

平成 15 年度 CDM/JI 事業調査

**「ポーランド共和国 柳植林事業を利用した石炭焚
熱供給プラントのバイオマス転換事業調査」**

報告書

平成 16 年 3 月

関西電力株式会社

目 次

1. 本調査の概要	1
1.1 本調査の目的.....	1
1.2 本調査の内容.....	2
2. 既設サイトの現状	4
2.1 PLONSK 市	4
2.2 PEC PLONSK	5
3. プロジェクト内容	6
3.1 熱供給プラント改造計画.....	6
3.1.1 既設熱供給プラント設備の調査.....	6
3.1.2 石炭焚きボイラの木質バイオマス焚きへの燃料転換計画 (PLAN 1)	11
3.1.3 新設 CHP 設備導入計画 (PLAN 2)	15
3.2 熱供給プラント運転計画.....	19
3.2.1 2002 年の運転実績.....	19
3.2.2 PLAN 1 の運転計画.....	20
3.2.3 PLAN 2 の運転計画.....	21
3.2.4 各プロジェクト運転比較.....	23
3.3 バイオマス燃料調達計画.....	25
3.3.1 ポーランドにおける柳育成状況.....	25
3.3.2 柳プランテーション開発・運用計画.....	26
3.3.3 燃料性状.....	29
3.3.4 柳プランテーション必要面積.....	30
3.3.5 計画実現化における課題.....	31
3.4 プロジェクト実施スケジュール.....	32
4. 温室効果ガス排出量に関する調査	34
4.1 ベースライン.....	34
4.1.1 温室効果ガス排出要素の抽出.....	34
4.1.2 プロジェクトバウンダリーの設定	34
4.1.3 ベースラインの設定.....	35
4.1.4 リークエージ	37
4.2 プロジェクト活動及びクレジットの期間	37
4.2.1 プロジェクト活動期間の設定.....	37

4.2.2	クレジット獲得期間の設定	37
4.3	モニタリング方法と計画	38
4.3.1	モニタリングデータ	38
4.3.2	具体的なモニタリングデータの収集方法の検討	38
4.4	温室効果ガス削減効果	38
4.4.1	活動による温室効果ガス排出量の算定	39
4.4.2	本プロジェクト実施による効果（温室効果ガス削減量）	43
5.	温室効果ガス以外の環境影響	44
5.1	排出濃度	44
5.2	年間排出量	44
6.	その他の間接影響	45
6.1	本プロジェクトが持続可能な開発に貢献できる点	45
7.	利害関係者からのコメント	46
7.1	PLONSK 市及び PEC PLONSK	46
7.2	PLONSK 地域農業情報センター	46
7.3	柳植林農業家	46
7.4	ポーランド共和国・農業省	46
7.5	ポーランド共和国・環境省	47
7.6	国家環境保護・水資源管理基金(ポーランドの JI 申請機関)	47
7.7	PLOCK ELECTRIC POWER COMPANY INC. (現地配電会社)	47
8.	プロジェクトの経済性評価	48
8.1	必要経費・収入	48
8.1.1	初期投資額予算	48
8.1.2	プロジェクト費用とプロジェクト収入	50
8.2	資金計画	52
8.3	温室効果ガス削減の費用対効果	52
8.3.1	PLAN 1	52
8.3.2	PLAN 2	52
8.4	その他の評価指標	53
8.4.1	経済性評価	53
8.4.2	経済性改善に関する感度分析	55
9.	その他の調査（JI に対する取り組み状況）	60
9.1	EU（ヨーロッパ連合）	60

9.2	ポーランド共和国.....	61
9.2.1	ポーランドのJI申請手続き.....	61
9.2.2	PDDに必要な項目.....	61
9.2.3	JIプロジェクトの実績.....	62
9.2.4	ポーランドのJI指針.....	62
9.2.5	EU-ETSとのリンクについて.....	62
9.2.6	本事業のJI可能性.....	62
9.3	気候変動枠組条約第9回締約国会議（COP9）.....	63
10.	結び.....	66

1. 本調査の概要

1.1 本調査の目的

ポーランド共和国は、2004年5月のEU加盟に向けて各種制度の整備を進めており、エネルギー利用に関してもEU基準を満足するように制度整備を実施している。またこれと平行して2002年12月には京都議定書を批准し、現在関連する事項を取り扱う機関や認定に関する制度を整備しているところでもあり、特に京都議定書のうち共同実施(JI: Joint Implementation)については現在オランダ政府やカナダ政府とMOU(Memorandum of Understanding)を締結している。

一方、ポーランド国内のエネルギー事情は、国内発電電力量(2000年で138.8TWh)の97%が石炭焼き火力発電で占められており、また、熱供給(蒸気および温水)に使用する燃料のほとんどは石炭である。

このような状況下、同国政府は温室効果ガス削減に向けての取り組みとして再生可能エネルギーの有効利用に注視し、再生可能エネルギーの導入を積極的に進める方針を打ち出している。具体的には2003年にポーランド国内1次エネルギー量の内2.6%を再生可能エネルギーによるものとし、将来的には2010年時点で国内1次エネルギー量の7.5%まで、2020年には14%までに増加させる目標である(Strategy for the Development of Renewable Energy Sector)。そのために再生可能エネルギーを利用した発電電力に関しては、「グリーン電力」として通常の電力料金よりも高い価格で取引をする制度を導入し、当該エネルギーの利用を促進している。

本プロジェクトは上述した状況を踏まえ、既存石炭焼き熱供給プラントを木質バイオマス燃料に転換する改造、もしくは既存設備から新設木質バイオマス焼きコジェネレーション設備への取替を実施し、温室効果ガス削減を達成するプロジェクトである。特に木質バイオマス燃料には「柳」を採用し、現地での植林(エネルギープランテーション)プロジェクトにて安定供給を図ることを想定している。

これは、共同実施(JI)についてポーランド共和国が重点をおいている(1)省エネ、(2)再生可能エネルギーへの燃料転換という方針¹に沿っており、クレジット獲得に結びつく実現可能性の高いプロジェクトであると考える。

そこで本調査では、上述の改造プロジェクト及び新設備導入プロジェクト

¹ 平成15年2月5日開催、「平成14年度第2回中・東欧諸国実務者招聘京都メカニズム JI関連政府関係者意見交換会」説明資料

を具体化し、その際の必要投資額と投資効果（収入・費用・温室効果ガス削減効果）を試算する。さらに獲得できたクレジットが、事業性にどの程度影響を与えるかを検討する。

また、本プロジェクトが JI プロジェクトの対象になりうるかについても調査し、その際には獲得クレジットが、事業性にどの程度影響を与えるかを検討する。

1.2 本調査の内容

本プロジェクトは、既存の石炭焼き熱供給ボイラの（１）木質バイオマス焼きへの燃料転換改造、もしくは（２）新設木質バイオマス焼きコジェネレーション設備への取替により、化石燃料である石炭から、バイオマスエネルギーへの燃料転換を達成するものである。また、バイオマスプロジェクト遂行の上で鍵となる燃料調達に関しては、成長が早いとされる「柳」を植林し生育させるエネルギープランテーションの開発を併せて実施する計画を含む。

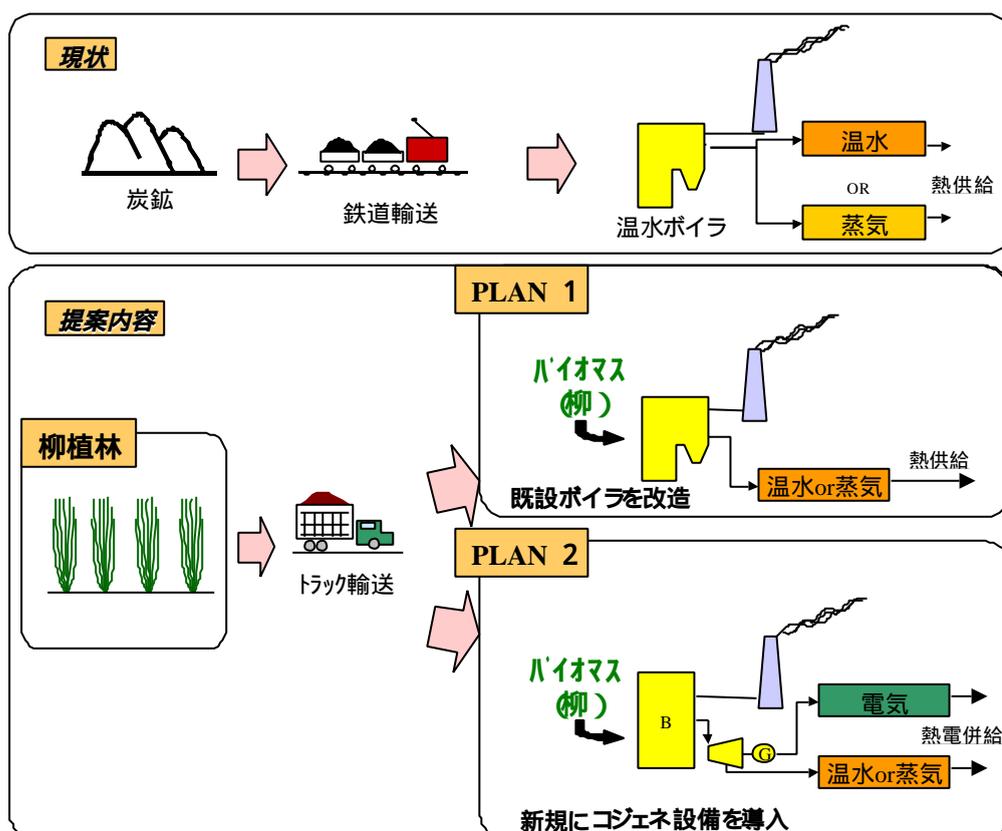


図 1 プロジェクト概要図

そこで本調査では、

-
- 当該の熱供給プラントにおける設備状況の確認や図面調査
 - プロジェクトを実施した際に発電電力を購入する可能性のある現地配電会社や、現時点で燃料用柳を栽培している農家への訪問
 - ポーランド国内の大学にて柳の使用に関して研究している大学関係者や現地農業情報センターとの会合
 - 関係省庁となる環境省や農業省の担当官との会合、II プロジェクトの受入窓口である国家環境保護・水資源管理基金とのポーランドの II プロジェクト取り組み状況や PDD 作成に関する質疑

等、多岐にわたる現地調査を実施した。

つづいて現地調査にて入手した情報を日本に持ち帰り、プロジェクトの具体化を検討した。具体的には、設備仕様やプロジェクト費用・効果・影響について検討し、Plonsk 市および市営熱供給公社 PEC Plonsk の将来計画や意向も踏まえたプロジェクトを立案した。その検討結果については 2004 年 2 月に現地への報告を実施し、コメントを徴収した。また、環境省や国家環境保護・水資源管理基金には、作成した PDD 案の内容について基本的に了承を得ている。

2. 既設サイトの現状

2.1 Plonsk 市

Plonsk 市は、首都ワルシャワより北西へ約 60km に位置しており、面積は 12km²、人口約 24,000 人の都市である。主な産業は農業ではあるが、郊外には工場立地も進んでおり、過去に米・仏・スカンジナビア等の国々からの投資実績もある。

現在 Plonsk 市には市民への暖房用温水と、工場等大口需要家への蒸気を供給するための熱供給プラントを保有・運転している。しかし、そのプラント設備の老朽化が進んでいるため、(1)設備の近代化(modernization)と、その近代化の際には(2)石炭から他の環境にやさしい燃料(environmental friendly fuel)への転換もあわせて実施し、熱製造コストだけではなく環境負荷も低減させたい意向である。燃料調達に植林プロジェクトを採用することによって、Plonsk 市周辺の地域農民に対して新たな事業と雇用の創出が期待できるため、同市からは、バイオマス燃料として、「植林された柳」を想定したい旨の意向を得ている。

またポーランド国内経済は、政府による統制経済から市場経済への第一期にあり、Plonsk 市長は「今後も新たな投資家を探していくつもりであり、今回の話にも興味がある。」と述べている。



図 2 ポーランド共和国地図

2.2 PEC Plonsk

PEC Plonsk は市営の熱供給公社であり、前述のとおり地域暖房用温水と工場用プロセス蒸気の供給を事業内容としている。事業所敷地には、事務所、ボイラ建屋、石炭貯蔵所、灰貯蔵所、受電設備建屋、所内冷却水槽等が設置されており、屋内式の石炭焚き蒸気ボイラ設備 3 基（1978 年に運転開始）、温水ボイラ設備 2 基（1978 年と 1993 年に運転開始）を保有している。

従業員は現在 64 名、年間販売熱量・約 200,000 GJ、事業売上・約 7.4 百万 PLN²(約 222 百万円)、事業費用・約 7.5 百万 PLN(約 225 百万円)(いずれも 2002 年実績値)であり、熱供給事業自体で 2002 年は赤字となっている。

PEC Plonsk が供給する熱需要は、エンドユーザー側の省エネ対策（保温性能向上等）による温水需要の低下、及び大口工場の蒸気需要の低下により、過去 5 年で 30% 程度低下し、現在そのほとんどが温水需要となっている。しかしながらその低下率は鈍化しており、今後は現状の熱需要量にて推移するものと思われる。また、蒸気需要については、現在需要がほとんどなく、今後の需要計画も未定であるが、蒸気ボイラ 3 基のうち 2 基を運転可能な状態に維持し、新規ユーザーの獲得を目指している。

そこで現在の運転状況を勘案し、燃料転換を行う設備対象を温水ボイラとし、運転できない蒸気ボイラ 1 基は、解体可能であることを提案している。

² PLN：ポーランド・ズロチ、本報告書では、1 PLN=30 円にて換算。

3. プロジェクト内容

本節では、プロジェクトを実施するにあたって検討が必要なバイオマス燃料の調達、既設熱供給設備の燃料転換（石炭 木質バイオマス）改造プロジェクト、及び既設熱供給設備から新設コジェネレーション（CHP: Combined Heat and Power、以下 CHP という）設備への取替（スクラップ&ビルド）プロジェクトについて述べる。またその後のプラント運転計画についてもあわせて述べる。

3.1 熱供給プラント改造計画

3.1.1 既設熱供給プラント設備の調査

(1)プラント概要

熱供給プラントは、Plonsk市の工業地帯に29,171m²の敷地面積で設置されており、1978年の運転開始時点では、地域暖房用温水と隣接工場用蒸気の2種類を供給し、それらの最大負荷は温水11.6MWth、蒸気36MWthであったが、温水需要の増加から、1993年に23MWthの温水ボイラ1基を増設している。

温水供給は、冬季に最大需要23MWthとなり、夏季は最低需要2MWth程度であるため、プラント効率は冬季の10月～4月で80%以上、夏季の5月～9月で60～65%と年間における差が大きい。

温水の供給・戻り系統は、密閉型の循環系統であり、約130で地域内44箇所に配置された熱交換器に供給され、熱交換の後、約70でプラントに戻る構成である（図3参照）。

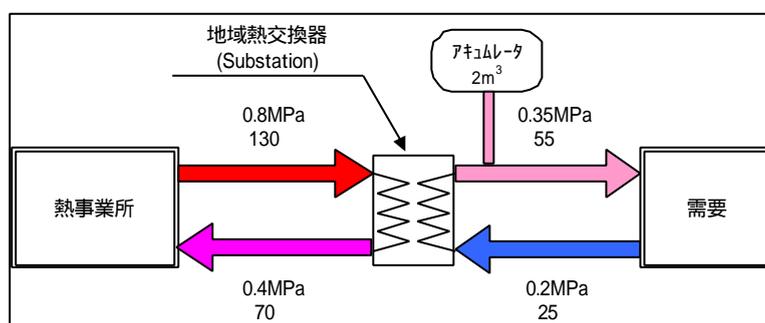


図3 PEC Plonskの現状系統概略図

ボイラ用燃料は国内生産の石炭を使用しており、Plonsk市から約400km離れた同国内南部の炭鉱から貨車輸送にて構内の石炭ストックヤードに貯

蔵されている。

(2)設備構成

機器配置

ボイラ本体は建屋内に整列配置され、集じん装置以降の排煙処理設備は屋外配置としており、煙突は1基でボイラ5基分を排出する共用設備となっている。

石炭ストックヤードは敷地面積の半分程度を占めており、貨車で石炭受入ができるよう構内まで線路が布設されている。PEC Plonsk のプラント機器配置を図 4 に示す。

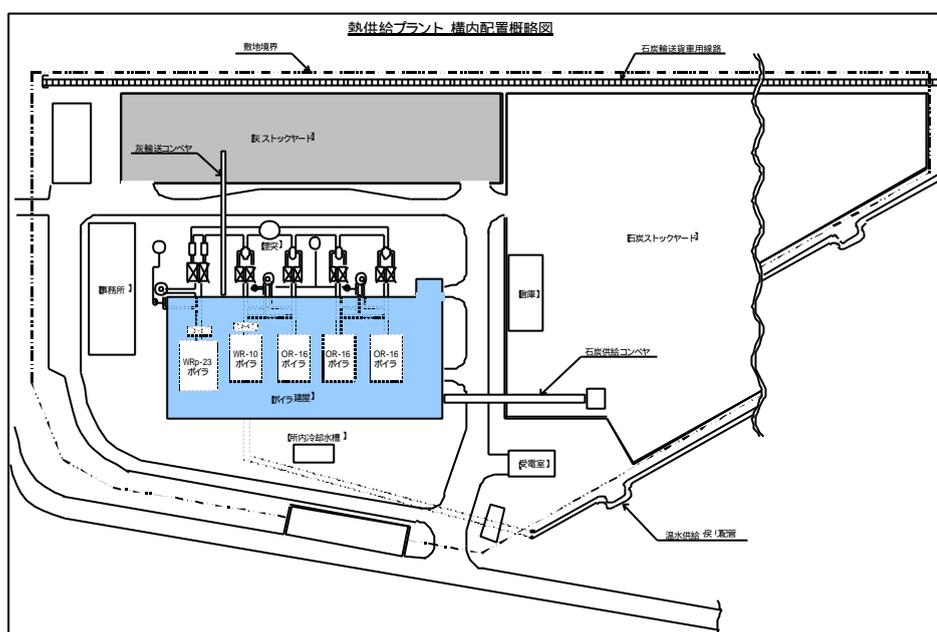


図 4 PEC Plonsk 機器配置図

ボイラ

ボイラは、 $0.8\text{MPa} \cdot 130$ の温水供給用が 2 基と $1.6\text{MPa} \cdot 350$ の蒸気供給用が 3 基の合計 5 基が建屋内に配置され、すべてのボイラはポーランド国内メーカーである SEFAKO 社製の石炭専焼ストーカ燃焼方式である。蒸気ボイラの OR-16 ボイラは蒸気ドラムを有する自然循環式、温水ボイラの WR-10 ボイラと WRp-23 ボイラは水管式ボイラであるが、基本的な構造は同じである。ボイラの主な仕様を表 1 に示す。

表 1 PEC Plonsk 既設ボイラ仕様一覧

機器番号		WR-10	WRp-23	OR-16
ボイラ形式		水管式 温水ボイラ	水管式 温水ボイラ	自然循環式 蒸気ボイラ
熱出力	MWth	11.6	23	12
最高使用圧力	MPa	2.6	2.94	1.6
供給圧力	MPa	1.6	1.25	1.6
供給温度		150	155	350
燃料		石炭専焼	同左	同左
燃料消費量	kg/h	2,560	4,850	2,230
燃焼方式		ストーカ燃焼	同左	同左
数量	基	1	1	3

ストーカはトラベリング式であるため、缶前上部の石炭バンカからフィードを経た石炭はストーカに投入され、ストーカで順送または逆送により移動させながら押込通風機（以下、FDF という）の燃焼用空気での燃焼を完結させた後、燃焼灰をシュートから 1 階面に設けられた水封式チェーンコンベヤに自然落下させる構造である。

建屋 1 階面に配置された FDF からの燃焼用空気は、ストーカ側面の風箱に数箇所設けられた通風口よりストーカ下部に通気される構造であり、燃焼調整は通風口に設けた手動ダンパの開度調整で行っている。

なお、増設された WRp-23 ボイラには温水を熱源とする空気予熱器が設けられている。

燃料設備

屋外の石炭ヤードには貨車用線路、揚炭機、受入コンベヤ、供給コンベヤが配置され、石炭バンカはボイラ建屋に配置されている。

石炭ヤードの面積約 10,000 m² は 3 ヶ月分の貯蔵量であり、20,000ton の石炭を野積みで貯蔵できる設計としており、受け入れた石炭はドーザーショベルで野積みを形成している。

石炭供給コンベヤは平ベルトに鋼製カバーを設けた構造であり、1 条でボイラ建屋上部のバンカ室まで傾斜を付けて敷設されている。

バンカ室では水平の平ベルトコンベヤに乗り継ぎ、可動式のスクレーパ式積み付け装置 1 基で各ボイラに 1 基設けられた 24 時間容量の石炭バンカにそれぞれ落下させる構成である。石炭性状および購入単価は以下のとおりである。

- 発熱量：21.0 MJ/kg
- 灰分：18%

- 硫黄分：0.6%
- 単 価：230PLN/ton (税 22%、運搬費を含む)

