

環境省委託事業

平成 15 年度 CDM/JI 事業調査

調査事業名

ブラジル製糖廃棄物エネルギー転換プロジェクト

報 告 書

平成 1 6 年 3 月

社団法人 国際環境研究協会

略語の解説

ANEEL	ブラジル電力庁
BM	ビルドマージン（今後作られるであろう電源及び CO ₂ 原単位）
CDM	クリーン開発メカニズム（Clean Development Mechanism）
CM	コンバインドマージン（オペレーションマージンとビルドマージンの平均とするのが一般的）
GDP	国内総生産
MCT	ブラジル科学技術省
MME	ブラジル鉱物・エネルギー省
OM	オペレーションマージン（調整電力の電源及び CO ₂ 原単位）
PDD	CDM プロジェクト設計書（Project Design Document）
PPP	購買力平価（Purchasing Power Parity）
TPES	一次エネルギー総供給量（Total Primary Energy Supply）
UNICA	サンパウロ州精糖業組合

目 次

略語の解説

0 . 調査事業の概要	0-1
0 . 1 事業目的	0-1
0 . 2 事業内容	0-1
0 . 3 実施スケジュール	0-1
0 . 4 委託期間	0-3
0 . 5 実施体制	0-3
1 . ブラジルの地球温暖化・エネルギー事情	1-1
1 . 1 国情全般	1-1
1 . 2 エネルギー状況及び政策	1-2
1 . 3 温室効果ガス対策	1-20
2 . バガス発電	2-1
2 . 1 背景	2-1
2 . 2 バガス発電のポテンシャル	2-4
2 . 3 製糖業全体の収益に対する影響	2-6
3 . CDM プロジェクトとしてのバガス発電	3-1
3 . 1 プロジェクト一覧	3-1
3 . 2 各プロジェクトに対するパブリックコメント・パネルコメント	3-4
3 . 3 CDM としての諸要件の決定	3-11
4 . 対象案件の CDM としての可能性検討	4-1
4 . 1 案件名	4-1
4 . 2 温室効果ガス排出削減量の算出	4-1
4 . 3 追加的温室効果ガス排出削減の可能性	4-4
4 . 4 他の温室効果ガス排出削減の可能性	4-6
4 . 5 収益性への影響	4-6
4 . 6 環境影響	4-13
4 . 7 利害関係者	4-13
5 . 考察及び今後の方向性	5-1
5 . 1 考察	5-1
5 . 2 今後の方向性	5-1
参考 1 サンパウロ州の製糖工場リスト	1
参考 2 財務指標、キャッシュフローに関する解説	5
参考写真	7
収集資料等	22

0. 調査事業の概要

0.1 事業目的

本プロジェクトでは、サトウキビの製糖廃棄物であるバガスを施設外で用いることによる温室効果ガス排出削減効果の検証を行う。

0.2 事業内容

現地の製糖産業の協力を得て、現地の廃棄物資源、電力・熱ニーズに即した、費用効果的なエネルギー供給を可能にするバイオマス・コージェネレーションシステムの設定をめざすものである。また、我が国はコージェネレーションシステムの要素技術、燃料に応じた最適条件の設定、熱・電力需要に応じたプラント仕様の決定といったノウハウを保有しているため、このようなハード・ソフト技術移転の最適な方法を探る。

0.3 事業項目ごとの実施計画

(1) 調査スケジュール

項 目	2003/10	2003/11	2003/12	2004/1	2004/2	2004/3
事前調査	→					
第1回現地調査		→				
国内調査		→	→	→	→	
第2回現地調査					→	
国内調査						→
報告書の作成 (実施計画含む)				→	→	→

(2) 調査項目

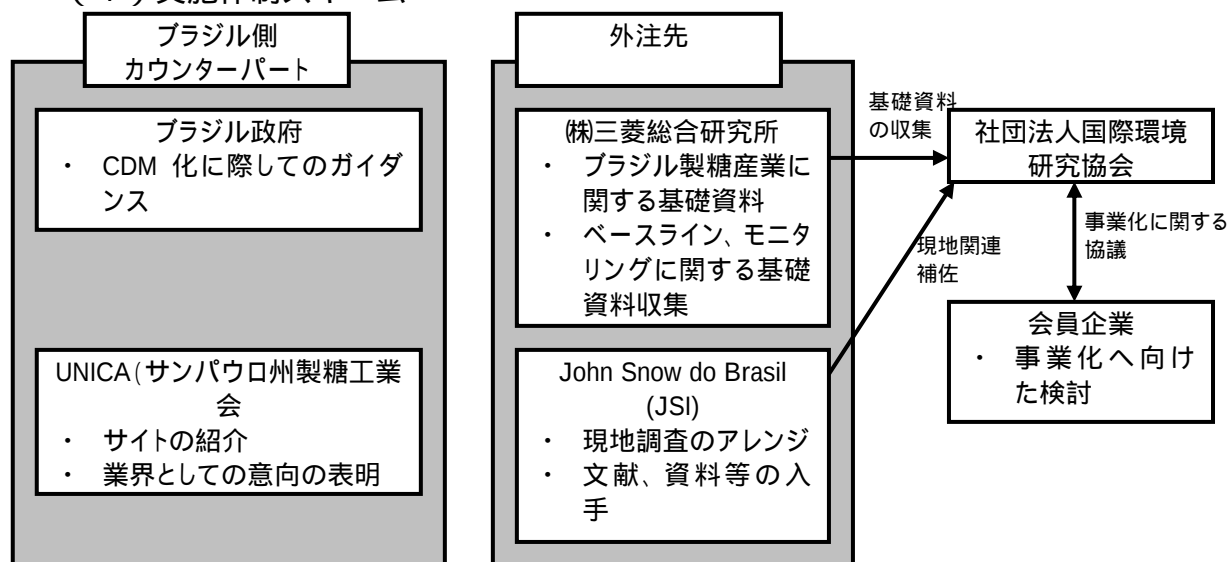
	事前調査	第1回 現地調査	国内調査	第2回 現地調査	国内調査	報告書の 作成	調査内容、主体
ベースライン方法論 に関する調査							既存のPDDの分析に基づく方法論の検討(実施主体:AIRIES) 現地の電力計画、構成等の入手(実施主体:JSI) 上記に基づくベースラインの策定、現地政府との確認(実施主体:AIRIES)
プロジェクト実施期 間/クレジット獲得 期間に関する調査							サイト情報を勘案後、最後に決定(実施主体:AIRIES)。
モニタリング手法/ 計画に関する調査							既存のPDDの分析に基づく方法論の検討(実施主体:AIRIES) 現地サイト、電力関連の情報入手(実施主体:JSI)
温室効果ガス排出 量(又は吸収量)計 算に関する調査							既存のPDDの分析に基づく方法論の検討(実施主体:AIRIES) 現地サイト、電力関連の情報入手(実施主体:JSI) 上記に基づく排出削減量の算出(実施主体:AIRIES)
環境影響に関する 調査							既存のPDDの分析に基づく方法論の検討(実施主体:AIRIES) 現地サイトに照らした再確認(実施主体:JSI, AIRIES)
その他の間接影響 に関する調査							吸収源プロジェクトではないため基本的には必要ない。 現地政府(持続可能な開発への貢献のポイントについてヒアリン グ)、事業者のコメントを下に定性的な分析。
利害関係者のコメン トに関する調査							既存のPDDの分析に基づく方法論の検討(実施主体:AIRIES) 実施状況、方法について現地事業者と協議(実施主体:AIRIES, JSB)
資金計画に関する 調査							既存のPDDの分析に基づく方法論の検討(実施主体:MRI) プロジェクトの資金計画について金融機関、事業者等と協議を 実施(実施主体:AIRIES, JSI)
その他の調査							

0.4 委託期間

契約締結日から平成16年3月19日まで。

0.5 実施体制

(1) 実施体制スキーム



(2) 実施体制の詳細

受託機関プロジェクト管理体制

専務理事 奥村 知一

事務局長 堀 雅文

技師長 佐野 拓

プロジェクト管理者

プロジェクト実施総括管理者 佐野 拓

業務管理者

佐野 拓

経理責任者

斉木 英彦

1. ブラジルの地球温暖化・エネルギー事情

1.1 国情全般

ブラジルの面積は 851 万 1965 平方キロメートルと南米大陸のおよそ半分（47.3%）を占める中南米最大の国である。世界で見ても 5 番目に広大な国土を持つ国である。その広大な国土にアマゾン川流域をはじめとして国土の 90%を占める熱帯地域が広がっており、後述するように鉱物資源が非常に豊富な国である。



図 1-1 ブラジルの地図

ブラジルでは 1964 年の革命以来、1985 年に至るまで軍政が敷かれた。1985 年にネーヴェス大統領が選ばれ、再民主化され、1988 年には新憲法が發布され、民主主義国としての体制を確実にした。2002 年には歴史上初めて労働党が勝利し、2003 年より労働党党首のルラ大統領が誕生した。ルラ大統領は選挙運動でブラジルにおける貧富格差の解消など社会福祉に最も重点を置いていたことから当選直後は経済界は危機感を抱き、一時株価が下がったが、その後、前政権の経済政策を引き継ぎ、手堅い経済政策を進めていることから経済は混乱することはなかった。

以下にブラジルの人口の変化と GDP の変化を示す。

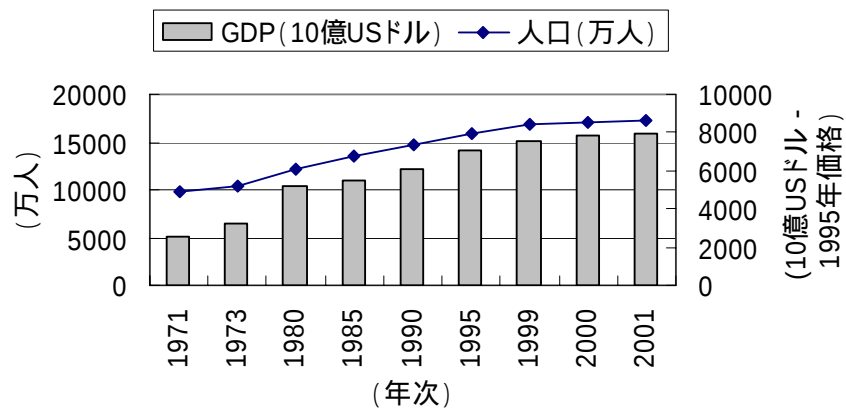


図 1-2 ブラジルの人口・GDP の推移（1971～2001 年）

1.2 エネルギー状況及び政策

(1) エネルギー全般状況

ブラジルは石油、天然ガス、石炭、ウランなど豊富なエネルギー資源を有している。表 1-1 に示すように、世界全体に示すシェアは石油で 0.8%、天然ガス 0.2%、石炭 1.2%となっており、国内自給率の向上に役立っている。それらの化石燃料に加え、水力も豊富で総発電能力 8,223 万 kW のうち 79%を水力発電が占めており¹、水力発電量としては米国について世界第 2 位である。しかし、2001 年の旱魃に伴う電力危機により、過剰な水力への依存が見直されるようになった。その結果、水力発電から石油・天然ガス火力発電への転換が推進され、現在、2,000 万 kW の火力発電所の新設とアルゼンチンからの電力輸入が検討されている。

表 1-1 ブラジルのエネルギー賦存量

	単位	確認埋蔵量	推定/予想埋蔵量	合計	石油換算 (千トン)	世界シェア
石油	千 m ³	1,560,158	519,984	2,080,142	1,388,123	0.8%
天然ガス	百万 m ³	236,592	95,349	331,941	234,842	0.2%
石炭	百万トン	10,113	22,240	32,353	3,944,070	1.2%
水力	GW /年	93	51	143	236,003	
原子力	U ₃ O ₈ トン	177,500	131,870	309,370	1,236,287	

（出典）Brazil Ministry of Mines and Energy, Brazilian Energy Balance 2003

2003 年版エネルギーバランスの発表後、2003 年 9 月にペトロプラス²はおおよそ

¹ 2002.12.31 現在。Brazil Ministry of Mines and Energy, Brazilian Energy Balance 2003

² 1953 年の創設以来、ブラジル国内における石油の探鉱、開発、精製、販売を独占している国営

4,190 億 m^3 と推定される新天然ガス田を、サントス沖海底油田地区で発見したと発表した。この新天然ガス田によってブラジルの天然ガス埋蔵量は約 6,900 億 m^3 へと大幅に増加するものと見られている。

ブラジルのエネルギーバランスによると、2002 年度の総エネルギー供給量は 1 億 9800 万トン（石油換算）であり、最近 15 年間でおよそ 4 割増加した。

以下の図に、一次エネルギー供給の燃料別構成について 1987 年から最新の 2002 年までの推移を示す。

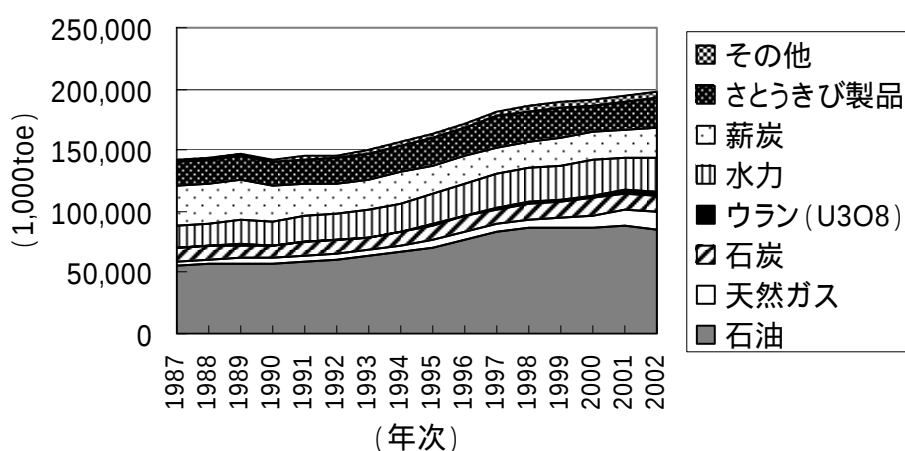
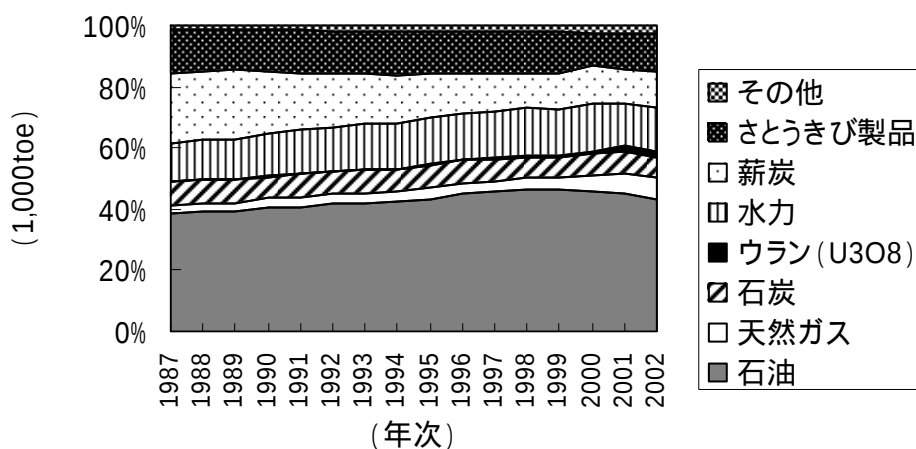


図 1-3 一次エネルギー供給量の推移（1987～2002 年）

（出典：IEA Energy Balances of Non-OECD Countries 2003 より作成）



石油会社（鉱山動力省に所属）であり、政府は株式の 50% プラス 1 株を保有している。

図 1-4 一次エネルギー供給における燃料構成の推移（1987～2002 年）

（出典：IEA Energy Balances of Non-OECD Countries 2003 より作成）

上記の図と次項の表に示すとおり、エネルギー構成でみると石油、水力、薪、さとうきび燃料（エタノール）が中心であり、特に石油が全体の 43.1%を占めている。天然ガスのシェアは現在、7.5%とまだ少ないが、1990 年代では年 8.4%の伸びを示しており、前述したペトロブラスによるサントス沖の新ガス田の発見により今後更にそのシェアは高まると予想される。鉱山動力省によれば、この発見により 2010 年までの間に天然ガスのシェアは 7.5%から 21%へ増加すると予想されている。特に、経済状況が不透明な中では、民間企業は初期コストが高い水力発電よりも天然ガス火力発電をより好む傾向にある。

ブラジルのエネルギー供給の特徴は再生可能エネルギーのシェアが全体の 41%を占めていることである。再生可能エネルギーの内訳は、水力が 14%、サトウキビ関連製品（エタノール、バガスなど）が 13%、薪炭が 12%である。

表 1-2 一次エネルギー供給量の推移（1987～2002 年）

（単位：1000 トン-石油換算）

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
非再生可能エネルギー	70,022	71,580	72,972	72,238	72,852	76,461	79,123	83,166	89,070	96,779	102,881	107,121	109,261	112,201	117,655	116,827
石油	55,223	56,520	57,513	57,749	59,115	60,869	63,042	66,692	70,786	77,599	82,561	86,346	87,414	86,582	87,975	85,285
天然ガス	3,899	4,050	4,259	4,337	4,355	4,595	4,926	5,128	5,424	5,946	6,495	6,813	7,761	10,256	12,548	14,838
石炭	10,609	10,842	10,727	9,555	10,961	10,651	11,010	11,304	11,949	12,451	12,661	12,440	12,695	13,557	13,349	13,005
ウラン (U ₃ O ₈)	291	167	473	598	422	348	145	43	911	784	1,164	1,522	1,391	1,806	3,783	3,698
再生可能エネルギー	72,641	72,843	73,793	69,702	70,032	69,441	70,547	74,123	73,870	74,947	77,790	78,441	79,958	78,239	76,272	81,118
水力	17,400	18,658	19,497	20,051	21,050	21,264	22,576	23,595	24,866	25,990	27,461	28,444	28,623	29,980	26,282	27,639
薪炭	32,777	32,565	32,953	28,537	26,701	25,089	24,793	24,854	23,266	21,976	21,668	21,265	22,130	23,060	22,443	23,545
さとうきび製品	20,603	19,619	19,346	18,988	19,943	20,342	20,194	22,669	22,814	23,893	25,378	25,284	25,235	20,761	22,916	24,980
その他	1,862	2,002	1,998	2,126	2,338	2,745	2,985	3,004	2,923	3,088	3,284	3,448	3,970	4,439	4,631	4,955
合計	142,663	144,423	146,765	141,940	144,884	145,902	149,670	157,288	162,940	171,726	180,671	185,562	189,219	190,440	193,927	197,945

表 1-3 一次エネルギー供給における燃料構成の推移（1987～2002 年）

（単位：%）

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
非再生可能エネルギー	49.1%	49.6%	49.7%	50.9%	50.3%	52.4%	52.9%	52.9%	54.7%	56.4%	56.9%	57.7%	57.7%	58.9%	60.7%	59.0%
石油	38.7%	39.1%	39.2%	40.7%	40.8%	41.7%	42.1%	42.4%	43.4%	45.2%	45.7%	46.5%	46.2%	45.5%	45.4%	43.1%
天然ガス	2.7%	2.8%	2.9%	3.1%	3.0%	3.1%	3.3%	3.3%	3.3%	3.5%	3.6%	3.7%	4.1%	5.4%	6.5%	7.5%
石炭	7.4%	7.5%	7.3%	6.7%	7.6%	7.3%	7.4%	7.2%	7.3%	7.3%	7.0%	6.7%	6.7%	7.1%	6.9%	6.6%
ウラン (U ₃ O ₈)	0.2%	0.1%	0.3%	0.4%	0.3%	0.2%	0.1%	0.0%	0.6%	0.5%	0.6%	0.8%	0.7%	0.9%	2.0%	1.9%
再生可能エネルギー	50.9%	50.4%	50.3%	49.1%	48.3%	47.6%	47.1%	47.1%	45.3%	43.6%	43.1%	42.3%	42.3%	41.1%	39.3%	41.0%
水力	12.2%	12.9%	13.3%	14.1%	14.5%	14.6%	15.1%	15.0%	15.3%	15.1%	15.2%	15.3%	15.1%	15.7%	13.6%	14.0%
薪炭	23.0%	22.5%	22.5%	20.1%	18.4%	17.2%	16.6%	15.8%	14.3%	12.8%	12.0%	11.5%	11.7%	12.1%	11.6%	11.9%
さとうきび製品	14.4%	13.6%	13.2%	13.4%	13.8%	13.9%	13.5%	14.4%	14.0%	13.9%	14.0%	13.6%	13.3%	10.9%	11.8%	12.6%
その他	1.3%	1.4%	1.4%	1.5%	1.6%	1.9%	2.0%	1.9%	1.8%	1.8%	1.8%	1.9%	2.1%	2.3%	2.4%	2.5%
合計	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

（出典：IEA Energy Balances of Non-OECD Countries 2003）

(2) エネルギー需要

最近 15 年間のブラジルにおけるエネルギー需要を以下のグラフに示す。

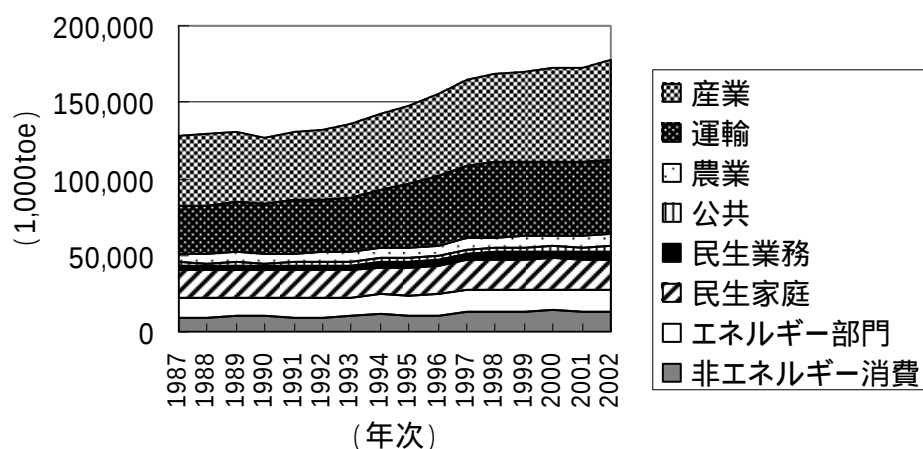


図 1-5 エネルギー需要の推移 (1987～2002 年)

(出典：IEA Energy Balances of Non-OECD Countries 2003 より作成)

