

二国間クレジット制度に係る実現可能性調査 最終報告書

1. 調査対象プロジェクト

(1) 調査対象プロジェクトの概略

実施サイト

タイ国での当該プロジェクトを実施するサイトは、日本の大手合成繊維メーカーのタイ現地法人(以下、「A社」)の生産拠点である。

実施サイト概要

業種	合成繊維メーカー
所在地	バンコク周辺 工業団地内 
業務内容	合成繊維などの製造・販売
実施サイト風景	

プロジェクトの目的

現在、当該サイトでは、電力はタイ地方配電公社(以下、「PEA」)から供給を受けているが、雷害等に起因する停電による製品被害や機器修理等が発生していること、また蒸気は石炭ボイラにより確保しているが、環境面から高経年化する当該機器の設備更新は困難であること、等の課題を抱えている。一方で、今後の生産拠点として、今後電力需要および蒸気需要の伸びも想定されていることから、その需要に応えることのできる信頼性および経済性、環境性に優れ、かつ今後想定される需要増加に柔軟に対応できるユーティリティ設備の構築が重要な課題となっている。

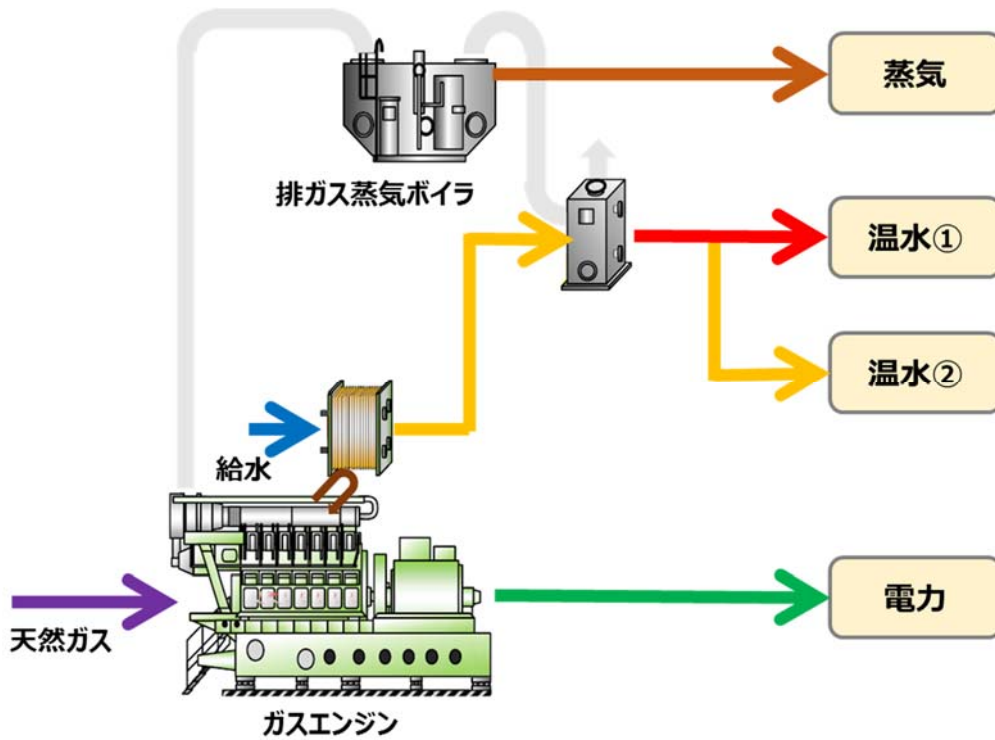
そこで、電気および蒸気の需要規模に見合うガスエンジンコージェネレーションシステム(以下、「CGS」)を導入し、電気および蒸気の高品質化を目指すとともに、CGS から生成される温水排熱の有効活用やサイト内の熱電に係る設備の改善および改修、ESCO スキームの活用等を通じて、信頼性、経済性および環境性に優れたユーティリティ設備の構築を行う。

GHG 排出削減効果

本プロジェクトで導入する CGS は発電効率が高く、CGS による発電電力の CO₂ 排出係数が、現在受電している PEA からの系統電力の排出係数よりも低いことから、PEA から供給を受けている受電電力を CGS からの発電電力で代替することで GHG の排出削減を図ることが可能となる。加えて、石炭ボイラから供給されている蒸気を、CGS の排熱利用によって生成した蒸気で代替することで、更に GHG の排出削減を図ることが可能となる。更に、CGS から生成する温水を利用した吸収式冷凍機を導入し、既存のターボ冷凍機の代替とすることで、更なる CO₂ 削減を図る。これらの施策を講じることで、約 22,000t-CO₂/年の排出削減に繋がる見込みである。

導入する設備・機器の規模および性能

当該サイトに対しては、電気および蒸気の需要規模に見合う 5.75MW の CGS を 2 台導入し、PEA から受電している系統電力および工場内の石炭焚所内ボイラから供給されている蒸気を代替することで電気および蒸気の高品質化を目指すとともに、GHG 排出量の更なる削減を目指すべく、CGS から生成される蒸気や温水の有効活用を行う。



CGS仕様

* 下表は単機仕様とし、2 台導入する。

メーカー	三菱重工業株式会社	
型式	18KU30GSI	
NO _x 排出濃度 (O ₂ : 7%)	120ppm	
天然ガス(入力)	12.7 MW _t	
CGS 出力		
	発電出力	5.75 MW _e
	排ガスボイラ蒸気発生量	2.2 MW _t (3.1t/h)
	温水①発生量	2.0 MW _t
	温水②発生量	0.7 MW _t
CSG 効率		
	発電効率	45.1 %
	排ガスボイラ蒸気効率	17.2 %
	温水①効率	15.7 %
	温水②効率	6.0 %
	総合効率	84.0 %

(ガスエンジン外観)



(排ガスボイラ外観)



(2) 調査対象プロジェクトを実施する背景及び理由

日本の予定代表事業者が関与する動機

提案者である関西電力株式会社(以下、「関西電力」)は、現在国内の需要家に対して、エネルギー・省 CO2 につながるシステム提案・省エネコンサル等のエネルギーコンサルを年間 2,500 件程度実施しているが、将来的な事業領域の拡大方策のひとつとして、需要家の CO2 排出係数の低減や電力品質向上、電力および蒸気のコスト低減の潜在ニーズの高い海外において、ESCO 等のエネルギーサービス事業を展開したいと考えている。

関西電力が実施するエネルギー診断の流れ

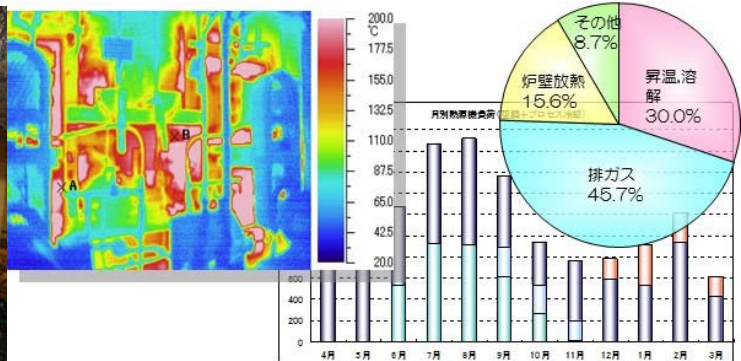
①現状の把握、ニーズの発掘・抽出

- －現場調査や、エネルギー使用状況調査を行い、機器設置状況、運転状況を把握。
- －机上にてヒアリング内容、測定データ等をまとめ、課題等の分析を行う。

②省エネ対策の立案、報告

③フォロー活動

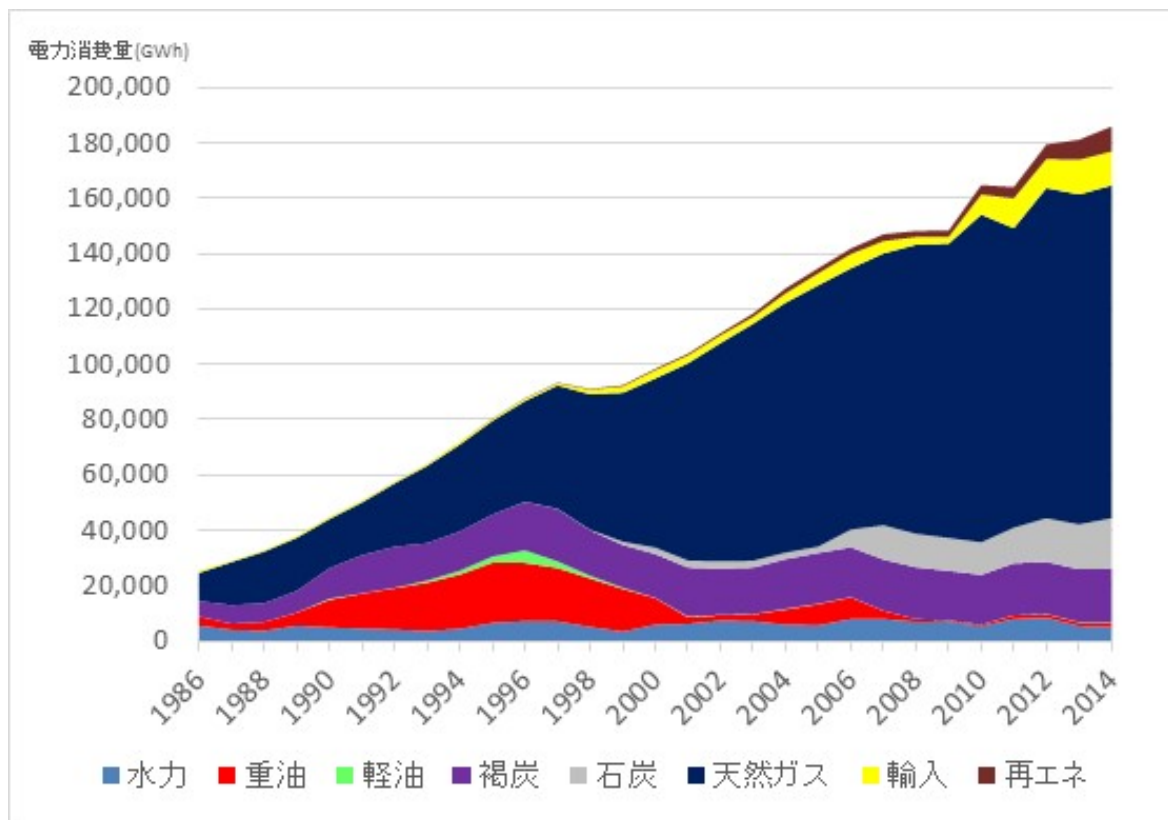
- －見積もり等へのアドバイス ～ 工事立会い
- －最適運用へのチューニング



ホスト国における調査対象プロジェクトのニーズ

ホスト国であるタイでは、経済成長に伴い過去 30 年の間に、7 倍を超える電力需要の伸びを記録。この大幅な電力需要の伸びに対して、これまでタイランド湾由来の天然ガスを中心にこれに対応してきたが、ガス田の開発余地は、カンボジアとの国境地帯を除き限られているために、ガスの生産量はまもなくピークを打つものと見通されており、タイでは近い将来に天然ガスの枯渇問題に直面するものと見られている。しかしながら、電力需要は今後も年平均 4.1% 程度伸長するものと予想されており、さらなる需要増加に対応するためのエネルギー源の多様化が課題となっている。

タイのエネルギー別発電電力経年変化¹



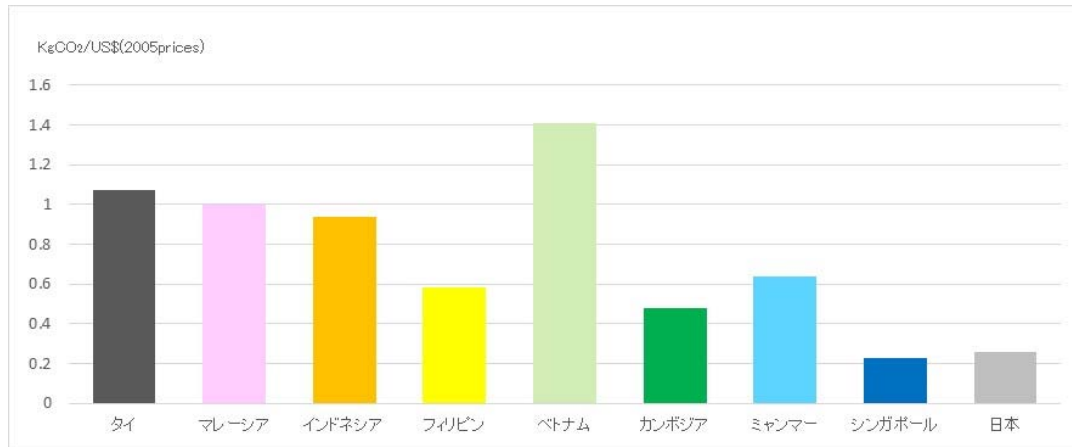
しかし、その選択肢のひとつと目される石炭火力発電に対しては、過去に発生した公害問題により、国民の間にネガティブなイメージが深く浸透しており、今後スムーズに石炭比率を高めることができるかは不透明である。

この状況の中で、燃料調達と省エネの目標を達成できない場合、6 年以内に電気料金が 2 倍になる可能性も示されるなど、将来的なエネルギーコスト増大が現実的な課題として認識されており、現在の主要エネルギー源であるガスの効率的な利用を目指す当該プロジェクトは、今のタイにおける政策課題に合致したものであり、ニーズは高いと考えられる。

¹ EPPO 『Energy Statistics』より作成 [<http://www.eppo.go.th/info/>]

ちなみに、タイのGDPあたりのCO₂排出量は他の東南アジア諸国と比較して、相対的に高いことが確認できたことから、具体的な調査を前に、一般論として当該プロジェクトにおけるCO₂削減ポテンシャルも高いものと評価した。

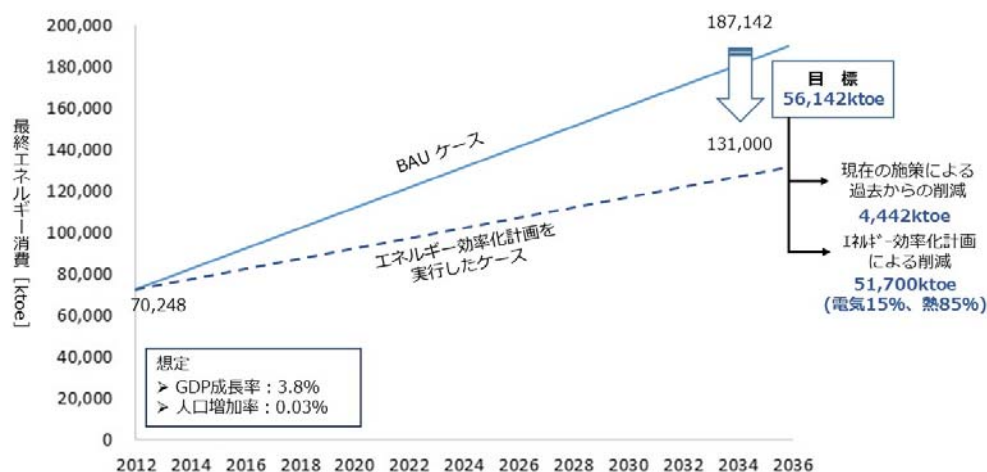
2013年のGDPあたりのCO₂排出量²



ホスト国の関連法制度・政策との整合性

ホスト国であるタイでは、マスタープランにあたるエネルギー効率化計画をもとに省エネルギー政策が進められている。最新のエネルギー効率化計画では、2036年のエネルギー効率を2010年比で36%改善することを目標として設定。目標達成に向けた施策として、優遇税制や基金、優遇金利制度による高効率機器の導入および更新を促進する施策を展開する、などとしている。

