

平成 18 年度 CDM/JI 事業調査

「中国・山西省炭鉱メタンを利用した
コージェネレーションシステムの CDM 可能性調査」
報告書

平成 19 年 3 月

日本エヌ・ユー・エス株式会社

目次

1. プロジェクト基本情報	1
1.1 提案プロジェクトの概要	1
1.2 提案プロジェクト企画立案の背景	1
1.3 ホスト国概要	3
1.4 ホスト国における CDM 関連国内制度	4
1.5 ホスト国における持続可能な発展への貢献	7
1.6 調査の実施体制	8
2. プロジェクトの立案	9
2.1 沙曲炭鉱メタン CDM プロジェクト概要	9
2.1.1 プロジェクト概要	9
2.1.2 プロジェクト実施地区	10
2.2 採用する方法論とプロジェクト・カテゴリー	13
2.3 プロジェクトで設置する設備	13
2.4 プロジェクト・バウンダリ	14
2.5 ベースライン・シナリオの設定	17
2.6 プロジェクトの追加性の検討	25
2.7 提案しているプロジェクトの実施による GHG 排出削減量の計算	28
2.7.1 プロジェクトの年間 GHG 排出量の計算	31
2.7.2 ベースラインの年間 GHG 排出量の計算	33
2.7.3 リークエージについて	34
2.7.4 提案しているプロジェクトによる GHG 排出削減量	35
2.8 モニタリング	35
2.9 環境影響及び利害関係者のコメントについて	36
3. 事業化へ向けて	37
3.1 プロジェクトの実施体制	37
3.2 プロジェクトの経済性評価	38
3.3 事業化へ向けての期待と課題	41

1. プロジェクト基本情報

1.1 提案プロジェクトの概要

中国では、炭鉱における安全な採掘活動のために採掘時に発生する炭鉱ガスのガス抜きの実施が奨励されているが、抜き出した炭鉱ガスの活用については、経済的な問題等から進んでおらず、炭鉱ガスはそのまま大気中へ放出されているケースがほとんどである。提案プロジェクトの立地予定地でもある沙曲炭鉱（山西省の省都である太原から西へ190kmほど離れた柳林県にある）においても、安全のために炭坑内から炭鉱ガスが抽出され、その全量が大気中へ放出されている。本プロジェクトでは、現在大気中へ放出されている炭鉱ガスを利用するコージェネレーションシステムを設置し、発電した電力を系統へ、発生した熱を炭鉱内へ供給することを考えている。この熱供給システムの導入により、これまで使用していた熱供給用石炭ボイラーが廃止される予定である。このコージェネレーションシステムの運用により、炭鉱ガス中のメタンの破壊、発電した電力による系統電力代替からのCO₂削減、余熱を利用した熱供給システムによる従来型石炭ボイラーの代替からのCO₂削減、そして余剰ガスの燃焼という4つの温室効果ガス削減方法の組み合わせにより、年間60万トン超（CO₂換算）の温室効果ガスの削減を達成が可能となる。本プロジェクトをCDMとして登録することにより、削減される温室効果ガスと同量のCERが得られ、その販売利益により、プロジェクトの経済性が改善され、プロジェクトが実施可能となることが予測されている。

本プロジェクトで設置する発電機は出力700kWのものを20台設置する予定であり、これらに加え、発電機の排熱を利用して熱供給を実施する排熱利用システム（最大熱供給量33.12GJ、4台のボイラーで構成）を設置する。また、発電機で燃焼できない余剰のガスを燃焼するために開放型燃焼装置を設置する。ガス抽出システム（ポンプ4台で構成）は既存のものをそのまま使用する予定である。発電される電力はすべて系統へ流し、供給される熱は炭鉱内居住区への給湯と暖房のために使用される。

1.2 提案プロジェクト企画立案の背景

日本エヌ・ユー・エス株式会社（以下、JANUS）は、京都議定書の発効が決定を受けて、今後、日本国内のCDM需要が高まると予測し、CDMのポテンシ

ヤルが最も高いと言われていた中国において効率的に CDM 案件を発掘し、日本の投資者に CDM プロジェクト紹介するという事業モデルの開発に着手し、2005年2月に清華大学公共管理学院と協議を開始した。その後、数回の協議を重ね、2005年10月11日に清華大学公共管理学院内に、中国における CDM の体系的な発掘調査及び CDM の啓蒙活動を CDM R&D センターを設立することとなった。

清華大学 CDM R&D センターは、電話やメールでの問い合わせ、業界団体や省政府との体系的な調査、CDM 開発の入札などにより、案件情報の収集を行っている。これらの方法により集められた情報に基づいて、JANUS/CDM R&D センターは訪問調査を実施し、CDM 案件としての適格性を判断し、CDM 化の可能性の高いものを日本の投資者に紹介するというサービスを実施している。今回提案している山西省沙曲炭鉱での CDM を利用したコージェネレーションシステムの導入プロジェクトも CDM R&D センターへの問い合わせに基づく訪問調査から発掘したものである。

沙曲炭鉱は、山西省太原に本社のある山西焦煤集団責任公司の子会社の一つ華晋焦煤有限責任公司が所有するものであり、2004年に採掘が開始された新しい炭鉱である。山西焦煤集団責任公司は、子会社が管理するものも含め、18の炭鉱を所有しており、それぞれの炭鉱における CDM プロジェクトの開発をどこか1社（あるいは1グループ）の開発者に任せたいと考えており、その候補として清華大学 CDM R&D センター/JANUS グループと英国のカーボンファンド *Sindicatum* が、それぞれ子会社が所有する炭鉱を1つずつ任され、開発を競うこととなった。CDM R&D センター/JANUS グループは、華晋焦煤有限責任公司と組み、*Sindicatum* は西山石炭火力発電集団公司と組んでいる。*Sindicatum* はカーボンファンドであることから豊富な資金力により中国ホスト企業の初期投資なども負担することにより、迅速に開発を進めていたが、資金力に乏しい CDM R&D センター/JANUS は開発資金の調達に奔走していた。設備等の工事費は、ホスト企業が調達することが決まったが、CDM 開発費の調達と CER の買い手の手配はできず、それらの調達活動は継続していた。そして、(財)地球環境センターの CDM 補助事業があることを見つけ、状況の中で開発費確保の一環として応募することとなった。

1.3 ホスト国概要

中国は面積が 960 万 km² で日本の約 25 倍、人口は約 12 億 6600 万人で日本の 10 倍という巨大国家であり、近年は 10%近い成長率で著しい経済的發展を遂げている国である。高い経済成長率にしたがって、エネルギー消費や資源消費量も急増し、世界のエネルギー及び資源市場に大きな影響を与えている。また、経済優先の政策が多くの公害問題も引き起こしており、2006 年に開始された第 11 次 5 カ年計画では、環境保全が重要な項目としてあげられている。

温室効果ガス（GHG: Green House Gas）の排出状況は、CO₂ が約 79%、CH₄ が約 19%、N₂O が約 2%という構成であり（1990 年値）、主な排出源は、以下の図に示す通りである。

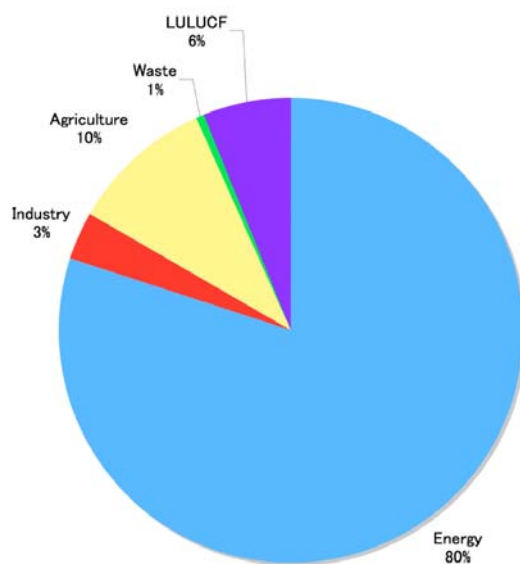


図 1 中国における排出源ごとの排出量のシェア（1990 年）

中国のエネルギー需給の中心は石炭であり、GHG 排出量の約 8 割を占める CO₂ は主にエネルギー起源のものと考えることができる。近年、以前は石油輸出国から純輸入国へと転じ、石炭についても輸入を開始している。各種資源の国内需要の増大に合わせ、積極的な資源外交を展開している。

1.4 ホスト国における CDM 関連国内制度

中国は世界で最も CDM のポテンシャルが高い国と言われ、中国政府も 2004 年には暫定版の CDM プロジェクト運用管理弁法を公表し、政府が CDM プロジェクトを支援して行く姿勢を示した。2006 年 10 月には、正式な CDM プロジェクト運用管理弁法が発効され、暫定法は廃止された。

この「CDM プロジェクト運用管理弁法」は、中国政府が推奨する CDM プロジェクトの分野、CDM プロジェクト実施者の条件と義務、国家承認のプロセス、CDM による収益の分配比率などが規定されている。主要な内容は、以下の通りである。

- ・ 中国における CDM の重点分野は、エネルギー効率改善、新エネルギー及び再生可能エネルギーの開発・利用、メタンガスと炭酸ガスの回収利用である（第 4 条）。
- ・ CDM を実施する事業者は、中国国内の中国資本企業あるいは中国資本が支配権を有する(株式の 51%以上を保有)企業でなければならない(第 11 条)。
- ・ 中国の指定運営機関（DNA）は国家発展改革委員会であり、同委員会は、科学技術部及び外交部と共同で CDM プロジェクトの承認を行う(第 16 条)。
- ・ 中国国内の CDM プロジェクトによる CER は中国政府の所有に帰属する。他方、具体的な個々の CDM プロジェクトによる CER はプロジェクト実施企業にも帰属することから、その分配比率を以下のように決定する（第 24 条）。
 - HFC 及び PFC に係わるプロジェクトでは、CER 移転による収益の 65% を中国政府が受け取る。
 - N2O に係わるプロジェクトでは、CER 移転による収益の 30%を中国政府が受け取る。
 - 第 4 条に示す重点分野及び植林などにかかわるプロジェクトでは、CER 移転による収益の 2%を中国政府が受け取る。
 - 中国政府が徴収したこの資金は、気候変動関連活動の支援に用いられる。
 - また、徴収方法及び使用方法については、財務部が国家発展改革委員会など関連機関と協議して別途定める。

中国における DNA（Designated National Authority:指定国家機関）は、国

家発展改革委員会（NDRC）であり、中国で実施される CDM プロジェクトの国家承認は NDRC から取得することになる。中国政府の CDM 承認体制を図 2 に示す。

