

平成16年度環境省委託事業

平成16年度CDM / JI事業調査

マレーシアにおける高効率バイオマス発電事業調査

報告書

平成17年3月

JFE エンジニアリング株式会社

はじめに

本報告書は、平成 16 年度環境省委託事業として実施した「マレーシアにおける高効率バイオマス発電事業」(以下、本プロジェクト)のフィージビリティスタディー(以下、本調査)の結果を報告するものである。

本プロジェクトは、マレーシアジョホール州の Kulim (Malaysia) Berhad 社のパームオイル工場において、パーム空果房(Empty Fruit Bunch/以下、EFB)を燃料としたバイオマス発電を実施し、マレーシア政府の小規模再生可能エネルギープログラム(Small Renewable Energy Power Programme)の下でマレーシア半島の電力会社であるテナガナショナル社へ売電を行うものである。

本プロジェクトのポイントの一つとして、当社 JFE エンジニアリング株式会社の開発した「バイオマス高効率ガス化技術」を利用することが挙げられる。従来一般的な技術である、バイオマスを直接燃焼させて蒸気タービンで発電する方法においては、1~2 箇所のパームオイル工場から出る EFB の量では経済性がなりたないことが多く、輸送コストがバイオマス発電の普及を阻害している一つの要因であった。本技術は、「循環流動層炉」で EFB をガス化させた後、タール除去プロセスを経てガスエンジンに投入し、発電を行うものであり、1~2 箇所のパームオイル工場で収集が可能な小規模な EFB 量でも、高い発電効率が期待できる。

EFB による高効率発電を行う本プロジェクトが実現・普及すれば、EFB の不法投棄や不法焼却による環境問題の解決のみならず、マレーシア政府のエネルギー政策に貢献するものともなる。政府は、第 8 次 5 年計画において、再生可能エネルギーの導入を国の最重要課題の一つに設定しているものの、実際には普及は遅々として進んでいないのが現状である。従来技術と比較して、バイオマスガス化発電技術によるプロジェクトがもたらす経済性向上は、将来のバイオマス発電の促進に貢献するものとなると期待できる。また、マレーシア政府は優先度の高い CDM プロジェクトの例として再生可能エネルギープロジェクトを第一に挙げており、マレーシア CDM 主管官庁である天然資源環境省 Dr. Nadzri からは本プロジェクトは再生可能エネルギープロジェクトとして歓迎するとのコメントを受けている。

プロジェクト実現及び CDM 化に向けては、引き続きさらなる詳細な調査、CDM 主管省庁との継続的な交渉が必要と認識している。サイト企業である Kulim (Malaysia) Berhad とは本調査終了後も、継続協議を行なうことを予定している。

尚、本調査は、関西電力株式会社、株式会社環境総合テクノス、双日マレーシア、JFE エンジニアリングマレーシアの協力を得て実施した。ご協力を頂いた関係者各位には深く感謝するとともに、本調査が、関係諸機関と CDM プロジェクトに関心を寄せる日本企業の参考になれば幸いである。

2005年3月

JFE エンジニアリング株式会社

目次

第1章 マレーシアの基礎情報	5
第1節 マレーシアの基礎情報	6
1) マレーシアの一般情報	6
2) マレーシアの歴史	6
3) マレーシアにおけるパームオイル産業の概要	7
第2章 マレーシアの政策	10
第1節 マレーシアのエネルギー政策	11
1) マレーシアのエネルギー需要	11
2) エネルギー政策全般	11
第2節 マレーシアの環境政策・CDM 体制	13
1) マレーシア政府の環境政策	14
2) マレーシア政府の CDM に対する取り組み	14
第3章 プロジェクト計画	18
第1節 プロジェクトの意義	19
第2節 サイト企業の情報	19
第3節 プロジェクトの背景・調査体制	22
第4節 バイオマス発電事業計画	23
1) バイオマスガス化発電プラント概要	23
循環流動層の特徴	23
処理プロセスの概要	24
2) プロジェクト条件	26
処理施設計画	26
主要設備方式	27
プラント操業計画(点検・保守)	28
物質 / 熱収支	30
3) 概算プロジェクト費用試算結果	32
EFB 処理量及び発電量試算結果	32
プロジェクトコスト試算結果	32
4) 小規模再生可能エネルギープログラムを利用した売電事業	33

小規模再生可能エネルギープログラム(SREP)導入の背景	33
SREP の概要	34
SREP を通じた電力購入契約	35
SREP の申請方法	36
SREP のインセンティブ	39
SREP 申請状況	40
本プロジェクトの SREP 適用の可否	40
5)グリッドへの接続検討	40
グリッドへの接続工事と設備保全の施工分担	40
電源線のルート	42
電源線の仕様	44
第4章 環境影響評価	48
第1節 マレーシアの環境の状況	49
1)水質汚濁	49
2)大気汚染	52
3)産業廃棄物	55
4)その他	55
第2節 プロジェクトの環境影響	55
1)環境影響評価の必要性	56
2)工場立地適性評価	56
第3節 マレーシアの環境規制・制度	57
1)工業排水の水質管理	57
2)工場に係る大気汚染物質排出基準	59
3)騒音・振動	62
第5章 プロジェクト設計書(PDD)作成検討	63
第1節 プロジェクト設計書(PDD)作成検討	64
1)プロジェクト概要	64
2)プロジェクト領域	65
3)追加性の証明	65
4)ベースライン方法論(小規模 CDM 用簡易化方法)	66
5)温室効果ガス排出削減量の算出	67
6)モニタリングの方法論と計画	68

第6章 プロジェクトの収益性と資金計画	69
第1節 プロジェクトの収益性検討およびプロジェクトスキーム案	70
1) 収益性の検討	70
2) プロジェクトスキーム案および資金計画	74
第7章 プロジェクトの総合評価	75
第1節 CDMプロジェクトとしての総合評価	76
1) マレーシアにおける CDM の実現可能性	76
2) CDM プロジェクトとしての評価	76
プロジェクトの追加性	76
系統電力の排出原単位	77
3) 本プロジェクトに係るリスク	78
4) CDM 事業としてのまとめ	79
第8章 参考資料	81
添付資料1 プロジェクト設計書(PDD)案	

第1章 マレーシアの基礎情報

第1節 マレーシアの基礎情報

1) マレーシアの一般情報

マレーシアは東南アジアのマレー半島とボルネオ島に位置し、国土面積は日本の約 0.9 倍の約 33 万 km²、人口 2,453 万人(2002 年統計局)で、マレー系(65.1%)、中国系(約 26.0%)、インド系(約 7.7%)、その他(1.2%)が構成する他民族国家である。公用語は、マレー語であるが、中国語、タミール語、英語等も話されている。

マレーシアの主要産業は、製造業(電気機器)、農林業(天然ゴム、パーム油、木材)及び鉱業(錫、原油、LNG)であり、2003 年の一人当り GDP(ドル)は 4,128 ドルで、アジアでは日本、シンガポール、ブルネイ、韓国に次ぐ規模となっている。

経済概況は、1986 年以降、外貨の積極的な導入による輸出指向型工業化政策を推進し、高度成長を達成したが、97 年に通貨・金融危機による経済困難に直面した。98 年 9 月に為替管理措置を導入し、1ドル = 3.8 マレーシア・リンギットの固定相場制とした。

98 年にはマイナス成長を記録したものの、その後製造業を中心に回復基調し、2000 年の GDP 成長率は 8.5%を達成した。米国の景気後退等の影響で 2001 年成長率はかろうじて 0.4%とプラス成長を維持し、2002 年の成長率は 4.1%を記録した。

対外貿易については、まず輸出は米国が一位で(20.2%)、シンガポール(17.1%)、日本(11.2%)と続いており、輸入は日本(17.8%)、米国(16.4%)、シンガポール(12.0%)となっている。また、主要援助国 ODA 実績(2001 年、支出純額ベース)は、日本(13.1 百万ドル)、デンマーク(10.8 百万ドル)、ドイツ(4.1 百万ドル)の順で、これらのデータからも分かるように、日本との経済的結びつきは非常に強い。日本との関係は、マハティール前首相が提唱した「東方政策」、頻繁な要人往来、直接投資や貿易・技術協力などを通じた緊密な経済関係、活発な文化・留学生交流に支えられ、二国間関係は全般的に良好である。2003 年 10 月に就任したアブドゥラ首相も、東方政策の継続を表明している。

2) マレーシアの歴史

紀元前 50 万年前、「ジャワ原人」が現在のマレー半島近辺にも存在していたとされており、マレーシアにおける人類の出現は世界的に見て最も早い部類に属している。7 世紀半ば、東西交易がさらに活況を呈し、マラッカ海峡を通過する「海のシルクロード」が形成された。10 世紀前後には、スリヴィジャヤ王国がスマトラ、マレー半島、西部ジャワ一帯を治め、マラッカ海峡貿易を基盤とする一大海洋国家が繁栄を遂げた。

14 世紀末から 15 世紀初頭に成立したマラッカ王国は、香辛料を中心とした東西貿易とともに急速に発展した。15 世紀半ばの全盛期には、マラッカ王国はマレー半島、スマトラ島東海岸地域を支配

下に置いていた。この発展により、マラッカ王国ではイスラム商人が数多く流入し、東南アジアにおけるイスラム教布教の中心地としての役割が高まっていった。

16世紀に始まるポルトガル、オランダの支配を経て、1824年の英蘭条約により、オランダはマレー半島から撤退し、イギリスの支配が始まった。1867年、英国はベナン、マラッカ、シンガポールといった海峡植民地を英国本国の直轄植民地とし、さらに1886年にはペラク、セランゴール、ネグリセンピラン、パハンをマレー連合州(Federated Malay States)に統合した。また、1909年にはタイからケダ、ケランタン、トレンガヌ、ペルリスの4州の宗主権を譲り受け、1914年にはジョホール州を加えたマレー非連合州(Unfederated Malay States)を成立した。サラワクは15世紀からブルネイのスルタンに支配されていたが、1888年にイギリスの保護国になった。同年、北ボルネオ(サバ)もイギリスの保護下に入った。

20世紀には、第1次世界大戦の勃発や自動車産業の発展により、ゴムや錫の輸出がマレー半島の経済を発展させた。この時期、天然資源の開発に伴い、大量の中国人やインド人がマレー半島へ流入し、現在の多民族国家を形成する始まりとなった。

第2次世界大戦中、日本が一時占領下に置いたが、大戦終了後の1948年、「マラヤ連邦」が設立した。そして1957年、マラヤ連合党党首のアブドゥール・ラーマン氏がイギリスとの交渉の結果、マラヤ連邦の独立を勝ち取り、同氏が初代首相に就任した。

1961年、ラーマン首相は、マラヤ連邦にシンガポールとボルネオ(サバ)、サラワク、ブルネイを加えたマレーシア連邦結成の構想を発表し、1963年にマレーシア連邦が設立した。だが、マレー人優遇政策のマラヤ政府と中国人が大半のシンガポールが対立、1965年にシンガポールは分離独立に至った。

1981年、フンセン首相が健康を理由に辞職、その後、副首相の地位にあったマハティール氏が首相に就任した。マハティール氏は首相就任直後、日本や他のアジア諸国の成功に目を向けようとする「ルック・イースト政策」を提唱、集団利益の優先や労働倫理の重要性を説いた。1988年以降、マレーシアは高い経済成長率を維持し、東南アジアの中でも先進的な地位を築いている。

3) マレーシアにおけるパームオイル産業の概要

マレーシアのパームオイルの生産は世界で1位であり、輸出先の1位が中国、2位がEU、3位がインドであり、食用油、マーガリン、石鹸、工業原料等へ幅広く利用されている。

表 1-1 は、1980年以降のパーム製品に関する価格変動及びパームプランテーションの面積の推移である。パーム産業は好調であり、パームオイルや副産品の価格は2000年以降上昇している。また、マレーシア全体で見るとパームプランテーションの面積は年々増加しており、今後中国やインド等の人口増加による需要増加に伴い、価格は安定的に上昇し、パームオイル産業は今後もマレーシアの主要産業の地位を堅持していくと予想できる。

表 1- 1 年間のパームオイル製品の価格推移 (出典: Malaysia Palm Oil Board)

ANNUAL AVERAGE PRICES OF OIL PALM PRODUCTS : 1980 - 2003 (RM/TONNE)

Year	CPO (Local Delivered)	PK (Ex-Mill)	CPKO (Local Delivered)	RBD Palm Oil (FOB Bulk)	RBD Palm Olein (FOB Bulk)	RBD Palm Stearin (FOB Bulk)	PFAD (FOB Bulk)	FFB (1% Extraction Rate)
1980	919.00	571.00	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
1981	964.00	534.00	1,127.00	1,183.00	1,194.00	1,053.50	n.a	8.92
1982	829.00	426.50	890.00	970.00	1,000.00	885.50	n.a	7.32
1983	991.00	678.00	1,428.50	1,114.00	1,164.00	963.00	n.a	9.20
1984	1,407.50	918.00	2,108.50	1,720.50	1,815.00	1,283.00	n.a	13.18
1985	1,045.50	534.00	1,154.50	1,258.00	1,253.00	995.00	n.a	9.38
1986	578.50	323.00	578.00	663.00	715.50	569.00	n.a	4.66
1987	773.00	462.50	908.50	831.50	872.50	765.50	618.50	6.95
1988	1,029.00	621.00	1,210.50	1,081.50	1,117.00	1,051.50	796.00	9.45
1989	822.00	550.00	1,083.50	891.50	905.00	833.00	604.50	8.19
1990	700.50	394.50	763.00	753.00	787.50	653.00	548.50	6.14
1991	836.50	511.00	974.50	891.50	962.50	683.50	573.00	7.60
1992	916.50	657.50	1,342.50	970.00	1,051.00	779.50	681.00	8.48
1993	890.00	462.50	958.50	956.50	1,008.50	847.50	638.50	7.70
1994	1,283.50	716.50	1,533.00	1,381.50	1,471.50	1,077.00	782.50	11.64
1995	1,472.50	737.00	1,583.00	1,586.00	1,628.00	1,343.50	1,044.00	13.89
1996	1,191.50	806.50	1,686.50	1,273.50	1,352.50	1,017.00	847.50	11.89
1997	1,358.00	756.50	1,721.00	1,443.50	1,559.00	1,132.00	741.00	13.91
1998	2,377.50	1,115.50	2,525.50	2,486.50	2,614.00	1,955.00	1,430.50	23.99
1999	1,449.50	1,069.50	2,439.00	1,514.00	1,638.50	1,076.00	852.50	15.30
2000	996.50	706.50	1,707.50	1,030.00	1,083.50	786.50	604.00	9.79
2001	894.50	447.50	1,009.50	936.50	968.00	784.00	661.00	8.11
2002	1363.50	661.00	1409.50	1354.00	1447.50	1275.50	1084.00	13.19
2003	1544.00	732.00	1585.00	1613.50	1695.00	1399.50	1171.50	15.62

Note : n.a Not Available
Source : MPOB

表 1- 2 パームオイル農園の面積の推移 (出典: Malaysia Palm Oil Board)

OIL PALM PLANTED AREA : 1975-2003 (HECTARES)

Year	P.Malaysia	Sabah	Sarawak	Total
1975	568,561	59,139	14,091	641,791
1976	629,558	69,708	15,334	714,600
1977	691,706	73,303	16,805	781,814
1978	755,525	78,212	19,242	852,979
1979	830,536	86,683	21,644	938,863
1980	906,590	93,967	22,749	1,023,306
1981	983,148	100,611	24,104	1,107,863
1982	1,048,015	110,717	24,055	1,182,797
1983	1,099,694	128,248	25,098	1,253,040
1984	1,143,522	160,507	26,237	1,330,266
1985	1,292,398	161,500	28,500	1,482,398
1986	1,410,923	162,645	25,743	1,599,311
1987	1,460,502	182,612	29,761	1,672,875
1988	1,556,540	213,124	36,259	1,805,923
1989	1,644,309	252,954	49,296	1,946,559
1990	1,698,498	276,171	54,795	2,029,464
1991	1,744,615	289,054	60,359	2,094,028
1992	1,775,633	344,885	77,142	2,197,660
1993	1,831,776	387,122	87,027	2,305,925
1994	1,857,626	452,489	101,888	2,411,999
1995	1,903,171	518,133	118,783	2,540,087
1996	1,926,378	626,008	139,900	2,692,286
1997	1,959,377	758,587	175,125	2,893,089
1998	1,987,190	842,496	248,430	3,078,116
1999	2,051,595	941,322	320,476	3,313,393
2000	2,045,500	1,000,777	330,387	3,376,664
2001	2,096,856	1,027,328	374,828	3,499,012
2002	2,187,010	1,068,973	414,260	3,670,243
2003	2,202,166	1,135,100	464,774	3,802,040

Source : Department of Statistics, Malaysia : 1975 to 1984
: MPOB : 1985 - 2003

表 1-3 は、州別のパームオイル工場の数及び規模を示している。表 1-3 の通り、サバ州、サラワク

州、ジョホール州にパームオイル工場が多く存在している。

表 1- 3 州別パームオイル工場の数及び処理能力 (出典: Malaysia Palm Oil Board)

State	Mills Approved		Total Mills Approved As At End Of 2003							
			Existing Mills				Mills Under Planning And Construction		Total	
	No.	Capacity	In Operation		Not In Operation		No.	Capacity	No.	Capacity
			No.	Capacity	No.	Capacity				
Johore	1	432,000	67	14,618,400			5	1,184,000	72	15,802,400
Kedah			3	548,000			2	288,000	5	836,000
Kelantan			9	1,619,200					9	1,619,200
Malacca & N. S			16	3,217,400			1	216,000	17	3,433,400
Pahang	1	144,000	66	13,343,200	3	720,000	3	432,000	72	14,495,200
Penang			3	438,000					3	438,000
Perak			45	8,205,320	1	72,000	1	144,000	47	8,421,320
Selangor			26	3,878,800					26	3,878,800
Terengganu			11	2,571,200	1	144,000			12	2,715,200
P. Malaysia	2	576,000	246	48,439,520	5	936,000	12	2,264,000	263	51,639,520
Sabah			98	22,253,000	1	288,000	10	1,464,000	109	24,005,000
Sarawak	3	670,000	26	4,886,400			12	2,026,000	38	6,912,400
Sabah/Sarawak	3	670,000	124	27,139,400	1	288,000	22	3,490,000	147	30,917,400
MALAYSIA	5	1,246,000	370	75,578,920	6	1,224,000	34	5,754,000	410	82,556,920

Source : MPOB

パームオイルの抽出工程では、多くの廃棄物が発生する。主なものは、空果房 (E F B : Empty Fruit Bunch)、果肉繊維 (Fiber)、核油粕 (Kernel Cake)、廃水スラッジ (Palm Oil Mill Effluent Sludge) 等で、これらのうち、果肉繊維、核油粕は工場のボイラー燃料として用いられている。また、ディーゼル代替としてのパームオイル利用、樹幹の紙・建材等への加工・利用等、パームに関する利用法の研究は盛んに行なわれており、一部は既に商品化されている。EFB は、一部が肥料用として利用されていたり、紙や使い捨て食器等に加工されているものの、毎日マレーシア全土で大量に



発生するうちの大部分は廃棄物として放置され、環境問題を引き起こしているのが現状である。

図 1- 1 パーム空果房 (E F B)

第2章 マレーシアの政策

第1節 マレーシアのエネルギー政策

1) マレーシアのエネルギー需要

マレーシアでは、経済成長と共にエネルギー需要も増大しており、とりわけ近年は、商業部門を中心にエネルギー需要の増加が著しく、1980年の267.3PJに対し、2000年には1,167.1PJ、2005年には1,699.8PJまで増加すると予測されている。エネルギー供給面については、1980年の391.8PJから2000年には1,674PJ、2005年には2,374PJまで増加すると予測されており、現時点では安定的に供給することが可能と想定されている。

表2-1にマレーシアの電源別のエネルギー需要、表2-2に部門別のエネルギー需要を記す。

表2-1 電源別のエネルギー需要量(出典:National Energy Balance, 2001)

電源	1995		2000		2005		成長率	
	PJ	%	PJ	%	PJ	%	1995~2000	2000~2005
							%	%
石油	676.0	72.8	804.3	68.9	1139.0	67.0	3.5	7.2
天然ガス	81.1	8.8	120.0	10.3	184.8	10.9	8.2	9.0
電力	141.3	15.2	205.0	17.6	320.0	18.8	7.7	9.3
石炭	29.8	3.2	37.8	3.2	55.9	3.3	4.9	8.1
合計	928.2	100.0	1167.0	100.0	1699.0	100.0	4.7	7.8

表2-2 部門別のエネルギー需要(出典:National Energy Balance, 2001)

部門	1995	2000		2005		成長率	
	%	PJ	%	PJ	%	1995~2000	2000~2005
						%	%
産業	36.4	432.9	37.1	650.0	38.2	5.1	8.5
運輸	35.3	422.8	36.2	642.5	37.8	5.2	8.7
民生	12.8	147.8	12.7	213.2	12.5	4.5	7.6
非エネルギー	13.5	142.8	12.2	165.2	9.7	2.6	3.0
農林業	2.0	20.8	1.8	28.9	1.8	2.2	6.8
合計	100.0	1167.1	100.0	1699.8	100.0	4.7	7.8

1995年~2000年に引続き、今後もエネルギー需要は年間5.0%~8.0%の割合で堅調に伸びていくと予測されている。また、今後もエネルギー需要の産業部門が占める割合は高く、2020年には総エネルギー需要の半分に達すると予測されている。

2) エネルギー政策全般

マレーシアはエネルギー資源に恵まれており、天然ガス及び石油を輸出するエネルギー供給国

である。天然ガスの生産量は、東南アジア地域においてはインドネシアに次いで第2位であり、日本の天然ガス輸入量の約20% (2002年) を占めている。

マレーシアのエネルギー政策は1973年の第一次オイルショック後に検討が開始され、1974年10月1日にマレーシア国会は石油開発法を可決、PETRONAS社(マレーシア国営石油会社)がマレーシア国内の石油資源の探査、開発、生産等に関する独占権を得ることとなった。1975年には政府は国家石油政策を導入し、石油、ガス産業の下流部門に対し規制を行った。これに伴い、国際貿易産業省(MITI)と国内取引消費者行政省(MDTCA)が規制に対する権限を有することとなった。

包括的な国家エネルギー戦略は1970年から1990年の第一次長期総合計画に盛り込まれ、三つの主要目標として エネルギーの安定的かつコスト効果的な供給、 エネルギーの有効利用、 環境への影響の最小化、が挙げられた。最重要目標であるエネルギーの安定供給については、量、安定性に優れ、コスト効果的なエネルギー供給を図るべく、マレーシア国内の非再生可能、再生可能エネルギーの開発を目指すこととされた。

第一次長期総合計画に基づき、燃料多様化政策、国家資源温存政策が導入され、この国家資源温存政策を補完することを目的に四大燃料政策が策定された。これは石油へ過度に依存したエネルギー供給構造から脱却するために、天然ガス、水力、石炭の促進を目的としたものである。

これらの政策を導入した結果、マレーシアの電力に占めるエネルギー源は、1990年では石油:41.9%、天然ガス:26.2%、水力:17.8%、石炭:13.8%と石油に対する依存度が高くなっていたのに対し、2003年には石油:2.6%、天然ガス:73.2%、水力:16.5%、石炭7.0%と、脱石油化に成功した。しかしながら、逆に天然ガスに過度に依存することとなり、エネルギーセキュリティ向上のため、新たな対策が必要とされた。

また、マレーシア政府は、長年天然ガスの開発及び利用に力をいれてきたが、一方で重要な外貨獲得源であり、かつ埋蔵量に限界のある化石燃料からの依存脱却も近年重要視し始めている。マハティール前首相は、在職中に「ガスへの過剰な依存は、長い目で見ると決して賢明とはいえない。我々は水力のような真の再生可能エネルギー源に頼らなければならない」と述べ、化石燃料の確保の政策を打ち出すこととなった。

「持続可能なエネルギー源の開発」は第8次計画のエネルギー政策において主要な柱であり、バイオマス、バイオガス、都市ごみ、太陽光発電や小規模水力など再生可能エネルギーがその例としてあげられている。これら再生可能エネルギー推進のために、法的制度の整備やプログラムの構築により、利用を促している。

第8次計画におけるエネルギー部門のポイントとして、以下の5つが述べられている。

- ・ ガス及び再生可能エネルギーの利用を促進すると共に、十分且つ安全な燃料供給を確保する。
- ・ 生産性及び効率性の向上を図りつつ、十分且つ安全に電力供給量を確保する。
- ・ 増加する地方の需要を満たすと共に、エネルギー関連産業やサービスを開発する。
- ・ マレーシアをエネルギー関連エンジニアリングサービスの東南アジア地域の中心とする。
- ・ 特に産業及び商業セクターにおけるエネルギーの効率的な利用を奨励する。

以上を踏まえ、エネルギー・水・通信省(Ministry of Energy, Water and Telecommunication、以下 MEWT)(注 1) は下記の方針を掲げている。

(注 1)2004 年に Ministry of Energy, Communications and Multimedia より名称変更。

1) エネルギー供給の安定

燃料の種類、調達先及び技術の多様化。国内原産エネルギー資源の有効活用の最大化。不測の事態に備えた最適準備容量の確保(発電量に最適な準備容量の確保、送配電網および配電量の向上)。

2) 十分な供給量の確保

需要や適正エネルギー価格の予測および需要に対応するための計画策定。

3) 効率的な供給

電力供給業界における競争原理の促進。

4) 費用対効果の高い供給

競争を奨励し、コストをかけず電力コンピューターソフトなどを用いて需要に対応するための明確な供給計画を提供。

5) 持続可能な供給

再生可能エネルギーおよびコージェネレーションの開発を出来る限り奨励する。

6) 高品質の供給

料金体系の多様化と顧客の要求にこたえる品質の確保。

7) エネルギー利用の効率化

ベンチマークの決定、検査、資金的インセンティブ、年度ごとのインセンティブ、技術開発、ESCO の奨励、ラベル認定、格付、適正価格、エネルギーマネージャーの任命など。

8) 環境負荷の最小化

環境負荷をモニタリングし、利用および転換の効率向上および再生可能エネルギーの利用を促進する。

上述のように、マレーシア政府はエネルギーの効率化、再生可能エネルギーの利用促進を国家の中心目標と掲げて取り組んでいる。

再生可能エネルギー利用促進に関する具体的な目標としては、安定的なエネルギー供給の実現、エネルギー部門の持続可能な発展に寄与するという原則に基づき、第 8 次マレーシア計画が終了する 2005 年までに、全エネルギー供給量の 5%に相当する 750MW を再生可能エネルギーから供給することを打ち出している。発電用燃料の天然ガスへの過度の依存から脱却し、石油資源枯渇に伴うエネルギーセキュリティ上のリスクを回避することは、先進工業国の仲間入りを目指すマレーシアにとって必須事項であり、そのために国内に豊富に存在する再生可能エネルギーが期待されている。

第 2 節 マレーシアの環境政策・CDM 体制

1) マレーシア政府の環境政策

マレーシアにおいては、天然資源環境省 (Ministry of Natural Resources and Environment、以下 NRE) (注 2) が環境対策のマスタープラン策定を行っている。

NRE はマレーシアの National policy を「経済、社会、文化の発展を継続させ、環境保護を重視しながらの持続可能な発展」と定義し、さらに「Malaysia's Green Strategies」として下記の 7 項目を掲げている。

(注 2) 2004 年に Ministry of Science, Technology and the Environment より名称変更。

- 1) 環境に対する教育と啓発
- 2) 天然資源と環境に対する有効なマネージメント
- 3) 環境と発展の統合した計画及び実行
- 4) 環境汚染の防止
- 5) 環境保護の管理制度の強化
- 6) 地域的及び世界的な環境問題解決のアプローチ
- 7) アクションプランの作成及び実行

2) マレーシア政府の CDM に対する取り組み

マレーシアは 2002 年 9 月 4 日に京都議定書を批准し、CDM プロジェクトの普及に向けて積極的な活動を行っている。

マレーシア国民の CDM への理解・認識を深めることを目的とし、2002 年 8 月に CDM に関するセミナーをマレーシア Economic Planning Unit 及び United Nations Development Programme (UNDP) とが共同開催して CDM の進め方について討議を行い、国内整備をはかった。

また、2003 年 10 月には、ASEAN 諸国間の「Seminar on CDM Business Opportunities for Cogeneration Projects」をマレーシアにおいて開催するなど、ASEAN 諸国の中でも中心的役割を果たしているといえる。