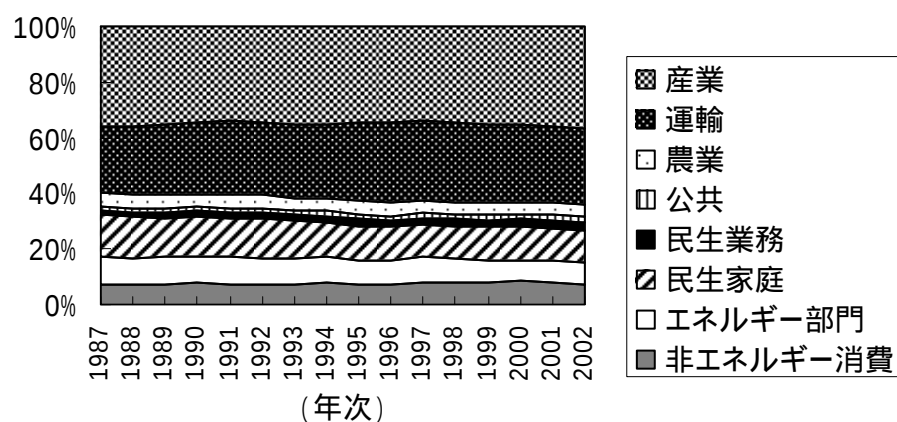


図 1-6 エネルギー需要構成の推移 (1987～2002 年)

(出典：IEA Energy Balances of Non-OECD Countries 2003 より作成)

近年の傾向としては、産業と運輸部門のエネルギー消費が微増しているが、エネルギー需要構成では、1987 年以降大きく変化しておらず、産業が最も多く約 35%前後、次いで運輸が 25～30%弱、家庭が 11～14%程度、エネルギー部門が 8～10%程度となっている。この構成比は日本と類似している。次項にエネルギー需要構成の部門別割合の推移を示す。

表 1-4 エネルギー需要の推移（1987～2002 年）

（単位：1000 トン-石油換算）

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
合計	128,170	129,370	131,280	127,596	130,205	131,843	135,474	142,688	147,698	155,282	164,776	168,437	170,482	171,954	172,188	177,396
非エネルギー消費	9,608	9,535	9,812	10,014	9,536	9,771	10,072	11,135	10,795	10,819	12,549	13,156	13,667	14,290	13,544	12,864
エネルギー消費	118,562	119,835	121,468	117,582	120,668	122,073	125,403	13,554	136,903	144,464	152,226	155,281	156,816	157,664	58,644	164,533
エネルギー部門	12,712	12,289	12,547	12,042	12,550	12,360	12,480	13,323	12,833	13,842	15,423	14,369	13,447	12,858	13,576	14,069
民生家庭	18,850	18,706	18,510	18,048	18,337	18,568	17,897	17,879	18,092	18,657	19,175	19,797	20,292	20,689	20,149	20,702
民生業務	2,373	2,529	2,715	2,936	2,926	3,079	3,035	3,160	3,451	3,689	4,023	4,344	4,558	4,968	4,781	4,977
公共	1,584	1,794	1,645	1,732	1,790	1,845	2,055	2,475	2,653	2,554	2,762	2,961	3,229	3,242	3,086	3,199
農業	6,387	6,461	6,532	6,027	6,148	6,074	6,433	6,652	7,051	7,288	7,528	7,309	7,536	7,322	7,729	8,048
運輸	30,754	31,125	32,755	32,964	34,473	34,550	35,946	37,757	41,335	44,783	46,883	48,852	47,949	47,385	47,802	48,460
自動車	26,306	26,817	28,905	29,276	30,751	30,878	32,012	34,025	37,250	40,295	42,530	44,124	43,412	42,767	42,946	43,727
鉄道	680	711	730	633	619	642	652	512	545	505	427	451	451	511	561	563
航空	2,031	1,967	2,078	1,967	2,059	1,936	2,044	2,097	2,436	2,600	2,927	3,207	2,990	3,182	3,271	3,134
船舶	1,738	1,631	1,042	1,089	1,044	1,094	1,239	1,123	1,105	1,384	998	1,070	1,096	926	1,024	1,036
産業	45,797	46,838	46,674	43,523	44,444	45,456	47,557	50,307	51,489	53,650	56,040	57,605	59,806	61,200	61,522	65,078
セメント	2,400	2,326	2,213	2,267	2,360	1,956	1,999	2,012	2,357	2,802	3,155	3,303	3,309	3,363	3,381	3,225
鉄鋼	12,996	14,243	14,875	12,225	12,643	12,595	13,522	14,087	13,962	13,706	14,223	13,905	13,910	15,285	14,767	15,778
合金鉄	916	1,077	1,252	945	1,063	1,125	1,208	1,060	972	1,244	1,005	949	1,005	1,182	932	1,135
採掘・ペレット化	1,328	1,383	1,332	1,289	1,261	1,339	1,378	1,533	1,550	1,670	1,703	1,799	1,979	2,312	2,269	2,540
非鉄地金	2,937	3,179	3,202	3,344	3,521	3,536	3,717	3,669	3,895	4,080	3,841	3,932	4,053	4,365	4,001	4,322
化学	4,327	4,325	4,258	4,234	4,241	4,340	4,302	4,534	4,780	5,192	5,934	5,617	6,164	6,417	6,357	6,364
食料品	9,503	8,752	7,977	8,346	8,426	9,455	9,515	10,940	11,276	11,737	12,364	13,674	14,523	12,514	14,419	15,761
繊維	1,190	1,198	1,238	1,212	1,172	1,117	1,187	1,125	1,097	1,125	1,037	1,036	1,023	1,124	1,068	1,069
パルプ紙板紙	3,388	3,573	3,623	3,612	3,815	4,358	4,584	4,793	4,867	5,099	5,124	5,610	5,991	6,206	6,161	6,590
窯業	2,780	2,679	2,748	2,331	2,262	2,274	2,473	2,528	2,521	2,711	2,883	2,948	2,962	3,068	2,989	3,026
その他	4,033	4,103	3,955	3,720	3,680	3,361	3,671	4,029	4,213	4,285	4,772	4,833	4,888	5,363	5,179	5,269
不明	104	93	91	311	0	141	0	0	0	0	393	45	0	0	0	0

（出典：IEA Energy Balances of Non-OECD Countries 2003）

表 1-5 エネルギー需要における部門構成の推移（1987～2002 年）

（単位：％）

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
非エネルギー消費	7.5%	7.4%	7.5%	7.8%	7.3%	7.4%	7.4%	7.8%	7.3%	7.0%	7.6%	7.8%	8.0%	8.3%	7.9%	7.3%
エネルギー部門	9.9%	9.5%	9.6%	9.4%	9.6%	9.4%	9.2%	9.3%	8.7%	8.9%	9.4%	8.5%	7.9%	7.5%	7.9%	7.9%
民生家庭	14.7%	14.5%	14.1%	14.1%	14.1%	14.1%	13.2%	12.5%	12.2%	12.0%	11.6%	11.8%	11.9%	12.0%	11.7%	11.7%
民生業務	1.9%	2.0%	2.1%	2.3%	2.2%	2.3%	2.2%	2.2%	2.3%	2.4%	2.4%	2.6%	2.7%	2.9%	2.8%	2.8%
公共	1.2%	1.4%	1.3%	1.4%	1.4%	1.4%	1.5%	1.7%	1.8%	1.6%	1.7%	1.8%	1.9%	1.9%	1.8%	1.8%
農業	5.0%	5.0%	5.0%	4.7%	4.7%	4.6%	4.7%	4.7%	4.8%	4.7%	4.6%	4.3%	4.4%	4.3%	4.5%	4.5%
運輸	24.0%	24.1%	25.0%	25.8%	26.5%	26.2%	26.5%	26.5%	28.0%	28.8%	28.5%	29.0%	28.1%	27.6%	27.8%	27.3%
産業	35.7%	36.2%	35.6%	34.1%	34.1%	34.5%	35.1%	35.3%	34.9%	34.6%	34.0%	34.2%	35.1%	35.6%	35.7%	36.7%
不明	0.1%	0.1%	0.1%	0.2%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
合計	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

(出典：IEA Energy Balances of Non-OECD Countries 2003)

下表は 2001 年における主要地域の経済、エネルギー、CO₂ 関連指標を横断的に見たものである。表より以下のことが分かる。

- ・ ブラジルの 1 人当たりのエネルギー消費量は世界平均の 2/3 程度で、日本の 1/4 程度である。
- ・ 経済のエネルギー効率の指標である GDP 当たり TPES は、南米平均や日本とほぼ同等（購買力平価換算）。
- ・ エネルギー供給に占める水力の割合が大きいため、エネルギー供給当たりの CO₂ 排出量は世界平均の 2/3 程度、日本の 3/4 程度と低くなっている。
- ・ 上記と同様の理由等により、1 人当たりの CO₂ 排出量は世界平均の約半分、日本の 1/5 と少ない。

表 1-6 ブラジルと世界の主要エネルギーデータ比較（2001 年）

	人口	GDP	GDP(PPP)	TPES	電力消費量	CO ₂ 排出量	TPES/人	TPES/GDP	TPES/GDPPP	CO ₂ /TPES	CO ₂ /人
	100 万人	10 億ドル	10 億ドル	Mtoe	TWh	Mt-CO ₂	toe	toe/1000\$	toe/1000\$	t-CO ₂ /toe	t-CO ₂
World	6102.56	34399.76	42374.34	10029.10	14196.98	23683.25	1.64	0.29	0.24	2.36	3.88
OECD	1138.52	27880.92	24803.26	5332.81	8970.06	12511.02	4.68	0.19	0.22	2.35	10.99
旧ソ連	289.09	526.97	1489.34	935.34	1110.66	2239.29	3.24	1.77	0.63	2.39	7.75
その他欧州	57.90	138.58	348.14	99.16	154.05	253.52	1.71	0.72	0.28	2.56	4.38
南米	421.91	1605.23	2636.04	449.92	637.53	841.82	1.07	0.28	0.17	1.87	2.00
ブラジル	172.39	798.75	1140.30	185.08	309.18	311.87	1.07	0.23	0.16	1.69	1.81
日本	127.21	5647.68	3125.88	520.73	1005.86	1132.31	4.09	0.09	0.17	2.17	8.90

(出典：IEA Key World Energy Statistics 2003 より作成。GDP は 1995 年の為替レート。PPP は購買力平価)

(3) 石油

現在、ブラジルの石油自給率は約 90%になっているが、もともとはその需要のほとんどを輸入に依存していた。70 年代初頭までは国内で消費される石油の 90% は輸入で賄っており、2 度に渡る石油危機によって、ブラジルは石油輸入に支払う額は 1972 年の 6 億ドルから 1974 年には 26 億ドル、1981 年には 106 億ドルに増加した。これにより対外債務に占める石油の支払額は 1981 年には 57.2%に上昇した。このような背景から、政府は(1)国内石油資源の積極的な開発、(2)石油に代わるエネルギー源として自国産のエタノール導入促進、を進めると同時に、電力供給に関しては水力発電の増強を進めた。

積極的な石油資源開発の結果、1974 年にブラジル南東部のリオデジャネイロから東方約 250km に位置するカンポスの沖合で海底油田群が発見された。その後、1990 年代初頭から急速に探鉱活動が進められ、2002 年には南米においてベネズエラについて第 2 位の石油資源量（98 億バレル）を保有するまでになった。2002 年の生産量は 154 万バレル/日で、国内需要量の約 90%を自給するまでに増加している。以下に最近 30 年間のブラジルの石油確認埋蔵量の推移を示す。

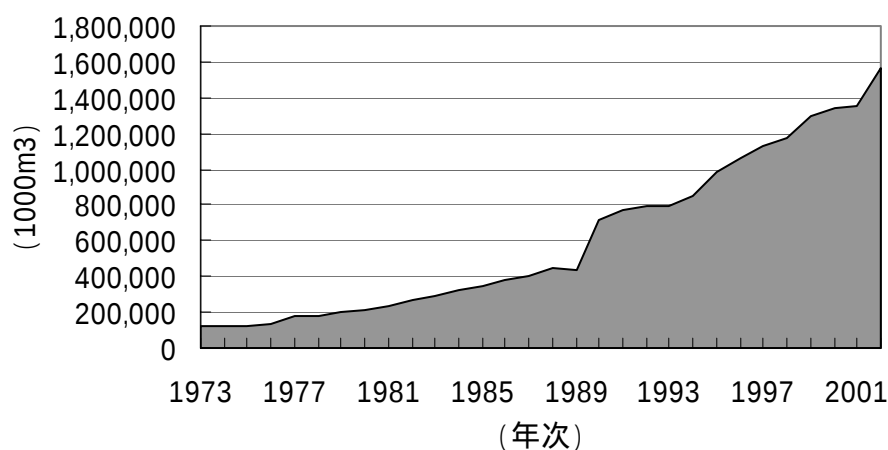


図 1-6 ブラジルの石油確認埋蔵量の推移

埋蔵量は、1973 年に約 8 億バレルであったのが、1990 年には 45 億バレル、2002 年には 98 億バレルと 30 年間で 10 倍以上に増加した。国内の石油生産の増加に伴い、石油輸入依存率は低下し、1993 年に 48.6%から 2002 年には 9.4%まで低下している。特に近年の生産量増加は著しく、2001 年から 2002 年の 1 年間で輸入依

存率は19.8%から9.4%へ半減している。現在、輸入は主に、ナイジェリア(26.9%)、ベネズエラ(22.2%)、サウジアラビア(17.3%)、アルゼンチン(9.2%)となっている。

ブラジルでは1953年に国営石油会社ペトロブラスが設立されて以来、原油の探鉱や開発をはじめ、生産、精製、石油製品の販売まで全ての石油事業を政府が独占的に行ってきたが、長引く経済不況により国家財政が厳しくなり、海底油田開発に莫大な費用がかかることから、政府は1995年にペトロブラスの独占を緩和、国内外資本の石油部門への進出を認める憲法改正を実施した。更に97年には石油投資法が制定され、外資を含む民間資本の参入が認められ、ペトロブラスを中心とする自由競争が導入されるとともに、これまで同社が探鉱、開発投資を行ってきた全ての鉱区は、引き続き同社が保有する鉱区(約400鉱区)と国家石油事業団(Agencia Nacional do Petroleo:ANP)が管理し開発していく鉱区(約200鉱区)とに分割されることになった。政府はこの規制緩和により、石油の探鉱開発に対する投資を促進し、石油生産を拡大することにより輸入依存度を更に低減しようという思惑があった。政府は、石油の自給率に関して、2006年までに100%とする目標を掲げている。

(4)天然ガス

現在、ブラジルのエネルギー供給における天然ガスのシェアは5%程度にとどまるが、1990年代以降、年8.4%の伸びを示している。前述したペトロブラスによるサントス沖の新ガス田の発見により今後更にそのシェアは高まると予想されており、鉱山動力省によれば、この発見により2010年までの間に天然ガスのシェアは7.5%から21%へ増加すると予想されている。

1999年からは供給量を超えた需要に対応するため、近隣国から輸入を開始した。現在、ブラジルには2つの国境を横断したパイプラインのルートがあり、その一つがボリビアから天然ガスをブラジルに輸送している Gasbol 社によるものである。このパイプラインは、ボリビアのリオ・グランデのガス油田から約2000マイル(3200km)に渡るパイプラインを通じてブラジルのサンパウロ、ポルト・アレグロへ天然ガスを輸送し、日産約10億立方フィート(2,830万立方メートル)の能力を持つ。しかし、ボリビアからの天然ガスは米国資本が入っていることで高

く、ブラジル政府はブラジル - ボリビア間のパイプラインの増強計画を一時凍結している。もう一つのパイプラインはパラナ、アルゼンチン、ウルグアイ、ブラジルをつなぐ 270 マイル（432km）の Transportadora de Gas del Mercosur である。

他にも、以下のようなパイプラインの新設、延長が計画されている。

- ・ ペトロbras 社によるブラジル南東部と北東部を結ぶネットワーク。
ペトロbras 社が所有するボリビアのサントス盆地のガス油田から北東部へ天然ガスを輸送する。
- ・ ペトロbras 社によるアマゾン地域の Urucu to Porto Velho パイプライン。
- ・ 2003 年 1 月に開通したアルゼンチンによる、モンテネグロ、ウルグアイを結ぶ Gasoducto Cruz del Sur パイプライン。このパイプラインは既設のウルグアイからブラジル南部のポルト・アレグレに拡張する可能性がある。

上記のパイプラインを示した地図を次項に添付する。



図 1-7 ブラジルのパイプライン敷設状況

(出典：Petrobras 社 HP (<http://www.gasenergia.com.br/portal/ing/areanegocios/gastransporte.jsp>))

国内生産量の増大、国際パイプラインの敷設などにより、今後ブラジルのエネルギー供給の中で天然ガスの重要性は更に向上するものと思われる。特に国内産の安価な天然ガスの供給が可能になれば、エネルギー需要が増え続けているブラジルでは供給先は多い。今回発見されたサントス沖の海底ガス田地区は、国内最大のエネルギー消費市場であるサンパウロ州やリオデジャネイロ州の沿岸から137km という比較的近いため、供給の利便性も高い。現在、サンパウロとリオデジャネイロの両州では、国内の天然ガス消費の59.5%にあたる1日平均それぞれ972万 m^3 、752万 m^3 の天然ガスを消費している。ペトロbras社によれば、2003年6月時点で、ブラジル全体の天然ガス消費量は1日平均2,899万 m^3 であり、今後の目標として、天然ガス消費量に向う5年間で1日平均1億 m^3 まで増加させるとしている。

天然ガスへの期待が強い一方で、天然ガス市場の拡大に疑問の声もあがっている。ブラジル・インフラストラクチャー・センターのアドリアノ・ピレス(Adriano Pires)エコノミストは、ペトロbrasが最近発見した巨大天然ガス田をガス製造段階まで開発するには、時間がかかると指摘している。その理由として以下を挙げている³。

- ・ 燃料ガスは市場開拓のためのインフラ設備を必要とするが、それに伴うコストが高く、ペトロbras社独自ではブラジル国内のガス市場拡張に必要な投資をまかないきれない。
- ・ ガス部門の国内規則が整っていない、または不適切であるため、民間投資を誘致しきれないことが予想される。
- ・ 輸入ガスがボリビアとの輸入契約によりドル建てで設定されており、国産ガスと価格差が生じている。不安定かつ複雑な価格が市場の拡張を阻害している。

(5) アルコール

³ NEDO 海外レポート No.923 2004.1.14

ブラジルは広大な国土を利用して、さとうきびを大量に栽培しており、砂糖の生産量は世界で最も多く、輸出量も他を圧倒している。以下にさとうきび作付面積と生産量、収穫率の推移を示す。

表 1-7 さとうきび作付面積の推移（1996～2000）

	1996	1997	1998	1999	2000
作付面積(1000ha)	4830.5	4881.6	5050.0	4960.1	4844.0
生産量(百万トン)	317.1	331.6	345.2	337.1	317.6
収穫率(t/ha)	65.6	67.9	68.4	68.0	65.6

（出典：ブラジル農務省）

生産されたさとうきびの 50～60%は燃料用エタノールに、40～50%が砂糖の生産に消費されている。糖蜜からエタノールを生産している国は多いが、圧搾業者がさとうきびから直接エタノールを生産しているのはブラジルのみである。

以下に、さとうきび、エタノール、砂糖生産量の推移に関して、日本エネルギー経済研究所 2003 年 12 月レポートからの抜粋を示す。

表 1-8 さとうきび・エタノール・砂糖生産量の推移

収穫年度	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
サトウキビ生産量(千トン)								
北部・北東部	52,235	47,413	56,206	54,282	45,141	43,017	50,523	36,823
南部・中部	170,195	203,944	231,604	249,692	269,828	263,949	207,069	244,220
うちサンパウロ州	131,815	151,717	170,424	181,511	199,521	194,234	148,226	176,574
合計	222,429	251,358	287,810	303,974	314,969	306,966	257,592	281,042
エタノール生産量(千KL)								
北部・北東部	1,807	1,734	2,266	2,145	1,631	1,368	1,529	1,042
南部・中部	9,708	10,849	12,114	13,263	12,281	11,634	9,064	10,161
うちサンパウロ州	7,767	8,121	8,971	9,493	9,072	8,487	6,439	7,119
合計	11,515	12,583	14,380	15,408	13,912	13,002	10,593	11,203
無水エタノール	1,287	2,999	4,601	5,684	5,662	6,132	5,621	6,287
含水エタノール	10,229	9,584	9,779	9,724	8,250	6,870	4,972	4,916
砂糖生産量(千トン)								
北部・北東部	2,857	3,338	3,185	3,526	2,782	2,487	3,613	2,469
南部・中部	4,509	9,315	10,478	11,384	15,180	16,900	12,632	15,950
うちサンパウロ州	3,471	7,244	7,930	8,735	11,806	13,091	9,671	12,328
合計	7,365	12,653	13,663	14,911	17,962	19,387	16,245	18,420

（注）収穫年度は 5 月～翌年 4 月末

（出所）UNICA（サンパウロ州砂糖キビ産業連合）

さとうきび生産量の約 51%がエタノールの生産に利用されており、そのうち 64%

がサンパウロ州で生産されている。なお、2001 年の世界全体のエタノール生産量は 3139 万キロリットルだが、そのうちブラジル一国で 1190 万キロリットル、世界の約 38%のシェアを占める。

さとうきび価格は政府により規制されていたが、1999 年 2 月より自由化され、砂糖の生産に対する政府の規制も撤廃されている。現在では、生産に関して地域割当もなく、農家は自由に圧搾向上にさとうきびを供給できるようになった。

(6) 電力

1970 年代の石油危機、1980 年代の国際的な金融危機により、ブラジル政府は原油輸入量を抑制するために水力発電を積極的に進めた結果、1980 年代には電力供給量の 90%を占めるまでになった。水力発電以外の発電施設は、主に乾期や系統非接続の遠隔地域など系統をサポートするための補助的な目的で建設され、水力発電中心の電力供給体制が確立された。以下に 1970 年以降のブラジルの電源構成を示す。