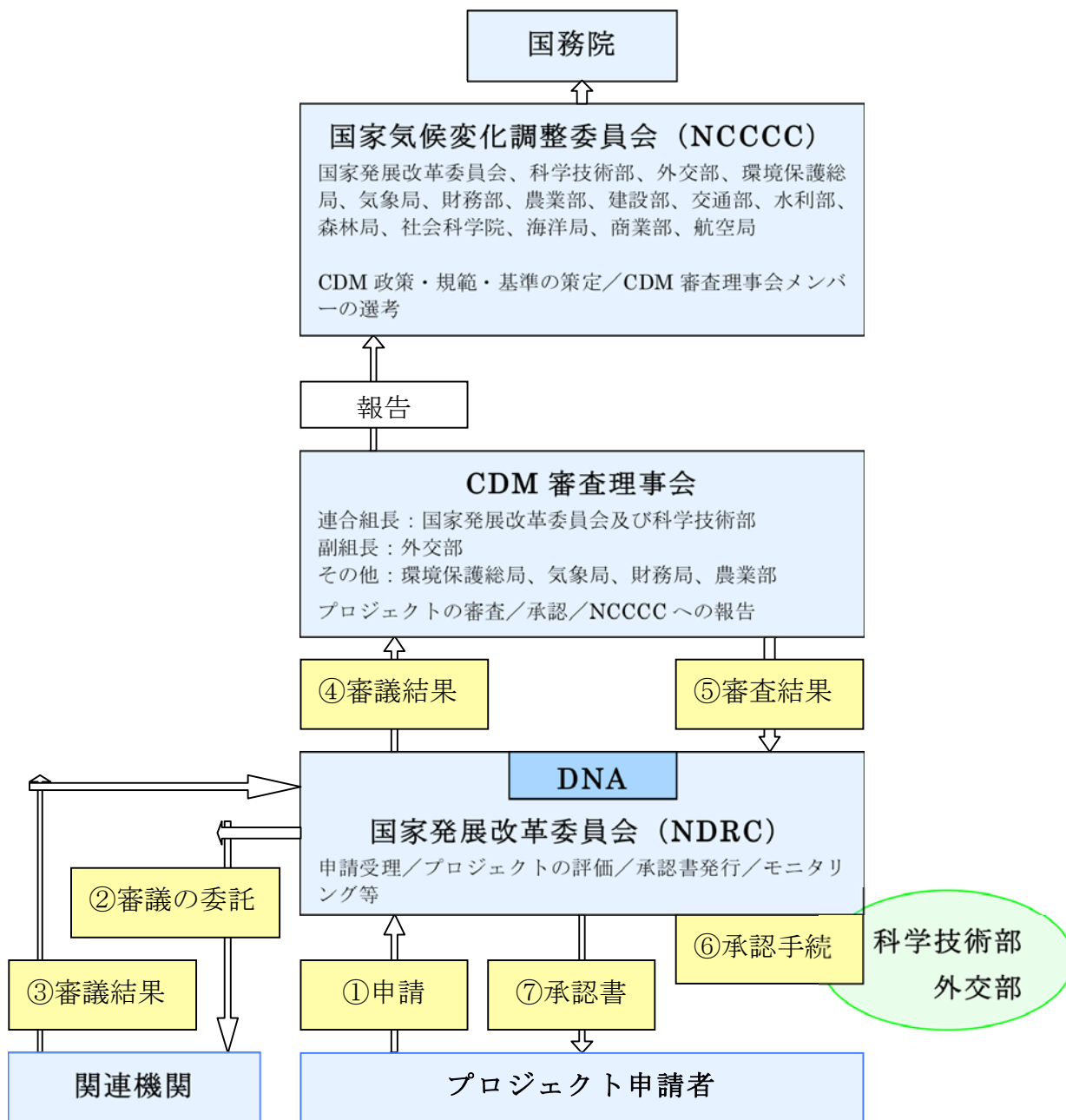


図 2 中国政府の CDM 国家承認体制

中国における CDM プロジェクトについて、中国政府の国家承認を受けるた

めには、プロジェクト実施者は、まず国家発展改革委員会（NDRC）に承認申請を行う。承認申請の際には、プロジェクト設計文書（PDD）に加え、企業の財務状況証明文書及び建設プロジェクトの概況と資金調達に関する説明文書を提出する。書類が確認できた時点で、NDRC は関連する機関に委託し、専門家を組織して審議を実施する。その審議期間は 30 日を越えないものとされている。NDRC は、この専門家による審査を通過したプロジェクトを CDM 審査理事会に提出し、理事会の審査が実施される。この理事会の審査結果に基づいて、NDRC は科学技術部及び外交部と共同で当該 CDM プロジェクトの承認を行う。そして、NDRC は承認書を発行するが、申請受理から承認の是非決定までを 20 日以内実施する。ただし、その期間には専門家による審査の期間は含まれない。

国家承認を受けた CDM プロジェクトは DOE（指定運営機関）の有効化審査（Validation）により適格と判断されれば、CDM 理事会に登録申請できる。登録申請したプロジェクト実施者は、承認状況を NDRC に報告し、登録承認通知受理後、10 日以内に NDRC に報告しなければならない。

プロジェクト実施者は、CDM 理事会に登録されたプロジェクトの実施状況及びモニタリングに関する報告書を NDRC に提出しなければならない。また、当該 CDM プロジェクトにより生じる CER についての検証（Verification）、認証（Certification）、発行についても、プロジェクト実施者は NDRC に報告することが義務付けられている。

このようなプロセスを経て、中国での CDM プロジェクトから発生した CER は、NDRC または NDRC から委託された機関により記録され、発行量や移転先等が管理される。

現在の中国の CDM プロジェクトに関する状況は、2007 年 1 月 31 日付けで 279 件の CDM プロジェクトに対し、DNA は国家承認を発効している。2007 年 1 月 25 日時点での CDM 理事会登録数は 37 件となっており、プロジェクト登録件数は、インド、ブラジル、メキシコについて世界第 4 位（シェアは約 7%）である。しかし、期待される年間平均 CER 発行量については、世界の約 41% を占め、圧倒的なシェアを誇る。登録済みプロジェクト数のシェアでは 7% 程度しか占めていないのに、CER 発行量では 40% を超えるシェアを占めている理由は、地球温暖化係数（GWP）が極めて高い HFC23（GWP = 11700）破壊に関

する CDM プロジェクトを 6 件も登録しているためである。今後も中国は、先進国からの投資を呼び込むため、積極的に CDM 開発を促進していこう。

1.5 ホスト国における持続可能な発展への貢献

中国は高い経済成長に従ってエネルギー需要が急増しているために、エネルギー不足が深刻化しており、資源開発の推進を重要な政策課題の一つと考え、国内外において積極的な資源開発や利権の取得を行っている。国内の最も豊富な資源である石炭の開発も政府推進分野の一つであるが、炭鉱内のガスの適切な処理の欠如から爆発事故が頻発している。政府は、ガス抜き技術の導入を奨励しているが、多額の費用がかかることから、資金的に余裕のある大企業が対応し始めている段階にある。ガス抜き技術を導入した炭鉱でも、費用的な問題から抜き出したガスの有効利用は進んでおらず、そのまま大気中へ放出していることがほとんどである。炭鉱ガスの主成分の一つはメタンであり、地球温暖化係数が 21 と高いことから、この放出は温暖化問題にかなりの悪影響を与えていると思われる。

本プロジェクトでは、この温室効果の高いメタンを主成分の一つとしている炭鉱ガスを燃焼し、それをより温室効果の低い二酸化炭素に変換することで、炭鉱事業における温暖化の抑制に大きく貢献できる。また、そのガスの燃焼を利用した発電による電気で系統電力を代替すること、及び発電機の余熱を利用した熱による従来の熱供給用石炭ボイラーを代替することから、石炭消費量を減らすことができ、二酸化炭素の発生も抑制することができる。さらに、石炭消費量の減少は、煤塵、硫黄酸化物、窒素酸化物の減少にもつながり、電力供給は、中国の深刻な電力不足の解消に貢献することができる。

そして、このプロジェクトが CDM 事業として成功し、炭鉱ガスを利用した CDM モデルが確立すれば、資金的な問題からガス抜き技術を導入できない炭鉱も導入できる可能性が向上し、実際に導入が進めば、中国の炭鉱における採掘活動の安全性向上にも貢献できる。

以上のようなことから、本プロジェクトは中国の持続可能な発展に大きく貢献できるだろう。

1.6 調査の実施体制

本調査は、基本的には日本エヌ・ユー・エス株式会社と清華大学公共管理学院 CDM R&D センターが共同で進めている。CDM R&D センターは、CDM 開発のために柔軟な活動ができるよう北京喜地愛母科技諮問有限公司を設立しており、CDM R&D センターの指示の下、実質的な CDM 開発活動は同社が行っている。調査の実施体制を図 3 に示す。

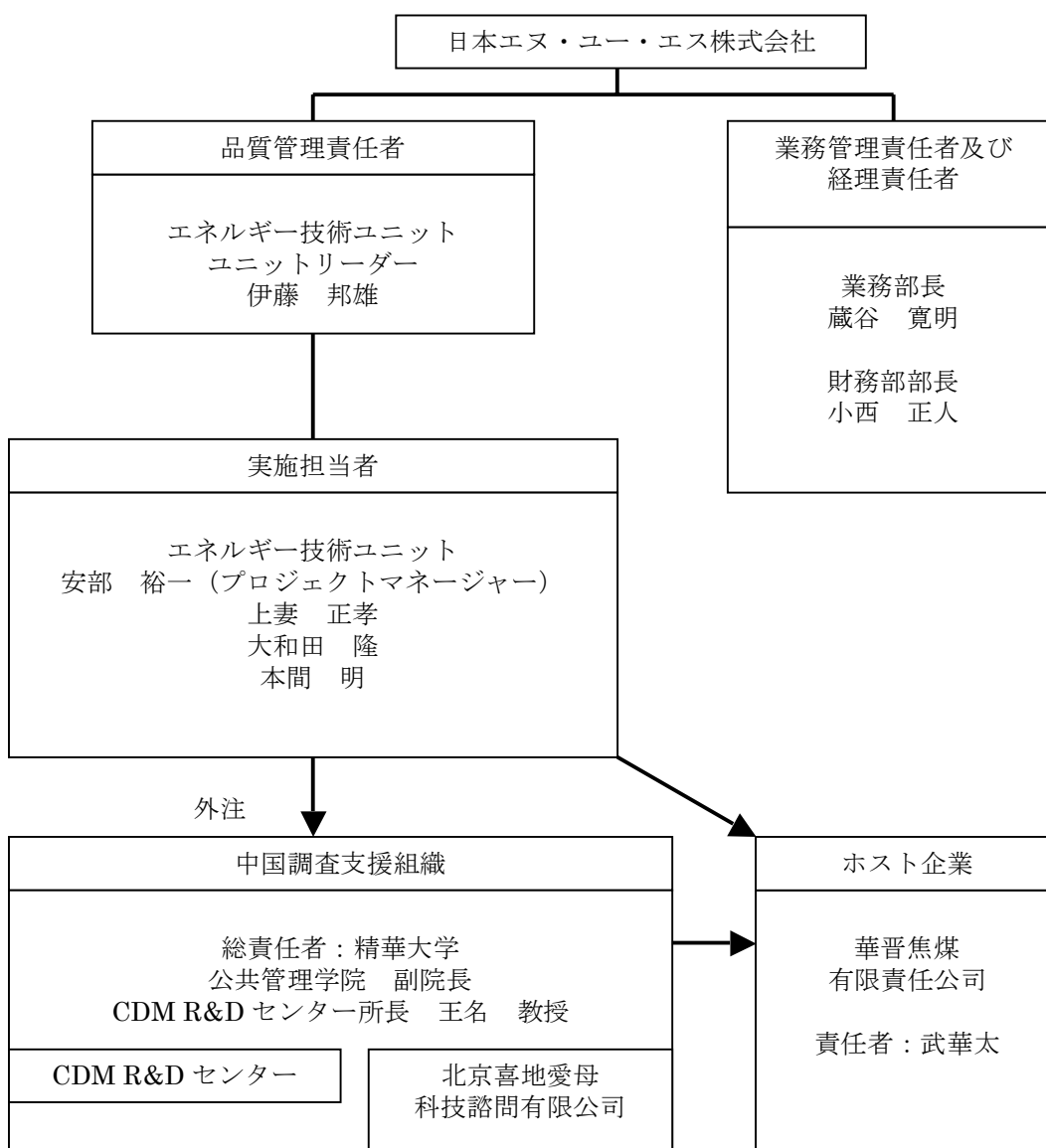


図 3 調査の実施体制図

2. プロジェクトの立案

2.1 沙曲炭鉱メタン CDM プロジェクト概要

2.1.1 プロジェクト概要

提案しているプロジェクトは、山西省柳林県の沙曲村にある沙曲炭鉱において、安全な炭鉱の操業のために炭鉱内から大気中へ排気している炭鉱ガス (coal mine methane: CMM) を捕獲して、発電機の燃料として利用し、発電した電力は地域の電力系統へ送電するというものである。さらに、発電機から発生する熱を利用する余熱利用ボイラーを設置し、これまで利用されてきた炭鉱の生活区への熱供給用の石炭ボイラーの代わりに、それらのボイラーが熱供給を行い、既存の石炭ボイラーは廃止する。また、余剰ガスなどを燃焼するための開放型燃焼装置も設置し、できる限り多くの炭鉱ガスを燃焼できるようにする。