構内揚炭作業には、別途 8 PLN/ton の費用を要する。

排煙処理設備

排煙処理設備の構成は、図 5 に示すとおりである。

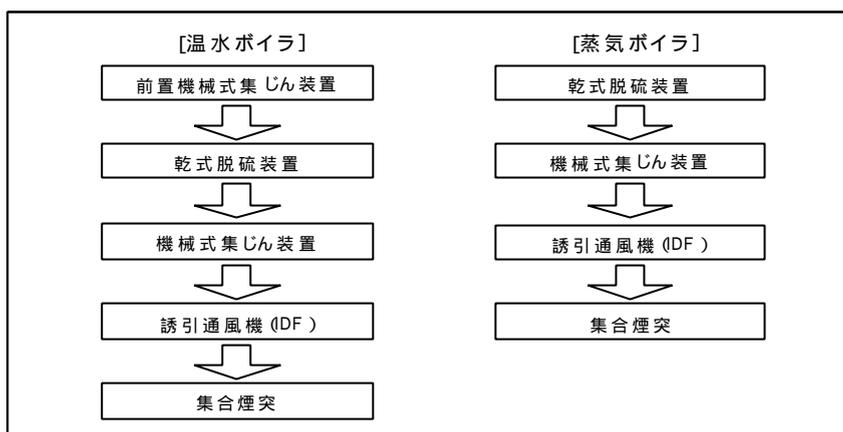


図 5 PEC Plonsk 排煙処理設備構成

温水ボイラと蒸気ボイラの設備構成はほぼ同じであるが、温水ボイラには脱硫装置の前に前置集じん装置を設けている。

乾式脱硫装置は、WRp-23 ボイラには単独 1 基、それ以外のボイラは 2 缶の出口ダクトを連結させて共用 1 基を設けており、脱硫塔入口の排ガスに生石灰の粉体を投入し、塔内で気流攪拌混合することで脱硫するものであり、反応後の石灰粉は脱硫塔下部ホッパおよび機械式集じん装置で除去される。

各ボイラの排ガス規制値を表 2 に示す。

表 2 PEC Plonsk 既設ボイラの排出規制値

	排出規制値 [mg/Nm ³]				
	WRp-23	2005.12.31 日まで		2005.12.31 以降	
		WR-10	OR-16	WR-10	OR-16
SO ₂	1,300	2,000	2,000	1,500	1,500
NO ₂	400	400	400	400	400
CO	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Ash	400	1,000	1,000	400	400

(乾燥時ベース、O₂ 濃度 6 %)

灰処理設備

灰処理設備は、ボイラ建屋 1 階面に水封式チェーンコンベヤが各ボイラ

に 1 基設けられ、ストーカ、後伝部ホッパおよび前置集じん装置からの高温灰を水槽に張った水で冷却するものであり、コンベヤ出口で集じん装置や脱硫装置からのフライアッシュが合流され、各ボイラ共用の灰輸送コンベヤを乗り継いで灰ストックヤードに送られる。

灰の排出量は、現在の運用で年間 3,000ton 程度であり、排出灰は全て建設用材料として再利用されており、約 3.6 PLN/ton で販売している。

なお、受け取り上の灰成分等に関する規約はないため、バイオマス燃料転換において灰成分が変化しても販売することに問題はないと考えられる。

給水処理設備

用水は、市が供給する地下水を年間 12,000m³ 程度購入しており、その内訳は、ボイラ補給水用が 6,000m³/年、灰輸送用が 6,000m³/年であり、用水消費量に係わる制限がないことから増加しても問題はないものと推察する。

ボイラ補給水には、各ボイラ共用の純水装置 1 基が建屋 1 階面に設置されており、24ton/h の設備容量に対し、現在は 1/24 容量しか使われていない。

(3)環境影響

プラントから排出される環境影響物質の量は、2002 年の実績において表 3 に記載する大気放出物である。なお排水は行われていないため、水質に関する環境規制は適用されない。

表 3 PEC Plonsk 2002 年排出実績量

排出物	排出量 [ton/年]
CO ₂	34,500
NO _x	64
SO _x	121
CO	133
Ash	23

(4)運用状況

温水ボイラの運用は、外気温が 0 になるまでは小容量の WR-10 ボイラを運転し、外気温が 0 以下になれば増設した大容量の WRp-23 ボイラを起動して WR-10 ボイラを停止する運用であるため、年間の稼働率（日数）は WRp-23 ボイラより WR-10 ボイラの方が高い状況である。蒸気ボイラについては前述したとおり、需要がほとんどないために、ごくまれにしか稼働していない状態である。

運転人員は、1 班 7 名の 4 班二交替制で 1 回の勤務時間は 12 時間で運用しており、5 名がボイラ建屋内で運転操作に当たり、2 名が市内にて供給設備に対応を行っている。

機器の操作は基本的に手動操作であるため、操作盤、計器盤を運転員が常時監視に当たり、供給温度の変化により燃料投入量を増減させる等の操作をしている。

(5)性能、劣化状況

温水ボイラは、2基とも運用上支障となる性能劣化は見受けられないが、WRp-23ボイラは比較的新しい設備であるため、燃焼空気を予熱する等の熱効率向上対策が図られている。

蒸気ボイラは、3基中2基を性能維持・管理しており、他の1基は多数の部品がなく、劣化または流用したものと見受けられ、現地サイトでは必要性がなく撤去してもよいとのことであった。

(6)空地スペースの状況

石炭ストックヤード内は、蒸気ボイラを運用しないため空地が多く、また、ヤード内の資材倉庫も利用されていないことから撤去は可能であるとのことであるため、バイオマス燃料設備の確保は十分可能である。

また、バンカ室内も既設の石炭コンベヤと建屋外壁の間に空きスペースがあるため、バイオマス用コンベヤ1条の増設は十分可能である。

しかし、建屋内にボイラやCHP設備を増設するスペースはなく、WRp-23ボイラ増設時のように建屋を増築するスペースもないことから、ボイラを増設する場合、運用できないOR-16ボイラ1基を撤去してそのスペースを利用することが、施工性、コストおよび運用面で有利と考える。

CHP設備のタービン発電機等を設置するスペースには、ボイラ建屋の石炭ストックヤード側と構内道路までの間にある比較的まとまった空地スペースを利用するものとする。

(7)WRp-23ボイラの改造

WRp-23ボイラは、運転中に環境規制値を超えるNO₂が発生している場合があり、ボイラ改造を市に申請している。現在、市がボイラ改造申請の許可を審議しており、2005年冬までには許可があり、ボイラ改造が実施される見通しである。

改造後はボイラ出力が23MWthから18MWthまで低下するものの、30%負荷まで抑制可能となるため、ボイラ最低負荷は5.4MWth(18MWth×30%)となり、負荷変動に対する追従性が向上する。

3.1.2 石炭焼きボイラの木質バイオマス焼きへの燃料転換計画 (PLAN 1)

(1)基本計画

既存の石炭焼きボイラをバイオマス燃料焼きに転換する設備の選定にあたっては、現在の石炭消費量を可能な限り削減することを考慮し、その対

象設備を稼働率が高い WR-10 ボイラとした。

改造設計にあたっては、燃料転換後も現状の定格出力 11.6MWth を発生できるものとし、ボイラおよび付属設備となる燃料供給設備、排煙処理設備および灰処理設備は、既存設備をできる限り流用し、コスト低減を意識した検討を行うものとする。

バイオマス燃料とする柳の性状は、現地の入手情報と木屑の一般的な性状を勘案し、表 4 に示すとおりとする。詳しくは後述する。

表 4 柳燃料の性状

	低位発熱量	11.8 MJ/kg
成分	水分	35 wt%
	灰分	1.5 wt%
	硫黄分	0.04 wt%
	N	0.3 wt%
	O	27.1 wt%
	H	4.0 wt%
	C	32.0 wt%

排ガス規制値は、石炭焼きボイラとバイオマス焼きボイラにおいて規制が異なるため、現状の WR-10 ボイラが 2005 年 12 月 31 日以降に適用される数値より厳しい値となるバイオマスボイラを新設した場合に適用される規制値（表 5 参照）を採用することとする。

表 5 バイオマス焼き設備に適用する環境排出規制値

排出物	規制値 [mg/Nm ³]
SO ₂	400
NO _x	400
Ash	100

（乾燥時ベース、O₂濃度 6 %）

(2)燃料転換改造検討

WR-10 ボイラの定格出力 11.6MWth 時における石炭消費量 2,560 kg/h からバイオマス燃料となる柳の消費量を算出すると 4,720kg/h となる。

柳燃料は石炭に比べて水分が多いことから、ボイラ定格出力時のボイラ効率では現状の石炭燃焼時で想定する 78% に対し、75% と低いものとなる。

既設の通風・排煙処理設備を改造することなく流用できるものか確認するため、定格出力時の排ガス量において柳の消費量から空気比を算出した。その場合、現状の運用値 1.9l(O₂濃度=10%) に対して 1.56(O₂濃度=7.5%) と低くなるが、日本国内のストーカ式ボイラにおける木屑燃焼の運転実績 1.3 ~ 1.4(O₂濃度=5 ~ 6%) より高い値であるため、燃焼に対する問題はないものと考えられ、通風・排煙処理設備の改造は必要ないものと判断する。

従って、ボイラ改造範囲は燃料の変更および投入量の増大に対する改造のみとなる。燃料転換改造前後におけるボイラ設備の主要仕様を表 6、その概略図を図 6に示す。

表 6 改造後設備の主要仕様

項目		現状 (石炭燃焼)	改造後 (バイオマス燃焼)
熱出力	MWth	11.6	同左
燃料消費量	kg/h	2,560	4,720
ボイラ効率	%	78	75
排ガス中 O ₂	%	10.0	7.5
空気比		1.91	1.56
実排ガス量	Nm ³ /h	28,541	同左
温水流量	ton/h	123	同左
入口温水温度		70	同左
出口温水温度		150	同左

また、改造前後における定格熱出力時のヒートバランス線図を付録 - 1、2 に、ボイラ改造図を付録 - 3 に示す。

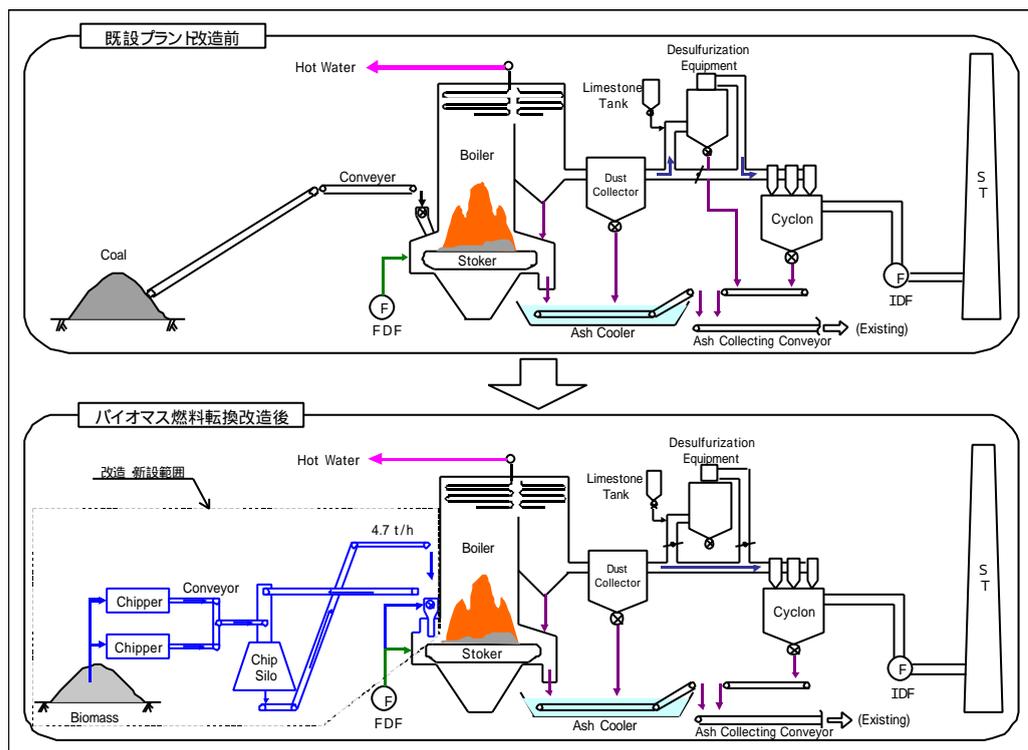


図 6 WR-10 ボイラ改造概略図

(3)燃料設備

柳植林場より輸送される柳燃料は、石炭ヤードの一部を区分して柳スト

ックヤードとして利用するものとし、柳の破砕機および木屑サイロも石炭ヤードに配置するものとする。

柳はドラム式の破砕機でチップ状に破砕し、コンベヤにより木屑サイロへ搬送して中間貯蔵を行い、木屑供給コンベヤにより既設の石炭供給コンベヤと同様のルートでボイラ建屋内のバンカまで搬送する。

既設の石炭バンカは木屑用として流用するものとするが、燃料投入設備であるスクリーコンベヤおよびフィーダは木屑用に交換するものとする。

(4)排煙処理設備

2段階に配置された既設集じん装置の集じん効率は97%の性能であるが、燃料転換における設計上のマージンを5%持つものとして集じん効率を92%と低く仮定し、一般的な設備実績から燃焼灰の30%は飛散灰となる想定において集じん装置出口ばいじん量を算出すると75mg/Nm³となり、環境規制上の問題はない。

柳の硫黄分0.04wt%は、石炭の0.6wt%に比べて極端に少ないことから、乾式脱硫装置を使用しなくても環境規制値以下となるため、排ガス系統は脱硫装置をバイパスすることで対処するものとする。また柳の窒素分も同様に少ないことから、設備対策する必要性はない。現状の規制値と改造後の設計値を表7に示す。

表7 排出規制値と改造後の設計値

排出物	現状 [mg/Nm ³]	改造後 [mg/Nm ³]
SO ₂	400	82
NO _x	400	191
Ash	100	75

(O₂濃度 6%)

(5)構内レイアウト

燃料転換改造時の構内レイアウトを付録-4に示す。

(6)電力・水等の消費

電力消費は、WR-10ボイラの通常運転時に対し、木屑サイロ以降の燃料供給・戻りコンベヤ設備の動力30kWが常時加算され、断続運転となる破砕機稼動時にはこれに170kWが加算され、最大200kWの増加となる。

なお、新設する燃料取扱設備や改造する燃料投入設備において、運転時に消費される水、補助蒸気、圧縮空気等は必要としないが、寒冷地のため、バイオマス燃料自体の保有水分により、燃料が凍結して燃料輸送に支障をきたすことも懸念されることから、燃料凍結による問題が発生した時点に対処するものとし、温水供給・戻り系統の一部を利用して加温設備を増設するものとする。

(7)運用・保守

運用については、外気温が0℃以下となる冬季最大需要時にも可能な限り WR-10 ボイラを稼動し、不足する熱量を現状の WRp-23 ボイラで補う運用とする。

運転体制については、木屑燃料設備が増加するものの常時監視の必要性がないことから、現状の運転体制である1班7名の4班二交替制で対応可能である。

保守については、年一回の全点検（計画では36日間）を実施する。燃料転換改造後の WR-10 ボイラの年間運転稼動率は90%と想定する。

(8)建設工程

受注後の建設工程は、設計業務に2ヶ月、機器製造・現地輸送期間と現地基礎工事を並行して8ヶ月、ボイラ改造と燃料取扱設備の建設に3ヶ月および試運転に1.5ヶ月を要するものと計画し、合計約15ヶ月となる。

建設工程の詳細については、付録 - 5 に示す。

(9)課題

既設ボイラの改造は、現状の設備能力が把握できない面もあり、また、運転開始以降25年を経過しているため老朽化が進展していることも考慮してある程度の余裕を見て検討したが、想定したとおりの性能と成り得るかは確信できないため、燃料転換改造後において補機の改造または設備取替え等が発生する可能性がある。

3.1.3 新設 CHP 設備導入計画（PLAN 2）

(1)主要設備仕様

新設 CHP 設備は、以下のとおり設計した。

設備据付条件

既設熱供給ユニット5台のうち、中央に位置する OR-16 ボイラは、損傷が激しく、現在使用不可能な状態にある。そこで、新設 CHP 設備を導入する際には、この OR-16 ボイラを除却し、このスペースに新設ボイラを設置する。

設備容量（熱）

現在の蒸気需要量から判断すると、除却される OR-16 ボイラ以外の2基の OR-16 ボイラにて賄えるものと思われる。現在主に稼動している温水ボイラ WR-10 ボイラの代替供給設備としての利用を想定し、新設 CHP 設備の熱出力容量は、既存温水ボイラ WR-10 の 11.6 MWth 分を賄える規模とする。

熱需要の変動に対しては、無負荷から 11.6 MWth まで対応可能な熱供給

設備とし、発電用蒸気タービンからの抽気を熱源として熱供給を行う。
設備容量（熱）

本プロジェクトでは、新設 CHP 設備のボイラ設置スペースが限られているため、ボイラ出力に自ずと限界が発生する。しかし熱出力としては 11.6MWth 分を賄う必要があるため、発電設備容量は、ボイラ出力、熱供給出力を考慮し、CHP 総合効率が最適となる 3 MW とした。また、熱需要の変動にかかわらず、3 MW の発電出力を確保するように設計した。

以上により決定した新設 CHP 設備の仕様を表 8 に、及び設備の概略図を図 7 に示す。また、各熱出力（100%、50%、10%）でのヒートバランス線図を付録 - 6,7,8 に、設備フロー図を付録 - 9 に示す。

表 8 新設 CHP 設備仕様

発電出力	3 MW
熱出力	11.6 MWth
ボイラ蒸発量	24.9 ton/h
抽気量	20.1 ton/h
燃料投入量	6.6 ton/h
純水補給量	7.8 ton/h

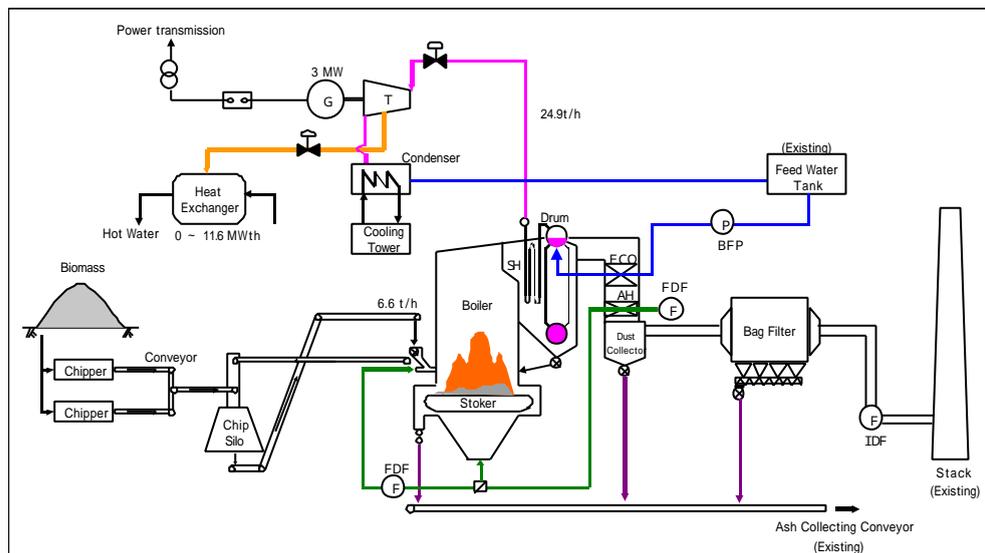


図 7 新設 CHP 設備概略図

(2)燃料設備

3.1.2(3)項 PLAN 1 の燃料設備に準ずる。

(3)排煙処理設備

排煙処理設備については、既設排煙処理設備と同様の設備系統とし、設備の据付位置はボイラ側からみて、機械式集じん装置（バグフィルタ）吸込通風機（IDF）煙突とする。バイオマス燃料では、硫黄酸化物・窒素酸化物の発生は少なく、脱硝装置・脱硫装置は設置しない。

表 9 環境規制値と新設備の設計値

排出物	規制値 [mg/Nm ³]	新設時 [mg/Nm ³]
SO _x	400	82
NO _x	400	201
Ash	100	75

（O₂濃度 6%）

(4)排水

本プロジェクトにおけるボイラブロー量は 0.6 ton/h であり、発生した排水は既存の所内冷却水槽へ流入させ、灰処理冷却水用等の用水に充当することで市から購入する用水量を削減するものとする。

(5)純水装置

純水使用量は、設計条件において、ボイラ補給水量は 0.6 ton/h、冷却水は 7.2 ton/h である。既存純水装置は、カチオン塔およびアニオン塔等により不純物を取り除き、酸・アルカリを中和して不純物を含まない純水を製造する装置である。本純水は、既存プラントでもボイラ給水として活用しており、使用に関しては問題ない。

(6)構内レイアウト

新設 CHP 設備の導入時の構内レイアウトを付録 - 10 に示す。

(7)電力消費

電力消費は、定格運転時に 399kW を要し、断続運転となる破砕機他にはこれに 172kW が加算され、最大 571kW となる。

(8)運用

発電機出力は熱需要変動にかかわらず定格出力 3 MW を確保し、温水側の負荷変動は、基本的には抽気蒸気量を制御して追従するものとする。

ただし、冬季の熱需要量に対して熱供給量が不足する場合は、WRp-23 ボイラを運転するものとし、WRp-23 ボイラの最低負荷を 5.4MWth（現地聞取調査結果）と考え、温水流量を制御する。残りの熱需要分については、新設 CHP 設備にて賄うものとする。

(9)保守計画

機器の保守計画を立て、設備信頼性を維持するものとする。ボイラ、タービン、発電機等の機器について年一回の全点検（計画では 14 日間）を、

また3ヶ月に一度(4日間)ボイラ点検を実施する。新設 CHP 設備の年間運転稼働率は92%を計画している。

(10)建設工程

受注後の建設工程は、設計業務に2ヶ月、機器製造・現地輸送期間と既設ボイラ撤去を含む現地基礎・建屋工事を並行して9ヶ月、CHP 機器と燃料取扱設備の建設に4.5ヶ月および試運転に2.5ヶ月を要するものと計画し、合計約18ヶ月となる。

建設工程の詳細については、付録 - 11 に示す。

(11)運用体制

新設 CHP 設備のオペレーティングに関しては、蒸気タービン、ボイラ、熱交換器等の主要機器は、自動制御となるため、既存の運転体制(1班7名の4班二交替制で1回の勤務時間は12時間)にて対応可能である。