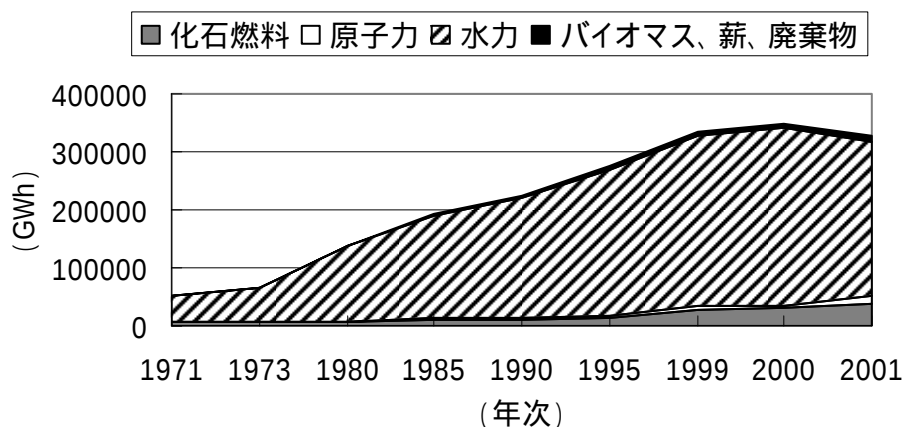


図 1- 8 ブラジルにおける電源構成の推移（1971～2001 年）

表 1-9 ブラジルにおける電源構成の推移（1971～2001 年）

	1971	1973	1980	1985	1990	1995	1999	2000	2001
化石燃料	15.0%	9.4%	6.2%	4.6%	4.6%	4.9%	8.7%	8.4%	11.1%
原子力	0.0%	0.0%	0.0%	1.7%	1.0%	0.9%	1.2%	1.7%	4.4%
水力	83.7%	89.4%	92.5%	92.1%	92.8%	92.1%	87.5%	87.3%	81.7%
バイオマス、 薪、廃棄物	1.3%	1.2%	1.3%	1.6%	1.6%	2.0%	2.6%	2.6%	2.9%

（出典：Energy Statistics of Non-OECD Countries (2003)）

1993 年の法律 8631 の成立をきっかけに民営化策が推進され、配電会社の ESCELSA の売却など配電部門の民営化が進められた。民営化政策は、州政府の役割維持を求める国民の反対などにより民間企業による発電能力の拡大にはつながっていないが、化石燃料のマーケットシェアは 1990 年代を通じて拡大しており、電源構成における火力発電のシェアは増加傾向にある。民営化以前の水力発電の全電源容量に占める割合は 90%以上だったのに対して、2001 年には 81%にまで低減している。

近年、電力部門における民営化は進められており、発電部門の大規模水力は国営であるが、IPP も出てきており、送電部門は国営、配電部門は民営で、系統はすでに民営化されている（民間企業が送電を行う際には国に送電料金を支払う）。電力部門の民営化により、信頼性の高いガス火力へのシフトが進みつつあるが、建設には時間を要するため、急増する需要に追いつかない問題がある。その点において、製糖産業におけるバイオマス発電による売電は好ましいと考えられる。⁴

電力会社以外の売電は 1997 年より認められた。電力価格は 2003 年 4 月時点で R\$60/MWh に落ち込んでいるが、景気回復に伴う電力不足より R\$90/MWh 程度まで上昇する可能性がある。

サンパウロ市近くの沖合で天然ガス油田が発見され、今後ブラジルはこの大量の天然ガスをいかに利用するかを検討することになる。国内産天然ガスが供給され、ガス火力発電への依存度を高めていく状況においても、バイオマス発電は（１）高い燃焼効率（55～57％）、（２）為替変動に左右されずにコストが安定していること、などの長所を有しており、その潜在量も大きい。

エネルギー危機を見据え、再生可能エネルギー促進プロジェクト（小水力、風

⁴ 2003 年 10 月第 1 回ブラジル現地調査における John Snow Brazil へのヒアリングより

力、バイオなど)の“PROINFA(PROGRAMA DE INCENTIVO AS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELETRICA)”が民間の参加も募りながら進められている。⁵

国際連合工業開発機関(UNIDO)の“CDM Investment Guide for Brazil 2003.3”では2015年におけるブラジルの電源構成シナリオを示しているが、どのシナリオにおいても水力のシェアが低下する一方で、天然ガスのシェアが増加すると想定されている。特にベースラインシナリオと技術促進シナリオでは、天然ガス比率が12%以上に増加するとしており、今後、ブラジルの電源構成において天然ガスの重要性が増すと見られる。

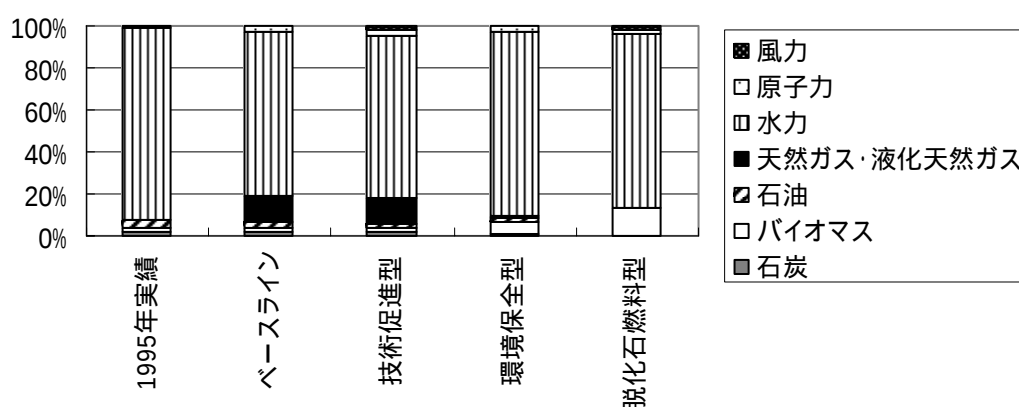


図 1-9 2015 年における電源構成シナリオ

表 1-10 2015 年における電源構成シナリオ (単位: GW)

	1995 年実績	ベースライン	技術促進型	環境保全型	脱化石燃料型
石炭	2.0%	1.5%	1.5%	1.4%	0.0%
バイオマス	1.4%	2.0%	2.0%	5.3%	13.4%
石油	4.7%	3.4%	1.8%	1.7%	0.0%
天然ガス・液化天然ガス	0.0%	12.5%	12.4%	0.8%	0.0%
水力	90.7%	77.8%	77.8%	88.2%	82.4%
原子力	1.3%	2.8%	2.8%	2.6%	2.7%
風力	0.0%	0.0%	1.7%	0.0%	1.5%

⁵ 同上 Dr. José Roberto Moreira (Negawatt 代表、元サンパウロ大学教授)へのヒアリングより

1.3 温室効果ガス対策

(1) エネルギー起源温室効果ガス排出量

ブラジルにおけるエネルギー起源の温室効果ガス排出量を以下に示す。

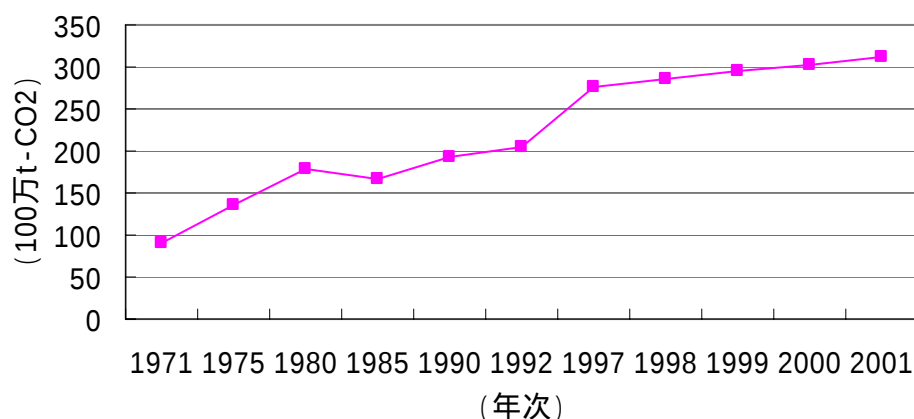


図 1-9 エネルギー起源温室効果ガス排出量の推移（1971～2001）

表 1-11 エネルギー起源温室効果ガス排出量の推移（1971～2001）

（単位：100 万 t-CO₂）

1971	1975	1980	1985	1990	1992	1997	1998	1999	2000	2001
90.9	136.6	178.1	166.9	193.2	204.6	277.1	284.7	294.3	303.5	311.9

（出典：IEA CO₂ Emissions from Fuel Combustion, 2003）

現在、エネルギー起源の温室効果ガス排出量は 3 億 1190 万トン CO₂ で、30 年間で 3 倍以上に増加している。1997 年以降は毎年約 3% ずつ増加している。IEA のデータによれば、ブラジルのエネルギー起源の排出量は、ウクライナ（3 億 620 万トン）とほぼ同じで、オーストラリア（3 億 6960 万トン）よりも少し少なく、世界の総排出量の約 1.3% を占める。

次に、部門別のエネルギー起源の温室効果ガス排出量を示す。データが 1990 年～1994 年とかなり古いものであるが、部門別に温室効果ガス排出量を整理しているもので現在得られる唯一のデータである。

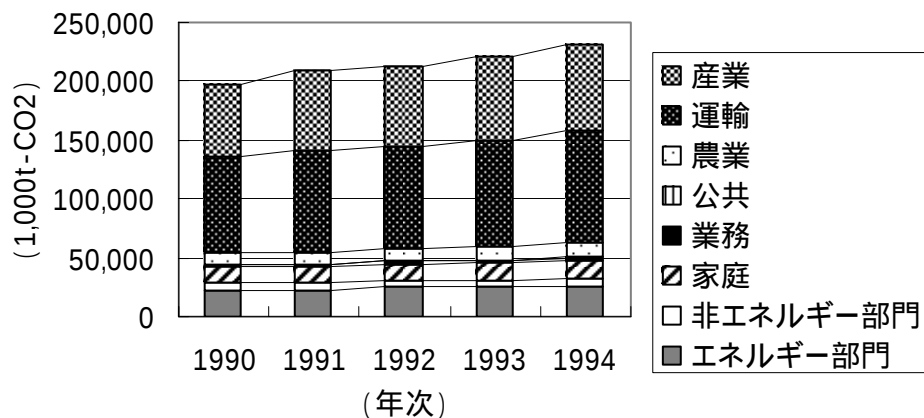


図 1-10 エネルギー起源の温室効果ガス排出量の推移(1990～1994)

(出典：IEA CO₂ Emissions from Fuel Combustion Highlight 2003)

表 1-12 エネルギー起源の温室効果ガス排出量の推移(1990～1994)

(単位：1,000 t -CO₂)

	1990	1991	1992	1993	1994		90-'94 変化
						%	
エネルギー部門	22,914	22,704	24,886	25,119	25,602	11.0	12
非エネルギー部門	5,482	5,438	5,423	5,614	6,204	2.7	13
家庭	13,750	14,122	14,633	15,168	15,176	6.6	10
業務	2,046	1,899	1,952	1,526	1,557	0.7	-24
公共	502	520	499	878	1,962	0.9	291
農業	9,998	10,425	10,729	11,854	12,516	5.4	25
運輸	82,020	86,052	86,760	89,989	94,324	41.0	15
航空	5,818	6,089	5,728	6,047	6,204	2.7	6.6
乗用車	71,150	75,052	75,923	78,338	83,302	36.0	17
鉄道	1,614	1,611	1,657	1,682	1,260	0.5	-22
船舶	3,437	3,300	3,452	3,922	3,558	1.5	3.5
産業	61,260	67,412	68,289	71,587	74,066	32.0	21
セメント	5,628	6,384	4,999	5,011	4,940	2.1	-12
鉄鋼	28,536	33,343	33,925	36,055	37,606	16.0	32
合金鉄	208	155	246	264	281	0.1	35
鋳業	2,405	2,384	2,637	2,791	3,215	1.4	34
非鉄地金	3,085	3,194	3,213	4,092	3,860	1.7	25
化学	8,552	8,733	8,990	8,504	9,038	3.9	5.7
食品	3,201	3,214	3,514	3,594	3,615	1.6	13
繊維	1,599	1,523	1,497	1,583	1,332	0.6	-17
製紙	2,445	2,710	3,098	2,885	2,936	1.3	20
レンガ製造	1,680	1,775	2,220	2,465	2,501	1.1	49
その他	3,921	3,997	3,950	4,344	4,741	2.0	21
合計	197,972	208,573	213,170	221,734	231,408	100	17

(出典：IEA CO₂ Emissions from Fuel Combustion Highlight 2003)

ブラジルのエネルギー起源温室効果ガス排出量を部門別で見ると、最も排出量が多いのが運輸部門で総排出量のおよそ 41%を占め、そのほとんどが乗用車からの排出である（全体の 36%）。次いで排出量が多いのが産業部門でおよそ 32%、一方、民生部門の排出は少なく、家庭は 7%弱、業務は 1%に満たない。

（２）地球温暖化対策の体制

ブラジルは気候変動枠組み条約に 1992 年 6 月 4 日に署名し、1994 年 2 月 28 日に批准した。京都議定書には 1998 年 4 月 29 日に署名し、2002 年 8 月 23 日に批准している。ブラジルにおける地球温暖化対策の体制は以下の通りである。

気候変動プログラム (Climate Change Program)

科学技術省（Ministério de Ciência e Tecnologia: MCT）によって運営される気候変動プログラムが中心となって、国別報告書（National Communications）等、温室効果ガス排出量の把握などの調査を行っている。気候変動プログラムは 1996 年に開始され、GEF（Global Environmental Facility）や米国との二国間協定に基づく “U.S. Country Studies Program” などの海外の資金により進められている。

気候センター (Centro Clima)⁶

2000 年には、環境省の Human Settlement Environmental Quality Secretary（MMA/SQA）とリオ・デ・ジャネイロ国立大学（UFRJ）の Instituto Alberto Luiz Coimbra- Coordennacao de Propgramas de Pos-Graduacao e Pesquisa em Engenharia (Alberto Luiz Coimbra Institute for Research and Postgraduate Studies of Engineering) の共同で環境・気候変動研究機関（Centro Clima）が設立され、サン・パウロ大学（USP）とのパートナーシップも立ち上げられた。当機関は各界の参加を募り、ブラジル気候変動フォーラムを支援することを目的としている。

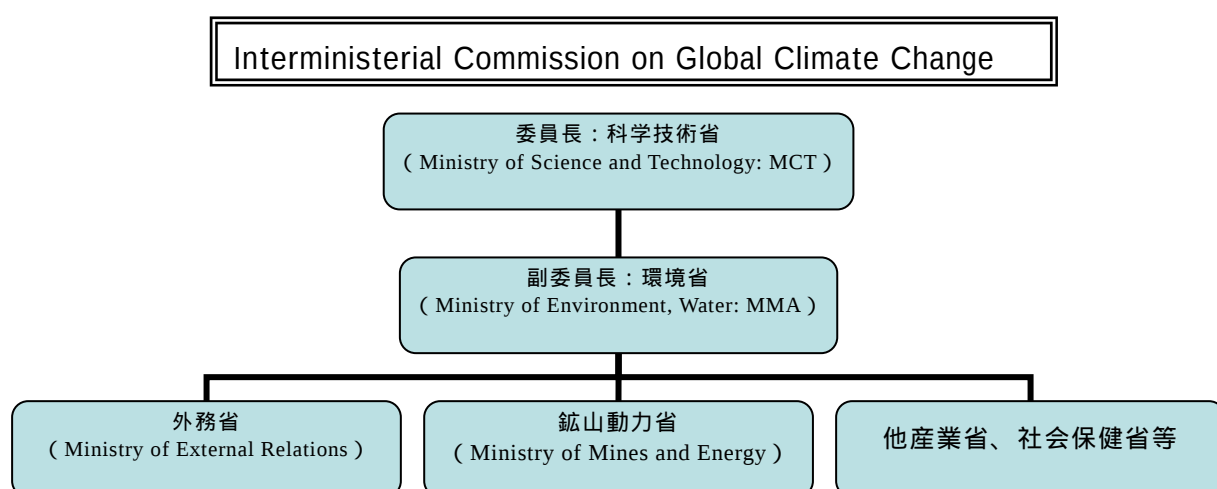
⁶ <http://www.mct.gov.br/clima>

ブラジル気候変動フォーラム (The Brazilian Forum on Climate Change: Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas)

各産業団体、政府、NGO や研究機関から広く意見を吸い上げ、政府の温暖化政策に反映させることを目的とする。

(3) ブラジルの CDM 承認体制

ブラジルの CDM 承認体制は以下のような組織となっている⁷。



ブラジルの CDM 承認体制は科学技術省を委員長として、環境省、外務省、鉱山動力省、産業省、社会保健省など全 11 省庁から構成される省庁間委員会により行われている。この省庁間委員会が CDM プロジェクトの承認や発効を行う。

CDM プロジェクトの申請受付手続きは始まったばかりであり、環境省によると⁷承認 (No Objection Letter を発効したという意味と考えられる) 第 1 号を 2003 年 9 月 11 日に初めて発行した。現在、省庁間委員会としての見解を示す CDM ガイドラインが完成しパブリックコメントを受け付けているところであるが、議定書でうたわれる持続可能性の原則とほぼ一致するものであり、追加的にはブラジル特有の社会的側面 (児童就労の禁止など) を重視していること以外には特別厳しい基準を設けているものではない。環境省は承認手続きの中では、プロジェクトが技術向上に資するものであり “Good condition” で行われていることが担保で

⁷ 2003 年 10 月第 1 回ブラジル現地調査における科学技術省、環境省へのヒアリングより

きるようにチェックするとしている。承認に際して専門的なレビューが必要な場合には、外部からコンサルタントや大学などの研究機関の協力を求めることも考えられるとしているが、具体的には未定である。2003 年に示された CDM に関するガイドラインの主な項目は以下のとおりである。

プロジェクト関係者は、プロジェクト活動が持続可能な開発にどう寄与するかについて次の観点から言及しなければならない。

- (a) 地域環境の持続可能性に対する貢献
- (b) 労働環境向上と雇用への貢献
- (c) 利益配分に対する貢献
- (d) 技術力 / 技術開発に対する貢献
- (e) 地域統合（+ 他セクターの包含）に対する貢献

ガイドラインの最終版はまだホームページ等で公開されていない。

2. バガス発電 CDM

2.1 背景

バガスとはサトウキビより製品（砂糖、アルコール）の原料となる糖液を絞ったあとの部分を指す。1999 年には全エネルギーミックスに占めるバイオマスエネルギーの比率は約 3% であり、このうちバガスは 1.2%、紙・パルプ産業の固形廃棄物 0.8%、先住民の農業廃棄物利用 0.6%、薪炭材 0.2% であった。サトウキビの重量の 28% がバガスに転換される。エネルギー量で見るとサトウキビの持つ全エネルギーのうち 49.5% はバガスであり、残りはエタノール（43.2%）、その他廃棄物（7.3%）に含まれる。

ブラジルにおいてバガスは従来からエネルギー源とされてきた。バガスは通常は蒸気条件の低い（ 20kgf/cm^2 程度）ボイラーで燃焼され、生成するエネルギーの 60% は圧搾機の動力用の蒸気に、約 40% は所内の動力・照明用の電力の発電に用いられた。サトウキビ 1 トンの処理に約 12kWh の電力を要するが、これはバガスの燃焼によってまかなえる。発電機の動力用の蒸気タービンから排出される蒸気は蒸気圧 2.5kgf/cm^2 程度のものであるが、これは糖液の加熱やアルコール蒸留用に用いられた。

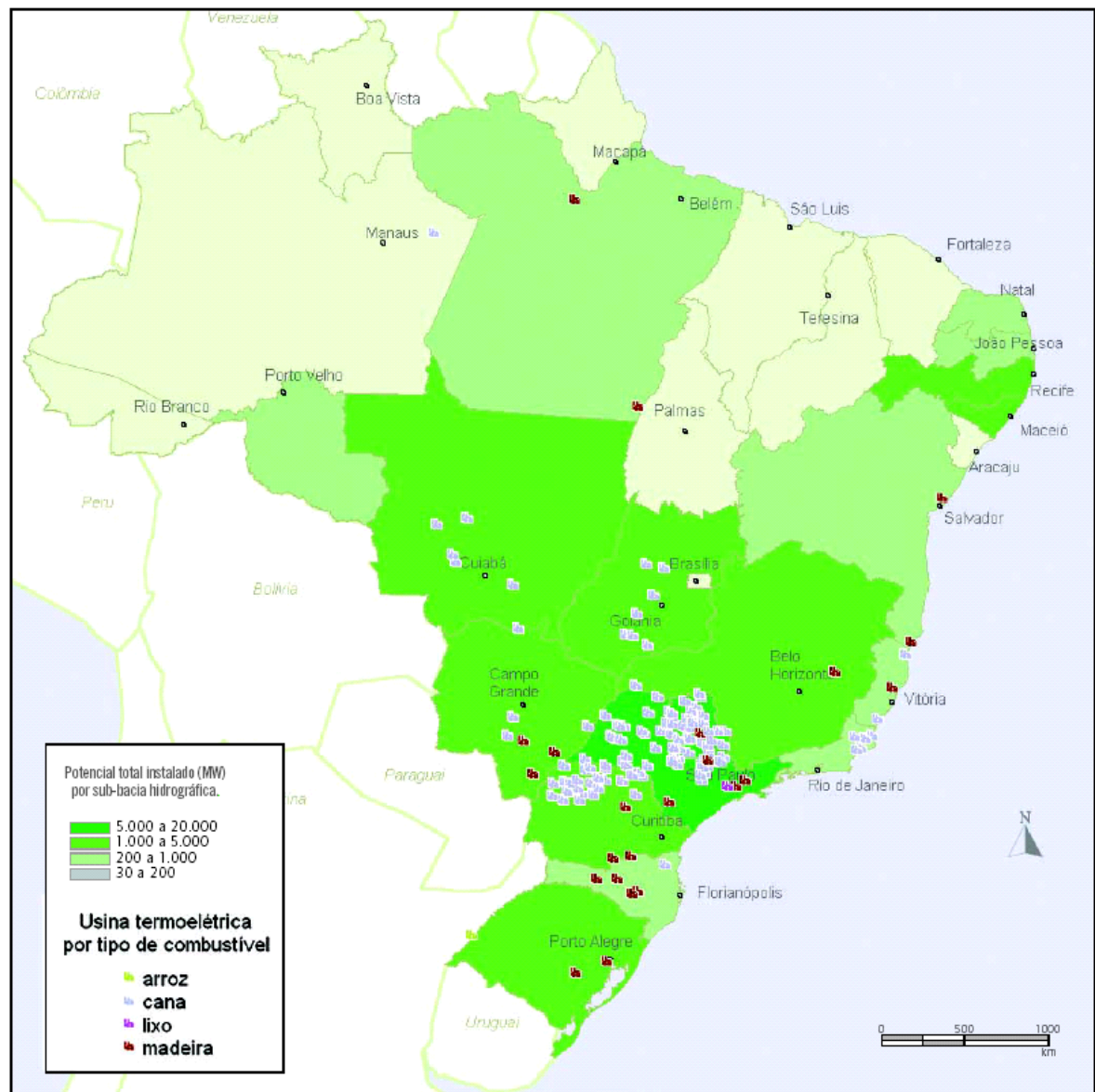
PROINFA 以後、ブラジルにはバイオマスを原料とする発電施設の建設が相次いだ。2002 年 1 月までに 159 箇所、総設備能力 992MW に達した（紙・パルプ産業の黒液利用施設を除く）。これは火力の 8%、全電力の 1.4% に相当する。このうち木質系バイオマスは 4 箇所 25.5MW 、籾殻が 3 箇所 14.4MW にとどまり、残りの全てがバガスであった。これらの多くは製糖業が立地するサンパウロ州の施設であった。

バガスが大量に発生する季節は水資源が不足する乾期であり、バガス利用のバイオマス発電は、水力発電をベースにしたブラジルの電源構成にとって非常に都合が良い。加えて、バガスの有効利用は、1989 年の供給危機以降、競争力を失いつつあるエタノールの競争力向上にも役立つ。

一方、ブラジルでは現在、水力発電ベースの電源構成から天然ガスをベースとした電源構成へ転換する選択肢もあり、天然ガス火力が信頼性の高いベースロード電源として使用された場合、水力発電の稼働率は下がる。

州毎の製糖業コージェネレーション導入量及び系統電力供給量について表に示す。導入ポテンシャル及び導入量もサンパウロ州が圧倒的に多く、また系統電力への供給という点ではほぼサンパウロ州のみが行っていることがわかる。ANEELによればブラジルにおけるバガスコージェネレーションのポテンシャルは3,852MWに達し、このうち60%はサンパウロ州に起源する。サンパウロ州以外でポテンシャルが高い地域は南部パラナ州及び北東部ペルナンブコ州、アラゴアス州である。

ここでこれらの施設から系統電力への供給は2001まで132MWしか行われておらず、これはブラジル全土のポテンシャルの約3.4%であるばかりか現在系統供給を行っている施設のもつポテンシャルの約11%にとどまっていた。しかし2001年のエネルギー危機により再生可能エネルギーが高価で購入されることになり、状況は変化しつつある。UNICAの調査によれば、系統電力への供給量は2003年末には600MWを超えた。これは本事業のCDMとしての追加性の立証に大きな影響を及ぼす。



Fontes: ANEEL, 2000 e CENBIO, 2000.

