

平成 16 年度環境省委託事業

平成 1 6 年度 C D M / J I 事業調査

ポーランドの遊休製糖工場を活用した草本系バイオマス利用
コージェネレーション事業調査

報 告 書

平成 1 7 年 3 月

みずほ情報総研株式会社

目次

第1章 本プロジェクトに関わる基本情報.....	1
1.1 政治・経済・社会状況.....	1
1.2 ポーランドにおける電力事業（電力事業の概況、電力自由化動向、再生可能エネルギー開発動向など）.....	5
1.3 本プロジェクトに関わるエネルギー関連政策、環境政策および環境基準.....	7
1.4 ポーランド政府のJIへの取組状況（国内体制構築状況）.....	9
1.5 提案プロジェクトの持続可能な開発への貢献.....	11
1.6 調査の実施体制.....	11
第2章 本プロジェクト概要.....	12
2.1 当該プロジェクト概要の説明（目的、概要、プロジェクト境界等）.....	12
2.2 プロジェクト実施エリア・サイトの整理.....	14
2.3 プロジェクト技術概要.....	17
第3章 ベースライン方法論について.....	22
3.1 方法論に関する記述.....	22
3.2 ベースライン方法論選択の正当性.....	23
3.3 ベースライン方法論に関する記述.....	23
3.4 追加性の検証.....	30
3.5 プロジェクトの領域説明.....	31
第4章 温室効果ガス排出削減量の算出.....	33
4.1 プロジェクト活動による温室効果ガス排出量.....	33
4.2 ベースラインにおける排出量.....	39
4.3 プロジェクト実施による温室効果ガス排出削減量.....	41
第5章 モニタリング計画.....	43
5.1 モニタリング方法論について.....	43
5.2 方法論選択の正当性と適応理由.....	43
5.3 プロジェクト排出量に係るモニタリングデータ、収集及び保管方法.....	45
5.4 リークageに係るモニタリングデータ、収集及び保管方法.....	46
5.5 ベースライン排出量に係るモニタリングデータ、収集及び保管方法.....	46
5.6 品質管理・品質保証.....	47
第6章 プロジェクト領域外を含む環境影響分析.....	48
6.1 空気中への汚染物質の排出（SO ₂ 、NO ₂ 、CO、及び塵を含む。）.....	48

6.2 騒音の影響範囲	48
6.3 汚水（工業排水、生活排水、雨水）	48
6.4 廃棄物	49
第7章 その他の間接影響効果	50
7.1 CHP稼働における新規雇用	50
7.2 バイオペレットの輸送における新規雇用	50
7.3 バイオマス栽培従事者	50
第8章 利害関係者（周辺住民、プロジェクト参加者等）コメント	52
8.1 コメント取得状況について	52
8.2 コメント内容について	52
第9章 プロジェクトの実実施計画	54
9.1 プロジェクト実施体制、資金計画、炭素クレジット取得方法	54
9.2 プロジェクト実施スケジュール	58
9.3 収益性の検討	59
9.4 本プロジェクトに関するリスク分析の概論	63
第10章 事業化に向けた見込み・課題	70
添付資料1： BASELINE DATA	71
添付資料2： プロジェクト設計書（ドラフト）	79

第1章 本プロジェクトに関わる基本情報

1.1 政治・経済・社会状況

ポーランド共和国は、中・東欧諸国で人口、国土、経済力ともに最大の規模を持つ。バルト海沿岸に位置し、ドイツ、チェコ共和国、スロバキア共和国、ウクライナ、ベラルーシ、リトアニア、およびロシア連邦と国境を接している。

10世紀に建国され、15～17世紀には東欧の大国であった。18世紀末には独、墺、露の隣接三国に分割され、第一次大戦終了までの123年間世界地図から姿を消した。第二次大戦ではソ連とドイツに分割占領された。大戦での犠牲者は、アウシュビッツ収容所での虐殺など総人口の5分の1を数え、世界最高の比率。大戦後は、ソ連圏にくみ込まれたが、「連帯」運動（1980-81年）など自由化運動が活発で、東欧諸国の民主化運動をリードした。1989年9月、旧ソ連圏で最初の非社会主義政権が発足した。

「欧州への統合」を目標に、1999年3月にNATO加盟を果たし、2004年5月にEU加盟。

表 1.1-1 ポーランド概要

国名	ポーランド共和国 (Republic of Poland)	
略史	966年 ピアスト朝、キリスト教を受容 1386年 ヤギエウォ朝の成立 1573年 選挙王朝 1795年 第3次分割によりポーランド国家消滅 1918年 独立回復 1945年7月 国民統一政府の樹立 1989年9月 非社会主義政権の成立	
面積	約 32.3 万平方キロメートル	
	日本との比較	日本の約 85%
人口	約 3,830 万人 (2004年11月現在)	
首都	首都名	ワルシャワ
	人口	164 万人 (2004年11月現在)
言語	ポーランド語	
通貨	ズロチ	
人種	ポーランド人	
宗教	カトリック(90%以上)	
暦	<日本との時差> - 8時間 (夏時間では- 7時間) <国祭日> 5月3日 (憲法制定記念日)	

(出典：JETRO資料に加筆修正)



日本国外務省 ホームページ 各国・地域情勢より

図 1.1-1 ポーランドの国土

1.1.1 政治状況

共和制であり、大統領は直接選挙により任期 5 年として選出され、再選は 1 回のみ可能である。現在はアレクサンデル・クファシニエフスキ (Aleksander Kwasniewski) 大統領。首相は、閣僚会議の議長であり、大統領の承認に従って政府の組成（下院による信任投票を要する。）に責任を負う立場にある。現在は、マレク・ベルカ (Marek Belka) 首相。なお、外務および環境については、ブオジミエシュ・チモシェビッチ (Włodzimierz Cimoszewicz) 外相、イエジィ・スワトン (Jerzy Swaton) 環境相となっている。議会は、下院 460 議席、上院 100 議席の二院制。両院とも任期は 4 年である。

1989 年 9 月にマゾビエツキ首相の非社会主義政権が成立して以来、大統領選挙、議会選挙も着実に実施され民主化は完了した。政権は、連帯系 (89～93 年)、旧共産党系 (93～97 年)、連帯系 (97 年～01 年)、旧共産党系 (01 年～) と交替。大統領もワレサ大統領 (連帯系 : 90-95 年) から現クファシニエフスキ大統領 (旧共産党系 : 95 年～現在。2000 年に再選され、現在 2 期目) に交替した。

2001 年 9 月の任期 (4 年) 満了総選挙では、政権与党である労組「連帯」系の「右派連帯選挙行動」(右派) が敗北、下院で全議席を失うこととなった。敗北の原因として、政権時代に実施された 4 大改革 (健康保険、年金、地方自治、教育) や減速傾向を示す経済政策に対する国民の厳しい評価が指摘されている。

同選挙で勝利した「左翼民主連合 (旧共産党系)・労働同盟」連合は、下院内第 1 党の地位は獲得したものの、過半数議席獲得は得られず、左派系の流れを汲む農民党と連立を組むことで合意し、新左派政権が発足した (2001 年 10 月 19 日)。新議会では、EU 加盟反対、外資反対、死刑導入や強力な中央集権制度を唱える諸政党 (「自衛」、「ポーランド家族同盟」)

が下院議席の約 20%を得たことが注目された。

ミレル政権は、国家財政の健全化、失業・経済対策等に取り組むのが喫緊の課題であった。また、外交政策については、「欧州への統合」という前政権の路線を継続し、2004 年 5 月の EU 加盟に向け力を注いできた。

なお、2003 年 3 月 1 日、農民党が政府法案に対する支持を拒否したことから連立を脱退することとなり、ミレル政権は少数与党政権となった。

現在のマレク・ベルカ首相は、2004 年 5 月に辞任したミレル前首相の後任として、クワシニエフスキ大統領から首相指名を受けた。議会での 1 回目の投票では必要な過半数の承認を得られず、解散・総選挙の可能性も出ていたが、左翼民主連合から分離独立した社会民主党の支持を取り付け、過半数を確保、新首相として承認された。

外交面については、NATO、EU 加盟を最優先してきた。NATO はハンガリー、チェコと共に 1999 年 3 月に正式加盟を果たした。EU は、2002 年 12 月のコペンハーゲン欧州理事会で、ポーランドを含む中・東欧等の 10 ヶ国は加盟交渉を終了し、2003 年 4 月にはアテネにおいて EU 加盟条約に署名。2003 年 6 月の国民投票では加盟賛成派が過半数票を獲得し、2004 年 5 月に EU 加盟。なお、WTO には 1995 年 6 月、OECD には 1996 年 11 月既に加盟済みである。

中・東欧諸国とはビシェグラード協力、中欧自由貿易協定 (CEFTA) などを通じて良好な関係を維持している。

表 1.1-2 ポーランド政治体制

政体	共和制	
元首	日本語表記	アレクサンデル・クワシニエフスキ大統領
	英字表記	Aleksander Kwasniewski
	備考、就任年など	2000 年 12 月再任、任期 5 年
議会制度	二院制	
議会概要(定員数、任期)	下院 460 議席、上院 100 議席、ともに任期 4 年	
主要政党	与党：民主左翼連合(SLD)、労働同盟 (UP)、PLD(農民民主党) 野党：農民党 (PSL)、市民プラットフォーム (PO)、自衛(Samoobrona)、法と正義 (PiS)、ポーランド家族同盟 (LPR)	

(出典：JETRO 資料をベースに加筆修正)

1.1.2 経済状況

1989年の改革後、緊縮政策の導入、旧コメコン市場の喪失などから生産が低迷し、1991～92年で鉱工業生産は▲35%と急落した。しかし、民間部門の振興、対EU諸国貿易の活性化等により、1992年以後の景気は好調で、GDP成長率は98年4.8%、99年4.1%、2000年4.1%と高成長だったが、2001年は内需の低迷と世界経済の減速を背景に、1.1%と減速。2002年も1.4%となった。2003年は好調な輸出と個人消費、設備投資の回復を背景に3.8%と回復した。この傾向は2004年に入っても続いており、2004年第1四半期の実質GDP成長率は、前年同期比6.9%を記録。2005年政府予算案では、2004年の成長率見通しを5.7%としている。

インフレ率は、2000年まで10%前後で推移していたが、石油価格の安定、国内景気の低迷を受けて、2001年末時点で3.6%、2002年末時点では0.8%まで低下。為替相場も安定している（2000年4月完全変動相場制に移行）。

経済成長の原動力は、外国直接投資であり、99年に約83億ドル、2000年に約106億ドル、2001年は71億ドル、2002年61億ドルを記録した。90年以来の累積で、全中・東欧諸国向け直接投資の約4割を占めている。

課題として、国家財政の健全化、失業・経済対策、農業近代化（生産性の低さと農村過剰人口）等が指摘されている。

表 1.1-3 ポーランドの主要経済指標

実質 GDP 成長率	3.8% (2003 年)
名目 GDP 総額	8,146 億 9,810 万 PLN、2,094 億 3,393 万 US ドル (2003 年) (1US ドル=3.89PLN、2003 年平均)
一人あたり名目 GDP	5,399.25US ドル (2003 年)
消費者物価上昇率	0.8% (2003 年)
失業率	20.0% (2003 年、年末)
経常収支	-40 億 8,500 万 US ドル (2003 年) キャッシュベース
貿易収支	-57 億 2,500 万 US ドル (2003 年) キャッシュベース
対外債務残高	3,917 億 5,700 万 PLN、1,047 億 3,400 万 US ドル (2003 年)
財政赤字対 GDP 比	-4.2% (2003 年)

(出典：JETRO 資料)

1.2 ポーランドにおける電力事業（電力事業の概況、電力自由化動向、再生可能エネルギー開発動向など）

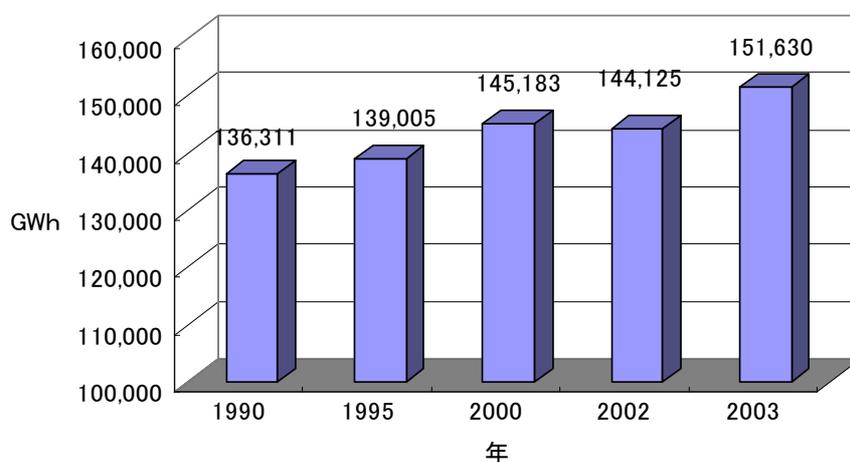
1.2.1 電力事業の概況

ポーランドの発電量は、2002 年が約 144.1TWh、2003 年が 151.6TWh であり、ここ数年間安定した発電量を維持している。また、2003 年におけるポーランドの発電所の発電能力は約 33.5GW であり、発電能力が電力消費を 50%以上上回った。今後も供給余力が 50%前後で推移していくことが予測されている。

主な発電の担い手は、41 の発電所、12 以上の大型 CHP、数十の工場併設発電設備である。220kV、400kV の高圧電力グリッドは PSE によって運営および維持管理がなされている。PSE は、先物で発電所から購入した卸電力の取引も行う。110kV 以下の低圧での配電網は、33 の地域配電会社によって運営されている。配電会社はタリフに基づいて消費者に電力を供給する。配電会社群は、8 グループに統合されてきている。

ポーランドの全発電量の 91%が石炭と褐炭の燃焼によるものである。石炭と褐炭は自国内で確保でき、石炭は、現在の消費状況と環境規制の下において計算すると、今後約 200 年間の生産能力があると言われている。

なお、ポーランド国内の消費電力は、2002 年が約 124.2TWh、2003 年が約 127.2TWh となっている。大規模工場が主要消費者であり、その電力消費量は、全体の 55%を占める。



(出典：Energy Market Agency (ARE))

図 1.2-1 ポーランドにおける発電量の推移

表 1.2-1 ポーランドの発電能力と最大需要の関係

	2001	2003	2005 (予測)
発電能力 (GW)	33.35	34.32	34.46
最大需要 (GW)	22.87	22.45	23.14
供給余力 (%)	45.8	52.9	48.9

(出典：Energy Market Agency (ARE))

1.2.2 電力自由化動向

ポーランド政府は 2003 年 1 月に電力セクター計画を改定し、ポーランド国内の電力エネルギー市場を完全自由化の実施を計画した。電力市場の自由化は EU Directive 2003/54/EC に沿って実施されている。現時点での予定は以下の通りとなっている。

- 2004 年 1 月 1 日～ 1GW(y)以上の大口需要家について自由化。
- 2004 年 7 月 1 日～ 個人以外は自由化。
- 2007 年 1 月 1 日～ 完全自由化。

1.2.3 再生可能エネルギー開発動向

再生可能エネルギーによる発電比率は、EU により課せられた 2010 年におけるポーランド国の目標 7.5%に対し、現状は 2.7%未満である。

2001 年の 28 の風力発電所による発電量は 31MW。風力発電に関しては「近い将来、約 7500 の風力発電機の設置が考えられるが、化石燃料による発電に対しかなり高価な電力となってしまう。」との報告もある。

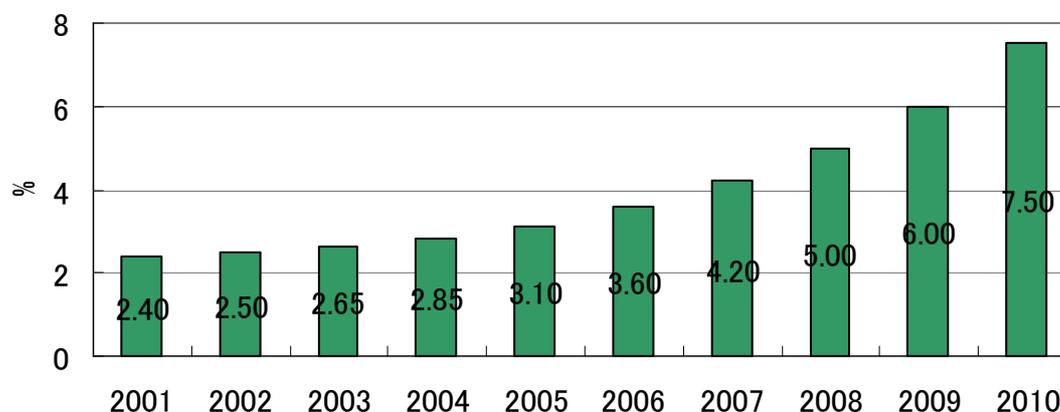
バイオマスを利用した発電は、ポーランドの再生可能エネルギーにおいて、最も早い開発分野である。バイオマスは、燃焼、ガス化、発酵、熱分解といった過程を経て得られ、発電や熱生産に使われたり、燃料として利用されたりする。特に、大きな潜在的生産能力があるのは、(菜種油からの) バイオ燃料、(主にジャガイモ澱粉からの) バイオエタノール、(柳などからの) バイオマス、である。

100～200PJ と推定される地熱資源も重要ではあるが、利用地域は限られる。

1.3 本プロジェクトに関わるエネルギー関連政策、環境政策および環境基準

1.3.1 再生可能エネルギー関連政策

電力法の改正により、(発電会社等も含めて) 電力消費者に電力を販売する場合に再生可能エネルギー比率の義務が生じている。また、再生可能エネルギー発電量の証明となる Certificate of Origin 利用義務も生じる。該当企業は、ポーランド国としての再生可能エネルギー率と同じ比率で、販売する電力の起源が再生可能エネルギーとなるように買付義務があり、罰則も準備されている。



(出典：Ministry of Economy of Poland)