3.2 熱供給プラント運転計画

上述したプロジェクトにて実施した結果、各々の効果（燃料消費量、熱供給量、発電電力量、受電電力量等々）を比較・確認するために、今回の調査にて PEC Plonsk より入手している 2002 年運転実績値と同じ需要の熱量を供給する場合を想定する。

3.2.1 2002 年の運転実績

PEC Plonsk の 2002 年の運転実績値を表 10 に示す。

表 10 PEC Plonsk 2002 年運転実績データ一覧

項目	実績値	備考
熱供給量		
1 年間合計	248,403 GJ	プラント送端
1 月	41,200 GJ	
2 月	28,100 GJ	
3 月	29,900 GJ	
4 月	16,800 GJ	
5 月	4,500 GJ	
6 月	4,200 GJ	
7 月	4,000 GJ	
8 月	7,810 GJ	
9 月	11,093 GJ	
10 月	27,100 GJ	
11 月	27,500 GJ	
12 月	46,200 GJ	
熱供給量		
1 年間合計	204,029 GJ	
石炭		
年間消費量	16,000 ton	
うち WR-10	9,000 ton	
うち WRp-23	7,000 ton	
発熱量	21.0 GJ/ton	低位発熱量
電力消費量		
年間消費量	2,350 MWh	
その他		
WR-10 主要運転期間	3 ~ 11 月の 9 ヶ月間	
WRp-23 主要運転期間	12, 1, 2 月の 3 ヶ月間	

聞き取り調査を踏まえ、PEC Plonsk における WR-10 ボイラ及び WRp-23 ボイラの運転スケジュールは、月別に図 8 のようになっているものと想定できる。

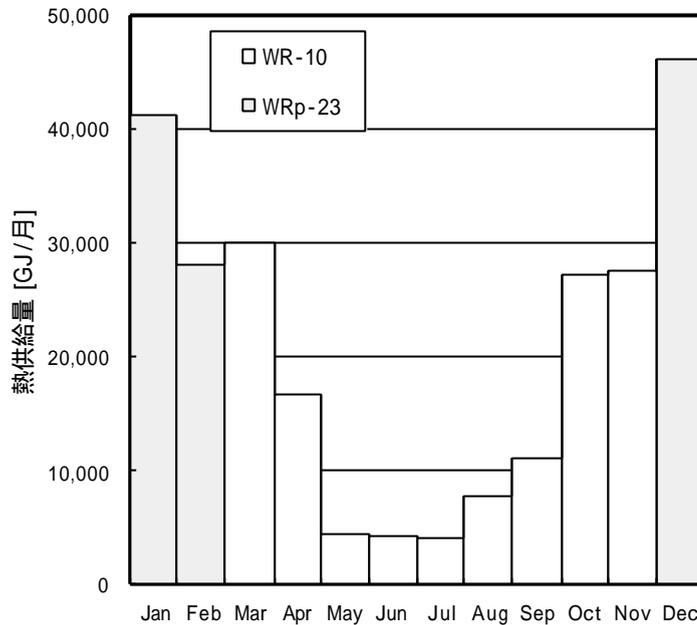


図 8 PEC Plonsk 2002 年の月別運転実績

3.2.2 PLAN 1 の運転計画

PLAN 1 を実施した場合にも、表 10 に示した熱供給量を満たさなければならぬが、本プロジェクトにおいては温室効果ガスの発生をできるだけ抑制することに主眼をおくので、柳焚きに燃料転換された熱供給プラントを最大限活用し、化石燃料である石炭の消費量を可能な限り低減させる場合を想定する。

(1) 運転スケジュール

PLAN 1 実施時の運転スケジュールを以下のとおり想定する。

前述のとおり、温室効果ガス排出量を可能な限り削減させるため、燃料転換された WR-10 ボイラを可能な限り稼働させて、WRp-23 ボイラは熱需要が増加する冬季だけに、しかも可能な限り出力を絞って運転することを想定する。

燃料転換後 WR-10 ボイラは、年間 36 日間（稼働率 90%）の点検期間を仮定しているが、ここでは WRp-23 ボイラが稼働でき、しかも石炭消費量ができるだけ増加しないよう、WR-10 ボイラを 2 月に点検することを想定している。その場合の月別運転計画は図 9 に示すようになる。

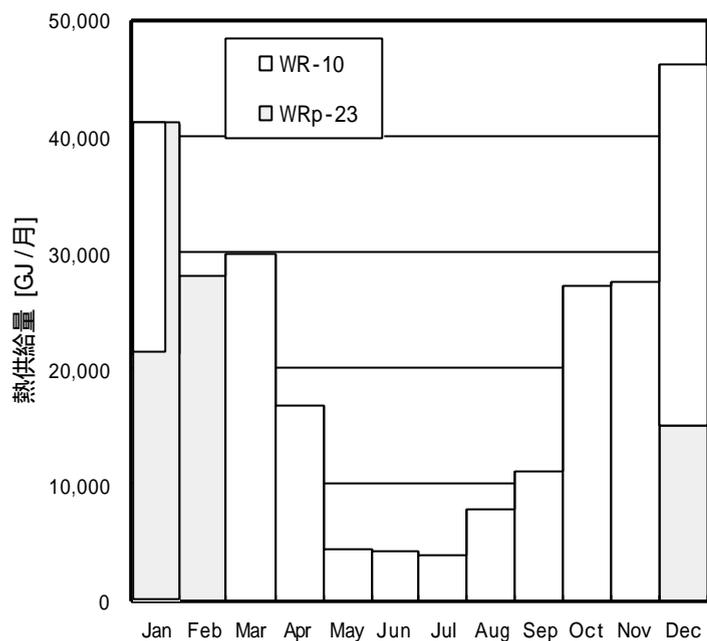


図 9 PLAN1 実施時の運転パターン

(2)運転計画値

上述した計画にて運転すると想定したときの主な計画値を表 11 に示す。

表 11 PLAN1 実施時の運転計画値

項目	計画値	備考
エネルギー供給量		
熱(WR-10)	183,809 GJ	
熱(WRp-23)	64,594 GJ	
年間燃料消費量		
石炭 (熱量)	82,210 GJ	低位発熱量
石炭 (質量)	3,915 ton	
柳 (熱量)	273,088 GJ	低位発熱量
柳 (質量)	23,143 ton	
柳の発熱量	11.8 GJ/ton	低位発熱量
受電電力量		
消費電力量	2,980 MWh	

3.2.3 PLAN2 の運転計画

PLAN2 の場合も PLAN1 の場合と同様、先に求めた熱需要量を供給することを前提に、温室効果ガスの発生をできるだけ抑制するために、現状の

熱需要を供給する際に、柳焚きの新設 CHP 設備を最大限活用し、石炭消費量が最低となる場合を想定する。

(1) 運転スケジュール

PLAN 2 実施時の運転スケジュールを以下のとおり想定する。この場合も同様、温室効果ガス排出量を可能な限り削減させるため、柳焚き新設 CHP 設備を可能な限り稼働させて、石炭焚き WR-10 ボイラ及び WRp-23 ボイラは熱需要が増加する冬季と新設 CHP 設備のメンテナンス停止時のみ稼働させ、しかもその場合でも可能な限り出力を絞って運転することを想定する。その場合の月別運転計画は図 10 に示すようになる。

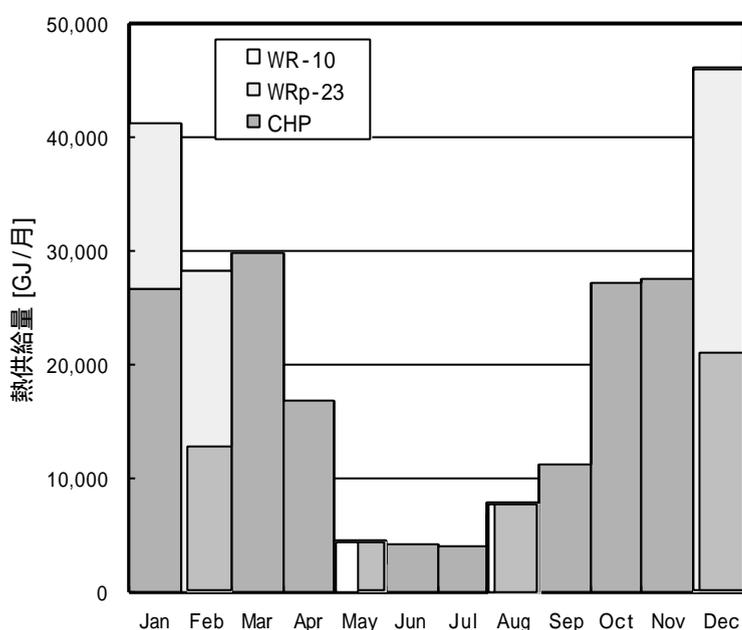


図 10 PLAN 2 実施時の運転パターン

(2) 運転計画値

PLAN 2 を上述した計画にて運転すると想定したときの主な計画値を表 12 に示す。

表 12 PLAN 2 実施時の運転計画値

項目	計画値	備考
エネルギー供給量		
熱(WR-10)	3,040 GJ	
熱(WRp-23)	48,147 GJ	
熱(CHP)	197,216 GJ	
電気(CHP)	24,408 MWh	
年間燃料消費量		
石炭 (熱量)	65,602 GJ	低位発熱量
石炭 (質量)	3,124 ton	
柳 (熱量)	542,759 GJ	低位発熱量
柳 (質量)	45,997 ton	
柳の発熱量	11.8 GJ/ton	低位発熱量
受電電力量		
消費電力量	5,003 MWh	

3.2.4 各プロジェクト運転比較

以上の試算結果をまとめたものを表 13 に示す。

表 13 プロジェクト実施時のエネルギーバランス

		2002年 運転実績		PLAN 1		PLAN 2		
		WR-10	WRp-23	WR-10	WRp-23	WR-10	WRp-23	CHP
エネルギー供給量								
熱	GJ/年	132,903	115,500	183,809	64,594	3,040	48,147	197,216
電気	MWh/年	-	-	-	-	-	-	24,408
電力消費量								
電気	MWh/年	1,415	935	2,045	935	32	935	4,036
燃料消費量								
石炭	GJ/年	189,000	147,000	-	82,210	4,323	61,279	-
	ton/年	9,000	7,000	-	3,915	206	2,918	-
柳	GJ/年	-	-	273,088	-	-	-	542,759
	ton/年	-	-	23,143	-	-	-	45,997

3.3 バイオマス燃料調達計画

ここでは現地での聞き取り調査に基づき、今回計画するプロジェクトに使用する木質バイオマス(柳)燃料に関する育成状況、プロジェクト実施時の育成計画、燃料仕様等について述べる。

3.3.1 ポーランドにおける柳育成状況

現在ポーランド国内に柳を植林し、それを燃料としたバイオマス発電プラントはないが、ポーランド国内の大学では、家具等の材料や薬品など、柳の利用方法について研究を行っているところである。また、柳をバイオマス燃料として使用するための研究が既に開始されている。燃料用柳の選択に最も大事なことは、「柳の種類」と「土壌の種類」の二点であり、土壌中の水分含有量が柳の生育状態に大きく影響を与えることが分かっている。また、伐採(収穫)時期も重要な要素の一つである。落葉する冬季に収穫を実施するのが理想であり、ポーランドでは11月から3月までがこの期間に該当する。

2003年11月の現地調査時に、Plonsk市近郊にて柳を栽培している農家を訪問・聞き取り調査を実施したが、現在その農家では、柳を燃料として販売をしているのではなく、今後の柳植林の拡大を見越して苗木(seeding)として販売する事業を5年ほど前より開始している。初年度は3haだったが現在では150haまで栽培面積を増やし、昨年度は苗木を完売している。その苗木というのは、長さ約20cmの木片であり、前述の農家はそれを100本単位で販売している。顧客はそのほとんどが、この燃料用柳植林が将来的により農業収益をあげる事業になると考えている農民である。苗木を栽培している農家は自らも柳植林を開始しており、栽培に関する情報の蓄積を行っている。

植付け密度は20,000~60,000本/ha程度といわれているが、その収穫量は伐採周期(1年毎、2年毎、3年毎など)に依存する。植えつけられた苗木の生存率は98%程度であり、非常に高いと報告を受けている。以下表14に、現地にて収集した柳プランテーションに関する各種データ(収穫量、コスト、販売単価を94 PLN/tonと想定した際の収入試算等)を示す。8.1.2項にて述べるが、今回の試算には、PEC Plonskが118 PLN/tonにて購入する条件を採用しているが、このうち20%は輸送費と仮定して、農家に渡る額は94 PLN/tonとなると想定している。

表 14 収穫頻度別の柳収穫量概算収益

- 収穫頻度：1年毎

1ha当たりの植付本数	20,000	40,000	60,000
収穫質量 [ton]	27.63	31.82	35.77
販売単価 [PLN/ton]	94	94	94
収入 [PLN]	2,597	2,991	3,362
製造単価 [PLN/ton]	36.42	37.46	38.51
製造費用 [PLN]	1,006	1,192	1,378
収益 [PLN]	1,591	1,799	1,985
単年度平均収益 [PLN]	1,591	1,799	1,985

- 収穫頻度：2年に1回

1ha当たりの植付本数	20,000	40,000	60,000
収穫質量 [ton]	57.86	63.5	71.22
販売単価 [PLN/ton]	94	94	94
収入 [PLN]	5,439	5,969	6,695
製造単価 [PLN/ton]	36.69	40.27	39.69
製造費用 [PLN]	2,123	2,557	2,827
収益 [PLN]	3,316	3,412	3,868
単年度平均収益 [PLN]	1,658	1,706	1,934

- 収穫頻度：3年に1回

1ha当たりの植付本数	20,000	40,000	60,000
収穫質量 [ton]	118.98	120.66	118.98
販売単価 [PLN/ton]	94	94	94
収入 [PLN]	11,184	11,342	11,184
製造単価 [PLN/ton]	33.3	35.47	38.16
製造費用 [PLN]	3,962	4,280	4,540
収益 [PLN]	7,222	7,062	6,644
単年度平均収益 [PLN]	2,407	2,354	2,215

この結果より、収穫周期は3年毎の場合が他の場合と比較して単位面積・単位期間当たりの収穫量が多いことが分かる。また同じ収穫周期の場合でも単位面積あたりの作付本数により収益性が変わることが分かる。

3.3.2 柳プランテーション開発・運用計画

(1)利用可能耕作地面積

耕作地として使用されていない土地、例えば河川敷の荒地等が活用可能であり、地域農業情報センター関係者はそのような土地を活用することを提案・推奨している。ただしその土地がどの程度の広さ確保できるかについては、現地でも正確には把握できておらず、本調査では情報を入手することができなかった。表 15 によると、本プロジェクトに活用できると考

えられる草地は、30km 圏内に約 11,000 ha あり、30～60km 圏内分もあわせると約 68,000 ha は存在している。もちろん本調査結果にて試算される必要面積を草地にて確保できるかは、現地での確認を経なければならず、懸案事項として列挙しておきたい。

表 15 Plonsk 市周辺地域の土地利用面積

	農耕地 [ha]				森林 [ha]	その他 [ha]
	耕作地	果樹園等	草地	牧草地		
30km 圏内	85,915	2,419	11,759	5,478	18,289	14,507
30～60km 圏内	317,370	2,533	56,465	37,104	98,574	54,654

またポーランド国内の農業用地は、その土壌条件により 7 段階(Soil Class ~ 、上クラス： , , a、中クラス： b、下クラス： ,) に区別されており、本調査にて入手できた情報は、土壌条件のよいところにて収穫されたものと聞いている。土壌条件により収穫量も変わるため、計画時には再度調査が必要である。

(2) 収穫量

3.3.1項にて、柳の収穫量は単位面積あたりの作付本数と収穫周期に依存することを述べた。そこで本プロジェクト実施時の柳プランテーション計画を立案するに当たり、ここでは現地で入手した実績値に基づいた収穫量と収益性を鑑みて、「収穫周期は 3 年毎、1 ha 当たりの作付本数は 20,000 本」の場合を想定する。その理由は (1) 収益性が優れている、(2) 収穫量も作付本数が 40,000 本よりも少ないものの、作付本数の差ほどの違いは見られず、むしろほぼ同程度の収穫量が得られる、という 2 点である。

最も収穫量は立地及び土壌条件に大きく依存するため、計画時にはその点に対する考慮も必要である。

そこで「1 ha 当たりの作付本数を 20,000 本」の場合、各苗木の植付け間隔を試算すると、図 11 に記載の各値は A=1.25m, B=0.75m, C=0.50m となる。A,B,C の値を決定する主な要素は、作付・収穫時にプランテーションにて使用する機械(トラクター等)のタイヤ幅である。実際今回の調査で訪問した農家の柳プランテーションでの実績は、A=1.25m, B=0.75m, C=0.40m であり、ここでのプロジェクトのほうが若干の余裕があるといえる。このとき、1ha 当たりの収穫量は 118.98 ton/3 年(表 14 参照)となる。

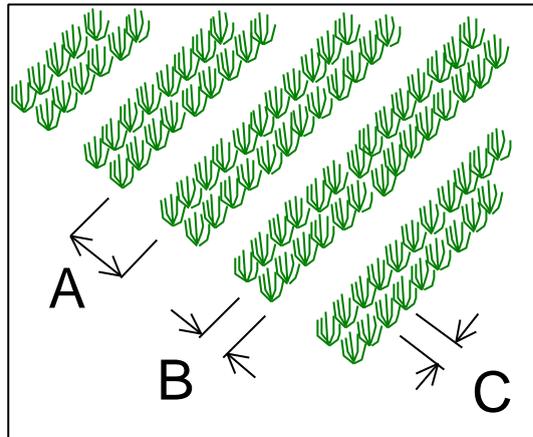


図 11 柳植付の間隔

(3)栽培・収穫計画

以下に柳植林の育成計画を述べる。

植付け

苗木の植付け時期は、理想的には霜が下りなくなった後がよいが、一般的には 12 月から最終 6 月位までは実施することができる。しかしながら遅い時期の植付けは、できれば避けるべきである。それは植付け後 1 年目の冬を迎えるに際し、1 年目の成長期間が長ければ長いほど、しっかりと成長してから越冬できるためである。以上を踏まえ、本計画では植付け時期を春季としている。

摘芽

植付け後 1 年目の冬季に、発育の調整・促進を目的として、地表 10cm の高さまでの刈り込み（摘芽・cutback）を行うのが通常である。この作業は冬季のできるだけ遅い時期に、しかしながら発芽する前に行う必要がある。そこで本計画もこれに従い、植付け後 1 年目の冬季に摘芽を行うものとする。

収穫

3 年毎に収穫をする場合が単位面積当たり・単位期間（1 年間）当たりの収穫量が一番多いので、本計画では収穫周期を 3 年毎とすることをすでに述べた。そこで摘芽作業も考慮に入れた初回柳収穫時以降 20 年間のスケジュールは、図 12 に示すようになる。

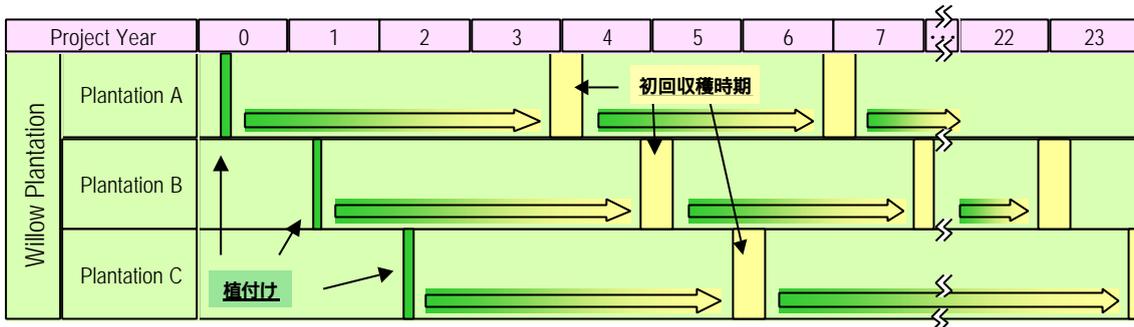


図 12 植付け・収穫スケジュール

摘芽作業も考慮に入れると、植付けから約3年半後に初めてバイオマス燃料を調達することができる。また一箇所のプランテーションからは3年毎にしか調達できないため、毎年1年間に必要な燃料量を調達するためには、少なくとも植付け時期が1年、及び2年異なる計3地点（Plantation A, Plantation B, Plantation C）を準備する必要がある。

(4)燃料貯蔵・輸送計画

燃料は、PEC Plonskにて消費される年間必要量を、前項で述べたプランテーション一箇所（Plantation A もしくは Plantation B もしくは Plantation C）から調達されるものとする。作業時期は毎年11月から3月にかけて伐採を行い、刈り取った後の植林場にて貯蔵・自然乾燥させる。自然乾燥が完了したのち、PEC Plonskでの燃料消費量及び貯蔵量を考慮し、トラックにて輸送するものとする。

3.3.3 燃料性状

柳燃料性状については、収穫時と燃料使用時との発熱量及び質量に関して、以下のように考える。

(1)発熱量

収穫直後の柳枝の水分量は40～50%（質量比）であるといわれている。具体的に、ポーランドにて収集したサンプルデータを表16に示す。

表 16 収穫直後の柳枝水分量

収穫周期	収穫直後の水分 [wt%]	灰分（乾燥柳換算）
1年に1回	52.1 %	2.12 %
2年に1回	50.1 %	1.87 %
3年に1回	46.0 %	1.28 %

本計画では、収穫された柳を植林場にて自然乾燥させて、その後 PEC

Plonsk へ搬送することを想定している。自然乾燥では水分含有量が約 2 ヶ月間で 30%程度にまで乾燥させることができるといわれており、そこで本調査では収穫直後が 46% (表 16 参照) 収穫後プランテーションに放置し、自然乾燥された後では 35%まで水分含有量が下がるものとの仮定し、今後の試算を行うものとする。