図 2-1 ブラジルにおけるバイオマスコージェネレーション立地地点

表 2- 1 バガス発電の現状（単位 GWh）

州	導入量	系統供給 量	導入ポテ ンシャル	系統供給量			合計
				短期	中期	長期	
Sao Paulo	851	110	2,244	135	368	140	643
Alagoas	173	0	369	27	38	35	100
Pernambuco	102	0	203	37	10	44	91
Parana	95	0	283	55	133	102	290
Mato	61	6	125	20	11	28	59
Goias	50	5	109	16	107	21	144
Minas	50	5	162	9	41	2	52
Mato Grosso do Sul	37	0	95	21	18	33	72
Rio de Janeiro	30	0	60	0	19	15	34
Paraiba	26	0	52	18	10	0	28
Rio Grande do Norte	16	0	29	3	3	0	6
Espirito Santo	13	0	39	0	10	0	10
Bahia	13	0	33	7	2	9	18
Sergipe	7	0	21	0	3	17	20
Piaui	6	7	3	0	0	0	0
Maranhao	5	0	12	0	0	15	15
Para	3	0	7	0	0	0	0
Amazonas	1	0	3	0	0	0	0
Ceara	1	0	2	0	0	0	0
Total	1,541	133	3,851	348	773	461	1,582

（出典：ANEEL, 2002, *Altas de Energia Eletrica de Brasil*）

2. 2 バガス発電のポテンシャル

前述のように ANEEL は現状の技術を用いたバガス利用コージェネレーションの発電ポテンシャルとして 3,851MW という試算をしている。これは既に風力発電や小規模水力を上回る数値である。しかしバガス利用コージェネレーションの発電ポテンシャルは技術に大きく依存する。これについていくつかの検討結果を示す。

（1）UNICA による試算

UNICA はバガスコージェネレーションのポテンシャルに関して技術ベースの試算をしている。UNICA によれば、蒸気圧 21kgf/cm^2 、温度 300 の低効率ボイラではバガス 1 トンの処理に 530kg の蒸気を要し、残りを発電用途に用いる。これによりサトウキビ 1 トンの処理に必要な電力（12kWh）をほぼ賄うことが可能

であるが、系統電力への供給は不可能である。

しかし蒸気圧 80kgf/cm^2 、温度 480°C の高効率ボイラへの変更によりバガス 1 トンの処理に必要な蒸気量を 340kg に減少させることが可能であり、加えてサトウキビ 1 トン当たり 120kWh の電力を発電し、所内消費 (12kWh/t 程度) を差し引いた分を系統に供給することが可能となる。サトウキビの生産量 (約 3 億トン) を考慮すると系統に供給可能な電力は 32.4TWh と算出される。これは 2002 年の総発電量 (315TWh) の約 10% 以上に相当する。バガス燃焼施設の稼働期間は乾季の約 4,500 時間とされているため、これは $7,700\text{MW}$ の施設に相当する。これがボイラ効率向上のポテンシャルである。

(2) 新技術の可能性を考慮した研究

バガスのガス化及び収穫廃棄物の利用といった新技術を用いて、バガスを用いたさらなる発電 (及び温室効果ガス排出削減) をもたらす可能性が考えられている。これらについて以下に示す。

Copersucar による研究

バガスのガス化技術はブラジルでは過去数年検討されてきたものであり、1999 年に 32MW の試験プラントが稼働しているが、主としてコスト面の問題で実用化はまだである。ガス化によるガスタービン発電により、サトウキビ 1 トン当たりの所要蒸気量を 280kg に抑え、また 1 トン当たり 250kWh の電力を系統に供給することが可能となる。この場合総供給量は 72.5TWh 、追加的な設備容量は $16,000\text{MW}$ と算出される (2002 年総発電量の約 1/4 に相当)。

その他

また、収穫廃棄物の利用も検討されている。現在サトウキビの人力収穫時には畑に残される余剰部分を焼き払っているが、これを焼かずに機械で収穫を行う場合、葉などのバイオマスが追加的に利用可能となり、サトウキビ 1 トンあたりのバガス収量が 280kg から 390kg へと約 40% 程度増加する。このような方法は燃料として利用可能なバイオマスの増加につながるほか、焼却時の大気汚染物質の排出を伴わないというメリットがある。

表 2-2 収穫廃棄物利用による効果

年	発電効率 kWh/t	単価 US\$/kW	収穫廃棄物未使用 (MW)			収穫廃棄物使用 (MW)		
			2001	2005	2010	2001	2005	2010
現状の技術	10-20	-	1,040	1,127	1,214	1,493	1,618	1,742
高効率ボイラ	14-44	222-667	3,121	3,381	3,641	4,480	4,853	5,227
CEST	80-100	1,450-1,650	5,964	6,461	6,958	9,951	10,780	11,610
ガス化	200	950-1,150	12,344	13,373	14,402	18,264	19,786	21,309

(出典 : Tolmasquim & Neto、2002)

以上のようにサトウキビの収穫時に生じる農業廃棄物を焼き払わずに収穫する方法は非常に魅力的である。しかし、焼かずに収穫を行う場合は機械を用いる必要があり、労働力の節減につながる。製糖業が未熟練労働力の大きな吸収源である現在、この方法の採用による雇用の喪失は大きな社会問題となりうる。これについては後述する。

2.4 製糖業全体の収益に対する影響

現在、製糖業の収入は約 150 億リアル（約 5,000 億円）であり、砂糖及びアルコールがほぼ同量の収入をもたらしている。コージェネレーションによる現状の売電量（約 600GWh）は製糖業の収入の 1% に満たないが、理論的には製糖業の収入を大幅に増加させる効果を持ちうる。

さらにバガスによるコージェネレーションは CDM としての可能性を持つ。この収益に与える影響は売電の効果と比べてオーダー1 つ小さい。しかし CO₂ は国際市場が成立することが期待され、CO₂ 関連の収入は外貨収入となる。これは通貨危機を何度も経験しているブラジル産業界にとっては大きな魅力となることが考えられる¹。

¹ 通貨危機が生じ、リアルが下落すると、国内市場に限定されたアルコールの生産から国際市場が存在する砂糖の生産に切り替える業者が続出した。

3 . CDM プロジェクトとしてのバガス発電

3 . 1 プロジェクト一覧

2004 年 3 月現在、CDM 理事会の方法論パネルには 4 件のバガス発電プロジェクトの方法論が提出されている。これに加え、国連開発計画（UNDP）のプロジェクト GLO/99/H06 Project, “Engaging the Private Sector in Clean Development Mechanism (CDM) Activities”において作成された PDD が一件公表されている。

以上 4 件のプロジェクトの概要を次ページに示す。

表 3-1 バガス関連主要 CDM 提案プロジェクト一覧

	Vale do Rosario プロジェクト (オリジナル)	Vale do Rosario プロジェクト (再提出)	Catanduva プロジェクト	Haidergarh プロジェクト	TA Sugars プロジェクト	A プロジェクト																
地域	ブラジル、サンパウロ州 Orlanda 郡		ブラジル、サンパウロ州北部 Catanduva 市及び Aliranha 市	インド北部ウッタルプラデシュ州	インド南東部タミルナドゥ州	ブラジル、サンパウロ州 Sertãozinho 市																
プロジェクトの概要	下記が全容。うちフェーズ 3、4 を CDM の対象としたい意向。 ・ フェーズ 1 (1990-94 年): 高効率蒸気タービンの導入 ・ フェーズ 2 (1995-97 年): 2 基の新規ボイラと 12MW タービンの導入 ・ フェーズ 3 (2001-03 年): 15MW タービン + スタンバイ用 4MW タービンの導入 ・ フェーズ 4 (2003 年 6 月 ~): 25MW タービン × 2 基 + スタンバイ用 4MW タービン × 2 基及び 65bar ボイラの導入 電力購入契約に基づく売電量はフェーズ 3 で 15MW、フェーズ 4 では 43MW。発電電力量は 2003 年以降は約 340GWh/yr、うち 222GWh を送電網に給電。		下記の通り。 ・ ボイラ : 66kgf/cm ² 、蒸気条件 200t/h @480 ・ 多段階式蒸気タービン : 25MW(発電電力量 119,700MWh、設備利用率 95%、自家消費分 26,334MWh。発電量 57,500MWh をクレジットとして計上。) ・ 発電機及び変電施設	下記の通り。 ・ ボイラ : 87kgf/cm ² 、蒸気条件 110t/h @515 ・ 蒸気タービン : 20MW ・ 系統への供給電力は 14MW (製糖工場稼働期 200 日)、18MW (非稼働期 120 日) ・ 系統への年間給電量 104.68GWh、10 年間で 1,034GWh ・ 年間バガス処理量 90,820t	4 か所の製糖工場において下記を実施 [設備増設] ・ 9.7MW の設備を 16.1MW に拡大 (2.1 億ルピー) ・ 16.1MW の設備を新設 (3.7 億ルピー) ・ 20MW の設備を新設 (12.65 億ルピー) ・ 14MW の設備をバイオマス用に改変 (1,400 万ルピー) [燃料転換] ・ オフシーズンに褐炭焚を利用 (または休止) していた設備もバイオマス (バガス以外) 燃料焚とする。	A プラント及び同じ企業体が経営する B プラントの両プラントにて下記を実施。 ・ A : 20MW の蒸気タービンを導入。8MW は自家消費、2MW は予備力であり、10MW が売電用。売電量は 68.54GWh/年。 ・ B : 2.5MW の蒸気タービン (売電用) を増設。売電量は 10.2GWh/年。																
コスト	プロジェクトの総コストは 4,200 万リアル (1,762 万ドル)		プロジェクトの総コストは 3,053 万リアル。主な内訳は以下の通り。 ・ ボイラ : 1,650 万リアル ・ 送電線、変電施設 : 619 万リアル ・ タービン : 250 万リアル ・ 発電機 : 139 万リアル ・ 建設事業 : 117 万リアル		上記参照	計 3,100 万リアル。内訳は以下の通り。 <table><tr><td></td><td>A</td><td>B</td><td>計</td></tr><tr><td>自己資金</td><td>12,848</td><td>1,747</td><td>17,759</td></tr><tr><td>外部資金</td><td>16,012</td><td>393</td><td>13,241</td></tr><tr><td>計</td><td>28,860</td><td>2,140</td><td>31,000</td></tr></table>		A	B	計	自己資金	12,848	1,747	17,759	外部資金	16,012	393	13,241	計	28,860	2,140	31,000
	A	B	計																			
自己資金	12,848	1,747	17,759																			
外部資金	16,012	393	13,241																			
計	28,860	2,140	31,000																			
資金計画	フェーズ 3 では、ブラジル開発銀行 (BNDES) による借款 650 万リアル (273 万ドル) が決定。フェーズ 3 の投資 (860 万リアル) の残り 210 万リアルは自己資本により賄われる。フェーズ 4 の資金計画は未定。					上記参照																
事業者	Valle do Rosario 製糖 (VRBC 社): 同社単独の、いわゆるユニラテラル CDM		Grupo Virgolino de Oliveira, Catanduva Sugarcane Mill	Balrampur Chini Mills 社	Thiru Arooran Sugars Ltd.	- (匿名)																
ベースライン考案者	Ecoenergy Brasil		Ecoinvest 社	同上	Winrock International / World Bank PCF	Climate Change Network / Vibhava Consultoria Empresarial																
ベースラインの概要	・ IEA の調査によると、マストラン電源を除いた調整電力の原単位 (Combined Margin) は、サンパウロ州を含むブラジル南-南西部では 0.644t-CO ₂ /MWh であり、これを原単位とする (First Approach)。 ・ 本原単位について、仮に公式な値 (政府機関等による発表) が得られない場合は、仮想的な天然ガス複合サイクルの原単位を用いることとする (Second Approach)。	・ IEA 試算による Combined Margin は 0.644t-CO ₂ /MWh であるが、ブラジルでは水力発電の比率が高いため、これらを全て計算から除く (ベースロードと見なす) ことは不適切と考え、0.604 t-CO ₂ /MWh に補正している (水力のうち、92.4%がベースロードと試算)。 ・ バガスの保存によるメタン排出については、焼却処理時の野積期間と大差がないため、考慮しない。	下記のように Build Margin を採用。 ・ 今後のトレンドに鑑み、ブラジルにおけるベストプラクティスとして、熱効率 50%のガス火力の原単位である 409kg-CO ₂ /MWh を想定。 ・ 水力発電はランニングコストが小さく代替されない。またサンパウロ州の既存火力はガス主体であり、今後も天然ガス火力が新設される。このため最先端のガス火力をベースラインとするのが妥当。	・ 電源構成の政府予測をもとに、クレジット期間における各年の Operating Margin, Build Margin、及びその平均値 (Modified Combined Margin; MCM ²) を算出。 ・ クレジット期間内で最も低い原単位 (2009 年 ~ の Operating Margin) を毎年のベースライン原単位として採用 (0.91t-CO ₂ /MWh)。	・ 容量増加分と燃料転換分に分類。前者は系統電力を代替し、後者はこれまで用いていた石炭及び褐炭 (オフシーズン) を代替する。 ・ オンシーズン時はこれまでもバガスを用いてきたので無関係。また輸送起源の排出については、バイオマスより石炭 / 褐炭の輸送による排出の方が長距離であり排出量も大きいことから計上しない。	・ 将来の電源計画 (Decennial Expansion Plan 2003-2012) を元に、今後 10 年間に導入される電源の平均原単位を算出 (約 0.47 t-CO ₂ /MWh)。 ・ 本値と (今後導入が進むと予想される) 天然ガス火力の原単位 (0.353 t-CO ₂ /MWh) を比較し、より小さい後者の値を採用。																
プロジェクト期間	2001 年 6 月 9 日から 25 年間		2003 年後半から 25 年間	2003 年 11 月から 20 年間	2002 年 12 月 ~ 2004 年 12 月にかけて順次稼働。15 年間	2003 年 1 月から 18 ヶ月 (誤記 ?)																
クレジット期間	7 年間 (2001 年 6 月 9 日から更新可能)		2004 年 5 月 1 日から 10 年間	2003 年 11 月から 7 年又は 10 年間	2003 年 7 月 1 日 (モニタリング設備設置日) から 10 年間	2004 年 7 月から 7 年間。																
追加性	・ 排出削減をもたらすため、環境上の追加性がある。 ・ ブラジルの電源の 89%は水力であるが、安価な地点は開発しつくされているため、今後は天然ガス火力が増大すると予想される。	・ ブラジルの電源の 89%は水力であるが、急増するエネルギー需要を賄うために政府は新エネルギーより在来型エネルギー技術の普及を重視している。 ・ サンパウロ州の地域では、バガス	・ プロジェクトの内部収益率は 15%、ROE は 18%。 ・ ブラジルでは発電プロジェクトへの長期ファイナンスが困難であり、ブラジル開発銀行 (BNDES) の借款も限度がある。 ・ 4 ユーロ/t-CO ₂ の CER ファイナン	・ インドの 450 か所の製糖工場のうち系統電力に給電しているものはわずか 32 か所である。 ・ 州内だけでもポテンシャルは 1,350MW もあるが、州内の製糖工場の多くは系統電力へ給電しておらず、この慣行は当分続く。 ・ サトウキビ及び砂糖の価格は最近	・ 既存施設はまだ耐用年数に達しておらず、従って現状で推移した場合、設備更新は当分行われない。 ・ 本件の発電コストは 2.31 ~ 3.01 ルピー /kWh であり、石炭火力 (100MW 級で 2.21 ルピー /kWh) を上回る。 ・ 製糖工場は蒸気条件 32kgf/cm ² 等	・																
追加性 (続き)																						

² OECD/IEA で示された Combined Margin は過去の実績から算出される Operating Margin、Build Margin の平均値として算出されるが、MCM では将来の電源構成から想定された Operating Margin、Combined Margin を用いて ex-ante で算出されるものとしている。

	Vale do Rosario プロジェクト (オリジナル)	Vale do Rosario プロジェクト (再提出)	Catanduva プロジェクト	Haidergarh プロジェクト	TA Sugars プロジェクト	A プロジェクト
		コージェネは最も費用効果的なオプションでないという研究結果がある。 - 事業者としても現在の投資環境でバガスコージェネを行うのは困難。CER 価格が 5 ドル/t-CO₂ を上回ると予測したから初めて可能になった。 - 行政の支援は不十分。	スで収益率が 1～2%上昇する。ブラジル中央銀行の利率が 22% (2003 年 8 月) であるため、これは非常に重要である。	まで政府により管理されており、本プロジェクトのような投資案件を資金的に困難としている。 - 給電している工場 (7 か所) の多くは小規模 (1～3MW) であり、設備のような大規模かつ高効率な蒸気条件での運転を行っているものは 1 件のみ。 - 同社にエネルギービジネスのノウハウがない。	の低効率ボイラを用いている設備がほとんどであり、徐々に効率は向上しているものの、本件のように 86 kgf/cm² のボイラは他に 1 件だけである。 世界的に見て製糖業は生産過剰であり、収益性は低い。	
排出削減量	2001～2003 年: 給電量 (変動あり) が原単位 0.644t-CO₂/MWh の電力を代替する 2004 年以降: 給電量 222GWh が原単位 0.644t-CO₂/MWh の電力を代替するため、排出削減量は年間 142,891 万 t-CO₂	2001～2003 年: 給電量 (変動あり) が原単位 0.604t-CO₂/MWh の電力を代替する 2004 年以降: 給電量 222GWh が原単位 0.604t-CO₂/MWh の電力を代替するため、排出削減量は年間 134.016 万 t-CO₂	- ベースライン CO₂ 原単位は 0.402t-CO₂/MWh - クレジット計上のために考慮する発電量は 57.46GWh - 従って年間温室効果ガス排出削減量は両者を乗じた 23,092t-CO₂/yr。	- ベースライン CO₂ 原単位は 0.91t-CO₂/MWh - 給電量は 10 年間で 1,050GWh - トラック起源の排出量は 1,950t-CO₂/yr - 従って正味年間温室効果ガス排出削減量は、水力発電による削減効果からトラック起源の排出量を減じ、936,289t-CO₂/yr。	- 容量増加分 (237MWh) は系統電力平均原単位 (0.79～0.72t-CO₂/kWh) を代替する。年間 17 万～20 万 t-CO₂ を削減。 - 燃料代替分: 年間で石炭 7 万トン及び褐炭 32 万トンを代替。年間 65 万 t-CO₂ を削減。 - バイオマスの燃焼により年間 6.5 万 t-CO₂ を排出。 10 年間で 688 万 t-CO₂ を削減。	- ベースライン CO₂ 原単位は 0.353t-CO₂/MWh - 売電量は USA が 68.54GWh/年、USFR が 10.2GWh/年。 - 従って、年間温室効果ガス排出削減量は USA が 24,195t-CO₂/yr、USFR が 3,601t-CO₂/yr、計 27,795 t-CO₂/yr。
リーケージ	なし	- 当該プラントの建設以前にバガスを購入し、燃料に利用していた消費者 3 社の燃料使用量について検討。2 社は他ルートよりバガス入手、1 社は当該プラント建設前から石油への燃料転換を想定していたとし、計上しない。 - 資材輸送や建設時の CO₂ 排出は微少のため、考慮しない。	設備の建設のために若干のエネルギーを消費するが、無視できる。	年間 8.1 万トンのバガスの輸送を行うのに、5 トントラックで 40 リットル×1,940 (片道) の輸送が必要。	なし。	なし。
環境影響	環境影響予備評価を実施予定。また、モニタリング等の協定の締結に加え、在来種の苗木 8.3 万本の植林も実施する。	環境影響予備評価を提出。その結果及びサンパウロ州環境庁の指示について記載 (下記)。 - 製糖工場の排水は他の工業廃水とは別途に処理する。また排水は一定の水質基準を満たせばサトウキビ畑の灌漑に用いてよい。 - ボイラの排ガス基準遵守義務を記載。 なお植林等の記載はない。	- 送電線新設のために小規模な伐採が必要となるが、送電線用地 100ha の 75%はこれまで通りサトウキビ畑であるほか、代替の植林を行う。 - 本件は従来の発電量 9MW を 25MW に拡張するものであり、このためサンパウロ州の環境影響評価 (簡易評価) の対象となる。これは現在作成中であるが、現時点においても環境上問題ないと自信を持って言える。	環境影響評価は実施済み。	- 環境影響評価は実施済み。立地地点は職制に乏しいため自然破壊は最小限。具林ベルトの設置により渡り鳥の生息地の確保等を図る。 - 環境管理計画を策定。大気、騒音、排水、廃棄物に関する対策を規定。	- 市条例 (Municipal Law number 3426, November 10, 1999) 州条例 (State Law number 997, May 13, 1976 及び State Decree number 8468, September 8, 1986) 及び連邦法 (CONAMA Resolution number 1, 3, 20, Law number 9427/96, Decree number 2655/98、Law number 9605/98) を全て遵守している。 - 大気汚染、土壌・水質汚染、植生・動物相影響、騒音・煤煙等に関する対策を規定。
公衆参加	フェーズ 3 及びフェーズ 4 において官報に広報。公表後 30 日間コメントはなかった。		2002 年 8 月 2 日～9 月 1 日にかけて CERU-PT のウェブサイトに掲示。また 2002 年 9 月 8 日に地元紙に記載。 - 当初想定していたベースラインの熱効率率 40% (これでもブラジルの平均以上) をベストプラクティスではないという指摘があり、50% に変更。	州政府、州電力庁、インド森林省等の関連当局及び NGO、コンサルタント、機器メーカー等にヒアリング。必要な許認可を取得。	州政府、州電力庁、インド森林省等の関連当局及び NGO、コンサルタント、機器メーカー等にヒアリング。必要な許認可を取得。	- 情報提供のためのセミナーを二度開催する。第一回のセミナーは 2003 年 3 月 19～21 日に開催 (参加者制限)。第二回は 2003 年 6 月に開催する予定であり、一般参加も可能である。 - 上記に加え UNDP、UNCTAD、UNIDO、Bioenergia、CCN の web サイトにて関連資料を一般公開し、得られたコメントに対応する予定である。
提出日	第 1 ラウンド	第 3 ラウンド	第 4 ラウンド	第 4 ラウンド	第 4 ラウンド	未提出
DOE	TUV		TUV	不明	不明	不明
その他	方法論パネルにて B 判定	方法論パネルにて A 判定	CERU-PT 対象プロジェクト 方法論パネルにて判定保留	方法論パネルにて B 判定	世銀 PCF プロジェクト	UNDP プロジェクト