マレーシア政府は早くから CDM 組織を確立させ、図 2-1 の体制にて取り組みを行っている。

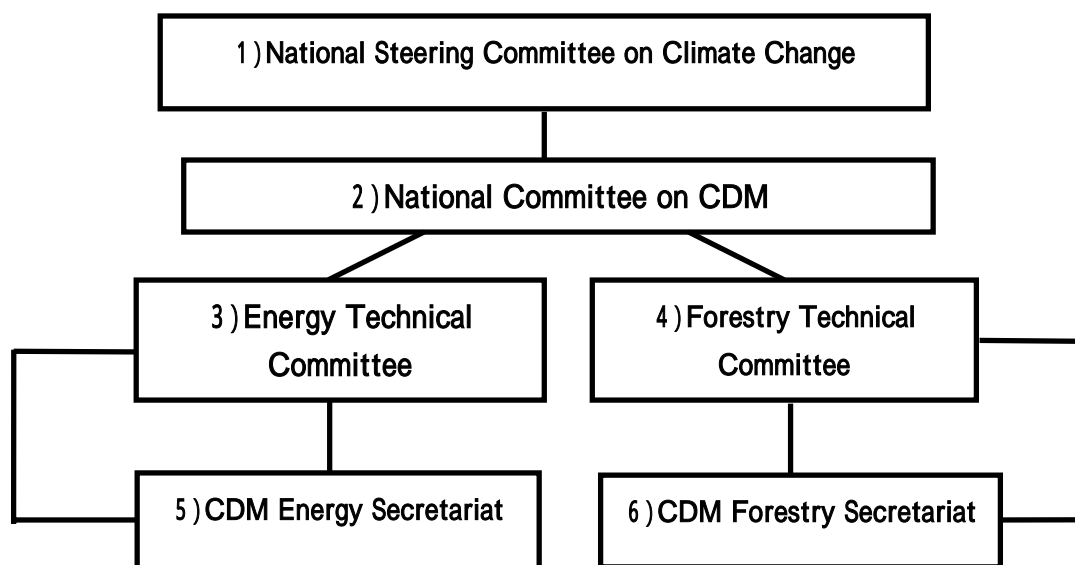


図 2- 1 マレーシア政府の CDM 組織 (出典: Economic Planning Unit/Clean Development Mechanism (CDM) in Malaysia)

- 1) National Steering Committee on Climate Change (NSCCC)
 - ・ 1994 年に設立
 - ・ 役割は基本方針の作成、Designated National Authority としての機能等
 - ・ 委員長は NRE(気候変動枠組条約の窓口であり、CDM 事業の中心省庁である)の Secretary General
 - ・ 政府、民間、NGO 等出身者による委員で構成

- 2) National Committee on CDM
 - ・ 2002 年に設立
 - ・ 役割は CDM プロジェクトの承認基準等の設定、承認、CDM プロジェクトをモニターし、NSCCC への報告等
 - ・ 委員長は NRE の Deputy General
 - ・ 省庁出身者による委員で構成

- 3) Energy Technical Committee
 - ・ 廃棄物、輸送等分野の CDM プロポーザルの技術評価を行う
 - ・ MEWT が担当。MEWT は CDM に関しては NRE へのサポートという立場で、省エネルギー・再生可能エネルギー事業の促進を進めている。

- 4) Forestry Technical Committee

- ・ 農業分野の CDM プロポーザルの技術評価を行う
- ・ Ministry of Plantation Industries and Commodities (2004 年に Ministry of Primary Industries より名称変更) が担当

5) CDM Energy Secretariat

- ・ Pusat Tenaga Malaysia (PTM/マレーシアエネルギーセンター) が担当。
- ・ Energy Technical Committee のサポートを行う

6) CDM Forestry Secretariat

- ・ Forest Research Institute Malaysia (FRIM) が担当。
- ・ Forestry Technical Committee のサポートを行う

また、マレーシア政府の承認プロセスは図 2-2 及び図 2-3 の手順で行うよう定められている。まず、プロジェクト参加者はプロジェクトの概要書「Project Idea Note」を DNA である NRE に提出し、担当機関において審査を受けた後、仮承認レターが発行される(第 1 段階)。後は、Operational Entity による Validation を経て、正式にホスト国の承認がなされる(第 2 段階)。

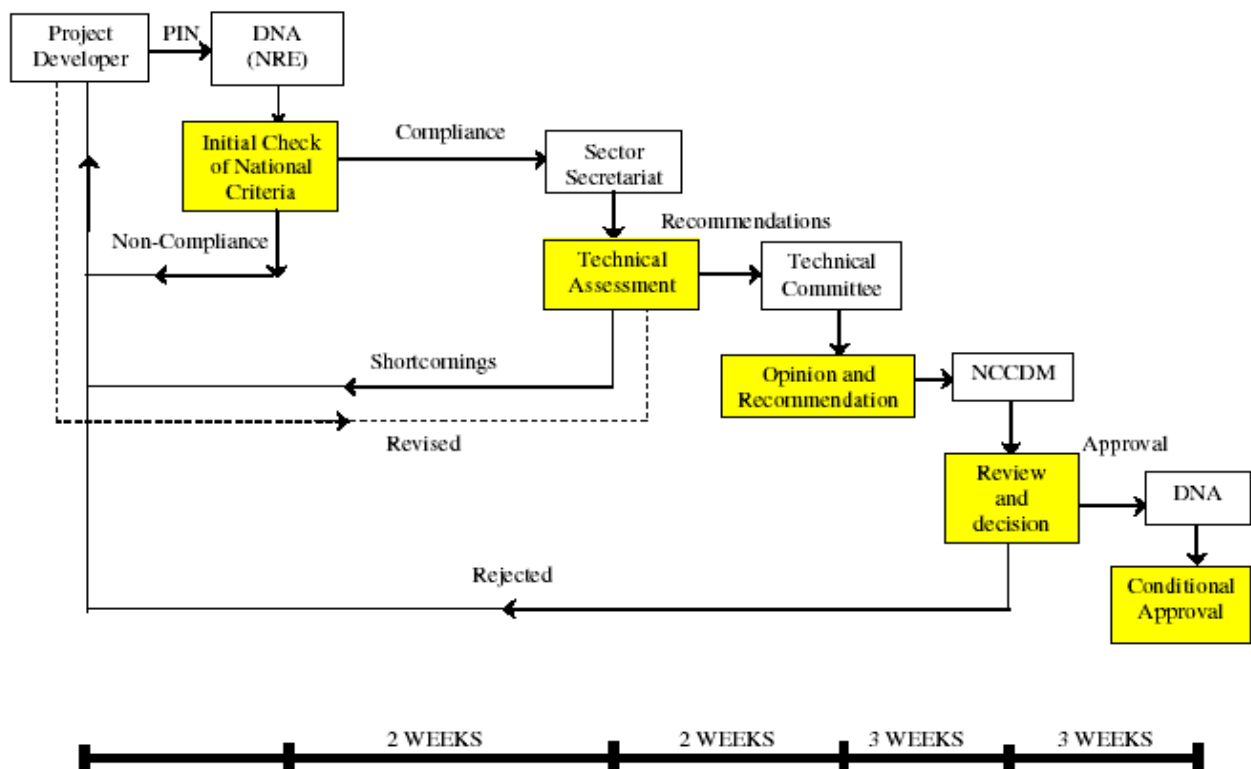


図 2-2 マレーシアにおける CDM プロセス(第1段階) (出典:マレーシアエネルギーセンターホームページ)

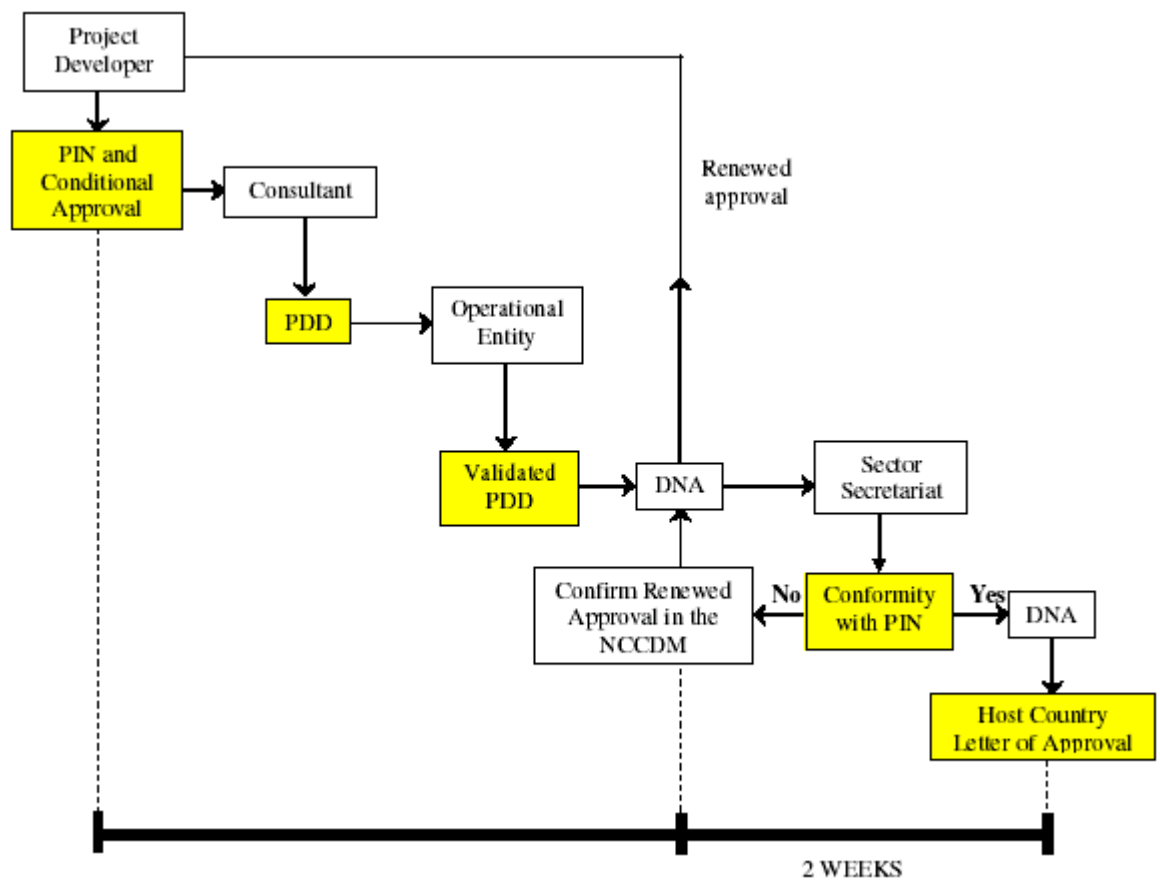


図2-3マレーシアにおけるCDMプロセス(第2段階)(出典:マレーシアエネルギーセンターホームページ)

尚、CDM プロジェクト要件の一つである「持続可能な発展(Sustainable Development)」の政府基準についてNREに問い合わせたところ、「プロジェクトの各セクターの省庁が出しているPolicyが Sustainable Development の基準である」との回答を得た。前述した本プロジェクト分野の担当省庁であるエネルギー・水・通信省、天然資源環境省の基本政策と照らし合わせてみても、本プロジェクトはマレーシアの Sustainable Development に貢献し、CDM 承認の基準を十分に満たすものと考えられる。

第3章 プロジェクト計画

第1節 プロジェクトの意義

「マレーシアにおける高効率バイオマス発電プロジェクト」(以下、本プロジェクト)は、マレーシアジョホール州のパームオイル工場において、EFBを燃料としたバイオマス発電を実施し、マレーシア政府の小規模再生可能エネルギープログラム(Small Renewable Energy Power Programme/以下 SREP)の下でマレーシア半島の電力会社テナガナショナル社(Tenaga Nasional Berhad/以下 TNB)への売電を行うものである。

本プロジェクトのポイントの一つとして、当社の開発した「バイオマス高効率ガス化技術」を利用することが挙げられる。従来一般的な技術である、バイオマスを直接燃焼させて蒸気タービンで発電する方法においては、高い効率で発電を行なうためには、発電出力規模として十数 MW 以上が必要であり、そのためには最低でも 10 箇所以上のパームオイル工場から EFB を運搬・収集する必要がある。そのため、1~2 箇所のパームオイル工場から出る EFB の量では経済性がなりたないことが多く、輸送コストがバイオマス発電の普及を阻害している一つの要因であった。本技術は、「循環流動層炉」でバイオマスをガス化させた後、ガス精製プロセスを経てガスエンジンに投入し、発電を行うものであり、1~2 箇所のパームオイル工場で収集が可能な小規模なバイオマス量でも、高い発電効率が期待できる。

マレーシアでは現在、EFB の野焼きは禁止されているが、処理方法が確立していないためそのまま放置されたり不法焼却されているケースが多く、結果としてメタンガスの発生やヘイズの問題を引き起こし、環境面から非常に問題視されている。本プロジェクト実施により、大量に発生している EFB 処理の環境負荷を低減させることが可能となる。

さらに、EFB による高効率発電を行う本プロジェクトが実現・普及すれば、マレーシア政府のエネルギー政策に貢献するものともなる。第 2 章にて述べたように、政府は、第 8 次 5 年計画において、再生可能エネルギーの導入を国の最重要課題の一つに設定しており、さらに 2001 年には SREP をスタートさせ、再生可能エネルギー発電の拡大を具現化させようとしている。全発電電力の 5% を再生可能エネルギーにより賄うとの目標の中では、特にパームオイル工場から排出される潜在的バイオマス資源は 365MW と推計しているが、経済性の確立が難しい為、遅々として進んでいないのが現状である。従来技術と比較して、バイオマスガス化発電技術によるプロジェクトがもたらす経済性向上は、将来のバイオマス発電の促進に貢献するものとなると期待できる。また、マレーシア政府は優先度の高い CDM プロジェクトの例として再生可能エネルギープロジェクトを第一に挙げており、マレーシア CDM 主管官庁である天然資源環境省 Dr. Nadzri からは本プロジェクトは再生可能エネルギープロジェクトとして歓迎するとのコメントを受けている。

第2節 サイト企業の情報

Kulim (Malaysia) Berhad(以下 Kulim 社)は、1975 年 7 月に設立された、パームオイル栽培、精製を主要事業とする会社であり、現在マレーシアにパームオイル工場を 8 箇所所有している。会社設立後、Kulim 社はパプアニューギニア、インドネシアのプランテーション会社を買収し、パームオイル

事業を拡大していった。1984年には資産運用の事業に、1990年にはゴム製品や果物栽培事業にも進出した。1994年には、Natural Oleochemicals Sdn., Bhd.を買収し、油製品の製造も開始した。

グループの組織図を、図 3-1 に示す。

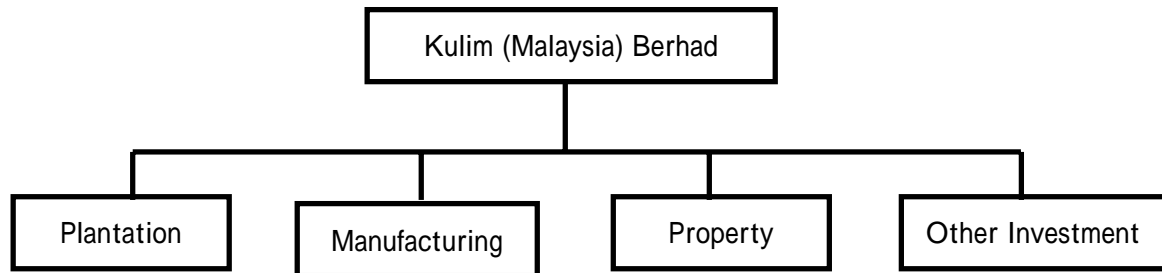


図 3- 1 Kulim グループの組織図(Kulim 社 Annual Report より作成)

財務状況および生産状況を表 3-1 に示す。

表 3- 1 過去 5 年間の財務諸表及び生産データ(出典:Kulim 社 Annual Report)

貸借対照表

	2003	2002	2001	2000	1999
	RM'000	RM'000	RM'000	RM'000	RM'000
NET ASSETS					
Property, plant and equipment	2,833,503	2,695,577	2,748,212	2,964,503	3,070,728
Investments in associates	37,298	37,857	35,151	37,395	51,192
Long term investments	34,215	33,167	27,241	48,507	51,426
Land held for future development	64,668	68,493	74,491	64,425	59,043
Current assets	531,558	550,753	539,325	470,249	550,407
Deferred farm expenditure	827	2,599	1,908	143	1,489
Goodwill on consolidation	9,046	9,793	2,505	3,131	—
Total assets	3,511,115	3,398,239	3,428,833	3,588,353	3,784,285
Current liabilities	(438,887)	(354,163)	(538,190)	(550,066)	(509,907)
Term loans	(370,729)	(520,726)	(455,768)	(540,317)	(633,501)
Minority interest	(218,217)	(192,006)	(168,697)	(173,456)	(234,365)
Deferred taxation	(170,722)	(141,188)	(137,548)	(144,226)	(149,965)
	2,312,560	2,190,156	2,128,630	2,180,288	2,256,547
SHAREHOLDER'S FUND					
Share capital	94,531	94,528	94,528	94,528	94,528
Reserves	2,218,029	2,095,628	2,034,102	2,085,760	2,162,019
	2,312,560	2,190,156	2,128,630	2,180,288	2,256,547
TURNOVER					
Plantation operation	596,614	517,351	392,009	483,763	614,486
Manufacturing	357,153	320,133	267,404	306,566	292,124
Property development	68,683	59,030	38,586	42,540	49,594
Hotel and services	—	—	235	32,520	36,166
Property investment	5,716	4,245	4,331	2,805	2,915
	1,028,166	900,759	702,565	868,194	995,285

損益計算書

	2003	2002	2001	2000	1999
	RM'000	RM'000	RM'000	RM'000	RM'000
PROFIT					
Operating profit	189,370	171,174	5,588	(5,945)	263,939
Share of profits less losses in associated companies	9,324	11,439	7,116	5,165	5,570
Profit before taxation	198,694	182,613	12,704	(780)	269,509
Taxation	(66,676)	(46,480)	(7,450)	(39,110)	(36,039)
Minority interest	(26,797)	(34,854)	(13,550)	(22,088)	(32,314)
Profit/(loss) attributable to Shareholders of Kulim (Malaysia) Berhad	105,221	101,279	(8,296)	(61,978)	201,156
Retained profit brought forward	501,062	236,667	238,654	297,807	118,964
- as previously reported	—	15,881	9,069	21,347	8,487
- prior year adjustment	501,062	252,548	247,723	319,154	127,451
- as restated	606,283	353,827	239,427	257,176	328,607
Realisation of revaluation reserve on disposal of land	85,566	160,847	9,170	—	—
Transfer from general and replanting reserves	—	—	10,757	—	—
Appropriations-Dividends (net of tax)	(6,810)	(13,612)	(6,806)	(9,453)	(9,453)
Retained profits carried forward	685,039	501,062	252,548	247,723	319,154
PER ORDINARY SHARE OF RM0.50 PER SHARE					
Earnings/(loss) (sen)					
Basic	55.66	53.57	(4.39)	(32.78)	106.40
Fully diluted	—	—	—	—	—
Dividend rate (%)	10.00	10.00	10.00	10.00	20.00
Dividend yield (%)	1.56	1.93	3.33	3.29	1.78
Net tangible assets (RM)	12.18	11.53	11.25	11.52	11.94

Note:

- a. The basis for computing per Ordinary Share are set out in Note 3 to the Financial Statements
b. Dividend rate and dividend yield per Ordinary Share are based on the shares entitled to dividends

生産状況(マレーシア)

	2003	2002	2001	2000	1999
OIL PALM					
FFB Production					
Processed by own mills (tonnes)	485,482	468,083	446,063	481,884	545,032
Sold to others (tonnes)	120,527	91,810	82,096	60,213	84,695
Yield per mature hectare (tonnes)	606,069	559,893	528,159	542,097	629,727
Average selling prices (RM per tonne locally delivered)	26.91	23.06	22.67	23.51	25.65
Palm Oil (RM per tonne locally delivered)	1,544	1,155	899	1,122	1,692
Palm kernels (RM per tonne ex-mill)	732	604	448	745	1,028
RUBBER					
Production (kg)	394,074	435,319	278,073	606,996	691,994
Yield per mature hectare (kg)	1,522	1,509	1,397	1,513	1,234
Average selling price (sen per kg ex-factory)	353	370	347	351	301
PRODUCTION					
Palm Oil from Group estates (tonnes)	91,358	88,986	84,634	89,824	100,913
from Purchased crops (tonnes)	36,372	36,962	36,663	36,517	35,246
(tonnes)	127,730	125,948	121,297	126,341	136,159
Palm kernels from Group estates (tonnes)	24,912	26,826	26,678	28,556	32,166
from purchased crops (tonnes)	10,114	10,892	10,078	10,093	9,586
(tonnes)	35,026	37,718	36,756	38,649	41,752
Rubber (mainly premium grades) from Group estates (kg)	394,074	435,319	278,073	606,996	691,994
from purchased crops (kg)	—	488,593	2,188,042	3,193,387	3,986,541
(kg)	394,074	923,912	2,466,115	3,800,383	4,678,535
AREA STATEMENT (IN HECTARES)					
Planted area					
Oil palm mature	22,520	24,279	23,300	23,058	24,556
immature	6,764	5,051	6,347	5,150	3,675
Rubber mature	351	401	401	401	565
immature	—	—	—	—	—
Fruits mature*	176	274	365	295	253
immature*	133	—	176	98	274
Other crops mature	6	6	7	7	7
Reserve land, building sites etc.	29,641	29,737	30,055	28,616	28,803
	1,544	1,379	1,562	2,894	1,055
Titled area	31,185	31,116	31,617	31,510	29,858

* Inter-row planting with oil palm

本プロジェクトのサイトは、Kulim 社が所有する8箇所の工場のうち、Ladang Tereh 工場に隣接する敷地でのプラント建設を計画している。Ladang Tereh 場は、パーム油の生産が175トン/日であり、



EFBの排出が184トン/日である。これは、マレーシアでは一般的な規模の工場である。本プロジェクトでは、Ladang Tereh 工場から排出される EFBに加え、近隣の Senenak 工場からの 88 トン/日の EFB を Ladang Tereh 工場に輸送し、合計で 272 トン/日の EFB を利用した発電プラントを計画することとした。

図 3- 2 Ladang Tereh 工場位置

第3節 プロジェクトの背景・調査体制

Kulim 社はパームオイル生産の過程で排出される廃棄物(EFB、廃液等)を利用し、事業化することに関心が高く、以前より当社とバイオマスの利用について協議を重ねてきた。今回、当社より循環流動層技術を利用したバイオマスガス化発電事業のコンセプトを提案したところ、大変興味を示し、共同でフィージビリティスタディーを行なうことで合意した。

本フィージビリティスタディー(以下、調査)を実施するにあたり、プロジェクト実施を想定して、関

西電力株式会社、株式会社環境総合テクノス(2004年10月に株式会社関西総合環境センターより社名変更)、双日マレーシア、JFE エンジニアリングマレーシアの協力を得ることとした。調査体制を図 3-3 に示す。

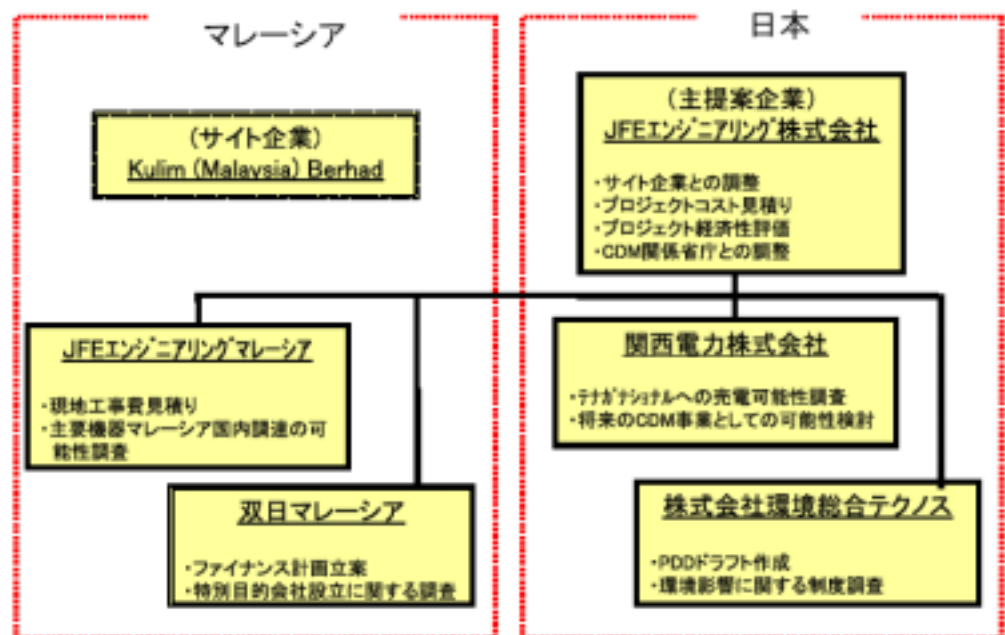


図 3- 3 フィージビリティスタディー調査体制図

第4節 バイオマス発電事業計画

1) バイオマスガス化発電プラント概要

循環流動層の特徴

本プロジェクトでは、「バイオマス高効率ガス化技術」を採用する。本技術は、当社が開発した「循環流動層(Circulating Fluidized Bed)炉」でバイオマスをガス化させた後、ガス精製プロセスを経てガスエンジンに投入し、発電を行うものである。

循環流動層方式の概要を図3-4に示す。循環流動層はもともとは石炭の燃焼技術等として開発されたものであるが、当社ではこの技術をバイオマスガス化技術に発展させている。一般的に流動層はケイ砂等の小径粒子を熱媒体として使用するため、熱効率が高く、良好な反応が行なわれる。EFB や木屑などのバイオマスをガス化する場合、タールの生成を抑制してガス化効率を向上させることが技術的なポイントであり、速やかに有機物を分解するため、ガス化反応を効率的に行なうことが必要条件となる。循環流動層方式は通常のバブリング流動層方式よりも熱流動媒体との混合攪拌効果が高く、この方式をガス化炉に使用した場合にはガス化反応効率を高めることでタール生成を抑制することが期待でき、EFB のガス化方式として最適な方法だと考えられる。

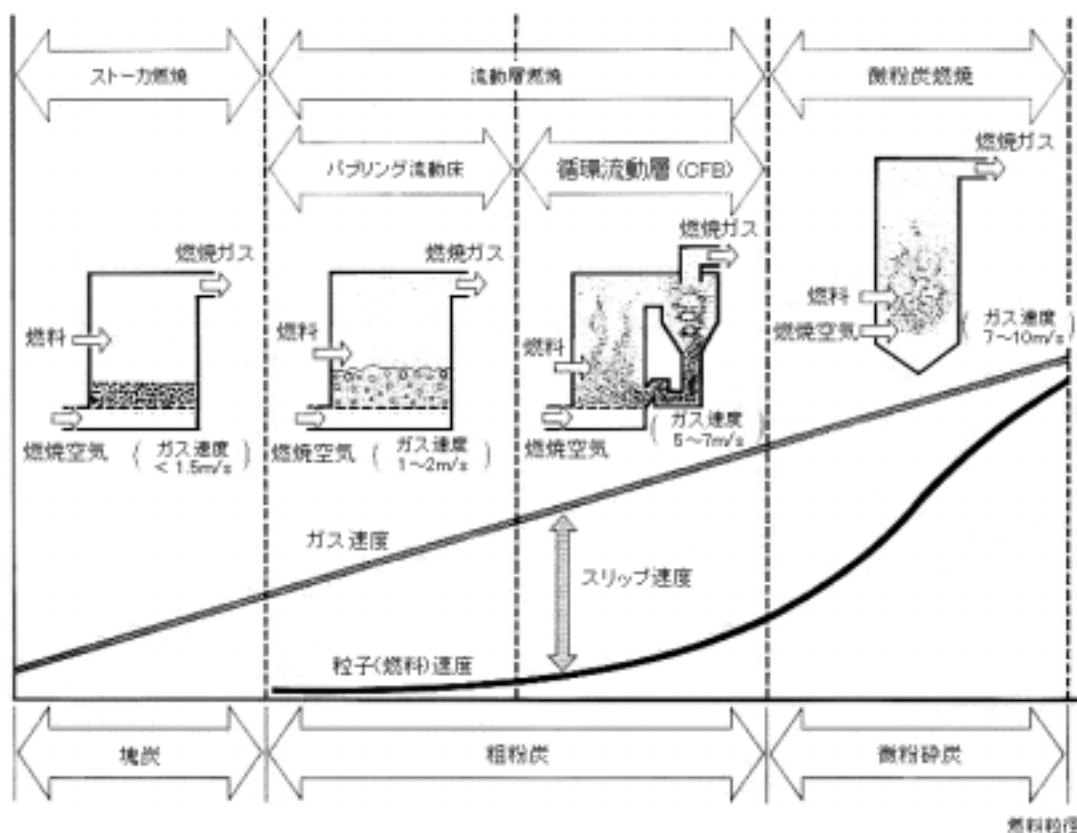


図3-4 石炭燃焼を例とした循環流動層方式の概要

処理プロセスの概要

EFBの循環流動層方式によるガス化発電プロセスは次のステップから構成されている。プロセスフローを図 3-5 に示す。

- (1) 前処理
- (2) ガス化
- (3) ガス精製
- (4) ガス発電
- (5) 水処理

【(1)前処理】

収集したEFBをプレス型前処理設備にて破砕・プレスを行う。これによりEFBは炉に投入可能な大きさまで破砕/脱水され、水分含有率は処理前の65%から45%以下に低減される。