水分含有量による発熱量変化は、理論的に以下の式で概算することができる。

水分量 wt% 時の発熱

$$\begin{aligned} &= \text{完全乾燥時の発熱量} \times (1 - \text{wt}\%) - \text{水} (25^\circ\text{C}, 101.3 \text{ kPa}) \text{の潜熱量} \times \text{wt}\% \\ &= 19.5 [\text{GJ/ton}] \times (1 - \text{wt}\%) - 2.442 [\text{GJ/ton}] \times \text{wt}\% [\text{GJ/ton}] \end{aligned}$$

先ほどの仮定では、水分量 35%時を想定しているなので、その場合の発熱量は次のようになる。

水分量 35%時の発熱

$$\begin{aligned} &= 19.5 \times (1 - 0.35) - 2.442 \times 0.35 \\ &= \mathbf{11.8 [\text{GJ/ton}]} \end{aligned}$$

以下この値を燃料の発熱量として採用することとする。

(2)質量

上述したとおり、収穫直後の含有水分量を 46%、自然乾燥した後に PEC Plonsk へ搬送する際の含有水分量は 35%であるとの仮定では、ボイラ投入燃料量と植林場での生産質量とでは、乾燥された水分量だけの差がある。

必要収穫量

$$\begin{aligned} &= \text{ボイラ投入必要量} \times (1 - 0.35) \div (1 - 0.46) \\ &= \text{ボイラ投入必要量} \times 1.2037 \end{aligned}$$

以下、柳プランテーションにて必要収穫量、及びプランテーション面積を試算する際に考慮する。

3.3.4 柳プランテーション必要面積

3.2 項にて試算した PLAN 1 及び PLAN 2 実施時に必要な柳燃料量を調達するのに必要な柳プランテーションでの収穫量及びその面積について検討する。

(1)PLAN 1

PLAN 1 実施時に必要なボイラ投入燃料量は、3.2.2(2)項より 23,143 ton/年である。従って

プランテーションにて収穫すべき量

$$= 23,143 \times 1.2037 = 27,858 \text{ ton(水分 46\%の柳)}$$

となる。

3.3.2(2)項より3年周期収穫の場合、収穫量は118.98 ton/haであるので、プランテーション一箇所あたりの必要面積は以下ようになる。

$$\text{最低必要面積} = 27,857 \text{ ton} \div 118.98 \text{ ton/ha} \quad 235 \text{ ha}$$

プランテーションは3箇所必要であるから、総面積にして約705 ha必要である。

(2)PLAN 2

PLAN 2 実施時に必要なボイラ投入燃料量は、3.2.3(2)項より45,997 ton/年である。従って

$$\begin{aligned} & \text{プランテーションにて収穫すべき量} \\ & = 45,997 \times 1.2037 \quad 55,367 \text{ ton(水分46\%の柳)} \end{aligned}$$

となる。

PLAN 1の時と同様に試算すると、プランテーション一箇所あたりの必要面積は以下ようになる。

$$\text{最低必要面積} = 55,367 \text{ ton} \div 118.98 \text{ ton/ha} \quad 466 \text{ ha}$$

この場合も3箇所必要であるから、総面積にして約1,398 ha必要である。

3.3.5 計画実現化における課題

前述のとおり、いずれの計画においてもプランテーションに相当な面積が必要なことがわかった。

ところが、Plonsk市周辺の農民が所有しているのは平均して10~20ha程度であり、700~1,400haという面積農地を個人レベルで有している農家は存在しないのが現状である。そのため、計画的な柳育成・収穫をする意味でも、柳燃料の調達計画具体化の際には、各個人が所有する農地の活用を、統括管理する組織が必要不可欠であると考ええる。

しかしながら、現在のポーランドの法律上、農地を所有できるのは農民個人であり、法人が農地を所有はできない。法人が所有するために、現在の農地を「その他用地」に変更させることも可能であるが、その場合には固定資産税の負担が増加してしまうという問題が発生する。これでは農地利用の優位性が奪われてしまう。

そこで柳プランテーション計画を実現化させるためには、PEC Plonsk に対して責任を持って燃料を供給できるよう、広大な農地の活用を統括管理できる法人を組織し、その法人が農地を所有し、柳プランテーションを実施できるよう、ポーランド国内での農業分野の規制緩和が必要であると考ええる。

土地所有に関する規制はEU加盟後一定期間の移行期間を経過してEU基準に変更され、いずれは外国法人が土地所有できるように変更されるも

のと予想されているが、現時点での見通しは不明である。

現時点では、プロジェクトの実現化にあたっては、この点が障壁となる可能性が高いと考える。

3.4 プロジェクト実施スケジュール

3.1.2(8)項、および3.1.3(10)項にて、それぞれ PLAN 1、PLAN 2 実施の際に要する工期について、以下の期間が必要であることを述べた。

PLAN 1

- 設計業務：2ヶ月
- 機器製造・現地輸送期間と現地基礎工事（同時並行）：8ヶ月
- ボイラ改造と燃料取扱設備の建設：3ヶ月
- 試運転：1.5ヶ月

合計約 15ヶ月となる。

PLAN 2

- 設計業務：2ヶ月
- 機器製造・現地輸送期間と既設ボイラ撤去を含む現地基礎・建屋工事：9ヶ月
- CHP 機器と燃料取扱設備の建設：4.5ヶ月
- 試運転：2.5ヶ月

合計約 18ヶ月となる。

さらに3.3.2項にて、収穫周期を3年とした場合の柳プランテーション開発計画について説明したが、本プロジェクトでは、4.2.2項にて詳しく述べるが、CO₂クレジット獲得期間を2008～2012年の5年間を想定しているため、2008年にプロジェクトを開始させる必要がある。仮に現時点から最短の2005年春に柳苗木の植付けを実施したとしても、2008年には摘芽後2年目の柳しか入手できない（図13の Plantation A）。そのため不足分は他燃料を調達する必要がある。対策として考えられるのは、他バイオマス燃料を購入するか、もしくは現在使用している石炭を使用するかである。他バイオマス燃料の調達可否については調査ができていないため、懸案事項として残るものの、ここでは他木質バイオマス燃料が調達可能であり、調達するものと仮定する。

以上の条件を踏まえたプラント改造（PLAN 1）もしくはプラント取替計画（PLAN 2）の実施スケジュール案を図13に示す。

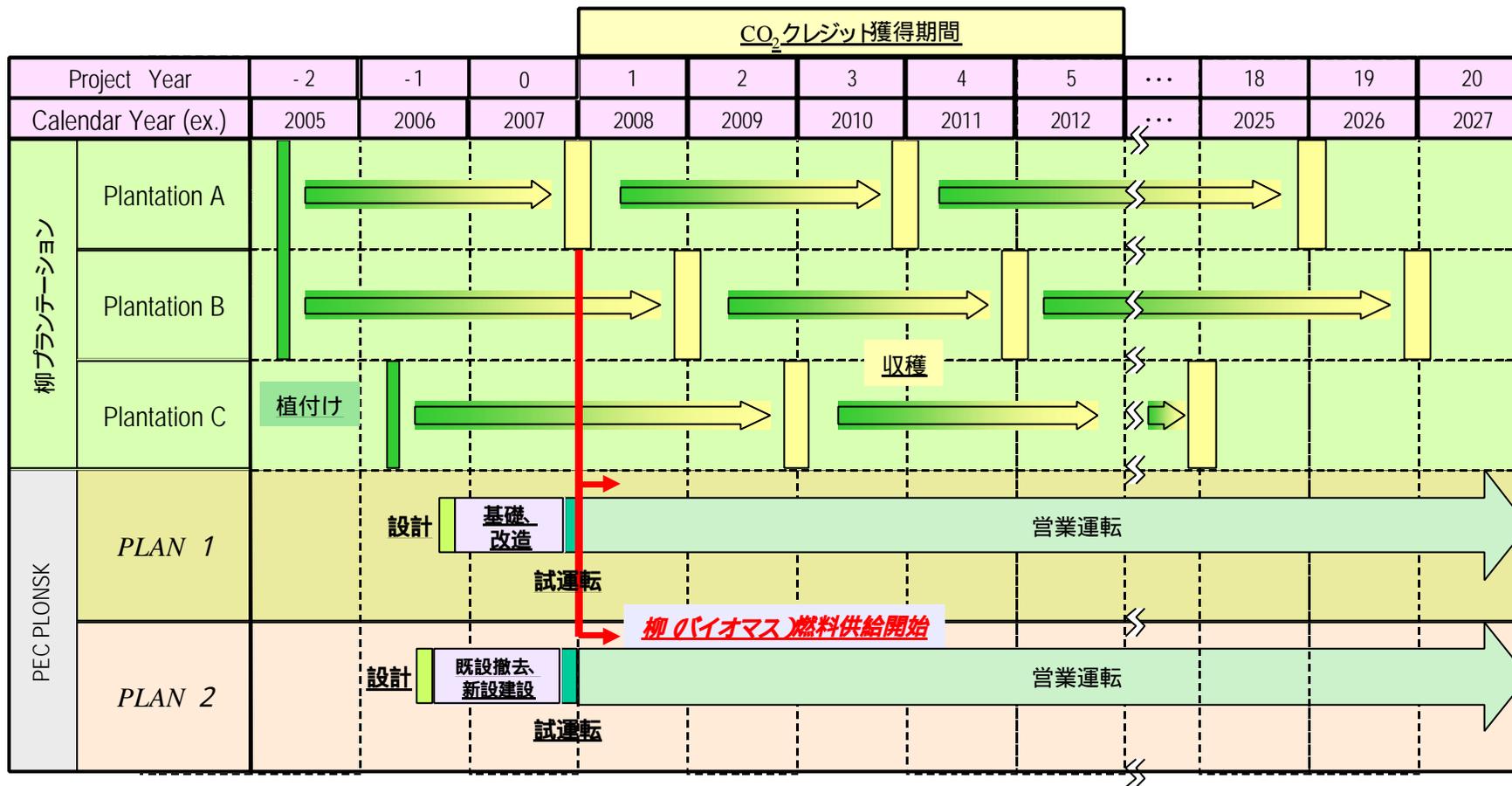


図 13 プロジェクト実施スケジュール案

4. 温室効果ガス排出量に関する調査

4.1 ベースライン

化石燃料を燃焼するボイラからは、燃料の燃焼に伴い CO₂（二酸化炭素）などの温室効果ガスが排出され、その排出量は燃料消費量及び各燃料固有の排出係数（排出原単位）の積より求められる。従って、効率の低いボイラ設備ほど単位発熱量当たりの燃料消費量が多くなり、温室効果ガスの排出量が多くなる。

本調査対象である PEC Plonsk では地域暖房用熱供給ボイラを運転しているが、設備老朽化による効率低下が著しい状態であることを考えると、単位出力量当たりの温室効果ガス排出が建設当初と比較して増大していると予想される。

ここでは、本プロジェクトにおける温室効果ガス排出要素の抽出を行い、プロジェクト全体に与える影響の大きなものを選定し、プロジェクトバウンダリーを設定する。また、本プロジェクトがなかった場合のシナリオとして、ベースラインを設定する。

4.1.1 温室効果ガス排出要素の抽出

石炭及び木質バイオマスを燃焼する場合に排出される温室効果ガスとしては、二酸化炭素、メタン、亜酸化窒素が考えられるが、一般的にメタン、亜酸化窒素の排出量は少ないため、本プロジェクトでは温室効果ガスとして「二酸化炭素 CO₂」を検討対象とする。

なお、植林された木質バイオマスを利用した燃料はカーボンニュートラルであるため、木質バイオマス燃焼による温室効果ガスの排出はカウントしない。

4.1.2 プロジェクトバウンダリーの設定

現在 PEC Plonsk が実施している熱供給事業活動の中で、CO₂（温室効果ガス）を排出しうる主な活動は、以下のものが想定される。

- 燃料の採掘
- 燃料の輸送
- 燃料の燃焼
- 熱供給設備運転に伴う電力消費

プロジェクトバウンダリーを設定するに際し、上記要素の中で考慮に入れるのは、「燃料の燃焼」及び「熱供給設備運転に伴う電力消費」とする

(図 14参照)。

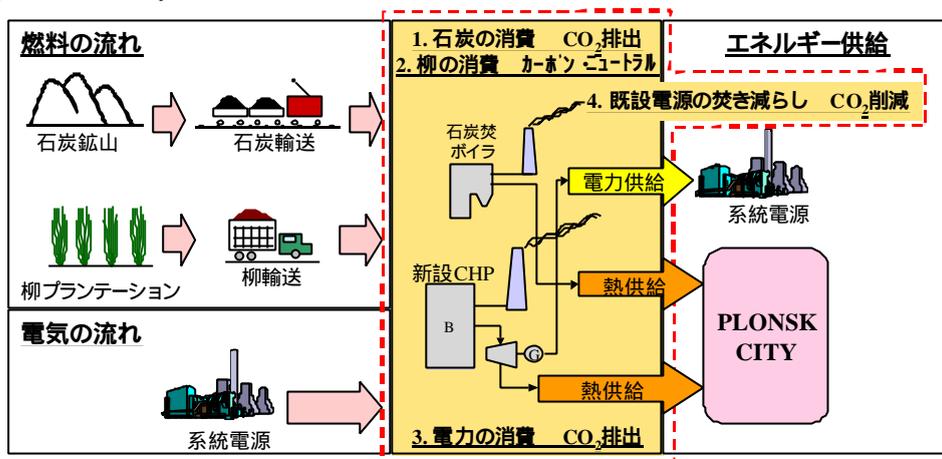


図 14 プロジェクトバウンダリー

その理由は、

- 「燃料の採掘」については、石炭採掘時の諸活動に伴う温室効果ガス排出量が木質バイオマス燃料である柳の伐採活動から生ずる温室効果ガス排出量に比べてはるかに大きく、柳バイオマスに燃料転換することで温室効果ガス排出は削減されるが、その削減量のモニタリングデータの精度を勘案し、あえて削減量としてカウントしない。
- 「燃料の輸送」時における温室効果ガス排出量は、燃料燃焼時及び電力消費時の排出量と比較して無視しうるほど少なく、また正確で信頼できるデータがない

の二点である。

「燃料の採掘」については、ベースラインとなる「石炭の採掘」の排出量の方が大きいいため、排出削減量は、控えめ(conservative)となる。

よって、本プロジェクトのプロジェクトバウンダリーは、「燃料の燃焼」及び「熱供給ボイラ運転に伴う電力消費」を温室効果ガス排出の対象とする PEC Plonsk の主要設備の周辺に限るものとする。このプロジェクトバウンダリーの考え方についてはポーランド政府側もすでに了承しており、双方の了解事項である。

4.1.3 ベースラインの設定

「ベースラインアプローチ」としては、CDM Modalities and Procedures の 48(a) Existing actual or historical emissions, as applicable を適用し、「ベースライン」は既設のプラントが石炭にて熱供給を継続することとし、ベースライン排出量の算定には、現時点でのプラント運転実績値を利用することとする。ただし、毎年の熱需要は天候や温度変化により変化し、ベースラ

インとなる石炭消費量も変動するため、当該年のベースライン排出量は熱需要にあわせ変化するものとする。また、プラント内にて消費する系統電源から受電する電力量についても、熱需要に合わせて変動するものとする。

本調査におけるベースライン排出量の算定には、ポーランド政府への申請時点で入手できる最新のデータを用いた PEC Plonsk の熱供給原単位、およびポーランド国内の基幹系統全電源平均 CO₂ 排出原単位を用いることとする。本報告書では現時点で入手できる最新のデータとして 2002 年のデータを用いる。また、PLAN 2 の電力供給のベースラインについては、本プロジェクト実施に発生する電力量が、本プロジェクトがなかりせば系統電力より供給されるとの考えに基づいた設定を行う。

ベースラインにおける温室効果ガス排出量は、燃料（石炭）消費量と熱供給量から計算した熱供給の原単位とポーランド国内の基幹系統の全電源平均 CO₂ 排出原単位より算定する。2002 年 1 年間の熱供給量・燃料（石炭）消費量、消費電力量は PEC Plonsk から提供された運転データの具体的な値は以下のとおり（以降、本報告書では現時点での入手できるデータの最新年である 2002 年をベース年として算出する）。

- 年間熱需要：204,029 GJ/年
- 石炭消費量：16,000 ton/年
- 所内消費電力量：2,350 MWh/年
- 基幹系統の全電源平均 CO₂ 排出原単位：0.9852kg- CO₂/kWh

当該年のベースライン排出量は、

PLAN1

= 石炭燃焼に伴う排出 + 所内消費電力に伴う排出
= 熱供給の CO₂ 排出原単位(ベース年値) × 温水供給量(当該年値) + 全電源平均 CO₂ 排出原単位(ベース年値) × 所内消費電力量(ベース年値) × 熱需要(熱供給量)変動補正(当該年値)

PLAN 2

= 石炭燃焼に伴う排出 + 所内消費電力に伴う排出 + CHP 設備からの発電による基幹系統の電力の削減
= 熱供給の CO₂ 排出原単位(ベース年値) × 熱供給量(当該年値) + 全電源平均 CO₂ 排出原単位(ベース年値) × 所内消費電力量(ベース年値) × 熱需要変動補正(当該年値) + 全電源平均 CO₂ 排出原単位(ベース年値) × 発電電力量(当該年値)

から計算できる。

ただし、当該年(2008～2012)の熱需要（熱供給量）変動補正值は現時点では不明であり、本報告書ではベース年を 2002 年としているため、1 と

して計算する。

ここで、熱供給の原単位および全電源平均 CO₂ 排出原単位の値は、クレジット期間を通して変更しない。ただし、ポーランド国内の電力情勢等に大きな変化があれば、全電源平均 CO₂ 排出原単位の値は適宜見直しするものとする。

4.1.4 リークージ

本プロジェクトでは、「燃料の採掘」や、「燃料の輸送」の排出量はカウントしていないが、4.1.2項で記載したとおり、排出削減量は控えめ (conservative) となる。また、本プロジェクト実施により減らされる石炭の使用量は、ポーランドで使用される石炭の量に比べ非常に少ないため、温室効果ガスの排出を増加させるような他のプロジェクトへ影響を与えることは想定しがたい。よって、本プロジェクトのリークージはないと考えられ、間接的に CO₂ を増大させるような影響はほとんどないと考えられる。

4.2 プロジェクト活動及びクレジットの期間

4.2.1 プロジェクト活動期間の設定

プロジェクト活動期間は、前述した PLAN 1 及び PLAN 2 とともに 20 年と想定する。

PLAN 1 は、現状の設備に対する改造であるため、流用部位については新製品ほど長寿命ではないと考えられるが、20 年であれば大型修繕を実施しなくても運用可能と想定し、設備耐用年数を 20 年とした。実際には今回行った調査以上の詳細な現地調査を実施し、寿命評価をしなければ定量的な判断ができない。

また PLAN 2 では新設備であるため、通常 25 年程度は使用可能と想定できるが、ここでは余裕を見て 20 年とした。

4.2.2 クレジット獲得期間の設定

本プロジェクトの CO₂ クレジット獲得期間については、第 1 約束期間である 2008 年～2012 年の 5 年間とする。

これは、第 2 約束期間以降の約束期間の時期、期間等については未定であることから、ポーランド国環境省としても認めない可能性が高いとの示唆を、国家環境保護・水資源管理基金より得たからである。

4.3 モニタリング方法と計画

本プロジェクトのモニタリングは、質量計や電力計等の計器を用い、直接データを測定するものである。これらの計器を用いる測定が最も実績のある、信頼できる方法であり、これらのデータは定期的に収集される。また、バイオマス燃料は仕入れ伝票などにより天然木の伐採によるバイオマス燃料でないことを確認し、リーケージを見逃さないようにする。

当該年のベースライン排出量はモニタリングした温水供給量(熱需要)の増減にあわせ変化する。よって、当該年のベースライン排出量は都度毎年のデータとともに計算される。また、プラント内にて消費する電力量についても、温水供給量(熱需要)の増減に合わせてリニアに変動するものとし、都度計算される。

また、ポーランド国内の電力情勢等に大きな変化があれば、全電源平均 CO₂ 排出原単位の値は適宜見直しするものとする。

4.3.1 モニタリングデータ

以下のデータをモニタリングする。

- 石炭消費量
- 温水供給熱量
- 系統から購入した電力量
- CHP 設備により発電された電力量(PLAN 2)

4.3.2 具体的なモニタリングデータの収集方法の検討

石炭消費量については、石炭投入量を質量計にてモニタリングを実施し、毎時記録する。温水供給熱量については、温水供給量および温度のモニタリングを実施し、毎時記録した上で算出する。系統から購入した電力量については、3ヶ月の購入電力量の請求より記録する。また、CHP 設備により発電された電力量については、発電端の電力量計にてモニタリングし、毎日記録する。

4.4 温室効果ガス削減効果

ここでは、提案したプロジェクトを実施した際に、熱供給プラントから排出される温室効果ガスの量を試算し、各プロジェクト実施時の効果(温室効果ガス削減量)について確認する。

4.4.1 活動による温室効果ガス排出量の算定

(1) ベースライン排出量の算定

当該年のベースライン排出量は、天候や温度変化により毎年の温水供給量(熱需要)が変化する(ベースラインとなる石炭消費量が変動する)ため、当該年のベースライン排出量は温水供給量(熱需要)にあわせ変動する。よって、CO₂ 排出原単位算出のためのベース年(本報告書では 2002 年)の熱供給の原単位および全電源平均 CO₂ 排出原単位を使うことにより算定する。PLAN 1 及び PLAN 2 はそれぞれ以下のとおりとなる。

PLAN 1 のベースライン排出量

= 石炭燃焼に伴う排出 + 所内消費電力に伴う排出

= 熱供給の CO₂ 排出原単位(ベース年値) × 温水供給量(当該年値) + 全電源平均 CO₂ 排出原単位(ベース年値) × 所内消費電力量(ベース年値) 熱需要(熱供給量)変動補正(当該年値)