3.2 各プロジェクトに対するパブリックコメント・パネルコメント

-1 Vale do Rosario プロジェクト（オリジナル）

パブリックコメント 提出者	パブリックコメント概要
Hotimsky	• Combined Margin は本プロジェクトにより代替される系統電源の原単位を適切に反映していると言える。ただし、公表されている 0.644kg-CO₂/kWh という数値は、近年の電気事業の構造改革を踏まえると、現状の値と比較すると精度が低下している恐れがある。また、本 PDD では ex-ante の考え方を採用しているが、原単位は定期的に見直すべきと考える。 • Second Approach として今後建設されるであろう電源を天然ガス複合サイクル発電と想定することは、近年計画された複合サイクル発電が環境的、資金的問題により実現されていないことから、不適切と考えられる。
北原氏 （電気事業 連合会）	• ベースライン選定にあたっては、プロジェクトにより代替される電源を特定することが望ましいため、First Approach(Combined Margin 利用) よりも Second Approach (天然ガス複合サイクル代替と想定) を優先すべきである。 • 代替電源の特定が困難な場合は、First Approach を採用することとも考えられるが、(Combined Margin の算定の際に除かれる) マストラン電源や低コスト電源の定義は議論が分かれるところである。Conservative な視点からも、マストラン電源や低コスト電源も含めた全電源平均の原単位を用いるべきである。
Anke Herold Ralph Harthan (Oko-Institut)	• ベースライン選定に関し 2 つの方法が示されているが、どちらを選択するかが不明瞭である。プロジェクト実施者は、First Approach (Combined Margin) を算出するデータを収集し、毎年再計算すべきである。 • Combined Margin の算出に際しては、マストラン電源と低コスト電源を除いているが、ブラジルのように水力発電の割合が高い国においては、OECD/IEA が提案した第二の算出方法、つまりマストラン電源・低コスト電源の一部のみ（例：50%）を除外して Combined Margin を算定することが望ましい。 • 本プロジェクトで検討されている規模では、天然ガス複合サイクル発電の建設を繰り延べさせるとは考えづらい。また、OECD/IEA によると、ブラジルにはまだ包蔵水力が十分残されており、天然ガス複合サイクル発電のみが今後選択されるとは限らないため、Second Approach は不適切と考えられる。 • ベースラインにおける売電量は過去 3 年間の平均値を用いることとし、プロジェクト実施時の売電量からベースラインの売電量を減じた分のみの CER を主張しているが、発電設備の稼働実績を踏まえたベースライン売電量を別途計算すべきである。つまり、過去 3 年の平均よりも将来的な設備の稼働率が高ければ、その分ベースライン売電量も上方修正すべきである。
Axel Michaelowa (Hamburg Institute of International Economics)	• Operating Margin はピークロードプロジェクト等であれば採用することが理にかなっているが、将来的な電源新設の可能性が高い場合は、電源構成の変化も踏まえた原単位を算出することが望ましい。 • Operating Margin の算出は電力監督機関、政府機関、国際的機関（IEA 等）等による公的な資料に基づく必要があり、毎年実績に基づいて算

パブリックコメント 提出者	パブリックコメント概要
	出した値を用いるべきである。 - Second Approach を採用するのであれば、天然ガス複合サイクルが経済的に最も有利な電源であることを証明する必要があるが（CDM M&P para 48）本 PDD では説明が不足している。又 Second Approach を採用する要件が不明確である。 - 投資上の追加性に関する記述が不足している。図 A-3 では火力発電が近年増加しているように見えるが、これは単に水不足から水力発電の出力が低下したためであり、経済的に火力発電の方が優れていたためではない。

パネルコメント 提出者	パネルコメント概要
Pedro Maldonado	- Combined Margin の算出に際しては、マストラン電源と低コスト電源を除いているが、ブラジルのように水力発電の割合が高い国においては、マストラン電源・低コスト電源の一部のみを除外して Combined Margin を算定することが望ましい。 - 送配電ロスについてはバウンダリ外として考慮されていないが、本プロジェクトによるロスの増減について検討することが望ましい。 - 本プロジェクトの IRR は比較的高いように見受けられ、投資上の追加性において疑問が生じる。 - 本プロジェクトにおけるバガス利用により、他の場所におけるバガス利用が阻害されないことをモニタリングする必要がある。また、バガス保存によるメタンの排出が、ベースラインと比して増大しないことについてもモニタリングが必要である。
Dian Phylipsen	- Combined Margin の算定方法については説明が十分であるが、その適用要件が不明瞭である。 - Combined Margin の算出に際しては、マストラン電源と低コスト電源を除いているが、ブラジルのように水力発電の割合が高い国においては、マストラン電源・低コスト電源の一部のみを除外して Combined Margin を算定することが望ましい。 - Second Approach において天然ガス複合サイクル発電を採用していることは、2015 年までの電源計画において水力発電の増設量が天然ガス複合サイクル発電の 2 倍であることから、疑問の余地が大きい。 - ベースラインにおいて、コージェネの熱利用分について検討がされていない。 - バガスの保存によるメタンの排出はリーケージとして記述されているが、バウンダリ内に含めて検討する必要がある。ベースラインに比して排出が増減するかについては保存期間や保存量等に依存するが、これらの判断材料が不足している。 - PDD では、ブラジル国内の製糖工場のうち系統電力に売電しているものは、高コストに起因して殆ど無いとしているが、その根拠となるデータが記述されていない。 - 本プロジェクトによるバガス利用が、他の場所におけるバガス利用を阻害しないことをモニタリングする必要がある。 - ブラジルの電源開発の推移を説明し、ガス火力の増大を示しているが、この結果がベースライン選定にどう反映されているかが明確でない。また、別の資料によると、近年経済成長の低下やガス価格の高騰によ

パネルコメント 提出者	パネルコメント概要
	り、多くのガス火力発電の建設が中断されたとのことである。
EB 結論	・ ベースライン選定方法が2つ併記されていることは好ましくないため、Second Approach は削除すべきである。 ・ Combined Margin の算出に際しては、マストラン電源と低コスト電源を除いているが、ブラジルのように水力発電の割合が高い国においては、マストラン電源・低コスト電源の一部のみを除外して Combined Margin を算定することが望ましい。 ・ プロジェクトの追加性については、近年の政策動向を述べるに留まり、バリアに関する記述が不足している。 ・ リークエージの可能性のある事項については、モニタリングを行うべきである。具体的には、本プロジェクトにおけるバガス利用による他の場所におけるバガス利用の阻害、送電線建設に伴う森林伐採等の影響である。 ・ バウンダリについては、地域又は国の系統全体とすべきである。また、バガスの保存によるメタンの排出はリークエージとして記述されているが、バウンダリ内に含めて検討する必要がある。ベースラインに比して排出が増減するかどうかは保存期間や保存量等に依存するが、これらの判断材料が不足している。
	判定結果：条件付承認（修正必要）

-2 Vale do Rosario プロジェクト（再提出）

パネルコメント 提出者	パネルコメント概要
EB 結論	・ 本プロジェクトでは7年×3期のクレジット期間を想定しているが、第二、第三期間においても再計算された Combined Margin を用いるべきである（PDD では第二、第三期間についてはその時における Build Margin を採用すると記述）。 ・ 投資上のバリアについては、より詳細に記述すべきである。
	判定結果：承認

Catanduva プロジェクト

パネルコメント 提出者	パネルコメント概要
Francis Yamba	・ ベースラインの特定方法や選定方法について明記されているものの、適用条件に関する記述が不足している。 ・ 追加性については、他の選択肢との IRR 比較等により明確に示される必要がある。 ・ 本プロジェクトが代替すると想定した天然ガス火力の原単位は IPCC によるデフォルト値ではなく、ブラジルの既存火力の燃料消費量や発電量から算出した値を用いることが望ましい。 ・ バガスが不足した際に他の燃料を用いる際のリーケージについて、説明すべきである。
Steve Thorne	・ 本プロジェクトでは Build Margin のみ活用しており、Operating Margin を考慮していなく、不適切である。 ・ 投資上の追加性を IRR の比較で論じる際には、他の選択肢のいずれかではなく、全ての選択肢と比較して IRR が低いことを示す必要がある。 ・ 法規制や電源計画の改定に伴うベースラインへの変更の可能性について考慮する必要がある。
EB 結論	・ 本 PDD で示されたベースラインとモニタリングの方法論の整合性がとれていない。 ・ 本プロジェクトの規模（25MW）では、ブラジルで建設されている天然ガス火力の規模が数百 MW であることと比較すると、新規電源の建設に影響を及ぼすとは考えにくく、Build Margin を用いることは不適切であり、Operating Margin を採用するほうが望ましい。 ・ 本プロジェクト周辺の地域の系統における全電源平均原単位は 0.24 ～ 0.6kg-CO2/kWh であり、ベースラインとして設定した 0.409kg-CO2/kWh に比してかなり小さい。従って、本 PDD で想定しているベースラインは conservative とはいえない。 ・ IRR により他の代替シナリオと経済性を比較するのであれば、最低限の支出、収入内容等を記すべきである。 判定結果：条件付承認 / 却下の双方で判断を保留している。

Haidergarh プロジェクト

パブリックコメント 提出者	パブリックコメント概要
N Yuvaraj Dinesh Babu (Tata Energy Research Institute)	・ リークエージとしてバガスのトラック輸送に関する CO2 排出を考慮しているが、片道分しか計上されていないので、往復分として現在の 2 倍のリークエージを考慮すべきである。 ・ Electricity Act 2003 に基づき、州当局は RPS の導入の検討を要請されている。RPS 導入を想定したベースラインの変更の可能性について、検討が必要と考えられる。
Ben Pearson (CDM Watch)	・ 本プロジェクトの追加性については疑わしい。当初公表された PDD では、政府等の補助金によりプロジェクトの収益性は高いと記述されており、また商業運転が 2002 年 12 月には開始されるとしていた（実際には繰延）。従って、本プロジェクトは CDM スキーム無しでも行われたと見なすことが妥当である。
Deepak Mawandia (Carbon Watch)	・ 本プロジェクトが位置するウッタラプラデシ州では、電源不足により全ての電源が「マストラン」電源である。従って、ウッタラプラデシ州の系統の Operating Margin や Build Margin を用いるのではなく、将来建設される可能性の高い最新鋭のディーゼル発電の原単位を用いるべきである。 ・ 本プロジェクトによるバガス利用が他の場所におけるバガス利用を阻害しないことや、バガスの保存によるメタンの排出量増がないことをモニタリングすべきである。
北原氏 (電気事業 連合会)	・ Combined Margin の算定の際にマストラン電源や低コスト電源を除いているが、詳細なディスパッチ分析を行わずにマストラン電源等を判断することは好ましくないため、ディスパッチ分析を行わないのであれば、全電源平均の原単位を採用すべきである。
Shrikant Saraf Maharashtra Energy Development Agency (MEDA)	・ 本プロジェクトで想定されているベースラインは適切であり、今後インドで行われるいかなる再生可能エネルギープロジェクトにおいても適用可能である。
Lambert Schneider (Oko-Institut)	・ 本 PDD において想定しているベースラインの適用要件が明確でない。また、ベースライン想定における前提条件やパラメータが一般的な説明に留まっており、データをどのように収集するかについても記述されていない。 ・ バイオマスが持続可能な形態で利用されるかどうかについて説明が不足している。持続可能性が担保されないのであれば、LUCF（土地利用変化）による CO2 排出を考慮する必要がある。 ・ リークエージについては文章中で表現されているものの、具体的な算出方法等については記述がない。

パネルコメント 提出者	パネルコメント概要
Juerg Fuessler	・ 追加性に関する記述は非常に曖昧である。本プロジェクトのファンディングは完了しており、CDM スキームなしでは本プロジェクトが実現しなかったという説得力に欠ける。CER 価格は不透明なため、CER をあてにしたプロジェクト遂行は困難という事業者の説明は理解できるが、そうであれば技術的等、その他のバリアを持って追加性を主張することが必要である。 ・ ベースラインにおける発電量や熱供給量に関する記述がなされていない。 ・ コージェネプロジェクトにおいては、排熱利用量についてもモニタリングすることが必要である。 ・ バガス保存時のメタン排出について、可能であればモニタリングすることが望ましい。
Dian Phylipsen	・ 本プロジェクトは以下の理由から追加的でないと考えられる。 ➢ 既に建設がほぼ完了しており、商業運転が間近である。 ➢ プロジェクト実施者（BMCL）は、同様のプロジェクト（19MW）を実施しており、2003 年 3 月に商業運転を予定している。 ➢ BMCL は数年来、砂糖生産に付随して発電やエタノール生産を行っており、これらの事業が砂糖の単独生産に比して優れている（IRR18%→25%）と自身の HP に記載している。 ・ Build Margin の算定方法が複雑であり、またそれ故に計算結果が正しいかどうか確認ができない。 ・ CO2 削減効果の計算に用いるデータの信頼性が必ずしも高くなく、またどのように入手するかについても明確な説明が不足している。計画値をベースに計算をすることは、不確実性の増大につながる恐れがある。 ・ バガス運搬による CO2 排出等は少なくなく、リーケージと見なすべきだが、PDD では「リーケージと見なすことも出来る」という表現に留まっており、判断要件が記載されていない。
EB 結論	・ 本プロジェクトの追加性については、説明が分かりづらいため、実際に追加性があるかどうかについて判断できない。より簡潔に記述すべきである。 ・ Modified Combined Margin の算定にあたり、将来の電源構成の政府予測を用いたとあるが、燃料構成の変化等をどう考慮しているかが不明瞭である。 ・ 系統に関するデータの収集や精度確保に関する方法をより詳細に明示すべきである。
	判定結果：条件付承認（修正必要）

-1 TA Sugars プロジェクト（設備増設）

パブリックコメント 提出者	パブリックコメント概要
Ben Atkinson	設備増設による系統への追加売電量を予測するにあたり、現状の売電量と自家消費量の比率を用いているが、既存設備は自家消費が主であるのに対し、(売電用の)追加設備は売電が主となると予想されるので、売電量を過小予測する恐れが生じる。
John Thomas	- バガス発電による系統への売電価格が州政府により優遇されているため、本 PDD の経済性分析は不適格である。 - リーケージに関するモニタリングが不足している。
Lambert Schneider (Oko Institute)	- 本方法論にて述べられている設備増設が行われたとしても、同時期に提出された NM0028 で示されている燃料転換が行われなかった場合、化石燃料の使用増につながる恐れがあるが、この懸念については説明されていない。 - 追加性の立証の際に示す代替オプションは、事業者が実施可能なものでなくてはならない。本 PDD では系統電源の拡張を代替案の一つに掲げているが、一製糖事業者のオプションとしては不適切である。 - 電力や熱需要の将来予測について詳しく説明する必要がある。需要が今後伸びないのであれば、「何もしない」ということも一つのオプションとなりうる。 - 経済性試算の前提となるデータの説明が不足している。

-2 TA Sugars プロジェクト（燃料転換）

パブリックコメント 提出者	パブリックコメント概要
Amit Kumar Das	- ベースラインとして褐炭焚発電を想定しているが、通常砂糖生産のオフシーズンには貯蔵してあるバガスを利用することや、コージェネを停止して系統から電力を購入するケースも多い。 - 既に提出されている別の PDD では、本プロジェクトで想定しているものと類似のバイオマス残渣の調達コストを 600 ルピー/t としており、これは褐炭等の価格と比しても安価である。
Lambert Schneider (Oko Institute)	- 追加性を立証する際に、化石燃料とバイオマスの燃料価格を比較しているが、現状の値と将来の価格のどちらを比較するかが不明確である。また、比較の方法についても明確にすべきである（将来の消費量を想定した NPV 等）。 - ベースラインにおける化石燃料消費量を過去の実績の平均値から算出しているが、活動量は変化しうるため、プロジェクト実施時の発電量や化石燃料消費量、発電効率等より、バイオマスによって代替された化石燃料の消費量を算出すべきである。 - 化石燃料の上流側（採掘、輸送）に係るリーケージが考慮されていない。

3.3 CDM としての諸要件の決定

3.3.1 ベースライン選定

ブラジルの電源構成の 90% 以上は水力である。従ってブラジルの電力平均原単位は低く、近年の火力発電量の増加、水不足による水力発電量の減少を考慮しても 0.1t-CO₂/MWh 以下である。これは最も効率の良いガス火力発電の 1/4 程度である。このような特徴を持つブラジルにおいて電力プロジェクトで温室効果ガス排出削減を行うためには、火力を代替する必要がある。ここではバガスを用いたコージェネレーションの温室効果ガス排出削減ポテンシャルの計算に当たってベースラインの検討を行う。

(1) Operational Margin の検討

Operational Margin (OM) とは当該プロジェクトが代替する調整電力を指す。ブラジルの送電網は全国的に連結している。まず 2002 年におけるブラジルの公営水力の設備容量 68,928MW と発電量 278,656GWh を比較すると設備利用率は 46.1% と算出される。これは水力発電所としては高い値であり、ブラジルにおける水力発電がベース電力を担っていることを示す。これに対して火力発電所の設備利用率は 32.5% と算出される。従って火力発電所は相対としてフル稼働しているわけではない（なお原子力発電所の設備利用率は 80.7% と算出されるが、これは原子力発電所の値として妥当であろう）。以上より、ブラジルの送電網は水力をベースとし、火力がピーク電源を担っていることが示唆される。

2 番目に、一般的に水力発電所の特徴は初期設備投資が高くランニングコストが安いのに対し、火力発電所は逆である。とりわけ火力発電所の燃料源のうち天然ガス及び石油を輸入するブラジルのようなケースではその傾向が見られよう。従って調整電源を火力発電と考えるのは妥当である。

3 番目に発電パターンの季節的な変動がある。ブラジル南東部では、水力発電は水資源の潤沢な雨季（11 月～5 月）と乾季とでは大きく異なり、乾季の水力発電所の設備利用率は雨季の 55%～79% に留まる。ここでサトウキビの収穫期、すなわちバガスの利用時期は乾季にほぼ一致する。

結論として、電源構成で見る限りではサンパウロ州（及び中東部送電網）の構

成はブラジルの他の地域とは大きな違いはない。

(2) Build Margin の検討

電源計画及び発電量の推移から見た検討

Build Margin (BM) とは将来の電源計画に照らして当該プロジェクトが代替する電力を指す。今後 10 年にわたるブラジル全土の電源開発見通しは下記の通りであり、開発される電源で見える場合は水力が主体となる。火力は 1 つのシナリオで非常に少ないが、リファレンスシナリオで見える限りは水力の 1/3 程度である。

表 3- 2 ブラジルの発電計画

	2002/10/31	2012/12/31						増加	
		Low-A	Low-B	Ref-A	Ref-B	High-A	High-B	最小	最大
水力	68,928	84,528	84,262	90,022	98,419	98,142	98,602	15,334	29,674
火力	9,980	16,772	11,877	17,072	17,872	22,072	28,422	1,897	18,442
輸入	2,178	2,178	2,178	2,178	2,178	2,178	2,178	0	0
小規模	1,091	7,599	1,554	8,201	1,554	8,500	1,554	463	7,409

(出典：ANEEL、*Plan Decenal*、2002)

ここで、ブラジルの送電網は北部、北東部、中東部、南部の 4 つに大別できる。これらは完全に独立しているわけではないが、送電網間の連結は少ない。全体の電力量の約 60% がサンパウロ州を含む中東部送電網である。送電網別の電源開発状況を見ても、各地域とも水力、火力が多数想定されている。火力はほとんどガスであり、石炭火力は 2007 年に計画されているが、実現のほどは不確定である。

このようにブラジルにおける電源開発は電源十カ年計画を見る限りでは、全体としては水力、次いで火力が主体となるようである。また中東部においては水力よりむしろ火力主体となると考えられる。しかし、規制緩和の途上にあるブラジルの電力開発が現行計画に沿うとは必ずしも限らない。過去 15 年間の発電量の推移を見る。

表 3- 3 公営電力の発電量推移（単位 GWh）

	合計	天然ガス	石炭	薪炭材	軽油	重油	原子力	水力
1987	192,275	0	3,553	34	2,441	3,169	973	182,105
1988	203,781	5	2,695	25	2,319	2,582	608	195,547
1989	210,775	215	3,769	7	1,950	1,900	1,830	201,104
1990	210,913	12	2,711	0	1,511	848	2,237	203,594
1991	221,934	4	3,323	0	1,543	1,013	1,442	214,609
1992	228,711	3	3,122	0	1,945	1,299	1,759	220,583
1993	237,938	0	2,897	0	1,760	1,144	442	231,695
1994	245,875	0	3,105	0	1,847	1,401	55	239,467
1995	260,678	0	3,668	0	2,698	1,337	2,519	250,456
1996	273,300	2	4,052	0	2,403	2,971	2,427	261,445
1997	288,845	74	5,264	0	3,246	2,506	3,169	274,586
1998	301,165	155	4,630	0	4,156	2,601	3,265	286,358
1999	310,681	452	7,171	0	5,937	5,827	3,977	287,317
2000	323,899	1,571	7,448	0	4,084	6,187	6,046	298,563
2001	301,318	6,942	7,352	0	4,010	6,070	14,279	262,665
2002	315,309	9,786	5,062	0	4,286	3,682	13,837	278,656
年変化率	3.4%	71.8%	2.4%	-100.0%	3.8%	1.0%	19.4%	0.0%

