

石炭火力発電所における CCS システムの潜在的 ビジネスモデル：インドネシアを対象としたケーススタディ

Gigih Atmo, 大槻 貴司, James Kendall*

この論文では、独立系発電事業者（IPP）が所有する石炭発電所に二酸化炭素回収・貯留（CCS）技術を適用した場合の財務的な実現可能性を考察した。具体的には、3つのシナリオ①現行政策シナリオ、②炭素価格政策シナリオ、③原油増進回収（EOR）でのCO₂活用シナリオを想定し、CCS付き石炭火力発電プロジェクトの正味現在価値を評価した。分析の結果、CCS付き石炭火力への投資有効性を維持するために、CO₂を商業的に取引する市場の重要性が示された。また、CO₂回収設備の効率改善や費用低下を実現するため、技術開発を継続していく必要も示唆された。プロジェクトの内部収益率を確保するためには、政府の支援も必要であろう。

キーワード：二酸化炭素回収・貯留、石炭火力発電所、炭素価格、CO₂-EOR 市場

1. 序論

国際エネルギー機関（IEA）の Southeast Asia Energy Outlook 2017^①の予測によると、東南アジア全体の発電設備容量は2040年に565GWに達する。石炭火力発電は新規設備容量の4割を占め、新設石炭火力は超臨界、又は超々臨界技術が主流になると予想されている。

現在の超臨界、または超々臨界石炭火力発電技術は、熱効率は高いものの、2040年の時点でAPEC地域における二酸化炭素（CO₂）排出量をわずか3%減らす程度に過ぎない^②。アジア開発銀行は、化石燃料発電所及び産業におけるCO₂排出削減の最重要技術として、二酸化炭素回収・貯留（CCS）を提案している^③。

東南アジアのAPECエコノミーであるインドネシアは、2040年までに石炭火力発電設備を66GW増加させる見込みである^④。そのためインドネシア政府は、CO₂排出を大幅に削減するため、将来の石炭発電所に炭素回収設備を併設する政策を導入する必要があるかもしれない。

インドネシアの電力市場はシングルバイヤーモデルである。民間発電会社（独立系発電事業者=IPP）が、買電契約（PPA）に基づいて25年から30年間にわたって国営電力会社に電力を売る。IPPは通常、長期債務返済義務に見合う安定的な収入を見込める石炭やガス火力発電などのベースロード発電に投資する。従って、石炭発電所のCCSに関する今後の政策動向が、IPP保有の石炭火力発電所の経済性に及ぼす影響を見極めることは重要である。

CCS関連技術は未だ実証段階であり、石炭火力発電所へ

の導入は、今後様々な課題に直面する可能性がある。将来の技術成熟度や投資コスト、実運用におけるCCSのパフォーマンスには不確実性があり、CCS関連技術導入へのリスクとなり得る^⑤。

世界銀行は、インドネシアの石炭火力発電所へのCCS適用可能性を分析し^⑥、南スマトラの枯渇ガス田が回収CO₂に対して十分な貯留容量を有すること、更に2045年までに2億4300万トンのCO₂が取引される可能性を明らかにした。

この論文では、IPPの石炭発電所への民間投資の財務的実行可能性を、①現行政策シナリオ（Business As Usual = BAU）、②炭素価格政策シナリオ、そして③原油増進回収でのCO₂活用シナリオ（CCS-EOR）の3つのシナリオに基づいて評価する。

2. 方法論

本研究では、PPA契約期間における民間IPPのキャッシュフロー分析を行い、CCS付き石炭火力の財務的実現性を考察する。モデルプラントとして、南スマトラに660MWの石炭火力発電所を想定した。各シナリオについて、正味現在価値（NPV、式(1)）を計算し、投資利益率を分析した。ネット・キャッシュ・フローは、発電所建設開始年の3年前からPPA契約が終了する25年目まで、毎年の投資に対して計算される。割引率には、インドネシア長期国債の利回り7.75%を採用した。IPPのプロジェクトは、その内部収益率（IRR）が、比較的风险の低い政府の長期国債利回りを上回った場合のみ、実行可能であると考えられる。

石炭火力発電IPPのプロジェクトファイナンス構造は、プロジェクトのスポンサーの持ち分30%と、長期国債70%

*アジア太平洋エネルギー研究センター（APEREC）
〒104-0054 東京都中央区勝どき 1-13-1
イヌイビル・カチドキ 1F

が含まれると想定した。従って、IPP は債務返済義務を考慮した上で、売電価格を設定する必要がある。

$$NPV = - \text{Initial investment} + \sum_{t=1}^n \frac{\text{net cash flow}_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

東南アジアでは炭素価格は導入されていないが、シンガポール⁷⁾では 2019 年から 10 ドル～20 ドル (7.35～14.69US\$/tCO₂に相当) の炭素価格の導入を検討している。本分析ではこの炭素価格を想定する。

