経済産業省　御中

令和４年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）報告書

三菱総合研究所

2023 年3月

目次

1. 目的及び実施項目.....1-1

1.1 目 的.....1-1
1.2 実施項目.....1-2

2. 実現可能性調査支援(脱炭素分野).....2-1

2.1 公募・進捗管理等の FS 事務局運営.....2-1
2.2 株式会社シーエムプラスによる実施課題の成果概要.....2-4
2.3 石油資源開発株式会社による実施課題の成果概要.....2-8
2.4 株式会社 IHI による実施課題の成果概要.....2-12
2.5 株式会社アサノ大成基礎エンジニアリングによる実施課題の成果概要.....2-17
2.6 AGC 株式会社による実施課題の成果概要.....2-21
2.7 株式会社駒井ハルテックによる実施課題の成果概要.....2-26
2.8 日鉄エンジニアリング株式会社による実施課題の成果概要.....2-31

3. 実現可能性調査支援(CCUS 案件形成事業).....3-1

3.1 公募・進捗管理等の CCUS 事務局運営.....3-1
3.2 石油資源開発株式会社による実施課題の成果概要.....3-3
3.3 日揮ホールディングス株式会社.....3-8
3.4 三井石油開発株式会社による実施課題の成果概要.....3-12
3.5 温室効果ガス排出削減量に係る定量化手法の検討まとめ.....3-16
3.6 支援調査.....3-18

4. CEFIA 国内事務局の運営及び関連調査.....4-1

4.1 CEFIA の概要.....4-1
4.2 フラッグシッププロジェクト遂行及び支援業務.....4-2
4.3 第4回CEFIA官民フォーラム開催、二国間・テーマ別ワークショップ、COP27 サイドイベント等の国際イベント、ADB等国際機関との連携イベントや共同調査等、イベント開催に関する業務.....4-15
4.4 CEFIA を通じた APAEC への貢献の具体化のための調査業務.....4-31
4.5 CEFIAデジタルプラットフォームの運用業務.....4-42
4.6 その他CEFIAに関連する国際機関・団体等との連絡・調整業務.....4-44

5. 人材育成事業.....5-1

5.1 カタールでの取り組み 5-1
5.2 南アでの取り組み 5-2
5.3 UAE での取り組み 5-6

添付資料

図 目次

図 3-1 CCUS 法制度に関する調査計画 3-18
図 3-2 豪州における気候変動政策の変遷 3-32
図 3-3 炭素の経済的価値に関する手法についての大統領規則の概要 3-34
図 3-4 史上初となる CO2 の商業的越境輸送ルート 3-38
図 3-5 Northern Lights の CO2 輸送船のイメージ図 3-39
図 3-6 低炭素ガラス ORAE 3-42
図 3-7 CCU プロジェクトの実施に当たっての協力体制の事例 3-53
図 3-8 CCS 経済性の検討における調査手順 3-54
図 3-9 ZEP（2011）の分析におけるシナリオ別での 1tCO2 あたりのコスト 3-67
図 3-10 本調査において実施した感度分析における想定 3-68
図 3-11 CO2 回収量と CCS コストの関係性（輸送距離は 150km） 3-69
図 3-12 輸送距離と輸送コストの関係性 3-69
図 3-13 インドネシアにおける主要施設からの年間 CO2 総排出量および選択した地域 3-70
図 3-14 H＆C型 CCS の Case1 および Case2 の設定 3-71
図 3-15 Case1 の各施設および H&C 型 CCS 実施時のパイプラインの詳細 3-71
図 3-16 Case2 の各施設および H&C 型 CCS 実施時のパイプラインの詳細 3-73
図 4-1 CEFIA における主な構成要素 4-1
図 4-2 CEFIA Project Management Unit の概要 4-2
図 4-3 フラッグシッププロジェクト RENKEI の概要 4-4
図 4-4 RENKEI の紹介ビデオの映像 4-8
図 4-5 フラッグシッププロジェクト ZEB の概要 4-8
図 4-6 フラッグシッププロジェクト SteelEcosol の概要 4-9
図 4-7 本年度の製鉄所診断の流れ 4-11
図 4-8 フラッグシッププロジェクト マイクログリッドの概要 4-13
図 4-9 フラッグシッププロジェクト ファイナンスの概要 4-14
図 4-10 第 4 回 CEFIA 官民フォーラムの当日の様子 4-19
図 4-11 COP27のジャパンパビリオンにおけるサイドイベントの当日の様子 4-25
図 4-12 バルクリースのスキーム図と期待されるメリット 4-30
図 4-13 コラボレーションロードマップの概要 4-32
図 4-14 コラボレーションロードマップでの5つのアクションエリア 4-32
図 4-15 コラボレーションロードマップの策定プロセス 4-33
図 4-16 分野別コラボレーションロードマップでのアクションエリア 4-33
図 4-17 CEFIA 見える化の基本コンセプト 4-34
図 4-18 CEFIA の見える化の対象と今年度の重点取組 4-35
図 4-19 コークス乾式消火設備（CDQ）技術の削減貢献の試算結果 4-35
図 4-20 インドネシアにおける日系企業の貢献削減量（インドネシア日系企業による屋根置き太陽光発

電設備リース・レンタル事業の例）.....4-41
図 4-21 CEFIA デジタルプラットフォームの website のトップページ 4-42
図 4-22 CEFIA デジタルプラットフォームの website の構成図 4-43
図 4-23 第 4 回 CEFIA 官民フォーラムの開催案内.....4-43
図 5-1 質問1への回答結果.....5-4
図 5-2 質問2への回答結果.....5-5
図 5-3 質問3への回答結果.....5-5

表 目次

表 2-1 採択結果(脱炭素FS)【一次公募分】 2-2
表 2-2 採択結果(脱炭素FS)【二次公募分】 2-2
表 3-1 採択結果(CCUS-FS) 3-2
表 3-2 IEA CCUS ハンドブックの項目 3-19
表 3-3 政策立案者と立法者が優先的にとるべき行動 3-21
表 3-4 米国における政策・法制度動向 3-23
表 3-5 米国インフラ投資・雇用法における CCUS 適用部分の概要 3-24
表 3-6 米国インフレ抑制法の CCUS 適用部分の概要 3-25
表 3-7 45Q 税制控除の更新内容 3-26
表 3-8 カナダの CCUS 法制度・政策動向 3-26
表 3-9 カナダの CCUS に関する税制控除の概要 3-27
表 3-10 EU および英国における CCUS 法制度・政策動向 3-28
表 3-11 タイムライン 3-29
表 3-12 英国における CCUS ビジネスモデル概要 3-30
表 3-13 その他欧州地域の法制度・政策動向 3-30
表 3-14 オーストラリアにおける法規制・制度動向 3-31
表 3-15 インドネシア・マレーシアの CCUS 関連法規制・政策動向 3-32
表 3-16 ベトナム・タイの CCUS 関連法規制・政策動向 3-33
表 3-17 ベトナムにおけるカーボンプライシングの法制化の経緯 3-35
表 3-18 本年度の Northern Lights のマイルストーン 3-38
表 3-19 CCUS 展開のためのクラスター・シーケンス(トラック1フェーズ 2)のショートリスト 3-40
表 3-20 The CCUS Hub が提言する規制・取組の一覧 3-46
表 3-21 各種クレジットスキームにおける CCU 関連プロジェクトの位置づけ 3-49
表 3-22 CO2 吸収セメント・コンクリートの例 3-50
表 3-23 プラスチックに関する原単位算出例(1) 3-51
表 3-24 プラスチックに関する原単位算出例(2) 3-52
表 3-25 Power-to-X による生産が排出削減となるための電力 CO2 原単位試算 3-52
表 3-26 各施設における CO2 の回収率と削減率 3-56
表 3-27 石炭火力発電におけるコスト試算のプラント規格と CO2 回収量元データ 3-57
表 3-28 石炭火力発電におけるコスト試算のプラントコスト及びランニングコストの元データ 3-58
表 3-29 NGCC におけるコスト試算のプラント規格と CO2 回収量元データ 3-59
表 3-30 NGCC におけるコスト試算のプラントコスト及びランニングコストの元データ 3-60
表 3-31 セメント工場におけるコスト試算の元データ 3-61
表 3-32 製鉄工場におけるコスト試算のプラントコスト元データ 3-62
表 3-33 製鉄工場におけるコスト試算のランニングコスト元データ 3-63
表 3-34 製鉄工場におけるコスト試算の CO2 回収量元データ 3-64

表 3-35 製油所におけるコスト試算のプラントコスト及びランニングコスト元データ 3-65
表 3-36 製油所におけるコスト試算の CO2 回収量元データ 3-65
表 3-37 NETL（2022）で CAPEX および OPEX として計上されているコンポーネント 3-66
表 3-38 ZEP（2011）で CAPEX および OPEX として計上されているコンポーネント 3-67
表 3-39 Case1 における対象施設の詳細 3-71
表 3-40 Case2 における対象施設の詳細 3-73
表 3-41 Case1 における各施設の CCS コスト 3-74
表 3-42 Case2 における各施設の CCS コスト 3-75
表 3-43 ハブ＆クラスターと単一型のそれぞれのコスト比較 3-76
表 3-44 単一型 CCS および H&C 型における各個別施設の投資額の比較 3-78
表 4-1 フラッグシッププロジェクトの概要 4-3
表 4-2 フィージビリティ・スタディによる貢献量 4-4
表 4-3 連携制御ベンダーの RENKEI 制御による貢献量 4-5
表 4-4 連携制御ベンダーの RENKEI 制御による貢献量（JCM 非対象） 4-5
表 4-5 ステークホルダー訪問スケジュール 4-6
表 4-6 TCL2022 年度更新内容 4-10
表 4-7 オンライン診断における省エネ対策の提案項目 4-11
表 4-8 TFAL での段階別の実施内容 4-27
表 4-9 アクションプランのメニューの例示 4-28
表 4-10 ESCO 活用に向けた対応方向と具体策（アイディア） 4-30
表 4-11 インドネシアにおける排出削減量試算 4-37
表 4-12 排出量まとめ 4-38
表 4-13 CEFIA 見える化コンセプトの適用条件（インドネシア日系企業による屋根置き太陽光発電設備リース・レンタル事業の例） 4-38
表 4-14 改正省令「MEMR26/2021」に含まれる規制緩和措置 4-39
表 4-15 追加的政策手段の想定される効果 4-40

1. 目的及び実施項目

1.1 目 的

COP21で採択されたパリ協定においては、すべての締約国は温室効果ガスの削減目標等である「国が決定する貢献(NDC:Nationally Determined Contribution)」の作成が求められている。昨年10月に改定された我が国のNDCにおいては、2030年度46%削減(2013年度比)という目標を掲げており、また、この水準にとどまることなく、エネルギーミックス等とも整合的に、中長期の両面で更なる削減努力を追求するとしている。そして、途上国等へ優れた脱炭素技術等を導入し、実現した温室効果ガス削減・吸収量を定量的に評価し削減目標達成に活用する二国間クレジット制度(JCM: Joint Crediting Mechanism)については、NDCにおいて、「パリ協定6条に沿って、優れた脱炭素技術等の普及や対策実施を通じてパートナー国における温室効果ガス排出削減・吸収に貢献し、我が国の削減目標の達成にも活用する」としており、また、「官民連携で 2030 年度までの累積で、1億 t-CO2 程度の国際的な排出削減・吸収量の確保を目標とする」と掲げている。併せて、途上国の排出削減に関する技術開発の推進及び普及、人材育成等の国際貢献についても、積極的に取り組むとしている。

このような背景から、我が国は、これまでJCM等を活用し、途上国等において我が国の優れた脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での温室効果ガス排出削減を実現する等、世界全体の温室効果ガス排出削減に貢献してきている。加えて、アジア域においては、ビジネス主導での脱炭素技術の普及やエネルギー転換を促進するため、経済産業省は、2019年9月にASEAN+3 エネルギー大臣の下、ASEAN域内のエネルギー転換と脱炭素社会を実現するための官民イニシアティブとして Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN(以下「CEFIA」という。)を日本主導で提案し、立上げが合意された。CEFIAの下で、官民連携による具体的な省エネ促進・再エネ導入プロジェクト(フラッグシッププロジェクト)の実施を通じて、ASEAN地域における温室効果ガス排出削減やエネルギー関連ビジネスの環境整備の促進を目指している。

また、「脱炭素社会」の実現に向けて必要な技術の1つとして、二酸化炭素の回収・利用・貯留(CCUS: Carbon dioxide Capture, Utilization & Storage)技術がある。CCUSに関する要素技術については日本企業が強みを有しているため、CCUS技術の普及展開を通じて、世界全体の地球温暖化対策に我が国が貢献することが期待されている。

以上を踏まえ、本事業は、(1)アジアや中東等の国における脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での温室効果ガス削減を実現するための我が国企業によるJCM実現可能性調査への支援、(2)日本が主導するイニシアティブであるCEFIAの国内事務局の運営及び関連調査、(3)上記に関連した人材育成事業を目的とした。

1.2 実施項目

1.2.1 我が国企業による JCM 実現可能性調査支援業務

我が国企業等の脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での温室効果ガス排出削減を実現するためのFSの支援業務を行った。FS 対象は、①脱炭素技術の普及等・制度提言を一体としたプロジェクト(7 件)、②CCUS案件形成プロジェクト(3 件)に分けて実施した。なお、FS の実施に当たっては、本事業の FS 事務局として、FS 実施事業者の公募を行い、選定された FS 実施事業者と再委託契約を締結し、各 FS 課題を実施した。また、FS 事業が円滑に進むよう進捗管理や調査支援を行った。

(1) FS 案件の公募

公募要領の作成、公募の実施に関する広報・周知、公募に関する照会や質問等への対応、応募案件の取りまとめ・整理、外部有識者で構成される FS 案件選定・採択審査委員会の開催及び運営事務、審査結果の取りまとめ・公表、審査結果の応募者への通知を行った。

(2) 採択案件の実施委託及び進捗管理、調査支援

採択者との FS 実施に関する契約(再委託契約)の締結、各 FS 実施事業者のスケジュール管理、実施状況の把握、地球環境対策室への報告、各 FS の調査支援、FS の実施に係る経理処理、各 FS 実施事業者への周知・指導、各 FS 実施事業者に対する確定検査の実施等を行った。

また、CCUS に関しては、現在あるいは今後 CCUS の実施を検討する事業者の参考として、CCUS の普及展開に向けた調査としてCCUSの普及展開に向けた調査を行った(CCUSに関する法制度の動向把握、CCUS に関する先進的なビジネスモデルの把握、CCU の排出削減メカニズムの検討、CCS に関する経済性の検討)。

(3) FS 事業への助言等を行う検討委員会の開催

検討委員会の開催及び運営事務(中間報告会及び最終報告会)、検討内容の取りまとめ等を行った。

1.2.2 CEFIA国内事務局の運営及び関連調査事業

CEFIA国内事務局の運営及び関連調査事業として、以下の業務を行った。

(1) フラッグシッププロジェクト遂行及び支援業務

ASEAN での脱炭素技術の普及と政策・制度構築を一体として普及展開を行うフラッグシッププロジェクトとして、RENKEI(IoT 連携制御)、ゼロ・エネルギー・ビル(ZEB)、SteelEcosol(鉄鋼エコソリューション)、マイクログリッド、ファイナンスでの取り組みを支援するとともに、新たなフラッグシッププロジェクト案件の検討を行った。

(2) 第4回CEFIA官民フォーラム開催、二国間・テーマ別ワークショップ、COP27 サイ

ドイベント等の国際イベント、ADB等国際機関との連携イベントや共同調査等、イベント開催に関する業務

2023年 2 月16日にハイブリッド形式(フィリピン・セブでのリアル開催、オンラインでの配信)で行われた「第4回 CEFIA 官民フォーラム」の開催支援を行った。フォーラムでは、CEFIA の下で取り組んでいる具体的なプロジェクト(フラッグシッププロジェクト)の活動状況が紹介されたほか、脱炭素技術への資金動員や温室効果ガス排出削減量の見える化、起業家育成といったプロジェクト横断的な取組、さらには CEFIA の今後の方向性等について議論が行われた。また、COP27のジャパンパビリオンでのサイドイベント、ZEB に関するワークショップ(第4回 CEFIA 官民フォーラムサイドイベントとして、2 月 15 日に開催)、CEFIA の見える化に関する関係者会合、CEFIA に関する紹介イベントの開催等に関する業務を行った。この他、CEFIA 関連イベントにおいて ADB 関係者によるプレゼンテーションやディスカッション参加などにおいて連携を行った他、Association of Development Financing Institutions in Asia and the Pacific(ADFIAP)と連携し、地場銀行での取り組みを加速化するための支援策や ESCO の活用策に関し検討を行った。

(3) CEFIAを通じたAPAECへの貢献の具体化のための調査業務

CEFIAの各種機能をファシリテートするCEFIA Project Management Unit(PMU)活動の支援業務を行った。PMU 活動の一環として、フラッグシッププロジェクトの APAEC(ASEAN におけるエネルギー行動計画)フェーズ II への貢献の道筋を示すCEFIAコラボレーションロードマップの策定業務を行った。策定に当たっては、ＡＳＥＡＮの関連するサブセクターネットワーク(Energy Efficiency and Conservation Sub-Sector Network (EE&C-SSN), Renewable Energy Sub-Sector Network (RE-SSN), Regional Energy Policy and Planning Sub-Sector Network (REPP-SSN))とのコンサルテーションミーティングを行った。

また、CEFIA の見える化に関する検討業務として、インドネシアでの脱炭素化に関する日系企業の取り組みを参考に、CEFIAの見える化コンセプトに基づくGHG削減貢献量の試算等を行った。

(4) CEFIAデジタルプラットフォームの運用業務

CEFIA 活動に関する情報提供を目的に、CEFIA デジタルプラットフォームのウェブサイトの運営を行った。CEFIA デジタルプラットフォーム(ウェブサイト)について、CEFIA の活動紹介、フォーラムやセミナー等の開催告知やプログラム内容の掲載を行った。

(5) その他CEFIAに関連する国際機関・団体等との連絡・調整業務

上記の取り組みを行うため、CEFIA に関連する国際機関・団体との調整業務を行った。

1.2.3 人材育成事業

2023 年1月 31 日にカタールにおいて JCM を含むカーボンクレジットおよび脱炭素技術に関するセミナーを実施した。また、2023 年3月2日に南アフリカにおいて JCM および脱炭素技術に関するセミナーを実施した。この他、UAE においては、気候変動に関するステークホルダーとの意見交換を行った。

2. 実現可能性調査支援（脱炭素分野）

2.1 公募・進捗管理等の FS 事務局運営

2.1.1 公募・実施課題の選定

（1） 公募要領の作成

公募期間を、以下の通りそれぞれ約3週間から4週間とし、実現可能性調査の企画提案の募集を行った。公募の開始日までに、前年度を参考に公募要領を作成した。公募開始日には、弊社のウェブサイトに、公募要領の掲載用のウェブページを開設した。ウェブページには、事業の概要（募集概要、事業内容）、応募手続き（対象、公募期間、関連資料、質問受付、過年度の報告書、ヒアリング）、問い合わせ先を掲載した。また、公募の関連資料として、募集要項、申請書、企画提案書の 3 点を添付した。

- 一次公募：2022年5月 31日（火）～6 月20日（月）（12時必着）
- 二次公募：2022 年 8 月 2 日（火）～8 月 31 日（水）（12 時必着）

（2） 公募の実施に関する広報・周知説明会の実施

公募を開始した直後には、関連団体等に広報・周知を依頼した。具体的には、周知先のウェブサイトへのリンクの掲載、会員企業への周知を依頼した。また以下の日時で説明会（ウェブ形式）を開催した。

- 一次公募：2022年 6 月10日（金）
- 二次公募：第 1 回説明会：2022年 8 月 5 日（金）
  第 2 回説明会：2022年 8 月 22 日（月）

（3） 公募に関する照会や質問等への対応

公募に関する問い合わせをメールで受け付けた。問い合わせに対しては、必要に応じて経済産業省に確認しつつ、質問者に返答を行った。同時に、応募を検討している事業者に共通する質問や、あらかじめ説明が必要だと事務局が判断した質問に関しては、質疑応答集を作成し、公募ウェブサイトに掲載した。

（4） 応募案件の取りまとめ・整理

各応募書類については、事務局で必要書類の不足を確認した後、第三者の有識者で構成される委員会での審査に向けて、案件の取りまとめ・整理を行った。なお、事務局は、FS に係る公募の中立性、公平性を厳に確保するため、FS 案件の評価、選定、採択に関与しない形で進めた。

（5） 審査委員会の開催及び運営

審査委員会は、ヒアリングが必要と判断した提案企業に対してのみ、以下の日程でオンラインにて実施した。ヒアリング当日は、提案者が提案内容を説明した後、質疑応答を実施した。

・　一次公募：2022年 7 月12日（火）9:00-12:00
・　二次公募：2022 年 9 月 15 日（木）9:00-15:00

（6） 審査結果の取りまとめ・公表

外部有識者による第三者委員会での厳正な審査を行った結果、以下の応募者を採択先として決定した。公募の結果（採択事業者名）を弊社ウェブサイトに 7 月22日（一次公募）および 9 月 27 日（二次公募）に公表した。

表 2-1 採択結果（脱炭素FS）【一次公募分】

採択先	課題名	対象国
株式会社シーエムプラス	固形製剤製造工場の生産プロセス最適化による省エネルギー及び生産効率向上に係る JCM 実現可能性調査	ベトナム
石油資源開発株式会社	ベトナム北部における高効率産業用消費設備の導入実現可能性調査	ベトナム

表 2-2 採択結果（脱炭素FS）【二次公募分】

採択先	課題名	対象国
株式会社 IHI	マレーシア国・既存石炭火力発電所向けアンモニア混焼事業実施による温室効果ガス排出削減の実現可能性調査	マレーシア
株式会社アサノ大成基礎エンジニアリング	ベトナム国における樹脂製熱交換器 G-HEX 活用廃水熱・地中熱利用省エネシステムの実現可能性調査	ベトナム
AGC 株式会社	板ガラス製造溶融炉における燃焼方式および炉形状変更による GHG 排出量削減に関する実現可能性調査	インドネシア
株式会社駒井ハルテック	アゼルバイジャン国・ハイブリッド型風力発電所とヒーティングの最適化システム導入可能性調査事業	アゼルバイジャン
日鉄エンジニアリング株式会社	電炉（製鋼）工場へのタンディッシュプラズマ加熱装置（NS-TPH）導入による GHG 排出削減事業	インドネシア

（7） 審査結果の応募者への通知

審査結果は、応募者に対してメールで通知を行った。採択者に対しては、採択通知を作成し、通知した。

2.1.2 実施課題の管理、進捗把握

（1） 実施課題の管理、進捗把握

採択者とは、経済産業省本省において締結する標準的な委託契約書フォーマットに準じる契約書を利用し、契約を締結した。

（2） 経理処理、事業者への周知・指導等

経理処理に関して、事業者に統一して周知しておくべきことを纏めて事前に配布した。また、各社からの経理処理に対する問い合わせに都度応じた。

（3） 各事業の進捗管理、実施状況の把握、経済産業省への報告

各事業の進捗管理、実施状況等について、月次で進捗報告を把握した。また、各事業の現地調査等については、計画・事後の実施結果について事業者から報告を受け、実施状況を把握した。

（4） 第三者有識者による各事業の進捗評価

第三者有識者による各事業の進捗評価として、2022年12月2日（金）および12月12日（月）に中間報告会、2023年2月2日（木）および2月3日（金）に最終報告会を開催した。報告会（中間・最終）は、各事業者15分程度の報告時間後、質疑応答を行った。有識者から挙げられた指摘事項を、事業者に送付し、指摘事項に対する対処方針の作成を依頼し、整理した。

2.2 株式会社シーエムプラスによる実施課題の成果概要

課題名	固形製剤製造工場の生産プロセス最適化による省エネルギー及び生産効率向上に係る JCM 実現可能性調査 JCM feasibility study on energy saving and production efficiency improvement through production process optimization at a pharmaceutical plant in Vietnam
対象国	ベトナム Vietnam
目的・概要	「医薬品の製造管理及び品質管理の基準（GMP）」の要求事項を遵守しながら、生産プロセスとエネルギー利用の最適化により 省エネを実現し、GHG 排出量の削減を図る。 ベトナムの固形製剤製造工場を対象に、CMPWay という独自のソフトウェアを使用して、現状の生産状況とエネルギー消費量を分析し、エネルギーの無駄を判別、生産プロセスとエネルギー利用の最適化により、省エネと CO2 排出削減施策を検討する。また、EMS による空調運転最適化を対象に JCM 方法論案を検討し、排出削減見込量を算定する。加えて、製薬業界においても、製品製造量あたりの適切な原単位を設定し、原単位を指標としてモニタリングすることで、省エネ・GHG 排出削減の活動を促進することをベトナム政府へ提言する。 CM Plus corporation aims to optimize production processes and energy utilization while complying with the requirements of Good Manufacturing Practices (GMP) for pharmaceuticals in a Vietnamese pharmaceutical plant. The current production status and energy consumption of solid dosage pharmaceuticals manufacturing plants in Vietnam will be analyzed. Energy loss was identified, and energy saving and CO2 emission reduction measures will be considered by optimizing the production process and energy utilization. JCM methodology will be proposed for air conditioning optimization through EMS and the expected reduction in emissions will be calculated. Additionally, CM Plus will propose to the Vietnamese government to establish appropriate base units per product production and to promote energy savings and GHG emission reduction activities by monitoring based on these base units.
分野	省エネルギー（生産プロセスのエネルギー最適化） Energy Conservation (Energy optimization of production processes)

本 FS では、ベトナムの固形製剤製造工場を対象に、現状の生産状況とエネルギー消費量を分析し、エネルギーの無駄を判別、生産プロセスとエネルギー利用の最適化により、省エネと CO2 排出削減施策を検討した。また、EMS による空調運転最適化を対象に JCM 方法論案を検討し、排出削減見込量を算定した。その結果、JCM プロジェクトで設備導入すると、年間約 1,205 MWh の省エネ効果、また 969 トンの CO2 削減効果があるという資産となった。さらに、ベトナム全国に同システムが普及拡大し、1 年間に 5 件の設備導入が行われた場合、2027 年から 2030 年の 4 年間で累計 24,225 トン

の CO2 の削減が可能であるという試算結果となった。

本事業ではベトナム政府とも積極的に議論を重ね、製品原単位の設定等について政策提言を行った。

In this FS, production processes and energy utilization were optimized while complying with the requirements of GMP for pharmaceuticals at a Vietnamese pharmaceutical plant. The results showed that if the proposed system and measures are introduced, an annual electricity consumption and CO2 emissions will be reduced by 1,205 MWh and 969 tCO2 respectively. Additionally, it was estimated that introduction of the system and measures in all over the Vietnam would achieve a reduction of 24,225 tCO2 in total between 2027 and 2030.

Furthermore, CM Plus Corp. had multiple meetings with the Vietnamese government and discussed the importance of introduction of establishing an appropriate base unit per product production.

令和４年度脱炭素分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：ベトナム　分野：「省エネ」（生産プロセスのエネルギー最適化）

「固形製剤製造工場の生産プロセス最適化による省エネルギー及び生産効率向上に係るJCM実現可能性調査」

実施者：株式会社シーエムプラス

「医薬品の製造管理及び品質管理の基準（GMP）」の要求事項を遵守しながら、生産プロセスとエネルギー利用の最適化により省エネを実現することは、これまでのベトナム製薬業界では着手されておらず、画期的・革新的な取り組みとなる。

調査概要

ベトナムの固形製剤製造工場を対象に、CMPWayという独自のソフトウェアを使用して、現状の生産状況とエネルギー消費量を分析し、エネルギーの無駄を判別、生産プロセスとエネルギー利用の最適化により、省エネとCO2排出削減施策を検討した。また、EMSによる空調運転最適化を対象にJCM方法論案を検討し、排出削減見込量を算定した。加えて、製薬業界においても、製品製造量あたりの適切な原単位を設定し、原単位を指標としてモニタリングすることで、省エネ・GHG排出削減の活動を促進することをベトナム政府へ提言した。

調査項目

1）関連政策・制度の動向分析
2）事業化計画の検討
3）課題と対応策の検討
4）具体的な制度整備・改善案の検討
5）排出削減見込み量の試算及び排出削減貢献の検討
6）相手国関係者への制度整備・改善案の提案活動

普及見通し

NEDOの政府支援制度等を活用した実証事業の実施を検討している。ベトナム製薬協会（VNPCA）と協働で実施する加盟製薬企業向けにセミナー等を通じ、実証事業の成果や提案技術への理解を促し、ベトナム国内の他工場へ普及を図る。また、同時にベトナムと同様に固形製剤工場が多く操業するインドネシア・タイへの普及展開にも取り組む。

排出削減への貢献

「EMS導入による製剤工場のクリーンルームの空調最適化に伴うエネルギー消費量削減」に関して、JCM方法論案を検討した。各部屋の清浄度に応じて空調機の風量と稼働時間を制御することにより、エネルギー消費量削減を実現する。空調機の換気回数をリファレンス値 20回/時から、EMS導入により15回/時程度に低減した前提で試算すると、対象工場において、年間1,205MWhの電力消費量削減、及び 969 tCO2の排出削減効果が見込まれる。

① 「プロジェクト実施による削減貢献」　本調査案件　969 tCO2 /年
② 「CMPWay, EMS導入による削減貢献」　ベトナム普及拡大期間 2027年～2030年　5件/年　累計　24,225 tCO2
制度導入後　2031年～2035年　20件/年　累計 193,800 tCO2

令和４年度脱炭素分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：ベトナム　分野：「省エネ」（生産プロセスのエネルギー最適化）

導入技術概要

- 固形製剤製造工場に対し、エネルギー利用・生産プロセスの最適化システムの導入、及び省エネに寄与する生産設備を更新することで、エネルギー消費量の最適化及び生産効率向上を図るものである。
- 固形製剤製造工場の生産状況、エネルギー消費量の調査・把握を可能にするシミュレーションソフトウェア（CMP Way）を導入し、設計時と現状の生産状況とのGAP分析を行い、システム導入・設備更新を提案し、継続的な生産の最適化を図る。
- システム導入に関しては、本調査を通じ、固形製剤製造工場では、クリーンルームにおけるエネルギー消費量の割合が大きいことが判明した。また、GMPに準拠するため、過剰に空調が稼働されている傾向がある。そこで、EMSを導入し、GMPに準拠した管理基準を遵守しつつ、清浄度に応じた空調機の最適制御を行うことにより、大幅な省エネとCO2排出削減を実現する。
- 設備更新に関しては、エネルギー消費量の大きい機器を中心に、高効率・高性能機器への更新を図り、エネルギー利用の最適化と生産性の向上を実現する。

Feasibility Study project for the JCM（2022FY）
Country：Vietnam Category： Energy Conservation (Energy optimization of production processes)

JCM feasibility study on energy saving and production efficiency improvement through production process optimization at a pharmaceutical plant in Vietnam

Implementing Organization：CM Plus Corporation

Optimizing production processes and energy utilization while complying with the requirements of Good Manufacturing Practices (GMP) for pharmaceuticals is a groundbreaking and innovative effort that has not been undertaken in the Vietnam pharmaceutical industry to achieve energy savings.

Overview of Study

Analyzed the current production status and energy consumption of solid dosage pharmaceuticals manufacturing plants in Vietnam. Identified energy loss, and considered energy saving and CO2 emission reduction measures by optimizing the production process and energy utilization. JCM methodology proposal for air conditioning optimization through EMS and calculated the expected reduction in emissions. Additionally, we proposed to the Vietnamese government to establish appropriate base units per product production and to promote energy savings and GHG emission reduction activities by monitoring based on these base units.

Study Items

1.Analysis of the trend of related policies and systems
2.Examination of the business plan
3.Examination of challenges and countermeasures
4.Examination of system improvement and improvement proposals
5.Calculation of expected emissions reduction
6.Proposal activities for improving system to stakeholders

Prospects for Dissemination

Demonstration project utilizing government support systems such as NEDO. By collaborating with the Vietnam Pharmaceutical Association (VNPCA), we will promote the demonstration project through seminars. In addition, we will work to disseminate the results to other factories within Vietnam and also aim for widespread implementation in Indonesia and Thailand.

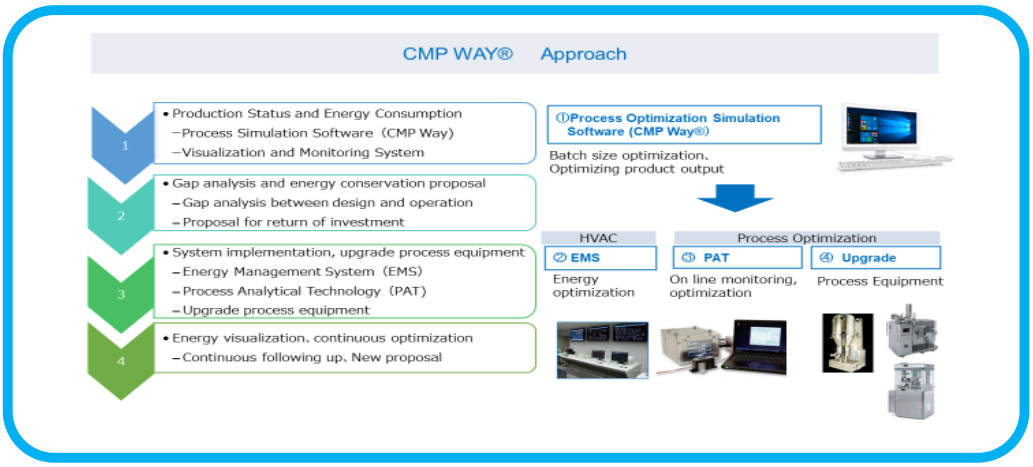
GHG Emission Reduction

A proposal was made for a new JCM methodology entitled "Reducing Energy Consumption in Cleanroom HVAC Optimization by Introducing EMS in Solid Dosage Pharmaceuticals Manufacturing Plants." The proposal aims to reduce energy consumption by controlling the air volume and operation time of the air conditioning system based on the cleanliness level of each room. Based on the assumption that the air change of the air conditioning system is reduced from 20 times per hour to approximately 15 times per hour due to the introduction of EMS, it is estimated that there will be an annual reduction of 1,205 MWh in electricity consumption and a reduction of 969 tCO2 emissions. Additionally, the introduction of the system in Vietnam is projected to reduce 24,225 tCO2 from 2027 to 2030 and 193,800 tCO2 from 2031 to 2035, with 5 and 20 installations per year, respectively.

Feasibility Study project for the JCM（2022FY）
Country：Vietnam Category： Energy Conservation (Energy optimization of production processes)

Technology Outline

- The introduction of an optimization system for energy utilization and production processes in a solid preparation manufacturing plant, along with the update of production equipment that contributes to energy saving, the project aims to optimize energy consumption and improve production efficiency.
- Introduce a simulation software (CMP Way) that enables monitoring the production status and energy consumption, performs a gap analysis between the design time and the current status, proposes system introduction and equipment updates, and aims for continuous optimization.
- A significant proportion of energy consumption occurs in the cleanroom. There is a tendency for excessive air conditioning to comply with GMP. Therefore, by introducing an EMS and optimal control of the cleanliness, significant energy savings and reduction of CO2 emissions can be achieved.
- Regarding equipment updates, focus on updating high-efficiency, high-performance equipment .



2.3 石油資源開発株式会社による実施課題の成果概要

課題名	ベトナム北部における高効率産業用消費設備の導入実現可能性調査 Feasibility Study for the introduction of high-efficiency industrial facilities in Northern Vietnam
対象国	ベトナム Vietnam
目的・概要	本調査では、二国間クレジット制度に基づくカーボンニュートラル社会の実現に向け、ベトナム社会主義共和国北部地方（ベトナム北部）を対象に、高品位な LNG を安定的に供給するインフラ整備と高効率な工業炉の導入推進の双方を車輪の両輪として推進できる環境を整えるべく、その実現可能性を調査した。 北部ベトナムでは、LNG 受入基地建設計画が複数進んでいる。本システムでは、LPG が、熱量調整機能に加えて空気熱量調整による LNG のバックアップ機能も果たすことから、その導入により、LNG 受入基地と需要家側の双方で天然ガスの安定供給が可能になる。さらに、省エネ・省 CO_2 の達成により、JCM クレジットの組成が可能となり、ベトナム及び日本の GHG 削減への貢献が期待できる。 This feasibility study focused on establishing an environment for infrastructure development for a stable supply of high-grade liquefied natural gas (LNG) and on introducing high-efficiency industrial furnaces, which could be promoted as two sides of the same coin in Northern Vietnam. Furthermore, the study is a part of promoting the realization of a carbon-neutral society based on the Joint Crediting Mechanism (JCM) between Japan and Vietnam. In North Vietnam, several plans to construct LNG receiving terminals are proceeding. The system which this study takes will use LPG as a backup supply for LNG via air blending and as a calorific value adjustment function. Such system will enable a stable supply of natural gas both at the LNG receiving terminal and on the customer side. In addition, the JCM credits can be generated by achieving energy and CO_2 savings, which is expected to contribute to GHG reductions in Vietnam and Japan.
分野	省エネルギー、燃料転換 Energy Saving, Fuel Conversion

本調査では、ベトナム北部において、LPG を活用した LNG のオンサイト熱量調整を行い安定した品質のガスを産業用需要家に供給し、高効率工業炉の導入を可能とすることで、LNG への燃料転換に加えて省エネ・省 CO_2 に資するシステムの検討・評価を行った。

ベトナム北部では、LNG 受入基地建設計画が複数進んでいるが、本システムの導入によって、LPG が熱量調整機能に加えて、空気熱量調整により LNG のバックアップ機能も果たすことから、LNG 受入基地と需要家側の双方で天然ガスの安定供給が可能になる。さらに、省エネ・省 CO_2 の達成により JCM クレジットの組成が可能となり、ベトナム及び日本の GHG 削減への貢献が期待できる。

ベトナムの法制度・規制面では、ベトナムでは LNG 導入の初期段階・黎明期にあることから、政令レ

ベルの法制度や関連技術基準は既に存在するものの、ガス技術基準や安全規制には統一基準が未整備/整備途上のケースがみられる（例：ガス品質基準、保安離隔距離）。

本調査で検討したシステムの導入モデルとして、鉄鋼工場 2 社を対象とし、既存の使用燃料である灯油、石炭ガス、A 重油から LNG への燃料転換・高効率機器導入を想定した。

また、工業炉の高効率化・省エネ化にあたり、「排熱を燃焼空気の加温に活用するリジェネレイティブバーナの導入」、「最適燃焼を実現するための空気比の調整（＝過剰空気の投入を回避）」、「断熱材の強化による、工業炉からの放熱量の削減」の 3 要素を想定した。

これをもとに、省エネ・省 CO_2、投資回収年数をみると、省エネ率は 18～22%程度、省 CO_2 量は、重油の燃料転換のケース（B 工場）で 5,500t-CO_2/年・件、石炭の燃料転換のケース（A 工場）では、18,000t-CO_2/年・件程度のポテンシャルが想定された。システム導入とランニングコストメリットを踏まえた設備投資回収年数は、重油使用のケースでは 10 年以内となる。一方、石炭使用のケースでは、現状の LNG 使用時と比べ、同等程度の価格となることが確認された。

In Northern Vietnam, JAPEX studied and evaluated a system that contributes to energy conservation and CO_2 emissions in addition to fuel conversion from petroleum-based fuels to LNG by providing stable quality gas to industrial customers through on-site calorimetric adjustment of LNG using LPG, and enabling the introduction of high-efficiency industrial furnaces.

In the northern region of Vietnam, several LNG receiving terminal construction projects are underway, and the introduction of this system will enable a stable supply of natural gas both at the LNG receiving terminal and at the customer side, since LPG, in addition to its heat value adjustment function, will also serve as a backup for LNG by adjusting air heat value. Furthermore, the achievement of energy and CO_2 savings will enable the composition of JCM credits, which is expected to contribute to GHG reductions in Vietnam and Japan.

In terms of legal and regulatory aspects, Vietnam is in the early and nascent stages of LNG introduction, and while government-level legislation and related technical standards already exist, unified standards for gas technical standards and safety regulations are not yet in place or in the process of being developed (e.g., gas quality standards, safety separation distances).

As a case for the introduction of the system in this study, two steel factories were targeted, assuming fuel conversion from existing fuels (kerosene, coal gas, and heavy oil A) to LNG and the introduction of high-efficiency equipment.

In addition, three elements were assumed to make the industrial furnaces renewed and energy efficient: "introduction of regenerative burners," "adjustment of air ratio to achieve optimum combustion," and "reinforcement of insulation".

Based on this, looking at energy conservation, CO_2 savings, and payback period, energy conservation was assumed to be about 18-22%, and CO_2 savings were assumed to have the potential of 5,500t-CO_2/year in the case of heavy oil only (= Company B), and 18,000t- CO_2/year if coal fuel conversion is also included (= Company A). The payback period based on initial CAPEX divided by annual OPEX benefit would be within ten years if converting heavy oil. On the other hand, in the case of coal use , OPEX benefits were calculated as slightly less achieved than LNG use.

令和４年度脱炭素分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：ベトナム国　　分野：省エネ（LNG ST 設備＋高効率工業炉）

「ベトナム北部における高効率産業用消費設備の導入実現可能性調査」

実施者：石油資源開発株式会社

北部ベトナムにおける部品・素材製造業はCO_2排出量が多い産業であり、今後需要が大きく伸びるなか、我が国の最高効率の技術普及を図ることにより、大きな削減ポテンシャルを実現しうる。

調査概要

LNG供給に伴う、高効率工業炉の導入による省エネルギー・省CO_2実現を、両輪((1)需要サイド、(2)供給サイド) 推進する。
(1)⇒高効率工業炉(高効率バーナ)等の我が国の技術による施設整備
(2)供給サイド⇒熱量調整機能付きLNGサテライト(ST)設備等を通じて高品位LNGというインフラ整備
上記(1)&(2)を一体的に導入するため、エネルギーサービス(ES)方式を導入し、設備導入・所有・メンテナンスを実施

調査項目

1) 関連制度・規制に関する調査
2) 熱量調整機能付きLNG ST のFS
3) 高効率工業炉のFS

普及見通し

弊社が関与する北部LNG基地建設計画と連動させること、ES方式による一体導入を行うことで、実現可能性向上と、普及の“確からしさ“の確保を行う

排出削減への貢献

①「プロジェクト実施による削減効果」
(1) リジェネレイティブバーナ導入= **16-18%**　(2) 空燃比の最適化 = **1-2%** (3) セラミックファイバーによる断熱材の強化 = **1-2%**

モデルケース	既存燃料	想定CO_2排出削減量	削減率	経済性試算結果（高効率化後）
A社	石炭	18,000 トン/年	53%	年間ランニングコストは現状燃料と同等程度となる
B社	重油	5,500 トン/年	35%	LNGサテライトを含めた設備投資回収年収は10年以内となる

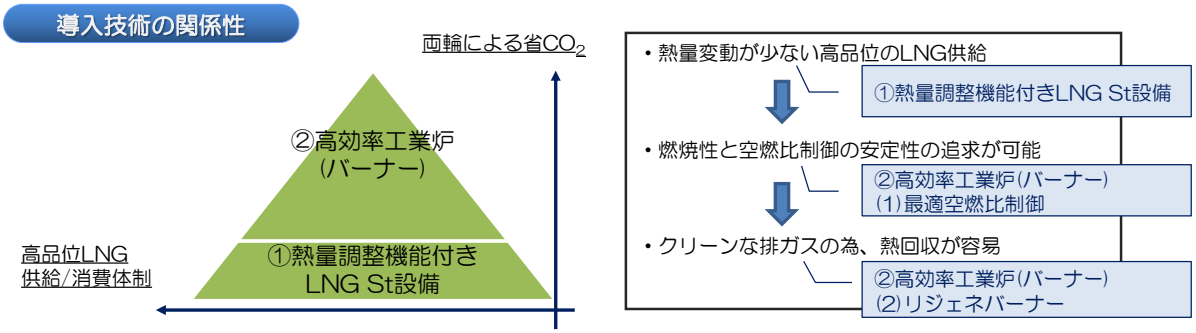
②「制度導入による削減貢献」潜在需要家は北部ベトナム鉄鋼メーカーで一定の熱需要を持つ企業を想定

1. JETROデータより、LNGローリーでの配送可能エリアとしてLNG基地から100km圏内の企業数は137社
2. 全137社のうち、主要LNG基地近郊の鉄鋼メーカーは15社程度
3. モデルケース2社の合計に対して7.5倍規模の排出削減を想定

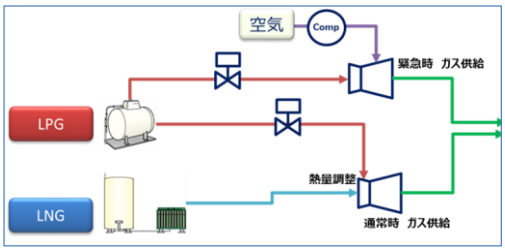
以上より、（18,000＋5,500 t-CO_2）　×　7.5　＝　176,250 t-CO_2　となる。

令和４年度脱炭素分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：ベトナム国　　省エネ（LNG St 設備＋高効率工業炉）

導入技術の関係性



①熱量調整機能付きLNG St 設備

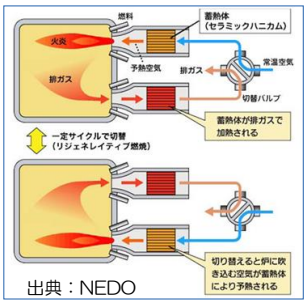


➢ 輸入するLNGの産地や時期による熱量変動を、単位熱量の高いLPGをブレンドすることで45MJ/m3±3.5%の安定した気化ガスにするシステム。

→熱量(MJ)ではなく、体積(m3)販売を行う日本のノウハウ

→LNG供給断絶時は、プロパン＋空気で簡易的な45MJ/m3を供給し、BCPを考慮済み

②高効率工業炉(リジェネバーナー)



出典：NEDO

2個のバーナーを1セットとし、燃焼と排気を短時間に交互に切り換えて使用する。

一方のバーナーが燃焼中は、もう一方から燃焼排ガスを排出&高温の排ガスで蓄熱体の温度を上昇。

逆に、そのバーナーが燃焼するときは、高温の蓄熱体を通し、燃焼用の空気を予熱。

➢ 一般的な1,200℃レベルの加熱炉の場合、現状排ガス熱回収がゼロの場合と比べて、約50～70%の燃料を節約が可能。

Feasibility Study project for the JCM in Vietnam（2022FY）
Energy Saving (LNG satellite station (ST) & high-efficiency furnace)

Feasibility Study for the introduction of high-efficiency industrial facilities in Northern Vietnam
Implementer: Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. (JAPEX)

Vietnam as one of the world's top 5 manufacturing hub, the study location Northern Vietnam is a prime area for significant CO_2 emission reduction being realized with the adoption of high-efficiency furnaces.

Focus Area

Promote high-efficiency furnaces with LNG supply from demand and supply fronts for energy saving and CO_2 emission reduction
(1) Demand ⇒ Japanese developed equipment (Furnaces with high-efficiency burners)
(2) Supply ⇒ Facility development by LNG satellite station with heat value adjustment system
Proposed Energy Service Solution is a commercial Built-Own-Lease business includes installation and equipment services/maintenance.

Study Items

1. Relevant regulations and permits
2. LNG satellite with heat value adjustment system
3. High-efficiency furnaces

Future prospects

Proposed Energy Service Solution presents a viable commercial project and it can further improve other related NG/LNG project in Northern Vietnam.

CO_2 Emission Reduction

① Total CO_2 emission reduction from project implementation
(1)Introduction of regenerative burner = **16-18%** (2)Optimization of air-fuel ratio = **1-2%** (3)Insulation reinforcement by ceramic fiber = **1-2%**

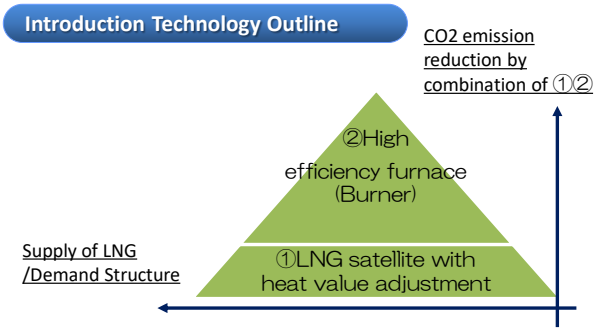
Model case (Steel producers)	Current fuel	Potential CO_2 emission reduction	Reduction rate	Economical evaluation with LNG ST & high-efficiency furnace
Company A	Coal	18,000 ton /year	53%	Running cost similar to current fuel and furnaces
Company B	HFO	5,500 ton /year	35%	< 10 years payback period (inc. energy & running cost savings)

② Estimated CO_2 emission reduction by introduction of regulation targeting steel producers with certain heat demand in Northern Vietnam

- JETRO surveyed 137 companies within 100 km radius from the LNG terminal, a reasonable distance for delivering LNG by trucks
- 15 out of 137 companies are steel producers located near LNG terminals in Northern Vietnam.
- CO_2 emission reduction is estimated to be **7.5 times greater** compared to the model case (23,500 tonnes CO_2) i.e. **176,250 t-CO2**

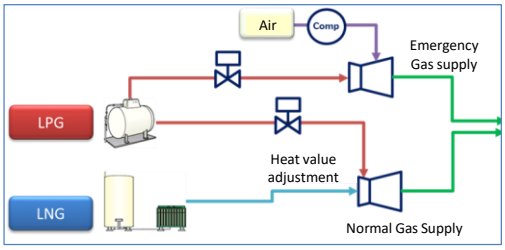
Feasibility Study project for the JCM in Vietnam（2022FY）
Energy Saving (LNG satellite station. & high-efficiency furnace)

Introduction Technology Outline



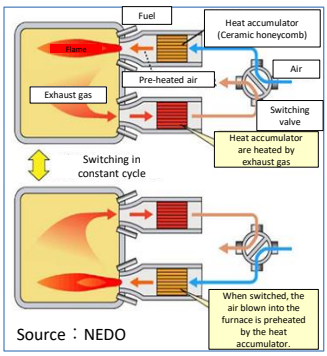
- LNG supply with stable heat value
  - ①LNG ST with heat value adjustment
- Quality of combustion and stability of air fuel ratio
  - ②High efficiency furnace (1)Optimazation of air fuel ratio
- Easy exhaust heat recovery due to its cleanliness
  - ②High efficiency furnace (2)Regenerative burner

①LNG St. with heat value adjustment system



➢ The system produces stable heat value re-gasified LNG with 45MJ/m3±3.5% by blending with LPG, regardless of its origin and supply season fluctuation.
⇒ Japanese "Know How" to supply gas based on volume (m3)
⇒ In case of LNG supply disruption, it is possible to produce 45MJ/m3 gas by LPG and Air.

②High efficiency burner (Regenrative burner)



Combustion and exhaust are switched alternately between a pair of burners for short time.

While one burner is burning, exhaust gas is discharged and it heats the heat reservoir in the other burner.

Conversely, when that burner is burning, combustion air is already preheated through heat reservoir.

➢ Under prevalent heating furnace (1,200℃), regenerative burner can achieve energy saving of 50 – 70%, compared conventional burner.

2.4 株式会社 IHI による実施課題の成果概要

課題名	既存石炭火力発電所向けアンモニア混焼事業実施による温室効果ガス排出削減の実現可能性調査 Feasibility study for GHG emissions reduction by introducing ammonia co-firing technology for existing coal-fired power plants
対象国	マレーシア Malaysia
目的・概要	マレーシア国において JCM を活用し，アンモニア混焼事業の普及を目指した事業環境づくりを目的として，当該国でのアンモニア混焼事業の事業性の評価および JCM 方法論案適用時の GHG 排出削減量について試算した。 This project aims to create the business basement for the development and spread of ammonia co-firing business with JCM in Malaysia. For this purpose, it has conducted that economic and technical evaluation of ammonia co-firing business, estimation of GHG emission reduction amount when applying the JCM in this project.
分野	その他（アンモニア混焼） Other (Ammonia co-firing)

現在、地球温暖化抑制のために GHG 排出量の削減が世界で強く求められており、マレーシアは、2050 年までのカーボンニュートラル達成を目指し、2030 年には温室効果ガスの排出量を 2005 年基準で 45%削減することを目標としている。一方、2025 年までの年平均 GDP 成長率の目標は 4.5－5.5%としており、カーボンフリー燃料の利用需要が高まることが期待される。日本においては 2020 年 12 月に「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」が策定され、実質炭素排出量ゼロ化に向けた取り組みが各種進められており，自国の NDC 達成に活用するため、JCM を構築・実施し、官民連携で 2030 年度までの累積で1億ｔ CO2 程度の国際的な排出削減・吸収量を目指している。

カーボンニュートラル化に向けて様々な取り組みがなされている中、IHI は石炭火力発電での GHG 低減を目指し、アンモニア燃焼技術に取り組んでいる。アンモニアの燃焼反応式は 4NH3+3O2→2N2+6H2O であり，水素燃焼（2H2+O2→2H2O）と同様に二酸化炭素を排出せず、水素と比較して容積あたりの発熱量や液化温度が高いため、エネルギーキャリアとして優れている。さらに、アンモニアはすでに肥料製造など化学産業において商業利用され、大量の製造、貯蔵、輸送インフラが整っており、技術も確立されているといった特徴がある。現在、火力発電へのアンモニアの導入は、主流な燃料である石炭（ボイラ）と天然ガス（ガスタービン）との混焼から開始して、将来の専焼化も視野に開発を進めている。

本調査事業では、マレーシア国において JCM を活用し、アンモニア混焼事業の普及を目指した事業環境づくりを目的として、当該国でのアンモニア混焼事業の事業性の評価を行うとともに、JCM 方法論案適用時の GHG 排出削減量について試算した。

<u>GHG 排出削減量試算結果</u>

①策定した JCM 方法論案に基づく GHG 排出削減量の試算

（前提）対象設備の発電容量 1000MW，アンモニア混焼率 20%，使用するアンモニアは国内アンモニア製造工場からの運搬

・試算 A：既存のアンモニア製造プラントにおいて発生する高濃度 CO2 を全量除去することを前提に，アンモニア製造プラントでの CO2 閾値として、60%の削減に相当する 0.84 kg-CO2/kg-NH3 とした際の排出削減量は約 53 万トン/年

・試算 B：アンモニア製造プラントでの CO2 閾値を，より高い CO2 削減率である 70%の削減に相当する 0.63 kg-CO2/kg-NH3 とした際の排出削減量は約 66 万トン/年

②マレーシア国内で本技術が普及拡大した場合の温室効果ガス排出削減への貢献度合いの試算

マレーシア国内の大型事業用石炭火力発電所（発電容量：12,800MW）全てにアンモニア混焼技術（20%）が適用された場合，GHG 排出削減量は年間約 675 万トンとなり，プロジェクト期間を 20 年と想定すると約 1 億 3500 万トンの削減量となる。

Countries around the world are strongly demanded the reduction of CO2 emissions to prevent the global warming. To achieve the carbon neutrality in 2050, Malaysia set the goal of 45% greenhouse gas (GHG) emission reduction from the emission of 2005. Meanwhile, the Malaysia set the target of gross domestic product (GDP) growth rate is 4.5-5.5%, it is expected that the demand of carbon free fuel will increase.

In Japan, the “2050 Green Growth Strategy for Carbon Neutrality” was formulated in December 2020, and various measures are ongoing to achieve net zero carbon emissions. Also, for the practical use to achieve Nationally Determined Contributions (NDC), Japan aims to establish and conduct the Joint Crediting Mechanism (JCM). Public and private sectors are cooperating to achieve the target of around total 100 billion of international CO2 emission reduction and absorption by 2030.

While many countries are struggling toward carbon neutrality, IHI has focused on the ammonia combustion technology for thermal power plant as the solution. The combustion reaction formula of ammonia is [4NH3+3O2→2N2+6H2O], it does not emit the CO2 like hydrogen combustion [2H2+O2→2H2O]. And ammonia has higher calorific value per unit volume and higher liquefaction temperature. So, ammonia is excellent energy carrier with easier control and transportation than hydrogen. In addition, ammonia is already in commercial use in the chemical industry, such as in the fertilizer production. So, the infrastructures are already existing for large-scale production, storage, and transportation, and also, ammonia related technologies are established. Ammonia has characteristics as above and it also has many merits in using as fuel.

As the current mainstream, ammonia combustion technology adoption to thermal power plant has started from ammonia co-firing with coal (mainly for boiler) and natural gas (mainly for gas turbines). Also, the technology development is in progress to achieve the ammonia mono-firing in the future.

With above background, this project aims to create the business basement for the development and spread of ammonia co-firing business with JCM in Malaysia. For this purpose, it has conducted that economic and technical evaluation of ammonia co-firing business, estimation of GHG emission reduction amount when applying the JCM in this project.

GHG Emission Reduction

①Estimation of GHG emissions reduction based on the draft JCM methodology

(The primary conditions) Power generation capacity: 1000 MW, ammonia co-combustion

ratio :20%, and ammonia to be used is transported from the domestic ammonia production plant.

・Case A: The case the tentative CO2 emission factor of ammonia production is set as 0.84 kg-CO2/kg-NK3 equivalent to the upper limit of 60% of CO2 emissions is expected to reduce GHG emissions by approximately 0.53 million tons/year.

・Case B: The case the tentative CO2 emission factor of ammonia production is set as 0.63 kg-CO2/kg-NK3 equivalent to the upper limit of 70%(Higher CO2 reduction rate) of CO2 emissions is expected to reduce GHG emissions by approximately 0.66 million tons/year.

②Estimation of contribution for GHG emission reduction by introducing ammonia co-firing to the nationwide of Malaysia

If ammonia co-firing technology (20%) is applied to all large commercial coal-fired power plants in Malaysia (power generation capacity: 12,800 MW), GHG emission reductions would be approximately 6.75 million tons per year, and 135 million tons assuming the project period of 20 years.

令和４年度脱炭素分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：マレーシア　　分野：その他（アンモニア混焼）

「マレーシア国・既存石炭火力発電所向けアンモニア混焼事業実施による温室効果ガス排出削減の実現可能性調査」

実施者：株式会社IHI

燃料として利用するアンモニアは、燃焼してもCO2を排出しないゼロエミッション燃料であり，地球温暖化対策において有効な手段の1つである。今回の提案を通じて，発電所のCO2削減に向けたソリューションの提供，対象国の石炭火力の低炭素化等に対し大きな貢献が期待できる。

調査概要

マレーシア国においてJCMを活用し，アンモニア混焼事業の普及を目指した事業環境づくりを目的として，当該国でのアンモニア混焼事業の事業性の評価およびJCM方法論案適用時のGHG排出削減量について試算する。

調査項目

1）関連政策，制度の動向調査・分析
2）事業化計画の検討
3）事業化した場合の温室効果ガス排出量削減見込み量の試算
4）相手国電気事業者への提案活動
5）今後の課題と展望

普及見通し

本調査以降，以下の取組みを行い普及を図る
- 実証前調査
  - ➢ 対象地点・事業日程・事業予算の確定
- 実証
  - ➢ ボイラ設備，アンモニア貯蔵・供給設備の設計～建設・試運転までの実施

排出削減への貢献

①策定したJCM方法論案に基づくGHG排出削減量の試算
(前提) 対象設備の発電容量1000MW，アンモニア混焼率20%，使用するアンモニアは国内アンモニア製造工場からの運搬
- 試算A：既存のアンモニア製造プラントにおいて発生する高濃度CO2を全量除去することを前提に，アンモニア製造プラントでのCO2閾値として、60%の削減に相当する0.84kg-CO2/kg-NH3とした際の排出削減量は**約53万トン/年**
- 試算B：アンモニア製造プラントでのCO2閾値を，より高いCO2削減率である70%の削減に相当する0.63kg-CO2/kg-NH3とした際の排出削減量は**約66万トン/年**

②マレーシア国内で本技術が普及拡大した場合の温室効果ガス排出削減への貢献度合いの試算
マレーシア国内の大型事業用石炭火力発電所（発電容量：12,800MW）全てにアンモニア混焼技術(20%)が適用された場合，GHG排出削減量は年間**約675万トン**となり，プロジェクト期間を20年と想定すると**1億3500万トン**の削減量となる。

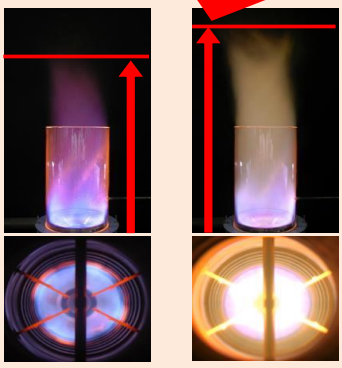
令和４年度脱炭素分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：マレーシア　　分野：その他（アンモニア混焼）

導入技術概要

アンモニア混焼の課題:
アンモニア燃焼時の懸念点

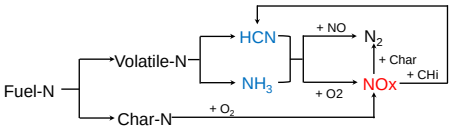
- ➢ 安定燃焼の確保が難しい
- ➢ 未燃アンモニア発生の可能性有
- ➢ 燃料中窒素分によるNOx発生の可能性有

火炎の高さ ＝ 燃焼速度の遅さ

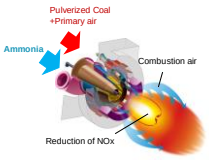


火炎の形状の比較

1. 燃料NOx生成メカニズムと低NOxバーナの開発

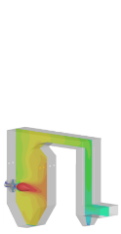


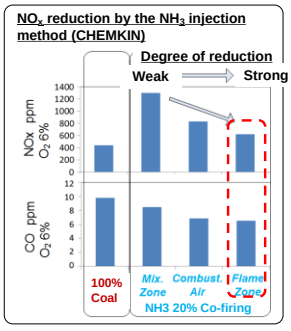
石炭燃焼におけるNOx生成



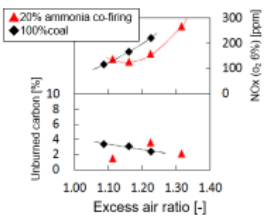
低NOx微粉炭バーナの開発

2. 数値解析と実証実験による安定燃焼と低NOx アンモニア燃焼の確認





数値解析を用いたNOx抑制の検討結果



実証試験結果

Feasibility Study project for the JCM（2022FY）
Country：Malaysia　　Category： Other (Ammonia co-firing)

Feasibility study for GHG emissions reduction by introducing ammonia co-firing technology for existing coal-fired power plants in Malaysia

Implementing Organization：IHI Corporation

Ammonia used as fuel is a zero-emission fuel that does not emit CO2 when burned, and is one of the effective measures to combat global warming. This proposal is expected to make a significant contribution to the provision of solutions for reducing CO2 emissions from power plants and to the low-carbonization of coal-fired power generation in the target countries.

Overview of Study

This project aims to create the business basement for the development and spread of ammonia co-firing business with JCM in Malaysia. For this purpose, it has conducted that economic and technical evaluation of ammonia co-firing business, estimation of GHG emission reduction amount when applying the JCM in this project.

Study Items

1) Survey and Analysis of Related Policies and Institutional Trends
2) Study for Commercialize plan
3) Estimation of GHG emissions reduction introduced by ammonia co-firing
4) Proposal to national power companies in Malaysia
5) Issues and Future prospects

Prospects for Dissemination

After this survey, the following efforts will be made for dissemination

- Pre-demonstration survey
  - ➢ Determination of target sites, project schedule, and budget.
- Demonstration
  - ➢ Design, construction, and commissioning of boiler facilities and ammonia storage and supply facilities.

GHG Emission Reduction

①Estimation of GHG emissions reduction based on the draft JCM methodology
(The primary conditions) Power generation capacity : 1000 MW, ammonia co-combustion ratio :20%, and ammonia to be used is transported from the domestic ammonia production plant.

- Case A: The case the tentative CO2 emission factor of ammonia production is set as 0.84 kg-CO2/kg-NK3, equivalent to the upper limit of 60% of CO2 emissions is expected to reduce GHG emissions by approximately **0.53 million tons/year**.
- Case B: The case the tentative CO2 emission factor of ammonia production is set as 0.63 kg-CO2/kg-NK3, equivalent to the upper limit of 70%(Higher CO2 reduction rate) of CO2 emissions is expected to reduce GHG emissions by approximately **0.66 million tons/year**.

②Estimation of contribution for GHG emission reduction by introducing ammonia co-firing to the nationwide of Malaysia
If ammonia co-firing technology (20%) is applied to all large commercial coal-fired power plants in Malaysia (power generation capacity: 12,800 MW)GHG emission reductions would be approximately **6.75 million tons per year**, and **135 million tons** assuming the project period of 20 years.

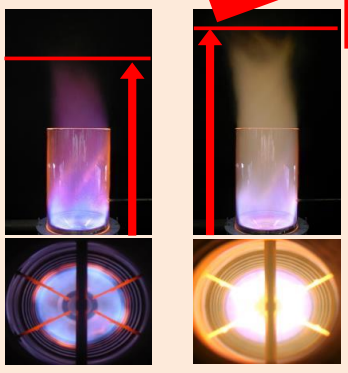
Feasibility Study project for the JCM（2022FY）
Country：Malaysia　　Category： Other (Ammonia co-firing)

Introduction Technology Outline

Technical Challenges:
Ammonia is hard to burn

- ➢ Difficult to stabilize the flame
- ➢ Formation of unburned ammonia
- ➢ Formation of fuel-NOx

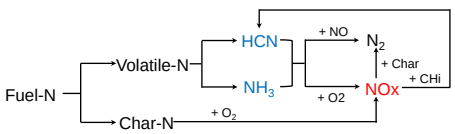
Flame height shows time required for combustion



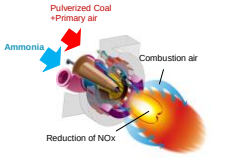
Pure natural gas　**Ammonia co-firing**

Comparison of swirl flame

1. Base knowledge on fuel-NOx formation mechanism & reduction measures

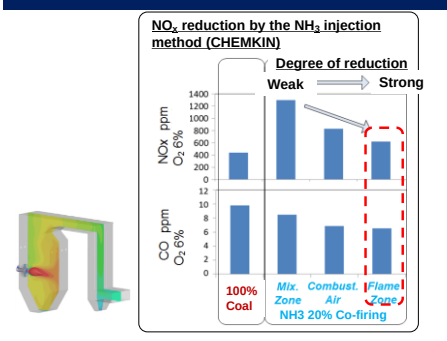


NO_x formation in coal combustion

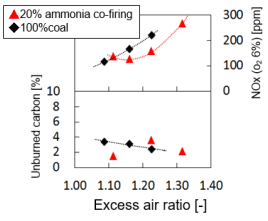


Low-NOx pulverized coal burner

2. Numerical simulation & experiment to proof the concept of stable & low-NOx fuel ammonia combustion



Numerical simulation to find the optimum point of ammonia injection



Test results

2.5 株式会社アサノ大成基礎エンジニアリングによる実施課題の成果概要

課題名	ベトナム国における樹脂製熱交換器 G-HEX 活用廃水熱・地中熱利用省エネシステムの実現可能性調査 Feasibility study of energy-saving system using wastewater heat and geothermal heat utilizing resin heat exchanger G-HEX in Vietnam
対象国	ベトナム Vietnam
目的・概要	本邦企業の独自技術である樹脂製熱交換器 G-HEX を活用した廃水熱・地中熱利用システムの導入実施を想定し、GHG 排出量の削減を図る。 JCM 事業化（NEDO 実証）に向けた実効性の高い事業計画の立案および当該技術の普及拡大の足掛かりにすべく、関係省庁・事業者への設備導入効果の定量化を目的とする。JCM 事業化における GHG 排出削減見込量は、1,555 t-CO2/年である。 本事業のターゲット顧客は、省エネルギー法で「指定業者」になっている工場とする。現地省エネルギーコンサルタント会社との協業により、提案技術が適合する工場に積極的な導入提案により事業拡大を図る。本 FS 事業完了後は、NEDO 実証事業に応募する。実証事業と並行して、本格的な事業化に向けて、独自で「新方式の熱応答試験の開発」と「ヒートポンプの開発」を行う予定である。 Asano Taiseikiso Engineering Co., Ltd. aims to reduce GHG emissions by introducing a wastewater heat and geothermal heat utilization system that utilizes Japanese proprietary resin heat exchanger G-HEX. The purpose is to quantify the effect of systems introduction to related ministries and agencies and business operators in order to formulate a highly effective business plan for JCM commercialization (NEDO demonstration) and to use it as a foothold for the spread and expansion of the technology. The expected reduction of GHG emissions in the JCM project is 1,555 t-CO2/year. The target customers for this project are factories that are “designated suppliers” under the Energy Conservation Law. In cooperation with a local energy-saving consulting company, Asano will actively propose introduction of the proposed technology to compatible factories and expand their business.
分野	廃熱利用、地中熱利用 Waste heat recovery, Geothermal

本 FS では、ベトナム国内の食品工場を対象に廃水熱・地中熱利用省エネシステムの基本設計を実施した。また、提案技術に対する方法論を検討して、CO2 排出削減量の試算を実施した。その結果、JCM プロジェクト（NEDO 実証の活用を想定）で設備導入が完了すると、年間約 1,500 トンの CO2 削減になる試算となった。

また、事業化について G-HEX やヒートポンプの現地化について検討を行い、コスト削減効果が高く、

実現性もあることが判った。

今後は、JCM プロジェクト（NEDO 実証）を目指して、調査、普及活動を継続するとともに、現地法人化の準備、熱応答試験やヒートポンプの開発に尽力する。

In this FS, a basic design of an energy-saving system using wastewater heat and geothermal heat was conducted for a food factory in Vietnam. In addition, the methodology for the proposed technology was studied and a trial calculation of CO2 emission reductions was conducted. As a result, it was estimated that the system would reduce CO2 emissions by approximately 1,500 tons per year when the installation of the equipment is completed in the JCM project (NEDO verification).

In addition, the localization of G-HEX and heat pumps was studied for commercialization and found to be highly cost-effective and feasible.

The company will continue its research and dissemination activities for the JCM project (NEDO demonstration), as well as preparing for local incorporation, and making every effort to develop thermal response tests and heat pumps.

令和４年度脱炭素分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：ベトナム　　分野：省エネ（廃水熱・地中熱利用省エネシステム）

樹脂製熱交換器G-HEX 活用廃水熱・地中熱利用省エネシステムの実現可能性調査
実施者：株式会社アサノ大成基礎エンジニアリング

ベトナムにおいて食品工場を中心に廃水や地中の熱は利用されていない。経済発展に伴いエネルギー消費が増加するなか、我が国の新しい省エネ技術（廃水熱・地中熱利用）の技術普及を図ることにより、大きな削減ポテンシャルを実現しうる。

調査概要

独自技術である樹脂製熱交換器G-HEXを活用した廃水熱・地中熱利用システムの導入実施を想定し、GHG排出量の削減を図る。JCM事業化（NEDO低炭素事業）に向けた実効性の高い事業計画の立案および当該技術の普及拡大の足掛かりにすべく、関係省庁・事業者への設備導入効果の定量化を目的とする。

調査項目

1)ベトナムの事業環境（エネルギー事情、GHG削減方針、市場とニーズ）
2)具体的な事業化計画（実施体制、事業採算性、スケジュール）
3)JCM事業化の具体案（システムの基本設計ほか）
4)課題と対応策（地中熱適応性、主要部材の現地生産、冷媒の処理方法、特許申請、ボーリング許可、ESCO方式）

普及見通し

顧客（ターゲット）は、省エネルギー法で「指定業者」になっている工場とする。現地の省エネルギーコンサルタントとの協業により、提案技術が適合する工場に積極的な導入提案を行い事業拡大を図る。

排出削減への貢献

[JCM方法論の概要]
①**廃水熱利用システム**では、システム導入により削減されうるチラー/ボイラーの電力/燃料消費量をもとにGHG排出削減量を算出する。
②**地中熱利用システム**では、既存の空気熱源ヒートポンプと導入される水熱源ヒートポンプの**EER（COP）**をもとにGHG削減量を算出する。
[JCM事業化におけるGHG排出削減見込量]　**1,555** t-CO2/年

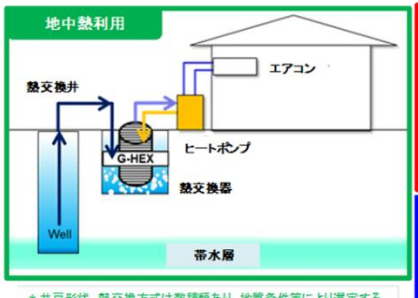
[普及拡大時におけるGHG排出削減見込量]　2025年度：**2,387** t-CO2/年　⇒　2030年度：**18,360** t-CO2/年

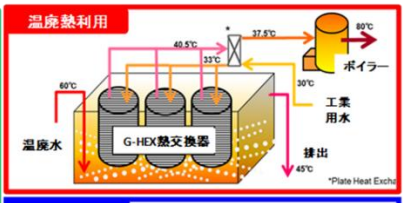
令和４年度脱炭素分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：ベトナム　　分野：省エネ（廃水熱・地中熱利用省エネシステム）

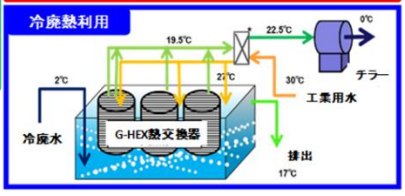
導入技術概要

樹脂製熱交換器G-HEX活用　廃水熱･地中熱利用省エネシステム

①**地中熱**を利用した**エアコン**の電気使用量削減
②**温廃水熱**を利用した**ボイラー**の燃料消費量削減
③**冷廃水熱**を利用した**チラー**の電気使用量削減
の3系統を単独または組み合わせたシステム







樹脂製熱交換器**G-HEX**により、
不純物が多く**変質**した水に適応。

ペイバックタイム(例)　＝　3年6か月

Feasibility Study project for the JCM（2022FY）
Country：Vietnam　Category：Energy conservation
(energy-saving system using wastewater heat and geothermal heat)

Feasibility study of energy-saving system using wastewater heat and geothermal heat utilizing resin heat exchanger G-HEX in Vietnam

Implementing Organization：Asano Taiseikiso Engineering Co., Ltd.

In Vietnam, wastewater and underground heat are not used, especially in food factories. As energy consumption increases along with economic development, we can realize a large reduction potential by disseminating new energy-saving technologies (use of wastewater heat and geothermal heat) in Japan.

Overview of Study

We aim to reduce GHG emissions by introducing a wastewater heat and geothermal heat utilization system that utilizes our proprietary resin heat exchanger G-HEX.
The purpose is to quantify the effect of systems introduction to related ministries and agencies and business operators in order to formulate a highly effective business plan for JCM commercialization (NEDO demonstration) and to use it as a foothold for the spread and expansion of the technology.

Study Items

1) Business environment in Vietnam (Energy situation, GHG reduction policy, Market and Needs)
2) Specific commercialization plan (Implementation system, Business profitability, Schedule)
3) Concrete plan for JCM commercialization (Basic system design, etc.)
4) Issues and countermeasures (ground heat adaptability, local production of main components, refrigerant treatment methods, patent application, drilling permission, ESCO method)

Prospects for Dissemination

Customers (targets) are factories that are "Specified contractors" under the Energy Conservation Law. In collaboration with local energy-saving consultants, we will actively make proposals for introduction of proposed technologies to factories that are suitable for business expansion.

GHG Emission Reduction

[Overview of JCM methodology]
(1) In the wastewater heat utilization system, the amount of GHG emission reduction is calculated based on the electric power/fuel consumption of the chiller/boiler that can be reduced by introducing the system.
(2) For the geothermal heat utilization system, the GHG reduction amount is calculated based on the EER (COP) of the existing air source heat pump and the water source heat pump to be introduced.

[Expected GHG emission reduction in JCM commercialization] **1,555** t-CO2/year

[Expected reduction of GHG emissions at the time of expansion] Fiscal 2025: **2,387** t-CO2/year ⇒ Fiscal 2030: **18,360** t-CO2/year

Feasibility Study project for the JCM（2022FY）
Country：Vietnam　Category：Energy conservation
(Energy-saving system using Wastewater heat and Geothermal heat)

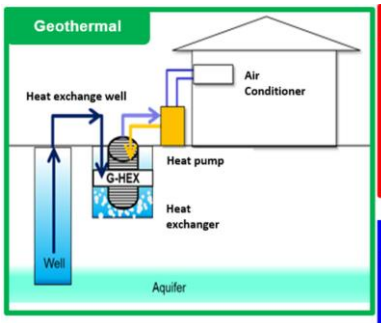
Introduction Technology Outline

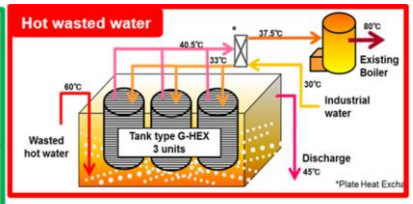
Energy-saving system using Wastewater heat and Geothermal heat utilizing resin heat exchanger G-HEX

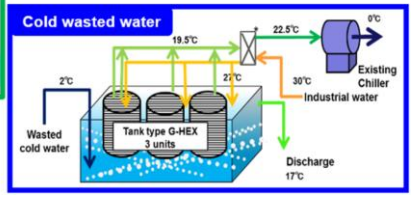
① **Reducing Electricity Consumption for Air Conditioners Using Geothermal Heat**
② **Reducing Fuel Consumption for Boilers Using Warm Wastewater Heat**
③ **Reducing Electricity Consumption for Chillers Using Cold Wastewater Heat**

3 systems alone or in combination

With resin heat exchanger **G-HEX**,
Suitable for water with many impurities and degraded water.







Payback time (example) = 3 years and 6 months

2.6 AGC 株式会社による実施課題の成果概要

課題名	板ガラス製造溶融炉における燃焼方式および炉形状変更による GHG 排出量削減に関する実現可能性調査 Feasibility Study on GHG Emissions Reduction by Changing a Combustion Method and Furnace Shapes in Flat Glass Production Melting Furnaces
対象国	インドネシア Indonesia
目的・概要	インドネシアにおける GHG 排出削減への貢献を目的に、ガラス溶融炉において、現時点で実現可能な省エネ型の炉構造としてアンダーポート方式・ダムウォール構造の導入を行うことを前提に、事業化計画および経済性評価、また課題の抽出とその具体的対応について検討した。 そのうえで，JCM 方法論の確立と GHG 排出削減見込みの試算、また JCM 事業展開先の検討等を実施し、十分な GHG 排出削減効果と高い経済性を両立することが確認された。 For the purpose of contributing to the reduction of GHG emissions in Indonesia, the commercialization plan, evaluation of economic efficiency, the consideration of challenges and their countermeasures, the estimation of the expected amount of GHG emissions reduction, and the examination of JCM methodology were developed on the premise of installing the underport method and dam wall structure as the currently feasible energy-saving furnace structure for the glass melting furnace. It was confirmed that both sufficient GHG emissions reduction effect and high economic efficiency are compatible.
分野	省エネルギー Energy Saving

本調査では、インドネシアにおける GHG 排出削減への貢献を目的に、AMG 社 A1 ラインにおけるガラス溶融炉を、現時点で実現可能な省エネ型の炉構造として、

A．燃焼方式の変更：スルーポート方式 ⇒アンダーポート方式

B．溶解槽敷構造の変更：フラット構造 ⇒ダムウォール構造

の２つの構造への改造を行うことを前提として、事業化計画および経済性評価、課題の抽出とその具体的対応の検討、GHG 排出削減見込みの試算の JCM 方法論の確立および JCM 事業展開先の検討等を実施した。

(1)事業化計画

- AMG 社 A1 ラインをベースに、必要となる全変更設備/工事をリストアップし、それらの仕様を明確化した上で、その費用についてサプライヤーや現地施工業者の見積もりを取得することで、追加投資額の正確な試算を実施した。追加投資金額は約 556 百万円となった。
- 一方で本改造によるエネルギーコスト削減効果は、約 84 百万円/年となる。
- 追加投資金額に対するエネルギーコスト削減効果より経済性評価を実施したところ、投資回収

年数は減価償却年数程度であり、経済性は極めて小さいことが判ったが、一方で JCM 事業化による補助金の交付を受けることができれば、充分な経済性を確保できることが判った。

(2)課題と対応策の検討

- インドネシアにおけるエネルギー事情や政府施策等を実施した。2021 年 9 月に政府が承認した国営電力会社 PT PNL(PERSERO)の電力供給事業計画(PURTL2021-2030)より、化石燃料の割合は大きく変化せず、石炭の占める比率も依然として高いことから、引き続き高い電力の CO_2 排出係数が継続するため、燃料転換(電化)の優位性は低いことが判った。また 2050 年までのエネルギー政策の大枠を定めた国家エネルギー政策でも、天然ガスの比率を増加させるとしていため、天然ガスを用いた省エネ技術の展開は、政府施策と合致していることが確認された。
- 相手国政府の理解と協力を得ること、また相手国が認識する課題についてのヒヤリングを行うため、インドネシア JCM 事務局および JCM シニアアドバイザーとの面談を実施。本事業に関しては特に問題点や課題の指摘はなく、「良いプロジェクトだと思うので協力したい」との見解を得た。また更なる省エネ貢献への期待を寄せられた。

(3)排出削減見込み量の試算

- シミュレーションおよび実績による補正から、本施策の省エネ効果は 7.4%と試算した。またこれによる GHG 削減効果見込みは 5,911t-CO_2/年と試算した。
- 上記をもとに、またガラス製造工程での他の GHG 排出源を含めて、モニタリング方法を含む JCM 方法論の検討を実施した。

(4)本プロジェクトの JCM 展開先の検討

- JCM 展開先に当たって JCM 設備補助事業および NEDO 実証事業を候補に挙げ、比較評価を実施した。費用面では NEDO 実証事業の方が優位ではあるものの、スケジュール面で当該事業に間に合わず、JCM 設備補助事業を選択することとした。

上記の結果より、本案件は JCM 事業化の推進に対して問題はないと判断されることから、今後は当初の予定通り 2024 年に計画されている AMG 社 A1 ラインへの展開に向けて、2023 年より JCM 事業化を進め、JCM 方法論を用いた評価を実施していく。またその結果を受け、更なる展開を積極的に図っていく。

In order to contribute to reducing GHG emissions in Indonesia, in this study we examined commercialization plans and evaluated economic efficiency, identified challenges and examined specific countermeasures against them, established JCM methodology for a trial calculation of GHG emissions reduction prospects and examined JCM business development destinations, etc. We did so on the premise of remodeling to the two following structures with a glass melting furnace at flat glass production line as energy-saving type furnace structures that can be realized at present:

A. Change of a combustion method: Through port method ⇒ Under port method; and
B. Change of a furnace paving structure: Flat structure ⇒ Dam wall structure

(1) Review of the commercialization plan

- We first listed all the equipment/works that would need to be changed on the basis of the AMG A1 Line, clarified their specifications, and then obtained estimates of their expenses from suppliers and local construction contractors to accurately estimate the amount of

additional investment. It was approximately 556 million yen

- It is concluded that energy cost reduction is approximately 84 million yen/year.
- From above results, if subsidies are not available, the investment-return period is almost same as the legal service life, so it will not achieve economic efficiency in consequence. On the other hand, if the subsidy through the JCM Equipment Subsidy Program is available, the investment-return period is much below the legal service life, so it achieves economic efficiency sufficiently.

(2) Consideration of challenges and their countermeasures

- We conducted a survey of the energy situation and government policies in Indonesia. From the Power Supply Project Plan (RUPTL 2021-2030) of the state-owned electric power company PT PLN (PERSERO), the share of fossil fuels used has not changed significantly and the ratio of coal is still high. So, it was found that fuel conversion (electrification) has little advantage because the CO2 emission factor of electricity continues to be high. In addition, the National Energy Policy that outlines the energy policy up to 2050 calls for increases in natural gas. So, our project is consistent with the measures of the Government of Indonesia to contribute to the reduction of GHG emissions by introducing more energy-efficient technologies.
- Meetings were held with the JCM Secretariat in Indonesia and the Senior Advisors to gain an understanding of the project and to identify challenges in the application process. There are not problems and issues for them, and it concluded with the statement "We think it is a good project, and so we would like to cooperate with it."

(3) Estimate of the expected amount of emission reductions

- According to simulation and collection from actual result, we calculated that the energy saving effect of this project is 7.4%, and GHG emission amount is 5,911t-CO_2/year.
- From above result, we considered JCM methodology, including other GHG emission source and monitoring method.

(4) Consideration of the destination of JCM commercialization

- In order to consider the destination of JCM commercialization, we nominated and compared JCM Model Project and JCM Demonstration Projects. In the viewpoint of cost, JCM Demonstration Project is better, but unfortunately it will not meet our project schedule, so we decided to choose JCM Model Project.

Based on the above, it was judged that there is no problem with promoting JCM commercialization. So for the commercialization in AMG A1 line, we will proceed JCM project from 2023 and the evaluation by JCM methodology.

令和４年度脱炭素分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：インドネシア　　分野：省エネ（板ガラス溶融炉）

「板ガラス製造溶融炉における燃焼方式および炉形状変更によるGHG排出量削減に関する実現可能性調査」
実施者：AGC:株式会社

ガラス製造業はCO2排出量が多い産業であり、今後途上国を中心に需要が大きく伸びるなか、我が国の最高効率の技術普及を図ることにより、大きな削減ポテンシャルを実現しうる。

調査概要

JCMパートナー国であるインドネシアにおいて、GHG排出削減への貢献を目的にガラス素板製造ラインにおけるガラス溶融炉を、現時点で実現可能な省エネ型の炉構造としてアンダーポート方式・ダムウォール構造の導入を行うことを前提に、事業化計画および経済性評価, また課題の抽出とその具体的対応について検討した。そのうえで、JCM方法論の確立とGHG排出削減見込みの試算、JCM事業展開先の検討等を実施。JCM事業と連携することで、大きなGHG排出削減効果と高い経済性を両立することが確認された。

調査項目

1) ガラス素板製造ラインへ展開に向けた事業化計画・経済性の評価
2) インドネシアにおける本施策の優位性調査
3) インドネシア政府関係者との協議による課題の抽出と対策
4) 本施策によるGHG排出削減見込み量の試算とJCM方法論検討
5) 本施策のJCM事業における展開先の検討

普及見通し

- 2024年インドネシアにて事業化し、JCM方法論をもとにした評価を実施。
- 2030年頃 東南アジアにて2ラインに展開。
- その他、多数のガラス溶融炉に適応可能。

排出削減への貢献

- ガラス引き出し量500ton/日のガス燃焼タイプの大型ガラス溶融炉において、本技術を導入することで、
  年間5,911t-CO2のGHG排出削減効果が見込まれる。
  またガラス溶融炉の法定耐用年数は14年であることから**総計82,754t-CO2**のGHG排出削減効果が見込まれる。
- ただし当該プロジェクトは、冷修(炉の熱を落としての大型修繕)に合わせて実施することが経済性を高めることから、最適な実施時期は限られている。
  AGCグループでは、2030年頃までに東南アジアにて3ラインへの展開を見込んでおり、この場合には、
  総計248,262t-CO2排出削減効果が見込まれる。
- ガラス溶融炉はAGCグループ以外も含めて全世界に数百基存在するため、本技術を展開できた場合には、
  年間100万t-CO2近くのCO2排出削減効果が見込まれる。

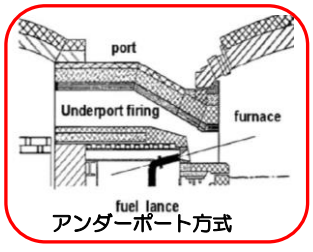
令和４年度脱炭素分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：インドネシア　分野：省エネ（ガラス溶融炉）

導入技術概要

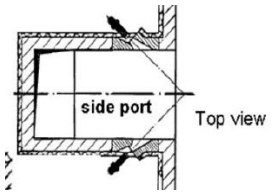
板ガラス溶融炉は、エンドポート窯という区分の中で詳細構造の差異は多数あるものの、特にエネルギー効率に大きく影響する違いとしてしては、**A. 燃焼方式の違い** および **B.敷構造の違い** の2つが挙げられる。
本事業では、それぞれ最も熱効率に優れた**アンダーポート方式** および **ダムウォール構造** を展開する。

A. 燃焼方式の違い (アンダーポート方式の優位性)

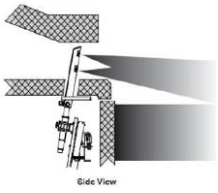
- 燃焼方式は、主に下図の3タイプが存在する。それぞれに特性や長所/短所があり、歴史的には どの燃焼方式が最適かは主観的な判断に依存していたが、近年の燃焼シミュレーション技術の発展やバーナー自体の改造を受けて、現在は、アンダーポート方式が最適解であると判断している。
- アンダーポート方式は、燃料の噴出口と燃焼用空気と別々であることで、燃焼開始を遅く火炎を長くでき、炉幅方向を均一に加熱できること、またバーナー冷却のための熱損失が最小限にできることなどが利点。



アンダーポート方式

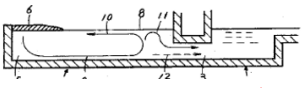


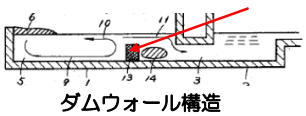
サイドポート方式


スルーポート方式

B. 敷構造の違い (ダムウォール構造の優位性)

- ガラス溶融炉の敷構造は、基本的には特別な凹凸のないフラットな構造である。しかし特にエネルギーを要するガラス原料の初期溶融段階でのエネルギー効率を向上させるためには、ダムウォール構造とし溶融炉における上流側(ガラス溶融）と下流側(清澄・冷却)の機能を分離することが最適である。


フラット構造



ダムウォール構造

Feasibility Study project for the JCM（2022FY）
Country：Indonesia　　Category：Energy Saving (Glass melting furnace)

Feasibility Study on GHG Emissions Reduction by Changing a Combustion Method and Furnace Shapes in Flat Glass Production Melting Furnaces

Implementing Organization：AGC Inc

The glass manufacturing industry is an industry that emits a large amount of CO2, and as the demand for it will grow significantly mainly in developing countries in the future, it is possible to realize a large reduction potential by disseminating Japan's most efficient technology.

Overview of Study

For the purpose of contributing to the reduction of GHG emissions in Indonesia, the commercialization plan, evaluation of economic efficiency, the consideration of challenges and their countermeasures, the estimation of the expected amount of GHG emissions reduction, the examination of JCM methodology were developed on the premise of installing the underport method and dam wall structure as the currently feasible energy-saving furnace structure for the glass melting furnace.
It was confirmed that both sufficient GHG emissions reduction effect and high economic efficiency are compatible.

Study Items

1) Commercialization planning and evaluation of economic efficiency
2) Evaluation of the superiority of this measure in Indonesia
3) Identification of challenges through consultations with the Indonesian government
4) Estimation of the expected amount of GHG emissions reduction and examination of JCM methodology
5) Consideration of development destinations for JCM projects

Prospects for Dissemination

- In 2024, commercialization in Indonesia
  -> Evaluation based on JCM methodology
- Around 2030, 2 lines will be developed in Southeast Asia.
- In addition, it can be applied to many other glass melting furnaces.

GHG Emission Reduction

・By installing this technology in a gas-fired glass melting furnace with 500 tons/day size, **5,911t-CO2/year** of GHG reduction is expected. In addition, since the legal service life of the glass melting furnace is 14 years, a total of **82,754t-CO2** of GHG emission reduction is expected.
・The AGC Group expects to expand to three lines in Southeast Asia by around 2030. In this case, a total of **248,262t-CO2** of GHG emission reduction is expected.
・Since there are hundreds of glass melting furnaces in the world, if this technology will be applied to there, around **1 million t-CO2/year** of GHG emission reduction is expected.

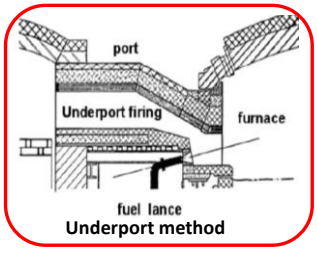
Feasibility Study project for the JCM（2022FY）
Country：Indonesia　　Category：Energy Saving (Glass melting furnace)

Introduction Technology Outline

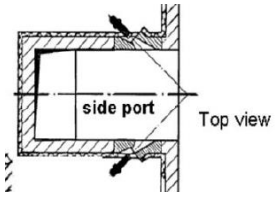
There are many differences in the detailed structure of flat glass melting furnaces within the category of end port furnaces, but the two differences that have a particularly large effect on energy efficiency are **A. Differences in combustion method** and **B. Differences in furnace paving structure.** In this project, **underport method** and **dam wall structure**, which have the highest thermal efficiency, will be deployed.

A. Difference in combustion method (the superiority of underport method

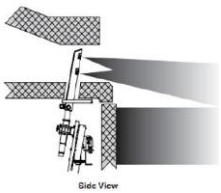
- There are mainly three types of combustion methods as shown in the figure below. Each has its own characteristics and advantages/disadvantages, but due to recent developments in combustion simulation technology and improvements in the burner itself, underport method is currently considered to be the optimal solution.
- In the underport method, the fuel injection port and the combustion air are separate, so the start of combustion can be delayed and the flame can be lengthened, the width of the furnace can be uniformly heated.



Underport method



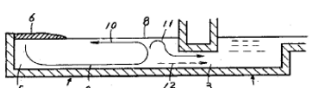
Sideport method

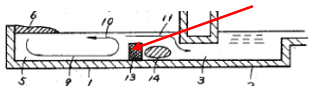


Throughport method

B. Difference in furnace paving structure (the superiority of dam wall structure)

- Furnace paving structure is basically flat structure without any special unevenness. However, in order to improve the energy efficiency in the initial melting stage of glass raw materials, which particularly requires energy, dam wall structure is optimal to separate the upstream (glass melting) and downstream (fining/cooling) functions in the furnace.


Flat Structure



Dam wall structure

2.7 株式会社駒井ハルテックによる実施課題の成果概要

課題名	アゼルバイジャン国・ハイブリッド型風力発電所と熱供給システムの最適化システム導入可能性調査事業 Feasibility Study Project on Introduction of Hybrid Wind Power Plant and Heating Optimization System, Azerbaijan
対象国	アゼルバイジャン Azerbaijan
目的・概要	再生可能エネルギー導入の推進と普及はアゼルバイジャン共和国における国家プログラムである。本FSではアゼルバイジャンの山岳地の小規模集落への風力発電と太陽光発電の導入を検討するとともに、山岳地の暖房環境改善のための電力を使用した熱供給システムの併用を検討し、再生可能エネルギーの活用と提案のシステムの有効性を確認する。 Promotion and diffusion of renewable energy introduction is a national program in the Republic of Azerbaijan. This FS will examine the introduction of wind and solar power generation to small settlements in mountainous areas of Azerbaijan, as well as the combined use of electricity-based heat supply systems to improve the heating environment in mountainous areas, to confirm the use of renewable energy and the effectiveness of the proposed systems.
分野	再生可能エネルギー renewable energy

アゼルバイジャン政府は 2016 年にパリ協定に調印、2021 年 11 月に開催された国連気候変動枠組条約第 26 回締約国会議（COP 26）においても、2050 年までに温室効果ガス（GHG）排出量を 1990 年比 40%削減するとし、電源構成における再生可能エネルギーの割合を 2030 年までに現在の 17%から 30%までに引き上げることを目指している。2020 年は総発電量 7,937MW のうち、再生可能エネルギーが約 17%を占め、風力発電は 66MW 建設されている。今後、再生可能エネルギー導入率を 2021 年 22%、2030 年 30%まで段階的に増やしていく方針である。

昨年９月、日本・アゼルバイジャン間の二国間クレジット制度の構築に関する協力覚書が締結された。アゼルバイジャンにおける温室効果ガスの排出削減等に協力することにより、両国の国が決定する貢献（NDC）の達成に貢献していくとともに、世界の脱炭素化に向けての取り組みが進められることとなった。

その具体化を図るべく、アゼルバイジャン政府エネルギー省の意向である山岳地の小規模集落の暖房環境の改善のため、再生可能エネルギー（風力発電、太陽光発電）のハイブリッド発電システムによるヒーティングシステムの導入のための検討を行った。

集落の人口・世帯数・産業構造等を考慮し、モデルケースのシステム構成を以下の通り設定した。モデルケースの年間 GHG 排出削減量は約 992tCO2 と推定される。

・既設系統に接続しやすい寒冷地対応 300kW 中型風車×2基
・空間の有効活用や山岳地域にも適した上空式太陽光発電システム 500kW
・現地に適したヒーティングシステム

既に風力・太陽光・バイオガスのハイブリッド発電所建設と運営で実績のある、アゼルバイジャンのカ

ウンターパートが本実証モデルケースの発電事業者となり、アゼルバイジャン政府の支援を得て、JCM クレジットを活用し、再生可能エネルギーによる発電事業を実施することを想定する。日本製機器の導入により、メンテナンスの技術移転やタワー製造の原産地化による輸送コストの低減等図る。

山間僻地に小型再エネ発電を導入することのアゼルバイジャン政府にとっての重要な目的及び意義は、天然ガス供給網が無い住民へ安価かつ充分な暖房供給を実現することにある。具体的には、数年に亘る設備の償却後、ほぼコストフリーとなる再エネ電力による暖房の実現により、住民によるコスト負担の適正化を叶えていく。

本事業は、事業化による脱炭素化の効果が期待できるものであり、JCM プロジェクト化に向けて引き続き取組んでいく。

Government of Azerbaijan signs Paris Agreement in 2016 and at the 26th Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change (COP 26) held in November 2021 they decided to reduce greenhouse gas (GHG) emissions by 40% from 1990 levels by 2050. They contend with lifting the rate of renewable energy in the power mix from the current 17% to 30% by 2030. In 2020 renewable energy accounted for about 17% of the total power generation of 7,937MW and 66MW of wind power was built. The policy is to gradually increase the renewable energy introduction rate to 22% in 2021 and 30% in 2030.

In September last year, a memorandum of cooperation was signed between Japan and Azerbaijan on the establishment of a bilateral credit system. Japan will contribute to the achievement of the contribution (NDC) determined by both countries by cooperating in the reduction of greenhouse gas emissions in Azerbaijan. And efforts to decarbonize the world will be promoted.

For the purpose of put the promotion into practice, we considered the introduction of a heating system using a hybrid power generation system of renewable energy (wind power generation, solar power generation) in order to improve the heating environment of small villages in mountainous areas, which is the intention of the Ministry of Energy of the Government of Azerbaijan.

Taking into considering the village population, number of households, industrial structure, etc., the system configuration of the demonstration model case was set as follows.

The system configuration of the model case was set as follows after taking into consideration for village population, number of households, and industrial structure, so on. The estimated annual emissions reduction achieved by the system is approximately 992tCO2.

・Wind power generation 300kW x 2 units which are flexible of grid connection and adapt to cold climates

・Overhead solar power generation 500kW which is able to use the space under solar panel effectively and apply to mountainous areas

・Heating system adapt to local site

Azerbaijan counterparts, who already have a proven track record in the construction and operation of hybrid power plants of wind, solar, and biogas, will be the renewable electricity producer of this demonstration model case. They can also utilize JCM credits with the support of the Azerbaijan government. Using Japanese machines for the project will be able to contribute to transfer the maintenance technology, reduce of transportation costs due to localization of tower manufacturing, and so on.

An important purpose and significance for the Azerbaijan government of introducing small-scale renewable energy power generation in remote mountainous areas is to provide an inexpensive and sufficient heating supply to residents who do not have access to natural gas supply networks. For this purpose, it is necessary to establish a cost and benefit recovery mechanism for residents so inexpensive renewable heat can be supplied after the end of the depreciation of renewable energy facilities. The following points are expected to contribute to the decarbonization of the country.

We will continue to promote this project which can be expected for decarbonization and realize a JCM project.

令和４年度脱炭素分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：アゼルバイジャン　　分野：再エネ（風力発電、太陽光発電）

「アゼルバイジャン国・ハイブリッド型風力発電所と熱供給システムの最適化システム導入可能性調査事業」
実施者：株式会社駒井ハルテック

再生可能エネルギー導入の推進と普及はアゼルバイジャン共和国における国家プログラムである。このＦＳではアゼルバイジャンの山岳地の小規模集落への風力発電と太陽光発電の導入を検討するとともに、山岳地の暖房環境改善のための電力を使用した熱供給システムの併用を検討し、再生可能エネルギーの活用と提案のシステムの有効性を確認する。

調査概要

- サイト選定：小規模集落の候補サイトの中からFSにおける対象サイトの選定
- 調査内容：風力･太陽光ハイブリッド型発電所のサイト調査と導入モデルの作成。
- 事業意義：再生可能エネルギーの利用によるCO2削減、環境にやさしい熱供給システムの導入によるCO2削減。
- 導入技術：再生可能エネルギー（風力発電、太陽光発電）、熱供給システムを併用したハイブリッド発電システム。

調査項目

1)対象サイトの基本情報の収集（人口、地勢、電力消費、電力系統、冬季の暖房設備の現状など）
2)風力発電導入のための風況データの入手
3)気象条件（気温、日射量、積雪など）
4)電力系統連系要件の有無など
5)排出量削減検討のための発電量の計算とCO2原単価の設定

普及見通し

山間僻地に小型再エネ発電を導入することのアゼルバイジャン政府にとっての重要な目的及び意義は、天然ガス供給網が無い住民へ安価かつ充分な暖房供給を実現することにある。この為には再エネ設備償却終了までのコスト及び利益回収のメカニズムを構築し電力をエネルギー源とする暖房設備の導入コスト負担についてアゼルバイジャン政府と枠組み、仕組みの検討ならびに構築が必要となる。
以下の点から，事業化による脱炭素化の効果が期待できる。

排出削減への貢献

太陽光および風力からなる再生可能エネルギーをグリッドに供給することにより、化石燃料主体のグリッド電力を代替するプロジェクトである。アゼルバイジャン国の小規模集落に設置し、当該地域のグリッドに電力供給することにより、従来の化石燃料由来の電力を代替し、1システムあたり年間約992 tCO2、普及ベースで年間10,921tCO2のGHG排出削減を実現する。

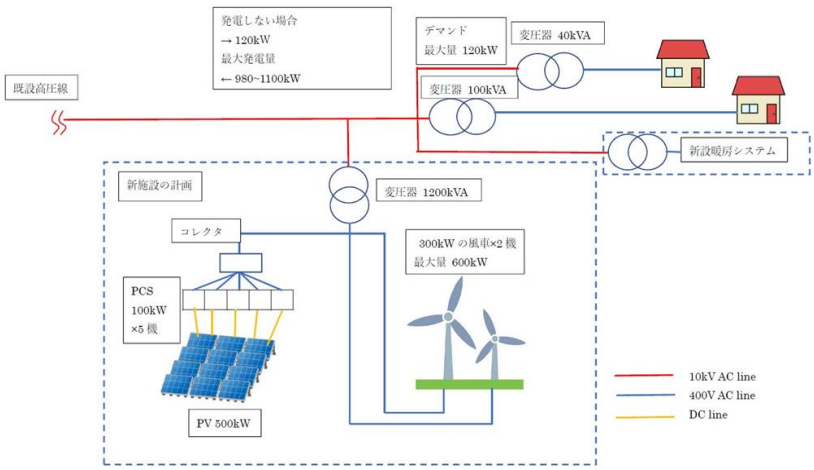
電力系統が脆弱な小規模集落への再生可能エネルギーとヒーティングシステムによる地域住民の生活環境の向上を目指している。暖房用のガス供給ができない山岳部の集落への導入を提案している。
アゼルバイジャン クバ県集落：116世帯　主に畜産業
・風力発電300kW×2基・上空式太陽光発電500kW
・ヒーティングシステムのモデルケース（小学校向け）

令和４年度脱炭素分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：アゼルバイジャン　　分野：再エネ（風力発電、太陽光発電）

導入技術概要

現在は天然ガスの供給が出来ない山岳部の集落であり、冬場の暖房として木を伐採して薪として使用している。中央の電力系統からの電力を使って暖房を強化するためには低圧配線だけでなく、村までの高圧配線強化の検討も必要になる。

このような電力系統の条件や冬場の暖房の問題に対して、下図の示す再生可能エネルギーの導入を提案する。風力発電と太陽光発電を導入することにより、村までのナショナルグリッドからの高圧配電網を強化することなく、電気を使用して暖房に対する十分な電力が供給できる。また、風力発電と太陽光発電は村での電力供給を円滑にするだけでなく、余剰電力は系統側に戻し、近隣の村でも有効に活用できる。



Feasibility Study of JCM in decarbonization sector（2022FY）

Country：Azerbaijan Category：Renewable Energy (Wind power generation, Overhead solar power generation)

Feasibility Study Project on Introduction of Hybrid Wind Power Plant and Heating Optimization System, Azerbaijan

Implementing Organization: KOMAIHALTEC Inc.

Promotion and spread of renewable energy introduction is a national program in the Republic of Azerbaijan. This FS examines the introduction of wind and solar power generation to small settlements in mountainous areas of Azerbaijan, as well as the combined use of electricity-based heat supply systems to improve the heating environment in mountainous areas, to confirm the use of renewable energy and the effectiveness of the proposed systems.

Overview of Study

- Site selection: Selection of target sites in the FS from among candidate sites in small settlements.
- Study details: Site survey and creation of an introduction model for a hybrid wind/solar power plant.
- Project Significance: Reduction of CO2 emissions through the use of renewable energy and introduction of an environmentally friendly heat supply system.
- Introduced technology: Hybrid power generation system that combines renewable energy (wind and solar power) and heat supply system.

Study Items

1) Collect basic information on the target site (population, topography, power consumption, power system, current status of winter heating facilities, etc.)
2) Obtain wind condition data for the introduction of wind power generation
3) Climatic conditions (temperature, solar radiation, snowfall, etc.)
4) Availability of power grid interconnection requirements, etc.
5) Calculation of power generation and establishment of CO2 basic unit cost for emission reduction study

Prospects for Spread

An important purpose and significance for the Azerbaijan government of introducing small-scale renewable energy power generation in remote mountainous areas is to provide an inexpensive and sufficient heating supply to residents who do not have access to natural gas supply networks. For this purpose, it is necessary to establish a cost and benefit recovery mechanism for residents so inexpensive renewable heat can be supplied after the end of the depreciation of renewable energy facilities. The following points are expected to contribute to the decarbonization of the country.

Contribution to GHG Emission Reduction

This project is to replace fossil fuel-based grid electricity by supplying renewable energy consisting of solar and wind power to the grid.
The project will be implemented in the village in Quba prefecture, Azerbaijan, and will supply electricity to the grid in the area, thereby replacing conventional fossil fuel-derived electricity and reducing GHG emissions. The project is estimated to achieve emissions reduction of 992 tCO2 per system and 10,921tCO2 annually upon market penetration.

The project aims to improve the living environment of local residents through renewable energy and heating systems for small villages with fragile power grids. The project proposes to introduce the system to mountainous villages where gas supply for heating is not available.
this village in Quba ,Azerbaijan: 116 households, mainly livestock farmers

- Wind power generation 300kW x 2 units
- Overhead solar power generation 500kW
- Heating system (for elementary school as model case)

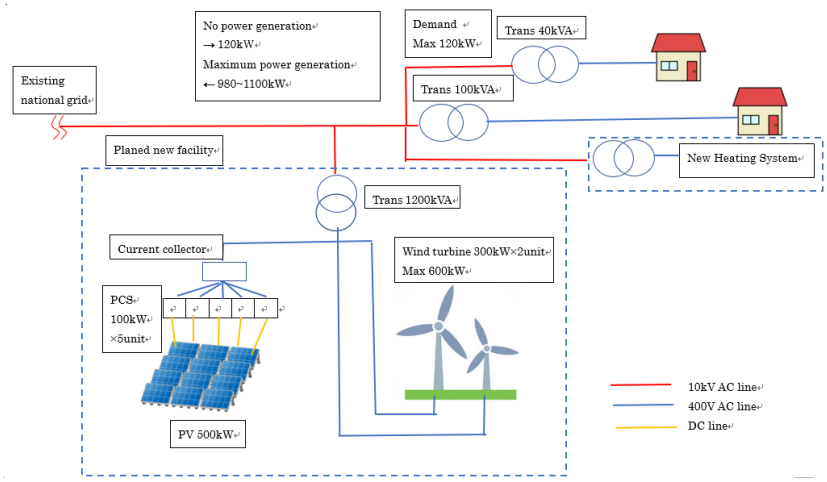
Feasibility Study of JCM in decarbonization sector（2022FY）

Country：Azerbaijan Category：Renewable Energy (Wind power generation, Overhead solar power generation)

Overview of Technology Introduced

Currently, this village is a mountainous village where natural gas supply is not available, and trees are cut down and used as firewood for heating in winter. In order to enhance heating using electricity from the central power system, it is necessary to consider strengthening not only the low-voltage wiring but also the high-voltage wiring to the village.

To address these power system conditions and winter heating issues, we propose the introduction of renewable energy sources as shown in the figure below. By introducing wind and solar power generation, electricity can be used to provide sufficient power for heating without having to reinforce the high-voltage distribution network from the National Grid to the village. In addition, wind and solar power will not only facilitate the supply of electricity in the village, but also allow surplus power to be returned to the grid and used effectively in neighboring villages.



2.8 日鉄エンジニアリング株式会社による実施課題の成果概要

課題名	電炉(製鋼)工場へのタンディッシュプラズマ加熱装置(NS-TPH)導入による GHG 排出削減事業 GHG Emission Reduction Project by Installing NS-Tundish Plasma Heater (NS-TPH) in Electric Furnace (Steel-Making) Plant
対象国	インドネシア Indonesia
目的・概要	本調査は、インドネシアの製鋼工場において省エネ効果が大きい「NS-TPH 設備(TPH :Tundish Plasma Heater)」導入による CO_2 削減効果の検証を行った。ASEAN 諸国はパリ協定にもとづき、国が決定する貢献 (NDC: Nationally Determined Contribution) による GHG 削減目標を掲げている。一方で、ASEAN 地域には、大規模な電力を消費する多数の電炉工場が存在するにも関わらず、TPH 設備等の省エネ技術の導入が進んでおらず、鉄鋼業界における CO_2 削減が喫緊の課題と認識している。 本調査では、インドネシア鉄鋼会社を始めとした、現地関連企業に対して TPH 設備による温室効果ガス排出削減効果を説明し、インドネシアにおける TPH 技術導入を提案した。 In this project, the CO_2 reduction effects of installing "NS-TPH (NS-Tundish Plasma Heater) equipment" with significant energy-saving effects are investigated for an Indonesian steel-making plant. ASEAN countries have established GHG reduction targets based on Nationally Determined Contribution (NDC) under the Paris Agreement. On the other hand, despite numerous electric furnace plants in the ASEAN region, each of which has a facility consuming large amounts of electricity, energy-saving technologies such as TPH equipment have not been installed, making the reduction of CO_2 emissions in the steel industry an urgent issue. Based on the results, the GHG emission reduction effects of the TPH equipment will be explained to Indonesian steel companies and other related local companies to propose the installation of the TPH technology in Indonesia.
分野	鉄鋼分野(省エネ) Steel Industry (Energy Saving)

日鉄エンジニアリング株式会社は、インドネシアの製鋼工場において省エネ効果が大きい「NS-TPH 設備(TPH :Tundish Plasma Heater)」導入による CO_2 削減効果調査を実施し、インドネシア鉄鋼会社に対して説明、インドネシアにおける TPH 導入を提案した。

TPH 導入による方法論を用いた CO_2 削減量を試算し、年間生産量 100 万 t 規模のインドネシア鉄鋼会社において 16,672 tCO_2/年の CO_2 削減効果が見込めることを検証できた。

加えて、本調査では、ASEAN 地域全体の TPH 技術普及のポテンシャルを把握の上、CO_2 削減量の試算を行った。結果、ASEAN 全体においては約 271,045 tCO_2/年の削減が見込めると試算した。

本調査の結果を踏まえ、ASEAN 地域の顧客特性及び事業化状況を分析し、顧客それぞれに最適な JCM スキームを見極めながら NEDO 実証・民間 JCM・JCM 設備補助事業・等の適用検討を進めていく。

In this project, the CO_2 reduction effects of installing "NS-TPH (Tundish Plasma Heater) equipment" with significant energy-saving effects were investigated for an Indonesian steel-making plant and was explained to Indonesian steel companies to propose the installation of TPH in Indonesia.

CO_2 emission reductions using a methodology based on the installation of TPH were estimated and found to potentially have an effect of 16,672t-CO_2/year for an Indonesian steel company with an annual production capacity of one million tons.

In addition, CO_2 reductions were estimated in this project based on an understanding of the potential effects of the popularization of the TPH technology in the entire ASEAN region. As a result, ASEAN as a whole can expect a reduction of approximately 271,045 t-CO_2/year.

Based on the results of the investigation, we will analyze the customer characteristics and commercialization situation in the ASEAN region, and while identifying the most suitable JCM scheme for each customer, we will proceed with the application of NEDO demonstrations, private JCM, financing Program for JCM Model Projects, etc.