（出典：MME、*Brazilian Energy Balance*, 2003）

表 3- 4 民営電力の発電量推移（単位 GWh）

	総量	水力	バガス	天然ガス	黒液	石油類	その他
1987	11,056	3,495	1,928	0	811	2,357	762
1988	11,171	3,546	1,878	0	691	2,419	819
1989	10,963	3,586	1,784	0	782	2,562	780
1990	11,907	3,114	1,864	314	1,103	2,893	868
1991	12,432	3,173	1,946	369	1,149	2,942	844
1992	13,020	2,760	2,066	387	1,798	2,695	1,672
1993	14,035	3,370	2,017	388	1,679	2,891	1,801
1994	14,166	3,238	2,314	479	2,166	2,530	1,636
1995	14,923	3,449	2,574	560	2,195	2,785	1,711
1996	17,944	4,324	3,593	973	2,273	3,269	1,784
1997	19,135	4,386	3,880	1,107	2,509	3,240	2,021
1998	20,583	5,111	3,982	1,171	2,526	3,666	1,914
1999	24,035	5,683	4,287	2,203	2,947	4,204	2,189
2000	25,010	5,840	3,653	2,497	3,006	3,897	2,423
2001	27,191	5,211	4,655	3,014	3,111	4,653	2,379
2002	29,335	6,288	5,360	3,358	3,515	3,975	2,408
年変化率	6.7%	4.0%	7.1%	21.8%	10.3%	3.5%	8.0%

（出典：MME、*Brazilian Energy Balance*, 2003）

表 3- 5 公営電力 + 民営電力の発電量推移（単位 GWh）

	総量	水力	天然ガス	石炭	石油類	バガス	その他
1987	203,331	185,600	0	3,688	7,967	1,928	4,148
1988	214,952	199,093	5	2,827	7,320	1,878	3,829
1989	221,738	204,690	215	3,877	6,412	1,784	4,759
1990	222,820	206,708	326	2,814	5,252	1,864	5,857
1991	234,366	217,782	373	3,431	5,498	1,946	5,336
1992	241,731	223,343	390	3,322	5,939	2,066	6,672
1993	251,973	235,065	388	3,126	5,795	2,017	5,584
1994	260,041	242,705	479	3,393	5,778	2,314	5,373
1995	275,601	253,905	560	3,944	6,820	2,574	7,798
1996	291,244	265,769	975	4,374	8,643	3,593	7,890
1997	307,980	278,972	1,181	5,511	8,992	3,880	9,444
1998	321,748	291,469	1,326	4,897	10,423	3,982	9,652
1999	334,716	293,000	2,655	7,437	15,968	4,287	11,369
2000	348,909	304,403	4,068	7,667	14,168	3,653	14,949
2001	328,509	267,876	9,956	7,594	14,733	4,655	23,694
2002	344,644	284,944	13,144	5,309	11,943	5,360	23,944
年変化率	3.6%	2.9%	75.5%	2.5%	2.7%	7.1%	12.4%

（出典：MME、*Brazilian Energy Balance*, 2003）

以上を見ると、近年において最も発電電力量を伸ばしているのはガス火力であることがわかる。とりわけ近年はその傾向が顕著である。民営電力としてのバガスは 2001 年以降急増しているが、所内消費用途がほとんどであった 1998 年以前と比べてさほど変わっていない。

コストパターンから見た検討

ブラジル電力庁（ANEEL）にヒアリングした結果によると、各種電源の発電コストは以下の通り。

- ・ 既設水力：20 ドル/MWh
- ・ 既設の通常型天然ガス火力：40 ドル/MWh
- ・ 複合サイクル火力：60 ドル/MWh

バイオマス火力については ANEEL では同列の検討は行われていない。しかしブラジル政府が電気事業に対して課している Valor Normativo（消費者に転嫁可能

な価格の上限)は下記の通り。バイオマスが通常の電力と比べて高くなっていることがわかる。

表 3- 6 転嫁価格 (Valor Normativo) の比較

	R\$/MWh	US\$/MWh	相対比
一般	72.35	36.85	1
石炭	74.86	38.13	1.03
小規模水力	79.29	40.39	1.1
バイオマス	89.86	45.77	1.24
風力	112.21	57.15	1.55
太陽光	264.12	134.53	3.65

(出典 : ANEEL, 2002, *Atlas de Energia Eletrica de Brasil*)

このことは、小規模の風力、太陽光を想定外とすると、バイオマスが調整電力となりうることを示唆している。

IEA による検討

国際エネルギー機関 (IEA) はベースラインについてケーススタディを行ってきたが、その一例としてブラジルの電力部門がある。これは南部 - 南東部送電網及び北部 - 北西部送電網、及び送電網に連結されていない地域を対象として、2000 年における 1,479 箇所の発電所 (操業中 1,174 箇所、建設中 305 箇所、うち系統連結 1,058 箇所。電源構成は水力 87%、原子力 4%、石油 3%、石炭 3%、ガス 1%、バイオマス 1%) について調整電力を調査したものである。算出した原単位は以下の通り。

- ・ OM1 (水力、バイオマス、風力、太陽光をマストラン電源として排除)
- ・ OM2 (送電網の水力発電の 50% を排除)
- ・ BM (ビルドマージン)
- ・ CM (コンバインドマージン)

調査結果を以下に示す。ブラジルの水力発電が電力のベースを担っているという現状に鑑み、OM2 とすることが考えられるが、これでは北部に複合サイクルガスタービン (CCGT) のような先進技術が導入されないと IEA は危惧している。逆に OM1 のようなベースラインは排出削減量の過大評価につながる恐れがある

としている。

表 3- 7 南部 - 南東部送電網の原単位

項目	系統平均	OM1	OM 2	BM	CM1	CM2
原単位 (t-CO ₂ /GWh)	275	719	550	589	644	560
発電所数	582	121	527	116		
設備容量 (MW)	85,031	28,421	39,462	28,521		
発電量 (GWh)	447,081	167,808	223,541	169,750		
電源構成 (発電 量ベース)	水力 61.5%、ガス 27.4%、石炭 5.9%、原子力 2.9%、石油 1.7%、バ イオマス 0.6%、風力 0.1%					

(出典：IEA,2002, *Road-Testing Baselines for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector*)

表 3- 8 北部 - 北西部送電網の原単位 (参考)

項目	系統平均	OM1	OM 2	BM	CM1	CM2
原単位 (t-CO ₂ /GWh)	170	774	341	331	546	336
発電所数	476	350	452	98		
設備容量 (MW)	28,926	6,761	16,241	9,740		
発電量 (GWh)	124,463	27,593	62,233	38,042		
電源構成 (発電 量ベース)	水力 61.5%、ガス 27.4%、石炭 5.9%、原子力 2.9%、石油 1.7%、バ イオマス 0.6%、風力 0.1%					

(出典：IEA,2002, *Road-Testing Baselines for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector*)

本件への適用について考えると、バガスを用いたコージェネレーションシステムはブラジルで水力資源が乏しくなる乾季に集中すること、ブラジルの送電網において水力の割合が少ない南東部における事業であることに鑑み、水力等をマストランとして排除した OM1 をベースに想定しても問題ないと考えられる。逆に水力を 50% だけ排除した OM2 は、50% という数値に客観性を書くきらいがある。

既存 PDD における検討

第 2 章で述べたように、現在バガス利用コージェネレーションプロジェクトで数件の PDD が作成されているが、このうちブラジルからも Vale do Rosario 及び

Catanduva の 2 件が提出されている。両件のうち、前述の IEA 文献におけるベースライン CO₂ 原単位を高く見積もった Vale do Rosario の方法論が採択されたことは興味深い。両者の PDD については後ほど詳述するが、現在 PDD の提出が検討されているサンパウロ州のもう 1 件（A 社と仮定する）と併せ、以下にベースライン方法論を比較する。

表 3- 9 既存 PDD におけるベースライン

	選定ベースライン	その他案	選定理由
Vale do Rosario (オリジナル)	・ Combined Margin	・ 天然ガス火力複合 ・ サイクル代替	・ 国際機関（IEA）による方法論を参照。
Vale do Rosario (再提出)	・ 補正後の Combined Margin	・ なし	・ ブラジルの電源構成が水力の割合が大きいことを踏まえて補正。
Catanduva	・ 高効率の天然ガス火力の原単位	・ なし	・ 現行のトレンドを反映したベストプラクティス。
A プロジェクト	・ 高効率の天然ガス火力の原単位	・ 将来の電源計画を元にした、今後 10 年間に導入される電源の平均原単位	・ Conservative な観点から、最も原単位の低い値を採用。
Haidergarh (参考)	・ Operating Margin	・ Build Margin、Modified Combined Margin	・ Conservative な観点から、最も原単位の低い値を採用。
TA Sugars (参考)	・ [設備更新] ・ 系統の全電源平均原単位 ・ [燃料転換] ・ 石炭/褐炭発電の原単位	・ なし	・ [設備更新] ・ 設備が小規模であり、系統運用にそれほど大きな影響は与えないため、本プロジェクトにより代替された電源の特定は困難。 ・ [燃料転換] ・ BAU では安価で入手が容易な燃料を使用すると想定。

（出典：気候変動枠組条約事務局資料：なお Haidergarh と TA Sugars はインドの案件）

各 PDD で採用されているベースライン方法を整理すると、唯一方法論パネルにて A 判定を受けている Vale do Rosario プロジェクトでは、水力のシェアが大きいことを踏まえて補正された Combined Margin を採用している。また、B 判定を受けている Haidergarh プロジェクトや、Cana Verde プロジェクト（方法論パネル未提出）では複数のベースラインを想定し、最も conservative なものを採用するという方式をとっている。

パブリックコメント、パネルコメント等を踏まえると Combined Margin の採用は比較的認められやすいと考えられる。実際、バガス発電プロジェクト以外にも、Combined Margin を採用した PDD が方法論パネルにて A 判定を受けている（Mexico El Gallo 水力プロジェクト NM0023）。ただし、ブラジルのように水力発電（CO₂ フリー電源）のシェアが大きい系統の場合、Operating Margin の算定のマストラン/低コスト電源を全て除外することは望ましくない、というコメントが多い。

今後新設されると予想される高効率の天然ガス火力の原単位を採用している PDD も見られるが、プロジェクトが小規模な場合は電源建設よりも運用に影響を及ぼすと考えられることから、Build Margin についても考慮すべき、というコメントも存在する。また、特定電源（電源種）を代替すると想定する場合には、経済性分析等により当該電源がベースラインとなることを明確に立証する必要がある。

結論

Vale do Rosario の採用したコンバインドマージン方式ベースラインが最適と考えられる。理由として、IEA の検討によって裏付けられていること、バガスを用いたコージェネレーションシステムの特性に沿っていること同じ州の同じ産業であること、CDM 方法論パネルにより A 評価を獲得していること等により適切と考えられる。従ってプロジェクトの原単位は 0.604kg-CO₂/kWh と考える。

(3) 追加性の立証

ここでは、バガス利用コージェネレーションシステムが CDM として認可されるために必要な追加性の充足について検討する。

これまで見たように、ブラジル全土で約 150 件のバガス利用コージェネレーションシステムが稼動しており、系統に電力を供給している。このほとんどは所内消費のみである(最近の調査では 350 件のコージェネレーションシステムのうち、系統に電力を供給しているのは 30 件程度であるという報告もある)。また、前述のように高効率ボイラを用いた場合のバガス利用コージェネレーションシステムのポテンシャルは約 7,000MW 以上と算出されるが、ブラジル政府によれば系統に給電している量は 133MW に過ぎない(ただし UNICA によれば 600MW との報告もある)。このことは、系統に給電しているコージェネレーションシステムの多くは高効率(優れた蒸気条件) のボイラではなく、低効率ボイラを使いつつ余剰電力を給電していることを指しているが、同時に高効率ボイラの利用が急増していることを示唆する。

規制緩和

ブラジルの電気事業は規制緩和の途上にある。規制緩和は事業者にとってのリスク自己負担を意味する。現在送電網への給電を行っている。このような規制緩和は事業者にとってのリスク要因となる。

コスト面

ブラジル電力庁(ANEEL)によると、各種電源の発電コストは以下の通り。

- ・ 既設水力：20 ドル/MWh
- ・ 既設の通常型天然ガス火力：40 ドル/MWh
- ・ 複合サイクル火力：60 ドル/MWh

バイオマス火力については ANEEL では同列の検討は行われていない。しかしブラジル政府が電気事業に対して課している Valor Normativo (消費者に転嫁可能な価格の上限) は下記の通り。バイオマスが通常の電力と比べて高くなっていることがわかる。

表 3- 10 転嫁価格（Valor Normativo）の比較（再掲）

	R\$/MWh	US\$/MWh	相対比
一般	72.35	36.85	1
石炭	74.86	38.13	1.03
小規模水力	79.29	40.39	1.1
バイオマス	89.86	45.77	1.24
風力	112.21	57.15	1.55
太陽光	264.12	134.53	3.65

（出典：ANEEL, 2002, *Atlas de Energia Eletrica de Brasil*）

ファイナンス面

現在、再生可能エネルギーに対する政府補助 PROINFA の対象案件が選考過程であるが、その段階でバガス利用コージェネレーションシステムの開発が一時的にストップしている。これは政府補助なしには遂行が非常に困難であることの裏づけである。

総括

従って、本来が所内消費を目的としており、余剰分を給電しているバガス利用コージェネレーションは追加的とはいえないが、当初より系統電力への給電を行う目的で作られたシステムは追加性があるといえる余地がある。本件の第 1 号である Vale do Rosario 案件はこのようなロジックを用いて追加性を主張した。

中でも、2001 年のエネルギー危機が終わり、電力価格が一段落して以降構想の対象となったもの、また政府補助プログラム PROINFA の対象となっていないものについては追加性の余地がある。逆に、エネルギー危機時の送配電事業者による高価買取（最高 600R\$/kWh に達したとされている）を享受した施設は追加性の立証に一定の困難が伴う。

なお、追加性の立証方法については、簡易試算により経済性が他のオプションに比して劣る、国内において類似プロジェクトの実施例が少ない、等がとられている。経済性試算に関しては、IRR による比較が 1 件、発電単価による比較が 2 件となっている。また、パブリックコメント、パネルコメント等によると、多くの PDD において経済性試算に関して記述が不足しているとし、より詳細な説明を

求めている。また、発電単価の比較を行う際には、イニシャルコスト、ランニングコストの支出のみで論じるのではなく、売電価格が異なる可能性等も踏まえ、収入も含めた検討が求められる可能性がある。

本件の追加性の担保方法としては下記の３種類が挙げられよう。

- A：エネルギー省の再生可能エネルギープログラム PROINFA に応募した案件（採択の可否によらない）。
- B：バガス利用コージェネレーションシステムが一定以上に達した場合はクレジットの獲得を中止すると明言する。
- C：一定水準以上の技術を活用する。

A 案は、PROINFA 対象プロジェクトに応募するような案件は、コマーシャルベースでの実施は困難であることを立証することが容易であるという観点に立つものである。

B 案は、バガス利用コージェネレーションシステムによる給電が近年増加していることに鑑み、CDM なしで操業している同様の施設数または規模が一定上の基準に達した場合は CDM としての資格を失い、クレジットの獲得を中止とするものである。このような CER 発生の「自粛」とも言うべき提案は最初にブラジルの NovaGerar プロジェクト（NM0005）、最近ではインドのラックナウプロジェクト（NM0032）において提唱された。両者とも廃棄物起源メタン回収プロジェクトである。両者の概要について以下に示す。

表 3- 11 CER 発生の「自粛」提案の例

NovaGerar(NM0005)	Lucknow(NM0032)
対象群となる廃棄物処理場のモニタリングを行い、20%以上の処理場においてメタン回収・発電施設が導入されている場合は本件の排出削減クレジットを 20%以上割り引く（割引率は将来的に決定する）。20%に満たない場合は割引率を 20%に固定する。	一般廃棄物埋立場の 50%に同様の施設が導入された場合、CER の発生を中止。

両件とも CDM 理事会方法論パネルより A 評価を獲得しており、このような記

述が追加性を立証する上で有効であることは確実であろう。バガス利用コージェネレーションシステム事業として唯一 A 評価を獲得した Vale do Rosario はこのようなスキームを採用していないが、これは Vale do Rosario が先駆者であったためという説明が可能であろう。

C 案は、ブラジルにおいて新規に導入が検討されているボイラ技術を上回るものを導入するというものである。これまでの製糖施設における電力の自給のみを目標としたコージェネレーションシステムは、ボイラの蒸気圧が 21kgf/cm^2 、温度が 300 というものであった。今後新規に導入が検討されているコージェネレーションシステムではボイラの蒸気圧が 63kgf/cm^2 、温度 480 のものが多い。 20kgf/cm^2 では 12t-v/MWh の蒸気を要するのに対し、 60kgf/cm^2 では 8 t-v/MWh 、 80kgf/cm^2 では 5 t-v/MWh と効率向上が図られる。しかし高効率機器ほどメンテナンス費用が高い。

ここでは、CDM 理事会に対応する上で明確であり、プロジェクト事業者の方針変更を迫ることのない B 案を選択するのが適切であると考ええる。ただし、PROINFA への応募（A 案）は可能であれば勘案する。

4. 対象案件の CDM としての可能性検討

4.1 案件名

ブラジルにおける製糖廃棄物起源コージェネレーションシステムの導入先として数箇所を検討した。この結果、追加性の立証という観点から、サンパウロ州西部に立地する下記の地点を有望サイトとして選定する。

- ・ UNIALCO 社（サンパウロ州 Aracatuba（アラサトゥバ）近郊）
- ・ ALCOESTE 社（サンパウロ州 Fernandopolis（フェルナンドポリス）近郊）

(1) UNIALCO 社

UNIALCO 社 1990 年以降より生産量を伸ばしてきている。年間サトウキビ処理量は 250 万トンである。現状のエネルギー設備は蒸気圧 21kgf/cm^2 の蒸気タービン 2 基であり、それぞれ 110tv/h 及び $+120\text{tv/h}$ の蒸気を 300 で供給する。これにより $1.5\text{MW} \times 4$ 基の発電機を稼働させる。

設備回収により、蒸気タービンのアップグレードを行いたい方針である。蒸気圧 60kgf/cm^2 程度、または 80kgf/cm^2 程度の蒸気タービンを想定している。

(2) ALCOESTE 社

同社はサンパウロ州製糖業で唯一の日系企業。現在 3MW 、 21kgf/cm^2 、 95tv/h の設備で 80 万トンのサトウキビを処理。将来的には 2005 年に 120 万トンの処理量に増加させたいほか、新規設備で 2010 年に 200 万トンのサトウキビの処理をしたい。前者では $10 \sim 20\text{MW}$ 、後者では $30 \sim 40\text{MW}$ の発電が可能である。

4.2 温室効果ガス排出削減量の算出

本事業による化石燃料発電電力量の削減がもたらす温室効果ガス排出削減量は、一義的に系統電力への供給量により決定される。サトウキビは再び栽培されるため、プロジェクトによる追加的な排出量は発生しない。また、ボイラのスタートアップ燃料もバガスを用いており、従って本プロジェクトによる化石燃料消費、温室効果ガス排出の有意な増加はないと考えられる。なお各種の用途に化石燃料を用いることはあるため、購入量は随時モニタリングされるべきであろう。

(1) UNIALCO 社

ケース 1 (60kgf/cm² 程度のボイラの利用)

UNIALCO 社の発電時間は乾季に集中し、4,500 時間である。従って現在の所要電力量は $1.5\text{MW} \times 4 \text{ 基} \times 4,500 \text{ 時間} = 27,000\text{MWh}$ である。ここで現行の発電施設の原単位は 0.012MWh/t -サトウキビであり、250 万トンのサトウキビでは $30,000\text{MWh}$ の発電が可能であるが、発電能力を上回るバガスの発生があるため、燃料として供給されていないバガスがあると考えられる。

コージェネレーションシステムを 60kgf/cm^2 程度のボイラに増強した場合、発電原単位は 0.072MWh/t -サトウキビとなる。従って発電可能な電力量は $180,000\text{MWh}$ になる。所内消費量は $27,000\text{MWh}$ で一定であるため、系統に供給可能な電力量は $153,000\text{MWh}$ となる。なお、発電時間を 4,500 時間とすると、必要な発電設備の能力は 40MW となる。

この場合の温室効果ガス排出原単位は、前章での議論より Vale do Rosario の原単位 $0.604\text{t-CO}_2/\text{MWh}$ を用いるべきと考えられ、従って本プロジェクトによる温室効果ガス排出削減量は $92,412\text{t-CO}_2$ と算出される。

ケース 2 (80kgf/cm² 程度のボイラの利用)

コージェネレーションシステムを 80kgf/cm^2 程度のボイラに増強した場合、発電原単位は 0.120MWh/t -サトウキビとなる。従って発電可能な電力量は $300,000\text{MWh}$ になる。所内消費量は $27,000\text{MWh}$ で一定であるため、系統に供給可能な電力量は $273,000\text{MWh}$ となる。なお、発電時間を 4,500 時間とすると、必要な発電設備の能力は 61MW となる。

本件についても同様に Vale do Rosario の温室効果ガス排出原単位 $0.604\text{t-CO}_2/\text{MWh}$ を用いるべきと考えられ、従って本プロジェクトによる温室効果ガス排出削減量は $164,892\text{t-CO}_2$ と算出される。

(2) ALCOESTE 社

UNIALCO 社のプロジェクトと異なり、ALCOESTE 社のプロジェクトはサトウキビ事業の拡大を伴う。ここでサトウキビ処理量が増加する分については、新規

の高効率設備を用いるのは Business-As-Usual とするのが保守的な方法であり、従って CDM は現在の生産量である 80 万トンのサトウキビの利用高度化という観点で捕らえるべきであろう。ALCOESTE 社におけるコージェネレーションシステムの効率向上による温室効果ガス排出削減ポテンシャルを UNIALCO 社同様に算出する。

ケース 1 (蒸気圧 60kgf/cm² 程度のボイラの利用)

発電時間を 4,500 時間である。3MW という発電設備を用いて発電可能な電力量は $3\text{MW} \times 4,500 \text{ 時間} = 13,500\text{MWh}$ であるが、現行のボイラの前単位(0.012MWh/t- サトウキビ)と 80 万トンというサトウキビ処理量に鑑み、年間発電量は 9,600MWh に留まっている (つまり発電設備の利用率は 100% に満たない)。

