プロジェクトサイトの現状

パーム搾油工場にヒアリングした結果、以下が明らかになった。

- 現状は、工場内に設置されたバイオマスボイラーにより自家発電を行っている
- 現時点では新たな電力・熱需要はない

なお、燃料にはパーム搾油時に発生するバイオマス系廃棄物を使用していた。

3.1.5.3 採算性の検証

回収したバイオガスの用途として考えられる以下の3つのケースについて、採算性を検証した。

なお、為替レートは1 USD = 87.2 JPY で計算した。

- i) 既存バイオマスボイラーの燃料として利用（既存ボイラーを改良）
- ii) 発電に利用し、電力は系統に売電（バイオガスエンジンを新設）
- iii) 発電に利用し、電力は自家消費（バイオガスエンジンを新設）

これら以外に、回収・精製したガスをボンベに充填して近隣に配送する案も考えられるが、プロジェクト実施サイトの周辺には住居が少ないことから、今回は検討対象から除外した。

検証の結果、が最も採算性が高く、また化石燃料起源の温室効果ガス排出削減効果(2,278 t-CO₂e/年)も見込めるものであったが、現在の状況では採算が合わないことが明らかになった。なお、採算性に影響を与える主要因は電力買取価格であったことから、本プロジェクトと同様のプロジェクトタイプであっても今後電力買取価格が上昇した場合には、化石燃料代替のプロジェクトとなる可能性がある。

それぞれのケースの検証結果の詳細を以下に示す。

- i) 既存バイオマスボイラーの燃料として利用（既存ボイラーを改良）

回収バイオガスを既存バイオマスボイラーの燃料として利用する場合、既存燃料がバイオマス系廃棄物であることから CER による売上は発生しないが、余剰となるバイオマス系副生成物の売却益が期待できる。

本ケースについて採算性を検証した結果、初期投資額 1,100,791 USD に対して、追加収益（税引前・減価償却前利益）が年間 54,535 USD となった。また、税引前・減価償却前利益を使用しても IRR はマイナスとなるため、投資としては成立しないことが明らかになった。なお、本計算では工事費用、税金の支払を考慮していないため、実際の収益性はさらに低くなる。計算結果の詳細を以下に示す。

表 3-1 既存ボイラーの燃料として利用した場合の採算性

追加収益：			
項目	値	単位	
メタン発生ポテンシャル	1,412	t-CH ₄ /y	
メタン密度 ¹⁴	0.716	kg/m ³	
バイオガス発生ポテンシャル ¹⁵	375	m ³ -biogas/hr	
バイオガス発熱量 ¹⁶	21.6	MJ/m ³ -biogas	
バイオガス燃焼により得られる熱量	1,936,328	kcal/hr	
バイオマス系副生成物発熱量	4,100	kcal/kg	
節約できるバイオマス系副生成物量	472	kg/hr	
バイオマス系副生成物売却収入	82,743	USD/y	
CER 売却収入	0	USD/y	
脱硫装置 運転費	16,741	USD/y	
ガスホルダ 運転費	11,467	USD/y	
運転費用合計	28,208	USD/y	
税引前・減価償却前利益	54,535	USD/y	
追加投資：			
項目	値	単位	
バイオマスボイラー改造費	573,329	USD	
脱硫装置 本体価格	412,797	USD	
ガスホルダ 本体価格	114,666	USD	
合計	1,100,791	USD	

¹⁴ Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane

¹⁵ メタン含有率を 60-vol%と仮定

¹⁶ バイオマス技術ハンドブック（オーム社）

ii) 発電に利用し、電力は系統に売電（バイオガスエンジンを新設）

バイオガスエンジンを新設して電力を売電する場合、電力売上と CER 売上の両方が期待できる。

本ケースについて採算性を検証した結果、初期投資額 2,683,179USD に対して、追加収益（税引前・減価償却前利益）が年間 239,700USD となった。また、税引前・減価償却前利益を使用しても IRR はマイナスとなることから、投資としては成立しないことが明らかになった。なお、本計算では工事費用、グリッド接続初期コスト・保守コスト、税金の支払を考慮していないが、実際にはこれらの支払が発生するため、収益性はさらに低くなる。計算結果の詳細を以下に示す。

表 3-2 その 1 発電に利用し、電力は系統に売電した場合の採算性

追加収益：			
項目	値	単位	
バイオガス発生ポテンシャル	375	m ³ -biogass/hr	
バイオガスエンジンのサイズ	350	kW	
バイオガスエンジンの運転時間	8,760	hr/y	
年間発電量	3,066,000	kWh/y	
電力販売価格 ¹⁷	0.08	USD/kWh	
電力売却収入	245,280	USD/y	
電力の CO ₂ 排出係数（スマトラグリッド）	0.743	t-CO _{2e} /MWh	
年間発電量	3,066	MWh/y	
温室効果ガス排出削減量	2,278	t-CO _{2e} /y	
CER 価格	20.0	USD/t-CO _{2e}	
CER 売却収入	45,561	USD/y	
バイオガスエンジン 運転費	22,933	USD/y	
脱硫装置 運転費	16,741	USD/y	
ガスホルダ 運転費	11,467	USD/y	
運転費用合計	51,141	USD/y	
税引前・減価償却前利益	239,700	USD/y	

¹⁷ Jakarta Post 2009.4.7 : PLN to set power purchase prices for independent producers

表 3-2 その2 発電に利用し、電力は系統に売電した場合の採算性

追加投資：		
項目	値	単位
バイオガスエンジン 本体価格	2,155,716	USD
脱硫装置 本体価格	412,797	USD
ガスホルダ 本体価格	114,666	USD
合計	2,683,179	USD

iii) 発電に利用し、電力は自家消費（バイオガスエンジンを新設）

バイオガスエンジンを新設して電力を自家消費するケースの場合、現状では工場内に設置されたバイオマスボイラーによる自家発電で工場内の電力消費を賄っていることから、CER 売却収入や売電収入・電力購入費用削減等は期待できず、唯一考えられる収入源は余剰バイオマス系副生成物の売却収入である。

余剰バイオマス系副生成物量をケース) の場合と同等と仮定すると、初期投資額 2,683,179USD に対して、追加収益（税引前・減価償却前利益）が年間 31,602USD となった。また、税引前・減価償却前利益を使用しても IRR はマイナスとなることから、投資としては成立しないことが明らかになった。なお、本計算では工事費用、税金の支払を考慮していないことから、実際の収益性はさらに低くなる。計算結果の詳細を以下に示す。

表 3-3 発電に利用し、電力は自家消費した場合の採算性

追加収益：			
項目	値	単位	
電力購入費用削減効果	0	USD/y	
CER 売却収入	0	USD/y	
バイオマス系副生成物売却収入	82,743	USD/y	
バイオガスエンジン 運転費	22,933	USD/y	
脱硫装置 運転費	16,741	USD/y	
ガスホルダ 運転費	11,467	USD/y	
運転費用合計	51,141	USD/y	
税引前・減価償却前利益	31,602	USD/y	
追加投資：			
項目	値	単位	
バイオガスエンジン 本体価格	2,155,716	USD	
脱硫装置 本体価格	412,797	USD	
ガスホルダ 本体価格	114,666	USD	
合計	2,683,179	USD	

3.1.6 適用方法論

本プロジェクトでは、承認済方法論 AMS- .H.ver.13 を適用する。

本方法論は、下記の手段のうち一つ又は複数の組み合わせにより、廃水中の生物起源有機物からバイオガスを回収する事業を対象としており、本プロジェクトは iv) に該当する。

- i) 既存の廃水・汚泥処理システムを、バイオガス回収・焼却を伴う嫌気処理システムに代替する
- ii) 汚泥処理を伴わない既存の廃水処理施設に、バイオガス回収・焼却を伴う嫌気汚泥処理システムを導入する
- iii) 既存の汚泥処理システムに、バイオガス回収・焼却システムを導入する
- iv) 嫌気反応槽・ラグーン・浄化槽などの既存の嫌気廃水処理システムに、バイオガス回収・焼却システムを導入する
- v) 未処理廃水に、嫌氣的汚泥処理を伴うか否かにかかわらず、バイオガス回収・焼却を伴う嫌気廃水処理システムを導入する
- vi) バイオガス回収を伴わない既存の嫌気廃水処理システムに、汚泥処理を伴うか否かにかかわらず、バイオガス回収・焼却を伴う廃水処理システムを廃水処理の1ステップとして導入する

3.1.7 方法論の適用性評価

本プロジェクトでは、パーム搾油工場に設置されている廃水の嫌気処理池から発生するバイオガスを回収し焼却することで、温室効果ガス排出量を削減する。

本プロジェクトに対する AMS- .H.ver.13 の適用可否を評価した結果、適用可能であることが示された。適用評価の結果は以下の通りである。

表 3-4 AMS- .H.ver.13 の使用可否判定

項目	条件	確認結果	該当有無
ラグーンの水深	2m 以上	5 m	該当する
曝気処理	行われていない	曝気処理は行われていない	該当する
気温	15 以上 (月平均)	22.2 (最寒月の月平均最低気温)	該当する
COD 容積負荷率	0.1kg-COD/m ³ ・日以上	1.11 kg-COD/m ³ ・日 (平均)	該当する
汚泥除去間隔	30 日以上	約 3 年	該当する

表 3-5 その 1 AMS- .H.ver.13 の適用状況

No.	適用項目	本プロジェクト
1	嫌気反応槽・ラグーン・浄化槽などの既存の嫌気廃水処理システムに、バイオガス回収・焼却システムを導入する	適用： 本プロジェクトは、既存の開放嫌気池にバイオガス回収・燃焼システムを導入するものである
2	上記手法により回収したバイオガスは、焼却させる代わりに以下の用途に利用することができる (a) 直接発熱、発電に利用 (b) 精製後、瓶詰めした後に発熱・発電に利用 (c) 精製、流通後に発熱・発電に利用 (d) 水素生産	N/A
3	回収したバイオガスを 2 (a) (発熱・発電に利用) のプロジェクト活動に利用される場合、タイプ I の該当方法論を適用することができる	N/A
4	回収したバイオガスが 2 (d) (水素生産) のプロジェクト活動に利用される場合は AMS- .O を用いる	N/A