エネルギー効率化計画 2015 数値目標³



² IEA 『CO₂ Emissions From Fuel Combustion Highlights 2015』より作成

[<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CO2EmissionsFromFuelCombustionHighlights2015.pdf>]

³ Ministry of Energy 『Thailand Energy Efficiency Development Plan (2015-2036)』より作成

[<http://www.eppo.go.th/doc/index.html>]

また、タイ投資委員会（以下、「BOI」(Bourd of Investment)）の新投資奨励制度において、タイの持続的発展に貢献する取り組みを優遇する方向性が打ち出されており、コージェネレーションによる電力およびスチームの製造に係る事業や ESCO 事業に対し、様々な恩典を付与している。

以上の点より、本プロジェクトはホスト国の最新の政策動向に整合的であると評価できる。

2. 調査実施方針

(1) 調査課題及び調査内容

JCM プロジェクトの実施に向けて、具体的な資金計画、概略設計、工事計画、運営計画、実施体制、MRV 体制等に関する以下項目を中心に調査を実施する。

1) 政策・市場調査

調査課題

これまでの事前調査を通じて、本プロジェクトがホスト国の最新の政策動向に整合的であることを確認しているため、本調査ではより実現可能性を高めるために、ホスト国における省エネルギー・省 CO2 支援制度の有無、内容および活用時の条件等を中心に調査する必要がある。

調査内容

事前の机上調査によって、不確実ながらも本プロジェクトにおいて活用できる可能性のある省エネルギー・省CO2 支援制度として、以下のものを確認した。これら支援制度の詳細については、所管する機関等のホームページなど公になっている媒体からの情報収集を基本としつつ、踏み込んだ確認が必要な場合においては個別にヒアリングを実施するなどして、当該支援制度の内容および活用時の条件等を確認した。

支援制度	所 管	内 容
投資奨励法に基づく優遇措置	タイ投資委員会 (BOI)	タイの持続的発展のための優遇措置(本プロジェクトは「環境負荷の低減」の観点からこれに該当)
IEAT による優遇措置	タイ工業団地公社 (IEAT)	IEAT が開発・運営する工業団地に入居することで得られる優遇措置
極小規模発電事業者 (VSPP) 制度	地方配電公社 (PEA)	再生可能エネルギーの開発を促進するため、再生可能エネルギーの発電設備を保有する事業者を対象として配電事業者に対する発電電力の売電を認める制度(2006 年の見直し時にコージェネレーションも適用されることとなった)
ガス優遇単価	タイ石油公社グループ (PTT、PTTNGD)	CGS を用いた電熱供給を行う事業者に対する優遇ガス単価の適用

2) 資金計画

調査課題

- ・初期費用 プロジェクト実施主体となる現地法人の出資者、出資比率、現地法人設立時期等に関して検討し、4) 工事計画で算出する初期費用に充当する資金の調達方法を具体化する必要がある。

- ・運営費用 売電、売熱単価の設定に関する調査(燃料調達価格の売電・売熱料金へのパススルー形態等)や ESCO 事業を実施する場合のサービス単価設定に係る調査、VSPP 制度の活用に向けた調査、確実な資金回収方法について検討を行う必要がある。

調査内容

後述の 3) 概略設計、4) 工事計画、5) 運営計画・実施体制・MRV 体制により初期費用および運営費用を算出する。

3)概略設計

調査課題

対象サイトの既設設備やエネルギー利用状況(電気・蒸気等)を把握した上で、最適な CGS のシステム設計や ESCO スキーム等の活用を含めたユーティリティ設備のエネルギー利用効率の向上策の検討を行う。

調査内容

9月から10月にかけて2度に亘り現地調査を実施。プロジェクト実施サイトの実態を把握の上で、最適な設計を実施。

4)工事計画

調査課題

2)資金計画の検討のベースとなる建設費の算出を行うとともに、稼動にいたるまでのリードタイムについて、CGS 設置に係る関係法令および必要となる手続き(環境影響評価等)の調査を通じて検証する。また、EPC 体制についても工事計画の中で併せて検討を行う。

調査内容

3) 概略設計により作成されるガスエンジン CGS 本体および付帯設備の設置図面および各種配管ルート図面をもとに建設費および工事に必要となる所要期間を算出する。

5)運営計画・実施体制・MRV 体制

調査課題

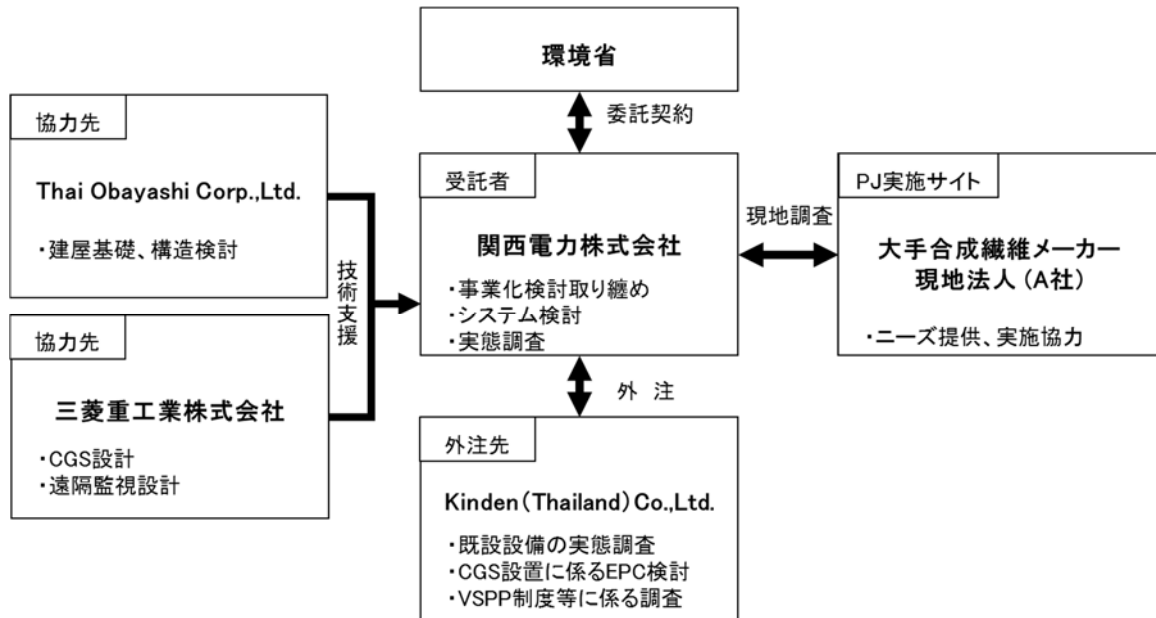
プロジェクトの実施主体には、関西電力が中心になって設立する現地法人を想定しているが、本プロジェクトが当該現地法人にとっての初号案件であることから、O&M および MRV に係るより効率的な運営方法を構築すべく、A 社、Kinden (Thailand) Co., Ltd.(以下、「きんでんタイランド」)、関西電力等との協業等の余地がないか検討する。

調査内容

机上調査により会社設立に係るタイの関係法令を調査するとともに、実際に設立する際の費用および手続きについては、第1回および第3回の現地調査にて会社設立および BOI への申請を手がけるコンサルティング会社などへのヒアリングを実施する。

(2) 調査実施体制

今次の調査においては、関西電力を中心に、現地サイトの調査等をきんでんタイランドに外注しつつ、得られたデータを基に協力先である Thai Obayashi Corp.Ltd.(以下、「タイ大林」)や三菱重工業株式会社(以下、「三菱重工業」)のサポートを得ながら最適なシステム設計を行うなど、適宜外部との連携を図りながら実効性ある調査を実施した。



①	名 称	関西電力株式会社
	役割分担	調査実施主体 <ul style="list-style-type: none"> JCM プロジェクトの実施に向けた具体的な資金計画、概略設計、工事計画、運営計画、実施体制、MRV 体制等を立案 JCM 方法論の予備調査として、対象案件に適用が想定される方法論の開発に必要と考えられるデータの収集
②	名 称	Kinden (Thailand) Co., Ltd.
	役割分担	外注先 <ul style="list-style-type: none"> 調査実施サイトの既設設備の実態調査概略設計 CGS 導入に係るEPC検討 VSP(極小規模発電事業者:Very Small Power Producer)制度等に係る調査
③	名 称	Thai Obayashi Corp., Ltd.
	役割分担	協力先 <ul style="list-style-type: none"> CGSを設置する建屋の基礎および構造に係る検討
④	名 称	三菱重工業株式会社
	役割分担	協力先 <ul style="list-style-type: none"> CGS の設計およびCGSの遠隔監視に係る設計

(3) 調査実施スケジュール

9月に調査を開始して以降、合計4度に亘る現地調査・協議を行った後、年内には調査結果を確定。その上で、平成28年に報告書を取りまとめ、現地サイトへ報告するスケジュールとした。

業務内容	2015 年				2016 年	
	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月
現地調査※	①	②③	④			⑤
①JCM プロジェクトの実施に向けた具体的な資金計画、概略設計、工事計画、運営計画、実施体制等を立案						
(1)政策・市場調査						
(2)資金計画						
(3)概略設計						
(4)工事計画						
(5)運営計画・実施体制・MRV 体制						
②JCM 方法論の予備調査として、対象案件に適用が想定される方法論の開発に必要と考えられるデータの収集						
(1)JCM 方法論関連						
③ホスト国の担当省庁等に対して、説明資料等を作成し説明						
(事業実施状況の報告)						

※現地調査の内容

No.	実施内容
①	キックオフミーティング、既設設備の事態把握(測定計画策定)、燃料価格の調査、VSPP制度調査
②	既設設備の事態把握(測定実施)、EIA 申請手続および環境規制調査
③	EIA申請手続に関する調査、現地法人設立および BOI に係る調査、タイ温室効果ガス管理機関(TGO)との面談
④	PJ実施サイトに対する既設設備の測定結果報告および技術協議
⑤	PJ実施サイトに対する当該調査に係る最終報告および今後に向けた協議

3. プロジェクト実現に向けた調査結果

(1) プロジェクトの実現性に関する調査結果

1) プロジェクト計画

① プロジェクトの工事計画

以下の手順に沿って、プロジェクトの工事計画を策定した。

- a 当該サイトにおけるエネルギー使用実態の把握
- b 使用実態の結果を踏まえた最適なCGSの選定
- c 選定したCGSを前提としたシステム全体の詳細検討
- d エネルギー効率の向上につながる検討(ユーティリティ設備の更新等)
- e プロジェクトの実施計画

a. 当該サイトにおけるエネルギー使用実態の把握

最適なエネルギーシステムの構築に向けて、まずは現地調査を実施。「当該サイトの設備棚卸し」および「測定によるエネルギー使用実態の把握」を行うこととした。

プロジェクトに係る当該サイトでの調査項目

	調査項目	第1回	第2回
1	既設ターボ冷凍機の実態把握 (冷水負荷測定(流量・温度・電力等))	★ (調査)	☆ (測定)
2	既設空気圧縮機の実態把握(電力)	★ (調査)	☆ (測定)
3	既設ボイラ給水量の実態把握(流量、電力等)	★ (調査)	☆ (測定)
4	工場全体の電気使用量の調査	★ (調査)	☆ (測定)
5	蒸気利用(生産)設備の実態調査	★	
6	温水利用先の調査	★	
7	ガスエンジンCGS本体および付帯設備 設置図面作成		☆
8	電気・蒸気・温水・ガス・給水・制御空気の配管の布設ルート図面作成		☆

当該サイトでの調査風景

作業前ミーティング



流量測定



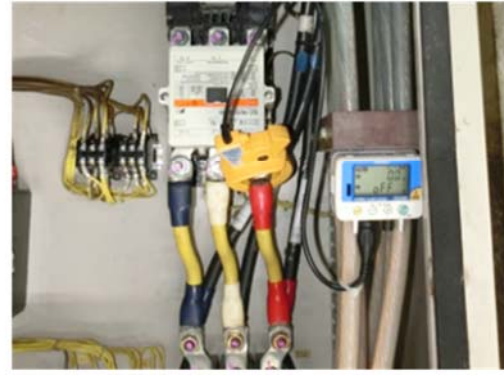
温度測定



電流測定



電流測定



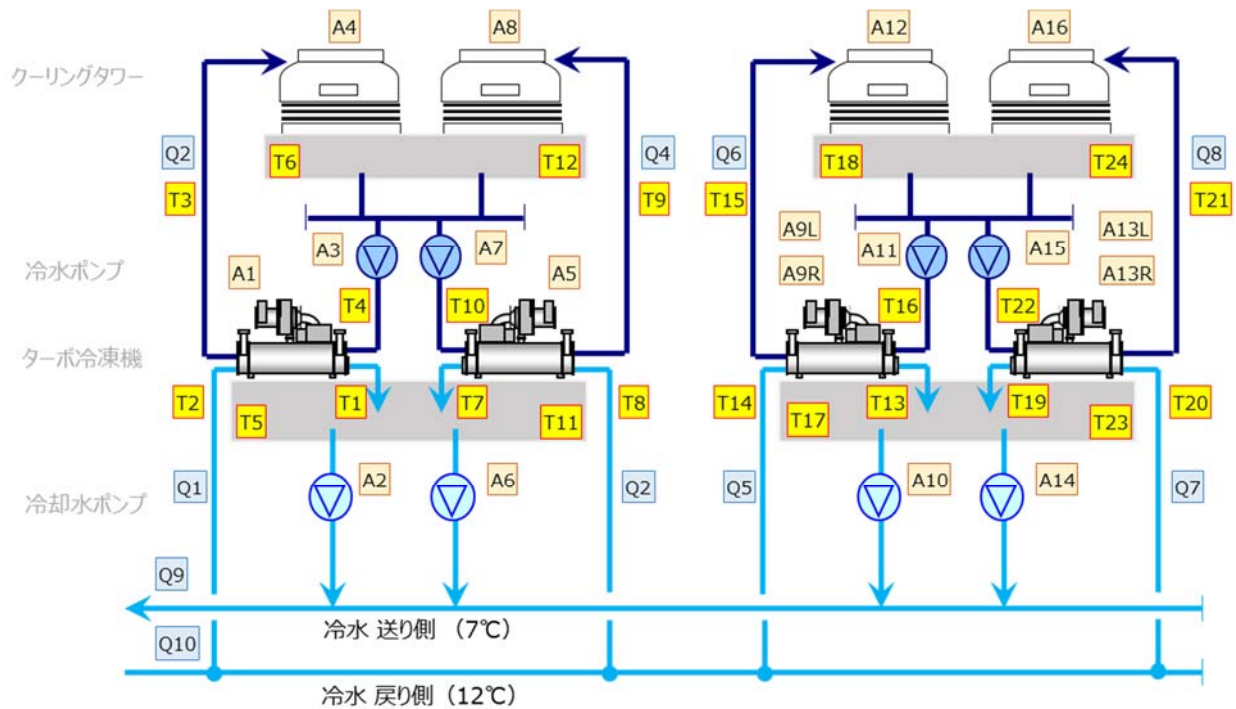
データロガー測定



発信機



(参考) 既設ターボ冷凍機測定器の取り付け箇所



<p>A* : 電流測定</p> <p>(センサー大) (センサー小)</p> <p>□ガー : LR5051 センサー (大) : CT6500 センサー (小) : 9675</p>	<p>Q* : 流量測定</p> <p>□ガー : FSCS10A1-10 センサー : FSSC1BY1-YY</p>	<p>T* : 温度測定</p> <p>□ガー : LR5021 センサー : LR9692</p>
--	---	---