コージェネレーションシステムを蒸気圧 60kgf/cm² 程度のボイラに増強した場合、発電前単位は 0.072MWh/t- サトウキビとなる。従って発電可能な電力量は 57,600MWh になる。所内消費量は 9,600MWh で一定であるため、系統に供給可能な電力量は 48,000MWh となる。なお、発電時間を 4,500 時間とすると、必要な発電設備の能力は 11MW となる。

この場合の温室効果ガス排出前単位は、前章での議論より Vale do Rosario の前単位 0.604t-CO₂/MWh を用いるべきと考えられ、従って本プロジェクトによる温室効果ガス排出削減量は 28,992t-CO₂ と算出される。

ケース 2 (蒸気圧 80kgf/cm² 程度のボイラの利用)

コージェネレーションシステムを蒸気圧 80kgf/cm² 程度のボイラに増強した場合、発電前単位は 0.120MWh/t- サトウキビとなる。ここで蒸気圧 80kgf/cm² 程度のボイラの導入を想定している製糖工場は非常に少なく、このような高効率ボイラが価格面で高価であること、給電量が多く電力会社との契約が困難になる等の障壁があり、本ケースでは事業拡大分を含めた全ての設備改善が CDM プロジェクトとなりうる。

従って発電可能な電力量はサトウキビ 120 万トンにより発電される量となり、これは 144,000MWh と算出される。所内消費量もまた事業拡大分を含めて 14,400MWh と想定されるため、系統に供給可能な電力量は 129,600MWh となる。

なお、発電時間を 4,500 時間とすると、必要な発電設備の能力は 29MW となる。

本件についても同様に Vale do Rosario の温室効果ガス排出原単位 0.604t-CO₂/MWh を用いるべきと考えられ、従って本プロジェクトによる温室効果ガス排出削減量は 78,278t-CO₂ と算出される。

前章での検討のように、両件についてもサンパウロ州におけるバガスコージェネレーションシステム導入量が一定値を超えた場合には CER の生成を中止する等の措置が考えられる。

4.3 追加的な温室効果ガス排出削減の可能性

追加的な温室効果ガス排出削減の可能性として、下記について検討する。

- ・ 運転時間の長期化
- ・ 外部への熱供給
- ・ バガスのガス化発電技術 (BIG-GT) の導入
- ・ サトウキビの収穫廃棄物の発電への利用。

(1) 運転時間の長期化

コージェネレーションシステムの設備増強を行うと、サトウキビ収量あたり給電可能な電力量が増大する。電力会社との契約次第では発電施設の稼働時間を長期化するというオプションも考えられる。

しかし年間 200 万トンのサトウキビを処理する製糖工場で発生するバガスは約 56 万トンであり、1 日あたりの発生量は 3000 トンに上る。従ってバガス利用コージェネレーションシステムを長期稼働させる場合には 10 万トンの規模での貯蔵施設が必要となる。これに必要なスペース、貯蔵バガスがもたらす管理上の問題（火災、病虫害等）は製糖業者にとって大きな障壁である。

また、雨季になり製糖業が休業しても、ガスの利用による発電というオプションも考えられるが、ボリビアからのガスパイプラインに近いサンパウロ州西部においても、現時点でそのような意欲を持つ事業者はいない模様である。

(2) 外部への熱供給

コージェネレーションシステムの導入により熱供給を外部に行い、化石燃料の削減を行う可能性がある。ブラジル全土でこのような例は過去に1つしかない(製紙工場への供給)。これについてもバガス発電の季節性等、熱の需給ミスマッチにより中断された。また、製糖工場の多くは数百ヘクタール規模の広大なサトウキビ畑の中に立地しており、熱輸送インフラの建設は困難かつ非効率である。以上より、外部への熱供給についても困難と考える。

(3) バガスのガス化発電技術導入

バガスのガス化発電技術(BIG-GT)はブラジル製糖組合 Copersucar で検討が続けられてきた。1999年にはスウェーデンの技術支援により32MWのパイロットプラントが建設、操業している。BIG-GTは非常な高効率技術であり、1トンのサトウキビにより0.250MWhの発電が可能である。しかし、現状ではBIG-GT技術はコスト面で引き合わないと考えられている。

(4) サトウキビの収穫廃棄物の発電への転用

収穫時に発生する廃棄物の発電への利用についてはUNICAやCopersucar等により検討している。このメリット、デメリットは以下の通り。

表 4-1 収穫時に発生する廃棄物の発電利用のメリット、デメリット

メリット	デメリット
・ 病虫害の要因除去に効果がある。 ・ 焼却の廃止による大気汚染防止効果 ・ 燃料の増加	・ 工程の一環として工場に運ばれるバガスと異なり、輸送コストがかかる。 ・ 雇用確保の問題(ブラジル全土で70万人の製糖労働者のうち半分以上が手作業での収穫に従事)。 ・ 土壌不純物の混入(これについては大きな問題ではないとの検討結果もある)。 ・ 他の用途との競合(土壌被覆、土壌改良等)。

このように収穫時に発生する廃棄物の発電への利用についてはメリット、デメリットともに大きいことがわかる。

近年、ブラジルでは大気汚染削減の観点からサトウキビの焼却を廃止することが法律で決まった。これにより収穫廃棄物の発電や土壌被覆等への利用が可能になる。しかし製糖労働者の雇用の問題は非常に重大であるため本制度は 2002 年から 20 年かけて段階的に施行され、5 年おきに 25% ずつ焼却量が削減される。ALCOESTE 社では既に 50% の畑で焼却を廃止しており、目標を前倒しで達成しつつある。

4.4 他の温室効果ガス排出削減の可能性

サトウキビ畑は水資源を多量に消費する。このため灌漑施設が随所に用いられている。通常はこれらの施設にはディーゼル発電機が用いられていた。ここで発電能力の増加により、バガス利用コージェネレーションシステムの電力を用いて灌漑用の動力を供給可能である。灌漑用の発電機は通常は数十～数百 kW 程度の規模であり、0.8t-CO₂/MWh～2.4 t-CO₂/MWh の温室効果ガス排出削減ポテンシャルがあると考えられる。これについては通常のモニタリング活動の範囲で把握される製糖設備の燃料油消費量から把握可能である。

4.5 収益性への影響

本プロジェクトの収益性は投資コスト、運営コスト、売電収入、クレジット収入に依存する。これらのパラメータはおおよそ以下のように設定できる。

表 4-2 収益性への影響算出に関するパラメータ

項目	数値	単位
建設単価 (60kgf/cm ²)	1,000	US\$/kW
同 (80kgf/cm ²)	1,500	US\$/kW
自己資本率	30%	
売電価格	0.035	US\$/kWh
割引率 = 利率	5%	
CO ₂ 価格	5	US\$/t-CO ₂
CO ₂ 原単位	0.604	t-CO ₂ /MWh
クレジット期間	21	年
プロジェクト期間	25	年
償還年数	15	年
運転費用	0.008	US\$/kWh

(出典：各種資料及びヒアリングより作成)

また、上記で算出した各ケースについて設備容量、発電電力量を以下にまとめる。

表 4- 3 各ケースの設備容量、発電電力量

	UNIALCO (60kgf/cm ²)	UNIALCO (80kgf/cm ²)	ALCOESTE (60kgf/cm ²)	ALCOESTE (80kgf/cm ²)
ケース	1	2	3	4
設備容量(MW)	40	61	11	29
発電電力量(MWh)	153,000	273,000	48,000	144,000

(上記より算出)

このように算出した場合の効果を以下に示す。

表 4- 4 キャッシュフロー分析（ケース 1）

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
発電量(MWh)		153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000	153,000
排出削減量(t-CO2)		92,412	92,412	92,412	92,412	92,412	92,412	92,412	92,412	92,412	92,412	92,412	92,412	92,412	92,412	92,412	92,412	92,412	92,412	92,412	92,412	92,412				
売電収入(1000\$)		5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355
CO2収入(1000\$)		462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	0	0	0	0
設備費用(1000\$)	-40,000																									
運転費用(1000\$)		-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224	-1,224
借入額(1000\$)	28,000																									
元本返済(1000\$)		-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
金利返済(1000\$)		-1,400	-1,307	-1,213	-1,120	-1,027	-933	-840	-747	-653	-560	-467	-373	-280	-187	-93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
クレジットなし																										
営業活動によるキャッシュフロー		2,731	2,824	2,918	3,011	3,104	3,198	3,291	3,384	3,478	3,571	3,664	3,758	3,851	3,944	4,038	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131
投資活動によるキャッシュフロー	-40,000																									
財務活動によるキャッシュフロー	28,000	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
キャッシュフロー残高	-12,000	864	958	1,051	1,144	1,238	1,331	1,424	1,518	1,611	1,704	1,798	1,891	1,984	2,078	2,171	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131
フリーキャッシュフロー	-40,000	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131	4,131
DSGR		1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.5	1.6	1.6	1.7	1.8	1.8	1.9	2.0	2.1										
NPV	18,222																									
Asset IRR	9.2%																									
Equity IRR	13.1%																									
クレジットあり																										
営業活動によるキャッシュフロー		3,193	3,286	3,380	3,473	3,566	3,660	3,753	3,846	3,940	4,033	4,126	4,220	4,313	4,406	4,500	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,131	4,131	4,131	4,131
投資活動によるキャッシュフロー	-40,000																									
財務活動によるキャッシュフロー	28,000	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	-1,867	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
キャッシュフロー残高	-12,000	1,326	1,420	1,513	1,606	1,700	1,793	1,886	1,980	2,073	2,166	2,260	2,353	2,446	2,540	2,633	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,131	4,131	4,131	4,131
フリーキャッシュフロー	-40,000	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,593	4,131	4,131	4,131	4,131
DSGR		1.4	1.4	1.5	1.5	1.6	1.6	1.7	1.8	1.8	1.9	2.0	2.1	2.1	2.2	2.3										
NPV	24,146																									
Asset IRR	10.5%																									
Equity IRR	16.0%																									

表 4- 5 キャッシュフロー分析（ ケース 2 ）

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
発電量(MWh)		273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000
排出削減量(t-CO2)		164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892	164,892
売電収入(1000\$)		9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555	9,555
CO2収入(1000\$)		824	824	824	824	824	824	824	824	824	824	824	824	824	824	824	824	824	824	824	824	824	0	0	0	0
設備費用(1000\$)	-91,500																									
運転費用(1000\$)		-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184	-2,184
借入額(1000\$)	64,050																									
元本返済(1000\$)		-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
金利返済(1000\$)		-3,203	-2,989	-2,776	-2,562	-2,349	-2,135	-1,922	-1,708	-1,495	-1,281	-1,068	-854	-641	-427	-214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
クレジットなし																										
営業活動によるキャッシュフロー		4,169	4,382	4,596	4,809	5,023	5,236	5,450	5,663	5,877	6,090	6,304	6,517	6,731	6,944	7,158	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371
投資活動によるキャッシュフロー	-91,500																									
財務活動によるキャッシュフロー	64,050	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
キャッシュフロー-残高	-27,450	-101	112	326	539	753	966	1,180	1,393	1,607	1,820	2,034	2,247	2,461	2,674	2,888	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371
フリーキャッシュフロー	-91,500	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371
DSCR		1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.6	1.6										
NPV	12,386																									
Asset IRR	6.3%																									
Equity IRR	7.4%																									
クレジットあり																										
営業活動によるキャッシュフロー		4,993	5,206	5,420	5,633	5,847	6,060	6,274	6,487	6,701	6,914	7,128	7,341	7,555	7,768	7,982	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	7,371	7,371	7,371
投資活動によるキャッシュフロー	-91,500																									
財務活動によるキャッシュフロー	64,050	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	-4,270	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
キャッシュフロー-残高	-27,450	723	936	1,150	1,363	1,577	1,790	2,004	2,217	2,431	2,644	2,858	3,071	3,285	3,498	3,712	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	7,371	7,371	7,371
フリーキャッシュフロー	-91,500	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	8,195	7,371	7,371	7,371
DSCR		1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.5	1.6	1.7	1.7	1.8										
NPV	22,957																									
Asset IRR	7.4%																									
Equity IRR	9.5%																									

表 4- 6 キャッシュフロー分析（ケース 3）

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
発電量(MWh)		48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000
排出削減量(t-CO2)		28,992	28,992	28,992	28,992	28,992	28,992	28,992	28,992	28,992	28,992	28,992	28,992	28,992	28,992	28,992	28,992	28,992	28,992	28,992	28,992	28,992				
売電収入(1000\$)		1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680
CO2収入(1000\$)		145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	0	0	0	0
設備費用(1000\$)	-11,000																									0
運転費用(1000\$)		-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384	-384
借入額(1000\$)	7,700																									
元本返済(1000\$)		-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
金利返済(1000\$)		-385	-359	-334	-308	-282	-257	-231	-205	-180	-154	-128	-103	-77	-51	-26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
クレジットなし																										
営業活動によるキャッシュフロー		911	937	962	988	1,014	1,039	1,065	1,091	1,116	1,142	1,168	1,193	1,219	1,245	1,270	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296
投資活動によるキャッシュフロー	-11,000																									
財務活動によるキャッシュフロー	7,700	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
キャッシュフロー残高	-3,300	398	423	449	475	500	526	552	577	603	629	654	680	706	731	757	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296
フリーキャッシュフロー	-11,000	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296
DSGR		1.4	1.5	1.5	1.6	1.6	1.7	1.7	1.8	1.9	1.9	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4										
NPV	7,266																									
Asset IRR	10.9%																									
Equity IRR	16.9%																									
クレジットあり																										
営業活動によるキャッシュフロー		1,056	1,082	1,107	1,133	1,159	1,184	1,210	1,236	1,261	1,287	1,313	1,338	1,364	1,390	1,415	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,296	1,296	1,296	1,296
投資活動によるキャッシュフロー	-11,000																									
財務活動によるキャッシュフロー	7,700	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	-513	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
キャッシュフロー残高	-3,300	543	568	594	620	645	671	697	722	748	774	799	825	851	876	902	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,296	1,296	1,296	1,296
フリーキャッシュフロー	-11,000	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,296	1,296	1,296	1,296
DSGR		1.6	1.7	1.7	1.8	1.8	1.9	1.9	2.0	2.1	2.2	2.2	2.3	2.4	2.6	2.7										
NPV	9,124																									
Asset IRR	12.3%																									
Equity IRR	20.5%																									

表 4- 7 キャッシュフロー分析（ケース 4）

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
発電量(MWh)		144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	144,000	
排出削減量(t-CO2)		86,976	86,976	86,976	86,976	86,976	86,976	86,976	86,976	86,976	86,976	86,976	86,976	86,976	86,976	86,976	86,976	86,976	86,976	86,976	86,976	86,976					
売電収入(1000\$)		5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	5,040	
CO2収入(1000\$)		435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	0	0	0	0
設備費用(1000\$)	-43,500																										
運転費用(1000\$)		-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	-1,152	
借入額(1000\$)	30,450																										
元本返済(1000\$)		-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
金利返済(1000\$)		-1,523	-1,421	-1,320	-1,218	-1,117	-1,015	-914	-812	-711	-609	-508	-406	-305	-203	-102	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
クレジットなし																											
営業活動によるキャッシュフロー		2,366	2,467	2,569	2,670	2,772	2,873	2,975	3,076	3,178	3,279	3,381	3,482	3,584	3,685	3,787	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888
投資活動によるキャッシュフロー	-43,500																										
財務活動によるキャッシュフロー	30,450	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
キャッシュフロー-残高	-13,050	336	437	539	640	742	843	945	1,046	1,148	1,249	1,351	1,452	1,554	1,655	1,757	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888
フリーキャッシュフロー	-43,500	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888	3,888
DSGR		1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.5	1.6	1.7	1.7	1.8											
NPV	11,297																										
Asset IRR	7.5%																										
Equity IRR	9.6%																										
クレジットあり																											
営業活動によるキャッシュフロー		2,800	2,902	3,003	3,105	3,206	3,308	3,409	3,511	3,612	3,714	3,815	3,917	4,018	4,120	4,221	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	3,888	3,888	3,888	3,888	
投資活動によるキャッシュフロー	-43,500																										
財務活動によるキャッシュフロー	30,450	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	-2,030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
キャッシュフロー-残高	-13,050	770	872	973	1,075	1,176	1,278	1,379	1,481	1,582	1,684	1,785	1,887	1,988	2,090	2,191	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	3,888	3,888	3,888	3,888
フリーキャッシュフロー	-43,500	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	4,323	3,888	3,888	3,888	3,888
DSGR		1.2	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.5	1.6	1.6	1.7	1.8	1.9	1.9	2.0											
NPV	16,873																										
Asset IRR	8.6%																										
Equity IRR	12.0%																										

また、CER の内部収益率（IRR）に対する影響について以下に示す。キャッシュフロー分析には多くのパラメータが伴うため、確定的な回答は詳細な資金計画、融資条件が未定な現時点では不可能であるが 5 ドル/t-CO₂ 程度の CER 価格では 1% 程度の内部収益率向上につながることで、60kgf/cm² という低効率ボイラが 80kgf/cm² という高効率ボイラを上回る収益性であることがわかる。これは他のエネルギープロジェクト CDM と整合の取れた結果である。

表 4- 8 内部収益率の比較

	ケース 1		ケース 2		ケース 3		ケース 4	
	なし	5ドル /t-CO ₂	なし	5ドル /t-CO ₂	なし	5ドル /t-CO ₂	なし	5ドル /t-CO ₂
Asset IRR	9.2%	10.5%	6.3%	7.4%	10.9%	12.3%	7.5%	8.6%
Equity IRR	13.1%	16.0%	7.4%	9.5%	16.9%	20.5%	9.6%	12.0%

（注：アセット IRR は初期投資、収入、支出、金利返済を考慮したもので、エクイティ IRR は初期投資、収入、支出のみを考慮したもの。後者は自己資本率により大きく変化する。投資案件の IRR 分析には通常アセット IRR が用いられる。）

また、CER 価格、売電価格、設備投資価格、銀行金利について感度分析を試みた。結果について以下に示す。概して CER 収入は売電収入の 10 分の 1 のオーダーであるため、本プロジェクトは売電収入、設備投資価格の影響を受けやすいことがわかる。売電価格は為替レート及び電力市場の双方の影響をこうむりやすく、レートしだいでは 2.5 セント/kWh 程度となることも十分に考えられる。この意味で電力会社（サンパウロ州では CPFL）との契約交渉は重要であり、現時点で系統に給電を行っている施設は大規模で契約交渉力が十分にある施設が中心であると考えられる。また機器を海外メーカーに頼ると設備投資は外貨建て、収入は現地通貨（レアル）建てという状態になり、為替リスクが生じる。これは通貨危機を経験しているブラジルにとって大きな問題である。この他にもメンテナンス体制等の問題が生じる。このため、バガス利用コージェネレーションシステムの設計・導入に当たっては技術水準は高くないが、設備費用を抑え、かつ現地通貨建てとなる国産メーカーが好まれている模様である。

表 4- 9 感度分析（ケース 1）

項目	数値	CO ₂ 価格	Asset IRR	Equity IRR
CER 価格		なし	9.2%	13.1%
		3 ドル/t-CO ₂	10.0%	14.8%
		10 ドル/t-CO ₂	11.8%	19.2%
売電価格	2.5 セント/kWh	なし	4.1%	2.9%
		5 ドル/t-CO ₂	5.6%	5.4%
	5 セント/kWh	なし	15.6%	29.2%
		5 ドル/t-CO ₂	16.8%	32.7%
設備投資価格	1500\$/kW	なし	4.7%	4.5%
		5 ドル/t-CO ₂	5.7%	6.2%
銀行金利	利率 8%	なし	9.2%	10.2%
		5 ドル/t-CO ₂	10.5%	12.7%

4. 6 環境影響

両プロジェクトとも、サンパウロ州の環境影響評価制度の対象となる。ただし本プロジェクトのようなエネルギー効率向上を主とするものは簡易環境評価（Relatório Ambiental Preliminar,”RAP.”）の対象となる。このような環境影響の評価は未実施であるが、下記の理由により影響は無視できると考えられる。

- ・ ボイラで消費するエネルギー源の質（バガス）、量はプロジェクト実施前後で不変である。
- ・ プロジェクトにより燃焼条件が向上するが、これは実際には排気の改善をもたらす。
- ・ ボイラ冷却水は灌漑に再利用するため、水資源の循環は保たれる。
- ・ 電力は灌漑動力用に利用し、オンサイトのディーゼル発電を代替する（現在検討中）
- ・ 大気基準及び水質基準の遵守に留意し、煙突の建設等、遵守に必要な対策を実施する。

4. 7 利害関係者

ブラジルにおけるバガスプロジェクトの利害関係者のコメント収集は官報への広報（Vale do Rosario）、地元紙への掲載（Catanduva）がこれまでに行われているが、ブラジルとしては利害関係者のコメント収集方法として固定したものはない。

両プロジェクトに関して、まだ具体的な実施スケジュールが定まっていないために地域住民の意見収集は行っていないが、下記の点で問題ないと思われる。

- ・ 製糖業の収益改善をもたらし、製糖業を中心とした地域経済の発展につながる。
- ・ 両者はそれぞれ 1,000 ヘクタール規模のサトウキビ畑の中に立地しており、地域への環境影響は問題とはならない。
- ・ 製糖業において技術革新を行う最大の懸念は機械化に伴う雇用の喪失であるが、コージェネレーションシステムの近代化は雇用を喪失しない。逆に、発電電の管理に関して若干名の雇用が期待できる。
- ・ 地域のエネルギーセキュリティの向上につながる。

なお、本調査で対象とした両プロジェクトについて、ブラジル政府（エネルギー省、科学技術省）及び UNICA と数度にわたる会議を行い、ブラジル政府の支持、及び UNICA も CDM を活用したエネルギービジネスの推進に非常に意欲的であることを確認した。

5. 考察及び今後の方向性

5.1 考察

上記の調査より、ブラジルにおける製糖廃棄物（バガス）発電は質（温室効果ガス排出削減原単位）及び量（発電量）ともにポテンシャルに優れたものであることがわかった。水力発電が電源の大半を占めるブラジルにおける温室効果ガス排出削減プロジェクトの実施はベースラインの設定に注意を要するが、バガス利用発電は水力資源の枯渇する乾季に行われることから、IEA によるベースラインスタディでも火力代替がほぼ確実と言える状況である。従ってこのようなプロジェクトの温室効果ガス排出削減効果は大きいと考えられる。

2001 年のエネルギー危機より、ブラジルの製糖業界は電力供給を行うことの経営上のメリットを意識し始めた。この中で、Vale do Rosario や Catanduva といった先進的な企業が CDM というさらなる便益に着目し、PDD の作成、提出を行った。この後に続いて UNICA を中心とした啓発活動が続き、バガス利用コージェネレーションシステムの利用は急増している。従ってこのような先進的なプロジェクトに続く案件には追加性の立証に関して工夫する必要がある。