沙曲地域は総面積 135 平方キロメートル、全炭田の埋蔵量は 22 億 5228 万トンという、豊富な石炭を有する地域である。その地域にある沙曲炭鉱の現在の生産能力は年間 300 万トンである。同炭鉱保有企業の華晋焦煤有限責任会社の事業発展計画によれば、沙曲炭鉱の生産能力は、最終的に年間 800 万トンまで増大する。沙曲炭鉱はガスの多い炭鉱であり、炭鉱の安全な生産を保証するために 2004 年にガス抜きシステムが設置された。このガス抜きシステムは、採掘を進める前に安全のために CMM を抽出する作業と炭坑内の濃度基準を維持するためのメタン抽出 (VAM) を同時に行い、集めたガスを大気中へ放出するシステムとなっている。沙曲炭鉱の現在のガス放出量は、メタンガス量として年間約 5,000 万立方メートルあるが、石炭生産量の増加にしたがって、ガス放出量も増大し、2010 年には 6,500 万立方メートルに達し、最終的には 7,500 万立方メートルに達すると予想されている。この炭鉱ガスは、現在、全く利用されることがなく、大気中へ放出されている。本プロジェクトは、この大気中へ放出されているガスを発電と熱供給のために有効利用するものである。

本プロジェクトにおいて、発電機の燃料として利用するのは、現在安全のために炭鉱から抽出し、大気中へ放出している炭鉱ガス (CMM) と炭坑内の循環空気中のメタン (VAM: Ventilation Air Methane) であり、炭層ガス (CBM: Coal Bed Methane) は使用しない。設置する発電機的全設備容量は 14,000kW であ

り、700kW の発電機 20 基から構成される。発電機からの余熱を利用するボイラーは、燃料を使用しないため、温室効果ガスは全く排出しない。余熱利用ボイラーは 4 台設置し、通常は 3 台のボイラーを運転し、1 台は予備とする。このボイラーシステムの最大熱供給量は 33.12GJ/hour ある。現在、炭鉱の生活区への熱供給は、石炭ボイラーを用いて行われているが、生活区で必要とされる熱量は最大で 22.925 GJ/h であり、この余熱利用ボイラーは生活区で必要とされる熱を十分に供給することができる。開放型余剰ガス燃焼装置は、発電機で燃焼できない分を燃焼するために設置している。中国の炭鉱安全規則では、発電や熱生成に利用する場合、炭鉱ガスのメタン濃度が 30%以上なければならない。また、単に燃焼する場合でも 25%以上のメタン濃度が必要であることから、開放型余剰ガス燃焼装置では、メタン濃度 30%以上の発電機で燃やせなかった炭鉱ガスと濃度 25%から 30%の炭鉱ガスが燃焼される。メタン濃度 25%以下の炭鉱ガスは、中国の炭鉱安全規則に従って、これまでと同様に大気中へ放出する。

2.1.2 プロジェクト実施地区

プロジェクト実施場所である沙曲炭鉱は、山西省吕梁市柳林県に位置する。柳林県は、山西省の省都である太原から西南西の方向に 190km のところにある。柳林県の正確な位置は、東経 111 度 39 分 45 秒から 112 度 05 分 33 秒、北緯 37 度 08 分 53 秒から 37 度 37 分 28 秒となる。図 4 に中国全土に対する柳林県の位置を、図 5 に山西省内での柳林県の位置とプロジェクト実施地区（沙曲ガス発電所）の位置を示す。



図4 中国における柳林県の位置

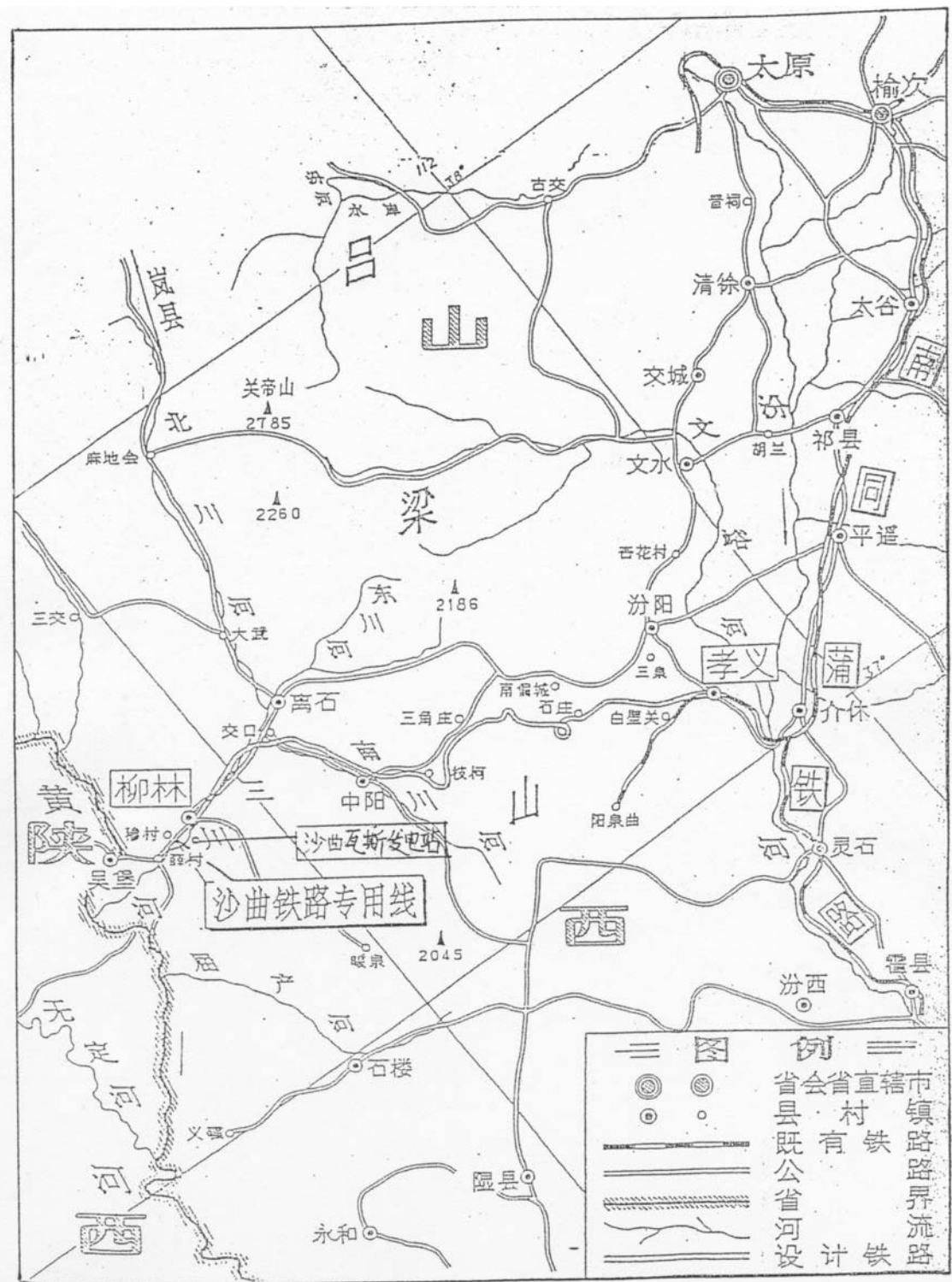


図5 山西省における柳林県及び沙曲ガス発電所の位置

2.2 採用する方法論とプロジェクト・カテゴリー

本プロジェクトでは、承認済み方法論 ACM0008 “Consolidated methodology for coal bed methane and coal mine methane capture and use for power (electrical or motive) and heat and/or destruction by flaring” Version 3 を使用する。また、地域の系統電力の代替部分に対しては、承認済み方法論 ACM0002 “Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources” Version 6 for the power generation connected to the grid. を用い、追加性の証明については、ACM0008 の指定する”Tool for the demonstration and assessment of additionality” の最新版 (Version 2) を使用し、開放型燃焼装置での炭鉱ガスの燃焼に対しては、ACM0008 の指定する”Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane”を用いる。

本プロジェクトが関係するセクトラル・スコープ (sectoral scope) は、Category 8 “Mining and mineral production” 及び“ Category 10 “Fugitive emissions from fuels”である。

2.3 プロジェクトで設置する設備

本プロジェクトでは、発電機での炭鉱ガス (燃焼する成分: メタン) の燃焼、発電した電気を外部系統に流すことによる系統電力の代替、余熱利用ボイラーによる炭鉱内生活区への熱供給用石炭ボイラーの代替、開放型燃焼装置による余剰炭鉱ガスの燃焼により、温室効果ガスを削減する。用いる技術は、最新の設備を費用効率的な組み合わせで採用している。設置している設備は、以下の通りである。

- ・ 発電機：出力 700kW の国産ガスエンジンを 20 基設置。小型のものを多数設置することにより、ガス流量に合わせた柔軟な運転が可能となる。1 台のユニットは、熱効率 34% のガスエンジンと発電効率 92% の発電機から構成される。
- ・ 余熱利用ボイラー：発電機から発生する余熱を回収し利用する余熱ボイラーを 4 台設置。通常稼働するのは 3 台であり、1 台は予備。通常運転による熱供給量は 24.84GJ/h (蒸気量換算 9.857t/h) であり、炭鉱内の生活区で必要とされる最大熱量 22.925GJ/h (蒸気量換算 9.145t/h) の供給が可能。

- ・ 燃料輸送システム：抽出した炭鉱ガスを発電機に送るシステム。炭鉱ガス中の不純物や水分などを取り除くガス浄化装置、ガスの均質化や流量調節のためのガスタンク（容量 10,000m³）、及び加圧器 2 台（1 台は予備）から構成される。
- ・ 余剰ガス処理装置：余剰ガス処理用開放型燃焼装置の 1 基設置。ACM0008 によれば、CDM プロジェクトのために抽出している炭鉱メタンは、基本的にすべて燃焼しなければならない。また、中国の「炭鉱安全規定」によれば、メタン濃度 30%以上の炭鉱ガスでなければ発電に利用することができず、メタン濃度 25%以上の炭鉱ガスでなければ単に燃焼することもできない。ゆえに、この燃焼装置は、30%以上の炭鉱ガスについて、発電機の停止あるいは炭鉱ガスの過剰な放出により発生する余剰分と濃度 25%から 30%の炭鉱ガスを燃焼するためのものである。設計最大ガス燃焼量は、20,000m³/h（25%濃度炭鉱ガス）である。
- ・ 循環冷却水システム：発電機の冷却システム。
- ・ 電気設備：発電機により発電した電力を、所内で利用のための配電設備と外部の電力系統に流すための系統接続設備から構成される。

なお、炭鉱内からガスを抽出するために 4 台のポンプが設置されているが、炭鉱ガス抽出用のポンプは、中国の炭鉱安全規則を遵守するために、炭鉱の採掘開始時に設置されたものであり、このプロジェクトのために新たに設置されたものではない。

2.4 プロジェクト・バウンダリ

ACM0008 に従えば、プロジェクトの空間的な範囲には以下のものが含まれる。

- ・ 当該プロジェクト活動の一部として、プロジェクトサイトにおける炭鉱ガスの抽出、圧縮、貯蔵のために設置され、使用されるすべての設備、及びサイト外の利用者へ送るための設備
- ・ 当該プロジェクト活動の一部として、設置され、使用される燃焼設備、自家発電設備、熱生成設備

- ・ ACM0002 における当該プロジェクトの電力システムと系統につながった電力システムの定義に従う、プロジェクト活動で発電する電気を地域の系統へ流すための発電設備