【(2)ガス化】

前処理で破砕/脱水された EFB は循環流動層方式のガス化炉へ投入される。ガス化炉下部から予熱された空気を吹き込み(空気比 0.3)、600～800 程度の炉内で EFB は急速熱分解・ガス化される。ガス化炉で発生したガスは炉頂部から出て、サイクロンでガスに同伴されてきた流動媒体(循環粒子)が除去される。除去された流動媒体はガス化炉下部へ還流される。

【(3)ガス精製】

サイクロンで粗除塵されたガスを、ガス冷却機、サイクロンスクラバ、湿式電気集塵機により、急冷・除塵する。

【(4)ガス発電】

精製されたガスはガスエンジン発電機の燃料として使用され、エンジン排ガス(約 500)は熱交換器(ガス-エアヒーター)でガス化炉吹き込み用の空気を予熱したのち、排気塔から大気へ排出される。余剰の精製ガスは既存のボイラへ送り、燃焼される。

【(5)水処理】

ガス化工程で生成したH₂O(水蒸気)とタール分がガス精製工程で凝縮し、ガス中のダストとともに洗浄水中に移行する。洗浄水は水処理装置に送られ、ダストとタール分が分離回収され、洗浄水としての再利用が可能な水質の水が得られる。回収されたダストとタールは既存のボイラへ送られ、燃焼される。

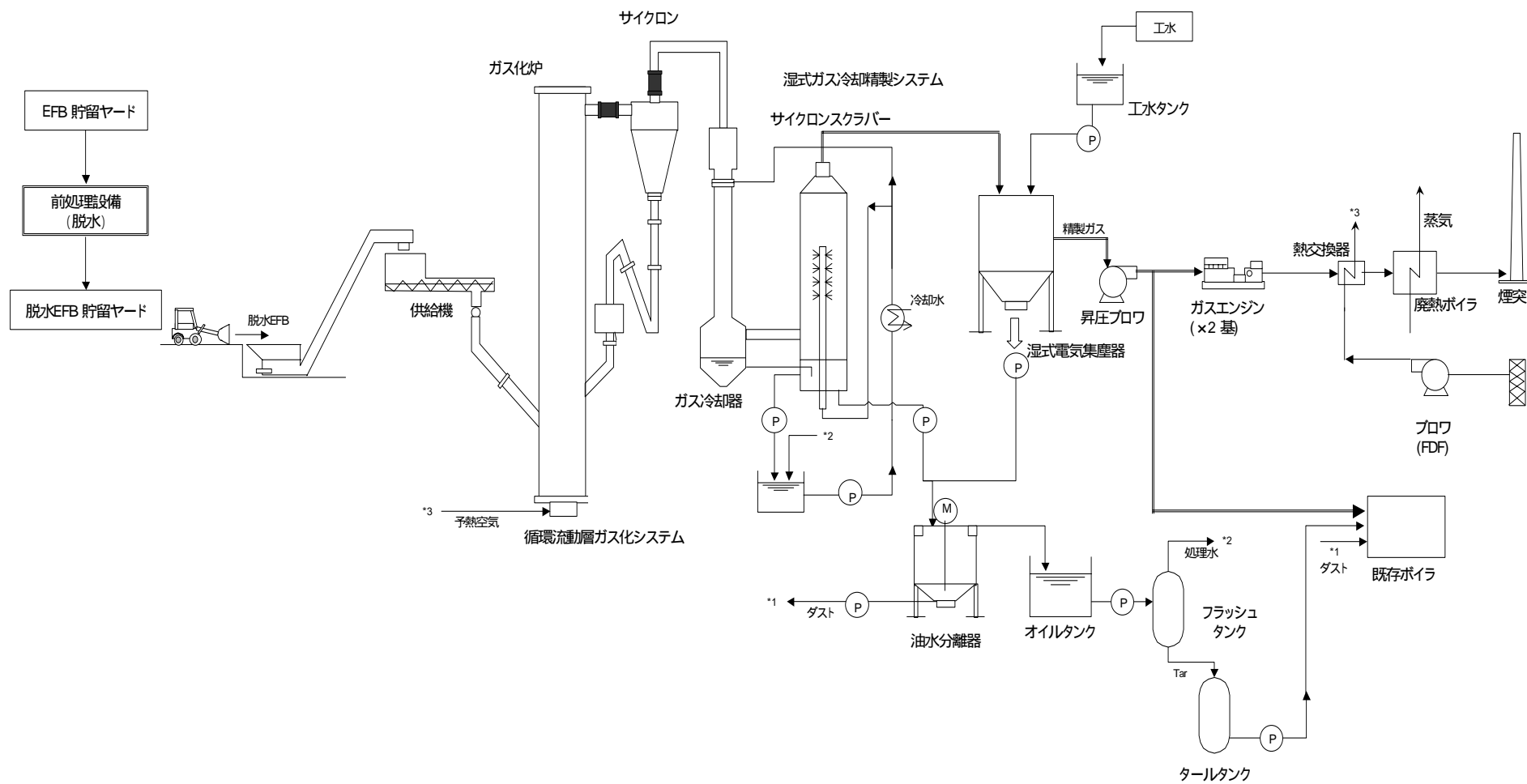


図 3-5 処理プロセスフロー

2) プロジェクト条件

処理施設計画

本プロジェクトにて検討した EFB の循環流動層ガス化発電施設の諸元を示す。

1) 処理能力

a) 前処理

EFB 受入量; 272 トン/日 (含水率;65%)

前処理(破碎、脱水)により、EFB の含水率を 45%に低下させる。

前処理後 EFB 量; 173 トン/日 (含水率; 45%) 循環流動層ガス化システムの処理量

b) EFB 組成

EFB(乾燥)組成は以下の通り(分析値)とした。

C; 50 %

H; 6.0 %

O; 41 %

灰分; 3.0 %

HHV; 18,003 kJ/kg(4,300 kcal/kg)

LHV; 16,747 kJ/kg(4,000 kcal/kg)

c) 循環流動層ガス化システム

EFB 処理能力; 173 トン/日 (含水率;45%)

表 3-2 に計画処理量を示す。

表 3- 2 計画処理量

	処理量 (t/日)	性 状			低位発熱量 kJ/kg
		水分%	可燃分%	灰分%	
脱水 EFB	173	45.0	53.35	1.65	8,112

2) 炉数

173 トン/日 × 1 炉

ガスエンジン定格能力 1,900kW × 2 基

3) 炉形式

高効率循環流動層式ガス化炉

4) ガス精製方式

湿式(サイクロンスクラバー式)

5) 稼働時間

連続運転(1日あたり 24 時間)、8,000 時間/年

6) ガス化条件

炉内温度 600～800

主要設備方式

1) 運転方式

本処理施設は1炉、1系列式で構成し、定期修理時、定期点検時には全施設を停止するものとする。

2) 設備方式

a) EFB貯留・前処理設備

破碎切断機 + 単胴式繊維圧縮機により原料EFBを破碎・脱水する。

- a. 原料EFB供給ホッパ
- b. 原料EFB供給コンベヤ
- c. 破碎切断機(3基)
- d. 単胴式繊維圧縮機(3基)
- e. 攪拌・破碎コンベヤ

b) 脱水EFB貯留・供給設備

コンベヤ + 給じん装置による定量供給方式とする。

- a. 脱水EFB供給ホッパ
- b. 計量コンベヤ
- c. 脱水EFB供給コンベヤ

c) ガス化設備

炉形式は循環流動層式とし、起動時には軽油を使用する。

- a. 供給フィーダ
- b. ガス化炉本体
- c. 助燃装置
- d. サイクロン
- e. 砂投入槽

d) ガス精製設備

- a. ガス冷却器
- b. サイクロンスクラバー
- c. 湿式電気集塵器
- d. 洗煙水冷却器
- e. 洗煙水処理装置

e) 通風設備

- a. 送風機(FDF)
- b. 昇圧ブロワ(IDF)
- c. 風道
- d. 煙道
- e. 排気筒(煙突)

- f) 発電設備
 - a. ガスエンジン(2基)
 - b. 熱交換器
 - c. 廃熱ボイラ
- g) 給排水設備
 - a. プラント用水ポンプ
 - b. 機器冷却水冷却塔
 - c. 機器冷却水ポンプ

プラント操業計画(点検・保守)

表 3-3 に操業計画を示す。

循環流動層ガス化炉、ガス精製装置、水処理設備については、年間4回のメンテナンスを行うものとする。一回のメンテナンス期間は7日を見込む。またガスエンジンについては、約 1,000 時間稼動ごとに点検整備を行う。一回の整備時間は 8～16 時間を見込む。ガスエンジンの点検整備は、基本的には炉の点検休止時に行うが、炉休止時以外の時期については 2 基のエンジンを同時には停止させず、炉の運転操業は継続するものとする。前処理設備については、3 基の設備を 1 基ずつ適宜点検補修を行う。年間の操業日数は 337 日、休止日数は 28 日となる。

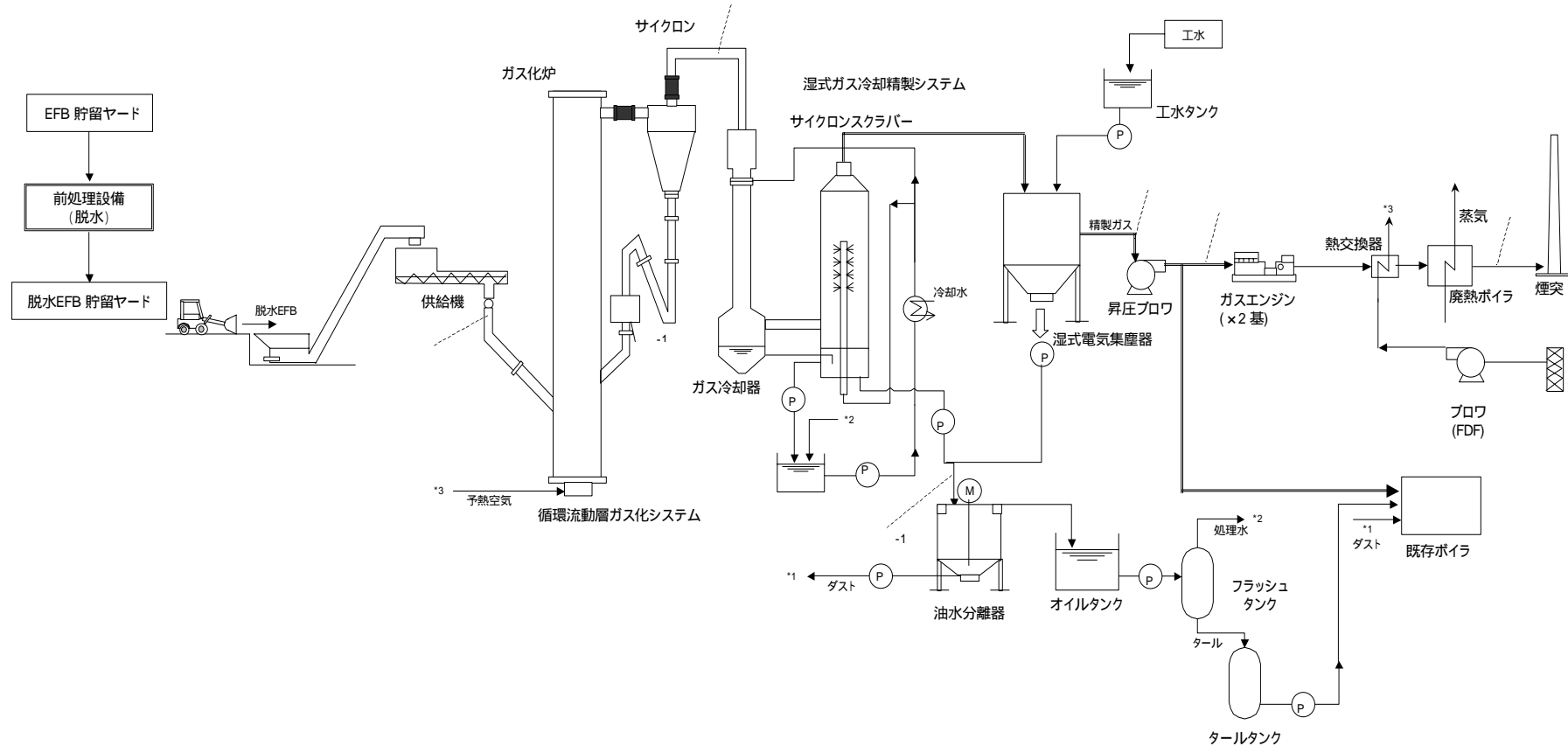
物質 / 熱収支

本プロセスの物質収支 / 熱収支を図 3-6 に示す。

【物質収支】



【熱収支】



3)概算プロジェクト費用試算結果

EFB 処理量及び発電量試算結果

発電量検討結果を表 3-4 に示す。

表 3- 4 発電量検討結果

項目	計画値
EFB 使用量	272 t/d
Ladang Trerh 工場	(184 t/d)
Sedenak 工場	(88 t/d)
発電出力	
発電端出力	3,800 kW
自家消費電力	592 kW
送電端出力	3,208 kW
年間運転時間	8,000 h
年間売電電力量	25,664 MWh
売電価格	0.17 RM/kWh 4.91 円/kWh
年間売電収入	126.1 百万円
年間平均コスト(EFB 輸送費含まず)	75.2 百万円

プロジェクトコスト試算結果

約 727.5 百万円

(設計費、循環流動層炉、ガスエンジン、グリッドへの接続コスト等を含む)

4) 小規模再生可能エネルギープログラムを利用した売電事業

小規模再生可能エネルギープログラム(SREP)導入の背景

マレーシア国内の再生可能エネルギーについてはパーム廃棄物、木屑、籾殻、都市ゴミ、太陽光で再生可能エネルギー潜在量の90%を占め、パーム廃棄物と木屑のみで、年間180億RM以上の経済効果があると言われている。

マレーシアにおける再生可能エネルギーの潜在的経済価値を表3-5に、主要バイオマス資源による潜在発電可能容量を表4に記す。

表3-5 再生可能エネルギーの潜在的経済価値(出典:エネルギー・通信・マルチメディア省資料)

再生可能エネルギー源	潜在的な年間経済価値 (百万RM)
林地残材	11,984
パームオイルバイオマス	6,379
太陽熱	3,020
工場廃物	836
水力	506
太陽電池	378
都市ゴミ	190
籾殻	77
ランドフィルガス	4
合計	23,374

表3-6 主要バイオマス資源による潜在発電可能容量(出典:National Energy Balance Malaysia 2000)

表

種類	年間生産量 kt	年間発電可能量 GWh	潜在容量 MW
精米工場	424	263	30
木材産業	2,177	598	68
祖パーム油工場(汚泥以外)	17,980	3,197	365
バガス	300	218	25
祖パーム油汚泥	31,500	1,587	177
合計	52,381	5,863	665

この再生可能エネルギーの開発促進のため、2001年5月11日にマレーシア政府により導入されたのが小規模再生可能エネルギー発電プログラム(SREP)である。SREP導入の主要目的を以下に記す。

- ア) 再生可能エネルギーの有効利用のために小規模発電プラントの導入を促進する。
- イ) 配電系統を通じて、小規模再生可能エネルギーにより発電された電力の電力会社への売電を

容易にする。

ウ) より効率的な再生可能エネルギー利用技術の促進を図る。

SREP 導入後の 2002 年 9 月には半島マレーシアの電力会社である TNB の CEO、Datuk Plan Sukuro 氏が再生可能エネルギー生産者からの再生可能エネルギーをやや高めの設定価格で買い取ると宣言し、既に Bumibiopower 社、Jana Landfill 社等と再生可能エネルギー購入契約を締結している。

SREP の概要

SREP の適合条件は以下の通りである。

- ア) SREP はバイオマス、バイオガス、都市廃棄物、太陽光、小水力、風力等の全ての再生可能エネルギーに適用することができる。
- イ) 既存の電力会社との電力購入契約の価格は実際に引き取られた電力に対してのみ支払い、自発的な売り手、自発的な買い手により交渉される。
- ウ) SREP のライセンスの有効期限は 21 年間であり、プラント運転開始時から有効である。
- エ) 電力系統への接続に要す費用(電力ケーブル、断路器、変圧器、保護リレー、各種計測器)については、全てプロジェクト実施者が負担することとし、電力系統へ接続する電圧階級は 11 ~ 33kV とする。
- オ) 発電プラントから電力系統の接続箇所までの距離は 10km 以内とする。ただし水力発電に関してはこの限りではない。
- カ) 事故時(休転時)補給電力の基本料金は無料とするが、電力量料金については、その時の市場価格で請求することとする。
- キ) 発電方式をコジェネ方式にすることで、さらなる優遇措置を受けることができる。
- ク) 電力系統への販売可能電力は最大 10MW までである。これはプラントの発電能力を 10MW に制限するものではなく、販売電力に関する規制である。
- ケ) 小規模発電事業者は既存の設備を用い、電力系統へ接続する場合、電力系統への接続許可から 12 ヶ月以内に発電を開始できる状態としなければならない。また新設ボイラ、ターボジェネレータ等が必要な新規プラントもしくはリパウリングプラントの場合、再生可能エネルギー購入契約後 24 ヶ月以内に発電を開始できる状態としなければならない。
- コ) 小規模再生可能エネルギー発電事業者は、マレーシア政府環境部が定めた環境規制を遵守し、必要に応じ環境部の承認を得なければならない。
- サ) 小規模再生可能エネルギー事業者の資本構成については、最低 30%はマレー資本でなければならない。外資は最大 30%までとする。
- シ) SREP は 2000 年 10 月 28 日から 2002 年 12 月末日に申請されたものに対し有効とする。(ただし、後日、2005 年 12 月末日までの延長が決定。)
- ス) 再生可能エネルギーからの TNB への売電価格の上限を 0.17RM/kW とし、サバ州では 0.21RM/kW とする。

SREP を通じた電力購入契約

SREP 制度を通じて TNB へ売電を行った場合に留意すべき特徴的な点を整理する。なお以下は、SREP 用電力購入契約(Renewable Energy Power Purchase Agreement、以下 REPPA)のサンプルと TNB 訪問時に得た見解を基に、一般的なケースを想定して取りまとめたものであり、個別の契約においては条件が変更される可能性がある。

ア) 買電量保証

TNB から売電事業者への支払い金額は、送電可能容量(kW)ではなく、受電電力量実績(kWh)に基づき計算される。大規模な売電事業における事業者と TNB による電力購入契約では、最低買電量が保証されることがあるが、REPPAにおいては、最低買電量は一般的に保証されない。

イ) 発電実績に関するペナルティ

最低買電量は保証されないが、逆に発電しないことに対するペナルティも基本的には無い。ただし、ピーク時間(午前 9 時より午後 5 時まで)の売電量合計が契約で定める売電容量と比較して小さかった場合に売電単価がディスカウントされるという条項が REPPAのサンプルに記載されている。具体的には、以下の式で定義される Peak Hours Capacity Factor(PHCF)が、規定値(70%)を下回った場合に、売電単価を 10%ディスカウントされるというペナルティを与えられる。

$$PHCF=TPHE/(MDP \times AMPH)$$

ここで、

- ・ TPHE とは、ピーク時間内の間に売電事業者より TNB が受電する電力量 (kWh)の合計
- ・ MDP とは、売電事業者の売電容量(kW)
- ・ AMPHとは、月間の調整後ピーク時間であり、「日数に 8 時間を掛けた数値」から「TNB の都合によりピーク時間内に受電停止または抑制となった時間」と「TNB の都合により受電停止となった際、再起動に要する時間(上限を 2 時間とする)」を差し引いたもの

ウ) TNB の受電停止または出力抑制に関する権利

TNB は以下の場合に、売電事業者からの受電を停止または出力抑制することが出来る。REPPAのサンプルによるとTNBは年間 700 時間(およそ 1ヶ月)以内であれば売電事業者に補償することなく、この権利を行使することが出来る。

(TNBが売電事業者からの受電を停止または出力抑制する条件)

- ・ TNBの設備トラブル等により止むを得ず受電を停止する必要がある場合。
- ・ TNBの設備の必要な点検や補修のために、受電を停止する旨を 24 時間以上前に売電事業者へ通知した場合。
- ・ TNB の配電ネットワークにおける電力需要が一時的に低下し、売電事業者からの受電継

続が電力システムに重大な影響を与える場合。

- ・ 売電事業者から受電する電力品質が TNB の機器の安全性・信頼性に影響を及ぼしていると判断できる場合。

エ) TNB の都合により年間700時間以上売電を停止された場合の補償

TNB の都合(計画、無計画停電を含む)により、売電事業者からの受電を停止した時間が年間700 時間を超過した場合には、売電事業者は、次年度において売電容量を kW で 10%以内、kWh で 5%以内に限り、増加することを TNB より許可される。

SREP の申請方法

ア) SREP 申請手続き

SREP 申請に関するフロー図を図1に、電力会社への配電接続に関するフロー図を図 3-7 及び図 3-8 に示す。

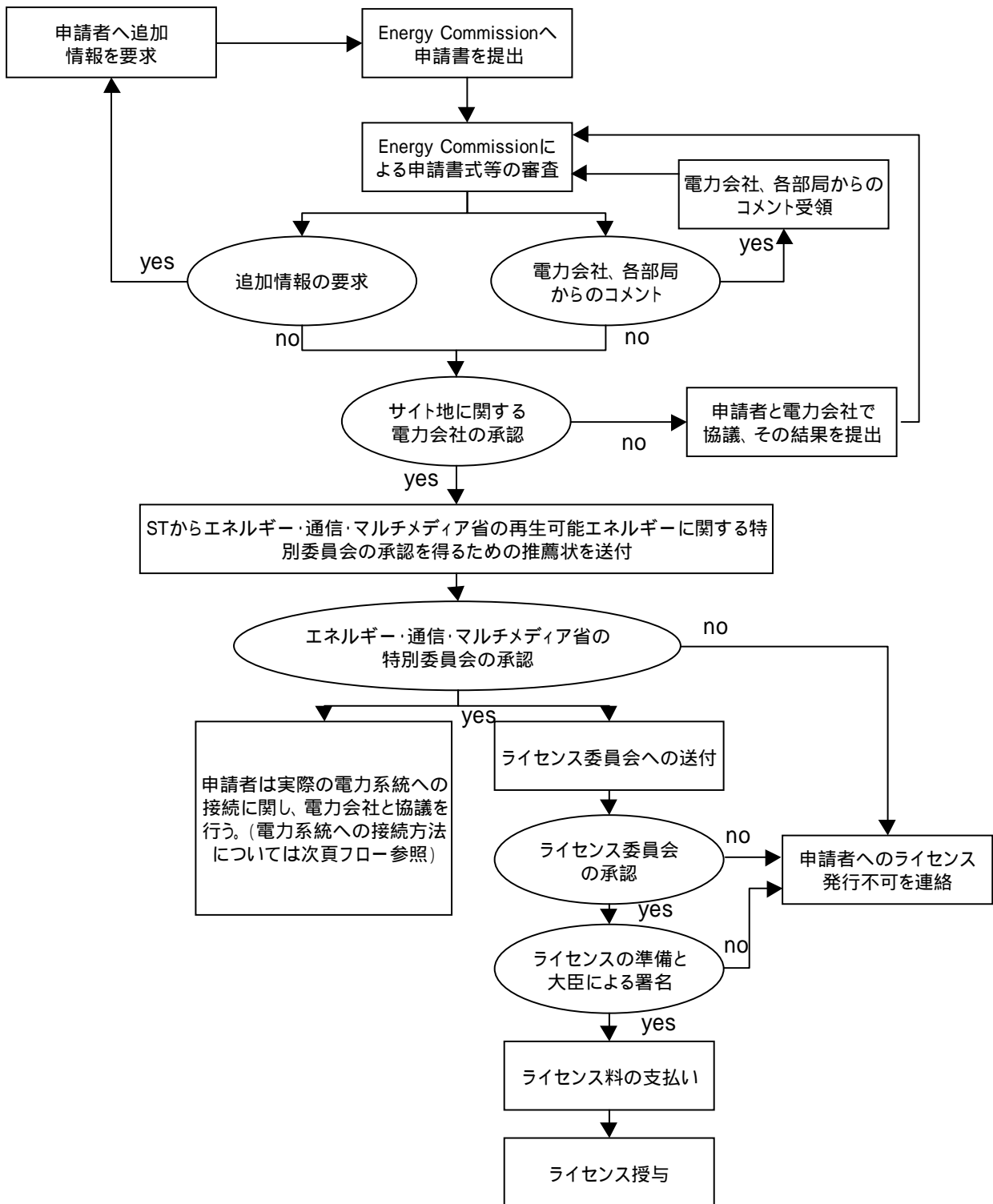


図 3- 7 SREP 申請に関するフローチャート(出典:SREP GUIDELINES)

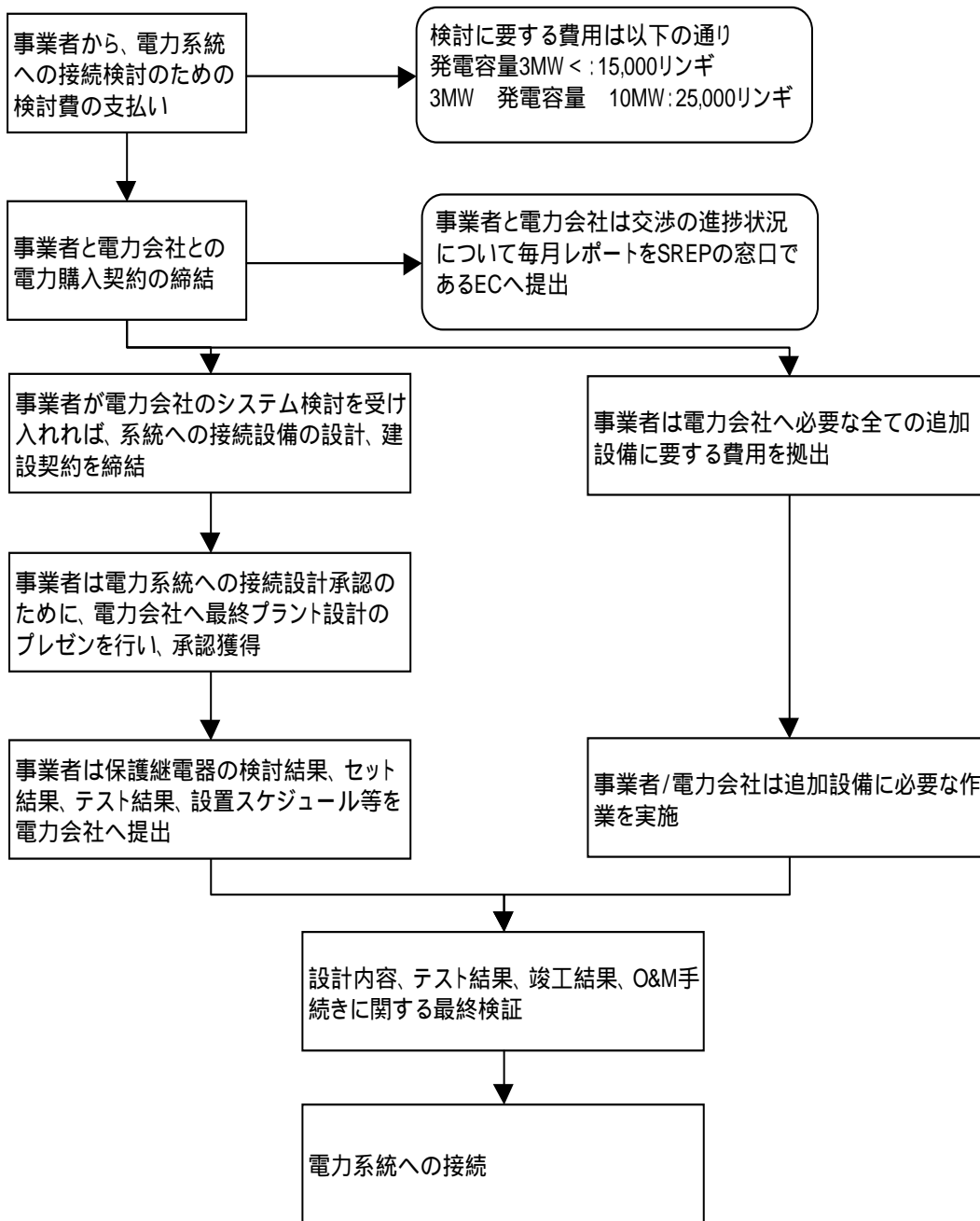


図 3- 8 電力系統への接続に関するフローチャート(出典: SREP GUIDELINES)

イ) SREP申請から工事着工までの期間

SREPを通じた発電事業においては、まずエネルギー委員会(Energy Commission/EC)より申請承認を受け、その後、TNB等の電力会社に接続検討を委託し、その後、REPPAの締結に向けた交渉を行うこととなる。表3-7は、今回の調査において得られた情報から想定したSREP申請から工事着工までのプロセスイメージである。実線矢印の長さが、それぞれの実施期間を示し、破線矢印は売電事業者の意向次第で平行実施が可能であることを示している。なお図中における各期間は、一般的な案件にて想定したものであり、案件内容や状況により変わりうる。