表 3-5 その2 AMS- .H.ver.13 の適用状況

No.	適用項目	本プロジェクト
5	2 (b) (精製後、瓶詰めした後に発熱・発電に利用) のプロジェクト活動の場合、プロジェクトバウンダリー外で販売するのであれば、販売者とエンドユーザーは契約によりバイオガスの最終用途を保証する必要がある。この場合、最終利用による排出削減は請求できない。ただし、最終利用がバウンダリーに含まれ、モニタリングされる場合には、燃料代替による温室効果ガス排出削減量は、タイプ I の該当方法論 (例: AMS I.C) を適用することが出来る	N/A
6	2 (ci) (バイオガスを天然ガス供給網に供給) のプロジェクト活動の場合、天然ガスの供給範囲がホスト国内であれば、天然ガス利用の代替による温室効果ガス排出削減に本方法論を適用することが出来る	N/A
7	2 (c ii) (バイオガスを専用供給網に供給) のプロジェクト活動の場合、燃料代替による排出削減量は、タイプ I の該当方法論 (例: AMS I.C) にしたがって請求することができる	N/A
8	2 (b) (精製後、瓶詰めした後に発熱・発電に利用) および (c) (精製、流通後に発電・発電に利用) のプロジェクト活動の場合、バイオガス中のメタン含有量が国家規制を満たす (規制がある場合) または 96vol-% 以上となるよう、PSA 法・水による吸収等を通じて精製される場合にのみ、本方法論が適用できる。 これらは、回収したバイオガスが最終利用段階において燃焼され完全に破壊されることを保証するために必須の条件である	N/A
9	既存の処理システムと比較して廃水処理能力や汚泥処理システム容量が増加するような設備入換えをする場合、General Guidance for SSC methodologies で要求される事項を満たさねばならない。かつ装置の耐用年数も方法論を満たす必要がある	N/A
10	2 (b) (精製後、瓶詰めした後に発熱・発電に利用) および (c) (精製、流通後に発電・発電に利用) のプロジェクト活動の場合、この方法論に加え、付属書 に示す追加事項も適用される	N/A

表 3-5 その3 AMS- .H.ver.13 の適用状況

No.	適用項目	本プロジェクト
11	廃水処理システムの立地と廃水発生源が PDD に明記されなければならない	適用： 本プロジェクトにおける廃水の排出源はインドネシア北スマトラのアサハン県に位置するパーム搾油工場であり、廃水は工場に近接する開放嫌気池で処理されている。本プロジェクトはこの開放嫌気池をカバーで覆うことでメタンを回収するものである。 詳細なプロジェクト実施地点は前述の通りである
12	タイプ の方法論の適用は年間 60,000t-CO _{2e} 以下の削減量の場合に制限されている	適用： 本プロジェクトにおける温室効果ガス削減量は 17,738 t-CO _{2e} であり、年間 60,000 t-CO _{2e} 以下である

3.1.8 ベースラインおよびプロジェクトバウンダリーの設定

ベースラインシナリオは既存プロセスの継続、即ち開放嫌気池による廃水処理により大気中にメタンが放出するシナリオとした。なお、インドネシアのパーム搾油工場ではオープンラグーン方式を用いた廃水処理方式は広く普及しており、また国・州・県各レベルの行政機関にヒアリングした結果、本方式に対する新たな規制は特に予定されていなかったことから、このシナリオ設定は妥当であると考えられる。

本プロジェクトのバウンダリーは、PTPN 社のセイシラウパーム搾油工場に隣接する POME 処理用の開放嫌気池のうち、最前列の嫌気池とした。なお、バウンダリーは最前列の嫌気池に限定し、冷却池・後列の嫌気池・熟成池はバウンダリーに含まない。また、本プロジェクトは汚泥処理プロセスにも影響を与えないことからバウンダリーから除外した。プロジェクトバウンダリーの概念図を以下に示す。

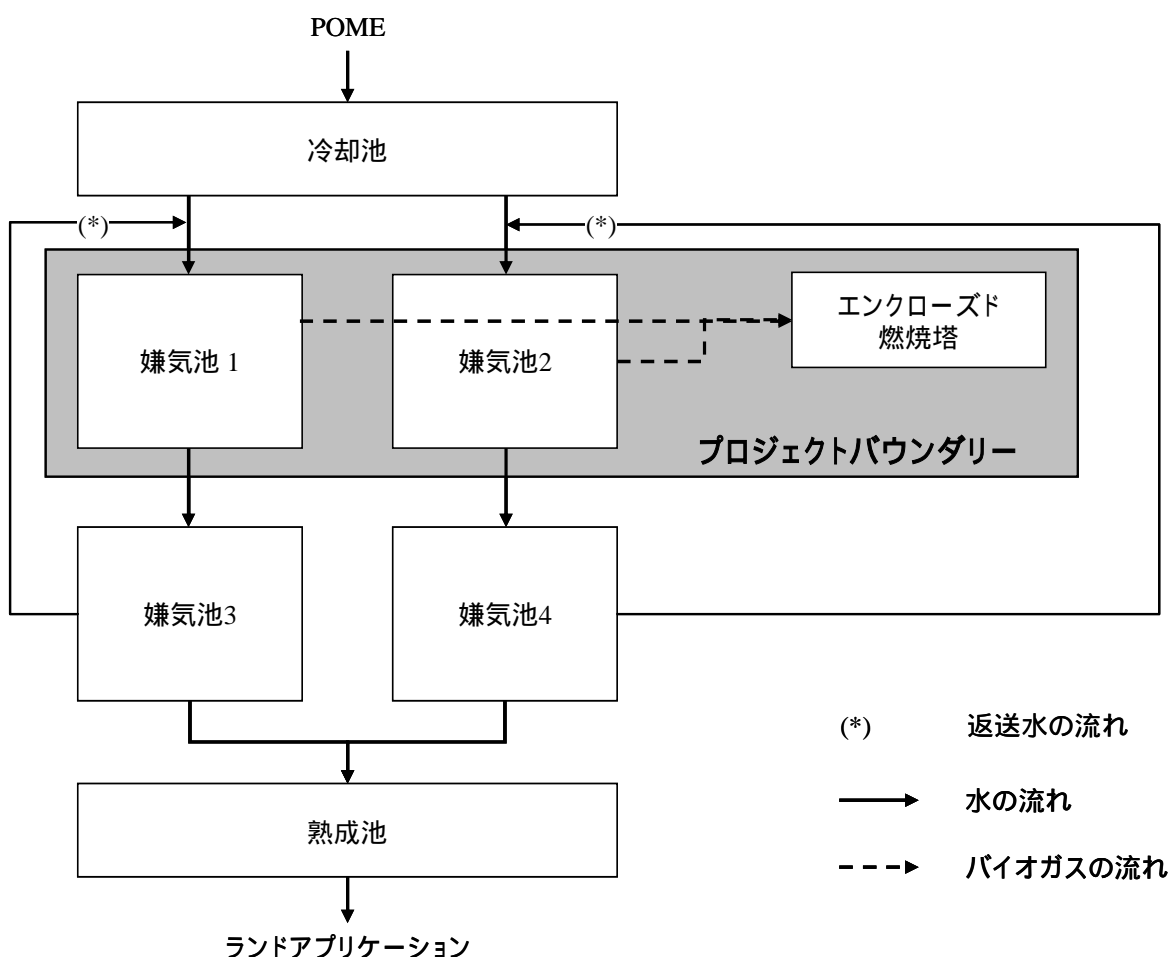


図 3-4 プロジェクトバウンダリー

3.2 温室効果ガス排出削減量の計算方法

3.2.1 ベースライン排出量

ベースライン排出量 (BE_y) は次式により算定される。

$$BE_y = BE_{power,y} + BE_{ww,treatment,y} + BE_{s,treatment,y} + BE_{ww,discharge,y} + BE_{s,final,y}$$

パラメーター	単位	内容
$BE_{power,y}$	t-CO ₂ e	電力又は化石燃料消費に起因する年間の温室効果ガス排出量
$BE_{ww,treatment,y}$	t-CO ₂ e	廃水処理システムからの年間の温室効果ガス排出量
$BE_{s,treatment,y}$	t-CO ₂ e	汚泥処理システムからの年間の温室効果ガス排出量
$BE_{ww,discharge,y}$	t-CO ₂ e	川・湖沼・海洋に放水される廃水に由来する年間の温室効果ガス排出量
$BE_{s,final,y}$	t-CO ₂ e	汚泥の腐敗に由来する年間の温室効果ガス排出量

本プロジェクトでは、 $BE_{power,y}$ 、 $BE_{s,treatment,y}$ 、 $BE_{ww,discharge,y}$ 、 $BE_{s,final,y}$ による排出は考慮しないものとした。理由はそれぞれ以下の通りである。

$BE_{power,y}$: 廃水処理に電力、化石燃料は使用しないため

$BE_{s,treatment,y}$: プロジェクト活動は汚泥処理システムに影響を及ぼさないため

$BE_{ww,discharge,y}$: プロジェクトサイトでは河川への放流がないため

$BE_{s,final,y}$: プロジェクト活動は汚泥処理システムに影響を及ぼさないため

よって、本プロジェクトのベースライン排出量の算定式は以下の通りとなる。

$$BE_y = BE_{ww,treatment,y}$$

i) $BE_{ww,treatment,y}$

$$BE_{ww,treatment,y} = \sum_i Q_{ww,i,y} * COD_{removed,i,y} * MCF_{ww,treatment,BL,i} * B_{o,ww} * UF_{BL} * GWP_{CH4}$$

パラメーター	単位	内容
$Q_{ww,i,y}$	m ³	ベースラインにおける年間の廃水処理量
$COD_{removed,i,y}$	t/m ³	除去される年間の COD 量
$MCF_{ww,treatment,BL,i}$	-	メタン補正係数
$B_{o,ww}$	kg-CH ₄ /kg-COD	廃水からのメタン発生量 (IPCC のデフォルト値は 0.21)
UF_{BL}	-	モデル補正係数 (デフォルト値は 0.94)
GWP_{CH4}	t-CO ₂ e/kg-CH ₄	メタンの地球温暖化係数 (デフォルト値は 21)

3.2.2 プロジェクト排出量の計算方法

本プロジェクトは方法論 AMS- .H.ver.13 のパラグラフ 1 のセクション (iv)が適用できる。このことからプロジェクト排出量 (PE_{y}) は次式により算定される。

$$PE_y = PE_{power,y} + PE_{ww,treatment,y} + PE_{s,treatment,y} + PE_{ww,discharge,y} + PE_{s,final,y} + PE_{fugitive,y} + PE_{biomass,y} + PE_{flaring,y}$$

パラメーター	単位	内容
$PE_{power,y}$	t-CO ₂ e	プロジェクト実施に伴う電力又は化石燃料消費に起因する年間の温室効果ガス排出量
$PE_{ww,treatment,y}$	t-CO ₂ e	プロジェクト実施後の廃水処理システムからの年間の温室効果ガス排出量
$PE_{s,treatment,y}$	t-CO ₂ e	プロジェクト実施後の污泥処理システムからの年間の温室効果ガス排出量
$PE_{ww,discharge,y}$	t-CO ₂ e	プロジェクト実施後の川・湖沼・海洋に放水される廃水に由来する年間の温室効果ガス排出量
$PE_{s,final,y}$	t-CO ₂ e	プロジェクト実施後の污泥の腐敗に由来する年間の温室効果ガス排出量
$PE_{fugitive,y}$	t-CO ₂ e	プロジェクト実施後のバイオガス回収システムからの漏洩による温室効果ガス排出量
$PE_{flaring,y}$	t-CO ₂ e	プロジェクト実施後のメタンガスの不完全燃焼による年間の温室効果ガス排出量
$PE_{biomass,y}$	t-CO ₂ e	プロジェクト実施後の嫌気条件下のバイオマスからの年間の温室効果ガス排出量

本プロジェクトでは、 $PE_{ww,treatment,y}$ 、 $PE_{s,treatment,y}$ 、 $PE_{ww,discharge,y}$ 、 $PE_{s,final,y}$ 、 $PE_{biomass,y}$ による排出は考慮しないものとした。理由はそれぞれ以下の通りである。