令和4年度 脱炭素分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：インドネシア共和国　　分野：省エネ（NS-TPH）

「電炉（製鋼）工場へのタンディッシュプラズマ加熱装置（NS-TPH）導入によるGHG排出削減事業」
日鉄エンジニアリング株式会社

ASEAN地域には多数の電炉工場が存在し大規模な電力を消費する設備であるにも関わらず、TPH設備等の省エネ技術の導入が行われておらず、鉄鋼業界におけるCO2削減が喫緊の課題となっている。電炉工場内の連続鋳造設備(CC)に対し当社のタンディッシュプラズマ加熱装置(NS-TPH)の普及を図ることにより、大幅な省エネ・CO2削減効果が可能となる。

調査概要

電炉工場内の連続鋳造設備(CC)に対し当社のタンディッシュプラズマ加熱装置(NS-TPH) を導入することにより大幅な省エネ・CO2削減を可能とする。本調査では、インドネシアの製鋼工場において省エネ効果が大きいNS-TPH導入によるCO2削減効果調査を実施し、現地鉄鋼会社への削減効果説明及びTPH技術導入を提案する。
加えてASEAN地域全体のTPH技術普及のポテンシャルを把握の上、タイ、ベトナムの主要鉄鋼会社へもTPH設備による温室効果ガス削減効果を説明し、TPH技術導入を提案する。

調査項目

1)TPH導入効果調査：インドネシア鉄鋼会社及びASEAN地域を対象に、NS-TPH導入効果(CO2削減量)を検証する。
2)政策・制度の動向分析：インドネシアの気候変動対策に関わる政策・制度を分析し、現地調査を通じてTPH設備ニーズを調査する。

普及見通し

現地調査結果踏まえASEAN地域の顧客特性及び事業化状況を分析し、顧客それぞれに最適なJCMスキームを見極めながらJCM設備補助事業・NEDO実証・民間JCM等の適用検討を進めていく。

排出削減への貢献

①「プロジェクト実施による削減貢献」
　生産規模100万ton/年のインドネシア鉄鋼会社GHG排出削減量　：　約 17,000 t -CO2/年
　鉄単位生産量当たりCO2削減量　：　約 0.02　ton-CO2/ton-鉄

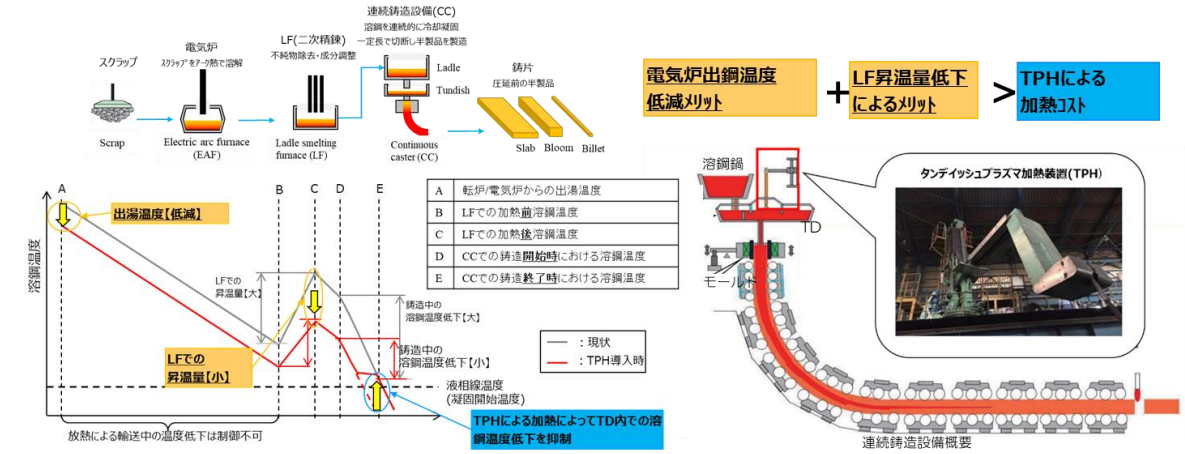
②「制度導入による削減貢献」
　インドネシアGHG排出削減量　：　約 54,000 t -CO2/年

③「製品普及による削減貢献」
　ASEAN地域GHG排出削減量　：　約 271,000 t -CO2/年

令和4年度 脱炭素分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：インドネシア共和国　　分野：省エネ（NS-TPH）

導入技術概要

電炉工場内の連続鋳造設備(CC)に対し当社のタンディッシュ(TD)プラズマ加熱装置(NS-TPH) を導入することにより大幅な省エネ・CO2削減を可能とする。 TPH導入によりTD内溶鋼温度を昇温・維持させ最適に制御することが可能となり、(a)前工程(電気炉・LF)の出鋼温度低減(10～20℃低減)、(b)TD温度安定化による屑化率改善、(c)前工程温度低減により鋳造初期の鋳造速度減速が不要となり生産量が増大する。
上記(a)～(c)によって従来より電力原単位(MWh/ton)が改善し、CO2排出削減効果が得られる。



日鉄エンジニアリングのNS-TPH(技術開発)
　TPHは日鉄エンジニアリングが日本製鉄及び関係企業の省エネ化を推進するため開発・改良を続けてきた技術であり、過去20件の導入実績のもと他社との差別化の一翼を担ってきた。
　直近黒鉛と金属部を組み合わせたハイブリッドトーチを自社開発し、更なる加熱効率及び操業性改善を実現した。2020年にかけて日本製鉄内に4基導入され、実機にて稼働中である。

Feasibility Study project for the JCM（2022FY）
Country：Republic of Indonesia　　Category：Energy Saving (TPH)

GHG Emission Reduction Project by Installing NS-Tundish Plasma Heater (NS-TPH) in Electric Furnace (Steel-Making) Plant

Nippon Steel Engineering Co.,Ltd

Despite numerous electric furnace plants in the ASEAN region, each of which has a facility consuming large amounts of electricity, energy-saving technologies such as TPH equipment have not been installed, making the reduction of CO_2 emissions in the steel industry an urgent issue. Widespread use of our tundish plasma heater (NS-TPH) for continuous caster (CC) in electric furnace factories will enable significant energy savings and CO_2 reduction effects.

Overview of Study

In this project, the CO_2 reduction effects of installing “NS-TPH" with significant energy-saving effects are investigated for an Indonesian steel-making plant ,and the reduction effect was explained to a local steel company, and the introduction of TPH technology was proposed.
In addition, the GHG reduction effects of the TPH equipment will be explained also to major steel companies in Thailand and Vietnam based on an understanding of the potential effects of the popularization of the TPH technology in the entire ASEAN region to propose the installation of the TPH technology.

Study Items

1) Investigation of the effect of introducing TPH: Investigating the effect of introducing NS-TPH (CO_2 reduction amount) for Indonesian steel companies and the ASEAN region.
2) Analysis of trends in policies and systems: Analyze policies and systems related to climate change countermeasures in Indonesia, and investigate TPH facility needs through field research.

Prospects for Dissemination

Based on the results of the field research, we will analyze the customer characteristics and commercialization situation in the ASEAN region, and while identifying the most suitable JCM scheme for each customer, we will proceed with the application of financing Program for JCM Model Projects, NEDO demonstrations, private JCM, etc.

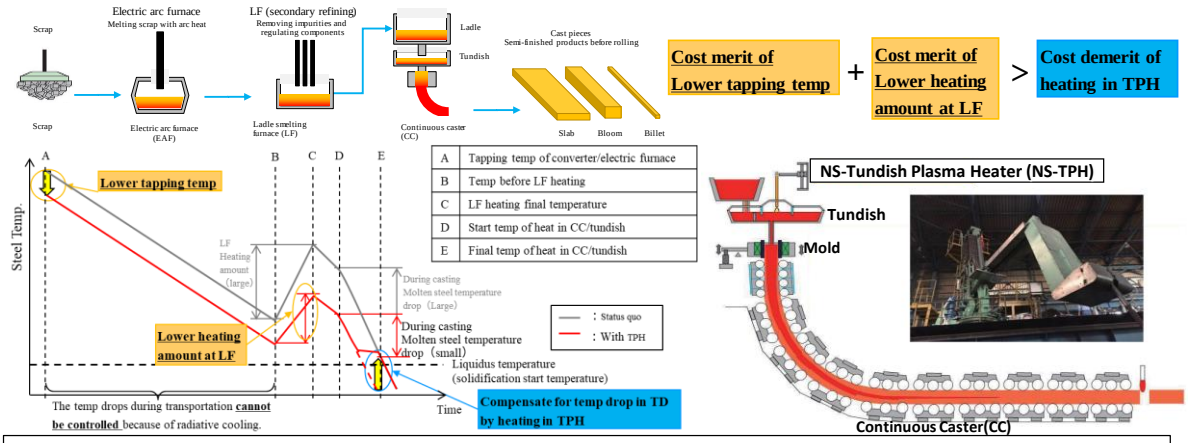
GHG Emission Reduction

1) Reduction of GHG Emission Project Base
   Indonesian steel company with a production capacity of one million tons/year ： Approx. 17,000tCO2/y
   CO2 reduction per unit of steel production: Approx. 0.02 t-CO2/t-steel
2) Reduction of GHG emission
   Indonesia : Approx. 54,000 tCO2/y
3) Reduction of GHG emission
   ASEAN ：271,000t/y

Feasibility Study project for the JCM（2022FY）
Country：Republic of Indonesia　　Category：Energy Saving (TPH)

Introduction Technology Outline

Continuous caster with the TPH technology can optimally control the molten steel temperature in the Tundish(TD) by raising and maintaining it. As a result, CO_2 emissions can be reduced through (a) a reduction in the tapping temperature (10-20° C) in the preceding processes (electric arc furnace EAF and LF), (b) an improvement in the scrap rate (including reductions in grade) due to the stabilization of the TD temperature and (c) lowering the temperature of the preceding processes eliminates the need to reduce the casting speed at the initial stage of casting, increasing the production volume.
These electricity reductions with the above (a) to (c) are the scope of GHG reductions.



Nippon Steel Engineering NS-TPH Features
TPH is a technology that Nippon Steel Engineering has been developing and improving to promote energy savings for Nippon Steel and its group companies, thus playing a role in differentiating its business from competitors based on past 20 installation results.
while a hybrid torch combining graphite and metal parts was recently developed in-house to even more improve heating efficiency and operability. By 2020, four units have been introduced into Nippon Steel and are currently in operation.

3. 実現可能性調査支援（CCUS 案件形成事業）

3.1 公募・進捗管理等の CCUS 事務局運営

3.1.1 公募・実施課題の選定

（1） 公募要領の作成

公募期間を、2022 年 4 月 28 日～5 月 24 日（12 時必着）の約 4 週間とし、実現可能性調査の企画提案の募集を行った。公募の開始日までに、前年度を参考に公募要領を作成した。公募開始日には、弊社のウェブサイトに、公募要領の掲載用のウェブページを開設した。ウェブページには、事業の概要（募集概要、事業内容）、応募手続き（対象、公募期間、関連資料、質問受付、過年度の報告書）を掲載した。また、公募の関連資料として、募集要項、申請書、企画提案書、事業概要の 4 点を添付した。

（2） 公募の実施に関する広報・周知説明会の実施

2022 年 4 月 28 日に、「令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）」（経済産業省事業）のうち JCM 実現可能性調査（CCUS 分野）に係る企画提案の募集について、というタイトルで弊社のウェブサイトで公募を開始した（公募締切日は 5 月 24 日）。

（3） 公募に関する照会や質問等への対応

公募に関する問い合わせをメールで受け付けた。問い合わせに対しては、必要に応じて経済産業省に確認しつつ、質問者に返答を行った。

（4） 応募案件の取りまとめ・整理

各応募書類については、事務局で必要書類の不足を確認した後、第三者の有識者で構成される委員会での審査に向けて、案件の取りまとめ・整理を行った。なお、事務局は、FS に係る公募の中立性、公平性を厳に確保するため、FS 案件の評価、選定、採択に関与しない形で進めた。

（5） 審査委員会の開催及び運営

提案企業に対するヒアリングの必要性を検討した上で、審査委員会を 2022 年 6 月 1 日 9:00-10:00 にオンライン会議で実施した。ヒアリング当日は、提案者が提案内容を説明した後、質疑応答を実施した。

（6） 審査結果の取りまとめ・公表

外部有識者による第三者委員会での厳正な審査を行った結果、以下の 3 件の応募者を採択先とし

て決定した。採択結果は、弊社ウェブサイトに 2022 年6月 17 日に公表した。

表 3-1 採択結果（CCUS-FS）

採択先	相手国
石油資源開発株式会社 （共同提案者：日揮グローバル株式会社）	インドネシア
日揮ホールディングス株式会社	インドネシア
三井石油開発株式会社 （共同提案者：三井物産株式会社）	タイ

（7） 審査結果の応募者への通知

審査結果は、応募者に対してメールで通知を行った。採択者に対しては、採択通知を作成し、通知した。

3.1.2 実施課題の管理、進捗把握

（1） 実施課題の管理、進捗把握

採択者とは、経済産業省本省において締結する標準的な委託契約書フォーマットに準じる契約書を利用し、契約を締結した。

（2） 経理処理、事業者への周知・指導等

経理処理に関して、事業者に統一して周知しておくべきことを纏めて事前に配布した。また、各社からの経理処理に対する問い合わせに都度応じた。

（3） 各事業の進捗管理、実施状況の把握、経済産業省への報告

限られた期間内に採択案件の進捗・実施状況の管理を行うため、効率的な管理を行うように努めた。

具体的には、採択事業者とは定期的にミーティングやメール等でのコンタクトを持ち、円滑な調査遂行に努めた。業務の進捗については経済産業省に月例報告を行うと共に、個別事業者との打合せの結果についても報告した。

（4） 第三者有識者による各事業の進捗評価

第三者有識者による各事業の進捗評価として、2022 年 11 月 30 日に中間報告会、2023 年 1 月 23 日に最終報告会を開催した。報告会（中間・最終）は、各事業者 15 分程度の報告時間後、質疑応答

を行った。報告会で有識者から挙げられた指摘事項を、後日、事業者に送付し、指摘事項に対する対処方針の作成を依頼し、整理した。

3.2 石油資源開発株式会社による実施課題の成果概要

課題名	インドネシア共和国ジャワ地域α油田における JCM CCUS 実現可能性調査事業 Feasibility Study on JCM CCUS in α Oil Field, Java Region, Republic of Indonesia
対象国	インドネシア Indonesia
目的・概要	インドネシア共和国東ジャワ陸上の油田を対象とする JCM を活用した CCUS プロジェクトの事業可能性調査を行った。最新の貯留層モデルを使用したシミュレーションを実施し、CO2 排出削減量および増油量を試算した。その結果をもとに施設スタディのアップデートを行い、本 CCUS 事業の経済性を評価し、実現に向けた関連法令・制度の課題を整理した。 A feasibility study was conducted for a CCUS project under JCM for an onshore oil field in East Java, Republic of Indonesia. New simulations were conducted using the latest reservoir model to estimate CO2 emission reductions and oil production increase. Based on the results, we updated the facility study, evaluated the economics of the project, and summarized the related legal and institutional issues for its realization.
分野	CCUS

本事業はインドネシア共和国東ジャワ陸上の生産ガス田から大気中に放散されている CO2 を回収し、近隣油田の貯留層に圧入することによって大規模な CO2 排出削減を実現するとともに、原油生産維持への貢献をめざす。

これまで同国では CCUS 事業の実績がなく、社会受容性の醸成は重要な課題のひとつであり、ステークホルダー分析を踏まえたアウトリーチ活動案の策定、並びに本プロジェクトの商業化を見据えた事業スキーム案の策定を行った。

CCUS 事業の実現性を評価する上で、CO2 貯留量および原油増産量の把握は重要な課題であり、本年度は、対象油田での長期生産実績とのマッチングの精度を向上させた最新の貯留層モデルにもとづくシミュレーションを実施し、CCUS プロジェクトとしての最適シナリオ案を選定した。実証試験の地上施設については、対象油田から産出される随伴ガスから CO2 を分離・回収し、地下に圧入する設備について検討し、CO2 分離回収技術として高分子膜分離技術を選定した。商業時の地上施設については、費用対効果の観点から CO2 を分離せず、リターンガスを全量、油層中に圧入する計画とした。これらの結果をもとに CO2 排出削減量、原油増産量、初期投資額および操業費を算定し、本事業の不確定性を加味した経済性評価を行った。

CO2 の貯留健全性の評価については、ジオメカニクス、地化学、坑井の腐食に関するシミュレーショ

ンを実施した。本年度は流動シミュレーションの精緻化を進め、遮蔽層からの CO2 の漏洩、および断層の再活動による CO2 の漏洩の可能性は極めて低いことが示唆された。地化学シミュレーションでは、CO2 の圧入による炭酸塩鉱物の溶解量は極めて少なく、貯留層の変質、岩石強度、圧入性の低下等への影響は微小であることが示唆された。CO2 による坑井の腐食について、圧入井は耐 CO2 材の使用が必須である。生産井は CO2 による腐食速度が大きい可能性が示唆されたが、既存の生産井の腐食や対策の現状について調査した上で、今後の対応を検討する必要がある。

CO2 の漏洩を監視するために適切なモニタリング計画を策定する必要がある。地表のモニタリングについては、地下水および土壌ガスを対象としたセンサーの選定および実施計画案の策定を行った。地下のモニタリングについては、パルス中性子検層と弾性波探査について検討し、CO2 圧入後の挙動を捕捉可能であることが示された。

JCM 方法論については、昨年度までの試案の見直しを行い、必要な修正を加えるとともに、本年度実施した新たなシミュレーションの結果を取り込み、CO2 排出削減量を算定した。その結果、商業開発時には 15 年間で約 1,490 万トンの CO2 が削減可能と試算された。

さらに、東ジャワ陸上には CO2 貯留候補油ガス田が複数存在し、その貯留量は合計 1 億トンを超え、同国全体での CO2 貯留量は、130 億トンに達する可能性があると言われており、本 CCUS プロジェクトを起点とした将来の発展性について報告されている。

本 CCUS プロジェクトの事業化には、CO2 圧入計画のさらなる最適化、並びに CAPEX および OPEX の低減等について検討を継続する必要がある。

This project aims to achieve large-scale CO2 emission reductions by capturing CO2 emitted into the air from an onshore gas field in East Java, Republic of Indonesia, and injecting it into a reservoir of nearby oil field, while contributing to sustaining oil production.

Since there has been no previous CCUS project in the country, fostering public acceptance is one of the important issues. We developed a proposal for outreach activities based on stakeholder analysis and a business scheme for the commercialization of the project.

Understanding CO2 storage capacity and crude oil production increase is an important agenda in evaluating the feasibility of the CCUS project. This year, we conducted simulations based on the latest reservoir model with improved accuracy in matching with the long-term production records at the oil field and selected the optimal scenario for the CCUS project. For the surface facilities for the pilot test, facilities to separate and recover CO2 from associated gas produced from the oil field and inject it underground were studied, and polymer membrane separation technology was selected as the CO2 separation and recovery technology. For the surface facilities for commercial operations, the plan was to inject all of the return gas into the reservoir without CO2 separation from the viewpoint of cost-effectiveness. Based on these results, CO2 emission reductions, crude oil production increase, CAPEX, and OPEX were calculated, and an economic evaluation was conducted taking into account the uncertainties of the project.

For the evaluation of CO2 storage integrity, simulations on geomechanics, geochemistry, and wellbore corrosion were conducted. This year, the flow simulations were refined, suggesting that the possibility of CO2 leakage from the seal layer and CO2 leakage due to fault reactivation is extremely low. Geochemical simulations suggest that the amount of dissolution of carbonate minerals due to CO2 injection is extremely small, and that the effects on reservoir alteration,

rock strength, and reduction of injection performance are minimal. Regarding the corrosion of wells due to CO2, the use of CO2-resistant materials is mandatory for injection wells. It was suggested that the corrosion rate due to CO2 may be high for production wells. However, it is necessary to investigate the current status of corrosion and countermeasures for existing production wells, and then consider future measures.

An appropriate monitoring plan should be developed to monitor leakage of CO2. For surface monitoring, sensors for groundwater and soil gas were selected and a draft implementation plan was developed. For subsurface monitoring, pulsed neutron logging and seismic survey were studied and shown to be capable of capturing the behavior after CO2 injection.

For the JCM methodology, we reviewed the previous year's drafts, made necessary revisions, and incorporated the results of new simulations conducted this year to calculate CO2 emission reductions. As a result, it was estimated that approximately 14.9 million tons of CO2 emissions could be reduced over 15 years during commercial development.

Furthermore, it is reported that this CCUS project can become a point of origin of further spread of CCUS projects since it is said that there are several candidate oil and gas fields onshore East Java with a total storage capacity of over 100 million tons of CO2, that the total CO2 storage capacity in the country as a whole could reach 13 billion tons.

In order to commercialize this CCUS project, further optimization of the CO2 injection plan and reduction of CAPEX and OPEX need to be continued.

令和4年度JCM実現可能性調査（CCUS分野）
相手国：インドネシア共和国

「インドネシア共和国ジャワ地域α油田におけるJCM CCUS 実現可能性調査事業」
実施者：石油資源開発(株)、日揮グローバル(株)

インドネシア共和国は、国家目標として掲げるCO_2排出削減と原油増産を達成するべく、CCUS（CO_2EOR）の実施に向けて積極的に取り組んでいる。日本側が保有するCO_2EOR、CCSにかかわるCO_2の分離、回収、輸送、圧入、モニタリング技術およびノウハウを活用することによって、JCMの下でのCCUSの安全かつ効果的な実現および普及が期待される。

調査概要

本調査はインドネシア共和国東ジャワ陸上の生産ガス田から大気に放散されているCO_2を回収し、近隣油田の貯留層に圧入することによって大規模なCO_2排出削減を実現するとともに、同国が必要とする原油生産維持への貢献をめざす。昨年度までは既存の貯留層モデルをもとに開発計画の検討、経済性評価を実施した。本年度は、対象油田での長期生産実績とのマッチングの精度を向上させた最新の貯留層モデルにもとづくシミュレーションを実施し、CO_2貯留予測精度の改善、並びに実施計画の最適化を図るとともに、その結果をもとにCO_2排出削減量、原油増産量、初期投資額および操業費を算定し、本事業の不確定性を加味した経済性評価を行った。また、本事業の実現にとって重要な貯留健全性評価、モニタリング計画の立案、JCM方法論の検討、並びに同国のCCUS政策・制度の調査を実施した。本事業の実現および普及を円滑に推進するために、同国におけるCCUS関連法案の早期制定および両国におけるCCUS事業へのインセンティブの制度設計が望まれる。

調査項目

① 関連政策・制度・規制等：エネ鉱省大臣令、PA検討
② 事業化計画の検討：経済性評価および事業スキーム検討
③ 課題と対応策の検討：貯留健全性、モニタリングの検討
④ 排出削減の定量化の検討：JCM方法論検討、削減量試算
⑤ 相手国関係者との連携事業等：Lemigas招聘、workshop

普及見通し

本事業によりJCM CCUS（CO_2-EOR）によるCO_2削減と原油増産という尼国における新しい事業モデルを確立することで、その技術的優位性を確保する。周辺地域には複数のCO_2排出源と貯留候補油ガス田が存在することから、広域 CO_2パイプライン網等のインフラの整備を進め、ハブ・アンド・クラスター方式の導入により、経済性のハードルを低減し、事業の普及の加速をめざす。

排出削減見込量

CO_2排出削減量は、昨年度約1,000万トンと試算された。本年度は、新しい貯留層モデルを利用して、石油資源開発(株)が独自にシミュレーションを実施した結果、商業開発時には、15年間で約1,490万トンの大規模なCO_2排出削減が見込まれることが判明した。さらに、東ジャワ陸上にはCO_2貯留候補油ガス田が複数存在し、CO_2貯留ポテンシャルは合計1億トンを超え、かつインドネシア共和国全体でのCO_2貯留ポテンシャルは、130億トンに達する可能性があると報告されている。

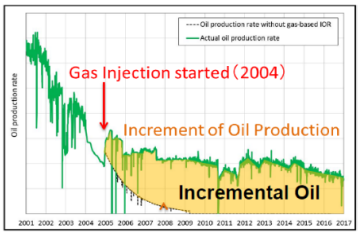
令和4年度JCM実現可能性調査（CCUS分野）
相手国：インドネシア共和国

導入技術概要

CO_2地中貯留技術

石油・天然ガス事業で培ってきた探査・開発・生産・輸送技術は、CO_2の分離・回収・輸送・貯留・モニタリング技術と親和性の高い技術と言える。これらの事業を通して貯留サイトのスクリーニング、選定、貯留量・貯留健全性評価、施設のエンジニアリングを含む圧入計画の策定など、CO_2の安全な貯留に関する要素技術の習得、改善を図ってきた。苫小牧における大規模CCS実証試験においてもこれらの技術は重要な役割を果たしており、インドネシアでの事業化に貢献しうるものと考える。

出所）石油資源開発（株）



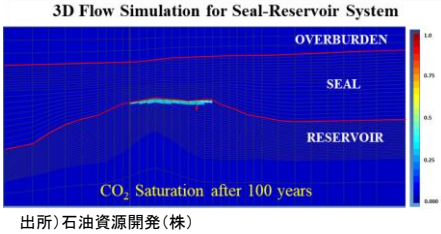
出所）石油資源開発（株）

CCUS（CO_2EOR）技術

CO_2EORは生産性が低下した油田にCO_2を圧入し、油層内の残存原油の回収率を高めるとともに、CO_2を地下に貯留する。貯留層内でのCO_2の長期挙動については不確定要素があるため、適切な計画立案と柔軟な適応力が求められる。石油資源開発(株)は申川油田において、CO_2EORの実証試験を成功させた実績を有するほか、岩船沖油田でのガス圧入による原油増産事業では2004年の開始以来、高い生産性を維持しており、生産操業において高い最適化能力を有する。インドネシアと日本は欧米の安定大陸と異なり、地震・火山活動をはじめ地質的な類似点が多く、日本の技術とノウハウはインドネシアでのCCUSにおいても有効に活用できる。

CO_2漏洩リスク評価・モニタリング技術

石油開発において貯留層内の流体の挙動を把握する技術は、CO_2の漏洩にかかわるリスクの所在や大きさを理解し、その変化を捉えるためのモニタリング計画および対策の立案に有効である。また、JOGMECと共同で開発してきた微小岩石の変位試験（インデンテーション・テスト）による力学物性値の計測により、CO_2圧入にともなう地層変形や破壊現象の予測に関する精度の改善が期待される。これらの技術導入によって地元への理解醸成活動や安全な操業の実現に貢献することが可能である。



出所）石油資源開発（株）

CCUS Feasibility Study project for the JCM（2022FY）
Country：Republic of Indonesia

Feasibility Study on JCM CCUS in α Oil Field, Java Region, Republic of Indonesia
Implementing Organization：Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. and JGC Corporation

The Republic of Indonesia is actively working toward the implementation of CCUS (CO_2EOR) in order to achieve its NDC of reducing CO_2 emissions and increasing oil production. The safe and effective implementation and development of CCUS under JCM is expected by utilizing Japanese technologies and know-how for CO_2 separation, capture, transportation, injection, and monitoring of CO_2 EOR and CCS.

Overview of Study

This study aims to achieve large-scale CO_2 emission reductions by capturing CO_2 released into the air from an onshore gas field in East Java, Republic of Indonesia, and injecting it into a reservoir in a neighboring oil field, thereby contributing to the maintenance of crude oil production required by the country. Until last fiscal year, we studied development plans and conducted economic evaluation based on the existing reservoir model. This year, we conduct simulations based on the latest reservoir model, which has improved the accuracy of matching with the long-term production records of the oil field, to improve the accuracy of CO_2 storage prediction and to optimize the implementation plan. Based on the results, we calculate CO_2 emission reductions, crude oil production increase, initial investment, and operating costs, and conduct an economic evaluation taking into account the uncertainties of the project. In addition, we conduct an evaluation of the storage integrity, a monitoring plan, a study of the JCM methodology, and a survey of the CCUS policy and system in the country, all of which are important for the realization of the project. In order to promote the realization and development of the project smoothly, it is desirable to enact the CCUS-related legislation and to design the incentive system for the CCUS project in both countries as soon as possible.

Study Items

1) Related policies, systems, regulations: Ministerial Decree of the MEMR, PA study
2) Study of commercialization plan: Economic evaluation and business scheme
3) Examination of issues and countermeasures: Storage integrity and monitoring
4) Quantification of emission reductions: JCM methodology, emission reductions
5) Collaboration with counterparties: Lemigas invitation and workshop

Prospects for Dissemination

This project will establish a new business model in Indonesia of CO_2 reduction and crude oil production increase through JCM CCUS (CO_2-EOR), thereby securing its technological superiority. Since there are multiple CO_2 emission sources and candidate oil and gas fields for storage in the surrounding area, the project aims to accelerate the spread of the project by reducing the economic hurdles through the development of infrastructure such as a wide-area CO_2 pipeline network and the introduction of a hub-and-cluster approach.

GHG Emission Reduction

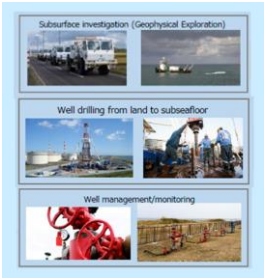
CO_2 emission reduction was estimated to be approximately 10 million tons last year. This year, we conducted our own simulation using a new reservoir model and found that a large scale CO_2 emission reduction of approximately 14.9 million tons over 15 years is expected at the time of commercial development. Furthermore, there are several candidate oil and gas fields for CO_2 storage onshore East Java, with a total CO_2 storage potential of over 100 million tons, and the total CO_2 storage potential of the Republic of Indonesia as a whole is reported to be as high as 13 billion tons.

CCUS Feasibility Study project for the JCM（2022FY）
Country：Republic of Indonesia

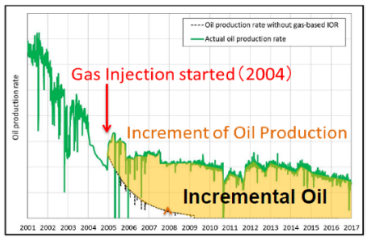
Introduction Technology Outline

CO_2 underground storage technology

The exploration, development, production, and transportation technologies developed in the oil and natural gas business are highly compatible with technologies for CO_2 separation, recovery, transportation, storage, and monitoring. Through these projects, we have acquired and improved core technologies for safe CO_2 storage, including screening and selection of storage sites, evaluation of storage volume and storage integrity, and development of injection plans including engineering of facilities. These technologies have played an important role in the large-scale CCS demonstration project in Tomakomai, and we believe that they can contribute to the commercialization of the project in Indonesia.



Source) Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.



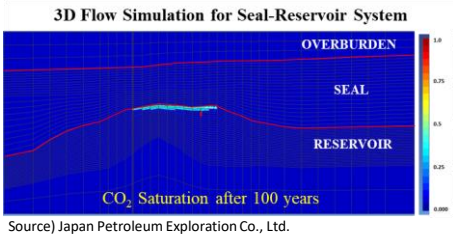
Source) Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

CCUS（CO_2EOR）technology

CO_2EOR injects CO_2 into oil fields with declining productivity to increase the recovery of remaining crude oil in the reservoir and to store the CO_2 underground. Since there are uncertainties regarding the long-term behavior of CO_2 in the reservoir, appropriate planning and flexible adaptability are required. Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. has a track record of successful CO_2EOR pilot test in the Sarukawa oil field, and has maintained high productivity in the crude oil production increase project by gas injection in the Iwafune-oki oil field since its start in 2004, and has high optimization capability in production operation. Unlike the stable continents of Europe and the United States, Indonesia and Japan have many geological similarities, including seismic and volcanic activities, and Japanese technology and know-how can be effectively utilized in the CCUS in Indonesia.

CO_2 leakage assessment・monitoring technology

In oil exploration and production, the technology to understand the behavior of fluids in a reservoir is effective for understanding the location and magnitude of risks associated with CO_2 leakage, and for developing monitoring plans and countermeasures to detect changes in such risks. In addition, the measurement of mechanical properties by the indentation test, which has been developed jointly with JOGMEC, is expected to improve the accuracy of prediction of formation deformation and fracturing caused by CO_2 injection. The introduction of these technologies will contribute to fostering public acceptance and safe operations.



Source) Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

3.3 日揮ホールディングス株式会社

課題名	尼国グンディガス田における CCUS の JCM 実証に向けた準備調査 Feasibility Study for CCUS Implementation in Gundih Field under NEDO-JCM Demonstration Scheme
対象国	インドネシア Indonesia
目的・概要	グンディガス田のガス生産処理施設から大気放散されている CO2 の全量を約 4 km のパイプラインで輸送し、年間 30 万トンの CO2 を地下に圧入する計画について、NEDO-JCM 実証スキーム下における実現を目指し、2020 年度より実施している実現可能性調査。 The feasibility study has been conducted since 2020 toward the realization of a CCUS implementation plan in the Gundih gas field under the NEDO-JCM demonstration scheme. In this implementation plan, CO2 currently released into the air from the existing gas processing plant will be transported through a newly constructed 4 km pipeline will be injected underground through a newly drilled well.
分野	CCUS

本調査は、インドネシア中部ジャワ州のグンディガス田のガス生産処理施設から大気放散されている CO2 の全量を約 4 km のパイプラインで輸送し、年間 30 万トンの CO2 を地下に圧入する計画（以降「グンディ CCUS」）を、国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（以降「NEDO」）の「民間主導による低炭素技術普及促進事業」における実証プロジェクト（以降「NEDO-JCM 実証」）として実現させることを目指して、検討を実施するものである。

CCUS は、十分な支援策/炭素税が導入されているごく一部の国、あるいは、大規模な油ガス田の開発下で実施される場合を除き、事業として成立しないのが現状である。我が国においても政府は 2030 年までに複数の大規模な CCS プロジェクトの実現を目指しているが、それらは、かかる費用に対する全面的な政府支援を前提とし、検討が進められているところである。

グンディ CCUS は調査開始時より、NEDO-JCM 実証制度に基づいた日本政府による CAPEX 100%の支援を前提とし、かつ日本が二国間クレジット制度（JCM：Joint Crediting Mechanisms）に基づく JCM クレジットを取得する事業として、二国政府間協力の下、早期の実現を目指して検討を継続してきた。過去の 2 年間調査により、基本的な実現可能性に関する調査が完了した。

本調査は、過去の調査と同様に、国営石油会社プルタミナ社および国立バンドン工科大学の協力を得て実施した。次年度に FEED（Front-End Engineering Design）、次々年度に NEDO-JCM 実証事業に進むことを目指し、その前の準備段階として、① 尼国法制度等の確認、② CCUS プラントコスト等の精査、③ CCUS 実施における不確実性の検討を行った。

本調査によりグンディ CCUS は、技術および CCS 関連の制度の観点から実現可能性を有するプロジェクトであることが示された。今後は、グンディ CCUS が実証事業として実現されることを目指し、

NEDO-JCM 実証制度の枠組み(CAPEX の政府支援やクレジット取得)に関する議論、課題解決がより一層前進することを期待する。

This study is to investigate the feasibility of capturing 300,000 tons of CO2 annually from the central gas processing plant at the Gundih gas field in Central Java, Indonesia, transporting it through a 4 km pipeline, and injecting it into the ground under the NEDO-JCM demonstration scheme.

Carbon capture, utilization, and storage (CCUS) is not a viable business option in most countries, except for those with adequate support measures or a carbon tax, or where CCUS is implemented as part of the development of large oil and gas fields. Therefore, in Japan, several CCUS implementations with adequate financial supports are currently under development.

In this context, a feasibility study on Gundih CCUS was conducted through the bilateral government cooperation of Japan and Indonesia, assuming full support from Japanese government for 100% of CAPEX under the NEDO-JCM demonstration scheme. As a result of the past two-year studies, the basic feasibility study has been completed.

This study was carried out in collaboration with the national oil company, Pertamina, and the Bandung Institute of Technology as preparation for conducting FEED (Front-End Engineering Design) in the next fiscal year and progressing to the NEDO-JCM demonstration project from the following year. It includes (1) confirmation of the legal and regulatory framework of CCUS in Indonesia, (2) cost analysis on CCUS plant, and (3) analysis of subsurface uncertainty.

The results of this study showed that the Gundih CCUS project is feasible from both a technical and regulatory perspective. We anticipate further progress in the discussions and resolution of issues related to NEDO-JCM demonstration framework including government support for CAPEX and JCM credit acquisition to realize the Gundih CCUS under the NEDO-JCM scheme.

令和4年度JCM実現可能性調査（CCUS分野）
相手国：インドネシア

「尼国グンディガス田におけるCCUSのJCM 実証に向けた準備調査」
実施者：日揮ホールディングス株式会社、（共同実施者）電源開発株式会社

我が国政府の支援下、尼国第1号JCM-CCUS案件として実証されれば、これまで経済性が成立せず進められなかった多くのCCS事業が、JCMクレジットを収益源とした事業として実現可能となる。これにより、JCMパートナー国が多い東南アジア諸国を中心に、本邦国企業が取り組んでいるCCS事業検討が大きく加速する。

調査概要

尼国中部ジャワ州に位置するグンディガス田（国営石油会社プルタミナ社が権益を保有し、ガス生産操業中）におけるCCSの実施計画について、過去にJICA-JST、次いでアジア開発銀行（ADB）支援下で検討が進められてきた。2020年度には経済産業省支援の下、調査を開始し、2021年度調査において、基本的な調査は完了した。本年度（2022年度）は、 NEDO-JCM実証においてCCSを対象とした実施の仕組みが整備されることを前提とし、その準備作業として、尼国CCS関連制度/要件の確認、CCSプラントのコスト影響の確認、CO_2圧入性の不確実性の検討等を実施する。

調査項目

① 尼国CCS関連制度/要件の確認
② CCUSプラントのコスト精査
③ サブサーフェスの不確実性検討
④ 定量化方法論案の改訂
⑤ 最終報告会の開催等

普及見通し

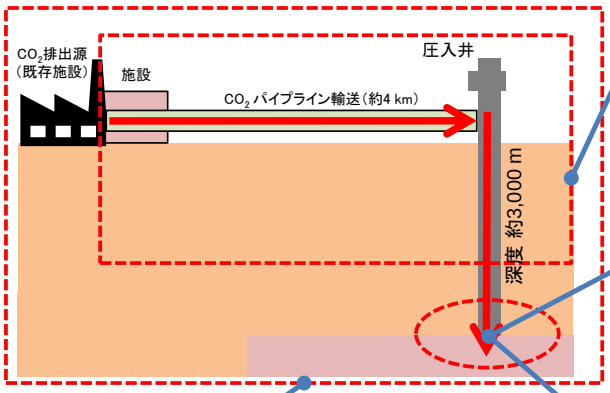
我が国政府の支援下、尼国第1号JCM-CCS案件として実証されれば、これまで経済性が成立せず、進められなかった多くのCCS事業が、JCMクレジットを収益源とした事業として実現可能となる。これにより、JCMパートナー国が多い東南アジア諸国を中心に、本邦国企業が取り組んでいるCCS事業検討が大きく加速する。

排出削減見込量

グンディガス田のガス生産処理施設から大気放散中の$CO_2$30万tを全量、約4kmパイプライン輸送し、地下圧入することにより、CO_2排出を削減する。年間30万t-CO_2、10年間の操業を継続した場合、エネルギー消費に伴うCO_2排出を差し引いた正味280万t-CO_2の地下貯留および排出削減が可能となる見込み。

令和4年度JCM実現可能性調査（CCUS分野）
相手国：インドネシア

導入技術概要



システム統合化技術

圧縮・脱水・輸送およびモニタリングシステムの統合化技術

圧入不純物の影響評価技術

H_2S含有CO_2と貯留層岩石の化学反応計算技術

JCM初のCCUSプロジェクト

JCM-CCUS実施枠組み、MRV方法論、プロジェクト登録、クレジット発行

サブサーフェス検討技術

高度な貯留層・流体モデリングシミュレーション技術等

CCUS Feasibility Study project for the JCM（2022FY）
Country：Indonesia

Feasibility Study for CCUS Implementation in Gundih Field under NEDO-JCM Demonstration Scheme

Implementing Organization: JGC Holdings Corporation (in cooperation with Electric Power Development Co., Ltd.)

Gundih CCUS is currently being studied by Indonesian and Japanese parties and expected to be the first CCUS project under NEDO-JCM scheme under the bilateral cooperation between Governments of Indonesia and Japan. Gundih CCUS could become the flagship CCUS project in the Asian region that could solve technical, financial, law and regal issues at the same time and to pave a way to the future CCUS business in the region.

Overview of Study

Gundih CCUS is a plan to capture CO_2 from the gas processing plant in the Gundih gas field, and to transport it through a 4 km pipeline, and to inject it into the ground. The feasibility study on Gundih CCUS was conducted by the JICA-JST SATREPS program in 2011-2015 and ADB support in 2018-2019. The study was further conducted by METI's support program "CCUS Feasibility Study Project for the JCM" in 2020-2022FY. The 2022FY study is to finalize all the past study toward CCUS implementation under the NEDO-JCM demonstration scheme.

Study Items

1) CCUS Regulation Study
2) Detailed Cost Estimation
3) Subsurface Uncertainty Analysis
4) Quantification of CO_2 Emission Reduction
5) Organizing the Final Reporting Meeting

Prospects for Dissemination

Gundih CCUS is expected to be the first CCUS and flagship project in the Asia region under NEDO-JCM scheme that could solve technical, financial, law and regal issues at the same time and to pave a way to the future CCUS business in the region.

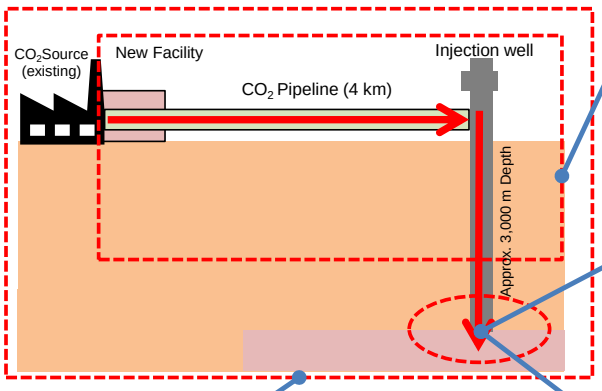
GHG Emission Reduction

In the case of 10 yeas injection,

- Reference emissions: 3,000,000 ton-CO_2 (current CO_2 emissions in the site)
- Project emissions: 200,000 tons-CO_2 (emissions associated with energy consumption)
- Total emission reduction (calculated by the reference emissions minus the project emissions): 2,800,000 tons-CO_2.

CCUS Feasibility Study project for the JCM（2022FY）
Country：Indonesia

Introduction Technology Outline



Integrated System

EPC technologies to integrate compression, dehydration, transportation processes as a system.

Geochemistry Study

Techniques to assess the impact of injected gas on rock and formation water.

Subsurface Study

Techniques for advanced fluid modeling and reservoir simulations.

JCM-CCUS Project

JCM-CCUS implementation scheme, MRV methodologies, project registration, credit issuing.

3.4 三井石油開発株式会社による実施課題の成果概要

課題名	タイ国 Arthit ガス田開発・生産事業に於ける JCM CCS 実現可能性調査事業 Feasibility Study for CCS Project and Realization of JCM for Arthit Gas Field in Thailand
対象国	タイ
目的・概要	タイ国タイランド湾での Arthit ガス田開発・生産事業に於いて検討中の CCS 計画に関して JCM 実現可能性を調査するもの。 To conduct a JCM feasibility study on the CCS plan being considered in the Arthit gas field development and production project in the Gulf of Thailand.
分野	CCUS

我が国は、これまで JCM 等を活用し、途上国等に於いて我が国の優れた低炭素脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での温室効果ガス排出削減を実現する等、世界全体の温室効果ガス排出削減に貢献してきている。尚、「脱炭素社会」の実現に向けた必要な技術の1つとして CO2 の回収・貯留（CCS）技術が挙げられるものの、CCS の普及展開を進めるに当たっては、関連する政策・制度、ビジネスモデル等の整備が課題となっている。

その中で、本調査は、タイ国タイランド湾での Arthit ガス田開発・生産事業（Arthit 事業）に参画するモエコタイランドの親会社である三井石油開発が、その親会社である三井物産と共同で、同事業に於いて検討されている CCS 計画に関して JCM 実現可能性を調査したものであり、①関連政策・制度・規制等、②事業化計画の検討、③課題と対応策の検討、④排出削減の定量化の検討、⑤相手国関係者との連携事業等、の 5 つの観点から調査を実施した。

具体的には、①についてはタイ国に於ける脱炭素社会の実現及び CCS の普及展開に向けたタイ国政府の取り組み状況の確認及びタイ国当局との協議・各種検討、②・③については Subsurface/Well/Surface Engineering 等の技術的観点を中心とした検証及び課題・対応策の検討、④については②・③での技術関連の検討結果等を基にした方法論策定・排出削減量の算定、⑤については本 CCS 実現に向けた Arthit 事業パートナー・タイ国当局と打ち合わせ・協議を実施した。

尚、タイ国に於いては、これまで CCS 事業が実施された実績は無く、その実現に向けては技術面・商業性の検証のみならず、同事業に適用される関連法規制の有無・確認等が課題として挙げられるものの、タイ国に於ける CCS 特有の関連法規制の整備には今後数年を要する見込みである。一方、本プロジェクトは既存ガス田の開発・生産事業の一環として行われるものであるため、石油・ガス田の開発・生産事業に関する既存法令の枠組みの下で運用する方向でタイ国当局と協議を進めており、プロジェクト推進に際する法制度の不備・不存在といった根本的な課題は現時点ではないものと考えられる。また、技術面・商業性の観点からも本計画を推進する上でストッパーとなるような課題等は現時点では見当たらなかった。

総じて、本プロジェクトを推進する上で克服困難となるような課題は本調査を通じて現時点では見当たらず、また Arthit 事業パートナー・タイ国当局を含む関係者も本プロジェクト推進に前向きかつ協力的であり、今後も各種検討・協議を継続し、本プロジェクトの推進及び JCM の適用を目指すものであ

る。

Japan has been contributing to the reduction of greenhouse gas emissions worldwide by leveraging its Joint Crediting Mechanism (JCM) and other means to promote the utilization of its advanced low-carbon and decarbonization technologies and products in developing countries, leading to greenhouse gas emissions reductions in the world. Achieving a decarbonized society will require a variety of technologies; one of these is Carbon Capture and Storage (CCS) technology. At the same time, promoting the spread and development of CCS will also require the introduction of relevant policies, systems, and business models.

Mitsui Oil Exploration Co., Ltd. (MOECO) is the parent company of Moeco Thailand Co., Ltd., which is participating in the Arthit gas field development and production project in the Gulf of Thailand (Arthit Project). MOECO, along with Mitsui & Co., Ltd. which is the parent company of MOECO, has conducted a JCM feasibility study on the CCS plan being considered for the project.

The study was conducted from five perspectives: (1) relevant policies, regimes and regulations, (2) consideration of commercialization plan, (3) consideration of challenges and countermeasures, (4) quantification of emission reductions and (5) engagement with foreign partners.

In particular, (1) covers confirmation of the Thai government's efforts toward realization of a decarbonized society and diffusion and deployment of CCS in Thailand, discussions and various considerations with the Thai authorities, (2) and (3) covers feasibility study mainly from technical perspective, i.e. subsurface/well/surface engineering etc., and consideration of challenges and countermeasures, (4) covers development of methodology and calculation of emission reductions based on the results of technical studies in (2) and (3), and (5) covers meetings and discussions with Arthit joint venture and Thai authorities for the realization of this CCS.

In Thailand, there has been no CCS project implemented to date, and the project will require not only technical and commercial feasibility study but also confirmation of the existing relevant laws and regulations applicable to the project, however, laws and regulations specific to CCS in Thailand are still under consideration, and it is expected to take several years to develop and promulgate these specific laws and regulations. On the other hand, since this CCS project is to be implemented as a part of development and production activities in the existing gas field, discussions are underway with DMF conceptually to operate the project under the framework of existing laws and regulations related to oil and gas field development and production projects. At present, there are no fundamental issues – such as inadequate or non-existent legal frameworks – that would hinder implementation of the project. Similarly, no fundamental issues are identified also from technical and commercial perspectives.

As a whole, there is no issue at present that would be difficult to overcome in implementing this project in terms of relevant laws and regulations, technical aspects and commercial viability, and the same applies to the consideration of quantification of emission reductions. We will continue to study and discuss with Arthit joint venture and Thai authorities etc. to implement this project and to apply JCM.

令和4年度JCM実現可能性調査（CCUS分野）
相手国：タイ国

「タイ国Arthitガス田開発・生産事業に於けるJCM CCS実現可能性 調査事業」
実施者：三井石油開発株式会社（共同実施者： 三井物産株式会社）

CCSは中長期的かつ大幅な温室効果ガス排出削減の為に不可欠であり、その実証・事業化の意義は高い。
本調査ではタイ国のArthitガス田でのCCS計画に関して、特に重要となるCO2圧入計画やモニタリング計画の検討、 排出削減量算定手法の確立等を通じて寄与するものである。

調査概要

- ✓ タイ国タイランド湾でのArthit事業に於いてガスフレアにより大気放散しているCO2のCCS実現に向けて、関連政策・法規制の調査、技術面・商業性の観点からの事業化計画・課題・対応策の検討、排出削減の定量化の検討等を実施するもの。
- ✓ タイ国は2050年のカーボンニュートラル達成等を目標として掲げており、本CCS事業の実現によりCO2排出削減を達成する事はタイ国の掲げる各種政策・目標に合致するものである。

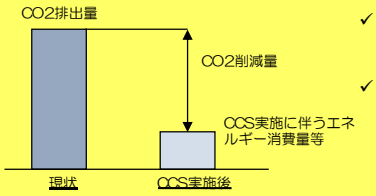
調査項目

① 関連政策・制度・規制等
② 事業化計画の検討
③ 課題と対応策の検討
④ 排出削減の定量化の検討
⑤ 相手国関係者との連携事業等

普及見通し

CCSはタイ国が目指す脱炭素社会実現の為の手段の一つとされているものの、同国では現時点でCCS事業の稼働実績は無く、本CCSプロジェクトに於いて得られた各種知見は同国に於けるCCS事業の普及・促進に大きく寄与するものと想定される。

排出削減見込量



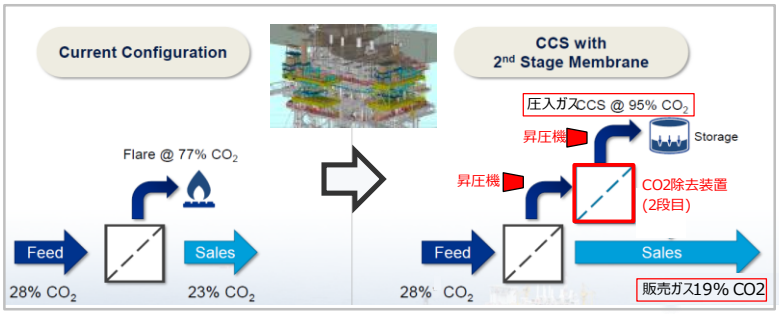
- ✓ 現在Arthit事業では生産ガスに含まれるCO2を分離し大気放散しているものの、これを地下貯留する事により温室効果ガスの排出削減を図るもの。
- ✓ 削減排出量は「リファレンス排出量－プロジェクト排出量」にて算出。リファレンス排出量はCCSによるCO2圧入量、プロジェクト排出量は①CO2の回収、輸送、貯留に要した化石燃料に起因する排出、②ガス生産時のフレアに起因する排出、③地上設備・坑井・地層からのリークに起因する排出、④地上設備等からの放出（ベント）に起因する排出の合計量。

令和4年度JCM実現可能性調査（CCUS分野）
相手国：タイ国

導入技術概要

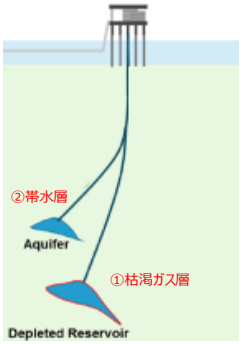
CO2除去装置の増強
Surface Engineering

- ✓ 既存CO2膜分離装置を2段システムに改良し、1段目の分離能力も増強
- ✓ 昇圧機2基追加
- ✓ 現在CO2と共にフレアしている炭化水素を回収し、販売ガスの熱量増加(収益増に寄与)や追加昇圧機用の燃料ガスとして有効活用



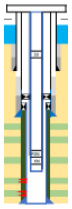
既知地下層への圧入・貯蔵
Subsurface Engineering

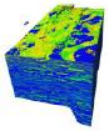
- ✓ 対象層①：枯渇ガス層
  - 河川性砂岩層
  - 相当量の天然ガス生産実績あり
  - 初期ガス層圧入までCO2圧入可
- ✓ 対象層②：帯水層
  - 河川性砂岩層
  - 同層準別断層ブロックに生産水圧入実績あり



圧入井・坑井管理計画
Well Engineering

- ✓ 設計
  - 枯渇井用/帯水層用
  - 坑井管材質：防食性、耐低温
  - 仕上げデザイン：Sand Control
- ✓ 既存井管理
  - 適切な廃坑による漏洩防止
- ✓ モニタリング





CCUS Feasibility Study project for the JCM（2022FY）
Country：Thailand

Feasibility Study for CCS Project and Realization of JCM for Arthit Gas Field in Thailand

Implementing Organization：Mitsui Oil Exploration Co., Ltd. (Joint Implementer: Mitsui & Co., Ltd.)

CCS technology is indispensable for significant reduction of GHG emissions in mid and long term.
This study will contribute to CCS plan at the Arthit gas field in Thailand through consideration of CO2 injection and monitoring plan, and establishment of emission reduction calculation method (methodology).

Overview of Study

- For realization of CCS for CO2 being emitted into the atmosphere through gas flaring in the Arthit project, the implementers studied 1) relevant policies, regimes and regulations, 2) technical and commercial feasibility, 3) relevant challenges and countermeasures and 4) quantification of emission reductions etc.
- Achieving reduction of CO2 emission through this CCS project is in line with and contributes to Thailand's policies and targets including achieving carbon neutrality by 2050.

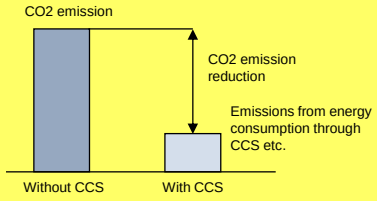
Study Items

1) Relevant Policies, Regimes and Regulations
2) Consideration of Commercialization Plan
3) Consideration of Challenges and Countermeasures
4) Quantification of Emission Reductions
5) Engagement with Foreign Partners etc.

Prospects for Dissemination

Currently, there is no track record of CCS projects in Thailand even though CCS is considered to be one of key means to achieve a decarbonized society that Thailand is aiming for. Therefore, it is expected that various know-how etc. gained through this project can be utilized for and contribute to potential CCS projects in Thailand.

GHG Emission Reduction



- ✓ To achieve reduction of GHG emission by CCS of CO2 being flared and emitted into the atmosphere in the Arthit project
- ✓ Emission reduction volume shall be calculated as "reference emissions - project emissions".

Reference emissions: Total volume of CO2 injected (CO2)

Project emissions: 1) emissions from energy consumption through CCS, 2) emissions from flaring during gas production, 3) emissions from leaks from surface facilities, wells and subsurface and 4) emissions from venting from surface facilities.

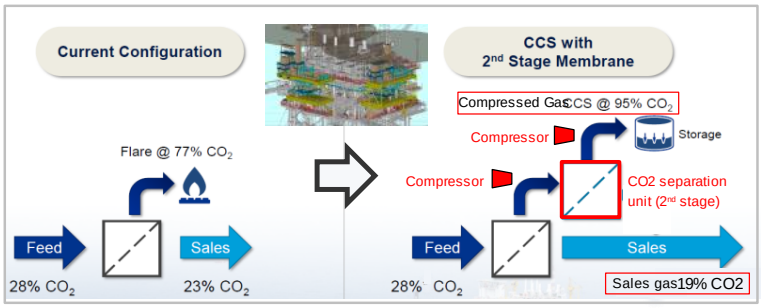
CCUS Feasibility Study project for the JCM（2022FY）
Country：Thailand

Introduction Technology Outline

Upgrading existing facilities

Surface Engineering

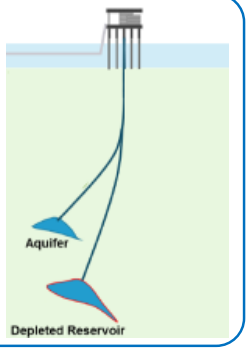
- ✓ To have two-stage CO2 separation unit, and to enhance CO2 separation performance at 1st stage separator
- ✓ Add two compressors
- ✓ Recovering hydrocarbon being flared will be utilized as fuel gas and contribute to increase of heating value of sales gas (i.e. increase of revenue)



Injection into well-known reservoirs

Subsurface Engineering

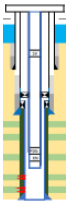
- ✓ Depleted gas reservoir
  - Fluvial sandstone reservoir
  - Have long history of gas production
  - Injectable up to the initial pressure
- ✓ Aquifer
  - Fluvial sandstone reservoir
  - Have history of water injection

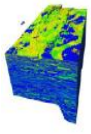


Injection well and plan

Well Engineering

- ✓ Design
  - For depleted reservoir and for aquifer
  - Anti-corrosion
  - Sand Control
- ✓ Management of existing well
  - Proper P&A to prevent CO2 leakage
- ✓ Monitoring





3.5 温室効果ガス排出削減量に係る定量化手法の検討まとめ

温室効果ガス排出削減量の定量化手法を検討するにあたっては、各事業間の手法の整合性を確保する必要がある。ここでは各課題に特有の課題および類似する事業については事業相互間の整合性にも留意しつつ、温室効果ガス排出削減量に係る定量化手法について検討した結果を以下に示す。

3.5.1 石油資源開発株式会社

本方法論は油田随伴ガスに含有される CO2 を油田に圧入するプロジェクトを想定したものであり、いわゆる EOR に分類される。国際的な炭素クレジットメカニズムにおいて CCS、EOR プロジェクトに関する取扱いはまちまちであるが、本方法論は「適切に選定され、かつ運営されている貯留地での残存率は 100 年で 99%以上であることがほぼ確実（90%以上）であり、1000 年で 99%以上である可能性が高い（66%以上）とする CCS に関する IPCC 特別報告書の結論を基に作成している。具体的には、「適切な選定」及び「適切な運営」を担保する条件を挙げ、それらを充足している限りにおいてリファレンス排出量は圧入量を基に算出している。また、ガス生産井に圧入した CO2 が到達する「ブレークスルー」の可能性について保守的な算出を盛り込んでいる。また EOR において課題となりうる、増進された石油の利用による排出については、石油の消費量は市場の需要により決定されるため、EOR により生産された石油が市場に供給されるということは市場から同量の石油が退出し、それは非 EOR の石油と想定されるとする考え方に立脚する。今後の JCM をはじめクレジットスキームでこのような考え方が認められるかどうかは未知数だが、系統に連系する再エネまたは高効率等の火力発電所による温室効果ガス排出削減を算出する場合、それらは系統から同量の（低効率/高排出の）電力を代替する、とする考え方と同一である。

プロジェクト事業者との協議において、本方法論に関しては昨年度からの大きな変更は行わないものの、保守性の担保が必要であることを確認した。モニタリング期間等については、別途検討が進められている CCUS の JCM セクトラルスコープ追加に伴うガイドライン制定やパートナー国におけるCCUS関連法整備の動き等と併せて、日・インドネシア両国政府と緊密な連携のもと、今後の検討を行っていく必要があることから、これらの動向に関する情報共有も行った。

3.5.2 日揮ホールディングス株式会社

本方法論も上記同様に、「適切な選定」及び「適切な運営」の条件について適格性要件に記載し、プロジェクト排出量としてエネルギー消費起源等、プロジェクト施設に起因する排出を中心としたものとなっている。それぞれの要件については、プロジェクトの探査・運営のあり方及び地質学的特性を考慮し、上記とは多少異なっている。また本件が対象となるプロジェクトはガス田における増進ガス回収（EGR）事業であるが、生産（増産）されたガスの燃焼に起因する CO2 については前述の EOR プロジェクトと同様に考慮しないこととしている。

プロジェクト事業者との協議において、本方法論に関しても昨年度からの変更は現状想定されていないことを確認した。しかしながら、JCM 方法論で必要な保守性の担保を確実にするため、リファレンス排出量の算出に用いる圧入 CO2 量（$CO2_{inj,p}$）は流量（連続測定）と濃度（連続またはサンプリング測定）を乗じた値の平均値から分散を引いた値とすることとした。

3.5.3 三井石油開発株式会社

本方法論が対象とするプロジェクトも上記のようなガス田であり、地質学的な性質については相当程度既知であり、調査も進んでいると想定される。従って本方法論も本章において記載した他の方法論と同様に、「適切な選定」及び「適切な運営」の条件について適格性要件に記載し、プロジェクト排出量としてエネルギー消費起源等、プロジェクト施設に起因する排出を中心としたものとし、プロジェクト事業者にとっての算定を容易にすることとした。サイトの地質学的条件、プロジェクトの実施状況及びモニタリング可能な項目及び体制は個別案件により異なるので、本事業で設定した適格性要件は上 2 件とは若干異なる。本件は特に、本調査の共同実施者である三井物産が 2015 年に実施した調査（平成 27 年度地球温暖化対策技術普及等推進事業（メキシコ、陸上油田における CCS の可能性検討））に於いて策定した JCM 方法論に依拠するところが大きい。

将来的な検討として、上述のように保守性の担保が必要となり、リファレンス排出量の計測に際しての CO2 圧入量と CO2 濃度を保守的に算定することとなっている。測定のスキーム（頻度等）の詳細についてはさらなる検討が必要であり、これらは関連付ける課題となろう。

3.6 支援調査

CCUS 事業を手掛ける事業者の参考になり得る資料として、ここでは ASEAN 及び欧米等の CCUS に関する法制度の動向把握、CCUS に関する先進的なビジネスモデルの調査、CCU の排出削減メカニズムの検討、CCS に関する経済性の検討を行った。

3.6.1 CCUS に関する法制度の動向把握

（1） 今年度の調査計画

今年度の調査項目および調査時期を図 3-1 に示す。

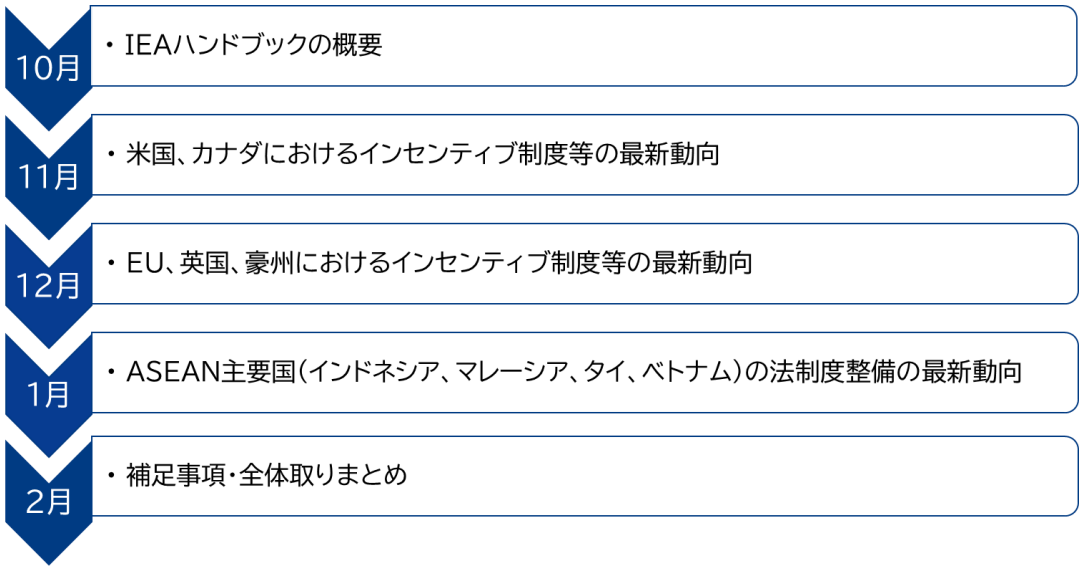


図 3-1 CCUS 法制度に関する調査計画

（2）IEA による CCUS 法規制に関するハンドブック

国際エネルギー機関（IEA）は 2010 年に策定したモデル規制フレームワークを見直し、2022 年 7 月にハンドブックとして優先課題を抽出し、ケーススタディを示し、各国が法制度を検討するにあたりより実践的なガイドを示している。2010 年のフレームワークガイドと 2022 年のハンドブックそれぞれの概要は次の通りである。

1） 2010 年モデル規制フレームワーク

IEA は、2010 年に CCUS モデル規制フレームワーク（Carbon Capture and Storage Model Regulatory Framework）を策定し、CCS のプロジェクトライフサイクルに基づき、政策立案者や規制当局が CCS に特化した規制制度を設計・実施する際に考慮すべき 29 の重要課題を示した。

この時点で CCUS に関する少数先行国が開発中の規制枠組み事例の既存プロジェクトから洗い出された課題を共有し、対処するための原則を示すことで規制策定設計ビジョンを形成する役割を担った。

2）2022 年 CCUS 法制度に関する「IEA CCUS ハンドブック」

CCUS 先行国では技術・経済・政策が相関的にスケールアップを続け、新たに開発を検討する国も増える中、2022 年、フレームワークを見直した分析結果をベースに法規則の策定の際により直接的に活用できる支援ツールとしてハンドブックを作成した。国や地域がそれぞれの事情を鑑み CCUS 関連法令を策定する際に取組むべき 25 の優先課題を特定し、世界的なケーススタディと共にハンドブックに提示した。

2010 年のモデル規制フレームワークの改訂のポイントは主に次の通りである。

- 『1. CO2 の分類と純度』、『2. 所有権と権限』のように、2010 年時点のタイトルにクローズアップした側面を追加
- 『3. 環境影響評価』はタイトルに変更はないが 2022 年では必要性等に関して簡便な記述となったもの
- 『6. 特別法』のように新たなケースへの対応策として追加された項目

また、CCUS 事業者を取り巻く環境において他者、第三者との競合やコンフリクトの可能性のある領域の対処事例を以下の通り示している。

- 国際的な考慮にまつわる項目
- 共有インフラにまつわる項目
- 新たな重要点・課題を紹介する項目

表 3-2 IEA CCUS ハンドブックの項目

カテゴリ	項目
規制範囲の定義	1. CO2 の分類と純度
	2. CO2 の所有権と権限
環境審査と許可	3. 環境影響評価（EIA）
	4. 許認可
先行プロジェクトの有効化	5. 公共的関与
	6. 特別法
	7. 優先的なアプローチとプロジェクト
安心安全な保管の確保	8. 貯留リソースの評価
	9. 孔隙の所有権
	10. 監視、報告、検証（MRV）の要件
	11. 貯留サイトの検査
長期貯留の法的責任	12. 運用上の法的責任と財務上のセキュリティ
	13. 閉鎖のプロセス
	14. 閉鎖後の責任
	15. 長期的なサイトスチュワードシップの財務保証
国際的考慮と越境問題	16. 国境を越えた CO2 輸送の規制
	17. ロンドン議定書とのコンプライアンス

CCUSハブの促進	18. 国境を越えた圧力境界の相互関係
	19. 複数フレームワーク間の重複
	20. 共有輸送インフラへのアクセス
	21. 共有貯留インフラの促進
その他の重要点と新たな議題	22. CO2除去技術の取扱い
	23. 他の地表・地下資源との関係
	24. CO2-EOR から専用貯留への移行
	25. CCUS対応の要件

出所）IEA (2022), Legal and Regulatory Frameworks for CCUS, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/legal-and-regulatory-frameworks-for-ccus, License: CC BY 4.0（2023 年 3 月 10 日閲覧）に基づき MRI 作成

特筆すべき追加点を次に一部紹介する。H&C タイプのプロジェクトを想定して、所有権の明確化や CO2 が越境する場合の課題等に触れているのが特徴である。

- 『1. CO2 の分類と純度』では既存法に準拠し CO2 を『汚染物』、『廃棄物』として分類することは多様な不都合を起こすとしている。例としてあげられている米国モンタナ州では、貯留層への CO2 圧入は「地下水の汚染」定義からは除外することで地下水へのアクセス許可要件を免除するなど、CCUS 事業の円滑化を図っている。不純物の濃度、他の物質添加等が定義上で考慮するポイントとしている。
- 『2. 所有権と権限』については、移送中の所有権や漏洩など意図しない移動の際を想定して所有権を定義することについて触れている。例としてあげられている EU では、CCS 指令を参照し「CO2 輸送ネットワークと貯留サイトの確保要件」を定め、加盟国に輸送規定の整備を求め、越境保管場所と越境保管複合施設の配備を推進している。 また、米国では第三者引渡しまでパイプラインで CO2 所有するなど複数の事例が紹介されている。いずれにおいても、所有権規定の明確化が必要としている。
- 『3.環境影響評価』はタイトルに変更はないが 2022 年では必要性等に関して簡便に記述している。2010 年は方法論に多量ページを割いていたが、おそらく多くの国に独自の環境影響評価制度が既に存在しているために簡略化したものと想定される。なお、2010 年「貯留サイトの EIA を実施するためのベストプラクティス手順は開発中」としていたが、2022 年のハンドブックにも言及はなかった。
- 『5. 公共的関与』においては、情報開示等について触れている。例としてあげられているのは、豪州および英国における情報の取り扱い、米国の事例として、規則策定、情報へのアクセス権に関するもの、環境レビューの領域、環境情報へのアクセス権保証手段の提供、更にオランダにおけるプロジェクトへの反対運動からの反省点（情報不透明性や議論の欠如による不信感の増大）である。
- 『6. 特別法』はハンドブックで追加された新たな目次項目である。国内規制の枠組みが整備されていない国や地域において、先行事例をモデルにできないケースへの対応策として単一プロジェクトに限定した特別法制定や既存の規制を特定要件を満たした場合に限り免除することで初期的な問題を打開する策となり事業を進められた事例等が紹介されている。例としてあげられているのは、豪州ビクトリア州の規制法がプロジェクトをカバーしきれておらず、特別法で対処したケース等である。

- 『16. 国境を越えた CO2 輸送の規制』― 地域境界線を越えた輸送の規制問題や漏洩など意図しない CO2 の移動に対処するフレームワークの必要性について触れている。
- 『17. ロンドン議定書とのコンプライアンス』-- ロンドン議定書改正に基づく海上輸送の取り扱いについて触れている。
- 『18. 国境を越えた圧力境界の相互関係』-- 海底地層内でのCO2ストリームの移動、隣国間との接面圧力の検査の重要性について触れている。
- 『19. 複数フレームワーク間の重複』-- 米国カリフォルニア州で複数のプログラムが重複するケースの運用の複雑性への留意点等に触れている。
- CCUS ハブの促進-- インフラ共有にまつわる2項目：アクセス権および複数者ライセンスや権限について、カナダ・アルバータ州におけるパイプラインのオープンアクセス権の事例を紹介している。
- 『22. CO2 除去技術の取り扱い』-- BECCS と DACCS について触れている。
- 『23. 地表・地下資源との相互関係』-- 海底不動産、洋上風力発電など潜在的相互作用、競合による紛争解決について触れている。
- 『25. CCUS 対応要件』-- 新規または既存の工業施設において、直ちに CCUS を取り付けられないものの将来的には実現可能であるという評価のための最低限の必須要件を示している。

また、ハンドブックでは、政策立案者と立法者が優先的にとるべき行動として、次の段階的なアクションを推奨している。

表 3-3 政策立案者と立法者が優先的にとるべき行動

基盤確立	・ 主要課題の特定 ・ ベストプラクティス・アプローチの基準確認 ・ 既存の規制枠組み評価 ・ 規制のギャップ・障害を特定 ・ 最適なフレームワークアプローチを見出し、規制サポートのキャパビル ・ 定期評価のプロセス導入
規制範囲の定義	・ 有害廃棄物、汚染物質、商品の定義を見直す ↓ CO2 輸送時の障壁化を防ぐ ・ CCUS バリューチェーン全体で CO2 の所有権定義を明確にする ↑ 特に一般的運送業モデルを奨励が考えられる枠組みに対して
環境保護・市民参加	・ 既存の枠組みで環境レビュー評価 ・ 既存枠組み内のアプローチを活用する状況の評価 ・ 関連当局が評価や許可手続き可能な能力の構築 ・ 市民参加と協議のための権利・義務と機構を確立 ・ プロジェクトの早期段階で公聴会実施による信頼関係構築を促す
先行プロジェクトの有効化	・ 包括的な CCUS 枠組みがなく、プロジェクトの開発を促進する場合、当該プロジェクト固有の法規制策定を検討する ・ 戦略的利益が特定された初期のプロジェクトに関する優先権と管理上

	の協定などの検討
安全な貯留の確保	・ 性能基準に基づき、開発可能な CO2貯留リソースに対しパラメータを設定 ・ 孔隙空間の所有権定義を明確にする ↓ 貯留リソース評価と開発の複雑性回避 ・ 貯留運営責任者に操業中に発生する潜在可能性のある問題を修復できる財政能力の備えがあるか確認
長期貯留の信頼性確保	・ 所有権と貯留の責務と、地層から漏出する CO2 に対処・状況回復の責任を明確にする ・ 関連当局が長期的なスチュワードシップと貯留現場に対する責務を請負う場合は現場における要件 ↑ 輸送の優先、運営者による漏出の未然防止の実証
国際的・越境的課題への対処	・ CO2 の国境を越えた輸送と貯留の責任について許可する規定 ・ CO2 の地中移動または国境を越えた圧力伝播を早期特定・解決するメカニズムの整備 ・ 国境を越えた二国間協定を結び公的に共有する ・ 複数のフレームワークが重複する際に推奨される行動のガイドラインを策定
CCUSハブ機能の整備	・ 技術的なものを含む能力全般として共有する CO2 の輸送・貯留インフラへのアクセスに関して条件を概説 ・ 共有する CO2 インフラに差別がないこと、争議機構を設置
新たな戦略的課題	・ BECCS や DACS など CO2 を除去する技法（計量・定量化含む）への考慮 ・ CCUS と他のエネルギーリソース設備間の相互活動計画の検討（ガス・石油貯留施設、地熱・洋上風力設備など） ・ 貯留に特化した運用に移行する CO2-EOR プロジェクトに関する明瞭で堅牢な要件を備えた手続きを検討 ・ 代替措置が実行できず CCUS を直ちに採用できない場合に排出ガス集中型の新たな産業／電力施設について CCUS に即応可能とする要件を検討

出所）IEA (2022), Legal and Regulatory Frameworks for CCUS, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/legal-and-regulatory-frameworks-for-ccus, License: CC BY 4.0（2023 年 3 月 10 日閲覧）に基づき MRI 作成

3）インドネシア大臣令との比較

インドネシアで検討されている CCUS 大臣令案との比較を行った。全体的に、インドネシアの大統領令案は H&C タイプのプロジェクトのように CO2 の所有権がバリューチェーンで異なることや CO2 の越境を想定していないと見受けられる。なお、同大臣令は 2023 年 2 月 10 日に公開されており、詳細

を再確認する必要がある[1]。

（3）米国

米国では、大型法案が可決され、CCUS への投資が進展している。

表 3-4 米国における政策・法制度動向

国	政策・法制度
米国	＜政策＞ ● 環境品質評議会（CEQ）は、CCUS プロジェクトの責任ある開発と許可を促進するためのガイダンスを発行した。 ガイダンスの要素は、CCUS プロジェクトと CO2 パイプラインに関する連邦政府の意思決定の促進、一般市民の関与、環境への影響の理解、二酸化炭素の除去。 ● エネルギー省化石エネルギー・炭素管理局（FECM）は、CCS を推進するための戦略を発表した。戦略的ビジョンは、徹底的な脱炭素化の情報にもとづく炭素管理の決定とレガシー排出量対処についてのフレームワークの確立。 ● パイプラインおよび危険物安全局（PHMSA）は、CO2 パイプラインの新しい安全対策を発表し、新しい規則制定を開始した。PHMSA はまた、地質学的危険に起因する問題に対処する最新の勧告速報を発行した。 ● 土地管理局（BLM）は、連邦土地管理政策法（米国）に沿った CO2 貯留に関するガイダンスを発行した。BLM の指示覚書は、BLM が管理する細孔空間を含む公有地での炭素貯留に対処している。 ● いくつかの州は炭素管理政策を進めている。 カリフォルニア州大気資源局（CARB）は、2022 年スコーピング計画の草案を公開し、コメントを求めた。スコーピング計画は、経済・環境・エネルギー安全保障、公正、健康の優先事項をサポートしながら、2045 年までのカーボンニュートラルへの道筋を示している。スコーピング計画では、2045 年目標達成のために非燃焼オプションが技術的または経済的に実行できない分野での CCS 技術の展開を求めている。
	＜法制度＞ ● 2021 年 11 月制定のインフラ投資雇用法（IIJA）には、今後 5 年間で CCS に費やされる 120 億米ドル以上が含まれる。 CCUS の研究・開発・実証、CO2 の輸送と貯留のインフラストラクチャ、炭素利用市場の開発および炭素貯留（DACCS）、ハブを備えた 4 つの地域の直接空気回収、DAC 技術コンペティション、へ資金提供される。

[1] インドネシアエネルギー鉱物資源省プレスリリース, https://www.esdm.go.id/en/media-center/news-archives/aturan-ccs-ccus-diteken-upaya-indonesia-capai-rendah-emisi-dan-tingkatkan-produksi-migas （2023 年 3 月 16 日閲覧）

	● IIJA では、外大陸棚土地法を改正し、内務省がオフショア CO2 貯留許可のフレームワークを確立する規制を策定するよう指示している。 ● 2022 年 8 月制定のインフレ抑制法には、内国歳入庁の 45Q の強化と気候とエネルギーへの資金提供 3,690 億米ドルが含まれる。以下の具体策により、45Q に基づく CCS 税額控除の展開を加速する。 ● 2022 年、『CHIPS（Creating Helpful Incentives to Produce Semiconductors）and Science Act 法』を制定。増大する炭素除去の研究・開発・実証に資金を提供する。 ● いくつかの州（インディアナ州、ウェストバージニア州、ワイオミング州など）では、CO2 貯留に関する法律または政策が制定されている。 ➢ ワイオミング州とノースダコタ州の 2 州は、CO2 の地層貯留のための圧入井をカバーする地下圧入コントロール（UIC）プログラムの下で許可を発行するための優先権を持っているため、州は引き続き許可の懸念に直面している。既存の許可プロセスには何年もかかる場合がある。 ➢ ルイジアナ州は優先権の申請が保留中、テキサス州、アリゾナ州、ウェストバージニア州は、申請前の優先権申請プロセス中である。

出所）GLOBAL CCS INSTITUTE, “2022 STATUS REPORT, 4.REGIONAL OVERVIEW”, https://status22.globalccsinstitute.com/2022-status-report/regional-overview/（2022 年 11 月 14 日閲覧）

1） 米国インフラ投資・雇用法

バイデン政権下、政府による大型インフラ投資のために立案された。気候変動対策の主要法案の一つとして掲げられ、2021 年 11 月に制定された。

CCUS 関連して 200 億ドル以上の投資が決定された。DAC、輸送インフラ、クリーン水素に注力している。

表 3-5 米国インフラ投資・雇用法における CCUS 適用部分の概要

項目	内容
目的	道路、橋、鉄道を再建し、清潔な飲料水へのアクセスを拡大し、すべての人が高速インターネットにアクセスできるようにし、気候危機に取り組み、環境正義を推進する。また、今まで取り残されてきたコミュニティに対しての投資を行う。
策定機関	117 回議会にて制定　大元の案は運輸省策定
概要	• 道路・鉄道・空港・港に関して投資を行いサプライチェーンの強化を行う。 • CCUS・CDR・クリーン水素部門においては今後 5 年以上にかけて 200 億ドル以上を投資する予定 　• 大規模パイロット PJ：35 億ドル 　• 地域 DAC ハブ：35 億ドル 　• DAC に関する報償つきコンペの開催：1.15 億ドル 　• 検証及び検査：25 億ドル

	• CCU：3.1 億ドル • パイプライン整備：1 億ドル • CO2 輸送インフラ：21 億ドル • クリーン水素に関しての製造・処理・輸送・貯蔵・最終利用に関する地域ハブへの投資：80 億ドル
主なインセンティブ制度	• CO2 Infrastructure Finance and Innovation Act（CIFIA）program • DOE による R&D 投資

出所）Bipartisan Infrastructure Investment and Jobs Act Summary https://www.ncsl.org/documents/statefed/IIJA-Section-by-Section.pdf （2022 年 10 月 28 日閲覧）に基づき MRI 作成

2）米国インフレ抑制法

バイデン政権下、米国のインフレーションを抑えるため、税制控除などを含めた民間セクター向け支援として立案された。気候変動対策に関する主要法案の一つとして掲げられている。

CCUS については、45Q 税制控除制度の拡大に加え、水素製造に伴う CCS の場合は、45V 税制控除の何れかの選択が可能である。

表 3-6 米国インフレ抑制法の CCUS 適用部分の概要

項目	内容
目的	クリーンエネルギーを促進しながら、赤字の削減、処方薬の価格の引き下げ、国内のエネルギー生産への投資によってインフレを抑制することを目的とした法案。
策定機関	117 回議会にて制定

概要	• 環境目標としては 2030 年までに炭素排出量を約 40%削減
	投資額：3,690 億ドル
	• 45Q: CCUS を行う事業者に対して、税制控除を行う
	• 45V:水素製造を行う事業者に対して、税制控除を行う
	• 既存の税控除制度に対して、税制優遇の強化および制度の利便性を強化した。
	  • 第三者との直接のやり取りが可能になった
	  • 財務省からの直接的な支払いが可能になった

	• 税控除額の引き上げ • 5 年間は税控除相当額の直接受け取り（Direct-pay）が可能。

出所） EY,「米国、インフレ削減法（Inflation Reduction Act of 2022）によりエネルギー転換および再生可能エネルギー関連の税法規定が大幅に変わる」https://www.ey.com/ja_jp/ey-japan-tax-library/tax-alerts/2022/tax-alerts-09-08 （2022 年 10 月 28 日閲覧）に基づき MRI 作成

3）インフレ抑制法（45Q）

インフレ抑制法において、2008 年から導入されていた内国歳入法セクション45Q を改訂した。①税制控除額の引き上げ、②建設開始時期の延長、③最低回収量の閾値の引き下げ、によりインセンティブを強化している。

表 3-7 45Q 税制控除の更新内容

項目	内容		
対象者	• CCS 事業を行う事業者のうち、CCS 設備を 2033 年までに建設開始したもの（従来は 2026 年まで） • 45V においてクリーン水素製造による控除との併用不可 • 火力発電所由来については下記満たすべき基準に加えて当該設備による二酸化炭素の基本生成量の 75%以上を回収する能力を設計上有する必要あり		
関連機関	米国財務省		
最低回収基準	以下の最低回収量を満たす CCS 事業者 （MT はメトリックトン） 従来の閾値を引き下げ。		
	火力発電所由来	18,705 MT	
	その他由来	12,705 MT	
	DAC	1,000 MT	
控除概要	最高控除額は基本控除の 5 倍であり、相場賃金と見習い使用要件に関する条件を遵守する必要あり（大幅引き上げ）。＊CCU には EOR が含まれる		
		基本控除	最高控除額
	産業由来、CCS のみ	$17/MT	$85/MT
	産業由来、CCU あり	$12/MT	$60/MT
	DAC 由来、CCS のみ	$36/MT	$180/MT
	DAC 由来、CCU あり	$26/MT	$130/MT

出所） EY,「米国、インフレ削減法（Inflation Reduction Act of 2022）によりエネルギー転換および再生可能エネルギー関連の税法規定が大幅に変わる」 https://www.ey.com/ja_jp/ey-japan-tax-library/tax-alerts/2022/tax-alerts-09-08 （2022 年 10 月 28 日閲覧）に基づき MRI 作成

（4）カナダ

カナダは連邦レベルで投資税額控除を決定。その他の政策制度は州により状況が大きく異なるが、アルバータ州は積極的な CCUS 支援を継続しており、サスカチュワン州が追従している。

表 3-8 カナダの CCUS 法制度・政策動向

	政策・法制度
カナダ	＜政策＞ ● 投資税額控除を通じて CCUS をサポートする。 2022～2030 年の控除率は、直接空気回収プロジェクト 60%、他すべての炭素回収プロジェクト 50%、輸送・保管・利用 37.5%（2031～2040 年はそれぞれ半減） ● 2021 年 11 月、サスカチュワン州は、CCUS 用・EOR 用に拘らず、CO2 輸送パイプラインが今後、同州の Oil Infrastructure Investment Program（石油インフラ投資プログラム：OIIP）の対象となることを発表した。

	● 2021 年 11 月、アルバータ州は、『アルバータ水素ロードマップ』を発表、クリーン水素の国際的リーダーになる意図を概説 ● 2022 年 3 月、カナダ政府は、気候変動に関する暫定目標を達成するための戦略、“2030 Emissions Reduction Plan（2030 年排出削減計画）”」を発表、カナダ経済全体で 2030 年までに温室効果ガス排出量を 2005 年の水準から 40～45%削減するという、NDC 目標をどのように達成するかについてのロードマップを示した。
	＜法制度＞ ● 2021 年 12 月、トルドー首相は、2050 年までにネットゼロに移行する戦略の一環として、気候関連財務情報開示の義務化に向けて動き出すよう閣僚に対し指示、2022 年の予算では、カナダ経済の広い範囲において国際的な TCFD の枠組みに基づいたこの報告要件が必須となっている。 ● オンタリオ州は、鉄鋼やセメントなどを産業の基盤としており、脱炭素化が難しく、CCS が実行可能オプションである。政府は CO2 貯留を評価しているが、既存の法律では貯蔵を禁止している。州は、「石油、ガス、塩資源法」の下で規制されている井戸への CO2 注入禁止を狭め、また、「鉱業法」に基づいて公有地に炭素を貯蔵する許可を与える等、法律を改正する必要がある。

出　所　）GLOBAL CCS INSTITUTE, “2022 STATUS REPORT, 4.REGIONAL OVERVIEW”, https://status22.globalccsinstitute.com/2022-status-report/regional-overview/（2022 年 11 月 14 日閲覧）

1） カナダ：CCUS に関する税制控除

2021 年、連邦政府における予算案において、CCUS への投資税に関するクレジット導入の素案が出された。2022 年 5 月、Budget 2022 において同案のドラフトが更新された。

表 3-9　カナダの CCUS に関する税制控除の概要

項目	内容
目的	適切な CO2 の恒久的な貯留を行うプロジェクトに対しての投資税控除を行うことによって CCS を促進する。
策定機関	財務省
概要	• CCUS（貯留専用の地層への圧入およびコンクリートへの固定が対象。EOR は対象外）に対する投資税額控除（2022年連邦予算） • 税額控除率は下表の通り • 5 年ごと、最長 20 年間査定を実施。CO2 の対象外利用が計画の5%を超える場合は、控除額の回収が行われる。

	2022年～2030年まで	2031年～2040年まで
DAC（CO2直接回収）プロジェクト	60%	30%
その他すべてのCCUSプロジェクト	50%	25%
輸送・貯留・使用のための機器	37.5%	18.75%

主なインセンティブ制度	投資税控除

出所）EY Global（2022） https://www.ey.com/en_gl/tax-alerts/canada-status-of-proposed-federal-investment-tax-credit-for-caarbon-capture-utilization-and-storage（2022年10月28日閲覧）に基づきMRI作成

（5）EU

EUでは炭素除去の組込みを検討している。英国はCCUSのビジネスとして成立させるための収益モデル構築を実施。

表 3-10 EUおよび英国におけるCCUS法制度・政策動向

	政策・法制度
EU	＜政策＞ ● 欧州委員会はEUイノベーション基金を通じて資金提供されるプロジェクト数の増加を通してCCSを促進している。 ● 炭素の回収と貯留について、“REPowerEU計画”では明示的に言及されていないが、欧州委員会はヨーロッパの水素経済をさらに支援する意図に言及しており、クリーン水素の文脈でCCUSの推進も行われるものと想定される。 ● また、2023年2月、欧州委員会は大型政策パッケージであるGreen Industrial Plan for the Net-zero Age を発表。以下の文脈でCCUSの更なる推進を後押しする。 ✓ 戦略的脱炭素プロジェクトの実施に資する法制度の簡略化 ✓ Important Projects of Common European Interest（IPCEI）プロジェクトにおける許認可の簡略化およびCCSを長年支援してきたInnovation Fundの継続 ✓ 公正な取引とオープンな貿易の原則に基づくスキル開発
	＜法制度＞ ● 2022年11月、炭素除去認証に関するEU規則案を発表。 2021年12月、欧州委員会は持続可能な炭素循環に関する正式な報告書を発表し、特に今後10年以内に炭素除去ソリューションを大幅に拡大する必要があることを認めた。炭素除去オプションがさらに実現される場合、CO2除去を正確かつ透過に証明する必要であり、法制化される。CDRをEUの規制およびコンプライアンスの枠組みに組み込むことを目指す。 ● CO2の輸送手段については、the Trans-European Energy Networks regulation（TEN-E）が検討されており、CCSへの取り組みは、法律では明示されない。
英国	● 英国政府は、2020年代半ばまでに2つのCCSクラスターを、2030年までにさらに2つクラスターを、CCUSインフラストラクチャファンド（CIF）を通じて設立することを確約した。

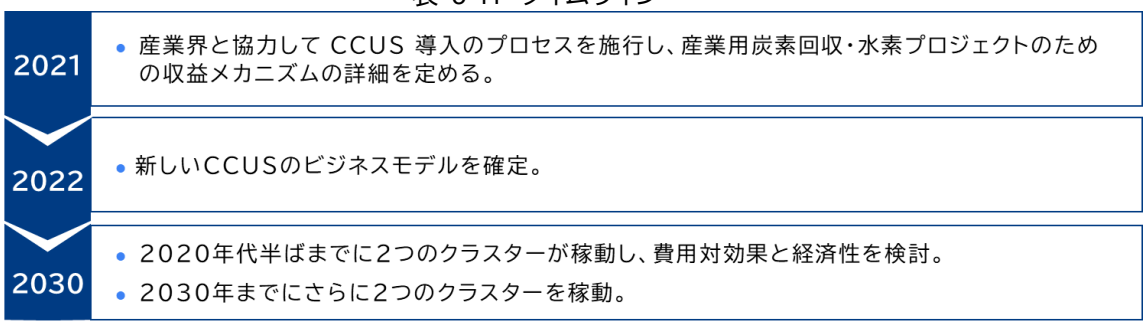
	● 政府は、グリーン産業革命のための 10 ポイント計画で、炭素回収の使用と貯蔵への投資を公約している。 この投資は、CCS に特化した多くの政策と基金に配分された。それには、4 つの CCS クラスターの開発を支援することを目的とした CCS インフラ基金とともに、CCS の研究とイノベーションプログラムを強化することを目的とした the UK CCUS Innovation Programme が含まれる。 ● CIF、UK CCUS Innovation Fund などを含む、英国地域全体での幅広い官民パートナーシップと資金調達の取り組みをさらに強調するために、英国政府は、2021 年から 2035 年までの CCUS 提供計画を示す”CCUS Investor Roadmap”を発表した。 ● 産業セクターおよびセクターの CCS における差額決済（CfD）等の検討を進める等、CCS の収益確保に向けたビジネスモデルを構築。

出所）GLOBAL CCS INSTITUTE, “2022 STATUS REPORT, 4.REGIONAL OVERVIEW”, https://status22.globalccsinstitute.com/2022-status-report/regional-overview/（2022 年 11 月 14 日閲覧）GLOBAL CCS INSTITUTE, European Commission Presents a Green Deal Industrial Plan for the Net-Zero Age https://www.globalccsinstitute.com/news-media/latest-news/european-commission-presents-a-green-deal-industrial-plan-for-the-net-zero-age/（2023年3月 15日閲覧）に基づき MRI 作成

1）英国 10-point-plan: Point8 CCUS

2030 年までに 4 つの産業クラスターに CCUS を設置するために最大 10 億ポンドを投じ、North East、the Humber、North West、Scotland、Wales 等の地域に CCUS クラスターを創設予定である。

表 3-11 タイムライン



出所）HM Government. ‘The Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution’. 2020. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/936567/10_POINT_PLAN_BOOKLET.pdf（2023/1/23 閲覧）に基づき MRI 作成

2）英国 CCUS ビジネスモデルの構築

英国政府は、4つの領域で民間資金動員のためのビジネスモデル（収益メカニズム）を検討中。差額決済（CfD）や規制出資（RAB）等、既存の電力・インフラセクターで実績のある仕組みを応用。

£10億規模の気候イノベーションファンド（CIF）、£1.3 億規模の Industrial Strategy Challenge Fund (ISCF) and Industrial Decarbonisation Challenge Fund(IDCF) を、

ビジネスモデル構築までのつなぎの支援策として、創設。

表 3-12 英国における CCUS ビジネスモデル概要

CCUS ビジネス領域	検討内容
輸送＆貯留	• CO2 の輸送及び貯留を担う事業体（T&SCo）のコストを、CO2 回収事業者が、規制出資（RAB 等）をベースに負担する仕組みを提案。RAB に基づいて、輸送&貯留使用料を算出。 • デリバリーモデル、アセット所有、ネットワーク計画、システムオペレーションにおいて、政府と民間の役割を規定。 （出所）Transport and Storage Model Update, January 2022
電力 CCUS （CCS 付き火力発電）	• Dispatchable Power Agreement（DPA）を政府機関と締結することにより、電力会社がCAPEX・OPEX両方の補助を受ける仕組み。 • 電力セクターの差額決済（Contracts for Difference: CfD）を、ガス火力発電における CCUS が電力需要を賄う上で、mid-merit に位置付けられるよう応用したもの（OPEX 補助） • 施設性能に応じて、低炭素で気候に左右されない電源にAvailability payment の供与（CAPEX 補助） （出所）Dispatchable power agreement: business model summary and consultation: April 2022 update
Industrial Carbon Capture（ICC）（産業セクターにおける CO2 回収）	• 初期投資額の最大 50%補助の算定手法（CAPEX 補助。CIF 適用） • CfD に基づく Variable Payment（OPEX 補助。Industrial Decarbonisation and Hydrogen Revenue Support（IDHRS）の適用） • 輸送・貯留費用の支払い補助（10 年間）、Free Allowance の取扱い（排出主体の ETS における FA 放棄に伴う価格保証）（OPEX補助） （出所）Industrial carbon capture business model: summary and consultation: April 2022 update
低炭素水素	• Low Carbon Hydrogen business model の検討。 • ①契約に基づく生産者への払い（CfD 等）、②規制出資（RAB 等）のスプリットタイプを軸に検討中 （出所）Government response to the consultation on a Low Carbon Hydrogen Business Model, April 2022

出所）BEIS, ‘Carbon Capture, Usage and Storage An update on business models for Carbon Capture, Usage and Storage’. (2022)
https://www.gov.uk/government/publications/carbon-capture-usage-and-storage-ccus-business-models (2023/1/23 閲覧)に基づき MRI 作成

（6）その他欧州

その他欧州地域の法制度・政策動向を以下に示す。オランダやデンマーク等、北海地域の活動が活発化している。

表 3-13 その他欧州地域の法制度・政策動向

	政策・法制度
その他欧州	● オランダ政府は CCS プロジェクトも資金提供の対象となる”the Sustainable Energy Transition Subsidy Scheme（SDE++）”予算を、2021 年だけで 50 億ユーロから 130 億ユーロに増額した。SDE++ への資金提供は 2035 年まで継続される。 ● デンマーク政府、3 つの政府プログラムを通じて、炭素・回収・貯留プロジェクトを支援するために合計 50 億ユーロを投資すると発表した。資金の一部は、Energy Technology Development and Demonstration Program（EUDP）の下で 10 年間にわたって展開され、Project Greensand と Total Energies 主導

	の Bifrost は既にデンマーク政府から資金を受け取っている。 EUDP は、2030 年までに排出量を 70% 削減するというデンマークの目標をサポートすることを目的としており、これは、これまでのところヨーロッパで最も野心的な 2030 年目標である。 ● ブルガリア、ポーランド、フィンランドなど、ヨーロッパのいくつかの国が、EU イノベーション基金の助成プログラムにより CCS 市場に初めて参入している。

出 所 ） GLOBAL CCS INSTITUTE, “2022 STATUS REPORT, 4.REGIONAL OVERVIEW”, https://status22.globalccsinstitute.com/2022-status-report/regional-overview/ （2023/1/23 閲覧）に基づき MRI 作成

（7） オーストラリア

豪州では新政権が排出削減目標を強化した。一方再エネへのシフトにより、CCUS 支援が削減される傾向にある。

表 3-14 オーストラリアにおける法規制・制度動向

	政策・法制度
オーストラリア	＜政策＞ ● 2022 年 5 月、政権交代により新たに政権を担う労働党政府は緩和目標を引き上げ。既存のセーフガードメカニズムの下で主要排出者のベースラインを強化することを約束、これは、事実上、企業が毎年の排出量を減らすか、オフセットを支払うことを意味する。2023 年 1 月 10 日に改正案を提示し、全体で 2030 年までに毎年 4.9%のベースラインの引き下げとなる見込み。結果オーストラリアの国内クレジット価格は高騰。一方で、再エネを中心としたエネルギー政策・予算を発表。CCUS 予算は減額される方向。
	＜法制度＞ ● 2021 年 10 月、CCS 方法論が排出削減基金（ERF）に組み込まれ、CCS プロジェクトが獲得した ACCU（Australian Carbon Credit Units）を販売することで収入を生み出すことが可能になった。Moomba プロジェクトが第 1 号 ERF-CCS 案件として登録された。 ● 2022 年 3 月、西オーストラリア州のビル・ジョンストン鉱山石油大臣は、州内の CCS の規制体制を支える『温室効果ガス貯蔵輸送法案（the Greenhouse Gas Storage and Transport Bill）』の起草を承認した。

出 所 ） GLOBAL CCS INSTITUTE, “2022 STATUS REPORT, 4.REGIONAL OVERVIEW”, https://status22.globalccsinstitute.com/2022-status-report/regional-overview/ （2023/1/23 閲覧）に基づき MRI 作成

1） 豪州オーストラリアの脱炭素政策

2020 年、CCS はオーストラリアの長期排出削減計画において重点分野として位置付けられた。
2022 年 5 月に発足した、新政権により、削減目標の強化が実施され、セーフガードメカニズム（高排

出産業に排出削減を義務付けるもの)や国内炭素クレジットスキームの見直しが行われている。脱炭素政策は、再エネ、水素の国内利用が重点分野となり、CCUS は予算再編の対象となっている。

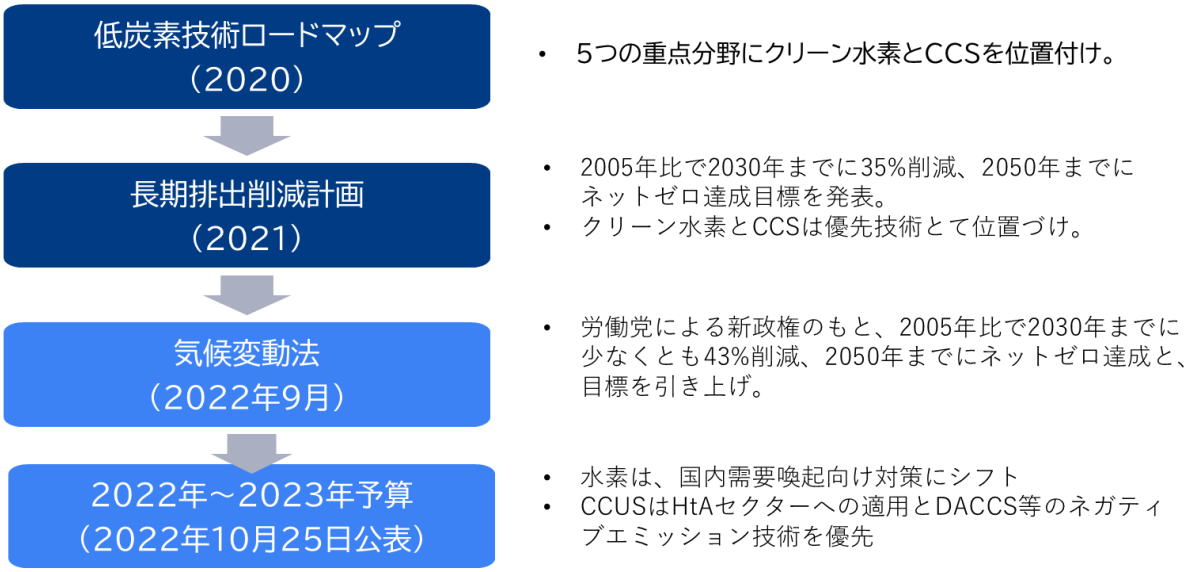


図 3-2 豪州における気候変動政策の変遷

出所)Climate Change Bill 2022 – Parliament of Australia, https://www.aph.gov.au/Parliamentary_Business/Bills_Legislation/Bills_Search_Results/Result?bId=r6885, (2023/1/23 閲覧)に基づき MRI 作成

(8) ASEAN 諸国

ASEAN 諸国の CCUS 関連法規制・政策動向を以下に示す。

表 3-15 インドネシア・マレーシアの CCUS 関連法規制・政策動向

	政策・法制度
インドネシア	<政策> ● カーボンプライシングメカニズムである、NDC およびコントロール達成のための炭素の経済的価値に関する手法についての大統領規則 98/201 を導入。 ● このメカニズムは、炭素の国内価格と貿易、両方の法的枠組みを効果的に設定し、石炭火力発電所に課される予定の炭素税(1 トンあたり 2.09 米ドル)と連携して機能する。
	<法制度> CCUS に関する大臣令が 2023 年 3 月 10 日に公開された。Carbon Pulse の報道では、CCUS 事業から創出されるクレジットを JCM 等で海外移転する余地に言及がある。

マレーシア	＜政策＞ ● 国内プロジェクトにストレージソリューションを提供することに加えて、余剰ストレージ容量をサードパーティが利用できるようにすることで、マレーシアを地域の CCS ハブとして確立する。具体的には、ストレージ容量の 60%は、ペトロナスとパートナーのためにマレーシアに割り当てられ、残りの 40%は他のユーザーが利用できるようになる。 ● 2021 年 9 月「第 12 次マレーシアプラン計画 2021～2025」発表時に、マレーシア政府は、2005 年のレベルに基づいて、2030 年までに排出量 45%削減を、「できるだけ早く」2050 年までにはネットゼロ達成を公約した。 この公約は、ペトロナスと同調しており、世界第 4 位の液化天然ガス生産企業にとって CCS が必要な役割であることを強調している。 ● 「第 12 次マレーシアプラン 2021-2025」の中で、大統領がカーボンプライシングメカニズムの導入を発表したが、価格と管理に関する情報はほとんどない。
	＜法制度＞ ● 気候変動に関する国家的な法的枠組みは、2022 年末に発表される見込みだったが、2023 年 1 月現在未発表である。CCUS 規制は策定中とみられるが、国営石油会社 Petronas 社は現行の石油ガスの制度枠組み内で対応可能としている（昨年度ヒアリングによる）。

出 所 ） GLOBAL CCS INSTITUTE, “2022 STATUS REPORT, 4.REGIONAL OVERVIEW”, https://status22.globalccsinstitute.com/2022-status-report/regional-overview/ （2023/1/23 閲覧）に基づき MRI 作成
Carbon Pulse, “Indonesia releases CCS regulations, opens door for carbon trading”, https://carbon-pulse.com/195210/, (2023/3/16 閲覧)に基づき MRI 作成

表 3-16 ベトナム・タイの CCUS 関連法規制・政策動向

	政策・法制度
ベトナム*	● 2020 年、長期エネルギー戦略（The Orientation of Vietnam ‘s National Energy Development Strategy to 2030, with a Vision to 2045, decision No.140/NQ-CP）で、「CO2 の回収・利用を展開するための仕組みや政策を整える。」が解決策として提示され、また、Decision No. 38/2020/QD-TTg における優先開発投資先技術リストに CCUS が含まれ、温暖化対策および技術戦略として CCUS が位置付けられた。 ● 2022 年、政令 06/2022/ND-CP により、カーボンプライシングにする枠組みが決まる。

タイ	● 2022 年の国家気候変動対策計画に CCUS を含めた。今後、2022-2026 年を対象とする CCUS の 5 か年計画を作成予定。計画に含まれる必要要素は、技術開発、法制度、ステークホルダーのエンゲージメント等である。 ● FS を実施した三井石油化学によると、Petroleum Institute of Thailand が関連法規制・テクニカルガイドラインの検討をしており、本年 3 月迄に検討結果を纏める想定（未発表）。また、エネルギー省鉱物燃料局/Department of Mineral Fuels によると、CCUS 関連法規制制定までは、石油法の運用で対応する想定。

出所）【ベトナム】
Luat Vietnam, https://english.luatvietnam.vn/resolution-no-140-nq-cp-dated-october-02-2020-of-the-government-promulgating-the-governments-action-program-for-implementing-resolution-no-55-nq-t-191829-Doc1.html および Luat Vietnam, Decision No. 38/2020/QD-TTg List of high technologies prioritized for development investment and development promotion (luatvietnam.vn)（2023/1/23 閲覧）に基づき MRI 作成
【タイ】
The Second Asia CCUS network Forum, speech by H.E. Kulit Sombatsiri, Permanent Secretary of Energy of Thailand (30 September 2022)に基づき MRI 作成

1）インドネシア：大統領令 98/2021 の全体概要

インドネシアの炭素の経済的価値に関する手法についての大統領規則の概要を以下に示す。

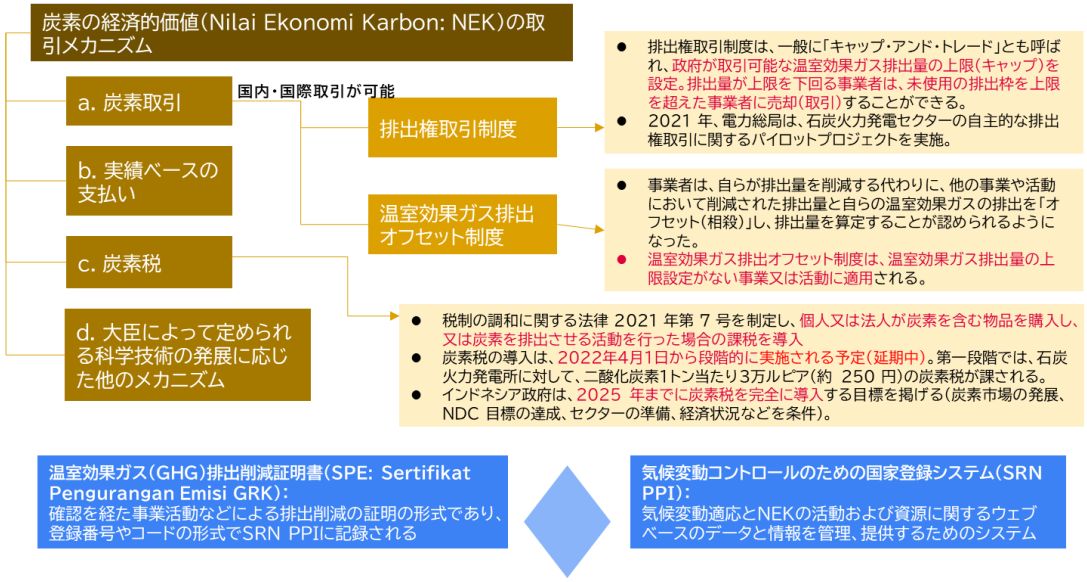


図 3-3 炭素の経済的価値に関する手法についての大統領規則の概要

出所）PERATURAN PRESIDEN REPUBLIK INDONESIA NOMOR 98 TAHUN 2021, 西村あさひ法律事務所, https://www.nishimura.com/sites/default/files/newsletter_pdf/ja/newsletter_211228_asia.pdf（2023/1/23 閲覧）に基づき MRI 作成

2）ベトナムにおけるカーボンプライシング政策

ベトナム政府は、改正環境保護法に基づく 2022 年に発行した政令において、排出量取引制度および国内クレジット制度の創設に向けたルールを決定。2026 年にパイロット、2028 年に本格実施を目指す。

表 3-17 ベトナムにおけるカーボンプライシングの法制化の経緯

	炭素クレジットに言及
党中央決議 24-NQ/TW（2013 年）および 政府決議 50-NQ/CP（2021年）	気候変動対策として炭素市場の設立に言及
環境保護法の改正（2020 年 11 月）	国内排出量取引制度（ETS）および炭素クレジット制度、並びに省庁の役割分担について法的根拠を明示。
政令 06/2022/ND-CP（2022 年 1 月）	• 改正環境保護法に基づき、実施スケジュールを示したもの。具体的には、MRV、国内 ETS、NDC に準じた段階的なキャップの引き下げ、国内クレジット制度の設立に関するレギュレーションを提示。 • GHG インベントリー作成が義務付けられるセクターおよび対象施設のリストを公開：産業・商業セクター（1,662 施設）、交通セクター（104 施設）、天然資源・環境セクター（76 施設）.
2026 年（見込み）	パイロット ETS の実施
2028 年（見込み）	フルスケール ETS 実施

出所）World Bank, State and Trends of Carbon Pricing 2022, https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/a1abead2-de91-5992-bb7a-73d8aaaf767f/
出所）Vietnam initiative for Energy Transition, Press Release – Webinar “Carbon Pricing – Resource to shape Vietnam’s climate strategies”, https://vietse.vn/en/new/press-release-webinar-carbon-pricing-resource-to-shape-vietnams-climate-strategies/, (2023/1/23 閲覧)に基づき MRI 作成

（9）まとめ

ASEAN 各国における CCS/CCUS 事業の実施にあたっては、そのための法制度が必要である。昨年度、インドネシアにおける大臣令制定とマレーシアでのガイドライン制定の動きがあることが分かった。今年度は、①両国に加えて、タイおよびベトナムにおける法制度の検討状況を引き続き調査した。また、②国際機関や欧米等の CCUS 先進国における法制度の最新状況等、ASEAN に影響を及ぼす可能性のある動向についても調査した。

① の結果は次の通り。

- インドネシアおよびマレーシアにおいては、法制度整備に向けた進展がみられなかった。インドネシア政府関係者との直接の対話においては、継続検討中とのことであった。
- また、タイおよびベトナムの調査の結果、両国とも CCUS が気候変動対策として政策上の位置づけは行われているものの、法制度の検討には着手したばかりであることがわかった。

② の結果は次の通り。

- IEA が CCUS 法制度をこれから整備する国を対象に、ハンドブックを 2022 年 7 月に発表。2010 年に発表した「モデル法規制フレームワーク」に対して、事例やオプションを豊富に提示した使いやすい内容になっている。現在審議中のインドネシアの CCUS 大臣令と比較すると、前者はバリューチェーン全体での CO2 所有権の明確化等、H&C モデルも想定した内容になっているが、後者の対応は不十分であることがわかった。

- 欧州は許認可に係る法制度は基本的に整備済みであり、インフラ整備と英国を中心にビジネスとしての収益モデルの構築等のインセンティブ制度の検討が進んでいる。
- 米国も許認可に係る法制度整備は基本的に整備済みである。許認可を円滑化する州への優先権（プライマシー）移譲については、プライマシーを有する州は増えていないのが実情。一方、インフラ整備と税控除等、インセンティブに係る大型法律が成立し、案件形成が進んでいる。
- カナダも投資税控除と野心的なカーボンプライシング制度が制定されている。
- 一方、オーストラリアにおいては、政権交代により気候変動対策が強化される一方でCCUSへの予算配分は減少方向。

3.6.2 CCUS に関する先進的なビジネスモデルの把握

（1） 調査方針

CCUS に関するビジネスモデルを、分離型ビジネスモデル、H&C モデル、多国間 CO2・水素輸送ネットワークの 3 つに分類した上で、各ビジネスモデルに代表される欧州の先進プロジェクトの最新状況を整理し、アジア圏における CCUS の実装に寄与する情報を分析した。3 種のビジネスモデルはいずれも欧州の先行した事例を基に分類されたものであるため、経済的にも地政学的にも前提となる条件が異なるアジア圏での展開を実現性と受容性の双方から十分に検討する必要がある。本調査では上記 3 モデルのアジア圏における親和性を分析するとともに、開発動向を整理し、開発段階からその後の長期的な稼働に至るまでの経済的持続可能性に資する示唆を得られる事例を抽出した。

（2） 先行事例の動向

本調査では各ビジネスモデルを代表する先行事例として以下の 3 件を選定して最新動向を整理した。

- 分離型ビジネスモデル：Longship、特に Northern Lights
- H&C モデル：East Coast Cluster
- 多国間 CO2・水素輸送モデル：Porthos をはじめとするベネルクス＆ドイツによる一連の水素・CCS 事業

1） Northern Lights の動向

ノルウェーでは 2018 年時点から既に政府支援の対象となる CCS プロジェクトの選択と集中が本格化され、Longship という名の下で 3 件のプロジェクトが選定された。特徴的なのは Heidelberg Cement のセメント工場と Fortum の廃棄物処理工場を対象とした 2 件は CO2 の回収にのみ焦点を当てた純粋なカーボンキャプチャープロジェクトである一方で、3 件目が排出源から貯留層までの CO2 の輸送と圧入を専門にする新たな事業を想定したものであった点である。この 3 件目が Equinor、Shell、TotalEnergy が参画する Northern Lights プロジェクトである。同プロジェクトは 2020 年 9 月に最終投資判断（FID）が行われ、ノルウェー政府の承認を受けて商業化に向けて着実に開発・建設が進められている。2021 年 3 月には 3 社が協賛する形で合弁会社 Northern Lights JV が立ち上げられた。

FID 及び JV 設立から 1 年間ほどは建設パートナーとの契約締結や一時貯留拠点や圧入坑の開発が主な動きであったが、2022 年から徐々に潜在顧客や CO2 輸送船のオペレーションに関するパートナーシップの締結が相次いで発表され、商業化に向けて順調に進んでいることが伺える。特に潜在顧客からの問い合わせについては Northern Lights 関係者の想定を上回る反応があり、年間 CO2 貯留量を当初計画されていた 500 万トンから引き上げることを発表している[2]。2022 年 8 月には史上初となる CO2 の商業的越境輸送・貯留契約を肥料メーカーである Yara と締結した。オランダにある Yara

[2] Northern Lights, https://norlights.com/news/northern-lights-announces-growth-ambitions/ （2023 年 3 月 15 日閲覧）

のアンモニアプラントから回収される CO2 を Northern Lights JV がノルウェー沿岸部の一時貯留拠点に輸送し、ノルウェー沖の最終貯留地点に圧入する。今後、同様の契約やパートナーシップはさらに増えることが予想され、Northern Lights を中心に欧州圏における CO2 回収ネットワークが構築されることが期待できる。

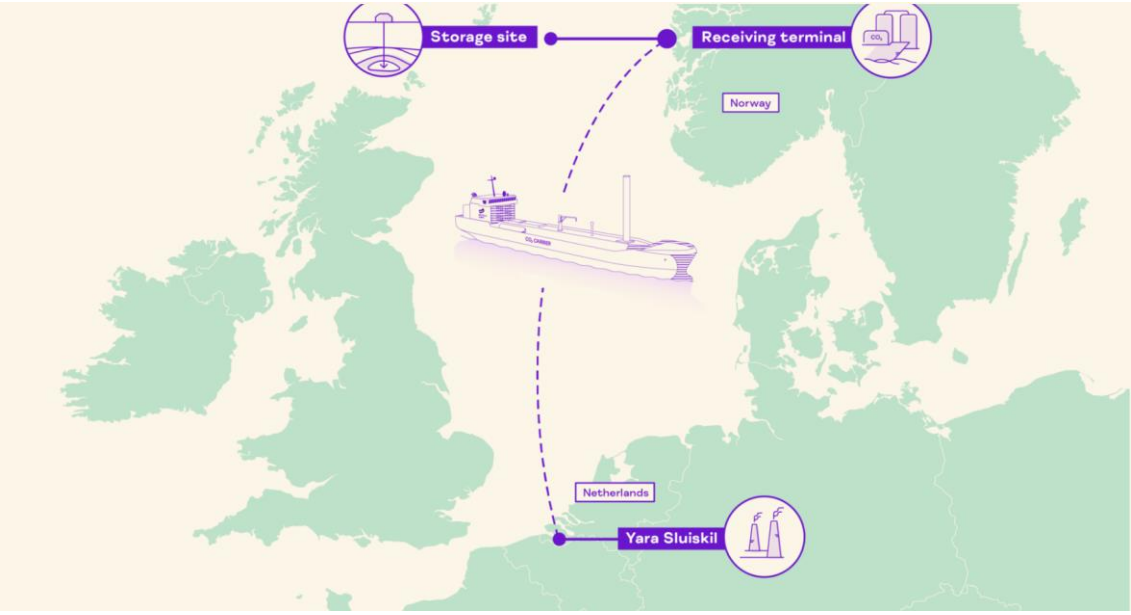


図 3-4 史上初となる CO2 の商業的越境輸送ルート

出所）Northern Lights ニュースリリースより[3]

Northern Lights の本年度の主なマイルストーンを下記表に記す。

表 3-18 本年度の Northern Lights のマイルストーン

2022年4月	CCB Energy と NL が拠点としているオイガーデン地域における CO2 バリューチェーンの構築に向けた連携を推進。 これまで船舶輸送による CO2 の受け入れをメインに考案されてきた NL のビジネスモデルだったが、CCB Energy との連携によってローカル企業が NL の CCS サービスにアクセスできるようになる。
出所	CCB Energy and Northern Lights: Collaboration on CO2 management in Øygarden https://norlights.com/news/ccb-energy-and-northern-lights-collaboration-on-co2-management-in-oygarden/ （2023年3月15日閲覧）
2022年5月	イギリスの廃棄物処理・リサイクル業者である Cory と MoU を締結。今後、Cory が運営する Waste to Energy プラントで回収される CO2 の輸送・貯留に向けて調整を進める。 実現すれば CO2 の越境輸送及び商業的 CO2 輸送・圧入サービスのパイオ