図 1.3-1 求められる再生可能エネルギー比率

再生可能エネルギーの発電者は URE (Urząd Regulacji Energetyki : エネルギー規制局) から、再生可能エネルギー発電の認可を取得する必要がある。Certificate of Origin については、当該認可を取得済みの事業者が URE に申請し、URE が発行することになる。年度終了時には、再生可能エネルギー電力の購入義務を負っている電力会社が、購入先の再生可能エネルギー発電事業者から Certificate of Origin を取得し、それを URE が確認することにより、買い取り義務の達成状況が検証される。

2010 年で 7.5% との再生可能エネルギー比率を目指しているが、現在は再生可能エネルギーの絶対量が不足し、全量買取られている状況である。

再生可能エネルギーに関する個別の購入価格はオープンになっていないが、URE が平均価格を 1 年に 1 回公表する義務がある。

再生可能エネルギー比率に関する義務制度における罰金については以下の通り。

- 再生可能エネルギーの市場価格の一年平均を不足量に掛け、さらに 2 倍したものが罰金。罰金を課せられた企業は公表される。罰金は全て国庫に入れられる。
- 2001 年度の罰金支払は 6 社、総額 120 万 PLN。この年の再生可能エネルギー発電の平均価格は 200PLN/MWh。

- 2002年度は11社。総額350万 PLN。1社としての最高額は95万 PLN。
- 電力会社は裁判所に審査請求していたが、2003年12月頃に罰金支払が決定した。
- 裁判の影響もあり、今年は再生可能エネルギー発電の平均価格は300PLN/MWh以上に上昇。

なお、義務量を上回った再生可能エネルギー量は翌年に持ち越し可能。また、バイオマスと石炭混焼の場合は、バイオマス投入量と水分含有量を計測し、その比率を決める。この場合、計測はボイラーへの投入直前で行われる。

1.4 ポーランド政府の JI への取組状況（国内体制構築状況）

1.4.1 共同声明

日本国とポーランド共和国の戦略的パートナーシップに向けた共同声明（小泉純一郎日本国総理大臣とレシェック・ミレル・ポーランド共和国首相が、小泉純一郎総理のポーランド共和国公式訪問に際し、2003年8月19日にワルシャワで会談を行い、発出した声明）より

双方は、京都議定書が、気候変動に対する国際的取組み強化の極めて重要な第一歩であることを認識し、同議定書の未締結国に対して速やかに締結するよう強く求める意思を確認した。

双方は、気候変動対策の実効性を確保するため、全ての国が参加する共通のルールの構築のために協力する意思を表明した。双方はまた、京都メカニズムの下での共同実施及び排出量取引における二国間協力に対する期待を表明した。

在ポーランド日本大使館ホームページ 日本国とポーランド共和国
の戦略的パートナーシップに向けた共同声明（仮訳）より抜粋

Recognizing that the Kyoto Protocol is an extremely significant first step in strengthening international actions against climate change, both sides confirmed their willingness to strongly urge other countries that have not yet ratified the Kyoto Protocol to do so promptly.

Both sides expressed their intention to cooperate to establish a common rule in which all countries participate in order to ensure the effectiveness of actions against climate change. Both sides also expressed the expectation for bilateral cooperation in joint implementation and emission trading under Kyoto mechanism.

在ポーランド日本大使館ホームページ JOINT STATEMENT TOWARDS STRATEGIC
PARTNERSHIP BETWEEN JAPAN AND THE REPUBLIC OF POLAND より抜粋

1.4.2 JI 承認・実施手続について

ポーランドにおける JI 承認手続きフローは改定作業中である。2003 年秋には改訂版決定の予定であったが、未決定の状況。原案はポーランド環境ファンド JI 事務局により作成済みで、環境省に提出され検討中。なお、日本-ポーランドの間では、先述の首相による共同声明があるため、JI プロジェクトと認定されるためにポーランド政府と MoU あるいは Letter of Intent (LoI) を結ぶことは要求されなくなっている（但し、MoU/LoI を結んでいる方が、利点があると見られている）。

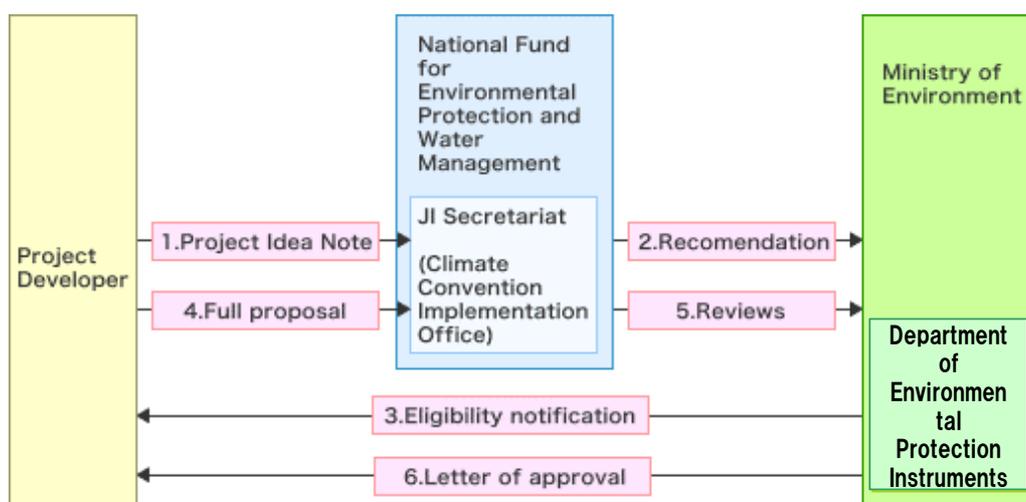
ポーランド政府としても基本的には JI 投資を積極的に受け入れる姿勢を示しているが、ドナー国側からのプロジェクトに対する Up-front での支払い（出資 and/or 排出権前払い）を JI 承認の条件としている。

ポーランド国は現時点ではレジストリーの整備はまだであるが現在準備を進めており 2005 年中には導入される予定。その他インベントリ整備等の条件を満たしているため、JI 承認手続きは第 1 トラックになる予定である。参考までに想定される承認手続き例を下記に示す。以下の④独立組織(Independent Entity ; IE)による有効化(Validation)は義務とならない予定である。

- ① 国家環境保護・水資源管理基金に設置されている JI 事務局と環境省に設置されている DEPI に project proposal を提出
- ② Letter of Endorsement(LoE)発行
- ③ PDD の推敲
- ④ 独立組織(Independent Entity ; IE) による有効化(Validation)
- ⑤ Letter of Approval(LoA)の発行
- ⑥ 排出削減量購入合意 (Emission Reduction Purchase Agreement ; ERPA)の署名
- ⑦ 独立組織によるモニタリングと検証
- ⑧ GHG 排出削減ユニット(ERU s)の移転

1.4.3 ポーランド政府の JI 推進体制について

環境ファンド JI 事務局 (the JI Secretariat at the National Fund for Environmental Protection and Water Management) が一次的取扱機関 (Focal point) となっている。最終承認(approval stage) は、環境省内に設置されている環境保護条約部(Department of Environmental Protection Instruments ; DEPI)が行う。



(出典 : The Regional Environmental Center for Central and Eastern Europe 資料を一部改正)

図 1.4-1 ポーランドの国内体制と JI 承認プロセス

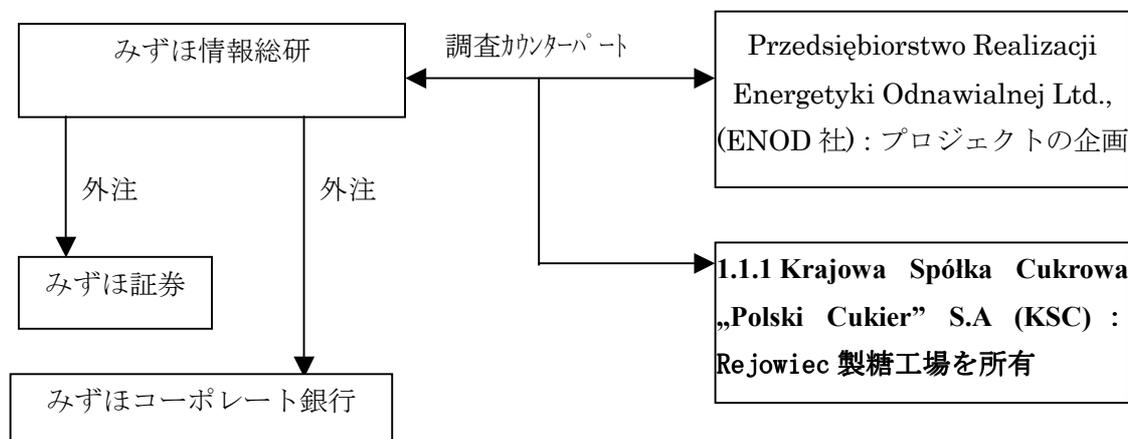
1.5 提案プロジェクトの持続可能な開発への貢献

ポーランド国営砂糖会社 Rejowiec 工場においては 2002 年に砂糖生産を停止しており、工場用地及び既存設備の有効活用が求められている。また、現在砂糖生産用のビートが栽培されているが、砂糖生産の停止に伴いそれらビートを栽培してきた周辺農家に対し経済的に大きな影響を与えており、そうした周辺農家からも、ビートの買い取り継続を求める声が強いため、雇用維持・創出の観点から本プロジェクトの意義は大きい。さらに、大きな 1 人あたり農地面積を持つポーランド国における本事業の周辺地域への効果の一つとして、農地を食料生産に限ることなく活用するという、土地活用の多様化が挙げられる。結果、周辺地域の農業の事業安定化にも貢献するものである。

また、ポーランドは、2010 年時点でポーランド国内発電量の 7.5%を再生可能エネルギーベースの発電とする目標であり、この目標を達成すべく、(発電会社等も含めて) 事業者が電力消費者に電力を販売する場合に再生可能エネルギー比率の義務を課している。本プロジェクトは、再生可能エネルギーの比率を高めていこうとするポーランド国の方向性に合致したプロジェクトと言える。

環境汚染の面から見ても、一次エネルギー供給の 80%以上を石炭・褐炭・石油で賄っている現状を鑑みても、それらの燃焼に伴う SOx、NOx などの排出による環境汚染が、本プロジェクトを実施することにより緩和されることが期待できる。

1.6 調査の実施体制



第2章 本プロジェクト概要

本章では、本プロジェクトの技術・建設・運用に係る内容などのプロジェクト概要について記述する。

2.1 当該プロジェクト概要の説明（目的、概要、プロジェクト境界等）

2.1.1 本プロジェクトの目的及び概要

本プロジェクトは、2001年の砂糖生産を最後に操業を停止したポーランド国営砂糖会社 Rejowiec 工場において、既存のコージェネレーション設備などを有効活用し、草本系バイオマス（ビート、菜種残渣）を燃料としたコージェネレーション事業を実施するものである。当工場においては工場用地及び既存設備の有効活用が求められており、またこれまで砂糖原料としてのビートを栽培・供給してきた周辺農家からも、ビートの買い取り継続を求める声強いことから現在計画されている。

本プロジェクトでは、現在周辺農家が生産している糖度の高いビートに代わり、より成長率が高いビートを契約栽培し、また近隣で排出される菜種残渣（絞り粕及び藁）とともに、それらをコージェネレーション事業の原料とするものである。発電した電力は配電会社に売電し、熱は熱供給会社又は周辺の熱需要家に販売する予定である。



図 2.1-1 ポーランド国営砂糖会社 Rejowiec 工場現場風景

以下に本プロジェクトのバイオマス燃料消費計画量、売電計画量、熱販売計画量を示す。

表 2.1-1 本プロジェクトの売電計画量、熱販売計画量

Production in a month		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Labour hours		744	672	744	720	744	0	216	744	720	744	720	744	7512
Fuel consumption	t/month	5546	5009	5546	5367	5546	0	1610	5546	5367	5546	5367	5546	55994
Sold electrical energy	MWh	7531	6802	7531	7288	7531	0	2186	7531	7288	7531	7288	7531	76038
Sold heat	MWh	7198	6501	6398	4644	3999	0	1161	3999	4644	6398	6966	7198	59104

2.1.2 プロジェクト実施者

- The Agro Power Engineering Complex Rejowiec (Kompleks Agro-Energetyczny Rejowiec: KAE Rejowiec) <仮称：今後設立予定>

KAE Rejowiec は、本プロジェクト実施を目的とする事業会社である。本事業会社は、以下に示す出資予定者及び、ベンチャーキャピタル、日本からの JI を目的として投資などのその他戦略的パートナーによる Joint Venture として設立される予定である。

2.1.3 出資予定者

- Krajowej Spółki Cukrowej „Polski Cukier” S.A.

ポーランド国営の砂糖生産会社。本プロジェクトにおいては、Rejowiec 工場の活用可能資産（土地、ボイラー設備など）を現物出資する予定。

- Enterprise for Realization of Renewable Energy (Przedsiębiorstwo Realizacji Energetyki Odnawialnej (ENOD), Co., Ltd.

本プロジェクトの主要技術の特許保有者であり、事業実施の中心として、本プロジェクトについて、事業実施管理を含め、プロジェクト構想、計画や、実現に向けた投資に関する全ての業務についてのマネジメントを担当。

その他、欧州のベンチャーキャピタルなどと出資に関する交渉中。

2.1.4 日本からの参加者

- みずほ情報総研株式会社: JI アドバイザー

その他、排出権取得者など日本からの参加者については調整中。

2.2 プロジェクト実施エリア・サイトの整理

2.2.1 実施エリア概況

プロジェクト実施エリアである、Rejowiec はルブリン県内の Zamojski district にあり同県の大都市 Lubilin の南東約 70(km)の位置にある。



2.2.2 プロジェクト実施サイト概況

製糖工場は Rejowiec の北西部にある。その工場が農業生産の生産加工などの活動を実際には行っていないことを除けば、Rejowiec は典型的な農業社会である。この製糖工場は、創設以来、何回も近代化されてきた。近年の砂糖生産においてビート加工の総量は、砂糖生産量 15,000 トンに対して 140,000~150,000 トンであった。ただし当工場は競争力がないため、2002 年以降一度も砂糖生産を行っておらず、国営砂糖会社が将来的に砂糖生産を再開させる可能性もない。

ここで、本プロジェクト実施サイトを選定した理由としては以下の点が挙げられる。

① 製糖製造設備の重要な役割を果たしていた、以下の電力関係設備が備えられていること

- a) 電力用ボイラー
- b) 圧縮蒸気タービンを装備した低出力タービン発電機
- c) 電力配電網と発電所との連結の設置
- d) 熱生産設備—熱供給網連結システム
- e) 水供給及び下水システム
- f) 貯水池及び河川へのアクセス

② 製糖工場には、農業従事者がビートを供給している流通構造が備わっている。ビート以外では、農業従事者は、提案されているプロジェクトに必要なバイオマスとして使用可能な菜種、小麦、トウモロコシを栽培している。すなわち、本プロジェクトにとり、潜在的なよく組織化された原料供給基盤がある。

③ 多くの経験を持った電力技術者、ロジスティック業務、ビート貯蔵の監督者、ビート購入監督者がいる。これらスタッフは以下の部門で雇用することができる。

- a) バイオマスの貯蔵／加工
- b) 電力エネルギー及び熱生産
- c) バイオマスの原料の獲得／購入

④ 製糖工場は、電力エネルギー及び熱の生産／売却のライセンスを有しているため、新規事業主体が新たにライセンス、許認可を申請する必要はない。

(2) 既存のエネルギー生産設備

製糖工場内のボイラー室は以下のように用途別に二つある。

- 工業用ボイラー：砂糖ビート加工に必要な蒸気を生産する
- 暖房用ボイラー：砂糖工場内外の建屋・住宅に必要な熱を生産する

工業ボイラー室には、トータルキャパシティが毎時 48 トンの二つの蒸気ボイラーが装備されている。

- キャパシティが毎時 32 トンの OSR-32/25 型のボイラーが一つ。1951 年製造。効率は 79%。
- キャパシティが毎時 16 トンの OR-16-026 型のボイラーが一つ。1976 年製造。

効率性は 78%。

暖房ボイラー室には、SWC-1120 型の 3 つのスチール製温水器(出力 1120kW、効率性 80%、1989 年製造) が装備されている。このボイラーは、砂糖生産期間終了後、近隣地域への熱エネルギー供給のためだけに運転している。

2.2.3 バイオマス資源量の概要

KAE Rejowiec のための基本的なバイオマス供給源は、Zamojski 地域の農業共同体である。この地域の栽培面積は合計約 25,000 ha である。

Rejowiec 地域における潜在バイオマス供給可能量は下表の通りである。

菜種わらは菜種油製造の副産物で、地域の市場で入手できる。種の圧縮から出る油槽は、近隣の製油工場で入手可能。契約者は、1 ha から少なくとも 6.0~9.0 トンの菜種わらを得ると予想される。また、ビートの絞り粕の入手については、Rejowiec 製糖工場の砂糖生産が停止されたことから、ビートを本プロジェクトのために委託栽培する必要がある。

表 2.2-1 Rejowiec 管轄区域における潜在バイオマス供給可能量 (月別発生量)

バイオマスの種類	潜在バイオマス供給可能量(Rejowiec 管轄区域での推計)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
菜種わら							40.000	40.000				
菜種絞り粕	3000	3000	3000	3000				3000	3000	3000	3000	3000
ビート絞り粕										5000	5000	4000
合計	3000	3000	3000	3000	0	0	40.000	43.000	3000	8000	8000	7000

上表にあるとおり Rejowiec 管轄区域における全バイオマス源は合計 121,000 (t) である。プロジェクトに必要なバイオマスは合計約 56,000 (t) であり、これは管轄区域で入手できるバイオマスの約 46%にあたる。