CCS 関連投資は、IPP と政府により分担されると仮定した。即ち、石炭発電所の CO₂回収設備への投資は IPP が、回収 CO₂ の輸送及び貯蔵インフラへの投資は政府が行うと想定した。この前提は、IPP が発電に特化する一方、国有電力会社が送配電を担当する現行の電力ビジネスモデルに類似する。つまり、本研究では、IPP は発電所の CO₂回収設備の設置費用のみを負担することになる。

世界銀行の調査⁸⁾は、20～40US\$/tCO₂ の炭素価格で、凡そ 6330 万 t-CO₂ の EOR 貯留ポテンシャルが存在することを明らかにした。その炭素価格帯を踏まえ、本研究では、CO₂ 価格を 20US\$/tCO₂ と想定した。発電所から EOR サイトまでの CO₂ 輸送費用については、IPP から政府への支払いが発生する。CO₂ 販売による収益は、IPP と政府で等分されると仮定した。

燃焼後 CO₂ 回収の費用と技術的性能については、文献⁴⁾に依る。PPA の契約構造は普通、燃料供給価格を公共部門に割り振る⁵⁾。そのため、石炭消費の費用は国または政府の公益事業長期供給契約者が返金するので、炭素回収設備付きの石炭火力発電のための石炭消費の増分は、IPP 開発者には影響を及ぼさない。

発電所の技術仕様、プロジェクトの費用、及び財務構造等の主な前提については表 1 の通りである。

3. 結論と議論

3.1 BAU シナリオ：石炭 IPP に好ましい結果

BAU シナリオの財務評価結果 (図 1) は、IPP のスポンサーが 4 億 9100 万 US\$ の正味現在価値及び 20% を超える IRR という好ましい投資利益率を得られることを示唆した。この高い財務実績は、主として平均価格 US\$ 3.63 セント/kWh での安定した売電と、競争力のある金利で長期負債での資金調達が可能であることに因る。

3.2 炭素価格は石炭 IPP の財務評価結果に大きな影響を及ぼす

炭素価格を適用した場合、予測される利益は BAU を大幅に下回る (図 1)。石炭火力への炭素価格の適用は、CCS

表 1 財務分析のための主な前提

主要パラメータ	数値
発電所の技術的仕様	
発電能力	660 MW
ボイラー技術	超臨界 (881 gCO ₂ /kWh) ⁹⁾
設備利用率	80%
所内率	8%、CCS のために+12%
投資と財務	
プロジェクト総費用	8 億 5000 万 US\$
CO ₂ 回収のための追加費用	プロジェクト費用の 58%
負債資本比率	70/30
借入金利と満期	金利 6%、13 年年間 (猶予期間の 3 年間含む)
所得税と減価償却	30%、資産減価償却 20 年間
割引計数	7.75%
IPP の売電価格	US\$ 4.43 セント/kWh (1～10 年目) US\$ 3.10 セント/kWh (11～25 年目)
利権契約	25 年間
建設期間	3 年間
炭素価格	安値：US\$ 7.35/ t-CO ₂ 高値：US\$ 14.69/t-CO ₂
EOE 向け CO ₂ の価格	US\$ 20/t-CO ₂
EOE からの収益分配	IPP/公共部門=50 : 50
販売される CO ₂ の量	回収された CO ₂ 合計の 1/3

設備のない従来型石炭発電の財務的実行可能性を減じさせる。US\$14.69/t-CO₂ という高価格シナリオが実施された場合、石炭 IPP の IRR 見積りは、割引率 (7.75%) を僅かに上回る程度となる。低い IRR は、IPP に石炭発電事業における代替戦略を検討させることになる契機となるだろう。

3.3 効率を高めながら CO₂ 回収技術の費用を大幅に低減させる必要性

石炭発電事業を営む IPP は、発電由来の CO₂ 排出を大幅に削減し炭素価格に多額の支払いを行うことを回避するため、CO₂ 回収技術を付け足すことを考えるかもしれない。しかし、財務的な結果を見ると CCS のある石炭 IPP の収益性は極めて低いことが示唆されている。

CO₂ 回収設備の設置は、合計建設費用を 58% 増大させ、石炭発電所の平均効率を 12% 低下させる⁴⁾。このシナリオの IPP は、債務 70%、持ち分 30% からなるプロジェクト

費用総計 US\$ 134 万を調整する必要がある。プロジェクトのキャッシュフローは、特にプロジェクトの負債償還期間中に大きな影響を受ける。IPP は、プロジェクト借入金の元金と金利とを返済する必要がある一方で、CO₂回収設備を稼働させるための電力使用が増えるため、売電量は少なくなる。また、CO₂回収設備の回収率は凡そ 90%であり、従って残りの 10%相当分には依然として炭素価格が課せられる。これらの複合的な要因により、IRR は炭素価格の安値のシナリオでも高値のシナリオでも割引率を僅かに上回る程度という結果が得られた。

EOR 利用を目的として CO₂ が商業的に取引される場合、キャッシュフローは改善する。IPP は、回収 CO₂ の販売収益によって、CO₂回収設備への設備投資額を部分的に補い、債務返済義務を履行することが可能となる。