これらの定義に従ったプロジェクト・バウンダリの簡略図を図 6 に示す。

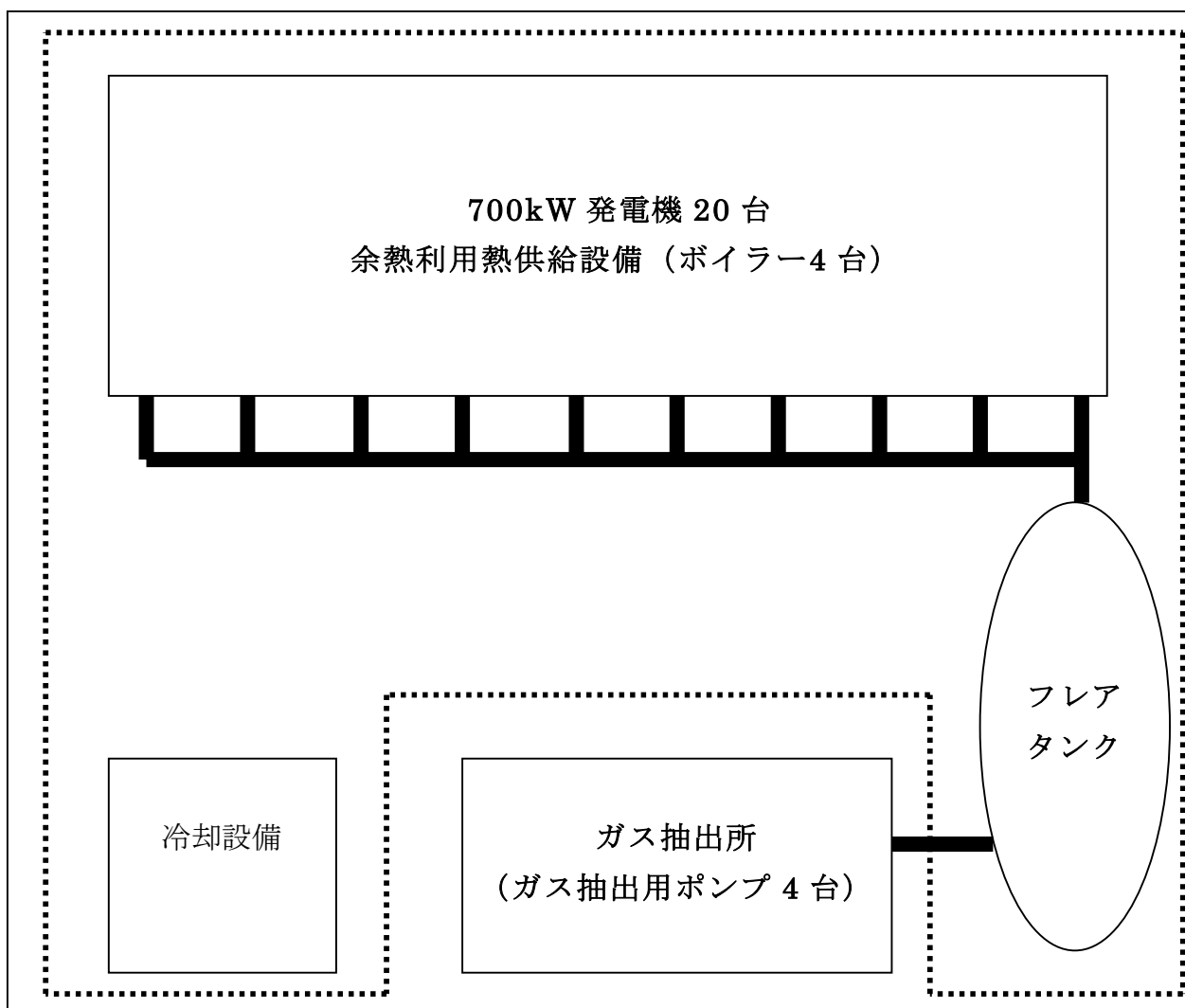


図 6 プロジェクト・バウンダリ

2.3 項でも述べた通り、炭鉱ガスの抽出設備は、中国の炭鉱安全規則を守るためにすでに設置されているものであり、ベースライン・シナリオに含まれる設備であるため、プロジェクト・バウンダリには含めていない。

また、プロジェクト・バウンダリに含まれる、あるいは含まれない温室効果ガスの種類と排出源について表1にまとめる。

表1 プロジェクト・バウンダリ内に含まれるガス、含まれないガスとそれらの排出源

	Sources	Gas	Included or Excluded	Justification/Explanation
Baseline	Emissions of methane as a result of venting for current mining activities	CH4	Included	<ul style="list-style-type: none"> • Main emission source. However, certain sources of methane may not be included, as noted in the applicability conditions. • Recovery of methane from coal seams will be taken into account only when the particular seams are mined through or disturbed by the mining activity. • Recovery of methane from abandoned coalmines will no be included. • The amount of methane to be released depends on the amount used (for local consumption, gas sales, etc.) in the baseline.
	Grid electricity generation (electricity provided to the grid)	CO2	Included	<ul style="list-style-type: none"> • Only CO2 emissions associated to the same quantity of electricity than electricity generated as a result of the use of methane included as baseline emission will be counted. • Use of combined margin method as described in ACM0002 should be used.
		CH4	Excluded	<ul style="list-style-type: none"> • Excluded for simplification. This is conservative.
		N2O	Excluded	<ul style="list-style-type: none"> • Excluded for simplification. This is conservative.
	Captive power and/or heat, and vehicle fuel use	CO2	Included	<ul style="list-style-type: none"> • Only when the baseline scenario involves such usage.
		CH4	Excluded	<ul style="list-style-type: none"> • Excluded for simplification. This is conservative.
		N2O	Excluded	<ul style="list-style-type: none"> • Excluded for simplification. This is conservative.
Project activity	Emissions of methane as a result of continued venting	CH4	Excluded	<ul style="list-style-type: none"> • Only the change in CMM/CBM emissions release will be taken into account, by monitoring the methane used or destroyed by the project activity.
	On-site fuel consumption due to the project activity, including transport of the gas	CO2	Included	<ul style="list-style-type: none"> • If additional equipment such as compressors are required on top of what is required fro purely drainage, energy consumption from such equipment should be accounted for.
		CH4	Excluded	<ul style="list-style-type: none"> • Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small.

		N2O	Excluded	• Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small.
	Emissions from methane destruction	CO2	Included	• From the combustion of methane in a flare, or heat/power generation.
	Emissions from NMHC destruction	CO2	Included	• From the combustion of NMHC in a flare, or heat/power generation, if NMHC accounts for more than 1% by volume of extracted coal mine gas.
	Fugitive emissions of unburned methane	CH4	Included	• Small amount of methane will remain unburned in flares or heat/power generation.
	Fugitive methane emissions from on-site equipment	CH4	Excluded	• Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small.
	Fugitive methane emissions from gas supply pipeline or in relation to use in vehicles	CH4	Excluded	• Excluded for simplification. However taken into account among other potential leakage effects (see leakage section).
	Accidental methane release	CH4	Excluded	• Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small.

表 1 において、NMHC (Non-Methane Hydro Carbon) は ACM0008 の定義に従い含めることになっているが、NMHC の体積パーセント濃度は、1%以下であることが炭鉱ガスの分析結果から分かっているので、以下の考察において、NMHC は考慮しない。

2.5 ベースライン・シナリオの設定

以下では、ACM0008 に従うプロセスで、ベースライン・シナリオを決定する。なお、CBM は炭層メタン (Coalbed Methane)、CMM は炭鉱メタン (Coal Mine Methane) の略記である。

Step 1 : CBM または CMM の捕獲及び/または利用のために技術的に利用可能なオプションの特定

Step 1a : CBM 及び CMM 抽出のためのオプション

ベースライン・シナリオの代替案は、安全規則の遵守のために、CBM 及び CMM を取り扱う、技術的に利用可能なすべてのオプションを含めるべきである。そのようなオプションには、以下のようなものがある。

- A. 換気空調系メタン（VAM）抽出
- B. CBM または直接関係のない CBM を含む、採掘前 CMM 抽出
- C. 採掘後 CMM
- D. それぞれの割合を明確にできる、オプション A、B 及び C の組み合わせ

これらのオプションは、現在、CDM として実行されていない CDM プロジェクト活動に含まれるべきである。

現在、沙曲炭鉱で採用されている炭鉱ガスの抽出技術は、採掘前 CMM 抽出と VAM 抽出であるが、沙曲炭鉱では、CMM と VAM を同時に抽出するシステムを採用しており、それらが混合された状態で大気へ放出されている。沙曲炭鉱は、操業して 3 年にもなっていない新しい炭鉱であり、まだ採掘後 CMM 抽出は実施されていないが、将来的には炭鉱の安全のために実施することになるだろう。

CBM について、沙曲炭鉱は現在も抽出していないし、将来的にも抽出する計画は持っていない。

Step 1b : 抽出した CBM 及び CMM の取り扱いに対するオプション

ベースライン・シナリオは、CBM 及び CMM を利用するために技術的に利用可能なすべてのオプションを含めなければならない。そのオプションとして、以下のようなものがあげられる。

- i. 大気への放出（Venting）
- ii. VAM の利用/破壊
- iii. CBM/CMM の燃焼
- iv. 追加的な系統電力の発電への利用
- v. 追加的な自家発電のための利用
- vi. 追加的な熱生成のための利用
- vii. ガスパイプラインへの供給（乗り物、熱生成及び発電の燃料として使用されるべきもの）
- viii. それぞれの割合が明確にできる、オプション i から vii の組み合わせ

これらのオプションには、CDM プロジェクトとして実施されていない提案しているプロジェクト活動が含まれるべきである。

Step 1c : エネルギー生産のためのオプション

ベースライン・シナリオの代替案は、発電（CBM/CMM または別の燃料を用いた、系統への発電プラント、自家発電プラント）及び/または熱生成（CBM/CMM または別の燃料を使用した）及び/または乗り物の燃料の生産のためのすべての可能性のあるオプションを含まなければならない。

提案しているプロジェクト活動に対するエネルギー生産のオプションとして、以下のようなものが考えられる。

- (1) Step 1b のオプション i で述べている CMM の大気放出と華北送電網からの電力の購入
- (2) Step 1b のオプション iv 及び v のための燃料として、CMM を利用する発電プラントの建設
- (3) 自家用石炭火力発電プラントの建設と CMM の大気放出
- (4) 熱供給のための石炭燃焼ボイラーと CMM の大気放出
- (5) Step 1b のオプション vi で述べている熱供給のための CMM 利用ボイラーの設置

Step 2. 法的または規則の要件に従っていないベースライン・オプションの削除

中国の国家炭鉱安全規則によれば、同規則の健康と安全に関わる項目(100 項から 150 項)において、爆発を避けるために炭坑内のメタン濃度は 1%以下に保たなければならないということが規定されている。また、同規則の 148 項においては、メタン濃度が 30%以下の炭鉱ガスは利用してはいけない、また、濃度 25%以下のものは単なる燃焼もできないということが規定されている。

沙曲炭鉱は、これらの規則に従って、VCM と採掘前 CMM を抽出し、大気中へ放出している。沙曲炭鉱は、操業して 2 年程度の新しい炭鉱なので、まだ採掘後 CMM は抽出していないが、将来的にはそれらの規則に従うために採掘後 CMM の抽出も実施する予定である。また、炭鉱ガスのメタン濃度が 25%以下のものについては、利用することができず、そのまま大気中へ放出しなければ

ならないということは留意しなければならない。

炭坑内から抽出し大気中へ放出している炭鉱ガスの総量については規制がないことから、基本的に、Step 1 に示したオプションはすべて法的及び規制上の要件を満たしている。

中国政府は CMM の活用を奨励しており、2005 年には国家発展改革委員会 (NDRC: National Development and Revolution Committee) は CMM の抽出と利用を促進するための Coalmine Methane Treatment and Utilization Macro Plan を公表した。しかし、中国において、いまだ CMM の利用を義務化する法律や規則はなく、作られる予定もない。また、CMM の利用に関する経済的補助制度もない。中国政府は、CDM を CMM 活用のインセンティブとして考えている。

Step 3. ベースライン・シナリオの代替案の策定

すべての法的及び規則上の要件を満たし、技術的に可能なオプションに基づいて、論理的かつ包括的なベースライン・シナリオの代替案を構築しなければならない。そのような代替案の一つは、CDM プロジェクトとして登録されていない CDM プロジェクト活動でなければならない。