その結果を踏まえ、電気や蒸気、冷水における最大および平均需要を想定。当該想定に合うエネルギーシステムを構築する必要があることがわかった。

項目	CGS 用途
電気	・停電対策電源として活用する。
蒸気	・生産プロセスへ供給する。
冷水	・生産プロセスへ供給する。

b. 使用実態の結果を踏まえた最適な CGS の選定

前項の想定から、当該サイトに対し求められる CGS の検討条件は以下の2点と設定。

- ・発電容量は、重要負荷に対する停電対策電源として活用する。(10MW。クラス)
- ・排ガスボイラより発生する蒸気は生産プロセスへ供給する。

また、CGSの機種および規模の選定にあたり、当初より設置を予定していたガスエンジンとガスタービンを比較した。

発電容量 10MW。クラスにおけるガスエンジンおよびガスタービンの特徴比較

項目	ガスエンジン CGS	ガスタービン CGS
蒸気	5～6t/h	22～28t/h
温水	5.4～5.6MW _t	—
効率	発電効率 45～48% 熱回収効率 38～40%	発電効率 28～30% 熱回収効率 50～52%

その結果、ガスエンジン CGS の蒸気は全量使用可能となることがわかった(不足する蒸気については、ボイラによる追焚きにて対応)

なお、ガスエンジンの利用に伴い排熱として温水が発生するため、利用先の検討が必要となる。

他方で、ガスタービン CGS を選定した場合、蒸気が過剰となり、CGS 総合効率が低下するため、当該サイトにおいては不向きであることがわかった。

以上より、当該サイトに対し電気および蒸気の需要規模では、当初計画の通りのガスエンジンCGSが最適であると判断。需要規模に見合う 5.75MW の CGS を 2 台導入し、PEAから受電している系統電力および工場内の石炭焚所内ボイラから供給されている蒸気を代替することで電気および蒸気の高品質化を目指すとともに、CGS から生成される温水の有効活用を行うこととした。

次に三菱重工業製ガスエンジンの環境性および経済性における優位性を実証すべく、三菱重工業製ガスエンジンと同等規模の海外メーカー製ガスエンジンを比較した。その結果、発電効率、総合効率共に良い結果となり、機器費用も最も低い水準にあることから、経済性に優れた機器であることが明らかとなった。

ガスエンジン メーカー	機種	発電機 出力 (MW)	重量 (ton)	回転数 (rpm)	発電効率 (%)	CGS 総合効率 (%)	機器費 比率 (%)	維持費 比率 (%)
三菱重工業	KU30GSI	5.75	60	750	48.4	87	100	100
海外B社		9.7	86	750	47.5	80	100	100
海外C社		9.5	87	1000	48.7	80	130	100

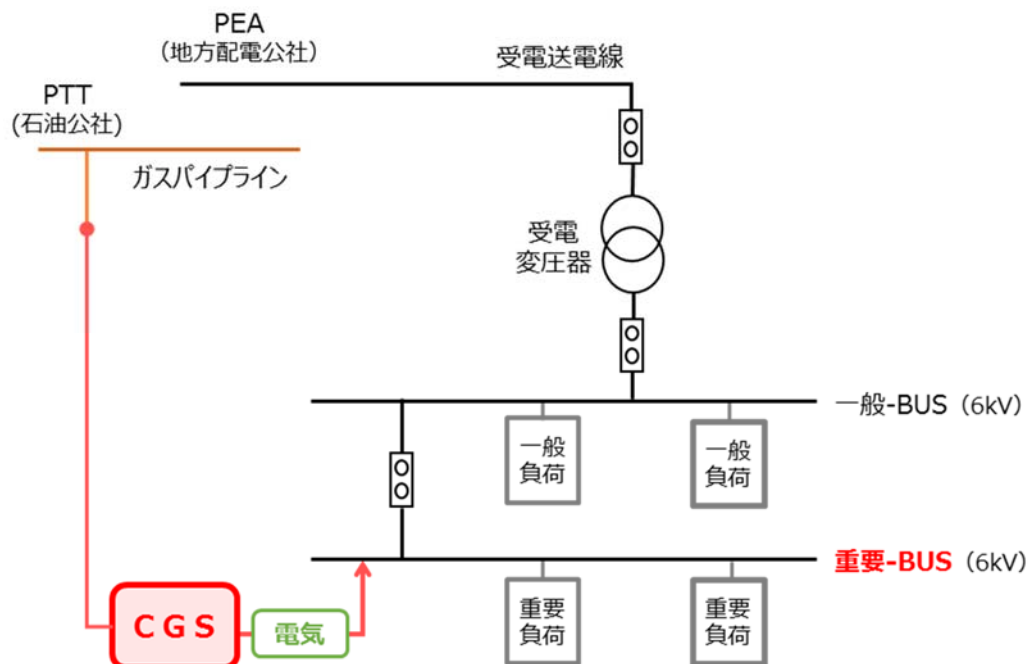
海外 D 社		9.3	90~95	750	47~48	—	100	—
海外 E 社		7.8	81	750	47	—	150	—

三菱重工業製ガスエンジンでは冷却水温度を大幅に高める技術確立し、これを熱源としてより有効利用しやすい温水①を回収することにより、実用レベルでのプラント総合効率を向上し、CGS 設備導入メリットを増大すると共に既存ボイラ等の焚き減らしにより CO2 削減に対して大きく貢献するシステムを構築することができる。更に、起動から 5 分以内に 100% 負荷に到達する同クラス世界最速の急速起動に加えて、複数台電力制御機能、電力制御ニーズに合わせた最適設計を実施することで、負荷追従性が高い安定運用を実現できるシステムである。

c. 選定したCGSを前提としたシステム全体の詳細検討

電気系統

- ・電気は、当該サイト 6kV-BUS 系統へ接続し、PEA 系統と連系して供給する。
PEA 系統が停電した場合は、CGS 単独運転にて重要負荷へ供給する。



蒸気利用

- ・蒸気は既設蒸気系統へ接続して供給する。また、不足する蒸気についてはボイラにて追焚きする。

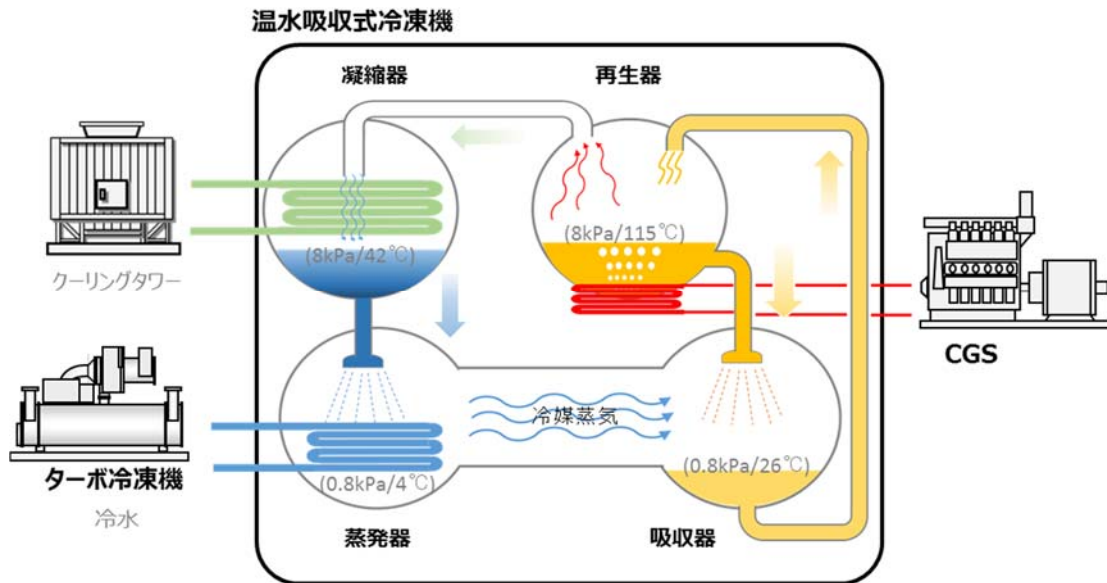
温水①の利用

・温水①直接利用先の検討

CGSが生成する温水①を直接利用出来る箇所を可能な範囲で調査。しかしながら、今回は見出すことはできなかった。

・温水吸収式冷凍機の熱源水としての検討

温水①の直接利用が難しいことから、これに代わる方策として温水吸収式冷凍機の熱源水としての活用を検討。その結果、エネルギー効率の低下は伴うものの、生産プロセスに利用している温水吸収式冷凍機の熱源水として利用可能と判断した。



温水吸収式冷凍機		
定格能力		2.8MW _t (720 JRT 程度)
温水 (CGS)	入力	4.0 MW _t 程度
冷水温度	入口	12 °C
	出口	7 °C
冷却水温度	入口	32 °C
	出口	38 °C
効率		70 %

* 温水吸収式冷凍機は冷水系統に接続することにより、既設ターボ冷凍機の消費電力を削減することが可能となる。

温水②の利用

・温水②は、ボイラ給水を予熱する熱源として利用する。

NO_x規制による脱硝装置の検討

- ・環境影響評価(EIA)の調査結果より、排ガス中のNO_x濃度については法定の 120ppm より厳しい数値が求められるとの情報を聴取したことから、当初計画のシステムに加えて、NO_x排出量を削減する脱硝装置を搭載した機種について検討を進めた。

NO_xの条件を鑑み選定した CGS 仕様

排出するNO_x量に併せたCGSの仕様を検討。その結果、以下2パターンを設定した。

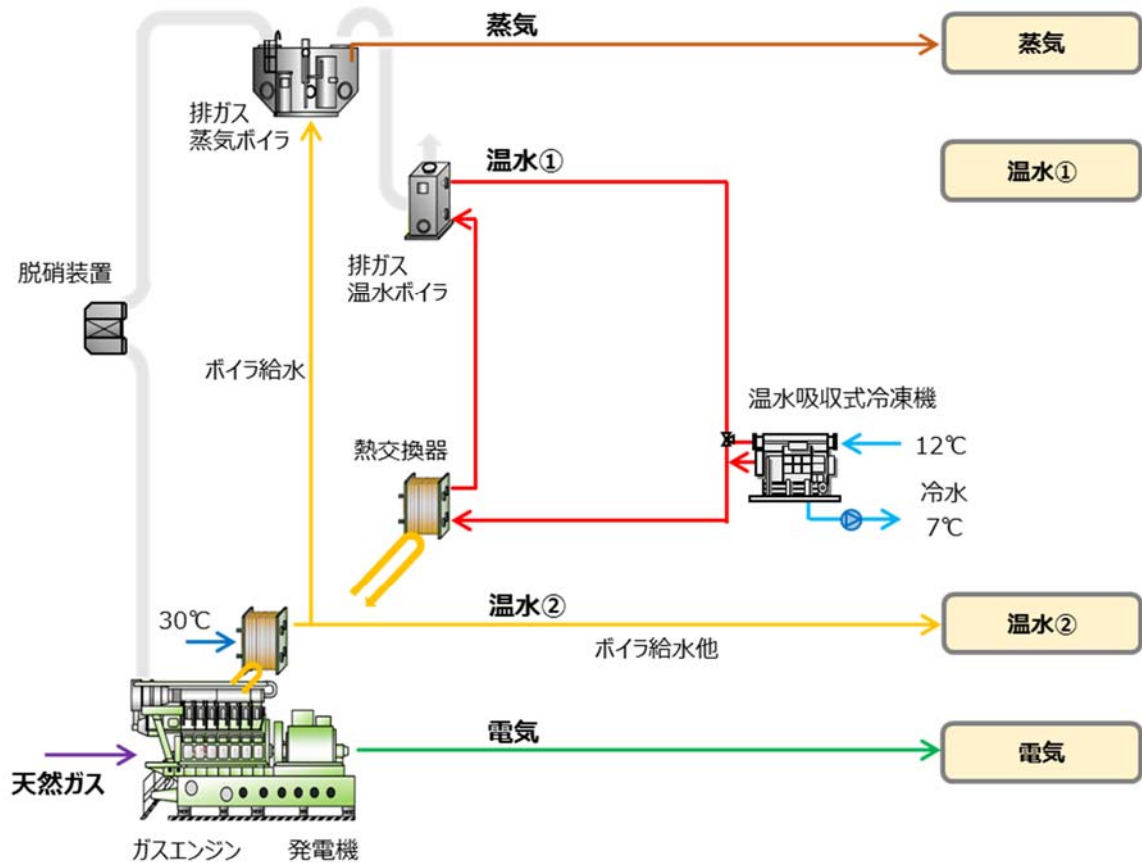
- ・CASE1 : 脱硝装置なし
- ・CASE2 : 脱硝装置あり(発電効率優先)

	CASE1	CASE2
メーカー	三菱重工業	
型式	18KU30GSI	
排出 NO _x (酸素: 7%)	120ppm	60ppm
天然ガス(入力)	12.7 MW _t	11.9 MW _t
CGS 出力		
発電出力	5.75 MW _e	5.75 MW _e
排ガスボイラ蒸気発生量	2.2 MW _t (3.1t/h)	1.8 MW _t (2.5t/h)
温水①発生量	2.0 MW _t	2.1 MW _t
温水②発生量	0.7 MW _t	0.7 MW _t
CGS 効率		
発電効率	45.1 %	48.4 %
排ガスボイラ効率	17.2 %	15.0 %
温水①効率	15.7 %	17.6 %
温水②効率	6.0 %	6.0 %
総合効率	84.0 %	87.0 %

その結果、脱硝装置(CASE2)を設置することにより、発電効率の向上が確認できた。

今後、環境影響評価などの過程において NO_x の削減が求められる可能性も高いことから、今回の想定においては脱硝装置の設置を念頭に検討していくこととした。

システム概要図



d. エネルギー効率の向上につながる検討(ユーティリティ設備の更新等)

国内で年間 2,500 件程度の実績を有する関西電力のエネルギーコンサルの知見を持って、ユーティリティ設備に係るシステム全体を対象とする修繕・更新等の提案をベンダーフリーの立場から行い、その有効性を示すことで、省エネルギー・省 CO2 に貢献するエネルギー利用技術のホスト国へのさらなる移転を実現することができるものと考え、当該サイトに対して、ESCOスキームの活用等を通じて、信頼性、経済性および環境性に優れたユーティリティ設備の構築を行うことを目指すこととした。

エネルギー使用実態把握より検討した省エネルギー方策の事例

No	項目	省エネルギー方策	エネルギー削減量	
			電気 (MWh/ 年)	石炭 (ton/ 年)
1	高効率ターボ冷凍機導入の提案	計測データよりターボ冷凍機の COP を算出、最適運用および設備更新を行う。	▲599	—
2	高効率空気圧縮機の導入の提案	計測データよりコンプレッサ総合効率を算出、最適運用および設備更新を行う。	▲3,846	—

3	未保温箇所への保温の実施	57点の未保温箇所をサーモカメラで測定し、内46点について保温を行う。	—	▲33
4	冷水系統二次側搬送システムの提案	計測データより冷水二次搬送システムポンプのインバータ化を行う。	▲367	—
5	フラッシュタンク設置による蒸気回収	蒸気排出を確認しフラッシュタンク設置による蒸気回収を行う。	—	▲324
6	廃蒸気熱交換器設置による温水回収	蒸気排出を確認し廃蒸気熱交換器設置による蒸気回収を行う。	—	▲281
7	減圧弁の修繕	蒸気漏洩を確認し修繕を行う。	—	▲324
8	ドレントラップの修繕	15点のドレンとラップの漏洩量を計測し、内12点について修繕を行う。	—	▲305
合計			▲4,812	▲1,267

「最適な CGS のシステム設計」および「ユーティリティ設備のエネルギー利用率向上策」の取り組みに加えて、当該サイトの調査から判明した各種省エネルギー方策を立案し、更なる GHG 排出量削減への取り組みを実施した。尚、本取り組みによる GHG 排出量削減分には織り込まない。

以下は、No1～No3 で検討した省エネルギー方策の事例の一部を紹介する。

No1.高効率ターボ冷凍機の導入検討

CGS の排熱を利用した吸収式冷凍機を最大限活用するため、冗長性を加味したインバータターボ冷凍機の導入を検討。これにより、更なる GHG 排出量の削減が可能となる。