$PE_{ww,treatment,y}$: プロジェクト活動は廃水処理システムに影響を及ぼさないため

$PE_{s,treatment,y}$: プロジェクト活動は污泥の処理システムに影響を及ぼさないため

$PE_{ww,discharge,y}$: プロジェクトサイトでは河川への放流がないため

$PE_{s,final,y}$: プロジェクト活動は污泥の処理システムに影響を及ぼさないため

$PE_{biomass,y}$: プロジェクト活動では新たなバイオマスが発生しないため

よって、本プロジェクトのプロジェクト排出量の算定式は以下の通りとなる。

$$PE_y = PE_{power,y} + PE_{fugitive,y} + PE_{flaring,y}$$

i) $PE_{power,y}$

本プロジェクトでは、電力および化石燃料の消費を予定している。これらの排出量は、方法論 AMS-I.D.ver.15 および化石燃料の消費量に基づき下式により算定される。

$$PE_{power,y} = PE_{electricity,PJ,y} + PE_{fossilfuel,PJ,y}$$

パラメーター	単位	内容
$PE_{electricity,PJ,y}$	t-CO ₂ e	プロジェクトによる電力の消費に起因する年間の温室効果ガス排出量
$PE_{fossilfuel,PJ,y}$	t-CO ₂ e	プロジェクトによる化石燃料の消費に起因する年間の温室効果ガス排出量

< $PE_{electricity,PJ,y}$ >

$$PE_{electricity,PJ,y} = EC_{PJ,y} * EF_{electricity,CO2}$$

パラメーター	単位	内容
$EC_{PJ,y}$	kWh	プロジェクト活動による年間の電力消費量
$EF_{electricity,CO2}$	t-CO ₂ e/kWh	プロジェクトサイトにおける電力の CO ₂ 排出係数

本プロジェクトサイトでは、バイオマス発電とディーゼル発電の二つの方法により自家発電を行っている。通常時はバイオマス発電を行っているが、緊急時にはディーゼル発電を行っている。したがって、本プロジェクトで使用する電力消費に係る CO₂ 排出係数は、AMS-I.D.ver.13 および AMS-I.D.ver.15 にしたがって下式の通り算定される。

$$EF_{electricity,CO2} = \frac{EG_{biomass,y} * EF_{electricity,CO2,biomass} + EG_{fossil,y} * EF_{electricity,CO2,fossil}}{EG_{biomass,y} + EG_{fossil,y}} * \frac{1}{1,000}$$

パラメーター	単位	内容
$EF_{electricity,CO2}$	t-CO ₂ e/kWh	プロジェクトサイトにおける電力の CO ₂ 排出係数
$EG_{biomass,y}$	kWh	バイオマス発電による年間の発電量
$EF_{electricity,CO2,biomass}$	kg-CO ₂ e/kWh	バイオマス発電における CO ₂ 排出係数 (AMS-I.D.ver.13 に従い、値はゼロ)
$EG_{fossil,y}$	kWh	ディーゼル発電による年間の発電量
$EF_{electricity,CO2,fossil}$	kg-CO ₂ e/kWh	ディーゼル発電における CO ₂ 排出係数 (容量が 200kW 以上であることから、AMS-I.D.ver.15 table I.D.1 に基づき、値は 0.8)

本プロジェクトにおける電力消費による年間の温室効果ガス排出量($PE_{electricity,PJ,y}$)を試算したところ、0.13 t-CO₂e となり、プロジェクト排出量に与える影響はきわめて小さいことが判明した。計算結果は以下のとおりである。

- 本プロジェクトサイトにおける電力の CO₂ 排出係数

本プロジェクトにおける発電形式ごとの発電量と、電力の排出係数は以下のとおりである。

バイオマス発電 : 4,278,013 kWh/年

ディーゼル発電 : 10,550 kWh/年

$$\begin{aligned}
 EF_{electricity,CO2} &= \frac{4,278,013 * 0 + 10,550 * 0.8}{(4,278,013 + 10,550) * 1,000} \\
 &= \frac{8,440}{4,288,563 * 1,000} \\
 &= 0.000002 \text{ (t-CO}_2\text{e/MWh)}
 \end{aligned}$$

- 年間の電力消費量

プロジェクト実施に伴う年間の電力消費量は、以下の計算より 68,328kWh/年と算定された。

プロジェクトで電力を消費する機器：

輸送ポンプ	(1.5kW/ユニット) * 2 (ユニット/池)	* 2 (池)	= 6.0kW
攪拌ポンプ	(0.4kW/ユニット) * 2 (ユニット/池)	* 2 (池)	= 1.6kW
燃焼塔	(0.2kW/ユニット) * 1 (ユニット/サイト)		= 0.2kW

プロジェクトの電力消費量：

$$(6.0+1.6+0.2) \text{ (kW)} * 24 \text{ (時間)} * 365 \text{ (日)} = 68,328 \text{ kWh/年}$$

- 電力消費に起因する温室効果ガス排出量

上記で計算した CO₂ 排出係数と電力消費量を用いて計算した結果、プロジェクト活動に伴う電力消費に係る年間の CO₂ 排出量はきわめて小さいことが分かった。

$$\begin{aligned}
 PE_{electricity,PJ,y} &= EC_{PJ,y} * EF_{electricity,CO2} \\
 &= 68,328 * 0.002 \\
 &= 0.13 \text{ (t-CO}_2\text{e/年)}
 \end{aligned}$$

このことから、電力消費由来の排出量は無視できるものと考えられる。よって電力および化石燃料による CO₂ 排出($PE_{power,y}$)は以下の式に集約される。

$$PE_{power,y} = PE_{fossilfuel,PJ,y}$$

< $PE_{fossilfuel,PJ,y}$ >

本プロジェクトでは LPG の利用を予定している。この LPG はエンクローズド燃焼塔において助燃材として利用する予定である。本プロジェクトにおける化石燃料由来の温室効果ガス排出の算定式は下記の通りである。

$$PE_{fossilfuel,PJ,y} = FC_{LPG,y} * \frac{EF_{LPG, combust}}{1,000,000} * HV_{LPG}$$

パラメーター	単位	内容
$PE_{fossilfuel,PJ,y}$	t-CO ₂ e	化石燃料の消費に起因する年間の温室効果ガス排出量
$FC_{LPG,y}$	t-LPG	プロジェクトにおける年間の LPG 使用量
$EF_{LPG, combust}$	kg-CO ₂ e/TJ	LPG の CO ₂ 排出係数 (IPCC guideline 2006 に基づき、値は 63,100)
HV_{LPG}	MJ/kg-LPG	LPG の発熱量 (IPCC guideline 2006 に基づき、値は 47.3)

ii) $PE_{fugitive,y}$

$$PE_{fugitive,y} = PE_{fugitive,ww,y} + PE_{fugitive,s,y}$$

パラメーター	単位	内容
$PE_{fugitive,ww,y}$	t-CO ₂ e	プロジェクト実施後の排水処理システムからのバイオガス回収システムからの漏洩による温室効果ガス排出量
$PE_{fugitive,s,y}$	t-CO ₂ e	プロジェクト実施後の汚泥処理システムからの漏洩による温室効果ガス排出量

<PE_{fugitive,ww,y}>

$$PE_{fugitive,ww,y} = (1 - CFE_{ww}) * MEP_{ww,treatment,y} * GWP_{CH4}$$

パラメーター	単位	内容
CFE_{ww}	-	バイオガス回収システムのバイオガス回収効率 (デフォルト値は 0.9)
$MEP_{ww,treatment,y}$	t-CH ₄	プロジェクト実施後の廃水処理システムからのメタン発生 ポテンシャル
GWP_{CH4}	t-CO ₂ e/kg-CH ₄	メタンの地球温暖化係数 (デフォルト値は 21)

<<MEP_{ww,treatment,y}>>

$$MEP_{ww,treatment,y} = Q_{ww,y} * B_{o,ww} * UF_{PJ} * \sum_i COD_{removed,PJ,k,y} * MCF_{ww,treatment,PJ,k}$$

パラメーター	単位	内容
$Q_{ww,y}$	m ³	プロジェクト実施後の年間の廃水処理量
$B_{o,ww}$	kg-CH ₄ /kg-COD	廃水からのメタン発生量 (IPCC のデフォルト値は 0.21)
UF_{PJ}	-	モデル補正係数 (デフォルト値は 1.06)
$COD_{removed,PJ,k,y}$	t/m ³	プロジェクト実施後の除去される年間の COD 量
$MCF_{ww,treatment,PJ,k}$	-	メタン補正係数 (ラグーンの水深が 2m 以上であることから AMS- .H.ver.13 に基づき、値は 0.8)

<PE_{fugitive,s,y}>

プロジェクト活動は污泥処理システムに影響を及ぼさないため、考慮しない。

iii) PE_{flaring,y}

方法論に基づき、“Tools to determine project emissions from flaring gases containing methane” にしたがって算定される。

STEP 1、2、3、4 については、本プロジェクトでは燃焼効率 ($\eta_{flare,h}$) にデフォルト値を用いることから使用しない。

STEP 5: 回収ガス中のメタンの流量の算定

$$TM_{RG,h} = FV_{RG,h} * fv_{CH4,RG,h} * \rho_{CH4,n}$$

パラメーター	単位	内容
$TM_{RG,h}$	kg/hr	回収ガス中のメタンの流量 (質量)
$FV_{RG,h}$	m ³ /hr	回収ガスの標準状態での流速
$fv_{CH4,RG,h}$	m ³ /hr	回収ガス中のメタンの流量 (体積)
$\rho_{CH4,n}$	kg/m ³	メタンの標準状態密度 (0.716 kg/m ³)

STEP 6: 燃焼効率の決定

モニタリング結果を用いて、下表より燃焼効率の値を選択する。

燃焼効率	適用条件
0%	1時間のうち20分以上、排気ガスの温度が500 未満である
50%	1時間のうち40分以上、排気ガスの温度が500 以上であるが、メーカーの要求事項を満たしていない
90%	1時間のうち40分以上、排気ガスの温度が500 以上を満たし、かつ、メーカーの要求事項を満たす

STEP 7:メタンガスの不完全燃焼による年間の温室効果ガス排出量の算定

$$PE_{flare,y} = \sum_{h=1}^{8760} TM_{RG,h} * (1-\eta_{flare,h}) * \frac{GWP_{CH4}}{1000}$$

パラメーター	単位	内容
$PE_{flare,y}$	t-CO ₂ e	プロジェクト実施後のメタンガスの不完全燃焼による年間の温室効果ガス排出量
$TM_{RG,h}$	kg/hr	回収ガス中のメタンの流量 (質量)
$\eta_{flare,h}$	-	燃焼効率
GWP_{CH4}	t-CO ₂ e/kg-CH ₄	メタンの地球温暖化係数 (デフォルト値は21)

3.2.3 リークエージの計算方法

本プロジェクトでは、リークエージは発生しない。

3.2.4 温室効果ガス排出削減量の計算方法

温室効果ガス排出削減量は、以下の式により算定される。

$$ER_{y,ex\ ante} = BE_{y,ex\ ante} - (PE_{y,ex\ ante} + LE_{y,ex\ ante})$$

パラメーター	単位	内容
$ER_{y,ex\ ante}$	t-CO ₂ e	年間の排出削減量
$BE_{y,ex\ ante}$	t-CO ₂ e	年間のベースライン排出量
$PE_{y,ex\ ante}$	t-CO ₂ e	年間のプロジェクト排出量
$LE_{y,ex\ ante}$	t-CO ₂ e	年間のリーケージ排出量