Step 1 及び Step2 での議論に基づく代替案には、以下のようなものがある。

Step 3a. CMM 抽出のための代替案

- A. 大気放出
- B. 採掘前 CMM 抽出
- C. 採掘後 CMM 抽出
- D. A、B 及び C の組み合わせ

現在の沙曲炭鉱の抽出活動は A と B の組み合わせである。しかし、沙曲炭鉱は新しい炭鉱であるため、採掘後 CMM 抽出をまだ実施していないが、将来は安全規制を守るために実施する予定であることから、現在の沙曲炭鉱の抽出活動は A、B、C の組み合わせである D である。

Step 3b. CMM の扱いに対する代替案

以下のような代替案が考えられる。

代替シナリオ i: ベースラインとして考えられるシナリオの一つは、炭鉱から抽出している炭鉱ガスをすべて大気中へ放出することである。これは、現在の沙曲炭鉱で実施している抽出活動である。

代替シナリオ ii: VAM の利用あるいは燃焼による破壊

代替シナリオ iii: 回収した CMM を単に燃焼し、破壊するというシナリオ。この方法は、石炭採掘業界では、あまり受け入れられていない方法であり、中国政府も利用は奨励するものの、単なる燃焼は奨励していない。

代替シナリオ iv: 回収した CMM をガスエンジンまたはガスタービンを用いた発電機で燃焼し、発電した電力を地域の送電網 (grid) に流すというシナリオ。発電機から発生する熱を回収し、炭鉱内で利用することも可能である。

代替シナリオ v: 回収した CMM をガスエンジンまたはガスタービンを用いた発電機で燃焼し、発電した電力を炭鉱内で利用するというシナリオ。発電機から発生する熱を回収し、炭鉱内で利用することも可能である。発電した電力の一部は、発電システム及び廃熱回収システムなどで利用する。

代替シナリオ vi: 回収した CMM をガスボイラーで燃焼し、炭鉱内で利用する熱エネルギーを作り出すというシナリオ。熱エネルギーは、給湯及び暖房で利用される。

代替シナリオ vii: 炭鉱に設置したガス浄化システムにより、回収したすべての CMM を処理し、近接する天然ガスパイプラインに流すというシナリオ。一般的に、高圧天然ガスパイプラインの仕様では、供給されるガスは 95%以上のメタン濃度が要求される。このシナリオと類似した別のシナリオとして、既存の家庭用あるいは商業用の地域のガスパイプラインに CMM を流すというシナリオがある。地域の低圧ガスパイプラインの仕様では、30%以上のメタン濃度が要

求される。

代替シナリオ viii: 代替シナリオ i と iv の組み合わせ。これは、提案しているプロジェクト活動であり、まだ CDM として登録されていないものである。

Step 3c. エネルギー生産のための代替案

Step 3b の代替シナリオ iv、v 及び vi に加えて、エネルギー生産のための他の選択肢として以下のようなものがある。

代替シナリオ a: 炭鉱内で使用する電気は華北電力網から購入し、炭鉱内で使用する熱は、石炭の燃焼によって作り出される。これは、沙曲炭鉱における現在のエネルギー生産方法である。

代替シナリオ b: CMM を用いた発電とその余熱を利用した熱生成。これは、提案しているプロジェクト活動であり、まだ CDM として登録されていないものである。

Step 4. 何らかの実施を妨げる障壁に直面するベースライン・シナリオの削除

上記で特定したベースライン・シナリオの代替案について、CDM プロジェクトがない場合に、そのシナリオが起こることを妨げるような障害をすべて列挙しなければならない。CMM の抽出、CMM の利用及びエネルギー生産に対して特定されたベースライン・シナリオの代替案は、以下のようなプロセスで評価される。

CMM 抽出の代替案に対する考察：

沙曲炭鉱は、採掘前 CMM と VAM を同時に抽出するガス抽出システムを設置しているため、CMM と VAM を別々に抽出することは、追加費用を伴う設備の改造によってしか実施することができない。その改造により、ガス抽出率が向上し、より安全になるかもしれない。しかし、現在、安全規制を守り、事故を起こすことなく安全に操業している状態で、さらに安全性を向上させるためにガス抽出システムに追加投資を行うことは、現在の中国においては非現実的である。中国において、炭鉱では石炭の採掘が最優先であり、安全規制を守る

ための費用は最小限にするのが、一般的である。また、炭鉱が新しいため採掘後 CMM の抽出はまだ実施されていないが、将来的には同じガス抽出システムを用いて抽出する予定である。ゆえに、Step 3a の A、B 及び C を別々に採用することは不可能であり、CMM に対する代替シナリオ A、B 及び C は常に一緒に実施される。この A、B 及び C の組み合わせは、Step 3b における代替シナリオ D であり、現在、プロジェクトサイトで実施している CMM 抽出方法である。

以上の議論から、CMM 抽出に対するベースライン・シナリオは、代替シナリオ D と決定することができる。次に、このオプション D の CMM 抽出シナリオの下での CMM の扱いに対する代替シナリオについて考える。

代替シナリオ i: このシナリオには、何の障害もなく。現在、実施している CMM の取り扱いである。

代替シナリオ ii: 沙曲炭鉱では、CMM と VAM を同時に抽出するシステムを導入しており、VAM のみを分離して抽出するための設備改造に追加投資を行うことは非現実的であり、また技術的にも困難を伴うものである。

代替シナリオ iii: このシナリオは CMM を単に燃焼して破壊するだけであり、エネルギーとして利用することがないため、中国における重大なエネルギー不足問題に何も貢献することがない。燃焼は燃焼装置の設置のための追加投資が必要であるが、単に燃焼するだけなので、何も収益を生み出すことができない。さらに、燃焼は中国の炭鉱産業において広く実証されている技術ではない。ゆえに、燃焼は、明らかにその実施を妨げる投資の障壁に直面することになる。

代替シナリオ iv: 地域の電力系統に接続した発電に対する料金は、電力購入価格よりも低い。ゆえに、このシナリオの IRR は自家発電（下記の代替シナリオ v に対する検討を参照）よりも低くなる。従って、このシナリオは、厳しい投資の障壁に直面することになる。

代替シナリオ v: 中国政府は炭鉱メタンの抽出と利用を奨励しているが、税控除や補助金などの経済的に支援する措置は一切用意していない。CMM 利用に関す

る経済的研究（参考文献：Juanyan Guo, CMM power generation technology and current challenges in China, China coalbed methane, February 2004）によれば、このようなプロジェクトの IRR は極めて低く、投資回収期間も長期に及び、その期間は一般的に 10～20 年である。低い IRR と長期の投資回収期間は、投資家がそのようなプロジェクトを開発することを妨げることになるだろう。

また、上記のような理由から中国の石炭産業界では、安全規制を守るための最低限の設備しか導入されず、抽出された炭鉱ガスは、何も利用せず大気中へ放出することが一般的である。ゆえに、CMM を利用した発電や熱利用に関する技術と経験が欠けており、そのようなプロジェクトを実施することは、容易ではない。

代替シナリオ vi: CMM を燃料としたボイラーは、安定したガスの流量と 30%以上のメタン濃度を必要とする。沙曲炭鉱から排出される CMM の流量の不安定性及び濃度の低さと変動性は、技術的に CMM を燃料としたボイラーにあまり向いていない。また、沙曲炭鉱における熱需要は、季節変動が大きく、ほとんどが冬季に集中するため、CMM を燃料としたボイラーの稼働もそれに合わせて変動させなければならない。それは、ガス処理量が季節によって大きく変動することにつながり、夏季は大半を大気中へ放出しなければならなくなる。また、稼働率の低下は、IRR の悪化にもつながり、投資の障壁となる。

代替シナリオ vii: 沙曲炭鉱から排出される CMM は、流量及びメタン濃度ともに不安定であり、95%以上の濃度を確保することは不可能である。そのため、高圧天然ガスパイプラインに接続するというシナリオは、技術的に不可能である。同様に、周辺の地域の生活用及び商業用のガスパイプラインへ接続するというシナリオも、メタン濃度 30%以上のガスを安定した流量で供給することは非常に難しく、現実的ではない。

代替シナリオ viii: 代替シナリオ i については何の障壁もないが、代替シナリオ vi には重大な障壁が存在している。

代替シナリオ a: このシナリオは、沙曲炭鉱で現在行われているエネルギー生産

活動であり、障壁は何もない。

代替シナリオ b: このシナリオは、CMM の燃焼による発電と発生する余熱を利用した炭鉱内への熱エネルギー供給を実施するというものである。上記で述べたように、CMM を用いた発電に対しては重大な障壁があるため、CDM による援助がなければ実施することは不可能だろう。

最終的に、CMM 抽出に対するシナリオは、D のみが採用されることになる。エネルギー生産において、代替シナリオ ii、iii、iv、v、vi、vii、viii 及び b は、すべて様々な厳しい障壁に直面することになる。結果として、メタンの取り扱いにおいてはシナリオ i とエネルギー生産についてはシナリオ a が採用されることになる。ゆえに、VAM、採掘前 CMM 及び採掘後 CMM を抽出し、大気中へ放出しつつ、炭鉱内で利用する電力は地域の系統から購入し、炭鉱内で利用する熱は石炭ボイラーを使って生産されるというシナリオが、唯一のベースライン・シナリオの候補となる。そして、このベースライン・シナリオ候補は、現在、沙曲炭鉱で実施されているものでもある。

2.6 プロジェクトの追加性の検討

プロジェクトの追加性については、“Tool for the demonstration and assessment of additionality” の最新版 (Version 2) に従って証明しなければならない。この評価手法では、投資障壁に関する検討方法として以下のような 3 つの選択肢を用意している。

Option I Simple Cost Analysis : 単純なコストの比較

Option II Investment Comparison Analysis : IRR や NPV などを比較

Option III Benchmark Analysis : IRR や NPV などを何らかの基準 (業界の投資基準、公的な規制など) と比較する

提案しているプロジェクト活動は、CER の販売による CDM からの収益以外に財務的及び経済的利益を生み出す。ゆえに Simple Cost Analysis (Option I) を適用することはできない。Option II の Investment Comparison Analysis は、提案しているプロジェクト活動に対する代替案が必要とする投資と提案してい

るプロジェクト活動への投資から得られる収入の比較に基づくものである。提案しているプロジェクト活動に対する代替案は、前章において特定したベースライン・シナリオであり、これは新しい投資案件ではなく、炭鉱での現在の活動の延長にすぎない。ゆえに **Option II** も、この評価には不適切である。従って、提案しているプロジェクト活動とベースライン・シナリオの評価には、**Option III** の **Benchmark Analysis** が適切であると判断される。

“Economic assessment formula and parameters for construction project 3rd edition”によれば、そのプロジェクトの経済的 **IRR** (**financial IRR**) が、そのプロジェクトが属する産業区分のベンチマーク **IRR** よりも良い場合、そのプロジェクトは、経済的に実施可能となる。中国における炭鉱メタン利用 **CDM** プロジェクトの先行例を調べたところ、投資障壁の判断基準となるベンチマークとして採用している **IRR** の値は、8%～11%強の範囲に収まる値であった。ゆえに、この先行例のベンチマークの範囲の最低値である 8%をベンチマークとして採用し、**IRR** がその値以下であれば、そのプロジェクトは投資の価値がないと判断する。

華晋焦煤有限責任会社が作成した、提案しているプロジェクト活動の可能性研究報告書や沙曲炭鉱のガスデータに基づいて、主要な財務的指標を評価するために必要とされるパラメータを表 2 にまとめる。

表 2 に示した条件の下でプロジェクト期間にわたる **IRR** を算出すると 7.19% となり、ベンチマークである 8%と比較すると事業の実施は厳しい状況にあると言える。

提案しているプロジェクト活動による温室効果ガス削減量は、年間 664,488 t-CO₂e である(次章で算出)。現在、中国政府が **CDM** 事業を認可する際の **CER** 契約の基準価格は 8 から 9 ユーロと言われていることから、**CER** 契約単価を 8 ユーロと仮定する。2007 年 1 月のユーロ/人民元為替相場から 1 ユーロ=10 人民元と仮定すると、**CER** の売り上げから中国政府が 2%の徴税(炭鉱メタン **CDM** は政府推奨 **CDM** 分野であり、税率は 2%。**CDM** プロジェクト運行管理弁法参照)を行うことを考慮して、**IRR** を計算し直すと 80.7%となる。これは、ベンチマークよりもかなり大きな値であり、政府の承認も問題なく得ることができると考えられる。