メーカー	三菱重工業	
種類	インバータターボ冷凍機	
型式	ETI50A	
定格能力	1.7 MW _t (455 JRT)	
消費電力	0.27 MW _e	
冷水温度	入口	12 °C
	出口	7 °C
冷却水温度	入口	32 °C
	出口	38 °C
効率	654%	

三菱重工業製 ETI40 外観⁴

No2.高効率空気圧縮機の導入検討

既設定速ターボ圧縮機との冗長性を加味したインバータスクリーウ圧縮機の設置を検討。これにより空気系統全体の総合効率が向上し、更なる GHG 排出量の低減が可能となる。

メーカー	株式会社神戸製鋼所	
種類	インバータスクリーウコンプレッサ	
型式	ALE270W	
吐出し空気量	2,958 m ³ /h	
圧縮機軸動力	0.28 MW _e	
冷却水温度	入口	32 °C
	出口	38 °C
効率	10.64m ³ /kW	

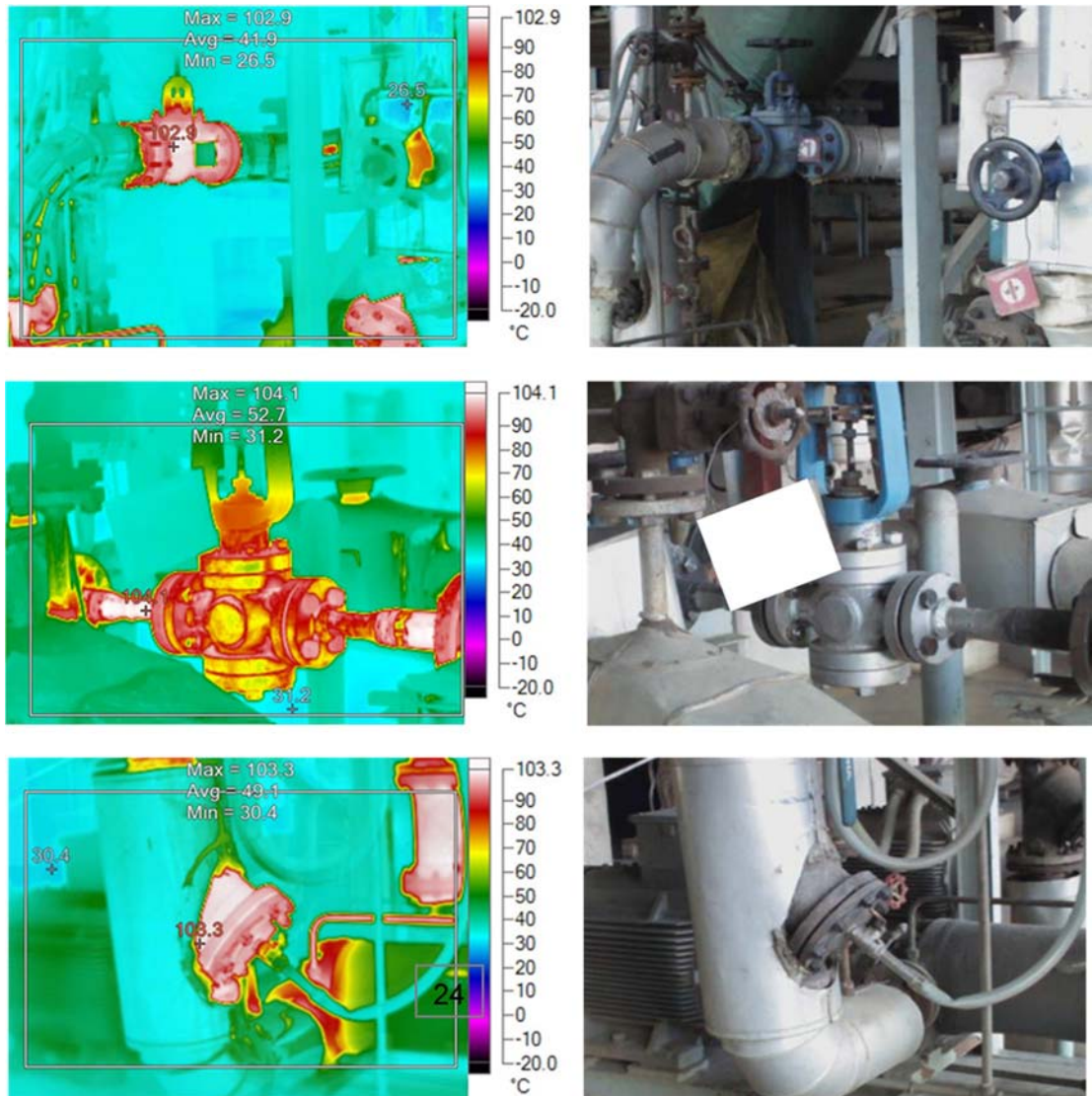
神戸製鋼所製 ALE シリーズ外観⁵

⁴ 三菱重工業カタログより

⁵ 神戸製鋼所カタログより

No3.未保温箇所への保温の実施に係る調査の様子

以下の(左)写真はサーモカメラの映像、(右)は実際の現場を撮影したもので放熱温度を可視化し放熱量を算出。未保温箇所へ保温を実施することで、放熱ロスが低減され蒸気量も低減することから、GHG 排出量の低減が可能となる。

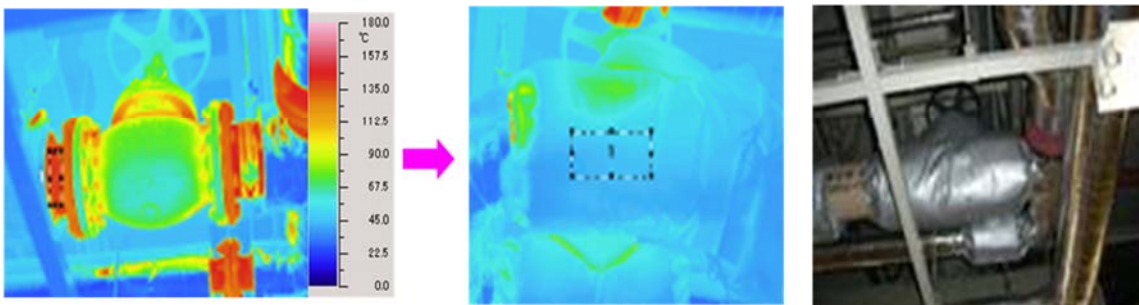


* 左側の写真で赤色が「放熱ロスが多い箇所(高温箇所)」

取付前

取付後

脱着式保温



e. プロジェクトの実施計画

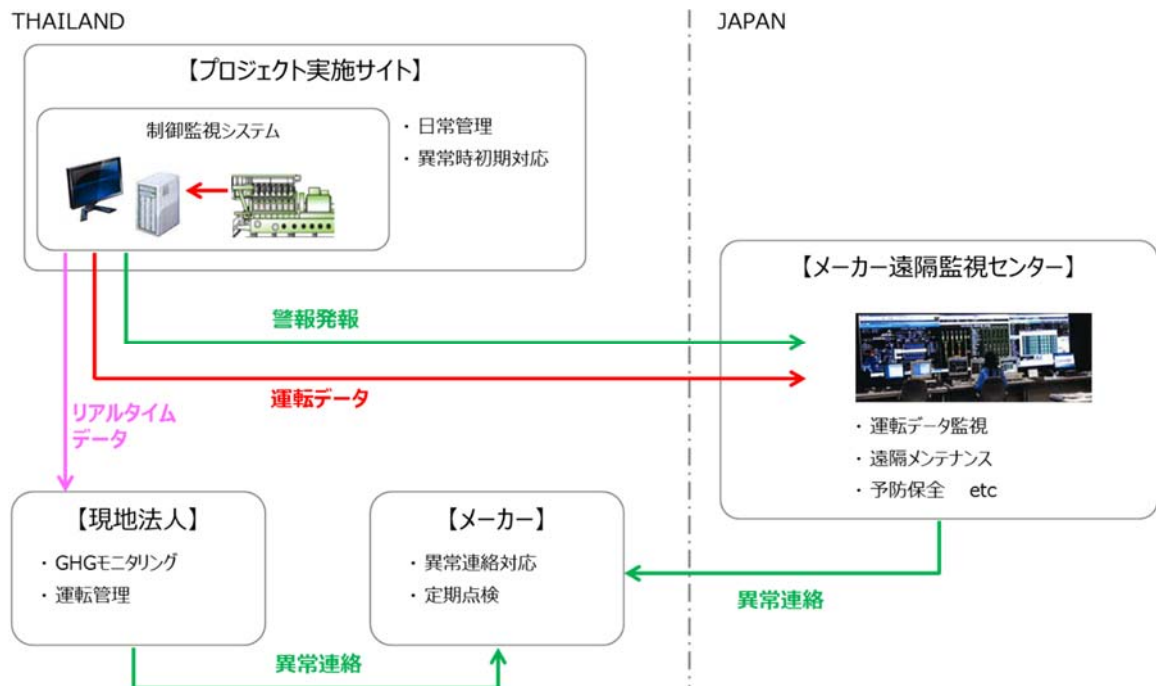
EIAコンサルタントにヒアリングした結果、EIA審査に 14～16 ヶ月程度かかる見込みであり、加えて機器の手配、工事、運転調整に 14～16 ヶ月をあわせると事業開始までに約 3 年必要となる。

項目	工程				
	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年
システム検討・建設費算出	→				
EIA申請	14～16 ヶ月 →				
機器手配	6～7 ヶ月 →				
工事	6～7 ヶ月 →				
運転調整	2～3 ヶ月 →				

②プロジェクトの運営計画

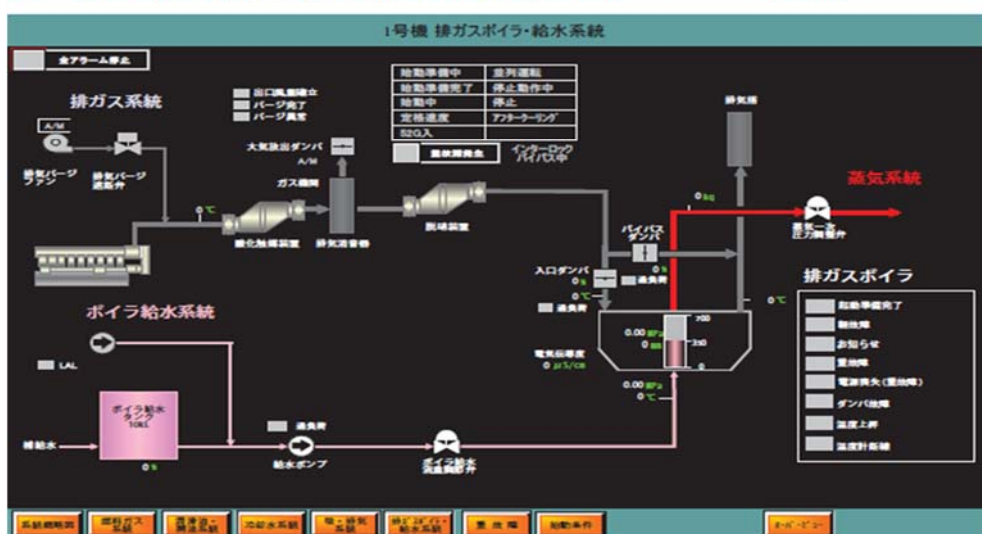
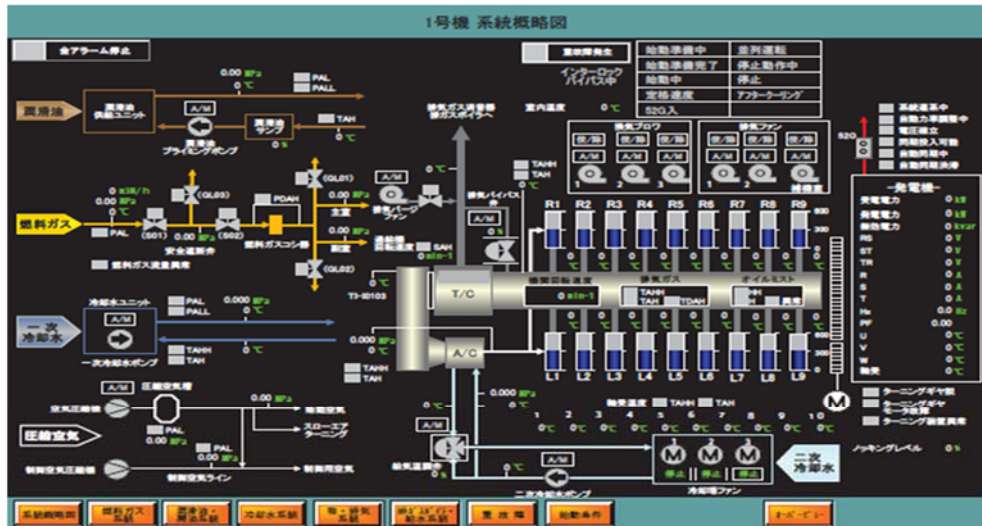
三菱重工業の相模原工場でオンライン・リアルタイムによりエンジンの状態をモニタリングするサービスを提供している。このサービスにより、ガスエンジンの異常をいち早く察知し事故を予防するとともに、有事の際の迅速な初期対応が可能な体制を築いていることから、このシステムを利用し、下図のとおり現地法人にて遠隔によるGHGのモニタリング・運転管理を行う。また、日常の運転データはSPCおよび遠隔監視センターにて日常監視するとともに、そのデータは集積される。GHGに影響を及ぼすCGSの異常をきたした場合は速やかに現地法人もしくは遠隔監視センターを通じ現地メーカーに情報が入る仕組みである。

* 詳細は、4. (2) MRV 実施体制を参照



現地法人での GHG モニタリングイメージ

以下の画面が現地法人および遠隔監視センターにて表示され、GHG 排出量に影響をあたえないように日常監視を行う。



③プロジェクト実施体制

関西電力およびきんでんグループにて出融資、設立する現地法人を実施主体とし、A 社に対して売電・売熱事業等を実施するにあたり、建設から運転・保守を一貫して、経験豊富で、高い技術力を有する日系企業が行う。それぞれの役割は以下のとおり。

・関西電力

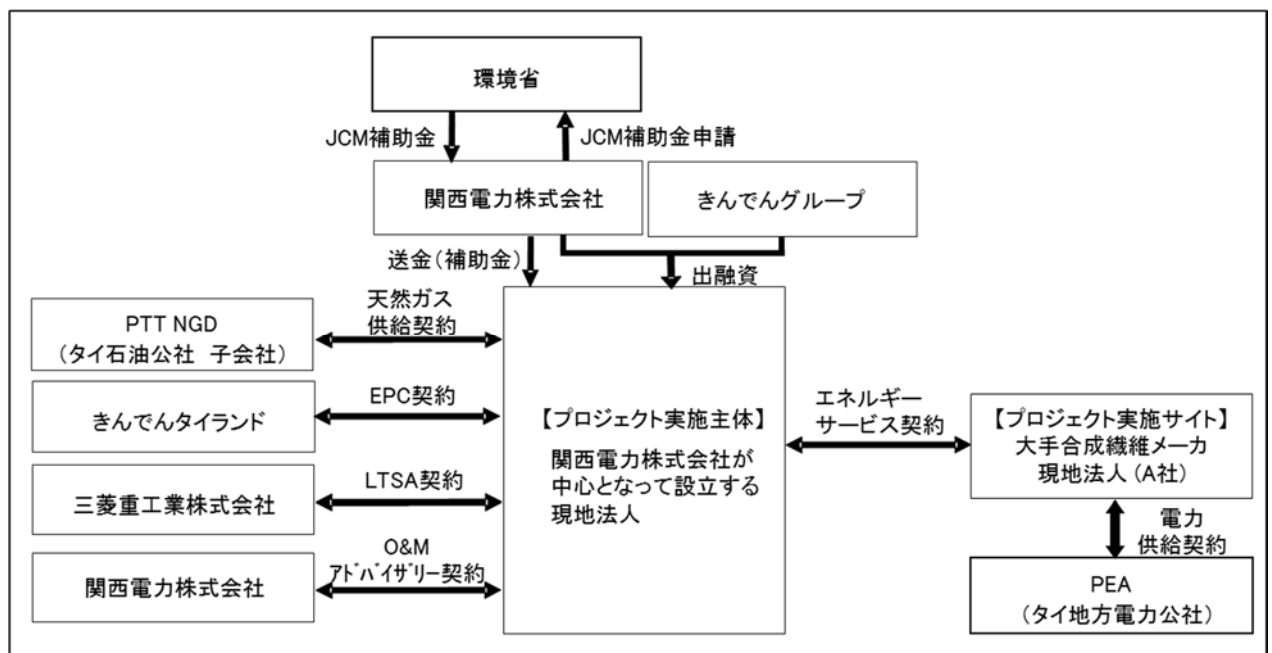
JCM を利用したプロジェクト設備補助事業の申請にあたり、国際コンソーシアムの代表事業者となる。また、プロジェクト主体である現地法人設立後は、きんでんグループとともに、現地法人の運営管理等を行う。さらに必要に応じて、現地法人と O&M アドバイザリー契約を締結し、技術支援等を行う。