3.3 温室効果ガス排出削減量計算結果

3.3.1 算定に用いた値

本プロジェクトの温室効果ガス削減量の算定に用いた値を下表に示す。

表 3-6 ベースライン排出量の算定に用いたパラメーター

パラメーター	内容	値	単位	出典
-	年間の FFB 処理量	270,235	t	パーム搾油工場の記録
-	FFB から POME への変換係数	0.65	m ³ /t	PTPN 社の他のパーム搾油工場の記録
-	年間の返送水量	355,824	m ³	ポンプ能力および稼働時間から算出
$Q_{ww,i,y}$	年間の廃水処理量	531,476	m ³	FFB 処理量と POME への変換係数および返送水量から算出
$COD_{ww,untreated,y}$	処理前廃水の COD 値	0.020583	t/m ³	10 日間サンプリングの平均値
$COD_{ww,treated,y}$	処理後廃水の COD 値	0.005669	t/m ³	10 日間サンプリングの平均値
$COD_{ww,removed,y}$	除去される年間の COD 量	0.014914	t/m ³	-
$MCF_{ww,treatment,BL,I}$	メタン補正係数	0.8	-	AMS- .H.ver.13
$B_{o,ww}$	廃水からのメタン発生量	0.21	kg-CH ₄ /kg-COD	IPCC 規定値の最小値
UF_{BL}	モデル補正係数	0.94	-	AMS- .H.ver.13
GWP_{CH4}	メタンの地球温暖化係数	21	-	AMS- .H.ver.13
$EF_{electricity,CO2,fossil}$	ディーゼル発電の CO ₂ 排出係数	0.8	t-CO _{2e} /MWh	AMS-I.D.ver.15
$EF_{LPG,combust}$	LP ガスの CO ₂ 排出係数	63,100	kg-CO _{2e} /TJ	IPCC Guideline 2006
HV_{LPG}	LP ガスの発熱量	47.3	MJ/kg-LPG	IPCC Guideline 2006
CFE_{ww}	バイオガス回収システムの回収効率	0.9	MJ/kg-LPG	AMS- .H.ver.13
UF_{PJ}	モデル補正係数	1.06	-	AMS- .H.ver.13
$MCF_{ww,treatment,PJ}$	メタン補正係数	0.8	-	AMS- .H.ver.13

3.3.2 ベースライン排出量の計算結果

前述の算定式および値を用いて、本プロジェクトにおけるベースライン排出量を下記の通り算定した。

$$BE_{y,ex\ ante} = \sum_i Q_{ww,i,y} * COD_{removed,i,y} * MCF_{wwtreatment,BL,i} * B_{o,ww} * UF_{BL} * GWP_{CH4}$$

<Q_{ww,i,y}>

POMEの量は、年間のFFB処理量およびFFBからPOMEへの変換係数によって算出される。

- 年間のFFB処理量 : 270,235 t/年
- FFBからPOMEへの変換係数: : 0.65

返送水の量は、ポンプの処理能力および、ポンプの稼働時間によって算出される。

- ポンプの処理能力 : 30 m³/時間
- 稼働時間 : 8,472 時間/年
- ポンプ効率補正係数 : 0.70

本報告書では当初想定値の0.70を採用しているが、後日超音波流量計を用いて返送管内を流れる水量を測定した結果、ポンプ効率はほぼ100%であることが確認できた。

したがって;

$$\begin{aligned} Q_{ww,i,y} &= 270,235(\text{t-FFB}/\text{y}) * 0.65(\text{m}^3/\text{t-FFB}) + 2 * \{30(\text{m}^3/\text{hr}) * 8,472(\text{hr}) \\ &\quad * 0.7\} \\ &= 531,476(\text{m}^3/\text{y}) \end{aligned}$$

よって、ベースライン排出量は以下の通り計算された。

$$\begin{aligned} BE_{y,ex\ ante} &= 531,476(\text{m}^3/\text{y}) * \{0.014914(\text{t-COD}/\text{m}^3) * 0.89\} * 0.8 \\ &\quad * 0.21(\text{kg-CH}_4/\text{kg-COD}) * 0.94 * 21 \\ &= 23,395(\text{t-CO}_2\text{e}) \end{aligned}$$

3.3.3 プロジェクト排出量の計算結果

前述の算定式および値を用いて、本プロジェクトにおけるプロジェクト排出量を下記の通り算定した。

$$PE_y = PE_{power,y} + PE_{fugitive,y} + PE_{flaring,y}$$

i) $PE_{power,y}$

$$\begin{aligned} PE_{power,y} &= PE_{fossilfuel,PJ,y} \\ &= 1.0(\text{kg-LPG/hr}) / 1,000 * 8,760(\text{hr/y}) * 63,100(\text{kg-CO}_2\text{e/TJ}) / 1,000,000 \\ &\quad * 47.3 (\text{MJ/kg}) \\ &= 26(\text{t-CO}_2\text{e}) \end{aligned}$$

ii) $PE_{fugitive,y}$

$$\begin{aligned} PE_{fugitive,y} &= PE_{fugitive,ww,y} + PE_{fugitive,s,y} \\ &= (1 - CFE_{ww}) * MEP_{ww,treatment,y} * GWP_{CH4} \\ &= (1 - CFE_{ww}) * Q_{ww,y} * B_{o,ww} * UF_{PJ} * \sum_i COD_{removed,PJ,k,y} * MCF_{ww,treatment,PJ,k} \\ &\quad * GWP_{CH4} \\ &= (1 - 0.9) * 531,476(\text{m}^3/\text{y}) * 0.21(\text{kg-CH}_4/\text{kg-COD}) * 1.06 \\ &\quad * 0.014914(\text{t-COD/m}^3) * 0.8 * 21 \\ &= 2,964(\text{t-CO}_2\text{e}) \end{aligned}$$

iii) $PE_{flaring,y}$

$$PE_{flare,y} = \sum_{h=1}^{8760} TM_{RG,h} * (1 - \eta_{flare,h}) * \frac{GWP_{CH4}}{1000}$$

< $TM_{RG,h}$ >

$TM_{RG,h}$ はプロジェクト実施前には測定できないことから、以下の計算式を用いて算出した。

$$\sum_{h=1}^{8760} TM_{RG,h} = (MEP_{ww,treatment,y} - \frac{PE_{fugitive,ww,y}}{GWP_{CH4}}) * 1000$$

パラメーター	説明
$MEP_{ww,treatment,y}$	プロジェクト実施後の廃水処理システムからのメタン発生ポテンシャル
$PE_{fugitive,ww,y}$	プロジェクト実施後の排水処理システムからのバイオガス回収システムからの漏洩による温室効果ガス排出量
GWP_{CH4}	メタンの地球温暖化係数 (デフォルト値は 21)

< $\eta_{flare,h}$ >

$\eta_{flare,h}$ はプロジェクト実施前には測定できないため、正常燃焼時のデフォルト値 0.9 を採用した。

これらから、 $PE_{flare,y}$ は以下の通り計算された。

$$\begin{aligned}
 PE_{flare,y} &= \sum_{h=1}^{8760} TM_{RG,h} * (1-\eta_{flare,h}) * \frac{GWP_{CH4}}{1000} \\
 &= (MEP_{ww,treatment,y} - \frac{PE_{fugitive,ww,y}}{GWP_{CH4}}) * 1000 * (1-\eta_{flare,h}) * \frac{GWP_{CH4}}{1000} \\
 &= (MEP_{ww,treatment,y} - \frac{(1-CFE_{ww}) * MEP_{ww,treatment,y} * GWP_{CH4}}{GWP_{CH4}}) * (1-\eta_{flare,h}) \\
 &\quad * GWP_{CH4} \\
 &= CFE_{ww} * MEP_{ww,treatment,y} * (1-\eta_{flare,h}) * GWP_{CH4} \\
 &= 0.9 * Q_{ww,y} * B_{o,ww} * UF_{PJ} * \sum_i COD_{removed,PJ,k,y} * MCF_{ww,treatment,PJ,k} \\
 &\quad * (1-0.9) * 21 \\
 &= 0.9 * 531,476(m^3/y) * 0.21(kg-CH_4/kg-COD) * 1.06 * 0.014914(t-COD/m^3) \\
 &\quad * 0.8 * (1-0.9) * 21 \\
 &= 2,667(t-CO_2e)
 \end{aligned}$$

)から)により、プロジェクト排出量は以下の通り計算された。

$$\begin{aligned}
 PE_y &= PE_{power,y} + PE_{fugitive,y} + PE_{flaring,y} \\
 &= 26(t-CO_2e) + 2,964(t-CO_2e) + 2,667(t-CO_2e) \\
 &= 5,657(t-CO_2e)
 \end{aligned}$$

3.3.4 リークエージの計算結果

本プロジェクトでは、リークエージは発生しない。

3.3.5 温室効果ガス排出削減量の計算結果

本プロジェクトにおける温室効果ガス排出削減量は以下の通り計算された。なお、パーム搾油工場の能力増強およびプランテーションの拡大は予定されていないことから、排出量の増減はないものとした。

$$\begin{aligned}
 ER_{y,ex\ ante} &= BE_{y,ex\ ante} - (PE_{y,ex\ ante} + LE_{y,ex\ ante}) \\
 &= 23,395(\text{t-CO}_2\text{e}) - (5,657(\text{t-CO}_2\text{e}) + 0) \\
 &= 17,738(\text{t-CO}_2\text{e})
 \end{aligned}$$

表 3-7 温室効果ガス排出削減量

年	プロジェクト 排出量 (t-CO ₂ e)	ベースライン 排出量 (t-CO ₂ e)	リーケージ 排出量 (t-CO ₂ e)	温室効果ガス 排出削減量 (t-CO ₂ e)
2011 (9月～)	1,886	7,798	0	5,913
2012	5,657	23,395	0	17,738
2013	5,657	23,395	0	17,738
2014	5,657	23,395	0	17,738
2015	5,657	23,395	0	17,738
2016	5,657	23,395	0	17,738
2017	5,657	23,395	0	17,738
2018	5,657	23,395	0	17,738
2019	5,657	23,395	0	17,738
2020	5,657	23,395	0	17,738
2021 (~8月)	3,771	15,597	0	11,825

3.4 モニタリング計画

3.4.1 モニタリング項目とモニタリング箇所

本プロジェクトでは、方法論 AMS- .H.ver.13 および AM Tool 06. Version 1, “ Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane” にしたがってモニタリング計画を作成した。以下にモニタリング項目とモニタリングポイントを示す。