表 2 主要な財務的指標の計算のためのパラメータ

名称	値	備考
設備容量	14,000 kW	700kW×20 基
ガスエンジン熱効率	34%	
発電機効率	92%	
平均ガス放出量	400m ³ /minute	
メタン濃度 30%以上のガスの割合	52%	保守的に 30%と仮定
メタン濃度 25%以上 30%未満のガスの割合	32%	保守的に 25%と仮定
発電機の年間運転時間	7200 時間	
年間発電量	90,720,000 kWh	
所内率	4.1 %	
系統への電力量	87,000,480 kWh	
年間熱供給量	51630 GJ	余熱利用ボイラーから
総投資額	7434 万人民元	表 3 に内訳
運転コスト	1146 万人民元	表 4 に内訳、発電分 97%、熱生成分 3%
販売電力価格	0.23 人民元/kWh	
熱価格	14 人民元/GJ	
電力に対する付加価値税	17%	
熱に対する付加価値税	13%	
収入税	17%	
都市維持建設税	5%	
教育税	3%	
プロジェクト期間	20 年	
クレジット期間	7 年×3 回	2 回の更新を前提

表 3 初期投資費用内訳

項目	金額 (万元)
土建工事	651.94
設備購入	4520.54
設備据え付け工事	813.43
その他費用	732.05
予備費	537.44
建設期借款利息	135.96
生産流動資金	42.58
総計	7433.94

表 4 運転コスト内訳

項目	金額（万元）
運転コスト	471
材料費	153
水	33
潤滑油	94
維持修理材料	26
人件費	101
福利厚生・保険等	54
大修理費用	146
その他費用	17
減価償却、利息払い、その他	675
減価償却費	585
償却費	80
利息支払	10
総計（運転コスト+減価償却等）	1146

表 3 に内訳を示している初期投資の総額のうち、3000 万元は華晋焦煤有限責任会社の自己資本から拠出したものであり、残りの 4433 万元は中国人民銀行からの借り入れにより賄っている。金利は、建設期貸出金利 6.84%（5 年以上）、流動資金短期貸し 6.12%となっている。

2.7 提案しているプロジェクトの実施による GHG 排出削減量の計算

沙曲炭鉱は、操業して 2 年を超えた程度の新しい炭鉱である。一般的に、炭鉱ガスは掘削が進めば進むほど濃度が上昇する傾向にある。沙曲炭鉱の炭鉱ガスの濃度変化を図 7 に示す。図の横軸は 2004 年 10 月 1 日から 2006 年 6 月 30 日までの累積時間を表している。かなり大きな変動をしているものの、2006 年初頭から濃度が上昇してきていることが分かる。2006 年 7 月以降は、さらに濃度が上昇してきているようである。ゆえに、GHG 排出削減量を計算する際に用いる濃度を求めるために、2006 年 1 月 1 日から 2006 年 6 月 30 日までのデータを用いることとする。2006 年 1 月 1 日から 2006 年 6 月 30 日までの濃度変化を図 8 に示す。

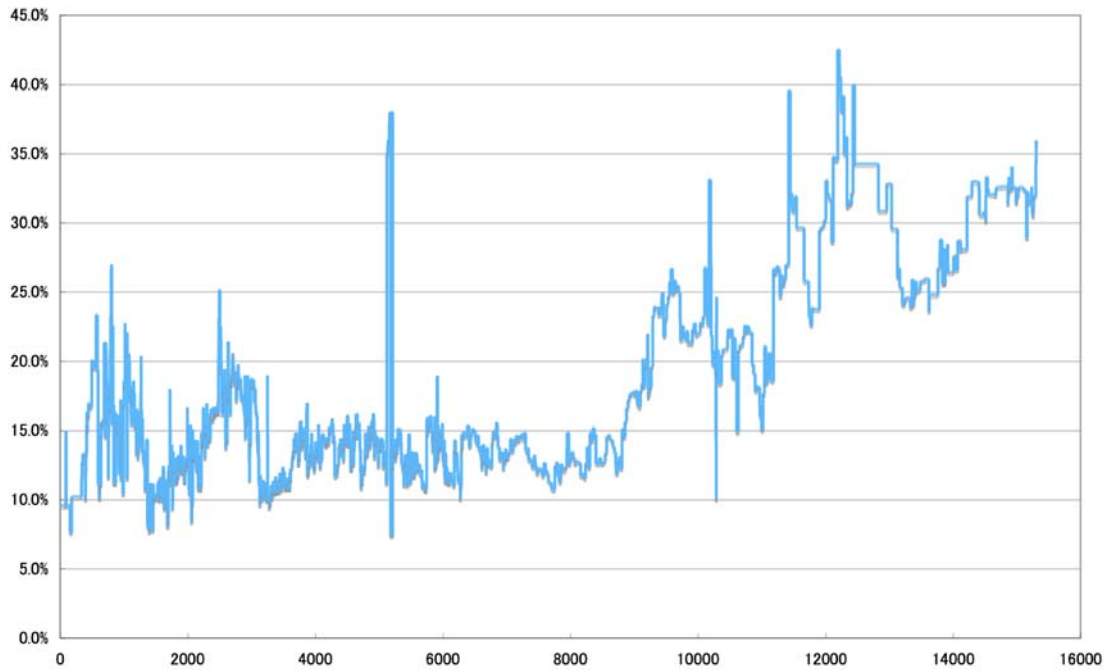


図 7 沙曲炭鉱から抽出される炭鉱ガスのメタン濃度の推移
(2004年10月1日から2006年6月30日まで)

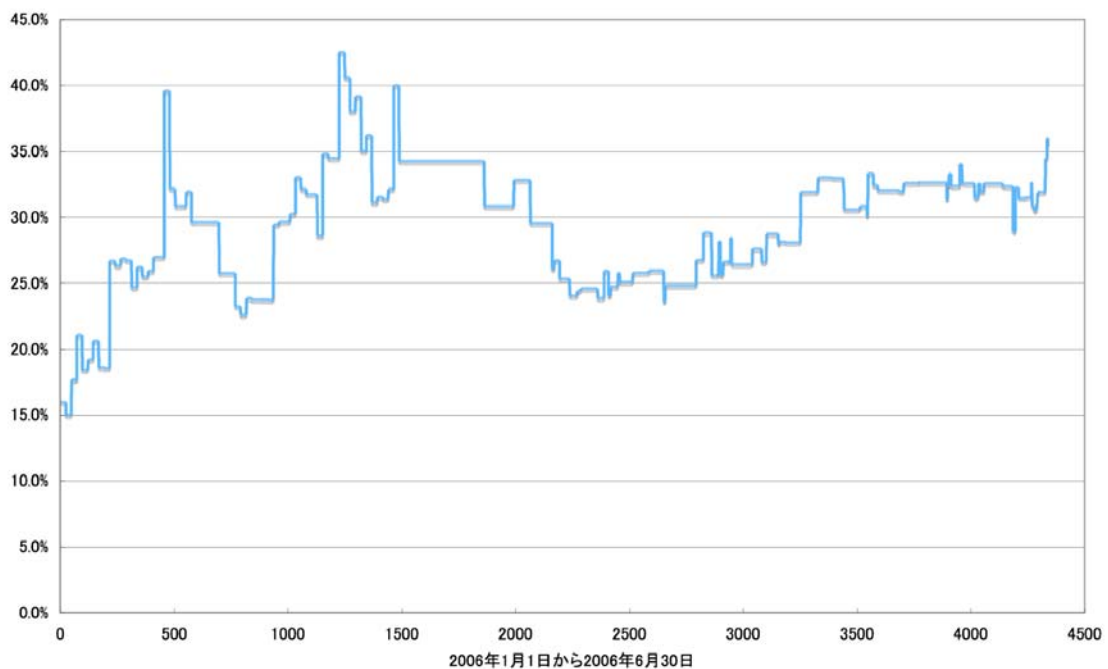


図 8 沙曲炭鉱から抽出される炭鉱ガスのメタン濃度の推移
(2006年1月1日から2006年6月30日)

炭鉱ガスのメタン濃度とともに大気中へ放出される（=炭鉱内から抽出される）炭鉱ガスの量に関する情報も重要である。2006年1月1日から2006年6月30日までの炭鉱ガスの放出量の推移を図9に示す。

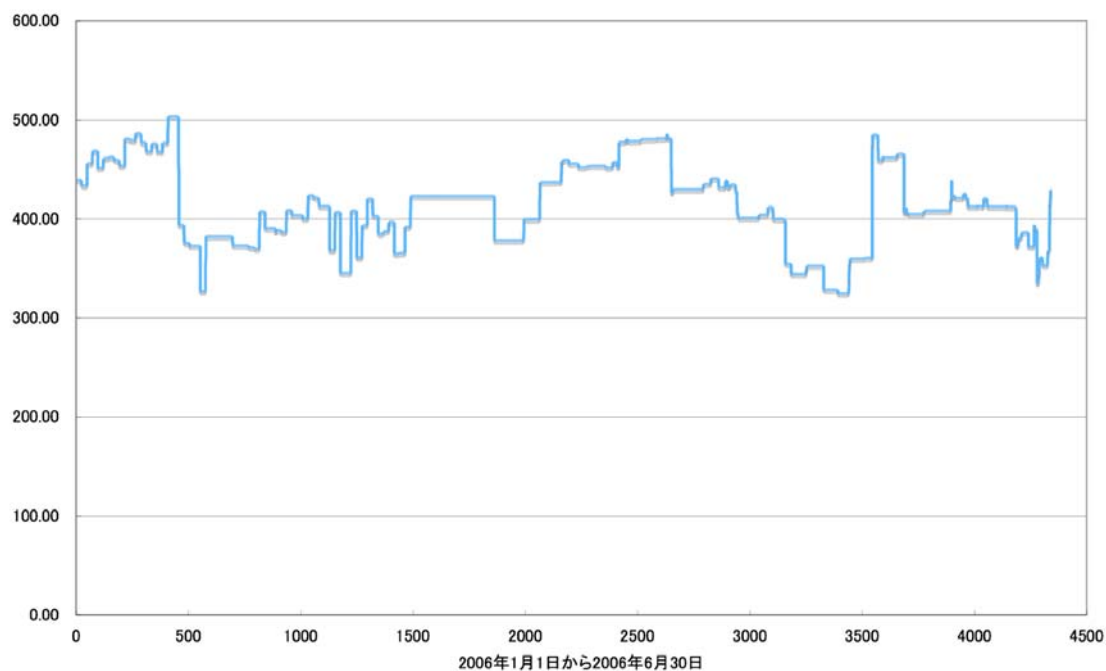


図9 沙曲炭鉱から抽出している炭鉱ガスの量の推移

図9の縦軸は、毎分の放出量（単位：立方メートル）である。このガスデータを元に今回のGHG排出削減量計算のためのガスに関して以下のような仮定を用いることとした。

- 炭鉱ガス放出量：毎分 400 m³
- 濃度 30%以上のガスの割合：全体の 52%
- 濃度 25%から 30%未満のガスの割合：全体の 32%
- 濃度 25%未満のガスの割合：全体の 16%

この仮定に基づくと年間ガス排出量は、以下のようなになる。

- 年間炭鉱ガス排出量：210,240,000 m³

- ・ 濃度 30%以上のガスの量：109,324,800 m³
- ・ 濃度 30%以上のガス中の CH₄ の量：32,797,440 m³（濃度 30%を仮定）
- ・ 濃度 25%以上 30%未満のガスの量：67,276,800 m³
- ・ 濃度 25%以上 30%未満のガス中の CH₄ の量：16,276,800 m³（濃度 25%を仮定）

