

CCS 基本設計報告書

2012 年 1 月 30 日



CCS Front End Engineering & Design Report
American Electric Power
Mountaineer CCS II Project
Phase 1

Prepared for
The Global CCS Institute
Project # PRO 004
January 30, 2012

Matt Usher, P.E.
CCS Engineering

Guy Carmele, P.E., PMP
Projects & Controls

American Electric Power Service Corporation
1 Riverside Plaza
Columbus, Ohio 43215



The executive summary of CCS Front End Engineering & Design Report has been translated from English into Japanese for convenience. The Global CCS Institute does not warrant the accuracy, authenticity or completeness of any content translated in the Japanese version of the Report

「CCS 基本設計報告書 American Electric Power Mountaineer CCS II プロジェクト フェーズ 1」は、利用者の便宜のために“CCS Front End Engineering & Design Report American Electric Power Mountaineer CCS II Project Phase 1”のエグゼクティブサマリーを英語から日本語に翻訳したものです。グローバル CCS インスティテュートは日本語版のいかなる内容についてもその正確性、信頼性又は完全性について保証しません。



1. 概要

本基本設計報告書は、グローバル CCS インスティテュートのために、Mountaineer 商用規模 CO₂ 回収貯留プロジェクトについての非機密の設計情報を抜粋し、集約したものである。本報告書は、2010 年 2 月 1 日から 2011 年 9 月 30 日までのフェーズ I - 「プロジェクト精査フェーズ」の期間中に策定された予備設計情報に基づくものである。報告書には以下に関する説明及び／又は考察が含まれている。

- ・ 米国エネルギー省 (DOE) のクリーンコール発電イニシアチブ (Clean Coal Power Initiative)、プロジェクト全体及びフェーズ I の目的並びに米国エネルギー省及び American Electric Power (AEP) 社が出資したプロジェクトが現在のプロジェクトに至るまでの経緯
- ・ Alstom 社の冷却アンモニアプロセス (CAP: Chilled ammonia process) における CO₂ 回収装置の追設技術及び CO₂ 貯留・監視システム
- ・ プラントの操業及び統合の視点から見た AEP 社の追設手法
- ・ CAP 技術のための、プロセスを構成する設備及びプラントシステム間のバランス
- ・ CO₂ 貯留システム、圧入井の決定、圧入井の監視、システム監視及び制御ロジックの考え方
- ・ オーバーナイトコストの見積り、今後の支出におけるコストの上昇及びリスクベースの偶発事象を考慮したプロジェクトの主要なリスクを含む、プロジェクト全体の見積り
- ・ AEP 社が、Alstom 社の CAP 技術は当初見込んだ規模での商業化実証が可能な状態と評価したにもかかわらず、フェーズ I 終了時点で今後のプロジェクトに関する作業を中断した AEP 社の決定

2. エグゼクティブサマリー

この公開設計報告書には、米国エネルギー省によって付与された協働協定番号 DE-FE002673 の下、ウエストバージニア州ニューヘイブンの Appalachian Power 社 Mountaineer 発電所において予定されている CO₂ 回収貯留システムを精査するフェーズ I の成果のうち、非機密の設計情報を抜粋して記載している。

このプロジェクト全体の目的は、総出力 235MW の発電施設の排ガス脱硫システムの配管からの燃焼ガスを処理可能な、商用規模の CO₂ 回収貯留 (CCS) システムを設計、構築及び操業することである。本プロジェクトは次の 4 段階での実施が計画されている。フェーズ I - プロジェクト精査 (2010 年 2 月～2011 年 9 月)、フェーズ II - 設計及び認可 (2011 年 10 月～2012 年 12 月)、フェーズ III - 建設及び始動 (2013 年 1 月～2015 年 8 月) 及びフェーズ IV - 操業 (2015 年 9 月～2019 年 6 月)。AEP 社とその総合プロジェクトチームは、協働協定に従い、以下の要求事項を含むフェーズ I の目的を達成した。

- ・ 米国エネルギー省の協働協定における未処理事項の実施
- ・ プロジェクト独自の開発活動 (基本設計)
- ・ 国家環境政策法 (NEPA: the National Environmental Process Act) プロセスの開始
- ・ 特にリードタイムが長い項目の特定

基本設計パッケージには、「Mountaineer 成果検証ツール」から得られた知識及び知見 (建設及び操業関連) が盛り込まれ、設計パッケージには設計基準、物質及びエネルギー収支、配置図、全体配置図、電気単線結線図、フローチャート、配管・計装図 (P&IDs: Process & instrumentation diagrams) などを含むプロジェクトの適合度、形式及び機能も設定された。

基本設計パッケージで完了した作業を踏まえて、プロジェクトチームは以下の作業も行った。

- ・ ±25%のコスト見積りの策定
- ・ フェーズ II の詳細なプロジェクトスケジュールの策定
- ・ 米国エネルギー省が NEPA プロセスを完了するために必要としたすべての情報の提供
- ・ フェーズ III のための建設時のマルチプライム契約戦略の策定
- ・ 予備的なプロセスフロー図 (PFD: Process Flow Diagram) 並びに全体的な物質及びエネルギー収支の公表
- ・ 代替的な CO₂ 貯留サイトの一つにおける地下地質特性把握のための深部坑井の掘削
- ・ プロジェクト予備設計の完了
- ・ 今後のプロジェクト計画における意思決定点の適用の提示