[3] Northern Lights, Major milestone for decarbonising Europe - Northern Lights (norlights.com)（2023 年 3 月15日閲覧）

	ニア的事例となる。
出所	Cory and Northern Lights announce pioneering international carbon partnership https://norlights.com/news/cory-and-northern-lights-announce-pioneering-international-carbon-partnership%ef%bf%bc/ （2023年3月15日閲覧）
2022年8月	肥料メーカーYara と契約締結。2025 年以降、オランダにある Yara のアンモニアプラントで回収される CO2 を NL が輸送・圧入する。回収量は 80 万トン/年となる見込み。 史上初の商業的 CO2 越境輸送・圧入契約となる。
出所	Major milestone for decarbonising Europe https://norlights.com/news/major-milestone-for-decarbonising-europe%ef%bf%bc/ （2023年3月15日閲覧）
2022年12月	CO2 輸送船の運用を“K” LINE（川崎汽船）に委託。2024 年以降、ロンドンを拠点とする “K” Line LNG Shipping が、液化 CO2 船 2 隻の船舶管理を実施。Norcem Brevik や Hafslund Oslo Celsio 等、複数の CO2 回収施設からノルウェーØygarden にある Northern Lights の CO2 受入基地まで CO2 を輸送する。
出所	Northern Lights awards ship management contract to “K” LINE https://norlights.com/news/northern-lights-awards-ship-management-contract-to-k-line/ （2023年3月15日閲覧）

図 3-5 Northern Lights の CO2 輸送船のイメージ図

出所）Northern Lights ウェブサイトより[4]

[4] Northern Lights, https://norlights.com/news/northern-lights-awarding-ship-building-contracts/（2023 年 3 月 15 日閲覧）

2）East Coast Cluster の動向

英国のビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）は 2017 年に産業の脱炭素化計画として Clean Growth Strategy を発表しており、CCUS を活用した産業クラスターの脱炭素化が戦略の柱となっている[5]。さらに、英国政府は 2020 年に長期計画として、環境目標の達成と低炭素産業を軸とした経済成長の両立を図る「グリーン産業革命」とその実現に向けた新政策として「10-Point Plan」を発表した[6]。同計画では CCUS 産業に対する総額 10 億ポンドの支援を含む大規模な公的資金の投入が計画されている。具体目標として 2030 年までに国内 4 カ所で CCUS クラスターを開発することが掲げられており、長期目標の実現に向けて BEIS が 2021 年から 2022 年にかけて「CCUS 展開のためのクラスター・シーケンス（トラック1フェーズ 1）」の公募を実施した。トラック1では2020年代半ばまでの事業展開の実現性を評価し、英国政府として優先的に支援するクラスタープロジェクトが2件選定された。英国東海岸部の East Coast Clusterと、同北西部リヴァプール市近郊の HyNet が支援対象となった。今後予定されているトラック2では2030年までに事業展開が可能であると見込まれるクラスターがさらに2つ追加で選定される。スコットランドの Acorn 等が有力候補であると考えられる。

East Coast Cluster は開発開始当初から共通の脱炭素クラスターとして計画が進められてきた Net Zero Teesside と Zero Carbon Humber の二つのプロジェクトが、英国の CCUS 事業全体を促進するために主要エネルギー事業者[7]によって設立された Northern Endurance Partnership（NEP）の旗振りの下、共同開発体制を構築したものである。2026年から段階的に脱炭素事業を開始し、2040年までに CCUS と水素事業の組み合わせで地域一帯をカーボンニュートラル化する計画となっている。

既設パイプラインの再利用などを含め、主要インフラの開発に関しては大手エネルギー会社が NEP を通して主導的役割を担っている。面的な脱炭素計画が進められている East Coast Cluster の傘の下には、CCUS を含む多くの個別プロジェクトが含まれており、それらはクラスター内に製造拠点等を有する民間事業者によるものが中心となっている。

トラック1フェーズ1はクラスター開発への支援を対象とした公募であったが、BEIS はクラスター内の個別プロジェクトを対象とした資金援助も計画している。2022 年 3 月から始まったトラック1フェーズ 2 ではこういった事業を対象に公募が行われた。East Coast Cluster からは計 25 のプロジェクトが入札し、14 件がショートリストに残った。

表 3-19 CCUS 展開のためのクラスター・シーケンス（トラック1フェーズ 2）のショートリスト

Power CCUS	
Net Zero Teesside Power	East Coast Cluster
Whitetail Clean Energy	East Coast Cluster

[5] BEIS, The Clean Growth Strategy, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/700496/clean-growth-strategy-correction-april-2018.pdf（2023年3月15日閲覧）
[6] BEIS, The Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/936567/10_POINT_PLAN_BOOKLET.pdf（2023年3月16日閲覧）
[7] BP、Eni、Equinor、National Grid、Ventures、Shell、Total の6社

Keadby 3 Carbon Capture Power Station	East Coast Cluster
水素	
bpH2Teesside	East Coast Cluster
H2NorthEast	East Coast Cluster
Hydrogen to Humber (H2H) Saltend	East Coast Cluster
HyNet Hydrogen Production Project (HPP)	HyNet
Industrial Carbon Capture (ICC)	
CF Fertilisers Billingham Ammonia CCS	East Coast Cluster
Tees Valley Energy Recovery Facility Project	East Coast Cluster
Norsea Carbon Capture	East Coast Cluster
Redcar Energy Centre	East Coast Cluster
Teesside Hydrogen CO2 Capture	East Coast Cluster
Humber Zero – Phillips 66 Humber Refinery	East Coast Cluster
Prax Lindsey Oil Refinery Carbon Capture Project	East Coast Cluster
ZerCaL250	East Coast Cluster
Viridor Runcorn Industrial CCS	HyNet
Protos Energy Recovery Facility	HyNet
Buxton Lime Net Zero	HyNet
Carbon Dioxide Capture Unit – EssarOil UK	HyNet
Hanson Padeswood Cement Works carbon capture and storage project	HyNet

出所）BEIS
https://www.gov.uk/government/publications/cluster-sequencing-phase-2-eligible-projects-power-ccus-hydrogen-and-icc/cluster-sequencing-phase-2-shortlisted-projects-power-ccus-hydrogen-and-icc-august-2022（2023 年 3 月 15 日閲覧）に基づき MRI 作成

脱炭素クラスターの経済性に関しては雇用創出等、マクロ経済的インパクトも分析されている。2020年に発表されたNet Zero Teessideの経済効果調査「Net Zero Teesside Economic Benefits」では、プロジェクトの開発開始から2050年までの期間を通じて 48 億ポンドの累積直接総付加価値が創出されると予想されている。建設段階では、2024 年から 2028 年まで、年平均で 3 億 7,000 万ポンドの総付加価値と 4,500 の直接雇用創出が見込まれている。また、同調査ではクラスターの開発で得られるノウハウによって英国企業が英国全体および国際的に CCUS 関連の契約を獲得できることに繋がるとしており、 英国内における CCUS の導入により、2030 年までに年間 16 億ポンドの総付

加価値と 18,000 の直接雇用を創出可能であると見積もっている。

価値創造という観点では脱炭素ブランドによる付加価値も重要なファクターである。一例として、East Coast Cluster 内の個別プロジェクトの一つである Saint-Gobain Glass Carbon Capture Project は、CCS を活用した低炭素ガラスの製造に注力しており、同製品を「ORAE」というブランドでプロモートしている。

図 3-6 低炭素ガラス ORAE

出所）Saint-Gobain
https://www.saint-gobain.com/en/news/worlds-first-low-carbon-glass（2023 年 3 月 15 日閲覧）より抜粋

ガラスなどの建材として利用可能な製品は高まるグリーンビル需要などもあり、今後脱炭素ブランドとしての付加価値が経済的インセンティブとなることが考えられる。

3）Porthos とその周辺事業の動向

オランダではロッテルダムの港湾区画を対象とした CCUS プロジェクトである Porthos に代表される、拠点型事業の計画が複数立案された。オランダ西部の Aramis、北部の Athos[8]はそれぞれ Porthos の姉妹プロジェクトとして計画され、PosHYdon、NortH2 等はいずれも洋上風力と既設の洋上プラットフォームを利用した洋上グリーン水素製造拠点として FS が実施されている。

産ガス国であり、運輸においてはヨーロッパの玄関口でもあるロッテルダム港を中心にガスパイプラインのネットワークは非常に発達しており、将来的にはアントワープ等北海沿岸の他の港湾都市やルール地方の大規模な産業クラスターも巻き込んだ広域的な CO2・水素ネットワークを構築する狙いがある。

オランダにとってその計画のフラグシッププロジェクトとも言える Porthos は2021年6月にオランダ政府から約21億ユーロの補助金を確約され、その後オランダ北海沿岸にある枯渇ガス田（大陸棚 P18 ブロックの P18-2、P18-4 ガス田）への CO2 圧入許可の承認も受けている。今後、圧入用のコンプレッサー設備の設置に関する環境許可が取得できれば FID を経て本格的な建設フェーズに移行可能になる。当初の予定では2022年中に FID が下されるはずであったが、Porthos の建設による窒素排出が周辺地域に悪影響を及ぼすとして、環境系 NGO がオランダ議会に対し異議申し立てをしたため20

[8] Athos は同事業最大の CO2 排出源であった Tata Steel の製鉄所が製鉄法を高炉式から水素による直接還元方式に切り替える計画を発表したため、各ステークホルダー合意の上で2021年9月に中止された。

23年3月現在未だ FID に至っていない[9]。今後、環境アセスメントの結果等を基にオランダ国務院・Porthos ステークホルダー・NGO の三者間で議論が行われる[10]。

（3）各モデルのアジア圏との親和性

1）分離型ビジネスモデル

CO2 の輸送・貯留を専門とする事業体を軸としたビジネスモデルである。民間事業者への CO2 貯留地の管理権限・貯留権益の付与されることが前提となるだけでなく、CO2 輸送船等の輸送手段や各地から回収した CO2 の一時貯留拠点の確保も必要となる。Northern Lights JV の場合、Equinor、Shell、TotalEnergies といった欧州最大級のエネルギーメジャー3 社が参画し、ノルウェー政府による全面的なバックアップがあったため実現した。大手メジャーによるリスク分担や技術協力を前提とした連携はアジア圏においても見られるが、経済的持続可能性が見込めない段階で事業実施国が長期的なコミットメントを示す可能性は低い。

顧客の確保も大きな課題である。CO2 輸送・貯留企業は各排出源で回収された CO2 を有料で引き受け自社が管理する貯留地に輸送・圧入するサービスを提供する。そのため、経済的に自走可能となるには顧客となり得る CO2 の回収を行う排出源が一定数以上必要となる。CO2 の回収を行う事業者は回収コストに加えて輸送・貯留サービス料金も負担することになる。炭素市場やカーボンインフラが世界的に普及済みであればアジア圏においても当該サービスを利用する顧客を確保することは可能になると考えられるが、現時点ではポジティブ・ネガティブを問わず各国政府による強力なインセンティブが必要不可欠である。

広域的な CO2 回収が前提となる本モデルでは CO2 の越境輸送に関する法制度の整備状況も論点となる。

2）ハブ＆クラスターモデル

特定の産業クラスターを脱炭素化するとともに、広範な地域から廃棄物、もしくは資源としての CO2 を回収、処理することを想定したモデルである。再生可能エネルギーや新エネルギーの導入によるエネルギーサプライ拠点としての側面も持たせることで脱炭素・エネルギーハブとして成立する。エネルギー・脱炭素ハブとしての役割という意味では国家間連携も視野に入れている構想であるものの、第一に国内の該当する拠点の脱炭素化と地域的な低炭素経済圏の構築が大きな目的となっている。投資規模やステークホルダーの数は分離型モデルよりも格段に大きく、大規模な地域開発事業としての特性が強い。

ハブとしての機能を十分に持たせるには近隣国との連携も求められるが、EU ほどに多国間での協働を前提とした枠組みが存在しないアジア圏で多国間脱炭素ネットワークを構築するには長期にわたる政治的・法的・経済的調整が必要となる。まずは将来的な他のハブや貯留層へのアクセサビリティ、再開発による経済的ポテンシャル等を考慮して先進事例となる産業地帯をパイロットクラスターとして選定することが望ましい。インドネシア等、石油・ガス産業が成熟しているような国であれば、そういった産業クラ

[9] Porthos, https://www.porthosco2.nl/en/interim-ruling-by-council-of-state-delays-porthos-project/（2023年3月15日閲覧）
[10] Porthos, https://www.porthosco2.nl/en/new-council-of-state-hearing-in-porthos-nitrogen-case/（2023年3月15日閲覧）

スターを脱炭素化する手段の一つとして CCS を積極的に活用し、周辺一帯の産業拠点を段階的に脱炭素化に巻き込む形の国家プロジェクトのプラットフォームとして理想的である。対象地域を脱炭素クラスターとして開発してカーボンインフラの整備に着手できるようになれば、近隣国との連携に向けた調整、脱炭素ネットワークに向けた経済的・法的枠組みの策定が行いやすくなる。

H&C モデルは国、自治体、企業、市民が包括的に参画する事業であり、クラスター内では様々な脱炭素プロジェクトの開発が並行して進められることになる。民間投資の誘致、社会的受容性の醸成など、多面的な活動が求められる。

3）多国間 CO2・水素輸送モデル

複数の産業クラスターや拠点を繋げ、広範な CO2・水素輸送インフラを構築する構想であり、個別事業というよりは地域的なエネルギー戦略である。EU は 2050 年までに年間 CO2 貯留量 6 億トンの目標を掲げており、ベネルクス地域の主要な産業クラスターを結ぶ広域水素ネットワークと絡めた CCS の開発はその柱となることが期待されている。オランダやベルギーでは北海に面した港湾都市や洋上プラットフォームを、CCUS を活用した水素生産拠点として開発しており、長期的にはそれぞれのプロジェクトをハブにしたベルギーやドイツ西部との CO2・水素ネットワークの構築がターゲットとなっている。

CO2 の回収と圧入及び大規模な洋上風力の設置による潤沢なグリーンエネルギーの供給が可能である沿岸部の水素製造拠点や供給先となる産業クラスターが一定範囲内に密集しており、内陸部も含めた各拠点を結ぶ既設のガス・電力輸送インフラが存在することが前提となっている。物理的な輸送インフラに加え、多国間でガス・電力・水素等多様なエネルギーキャリアの売買が行われるため、経済・法制度の双方で成熟した枠組みが求められる。近隣国家間の密な連携が可能である EU だからこそ長期的に実現可能な構想だが、地理・経済・政治の各方面で隔たりがある他地域で類似するモデルを構築することは非常に難しい。

（4）アジア圏におけるハブ＆クラスターモデルの実現可能性

本節では3種のビジネスモデルの内、最もアジア圏との親和性が高いと判断したハブ＆クラスターモデルの実現可能性を整理する。

1） アジアと欧州の違い

欧州で進みつつある H&C モデル構想や CO2・水素ネットワーク構想と同様に、アジアでも CCUS の普及展開に向けた構想が検討されている。ASEAN を軸に南アジア・東南アジア・東アジア・オセアニアという広域を包括的に見ながらの検討が進められており、当該地域の主要な港湾都市や産業クラスターを点として、それぞれの点が相互接続された包括的な CCUS ネットワークの構築は脱炭素社会に向けた長期ビジョンの一つとして議論の対象となっている。

しかし、欧州では EU を中心に長年にわたって近隣国間の共同体としての法的・経済的枠組み作りが進められてきただけでなく、社会的エネルギー転換や産業セクターの脱炭素化に向けた目標設定・ロードマップ作り・施策の策定が行われてきた。そのため、CO2 の越境輸送、個別事業の環境負荷の査定等の課題にシステマチックに対処できる下地が整っている。EU の枠組みの一環で脱炭素事業への公的

援助が見込めることも、ファンディングの側面で常に課題を抱えている CCUS 分野では大きな強みである。

インドネシアやフィリピン等の島国に代表されるように、ASEAN 諸国は地理的な条件からも共通したインフラを構築することが難しいこともあり、地域として共同で脱炭素化に取り組む意識が醸成されていない。越境輸送や圧入後の責任問題を含めて、CO2 の回収見込みが立ってからではないと具体的な交渉が進められない状況にある。

2）日本としての参画可能性

上で述べた通り、EU のような枠組みが無く国家間の連携が欧州よりも難しいアジアではいきなり複数の拠点を結ぶようなネットワークを構築することは難しい。アジア圏における脱炭素ネットワークへの最初のステップとして考えられるのが、パイロット的な H&C だ。イギリス BEIS が設立した CCUS Council は「起爆剤」となるプロジェクトの支援と CCUS クラスターによる地域活性化の二点を CCUS の導入を効果的かつ経済的に推し進める重要な要素として挙げている。莫大な初期投資が必要となるが、クラスター内で有望な技術の実証等を通して実践的学習的にノウハウや経験を蓄積することが可能となる。中長期的には当該分野におけるイノベーションを促進し、分野全体のコスト削減に繋がる。

欧州であればパイロット事業に EU の支援が入る他、自国で技術・経済の双方で十分なキャパシティを有する国が多いが、アジアでは独力でそのようなプロジェクトを実施できる国は限られている。日本が積極的に関与し、パイロット事業を二国間プロジェクトに引き上げることができれば将来的なネットワークの構築段階においても中心的なプレイヤーになれる。パイロットとなるクラスターでは集中的に CCS や水素技術を活用したモデルシティを開発し、段階的にそのモデルシティ周辺一帯の産業拠点も巻き込むことで脱炭素経済圏を広げていける。まずは当該国内でモデルを作ってから、ハブ化に向けて他国からの CO2 輸入の検討に進める。

3）ハブ＆クラスターモデルの実現に向けた施策

OGCI によって CCUS の普及促進を目的に設立されたプラットフォームである The CCUS Hub は、CCUSH&C の実現に資する施策を提言している[11]。以下のその概要を示す

a. 補助金・給付金

- 開発支援を含む、回収、輸送、貯蔵施設のための資本助成金。主に CCUS ハブ開発の初期段階が対象となるが、パフォーマンス要件を加えることで運用段階に進んでからの支援を含めることも考えられる。
- FS への助成金。CCUS を事業プロセスに統合するためのデューデリジェンスを行う支援として設計されることが望ましい。特に産業セクターにおいて CCUS の導入を開拓していく立場にあるエネルギー多消費分野にとって重要なインセンティブとなる。

b. 差金決済取引制度の導入

[11] The CCUS Hub, THE CCUS HUB PLAYBOOK（2022）

- 政府が回収・圧入された CO2 に最低価格を設定し、市場価格と設定価格の差額を負担する差金決済取引制度の導入も炭素市場価格を引き上げる手段の一つとして考えられる。
- エミッターが負担する回収コストをカバーするには不十分だが、エミッターが回収設備に投資するインセンティブにはなる。
- 加えて、炭素市場の拡張を加速させることに繋がるため、結果的に政府による補助額を長期的に下げることにも繋がる。

c. 公営機関の設立

- ハブ内の CCUS インフラ(パイプラインや一時貯留拠点)の管理を担う公営機関を設立することで民間を巻き込みつつ政府主導でハブの開発を進められる。
- CCUS 市場がある程度成熟した段階で当該機関を民営化するオプションも検討可能。
- 設立時に民間による一部出資を認めることで将来的な民営化もスムーズに進められる。

d. 燃料基準の厳格化

- 輸送や主要産業で使われる燃料に許可されたカーボンインテンシティを制限し、クリーンエネルギー及びそのハブの需要創出を促進。

e. 関連インフラの規制資産化

- 輸送・圧入事業者が規制当局からライセンスを取得し、輸送・圧入ネットワークの提供と運用と引き受け、ユーザーに規制価格を請求する権利を与えられる。
- 市場が成熟するまでは独立した規制当局によって使用料を設定するなど、半官半民に近い体制を構築することがリスクの最小化に繋がる。

f. CCUS ハブを開発する上で効果的であると考えられる規制・取組

表 3-20 The CCUS Hub が提言する規制・取組の一覧

• CO2 輸送のための既設パイプラインの適応許可	• 各ステークホルダーと協議するプロセスを確立する
• パイプライン、トラック、鉄道、船舶などの新しい CO2 輸送インフラの開発・実証・導入	• 貯留層の所有権と、採掘権/鉱業権との関係性についての法的確実性を提供
• 回収、輸送、圧入の許認可を与えるプロセスの合理化	• CO2の越境輸送を、関連するリスクと責任を明確化した上で可能にする
• CCSプラントの建設とオペレーション、CO2圧入に関する基準の導入	• 排出者がCO2の輸送および貯留インフラに妥当な料金でアクセスできるようにする
• 圧入後の責任の明確化: 圧入、モニタリング、長期管理の各段階で誰が責任を負うか。 リスクがどのように共有され、最終的に政府に移転されるか。	• 貯留層が複数の企業が採掘権/鉱業権を有する土地にまたがって存在している場合にCCS の共同開発を可能にする

• 圧入された CO2 のモニタリング、報告、検証のプロトコルとプロセスを導入し、安全で信頼性の高い永続的な貯留を確保	• CO2 の漏洩に関する規定の導入

出所）The CCUS Hub, THE CCUS HUB PLAYBOOK（2022）に基づき MRI 作成

3.6.3 CCU の排出削減メカニズムの検討

ここでは、CCU プロジェクトにおいて、どのようなプロジェクトであれば排出削減を担保できるか、という条件について検討した上で、代表的な CCU の用途として想定されるプラスチックとセメント・コンクリートへの適用について考察する。

(1) CCU による排出削減とは

排出削減はベースラインとプロジェクトとの対比で検討されるため、当該プロジェクトによる CO2 回収・固定量を見るだけでは排出削減の有無は断定できない。例えば CCU プロジェクトで製造された製品が最終的に CO2 を放出するような場合でも、ベースラインで用いられたであろう CO2 の排出が回避される場合、排出削減となりうる。

	化石燃料起源 CO2	他の排出起源 CO2
ベースライン	・ 用いられて放出される	・ 用いられず放出される
プロジェクト	・ 用いられず放出されない	・ 用いられて放出される

また、製品が CO2 を固定する場合は下記となる。

	化石燃料起源 CO2	他の排出起源 CO2
ベースライン	・ 用いられて放出されない	・ 用いられず放出される
プロジェクト	・ 用いられず放出されない	・ 用いられて放出されない

以上より、「①ベースラインで用いる CO2 が、化石燃料の燃焼等、そのために生産される」「②プロジェクトで用いる CO2(他の排出起源)が、副生物等、恒常的に排出されている」という 2 つの条件が満たされている場合、製品に含まれる CO2 が(焼却処分や分解等により)放出されるかどうかに依らず CCU プロジェクトは排出削減とみなされうる。

以上の条件が満たせない場合は CCU は排出削減しているとは言いにくい場合がある。

- ①が満たせない場合:在来手法において副生 CO2 を用いている場合(当該 CCU プロジェクトにより用いられなくなり放出される/用途が転用される、のいずれかであり、排出量に変化はない)
- ②が満たせない場合:プロジェクトで用いる CO2 が既に他用途で利用されている場合、プロジェクトで用いる CO2 が恒常的に排出されていない場合、

なお CO2 吸収セメント・コンクリートやバイオチャーによる固定の場合は、上記表 2 と同様であり、やはり「ベースラインで放出されるか」が問題となる。

	大気中 CO2
ベースライン	・ 固定されない

上記について、実際の排出削減量の算定には、ベースラインとプロジェクトでの製品製造に起因する排出量の差分について、(とりわけプロジェクトでの排出が多い場合)プロジェクト排出量として算入する必要があろう。具体的には以下の通り。

項目	算出方法
ベースライン排出量	・ 製造量(重量等アウトプット)×「ベースライン原単位(t-CO2/アウトプット)で算出
プロジェクト排出量	・ ①実測または②製造量(重量等アウトプット)×プロジェクト原単位(t-CO2/アウトプット) で算出

従って、①ベースラインとしての在来製品の CO2(エネルギー)原単位の入手、及び②プロジェクトとしての CCUS の CO2(エネルギー)原単位の入手が課題となる。前者は算定方法論の策定、排出削減量の概算に必要となる。後者は算定方法の検討には必須ではないが排出削減量の概算に必要となろう。在来製品の CO2(エネルギー)原単位は技術的に確立されているものが多いので、既存の LCA 等のデータを用いることができる。これに対してプロジェクトとしての CCUS は新技術であるため、在来のデータがなく、当面は実測に依存する場合が多いと考えられる。

CCU は温室効果ガス排出削減手法として比較的新しく、技術的には開発途上のものが多い。このことはこれらプロジェクトが排出削減クレジット生成手段として相応しいことを示唆するが、同時に定量化へ向けた課題が大きいことを意味しよう。現状のクレジットスキームの CCU への進出はまだ初期段階であるが、森林減少防止(REDD+)など CDM で対象となっていない分野を積極的に推進している VCS と、CO2 除去に特化した puro.earth が現状で緒を付けている模様である。

表 3-21 各種クレジットスキームにおける CCU 関連プロジェクトの位置づけ

	CDM	JCM	J-クレジット	VCS	その他スキーム
スキームの概要	京都議定書に基づく国際的スキーム(遵守目的/自主用途)	二国間スキーム(遵守目的/自主用途)	日本国内のスキーム(遵守目的/自主用途)	国際的な自主スキーム	-
セメントクリンカ削減	フライアッシュ、高炉スラグ等の混合向上(非CCU)	CCU は検討されているが、採択された方法論は現状では存在しない。	ポルトランドセメント配合量の少ないコンクリートの使用(非 CCU)	(CDM 方法論が適用可能)	-
その他セメント・コンク				コンクリート生産における	CO2 吸収コンクリート、バイオ

リート				CCU	炭（puro.earth）、リサイクルコンクリート骨材への CO2 吸収（Gold Standard）

出所）各スキームの資料より作成

以下、代表的な CCU 分野として、セメント・コンクリート及びプラスチックを取り上げる。

（2）セメント・コンクリート

CCU の分野の一つとして、CO2 をセメント・コンクリートに吸収させるものが挙げられる。現状でこのような CO2 吸収セメント・コンクリートとして考えられているものは以下の通り。

表 3-22 CO2 吸収セメント・コンクリートの例

製品名等	メカニズム
CO2-SUICOM（日本） デンカ、中国電力等、鹿島	化学工場副生物（γ-2CaO・SIO2：通称γ-C2S）は CO2 と反応して硬化するが、これを混和材としてセメント代替としてコンクリートに用いる。この過程でセメントクリンカ代替と CO2 吸収の双方のメリットがある。
Carboncure（カナダ）	CO2 のコンクリートへの吸収（セメント石灰化）の加速を行う。これにより約 15kg/m3 の除去が可能となるとされている。また、強度の増大によりセメント消費量が削減される。排出削減の効果としてはセメント削減が 97%、CO2 吸収が 3%程度とされている。
Carbicrete（カナダ）	セメントを高炉スラグに代替したコンクリートに、養生過程で CO2 を注入。CO2 とスラグの反応により炭酸カルシウムを生じる。
Carbonbuilt（米国）	水酸化カルシウムに CO2 を吸収させる。併せてこのプロセスは低温常圧で可能であり、CO2 原単位を半減することが可能。

出所）各社資料、庄司他，2013，「副生の水酸化カルシウムを用いた C2S の製造と CO2 排出量原単位」、Carboncure ウェブサイト（https://www.carboncure.com/）、Carbicrete ウェブサイト（https://www.carboncure.com/）、Carbonbuilt ウェブサイト（https://www.carbonbuilt.com/home）（2022 年 11 月 25 日閲覧）

これらの製造に伴う排出削減に関する課題として、①ベースラインに関する課題、及び②モニタリングに関する課題が挙げられる。これらについて以下に示す。

1） ベースラインに関する問題

多くの技術の場合、排出削減の大半はセメントクリンカ（≒石灰石の脱炭酸製品）代替に起因するものであり、通常のクリンカ 1 トンにつき、プロセス起源 CO2 排出 0.5t-CO2、エネルギー起源 CO2 排出 0.3t-CO2 程度の排出が行われると想定される。ここで、現状でもフライアッシュ、高炉スラグ等が混合セメントに活用されている中、上記の高い原単位を持つセメントクリンカを代替していると言えるか、

という点が課題となる。

ここで、組成上でセメントクリンカが削減されているか、用途でも代替していると言えるか、等のベースラインシナリオについて検討する必要があろう。なお、混合セメントは土木工事、マスコンクリートには用いられることが多いが、ビル、家屋等にはあまり用いられない等の特徴を加味する必要が生じる可能性がある。

また、CO2 吸収製品に副生物を利用する場合、製造可能量及び排出削減量はそれら副生物の生産量に制約される。また、副生物の運命も課題となる。有価物で取引されているものは、それらの他所で利用する機会が収奪された場合の代替素材が何であるか、が課題となる。また、これら副生物も在来の状態で CO2 を吸収する場合、長期的に見ると CO2 吸収量に差異がなくなる可能性がないかを検討する必要が生じよう。

2）モニタリングに関する問題

これら CO2 吸収セメント・コンクリートがどれだけ CO2 を吸収したかを算定するための明確な方法が必要である。ここで、CO2 吸収セメント・コンクリートを取り出して分析する方法が最も正確な値が推計できると考えられるが、そのために建造物を破壊する必要が生じると実施が困難となろう。従ってモニタリングは非破壊的な方法で行われることが望ましい。一つの方法として、事前の実験等により「本来的に吸収されるはずの」CO2 量を予め定量化することが挙げられる。ただし、気候や加工プロセスなど諸条件により変換する場合は議論が必要であり、保守性を担保する方法の確立が望まれる。

（3）プラスチック

代表的なプラスチックの原単位データの例としては、プラスチックリサイクルに関する CDM 方法論 AMS-III.AJ[12]に用いられている下記が挙げられる。

表 3-23 プラスチックに関する原単位算出例（1）

Table 3. Values of specific energy and fuel consumptions for the production of different plastics types *i* from virgin materials

Plastic types	$SEC_{BL,i}$ (MWh/t_i)[(a)]	$SFC_{BL,i}$ (GJ/t_i)[(a)]
PET	1.11	15.0
HDPE	0.83	15.0
LDPE	1.67	15.0
PVC	0.18	25.7
PP	0.56	11.6

出所）CDM 方法論 AMS-III.AJ ver.9.0

他の例としては日本の各種プラスチック製品に関するものが挙げられる。ここで表 3-23 の HDPE の電力の効率を 50%、原単位を 0.4t-CO2/MWh（ガス火力相当）とおくと、エネルギー原単位は約 21GJ/t と算出され、表 3-24 に示す HDPE の工程エネルギーの 22.324GJ と概ね整合する。

[12] Recovery and recycling of materials from solid wastes

表 3-24 プラスチックに関する原単位算出例(2)

樹脂名	単位	工程エネルギー（MJ）	資源エネルギー（MJ）	CO_2（kg-CO_2）	SOx（kg）	NOx（kg）
LDPE	/t	26,132	46,103	1,518	3.286	3.321
HDPE	/t	22,324	46,194	1,326	3.118	3.015
PP	/t	25,091	45,817	1,483	3.245	3.220
PS	/t	28,188	45,626	1,920	3.330	3.577
EPS	/t	29,957	46,537	1,939	3.441	3.627
ボトル用 PET	/t	28,120	34,772	1,578	3.549	3.023
PVC	/t	24,790	21,273	1,449	2.174	2.432
PMMA	/t	60,902	49,372	4,073	4.718	5.618

（注）資源エネルギーは、原料として使用された化石資源の熱量評価値

出所）一般社団法人 プラスチック循環利用協会（PWMI, LCA を考える

（4）CCU 製品の排出削減ポテンシャルに関する考察

CCU の一環として Power-to-X が想定されているが、それらの製造、使用に伴う CO2 排出が、同等の化石燃料または在来製法に起因する場合と同等となるために満たすべき電力の CO2 原単位は以下の通り。

表 3-25 Power-to-X による生産が排出削減となるための電力 CO2 原単位試算

製造される物質	電力 100 から取り出せる製品のエネルギー	在来手法での製造に伴う CO2 排出（t-CO2/TJ）	燃焼の CO2 原単位（t-CO2/TJ）	排出削減と見なすための電力 CO2 原単位（t-CO2/MWh）
メタン	49[a]	2.9[b]	56. 1[c]	0.104
メタノール	54[a]	33.7[c]	69.1[e]	0. 200
ディーゼル	51[a]	16.7[b]	74.1[c]	0.167
水素	70[a]	99. 1[d]	0	0.250

出所）a：IEA, 2019, Putting CO2 to Use, b: CDM Methodological tool “Upstream leakage emissions associated with fossil fuel use”, c:IPCC 2006 Guidelines データ（0.67t-CO2/t-MeOH）とメタノール低位発熱量 19.9GJ/t により算出, d: 資源エネルギー庁, 2018,第 12 回 CO2 フリー水素 WG 事務局提出資料の 1.07kg-CO2/Nm3 と水素の定位発熱量 10.8MJ/NM3 より算出 e: 国際海運ゼロエミッションプロジェクト, 2020,国際海運のゼロエミッションに向けた ロードマップ

以上より、Power-to-X による燃料の製造、使用に伴う CO2 排出が、同等の化石燃料または在来製法に起因する場合以下となるためには、電力の CO2 原単位が現状の日本の原単位の半分以下となる必要がある。なおゼロエミッション電力を用いた場合、DAC や PS により回収した CO2 により製造された基礎化学製品の CO2 排出量は在来品に比べて大幅に低下しうるとする報告もある。[13]ただし、プラスチックのライフサイクル排出量を大幅に減じる方法としてリサイクルもあり、バージン素材の排出量を計上しない場合のリサイクルプラスチックのライフサイクル排出量は、バージン素材の半分以下となるとする試算もある。[14]

[13] Rosental, et al., 2020, Life Cycle Assessment of Carbon Capture and Utilization for the Production of Large Volume Organic Chemicals
[14] Franklin Associates, 2018, Life Cycle Impacts for Postconsumer Recycled Resins: PET, HDPE, and PP

（5）効果的な検討へ向けて

CCU プロジェクトは一般的に CO2 固定・利用プロセスが開発途上であり、標準的な手法、機器スペックが確立していないケースもある。従って、算定方法論の策定及び利用に当たっては、在来製法及び代替的製法のエネルギー消費、用途について熟知する必要がある。

以上より、CCU プロジェクトの検討、実装に当たっては、CCU 素材メーカー、ユーザー（最終製品メーカー）、算定方法の専門家による共同体制が望ましい。算定方法の専門家だけだと CCU プロジェクトに伴う排出量やモニタリング手法に関して十分な情報が得られず、モニタリングに難がある「机上の空論」的な検討等が起こりうる。CCU 素材メーカーだけでは代替素材・製品に関するベースラインシナリオに関して客観性を欠く可能性が生じる。このため両者が協力することが望ましい。さらには CCU 製品のユーザー（CCU プラスチック製品の加工等）が加わることにより、製品の用途、同等の価値を提供する代替品が抽出され、ベースラインシナリオの把握に資する。

以上に示した協力体制のあり方の例を以下に示す。

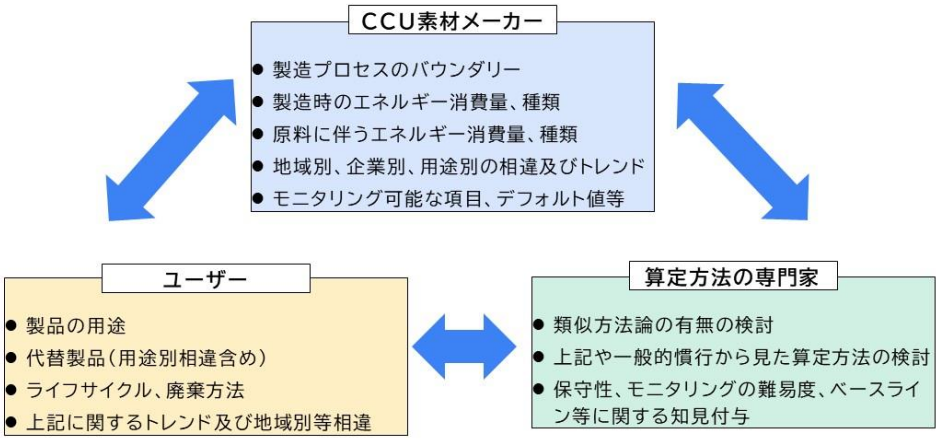


図 3-7 CCU プロジェクトの実施に当たっての協力体制の事例

なお上記以外にも、検証手法に関して知見を持つ第三者機関（認証機関）の関与も、適切な場合想定できる。

3.6.4 CCS に関する経済性の検討

CCS が経済的に成り立つかどうかを検討するためには事前にコストの推定を行う必要がある。本調査においては、文献調査をもとにコスト計算モデルを構築し、インドネシアの特定排出源から CO2 を回収して CCS を実施する際のコストを算出した。また、単一型（CO2の回収から貯留迄を一つの排出源が行う）CCS とハブ＆クラスター（H&C）型（CO2の回収を個々の排出源が行った後、共通のパイプラインを用いて共通の貯留層に圧入する）CCS を実施するケースを比較することにより、H&C 型 CCS のメリットを経済性の観点から検討した。

今後、CCS の計画を策定していく場合には、単一型 CCS が良いのか、H&C 型 CCS が良いのかを、①排出源それぞれから見た経済性、②地域全体を H&C 型 CCS として巻き込んでいけるかのどうかの合意形成の可能性、の 2 点から総合的に考えていくと見通される。今回提示した経済性検討の手順は、①を行う際の普遍的な手順として適用可能なものである。

（1） 分析の手順

本調査における分析は以下の手順で行った。

1. 文献検索
2. コストデータの整理
3. モデルの設定
4. モデルによるコスト試算
5. コストの比較・感度分析

分析におけるフローを図に示す。

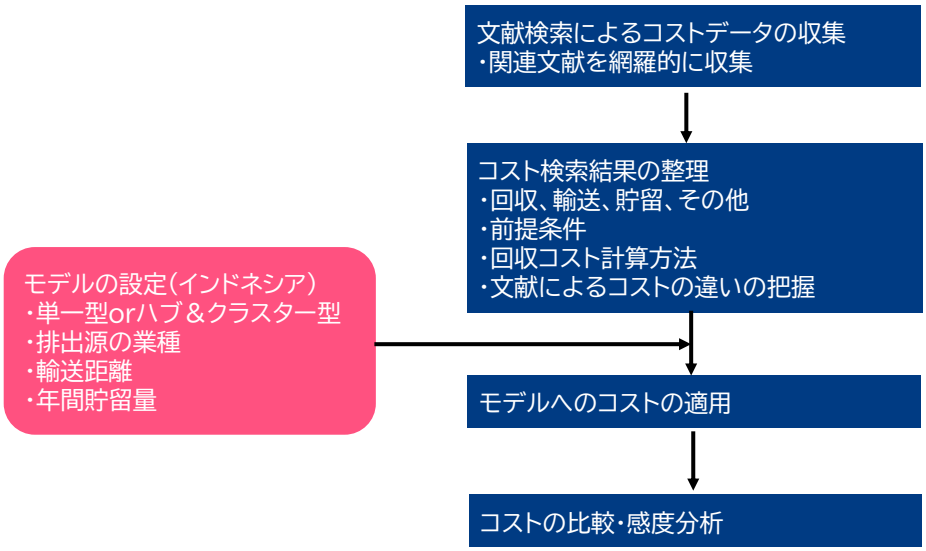


図 3-8 CCS 経済性の検討における調査手順

文献検索においては、CO2 の回収、輸送、貯留に関する試算を行っている文献を網羅的に収集した。その後、各文献の前提条件や回収コスト計算方法、文献によるコストの違いを把握し、コスト検索結果を

整理した。モデルの設定においては、令和 3 年度[15]において CCS の貯留ポテンシャルを行った経緯から、インドネシアの火力発電所やセメント工場、製鉄工場に CCS を導入することを想定して各種コストのモデル化を行った。その後、得られたモデルを元に各種工程のCO2の処理量に対するコストの感度分析を行った。また、実際の発電所や工場の位置などを元に単一型とH&Cをインドネシアにおいて行った際のコストを試算した。

（2）計算手法及びモデルの設定と感度分析

文献から得られたコストデータをもとにコスト試算の計算モデルを作成した。その際の前提条件として設定したことを以下に示す。

- 各施設の CO2 回収率は、文献に基づき表 3-26 に示す値を用いた。これは、回収装置設置前の各施設の年間推定排出量に対する回収率である。すなわち、本試算で回収、輸送、貯留する CO2 の量は、回収装置設置前の排出量に対して回収率を乗じた CO2 量とした。
- 一方、各施設に回収装置を設置した場合は、CO2 回収のためにエネルギー消費が増加し、そのために設置前よりも CO2 排出量が増加する。表 3-26 には各施設の CO2 の削減率も示してあるが、削減率とは回収装置の稼働による CO2 排出量の増分を考慮したものであることから、回収率よりも小さくなっている。コスト算出においては、この CO2 の削減率に基づく削減量を基に計算した。
- 輸送、貯留工程においても設置した施設の稼働のためにエネルギー消費が増加し、CO2 排出量は増加する。しかしながら、これら工程においてはデータの制約から CO2 の増分は無視して分析を行った。
- 1tCO2 あたりの回収・輸送・貯留コストは正味現在価値（2020$）で算出した。その際、過去のプラントコストからの変換にはプラントコストインデックス（PCI）を用いた[16]。例として、2013 年の試算については、2013 年の PCI が 139.1、2020 年の PCI が 160.2 であるため、得られたコストに139. 1/160.2=0.87 を乗算する。
- また、インドネシアにおける試算であるため、各国における人件費や材料費などの違いを考慮し、カントリーファクターを導入した。用いたカントリーファクターは日本 100、米国 99.2、インドネシア 75.9 である[17]。EU についてはデータが無かったため、100 と仮定した。これにより、米国データを基にした試算では最後に 75.9/99.2＝0.765 を乗算する。
- 輸送コストについて、1 本のパイプラインを複数の施設から排出された CO2 が通る場合には、各施設に由来する CO2 の輸送量ベースで、各施設がコストを負担することとした。
- $と€の為替レートは、$1.1/€とした。

[15] 令和3年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査（CCUS 含む）、CEFIA 国内事務局業務及び CCUS 普及展開支援等業務）報告書 三菱総合研究所 2022 年 3 月
[16] 日本機械輸出組合（2020）https://www.jmcti.org/planthomepage/report/2020PCI_LF_summary.pdf（2023 年 3 月 17 日閲覧）
[17] 日本機械輸出組合（2020）https://www.jmcti.org/planthomepage/report/2020PCI_LF_summary.pdf（2023 年 3 月 17 日閲覧）

表 3-26 各施設における CO2 の回収率と削減率

	回収率(%)	削減率(%)
石炭火力発電	90	87.2
天然ガスコンバインドサイクル	90	90
セメント工場	90	65.2
製鉄所	73.2	60.3
製油所	74.3	49.4

以降、各 CCS 工程において試算を行う際に用いた計算モデルの設定について述べる。

1) 回収

回収工程におけるコスト分析の手法としては、一般的に知られる annualized method を用いて各種排出源からの回収コストの試算を行った。annualized method は以下の式であらわされる。

$$Cost\ of\ CO2\ per\ tonne = \frac{annualized\ CAPEX + annual\ OPEX}{Total\ tonnes\ of\ CO2\ avoided\ per\ year}$$

ここで、annualized CAPEX は CCS 施設の減価償却及び運用期間を考慮した年間当たりの投資額と CCS を行わなかった場合の施設の減価償却及び運用期間を考慮した年間当たりの投資額の差額である。Annualized OPEX については燃料費や固定費、変動費などについて、CCS を行った場合と行わなかった場合に掛かるコストを基に試算されている。本試算では文献で得られた各コストについて、CAPEX はプラントの排出量によるスケーリングに対して 0.6 乗則を用いて試算し、OPEX についてはプラントの排出量によるスケーリングに対して線形補完を用いた。

各種回収源における CAPEX、OPEX、そして CO2 回収量に関するデータを以下に示す。

石炭火力発電

石炭火力発電においては COST AND PERFORMANCE BASELINE FOR FOSSIL ENERGY PLANTS VOLUME 1: BITUMINOUS COAL AND NATURAL GAS TO ELECTRICITY より、CaseB12:超臨界圧石炭火力の値を参照した。以下表に用いたデータを示す。

表 3-27 石炭火力発電におけるコスト試算のプラント規格と CO2 回収量元データ

Exhibit 4-78. Estimated performance and cost results for PC cases

	Pulverized Coal Boiler			
	SubC PC		SC PC	
	Case B11A	Case B11B	Case B12A	Case B12B
PERFORMANCE				
Nominal CO_2 Capture	0%	90%	0%	90%
Capacity Factor	85%	85%	85%	85%
Gross Power Output (MWe)	687	776	685	770
Auxiliary Power Requirement (MWe)	37	126	35	120
Net Power Output (MWe)	650	650	650	650
Coal Flow rate (lb/hr)	492,047	634,448	472,037	603,246
Natural Gas Flow rate (lb/hr)	N/A	N/A	N/A	N/A
HHV Thermal Input (kW_t)	1,682,291	2,169,156	1,613,879	2,062,478
Net Plant HHV Efficiency (%)	38.6%	30.0%	40.3%	31.5%
Net Plant HHV Heat Rate (Btu/kWh)	8,832	11,393	8,473	10,834
Raw Water Withdrawal, gpm	6,485	10,634	6,054	9,911
Process Water Discharge, gpm	1,334	3,090	1,242	2,893
Raw Water Consumption, gpm	5,151	7,544	4,811	7,018
CO_2 Emissions (lb/MMBtu)	202	20	202	20
CO_2 Emissions (lb/MWh-gross)	1,691	193	1,627	185
CO_2 Emissions (lb/MWh-net)	1,787	231	1,714	219
SO_2 Emissions (lb/MMBtu)	0.081	0.000	0.081	0.000
SO_2 Emissions (lb/MWh-gross)	0.674	0.000	0.648	0.000
NOx Emissions (lb/MMBtu)	0.084	0.073	0.087	0.077
NOx Emissions (lb/MWh-gross)	0.700	0.700	0.700	0.700
PM Emissions (lb/MMBtu)	0.011	0.009	0.011	0.010
PM Emissions (lb/MWh-gross)	0.090	0.090	0.090	0.090
Hg Emissions (lb/TBtu)	0.359	0.314	0.373	0.328
Hg Emissions (lb/MWh-gross)	3.00E-06	3.00E-06	3.00E-06	3.00E-06

469

出所）NETL（2019）COST AND PERFORMANCE BASELINE FOR FOSSIL ENERGY PLANTS VOLUME 1: BITUMINOUS COAL AND NATURAL GAS TO ELECTRICITY https://www.netl.doe.gov/projects/files/CostAndPerformanceBaselineForFossilEnergyPlantsVol1BitumCoalAndNGtoElectBBRRev4-1_092419.pdf（2023 年 3 月 17 日閲覧）

表 3-28 石炭火力発電におけるコスト試算のプラントコスト及びランニングコストの元データ

	Pulverized Coal Boiler			
	SubC PC		SC PC	
	Case B11A	Case B11B	Case B12A	Case B12B
COST				
Total Plant Cost (2018$/kW)	2,011	3,756	2,099	3,800
Bare Erected Cost	1,482	2,641	1,548	2,677
Home Office Expenses	259	462	271	469
Project Contingency	269	526	280	531
Process Contingency	0	127	0	123
Total Overnight Cost (2018$/MM)	1,611	2,991	1,678	3,023
Total Overnight Cost (2018$/kW)	2,478	4,604	2,582	4,654
Owner's Costs	467	848	484	854
Total As-Spent Cost (2018$/kW)	2,861	5,315	2,981	5,372
LCOE ($/MWh) (excluding T&S)	63.9	106.3	64.4	105.3
Capital Costs	27.2	50.5	28.3	51.0
Fixed Costs	9.1	16.0	9.5	16.1
Variable Costs	7.9	14.5	7.7	14.0
Fuel Costs	19.7	25.4	18.9	24.1
LCOE ($/MWh) (including T&S)	63.9	115.7	64.4	114.3
CO_2 T&S Costs	N/A	9.4	N/A	8.9

出所）NETL （2019）COST AND PERFORMANCE BASELINE FOR FOSSIL ENERGY PLANTS VOLUME 1: BITUMINOUS COAL AND NATURAL GAS TO ELECTRICITY https://www.netl.doe.gov/projects/files/CostAndPerformanceBaselineForFossilEnergyPlantsVol1BitumCoalAndNGtoElectBBRRev4-1_092419.pdf（2023 年 3 月 17 日閲覧）

CAPEX については Total overnight Cost の差分を用いた。OPEX についてはそれぞれ fixed cost、variable cost、Fuel cost の差分に対して、年間発電量である Net power output を乗算して算出した。CO2 削減コストを算定するにあたって用いた削減量は、CO2 emission [lb/MWh-gross]と総発電量よりそれぞれの排出量を計算し、差分として求めた。なお、上記試算は 2018 年の米国の貨幣価値で求められているため、CF および PCI の補正を行った。

天然ガスコンバインドサイクル発電

天然ガスコンバインドサイクル発電においては COST AND PERFORMANCE BASELINE FOR FOSSIL ENERGY PLANTS VOLUME 1: BITUMINOUS COAL AND NATURAL GAS TO ELECTRICITY より、CaseB31A―B の天然ガスコンバインドサイクル(NGCC)の値を参照した。以下に用いたデータを示す。

表 3-29 NGCC におけるコスト試算のプラント規格と CO2 回収量元データ

Exhibit 5-35. Estimated performance and cost results for NGCC cases

NGCC		
State-of-the-art 2017 F-Class		
	Case B31A	Case B31B
PERFORMANCE		
Nominal CO_2 Capture	0%	90%
Capacity Factor	85%	85%
Gross Power Output (MWe)	740	690
Auxiliary Power Requirement (MWe)	14	44
Net Power Output (MWe)	727	646
Coal Flow rate (lb/hr)	N/A	N/A
Natural Gas Flow rate (lb/hr)	205,630	205,630
HHV Thermal Input (kW_t)	1,354,905	1,354,905
Net Plant HHV Efficiency (%)	53.6%	47.7%
Net Plant HHV Heat Rate (Btu/kWh)	6,363	7,159
Raw Water Withdrawal, gpm	2,902	4,773
Process Water Discharge, gpm	657	1,670
Raw Water Consumption, gpm	2,245	3,103
CO_2 Emissions (lb/MMBtu)	119	12
CO_2 Emissions (lb/MWh-gross)	741	80
CO_2 Emissions (lb/MWh-net)	755	85
SO_2 Emissions (lb/MMBtu)	0.001	0.000
SO_2 Emissions (lb/MWh-gross)	0.006	0.000
NOx Emissions (lb/MMBtu)	0.004	0.003
NOx Emissions (lb/MWh-gross)	0.022	0.022
PM Emissions (lb/MMBtu)	0.002	0.000

527

出所）NETL （2019）COST AND PERFORMANCE BASELINE FOR FOSSIL ENERGY PLANTS VOLUME 1: BITUMINOUS COAL AND NATURAL GAS TO ELECTRICITY https://www.netl.doe.gov/projects/files/CostAndPerformanceBaselineForFossilEnergyPlantsVol1BitumCoalAndNGtoElectBBRRev4-1_092419.pdf（2023 年 3 月 17 日閲覧）

表 3-30 NGCC におけるコスト試算のプラントコスト及びランニングコストの元データ

NGCC		
State-of-the-art 2017 F-Class		
	Case B31A	Case B31B
PM Emissions (lb/MWh-gross)	0.012	0.000
Hg Emissions (lb/TBtu)	0.000	0.000
Hg Emissions (lb/MWh-gross)	0.00E-06	0.00E-06
COST		
Total Plant Cost (2018$/kW)	780	1,984
Bare Erected Cost	561	1,312
Home Office Expenses	112	262
Project Contingency	107	304
Process Contingency	0	105
Total Overnight Cost (2018$/MM)	692	1,558
Total Overnight Cost (2018$/kW)	952	2,412
Owner's Costs	172	428
Total As-Spent Cost (2018$/kW)	1,040	2,635
LCOE ($/MWh) (excluding T&S)	43.3	70.9
Capital Costs	9.9	25.0
Fixed Costs	3.6	8.6
Variable Costs	1.7	5.6
Fuel Costs	28.1	31.6
LCOE ($/MWh) (including T&S)	43.3	74.4
CO_2 T&S Costs	N/A	3.5

出所）NETL （2019）COST AND PERFORMANCE BASELINE FOR FOSSIL ENERGY PLANTS VOLUME 1: BITUMINOUS COAL AND NATURAL GAS TO ELECTRICITY https://www.netl.doe.gov/projects/files/CostAndPerformanceBaselineForFossilEnergyPlantsVol1BitumCoalAndNGtoElectBBRRev4-1_092419.pdf（2023 年 3 月 17 日閲覧）

CAPEX については Total overnight Cost の差分を用いた。OPEX についてはそれぞれ fixed cost、variable cost、Fuel cost の差分に対して、年間発電量である Net power output を乗算して算出した。CO2 削減コストを算定するにあたって用いた削減量は、CO2 emission [lb/MWh-gross]と総発電量よりそれぞれの排出量を計算し、差分として求めた。なお、上記試算は 2018 年の米国の貨幣価値で求められているため、CF および PCI の補正を行った。

セメント工場

セメント工場においては Calculating CO2avoidance costs of Carbon Capture and Storage from industry より、セメント工場の値を参照した。同工場は IEAGHG の 2013 年の試算を元に、著者が独自のシミュレーションを行って得た値である。以下表に用いたデータを示す。

表 3-31 セメント工場におけるコスト試算の元データ

Table 3. Key technical, cost and environmental data of the considered case

	Cement plant without CCS	CCS implementation solely	Cement plant with CCS
Overnighted[2] CAPEX (M€)	217.6	125.0	342.6
Annual fixed OPEX (M€/y)	18.13	8.58	26.7
Annual variable OPEX (M€/y)	23.16	27.76	50.9
Annual cement production (Mt_{cement}/y)	1.36	–	1.36
Annual CO_2 emissions (Mt_{CO2}/y)			
of the cement plant without CCS	0.89	–	0.09
captured and stored	–	0.80	–
associated with CCS implementation	–	0.22	0.22
of the cement plant with CCS	–	–	0.31
Annual CO_2 emissions avoided (Mt_{CO2}/y)	–	–	0.58

出所）Simon Roussanaly （2019），Calculating CO2avoidance costs of Carbon Capture and Storage from industry
https://www.tandfonline.com/doi/epdf/10.1080/17583004.2018.1553435?needAccess=true&role=button（2023 年 3 月 17 日閲覧）

CAPEX、OPEX、CO2 削減量については CCS implementation solely の値を用いた。なお、上記試算は 2014 年の EU での貨幣価値で求められているため、CF および PCI の補正を行った。

製鉄工場

製鉄工場においては IEAGHG の Iron and steel CCS Study（Techno-economics integrated steel mill）より、CASE2B と Case1 の工場の値を参照した。以下表に用いたデータを示す。Case 2B では Case 2A の hot stove と steam generation plant からの回収に加えて、coke oven と lime kilns からの回収も行っている。

表 3-32 製鉄工場におけるコスト試算のプラントコスト元データ

		REFERENCE Steel Mill without CO_2 Capture (Case 1)		Steel Mill with Post-Combustion Capture (Case 2A - EOP-L1)		Steel Mill with Post-Combustion Capture (Case 2B - EOP-L2)	
		Cost Breakdown	CAPEX (US$ Million)	Cost Breakdown	CAPEX (US$ Million)	Cost Breakdown	CAPEX (US$ Million)
Unit	**Plant and Equipment – Major Processes**		**$ 2,772**		**$ 2,993**		**$ 3,014**
100	Coke Production	400		400		400	
200	Sinter Production	220		220		220	
300 & 400	Blast Furnace and Hot Metal Desulphurisation	622		622		622	
500 & 600	Basic Oxygen Steelmaking and Ladle Metallurgy	459		459		459	
700	Continuous Slab Caster	195		195		195	
800 & 900	Reheating Furnace & Hot Rolling Mills	450		450		450	
1000	Lime Production	16		16		16	
1100	ASU – O_2 Production (High Purity)	130		130		130	
1200	Power Plant	280		362		362	
2000	Steam Generation Plant	-		139		160	
3000	ASU – O_2 Production (Low Purity)	-		-		-	
	Plant and Equipment – Material Handling & Spare		**244**		**247**		**247**
	Raw Material Handling	128		128		128	
	Spare Parts and First Fill	116		119		119	
	Plant and Equipment – Auxiliary, Utilities and BOP		**350**		**350**		**350**
	Site Development, Construction & Project Eng'g		**562**		**562**		**562**
	Pre-operating Expenses	21		21		21	
	Land Preparation, Site Development & Waste Disposal	144		144		144	
	Buildings and Site Infrastructure	196		196		196	
	Project Engineering	201		201		201	
Total Installed Cost - Steel Mill (US$ Million)			**$ 3,928**		**$ 4,152**		**$ 4,173**
Contingency @ 5% of Total Installed Cost - Steel Mill			**196**		**208**		**209**
Unit	**CO_2 Capture Plant**		**-**		**679**		**917**
4000	Plant & Equipment, First Fill, Spare Parts, BOP, Site Dev.	-		590		797	
	Contingency (15% of Installed Cost – CO_2 Capture Plant)	-		89		120	
Total Investment Cost – excl. Recurring CAPEX (US$ Million)			**$ 4,124**		**$ 5,038**		**$ 5,321**
Recurring CAPEX (Blast Furnace Reline – Every 15th Year)			**232**		**232**		**232**
Specific Investment Cost – excl. Recurring CAPEX (US$/t HRC)			**$ 1,031**		**$ 1,259**		**$ 1,330**

出 所 ） IEAGHG(2013) Iron and steel CCS Study (Techno-economics integrated steel mill) http://documents.ieaghg.org/index.php/s/P3rYI5vSh80SPM7 (2023 年 3 月 20 日閲覧)

表 3-33 製鉄工場におけるコスト試算のランニングコスト元データ

	REFERENCE Steel Mill without CO_2 Capture (Case 1)		Steel Mill with Post-Combustion Capture (Case 2A - EOP-L1)		Steel Mill with Post-Combustion Capture (Case 2B - EOP-L2)	
	Cost Breakdown	Annual OPEX (US$ Million/y)	Cost Breakdown	Annual OPEX (US$ Million/y)	Cost Breakdown	Annual OPEX (US$ Million/y)
Fixed O&M Cost		**422.72**		**454.29**		**464.76**
Maintenance	141.996		169.903		179.996	
Direct Labour	204.581		208.247		208.623	
Indirect Labour	76.140		76.140		76.140	
Variable O&M Cost		**1288.65**		**1438.36**		**1492.62**
Fuel and Reductant	483.938		615.481		666.362	
Iron Ore (Fines, Lumps and Pellets)	492.054		492.054		492.054	
Purchased Scrap and Ferroalloys	218.228		218.228		218.228	
Fluxes	44.650		44.650		44.650	
Consumables & Other Utilities	49.781		67.943		71.326	
Miscellaneous Expense		**62.25**		**62.25**		**62.25**
Miscellaneous Works Expense	50.398		50.398		50.398	
Other Misc. OPEX (incl. environmental clean up)	11.849		11.849		11.849	
Other O&M Cost		**8.18**		**11.33**		**12.07**
Slag Processing	3.578		3.578		3.578	
On-Site Haulage	0.268		0.268		0.268	
Disposal and Landfill	4.335		7.488		8.222	
Annual O&M Cost (US$ Million/y)		**$ 1,781.80**		**$ 1,966.23**		**$ 2,031.69**

出所）IEAGHG(2013) Iron and steel CCS Study (Techno-economics integrated steel mill) http://documents.ieaghg.org/index.php/s/P3rYI5vSh80SPM7（2023 年 3 月 20 日閲覧）

表 3-34 製鉄工場におけるコスト試算の CO2 回収量元データ

UNIT	CO_2 Emissions Breakdown – Major Processes	REFERENCE Steel Mill without CO_2 Capture (Case 1)		Steel Mill with Post-Combustion Capture (Case 2A - EOP-L1)		Steel Mill with Post-Combustion Capture (Case 2B - EOP-L2)	
		Emissions (kg/t HRC)	Annual Emission (t/y)	Emissions (kg/t HRC)	Annual Emission (t/y)	Emissions (kg/t HRC)	Annual Emission (t/y)
100	Flue Gas – Coke Oven	191.37	765,495	191.37	765,495	19.14	76,550
100	Flare – Coke Oven	3.30	13,196	3.30	13,196	3.30	13,196
200	Flue Gas – Sinter Plant (incl. CO emissions as CO2)	289.46	1,157,825	289.44	1,157,757	289.44	1,157,757
300	Flue Gas – Hot Stoves	415.19	1,660,769	41.51	166,051	41.51	166,051
300	Flue Gas - OBF Process Gas Fired Heaters	-	-	-	-	-	-
400/1300	Diffuse Emissions - HM Desulph. & Ancillaries (PCI Drying et. al.)	7.76	31,042	7.76	31,042	7.76	31,042
300	Flare – Blast Furnace	19.73	78,931	19.73	78,931	19.73	78,931
500/600	Flare (incl. losses) - BOF, Diffuse Emissions from SM	51.02	204,089	51.02	204,089	51.02	204,089
700	Diffuse Emissions – Continuous Casting	0.80	3,188	0.80	3,188	0.80	3,188
800	Flue Gas – Reheating Furnaces	57.71	230,833	57.71	230,833	57.71	230,833
900	Diffuse Emissions – Hot Rolling Mills	0.04	179	0.04	179	0.04	179
1000	Flue Gas – Lime Plant	71.62	286,493	71.62	286,493	7.16	28,649
1200	Flue Gas – Power Plant	982.13	3,928,513	210.8	843,211	227.31	909,221
2000	Flue Gas - Steam Generation Plant	-	-	96.61	386,456	102.5	410,008
1300	Ancillaries transport fuel emissions (trucks and rails)	4.00	16,000	4.00	16,000	4.00	16,000
Total Emissions		**2094.14**	**8,376,554**	**1045.73**	**4,182,921**	**831.42**	**3,325,694**
Total CO_2 Captured		**NA**	**NA**	**1243.13**	**4,972,525**	**1532.82**	**6,131,267**
% CO_2 Avoided		**NA**		**50.1%**		**60.3%**	

出所）IEAGHG(2013) Iron and steel CCS Study (Techno-economics integrated steel mill) http://documents.ieaghg.org/index.php/s/P3rYI5vSh80SPM7(2023 年 3 月 20 日閲覧)

CAPEX については Total installed Cost の差分を用いた。OPEX についてはそれぞれ fixed O&M cost、variable O&M cost、other O&M cost の差分を用いた。CO2 削減コストを算定するにあたって用いた削減量は、各施設の Total emissions の差分より求めた。なお、上記試算は 2013 年の米国の貨幣価値で求められているため、CF および PCI の補正を行った。

製油所

製油所については、IEAGHG の Understanding the Cost of Retrofitting CO2 capture in an Integrated Oil Refinery のデータを用いた。ケースとしては次のものが示されているが、老朽化した製油所が多いと言われているインドネシアの状況を考慮し、Base Case2 のデータを採用した（表 3-35 参照）。

Base Case1: Simple Hydro-skimming Refinery(Capacity 100,000bbl/d)
Base Case2(Capacity 220,000bbl/d): Medium Conversion Refinery)
Base Case3(Capacity 220,000bbl/d): High Conversion Refinery
Base Case4(Capacity 350,000bbl/d): High Conversion Refinery

BASE Case2 においては、CO2 の回収量（製油所のいずれの工程の排出源から回収を行うか）によってさらにケースが設定されており、本試算では製油所以外の排出源の回収率（90%）に近づけるため、Case02-03 を用いた（表 3-36 参照）。回収率は 74.3%である。参考に各ケースの回収源は以下の通りである。

Case02-01：POW(Power CHP plant)のみ
Case02-02：POW+FCC(Fluid catalytic cracker)
Case02-03: POW + FCC + CDU(Crude distillation unit)-B /VDU(Vacuum distillation unit)-B + CDU-A + SMR(Steam methane reform)
Case02-04：FCC + CDU-B /VDU-B + CDU-A

表 3-35 製油所におけるコスト試算のプラントコスト及びランニングコスト元データ

	Case 02-01	Case 02-02	Case 02-03	Case 02-04
CO_2 capture & compression	**58.6**	**61.2**	**62.5**	**72.6**
CAPEX	*36.1*	*37.9*	*39.0*	*45.8*
Fixed OPEX	*14.4*	*15.1*	*15.2*	*18.4*
Variable OPEX	*8.1*	*8.2*	*8.3*	*8.4*
Utilities	**89.3**	**88.7**	**84.2**	**91.3**
CAPEX	*19.8*	*20.1*	*17.5*	*18.5*
Fixed OPEX	*9.4*	*9.0*	*7.6*	*8.8*
Natural gas cost	*59.6*	*59.0*	*58.6*	*63.5*
Variable OPEX	*0.6*	*0.6*	*0.5*	*0.5*
Interconnecting	**25.4**	**25.7**	**19.5**	**30.2**
CAPEX	*21.1*	*21.4*	*16.2*	*25.2*
Fixed OPEX	*4.2*	*4.3*	*3.2*	*5.0*
Variable OPEX	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*0.0*
Total	**173**	**176**	**166**	**194**

出所)IEAGHG(2017) Understanding the Cost of Retrofitting CO2 capture in an Integrated Oil Refinery http://documents.ieaghg.org/index.php/s/2cCda5q0bnYhsvo （2023 年 3 月 16 日閲覧）

表 3-36 製油所におけるコスト試算の CO2 回収量元データ

	Case 02-01	Case 02-02	Case 02-03	Case 02-04
Units considered for CO_2 capture	B1	B1+B2	B1+B2+B3+B4+B5	B2+B3+B4
Amount of CO_2 captured (kt_{CO2}/y)	697	1,030	1,607	765
Percentage of refinery emissions captured (%)	32.2	47.6	74.3	35.4
Amount of CO_2 avoided (kt_{CO2}/y)	461	684	1,069	509
Percentage of refinery emissions avoided (%)	21.3	31.6	49.4	23.5
Average CO_2 content in the flue gas (%vol)	8.3	9.9	10.7	13.1
Number of absorbtion section(s)	1	2	4	2
Number of FGD unit(s)	0	1	2	2
Number of desorbtion section(s)	1	1	1	1
Specific reboiler duty ($GJ/t_{CO2,avoided}$)	3.68	3.66	3.65	3.64
Specific power ($kWh/t_{CO2,captured}$)	149	155	164	185
Cooling duty ($GJ/t_{CO2,captured}$)	4.24	4.05	3.85	3.62
MEA make-up (kg_{MEA}/t_{CO2})	2.09	2.09	2.09	2.08

出所)IEAGHG(2017) Understanding the Cost of Retrofitting CO2 capture in an Integrated Oil Refinery http://documents.ieaghg.org/index.php/s/2cCda5q0bnYhsvo(2023 年 3 月 16 日閲覧)

CAPEX 及び OPEX については表 3-35 の case 02-03 より、CO2 capture & compression の値について、amount of CO2 avoided を用いて元の値を逆算した。なお、上記試算は 2017 年の米国の貨幣価値で求められているため、CF および PCI の補正を行った。

2）輸送

輸送工程における CO2 の 1t あたりの輸送コストの算出においては、National Energy Technology Laboratory（NETL）が 2022 年 3 月にアップデートして公開したパイプライン輸送のコスト算出モデル“FECM/NETL CO2 Transport Cost Model”を用いることとした。本モデルでは、パイプラインの建設時および操業時に必要となる 1tCO2 あたりのコストを算出できる。具体的には、CAPEX と OPEX および、インプットの値として設定する CO2 輸送量から、下記の算定式に従って算出している。

$$Cost\ of\ CO2\ per\ tonne = \frac{CAPEX + OPEX}{Total\ tonnes\ of\ CO2\ transported}$$

その際に、CAPEX および OPEX として計上されているコンポーネントは下表の通りである。

表 3-37 NETL（2022）で CAPEX および OPEX として計上されているコンポーネント

	コンポーネント
CAPEX	建築資材（パイプライン）…①
	人件費
	Right of way & damages（パイプラインを通すための土地の権利に対する支払等）
	その他（Miscellaneous）
	CO2 サージタンク（調圧水槽）…②
	パイプラインコントロールシステム…③
	ポンプ…④
	Contingency（予備費）
OPEX	パイプラインの O&M
	パイプライン関連の装置（②、③）とポンプ（④）の O&M
	ポンプ用の電力コスト

出所）OSTI.GOV“FECM/NETL CO2 Transport Cost Model（2022）: Description and User’s Manual” https://www.osti.gov/biblio/1856355（2023 年 3 月 16 日閲覧）より MRI 作成

3）貯留

貯留工程における CO2 の 1tあたりの貯留コストも、回収および輸送工程と同様に、CAPEX と OPEX および合計の CO2 貯留量から、下記の算定式に従って算出した。

$$Cost\ of\ CO2\ per\ tonne = \frac{CAPEX + OPEX}{Total\ tonnes\ of\ CO2\ stored}$$

貯留量に応じた CAPEX および OPEX の値を推定するために本検討で用いた文献は、Zero Emissions Platform（ZEP）が 2011 年に発表した“The Costs of CO2 Storage”の文献である。

ZEP(2011)で CAPEX および OPEX として計上されているコンポーネントは下表のとおりである。なお、OPEX に計上されている MMV において、圧入中モニタリングと廃坑後モニタリングの値の関係性は、10:1 であることが確認されたため、今回の試算においてもその関係性を踏襲してその後のモデル構築を行った。

表 3-38 ZEP(2011)で CAPEX および OPEX として計上されているコンポーネント

	コンポーネント	内容
CAPEX	Pre-FID	モデリング、地震探査、圧入テスト、探査井の掘削、許認可取得
	Structure	プラットフォームの建設
	Injection Wells	圧入井の掘削あるいは既存の圧入井の再利用
	MMV	モニタリング
	Close down	閉鎖工程における法的責任の譲渡
OPEX	Operation	圧入およびメンテナンス
	MMV	圧入中および廃坑後モニタリング

出所) ZEP, "The Costs of CO2 Capture, Transport and Storage" https://zeroemissionsplatform.eu/document/the-costs-of-co2-capture-transport-and-storage/(2023 年 3 月 16 日閲覧)より MRI 作成

ZEP(2011)では、複数のシナリオにおける1tCO2 あたりのトータルコストおよびその内訳を算出している。シナリオの設定としては、①オフショア/オンショア、②枯渇油ガス層/塩水帯水層、③既存の坑井が利用できる/できない、の三つのオプションの組み合わせで、計 6 通りのシナリオを設定している。40 年間で合計 6,600 万 t の CO2 を圧入すると仮定した際の、シナリオ別の結果は、図 3-9 の通りであった。

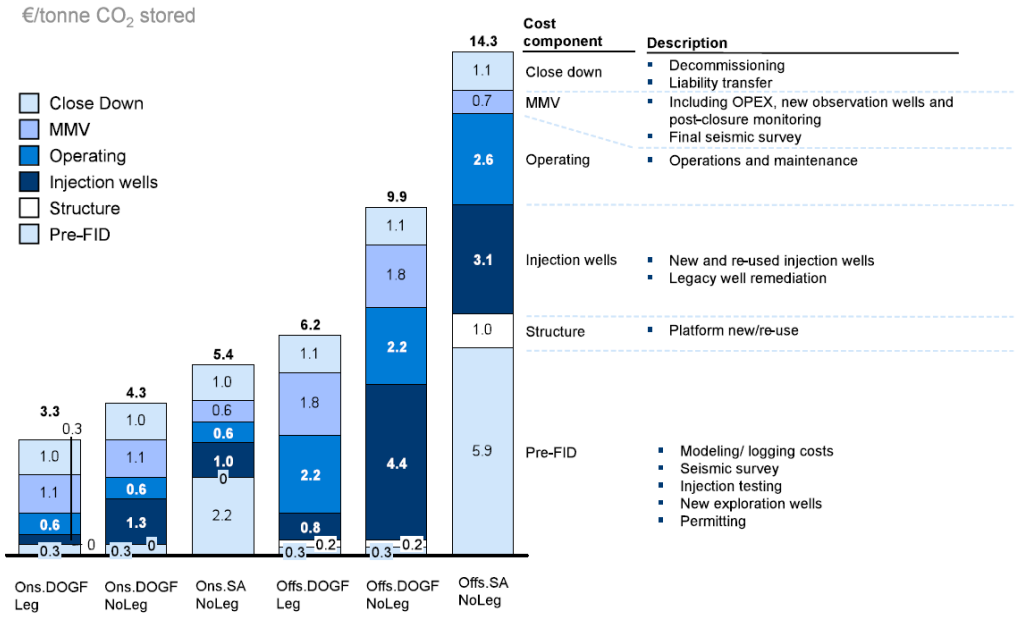


図 3-9 ZEP(2011)の分析におけるシナリオ別での 1tCO2 あたりのコスト

出所) ZEP, "The Costs of CO2 Capture, Transport and Storage" https://zeroemissionsplatform.eu/document/the-costs-of-co2-capture-transport-and-storage/(2023 年 3 月 16 日閲覧)

上記の結果より、各シナリオにおける CAPEX および OPEX のそれぞれのコンポーネントのコストについては、おおよその値が把握できたものの、その計算式の詳細については文献では明らかにされていなかった。そこで、ZEP(2011)の結果をベースとし、貯留量に応じた CAPEX と OPEX の値の変動を仮定することにより、任意の貯留量に応じた推定コストを求める計算式を立式することとした。

今回の試算においては、オフショアの枯渇油ガス層に対し、既存の坑井が利用できない状況での圧入を想定した。このため、図 3-9 の中で、トータルコストが€9.9/tCO2stored となっているものをベースラインとし、貯留量に応じた CAPEX および OPEX の変動を仮定した。まず、CAPEX については、Structure および Injection Wells のコンポーネントに対しては貯留量に対して 0.6 乗則を適用し、その他のコンポーネントは貯留量に依らず固定値であると仮定した。また、OPEX については、選択したシナリオにおけるCAPEXおよびOPEXのコストの関係を適用し、OPEXはトータルコスト(CAPEX＋OPEX)の 31.9%と仮定した。

4）感度分析

感度分析においては、まず、製油所、製鉄所、セメント工場、火力発電所がそれぞれ単独で CCS を行った場合に、回収量に応じてそれぞれの単価がどのように変化するかを分析した。この感度分析を実施する際の想定は、図 3-10 に示す通り、パイプライン輸送距離は各排出施設から貯留地まで等しく 150km(海岸まで 100km、海岸から圧入場所まで 50km)とした。

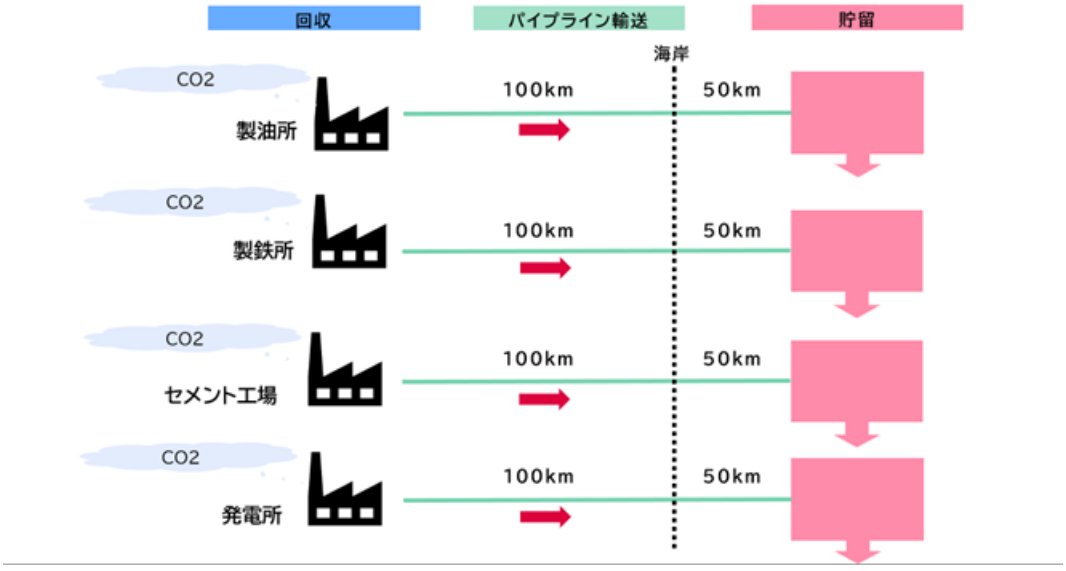


図 3-10 本調査において実施した感度分析における想定

上記の設定および、構築したコストモデルに基づいて行った感度分析の結果を図 3-11 に示す。図 3-11 の通り、トータルコストは、回収量が増えると次第に減少していき、その後は減少の変化が緩やかとなることが分かった。今回のケースにおいては、年間の回収量が 1Mt までの範囲では、トータルコストが大きく削減される結果となった。

なお、図 3-11 は回収、輸送、貯留それぞれのコストを加えたものであるが、貯留回収部分は CO2 回収によるエネルギー消費の増加に伴う CO2 排出量の増分を考慮しているが、輸送及び貯留部分は文献データが不十分であったため施設の稼働による CO2 排出量の増分は考慮していないことに留意さ

れたい。

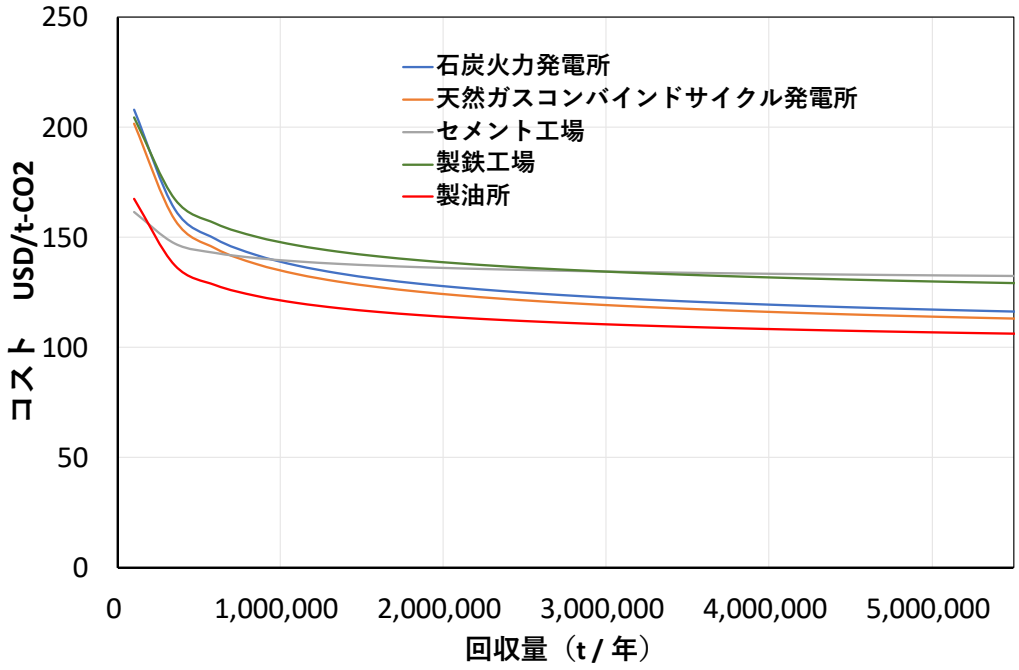


図 3-11 CO2 回収量と CCS コストの関係性(輸送距離は 150km)

続いて、輸送コストについての感度分析を行った。具体的には、輸送距離を変化させることにより、1t の CO2 を 1km 輸送する際のコストがどのように変化するかを分析した。その結果を図 3-12 に示す。図の通り、輸送コストは、60km までの範囲において、輸送距離に応じて大きく低減していくことが分かった。ここで、得られたグラフは単調に減少するのではなく、特定の輸送距離を越えた段階で上振れする箇所があることが見て取れる。これは、NETL(2022)のモデルにおいて、各年間輸送量に対して特定の輸送距離を越えた段階で、パイプラインの直径が非連続的に増加する場合があり、それがコスト上振れの要因となっていると考えられる。

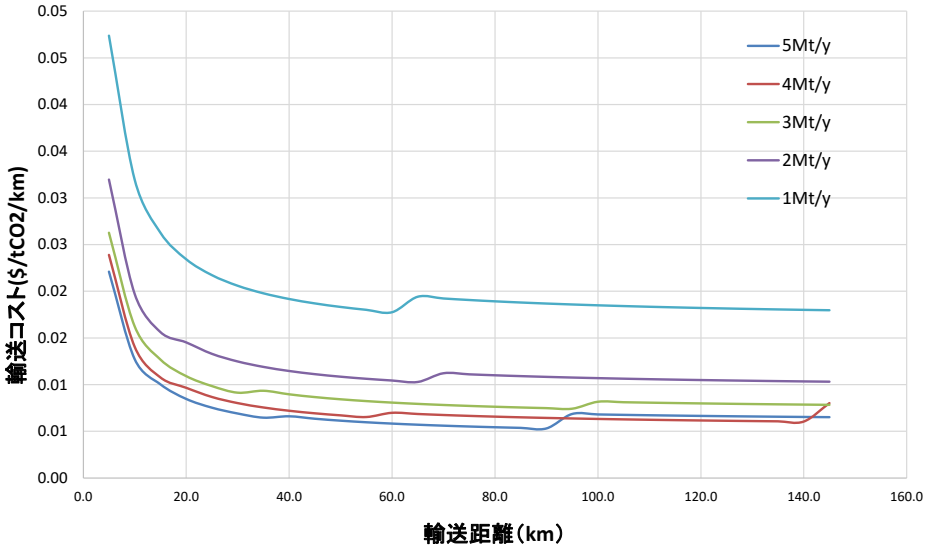


図 3-12 輸送距離と輸送コストの関係性

（3）インドネシアにおけるモデルの適用

1）対象範囲の設定

今回のモデルの適用においては、前述の令和３年度の調査結果を基に、人口及び産業の密集地であるため特に CO2 排出量が多く、かつ有望またはポテンシャルのある貯留層が存在すると考えられるジャワ島を対象として選択した。インドネシアにおける主要施設（火力発電所、セメント工場、製鉄所、製油所）からの年間 CO2 総排出量および今回選択した地域は図 3-13 の通り。

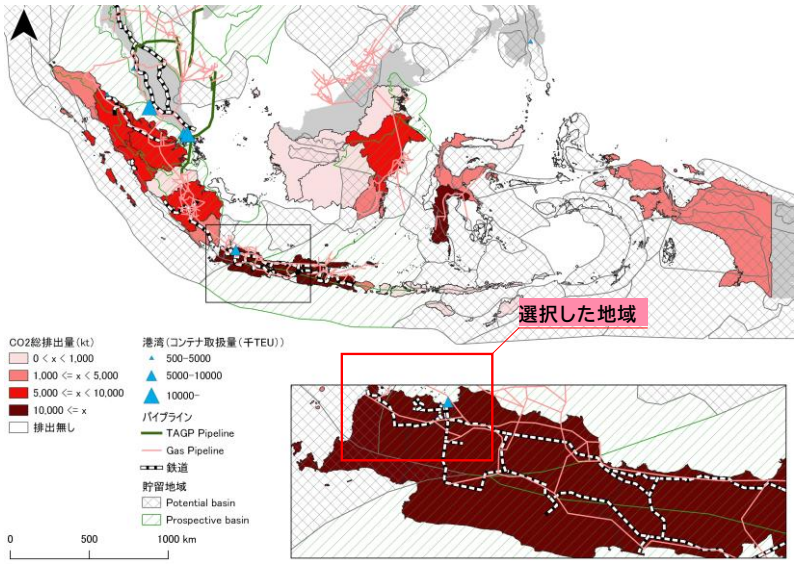


図 3-13 インドネシアにおける主要施設からの年間 CO2 総排出量および選択した地域

続いて、ジャカルタを含む選択した地域の沿岸部の範囲において、令和３年度の調査結果を基に、対象施設（火力発電所・セメント工場・製鉄所）を特定した。尚、製油所の存在は、今回の対象範囲においては確認できなかった。本検討においては、H&C型CCSを実施する際のコストを求めるため、具体的なケースとして、対象施設の分布を考慮し、図 3-14 の通り Case1 および Case2の二つを設定した。

また、各施設における年間推定排出量については、令和 3 年度の調査結果を参照し、ある施設が複数のユニットから構成されていることが確認できた場合には、当該施設の総排出量を各ユニットに割り当てることとした。本調査においては、発電所のうち、そのケースに該当するものがあったため、当該発電所の総排出量を発電設備容量ベースで各ユニットに割当て、コストをユニット別に算出することとした。

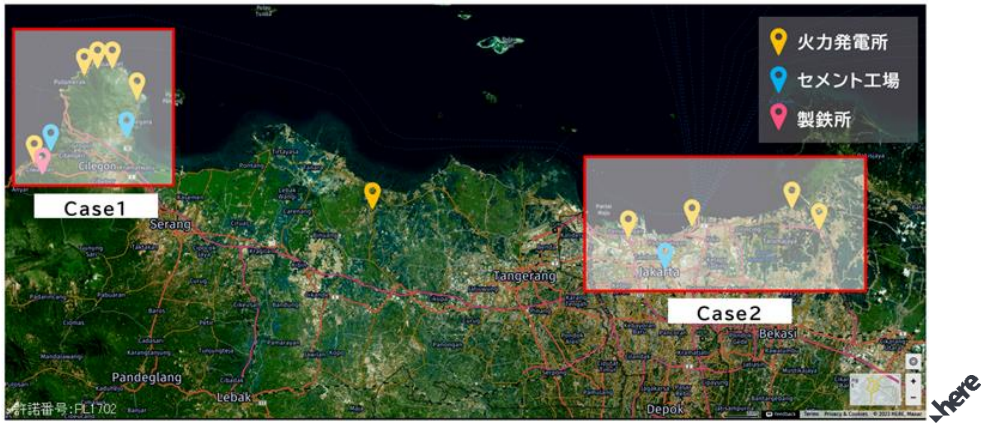


図 3-14 H&C型 CCS の Case1 および Case2 の設定

2）各ケースにおける設定の詳細

Case1 における対象施設の分布は図 3-15 の通りである。H&C 型 CCS を実施する際には、ハブとなる地域にパイプラインを通じて CO2 を運び、そこから 50km 沖合へ貯留することを想定した。Case1 においては、①～③の地域に対して、他の場所からパイプラインを敷設してCO2を収集することとした。本調査の Case1 において特定した各施設からの年間推定排出量を下表に示す。

図 3-15 Case1 の各施設および H&C 型 CCS 実施時のパイプラインの詳細

表 3-39 Case1 における対象施設の詳細

	対象施設名	年間推定排出量 (tCO2/年)
火力発電所 ※括弧内には使用される化石燃料を記載		
① -1	PLTU Suralaya Unit1（石炭）400MW	1,873,716
① -2	PLTU Suralaya Unit2（石炭）400MW	1,873,716

① -3	PLTU Suralaya Unit3（石炭）400MW	1,873,716
① -4	PLTU Suralaya Unit4（石炭）400MW	1,873,716
① -5	PLTU Suralaya Unit5（石炭）600MW	2,810,575
① -6	PLTU Suralaya Unit6（石炭）600MW	2,810,575
① -7	PLTU Suralaya Unit7（石炭）600MW	2,810,575
① -8	PLTU Suralaya Unit8（石炭）625MW	2,927,682
②	Banten Serang power station(石炭)	3,659,942
② -1	Merak power station Unit1(石炭) 60MW	332,719
③ -2	Merak power station Unit2(石炭) 60MW	332,719
④	PLTGU Cilegon(天然ガス)	2,031,777
⑤	PLTGU Krakatau Daya Listrik (KDL)(天然ガス)	900,013
セメント工場		
⑥	Semen Indonesia (formerly Holcim Indonesia)	324,000
⑦	Semen Serang (Haohan)	648,000
製鉄所		
⑧	KS Posco steel plant	1,233,204

続いて、Case2 においても同様に、パイプライン輸送によるハブへの収集と沖合への貯留を仮定した。すなわち、図 3-16 の通り、②の火力発電所をハブとし、パイプラインを敷設して各地域より CO2 を輸送する設定とした。また、Case1 と同様の考え方にてユニットの発電容量ベースで割り当てた各施設における年間推定排出量を下表に示す。

図 3-16 Case2 の各施設および H&C 型 CCS 実施時のパイプラインの詳細

表 3-40 Case2 における対象施設の詳細

	対象施設名	年間推定排出量（tCO2/年）
火力発電所 ※括弧内には使用される化石燃料を記載		
① -1	PLTG Cikarang Listrindo（天然ガス）	337,500
① -2	PLTGU Muara Karang Block 1（天然ガス）	1,145,264
①-3	PLTGU Muara Karang repowering（天然ガス）	1,694,272
①-4	PLTGU Muara Karang repowering Blok 2（天然ガス）	72,505
①-5	PLTU Muara Karang（石炭）	2,218,149
②-1	PLTGU Priok Block1,2（天然ガス）	2,655,034
②-2	PLTGU Priok Block3,4（石炭）	554,530
③-1	PLTU Muara Tawar Block1&2（天然ガス）	2,070,031
③-2	PLTU Muara Tawar B-3（天然ガス）	945,011
③-3	PLTU Muara Tawar Block4（天然ガス）	945,011
③-4	PLTU Muara Tawar Block5（天然ガス）	864,011
④-1	Cikarang Babelan power station Unit1（石炭）	776,351
④-2	Cikarang Babelan power station Unit2（石炭）	776,351
セメント工場		
⑤	Semen Jakarta	540,000

3）検討項目

インドネシアにおけるモデルを適用した計算の検討項目を下記に示す。

1. Case1 および Case2 において、H&C 型 CCS を実施した際の各施設にとってのコスト（1tCO2 あたりの単価および年間あたりの総額コスト）を算出した。
2. 単一型 CCS および H&C 型 CCS のコストを各施設にとっての単価（USD/tCO2）および年間あたりの総額コストで比較するため、各ケースにおいて、排出源施設を 1 つピックアップして比較した。今回ピックアップした対象施設は以下の通り。
   - Case1：①-1 PLTU Suralaya Unit1（石炭）
   - Case2：②-1 PLTGU Priok Block1,2（天然ガス）
3. 単一型 CCS および H&C 型 CCS で必要となる投資額（プロジェクト期間全体における CAPEX＋OPEX）を比較するため、Case1 の産業施設から火力発電所、セメント工場、製鉄所を 1 箇所ずつ選択し、単一型 CCS および H&C 型 CCS の投資額を算出してその大小を差額、割合の観点から比較した。

また、H&C 型 CCS を実施する際の、輸送および貯留コストの按分の考え方について述べる。まず輸送コストにおいては、1 本のパイプラインを複数の施設から排出された CO2 が通る場合には、各施設から排出された CO2 の合計輸送量をもとにトータルでの CAPEX および OPEX を算出し、それを合計輸送量で割ることで 1tCO2 あたりの各施設の輸送コストを算出した。各施設が負担すべき輸送コストの総額に関しては、各施設の 1tCO2 あたりの輸送コストに対して、各施設からの CO2 輸送量を掛け合わせることにより求めた。同様に、貯留コストにおいても、各施設が負担すべき貯留コストの総額に関しては、各施設が排出した CO2 に応じて算出することとした。

（4）結果と考察

インドネシアにおける CO2 排出源への CCS 導入コストについて、前述したモデルを基に試算を行った。Case 1 の排出源の種類を問わず、広い範囲で H&C を形成した際の各排出源の種類ごとに集まって H&C を形成した際の、各事業者が負担するコストを表に示す。1tCO2 あたりのコストは、$52.04～$98. 38/tCO2 の値となった。

表 3-41 Case1 における各施設の CCS コスト

	対象施設名	年間推定排出量（tCO2/年）	回収	輸送	貯留	合計（2020 $/tCO2）	合計（2020M$/年）
火力発電所							
①-1	PLTU Suralaya Unit1（石炭）400MW	1,873,716	58.04	0.181	2.660	60.88	99.47
①-2	PLTU Suralaya Unit2（石炭）400MW	1,873,716	58.04	0.181	2.660	60.88	99.47
①-3	PLTU Suralaya Unit3（石炭）400MW	1,873,716	58.04	0.181	2.660	60.88	99.47
①-4	PLTU Suralaya Unit4（石炭）400MW	1,873,716	58.04	0.181	2.660	60.88	99.47
①-5	PLTU Suralaya Unit5（石炭）600MW	2,810,575	52.40	0.181	2.660	55.25	135.40

①-6	PLTU Suralaya Unit6（石炭）600MW	2,810,575	52.40	0.181	2.660	55.25	135.40
①-7	PLTU Suralaya Unit7（石炭）600MW	2,810,575	52.40	0.181	2.660	55.25	135.40
①-8	PLTU Suralaya Unit8（石炭）625MW	2,927,682	51.89	0.181	2.660	54.73	139.72
②	Banten Serang power station（石炭）	3,659,942	49.20	0.181	2.660	52.04	166.08
③-1	Merak power station（石炭）	332,719	95.54	0.181	2.660	98.38	28.54
③-2	Merak power station（石炭）	332,719	95.54	0.181	2.660	98.38	28.54
④	PLTGU Cilegon（天然ガス）	2,031,777	52.82	0.339	2.578	55.74	101.92
⑤	PLTGU Krakatau Daya Listrik（KDL）（天然ガス）	900,013	66.19	0.386	2.578	69.15	56.01
セメント工場							
⑥	Semen Indonesia (formerly Holcim Indonesia)	324,000	79.49	0.533	3.558	83.58	17.66
⑦	Semen Serang（Haohan）	648,000	72.91	1.048	3.558	77.52	32.75
製鉄所							
⑧	KS Posco steel plant	1,233,204	79.95	0.469	3.129	83.55	62.13
	合計	28.316.646		加重平均	59.33	（合計値）1,437.42	

次に、case2 の各排出源の種類ごとに集まって H&C を形成した際の、各事業者が負担するコストを表に示す。

表 3-42 Case2 における各施設の CCS コスト

	対象施設名	年間推定排出量（tCO2/年）	回収	輸送	貯留	合計（2020$/tCO2）	合計（2020M$/年）
火力発電所							
①-1	PLTG Cikarang Listrindo（天然ガス）	337,500	89.29	0.345	3.369	93.00	28.25
①-2	PLTGU Muara Karang Block 1（天然ガス）	1,145,264	48.16	0.345	3.369	51.88	53.47
①-3	PLTGU Muara Karang repowering（天然ガス）	1,694,272	55.14	0.345	3.369	58.85	89.74
①-4	PLTGU Muara Karang repowering Blok 2（天然ガス）	72,505	144.36	0.345	3.369	148.07	9.66
①-5	PLTU Muara Karang（石炭）	2,218,149	55.58	0.356	3.477	59.41	114.92
②-1	PLTGU Priok Block1,2（天然ガス）	2,655,034	49.30	0.217	3.369	52.88	126.36
②-2	PLTGU Priok Block3,4（石炭）	554, 530	81.65	0.224	3.477	85.35	41.27
③-1	PLTU Muara Tawar Block1&2（天然ガス）	2,070,031	42.67	0.354	3.369	46.39	86.42
③-2	PLTU Muara Tawar B-3（天然ガス）	945,011	63.31	0.354	3.369	67.03	57.01

③-3	PLTU Muara Tawar Block4(天然ガス)	945,011	63.31	0.354	3.369	67.03	57.01
③-4	PLTU Muara Tawar Block5(天然ガス)	864,011	64.96	0.354	3.369	68.68	53.41
④-1	Cikarang Babelan power station Unit1(石炭)	776,351	73.94	0.579	3.477	78.00	52.80
④-2	Cikarang Babelan power station Unit2(石炭)	776,351	73.94	0.579	3.477	78.00	52.80
セメント工場							
⑤	Semen Jakarta	540,000	74.47	0.937	4.650	75.84	28.19
	合計	15,594,019		加重平均	61.78	（合計値）851.33	

1tCO2 あたりのコストは、$46.39～$148.07/tCO2 の値となった。Case1に比べると合計年間推定排出量が小さく、その分、1tCO2 あたりの合計の加重平均コストが上昇している。H&C の規模は小さくなったため、大規模 H&C に比べて輸送・貯留での規模の経済による単価の削減効果は小さくなっている。一方で、規模自体は縮小したことによる CAPEX 及び OPEX の減少によって、年間でのトータルコストは 6 割程度に抑えることができている。

さらに、Case1、Case 2 それぞれにおいて、各事業者（石炭火力発電所、天然ガス火力発電所）における単一型 CCS に対する H&C 型のコスト削減効果を次表に示す。

表 3-43 ハブ＆クラスターと単一型のそれぞれのコスト比較

		年間推定排出量（tCO2/年）	回収	輸送	貯留	単価合計（2020 $/tCO2）	年間個別コスト（2020M$/年）	年間全体コスト（2020M$/年）
Case 1	1-1：PLTU Suralaya(石炭火力発電所) 400MW							
	H&C 型の場合	1,873,716	58.04	0.181	2.660	60.88	99.47	1491.96
	単一型の場合	1,873,716	58.04	0.646	10.337	69.02	116.40	115.02
	単一型 CCS に対する H&C 型のコスト削減効果					▲11.8%	▲16.92	+1376.94
Case 2	②-1：PLTGU Priok Block1,2(天然ガス火力発電所)							
	H&C 型の場合	2,655,034	49.30	0.217	3.369	52.88	126.36	851.33
	単一型の場合	2,655,034	49.30	0.509	8.221	58.02	138.65	138.65
	単一型 CCS に対する H&C 型のコスト削減効果					▲8.9%	▲12.29	+712.67

注）年間個別コストとは、対象施設が 1 年間に負担する合計コスト（回収・輸送・貯留コストの合計値）を表す。一方、年間全体コストは、プロジェクト全体で 1 年間に必要な合計コストを意味し、分析対象施設以外に H&C 型に参加する施設が負担するコストも含む。

Case1 および Case2 において、単一型 CCS に対する H&C 型の1tCO2 あたりのコスト削減率は、それぞれ11．8%、8.9%となった。また、コスト削減分を年間個別コストの絶対値で評価すると、それぞれ 1,692 万ドル/年および、1,229 万ドル/年であった。一方、当然ながら年間全体コストについては、Case1 および Case2 の双方において、H&C 型は単一型よりも多くのコストを要することとなった。

続いて、単一型 CCS および H&C 型 CCS の投資額（CAPEX および OPEX の合計値）を比較し

た結果を表 3-44 に示す。今回の検討においては、比較のため、Case1 より、火力発電所①-1（PLTU Suralaya Unit1 （石炭 400MW）およびセメント工場⑦（Semen Serang Haohan）、製鉄所⑧（KS Posco steel plant）をピックアップした。

表 3-44 単一型 CCS および H&C 型における各個別施設の投資額の比較

施設の種類	投資額(million USD)			割合(%)		差額(million USD)	単一型 CCS に対する H&C 型のコストの低減割合(%)
	CCS を行わない場合	単一型 CCS	H&C 型 CCS	B/A	C/A	B-C	(B-C)/B
火力発電所:①-1	3,241	4,553	4,028	140	124	525	-11.5
セメント工場:⑦	946	2,131	1,726	225	182	405	-19.0
製鉄所:⑧	9,315	10,161	9,710	109	104	451	-4.4

計算の結果、H&C 型 CCS の各施設にとっての投資額は、輸送工程および貯留工程の投資額を H&C 型 CCS に参加する事業者間で按分する仮定を置いたことから、単一型 CCS の投資額に比べて、絶対値としては 405～525 百万ドル、割合として 4.4～19.0%、CCS の実施に必要な投資額を抑えられることが分かった。

以上の分析の結果をまとめると、インドネシアを想定した実地でのモデルケースにおいても、H&C 型 CCS における 1tCO2 あたりのコストダウンのメリットを確認することができた。また、各施設の年間コストの絶対値についても、単一型 CCS に比べて H&C 型のコストが安いことが分かった。一方で、case1 および case2 の比較より、H&C 型 CCS の規模を大きくすればするほど、各施設にとっての年間コストは安くなるものの、年間の全体コストが増大していく関係にあることが確認できた。また、H&C 型 CCS のメリットとして、各個別施設にとっての、投資額(CAPEX+OPEX)のコストが単一型 CCS に比べて抑えられることが明らかになった。

なお、事業者が CCS を実際に行うに際しては、保有施設における CO2 削減開始のタイミング、既存施設の残存耐用年数(回収装置の運転可能年数)、他施設を巻き込んだ H&C 実施の合意形成とその手間などを考慮した上で、単一型 CCS を選ぶのか、H&C 型 CCS を選ぶのかを検討する必要があることはいうまでもない。

4. CEFIA 国内事務局の運営及び関連調査

4.1 CEFIA の概要

4.1.1 経緯と目的

CEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN）は、ASEAN の脱炭素化及びエネルギートランジションを進めるため、脱炭素技術の普及と政策・制度構築をビジネス主導で進めることを目的として日本政府が提案したイニシアティブであり、2019 年 9 月、タイ・バンコクにおいて開催された、第 16 回 ASEAN+3 エネルギー大臣会合において、その設立が歓迎された。

CEFIAの下で、官民連携による具体的な省エネ促進・再エネ導入プロジェクト（フラッグシッププロジェクト）の実施を通じて、ASEAN地域における温室効果ガス排出削減やエネルギー関連ビジネスの環境整備の促進を目指している。ASEANでは 2025 年までのエネルギー目標であるAPAEC（ASEAN エネルギー協力行動計画）を策定しており、CEFIAもこの計画の達成に貢献することを目的としている。

4.1.2 活動内容

CEFIA における主な構成要素は、「脱炭素技術」（フラッグシッププロジェクトを推進し、ASEAN の脱炭素化に貢献）、「制度」（関連する制度の整備により脱炭素技術の普及展開の加速化）、「ファイナンス」（プロジェクトの拡大・発展のためのファイナンスの動員）である。

図 4-1 CEFIA における主な構成要素

具体的には、ASEAN Centre for Energy（ACE）等と連携し、以下の活動を行っている。

・官民連携による具体的な省エネ促進・再エネ導入プロジェクト（フラッグシッププロジェクト）の実施の支援

・年次会合である CEFIA 官民フォーラムの実施（CEFIA の活動状況の紹介・議論）

・ADB、ADFIAP 等の金融関係機関と連携したファイナンス分野での調査活動
・CEFIA に係る各種イベントの開催
・GHG 排出削減貢献の見える化に関する取り組み
・CEFIA デジタルプラットフォームの運営

第 3 回 CEFIA 官民フォーラムにおいて、CEFIA の各種機能をファシリテートする組織として、ACE と経産省により構成される CEFIA Project Management Unit（PMU）が設置された。PMU の主な役割は、活動のファシリテート実施支援、事務局機能・技術面でのサポート、関係者間のコミュニケーションのコーディネーション、活動のモニタリング・評価となっている。本年度の PMU の主な活動は、フラッグシッププロジェクトの APAEC フェーズ II への貢献の道筋を示す「CEFIA コラボレーションロードマップ」の策定、第4回 CEFIA 官民フォーラムの開催支援であり、これらの活動の支援業務を行った。

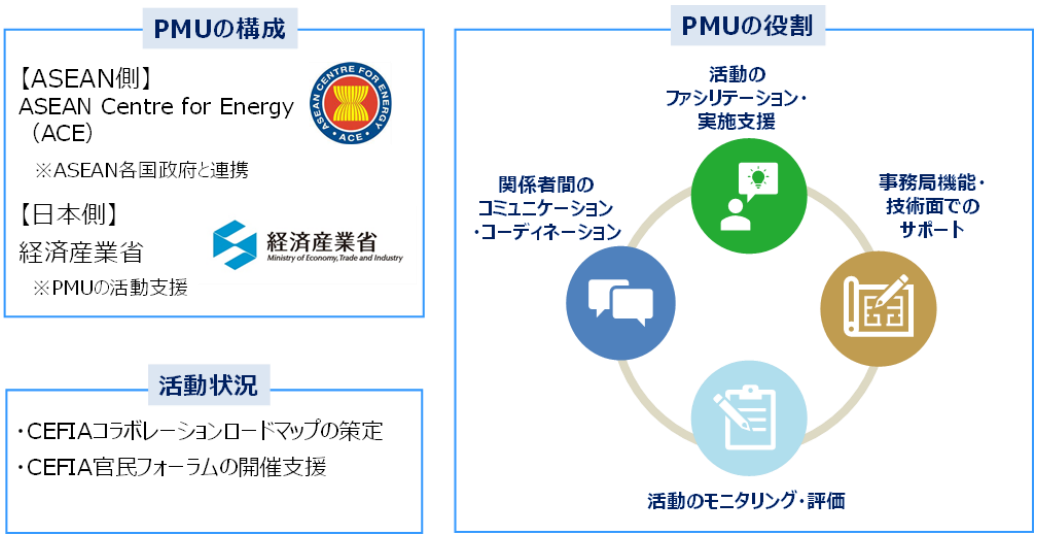


図 4-2 CEFIA Project Management Unit の概要

4.2 フラッグシッププロジェクト遂行及び支援業務

4.2.1 概要

フラッグシッププロジェクトは、官民連携による具体的な省エネ促進・再エネ導入プロジェクトを推進する取り組みであり、「技術の導入」と「普及のための政策・制度構築」の連携、官民の資金動員、産官学の連携等を通じ、ASEAN での具体的な脱炭素プロジェクト実施の加速化を目指す CEFIA における中核的な活動である。

具体的には、RENKEI（エネルギー・マネジメント）、ZEB（Zero Energy Building）、SteelEcosol（鉄鋼エコソリューション）、マイクログリッドの各技術分野別の取り組みの他、横断的な分野としてファイナンスに関する取り組みを行っている。

表 4-1 フラッグシッププロジェクトの概要

名称	活動概要	参画機関等
RENKEI （エネルギー・マネジメント）	連携制御（RENKEI）とは、IoT による動力プラントや事業所全体でのエネルギー削減を目的とした制御コンセプト。 連携制御の普及のため、知識を持った人材の育成、政策提言、実際の工場におけるプロジェクトの実施を視野に活動。	電子情報技術産業協会（JEITA）のワーキンググループ。日・タイを中心とした大学機関と連携。
ZEB （Zero Energy Building）	ASEAN での ZEB の普及の加速化に向け、技術仕様書 ISO（TS23764）の認知向上、製品・技術へのアクセス環境作り、マレーシアにおける実証事業の具体化等の活動を支援。 ※TS23764：非住宅用 ZEB 実現のための方法論	世界省エネルギー等ビジネス推進協議会（JASE-W）のワーキンググループ。マレーシア持続可能エネルギー開発庁（SEDA Malaysia）と連携。
SteelEcosol （鉄鋼エコソリューション）	ASEAN の鉄鋼業界における Best Available Technology（BAT）の導入を促進するため、官民対話や製鉄所のエネルギー診断を実施。	日本鉄鋼連盟国際環境戦略委員会。ASEAN 各国の鉄鋼協会と連携。
マイクログリッド	風力発電や太陽光発電による複数の再生可能エネルギーと蓄電池を複合的に統合したマイクログリッドシステムの導入を図る取り組みを支援（取り組み事例の紹介等）。	マイクログリッドシステムの展開を目指す企業。
ファイナンス	ASEAN 域内で脱炭素技術の導入を行う上での課題の分析、地場金融機関のニーズの把握、ファイナンス動員に向けたセミナーの開催等を実施。	アジア太平洋開発金融機関協会（ADFIAP）。

4.2.2 RENKEI

（1） 活動目的・活動体制

一般社団法人電子情報技術産業協会（Japan Electronics and Information Technology Industries Association：JEITA）は ASEAN Centre for Energy（ACE）と協力して、ASEAN で同技術を普及させる活動を推進している。

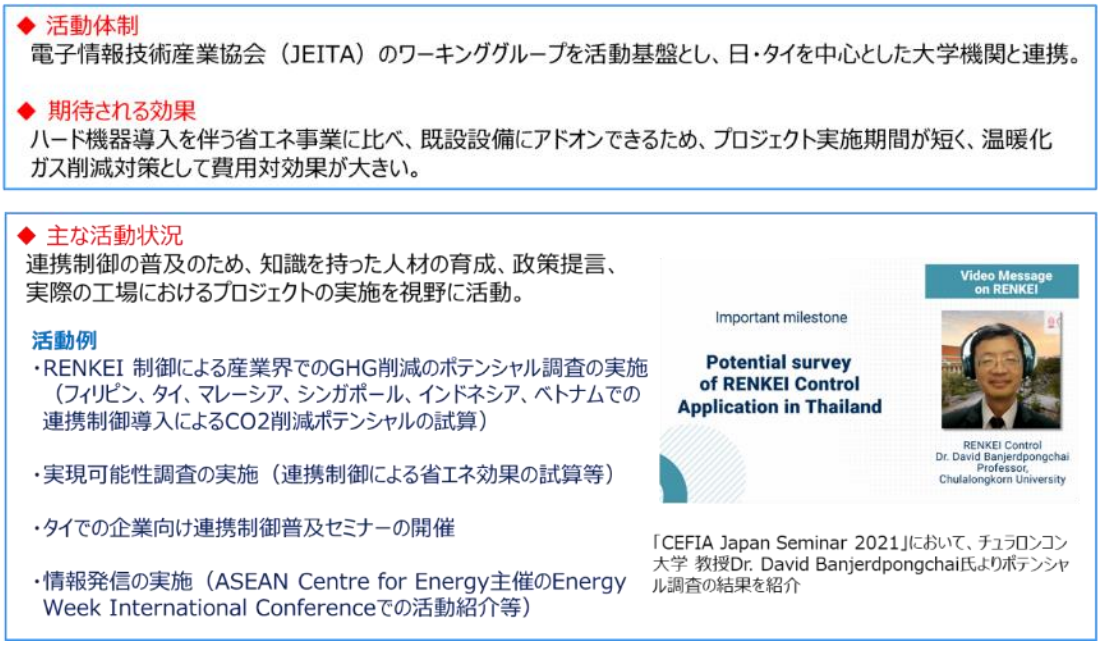


図 4-3 フラッグシッププロジェクト RENKEI の概要

（2）活動内容

3 か年計画として進めており、3 か年目である本年度は、タイ国・インドネシア国を対象国として、選定した企業に対するフィージビリティ・スタディや企業向け連携制御普及セミナー、チュラロンコン大学教育プラットフォームへの連携制御追加検討などを実施した。また、タイ国の泰日経済技術振興協会（以下、TPA）と協力し、タイ国国内企業向けのセミナーを実施した。このほか、第4回 CEFIA 官民フォーラムなどにおいて、連携制御フラッグシップ活動の広報活動を実施した。

1） 貢献の見える化

［フィージビリティ・スタディによる貢献量の見える化］

タイ国とインドネシア国で 3 件のフィージビリティ・スタディを実施した。タイ国では、アユタヤの味の素（食品工場）のエアーコンプレッサーと冷凍機システムに対してフィージビリティ・スタディを実施した。インドネシア国では、スラバヤの PT. Petrokimia（肥料工場）のボイラー（LNG、石炭）プラントと蒸気タービンに対する RENKEI 制御のフィージビリティ・スタディを実施した。フィージビリティ・スタディの結果、年間 10,950 トンの CO2 排出量の削減効果が見込まれるとの結果が得られた。調査結果は、以下のとおりである。

表 4-2 フィージビリティ・スタディによる貢献量

No.	国	対象	CO2 削減量 [t/year]
1	インドネシア	ボイラ・タービン	10,000
2	タイ	エアーコンプレッサー	500
3	タイ	チラー設備	450

[連携制御ベンダーの RENKEI 制御による貢献量]

本プロジェクトの実施年度(2020～2022 年度)における、ASEAN の JCM 対象国で実施した連携制御ベンダーによる貢献量を以下に示す。インドネシア国、タイ国、ベトナム国、フィリピン国に導入した Energy Management System(以下、EMS)であり、Heating, ventilation, and air conditioning (HVAC)における連携制御の 3 年間の積算量である。総計で、11 万 7 千トンの CO2 排出量を削減している。

表 4-3 連携制御ベンダーの RENKEI 制御による貢献量

No.	国	対象	CO2 削減量 [t/3year]
1	インドネシア	チラー・ボイラー他	95,491
2	タイ	チラー・エアーコンプレッサー他	13,066
3	ベトナム	チラー他	1,854
4	フィリピン	チラー他	6,202

参考として、同年度におけるインド(鉄鋼)と中国(紡績・アルミ精製)での連携制御ベンダーによる貢献量を以下に示す。

表 4-4 連携制御ベンダーの RENKEI 制御による貢献量(JCM 非対象)

No.	国	対象	CO2 削減量 [t/3year]
1	インド	鉄鋼	246,366
2	中国	紡績・アルミ製造	92,343

2) キャパシティ・ビルディング

[チュラロンコン大学での e-ラーニング(MOOC)]

連携制御の教育コンテンツを、タイ国・チュラロンコン大学の e-ラーニング・プラットフォーム Massive Online Open Course (MOOC) のコースとして開講した。MOOC では、自動制御に関連するエンジニアや学生向けのプラットフォームでセルフラーニングが実施できる。開講期間は 2022 年 2 月 22 日(火)から 7 月 31 日(日)で、受講人数は 43 名であった。受講修了者に対しては、タイ国のプロフェッショナルエンジニアの認定を取得するための単位を授与した。

受講者からの受講後アンケートでは、80%以上の受講者が教育コンテンツを今後役立つ知識であり、教育コンテンツとして適切であると評価した。本 e-ラーニングは 2023 年度も実施予定である。

[泰日経済技術振興協会(TPA)との教育ウェビナー]

2022 年 11 月 22 日(火)に、TPA の協力を受け、「Energy Efficiency "RENKEI Control" for Decarbonization Solution」と題したウェビナーを開催した。タイ国国内の化学業種、自動車部品業種などから 136 名が参加した。ウェビナー内容は、連携制御の紹介、工場やビルにおけるエネル

ギー・マネジメント、省エネ活動の恩恵の紹介などである。ウェビナー後に実施した聴講者を対象にしたアンケートでは、70～80%の聴講者が 3 段階中（Good・Fair・Low）の 3（Good）の評価をしており、聴講者の満足度が高いウェビナーとなった。

［Adapt to clean energy transition with RENKEI Control セミナー］

2023 年 2 月 22 日（水）に、経済産業省の協力を受け、「Adapt to clean energy transition with RENKEI Control」と題したセミナーを開催した。主なセミナー参加対象者は、タイ国とインドネシア国の現地企業・日系企業である。各国の大使館、JETRO などを通じてセミナー開催の広報を行ったところ、各国の産業、大学、政府関係者など 144 名が参加した。

セミナーでは、連携制御の概要、利点、事例の紹介に加え、連携制御を導入するうえで重要なコンポーネントとなる Facility Energy Management System（FEMS）の国際標準化状況や、ASEAN 地域におけるグリーン政策の動向についても紹介した。

セミナー後に実施した聴講者を対象にしたアンケートでは、回答した全ての聴講者が「運用最適化などの省エネ対策に興味あり」と回答した。また、約 90%の聴講者が「連携制御についてもっと知りたい」と回答した。さらに、約 70%の聴講者から「フィージビリティ・スタディに興味あり」の回答があったため、今後のフィージビリティ・スタディやパイロット・プロジェクトの候補対象として検討していくことが考えられる。