華晋焦煤責任会社の可能性研究報告書によれば、炭鉱ガスの発熱量は 10,025 kJ/m³ である。この発熱量のガスを用いて、表 2 に示したデータを有する発電機で 1 年間に消費できるガスの量は 104,148,835 m³ であることから、想定通りに発電機が動いた場合、濃度 30%以上のガスについては、余剰ガス (5,175,965 m³) が発生することになり、この余剰分は開放型燃焼装置に送られる。開放型燃焼装置は、この余剰分と濃度 25%以上 30%未満のガスを燃焼することになるが、性能的に全量燃焼することが可能である。提案しているプロジェクトでは、濃度 25%未満の炭鉱ガス（全体の 16%）は、中国の炭鉱安全規則に従って、そのまま大気中へ放出するが、燃焼あるいは利用可能なガスはすべて燃焼または利用される。ゆえに、これは ACM0008 の「プロジェクトのために抽出したガスはすべて燃焼または破壊すること」という適用条件を満たしている。

2.7.1 プロジェクトの年間 GHG 排出量の計算

プロジェクトの年間 GHG 排出量 PE_y は、以下のように表される。

$$PE_y = PEME + PEMD + PEUM \quad (1)$$

ここで、PEME はメタンを捕獲して利用するために使用するエネルギーからの排出量、PEMD は破壊されたメタンからの排出量、PEUM は未燃焼メタンからの排出量を表している。

メタンの抽出についてはベースライン・シナリオに含まれるものであり、そこでのエネルギー利用はプロジェクトには含まれない。プロジェクトで炭鉱ガスを使用するために利用するエネルギーは電力であるが、それは表 2 に示した所内率に含まれるものであり、追加的な化石燃料の燃焼は生じない。ゆえに、PEME はゼロとなる。

PEMD は以下の式で表される。

$$PEMD = (MDFL + MDELEC + MDHEAT + MDGAS) * CEFCH4 \quad (2)$$

MDFL : 燃焼装置 (flare) で燃焼されるメタン

MDELEC : 発電機で燃焼されるメタン

MDHEAT : CMM 燃焼ボイラーで燃焼されるメタン

MDGAS : 外部へ供給され、消費されるメタン

CEFCH4 : 2.75 tCO₂e/tCH₄ (分子量の比)

本プロジェクトでは、燃焼装置と発電機による燃焼のみなので、MDHEAT 及び MDGAS はゼロである。MDFL については、濃度 30%以上のガスの余剰分と濃度 25%以上 30%未満のガス中に含まれるメタンを考慮することになり、ACM0008 が指定する”Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane”に従って算出すると、MDFL = 6,561 tCH₄ となる。MDELEC は燃焼効率について IPCC の値 0.995 と表 2 及びガスデータを用いて算出すると、MDELEC = 22,206 tCH₄ となる。ゆえに、式(2)を用いると、PEMD は以下のような値となる。

$$PEMD = (6,561 + 22,206) * 2.75 = 79,110 \text{ tCO}_2\text{e}$$

PEUM は、開放型燃焼装置からの未燃焼分 (送ったガス量の 50%) 及び発電機での未燃焼分 (送ったガス量の 0.5%) の総計であることから、以下のように計算される。なお、メタンの地球温暖化係数は 21 tCO₂e/tCH₄ とする。

$$PEUM = (6,561 + 112) * 21 = 140,133 \text{ tCO}_2\text{e}$$

以上の内容に基づいて、式(1)からプロジェクトの年間排出量を算出する。

$$PE_y = PEME + PEMD + PEUM = 0 + 79,110 + 140,133 = 219,244 \text{ tCO}_2\text{e}$$

なお、四捨五入のため、最終桁が 1 つ異っている。

2.7.2 ベースラインの年間 GHG 排出量の計算

ベースラインの年間放出量は、以下の式で表される。

$$BE_y = BEMD_{,y} + BEMR_{,y} + BEUse_{,y} \quad (3)$$

$BEMD_{,y}$: y 年におけるベースライン・シナリオでのメタン破壊からの
排出量

$BEMR_{,y}$: y 年においてプロジェクト活動により避けられるメタン放出から
の排出量

$BEUse_{,y}$: y 年においてプロジェクト活動により置き換えられる電力、熱、
系統への電力の生産からの排出量

ベースライン・シナリオでは炭鉱ガスは全量大気中へ放出しているため、メタン破壊は一切行われていない。ゆえに、 $BEMD_{,y}$ はゼロである。

沙曲炭鉱で採用している CMM 抽出システムは、VAM、採掘前 CMM 及び採掘後 CMM を同時に抜き取るシステムであり、それぞれの量を区別して抜き取ることはできず、すべてをまとめた総量とその濃度を計測するものとなっている。方法論では、採掘前 CMM と採掘後 CMM を別々に計算することになっているが、沙曲炭鉱のシステムでは、それは不可能である。また、現在は、採掘後 CMM の抽出は全く行っていない。ゆえに、ここでは、燃焼装置と発電機に送られるメタンを採掘後、採掘前の区別なく計算する。

上記で述べたように、本プロジェクトで設置する燃焼装置と発電機は、ACM0008 で燃焼が義務づけられている炭鉱ガス（メタン濃度 25%以上）をすべて燃焼することができる。ゆえに、それらの設備へ送られるメタンはすべて放出が避けられると考えることができる。ゆえに、 $BEMR_{,y}$ はメタン濃度 30%以上の炭鉱ガス中のメタンとメタン 25%以上 30%未満の炭鉱ガス中のメタンの和にメタンの地球温暖化係数（21 tCO₂e/tCH₄）を乗じたものとなる。

$$BEMR_{,y} = 35,440 \text{ (tCH}_4\text{)} * 21 \text{ (tCO}_2\text{e/tCH}_4\text{)} = 744,250 \text{ tCO}_2\text{e}$$

本プロジェクトでは、発電した電力を系統に流し、排出原単位の高い系統電力を代替することによる排出量の削減と余熱利用ボイラーを炭鉱内住民区の熱

供給として利用し、従来使用していた石炭ボイラーを置き換えることによる削減を考慮している。系統に流す電力は、総発電量から所内利用分（所内率 4.1%）を差し引いたものであるから、表 2 に示した通り年間 87,000,480 kWh となる。中国における系統電力の排出原単位については、政府が ACM0002 に従って計算した値を公表しており、これを使用する。沙曲炭鉱のある地域は、華北電力網に属しており、その電力網のオペレーティング・マージン（OM）は 1.0585 tCO₂e/MWh、ビルド・マージン（BM）は 0.9066 tCO₂e/MWh であることから、その系統の排出原単位として使用するコンバインド・マージン（CM、一般的に OM と BM の相加平均）は 0.98255 tCO₂e/MWh となる。ゆえに、系統電力代替による GHG 削減量は、以下のようになる。

$$87,000 \text{ (MWh)} * 0.98255 \text{ (tCO}_2\text{e/MWh)} = 85482 \text{ tCO}_2\text{e}$$

炭鉱内住民区の石炭ボイラーの代替による削減については、その石炭ボイラーに関するデータを華晋焦煤有限責任公司から受け取っていないため、ここでは、同公司の可能性研究報告書に記載されている石炭ボイラーの代替による削減量 5.4 万 tCO₂e を採用しておく。そうすると、BEUse,y = 139,482 tCO₂e となる。ただし、裏付けるデータが用意できない場合、石炭ボイラー代替による削減量に対するクレジットを申請することは不可能となる。

以上の内容と式 (3) から、ベースライン排出量は以下のようになる。

$$\begin{aligned} \text{BE}_y &= \text{BEMD}_y + \text{BEMR}_y + \text{BEUse}_y = 0 + 744,250 + 139,482 \\ &= 883,732 \text{ tCO}_2\text{e} \end{aligned}$$

2.7.3 リークージについて

リークージ LE_y は、以下の式で表される。

$$\text{LE}_y = \text{LEd}_y + \text{LEo}_y \quad (4)$$

LE_{d,y} : y 年における他のメタンのベースライン熱エネルギー利用の置き換えによるリークージ

LE_{o,y} : y 年における不確実性によるリークージ

本プロジェクトが生成する熱あるいは発電による電力が、ベースライン・シナリオで考慮していない他の熱エネルギー利用を置き換えることは考えられないので、LE_{d,y} はゼロである。また、沙曲炭鉱では CBM の抽出は現在もやっておらず、今後も実施する計画はない。さらに、本プロジェクトでは、VAM だけでなく CMM も考慮しており、本プロジェクトが石炭の増産を促すようなことはなく、沙曲炭鉱における石炭生産は、CDM とは独立した計画で行われている。ゆえに、LE_{o,y} もゼロである。従って、リーケージ LE_y はゼロとなる。

2.7.4 提案しているプロジェクトによる GHG 排出削減量

提案しているプロジェクトによる GHG 削減量は、以下の式で表される。

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (5)$$

これまでの議論で求めたそれぞれの値を式(5)代入すると、年間削減量 ER_y が計算される。

$$ER_y = 883,732 - 219,244 - 0 = 664,488 \text{ tCO}_2\text{e}$$

提案しているプロジェクトによる年間 GHG 排出削減量は 664,488 tCO₂e である。

2.8 モニタリング

GHG 排出削減量の計算で用いたパラメータは、すべて実測値あるいは実測値に基づいた計算値でなければならない。ゆえに、以下のようなパラメータのモニタリングが必要となる。

- ・ 抽出している炭鉱ガスの量、メタン濃度（ガス成分分析）を時間単位で計測
- ・ 炭鉱ガスの発熱量
- ・ 発電機へ送る炭鉱ガスの量、メタン濃度（ガス成分分析）を時間単位で計測
- ・ 開放型燃焼装置へ送る炭鉱ガスの量、メタン濃度（ガス成分分析）を時間単位で計測
- ・ 大気中へ放出する炭鉱ガスの量、メタン濃度（ガス成分分析）を時間単位で

計測

- ・ 発電機の発電量を時間単位で計測
- ・ 所内利用電力量を時間単位で計測（所内率）
- ・ 系統へ流す電力量を時間単位で計測（系統の購入量も記録）
- ・ 余熱利用ボイラーの運用状況（時間、熱供給量、時間単位で計測）
- ・ 系統電力の原単位（政府発表をチェック）

モニタリング計画については、これから炭鉱側との協議し、担当者、制度、マニュアル等の整備について決定する。

2.9 環境影響及び利害関係者のコメントについて

環境影響評価については、発電規模が 14MW の小規模発電システムということもあり、環境影響評価書の提出ではなく、評価表の提出となっている。これは、A3 程度の大きさの紙に事業の概要、各種環境基準と事業によるそれぞれの排出予測量などを記入する構成となっている。同プロジェクトの環境影響評価表から、プロジェクトは周囲に何の環境影響も与えないということが分かっている。

利害関係者のコメント収集については、2006 年 9 月 21 日に華晋焦煤有限責任会社の会議室において、清華大学 CDM R&D センター（=北京喜地愛母科技諮問公司）と同会社が共同で地元への説明会を開催し、意見収集を行った。参加者は、省政府の発展改革委員会から CDM 担当者 2 名、電力を販売する予定の電力会社から 1 名、地元住民から 4 名の参加があった。一般住民は、地元の人民広報で募集を行った結果集まってきた人々である。

清華大学 CDM R&D センターから京都議定書及び CDM 事業に関する解説、華晋焦煤有限責任会社から事業の概要、守るべき環境関連法、地元への影響についての説明が行われた。事業規模が小さいことから環境影響も小さく、プロジェクトサイト近辺には住民がいないことから、ほとんど事業に関する質問はでなかった。地元経済への影響等について住民から質問があったが、雇用の増加につながるなど良い影響はあるという回答があった。政府側からは、炭鉱メタン利用の CDM を推奨していることもあり、歓迎の意が述べられた。