表3-7 SREP申請から工事着工までの一般的なプロセス

		(1枠 1ヶ月)																				
No.	実施主体と実施内容	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13	M14	M15	M16	M17	M18	M19	M20	M21
1	売電事業者が可能性調査を実施	→																				
2	売電事業者がECへ申請書提出	→																				
3	ECが申請書内容を確認		→																			
4	ECが申請書を承認			▶																		
5	売電事業者がTNBに電力系統への接続検討を委託				▶																	
6	TNBが接続検討を実施				→																	
7	売電事業者とTNBが電力購買契約を交渉の後、締結							→														
8	ECが売電事業者へのライセンス交付を検討																					
9	売電事業者がライセンスフィーを支払い																					
10	ECが売電事業者へライセンス付与																					
11	売電事業者とTNBが工事実施																					

SREPのインセンティブ

小規模再生可能エネルギー事業者がSREPのライセンスを取得することで、以下の税制面での優遇措置を受けることができる。本プロジェクトは、これら優遇措置を考慮し、経済性の検討を行なっている。

ア) 5年間にわたり、税法上の所得に対する法人税の70%が免除されること、または5年間に生じた

資本的支出の 60%を、税法上の所得の 70%を限度として投資控除対象とすることができる。

- イ) 小規模再生可能エネルギープロジェクトのために輸入された非国産品の機械や設備に対する輸入関税および売上税の控除を受けることができる。また国産のものを設置・利用する場合は、売上税の控除を受けることができる。

尚、調査実施中に、本優遇措置においてア)の投資控除の上限が70%から100%に引き上げられたとの情報が入った。現在はまだ関係省庁のホームページ等では確認できていないが、このような優遇措置等の拡大は SREP のプロジェクトの追い風となると期待できる。

SREP 申請状況

2004 年 9 月に SREP 申請に関する窓口であるエネルギー・通信・マルチメディア省所管の Energy Commission を訪問し、聴取したところ、現時点で 56 件のプロジェクトに対し、SREP を承認、ライセンスを発行していることがわかった。また、その内、6 件については電力会社との PPA の締結まで完了している(内 1 件は系統への売電はなく、全量自家消費)とのことであった。

56 件という SREP のライセンスを受けたプロジェクトの数に比し、PPA まで締結しているプロジェクト数は少ない。これは、通常の IPP 等と比較し、売電単価で優遇されているものの、電力会社との契約内容において、電力会社を買取電力量を制限できる権利を有している等、電力会社に優位な条件となっており、プロジェクト実施が困難となっているためと考えられる。

本プロジェクトの SREP 適用の可否

本プロジェクトは SREP の主要目的であるマレーシア国内の未利用バイオマスを用いた発電プロジェクトであり、安定的な電力供給、燃料多様化に貢献するものであることから、SREP の基本条件には合致していると言える。

ただし、本プロジェクトはプラント建設予定地から電力系統までの距離が約 13.5km であり、SREP 適合条件の一つである「発電プラントと電力系統への接続距離は 10km 以内とする」を満たしていない。しかしながら SREP 申請窓口である Energy Commission、売電先である TNB を訪問し、確認したところ、送電距離長大に伴う電力損失分の取扱いについては交渉事項であるものの、SREP 申請自体には問題がないとの見解を口頭にて得たため、本プロジェクトは SREP として認められる可能性が高いと考える。

5) グリッドへの接続検討

グリッドへの接続工事と設備保全の施工分担

ア) グリッドへの接続工事の施工分担

グリッドへの接続に必要な設備(電源線、TNB 変電所内の変電設備等)の施工は、売電事業者側が、コスト負担の上、実施までを行う。従って、プロジェクトコストには、グリッド接続に必要な設備

建設コストをすべて含める必要がある。

実施にあたっての電源線ルートへの用地調整、EPC契約等も、売電事業者が行う必要がある。ただし施工業者については、TNBの登録業者を選定する必要があるなど制限がある。また着工前の設計図書には、マレーシアにおける技術士による承認が必須(他国の技術士による承認は不可)である。ただし設計の承認部分のみコンサルに委託化するなどの方法があり、売電事業者が必ずしも技術士を雇用しておく必要はない。

イ) 接続設備保全の施工分担

グリッドへの接続設備は、工事完了後にTNBに引き渡され、TNBの所有設備となる。従って電源線等の接続設備の保全に必要な点検・補修コストなどの費用は、TNBの負担となる。また架空線にて施工した場合の線下補償費や地中線にて施工した場合の道路占用料等も売電事業者は負担する必要がない。ただし電源線における雷などによる偶発的なトラブルが発生し、発電支障を強いられた場合にTNBより補償をもらうことは困難であることから、売電事業者側は電源線事故リスクを考慮する必要がある。

売電事業者のコスト負担範囲を次項に図 3-9 に示す。

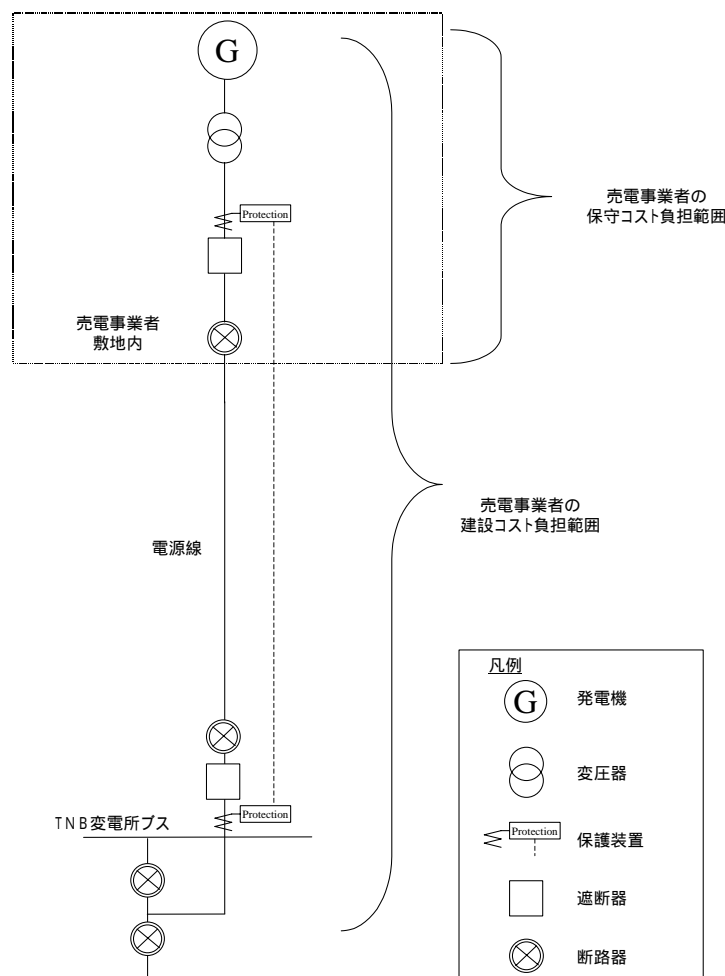


図 3-9 売電事業者のコスト負担範囲

電源線のルート

プラント予定地点から最近接のTNB変電所までの直線距離は、およそ 12kmある。SREPのガイドラインに、「接続点からプラントまでの距離は 10km以内」という記述があるものの、ガイドライン策定箇所であるエネルギー委員会によると、この規定は絶対的なものではなく、TNBの接続検討の結果、問題ないと判断されれば 10kmを超えるものであっても、ライセンス取得可能である。

ただし、一般的にSREPの売電用メーターはプラント側に取り付けられるが、送電距離が 10kmを大幅に超過すれば送電損失が大きくなることを理由にTNBより売電用メーター位置の変更を要望される可能性がある。また建設コストについても売電事業者側が負担することから極力短くすることが望ましい。従って、送電ロスと建設費を低減するために、公道沿いではなく、パーム農園のトラック道を通り、電源線の距離を短くした(布設距離約 13.5 km)ルートが推奨される。パーム農園のトラック道を通り、Kulim社の敷地を有効に活用することが出来るので完工リスクが低下する他、変電所に隣接する公道は舗装されているがパーム農園内のトラック用道路は舗装されていないので建設コストを距離の低減以上に低く抑えることが可能になると考えられる。

Kulim社敷地を極力活用しつつ、パーム農園のトラック道を通り布設距離を低減した場合の推奨ルートを図 3-10 に示す。

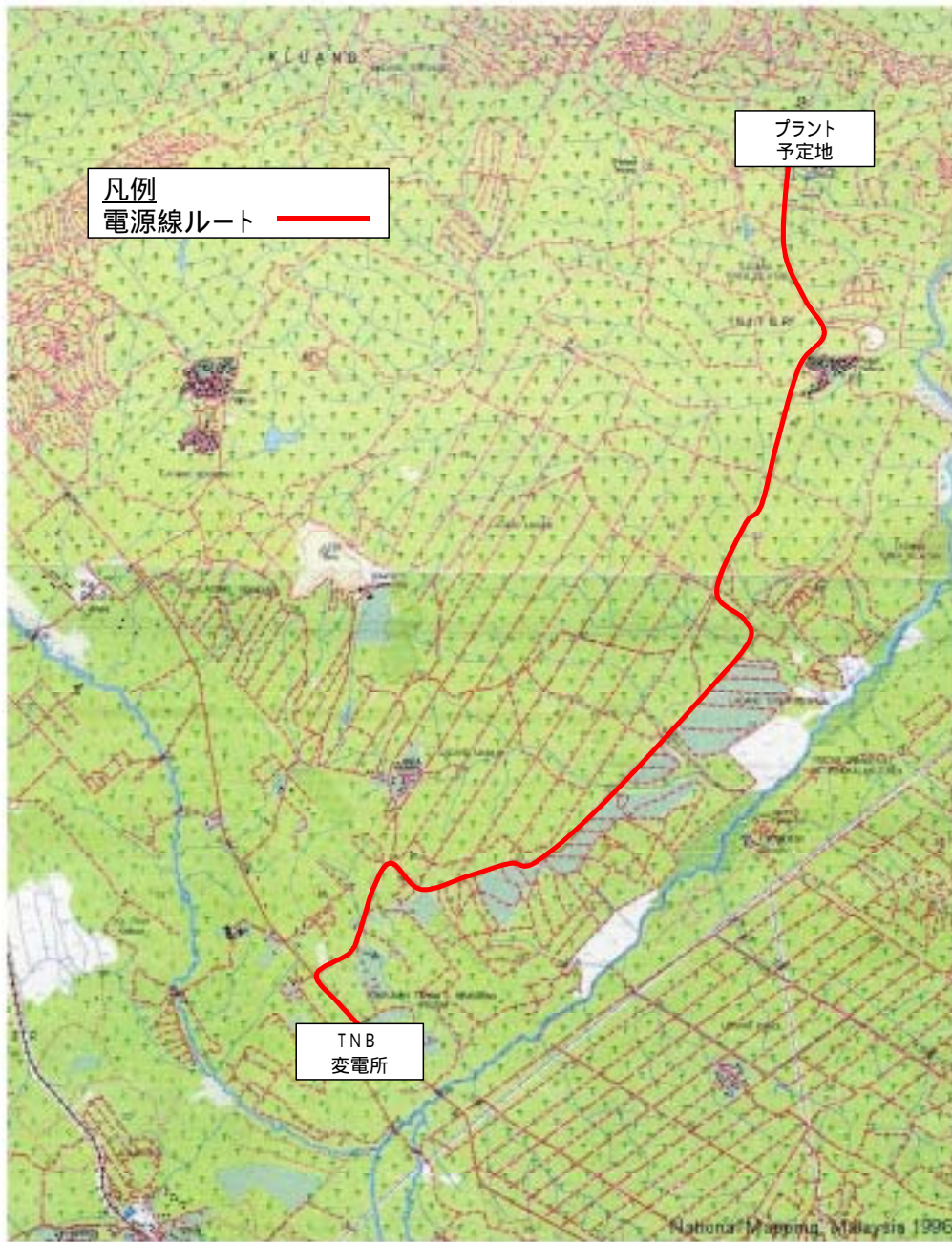


図 3- 10 推奨される電源線ルート

電源線の仕様

ア) 電源線の電圧

TNBの送電系統は、500kV、275kV、132kV、66kV(ただし66kVは希少)から構成されており、配電系統では、33kV、11kV、6.6kV、415/240Vが採用されている。SREPのガイドラインには「33kVから11kVで接続すること」との記述があり、また今回のプラント予定地に再近接の変電所電圧が11kVであることから、電源線の電圧としては11kVが適している。

イ) 架空線にて施工した場合

TNB用品仕様によると11kVの架空線建設では、一般的に導体サイズ240mm²のアルミニウム導体 Aerial Bundled Cable をコンクリートポールにて布設する方法が活用されている。1回線当たりの送電容量は、およそ5.0MWであることから、熱容量的には、今回の予定プラントの売電容量を1回線にて十分に送電可能であると考えられる。しかしTNBジョホールオフィスより、架空線の場合、信頼度の観点から2回線とすることが望ましいとのコメントがあったことを踏まえ、以下では、2回線での施工を想定する。なお架空線2回線での建設費用は、およそRM3,150,000-(RM1=¥28として、8,800万円程度)となる。信頼度の観点からは、架空線の場合、倒木や雷雨による線路事故確率が大きくなるが、設備が目視可能であり事故点を容易に見つけやすい上、部分取替え工事についても速やかに実施可能であるため、事故復旧時間は地中線と比較して短くなる。さらに今回の想定ルートについては、パーム等の低い木がほとんどであり、またジョホール州はマレーシアにおいて雷が多い地域ではない。また事故発生時においても数十時間～数百時間程度で復旧可能であることから売電事業に大きな損失を与えないと考えられる。

架空線の採用で最も懸念されることは、美観が損なわれることから、地域住民の理解が得られにくく用地確保が困難になるなど完工リスクが増加する点である。ただし、今回のプラント予定地については、極力Kulim社敷地内に布設を計画していること、また近隣の住民が少ないことから、架空線の採用により生じる完工リスクの増大はほとんどないと考えられる。

電圧 : 11kV

線種 : Aerial Bundled Cable

導体種別 : アルミニウム

導体サイズ : 240mm²

回線数 : 2回線

布設長 : 約13.5km

遮断器容量 : 40kA

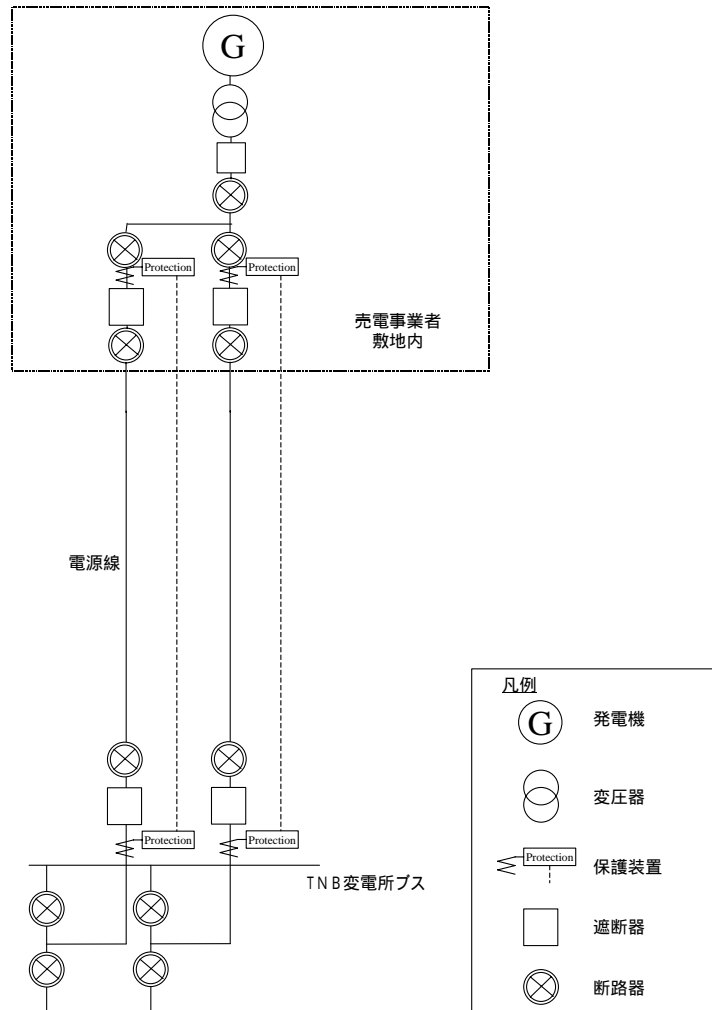


図 3- 11 架空線の場合の電源線仕様

ウ) 地中線にて施工した場合

TNB用品仕様によると11kVの地中線建設では、一般的に導体サイズ240mm²のアルミニウム導体 Triplex XLPE Cable を直接埋設方式(重舗装地区や河川横断部などは管路方式)にて布設する方法が活用されている。日本電線工業会規格の電力ケーブルの許容電流計算方法に基づき算出した結果、1回線当たり5.9MWの送電容量があることから、熱容量的には、1回線で予定プラントの売電容量を十分に送電可能であると考えられる。さらにTNBジョホールオフィスより、地中線の場合、信頼度が高いので1回線で構わないとのコメントがあったことを踏まえ、以下では、1回線での施工を想定する。なお地中線1回線での建設費用については、今回のプラント予定地から最近接TNB変電所までのルートに道路舗装がほとんどないことから、架空線と金額的に大差なく、およそRM3,50,000-(RM1=¥28として、9,800万円程度)となる。

信頼度の観点からは、地中線の場合、倒木や雷雨による線路事故リスクは皆無であるが、マレーシアにおいては、ケーブル接続部のトラブルが停電時間を延ばす原因の6割を占めているなど、線路事故リスクは皆無ではない。また直接埋設方式としており事故発生時の事故点探査に時間がかか

る上、部分取替えにも掘削が伴い時間がかかることから、事故復旧時間は長くなる。ただし、事故確率は十分に小さく売電事業を行う上で深刻な設備トラブルが発生するリスクは極めて小さいと考えられる。

電圧 : 11kV
 線種 : Triplex XLPE Cable
 導体種別 : アルミニウム
 導体サイズ : 240mm²
 回線数 : 1回線
 布設長 : 約 13.5km
 遮断器容量 : 40kA

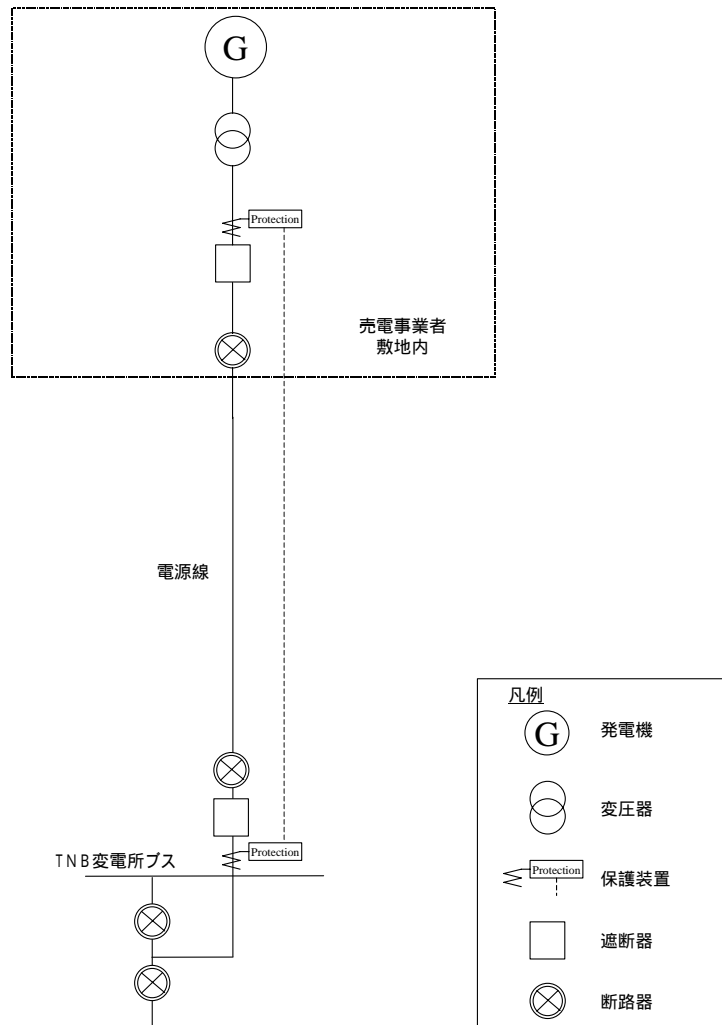


図 3- 12 地中線の場合の電源線仕様

工) 本可能性調査における架空線/地中線比較のまとめ

以上イ)、ウ)において記載した架空線/地中線それぞれの施工方法と特徴を表6にまとめる。表3-8に示す通り、今回の案件においては、建設工事費の面で架空線が有利であり、かつ信頼度、完工リスク、送電容量の観点で架空線と地中線の差が実質的に無いので、架空線を採用することが推奨される。

表3-8 本案件における架空線/地中線の比較

	架空線	地中線
工事概要	電圧:11kV 線種:Aerial Bundled Cable 導体サイズ:240mm ² 回線数:2回線 布設長:約13.5km	電圧:11kV 線種:Triplex XLPE Cable 導体サイズ:240mm ² 回線数:1回線 布設長:約13.5km
建設費用	RM3,150,000- (RM1=¥28として、8,800万円程度) 評価:	RM3,50,000- (RM1=¥28として、9,800万円程度) 評価:
信頼度	倒木/雷雨などによる事故発生の可能性があるが、事故復旧時間は短く、売電事業への影響は小さい。 評価:	ケーブル接続部の絶縁破壊が懸念されるが、自然災害による事故発生の可能性は低く信頼度は高い。 評価:
完工リスク	用地確保に時間がかかる可能性がある。ただし、今回のプラント予定地については、極力Kulim社敷地内に布設を計画していること、また近隣の住民が少ないことから、完工リスクは小さい。 評価:	美観をほとんど損ねるものではないので、地域住民の理解が得られやすく、完工リスクは極めて小さい。 評価:
送電容量	電源線の2回線を常時予備方式で運用する場合、5.0MW程度 評価:	5.9MW程度 評価:
本案件における総合評価		

第 4 章 環境影響評價

第1節 マレーシアの環境の状況

マレーシアにおける環境問題の主なものは水質汚濁と大気汚染及び産業廃棄物である。2002年の Malaysia Environmental Quality Report の結果を引用して、各項目別に環境の現況について記す。

1) 水質汚濁

水質汚濁については、スズ鉱山からの汚水と汚泥に加えて天然ゴムとパーム油生産による工場排水、さらには 1960 年代後半以降の外資導入による急速な工業化に伴って河川や海洋の汚濁が公害問題として浮上して来た。マレーシアでは、河川水質については個別の測定結果は公表されておらず、pH、DO(溶存酸素)、BOD(生物化学的酸素要求量)、COD(化学的酸素要求量)、NH₃-N(アンモニア性窒素)、SS(懸濁物質)の6つの測定結果から算出されるWQI(Water Quality Index)と呼ばれる水質指標を使って、3つのランク(良好、若干の汚濁、汚濁)による水質状況が発表されている。水質汚濁の判定は“良好”(WQI=81~100)、“若干の汚濁”(WQI=60~80)、“汚濁”(WQI=0~59)である。

マレーシアにおける 120 河川 927 点の水質モニタリング局の汚濁状況は 53%が良好、33%が若干の汚濁、15%が汚濁であった。河川で見ると、2001年に比べて2002年は良好が50.0%から52.5%に増え、逆に若干の汚濁が39.0%から35.8%に減少、汚濁は11.0%から11.7%のほぼ横ばいで、全般的に水質は改善傾向にあるようである。汚染源としては表 4-1 に示すように、下水及び農業・工業関連の排水、家畜や生活排水、土木工事や土地開発によるものがあり、それぞれ主な汚染項目が挙げられている。2001年に比べて2002年は家畜や生活排水による汚濁が増加しているが、土木工事や土地開発による汚濁は減少し、これらについては改善の傾向が窺える。これは工事を実施する際の環境対策や管理の進歩によってSSが改善されたとのことである。

表 4- 1 マレーシアの河川別の主な汚染源とその河川での“汚濁”の出現率(出典: Malaysia Environmental Quality Report (2002)より作成)

汚 染 源	汚染項目	2001 年	2002 年
下水及び農業・工業関連の排水	BOD	18%	18%
家畜や生活排水	NH ₃ -N	20%	24%
土木工事や土地開発	SS	33%	23%

汚染源は表 4-2 に示すような状況である。BOD の汚染負荷量はその大半が生活排水によるものであるが、その他の中ではパーム油産業による負荷量は比較的大きいことがわかる。

表 4- 2 マレーシアにおける河川の汚染源状況と BOD 負荷量表 (2002 年) (出典: Malaysia Environmental Quality Report(2002)より作成)

大区分	小区分	発生源数		BOD 負荷量	
		(カ所)	(%)	(t/日)	(%)
下水処理場		7,126	52.6	1,144	95.0
工業製品産業	食料品	1,451	10.7	14.8	1.2
	化学工業	813	6.0	3.0	0.2
	製紙工業	547	4.0	2.1	0.2
	ゴム工業	435	3.2	2.0	0.2
	その他	1,891	14.0	-	-
農業関連産業	パーム油工業	364	2.7	19.6	1.6
	原木ゴム工業	106	0.8	1.9	0.2
養豚農場		807	6.0	17.2	1.4
合 計		13,540	100	1,204.6	100

なお、本プロジェクトサイトのパーム油工場付近の地図を図 4-1 に示す。サイトに最も近い河川は Semberong 川であるが、この河川の汚染状況は WQI = 82 (2002 年) で“良好”と判定されている。



図 4-1 プロジェクトサイトと環境モニタリング局の位置関係図

2)大気汚染

大気汚染については、都市部を中心とした自動車やオートバイなどの排気ガスによるもの、気候条件や隣国インドネシアの森林火災が原因とされるヘイズ、産業活動などによる汚染の3つがある。このうち、最も大きな問題となっているのは自動車などの移動発生源の排気ガスによる大気汚染である。産業活動による大気汚染はマレーシアではまだ少ない。産業分野の大気汚染寄与率は産業燃料と産業工程を合わせても国内全体の20%程度に過ぎない。汚染度合いはAPI(Air Pollution Index)と呼ばれる大気汚染指標で発表されている。APIはPM10、CO、NO₂、SO₂、O₃の5つのパラメータによるもので、良好、普通、不健康、非常に不健康、危険の5つの区分に分けられている(PM10とは10ミクロン以下の粒径を持つ浮遊粒子状物質)。

全般的に Selangor、Negeri Sembilan、Sarawak の様々な場所で、若干の“不健康”日を除いてほとんどが“良好”から“普通”の状態であった。

主な大気汚染は表4-3に示すように、2002年2～3月における泥炭地の燃焼と森林火災、及び7月中旬から9月の乾燥期における隣国の森林火災が原因であった。

マレーシアにおける大気汚染モニタリング局は表4-4に示すような構成になっている。

表4-3 マレーシアにおける主な大気汚染原因表(2002年)(出典:Malaysia Environmental Quality Report(2002)より作成)

地 域	期 間	汚染原因
Klang Valley	2002年2～3月	SelangorとKuala Lumpurにおける泥炭地の燃焼と森林火災
Sarawak	2002年7月中旬～9月	隣国の森林火災

表4-4 マレーシアにおける大気汚染モニタリング局の構成局数表(出典:Malaysia Environmental Quality Report(2002)より作成)

地 域	半島マレーシア	Sabah,Sarawak	合 計
住宅地域	19	19	38
工業地域	12	12	24
沿道	1	0	1
バックグラウンド	1	0	1
PM10	2	2	4
合 計	35	33	68

本プロジェクトサイトに最も近い大気汚染モニタリング局としては図 4-1 に示すように Muar と Larkin がある。これらの地域における状況は表 4-5 に示す通り、3~4 日の“不健康”日を除いて概ね“良好”から“普通”であった。マレーシアの環境基準を表 4-6 に示す。

表 4- 5 Muar と Larkin における大気汚染状況表(2002 年) (出典:Malaysia Environmental Quality Report(2002)より作成)

汚染状況	日数(日)		出現率(%)	
	Muar	Larkin	Muar	Larkin
良好	42	165	14.2	55.6
普通	250	129	84.4	43.4
不健康	4	3	1.4	1.0
合計	296	297	100	100

表 4- 6 マレーシアにおける大気環境基準一覧表 (出典:Malaysia Environmental Quality Report(2002)より作成)