2.3 プロジェクト技術概要

2.3.1 温室効果ガス排出削減効果

本プロジェクトにおいては、委託栽培するビートや従来は焼却等によって処分されていた菜種残渣（絞りかす及び藁）を利用して、コージェネレーションシステムを稼動する。これら燃料はバイオマス燃料であることから、カーボンニュートラルとしてCO₂の排出源としてはカウントされないため、ポーランドの National Grid に売電することにより、既存の火力発電所の発電量を減少させ、ひいては発電所の燃料である化石燃料の消費を減らすことができる。また、発生する熱については、既存の石炭ボイラーの稼動を減少させ、電気と同様に化石燃料の消費を減らすことができることから、CO₂の排出削減に寄与する。

2.3.2 バイオマス燃料の調達

本プロジェクトの燃料とするエネルギー用バイオマス燃料は、一般論としてエネルギー値がきわめて高く、食物生産において有用でないため使用されないもので、穀物収穫中に集められるものが適している。このようなバイオマス燃料として、以下のものが対象となる。

- 穀物のわら（ライ麦、小麦、大麦、トウモロコシ）
- 菜種のわら
- 乾燥じゃがいものくき
- ひまわりのくき

また以下のような、家畜飼料生産で現在使用されている、あるいは使用されていない、農業廃棄物も同様である

- 精穀もみがら
- 小麦粉生産廃棄物
- 菜種油絞り粕
- ひまわり油絞り粕
- その他の油脂植物圧搾廃棄物
- 砂糖ビートパルプ

また、

- 栽培除去草
- 森林保護廃棄物

なども対象となる。

さらに、成長が早くエネルギー原料として栽培されるのにふさわしいと考えられるバイオマスとして、以下のようなものもある。

- 飼料ビート
- 電力技術に相当したあらゆる種類の柳

本プロジェクトで主燃料とするバイオマスは、地域の農業の特性を考慮し、砂糖ビートパルプあるいは飼料ビートバイオマス、菜種の藁、菜種絞り粕とする計画である。下表に時期別のバイオマス調達計画を示す。

この種の燃料は、主に大量なわらの輸送が必要な点が大きな特徴であり、綿密なロジスティクス計画が必要であり、また大規模な保管場所も必要となる。またわらの貯蔵は、同時に乾燥の役割も果たし、このわらの乾燥は高い熱効率を達成するためには欠かせないものである。

表 2.3-1 本プロジェクトでの燃料バイオマス調達計画

バイオマスの種類	7-10月及び3-5月		11-2月		年間
	t/h	t/period	t/h	t/period	t/a
Rape straw	5.59	25904	4.26	12261	38164
Beet pulp	0	0	2.13	6130	6130
Oil cake	1.86	8635	1.06	3065	11700
Total	7.45	34538	7.45	21456	55994

2.3.3 再生可能エネルギーの生産

本プロジェクトにおいて計画中の製糖工場の既存電力システムを活用した再生可能エネルギー生産は、使用されている燃料の種類が異なる点と、生産期間が一年弱にまで延長されている点以外は、以前の発電と実質的には異なる。ただしこれまで、エネルギー設備の年間稼働期間は砂糖生産期間中の2～3ヶ月のみであったのに対し、本プロジェクトではほぼ年間を通して稼働するため、長期間連続して安定稼働させるためにソフト面／ハード面での対応が必要である。また、これまでボイラーで生成した蒸気は一部製糖プロセスで利用していたのであるが、本プロジェクトにおいては全て発電に利用するため蒸気タービンセットについてはより大規模なものに更新する予定である。

ただボイラーは、初期投資コストを削減するなどの観点から、まずは現存するストーカータイプのボイラーを改造して利用するもの、その後耐用年数が来た段階でほぼ同型のボイラーに更新する予定である。ボイラーの耐用年数は現在検査中であり、更新のタイミングは政府からの証明を経て決定する予定である。

なお年間稼働時間は、技術面／経済面の検討により 7,512 時間と見積もっている。これは、計画されている電力ユニットの利用が、7月15日頃に開始され、翌年の5月31日頃に終了するものとしている。この稼働期間はバイオマス燃料調達の可能性に基づき決定されており、約1.5ヶ月の稼働停止期間に必要なメンテナンスを行う予定である。



図 2.3-1 既存のボイラー

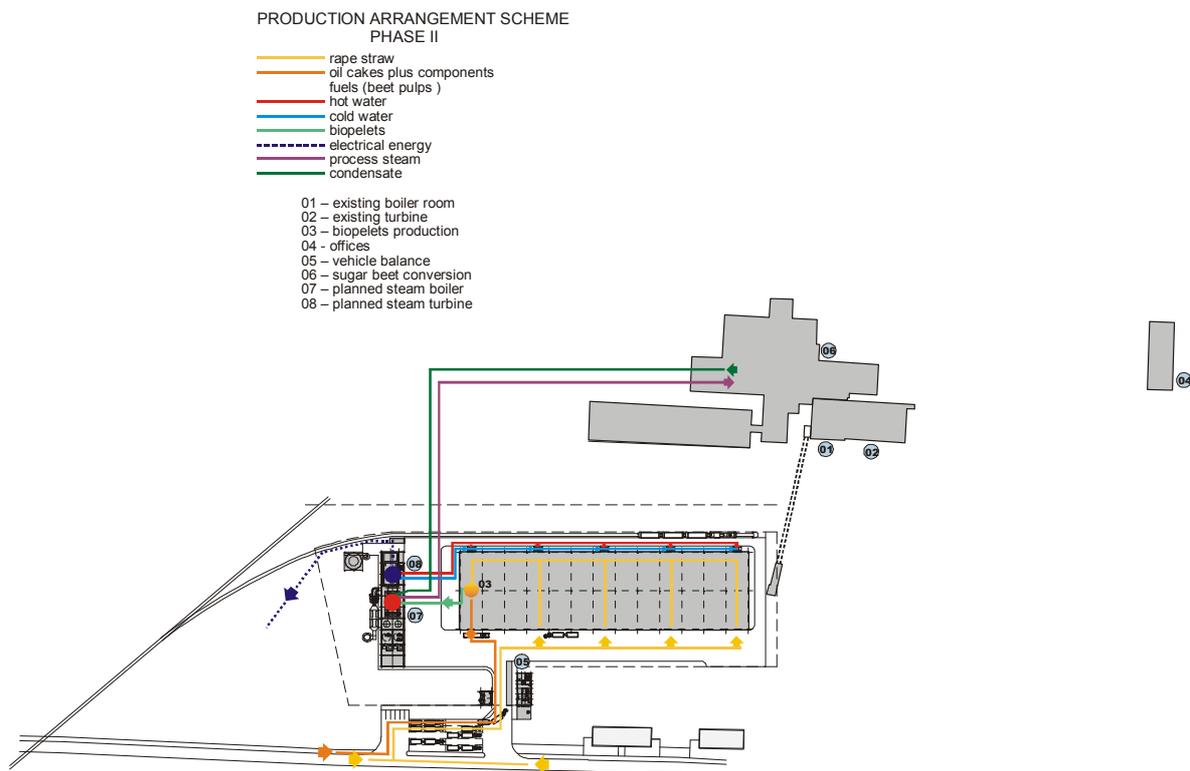


図 2.3-2 Rejowiec 工場における本プロジェクトの設備配置計画図

以下に主要設備の概要を述べる。

(1) わら貯蔵乾燥施設の設置

以下のものを装備したわら貯蔵乾燥施設を建設する予定

- 空気加熱器
- 加熱空気配給システム
- 荷降し用ベルトコンベヤー
- わら俵の配置及び荷降しのための遠隔操縦機
- 菜種絞り粕貯蔵設備.

(2) バイオマス加工／燃料パレット生産設備の設置

バイオマス加工／燃料パレット生産設備は、バイオマス生産地近隣に分散して設置する予定。以下のものを装備したバイオマス加工／燃料パレット生産設備を建設する。

- わらの初期裁断のためのシュレッダー

- わらの第二碎解のための圧搾機
- バイオマス燃料コンポーネントのバッチ処理及び混合処理のための設備
- ペレタイザ
- パレット冷却コンベヤー
- サイロ燃料パレット貯蔵

(3) ボイラーへの燃料供給設備の設置

ペレット燃料をのボイラーへ供給するための燃料供給設備を建設する。

(4) 蒸気ボイラーの改修

本プロジェクトの初期段階では、既存のボイラーの利用が計画されており、つまり火格子加熱炉の対応燃料を石炭からバイオマスペレット燃料に切り替える予定である。

そうしたことから電力設備を安定的に稼働させるには、バイオマス燃料の必要十分な供給を確保するのみならず、ボイラーなどの設備をバイオマス燃料に対応させる必要がある。

石炭の代替燃料としてのバイオマスペレット燃料は、直径が 8 – 10 mm、経線が 10 – 20 mm のものを製造する予定であり、特に火格子をそのバイオマスペレット燃料の形状に対応できるように改修する必要がある。

(5) タービン及び発電機利用の設置

製糖工場にある既存の蒸気タービンセットはキャパシティが小さいため、約 10MWe の新規設備に更新する予定である。

なお、電気、熱生産量及びバイオマス消費量は次のように計画されている。

- 電気 : 76,038MWh/年
- 熱 : 212,774 GJ/年
- バイオマス消費量 : 約 56,000t/年

(6) 焼却灰肥料化設備の設置

ボイラー内で燃焼により生成した焼却灰や、排ガスのフィルタで捕捉された灰は、収集されて、焼却灰肥料化設備に導入される。焼却灰には、カルシウム、カリウム等が含まれているため、窒素 (NH₄、NO₃ などの肥料) 及びリンを加えると優良な肥料になる。そこで、焼却灰は当該設備で窒素 (NH₄、NO₃ などの肥料) やリンを加え、バイオマス製造のための肥料として出荷される。

第3章 ベースライン方法論について

3.1 方法論に関する記述

本プロジェクトはバイオマスを燃料とする CHP プロジェクトであり、電力はポーランドのナショナルグリッドに売電、熱は熱供給会社、近隣の倉庫等に供給する。なお、2.2.2 節でも述べたように、対象サイトである Rejowiec 製糖工場は 2001 年以降砂糖生産を行っておらず、今後も生産を再開する予定はない。したがって、ベースラインとしてはプロジェクト活動により影響を受けるであろうナショナルグリッド及び熱供給先の温室効果ガス排出状況が該当する事となる。以下発電及び熱供給に係るベースラインの方法論それぞれについて述べる。

3.1.1 電力に係るベースライン

(1) 全体概要

本プロジェクトはポーランドのナショナルグリッドに接続する発電プロジェクトである。したがって、本プロジェクトがない場合に「グリッド内で増加するであろう発電量に伴う CO2 排出量」がベースライン排出量となる。

「グリッド内で増加するであろう発電量に伴う CO2 排出量」とは、すなわちグリッドに接続されたプラントの中のマージナルプラントから排出される CO2 排出量のことである。ベースライン排出量はグリッドへの売電量により計算されるため、それらマージナルプラントを対象としたマルチ・プロジェクトの CO2 排出係数をベースラインとする。

(2) 使用するパラメータ

- 発電所での褐炭・石炭・天然ガスの消費量及び熱量： [出典: STATISTICS OF POLISH POWER INDUSTRY 2002 (Agencja Rynku Energii S.A.)]
- 褐炭・石炭・天然ガスの Carbon Emission Factor： [出典: IPCC]
- 酸化係数: [出典: IPCC]

それぞれのデータは添付資料 1 参照。

3.1.2 熱に係るベースライン

(1) 全体概要

熱販売に係るベースラインは、熱供給先の熱生産又は熱購入の現状に基づき、将来最も経済的な熱生産又は熱購入を想定した場合の排出量とする。ここでベースライン排出量は、熱供給先への熱販売量をベースに計算されるため、使用燃料及びボイラーの効率に基づく単位熱量当りの温室効果ガス排出量をベースラインとする。

(2) 使用するパラメータと想定

- ボイラーの効率はポーランドの市場で普及している最高レベルのものを想定する
- 石炭の Carbon Emission Factor [Source: IPCC]
- 石炭の酸化係数 [Source: IPCC]

それぞれのデータは添付資料 1 参照。

3.2 ベースライン方法論選択の正当性

3.2.1 発電に係るベースライン

National Grid を対象とするベースラインとしては、全電源の加重平均による CO2 排出原単位、マージナルプラント（コンバインドマージンまたはオペレーティングマージン）の加重平均による CO2 排出原単位がある。本プロジェクトは前述の通り National Grid に売電するプロジェクトであり、ポーランドにおいては原子力発電所はないものの、再生可能エネルギーによる発電及び総合熱効率 65%以上のコージェネレーションは、送電会社又は配電会社に買い取り義務があるため、それらを除外したマージナルプラントの加重平均による CO2 排出原単位をベースラインとする。

3.2.2 熱に係るベースライン

本プロジェクトの熱供給先候補となる近隣の熱供給会社及び熱需要先は、現在石炭ボイラーにより熱生産している。ポーランドにおいては環境規制の強化により、そうしたボイラーの環境対策が必要な場合があるため、そうした規制なども考慮した上での最も経済的なケースをベースラインとする。

3.3 ベースライン方法論に関する記述

本プロジェクトは CHP プロジェクトであるため売電にかかるベースラインと売熱に係るベースラインを設定する必要があるが、それぞれ以下のように考える。

3.3.1 電力セクターを対象としたベースライン

本プロジェクトがない場合に「グリッド内で増加するであろう発電」を行う発電プラント（"Marginal Plant"）から発生する CO2 排出がベースライン排出量となるが、その考え方にはいくつかあり、今回のプロジェクトにおいては以下のように考える。

(1) Marginal Plant の考え方

ポーランドにおいては、コージェネレーション設備による発電は、送電会社（PSE）または配電会社に買い取り義務があるため、"must run"発電所として"Marginal Plant"から除外。

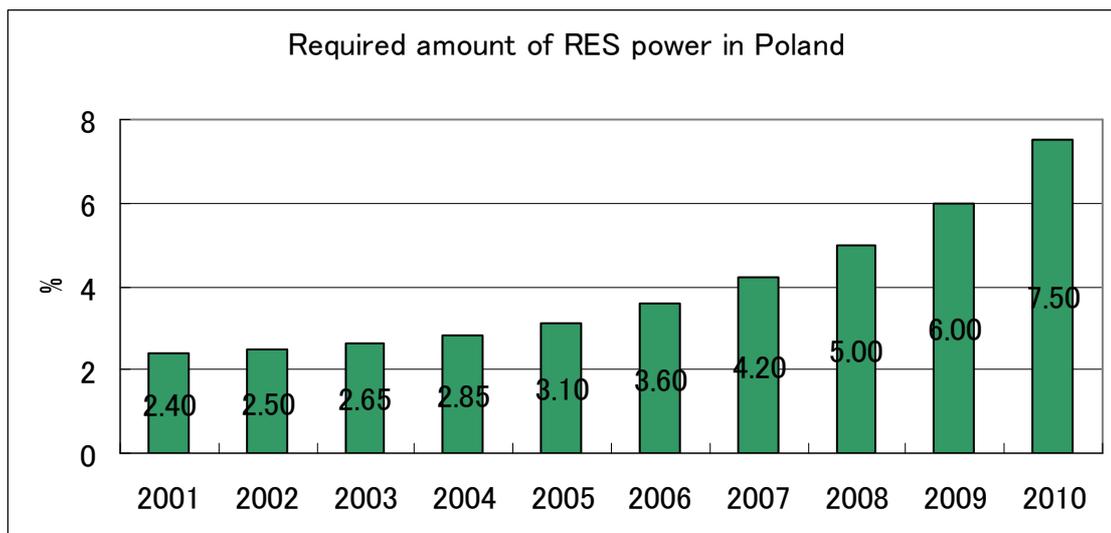
以下に“ORDINANCE OF MINISTER OF ECONOMY of 15 December 2000 concerning an obligation to purchase electric energy and heat from unconventional and renewable sources and the scope of such an obligation”から関連部分を抜粋する。

§ 1, items 4: The energy company involved in transfer and distribution of electric energy, as well as in trading in this energy, shall purchase all offered electric energy co-generated with heat from sources connected to the grid owned by that company, no matter the installed electrical capacity of the source.

§ 3. The obligation mentioned in § 1 does not apply to:

- 1) electric energy or heat generated outside the territory of the Republic of Poland,
- 2) electric energy co-generated with heat with the total gross efficiency of fuel chemical energy conversion into electric energy and heat not less than 65%, calculated as an average annual figure in a calendar year in which electric energy purchase is effected

ポーランドにおいては、再生可能エネルギーにより発電された電力は、配電会社又は Third Party Access により需要家に直接売電する発電会社に買い取り目標があるため、“must run”発電所として“Marginal Plant”から除外。



(Source: MINISTRY OF ECONOMY of Poland)

(2) ベースラインコンセプト

ポーランドにおいては既に第三者アクセスによる電力小売自由化が開始されており、また EU 指令に基づき 2007 年頃には家庭も含めた 100%の小売自由化が開始される予定である。このように自由化された電力市場ではあくまで市場メカニズムにより売電価格が決定されるため、必ずしも発電単価の高い発電所が”Marginal”になるわけではない。したがって、”Marginal Plant”をプラントレベルで事前に特定することは不可能であるため、”Marginal Plant”を対象とした平均 CO2 排出原単位をベースラインとする。

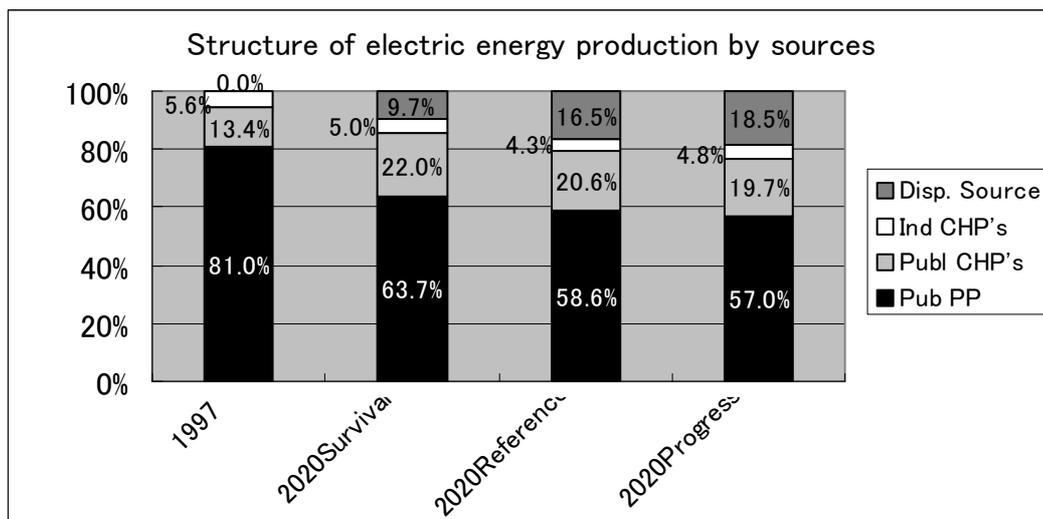
ポーランドでは発電設備容量が 30%ほど過剰であり、政府の電力需要見通しよると 2012 年までの期間において、大規模な電源開発が必要な状況ではない。

表 3.3-1 電力供給容量と需要 (2001-2003)

Specification	2001	2002	2003
	13.12	12.12	23.12
MW			
AVAILABLE POWER			
public power stations	31,012	31,394	31,933
heat power plants	28,848	29,237	29,719
hard coal	20,685	20,998	21,209
brown coal	8,163	8,239	8,510
hydro plants	2,164	2,156	2,214
LOAD			
public power stations	23,060	23,855	23,450
heat power plants	21,581	22,823	22,185
hard coal	14,217	15,889	14,504
brown coal	7,364	6,935	7,682
hydro plants	1,479	1,032	1,265

(Source: STATISTICS OF POLISH POWER INDUSTRY 2003 (Agencja Rynku Energii S.A.))