表 3-8 モニタリング項目

パラメーター	単位	モニタリング項目	モニタリング方法	頻度
$Q_{ww,j,y}$	m ³ -POME	年間の廃水処理量	流量計を利用して定期的 に測定した POME 流入 量、および FFB 処理量デ ータから算出	月次
$COD_{ww,untreated,y}$	t-COD/m ³ -POME	処理前廃水の COD 値	定期的にサンプリング し、外部分析機関で分析	月次
$COD_{ww,treated,y}$	t-COD/m ³ -POME	処理後廃水の COD 値	定期的にサンプリング し、外部分析機関で分析	月次
$FC_{LPG,y}$	t-LPG	LP ガス使用量	購入伝票から算出	購 入 毎
$f_{vi,h}$	vol %	回収ガスのメタン濃 度	ガス分析器による測定	月次
$FV_{RG,h}$	m ³ /hr	回収ガスのガス量	ガス流量計による測定	毎時
T_{flare}		回収ガスの燃焼温度	温度計による測定	毎時

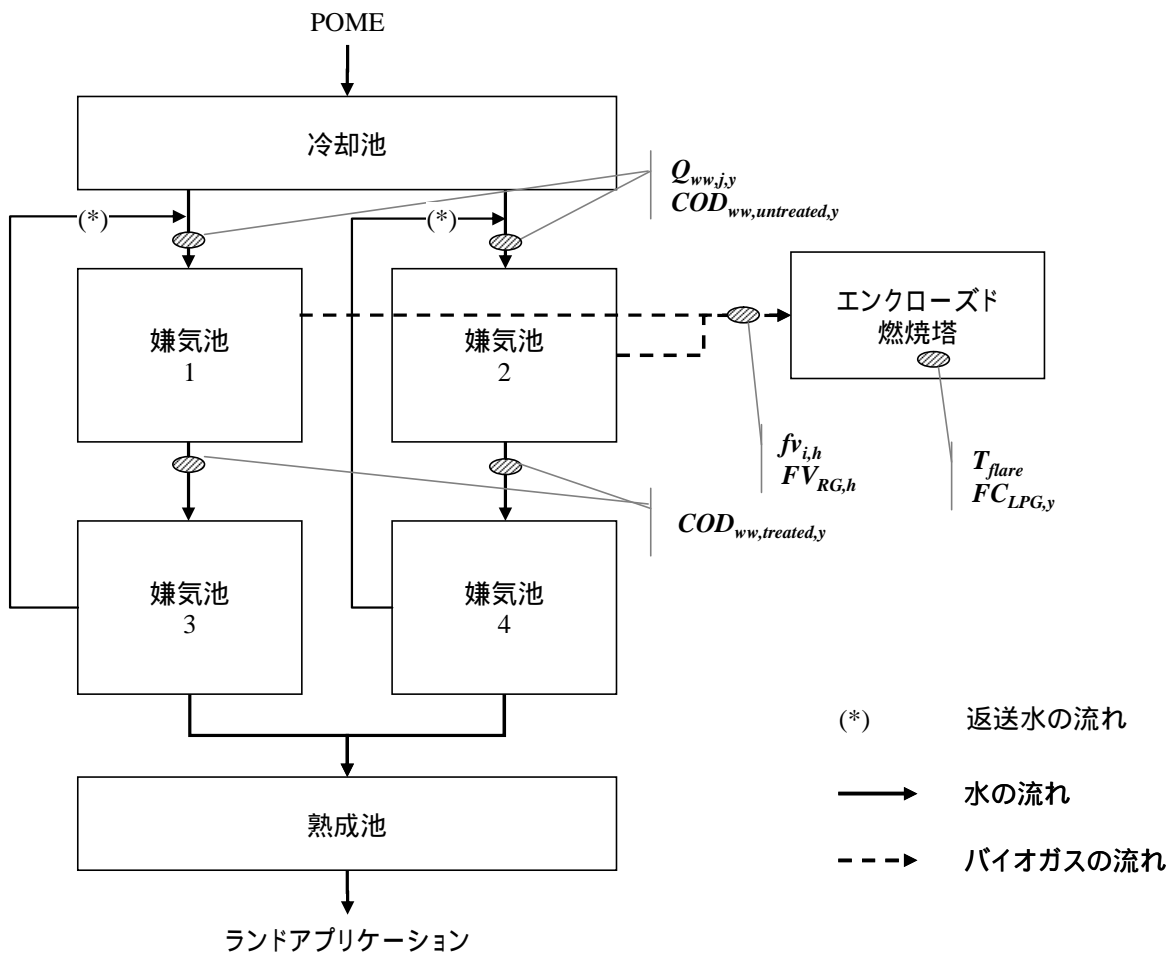


図 3-5 モニタリングポイント概念図

3.4.2 モニタリング体制

本プロジェクトでは、現地コンサルタント会社が CDM チームを組織してモニタリングを行い、収集したモニタリングデータを 2 年以上保管する。CDM チームリーダーはチームを監督するとともに、月次の取得データを取りまとめる。CDM チームリーダーはモニタリング報告書を作成し、年に一度、DOE による審査を受ける。開放嫌気池の監視は工場員が行い、プラントマネージャーを経て CDM チームリーダーに報告される。

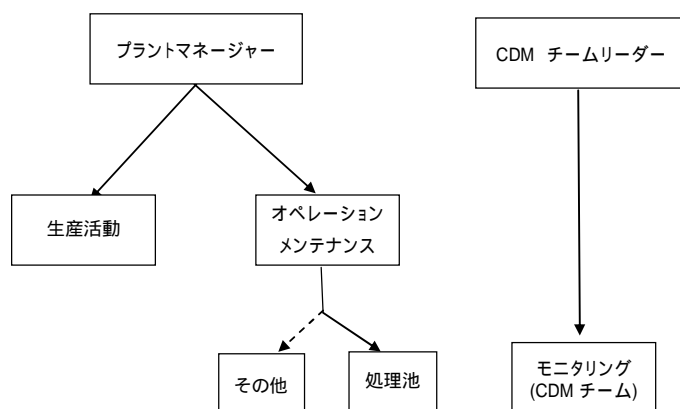


図 3-6 モニタリング体制図

表 3-9 モニタリングにおける役割分担

実施事項	実施者	内容
計画策定	CDMチームリーダー	モニタリング計画の策定 モニタリング手順の確立
モニタリングデータ取得 (据付機械による記録データの 収集等)	CDM チームメンバー	データの一時保管 データを CDM マネージャーへ提出
モニタリングデータ取得 (COD 濃度の分析)	分析機関	外部分析機関において実施
モニタリングデータの保管	CDM チームリーダー	工場等から収集したモニタリング データを取りまとめ、電子的に 2 年 以上保管 (一部は紙ベース)
モニタリング報告書の作成	CDM チームリーダー	モニタリング報告書を年に一度作 成

3.4.3 品質管理・品質保証（QC、QA）

本プロジェクトにおけるモニタリングデータの品質管理および品質保証のための取り組みは、下記の要領で行う予定である。

表 3-10 品質管理・品質保証に係る取り組み内容

項目	内容
データの確認	全てのデータは保管される際に CDM チームリーダーによる確認を受ける
トレーニング	モニタリングに関与する全員が、事前に十分なトレーニングを受ける
データログファイル	定期的に確認を行う
修正措置	データの不一致が発覚した場合は、プロジェクト実施者と CDM チームで技術会議を開き対応を協議する
内部監査	CDM チームにより、手順と要件の確認を定期的実施する
モニター機器の校正	少なくとも 3 年に一度の頻度で校正を行う
モニター機器のメンテナンス	メーカーの仕様にに基づき定期的に適切なメンテナンスを行う

3.5 プロジェクト期間・クレジット獲得期間

3.5.1 プロジェクト期間

本プロジェクトの開始日は、建設工事契約の契約日あるいは導入機器発注日を予定しており、プロジェクト期間は、CDM オペレーション開始後 10 年間で予定している。

なお、建設工事契約・導入機器発注とも、国連登録完了後の実施を予定していることから、本プロジェクトが CDM 化を前提とした事業であることは明らかである。

3.5.2 クレジット獲得期間

本プロジェクトのクレジット獲得開始日は、オペレーション開始日またはプロジェクト活動登録日のうち、遅い日を予定している。クレジット獲得期間は 10 年間で予定している。

3.6 環境影響・その他の間接影響

本プロジェクトにおける環境影響評価の必要性を確認するため、環境省、北スマトラ州環境局、アサハン県環境局、および DNPI と面談した。

その結果、AMDAL の実施については全機関から不要との回答を得たが、UPL/UKL については DNPI のみ必要との見解を示した。UPL/UKL を管轄する各県の環境局は「UPL/UKL は不要」との見解であるため、本プロジェクトでは基本的に UPL/UKL を作成しない方針で進めるが、今後の DNPI との協議結果によっては、必要に応じて UPL/UKL を作成するものとする。

なお、本プロジェクトは他の搾油工場で実施する同タイプのプロジェクトとのバンドリングも検討しているため、他サイトの管轄県であるロカン・ヒリル県環境局、ラブハンバツ・スラタン県環境局とも面談した。結果、両県とも「本プロジェクトの実施に際して AMDAL、UPL/UKL とともに不要」との見解であった。

表 3-11 環境影響評価に係るコメント

訪問機関	コメント
環境省	<ul style="list-style-type: none"> ● PDD 作成に際して、環境影響評価は不要 ● プロジェクト開始後、環境モニタリングレポートは現地行政機関に提出する（政府は現地行政機関から報告を受け取る）
北スマトラ州環境局	<ul style="list-style-type: none"> ● 本プロジェクトの実施に際して環境影響評価は不要である（搾油工場の建設時に実施済のため） ● ただし、現在管轄県に定期的に提出している環境モニタリングレポートに、いくつかの項目を追加する必要がある
アサハン県環境局	<ul style="list-style-type: none"> ● 本プロジェクトの実施に際して環境影響評価は不要である（搾油工場の建設時に実施済のため）
DNPI	<ul style="list-style-type: none"> ● 本プロジェクトの実施に際しては、AMDAL は不要だが UPL/UKL の提出が必要

3.7 利害関係者のコメント

本調査では、プロジェクトに関係する行政機関との面談およびステークホルダーミーティングを通じて、本プロジェクトについてのコメントを聴取した。いずれもプロジェクトに対して好意的な意見であった。得られたコメントは以下の通りである。

i) 環境省

- PDD 作成に際して、環境影響評価を実施する必要はない
- ステークホルダーミーティングは、インドネシア語で実施すること。また、ミーティングには周辺住民の出席が必須である
- プロジェクト開始後、環境モニタリングレポートは現地行政機関に提出する（政府は現地行政機関から報告を受け取る）
- 政府は、再生可エネルギーの利用を促進しているが強制はしていない
- バイオガス発電は小規模であり、またグリッド接続した場合の事業収益性が低いいため、補助金は設定していない（LNG 発電や水力発電に対する補助金は設定がある）
- 廃水処理基準を変更する計画はない
- 日本などの先進国には、技術面および資金面での支援を期待している

ii) 北スマトラ州環境局

- 本プロジェクトの実施に際して環境影響評価は不要である（搾油工場の建設時に実施済のため）
- ただし、現在管轄県に定期的に提出している環境モニタリングレポートに、いくつかの項目を追加する必要がある
- 環境影響評価の提出先は、プロジェクトサイトが1つの県で完結する場合は当該地域の県環境局、2つ以上の県にまたがる場合は北スマトラ州環境局となる
- 北スマトラ州では、独自の環境規制や補助金は設けていない

iii) アサハン県環境局

- 本プロジェクトの実施に際して環境影響評価は不要である

本プロジェクトは他の搾油工場で実施する同タイプのプロジェクトとのバンドリングも検討しているため、他サイトの管轄県であるロカン・ヒリル県環境局、ラブハンバツ・スラタン県環境局とも面談した。結果、両県ともアサハン県環境局と同様の見解を示した。

iv) DNPI

- DNPI は、PDD と共に UPL/UKL の提出を求める方針である
- 環境モニタリングレポートは、定期的に地方自治体に提出する

v) ステークホルダーミーティング参加者

ステークホルダーミーティングの参加者は、近隣の村の村長、近隣住民、県環境局長、PTPN 社エリアマネージャー、セイシラウパーム搾油工場長、PTPN 社職員、NGO・報道関係者等、計 53 名であった。主要な質問および回答を以下に示す。