項目	略号	単位	1 時間 値	8 時間 平均	24 時間 平均	3 ヶ月平 均	年平均
オゾン	O ₃	ppm	0.10	0.06	-	-	-
一酸化炭素	CO	ppm	30	9	-	-	-
二酸化窒素	NO ₂	ppm	0.17	-	0.04	-	-
硫黄酸化物	SO ₂	ppm	0.13	-	0.04	-	-
浮遊粒子状物質	PM10	μg/m ³	-	-	150	-	50
粉じん	TSP	μg/m ³	-	-	260	-	90
鉛	Pb	μg/m ³	-	-	-	1.5	-

大気汚染の中で、マレーシアにおいて最も問題になっているのは PM10 である。PM10 の年平均値は 1997 年では数回のヘイズ事件があったため、50 μg/m³ の環境基準を上回った。2002 年も基準値である 50 μg/m³ に達し、1996 年以降、基準値に達していない年でもわずかに下回っているに過ぎない状況である。PM10 は都市と工業地帯で高濃度であったが、Sarawak の郊外でも高濃度が記録された。

SO₂ は 1996 年以降、基準値を十分下回っているが、相対的に工業地帯で高濃度である。

NO₂ も基準値を十分下回っているが、相対的に都市や工業地帯で高濃度である。これは自動車や燃焼設備からの排出が主な原因である。

O₃ も下回っているが、1997 年に最高値を記録した。これはエルニーニョによる長期間の乾燥と高温が原因であった。2002 年は 1 時間値の日最高値が前年より 4.7% 増加した。O₃ は一貫して都市部で高いが、基本的にこれは自動車の排気ガスである NOx が原因である。

CO は基準値を十分下回っているが、一貫して都市部で高い。これも基本的に自動車の影響が大きい。

Pb については 80 年代においては高かったが、91 年の無鉛ガソリン導入から 98 年の有鉛ガソリン全廃に至って大気中の Pb 濃度は急激に低下し、2002 年では十分低い濃度となった。

以上のように、マレーシアでの主要な大気汚染源は自動車であり、2002 年の自動車人口は前年比 6.4%増の 1,200 万人を数えている。自動車台数は Kuala Lumpur と Labuan の連邦地域に登録されているものだけで 255 万台 (全国の 21.2%) を超え、次いで Johor の 167 万台 (同 13.9%)、Selangor の 147 万台 (同 12.2%) と続く。固定発生源としては前年比 1.9%増の 14,414 ヶ所があり、Johor には 1,706 ヶ所 (全国の 11.8%) が存在する。

2002 年における大気中への汚染物質排出量は表 4-7 のように記載されている。

また、これらの内訳は表 4-8 に示すようである。表 4-8 でもわかるようにマレーシアにおける主要な排出源は自動車である。

表 4- 7 2002 年における大気中への汚染物質排出量 (出典: Malaysia Environmental Quality Report(2002)より作成)

項 目	略号	排出量 (mt)
一酸化炭素	CO	2,959,132
炭化水素	HC	158,894
窒素酸化物	NOx	241,405
二酸化硫黄	SO ₂	219,766
粒子状物質	PM	77,414

表 4- 8 汚染物質排出量の発生源別内訳表 (200 年) (出典: Malaysia Environmental Quality Report(2002)より作成)

汚 染 源	割合 (%)
自動車	80.4
固定発生源	9.0
工業施設	1.2
発電所	8.8
家庭燃料	0.2
廃棄物場での野焼き	0.4
合 計	100

3) 産業廃棄物

2002 年の廃棄物量は表 4-9 の通りである。

表 4- 9 マレーシアにおける廃棄物処理量とその比率(2002 年)(出典:Malaysia Environmental Quality Report(2002)より作成)

処分方法	処理量 (t/年)	比率 (%)
Kualiti Alam 処分場	85,797	20.6
再生目的の輸出	3,110	0.8
オフサイトの地方処分場への引渡し	204,666	49.1
オフサイトの医療廃棄物焼却炉	17,779	4.3
オンサイト処理	15,458	3.7
オンサイト貯蔵(2001 年処理残含む)	89,244	21.5
合 計	416,054	100

表 4-9 からわかるように、オンサイトで処理されている廃棄物は国内発生量の 3.7%に過ぎず、これは 6 ヲ所の処分場と 35 ヲ所のオンサイト焼却炉で処理されているとのことである。2002 年の廃棄物の主な種類は金属くずが 24.0%、重金属汚泥が 16.6%、その他には鉱物汚泥、油等があった。産業別分類では金属工業が 26.0%、化学工業が 21.4%、電気工業が 18.4%、その他には製薬産業や印刷・包装産業となっていた。また、原料資源としての廃棄物の輸入は 70,763 t/年、輸出は 3,110 t/年であった。

産業廃棄物については、最終処分施設が十分でなく、その処分費用が高いこともあって、不法投棄が絶えないようである²⁾。

4) その他

2002 年の Malaysia Environmental Quality Report には以上の他に騒音レベルや地下水、海洋汚染についての調査結果もあるが、以下の理由でこれらの引用・記載は割愛する。

- ・ 騒音レベル:同報告書に記載されている騒音レベルは、主に自動車騒音を対象としたものと考えられ、本プロジェクトサイトのように周辺がパームヤシ農園のような環境騒音を代表する調査結果はない。
- ・ 地下水:本プロジェクトでは、地下水汚染を引き起こすような想定は必要ない。
- ・ 海洋汚染:本プロジェクトサイトは内陸に位置しているため、海洋汚染を想定する必要はない。

第2節 プロジェクトの環境影響

1)環境影響評価の必要性

1974年環境法に基づく1987年環境影響評価に関する環境命令(Environmental Quality (Prescribed Activities)(Environmental Impact Assessment) Order 1987)に規定される19分野の事業に該当する場合は、所定の手続きによる環境影響評価報告書を作成し、環境局長官に提出して承認を得る必要がある。本プロジェクトの場合、19分野のうち、「発電・送電」分野に該当すると考えられる。その中にはバイオマス発電を規定した項目はないが、最も近い条件としては化石燃料を用いた火力発電所に対する規定がある。その場合の環境影響評価対象事業に該当する条件は以下のようである。

「化石燃料を燃焼する、10メガワット以上の発電能力を有する火力発電所の建設」

本プロジェクトの場合、10メガワット未満であるので、環境影響評価対象事業には該当しない。

2)工場立地適性評価

当該プロジェクトが環境影響評価の対象事業にならない場合は、工場等の立地場所が他の土地利用、特に住宅地との関連で適性であるかどうかを評価する工場立地適性評価(Site Suitability EvaluationまたはPre-Siting Evaluation)の実施が要求される。これは環境法規制に照らし合わせて環境局が評価を実施するもので、環境局が発行している工場に関する立地及び地域指定ガイドライン(Guidelines for the Siting and Zoning of Industries)に基づいて行われる。

環境局では、周辺土地の利用状況、当該地域の環境汚染負荷能力や廃棄物の処分場の問題、上記のガイドラインに設けられている緩衝地帯に関する規定などを参考に、工場の立地適性を評価して意見を出す仕組みになっている。その結果、立地場所の変更を勧告される場合もある。

ガイドラインに規定されている緩衝地帯に関する規定は、軽工業A、軽工業B、一般工業、特殊工業の4種類に分けられており、本プロジェクトの場合は「一般工業」に該当すると考えられる(軽工業は排気ガスや騒音を発生しない施設、特殊工業はクリーンな技術を取り入れることにより、廃棄物がゼロに近い施設)。

一般工業を規定する条件のうち、本プロジェクトに関連する部分は以下の通りである。

- ・ 機械や発電機などからかなりの騒音を発生するが、昼間と夜間それぞれ、工場の境界線上で65db、住居/緩衝地帯の境界線上で55~45dbを超えないレベルを満たすようにコントロールできる。
- ・ 多少排気ガスを発生するが、1978年大気汚染防止に関する環境規制(大気汚染防止)に準じるようにコントロールできる。
- ・ 1979年下水・産業排水に関する環境規則の基準AまたはBを満たすように、排出される前に敷地内で処理できる。
- ・ 環境局の承認を得て、大気質のモデリングとシミュレーションをもとにして、煙突の高さが特定の工場施設の生産能力に応じている。
- ・ 放射性物質を使わない。

(注)すべての排水と排気ガスは1974年環境法で規定されているように、関連する環境規則を満たさなければならない。

この「一般工業」の場合は、住宅地からの緩衝距離が250mであることが望ましいと示されている。

第3節 マレーシアの環境規制・制度

1)工業排水の水質管理

マレーシア政府は1979年に排水基準を制定した。排水基準は表4-10に示すように放流する川の条件により、以下のようなA、B、2つの基準で構成されている。

- ・A基準:水道の取水口より上流に放流する場合
- ・B基準:水道の取水口より下流に放流する場合

本プロジェクトサイトに適用される基準はB基準である。

表 4- 10 マレーシアの工場の排水基準値(出典:Environmental Quality (Sewage and Industrial Effluents) Regulation, 1979

(mg/liter)

No	項目	略号	排水基準(すべて～以下。2.のみ範囲)	
			A(上流)	B(下流)
1	温度	Temperature	40	40
2	PH	PH	6.0 ~9.0	5.5 ~ 9.0
3	生物化学的酸素要求量	BODs at 20	20	50
4	化学的酸素要求量	CODcr	50	100
5	浮遊物質	SS	50	100
6	油脂分	Fat,oil & grease	ND	10.0
7	銅	Cu	0.20	1.0
8	溶解性マンガン	Mn	0.20	1.0
9	ニッケル	Ni	0.20	1.0
10	スズ	Sn	0.20	1.0
11	亜鉛	Zn	2.0	2.0
12	溶解性鉄	Fe	1.0	5.0
13	3価クロム	Cr ³⁺	0.20	1.0
14	ホウ素	B	1.0	4.0
15	フェノール	Phenol	0.001	1.0
16	遊離塩素	Free Cl	1.0	2.0
17	硫化物イオン	S ²⁻	0.50	0.50

18	カドミウム及びその化合物	Cd	0.01	0.02
19	シアン化合物	T-CN	0.05	0.10
20	鉛及びその化合物	Pb	0.10	0.5
21	6価クロム化合物	Cr ⁶⁺	0.05	0.05
22	ヒ素及びその化合物	As	0.05	0.10
23	水銀及びその化合物	T-Hg	0.005	0.05

(注 1)7~10,13 のうち、2 つ以上含む場合は合計濃度が A 適用地では 0.5mg/liter、B 適用地では 3.0mg/liter かつ溶解性金属で 1.0mg/liter を超えないこと。

(注 2)B 適用地にあっては、フェノールと遊離塩素が同一流出物中に存在する時、フェノール単独の濃度は 0.2mg/liter、また遊離塩素単独の濃度は 1mg/liter を超えてはならない。

マレーシアでは基本的に政府の定めた排水基準値が全国一律に適用されており、州政府や環境局の州事務所が独自に基準を設定したり、上乘せ基準値を決めたりすることはない。しかし、例外的に環境局の州事務所から全国一律基準の上乗せに当たる対応を行政指導されることがあるので、プロジェクトを実施する前には確認しておく必要がある。

なお、CODは二クロム酸カリウム法によるCOD_{Cr}を測定する。測定方法はオープンフラックス法と密閉加熱法の2通りあるが、いずれの方法でもよいとされている。二クロム酸カリウムは酸化力が強いので、日本で採用されている過マンガン酸カリウム法COD_{MN}より高い値を示す。同じサンプルを分析してもCOD_{Cr}はCOD_{MN}の3倍位の値を示すので注意が必要である。

また、次の物質については環境局長の判断により、適宜排出基準が設定される。

- ・ アンモニア性窒素
- ・ 硫酸
- ・ 塩化物
- ・ コバルト
- ・ 色
- ・ アニオン系洗剤
- ・ フッ化物(フッ素として)
- ・ モリブデン
- ・ 硝酸態窒素
- ・ リン酸塩(リンとして)
- ・ ポリ塩化ビフェニール
- ・ セレン
- ・ 銀
- ・ ベリリウム
- ・ バナジウム

- ・ 放射性物質
- ・ 農薬、殺菌剤、除草剤、殺虫剤、殺鼠剤、薰蒸剤もしくはその他の殺生物剤もしくはその他の塩素化炭化水素
- ・ それ自体で、あるいは他の廃棄物等との結合もしくは反応によりガス、臭気、あるいは汚染原因物質を発生させるおそれがある物質

2)工場に係る大気汚染物質排出基準

1978 年大気汚染防止に関する環境規則に基づく固定発生源の大気排出基準は、黒煙、ダストまたは固形粒子、金属または金属化合物、ガス状物質に分けて、排出源ごとの基準値が設定されている³⁻³⁾。このうち金属または金属化合物の区分には水銀、カドミウム、亜鉛などの 7 物質が、ガス状物質には酸性ガス、塩素ガス、硫化水素、窒素酸化物などの 9 物質が含まれている。このうち 7 種類の金属及び金属化合物についてはすべての産業、また塩素ガス、塩化水素、硫化水素についてはあらゆる発生源が規制対象とされている。

この大気汚染物質排出基準は 1978 年の施行当時から、基準 A～C の 3 段階にランク分けされている。新設の設備に対しては表 4-11 に示すような当初から一番厳しい C 基準が設定された。工場に対してはこれらの基準の遵守が求められるとともに、年 4 回のモニタリングとその結果を環境局へ報告することが要求されている。

当該プロジェクトに関する大気汚染物質排出基準を表 4-11 に示す。

表 4- 11 工場に係る大気汚染物質排出基準 (C 基準) (出典: Environmental Quality (Clean Air) Regulation, 1978)

項目	排出源	基準
黒煙 ^(*1)	(1) 固体燃料以外の燃料を使用する燃焼設備 (2) 固形燃料を使用する燃焼設備	リングルマン・チャート No.1 リングルマン・チャート No.2
固形粒子濃度	(1) 金属加熱工程で発生する固形粒子濃度 (2) その他の工程で発生する固形粒子濃度	0.2 g/Nm ³ 0.4 g/Nm ³
ダストまたは固形粒子	(1) アスファルト・コンクリート製造設備及び瀝青混合設備 (2) ポルトランド・セメント製造業 ・キルン ・クリンカークーラー、グラインダー他 (3) アスベスト及び遊離ケイ素を排出する	0.3 g/Nm ³ (固定設備) 0.4 g/Nm ³ (移動設備 ^(*2)) 0.2 g/Nm ³ 0.1 g/Nm ³

	産業	0.12 g/Nm ³
金属または金属化合物 ^(*)3)		
1. 水銀(Hg)	産業	0.01g/Nm ³
2. カドミウム(Cd)	産業	0.015g/Nm ³
3. 鉛(Pb)	産業	0.025g/Nm ³
4. アンチモン(Sb)	産業	0.025g/Nm ³
5. ヒ素(As)	産業	0.025g/Nm ³
6. 亜鉛(Zn)	産業	0.1g/Nm ³
7. 銅(Cu)	産業	0.1g/Nm ³
ガス		
1. 酸性ガス	硫酸製造業	三酸化硫黄 3.5g/Nm ³ 以下かつ持続性ミストがないこと
2. 硫酸ミストまたは三酸化硫黄または両方	上記 1 以外の硫酸製造用の燃焼プロセス、プラント以外の排出源	三酸化硫黄 0.2g/Nm ³ 以下かつ持続性ミストがないこと
3. 塩素ガス	あらゆる排出源	塩素 0.2 g/Nm ³ 以下
4. 塩化水素	あらゆる排出源	塩化水素 0.4 g/Nm ³ 以下
5. フッ素、フッ化水素酸または無機フッ素化合物	アルミナからのアルミニウム製造	フッ化水素 0.02g/Nm ³ 以下
6. フッ素、フッ化水素酸または無機フッ素化合物	上記 5 のアルミナからのアルミニウム製造以外の排出源	フッ化水素 0.1g/Nm ³ 以下
7. 硫化水素	あらゆる排出源	5ppm 以下
8. 窒素酸化物	硝酸製造	1.7g/Nm ³ 以下かつ色素のないこと
9. 窒素酸化物	燃焼工程または硝酸製造など上記 8 以外の排出源	2.0g/Nm ³ 以下

(注 1)1 時間ごとに 5 分以内であれば排出基準を超えてもよいが、24 時間につき 15 分を超えてはならない。

(注 2)移動施設とは「24 ヶ月を超えない期間での特別採石場で操業し」かつ「60トン/時間を超えない生産量を持つ」設備を意味する。

(注 3)2 つ以上を含むものについては、1～5 の物質の合計が 0.04g/ Nm³または個々の基準値の合計いずれか低い方を超えてはならず、また、個々の物質はそれぞれの基準値を超えてはならない。

また、下記の有害・刺激性物質を排出する施設は、その無害化・無刺激化のため、製造プロセス、操業方法、原材料の選択、除去装置の使用など最良の適用可能な手段を導入しなければならない。これらの物質の排出による臭気が健康に有害であると判断するとき、環境局長は当該施設の所有者等に対して当該臭気の削減等を求めることができ、所有者等はこれに従う必要がある。

・塩酸

- ・硫酸及び無水硫酸
- ・亜硫酸及び無水亜硫酸
- ・硝酸及び酸化窒素を形成する酸
- ・塩素及びその酸性化合物
- ・臭素及びその酸性化合物
- ・ヨウ素及びその酸性化合物
- ・フッ素及びその化合物
- ・ヒ素及びその化合物
- ・アンモニア及びその化合物
- ・シアン化合物
- ・ピリジン
- ・二硫化炭素
- ・塩化硫黄
- ・アセチレン
- ・硫化水素
- ・揮発性の有機硫化物
- ・ベンゼン取扱作業からのガス
- ・セメント取扱作業からのガス
- ・魚肥取扱作業からのガス
- ・農薬調合・製造業からのガス
- ・アスベスト製品取扱作業からのガス
- ・タール取扱作業からのガス
- ・パラフィン油取扱作業からのガス
- ・銅、鉛、アンチモン、ヒ素、水銀、亜鉛、アルミニウム、鉄、ケイ素、カルシウムもしくはそれらの化合物を含有するガス
- ・煙、粉塵等
- ・ウラニウム、ベリリウム、カドミウム、セレン、ナトリウム、カリウムもしくはそれらの化合物を含有するガス
- ・一酸化炭素
- ・無水酢酸及び酢酸
- ・アルデヒド
- ・アミン
- ・クロム、マグネシウム、マンガン、モリブデン、リン、チタン、タンゲステン、バナジウムもしくはそれらの化合物を含有するガス
- ・無水マレイン酸、マレイン酸及びフマル酸
- ・炭化水素の一部酸化による水素を含有する生成物
- ・無水フタル酸及びフタル酸
- ・ピコリン

- ・石油取扱作業から出るガス
- ・アクリル
- ・ジイソシアネート
- ・塩素及びその化合物を含有するガス

3) 騒音・振動

1974 年環境法にはすでに「(環境質)委員会との協議の上で、大臣は環境のいかなる領域、部分または要因への環境有害物質、汚染物質または廃棄物の排気、排出、堆積または騒音に対する許容条件を定め、あるいは排気、排出、堆積を禁止または制限すべき環境の領域、部分、要因を選択することができる」(1974 年環境法・第 21 条)と規定されている。さらに、同第 23 条(1)には「いかなる者も許可がない限り第 21 条で定められた許容条件を超える音量、強度、性質の騒音を出す、またはその原因となる、あるいは騒音を出すことを可能にしてはならない」と規定されている。

しかし、マレーシアには自動車騒音に関する規則はあるが、労働環境を除くと一般的な工場騒音に対する具体的な規制は見当たらない。工場騒音に関する目安としては工場立地適正ガイドラインの一般工業で「昼間と夜間それぞれ、工場の境界線上で 65db、住居 / 緩衝地帯の境界線上で 55 ~ 45db を超えないレベル」をコントロールするようにとの記載がある。

また、振動に関する規制はない。マレーシアの環境法では「環境」とは「土地、水、大気、気候、音、臭い、味、動植物の生物学的要因、景観の社会的要因を含む人間を取り巻く物理的要因を意味する」と規定されている。また、環境に関連する「要素」とは「水、大気、土壌、植生、気候、音、臭い、景観、魚、野生生物を含む環境を構成する重要な部分を意味する」と規定されており、振動は対象に含まれていない。

第5章 プロジェクト設計書(PDD)作成検討

第1節 プロジェクト設計書(PDD)作成検討

本プロジェクトのバイオマス発電設備容量は3.8MWであることから、CDM理事会による小規模CDMプロジェクトのガイドライン(Appendix B, the Simplified Modalities and Procedures for Small-scale CDM Activities)(現在、Version03)に示された小規模 CDM プロジェクト活動の定義の1つ(最大発電容量が15MW以下の再生可能エネルギープロジェクト)に合致する。したがって、本プロジェクトのプロジェクト設計書(PDD: Project Design Document)の草案をこの小規模 CDM プロジェクトのガイドラインにしたがって作成した(作成した PDD 案は、添付資料1を参照)。

本プロジェクトの PDD の要点を以下に記載する。

1)プロジェクト概要

本プロジェクトは、マレーシア・ジョホール州にある Kulim 社のパームオイル工場において、アブラヤシの果実からパームオイル原液を生産する工程で発生する空果房(EFB)をバイオマス燃料とした、最新の循環流動層ガス化炉とガスエンジンの組み合わせによる発電設備(設備容量:3.8MW)による小規模再生可能エネルギー発電事業である。本プロジェクトは、バイオマス燃料で発電した電力をマレーシアの電力会社である TNB へ年間約 25.7GWh 販売することで事業収入を得ると同時に、天然ガス等化石燃料を主燃料とする半島マレーシアのグリッド電力を代替することによる温室効果ガス排出削減効果をもくろみ、ホスト国の持続可能な発展に貢献しながら京都議定書 CDM 制度の下で排出削減クレジット(CER: Certified Emission Reduction)を獲得しようとするものである。

なお、本プロジェクトは以下のホスト国 DNA(指定国家機関)の CDM プロジェクト承認基準および持続可能な開発戦略に合致しているものと考えられる。

CDM プロジェクトの国家承認基準

1. 政府の持続可能な発展政策に合致していること。
2. CDM 理事会が求めている次のような条件をすべて満たしていること。
 - a) 自発的な参加。
 - b) 気候変動の緩和に関連する実質的で測定可能かつ長期的な便益をもたらす。
 - c) プロジェクトがなかった場合に比べて、追加的な排出削減になる。
3. プロジェクトの実施に、マレーシアと附属書1国との間の協力が含まれていること。
4. 技術移転の便益、または技術の向上をもたらすこと。
5. 持続可能な発展の達成に向けた直接的な便益をもたらすこと。

エネルギー分野の小規模 CDM プロジェクトの承認基準

1. 次のようなエネルギーセクターの持続可能な開発戦略のうち、一つ以上と一致していること。
 - a) 燃料供給の安定性の確保、ガスや再生可能エネルギーの利用促進
 - b) 電力供給の安定性の確保、発電能力の改善
 - c) エネルギー関連産業の発展、現地調達率の向上
 - d) マレーシアのエネルギー関連のエンジニアリングサービスの改善
 - e) 特に工業・商業部門におけるエネルギー利用効率の改善
 - f) エネルギーセクターにおける持続可能な発展への配慮を促進
2. マレーシアの環境法や環境規制を遵守していること。
3. 利用可能な最高の技術を使用していること。
4. プロジェクト提案者にプロジェクトを実施する能力があることを、次の点に着目して説明する。
 - a) ローカルの企業
 - b) 最低 100,000RM 以上の払込資本金

2) プロジェクト領域

本プロジェクト活動の領域(バウンダリー)には、以下の活動要素が含まれる。

- ・ バイオマス燃料となる EFB の運搬(当該工場内のオンサイト運搬)
- ・ 近隣の同社パームオイル工場で発生する EFB の一部を当該工場まで運搬するオフサイト輸送
- ・ バイオマス発電設備による発電
- ・ EFB 燃焼灰の処理(オイルパーム畑へ還元するためのオフサイト輸送)

3) 追加性の証明

まず、本プロジェクト活動が追加的な温室効果ガス排出削減効果をもたらす根拠として、小規模 CDM ガイドラインの付録 B(Appendix B)・添付 A(Attachment A to Appendix B)に規定された 4 種類のバリア(当該事業の実現を妨げていると考えられる障害)のうち、少なくとも投資のバリア(investment barrier)の存在が該当するものと考えられる。すなわち、“当該プロジェクト活動に代替する、投資上より実効性の高い代替案が、より多くの GHG 排出を生じさせたかもしれない”ケースに本プロジェクト活動は該当する。その根拠として、以下の点が挙げられる。

- ・ CDM プロジェクトではない通常の事業(CER 獲得による収入なし)を想定した場合、当該事業の内部利益率は第 6 章で後述するとおり、2.55%(21 年間の率)と予想され、事業リスクを伴う投資行為の意思決定にかかわる重要な指標である事業収益性の判断基準(通常、控え目に見ても IRR10%以上)を大きく下回っている(尚、Kulim 社では投資基準として、IRR15%以上という基準を設けている)。したがって、“当該プロジェクト活動に代替する、投資上より実効性の高い代替案”はホスト国にはいくらかでも存在すると予想される。

- ・ ホスト国マレーシアにおける現地通貨建て長期国債(たとえば、米国の格付け会社大手であるS&Pによるランクは A+)の利回りが約6%であることを勘案すると、投資者から見て投資リスクがきわめて低いマレーシアの長期国債は、IRR がより低い本プロジェクト(通常の投資リスクを伴う)よりは魅力的であろう。
- ・ 投資案件の検討には一定の費用や時間を要することを考慮すると、本プロジェクトの事業規模(発電設備容量 3.8MW)が小さい点も投資対象としての魅力に欠けるであろう。

以上の考察から、EFB をバイオマス燃料として利用する本発電プロジェクトに対し、商業ベースに乗っているがためにより安価で安定供給が保障されている化石燃料(天然ガス、石炭など)を利用する IPP 事業が“投資上より実効性の高い代替案”と考えられ、そのような代替シナリオの下ではより多くのGHG排出を生じるものと予想される。このように、ホスト国において本プロジェクトの実現を妨げていると考えられるバリアの存在は明白であり、このことにより本プロジェクトは小規模 CDM プロジェクトとしての適格性を有するものと考えられる。尚、CER 獲得による収入を US\$10/tCO₂ で計算した場合、本プロジェクトの IRR は 5.45%に上昇する。

4) ベースライン方法論(小規模 CDM 用簡易化方法)

小規模 CDM プロジェクトではベースラインおよびモニタリング方法論について規定の簡易化方法論が利用できる。本小規模 CDM プロジェクトは、小規模 CDM のプロジェクトタイプ I.D(グリッド用の再生可能電力発電)に分類され、また接続対象グリッドに現在供給されている電力が燃料油またはディーゼル燃料を利用するシステムからのものだけで構成されているわけではないことから、ガイドラインに記載された以下 2 種類の簡易化ベースラインのいずれかを使用できる。

- ・ 近似オペレーティングマージンとビルドマージンの平均値
- ・ 現状の発電ミックスの加重平均排出量

本 CDM プロジェクトのベースラインとしては、小規模 CDM タイプ I.D における適用可能な簡易化ベースラインのうち、「現状の発電ミックスの加重平均排出量」を選定する。すなわち、事業開始時点での最新の発電ミックス加重平均排出量(本プロジェクトの売電量にグリッド電源の加重平均排出係数を乗じた値)をベースラインとする。現時点で入手可能な最新データは2004年のPTM(Pusat Tenaga Malaysia)による半島マレーシア電力供給グリッドの排出原単位試算データ(出典:Final Workshop, CDM Capacity Building Project, PTM, 15 January 2004)であることから、本報告書ではこのデータをベースラインの計算に使用する。

なお、本プロジェクトに対して使用できる簡易ベースラインのうち、上記の“近似オペレーティングマージンとビルドマージンの平均値”を選定しない理由は以下の通り。

- ・ 近似オペレーティングマージンについては、本プロジェクトが実現しないとした場合の本プロジェクトによる供給電力相当分が既設の火力電源による負荷対応に必ずしも結びつかない。すなわち、現実のグリッドによる負荷対応の仕組みは複雑であり、年間を通じて単純に火力電源を本プロジェクトの代替電源と想定することは妥当でない。また、ビルドマージンについては、これを計算する際に要求される新設電源に関する情報について、個別の発電設備(特にIPP事業者の運営によるもの)の燃料消費量や売電量等の正確なデータを確実に入手することが保証されなければならない。しかしながら、ホスト国においてはそのようなデータの入手自体と信頼性を保証することがおそらく困難であろうと予想される。

5) 温室効果ガス排出削減量の算出

本プロジェクトによる温室効果ガス排出削減量は、ベースライン排出量とプロジェクト排出量の差である。

[ベースライン排出量]

前出の半島マレーシア電力供給グリッドの排出原単位試算データ(PTM による試算)によると、現状の発電ミックスの加重平均排出量(全電源平均排出原単位)は0.595kgCO₂/kWhと試算されている。したがって、本プロジェクトによる半島マレーシア電力供給グリッドへの売電量と同量(年間 25,664,000kWh)の電力を、上記の全電源平均排出原単位(0.595kgCO₂/kWh)をもつ電源を使用して供給する場合(ベースラインシナリオ)の温室効果ガス排出量がそのままベースライン排出量となる。すなわち、

$$\text{ベースライン排出量} = \text{売電量(送電量)} \times \text{半島マレーシアグリッド全電源平均排出原単位}$$

の計算式により、

$$\text{年間ベースライン排出量} = 25,664,000\text{kWh/年} \times 0.595\text{kgCO}_2/\text{kWh} = 15,270,080\text{kgCO}_2/\text{年}$$

