

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

概要版

平成 16 年 3 月

関西電力株式会社

1. 本調査の概要及び目的

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、ポーランド国内で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)に使用する燃料の大半が石炭である。

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¹。そこで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購入する制度を導入している。

上述した状況を踏まえ、現在ポーランド共和国Plonsk市が検討している熱供給プラント近代化計画に対して、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を、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を提案する。特に木質バイオマス燃料として「柳」を採用し、現地での植林(エネルギープランテーション)にて安定供給を図ることを想定する。

そこで本調査は、既設熱供給プラントの現状調査の結果を踏まえ、上述の改造プロジェクト及び新設備導入プロジェクト案を具体化し、その際のプロジェクト費用と投資効果(収入・費用・温室効果ガス削減効果)を試算する。また、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。

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、ポーランド政府関係省庁を訪問し意見交換をした。

2. 既設サイトの現状

2.1 Plonsk市

現在Plonsk市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

¹ ポーランド共和国「Strategy for the Development of Renewable Energy Sector」

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。特にバイオマス燃料としては、「植林された柳」を想定したいとの意向である。これは、燃料の調達に植林プロジェクトを採用することで、Plonsk市周辺の農民に対しての新たな事業と雇用の創出に資することを期待しているからである。

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、屋内式の石炭焼き蒸気ボイラ設備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200,000GJ、事業売上・約7.4百万PLN(約222百万円)²、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。

3. プロジェクト内容

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

熱供給プラントは、Plonsk市の工業地帯に位置し、敷地面積は29,171m²である。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、プラントの供給能力は温水用として11.6MWth(WR-10)、蒸気用として36MWth(OR-16〔12MWth〕×3)であった。その後、温水需要が増加したため、1993年に23MWth(WRp-23)の温水ボイラ1基を増設した。

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。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%となっており、年間における差が大きい。

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

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 で熱供給プラントに戻る構成である。

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輸送され、プラント構内の石炭ストックヤードに貯蔵されている。

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)

既存の石炭焚きボイラをバイオマス燃料焚きに転換するボイラは、現在の石炭消費量を可能な限り削減することを考慮し、稼働率が高い WR-10 ボイラを選定した。

改造設計に際しては、燃料転換後も WR-10 ボイラの定格出力 11.6MWth を供給できる改造とした。また、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った。その結果、通風・排煙処理設備の改造は必要ないものと判断し、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した。改造後設備の主要仕様を表 1 に示す。

表 1 バイオマス焚き改造後設備の主要仕様

項目		仕様
熱出力	MWth	11.6
ボイラ効率	%	75
燃料消費量	ton/h	4.7

3.1.3 新設 CHP 設備導入計画 (PLAN 2)

新設 CHP 設備は以下のとおり設計した。

設備据付箇所

既設熱供給ユニット 5 台のうち、中央に位置する蒸気供給ボイラ OR-16 は損傷が激しく、現在使用不可能である。そこで、この OR-16 を除却し、その跡に新設 CHP 設備のボイラを設置する。

設備容量 (熱)

熱出力容量は、PLAN 1 と同様に、稼働率の高い WR-10 の 11.6 MWth 分を賅える容量とする。また熱需要の変動に対しては、無負荷から 11.6 MWth まで対応できる設備とし、発電用蒸気タービンからの抽気を熱源として温水供給を行う。

設備容量 (電力)

新設 CHP 設備は、ボイラ設置スペースが限られているためにボイラ出力には限界があるが、11.6MWth の熱出力を賅う必要がある。そのため、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、年間を通じて 3 MW の発電出力を

確保するように設計した。

新設 CHP 設備の主要仕様を表 2 に示す

表 2 新設 CHP 設備主要仕様

項目		仕様
発電出力	MW	3.0
熱出力	MWth	11.6
定格総合効率	%	67.4
燃料消費量	ton/h	6.6

3.2 熱供給プラント運転計画

上述したプロジェクトの効果（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 より入手した 2002 年運転実績値と同じ熱需要を供給する場合を想定する。その試算結果を表 3 にまとめる。