PLAN 2 のベースライン排出量

= 石炭燃焼に伴う排出 + 所内消費電力に伴う排出 + CHP 設備からの発電による基幹系統の電力の削減

= 熱供給の CO₂ 排出原単位(ベース年値) × 温水供給量(当該年値) + 全電源平均 CO₂ 排出原単位(ベース年値) × 所内消費電力量(ベース年値) 熱需要(熱供給量)変動補正(当該年値) + 全電源平均 CO₂ 排出原単位(ベース年値) × 発電電力量(当該年値)

ただし、当該年(2008~ 2012)の熱需要 (熱供給量)変動補正值は現時点では不明であり、本報告書ではベース年を 2002 年としているため、1として計算する。

諸元

ベースライン温室効果ガス排出量を試算するに使用した諸元値を表 18 に示す。燃料使用量及び所内電力量については、表 13 を参照のこと。

表 17 ベースライン時の諸元

	値	単位	備考
F	16,000	ton/年	PEC Plonsk での 2002 年の石炭消費量実績値
Ec	21.0	GJ/ton	PEC Plonsk での受入石炭実績値
C	0.0258	t-C/GJ	炭素排出係数(IPCC)
	0.98		炭素の酸化比率係数
P	2,350	MWh/年	PEC Plonsk での 2002 年所内電力量実績値
Ce	0.9852	t-CO ₂ /MWh	ポーランド共和国の基幹系統の全電源平均 CO ₂ 排出原単位
Hd	248,403	GJ/年	2002 年熱供給量
Hd'	- (248,403)	GJ/年	当該年(2008～2012 年)の熱需要実績値、本報告書では 2002 年値で計算
GP _{CHP}	24,408	MWh/年	CHP 設備運転による想定発電電力量
R	- (1)	-	ベース年に対する当該年(2008～2012 年)の熱供給量実績の増減比率、本報告書では 2002 年値(=1)で計算

ベースライン排出量

上記諸元より、石炭燃焼に伴う CO₂ 排出量、所内消費電力に伴う CO₂ 排出量、基幹系統電力の CO₂ 排出量(CHP 設備からの送電分)を計算することによりベースライン排出量を計算する。

石炭燃焼に伴う CO₂ 排出量

熱需要変動に対応するため、ベース年(2002 年)の熱供給の CO₂ 排出原単位を用いて計算する。

- ベース年の石炭燃焼に伴う排出量

$$= F \times Ec \times C \times 44/12 \times 0.98 = 16,000 \times 21.0 \times 0.0258 \times 44/12 \times 0.98$$

$$= 31,150 \text{ [t-CO}_2\text{/年]}$$
- ベース年熱供給量

$$= Hd = 248,403 \text{ [GJ/年]}$$
- 熱供給の CO₂ 排出原単位

$$= 31,150/248,403$$

$$= 0.1254 \text{ [t-CO}_2\text{/GJ]}$$
- 各当該年における熱供給に伴う排出量

$$= 0.1254 \times Hd'$$

$$= 0.1254 \times 248,403 \text{ (2002 年値で計算)}$$

$$= 31,150 \text{ [t-CO}_2\text{/年]}$$

所内消費電力に伴う CO₂ 排出量
 (熱需要変動に対応するため、ベース年(2002年)の熱需要と当該年の熱需要の比率を用い計算する。)

$$= P \times Ce \times R$$

$$= 2,350 \times 0.9852 \times 1(2002 \text{ 年値で計算})$$

$$2,315 \text{ [t-CO}_2\text{/年]}$$

CHP 設備からの送電による基幹系統電力の CO₂ 削減量

$$= GP_{\text{CHP}} \times Ce = 24,408 \times 0.9852$$

$$24,047 \text{ [t-CO}_2\text{/年]}$$

よって、ベースライン排出量は PLAN 1、PLAN 2 で以下のとおりとなる。

PLAN 1 のベースライン排出量

$$= 31,150 + 2,315 = \underline{\underline{33,465 \text{ [t-CO}_2\text{/年]}}}$$

PLAN 2 のベースライン排出量

$$= 31,150 + 2,315 + 24,047 = \underline{\underline{57,512 \text{ [t-CO}_2\text{/年]}}}$$

(2)PLAN 1

諸元

PLAN 1 実施時の温室効果ガス排出量を試算する際に使用した諸元値を表 18 に示す。消費石炭量及び消費電力量については、表 13 を参照のこと。

表 18 PLAN 1 実施時の諸元値

	値	単位	備考
Q _{IWR-10}	183,809	GJ/年	柳焚き WR-10 による供給量
Q _{IWRp-23}	64,594	GJ/年	石炭焚き WRp-23 による供給量
FI _{WRp-23}	3,915	ton/年	WRp-23 にて消費される石炭量
Ec	21.0	GJ/ton	PEC Plonsk での受入石炭実績値
C	0.0258	t-C/GJ	炭素排出係数(IPCC)
	0.98		炭素の酸化比率係数
PI _{WR-10}	2,045	MWh/年	WR-10 運転による消費電力量
PI _{WRp-23}	935	MWh/年	WRp-23 運転による消費電力量
Ce	0.9852	t-CO ₂ /MWh	ポーランド共和国の全電源平均排出原単位

排出量

PLAN 1 実施時の排出量は以下ようになる。

- プラントからの排出量

$$= FI_{WRp-23} \times Ec \times C \times 44/12 \times 0.98 = 3,915 \times 21.0 \times 0.0258 \times 44/12 \times 0.98$$

$$7,622 \text{ [t-CO}_2\text{/年]}$$

- 系統受電に伴う排出量

$$= (PI_{WR-10} + PI_{WRp-23}) \times Ce = (2,045 + 935) \times 0.9852$$

$$2,936 \text{ [t-CO}_2\text{/年]}$$

- 総排出量

$$= 7,622 + 2,936$$

$$= \underline{\underline{10,558 \text{ [t-CO}_2\text{/年]}}}$$

(3)PLAN 2

諸元

PLAN 2 実施時の温室効果ガス排出量を試算する際に使用した諸元値を表 19 に示す。消費石炭量、消費電力量及び発電電力量については、表 13 を参照のこと。

表 19 PLAN 2 実施時の諸元値

	値	単位	備考
QI _{CHP}	197,216	GJ/年	柳焚き CHP による供給量
QI _{WR-10}	3,040	GJ/年	石炭焚き WR-10 による供給量
QI _{WRp-23}	48,147	GJ/年	石炭焚き WRp-23 による供給量
FII _{WR-10}	206	ton/年	WR-10 にて消費される石炭量
FII _{WRp-23}	2,918	ton/年	WRp-23 にて消費される石炭量
Ec	21.0	GJ/ton	PEC Plonsk での受入石炭実績値
C	0.0258	t-C/GJ	炭素排出係数(IPCC)
	0.98		炭素の酸化比率係数
PII _{CHP}	4,036	MWh/年	CHP 運転による消費電力量
PII _{WR-10}	32	MWh/年	WR-10 運転による消費電力量
PII _{WRp-23}	935	MWh/年	WRp-23 運転による消費電力量
GP _{CHP}	24,408	MWh/年	CHP 運転による発電電力量
Ce	0.9852	t-CO ₂ /MWh	ポーランド共和国の全電源平均排出原単位

排出量

PLAN 2 実施時の排出量は以下ようになる。

- プラントからの排出量

$$= (FII_{WR-10} + FII_{WRp-23}) \times Ec \times C \times 44/12 \times 0.98$$

$$= (206 + 2,918) \times 21.0 \times 0.0258 \times 44/12 \times 0.98$$

$$6,082 \text{ [t-CO}_2\text{/年]}$$

-
- 系統受電に伴う排出量
= $(PII_{\text{CHP}} + PII_{\text{WR-10}} + PII_{\text{WRp-23}}) \times Ce$
= $(4,036 + 32 + 935) \times 0.9852$
4,929 [t-CO₂/年]
 - 総排出量
= 6,082 + 4,929
11,011 [t-CO₂/年]

4.4.2 本プロジェクト実施による効果（温室効果ガス削減量）

(1) PLAN 1 による温室効果ガス削減効果

前項の結果から、削減効果は次のとおりになる。

33,465 t-CO₂/年(ベースライン排出量) - 10,558 t-CO₂/年(PPLAN 1 時排出量)

$$= \underline{\underline{22,907 \text{ t-CO}_2/\text{年}}}$$

(2) PLAN 2 による温室効果ガス削減効果

この時も同様、削減効果は次のとおりになる。

57,512 t-CO₂/年(ベースライン排出量) - 11,011 t-CO₂/年 (PLAN 2 時排出量)

$$= \underline{\underline{46,501 \text{ t-CO}_2/\text{年}}}$$

5. 温室効果ガス以外の環境影響

本節では、本プロジェクトにおいて温室効果ガス以外で環境影響が懸念される要素を抽出し、環境規制値等を指標として影響評価を実施する。

5.1 排出濃度

環境規制物質（SO₂、NO₂、Ash）の排出濃度については、3.1.2項及び3.1.3項で述べたとおり、規制値以下であり問題ない。

5.2 年間排出量

環境規制物質の年間総排出量については、PLAN 1 および PLAN 2 についてそれぞれの運転パターンに基づいて算出した。両プラントとも規制値以下であり、問題はない。

表 20 環境規制物質の年間総排出量

排出物	排出量 [ton/年]		規制値 [ton/年]
	PLAN 1	PLAN 2	
SO ₂	64.2	64.0	192.3
NO ₂	35.1	56.9	57.8
Ash	21.9	28.1	42.8

6. その他の間接影響

6.1 本プロジェクトが持続可能な開発に貢献できる点

ポーランド共和国にとって、EU加盟を目前に控え（2004年5月加盟予定）再生可能エネルギーの普及は喫緊の課題であるため、本プロジェクトのような木質バイオマス導入に関する提案には非常に前向きに受け入れてくれているようである。またこれはただ「再生可能エネルギー比率の向上」に資するだけでなく、現在燃料として使用している「石炭」を「木質バイオマス」に転換する結果、燃焼に伴う環境汚染物質（SO_x、NO_x、ばいじんなど）を削減することが可能であり、ひいてはPlonsk市及びポーランド共和国の大気汚染対策として貢献できると期待される。

さらに新設 CHP 設備を導入する場合は、30年以上前に建設され老朽化の著しい設備と比較しても、単に設備が新しくなるというだけでなく、現在のモノジェネレーションからコジェネレーションという新たな技術導入による熱効率改善が期待できる。ポーランド共和国内には、PEC Plonsk 所有の設備と同世代の熱供給プラントが現在でも現役設備として稼動しており、本プロジェクトは同様の他プラントにも適用可能であると期待している。

7. 利害関係者からのコメント

本節では、現地調査時に聴取できた利害関係者のコメントを報告する。

7.1 Plonsk 市及び PEC Plonsk

バイオマス燃料を利用した熱電併給システムのプロジェクトの提案は、同市にとって本プロジェクトが初めてである。多くの関係者が関与し、各々が裨益することになると思うが、農業従事者も裨益することも大切であり、新たな雇用創出につながればと考えている。

また、現在市民へ供給している暖房用熱の価格を上げることがないようにしてもらいたいとのコメントも得た。

7.2 Plonsk 地域農業情報センター

Plonsk 地域農業情報センターは、将来の EU 加盟に向けて、EU 市場で競争していけるようにポーランドの農業事情の改善だけでなく、国内農業発展のための国家政策を実施する役割を担っている組織である。

同センターからは Plonsk 市周辺の農業事情についての話を入手した。ポーランド国は、EU 加盟を控えて新たな農地活用を模索している段階であり、本プロジェクトがポーランド全土での実施が期待できるとして、歓迎の考えを得た。

また柳の収穫量に関しては、土壌の肥沃度の違いにより収穫量が大きく異なり、Plonsk 地域の土壌では、過去の経験から収穫量が最大でも 30[ton/ha] 程度（今回の試算に採用したデータは 39.66[ton/ha]）であるとのコメントを得た。

7.3 柳植林農業家

Plonsk 市より約 50km 北西の地点にて、柳の苗木を生産する農家を訪問した。Plonsk 市周辺の農業事情や、柳生育に必要な情報を収集した。

現在、柳の植林はその将来性への期待から、農業事業家の間でも注目されているとの話であった。Plonsk 市周辺の郡には約 13,000 ha の植林場に適した場所があるとの意見を得た。

7.4 ポーランド共和国・農業省

本プロジェクトに対する農業省の意見を聞くため訪問し、柳植林そのものは環境に対して良い影響を与えることから、植林サイトに関する環境アセスメントの必要はないとする考えを得た。

また農業省は、農民の生活改善のために投資していく必要があると考えており、本プロジェクトに対する将来的な支援の考えを得た。しかし、ポーランド政府は、予算が限られている状態であり、農民に補助金を付与することが難しいとの意見であった。

7.5 ポーランド共和国・環境省

本プロジェクトのプロジェクト設計書(PDD)案については、いくつかの技術的な質問はあったが、特に問題点なしとして(PDD案として)了承を得た。

また、ポーランド国内で実施する温室効果ガス削減プロジェクトは、EU域内の排出量取引の対象となるため、EUアローワンス割当施設の対象となるものの、JIプロジェクトとしても認められる可能性があり、JIプロジェクトの削減量(ERU)としてEU域外に移転可能であるとのことである。

本プロジェクトについても同様で、EUアローワンスの割当対象となるが、JIプロジェクトの対象ともなり、EU域外に移転可能であるとの情報を得た。

ERUとしてどの程度EU以外の附属書I国に移転できるかは、プロジェクト毎に異なり、ポーランド政府との交渉次第であるとのコメントを得た。

7.6 国家環境保護・水資源管理基金(ポーランドのJI申請機関)

本プロジェクトのPDD案資料について説明し、クレジット期間は2008~2012年の第1約束期間のみにすべきといった指摘はあったものの、基本的には本PDD骨子案の内容で特に問題なしとのコメントを得た。

7.7 Plock Electric Power Company Inc. (現地配電会社)

バイオマス焚き CHP 設備を導入した場合の、電力売買に関する可能性について意見交換を実施した。Plock Electric Power Company Inc.のグリーン電力導入目標が2010年時点で全販売電力量の10%(現在は2.65%)であり、積極的に購入していく意向があることを確認できた。

8. プロジェクトの経済性評価

本節では、本プロジェクトを実施するために必要な経費や副収入を試算するとともに、IIプロジェクトとして具体化するための資金計画を立案する。あわせてプロジェクトの事業性を評価できる指標や費用対効果を試算し、事業性を評価する。

8.1 必要経費・収入

8.1.1 初期投資額予算

設備機器及び材料の見積りについては、日本国内での実績額を元に積算し、日本 ポーランド間の輸送費を加算している。設備の据付工事等の現地業務は、現地作業員にて実施することを想定している。PLAN 1 及び PLAN 2 のプロジェクトコスト（概算）を表 21,表 22に示す。

表 21 PLAN 1 プロジェクトコスト

項目	内訳	価格(百万 PLN)
破砕設備	燃料供給テーブル	3.9
	燃料供給コンベア	
	ドラムチップパー	
	チップ供給コンベア	
	チップサイロ(2,000m ³)	
	サイロ払出しコンベア	
燃料処理システム	燃料移送コンベア	0.2
燃料投入設備		0.1
ボイラフロント改造		0.4
	(合計)	4.6

表 22 PLAN 2 プロジェクトコスト

項目	内訳	価格(百万 PLN)
破砕設備	燃料供給テーブル	3.9
	燃料供給コンベア	
	ドラムチッパー	
	チップ供給コンベア	
	チップサイロ(2,000m ³)	
	サイロ払出しコンベア	
燃料処理システム	燃料移送コンベア	0.2
ボイラ		6.2
環境対策設備		2.9
煙風道系統関係設備		0.5
灰処理システム		0.1
給水関係設備		0.8
水処理設備		0.5
蒸気タービン&発電機		8.6
熱交換器		0.4
計装機器類		0.9
エンジニアリング		1.1
機器据付工事		4.5
輸送費		1.0
既存 OR-16 除却費		0.5
送電設備関連		0.9
	(合計)	33.0

8.1.2 プロジェクト費用とプロジェクト収入

(1)前提条件

本項では、PLAN 1 および PLAN 2 の各々の場合において、3.2.2項,3.2.3項にて想定した運転によりエネルギー供給（熱供給、もしくは熱電併給）を実施した際に発生する費用と収入を試算する。それぞれを試算するにあたり、前提条件を表 23 に示す。

表 23 収支試算の前提条件

項目	条件	備考
為替レート		
ポ国 PLN 日本円	30 ¥/PLN	
発熱量		
石炭	21.0 GJ/ton	低位発熱量
柳(@水分 35%)	11.8 GJ/ton	低位発熱量
燃料購入価格		
石炭	205 PLN/ton	輸送費込み・税別
柳	10 PLN/GJ	輸送費込み・税別
柳(@水分 35%)	118 PLN/ton	=10 PLN/GJ x 11.8 GJ/ton
熱販売料金		
基本料金 (/月)	7,861.76 PLN/MW	税別
設備容量	23 MWth	
従量料金	25.19 PLN/GJ	税別
電力料金		
電力購入料金	203 PLN/MWh	
電力販売料金	250 PLN/MWh	グリーン電力優遇制度活用
灰販売単価		
灰単価	4 PLN/ton	
水処理関係費用		
水購入単価	4.92 PLN/ton	税別
排水処理単価	1.64 PLN/ton	税別
生石灰費用		
生石灰単価	300 PLN/ton	税別
人件費	1,865,036 PLN/年	収支報告からの実績値
既存設備修繕費	479,446 PLN/年	収支報告からの実績値
新設 CHP 修繕費	668,500 PLN/年	10年間計画の平均値
減価償却費	15年後残存価値なしの定額償却	
法人税率	19 %	

(2)エネルギー供給事業収支

本調査で仮定しているエネルギー供給プロジェクトができた場合の事業収支（単年度）について、試算結果を表 24 に示す。ただしここでは CO₂ クレジットによる収入を見込んではいない。

表 24 単年度収益試算結果

[百万 PLN]

項目	現状	PLAN1	PLAN2
事業収入			
熱供給	7.31	7.31	7.31
電力供給	0.00	0.00	6.10
収入合計	7.31	7.31	13.41
事業費用			
燃料費（石炭）	3.27	0.80	0.64
燃料費（柳）	0.00	2.73	5.43
所内電力費	0.47	0.60	1.01
水関係費	0.08	0.08	0.47
人件費	1.87	1.87	1.87
メンテナンス費	0.48	0.48	0.97
減価償却費	0.83	0.96	2.47
公租公課	0.33	0.33	0.33
その他費用	0.01	0.01	0.01
費用合計	7.33	7.85	13.19
年間収支	-0.02	-0.54	0.22

PLAN 1 を実施した場合には、燃料を石炭から柳（バイオマス）に変更するだけであり、改造によって収入の増加を期待することはできない。今回の検討では、燃料費が増加する（3.27 百万 PLN から 3.53 百万 PLN へ）ことが明らかになり、現状よりも収支状況が悪化（損失幅が拡大）し、減価償却が完了するまでのプラント運転開始後 15 年間は赤字営となってしまふ。これでは、プロジェクトそのものに経済的魅力がないといわざるを得ない。

一方で PLAN 2 を実施した場合には熱電併給に変わるため、収入の増加が期待できる。特に本プロジェクトで発電する電力はバイオマスエネルギーによるもののため、価格優遇制度を活用することが可能であり、安定した収益源となりえる。上表に示すとおり、単年度収支で収益を見込める可能性があることがわかった。

8.2 資金計画

プロジェクト総額は、PLAN 1 で約 1.5 億円、PLAN 2 で約 10 億円であるため、本プロジェクト自身の経済的の魅力さえ増せば、出資者及び融資者も現れるものと考えられる。また、再生可能エネルギー関連事業を補助対象としている基金がポーランド国内に存在し（ECO Fund：事業の開発・資金調達を実施する）民間企業であれば設備費用の 15% までを、市など公的機関であれば 30～50% の範囲で補助金の利用が可能であることを確認しており、初期投資額を削減する方策の一つとして活用できると期待したい。

8.3 温室効果ガス削減の費用対効果

PLAN 1 及び PLAN 2、各々の場合における温室効果ガス削減効果について考察する。

8.3.1 PLAN 1

- 温室効果ガス削減量 = 22,907 t-CO₂/年
- 初期投資額 = 4.6 百万 PLN × 30 円/PLN = 138 百万円
- $22,907 \div 138 = \underline{\underline{166 \text{ t-CO}_2/\text{年} / \text{百万円}}}$

8.3.2 PLAN 2

- 温室効果ガス削減量 = 46,501 t-CO₂/年
- 初期投資額 = 33.0 百万 PLN × 30 円/PLN = 990 百万円
- $46,501 \div 990 = \underline{\underline{47 \text{ t-CO}_2/\text{年} / \text{百万円}}}$

8.4 その他の評価指標

前項では、初期投資額に対する削減量という指標で比較すると、PLAN 1のほうが優れていることがわかったものの、4.4.2項および8.3項にて述べたとおり、温室効果ガス削減量の絶対量および単年度収益（クレジットを考慮しない場合）を勘案すると、PLAN 2のほうがプロジェクトの実現可能性が高いものと考えられる。

そこで、ここでは PLAN 2 を絞って、プロジェクト活動期間内のキャッシュフローを想定し、PLAN 2 の経済性についてさらなる検討を実施した。

8.4.1 経済性評価

表 23 の条件下、設備運転開始後 20 年間のキャッシュフローを表 25 に示す。この結果から設備運転開始後 20 年間の内部収益率は 3.72% となり、また初期投資回収期間は、設備運転開始から 14 年 である。この結果から本プロジェクト自身に経済的の魅力があるとはいえない。

経済性改善のためには、初期投資額の削減、販売エネルギー（熱及び電気）価格の増額、運転費用の削減等が必要となる。柳燃料の単価とグリーン電力の単価以外の数字については、現時点での実績に基づくものであり、本試算で採用した数字と比較して、大きく変わることはないものと推察する。