・きんでんタイランド

プロジェクト主体である現地法人と EPC 契約を締結し、A 社敷地内における CGS 建設工事の主体となる。(三菱重工業等と協業)

・三菱重工業

ガスエンジン等主要機器の調達・設置をはじめ、建設完工後はプロジェクト主体である現地法人と LTSA 契約を締結し、フルメンテナンスを行う。



なお、A 社は現地法人とエネルギーサービス契約を締結し、電力・蒸気・温水を受領するが、一方で当該サイトにおける電力需要は、現状、今回導入を検討している CGS の電力供給力を上回ることから、A 社において PEA との契約は継続する。

④プロジェクト実施主体の経営体制・実績等

当該現地法人は本プロジェクトの実施に合わせて設立するものであるため、経営体制については現在関係各所と協議中。タイ国民商法典の定め(株主3名以上、取締役1名以上、会計監査人の設置等)やタイ国外国人就労法の定め(外国人1名に対してタイ人4名を雇用※等)等を遵守するとともに、事業運営に支障をきたすことがないよう、必要人員を確保し体制を整えていく(きんでんタイランドへの業務委託を検討中)。

※BOI 大阪事務所へのヒアリングの結果、BOI の適用を受ける場合、タイ人の雇用規制については免除される可能性が高いとのこと。

⑤事業性の評価

本調査結果に基づき想定した CGS の運転条件にて、事業の採算性を評価した結果、以下の通りとなった。

CGS の性能

CASE2(脱硝装置有)		
入力		
	天然ガス	11.9 MW _t
出力		
	発電出力	5.75 MW _e
	排ガスボイラ蒸気発生量	1.8 MW _t (2.5t/h)
	温水①発生量	2.1 MW _t
	温水②発生量	0.7 MW _t

CGS の運転条件

- CGS の稼動は調査結果より、定格出力で年間 8,000 時間運転とする。
また、保守点検の頻度は 4,000 時間ごとに実施することとする。
- 電気、蒸気は既設系統へ接続することとし、温水①は温水吸収式冷凍機の熱源水に利用、温水②はボイラ給水予熱に利用することとする。

事業採算性の評価条件

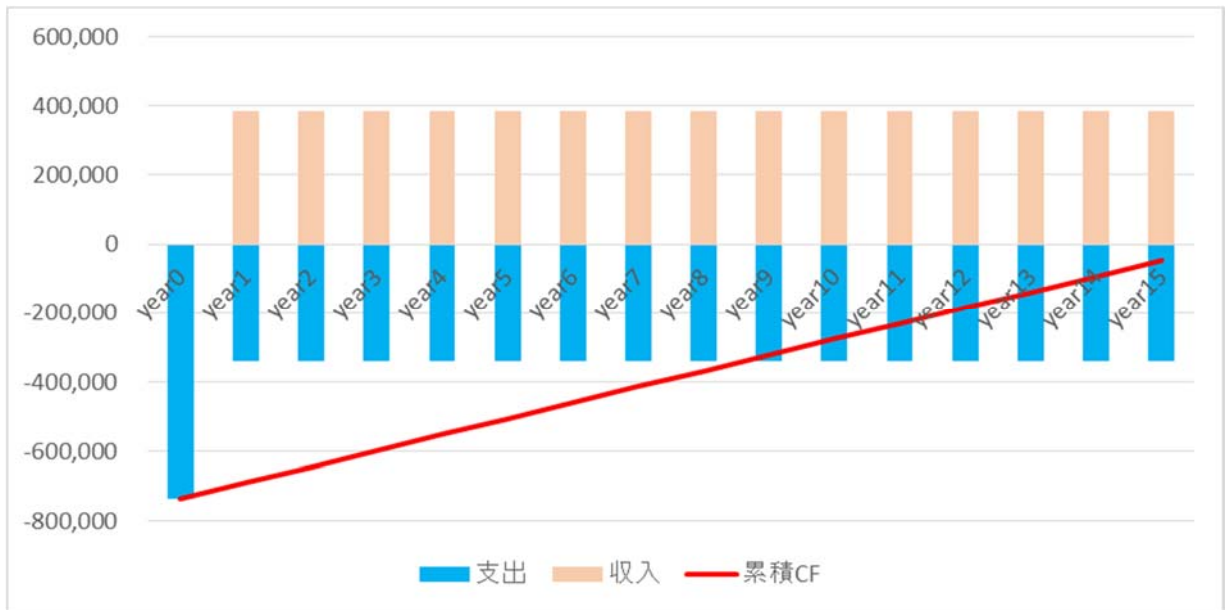
- 初期出融資額は CGS 設備本体費用に、脱硝装置費用、ガス配管費用、温水吸収式冷凍機、既設設備への接続工事、その他諸費用を加えて約 25 億円(約 735 百万タイバーツ)として評価する。
- 事業開始から 3 年間(建設期間含む)は、BOI 恩恵により法人税(20%)免税と仮定
JCM 設備補助に対する課税も、BOI 恩恵(法人税 3 年間免税)により免除されると仮定。
※JCM 設備補助に対する免税可否については、タイ投資委員会に確認・調整中。免税不可となった場合、採算性は大幅に悪化する。
- 事業期間を 15 年とする。
- 事業の採算性の評価は、JCM 設備補助が「なし」・「50%」の 2 つのケースについて評価する。

「JCM 設備補助なし」における事業の採算性結果

JCM設備補助がないケースにおいては、プロジェクトIRRは-0.83%となったことから、事業の採算性は取れないと評価。

(1000THB)

大項目	支出			収入	キャッシュフロー			
	投資額	費用	減価償却		収入	税引き前 収益	法人税	キャッシュ (減価償却戻し)
year0	-735,000							-735,000
year1		339,000	45,000	385,000	1,000	0	46,000	-689,000
year2		339,000	45,000	385,000	1,000	0	46,000	-643,000
year3		339,000	45,000	385,000	1,000	200	45,800	-597,200
year4		339,000	45,000	385,000	1,000	200	45,800	-551,400
year5		339,000	45,000	385,000	1,000	200	45,800	-505,600
year6		339,000	45,000	385,000	1,000	200	45,800	-459,800
year7		339,000	45,000	385,000	1,000	200	45,800	-414,000
year8		339,000	45,000	385,000	1,000	200	45,800	-368,200
year9		339,000	45,000	385,000	1,000	200	45,800	-322,400
year10		339,000	45,000	385,000	1,000	200	45,800	-276,600
year11		339,000	45,000	385,000	1,000	200	45,800	-230,800
year12		339,000	45,000	385,000	1,000	200	45,800	-185,000
year13		339,000	45,000	385,000	1,000	200	45,800	-139,200
year14		339,000	45,000	385,000	1,000	200	45,800	-93,400
year15		339,000	45,000	385,000	1,000	200	45,800	-47,600

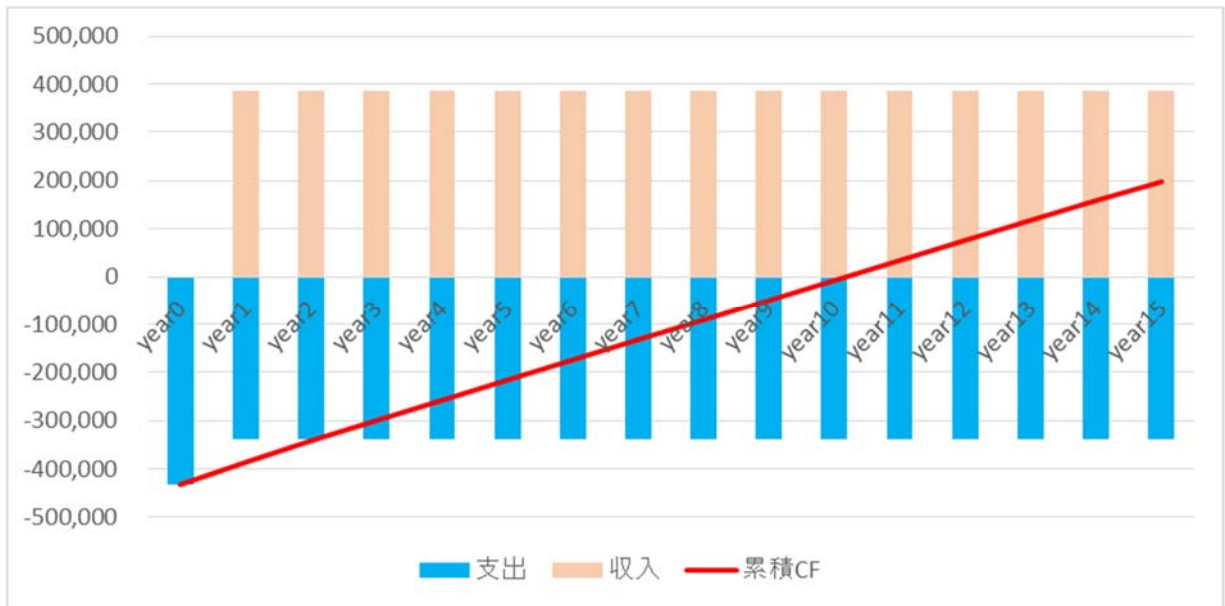


「JCM 設備補助 50%」における事業の採算性結果

また、JCM設備補助を50%得られたケースでは、初期出融資額の単純投資回収年数は10年程度で、プロジェクトIRRは5.24%となり、依然として事業の採算性は厳しいと評価。今後、コスト低減等による事業採算性の向上が課題となった。

(1000THB)

大項目	支出			収入	キャッシュフロー			
	投資額	費用	減価償却	収入	税引き前 収益	法人税	キャッシュ (減価償却戻し)	累積 キャッシュ
year0	-432,459							-432,459
year1		339,000	23,600	385,000	22,400	0	46,000	-386,459
year2		339,000	23,600	385,000	22,400	0	46,000	-340,459
year3		339,000	23,600	385,000	22,400	4,480	41,520	-298,939
year4		339,000	23,600	385,000	22,400	4,480	41,520	-257,419
year5		339,000	23,600	385,000	22,400	4,480	41,520	-215,899
year6		339,000	23,600	385,000	22,400	4,480	41,520	-174,379
year7		339,000	23,600	385,000	22,400	4,480	41,520	-132,859
year8		339,000	23,600	385,000	22,400	4,480	41,520	-91,339
year9		339,000	23,600	385,000	22,400	4,480	41,520	-49,819
year10		339,000	23,600	385,000	22,400	4,480	41,520	-8,299
year11		339,000	23,600	385,000	22,400	4,480	41,520	33,221
year12		339,000	23,600	385,000	22,400	4,480	41,520	74,741
year13		339,000	23,600	385,000	22,400	4,480	41,520	116,261
year14		339,000	23,600	385,000	22,400	4,480	41,520	157,781
year15		339,000	23,600	385,000	22,400	4,480	41,520	199,301



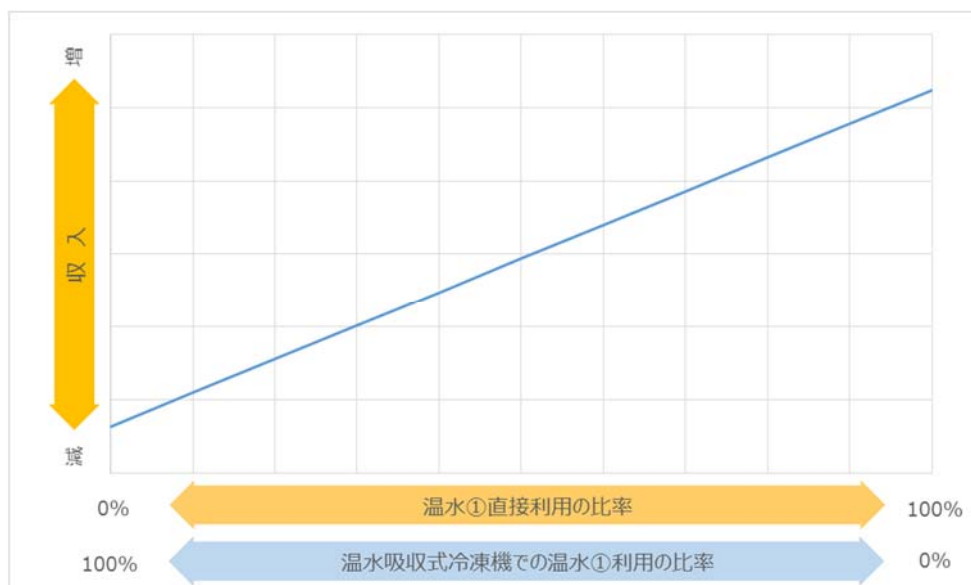
JCM 設備補助における事業採算性の結果(まとめ)

上記の通り、JCM設備補助なしの場合は事業の採算性は取れないことがわかった。一方、JCM設備補助事業の補助金で設備投資費用を抑制した場合においても、採算性は厳しい水準にあり、これを踏まえ、引続き、設備投資費用や運営費用等のコスト低減について検討を行う必要があるものと評価した。

	単純投資回収年	プロジェクト IRR
JCM 設備補助なし	—	-0.83%
JCM 設備補助 50%	10 年程度	5.24%

温水①直接利用の比率における収入の想定

今回の調査では温水①の直接利用先を発見することはできず、温水吸収式冷凍機による収入の算定をしたが、仮に未調査プラントにて温水①の直接利用をした場合の収入を想定する。



※ 上記は温水①を 100%直接利用した場合と、100%温水吸収式冷凍機に利用した場合の収入を比較

温水①の直接利用の比率別の収入を想定した結果、温水吸収式冷凍機(COP0.7)に比べ、温水①を直接利用することにより収入は増加すると想定されることから、引き続き未調査プラントでの温水①直接利用の有効活用について調査を行う。

JCM クレジットからの追加収入の想定

本事業では、初期投資を軽減する目的で、環境省のJCM設備補助を活用する予定であることから、創出されるJCMクレジットの 1/2 以上を日本政府に納入することとなる。

環境省のJCM設備補助事業は、高効率機器の導入を補助する名目としての補助制度であるが、一部の途上国関係者からは、補助金拠出の対価としてクレジットを日本政府に納入するのであれば、京都議定書第一約束期間時に行われていたアップフロントペイメント方式によるクレジット売却と実態的に類似しているとの主張がなされている。

京都議定書第一約束期間時のクレジット購入形態は、クレジットの買主が事業リスクを負わないペイオンデリバリー方式が主流であったが、事業リスクをクレジットの買主が取るアップフロントペイメント方式で取引を行った場合や、クレジットの買主がPDD作成・有効化審査・検証作業等に費やす開発費を負担する場合等、クレジットの買主が取るリスクレベルに応じて、ペイオンデリバリー方式よりもクレジット価格を安価で購入する手法も行われていた。