特に将来のエネルギー供給におけるポーランド政府の見通しにおいては、マージナルプラントの大部分を占める石炭及び褐炭による発電比率が、ポーランドの電力セクターにおいて低下傾向にある。



(Source: GUIDELINES FOR ENERGY POLICY OF POLAND UNTILL 2020 (The Council of Ministers of Poland))

それに対し、“GUIDELINES FOR ENERGY POLICY OF POLAND UNTIL 2020”の中での電力供給見通しによると、2002年を基準とした2012年の電力供給の伸びは約8%となっている。

表 3.3-2 公共発電所における電力供給見通し (TWh)

	1,997	2002	2005	2010	2012	2015	2020	Increase at 2012 based on 2002
Survival	113.8	117.0	119.0	122.2	123.5	125.4	128.6	5.5%
Reference	113.8	118.8	121.8	126.7	128.7	131.7	136.7	8.4%
Progress	113.8	118.4	121.1	125.6	127.5	130.2	134.7	7.7%

(出典: 1997,2005,2010,2015,2020 は GUIDELINES FOR ENERGY POLICY OF POLAND UNTILL 2020 (The Council of Ministers)から引用。2002,2012 のデータは、それらのデータをベースにみずほ情報総研(株)が試算 (線形補完))。

これらの理由により本方法論では Build Margin の考え方は採用せず、Operating Margin によるベースライン計算をする。

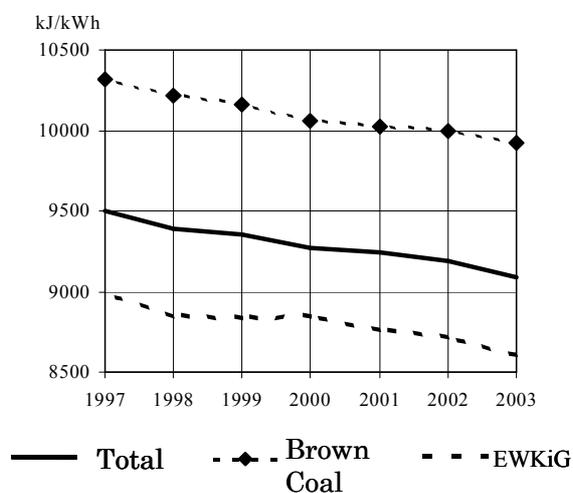
ベースライン排出量は、プロジェクトでのグリッドへの売電量により特定されるため、対象発電所の CO2 排出原単位をベースラインとする。すなわちベースラインとして、グリッドに接続される電力セクターの火力発電所から、熱効率 65%以上のコージェネレーション発電所、及び再生可能エネルギーベースの発電所を除外した全火力平均の CO2 排出原単位を計算する。

ただし、コージェネレーションプラントであっても、入手データの制約などにより熱効率が65%以上であると特定できない場合は、the baseline calculation に含めることとする。

(3) ”Ex-ante” or ”Ex-post” ?

ここで以下のグラフに示すとおり、ポーランドの発電所における発電量当りのエネルギー消費量は低下傾向にあるため、Carbon Emission Factor も同様に低下傾向にあることが推定される。したがって Carbon Emission Factor の算出においては、保守的な設定として将来の実データに基づき算出する”Ex-post”の考え方を採用する。

Rysunek 7. SPECIFIC FUEL CONSUMPTION FOR ELECTRICITY GENERATION



(Source: STATISTICS OF POLISH POWER INDUSTRY 2003(Agencja Rynku Energii S.A.))

(4) 電力に係るベースライン排出量の計算方法

① 各発電所別燃料別の CO2 排出量の計算方法

$$CE(i)(tCO_2) = \frac{\text{燃料消費量}(i)(TJ) \times C \text{ 排出係数}(tCO_2/TJ) \times \text{燃料別酸化係数}}{44/12} \times$$

(複数の燃料がある場合、燃料別に計算し合算。)

ここで、上記記号は以下の通り。

CE(i): CO2 emission from the subject plant (i) in the baseline

② ベースラインとなる CO2 排出原単位の計算方法

年別に対象発電所の CO2 排出量合計を発電量合計で除すことにより算出する。以下に計算式を示す。

$$CEF_x = \frac{\sum CE_x(i)}{\sum Op_x(i)} <D.5.3>$$

ここで、上記記号は以下の通り。

CEF_x: X 年のベースライン対象発電所加重平均の CO2 排出原単位

CE_x(i): X 年のベースライン対象発電所(i)の CO2 排出量

Op_x(i): X 年のベースライン対象発電所(i)の発電量

③ ベースライン排出量の計算方法

T 年間の CO2 ベースライン排出量は、上記で示した「CO2 排出原単位」に本プロジェクトでの年間売電量を乗ずることにより求める。以下に計算式を示す。

$$X \text{ 年のベースライン排出量} = OpP_x \times CEF$$

ここで、上記記号は以下の通り。

OpP_x: X 年のプロジェクトでの年間売電量

3.3.2 熱需要を対象としたベースライン

(1) 熱供給先の現状

本プロジェクトは年間 59,104(MWh) x 3.6 = 212,774 (GJ)の熱を販売する計画である。熱需要先としては、近隣にある集合団地やビル、砂糖保管用倉庫等が存在しており、現在は熱を石炭ボイラーにより生産している。ただし、環境規制への対応などを考慮し、保守的な設定として、最新型の石炭ボイラーを導入したケースをベースラインとする。

＜石炭ボイラーにかかる環境規制の概要＞

現在ポーランド国で適用されている大気環境基準は 1998 年に制定されたもので、燃料種、設置時期、規模、適応時期により、排出基準値が分かれている。

ここで、設置時期については、以下の 3 つに分類しているおり、前述の石炭ボイラーは 1987 年以前に設置された「旧設備の排出源」に該当する。

- ・ 新規建設プラントの排出源
- ・ 1987 年以降認可されたプラントの排出源
- ・ 旧設備の排出源

以下に石炭焚かつ旧設備の排出源に係る排出基準を示す。

表 ポーランド国の排出基準（旧設備、燃料種：石炭） <単位 mg/m³>

Plant Size (MWe)	2005.12.31 まで			2006.1.1 から 2010.12.31 まで		
	SO ₂	NO _x	Dust	SO ₂	NO _x	Dust
5	2,000	400	1,900	1,500	400	700
5-50	2,000	400	1,000	1,500	400	400
50-100	2,000	540	350	1,500	540	200
100-300	2,000	540	350	1,500	540	200
300-500	2,350	540	350	250	540	200
500	2,350	540	350	250	540	100

(注)6%O₂ 乾ガスベース

(2) 熱に係るベースライン排出量の計算方法

ここで各種パラメーターは以下のとおりとする。

- 代替される燃料種：石炭
- ボイラーの効率： 85%(ポーランドの石炭ボイラーで最高レベルの効率)
- 石炭の炭素排出係数: 25.8 (tC/TJ) <Source : IPCC>
- 石炭の酸化係数: 0.98 <Source : IPCC>
- N2O, CH4 は保守的な設定として Excluded

計算式は以下の通り。

$$\text{熱に係るベースライン排出量} = \text{需要家で利用される熱} / \text{ボイラー効率} \times \text{Carbon emission factor} \times \text{Oxidization rate} \times (44/12)$$

3.4 追加性の検証

本プロジェクトは、電力をグリッドへ売電し、また熱は近隣の熱需要家へ販売する CHP 事業である。燃料とする菜種油製造時の絞り粕及び藁は、カーボンニュートラルな燃料であるためグリッド及び熱需要家からの GHG 排出を削減することができる。

本プロジェクトが追加的であるか否かに関する評価として、以下に本プロジェクトへの投資に係るバリアーを検証する。

3.4.1 燃料調達リスク

本プロジェクトはビートや菜種といった一年生の作物を燃料として有効利用する CHP プロジェクトである。しかし、これら農作物の栽培・収穫は気候に大きく影響され、強風、大雨、渇水、などの予測不可能な天候不順が生じた際には農作物の収穫が大幅に不足する事態が発生する。

すなわち本プロジェクトでは自らの責任で菜種残渣を調達する必要があるため、燃料供給契約は締結するものの、通常の化石燃料を利用した発電と比べて燃料調達リスクが高いと考えられる。

3.4.2 技術バリアー

ポーランドにおいては、本プロジェクトで使用するような複数のバイオマスを混合したペレットを燃料としたバーナー・ボイラーは普及しておらず、導入においては運転・管理技

術の習得などのバリアーが存在する。

このように本プロジェクトは燃料調達に伴うリスクが高く、また技術的なバリアーも存在するため追加的なプロジェクトであると考えられる。

3.5 プロジェクトの領域説明

3.5.1 ベースライン

(1) グリッドにおける発電

本プロジェクトは、ポーランドのナショナルグリッドに接続されるものであるため、バウンダリーに含まれる。

- CO2 : Included
- N2O : Excluded for simplification and conservative
- CH4 : Excluded for simplification and conservative

(2) 熱需要家における熱生産

本プロジェクトは、CHPプロジェクトであり熱を近隣の工場等に供給するものである。したがって、ベースライン設定においては熱供給先の熱生産又は熱購入がバウンダリーに含まれる。

- CO2 : Included
- N2O : Excluded for simplification and conservative
- CH4 : Excluded for simplification and conservative

3.5.2 プロジェクト活動

(1) コージェネレーションプロジェクト

本プロジェクトである菜種およびビートを利用した CHP プロジェクトサイトは全て、バウンダリーに含まれる。

- CO2: ゼロエミッション (バイオマス からの CO2 はカーボンニュートラルであるため)
- N2O : Included
- CH4 : Included

(2) バイオマスペレット製造

バイオマスペレットは 12 ヶ所の分散施設で製造され、その製造過程もバウンダリーに含まれる。なお、バイオマスペレット製造設備は、グリッドからの購入電力によって稼動する。

- CO2 : Included
- N2O : Included
- CH4 : Included

(3) バイオマスおよびバイオペレットの貯蔵

菜種残渣、菜種藁、ビートといったバイオマスは、バイオペレットに製造されるまで一時的に貯蔵される。また、バイオペレットも CHP に投入されるまで一時的に貯蔵されることとなる。これらの貯蔵過程もバウンダリーに含まれる。

- CH4 : バイオマスおよびバイオペレットの貯蔵期間は短期間であるためメタンが発生することはないため Excluded とする。

(4) バイオペレットの CHP への輸送

バイオペレットは栽培地に近い分散施設で製造され、その後 CHP プラントへ輸送されることとなる。したがってそれら製造施設から CHP までの輸送はバウンダリーに含まれる。

- CO2 : Included.
- N2O : Included.
- CH4 : Included.

第4章 温室効果ガス排出削減量の算出

4.1 プロジェクト活動による温室効果ガス排出量

プロジェクト実施による温室効果ガス排出量は以下のとおりと考える。

- 1) バイオペレット燃焼による排出量
- 2) プラント起動時の燃料の燃焼による排出量
- 3) バイオペレット製造時の電力消費による排出量
- 4) バイオペレット製造地点から CHP までのペレット輸送に係るトラックからの排出量

4.1.1 バイオペレット燃焼による排出量

バイオペレットの原料は、カーボンニュートラルの菜種やビートなどのバイオマスであるため、CO₂ の排出量はゼロカウントとなる。

バイオペレットの燃焼による CH₄、N₂O の排出量は、それぞれ以下のとおり。

使用するパラメータおよび仮定値：

- バイオマス及び廃棄物の燃焼における CH₄ 排出係数：30 (kg/TJ) <Source: IPCC>
- バイオマス及び廃棄物の燃焼における N₂O 排出係数：4 (kg/TJ) <Source: IPCC>
- バイオペレットの熱量換算値 16 MJ/kg <Source: ENOD>
- バイオペレット投入量：55,994t (菜種油残渣：11,700t + 菜種藁：38,164t + ビート：6,130t) <想定値>

(1) CH₄ 排出量

$$\begin{aligned} \text{CH}_4 \text{ 排出量 (tCO}_2\text{-equivalent)} &= \text{バイオペレット投入量(t)} \times 1,000\text{kg/lt} \times \\ &\quad \text{バイオペレットの熱量換算値(MJ/kg)} \times 1\text{TJ}/1,000,000\text{MJ} \times \text{バ} \\ &\quad \text{イオマス及び廃棄物の燃焼における CH}_4 \text{ 排出係数(kg/TJ)} \times \\ &\quad 1\text{t}/1000\text{kg} \times 21 \\ &= 55,994\text{t} \times 1,000\text{kg/lt} \times 16 \text{ MJ/kg} \times 1\text{TJ}/1,000,000\text{MJ} \times 30 \text{ kg/TJ} \times 1\text{t}/1000\text{kg} \\ &\quad \times 21 \\ &= 564 \text{ t CO}_2\text{-eq} \end{aligned}$$

(2) N₂O 排出量

$$\begin{aligned} \text{N}_2\text{O 排出量(tCO}_2\text{-equivalent)} &= \text{バイオペレット投入量(t)} \times 1,000\text{kg/lt} \times \text{バ} \\ &\quad \text{イオペレットの熱量換算値(MJ/kg)} \times 1\text{TJ}/1,000,000\text{MJ} \times \text{バ} \\ &\quad \text{イオマス及び廃棄物の燃焼における N}_2\text{O 排出係数(kg/TJ)} \times \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& 1\text{t}/1000\text{kg} \times 310 \\
= & 55,994\text{t} \times 1,000\text{kg}/\text{t} \times 16 \text{ MJ}/\text{kg} \times 1\text{TJ}/1,000,000\text{MJ} \times 4 \text{ kg}/\text{TJ} \times 1\text{t}/1000\text{kg} \\
& \times 310 \\
= & 1,111 \text{ t CO}_2\text{-eq}
\end{aligned}$$

4.1.2 プラント起動時の燃料の燃焼による排出量

CHP の起動時には、燃料として石炭が使用される。スタートアップ時の石炭使用に伴う GHG 排出量は、以下の式により求める。

使用するパラメータ：

- 石炭からの炭素排出係数： 25.8 (t/TJ) <Source： IPCC>
- 石炭からの CH₄ 排出係数： 0.7 (kg/TJ) <Source： IPCC>
- 石炭からの N₂O 排出係数： 1.6 (kg/TJ) <Source： IPCC>
- 石炭の酸化係数： 0.98 <Source： IPCC>
- 石炭の熱量換算値： 22.95 (MJ/t) <Source： IPCC>

$$\begin{aligned}
\text{GHG 排出量 (tCO}_2\text{-eq)} = & \text{起動時の石炭消費量(t)} \langle \text{D.3.(a)2} \rangle \times \text{石炭の熱量換算値(MJ/t)} \\
& \times 1\text{TJ}/1000\text{MJ} \times \text{石炭の酸化係数} \times (\text{石炭からの炭素排出係数} \\
& (\text{tCO}_2/\text{TJ}) \times 44/12 + \text{石炭からの CH}_4 \text{ 排出係(kg/TJ)} \times \\
& 1\text{t}/1000\text{kg} \times 21 + \text{石炭からの N}_2\text{O 排出係数(kg/TJ)} \times \\
& 1\text{t}/1000\text{kg} \times 310)
\end{aligned}$$

上記の式で求められるプラント起動時における排出量は、石炭消費量のモニタリングデータに依存するため、現時点での排出量算出は行わない。

4.1.3 バイオペレット製造時の電力消費による排出

バイオペレットは外部から購入した電力を使用して製造される。バイオペレット製造時の電力消費に伴う GHG 排出量は、以下の式により求める。

$$\begin{aligned}
\text{GHG 排出量(tCO}_2\text{-eq)} = & \text{グリッドからの年間電力購入量} \langle \text{D.3. (a)3} \rangle \times \text{グリッド電力に} \\
& \text{おける CO}_2 \text{ 排出係数} \langle \text{D.3. (a)4} \rangle
\end{aligned}$$

上記の式で求められるバイオペレット製造時における排出量は、グリッドからの購入電力量のモニタリングデータに依存するため、現時点での排出量算出は行わない。

4.1.4 バイオペレット製造地点から CHP までのペレット輸送に係るトラックからの排出量

バイオペレットは農家に近い製造設備において製造され、CHP プラントまで輸送される。この輸送に係る排出量はプロジェクト排出量の中に含まれる。排出量の算出式は以下の通り。