柳燃料の価格に関しては、現在ポーランド国内のウッドチップ市場価格が 8 PLN/GJ（輸送費含まず）程度であることを踏まえて、今回は 10 PLN/GJ（輸送費含む）を採用している。まだ成熟した柳の市場がないことから、信憑性のある数字を得ることはできないものの、他種燃料と比較して極端にかけ離れた価格での取引も成立しないとの推定から、この値を前提条件として採用している。

またグリーン電力価格に関しては、現在ポーランド国内グリーン電力価格の水準が 270 PLN/MWh といわれており、これはバルト海沿岸に設置されている風力発電による発電単価だという情報を得ている。しかしながら今回の調査にて訪問した地元配電会社では 230 PLN/MWh という価格を提示されており、ここでの試算にはその間の 250 PLN/MWh を採用している。

表 25 PLAN 2 実施時の 20 年間のキャッシュフロー

年数	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
収入			13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4
電力			6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
熱			7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3
排出権			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
支出			13.0	13.0	13.1	14.3	13.3	13.1	13.0	14.5	13.0	13.3	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9
燃料費			6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
メンテナンス費			0.8	0.8	0.9	2.0	1.1	0.9	0.8	2.3	0.8	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
電力購入費			1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
その他経費			0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
人件費			1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
公租公課			0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
償却費			2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
法人税			0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
キャッシュフロー			2.8	2.8	2.7	1.6	2.6	2.7	2.8	1.4	2.8	2.6	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
初期投資	-11.0	-22.0																				
合計キャッシュフロー	-11.0	-22.0	2.8	2.8	2.7	1.6	2.6	2.7	2.8	1.4	2.8	2.6	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
内部収益率	3.72%																					

(初期投資 : 建設期間で按分、柳価格 : 10PLN/GJ、柳発熱量 : 11.8 GJ/ton、電力販売価格 : 250 PLN/MWh、CO₂クレジットは考慮せず)

8.4.2 経済性改善に関する感度分析

上記の内容を踏まえ、(1) 初期投資額削減、(2) 柳購入価格、(3) グリーン電力販売価格、及び(4) CO₂ クレジットによる収入、以上4点に関して、各要素の変化がどの程度プロジェクトの経済性に影響を与えるかを検討した。

(1) 初期投資額の削減

初期投資額が0%から30%までに削減された場合の内部収益率と初期投資回収期間について、結果をそれぞれ図15および表26に示す。

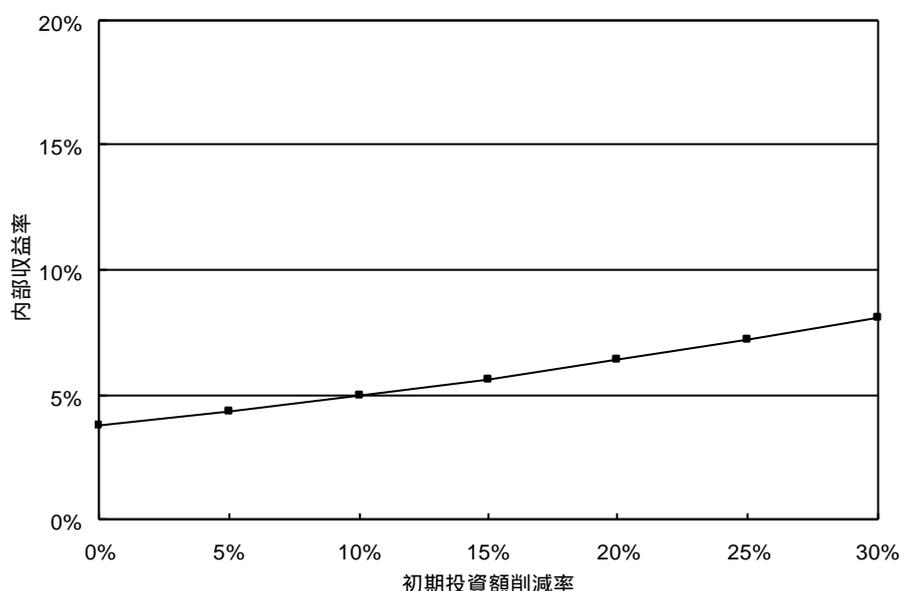


図 15 初期投資額削減率と内部収益率 (PLAN 2)

表 26 初期投資額削減率と初期投資回収期間

初期投資額削減率	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%
初期投資回収期間	14年	13年	13年	12年	11年	11年	10年

現在の概算額よりも30%削減した場合、内部収益率は約5ポイント上昇し8.09%となり、投資回収期間も14年から10年に短縮される。この結果から、初期投資額削減は当然ながら経済性向上に資するものの、初期投資額削減だけではプロジェクトの経済的魅力を改善させるには不十分であると言える。

(2)柳購入価格

柳の購入価格を 10PLN/GJ、柳の発熱量を 11.8 GJ/ton(含有水分量 35%)を前提条件として採用しているが、この取引価格が変化する場合に、どの程度内部収益率が影響を受けるかについて検討した。その結果を図 16 に示す。

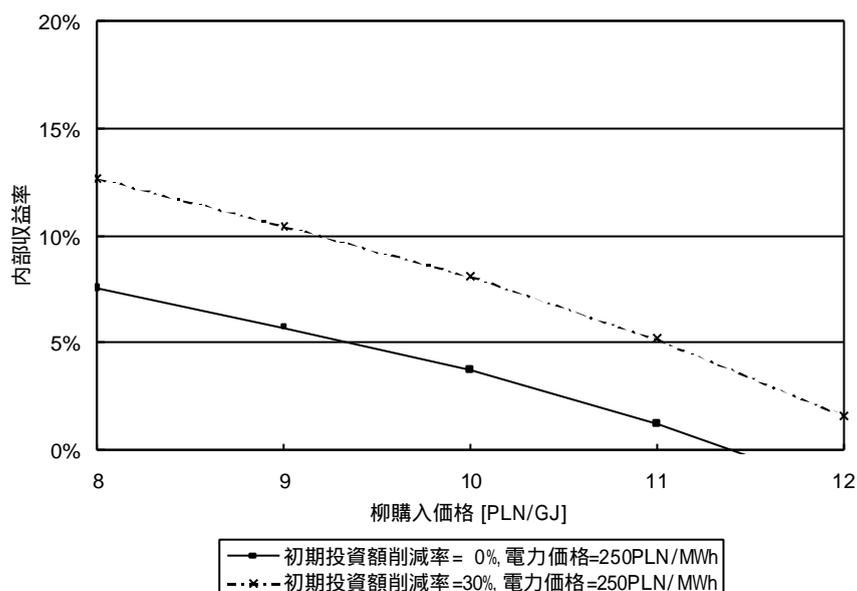


図 16 柳購入価格と内部収益率 (PLAN 2)

この図では、初期投資額削減率が 0 % および 30% (グリーン電力販売価格は 250 PLN/MWh) の場合の曲線を示している。

前述のとおり、ポーランド国内でのウッドチップ市場価格が 8 PLN/GJ(輸送費含まず) 程度であるとのことなので、柳価格が 8 PLN/GJ より低くなることはここでは想定外としている。仮に柳価格が 8 PLN/GJ (初期投資額削減率=0 %) である場合、内部収益率は 7.54% になる。加えて初期投資額削減率が 30% の場合には、12.69% となる。

逆に現在前提条件としている 10PLN/GJ よりも高くなる場合には、たとえ初期投資を低くすることができたとしても、その後のランニングコストが高くなるため、内部収益率は非常に悪くなっていることが分かる。

(3)グリーン電力販売価格

そこで今度は、現在 250 PLN/MWh と想定しているグリーン電力販売価格が変化する場合に、内部収益率にどの程度影響を与えるかについて検討した。その結果を図 17 に示す。

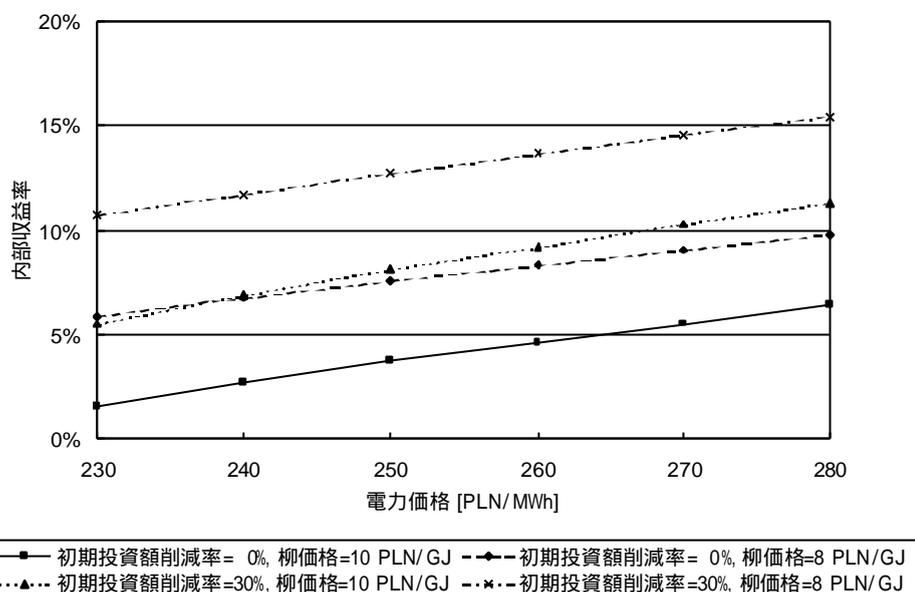


図 17 グリーン電力価格と内部収益率 (PLAN 2)

この図では、初期投資額削減率及び柳購入価格の組合せごとに、グリーン電力価格による内部収益率の変化を示している。

初期投資額削減率=0%及び柳価格=10 PLN/GJの場合に、電力販売価格として280 PLN/MWhを想定すると、250 PLN/MWhの場合と比較して内部収益率は約2.5ポイント上昇し、内部収益率は3.72%から6.37%になる。想定内で一番楽観的である、初期投資額削減率=30%及び柳価格=8 PLN/GJの場合には、同じく電力価格が250 PLN/MWhから280 PLN/MWhとなると、12.69%から15.43%となる。

最も楽観的な場合（初期投資額削減率=30%、柳価格=8 PLN/GJ、グリーン電力価格=280 PLN/MWh）で、内部収益率が15%を超える結果を得られたものの、販売価格は配電会社への競争入札にて決定されることを考慮すると、内部収益率は15%よりも小さい数字となる可能性が高いと考えられる。

(4)CO₂クレジット

本プロジェクトを実施することにより獲得できるCO₂クレジットを考慮した場合に、どの程度内部収益率に影響を与えるかを検討した。以下にその結果を示す。ただしここでは、全削減量（46,501 t-CO₂/年）をCO₂クレジットとして獲得できるとみなしている。その結果を図18に示す。

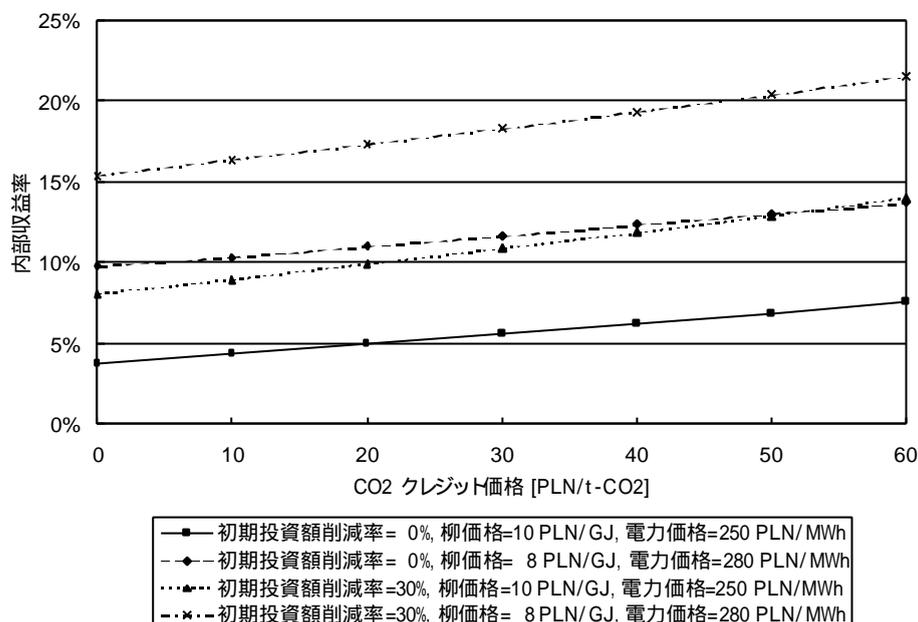


図 18 CO₂クレジット価格と内部収益率

この図では、初期投資額削減率、柳価格、及び電力価格の3要素について4ケースを想定し、各パターンにおけるCO₂クレジット価格による内部収益率の変化を示している。それぞれは、ケース（初期投資額削減率=0%、柳価格=10 PLN/GJ、電力価格=250 PLN/MWh）、ケース（初期投資額削減率=0%、柳価格=8 PLN/GJ、電力価格=280 PLN/MWh）、ケース（初期投資額削減率=30%、柳価格=10 PLN/GJ、電力価格=250 PLN/MWh）、ケース（初期投資額削減率=30%、柳価格=8 PLN/GJ、電力価格=280 PLN/MWh）である。

2004年2月末現在、EU域内排出権取引市場での先物価格が約13 Euro/t-CO₂（約61 PLN/t-CO₂）となっているが、仮に本プロジェクト実施により獲得できるCO₂クレジット価格がこの市場価格と同程度あれば、本プロジェクトにより生じたクレジットには価格優位性が発生しないため、60 PLN/t-CO₂よりも低廉な価格にてプロジェクトが経済性を有するものでなくてはならない。

以上の検討結果から、プロジェクトの経済性から判断して、CO₂クレジットを見込まなければ本プロジェクト実現は困難であると考えられる。

また加えて、初期投資の削減、柳燃料価格の現状（10 PLN/GJ）維持もしくは低減、グリーン電力優遇価格のさらなる増額を達成しなければ、本プ

プロジェクトの実現可能性は高まらない。初期投資の削減には設計見直し等の技術的努力によるもの以外に、地球環境対策目的の基金等からの補助金の活用は不可欠であると考え。燃料購入価格と電力販売価格については自助努力にて改善できる程度は限界があるものの、20年間という長期にわたって影響を及ぼすものであるため、価格決定には十分に留意する必要がある。

9. その他の調査（JI に対する取り組み状況）

本節では、EU(ヨーロッパ連合)、ポーランド共和国、気候変動枠組条約第9回締約国会議(COP9)におけるJIの取り扱いに対する動向調査を報告する。

9.1 EU（ヨーロッパ連合）

EUは2005年以降EU域内で排出量取引（EU-ETS）を実施する予定である。概要は表27のとおりである。ポーランドは2004年5月よりEUに加盟する予定であり、ポーランドがこの排出量取引制度の対象となれば、本プロジェクトもエネルギー設備として対象となる。

表 27 EU 域内の排出量取引の概要

項目		制度の内容
対象期間		第1期間：2005～2007年 第2期間：2008～2012年
制度のタイプ		キャップ・アンド・トレード
割当	ガス種	2005～2007年はCO ₂ のみ。(2008年以降は追加可能)
	割当対象	・エネルギー設備 熱の投入量が20MWを超える燃焼設備 など ・製鉄・金属加工設備 非金属工業 など
	割当方法	期間毎に各国が割当計画を作成して割当を行う。
	バンキング	可能（2008年へのバンキングは各国の裁量）
排出権保有量と排出量とのチェック	モニタリング、検証、報告	CO ₂ 排出量は燃料消費量に基づく計算もしくは排ガスの測定による。
	不遵守時の措置	・ 排出権を毎年控除 ・ 罰金 -2005～2007年：40ユーロ/t-CO ₂ -2008～2012年：100ユーロ/t-CO ₂ ・ 不足した排出権は、次年の保有量から控除。
国際取引制度との連携		・ 京都議定書附属書Bの批准国であり、EUと相互承認していることを条件に連携可能。

項目	制度の内容
JI/CDM(委員会指令案)	<ul style="list-style-type: none"> ・ JI/CDM 活用に上限はないが、利用される JI/CDM クレジットの比率が割当量の 6 % に達すると、欧州委員会は上限設定について検討する。 ・ 吸収源プロジェクトからのクレジットは基本的に認めない。 ・ EU 排出量取引指令の対象施設は、2004 年 12 月 31 日または EU 加盟日の遅い方までに承認されたものに限り、2012 年末までの JI 活動を認める。

上記の JI/CDM とのリンク指令については、EU 内での JI プロジェクトの実施に制約を与える可能性があるとして、日本政府はコメントを発表している。また、第 2 回、第 3 回現地調査で、ポーランドなどの東欧諸国もリンク指令に対し、EU と交渉しているとの情報も得ている。

9.2 ポーランド共和国

9.2.1 ポーランドの JI 申請手続き

ポーランドの JI 申請手続きについては、申請書としてプロジェクト設計書(PDD)をポーランド国内での JI 申請機関である国家環境保護・水資源管理基金に提出し、内容のチェックを受ける。その後、ポーランド政府が承認した独立機関(第三者機関)に提出され、国際連合気候変動枠組条約事務局を通し 30 日間のパブリックコメントを経て、45 日以内に独立機関により審査される。最終的にポーランド国環境省により申請書が確認・承認されれば、JI プロジェクト実施者に対して「確認状」を発出し、環境省と JI プロジェクト実施者間にて CO₂ クレジット分配交渉を実施することになる。両者合意後、ポーランド国環境大臣の署名が入った承認文書が日本側に送付される。

9.2.2 PDD に必要な項目

PDD に必要な項目は以下のとおりである。

- ホスト国およびその他の参加者すべてのオフィシャルレター
- 追加性の評価
- ベースラインの検討
- モニタリング計画
- 環境影響分析
- プロジェクト内容

-
- ステークホルダーコメント

9.2.3 JIプロジェクトの実績

国家環境保護・水資源管理基金より、以下の情報を得た。

ポーランド共和国内において JI プロジェクトの実績は現時点においては無いものの、JI の国際ルールが確立するまでの期間において行われた「共同実施活動(AIJ)」は、ノルウェーとの間で 40 件、オランダとの間で 2 件の実績がある。

また、JI プロジェクトを想定し、先行的に行われているオランダ政府の CO₂ クレジット入札制度である ERUPT については、ポーランド国内で行われる案件が 2001 年には 1 件が採択され、2004 年には 3 件が提案されているという状況である。

更に、JI の事業可能性調査としては、フィンランドとの間で 1 件、カナダとの間で 3 件(1 件終了)、日本との間で 3 件を実施しているという状況である。

9.2.4 ポーランドの JI 指針

JI 指針については、国家環境保護・水資源管理基金から指針案が提出され、現在、環境省内で最終決裁の手続き中である。最終決裁されれば、インターネットなどを通じ、ポーランド語版および英語版が入手可能となる。

9.2.5 EU-ETS とのリンクについて

第 3 回現地調査においてのポーランド環境省の聞き取り調査結果によれば、EU が提案中の EU-ETS と JI/CDM プロジェクトとのリンク指令が、EU 加盟候補国内における JI プロジェクトの実施を狭める可能性があるため、加盟候補国間でも反対の意見が議論されているとのことであった。また、現状では EU アローワンスの対象となる施設から生じた CO₂ クレジットでも、最終的に JI プロジェクトの削減量(ERU)とすることが可能で、ERU として EU 域外の国に移転することが可能であり、移転した量は EU 事務局に報告することとなっていることがわかった。

9.2.6 本事業の JI 可能性

第 3 回現地調査において、本事業のプロジェクト設計書(PDD)案について、国家環境保護・水資源管理基金および環境省に対しプレゼンテーションを実施し、いくつかの技術的な質問はあったが、PDD 案として特に問題点なしで了承された。

また環境省によれば、ポーランド国内で実施する温室効果ガス削減プロジェクトは、EU 域内の排出量取引の対象となるため、EU アローワンス割当施設の対象となるものの、JI プロジェクトとして認められる可能性があり、JI プロジェクトの削減量(ERU)として EU 域外に移転可能であるとのことである。本プロジェクトも EU アローワンスの割当対象となるが、JI プロジェクトの対象となり、EU 域外に移転可能であるとの情報を得た。

ERU としてどの程度 EU 以外の附属書 I 国に移転できるかについては、第 1 回調査では、発生した ERU のうち必ず 25～30%程度はポーランド側の所有となるとの説明があったが、第 3 回調査においては、10：90 の比率で分配された例も既に存在し、もしその JI プロジェクトについて、ポーランド側からの一切の出資がなく、かつポーランド側にとって追加的に裨益可能なものであれば、理論的には 100%参加企業が CO₂ クレジットを獲得することも可能であると説明があり、JI プロジェクト毎にケース・バイ・ケースであり、ポーランド政府との交渉次第であるとのコメントを得た。

9.3 気候変動枠組条約第 9 回締約国会議 (COP 9)

COP 9 は2003年12月1日(月)～12月12日(金)にイタリア・ミラノの国際展示場(Fiera Milano)で開催された。議長は、ハンガリー共和国環境・水資源大臣である Miklos Persanyi (ミクロシュ・ペルシャニ) 氏であった。参加者は、日本代表団である小池環境大臣以下75名をはじめ、表 28に示すとおりである。

表 28 COP 9 の参加者

締約国	167カ国	1,931名
オブザーバ	4カ国	16名
国連事務局関連機関	10機関	72名
その他国連機関	10機関	95名
その他国際機関	25機関	127名
NGO	267団体	2,404名
マスコミ	190社	506名
合計		5,151名