従って、前述の途上国側の主張は、現在のJCM設備補助事業が、アップフロントペイメント方式を採用していることに加え、各種開発費も負担するというクレジットの買主側が大きなリスクを取った購入形態となっていることから、日本政府への納入後に残されたクレジットをペイオンデリバリー方式で売却すると想定すれば、日本政府からの補助金相当以上の収益が得られるはずである、と言うものである。この主張に基づき、仮にJCM設備補助事業として日本政府に納入するクレジット単価で残されたJCMクレジットを売却できたと仮定すると、プロジェクトIRRは 18%前後まで向上する。

しかしながら、環境省のJCM設備補助事業の補助金額をクレジット創出額として見た場合、JCMクレジットの価格は、これまでの京都メカニズム等のクレジットの価格よりも相当高くなってしまふ。また、クレジット価格の代表的なベンチマーク指標として活用されることが多い欧州市場の京都メカニズムのクレジット価格は非常に安価なレベルに止まっている。このような中で、JCMクレジットをそのような高値で購入する必要があるとは思われず、また何より柔軟性メカニズムとしてのJCMのクレジット価格が日本国内の排出削減コストを上回るようなクレジットの取引形態が持続可能と考えることは難しいことから、日本政府への納入後に残されたJCMクレジットからの追加収入は加味しないこととする。

2) 資金計画の評価結果

① 初期費用

初期費用については、関西電力が中心となって設立する現地法人に対する、関西電力およびきんでんグループからの出融資金(出融資比率については、現在協議中)を充当する。市中からの借入はなし。また、初期費用の低減を図るため、JCM 設備補助(1/2 補助)およびBOI 投資優遇税制を最大限活用する。

<主要な初期費用一覧>

CGS 関連工事費(本体購入費含む)	吸収式冷凍機関連工事費(本体購入費含む)
機械工事費	遠隔監視システム関連工事(本体購入費含む)
電気工事費	排煙脱硝装置設置工事
ガス配管工事	

②運営費用

運転開始後は、A 社から收受するエネルギーサービスの対価をもって、運営費用に充当する。

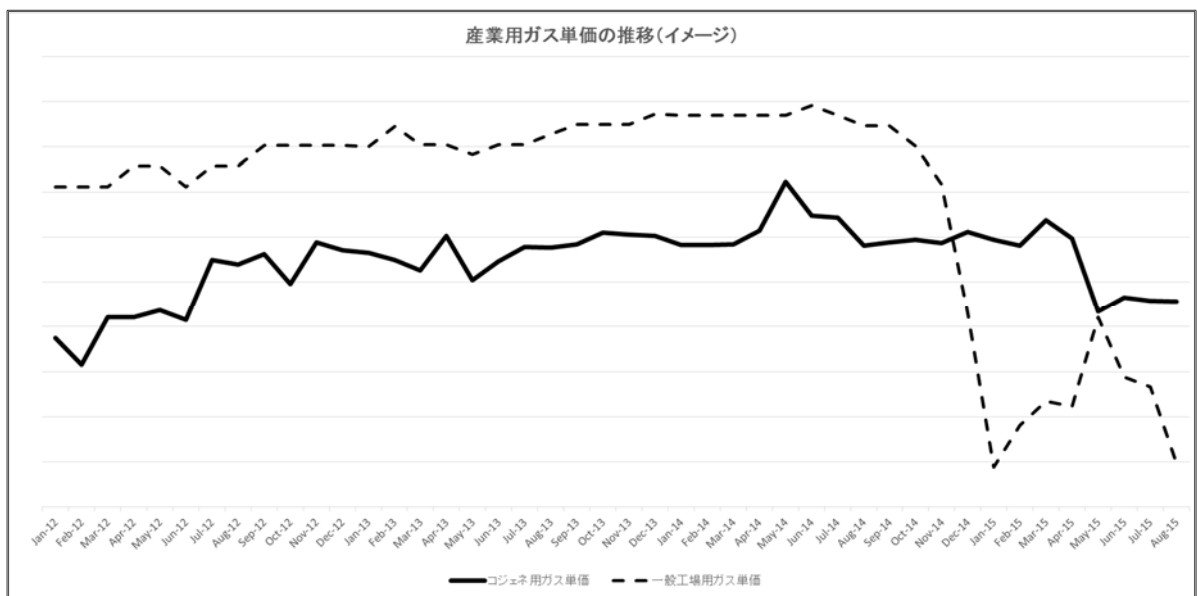
③MRV に係る費用

プロジェクト主体である現地法人に設置する専任技術者と監督責任者にて MRV を実施。モニタリング項目の一部を、導入予定の遠隔監視システムにより自動的に収集することで、作業の効率化を図る。

3)リスク分析

①ガス供給およびガス単価

CGS で使用する天然ガスは、タイの国営会社である PTT Public Company Limited (以降、PTT) より供給を受ける(購入先は、子会社である PTTNGD)。PTT は、天然ガスの開発・輸入から小売までを一貫して担うタイ国最大の燃料供給会社であり、安定供給が期待できる。また、燃料事業採算性に大きな影響を与える購入ガス単価について、PTTNGD へのヒアリングを実施。通常の工場向け単価(シンガポール重油リンク)とは異なるコジェネ向け単価が適用可能であることを確認するとともに、ガス価格フォーミュラ・価格データを入手。(コジェネ向け単価は、PTT ガス調達価格にリンクしているため、重油リンクで変動の激しい工場向け単価と比べ、安定的に推移。)



②化学繊維業界の動向

・タイ経済全体の動向

タイのGDPは4,048億ドル(名目、2014年、国家経済社会開発庁(NESDB))で、一人当たりのGDPは、6,041ドル(2014年、NESDB)。また、主要産業は農業で就業者の約40%弱を占めるが、GDPでは12%にとどまる。他方で、製造業の就業者は約15%であるが、GDPの約34%、輸出額の90%弱を占める。

タイはこれまでASEAN諸国の中軸国として高い経済成長率を維持してきたが、2008年に発生したリーマンショックや2011年の北・中部で発生した大規模な洪水の影響を受けて低迷。その後、大洪水からの復旧・復興需要により一時的に回復するも、2012年には成長を牽引した復旧・復興投資は一巡したことに加えて、2014年に発生した政変による影響を受けて、現在経済成長は低調である。(NESDBは、2015年の実質国内総生産(GDP)の成長率を2.9%、2016年は3.0-4.0%と予想しており、年5%程度とされてきたタイの潜在成長率を3年連続下回ると評価。)

・化学繊維業界の動向

タイは、東南アジア諸国においてインドネシアに次ぐ化学繊維生産を行っており、その規模は日本を上回る。しかし、生産量の推移を見ると、2010年をピークに下落傾向にあり、2011年の北・中部で発生した大規模な洪水の影響によるものと想定される。今後、大きな生産量の伸びを見せるベトナムやインドネシア、そして大きな発展が期待されているミャンマーなどとの国際競争の中で、タイの化学繊維業界は転換期を迎えるものと考えられる。しかし一方で、大手合成繊維メーカーのグループでは、アジア市場の獲得に向けてタイを拠点と位置づけるなど、戦略的な展開を図っていることから、今後電力需要および蒸気需要の大きな伸びが想定される。

国別化学繊維生産量(東南アジア) (1000トン/年)

国	品種	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
[参考] 日本	合繊	863.8	734.0	541.8	639.0	642.1	609.3	596.2
	レーヨン	71.5	69.1	54.5	62.8	61.9	60.9	60.7
	計	935.3	803.1	596.3	701.8	704.0	670.2	656.9
ベトナム	合繊	118.1	139.6	179.9	223.8	284.6	341.1	394.9
タイ	合繊	831.0	842.3	909.5	909.5	776.4	737.2	791.7
	レーヨン	95.4	80.2	104.0	137.0	140.0	150.0	80.0
	計	926.4	922.5	1013.5	1046.5	916.4	887.2	871.7
マレーシア	合繊	349.6	353.9	348.2	383.0	391.4	385.5	383.5
インドネシア	合繊	1,148.2	1,116.3	1,140.0	1,160.1	1,192.4	1,217.9	1,306.7
	レーヨン	325.0	282.0	329.9	393.5	424.0	437.0	494.0
	計	1,473.2	1,398.3	1,469.9	1,553.6	1,616.4	1,654.9	1,800.7

(出典: 日本化学繊維協会「繊維ハンドブック 2015」)

4) その他

事業採算性向上に資する可能性のある VSPP 制度に関して、きんでんタイランドへ制度に関する資料の収集・翻訳を委託のうえ、PEA へのヒアリングを実施。

しかしながら、下記理由により、本件における VSPP 制度の活用は難しいと評価。

- ・契約期間が最長 5 年(当社の想定事業期間 15 年をカバーできない)
- ・当該地区の系統容量が VSPP には厳しい
- ・VSPP は再生可能エネルギーが大半でガスコジェネの実績が極めて少なく採用可否の見通しが不透明 等

VSPP制度

沿革	分散電源導入促進を図る目的で、IPP 制度と同時に 1992 年に SPP 制度が導入され、2002 年からは SPP 制度よりさらに小規模な再生可能エネルギー電源を対象にした VSPP 制度が導入された。2006 年には再生可能エネルギーだけでなく、コージェネレーションも対象となった。
概要	<ul style="list-style-type: none"> ➤ コージェネレーションの場合、以下の条件を満たせば、制度が適用される。 <ul style="list-style-type: none"> ①発電時の排熱使用 ②Primary Energy Saving(PES)が 10%以上 (PES ratio が 10%を下回った場合には罰則あり) ➤ コージェネレーションの場合、売電料金は配電系統の電圧階級毎に定められる bulk supply tariff rate(on peak と off peak)に基づき算定される。

	<ul style="list-style-type: none"> ➤ VSPP 申請に対する審査は、PEA と EGAT が各々実施し、設備容量、電力需給等を勘案し、都度個別に判断。 ➤ 設備規模(6MW 以上と 6MW 以下)に応じて、配電系統接続に関わる費用なども定められている。 ➤ IPP 及び SPP はタイ国内における供給力としてみなされるが、VSPP については需要サイドの取組ということで需要サイドの負荷削減としてみなされる。
--	--

(2) プロジェクト許認可取得

① プロジェクト許認可

本プロジェクトに必要な許認可は以下を確認。その他必要な許認可、申請手続き・必要書類等の詳細については、現地コンサルタントへのヒアリングを通じて確認予定。

会社設立登記

現地法人設立にあたり、商号の予約、カンパニーシールの作成(任意)、基本定款の作成・登記、株式の引取、創立総会、銀行口座開設、株式の払込等を経て、設立登記が必要。その後 VAT 登録も必要となる。

(申請機関)タイ国商務省事業開発局
(審査期間)1ヶ月程度 ※準備期間含む

工業団地入居申請許可

タイ工業団地公社(IEAT)が管理する工業団地で事業を行うにあたり、入居申請が求められる。

(申請機関)IEAT
(審査期間)数ヶ月程度

工場設立・操業許可

5馬力以上もしくは5馬力相当以上の機械を使用する場合、工場法上の「工場」に該当し、工場設立・操業許可申請が求められる。

(申請機関)IEAT ※タイ工業団地公社が管理する工業団地での設立・操業の場合、申請先は工業省ではなく、IEAT(工業団地公社法による)。
(審査期間)数ヶ月程度

工場建築確認申請許可

IEAT の操業申請許可が得られた後、工場建築確認申請が求められる。

(申請機関)タイ国内務省
(審査期間)数ヶ月程度

電気事業(ガス使用含む)

電気事業(ガス使用含む)を行うにあたり、Energy Industry Act 2007 の定めにある許認可が求められる。

(申請機関)エネルギー規制委員会(ERC)

(審査期間)数ヶ月程度

投資奨励

タイ投資委員会大阪事務所へのヒアリングの結果、本プロジェクト(ガスコージェネレーションシステムによるオンサイト発電事業)は、BOI 投資奨励の対象となることから、当局への申請を予定。申請により、受けられる恩恵は以下のとおり。

- a) 外資 100%での会社設立が可能
- b) 土地購入可能
- c) ワークパーミット取得手続きの簡素化
- d) 法人税 3 年免除
- e) 機器設備に係る輸入関税減免

(申請機関)タイ投資委員会(BOI)

(審査期間)6ヶ月程度

[タイ投資委員会] 投資奨励政策の対象業種(一部抜粋)⁶

業種	条件	恩典
7.1 公共施設および基本サービス	関係政府機関の同意を得ること	
7.1.1 電力または電力およびスチームの製造		A1
7.1.1.1 ゴミあるいはゴミからの燃料(Refuse Derived Fuel)による電力または電力およびスチームの製造		
7.1.1.2 ゴミあるいはゴミからの燃料を除き、太陽、風力、バイオマス、バイオガスなど再生可能エネルギーによる電力およびスチームの製造		A2
7.1.1.3 その他のエネルギーによる電力または電力およびスチームの製造	1. <u>コージェネレーションの場合</u> 2. 石炭を使用する場合、クリーンコールテクノロジー(Clean Coal Technology)であること。	A4 A4

⁶ タイ投資委員会布告 第 2/2557 号 投資奨励政策および基準

7.8 Energy Service Company(ESCO)	投資奨励申請前に、エネルギー省の同意を得ること。	A1
----------------------------------	--------------------------	----

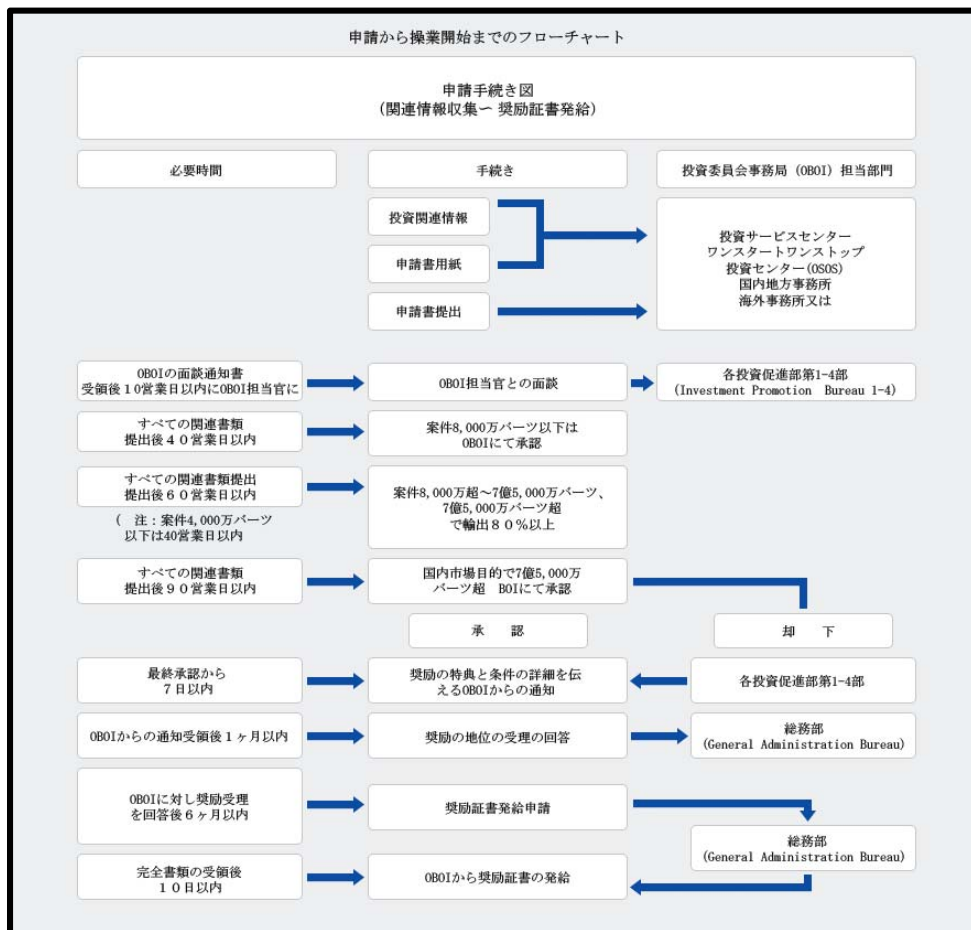
グループ A4 に付加される恩典

- －投資金額(土地代および運転資金を除く)の 100%まで3年間法人所得税を免除する。
- －機械の輸入関税を免除する。
- －輸出向けの生産品に限り、必要な原材料および必要資材の輸入関税を1年間免除する。ただし、必要適切に応じて委員会は期間を延長させる。
- －非税的恩典