表 3-12 主な収集コメントおよび質疑応答内容

発言者	コメント	回答
近隣の村の村長	<ul style="list-style-type: none"> ● 本プロジェクトの排出量削減に関する説明はとても細かくて分かりやすかったが、固形廃棄物に関する話がなかったのであわせて聞かせてほしい ● 本搾油工場では、ファイバーやシェルといった固形廃棄物をボイラー燃料として利用しているが、これらを燃焼する際に発生する排出量も本プロジェクトに含まれているのか ● 本プロジェクトがもたらす利益は何か。また、本プロジェクトで必要になる人員の雇用はどうするのか 	<ul style="list-style-type: none"> ● 本プロジェクトは、廃水のみに影響を及ぼすものであり、固形廃棄物には影響を与えない ● 建設工事に必要な作業員を雇用するが、建設会社が雇用する予定である
PTPN 社職員	<ul style="list-style-type: none"> ● 本プロジェクトがもたらす経済的利益は何か 	<ul style="list-style-type: none"> ● プロジェクト建設時および実施時に、地域住民の雇用機会が生まれる
近隣住民	<ul style="list-style-type: none"> ● 工場から発生する灰や廃水からの臭気は削減されるのか 	<ul style="list-style-type: none"> ● 廃水から発生している臭気は、本プロジェクトにより削減される

なお、本プロジェクトは他の搾油工場で実施する同タイプのプロジェクトとのバンドリングも検討しているため、他サイトにおいても同様のステークホルダーミーティングを開催した。



会場入口



説明風景



参加者



質問状況

3.8 プロジェクトの実施体制

本プロジェクトでは、基本的には IIL がプロジェクト開始後の現地オペレーション・モニタリングを担当し、リサイクルワンが排出権の販売を担当する予定である。実施体制を以下に示す。

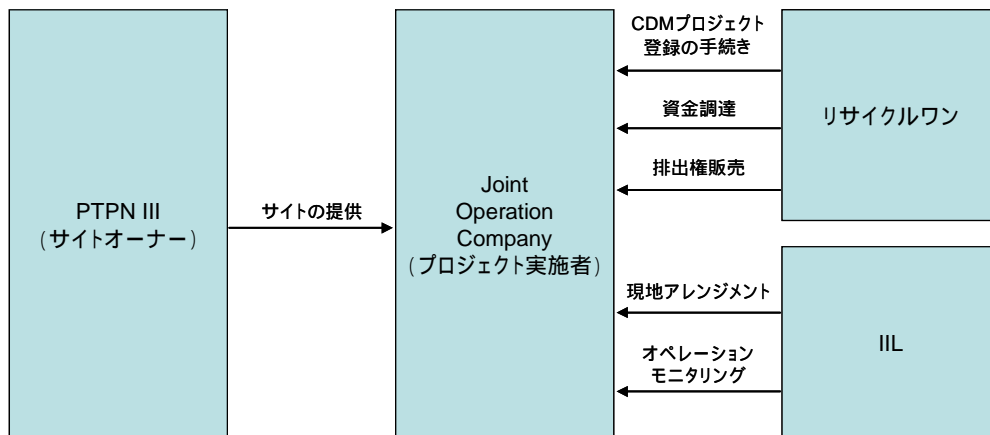


図 3-7 プロジェクトの実施体制

3.9 資金計画

プロジェクト開始後5年目までの資金調達(キャッシュイン)および投資計画(キャッシュアウト)について調査した結果、本プロジェクトに必要な資金は1,500,000 USDとなった。詳細を以下に示す。

なお、本プロジェクトでは、必要な資金は基本的に全額を出資により賄う予定である。自社以外にも日系企業数社(商社、エネルギー系企業等)が出資する可能性がある。

表 3-13 事業開始後5年目までの資金繰り

Cash Flow Statement	(USD)		Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5
	2010-Aug	2011-Aug	2012-Aug	2013-Aug	2014-Aug	2015-Aug	2016-Aug
Cash flow from operating activities	-104,253	-160,326	-146,829	323,592	231,236	230,548	230,548
Cash flow from investments	0	-690,862	0	0	0	0	0
Cash flow from financing activity	500,000	1,000,000	0	0	0	0	0
Increase in cash & cash equivalent	395,747	148,812	-146,829	323,592	231,236	230,548	230,548
Balance at beginning of year	0	395,747	544,559	397,730	721,322	952,558	1,183,107
Balance at end of year	395,747	544,559	397,730	721,322	952,558	1,183,107	1,413,655
Blance check	0	0	0	0	0	0	0

3.10 経済性分析

3.10.1 前提条件

経済性分析に用いた前提条件および各設備の本体価格とランニングコストを以下に示す。

表 3-14 経済性分析に用いた前提条件

分類	項目	条件
基礎条件	プロジェクト期間 工場稼動状況 借入金 減価償却 CER 売却価格 為替レート	10 年間（延長なし） プロジェクト期間中変動なし なし 2 倍定率法、10 年 12.18 EUR/t-CO _{2e} 87.21 JPY/USD 131.57 JPY/EUR 9,430.00 IDR/USD
人員	Manager Operator	1 名 1 名
設備	HDPE membrane Enclosed flare stack Gas analyzer Water flow meter Pump (transfer) Pump (agitation)	池 2 個分 1 台（温度計、ガス流量計、圧力計付） 1 台（赤外線方式） 1 台（超音波方式） 2 台/池、計 4 台 2 台/池、計 4 台

表 3-15 経済性分析に用いた各設備の本体価格とランニングコスト

項目	価格	消耗品	メンテナンス費	単位	備考
HDPE membrane	374,312	-	-	USD	池 2 個分 建設費含む
Enclosed Flare Stack	125,089	-	803	USD	
Gas Analyzer	5,848	172	1,548	USD	
Water Flow Meter	22,933	-	1,147	USD	
Pump (transfer)	13,760	-	688	USD	4 台分
Pump (agitation)	13,760	-	688	USD	4 台分

3.10.2 経済性分析

前述の条件を用いて、本プロジェクトの経済性分析を行ったところ、プロジェクトIRRは14.8%となり、投資判断基準であるインドネシア国債（10年）の利回りである11.625%を上回った。

表 3-16 経済性分析

		(USD)												
		2010-Aug	2011-Aug	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	2022-Aug
Income statement														
Sales	Registered ER			17,738	17,738	17,738	17,738	17,738	17,738	17,738	17,738	17,738	17,738	17,738
	Total	0	0	319,425	319,425	319,425	319,425	319,425	319,425	319,425	319,425	319,425	319,425	319,425
Expenditure	Initial Expenses	94,776	150,992	84,709	95,756	88,876	88,876	88,876	88,876	88,876	88,876	88,876	88,876	44,567
	Operating Expense	0	3,375	110,538	88,430	70,744	56,595	45,276	36,221	28,977	23,181	92,726	0	0
	Depreciation	0	0	138,172	206,294	177,307	159,621	145,472	134,153	125,097	117,853	112,058	181,802	44,567
	Total	94,776	154,367	222,881	206,294	177,307	159,621	145,472	134,153	125,097	117,853	112,058	181,802	44,567
Operating Profit		-94,776	-154,367	-222,881	113,130	142,118	159,804	173,953	185,272	194,327	201,572	207,367	137,822	274,857
Income before taxes		-94,776	-154,367	-222,881	113,130	142,118	159,804	173,953	185,272	194,327	201,572	207,367	137,822	274,857
Income tax		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net income after tax		-94,776	-154,367	-222,881	113,130	142,118	159,804	173,953	185,272	194,327	201,572	207,367	137,822	274,857
		(USD)												
		2010-Aug	2011-Aug	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	2022-Aug
Balance Sheet														
Current assets		395,747	544,559	397,730	721,322	952,558	1,183,107	1,413,655	1,644,204	1,874,752	2,105,300	2,335,849	2,566,397	2,845,685
Fixed assets		0	690,862	552,690	442,152	353,721	282,977	226,382	181,105	144,884	115,907	92,726	0	0
Other assets														
Total assets		395,747	1,235,421	950,419	1,163,474	1,306,280	1,466,084	1,640,037	1,825,309	2,019,636	2,221,208	2,428,575	2,566,397	2,845,685
Current liabilities		-9,478	-15,437	-77,557	22,367	23,055	23,055	23,055	23,055	23,055	23,055	23,055	23,055	27,486
Fixed liabilities		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total liabilities		-9,478	-15,437	-77,557	22,367	23,055	23,055	23,055	23,055	23,055	23,055	23,055	23,055	27,486
Common stock		500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000
Retained earnings		-94,776	-249,142	-472,023	-358,893	-216,775	-56,971	116,982	302,254	496,581	698,153	905,520	1,043,342	1,318,200
Shareholders' equity		405,224	1,250,858	1,027,977	1,141,107	1,283,225	1,443,029	1,616,982	1,802,254	1,996,581	2,198,153	2,405,520	2,543,342	2,818,200
Total liabilities and shareholders' equity		395,747	1,235,421	950,419	1,163,474	1,306,280	1,466,084	1,640,037	1,825,309	2,019,636	2,221,208	2,428,575	2,566,397	2,845,685
		(USD)												
		2010-Aug	2011-Aug	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	2022-Aug
Project IRR														
Investment		0	-690,862	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash flow from operation less interest payment		-104,253	-160,326	-146,829	323,592	231,236	230,548	230,548	230,548	230,548	230,548	230,548	230,548	279,288
Tax shield by interest payment		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total CF for project IRR		-104,253	-851,188	-146,829	323,592	231,236	230,548	230,548	230,548	230,548	230,548	230,548	230,548	279,288
Project IRR:		14.8%												

3.10.3 感度分析

本調査では、さらに CER 価格と CER 獲得量の変動によるプロジェクト IRR の感度分析を行った。その結果、CER 売却価格が 10% 下がった場合や CER 獲得量が 10% 減少した場合でも事業収益性は確保されることが明らかになった。

なお、CER 売却益がない場合のプロジェクト IRR は、本プロジェクトの収益が CER 売却益のみであることからマイナスとなる。

表 3-17 CER 獲得量と CER 売却価格の変動によるプロジェクト IRR の変化

		CER 獲得量				
		80%	90%	100%	110%	120%
CER 売却価格	80%	2.6%	5.7%	8.5%	11.1%	13.5%
	90%	5.8%	8.9%	11.8%	14.4%	16.9%
	100%	8.6%	11.8%	14.8%	17.5%	20.1%
	110%	11.2%	14.5%	17.5%	20.3%	23.0%
	120%	13.7%	17.0%	20.1%	23.0%	25.8%