4. 結論

本研究では、IPP が所有する石炭発電所の財務的実行可能性について CCS 導入が与える影響を明らかにしたキャッシュフロー分析にあたり、3 つのシナリオ—①現行政策シナリオ、②炭素価格政策、そして、③EOR における CO₂ 活用シナリオ—を考慮した。

石炭発電プロジェクトにおける IPP 投資の利益は、炭素価格政策が実施された場合、深刻な影響を受ける。商業的に CO₂が取引されない場合、石炭発電所への CCS 設備設置は財務的に実行不可能になると考えられる。石炭発電所での CO₂回収設備設置の費用削減には、更なる技術開発が必要となる。CO₂回収効率の改善も、IPP の債務返済義務の履行を可能にするためには必要である。

将来的に炭素価格政策が導入された場合、IPP の石炭火力への投資実行可能性を維持するための一手段として CCS 技術を利用するためには政府による支援が必要であることは明らかである。伝統的に、IPP は事業運営を発電所の範囲内に集中させる一方、国営電力会社は顧客への送配電を担当する。公的部門は、将来的な石炭発電への投資における民間部門の利益を守るために CO₂の輸送、貯蔵、活用の統合化を進める必要が生じるかもしれない。

今後の課題として、石炭・石油価格の変動が CCS 付き石炭発電に及ぼす影響を評価することも重要と考えられる。現在、モンテカルロ式財務リスク分析を利用してこの財務分析をさらに進めているところである。

謝辞

この論文にて発表された調査は、アジア太平洋エネルギー研究センター (APERC) による支援を得て実施された。しかし、ここに示された見解は著者のものであり必ずしも APERC のものとは一致しない。

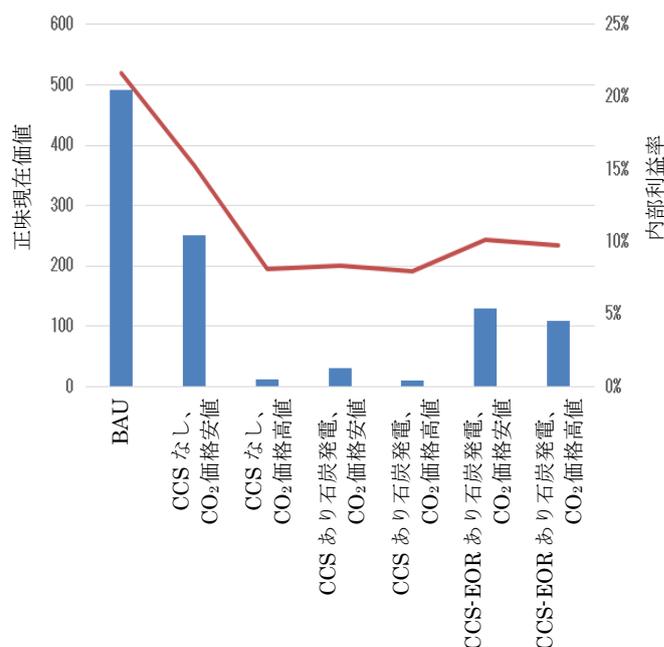


図 1：異なる投資シナリオによる石炭火力発電プロジェクトの財務分析の結果

参考資料

- 1) Asia Development Bank (ADB); Roadmap for carbon capture and storage demonstration and deployment in the People's Republic of China, (2015), 88, Asian Development Bank.
- 2) Asia Pacific Energy Research Centre (APERC); Volume I: APEC Energy Demand and Supply Outlook 6th 2016, (2016), 211, APEC Secretariat.
- 3) Asia Pacific Energy Research Centre (APERC); Volume II: APEC Energy Demand and Supply Outlook 6th 2016, (2016), 386, APEC Secretariat.
- 4) E. S. Rubin, J. E. Davison, H. J. Herzog; The cost of CO₂ capture and storage, International Journal of Greenhouse Gas Control, 40 (2015), 378-400.
- 5) G. Atmo, C. Duffield; Improving investment sustainability for PPP power projects in emerging economies: value for money framework, Built Environment Project and Asset Management, 4 (2014), 335-351.
- 6) International Energy Agency; South East Asia Energy Outlook 2017, (2017), 149, Directorate of Sustainability, Technology and Outlooks, International Energy Agency.
- 7) National Climate Change Secretariat of Singapore Government; Carbon Pricing, (2017), <https://www.nccs.gov.sg/climate-change-and-singapore/domestic-actions/reducing-emissions/carbo>

[n-pricing](#) (accessed 2017. 10. 31)

- 8) O. Ito; Emissions from coal fired power generation, Workshop on IEA high efficiency, low emissions coal technology roadmap (2011):

<https://www.iea.org/media/workshops/2011/cea/ito>

[.pdf](#) (accessed 2017. 10. 31)

- 9) World Bank; Carbon Capture and Storage (CCS) for coal-fired power plants in Indonesia, The Indonesia carbon capture storage (CCS) capacity building program, (2015), 107, World Bank.

お問い合わせ: report@tky.iej.or.jp