グループ A1 に付加される恩典

- －上限無しで 8 年間法人所得税を免除する
- －機械の輸入関税を免除する
- －輸出向けの生産品に限り、必要な原材料および必要資材の輸入関税を 1 年間免除する。ただし、必要適切に応じ委員会は期間を延長させる。
- －非税的恩典

(参考:BOI 申請スケジュール)⁷



⁷タイ投資委員会ホームページ(<http://www.boi.go.th/>)

環境影響評価(EIA)

10MW 以上のガス火力の場合、国家環境保全推進法により、建設開始前に環境影響評価(EIA: Environmental Impact Assessment)の実施義務が課せられる。

(申請機関)タイ環境政策計画局

(審査期間)14~16ヶ月程度

詳細は、(4)環境十全性の確保、ホスト国の持続可能な開発への貢献に記載。

(3)日本の貢献

<ファイナンス面からの貢献>

- ・本案件の実施に際しては、関西電力ときんでんグループからの出融資金によって、初期費用を充当する予定であることから、プロジェクト実施に係る総事業費が全て日本企業グループから拠出されることになる。
- ・また環境省の JCM 設備補助を用いることから、日本国政府からの補助金が事業実現に貢献していると言える。

<技術面からの貢献>

- ・国内で数多くの省エネルギーコンサルティングを手がけた関西電力が、プロジェクト実施サイトのエネルギー使用状況に応じたエネルギー供給システムの構築を行い、その結果としてエネルギーの総合利用効率の大幅な向上を実現する。
- ・エネルギー供給事業に関する長年の知見・経験を有する関西電力が、設立予定の特別目的会社と O&M アドバイザリー契約に基づき、効率的で費用対効果の高い運転・保修体制の構築を図り、高効率プラントの高稼働、効率劣化を防ぐ。
- ・国内の豊富な電気工事の知見・経験を有するきんでんからの技術移転がなされているきんでんタイランドが EPC を担うことで、高い品質管理の下での建設工事を実現する。
- ・導入予定のガスエンジンは先進国メーカーでしかなし得ない水準の高効率ガスエンジンであることに加え、遠隔監視モニタリングシステムを導入することで、より円滑な事業運営を実現する。

(4)環境十全性の確保、ホスト国の持続可能な開発への貢献

1)環境十全性の確保

a.法律上の規制

本プロジェクトに係る主な環境法令としては、以下があげられる。特に、国家環境保全推進法は、基本的かつ包括的な環境法として 1992 年に制定されたものであり、各種排出基準の設定や環境影響評価の実施義務等を定めた重要な法律である。

- ①Enhancement and Conservation of National Environmental Quality Act
(国家環境保全推進法)
- ②Factory Act (工場法)
- ③Energy Conservation Promotion Act (エネルギー保全促進法)
- ④Industrial Estate Authority of Thailand Act(タイ工業団地公社法)
- ⑤Energy Industry Act (エネルギー事業法)
- ⑥Hazardous Substance Act (有害物質法)
- ⑦Public Health Act(公衆衛生法)

国家環境保全推進法および工場法により定められている排ガスの排出基準や騒音の規制基準は以下のとおり。

大気汚染物質の排出基準(新設ガス火力の場合)

有害物質の種類	基準値	単位	備考
SO _x	20 以下	ppm	O ₂ 濃度: 7%
NO _x	120 以下	ppm	O ₂ 濃度: 7%
粒子状物質	60 以下	mg/m ³	

騒音の規制基準(工場操業時)

地点	基準値	単位	備考
騒音発生源	115 以下	dB	瞬時値
敷地境界点	70 以下	dB	一日平均値
敷地外	バックグラウンド+10 以下	dB	瞬時値

10MW 以上のガス火力の場合、国家環境保全推進法により、建設開始前に環境影響評価(EIA: Environmental Impact Assessment)の実施義務が課せられており、環境省の下部組織である天然資源環境政策室(ONEP: Office of Natural Resources and Environment Policy and Planning)に対して EIA 報告書を提出し、ONEP の許可を得なければ事業を開始できない。

なお、10MW 未満のガス火力の場合も、工場法に基づく環境安全評価(ESA: Environmental and Safe Assessment)またはローカルルールに基づく初期環境調査(IEE: Initial Environmental Examination)の実施義務が課せられており、事業規模によらず建設開始前には何らかの環境調査を行う必要がある。

b.環境影響評価(EIA)

本プロジェクトは 10MW 以上の火力発電であるため EIA の許認可が必要であり、以下のような手順で実施する必要がある。

EIA 報告書

- 事業者は EIA コンサルを活用し、報告書をタイ語で作成する。
- 報告書への記載項目は、プロジェクト概要、周辺環境の現況、当該プロジェクトおよび代替案による環境影響の評価、環境保全措置、環境監視計画、パブコメ結果・対応策等である。

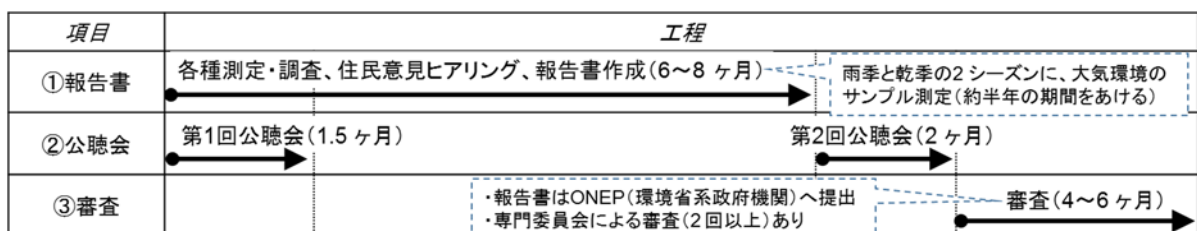
各種調査内容

EIA における調査内容は以下の通りである。

調査範囲		<ul style="list-style-type: none"> ・プロジェクトサイト半径 5km 圏内の全ての小地域 ・測定場所は風況データ等を参考に選定
測定・調査	大気	・乾季と雨季の 2 回サンプル測定
	水質	・1 回サンプル測定
	土壌	・1 回サンプル測定
	騒音	・1 回サンプル測定
	動植物	・専門家による現地調査
	住民生活	・住民へのアンケート調査
利害関係者聴取		<ul style="list-style-type: none"> ・第一回公聴会後にキーパーソンを訪問して意見聴取 ・具体的訪問場所は地域調査によって選定 ・聴取した意見は対応策と併せて第二回公聴会で報告

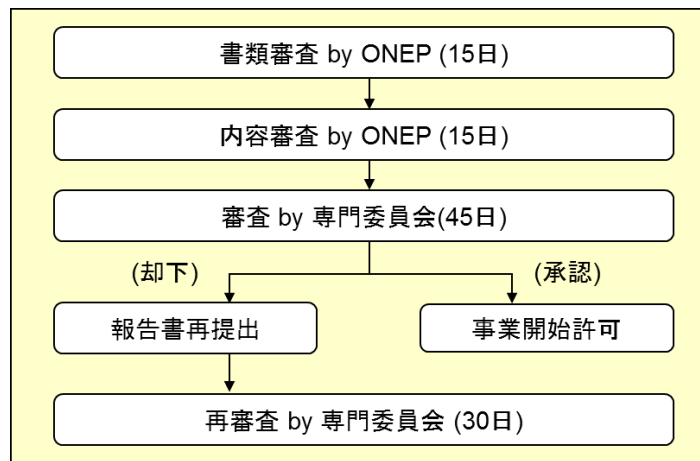
EIA の全体スケジュール

EIA コンサルへのヒアリング調査を行った結果、EIA は以下のスケジュールで進められ、全体で約 14～16 ヶ月程度を要す見込みである。



EIA 審査フロー

調査結果は報告書として取り纏め、ONEP へ提出した後、専門委員会により 2 回以上の審査を受ける。審査に合格すれば、最終報告書を取り纏めて ONEP へ提出し、事業開始許可を受けることになる。



タイ国では環境規制が年々厳しくなっており、排ガス中の NO_x 濃度については、EIA 審査で法定の 120ppm より厳しい数値（最近のガス火力の事例では 60ppm 未満）が求められるとの情報を聴取した。加えて、IEAT により所有内面積毎に各工場における NO_x 排出量の上限が設定されているため、事業実施断面では 60ppm まで低減することを求められる可能性が高い。他方で、本プロジェクトで導入予定のガスエンジンは、性能上 NO_x 排出濃度を 110ppm 未満に抑えることが難しいことから、60ppm まで低減させるために脱硝装置の設置をベースケースとする。

2) ホスト国の持続可能な開発への貢献

タイ国のタイ温室効果ガス管理機構の通達”Notification of The Board of Directors of Thailand Greenhouse Gas Management Organization on Sustainable Development Criteria for Clean Development Mechanism Project B.E.2553 (2010) No.1/2553” に準じて評価した結果は以下の通りである。

a. 環境面での貢献

CGS 導入により系統電力および石炭ボイラによる蒸気供給を代替するので、GHG 排出量だけでなく SO_x・NO_x 排出量の削減や石炭灰の廃棄物低減にも寄与する。

また、電気主体のサイトにはガスエンジン CGS に脱硝装置を付加したシステム設計とし、蒸気主体のサイトにはガスタービン CGS による最適システムの設計を継続する。

b. 社会面での貢献

EIA における公聴会等で、地域住民に対して十分な情報提供を行い、地域の一員として、CGS 活用による環境負荷の低減効果などに対する理解・協力を得ながら事業を実施する計画である。

c. 技術面での貢献

最新鋭の日本製品 (CGS、各種省エネ機器) の導入および使用方法等の教育・指導に加え、現地調査を通して「設備の棚卸し」および「エネルギー使用実態の把握」による省エネルギー方策の立案方法について、現地労働者のスキル習得に資する。

(作業・指導風景写真)



d.経済面での貢献

建設工事や補修工事等を通じて現地の雇用創出が期待でき、また工場内のユーティリティ設備への ESCO スキーム活用によりエネルギー効率の向上が期待できる。

4. JCM 方法論の予備調査結果

(1) 方法論に必要なデータ収集等の予備調査結果

1) 適用する方法論の検討

a. 適格性要件

本プロジェクトの適格性要件として、導入するガスエンジンによる熱電供給は勿論、導入するガスエンジンの技術的特性、及びコジェネレーションシステムとしての技術的特性を設けることで、GHG 排出削減に資する先進的技術の導入を担保することとする。

基準 1	天然ガス焚きのガスエンジンを導入し、熱電供給するプロジェクトである。
基準 2	ガスエンジンによる電力の排出係数は、当該地域の国/地域の電力会社からの系統電力よりも低く、ガスエンジンで発電した電力の供給によって系統電力を代替する。
基準 3	ガスエンジンによる熱の供給先は、石炭焚の所内ボイラを保有しており、導入プラントで生成した蒸気の供給によって、石炭焚の所内ボイラからの蒸気を代替する。
基準 4	ガスエンジンで生成された温水を活用した吸収式冷凍機を導入し、そこで得られた冷水が、既存のターボ冷凍機等によって生成された冷水を代替する。
基準 5	本プロジェクトで生成される電気、蒸気、冷水は本プラントが設置される工場にのみ供給され、国/地域の電力会社や近隣工場へのエネルギー供給は行わない。
基準 6	本プロジェクトで導入するガスエンジンの単体での発電効率は 48%以上とする。
基準 7	本プロジェクトで導入する吸収式冷凍機の成績係数は 0.7 以上とする。
基準 8	本プロジェクトで導入するコジェネレーションシステムとしての総合エネルギー効率は 75%以上とする。

日・米・欧等の先進国メーカーが製造する高効率ガスエンジンは単体での発電効率が 48%超を達成していることから、高効率ガスエンジンの基準として単体効率を記載すると共に、コジェネレーションシステムとしての総合効率を設けることで、省エネプロジェクトとしての技術基準の閾値を更に高めることとした。

他方で、多数の大規模工業団地が存在するタイでは、小規模発電事業者 (SPP: Small Power Producer) が存在し、工業団地への熱電供給のみならずタイ電力公社 (EGAT) への卸売発電事業を実施している。本案件に適用可能な JCM 方法論の開発に当たっては、より簡略化を図るために本案件と SPP 事業を区分することとし、国/地域の電力会社への売電や近隣工場への売熱を図るプロジェクトを含めないこととする。

b. GHG 排出削減量の算定式

(a) リファレンス排出量

リファレンス排出量は、本プロジェクトで導入する CGS によって供給される電気、蒸気、冷

水に相当する量が、各々、電力系統から電気が供給されたと考えた場合の CO₂ 排出量と、既設石炭ボイラにより蒸気が供給されたと考えた場合の CO₂ 排出量、既設冷凍機により冷水が供給されたと考えた場合の CO₂ 排出量の合計であり、以下の算定式で表される。

$$RE_p = EG_{PJ,p} * EF_{grid} + HEC_{steam} * SP_{PJ,p} / \eta_{boiler} * EF_{coal} + ES_{PJ,p} * EF_{grid}$$

RE_p	: p 期間中のリファレンス排出量 (t-CO ₂ /p)
$EG_{PJ,p}$: p 期間中の本プロジェクトの発電電力量 (MWh/p)
EF_{grid}	: 電力系統の CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /MWh)
$HEC_{steam,p}$: 本プロジェクトで供給した蒸気の比エンタルピー (GJ/t)
$SP_{PJ,p}$: p 期間中の本プロジェクトの蒸気供給量 (t/p)
η_{boiler}	: 既設石炭ボイラの熱効率 (%)
EF_{coal}	: 使用している石炭燃料の CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /GJ)
$ES_{PJ,p}$: 吸収式冷凍機による系統電力削減量 (MWh/p)

$$ES_{PJ} = (T_{CW,in} - T_{CW,out}) * CW_{PJ,p} * C / (3.6 * 10^3) / COP_{exist}$$

$T_{CW,in}$: 冷水供給系統の冷凍機入口定格温度 (°C)
$T_{CW,out}$: 冷凍機減台時の冷凍機出口温度 (°C)
$CW_{PJ,p}$: p 期間中の吸収式冷凍機の冷水供給量 (t/p)
C	: 冷水の比熱 (TJ/t)
COP_{exist}	: 既設冷凍機の成績係数

なお、本プロジェクトでは、BAU 排出量より以下の考えに基づき設定したリファレンス排出することで、純削減量を担保する。

- ・CGS によって生成される温水を既設ボイラの給水予熱に活用することで、既設ボイラの燃料消費量の抑制を図るが、本施策による GHG 排出削減量は加味しない。
- ・既設石炭ボイラの熱効率は、実測値ではなく、保守的なデフォルト値を使用する。
- ・冷水の供給系統の温度が冷凍機の運転状況、冷水負荷によって変動することから、当該系統の温度を運用上の最低温度(冷凍機減台運用時の温度)と見なす。
- ・既設冷凍機の成績係数は既設冷凍機の中で最高効率のものを採用する。