環境影響及び利害関係者コメントに関する PDD の該当部分は、清華大学 CDM R&D センターが担当しており、完成後、日本エヌ・ユー・エス株式会社

がレビューし、修正を加えて行くという手順になっている。

3. 事業化へ向けて

3.1 プロジェクトの実施体制

提案しているプロジェクト活動の実施体制は、図 3 で示した調査の実施体制とほぼ同じである。実施体制図を図 10 に示す。

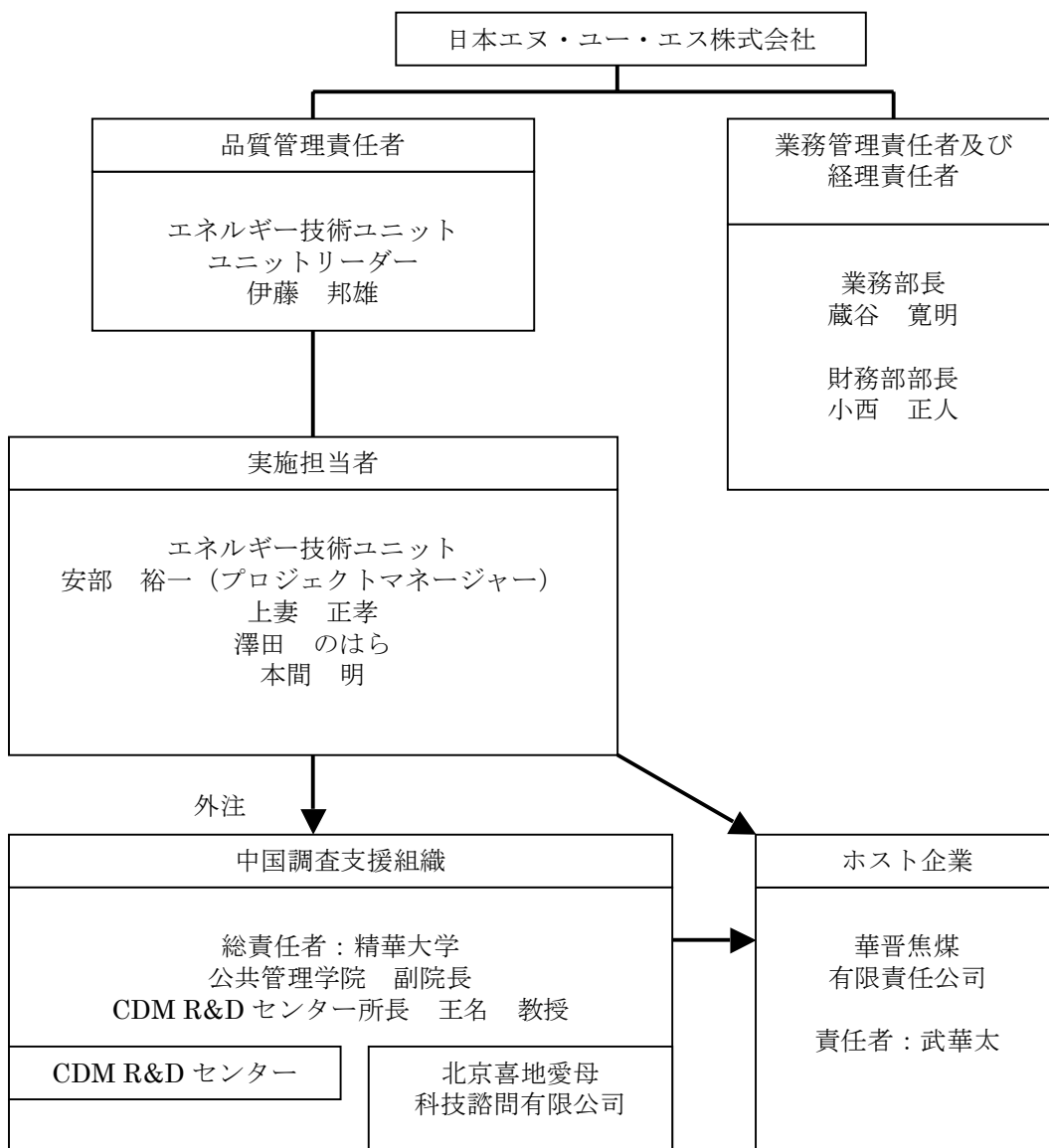


図 10 プロジェクトの実施体制図

ホスト企業である華晋焦煤有限責任公司との契約では、第1回目のベリフィケーションまではこの体制でプロジェクトを進めることが決まっている。プロジェクトの事業自体の運営は、ホスト企業である華晋焦煤有限責任公司が全責任を持って実施する。CDM に関わる PDD 作成、DOE によるバリデーション及びベリフィケーション、政府承認の取得、国連登録手続などは清華大学 CDM R&D センター及び日本エヌ・ユー・エス株式会社の協力体制で進めることになっている。

清華大学 CDM R&D センター及び日本エヌ・ユー・エス株式会社は、他の CDM プロジェクトについても、同様の実施体制で作業を進めている。

3.2 プロジェクトの経済性評価

プロジェクトの資金調達については、基本的に華晋焦煤有限責任公司が行う。初期投資 7434 万元は、3000 万元が自己資金、4434 万元が銀行からの借り入れである。その他、DOE によるバリデーション及びベリフィケーションにかかる費用、プロジェクトの国連登録費、CER の発行にかかる費用はすべて同会社が負担することになっている。石炭業界は国内の高いエネルギー需要に支えられ、非常に業績が良く、金融機関からの借り入れも含め、資金調達は問題なく行えると考えられている。系統運用者(地元電力会社)への電力販売単価 0.23 元/kWh (税込み) は、事業計画時に結んだ系統運用者とホスト企業の仮契約において定められたものである。熱価格については、地域の行政機関が決定するものであり、14 元/GJ は沙曲炭鉱のある自治体の定める熱価格である。

2.6 項において、提案しているプロジェクトの経済性評価の結果を示したが、ここで評価の内容について詳しく述べる。CER 販売からの収入がない場合、本プロジェクトの収益は、系統への電力の販売と石炭ボイラー代替による節約分の総計となる。ここで、熱については、華晋焦煤有限責任公司の可能性研究報告書に従って、熱を外部へ販売した場合にいくらかかるかという仮定のもので計算する。運転時の経費は、ほとんどが運転管理費と保守費用であり、発電と熱生成の経費の比率は 97 : 3 である。基本的なパラメータは、表 2 に従うとして、発電機的设计寿命である 20 年間のキャッシュフローを表 5 に示す。販売する電力量及び熱量と比較して、経費が大きく、さらに税率も高いため、IRR の評価値 (7.19%) はベンチマークである 8%以下となっている。

表 5 CER がない場合の事業評価 (単位：人民元)

年	年間経費	電力売上	熱売上	総売上 (電力、熱それぞれの税のみ引いている)	税引後利益
0	初期投資				-74,340,000
1	11,460,000	20,010,110	722,820	7,711,693	5,783,770
2	11,460,000	20,010,110	722,820	7,711,693	5,783,770
3	11,460,000	20,010,110	722,820	7,711,693	5,783,770
4	11,460,000	20,010,110	722,820	7,711,693	5,783,770
5	11,460,000	20,010,110	722,820	7,711,693	5,783,770
6	11,460,000	20,010,110	722,820	7,711,693	5,783,770
7	11,460,000	20,010,110	722,820	7,711,693	5,783,770
8	11,460,000	20,010,110	722,820	7,711,693	5,783,770
9	11,460,000	20,010,110	722,820	7,711,693	5,783,770
10	11,460,000	20,010,110	722,820	7,711,693	5,783,770
11	4,810,000	20,010,110	722,820	13,065,608	9,799,206
12	4,810,000	20,010,110	722,820	13,065,608	9,799,206
13	4,810,000	20,010,110	722,820	13,065,608	9,799,206
14	4,810,000	20,010,110	722,820	13,065,608	9,799,206
15	4,810,000	20,010,110	722,820	13,065,608	9,799,206
16	4,810,000	20,010,110	722,820	13,065,608	9,799,206
17	4,810,000	20,010,110	722,820	13,065,608	9,799,206
18	4,810,000	20,010,110	722,820	13,065,608	9,799,206
19	4,810,000	20,010,110	722,820	13,065,608	9,799,206
20	4,810,000	20,010,110	722,820	13,065,608	9,799,206
IRR					7.19%

次に CER 販売、つまり CDM 事業を考慮した場合の評価を考えてみる。中国政府は、CDM プロジェクトの国家承認を発行する際の基準の一つに CER の契約単価を使っている。これは、日々変動するものであるが、近年の政府が認める契約単価は 8 ユーロから 9 ユーロと言われている。ここでは、CER 販売の契約単価が 1 トン当たり 8 ユーロと仮定する。2007 年 1 月の為替では、1 ユーロが 10 人民元程度なので、この値を採用する。炭鉱メタン CDM プロジェクトは、中国政府の推奨する分野に属しており、政府が CER の売上から徴収する税率は 2% である。前章で評価した毎年の GHG 排出削減量は 664,488 tCO₂e である。CER 販売を考慮した場合の発電機設計寿命におけるキャッシュフローを表 6 にまとめる。

表 6 CER 販売を考慮した場合の事業評価（単位：人民元）

年	電力・熱販売による税引き後利益	CER の売上	CER による税引き後利益	総利益
0	初期投資			-74,340,000
1	5,783,770	53,318,532	52,252,161	59,963,854
2	5,783,770	53,318,532	52,252,161	59,963,854
3	5,783,770	53,318,532	52,252,161	59,963,854
4	5,783,770	53,318,532	52,252,161	59,963,854
5	5,783,770	53,318,532	52,252,161	59,963,854
6	5,783,770	53,318,532	52,252,161	59,963,854
7	5,783,770	53,318,532	52,252,161	59,963,854
8	5,783,770	53,318,532	52,252,161	59,963,854
9	5,783,770	53,318,532	52,252,161	59,963,854
10	5,783,770	53,318,532	52,252,161	59,963,854
11	9,799,206	53,318,532	52,252,161	65,317,769
12	9,799,206	53,318,532	52,252,161	65,317,769
13	9,799,206	53,318,532	52,252,161	65,317,769
14	9,799,206	53,318,532	52,252,161	65,317,769
15	9,799,206	53,318,532	52,252,161	65,317,769
16	9,799,206	53,318,532	52,252,161	65,317,769
17	9,799,206	53,318,532	52,252,161	65,317,769
18	9,799,206	53,318,532	52,252,161	65,317,769
19	9,799,206	53,318,532	52,252,161	65,317,769
20	9,799,206	53,318,532	52,252,161	65,317,769
IRR				80.7%

表 5 と表 6 を比較すれば分かる通り、CER 販売による収入規模は圧倒的に大きく、事業の収益を大幅に改善する。IRR は、CDM がいない場合に 7.19%であったものが、CDM を実施し、CER を全量販売すれば、80.7%まで上昇する。中国における発電事業の事業許可は、一般的に IRR が 10%以上を要求されることが多く、それ以下であれば事業許可が下りないことから、提案している事業は CDM がなければ事業許可の取得は難しく、CDM の実施が確実となれば、容易に事業許可を取得できると考えられる。

現在の世界の CER 市場において、すでにコストベースで CER の契約価格を決めるという時代は過ぎ去り、売り手市場の競争市場となっている。契約時の単価の基準として、国際排出権取引市場である EU-ETS が存在し、国及び大手企業が削減目標（キャップ）を持っている欧州勢の契約価格が引用されることが多い。

3.3 事業化へ向けての期待と課題

提案しているプロジェクトの CDM 事業化については、主な課題として以下のようなものがある。

- ・ データが入手できていない炭鉱内の住民区への熱供給用石炭ボイラーの代替に対するクレジットをどうするか
- ・ すでに工事が完了に近い状態にある。
- ・ モニタリングすべきパラメータの計測メーターの確認（取り換え、新たに設置などが必要となる可能性あり）
- ・ モニタリング計画の立案

石炭ボイラーの代替による削減量は、5 万トン程度であり、全体量の 66 万トンに比べれば、それほど大きな規模ではなく、あきらめたとしても大きな問題とはならないだろう。工事がほぼ完了してしまっているため、モニタリングのためにメーターの変更等が必要になれば、設備の改造が必要であるが、CER の売上が強いインセンティブとなるため、炭鉱側は問題なく対処するだろう。設備の運用については、DOE 審査完了まで待つということで合意している。DOE のデスクレビューは、2007 年 3 月に受けることを予定し、PDD 作成作業を進めている。ゆえに、このプロジェクトの CDM 化については、大きな問題はなく、おそらく本年中の CDM 理事会登録は、可能であると考えている。