使用するパラメータ：

- 輸送に伴う排出係数(European Diesel Heavy-Duty Vehicles)：781(gCO₂-eq/km)
(=770gCO₂/km + 0.06gCH₄/km x 21 + 0.03gN₂O/km x 310)
<Source : IPCC >
- 平均往復輸送距離：60(km) (片道 30km) <仮定値>

$$\text{年間排出量 (tCO}_2\text{-eq)} = \text{輸送に伴う排出係数(gCO}_2\text{-eq/km)} \times 1\text{t}/1,000,000\text{g} \times \text{平均往復輸送距離(km)} \times \text{年間輸送回数}$$

年間輸送回数は、下記の通り想定した。

$$\begin{aligned} \text{年間輸送回数} &= \text{CHP へのバイオペレット投入量<仮定値>} / \text{トラック積載量} \\ &= 55,994\text{(t)} / 10\text{(t)} \\ &= 5,599 \end{aligned}$$

従ってバイオペレット製造地点から CHP までのペレット輸送に係るトラックからの排出量は以下のように算出した。

$$\begin{aligned} \text{年間排出量(tCO}_2\text{-eq)} &= \text{輸送に伴う排出係数(gCO}_2\text{-eq/km)} \times 1\text{t}/1,000,000\text{g} \times \text{平均往復輸送距離(km)} \times \text{年間輸送回数} \\ &= 781\text{(gCO}_2\text{-eq/km)} \times 1\text{t}/1,000,000\text{g} \times 60\text{(km)} \times 5,599.4 \\ &= 262 \text{ tCO}_2\text{-eq} \end{aligned}$$

なお、このバイオペレット輸送に係る排出量は、プロジェクト全体の排出削減量に比べ排出量が少ないため、モニタリングデータに基づかず、上記計算結果をバイオペレット燃焼からの排出量とする。

4.1.5 リークージ

本プロジェクトに必要なバイオマスの栽培およびバイオペレット製造設備までの輸送はプロジェクトと契約した農家によって実施される。この農作業およびバイオマス輸送過程はバウンダリーに含まれていないため、リークージとして排出量を算出する必要がある。

(1) 栽培時における排出量

栽培時における排出量は、トラクターやハーベスタによる燃料消費によって排出される。これらの排出量は、下式によって算出する。

使用するパラメータ：

- ヨーロッパの農業用機器における CO₂ 排出係数： 3140 (g/kg) <Source : IPCC>
- ヨーロッパの農業用機器における CH₄ 排出係数： 0.17 (g/kg) <Source : IPCC>
- ヨーロッパの農業用機器における N₂O 排出係数： 1.3 (g/kg) <Source : IPCC>
- 菜種の収穫量に対するトラクターおよびハーベスタの燃料消費量： 2.1 (kg/t) <Source : Institute for Building, Mechanization and Electrification of Agriculture >
- ビートの収穫量に対するトラクターおよびハーベスタの燃料消費量： 3.0 (kg/t) <Source : Institute for Building, Mechanization and Electrification of Agriculture >
- CHP への菜種藁投入量： 38,164 (t) <仮定値>
- CHP へのビート投入量： 6,130 (t) <仮定値>

$$\begin{aligned} \text{GHG 排出量(tCO}_2\text{-eq)} &= (\text{CHP への菜種藁投入量(t)} \times \text{菜種の収穫量に対するトラクター} \\ &\quad \text{およびハーベスタの燃料消費量(kg/t)} + \text{CHP へのビート投入量} \\ &\quad \text{(t)} \times \text{ビートの収穫量に対するトラクターおよびハーベスタの燃} \\ &\quad \text{料消費量(kg/t)}) \times (\text{ヨーロッパの農業用機器における CO}_2\text{ 排出} \\ &\quad \text{係数(g/kg)} + \text{ヨーロッパの農業用機器における CH}_4\text{ 排出係数} \\ &\quad \text{(g/kg)} \times 21 + \text{ヨーロッパの農業用機器における N}_2\text{O 排出係数} \\ &\quad \text{(g/kg)} \times 310) \times 1\text{t}/1,000,000\text{g} \\ &= (38,164 \text{ t} \times 2.1 \text{ (kg/t)} + 6,130\text{t} \times 3.0 \text{ (kg/t)}) \times (3140 \text{ (g/kg)} + 0.17 \text{ (g/kg)} \\ &\quad \times 21 + 1.3 \text{ (g/kg)} \times 310) \times 1\text{t}/1,000,000\text{g} \\ &= 346 \text{ tCO}_2\text{-eq} \end{aligned}$$

なお、この栽培時に係る排出量は、プロジェクト全体の排出削減量に比べ排出量が少ないため、モニタリングデータに基づかず、上記計算結果を栽培時からの排出量とする。

(2) 施肥による排出量

施肥を行うことにより、化学肥料に含まれる窒素から N₂O が排出される。この N₂O の排出量は下式によって算出する。

使用するパラメータ：

- 施肥後土壌中から直接排出される N₂O-N 排出係数： 0.0125 (kgN₂O-N/kgN-input) <Source: IPCC >
- 水分溶解による外部流出からの間接的な N₂O-N 排出係数： 0.025 (kgN₂O-N/kgN-leaching) <Source: IPCC >
- 施肥量に対する外部流出割合： 0.3 (kgN-leaching/kgN-input)
- 菜種の収穫量に対する硝酸アンモニウム施肥量： 1.24 (kg/t) <Source: Institute for Building, Mechanization and Electrification of Agriculture >
- ビートの収穫量に対する硝酸アンモニウム施肥量： 3.6 (kg/t) <Source: Institute for Building, Mechanization and Electrification of Agriculture >
- ビートの収穫量に対する尿素施肥量： 2.6 (kg/t) <Source: Institute for Building, Mechanization and Electrification of Agriculture >
- 硝酸アンモニウムの平均窒素含有量： 34 (%) <Source: Institute for Building, Mechanization and Electrification of Agriculture >
- 尿素的平均窒素含有量： 46(%) <Source: Institute for Building, Mechanization and Electrification of Agriculture >
- CHP への菜種糞投入量： 38,164 (t) <仮定値>
- CHP へのビート投入量： 6,130 (t) <仮定値>

$$\begin{aligned} \text{N}_2\text{O 排出量 (tCO}_2\text{-eq)} = & \{ \text{CHP への菜種糞投入量(t)} \times \text{菜種の収穫量に対する硝酸アンモニウム施肥量(kg/t)} \times \text{硝酸アンモニウムの平均窒素含有量} \\ & + \text{CHP へのビート投入量(t)} \times (\text{ビートの収穫量に対する硝酸アンモニウム施肥量(kg/t)} \times \text{硝酸アンモニウムの平均窒素含有量} \\ & + \text{ビートの収穫量に対する尿素施肥量 (kg/t)} \times \text{尿素的平均窒素含有量}) \} \times (\text{施肥後土壌中から直接排出される N}_2\text{O-N 排出係数 (kgN}_2\text{O-N/kgN-input)} \\ & + \text{施肥量に対する外部流出割合 (kgN-leaching/kgN-input)} \times \text{水分溶解による外部流出からの間接的な N}_2\text{O-N 排出係数(kgN}_2\text{O-N/kgN-leaching)}) \times \text{1t/1000kg} \times \text{40/12} \times \text{310} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= \{38,164(\text{t}) \times 1.24 (\text{kg/t}) \times 0.34 + 6,130 (\text{t}) \times (3.6 (\text{kg/t}) \times 0.34 + 2.6 (\text{kg/t}) \\
&\times 0.46) \} \times (0.0125(\text{kgN}_2\text{O-N/kgN-input}) + 0.3(\text{kgN-leaching/kgN-input}) \times \\
&0.025(\text{kgN}_2\text{O-N/kgN-leaching})) \times 1\text{t}/1,000\text{kg} \times 40/12 \times 310 \\
&= 639 \text{ tCO}_2\text{-eq}
\end{aligned}$$

なお、この栽培時に係る排出量は、プロジェクト全体の排出削減量に比べ排出量が少ないため、モニタリングデータに基づかず、上記計算結果を栽培時からの排出量とする。

(3) バイオペレット製造施設へのバイオマス輸送による排出

バイオペレット製造施設へのバイオマス輸送による排出量は下式により算出する。

使用するパラメータ：

- 輸送に伴う排出係数(European Diesel Light-Duty Vehicles) : 286(gCO₂-eq/km)
(=280gCO₂/km + 0.005gCH₄/km × 21 + 0.02gN₂O/km × 310) <Source : IPCC >
- 平均往復輸送距離： 12(km) (片道 6km) <仮定値>

$$\begin{aligned}
\text{年間排出量 (tCO}_2\text{-eq)} &= \text{輸送に伴う排出係数(gCO}_2\text{-eq/km)} \times 1\text{t}/1,000,000\text{g} \times \text{平均往復} \\
&\quad \text{輸送距離(km)} \times \text{年間輸送回数}
\end{aligned}$$

年間輸送回数は、下記の通り想定した。

$$\begin{aligned}
\text{年間輸送回数} &= \text{CHP へのバイオマス投入量<仮定値>} / \text{トラック積載量 (4t)} \\
&= 55,994(\text{t}) / 4(\text{t}) = 13998.5
\end{aligned}$$

従ってバイオペレット製造地点から CHP までのペレット輸送に係るトラックからの排出量は以下のように算出した。

$$\begin{aligned}
\text{年間排出量(tCO}_2\text{-eq)} &= \text{輸送に伴う排出係数(gCO}_2\text{-eq/km)} \times 1\text{t}/1,000,000\text{g} \times \text{平均往復} \\
&\quad \text{輸送距離(km)} \times \text{年間輸送回数} \\
&= 286(\text{gCO}_2\text{-eq/km)} \times 1\text{t}/1,000,000\text{g} \times 12(\text{km}) \times 13998.5 \\
&= 48 \text{ tCO}_2\text{-eq}
\end{aligned}$$

なお、このバイオペレット輸送に係る排出量は、プロジェクト全体の排出削減量に比べ排出量が少ないため、モニタリングデータに基づかず、上記計算結果をバイオペレット燃焼からの排出量とする。

(4) 他の地域からのバイオマス購入に際する排出量

栽培地域における作物不作の際には、他の地域からバイオマスを購入する必要がある。この際にはバイオマス輸送距離が顕著に増加する可能性があることから、排出量はモニタリングデータに基づき下式によって算出を行う。

$$\text{年間排出量 (tCO}_2\text{-eq)} = \text{輸送に伴う排出係数 (tCO}_2\text{-eq/km)} \times \text{年間輸送距離 (km)} \text{<D.3.(b)1>}$$

4.1.6 プロジェクト活動からの排出量

プロジェクト活動による正味の排出量は 4.1.1～4.1.5 より、年間 2,971 (tCO₂-eq)となる。

4.2 ベースラインにおける排出量

4.2.1 電力に係るベースライン排出量の計算

電力に係るベースライン排出量は、前述の通りマージナルプラントを対象としたオペレーティングマージンによる CO₂ 排出原単位とする。ただし、前述の通り今後グリッドにおける Carbon Emission Factor が低下傾向にあることから、保守的な考えとして”Ex-post”によるベースラインを設定する。ここで計算に必要となる各発電所の実測データはポーランドの関係機関から入手予定。

なおここでのベースラインエミッションはあくまで参考データとして、過去 3 年間（2001～2003 年）のデータに基づき計算する。

以下にコージェネレーション及び再生可能エネルギー発電所以外の発電プラントである褐炭発電所及び石炭発電所の 2001 年、2002 年及び 2003 年の燃料消費量を示す。

(1) 各発電所別燃料別の CO₂ 排出量の計算方法

$$\text{CO}_2 \text{ 排出量(tCO}_2\text{)} = \text{燃料消費量(TJ)} \times \text{C 排出係数(tCO}_2\text{/TJ)} \times \text{燃料別酸化係数} \\ \times 44/12$$

(複数の燃料がある場合、燃料別に計算し合算。)

上記の方法により計算した 2001 年、2002 年及び 2003 年の褐炭発電所及び石炭発電所からの CO₂ 排出量の計算結果を示す。

(2) ベースラインとなる CO2 排出原単位の計算方法

年別に対象発電所の CO2 排出量合計を発電量合計で除すことにより算出する。以下に計算式を示す。

$$CEF_x = \frac{\sum CE_x(i)}{\sum Op_x(i)}$$

ここで、上記記号は以下の通り。

CEF_x : X 年のベースライン対象発電所加重平均の CO2 排出原単位

$CE_x(i)$: X 年のベースライン対象発電所(i)の CO2 排出量

$Op_x(i)$: X 年のベースライン対象発電所(i)の発電量

上記の方法により計算した 2001 年、2002 年及び 2003 年の CO2 排出原単位の計算結果を示す。

$$CEF_{2001} = 104,620 \text{ (ktCO}_2\text{)} / 112,724 \text{ (GWh)} = 0.93 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

$$CEF_{2002} = 102,827 \text{ (ktCO}_2\text{)} / 111,343 \text{ (GWh)} = 0.92 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

$$CEF_{2003} = 108,237 \text{ (ktCO}_2\text{)} / 116,707 \text{ (GWh)} = 0.93 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

上記 3 年間の Carbon Emission Factor のうち、最も低い 2002 年の 0.92 (tCO₂/MWh)を参考値とする。

(3) ベースライン排出量の計算方法

年間の CO2 ベースライン排出量は、上記で示した「CO2 排出原単位」に本プロジェクトでの年間売電量を乗ずることにより求める。以下に計算式を示す。

$$X \text{ 年のベースライン排出量} = OpP_x \times CEF$$

ここで、上記記号は以下の通り。

OpP_x : X 年のプロジェクトでの年間売電量

電力に係るベースライン排出量の計算において、年間売電量は毎年の実績値を使用するが、ここでは現時点で予定している年間発電量 76,038 (MWh)を用いて、参考値としてのベースライン排出量を計算する。

$$0.92 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)} \times 76,038 \text{ (MWh)} = 69,955 \text{ (tCO}_2\text{)}$$

4.2.2 熱に係るベースライン

本プロジェクトでは年間 59,104(MWh) x 3.6 = 212,774 (GJ)の熱を販売する計画である。熱需要先としては、近隣にある集合団地やビル、砂糖保管用倉庫等が存在しており、現在は熱を石炭ボイラーから購入している。ただし、環境規制への対応などを考慮し、保守的な設定として、最新型の石炭ボイラーを導入したケースをベースラインとする。

熱に係るベースライン排出量の計算において、年間売熱量は毎年の実績値を使用するが、ここでは現時点で予定している年間売熱量 212,774 (GJ)を用いて、参考値としてのベースライン排出量を計算する。

ここで各種パラメーターは以下のとおりとする。

- 代替される燃料種：石炭
- ボイラーの効率： 85%(ポーランドの石炭ボイラーで最高レベルの効率)
- 石炭の炭素排出係数： 25.8 (tC/TJ) <Source : IPCC>
- 石炭の酸化係数： 0.98 <Source : IPCC>
- N20, CH4 は保守的な設定として Excluded

計算式は以下の通り。

$$\text{熱販売に係るベースライン排出量} = \text{需要家における熱使用量<D.5.2>} / \text{ボイラー効率} \times \text{石炭の炭素排出係数} \times \text{石炭の酸化係数} \times (44/12)$$

以下に参考値として売熱計画量 212,774 (GJ)全てを販売した場合の排出量を試算する。

$$\begin{aligned} \text{熱販売に係るベースライン排出量} &= 212,774 \text{ (GJ)} \times 10^{-3} / 0.85 \times 25.8 \text{ (tC/TJ)} \times 0.98 \\ &\times (44/12) = 23,319 \text{ (tCO}_2\text{)} \end{aligned}$$

4.3 プロジェクト実施による温室効果ガス排出削減量

ベースライン排出量とプロジェクト排出量の差分による排出削減量は以下の式により求められる。

$$\begin{aligned} \text{排出削減量} &= \text{売電に係わるベースラインからの排出量} \\ &+ \text{熱販売に係わるベースラインからの排出量} \\ &- \text{プロジェクトに係る排出量} \\ &- \text{リーケージに係る排出量} \end{aligned}$$

クレジット期間におけるベースラインおよびプロジェクト排出量に基づき、本プロジェク

トによる温室効果ガス排出削減量を下表に示す。なお、2006年は9月～12月の4か月分として算出している。

表 4.3-1 本プロジェクトによる温室効果ガス排出削減量 (t-CO₂e/y)

Year	Year	Baseline emissions		Project emissions		Emissions reductions
		Electricity	Heat	Project	Leakage	
1	2006	23,318	7,773	646	344	30,101
2	2007	69,955	23,319	1,938	1,033	90,303
3	2008	69,955	23,319	1,938	1,033	90,303
4	2009	69,955	23,319	1,938	1,033	90,303
5	2010	69,955	23,319	1,938	1,033	90,303
6	2011	69,955	23,319	1,938	1,033	90,303
7	2012	69,955	23,319	1,938	1,033	90,303

第5章 モニタリング計画

5.1 モニタリング方法論について

本モニタリング方法論では、温室効果ガス排出に係るデータとして以下のデータをモニタリングする。

5.1.1 プロジェクト排出量に係るモニタリング

プロジェクト排出量に係るモニタリングは、4.1 の計算方法に基づき、CHP で消費されるバイオペレット量とスタートアップ時の石炭消費量、およびバイオペレット製造時に外部から購入する電力に係るデータについて実施する。

5.1.2 リークエージに係るモニタリング

4.1 の計算方法に基づき Leakage に係る排出量は、プロジェクト全体の排出削減量に比べて極めて少ない排出量であるため、年間輸送距離はモニタリングデータに基づかず、想定値に基づく計算結果を排出量とする。そのため、特にリークエージに係るモニタリングデータはしない。

ただし、作物不作時の緊急時における外部からのバイオマス購入に際しては、バイオマス輸送距離が顕著に増加することが想定されるため、その輸送距離についてモニタリングを行う。

5.1.3 ベースライン排出量に係るモニタリング

本プロジェクトではグリッドへの売電、及び近隣の熱需要家への熱販売をするプロジェクトであるため、グリッドにおけるベースライン排出量及び熱需要家におけるベースライン排出量に係るデータをモニタリングする。特に売電にかかるベースラインは、”Ex-post”により計算するため、Grid に接続されている対象発電所についてもモニタリングする必要がある。