日本政府代表団によるCOP9の概要と評価の個別問題の討議結果は以下のとおりであり、JIに関する事項は特に議論されなかった。

(1)2004-2005 年度事務局予算問題

予算全体の規模及び京都議定書準備・実施予算の扱いを巡り議論が行われた結果、最終的に前二年度比名目約 6 % 増の予算が承認された。

(2)非附属書I 国(途上国)国別報告書

これまで110 カ国の非附属書I 国国別報告書を提出しているところ、今回会合では、第2回の国別報告書の提出時期について議論されたが合意に至らず、次回補助機関会合(2004年6月)において、検討を続けることとなった。

(3)途上国支援

開発途上国に対する支援の取組みとして、キャパシティ・ビルディング、技術移転、気候変動に対する脆弱性への対処のあり方のフォローアップが行われた。特別気候変動基金及び後発途上国基金に関し、支援範囲の拡大を要求する途上国側との協議が難航したが、運営指針について合意し、次回会合において更に議論することが決定された。

(4)吸収源のクリーン開発メカニズム(CDM)

吸収源CDM としての植林の実施ルールを新たに決定した。具体的には、次のとおり。

- 取得されるクレジットの非永続性を考慮して、期限付きクレジットを用いることとされた。
- プロジェクトの追加性については、排出源CDM と同様の記述で規定された。
- 吸収源小規模CDM が認められた。
- 社会・経済的及び環境的影響の分析については、事業者が分析すべき項目が例示された。
- 再植林の基準年は、附属書I 国の国内の森林の基準年と同一の1989 年末とされ、その他のルールについては、排出源CDM のルールとバランスの取れたものとなった。

(5)CDM 理事会からの報告

- わが国の強い主張を踏まえ、CDM 理事会に対し、汎用性の高い方法論を促進するための指針の提供を求めることで合意した。
- COP7 で合意した途上国へのキャパシティ・ビルディングや資金支援の必要性について再確認した。
- 理事会議場に傍聴者が入れるようにすべきとの米国からの指摘に関し、傍聴に関する理事会手続規定の継続的レビューでも考慮する旨コンセンサスを得た。

(6)気候変動に関する政府間パネル第3次評価報告書(TAR)の活用

TAR を今後の国際交渉の基礎として活用するための議論が行われ、次回補助機関会合 より設定される新規議題(緩和と適用に関する科学的・技術的・社会経済的側面)の下で情報交換等の活動を進め、そのテーマを「持続

可能な開発」、「選択肢と解決策」、「脆弱性とリスク」を中心とすることとなった。具体的内容を検討するため、次回補助機関会合 期間中に関連ワークショップを開催する旨合意。

(7)研究及び組織的観測

条約上必要な気象観測データを継続的に収集・交換するため、全球気候観測システム(GCOS)の実施計画を次々回の補助機関会合(2004年11月)までに策定するようGCOS事務局に要請する旨合意。なお、策定作業にあたっては、地球観測サミット(2004年4月、於東京、同年第4四半期於欧州)における実施計画の策定過程との密接な連携を求めることとなった。

10. 結び

本プロジェクトの目的は、ポーランド共和国 Plonsk 市の熱供給公社 PEC Plonsk が管理・運転している熱供給プラントの燃料を、化石燃料である石炭からバイオマス燃料へ転換し、温室効果ガスの一つである CO₂ の排出量削減を目指すことである。その具体的な方法として、既設設備を石炭から木質バイオマス燃料へ転換するために改造する PLAN 1 と、既存設備を新設バイオマス焚き CHP 設備への取替をする PLAN 2 を検討した。

PLAN 1 の特徴は、既設設備の流用を検討の中心において、可能な限り経済的負担をかけずに、CO₂ クレジットを獲得することを目論んだ点である。

具体的には、現在主に稼働している石炭焚き温水ボイラ WR-10 に対して、大幅に変更するのは、石炭投入口を木質バイオマス燃料用に改造する点と木質バイオマス燃料の取扱設備を新たに追加する点、以上 2 点である。この時、ボイラ定格出力が現在の 11.6MWth を維持できるよう検討し、その結果、技術的には実現可能であることが分かった。

この改造ボイラを運転する場合を想定すると、温室効果ガス削減量はプラント全体で 22,907 t-CO₂/年（2002 年実績値に基く）となった。大気排出物についても検討し、SO₂、NO₂、ばいじんについて環境設備を新たに導入する必要がないことを確認した。この時に必要なバイオマス燃料は 23,143 ton/年（水分 35% の柳）となり、この必要量を柳プランテーションから調達する場合には、一箇所から 3 年周期にて収穫することを前提とすると、総面積として約 705ha が必要となることが分かった。

一方 PLAN 2 の特徴は、PLAN 1 とは異なり積極的な設備投資を念頭に、新技術・新設備を導入し、従来の熱供給だけではなく、電力供給も実施し、CO₂ クレジットと新たな収益源の獲得を同時に達成することを目論んだものである。

具体的な計画は、現在運転不能となっている石炭焚き蒸気供給用ボイラ OR-16 ボイラの 1 ユニットの解体撤去した跡に、新設バイオマス焚き CHP 設備を導入し、熱供給から熱電併給に変更するものである。検討の結果、設備容量は WR-10 ボイラの 11.6MWth 分を賄える容量を確保した上で、熱需要の変動にかかわらず、発電電力として 3 MW の出力を維持できることを確認した。

この新設 CHP 設備を運転した場合に、温室効果ガス削減量はプラント全体で 46,501 t-CO₂/年（2002 年実績値に基く）となった。この場合には 45,997 ton/年（水分 35% の柳）のバイオマス燃料が必要となり、この必要量を柳プランテーションから調達する場合には、収穫を 3 年周期とすると総面積にして約 1,398ha が必要となることが分かった。

それぞれのプロジェクトの経済性に関しては、PLAN 1 の場合、既設プラント設備を流用することで初期投資を抑えることはできるが、バイオマス焚きへの燃料転換による収入増加を見込むことができず、むしろバイオマス燃料価格によっては、燃料費用が従来の石炭焚きの場合よりも増加することもあり得る。今回の試算では燃料費が現状の 3.27 百万 PLN から 3.53 百万 PLN へと増加し、単年度の熱供給事業損失が現状よりもさらに拡大する結果となった。

PLAN 2 の場合、バイオマス焚き CHP 設備を導入することで、新たに電力供給という収入源を得られるため、今以上の収入増加を見込むことができる。特に本プロジェクトの場合は「グリーン電力優遇制度」を活用でき、試算では単年度の熱電併給事業損益も現状及び PLAN 1 とは異なり、収益を見込める結果を得た。

以上の結果から技術的には両案とも実現可能ではあるが、経済性の観点から比較すると、PLAN 2 のほうがよりプロジェクトの実現可能性が高いものと思料する。しかしながら PLAN 2 でも、プロジェクト開始後 20 年間の内部収益率は 3.72% という試算結果を得ており、プロジェクト経済性が優れているとは言い難いのが結果である。

そこで PLAN 2 に対して、新たに CO₂ クレジットを考慮に入れた場合、どの程度経済性に影響を与えるかについて検討し、以下の結果を得た。

- クレジット価格：5 米ドル/t-CO₂ (18PLN/t-CO₂)
内部収益率：4.82%
- クレジット価格：10 米ドル/t-CO₂ (35PLN/t-CO₂)
内部収益率：5.88%
- クレジット価格：20 米ドル/t-CO₂ (70PLN/t-CO₂)
内部収益率：8.29%

この結果から、経済性の観点からプロジェクト実現のためには、PLAN 2 の場合でも CO₂ クレジットが必要不可欠ではあるが、これだけでは不十分であり、初期投資の削減、グリーン電力販売単価の引き上げ、バイオマス燃料価格の引き下げ等が必要である。本文でも述べたが、初期投資額削減の一案として、地球環境対策目的の基金等からの補助金を活用することが必要であると考えられる。

柳プランテーション計画については、上述のとおり 700 ha ~ 1,400 ha もの広大な面積が必要となることが分かった。しかし、現在ポーランドでは個人レベルで農地を所有しているため、プランテーション実施時には、各農地の利用について統括管理するシステムを築く必要がある。また、利用する土地の肥沃度や気象条件等により収穫量は大きく依存することを現地農業事業家より聞いたが、安定してプラントを稼働させるためには、柳収穫量の変動を吸収できる別の調達先を確保しておく必要がある。さらに、柳は植付けられた後、3年半後にようやく1回

目の収穫期を迎えるが、それまでの間は農家にとっては収入がない期間である。従ってプランテーションを立ち上げるためには、経済的支援が必要不可欠である。以上3点は、柳プランテーション計画を実施するにあたり、解決すべき課題である。

本プロジェクトが II プロジェクトとなりうるかについては、いずれのプロジェクト案ともに経済性が悪いなど、追加性を有していると考えられるため、II として認められる可能性は高いと考えられる。事実、ポーランド共和国の II プロジェクト担当窓口である国家環境保護・水資源管理基金やポーランド共和国・環境省からも、本プロジェクトがポーランド共和国の II プロジェクトとなる可能性があるとの情報も得ている。

本調査を通じて、熱供給プラントの責任を持つ Plonsk 市及び熱供給公社 PEC Plonsk 社と討議・検討を続けてきた。さらに、ポーランド国内の II プロジェクト担当窓口である国家環境保護・水資源管理基金とその監督官庁である環境省、また植林事業に関しては地域農業情報センター等、多くの関連機関との意見交換を通じて本プロジェクト提案が纏まったものである。

本プロジェクトは CO₂ 排出や環境汚染物質排出の削減だけでなく、Plonsk 市近郊の効率的な土地利用、農民雇用の促進ひいてはポーランド共和国の持続可能な発展につながると考えられる。また、本プロジェクトが実施されれば、CO₂ クレジットの取扱いを含めた II プロジェクト実施のモデルケースとして、今後の II 関連プロジェクト実施に向けた大きな布石となるものと考えられる。

本プロジェクトの実現に向けて、プラント改造案の具体化については Plonsk 市および PEC Plonsk と、柳プランテーション計画についてはポーランド国・農業省および地域農業情報センターと、II プロジェクト申請関係および経済的支援関係については国家環境保護・水資源管理基金およびポーランド国・環境省と、それぞれ詳細な協議を継続することが必要である。また、これらと並行して、本プロジェクトの経済性を大きく左右すると考えられる木質バイオマス燃料価格、グリーン電力価格および CO₂ クレジットについては、市場動向を的確に捉え、適切な事業投資判断をしていくことが重要である。

なお、本調査成果に基づくプロジェクトの実現が、ポーランド国内のエネルギー問題の一助となれば幸いである。

図・表一覧

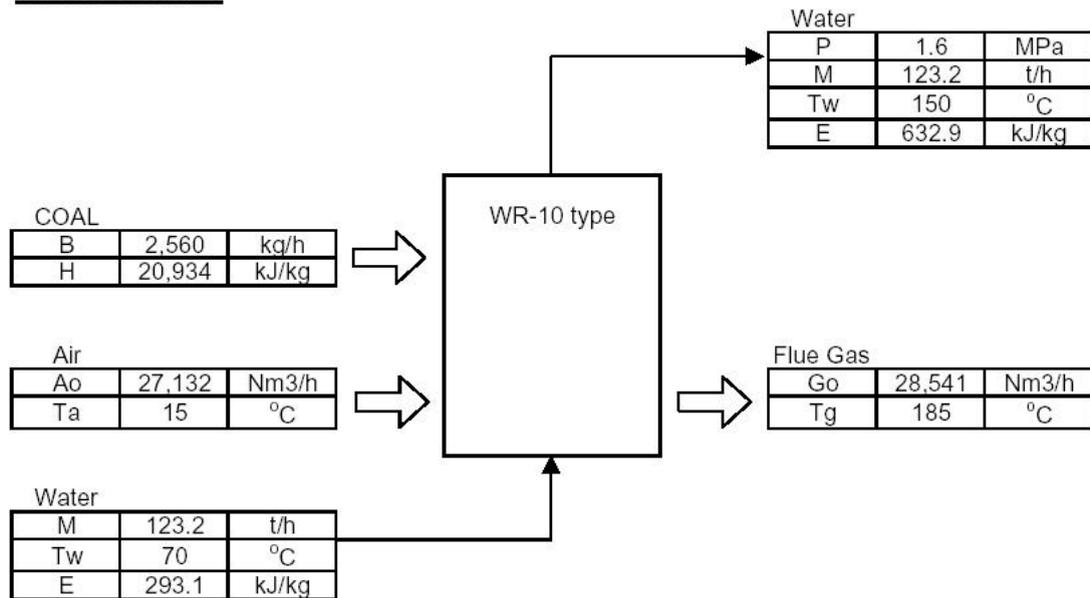
図 1	プロジェクト概要図.....	2
図 2	ポーランド共和国地図.....	4
図 3	PEC Plonsk の現状系統概略図.....	6
図 4	PEC Plonsk 機器配置図.....	7
図 5	PEC Plonsk 排煙処理設備構成.....	9
図 6	WR-10 ボイラ改造概略図.....	13
図 7	新設 CHP 設備概略図.....	16
図 8	PEC Plonsk 2002 年の月別運転実績.....	20
図 9	PLAN 1 実施時の運転パターン.....	21
図 10	PLAN 2 実施時の運転パターン.....	22
図 11	柳植付の間隔.....	28
図 12	植付け・収穫スケジュール.....	29
図 13	プロジェクト実施スケジュール案.....	33
図 14	プロジェクトバウンダリー.....	35
図 15	初期投資額削減率と内部収益率 (PLAN 2).....	55
図 16	柳購入価格と内部収益率 (PLAN 2).....	56
図 17	グリーン電力価格と内部収益率 (PLAN 2).....	57
図 18	CO ₂ クレジット価格と内部収益率.....	58
表 1	PEC Plonsk 既設ボイラ仕様一覧.....	8
表 2	PEC Plonsk 既設ボイラの排出規制値.....	9
表 3	PEC Plonsk 2002 年排出実績量.....	10
表 4	柳燃料の性状.....	12
表 5	バイオマス焚き設備に適用する環境排出規制値.....	12
表 6	改造後設備の主要仕様.....	13
表 7	排出規制値と改造後の設計値.....	14
表 8	新設 CHP 設備仕様.....	16
表 9	環境規制値と新設備の設計値.....	17
表 10	PEC Plonsk 2002 年運転実績データ一覧.....	19
表 11	PLAN 1 実施時の運転計画値.....	21
表 12	PLAN 2 実施時の運転計画値.....	23
表 13	プロジェクト実施時のエネルギーバランス.....	24
表 14	収穫頻度別の柳収穫量概算収益.....	26
表 15	Plonsk 市周辺地域の土地利用面積.....	27
表 16	収穫直後の柳枝水分量.....	29
表 17	ベースライン時の諸元.....	40

表 18	PLAN1 実施時の諸元値	41
表 19	PLAN2 実施時の諸元値	42
表 20	環境規制物質の年間総排出量	44
表 21	PLAN1 プロジェクトコスト	48
表 22	PLAN2 プロジェクトコスト	49
表 23	収支試算の前提条件	50
表 24	単年度収益試算結果	51
表 25	PLAN2 実施時の 20 年間のキャッシュフロー	54
表 26	初期投資額削減率と初期投資回収期間	55
表 27	EU 域内の排出量取引の概要	60
表 28	COP9 の参加者	63

付録図面

PLAN 1

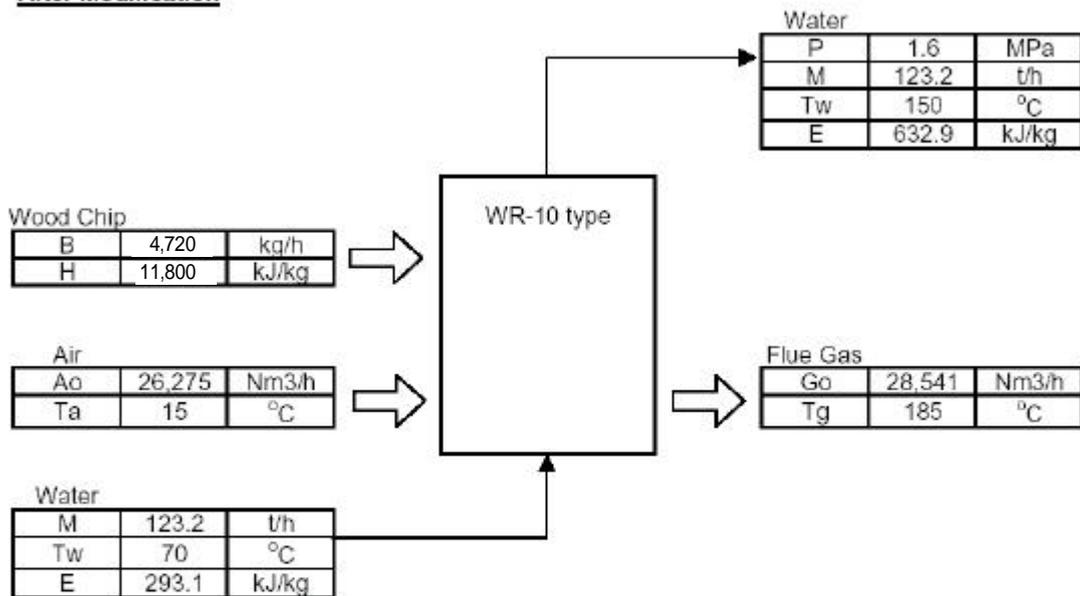
Present Condition



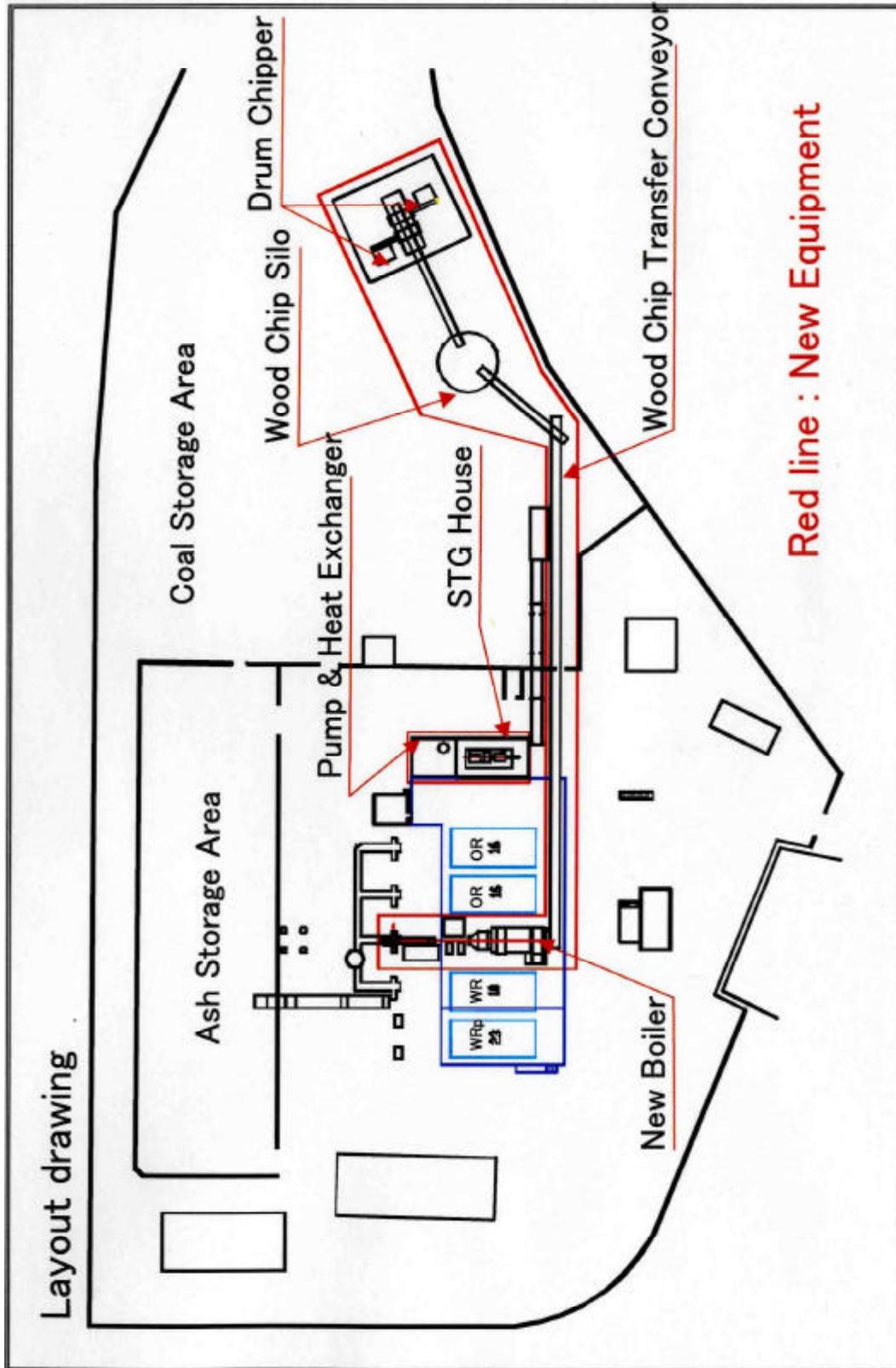
B	Fuel Consumption
H	Low Calorific Value of Fuel
Ao	Actual Air Flow
Ta	Ambient Temperature
M	Water Flow
Tw	Water Temperature
P	Water Pressure
E	Water Enthalpy
Go	Flue Gas Volume
Tg	Outlet Flue Gas Temperature