［Malaysia-Japan International Institute of Technology での RENKEI 普及活動］

2023 年 3 月 7 日（火）から 8 日（水）の間に、Malaysia-Japan International Institute of Technology（MJIIT）主催の国際会議 Sustainable Chemical, Energy and Environmental Engineering（SCE3）2023 において、RENKEI の普及活動を実施した。JEITA 委員（アズビル、横河電機）、アドバイザー（早稲田大学教授）が登壇し、連携制御の事例や産業界のエネルギー効率向上のために EMS を導入することの重要性などについてプレゼンテーションを実施した。

3）ASEAN での情報発信及びステークホルダー訪問

［CEFIA 活動関連ステークホルダー訪問］

2023 年 2 月 6 日（月）から 13 日（月）の間に、CEFIA 活動に関連するステークホルダーを訪問した。訪問では、RENKEI 活動の紹介や各ステークホルダーとの活動の進捗共有、更なる CO2 排出削減に向けた情報共有及び議論を実施した。訪問スケジュール及び各ステークホルダーの面会者は以下のとおりである。

表 4-5 ステークホルダー訪問スケジュール

日時	訪問先
2 月 6 日（月）	タイ国・味の素（アユタヤ工場）
2 月 7 日（火）	タイ国・チュラロンコン大学（Samyan キャンパス）
2 月 7 日（火）	タイ国・DEDE（バンコクオフィス）
2 月 9 日（木）	インドネシア・バンドン工科大学（バンドン校舎）
2 月 9 日（木）	インドネシア・ASEAN Centre for Energy（ACE）

2 月 10 日(金)	インドネシア・PT. Petrokimia (スラバヤ工場)
2 月 13 日(月)	マレーシア・Malaysia-Japan International Institute of Technology (MJIIT)

［タイ国・DEDE との協議］

2023 年 2 月 7 日(火)に Microsoft Teams にて DEDE と協議を実施した。DEDE から 12 名、JEITA から 3 名、アズビルタイランド株式会社から 2 名が参加した。

＜ミーティングサマリー＞

- JEITA による説明
  連携制御の概要・事例・フラッグシッププロジェクトの説明、タイ国で実施した味の素(アユタヤ工場)でのフィージビリティ・スタディの紹介、タイ国で実施した TPA とのウェビナーを紹介した。
- DEDE による説明
  最新の Energy Efficiency (EE)計画では、2037 年までに 36%のエネルギー削減を計画している。また、Building Energy Code に続き Factory Energy Code を策定している。Energy Conservation Fund (ENCONFUND)については、昨年度 400MTHB の予算に対して 350MTHB の消化率であり、本年度も 200MTHB 予算で実施を予定している。Private Company に対しては、20%～30%の補助率(上限約 1000 万円)を検討している。
- DEDE からの連携制御普及のためのアドバイス
  - ACE が認定する Energy Award を取得することで、認知度が向上する。
  - DEDE は、タイ国で約 8,000 社の企業への情報提供が可能であり、Energy Award 取得などの情報展開に利用可能である。
  - 今後グリーンファンドなどが普及するなか、計測制御ベンダーが省エネ量の計測やアセスメントを実施することが期待される。

［第 4 回 CEFIA 官民フォーラム］

第 4 回 CEFIA 官民フォーラムにおいて、連携制御フラッグシッププロジェクトに関するプレゼンテーションを実施した。2023 年 2 月 16 日(木)の Session 1 において JEITA 委員(アズビル)が連携制御の適用設備や、事例における削減量の紹介、2022 年度活動内容のプレゼンテーションをオンラインにて実施した。

4) 連携制御(RENKEI)ビデオ制作

初めて RENKEI を知った人に対し連携制御の概要を示し、より RENKEI に興味を持ってもらうことを目的に RENKEI の紹介ビデオを制作した。紹介ビデオは、第4回 CEFIA 官民フォーラム、「Adapt to clean energy transition with RENKEI Control」セミナーにおいて活用した他、CEFIA Digital Platform の RENKEI フラッグシッププロジェクトの紹介サイト[18]に掲載した。

[18] https://www.cefia-dp.go.jp/fp/renkei/01

図 4-4 RENKEI の紹介ビデオの映像

4.2.3 ZEB

（1） 活動目的・活動体制

本フラッグシップは、世界省エネルギー等ビジネス推進協議会（JASE-W）内に設置された ZEB ソリューションワーキンググループが中心となり、ASEAN 内の関係機関とも連携し、ASEAN での ZEB の普及展開を行っている。

図 4-5 フラッグシッププロジェクト ZEB の概要

（2） 活動内容

2021 年 9 月に Zero Energy Buildings（ZEB）の国際標準 ISO TS23764「Methodology for achieving non-residential zero-energy buildings（ZEBs）」が発行されたことを踏まえ、本技術仕様書の普及を図りつつ、ASEAN の各国での ZEB 普及の活動を進めており、CEFIA でのイベントの場を通じ、ZEB 実現のためのステップバイステップアプローチの重要性・メリットを説明するとともに、ASEAN での普及活動について紹介を行った。

- 第4回 CEFIA 官民フォーラムにおいて、ZEB では、Step by step アプローチが有効であることを強調し、実際の建物でその具体化を行う実証の取り組みについて紹介し、Step by step アプローチによるファイナンス面での利点（Step by Step Investments、Smaller Investments、Easier Credit Limit Management）についても説明を行った。また、パネルディスカッションでは、日本における「ZEB プランナー」の制度を例に、ビルのオーナーが ZEB の具体プロジェクトを始めたいと思った時に相談でき、どのような技術が活用可能か紹介してもらえるコンサルが必要であることを発言し、今後の ZEB 普及展開の方策を示した。
- この他、ファイナンス分野の活動と連携し、第４回 CEFIA 官民フォーラムのサイドイベントとして、「Site Visit & Networking Workshop on ZEB/GREEN BUILDING」を開催し、Step by step アプローチによるファイナンス面での利点（Step by Step Investments、Smaller Investments、Easier Credit Limit Management）を説明した。シンガポール・マレーシア・フィリピンと連携し ISO 化（TS23764）を行い、ASEAN 内での普及を進めていること、Available Technologies for ZEBs のウェブサイトを紹介した（サイドイベントの詳細は「4.3.2(1)」を参照）。

4.2.4 SteelEcosol（鉄鋼エコソリューション）

（1） 活動目的・活動体制

今年度より、CEFIA フラッグシッププロジェクトの一つとして開始された SteelEcosol は、ASEAN の鉄鋼業界における省エネ/CO2 排出量削減および BAT（Best Available Technology）導入の促進を目指すものであり、ASEAN 向け TCL リストの更新を含む「活動の基礎形成」、「製鉄所省エネ診断」、「官民対話」の3つの活動を行っている。

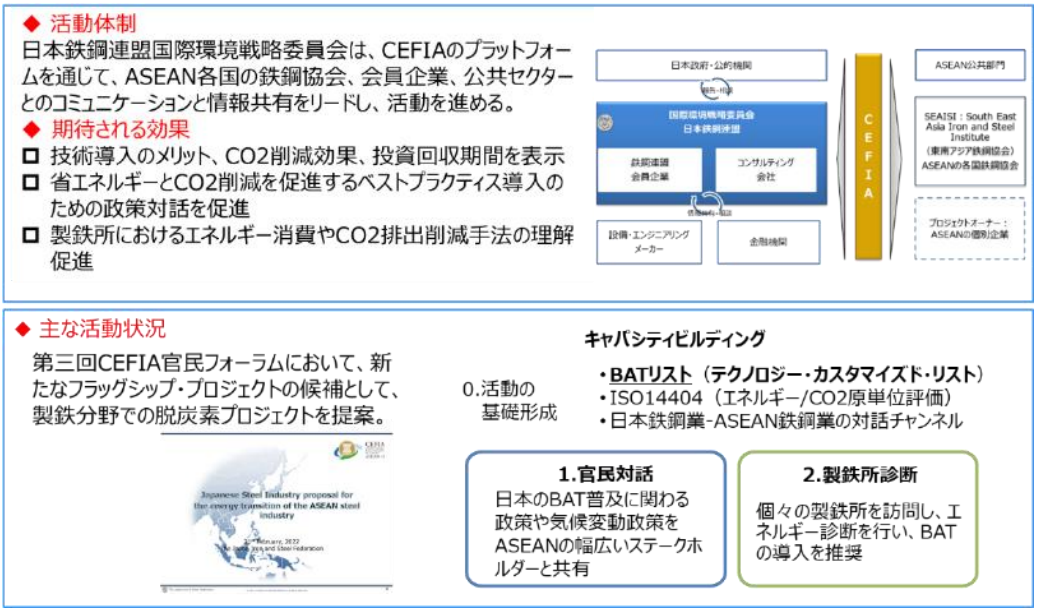


図 4-6 フラッグシッププロジェクト SteelEcosol の概要

（2）活動内容

1）フラッグシッププロジェクト化の背景と活動概要

日本鉄鋼連盟では、インド、ASEAN の鉄鋼業の省エネ・環境保全に貢献し、技術導入を促進することを目的として、鉄鋼製造に関する省エネルギー・環境対策・資源リサイクル技術をまとめた「技術カスタマイズドリスト（TCL）」を提供している[19]。TCL は、これまで製鉄所省エネ診断を行う際に、TCL から対象製鉄所の省エネに資する適切な技術をピックアップして提案する等の形で活用されていた。

今年度のフラッグシッププロジェクトにおける活動として、ASEAN 向け TCL のアップデートを行った。具体的には、「Top Combustion Hot Stove with Metallic Burners」及び「Low Calorie Fired Gas Turbine Combined Cycle Plant」について内容更新を行ったほか、新たに「NS-Tundish Plasma Heater（NS-TPH）」を追加した。これにより、ASEAN 向け TCL の最新バージョンは電気アーク炉（EAF；Electric Arc Furnace、以下「電炉」）用が v.4.0、高炉用が v.4.1 へと更新された。TCL は今年度に実施した製鉄所省エネ診断および AJSI ウェビナーでも紹介・参照され、ASEAN 鉄鋼関係者より高い関心を得た。

表 4-6 TCL2022 年度更新内容

技術名	TCL 番号	
	電炉用	高炉用
（内容更新） Top Combustion Hot Stove with Metallic Burners	-	A-10
（内容更新） Low Calorie Fired Gas Turbine Combined Cycle Plant	-	A-24
（新規追加） NS-Tundish Plasma Heater（NS-TPH）	A-17	-

2）製鉄所省エネ診断

製鉄所診断とは、ASEAN の製鉄所の稼働状況、エネルギー消費状況の確認および CO2 削減効果を可視化し、日本の専門家による操業改善や省エネ技術導入のフィードバックを実施するものである。今年度の製鉄所診断は Web 会議とメールを用いて進め、開始直後にその診断の進め方と製鉄所に回答を依頼するアンケート内容の説明を行う初回オンライン会議、製鉄所からのアンケート回答受領後にその内容の確認と、報告予定内容の説明・議論を行う中間オンライン会議、最終的な診断結果の報告を行う最終オンライン会議の、3 回の Web 会議で構成した。

[19] TCL は日本鉄鋼連盟のウェブサイトにて閲覧可能である（https://www.jisf.or.jp/en/activity/climate/Technologies/index.html）。

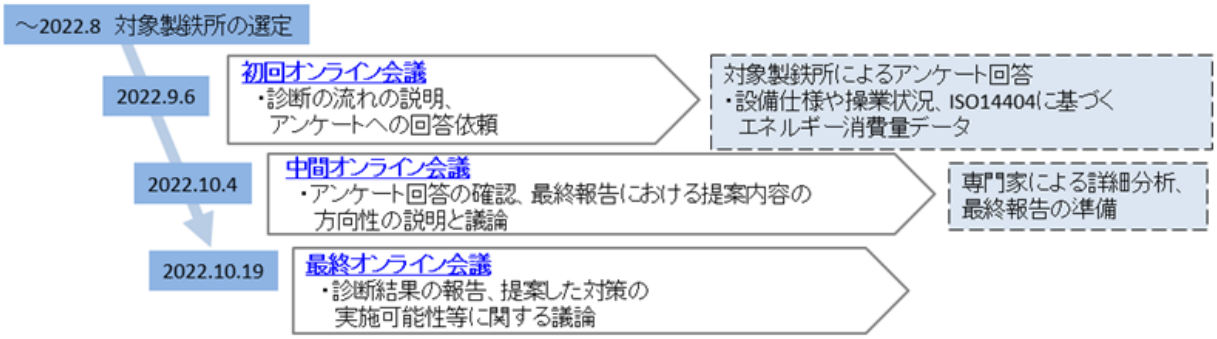


図 4-7 本年度の製鉄所診断の流れ

今年度の診断対象としては、SEAISI（東南アジア鉄鋼協会）にも事前に承諾を得たうえで、タイ電炉メーカーA 製鉄所を選定した。最終報告で提案した省エネ対策の一覧を下表に示す。省エネ対策は、エネルギー消費量の多い電炉と加熱炉を対象として、比較的実施しやすい操業改善を中心に提案した。CO2 削減量はここではあくまで一定の想定条件の下での試算としている。製鉄所側での対策実行においては、実施条件等によって変動することに留意が必要である。

表 4-7 オンライン診断における省エネ対策の提案項目

	対象プロセス	対策の種類	提案した省エネ対策	CO2低減量試算 (一定の想定条件下での試算)
(1)	EAF	操業改善	TTT(Tap to Tap Time)短縮による熱損失の低減	定量化不可
(2)	EAF	設備改修	スクラップ前処理によるスクラップ装入回数の低減 ・想定投資額: 3.09 百万USD, ・投資回収期間: 2.8年 (想定シャーサイズ; 1,250 t × 2)	5,600 t-CO2/年
(3)	EAF	操業改善	スクラップ中の可燃物の有効利用	5,600 t-CO2/年
(4)	EAF	操業改善	侵入空気の低減・溶融スラグ層の保持	7,600 t-CO2/年
(5)	加熱炉	操業改善	空気比の調整	3,800 t-CO2/年
(6)	加熱炉	操業改善	燃焼空気温度の改善	3,000 t-CO2/年

A 製鉄所側からは、上記の製鉄所診断の結果に対し、「設備のサプライヤーである欧州設備メーカーから提案を受けることはあるものの、日本の専門家から中立かつ第三者的な視点からの助言を受ける機会が欲しかった。日本の補助金制度の紹介などについても歓迎する」とのコメントがあった。

3）官民対話

官民対話の活動として、日本の鉄鋼業界の最新の政策・技術動向や、SteelEcosol の活動概要および進捗状況を ASEAN に共有するため、2023 年 2 月 14 日に、日 ASEAN 鉄鋼イニシアチブ（AJSI）に基づく省エネルギーセミナーを WEB セミナー（ウェビナー）形式で開催した。日本からは経済産業省金属課金属技術室長、経済産業省地球環境対策室 室長補佐、日本鉄鋼連盟国際環境戦略委員会委員長、ASEAN からは東南アジア鉄鋼協会（SEAISI）より事務局長、ACE 関係者を含む、約 180 名が参加した。

第 1 部では CO2 多排出産業である鉄鋼業がカーボンニュートラルを目指すためのパスウェイについ

て、日本・ASEAN 各国の政策や鉄鋼企業の取り組みを紹介した。第 2 部では、省エネ型二酸化炭素回収設備や水素アンモニアの燃焼技術等、鉄鋼省エネ・CO2 削減に関し利用可能な最良技術（BAT, Best Available Technology）につき、日本のエンジニアリング会社から紹介された。当日のアジェンダは下記のとおりである。

- 第 1 部：鉄鋼業におけるカーボンニュートラルに向けた政策と取り組み
  - ・ カーボンニュートラルに向けた日本と ASEAN の取り組み
  - ・ 鉄鋼省エネ関連国際規格
  - ・ ASEAN における二国間クレジット制度案件発掘調査の概要
  - ・ オンライン製鉄所診断の概要・結果

- 第 2 部：BAT（利用可能な最良技術） – カーボンニュートラルへの最初のステップ
  - ・ 技術カスタマイズドリストの紹介
  - ・ エンジニアリングメーカーによる高炉系/電炉系省エネ技術紹介
  - ・ 環境保全に向けた技術、鉄鋼業界における水素製造・活用についての紹介

また、AJSI ウェビナー終了後には、参加者へのアンケートも実施された。AJSI ウェビナー全体への満足度は 5 段階評価中平均 4.35 と高い評価を得ることができ、今後もこのような活動を継続してほしいという声が寄せられた。各セッションにおいても平均 4 以上の高評価を得ており、参加者にとって興味深いコンテンツを提供することができたと考えられる。

鉄鋼設備はその規模の大きさから投資費用が高く、省エネ設備投資を決断することは各製鉄所にとって容易なことではない。今後 ASEAN 鉄鋼業における脱炭素化を実現していくためには、官民で足並みを揃えていけるような基盤作りや、現地製鉄所の省エネへの取り組みをサポートするための密に連携した活動が重要と考えられ、引き続き SteelEcosol の活動による日本の鉄鋼業界への ASEAN への貢献が期待される。

4.2.5 マイクログリッド

（1） 活動目的・活動体制

風力発電や太陽光発電による複数の再生可能エネルギーと蓄電池を複合的に統合したマイクログリッドシステムの導入を図る取り組みを推進するため、ASEAN での展開を目指す企業の参画のもとに活動を行っている。

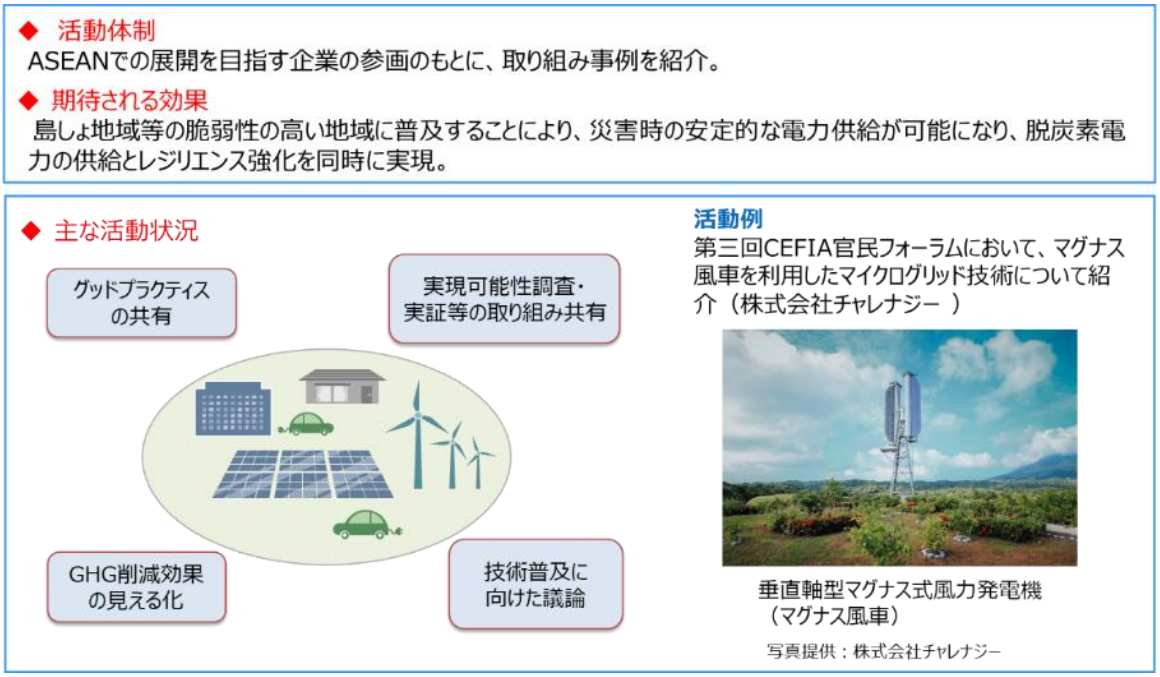


図 4-8 フラッグシッププロジェクト マイクログリッドの概要

（2）活動内容

これまでの CEFIA 官民フォーラムで紹介した取り組み企業のフォローアップを行った他、ASEAN でのマイクログリッドの事業化を検討している企業関係者との意見交換を行い、フラッグシッププロジェクト化のニーズ、活動アイディアに関し協議を行った。

4.2.6 ファイナンス

（1） 活動目的・活動体制

ASEAN 内の開発銀行とのネットワークを有するアジア太平洋開発金融機関協会（ADFIAP）が中心となり実施しており、個別の地場銀行や ASEAN における金融分野の専門家とも連携を図っている。脱炭素技術に対する資金動員の拡大は、フラッグシッププロジェクトでの具体的なプロジェクトの推進において共通する課題であり、ZEB、RENKEI 等のフラッグシッププロジェクト活動と連携した取り組みを行っている。

図 4-9 フラッグシッププロジェクト ファイナンスの概要

（2）活動内容

これまで実施した ASEAN 域内で脱炭素技術の導入を行う上での課題の分析、地場金融機関のニーズの把握結果等を踏まえ、今年度は、フラッグシッププロジェクト（技術テーマ）起点でのプロジェクト組成の加速化のための活動に焦点をあて、個別の地場銀行での ZEB に関する取り組み事例を分析し、今後の具体案件の形成に向けた取り組みを行った（詳細は「4.3.4（2）の ADFIAP との連携」を参照）。また、ZEB に関するフラッグシッププロジェクトと連携し、第 4 回 CEFIA 官民フォーラムのサイドイベントとして、「Site Visit & Networking Workshop on ZEB/GREEN BUILDING」を開催した（詳細は「4.3.2（1）」を参照）。

4.2.7 新たな候補案件の検討

CEFIA フラッグシッププロジェクト候補案件の発掘のため、企業関係者へのヒアリングや意見交換等を行い、新たな案件の検討を行った。検討結果を踏まえ、第 4 回 CEFIA 官民フォーラムにおいて、新規プロジェクトの候補・アイディアの紹介を行った。

＜新規プロジェクトの候補＞

・空調分野：省エネと快適性を両立する空調システムの普及に向けた取り組み（ダイキン工業）

＜新規プロジェクトアイディア＞

・バイオマス分野：地域バイオマスを利用した熱分解 ガス化技術により電気と熱を供給し、かつ、バイオ炭による CO2 貯留も実現する取り組み（フォレストエナジー）

・脱炭素工場分野：製造工程の効率化や再エネの導入により、コスト競争力を維持しつつ、脱炭素化を実現する「Lean Clean ファクトリー」の取り組み（デンソー）

・アンモニア分野：クリーンなアンモニアのバリューチェーンを構築し、グリーンアンモニアを供給することで脱炭素へスムーズな移行を実現する取り組み（IHI）

4.3 第4回CEFIA官民フォーラム開催、二国間・テーマ別ワークショップ、COP27 サイドイベント等の国際イベント、ADB等国際機関との連携イベントや共同調査等、イベント開催に関する業務

第4回CEFIA官民フォーラム開催、二国間・テーマ別ワークショップ、ADB等国際機関との連携イベントや共同調査、国内イベント開催に係る業務を実施した。この他、CEFIA 関連イベントにおいて ADB 関係者によるプレゼンテーションやディスカッション参加などにおいて連携を行った他、ADFIAP と連携し、地場銀行での取り組みを加速化するための支援策や ESCO の活用策に関し検討を行った。

4.3.1 第 4 回CEFIA官民フォーラム

（1） 開催内容

2023 年 2 月 16 日、フィリピン・セブ島において第 4 回 CEFIA 官民フォーラムが開催された（ホストはフィリピン・エネルギー省）。フォーラムでは、日本・ASEAN の政府・企業関係者の他、アジア開発銀行等の金融機関が参加した。CEFIA の下で取り組んでいる具体的なプロジェクト（フラッグシッププロジェクト）の活動状況が紹介されたほか、脱炭素技術への資金動員や温室効果ガス排出削減量の見える化、起業家育成といったプロジェクト横断的な取組、さらには CEFIA の今後の方向性等について議論が行われた。フォーラムの概要を以下に示す（アジェンダは巻末の添付資料を参照）。

［開催概要］

- 日時：2023 年 2 月 16 日（木）10:00 –18:30（日本時間）
- 場所：フィリピン・セブ島（対面）＋オンライン ※ハイブリッド形式
- ホスト：フィリピン・エネルギー省（DOE）、事務局：ACE （ASEAN Centre for Energy）
- 協力：経済産業省

［プログラム構成］

- セッション 1：フラッグシッププロジェクト
- セッション 2：ASEAN 政府・企業からの情報提供
- セッション 3：横断的分野に関するパネルディスカッション
- セッション 4：CEFIA の将来に関するパネルディスカッション

［オープニング参加者］

- 開会挨拶：フィリピン・エネルギー省 フェンテベラ次官
- 開会挨拶：中谷経済産業副大臣

※両国ともビデオメッセージ

［参加者］

スピーカー／パネリスト 26 名

会場参加数：76 名

ストリーミング閲覧数：35 名（当日の最大時点）

なお、フォーラム開催後も、ストリーミング映像は、以下のフィリピン・エネルギー省の Facebook において公開されている（2023 年 3 月 28 日現在の再生回数は 1,289 回）。

（第 4 回 CEFIA 官民フォーラムのストリーミング映像の公開サイト）

https://www.facebook.com/DOEgovph/videos/watch-4th-government-private-forum-on-the-cleaner-energy-future-initiative-for-a/1124997678169392

（2）結果の概要

＜共同開会プレナリー＞

ホスト国であるフィリピン・エネルギー省フェンテベラ次官（ビデオ）、中谷経済産業副大臣（ビデオ）、CEFIA 事務局を担う ASEAN Centre for Energy （ACE）ヌキ所長からそれぞれ開会挨拶を行った。

- フィリピン・エネルギー省フェンテベラ次官からは、マニラ開催の第1回官民フォーラムに引き続いて第 4 回もホストとしてセブで対面開催できたことへの感謝が述べられた。これまでの CEFIA の活動が振り返られ、ASEAN の低炭素社会構築への貢献について謝意が述べられた。また、フィリピンのエネルギー政策の現況が説明された。
- 中谷経済産業副大臣からは、日 ASEAN 友好50周年を祝するとともに、日本としては GX（グリーントランスフォーメーション）の取り組みを推進し、アジアの各国の実態に応じて、持続的な経済成長とエネルギーの安定供給を確保しながら脱炭素化を進めることが重要と指摘した。エネルギー分野における主要な協力の一つである CEFIA を通じて今後も日 ASEAN の発展に貢献していくこと、今年3月に閣僚会合と官民投資フォーラムを開催予定のアジア・ゼロエミッション共同体（AZEC）構想の実現のため、CEFIA の下でも新たなプロジェクトを進めていくこと等を紹介した。
- ASEAN Centre for Energy （ACE）ヌキ所長からは、 ASEAN の再エネ・省エネ分野のサブセクターネットワーク（SSN）との協議を踏まえ、「CEFIA コラボレーションロードマップ」が本日公開されることが表明された。また、今後もグッドプラクティスが共有され、産官学や国際機関の連携により、革新的な技術開発やファイナンス・投資メカニズムが促進される協力の場として CEFIA が継続して機能していくことへの期待が示された。

＜セッション I：ビジネスの視点（フラッグシッププロジェクト）＞

セッション I「ビジネスの視点（フラッグシッププロジェクト）」では、CEFIA フラッグシッププロジェクトの進捗と今後の展開について発表した。

- 既存プロジェクトの進捗報告
  - 鉄鋼（SteelEcosol）では、製鉄所の脱炭素達成には、革新的技術の実用化の過程で BAT(Best

Available Technologies) が重要な役割を果たすと説明した。

- ZEB（ネット・ゼロ・エネルギー・ビル）では、ステップ・バイ・ステップ・アプローチが有効であることを強調し、実際の建物でその具体化を行う実証の取り組みについて紹介した。
- RENKEI（連携制御） では、コンセプトのイメージビデオ投影、過去3年間の活動報告、GHG排出削減の具体的貢献の見える化の試算について紹介した。

● 新規プロジェクトの候補・アイディアの紹介

- 空調分野（ダイキン工業）からは、エネルギー価格高騰の中で需要面での対策が非常に重要で、エアコンの高効率化は大きなインパクトがあることを説明した。効果が高い対策として、省エネと快適性を両立する空調システムの普及に向けた取り組みを紹介した。
- 工場分野（デンソー）からは、 製造工程の効率化や再エネの導入により、コスト競争力を維持しつつ、脱炭素化を実現する「Lean & Clean ファクトリー」のコンセプトを紹介した。
- バイオマス分野（フォレストエナジー）からは、地域バイオマスを利用した熱分解/ガス化技術により電気と熱を供給し、かつ、バイオ炭による CO2 貯留も実現する取り組みを紹介した。
- アンモニア分野（IHI）からは、クリーンなアンモニアのバリューチェーンを構築し、グリーンアンモニアを供給することで脱炭素へのスムーズな移行を実現する取り組みを紹介した。

ディスカッションでは、各々の取組の具体化や他国展開に向けた課題やそれに対する解決策が共有され、官民連携の枠組である CEFIA への期待が寄せられた。

＜セッション II：政策の視点から行動へ＞

セッション II「政策の視点から行動へ」では、ACE から、APAEC（ASEAN におけるエネルギー行動計画）への CEFIA の貢献の道筋を示した、CEFIA コラボレーションロードマップを発表した。さらに、ASEAN 各国の政府企業から、脱炭素に向けた政策・取組の最新動向の紹介や CEFIA への期待等が述べられた。

- ACE より、ロードマップの全体像に加えて、ファイナンスと見える化の両分野の活動計画の説明が行われた。また、ロードマップに対する ASEAN 各国からのコメントやフラッグシッププロジェクトの新規テーマのアイディアが紹介された。
- フィリピン・エネルギー省からは、現行のエネルギー計画を2050年まで延長させる検討を進めていることが言及され、6 つの優先分野の活動を基盤とした取り組みが紹介された。
- インドネシア・エネルギー鉱物資源省からは、2060年ネットゼロ目標に向けたロードマップや施策が紹介され、CEFIA に対して知見共有・キャパビル等への期待が示された。
- ラオス・エネルギー鉱物省からは、エネルギー転換推進のための各種計画が紹介され、特に交通部門では電動化の高い目標を掲げていることが示された。
- マレーシア・TNB からは、2050年ネットゼロ達成に向けた活動方針が示され、グリーン水素やCCUS、アンモニア混焼分野の共同研究事例が紹介された。
- ADB からは、ASEAN が直面している課題が示され、ASEAN 地域を対象に取り組んでいるエネルギー転換および気候ファイナンスの具体事例が紹介された。

ディスカッションでは、ASEAN のエネルギー転換を推進させるためのボトムアップとトップダウンの

アプローチが説明され、様々な主体（政府・企業）がパートナーシップを構築し、活動をさらに前進させる枠組としての CEFIA への期待が示された。

＜セッション III：横断的分野のパネルディスカッション＞

セッション III「横断的分野のパネルディスカッション」では、プロジェクト横断的に重要なトピックとして、プロジェクトへのファイナンスの動員、 GHG 排出削減量の見える化、クリーンテックの起業家育成を紹介した。また、これらの取組を推進するため、CEFIA がどのような貢献ができるかについて議論した。

- 【ファイナンス】ADFIAP（アジア太平洋開発金融機関協会）からは、金融機関でのトランジション・ファイナンスの事例、これまでの CEFIA での活動結果が紹介された。また、今後の活動として、トランジション・ファイナンスに関する個別金融機関との取り組みを提案した。
- 【見える化】JETRO ジャカルタからは、インドネシアにおける日系企業の脱炭素協力事業マップや同マップで取り纏めた 457 事業（165 社）の GHG 排出削減量の試算結果が紹介された。
- 【見える化】三菱総合研究所からは、CEFIA で取り組んでいる GHG 排出量の見える化の概念について説明し、屋根置き太陽光と鉄鋼 CDQ について、事業レベル、国レベル、ASEAN 全体に普及した場合の GHG 排出削減効果の推計事例が示された。
- 【起業家育成】 UNIDO からは開発フェーズにあるクリーンテック企業の支援プログラムが紹介され、アプローチ方法や具体的な成功事例、期待される効果が説明された。

ディスカッションでは、各機関からこれまでの経験を踏まえた教訓やキーステップが共有され、CEFIA を通じたコラボレーションの可能性や CEFIA の今後の貢献への期待が示された。

＜セッション IV：CEFIA の将来に関するパネルディスカッション＞

セッション IV「CEFIA の将来に関するパネルディスカッション」では、各セッションに登壇した日本と ASEAN の官民の関係者が参加し、官民の枠組みである CEFIA が、今後 ASEAN の脱炭素化とエネルギートランジションに貢献していくために、新たにどのような取組を進めていくべきかについて議論をおこなった。

ASEAN 地域において、脱炭素プロジェクトを加速していく上での、パネリストそれぞれの立場から見た課題や、その解決のための取組を議論した。

- タイ政府は、化石燃料の価格変動やコロナ後のエネルギー需要増加を課題として挙げ、特にエネルギー分野の脱炭素化を図るために、水素への期待を共有した。
- JASE-W は、日本における「ZEB プランナー」の制度を例に、ビルのオーナーが ZEB の具体プロジェクトを始めたいと思った時に相談でき、どのような技術が活用可能か紹介してもらえるコンサルが必要と指摘した。
- ADFIAP は知識のギャップや資金調達などが課題であるとし、能力開発プログラムや、新たな資金メカニズムを創設することで脱炭素化を加速させることができると提案した。

続いて、CEFIA が、ステークホルダーの活動を発展させる上でどのようにサポートし、どのような価

値を提供できるか、CEFIA での新たな活動に関して議論した。

- AMEICC は、野心的な脱炭素化を進める ASEAN への展開企業（需要側）への取組・政策支援の重要性を主張しつつ、中小企業もカバーする包摂性や技術を導入する際の CO2 削減効果の見える化の重要性、CEFIA の成果のエネルギー大臣会合以外の ASEAN プロセスへのインプットを提案した。
- ACE は、運輸部門は特に各国でも CO2 排出量が多いため、例えば 燃費基準や EV 等の交通分野を今後 CEFIA の支援が必要な分野として提案した。

議論を総括し、新たな活動の提案については謝意を示しつつ、今後、CEFIA の価値が十分に発揮できるよう検討し、次年度以降の活動に反映していくことを表明した。

＜閉会挨拶＞

最後に、フィリピン・エネルギー省、経済産業省、ASEAN Centre for Energy より、それぞれ閉式の挨拶が行われた。

- フィリピン・エネルギー省からは、CEFIA は ASEAN のエネルギートランジションへのガイダンスを提供する取組であるという言及があり、得た知見や示唆を踏まえて、ASEAN 各国政府担当者は定期的な活動報告に繋がるように継続して取組を推進していく必要性がある点が強調された。
- 経済産業省からは、日本も ASEAN 各国もカーボンニュートラル達成に向けて、多くの課題に直面しつつも、前向きに取り組みを進めていることが重要であり、CEFIA はそれらの取組をサポートするため、フォーラムでも提案のあった新たな活動の提案も踏まえて、日 ASEAN で議論・見直しを重ね、共に活動を推進していくことの必要性が示された。
- ASEAN Centre for Energy からは、既存フラッグシッププロジェクトへの更なる期待と新規フラッグシッププロジェクトの候補とアイディアへの歓迎が示され、議論されたような政策と規制のシナジーが実現の鍵となることが強調された。また、CEFIA コラボレーションロードマップ策定に係る関連活動を賞賛し、これが CEFIA と APAEC フェーズ II とのシナジーを形成し、CEFIA での官民連携がより促進されることへの期待が示された。

図 4-10 第 4 回 CEFIA 官民フォーラムの当日の様子

4.3.2 二国間・テーマ別ワークショップ

（1） 第 4 回 CEFIA 官民フォーラムでの ZEB に関するサイドイベント

1） 目的

第 4 回 CEFIA 官民フォーラムの前日に、ZEB 及びファイナンスフラッグシッププロジェクトの連携イベントとして、サイドイベントを実施した。ZEB 及びグリーンビルディングの普及に向けた取り組みや課題認識を共有しつつ、今後の連携方策に関し議論を行うとともに、ZEB に関わる複数のステークホルダー間のネットワーキングの機会とすることを目的とした。

2） 開催概要・プログラム

【日時】 2023 年 2 月 15 日 13:30-18:00
【場所】 Cebu Exchange Tower
【参加者】 民間企業、金融機関、ASEAN 政府関係者、等
【主催】 三菱総合研究所、ADFIAP
【プログラム】

サイトビジット	
13:30	イントロダクション：会場ビルの概要説明
13:45	サイトビジット
14:30	休憩
ワークショップ	
15:00	開会挨拶：経済産業省 地球環境問題交渉官
15:10	プレゼンテーション • Perspective of developer（ディベロッパーの視点） Arthaland • Perspective of financial institution（金融機関の視点） Development Bank of the Philippines（DBP） • Perspective of architectural design（建築家の視点） United Architects of the Philippines（UAP） • Perspective of evaluation of ZEB/Green Buildings（評価の視点） Philippine Green Building Initiative（PGBI） • Introduction of Step-by-step approach to ZEB Japanese Business Alliance for Smart Energy Worldwide ディスカッション （Moderator: ADFIAP）
16:55	閉会挨拶
17:00	ネットワーキング

3）サイトビジットの概要

サイドイベントの会場であるオフィスビル、「Cebu Exchange Tower」の施設見学を行った。本ビルは LEED 及び Philippine Green Building Council の BERDE（Building for Ecologically Responsive Design Excellence）の認証を受けたグリーンビルであり、省エネ性能を高めている他、オフサイト再エネを活用している。建物の概要[20, 21]は以下の通り。

- 所在地：セブ市内
- 39階建て（39 physical storeys, including roof deck）
- 敷地面積（Lot size）：8,440m2
- 床面積（Gross Floor Area）：108,490m2
- 主な省エネ対策：Low-E 複層ガラス、LED 照明、高効率型空調設備（VRV/VRF システム、エネルギー回収換気装置）、エネルギーモニタリングシステム

4）ワークショップでの議論概要

見学後に行われたワークショップでは ZEB 及びグリーンビルディングの普及に向けた取り組みをディベロッパーや金融機関、建築業界団体等参加者それぞれの視点から紹介するプレゼンテーションが行われ、その後プレゼンター全員によるパネルディスカッションが行われた。

【プレゼンテーションの概要】

- ディベロッパーの視点では、 Arthaland での ZEB/グリーンビルの取り組み事例を紹介した。今回訪問した「Cebu Exchange」は、「IT パーク」内のオフィス・商業施設・コンドミニアムの高層ビル（39 階建、敷地面積 8,440m2）。EDGE/LEED Gold/BERDE（5-star）等の認証を取得しており、省エネ性能を高めている他、オフサイト再エネを活用している。
- 金融機関の視点では、フィリピン開発銀行での Energy Efficiency Saving （E2SAVE） Financing Program の取り組みを紹介した（フィリピンの省エネ政策の実施を支援する取り組み。公的部門・民間企業向け）。
- 建築家の視点では、UAP での ZEB/グリーンビルの活動紹介と設計事例を紹介した。
- ZEB/グリーンビルの評価の視点では、IFC-EDGE Program/ Philippine Green Building Initiative（PGBI）より、EDGE の評価システムの取り組みを紹介した。Arthaland 社の Arthaland Century Pacific Tower が世界で最初の「EDGE Zero Carbon Certified Building」であることを紹介した。
- JASE-W の山本氏より、Step by step アプローチによるファイナンス面での利点（Step by Step Investments、Smaller Investments、Easier Credit Limit Management）を説明した。シンガポール・マレーシア・フィリピンと連携し ISO 化（TS23764）を行い、ASEAN 内で

[20] Cebu Exchange Tower、http://cebuexchangetower.weebly.com/ （2023 年 3 月 27 日閲覧）

[21] Cebu Exchange Prospectus （Version-7）
https://areaaglobal.com/wp-content/uploads/2020/07/Cebu-Exchange-Prospectus-Version-7.pdf
（2023 年 3 月 27 日閲覧）

の普及を進めていること、Available Technologies for ZEBs のウェブサイトを紹介した。

【ディスカッションの概要】

- ディスカッションでは、ADFIAP の Legal Advisor and Lead for Sustainable Finance and Green Development, Finance and Investment Center がモデレーターとなり、ZEB/グリーンビルのプロジェクト形成の促進のための課題と方策を議論した。

＜意識改革・キャパビルの強化＞

- 意識改革が必要であり、キャパビルの取り組みの重要性が指摘された。日本での経験として、ZEB プランナー制度の取り組みを説明し、ASEAN での ZEB 普及を進める上でも参考になることを紹介した。ASEAN 側参加者から、ZEB プランナーの取り組みへの関心が示された。

＜政府の役割の重要性＞

- 一部の先進的な事業者の取り組みが始まっているが、普及拡大させるためには、政府の役割が重要である。ガイドライン策定、Building Code 等の規制の強化（例：段階的な水準の引き上げ）に加え、公共建物でのショーケース/実証の取り組みにより、意識改革の先導することが重要である。

＜幅広い関係者の連携強化＞

- 官民、ファイナンス、認証機関などの幅広い関係者の連携の強化が必要であり、CEFIA の官民プラットフォーム機能に期待したい。
- ディベロッパーや金融機関にとって、ZEB/グリーンビルの認証スキームは重要であり、認証機関との連携も不可欠である。

（2）見える化に関するステークホルダーの意見交換

ステークホルダーとの意見交換会を 2023 年 3 月 20 日に実施した。実施概要は以下の通りである。本意見交換会で、CEFIA 見える化コンセプトの意義や応用について議論した。

【アジェンダおよびディスカッショントピック】

開会（10 分）	開会・参加者紹介
セッション I （15 分）	CEFIA の概要、CEFIA の見える化のコンセプトと取り組みの説明 【MRI】
討論（30 分）	<u>討論テーマ</u> （1）ASEAN における気候変動インパクトの可視化に対する需要 サプライチェーン排出量の開示、ESG 投資の動員、緩和貢献の価値評価（カーボンクレジット創出以外のアプローチ）の視点） （2）事業展開の原動力としての気候変動緩和の視覚化 新規事業の創出（例：屋根置き太陽光発電サービスなど）、プロジェクトの財務的な実行可能性の改善、ネットゼロ（削減・中和）への移行に向けた方策の提示の視点
閉会（5 分）	総括

【参加者】

- Air Carbon（シンガポールに拠点を置くカーボンクレジット取引所運営機関）
- Puro. earth（ネガティブエミッションに特化したカーボンクレジットスキーム運営者のシンガポール拠点）
- 経済産業省地球環境対策室
- 事務局（MRI）

【主な議論】

- ASEAN企業の脱炭素化への関心は確実に高まってきている。見える化のニーズも同時に上昇傾向にある。
- 脱炭素という共通のゴールがあるものの、ASEANにおけるそれぞれの国の対応は異なっているのが現状である。
- CEFIA のようなコンセプトは重要だが、企業の脱炭素に向けた行動を更に促すには、明示的な価格シグナル（clear price signal）である。現状、ASEAN の多くの国ではカーボンに明示的な価格シグナルを付与する仕組みになっていない。
- このような状況のもと、多くの企業は独自の見える化やオフセットを行っており、外部からの評価が難しくなっている。企業がオフセットに活用するカーボンクレジットの大半がボランタリークレジットであり、したがって、アピールが容易な自然資本ベースのクレジットが高評価を受ける状況。しかしながら、削減を更に推し進めるのであれば、技術ベースの対策やクレジット化は不可欠であり、それにはカーボンに対する価格が重要となってくる。カーボンクレジットも、今後は政府主導のコンプライアンス市場のクレジットに注目している。
- 今後、米国の証券取引員会（SEC）が示す開示基準によっては、見える化の統一化が進むかもしれない。
- 企業は混とんとした状況の中でもネガティブエミッションへの関心は高まっている。特に、バイオ炭への関心・投資行動等が増加傾向。

4.3.3 COP27のジャパンパビリオンにおけるサイドイベント

（1） 開催内容

COP27 のジャパンパビリオンにおけるサイドイベント「ASEAN のエネルギートランジションと脱炭素化のためのファイナンス動員」（主催：経済産業省。開催日時：2022年 11 月 9 日、現地時間（エジプト）13:00～14:30）の開催を支援した。プログラム構成は以下の通りである。

【プログラム】

Greetings and introduction

”Introduction to CEFIA”

経済産業省 大臣官房審議官（環境問題担当）

Presentations

- ”Introduction of Japan’s Asia Energy Transition Initiative （AETI） to accelerate Asia’s transition finance towards a decarbonized economy”
  経済産業省 資源エネルギー庁 アジアエネルギートランジションチーム 課長補佐
- ”Financing Programs for Accelerating Energy Transition in Southeast Asia”
  アジア開発銀行 東南アジア地域担当局長
- “Opportunities and challenges in financing energy transition in the ASEAN region”
  三菱 UFJ 銀行 サステナブルビジネス部 上席調査役
- ”The Path to Net Zero by a local ASEAN bank”
  DBS 銀行 チーフサステナビリティオフィサー

Discussion

モデレーター：アジア太平洋開発金融機関協会 事務局長

パネリスト：経済産業省 資源エネルギー庁 アジアエネルギートランジションチーム 課長補佐、アジア開発銀行 東南アジア地域担当局長、三菱 UFJ 銀行 サステナブルビジネス部 上席調査役、DBS 銀行 チーフサステナビリティオフィサー

Closing remarks:

経済産業省 大臣官房審議官（環境問題担当）

（2） 結果の概要

セミナーでは、脱炭素プロジェクトの実現に不可欠な脱炭素ファイナンスに焦点を当てた。また ASEAN のエネルギートランジションと脱炭素化に貢献する官民連携イニシアティブ CEFIA を取り上げ、脱炭素ファイナンスの一つであるトランジション・ファイナンスの ASEAN での普及に関する発表と議論を行った。

プレゼンセッションでは、三菱 UFJ フィナンシャル・グループが中心となって「アジア・トランジション・ファイナンス スタディグループ」が取りまとめた、金融機関向けのアジア・トランジション・ファイナンス・ガ

イドラインが経済産業省から紹介された。続いて、アジアの各金融機関が登壇し、トランジション・ファイナンスに関する自身のユニークな取り組みについて紹介した。ディスカッションセッションでは、トランジション・ファイナンスを ASEAN に普及させていくうえでの課題や CEFIA への期待について議論した。その結果、トランジション・ファイナンス普及に当たっては、ASEAN 各国が明確な政策・方針を打ち出すことが重要であること、CEFIA へは官民の枠組みを活かした政策・方針への ASEAN 各国政府への提言が期待されること、等が指摘された。

図 4-11 COP27のジャパンパビリオンにおけるサイドイベントの当日の様子

4.3.4 ADB等国際機関との連携イベントや共同調査等

（1） ADB との連携

ADBと経済産業省は、2021 年に開催された第2回CEFIA官民フォーラムにおいて「東南アジアにおけるクリーンエネルギーの推進に向けた連携強化のための協力覚書（MOC）」を締結している。本覚書では、協力分野を、①省エネルギー・再生可能エネルギー、②その他低炭素への移行に貢献する技術、③これらを支援するための民間資金の活用とし、具体的な取り組みとして、フラッグシッププロジェクトの進展に関する定期協議、イベントへの相互参加、セミナー等の共同開催、情報共有等を実施することが合意されている。ADBとは、本覚書に基づいて、ACEF（Asia Clean Energy Forum）やCEFIA官民フォーラムでの連携を図っており、本年度業務においては、以下の取り組みを行った。

1） COP27のサイドイベントへの登壇

COP27 のジャパンパビリオンで開催したサイドイベント「ASEAN のエネルギートランジションと脱炭素化のためのファイナンス動員」において、東南アジア地域担当局長がスピーカーとして登壇し、「Opportunities and challenges in financing energy transition in the ASEAN region」についてのプレゼンテーションを行い、パネルディスカッションに参加した。

本サイドイベントの場で、東南アジア地域担当局長は、東南アジアの気候変動プロジェクトの開発を加速させる ADB の新たなプログラムについて発表し、「東南アジアにおけるグリーンファイナンスを通じ

てクライメート・トランジションを加速させるこのプログラムは、この地域に求められる気候変動に関連した投資案件のパイプラインを創り出す」とした上で、「このプログラムは、計画立案の枠組みや革新的なプロジェクトのアイデア、そして知識の共有などを含む大規模で包括的なアプローチをとり、域内の各国政府による、野心的な気候変動目標の実現を後押しするものである」と述べたことをニュースリリースしている[22]。

2）第4回 CEFIA 官民フォーラムへの登壇

第4回 CEFIA 官民フォーラムのセッション II（ASEAN 政府・企業からの情報提供）において、Sustainable Development and Climate Change Department の Chief of Energy Sector Group がスピーカーとして登壇し、「Energy Transition and Climate Financing in Southeast Asia」についてのプレゼンテーションを行い、パネルディスカッションに参加した。

3）ADB のエネルギー分野の専門家との意見交換会合の開催

2023 年 2 月 17 日に ADB 本部において、エネルギー分野の専門家との意見交換を行った。意見交換には ADFIAP 関係者も参加した。CEFIA 概要を説明し、第4回フォーラムでの成果として以下を紹介した。

- 新たなフラッグシップの候補として、高効率空調（ダイキン）、工場の脱炭素化（デンソー）、バイオマス（フォレストエナジー）、アンモニア（IHI）の提案があったこと。
- コラボレーションロードマップが取りまとめられたこと。
- CEFIA の見える化のコンセプト、事例紹介を行ったこと。
- CEFIA ではイノベーション＆起業家支援を新たな視点として取り組み予定であること。
- ADFIAP と連携した CEFIA での取り組みとして、個別の開発銀行とTransition Finance Acceleration Laboratory という取り組みを始めたこと。

その後の意見交換においては、CEFIA がフラッグシップとして具体的な取り組みを支援している点、CEFIA の見える化の取り組みについて関心が示された。また、今後の連携に向けた展開については、より具体的な分野を特定した議論が有効であり、開発銀行のネットワークを持つ ADFIAP と連携した個別金融機関との取り組みを始めたことを踏まえ、開発銀行等の金融機関との協力は ADB にとっても進めやすいアプローチであり、CEFIA 側で金融機関と協力し能力向上を行い、具体案件化した段階で連携を図ることへの期待があった。

（2）ADFIAP との連携（Transition Finance Acceleration Lab.の取り組み）

アジア太平洋地域の開発銀行の業界団体である ADFIAP と連携し、ADFIAP 会員金融機関での脱炭素関連案件の組成を最終目的として、キャパシティ・ビルディング及び脱炭素技術導入プロジェクト

[22]「東南アジアの気候変動プロジェクトの開発を加速させる ADB の新たなプログラム」（2022 年 11 月 9 日付 News Release）
https://www.adb.org/ja/news/new-adb-program-accelerate-development-climate-projects-southeast-asia （2023 年 3 月 20 日閲覧）

の組成支援のための取り組み(Transition Finance Acceleration Lab.)を検討した。取り組みのコンセプト及び実施内容は以下の通り。

1) コンセプト

「Transition Finance Acceleration Lab.」(TFAL)は、金融機関における低炭素・脱炭素分野への融資促進に向けた取り組みを支援し、ZEB/グリーンビルディング分野への融資を加速させることを目的とした「地場銀行でのトランジション・ファイナンスの具体的な取り組みを加速化するための支援プログラム」である。なお、対象セクターは将来的には脱炭素に関わる幅広い分野を対象とする想定としているが、最初のテーマとして ZEB/グリーンビルを設定し、まずは同分野で具体案件の組成を行うことを目的とする。

TFAL は、各参加金融機関への伴走型のキャパシティ・ビルディングを実施しながらトランジションファイナンスプログラムの設計、開発、試行を支援し、具体案件の組成につなげる活動である。TFAL では下記の通り段階を分けて実施することを考えている。

表 4-8 TFAL での段階別の実施内容

第一段階:金融機関の組織診断	金融機関がトランジション・ファイナンスを実施するにあたっての組織診断を実施し、診断レポート及びアクションロードマップの作成を行う。
第二段階:融資プログラムの開発	組織診断の結果を踏まえて、金融機関内でトランジション・ファイナンスの実行に向けた融資プログラムの作成を行う。具体的な案件組成の加速化を図る。
第三段階:顧客開拓及び成果報告	参加金融機関がプロジェクトへの融資につながる顧客開拓を実施し、成果報告を行う。

2) 参加金融機関の検討

上記のコンセプトに基づき、参加金融機関の関心や参加意向を把握した。具体的には、ADFIAP の会員金融機関が参加する年次総会の場を活用し、CEFIA に関するプレゼンテーションを実施した。また ADFIAP からは参加金融機関に向け TFAL のコンセプト説明を行い、CEFIA 及び TFAL の取り組みに関心を示した金融機関と、個別の意見交換を実施した。

45th ADFIAP Annual Meeting 開催概要
【テーマ】 Responding to Global Issues and Trends: The Strategic Role of DFIs
【日時】 2022 年 10 月 26 日、27 日
【場所】 Conrad Hotel Manila
【参加者】 ADFIAP 会員(開発銀行等)
【主催】 ADFIAP

ADFIAP 年次総会後、複数機関との個別の意見交換等の結果、Development Bank of the Philippines (DBP)、Perbadan Usahawan Nasional Berhad (PUNB)が関心を有していることを確認した。また、中小企業向けの金融機関の参画の可能性を検討するため、マレーシアの中小企業

向け金融機関である SME Bank に関する基礎情報の収集・分析を行い、今後の TFAL 参画の可能性を検討した。

3）金融機関の組織診断、アクションロードマップメニューの検討

第一段階として、DBP について、個別の面談、ヒアリングに基づき取り組み状況・課題把握（組織診断）を行った。また、PUNB については、公開情報をベースに取り組み状況を把握した（組織診断前の予備調査）。

DBP においては、環境方針及び社会的宣言を発表済みであり、ESG 機能が銀行内で確立・制度化されている。気候変動関連プログラムとして、Green Financing Program（GFP）、Financing Utilities for Sustainable Energy Development（FUSED）program、Energy Efficiency Savings（E2SAVE）Financing Program を展開している。GFP は、グリーンビル ZEB を含むグリーンプロジェクトの包括的なプログラムである。FUSED は配電と発電を対象とし、E2SAVE は省エネルギー及びエネルギー削減のプロジェクトを対象としている。

PUNB では、PUNB サステナビリティレポートにおいて、エネルギー効率の向上、電子廃棄物の削減、環境に配慮した製品・サービスの利用による環境負荷の低減を目指すとしている。また、SDGs 目標の中では、特に SDGs7「すべての人々に手頃で信頼でき、持続可能かつ近代的なエネルギーへのアクセスを確保する」の機会を開拓するとしている。PUNB では中小企業支援の一環として、全国の一等地や戦略的地域に不動産を所有しており、支援先企業にオフィスの賃貸を行っている。現状トランジションファイナンスプログラムは設けていないが、グリーン・テクノロジー分野の企業を対象としたグリーン・テクノロジー・パッケージがあり、エネルギー効率の高いホテルや太陽光発電所、電子廃棄物処理システムなどのクリーンエネルギー・プロジェクトに対する融資が行われている。

ZEB/グリーンビルディングの分野での具体案件の組成に向けたアクションプランのメニューを検討した。

表 4-9 アクションプランのメニューの例示

プログラム開発	• トランジションファイナンスプログラムの開発（目標、想定成果、ファイナンススキーム、評価検証方法の開発、対象プロジェクト等の検討） • 顧客へのマーケティング戦略の検討 • プログラムの組織内承認
顧客開拓及びプロジェクト組成	• トランジションファイナンスプログラムの導入 • 顧客向けの周知及びマーケティング • 具体プロジェクトの組成

また、ZEB、グリーンビルに関しては、Leadership in Energy and Environmental Design（LEED）、Excellence in Design for Greater Efficiencies（EDGE）等の認証の仕組みがあるが、認証取得の費用負担が大きいため、中小ビル等の案件を拡大するためには、金融機関がインハウスで簡易に性能評価を行うシステムの構築が重要である。

（3）ESCO に関する調査（マレーシアの事例分析）

ZEB を含む脱炭素技術の導入にあたってファイナンスが課題となっており、ESCO の活用は有効な

アプローチであり、CEFIA コラボレーションロードマップに関する ASEAN 各国政策担当者とのコンサルテーションにおいて、ESCO への関心が高かった。

このような背景を踏まえ、ADFIAP 等の金融の専門家と連携し、ZEB 分野での ESCO 活用を念頭に、マレーシアにおける ESCO の事例分析を行い、ESCO 展開上の課題、対応方策等を検討した。

1）マレーシアにおける ESCO の現状

1990 年終わりにかけて、ESCO のコンセプトが注目されるようになった。主にエネルギー費削減のための技術普及に係るものであり、市場を開拓する戦略として、自社製品の省エネ機能を活用する技術サプライヤーによるものであった。その後、エネルギーサービスビジネスは、徐々に、単なる省エネ技術ではなく、省エネ市場の育成を目的に、コンサルタント業務やトレーニングサービスに拡大した。これらの取り組みは、電気ガス供給局（現エネルギー委員会）、マレーシアエネルギーセンター（現マレーシアグリーンテクノロジー社）、マレーシア木材産業局、SIRIM、テナガナショナル社など、政府や政府関連機関との共同事業やプログラムを通じて行われた[23]。Malaysian Industrial Energy Efficiency Improvement Project（1999～2007 年）では、ESCO 産業の最適な構造を形成のための ESCO 支援のプログラムが行われた[24]。2000年には MAESCO（Malaysia Association of Energy Service Companies）が設立され、政府および民間セクターと強力に連携し、ESCO 産業の発展・成長を目指している。

ESCO 事業を実施するにはエネルギー委員会への登録が必要となっており、2023年 1 月時点で 200 社を超える事業者が ESCO として登録されている。

2）マレーシアにおける ESCO の課題

マレーシアの ESCO が直面している課題としては以下の点が挙げられる。

- 資金調達面での課題
  気候変動対策に関わるプロジェクトでは高額な初期費用がかかることが多く、資金力に乏しい ESCO 事業者は、プロジェクトの初期開発費を調達することが難しい。マレーシアの ESCO の多くは中小企業であるため、潜在的なリスク、プロジェクトや信用実績の不足、保証の欠如などから、融資の確保が困難であることが課題として挙げられる。金融機関側としても、ESCO のビジネスコンセプトやリスクに精通していないため、ESCO に融資プログラムを提供する金融機関が少ない状況にある。

- ESCO の能力・経験不足
  マレーシアの ESCO はまだ比較的新しく、業界がまだ発展途上の段階にある。今後 ESCO に対する顧客の信頼を高め、ESCO の付加価値サービスの実現や調達に十分なビジネスケースを確立す

[23] Zaini Abdul Wahab (2015) "Challenges for Energy Service Companies in Malaysia" https://www.linkedin.com/pulse/challenges-energy-service-companies-malaysia-zaini-abdul-wahab (2023 年 3 月 20 日閲覧)

[24] Government of Malaysia, UNDP, GEF (2008) "FINAL EVALUATION Malaysian Industrial Energy Efficiency Improvement Project" https://erc.undp.org/evaluation/documents/detail/1721 (2023 年 3 月 20 日閲覧)

るために、ESCO プロジェクトの成功例の共有が必要である。

3）ESCO 活用に向けた方策

上記の課題を踏まえ、ESCO 活用に向けた対応方向と具体策（アイディア）について整理した。

表 4-10 ESCO 活用に向けた対応方向と具体策（アイディア）

対応方向	具体策（アイディア）
金融機関が ESCO 分野へのビジネス展開を進めるためには、ある程度の事業規模を作り出す仕組みを構築する必要がある（特に、省エネ分野では、小規模な小口案件が多い）。	事業規模を拡大する手法として、バルクリース手法を活用した ESCO が考えられる。バルクリースは、リース会社が複数の施設等に導入する同一種類の高効率設備やシステムを一括して設置することで初期投資額を低減させ、その低減効果を活かしつつ、リースを実施する手法を指す。これにより、需要者のとりまとめによる価格低減効果、リースによるファイナンス効果が期待される。日本の自治体での取り組みが始まっている。
導入する技術の評価、事業リスクに関する金融機関側の能力や経験の不足等の課題となっており、金融機関内の人材能力開発とともに、事例共有や簡便に評価する仕組みを構築する必要がある。	• 取り組み事例、製品の性能に関する情報共有の強化 • ZEB プランナー等の専門家によるアドバイザリー制度の構築 • 省エネ性能の簡便な評価システムの開発（金融機関自らが活用可能なものが望ましい）

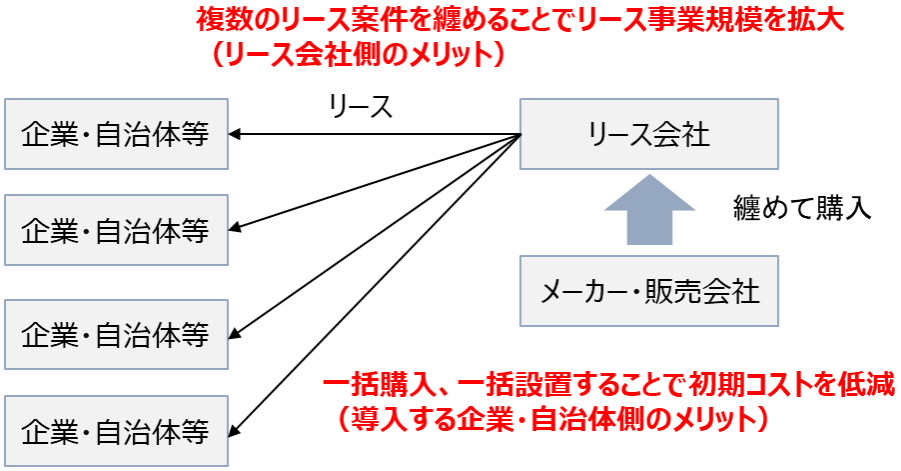


図 4-12 バルクリースのスキーム図と期待されるメリット

4.3.5 CEFIA の活動紹介イベントの開催

3 月 9 日に、第 4 回 CEFIA 官民フォーラムのホスト国であるフィリピンの再エネ分野等の関係者を対象とした CEFIA の活動紹介イベントを開催した。参加者は以下の機関の専門家である。

・Renewable Energy Association of the Philippines（REAP）
・Center for Renewable Energy and Sustainable Technology

・Clean Air Asia
・Center for Emerging Technologies and Innovations of the Philippines（CETI Philippines）
・Association of Development Financing Institutions in Asia and the Pacific
・PhilMicroGrid Corporation
・Environweave Integrative Environmental Research

CEFIA 概要を説明し、第4回フォーラムでの成果、マイクログリッドに関する CEFIA コラボレーションロードマップの概要、CEFIA と金融機関との連携の取り組み等（ADFIAP との連携）を紹介し、今後の連携に向けた意見交換を行った。意見交換での主なコメントを以下に示す。

・マイクグリッド分野は、離島の多いフィリピンにおいては非常に重要なテーマであり、官民連携の枠組みである CEFIA との連携が期待できる分野である。また、マイクログリッドの推進は、他の ASEAN 各国においても共通の課題であり、パイロットプロジェクト等の経験を共有することが重要であり、CEFIA がそのような機能を発揮するとよい。
・政策担当者、技術者、ステークホルダーへのキャパシティビルディングが不可欠である。特に、マイクログリッド分野は、関連する政策形成が重要であり、政策担当者へのキャパシティ・ビルディングが重要である。
・金融機関側の課題としては、技術評価や性能評価の面が挙げられる。金融機関にとっては、技術や性能に関する評価を独自に行うことは難しいので、評価システムが求められる。また、技術やソリューションのベストプラクティス、先進技術に関しての情報（どのようなリスクがあるのか、確立しているのかどうか等）も金融機関にとっては重要である。

4.4 CEFIA を通じた APAEC への貢献の具体化のための調査業務

4.4.1 コラボレーションロードマップ

CEFIA コラボレーションロードマップは、CEFIA のミッションである、APAEC（ASEAN におけるエネルギー行動計画）フェーズ II への貢献のための道筋を示すものであり、ASEAN 各国の政策担当者、フラッグシップに関連するビジネス関係者等の議論を踏まえつつ、策定を行い、第 4 回 CEFIA 官民フォーラムにおいて発表した。

（1） コラボレーションロードマップの目的と構成

コラボレーションロードマップは、以下を目的とした。

- 官民連携の促進のためのプラットフォームとして機能を提示
- CEFIA での活動と APAEC フェーズⅡのつながりの明確化
- CEFIA における 3 つの主要要素である「脱炭素技術」「ファイナンス」「政策」の連携強化

コラボレーションロードマップでは、ターゲット（overall target）、アクションエリア（action areas）、期待される成果（outcomes）、活動（activities）、関連する APAEC フェーズ II における戦略

（outcome based strategies, OBS）の整理を行った。アクションエリアは、A. 情報共有（Information sharing）、B. 能力開発（capacity building）、C. パイロット・プロジェクト、プロジェクト形成のサポート（pilot projects/ support on project formulation）D. 政策などフレームワーク、資金導入の支援（support on introduction of policy framework, and finance）E. 評価（evaluation）の5つのアイテムからなる。

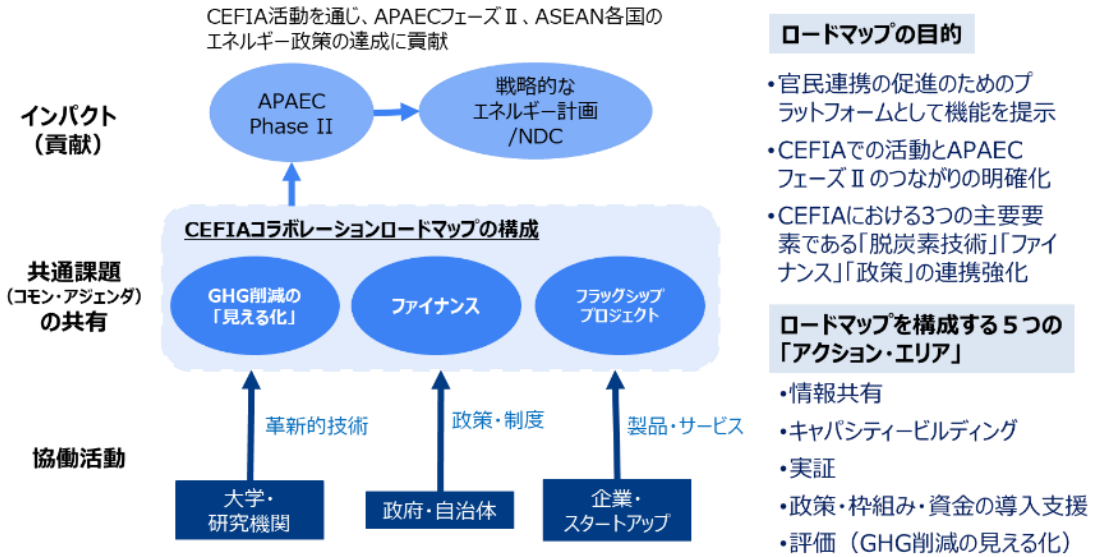


図 4-13 コラボレーションロードマップの概要

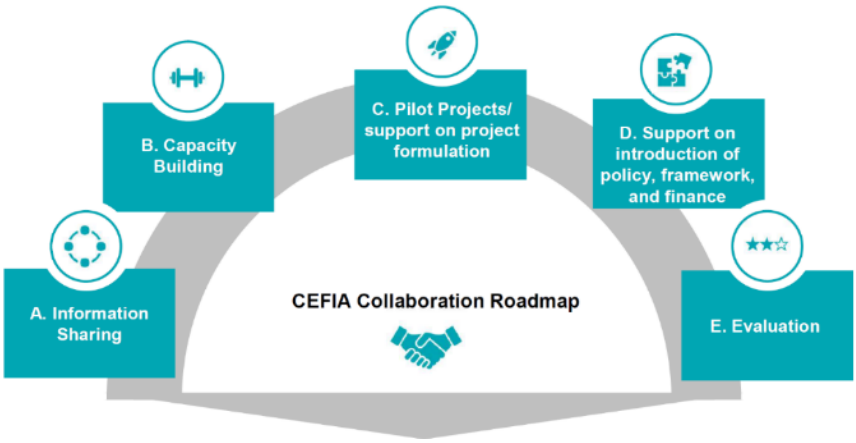


図 4-14 コラボレーションロードマップでの5つのアクションエリア

（2）策定方法

コラボレーションロードマップの策定に当たっては、フラッグシッププロジェクトの関係者の他、ASEAN の関連するサブセクターネットワークである Energy Efficiency and Conservation Sub-Sector Network（EE&C-SSN）, Renewable Energy Sub-Sector Network（RE-SSN）, Regional Energy Policy and Planning Sub-Sector Network（REPP-SSN）の関係者と意見も踏まえ策定を行った。主なスケジュールを以下に示す。

第 1 回の EE&C-SSN とのコンサルテーション会合：2022 年 8 月 3 日（オンライン開催）
第 1 回の RE-SSN とのコンサルテーション会合：2022 年 11 月 22 日（オンライン開催）
リージョナルコンサルテーション（民間企業・関係機関、ステークホルダー）：～2023年 1 月
第2回の EE&C-SSN/RE-SSN とのコンサルテーション：2023 年 1 月

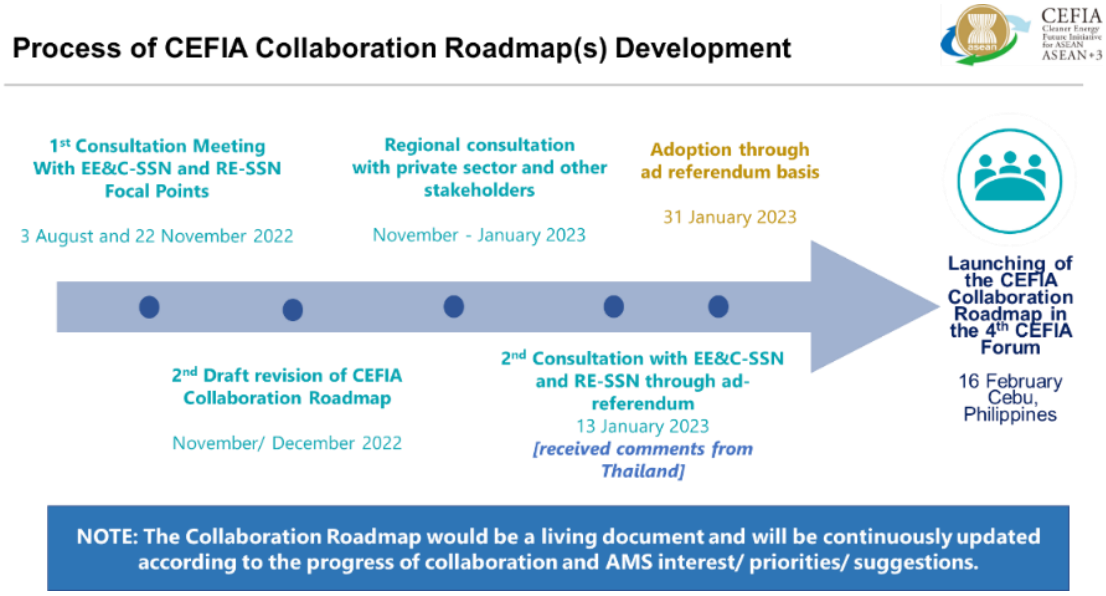


図 4-15 コラボレーションロードマップの策定プロセス

出所） 第 4 回 CEFIA 官民フォーラムでの ACE 説明資料

（3） 分野別のコラボレーションロードマップ

コラボレーションロードマップは、技術分野別のフラッグシッププロジェクト（「ZEB」、「マイクログリッド」、「RENKEI」、「SteelEcosol」）毎に策定した他、横断的な分野である「ファイナンス」、「見える化」についても策定を行った（コラボレーションロードマップの内容は、巻末の添付資料（サマリー、本文）を参照）。

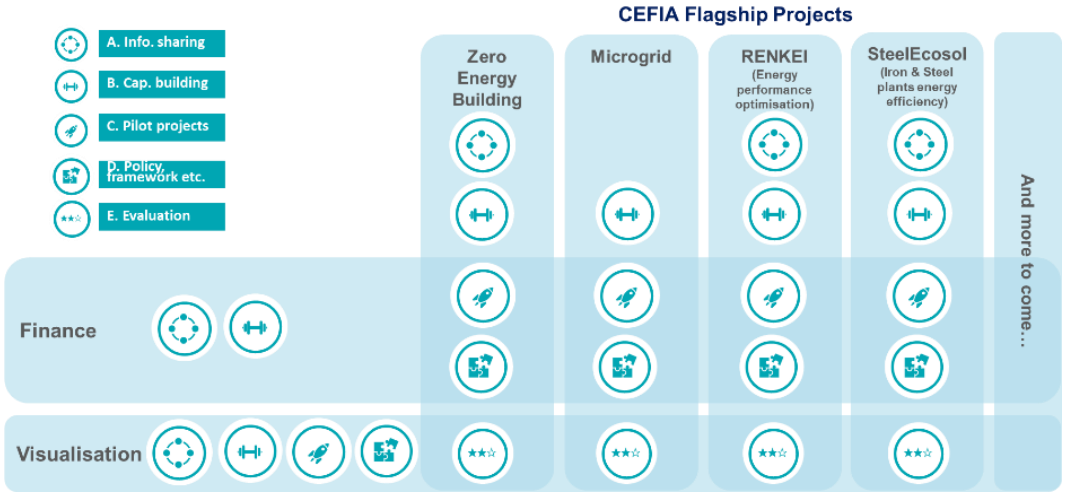


図 4-16 分野別コラボレーションロードマップでのアクションエリア

出所） 第 4 回 CEFIA 官民フォーラムでの ACE 説明資料

4.4.2 CEFIA 見える化の推進

CEFIA 活動の GHG 排出削減効果の数値化（以下、「CEFIA 見える化」）を行うことは、CEFIA 活動の貢献の見える化を行う上で重要である。2020 年度に取りまとめた「CEFIA 見える化基本方針」に基づき構築した CEFIA 見える化の基本コンセプトを以下に示す。CEFIA は、プロジェクト単位の削減貢献に加えて、CEFIA が推進する政策・制度導入による削減貢献、さらには制度普及による削減貢献の数値化を目指すのが特徴である。政策・制度導入等に伴う削減貢献の広がりを見える化することにより、GHG 排出削減効果等の気候インパクトの開示が重視される気候資金の調達への貢献、また APAEC II における活動及びその拡張への貢献が期待される。

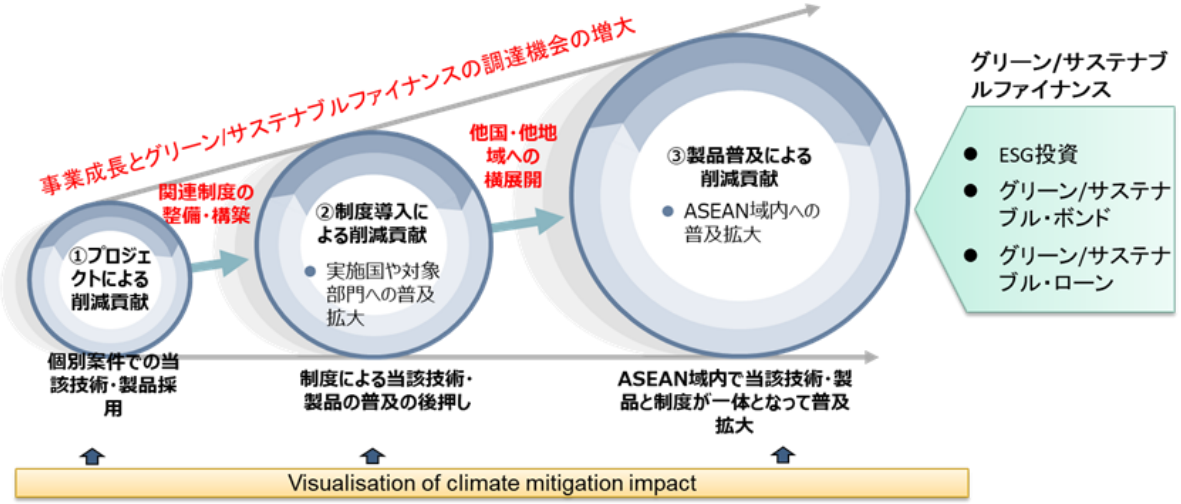


図 4-17 CEFIA 見える化の基本コンセプト

CEFIA の見える化の対象となる活動の種類と今年度の主な活動を以下に示す。今年度はフラッグシップ活動の削減貢献と、ASEAN における日本企業の活動を通じた削減貢献の見える化を中心に実施した。この他、シンガポール国際問題研究所（SIIA）、カーボンクレジットの専門家等に CEFIA の見える化のコンセプトを説明し、意見交換を行った。

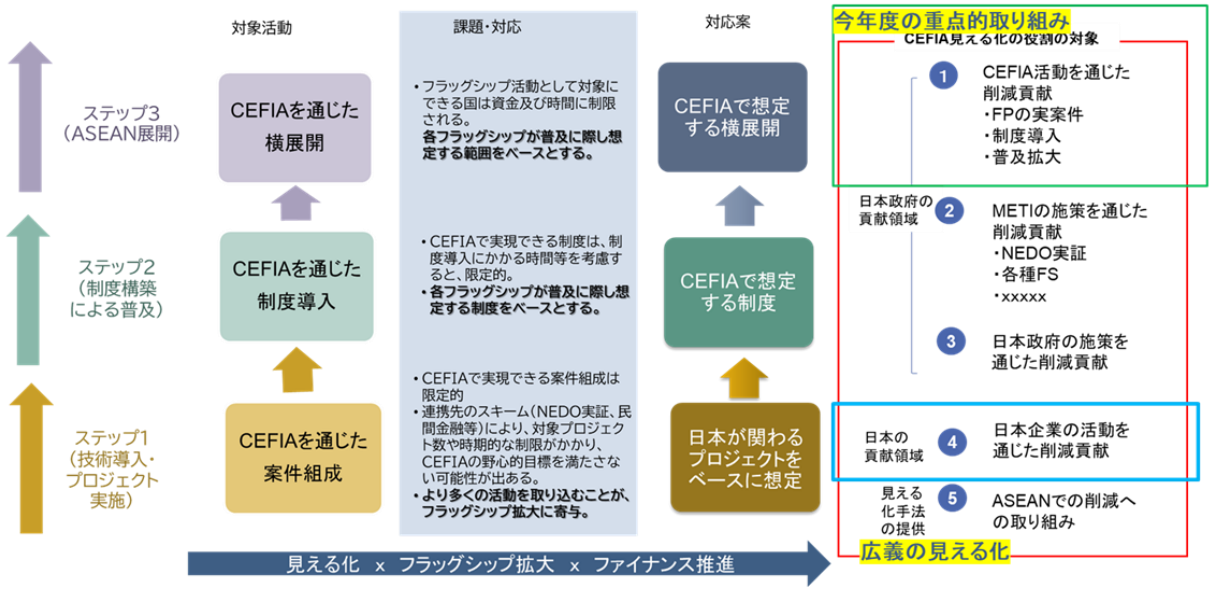


図 4-18 CEFIA の見える化の対象と今年度の重点取り組み

（1） フラッグシッププロジェクトの見える化の検討

フラッグシッププロジェクトの見える化については、鉄鋼フラッグシップにおいて見える化の推進活動を行い、第 4 回 CEFIA 官民フォーラムで検討結果を発表した。

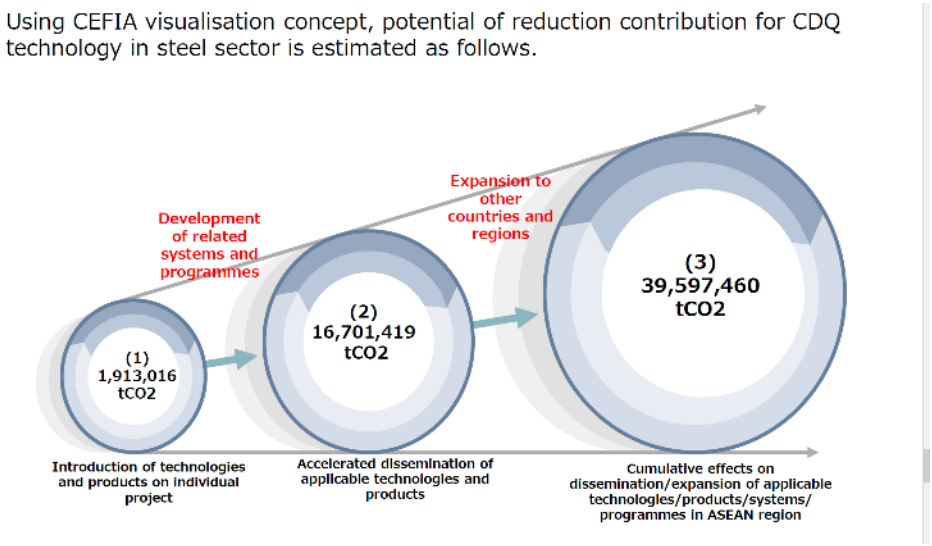


図 4-19 コークス乾式消火設備（CDQ）技術の削減貢献の試算結果

本算定は、令和 3 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査（CCUS 含む）、CEFIA 国内事務局業務及び CCUS 普及展開支援等業務）において、日鉄エンジニアリング株式会社が実施した、「インドネシアのコークス炉における CDQ 設備導入による GHG 排出削減事業」における検討に基づくものである。

当該事業では、JCM 方法論案を策定し、調査対象事業者 KRAKATAU-POSCO 社から得られた

データにより、GHG 削減量の試算を行った。本事業におけるバウンダリーは、製鉄施設における CDQ 技術導入による廃熱回収発電システム及び電力グリッドへの送電端までとし、年間削減量の算定を行った。さらに、CDQ の法定耐用年数は 14 年とし、年間の排出削減量に 14 年を乗じることでライフサイクル全体の排出削減量を試算した。結果は以下の通り。

1 年間合計： 136, 644tCO2/年

14 年間合計： 1,913,016tCO2/14 年

インドネシアにおける CDQ のポテンシャル基数（10 基）をもとに、年間の総発電量（正味電力量）を試算した。この総発電量にインドネシアの CO2 平均排出係数を乗じることで、年間の排出削減量を試算した。同様に、CDQ の法定耐用年数は 14 年とし、年間の排出削減量に 14 年を乗じることでインドネシアにおける CDQ の合計排出削減量を試算した。

結果、インドネシア全体は以下の削減量となった。

1 年間合計： 1,192,959tCO2/年

14 年間合計： 16,701,419tCO2/14 年

表 4-11 インドネシアにおける排出削減量試算

インドネシア		備考
コークス炉能力(mt/y)		
CDQ 処理量(t/h)	1,080	コークス炉能力/365days/24hr
CDQ 蒸気発生量(t/h)	616	原単位 0.57ts/tc とした
CDQ 稼働率（%）	96	
年間回収蒸気量(t/y)	5,176,950	
①年間発電量（MWh/year）	1,362,314	発電原単位 TG により変動 現状は 263.15kWh/t と仮定
②CDQ 消費電力（MWh/year）	122,612	詳細検討により若干変動 現状は 13.5 Kwh/ton-coke と仮定
EGp（グリッドへ供給する正味電力量） （MWh/year）	1,239,702	①-②
EFelec.p（排出係数） （t-CO2/MWh）	0.77	排出係数 IGES Combined Margin EF(Ave.)
REp（リファレンス排出量） （tCO2/y）	955,811	上記排出係数による試算
PEp（プロジェクト排出量） （tCO2/y）	0	
①ERp（排出削減量） （tCO2/y）	955,811	ERp=REp-PEp
②KRAKATAU-POSCO（排出削減量） （tCO2/y）	136,644	ERp=REp-PEp
③Dexin Steel（排出削減量） （tCO2/y）	100,504	ERp=REp-PEp
合計（排出削減量）①+②+③ （tCO2/y）	1,192,959	ERp=REp-PEp
CDQ 耐用年数 （年）	14	
CDQ 導入排出削減量	16,701,419.29	

ASEAN 各国における CDQ のポテンシャル基数(25 基)をもとに、年間の総発電量(正味電力量)を試算した。この総発電量に ASEAN 各国の CO2 平均排出係数(IGES に記載)を乗じることで、年間の排出削減量を試算した。

結果、以下の削減量となった。

1 年間合計： 2,828,000tCO2/年

14 年間合計： 39,597,000tCO2/14 年

表 4-12 排出量まとめ

国名	会社名	年間削減量 (tCO2/年)	14 年間削減量 (tCO2/14 年)
インドネシア	KRAKATAU-POSCO	136,644	—
	Dexin Steel	100,504	
	上記2社以外	955,811	
合計①		1,192,959	16,701,426
ベトナム		618,818	8,663,452
マレーシア		269,176	3,768,464
フィリピン		352,626	4,936,764
カンボジア		107,613	1,506,582
ミャンマー		287,198	4,020,772
合計②		1,635,431	22,896,034
総計①+②		2,828,390	39,597,460

（2）インドネシア進出日系企業のビジネスの GHG 削減貢献の見える化

ジャカルタジャパンクラブ(JJC)と 日本貿易振興機構(JETRO)が2022年に実施した「インドネシアの脱炭素化に向けた貢献」に関する調査結果に基づき、インドネシアを例に、CEFIAの見える化コンセプトに基づく進出日系企業のGHG削減貢献量の算出を実施した。同調査が対象としたさまざまなセクターから、面的広がりが期待でき、かつ削減量の算定が可能と思われるオンサイト・屋根置き太陽光発電設備のリースおよびレンタル事業を対象に、ステップ①プロジェクトによる削減貢献量、ステップ②インドネシア国内における制度導入による削減貢献量、ステップ③制度普及による削減貢献量を試算した。前提条件等を以下に示す。

表 4-13 CEFIA 見える化コンセプトの適用条件(インドネシア日系企業による屋根置き太陽光発電設備リース・レンタル事業の例)

前提条件	参照先
ステップ 1:プロジェクト実施による削減への貢献	
• 日本・インドネシア共同プロジェクトのオンサイト屋根置き太陽光発電サービスを通じて JCM プロジェクトで達成した年間平均 GHG 排出削減量に基づく。	• JETRO ジャカルタ、日本企業によるインドネシアでの脱炭素実現に向けたビジネスカタログと関連データ(自然電力と PT Alam Energy Indonesia 社による JCM プロジェクト 2 件)
ステップ 2:システム/プログラムによる削減への貢献	
• 2021年のインドネシアの全太陽光発電設備容量に占める屋根置き太陽光発電の割合(22.3%)と2025 年の全太陽光発電設備容量予測(19GW)を用いて 2025 年の屋根置き太陽光発電設備容量(4.235GW)を推定。 • 想定稼働率(20%)、稼働時間(8760 時間/年)、インドネ	• Institute for Essential Services Reform、Indonesia Energy Transition Outlook (2022) • JETRO ジャカルタ

	シアのグリッド排出係数（0.533tCO2/MWh）を用いてGHG 排出削減量を算出。 • 想定される政策手段（制度・プログラム）については、後述の通り。	
ステップ 3：製品による削減への貢献		
	• IRENA の計画エネルギーシナリオに基づく 2030 年の屋根置き太陽光発電設備容量の推定値（26.8GW）を使用。 • ステップ 2 に記載した想定パラメータを用いて、GHG 排出削減量を算出。	• 国際再生可能エネルギー機関（IRENA）、Renewable Energy Outlook for ASEAN（2022）

ステップ①では日系企業による JCM プロジェクトの削減貢献量を参考にした。

ステップ②では、Institute for Essential Services Reform（2022）[25]のデータを参照し、2025 年時点のインドネシアにおける屋根置き太陽光発電設備の導入量に基づき、削減貢献量を推定した。なお、インドネシアでは、2021 年に決定された改正省令「MEMR26/2021」により、表 4-14 に示すような屋上設置型太陽光発電に対する規制緩和が多く盛り込まれ、屋上設置型太陽光発電を利用した企業向け電力購入契約（PPA）の促進が期待されている。

表 4-14 改正省令「MEMR26/2021」に含まれる規制緩和措置

変更点	概要
他の発電ライセンス（IUPTLU）保有者の範囲の拡大	適用範囲は、電力事業許可をもつ他の IUPTLU 保有者（国営電力会社 PLN 以外）、すなわち民間電力会社にも拡大される。これにより、民間電力会社（PPU）が運営する工業団地内での系統連系屋根上太陽光発電の導入が規制上確実となる。
ネットメータリング方式を 1:1 に改訂 クレジット蓄積期間を 3 ヶ月から 6 ヶ月に延長	MEMR 26/2021 は、ネットメータリング方式を 1:0.65 から 1:1 に、クレジット蓄積期間を 3 か月から 6 か月に更新する。また、屋根置き太陽光発電システムと蓄電池を組み合わせたシステムについても、1:1 のネットメータリング方式で提供することが盛り込まれる。
承認期間を 5 営業日に短縮	屋根置き太陽光発電設備の申請手続きと承認期間を改正。MEMR 26/2021 では、電子申請、サービス、報告システムにより申請プロセスを統合し、承認期間を旧規則の 15 営業日から 5 営業日に短縮する。
屋根置き太陽光発電の顧客と IUPTLU 保有者が炭素取引を行えるようにする	MEMR 26/2021 は、屋上太陽光発電の顧客と IUPTLU 保有者が炭素取引を行うための基礎となる。この条項は、セクターにおける排出削減をサポートするものであるが、炭素クレジットの所有権と炭素取引メカニズムの詳細は、別の省令で規定される予定。

出所）Institute for Essential Services Reform, Indonesia Energy Transition Outlook 2022, https://iesr.or.id/en/pustaka/indonesia-energy-transition-outlook-ieto-2022（2023 年 3 月 22 日閲覧）

また、ステップ②では、更なる屋根置き太陽光発電の普及のために必要とされている政策手段（制度・プログラム）は以下を想定している。

- 電量料金の引き上げ

[25] Institute for Essential Services Reform, Indonesia Energy Transition Outlook 2022

- リース制度の促進
- 低利融資や税控除等のインセンティブ制度

Institute for Essential Services Reform（IESR）の分析によると、それぞれの政策手段で以下の表に示す効果が見込まれる。

表 4-15 追加的政策手段の想定される効果

電気料金の引き上げ	MEMR 26/2021 では、すべての平均的な低圧家庭用電力ユーザー（1300 VA、2200 VA、3500 VA）に対して、投資回収期間を約 1 年短縮（10-11 年から 9-10 年へ）している。IESR の分析によると、5～10%の小売料金の値上げにより、投資回収期間を 6.5～7 年まで早めることができる。
リース制度の促進	顧客の多くは、初期費用を避けるために、太陽光発電の設置業者とローン契約を結んだり、太陽光発電のリースなど、第三者による所有・融資スキームを採用したりする。後者は、市場がまだ初期段階にあるため稀なケースであり、金融セクターにはより多くの情報が必要である。
低利融資や税控除等のインセンティブ制度	• 太陽光発電 EPC によると、顧客は現在の高金利の資金調達オプションに魅力を感じていないという。 政府は、金融機関が家計向けの低金利と長期のソフトローンを確立するための支援が可能である。 • 政府は、屋上太陽光発電システムを設置した世帯に対して、土地・建物税（PBB）の減免、グリーンビルディング制度との連動、売上に対する固定資産税などの税制優遇・インセンティブを提供することが想定される。国家エネルギー計画（RUEN）では、建築許可証（IMB）の発行を通じて、高級住宅などに屋上太陽光発電の設置義務を課したが、大統領令の詳細な規定がないため、施行には課題が残る。この義務は、2024 年以降に建設される高級建築物に対して施行される可能性がある。

出所）Institute for Essential Services Reform, Indonesia Energy Transition Outlook 2022, https://iesr.or.id/en/pustaka/indonesia-energy-transition-outlook-ieto-2022（2023 年 3 月 22 日閲覧）

ステップ③では、国際再生可能エネルギー機関（IRENA）のデータを参考に、ASEAN への屋根置き太陽光の普及推定量をベースに、削減貢献量の算出結果を図 4-20 に示す。

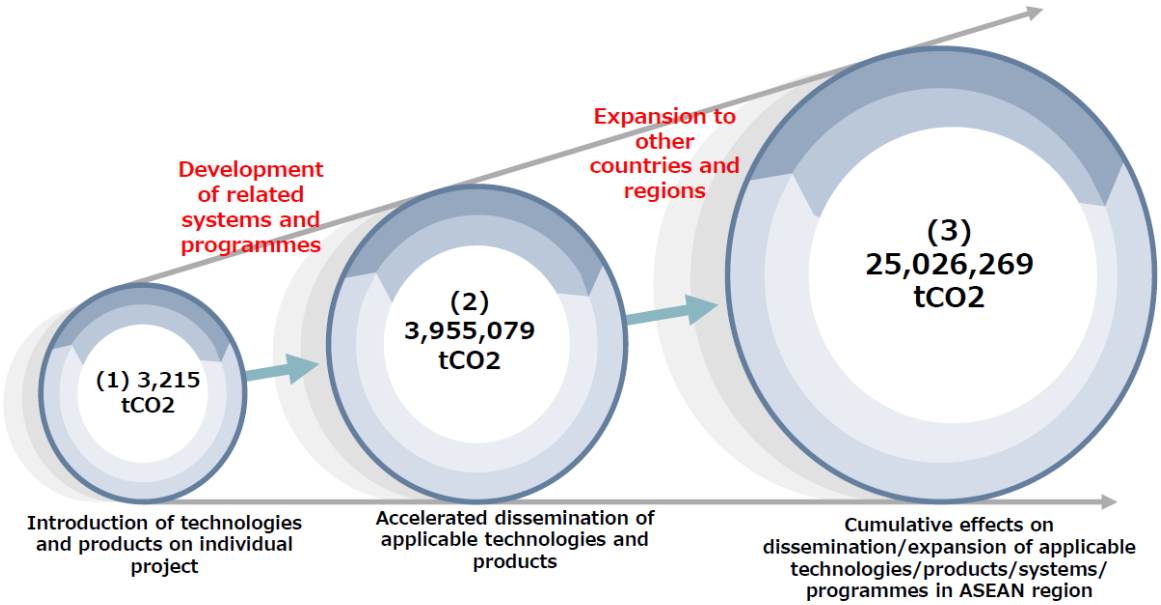


図 4-20 インドネシアにおける日系企業の貢献削減量(インドネシア日系企業による屋根置き太陽光発電設備リース・レンタル事業の例)

(3) APAEC コラボレーションロードマップの活動

1) ノウハウ共有

ACE との意見交換、第 4 回 CEFIA 官民フォーラム、CEFIA デジタルプラットフォームにおける、CEFIA 見える化の基本コンセプトの紹介を介してノウハウ共有とディスカッションを行った。

これは、APAEC コラボレーションロードマップにおける見える化のアクションプランのうち、"A1.1 Draft basic concept of visualisation", "A1.2 Circulate a draft basic concept of visualization with key member states and exchange comments"に相当する活動であり、"Outcome 1. Basic concept of visualisation for CEFIA activities is outlined"に貢献する。

2) フラッグシッププロジェクトの見える化

フラッグシッププロジェクトの見える化における試算の取組は上述の通りである。また、セクション 4.2 に上述のとおり、鉄鋼フラッグシップにおいても見える化の推進活動を行い、第 4 回 CEFIA 官民フォーラムで検討結果を発表している。これは、APAEC コラボレーションロードマップにおける見える化のアクションプランのうち、"A2.1 Coordinate with FP stakeholders to decide the scope of impacts to be calculated"に相当し、"Outcome 2. Impacts of a FP pilot project are quantified in an easy-to-understand-manner"に貢献する。

4.5 CEFIAデジタルプラットフォームの運用業務

CEFIA デジタルプラットフォーム(ウェブサイト)について、CEFIA の活動紹介、フォーラムやセミナー等の開催告知やプログラム内容の掲載を行った。

今年度、追加を行った主な内容を以下に示す。

- CEFIA の概要資料(日本語、英語)
- フラッグシッププロジェクト「ファイナンス」の紹介
- フラッグシッププロジェクト「SteelEcosol」(鉄鋼での省エネ)の紹介
- フラッグシッププロジェクト「RENKEI」の紹介ビデオ
- ASEAN の再エネ・省エネ政策(マスタープラン等)、NDC に関する参考情報
- COP27 でのサイドイベントの開催案内、アジェンダ、配信映像
- 第 4 回 CEFIA 官民フォーラムの開催案内、アジェンダ、アーカイブ映像
- CEFIA コラボレーションロードマップに関する Online Regional Consultation の告知
- CEFIA コラボレーションロードマップの紹介
- 関連イベントの案内(The Asia Clean Energy Forum 2022、Asia Green Growth Partnership Ministerial Meeting (AGGPM) Public-Private Forum)

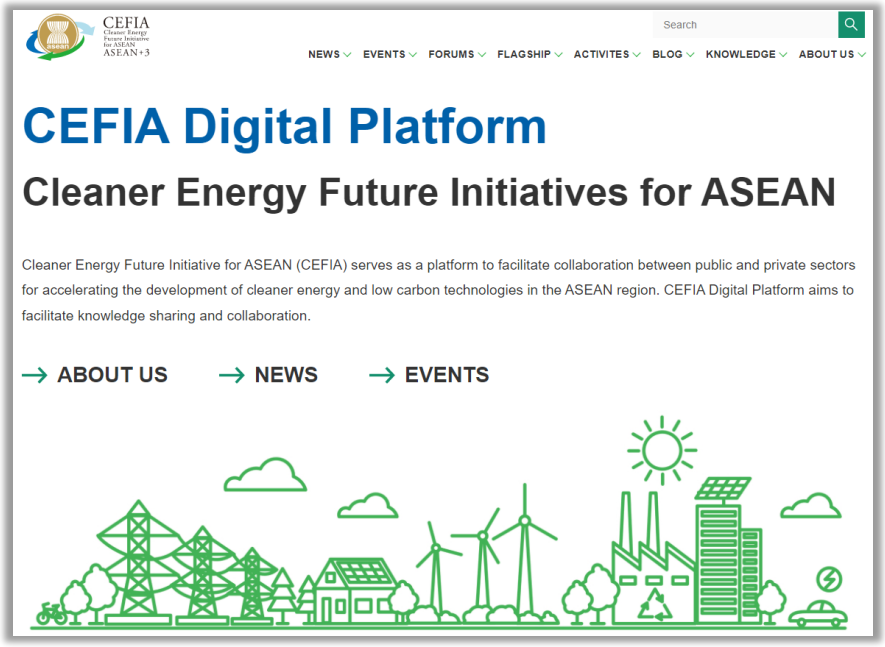


図 4-21 CEFIA デジタルプラットフォームの website のトップページ

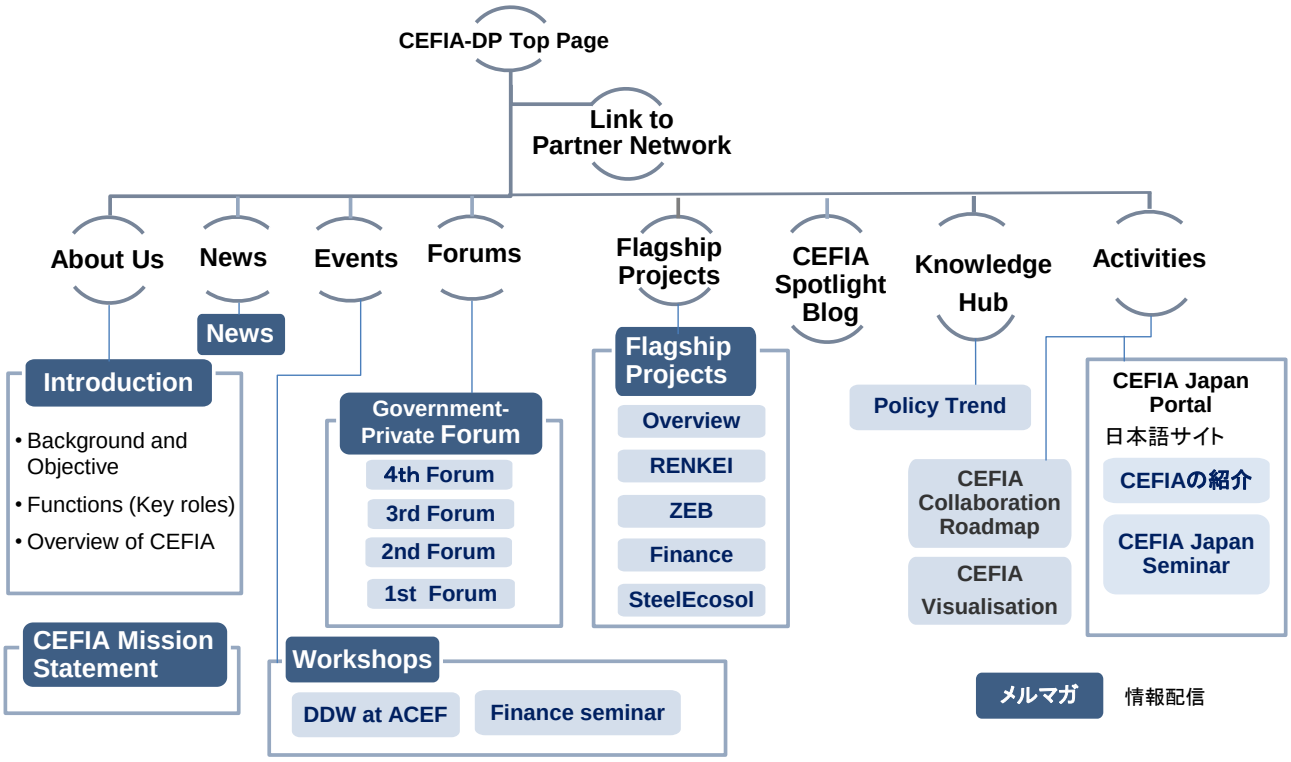


図 4-22 CEFIA デジタルプラットフォームの website の構成図

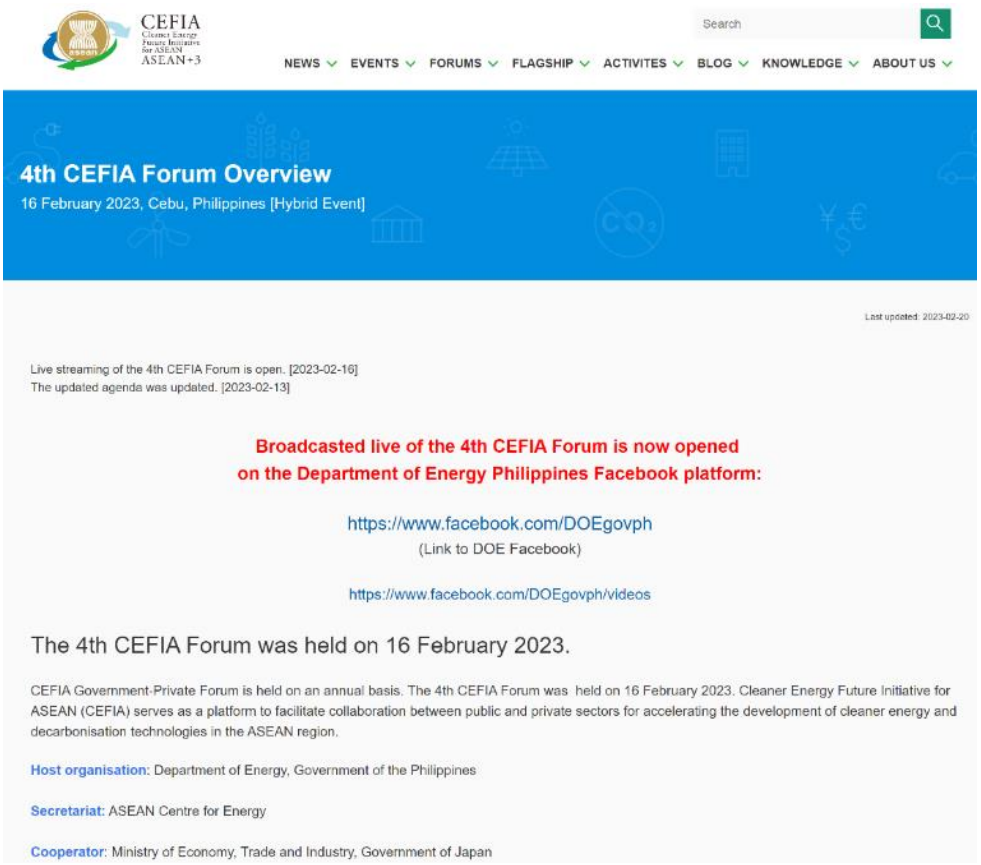


図 4-23 第 4 回 CEFIA 官民フォーラムの開催案内

4.6 その他CEFIAに関連する国際機関・団体等との連絡・調整業務

CEFIA 国内事務局の運営及び関連調査の実施に当たっては、CEFIA に関連する国際機関・団体の連携を図った。

- CEFIA コラボレーションロードマップの検討においては、ACE（ASEAN Centre for Energy）の関係者との定期的な打ち合わせ、進捗確認、今後の進め方に関する議論等を行った。また、CEFIA コラボレーションロードマップに関するコンサルテーション会合の実施を通じ、新・再生可能エネルギー（NRE）および省エネルギー（EE&C）フォーラムの関係者と CEFIA 活動へのニーズ等を把握した。
- 第 4 回 CEFIA 官民フォーラムのホストであるフィリピン・エネルギー省（DOE）の関係者と連携を図り、官民フォーラムの準備、運営を行った。
- CEFIA でのフラッグシップ活動、ファイナンス分野での取り組み、GHG 削減貢献の見える化に関する取り組みの紹介と今後の連携の可能性に関し、以下の機関・団体等と意見交換を行った。
  - Association of Development Financing Institutions in Asia and the Pacific（ADFIAP）
  - Asia-Pacific ESCO Industry Alliance（APEIA）
  - アジア開発銀行（ADB）
  - Clean Air Asia
  - Renewable Energy Association of the Philippines（REAP）
  - Singapore Institute of International Affairs（SIIA）
  - JETRO ジャカルタ事務所

5. 人材育成事業

5.1 カタールでの取り組み

カタールで 2023 年 1 月 31 日に JCM を含むカーボンクレジットおよび脱炭素技術に関するセミナーを実施した。実施概要を以下に示す。

5.1.1 アジェンダ

日時: 2023 年 1 月 31 日 9:00～14:10 (AST, UTC+3)
場所: Dusit Doha Hotel + Online
参加者:

- カタールサイド: MOECC, Ministry of Foreign Affairs, Ministry of Commerce and Industry, Ministry of Municipality, Ministry of Transport, Qatar Energy, Qatar University, Civil Aviation
- 日本サイド: METI, JFE エンジニアリング、横河電機、在カタール日本大使館、三菱商事、MRI

Opening Session

Time (AST)	**Presenters and Presentation topics** (Moderator: Ministry of Environment and Climate Change (MOECC))	
1. Opening remarks/Keynotes		Speakers
9:00 ~ 9:05 (5 min)	● **Opening remarks** Ministry of Environment and Climate Change (MOECC)	Ministry of Environment and Climate Change
9:05 ~ 9:10 (5 min)	● **Opening remarks** Global Environmental Affairs Office, Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan (METI)	Ministry of Economy, Trade and Industry Japan
Leave VIP (5 min)		

Presentation Session

Time (AST)	**Presenters and Presentation topics** (Moderator: Mr. Takashi Endo, General Manager, Middle East Regional Office, Mitsubishi Research Institute)	
2. Presentations		
9:25 ~ 9:45 (20 min) Presentation 15 min Q&A 5 min	● **Qatar climate change mitigation initiatives**	Ministry of Environment and Climate Change, Qatar

9:45 ~ 10:15 (30 min) Presentation 15 min Q&A 15 min	● **Climate change mitigation through international cooperation- potential of carbon credit and JCM** ➢ Overview and current trend of carbon credit mechanisms (Paris Agreement Article 6, voluntary credits) ➢ JCM business model ➢ Introduction of JCM in Qatar	Mitsubishi Research Institute
Coffee break (15 min)		
3. Presentation on Decarbonization Technologies and JCM case studies		
10:30 ~ 11:00 (30 min) Presentation 20 min Q&A 10 min	● **Leading Japanese technology on Waste to Energy** ➢ JCM case study ➢ Advanced technologies and their climate mitigation impact	JFE Engineering Corporation
11:00 ~ 11:30 (30 min) Presentation 20 min Q&A 10 min	● **Introduction to Yokogawa's technologies for decarbonization** ➢ Leading Japanese technologies on advance energy efficiency applicable in Qatar and JCM consideration	Yokogawa Middle East & Africa B.S.C
4. Session Summary		
11:40 ~ 11:45 (5 min)	● **Closing remarks**	Embassy of Japan to the State of Qatar

5.1.2 主なディスカッション

セミナーでは、以下の項目を中心に質疑応答があり、活発な意見交換が実施された。参加者からは、JCM に関する理解を深められたとのコメントを頂戴した。

- JCM の仕組み(関与する主体、方法論の承認プロセス、登録手続き等)
- JCM クレジットの用途、価格等
- JCM クレジットの第三国への移転の可能性
- 他のクレジットとの関係性
- 相当調整の適用
- 日本企業とのパートナーシップの在り方

5.2 南アでの取り組み

南アフリカで 2023 年 3 月 2 日に JCM および脱炭素技術に関するセミナーを実施した。

実施概要を以下に示す。

5.2.1 アジェンダ

日時: 2023 年 3 月 2 日 14:00～17:30 (SAST, UTC+2)
場所: Hilton Hotel Sandton + Online
参加者: 登録 121 名、受付 75 名(日系企業 30 社、南ア企業・団体 17 社、その他 2 社)

From 14h30	**Registration**
	Opening Remarks
14:00	• Ambassador-designate of Japan to South Africa, Embassy of Japan, South Africa • Honourable Deputy Minister from Department of the Republic of South Africa
	Session 1: Setting the scene / Introduction of key message
14:15-14:30	• Japan's policy for climate change mitigation & international co-operation – Ministry of Economy, Trade & Industry, Japan (METI)
14:30-14:45	• South Africa's overall climate change policy – Dept. of Foresty, Fisheries & the Environment (DFFE)
	Session 2: Presentations
14:50-	• Overview of economic and energy transition situation in South Africa - RMB research
15:00-	• Investment Opportunities in RSA's Green Economy, Advanced Manufacturing, Department of Trade and Industry Competition (DTIC)
15:10-	• Climate change mitigation through technology using Joint Crediting Mechanism -Mitsubishi Research Institute
15:30-	Q&A
	Break
16;00	**Session 3: Panel discussion on challenges & prospectus for successful project development –**
	• Presidency's Investment and Infrastructure Office **(policy perspective)** • Industrial Development Corporation **(local technology needs)** • Sasol （**private sector initiative**） • Mitsubishi Research Institute **(keys to develop a successful JCM projects, introduction to active JCM projects)**

	• Leading Japanese Technology Provider **(business cases of JCM)** • MUFG **(mitigation contribution through finance)**
16:50	**Session 4: Closing remarks by JETRO Johannesburg**

5.2.2 主なディスカッション

セミナーでは、以下の項目を中心に質疑応答があり、活発な意見交換が実施された。参加者からは、JCM に関する理解を深められたとのコメントを頂戴した。

- 南アにおける水素等の脱炭素プロジェクト計画
- 南アに脱炭素プロジェクトへの資金支援の在り方
- 日本企業とのパートナーシップの在り方
- JCM の脱炭素技術導入における貢献
- パートナーシップ構築におけるJCMの役割
- JCM の導入手順

5.2.3 アンケート結果

セミナー参加者を対象にオンラインアンケートを実施した。有効回答数は 29 件であった。以下にその結果をまとめる。

質問 1　今回のセミナーは有意義でしたか。

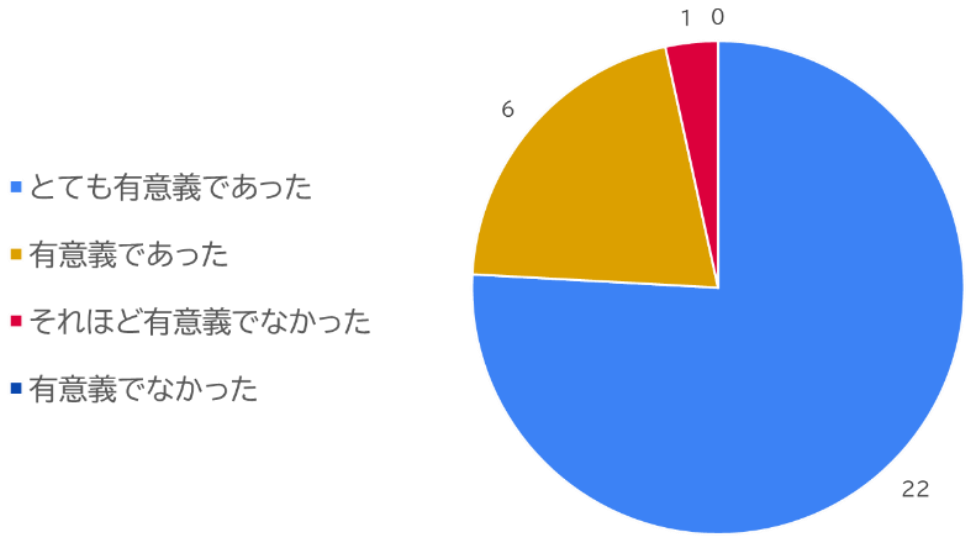


図 5-1　質問1への回答結果

質問２　このセミナーに参加しようと思った主なテーマは何ですか。

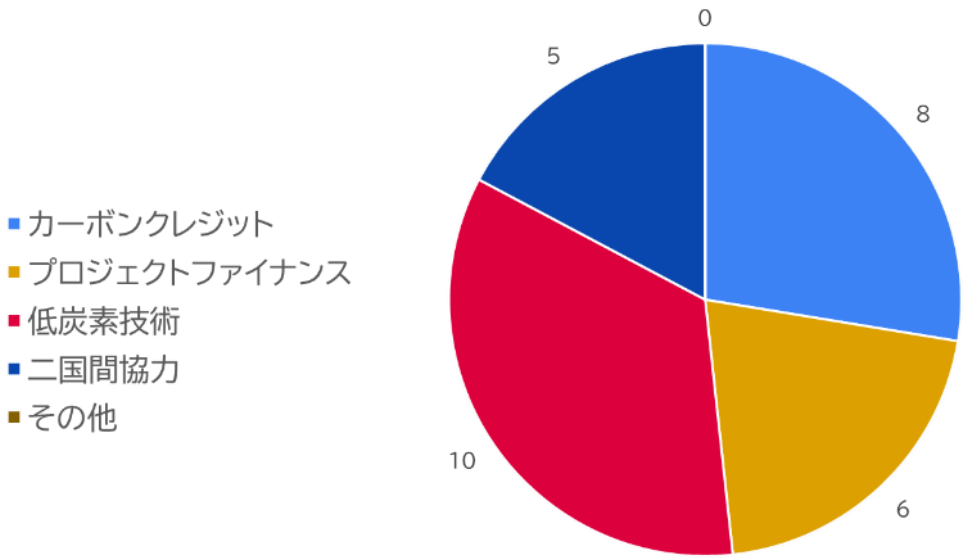


図 5-2 質問2への回答結果

質問３　このセミナーに参加して最も興味を惹かれたテーマは何でしたか。

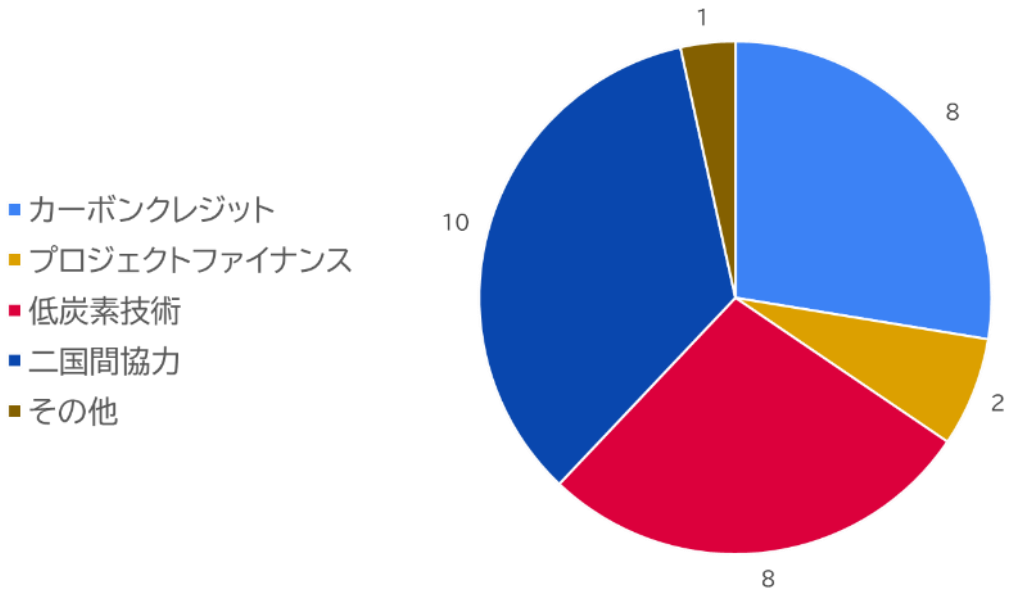


図 5-3 質問3への回答結果

その他（自由記述）：JCM メカニズム

質問４　現時点で何等かのグリーン/低炭素事業に参画していますか。もしくは今後参画する計画はありますか。（自由記述）

有効回答 29 件の内、具体事業に関わっている回答者は 12 名であった。Sasol 社によるボエゴエバーイ（Boegoebaai）水素事業以外では再生可能エネルギープロジェクトや植林プロジェクト等に参画しているとの回答があった。

質問５　グリーン/低炭素事業に参画している、もしくは参画予定である方への質問です。当該事業に関連してどのような支援を求めていますか。（自由記述）

有効回答数は 2 件のみであった。いずれも資金援助と適切なパートナーとのマッチングを求めるものであった。

5.3 UAE での取り組み

UAE でも同様のセミナーの実施に向けて、UAE 気候変動特使室および気候変動環境省等のステークホルダーとの意見交換を実施し、アジェンダ案等について協議した。アジェンダ案として以下の内容を共有した。

Time (GST)	**Presenters and Presentation topics** (Moderator: [**Name**, Title, Company])
1. Opening remarks/Keynotes	
[xx:xx ~ xx:xx] (5 min)	[**Name**, Title], Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan (METI) or Embassy of Japan in UAE ● Opening remarks
[xx:xx ~ xx:xx] (30 min) Presentation 25 min Q&A 5 min	[**Name**, Title], Ministry of Climate Change and Environment (MOCCAE) ● Current climate change mitigation policy and focus areas in UAE
2. Presentations of Good Practices of International Collaboration on Climate Change Mitigation	
[xx:xx ~ xx:xx] (30 min) Presentation 25 min Q&A 5 min	[**Name**, Title], Mitsubishi Research Institute (MRI) ● Introduction of good practices of collaboration on climate change mitigation between Japanese and overseas companies including the Joint Crediting Mechanism (JCM)
Coffee break (10 min)	
3. Presentation on Advanced Decarbonization Technologies	
[xx:xx ~ xx:xx] (30 min)	[**Name**, Title, Company] *Leading Japanese technology provider 1*

Presentation 25 min Q&A 5 min	● Introduction of advanced technologies on hydrogen and fuel ammonia ● Introduction of projects utilizing the technology and mitigation impact
[xx:xx ~ xx:xx] (30 min) Presentation 25 min Q&A 5 min	[**Name**, Title, Company] *Leading Japanese technology provider 2* ● Introduction of advanced technologies on renewable energy ● Introduction of projects utilizing the technology and mitigation impact
[xx:xx ~ xx:xx] (30 min) Presentation 25 min Q&A 5 min	[**Name**, Title, Company]*UAE company with decarbonization goal* ● Introduction of decarbonization goal and company strategy with focus on advanced technologies.
4. Session Summary	
[xx:xx ~ xx:xx] (10 min)	[**Name**, Title, Company], Mitsubishi Research Institute ● Sum up of seminar
[xx:xx ~ xx:xx] (5 min)	[**Name**, Title, Company], Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan (METI) or Embassy of Japan in UAE ● Closing remarks

添付資料

添付資料 I：CEFIA 関連のイベント関係資料（第 4 回CEFIA官民フォーラムのアジェンダ）

添付資料 II：CEFIA コラボレーションロードマップ（サマリー、本文）

添付資料 III：脱炭素-FS の公募関係資料（公募内容、募集要項）

添付資料 IV：CCUS-FS の公募関係資料（公募内容、募集要項）

添付資料 V：脱炭素 FS の実施課題の概要報告書（日本語版・英語版）

- 固形製剤製造工場の生産プロセス最適化による省エネルギー及び生産効率向上に係る JCM 実現可能性調査
- ベトナム北部における高効率産業用消費設備の導入実現可能性調査
- マレーシア国・既存石炭火力発電所向けアンモニア混焼事業実施による温室効果ガス排出削減の実現可能性
- ベトナム国における樹脂製熱交換器 G-HEX 活用廃水熱・地中熱利用省エネシステムの実現可能性調査
- 板ガラス製造溶融炉における燃焼方式および炉形状変更による GHG 排出量削減に関する実現可能性調査
- アゼルバイジャン国・ハイブリッド型風力発電所とヒーティングの最適化システム導入可能性調査事業
- 電炉（製鋼）工場へのタンディッシュプラズマ加熱装置（NS-TPH）導入による GHG 排出削減事業

添付資料 VI：CCUS-FS の実施課題の概要報告書（日本語版・英語版）

- インドネシア共和国ジャワ地域α油田における JCM CCUS 実現可能性調査事業
- 尼国グンディガス田における CCUS の JCM 実証に向けた準備調査
- タイ国 Arthit ガス田開発・生産事業に於ける JCM CCS 実現可能性 調査事業

令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業
（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局業務）

添付資料Ⅰ：CEFIA 関連のイベント関係資料

目 次

1. 第4回 CEFIA 官民フォーラムのアジェンダ 2

2. 第4回 CEFIA 官民フォーラムサイドイベントのアジェンダ 9

3. COP27 サイドイベントのアジェンダ 11

1. 第4回 CEFIA 官民フォーラムのアジェンダ

The 4th Government-Private Forum on the Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN (CEFIA)

Cebu, Philippines

Thursday, 16 February 2023

9:00 - 17:30 (Philippines Time, GMT+8)
8:00 - 16:30 (Indonesia Time, GMT+7), 10:00 - 18:30 (Tokyo Time, GMT+9)

Agenda

[Physical] Cebu, Philippines, Bai Hotel, 3rd Floor, Lapu-Lapu Grand Ballroom

The 4th CEFIA Forum will be broadcasted live on the Department of Energy Philippines Facebook platform: https://www.facebook.com/DOEgovph

Background

For decades, a wide variety of cooperative activities have been carried out in the energy field among ASEAN+3 (China, Japan and Korea) countries. Such activities have resulted in making significant contributions to enhancing energy efficiency and facilitating energy transitions. To further promote such efforts broadly in the ASEAN region, it is becoming increasingly important to deepen the knowledge, facilitate information exchange, and develop projects and programs with policy design among ASEAN+3 countries through various activities, such as capacity-building programs, international conferences and workshops, and joint feasibility studies and demonstration projects.