と計算される。

[プロジェクト排出量]

本プロジェクトの温室効果ガス排出量は、プロジェクト領域内に含まれる以下のプロジェクト活動にともなうものである。

バイオマス燃料となる EFB の運搬(当該工場内のオンサイト運搬)

近隣の同社パームオイル工場で発生する EFB の一部を当該工場まで運搬するオフサイト輸送

バイオマス発電設備による発電

EFB 燃焼灰の処理(オイルパーム畑へ還元するためのオフサイト輸送)

このうち、EFB のオンサイト運搬(パームオイル工場から同じ敷地内に位置する本プロジェクト発電設備までの輸送)の活動()については、本プロジェクトからの電力(再生可能エネルギー)で稼動するベルトコンベアを使用することから、温室効果ガス排出をとみなわない。同じく、バイオマス発電設備による発電活動()についても、本プロジェクトによる自家発電電力を使用することから、温室効果ガス排出をとみなわない。なお、これら自家消費電力量は年間 4,736MWh と見積もられる。

およそ 80km 離れた近隣のパームオイル工場から本プロジェクトサイトまで EFB をトラックで輸送するオフサイト輸送の活動()については、積載量 15t のディーゼルトラックによる年間のべ走行距離(1,954 往復)を計算し、その値(312,576km)に 1996 年版 IPCC ガイドラインのディーゼルトラック排出係数デフォルト値(1.108kgCO₂/km)を乗じてその温室効果ガス排出量を計算した。その結果、この活動にともなう排出量は年間 346tCO₂ と見積もられた。なお、この活動にともなう温室効果ガス排出量については、後述するように小規模 CDM プロジェクト(タイプ I.D)の簡易化されたモニタリング計画のモニタリング対象項目となっていないことから、ここではプロジェクト排出量として計上しない。なお、この年間 346tCO₂ の排出量は、本プロジェクト活動による推定排出削減量を 2%ほど減じる効果をもつにすぎない。

EFB 燃焼灰の処理、すなわち灰をオイルパーム畑へ還元するためのオフサイト輸送に関わる活動()については、近隣のパームオイル工場と本プロジェクトサイトとを往復する EFB 運搬用トラックの空積み便を適時利用することから、この活動にともなう温室効果ガスの排出量計算にすでに含まれている。したがって、この活動にともなう排出量を別途計上する必要はない。

これらの考察から、本プロジェクト活動についてプロジェクト領域内で計上すべき温室効果ガス排出源はなく、プロジェクト排出量はゼロである。

[温室効果ガス排出削減量]

以上より、本プロジェクトによる温室効果ガス排出削減量は、ベースライン排出量とプロジェクト排出量の差、すなわち、

$$\text{本プロジェクトの温室効果ガス排出削減量} = 15,270\text{tCO}_2/\text{年} - 0\text{tCO}_2/\text{年} = 15,270\text{tCO}_2/\text{年}$$

と計算される。したがって、クレジット期間全体(21 年間)では、320,670tCO₂(= 15,270tCO₂/年 × 21 年)と予想される。

6) モニタリングの方法論と計画

本プロジェクトが該当する小規模 CDM プロジェクトのタイプ I.D のモニタリング方法論と計画については、ベースライン方法論と同様に簡素化された規定の手続きが利用できる。本プロジェクトでモニタリングする項目は、TNB への売電量、すなわち半島マレーシアの電力グリッドへの電力供給量のみである。本プロジェクト側からの送電量および TNB 側(半島マレーシア電力グリッド)の受電量を、それぞれの側で設置した電力計および会計書類でモニタリングすることになる。

第6章 プロジェクトの収益性と資金計画

第1節 プロジェクトの収益性検討およびプロジェクトスキーム案

1) 収益性の検討

収益性の試算を行なうにあたり、以下の条件を設定した。

- ・ EFB受入量:272トン/日(含水率65%ベース)
- ・ 発電容量:3.800MW
- ・ 自己消費電力量:0.522MW
- ・ 年間操業時間:8,000時間/年
- ・ 売電単価:RM0.17/kWh
- ・ プロジェクト期間:21年(事業期間、クレジット獲得期間)
- ・ 総コスト:727.5百万円(機器調達費、現地工事費、グリッドへの接続費用等含む)
- ・ 年間コスト(メンテナンスコスト、輸送コスト等):77.2百万円/年平均
- ・ クレジット収入:US\$10/tCO₂、US\$5/tCO₂、クレジット無しの場合の3パターンで試算
- ・ 排出源単位:0.595tCO₂/MWh
- ・ 為替レート:109.83円/US\$、28.90円/RM(04年10月14日東京三菱銀行レートを使用)
- ・ 法人税:28% ただし、本プロジェクトは、SREPの優遇措置を利用する予定(第3章4節4)を参照)
- ・ 物価上昇率:2%
- ・ プロジェクト建設期間:2年
- ・ 借入金:436.5百万円(総事業費の60%)
- ・ 借入期間:10年
- ・ 借入金利:2.02%(国際協力銀行 Commercial Interest Reference Rate[2004年11/15~12/14]より、通貨日本円、期間8.5年超のレートを参照)

上記の前提により算出した経済性主要指標を、表6-1に示す。

表6-1 経済性の試算結果

指標	US\$10/tCO ₂ の収入を考慮	US\$5/tCO ₂ の収入を考慮	クレジット考慮しない
プロジェクトIRR	5.45%	4.13%	2.55%
投資回収年数	11.0年	13.3年	16.5年

表 6- 2 収益性検討 - CO2 クレジット収入を 1tCO2 あたり US\$10 で計算した場合

																							(UNIT:1000JPY)			
Project Year	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	TOTAL	AVERAGE	
Year	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027			
INVESTMENT <A>	(436,500)	(281,000)																						(727,500)		
REVENUE																										
Revenue			126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	2,647,832	126,087
CREDIT OF CO2			16,771	16,771	16,771	16,771	16,771	16,771	16,771	16,771	16,771	16,771	16,771	16,771	16,771	16,771	16,771	16,771	16,771	16,771	16,771	16,771	16,771	16,771	352,184	16,771
TOTAL 	0	0	142,858	142,858	142,858	142,858	142,858	142,858	142,858	142,858	142,858	142,858	142,858	142,858	142,858	142,858	142,858	142,858	142,858	142,858	142,858	142,858	142,858	142,858	3,000,026	142,858
EXPENSE																										
BIOMASS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MAINTENANCE&OPERATION	0	0	(28,886)	(43,770)	(66,342)	(136,342)	(86,342)	(26,886)	(43,770)	(203,238)	(43,770)	(86,342)	(26,886)	(136,342)	(86,342)	(43,770)	(203,238)	(26,886)	(43,770)	(86,342)	(136,342)	(86,342)	(25,830)	(1,579,698)	(76,224)	
TRANSPORTATION	0	0	(1,821)	(1,854)	(1,897)	(1,720)	(1,756)	(1,790)	(1,826)	(1,862)	(1,899)	(1,937)	(1,976)	(2,016)	(2,056)	(2,097)	(2,139)	(2,182)	(2,226)	(2,270)	(2,315)	(2,362)	(2,409)	(41,788)	(1,990)	
(Loan Release)	261,900	(436,500)	(436,500)	(392,850)	(349,200)	(305,550)	(261,900)	(218,250)	(174,600)	(130,950)	(87,300)	(43,650)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST	(5,290)	(8,817)	(8,817)	(7,926)	(7,054)	(6,172)	(5,290)	(4,409)	(3,527)	(2,645)	(1,763)	(882)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(62,803)	(2,881)
CORPORATE TAX	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(87,123)	(3,185)
TOTAL <C>	(5,290)	(8,817)	(38,304)	(53,358)	(75,082)	(146,234)	(73,387)	(36,066)	(49,123)	(207,745)	(47,433)	(89,181)	(30,842)	(140,358)	(89,398)	(50,433)	(205,377)	(31,048)	(45,995)	(78,857)	(140,954)	(89,047)	(59,812)	(1,751,222)	(83,382)	
BALANCE (PROFIT) + <C>	(5,290)	(8,817)	103,554	89,499	67,776	(3,376)	69,471	107,794	93,736	(64,867)	95,425	73,697	112,018	2,601	74,460	92,428	(62,519)	111,811	96,863	63,902	2,005	53,811	82,048	1,248,803	59,467	
CASHFLOW <A>++<C>	(441,790)	(717,817)	103,554	89,499	67,776	(3,376)	69,471	107,794	93,736	(64,867)	95,425	73,697	112,018	2,601	74,460	92,428	(62,519)	111,811	96,863	63,902	2,005	53,811	82,048	521,303	24,824	
ACCUMULATION	(441,790)	(741,808)	(638,054)	(548,555)	(480,779)	(404,155)	(314,684)	(208,890)	(123,154)	(279,041)	(182,615)	(109,919)	3,089	5,699	80,058	172,485	109,966	221,777	318,640	382,541	384,546	438,367	521,203			
IRR	5.45%																									
Payback Period	11.0																									

表 6- 3 収益性検討 - CO2 クレジット収入を 1tCO2 あたり US\$5 で計算した場合

																					(UNIT 1000JPY)					
Project Year	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	TOTAL	AVERAGE	
Year	2006	2006	2007	2008	2008	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027			
INVESTMENT <A>	(436,600)	(291,000)																						(727,600)		
REVENUE																										
Revenue			126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	2,847,832	126,087
CREDIT OF CO2			8,386	8,386	8,386	8,386	8,386	8,386	8,386	8,386	8,386	8,386	8,386	8,386	8,386	8,386	8,386	8,386	8,386	8,386	8,386	8,386	8,386	8,386	170,087	8,386
TOTAL 	0	0	134,473	134,473	134,473	134,473	134,473	134,473	134,473	134,473	134,473	134,473	134,473	134,473	134,473	134,473	134,473	134,473	134,473	134,473	134,473	134,473	134,473	134,473	2,823,929	134,473
EXPENSE																										
BIOMASS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MAINTENANCE&OPERATION	0	0	(20,886)	(43,770)	(66,342)	(130,342)	(66,342)	(20,886)	(43,770)	(203,230)	(43,770)	(66,342)	(20,886)	(130,342)	(66,342)	(43,770)	(203,230)	(20,886)	(43,770)	(66,342)	(130,342)	(66,342)	(25,820)	(1,570,698)	(75,224)	
TRANSPORTATION	0	0	(1,821)	(1,894)	(1,887)	(1,720)	(1,755)	(1,790)	(1,826)	(1,862)	(1,899)	(1,937)	(1,976)	(2,016)	(2,058)	(2,097)	(2,138)	(2,182)	(2,226)	(2,270)	(2,315)	(2,362)	(2,408)	(41,798)	(1,990)	
(Loan Balance)	261,900	426,500	426,500	292,950	249,200	205,550	261,900	219,250	174,600	130,950	87,300	42,650	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST	(5,280)	(8,917)	(8,917)	(7,938)	(7,054)	(6,172)	(5,290)	(4,409)	(3,527)	(2,645)	(1,763)	(882)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(62,882)	(2,881)
CORPORATE TAX	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(18,858)	(885)
TOTAL <C>	(5,280)	(8,917)	(39,304)	(53,369)	(75,082)	(146,234)	(73,987)	(35,085)	(48,123)	(207,745)	(47,433)	(69,161)	(30,942)	(140,368)	(66,388)	(45,867)	(205,377)	(31,048)	(45,895)	(68,612)	(140,657)	(68,704)	(46,995)	(1,702,755)	(81,084)	
BALANCE (PROFIT) + <C>	(5,280)	(8,917)	95,169	81,114	59,390	(11,792)	61,088	99,408	86,350	(73,273)	87,040	65,312	103,531	(5,885)	68,075	88,608	(70,904)	103,425	88,477	65,861	(6,185)	65,769	87,578	1,121,173	53,389	
CASH FLOW <A>++<C>	(441,790)	(299,917)	95,169	81,114	69,390	(11,792)	61,088	99,408	86,350	(73,273)	87,040	65,312	103,531	(5,885)	68,075	88,608	(70,904)	103,425	88,477	65,861	(6,185)	65,769	87,578	393,873	19,746	
ACCLUMULATION	(441,790)	(741,808)	(646,439)	(565,226)	(505,835)	(517,697)	(456,811)	(357,303)	(271,853)	(245,125)	(258,085)	(192,774)	(89,143)	(95,028)	(20,953)	59,652	(11,252)	92,173	180,651	246,511	240,327	308,096	263,873			
IRR	4.13%																									
Payback Period	13.3																									

表 6- 4 収益性検討 - クレジットを考慮しない場合

																							(UNIT 1000JPY)				
Project Year	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	TOTAL	AVERAGE		
Year	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027				
INVESTMENT <A>	(436,500)	(201,000)																						(727,500)			
REVENUE																											
Revenue			126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	2,647,832	126,087
CREDIT OF CO2			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL 	0	0	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	126,087	2,647,832	126,087	
EXPENSE																											
BIOMASS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MAINTENANCE&OPERATION	0	0	(28,866)	(49,770)	(66,342)	(138,342)	(66,342)	(28,866)	(49,770)	(203,236)	(49,770)	(66,342)	(28,866)	(138,342)	(66,342)	(49,770)	(203,236)	(28,866)	(49,770)	(66,342)	(138,342)	(66,342)	(25,800)	(1,579,688)	(1,579,688)	(75,224)	
TRANSPORTATION	0	0	(1,821)	(1,654)	(1,667)	(1,720)	(1,756)	(1,780)	(1,826)	(1,862)	(1,899)	(1,937)	(1,976)	(2,016)	(2,056)	(2,097)	(2,139)	(2,182)	(2,225)	(2,270)	(2,315)	(2,362)	(2,409)	(2,457)	(2,506)	(11,799)	(1,090)
(Loan Balance)	267,800	436,500	436,500	392,850	348,200	303,550	261,900	218,250	174,600	130,950	87,300	43,650	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
INTEREST	(5,290)	(8,817)	(8,817)	(7,936)	(7,054)	(6,172)	(5,290)	(4,409)	(3,527)	(2,645)	(1,763)	(882)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(82,603)	(2,981)	
CORPORATE TAX	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL <C>	(5,290)	(8,817)	(29,304)	(53,259)	(75,082)	(146,234)	(73,297)	(25,065)	(49,123)	(207,745)	(47,423)	(69,161)	(20,942)	(140,258)	(69,290)	(45,667)	(205,277)	(31,048)	(45,985)	(66,612)	(140,657)	(69,704)	(29,239)	(1,694,089)	(90,195)		
BALANCE (PROFIT) + <C>	(5,290)	(8,817)	86,783	72,728	51,005	(20,147)	52,790	81,023	76,965	(81,659)	78,664	56,926	95,245	134,270	57,899	80,220	(79,200)	95,039	80,092	57,475	(14,570)	57,384	87,849	983,733	45,292		
CASHFLOW + <C>	(441,790)	(209,817)	86,783	72,728	51,005	(20,147)	52,790	81,023	76,965	(81,659)	78,664	56,926	95,245	134,270	57,899	80,220	(79,200)	95,039	80,092	57,475	(14,570)	57,384	87,849	736,233	11,248		
ACCUMULATION	(441,790)	(741,608)	(654,825)	(582,097)	(531,092)	(511,238)	(498,538)	(487,516)	(330,562)	(412,210)	(333,598)	(278,629)	(181,384)	(195,655)	(137,865)	(57,745)	(137,026)	(41,995)	38,098	95,571	81,081	138,365	236,233				
IRR	2.55%																										
Payback Period	16.5																										

一般的にバイオマス発電は、天然ガスや石炭と比較して収益性が低く、CDM プロジェクトとしては経済性バリアが存在すると言えるため、CDM プロジェクトの条件には適していると考えられる。しかしながら、クレジット US\$10/tCO₂ で試算しても、現状では企業の設備投資を促す結果とはならないため、今後さらなるコストダウンの検討を行い、収益性の向上を目指していきたいと考えている。具体的には、主要機器の第三国調達可能性検討や、現地施工会社とのさらなるコストダウンに向けた交渉等を行なっていく予定である。

2) プロジェクトスキーム案および資金計画

本プロジェクトでは、サイト企業 Kulim 社及び最終的に排出権獲得を目的とする日本企業の出資による特別目的会社(Special Purpose Company)を設立し、設備購入・所有、事業ライセンス取得、オペレーション、電力会社への売電のすべての事業を行なう予定である。スキームは下記のとおり。

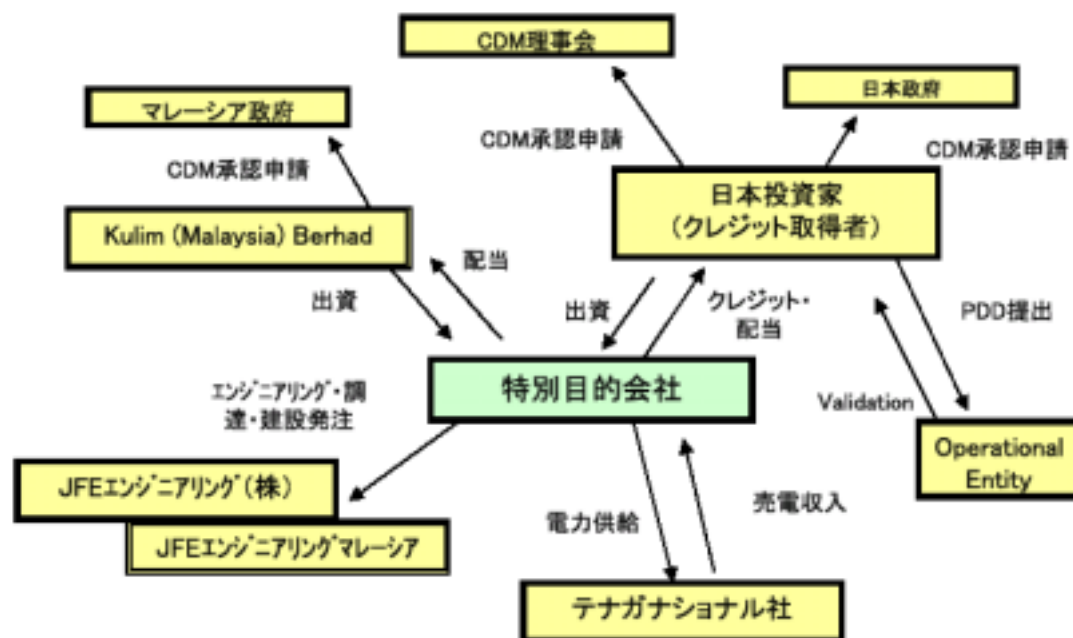


図 6-1 プロジェクトスキーム案

資金計画については、40%を Kulim 社及び日本投資家の出資による SPC の自己資金で、残り60%をローンとすることを前提としている。ローンについては、国際協力銀行の CDM/JI プロジェクトに対する輸出金融制度の利用可能性検討を含め、今後最も有利な条件のローンのアレンジを検討していく予定である。

第7章 プロジェクトの総合評価

第1節 CDMプロジェクトとしての総合評価

1) マレーシアにおける CDM の実現可能性

マレーシアは 2002 年の京都議定書批准以降、急速に CDM に関する体制作りを進めており、CDM に対し積極的な国であると言える。2002 年の京都議定書批准以降、DNA を天然資源・環境省環境保護管理局(Conservation and Environmental Management Division, Ministry of Natural Resources and Environment)とし、2003 年 8 月にマレーシア国の CDM クライテリアとエネルギー部門の小規模 CDM クライテリアを策定している。

また下部組織に、技術支援を行うためにエネルギー部門担当の PTM(Pusat Tenaga Malaysia)、森林部門担当の FRIM(Forest Research Institute Malaysia)が設置されており、排出源 CDM、吸収源 CDM の両面に対応できる体制が構築されている。しかし、CDM クライテリアで示している通り、エネルギー部門(省エネ、再生可能エネルギー利用)に重点を置いており、吸収源 CDM には否定的な立場をとっている。

本プロジェクトは以下の点についてマレーシア国のクライテリアに合致しており、ホスト国政府であるマレーシア政府からの承認は得られる可能性は高いと考える。

- ア) これまで利用されていなかった EFB をバイオマス燃料として利用し発電するプロジェクトであり、安定的な電力供給、燃料多様化、化石燃料の使用量低減に貢献し、マレーシア政府策定の 5 大燃料政策、小規模 CDM クライテリアにも合致していると主張し得る。
- イ) 最新鋭技術である循環流動層炉のバイオマスガス化設備を導入するなど、マレーシアへの技術移転がなされ、マレーシアの技術レベル向上に貢献し得る。
- ウ) プロジェクトを実施することで、プラント補機等を現地調達し、現地作業員の雇用拡大にも寄与することから、地元経済の活性化に貢献し得る。

2) CDM プロジェクトとしての評価

プロジェクトの追加性

本プロジェクトは小規模 CDM であり、CDM 理事会が策定した簡素化された方法論を適用することが可能である。簡素化された方法論によると、投資、技術、行為、その他のバリアの内、少なくとも一つのバリアを有し、それを突破できることを説明できれば良い。

本プロジェクトは、以下のバリアと、CDM によりそのバリアが突破可能と考えられることから、追加性の証明が可能と考える。

ア)投資のバリア

本プロジェクトは IRR が低く、CDM により得られるクレジットがなければ、事業として成立する可能性は低い。従って、本プロジェクトは追加的である。

イ)技術のバリア

本プロジェクトで導入予定の循環流動層炉によるバイオマスガス化装置は、従来技術に比べ、高効率の最新鋭ボイラであり、マレーシアでの導入実績はない。従って、マレーシアでは本装置の導入、運転に際し、熟練作業員の育成、補修部品の早期手配に係る対策の立案等、既存技術の導入に比べ、追加的なバリアが存在すると考えられる。本技術の導入は、従来技術と比較し、GHG 削減に寄与するものの、運転、保守面で先進国の協力が必要であり、CDM のスキームなかりせば、この最新鋭ボイラの技術移転はなかったと考えられることから、本プロジェクトは追加的である。

系統電力の排出原単位

系統電力の排出原単位について、PTM が 2002 年時点の TNB の”approximate operating margin” (以下、オペレーティングマージン)、“build margin”(以下、ビルドマージン)、“the weighted average emission of the current generation mix”(以下、全電源平均)の値について公表している。本プロジェクトは小規模 CDM の簡素化された方法論を使用するため、オペレーティングマージンとビルドマージンの平均か全電源平均を用いれば良い。この二つの排出原単位のいずれを使用するかは、ホスト国の電力系統における需給調整方法、公表データの信頼性、国家政策等を勘案し決定することが必要である。

TNB は発電及び配電を子会社に運営させているものの原則的には政府が過半数の株式を保有する垂直統合型企業体であり、政府の政策に基づき安定した安価な電力供給を行っている。従って、特定の需要に対して特定の電源が対応していることが明確になっている完全自由化市場とは需給構造が異なる。完全自由化市場となっていない電力系統における負荷対応は、応答速度やコスト等に応じて秒・分・日・週・月・季節・年といった時間レンジで適切な電源が対応する、いわゆるベストミックスにより行っていると考えられるため、短期的視点のみに注目し、本プロジェクトの代替電源として火力電源を用いることは適切ではない。従って、火力電源が代替であるとの論拠に基づくオペレーティングマージンを使用することは適切ではない。

またビルドマージンについても、2002 年度時点のビルドマージンについては算出根拠となるデータが PTM から示されているものの、今後、算出するためのデータが公表される可能性は極めて低い。また、2002 年度の算出根拠となるデータの詳細についても、PTM、TNB 共に責任を負えないとの見解もあることから、本データの信頼度は低く、使用することは適切ではない。

以上から、排出源単位は全ての電源を考慮した全電源平均を使用することが望ましいと考える。

具体的な全電源平均排出原単位の値については、平成 16 年 10 月の PTM、TNB 訪問時に PTM が発表している全電源平均排出原単位である 0.595kgCO₂/kWh の取扱いについて確認したところ、

本公表データは算出過程等の詳細については不明であるが、マレーシアの公式データであるとの見解も得ており、CDM の排出削減量算定に用いることは可能であると考える。

3)本プロジェクトに係るリスク

ア)CDM 事業としてのリスク

本プロジェクトを CDM プロジェクトとして実施する際、以下の潜在的リスクが存在すると考えられる。

0 時間リスク

CDM の具体的ルールが決定された 2001 年の COP7 以降、世界各国企業が CDM プロジェクトに参画してきたが、世界で初めての CDM プロジェクトが承認されたのは 2004 年 11 月 18 日と約 3 年間の年月を費やしている。今後は既承認済方法論、既認定済の OE 等を活用することで、CDM 申請に要する時間は減少していくと考えられるが、CDM 理事会の審議に相当な時間を要することは周知の事実である。また Validation プロセスやホスト国の承認手続き等にも多大な時間を要することから、CDM の各種手続きに要する時間が、プロジェクトの進捗に大きな影響を与え、円滑な PPA 交渉、資金調達等が困難となる可能性が高い。加えて本プロジェクトは SREP を活用することから、SREP 申請にさらなる時間を費やすことが予想される。

イ)バイオマス発電事業としてのリスク

本プロジェクトはバイオマス発電事業として、以下の潜在的リスクが存在すると考えられる。これらのリスクは CDM としての追加性を証明するための材料となり得るが、一方で、これらのリスクの大きさ、プロジェクトに及ぼす影響を把握し、適切なリスクヘッジ策を構築しておかなければプロジェクトの円滑な遂行そのものが成り立たなくなる。

0 バイオマス供給リスク

本プロジェクトは EFB を燃料とする発電プロジェクトであり、燃料の安定供給が最も重要となる。特に本プロジェクトは当該パーム油工場から得られる EFB だけでは充分な量を確保することができず、近隣工場から供給を受けるなど、燃料供給体制の信頼度の観点から注意を要す。タイ国内では CDM 理事会の方法論パネルが、ライスハスクを用いたバイオマス発電プロジェクトの方法論を承認して以来、ライスハスクの価格が高騰しているとの情報もあり、マレーシアにおいても、同様の事象が起こり得る可能性も否定できない。特に EFB は世界各国企業からバイオマス燃料として有望視されているだけでなく、肥料やパルプ原料等の新たな用途も開発されてきており、今後、価格が高騰し、容易に確保することが困難となる事態が想定される。

0 インフレリスク

本プロジェクトは SREP を活用した TNB への売電を計画しているが、TNB との売電契約のサンプル契約書である Renewable Energy Power Purchase Agreement によると、事業期間中は売電価格を変更することができない。

マレーシアでは 1991 年から 2001 年までの実質 GDP は平均 6%/年の伸びを示し、消費者物価も平均 3.3%/年で上昇するなど、経済規模拡大に伴う物価上昇が起こっている。

また、近年の BRICs 諸国等の急激な経済発展に伴う世界的なエネルギー需要増大により、原材料価格も高騰している。TNB も電力供給コスト増大に伴い、政府に電気料金の値上げを要望するなど、中長期的に電気料金は高騰していくと考えられる。

本プロジェクトは再生可能エネルギーを用いた発電プロジェクトであり、通常の IPP と比べ、売電価格で優遇されているものの、インフレ等によりマレーシアの労務費単価、補修品等のコストが増大した場合においても、それを売電価格に転嫁することができず、当初想定通りの事業収益を得ることができなくなる恐れがある。

o 技術リスク

本プロジェクトは、単位量当たりの熱量が小さなバイオマス燃料として利用することから、化石燃料による発電プラントと比較し、発電効率が低下する。従って、効率をより高めるべく、最新鋭機器を導入する必要があるが、広く普及している従来技術と比較すると、最新鋭機器は設備費、メンテナンス費が高くなる傾向がある。また、コスト、技術移転の観点からも O&M はホスト国の作業員が実施することが望ましいが、ホスト国の作業員にこれらの高効率機器の取扱いに対するキャパシティビルディングには時間がかかると考えられ、設備トラブル時の補修品等の確保にも注意が必要である。

これまで述べたように、今回の FS で、SREP を利用した CDM プロジェクトの可能性について検討した結果、本プロジェクトは潜在的に多くのリスクが存在し、事前にこれらのリスクヘッジ策をよく検討することが不可欠である。特に PPA の交渉においては、売電単価を TNB 等が表明しているシーリング価格に近づけることは勿論のこと、途上国特有の急激な経済状況変化に追従できる条項を設けることが望ましい。

4) CDM 事業としてのまとめ

本プロジェクトは通常の事業として実施するには多くのバリアを有しており、CDM として実現することで初めて成立し得るであろうことから、CDM として認定される可能性は高いと考える。しかしながら、現段階では事業性が低く、今後下記の検討を行なうことにより、プロジェクト実現の努力を継続していく必要があると考える。

ア) 承認済み方法論 AM0013 「Forced methane extraction from organic waste-water treatment plants for grid-connected electricity supply」を利用し、当該パーム油工場の汚泥処理装置から発生するメタンを回収、発電し、売電量を増大させる。