表 3 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
設備容量								
熱	MWth	11.6	23.0	11.6	18.0*	11.6	18.0*	11.6
電気	MWe	-	-	-	-	-	-	3.0
エネルギー供給量								
熱	TJ/年	132.9	115.5	183.8	64.6	3.0	48.2	197.2
電気	GWh/年	-	-	-	-	-	-	24.4
電力消費量								
電気	GWh/年	1.4	0.9	2.0	0.9	0.03	0.9	4.0
燃料消費量								
石炭	TJ/年	189.0	147.0	-	82.2	4.3	61.3	-
	1,000ton/年	9.0	7.0	-	3.9	0.2	2.9	-
柳	TJ	-	-	273.1	-	-	-	542.8
	1,000 ton/年	-	-	23.1	-	-	-	46.0

(* 2006 年頃に予定されている環境対策ボイラ改造後に、出力が 23MWth 18MWth となる。)

3.3 バイオマス燃料調達計画

3.3.1 ポーランドにおける柳植林状況

現在ポーランド国内の大学で、家具等の材料や薬品など、柳の用途の多様性について研究を行っている段階であり、そのための試験植林を実施し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も既に開始されている。

3.3.2 燃料性状

本計画では、収穫された柳（水分含有率 46%）を植林場にて自然乾燥させて（同 35%）その後 PEC Plonsk へ搬送することを想定している。ここでは柳の

発熱量として 11.8 GJ/ton (水分含有率 35%) を採用している。

3.3.3 柳プランテーション必要面積

表 3 に示しているプロジェクト実施時のバイオマス燃料必要量を供給するのに必要な柳プランテーション作付面積を表 4 に示す。

表 4 プランテーション必要面積

	必要面積
PLAN 1	約 705ha
PLAN 2	約 1,398ha

(3 年周期収穫の場合 : 収穫量 118.98 ton/ha/ 3 年)

4. 温室効果ガス排出量に関する調査

4.1 ベースライン

「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する。ただし、熱需要は毎年天候や温度変化により変化し、石炭消費量も変動するため、CO₂ クレジットが発生する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。

具体的には、ベース年(本報告書では 2002 年)における熱供給のための CO₂ 排出原単位、およびポーランド国内基幹系統の全電源平均 CO₂ 排出原単位を固定し、これらの固定された原単位を使用して熱需要量および消費電力量にあわせて毎年のベースライン CO₂ 排出量を計算する。

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よる発電電力量について、本プロジェクトがなければその電力量分が基幹系統より電力供給されるとの考えに基づいた設定を行う。

4.2 プロジェクトバウンダリーの設定

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「熱供給設備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。

4.3 プロジェクト活動及びクレジットの期間

4.3.1 プロジェクト活動期間の設定

本プロジェクトのプロジェクト活動期間は設備耐用年数を勘案し、20 年と想定する。

4.3.2 クレジット獲得期間の設定

本プロジェクトの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。

4.4 モニタリングデータとその収集方法

モニタリングするのは次の 4 つのデータである。(1) 石炭消費量、(2) 温水供給熱量、(3) 系統から購入した電力量、(4) CHP 設備の発電電力量(PLAN 2)。

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。

4.5 温室効果ガス削減効果

4.5.1 活動による温室効果ガス排出量の算定

ベースライン排出量

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 設備の発電分)よりベースライン排出量を 2002 年の実績値を使用して計算する。また、プロジェクト実施時の熱供給量は 2002 年実績値と変わらないものとする。結果を表 5 に示す。

表 5 PLAN1・PLAN2 のベースライン排出量

石炭燃焼に伴う CO ₂ 排出量 (A)	31,150 [t-CO ₂ /年]
所内消費電力に伴う CO ₂ 排出量 (B)	2,315 [t-CO ₂ /年]
CHP 設備からの送電による基幹系統電力の CO ₂ 削減量 (C)	24,047 [t-CO ₂ /年]
PLAN1 のベースライン排出量 (D=A+B)	33,465 [t-CO ₂ /年]
PLAN2 のベースライン排出量 (E=A+B+C)	57,512 [t-CO ₂ /年]