To achieve this, a new initiative named "**Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN" or "CEFIA**" was proposed by Japan and welcomed by the ASEAN+3 Ministers on Energy at the 16th ASEAN+3 Meeting of Energy Ministers in Bangkok, Thailand on 5th September 2019. CEFIA serves as a platform to facilitate collaboration between public and private sectors in deployment of cleaner energy and decarbonisation technologies in the ASEAN region.

The CEFIA Government-Private Forum was established under the ASEAN+3 New and Renewable Energy (NRE) and Energy Efficiency and Conservation (EE&C) Forum.

1st, 2nd, and 3rd CEFIA Government-Private Forum

The 1st CEFIA Forum was hosted by the Department of Energy, Government of the Philippines on 27th November 2019 (held in Manila, Philippines). The forum held discussions on CEFIA's future action policies and its cooperation fields and explained specific cooperation projects. The 2nd CEFIA Forum was hosted by the Ministry of Energy of the

Government of Thailand on 2nd February 2021 (web conference). The 3rd CEFIA Forum was hosted by the Energy Commission of the government of Malaysia on 21st February 2022 (web conference).

4th CEFIA Government-Private Forum

The 4th CEFIA Forum will be held on 16th February 2023. The Forum will be hosted by the Department of Energy, Government of the Philippines, in cooperation with the Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) of the Government of Japan, with the support from the ASEAN Centre for Energy (ACE). The CEFIA Forum will take place back-to-back with the 17th ASEAN+3 NRE and EE&C Forum.

At the 4th CEFIA Forum, ASEAN+3 government officials, international organizations, universities, and private companies will gather on site or online to share progress on activities and discuss future activities aimed at energy transition towards a decarbonised energy system in the ASEAN region.

Tentative Agenda

Joint Opening Plenary MC: **Ms. Kristine Ross Welsh M. Lacbayo**, Philippines	
Time (GMT+8)	**Activity**
8:00 – 8:50	**Registration** (onsite)
8:50 – 9:00	**Security Briefing** (onsite)
9:00 - 9:20 (20 min.)	**Opening Remarks** (7 min. each) **H.E., Felix William B. Fuentebella**, Undersecretary of Energy, Department of Energy, Philippines, as Host country *(pre-recorded remarks)* **Mr. Nakatani Shinichi**, State Minister of Economy, Trade and Industry, Japan *(pre-recorded remarks)* **Dr. Nuki Agya Utama**, Executive Director, ASEAN Centre for Energy (ACE)
9:20 – 9:40 (20 min.)	**Group Photo and Coffee Break**

Session I: Business perspective

Moderator: Dr. Shiomi Kensuke, Assistant Director, Global Environmental Affairs Office, METI, Japan

- This session will address sharing the progress of flagship projects and ideas of new flagship project candidates.
- The speakers will highlight the challenges in decarbonisation by using advanced technology and business models, and the expected roles of CEFIA.

Time (GMT+8)	Activity
9:40 – 11:20 (100 min.)	**Moderator** **Dr. Shiomi Kensuke**, Assistant Director, Global Environmental Affairs Office, MTEI, Japan
	Progress of Flagship Projects (FP) and Future Action
5 min.	**Overview of Activities** **Mr. Kimura Norihiro**, Senior Negotiator for Climate Change, Global Environmental Affairs Office, METI, Japan
10 min.	**Overview of FP Activities** **Activities of SteelEcosol** **Presenter**: **Dr. Dohnomae Hitoshi**, Chairman, International Environmental Strategic Committee, The Japan Iron and Steel Federation
5 min.	**Activities of Zero Energy Building (ZEB)** **Presenter**: **Mr. Yamamoto Katsuhiko**, General Manager, Japanese Business Alliance for Smart Energy Worldwide
5 min.	**Activities of RENKEI** **Presenter**: **Mr. Suzuki Michihisa** (Manager, Azbil Corporation), Japan Electronics and Information Technology Industries Association (JEITA) *(online)*
	New Flagship Project Candidates
10 min.	**Carbon Neutrality solution: Healthy and Energy Efficient AC system for ASEAN market** **Presenter: Mr. Kakimoto Atsushi**, Seniar Manager, Sales Planning Department, Global Operations Division, Daikin Industries, Ltd.
30 min.	**Ideas of New Flagship Project** (10 min. each)

	DENSO "Lean & Clean" Factory toward Carbon Neutrality **Presenter: Dr. Theerawat Limpibunterng**, President, Siam DENSO Manufacturing Co.,Ltd. **CO_2 Nutral Energy + Carbon Sink using Local Biomass** **Presenter: Mr. Numa Shingo**, CEO, Forest Energy Inc. **Development of Clean Ammonia Value Chain** **Presenter: Dr. Awano Toshihiko,** Deputy General Manager, AVCPJ Dept., S&BD HQ., IHI Corporation
30 min.	**Q&A** • What are the challenges for your project in promoting commercialization and expansion to other countries, and what are the expectations for CEFIA to solve them (policy, business/technical, finance perspectives, etc.) ? • What role do you expect CEFIA, a public-private cooperation framework, to play in promoting your own initiatives?
11:20 - 12:50 (90 min.)	**Lunch Break**

Session III: Panel discussion on Cross-cutting Field

Moderator: Mr. Septia Buntara Supendi, Manager, ACE

- This session will address how to mobilise public and private finance and to visualise the impacts, and accelerate advancing cleantech innovation and entrepreneurship development for climate action.
- The panelists will share activities for decarbonisation projects, and results of case study of GHG emissions visualization.

Time (GMT+8)	Activity
14:40 - 15:40 (60 min.)	**Introduction of Panel Discussion by Moderator** **Moderator** **Mr. Septia Buntara Supendi**, Manager, ACE
45 min.	**Panelist Presentations** (15 min. each) **Topics (1):** Finance **Catalyzing Transition Finance (ADFIAP's Journey)** **Presenter: Mr. Enrique Florencio**, Secretary General, Association of Development Financing Institutions in Asia and the Pacific (ADFIAP) **Topics (2):** Visualization

	Contribution of Japanese Companies to Net Zero in Indonesia **Presenter: Mr. Matsuda Akihisa**, Vice President Director, Japan External Trade Organization (JETRO) Jakarta Office **CEFIA Visualisation** Presenter: **Dr. Nakamura Satoshi,** Research Director, Climate Change Solutions Group, Sustainability Division, Mitsubishi Research Institute
	Topics (3): Innovation and Entrepreneurship **Global Cleantech Innovation Programme (GCIP)** **Presenter: Mr. Torii Naoki**, Industrial Development Expert Climate Technologies Innovation Unit, United Nations Industrial Development Organization (UNIDO)
15 min.	**Panel Discussion** **Moderator** **Mr. Septia Buntara Supendi**, Manager, ACE **Panelists** **Mr. Enrique Florencio**, Secretary General, ADFIAP **Mr. Matsuda Akihisa**, Vice President Director, JETRO Jakarta Office **Dr. Shiomi Kensuke,** Assistant Director, Global Environmental Affairs Office, METI **Mr. Torii Naoki**, Industrial Development Expert Climate Technologies Innovation Unit, UNIDO Discussion points • Please share further with us what is other emerging financing tools and any successful case studies related to this. *(To ADFIAP)* • About visualisation, it primarily depends on reliable data. Would you mind to share with us lesson learned in gathering confidential data from trusted source, especially for many projects that happen in Indonesia? *(To JETRO Jakarta Office)* • In your perspective, what would be the key steps that the member states, especially the governments, must take to promote innovation and cultivate more entrepreneurial role in clean energy development? *(To UNIDO)* • What are the potential areas of collaboration among member states? There's also other potential collaboration that can strengthen the development of clean energy future in ASEAN and how would CEFIA contribute to achieving the actions. *(To METI)*
15:40 - 16:00 (20 min.)	**Short Break**

Session IV: Panel Discussion on Future of CEFIA

Moderator: Mr. Kimura Norihiro, Senior Negotiator for Climate Change, Global Environmental Affairs Office, METI

- This session will address what are the key challenges and activities to accelerate the decarbonisation projects in ASEAN, and how to develop new flagship projects, how can CEFIA support and provide values to stakeholders' activities.
- Panelists will offer specific suggestions and advice on new projects and activities at CEFIA.

Time (GMT+8)	Activity
16:00 - 17:00 (60 min.)	**Moderator** **Mr. Kimura Norihiro**, Senior Negotiator for Climate Change, Global Environmental Affairs Office, METI **Panelists** · **Mr. Anupong Sukee,** Scientist, Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE), Ministry of Energy, Thailand · **Mr. Rizky Aditya Putra,** Senior Officer, ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) Department, ASEAN Centre for Energy · **Mr. Fujioka Ryosuke**, Chief Representative, ASEAN-Japan Economic and Industrial Cooperation Committee (AMEICC) Secretariat · **Mr. Yamamoto Katsuhiko**, General Manager, Japanese Business Alliance for Smart Energy Worldwide · **Mr. Enrique Florencio**, Secretary General, Association of Development Financing Institutions in Asia and the Pacific (ADFIAP)
60 min.	**Panel Discussion** Moderator and Panelists Introduction of Panel Discussion by Moderator Discussion Topics (25 min. each) 1) What are the key challenges and activities to accelerate the decarbonisation projects in ASEAN, from each panellist's perspective? How to develop new flagship projects? 2) How can CEFIA support and provide values to stakeholders' activities? Offering specific suggestions and advice on new projects and activities at CEFIA.
17:00 - 17:10 (10 min.)	**Short Break**

Forum Wrap-up and Closing	
Time (GMT+8)	**Activity**
17:10 - 17:30 (20 min.)	**Closing Remarks** (7 min. each) **Mr. Michael O. Sinocruz,** Director, Energy Policy and Planning Bureau, Department of Energy, Philippines **Mr. Kimura Norihiro**, Senior Negotiator for Climate Change, Global Environmental Affairs Office, METI **Dr. Nuki Agya Utama**, Executive Director, ASEAN Centre for Energy

2. 第4回 CEFIA 官民フォーラムサイドイベントのアジェンダ

SIDE EVENT ON CEFIA FLAGSHIP PROJECT AT THE 4TH CEFIA FORUM IN CEBU

(JOINT EVENT OF ZEB FLAGSHIP PROJECT AND FINANCE FLAGSHIP PROJECT)

SITE VISIT & NETWORKING WORKSHOP ON ZEB/GREEN BUILDING

Event Description	Promoting energy efficient and low-carbon buildings is an essential measure to achieve transition towards low carbon/decarbonised society in the ASEAN region. Buildings are used for the long term, and those with more energy efficiency performances are expected to contribute to GHG reduction over the medium and long term. Under the CEFIA activities, the ZEB (Zero Energy Building) Flagship Project and the Finance Flagship Project co-work to facilitate project formation of ZEB/Green Buildings. As part of activities of CEFIA Flagship Project, this networking workshop will address sharing the challenges and ideas of further collaboration under the CEFIA Flagship Projects. The main target is to facilitate networking and knowledge exchange between multi stakeholders on ZEB.
Date & Time	Wednesday, 15th February 2023 **Site Visit to ZEB/Green Building**: 13:30 to 15:00 [Physical] **Networking Workshop on ZEB/Green Building**: 15:00 to 17:00 [Hybrid] **Networking (Snack and drink):** 17:00 to 18:00 [Physical] (Philippines Time, GMT+8)
Venue	Cebu Exchange Salinas Drive, Cebu City, Philippines. http://cebuexchangetower.com/ Networking Workshop: Hybrid style (Online participation will be available)
Participants	Private companies, financial institutions, business organisations, government officials of ASEAN+3, other stakeholders Closed side event; invited participants only. Pre-registration is required to join the event
Organisers	Mitsubishi Research Institute (MRI) Association of Development Financing Institutions in Asia and the Pacific (ADFIAP)

SITE VISIT EVENT

Site Visit to ZEB/Green Building 13:30 to 15:00 GMT+8

12:30 Meet for bus transfer (from Bai Hotel to Cebu Exchanges)
be at the front desk of Bai Hotel Cebu
https://www.baihotels.com/

13:30 (15 min.) Welcome, Introduction of Building

13:45 (45 min.) Site visit to ZEB/Green Building (Cebu Exchange by ARTHALAND) http://cebuexchangetower.com/
Q&A during the site tour

14:30 (30 min.) Break for refreshments before the workshop

WORKSHOP AGENDA

Networking Workshop on ZEB/Green Building: 15:00 to 17:00 GMT+8

MC: Ms. Nanette A. Biason, ADFIAP

15:00 to 15:10 Opening remarks
Senior Negotiator for Climate Change, Global Environmental Affairs Office, METI, Japan
Group Photo

15:10 to 16:55 Presentations

20 min. Perspective of developer
Deputy Sales Manager, Arthaland

10 min. Perspective of financial institution
Vice President/Head, Program Development, Development Bank of the Philippines

10 min. Perspective of architectural design
FUAP, Past Executive Director for Professional Development Commission, United Architects of the Philippines

10 min. Perspective of evaluation of ZEB/Green Buildings
IFC-EDGE Program Director, Philippine Green Building Initiative （PGBI）

10 min. Introduction of Step-by-step approach to ZEB
General Manager, Japanese Business Alliance for Smart Energy Worldwide

5 min **Break**

40 min. **Q&A, Discussion**
Moderator: Legal Advisor and Lead for Sustainable Finance and Green Development, Finance and Investment Center, ADFIAP
- Challenges for facilitation of project formation of ZEB/Green Buildings
- Ideas of further collaboration

16:55 to 17:00 Closing remarks

Networking (Snack and drink) 17:00 to 18:00 GMT+8

3. COP27 サイドイベントのアジェンダ

ASEAN のエネルギートランジションと脱炭素化のためのファイナンス動員
主催者：経済産業省

【セミナー概要】
本セミナーでは、脱炭素プロジェクトの実現に不可欠な脱炭素ファイナンスに焦点を当てる。特に ASEAN のエネルギートランジションや脱炭素化に貢献する官民連携イニシアティブ CEFIA を取り上げる。セミナーでは、脱炭素化に向けたトランジション・ファイナンスの現状や、ASEAN の金融機関の具体的な取り組みを紹介する。また ASEAN における脱炭素ファイナンス動員に向けて期待される CEFIA の役割について議論する。

【イベントプログラム】
Greetings and introduction
"Introduction to CEFIA"
経済産業省　大臣官房審議官（環境問題担当）

Presentations
"Introduction of Japan's Asia Energy Transition Initiative (AETI) to accelerate Asia's transition finance towards a decarbonized economy"
経済産業省　資源エネルギー庁　アジアエネルギートランジションチーム　課長補佐

"Financing Programs for Accelerating Energy Transition in Southeast Asia"
アジア開発銀行　東南アジア地域担当局長

"Opportunities and challenges in financing energy transition in the ASEAN region"
三菱 UFJ 銀行　サステナブルビジネス部　上席調査役

"The Path to Net Zero by a local ASEAN bank"
DBS 銀行　チーフサステナビリティオフィサー

Discussion
モデレーター：
アジア太平洋開発金融機関協会　事務局長（オンライン登壇）
パネリスト：
経済産業省　資源エネルギー庁　アジアエネルギートランジションチーム　課長補佐（オンライン登壇）
アジア開発銀行　東南アジア地域担当局長
三菱 UFJ 銀行　サステナブルビジネス部　上席調査役
DBS 銀行　チーフサステナビリティオフィサー

Closing remarks:
経済産業省　大臣官房審議官（環境問題担当）

Mobilizing Finance to Facilitate Energy Transition and Decarbonization in ASEAN

9th November 2022, 13:00 – 14:30 (EET)
Japan Pavilion, Tonino Lamborghini convention centre, Sharm El Sheikh, Arab Republic of Egypt

CEFIA
Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN
ASEAN+3

Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN (CEFIA) is coming to COP27 in Egypt and holding a hybrid event which will feature how transition finance can contribute to decarbonizing ASEAN. In the panel discussion session, prominent professionals in the area of sustainable and transition finance will get together and share their unique perspectives and experiences. Please come and join us on site or online from the link below!

Mr. Shinichi Kihara	Deputy Director-General for Technology and Environment, Ministry of Economy, Trade and Industry
Ms. Ayaka Nojiri	Deputy Director for International Affairs (Asia Energy Transition Initiative), Agency for Natural Resources and Energy, Ministry of Economy, Trade and Industry
Mr. Ramesh Subramaniam	Director General, Southeast Asia Department, Asian Development Bank
Ms. Yukimi Shimura	Director, Sustainable Business Division, MUFG Bank, Ltd.
Mr. Helge Muenkel	Chief Sustainability Officer, DBS Bank Ltd.
Mr. Enrique I. Florencio	Secretary General, The Association of Development Financing Institutions in Asia and the Pacific

Live streaming will be available: https://www.cefia-dp.go.jp/cop27event

令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業
（JCM 実現可能性調査（CCUS 含む）、CEFIA 国内事務局業務
及び CCUS 普及展開支援等業務）

添付資料 II：CEFIA コラボレーションロードマップ

Summary

CEFIA Collaboration Roadmaps

Note: The Collaboration Roadmap is a living document and will be continuously updated according to the progress of collaboration and AMS interest/ priorities/ suggestions.

February 2023

Goal of CEFIA

Contribute to the transition of the ASEAN countries towards a decarbonised society through facilitating specific business sector engagement in the areas of renewable energy and EE&C.

Roles of the Collaboration Roadmaps (CR)

1. Serves as a platform for collaborations between public, private and academic sectors.
2. Clarifies collaboration between CEFIA and APAEC Phase II.
3. Promotes collaboration among finance, frameworks, and decarbonising solutions.

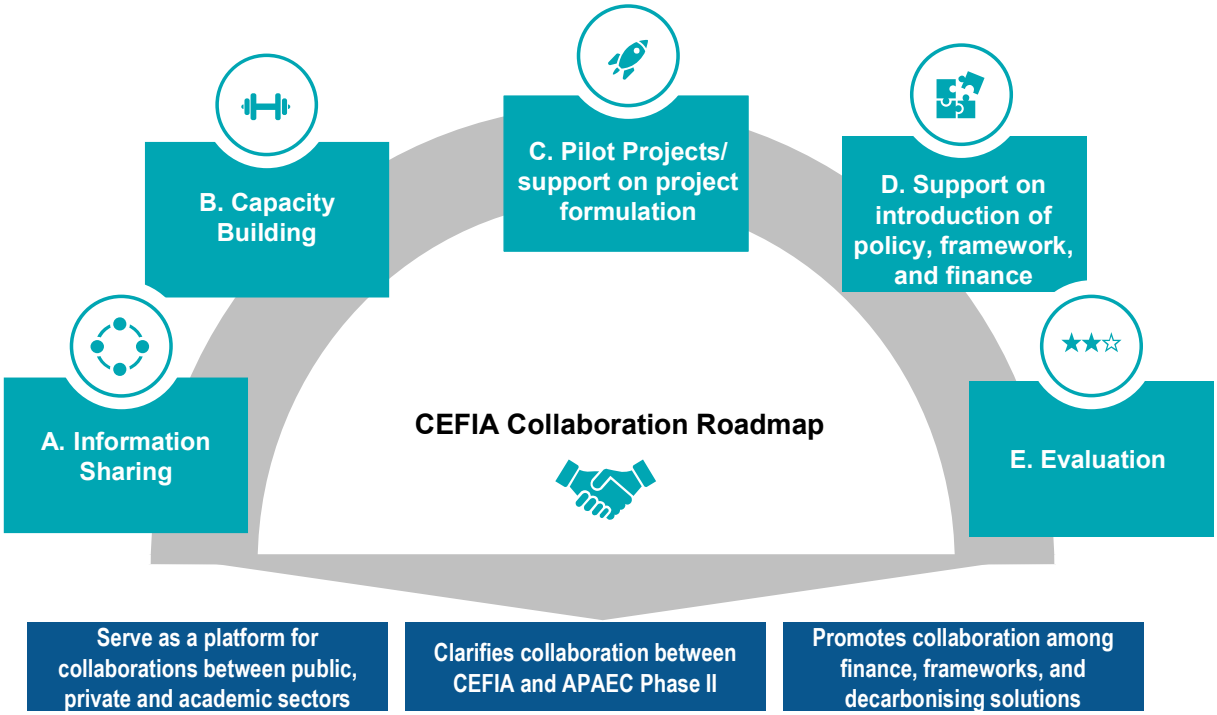
CR- Finance

CR- Flagship Projects (FP)

CR- Visualisation

- Increase visibility
- Quantify GHG emissions reduction

Each collaboration roadmap comprises of five action areas



A collaboration roadmap is structured to show links with APAEC Phase II OBSs

	Overall target		
A. Information Sharing		Outcome(s)	Key activities
B. Capacity Building		Outcome(s)	Key activities
C. Pilot Projects/ support on project formulation		Outcome(s)	Key activities
D. Support on introduction of policy, framework, and finance		Outcome(s)	Key activities
E. Evaluation		Outcome(s)	Key activities

PA 4. EE&C	PA 5. Renewable Energy	PA 6. Regional energy & planning
OBS1. Expand, harmonise and promote energy efficiency standards and labelling on energy-related products	**OBS1.** Advance renewable energy policy and develop decarbonization pathway for the ASEAN member states	**OBS1.** To enhance the profile of ASEAN energy sector internationally
OBS2. Enhance participation of private sector and financial institutions including energy service companies (ESCO) and clusters for EE&C promotion	**OBS2.** Conduct high level policy dialogue on renewable energy to accelerate energy transition, access and resilience	**OBS2.** Raise the level of data and analysis on ASEAN's energy policy and planning
OBS3. Strengthen sustainability of energy efficiency in buildings	**OBS3.** Enhance renewable energy research and development (R&D) network	**OBS3.** Strengthen collaboration with development partners and international organisations
OBS4. Pursue energy efficiency in transport sector	**OBS4.** Promote renewable energy financing schemes and mechanisms for greater innovation and partnership	**OBS4.** Effectively manage the implementation of the APAEC
OBS5. Advance energy efficiency and energy management in industry	**OBS4.** Promote renewable energy financing schemes and mechanisms for greater innovation and partnership	**OBS5.** Attract investment and financing to accelerate ASEAN's energy infrastructure growth
	OBS6. Enhance the ASEAN renewable energy information and training centre	**OBS6.** Promote information sharing on the energy-climate nexus

RENKEI flagship project will contribute to PA4, OBS2 & 5 of APAEC Phase II

RENKEI-FP CR	Outcomes	Key Activities
Overall target: Best practice and lessons learned of RENKEI are consolidated		
A. Info.	Network of private, public and academic sectors established	• Conduct networking events
B. Cap. build.	Engineers are trained on RENKEI	• Conduct awareness raising seminars • Conduct training for engineers
C. Pilot	Feasibility study and pilot project conducted	• Conduct a pilot project, and disseminate results
D. Policy, etc.	A new international standards established Potential policy/framework introduced Tools/guidelines to assess effectiveness established	• Establish an international standard • Introduce case studies of policy and framework • Develop guidelines
E. Evaluation	Contribution of RENKEI to EE&C assessed	• Evaluate effectiveness of a pilot project

APAEC Phase II

PA 4. Energy Efficiency and Conservation

OBS2. Enhance Participation of Private Sector and Financial Institutions including Energy Service Companies (ESCOs) and Clusters for EE&C promotion

OBS5. Conduct capacity building and info sharing on EE&C best practices in industry

Zero Energy Building (ZEB) flagship project will contribute to P4, OBS2 &3 of APAEC Phase II

ZEB-FP CR	Outcomes	Key Activities
Overall target: An enabling environment for ZEB is created		
A. Info.	ZEB knowledge hub established	• Collect best practices • Create a guidebook • Develop a ZEB database
B. Cap. build.	ZEB specialists developed	• Conduct training on ZEB's • Conduct an educational programme for ZEB specialist
C. Pilot	Commercial viability business and financial models confirmed	• Design financial models (e.g. ESCO) • Conduct a feasibility study on business models
D. Policy, etc.	Market demand for ZEB is boosted	• Facilitate integration of ZEB concept into urban planning
E. Evaluation	ZEB's potential market size and potential GHG emission reduction evaluated	• Analyse energy performance in existing and new buildings • Provide evaluation tools of energy performance

APAEC Phase II

PA 4. Energy Efficiency and Conservation

OBS2. Enhance Participation of Private Sector and Financial Institutions including Energy Service Companies (ESCOs) and Clusters for EE&C promotion

OBS3. Strengthen Sustainability of Energy Efficiency in Buildings

SteelEcosol (iron & steel) flagship project will contribute to PA4, OBS5 of APAEC Phase II

SteelEcosol -FP CR

Overall target:
Promoting introduction of EE&C tech. and providing support for operational improvements to the iron & steel industry of ASEAN to reduce energy consumption and GHG emission in ASEAN

	Outcomes	Key Activities
A. Info.	**Technology customized list (TCL)** tailored to ASEAN is created **Latest trends** of iron & steel related to EE&C / CN policies and tech. is disseminated in ASEAN	• Conduct **research on current status** of the iron & steel industry • Develop **a list of available tech. and suppliers** • Hold **seminars/webinars**
D. Policy, etc.	**Policy recommendations** are developed to promote wider deployment of best practices of EE&C	• **Identify entry points** in related policies/ financial mechanisms • Discuss with stakeholders and develop **policy recommendations**
C. Pilot	**Proposal** and/or introduction of energy efficient technologies and/or operational improvements is created	• Select plant, conduct **assessment and advisory package** • **Follow up** on reduction of energy consumption and GHG emission
E. Evaluation	**Potential of energy consumption reduction/ GHG emission reduction** is evaluated	• Disseminate the **ISO 14404 series** • Organize **methods for calculating reductions in energy consumption/GHG emission** for an individual case

APAEC Phase II

PA 4. Energy Efficiency and Conservation

OBS5.
Conduct capacity building and info sharing on EE&C best practices in industry

Microgrid flagship project will contribute to PA5, OBS4 &6 of APAEC Phase II

Microgrid-FP CR

Overall target:
Enabling environment for autonomous microgrids established in ASEAN countries

	Outcomes	Key Activities
B. Cap. build.	Stakeholders are **equipped with know-how**	• Hold **workshops** for policy makers and engineers
C. Pilot	Autonomous microgrids **optimal sites** in ASEAN **identified**	• Select key sites to establish microgrids • Study **business feasibility**
D. Policy, etc.	**Financial mechanism** introduced to accelerate installation	• Consult with relevant stakeholders on **potential financial mechanism options** • Identify/design/introduce a **financial mechanism**
E. Evaluation	**Effectiveness** of autonomous microgrids **evaluated**	• Identify data to determine baseline energy consumption • Evaluate **potential GHG reductions** • Create **a guideline for GHG reduction evaluation**

APAEC Phase II

PA 5. Renewable Energy

OBS4.
Promote Renewable Energy Financing Schemes and Mechanisms for Greater Innovation and Partnership

OBS6.
Enhance the ASEAN RE Information and Training Centre

Finance flagship project will contribute to PA4, OBS2, PA5, OBS4, PA6, OBS5 of APAEC Phase II

Finance-FP CR

Overall target:
An enabling environment is created where finance is mobilized

	Outcomes	Key Activities
A. Info.	**Finance knowledge hub** for FIs in ASEAN established	• Conduct **workshop** for FIs • Develop **a knowledge hub** for FIs; good practices
B. Cap. build.	Capacity of local FIs enhanced **to assess bankability of RE and EE&C projects**	• Develop training materials • Conduct **trainings** for FIs
C. Pilot	At least one **FP receives finance**	• Design **financial mechanisms** • Conduct a **pilot study** with FIs
D. Policy, etc.	A **financing mechanism is enhanced** to accelerate decarbonising solutions **Regulations and/or incentive schemes** established	• Identify **options for acceleration** • Strengthen **financing mechanisms** • Identify **regulations and/or incentive** schemes for accelerated adoption

APAEC Phase II

PA 4. Energy Efficiency and Conservation

OBS2. Enhance Participation of Private Sector and Financial Institutions including Energy Service Companies (ESCOs) and Clusters for EE&C promotion

PA 5. Renewable Energy

OBS4. Promote Renewable Energy Financing Schemes and Mechanisms for Greater Innovation and Partnership

PA6. Regional Energy Policy and Planning

OBS5. Attract Investment and Financing to Accelerate ASEAN's Energy Infrastructure Growth

Visualisation activities will contribute to PA6, OBS6 of APAEC Phase II

Visualisation CR

Overall target:
Positive impacts and calculation of a decarbonising solution is known

	Outcomes	Key Activities
C. Pilot	Basic **concept of visualisation** outlined **Impacts quantified**	• Develop **draft basic concept** • Develop **guidelines for quantification** • Quantify **impacts of FP pilot projects**
A. Info.	**Knowledge and best practices** of quantification disseminated	• Conduct **workshops** • Conduct **networking events**
C. Pilot	**Knowledge/ skills on decarbonization technologies** and quantification developed	• Conduct **trainings**
D. Policy, etc.	**Regulations, incentives and financial** frameworks introduced **Guidelines** on quantification tools established	• Develop **draft framework** • Develop **draft guidelines**

APAEC Phase II

PA6. Regional Energy Policy& Planning

OBS6. Promote Information Sharing on the Energy-Climate Nexus

CEFIA
Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN
ASEAN+3

APPENDIX
List of CR activities

List of activities (SteelEcosol (iron & steel) CR)

Action areas	Outcomes	Activities	Relevant APAEC II PA, OBS, and AP
Info sharing	The Technology customized list (TCL) tailored to ASEAN which summarises EE&C and environmental protection technologies for the iron & steel industry is created	**A1.1** Conduct research on current status of the iron & steel industry in each ASEAN country, particularly their typical equipment configuration. **A1.2** Develop a list of available technologies and Japanese suppliers, also known as technology customised list (TCL) through conducting research on Japanese suppliers with technologies which can provide EE&C benefits to the iron & steel industry in ASEAN (In the TCL, the effect of technology introduction is also listed for each country considering each country's energy cost, CO2 emission factor, etc.) **A1.3** Publish the TCL on the CEFIA Digital Platform	**PA4, OBS5, AP 5.1** Conduct capacity building and information sharing on EE&C best practices in industry
	The latest Japanese trends of iron & steel related to EE&C / CN policies and technologies is disseminated in ASEAN	**A2.1** Consult with Southeast Asia Iron and Steel Institute (SEAISI) on seminars/ webinars with a focus on public-private partnership **A2.2** Prepare for seminars/webinars, including agenda, speakers, venue, and advertisement **A2.3** Hold seminars/webinars on the latest Japanese trends of iron & steel related EE&C / CN policies and technologies with questionnaire to understand participants' interests, current & future policies and technologies **A2.4** Conduct a follow-up on individual participants' interests to see potential collaboration opportunities via emails	
Support on introduction of policy, frameworks and finance	Policy recommendations are developed to promote wider deployment of best practices of EE&C in the iron & steel industry (e.g. BAT introduction / operational improvements)	**A3.1** Understand the latest iron & steel related EE&C / CN policies and technologies in ASEAN from A2.3 **A3.2** Identify entry points in related policies/ financial mechanisms of ASEAN, where there is an opportunity to introduce best practices of EE&C **A3.3** Discuss how best practices can be integrated in the current and future iron & steel related EE&C / CN policies with stakeholders **A3.4** Develop policy recommendations to accelerate introduction of best practices in the iron & steel industry	**PA4, OBS5, AP 5.2** Promote energy management in industry to increase competitiveness and reduce energy consumption
Pilot study/ Support on project formulation	Proposal and/or introduction of energy efficient technologies and/or operational improvements for a selected plant is created	**A4.1** Select a plant from a list of iron & steel plants in ASEAN which wish to be diagnosed through studying and dialogues **A4.2** Conduct an approx. 4-day assessment and advisory package, which includes assessment of current operation and energy consumption, selection of appropriate technologies for EE&C improvement, and advisory on operational change to improve EE&C **A4.3** Follow up those plants on how energy consumption and GHG emission have been reduced	
Evaluation	Potential of energy consumption reduction/ GHG emission reduction is evaluated	**A5.1** Disseminate the ISO 14404 series through seminars/webinars/diagnosis of iron & steel plants, which defines the method for calculating energy consumption/GHG emission in iron & steel plants. Also, conduct activities to promote understanding of PWI 13055 (Guidelines for promoting comprehensive energy efficiency and conservation measures in steel plants), which is newly proposed to ISO. (To be implemented as part of capacity building as well) **A5.2** Organize methods for calculating reductions in energy consumption/GHG emission for an individual case by utilising standards mentioned in A5.1, and conduct evaluation of reduced energy consumption/GHG emission to be made through introduction of new energy efficient technologies/ operational improvement **A5.3** Finalise and publicise the results of A5.2	

List of activities (RENKEI-FP CR)

Action areas	Outcomes	Activities	Relevant APAEC II PA, OBS, and AP
Info sharing	Network of private, public and academic sectors is established	**A1.1** Identify relevant organisations/ personnel in academic, public, and private sectors **A1.2** Hold a forum to discuss current challenges/ expectation etc. related to RENKEI **A1.3** Establish a partnership of private, public and academic sectors	**PA4, OBS2, AP2.1** Organise business forum and match making activities for EE&C projects **PA4, OBS2, AP2.3** Establish at least two partnership schemes for EE&C with clusters, incubation centres, FIs and the private sector
Capacity building	Engineers and experts are trained to operate RENKEI	**A2.1** Hold awareness raising seminars on RENKEI including introduction to a feasibility study, including developing training materials **A2.2** Conduct training programmes targeted on experts/ engineers from 10 AMS	**PA4, OBS5, AP5.1** Conduct capacity building and info sharing on EE&C best practices in industry
Pilot study/ Support on project formulation	Feasibility study and pilot project conducted with local companies and academic institutes	**A3.1** Develop a summary of best practices of RENKEI in existing industries and recommendations on how to implement RENKEI in ASEAN **A3.2** Identify a partner to conduct a feasibility study (FS) **A3.3** Conduct a FS and assess results **A3.4** Develop a plan for conducting a pilot project and identify partners **A3.5** Conduct a pilot project **A3.6** Conduct assessment & analysis on the results and consolidate lessons-learned and success factors A3.7 Hold a forum to promote results of a pilot project and FS	**PA4, OBS5, AP5.1** Conduct capacity building and info sharing on EE&C best practices in industry
Support on introduction of policy, frameworks and finance	A recommendation for new policy/framework made to adopt RENKEI in a country/ region	**A4.1** Research on current policy/ frameworks **A4.2** Introduce an existing Japanese policy/framework related to energy management as an example, and how effective it has been **A4.3** Develop a report summarising recommendations for new policy/ framework to be adopted in ASEAN for wider dissemination of RENKEI	**PA4, OBS2, AP2.5** Conduct information sharing on innovative EE financing mechanisms
	Tools/guidelines to assess effectiveness of an RENKEI is introduced	**A5.1** Develop a draft guideline to assess effectiveness of RENKEI based on previous experiences, incorporating local differences into a draft **A5.2** Finalise and introduce the guidelines	
Evaluation	Contribution of RENKEI to EE&C is assessed	**A6.1.** Assess effectiveness of a pilot project for its EE&C ability using the guideline developed through Outcome 5	

List of activities (ZEB-FP CR)

Action areas	Outcomes	Activities	Relevant APAEC II PA, OBS, and AP
Info sharing	Best practices and applicable technologies of ZEB are consolidated and made available on the ZEB knowledge hub as part of CEFIA Digital Platform.	**A1.1** Develop ZEB knowledge hub, including analysing, consolidating best practices and summarising them on the CEFIA Digital Platform **A1.2** Develop a ZEB guidebook for financiers, building owners etc. to be shared on the CEFIA Digital Platform **A1.3** Create a ZEB database for AMS	**OBS3. AP3.2** Conduct information sharing on sustainable EE in buildings initiatives
Capacity building	ZEB specialists are trained and available to deliver a transition towards ZEB in new and existing buildings.	**A2.1** Conduct regional level workshop and country specific workshops. (Topics: ZEB's step-by-step approach based on ISO/TS23764 and best practices) *ISO/TS 23764: Methodology for achieving non-residential ZEBs **A2.2** Training programme: Conduct country specific and regional level workshops (Topics: technologies and products for achieving ZEB) **A2.3** Develop an educational programme for ZEB specialists for the ASEAN region (professional level)	
Pilot study/ Support on project formulation	Commercial viability of both business and financial models, including the role of ESCOs in ZEB, is confirmed through a feasibility study, ZEB projects are formulated.	**A3.1** Conduct a study on financial models, including ESCO and reviewing challenges of ESCO, to understand a flow of finance and how to make it profitable **A3.2** Develop an idea note for feasibility study **A3.3** Conduct a feasibility study on business models of public and/or private buildings **A3.4** Support preparation of ZEB projects	**OBS2 AP2.3** Establish at least two (2) partnership schemes for EE&C with clusters, incubation centres, financial institutions, and the private sector
Support on introduction of policy, frameworks and finance	Potential market demand for ZEB in new and existing buildings and urban development is increased.	**A4.1** Review ZEB related policy measure for new and existing buildings **A4.2** Identify policy options for reducing risks for finance and operation **A4.3** Integrate ZEB concept into an urban planning policy for low carbon development	
Evaluation	ZEB's potential market size and potential GHG emission reduction from ZEB is evaluated.	**A5.1** Review evaluation tools for ZEB's GHG emission reduction ability **A5.2** Conduct research to understand a potential market size of ZEB in ASEAN including its potential emission reductions from new buildings **A5.3** Conduct research to understand a potential market size of ZEB in ASEAN including its potential emission reductions from existing buildings **A5.4** Quantify GHG emission reduction from ZEB, and share the evaluation method	

List of activities (Microgrid CR)

Action areas	Outcomes	Activities	Relevant APAEC II PA, OBS, and AP
Support on introduction of policy, frameworks and finance	Financial mechanism introduced to accelerate installation of autonomous microgrid including renewable power generation	A1.1 Consult with relevant stakeholders on potential financial mechanism options including "MG dissemination model" to explore available support A1.2 Identify/design a financial mechanism that is suited to the autonomous microgrid in key areas A1.3 Introduce the identified financial mechanism to operate the autonomous microgrid	**PA5, OBS4, AP 4.1** Establish a nodal network with at least one national/ regional/ international financial institutions for RE financing **PA5, OBS4, AP 4.2** Develop RE support mechanism to promote bankable projects
Pilot Projects/ support on project formulation	Preparation for introducing autonomous microgrids optimal sites in ASEAN and operated to provide energy	A2.1 Select key sites to establish autonomous microgrids based on the previous studies A2.2 Study business feasibility including environmental impact assessment, as well as installation schedule and plan	
Capacity Building	Local stakeholders (policy makers, engineers, etc.) are trained and equipped with know-how of renewable power generation systems, and microgrids	A3.1 Identify local stakeholders to collaborate with through research and meetings A3.2 Hold workshops to share knowledge with policy makers and engineers of the autonomous microgrids system with renewable power generation.	**PA5, OBS6, AP6.2** Conduct thematic capacity building and training annually **PA5, OBS6, AP6.1** Enhance ACE capacity as the ASEAN RE information and training centre
Evaluation	Effectiveness of autonomous microgrids in reducing GHG emissions evaluated	A4.1 Identify data required to determine baseline energy consumption in key sites A4.2 Evaluate how much GHG emissions can be reduced by introduction of the autonomous microgrid A4.3 Create a guideline for GHG reduction evaluation for future operation	**PA5, OBS6, AP6.2** Monitor the development and utilization of Renewable Energy in the ASEAN region

List of activities (Visualisation CR)

Action areas	Outcomes	Activities	Relevant APAEC II PA, OBS, and AP
Pilot study/ Support on project formulation	Basic concept of visualisation for CEFIA activities is outlined	**A1.1** Draft basic concept of visualisation **A1.2** Circulate a draft basic concept of visualisation with key member states and exchange comments **A1.3** Share understanding of the basic concept of visualisation with the wider public **A1.4** Finalise and outline the basic concept of visualisation in a document	
	Potential GHG reduction from an FP pilot project are quantified in an easy-to-understand manner	**A2.1** Coordinate with FP stakeholders, including the decarbonising solution owners and users, to decide the scope of "impacts" to be calculated. **A2.2** Obtain data from an FP and calculate "impacts" using the draft basic concept of A1.2 **A2.3** Feedback any challenges to A1.3 **A2.4** Finalise impacts calculation using the basic concept from A1.4	
Info sharing	Knowledge and best practices on quantification of solution impacts are disseminated	**A3.1** Identify industries and stakeholders who might be using the basic concept of visualization previously developed (A1.1) **A3.2** Conduct research on and summarise how the basic concept can be replicated and dissemminated for wider use **A3.3** Hold a forum to share and discuss the developed concept, its best practices, tips, etc.	**PA6, OBS6, AP6.3** Organise regional seminars on ASEAN Low-Carbon Transition **PA6, OBS6, AP6.1** Share information and best practices on energy-climate nexus, including through policy dialogues
Capacity building	Stakeholders are equipped with knowledge/ skills on decarbonization technologies and quantification of their impacts	**A4.1** Identify specific countries/organisations/industrial sectors who might be interested to develop the impact quantification capacity among their employees/students **A4.2** Create a training material **A4.3** Conduct capacity building trainings offline/online **A4.4** Check the participants understanding through discussion	
Support on introduction of policy, frameworks and finance	Regulations, incentives and financial frameworks to promote impact visualisation are introduced	**A5.1** Conduct research on current policy/ frameworks **A5.2** Develop a policy recommendation regarding a new framework for wider dissemination of a developed concept, incorporating the results of A5.1	**PA6, OBS6, AP6.1** Share information and best practices on energy-climate nexus, including through policy dialogues
	Guidelines to use appropriate quantification tools are established	**A6.1** Develop draft guidelines to help understand how impact calculation links to existing/newly developed policies/ frameworks **A6.2** Gain and incorporate stakeholders feedback on draft guidelines **A6.3** Finalise and introduce the guidelines	

List of activities (Finance CR)

Action areas	Outcomes	Activities	Relevant APAEC II PA, OBS, and AP
Info sharing	An information sharing platform is established for local FIs in ASEAN to share knowledge and good practices for bankable projects	**A1.1** Conduct research on potential financial mechanism options under CEFIA activities **A1.2** Hold a forum and/or workshop for knowledge sharing of financial mechanisms **A1.3** Disseminate the results and summary of the discussions of A1.2 on the CEFIA Digital Platform	**PA5, OBS4, AP4.1** Establish a nodal network with at least one (1) national / regional / international financial institutions for RE financing **PA6, OBS5, AP5.2** Conduct a workshop on evaluating financial sustainability to enable bankability of power projects
Capacity building	Capacity of local FIs is enhanced to assess bankability of RE and EE&C projects	**A2.1** Conduct a baseline survey on the local FIs to understand their needs **A2.2** Create contents for the capacity building trainings based on A 1.1 and A 2.1 **A2.3** Conduct a capacity building training for local FIs with a partner organisation as required for financing RE and EE&C projects, followed by a simple understanding checking	**PA6, OBS5, AP5.2** Conduct a workshop on evaluating financial sustainability to enable bankability of power projects **PA4, OBS2, AP2.5** Conduct information sharing on innovative EE financing mechanisms
Pilot study/ Support on project formulation	A new financing mechanism design is confirmed for its viability	**A3.1** Identify potential options of financing mechanisms for FPs building on findings from A1.1 **A3.2/4.2** Conduct a pre-feasibility study of the proposed mechanism through discussions with potential partners (national/regional/international FIs, etc.). **A3.3/4.3** Conduct and summarise the results of a pilot study to validate the proposed mechanism.	
Support on introduction of policy, frameworks and finance	A new financing mechanism is established and promoted to accelerate financing bankable decarbonising solution projects, including RE and EE&C.	**A4.1** Conduct research on financing mechanisms based on the needs identified from A1.1, A3.1. **A4.2/A3**.2 Same activity as A3.2 **A4.3/3.3** Same activity as A3.3 **A4.4** Based on the results of the pilot study, finalise the mechanism and agree on its operation with partner organisations. **A4.5** Launch the new financing mechanism and ask for applications	**PA4, OBS2, AP2.3** Establish at least two partnership schemes for EE&C with clusters, incubation centres, FIs and the private sector **PA5, OBS4, AP4.2** Develop RE support mechanism to promote bankable projects
	Needs and recommendation are identified for policy improvement/ changes to to accelerate introduction of a newly established financing mechanism	**A5.1** Identify needs for a supporting regulation/ incentive framework for the financing mechanism from A1.1, A2.1 and A3.2/A4.2 **A5.2** Develop a report summarizing needs and recommendation for policy improvement/changes to accelerate introduction of a newly established financing mechanism	

Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN (CEFIA)

Collaboration Roadmaps

February 2023

Note: The Collaboration Roadmap is a living document and will be continuously updated according to the progress of collaboration and AMS interest/ priorities/ suggestions.

1. Background

The Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN (CEFIA) was launched at the 16th Association of Southeast Asian Nations (ASEAN)+3 Ministers on Energy Meeting (AMEM+3) in Bangkok in September 2019. The CEFIA is a platform which facilitates ASEAN to transition towards a decarbonised society. The transition will be achieved through introducing cleaner energy and decarbonising technologies and/or services, a.k.a. decarbonising solutions, new policies to accelerate the deployment of those technologies, and new financial frameworks to support the deployment. This CEFIA's goal has a significant synergy with the regional blueprint for the energy sector in ASEAN, called ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC). The APAEC is a series of guiding policy documents which aim to promote multilateral energy cooperation and facilitate deeper cooperation both within ASEAN and with other partners.

APAEC Phase II (APAEC II), implemented between 2021 and 2025, has seven programme areas, through which ASEAN energy cooperation will be advanced. Among them, three programme areas have a particular linkage with CEFIA, namely No. 4 Energy Efficiency and Conservation (EE&C), No. 5 Renewable Energy (RE), and 6. Regional Energy Policy and Planning.

Since the CEFIA and initiatives under APAEC II have common goals and themes, various CEFIA's activities will aim to align with the APAEC II. To facilitate such a collaboration, CEFIA collaboration roadmaps were proposed to be developed at the 2nd CEFIA Government-Private Forum in 2021.

2. Overview

CEFIA collaboration roadmaps will serve as a platform to facilitate three collaborations, i.e. collaborations between the private and public sectors, between CEFIA and APAEC II, and between finance, policy frameworks, and decarbonising solutions.

Three main activity pillars of CEFIA, namely CEFIA Flagship Projects (FPs), CEFIA Visualisation and CEFIA Finance, together will enable those collaborations. The following describes each activity pillar of CEFIA.

2.1 CEFIA Flagship Projects (FPs)

CEFIA will formulate and implement a series of projects which accelerate the adoption and wider deployment of selected decarbonising solutions. Those projects will be called CEFIA Flagship Projects (FPs) and one FP will be set up for each selected decarbonising solution. An FP will act as a hub, where stakeholders, including public, private, academic

and financial organisations, come together to implement the decarbonising solution, share experiences and knowledge, accumulate lessons-learned, and create solutions to overcome challenges for wider deployment of the decarbonising solution.
One collaboration roadmap will be created for each FP. All the current CEFIA FP collaboration roadmaps are described in the next section.

2.2 CEFIA Visualisation

CEFIA aims to realise the transition of ASEAN towards a decarbonised society. While the deployment of decarbonising solutions is the main driver for the transition, it is also vital to quantify and increase the visibility of the greenhouse gas (GHG) emission reductions that CEFIA's activities will have made. This would promote further emission reductions and help attract more climate finance for wider deployment of decarbonising solutions in the region. "CEFIA Visualisation" is therefore defined as a set of actions of both quantifying and increasing the visibility of CEFIA's contributions to GHG emission reductions. There will be one dedicated collaboration roadmap for CEFIA Visualisation, which is available in the next section.

2.3 CEFIA Finance

CEFIA will create an enabling business environment in ASEAN where finance is mobilised to accelerate the wider deployment of decarbonising solutions. This will be achieved through leveraging financial investment from both local and international financial institutions (FIs) in ASEAN. CEFIA Finance is a set of cross-cutting activities which support local FIs in the ASEAN region to develop capacities, appropriate policies and institutional frameworks, which allow them to identify and invest in decarbonising solutions projects to finance decarbonising projects. CEFIA therefore will act as a platform for FIs and project developers to strengthen their decarbonsing solution project pipelines.

2.4 Five common action areas through different collaboration roadmaps

CEFIA collaboration roadmaps will have all or some of the five action areas described below. Each collaboration roadmap will be developed by a project implementer, who is often a decarbonising solution owner, stating detailed activities planned under each action area.

A. **Information sharing**: In this action area, CEFIA will conduct awareness raising, and share best practices, experiences and/or lessons-learned on a decarbonising

solution. This may be done through an in-person/online seminar or contents uploaded on the CEFIA Digital Platform (https://www.cefia-dp.go.jp/). Through conducting information sharing, CEFIA will endeavour to establish a network of public, private and academic sectors.

B. **Capacity building**: In this action area, local talents will be trained and developed into experts on a decarbonising solution or processes of deploying such a solution. Capacity building trainings will be designed in such way so that a new capacity and knowledge built the local talents will be disseminated further widely within ASEAN.

C. **Pilot projects/ support on project formulation**: In this action area CEFIA will demonstrate how well the decarbonising solution will work in a given ASEAN country and in different environments. Lessons will be learned and taken forward to develop a larger scale project and/or to be conducted in another country.

D. **Support on introduction of policy, framework, and finance**: New policies and frameworks will make solutions more widespread. In this action area, new policies, financial frameworks or any supporting frameworks will be created or improved, and introduced to help widespread decarbonising solutions.

E. **Evaluation**: Through this action area, GHG emission reduction made through introduction of a decarbonizing solution will be evaluated.

3. Collaboration roadmaps for the three CEFIA pillars

Multiple collaboration roadmaps will be developed to detail activities for the three pillars of CEFIA, namely 1. CEFIA FPs, 2. CEFIA Visualisation, and 3. CEFIA Finance. For CEFIA Visualisation and CEFIA Finance, one collaboration roadmap will be developed for each of them. For CEFIA Flagship Projects, one collaboration roadmap will be developed for each of decarbonisation solutions which will be introduced as CEFIA FPs.

3.1 Collaboration roadmaps for CEFIA FPs

The main objective of CEFIA FPs is to formulate and implement a series of projects which accelerate the adoption and wide deployment of decarbonising solutions.

One collaboration roadmap will be created per FP, and each collaboration roadmap will have different outcomes and actions.

As of December 2022, there are four CEFIA FPs, namely RENKEI, Zero Energy Building (ZEB), SteelEcosol, and Microgrid. CEFIA plans to introduce further decarbonising technologies as CEFIA FPs, taking into account results of the consultation meetings with the sub-sector networks (SSN) of EE&C and RE held in August and November 2022

respectively.

The below are brief explanations of the four technologies promoted underg CEFIA FPs.

RENKEI : "RENKEI" is a control system to reduce energy consumption in power plants and entire business sites through IoT sensors. It is an advanced control technology that pursues cooperative energy efficiency optimisation, with two or more elements interacting with one another to provide the most efficient and effective power use. The key objective of RENKEI FP in CEFIA is to promote the wide deployment of the REKEI in utility plants and manufacturing plants.

ZEB: Zero Energy Building, in short ZEB, is a building where the net energy consumption is significantly reduced by combining energy saving and renewable energy technologies, and its final goal to achieve net zero energy consumption within the building. The ZEB can be achieved through step-by-step approach of energy efficient measures and low carbon technology in buildings. The key objective of ZEB FP in CEFIA is to accelerate the decarbonisation in the building sector in ASEAN by promoting the ZEB.

SteelEcosol: SteelEcosol aims to promote energy savings in the iron & steel manufacturing process by (1) conducting energy-saving diagnoses at iron & steel plants, (2) holding seminars/webinars on energy savings of iron & steel industry, and (3) providing lists of energy efficient technologies for iron & steel industry.

Microgrid aims to promote development of microgrid system combining various renewable sources, such as wind and solar power, as well as energy storage functions.

CEFIA FPs will contribute to achieving outcome-based strategies (OBS) of the APAEC II, particularly in the programme areas No4. Energy Efficiency and Conservation and No5. Renewable Energy. Collaboration roadmaps show linkage between CEFIA FPs activities and APAEC II OBS.

3.2 Collaboration roadmap for CEFIA Visualisation

The main objective of CEFIA Visualisation is to quantify and increase the visibility of GHG emission reductions that CEFIA's activities have made in an easy-to-understand and transparent manner. This will be achieved through four action areas, including A. information sharing, B. capacity building, C. pilot study/ support on project formulation, and D. support on introduction of policy, frameworks and finance. Each action area has an outcome and a collection of activities, which will be detailed in the collaboration roadmap below.

CEFIA Visualisation will contribute to achieving OBS of Programme Area No.6 Regional Energy Policy and Planning, in particular OBS 4 "effectively manage the implementation of the APAEC" and OBS 6 "promote information sharing on the energy-climate nexus". A collaboration roadmap will show a linkage between CEFIA Visualisation activities and APAEC II OBS.

3.3 Collaboration roadmap for CEFIA Finance

The main objective of CEFIA Finance is to create an enabling business environment where finance is mobilised to accelerate the wide deployment of decarbonising solutions in the ASEAN region. This will be achieved through four action areas, including A. information sharing, B. capacity building, C. pilot study/ support on project formulation, and D. support on introduction of policy, frameworks and finance. Each action area has an outcome and a collection of activities, which will be detailed in the collaboration roadmap below.

CEFIA Finance will contribute to achieving OBS of Programme Area No4. Energy Efficiency and Conservation, No.5 Renewable Energy and No6. Regional Energy Policy and Planning. Alignment between CEFIA Finance and APAEC II is shown in the collaboration roadmap.

4. Summary

In summary, CEFIA is an initiative which facilitates ASEAN to transition towards a decarbonised society. The transition will be achieved through introducing cleaner energy and decarbonising technologies, a.k.a. decarbonising solutions, new policies to accelerate the deployment of those technologies, and new financial frameworks to support the deployment. Multiple collaboration roadmaps will be developed to detail actions for the three pillars of CEFIA, namely 1. CEFIA FPs. 2. CEFIA Visualisation, and 3. CEFIA Finance. Through conducting five different actions defined in collaboration roadmaps, CEFIA will contribute to achieving ASEAN's energy objectives defined in APAEC II. Further collaboration roadmaps will be developed as new decarbonising solutions are added as new CEFIA FPs.

ANNEX 1.1 Collaboration roadmap for RENKEI FP

Overall target of the RENKEI FP collaboration roadmap:		Best practice and lessons learned are consolidated in a database, and a success story of RENKEI is disseminated widely					
Relevant programme area(s) of APAEC II		Programme Area No. 4 – Energy Efficiency and Conservation					
Action areas	**Outcomes**	**Activities**	**Relevant APAEC II PA[1], OBS[2], and AP[3]**	**Implementation plan of activities:**			
				2022	**2023**	**2024**	**2025 H1**
A. Info sharing	**Outcome 1.** Network of private, public and academic sectors is established	**A1.1** Identify relevant organisations/ personnel in academic, public, and private sectors	**PA4, OBS2, AP2.1** Organise business forum and match making activities for EE&C projects **PA4, OBS2, AP2.3** Establish at least two partnership schemes for EE&C with clusters, incubation centres, FIs and the private sector				
		A1.2 Hold a forum to discuss current challenges/ expectation etc. related to RENKEI					
		A1.3 Establish a partnership of private, public and academic sectors					
B. Capacity building	**Outcome 2.** Engineers and experts are trained to operate RENKEI	**A2.1** Hold awareness raising seminars on RENKEI including introduction to a feasibility study, including developing training materials	**PA4, OBS5, AP5.1** Conduct capacity building and info sharing on EE&C best practices in industry				
		A2.2 Conduct training programmes targeted on experts/ engineers from 10 AMS					

[1] Programme area (PA)
[2] Object based strategies (OBS)
[3] Action plan (AP)

C. Pilot study/ Support on project formulation	**Outcome 3.** Feasibility study and pilot project conducted with local companies and academic institutes	**A3.1** Develop a summary of best practices of RENKEI in existing industries and recommendations on how to implement RENKEI in ASEAN			■		
		A3.2 Identify a partner to conduct a feasibility study (FS)			■		
		A3.3 Conduct a FS and assess results			■		
		A3.4 Develop a plan for conducting a pilot project and identify partners			■		
		A3.5 Conduct a pilot project				■	
		A3.6 Conduct assessment & analysis on the results and consolidate lessons-learned and success factors					■
		A3.7 Hold a forum to promote results of a pilot project and FS					■
D. Support on introduction of policy, frameworks and finance	**Outcome 4.** A recommendation for new policy/framework made to adopt RENKEI in a country/ region	**A4.1** Research on current policy/ frameworks	**PA4, OBS2, AP2.5** Conduct information sharing on innovative EE financing mechanisms	■	■		
		A4.2 Introduce an existing Japanese policy/framework related to energy management as an example, and how effective it has been			■		
		A4.3 Develop a report summarising recommendations for new policy/ framework to be adopted in ASEAN for wider dissemination of RENKEI			■		
	Outcome 5. Tools/guidelines to assess effectiveness of an RENKEI is introduced	**A5.1** Develop a draft guideline to assess effectiveness of RENKEI based on previous experiences, incorporating local differences into a draft				■	■
		A5.2 Finalise and introduce the guidelines					■
E. Evaluation	**Outcome 6.** Contribution of RENKEI to EE&C is assessed	**A6.1**. Assess effectiveness of a pilot project for its EE&C ability using the guideline developed through Outcome 5					■

ANNEX 1.2 Collaboration roadmap for Zero Energy Building (ZEB) FP

Overall target of the ZEB FP collaboration roadmap	An enabling environment for ZEB is created where a knowledge hub, ZEB specialists, a supporting policy, and evaluation tools are available
Relevant programme area(s) of APAEC II	Programme Area No. 4 – Energy Efficiency and Conservation

Action areas	Outcomes	Activities	Relevant APAEC II PA, OBS, and AP	Implementation plan of activities:			
				2022	2023	2024	2025 H1
A. Info sharing	**Outcome 1.** Best practices and applicable technologies of ZEB are consolidated and made available on the ZEB knowledge hub as part of CEFIA Digital Platform	**A1.1** Develop ZEB knowledge hub, including analysing, consolidating best practices and summarising them on the CEFIA Digital Platform	**PA4, OBS3, AP3.2** Conduct information sharing on sustainable EE in buildings initiatives				
		A1.2 Develop a ZEB guidebook for financiers, building owners etc. to be shared on the CEFIA Digital Platform					
		A1.3 Create a ZEB database for AMS					
B. Capacity building	**Outcome 2.** ZEB specialists are trained and available to deliver a transition towards ZEB in new and existing buildings.	**A2.1** Conduct regional level workshop and country specific workshops. (Topics: ZEB's step-by-step approach based on ISO/TS23764 and best practices) *ISO/TS 23764: Methodology for achieving non-residential ZEBs					
		A2.2 Training programme: Conduct country specific and regional level workshops (Topics: technologies and products for achieving ZEB)					
		A2.3 Develop an educational programme for ZEB specialists for the ASEAN region (professional level)					
C. Pilot study/	**Outcome 3.**	**A3.1** Conduct a study on financial models, including ESCO and reviewing	**PA4, OBS2, AP2.3** Establish at least two (2) partnership				

support on project formulation	Commercial viability of both business and financial models, including the role of ESCOs in ZEB, is confirmed through a feasibility study, ZEB projects are formulated.	challenges of ESCO, to understand a flow of finance and how to make it profitable	schemes for EE&C with clusters, incubation centres, financial institutions, and the private sector				
		A3.2 Develop an idea note for feasibility study					
		A3.3 Conduct a feasibility study on business models of public and/or private buildings					
		A3.4 Support preparation of ZEB projects					
D. Support on introduction of policy, frameworks and finance	**Outcome 4.** Potential market demand for ZEB in new and existing buildings and urban development is increased	**A4.1** Review ZEB related policy measure for new and existing buildings	**PA4, OBS3, AP3.2** Conduct information sharing on sustainable EE in buildings initiatives				
		A4.2 Identify policy options for reducing risks for finance and operation					
		A4.3 Integrate ZEB concept into an urban planning policy for low carbon development					
E. Evaluation	**Outcome 5.** ZEB's potential market size and potential GHG emission reduction from ZEB is evaluated.	**A5.1** Review evaluation tools for ZEB's GHG emission reduction ability					
		A5.2 Conduct research to understand a potential market size of ZEB in ASEAN including its potential emission reductions from new buildings					
		A5.3 Conduct research to understand a potential market size of ZEB in ASEAN including its potential emission reductions from existing buildings					
		A5.4 Quantify GHG emission reduction from ZEB, and share the evaluation method					

ANNEX 1.3 Collaboration roadmap for SteelEcosol (iron & steel) FP

Overall target of the SteelEcosol FP collaboration roadmap		Promoting introduction of EE&C technologies and providing support for operational improvements to the iron & steel industry of ASEAN to reduce energy consumption and GHG emission in ASEAN					
Relevant programme area(s) of APAEC II		Programme Area No. 4 – Energy Efficiency and Conservation					
Action areas	Outcomes	Activities	Relevant APAEC II PA, OBS, and AP	Implementation plan of activities:			
				2022	2023	2024	2025 H1
A. Info sharing	**Outcome 1.** The Technology customized list (TCL) tailored to ASEAN which summarises EE&C and environmental protection technologies for the iron & steel industry is created	**A1.1** Conduct research on current status of the iron & steel industry in each ASEAN country, particularly their typical equipment configuration.	**PA4, OBS5, AP 5.1** Conduct capacity building and information sharing on EE&C best practices in industry				
		A1.2 Develop a list of available technologies and Japanese suppliers, also known as technology customised list (TCL) through conducting research on Japanese suppliers with technologies which can provide EE&C benefits to the iron & steel industry in ASEAN (In the TCL, the effect of technology introduction is also listed for each country considering each country's energy cost, CO2 emission factor, etc.)					
		A1.3 Publish the TCL on the CEFIA Digital Platform					
	Outcome 2. The latest Japanese trends of	**A2.1** Consult with Southeast Asia Iron and Steel Institute	**PA4, OBS5, AP 5.1** Conduct capacity building and information				

	iron & steel related to EE&C / CN policies and technologies is disseminated in ASEAN	(SEAISI) on seminars/ webinars with a focus on public-private partnership	sharing on EE&C best practices in industry				
		A2.2 Prepare for seminars/webinars, including agenda, speakers, venue, and advertisement					
		A2.3 Hold seminars/webinars on the latest Japanese trends of iron & steel related EE&C / CN policies and technologies with questionnaire to understand participants' interests, current & future policies and technologies					
		A2.4 Conduct a follow-up on individual participants' interests to see potential collaboration opportunities via emails					
D. Support on introduction of policy, frameworks and finance	**Outcome 3.** Policy recommendations are developed to promote wider deployment of best practices of EE&C in the iron & steel industry (e.g. BAT introduction / operational improvements)	**A3.1** Understand the latest iron & steel related EE&C / CN policies and technologies in ASEAN from A2.3	**PA4, OBS5, AP 5.2** Promote energy management in industry to increase competitiveness and reduce energy consumption				
		A3.2 Identify entry points in related policies/ financial mechanisms of ASEAN, where there is an opportunity to introduce best practices of EE&C					
		A3.3 Discuss how best practices can be integrated in the current and future iron & steel related EE&C / CN policies with stakeholders					
		A3.4 Develop policy recommendations to accelerate introduction of best					

		practices in the iron & steel industry					
C. Pilot Projects/ support on project formulation	**Outcome 4.** Proposal and/or introduction of energy efficient technologies and/or operational improvements for a selected plant is created	**A4.1** Select a plant from a list of iron & steel plants in ASEAN which wish to be diagnosed through studying and dialogues					
		A4.2 Conduct an approx. 4-day assessment and advisory package, which includes assessment of current operation and energy consumption, selection of appropriate technologies for EE&C improvement, and advisory on operational change to improve EE&C					
		A4.3 Follow up those plants on how energy consumption and GHG emission have been reduced					
E. Evaluation	**Outcome 5.** Potential of energy consumption reduction/ GHG emission reduction is evaluated	**A5.1** Disseminate the ISO 14404 series through seminars/webinars/diagnosis of iron & steel plants, which defines the method for calculating energy consumption/GHG emission in iron & steel plants. Also, conduct activities to promote understanding of PWI 13055 (Guidelines for promoting comprehensive energy efficiency and conservation measures in iron & steel plants), which is newly proposed to ISO. (To be implemented as part of					

		capacity building as well)					
		A5.2 Organize methods for calculating reductions in energy consumption/GHG emission for an individual case by utilising standards mentioned in A5.1, and conduct evaluation of reduced energy consumption/GHG emission to be made through introduction of new energy efficient technologies/ operational improvement					
		A5.3 Finalise and publicise the results of A5.2					

ANNEX 1.4 Collaboration roadmap for Microgrid FP

Overall target of the Microgrid FP collaboration roadmap:		Enabling environment for autonomous microgrids established in ASEAN countries					
Relevant programme area(s) of APAEC II		Programme Area No. 5 – Renewable Energy					
Action areas	**Outcomes**	**Activities**	**Relevant APAEC II PA, OBS, and AP**	**Implementation plan of activities:**			
				2022	**2023**	**2024**	**2025 H1**
D. Support on introduction of policy, frameworks and finance	**Outcome 1.** Financial mechanism introduced to accelerate installation of autonomous microgrid including renewable power generation	**A1.1** Consult with relevant stakeholders on potential financial mechanism options including "MG dissemination model" to explore available support	**PA5, OBS4, AP 4.1** Establish a nodal network with at least one national/ regional/ international financial institutions for RE financing				
		A1.2 Identify/design a financial mechanism that is suited to the autonomous microgrid in key areas	**PA5, OBS4, AP 4.2** Develop RE support mechanism to promote bankable projects				
		A1.3 Introduce the identified financial mechanism to operate the autonomous microgrid					
C. Pilot Projects/ support on project formulation	**Outcome 2.** Preparation for introducing autonomous microgrids optimal sites in ASEAN and operated to provide energy	**A2.1** Select key sites to establish autonomous microgrids based on the previous studies					
		A2.2 Study business feasibility including environmental impact assessment, as well as installation schedule and plan					
B. Capacity building	**Outcome 3.** Local stakeholders (policy makers, engineers, etc.) are trained and equipped with know-how of renewable power	**A3.1** Identify local stakeholders to collaborate with through research and meetings	**PA5, OBS6, AP6.2** Conduct thematic capacity building and training annually				
		A3.2 Hold workshops to share knowledge with policy makers and engineers of the autonomous	**PA5, OBS6, AP6.1** Enhance ACE capacity as the ASEAN RE				

	generation systems, and microgrids	microgrids system with renewable power generation.	information and training centre				
E. Evaluation	**Outcome 4.** Effectiveness of autonomous microgrids in reducing GHG emissions evaluated	**A4.1** Identify data required to determine baseline energy consumption in key sites	**PA5, OBS6, AP6.2** Monitor the development and utilization of Renewable Energy in the ASEAN region				
		A4.2 Evaluate how much GHG emissions can be reduced by introduction of the autonomous microgrid					
		A4.3 Create a guideline for GHG reduction evaluation for future operation					

ANNEX 1.5 Collaboration roadmap for CEFIA Visualisation

Overall target of the Visualisation collaboration roadmap		**Positive impacts of a low-carbon solution is widely known and the concept to calculate them is widely disseminated**					
Relevant programme area(s) of APAEC II		**Programme Area No. 6 – Regional Energy Policy and Planning**					
Action areas	**Outcomes**	**Activities**	**Relevant APAEC II PA, OBS, and AP**	**Implementation plan of activities:**			
				2022	**2023**	**2024**	**2025 H1**
C. Pilot study/ Support on project formulation	**Outcome 1.** Basic concept of visualisation for CEFIA activities is outlined	**A1.1** Draft basic concept of visualisation					
		A1.2 Circulate a draft basic concept of visualisation with key member states and exchange comments					
		A1.3 Share understanding of the basic concept of visualisation with the wider public					

		A1.4 Finalise and outline the basic concept of visualisation in a document					
	Outcome 2. Potential GHG reduction from an FP pilot project are quantified in an easy-to-understand manner	**A2.1** Coordinate with FP stakeholders, including the decarbonising solution owners and users, to decide the scope of "impacts" to be calculated.					
		A2.2 Obtain data from an FP and calculate "impacts" using the draft basic concept of A1.2					
		A2.3 Feedback any challenges to A1.3					
		A2.4 Finalise impacts calculation using the basic concept from A1.4					
A. Info sharing	**Outcome 3.** Knowledge and best practices on quantification of solution impacts are disseminated	**A3.1** Identify industries and stakeholders who might be using the basic concept of visualization previously developed (A1.1)	**PA6, OBS6, AP6.3** Organise regional seminars on ASEAN Low-Carbon Transition **PA6, OBS6, AP6.1** Share information and best practices on energy-climate nexus, including through policy dialogues				
		A3.2 Conduct research on and summarise how the basic concept can be replicated and dissemminated for wider use					
		A3.3 Hold a forum to share and discuss the developed concept, its best practices, tips, etc.					
B. Capacity building	**Outcome 4.** Stakeholders are equipped with knowledge/ skills on decarbonization technologies and quantification of their impacts	**A4.1** Identify specific countries/organisations/industrial sectors who might be interested to develop the impact quantification capacity among their employees/students					
		A4.2 Create a training material					
		A4.3 Conduct capacity building trainings offline/online					

		A4.4 Check the participants understanding through discussion					
D. Support on introduction of policy, frameworks and finance	**Outcome 5.** Regulations, incentives and financial frameworks to promote impact visualisation are introduced	**A5.1** Conduct research on current policy/ frameworks	**PA6, OBS6, AP6.1** Share information and best practices on energy-climate nexus, including through policy dialogues				
		A5.2 Develop a policy recommendation regarding a new framework for wider dissemination of a developed concept, incorporating the results of A5.1					
	Outcome 6. Guidelines to use appropriate quantification tools are established	**A6.1** Develop draft guidelines to help understand how impact calculation links to existing/newly developed policies/ frameworks					
		A6.2 Gain and incorporate stakeholders feedback on draft guidelines					
		A6.3 Finalise and introduce the guidelines					

ANNEX 1.6 Collaboration roadmap for CEFIA Finance

Overall target of the RENKEI FP collaboration roadmap:		Best practice and lessons learned are consolidated in a database, and a success story of RENKEI is disseminated widely					
Relevant programme area(s) of APAEC II		Programme Area No. 4 – Energy Efficiency and Conservation					
Action areas	**Outcomes**	**Activities**	**Relevant APAEC II PA, OBS, and AP**	**Implementation plan of activities:**			
				2022	**2023**	**2024**	**2025 H1**
A. Info sharing	**Outcome 1.** An information sharing platform is established for local FIs in ASEAN to share knowledge and good practices for bankable projects	**A1.1** Conduct research on potential financial mechanism options under CEFIA activities	**PA5, OBS4, AP4.1** Establish a nodal network with at least one (1) national / regional / international financial institutions for RE financing **PA6, OBS5, AP5.2** Conduct a workshop on evaluating financial sustainability to enable bankability of power projects				
		A1.2 Hold a forum and/or workshop for knowledge sharing of financial mechanisms					
		A1.3 Disseminate the results and summary of the discussions of A1.2 on the CEFIA Digital Platform					
B. Capacity building	**Outcome 2.** Capacity of local FIs is enhanced to assess bankability of RE and EE&C projects	**A2.1** Conduct a baseline survey on the local FIs to understand their needs	**PA6, OBS5, AP5.2** Conduct a workshop on evaluating financial sustainability to enable bankability of power projects **PA4, OBS2, AP2.5** Conduct information sharing on innovative EE financing mechanisms				
		A2.2 Create contents for the capacity building trainings based on A 1.1 and A 2.1					
		A2.3 Conduct a capacity building training for local FIs with a partner organisation as required for financing RE and EE&C projects,					

		followed by a simple understanding checking					
C. Pilot study/ Support on project formulation	**Outcome 3.** A new financing mechanism design is confirmed for its viability	**A3.1** Identify potential options of financing mechanisms for FPs building on findings from A1.1					
		A3.2/4.2 Conduct a pre-feasibility study of the proposed mechanism through discussions with potential partners (national/regional/international FIs, etc.).					
		A3.3/4.3 Conduct and summarise the results of a pilot study to validate the proposed mechanism.					
D. Support on introduction of policy, frameworks and finance	**Outcome 4.** A new financing mechanism is established and promoted to accelerate financing bankable decarbonising solution projects, including RE and EE&C.	**A4.1** Conduct research on financing mechanisms based on the needs identified from A1.1, A3.1.	**PA4, OBS2, AP2.3** Establish at least two partnership schemes for EE&C with clusters, incubation centres, FIs and the private sector **PA5, OBS4, AP4.2** Develop RE support mechanism to promote bankable projects				
		A4.2/A3.2 Same activity as A3.2					
		A4.3/3.3 Same activity as A3.3					
		A4.4 Based on the results of the pilot study, finalise the mechanism and agree on its operation with partner organisations.					
		A4.5 Launch the new financing mechanism and ask for applications					
	Outcome 5. Needs and recommendation are identified for policy improvement/ changes to accelerate introduction of a	**A5.1** Identify needs for a supporting regulation/ incentive framework for the financing mechanism from A1.1, A2.1 and A3.2/A4.2					
		A5.2 Develop a report summarizing needs and					

	newly established financing mechanism	recommendation for policy improvement/changes to accelerate introduction of a newly established financing mechanism					

添付資料 III ：脱炭素 FS の公募関係資料

1. 公募情報

＜一次募集＞

「令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業の JCM 実現可能性調査（脱炭素分野）」（経済産業省事業）の企画提案の募集について[1]

2022.5.31

株式会社三菱総合研究所

株式会社三菱総合研究所では、経済産業省（担当：産業技術環境局　地球環境対策室）からの受託事業として、令和 4 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）」を実施します。その一環として、「JCM 実現可能性調査（脱炭素分野）」の企画提案を募集します。

募集概要

本実現可能性調査（Feasibility Study：FS）は、アジアや中東等の国または地域でのエネルギー転換・脱炭素社会実現に向け、ビジネス環境整備を実施するため、わが国企業等の脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での温室効果ガス排出削減を実現することを目的としています。

募集する FS の対象は、脱炭素技術・制度を一体としたプロジェクトです。なお、FS の実施にあたっては、採択された提案内容を基に、実施内容の詳細を経済産業省担当者と相談の上、決定します。

※なお、二酸化炭素回収・利用・貯留（CCUS：Carbon dioxide Capture, Utilization & Storage）に関しては、別途、JCM 実現可能性調査（CCUS 分野）に係る企画提案の募集（応募期間：令和 4 年 4 月 28 日～5 月 24 日）を行ったため、本公募の対象外です。

応募手続き

（1）対象者

募集要項で定める条件を満たす者

（2）公募期間

令和 4 年 5 月 31 日（火）～6 月 20 日（月）12 時必着

[1] 三菱総合研究所 website，公募情報：「令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業の JCM 実現可能性調査（脱炭素分野）」（経済産業省事業）の企画提案の募集について
https://pubpjt.mri.co.jp/publicoffer/20220531.html

（3）関係資料
関係資料等は以下からダウンロードしてください。
募集要項　PDF 形式
申請書（様式 1）　PDF 形式　Word 形式
企画提案書（様式 2）　PDF 形式　Word 形式

（4）質問受付、説明会の開催、応募書類、応募書類の提出先等
募集要項「6．応募手続き」をご覧ください。

※応募に関する質問は、電子メールのみの受付とし、電話でのお問い合わせは受け付けておりませんのでご了承ください（募集要項の「10．問い合わせ先、質問受付」をご覧ください）。
※応募に関する質問の受付期間は、令和 4 年 6 月 13 日（月）12 時までです。
※説明会（オンライン）への参加を希望する場合には、事前申し込みが必要です（募集要項の「6．応募手続き」（2）をご覧ください）。
※応募書類の電子メールによる円滑なご提出を図る観点から、応募予定者は、「6．応募手続き」に記載の通り、事前に事務局宛にご連絡をお願いします（募集要項の「6．応募手続き」（1）をご覧ください）。

これまでの質問に対する回答
「令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業の JCM 実現可能性調査（脱炭素分野）」（経済産業省事業）に係る企画提案　Q&A（2022 年 5 月 31 日作成）［484.2KB］
https://pubpjt.mri.co.jp/publicoffer/kmrb2h000000017o-att/jcm_q_and_a_pdf20220531.pdf
（質問への回答を掲載した）

（5）ヒアリングの実施
ご提案いただいた案件のうち、ヒアリングが必要と判断した提案についてのみ、ヒアリングを実施予定です。ヒアリングは、Microsoft Teams を用いたオンライン開催を予定しています。
ヒアリングが必要と判断した提案に限り、申請者（共同提案の場合は幹事法人）あてに、事務局からメールでご連絡いたします。

※Microsoft Teams によるオンライン会議は、事務局が会議を設定し URL をお送りします。当日はブラウザなどからご参加いただけます。
※ヒアリング当日は、提案者から企画提案書を基に提案内容をご説明いただいた後、質疑応答を実施予定です。

（6）過年度の採択課題
過年度の採択結果については、以下のウェブサイトをご覧ください。

令和元年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（国際貢献定量化及びJCM実現可能性調査）の企画提案の採択について
https://pubpjt.mri.co.jp/publicoffer/20190614.html
令和 2 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（国際貢献定量化及び JCM 実現可能性調査）の企画提案の採択について
https://pubpjt.mri.co.jp/publicoffer/20200709.html
令和 3 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業の JCM 実現可能性調査（低炭素脱炭素分野）」（経済産業省事業）に係る企画提案の採択について
https://pubpjt.mri.co.jp/publicoffer/20210715.html

また、過年度の報告書については、以下のウェブサイトをご覧ください。
経済産業省「委託調査報告書」
https://www.meti.go.jp/topic/data/e90622aj.html

※平成 31 年度（令和元年度）報告書は、以下の URL からも直接ダウンロード可能です。
「平成 31 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（国際貢献定量化及び JCM 実現可能性調査事業と人材育成事業の事務局業務）報告書」
https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2019FY/000335.pdf

※令和 2 年度報告書は、以下の URL からも直接ダウンロード可能です。
「令和 2 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（国際貢献定量化及び JCM 実現可能性調査（CCUS 含む）、人材育成事業支援事務局及び CEFIA 国内事務局業務）報告書
https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2020FY/030662.pdf

＜二次募集＞

「令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業の JCM 実現可能性調査（脱炭素分野）」（経済産業省事業）の企画提案の 2 次募集について[2]

2022.8.2

株式会社三菱総合研究所

株式会社三菱総合研究所では、経済産業省（担当：産業技術環境局　地球環境対策室）からの受託事業として、令和 4 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）」を実施します。その一環として、「JCM 実現可能性調査（脱炭素分野）」の企画提案を 2 次募集します。

募集概要

二国間クレジット制度（JCM：Joint Crediting Mechanism）については、官民連携で 2030 年度までの累積で、1 億 t-CO2 程度の国際的な排出削減・吸収量の確保を目標としています。また、本年 6 月には、『新しい資本主義のグランドデザイン及び実行計画・フォローアップ（2022 年 6 月閣議決定）』において、「JCM の拡大のため、2025 年を目途にパートナー国を 30 カ国程度とすることを目指し関係国との協議を加速するとともに、2022 年度に民間資金を中心とする JCM プロジェクトの組成ガイダンスを策定し普及を行う」との新たな取り組み方針が示されたところです。

このため、今後、JCM の積極的な活用を通じ、途上国等においてわが国の優れた脱炭素技術・製品の普及等を促進し、世界全体の温室効果ガス排出削減に貢献していくことが一層期待されています。

このような状況を踏まえ、途上国等での温室効果ガス排出削減を実現するため、JCM プロジェクト化のための実現可能性を調査することを目的とします。

なお、FS の実施にあたっては、採択された提案内容を基に、実施内容の詳細を経済産業省担当者と相談の上、決定します。

※なお、二酸化炭素回収・利用・貯留（CCUS：Carbon dioxide Capture, Utilization & Storage）に関しては、別途、JCM 実現可能性調査（CCUS 分野）に係る企画提案の募集（応募期間：2022 年 4 月 28 日～5 月 24 日）を行ったため、本公募の対象外です。

応募手続き

（1）対象者

募集要項で定める条件を満たす者

（2）公募期間

[2] 三菱総合研究所 website，公募情報：「令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業の JCM 実現可能性調査（脱炭素分野）」（経済産業省事業）の企画提案の 2 次募集について
https://pubpjt.mri.co.jp/publicoffer/20220802.html

2022 年 8 月 2 日（火）～8 月 31 日（水）12:00（正午）必着

（3） 関係資料
関係資料等は以下からダウンロードしてください。
募集要項 PDF 形式
申請書（様式 1） PDF 形式 Word 形式
企画提案書（様式 2） PDF 形式 Word 形式
事業概要（様式 3） PDF 形式 PowerPoint 形式

（4） 質問受付、説明会の開催、応募書類、応募書類の提出先等
募集要項「6. 応募手続き」をご覧ください。

※応募に関する質問は、電子メールのみの受付とし、電話でのお問い合わせは受け付けておりませんのでご了承ください（募集要項の「10. 問い合わせ先、質問受付」をご覧ください）。
※応募に関する質問の受付期間は、2022 年 8 月 24 日（水）12:00 までです。

※説明会（オンライン）への参加を希望する場合には、事前申し込みが必要です（詳しくは、募集要項の「6. 応募手続き」（2）をご覧ください）。
第 1 回説明会の開催日時：8 月 5 日（金）15:00～（オンライン）
第 2 回説明会の開催日時：8 月 22 日（月）15:00～（オンライン）
説明会での内容：
・事業の背景、趣旨について（JCM の最新動向を含む）
・募集要項の説明
・質疑応答

※応募書類の電子メールによる円滑なご提出を図る観点から、応募予定者は、「6. 応募手続き」に記載の通り、事前に事務局宛にご連絡をお願いします（募集要項の「6. 応募手続き」（1）をご覧ください）。

説明会資料［3.4MB］
（2022 年 8 月 10 日掲載）
https://pubpjt.mri.co.jp/publicoffer/jql43u00000007n9-att/jcm_setumeikai20220802_0810.pdf

これまでの質問に対する回答
「令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業の JCM 実現可能性調査（脱炭素分野）」（経済産業省事業）に係る企画提案（2 次募集）Q&A（2022 年 8 月 2 日作成）［375.9KB］
https://pubpjt.mri.co.jp/publicoffer/jql43u00000007n9-att/jcm_q_and_a_pdf20220802.pdf

このほか、寄せられた質問に対する回答のうち、皆様に共通するものについて、以下において、順次公開しますので、ご参照ください。（2022 年 8 月 10 日掲載）
よくある質問への回答[随時更新]（特設サイトへ）
https://www.cefia-dp.go.jp/jcm-fs-cn
（質問への回答を掲載した）

（5） ヒアリングの実施
ご提案いただいた案件のうち、ヒアリングが必要と判断した提案についてのみ、ヒアリングを実施予定です。ヒアリングは、Microsoft Teams を用いたオンライン開催を予定しています。
ヒアリングが必要と判断した提案に限り、申請者（共同提案の場合は幹事法人）あてに、事務局からメールでご連絡いたします。

（2022 年 8 月 26 日更新）
なお、ヒアリングは、以下の日程において時間を指定させていただきます。
応募予定の方は、予定の確保をお願いいたします。
2022 年 9 月 15 日（木）9:00～15:00

※Microsoft Teams によるオンライン会議は、事務局が会議を設定し URL をお送りします。当日はブラウザなどからご参加いただけます。
※ヒアリング当日は、提案者から企画提案書を基に提案内容をご説明いただいた後、質疑応答を実施予定です。

（6） 過年度の採択課題
過年度の採択結果については、以下のウェブサイトをご覧ください。

令和元年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（国際貢献定量化及び JCM 実現可能性調査）の企画提案の採択について
https://pubpjt.mri.co.jp/publicoffer/20190614.html

令和 2 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（国際貢献定量化及び JCM 実現可能性調査）の企画提案の採択について
https://pubpjt.mri.co.jp/publicoffer/20200709.html

令和 3 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業の JCM 実現可能性調査（低炭素脱炭素分野）」（経済産業省事業）に係る企画提案の採択について
https://pubpjt.mri.co.jp/publicoffer/20210715.html

また、過年度の報告書については、以下のウェブサイトをご覧ください。
経済産業省「委託調査報告書」
https://www.meti.go.jp/topic/data/e90622aj.html

※平成 31 年度（令和元年度）報告書は、以下の URL からも直接ダウンロード可能です。
「平成 31 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（国際貢献定量化及び JCM 実現可能性調査事業と人材育成事業の事務局業務）報告書」
https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2019FY/000335.pdf

※令和 2 年度報告書は、以下の URL からも直接ダウンロード可能です。
「令和 2 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（国際貢献定量化及び JCM 実現可能性調査（CCUS 含む）、人材育成事業支援事務局及び CEFIA 国内事務局業務）報告書
https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2020FY/030662.pdf

2. 募集要領

＜一次募集＞

「令和４年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業の
JCM 実現可能性調査（脱炭素分野)」（経済産業省事業）
に係る企画提案の募集要項

令和４年５月３１日
株式会社三菱総合研究所
サステナビリティ本部内
JCM 脱炭素-FS 事務局

株式会社三菱総合研究所では、経済産業省（担当：産業技術環境局 地球環境対策室）からの受託事業「令和４年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務)」を実施します。その一環として、以下の要領で、「JCM 実現可能性調査（Feasibility Study：FS）（脱炭素分野)」の企画提案を募集します。

１．目的

COP21で採択されたパリ協定においては、すべての締約国は温室効果ガスの削減目標等である「国が決定する貢献（NDC：Nationally Determined Contribution)」の作成が求められている。昨年10月に改定された我が国のNDCにおいては、2030年度46%削減(2013年度比)という目標を掲げており、また、この水準にとどまることなく、エネルギーミックス等とも整合的に、中長期の両面で更なる削減努力を追求するとしている。そして、途上国等へ優れた脱炭素技術等を導入し、実現した温室効果ガス削減・吸収量を定量的に評価し削減目標達成に活用する二国間クレジット制度（JCM: Joint Crediting Mechanism）については、NDCにおいて、「パリ協定６条に沿って、優れた脱炭素技術等の普及や対策実施を通じてパートナー国における温室効果ガス排出削減・吸収に貢献し、我が国の削減目標の達成にも活用する」としており、また、「官民連携で2030年度までの累積で、１億t-CO2程度の国際的な排出削減・吸収量の確保を目標とする」と掲げている。併せて、途上国の排出削減に関する技術開発の推進及び普及、人材育成等の国際貢献についても、積極的に取り組むとしている。

このような背景から、我が国は、これまでJCM等を活用し、途上国等において我が国の優れた脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での温室効果ガス排出削減を実現する等、世界全体の温室効果ガス排出削減に貢献してきている。加えて、アジア域においては、ビジネス主導での脱炭素技術の普及やエネルギー転換を促進するため、経済産業省は、2019年９月にASEAN＋3エネルギー大臣の下、ASEAN域内のエネルギー転換と脱炭素社会を実現するための官民イニシアティブとしてCleaner Energy Future Initiative for ASEAN（CEFIA）を日本主導で提案し、立上げが合意された。CEFIAの下で、ASEAN地域における温室効果ガス排出削減やエネル

ギー関連ビジネスの環境整備の促進を目指している。

このような状況を踏まえ、本FSは、アジアや中東等の国又は地域とのエネルギー転換・脱炭素社会実現に向け、ビジネス環境整備を実施するため、我が国企業等の脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での温室効果ガス排出削減を実現することを目的とする。

２．FS での実施内容

（１）FS での調査項目

提案者等が保有する優れた脱炭素技術・製品の途上国への普及等に資するよう、相手国に対する政策や制度に関する提言や、当該提言と連動した脱炭素技術・製品の普及等に向けた事業計画（ファイナンスの検討を含む）の提案、提案する事業による排出削減の定量化と政策・制度整備や脱炭素技術・製品等の普及拡大時の排出削減への貢献の検討を含めた事業展開に向けた具体的な検討等を行う。提案にあたっては、相手国の状況（市場動向・競争力、ビジネス環境、政策等）を踏まえ、普及を目指す優れた脱炭素技術・製品等の導入課題・事業性・温室効果ガス排出削減効果をあらかじめ分析した上で、本 FS を活用した場合に普及可能性のある技術・製品等を対象とすること。企業での事業化に対する経営方針が明確で（企業の短期及び中長期の経営計画での明確な位置付け、事業化に向けた経営層の明確なコミットメント等）、FS 終了後の事業展開の見込みが高い提案を優先する。

なお、本 FS の実施にあたっては、採択された提案内容を基に、実施内容の詳細を経済産業省担当者と相談の上、決定する。

調査項目	調査内容
① 関連政策・制度の動向分析	・相手国における本FSに関連する政策・制度の動向（現状・将来）及び課題・現地ニーズを把握する。 ・対象とする政策・制度には、地球温暖化政策、関連するエネルギー政策、事業化に関連する政策、制度、法令、規制等を含むものとする。 ・下記の④具体的な制度整備・改善案の検討に必要な基礎情報の整理を含めること。
② 事業化計画の検討	1)上記①の分析結果を踏まえ、事業ニーズの把握、事業化に向けた具体的な事業化計画・普及戦略の検討を行う（事業化のためのファイナンス、投資及び事業リスクの軽減に必要な検討を含む）。 2)他国や地域内（例：ASEAN 域内）での普及拡大の可能性とその方策について検討する。
③ 課題と対応策の検討	今後の事業化・普及戦略の課題（事業リスク、普及上のネックの抽出等）及び将来の事業展開に向けた成功要因や解決すべき課題と対応策を検討する（相手国における規制、規格の制定に寄与するもの、政策や制度以外でのアプローチ、政策・制度構築と連携したビジネスモデルの提案を含む）。
④ 具体的な制度整備・改善案の検討	上記③の検討結果を踏まえ、政策・制度面でのアプローチを進めるため、相手国関係者への働きかけのための方策の整理、具体的な制度整備・改善案の検討を行う（下記⑥の実施に向けた資料作成を含む）。

⑤ 排出削減見込量の試算及び排出削減貢献の検討	1)事業化した場合の排出削減見込量の試算を行う（プロジェクトによる削減貢献)。なお、JCM 化を志向する場合には JCM 方法論の検討、同方法論を用いた排出削減見込量の試算を行うこと。 2)政策・制度整備や脱炭素技術・製品等の普及拡大時における当該国及び他国や地域内（例：ASEAN 域内）での排出削減への貢献の検討を行うこと（例：当該国での制度導入による削減貢献、他国・地域内への普及拡大時の削減貢献の定量化)。
⑥ 相手国関係者への制度整備・改善案の提案活動	相手国政府関係者等との対話等により、上記④で検討した具体的な制度整備・改善案の実現に向けた働きかけ等を行う。相手国の関係機関や企業、大使館、JETRO、NEDO、JICA 等在外関係者等と連携するための取り組みを含む。必要に応じ、日本国内関係施設の調査や相手国政府関係者等に向けたセミナー等の開催等を効果的に行う。

・調査項目⑤⑥については、事務局である当社（株式会社三菱総合研究所）と連携して実施すること。
・この他、調査項目の一部は、事務局の支援を受けて実施する提案も可とする。

※このため、調査項目については、提案者が主導的に実施する部分、事務局の支援調査を得る部分を明確にして提案すること。なお、具体的な支援調査の内容は、採択後、協議して決定するため、内容によっては、提案時の経費を調整(減額)する可能性があることに留意すること(「（２）②事務局による FS の支援」を参照)。

※新型コロナウイルスの感染拡大の影響により、現地での調査活動が制約されることが予想される場合には、着実な調査実施を図る上での方策や工夫等についても、提案すること（提案書様式「６．調査実施における課題・懸念点・解決方針」参照)。

（想定される検討項目）

- 再生可能エネルギーの導入拡大を踏まえた電力システム高度化に向けた以下例示する検討項目。
  - ① 電力システム全体の脱炭素化に向けたロードマップの作成
  - ② 電力システム高度化の実現に必要な政策・制度提言、当該提言に連動した脱炭素技術・製品の普及等に向けた事業化計画の提案
- 省エネルギーの促進強化に向けた以下例示する検討項目
  - ① 省エネルギーの促進強化に向けたロードマップの作成
  - ② 省エネルギーの促進強化の実現に必要な政策・制度提言、当該提言に連動した脱炭素技術・製品の普及等に向けた事業化計画の提案
    - 国際標準化戦略と連携した普及拡大策の提案
    - ASEAN 域内のエネルギー転換と脱炭素社会を実現するための官民イニシアティブである CEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN）[参考1]と連携した ASEAN ワ

イドでの普及拡大策の提案

（想定される調査対象国・地域）

対象国又は地域は、現状の JCM パートナー国を想定する。ただしこれらは例示であり、本事業の対象国・地域を限定するものではない。再生可能エネルギーの導入拡大、電力系統安定化対策、省エネルギーの促進強化等が重要な国・地域を重視する。

なお、これらは例示であり、本 FS の対象国・地域及び内容を限定するものではない。ただし、二酸化炭素回収・利用・貯留（CCUS: Carbon dioxide Capture, Utilization & Storage）に関しては、別途、JCM 実現可能性調査（CCUS 分野）に係る企画提案の募集（応募期間：令和 4 年 4 月 28 日～5 月 24 日）を行ったため、本公募の対象外とする。

※本事業では、以下の国・地域、事業化の取り組みを重視する。

・各国・地域が掲げる脱炭素化に向けた関連政策（削減目標（NDC）、電源構成における再生可能エネルギー比率、セクター別 GHG 削減数値目標、規格化・標準化目標、ASEAN エネルギー協力行動計画（APAEC）Phase II 2021 年-2025 年[参考２]に基づく関連の取り組み等）に合致し、その内各国において優先順位が高い課題であるものが望ましく、ビジネスとして実施事業者が市場開拓に取り組んでいる、もしくは取り組もうとしている国・地域及び事業。

・FS の対象国・対象分野のみならず、他国や地域内、他の関連分野等に波及することが見込まれる事業。

参考 1：CEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN）は、ビジネス主導で脱炭素技術が普及していくための環境整備を進めていく観点から、日本政府が提案したイニシアティブ。

（関連情報）

・経済産業省ニュースリリース「第三回 CEFIA 官民フォーラムを開催しました」（2022 年 2 月 24 日）、https://www.meti.go.jp/press/2021/02/20220224002/20220224002.html

・CEFIA Digital Platform（CEFIA デジタルプラットフォーム）、https://www.cefia-dp.go.jp/

参考 2:「ASEAN Plan of Action and Energy Cooperation (APAEC) Phase II: 2021 － 2025」は、以下の ASEAN Centre for Energy ウェブサイトで入手可能。

https://aseanenergy.org/asean-plan-of-action-and-energy-cooperation-apaec-phase-ii-2021-2025/

（２）FS 実施にあたっての留意事項

FS 実施にあたっては、調査状況及び現地の情報等の具体的な実施内容について、当事務局及び経済産業省担当者と定期的に情報交換を行いつつ、効果的に実施すること。また、事務局が行う進捗管理への協力が必要であることに留意すること。

※例えば、以下を想定する。詳細は採択後に決定する。

・第三者の有識者委員会による FS への助言への資料作成と出席〔中間、最終等〕

・精算事務〔中間・確定検査〕への対応

・現地出張に事務局等が同行する際の協力（現地渡航がある場合）
・本 FS と連携しつつ事務局が行う本事業での人材育成事業〔受入研修、専門家派遣、ワークショップ〕、CEFIA〔CEFIA 官民フォーラム、ワークショップ等〕への協力
・排出削減貢献の定量化手法案、方法論案に関する情報提供
・報告書作成にあたっての事前調整　等

このほか、FS の実施にあたっては、国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）とも連携する予定である。

①FS の進捗管理

事務局は、以下の FS の進捗管理業務を行うこととしている。

１）採択者との FS 実施に関する契約（再委託契約）の締結
２）各 FS 実施事業者のスケジュール管理、実施状況の把握、経済産業省への報告
３）FS の実施に係る経理処理、各 FS 実施事業者への周知・指導
４）各 FS 実施事業者に対する中間・確定検査の実施、精算

②事務局による FS の支援

事務局による各 FS の支援の内容は、提案時の提案者のニーズ、経済産業省の意向等を踏まえ、採択後、経済産業省及び各 FS 実施事業者と協議し決定する。具体的には以下の内容を予定している。

１）温室効果ガス排出削減量に係る定量化手法の具体化の支援（調査項目⑤の実施支援）
２）現地調査への同行（必要に応じ）
３）調査項目④具体的な制度整備・改善案の検討の一部（必要に応じ）
４）調査項目⑥相手国関係者への制度整備・改善案の提案活動の一部
相手国での政策対話等（セミナー等）は、提案者と事務局が連携して実施する（提案者の出席のための経費、現地関係者との対話や現地セミナー等の開催に係る費用等、提案者側で必要となる経費は、提案する事業費に盛り込んでおくこと）。

③FS 終了後、次年度より 3 年間のフォローアップ

FS 実施事業者は、FS 終了後、次年度以降の進捗について、3 年間、年１回程度、経済産業省地球環境対策室に報告すること。

３．事業実施期間

契約締結日～令和５年２月１０日

４．応募資格

本事業の対象となる申請者は、次の条件を満たす法人とする。なお、二者以上による共同申請（コンソーシアム形式での申請）も認めるが、その場合は幹事法人を決めるとともに、幹事

法人が企画提案書を提出すること（ただし、幹事法人が業務の全てを他の法人に再委託することはできない）。

①日本に拠点を有していること。

②本事業を的確に遂行する組織、人員等を有していること。

③本事業を円滑に遂行するために必要な経営基盤を有し、かつ、資金等について十分な管理能力を有していること。

④ 本事業で知り得た一切の情報について、不適切に開示すること、又は漏洩することがない組織体制を有していること。

⑤予算決算及び会計令第７０条及び第７１条の規定に該当しないものであること。

⑥経済産業省からの補助金交付等停止措置又は指名停止措置が講じられている者ではないこと。

⑦ 過去３年以内に情報管理の不備を理由に経済産業省との契約を解除されている者ではないこと。

※なお､本FS後の事業化を担う予定の企業等が参画する体制を構築して提案する必要があり、事業化の支援を行う者（コンサルティング会社、調査会社等）の単独提案は想定していない（「７．審査・採択　（２）審査基準　(4)」を参照）。

５．契約の要件

（１）契約形態：委託契約とする。なお、当社との再委託契約（精算条項付きの概算契約）を締結する。経済産業省本省において締結する標準的な委託契約書フォーマットに準じる契約書であることに留意すること。

〇概算契約書

https://www.meti.go.jp/information_2/downloadfiles/r4gaisan-1_format.pdf

（２）採択件数及び予算規模

・採択件数は４件程度を想定する。

・予算規模は１件につき、税込み 15 百万円以内とする（10 百万～15 百万円を想定。事務局による支援調査の程度を勘案し必要額を提案すること）。

注１）採択件数については、提案事業の内容等を勘案して経済産業省において決定する。

注２）１件あたりの契約金額や最終的な実施内容については、経済産業省と調整した上で決定する。

（３）成果物の納入：

調査報告書（和文）電子媒体（CD-R）非公表用　１式

概略調査報告書（和文・英文）電子媒体（CD-R）公表用　１式

・調査報告書（和文：非公表用）：Word 形式を予定する。
・概略調査報告書（和文・英文：公表用）：Word 形式（各 20 頁程度）及び PowerPoint 形式（各１～２頁）を予定する。PowerPoint 形式については、事業実施内容の概要、事業実施終了後の結果概要の 2 種類を想定する。ただし、事業実施内容の概要については、事業実施中に提出するものとする。
・調査報告書（非公表用）及び概略調査報告書において、記載する項目、体裁、最終的な枚数等については、事務局及び経済産業省担当者と調整の上、決定する。
・報告書の著作権は、経済産業省に帰属する。
・電子媒体を納入する際、当社が指定するファイル形式に加え、PDF ファイルに変換した電子媒体も併せて納入する。
・この他、以下を予定しており、詳細は契約締結時に決定する。

ⅰ）調査報告書電子媒体（非公表用）
・調査報告書、調査で得られた元データ、二次利用未承諾リストを納入すること。
・調査で得られた元データについては、機械判読可能な形式のファイルで納入することとし、特に図表・グラフに係るデータ（以下「EXCEL 等データ」という。）については、EXCEL 形式等により納入すること。

ⅱ）概略調査報告書電子媒体（公表用）
・概略調査報告書及び二次利用未承諾リスト（該当がある場合のみ）を一つの PDF ファイル（透明テキスト付）に統合したもの、並びに公開可能かつ二次利用可能な EXCEL 等データを納入すること。
・セキュリティ等の観点から、当社と協議の上、非公開とするべき部分については、削除するなどの適切な処置を講ずること。
・概略調査報告書は、オープンデータ（二次利用可能な状態）として公開されることを前提とし、経済産業省以外の第三者の知的財産権が関与する内容を報告書に盛り込む場合は、①事前に当該権利保有者の了承を得、②報告書内に出典を明記し、③当該権利保有者に二次利用の了承を得ること。二次利用の了承を得ることが困難な場合等は、二次利用未承諾リストに当該箇所を記述し、提出すること。
・公開可能かつ二次利用可能な EXCEL 等データが複数ファイルにわたる場合、１つのフォルダに格納した上で納入すること。
・各データのファイル名については、調査報告書の図表名と整合をとること。
・EXCEL 等データは、オープンデータとして公開されることを前提とし、経済産業省以外の第三者の知的財産権が関与する内容を含まないものとすること。

（４）委託金の支払時期：委託金の支払いは、原則として、事業終了後の精算払とする。
※事業終了前の支払い（概算払）は行わない。

（５）支払額の確定方法：事業終了後、受託者より提出する実績報告書に基づき、原則として現地

調査を行い、支払額を確定する。支払額は、契約金額の範囲内であって実際に支出を要したと認められる費用の合計とする。このため、全ての支出には、その収支を明らかにした帳簿類及び領収書等の証拠書類が必要となる。また、支出額及び内容についても厳格に審査し、これを満たさない経費については、支払額の対象外となる可能性がある。

※経費処理、確定検査等の実施については、経済産業省の委託事業事務処理マニュアルに準じることとするので、留意すること。

〇委託事業事務処理マニュアル（R3.1）

https://www.meti.go.jp/information_2/publicoffer/jimusyori_manual.html

＜留意事項＞

経済産業省では、これまでの委託契約に係るルールを一部改正し、令和３年１月８日（金）より運用を開始しています。上記の「委託事業事務処理マニュアル」を含め、関係資料の内容を承知の上で応募してください。

【主な改正点】

①再委託、外注に関する体制等の確認（提案要求事項の追加等）

・事業全体の企画及び立案並びに根幹に関わる執行管理について再委託を行っていないか。

・総額に対する再委託の割合が５０％を超えないか。超える場合は、相当な理由があるか

（「再委託費率が５０％を超える理由書」を作成し提出すること）。

・再委託を行う場合、グループ企業との取引であることのみを選定理由とした調達は、原則、認めない（経済性の観点から、相見積りを取り、相見積りの中で最低価格を提示した者を選定すること。）。

②一般管理費率の算出基礎の見直し

（一般管理費＝（人件費＋事業費）（再委託・外注費を除く）×一般管理費率）

（６）なお、契約終了後も、案件のフォローアップのためにヒアリング・アンケート等を実施する場合は、協力すること。

６．応募手続き　（略）

７．審査・採択　　（略）

８．契約について　（略）

９．経費の計上　　（略）

１０．問い合わせ先、質問受付　（略）

＜二次募集＞

「令和４年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業の
JCM 実現可能性調査（脱炭素分野)」（経済産業省事業）
に係る企画提案の 2 次募集要項

令和４年８月２日
株式会社三菱総合研究所
サステナビリティ本部内
JCM 脱炭素-FS 事務局

株式会社三菱総合研究所では、経済産業省（担当：産業技術環境局 地球環境対策室）からの受託事業「令和４年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務)」を実施します。その一環として、以下の要領で、「JCM 実現可能性調査（Feasibility Study：FS）（脱炭素分野)」の企画提案の 2 次募集を行います。

１．目的

COP21で採択されたパリ協定においては、すべての締約国は温室効果ガスの削減目標等である「国が決定する貢献（NDC：Nationally Determined Contribution)」の作成が求められている。昨年10月に改定された我が国のNDCにおいては、2030年度46%削減(2013年度比)という目標を掲げており、また、この水準にとどまることなく、エネルギーミックス等とも整合的に、中長期の両面で更なる削減努力を追求するとしている。そして、途上国等へ優れた脱炭素技術等を導入し、実現した温室効果ガス削減・吸収量を定量的に評価し削減目標達成に活用する二国間クレジット制度（JCM: Joint Crediting Mechanism）については、NDCにおいて、「パリ協定６条に沿って、優れた脱炭素技術等の普及や対策実施を通じてパートナー国における温室効果ガス排出削減・吸収に貢献し、我が国の削減目標の達成にも活用する」としており、また、「官民連携で2030年度までの累積で、１億t-CO2程度の国際的な排出削減・吸収量の確保を目標とする」と掲げている。

本年6月には、『新しい資本主義のグランドデザイン及び実行計画・フォローアップ（令和４年６月閣議決定)』[3]において、「JCMの拡大のため、2025年を目途にパートナー国を30か国程度とすることを目指し関係国との協議を加速するとともに、2022年度に民間資金を中心とするJCM プロジェクトの組成ガイダンスを策定し普及を行う」との新たな取り組み方針が示されたところである。

このため、今後、JCMの積極的な活用を通じ、途上国等において我が国の優れた脱炭素技術・製品の普及等を促進し、世界全体の温室効果ガス排出削減に貢献していくことが一層期待されている状況を踏まえ、途上国等での温室効果ガス排出削減を実現するため、JCMプロジェク

[3] 「フォローアップ」（令和４年６月７日）参照
（https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/atarashii_sihonsyugi/pdf/fu2022.pdf）

ト化のための実現可能性を調査することを目的とする。

また、本FS終了後は、国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）が実施するJCM化に向けた実証事業「民間主導による低炭素普及促進事業」等を活用したJCMプロジェクト化が期待される。

２．FS での実施内容

（１）FS での調査項目

提案者等が保有する優れた脱炭素技術・製品による JCM プロジェクト化のための事業計画の検討、課題と対応策の検討、提案する事業による排出削減見込量の試算等を行う。提案にあたっては、相手国の状況（市場動向・競争力、ビジネス環境、政策等）を踏まえ、当該脱炭素技術・製品等の導入課題・事業性・温室効果ガス排出削減効果をあらかじめ分析した上で、JCM プロジェクト化が期待される事業を対象とすること。企業での事業化に対する経営方針が明確で（企業の短期及び中長期の経営計画での明確な位置付け、事業化に向けた経営層の明確なコミットメント等)、FS 終了後の事業展開の見込みが高い提案を優先する。

なお、本 FS の実施にあたっては、採択された提案内容を基に、実施内容の詳細を経済産業省担当者と相談の上、決定する。

調査項目	調査内容
①事業化計画の検討	1）事業化のための基礎情報、事業ニーズの把握 2）具体的な事業化計画の検討（事業採算性、事業化のためのファイナンス、事業実施体制、事業化のスケジュール、普及拡大の姿を含む） 3）JCM プロジェクトの具体案の検討（民間資金を中心とした JCM 事業を含む）
②課題と対応策の検討	1）事業化や普及に際しての課題及びその対応策の検討（例：事業リスク、事業化を妨げる要因、競争力・優位性） 2）JCM プロジェクト化の課題及びその対応策の検討（例：相手国関係者の理解・協力を得るための方策、クレジットの活用策等） 〔必要に応じ実施〕 ・事業化のためのビジネス環境整備に向けた方策についての検討（例：制度整備・改善案の検討、その具体化に向けた相手国関係者への働きかけのための方策）
③排出削減見込量の試算	1） JCM 方法論の検討 2） 上記方法論を用いた排出削減見込量の試算（普及拡大時の試算を含む）