5.2 方法論選択の正当性と適応理由

5.2.1 プロジェクト排出量に係るモニタリング

本プロジェクトの燃料となる菜種残渣、菜種藁およびビートはバイオマスであるため、それからの二酸化炭素排出量はゼロカウントできる。

そこで、本プロジェクトからの温室効果ガス排出は、バイオペレット燃焼時の CH₄、N₂O 排出、プラント起動時の燃料使用、バイオペレット製造時に外部から購入する電力使用に係る温室効果ガス排出である。

また、本プロジェクトでは、バイオペレットを CHP から離れた 12 ヶ所の分散施設において製造しその後 CHP へ輸送するが、その輸送は事業主体が自ら実施するかまたは委託する

計画のためプロジェクト排出量と考える。ただし、その排出量は本プロジェクトの排出削減量と比べて極めて少ないため、輸送距離はモニタリングせず想定値を使用して計算する。

5.2.2 リークージに係るモニタリング

本プロジェクトに必要なバイオマスの栽培および輸送は、各農家を実施することになっており、これらに係る排出はリークージ排出として考慮する必要がある。なお、トラクターの車種・輸送距離など輸送形態は様々であることが想定されるが、それらを全てモニタリングすることはコスト及び運用の面から現実的ではない。

4.1の中で計算する通り、リークージに係る温室効果ガス排出量は、プロジェクトによる排出削減量と比較し、微々たる量であることから、前述した各データは適切な仮定を用いることとする。

ただし、緊急時にバイオマスを他の地域から購入する場合は、輸送距離が大幅に伸びる可能性が考えられるため、前述の式により排出量を計算する。

5.2.3 ベースライン排出量に係るモニタリング

グリッドのベースラインにおいては、Ex-postによりグリッドからの温室効果ガス排出係数(CO₂-t/kWh)をベースラインとして設定するため、ベースライン排出量を決めるモニタリングデータは売電量に加えて、gridに接続されているベースライン対象発電所もモニタリング対象となる。

熱販売先のベースラインにおいてもEx-anteにより熱販売先のボイラーの温室効果ガス排出係数(CO₂-t/MJ)をベースラインとして設定するため、ベースライン排出量を決定するパラメーターはプロジェクトからの売熱量のみとなる。

5.3 プロジェクト排出量に係るモニタリングデータ、収集及び保管方法

バウンダリーに基づき、以下のデータをモニタリングする。

ID number	Data type	Data variable	Data unit	Measured (m), calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/ paper)	For how long is archived data to be kept?	Comment
D.3. 1	Quantitative	Amount of biopell ets for CHP	t	m	Month	100%	Electronic/ paper	Till completion of crediting period	<i>Measurement just before input into a boiler</i>
D.3. 2	Quantitative	Amount of coal for plant start-up	t	m	Year	100%	Electronic/ paper	Till completion of crediting period	<i>Measurement just before input into a boiler</i>
D.3. 3	Quantitative	Total Electricity used in plant	kWh	m	Weekly	100%	Electronic/ paper	Till completion of crediting period	<i>Measurement at electric console from distribution grid</i>
D.3. 4	Quantitative	CO2 emission coefficient of electricity purchased from grid	t-CO2/kWh	c	Year	100%	Electronic/ paper	Till completion of crediting period	Use of grid average. Data are received from a related institute.

5.4 リークージに係るモニタリングデータ、収集及び保管方法

作物不作等の緊急時に、外部の地域からバイオマスを購入集場場合には下表に示すパラメータのモニタリングを行う。

ID number	Data type	Data variable	Data unit	Measured (m), calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/ paper)	For how long is archived data to be kept?	Comment
D.4.1	Transportation distance	Rapeseed residue transport distance	km	m	Daily	100%	Electronic / paper	Till completion of crediting period	The transportation distance, sort of fuel, storage facilities and amount of the straw are recorded with issue of ID card which kind of the trucks and driver's name are registered in.

5.5 ベースライン排出量に係るモニタリングデータ、収集及び保管方法

ID number	Data type	Data variable	Data unit	Will data be collected on this item? (If no, explain)	How is data archived? (electronic/ paper)	For how long is archived data to be kept?	Comment
D.5.1	Power	Electricity exported to grid	kWh	Yes	Electronic/Paper	Till completion of crediting period	<i>Measurement of sales of electricity at trans</i>
D.5.2	Heat	Heat exported to heat customers	MJ	Yes	Electronic/Paper	Till completion of crediting period	<i>Measurement of sales of heat at heat demanders</i>

D5.3	Power	Electricity Production of each power plant in the Grid	kWh	Yes	Electronic/Paper	Till completion of crediting period	Agencja Rynku Eergii S.A.
D.5.4	Fuel	Fuel use amount of each power plant in the Grid	GJ	Yes	Electronic/Paper	Till completion of crediting period	Agencja Rynku Eergii S.A.

5.6 品質管理・品質保証

Data	Uncertainty level of data (High/Medium/Low)	Are QA/QC procedures planned for these data?	Outline explanation why QA/QC procedures are or are not being planned.
D.3.1	Low	Yes	This data will be measured by measuring instrument meter. Meters will be subject to a regular maintenance.
D.3.2	Low	Yes	This data will be measured by measuring instrument meter. Meters will be subject to a regular maintenance. Their reading will be double-checked by the electricity distribution company.
D3.3	Low	Yes	This data will be calculated with public statistic data published by Energy Market Agency (AGENCJA RYNKU EERGII S.A.)
D.4.1	Medium	Yes	This data will be measured by measuring instrument meter. And this data will be double-checked by map.
D.5.1	Low	Yes	This data will be measured by measuring instrument meter. Meters will be subject to a regular maintenance.
D.5.2	Low	Yes	This data will be measured by measuring instrument meter. Meters will be subject to a regular maintenance.
D.5.3	Low	No	This data will be calculated with public statistic data published by Energy Market Agency (AGENCJA RYNKU EERGII S.A.)
D.5.4	Low	No	This data will be calculated with public statistic data published by Energy Market Agency (AGENCJA RYNKU EERGII S.A.)

第6章 プロジェクト領域外を含む環境影響分析

以下は、現時点においてポーランド側事業推進主体によって実施された環境影響評価の要約部分から抜粋したものである。この環境影響評価は予備的に実施されたものであり、今後技術的な問題点をクリアした上で、関係地方自治体より環境影響に関する許可を取得する予定である。

6.1 空気中への汚染物質の排出 (SO₂、NO₂、CO、及び塵を含む。)

- バイオマス燃焼時の汚染物質濃度の分析から、以下の結果が得られた。
 - ✓ NO₂ 濃度は放出基準よりも高くなることはない
 - ✓ SO₂ 濃度は放出基準に近い値である（ごく微量の超過は存在）
 - ✓ PM₁₀ 塵の濃度は放出基準より高い。放出基準以内にするためには、塵抽出器の効率が 96%であることが必要である(現在ボイラーは 80% の効率の塵抽出器が装備されている)。
- 仮定の放出係数による計算ではあるものの、濃度分散の分析の結果、現在の大気汚染の濃度レベルを十分保持可能であることが示されるた。

6.2 騒音の影響範囲

- プロジェクト実施によって予想される製糖工場の近代化は、現状の騒音範囲を大幅に変えることはない。
- 住宅地域への騒音についても、現状の基準を超過しないことが可能である。
- ただし、夜間において騒音標準を超えないためには、以下の対策が必要である。
 - ✓ 主要な建物における 25dB 以上の騒音を防ぐ窓の使用
 - ✓ 製糖工場周辺における騒音調節設備の建設
 - ✓ 主要生産施設において 85dB 以上の騒音を出さないように努力すること
 - ✓ ビートの洗浄および精製拠点における高性能騒音調節設備の使用

6.3 汚水（工業排水、生活排水、雨水）

- 菜種残渣からの再生可能エネルギー生産においては、産業下水は発生せず、8m³/day の衛生下水が発生するのみである。
- ビートからの再生可能エネルギー生産においては、砂糖生産で発生する量の下水と同様の約 77000 m³/year の下水が発生する。
- 当プロジェクトによる投資によって、下水処理の状況は大いに改善されるだろう。
- 技術の開発により臭気の発生は抑制され、かつ安定化した沈殿物は、脱水の後で、エネルギー生産の燃料として利用されることが考えられる。

6.4 廃棄物

- 製糖工場の近代化による石炭消費量の減少は環境にとって疑うべくもない利益である。
- 現在の石炭の消費量約 14000t/year から排出される有害な石炭の灰は約 2520 t/year 排出されている。
- 当プロジェクトの結果として排出されるバイオマス燃料残渣は、およそ 3710 t/year の人工的な肥料の生産を可能とする。物質の自然循環および環境の観点において大いに効果的な結果となるだろう。

第7章 その他の間接影響効果

その他間接影響分析として、本プロジェクト実施に伴う雇用創出効果を試算する。

7.1 CHP 稼働における新規雇用

24 時間 3 交替で勤務することとなり、これまでの砂糖生産時のエネルギー関連従業員の再雇用を含め 50～60 人程度の新規雇用となる予定。

7.2 バイオペレットの輸送における新規雇用

本プロジェクトで利用するバイオペレットは、CHP 設備から離れた施設で生産され、CHP まで輸送されることとなる。その分散施設からは年間約 60,000t のバイオペレットを輸送する予定であるため、これらの CHP 設備までの輸送に係る新規雇用が発生する。

ここで、トラック輸送に関して以下のように仮定する。

- トラック積載重量 : 10(t)
- 1 日当り往復回数 : 2(回) (往復輸送距離 60km と想定)

この仮定に基づくと輸送に必要な延べ人日数は以下の通りとなる。

$$\begin{aligned}\text{年間輸送距離 (km)} &= \text{分散 GCD での年間貯蔵量} \div (\text{トラックの積載重量} \times \text{1 日当り往復回数}) \\ &= 60,000(\text{t}) \div (10\text{t} \times 2 \text{ 回}) \\ &= 3,000(\text{人日})\end{aligned}$$

年間の労働日数を 250 日とすると新規雇用人数は以下の通り約 12 人相当分の新規雇用が発生することとなる。

$$3,000 \text{ 人日} \div 250 \text{ 日} = 12 \text{ 人}$$

7.3 バイオマス栽培従事者

これまで砂糖原料としてのビートを栽培してきた周辺農家にとっては、製糖工場の閉鎖によって雇用を失うはずであったが、本プロジェクトとの燃料用作物の栽培契約を結ぶことにより、本来であれば失業していた農業従事者の再雇用が可能となる。また、複数種の作物を栽培するため転作が可能となり、土地活用の多様化の可能性が挙げられる。結果、周辺地域の農業の事業安定化にも貢献すると考えられる。

なお、農作物の単位面積当り必要従事者の国際的な標準値及びポーランドの標準値は下表のとおり。

表 7.3-1 農作物栽培に係る単位栽培面積当りの必要従事者

	単位栽培面積当りの必要従事者（人/100ha）	
	最小	最大
国際的な標準値	3	7
ポーランドでの標準値	20	25

第8章 利害関係者（周辺住民、プロジェクト参加者等）コメント

8.1 コメント取得状況について

ステークホルダーコメントとして、プロジェクトサイト周辺の自治体関係者、県環境ファンド、県立農業指導センター、労働組合からコメントを聴取した。

- 日時：2004年10月25日
- 場所：県立農業指導センターRejowiec 支部 会議室
- コメント取得方法：訪問聴取
- コメント取得実施者：みずほ情報総研株式会社、みずほ証券

8.2 コメント内容について

8.2.1 自治体 A

- 本事業は雇用の創出、収入の増加という観点からも県の期待に沿うものであり、県の農業発展計画にも合致する計画であると認識している。

8.2.2 県環境ファンド

- 現在利用していない資源を利用してエネルギー供給を行うという計画は、非常に良いと考えている。
- 発電事業が本事業の中心となるので、環境ファンドとしては発電施設に資金を投入したい。

8.2.3 自治体 B

- 本事業に係る穀物や菜種の生産は、郡内で賄うことは可能であり、また農民にとっても転作が可能となるので良いことである。
- 現在、菜種油の工場新設を予定しており、菜種の生産量は今後増加する予定である。
- 本事業が地元の住民に対してよい影響を及ぼすよう望んでいる。

8.2.4 自治体 C

- 本事業はヘウムの農業事情に対してよい影響を及ぼすものである。農家の栽培している作物の工業用作物への転換は、採算が取れるのであれば可能であろう。

8.2.5 自治体 D

- 様々な工場が閉鎖されている郡の状況の中、労働者への雇用提供や農業の新たな可能性を提供してくれるであろう本計画には大いに期待している。

8.2.6 県立農業指導センター

- 分析した結果を見ても、実現の可能性は大変高いと思う。

- 農業指導センターとしては、情報公開や市民への教育を通じてこの計画を支援したいと考えている。

8.2.7 労働組合

- 本事業は新規雇用の可能性が高いので、労働組合としては大変好意的である。
- 以前に Rejowiec 工場で働いていたが現在失業している人たちの再雇用が実現されることを願っている。

第9章 プロジェクトの実実施計画

9.1 プロジェクト実施体制、資金計画、炭素クレジット取得方法

9.1.1 日本側・相手国側のプロジェクト参加者の役割と、負担範囲（資金、設備機器 等）

プロジェクト参加（候補）者	役割、負担範囲など
KAE Rejowiec	事業実施主体
ENOD	KAE Rejowiec へ出資、技術全般、事業準備～実施
EJK Co., Ltd.	設計
設備納入企業（未定）	各種設備の納入と関与部分に関する訓練
金融機関、政府機関等	融資、信用供与（交渉中）
外部投資家（未定） （欧州のベンチャーキャピタルと交渉中）	出資
みずほ情報総研㈱	J1 申請・承認のアドバイス、日本からの参加者の発掘
日本のクレジット需要家（未定）	前払いによるクレジット購入
日本の投資家（未定）	出資によるクレジット取得

上記は、交渉中の部分や、検討中の部分を含む。

9.1.2 炭素クレジット取得方法

(1) アーリークレジット

これまでの J1 申請・承認に関するポーランド政府側とのミーティングでの討議内容を踏まえると、本プロジェクトにおいては、2008 年以前のプロジェクト活動に伴う温室効果ガス排出削減量に関して AAU を移転する、いわゆる Early Credit の可能性も十分考えられる状況である。従って、活動期間別にクレジット種類を区分すると以下ようになる。

年度	2007	2008	2009	2010	2011	2012	...
種類	AAU	ERU	ERU	ERU	ERU	ERU	ERU

ただし、Early Credit 取得は、あくまでポーランド政府との交渉次第であるため、収益性の計算においては保守的な設定として、Early Credit を考慮しないものとする。

(2) クレジット取得方法の概要

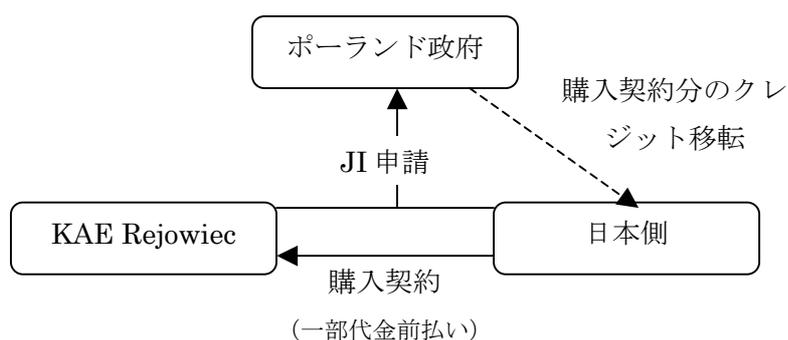
クレジットを取得する方法としては、大きく「排出権を購入する」形態と「出資に対するリターン一部として取得する」形態とに大別できる。また、「排出権を購入する」場合、その支払いのタイミングについては、事業開始前のある一定の排出権代金を支払いする前払いと排出権受取時に排出権代金を支払う後払いの二通りがある。ポーランドにおいては前述の通り Up-front での支払いを JI 承認の条件としていることから、JI への参画形態の中で「出資」もしくは「排出権前払い」を含める必要がある。

一方日本の JI/CDM 参加希望者の間では、JI/CDM は比較的高いリスクのプロジェクトが多いことから、プロジェクトを分散したいというニーズがある。こうしたニーズに応えるものとして、排出権共同購入スキーム（いわゆるカーボン・ファンド）の利用についても検討を進めている。

このように排出権取得方法には様々な観点があり、その組み合わせにより、多くのパターンがあるが、以下に現在検討している主な形態及びその特徴を述べる。

① 前払い+後払いの組合せによるクレジット購入

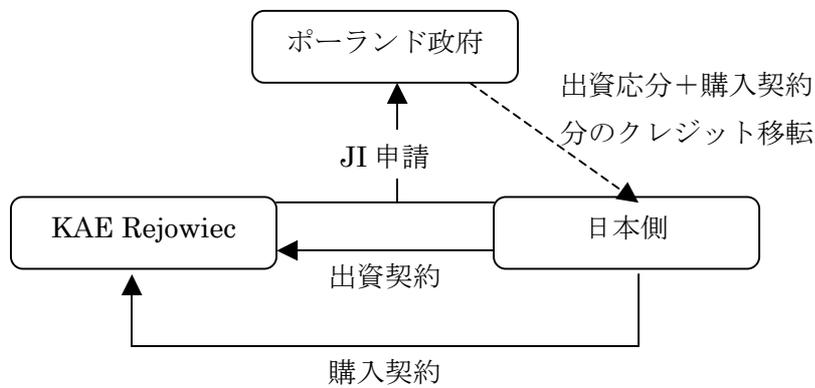
初期投資資金として削減量1～2年分程度のクレジット代金を前払いし、残りの分を後払いによりクレジットを取得する形態。ただし、クレジット代金の前払いをするには事業主体側に何らかの担保または保障を求めることが必要となろう。