(b)プロジェクト排出量

導入プラントが天然ガスを消費することに伴う CO₂ 排出量に加え、CGS の運転に係る補機動力に起因する CO₂ 排出量の合算であり、以下の算定式で表される。

$$PE_p = FC_{PJ,p} * \rho_{gas} * NCV_{gas} * EF_{gas} + EC_{PJ,p} * EF_{grid}$$

PE_p	: p 期間中のプロジェクト排出量 (t-CO ₂ /p)
$FC_{PJ,p}$: p 期間中の CGS による天然ガス燃料使用量 (m ³ _N /p)
ρ_{gas}	: 使用する天然ガス燃料の密度 (kg/m ³ _N)
NCV_{gas}	: 使用する天然ガス燃料の単位発熱量 (GJ/kg)
EF_{gas}	: 使用する天然ガス燃料の CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /GJ)
$EC_{PJ,p}$: p 期間中の CGS 補機の受電電力量 (MWh/p)

なお、本プロジェクトでは、以下の考えに基づきプロジェクト排出量を保守的に算定することで、純削減量を担保する。

- ・CGS 運転中の補機動力は系統電力よりも排出係数の小さい CGS から供給されるが、運転中、休転中にかかわらず、全国／地方の電力系統から利用されたとみなし、国／地方の電力系統の排出係数を用いる。

(c)GHG 排出削減量

リファレンス排出量とプロジェクト排出量の差分であり、以下の算定式で表される。

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

c.モニタリング項目および測定方法

本プロジェクトにおけるモニタリング項目および測定方法は以下のとおり。

	パラメータ	データ概要	単位	情報源	測定方法	頻度
①	$EG_{PJ,p}$	p 期間中の本プロジェクトの発電電力量	MWh/p	測定データ	・校正された積算電力量計等のモニタリング機器を設置し、発電電力量データを収集する。 ・モニタリング機器は、1 回/年の頻度で校正を行う。	継続的
②	$HEC_{steam,p}$	本プロジェクトで供給した蒸気の比エンタルピー	GJ/t	測定データ	・蒸気の温度と圧力の測定データを収集し、モニタリング期間中の比エンタルピーを算出する。 ・温度計と圧力計は、1 回/年の頻度で校正を行う。	継続的
③	$SP_{PJ,p}$	p 期間中の本プロジェクトの蒸気供給量	t/p	測定データ	・校正された積算流量計等のモニタリング機器を設置し、蒸気供給量を収集する。 ・モニタリング機器は、1 回/年の頻度で校正を行う。	継続的
④	$CW_{PJ,p}$	p 期間中の吸収式冷凍機からの冷水供給量	t/p	測定データ	・校正された流量計を設置し、冷水供給量のデータを収集する。 ・モニタリング機器は、1 回/年の頻度で校正を行う。	継続的

⑤	$FC_{PJ,p}$	p 期間中の導入プラントによる天然ガス燃料使用量	m^3_N/p	測定データ及び購入記録	<ul style="list-style-type: none"> ・校正されたガスメーターシステムを設置し、天然ガス使用量データを収集する。 ・ガス会社の請求書に記載された購入量と一致しているか確認する。 	継続的
⑥	$EC_{PJ,p}$	p 期間中の CGS 補機の受電電力量	MWh/p	測定データ	<ul style="list-style-type: none"> ・校正された積算電力量計等を設置し、受電電力量データを収集する。 ・モニタリング機器は、1 回/年の頻度で校正を行う。 	継続的

d.プロジェクト実施前の設定値

	パラメータ	データ概要	単位	情報源	設定方法
①	EF_{grid}	電力システムの CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /MWh	TGO(タイ温室効果ガス管理機構)	・妥当性確認時に TGO が HP で公表されている至近の排出係数 (" $EF_{grid,CM}$ ")を使用する。
②	η_{boiler}	既設石炭ボイラの熱効率	%	CDM 方法論ツール	・CDM 方法論ツール"Tool to determine the baseline efficiency of thermal or electric energy generation systems"の Table 1 に記載された旧石炭焚ボイラのデフォルト値(80%)を使用する。
③	EF_{coal}	使用している石炭燃料の CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	IPCC ガイドライン	<ul style="list-style-type: none"> ・蒸気供給先で使用されている石炭燃料の種類を確認し、左記の Table 1.4 "Default CO₂ emission factors for combustion"に記載された当該燃料種の CO₂ 排出係数を使用する。(褐炭の場合:0.101) ・燃料種が不明な場合、保守的な数値である無煙炭の CO₂ 排出係数を使用する。(0.0983)
④	TCW_{in}	冷水供給システムの冷凍機入口定格温度	°C	既設系統図	・冷水システムの系統図で確認する。
⑤	TCW_{out}	冷凍機減台運用時の冷凍機出口温度	°C	運転マニュアル	・設備運用に係る運転マニュアルで確認する。
⑥	COP_{exist}	既設の最高効率の冷凍機の成績係数	—	購入契約書等	・購入契約書や機器銘板から算定された COP の値を使用する。
⑦	ρ_{gas}	使用する天然ガス燃料の密度*	kg/m ³ _N	購入契約書等	・購入契約書や請求書等に記載の数値を使用する。

⑧	NCV_{gas}	使用する天然ガス燃料の単位発熱量*	GJ/kg	購入契約書等 又は IPCC ガイドライン	・購入契約書や請求書等に記載の数値を使用する。 ・不明な場合、IPCC ガイドラインの Table 1.2 “Default net calorific values (NCVs) and lower and upper limits of the 95% confidence intervals” に記載された天然ガスの発熱量を使用する。(0.048)
⑨	EF_{gas}	使用する天然ガス燃料の CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	IPCC ガイドライン	・左記の Table 1.4 “Default CO ₂ emission factors for combustion” に記載された天然ガスの CO ₂ 排出係数を使用する。(0.0561)

2) 本プロジェクトの GHG 排出削減量

a. 各パラメータの予想値

運転パターン

導入予定の工場では、将来的に、導入プラント 2 基フル稼働(8,760hrs)に相当する電力および蒸気の需要が見込まれている。本計算では、保守点検の頻度を 1 回/年、期間を約 1 ヶ月と仮定して、定格出力で年間 8,000hrs 運転するものとしている。

モニタリング項目

上述の前提条件の下で試算すると以下の通りとなる。

パラメータ	データの説明	単位	数値
EG_{PJ}	年間の本プロジェクトからの電力供給量	MWh/y	$5,750 * 8,000 * 2 = 92,000$
HEC_{steam}	本プロジェクトで供給した蒸気の比エンタルピー	GJ/t	2.549GJ/t
$SP_{PJ,p}$	本プロジェクトの蒸気供給量	t/y	$2.52 * 8,000 * 2 = 40,320$
$CW_{PJ,p}$	本プロジェクトの冷水の供給量	t/y	$454 * 8,000 = 3,632,000$
$FC_{PJ,p}$	年間の導入プラントによる天然ガス燃料使用量	m ³ _N /y	$1,222 * 8,000 * 2 = 19,552,000$
$EC_{PJ,p}$	年間の CGS 補機を受電電力量	MWh/y	$0.08 * 8,760 * 2 = 1,401.6$

事前設定パラメータ

タイ温室効果ガス管理機構や IPCC ガイドライン 2006 等から、以下のとおり設定。

パラメータ	データの説明	単位	数値
EF_{grid}	電力システムの CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /MWh	0.5113 (2010 年)
η_{boiler}	既設石炭ボイラの熱効率	%	80% (CDM デフォルト値)
EF_{coal}	使用している石炭燃料の CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.101 (褐炭)
TCW_{in}	冷水供給システムの冷凍機入口定格温度	°C	12
TCW_{out}	冷凍機減台運用時の冷凍機出口温度	°C	7
COP_{exist}	既設冷凍機の最高効率の成績係数	—	5.824
ρ_{gas}	使用する天然ガス燃料の密度	kg/m ³ _N	0.035 (GJ/m ³ _N)
NCV_{gas}	使用する天然ガス燃料の発熱量	GJ/kg	(想定値)
EF_{gas}	使用する天然ガス燃料の CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.0561

b.本プロジェクトの GHG 排出削減見込量

(a)GHG 排出削減量の算出

リファレンス排出量

$$\begin{aligned}
 ES_{PJ,y} &= (T_{CW,in} - T_{CW,out}) * CW_{PJ,y} * C / (3.6 * 10^{-3}) / COP_{exist} \\
 &= (12 - 7) * 3,632,000 * 4.1868 * 10^{-6} / (3.6 * 10^{-3}) / 5.824 \\
 &\doteq 3,626
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 RE_y &= EC_{PJ,y} * EF_{grid} + HEC_{steam} * SP_{PJ,y} / \eta_{boiler} * EF_{coal} + ES_{PJ,y} * EF_{grid} \\
 &= 92,000 * 0.5113 + 2.549 * 40,320 / 0.8 * 0.101 + 3,626 * 0.5113 \\
 &= 47,039.6 + 12,975.4 + 1,853.9 \\
 &\doteq 61,868 \text{ (t-CO}_2\text{/y)}
 \end{aligned}$$

プロジェクト排出量

$$\begin{aligned}
 PE_p &= FC_{PJ,p} * \rho_{gas} * NCV_{gas} * EF_{gas} + EC_{PJ,p} * EF_{grid} \\
 &= 19,552,000 * 0.035 * 0.0561 + 1,401.6 * 0.5113 \\
 &= 38,390.4 + 716.7 \\
 &\doteq 39,108 \text{ (t-CO}_2\text{/y)}
 \end{aligned}$$

GHG 排出削減量

$$\begin{aligned}
 ER_p &= RE_p - PE_p \\
 &= 61,868 - 39,108 = 22,760 \doteq \underline{\underline{22,000 \text{ (t-CO}_2\text{/y)}}}
 \end{aligned}$$

(2)MRV 実施体制

1)モニタリング対象

4項(1)1)Cに記載の本事業におけるモニタリングの対象となる各種パラメータは、本CGSによるエネルギーサービスの提供に係る以下の測定対象と重複している。

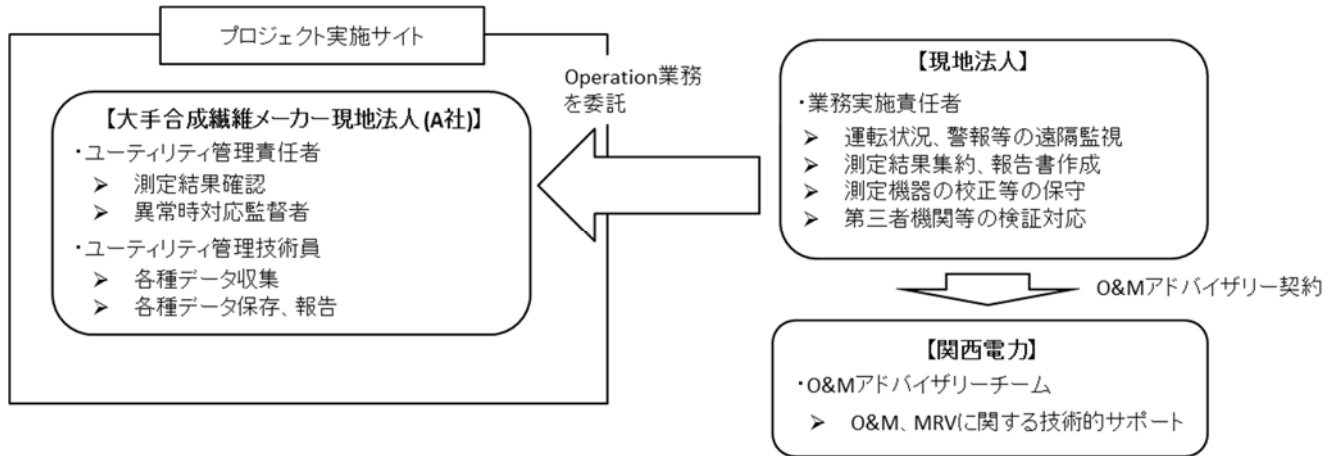
<ul style="list-style-type: none"> ①p 期間中の本プロジェクトの発電電力量 ②本プロジェクトで供給した蒸気の比エンタルピー ③p 期間中の本プロジェクトの蒸気供給量 ⑥p 期間中の CGS 補機の受電電力量 	}	エネルギーサービス供給 契約に基づく料金算定
<ul style="list-style-type: none"> ⑤p 期間中の導入プラントによる天然ガス燃料使用量 	}	ガス購入契約に基づく料金 算定

従って、GHG 排出削減量測定のための上記パラメーターについては、エネルギーサービス供給契約に係る料金算定結果とダブルチェックを行うことで、信頼性を確保することとする。また、エネルギーサービス供給契約では測定対象となっていない「④p 期間中の吸収式冷凍機からの冷水供給量」についても、エネルギーサービス供給契約において、吸収式冷凍機による供給熱量を測定予定であることから、当該結果と著しい乖離がないかについて確認することが可能である。

2) モニタリング体制

① モニタリング実施体制

以下に示す体制によって、本プロジェクトの GHG 排出削減量のモニタリングを行う。



主 体	役 割
現地法人	本事業の実施、MRV に係る責任主体 ➤ CGS の運転状況の遠隔監視、各種データの収集 ➤ GHG 排出削減量のモニタリング報告書の作成 ➤ CGS の運転、保守計画の立案、実施 ➤ GHG 排出削減量のモニタリング結果の第三者機関(TPE)による検証対応
大手合成繊維メーカー 現地法人(A社)	現地法人から CGS 運転に係る受託者 ➤ CGS の運転操作、日常点検 ➤ 異常発生時の初動対応 ➤ 各種パラメータのデータ測定
関西電力	現地法人から CGS の運転・保守に係るアドバイザー業務の委託を受け、以下の対応を行う。 ➤ CGS の運転、保守に係るアドバイザー業務 ➤ MRV の実施、モニタリング結果の検証作業に対するアドバイザー業務

5. 今後の予定

これまで5度にわたる現地調査および机上における文献調査を実施し、本プロジェクトの事業性ははじめその実現可能性を検討してきた。

まず、事業性に関しては、先述のとおり JCM 設備補助なしの場合は取れないとの評価。一方、JCM 設備補助事業の補助金で設備投資費用を抑制した場合においても、採算性は厳しい水準にあり、今後も、引続き、設備投資費用の低減および運転費用の低減について検討を行うこととしたい。

[再掲]JCM 設備補助における事業の採算性の結果(まとめ)

	単純投資回収年	プロジェクト IRR
JCM 設備補助なし	—	-0.83%
JCM 設備補助 50%	10 年程度	5.24%

なお、調査を進める過程において、BOI投資奨励政策の活用に伴い、JCM設備補助金が一部減額される可能性があるとの情報を得た。こちらについては初期投資、ひいては事業性に大きく影響する内容であるため、事業化にあたっては十分確認の上、制度の活用を図っていききたい。

また、本プロジェクトは、CGSの法定耐用年数である15年にわたる長期のエネルギーサービス契約を締結するものであるところ、その料金体系の決定にあたっては、ガス価格の変動における費用負担のあり方や過去にタイで発生した洪水などの不可抗力時における対応などについて、現地法人および A 社の双方が適切にリスクを分担できる仕組みについて継続して検討を行うこととしたい。

さらに、今回の調査の中で、会社設立や環境影響評価などの各種手続き間には密接な関連があり、手順を整理して進めていかなければ手戻りが発生してしまう可能性があることが判明した。また、各手続きを進めるにあたっては、数ヶ月～年単位での時間を要することも判ったため、スムーズに事業化に向けては、必要となる手続きを整理することで、潜在的にボトルネックとなりうる箇所を洗い出していくことが重要であることがわかった。特に、環境規制に明確な基準がないこと(NOx 制限は法令で定める基準以外に、EIA 審査における専門委員会との調整で決まる等)に伴う不確定要素があることから、机上において具体的事例の検証を行う等しながら、脱硝装置の設置等を含めた設備面での対応を含めて検討を進めていきたい。

以上の課題を解決し、JCM設備補助事業としての事業実施を目指していきたい。