・調査項目②に関連し、JCM 化の実現に向けた相手国政府関係者への提案活動（プロジェクトアイデアの紹介、JCM の具体化に向けた意見交換等）についても、必要に応じ調査項目に含めることを可とする。

・調査項目③については、事務局である当社（株式会社三菱総合研究所）と連携して実施するこ

と。
・この他、調査項目の一部は、事務局の支援を受けて実施する提案も可とする。

※このため、調査項目については、提案者が主導的に実施する部分、事務局の支援調査を得る部分を明確にして提案すること。なお、具体的な支援調査の内容は、採択後、協議して決定するため、内容によっては、提案時の経費を調整(減額)する可能性があることに留意すること(「(２)②事務局によるFSの支援」を参照)。

※新型コロナウイルスの感染拡大の影響により、現地での調査活動が制約されることが予想される場合には、着実な調査実施を図る上での方策や工夫等についても、提案すること（提案書様式「６．調査実施における課題・懸念点・解決方針」参照)。

（想定される調査対象国・地域）
・対象国又は地域は、現状のJCMパートナー国（※１）の他、前述の『新しい資本主義のグランドデザイン及び実行計画・フォローアップ(令和４年６月閣議決定)』におけるパートナー国を30か国程度とすることを目指す方針を踏まえ、新規国（※２）での提案も積極的に受け付ける。
※１　現状のJCMパートナー国：１７カ国（モンゴル、バングラデシュ、エチオピア、ケニア、モルディブ、ベトナム、ラオス、インドネシア、コスタリカ、パラオ、カンボジア、メキシコ、サウジアラビア、チリ、ミャンマー、タイ、フィリピン）
※２　新規国となりうる地域の例（注．パートナー国となることは予断しない）：
中央アジア・コーカサス、中東、アフリカ、大洋州島嶼諸国、南西アジア、東南アジア、南米

（対象事業）
・再生可能エネルギー、省エネルギー分野等での従来技術（例：太陽光、風力、バイオマスによる発電、マイクログリッド技術による分散型電力供給システム、IoTによるプラントの制御、工場や建物での脱炭素化)に加え、特に既存パートナー国においては新たな技術領域(例:水素、アンモニア）での提案も積極的に受け付ける。
・この他、大規模な温室効果ガスの排出削減に寄与する技術・システム、民間資金を中心としたJCM事業の具体化を目指す提案も積極的に受け付ける。

※ただし、二酸化炭素回収・利用・貯留（CCUS: Carbon dioxide Capture, Utilization & Storage）に関しては、別途、JCM実現可能性調査（CCUS分野）に係る企画提案の募集（応募期間：令和4年4月28日～5月24日）を行ったため、本公募の対象外とする（なお、「CCUS分野」の2次募集は予定していない)。

（２）FS実施にあたっての留意事項

FS 実施にあたっては、調査状況及び現地の情報等の具体的な実施内容について、当事務局及び経済産業省担当者と定期的に情報交換を行いつつ、効果的に実施すること。また、事務局が行う進捗管理への協力が必要であることに留意すること。

※例えば、以下を想定する。詳細は採択後に決定する。

・第三者の有識者委員会による FS への助言への資料作成と出席〔中間、最終等〕
・精算事務〔中間・確定検査〕への対応
・現地出張に事務局等が同行する際の協力（現地渡航がある場合）
・本 FS と連携しつつ事務局が行う本事業での人材育成事業〔受入研修、専門家派遣、ワークショップ〕、CEFIA[4]〔CEFIA 官民フォーラム、ワークショップ等〕への協力
・排出削減貢献の定量化手法案、方法論案に関する情報提供
・報告書作成にあたっての事前調整　等

特に、NEDO 実証を志向する案件は、NEDO と連携し実施する予定である。

①FS の進捗管理

事務局は、以下の FS の進捗管理業務を行うこととしている。

１）採択者との FS 実施に関する契約（再委託契約）の締結
２）各 FS 実施事業者のスケジュール管理、実施状況の把握、経済産業省への報告
３）FS の実施に係る経理処理、各 FS 実施事業者への周知・指導
４）各 FS 実施事業者に対する中間・確定検査の実施、精算

②事務局による FS の支援

事務局による各 FS の支援の内容は、提案時の提案者のニーズ、経済産業省の意向等を踏まえ、採択後、経済産業省及び各 FS 実施事業者と協議し決定する。具体的には以下の内容を予定している。

１）温室効果ガス排出削減量に係る定量化手法の具体化の支援（調査項目③の実施支援）
２）現地調査への同行（必要に応じ）
３）JCM 化の実現に向けた相手国政府関係者への提案活動（任意実施項目）への支援

③FS 終了後、次年度より 3 年間のフォローアップ

FS 実施事業者は、FS 終了後、次年度以降の進捗について、3 年間、年１回程度、経済産業省地球環境対策室に報告すること。

３．事業実施期間

契約締結日～令和５年２月１５日

[4] Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN。ASEAN の脱炭素化及びエネルギートランジションを進めるため、脱炭素技術の普及と政策・制度構築をビジネス主導で進めることを目的として日本政府が提案したイニシアティブ。（https://www.cefia-dp.go.jp/）

４．応募資格

本事業の対象となる申請者は、次の条件を満たす法人とする。なお、二者以上による共同申請（コンソーシアム形式での申請）も認めるが、その場合は幹事法人を決めるとともに、幹事法人が企画提案書を提出すること（ただし、幹事法人が業務の全てを他の法人に再委託することはできない）。

①日本に拠点を有していること。

②本事業を的確に遂行する組織、人員等を有していること。

③本事業を円滑に遂行するために必要な経営基盤を有し、かつ、資金等について十分な管理能力を有していること。

④ 本事業で知り得た一切の情報について、不適切に開示すること、又は漏洩することがない組織体制を有していること。

⑤予算決算及び会計令第７０条及び第７１条の規定に該当しないものであること。

⑥経済産業省からの補助金交付等停止措置又は指名停止措置が講じられている者ではないこと。

⑦ 過去３年以内に情報管理の不備を理由に経済産業省との契約を解除されている者ではないこと。

※なお､本 FS 後の事業化を担う予定の企業等が参画する体制を構築して提案する必要があり、事業化の支援を行う者（コンサルティング会社、調査会社等）の単独提案は想定していない（「７．審査・採択　（２）審査基準　⑷」を参照）。

５．契約の要件

（１）契約形態：委託契約とする。なお、当社との再委託契約（精算条項付きの概算契約）を締結する。経済産業省本省において締結する標準的な委託契約書フォーマットに準じる契約書であることに留意すること。

〇概算契約書

https://www.meti.go.jp/information_2/downloadfiles/r4gaisan-1_format.pdf

（２）採択件数及び予算規模

・採択件数は５件程度を想定する。

・予算規模は１件につき、税込み 15 百万円以内とする（10 百万～15 百万円を想定。事務局による支援調査の程度を勘案し必要額を提案すること）。

注１）採択件数については、提案事業の内容等を勘案して経済産業省において決定する。

注２）１件あたりの契約金額や最終的な実施内容については、経済産業省と調整した上で決定する。

（３）成果物の納入：

調査報告書（和文）電子媒体（CD-R）非公表用　１式

概略調査報告書（和文・英文）電子媒体（CD-R）公表用　１式

・調査報告書（和文：非公表用）：Word 形式を予定する。
・概略調査報告書（和文・英文：公表用）：Word 形式（各 10 頁程度）及び PowerPoint 形式（各１～２頁）を予定する。PowerPoint 形式については、事業実施内容の概要、事業実施終了後の結果概要の 2 種類を想定する。ただし、事業実施内容の概要については、事業実施中に提出するものとする。
・調査報告書（非公表用）及び概略調査報告書において、記載する項目、体裁、最終的な枚数等については、事務局及び経済産業省担当者と調整の上、決定する。
・報告書の著作権は、経済産業省に帰属する。
・電子媒体を納入する際、当社が指定するファイル形式に加え、PDF ファイルに変換した電子媒体も併せて納入する。
・この他、以下を予定しており、詳細は契約締結時に決定する。

ⅰ）調査報告書電子媒体（非公表用）
・調査報告書、調査で得られた元データ、二次利用未承諾リストを納入すること。
・調査で得られた元データについては、機械判読可能な形式のファイルで納入することとし、特に図表・グラフに係るデータ（以下「EXCEL 等データ」という。）については、EXCEL 形式等により納入すること。

ⅱ）概略調査報告書電子媒体（公表用）
・概略調査報告書及び二次利用未承諾リスト（該当がある場合のみ）を一つの PDF ファイル（透明テキスト付）に統合したもの、並びに公開可能かつ二次利用可能な EXCEL 等データを納入すること。
・セキュリティ等の観点から、当社と協議の上、非公開とするべき部分については、削除するなどの適切な処置を講ずること。
・概略調査報告書は、オープンデータ（二次利用可能な状態）として公開されることを前提とし、経済産業省以外の第三者の知的財産権が関与する内容を報告書に盛り込む場合は、①事前に当該権利保有者の了承を得、②報告書内に出典を明記し、③当該権利保有者に二次利用の了承を得ること。二次利用の了承を得ることが困難な場合等は、二次利用未承諾リストに当該箇所を記述し、提出すること。
・公開可能かつ二次利用可能な EXCEL 等データが複数ファイルにわたる場合、１つのフォルダに格納した上で納入すること。
・各データのファイル名については、調査報告書の図表名と整合をとること。
・EXCEL 等データは、オープンデータとして公開されることを前提とし、経済産業省以外の第三者の知的財産権が関与する内容を含まないものとすること。

（４）委託金の支払時期：委託金の支払いは、原則として、事業終了後の精算払とする。

※事業終了前の支払い（概算払）は行わない。

（５）支払額の確定方法：事業終了後、受託者より提出する実績報告書に基づき、原則として現地調査を行い、支払額を確定する。支払額は、契約金額の範囲内であって実際に支出を要したと認められる費用の合計とする。このため、全ての支出には、その収支を明らかにした帳簿類及び領収書等の証拠書類が必要となる。また、支出額及び内容についても厳格に審査し、これを満たさない経費については、支払額の対象外となる可能性がある。

※経費処理、確定検査等の実施については、経済産業省の委託事業事務処理マニュアルに準じることとするので、留意すること。

〇委託事業事務処理マニュアル（R3.1）

https://www.meti.go.jp/information_2/publicoffer/jimusyori_manual.html

＜留意事項＞

経済産業省では、これまでの委託契約に係るルールを一部改正し、令和３年１月８日（金）より運用を開始しています。上記の「委託事業事務処理マニュアル」を含め、関係資料の内容を承知の上で応募してください。

【主な改正点】

①再委託、外注に関する体制等の確認（提案要求事項の追加等）

・事業全体の企画及び立案並びに根幹に関わる執行管理について再委託を行っていないか。

・総額に対する再委託の割合が５０％を超えないか。超える場合は、相当な理由があるか

（「再委託費率が５０％を超える理由書」を作成し提出すること）。

・再委託を行う場合、グループ企業との取引であることのみを選定理由とした調達は、原則、認めない（経済性の観点から、相見積りを取り、相見積りの中で最低価格を提示した者を選定すること。）。

②一般管理費率の算出基礎の見直し

（一般管理費＝（人件費＋事業費）（再委託・外注費を除く）×一般管理費率）

（６）なお、契約終了後も、案件のフォローアップのためにヒアリング・アンケート等を実施する場合は、協力すること。

６．応募手続き　（略）

７．審査・採択　　（略）

８．契約について　（略）

９．経費の計上　　（略）

１０．問い合わせ先、質問受付　（略）

添付資料 IV：CCUS-FS の公募関係資料

1. 公募情報

「令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）」（経済産業省事業）のうち JCM 実現可能性調査（CCUS 分野）に係る企画提案の募集について[1]

2022.4.28
株式会社三菱総合研究所

株式会社三菱総合研究所では、経済産業省（担当：産業技術環境局　地球環境連携室、地球環境対策室）からの受託事業「令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）」を実施します。その一環として、以下の要領で、JCM 実現可能性調査（CCUS 分野）の企画提案を募集します。

概要

（1）募集概要

わが国は、これまで JCM 等を活用し、途上国等においてわが国の優れた低炭素脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での温室効果ガス排出削減を実現する等、世界全体の温室効果ガス排出削減に貢献してきている。

「脱炭素社会」の実現に向けて必要な技術の 1 つとして、二酸化炭素の回収・利用・貯留（CCUS: Carbon dioxide Capture, Utilization & Storage）技術がある。CCUS に関する要素技術については日本企業が強みを有しているため、CCUS 技術の普及展開を通じて、世界全体の地球温暖化対策にわが国が貢献することが期待されている。一方で、CCUS の普及展開を進めるにあたっては、関連する政策・制度、ビジネスモデル等の整備が課題となっている。

以上を受けて、本事業では、海外において JCM 等を活用した CCUS プロジェクトが民間主導で普及展開していく事業環境づくりを目的として、CCUS 案件の実現可能性調査を行う。

（2）事業内容

提案者等が保有する優れた CCUS 技術・製品の途上国等への普及等に資するよう、相手国に対する政策や制度に関する提言や、当該提言と連動した CCUS 技術・製品の普及等に向けた事業化計画の

[1] 三菱総合研究所 website，公募情報：「令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）」（経済産業省事業）のうち JCM 実現可能性調査（CCUS 分野）に係る企画提案の募集について
https://pubpjt.mri.co.jp/publicoffer/20220428.html

策定、事業化や普及に際しての課題と対応策の検討、排出削減の定量化の検討、相手国関係者等との連携事業を行う。提案にあたっては、相手国の状況（市場動向・競争力、ビジネス環境、政策等）を踏まえ、普及を目指す優れた CCUS 技術・製品等の導入課題・事業性・温室効果ガス排出削減効果をあらかじめ分析した上で応募すること。なお、本事業の実施にあたっては、採択された提案内容を基に、実施内容の詳細を経済産業省担当者と相談の上、決定する。

応募手続き
（1）対象
民間企業等

（2）公募期間
令和 4 年 4 月 28 日（木）～5 月 24 日（火）12 時必着

（3）関係資料
関係資料等は以下からダウンロードしてください。
募集要項　PDF 形式
申請書（様式 1）　PDF 形式　Word 形式
企画提案書（様式 2）　PDF 形式　Word 形式
事業概要（様式 3）　PDF 形式　PowerPoint 形式

（4）質問受付
本事業についてご質問のある方は、事務局宛に電子メールにて送付ください。メールの件名（題名）は必ず「【問い合わせ】令和 4 年度 JCM 実現可能性調査（CCUS 分野）（公募）」としてください。皆さまに共通する質問については、本ページにて順次公開予定ですので、ご参照ください。

質問先
株式会社三菱総合研究所　サステナビリティ本部
CCUS 事務局　公募担当

質問受付期間
令和 4 年 5 月 13 日（金）12 時まで
※受付期間終了後にご質問いただいた場合、回答できない場合がありますので、ご留意ください。
※いただいた質問は順次回答しますが、回答に時間を要することがありますので、早めのお問い合わせをお願いします。

これまでの質問
順次公開予定

（5）過年度の報告書

過年度の報告書については、以下のウェブサイトをご覧ください。

経済産業省「委託調査報告書」

https://www.meti.go.jp/topic/data/e90622aj.html

2. 募集要領

「令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務)」（経済産業省事業）のうち
JCM 実現可能性調査（CCUS 分野）に係る企画提案の募集要項

令和 4 年 4 月 28 日
株式会社三菱総合研究所
サステナビリティ本部内
CCUS 事務局

株式会社三菱総合研究所では、経済産業省（担当：産業技術環境局 地球環境連携室、地球環境対策室）からの受託事業「令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務)」を実施します。その一環として、以下の要領で、JCM 実現可能性調査（CCUS 分野）の企画提案を募集します。

１．目的

我が国は、これまで JCM 等を活用し、途上国等において我が国の優れた低炭素脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での温室効果ガス排出削減を実現する等、世界全体の温室効果ガス排出削減に貢献してきている。

「脱炭素社会」の実現に向けて必要な技術の１つとして、二酸化炭素の回収・利用・貯留（CCUS: Carbon dioxide Capture, Utilization & Storage）技術がある。CCUS に関する要素技術については日本企業が強みを有しているため、CCUS 技術の普及展開を通じて、世界全体の地球温暖化対策に我が国が貢献することが期待されている。一方で、CCUS の普及展開を進めるに当たっては、関連する政策・制度、ビジネスモデル等の整備が課題となっている。

以上を受けて、本事業では、海外において JCM 等を活用した CCUS プロジェクトが民間主導で普及展開していく事業環境づくりを目的として、CCUS 案件の実現可能性調査を行う。

２．実施内容

（１）調査項目

提案者等が保有する優れた CCUS 技術・製品の途上国等への普及等に資するよう、相手国に対する政策や制度に関する提言や、当該提言と連動した CCUS 技術・製品の普及等に向けた事業化計画の策定、事業化や普及に際しての課題と対応策の検討、排出削減の定量化の検討、相手国関係者等との連携事業を行う。提案にあたっては、相手国の状況（市場動向・競争力、ビジネス環

境、政策等）を踏まえ、普及を目指す優れた CCUS 技術・製品等の導入課題・事業性・温室効果ガス排出削減効果をあらかじめ分析した上で応募すること。なお、本事業の実施にあたっては、採択された提案内容を基に、実施内容の詳細を経済産業省担当者と相談の上、決定する。

調査項目	調査内容
① 関連政策・制度・規制等	相手国における本事業に関連する政策・制度・規制の動向（現状・将来）及び課題・現地ニーズを把握した上で、政策・制度等の整備に係る提言の検討、相手国関係者への提案、働きかけを行う。対象とする政策・制度・規制には地球温暖化政策（CCS・CCU に対する政策も含む）、関連するエネルギー政策、及び事業実施の際に係る各法令・規制等（掘削時、貯留時、利用時、その他）を含むものとする。
② 事業化計画の検討	来年度以降の実証に向けて、①で提案する政策等を活用した事業ニーズの把握、事業化に向けた具体的なシステム・事業化計画・普及戦略の検討を行う（事業化のためのファイナンス、投資及び事業リスクの軽減に必要な検討を含む）。
③ 課題と対応策の検討	今後の事業化・普及戦略の課題（事業リスク、普及上のネックの抽出等）及び将来の事業展開に向けた成功要因や解決すべき課題と対応策を検討する（相手国における法制度等の政策や制度以外でのアプローチを含む）。
④ 排出削減の定量化の検討	事業化した場合に適用可能な温室効果ガス排出削減方法論の検討、同方法論を用いた排出削減見込量の試算を行う。 また、JCM 方法論の検討、同方法論を用いた排出削減見込量の試算を行うこと。
⑤ 相手国関係者との連携事業等	相手国政府関係者等との政策対話を促進するために、相手国関係者、在外関係者（大使館、JETRO 等）との連携事業（セミナー等）を実施する。なお、経済産業省から他国（例.東南アジア）で開催されるアジア CCUS ネットワーク関連を含む国際的なセミナーやシンポジウムへの参加を依頼された場合には積極的な対応を検討する。

（想定される調査対象国・地域）

・ 対象国又は地域は、現状の JCM パートナー国を想定する。ただしこれらは例示であり、本事業の対象国・地域を限定するものではない。

（留意点）

・ 相手国政府関係者へのコンタクト、現地での政策対話等を通じた働きかけを含め、提案者が主体的に実施すること。相手国政府関係者と協力関係が築かれている等、現地関係者への働きかけを的確に実施できる体制が必要となる。
・ 事業の対象国及び地点については特定されていることが望ましいが、地点を本調査の中で特定することも可とする。
・ 来年度以降実証に進む案件が望ましい。将来性や事業性を考慮して総合的な判断を行う。
・ ①あるいは④において、事務局の支援を受けて実施する提案を可とする。支援を受けたい調査項目がある場合には、提案者が主導的に実施する部分、事務局の支援調査を得る部分を明

確にして提案すること。なお、具体的な支援調査の内容は、協議して決定するため、内容によっては提案時の経費を調整（減額）する可能性がある。

・ 令和 3 年度の JCM 実現可能性調査（CCUS 分野）等過年度の調査に採択された事業者が応募する場合には、①～⑤のいずれの項目においても過年度の成果を明確にした上で今年度の調査内容について述べること。

（２）事業実施にあたっての留意事項

事業実施にあたっては、調査状況及び現地の情報等の具体的な実施内容について、当事務局及び経済産業省担当者と定期的に情報交換を行いつつ、効果的に実施する。また、事務局が行う進捗管理に協力することが必要となることに留意すること（例：第三者の有識者委員会による事業への助言〔中間、最終等〕への資料作成と出席、精算事務〔中間・確定検査〕）への対応、現地出張に事務局等が同行する際の協力、方法論案に関する情報提供、報告書作成にあたっての体裁等を想定する。詳細は採択後に決定する）。

なお、事業実施にあたっては、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）とも連携する予定である。

①事業の進捗管理

事務局は、以下の進捗管理業務を行うこととしている。

１）採択者との事業実施に関する契約（再委託契約）の締結

２）各事業実施事業者のスケジュール管理、実施状況の把握、経済産業省への報告

３）事業実施に係る経理処理、各事業実施事業者への周知・指導

４）各事業実施事業者に対する確定検査の実施、精算

②事務局による事業の支援

事務局による各事業の「①関連政策・制度・規制等」及び「④温室効果ガス排出削減方法論の検討」の支援内容は、提案時の提案者のニーズ、経済産業省の意向等を踏まえ、採択後、経済産業省及び各事業実施事業者と協議し決定する。なお、提案者が「⑤相手国関係者との連携事業」を実施する際に、事務局が検討結果を発表する可能性があることに留意されたい。

３．事業実施期間

契約締結日～令和 5 年 2 月 17 日

４．応募資格

次の要件を満たす企業・団体等とする。

本事業の対象となる申請者は、次の条件を満たす法人とする。なお、二者以上による共同申請（コンソーシアム形式での申請）も認めるが、その場合は幹事法人を決めるとともに、幹事法人が企画提案書を提出すること（ただし、幹事法人が業務の全てを他の法人に再委託することはできない）。

①日本に拠点を有していること。
②本事業を的確に遂行する組織、人員等を有していること。
③本事業を円滑に遂行するために必要な経営基盤を有し、かつ、資金等について十分な管理能力を有していること。
④予算決算及び会計令第 70 条及び第 71 条の規定に該当しないものであること。
⑤経済産業省所管補助金交付等の停止及び契約に係る指名停止等措置要領（平成 15・01・29 会課第 1 号）別表第一及び第二の各号第一欄に掲げる措置要件のいずれにも該当しないこと。

５．契約の要件

（１）契約形態：委託契約。なお、当社との再委託契約（精算条項付きの概算契約）を締結する。経済産業省本省において締結する標準的な委託契約書フォーマットに準じる契約書であることに留意すること。

（２）採択件数及び予算規模

総額 200 百万円程度（税込み）で合計 3 件程度。1 件あたり上限 70 百万円程度（税込み）とする。なお、採択件数については提案事業の内容等を勘案して経済産業省において決定する。また、1 件あたりの契約金額や最終的な実施内容については、経済産業省と調整した上で決定することに留意されたい。

（３）成果物の納入：

〇調査報告書（和文）電子媒体（CD-R）非公表用　1 式
〇概略調査報告書（和文・英文）電子媒体（CD-R）公表用　1 式

- 調査報告書（和文：非公表用）：Word 形式を予定する。
- 概略調査報告書（和文・英文：公表用）：Word 形式（各 20 頁程度）及び PowerPoint 形式（各 1～2 頁）を予定する。PowerPoint 形式については、事業実施内容の概要、事業実施終了後の結果概要の 2 種類を想定する。ただし、事業実施内容の概要については、事業実施中に提出するものとする。
- 調査報告書（非公表用）及び概略調査報告書において、記載する項目、体裁、最終的な枚数等については、事務局及び経済産業省担当者と調整の上、決定する。
- 報告書の著作権は、経済産業省に帰属する。
- 電子媒体を納入する際、当社が指定するファイル形式に加え、PDF ファイルに変換した電子媒体も併せて納入する。
- この他、以下を予定しており、詳細は契約締結時に決定する。

ｉ）調査報告書電子媒体（非公表用）

- 調査報告書、調査で得られた元データ、二次利用未承諾リストを納入すること。
- 調査で得られた元データについては、機械判読可能な形式のファイルで納入することとし、

特に図表・グラフに係るデータ（以下「EXCEL 等データ」という。）については、EXCEL 形式等により納入すること。

ⅱ）概略調査報告書電子媒体（公表用）

・ 概略調査報告書及び二次利用未承諾リスト（該当がある場合のみ）を一つの PDF ファイル（透明テキスト付）に統合したもの、並びに公開可能かつ二次利用可能な EXCEL 等データを納入すること。
・ セキュリティ等の観点から、当社と協議の上、非公開とするべき部分については、削除するなどの適切な処置を講ずること。
・ 調査報告書は、オープンデータ（二次利用可能な状態）として公開されることを前提とし、経済産業省以外の第三者の知的財産権が関与する内容を報告書に盛り込む場合は、①事前に当該権利保有者の了承を得、②報告書内に出典を明記し、③当該権利保有者に二次利用の了承を得ること。二次利用の了承を得ることが困難な場合等は、二次利用未承諾リストに当該箇所を記述し、提出すること。
・ 公開可能かつ二次利用可能な EXCEL 等データが複数ファイルにわたる場合、1 つのフォルダに格納した上で納入すること。
・ 各データのファイル名については、調査報告書の図表名と整合をとること。
・ EXCEL 等データは、オープンデータとして公開されることを前提とし、経済産業省以外の第三者の知的財産権が関与する内容を含まないものとすること。

（４）委託金の支払時期：委託金の支払いは、原則として、事業終了後の精算払とする。
※事業終了前の支払い（概算払）は行わない。

（５）支払額の確定方法：事業終了後、受託者より提出する実績報告書に基づき原則として現地調査を行い、支払額を確定する。支払額は、契約金額の範囲内であって実際に支出を要したと認められる費用の合計とする。このため、全ての支出には、その収支を明らかにした帳簿類及び領収書等の証拠書類が必要となる。また、支出額及び内容についても厳格に審査し、これを満たさない経費については、支払額の対象外となる可能性がある。

※経費処理、確定検査等の実施については、経済産業省の委託事業事務処理マニュアルに準じることとするので、留意すること。
〇委託事業事務処理マニュアル（R3.1）
https://www.meti.go.jp/information_2/downloadfiles/2021_itaku_manual.pdf

＜留意事項＞
経済産業省では、これまでの委託契約に係るルールを一部改正し、令和３年１月８日（金）より運用を開始しています。上記の「委託事業事務処理マニュアル」を含め、関係資料の内容を承知の上で応募してください。

【主な改正点】
①再委託、外注に関する体制等の確認（提案要求事項の追加等）
・事業全体の企画及び立案並びに根幹に関わる執行管理について再委託を行っていないか。
・総額に対する再委託の割合が５０%を超えないか。超える場合は、相当な理由があるか
（「再委託費率が５０%を超える理由書」を作成し提出すること）。
・再委託を行う場合、グループ企業との取引であることのみを選定理由とした調達は、原則、認めない（経済性の観点から、相見積りを取り、相見積りの中で最低価格を提示した者を選定すること。）。
②一般管理費率の算出基礎の見直し
（一般管理費＝（人件費＋事業費）（再委託・外注費を除く）×一般管理費率）

（６）なお、契約終了後も、案件のフォローアップのためにヒアリング・アンケート等を実施する場合は、協力すること。

６．応募手続き　（略）
７．審査・採択　　（略）
８．契約について　（略）
９．経費の計上　　（略）
１０．問い合わせ先、質問受付　（略）

令和4年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業
（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）

添付資料Ⅴ：脱炭素 FS の実施課題の概要報告書

目　次

株式会社シーエムプラスによる実施課題（日本語版・英語版）

石油資源開発株式会社による実施課題（日本語版・英語版）

株式会社 IHI による実施課題（日本語版・英語版）

株式会社アサノ大成基礎エンジニアリングによる実施課題（日本語版・英語版）

AGC 株式会社による実施課題（日本語版・英語版）

株式会社駒井ハルテックによる実施課題（日本語版・英語版）

日鉄エンジニアリング株式会社による実施課題（日本語版・英語版）

固形製剤製造工場の生産プロセス最適化による省エネルギー及び生産効率向上に係る JCM 実現可能性調査

（対象国：ベトナム）

実施者：株式会社シーエムプラス

1. 目的及び実施体制等

ベトナムでは、医薬品ニーズの高まりから製薬業界市場は大きく発展・拡大しているが、低効率且つ老朽化した国産の製造装置を使用した非効率な生産状況が続いている。製薬業界は、「医薬品の製造管理及び品質管理の基準（Good Manufacturing Practice：以下、GMP[1]）」の要求事項を満たすことが重視され、省エネや脱炭素化は二の次となっている。

本調査では、ベトナムの固形製剤製造工場を対象に、現状の生産状況とエネルギー消費量を分析し、エネルギーの無駄を判別、生産プロセスとエネルギー利用の最適化により、省エネルギーと CO2 排出削減施策を検討した。GMP を遵守しながら、生産プロセスとエネルギー利用の最適化により省エネを実現することは、これまでのベトナム製薬業界では着手されておらず、画期的・革新的な取り組みとなる。

株式会社シーエムプラスが調査主体となり、ベトナム南部で稼働中の大型固形製剤工場を対象に調査を実施した。現地調査支援で CM Plus Vietnam Co., Ltd.（CMP ベトナム）、政策提言・JCM 化検討等の支援等で EY 新日本有限責任監査法人の協力を得て調査を実施した。

2. 関連政策・制度の動向分析

2.1 ベトナムのエネルギー・気候変動関連国家戦略

2.1.1 国家グリーン成長戦略

ベトナムでは、2050 年までにカーボン・ニュートラルを達成することを見据え、2021 年から 2030 年を対象とした国家グリーン成長戦略（National Green Growth Strategy for 2021-2030, vision towards 2050）[2]が 2021 年 10 月に策定された。この戦略は、経済成長と、グリーンでカーボンニュートラルな経済への移行を促進することを目的としており、GDP 当たり温室効果ガス（GHG）排出量を 2014 年比で 2030 年までに少なくとも 15%、2050 年までに少なくとも 30%削減するよう努め、対象期間の平均 GDP 当たり一次エネルギー消費量を年当たり 1.0%削減するとしている。

2.1.2 国が決定する貢献（NDC）

2020 年 4 月に国連気候変動枠組み条約（United Nations Framework Convention on Climate

[1] GMP：三原則（①人為的な誤りを最小限にすること、②医薬品の汚染及び品質低下を防止すること、③高い品質を保証するシステムを設計すること）の下に医薬品を製造するための要件をまとめたもの。

[2] https://en.baochinhphu.vn/national-green-growth-strategy-for-2021-2030-vision-towards-2050-11142515.htm

Change: UNFCCC）に提出されたベトナムの第 3 次隔年更新報告書（Biennial Update Report: BUR）によると、ベトナムの 2016 年の GHG 総排出量は 316,734.96ktCO2e、うちエネルギー部門が 65%を占め、次いで IPPU（Industrial Processes and Product Use）部門が 15%、AFOLU（Agriculture, Forestry and Other Land Use）部門が 14%（排出と吸収を相殺して計算）、廃棄物部門が 7%である。エネルギー部門では、89%が CO2 の排出であり、エネルギー起源 CO2 排出量の削減が鍵となる。

上述の状況を踏まえ、ベトナム政府が 2015 年 9 月に作成、2016 年 11 月に UNFCCC へ提出した「国が決定する貢献（約束草案）」（Intended Nationally Determined Contribution: INDC ）では、2030 年までの GHG 排出量を、気候変動対策を実施しなかった場合と比べて国内の自助努力で 8%削減、また、日本の二国間クレジット制度（Joint Crediting Mechanism: JCM）を含む国際支援を加えた場合に 25%削減する目標を設定した。その後、2020 年 9 月および 2022 年 11 月に NDC の更新版を提出し、2022 年更新版では、2030 年までの削減目標を国内の自助努力で 15.8%、国際支援を加えると 43.5%に上方修正している。削減目標はエネルギー、農業・土地利用・土地利用変化および林業（Land Use, Land-Use Change and Forestry: LULUCF）、廃棄物、工業プロセスと部門ごとに設定されているが、削減量ベースではエネルギー部門が中心となる（総削減量のうち、自助努力で 7.0%、国際援助を加えると 24.4%）。

エネルギー部門の具体的な削減策のうち、産業部門に関連するものとしては、生産設備の省エネおよびエネルギー効率化に関する投資、産業におけるエネルギー効率化対策の適用等が挙げられており、本事業はこれに合致するものである。

また、2021 年 11 月に開催された COP26 首脳級会合では、2050 年までにカーボンニュートラルを目指すことを表明している[3]。

2.2 ベトナムのエネルギー政策・制度

2.2.1 省エネルギー法

2010 年 6 月制定、2011 年 11 月施行の省エネルギー及びエネルギーの効率的利用に関する法律（省エネルギー法）（Law No.50/2010/QH12）では、エネルギー消費量が一定規模以上の指定事業者に対する規制を定めている。具体的には、省エネルギーの年次計画及び 5 カ年計画の策定・実施結果の報告、3 年ごとのエネルギー診断の義務（外部機関または、一定要件を満たせば内部診断も可能）である。

指定事業者については、2011 年 5 月発効の省エネルギー法施行細則（議定 No.21/2011/ND-CP）で、年間エネルギー消費量が 1,000TOE 相当以上となる工業製造所等と定められている。また、このエネルギー大量使用施設リストは、毎年 2 月 1 日までに、各省・中央直轄市の人民委員会から MOIT に提出され、3 月末に公表される。

なお、エネルギー診断の具体的な内容については、2012 年 6 月発効の MOIT による省エネ計画策定及び計画実施報告、エネルギー診断の実施に関する通達（No.09/2012/TT-BCT）において、具体的な実施方法が規定されている。

[3] https://www.reuters.com/business/environment/vietnam-targeting-carbon-emission-neutrality-by-2050-minister-says-2021-11-01/

2.2.2 国家エネルギー効率化プログラム

ベトナム政府は、2006 年 4 月に、2006～2015 年を対象とした国家エネルギー効率化プログラム（VNEEP）を策定し、省エネルギーの促進に努めてきた。2019 年 3 月には、2019～2030 年を対象とする国家エネルギー効率化プログラム（National Program on Energy Efficiency and Conservation for the period 2019-2030 (VNEEP3)）が首相承認を得た（Decision No.280/QD-TTg）。VNEEP3 では、様々な経済活動や産業部門における、エネルギーの経済的かつ効率的活用に向け、2019～2025 年の中期目標（国全体のエネルギー消費量を 5～7%削減）と、2019～2030 年の長期目標（同 8～10%削減）をそれぞれ設定している。

2.3 ベトナムの気候変動関連政策・制度

2.3.1 改正環境保護法

2020 年 11 月 17 日、ベトナム国会は環境保護法（Law No.72/2020/QH14）を可決し、2014 年環境保護法を改正した。改正環境保護法は 2022 年 1 月 1 日から施行されている。

改正環境保護法 7 章 91 条では、GHG 排出緩和に関する内容が規定されており、国・地方・セクター等での測定・報告・検証（MRV）実施、GHG インベントリ等について規定されている。同 91 条 7 節では、GHG 排出施設ごとの排出量の報告、および排出削減計画の実施を定めている。

また、同 11 章 139 条では、国内炭素市場の形成について、GHG 排出施設に対する排出枠の配分と取引が定められている。国内炭素市場は、2027 年までの規制やガイドラインの準備、2025 年から 2027 年のパイロット事業、及び関係者の能力開発の期間を経て、2028 年以降の実施が予定されている。また、国内炭素クレジットは、地域や国際的な炭素市場との連携した取引ができることが計画されている。

加えて、天然資源環境省（Ministry of Natural Resources and Environment : MONRE）は、2021 年 6 月に改正環境保護法第 91 条（GHG 排出緩和）及び、第 92 条（オゾン層保護）の実施に係る政令案を発表した。同草案では、GHG 排出量報告義務が課せられる GHG 排出施設が規定されている。工業生産施設の場合、セメント産業以外は、エネルギー消費量報告義務のあるエネルギー大量使用施設の基準と一致しており、年間総エネルギー消費量 1,000 トン石油換算（TOE）以上の施設が対象となる。また、セメント産業の場合、年間クリンカー総生産量が 90 万トン以上の施設と定められている。2023～2025 年に実施するこれらの施設の GHG 排出量報告に基づき、排出枠の割り当てが決定される予定である。

さらに、2022 年 1 月 7 日には、改正環境保護法の下、GHG 排出の緩和及びオゾン層の保護に関する政令（06/2022/ND-CP）が承認された。本政令では、排出枠割当のため、GHG インベントリの策定が求められる GHG 排出施設が以下の通り規定された。工業生産施設の場合、省エネルギー法においてエネルギー消費量報告義務のあるエネルギー大量使用施設の基準と一致しており、年間総エネルギー消費量 1,000 トン石油換算（TOE）以上の施設が対象となる。

また、本政令では、排出枠の割り当ては施設ごとの GHG インベントリ等を基に毎年設定される他、製品単位当たりの GHG 排出量の基準を公表するとあり、その基準策定に向け、目下検討が進められている。

3. 事業化計画の検討

本調査で提案する事業は、既存の固形製剤工場の生産設備、及び空調によるエネルギー利用を最適化し、GMP を遵守しながら、エネルギー消費量の削減と CO2 排出量の削減を図るものである。また、高効率生産装置に更新することで生産装置の省エネルギー及び生産性の効率向上を図るものである。

3.1 提案技術・システム

3.1.1 調査方法・提案システム

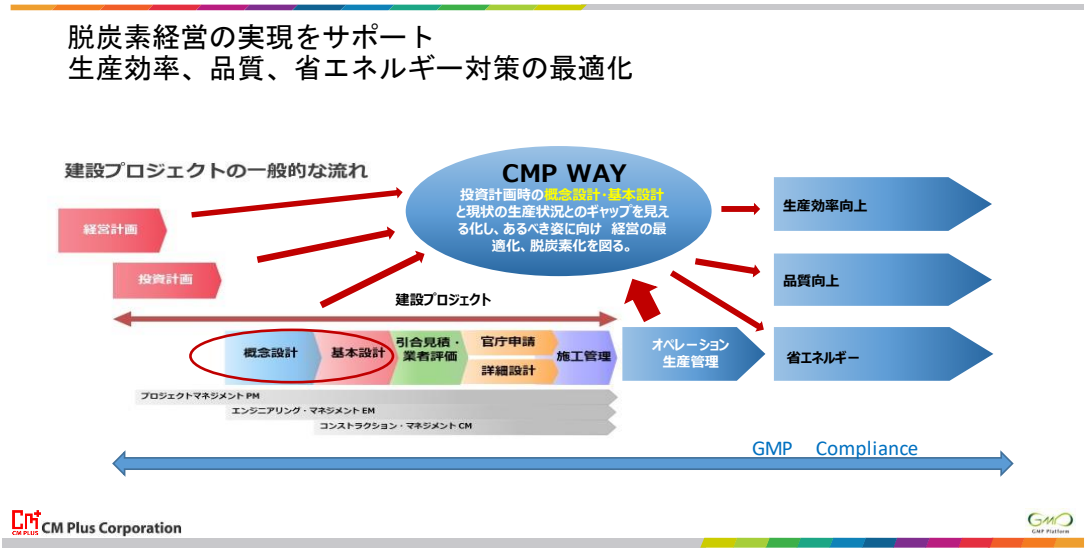


図 3-1　CMP WAY　の取り組み

出所）CMP 作成

CMP WAY®とは、投資計画時の概念設計・基本設計と現状の生産状況とのギャップを見える化し、あるべき姿に向け　経営の最適化、脱炭素化を図る取り組みである。

省エネルギー（CO2 排出削減、原価低減）、生産効率向上（売上げ増額）、品質向上（不良率減少）を継続的に促すことが可能となる。

固形製剤生産プロセス最適化シミュレーションソフトウェア：

CM プラス開発のシミュレーションソフトウェア（名称：CMP WAY）を用いて検討を行った。このシステムは、現状の品目別年間生産量、バッチサイズ、稼働時間、使用機器、製造室容積、給排気量、温度湿度条件、空調機などの条件を初期入力すると、錠剤 1 錠当たりの消費エネルギーを計算するソフトウェアである。このソフトウェアを活用して、1 錠当たりの消費エネルギーが効果的に下がるまでバッチサイズ、生産機器、空調条件を変えてトライ＆エラーを繰り返し、最適なバッチサイズと生産機器、空調システムを特定することで、生産プロセスの最適化を図ることを目指す。このバッチプロセスの統廃合は、製品スループ

ットの向上、省エネルギーを実現できる可能性があるので本調査で検討を行った。また、錠剤 1 錠当たりの消費エネルギーを把握することで、生産効率のモニタリングが可能となる。増産並びに減産時での変動を把握することで、工場全体のエネルギー効率の把握に寄与することができる。

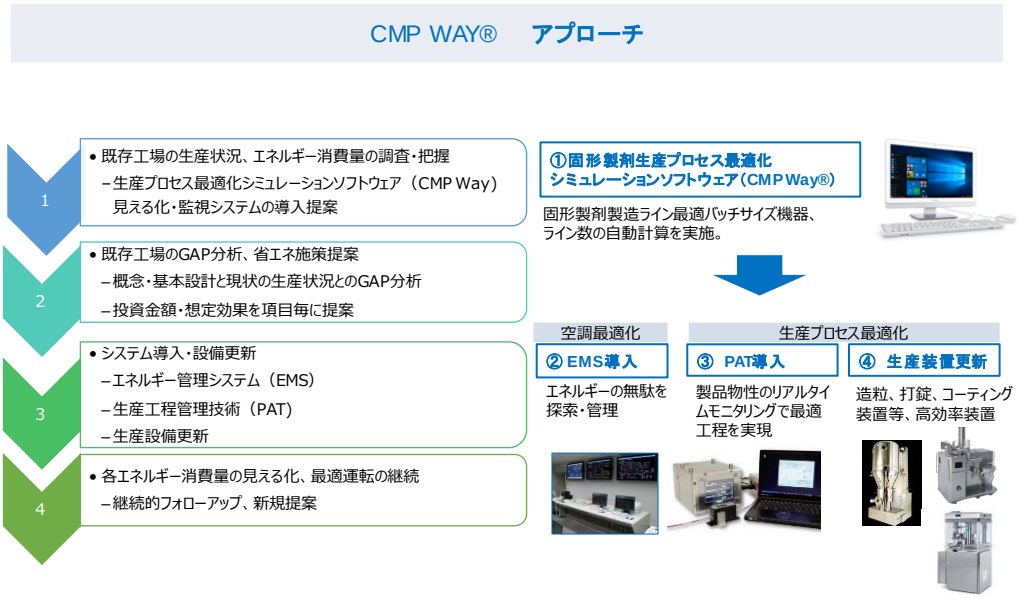


図 3-2 提案技術・システム検討フロー

出所）CMP 作成

以下に固形製剤生産プロセス最適化シミュレーションのフローを示す。

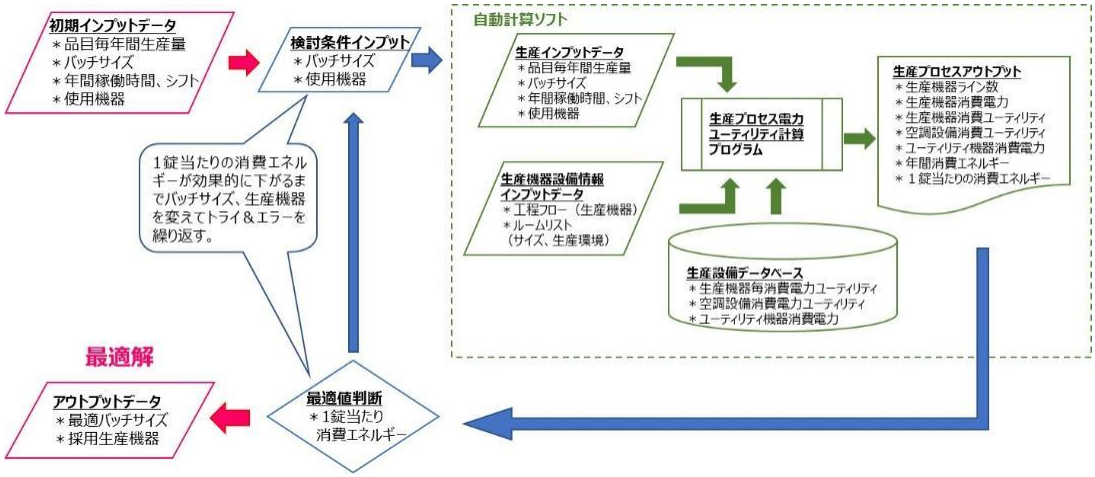


図 3-3　CMP WAY　シミュレーションのフロー

出所）CMP 作成

3.1.2 調査対象工場の生産状況、エネルギー消費量の調査・把握

第一回現地調査を 8 月 17 日、18 日に実施した。ベトナム南部の固形製剤製造工場を訪問して、工場内の見学、情報収集を行った。

過去 3 年間の工場全体での年間消費電力量は、約 16,000MWh で安定的に推移していた。

敷地内では 2 棟の工場が稼働しているが、調査対象は電力消費量の大きい 1 棟（以下、対象工場）とした。

対象工場では、多品種の固形製剤製品が生産され、各製品の生産比率も変動している。

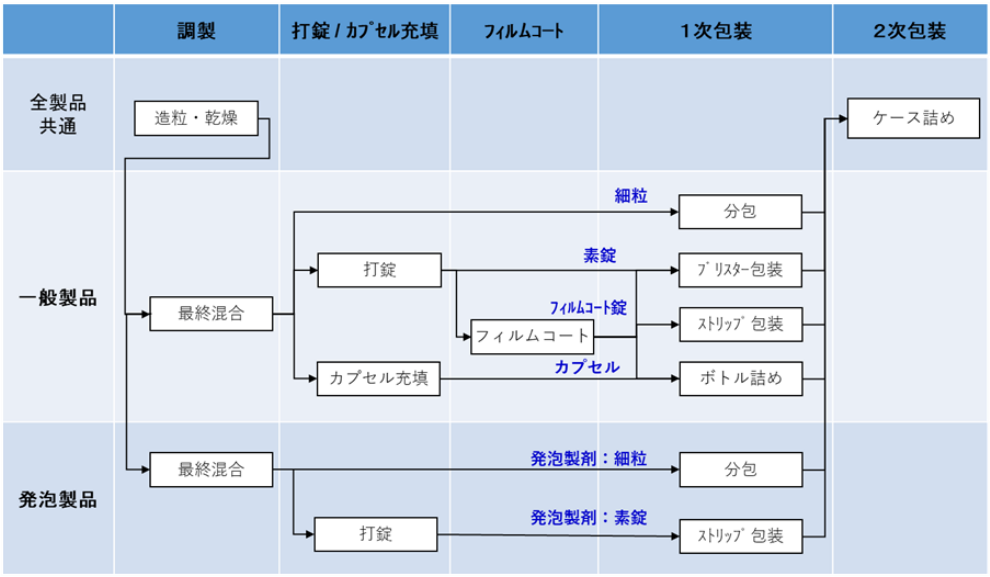


図 3-4　固形製剤生産プロセスフロー

出所）CMP 作成

3.2 CMP WAY 固形製剤生産プロセス最適化シミュレーション並びに結果

第二回現地調査を 9 月 26 日～29 日に実施した。現地でデータロガーを設置し、対象工場並びに関連施設の主要生産装置、冷凍機の電力測定を実施して運転データの取得を行った。この結果に基づき、エネルギーセンター棟（冷凍機、圧縮機他）での使用電力を各棟分に按分した。この結果、対象工場の 2021 年の年間消費電力量は、9,392MWh 年となった。

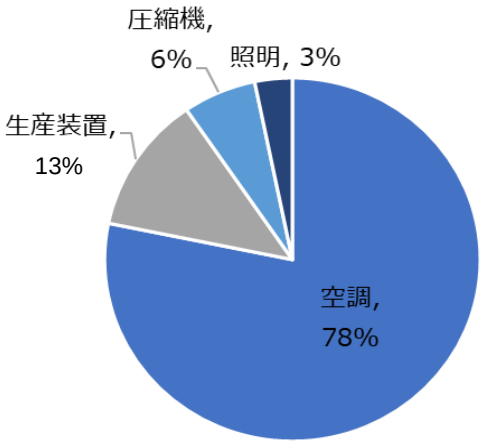


図 3-5　対象工場のエネルギー消費量の割合

出所）CMP 作成

年間の電力消費量 9,392MWh のうち空調による消費が約 8 割を占めることが分かった。内訳は、空調機 47%、冷凍機・ポンプ他 31%であり、現状の稼働状況で省エネルギーの観点からは、空調負荷削減が最大の課題となることが分かった。

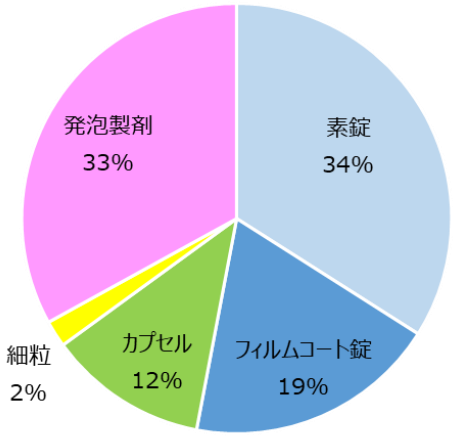


図 3-6　製品タイプ別の消費電力量の割合

出所）CMP 作成

対象工場では、多品種を生産しているため、各生産量の内訳を調査して、主な生産量を占める製品を特定した。全体への影響が少ない少量生産の製品もあることから、集約してシミュレーションを行った。素錠、フィルムコート錠、カプセル、細粒、発泡製剤の 5 パターンに分類した。これらについて、年間の生産数、製品サイズ、製品重量、パッケージタイプ、バッチサイズの情報を元にシミュレーションを行った後、空調のエネルギー量を適正に配分し、100%ベースに補正換算を行い全体の製品毎のエネルギー消費量の内訳とした。

3.3 省エネルギー提案・GAP 分析

表 1　年間電力消費量削減ポテンシャル

No,		削減項目	削減量 kWh	
①	空調機		2,280,539	
	1	クリーンルーム換気回数低減によるファン電力削減		871,957
	2	クリーンルーム以外換気回数低減によるファン電力削減		606,773
	3	クリーンルーム換気回数低減によるレヒーター電力削減		801,809
②	チラー・ポンプ		895,770	
	1	換気回数低減によるチラー電力削減		423,447
	2	流量見直しによる冷水/冷却水ポンプ電力削減		472,323
合計 (kWh/年)			3,176,309	

出所）CMP 作成

固形製剤製造工程では、クリーンルームの空調用として AHU（Air Handling Unit；空気調和機）とチラーで大量の電力を消費している。GMP 対応で設定される基準に従った運用を重視し、室内の汚染リスクを極小とするため、換気回数を基準の推奨値以上に固定しており、結果、必要以上に空調による電力消費量が多いことが判明した。

3.4 省エネルギー施策提案

3.4.1 EMS 導入による空調システム最適化に伴うエネルギー消費量削減

空調設備最適化に伴うエネルギー消費量削減項目を達成するために EMS システムの導入を提案する。

固形製剤製造工程では、空調による電力消費量が多く、また現状は GMP 基準順守が最優先事項となっており、必要以上に空調を稼働している。GMP 基準を順守しつつ、清浄度に応じた空調の最適制御を実施することにより、エネルギー消費量の削減を実現する。

このようなシステム導入は固形製剤製造工場では実施されておらず、画期的な取り組みとなる。

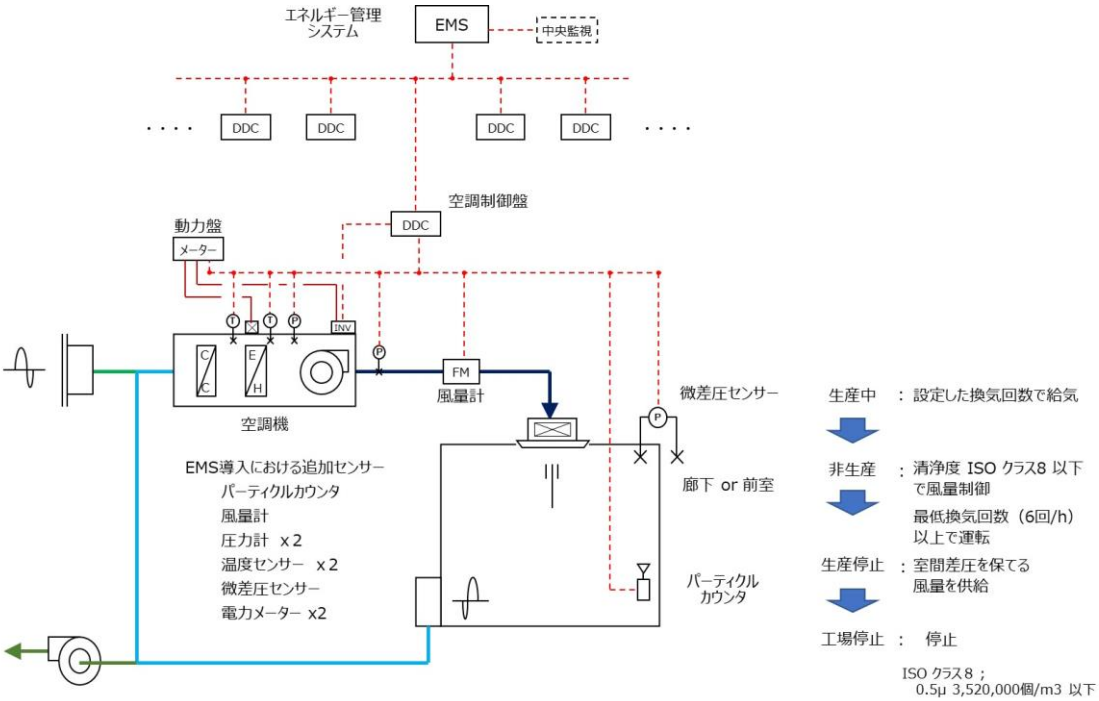


図 3-7　エネルギー管理システム（EMS）

出所）CMP 作成

提案技術

- 清浄度管理による空調システム最適制御
  - ✓ 常時、各室の換気回数を清浄度に応じた設定とする。
  - ✓ クリーンルームでは、15 回/時をベース運転とする。
  - ✓ 各室で清浄度モニタリングを行い、適正発塵量を保つ制御を実施する。
  - ✓ 換気回数変更に伴う室圧制御を行う。
  - ✓ 非生産時には送風を停止するスケジュール運転を実施する。
  - ✓ エネルギー消費量削減ポテンシャル：約 3,176MWh/年

EMS 導入後の運転

- GMP での規定や、部屋の環境を考慮して　部屋ごとに換気回数の最適化を行う。
  - ✓ クリーンルーム：清浄度を監視しながら最適化制御を行う。
  - ✓ クリーンルーム以外：適切な換気回数（5～10 回/時）での運用を行う。

3.4.2 生産プロセス最適化によるエネルギー消費量削減

需要増を反映した増産計画に対応するため、高効率生産装置を導入することでエネルギー原単位の低減が可能である。生産プロセス最適化を検討するにあたり、生産プロセスのボトルネック解消並びに適正なバッチサイズに関する調査を実施した。その結果を踏まえて、主要な機器に対して、それぞれ高効率生産装置の提案を行った。

3.5 事業化・普及計画の検討

3.5.1 ターゲットとする市場・顧客

ベトナムでは、医薬品ニーズの高まりで製薬業界市場は大きく拡大・発展する一方、低効率且つ老朽化した国産の製造設備で非効率な生産状況が続いている。固形製剤製造工場はベトナム国内に 267 か所あり、同様の問題を抱えて操業している。

提案技術は、稼働中の既存製薬工場の省エネルギーを含む製造工程の最適化を促すものであり、同時に生産性の向上、利益・品質の向上を図れる。工場の新設に比べ導入の障壁が低く、新規性に富むため広域に普及する可能性が高い。

3.5.2 事業化の際のビジネスモデル

事業化時は、CM プラスのベトナム現地法人である CMP ベトナムが、現地の固形製剤製造工場及び製薬会社へ生産プロセス最適化の提案を行う。

提案にあたっては、まず工場の投資計画時の概念設計・基本設計と現状の生産との GAP 分析をし、その結果を踏まえ、最適化（あるべき姿）に向けた生産ライン、生産プロセスの見直しを行うこととなる。

想定される課題とその対応策

事業化における課題と対応策として、以下が想定される。

課題１．固形製剤製造工場での生産設備、ユーティリティ設備の運転データの欠如：

稼働中の工場において、生産設備・ユーティリティ設備毎の運転データが適正にモニタリングされていなかった。このため、現地にて製造装置の消費電力を測定できるセンサーを設置してデータを収集した。

課題２．投資効果の検証：

省エネによる投資効果を検証するにあたり、単位時間当たりの生産量、単位生産量（錠剤）当たりの消費エネルギーの検証が必要となる。これに対し、生産効率や省エネシミュレーションに基づく省エネ効果、売上向上効果を算定し、システム導入前後での効果検証を行った。

事業規模等

EMS 導入による生産プロセス最適化・見える化は、投資回収の効果が大きく、投資額は 1 億円以内、投資回収は 6 年以内を想定する。その後、モニタリングの状況を踏まえ、さらに製造装置の更新、ユーティリティ設備の更新を実施することで、効果的な投資回収を進められる。

事業化する際の実施体制

事業実施体制としては、CMP ベトナムが顧客向け提案者としてコンサルティング契約を締結し、各種提案を行う。採用された提案に関しては、CMP ベトナムによる管理のもと、現地施工業者が実施する。

4. 課題と対応策の検討

4.1 製薬業界での脱炭素化への取り組みへの合意形成

顧客側の省エネ対策実施へのインセンティブ：

顧客側で GMP 対応を優先し、省エネルギー対策実施へのインセンティブが不足する可能性がある。これに対しては、省エネルギー・エネルギーコスト削減と同時に、生産性向上、品質向上、ひいては売上増となることを提案し、技術導入への合意形成を図る。

ベトナム製薬協会（VNPCA）からは、CMP 主催のセミナー開催提案が認められた。2023 年上半期に開催予定で検討することとなった。

また、長期的には、ベトナム政府に製薬業界の脱炭素化を図り、インセンティブを促進するよう政策提言も進める。

4.2 ASEAN 域内への普及・展開

提案事業がベトナムに普及した後、固形製剤製造工場向けの導入事例を増やすことで標準化を進め、システム化して ASEAN 地域へ製薬業界団体を通じて展開していく。

特にインドネシア、タイにおいては、親和性のある固形製剤製造工場が多く稼働しているので、ベトナムへの普及と並行して展開していく。

稼働中の工場での生産効率の把握、見える化を進めての生産プロセス最適化及び高効率機器の費用対効果の見極めが課題となり、本事業同様、GAP 分析を経て提案を行っていく。なお、収集データは、日本と情報共有を継続することで遠隔対応、知見の蓄積を進めていく。

5. 具体的な制度整備・改善案の検討

5.1 ベトナムの製薬業界の現状

ベトナムの医薬品業界は、近年市場規模が拡大しており、ベトナムの医薬品市場は、2021 年の 80 億米ドルから、2026 年には 161 億米ドルに拡大する見通しである。また、2016 年から 2023 年にかけ、ベトナムの医薬品市場は年平均+11.05%の成長率が見込まれており、医療用医薬品が市場をけん引する見込みとなっている。医療用医薬品の中でも、ジェネリック医薬品の市場規模が大きいのが特徴で、2018 年にベトナムの特許薬の市場規模が 12 億米ドルであったのに対し、ジェネリック医薬品は 32 億米ドルと約 3 倍に近い[4]。一般用（OTC）医薬品については、2018 年時点で 15 億米ドル程度であるが、2023 年には 23 億米ドルまで成長を続けると予測されている[5]。

ベトナムの製薬メーカーは、外資系企業含め、国内に約 1,000 社存在すると言われているが、大手企業でもわずか数%の市場シェアしか獲得しておらず、市場プレーヤーが細分化さ

[4] BietBiz,「あすか製薬に聞く｜ベトナムの医療・医薬品業界と現地企業との信頼構築」（2022 年 10 月）https://vietbiz.jp/askapharma-interview/

[5] BietBiz,「ベトナム医薬品市場の考察｜最新動向と将来予測」（2022 年 1 月）https://vietbiz.jp/medicine-2022/

れ、中小プレーヤーが中心となっている[6]。大手製薬企業を中心に、省エネ法の指定事業者となっている場合は、省エネ診断の実施や省エネ計画の策定が進められているが、上述のように中小プレーヤーが大半の現状から、製薬業界全体としての GHG 削減対策はあまり進んでいないのが現状である。

5.2 参考となる日本国内の製薬業界の取り組み

日本では、一般社団法人日本経済団体連合会（以下、経団連）が、京都議定書の合意（1997 年 12 月）に先駆け、1997 年 6 月に「経団連環境自主行動計画」を策定し、GHG 排出削減に向けた取り組みを推進した結果、2008 年度～2012 年度（京都議定書第一約束期間）間の平均における産業・エネルギー転換部門からの CO2 排出量は、1990 年度比 12.1%削減を達成した。2013 年には「経団連低炭素社会実行計画」へと名称が改められ、2020 年を目標年とするフェーズⅠ、2030 年を目標年とするフェーズⅡが進められてきたが、日本政府が 2020 年 10 月に「2050 年カーボンニュートラル宣言」を発表し、2021 年 4 月に 2030 年度の GHG 排出量 46%削減という目標を掲げると、それを受け、2021 年 4 月に「経団連カーボンニュートラル行動計画」が新たに策定された。

日本製薬団体連合会（以下、日薬連）は、製薬業界の旗振り役として、「経団連カーボンニュートラル行動計画」の下、「日薬連のカーボンニュートラル行動計画」を策定した。日薬連の掲げる CO2 排出削減目標は、2030 年度に 2013 年度比 46%削減（研究所・工場・オフィス・営業車両が対象）、2050 年に CO2 排出ネットゼロと、日本政府の目標に沿うものである。CO2 排出削減目標は、CO2 排出量を売上高で割った排出原単位（t-CO2/億円）で管理、公表されており、2020 年度時点の 2030 年目標に対する進捗率は約 43%である。原単位を用いることで、売上高に左右されず、CO2 排出量削減状況が把握可能となる。

また、具体的な CO2 排出削減対策は、ハードとソフトに分け[7]、投資額と合わせて公開している。日薬連によると、ハード対策とソフト対策のうち設備投資を要したものの CO2 排出削減量は合計で 20,492t-CO2、設備投資額は合計で 8,857 百万円のため、設備投資額を CO2 排出削減量で割った 1t-CO2 当たりの設備投資額は 43 万円である。

5.3 ベトナム政府への制度整備・改善案

ベトナム政府へは、製薬業界の排出量削減に向けた制度整備・改善案を提言した。具体的には以下の通り。

（1）削減目標の設定

ベトナムの NDC では、エネルギー部門の具体的な削減策のうち産業部門に関連して、生産設備の省エネおよびエネルギー効率化に関する投資、産業におけるエネルギー効率化対策の適用等を挙げているが、産業部門の具体的な GHG 削減目標は設

[6] BietBiz,「ベトナムの医薬品市場：有望な製造拠点と成長が見込める消費市場」（2021 年 8 月）https://vietbiz.jp/medicine-consume/

[7] ハード対策は、高効率機器、エネルギーロスの低減、エネルギー転換、その他の技術に、ソフト対策は、設備投資ありと設備投資なしに分けて分析されている。

定されていない。また、VNEEP3 では、産業部門のうち 7 つのサブセクターに対し、2025 年まで、及び 2030 年までの平均エネルギー消費量の削減目標値を設定しているが、製薬業界は対象となっていない。このため、まずは、製薬業界として目指すべく削減目標の設定を提言する。

(2) 原単位の設定および進捗状況の管理

経済活動に左右されず、確実なエネルギー消費量及び GHG 排出量の削減を進めていくため、エネルギー消費量や GHG 排出量の総量把握に加え、原単位による進捗状況の管理が重要と考える。原単位は、製品種別ごとに、GHG 排出量を生産量で割って算出するのが妥当と考える。

前述の通り、ベトナムでは改正環境保護法の下、製品ごとの GHG 排出量基準の策定に関する検討が進められており、本提言は現地政策とも一致するものである。

(3) 具体的な削減施策の提示

削減目標の設定に加え、具体的な削減施策の提示が必要と考える。日薬連はハード対策とソフト対策に分け、CO2 削減量と投資額の分析を行っているが、それらの情報を参考に、まずは安価で削減効果の高い対策項目から普及させていくことで、効率の良い削減が可能となる。また、ハード対策で削減効果は高いものの、投資額も大きくなる対策項目については、資金余力のない中小企業を中心に、補助金等公的支援スキームを拡充させていくことも有効と考える。

(4) 中小企業へのエネルギー診断の拡充

ベトナムの省エネルギー法において、大規模事業所はエネルギー診断の実施が義務付けられているが、製薬業界はプレーヤーが中小企業中心のため、中小企業に省エネ施策を如何に広めるかが製薬業界として重要となる。中小企業へのエネルギー診断を義務付けるには及ばずとも、希望する事業者には安価な簡易的診断を提供するなど、中小企業へのエネルギー診断の拡充が必要と考える。

6. 排出削減見込量の試算及び排出削減貢献の検討

6.1 事業化した場合の排出削減見込量

6.1.1 提案事業による排出削減見込み量

提案する事業は、既存の固形製剤工場の生産設備、及び空調によるエネルギー利用を最適化し、GMP を遵守しながら、エネルギー消費量の削減と CO2 排出量の削減を図るものである。本調査内で、対象工場の生産状況及びエネルギー消費量について調査した結果、年間の電力消費量 9,392MWh のうち、空調による消費が約 8 割を占めることが分かった。また、固形製剤工場では、GMP で設定される基準に従った運用が最重要視され、屋内の汚染リスクを極小とするため、換気回数を推奨値以上に過剰に設定する傾向があり、結果、必要以上に空調による電力消費量が多い。したがって、ベトナムの固形製剤工場では、空調によるエネルギー消費量と CO2 排出量の削減ポテンシャルが高い。

上記のような背景から、EMS 導入による空調システムを最適制御する施策を提案、それによる排出削減見込みを試算することとした。提案事業では、EMS を導入することにより、クリーンルームでは清浄度をモニタリング、適正発塵量を保つ制御を行うことにより、換気回数を低減する。クリーンルーム以外においても、温度、湿度等の環境条件に応じた適切な制御を実施することにより、換気回数を低減し、それにより空調のエネルギー消費量削減を実現する。

3.3 に記載のとおり、空調の換気回数を低減した場合、年間で合計 3,176,309kWh の電力消費量の削減が期待される。

6.1.2 固形製剤工場におけるクリーンルームの空調最適制御に関する方法論

空調制御によるエネルギー消費量削減は、制御するパラメータと削減効果の因果関係の特定が難しい。また、JCM 化で求められるリファレンスシナリオの設定においても、保守性を考慮した妥当な稼働状況の設定が課題となる。したがって、JCM の対象としては、GMP で換気回数が規定されるクリーンルームにおける空調制御を対象事業とし、対象とする削減効果は、空調機での電力消費量に絞り、JCM 化に向けた方法論を検討した。以下に、本調査で検討した方法論の概要を示す。

(1) 適格性要件

提案方法論は、下記のすべての要件を満たすプロジェクトに適用可能である。

番号	適格性要件
1	プロジェクトは固形製剤工場において EMS 導入により空調機の換気回数と稼働時間を最適制御する。
2	対象サイトは、GMP を遵守する既存の固形製剤工場である。
3	対象とする部屋は、クリーンルームである。
4	過去 1 年以上の空調機による電力消費量及び稼働状況（部屋ごとの換気回数と稼働時間等）に関するデータが入手可能であること。
5	プロジェクトの対象とする空調機は、インバータ制御されている。

(2) リファレンス排出量の考え方および算定方法

固形製剤工場のクリーンルームでは、GMP 基準で設定される換気回数を十分に遵守することが重視されており、製品製造に求められる各部屋の清浄度に関係なく過剰に設定されていることが多い。そのため、リファレンス排出量は、清浄度に応じた制御が導入されず、GMP 基準が定める換気回数の規定値の上限以上で換気回数が設定され、空調機の稼働が継続されるシナリオを前提に算出する。

具体的には、プロジェクト実施後に測定する空調機の電力消費量に、プロジェクト実施時と、リファレンスシナリオの換気回数及び稼働時間の比を乗じることにより、リファレンス時の電力消費量を算出、さらにグリッド電力排出係数を乗じてリファレンス排出量を求める。リファレンスシナリオの換気回数及び稼働時間は、GMP 基準が定める換気回数、及びプロジェクト実施前最低過去 1 年間の工場の空調の稼働状況のデータを分析することで、空調機ごとの適切なリファレンス値を設定する。

ネット排出削減は、GMP 基準及び過去の稼働状況に基づき、保守的なリファレンス換気回数、及び稼働時間を設定することで担保する。さらに、上述のとおり、清浄度に応じて空調機の換気回数や稼働時間を最適制御することにより、冷水の消費量も低減しチラーやポンプによる電力消費量も削減されるが、本方法論では、その削減効果を試算の対象としていないことから、ネット排出削減は担保される。

空調機による消費電力量は、送風機、及びレヒーターの消費電力より構成される。送風機の消費電力は、送風量の 3 乗と稼働時間に比例、レヒーターの消費電力は、送風量と稼働時間に比例することから、リファレンス排出量は下記のとおり求められる。

$$\boldsymbol{RE_p} = \sum_{\boldsymbol{i=1}}^{\boldsymbol{n}} \left(\boldsymbol{EC_{PJ,i,fan,p}} \times \frac{\boldsymbol{Q_{RE,i}}^{\boldsymbol{3}}}{\boldsymbol{Q_{PJ,i,p}}^{\boldsymbol{3}}} + \boldsymbol{EC_{PJ,i,heat,p}} \times \frac{\boldsymbol{Q_{RE,i}}}{\boldsymbol{Q_{PJ,i,p}}} \right) \times \frac{\boldsymbol{t_{RE,i}}}{\boldsymbol{t_{PJ,i,p}}} \times \boldsymbol{EF_{grid}}$$

$\boldsymbol{RE_p}$	：期間 *p* のリファレンス排出量　(tCO2/p)
$\boldsymbol{EC_{PJ,i,fan,p}}$	：期間 *p* の空調機 *i* の送風機よるエネルギー消費量　（MWh/p）
$\boldsymbol{EC_{PJ,i,heat,p}}$	：期間 *p* の空調機 *i* のレヒーターよるエネルギー消費量　（MWh/p）
$\boldsymbol{n}$	：プロジェクト対象とする空調機の数（-）
$\boldsymbol{i}$	：空調機 *i* のインデックス（-）
$\boldsymbol{Q_{RE,i}}$	：リファレンス時の空調機 *i* の風量（m^3/s）
$\boldsymbol{Q_{PJ,i,p}}$	：期間 *p* の空調機 *i* の風量（m^3/s）
$\boldsymbol{t_{RE,i}}$	：リファレンスの空調機 *i* の稼働時間（hour）
$\boldsymbol{t_{PJ,i,p}}$	：プロジェクト期間 *p* の空調機 *i* の稼働時間（hour）
$\boldsymbol{EF_{grid}}$	：グリッド排出係数　（tCO2/MWh）

ここで、稼働時間（$\boldsymbol{t_{PJ,i,p}}$）については、工場の稼働、生産状況等、制御以外の原因で減少

する可能性も考えられる。そのような場合は、リファレンスの稼働時間（$\boldsymbol{t_{RE,i}}$）もプロジェクトと同様に設定する等の対応が必要となる。工場の稼働記録、生産状況と合わせたモニタリングを実施し、それらの影響に対する対応方法については、引き続き精査が必要である。

(3) プロジェクト排出量の算定方法

$$\boldsymbol{PE_p = \sum_{i=1}^{n} (EC_{PJ,i,fan,p} + EC_{PJ,i,heat,p}) \times EF_{grid}}$$

ここで、

$\boldsymbol{PE_p}$	：期間 *p* のプロジェクト排出量　(tCO2/p)
$\boldsymbol{EC_{PJ,i,fan,p}}$	：期間 *p* の空調機 *i* の送風機よるエネルギー消費量　（MWh/p）
$\boldsymbol{EC_{PJ,i,heat,p}}$	：期間 *p* の空調機 *i* のレヒーターよるエネルギー消費量　（MWh/p）
$\boldsymbol{EF_{grid}}$	：グリッド排出係数　（tCO2/MWh）

(4) 排出削減量の算定方法

$$\boldsymbol{ER_p = RE_p - PE_p}$$

ここで、

$\boldsymbol{ER_p}$	：期間 *p* の排出削減量　(tCO2/p)
$\boldsymbol{RE_p}$	：期間 *p* のリファレンス排出量　(tCO2/p)
$\boldsymbol{PE_p}$	：期間 *p* のプロジェクト排出量　(tCO2/p)

(5) 事前に決定するデータおよびパラメータ

パラメータ	説明・単位	値	データ出典等
$\boldsymbol{Q_{RE,i}}$	リファレンス時の空調機 *i* の風量（m^3/s）	-	過去データの分析結果
$\boldsymbol{V_{RE,i}}$	リファレンス時の空調機 *i* が送風する部屋の容積（m^3）	-	過去データの分析結果
$\boldsymbol{N_{RE,i}}$	リファレンス時の空調機 *i* が送風する部屋の換気回数	-	過去データの分析結果及び GMP 基準値
$\boldsymbol{t_{RE,i}}$	リファレンスの空調機 *i* の稼働時間	-	過去データの分析結果
$\boldsymbol{EF_{grid}}$	グリッド排出係数　（tCO2/MWh）	0.8041	ベトナム天然資源環境省による公表値

(6) 主要なモニタリングパラメータ

パラメータ	説明・単位	測定機器・測定方法
$EC_{PJ,i,fanp}$	期間 p の空調機 i の送風機よるエネルギー消費量（MWh/p）	電力計により継続的に測定
$EC_{PJ,i,heat,p}$	期間 p の空調機 i のレヒーターよるエネルギー消費量（MWh/p）	電力計により継続的に測定
$Q_{PJ,i,p}$	期間 p の空調機 i の風量（m^3/s）	風量計により継続的に測定
$V_{PJ,i,p}$	プロジェクト期間 p の空調機 i が送風する部屋の容積（m^3）	工場のレイアウトに基づく
$N_{PJ,i,p}$	プロジェクト期間 p の空調機 i が送風する部屋の換気回数	EMS により継続的に測定

風量（$Q_{PJ,i,p}$）を継続的に風力計で測定するが、工場のレイアウト変更等により部屋の容積が変更する可能性も考慮し、部屋の容積（$V_{PJ,i,p}$）、及び換気回数（$N_{PJ,i,p}$）も継続的にモニタリングすることが必要と考える。

6.1.3 排出削減見込み量（プロジェクト実施による削減効果）の試算

GMP では、クリーンルームの換気回数の基準が、6-20 回/時と提示されている。そのため、対象工場では、クリーンルームの換気回数が GMP 規定値を下回らないよう、現状は、クリーンルーム内の各部屋は 21 回/時以上に設定、倉庫では 24 時間 365 日、それ以外の部屋では 24 時間 300 日連続して空調が稼働されている。したがって、リファレンスの換気回数は、GMP 基準の上限である 20 回/時とし、制御後は、各部屋の清浄度に応じて、換気回数を低減するが、本試算では 15 回/時まで低減することを仮定した。また、稼働時間は、EMS によるスケジュール運転により稼働時間を短縮する計画であるが、ここでは、保守的に試算するため、制御前後での稼働時間は一定として試算した排出削減見込み量を表 6-1 に示す。

表 6-1　電力消費および CO2 排出量の削減量の試算結果

削減項目		削減量	
		電力消費量（kWh/年）	CO2 排出量（tCO2/年）
クリーンルームの空調機制御による消費電力量削減			
1	換気回数低減による送風機の電力削減	599,391	482
2	換気回数低減による電気ヒーターの電力削減	606,152	487
合計		1,205,543	969

出所）CMP、EY 作成

6.1.4 方法論策定に係る課題

検討中の方法論は、本調査の対象工場での調査結果をもとに検討した結果である。今後、ベトナムの固形製剤工場を対象とした汎用性のある方法論とするためには、特にリファレンス設定の妥当性について、他工場のデータも収集して検討する必要がある。通常、工場の生産状況やエネルギー消費量のデータを入手することは難しいが、提案技術普及による便

益を説明しながら、ベトナム製薬協会（VNPCA）や商工省等の協力も得て、引き続きデータ収集を行うことが重要と考える。

また、6.1 で前述するとおり、稼働時間等の一部のパラメータについては、一時的な工場やクリーンルームの稼働停止や、利用状況の変化等により CO2 排出量が減少する場合、その影響を排除するための対応策等を方法論でも考慮する必要があると認識している。今後、提案事業を JCM 化する際には、方法論のさらなる精査が必要となる。

6.2 普及拡大時における排出削減への貢献

普及拡大時における削減貢献は、①提案事業実施による削減効果と②JCM 化の対象として検討している削減効果の 2 つに分けて考える。本調査対象工場は、ベトナムで最大規模の工場である。そのため、2 件目以降の導入工場は、調査対象の半分の規模として試算を行う。試算結果は、表 6-2 に示す。2030 年までに、提案技術の導入により、累計 63,825tCO2 の削減効果が期待される。また、展開する工場すべてにおいて、本調査で検討する方法論に基づき JCM 化を行ったと仮定した場合、2030 年までに累計 24,225tCO2 の排出削減が見込まれる。

表 6-2　普及拡大時における削減貢献量の試算

導入工場数	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	合計
新規	5	5	5	5	-
累計	5	10	15	20	20
年間削減貢献（tCO2/年）					合計
①提案事業実施による削減	6,383	12,765	19,148	25,530	63,825
②JCM 化の検討対象としての削減	2,423	4,845	7,268	9,690	24,225

出所）CMP、EY 作成

CMP は、ベトナム以外にも、シンガポール、インドネシアに拠点を有し、ベトナムでの事業に並行して、ASEAN 地域での事業の普及拡大を検討している。特に、ベトナムと同等の医薬品市場規模を有するインドネシア、タイでの事業展開の可能性を検討している。インドネシア及びタイの工場の規模や、生産状況及びエネルギー消費量は、今後調査を行う必要がある。しかしながら、両国ともに年間を通じて高温多湿な気候で、24 時間操業を行う工場が多いこと、また GMP 基準を遵守する工場は、GMP 基準遵守を最優先することは製薬業界に共通していることから、ベトナムと同様に空調の最適制御によるエネルギー消費量削減ポテンシャルが高く、工場にとっても導入メリットが大きい事が想定される。そのため、ベトナムでの実証結果を具体的に示すことで、インドネシア、タイでも普及展開できる可能性は高いと考える。今後、各国の工場の規模や、生産状況、特に空調の稼働状況、各工場で設定する基準等について調査を行い、普及展開の可能性を検討する。

7. 相手国関係者への制度整備・改善案の提案活動

7.1 ベトナム政府関係者への政策提言の実施

下記のベトナム政府・業界関係者に提案事業や取組の紹介を行った。

- 天然資源環境省（MONRE）・気候変動局
- 商工省（MOIT）・エネルギー効率及び持続可能な開発局
- 保健省（MOH）・医薬品管理局
- ベトナム製薬協会（VNPCA)

特に MOIT に対しては、原単位ベースでの省エネ・CO2 削減基準の設定について提案を行い、MOIT の方針と合致していることから理解を得ている。

8. 総括

本調査の結果、ベトナムでの固形製剤製造工場において空調システムの最適化、及び生産プロセスの最適化それぞれについて、GHG 排出削減施策の導入の事業可能性があることがわかった。以下の方針で事業化を目指す。

(1) 空調システムの最適化：NEDO 等の政府支援制度の活用も視野に、EMS 技術導入と JCM 化を検討する。
(2) 生産プロセスの最適化：将来の増産計画に応じて、導入計画をたてている。導入施策とスケジュールについて、引き続き顧客と協議を行う。

本調査による省エネルギーやGHG排出削減、および生産効率向上の実績データをもとに、他の固形製剤製造工場にも提案を強化し、展開を進める。

ベトナム製薬協会（VNPCA）と協働し、加盟製薬企業向けにセミナーを実施することで、本提案技術の普及展開につなげる。

JCM feasibility study on energy saving and production efficiency improvement through production process optimization at a pharmaceutical plant in Vietnam

(Target country: Vietnam)

Implementer: CM Plus Corporation

1. Objectives and Implementation Systems

In Vietnam, the pharmaceutical market is rapidly developing and expanding due to the increase in demand for medicines, but inefficient and outdated domestic manufacturing equipment continues to produce inefficiently. The pharmaceutical industry places emphasis on meeting the requirements of "Good Manufacturing Practice (GMP)"[1] for the management and quality control of drugs, and energy conservation and decarbonization are of secondary importance.

This investigation analyzed the current production situation and energy consumption ofOral Solid Dosage (OSD) manufacturing plants in Vietnam, identified waste of energy, and considered energy conservation and CO2 emission reduction measures through the optimization of the production process and energy utilization. Realizing energy conservation while observing GMP by optimizing the production process and energy utilization has not been attempted in the Vietnamese pharmaceutical industry so far and will be a groundbreaking and innovative effort.

CM Plus Co., Ltd. is the main investigator, and conducted the investigation on a large-scale OSD plant operating in southern Vietnam. The investigation was conducted with the cooperation of EY Nippon Limited Liability Accounting Firm for local investigation support by CM Plus Vietnam Co., Ltd. (CMP Vietnam) and policy proposal and JCM consideration support.

2. Analysis of Relevant Policy and Institutional Trends

2.1 Energy and Climate Change-Related National Strategies in Vietnam

2.1.1 National Green Growth Strategy in Vietnam

The National Green Growth Strategy for 2021-2030, with a vision towards 2050, was formulated in October 2021[2]. The strategy aims to promote economic growth and transition to a green and carbon-neutral economy. The strategy aims to reduce greenhouse gas (GHG) emissions per GDP compared to 2014 by at least 15% by 2030 and at least 30% by 2050 and to reduce the average primary energy consumption per GDP by 1.0% per year during the target period.

2.1.2 National Determined Contribution (NDC)

According to the Vietnam's Third Biennial Update Report (BUR) submitted to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) in April 2020, Vietnam's total GHG emission

[1] Three principles of GMP include: 1) minimizing human errors during manufacture, 2) preventing contamination and quality deterioration of pharmaceutical products, and 3) designing a high-quality assurance system.

[2] https://en.baochinhphu.vn/national-green-growth-strategy-for-2021-2030-vision-towards-2050-11142515.htm

in 2016 was 316,734.96 ktCO2e, of which the energy sector accounted for 65%, followed by the Industrial Processes and Product Use (IPPU)sector (15%) and Agriculture, Forestry and Other Land Use (AFOLU) sector with 14% (calculated by offsetting emissions and absorption) and the waste sector with 7%. In the energy sector, 89% of the total emission was CO2, therefore reducing energy-derived CO2 emissions is a key.

In light of the above situation, the Intended Nationally Determined Contribution (INDC) was developed by the Vietnamese Government in September 2015 and submitted to the UNFCCC in November 2016. This INDC sets the GHG emissions targets by 2030, which are an 8% reduction in GHG emissions by 2030 by unconditional contribution and a 25% reduction with international support, including Joint Crediting Mechanism (JCM), compared to what would have been achieved without climate change action. Subsequently, updated NDCs were submitted in September 2020 and November 2022, with the 2022 updated version revising the reduction target upwards to 15.8% by unconditional contribution and 43.5% with international support by 2030. Reduction targets are set by sector - Energy, Agriculture, Land-Use, Land-Use Change and Forestry (LULUCF), Waste and Industrial Processes (IP) - with the energy sector taking the lead in terms of reductions, which counted for 7.0% by unconditional contribution and 24.4% with international support of total emissions respectively.

Among the specific reduction measures in the energy sector, those related to the industrial sector include investments in energy saving and energy efficiency in production facilities and the application of energy efficiency measures in industry, which is in line with the project.

In addition, at the COP26 summit meeting held in November 2021, it was announced that the country aims to be carbon neutral by 2050.[3]

2.2 Energy Policy and Institutions in Vietnam

2.2.1 Law on Economical and Efficient Use of Energy

The Law on Energy Economical and Efficient Use of Energy (Law No. 50/2010/QH12), enacted in June 2010 and enforced in November 2011, establishes regulations for designated businesses whose energy consumption exceeds a certain size. Specifically, they are obliged to draw up annual and five-year energy efficiency and conservation plans, report on the results of their implementation, and undergo an energy audit every three years (either by an external organization, or an internal audit if certain requirements are met).

As for designated operators, Decree on Detailing the Law on Economical and Efficient Use of Energy and Measures for its Implementation (Protocol No. 21/2011/ND-CP), which entered into force in May 2011, stipulate that they are industrial manufacturing establishments with annual energy consumption equivalent to 1,000 TOE or more. In addition, this list of energy-intensive facilities is submitted to the Ministry of Industry and Trade (MOIT) by the People's Committee of each province and city directly under the Central Government by 1 February each year and published at the end of March.

The specific details of energy audits are stipulated in the Circular No. 09/2012/TT-BCT on the Providing for Elaboration of Plans, Report on Implementation of Plans on Economical and Efficient Energy Use by MOIT, which entered into force in June 2012.

[3] https://www.reuters.com/business/environment/vietnam-targeting-carbon-emission-neutrality-by-2050-minister-says-2021-11-01/

2.2.2 National Energy Efficiency Program

In April 2006, the Government of Vietnam developed the National Energy Efficiency Program (VNEEP) covering the period 2006-2015 to promote energy conservation; in March 2019, the National Program on Energy Efficiency and Conservation for the period 2019-2030 (VNEEP3) was approved by the Prime Minister (Decision No. 280/QD-TTg). VNEEP3 aims to promote various economic activities, and industrial sectors by economic and efficient use of energy in various economic activities and economic and efficient use of energy in industrial sector, with medium-term and long-term targets for 2019-2025 (reducing the country's total energy consumption by 5-7% and 8-10% respectively) and 2019-2030 (reducing the country's total energy consumption by 8-10%).

2.3 Climate Change-related Policies and Institutions in Vietnam

2.3.1 Amended Law on Environmental Protection

On 17 November 2020, the Vietnamese National Assembly passed the Law on Environmental Protection (Law No. 72/2020/QH14), amending the 2014 Law on Environmental Protection. The amended Law on Environmental Protection entered into force on 1 January 2022.

Article 91 of Chapter 7 of the amended Environmental Protection Law stipulates content related to GHG emission mitigation, including the implementation of measurement, reporting and verification (MRV) and GHG inventories at national, regional, and sectoral levels. Article 91(7) of the same stipulates the reporting of GHG emissions by each emitting facility and the implementation of emission reduction plans.

In addition, Article 139 of Chapter 11 of the same provides for the formation of a domestic carbon market, which stipulates the allocation and trading of emission allowances to GHG emitting facilities. The domestic carbon market is scheduled for implementation from 2028 onwards, following a period of preparation of regulations and guidelines until 2027, pilot projects from 2025 to 2027 and capacity building of stakeholders. It is also planned that domestic carbon credits can be traded in conjunction with regional and international carbon markets.

In addition, in June 2021, Ministry of Natural Resources and Environment (MONRE) published a draft decree on the implementation of Article 91 (GHG emission mitigation) and Article 92 (ozone layer protection) of the revised Environmental Protection Law. The draft specifies the GHG emitting facilities that are subject to GHG emissions reporting obligations. In the case of industrial production facilities, except for the cement industry, the criteria are consistent with those for energy-intensive facilities with mandatory energy consumption reporting, i.e., facilities with a total annual energy consumption of 1,000TOE or more. In the case of the cement industry, it is also defined as facilities with a total annual clinker production of more than 900,000t. The allocation of allowances will be determined based on the GHG emissions reporting of these facilities to be carried out in the period 2023-2025.

Furthermore, on 7 January 2022, a Decree on Providing the Mitigation of Greenhouse gas Emissions and Protection of the Ozone Layer (06/2022/ND-CP) was approved under the amended Law on Environmental Protection. The Decree specified the following GHG emitting facilities that are required to develop GHG inventories for the purpose of emission allowance allocation. In the case of industrial production facilities, the criterion is consistent with those for energy-intensive facilities with energy consumption reporting requirements under the Law on Economical and Efficient Use of Energy , and facilities with a total annual energy consumption of 1,000TOE or more.

The Decree also states that the allocation of emission allowances will be set annually based on GHG

inventories for each facility and that standards for GHG emissions per unit of product will be published, and studies are currently underway to formulate such standards.

3. Study of the Feasibility Plan

The project proposed in this study aims to reduce energy consumption and CO2 emissions by optimizing the use of energy from production equipment and heating, ventilation and air conditioning (HVAC) in existing OSD plants, while complying with GMP. The project also aims to save energy and improve the efficiency of productivity of the production equipment by replacing it with high-efficiency production equipment.

3.1 Proposed Technology and System

3.1.1 Survey Method and Proposed System

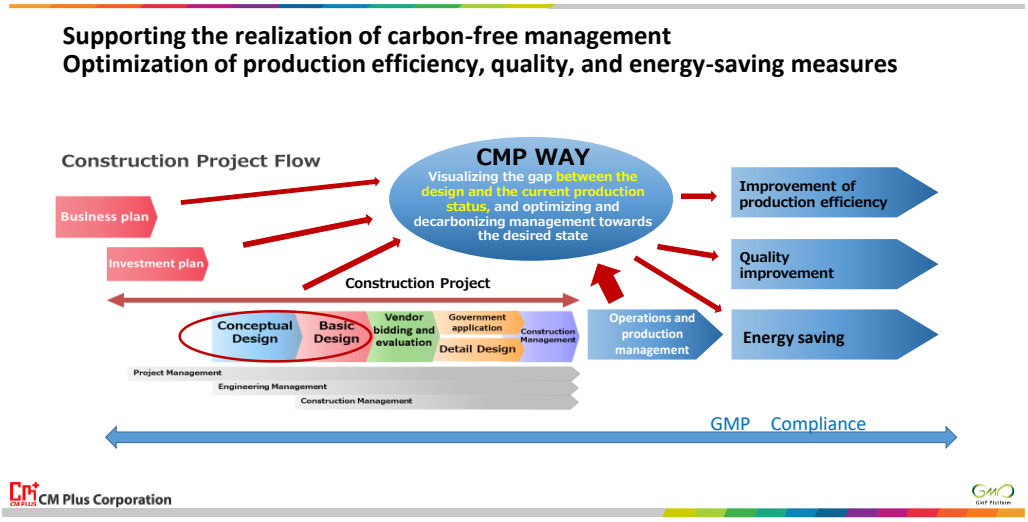


Figure 3-1 CMP WAY initiative

Source) prepared by CMP

CMP WAY® is an initiative to visualize the gaps between the conceptual and basic design at the time of investment planning and the current production situation, and to optimize and decarbonize management towards the desired state.

It enables continuous promotion of energy savings (reduced CO2 emissions, reduced costs), improved production efficiency (increased sales) and improved quality (reduced defect rate).

Simulation software for optimizing OSD production processes:

The simulation software developed by CM Plus (name: CMP WAY) was used in the study. This software calculates the energy consumption per tablet after initial input of the current annual production volume by item, batch size, operating hours, equipment used, production room volume, air supply and exhaust volume, temperature and humidity conditions, HVAC units and other conditions. The aim is to utilize this software to optimize the production process by repeating trial and error by changing batch size, production equipment and HVAC conditions until the energy consumption per

tablet is effectively lowered, and identifying the optimum batch size, production equipment and HVAC system. This batch process consolidation was considered in this study as it has the potential to improve product throughput and save energy. In addition, by identifying the energy consumed per tablet, production efficiency can be monitored. Understanding the fluctuations during production increases and decreases can contribute to understanding the energy efficiency of the plant as a whole.

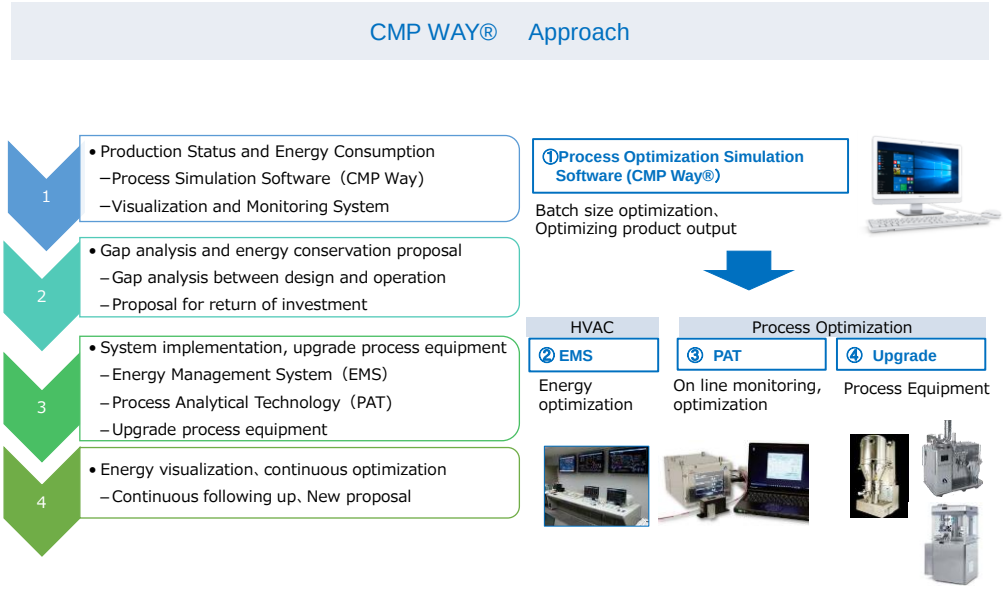


Figure 3-2 Proposed Technology and System Study Flow

Source) prepared by CMP

The flow of the OSD manufacturing process optimization simulation is shown below.

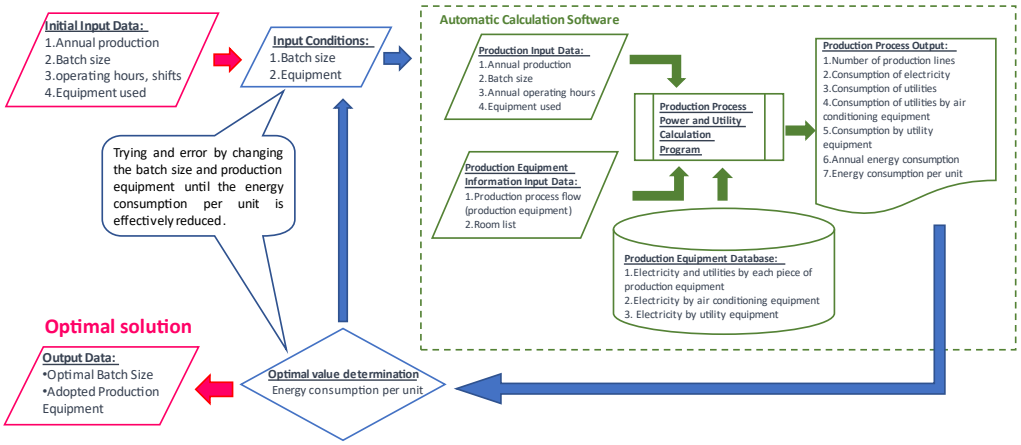


Figure 3-3　CMP WAY Simulation Flow

Source) prepared by CMP

3.1.2 Surveying and Understanding the Production Situation and Energy Consumption of the Surveyed Plants

The first field survey was conducted on 17th and 18th August. A visit was made to an OSD manufacturing plant in southern Vietnam to observe the plant and gather information.

The annual energy consumption of the entire factory over the past three years had remained stable at approximately 16,000 MWh.

Two plants are in operation on the site, but the survey focused on the one with the highest electricity consumption (hereafter referred to as the ‘target plant’).

The subject plant produces a wide variety of OSD products and the production ratio of each product fluctuates.

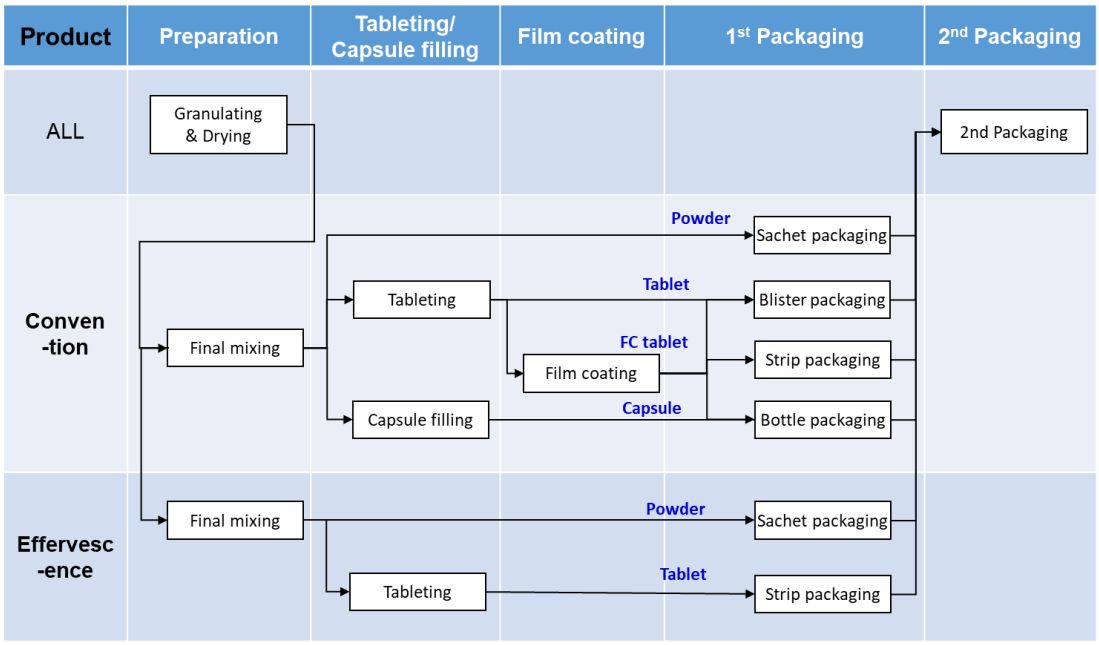


Figure 3-4 OSD Production Process Flow

Source) prepared by CMP

3.2 CMP WAY OSD Manufacturing Process Optimization Simulation and results

A second field survey was conducted between 26th-29th September. Data loggers were installed on site and power measurements were obtained from the main production equipment and chillers at the target plant and related facilities. Based on the results, the power consumption in the energy center building (refrigeration units, compressors, etc.) was prorated for each building. As a result, the annual electricity consumption of the subject plant in 2021 was 9,392 MWh-year.

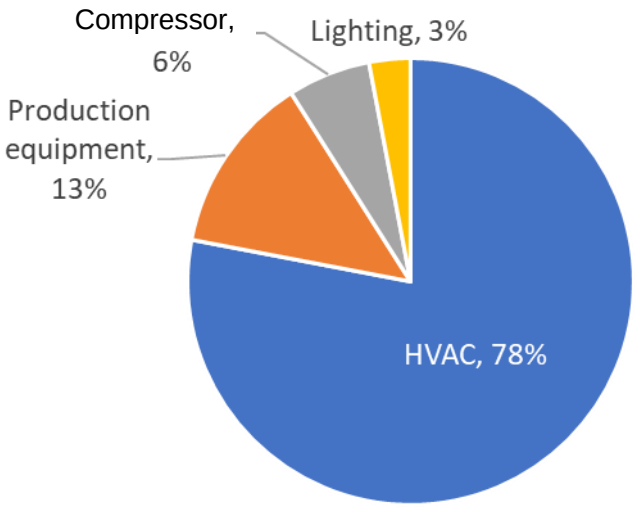


Figure 3-5 Proportion of Energy Consumption of the Subject Plant

Source) prepared by CMP

Of the 9,392 MWh of annual electricity consumption, approximately 80% was found to be consumed by HVAC system. The breakdown of energy consumption by HCAC system showed 47% by AHUs and 31% by refrigeration equipment, pumps, and others.It was found that the biggest challenge from the perspective of energy conservation under the current operating conditions is to reduce the HVAC load.

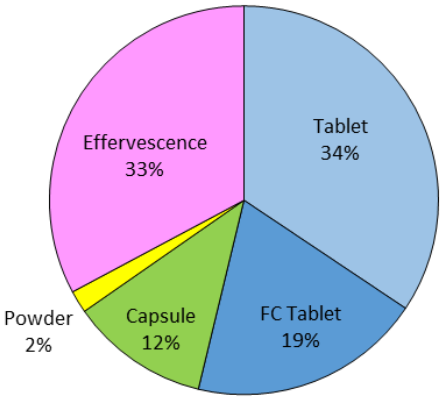


Figure 3-6 percentage of Energy Consumption by Product Type

Source) prepared by CMP

As the subject plant produces a large number of product types, a breakdown by product type was

investigated to identify the products that account for the main production volumes. As some products are produced in small quantities with little overall impact, they were aggregated for simulation. The products were classified into five types : uncoated tablets, film-coated tablets, capsules, fine granules, and foam formulations. For these, simulations were conducted based on annual production numbers, product size, product weight, package type and batch size, and then the amount of energy for HVAC system was appropriately allocated and converted to a correction on a 100% basis to give a breakdown of the overall energy consumption per product.

3.3 Energy savings proposals and GAP analysis

Table 1 Annual electricity consumption reduction potential

No.	Items		Amount	kWh
①	AHU		2,280,539	
	1	Saving fan electric power consumption by reducing clean room air change rate		871,957
	2	Saving fan		606,773
	3	Reduction of reheater power by reducing air change rate in clean rooms		801,809
②	Chiller and pump		895,770	
	1	Reduction of chiller power by reducing air change rate		423,447
	2	Reduction of chilled water/cooling water pump power by reviewing flow rates		472,323
Total (kWh/year)			3,176,309	

Source) prepared by CMP

In the OSD manufacturing process, a large amount of electricity is consumed by air handling units (AHUs) and chillers for clean room HVAC. This is due to their primary focus being on compliance with the standards set for GMP, and therefore the air change rate is fixed above the recommended value in the standards to minimize the risk of contamination in the room. As a result, electricity consumption by HVAC is higher than necessary.

3.4 Proposed Energy Conservation Measures

3.4.1 Reduction of Energy Consumption Associated with HVAC System optimization Through the Introduction of an EMS

The introduction of an EMS system is proposed to achieve the energy consumption reduction items associated with HVAC system optimization.

The OSD manufacturing process consumes a large amount of electricity for HVAC system, and currently HVAC is operated at the higher air change rate than necessary because compliance with GMP standards is the top priority. The introduction of such a system has not been implemented in OSD manufacturing plants, making this a ground-breaking initiative.

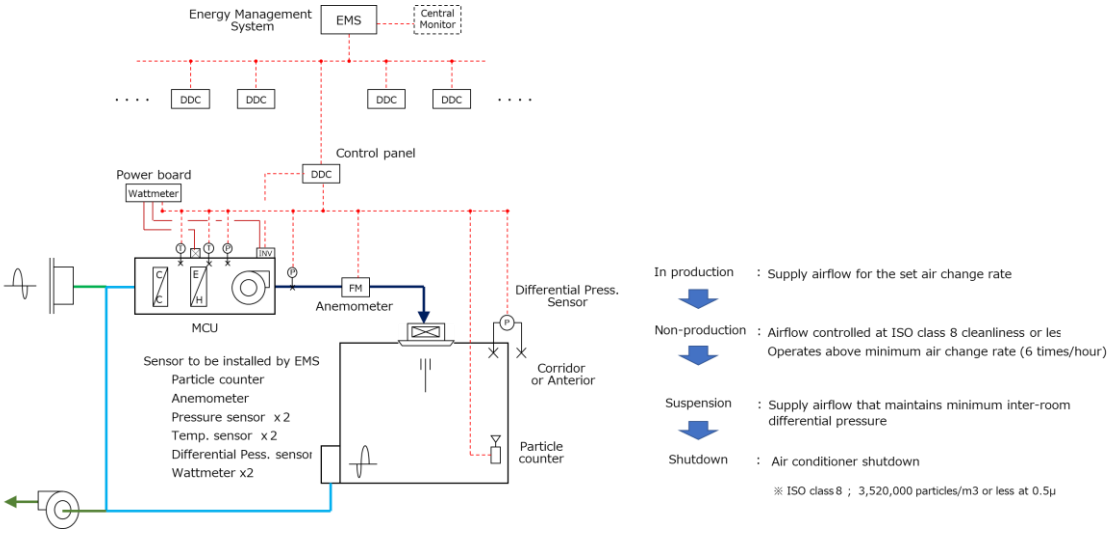


Figure 3-7 Energy Management Systems (EMS)

Source) prepared by CMP

Proposed Technology

- Optimum control of HVAC systems through cleanliness management
  - ✓ The number of ventilation cycles in each room is always set according to the cleanliness.
  - ✓ In clean rooms, the base operation is 15 times/hr.
  - ✓ In clean rooms, the air change rate is set at 15 times/hour as a base operation.
  - ✓ Room pressure control is carried out in accordance with changes in air change rate.
  - ✓ Scheduled operation to stop ventilation when not in production.
- Energy consumption reduction potential: approx. 3,176 MWh/year.

Operation after Introduction of EMS

- Optimize the air change rate for each room in consideration of GMP regulations and the room environment.
  - ✓ Clean rooms: optimization control is carried out while monitoring the cleanliness.
  - ✓ Other than clean rooms: Operate at an appropriate air change rate (5-10 times/hour).

3.4.2 Reducing Energy Consumption through Production Process Optimization

Energy intensity can be reduced by installing high-efficiency production equipment in order to respond to planned production increases reflecting increased demand. In considering production process optimization, a study was conducted on the elimination of bottlenecks in the production process and on the appropriate batch size. Based on the results, proposals for high-efficiency production equipment were made for each of the main pieces of equipment.

3.5 Examination of Commercialization and Dissemination Plans

3.5.1 Target Markets and Customers

In Vietnam, the pharmaceutical market is expanding and developing significantly due to the growing need for pharmaceutical products, while inefficient production conditions continue with low efficiency and ageing domestic manufacturing equipment. There are 267 OSD manufacturing plants in Vietnam operating with similar problems.

The proposed technology will facilitate the optimization of the manufacturing process, including energy savings, in existing pharmaceutical plants in operation, while at the same time increasing productivity, profit and quality. The barriers to introducing the technology are lower than those for building new plants, and the novelty of the technology makes it likely to spread over a wide area.

3.5.2 Business Model during Commercialization

At the time of commercialization, CMP Vietnam, the Vietnamese subsidiary of CM Plus, will propose production process optimization to local OSD manufacturing plants and pharmaceutical companies.

The proposal will first include a GAP analysis of the conceptual and basic design of the plant at the time of investment planning and the current production. Based on the results, the production line and production process will be reviewed for optimization (as it should be).

Possible Challenges and Measures to Address

The following challenges and measures for commercialization are envisaged.

Issue 1. Lack of operational data for production and utility equipment at the OSD manufacturing plant: Operational data for each production and utility equipment was not properly monitored at the plant in operation. For this reason, sensors capable of measuring the power consumption of production equipment were installed on site to collect data.

Issue 2. Verification of investment effects: In verifying the investment effects of energy savings, it is necessary to verify the production volume per unit time and energy consumption per unit production volume (tablets). In response, energy-saving effects and sales improvement effects based on production efficiency and energy-saving simulations were calculated, and the effects of the introduction of the system were verified.

Project Scales

The optimization and visualization of production processes through the introduction of an EMS is expected to have a large payback effect, with an investment amount of no more than JPY 100 million and a payback period of no more than six years. Thereafter, based on the status of monitoring, further updating of manufacturing equipment and utility facilities can be implemented to promote an effective return on investment.

Implementation System for Commercialization

As part of the project implementation system, CMP Vietnam will conclude a consulting contract as a proponent for customers and make various proposals. The adopted proposals will be implemented by local contractors under the management of CMP Vietnam.

4. Consideration of Challenges and Response Measures

4.1 Building Consensus on Decarbonization Initiatives in the Pharmaceutical Industry

Incentives to implement energy efficiency and conservation measures on the customer side:

Priority may be given to GMP compliance on the customer side and incentives to implement energy efficiency and conservation measures may be lacking. In response to this, the project proposes that, at the same time as saving energy and reducing energy costs, productivity and quality can be improved and sales can be increased, in order to build consensus on the introduction of the technology.

A proposal from the Vietnamese Pharmaceutical Association (VNPCA) to host a seminar organized by the CMP has been approved and will be considered for the first half of 2023.

In the longer term, policy recommendations will also be promoted to the Vietnamese Government to decarbonize the pharmaceutical industry and promote incentives.

4.2 Dissemination and Deployment within the ASEAN Region

After the proposed project has been disseminated in Vietnam, standardization will be promoted by increasing the number of cases of introduction to OSD manufacturing plants, which will then be systemized and deployed in the ASEAN region through pharmaceutical industry associations.

In Indonesia and Thailand, in particular, many affinities OSD manufacturing plants are in operation, so the project will be developed in parallel with the dissemination to Vietnam.

The challenges are to understand the production efficiency at plants in operation, to optimize production processes by promoting visualization and to determine the cost-effectiveness of high-efficiency equipment, and, as in this project, proposals will be made based on GAP analysis. The data collected will continue to be shared with Japan for remote response and the accumulation of knowledge.

5. Consideration of Specific Institutional Development and Improvement Plans

5.1 Current Situation of the Vietnamese Pharmaceutical Industry

The Vietnamese pharmaceutical industry has seen market growth in recent years, with the Vietnamese pharmaceutical market expected to grow from USD 8 billion in 2021 to USD 16.1 billion by 2026. In addition, the Vietnamese pharmaceutical market is expected to grow at a +11.05% annually between 2016 and 2023, with ethical drugs expected to drive the market. Among ethical drugs, the generics market is characterized by its large market size, with the generics market almost tripling to USD 3.2 billion in 2018, compared to the USD 1.2 billion market size for patented drugs in Viet Nam.[4] For over the counter (OTC) drugs, the market was worth around USD 1.5 billion in 2018, but is expected to continue growing to USD 2.3 billion by 2023.[5]

There are reportedly about 1,000 pharmaceutical manufacturers in Vietnam, including foreign-invested companies, but even the largest companies have only a few percentages of the market share, and the market players are fragmented, with small and medium-sized players taking the lead. While energy audits are being carried out and energy efficiency and conservation plans are being drawn up, mainly by major pharmaceutical companies if they are the designated operators under the Law on Economical and Efficient Use of Energy, the current situation, as mentioned above, where the majority of players are small and medium-sized[6], means that the pharmaceutical industry as a whole is not making much progress with GHG reduction measures.

5.2 Pharmaceutical Industry Activities in Japan as a Reference

In Japan, the Japan Business Federation (hereafter referred to as Keidanren) formulated the “Keidanren Voluntary Action Plan” for the Environment in June 1997, prior to the Kyoto Protocol agreement (December 1997), and promoted activities to reduce GHG emissions, which resulted in a 12.1% GHG emission reduction from FY2008 to FY2012 (the first commitment period under the Kyoto Protocol) compared to FY1990. In 2013, the plan was renamed the "Keidanren Low Carbon Society Action Plan", and Phase I with a target year of 2020 and Phase II with a target year of 2030 have been underway, while the Japanese Government announced the “2050 Carbon Neutral Declaration” in October 2020 and set a target of a 46% GHG emission reduction in FY2030 in April 2021, the “Keidanren Carbon Neutral Action Plan” was newly formulated in April 2021 in response.

The Federation of Pharmaceutical Manufacturers' Associations of Japan (FPMAJ), as the flagship of the pharmaceutical industry, formulated the “FPMAJ’s Carbon Neutral Action Plan” under the “Keidanren Carbon Neutral Action Plan”. The FPMAJ's CO2 emission reduction target is in line with the Japanese Government's target of a 46% reduction in CO2 emissions in 2030 compared to 2013 (covering laboratories, plants, offices, and sales vehicles) and net zero CO2 emissions in 2050. The CO2 emission reduction target is based on the emission intensity (t-CO2/JPY), which is CO2 emissions divided by sales revenue, and as of FY2020, progress against the 2030 target was approximately 43%. The use of emissions intensity enables the status of CO2 emissions reductions to be monitored, irrespective of sales figures.

In addition, specific CO2 emission reduction measures are divided into hardware and software and disclosed together with the investment amount[7]. According to the FPMAJ, the total amount of CO2

[4] https://vietbiz.jp/askapharma-interview/ (Japanese Only)

[5] https://vietbiz.jp/medicine-2022/ (Japanese Only)

[6] https://vietbiz.jp/medicine-consume/

[7] The hardware measures are divided into highly-efficient equipment, reduction in energy loss, energy transition and

emission reductions from hard and soft measures that required capital investment was 20,492 t-CO2 and the total capital investment was 8,857 million yen, so the capital investment per t-CO2 divided by the amount of CO2 emission reduction is 430,000JPY.

5.3 Proposals for Institutional Development and Improvement to the Vietnamese Government

Proposals for institutional development and improvements to reduce emissions in the pharmaceutical industry were proposed to the Vietnamese Government. Specifically, the proposals are as follows.

(1) Setting Reduction Targets

Vietnam's NDC states specific reduction measures in the energy sector such as investments in energy conservation and energy efficiency in production facilities, and application of energy efficiency measures in industry, in relation to the industrial sector among, but no specific GHG reduction targets have been set for the industrial sector. In addition, VNEEP3 sets average energy consumption reduction targets for seven sub-sectors of the industrial sector by 2025 and by 2030, but the pharmaceutical industry is not included. It is therefore recommended that, first of all, a reduction target to be set for the pharmaceutical industry.

(2) Setting Intensity Unit and Management of Progress

In order to ensure that the reduction of energy consumption and GHG emissions is not influenced by economic activities, it is considered important to manage progress using intensity units, in addition to monitoring the total amount of energy consumption and GHG emissions. It is considered appropriate to calculate intensity by dividing GHG emissions by production volume for each product type.

As mentioned above, in Vietnam, under the amended Law on Environmental Protection, studies are underway to establish GHG emission standards for each product, and these recommendations are in line with Vietnamese policy.

(3) Presentation of Specific Reduction Measures

In addition to setting reduction targets, it is considered necessary to present concrete reduction measures. The FPMAJ has analyzed CO2 reductions and investment amounts by dividing them into hard and soft measures, and by referring to this information, efficient reductions can be achieved by first promoting inexpensive and highly effective reduction measures items. It is also effective to expand public support schemes, such as subsidies, mainly for SMEs with limited financial resources, for those items that are highly effective in terms of reduction through hard measures but also require a large investment.

(4) Expansion of Energy Audits for SMEs

Under Vietnam's Law on Economical and Efficient Use of Energy, large-scale energy-use facilities are obliged to carry out energy audits, but as the pharmaceutical industry is mainly comprised of SMEs, it is important for the pharmaceutical industry to spread energy conservation measures to SMEs. Even if energy audits for SMEs are not mandatory, it is

other measures, while the software measures are divided into measures with capital investment and without capital investment.

necessary to expand energy audits for SMEs by, for example, providing simple, inexpensive audits to businesses that wish to have them.