② 出資による応分のクレジット取得 + 残りの排出権は別途購入

JI プロジェクトに事業投資(エクイティ投資)し、出資比率に応じた排出権を取得する形態。日本側 100%出資であれば、ポーランド政府取得分以外は全量取得可能であるが、ホスト国と事業者との共同企業体の場合、ホスト国側出資分に応じた残りの排出権を、必要に応じ別途購入契約を結ぶ必要がある。

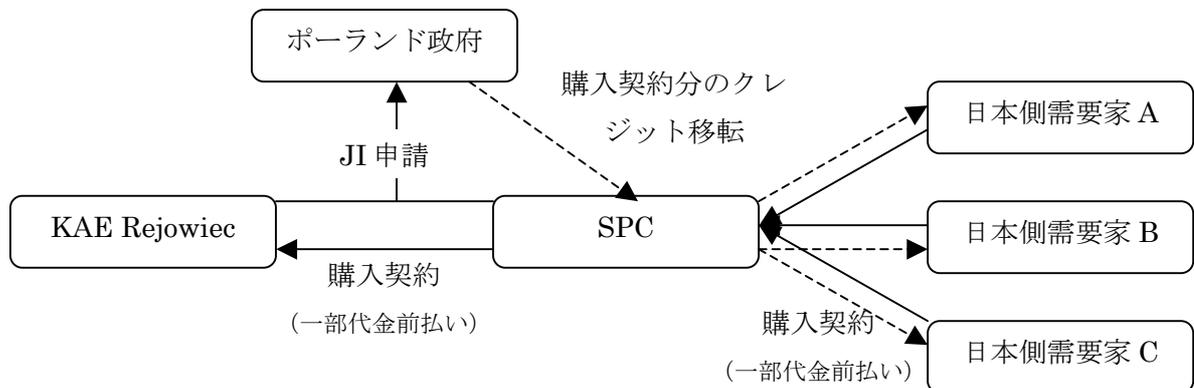
事業投資には当然ながら比較的大きなリスクが伴い、また綿密な事業性評価を実施する必要があるなど手続き費用が膨らむものの、金銭リターンとクレジット取得を同時に求めることにより、結果としてクレジット取得コストを低減できる可能性がある。



③ 共同購入スキームによるクレジット購入（前払い+後払いの組合せ）

これは基本的には①と同じクレジット取得方法であるが、日本側クレジット購入者が複数となり SPC を介してクレジットを購入するものである。また、クレジット買い取り対象となる JI/CDM プロジェクトが複数ある場合には、いわゆるカーボン・ファンドとなる。

この共同購入スキームは、プロジェクトリスクを分散できるという意義があるほか、SPC の設立・運営などにコストに係るもののホスト国事業主体及びホスト国政府との交渉を SPC が一括して代行することなどにより時間・コストの節約が可能となることも大きな意義であると考えられる。



9.1.3 当該プロジェクト実施にあたっての資金計画

表 9.1-1 資金計画（単位：千 PLN）

所要資金		調達先	
【第1フェーズ】		クレジット代金前受け	1,746
技術部分	1,135		
乾燥設備	5,120	借入 第1フェーズ部分	7,854
ボイラ、タービン等	2,100	借入 第2フェーズ部分	21,600
燃料加工設備	1,480	(銀行、ポーランド環境ファン	
既存ボイラの改修	1,600	ドなど)	
現金リザーブ	565		
第1フェーズ 計	12,000	借入 計	29,454
		投資ファンド等の投資家から	7,800
		の出資	
【第2フェーズ】			
技術部分	1,375		
ボイラ、タービン等	24,430		
現金リザーブ	1,195		
第2フェーズ 計	27,000		
総投資額	39,000		39,000

検討中・交渉中等の要素を含む

上記以外の候補として
公的補助制度・融資制度の活用、保証契約を活用した借入など、様々な形態について交渉中。

上記の表は、「所要資金」の第1フェーズに予定される製糖工場からの現物出資予定の既存設備（ボイラーその他）や工場底地は計上せず、事業開始に必要な投資資金としての所要資金とその調達について記載している。

調達先については、現在、交渉継続中であり、調達割合や手段は交渉の進展に従って変更される可能性がある。

9.1.4 資金調達の見通し（協議状況等）

今後、事業準備が整ったところで現地実施主体において複数の金融機関や出資候補者と本格的な交渉が行われていく予定である。現在は、様々な手段の検討が行われている状況であるが、欧州の投資ファンドとの討議の実施など具体的な検討が進められている。なお、第2フェーズに関する投資に際して必要となる資金の手当については、第1フェーズの事業が順調に利益を計上し、内部留保されていれば、外部調達すべき金額が圧縮できる可能性がある。

9.2 プロジェクト実施スケジュール

現時点で予定しているプロジェクト実施スケジュールは以下のとおり。

時期	環境アセス 可取得	建設認可 取得	資金調達	建設	試運転等	本格稼動
2005/4	↑ ↓	↑ ↓	↑ ↓			
2005/7						
2005/10						
2006/1		↑ ↓				
2006/4			↑ ↓	↑ ↓		
2006/7						
2006/10						
2007/1						
2007/4				↑ ↓	↑ ↓	
2007/7						↓
2007/10						
2008/1						↓

9.3 収益性の検討

以下、収益性についての記述に際しては、様々な仮定を含むものであり、また、VAT その他ポーランドにおける様々な税制など、前提条件に含まれない要素もある。従って、実際の事業結果と以下の記述が異なることにご留意願いたい。

収益性検討における基礎データおよび各種条件設定

項目	金額・条件など	備考
プロジェクト期間	25年(28年)	IRR計算等に使用 第1段階投資部分から第2段階投資部分の 期間終了までは28年
総投資額	47,936千 PLN	(39,000+5,936+3,000)千 PLN(追加額 については、下記第一段階投資額欄をご参 照)
第1段階投資額	20,936千 PLN	06年投資、07年夏営業運転開始とした また、現物出資される予定の5,936千 PLN と仮定した既存設備(ボイラーその他)お よび3,000千 PLNと仮定した工場底地を 含む
第2段階投資額	27,000千 PLN	09年投資、10年夏営業運転開始とした
年間稼働時間	7,500時間	6月初めより6週間休止
売電単価	270PLN/MWh	再生可能エネルギー
売熱単価	65PLN/MWh	地域の需要家への仮定販売価格
灰肥料売却単価	150PLN/t	灰に添加物を加え、売却
藁購入単価	85PLN/t	他種の藁価格の情報からの仮定
ビート購入単価	220PLN/t	飼料用ビートを使用予定
菜種残渣購入単価	450PLN/t	現在の主な用途は家畜用飼料
長期借入金額	31,200千 PLN	仮定(左記を基本とし、ケースによりクレ ジット前払い相当額を減額)
長期借入期間	11年(14年)	2年目より10回分割返済 第2段階投資額に対応する部分の終了ま では14年
長期借入金利	8.0%	営業運転スタート後支払開始

法人税率	19%	2004年
インフレ率	2.5%	仮定
為替レート	US\$1.00=4.0PLN	クレジット価格について使用

以下の表は、クレジット量の推計であるが、まだ決定していないポーランド政府のクレジット量や、JI参加者としての出資者に配分されるクレジット量などを含んだものである。また、2008年以前の Early Credit については計上せず、2008年以降のクレジット獲得としている。

		(t-CO ₂ e/y)				
Year	Year	Baseline emissions		Project emissions		Emissions reductions
		Electricity	Heat	Project	Leakage	
1	2008	69,955	23,319	1,938	1,033	90,303
2	2009	69,955	23,319	1,938	1,033	90,303
3	2010	69,955	23,319	1,938	1,033	90,303
4	2011	69,955	23,319	1,938	1,033	90,303
5	2012	69,955	23,319	1,938	1,033	90,303

クレジット獲得期間を「2008年から21年間」とする場合は、上記の2012年におけるクレジット量をそのまま2013年以降も適用して計算した。

なお、収益性検討にあたっては、クレジット配分・売買についても以下のように仮定をおいた。

- ▶ ポーランド政府のクレジット量は発行量の10%。
- ▶ JI参加者としての出資者のクレジット量は無し。
- ▶ 第一約束期間5年分の20%相当量を対価前払いでのクレジット売却と仮定し、対象クレジットは2008年の削減量。
- ▶ 残量は後払いでのクレジット売却。

(本来は差がつくべきであるが、ここでは、前払い、後払いとの間に価格の差を設けていない。)

9.3.1 内部収益性 (IRR) 金利支払前、税引前の CF に基づく内部収益率

クレジット 獲得期間	クレジット無し	US\$5/t-CO2
2008 年から 5 年間	23.53%	25.79%
2008 年から 21 年間		26.88%

上記は事業計画に基づき仮定を置いたうえでの計算であり、実際の事業結果はこれらと異なることがあります。

9.3.2 投資回収年数

クレジット 獲得期間	クレジット無し	US\$5/t-CO2
2008 年から 5 年間	6.25 年	5.52 年
2008 年から 21 年間		5.52 年

上記は事業計画に基づき仮定を置いたうえでの計算であり、実際の事業結果はこれらと異なることがあります。

9.3.3 IRR、投資回収に関する分析

クレジット期間「2008年から21年間」、クレジット価格「US\$5/t-CO₂」のケースで、様々な要素を変化させた場合の試算を行うと、以下の通り。

(1) 売電単価 (180~300PLN/MWh)

売電単価	180	210	240	270	300
利払前税引前 IRR	4.93%	12.11%	19.16%	26.88%	35.54%
投資回収年数	17.99年	11.41年	7.50年	5.52年	4.38年

上記は事業計画に基づき仮定を置いたうえでの計算であり、実際の事業結果はこれらと異なることがあります。

(2) 売熱単価 (35~75PLN/MWh)

売熱単価	35	45	55	65	75
利払前税引前 IRR	23.73%	24.77%	25.82%	26.88%	27.97%
投資回収年数	6.17年	5.94年	5.72年	5.52年	5.34年

上記は事業計画に基づき仮定を置いたうえでの計算であり、実際の事業結果はこれらと異なることがあります。

(3) 菜種残渣購入単価 (400~600PLN/t)

菜種種子購入単価	600	550	500	450	400
利払前税引前 IRR	20.73%	22.71%	24.76%	26.88%	29.09%
投資回収年数	6.97年	6.41年	5.94年	5.52年	5.17年

上記は事業計画に基づき仮定を置いたうえでの計算であり、実際の事業結果はこれらと異なることがあります。

(4) 稼働率 (55~115%)

稼働率	55	70	85	100	115
利払前税引前 IRR	7.38%	13.04%	18.91%	25.29%	32.32%
投資回収年数	15.66年	10.88年	7.64年	5.83年	4.71年

上記は事業計画に基づき仮定を置いたうえでの計算であり、実際の事業結果はこれらと異なることがあります。

(5) インフレ率 (-2.0~4.0%)

インフレ率	-2.0	-0.5	1.0	2.5	4.0
利払前税引前 IRR	19.70%	22.08%	24.48%	26.88%	29.29%
投資回収年数	6.57 年	6.16 年	5.82 年	5.52 年	5.27 年

上記は事業計画に基づき仮定を置いたうえでの計算であり、実際の事業結果はこれらと異なることがあります。

9.4 本プロジェクトに関するリスク分析の概論

9.4.1 プロジェクト実施における事業リスクの考え方

事業プロジェクトを実施するには、まず設備への資本投下を行い、その設備から生まれる収益により投資回収を図ることとなる。かかる事業への投資評価にあたっては、投資回収が不能となる事態の可能性（リスク）に比して十分な高収益を確保し、且つ将来起こり得ると合理的に推測できる全ての事態につき事前に投資価値毀損の可能性及び対応策を慎重に検討する必要がある。

また事業プロジェクトをめぐっては、投資家、クレジット前払者、民間金融機関、政府当局（含む公的金融機関）等の様々なステークホルダーが存在する。事業リスク分析にあたっては、各リスクの軽減措置の検証と共に、如何なるリスクをどのステークホルダーが負担すべきかという最適なリスクアロケーションを検討することが肝要となる。

9.4.2 プロジェクト実施に伴うリスク概観

プロジェクト遂行に係るリスクはポリティカルリスク、コマーシャルリスク及びフォースマジュールに大別でき、各々に含まれる主たる構成要素は以下の通りとなる（表 9.4-1）。各リスクの項においては、そのリスクの内容のみならず、リスクを最小化するか、更に最小化されたリスクを第三者に負担させる策を検討する必要がある。

表 9.4-1 プロジェクト遂行に係るリスク

大区分	当初事業計画と異なった事態が発生する要因
ポリティカルリスク	政府の外貨準備減少等を原因とした外貨交換停止 対外送金規制等為替管理
	国有化・接収
	許認可・法制・税制・関連政策制度の未整備・変更 民営化等による制度政策の変更

	戦争・内乱・動乱
コマーシャルリスク	プロジェクト設備完工に係るリスク
	操業に係るリスク
	販売収入減少に係るリスク
	原材料供給に係るリスク
	原材料在庫に係るリスク
	製品、原材料輸送に係るリスク
	経済環境悪化リスク
	為替リスク
	クレジットのボリュームリスク
	資金調達リスク
フォースマajeール	大規模自然災害、 テロ、ストライキ等不可抗力リスク

9.4.3 本件プロジェクトにおけるプロジェクトリスクの特定と対処方法

(1) ポリティカルリスク

ポリティカルリスクは、プロジェクト所在国の法律・制度・政治的状況等に起因するリスクを指し、その個別内容としては、主に以下のように区分できる。

- 政府の外貨準備減少等を原因とした外貨交換停止・対外送金規制等為替管理
- 国有化・接収
- 許認可・法制・税制・関連政策制度の未整備・変更（民営化リスク含む）
- 戦争・内乱・動乱

当該リスクは、プロジェクトの特殊性に起因するものではないが、プラントが設立される国の政治・経済状況に応じ発生するもので、プラントの所在国・立地によっては個別要因に関わらず出融資が進められないため、出資者及び民間金融機関によるプロジェクト評価の大前提として捉える必要がある。

本件プロジェクトにおいては、通常のポリティカルリスクに加え、バイオマス燃料の安定供給の観点から農業制度の維持に注視する必要があると考えられる。現在、ポーランドでは、農業保護政策の一環として産業用ビート栽培に対する補助金が地方自治体から供与されている。係る優遇措置が産業用ビート栽培のインセンティブとなっていることから、現

行優遇措置において重大な変更（悪化）が本件プロジェクトの事業期間にわたり為されないことについて担保されていることが、一義的には肝要であると考えられる。とりわけ EU 指令等により係る優遇措置が禁止されるリスクについても精査が必要となる。

また本件プロジェクトに関しては、クレジット移転にかかるホスト国の法整備並びにプロジェクト関係者間の契約整備が必要となる。ポリティカルリスクに分類されるホスト国及びプロジェクト関係者による契約義務違反等についての一定の軽減措置が講じられる必要があるものと思料される。

(2) コマーシャルリスク

コマーシャルリスクは、ポリティカルリスク以外のプロジェクト遂行上問題となる商業上の問題全てを含む。個別内容及び対応につき以下のように区分し、順次論じることとする。

(3) プロジェクト設備完工に係るリスク

プロジェクトに対し資金提供する出資者や金融機関が資金提供者として当該リスクを検討するにあたり着眼するポイントは、完成されたプロジェクト設備を用いて当初計画に見込んだキャッシュフローが生み出せるか否かという点にある。事業計画の達成には製品が実際に販売されることが必要であるため、完工されるべき設備にはプラント本体のみならず、原材料搬入・ストレージ設備、製品積出設備、廃棄物処理設備や送電線等に加え、原材料搬入のための私道や従業員宿舍まで操業に必要な設備が幅広く含まれる。とりわけ、本プロジェクトにおいては、ビート利用電熱併給プラント、原材料貯蔵設備等本プロジェクト固有の技術に対して、テクニカルなリスクの分析並びにリスク軽減措置の精査が肝要となる。

リスク軽減策の一つとして、完工遅延やコスト超過（コストオーバーラン）、生産能力不足が起こる可能性を十分に低くする手段として用いられる契約形態が、フル・ターン・キー（Full Turn Key¹）、固定価格（Fixed Price/Lump Sum）、性能保証、期日保証（Date Certain）型建設請負契約である。本契約形態では、試運転の結果プラントの性能が保証レベルに到達していなかった場合、コントラクターは保証性能に達するまでプラントを改善する義務を負う他、完工遅延の場合などはペナルティー（Liquidated Damage）の支払が求められプロジェクトカンパニーの損害を填補する義務を負う。本契約形態はプラント建設に係る設計・施工上のリスク及び自身の能力不足について最もリスクを知る立場にあるコントラクターに、出資者及び金融機関の希望に沿った完工を果たす強い動機付けを行う意味がある。

¹ 工事の請負契約の 1 種。企画から完成までの全工程を一括して受注し、鍵を回せば操業が開始できる状態で工事を引き渡す契約。

前項の通り、本件プロジェクトでは建設段階を、タービン及び乾燥設備を更改する「第一フェーズ」、ボイラーを更改する「第二フェーズ」とに分けることが検討されている。とりわけボイラーの建設に関しては、「第一フェーズ」では既往ボイラーの継続使用が計画されている。建設段階が2つのフェーズに跨る本件プロジェクトにおいては、関連設備（タービン・乾燥設備・ボイラー等）間のインターフェースの精査が不可欠であり、プラントの設計・施工にかかる建設リスクが合理的にコントラクター（乃至コントラクター間）に負担されるストラクチャーが担保されることが肝要となる。又、コントラクターに完工リスクを負担する能力があるか否かを精査することも重要である。

プロジェクトの設備完工において、事業操業に係る一連の許認可取得が必要となり、同許認可取得に耐えうるスペックで設備が建設されうるかが肝要となる。とりわけ本プロジェクトでは、ナショナルグリットへの売電が計画されており、国営ポーランド送電会社（PSE）の実質管理下に置かれる。係るグリット接続に係る許認可取得に耐えうるスペック通りに設備完工がなされるか留意が必要となる。しかしながら、こうしたリスクについても、前記の性能保証・期日保証の条項にてコントラクターへ転嫁されるとになる。