プロジェクト実施時の排出量と削減量

プロジェクト実施時の温室効果ガス排出量と削減量を表 6、表 7 に示す。

表 6 PLAN1 実施時の温室効果ガス排出量と削減量

石炭燃焼に伴う CO ₂ 排出量 (F)	7,622 [t-CO ₂ /年]
所内消費電力に伴う CO ₂ 排出量 (G)	2,936 [t-CO ₂ /年]
PLAN1 実施時の排出量 (H=F+G)	10,558 [t-CO ₂ /年]
PLAN1 実施による削減量 (=D-H)	22,907 [t-CO ₂ /年]

表 7 PLAN2 実施時の温室効果ガス排出量と削減量

石炭燃焼に伴う CO ₂ 排出量 (I)	6,082 [t-CO ₂ /年]
所内消費電力に伴う CO ₂ 排出量 (J)	4,929 [t-CO ₂ /年]
PLAN2 実施時の排出量 (K=I+J)	11,011 [t-CO ₂ /年]
PLAN2 実施による削減量 (=E-K)	46,501 [t-CO ₂ /年]

5. 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、非常に前向きに対応しているようである。本プロジェクトは、単に「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

で使用している「石炭」を「バイオマス」に転換する結果、既設設備の燃焼に伴う環境汚染物質（SO₂、NO₂、ばいじんなど）の排出を削減することが可能であり、Plonsk 市、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。

加えて、新設 CHP 設備を導入する場合には、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はなく、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では、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働している。従って、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できる。

6. プロジェクトの収益性

6.1 必要経費・収入

6.1.1 初期投資額予算

初期投資額概算は、PLAN1 の場合は 4.6 百万 PLN、PLAN2 の場合は 33.0 百万 PLNである。

6.1.2 プロジェクト費用とプロジェクト収入

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 8 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いない。

表 8 単年度年度収益試算結果

項目	[百万 PLN]		
	現状	PLAN 1	PLAN 2
事業収入	7.31	7.31	13.41
事業費用	7.33	7.85	13.19
年間収支	-0.02	-0.54	0.22

6.2 温室効果ガス削減の費用対効果

PLAN 1 の費用対効果

$$=22,907 \text{ t-CO}_2/\text{年} \div (4.6 \text{ 百万 PLN} \times 30 \text{ 円/PLN}) = \underline{166 \text{ t-CO}_2/\text{年/百万円}}$$

PLAN 2 の費用対効果

$$=46,501 \text{ t-CO}_2/\text{年} \div (33.0 \text{ 百万 PLN} \times 30 \text{ 円/PLN}) = \underline{47 \text{ t-CO}_2/\text{年/百万円}}$$

6.3 その他の評価指標

前項までの結果で、温室効果ガス削減量の絶対量及び単年度事業損益（クレジットを考慮せず）を勘案すると、PLAN 2 のほうがより実現可能性が高いものと考えられる。そこで PLAN 2 についてさらなる検討をした。

6.3.1 PLAN2の経済性

プロジェクト開始後 20年間の内部収益率は 3.72% であり、初期投資回収期間は 14年 である (CO₂ クレジットを考慮せず)。

6.3.2 PLAN2の収益性改善に関する感度分析

初期投資額の削減 (柳価格: 10 PLN/GJ、電力価格: 250 PLN/MWh)

現在の概算額よりも 30%削減した場合、内部収益率は 8.09%に、投資回収期間は 10年になる。

柳購入価格 (電力価格: 250 PLN/MWh)

柳価格が 8 PLN/GJ (2割低下) した場合、内部収益率は 7.54%になる。さらに初期投資が 30%削減される場合には、内部収益率は 12.69%となる。