6. Estimation of Expected Emission Reductions and Consideration of Emission Reduction Contribution

6.1 Estimated Emission Reductions from the Project

6.1.1 Estimated Emission Reductions from the Proposed Project

The proposed project aims to reduce energy consumption and CO2 emissions by optimizing the use of energy from production equipment and HVAC system in the existing OSD plant, while complying with GMP. In this study, the production conditions and energy consumption of the subject plant was investigated, and it was found that HVAC accounted for approximately 80 % of the 9,392 MWh of annual electricity consumption. In addition, OSD factories tend to set the air change rate excessively above the recommended value in order to minimize the risk of indoor contamination, as the highest priority is placed on operating in accordance with the standards set by GMP, resulting in higher electricity consumption by HVAC than necessary. Therefore, the potential for reducing energy consumption and CO2 emissions from HVAC is high in OSD plant in Vietnam.

Based on the above background, it was decided to propose measures to optimize the control of the HVAC system by introducing an EMS and to estimate the emission reduction potential of such measures. In the proposed project, the EMS will monitor the cleanliness in the clean room and control the system to maintain an appropriate amount of dust emissions, thereby reducing the air change rate. In other areas than clean rooms, the air change rate will be reduced by implementing appropriate control according to environmental conditions such as temperature and humidity, thereby realizing a reduction in HVAC energy consumption.

As stated in 3.3, if the air change rate of HVAC is reduced, a total annual reduction of 3,176,309 kWh of electricity consumption is expected and an annual emission reduction of approximately 2,553tCO2.

6.1.2 Methodology for Optimal Control of Clean Room HVAC in OSD Plant

In reducing energy consumption through HVAC control, it is a challenge to identify the causal relationship between the parameters to be controlled and the reduction effect. In addition, in setting reference scenarios required for JCM, it is also a challenge to set reasonable operating conditions in conservativeness manner. Therefore, the target project for JCM is limited to HVAC control in clean rooms for which the air change rate is regulated by GMP, and the targeted reduction effect was narrowed down to electricity consumption by only HVAC without considering the reduction expected by pump and chillers, and the methodology for JCM was studied. The following is an overview of the methodologies examined in this study.

(1) Eligibility Criteria

The proposed methodology is applicable to projects that meet all of the following criteria.

#	Eligibility Criteria
1	The project is to optimally control the air change rate and operating hours of HVACs in a OSD plant through the installation of an EMS.
2	The target site is an existing OSD plant that complies with GMP.
3	The target rooms are clean rooms.
4	Data on electricity consumption and operating status (air change rate and operating hours per room, etc.) of HVAC for at least one year in the past must be available.
5	The HVAC subject to the project is controlled by an inverter.

(2) Concept and Calculation Method of Reference Emissions

In clean rooms in OSD plants, the emphasis is on fully complying with the air change rate set by GMP standards, which is often set excessively regardless of the cleanliness of each room required for product manufacturing. Therefore, the reference emissions are calculated assuming a scenario in which no controls are introduced according to the cleanliness level, the air change rate is set at or above the upper limit of the specified air change rate set by the GMP standards, and the HVAC continue to operate.

Specifically, the electricity consumption of the HVAC system to be measured after project implementation is multiplied by the ratio of the air change rate and operating hours in the reference scenario to those in the project implementation, and then multiplied by the grid power emission factor to obtain the reference emissions. The number of ventilation cycles and operating hours for the reference scenario will be determined by analyzing the number of ventilation cycles specified by the GMP standards and the data on the operating conditions of HVAC in the plant for at least the last year prior to project implementation to establish appropriate reference values for each HVAC unit.

Net emission reductions will be ensured by setting conservative reference air change rate and operating hours based on GMP standards and historical operating conditions. Furthermore, as mentioned above, optimal control of the air change rate and operating time of HVAC systems according to the cleanliness level will also reduce the consumption of chilled water and electricity consumption by chillers and pumps, but this methodology does not include the effect of such reduction in the estimation in order to ensure the net emission reduction.

Electricity consumption by HVAC systems consists of power consumption by blowers and reheaters. The power consumption of the blower is proportional to the cube of the airflow rate and the operating hours, and the power consumption of the reheater is proportional to the airflow rate and the operating hours, thus the reference emissions are obtained as follows.

$$RE_p = \sum_{i=1}^{n} \left(EC_{PJ,i,fan,p} \times \frac{Q_{RE,i}^{3}}{Q_{PJ,i,p}^{3}} + EC_{PJ,i,heat,p} \times \frac{Q_{RE,i}}{Q_{PJ,i,p}} \right) \times \frac{t_{RE,i}}{t_{PJ,i,p}} \times EF_{grid}$$

Where

RE_p	: Reference emissions for the period *p* (tCO2/p)
$EC_{PJ,i,fan,p}$	: Energy consumption by blower of HVAC systems *i* in the period *p* （MWh/p）
$EC_{PJ,i,heat,p}$	: Energy consumption by reheater of HVAC systems *i* in the period （MWh/p）
n	: Number of HVAC systems for the project（-）
i	: Index of HVAC systems *i*（-）
$Q_{RE,i}$	: Air flow rate of HVAC systems *i* at the reference period（m^3/s）
$Q_{PJ,i,p}$	: Air flow rate of HVAC systems *i* in the period *p*（m^3/s）
$t_{RE,i}$	: Operating hours of HVAC systems *i* at the reference period（hour）
$t_{PJ,i,p}$	: Operating hours of HVAC systems *i* in the period *p*（hour）
EF_{grid}	: Grid emission factor （tCO2/MWh）

Here, there is a possibility that the operating hours ($t_{PJ,i,p}$) may decrease due to causes other than optimal control by the project activity, such as plant operation and production conditions. In such a case, it is necessary to take measures such as setting the operating hours ($t_{RE,i}$) of the reference to the same value as the project. Monitoring and recording of the factory operation and production status should be conducted at the same time as the other parameters, and methods for dealing with these effects should continue to be closely examined.

(3) Calculation method of project emissions

$$PE_p = \sum_{i=1}^{n} (EC_{PJ,i,fan,p} + EC_{PJ,i,heat,p}) \times EF_{grid}$$

Where

PE_p	: Project emissions in the period *p* (tCO2/p)
$EC_{PJ,i,fan,p}$	: Energy consumption by blower of HVAC systems *i* in the period *p* （MWh/p）
$EC_{PJ,i,heat,p}$	: Energy consumption by reheater of HVAC systems *i* in the period *p* （MWh/p）
EF_{grid}	: Grid emission factor （tCO2/MWh）

(4) Calculation method of emission reductions

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

Where,

ER_p : Emission reductions for the period *p* (tCO2/p)
RE_p : Reference emissions for the period *p* (tCO2/p)
PE_p : Project emissions for the period *p* (tCO2/p)

(5) Data and Parameters to be Determined in Advance

Parameter	Description/Unit	Value	Data source
$Q_{RE,i}$	Air flow rate of HVAC systems i at the reference period（m3/s）	-	Based on the analysis of past data
$V_{RE,i}$	Volume of the room that HVAC system i blows air during the reference（m3）	-	Based on the analysis of past data
$N_{RE,i}$	Air change rate of the room that HVAC system i blows air during the reference	-	Based on the analysis of past data and GMP standard value
$t_{RE,i}$	Operating hours of HVAC system i at the reference period	-	Based on the analysis of past data
EF_{grid}	Grid emission factor （tCO2/MWh）	0.8041	MONRE

(6) Key Monitoring Parameters

Parameter	Description/Unit	Measurement equipment/Measurement method
$EC_{PJ,i,fan,p}$	Energy consumption by blower of HVAC system i in the period p（MWh/p）	Continuously measured by power meter
$EC_{PJ,i,heat,p}$	Energy consumption by reheater of HVAC system i in the period（MWh/p）	Continuously measured by power meter
$Q_{PJ,i,p}$	Air flow rate of HVAC system i in the period p （m3/s）	Continuously measured by an anemometer
$V_{PJ,i,p}$	Volume of the room that HVAC system i blows air in the period p（m3）	Based on factory layout
$N_{PJ,i,p}$	Air change rate of the room that HVAC system i blows in the period p	Continuously measured by EMS

Air flow rate （$Q_{PJ,i,p}$） will be continuously measured by an anemometer. Considering the possibility that the room volume may change due to changes in the factory layout, etc., it is considered necessary to continuously monitor the room volume（$V_{PJ,i,p}$）, and the air change rate（$N_{PJ,i,p}$） as well.

6.1.3 Estimated Emission Reductions (Reduction Effects of Project Implementation)

The GMP standard for clean room air change rate is 6-20 times/hour. Therefore, in the subject factory, the air change rate in the clean room is currently set at 21 times/hour or more, and HVAC is continuously operated 24 hours a day, 365 days a year in the warehouse and in other rooms 24 hours a day, 300 days a year so that the air change rate in the clean room does not fall below the GMP standard. Therefore, the reference air change rate is set at 20 times/hour, which is the upper limit of the GMP standard. After control, the air change rate is reduced according to the cleanliness of each room, but in this estimation, it is assumed to be reduced to 15 times/hour. In addition, the operating hours are planned to be shortened by scheduled operation by the EMS, but for the purpose of conservative estimation here, the estimated emission reductions are shown in Table 6-1, assuming the operating hours before and after the control are constant.

Table 6-1 Estimated Reductions in Electricity Consumption and CO2 Emissions

Reduction measures		Reductions	
		Electricity consumption（kWh/year）	CO2emissions（tCO2/year）
Reductions by optimization of HVAC systems of clear rooms			
1	Reduction of electricity consumption by blower power by reducing air change rate	599,391	482
2	Reduction of electric consumption by electric heaters by reducing air change rate	606,152	487
Total		1,205,543	969

Source) prepared by CMP and EY

6.1.4 Issues Related to Methodology Development

The methodology under consideration is the result of a study based on the results of the survey at the factories covered by this study. In order to make the methodology versatile enough to be applied to OSD factories in Vietnam in the future, it is necessary to collect and examine data from other factories as well, especially regarding the appropriateness of the reference setting. Normally, it is difficult to obtain data on production status and energy consumption of factories, but we believe it is important to continue collecting data with the cooperation of the Vietnam Pharmaceuticals Association (VNPCA), Ministry of Industry and Trade, etc., while explaining the benefits of the proposed technology diffusion.

In addition, as mentioned above in 6.1, it is recognized that for some parameters such as operating hours, the methodology also needs to take into account measures to eliminate the impact of temporary plant or clean room shutdowns, changes in usage conditions, and other factors that may reduce CO2 emissions. Further examination of the methodology will be required when the proposed project is considered to be developed as JCM project in the future.

6.2 Contribution to Emission Reduction at the Time of Diffusion and Expansion

The contribution to emission reductions at the time of diffusion and expansion can be divided into two categories: (1) reductions resulting from the implementation of the proposed project and (2) reductions being considered for JCM implementation. The factory subject to this study is the largest factory in Vietnam. Therefore, the subsequent factories to be introduced into the project will be estimated as half the size of the surveyed factory. The results are shown in Table 6-2, which shows that by 2030, the introduction of the proposed technology is expected to result in a cumulative reduction of 63,825 tons of CO2 emissions. In addition, assuming that all the factories to be deployed are converted to JCM based on the methodology studied in this study, a cumulative emission reduction of 24,225 tCO2 is expected by 2030.

Table 6-2 Estimated Amount of Reduction Contribution at the Time of Diffusion Expansion

Number of plants	2027	2028	2029	2030	Total
New installation	5	5	5	5	-
Cumulative total	5	10	15	20	20
Annual reduction contribution（tCO2/year）					Total
①Reduction through implementation of proposed projects	6,383	12,765	19,148	25,530	63,825
②Reduction as a target of consideration for JCM	2,423	4,845	7,268	9,690	24,225

Source) prepared by CMP and EY

In addition to Vietnam, CMP has bases in Singapore and Indonesia, and is considering expanding the spread of its business in the ASEAN region in parallel with its business in Vietnam. In particular, CMP is considering the possibility of expanding its business in Indonesia and Thailand, where the size of the pharmaceutical market is comparable to that of Vietnam. The scale of factories in Indonesia and Thailand, as well as their production conditions and energy consumption, will need to be investigated in the future. However, both countries have hot and humid climates throughout the year, with many factories operating 24 hours a day, and factories that adhere to GMP standards place the highest priority on compliance with GMP standards, which is common in the pharmaceutical industry. Therefore, it is assumed that the benefits of introducing the system will be significant for factories as well. Therefore, we believe that there is a high possibility that the demonstration results obtained in Vietnam can be used to promote the system in Indonesia and Thailand as well. In the future, we will conduct surveys on the scale of factories in each country, their production status, especially the operating status of HVAC, and the standards set at each factory, and study the possibility of diffusion and deployment.

7. Activities to Propose Institutional Development and Improvement Plans to Counterparts in Other Countries

7.1 Policy Proposals to Vietnamese Government Officials

Proposed projects and initiatives were introduced to the following Vietnamese government and industry officials.

- Ministry of Natural Resources and Environment (MONRE), Department of Climate Change
- Ministry of Industry and Trade (MOIT), Department of Energy Efficiency and Sustainable Development
- Ministry of Health (MOH) - Drug Administration Department
- Vietnam Pharmaceutical Council (VNPCA)

In particular, we made a proposal to MOIT regarding the establishment of energy efficiency and CO2 reduction standards on a per-unit basis, which was understood by MOIT as it is in line with their policy.

8. Summary

As a result of this study, it was found that there is a business potential to introduce GHG emission reduction measures for optimization of HVAC systems and production processes at an OSD manufacturing plant in Vietnam, respectively. We aim to commercialize the project based on the following policies.

(1) Optimization of HVAC system: Consider introduction of EMS technology and JCM with a view to utilizing government support programs such as NEDO.
(2) Optimization of production process: Optimization of the production process: Introduction plans are being made in accordance with future plans to increase production. We will continue to discuss with customers on the measures to be taken and schedule for introduction and schedule will be discussed with customers.

Based on the actual data of energy saving, GHG emission reduction, and production efficiency improvement from this study, we will strengthen our proposal to other OSD manufacturing plants and promote its deployment.

In collaboration with the Vietnam Pharmaceutical Manufacturers' Association (VNPCA), conduct seminars for member pharmaceutical companies to promote the proposed technology.

事業名　ベトナム北部における高効率産業用消費設備の導入実現可能性調査（対象国：ベトナム北部）

実施者：石油資源開発株式会社

1. 目的及び実施体制等

本調査では、二国間クレジット制度に基づくカーボンニュートラル社会の実現に向け、ベトナム社会主義共和国北部地方（ベトナム北部）を対象に、高品位な液化天然ガス（LNG）を安定的に供給するインフラ整備と高効率な工業炉の導入推進の双方を車輪の両輪として推進できる環境を整えるべく、その実現可能性を調査した。特に、液化石油ガス（LPG）を活用した LNG のオンサイト熱量調整を行い安定した品質のガスを産業用需要家供給し、高効率工業炉の導入を可能とすることで、石油系燃料の LNG への燃料転換に加えて省エネルギー・省 CO_2 に資するシステムの検討・評価を行った。

1.1 調査背景

ベトナムでは堅調な経済発展と供にエネルギー消費量も増加しており、1 次エネルギー供給は石炭に大きく依存している。政府は国家エネルギー戦略を策定し、石炭依存からの脱却に向けて再生可能エネルギーを含めたエネルギー源の多様化を促進している。天然ガスでは、ガスマスタープランを策定し積極的な LNG 輸入を目指しているが、関連する法制度や規制の運用体制は未だ整備途上にある。在ベトナム日系企業との面談を通じ、ベトナムではガスを含む燃料品質や供給安定性に課題があり、日本の高効率ガス消費機器の導入が進んでいないことが明らかになっている。

本調査ではこの点に着目し、LNG 受入基地計画が存在するベトナム北部を対象として、産業用需要家を主たる対象としたエネルギーサービス事業を検討している。

具体的には、オンサイトで LPG による熱量調整を施した LNG（気化ガス）を高効率の工業炉やボイラーなどのガス消費機器で使用し、熱や電力などのエネルギーサービスを顧客に提供する事業を想定している。

エネルギーサービス事業者は、需要家にかわってオンサイトの LNG サテライト設備と LPG 供給システム、高効率ガス消費機器を所有・運営し、サービスフィーを需要家から得る形となる。エネルギーサービス事業はベトナム北部では未導入であり、産業用需要家を中心とした普及促進効果も期待される。

1.2 本調査の目的

本調査の目的は 1）LNG サテライトと高効率工業炉の建設工事及び運用時の許認可や資格を調査すること、2）熱量調整及び PA13A 送出機能付き LNG サテライトの設備導入費用や維持管理費用を経済性の観点から試算すること、3）高効率工業炉導入における設備設計や工事内容、ライフ・サイクル・コスト（LCC）及びライフサイクル CO_2（LC-CO_2）を考慮した技術の総合評価を実施することである。

1.3 調査事業の実施体制

本調査では、図 1 のとおり専門家の知見を活用するべく LNG サテライトエンジニアリング会社及び日系工業炉メーカーと再委託契約を締結し、前節に記載のとおり、設備デザインやコスト等を含めたエネルギーサービス事業の可能性評価を行った。

将来的な事業化段階では、ベトナムでエネルギーサービス会社を設立し、当該主体を通じ高効率工業炉及び LNG サテライト設備の設置や稼働後のメンテナンス、JCM 設備補助金の利用を実施する仕組みを想定している。設備資金の調達先として日系金融機関の起用を検討している。LNG 供給では現地ガス会社による LNG ローリー配給を検討しているため、現地ガス会社とエンドユーザー間でガス販売契約を締結することを想定する。

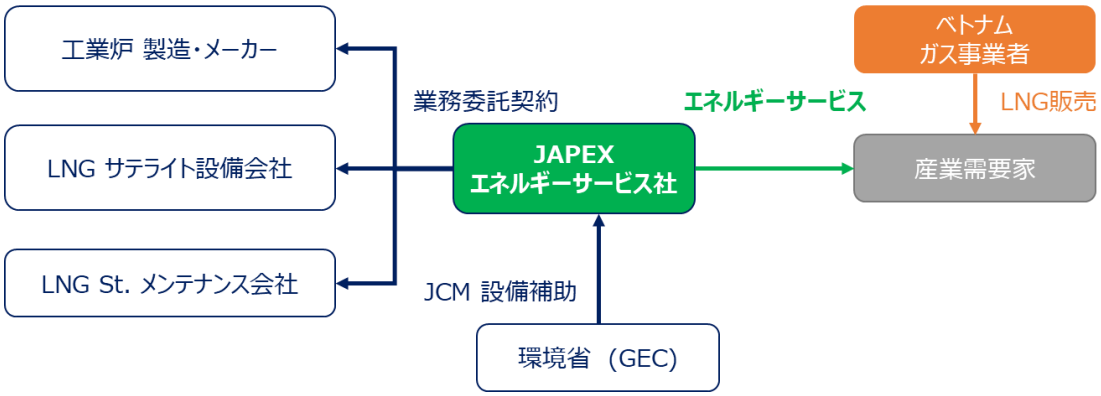


図 1　エネルギーサービス事業の実施体制例

2. 関連政策・制度の動向分析

2.1 エネルギー政策全体

ベトナムの「国家エネルギー開発戦略」は 2020 年に改定され「2045 年を見据えた 2030 年までの国家エネルギー開発戦略の方針に関する決議 55 号（No: 55-NQ/TW）」として公布された。この国家エネルギー開発戦略に沿った形で、LNG 導入を含むガスマスタープラン、国家電力開発計画（PDP）、省エネルギー・GHG 削減計画が策定されている。

ベトナムでは LNG 導入の初期段階・黎明期にあることから、LNG 輸入、天然ガスインフラ整備（パイプライン、LNG サテライト）、ガス販売事業いずれも政令レベルの法制度や関連技術基準は既に存在するものの、ガス技術基準や安全規制には統一的な基準が未整備あるいは整備途上のケースがみられる。

本調査で検討している「LNG と LPG によるオンサイト熱量調整方式と高効率ガス消費機器の一体型システム」が、今後ベトナムにおいてさらに普及するためには、LNG の市場拡大、というガス事業制度の面のみならず、省エネ・省 CO_2（環境クレジットの扱いを含む）も網羅した複数分野にまたがる検討事項として、継続的な制度整備が求められる。

2.2 LPG 市場における政策・制度の動向

ベトナムの政令 NO.19（Decree No.19）では[1]、ガス品質・計量、ガス事業を行う際の必要施設（供給用のボンベ・シリンダー、ステーションや販売店）や関連用地の利用権などの条件、ガス事業者の権利と義務、事業者要件、安全性の確保などが総覧的に記載されている。

料金規制については、基本的に自由交渉料金となっている。ガス品質・計量については、政令 No.19 では、同国の LPG にかかる通達（Circular20/2019/TT-BKHCN）や技術基準（QVCN8:2019/BKHCN）に基づくとされており、同技術基準では、国内で商業的に流通するプロパン、ブタン、両者の混合ガスのそれぞれの性状、具体的には、蒸気圧、硫黄分、ブタジエン、オレフィンなどの含有量基準が試験方式とともに規定されている。

この他、輸入 LPG・国産 LPG ごとの品質や性状の試験方式、LPG 販売事業者が顧客との販売契約において示すべき最低限の情報（物性条件や販売 LPG が所要の品質試験をクリアしている点など）が明記されている。

日本の場合、「液化石油ガスの保安の確保及び取引の適正化に関する法律（液石法）」で家庭用需要、業務用需要における保安やガス品質規格（JIS 規格）について規制している。また、家庭用・業務用以外の工業用用途については、「高圧ガス保安法」が適用され、ガス品質規格については、家庭用と同様に JIS 規格で規定されている。

本調査では、産業用需要家を対象に LNG の熱量調整用及びバックアップ用途として LPG 調達を検討しているが、ベトナムにおける産業用向け LPG 品質規格を日本の高圧ガス保安法と比較した場合、プロパン・ブタン比率等、必ずしも明確に定められていない。

このため、緊急時や LNG 設備の定期検査時など、LPG の増量調達が必要となる際、プロパン・ブタン比率やそれに伴う熱量などガス品質が大幅に変動する状況を回避するよう、通

[1] The Government （Socialist Republic of Vietnam）（2020）“No.19/2020/VBHN-BCT Decree on Gas Business” https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Thuong-mai/Van-ban-hop-nhat-19-VBHN-BCT-2020-Nghi-dinh-ve-kinh-doanh-khi-440382.aspx（最終閲覧日：2023 年 2 月 1 日）

常の売買契約によってLPGサプライヤーと事前合意するなどの対応が求められる。

2.3 LNG市場向け政策・制度の動向

ベトナムでは、2023年2月時点でLNGは導入されておらず、主に南部を中心に国産天然ガスの供給が進んでいる（8～10Bcm (Billion cubic meter, 10 億 m^3)/年規模）。ベトナムの国産天然ガスの供給は長期的に減退傾向にあり、2026 年にピークアウトが見込まれており、以降の堅調なガス需要に対応するためには継続的に域外LNGの調達が求められる。

LNG導入に伴うサプライチェーンのプロセスは、LNG輸入～基地受入・貯蔵・払出～輸送・配給（サテライトによるLNG供給、パイプラインによる再気化ガス供給）～販売となっている。このうち、現状の規制・法制度に関連するポイントは、下記と考えられる。

- ベトナムはLNGの導入にあたり、受入基地からの気化ガスのPL供給については、国産天然ガス田からのPL以外、公道下での（高圧）天然ガスPL整備は未だ進んでいない。当面、LNG受入基地近傍での（低圧）PL整備及びLNGサテライト供給が進む見通しである。
- 天然ガスPL整備にあたっての法制度は、日本政府、日本経済団体連合会、民間企業からなる「日越共同イニシアティブ」の中でも議論が続いている。日本側からは、PL整備にかかる規制制度が確認できた一方で、複数の法制度や手続きを包括的に取り扱うガイドラインの必要性等が提案されている。
- また、LNG 輸入の際のガス品質基準は、強制力のある規制はまだ整備途上にあり、ガス事業者に安全性の配慮は求められるものの、LNG払出後のガス供給の品質規格[2]も含め、特段存在していない。
- 同様に、日本にみられるLPG等を活用した受入基地側での熱量調整や標準熱量の概念は特段検討されていない。
- 保安基準については、LNG サテライト設備について、日本の高圧ガス保安法と比較した場合の留意点を継続的に整理することが必要である。一例として、離隔距離については、LNG 貯蔵タンクのサイズに応じて、他施設との離隔距離、貯蔵タンク間の離隔距離が規定されているが、日本の高圧ガス保安法の場合は、貯蔵タンク能力のみならず、近接する設備のタイプに応じて離隔距離を細分化して規定している。

LNGサテライトの設計・建設・運転に至るプロセスは、投資法（Investment Law）に基づき、投資額に応じて、FS（基本設計を含む）・詳細設計それぞれの承認方式が規定される。

また、建設工事にあたっては、安全性の担保も含めた品質管理の観点等から建設法（Construction Law）及び関連する政令での規定が存在する。その他、定量的なリスク評価（Quantitative Risk Assessment: QRA）、環境影響評価、消防面での対応等も求められている。

2.4 省エネルギー・GHG削減に関する政策

2.4.1 2030年におけるGHG削減計画（NDC）

COP26において、ベトナムは、2050年におけるカーボンニュートラルの達成を公表して

[2] 日本の13Aに相当するウオッベ指数や燃焼速度に基づく都市ガス品質規格

いる。2015 年 9 月には気候変動へのベトナムの努力目標をまとめた約束草案（Intended Nationally Determined Contribution: INDC）を作成し、同年 12 月の気候変動枠組み条約第 21 回締約国会議（COP21）でのパリ協定の採択を経て、同目標はベトナムの「国が決定する貢献」（Nationally Determined Contribution: NDC）として位置づけられた。

同 NDC の最新版では、気候変動対策を実施しなかった場合（BAU）の温室効果ガス排出量想定と比較して、2030 年までの削減目標として国内努力で 15.8%、国際支援を加えた削減目標を 43.5%に設定している。

2.4.2 産業部門における省エネルギー政策

産業部門における省エネルギーはこれまで、2011 年 1 月に「省エネ及びエネルギーの効率的利用に関する法律（省エネルギー法）」が施行されている。この下で、エネルギー管理指定工場・事業者には、省エネに関する年次計画書、5 カ年計画書、定期報告書の作成・提出、エネルギー管理者の選任、3 年に一度のエネルギー監査の実施が義務づけられている。

これに加えて、ベトナム商工省では、2019 年 3 月に 2019 年から 2030 年までの国家エネルギー効率化プログラム（The National Energy Efficiency Programme（VNEEP） for the period of 2019-2030）を策定しており、製造業の業種別省エネルギー目標を下記のとおり定めている。この目標では、2019～2025 年に国全体で 5～7%の省エネ、2019～2030 年には 8～10%の省エネを行うこととされている。

2.4.3 GHG 削減・カーボンプライシング

カーボンプラシングの分野では、ベトナム国会は 2020 年 11 月に排出量取引制度を法制化する環境保護法改正案が可決され、2022 年 1 月には、政令 Decree NO.06/2022/ND-CP 「温室効果ガス削減及びオゾン層保護に関する規制（Regulations on reduction of greenhouse gas emissions and protection of the ozone layer）」がベトナム政府より発出されている。

同政令が成立したことに伴い、GHG 排出量の削減、排出量の MRV（温室効果ガス排出量の測定、記録・報告及び検証）が義務化され、国内カーボンクレジット・排出権の取引市場を開発することが明確に規定された。

なお、温室効果ガスの測定、記録・報告義務は、年間 3,000t-CO_2 以上の CO_2 を排出する主体に加えて年間エネルギー消費量が 1,000TOE（石油換算トン）以上の工場生産施設、または火力発電所、年間エネルギー消費量が 1,000TOE 以上の業務用ビル・貨物輸送会社などが対象となっている。

3. 事業化計画の検討

3.1 対象需要家の検討

日系の工業炉メーカー及びLNGサテライトなど高圧ガス設備のエンジニアリング会社の協力を踏まえ、モデルケースとして以下の2社を選定した。

- A社の概要
  - ✓ 事業内容：異形鋼棒 （鉄筋）
  - ✓ 所在地：LNG受入基地から約100km程度
  - ✓ 現在使用中の燃料：灯油 ＋ 石炭ガス
  - ✓ 過去15年間はCOガスのみを燃料としており、現在はCOガス +灯油を燃料として使っている。しかし、灯油の価格が高いことから今後もCOガスのみを使用し操業継続する計画である。
  - ✓ 省エネ対策として炉壁の一部に断熱強化を施し、レキュペレーターによる廃熱回収を行っているが、制御監視システムが未導入で燃焼管理が出来ておらず排ガス温度や残02濃度データ抽出は難しい結果となった。

- B社の概要
  - ✓ 事業内容：異形鋼棒 （鉄筋）
  - ✓ 所在地：LNG受入基地から約150km程度
  - ✓ 現在使用中の燃料：A重油
  - ✓ 過去にCNG供給を受けていたことから、ガス配管やタンク置き場の再利用が可能となっている。CNG供給が不安定だったこともあり、現在は低価格で低品質の重油を使用している。
  - ✓ 省エネ対策としてレキュペレーターによる廃熱回収や制御監視システムによるデータ収集を実施している。空気比制御も行っており、空気比1.26にて運転稼働していることを確認した。

A社・B社の両工場ともに鉄筋を製造しており、鉄鋼の圧延工程で加熱炉が使用される。この加熱炉の温度帯は1,200℃程度であり、年間の燃料消費量は10,000トン以上である。

A社・B社の経営計画をみると、製品増産のための設備増強投資は一部先送りする傾向がみられ、電炉メーカーとの競合状況等を踏まえた収益力の強化が優先課題とされている。

3.2 熱量調整機能付きLNGサテライト設備の検討

本調査では、熱量調整機能付きのLNGサテライト設備に主軸を置き、安定した品質・量のLNG供給の実現を想定している。日本の都市ガス事業と同様に、体積当たりの熱量の基準値（例：45MJ/m^3）に熱量調整をしたガスを供給することで、高効率機器の導入・運用が可能となり、CO_2排出量の削減を可能とする。

交通遮断、ローリー車の運行トラブルや自然災害等の緊急時の事業継続困難により、LNG供給が断絶され滞るなどの緊急事態に備えて、代替ガス（PA13A）製造システムの導入も検

討する。当該システムにより、事業資産の損害を最小限に留めるとともに早期復旧にも寄与する。

3.2.1 システム設計概念と基本システムフロー説明

ベトナム国内で LNG でのサテライト供給は普及していない一方で、LPG の普及は進んでいる。LNG に関してベトナムにおいても技術規制（QCVN）並びに技術基準（TCVN）は制定されているが、小規模サテライト向けではなく、日本の制度と比べ整備途上である。

LNG サテライト設備の全体像を図 2 に示す。各工場向けに LNG ローリーにて受け入れた LNG を LNG タンクに貯蔵した後、ベーパーライザー（気化器）にて-162℃の極低温（液化ガス）から気化ガスにする。また、LPG 添加による熱量調整、付臭を行い完成された 13A ガスは、整圧器（ガバーナ）にて圧力調整を経て供給を行う。

(1) 熱量調整装置

熱量調整装置は、主たる原料ガスの LNG 気化ガス（NG）に増熱ガスとして LPG 気化ガス （PG）を適正量混合して必要な熱量の製品ガスとするものである。一般的には，混合ガスの熱量により増熱ガス流量調節弁をフィードバック制御して行うが、受け入れする LNG の物性が大きく変化する可能性が高く、原料 LNG そのものの熱量も変化するため、フィードフォワード制御[3]も追加する。

(2) プロパン・エアー設備（PA13A）

プロパン・エアー設備は、プロパンガスをエジェクターに流入・発生する負圧にて希釈空気を吸入・混合することより熱量及び燃焼性を調整し 45MJ/m3 にて供給する設備である。多くの 2 次側のガス燃焼機器を変えることなく利用できるメリットがある。ただし、プロパン・エアー13A は重比重ガスであり、C/H が高いことからイエロー（すす、CO）が発生しやすい。ベトナムでは 50%プロパン+50%ブタンの混合液が一般的で高純度 LPG は入手困難であるため、純度が低いものを使用する際は特にイエローが発生するため、純度の高い LPG 調達が求められる。

[3] 制御を乱す外的要因（外乱）が発生した場合に、その影響を予測して外乱に対応する操作を先行し、制御対象に対する修正動作を行う方式

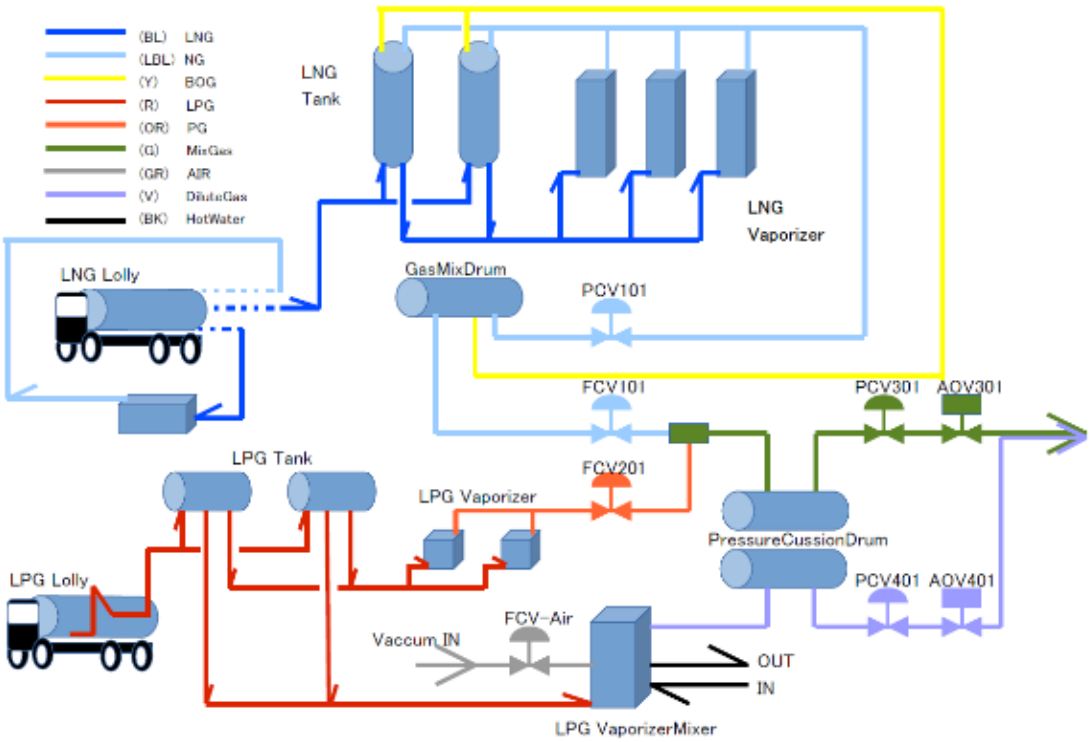


図 2　熱量調整機能付き LNG サテライト設備の全体像

3.2.2 各主要設備のスペックと機器選定理由

現状のベトナム国内の LPG や CNG の供給の物流面の不安定性を鑑みると、黎明期は LNG の供給が不安定になる可能性がある。そこで、LNG の在庫量を 2 日分保持できる設計にするだけでなく、LNG の供給が停止した後も PA13A にて 2 日分の供給ができる設計とした。

2 社の燃料使用条件をもとに熱量調整機能付き LNG サテライト設備のスペック選定・金額の算出結果を 5 章に取りまとめているが、現地にて調達できる機器はベトナムでの流通価格を反映させているのに対して、熱調設備や、付臭設備、PA13A 装置のベトナム国内での取り扱いがないものに関しては日本での価格をもとにしている。

貯槽・気化器等の費用の割合が高いため、実行段階ではコストパフォーマンスの高い機器の選定が不可欠である他、ベトナムでの設計も含めた内製化も将来的な検討課題といえる。なお、工事基準については実績のある日本の規格・基準を当面持参・提案するが、将来的にはベトナムの規制当局の協力も仰ぎつつベトナム国内規格・基準の編纂も視野にいれてゆく。そのためにも、ベトナム国内での安全安定的な操業の実績作りは不可欠となる。

3.3 工業炉の高効率・省エネルギー化に伴う採用技術について

本調査では下記の省エネ技術の導入を検討している。

(1) リジェネレイティブバーナ

2 つのバーナを交互に切り換えて使用する。一方のバーナが燃焼中は、もう一方のバーナから燃焼排ガスを排出すると同時に、高温の排ガスで蓄熱体の温度を上昇させる。逆にその

バーナが燃焼するときは、高温の蓄熱体を通すことで燃焼用の空気を予熱し燃焼空気の加熱に必要な燃料の削減が可能である[4]。

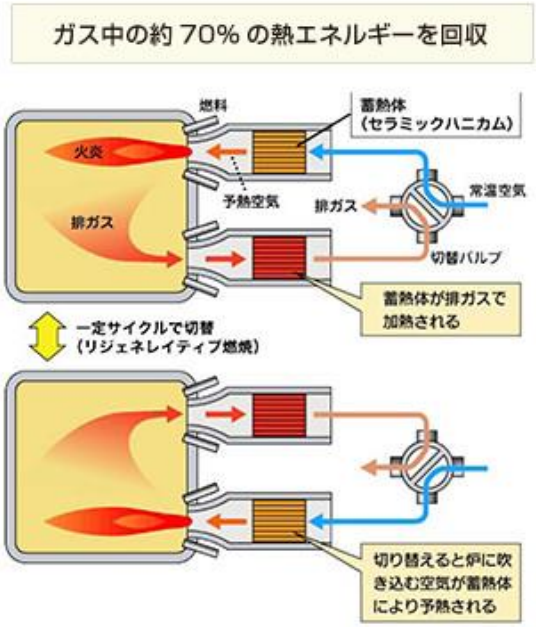


図 3　リジェネレイティブバーナの仕組み

出所）国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (2012)「産業界の省エネルギー／環境負荷低減に大きく貢献する高性能工業炉（日本工業炉協会）」, P3
https://www.nedo.go.jp/hyoukabu/articles/201203jifma/pdf/jifma.pdf（最終閲覧日：2023 年 2 月 1 日）

(2) 空気比調整

燃焼に必要な燃料と空気の割合を、熱効率が最も良い空気比に調整することで燃料使用量の最適化を図る。

(3) 断熱強化

炉壁の軽量化や断熱性能の高い素材にすることで省エネ化を図る。本調査ではセラミックファイバー素材の採用を検討する。

[4] NEDO 国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構ウェブサイト,
https://webmagazine.nedo.go.jp/practical-realization/articles/201203jifma/（最終閲覧日：2023 年 2 月 1 日）

4. 検討システムの導入・運転上の課題と対応策の検討

4.1 LNG サテライト

システムの導入により、高効率・低 CO_2 効果が期待できる半面、原料（LNG）利用時における発熱量と品質の安定性が重要となる。そのため、それらを維持することのできる運用（監視体制）と安全（管理基準）を維持する体制も必要となる。具体的には、供給ガス品質の課題として、「供給されるガスの標準熱量の管理」及び「使用される原料の管理」、さらに、設備運用上の課題として「ガスの製造管理」「ガスの漏洩」「適切な運用状況の監視体制」が挙げられる。なお、課題整理の前提として以下の熱量調整の運用を想定している。

- 「ガス（LNG 気化ガス）－ガス（LPG）熱量調整方式」を採用する。なお、気化、増熱されたガスは無臭である為、万が一漏洩した場合に検知しやすいように臭いをつける付臭工程を行う必要があり、付臭設備の検討と合わせ維持管理する為の体制検討も必要となる。
- LNG の増熱に利用されるプロパンガス（LPG）を導入することのメリットとして、LPG の発熱量を減熱することで、プロパン・エアー13A として導入予定の高効率バーナに対応する安定した熱量の供給が挙げられる。
- これにより、通常利用する LNG 設備の法定点検時等により、工場の操業が停止するリスクを最小限に抑えることでき、事業者の安定的な操業にも繋がる。

4.2 高効率工業炉

本調査を踏まえて、現地企業のみで省エネ・省 CO_2 に資する高効率工業炉の設計から施工まで遂行することは困難であることから、技術力の持った日系企業と協力体制を築き、本事業を推進することが重要となる。その際の品質課題としては、省エネ・省 CO_2 に資する高効率化の技術力をもった工業炉メーカーと協業し、炉の設計から調達、施工まで日本の技術力を反映させることが挙げられる。また、運用課題としてエンドユーザー側で省エネ・省 CO_2 に資する高効率工業炉の安全運転及びメンテナンスが持続可能な体制を構築することも重要である。

4.3 課題への対応策

4.3.1 LNG サテライト

(1) 全体

LNG サテライトでは、設備運用時に点検チェックシートの記入確認を行い、予め定めた（定常）状態を外れる状況が確認できた時は、徹底した調査を実施し修繕復旧を行うことが必要となる。プロパン・エアー13A に関しては日本ガス協会による保安上の留意点として、この点が整理されている。

① 軽比重ガスから重比重ガスへの熱量変更に当たっては、導管における漏えい対策に努力を払うとともに重比重ガスに変わる事を、利用者（供給事業者は勿論）へ十分に収支・徹底する必要がある。

② 従来の 13A 機器だと内炎イエローが出るものがあり、汚れ等で給気口、排気口が詰まってくると、1 次空気、2 次空気の量が減少し内炎イエロー⇒イエローチップ⇒煤、CO の発生に結び付くことが心配されるところから熱量変更時は勿論、その後のフォローを計画的に実施することが肝要である。

③ イエロー対策として、原料は純プロパンを使用し、供給ガスの熱量は 14,800kcal/㎥～15,000kcal/㎥を基準とし、ガス製造上の変動幅も極力小さくするよう対応をはかる必要がある。

出所）社団法人日本ガス協会（1991）『プロパン・エアー13A 導入に当たっての保安技術資料』p.1.

(2) 供給ガス品質の課題への対応

ガス調達先への確認が優先ではあるが、LNG サテライト内にカロリーメーター設置し、熱量調整時の出口熱量を常に管理するシステムを採用する。

(3) 運用課題への対応

運用課題への対応としては、以下の点が重要である。

① 重要点検箇所の適正値の明示

② 日常・月次・年次での点検要綱

また、点検状況等を常に一元化共有のできるシステムを採用し、現地の運用状況を遠隔地（監視センター）でも同時に共有することで、運用性・安全性の品質向上を常に努める。

4.3.2 高効率工業炉

(1) 品質の課題への対応

品質課題の対応策として、技術力の持った日系企業と協力体制を築き、本事業を推進する高効率工業炉の設計と調達は日系炉メーカーに発注し、施工においても日本人エンジニアが設立した現地炉メーカーを起用することで、一貫した日本品質での工業炉導入を可能にする。

(2) 運用課題への対応

運用課題の対応策として、省エネ・省 CO_2 に資する工業炉の燃焼状態が確認できるように、排ガス温度、排ガス中の残酸素濃度、外壁温度が計測できる計測機器を導入し、定期的に JAPEX で確認することとする。また、省エネ・省 CO_2 に資する設備の運転・メンテナンスの実施にあたっては日本の工業炉メーカーが推奨するマニュアルを作成し実施を促す。

5. システム導入に伴う改善効果（省エネ・省 CO_2）

本調査でモデル案件とした、ベトナム北部の鉄鋼関連の 2 工場（以下 A 工場、B 工場）省エネ・省 CO_2 について評価をおこなった。なお、試算方法は、現地調査をベースとした省エネ・省 CO_2 方策の積み上げ評価（ボトムアップ方式）アプローチを採用している。

ここで、LNG 調達価格については、現在、LNG サプライヤーから提示されるフォーミュラ水準を参考にしつつ、「Best Case（最も低い価格水準）」「Risk Case（最も高い価格水準）」「Base Case（Best Case/Risk Case の中間に位置する価格水準）」の 3 ケースを想定している。

5.1 A 工場の検討結果

A 工場への本調査でのシステムを導入した場合に、省エネルギー率は、以下の合計 18～22%となる。試算前提は表 1 のとおりである。

表 1　A 工場の試算前提

試算前提			
	投入エネルギー量(1 次エネルギー換算)	447,815　GJ/年	
	外気温	24　℃	2022 年ハノイ市平均気温
	炉内排気温度	500　℃	
	排熱回収後排気温度	300　℃	
	排熱利用率	0.85	
	現状空気比	1.26	残 O2 濃度より計算
方法論による省 CO_2 関連			
	燃焼ガス温度	1,100　℃	
	最適化後の空気比	1.05	
	リジェネレイティブバーナ導入後空気温度	800　℃	

省エネルギー率の各項目の内訳は以下のとおりである。

- リジェネレイティブバーナ導入による省エネルギー率：16～18%
- 空気比の最適化による省エネルギー率：1～2%
- 断熱材の更新・強化による省エネルギー率：1～2%

以上から省エネ率は、18~22%が見込まれる。

なお、A 工場のランニングコストは現状の石炭ガス使用時と比べ、同等程度の価格となることを確認した。

5.2 B 工場の検討結果

B 工場への本調査でのシステムを導入した場合、省エネ率は以下の合計 18～26%となる。試算前提は表 2 のとおりである。

表 2　B 工場の試算前提

試算前提			
投入エネルギー量(1 次エネルギー換算)	258,385	GJ/年	
外気温	24	℃	2022 年ハノイ市平均気温
炉内排気温度	516	℃	現状の遠隔監視制御データより
排熱回収後排気温度	314	℃	既存レキュペレータ排熱回収後の空気温度
排熱利用率	0.85		現地確認時温度が 20℃→190℃のため
現状空気比	1.50		重油性状不良のため、アトマイズ化が影響
方法論による省 CO_2 関連			
燃焼ガス温度	1,100	℃	
最適化後の空気比	1.05		
リジェネレイティブバーナ導入後空気温度	800	℃	

省エネルギー率の各項目の内訳は以下のとおりである。

- リジェネレイティブバーナ導入による省エネルギー率：15～20%
- 空気比の最適化による省エネルギー率：2～4%
- 断熱材の更新・強化による省エネルギー率：1～2%

以上から省エネ率は、18~26%が見込まれる。

なお、B 工場においては、LNG による燃料転換メリットは高く、イニシャルコストの単純投資回収年数は 7～10 年程度と想定されること。

6. 排出削減見込量の試算及び排出削減貢献の検討

本章では、排出削減見込み量の試算を、方法論の算定を含めて行う。また、排出削減貢献の検討を、事業実施ならびに普及拡大時のステージを分けて検討を行う。

なお、普及拡大対象はベトナム国内のみを想定する。

6.1 事業化した場合の排出削減見込量

本プロジェクトの方法論は、その基盤に、インドネシアにて実施済みのリジェネレイティブバーナ導入に関する方法論[5]を活用している。

(1) 対象プロジェクト

プロジェクトタイトル	高品位都市ガスを用いた高効率工業炉導入
JCM 化の志向の有無	有

(2) JCM 化する場合の適格性要件

JCM プロジェクトとして登録するための事業の適格性要件

番号	適格性要件	必要性
1	LNG と LPG を用いた熱量調整機能を備えた LNG サテライト設備を用いること	・熱量変動を減らし、燃焼安定性を確保する必要性があるため ・LNG 供給支障時などには LPG-air を緊急代替とする等の事業実施継続性が必要であるため
2	以下の 3 項目を、部分的であれ、一体的に実施すること 1) リジェネレイティブバーナ導入 2) 空気比最適化 3) セラミックファイバー断熱材導入	・高品位都市ガス供給 LNG サテライト設備を導入するメリットを、最大化する必要性があるため ・炉の一部を対象とするなどの部分的導入ケースも想定されるため、これも対象とする

[5] Joint Crediting Mechanism Approved Methodology ID_AM009 “Replacement of conventional burners with regenerative burners for aluminum holding furnaces”

承認された方法論を適用できるプロジェクトの要件

番号	適格性要件	必要性
1	プロジェクト設備において加熱炉を用いており、温度帯が 1,000℃以上の工業炉であること	3 つのアイテムを同時に導入できる余地のある温度帯である必要性があるため
2	燃料転換もしくは熱量変動が±3.5%以内の天然ガス供給が可能であること	高効率機器の導入において一般性のある都市ガスの熱量変動を確保することが必要なため

(3) 排出源及び対象ガス

区分	排出源	対象 GHG
リファレンス排出量	リファレンスバーナで使用されると想定される重油燃料	CO_2
プロジェクト排出量	プロジェクトのバーナで使用される重油燃料	CO_2

(4) リファレンス排出量の算定方法

算定式等

$$\mathbf{RE_P} = \sum_{i} \left[\left\{ \mathbf{FC_{PJ,NG,i,p}} \times \frac{\boldsymbol{\eta}_{\mathbf{PJ,i}}}{\boldsymbol{\eta}_{\mathbf{RE,i}}} \times \mathbf{NCV_{NG}} + \left(\mathbf{Q_{RE,p}} - \mathbf{Q_{PJ,p}} \right) \right\} \times \mathbf{EF_{fuel}} \right] \quad (1)$$

パラメータ		説明・単位	手法
RE_P	=	期間 p のリファレンスケース排出量[t-CO_2]	式 (1) より算出
$FC_{PJ,NG,i,p}$	=	期間 p のプロジェクトバーナ i を用いた都市ガス消費量[m3N/p]	
$\eta_{PJ,i}$	=	期間 p のプロジェクトのバーナ i の効率	(7) 参照
$\eta_{RE,i}$	=	期間 p のリファレンスケースのバーナ i 効率	(6) 参照
NCV_{NG}	=	天然ガスの総発熱量[GJ/m^3N]	
$Q_{RE,p}$	=	期間 p のリファレンスケース炉壁からの放熱量[GJ/p]	(8) 参照
$Q_{PJ,p}$	=	期間 p のプロジェクト炉壁からの放熱量[GJ/p]	(9) 参照
EF_{fuel}	=	固有燃料種の CO_2 排出原単位[t-CO_2/GJ][6]	

(5) プロジェクト排出量の算定方法

$$\mathbf{PE_P} = \mathbf{PE_{NG,p}} + \mathbf{PE_{elec,p}} \quad (2)$$

パラメータ		説明・単位	手法
PE_P	=	期間 p のプロジェクト排出量[t-CO_2/p]	式 (2) より算出
$PE_{NG,p}$	=	期間 p の天然ガス消費による排出量[t-CO_2/p]	(3) 参照
$PE_{elec,p}$	=	期間 p の電力消費による排出量[t-CO_2/p]	(4) 参照

[6] “2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventory”の排出原単位を適用

$$\mathbf{PE_{NG,p}} = \sum_{i} \left(\mathbf{FC_{PJ,NG,i,p}} \times \mathbf{NCV_{NG}} \times \mathbf{EF_{NG}} \right) \quad (3)$$

パラメータ		説明・単位	手法
EF_{NG}	=	天然ガスの CO_2 排出原単位[t-CO_2/GJ][7]	

$$\mathbf{PE_{elec,p}} = \mathbf{EC_{PJ,p}} \times \mathbf{EF_{elec}} \quad (4)$$

パラメータ		説明・単位	手法
$EC_{PJ,p}$	=	期間 p にプロジェクトバーナによって消費された電力量 [MWh]	(5) 参照
EF_{elec}	=	電力の CO2 排出原単位[t-CO_2/MWh] [8]	

$$\mathbf{EC_{PJ,p}} = \sum_{i} \left(\mathbf{RC_{CAP,i}} \times \mathbf{10^{-6}} \times \mathbf{24}(\boldsymbol{hours/day}) \times \mathbf{D_{op,i,p}} \right) \quad (5)$$

パラメータ		説明・単位	手法
$RC_{CAP,i}$	=	プロジェクトバーナ i に付帯する電気設備の定格消費電力量[kW]	
$D_{op,i,p}$	=	期間 p にプロジェクトバーナ i が稼働した日数	

$$\mathbf{\eta_{RE}} = \frac{\mathbf{NCV_{fuel}} - \left\{ \mathbf{Gw_{fuel}} \times \mathbf{c_{1,r}} \times \left(\mathbf{T_{1,r}} - \mathbf{T_2} \right) + \mathbf{A_{0,fuel}} \times (\mathbf{m_r} - \mathbf{1}) \times \mathbf{c_{2,r}} \times \left(\mathbf{T_{1,r}} - \mathbf{T_2} \right) \right\}}{\mathbf{NCV_{fuel}}} \quad (6)$$

パラメータ		説明・単位	手法
NCV_{fuel}	=	対象燃料種の固有エネルギー量[9]	
Gw_{fuel}	=	対象燃料種の理論湿り排ガス量[m^3]	
$c_{1,r}$	=	対象燃料種の湿り排ガス定圧比熱。(空気比=1.25、排ガス温度 500℃)	
$T_{1,r}$	=	燃焼排ガス温度。**500**[℃]とする。	
T_2	=	ハノイの 2022 年平均気温を採用。**24**[℃]とする。	
$A_{0,fuel}$	=	対象燃料種の理論空気量[m^3]	
m_r	=	リファレンスケースの空気比。**1.25**[－]とする。	
$c_{2,r}$	=	空気定圧比熱。500℃ものを採用。**1.09**[kJ/m^3N・℃]とする。	

$$\mathbf{\eta_{PJ}} = \frac{\mathbf{NCV_{NG}} - \left\{ \mathbf{Gw_{NG}} \times \mathbf{c_{1,p}} \times \left(\mathbf{T_{1,p}} - \mathbf{T_2} \right) + \mathbf{A_{0,NG}} \times \left(\mathbf{m_p} - \mathbf{1} \right) \times \mathbf{c_{2,r}} \times \left(\mathbf{T_{1,p}} - \mathbf{T_2} \right) \right\}}{\mathbf{NCV_{NG}}} \quad (7)$$

[7] “2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventory” の排出原単位を適用

[8] “Ministry of Industry and Trade of the Socialist republic of Vietnam”発行の原単位適用

[9] “Ministry of Industry and Trade of the Socialist republic of Vietnam”発行の原単位適用

パラメータ		説明・単位	手法
NCV_{NG}	=	都市ガスの熱量。プロジェクトでは熱量調整を行い **45**[MJ/m^{3}N]。	
Gw_{NG}	=	都市ガスの理論湿り排気ガス量。[m^3]。	
$c_{1,p}$	=	都市ガス燃焼時の湿り排ガス定圧比熱。（空気比=1.05、排ガス温度=300℃）。以上から **1.39**[kJ/m^{3}N・℃]	
$T_{1,p}$	=	燃焼排ガス温度。**300**[℃]とする。	
T_2	=	ハノイの 2022 年平均気温を採用。**24**[℃]とする。	
$A_{0,NG}$	=	天然ガスの理論空気量。都市ガスの一般的な組成とし、メタン 89.60%、エタン 5.62%、プロパン 3.43%、ブタン 1.35% 以上の組成から求めた理論空気量は **10.8**m^3/m^{3}N とする。	
m_p	=	プロジェクトバーナの空気比。ここでは **1.05**[－]とする。	
$c_{2,r}$	=	空気定圧比熱。300℃ものを採用。**1.05**[kJ/m^{3}N・℃]とする。	

$$\mathbf{Q_{RE} = (\lambda_{ch} + \lambda_{rh}) \times (K_r - K_1) \times A} \quad (8)$$

パラメータ		説明・単位	手法
λ_{ch}	=	対流熱伝達率[W/（m^2・K）]	（10）参照
λ_{rh}	=	輻射伝熱率[W/（m^2・K）]	（11）参照
K_r	=	リファレンスケースの外壁華氏温度[K]。**375**[k]（275℃+100℃）とする。	
K_1	=	ハノイの 2022 年平均華氏気温を採用。**299**[k]（275℃+24℃）とする。	
A	=	セラミックファイバー断熱材の敷設対象炉壁面積[m^2]	

$$\mathbf{Q_{PJ} = (\lambda_{ch} + \lambda_{rh}) \times (K_P - K_1) \times A} \quad (9)$$

パラメータ		説明・単位	手法
K_p	=	プロジェクトの外壁華氏温度[K]。**355**[k]（275℃+80℃）とする。	

対流熱伝達原単位は、自然対流方式の場合、以下の算式を用いる[10]。
この時、Δt は摂氏[℃]での計算となる。

$$\left.\begin{aligned} \text{天井面} &= 3.3 \times \Delta_t{}^{0.25} \\ \text{床面} &= 1.7 \times \Delta_t{}^{0.25} \\ \text{側面} &= 2.6 \times \Delta_t{}^{0.25} \end{aligned}\right\} \quad (10)$$

輻射熱伝達原単位は、ステファン・ボルツマン定数を用いることで、以下の算式となる。

$$= 5.67 \times E \times \left\{ \left(\frac{K_p}{100}\right)^4 - \left(\frac{K_1}{100}\right)^4 \right\} \quad (11)$$

ここで、E は外面放射率であり、ここでは、耐熱シルバー材の一般的外面放射率として、0.5 を採用する。

[10] 財団法人省エネルギーセンター （2023 年）『省エネルギー手帳』, p.78.

(6) 排出削減量の算定方法

期間 p の排出削減量は、リファレンスケースとプロジェクトケースの差数で求めることとする。

期間 p の排出削減量[t-CO_2]＝ $\mathbf{RE_p - PE_p}$

(7) 主要なモニタリング項目

パラメータ	測定機器	備考
$RC_{CAP,i}$	電力計によりリアルタイムで把握	排気ファンなどに電力計（Wh メータ）を設置の上、状態監視を行う
$FC_{PJ,NG,i,p}$	LNG サテライト設備において、熱量調整後の都市ガスをリアルタイムで把握	流量計（電磁流量計）を設置の上、熱量調整後の都市ガス流量状態監視を行う

6.1.2 排出削減見込量（プロジェクト実施による削減貢献）の試算

(1) 本方法論での試算前提

本方法論は、高効率化後の燃料消費量を基に削減量を試算するというアプローチである。他方、第 5 章で記載した環境性試算は、現状のエネルギー消費量をベースにしたうえで、各省エネルギー項目による省エネルギー率試算を基に、都市ガス化した際の燃料消費量を求めるアプローチ（ボトムアップ方式）であった。

これらの違いから、ここでは以下の手法で排出削減見込み量を試算する。

- 燃料使用形態や使用状況が理解しやすい B 工場を対象とする。
- 「5. システム導入に伴う改善効果（省エネ・省 CO_2）」で計算した結果である、更新後の B 工場の都市ガス量を用い、本方法論にて計算することで、重油使用量を求めることとする。
- 本方法論では、「5. システム導入に伴う改善効果（省エネ・省 CO_2）」で考慮した諸条件は考慮せず、一般性を持って計算を行うものとする。

例 1　B 工場では既存レキュペレータによる排熱回収効率がデータを基に計算を行っていたが、一般性を持たせるため、方法論に基づき、全量熱回収を行っているとする。

例 2　B 工場ではセラミックファイバー断熱材敷設を、施工性の観点から床部分を対象外としたが、一般性を持たせるため、方法論に基づき、全箇所改修する。

以上の方法を以て、現状の重油使用量を逆算することで、ボトムアップ方式での試算結果との比較を行うことも可能となる。なお、試算においては、上記比較の観点から、1 年あたりの排出量削減効果とする。

(2) 本方法論での排出削減量試算

リファレンスケースの排出量（RE_p）：**15,650**[t-CO_2]

プロジェクトケースの排出量（PE_P）：**10,216**[t-CO_2]

排出削減量は、**5,434**[t-CO_2]となり、削減率は **35%**となる。

削減内訳としては、1）リジェネレイティブバーナ導入及び 2）空気比最適化の導入効果が **5,351**[t-CO_2]であり、3）セラミックファイバー断熱材の導入効果が **82.9**[t-CO_2]となる。

なお、ボトムアップ方式による省エネ効果に燃転効果を加味すると、削減量は **7,000~8,000**[t-CO_2]、方法論との差分は 1,500~2,500[t-CO_2]となる。よって、本方法論はボトムアップ方式に比べ保守性を有している。

(3) 今後の課題

ボトムアップ方式に比べ、本方法論での試算結果が保守性を有している検証は出来た一方で、今後の検討課題として、以下の項目が考えられる。

① デフォルト値の妥当性の確認と、モニタリング項目の増加

一例としては、外壁温度の設定に関しては、リファレンスケースとしてデフォルト値として設定する根拠にするためには、さらに複数工場の実績データを収集するなどの課題がある。

また、デフォルト値として設定するのではなく、モニタリング項目として設定することで、確度の高い方法論とすることが出来る項目が存在する。一例としては、排ガス温度[℃]や、残酸素濃度[%]である。これらの数値をモニタリング項目とすることで、熱損失や燃焼効率をきめ細やかに検証することが可能である。

他方、これらのモニタリング項目においては、計測機器の損耗が激しく常時モニタリングが難しい、計測位置や計測環境によって数値が都度変動する、等の問題も多く存在する。これら「安定し持続可能なモニタリング方法」に関しても検討課題となる。

② ボトムアップ方式と方法論アプローチとの数値の乖離

保守性を確保することはつまり、実際の排出削減効果と方法論に基づく排出削減結果の間で、常に乖離が生じることを意味する。本調査の試算では、の乖離は 3,000t-CO_2 弱となった。これら、保守的の程度について、推敲や検討を行う必要性があると考える。引き続き事業実施に向けた準備と共に検討を行うこととする

6.2 普及拡大時における排出削減への貢献

本調査における検討システムの普及拡大シナリオとして、ベトナムでは以下の 3 ステージを想定した。

ステージ 1：本調査で取り上げた個別需要家へのシステム導入（18,000 t-CO_2（顧客 A）+5,500 t-CO_2（顧客 B）=23,500 t-CO_2 /年）

ステージ 2： Hai Phong 港で計画中の LNG 基地を LNG 供給源とし、北部での鉄鋼業を対象としたシステムの普及展開（23,500 t-CO_2/年×7.5 倍 = 176,250 t-CO_2/年）

ステージ 3： LNG 受入基地が 3 基程度立ち上がる想定を基に、ベトナム全土での普及展開（176,250t-CO_2/年 × 3 倍 = 528,750 t-CO_2/年）。

7. 相手国関係者への制度整備・改善案の提案活動

7.1 事業実施の蓋然性向上／事業・システムの普及促進

本調査で提案する個別のエネルギーサービスに関する「事業実施の蓋然性を高める」観点、今回の調査内容をモデルケースとして、今後、さらに「事業・システムの普及促進」を図るためのベトナム側関係者への制度等の提案内容について整理した。

ここでは、事業実施の蓋然性の向上と実施・拡大施策を、「事業費の支援対象（事業の初期投資（CAPEX）支援/ランニングコスト（OPEX）支援）」及び「導入の期待時間軸（当座3年程度の短期/（以降の）中・長期）」の枠組みで考察した。

「事業実施の蓋然性を高める」観点では、CAPEX 支援や政府系金融機関のサポートなどは既に日本、ベトナム両国で進められていることから、OPEX 支援策として、本システム導入に伴い組成が期待される環境クレジットの有効活用や、将来の低炭素への道筋を具体的な計画策定などを前提に、クレジットに対する安定した「価値づけ」や「価値の下支え」をする政策的な仕組みが重要と考える。

「事業・システムの普及促進」の観点については、地理的に分散した個別需要家の案件捕捉数を増やす方策のみならず、工業団地を「面的なソリューション」の対象として捉え、複数需要家のエネルギーサービスを効率的に進めるための方策整備が求められる。

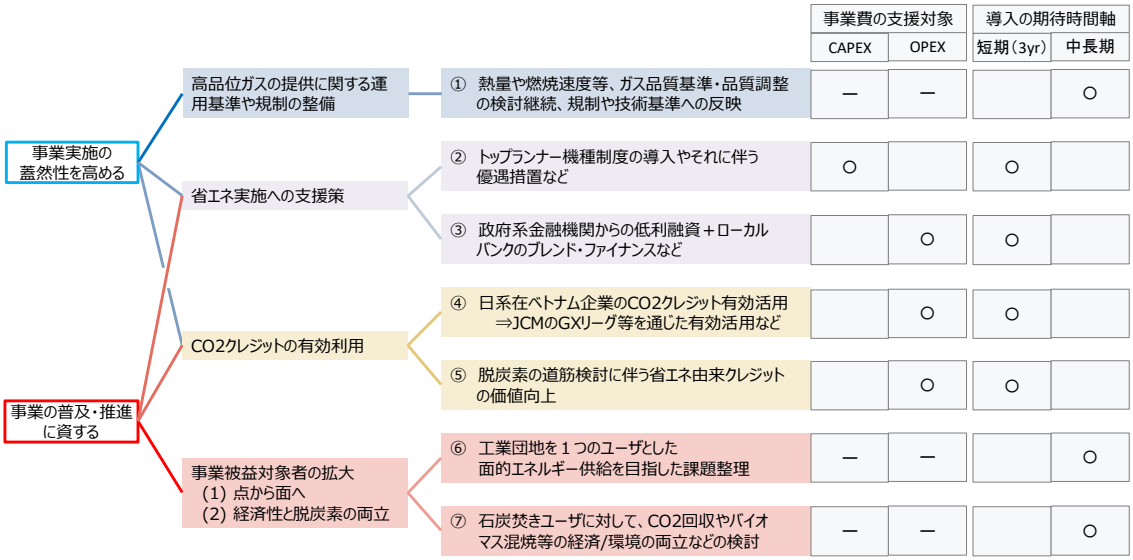


図４　制度整備・改善案のまとめ（支援対象、導入の期待時間軸）

7.2 CO_2 クレジットの有効活用

日本政府とベトナム政府は、それぞれ JCM の導入目標量[11]や国際支援を含めた業種別の CO_2 削減量の目標を掲げている。本 FS の現地調査では、ベトナムにおける重厚長大系の製造業顧客では 1 件当たり数万トン/年の CO_2 削減が見込まれるなど、当該分野における脱炭

[11] 日本：官民連携で 2030 年度迄の累積 1 億 t-CO_2 程度の国際的な排出削減・吸収量確保を目標とする。

素事業推進の重要性が確認された。また、今後、JCM クレジットの金銭価値化が進むことで、「ランニングコストの低減や事業収益の向上」が期待できる。

なお、省エネにもとづくクレジットの今後の課題としては、CCS、DAC などカーボン・ネガティブに寄与するクレジットに比べて低い価値評価をされる可能性が高いことがあげられる。そこで、以下の①、②の仕組みの検討が今後有効になると考える。

① ベトナム企業におけるクレジットの有効活用や、ESCO 事業者とエンドユーザーでクレジットを配分する仕組みの検討
例えば、JCM 認定分以上の数量の CO_2 削減を達成した場合に当該追加削減分を（ボランタリー）クレジットとして有効活用できる仕組みを構築する。この仕組みによりエンドユーザーにとって、設備操業効率化のインセンティブにも繋がる。

② 省エネ起源の JCM クレジットの価値向上の検討
将来的な「脱炭素への道筋」について具体的な計画策定を行っている場合には、相応の単価・プレミアムを付す枠組みを構築する。例えば、LNG 及び LPG により品質調整したガスをもとに高効率機器を活用して、省エネを進めているが、プロセスの一部で石炭ガスを使用している場合に、石炭とともにバイオマスガス化を図る。さらに、排出した CO_2 を分離回収して、CO_2 をドライアイスや溶接ガスなど産業用用途として、または、メタネーションやメタノール、代替ジェット燃料（SAF）など CO_2 to Chemical として第三者に販売する、といった脱炭素に向けた計画を想定している。こうした計画の蓋然性が担保される場合には、クレジットの価格を一定の安定価値で取引される仕組みを担保することを想定している。

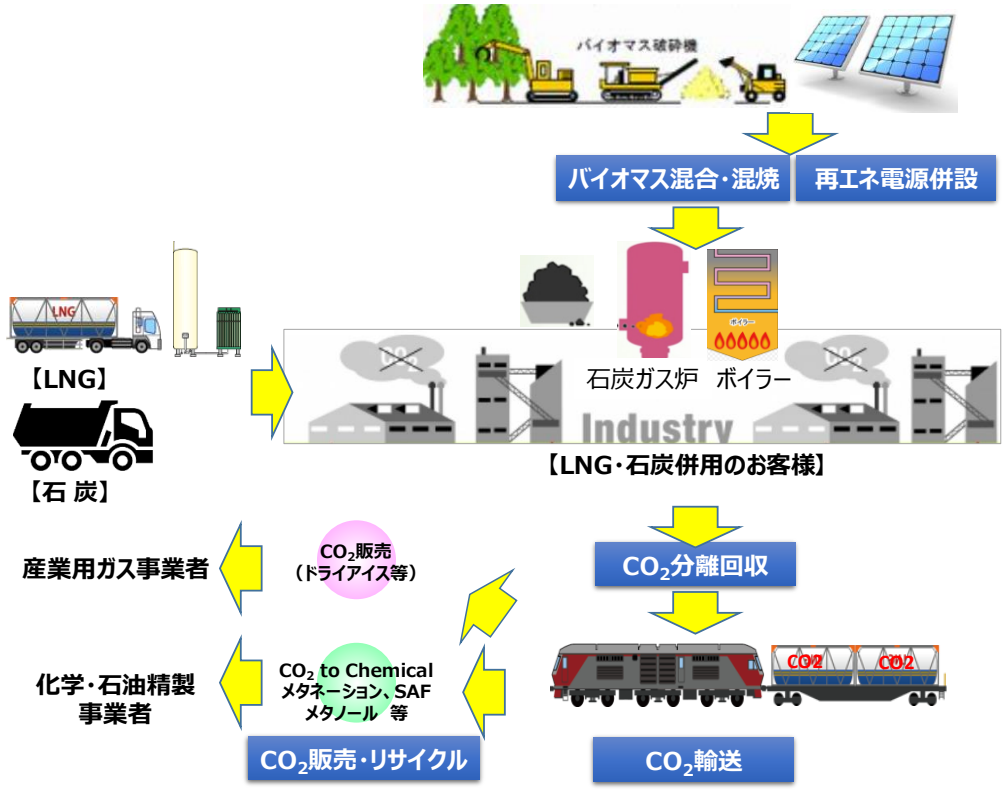


図５　エンドユーザーの脱炭素への道筋整理イメージ

7.3 事業裨益対象者の拡大（工業団地大のエネルギーサービス事業、経済性と脱炭素の両立）

事業裨益対象者の拡大にあたり、短期的には、個別需要家に対するエネルギーサービス事業の案件数を拡大するというアプローチが考えられる。また、中・長期的には、ガスに加えて電力を含むバックアップ供給や操業・メンテナンスを含めたエネルギーサービスの効率向上の観点や、大規模のみならず中小規模需要家に対してエネルギーサービスの裾野を広げる（＝裨益者の範囲拡大）という観点から、個別需要家から工業団地大でのエネルギーサービス事業、すなわち、「点から面への展開」が考えられる。

検討事項としては、工業団地大でエネルギーサービス事業を規模拡大するにあたっての課題整理（工業団地までの LNG 物流・ロジスティックス、LNG＋LPG、場合によって電力などマルチ・エネルギー供給事業者の制度検討、システム整備にあたっての許認可等の整備・簡素化など）があげられる。

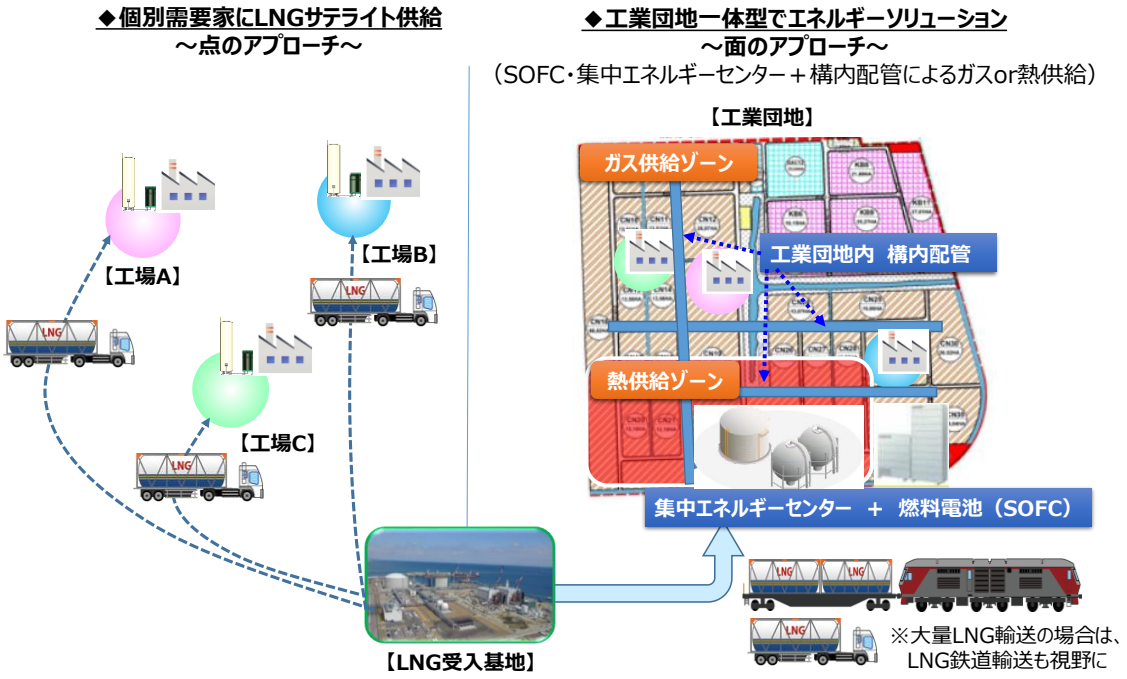


図 6　エネルギーサービスの「点から面」へのアプローチ・イメージ

8. 総括

本調査では、ベトナム北部において、LPG を活用した LNG のオンサイト熱量調整を行い安定した品質のガスを産業用需要家供給し、高効率工業炉の導入を可能とすることで、LNG への燃料転換に加えて省エネ・省 CO_2 に資するシステムの検討・評価を行った。

ベトナム北部では、LNG 受入基地建設計画が複数進んでいるが、本システムの導入によって、LPG が熱量調整機能に加えて、空気熱量調整により LNG のバックアップ機能も果たすことから、LNG 受入基地と需要家側の双方で天然ガスの安定供給が可能になる。さらに、省エネ・省 CO_2 の達成により JCM クレジットの組成が可能となり、ベトナム及び日本の GHG 削減への貢献が期待できる。

ベトナムの法制度・規制面では、ベトナムでは LNG 導入の初期段階・黎明期にあることから、政令レベルの法制度や関連技術基準は既に存在するものの、ガス技術基準や安全規制には統一基準が未整備/整備途上のケースがみられる（例 : ガス品質基準、保安離隔距離）。

本調査で検討したシステムの導入モデルとして、鉄鋼工場 2 社を対象とし、既存の使用燃料である灯油、石炭ガス、A 重油から LNG への燃料転換・高効率機器導入を想定した。

また、工業炉の高効率化・省エネ化にあたり、「排熱を燃焼空気の加温に活用するリジェネレイティブバーナの導入」、「最適燃焼を実現するための空気比の調整（＝過剰空気の投入を回避）」、「断熱材の強化による、工業炉からの放熱量の削減」の 3 要素を想定した。

これをもとに、省エネ・省 CO_2、投資回収年数をみると、省エネ率は 20～25％程度、省 CO_2 量は、重油の燃料転換のケース（B 工場）で 6,000～8,000t-CO_2/年・件、石炭の燃料転換のケース（A 工場）では、25,000～30,000t-CO_2/年・件程度のポテンシャルが想定された。システム導入とランニングコストメリットを踏まえた設備投資回収年数は、重油使用のケースでは 10 年以内となる。一方、石炭使用のケースでは、現状の LNG 使用時と比べ、同等程度の価格となることが確認された。このため、例えば、排出削減クレジット価値を向上するなど、メリットが得やすい仕組みの構築が必要と考えられる。

本プロジェクトの方法論の整理にあたり、インドネシアのアルミ産業の工業炉において実施済みのリジェネレイティブバーナ導入に関する方法論を参照しているが、前述のボトムアップ方式の評価に比べ、保守的な想定（＝CO_2 排出削減が低めの想定）結果となっている。

今後、排ガス温度設定など、引き続き、ベトナムにおける同様の工業炉の導入ケースにおける実態把握に基づき条件式の精査を行う、または、計測器の整備による継続的なモニタリングの実施が求められる。

本調査で検討したエネルギーサービスの「事業実施の蓋然性を高める」観点では、OPEX 支援策として、システム導入に伴い期待される環境クレジットの有効活用や、将来の低炭素への道筋を具体的な計画などを前提に、安定した「価値づけ」の仕組みが重要と考えられる。

さらに「事業・システムの普及促進」を図る上では、地理的に分散した個別需要家の案件捕捉数を増やす方策のみならず、工業団地を「面的なソリューション」の対象として捉え、複数需要家のエネルギーサービスを効率的に進めるための方策整備が求められる。

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：ベトナム北部における高効率産業用消費設備の導入実現可能性調査

委託事業名：令和4年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査及びCEFIA国内事務局等業務）

石油資源開発株式会社

頁	図表番号	タイトル
9	図３	リジェネレイティブバーナの仕組み

Project name: Feasibility Study for the introduction of high-efficiency industrial facilities in Northern Vietnam (target country: northern Vietnam)

Implementer: Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. (JAPEX)

1. Introduction

This feasibility study focused on establishing an environment for infrastructure development for a stable supply of high-grade liquefied natural gas (LNG) and on introducing high-efficiency industrial furnaces, which could be promoted as two sides of the same coin in Northern Vietnam. The study is a part of promoting the realization of a carbon-neutral society based on the Joint Crediting Mechanism (JCM) between Japan and Vietnam. In particular, JAPEX studied and evaluated a system that contributes to energy conservation and CO_2 emissions in addition to fuel conversion from petroleum-based fuels to LNG by providing a stable quality gas supply to industrial customers through on-site heat value adjustment of LNG utilizing liquefied petroleum gas (LPG), and enabling the introduction of high-efficiency industrial furnaces.

1.1 Background

Vietnam's energy consumption has been increasing along with its robust economic development, and the primary energy supply is heavily dependent on coal. The government has formulated a national energy strategy and is promoting the diversification of energy sources, including renewable energy, to break away from dependence on coal.

In the area of natural gas, the company has formulated a gas master plan and is aiming to import LNG actively. However, the related legal, regulatory, and operational framework is under preparation. Through interviews with Japanese companies in Vietnam, it has become clear that the introduction of high-efficiency Japanese gas consumption equipment has yet to progress in Vietnam due to issues with fuel quality and supply stability, including gas.

With this in mind, this study examines energy service projects targeting mainly industrial demand in the northern region of Vietnam, assuming a LNG receiving terminal being constructed and making LNG available in the study area.

The study focuses on providing customers with energy services such as heat and electricity by using LNG (vaporized gas) with heat adjusted by LPG on-site in highly efficient industrial furnaces, boilers, and other gas-consuming equipment.

Setting up such energy service provider will own and operate on-site LNG satellite facilities, LPG supply systems, and high-efficiency gas consumption equipment on behalf of customers, and will receive service fees from them. The energy service business is likely to be introduced in the northern region of Vietnam and is expected to promote the spread of the business, especially among industrial customers.

1.2 Purpose of this study

The objectives of this study are to 1) investigate permits and qualifications required for the construction and operation of LNG satellites and high-efficiency industrial furnaces, 2) conduct an economic evaluation of installing and maintaining LNG satellites with heat rate control and PA13A delivery functions, and 3) assess the applicable technologies for the type of high-efficiency industrial furnaces, taking into account facility design and construction details, life cycle costs (LCC) and life cycle CO_2 (LC- CO_2).

1.3 Implementation structure

As a part of this research study, JAPEX concluded a subcontracting agreements with LNG satellite engineering companies and a Japanese industrial furnace manufacturer. As per the previous section, the feasibility of the energy service business, including equipment design and cost, was evaluated in order to be considered in the future commercialization phase, the Company plans to set up an energy service company in Vietnam to (refer to the structure in the figure below):

- establish high-efficiency industrial furnaces and LNG satellite facilities, perform post-operation maintenance, and utilize JCM facility subsidies,
- sort finance from Japanese financial institutions, and
- execution of a gas sales contract between the local gas company and the end-user.

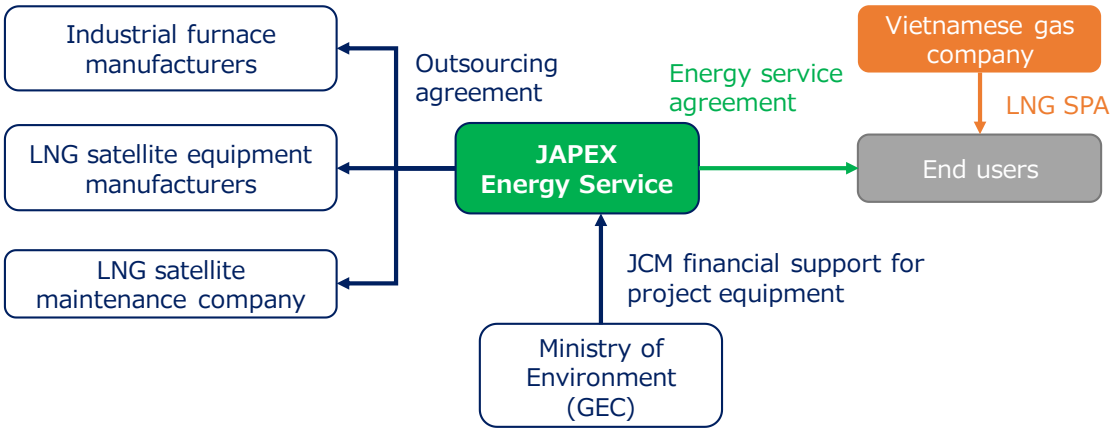


Figure 1　Example of implementation structure for energy service business

2. Trend and analysis of policies related to LNG

2.1 Overview of Energy policy

Vietnam's "National Energy Development Strategy" was formulated in 2007 as "Resolution No. 55 (No: 55-NQ/TW) on the policy of the National Energy Development Strategy up to 2030 with a view to 2045".

In line with this national energy development strategy, a gas master plan including LNG introduction, a national power development plan (PDP), and an energy conservation/ Green House Gas (GHG) reduction plan have been formulated.

The LNG market is considered relatively immature in Vietnam, due to the lack of unified standards for gas technology and safety regulations (or are still being developed). For example, quality standards for supplied gas associated with LPG calorimetric adjustment, propane/butane ratio of LPG, and safety distances for LNG satellites, especially for storage facilities.

On the other hand, the legal framework of related technical standards for LNG imports, natural gas infrastructure development and gas sales operations is in place for pipelines and LNG satellite facilities.

In order to spread the market adoption rate of an “on-site heat value adjustment system” using LNG and LPG and integrated high-efficiency gas consumption equipment, it is necessary to consider not only the gas business system aspect of expanding the LNG market but also the energy conservation and GHG reduction (including the handling of environmental credits).

2.2 Policies and systems for the LPG market

Vietnam's Decree No. 19[1] (Decree No. 19) provides a general overview of gas quality and metering, conditions for conducting gas business, including necessary facilities (cylinders and cylinders for supply, stations, and stores) and rights to use related land, rights, and obligations of gas operators, documents required to secure business requirements, and safety. The report describes.

Regarding rate regulation, the price is a freely negotiated rate. Regarding gas quality and metering, Decree No. 19 states that it is based on Circular 20/2019/TT-BKHCN and technical standards (QVCN8:2019/BKHCN) for LPG in Saudi Arabia, and the technical standards include the properties of propane, butane, and mixtures of the two that are commercially distributed in the country. Specifically, the technical standard specifies the vapor pressure, sulfur content, butadiene, olefin, and other content criteria and the test method.

In addition, it also specifies test methods for the quality and properties of each imported and domestically produced LPG and the minimum information that LPG marketers must provide in sales contracts with customers (e.g., physical property conditions and the fact that the LPG sold has passed the required quality tests).

In Japan, the Law Concerning Maintenance of Safety and Proper Trade of LPG (LPG Law) regulates safety and gas quality standards (JIS standards) for residential demand and commercial demand, such as retail stores, which are similar to residential demand. However, the High-Pressure Gas Safety Law applies to industrial applications other than residential and commercial use, and JIS standards regulate gas quality standards in the same manner as for residential use.

[1] The Government (Socialist Republic of Vietnam) (2020) “No.19/2020/VBHN-BCT Decree on Gas Business” https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Thuong-mai/Van-ban-hop-nhat- 19-VBHN-BCT-2020-Nghi-dinh-ve-kinh-doanh-khi-440382.aspx (Retrieved on February 1, 2023)

This study considers LPG procurement for LNG calorimetric adjustment and backup use based on industrial applications. When LPG quality standards for industrial applications are compared with Japan's High-Pressure Gas Safety Law, however, the propane/butane ratio and other factors need to be clearly defined.

Therefore, it is considered necessary to take measures such as taking note of the propane/butane ratio and accompanying heat value in the regular sales contract to avoid large fluctuations in specifications when LPG procurement/use is increased in an emergency.

2.3 Policies and systems for the LNG market

In Vietnam, LNG has not been introduced as of February 2022, and domestic natural gas has been supplied mainly in the country's south (8-10 Bcm/year scale).

Vietnam's domestic natural gas supply is in a long-term declining trend and is expected to peak in 2026, and to meet strong gas demand in the years to come, Vietnam will need to continue to procure LNG from other countries. In order to meet the robust gas demand thereafter, procurement of LNG from outside the region will be required.

The supply chain process for LNG introduction is LNG import - receiving, storage, and discharging at terminals - transportation and distribution (LNG by satellite and re-gasified gas by pipeline) - sales. The following points are considered relevant to the current regulatory and legal system.

- In introducing LNG, Vietnam has yet to develop a (high-pressure) natural gas pipeline under public roads, except for the pipeline from domestic natural gas fields, to supply vaporized gas from receiving terminals. For the time being, it is expected that the development of (low-pressure) natural gas pipelines and LNG satellite supply near LNG receiving terminals will progress.
- The legal system for natural gas pipeline development is still under discussion in the "Japan-Vietnam Joint Initiative" consisting of the Japanese government, Nippon Keidanren, and private companies. While the Japanese side has confirmed the regulatory system for pipeline development, it has proposed the need for guidelines that comprehensively address multiple legal systems and procedures.
- In addition, as for gas quality standards for LNG imports, enforceable regulations are still in the process of being developed, and although gas companies are required to take safety into consideration, there are no specific quality standards, including those for gas supply after LNG dispatch[2].
- Similarly, the concepts of heat value adjustment and standard heat value on the receiving terminal side using LPG, etc. seen in Japan have not been considered.
- Regarding safety standards, it is necessary to continuously organize points to be considered for LNG satellite facilities in comparison with the high-pressure gas safety law in Japan. As an example, the separation distance is specified according to the size of the LNG storage tank, the separation distance from other facilities, and the separation distance between storage tanks, while the Japanese High-Pressure Gas Safety Law specifies the separation distance in detail according to not only the storage tank capacity but also the type of facilities in close proximity.

The process of designing, constructing, and operating an LNG satellite differs depending on the

[2]City gas quality standard based on the Wobbe index and combustion rate equivalent to 13A in Japan

investment amount following the investment law.

In addition, the construction law and related government ordinances have provisions for construction work from the viewpoint of quality control, including safety assurance. In addition, quantitative risk assessment, environmental impact assessment, and firefighting measures are also required.

2.4 Policies related to Energy conservation and GHG reduction

2.4.1 GHG Reduction Plan towards 2030 (NDC)

At COP26, Vietnam announced the achievement of carbon neutrality in 2050. In September 2015, Vietnamese government enacted the Intended Nationally Determined Contribution (INDC), which summarizes Vietnam's efforts to combat climate change, was prepared, and in December of the same year, the 21st Conference of the Parties to the Framework Convention on Climate Change (COP21) was held. Following the adoption of the Paris Agreement in 2010, the goal was positioned as Vietnam's Nationally Determined Contribution (NDC).

The NDC sets a reduction target of 8% by domestic efforts by 2030 compared to the expected greenhouse gas emissions if climate change measures are not implemented (BAU), and a reduction through international support. A target of 25% has been set.

2.4.2 Energy conservation in the industrial sector

Energy conservation in the industrial sector has so far been implemented under the Law on Energy Conservation and Efficient Use of Energy (Energy Conservation Law), which came into effect in January 2011. Under this law, factories and businesses designated for energy management are required to prepare and submit annual plans, five-year plans, and periodic reports on energy conservation, appoint energy managers, and conduct energy audits once every three years.

The aforementioned revised NDC also organizes examples of initiatives and measures for industrial processes.

In addition to this, in March 2019, MOIT established The National Energy Efficiency Programme (VNEEP) for the period of 2019-2030, which The VNEEP has established the following energy efficiency targets for the manufacturing sector. These targets call for national energy conservation of 5-7% in 2019-2025 and 8-10% in 2019-2030.

2.4.3 GHG Reduction and Carbon Pricing

In the area of carbon pricing, the National Assembly of Vietnam passed a draft amendment to the Law on Environmental Protection in November 2020 to legislate an emissions trading scheme, and in January 2022, the Vietnamese government issued Decree No. 06/2022/ND-CP "Regulations on reduction of greenhouse gas emissions and protection of the ozone layer. In January 2022, the Vietnamese government issued Decree NO.06/2022/ND-CP "Regulations on reduction of greenhouse gas emissions and protection of the ozone layer".

With the enactment of this decree, GHG emissions reduction, MRV (measurement, recording, reporting, and verification of GHG emissions) of emissions became mandatory, and the development of a domestic carbon credit/emission rights trading market was stipulated.

The obligation to measure, record, and report greenhouse gas emissions covers entities that emit 3,000 t- CO_2 or more per year, as well as factory production facilities or thermal power factories with

annual energy consumption of 1,000 TOE (tons of oil equivalent) or more, and commercial buildings and freight transportation companies with annual energy consumption of 1,000 TOE or more. Companies, etc., are eligible for the program.

3. Feasibility Study of commercialization plan

3.1 Sampling

Based on the cooperation of Japanese industrial furnace manufacturers and high-pressure gas facility engineering companies such as LNG satellites, the following two companies were selected as model cases.

- Company A
  - ✓ Business description: Deformed steel bars (Reinforcing bars)
  - ✓ Location: Approximately 100 km from LNG receiving terminal
  - ✓ Fuel currently in use: kerosene + coal gas
  - ✓ Currently, CO gas and kerosene are used as fuel, but only CO gas has been used as fuel for the past 15 years, and due to the high price of kerosene, JAPEX assumes to continue using only CO gas in the future.
  - ✓ As an energy-conservation measure, heat insulation is reinforced on the part of the furnace wall, and waste heat is recovered by a recuperator. Since the control and monitoring system has not been installed and combustion management is not possible, it was difficult to collect exhaust gas temperature and residual O_2 concentration data.

- Company B
  - ✓ Business description: Deformed steel bars (Reinforcing bars)
  - ✓ Location: Approximately 150 km from LNG receiving terminal
  - ✓ Fuel currently in use: Heavy oil A
  - ✓ Since CNG was supplied in the past, it is possible to reuse gas pipes and tank storage areas. However, due to the unstable supply of CNG, currently, low-priced, low-quality heavy oil is used.
  - ✓ As energy-conservation measures, JAPEX assumes implementing waste heat recovery with a recuperator and data collection with a control and monitoring system. Air ratio control is also performed, and such ratio of 1.26 was observed.

Both Company A and Company B manufacture deformed steel bars, and heating furnaces are used in the steel rolling process. The temperature range of these furnaces is about 1,200°C, and the annual fuel consumption is more than 10,000 tons.

Looking at the management plans of Companies A and B, there is a tendency to postpone investments in facility expansion to increase product production. The priority is strengthening profitability in light of competition with electric furnace makers.

3.2 Feasibility Study of LNG satellite facilities with heat value adjustment function

This study assumes that the main focus will be on LNG satellite facilities with heat value adjustment to realize stable quality and volume of LNG supply. Similar to the city gas business in Japan, JAPEX expects that supplying gas with heat value adjusted to the standard value of heat value per volume (e.g., 45 MJ/m3) will enable the introduction and operation of high-efficiency equipment and reduce CO_2 emissions more than the case of introducing conventional equipment.

In addition, considering the case of an emergency situation where the LNG supply is cut off, an

alternative gas (PA13A) production system will be considered. Such a system will enable early restoration of business operations while minimizing damage to business assets in the event of emergency situations such as traffic interruption, problems with lorry operations, or natural disasters.

3.2.1 Concept of system design and basic system flow

While LNG satellite supply is not widespread in Vietnam, LPG is becoming increasingly popular, and although technical regulations (QCVN) and technical standards (TCVN) have been established for LNG in Vietnam, they are not for small-scale satellites. They are considered to be underdeveloped compared to the Japanese system.

Figure 2 shows an overall view of LNG satellite facilities. LNG received by LNG lorry for each factory is stored in LNG tanks and then converted from cryogenic (liquefied gas) to vapor gas at -162°C in a vaporizer. The 13A gas is then supplied through a pressure regulator (governor) after pressure adjustment.

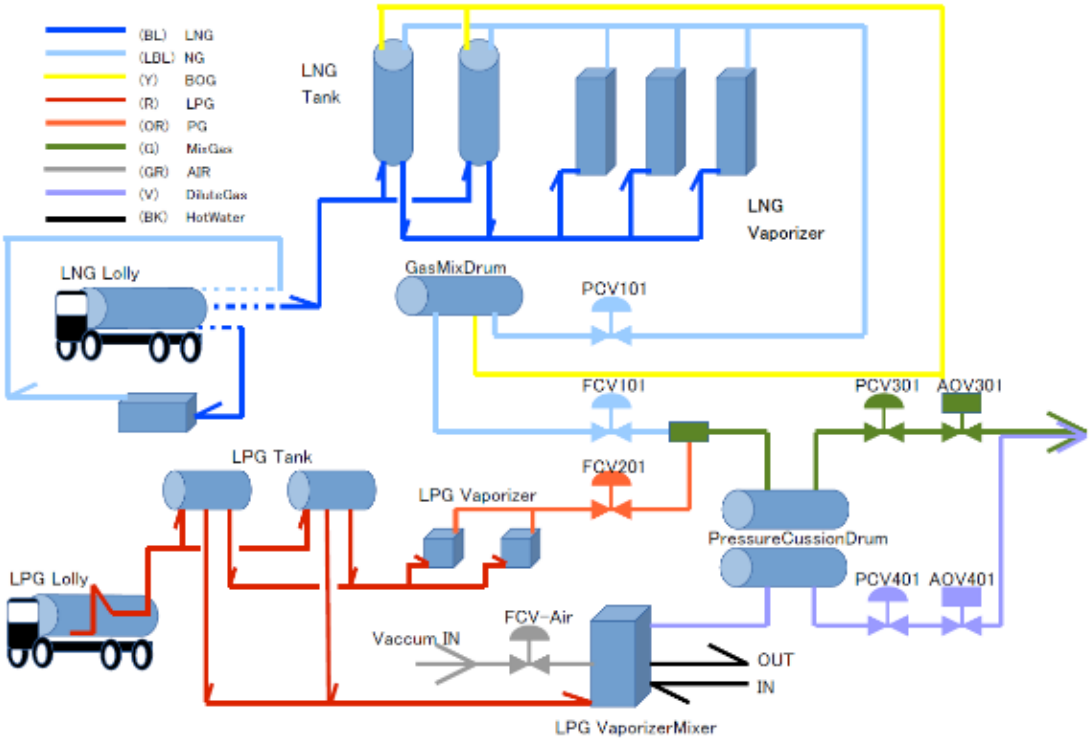


Figure 2　Overview of LNG satellite facility with heat value adjustment function

(1) Heat value control device

The heat value adjuster mixes the appropriate amount of LPG vaporization gas (PG) as a heat intensifying gas with LNG vaporization gas (NG), the main feedstock gas, to produce a product gas with the required heat value. Generally, this is done by feedback control of the heat-intensifying gas flow control valve according to the heat value of the mixed gas. Still, feedforward control[3] is also

[3] When an external factor (disturbance) that disturbs control occurs, feedforward control predicts the effect and performs operations to respond to the disturbance in advance, and performs corrective action on the controlled system.

added because the physical properties of the LNG to be received are likely to change significantly, and the heat value of the raw LNG itself will also change.

(2) Propane air equipment (PA13A)

Propane gas is supplied at 45 MJ/m3 by adjusting the heat value and combustibility through the inhalation and mixing of dilution air under the negative pressure generated by the inflow of propane gas into the ejector. The advantage of this system is that it can be used without changing many secondary gas combustion appliances. However, propane/air 13A is a heavy specific gravity gas, and its high C/H ratio tends to generate yellow (soot and CO). Yellow is especially likely to be generated when using low-purity products because a mixture of 50% propane + 50% butane is common in Vietnam. Then, high-purity LPG procurement is necessary, even though it not so easy to obtain.

3.2.2 Selection of facilities and major specifications

Considering the LPG or CNG supply instability from logistical viewpoint in Vietnam, LNG supply may be unstable in the early stage of the project. Therefore, the design was not only to be able to hold two days' worth of LNG inventory but also to be able to supply two days' worth with PA13A even after the LNG supply had stopped.

Based on the fuel usage conditions of the two companies, JAPEX selected the specifications and calculated the cost of the LNG satellite facility with a heat rate control function. The prices of locally available equipment in Vietnam were reflected in the prices in Japan, whereas the prices of heat control equipment, odor control equipment, and P13A equipment, which are not available in Vietnam, were based on the prices in Japan.

Since the proportion of costs for storage tanks, vaporizers, etc., is high, it is essential to select equipment with a high-cost performance at the execution stage.

In terms of construction standards, JAPEX will bring and propose Japanese standards and standards that have a proven track record, but in the future, the company will also seek cooperation from Vietnamese regulatory authorities and consider compiling Vietnamese domestic standards and standards. To this end, it will be essential to establish a track record of safe and stable operations in Vietnam.

3.3 High-efficiency and energy conservation technologies for industrial furnaces

In this study, JAPEX are considering introducing the following energy-conservation technologies.

(1) Regenerative burner:

The two burners are switched alternately. While one burner is burning, combustion exhaust gas is discharged from the other burner, and at the same time, the high-temperature exhaust gas raises the temperature of the heat accumulator. Conversely, when that burner is burning, the combustion air is preheated by passing it through the high-temperature heat storage device, thus reducing the amount of fuel required to heat the combustion air[4].

[4]NEDO New Energy and Industrial Technology Development Organization (https://webmagazine.nedo.go.jp/practical-realization/articles/201203jifma/) January 31, 2023day view

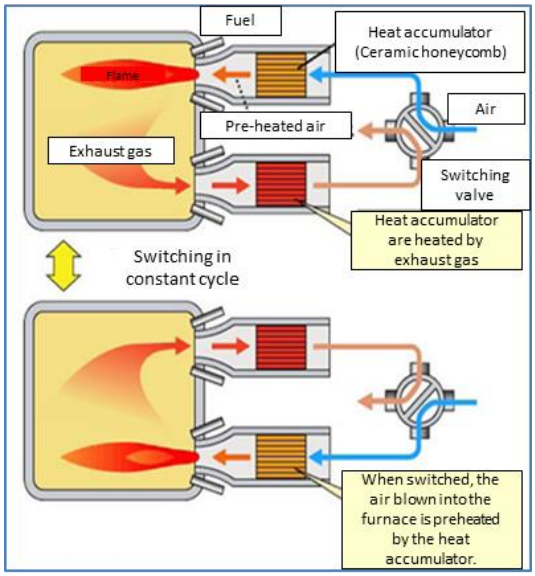


Figure 3　Regenerative burner system

Source) The descriptions on the figure 3 are translated from Japanese into English by JAPEX.

New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) (2012) "Sangyokai no sho-enerugi / Kankyo-fuka-teigen ni okiku kokensuru koseinou kogyoro [産業界の省エネルギー／環境負荷低減に大きく貢献する高性能工業炉（日本工業炉協会）, High-Performance Industrial Furnaces that Contribute Significantly to Energy Conservation/Reduction of Environmental Impact in Industry (Japan Industrial Furnace Manufacturers Association)] ", p.3
https://www.nedo.go.jp/hyoukabu/articles/201203jifma/pdf/jifma.pdf　(Retrieved on February 1, 2023)

(2) Air ratio adjustment:

Fuel consumption can be optimized by adjusting the ratio of fuel to air required for combustion to the air ratio with the best thermal efficiency.

(3) Enhanced insulation:

Furnace walls can be made lighter and made of materials with higher insulation performance to contribute to energy conservation. This study will consider the use of ceramic fibre materials..

4. Discussion: installations and operations of the system under consideration

4.1 LNG satellites

While the introduction of the system is expected to bring about high efficiency and low CO_2 emissions, it is also important to maintain stable heating value and quality when the feedstock (LNG) is used. Therefore, a system to maintain operation (monitoring system) and safety (management standards) is also necessary to maintain such stability. Specifically, "control of the standard heat value of supplied gas" and "control of raw materials used" are issues related to the quality of supplied gas, and "gas production control," "gas leakage," and "appropriate monitoring system of operational status" are issues related to facility operation. The following heat value control operation is assumed to organise the issues.

- "Gas (LNG vaporization gas)-gas (LPG) calorimetric adjustment method" is adopted. Since the vaporized and heated gas is odourless, it is necessary to add an odour to the gas so that it can be easily detected in case of leakage.
- One of the advantages of introducing propane gas (LPG), which is used to heat up LNG, is that by reducing the heat value of LPG, it will be possible to supply a stable amount of heat for the high-efficiency burner that will be introduced as Propane Air 13A.
- This is expected to minimize the risk of factory shutdowns due to legal inspections of LNG facilities normally used, etc., and will also support stable operations for the operator.

4.2 High efficiency industrial furnaces

Based on this study, JAPEX determined that it would be difficult for a local company alone to carry out everything from design to construction of a high-efficiency industrial furnace that contributes to energy conservation and CO_2 emissions, so the company expects it is important to build a cooperative system with a Japanese company with technological capabilities to promote this project. In this case, as a quality issue, it is necessary to collaborate with a manufacturer of industrial furnaces that has the technical capabilities to achieve high efficiency that contributes to energy conservation and CO_2 emissions and to reflect Japanese technical capabilities from furnace design to procurement and construction. Another operational issue is to establish a sustainable system for the safe operation and maintenance of high-efficiency industrial furnaces that contribute to energy conservation and CO_2 emissions on the end-user side..

4.3 Measures against installation and operational issues

4.3.1 LNG satellite

(1) Overall

At LNG satellites, it is effective to fill out and confirm the inspection checklist during facility operation, and when a situation that deviates from the predetermined (steady-state) condition is confirmed, to conduct a thorough investigation and make repairs and restoration. For propane and air 13A, the Japan Gas Association has organized safety considerations, which should also be taken into account..

① When changing the heat value from light-density gas to heavy-density gas, it is necessary to make every effort to prevent leakage in the pipelines and to fully inform users (not to mention suppliers) of the changeover to heavy-density gas..

② If the air supply and exhaust ports become clogged with dirt, etc., the amount of primary and secondary air will decrease, which may lead to the generation of soot and CO from the yellow internal flame => yellow chips => soot. Therefore, it is important to follow up systematically at the time of heat rate change as well as afterwards.

③ Therefore, it is essential to plan for the follow-up as well as the change of the heat value. The heat value of the gas supply should be based on 14,800 kcal/m3 to 15,000 kcal/m3.

・ Source) Japan Gas Association (1991) " Propane Air 13A donyu ni atatteno hoan gijutu shiryo [プロパン・エアー13A 導入に当たっての保安技術資料, Technical Data on Security for Introduction of Propane Air 13A]" p.1.

(2) Countermeasures to supply gas quality issues

Although confirmation with the gas supplier is a priority, a calorimeter will be installed in the LNG satellite, and a system will be adopted to constantly manage the outlet calorie during calorie adjustment..

(3) Countermeasure to operational issues

The following measures are important from the operational perspective.

① Clarification of appropriate values for important inspection points

② Daily/Monthly/Yearly inspection guidelines

In addition, by adopting a system that can always centralize and share the inspection status, etc., and by sharing the local operation status at the remote location (monitoring center) at the same time, JAPEX will always strive to improve the quality of operability and safety.

4.3.2 High-efficiency industrial furnace

(1) Countermeasure to quality issues

As a measure to address quality issues, a cooperative system will be established with a Japanese company with technological capabilities. The design and procurement of the high-efficiency industrial furnace that will drive this project will be ordered from a Japanese furnace manufacturer, and a local furnace manufacturer established by a Japanese engineer will be used for construction, enabling the introduction of an industrial furnace with consistent Japanese standards.

(2) Countermeasure to operational issues

As a measure to address operational issues, measurement equipment capable of measuring exhaust gas temperature, the residual oxygen concentration in the exhaust gas, and outer wall temperature should be introduced so that the combustion state of industrial furnaces that contribute to energy conservation and CO_2 emissions reduction can be checked, and the results should be periodically

checked by JAPEX. In addition, a manual recommended by Japanese industrial furnace manufacturers should be prepared for the operation and maintenance of equipment that contributes to energy conservation and CO_2 emissions reduction, and implementation should be encouraged.

5. Effects of improvements with installing the system (energy conservation and CO_2 reduction)

JAPEX evaluated the energy efficiency and CO_2 emissions of two steel-related factories in Northern Vietnam (hereafter referred to as "Factory A" and "Factory B"), which were used as model projects in this study. The estimation method used was a bottom-up approach based on a field survey to evaluate energy efficiency and CO_2 emission reduction measures.
The LNG procurement price was assumed to be the "Best Case (lowest price level)," the "Risk Case (highest price level)," and the "Base Case (price level between the Best Case and the Risk Case)," referring to the formula levels currently offered by LNG suppliers. The three cases are assumed to be "Best Case (lowest price level)," "Risk Case (highest price level)," and "Base Case (price level between Best Case and Risk Case).

5.1 Factory A

In the case of introducing the system into factory A, the total energy conservation rate will be 18 to 22%. The calculation assumptions are as shown in Table 1.

Table 1　Preliminary calculation for factory A

Preliminary calculations			
	Input energy amount (converted to primary energy)	447,815 GJ/year	
	Outside temperature	24 ℃	Hanoi city average temperature in 2022
	Furnace exhaust temperature	500 ℃	
	Exhaust temperature after exhaust heat recovery	300 ℃	
	Waste heat utilization rate	0.85	
	Current air ratio	1.26	Calculated from residual O2 concentration
Related to CO_2 reduction by methodology			
	Combustion gas temperature	1,100 ℃	
	Air ratio after optimization	1.05	
	Air temperature after introduction of regenerative burner	800 ℃	

The breakdown of each item of the energy conservation rate is as follows.

- Energy conservation rate by introducing regenerative burner: 16-18%
- Energy conservation rate by optimization of air ratio: 1-2%
- Energy conservation rate by updating/strengthening insulation material: 1-2%

So, in total, overall energy conservation ratio becomes 18-22%, It was also confirmed that the running cost of factory A would be about the same price compared to the current use of coal gas.

5.2 Factory B

In the case of introducing the system into factory B, the total energy conservation rate will be 18 to 26%. The calculation assumptions are shown in Table 2.

Table 2　Preliminary calculation for factory B

Preliminary calculations			
Input energy amount (primary energy conversion)	258,385	GJ/year	
Outside temperature	24	℃	Hanoi city average temperature in 2022
Furnace exhaust temperature	516	℃	From the current remote monitoring and control data
Exhaust temperature after exhaust heat recovery	314	℃	Air temperature after exhaust heat recovery from existing recuperator
Waste heat utilization rate	0.85		20℃ → 190℃ (As of Dec. 2022)
Current air ratio	1.50		Due to poor properties of heavy oil, atomization is affected
Related to CO_2 reduction by methodology			
Combustion gas temperature	1,100	℃	
Air ratio after optimization	1.05		
Air temperature after introduction of regenerative burner	800	℃	

The breakdown of each item of the energy conservation rate is as follows.

- Energy conservation rate by introducing regenerative burner: 15-20%
- Energy conservation rate by optimization of air ratio: 2-4%
- Energy conservation rate by updating/strengthening insulation material: 1-2%

So, in total, overall energy conservation ratio becomes 18-26%,

As for factory B, the fuel conversion merits of LNG are high. The simple payback period for the initial cost is expected to be 7-10 years so that the customer benefits can be appealed by measures such as equipment subsidy support.

6. Estimation of expected emission reductions and its contribution

In this chapter, JAPEX will estimate the potential emission reductions, including the methodology calculation. In addition, the emission reduction contribution will be examined in two stages: project implementation and expansion, assuming the project to be implemented only in Vietnam.

6.1 Estimated amount of emission reduction in case of commercialization

The methodology of this project is based on the methodology related to the introduction of regenerative burners that have already been implemented in Indonesia[5] is utilized.

(1) Target project

Project title	Application of high-efficiency Natural Gas (NG) / Liquefied Natural Gas (LNG) furnace solution(s) for industrial users in Northern Vietnam
Whether or not the company to be interested utilizing JCM	Interested

(2) Eligibility requirements for registration as a JCM project

Project requirements for registration as a JCM project

Number	Eligibility requirements	Necessity
1	To use LNG satellite facility with calorie adjustment function using LNG and LPG.	・Due to the need to reduce heat fluctuation and ensure combustion stability. ・Business continuity is required, such as using LPG-air as an emergency alternative in the event of an LNG supply disruption.
2	To implement the following three items in an integrated manner, even if only partially. 1) Introduction of Regenerative burner 2) Air ratio optimization 3) Introduction of ceramic fiber insulation	・There is a need to maximize the merits of introducing high-grade LNG via satellite facilities ・However, “partial” introduction case such as targeting energy efficiency for a part of the furnace can also be included.

[5]Joint Crediting Mechanism Approved Methodology ID_AM009 “Replacement of conventional burners with regenerative burners for aluminum holding furnaces”

Project requirements to which the approved methodology can be applied

Number	Eligibility requirements	Necessity
1	To use a heating furnace and its temperature must be in range of 1,000℃ or higher	It is necessary to be a temperature zone that has room to introduce three items at the same time
2	Fuel conversion or natural gas supply with heat fluctuation within ±3.5% is possible	It is necessary to ensure the heat value fluctuation of city gas, which is common in the introduction of high-efficiency equipment.

(3) Emission source and target gas

Division	Emission source	Target GHG
Reference emissions	Heavy oil fuel used in reference burner	CO_2
Project emissions	Heavy oil fuel used in project burners	CO_2

(4) Calculation method for reference emissions volume

Calculation formula, etc.

$$\mathbf{RE_P} = \sum_{\boldsymbol{i}} \left[\left\{ \mathbf{FC_{PJ,NG,i,p}} \times \frac{\boldsymbol{\eta_{PJ,i}}}{\boldsymbol{\eta_{RE,i}}} \times \mathbf{NCV_{NG}} + \left(\mathbf{Q_{RE,p}} - \mathbf{Q_{PJ,p}} \right) \right\} \times \mathbf{EF_{fuel}} \right] \quad (1)$$

Parameters		Description/Unit	Techniques
RE_P	=	Reference case emissions in period$_p$ [t-CO_2]	Calculated from formula (1)
$FC_{PJ,NG,i,p}$	=	City gas consumption with project burner$_i$ in period$_p$ [m3N/p]	
$\eta_{PJ,i}$	=	Efficiency of project burner$_i$ in period$_p$	Reference from (7)
$\eta_{RE,i}$	=	Efficiency of burner$_i$ in the reference case in period$_p$	Reference from (6)
NCV_{NG}	=	Total heat value of natural gas [GJ/m3N].	
$Q_{RE,p}$	=	Heat release from the reference case furnace wall in period$_p$ [GJ/p].	Reference from (8)
$Q_{PJ,p}$	=	Heat release from the project furnace wall in period$_p$ [GJ/p].	Reference from (9)
EF_{fuel}	=	CO_2 emission intensity of intrinsic fuel type [t-CO_2/GJ] [6].	

(5) Calculation method for project emissions

$$\mathbf{PE_P} = \mathbf{PE_{NG,p}} + \mathbf{PE_{elec,p}} \quad (2)$$

Parameter		Description/unit	Technique
PE_P	=	Project emissions for period$_p$ [t-CO_2/p]	Calculated from formula (2)
$PE_{NG,p}$	=	Emissions from natural gas consumption for period$_p$ [t-CO_2/p]	Reference from (3)
$PE_{elec,p}$	=	Emissions from power consumption for period$_p$ [t-CO_2/p]	Reference from (4)

[6]Apply the emissions intensity of "2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventory"

$$\mathbf{PE_{NG,p}} = \sum_{i} \left(\mathbf{FC_{PJ,NG,i,p}} \times \mathbf{NCV_{NG}} \times \mathbf{EF_{NG}} \right) \quad (3)$$

Parameter		Description/unit	Technique
EF_{NG}	=	CO_2 emission intensity of natural gas [t-CO_2/GJ][7]	

$$\mathbf{PE_{elec,p}} = \mathbf{EC_{PJ,p}} \times \mathbf{EF_{elec}} \quad (4)$$

Parameter		Description/unit	Technique
$EC_{PJ,p}$	=	Electricity consumed by the project burner for period$_p$ [MWh]	Reference from (5)
EF_{elec}	=	CO_2 emission intensity of electric power [t-CO_2/MWh][8]	

$$\mathbf{EC_{PJ,p}} = \sum_{i} (\mathbf{RC_{CAP,i}} \times \mathbf{10^{-6}} \times \mathbf{24}(\boldsymbol{hours/day}) \times \mathbf{D_{op,i,p}} \quad (5)$$

Parameter		Description/unit	Technique
$RC_{CAP,i}$	=	Rated power consumption of electrical equipment attached to the project burner$_i$ [kW]	
$D_{op,i,p}$	=	Number of days that project burner$_i$ operated for period$_P$	

$$\mathbf{\eta_{RE}} = \frac{\mathbf{NCV_{fuel}} - \left\{ \mathbf{Gw_{fuel}} \times \mathbf{c_{1,r}} \times \left(\mathbf{T_{1,r}} - \mathbf{T_2} \right) + \mathbf{A_{0,fuel}} \times (\mathbf{m_r} - \mathbf{1}) \times \mathbf{c_{2,r}} \times \left(\mathbf{T_{1,r}} - \mathbf{T_2} \right) \right\}}{\mathbf{NCV_{fuel}}} \quad (6)$$

Parameter		Description/unit	Technique
NCV_{fuel}	=	Specific energy amount of target fuel type[9]	
Gw_{fuel}	=	Theoretical wet exhaust gas volume for the target fuel type [m3]	
$c_{1,r}$	=	Wet exhaust gas isobaric specific heat of target fuel species. (Air ratio = 1.25, Exhaust gas temperature 500°C)	
$T_{1,r}$	=	Combustion exhaust gas temperature. 500[°C].	
T_2	=	The average temperature of Hanoi in 2022 is adopted. 24[°C].	
$A_{0,fuel}$	=	Theoretical amount of air for target fuel type [m3]	
m_r	=	Air ratio of the reference case 1.25[-].	
$c_{2,r}$	=	Air constant pressure specific heat capacity 500℃ is adopted. 1.09[kJ/m3N・℃].	

$$\mathbf{\eta_{PJ}} = \frac{\mathbf{NCV_{NG}} - \left\{ \mathbf{Gw_{NG}} \times \mathbf{c_{1,p}} \times \left(\mathbf{T_{1,p}} - \mathbf{T_2} \right) + \mathbf{A_{0,NG}} \times \left(\mathbf{m_p} - \mathbf{1} \right) \times \mathbf{c_{2,r}} \times \left(\mathbf{T_{1,p}} - \mathbf{T_2} \right) \right\}}{\mathbf{NCV_{NG}}} \quad (7)$$

Parameter	Description/unit	Technique

[7]Apply the emissions intensity of "2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventory"

[8]Apply the unit of origin issued by "Ministry of Industry and Trade of the Socialist Republic of Vietnam."