- イ) 現在想定している Kulim 社が所有するパームオイル工場に加え、大規模な新設パーム油製造工場を所有するカウンターパートナーと事業を実施する。新設工場で本プロジェクトを実施することができれば、EFB だけでなく、Shells、Fibers 等の高カロリー燃料も使用することができる。また、本プロジェクトはガスエンジンにて発電することから、コージェネレーションとしてパーム油工場に熱供給を行うことが可能であり、収益性の向上だけでなく、マレーシア政府からさらなる優遇措置を受けることが期待できる。
- エ) マレーシアの SREP の窓口である Energy Commission もマレーシアでの再生可能エネルギー導入が順調に進んでおらず、普及促進のためにさらなる財政優遇策が必要と認識していることから、マレーシア政府によるさらなる優遇措置の導入を働きかける。
- オ) 近年の原油市場は世界的な需要増大により価格が高騰し続けており、原油価格と連動している天然ガスは勿論、石炭、ウランについても価格が高止まりしている。TNB の販売電気料金は、供給コストに適正利益を加算して決定されていることから、早晩、TNB の販売電気料金は上昇すると予測される。販売電気料金上昇に伴い、TNB の電力買取価格の上昇が期待される。また、五大燃料政策としてのバイオマス利用が進んでいない現状と原材料高騰に伴う国内バイオマス資源の相対的な地位向上により、マレーシア政府が、本プロジェクトのような、再生可能エネルギーとしてのバイオマス利用プロジェクトに追加的な優遇措置を講じることも考えられることから、諸状況が好転する機を待ち、再度、プロジェクトの実施を検討する。
- カ) 環境省を始め、日本政府は CDM/JI プロジェクト実施事業者に対し、様々な補助スキームを設立している。世界的にまだ CDM/JI プロジェクトの実績は少ないため、プロジェクト実施には通常プロジェクト自体が有するリスクに加え、CDM/JI プロジェクトとしてのリスクが加算されるため、これら政府の補助スキームを利用することは、リスクヘッジとしても有効な手段といえる。

第8章 參考資料

- 1) Small Renewable Energy Power (SREP) GUIDELINES
- 2) 海外諸国の電気事業(海外電力調査会)
- 3) PDD "Bumibiopower Biomass Power Plant Project in Malaysia"
- 4) PDD "Kunak Bio Energy Project"
- 5) Determination of Greenhouse Gas Emission Baseline for the Power Generation Sector in Malaysia
- 6) Malaysia CDM Information Handbook
- 7) マレーシアの京都議定書と CDM をめぐる動き(NEDO 海外レポート)
- 8) Energy Conservation and Renewable Promotion Policies in Malaysia (the 6th ADRF General Meeting 2004 Bangkok, Thailand)
- 9) RENEWABLE ENERGY POWER PURCHASE AGREEMENT
- 10) ENERGY DIVISION (the Ministry of Energy, Communications and Multimedia)
- 11) The EC ASEAN Business Facilitator National Energy Policy Review
- 12) マレーシアにおける椰子殻発電事業からの炭素クレジット獲得プロセスの実態調査報告書(三菱証券)
- 13) Electricity Supply Act and Regulations
- 14) Procedures for the Interconnection of Small Power Producers to Distribution Network under Small Renewable Energy Program
- 15) Malaysia Environmental Quality Report(2002 年) Department of Environment / Ministry of Science, Technology and Environment / Malaysia
- 16) 「平成 11 年度日系企業の海外活動に係る環境配慮動向調査」報告書(平成 12 年 3 月)(財団法人 地球・人間環境フォーラム)
- 17) Laws of Malaysia / Environmental Quality Act and Regulations All amendments up to August, 2004 Published by: MDC Publishers SDN BHD ACT 127
- 18) Environmental Quality (Prescribed Activities)(Environmental Impact Assessment) Order 1987)
- 19) Environmental Quality (Sewage and Industrial Effluents) Regulation, 1979
- 20) Environmental Quality (Clean Air) Regulation, 1978
- 21) 「国際エネルギー消費効率化等協力基礎事業 共同実施等推進基礎調査」「マレーシア国のパーム油精製工場におけるバイオガス回収事業」(平成 15 年 3 月 31 日)(新エネルギー・産業技術総合開発機構 委託先 三菱証券株式会社)

添付資料1 プロジェクト設計書(PDD)案

Project Design Document (Draft)

for

Small-Scale CDM Activity

**Biomass Gasification Power Generation
in Malaysia**

March 2005

JFE Engineering Corporation

CONTENTS

- A. General description of project activity
- B. Baseline methodology
- C. Duration of the project activity/Crediting period
- D. Monitoring methodology and plan
- E. Calculation of GHG emission reductions by sources
- F. Environmental impacts
- G. Stakeholders comments

Annexes

Annex 1: Information on participants in the project activity

Annex 2: Information regarding public funding

Appendices

Appendix 1: National Criteria for CDM Projects

Appendix 2: Malaysian Environmental Regulations and Standards

A. General description of project activity

A.1 Title of the project activity:

Biomass Gasification Power Generation in Malaysia (The Project or the Project Activity)

A.2 Description of the project activity:

A.2.1 Purpose of the Project Activity

The purpose of the Project is to generate electricity by utilizing biomass as fuel. The Project involves the construction of a biomass gasification power generation plant with approximately 3.8 MW gross generating capacity in Johor State in the southwest of the Malaysian peninsula. The Project will supply 84% (25,664,000 kWh/year) of the electricity generated to the Peninsular Malaysia (PM) grid through Tenaga Nasional Berhad (TNB) under the national Small Renewable Energy Programme (SREP). The remaining 16% (4,736,000 kWh/year) will be used by the power plant itself.

Biomass is abundantly available in the form of empty fruit bunches (EFB) produced by palm oil milling. The adjacent Palm Oil Mill (POM) of Kulim Malaysia Berhad (Kulim) in Ladang Tereh, with a throughput of 60 t/h of fresh fruit bunches (FFB) will provide all the EFB it generates to the project power plant. Procuring supplemental supplies from another Palm Oil Mill of Kulim (Sedenak POM) will raise the total EFB to nearly 150,000 tonnes/year: sufficient to fully fuel the Project's plant.

Increasing plant efficiency through the use of the Project's effective "Circulating Fluidized Bed (CFB) gasifier" will help promote biomass-fuelled power generation throughout Malaysia as the most environmentally sound, socially beneficial and economically viable technology for the country's future.

A.2.2 National CDM criteria and eligibility of the Project

National Criteria for CDM Projects

The Malaysian government initiated discussions to define their national policies towards CDM soon after the Kyoto Protocol was adopted by consensus in 1997. With Malaysia's ratification of the Kyoto Protocol in 2002, the National Committee on CDM (NCCDM)¹ was established to review and approve proposals for CDM activities throughout the country. In August 2003, the NCCDM set the National CDM Criteria with which all CDM projects

¹ Chaired by the Ministry of Natural Resources and the Environment (NRE), the Designated National Authorities (DNA) of the country.

must comply. The Project fully conforms to all these criteria and recognizes its responsibilities in helping fulfil the country's requirements for sustainable development.

The National Criteria for CDM projects are sited in Appendix 1.

National Criteria for Small-Scale CDM Energy Projects

All the small-scale CDM projects applicable to the energy sector in Malaysia are required by the NCCDM to show that they meet the following criteria:

1. *The project shall be in accordance with **one or more** of the sustainable development strategies of the energy sector such as:*
 - a) *Ensuring adequacy and security of fuel supply as well as promoting the utilization of gas and renewable energy*
 - b) *Ensuring adequacy of electricity supply as well as improving productivity and efficiency*
 - c) *Developing the energy-related industries and services as well as increasing local content*
 - d) *Promoting Malaysia as a regional centre for energy-related engineering services*
 - e) *Encouraging efficient utilization of energy, particularly in the industrial and commercial sectors*
 - f) *Giving due importance to environmental considerations in the sustainable development of the energy sector*

The Project employs an innovative biomass gasification power generation system (namely the CFB gasifier) designed to significantly improve plant efficiency. (Refer to A.4.2.2 – hereinafter, relevant section(s) are quoted in brackets).

Furthermore, the local content of the energy source will be increased by the Project due to the enhanced utilization of biomass as fuel for power generation (A.2.3).

The Project therefore conforms to strategies b) and c) in criterion No.1.

2. *The project shall conform to the environmental legislation/regulations of the country.*

Based on careful study regarding the environmental legislation/regulations in Malaysia, the Project will strictly comply with criterion No.2 (F.1).

3. *The project proponent should justify that the project utilises the best available technologies, including local technologies*

It is obvious that the Project will utilize the best available technology and know-how introduced from Japan: one of the most developed countries in the field of environmentally oriented technologies. Local technologies will also be actively exploited in the construction phase of the project plant.

4. *The project proponents must justify their ability to implement the proposed project based on:*

- a) A locally incorporated company,*
- b) Minimum paid up capital of RM 100,000, and*
- c) Likely sources of financing for the project*

It can be shown that the Project is highly feasible with regard to the following:

- a) The Project will be implemented with the support of Kulim Malaysia Berhad (KMB), a 100% local incorporated company. They are quite supportive of the Project (G.2).
- b) The initial cost of the Project is estimated at JPY 727.5 million. Of the total initial investment, 40% (or JPY 291 million: RM 10 million) will be provided as paid up capital for the Project (A.2.4).
- c) The Project is going to procure a bank loan covering 60% of the initial investment (A.2.4). Besides financing the loan, the Project is considering raising 30% of the common equity from some Japanese investors in accordance with item 11 of the Guidelines for the Promotional of SREP² stating “*Foreign agency/company is allowed to participate in SREP project with maximum participation equity of 30%.*”

A.2.3 Contribution to sustainable development

Sustainable Development

To utilize abundantly available biomass and reduce overall dependence on limited conventional sources of energy, the Malaysian government has formulated policies and programs to foster the development of renewable energy (RE). Both the Eighth Malaysian Plan (2001-2005)³ and the Third Outline Perspective Plan-OPP3 (2001-2010)⁴ recognize RE as the country’s “Fifth Fuel” alongside oil, gas, hydro, and coal. The target set for RE is to contribute 5% of the country’s total electricity demand by the year 2005⁵. However, few RE projects using biomass as fuel have materialized since they have, up till now, been deemed unprofitable. The main factor resulting in poor economic performance has been their limited combustion efficiency. The Project’s more efficient CFB gasifier system will enable such RE projects to gain successful commercial acceptance in Malaysia.

² “The Guidelines for the Promotional of SREP.”

http://www.ktkm.gov.my/template01.asp?Content_ID=278&Cat_ID=2&CatType_ID=75&SubCat_ID=86&SubSubCat_ID=135

³ P333, “The Eighth Malaysia Plan (2001-2005)”, Economic Planning Unit, Prime Minister’s Department, April 2001. <http://www.epu.jpm/my>

⁴ P181, “The Third Outline Perspective Plan-OPP3 (2001-2010)”, Economic Planning Unit, Prime Minister’s Department, April 2001. <http://www.epu.jpm/my>

⁵ “The Eighth Malaysia Plan”. Refer to the Ministry of Energy, Water and Communications (KTKM)’s URL at http://www.ktkm.gov.my/print_details.asp?Content_ID=105

Environmental Sustainability

The palm oil milling process produces the following waste residues: empty fruit bunches (EFB), mesocarp fibre, and palm shells. Currently, while all of the fibres and shells are burnt as boiler fuel in each POM to produce steam and electricity for internal use, a disproportionately large quantity of EFB remains unused. The most common ways of disposing of unwanted EFB are to incinerate it (for a fee) through the waste disposal service, or otherwise simply leave it to compost in the field. However, both methods of disposal are environmentally undesirable owing to indiscriminate incineration and the nuisance odour from the rotten EFB. The Project will greatly contribute to the country's environmental sustainability by promoting the effective disposal of unused residues as well as reducing fossil fuel consumption in power generation.

Social Sustainability

The project plant is designed to be more efficient and less labour intensive per unit of power produced. However, as the plant features the first advanced biomass gasification technology to be employed in Malaysia, a more skilled workforce is required for its operation and maintenance. The Project will therefore create additional job opportunities directly beneficial to the local communities and to their social environment. This, in turn, will boost the country's employment rate and thereby contribute to sustainable social development.

Economic Sustainability

The most significant economic contribution by the Project is its capital investment. As mentioned earlier (and further detailed in A.2.4) the Project plans to provide 40% of the total initial investment (approximately JPY 291 million: RM 10 million) as its capital contribution to this important activity. By optimizing access to foreign capital as well as new technologies, the Project will help Malaysia attain its goal of sustainable economic development. In addition, the increased local content of the energy source used (domestically available biomass) will help conserve foreign exchange by reducing the need to import coal to address the country's growing energy requirements.

It is also noteworthy that the socio-economic gap between communities in Peninsular Malaysia and the island of Borneo has been posing a serious problem for the country's economic development. However, Borneo has great potential to be developed if the EFB currently dumped there (more than 25 million tonnes annually⁶) could be utilized as fuel for power generation. Taking advantage of the Project's CFB gasifier and its beneficial features (as described in A.4.2.2) would certainly contribute to improved living standards in Borneo, help the local economy, and realize the goal of national economic development.

⁶ Table 2.17, "Malaysian Oil Palm Statistics 2003", Malaysian Palm Oil Board (MPOB). <http://www.mpob.gov.my>

A.2.4 Financial plan for the Project

The initial cost of the Project is estimated at JPY 727.5 million. This includes costs relating to the procurement of equipment, construction of the project plant, connection to the electricity grid, and contingencies. Subsequently, running costs of approximately JPY 80 million, annually, will be required for the operation and maintenance of the plant.

Out of the total initial investment cost for the Project, it is assumed that 40% (JPY 291 million) will be contributed by the capital fund while the remaining 60% will be financed on loan from commercial and/or governmental banks.

A.3 Project participants:

Kulim (Malaysia) Berhad - Project Participant

The Kulim Group's core activities are palm oil production, coffee and rubber plantations, property development and investment, and oleochemical businesses. Plantation business accounted for 58% of 2003 revenues, with 148,460 hectares of oil palm plantations producing 1.24 million tonnes of *FFB* in Malaysia, Indonesia and Papua New Guinea.

JFE Engineering Corporation - Project Promoter/ Official Contact

JFE Engineering is the engineering arm of the JFE Group, headquartered in Japan. Built on a tradition of manufacturing and the use of advanced technologies, JFE actively operates internationally as a global engineering company serving customers, procuring equipment and materials, and exchanging technologies with partners around the world.

The General Environmental Technos Co., Ltd. (Kanso Technos) - CDM Advisor

As a specialist in the environmental engineering business for over 30 years, Kanso Technos has, in recent years, been stepping up efforts to deal with global environmental issues. Kanso Technos is associated with Kansai Electric Power Co., Inc, the second largest utility company in Japan.

A.4 Technical description of the project activity:

A.4.1 Location of the project activity:

A.4.1.1 Host country Party(ies): Malaysia

A.4.1.2 Region/State/Province etc.: Johor State

A.4.1.3 City/Town/Community etc.: K.B. 538, 86009, Kluang

A.4.1.4 Detailed description of the physical location, including information allowing the unique identification of this project activity:



Figure 1. Project site

The project site will be located on the premises of Kulim Ladang Tereh POM in Johor State, Malaysia(Fig.1). The project site consists solely of extensive oil palm plantations with no residents except for those are employed by the POM who in the vicinity of the POM(Figs.2-4).

Johor State is the largest producer of FFB in Peninsular Malaysia, with a total planted area of 660,000 and FFB production of 13.9 million tonnes in 2003⁷. Kulim owns 8,700 ha of oil palm plantations surrounding the Ladang Tereh POM, from which more than 30,000 tonnes of FFB are collected and processed in the POM annually.

⁷ Table 2.17, “Malaysian Oil Palm Statistics 2003”, MPOB.



Figure 2. Kulim Ladang Tereh palm oil mill



Figure 3. EFB loading on a truck



Figure 4. Oil palm plantations in the vicinity of the project site

A.4.2 Type and category(ies) and technology of project activity

A.4.2.1 Type and category(ies) of project activity

The Project applies to **Type I.D. - Renewable Electricity Generation for a Grid** under Appendix B of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM activities (simplified M&P).

The Project Activity conforms to the project type and category selected because it uses renewable biomass in the form of EFB as fuel at a power plant with 3.8 MW installed capacity (under 15 MW) to generate electricity for the Peninsular Malaysia grid.

A.4.2.2 Technologies to be transferred

The Project employs biomass in a high-efficiency gasification power generation system using a “Circulating Fluidized Bed (CFB) gasifier”, which is expected to be up to 1.5 times more efficient than conventional biomass power generation technologies.

It should be noted that this technology can be flexibly applied to a wide range of biomass power systems, regardless of size. For instance, given that most of the country’s prevailing palm oil mills are relatively small with a FFB throughput of 30t/h, the technology still guarantees improvement in plant with high efficiency. This represents a significant transfer to Malaysia of the newest and most appropriate technology for EFB utilization as fuel.

Biomass high-efficiency gasification power generation system

This basically consists of a process for the gasification of biomass pretreated by shredding and drying, a gas cleaning and purification process for removing tar from the gases produced, and an energy recovery process for power generation by gas engines. The technological advance in this system is the inclusion of the “CFB gasifier” in the gasification process (Figure 5).

Biomass supplied to a CFB gasifier is partially oxidized by fluidizing air and quickly pyrolyzed by the heat transfer promotion effect of the circulating particles whose large heat capacity ensures that the volatile contents from the biomass are efficiently gasified. The agitating effect of the circulating particles increases the efficiency of contact between any residual solid content with gases such as air and steam, and the gasification reaction progresses efficiently to produce a combustible gas containing mainly CO and H₂.

The details of each process are as follows (Figure 6):

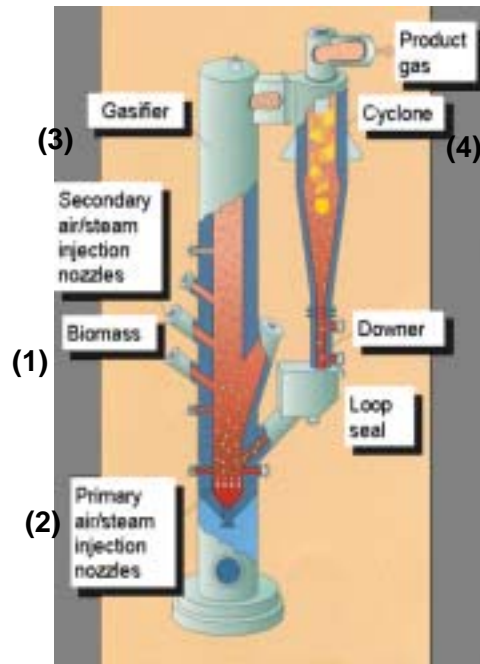


Figure 5. CFB gasifier

1) Pre-treatment Process.

EFB are shredded and pressed by pre-treatment equipment. Moisture content is reduced from 65% to 45%, increasing gasification efficiency.

2) Gasification Process (Figure 5).

EFB (1) and air pre-heated to 350 °C (2) are introduced into the CFB gasifier. EFB are pyrolyzed and gasified at around 600 °C to 800 °C. The gas produced collects in the top of the gasifier (3) and the thermal medium is removed by the cyclone (4).

3) Purification Process.

The gas produced is rapidly cooled from 600 °C to 100 °C in a gas cooler. A cyclonic scrubber or wet-type electric precipitator removes dust, tar and moisture.

4) Power Generation Process.

The gas enters the gas engine. The 500 °C waste heat from these engines is utilized to pre-heat air in process 2) and finally discharged from the stack. Surplus gas is returned to the existing boiler for combustion.

5) Water treatment Process.

Moisture and tar generated and condensed in process 3) are transferred to a water treatment system where dust and tar are removed and the water is recycled. Tar is returned to the existing boiler for combustion.

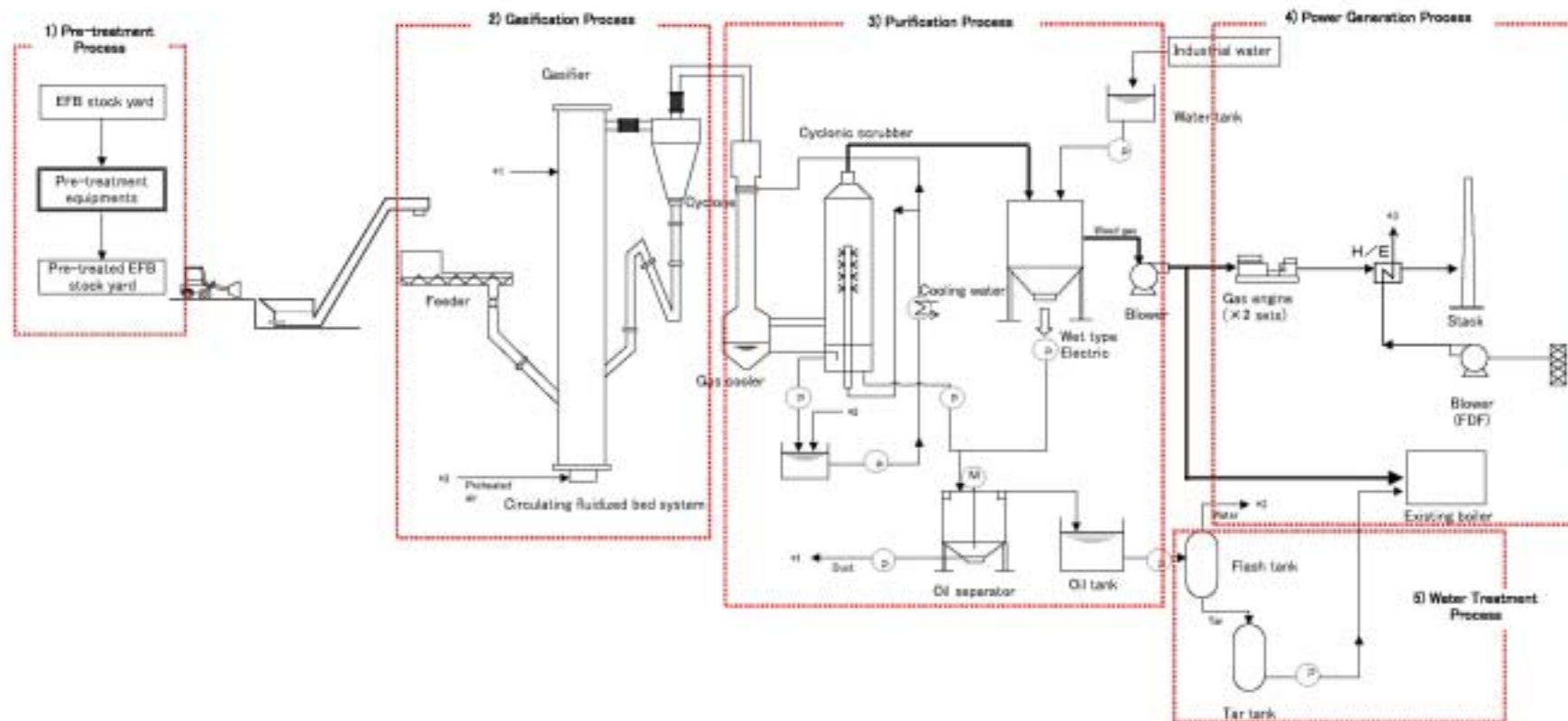


Figure 6. Biomass high-efficiency gasification power generation system

A.4.3 Brief statement on how emissions of greenhouse gases (GHGs) by sources are to be reduced by the proposed CDM project activity:

The Project will use biomass (EFB) as fuel for power generation. The renewable electricity generated will be sold to the PM grid through TNB, effectively displacing fossil fuel based electricity.

The Project will result in an estimated annual average reduction in CO₂ emissions of 15,270 tonnes.

A.4.4 Public funding of the project activity:

The financial plans for the Project do not involve public funding from Annex I countries.

A.4.5 Confirmation that the small-scale project activity is not a debundled component of a larger project activity:

The Project qualifies to use simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities on the grounds that this particular project was originally initiated and developed by project participants who had not previously been engaged in other CDM project activities.

B. Baseline methodology

B.1 Title and reference of the project category applicable to the project activity:

Type I.D. - Renewable Electricity Generation for a Grid.

B.2 Project category applicable to the project activity:

Item 23 in Type I.D of Appendix B of the simplified M&P for small scale CDM project activities states “*Type I.D comprises renewables, such as photovoltaics, hydro, tidal/wave, wind, geothermal, and biomass that supply electricity to an electricity distribution system that is or would have been supplied by at least one fossil fuel or non-renewable biomass fired generation unit.*” The proposed small-scale CDM project is a renewable energy project which uses biomass (EFB) at a power plant with a generating capacity of 3.8 MW (< 15 MW) to supply electricity to a grid, and is therefore included in project category Type I.D.

B.3 Description of how the anthropogenic GHG emissions by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the proposed CDM project activity:

B.3.1 Assessment of additionality

As per item 1 in Attachment A of Appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities, the Project is required to assess its additionality by providing “*an explanation to show that the project activity would not have occurred anyway due to at least one of the following barriers: (a) Investment barrier, (b) Technological barrier, (c) Barrier due to prevailing practice, and (d) Other barriers.*”

Of the barriers quoted above, the two most acute, which prevent the Project from being implemented as a Business-As-Usual (BAU) project, are the investment barrier and the technological barrier:

Investment barrier

Energy input in power stations in Malaysia in 2003 was dominated by natural gas (accounting for 65.3%), followed by coal (24.6%) and hydro (6.3%)⁸. Although power plants using non-renewable natural gas as fuel are financially more viable than the Project, they also result in higher GHG emissions. As one of the first independent power producers in Malaysia to utilize renewable biomass for generating electricity for the PM grid, the Project has committed human and financial resources and also much time into this pioneering effort. The amount of work involved for the establishment of this Project far

⁸ P18, “National Energy Balance 2003 Malaysia”, KTKM. <http://medis.ptm.org.my>

exceeds that of conventional non-renewable power plants. However, due to the relatively small size of the plant, the Project recognizes that the revenue base will be too small to absorb the high initial cost. In other words, without the revenue from carbon credits (CERs), the internal rate of return (IRR) for the Project over the first 21 years is estimated at only 1.97%. This is lower than the rate of return (c.a. 6%) of long-term bonds of the host country. When the Project is CDM registered and CERs are sold at the rate of US\$10/tCO₂ for the Project over 21 years, this will lift the IRR to 5.47%.

Technological barrier

As discussed in A.2.3, out of all the biomass residues generated from palm oil milling only fibres and shells are consumed internally as fuel for steam and electricity generation, whereas a disproportionately large quantity of EFB is abandoned. There is practically no technology involved in their current disposal by burning in simple incinerators without any combustion or temperature controls. Therefore, the Project will be the first of its kind in Malaysia to adopt the most advanced technology to commercially utilize EFB as fuel. As the Project's biomass gasification technology is not available in Malaysia, there will be a technological barrier that leads to higher risks and costs when the Project first attempts to introduce this unique technology to the country.

B.4 Description of the project boundary for the project activity:

Paragraph 26 under Type I.D of Appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities states that "*the project boundary encompasses the physical, geographical site of the renewable generation source*".

Thus, the Project's boundary is as shown in Figure 7 below.

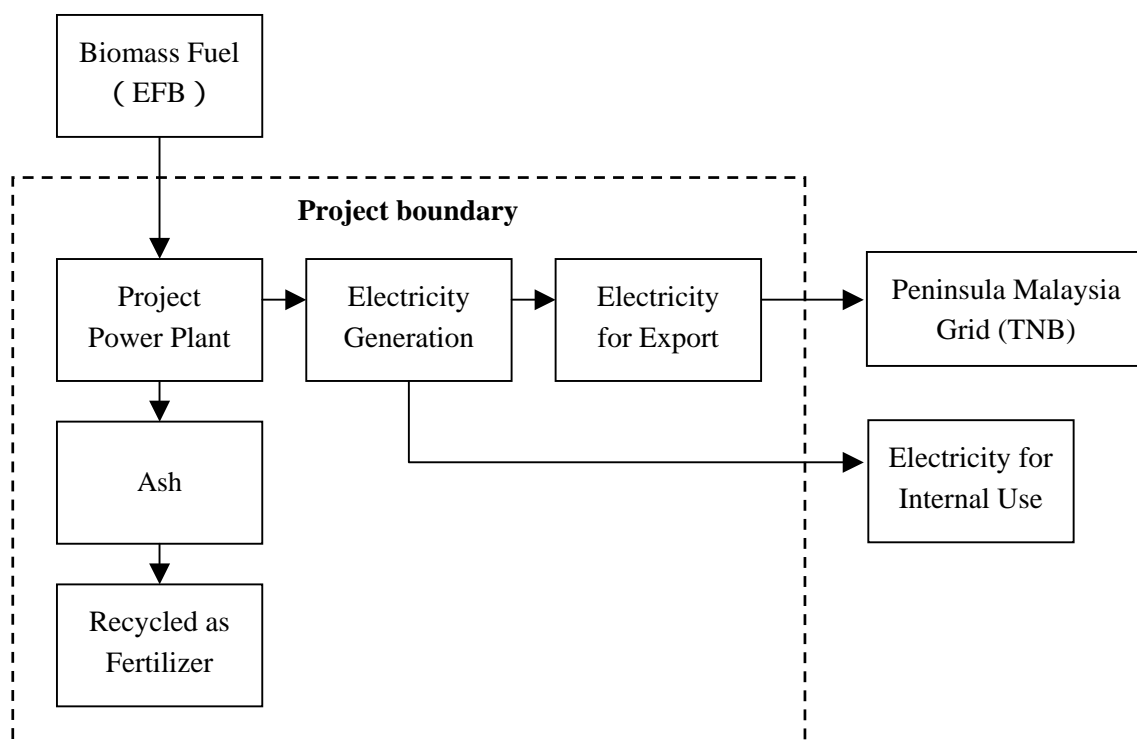


Figure 7. The Project boundary

Table 1 below lists possible GHGs resulting from the baseline scenario and the Project Activity.