なお通常、民間金融機関は Independent Engineer（“IE”）を雇用し、コントラクターの保証内容が約定等に照らし十分なものかについて、スペックが妥当なものかについて、検証されることになる。

(4) 操業に係るリスク

操業に係るリスクへの対応は事故を起こさない体制の手配が鍵となる。操業における技術リスクとは、そのプラントが用いる技術が如何に確立されているかということである。確立された技術とは、過去に同種、類似プラントが多数存在し、オペレーターにも充分理解できる範囲にあり、またその限界も実証されている技術を言う。当然のことながら、確立された技術を極力用いることがリスクヘッジの点からは望ましい。又、オペレーターの能力は、プラントの制御方法に対する知識のみならず、プラントの不調時への迅速な対応、従業員のマネージメントを含む幅広い知識と経験が求められる。特に、新規技術を用いるプロジェクトは過去の実績データに欠けることから特に高い技術水準や習熟度が要求されるものと思料される。

電熱併給事業の操業リスクを検討するにあたっては、ビート利用発電に係る技術的要素の影響の精査が肝要となる。同リスクはクレジット前払者並びに民間金融機関においては把握しづらいリスクであり、モニタリング・リスク軽減措置（稼働率低下時の信用補完等）に関しては慎重な対応が求められる。

(5) 販売収入減少に係るリスク

プロジェクトの収入が、販売価格と販売量の乗数で決定されるため、そのリスクも販売価格と販売量に大別される。本件プロジェクトは、主にナショナルグリッド向けの売電収入、地域熱供給会社向けの売熱収入等から構成される。

売電収入に関しては、再生エネルギーに対する優遇措置並びに今後の需給動向によるところが大きい。すなわち、ポーランドでは EU 指令に基づいて、各配電会社に再生可能エネルギー電源からの一定の調達義務を課されている。同制度に基づくペナルティーは、未達量に市場価格の 2 倍を乗して算出されるものであり、配電会社に対する影響は極めて大きいものである。かかる制度を設ける一方で現在、ポーランドは再生可能エネルギーの 2010 年 7.5% 目標の実現も目処が立っておらず、依然として再生可能エネルギー電源の供給不足が深刻な状況である。以上勘案するに、本件プロジェクトは販売価格・販売量ともに固定化されていないものの、再生可能エネルギーに対する需要動向勘案するに、代替販売先の確保はさほど困難ではなく、販売収入減少のリスクは限定的と考えられる。

一方、売熱先に関しては現在検討中とのこと。地域熱供給会社先、販売契約形態、周辺地域の今後の熱需要動向の検証が重要となる。また長期の売熱販売契約を締結する場合、売熱先のクレジットリスクに関しても留意を要する。

(6) 原材料供給に係るリスク

原材料供給リスクとは、如何に価格、量、品質共に安定的な供給を受けることが可能かということである。原材料が市場商品として流通しているものであれば問題が無いと判断されるが、限られた生産者による供給しか受けられない場合、契約等による供給確保とともに必要十分な在庫又は代替燃料の確保が必要となり、本件プロジェクトにおいて最大のリスク事象であると考えられる。

本件プロジェクトにおいては、如何に安定的に原材料であるビートを調達できるかという原材料供給リスクの検証が重要となる。現在、近隣産業用ビート農家との間で長期の供給契約の締結が検討されている。同契約においては、産業用ビート出来高の低下リスクをいかにヘッジするが肝要となる。この点については、本件プロジェクトに関しては、近隣農家の小口分散化が図られており、原材料供給リスクは一定限軽減されている。産業用ビート出来高に係る保険を付保し、不作の際には同保険料にて代替原材料を外部市場で調達できるような追加軽減措置の設置が必要となろう。

一方、近隣ビート農家に対しては、地域自治体の農家育成目的の補助金制度により、ビー

ト栽培の支援が検討されている。事業会社の負担すべきリスクの範囲と原材料調達リスクの軽減措置の効果とのバランスも含めて十分な検討を要するものと思料される。また、本件プロジェクトにおいては、ビート栽培に係る農業技術の検証を要するが、係る項目は投資家並びに金融機関においては把握しづらいリスクであり、農業技術のモニタリング・リスク軽減措置等に関しては慎重な対応が求められる。

(7) 原材料在庫に係るリスク

本件プロジェクトに関しては、近隣農家敷地内に 12 ヶ所の倉庫設備兼ペレット化設備の建設が検討されている。最適な在庫水準の確保・ペレット化後の品質管理等について、今後、近隣ビート農家と締結予定である原材料供給契約の中で、事業会社と近隣農家との合理的なリスクアロケーションが肝要となる。

(8) 製品、原材料輸送に係るリスク

製品の販売、若しくは原材料の購入に関し、限られた輸送手段を用いる場合には、流通経路が安定的に確保されていることが重要である。通常の船舶、鉄道、自動車等の既存輸送手段を用いて過度の負担無く賄えるということであれば、特段の懸念無く出資者、民間金融機関ともに受け容れられるリスクであると思料される。但し、輸送コストについては別途検討が必要とされる。

(9) 経済環境悪化リスク

経済環境の悪化リスクは、主たるものに現地通貨為替変動、インフレーション、金利上昇リスクがある。諸契約における建て通貨のマッチング、金利固定化商品（金利スワップ）等の活用によりリスク軽減を図ることが望まれる。

(10) 資金調達リスク

本件プロジェクトでは、エクイティー部分については Rejowice 工場の現物出資、ベンチャーキャピタルによる出資が検討されている。その他クレジット前払い、地場環境ファンド、市中金融機関による資金調達につき今後交渉予定。本件プロジェクトの意義並びにリスクプロファイルを鑑みるに、公的金融機関・政府当局によるプロジェクトの信用補完が肝要となるものと思料される。

(11) フォースマジュールに係るリスク

フォースマジュールとは、自然災害（地震、洪水、台風等）、テロ及びストライキ等のことを指し、これらの問題が発生することによりプロジェクトの工事、操業に被害が及び、事業計画が未達となることをフォースマジュールリスクという。

フォースマジュールについては、プロジェクト関係者の責に因らず予見困難な事態として契約義務履行の免責を認めるのが一般的である。フォースマジュールの取扱いについてまず留意すべきは、様々なプロジェクト関係者と契約を結ぶにあたりフォースマジュールの定義が各契約間で異なることによりプロジェクトカンパニーにリスクが残る構造としないことであり、損害保険の活用によりリスクを最小限にする必要がある。

なお通常、民間金融機関は **Insurance Counsultant** を雇用し、かかる付保の適正性について検証することになる。

第10章 事業化に向けた見込み・課題

本プロジェクトはPrzedsiębiorstwo Realizacji Energetyki Odnawialnej Ltd., (ENOD社)がポーランド国営砂糖会社 (Krajowa Spółka Cukrowa „Polski Cukier” S.A : KSC社) に対して提案し、現在 KSC社においてその実現可能性を検討しているものである。

KSC社はまだ結論は出していないものの、現在本事業の実施を前向きに検討しており、その結論が下り次第資金調達、JI申請・承認手続きなど進めていく予定である。技術的な検討はENOD社により強力に進められており、また資金調達においては欧州の再生可能エネルギーを専門とする投資家社やポーランドの公的な金融機関などと交渉を進めている。

ただし、本プロジェクトを実現させるためには、以下のような課題がある。

- 本プロジェクト周辺エリアは、本文中で述べているとおり、以前砂糖生産のためにビート栽培をしていた地域であり、菜種など他の一年草植物の栽培も行われてことから、燃料供給の基盤は存在する。ただし、砂糖生産は一年間の内の約2ヶ月間であるのに対し、本プロジェクトは10ヶ月強の稼働をする計画であるため、より長期間での稼働に耐えうる安定的な燃料調達・供給体制を構築する必要がある。
- KSC社は本プロジェクトへ土地、利用可能設備を現物出資する予定である。それらの資産価値は事業会社を設立する際の出資比率交渉のベースとなるものであり、今後のそれらの資産査定を実施する必要がある。
- ポーランド政府（環境省）の方針により、日本側から出資 and/or 排出権前払いがあることがJI承認の条件とされている。すなわちリスクテイクをする日本側参加者を発掘する必要がある。

事業実現に向けてはこのようないくつかの課題はあるものの、引き続き必要な検討・調整などを進めていきたい。

添付資料 1 : **BASELINE DATA**

TABL The key element for the baseline calculation

	unit	Lignite	Coking Coal	NG	Oil	Source
C emission factor	tC/TJ	27.6	25.8	15.3	20.0	IPCC
Fraction of Carbon Oxidised	%	0.98	0.98	0.995	0.99	IPCC

TABL. 3. 14. (32) FUEL INPUT FOR ELECTRICITY GENERATION cont.

Specification		waste fuel energy content	input fuel energy content	input fuel use indicator
		TJ		kJ/kWh
TOTAL	2002	1,470	1,215,153	9,191
	2003	2,133	1,274,746	9,091
EWB	2002	-	488,679	9,998
	2003	-	509,782	9,926
EWK	2002	1,129	591,099	9,463
	2003	51	624,665	9,443
EC ₁	2002	-	66,679	5,826
	2003	-	69,218	5,703
EC ₂	2002	-	34,955	6,349
	2003	-	38,318	6,419
EC ₃	2002	321	13,251	7,161
	2003	1,565	12,075	7,254

EC ₄	2002	-	3,975	6,365
	2003	1	4,098	6,597
ECN	2002	21	16,516	11,509
	2003	516	16,590	11,503

TABL. ELECTRICITY GENERATED AND SUPPLIED TO THE GRID

Specification	Total	In this combined	Self-cons. for el.energy generation	Self-cons. for heat generation	Remaining cons. and direct sale to consumets	Energy supplied to the grid
TOTAL 2002	132,351	18,497	9,979	1,958	2,575	117,839
2003	140,218	19,072	10,551	1,972	5,456	122,239
EWB 2002	48,880	533	3,780	77	931	44,091
2003	51,358	526	4,031	76	1,492	45,759
EWK 2002	62,463	1,684	5,003	189	481	56,789
2003	66,151	1,739	5,219	202	2,603	58,127
EC1 2002	11,446	9,270	619	909	33	9,885
2003	12,137	9,758	651	928	46	10,512
EC2 2002	5,506	4,493	309	376	175	4,646
2003	5,969	4,721	315	385	308	4,961
EC3 2002	1,850	1,480	111	219	7	1,513
2003	1,665	1,287	105	203	7	1,349

EC4	2002	625	411	42	83	3	498
	2003	621	398	43	77	23	477
ECN	2002	1,435	506	108	104	945	279
	2003	1,442	531	101	101	978	263

EWB: Power plants on brown coal

EWK: Power plants on hard coal

EC1: Heat Power Plants (installed capacity of a power from 200 MW)

EC2: Heat Power Plants (installed capacity of a power from 100 MW to 199 MW)

EC3: Heat Power Plants (installed capacity of a power from 50 MW to 99 MW)

EC4: Heat Power Plants (installed capacity of a power to 49 MW)

ECN: Independent Heat Power Plants

TABL PUBLIC HEAT POWER STATIONS BY TYPE (2003)

Name of group	Installed power	Available power	Electricity production	Symbol of group
	MW	MW	GWh	2003 (2002)
TOTAL	30520.6	29730.9	140,218	
Power plants on brown coal	9,324.0	8,532.0	51,358	EWB
El. Bełchatów S.A.	4,420.0	4,420.0	28,276	EWB
El. Turów	2,166.0	1,789.0	9,991	EWB
El. Pątnów	1,600.0	1,200.0	7,174	EWB
El. Adamów	600.0	600.0	3,490	EWB
El. Konin	538.0	523.0	2,426	EWB
Power plants on hard coal	15,869.7	16,129.0	66,151	EWK
PKE S.A.	5,052.7	4,930.0	18,822	EWK
<i>El. Jaworzno 3</i>	<i>1,345.0</i>	<i>1,345.0</i>	<i>4,991</i>	<i>EWK</i>
<i>El. Łaziska</i>	<i>1,155.0</i>	<i>1,155.0</i>	<i>4,426</i>	<i>EWK</i>

<i>El. Łagisza</i>	840.0	710.0	3,038	EWK
<i>El. Siersza</i>	786.0	805.0	2,837	EWK
<i>El. Jaworzno 2</i>	290.0	290.0	972	EWK
<i>El. Halemba</i>	200.0	200.0	476	EWK
<i>El. Blachownia</i>	165.0	158.0	628	EWK
<i>Ec. Katowice</i>	135.5	135.0	902	EWK
<i>Ec. Bielsko-Biała</i>	81.2	77.0	261	EWK
<i>Ec. Bielsko-Pólno</i>	55.0	55.0	291	EWK
El. Koziencice S.A.	2,820.0	2,845.0	11,154	EWK
El. Połaniec S.A.	1,600.0	1,800.0	7,308	EWK
El. Rybnik S.A.	1,775.0	1,775.0	9,695	EWK
El. Dolna Odra	1,600.0	1,742.0	4,745	EWK
El. Opole S.A.	1,466.0	1,506.0	8,359	EWK
El. Ostrołęka B	626.0	626.0	2,130	EWK
El. Skawina S.A.	590.0	575.0	2,730	EWK
El. Stalowa Wola S.A.	340.0	330.0	1,208	EWK
Heat Power Plants (installed capacity of a power from 200 MW)	2,790.2	2,778.1	12,137	EC₁
Ec. Siekierki	622.0	619.0	2,542	EC ₁
Ec. Kraków S.A.	460.0	446.0	1,817	EC ₁
Ec. Żerań	250.2	298.0	1,449	EC ₁
Ec. Poznań-Karolin	275.5	275.5	1,455	EC ₁
Ec. Wrocław	255.0	250.0	1,065	EC ₁
Ec. Gdańska 2	243.1	232.6	1,059	EC ₁
Ec. Lublin Wrotków Sp. z o.o.	231.0	231.0	1,567	EC ₁
Ec. Chorzów ELCHO 2	238.4	226.0	280	EC ₁ (-)
Ec. Łódź 4	215.0	200.0	903	EC ₁
Heat Power Plants (installed capacity of a power from 100 MW to 199 MW)	1,460.3	1,378.9	5,969	EC₂
Ec. Łódź 3	198.5	198.5	810	EC ₂
Ec. Bydgoszcz 2	227.0	183.0	984	EC ₂

Ec. Białystok S.A.	196.7	167.0	644	EC ₂
ZEC. Bytom S.A.	133.8	130.0	221	EC ₂
El. Pomorzany	120.0	130.0	628	EC ₂
Ec. Nowa Sarzyna Sp. z o.o.	112.8	128.9	774	EC ₂
Ec. Gorzów S.A.	127.5	122.5	674	EC ₂
Ec. Czechnica	132.0	110.0	310	EC ₂
Ec. Gdyńska 3	110.0	108.0	593	EC ₂
Ec. Rzeszów	102.0	101.0	331	EC ₂ (-)
Heat Power Plants (installed capacity of a power from 50 MW to 99 MW)	578.6	483.9	1,665	EC₃
Ec. Zabrze S.A.	106.0	98.0	220	EC ₃
Ec. Łódź 2	128.1	81.0	345	EC ₃
Ec. Szczecin	88.0	78.0	220	EC ₃
Ec. Będzin S.A.	81.5	77.4	444	EC ₃
Ec. Ostrołęka A	93.5	75.0	281	EC ₃
Ec. Chorzów ELCHO 1	81.5	74.5	154	EC ₃
Heat Power Plants (installed capacity of a power to 49 MW)	162.0	133.5	621	EC₄
Ec. Elbląg Sp. z o.o.	49.0	42.0	148	EC ₄
Ec. Tychy S.A.	40.0	40.0	290	EC ₄
Ec. Zielona Góra S.A.	23.3	22.5	109	EC ₄
Ec. Bydgoszcz 1	14.0	10.0	25	EC ₄
Ec. Pruszków	6.3	8.0	24	EC ₄
Ec. Kalisz Piwonice S.A.	8.0	7.0	26	EC ₄
Ec. Bydgoszcz 3	21.4	4.0	0	EC ₄
Independent Heat Power Plants	335.8	295.5	1,442	ECN
Ec. Zofiówka	64.0	64.0	474	ECN <i>ECN₁</i>
Ec. ENERGETYKA "BORUTA" Sp. z o.o.	36.3	36.3	39	ECN <i>ECN₂</i>
Ec. Marcel Spółka z o.o.	34.5	34.5	204	ECN <i>ECN₂</i>
Ec. Moszczenica	36.0	29.0	137	ECN <i>ECN₂</i>

Ec. Mielec Spółka z o.o.	30.4	24.4	48	ECN ECN ₂
Ec. Dębieńsko	33.5	23.0	173	ECN ECN ₂
Ec. Knurów	15.5	13.5	78	ECN ECN ₂
EC-WSK Spółka z o.o. Rzeszów	12.0	12.0	62	ECN ECN ₂
Ec. ENERGOBALTIC Sp. z o.o.	11.0	11.0	19	ECN
ZE H.Cz. Ec. ELSEN Sp. z o.o.	24.0	9.5	41	ECN ECN ₂
Ec. Zduńska Wola Spółka z o.o.	8.0	8.0	23	ECN ECN ₂
Ec. Pniówek	6.4	6.4	40	ECN
Ec. GIGA Spółka z o.o.	6.0	6.0	23	ECN ECN ₂
Ec. "OPEC-GRUDZIĄDZ" Sp. z o.o.	6.0	6.0	26	ECN ECN ₂
Ec. ANDROPOL Spółka z o.o.	4.7	4.7	6	ECN ECN ₂
Ec. H.Cegielski "ENERGOCENTRUM" Sp. z o.o.	4.2	4.2	8	ECN ECN ₂
Ec. Suszec	2.7	2.7	24	ECN ECN ₂
Ec. GAZOENERGIA Sp. Cywilna Kosarzyn	0.6	0.3	0	ECN
Ec. ENERGOTOR Toruń S.A.	0.0	0.0	18	ECN ECN ₂
TOTAL				
on hard coal	20,708.7	20,713.6	86,103	

添付資料 2 : プロジェクト設計書 (ドラフト)