本件は日本の技術のデモンストレーションの場としては検討を要する。日本のボイラ技術は蒸気圧 100kgf/cm^2 を上回るものもあるが、価格、サポートの点で課題がある。また、中南米においては日本のメーカーのプレゼンスが低く、小規模なものについては事業者による検討の俎上に登らない。反面、日本のメーカーも数十 MW 規模の案件への積極的参加には関心が必ずしも高くないのが現状である。本件のようなエネルギープロジェクトがわが国の技術移転の一環として友好である可能性がある。これについては引き続きわが国のメーカーの意見、ニーズを調査すべきと考えられる。

5.2 今後の方向性

本件のポテンシャル調査では 2 度のブラジル現地調査において、電力供給が容易ではないと考えられる 2 件に焦点を絞って実施可能性の調査を行った。この過程で UNICA との協議を行った結果、CDM とアルコール供給の 2 つの面から、地

球温暖化対策に多大な関心が示された。現在 UNICA よりサンパウロ州（及び近辺）の製糖工場におけるコージェネレーションシステムの CDM 化（PDD 作成）支援の打診を受けている。今後 UNICA との協力のあり方しだいでは、製糖産業におけるコージェネレーションシステムに関する PDD の継続的作成が可能な状況にある。さらに、本調査の過程ではブラジルにおける国策実施のあらゆる局面に深くかかわっている UNDP とも協議を行っており、製糖コージェネレーション CDM の政府承認の取得及び調整、公的または民間ファイナンスの獲得等に関して UNDP の協力が得られる状況にある。以上のように、今回の調査を機に、UNICA 及び製糖業界から継続的に CDM 案件の発掘、PDD の作成を行い、事業化への検討を行うようなスキームを描く素地は整いつつあると考えられる。

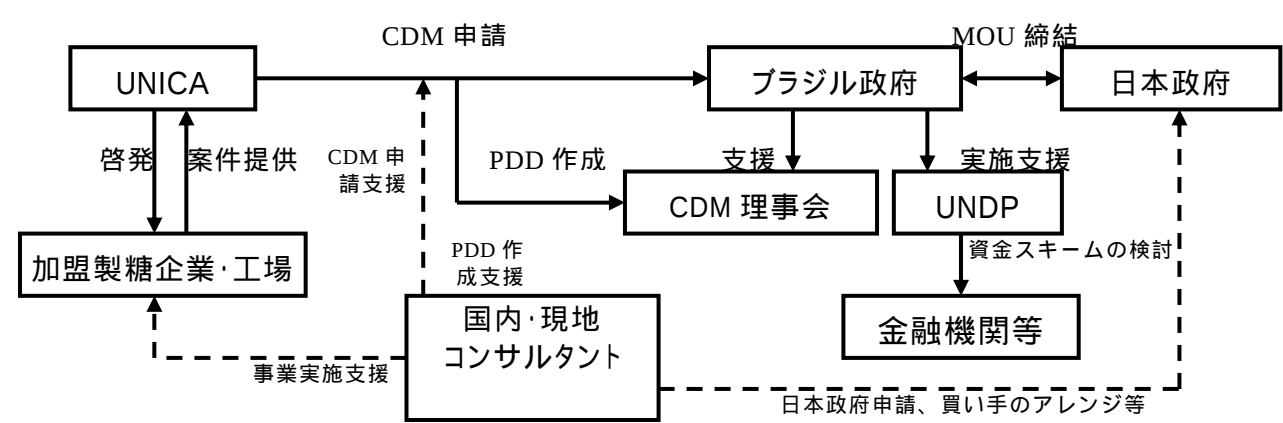


図 5-1 UNICA、UNDP、政府等を含めた CDM 案件発掘、PDD 作成スキーム

このようなスキームの立ち上げは、ブラジルにおける CDM 案件の安定的な実施を通じた京都議定書の遵守、ひいてはブラジルからのアルコール供給の安定化のために非常に有効と考えられ、2003 年度調査の継続案件として非常に有望である。

参考1：サンパウロ州の製糖工場リスト(2002 年)

名称	MW	州	事業者
Acucareira Quata	6.4	SP	Acucareira Quata S/A
Agua Bonita	1.2	SP	Destilaria Agua Bonita Ltda.
Agua Limpa	2.4	SP	Agroindustrial Oeste Paulista Ltda.
Albertina	4.25	SP	Companhia Albertina Mercantil e Industrial
Alcidia	4	SP	Destilaria Alcidia S/A
Alcoazul	7.4	SP	Alcool Azul S/A
Alcomira	2.4	SP	Alcomira S/A
Alta Mogiana	10	SP	Usina Alta Mogiana S/A
Alvorada	2.4	PE	Alvorada Agropecuaria Ltda
Barra	15.8	SP	Usina da Barra S/A
Barra Grande de Lencois	11.31	SP	Usina Barra Grande de Lencois S/A
Barralcool	11.6	MT	Usina da Barra S/A
Batatais	3.9	SP	Usina Batatais S/A
Bazan	7.6	SP	Usina Bazan S/A Pontal
Bela Vista	2.4	SP	Usina Acucareira Bela Vista S?A
Bellao & Schiavon	0.65	SP	Destilaria Bellao & Schiavon Ltda
Benalcool	3.8	SP	Benalcol Acucar e Alcool S/A
Bom Retiro	3.6	SP	Usina Acucareira Bom Retiro
Branco Peres	2.4	SP	Branco Peres Alcool S/A
Caete	19	AL	Usina Caete S/A
Carolo	8	SP	Acucareira Bortolo Carolo S/A
Casa de Forca	3.96	SP	Alcoeste Destilaria Fernandopolis S/A
Catanduva	9	SP	Virgolino de Oliveira Catanduva
Termeletrica Irmaos Biagi	3.2	SP	Irmaos Biagi S/A
Cerradinho	5.2	SP	Usina Cerradinho Acucar e Alcool
Cevasa	4	SP	Central Energetica Vale do Sapucaí Patrocinio
Citrosuco	7	SP	Citrosuco Paulista S/A
Clealco	5	SP	Clealco Acucar e Alcool Ltda.
Cocal	28.2	SP	Cocal Comercio Industria Canaa Acucar e Alcool Ltda.
Cofercatu	4	PR	Cooperativa Agropecuaria dos Cafeicultores de Porecatu ltda
Colombo	12.5	SP	Usina Colombo S/A
Coocarol	4	PR	Cooperativa Agro Ind.
Cooperfrigo	4	SP	Coop. de Autogestionaria
Cooperval	3.6	PR	Coop. Agricola de Produtores
Coprodia	6	MT	Coop. Agr. de Prod.
Coraci	1.384	SP	Usina Coraci Destilaria de
Corona	14.4	SP	Acucareira Corona S/A Guariba
Costa Pinto	9.36	SP	Cosan S/A Industria e
Cresciumal	4.38	SP	Usina Cresciumal S/A Leme
Dacal	2.7	SP	Dacal Destilaria de Alcool
Decasa	2.4	SP	DECASA ? Destilaria de
Della Colleta	2.6	SP	Destilaria Della Coletta Ltda.
Delos	700	SP	Delos Destilaria Lopes da

名称	MW	州	事業者
Delta	17.94	MC	Usina Caete S/A Delta
Descalvado	2.4	SP	Usina Ipiranga Acucar e
Destil	2	SP	Destilaria Itajobi Ltda. Marapoama
Destilaria Andrede	7.2	SP	Andrade Acucar e Alcool
Destilaria de Alcool Ibaiti	3.6	PR	Destilaria de Alcool Ibaiti
Destilaria Guaricanga	1.6	SP	Destilaria Guaricanga S/A Presidente
Destilaria Malosso	1.2	SP	Irmaos Malosso Ltda. Itapolis
Destilaria Melhoramentos	1.98	PR	Destilaria Melhoramentos S/A Jussara
Destilaria Paraguacu	3.6	SP	Destilaria Paraguacu Ltda. Paraguacu
Destivale	3.2	SP	Destilaria Vale do Tiete
Diana	2.873	SP	Diana Destilaria de Alcool
Dois Corregos	3.6	SP	Dois Corregos Acucar e
DVRT	2	SP	Destilaria Vale do Rio
Ester	7.7	SP	Usina Acucareira Ester S/A
Fany	1.2	SP	Destilaria Santa Fany Ltda.
Ferrari	4	SP	Ferrari Agro Industria Ltda.
Florida Paulista	3.8	SP	Destilaria Florida Paulista ?
Furlan	2.4	SP	Usina Acucareira Furlan S/A
Galo Bravo	9	SP	Destilaria Galo Bravo S/A
Gasa	4	SP	Guanabara Agro?Industrial S/A Andradina
Generalco	3.8	SP	Destilaria Generalco S/A General
Goianesia	4.734	GO	Sociedade Acucareira Monteiro de
Goiasa	4	SP	Goiatuba Alcool Ltda. Goiatuba
Guarani	8.2	SP	Acucar Guarani S/A Severinia
Guarani Cruz Alta	10.4	SP	Acucar Guarani S/A Olimpia
Guaxuma	14.312	AL	Laginha Agro Industrial S/A
Ibira	7.95	SP	Irmaos Biagi S/A Acucar
Ipiranga	2.4	SP	Usina Ipiranga Acucar e
Iracema	14	SP	Companhia Industrial e Agricola
Itaiquara	1.2	SP	Usina Itaiquara de Acucar
Itamarati	28	MT	Usinas Itamarati S/A Nova
Iturama	13	MG	S/A Usina Coruripe Acucar
J. Pilon	3.8	SP	J.Pilon S/A Acucar e
Jacarezinho	4.6	PR	Companhia Agricola Usina Jacarezinho
Jaciara	2.8	MT	Usina Jaciara S/A Jaciara
Jalles Machado	10	GO	Jalles Machado S/A Goianesia
Jardeste	4.25	SP	Jardeste S/A Alcool e
Junqueira	7.204	SP	Fundacao de Assistencia Social
Londra	1.2	SP	Destilaria Londra Ltda. Itai
Lucelia	4.21	SP	Central de Alcool Lucelia
Lwarcel	4	SP	Lwarcel Celulose e Papel
Maluf	1.88	SP	Usina Maluf S/A Acucar
Mandu	4.8	SP	Usina Mandu S/A Guaira
Maracai	11	SP	Usina Maracai S/A Acucar
MB	9.4	SP	Usina de Acucar e
Moema	12	SP	Usina Moema Acucar e

名称	MW	州	事業者
Moreno	5.52	SP	Central Energetica Moreno Acucar
Mumbuca	504	SP	Destilaria Pyles Ltda. Platina
Nardini	21.4	SP	Nardini Agroindustrial Ltda. Vista
Nova tamoio	3.6	SP	Acucareira Nova Tamoio S/A
Ometto Pavan	11.4	SP	Ometto Pavan S/A Acucar
Panoramica	1.98	SP	Industria e Comercio Iracema
Pantanal	5	MT	Usina Pantanal de Acucar
Paraiso	3.7	SP	Agricola, Industrial e Comercial
Pederneiras	1.7	SP	Industria de Aguardente Pederneiras
Pedra	15	SP	Irmaos Biagi S/A Acucar
Pedras de Fogo	4.9	PR	Gramame Industrial e Agricola
Perobalcool	2.4	PR	Perobalcool Industria de Acucar
Pioneiros	3.6	SP	Destilaria Pioneiros S/A Sud
Ruette	2.7	SP	Antonio Ruette Agroindustrial Ltda.
Santa Adelia	8	SP	Usina Santa Adelia S/A
Santa Candida	5.6	SP	Santa Candida Acucar e
Santa Elisa Unidade I	35.2	SP	Companhia Energetica Santa Elisa
Santa Elisa Unidade II	4	SP	Companhia Energetica Santa Elisa
Santa Fe	4.8	SP	Usina Santa Fe S/A
Santa Helena	4.35	GO	Cosan S/A Industria e
Sta. Helena AA	4.4	SP	Usina Santa Helena Acucar
Santa Herminia	1.2	SP	Usina Santa Herminia S/A
Santa Isabel	5	SP	Usina Santa Isabel Ltda.
Santa Lucia	4.4	SP	Usina Santa Lucia S/A
Santa Lydia	5.3	SP	Usina Santa Lydia S/A
Santa Maria	1.2	SP	Destilaria Santa Maria de
Santa Rita	5.2	SP	Usina Santa Rita S/A
Santa Rosa	1.38	SP	Usina Santa Rosa Ltda.
Santa Terezinha	2.4	PR	Usina de Acucar Santa
Santa Terezinha Ivate	4	PR	Usina de Acucar Santa
Santo Antonio	6.8	SP	Bioenergia Cogeneradora Ltda. Sertaozinho
Santo Antonio	1.16	SP	Usina Santo Antonio S/A
Sao Carlos	6.8	SP	Usina Acucareira de Jaboticabal
Sao Domingos	8	SP	Usina Sao Domingos ?
Sao Francisco	3.19	SP	Cosan S/A Industria e
Sao Francisco	3.19	SP	Bioenergia Cogeneradora Ltda. Sertaozinho
Sao Joao	12	SP	U.S.J. ? Acucar e
Sao Joao da Boa Vista	4	SP	Dedini Acucar e Alcool
Sao Jose	27.7	SP	Acucareira Zillo Lorenzetti Macatuba
Sao Jose	2.4	SP	Usina Sao Jose S/A
Sao Jose da Estiva	6.9	SP	Usina Sao Jose da
Sao Luiz	4.8	SP	Usina Sao Luiz S/A
Sao Luiz	6	SP	Dedini S/A ? Agroindustria
Sao Manoel	4.4	SP	Usina Acucareira Sao Manuel
Sao Martinho	19	SP	Usina Sao Martinho S/A
Serra	3	SP	Cosan S/A Industria e
Sobar	3.864	SP	Sobar S/A ? Alcool
Trombini	4.87	SC	Trombini Papel e Embalagens

名称	MW	州	事業者
UJU	10	PR	Usina Alto Alegre S/A
Unialco	3.6	SP	Unialco S/A Alcool e
Uniao Sao Paulo	10.2	SP	Uniao Sao Paulo S/A
Univalem	8	SP	Univalem S/A Acucar e
Urbano Jaragua	3	SC	Urbano Agroindustrial Ltda. Jaragua
Uruba	5	AL	Laginha Agro Industrial S/A
Vale do Ivaí	3.92	PR	Vale do Ivaí S/A
Vale do Rosario	29.6	SP	Companhia Acucareira Vale do
Viralcool	5	SP	Viralcool ? Acucar e
Virgolino de Oliveira	5.8	SP	Virgolino de Oliveira Catanduva
Vista Alegre	1.2	SP	Agro Industrial Vista Alegre
Vitoria de Santo Antao	3	PE	Destilaria JB Ltda. Vitoria
Zanin	8	SP	Usina Zanin Acucar e
	2153.551		

参考 2: 財務指標、キャッシュフローに関する解説

(1) 財務指標

項 目	指標の概要	評価基準
ASSET IRR	- IRR は通常これをさし、事業年間全体にわたる資産に対する収益を示す。 - フリーキャッシュフローは、(営業キャッシュフロー) - (設備費) より計算される。支払金利が足し戻される場合も多いようである。 - プロジェクトファイナンスのように、銀行団等に事業全体を示すときや、特別目的会社 (SPC) を作る場合などは、この指標が用いられる。	事業のリスク度合で評価が変わる。
Equity IRR	- 自己資本に対する内部収益率を示す。 と比べ借入金のキャッシュフローが考慮される。 - 具体的には、(営業キャッシュフロー - 借入金の返済額) - (設備費 - 借入金) となる。 ・子会社等を作る場合には、Equity IRR が用いられる場合があるが、評価基準の設定が難しい。	事業のリスク度合で評価が変わるが、必要な利益率をどのように設定するかが難しい。
NPV	- プロジェクトへの投下資本 (設備費) と、事業から生み出される毎年のキャッシュフローの現在価値の和との差額 - IRR 算定時のフリーキャッシュフローを用いる。このため、資金調達方法 (自己資本か借入金か) に左右されない。	プラスであれば、基準クリア。数個の事業を比較する際、数値が大きいものから選定。
設備投資回収年数	- 設備の投資回収期間を見る指標である。 - 回収期間 = 年平均キャッシュフローのある年度までの累計額 ÷ 設備投資回収費 100% で示される - 回収期間をリスクの尺度と見て、その期間が短いほど安全であるという基準にたって、投資の可否が判断される。	回収期間と設備試用期間の関係を考慮して回収年数が決定される。
ROE (株主資本収益率)	- 通常は単年度の収益指標であるが、事業評価の場合は、投下資本に対する平均利益率、すなわち投資の利回りを評価する指標となる。 - 各年の ROE は収益 ÷ 自己資本として表されるため、借入金を増やせば、ROE は高くなる特徴がある。 - 平均 ROE は各年の平均を取る場合が多い。	当該プロジェクトについて、投資を行う事業主は全社的に要求される ROE 水準と比較して、投資の可否を決める。

(2) キャッシュフロー (CF) の種類

項 目	指標の概要	企業活動に対する適用 例	発電所に関する適用 例
営業 CF	業務からいかに現金収入を得ているかを見るため、企業活動の健全性を示す指標となる。	税引後純利益（粗利益 - 一般管理費 - 減価償却費 - 利払い - 税金） + 損益上の非キャッシュ項目（減価償却費） - 売掛金、買掛金、棚卸資産の増減）	売電収入 - 運転費用 - 金利返済
投資 CF	企業の投資活動を示す指標となる。	設備投資、企業買収、長期、短期投資等に用いた費用	総設備費用
財務 CF	余剰資金の活用状況、不足資金の調達状況を示す指標となる。	短期、長期借入金の増減 - 株主配当等	借入額、元本返済額
FCF (フリーキャッシュフロー)	企業が自由に使える資金を示す指標となる。	営業 CF - 事業維持のために用いられるキャッシュフロー（保守、運転費用等）。金利を控除する場合とそうでない場合がある。	営業 CF（+ 金利返済分）- 事業維持のための設備投資 - 金利返済分。

平成 15 年度 CDM/JI 事業調査
ブラジル製糖産業廃棄物エネルギー転換プロジェクト
報告書

平成 16 年 3 月

受託者 〒105-0011
東京都港区芝公園 3-1-13
社団法人 国際環境研究協会

環境省委託事業

この報告書の本文はエコマーク認定の古紙利用率 100%、白色度 70%の印刷用紙を使用しています。

参考写真

第1回調査 平成15年10月25日～11月2日



Jalles Mochado 社のボイラー
手前は補助燃料用のユーカリ



Jalles Moshado 社に工場内でのヒアリング
黄色保護帽は訪問者



Bioenergia 社での打合せ
右側奥相手側コンサルタント、中バルボ氏

BIOENERGIA

CO - GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

PROJETO				
GERADOR	UNIDADE	USA	UFRA	CONSOLIDADO
Quantidade	Un	1	2	3
Capacidade de Produção	KW	23.700	7.340	31.040
Consumo próprio	KW	7.200	3.640	10.840
Stand-by	KW	0	0	0
Venda	KW	16.500	3.700	20.200
INVESTIMENTO (R\$ 1.000)	UNIDADE	USA	UFRA	CONSOLIDADO
TOTAL (100%)	Mil Reais	28.860	2.140	31.000
FINANCIAMENTO (43%)	Mil Reais	16.012	1.747	17.759
RECURSO PRÓPRIO (50%)	Mil Reais	12.848	393	13.241

EMTA

Bioenergia 社のプレゼンテーション資料



Bioenergia 社バガス一時貯蔵所
中：バガス吐き口、左奥ローラーへの搬入口



Bioenergia 社中央制御室でのヒアリング



Bioenergia 社
一時貯蔵バガス



Bioenergia 社のボーラー



Vale Do Rosario 社案内板
（以下 Rosaio 社）



Rosaio 社ヒアリング
ヘック CDM 担当役員



Rosario 社サトウキビ圧搾設備
上：サトウキビ、中央：圧搾機、下：圧搾滓（バガス）



Rosario 社サトウキビ圧搾設備
左下：バガス、右下：絞り汁（糖液）



Rosario 社ボイラー



ボイラー点検孔

Rosario 社

第 2 回調査 平成 16 年 2 月 15 日～22 日



Santa Aderia 社へヒアリングのため訪問
休止期間中の発電機等分解点検整備



Santa Aderia 社へのヒアリング訪問
手前 GEC 調査員



サンパウロ州 Santa Adelia
工場系統給電のため導入された 60kgf/cm² ボイラ。中央のベルトでバガスを奥のボイラに搬送する。



Santa Adelia 社
次年度のボイラ立ち上げのために貯蔵されているバガス燃料。数日分でもこのような量になる（にて、左に人の上半身がある）。



Santa Adelia にて：新型のボイラ（25MW クラスの蒸気タービン、発電機）



Santa Adelia にてサトウキビ圧搾施設
休止期間中の点検整備



UNICA での会議風景。
UNICA 職員、サンパウロ州西部の製糖事業者が参加、左手前 GEC 調査員



UNICA での打合せ風景。左から大手製糖業 Jose Pessoa のエンジニア、Kitayama (UNICA)、
Arakaki (ALCOESTE)、1 人おいて Salibe (サンパウロ州西部製糖業連合 UDOP)



UNIALCO 社での打合せ。正面左が Ota 氏、右が Morais 氏（技術担当）



UNIALCO 社の旧式ボイラ



ALCOESTE 社での打合せ風景。同社は製糖業では数少ない日系移民企業。
左から 2 人目が社主の Arakaki 氏。左がウエハラ社長。



ALCOESTE 社にて。左端がエンジニアの Reynaldo 氏、2 人目がサンパウロ西部製糖業組合
(UDOP) の Salibe 氏、中央の青い保護帽がウエハラ社長、右端が Arakaki 社主。



ALCOESTE 社の旧式ボイラ（21kgf/cm²）



稼動中の 21kgf/cm² 旧式ボイラの例（Goias 州 Jalles do Machado 工場）



ブラジル エネルギー省の専門家 Tolmasquim 氏（机の奥）及び同省再生可能エネルギー局長 Porto 女史（1 人おいて右）。Porto 氏はブラジルの再生可能エネルギープログラム PROINFA の主担当。



電力公社ヒアリング
右手奥：アマラル氏、右手前フィルホ氏

収集資料等

ブラジル関連資料

- 1 Brazilian Climate change Information
- 2 Information from UNICA
- 3 Site-specific information
- 4 Brazilian Energy background data

調査資料

- 1 現地調査報告（2003 年 10 月）
- 2 現地調査報告（2004 年 2 月）
- 3 製糖施設 PDD 比較分析
- 4 参考資料
 - 1) IEA、Road-Testing Baselines for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector
 - 2) Vale Do Rosario PDD (本文、添付資料及びコメント)
 - 3) Catanduva PDD