グリーン電力販売価格

280 PLN/MWh (柳価格は 10 PLN/GJ) を想定した場合、6.37%になる。さらに初期投資が 30%削減され、柳価格が 8 PLN/GJ (2割減) となる場合には、内部収益率は 15.43%となる。

CO₂ クレジット

CO₂ クレジットを考慮した場合の内部収益率は、CO₂ クレジット価格が 18PLN/t-CO₂ (5米ドル/t-CO₂)³ の時、内部収益率は 4.82%、35PLN/t-CO₂ (10米ドル/t-CO₂) の時、内部収益率は 5.88%、70PLN/t-CO₂ (20米ドル/t-CO₂) の時、内部収益率は 8.29%となった。

また、CO₂ クレジット価格が、仮に現在の EU 内取引市場の先物価格である 61 PLN/t-CO₂ (出典: ポイントカーボン 2月 27日、13ユーロ/ t-CO₂)³ よりも低い価格にて内部収益率が 15%を超えるためには、CO₂ クレジットを考慮する必要がある以外に、今回の想定値からの初期投資額の削減、グリーン電力販売価格の引き上げ、柳購入価格の引き下げが同時に達成される必要があることが分かった。

7. ポーランド共和国の JI に対する取り組み状況

7.1 本プロジェクトの JI 可能性

EU における温室効果ガス削減に関する取り組みとして、2005 年以降 EU 各国による EU 域内での排出量取引 (EU-ETS) が実施される予定である。この EU-ETS は、「燃料投入量が 20MW を超える燃焼設備をもつエネルギー設備等」を対象としており、対象設備には排出量の上限 (アローワンス) が設定され、その目標を達成した設備は余った排出権を市場で売却できる一方、未達成の設備は不足分の排出権を市場で購入するか、罰金を支払わなければならない。現在 EU 内におい

³ 本報告書では、1米ドル=3.6 PLN、および 1ユーロ=4.7 PLN にて換算

ては、この EU-ETS と JI/CDM をリンクするリンク指令案が検討されているが、このリンク指令案によれば、EU-ETS の対象となる設備におけるプロジェクトは JI プロジェクトとして認められず、EU-ETS の対象となる施設から生じた CO₂ クレジットを EU 域外の国に移転することができない可能性があると言われている。しかし、第3回現地調査におけるポーランド環境省からの聞き取りによれば、当該リンク指令案は 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を可能性があることから、EU 加盟候補国間で反対の意見が強く、EU 内でこの内容の修正案を検討しているとのこと。また、調査時点における修正案は、EU-ETS 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 の CO₂ クレジットである ERU に転換することが可能であり、ERU として他国に移転することができる案となっているとのこと。

ポーランド環境省および JI の窓口である国家環境保護・水資源管理基金からは、上記の EU 内での議論を鑑み、「燃料投入量が 20MW を超える燃焼設備をもつエネルギー設備(PEC Plonsk)」が対象となっている本プロジェクトは、EU-ETS の対象となるが、JI プロジェクトの対象ともなり得るとの情報を得ている。ただし、ERU の獲得量については、今後の交渉次第となっている。

7.2 ポーランド共和国の JI プロジェクトの方向性

ポーランド共和国の JI 指針については、現在、環境省内で検討中とのことであるが、第2回調査において JI 手続きに関する情報を得た。JI 申請手続き方法については、ポーランド政府が承認した独立機関がプロジェクトの審査を実施し承認する事となっている。また、その手続き手順は、国家環境保護・水資源管理基金にプロジェクト設計書(PDD)を含めた書類を提出し、内容チェックを受けた後、ポーランド国環境省に申請書類を提出し、環境省と JI 事業実施者間にて CO₂ クレジット分配交渉を実施し、合意成立後、環境省から final confirmation letter が発行されるというものである。PDD に必要な項目は以下の通りである。

- 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

また、この PDD は UNFCCC 事務局を通し 30 日間のパブリックコメントを受けることになっている。