3.11 追加性の証明

本プロジェクトで適用する方法論は小規模方法論であることから、投資障壁、技術障壁、一般慣行障壁、その他障壁のうち少なくとも一つを証明すれば追加性が証明される。

本プロジェクトでは、特に投資障壁が大きな障壁となっており、CDM プロジェクト以外の形でのプロジェクト実施は困難となっている。

表 3-18 本プロジェクト実施に係る障壁

障壁のタイプ	内容
投資障壁	現行の廃水処理システムは廃水処理設備として必要な機能を果たしており、排水基準を満たしている。また、既存の廃水処理システムから発生しているメタンを回収して燃料等に活用する手法は、前述のとおり経済合理性がなく、工場にもそのような意思はない。さらに、本プロジェクトは CER 売却益以外に収入がないことから、CDM 事業として成立しない場合は、工場は現行の廃水処理システムを変更することは考えにくい

3.12 事業化の見込み

3.12.1 事業化の見込み

現時点では、サイトオーナーである PTPN 社が CDM 事業に積極的であること、および本プロジェクトに使用する技術は技術的に確立されていることから、本プロジェクトの事業化に向けた障害は少ないと考えられる。今後、本プロジェクトの事業化を左右する要因としては、ポスト京都の動向および CER 価格の動向が考えられる。

3.12.2 事業化を左右する要因

3.12.2.1 ポスト京都の動向

COP15 では、CDM 登録手続きの簡素化や、DOE の役割拡大による審査期間の短縮等の CDM 促進策については議論が進展したが、ポスト京都の新たな枠組みについては決定には至らなかった¹⁸。ポスト京都の枠組みは本プロジェクトの実施に大きな影響を及ぼすことから、今後も注視する必要がある。

3.12.2.2 CER 価格の動向

国内における排出権価格の見通し¹⁹および直近の排出権価格の推移²⁰を下図に示す。

排出権価格の大幅な下落は、本プロジェクトの実施に大きな影響を及ぼすことから、今後も注視する必要がある。

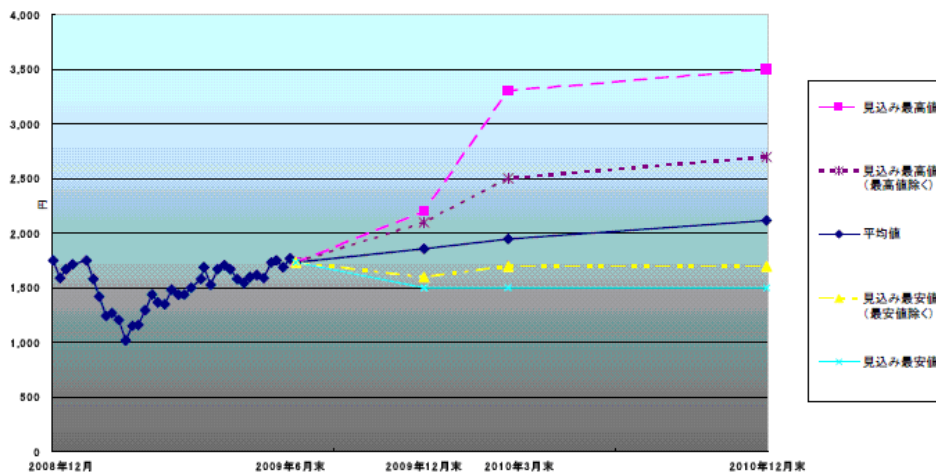


図 3-8 国内における排出権価格の見通し

¹⁸ UNFCCC ホームページ

¹⁹ 日本政策金融公庫 国際協力銀行 排出権価格の見通しアンケート 2009年

²⁰ コーリンクホームページ <http://www.coalinq.com/jp/index.php>

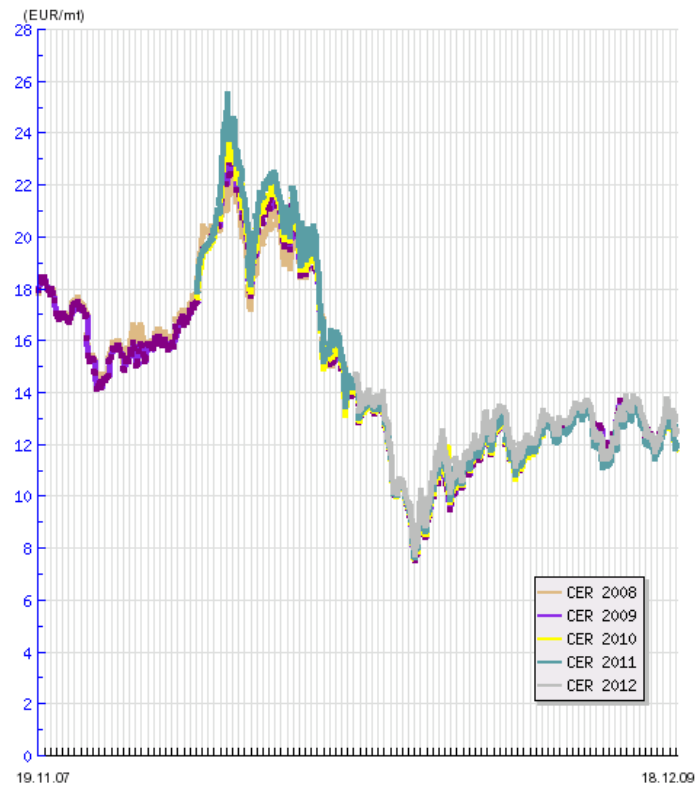


図 3-9 直近の排出権価格の推移

4 プレバリデーション

4.1 プレバリデーションの概要

本調査では、2010年1月上旬から2月下旬にかけてPDDのプレバリデーションを行った。審査の範囲はPDDのSection A・B・Cであり、これらについてデスクレビューが行われた。

4.2 DOE とのやりとりの経過

2009年12月下旬にDOEにPDDを提出し、2月下旬にプレバリデーションレポートを受領し、CAR (Corrective Action Request) 6点とCL (Clarification) 13点を受けた。主要な指摘は以下の通りであった。

- プロジェクト期間の長さ
指摘：プロジェクト期間を10年で見ているが、もっと長いのではないか
対応：今後、DOEがプロジェクト期間の根拠となる技術関係の書類をチェックする
- プロジェクトバウンダリー設定時の汚泥処理の取り扱い
指摘：汚泥処理はプロジェクトバウンダリー内に含めるべきではないか
対応：PDDに現状の汚泥処理方法を明記し、プロジェクト実施前後で汚泥処理方法が変化しないことを明示する
- モニタリング時のバイオガス中メタン濃度の計測間隔
指摘：燃焼前バイオガスのメタン濃度は常時計測すべきではないか
対応：AMS- .H.ver.13 と Tools to determine project emissions from flaring gases containing methane で計測間隔に関する記載内容が異なるため、今後の検討課題とする

5 コベネフィットに関する調査結果

5.1 背景

本プロジェクトの実施サイトであるパーム搾油工場では、現在 POME をオープンラグーン方式により処理している。本方式が引き起こす環境問題としては、豪雨時の池からの廃水の漏出、嫌気発酵に伴い発生する悪臭の拡散等が考えられる。

本調査では、メタン回収 CDM プロジェクトがこれらの問題にあたえる影響について調査を行い、コベネフィット定量評価マニュアル（第 1.0 版）を参考に評価を行った。

5.2 ホスト国における環境汚染対策等効果の評価

5.2.1 評価対象項目

本調査の評価対象項目は、下記の通りである。

- i) 高 COD 濃度廃水の漏出防止
- ii) 悪臭の拡散防止

5.2.2 ベースライン・プロジェクトシナリオ

CDM プロジェクトと同様、ベースラインシナリオは「現状のオープンラグーン方式による廃水処理の継続」、プロジェクトシナリオは「HDPE シートによる既存の開放嫌気池の被覆および回収ガスの焼却」とした。

5.2.3 ベースラインの評価方法とモニタリング計画

5.2.3.1 高 COD 濃度廃水の漏出防止

- ベースラインシナリオにおける高 COD 濃度廃水の漏出

ベースラインシナリオは現状の継続であることから、豪雨時に池から漏水するものとした。

- プロジェクトシナリオにおける高 COD 濃度廃水の漏出

プロジェクトシナリオでは嫌気池は完全に被覆されることから、漏水は完全になくなるものとした。

● 評価方法

プロジェクトの実施により削減される漏水量は、以下の通り計算される。

$$ER_{COD,OF,y} = BE_{COD,OF,y} - PE_{COD,OF,y}$$

パラメーター	単位	説明
$ER_{COD,OF,y}$	t-COD/y	嫌気池からの COD 漏出削減量
$BE_{COD,OF,y}$	t-COD/y	ベースラインシナリオでの嫌気池からの COD 漏出量
$PE_{COD,OF,y}$	t-COD/y	プロジェクトシナリオでの嫌気池からの COD 漏出量

i) ベースラインシナリオでの COD 漏出量

ベースラインシナリオでの COD 漏出量は、廃水の漏出量と、漏出した廃水の COD 濃度の積で計算できるものとする。

$$BE_{COD,OF,y} = Q_{ww,OF,BL,y} * COD_{OF,BL}$$

パラメーター	単位	説明
$BE_{COD,OF,y}$	t-COD/y	ベースラインシナリオでの嫌気池からの COD 漏出量
$Q_{ww,OF,BL,y}$	m ³ /y	ベースラインシナリオでの嫌気池からの漏水量
$COD_{OF,BL}$	t-COD/m ³	ベースラインシナリオでの漏水の COD 濃度

< $Q_{ww,OF,BL,y}$ >

ベースラインシナリオにおける嫌気池からの漏水量は、漏水一回あたりの漏水量に年間漏水回数を乗じて計算できるものとする。漏水一回あたり漏水量は、池に流入した降雨量から、池の残余受入可能量と、池廃水口から排出される廃水の増加量を減ずることで計算できるものとする。

$$Q_{ww,OF,BL,y} = OF_{times,y} * \{RF_{BL} / 1,000 * SA - (SA * M) - QO\}$$

パラメーター	単位	説明
$Q_{ww,OF,BL,y}$	m ³ /y	ベースラインシナリオでの嫌気池からの漏水量
$OF_{times,y}$	times/y	ベースラインシナリオでの嫌気池からの漏水回数
RF_{BL}	mm	プロジェクトサイトにおける豪雨時の降雨量
SA	嫌気池の表面積 (m ²)	嫌気池の表面積
M	m	通常時の嫌気池の残余高 (水面と地面の距離)
QO	m ³	豪雨時における池廃水口から排出される廃水増加量