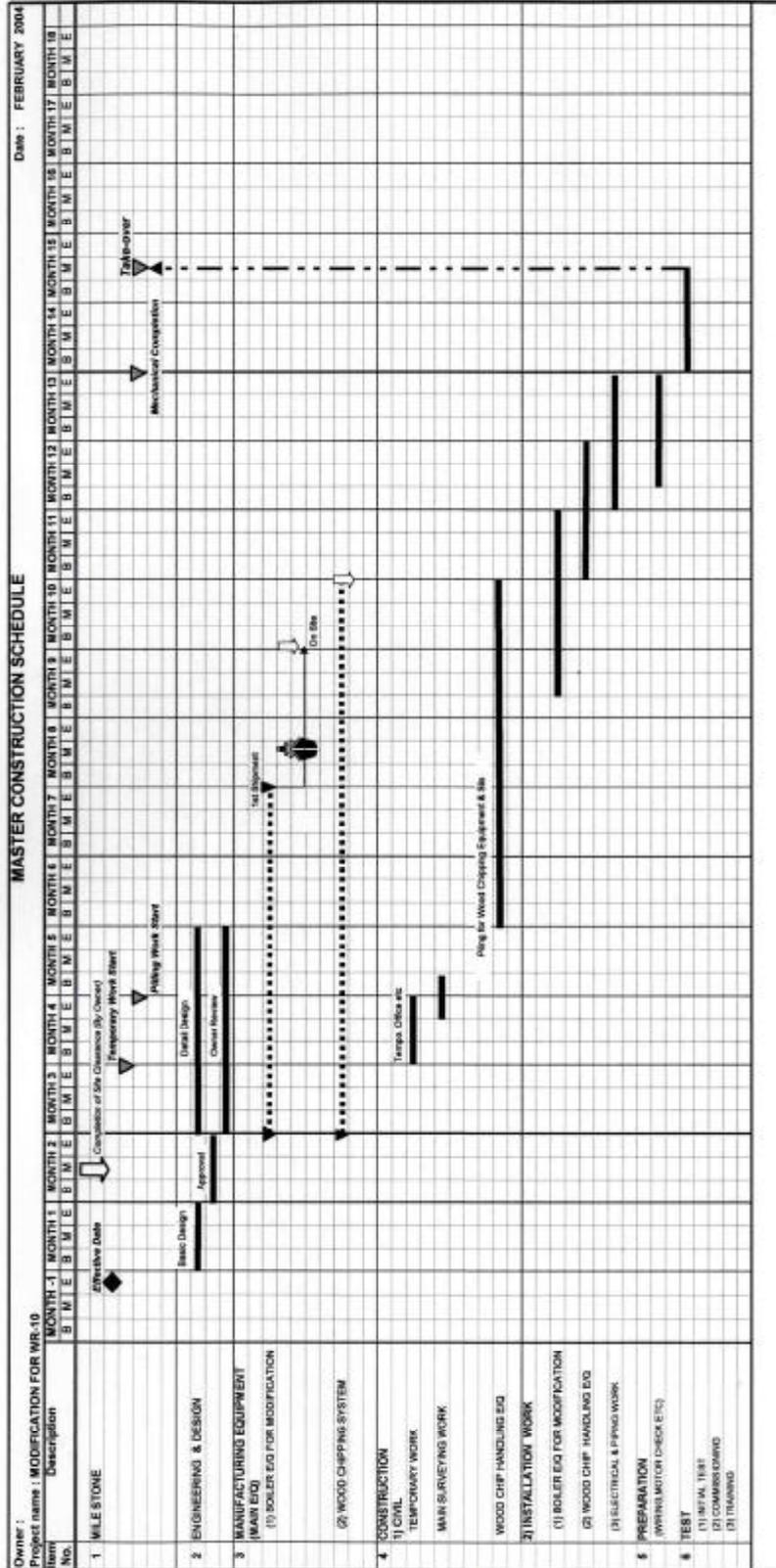
PLAN 1

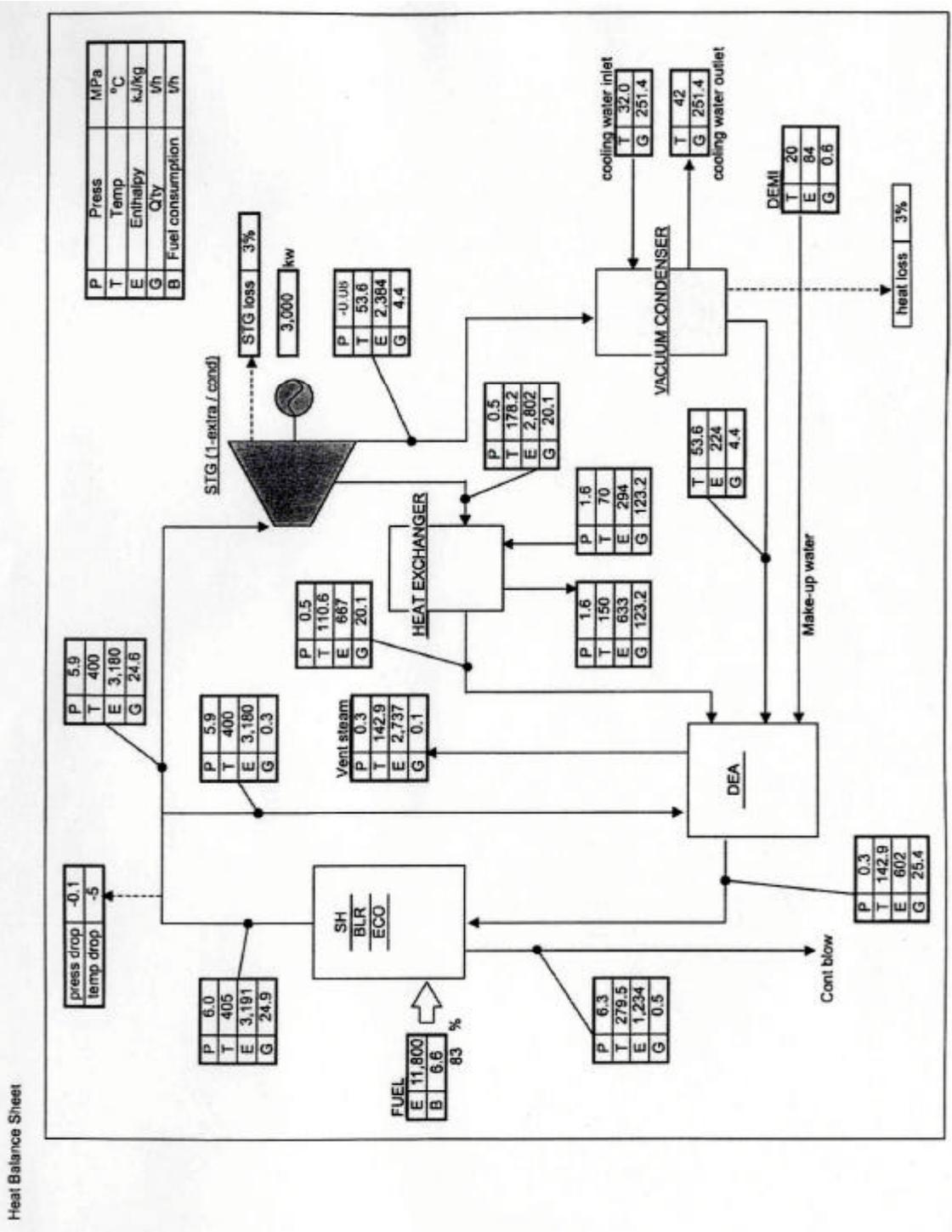
After Modification



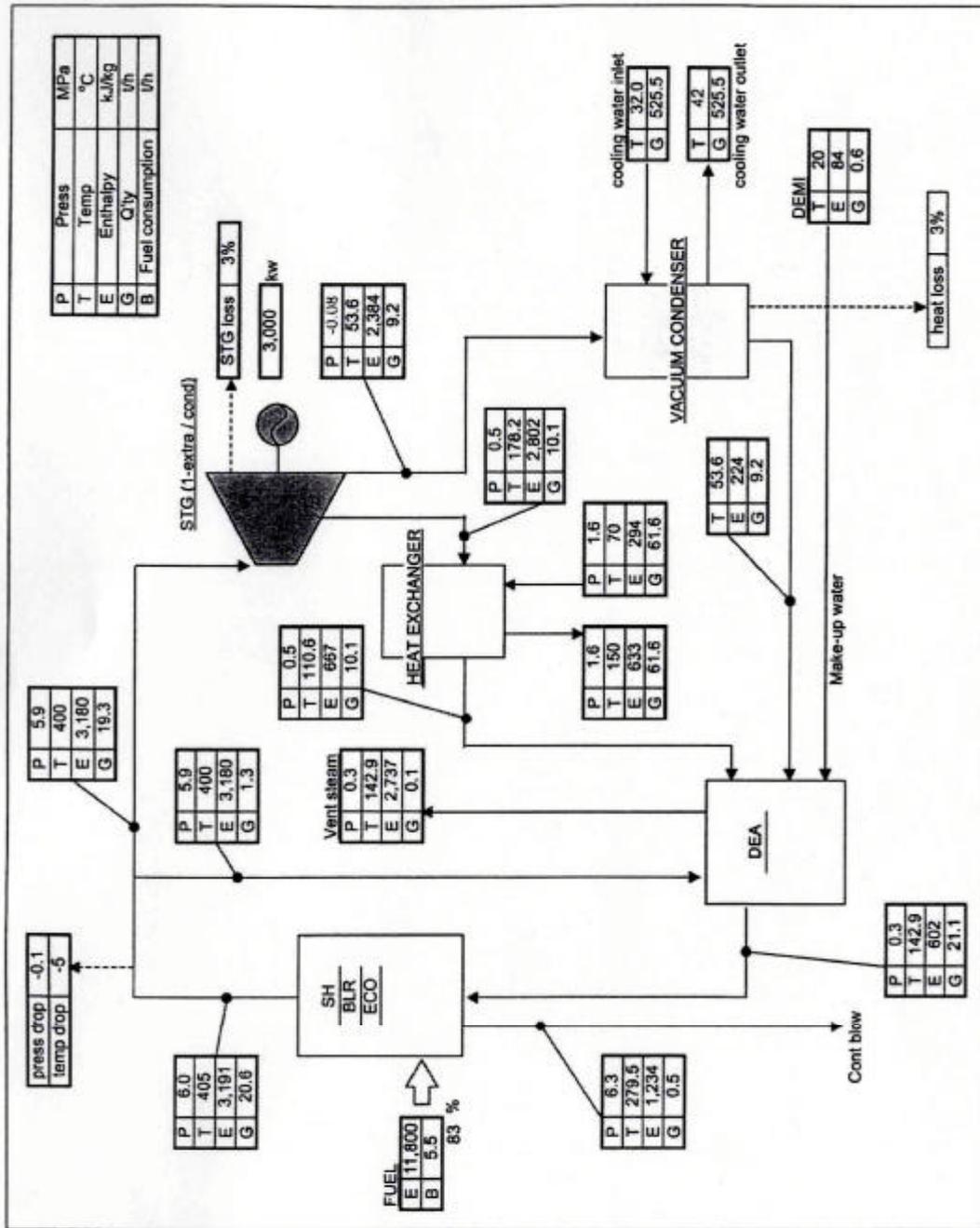
B	Fuel Consumption
H	Low Calorific Value of Fuel
Ao	Actual Air Flow
Ta	Ambient Temperature
M	Water Flow
Tw	Water Temperature
P	Water Pressure
E	Water Enthalpy
Go	Flue Gas Volume
Tg	Outlet Flue Gas Temperature





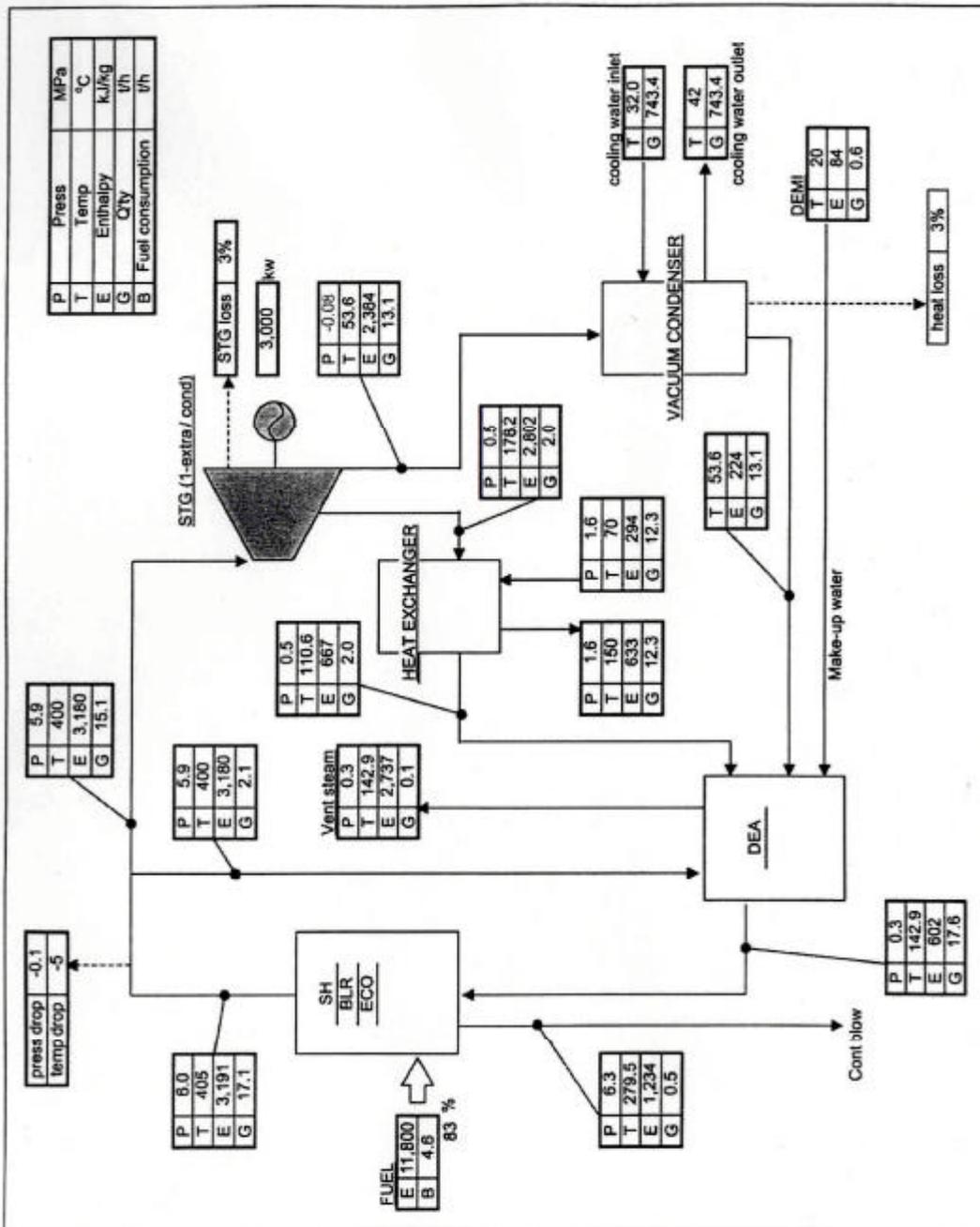


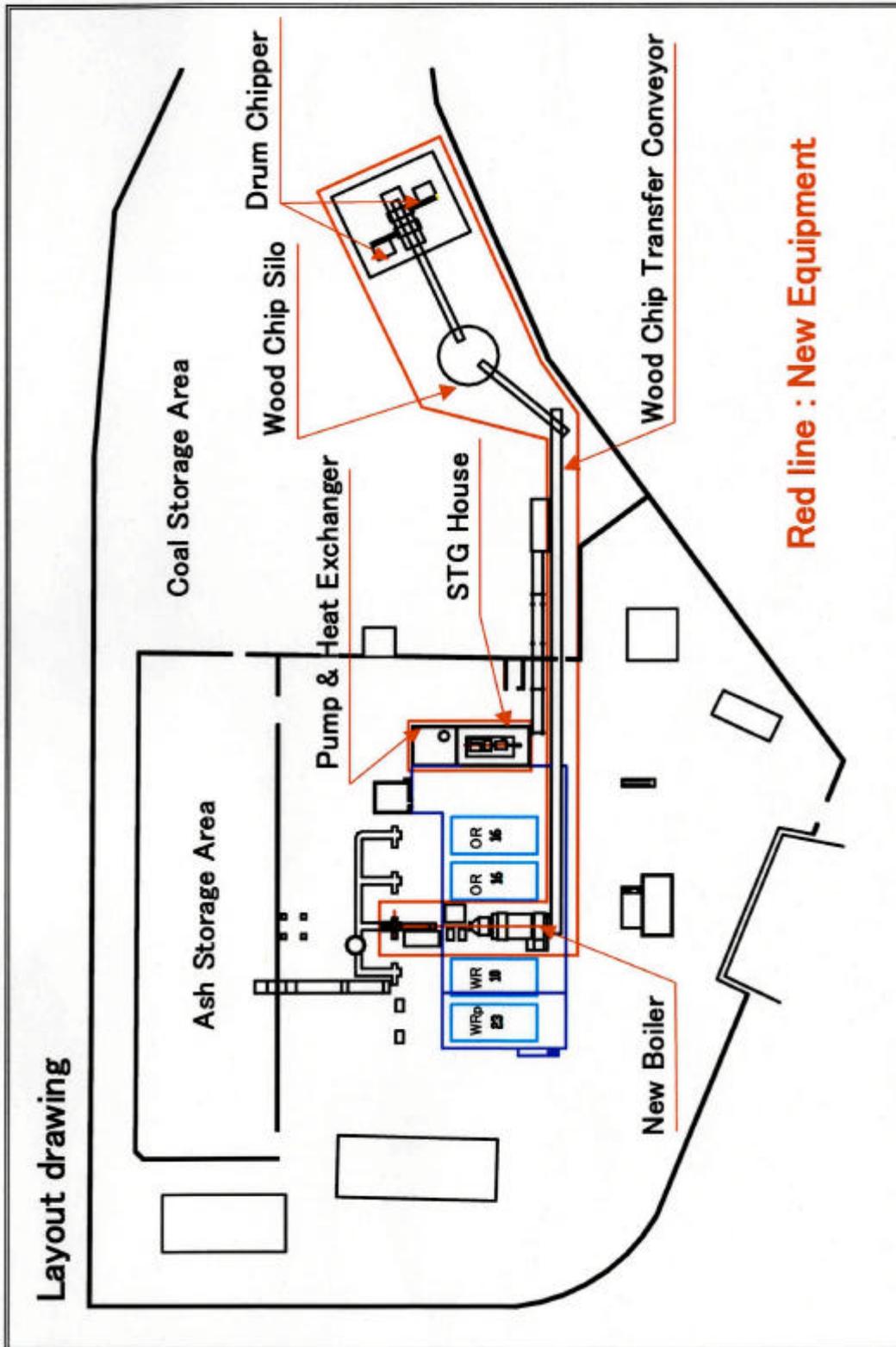
Heat Balance Sheet



P	Press	MPa
T	Temp	°C
E	Enthalpy	kJ/kg
G	Qty	t/h
B	Fuel consumption	t/h

Heat Balance Sheet





現地調査時写真



写真 1 Plonsk 市熱供給プラント



写真 2 ボイラ建屋および既設石炭輸送コンベヤ



写真 3 ボイラ建屋後部および煙突



写真 4 石炭ストックヤード



写真 5 石炭ストックヤード入口



写真 6 灰貯蔵所



写真 7 ボイラ建屋内石炭輸送コンベヤ



写真 8 湿灰輸送コンベヤ

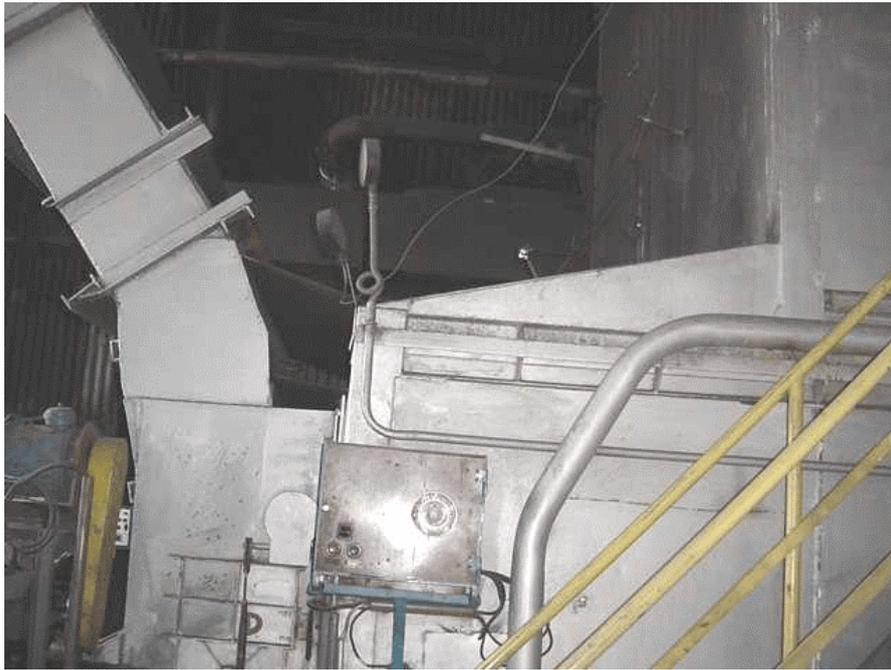


写真9 WR-10改造予定部位



写真10 WR-10 グレート部



写真 11 WR-10 炉内



写真 12 WR-10 操作盤



写真 13 除却対象ボイラ：OR-16



写真 14 新設タービン建屋建設候補地



写真 15 純粹装置



写真 16 集じん装置



写真 17 熱供給用温水配管



写真 18 市内温水配管



写真 19 柳プランテーション 1



写真 20 柳プランテーション 2



写真 21 収穫後の柳茎



写真 22 柳の苗木



写真 23 Plonsk 市役所



写真 24 Plonsk 市長（左端）



写真 25 熱供給プラントでの打合せ



写真 26 ポーランド共和国 環境省での打合せ



写真 27 農業試験場



写真 28 柳プランテーションに関する意見交換



写真 29 現地配電会社



写真 30 現地配電会社での打合せ