本プロジェクトは、フェーズ I における研究、調査及び概念設計を通じて、多くの重要な知見を特定した。CCS に関連するこうした知見の顕著な例は、CO₂ 回収技術は基本的には化学設備を既存の設備に追設するものだが、発電プラントと化学プラントは異なる操業理念を持つと理解したことである。これら理念をまとめることは、プロセスの効率のみならずプロセスの複雑さを高めることとなる。貯留については、先のパイロットプロジェクトの取組で確認された Lower Copper Ridge 層が、地域データ及び土取場特性把握のための坑井 (BA-02) から得られたデータの分析によって、Mountaineer 地域内で適切な貯留層であることが確認された。さらに、プロジェクトチームは、排ガスから 90% の CO₂ を回収し、年間 150 万トンの CO₂ を深部塩水貯留層に隔離可能な、商用規模の CCS 施設の概念設計を完成した。

また、フェーズ I 期間中に完了した作業によって AEP 社及び米国エネルギー省は、フェーズ II - 詳細エンジニアリング/設計及び認可、フェーズ III - 建設及び始動、フェーズ IV - 操業について、プロジェクトの全体的なコスト及びリスクを十分理解することができるようになった。

以下の表 ES-1 に示すとおり、8 億 2,500 万米ドルのオーバーナイトコストには、CCS システム追設に関するエンジニアリング、調達、建設、始動及び微調整費用が含まれる。8 億 9,600 万ドルには、プロジェクト期間を通じて消費される時間的価値に当たる見込み上昇分 7,100 万ドルが含まれる。さらに、本プロジェクトではリスクベースのコスト見積りの評価を行い、プロジェクト全体に十分な資金が確保されていることを保証するために合計 1 億 300 万ドルを追加する必要があると判断した。総プロジェクトコストには、2015 年 9 月から 2019 年 6 月まで実施予定の、米国エネルギー省の四ヶ年プロジェクトフェーズ IV に関連する見積額 6,600 万ドルも含まれている。総プロジェクトコストの 10 億 6,500 万ドルという金額は、約 99.5% の確度でプロジェクトがその金額以下で実施されることを表している。プロジェクト終了時 (フェーズ I ~ IV) におけるプロジェクト全体の見積りは、9 億 6,200 万ドル~10 億 6,500 万ドルの範囲内になる見込みである。

表 ES-1—四年間の操業分を含む上限プロジェクトコスト

システム (フェーズ I、II 及び III)	見積り (100 万米ドル)
回収システム	\$665
貯留システム	\$160
小計 (オーバーナイトコスト)	\$825
上昇分	\$71
小計 (消費される金額)	\$896
リスクベースの偶発事象予備費	\$103
総建設コスト	\$999
フェーズ IV 操業	\$66
総プロジェクトコスト	\$1,065

リスクベースの偶発事象予備費の 1 億 300 万ドルのうち、最も大きなリスクは CO₂ 貯留システムの認可及び設置に関わる不確実性であり、次いでプロジェクトコストの上昇見込み及び超過勤務の変動である。

AEP 社は、策定した設計及び関連するコストの見積りの確実性に高い信頼を置いている。この高い信頼は、電力業界で多くの革新を果たしてきた AEP 社の長い歴史、石炭火力発電所の操業における長年の実績及び CCS 技術の石炭火力発電所への追設の実現可能性追求において、AEP 社が早期から果たしてきた主導的役割に基づくものである。

CCS の先駆者かつ主導者として、AEP 社は、米国内外における今後の CO₂ 規制方針をめぐる対話に注視し、その主導的役割の中で慎重なアプローチを取ってきた。特に、AEP 社は、オハイオバレーの深部塩水貯留層に CO₂ を貯留する際の地質条件に関する実現可能性を判断するため、2003 年に米国エネルギー省とコスト分担協定を締結した。地質特性把握プロジェクトでの好結果を基に、AEP 社は、20MW の

パイロット規模で CO₂回収技術を試験するため、2007年に Alstom 社の冷却アンモニアプロセスを選定した。このプロジェクトには CO₂圧入及び深部塩水貯留が含まれる。2009年に提案された Alstom 社の冷却アンモニアプロセスの商用規模のプロジェクトへの拡大は、成果を評価するための設備の建設、操業及びメンテナンスにおける AEP 社の経験を活かす上で、必然的な次の一步である。

商用規模プロジェクトのフェーズ I が終わりに近づく中、AEP 社は、既存の協働協定を解消し、フェーズ I 終了後に行われる予定となっているプロジェクトの活動を延期する計画を、米国エネルギー省に伝達した。その際、AEP 社は次の点を指摘した。当初 AEP 社が DE-FOA-0000042 における補助金申請を提出した際、気候変動の法案や AEP 社が所有する石炭火力発電所に関わる CO₂排出量関連の規制への対応が保留されていたため、AEP 社は、CCS の科学的な側面の研究を進めることが重要であると考えた。CO₂排出量を制限する法案だけでなく、初期の CCS プロジェクトへ資金提供するさまざまな法案が議会に提出された。また、排出量削減要求の予定が早まる可能性があることから、AEP 社は、残りのコスト回収のための米国エネルギー省以外による規制面の支援又は法的支援が得られる可能性があると考えた。AEP 社は現在も、石炭火力発電の継続のためには CCS の促進が不可欠であると考えているが、Mountaineer 商用規模プロジェクトの AEP 社のコスト負担分を補填する、コスト回収のための規制及び法律面での支援が現時点では存在しない。

AEP 社の決定とは別に、フェーズ I で完了した作業は、Alstom 社の冷却アンモニアプロセス技術は当初見込んだ規模での CO₂回収に係る商用化実証に適用可能という AEP 社の考えを引き続き裏付けるものである。AEP 社は、本プロジェクト又は米国内の別の地点で実施される類似プロジェクトを継続できる条件が整った場合は、完成した基本設計パッケージが、それらプロジェクト実施の基盤になると考えている。