< $COD_{OF,BL}$ >

ベースラインシナリオでの漏水の COD 濃度は、池に滞留している廃水の COD 濃度と、雨の COD 濃度の加重平均で計算できるものとする。なお、池に滞留している廃水は表層 1.0m 分のみが混ざるものとする。

$$COD_{OF,BL} = (COD_{POND,BL} * SA * D + COD_{RF} * (RF_{BL} / 1,000 * SA)) / (SA * D + (RF_{BL} / 1,000 * SA))$$

パラメーター	単位	説明
$COD_{OF,BL}$	t-COD/m ³	ベースラインシナリオでの漏水の COD 濃度
D	m	池に滞留している廃水の混ざる深さ
$COD_{POND,BL}$	t-COD/m ³	ベースラインシナリオでの嫌気池内に滞留している廃水の COD 濃度
SA	m ²	嫌気池の表面積
COD_{RF}	t-COD/m ³	雨の COD 濃度
RF_{BL}	mm	プロジェクトサイトにおける豪雨時の降雨量

ii) プロジェクトシナリオでの COD 漏出量

プロジェクトシナリオでは漏水は完全になくなるものとしたことから、ゼロとした。

- モニタリング計画

モニタリングでは以下の項目を監視することとする。それぞれのデータ取得方法および COD 漏出量の算定に用いる各定数の算出方法を以下に示す。

表 5-1 モニタリング項目およびデータ取得方法

パラメーター	単位	説明	モニタリング方法	頻度
$OF_{times,y}$	times/y	ベースラインシナリオでの嫌気池からの漏水回数	降雨量から推測する。 降雨量は搾油工場測定データを利用する	年 1 回
RF_{BL}	mm	プロジェクトサイトにおける豪雨時の降雨量	降雨量から推測する。 降雨量は搾油工場測定データを利用する	毎日
$COD_{POND,BL}$	t-COD/m ³	ベースラインシナリオでの嫌気池内に滞留している廃水の COD 濃度	入口側 COD と出口側 COD の平均値を用いる。 入口側 COD 値は、CDM プロジェクトで月次測定する COD 値を利用する。 出口側 COD 値は、CDM プロジェクト同様、ベースラインで計測した COD 値から算出されるベースラインシナリオにおける COD 分解率を用いて算出する	月 1 回

表 5-2 COD 漏出量の算定に用いる定数

パラメーター	単位	説明	データ取得方法
SA	m ²	ベースラインシナリオでの嫌気池の表面積	池の設計図面から算出する
M	m	通常時の水面嫌気池の残余高（水面と地面の距離）	晴天時で工場が通常稼動している時間帯の実測値を用いる
QO	m ³	豪雨時における池廃水口から排出される廃水増加量	豪雨時の流量が通常時の流量の 200%、降雨時間を 1 時間と仮定して算出する
COD_{RF}	t-COD/m ³	雨の COD 濃度	0 とする
D	m	池に滞留している廃水の混ざる深さ	1.0m とする

● 現地調査結果

プロジェクトサイトにおける 2008 年の年間降雨量は 2,336 mm²¹であり、スコールで降ることが多い。プロジェクトサイトにおける月別降雨量と一日あたりの平均降雨量を以下に示す。なお、嫌気池からの漏水の有無について工場にヒアリングしたところ、過去に嫌気池から水があふれたことはないとのコメントが得られた。

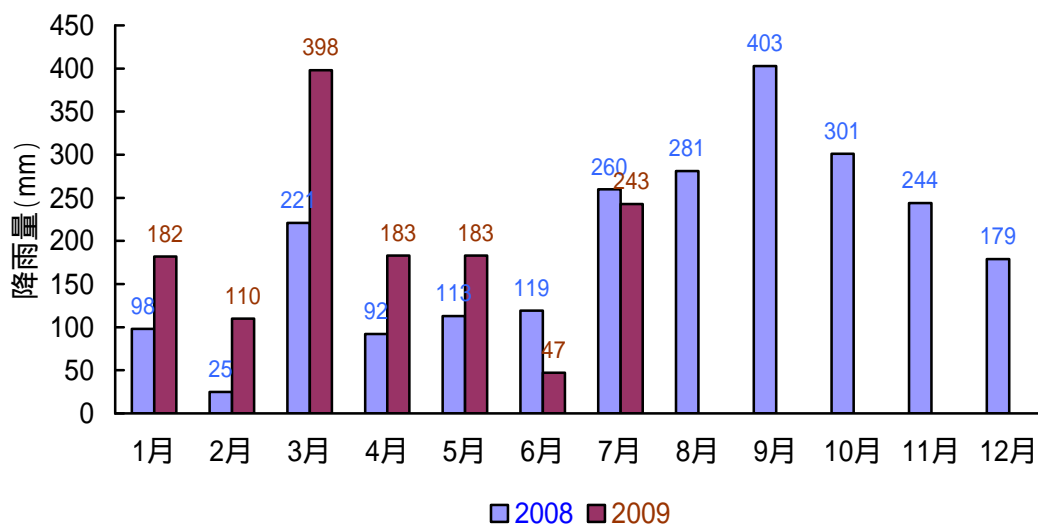


図 5-1 プロジェクトサイトにおける月別降雨量

表 5-3 月別の降雨量および一日あたりの平均降雨量 (mm)

年	項目	月											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2008	降雨量	98	25	221	92	113	119	260	281	403	301	244	179
	降雨日数	7	3	14	6	7	7	12	10	14	18	11	7
	一日あたりの平均降雨量	14	8	16	15	16	17	22	28	29	17	22	26
2009	降雨量	182	110	398	183	183	47	243					
	降雨日数	8	4	13	11	11	5	9					
	一日あたりの平均降雨量	23	28	31	17	17	9	27					

²¹ パーム搾油工場の独自測定値

5.2.3.2 悪臭の拡散防止

- ベースラインシナリオにおける臭気の拡散

ベースラインシナリオは現状の継続であることから、開放嫌気池で発生した悪臭が周囲に拡散しているものとした。

- プロジェクトシナリオにおける臭気の拡散

プロジェクトシナリオでは開放嫌気池は完全に被覆されることから、臭気の拡散は完全になくなるものとした。

- 評価方法

本プロジェクトでは、開放嫌気池から発生する悪臭の指標として、ポータブル臭気計で測定できる数値を用いた。ポータブル臭気計は臭気の原因物質を特定できないが、何らかの臭いが発生しているかどうかを簡便に数値化できる。なお、本測定方法で得られる数値は絶対値ではなく相対値である。

- モニタリング計画

モニタリングは、嫌気池の風下側およびフレアスタックの風下側の2箇所で、ポータブル臭気計により測定を行うものとし、測定は年に1回とした。

- 現地調査結果

本調査では、嫌気池周辺において水平方向と垂直方向の2方向について測定を行った。処理池群および工場から風上側に100メートル以上離れた箇所で測定した数値が200であったことから、200以上の値が測定された箇所では何らかの臭いが存在していると判断できる。

調査の結果、嫌気池表面（高さ10cm）での測定値が769となり、何らかの臭気が発生していることが確認できた。しかしながら、同箇所の高さ1.5m地点では243と大幅に低下していたことから、臭気は垂直方向への影響は少なく、風に流されて横方向に拡散しているものと考えられる。

水平方向の調査結果では、対象とする池の風上部や後段の嫌気池では低い数値であったが、嫌気池1と嫌気池2に挟まれた土手での測定値が347～536であったことから、嫌気池からは何らかの臭気が発生しているものと考えられる。嫌気池上流部が高い値を示しているが、これは嫌気池から約10メートル離れた場所に設置されている冷却池由来の臭気や、同じく50メートルほど離れた場所に設置されているファットピット（POMEから油分を取り除く装置）由来の臭気が影響しているものと考えられる。

以上の結果から、嫌気池からは何らかの臭気が発生していることが確認できた。測定結果を以下に示す。

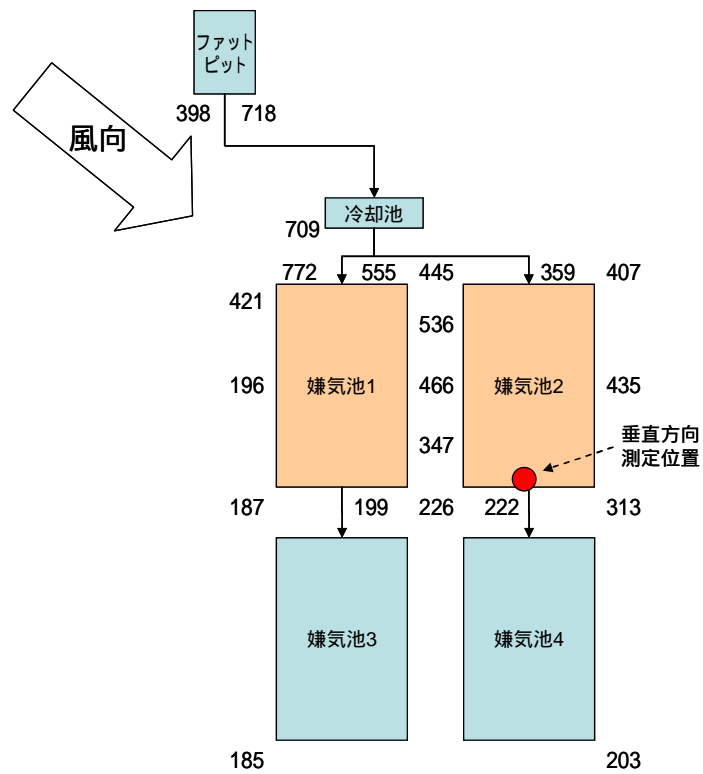


図 5-2 水平方向の臭気測定結果

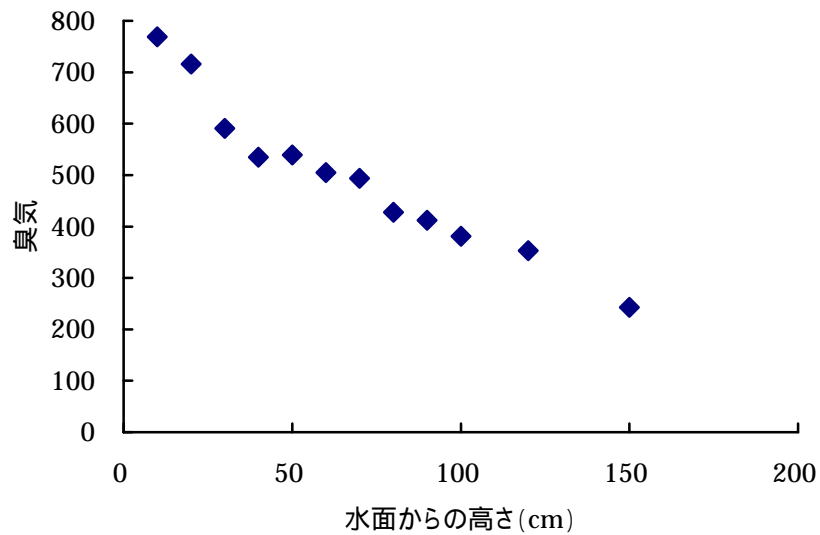


図 5-3 垂直方向の臭気測定結果

また、臭気の影響を受ける対象としては、周辺住民と工場員が考えられる。

周辺住民については、工場から「過去に周辺住民から悪臭によるクレームを受けたことはない」とのコメントを得たことから、嫌気池起源の臭気による被害は受けていないと考えられる。

工場員については、ラグーンの監視担当者が嫌気池の脇の土手を徒歩で巡回することから、監視担当者の労働環境改善には貢献できるものと考えられる。