Table 1. GHG emissions from the baseline and the Project

	Sources	Gas	Included in emission calculation? (Justification if not included)
Baseline	Grid electricity generation	CO ₂	Yes Yes
	Composting	CO ₂	No. CO ₂ from biomass is carbon-neutral as per IPCC guidelines. ⁹
		CH ₄	No. For simplification. This is a conservative estimate*
Project	EFB-fueled electricity generation	CO ₂	No. CO ₂ from biomass is carbon-neutral as per IPCC guidelines.
	EFB gasification	CH ₄	No. For the purpose of simplification.*

* Composting of EFB leads to levels of CH₄ emissions higher than those emitted by the Project. However, as a conservative estimate and in the interests of simplicity, this source is not included in emission calculations for the Project.

⁹ P4-73, "Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual".

B.5 Details of the baseline and its development:

B.5.1 Specify the baseline for the proposed project activity using a methodology specified in the applicable project category for small-scale CDM project activities contained in appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities:

According to **item 29 under Type I.D. in Appendix B** of the simplified M&P for small-scale CDM project activities, the baseline for all systems other than the activities prescribed in item 27 and 28 is defined as follows:

“The baseline is the kWh produced by the renewable generating unit multiplied by an emission coefficient (measured in kgCO₂/kWh) calculated in a transparent and conservative manner as:

- (a) The average of the “approximate operating margin” and the “build margin”, where:*
- (i) The “approximate operating margin” is the weighted average emissions (in kgCO₂/kWh) of all generating sources serving the system, excluding hydro, geothermal, wind, low-cost biomass, nuclear and solar generation;*
 - (ii) The “build margin” is the weighted average emissions ((in kgCO₂/kWh) of recent capacity additions to the system, which capacity additions are defined as the greater (in MWh) of most recent 20% of existing plants or the 5 most recent plants”;*
- OR,*
- (b) The weighted average emissions (in kgCO₂/kWh) of the current generation mix.”*

Pusat Tenaga Malaysia (PTM) developed regional Carbon Emission Factors (CEF) for baseline calculation applicable to the small-scale biomass projects in Malaysia, and delivered them publicly in the national CDM workshop in 2004¹⁰.

The document indicates the approximate value of 0.6 kgCO₂/kWh as CEF for Peninsular Malaysia (PM), from the calculation results of option (a): 0.629 kgCO₂/kWh and option (b): 0.595 kgCO₂/kWh.

However, the Project employs the option (b): the weighted average emissions of the current generation mix (0.595 kgCO₂/kWh) as CEF for its baseline calculation under the following considerations:

- It may be the case with the operating margin of the PM grid that the electricity generation of the PM grid consists of the good fuel mix of oil, gas, coal, hydro, and RE, and thus that the load management does not count on specific generating sources but the best mix of all

¹⁰ “GHG Emission Baselines for the Power Generation Sector in Malaysia”. Ir. M.S. Chee, Final Workshop, CDM Capacity Building Project, PTM – Malaysia One Stop Energy Centre, 15 Jan. 2004. <http://www.ptm.org.my>

generating sources in light of the responsiveness and the cost of each source and also the time span of the load demand in order to meet the demand fluctuation throughout the year. Therefore, it is conceivable that the Project will replace the electricity from all the current generating sources serving the PM grid.

- Option (b) is lower and therefore more conservative than option (a) for baseline calculation.

In accordance with option (b), the Project Activity’s baseline CO₂ emission calculation formula is reproduced as follows:

$$\begin{array}{rcccl} \text{Baseline} & & \text{Electricity Generated} & & \text{[CEF]} \\ \text{Emissions} & = & \text{by the Project} & \times & \text{Weighted Average of} \\ \text{(kg CO}_2\text{/year)} & & \text{(kWh/year)} & & \text{PM Grid} \\ & & & & \text{(kg CO}_2\text{/kWh)} \end{array}$$

B.5.1.1 Electricity generation

B.5.1.1.1 Electricity generation in Malaysia

Total electricity generation in Malaysia was 82,406.1 GWh in 2003, with the following regional breakdowns: Peninsular Malaysia (PM) - 91.4%, Sarawak - 5.0%, and Sabah - 3.6%¹¹. Three integrated utility companies, namely Tenaga Nasional Berhad (TNB), Sarawak Electricity Supply Corporation (SESCO), and Sabah Electricity Sdn. Bhd. (SESB) are the dominant power generators.

B.5.1.1.2 Electricity generated by the Project

As described in A.2.1, the project plant is designed to generate 3.8 MW of electricity per hour. Given that Kulim operates the plant for 8,000 hours per year, the total electricity generated by the project plant will be:

$$3.8 \text{ MW} \times 8,000 \text{ hours} = 30,400 \text{ MWh/year}$$

Of this total, 16% (4,736,000 kWh/year) will be used by the Project itself and the remaining 84% (25,664,000 kWh/year) will be supplied by the Project to the grid, under its REPA with TNB.

B.5.1.2 Carbon Emission Factor (CEF)

As stated earlier in B.5.1, the Malaysian government suggests that small-scale biomass CDM projects in Malaysia adopt the indicative CEF (as specified in the national workshop

¹¹ P17, “National Energy Balance Malaysia 2003”, KTKM

on CDM¹²) for their baseline calculations. Based on the current generation mix provided in Table 2, below, the Malaysian government has determined the CEF for Peninsula Malaysia by means of the following calculation, as stipulated in item 29 (b):

$$\begin{array}{rclcl}
 \text{[CEF]} & & & & \\
 \text{Weighted Average of} & = & \text{Total Approximate} & \div & \text{Total Electricity} \\
 \text{PM Grid} & & \text{CO}_2 \text{ Emission} & & \text{Generation} \\
 \text{(kg CO}_2\text{/kWh)} & & \text{(tonnes)} & & \text{(GWh)} \\
 & = & 42,200 & \div & 70,922 \\
 & = & \mathbf{0.595 \text{ kg CO}_2\text{/kWh}} & &
 \end{array}$$

Table 2. Fuel mix of electricity generation for Peninsular Malaysia grid in 2002¹³

Type	Total Generation (GWh)	Generation Mix (%)	CO ₂ Emission (Million tonnes)
Hydro	4,458	6.3	NA
Natural Gas – Open Cycle	10,386	14.6	7.61
Natural Gas – Combined Cycle	37,248	52.5	18.62
Natural Gas – Thermal	4,475	6.3	2.62
Distillate – Open Cycle	1,394	2.0	1.38
Heavy Oil – Thermal	3,573	5.0	3.09
Coal – Thermal	8,953	12.6	8.75
Others	435	0.6	0.13
Total	70,922	100.0	42.2

B.5.2 Date of completing the final draft of this baseline section:

31 January 2005

B.5.3 Name of person/entity determining the baseline:

Kyoto Mechanisms Business Office
 Environmental Assessment Department
 The General Environmental Technos Co., Ltd. [Kanso Technos]
 1-3-5 Azuchimachi, Chuo-ku, Osaka 541-0052 JAPAN
 Tel: +81 6 6263 7407

Kanso Technos is the CDM advisor to the Project.

¹² Final Workshop, CDM Capacity Building Project, PTM, 15 Jan. 2004.

¹³ “GHG Emission Baselines for the Power Generation Sector in Malaysia”, PTM.

C. Duration of the project activity/Crediting period

C.1 Duration of the project activity:

C.1.1 Starting date of the project activity: 01 January 2008

C.1.2 Expected operational lifetime of the project activity: 21 years

C.2 Choice of the crediting period and related information:

C.2.1 Renewable crediting period

C.2.1.1 Starting date of the first crediting period: 01 January 2008

C.2.1.2 Length of the first crediting period: 7 years

C.2.2 Fixed crediting period:

C.2.2.1 Starting date:

C.2.2.2 Length:

D. Monitoring methodology and plan

D.1 Name and reference of approved methodology applied to the project activity:

Item 31, Monitoring for Type I.D. –Renewable Electricity Generation for a Grid, Appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM activities: “*Monitoring shall consist of metering the electricity generated by the renewable technology. In the case of co-fired plants, the amount of biomass input and its energy shall be monitored.*”

D.2 Justification of the choice of the methodology and why it is applicable to the project activity:

The Project Activity will generate electricity from renewable biomass for the Peninsular Malaysia grid. The planned capacity of 3.8 MW is less than the prescribed limit of 15 MW for a small-scale CDM.

D.3 Data to be monitored:

In accordance with item 31 in Appendix B of the simplified M&P, the data to be monitored as part of the Project will be the meter readings of electricity exported by the project plant to the PM grid.

The Project’s CFB gasifier plant is not a co-fired plant but is designed for biomass use only. Thus the amount of biomass input and its energy content need not be monitored.

Electricity exported by the project power plant to TNB is measured and recorded quarterly by reading the electric meter directly. As a means of further quality assurance, accounting data is also kept and verified to confirm its accuracy.

ID number	Data type	Data variable	Data unit	Measured (m), calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/paper)	For how long is archived data to be kept?	Comment
D.3.1.1.1	Quantitative	Electricity delivered to PM grid	MWh	m	Quarterly	100%	Electronic	Min. 2 years after last CER issuance	

D.4 Name of person/entity determining the monitoring methodology:

Kyoto Mechanisms Business Office
Environmental Assessment Department
The General Environmental Technos Co., Ltd. [Kanso Technos]
1-3-5 Azuchimachi, Chuo-ku, Osaka 541-0052 JAPAN
Tel: +81 6 6263 7407

E. Calculation of GHG emission reductions by sources

E.1 Formulae used:

E.1.1 Selected formulae as provided in appendix B:

E.1.1.1 Baseline emissions

The formula of 29 (b) for Type I.D. in Appendix B is used for calculating electricity baseline emission for the Project.

Based on item 29 (b) Appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities, the Project Activity’s baseline is “*calculated by multiplying the electricity (kWh) produced by the renewable generating unit by the weighted average emissions (in kg CO₂/kWh) of the current generation mix.*”.

Thus,

$$\begin{array}{rclcl} \text{Baseline} & & & & \text{[CEF]} \\ \text{Emissions} & = & \text{Electricity Generated} & \times & \text{Weighted Average of} \\ \text{(kg CO}_2\text{/year)} & & \text{by the Project} & & \text{PM Grid} \\ & & \text{(kWh/year)} & & \text{(kg CO}_2\text{/kWh)} \end{array}$$

As previously calculated in B.5.1.1.2, the Project will supply 25,664,000 kWh/year to the grid, representing 84% of total electricity generated by the Project Activity. The remaining 16% or 4,736,000 kWh/year will be internally consumed by the project power plant.

As established in B.5.1.2, the weighted average carbon emissions of the Peninsular Malaysia grid to which the Project supplies electricity is 0.595 kg CO₂/kWh.

Thus, the Project’s baseline emissions are calculated as follows:

$$\begin{array}{rclcl} \text{Baseline} & & & & \text{[CEF]} \\ \text{Emissions} & = & \text{Electricity Generated} & \times & \text{Weighted Average of} \\ \text{(kg CO}_2\text{/year)} & & \text{by the Project} & & \text{PM Grid} \\ & & \text{(kWh/year)} & & \text{(kg CO}_2\text{/kWh)} \\ & & & & \\ & = & 25,664,000 \text{ kWh/year} & \times & 0.595 \text{ kg CO}_2\text{/kWh} \end{array}$$

$$\begin{aligned}
&= \mathbf{15,270,080 \text{ kg CO}_2/\text{year}} \\
&\quad \mathbf{or} \\
&= \mathbf{15,270 \text{ tonnes CO}_2/\text{year}}
\end{aligned}$$

E.1.1.2 Project emissions

Activities leading to GHG emissions within the Project consist of biomass combustion for electricity generation, start-up operation and transportation.

The IPCC Guidelines stipulate that biomass combustion is assumed to equal its regrowth¹⁴. Based on these guidelines, the volume of CO₂ produced by the combustion of biomass fuel (EFB) in the Project's CFB gasifier is considered equal to the amount of CO₂ absorbed by the oil palm as it grows.

One important ancillary activity is the transportation of EFB to the project plant. However, item 31 in Appendix B of the simplified M&P, which prescribes monitoring requisites for Type I.D, does not require monitoring of GHG emissions from ancillary activities. Hence, it is deemed unnecessary to include them in the project emission calculation.

To ascertain that such GHG emissions are nominal and that it is valid to exclude them, their impact is analyzed below.

The formula used for calculating emissions due to the Project Activity is:

$$\begin{array}{rcccl}
\text{CO}_2 \text{ Emission} & & & & \text{CEF for} \\
\text{from transportation} & & & & \text{Heavy Trucks} \\
\text{of biomass} & = & \text{Distance Travelled} & \times & \text{(kg CO}_2/\text{kWh)} \\
\text{(kg CO}_2/\text{year)} & & \text{(km/year)} & & \\
\end{array}$$

EFB will be collected onto a 15-tonne truck to be transported from Sedenak POM, approximately 80 kilometres away from the project plant, while ash derived from combustion of the EFB will be recycled as fertilizer on adjacent oil palm plantations. As the total biomass supply from Sedenak POM is 29,304 tonnes/year, the truck will make the return trip 1,954 times a year. The CO₂ emission from the transportation of EFB is estimated at 346 tCO₂, which is equivalent to only 2 % of the total emission reductions by the Project.

Relevant data and CO₂ emission calculations are given in Table 3 below.

¹⁴ “ Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Workbook”.

Table 3. Biomass transportation data & calculations

Item	Value	Remarks
Amount of biomass transported/year	29,304 t	
Truck capacity	15 t	
Average return trip distance	160 km	
Return trips to the project plant/year	1,954	1) ÷ 2)
Distance travelled/year	312,640 km	3) × 4)
CEF for heavy trucks	1.108 kg CO ₂ e/km	[IPCC data ¹⁵]
CO₂ emissions/year	346 t CO₂	5) × 6)

E.1.1.3 Leakage

The Project's renewable energy technology comprises new equipment being installed for the first time. As per item 30 in Type I.D. Appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities, a leakage calculation is required only "*if the renewable energy technology is equipment transferred from another activity.*" Thus, no leakage calculation is needed for the Project Activity.

However, in accordance with item 8 under the General Guidelines, Appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities, which states that "*in the case of project activities using biomass, leakage shall be considered*", the Project does consider the possibility of leakage, as follows:

For the Project, no leakage is expected due to the following factors:

- The Ladang Tereh POM will supply all the EFB it generates to the Project (averaging approximately 60,000 tonnes/year). To meet the required demand for EFB, the Project also plans to procure another 29,304 tonnes of currently unused EFB from the Sedenak POM, which is only one third of the total amount of EFB generated at the POM (90,576 tonnes/year).

¹⁵ IPCC Guidelines. CEF for heavy trucks: 1,097 g CO₂/km; 0.06 g CH₄/km; 0.031 g N₂O /km. (1,097 × 1)g CO₂e +(0.06 × 21)g CO₂e+(0.031 × 310)g CO₂e=1,108g CO₂e

- E.1.2 Description of formulae when not provided in appendix B:**
- E.1.2.1 Describe the formulae used to estimate anthropogenic emissions by sources of GHGs due to the project activity within the project boundary:**
 - E.1.2.2 Describe the formulae used to estimate leakage due to the project activity, where required, for the applicable project category in appendix B of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities**
 - E.1.2.3 The sum of E.1.2.1 and E.1.2.2 represents the project activity emissions:**
 - E.1.2.4 Describe the formulae used to estimate the anthropogenic emissions by sources of GHGs in the baseline using the baseline methodology for the applicable project category in appendix B of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities:**
 - E.1.2.5 Difference between E.1.2.4 and E.1.2.3 represents the emission reductions due to the project activity during a given period:**

E.2 Emission reduction estimates over the first crediting period:

Table 4 summarizes the emission reduction estimates of the Project over the first crediting period (2005-11). The total emission reductions are 106,870 tCO₂ for the 7 years.

Table 4. Emission reduction estimates

Item	Electricity baseline emissions	Emissions due to Project Activity	Leakage	Project Activity Emissions	Emission reductions due to Project Activity
Relevant Section	E.1.1.1	E.1.1.2	E.1.1.3	2) + 3)	1) - 4)
Year	2005	15,270	0	0	15,270
	2006	15,270	0	0	15,270
	2007	15,270	0	0	15,270
	2008	15,270	0	0	15,270
	2009	15,270	0	0	15,270
	2010	15,270	0	0	15,270
	2011	15,270	0	0	15,270
Total	106,870	0	0	0	106,870

(tCO₂)

F. Environmental impacts

F.1 If required by the host Party, documentation on the analysis of the environmental impacts of the project activity:

The 1974 Environmental Quality Act and its accompanying regulations are the most comprehensive legislation relating to the prevention, abatement, control of pollution and enhancement of the environment in Malaysia.

Power plants using biomass as fuel and with less than 10 MW capacity, which is the case with the Project, are not included in the list of prescribed Power Generation and Transmission activities requiring Environmental Impact Assessment (EIA). However, even such activities that are not in the list still must comply with the Site Sustainability Evaluation (SSE) or Pre-Siting Evaluation conducted by the Department of Environment (DOE). Based on the Environmental Quality Act (1974) this SSE assesses the compatibility of the project with respect to the gazetted regulations or local plans, surrounding land-use, provision of set-backs or buffer zones, the capacity of the area to receive additional pollution loads, and waste disposal requirements.

To meet the requirements of the SSE, the Project has made adequate provision that:

- Noise levels will be kept below 65 dB on the boundary point between the project and the buffer zones, and at 45-55 dB between the buffer and the residential zones.
- Gaseous emissions will be minimal and kept within the limits prescribed in the Air Emission Standards in the Environmental Quality (Clean Air) Regulations, 1978.
- Effluent will be completely treated within the project site in conformity with Environmental Quality (Sewage and Industrial Effluents) Regulations, 1979.
- Smoke will be kept under control by ensuring a sufficient height for the chimney on the project site. The DOE has approved this height as being reasonable for the plant's capacity and sufficient to mitigate any environmental impacts resulting from the fumes.
- No radioactive substances will be used by the Project.

Extracts from the Environmental Quality (Clean Air) Regulations, 1978, and the Environmental Quality (Scheduled Wastes) Regulations, 1989, are sited in Appendix 1.

It should be added that the Project's environmental impact management will be an improvement on the current situation, with the use of modern and efficient technologies to dispose of the biomass wastes ensuring efficient power generation with zero emissions.

G. Stakeholders comments

G.1 Brief description of the process by which comments by local stakeholders have been invited and compiled:

As part of the process to gather stakeholders' comments on the Project, the project participant JFE held several consultations both at the national level with Pusat Tenaga Malaysia (PTM) and the Ministry of Natural Resources and the Environment (NRE) and, at the local level, with the Kulim Malaysia Berhad (Kulim).

Comments from local stakeholders such as the neighbouring communities should be invited, although there are no residents around the Ladang Tereh POM except for those who are employed by the POM as described in A.4.1.4. The employees working for the POM are to be interviewed later.

G.2 Summary of the comments received:

Comments from Kulim:

The feedback received from Kulim was supportive of the Project. They are especially interested in achieving the maximum possible utilization of the unused EFB. Through careful consultations with JFE Engineering, they are also now keen to participate in the Project Activity.

Comments from NRE:

Representing the DNA of Malaysia, Dr. Nadzri Yahya, deputy under secretary, Conservation and Environmental Management Division, NRE participated in the interview. He noted that CDM projects that utilize RE resources are definitely welcome since, as stated in the national sectoral strategies¹⁶, the government has placed great importance on promoting RE resources as the fifth fuel to supplement the supply from conventional energy sources. Particularly, power generation projects using biomass are placed at the top of the list of the promising CDM projects, followed by biogas, solar and mini-hydro.¹⁷

G.3 Report on how due account was taken of any comments received:

The above mentioned stakeholders are all supportive for the idea of the Project and no specific comments that have to be accounted for have been raised so far.

¹⁶ P333, "The Eighth Malaysia Plan" and P181, "OPP3", Economic Planning Unit

¹⁷ P5, "Malaysia CDM Information Handbook", PTM

Annex 1

CONTACT INFORMATION FOR PARTICIPANTS IN THE PROJECT ACTIVITY

Project Participant

Organization:	KULIM (Malaysia) Berhad
Street/P.O.Box:	K.B.735
Building:	Ulu Tiram Estate
City:	Johor Bahru
State/Region:	Johor
Postcode/ZIP:	80990
Country:	Malaysia
Telephone:	+60 7 861 1611
FAX:	+60 7 861 1701
E-Mail:	-
URL:	http://www.kulim.com.my/
Represented by:	
Title:	General Manager
Salutation:	Mr.
Last Name:	Han Pooi
Middle Name:	-
First Name:	Chan
Department:	Engineering Department
Organization:	EPA Management Sdn. Bhd.
Street/P.O.Box:	K.B. 705
City:	Johor Bahru
State/Region:	Johor
Postcode/ZIP:	80990
Country:	Malaysia
Mobile:	-
Direct FAX:	+60 7 861 1611
Direct Tel:	+60 7 861 1701
Personal E-Mail:	hpchan@epa.co.my

Project Promoter/Official Contact

Organization:	JFE Engineering Corporation
Street/P.O.Box:	2-1 Suehirocho, Tsurumi-ku
Building:	
City:	Yokohama
State/Region:	Kanagawa
Postcode/ZIP:	230-8611
Country:	Japan
Telephone:	+81 45 505 7389
FAX:	+81 45 505 7456
E-Mail:	
URL:	http://www.jfe-eng.co.jp/en
Represented by:	
Title:	Assistant Manager
Salutation:	Ms.
Last Name:	Suga
Middle Name:	
First Name:	Naomi
Department:	International Business Development Center
Mobile:	
Direct FAX:	+81 45 505 7456
Direct Tel:	+81 45 505 7389
Personal E-Mail:	suga-naomi@ife-eng.co.jp

CDM Advisor

Organization:	The General Environmental Technos Co., Ltd.
Street/P.O.Box:	1-3-5 Azuchimachi, Chuo-ku
Building:	
City:	Osaka
State/Region:	Osaka
Postcode/ZIP:	541-0052
Country:	Japan
Telephone:	+81 6 6263 7300
FAX:	+81 6 6263 7301
E-Mail:	
URL:	http://www.kanso.co.jp
Represented by:	
Title:	Chief Manager
Salutation:	Dr.
Last Name:	Takahashi
Middle Name:	
First Name:	Fumio
Department:	Kyoto Mechanisms Business Office, Environmental Assessment Dept.
Mobile:	
Direct FAX:	+81 6 6263 7407
Direct tel:	+81 6 6263 7309
Personal E-Mail:	takahashi_fumio@kanso.co.jp

Annex 2

INFORMATION REGARDING PUBLIC FUNDING

The financial plans for the Project do not involve public funding from Annex I countries.

Appendix 1

National Criteria for CDM Projects¹⁸

- 1. The project must be in accordance with the sustainable development policies of the government;*
- 2. Project must fulfil all conditions underlined by the CDM Executive Board:
 - a) Voluntary participation,*
 - b) Real, measurable and long-term benefits related to mitigation of climate change; and*
 - c) Reductions in emissions that are additional to any that would occur in the absence of the certified project activity;**
- 3. Implementation of CDM projects must involve participation between Malaysia and Annex I Party/Parties;*
- 4. Project must provide technology transfer benefits and/or improvement in technology; and*
- 5. Project must bring direct benefits towards achieving sustainable development.*

¹⁸ P6, “Administrative Guidelines for CDM Energy Projects”, CDM Energy Secretariat, PTM http://www.ptm.org.my/CDM_website/index.htm

Appendix 2

Malaysian Environmental Regulations and Standards

A. Environmental Quality (Sewage and Industrial Effluents) Regulations, 1979

[Regulations 8(1), 8(2), 8(3)]

No	Parameter	Unit	Standard ¹⁹	
			A	B
1	Temperature		40	40
2	pH Value	-	6.0-9.0	5.5-9.0
3	BOD ₅ at 20	mg/l	20	50
4	COD	mg/l	50	100
5	Suspended Solids (SS)	mg/l	50	100
6	Mercury (T-Hg)	mg/l	0.005	0.05
7	Cadmium (Cd)	mg/l	0.01	0.02
8	Chromium, Hexavalent (Cr ⁶⁺)	mg/l	0.05	0.05
9	Arsenic (As)	mg/l	0.05	0.10
10	Cyanide (T-CN)	mg/l	0.05	0.10
11	Lead (Pb)	mg/l	0.10	0.5
12	Chromium, Trivalent (Cr ³⁺)	mg/l	0.20	1.0
13	Copper (Cu)	mg/l	0.20	1.0
14	Manganese (Mn)	mg/l	0.20	1.0
15	Nickel (Ni)	mg/l	0.20	1.0
16	Tin (Sn)	mg/l	0.20	1.0
17	Zinc (Zn)	mg/l	2.0	2.0
18	Boron (B)	mg/l	1.0	4.0
19	Iron (Fe)	mg/l	1.0	5.0
20	Phenol	mg/l	0.001	1.0
21	Free Chlorine (Free Cl)	mg/l	1.0	2.0
22	Sulphide (S ²⁻)	mg/l	0.50	0.50
23	Fat, oil & grease	mg/l	n/d	10.0

¹⁹ Standard A: Effluent to be discharged into any inland waters within the catchment areas - upstream of surface or above sub-surface water supply intakes for human consumption, including drinking.

Standard B: Effluent to be discharged downstream of surface or above sub-surface water supply intakes.

B. Environmental Quality (Clean Air) Regulations, 1978

[Regulations excerpted: 14, 24-30] *Standard C²⁰

Pollution	Emission Sources	Standards
1. Dark Smoke	1) Equipment using other types of fuel 2) Solid Fuel Equipment or Facilities	Ringlemann Chart No. 1 Ringlemann Chart No. 2
2. Solid particle concentrations	1) Solid particle concentrations in the heating of metals 2) Solid particle concentrations in other operations	0.2 g/Nm ³ 0.4 g/Nm ³
3. Dust or Solid particles	1) Asphalt concrete plant and bituminous mixing plant 2) Portland cement plant *Kiln *Clinker cooler, finish grinding and other 3) Facilities discharging asbestos and free silica	0.3 g/Nm ³ (Stationary) 0.4 g/Nm ³ (Mobile) 0.2 g/Nm ³ 0.1 g/Nm ³ 0.12 g/Nm ³
4. Metal and Metallic Compounds		
1) Mercury (Hg)	Industry	0.01 g/Nm ³
2) Cadmium (Cd)	Industry	0.015 g/Nm ³
3) Lead (Pb)	Industry	0.025 g/Nm ³
4) Antimony (Sb)	Industry	0.025 g/Nm ³
5) Arsenic (As)	Industry	0.025 g/Nm ³
6) Zinc (Zn)	Industry	0.1 g/Nm ³
7) Copper (Cu)	Industry	0.1 g/Nm ³
5. Gaseous Substances		
1) Acid gases	Manufacture of sulphuric acid	3.5 g SO ₃ /Nm ³ and no persistent mist
2) Sulphuric acid mist or SO ₃	Any source other than combustion processes and plants for the manufacture of sulphuric acid as in 1).	0.2 g SO ₃ /Nm ³ and no persistent mist
3) Chlorine gas	Any source	0.2 g HCl/Nm ³
4) Hydrogen chloride	Any source	0.4 g HCl/Nm ³
5) Fluorine, Hydrofluoric acid, or inorganic fluorine compounds	Manufacture of aluminium from alumina	0.02 g Hydrofluoric acid/Nm ³
6) Fluorine, Hydrofluoric acid, inorganic fluorine compounds	Any source other than the manufacture of aluminium from alumina as in 5).	0.1 g Hydrofluoric acid/Nm ³
7) Hydrogen sulphide	Any source	5 ppm vol/vol
8) NO _x	Manufacture of nitric acid	1.7 g colourless NO _x /Nm ³
9) NO _x	Any source other than combustion processes and the manufacture of nitric acid as in 8).	2.0 g SO ₃ /Nm ³

²⁰ Every new facility shall comply with Standard C. [Regulations 21(1)(a)]