[9]Apply the unit of origin issued by "Ministry of Industry and Trade of the Socialist Republic of Vietnam."

NCV_{NG}	=	The heat value of city gas. 45 [MJ/m3N] after adjusting the heat quantity in the project.
Gw_{NG}	=	The theoretical wet exhaust gas volume of city gas. [m3].
$c_{1,p}$	=	Constant-pressure specific heat of wet exhaust gas when city gas is burned. (Air ratio = 1.05, Exhaust gas temperature = 300°C). From the above, 1.39 [kJ/m3N・℃]
$T_{1,p}$	=	Flue gas temperature. 300[℃].
T_2	=	The average temperature of Hanoi in 2022 is adopted. 24[°C].
$A_{0,NG}$	=	Theoretical air content of natural gas. The typical composition of city gas is 89.60% methane, 5.62% ethane, 3.43% propane, and 1.35% butane. The theoretical air volume obtained from the above composition is 10.8m3/m3N.
m_p	=	Air ratio of the project burner. Here, it is set to 1.05[-].
$c_{2,r}$	=	Air constant pressure specific heat. 300℃ is adopted. 1.05[kJ/m3N・℃].

$$\mathbf{Q_{RE}} = (\boldsymbol{\lambda}_{\mathbf{ch}} + \boldsymbol{\lambda}_{\mathbf{rh}}) \times (\mathbf{K_r} - \mathbf{K_1}) \times \mathbf{A} \tag{8}$$

Parameter		Description/unit	Technique
λ_{ch}	=	Convective heat transfer coefficient [W/(m2・K)]	Reference from (10)
λ_{rh}	=	Radiation heat transfer rate [W/(m2・K)]	Reference from (11)
K_r	=	External wall temperature in degrees Fahrenheit [K] of the reference case. 375[k] (275℃+100℃).	
K_1	=	The 2022 average Fahrenheit temperature of Hanoi is adopted. 299[k] (275℃+24℃).	
A.	=	Furnace wall area for installation of ceramic fiber insulation [m2]	

$$\mathbf{Q_{PJ}} = (\boldsymbol{\lambda}_{\mathbf{ch}} + \boldsymbol{\lambda}_{\mathbf{rh}}) \times (\mathbf{K_P} - \mathbf{K_1}) \times \mathbf{A} \tag{9}$$

Parameter		Description/unit	Technique
K_p	=	Project outer wall temperature in degrees Fahrenheit [K]. 355[k] (275℃+80℃).	

For natural convection, the following formula is used for the heat transfer intensity[10]. In this case, Δt is calculated in degrees Celsius [°C].

$$\left.\begin{aligned} \text{Ceiling} &= 3.3 \times \Delta_t{}^{0.25} \\ \text{Floor} &= 1.7 \times \Delta_t{}^{0.25} \\ \text{Wall} &= 2.6 \times \Delta_t{}^{0.25} \end{aligned}\right\} \tag{10}$$

The radiant heat transfer intensity can be calculated by using the Stefan-Boltzmann constant, which is calculated as follows.

[10]Energy Conservation Center, Japan (2023) "Energy Conservation Notebook", p.78.

$$= 5.67 \times E \times \left\{ \left(\frac{K_p}{100} \right)^4 - \left(\frac{K_1}{100} \right)^4 \right\} \quad (11)$$

E is the external emissivity, where 0.5 is used as the general external emissivity of heat-resistant silver material.

(6) Emission reduction calculation method

$Period_p$ mission reduction is calculated as the difference between the reference case and the project case.

$Period_p$ emission reduction [t-CO_2]= $\mathbf{RE_p - PE_p}$

(7) Main monitoring items

Parameter	measuring equipment	Remarks
$RC_{CAP,i}$	Real-time grasp by power meter	Install a power meter (Wh meter) on the exhaust fan, etc., and monitor the condition.
$FC_{PJ,NG,i,p}$	Real-time grasp of city gas after heat value adjustment at LNG satellite facility	After installing a flow meter (electromagnetic flow meter), monitor the city gas flow rate after adjusting the heat amount.

6.1.2 Estimated emission reduction (contribution to reduction by project implementation)

(1) Calculation assumptions

This methodology is an approach to estimate the amount of reduction based on the amount of fuel consumption after efficiency improvement.

On the other hand, the environmental estimation described in Chapter 5 is based on the current energy consumption and based on the energy conservation rate estimation for each energy conservation item, the approach to finding the fuel consumption when switching to city gas (" bottom-up method").

Based on these differences, here JAPEX uses the following method to estimate the expected reduction in emissions.

- The target is factory B, where fuel uses patterns and usage conditions are easily understood.
- Using the amount of city gas in factory B after the update, which is the result of calculation in Chapter 5, we will calculate the amount of heavy oil used by this methodology.
- In this methodology, the conditions considered in Chapter 5 are not taken into account, and calculations are performed with generality.

.

Example 1:

The efficiency of waste heat recovery by the existing recuperator at factory B was calculated based on the data, but for the sake of generality, it is assumed that all the heat is recovered based on the methodology.

Example 2:

In factory B, the installation of ceramic fiber insulation was excluded from the floor area from the viewpoint of workability, but in order to make it more general, all areas will be retrofitted based on the methodology.

By using the above method to back-calculate the current fuel oil consumption, it will also be possible to compare the results of the estimation with the results of the bottom-up method. In the estimation, emission reductions per year shall be used for the above comparison.

(2) Emission Reduction Estimation

Reference case emissions (REP):**15,671**[t-CO_2]

Project case emissions (PEP):**10,216**[t-CO_2]

Therefore, the emission reduction is **5,455**[t- CO_2] and the reduction rate becomes **35%.** The reductions include **5,351** [t- CO_2] from the introduction of 1) regenerative burners and 2) air ratio optimization, and **82.9** [t- CO_2] from the introduction of 3) ceramic fiber insulation. The estimation result of the bottom-up method, when including the emission reduction derived from fuel switching, is **7,000~8,000** [t- CO_2] , and the difference between methodology/ bottom up approaches is 1,500-2,500 [t- CO_2]; therefore, this methodology is more conservative than the bottom-up method.

(3) Remaining issues

While JAPEX was able to verify that the estimation results of this methodology are more conservative than those of the bottom-up method, the following items can be considered as issues for future study.

1 Confirmation of the validity of default values and increase in monitoring items.
As an example, with regard to the setting of exterior wall temperature, there are issues such as collecting actual data from multiple plants in order to provide a basis for setting it as a default value as a reference case. In addition, there are items that can be set as monitoring items rather than set as default values to make the methodology more accurate. One example is exhaust gas temperature [°C] and residual oxygen concentration [%]. By using these values as monitoring items, it is possible to verify heat loss and combustion efficiency in detail. On the other hand, there are many problems with these monitoring items, such as the difficulty of constant monitoring due to severe wear and tear of measurement equipment and the fact that the values change each time depending on the measurement location and measurement environment. Stable and sustainable monitoring methods" are also an issue to be considered..

2 Discrepancy in figures between bottom-up and methodological approaches.
Conservatism means that there will always be bottom-up deviations that can be considered as actual emission reductions. In fact, the deviation in the model case was less than 3,000 t-CO_2. JAPEX expects that there is a need to refine and examine the degree of conservatism. The company will continue to examine this issue along with the preparation for project implementation.

6.2 Contribution to reduction of emissions when project expansion

The following three stages were assumed in Vietnam as scenarios for the diffusion and expansion of the system under consideration in this study.

Stage 1: System introduction to individual consumers covered in this study
(18,000 (Factory A)+ 5,500 (Factory B) = 23,500 t-CO_2/year)

Stage 2: Deployment of the system targeting the steel industry in the northern part of the country, using the planned LNG terminal at Hai Phong port as the LNG supply source (23,500 ×7.5 (possible expansion ratio, considering the steel factories in Northern Vietnam) = 176,250 t-CO_2/year)

Stage 3: Based on the assumption that about 3 LNG receiving terminals will start up, spread throughout Vietnam (176,250 × 3 =528,750 t-CO_2/year).

7. Proposal activities of streamlining and improving institutions to relevant parties in Vietnam

7.1 Improvement of the probability of project implementation / Promotion dissemination of the project and system

From the perspective of "increasing the probability of project implementation" for the individual energy services proposed in this study, and using the contents of this study as a model case, JAPEX has summarized the contents of our proposals for systems, etc. to Vietnamese parties in order to further "promote the diffusion of projects and systems" in the future.

This section discusses measures to improve the probability of project implementation and implementation/expansion, within the framework of "project cost support (initial investment (CAPEX) support/running cost (OPEX) support)" and "expected time frame for introduction (immediate 3-year short-term/(later) medium- to long-term).

In terms of "increasing the probability of project implementation," CAPEX support and support from government financial institutions are already in place in both Japan and Vietnam, and therefore, the OPEX support measures are expected to be implemented to effectively utilize the credits that are expected to be generated through the introduction of this system and to formulate concrete plans for a future low-carbon pathway. As a measure to support OPEX, it is considered important to establish a policy mechanism to provide stable "value-added" and "value-support" based on the effective use of credits that are expected to be created as a result of the introduction of this system and the formulation of concrete plans for a future low-carbon path.

In terms of "promotion of the diffusion of projects and systems," not only measures to increase the number of projects for geographically dispersed individual customers, but also measures to efficiently promote energy services for multiple customers by considering industrial parks as the target of "areal solutions" should be developed.

.

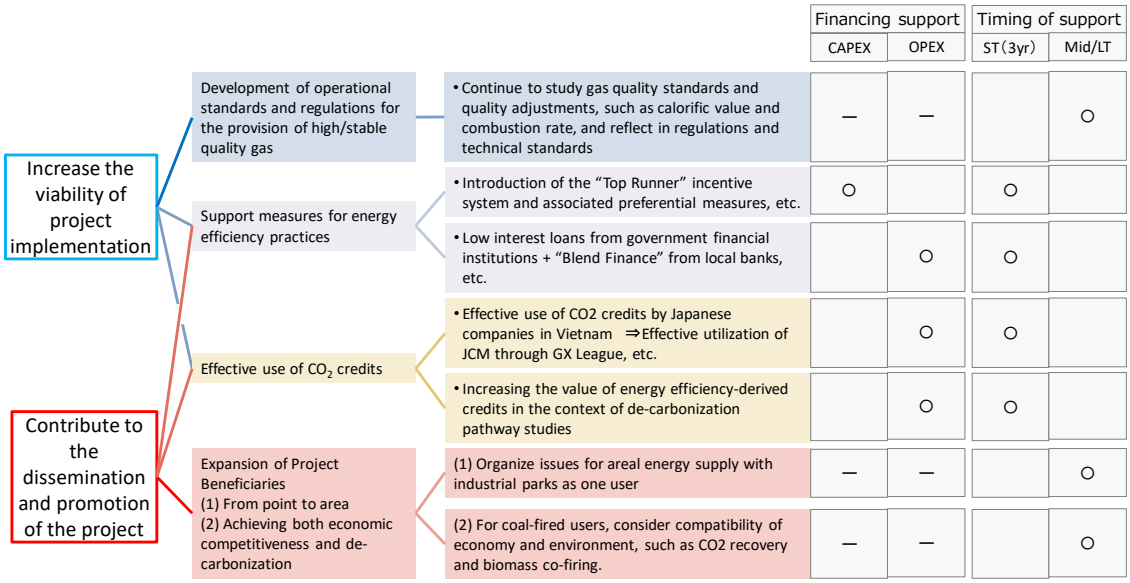


Figure 4 Summary of system development/improvement proposals (support target, expected time axis for introduction)

7.2 Effective use of CO_2 credits

The Japanese and Vietnamese governments have respectively set targets for the amount of CO_2 reduction by industry, including the target amount of JCM introduction and international support. The field survey conducted by this FS confirmed that primary material industries clients in Vietnam are expected to reduce CO_2 emissions by several tens of thousands of tons/year per project. This suggests the importance of energy savings and decarbonization approaches in such sector, and also the potential "reduction of running costs and improvement of business profits" by converting the JCM credits into monetary values.

One of the future challenges for energy conservation credits is that they are likely to be valued lower than CCS, DAC, and other carbon-negative credits. Therefore, the following mechanisms (1) and (2) are considered to be effective in the future.

1 Consideration of effective utilization of credits by Vietnamese companies and a mechanism to distribute credits between energy service companies (ES company) and end-users.

For example, a mechanism will be established to enable the effective utilization of the additional reduction as (voluntary) credits when the amount of CO_2 emissions reduction achieved is greater than the amount of CO_2 emissions reduction certified by JCM. This mechanism will also lead to incentives for end-users to improve the efficiency of facility operation.

2 Consideration of increasing the value of energy-conservation JCM credits

If a concrete plan for a future "path to decarbonization" is being formulated, a framework should be established in which a reasonable unit price/premium is attached. For example, if energy conservation is being promoted by utilizing high-efficiency equipment based on gas whose quality is regulated by LNG and LPG, but coal gas is used in part of the process, biomass gasification is being considered along with coal. Furthermore, plans are envisioned to decarbonize by capturing the emitted CO_2 and selling it to third parties for industrial applications such as dry ice and welding gas, or as CO_2 to Chemical such as Methanation, methanol, and alternative jet fuels (SAF). If the probability of such a plan is secured, it is envisioned that the price of the credits will be secured by a mechanism whereby they are traded at a certain stable value.

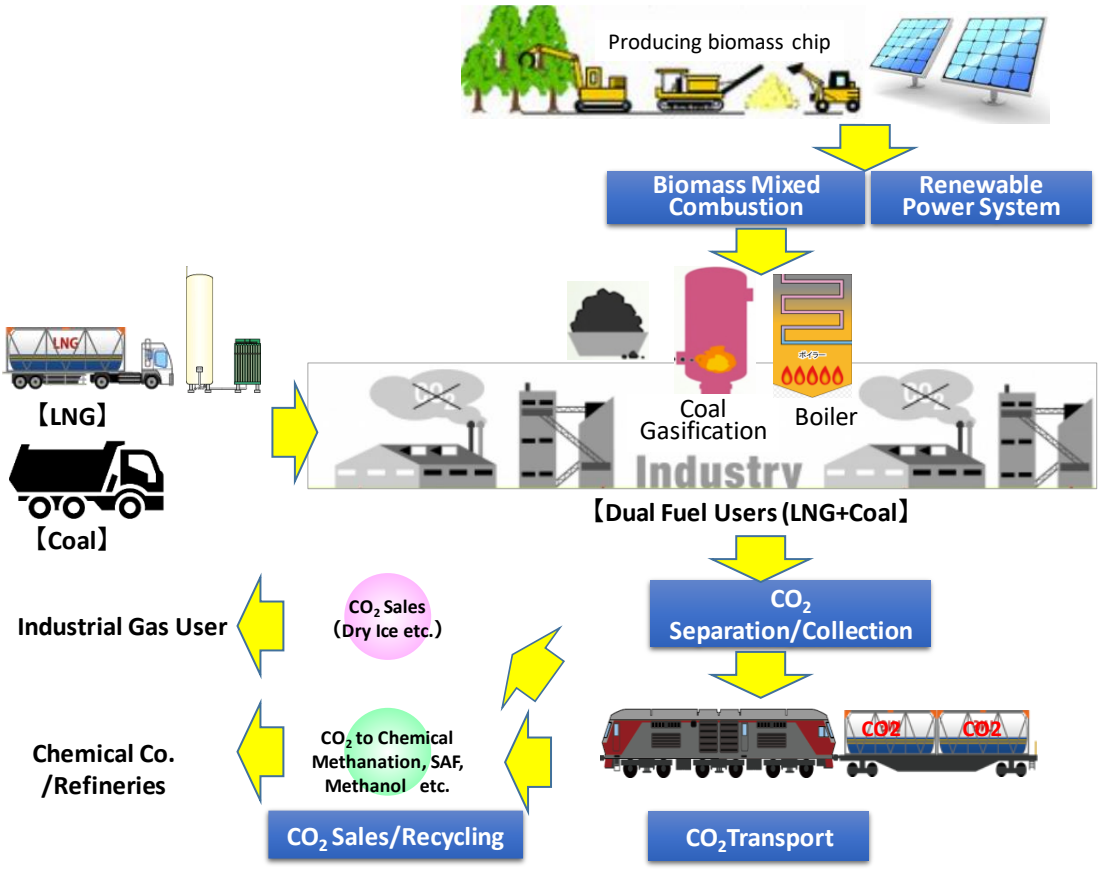


Figure 5　Image of road map for end-user decarbonization

7.3 Expansion of project beneficiaries

(energy service projects in large industrial parks, simultaneous pursuit of economic efficiency and decarbonization)

In expanding the number of project beneficiaries, the short-term approach is to increase the number of energy service projects for individual customers. In the medium to long term, from the perspective of improving the efficiency of energy services, including backup supply, operation and maintenance, including electricity as well as gas, and expanding the scope of energy services not only to large scale customers but also to small and medium scale customers (i.e., expanding the range of beneficiaries), it is possible to expand the scope of energy service projects from individual customers to industrial parks. In other words, "point-to-point" development of energy service projects.

The issues to be considered include: organizing issues in expanding the scale of energy service business in large industrial parks (e.g., LNG logistics and logistics to industrial parks, consideration of a multi-energy supplier system that includes LNG + LPG and, in some cases, electricity, etc.; development and simplification of licensing and approval for the development of systems, etc.).

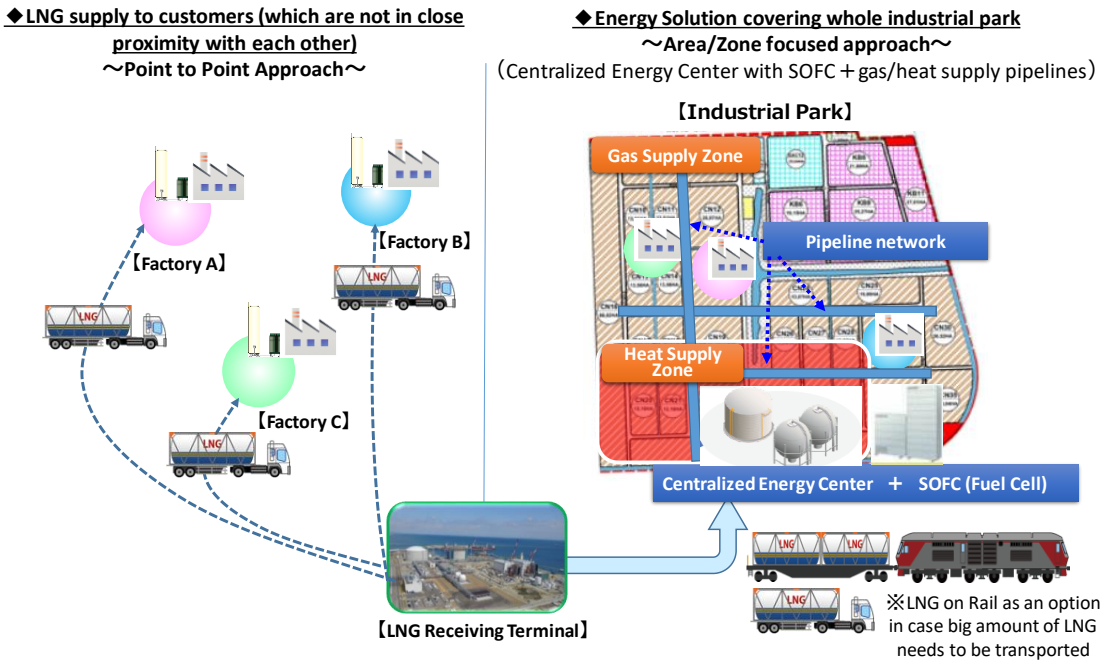


Figure 6　Conceptual image of energy service approach from “point to plane”

8. Conclusion

In Northern Vietnam, JAPEX studied and evaluated a system that contributes to energy conservation and CO_2 emissions in addition to fuel conversion from petroleum-based fuels to LNG by providing stable quality gas to industrial customers through on-site calorimetric adjustment of LNG using LPG, and enabling the introduction of high-efficiency industrial furnaces.

In the northern region of Vietnam, several LNG receiving terminal construction projects are underway, and the introduction of this system will enable a stable supply of natural gas both at the LNG receiving terminal and at the customer side, since LPG, in addition to its heat value adjustment function, will also serve as a backup for LNG by adjusting air heat value. Furthermore, the achievement of energy and CO_2 savings will enable the composition of JCM credits, which is expected to contribute to GHG reductions in Vietnam and Japan.

In terms of legal and regulatory aspects, Vietnam is in the early and nascent stages of LNG introduction, and while government-level legislation and related technical standards already exist, unified standards for gas technical standards and safety regulations are not yet in place or in the process of being developed (e.g., gas quality standards, safety separation distances).

As a case for the introduction of the system in this study, two steel factories were targeted, assuming fuel conversion from existing fuels (kerosene, coal gas, and heavy oil A) to LNG and the introduction of high-efficiency equipment.

In addition, three elements were assumed to make the industrial furnaces renewed and energy efficient: "introduction of regenerative burners," "adjustment of air ratio to achieve optimum combustion," and "reinforcement of insulation.

Based on this, looking at energy conservation, CO_2 savings, and payback period, energy conservation were assumed to be about 20-25%, and CO_2 savings were assumed to have the potential of 6,000-8,000 t-CO_2/year in the case of heavy oil only, and 25,000-30,000 t- CO_2/year if coal fuel conversion is also included. The payback period based on initial CAPEX divided by annual OPEX benefit would be within ten years if converting heavy oil (= Company B). On the other hand, in the case of coal use (= Company A), OPEX benefits were calculated as slightly less achieved than LNG use. Therefore, it is considered necessary to establish a mechanism that increases OPEX benefits, for example, by improving the value of emission credits.

In organizing the methodology for this project, JAPEX referred to the methodology for the installation of regenerative burners that has already been implemented in an industrial furnace in the Indonesian aluminum factories which resulted in more conservative assumptions (i.e., lower assumed CO_2 emission reductions) compared to the aforementioned bottom-up approach evaluation.

Also, it is necessary to continue to examine the condition formulas, such as exhaust gas temperature settings, based on the actual conditions in similar cases of industrial furnace installation in Vietnam, or to conduct continuous monitoring by installing measurement equipment.

From the viewpoint of "increasing the probability of project implementation" of energy services examined in this study, as an OPEX support measure, a stable “value-added” mechanism is considered important, based on the effective use of environmental credits expected from the introduction of the system and concrete plans for a future low-carbon pathway.

Furthermore, in order to "promote the diffusion of projects and systems," not only measures to increase the number of projects for geographically dispersed individual customers, but also measures to efficiently promote energy services for multiple customers by considering industrial parks as the target of "areal solutions" should be developed.

（様式２）

Secondary use unapproved list

Report name: Feasibility Study for the introduction of high-efficiency industrial facilities in Northern Vietnam (target country: northern Vietnam)

FY2022 Study on infrastructure development project for acquisition of JCM (JCM feasibility study and CEFIA Japan secretariat and other works)(decarbonization field)

Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

Page	Number	Title
10	Figure 3	Regenerative burner system

マレーシア国・既存石炭火力発電所向けアンモニア混焼事業実施による
温室効果ガス排出削減の実現可能性調査

実施者：株式会社 IHI

1. 背景・目的

現在，地球温暖化抑制のために GHG 排出量の削減が世界で強く求められており，マレーシアは，2050 年までのカーボンニュートラル達成を目指し，2030 年には温室効果ガスの排出量を 2005 年基準で 45%削減することを目標としている。一方，2025 年までの年平均 GDP 成長率の目標は 4.5−5.5%としており，カーボンフリー燃料の利用需要が高まることが期待される。日本においては 2020 年 12 月に「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」が策定され，実質炭素排出量ゼロ化に向けた取り組みが各種進められており，自国の NDC 達成に活用するため，JCM を構築・実施し，官民連携で 2030 年度までの累積で 1 億 t CO2 程度の国際的な排出削減・吸収量を目指している。

カーボンニュートラル化に向けて，様々な取り組みがなされている中，IHI は石炭火力発電での GHG 低減を目指し，アンモニア燃焼技術に取り組んでいる。アンモニアの燃焼反応式は 4NH3+3O2→2N2+6H2O であり，水素燃焼(2H2+O2→2H2O)と同様に二酸化炭素を排出せず，水素と比較して容積あたりの発熱量や液化温度が高いため，エネルギーキャリアとして優れている。さらに，アンモニアはすでに肥料製造など化学産業において商業利用され，大量の製造，貯蔵，輸送インフラが整っており，技術も確立されているといった特徴がある(図 1 にエネルギーキャリアとしてのアンモニアの特徴を示す。)。現在，火力発電へのアンモニアの導入は，主流な燃料である石炭（ボイラ）と天然ガス（ガスタービン）との混焼から開始して，将来の専焼化も視野に開発を進めている。

本調査事業では，マレーシア国において JCM を活用し，アンモニア混焼事業の普及を目指した事業環境づくりを目的として，当該国でのアンモニア混焼事業の事業性の評価および JCM 方法論案適用時の GHG 排出削減量について試算する。

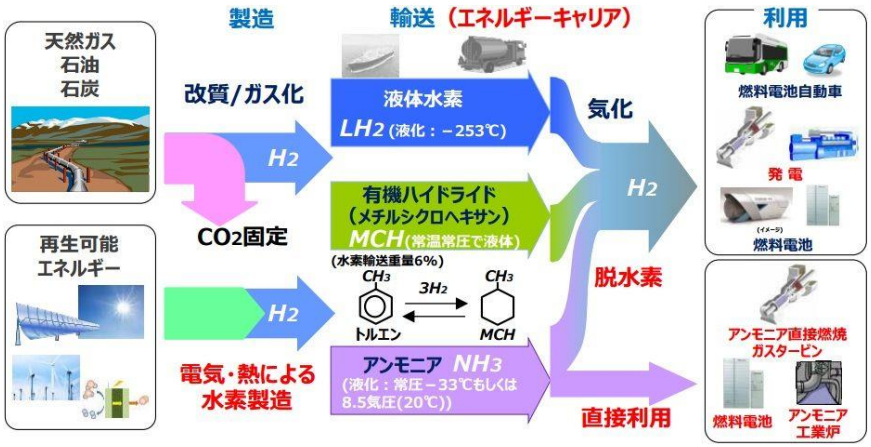


図 1.1　エネルギーキャリアとしてのアンモニアの特徴

出所）科学技術振興機構(JST)(2016)「SIP エネルギーキャリア」p.2,
https://www.jst.go.jp/sip/pdf/SIP_energycarriers2016.pdf(最終閲覧日：2023 年 2 月 6 日) より作成

2. 関連政策，制度の動向調査・分析

2.1　マレーシアにおけるエネルギー需給状況及び再生可能エネルギー普及目標・政策

マレーシアでは，2022 年現在でも化石燃料に大きく依存しており，石炭と天然ガスが電源構成全体の約 8 割を占めている。マレーシア政府は化石燃料への依存を減らすため，2001 年から再生可能エネルギーの推進を開始し，直近の約 10 年間におけるエネルギー政策においても，新たに再生可能エネルギーの導入による電源構成の多様化を図ることに焦点が当てられている。

電源構成

マレーシア国の発電量は，2019 年時点で合計 175,986GWh のうち，石炭火力が 74,955GWh(42.6%)，天然ガス火力が 71,173GWh(40.4%)，水力発電が 25,906GWh(14.7%)を占めており，その他の再生可能エネルギーの割合はわずか 1.7%に留まっている。

石油火力発電源の消費量は 1970 年代から激減しており，そのかわりに天然ガス火力発電が急増し，2000 年代に入り，石炭火力発電量と水力発電量が増加している。一方で，天然ガス火力発電量は 2019 年をピークと減少傾向にある。

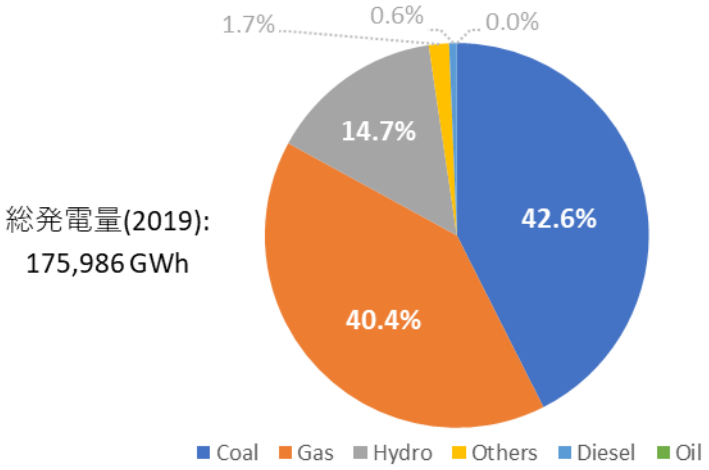


図 2.1　マレーシアにおける発電量の電源別の割合（%）

出所）Suruhanjaya Tenaga Energy Commission(2020)「MALAYSIA ENERGY STATISTICS HANDBOOK 2020」p.35,https://www.st.gov.my/en/contents/files/download/116/Malaysia_Energy_Statistics_Handbook_20201.pdf(最終閲覧日：2023 年 2 月 8 日) より作成

再生可能エネルギーの需給状況

マレーシアは，2025 年までに 31%の再生可能エネルギー設備容量（12,916MW）の目標を掲げている。2020 年までに 8,450MW を達成していることから，2021 年以降にマレーシア全土で合計 4,466MW の新たな再生可能エネルギーの開発が必要となる。電力需要の伸びに対応し，電力システムの信頼性を維持し，廃止するプラントを置換するために，6,077MW の新たな発電設備(火力と再生可能エネルギー)が必要であると予測されており，さらに 2039 年までに 9,924MW が必要となる可能性がある。

また，再生可能エネルギーの種類別設備容量と累計値は，2012 年から右肩上がりに増加しており，太陽光発電が増加割合では 65.5%と最も高い。設備容量では水力が 5.7GW，太陽光が 1.5GW 増加しており，同国のエネルギー需要を支えている。

表 2.1　2025 年時点で再生可能エネルギーの設備容量計画

再生可能エネルギー	設備容量計画（MW）
水力発電	5,862
太陽光発電	4,706
水力発電	1,153
バイオマス	862
バイオガス	333
総計	12,916

出所）SEDA (2021)「MALAYSIA RENEWABLE ENERGY ROADMAP」p.16,https://www.seda.gov.my/reportal/wp-content/uploads/2021/12/MyRER_webVer-1.pdf(最終閲覧日：2023 年 2 月 8 日) より作成

<u>国家計画・再生可能エネルギー関連政策の概要</u>

マレーシアのエネルギーに関する政策は 1970 年代から存在している。再生可能エネルギーに特化した政策は 2010 年に，「国家再生可能エネルギー政策（National Renewable Energy Policy，NREP）が内閣承認された。ただし，再生可能エネルギーに関する取り組み自体は，2000 年代から，5 年ごとに制定される中期国家計画である「マレーシア計画（Malaysia Plan）」に盛り込まれてきた。

表 2.2　マレーシア計画で示された再生可能エネルギーの取り組み

名称	主要な取組内容
第 8 次マレーシア計画 (2001-2005)	・ 再生可能エネルギーを第 5 の燃料として導入 ・ エネルギー全体における再生可能エネルギーの割合を 5%とすることを示唆
第 9 次マレーシア計画 (2006-2010)	・ 再生可能エネルギー発電の電力グリッドへの接続:マレー半島部 300MW・サバ州 50MW を目標に設定 ・ 電力グリッド接続状況：61.2MW（小規模再生可能エネルギープログラム（SREP）で実施，第 9 次マレーシア計画で策定された目標の 17%達成）
第 10 次マレーシア計画 (2011-2015)	・ 合計 332MW の再生可能エネルギー発電設備容量を達成 ・ 2015 年時点における電源構成：石炭 43%，ガス 40%，大規模水力 14%，再生可能エネルギー2%，石油 1%
第 11 次マレーシア計画 (2016-2020)	・ 電源構成目標：石炭 53%，ガス 29%，大規模水力 15%，再生可能エネルギー3% ・ 2018 年 6 月時点で合計 490MW の再生可能エネルギー設備容量を達成 ・ 2020 年までに 1,519MW の再生可能エネルギー導入プロジェクト ・ 総量 500MW のネットエネルギーメータリング（NEM）の導入
第 12 次マレーシア計画（2021-2025)	・ 2021 年の時点で電源構成は，石炭 42%，ガス 39%，大規模水力 9%，再生可能エネルギー11% ・ 再生可能エネルギー発電は，2025 年までに総設備容量の 31%まで増加させることを目標 ・ 2030 年までに 2005 年比で GHG 排出量を 45%削減, 2050 年までにカーボンニュートラルを達成する目標 ・ より総括的な国家エネルギー政策（National Energy Policy）を打ち出す予定

出所）エネルギー委員会（Energy Commission）資料より作成

最新の国家計画（第 12 次マレーシア計画）では，気候変動問題への対応として，「2030 年までに炭素排出量を 45%削減」という目標を掲げている。マレーシア政府は，炭素排出量の約 8 割がエネルギー部門関連であることから，化石燃料に依存する発電が主な要因であるとし，炭素排出量削減の具体策として再生可能エネルギーへの転換に注力しており，今後は既存のエネルギー関連政策の整合性を図り，長期の包括的な，唯一のエネルギー政策を策定するとしている。第 12 次マレーシア計画の 9 章（エネルギー分野の持続可能性向上および水セクターの転換）には，浮体式太陽光発電や廃棄物発電，バイオガス，コジェネレーション，太陽熱発電等の促進や水素燃料電池自動車等の促進が示されているが，発電所でのアンモニア混焼等に関する記述は記載されていない。

関連政策・法律

再生可能エネルギーに関する政策・法律は下表の通りである。

表 2.3　再生可能エネルギーに関する政策・法律の概要

可決年	政策・法律	概要・目的
2010	National Renewable Energy Policy （国家再生可能エネルギー政策）	国家の電力供給保障および持続可能な社会経済開発に貢献するため，再生可能エネルギーの活用を強化 主要目標 (1) 国の発電電源構成における再生可能エネルギーの貢献度の向上（再生可能エネルギーの比率は 2025 年までに 20%） (2) 再生可能エネルギー産業の成長促進 (3) 合理的な再生可能エネルギー発電コストの達成 (4) 将来の世代のための環境保全 (5) 再生可能エネルギーの役割と重要性に対する意識の向上
2011	Renewable Energy Act 2011 （再生可能エネルギー法）	再生可能エネルギー発電の促進及び関連する事項のための特別関税システムの設立と実施を規定
2011	Sustainable Energy Development Authority Act 2011 （持続可能エネルギー開発庁（SEDA）法）	2011 年再生可能エネルギー法で規定された一連の補足法規に対して，管轄の政府機関が再生可能エネルギー目標の達成に向けた実施と監視を実施

出所）SEDA (2021)「MALAYSIA RENEWABLE ENERGY ROADMAP」,https://www.seda.gov.my/reportal/wp-content/uploads/2021/12/MyRER_webVer-1.pdf(最終閲覧日：2023 年 2 月 8 日) より作成

再生可能エネルギー普及目標・アクションプラン

SEDA は 2035 年までの再生可能エネルギー政策であるマレーシア再生可能エネルギーロードマップ（Malaysia Renewable Energy Roadmap –Pathway Towards Low Carbon Energy System, MyRER）を 2021 年末に発表し，再生可能エネルギーの目標について，発電設備容量に占める比率を 2025 年に 31%（12.9GW），2035 年に 40%（18.0GW）と定めている。

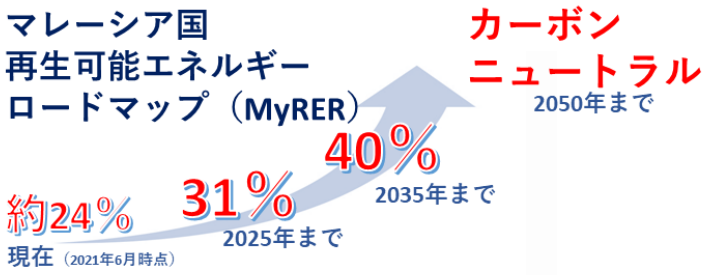


図 2.2　マレーシア国で再生可能エネルギー効率化に向けた推進（簡易版）

出所）SEDA (2021)「MALAYSIA RENEWABLE ENERGY ROADMAP」,https://www.seda.gov.my/reportal/wp-content/uploads/2021/12/MyRER_webVer-1.pdf(最終閲覧日：2023 年 2 月 8 日) より作成

再生可能エネルギー普及目標の実現に向けて，MyRER では大規模・小規模水力，バイオマスエネルギー，太陽光発電及び技術開発の 4 つの戦略を柱としている。そのうち，技術開発では，再生可能エネルギー由来の余剰電力のエネルギー貯蔵技術としての，水素の利用可能性にも言及している。再生可能エネルギー別の目標年と目標値は下表の通りである。

表 2.4　MyRER における再生可能エネルギーの目標

再生可能エネルギーの種類	2025 目標値	2035 目標値
大規模水力 小規模水力	5,862 MW 1,153 MW	8,062 MW 1,219 MW
バイオガス バイオマス	333 MW 862 MW	406 MW 998 MW
太陽光	4,706 MW	7,280 MW
技術開発	―	―

出所）SEDA 「MALAYSIA RENEWABLE ENERGY ROADMAP (MYRER)」,https://www.seda.gov.my/reportal/myrer/(最終閲覧日：2023 年 2 月 8 日) より作成

<u>環境技術（グリーンテクノロジー）に関する政府の税制上の優遇措置</u>

2025 年までにマレーシアの電源構成における再生可能エネルギーの割合を 20%にまで引き上げるという目標を達成するため，同国では 330 億リンギ相当の再生可能エネルギー投資が必要となることが予想される。この投資は政府によるものだけでなく，大半は官民連携および民間からの資金調達によるものになることが見込まれる。民間の参加を促すため，政府は民間融資に対する優遇措置を講じる必要がある。

政府は，環境技術（グリーンテクノロジー）の設備や資産の購入に関するグリーン投資税額控除（GITA）や，環境技術サービスの提供企業や太陽光発電システムのリースを行う企業に関するグリーン所得税免除（GITE）を提供している。これらの税制上の優遇措置の主なメリットを下表に示す。

表 2.5　環境技術（グリーンテクノロジー）に関する政府の優遇措置

税制上の優遇措置の種類	内容
グリーン投資税額控除（GITA）：資産	マレーシア環境技術公社（MyHIJAU）のダイレクトリーに 掲載されている適格環境技術資産を，自社利用目的で取得した企業に適用（www.myhijau.my）
GITA：プロジェクト	適格な環境技術プロジェクトを事業目的または自社利用目的で実施する企業に適用
グリーン所得税免除 (GITE)：サービス（リース含む）	MyHIJAU または太陽光発電登録投資家（RPVI, http://www.seda.gov.my/directory/registered-solar-pvinvestor-rpvi-directory/）のダイレクトリーに掲載されている適格環境技術サービスの提供企業に適用

出所）マレーシア環境技術公社（MGTC）「Green Investment Tax Allowance (GITA) & Green Income Tax Exemption (GITE)」https://www.mgtc.gov.my/what-we-do/green-incentives/green-investment-tax-incentives-gita-gite/(最終閲覧日：2023 年 2 月 8 日) より作成

2.2 マレーシアが決定する貢献(NDC)の確認・整理

マレーシアは，パリ協定（COP21 にて採択）に 2016 年 11 月に批准した。パリ協定のルールに基づき，批准各国は独自の GHG 排出削減目標を示した NDC（Nationally Determined Contribution:国が決定する貢献）を国連気候変動枠組条約（UNFCCC）事務局に提出し，5 年おきに更新・再提出することになっている。

2023 年 1 月時点で，マレーシアの NDC は 2022 年 6 月に公表された更新版が最新となっており，2030 年までに GDP に対する GHG 排出を最大 45%削減することを掲げている。概要は以下の通り（表 2.6）。当調査で検討したアンモニア混焼は，優先度の高いエネルギーセクターに該当し，GHG の種類では CO2 及び N2O が対象となる。

表 2.6　マレーシア NDC の概要

項目	概要
NDC 公表日	2022 年 6 月 2 日（提出日：2021 年 7 月 30 日）
GHG 削減目標とリファレンス	2005 年の排出量を基準（リファレンス）に，2030 年までに GDP に対する GHG 排出量を最大 45%削減する。
対象としている GHG	(1) CO2, (2) CH4, (3) N2O, (4) HFCs,(5) PFCs, (6)SF6,(7)NF3
対象期間	2021 年 1 月 1 日から 2030 年 12 月 31 日
方法論	国別 GHG インベントリに関する 2006 年 IPCC ガイドラインを使用し，人間由来の GHG 排出量と削減量を推定する。
算定基準	IPCC の第 5 次評価報告書から 100 年間の 地球温暖化係数
対象セクター（排出・吸収源）	(1) エネルギー，(2)工業プロセス及び製品の使用，(3) 廃棄物，(4) 農業，(5) 土地利用，土地利用変化および林業 (LULUCF)

出所）UNFCCC (2022)「MALAYSIA’S UPDATE OF ITS FIRST NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION」p.1~9,https://www.seda.gov.my/reportal/wp-content/uploads/2021/12/MyRER_webVer-1.pdf(最終閲覧日：2023 年 2 月 8 日) より作成

2.3 マレーシア国内火力発電所関連政策・需要予測

マレーシアでは化石燃料に大きく依存しており，以前から国内で生産した一次エネルギーには化石燃料由来の容量が約 90%を占めている。また，2021 年時点での発電設備容量のうち，ガスと石炭火力発電は全体の約 41%と約 38%を占めている。

発電種ごとの前年比一次エネルギー消費量変化率では，ガス火力発電は 28TWh 増加している一方，石炭火力発電は 25TWh 減少している。

マレーシアにおける火力発電一覧

2018 時点でマレー半島における電力発電所の所在地を示している。主要な石炭火力発電所はマレー半島や東マレーシアの海岸線に設置されている。現在，マレーシアには約 1,300 万 kW の石炭火力発電が設置されており，そのうち 1,200 万 kW はマレー半島に位置している。下表はマレーシアにおける石炭火力発電所の概要を示している。

表 2.7 マレーシアにおける石炭火力発電所一覧

発電所名		所在地	発電量 MW	発電事業者/オペレータ
1	Manjung Power Station	Perak 州，マレー半島	700MW x 3 1,000MW x 2	TNB Janamanjung Sdn Bhd
2	Sultan Salahuddin Abdul Aziz Shah Power Station	Selangor 州，マレー半島	300MW x 2 500MW x 2	Kapar Energy Ventures Sdn Bhd
3	Jimah East Power Station	Negri Sembilan 州，マレー半島	1,000MW x 2	Jimah East Power Sdn Bhd
4	Tuanku Muhriz Power Station	Negri Sembilan 州，マレー半島	700MW x 2	Jimah Energy Ventures Sdn Bhd
5	Tanjung Bin Power Station	Johor 州，マレー半島	1,000MW x 1	Tanjung Bin Power Sdn Bhd
6	Tanjung Bin Energy Station	Johor 州，マレー半島	700MW x 3	Tanjung Bin Energy Sdn Bhd
7	Mukah Power Station	Sarawak 州，東マレーシア	135MW x 2	Mukah Power Generation Sdn Bhd
8	Balingian Power Station	Sarawak 州，東マレーシア	300MW x 2	Balingian Power Generation Sdn Bhd
9	Sejingkat Power Corporation Plant	Sarawak 州，東マレーシア	210MW	Sejingkat Power Corporation Sdn Bhd

関連政策

2021 年 9 月 27 日に発表された第 12 次マレーシア計画（2021～2025 年）で 2050 年までのカーボンニュートラルの実現が宣言された。また，2033 年までに 7,000MW 以上の石炭発電所の売電契約が切れる計画があり，今後は石炭火力発電所を新設しないと発表がされている。エネルギー委員会の報告によると，マレーシア政府は，2039 年までに約 7GW の石炭火力発電設備を廃棄すると計画しており，2029 年に Kapar Energy Venture の 1.5GW プラント，2030 年に Tenaga Nasional Berhad の Janamanjung 2GW プラント，2031 年に Tanjung Bin の 2.1GW プラント施設，2033 年に Jimah Energy Venture の 1.4GW プラントを廃棄する予定である。

マレーシア国内では TNB が 2021 年 8 月 26 日付のプレスリリースで 2050 年までのネットゼロを目標とすることを表明したほか，国営石油会社ペトロナスも 2020 年 10 月に 2050 年までのカーボンニュートラルを宣言している。

3. 事業化計画の検討

3.1 アンモニア製造・輸送プロセス

事業性の検討にあたっては，将来的にクリーンアンモニア（ブルーアンモニアまたはグリーンアンモニア）をマレーシアにて国内調達することを想定する。クリーンアンモニアの製造と輸送プロセスについて以下に示す。

3.1.1 製造・輸送プロセスの想定

製造・輸送プロセスの想定に際しての考え方を以下に示す。

① アンモニア製造拠点

従来のアンモニア製造方法である，ハーバーボッシュ法を用いた製造とし，製造拠点は既存のアンモニア工場をベースとして拡張することを想定した。具体的には，Petronas 社が保有する，複数のアンモニア製造工場の中から，再生可能エネルギーの入手し易さおよび CCS 候補地点との距離などを鑑み，ボルネオ島の北部地点を仮想拠点として設定した。

② グリーンアンモニア製造方法

グリーンアンモニア製造に使用する再生可能エネルギーは，マレーシアの電源構成として今後増加の需要が見込まれる水力発電を想定した。サバ・サラワク(ボルネオ島)ではベースロードかつ余剰電力もあり，インドネシアへの輸出も行っている。サラワクでの水力の稼働率(発電量を設備容量で除した値)は 2019 年で 72%であった。一方，半島マレーシアの水力の稼働率は 20%(2019 年)と極めて低い値となっている。これは，半島マレーシアの水力が発電に加え，治水の役割としても重要であり，飲料水利用と乾季の農業用水利用であることに起因している。特に，飲料水利用に関しては，潮の干潮により海水が川を逆流しないようにダムからの放水を行い，造水装置を保護しているためである。

③ CO2 貯留場所と輸送方法

マレーシアでは，ここ数年のうちに天然ガス生産が減少に向かうことが予想されている。減産に向かうガス田には，生産された天然ガス量に相当する空間が存在し，CO2 貯留の可能性があると言える。本 FS では枯渇または生産の減少が見込まれ，CO2 貯留が可能であるガス田を CO2 貯留場所とする。枯渇鉱区の候補としてはマレー半島沖とサラワク沖があるが，CO2 貯留の可能性はサラワク沖の方が高いと判断し，輸送方法として天然ガスプラントからの逆送を想定した。

以上より，将来的なマレーシア国内でのアンモニアの製造方法は，天然ガス SMR プロセスをベースとしたアンモニアの製造過程に CCS を付加したケース(ブルー)および再生可能電力(水力)を用いた水電解水素からアンモニアを製造するケース(グリーン)とした。製造地点はボルネオ島の北部地点のアンモニア製造工場を仮想拠点とし，船舶による輸送を考慮した（図 3.1 参照）。

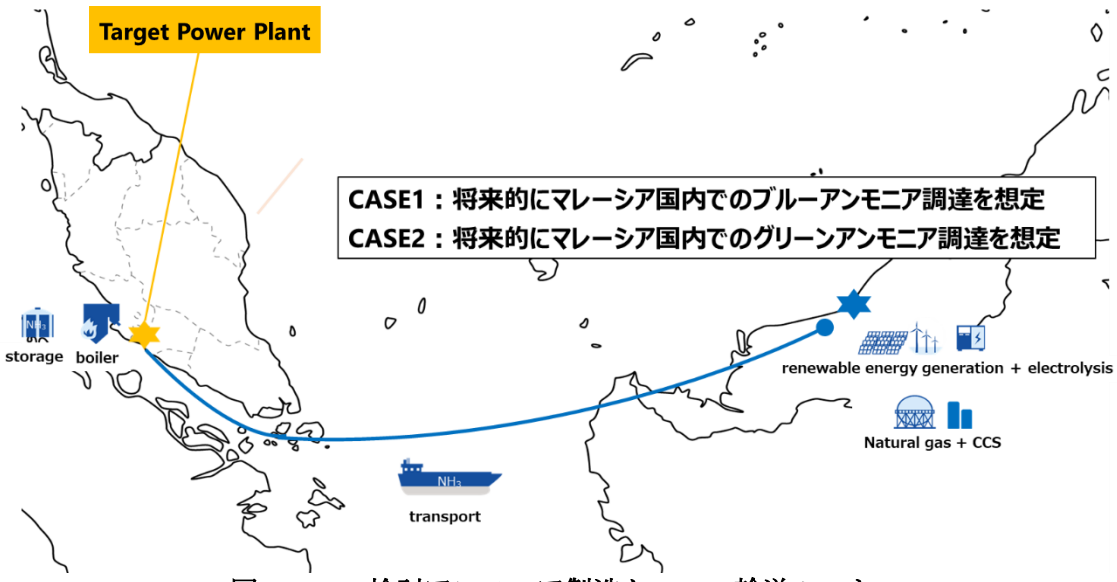


図 3.1　FS 検討アンモニア製造ケース・輸送ルート

出所）株式会社 IHI (2022)「令和 3 年度質の高いエネルギーインフラの海外展開に向けた事業実施可能性調査事業」契約管理番号：20210608 財資第 11 号より作成

3.2 アンモニア利用プロセスの検討

3.2.1 モデルとなる対象プラントの選定

アンモニア混焼技術導入対象発電所は，マレーシア国内 1000MW 級変圧貫流ボイラを想定した。ボイラの概略仕様について，下表に示す。

表 3.1　対象発電所のボイラ概略仕様

項目	単位	数値等
発電出力	MW	1,000
蒸発量　(BMCR)	t/h	3,025
蒸気圧力　(BMCR) SH 出口 RH 出口	MPa(g)	 27.9 4.74
蒸気温度　(BMCR) SH 出口 RH 出口	℃	 603 612
通風方式	-	平衡通風方式
燃焼方式	-	対向燃焼方式
使用燃料	-	起動時　重油 通常時　石炭

また，検討に使用する石炭性状を下表に示す。既設発電所設計時の代表炭種の性状とし，石炭専焼時の燃料消費量についても記載する。

表 3.2　石炭性状および専焼時の燃料消費量

項目	単位	数値等	備考
石炭性状	-	設計計画炭 発熱量：20,900kJ/kg-HHV 水分：26.0wt% 灰分：1.3wt% 炭素：53.7wt%	到着ベース
石炭消費量	t/h	447	石炭専焼の場合

3.2.2 アンモニア混焼技術適用のコンセプト

IHI では，微粉炭とアンモニアの混焼の数値解析を基に最適噴射・混合方法の検討を実施し，アンモニアの燃焼による NOx 発生を効果的に抑制可能なバーナを開発した。開発したアンモニア混焼バーナの概略図を下図に示す。

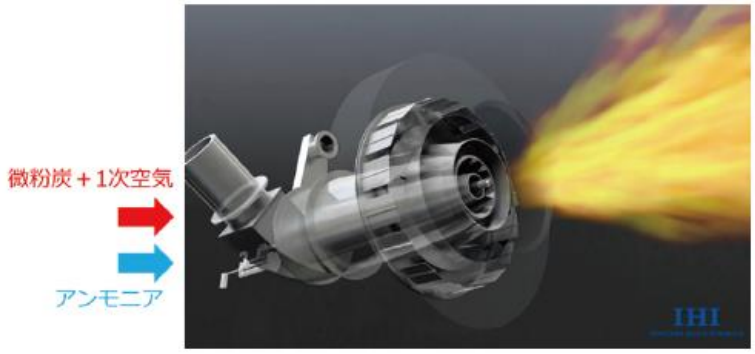


図 3.2 アンモニア混焼バーナの概略図

開発したバーナは小型燃焼試験炉(1MW-th)の基礎試験を経て，大型燃焼試験炉(10MW-th)での試験を実施しており，発熱量割合 20%のアンモニア混焼率で安定な燃焼状態が得られ，適切な二段燃焼(燃料供給に対して燃焼用空気を二段階で供給して燃焼させ，燃焼排ガス中の NOx を低下させる燃焼方法)を行うことで微粉炭専焼の場合と同等の NOx 排出量と未燃分量が得られることを確認した。現在は JERA 碧南火力発電所 4 号機(発電出力 100 万 kW)において，世界初の大型商用石炭火力発電機におけるアンモニア混焼の実証事業として，2023 年度内にアンモニア 20%混焼の開始を計画している。

実証事業で使用するものと同じアンモニア混焼バーナを対象プラントに導入するものとして，アンモニアを熱量ベースで 20%混焼した場合の使用量を表 3.3 に示す。

表 3.3　アンモニア混焼条件

項目	単位	数値等	備考
石炭消費量	t/h	447	表 3.2 より
20%混焼ケースのアンモニア消費量	t/h	86.2	混焼比はカロリーベース
20%混焼ケースの石炭消費量	t/h	368	混焼比はカロリーベース

3.2.3 ボイラ設備（改造）

アンモニア 20%混焼にあたって，ボイラは燃焼装置の一部を改造し，配管等を追設する必要がある。

- バーナ： 石炭専焼バーナをアンモニア混焼可能なバーナに改造する。
- シールエア系統: 上記に伴い, シールおよびパージのための空気が必要になり，シールエアファンを追設する。
- アンモニア燃料供給系統： アンモニアガスをバーナまで導くための配管および付属する調節弁等の設備を追加する。
- アンモニア逃がし系統： 不要なアンモニアを適切に回収（除害）するためのラインを追加する。
- パージ系統： アンモニアを系外に排出するため，窒素によるパージ系統を追加する。

以上の設備改造と追加が必要となり，加えて電気計装設備と制御装置の一部改造が必要になる。項目の一覧を表 3.4，設備の概略図を図 3.3 に示す。

混焼率を上げていくと，上記の範囲に加えて大型ファン（燃焼に必要な空気を供給する送風機および排ガスを誘引する通風機）の容量が制約になるなど，改造範囲は増える傾向にあるが，一般的に 20%混焼程度であれば影響は限定的であり，上記の範囲に収まるものと考える。

表 3.4 20%アンモニア混焼によるボイラ設備改造項目

項目	数値	備考
バーナ	36 本	全数改造
バーナシールエアファン	2 台	1 台予備
配管および付属設備	-	アンモニア供給系統の追設 アンモニア逃がし系統の追設 パージ系統の追設
電気設備	-	電源設備および電気設備の改造
制御装置	-	既設制御ロジックおよび操作・監視画面等の改造

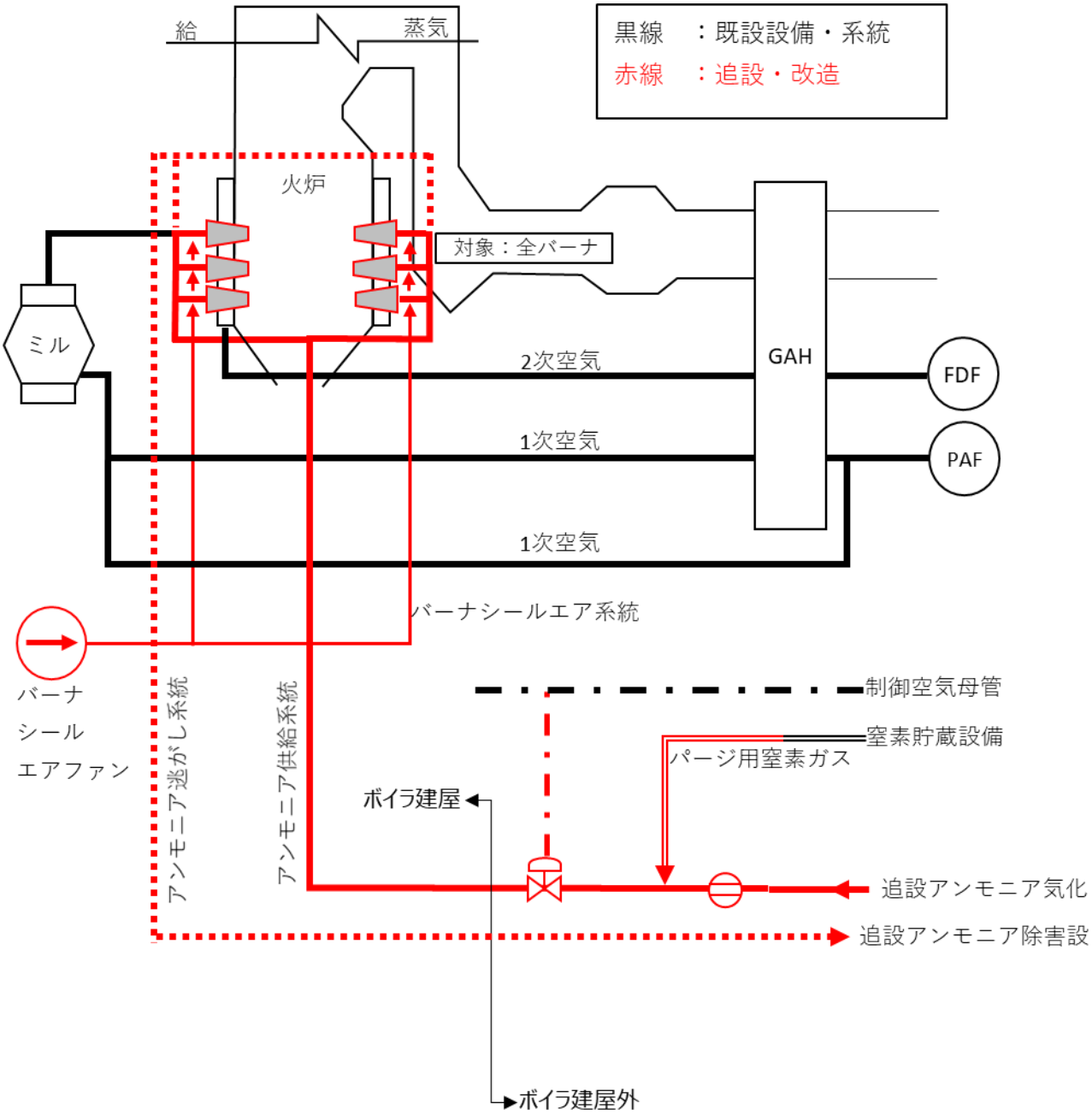


図 3.3　20%アンモニア混焼導入によるボイラ概略図

3.2.4 アンモニア供給設備（新設）

アンモニア燃料の受入貯蔵ならびに気化設備一式は新設する必要がある。アンモニアは船から液体の状態で受け入れ，冷却した状態でタンクに貯蔵する。貯蔵にて気化したガスはBOG 設備で再液化する。液体アンモニアは海水および補助蒸気を熱源として用い，気化させ，ガスとしてボイラへ供給する。不要となったアンモニアを適切に除害するため，散水塔による吸収設備のほか，各種ユーティリティ関連の系統を新設する必要がある。アンモニア20%混焼を適用した際に必要なアンモニア供給設備の項目を表 3.5 に，概略図を図 3.4 に示す。

表 3.5　アンモニア供給設備項目一覧

項目	備考
ローディングアーム	一式
アンモニア貯蔵タンク	40,000ton×1 基
アンモニア気化設備	90t/h 容量×1 基
BOG 設備	2 基(1 基予備)
アンモニア除害設備	一式 アンモニア系統脱圧時，配管・機器のパージ時に水で吸収して除害する
ユーティリティ 関連設備	制御空気系統 工水系統（アンモニア除害吸収用） 飲料用水系統 窒素供給系統 海水系統（アンモニア気化熱源利用） 補助蒸気系統（アンモニア過熱用）

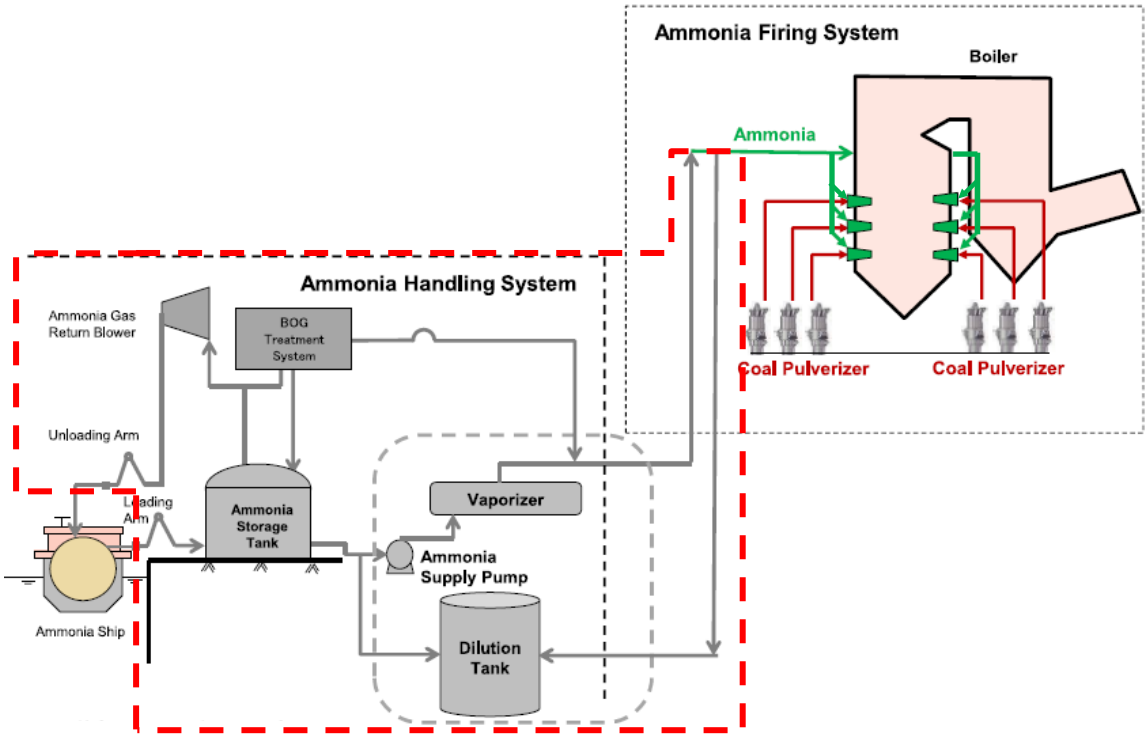


図 3.4　アンモニア供給設備概要図

3.3 発電コストの試算と事業性の評価

前項に述べた内容を基に，改造と新規設備にかかる費用（CAPEX）と燃料の調達費を主とした運用に掛かる費用（OPEX）を見積もり，アンモニア混焼を適用した場合の発電コストに対する影響度合いを試算した。また，石炭専焼での発電コストに対し，アンモニア混焼によって発生する追加の費用分を，単位発電量当たりのコスト上乗せ分（電気料金としての上乗せ分）として評価した。石炭専焼からの差分評価となるので，オペレータの費用など発電所としての運営費用は変わらないものとし，OPEX の上乗せは，ほぼ燃料調達費用の差分（石炭とアンモニアの差分）が，追加費用に当たるものとして評価した。

アンモニアの調達価格は，3.1 項で想定した拠点とプロセスを基に算出した。以上を踏まえた，各ケースでの単位発電量あたりの電気料金上乗せ分を試算し，図 3.5 に示す。ここから，追加のコストとしては，ほとんどが燃料調達費用分であることがわかる。

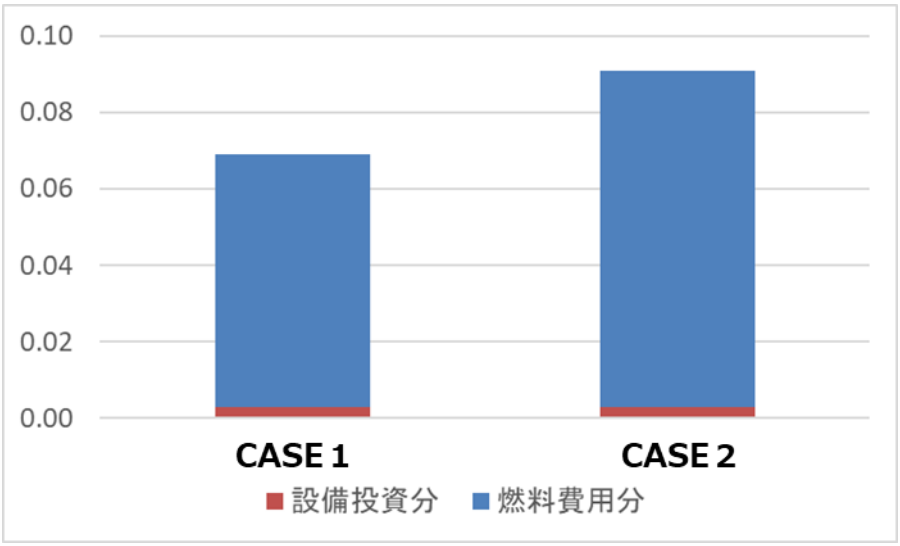


図 3.5　石炭専焼からの電気料金上乗せ分[USD/kWh]

4. アンモニア混焼を事業化した場合の温室効果ガス排出量削減見込み量の試算

4.1 JCM 方法論案の検討

アンモニア混焼の JCM 方法論について，リファレンス及びプロジェクトのイメージを以下に示す（図 4.1）。

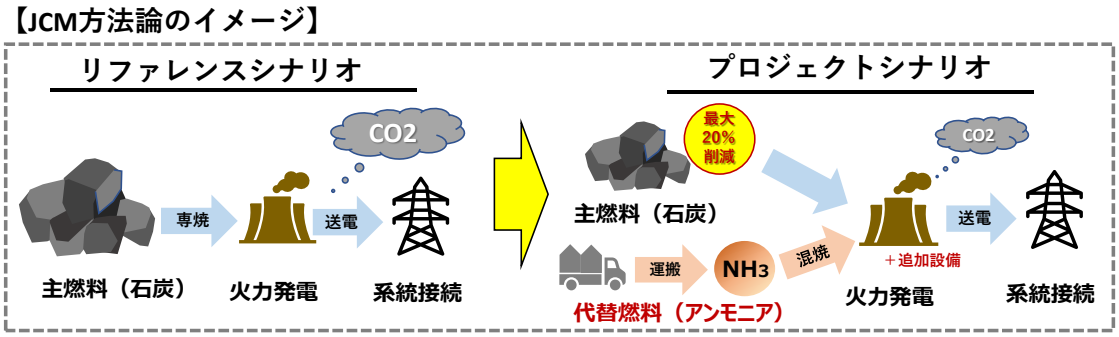


図 4.1 アンモニア混焼の JCM 方法論のイメージ

また，燃料転換に関する既存の承認方法論（J クレジット及び JCM）を参考に，以下の JCM 方法論の主要項目について整理を行った（表 4.1）。

表 4.1 方法論案の主要項目と検討内容

主要項目	検討内容
削減方法	再生可能エネルギーあるいは天然ガス由来のアンモニアを発電設備で使用することで燃料（石炭）を代替する。
適格性要件	１．既設の石炭火力発電所にアンモニア混焼技術を新規導入する事業であること。 ２．燃焼時およびメンテナンス期間においてアンモニアが残渣として残らない設備(アンモニア混焼用バーナ等)を導入すること。 ３．再生可能電力を用いた水電解水素から製造したアンモニア(グリーンアンモニア)，もしくは製造過程で排出される CO2 を CCU 等の二酸化炭素回収/有効利用/貯留技術を用いて回収した水素を原料として製造されたアンモニア(ブルーアンモニア)を燃料とする。
保守性の担保	１．主燃料（石炭）運搬に係る CO2 排出量はアンモニア混焼により減少するが，事業前後で同量とみなし相殺する。 ２．送電端出力（要求量）に対して，リファレンスの燃料効率は経年劣化を考慮せず，プロジェクト事業開始時の値で一定とする。
モニタリング項目	①石炭流量 ②アンモニア流量 ③発電端出力 ④送電端出力 ⑤アンモニア設備用動力(追加設備分) ※アンモニア運搬に係る CO2 排出量は原単位に基づき，燃料使用量から換算する。

マレーシア国内の既存発電所の現地調査を通じて収集したデータやパラメータ，実際のモニタリング方法を参考に，GHG 排出量削減量策定の基本計算式（JCM 方法論案）を以下の通り整理した。

1) 排出削減量の算定

$$ER_p = RE_p - PE_P$$

表 4.2 排出削減量の算定

記号	定義	単位
ER_p	期間 p における GHG 排出削減量	tCO_2/p
RE_p	期間 p におけるリファレンス排出量	tCO_2/p
PE_p	期間 p におけるプロジェクト排出量	tCO_2/p

2)リファレンス排出量の算定

期間 p におけるリファレンス排出量は下式に示すとおり，一定期間毎のリファレンス石炭流量の積算によって算出している。

$$\begin{aligned} RE_p &= \sum \left(F_{RE,Coal,p}\right) \times EF_{Coal,RE} \\ &= \sum \left(Q_{Gross,RE,p} \,/\, \eta_{RE} \,/\, H_{Coal}\right) \times EF_{Coal,RE} \\ &= \sum \left((Q_{Gross,PJ,p} - EC_{NH3}) \,/\, \eta_{RE} \,/\, H_{Coal}\right) \times EF_{Coal,RE} \end{aligned}$$

ここで，送電端出力(要求電力量)は，地域ごとの電力需給バランスによって決定するため日々変化するが，発電所単位での任意のタイミングにおける電力需要は使用する燃料の構成(アンモニア混焼比)によらない。また，アンモニア混焼による所内既存設備の消費電力の変化(微粉炭機使用電力減等)は考慮しないこととすると，以下の等式が成り立つ。

$$\begin{aligned} Q_{Net,RE,p} &= Q_{Gross,RE,p} - EC_{RE,p} \\ Q_{Net,PJ,p} &= Q_{Gross,PJ,p} - EC_{PJ,p} - EC_{NH3,p} \\ Q_{Net,RE,p} &= Q_{Net,PJ,p} \\ EC_{RE,p} &= EC_{PJ,p} \end{aligned}$$

以上より，下式が成立し，リファレンス石炭流量についてプロジェクト実施時のモニタリング項目から算出することが可能である。

$$Q_{Gross,RE,p} = Q_{Gross,PJ,p} - EC_{NH3,p}$$

表 4.3 リファレンス排出量の算定

記号	定義	単位
$F_{RE,Coal,p}$	期間 p におけるリファレンス石炭流量	t/p
$EF_{Coal,RE}$	石炭単位質量当たりの石炭の CO2 排出係数	tCO_2/t
$Q_{Gross,RE,p}$	期間 p におけるリファレンス発電端出力	MWh/p
η_{RE}	リファレンス発電端効率	%

記号	定義	単位
H_{Coal}	石炭の単位発熱量	kJ/kg
$Q_{Net,RE,p}$	期間 p におけるリファレンス送電端出力	MWh/p
$EC_{RE,p}$	期間 p における所内既存施設のリファレンス消費電力量	MWh/p
$EC_{PJ,p}$	期間 p における所内既存施設のプロジェクト消費電力量	MWh/p
$EC_{NH3,p}$	期間 p におけるアンモニア混焼のための追加設備による消費電力	MWh/p

3)プロジェクト排出量の算定

期間 p におけるプロジェクト排出量を下式に示す。リファレンス排出量の算定と同様, 一定期間毎のプロジェクト石炭流量, アンモニアの製造・輸送による CO2 排出量の積算によって算出をした。

$$PE_P = \sum(FC_{Coal,p}) \times EF_{Coal,PJ} + \sum(E_{NH3,transport,p}) + \sum(E_{NH3,product,p})$$
$$= \sum(FC_{Coal,PJ,p}) \times EF_{Coal,PJ} + \sum(FC_{NH3,p} \times EF_{transport,PJ}) + \sum(FC_{NH3,p} \times EF_{product,PJ})$$

$$E_{NH3,transport,p} = FC_{NH3,p} \times EF_{transport,PJ}$$

$$E_{NH3,product,p} = FC_{NH3,p} \times EF_{product,PJ}$$

表 4.4 プロジェクト排出量の算定

記号	定義	単位
$FC_{Coal,p}$	期間 p におけるプロジェクト石炭流量	t/p
$EF_{Coal,PJ}$	石炭単位質量当たりの CO2 排出係数	tCO_2/t
$E_{NH3,transport,p}$	期間 p におけるアンモニア運搬による CO2 排出量	tCO_2/p
$FC_{NH3,p}$	期間 p におけるプロジェクトアンモニア流量	t/p
$EF_{transport,PJ}$	走行距離に対する CO2 排出係数	$tCO_2/t/km$
$E_{NH3,product,p}$	期間 p におけるアンモニア製造による CO2 排出量	tCO_2/p
$EF_{product,PJ}$	製造プロセス別 CO2 排出係数	tCO_2/tNH_3

また, 開発した方法論案を使って削減量算定を行う際の, 各モニタリング項目のモニタリング方法例について以下に整理した。発電所毎に設備仕様や規模, 立地等が異なるため, JCM 実施時の Project Design Document（PDD）策定時にこれらのパラメータを個別に設定することを想定している。

表 4.5　モニタリング項目とモニタリング方法例

モニタリング項目	モニタリング方法例
プロジェクト石炭流量	・計測
アンモニア流量	・計測
プロジェクト発電端出力	・計測
プロジェクト送電端出力	・計測
アンモニア用動力(追設分)	・計測
石炭性状(工業分析値，発熱量)	・対象プラントで実際使用する石炭性状（分析値）を基に平均的な値を設定する。（固定値）
運搬における CO2 排出係数	・アンモニアの運搬における，単位長さ，単位重量あたりの CO2 排出量に基づき設定する。（固定値）
製造プロセス別 CO2 排出係数	<アンモニア製造における CO2 排出量に関するデータが収集可能な場合> ・製造時の電力消費量と電源構成から算出される電力の原単位から設定する。 ・製造時のエネルギー消費量、CO2 排出量及び圧入量を計測する。 <アンモニア製造における CO2 排出量に関するデータが収集不可能な場合> ・グリーンアンモニア/ブルーアンモニアに関する認定規格が策定した CO2 原単位。CO2 原単位の記載がない場合は当該規格を満たす上限値
稼働率(年間)	・計測
リファレンスプラント発電端効率	・対象プラント設備と同型の仕様または実績データ（＝発電端出力/投入熱量）に基づき設定する。（固定値）

4.2 JCM 方法論案に基づく GHG 排出削減量の試算

本調査で開発した JCM 方法論案に基づき，以下の条件のアンモニア混焼技術導入した際のリファレンス・プロジェクト GHG 排出量及び，GHG 排出削減量について試算した。基本条件は 3 章と同様，発電容量 1,000MW，アンモニア混焼率を 20%とした。また，使用するアンモニアは国内アンモニア製造工場からの運搬(およそ 1,550 ㎞)を想定した。

本試算において，前項の表 4.5 に示されるモニタリング項目は，建設時の発電計画や類似するプラントでの値を参考に設定をしている。また，アンモニア製造・輸送プロセスにおける CO2 排出量については，表 4.5 に記載の方法で算出する必要があるが，現状はブルーアンモニア・グリーンアンモニアともに定義・認証についての議論は開始されているものの温室効果ガス排出量の閾値について明確に定義したものが未だ確立されていないことから，製造プロセスにおける CO2 排出原単位については算出せず，クリーン燃料アンモニア協会（CFAA）による国内最新の低炭素アンモニア基準案を踏襲し，既存のアンモニア製造プラントにおいて発生する高濃度 CO2 を全量除去することを前提に，アンモニア製造プラントでの CO2 閾値として、60%の削減に相当する 0.84 ㎏-CO2/㎏-NH3 とした。また，より高い CO2 削減率である 70%の削減に相当する 0.63 ㎏-CO2/㎏-NH3 の場合についても想定した。CFAA より提案されたクリーンアンモニアの定義案の概要について表 4.6 に示す。輸送プロセスにおける CO2 排出原単位についてはロジスティクス分野での共同ガイドラインによる固定値(0.0.39 ㎏-CO2/t・km)を使用する。

表 4.6　CFAA によるクリーンアンモニアの定義案　概要

項目	初期提案	将来検討
閾値 （暫定）	**0.84t-CO2e/t-NH3 以下** **（天然ガスSMRプロセスをベースとした場合を排出量の基準とし、60%以上削減）** ※2027～既存プラントの活用を考慮	**より高いCO2削減率（70%以上）**※ ※ 最新の技術普及動向を反映
算定境界	**Gate to Gate** ※キャリア変換までを含む （原料天然ガス受入～アンモニア合成まで） 井戸元でのGHG排出量に関するデータが不足	**Well to Gateへの拡張** 井戸元でのGHG排出量データが十分に収集されれば算定境界を拡張する。
CO2 削減手法	**CCS および EOR**※ ※ EORは “CCSと同等”の場合のみ認める	**オフセット、CCU**等、他のCO2削減手法の取り扱い

出所)総合資源エネルギー調査会　第 6 回　省エネルギー・新エネルギー分科会　水素政策小委員会/資源・燃料分科会　アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会　合同会議　開催資料
「クリーン燃料アンモニアの定義について（一般社団法人クリーン燃料アンモニア協会資料）」P.5
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/006_05_00.pdf　(最終閲覧日：2023 年 2 月 13 日)

上記の想定のもと，GHG 排出削減量について試算を行った。表 4.7 は，試算 A（従来法の CO2 排出量から 60%の GHG 削減を目標）の試算結果である。表 4.8 は，試算 A 及び試算 B における試算結果を示す。

表 4.7　JCM 方法論案に基づく GHG 排出削減量の試算結果（試算 A）

項目	単位	数量	数式など
プロジェクト石炭流量	t/h	368	FC_{coal}
アンモニア混焼率	%	20	
アンモニア流量	t/h	86.229	FC_{NH3}
プロジェクト発電端出力	MW	1,065	$Q_{Gross,PJ}$
プロジェクト送電端出力	MW	1,000	$Q_{Net,PJ}$
アンモニア用動力(追設分)	MW	1	EC_{NH3}
石炭単位発熱量	kJ/kg（＝MJ/t）	20,934	H_{coal}
単位質量当たりCO2排出係数	kg/fkg	1.96	石炭中 燃焼C分/100*44/12
運搬におけるCO2排出係数	kg-CO2/t･km	0.039	$EF_{transport,PJ}$
稼働率	%	80	
稼働時間	h/y	7,008	
リファレンスプラント発電端効率	%	41	η_{RE}
年間アンモニア使用量（全量）	t/y	604,295	
アンモニア運搬による排出量	$\times 10^3$ tCO2/y	37	$E_{NH3,transport}$
アンモニア製造による排出量	$\times 10^3$ tCO2/y	381	$E_{NH3,product}$
リファレンス排出量	$\times 10^3$ tCO2/y	6,145	RE_p
プロジェクト排出量	$\times 10^3$ tCO2/y	5,490	PE_p
年間GHG排出削減量	$\times 10^3$ tCO2/y	655	ER
プロジェクト期間（プラント寿命）	y	20	p
GHG総排出削減量	$\times 10^3$ tCO2	13,098	$=ERxp$

表 4.8　モデルプラントにおける試算結果

検討結果	試算A	試算B
アンモニア製造プロセスにおけるCO2排出	従来法のCO2排出量から60%削減を目標	従来法のCO2排出量から70%削減を目標
年間アンモニア消費量（tNH3/y）	604,000	604,000
発電所までの運搬距離(km/y)	1,550	1,550
運搬におけるCO2排出係数（kg-CO2/t･km）	0.039	0.039
製造プロセスCO2排出係数（kg-CO2/kg-NH3）	0.84	0.63
リファレンスGHG排出量($\times 10^6$ tCO2/y)	6.15	6.15
プロジェクトGHG排出量($\times 10^6$ tCO2/y)	5.62	5.49
年間GHG排出削減量($\times 10^6$ tCO2/y)	0.53	0.66
GHG総排出削減量($\times 10^6$ tCO2/y) ※	10.6	13.1

※プロジェクト期間を20年間として算出。

4.3　マレーシア国内で本技術が普及拡大した場合の温室効果ガス排出削減への貢献度合いの試算

前述の試算により，本調査で想定する 1,000MW 規模の石炭火力発電所 1 件あたり（混焼率 20%）の GHG 排出削減量は年間約 53 万トンが見込まれる。プロジェクト期間を 20 年間と想定すると約 1,060 万トンの削減につながる。これは同国の太陽光発電約 600MW に相当する（太陽光発電の GHG 排出削減量を年間 900 トン/MW と想定）。

また，上記試算を基に，表 4.9 に示すマレーシア国内の大型事業用石炭火力発電所（発電容量 : 12,800MW）全てにアンモニア混焼技術が適用された場合，GHG 排出削減量は年間約 675 万トンとなり，プロジェクト期間を 20 年と想定すると 1 億 3500 万トンの削減量と試算される。

表 **4.9**　マレーシア国内の大型事業用石炭火力発電所

発電所名		所在地	発電量 **MW**	発電事業者/オペレータ
1	Manjung Power Station	Perak 州，マレー半島	700MW x 3 1,000MW x 2	TNB Janamanjung Sdn Bhd
2	Sultan Salahuddin Abdul Aziz Shah Power Station	Selangor 州，マレー半島	300MW x 2 500MW x 2	Kapar Energy Ventures Sdn Bhd
3	Jimah East Power Station	Negri Sembilan 州，マレー半島	1,000MW x 2	Jimah East Power Sdn Bhd
4	Tuanku Muhriz Power Station	Negri Sembilan 州，マレー半島	700MW x 2	Jimah Energy Ventures Sdn Bhd
5	Tanjung Bin Power Station	Johor 州，マレー半島	1,000MW x 1	Tanjung Bin Power Sdn Bhd
6	Tanjung Bin Energy Station	Johor 州，マレー半島	700MW x 3	Tanjung Bin Energy Sdn Bhd
7	Balingian Power Station	Sarawak 州，東マレーシア	300MW x 2	Balingian Power Generation Sdn Bhd

5. 相手国電気事業者への提案活動

本事業実施期間において，相手国発電所への訪問および電気事業者との会議を実施し，モニタリングが必要としている測定項目の実状把握と情報収集，相手国電気事業者への JCM 制度の紹介を行った。訪問に関する概要は以下のとおり。

- 日時：2023 年 1 月 10 日　11:00 - 13:00
- 場所：ジマイースト石炭火力発電所
- 出席者：【マレーシア側】Tenaga Nasional Berhad(TNB)，Jimah East Power Sdn Bhd(JEP)【日本側】IHI，日本工営
- 訪問概要
  - 発電所の見学
    - ✓ 運搬施設の様子の確認
    - ✓ モニタリング項目(石炭流量)の測定方法の確認
    - ✓ 改造設備(バーナ)の実状の確認
    - ✓ 中央監視室におけるモニタリング/データストレージ方法の確認
  - 電気事業者との会議
    - ✓ アンモニア混焼技術の紹介
    - ✓ JCM スキームおよび方法論の紹介
    - ✓ 質疑応答

アンモニア混焼技術の紹介を通じて，アンモニア混焼がカーボンニュートラル達成に向けた一つの選択肢であることを理解いただいた。TNB が計画しているその他の燃料(バイオマス（木質チップ）)によるカーボンニュートラル計画と並行して検討していければとのことであった。また，JCM スキームおよび方法論についても，本方法論案が適用されたプロジェクトについて，JCM が初期設備投資における資金スキームのオプションとなりうることを理解いただいた。

6. 総括

6.1 実施事項のまとめ

本調査では，マレーシア国の既設石炭火力発電所においてアンモニア混焼 20%を適用した際の事業性の評価および JCM 方法論案を提示し，適用時の GHG 排出削減量の試算を実施した。

事業性の評価においては，将来的にマレーシア国内でのブルー・グリーンアンモニア調達方法となりうる製造･輸送プロセスを想定し，製造におけるアンモニア調達価格を算定した。また，対象となるプラントでのアンモニア混焼技術適用時の諸条件から改造範囲と改造費用について算定した。これらの結果を基に，石炭専焼時からの電気料金の上乗せ分を算出し事業性の評価を行った。アンモニア調達価格差の影響により，ブルーアンモニアのほうがグリーンアンモニアより安くなっており，コスト優位性があることを確認した。

GHG 排出削減見込み量の試算では，再生可能エネルギーあるいは天然ガス由来のアンモニアを発電設備で使用することで燃料（石炭）を代替する際の JCM 方法論案を策定し，モデルプラントでの GHG 総排出削減量とアンモニア混焼技術が普及した際の GHG 総排出削減量を算出した。アンモニア製造プロセスにおける CO2 排出原単位としてはクリーン燃料アンモニア協会(CFAA) にて定義案として出されたケースを採用し，輸送プロセスにおける CO2 排出原単位は運搬方法に応じた GHG 排出量原単位を決め，距離と重量に応じた算定方法を採用している。

6.2 課題と今後の展望

事業化や普及に際しての課題（事業リスク、事業化を妨げる要因、競争力・優位性等）および JCM プロジェクト化の課題とその対応策の検討について以下に示す。

(1)アンモニア混焼技術を適用した際の，電気事業者側の課題

アンモニア混焼技術を適用した際の電気事業者側の課題として，アンモニア燃料の調達コストが高いこと，ブルーあるいはグリーンアンモニアの調達先の確保が難しいことが挙げられる。

これらの課題について，ブルーあるいはグリーンアンモニアの製造・調達方法とコスト，GHG 排出量原単位について，過年度 FS（令和 2 年度質高事業 FS）時の調査検討結果等をもとに，本 FS で適用した場合の事業性の評価を実施した。

今後の課題としては，事業可能性調査のための実証前調査にて，相手国の GHG 排出削減目標や政策動向の追跡調査や発電事業者が考えている総合的な脱炭素戦略についての並行調査を行い，実証時期の検討と実証事業を行う地点（プラント）の選定をしていく必要がある。実証時期の検討には相手国との JCM 締結に向けた見通しを把握する必要があり，実証事業を行う地点（プラント）の選定には，ニーズと事業性，物理的な制約を把握する必要がある。

アンモニア燃料価格に関する課題については，製造・調達コストの精査やカーボンクレジット適用など事業性確保のための検討が必要である。また，本 FS のような発電事業についての JCM 事業は，これまでの JCM 事業と比較して規模が大きいため，既存の枠組みへの適用可否についての確認が必要である。

ブルーあるいはグリーンアンモニアの調達先確保に関する課題については，本 FS 対象外としたが，サプライチェーンとしては安定した調達先の確保が必要不可欠である。JCM 事業とは異なる仕組み/制度も視野に入れて，ブルーまたはグリーンアンモニア調達先あるいは製造拠点の計画と実証を検討していく必要がある。また，アンモニア供給事業側の実証時期は，本 FS に続く発電所側の実証時期に必ずしもマッチしない可能性が高い。従来プロセ

スによる GHG 排出削減が見込めないアンモニアであるとしても，“方法論の実証”を最優先に，実証に移す選択もあり得る。こうした全体像の見通しも重要と考える。

(2)JCM 方法論適用時の GHG 排出削減の評価における課題

本 FS では，温室効果ガス削減量の算定について，以下を実施した。

①国内最新の低炭素アンモニア基準案に基づく，アンモニア製造時の GHG 排出原単位を想定して，アンモニア混焼時の GHG 排出量に考慮した。
②運搬過程の排出量もアンモニア製造時と同様の考慮をした。
③JCM 事業化後のプラント運転状態から，リファレンス時の状態を類推して排出量を算定する方法を考案し，GHG 削減量の試算と評価を行った。
④発電所における GHG 削減量算定におけるモニタリング項目と方法を策定した。

今後の課題としては，製造・輸送プロセスにおける GHG 排出量算定方法の定量化が挙げられる。グリーンアンモニア・ブルーアンモニアの製造・輸送に伴う排出をプロジェクト排出量として正確かつ保守的に算定する必要があるが，アンモニアの製造・輸送事業者がプロジェクト事業者と異なる場合，これらの製造・輸送に伴う CO2 原単位の把握がデータ入手の観点から困難な場合が想定される。このような場合は，今後策定されると予想される規格やそれに基づく第三者機関の認証を受けている数値等を採用することが考えられる。

本 FS の結果を基に，アンモニア混焼技術適用のさらなる促進およびアンモニア混焼サプライチェーンの事業化に向けてのさらなる調査を進めて，マレーシアの脱炭素への取り組みに貢献していく。

（様式２）

二次利用未承諾リスト

マレーシア国・既存石炭火力発電所向けアンモニア混焼事業実施による温室効果ガス排出削減の実現可能性調査

委託事業名：令和4年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査及びCEFIA国内事務局等業務）

株式会社IHI

頁	図表番号	タイトル
1	図1.1	エネルギーキャリアとしてのアンモニアの特徴
2	図2.1	マレーシアにおける発電量の電源別の割合（%）
3	表2.1	2025年時点で再生可能エネルギーの設備容量計画
4	表2.2	マレーシア計画で示された再生可能エネルギーの取り組み
5	表2.3	再生可能エネルギーに関する政策・法律の概要
5	図2.2	マレーシア国で再生可能エネルギー効率化に向けた推進（簡易版）
6	表2.4	MyRERにおける再生可能エネルギーの目標
6	表2.5	環境技術（グリーンテクノロジー）に関する政府の優遇措置
7	表2.6	マレーシアNDCの概要
20	表4.6	CFAAによるクリーンアンモニアの定義案　概要

Feasibility study for GHG emissions reduction by introducing ammonia co-firing technology for existing coal-fired power plants in Malaysia

Implementing Organization：IHI Corporation

1. Abstract

Countries around the world are strongly demanded the reduction of CO_2 emissions to prevent the global warming. To achieve the carbon neutrality in 2050, Malaysia set the goal of 45% greenhouse gas (GHG) emission reduction from the emission of 2005. Meanwhile, the Malaysia set the target of gross domestic product (GDP) growth rate is 4.5-5.5%, it is expected that the demand of carbon free fuel will increase.

In Japan, the "2050 Green Growth Strategy for Carbon Neutrality" was formulated in December 2020, and various measures are ongoing to achieve net zero carbon emissions. Also, for the practical use to achieve Nationally Determined Contributions (NDC), Japan aims to establish and conduct the Joint Crediting Mechanism (JCM). Public and private sector are cooperating to achieve the target of around total 100 billion of international CO_2 emission reduction and absorption by 2030.

While many countries are struggling toward carbon neutrality, IHI has focused on the ammonia combustion technology for thermal power plant as the solution. The combustion reaction formula of ammonia is [$4NH_3+3O_2 \rightarrow 2N_2+6H_2O$], it does not emit the CO_2 like hydrogen combustion [$2H_2+O_2 \rightarrow 2H_2O$]. And ammonia has higher calorific value per unit volume and higher liquefaction temperature. So, ammonia is excellent energy carrier with easier control and transportation than hydrogen. In addition, ammonia is already in commercial use in the chemical industry, such as in the fertilizer production. So, the infrastructures are already existing for large-scale production, storage, and transportation, also, ammonia related technologies are established. Ammonia has characteristics as above and it also has many merits in using as fuel. (Figure1.1 shows the characteristics of ammonia as an energy carrier.)

As the current mainstream, ammonia combustion technology adoption to thermal power plant has started from ammonia co-firing with coal (mainly for boiler) and natural gas (mainly for gas turbines). Also, the technology development is in progress to achieve the ammonia mono-firing in the future.

With above background, this project aims to create the business basement for the development and spread of ammonia co-firing business with JCM in Malaysia. For this purpose, it has conducted that economic and technical evaluation of ammonia co-firing business, estimation of GHG emission reduction amount when applying the JCM in this project.

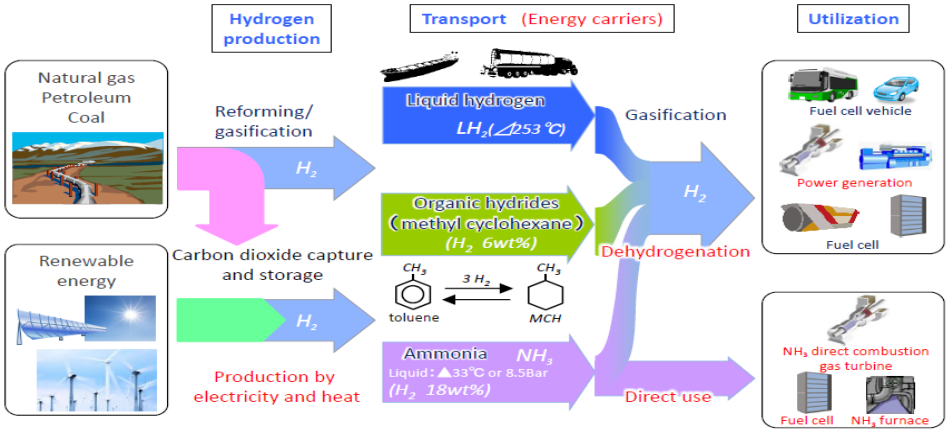


Figure1.1 Characteristics of ammonia as an energy carrier

Source） Prepared from Japan Science and Technology Agency (JST) (2016) "SIP Energy Carrier" p.2, https://www.jst.go.jp/sip/pdf/SIP_energycarriers2016.pdf (Last view：6 February, 2023)

2. Survey and Analysis of Related Policies and Institutional Trends

2.1 Power Demand Situation and Renewable Energy Promotion Targets and Policies in Malaysia

Malaysia is still highly reliant on fossil fuels as of 2022, with coal and natural gas comprising approximately 80% of the total power supply mix. To reduce its reliance on fossil fuels, the Malaysian Government has been promoting renewable energy since 2001. Besides, the energy policy over the last decade has also been focused on diversifying its power mix through the introduction of new renewable energy sources.

Power source composition

The power generation in Malaysia totaled 175,986 GWh in 2019, of which 74,955 GWh (42.6%) was generated by coal, 71,173 GWh (40.4%) by natural gas, and 25,906 GWh (14.7%) by hydroelectricity, while the share of other renewable energies was only 1.7%.

Consumption of oil-fired power sources has fallen dramatically since the 1970s, replaced by a rapid increase in natural gas-fired power generation, with coal-fired and water-fired power generation increasing in the 2000s. In the meantime, natural gas-fired power generation peaked in 2019 and has been declining ever since.

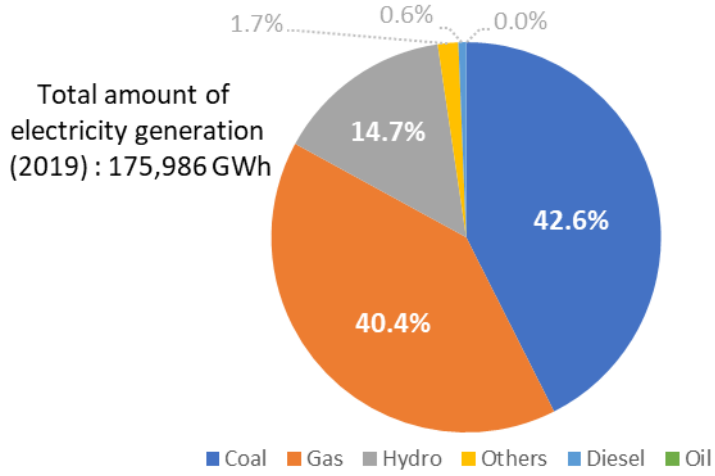


Figure 2.1 Electricity Generation Mix in Malaysia (%)

Source）Prepared from Suruhanjaya Tenaga Energy Commission(2020)「MALAYSIA ENERGY STATISTICS HANDBOOK 2020」

p.35,https://www.st.gov.my/en/contents/files/download/116/Malaysia_Energy_Statistics_Handbook_20201.pdf(Last view：8 February, 2023)

Demand for Renewable energy

Malaysia aims to achieve the target of 31% installed renewable energy capacity (12,916 MW) by 2025; with 8,450 MW by 2020, a total of 4,466 MW of new renewable energy was necessary to be developed across Malaysia after 2021. Furthermore, it is estimated that 6,077 MW of new generation capacity (fire-coal and renewable energy) will be required to meet the growth in electricity demand, maintain the reliability of the electricity system and replace decommissioning plants, and therefore causing a further 9,924 MW necessary by 2039.

The installed capacity and cumulative value of renewable energy by type have been increasing constantly since 2012, with solar PV having the highest percentage of increase at 65.5%. Hydropower and solar PV have increased by 5.7 GW and 1.5 GW respectively in terms of installed capacity, supporting the country's energy demand.

Table 2.1：Planned installed renewable energy capacity as of 2025

Renewable energy	Installed capacity（MW）
Large hydro	5,862
Solar PV	4,706
Small hydro	1,153
Biomass	862
Biogas	333
Total	12,916

Source） SEDA (2021) ”MALAYSIA RENEWABLE ENERGY ROADMAP” p.16,https://www.seda.gov.my/reportal/wp-content/uploads/2021/12/MyRER_webVer-1.pdf(Last view：8 February, 2023)

Overview of National Planning and Renewable Energy-related Policies

National policies on energy in Malaysia have been in place since the 1970s. A policy specifically for renewable energy named National Renewable Energy Policy (NREP) was approved by Cabinet in 2010. Apart from that, renewable energy initiatives itself has been included in the Malaysia Plan, a medium-term national plan enacted every five years since the 2000s.

Table 2.2：Renewable energy initiatives outlined in the Malaysia Plan

Name of Plan	Major initiatives
The 8th Malaysia Plan (2001-2005)	・ Introduce renewable energy as the fifth fuel. ・ Suggests a 5% share of renewable energy in the total energy mix.
The 9th Malaysia Plan (2006-2010)	・ Target setting for renewable energy generation to be connected to the electricity grid: 300 MW in Peninsular Malaysia and 50 MW in Sabah. ・ Power grid connection status: 61.2 MW (implemented under the Small Renewable Energy Programme (SREP), achieving 17% of the target set under the 9th Malaysia Plan).
The 10th Malaysia Plan (2011-2015)	・ Achieved a total installed renewable energy generation capacity of 332 MW. ・ Power mix as of 2015: coal 43%, gas 40%, large hydro 14%, renewables 2%, oil 1%.
The 11th Malaysia Plan (2016-2020)	・ Target power mix: coal-fired 53%, gas-fired 29%, large hydro 15%, and renewable energy 3% ・ Achieved a total of 490 MW installed renewable energy capacity as of June 2018. ・ 1,519 MW of renewable energy projects by 2020. ・ Net Energy Metering (NEM) installations totaling 500 MW.
The 12th Malaysia Plan（2021-2025)	・ In 2021, the power mix will be coal-fired 42%, gas-fired 39%, large hydro 9%, and renewable energy 11%. ・ Renewable energy generation will be increased to 31% of the total installed capacity by 2025. ・ Aim to reduce GHG emissions by 45% by 2030 compared to that of 2005 and achieve carbon neutrality by 2050. ・ Plan to establish a more comprehensive National Energy Policy

Source： Compiled based on Energy Commission data

The latest national plan (the 12th Malaysia Plan) aims to address the issue of climate change by setting the target of reducing carbon emissions by 45% by 2030. The Malaysian Government clarified that fossil fuel power generation is the main contributor to carbon emissions as approximately 80% of the emission comes from the energy sector. The government is currently focusing on the shift to renewable energy as a tangible measure to reduce carbon emissions and seeks to integrate the existing energy-related policies and develop a long-term, comprehensive, and specific energy policy. Chapter 9 of the Plan (Improving the sustainability of the energy sector and the transformation of the water sector) describes the promotion of floating solar power, waste power, biogas, cogeneration, solar thermal power, etc., as well as water and hydrogen fuel cell

autos, but does not mention ammonia co-firing in power plants.

Related Laws and Regulations

Policies and regulations on renewable energy are listed in the table 3 below.

Table2.3：Details of renewable energy policy and regulations

Year	Policy & regulation	Purpose
2010	National Renewable Energy Policy	Enhance the use of renewable energy to contribute to national electricity supply security and sustainable socio-economic development Main targets (1) Increase the contribution of renewable energies in the country's power generation power supply mix (increase the proportion of renewable energies to 20% by 2025). (2) Promote the growth of the renewable energy industry (3) Achieve reasonable renewable energy generation costs (4) Protect the environment for future generations (5) Raising awareness of the role and importance of renewable energy
2011	Renewable Energy Act 2011	Establish and implement a special tariff system for the promotion of renewable energy generation and related issues
2011	Sustainable Energy Development Authority Act 2011	Implement and monitor the achievement of renewable energy targets by government agencies by completing a set of supplementary legislation provided for in the Renewable Energy Act 2011.

Source) Compiled based on SEDA data

Renewable Energy Dissemination Targets and Action Plans

SEDA published a renewable energy policy, the Malaysia Renewable Energy Roadmap - Pathway Towards Low Carbon Energy System (MyRER), towards 2035. It aims to achieve a renewable energy target of 31% (12.9 GW) of installed power generation capacity in 2025 and 40% (18.0 GW) in 2035.

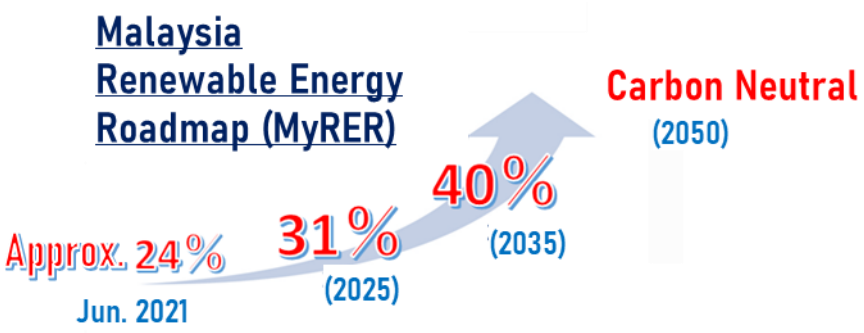


Figure 2.2：Driving towards renewable energy efficiency in the country of Malaysia

Source) Compiled based on SEDA data

To achieve the renewable energy dissemination target, MyRER has four main strategies: large- and small-scale hydropower, biomass energy, solar PV, and technological development. Among these, the technology development also refers to the potential usage of hydrogen as an energy storage technology for surplus electricity derived from renewable energies. The years and targets by renewable energy source are shown in the table below.

Table 2.4：Renewable energy targets under MyRER

Renewable energy	Target by 2025	Target by 2035
Large Hydro	5,862 MW	8,062 MW
Small Hydro	1,153 MW	1,219 MW
Biomass	333 MW	406 MW
Biogas	862 MW	998 MW
Solar PV	4,706 MW	7,280 MW
Technical development	—	—

Source) Compiled based on SEDA "MALAYSIA RENEWABLE ENERGY ROADMAP (MYRER)" ,https://www.seda.gov.my/reportal/myrer/(Last view：8 February, 2023)

Government Tax Incentives for Environmental Technology (Green Technology)

In order to achieve the target of increasing the share of renewable energy in Malaysia's power mix to 20% by 2025, the country will require RM33 billion worth of renewable energy investment. This investment is expected to come not only from the government but mostly from public-private partnerships and private financing. To encourage private sector participation, the government will need to provide incentives for private financing.

The government provides green investment tax credits (GITA) for the purchase of environmental technology (green technology) equipment and assets, and green income tax exemptions (GITE) for companies that provide environmental technology services or lease solar power systems. The main benefits of these tax incentives are listed in the table below.

Table 2.5: **Government incentives for environmental technology (green technology)**

Tax incentives	Details
Green Technology Tax Allowance (GITA） : Capital	Apply to companies that acquire qualifying environmental technology assets listed in the Directories of the Malaysian Environmental Technology Authority (MyHIJAU) for their own use. （www.myhijau.my）
GITA : Project	This applies to companies that implement qualifying environmental technology projects for business purposes or for their own use.
Green Income Tax Exemption (GITE) : Service (include lease)	Applies to companies providing qualifying environmental technology services listed in the directories of MyHIJAU or Registered Investors in Photovoltaics (RPVI, http://www.seda.gov.my/directory/registered-solar-pvinvestor-rpvi-directory/).

Source) Compiled based on Malaysian Green Technology and Climate Change Corporation（MGTC）data "Green Investment Tax Allowance (GITA) & Green Income Tax Exemption (GITE)" https://www.mgtc.gov.my/what-we-do/green-incentives/green-investment-tax-incentives-gita-gite/(Last view：8 February, 2023)

2.2 Summary of Nationally Determined Contribution (NDC) in Malaysia

Malaysia ratified the Paris Agreement on 16th November 2016. Based on the rules of the Paris Agreement, each ratifying country submits its own GHG emission reduction target NDC (Nationally Determined Contribution) to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) secretariat, and updates and resubmits it every five years.

As of January 2023, Malaysia's latest NDC was published in June 2022 and commits to reduce GHG emissions relative to GDP by up to 45% by 2030. The outline is as follows (Table 5). Ammonia co-firing examined in this study falls under the energy sector, which is one of the high-priority target sectors. CO_2 and N_2O are the target types of GHG.

Table 2.6: Summary of Malaysia's NDC

Items	Contents
Publication date of NDC	2 June 2022（submission date, 30 July 2021）
Target of GHG reduction relative to the reference indicator	Economy-wide carbon intensity reduction (against GDP) of 45% in 2030 compared to 2005 level.
GHG covered by NDC	(1) CO_2, (2) CH_4, (3) N_2O, (4) HFCs,(5) PFCs, (6)SF_6,(7)NF_3
Period for implementation	1st January 2021 – 31st December 2030
Methodology	Malaysia uses the 2006 IPCC Guidelines for National GHG Inventories to estimate anthropogenic GHG emissions and removals.
Metrics	The 100-year time horizon GWP values from the IPCC's Fifth Assessment Report will be used.
Sectors covered by NDC （Source of GHG emissions and sinks）	(1) Energy, (2) Industrial Processes and Product Use, (3) Waste, (4)Agriculture, (5)LULUCF

Source：Updated Malaysia's NDC from UNFCCC (2022) "MALAYSIA'S UPDATE OF ITS FIRST NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION" p.1~9, https://www.seda.gov.my/reportal/wp-content/uploads/2021/12/MyRER_webVer-1.pdf (Last view：8 February, 2023)

2.3 Policy Related to Domestic Thermal Power Plants and Its Demand Forecasts in Malaysia

Malaysia is highly dependent on fossil fuels, with fossil fuel-derived capacity contributing approximately 90% of domestically produced primary energy for a long time to date. In addition, gas and coal-fired power generation accounted for about 41% and 38% of the total installed power generation capacity as of 2021.

In terms of the annual change in primary energy consumption by type of generation, gas-fired power generation increased by 28 TWh, while coal-fired power generation decreased by 25 TWh.

List of Thermal Power Generation in Malaysia

At present, there is approximately 13 MW of coal-fired power generation installed in Malaysia, of which 12 MW is located on the Malay Peninsula. The table below provides an overview of coal-fired power plants in Malaysia.

Table 2.7：List of Thermal Power Generation in Malaysia

Name of power plant		Location	Generation Capacity (MW)	Owner or Operator
1	Manjung Power Station	Perak Peninsular	700MW x 3 1,000MW x 2	TNB Janamanjung Sdn Bhd
2	Sultan Salahuddin Abdul Aziz Shah Power Station	Selangor Peninsular	300MW x 2 500MW x 2	Kapar Energy Ventures Sdn Bhd
3	Jimah East Power Station	Negri Sembilan Peninsular	1,000MW x 2	Jimah East Power Sdn Bhd
4	Tuanku Muhriz Power Station	Negri Sembilan Peninsular	700MW x 2	Jimah Energy Ventures Sdn Bhd
5	Tanjung Bin Power Station	Johor Peninsular	1,000MW x 1	Tanjung Bin Power Sdn Bhd
6	Tanjung Bin Energy Station	Johor Peninsular	700MW x 2	Tanjung Bin Energy Sdn Bhd
7	Mukah Power Station	Sarawak East Malaysia	135MW x 2	Mukah Power Generation Sdn Bhd
8	Balingian Power Station	Sarawak East Malaysia	300MW x 2	Balingian Power Generation Sdn Bhd
9	Sejingkat Power Corporation Plant	Sarawak East Malaysia	210MW	Sejingkat Power Corporation Sdn Bhd

Related Policy

The 12th Malaysia Plan (2021-2025) announced on 27 September 2021, declared the country's target towards carbon neutrality by 2050. There are also plans for the termination of power sales contracts for more than 7,000 MW of coal-fired power plants by 2033, and an official announcement has been made that no new coal-fired power plants will be built in the future. According to a report by the Energy Commission, the Malaysian Government plans to decommission approximately 7 GW of coal-fired power generation capacity by 2039, including Kapar Energy Venture's 1.5 GW plant in 2029, Tenaga Nasional Berhad's Janamanjung 2 GW plant, Tanjung Bin's 2.1 GW plant facility in 2031 and Jimah Energy Venture's 1.4 GW plant in 2033.

TNB announced in a press release dated 26 August 2021 that it aims to be net-zero by 2050, while state-owned oil company Petronas also declared itself carbon neutral by 2050 in October.

3. Study for Commercialize plan

3.1 Study for fuel ammonia production and transportation process

In this study for business feasibility, it is assumed that clean ammonia (blue ammonia or green ammonia) will be procured domestically in Malaysia in future. The clean ammonia production and transportation process assumed in this study is shown as following.

3.1.1 Assuming of ammonia production and transportation process

The study has conducted with the consideration of ammonia produce and transportation process as following.

① Base location of ammonia production

In this study, it is assumed that the conventional ammonia production method, the Haber-Bosch process, will be adopted. Also, base location of ammonia production assumed as the existing ammonia production plants and that plants will be expanded in future. Therefore, we set the northern area of Borneo Island as tentative base location in multiple ammonia production plants owned by Petronas with consideration of easy application of renewable energy and distance from the CCS candidate site.

② Green ammonia production method

The renewable energy used for green ammonia production is assumed to be hydroelectric power, which is expected to increase in demand in the future as part of Malaysia's power supply mix.

In Malaysia's power supply mix, the hydroelectric power generation is expected to increase in demand. In Sabah state and Sarawak state (Borneo Island), the hydroelectric power is the base load, furthermore the surplus power is exported to Indonesia. In 2019, hydropower operation rate (power generation amount divided by installed facility capacity total) was 72% in Sarawak state. On the other hand, the hydropower operation rate in Peninsular Malaysia was extremely low value as 20% (2019). This indicates that hydropower facilities are important in Peninsular Malaysia not only for electricity supply, but also for flood control and for drinking water and agricultural use during the dry season. Especially, for using as drinking water, water is discharged from the dam to prevent the flow back of seawater into the river when low tide to protect the freshwater generator.

③ CO_2 storage sites and transportation

In Malaysia, natural gas production is expected to start declining in the next few years. In gas fields that are going to decrease of natural gas production, there are remaining empty spaces corresponding to amount of natural gas produced, and that spaces have potential to be used as CO_2 storage. In this feasibility study, CO_2 storage sites are assumed to be gas fields that able to store CO_2 with expectation of depleted or decreased natural gas production. Candidates of depleted mining areas were the offshore of Malay and Sarawak, we determined that offshore of Sarawak has higher possibility of CO_2 storage. Also, we assumed reverse transport from the natural gas plant as the transportation method.

Based on the above, we considered the 2 kinds of ammonia production methods of Malaysia in future. One is the case of ammonia production process based on the natural gas SMR process with CCS (Blue). The other is the case of ammonia production of water electrolysis using hydropower of renewable power (Green). We assumed that the production site to be an ammonia production plant in the northern part of Borneo Island as hub with ammonia transportation by ships (Figure 3.1).

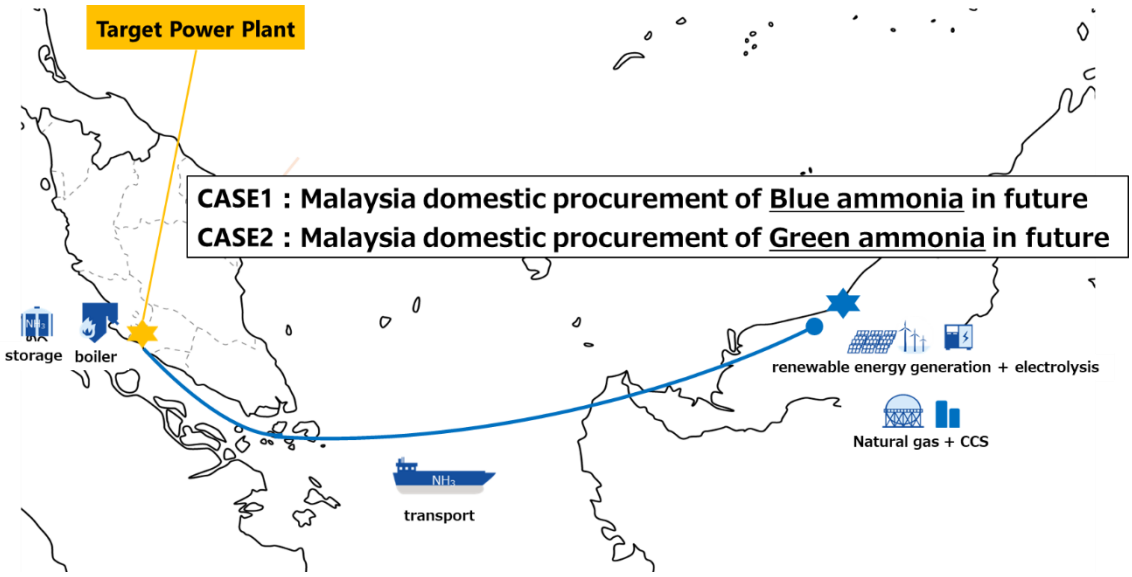


Figure 3.1 The cases of ammonia produce methods and transportation route for Feasibility study

Source）Complied base on IHI Corporation (2022) "2021 Feasibility Study Project for Overseas Development of High-Quality Energy Infrastructure" commissioned by METI

3.2 Study for ammonia utilization process

3.2.1 Target power plant

The power plant to which ammonia co-firing technology will be introduced is assumed to be a 1000 MW-class variable pressure and once-through boiler in Malaysia. The outline specifications of the boiler are shown in the table below.

Table 3.1 Boiler specification of target power plant

Item	Unit	Contents
Output	MW	1,000
Boiler main steam flow (BMCR)	t/h	3,025
Boiler outlet pressure (BMCR) SH Outlet RH Outlet	MPa(g)	 27.9 4.74
Boiler outlet temperature (BMCR) SH Outlet RH Outlet	℃	 603 612
Draft system	-	Balanced draft system
Firing system type	-	Opposed firing system
Fuel	-	Start-up: Heavy oil Normal operation: Coal

We considered the main coal specification of the boiler original design condition for this study and as shown in the table below. Also, fuel consumption for coal mono-firing was calculated based on the coal specification.

Table 3.2 Coal specification and calculated fuel consumption based on current operation

Item	Unit	Contents	Remarks
Coal specification	-	Coal for boiler original design condition Calorific value: 20,900kJ/kg-HHV Moisture: 26.0wt% Ash: 1.30wt% C: 53.65wt%	As received
Coal consumption	t/h	447	In case of coal mono-firing

3.2.2 Concept of ammonia co-firing technology adoption

Based on numerical analysis of the co-firing of ammonia and pulverized coal, IHI has studied optimum ammonia injection and fuel mixing methods. Furthermore, IHI also has developed ammonia co-firing burner that it can effectively reduce the NOx generated by ammonia combustion. A schematic image of IHI's ammonia co-firing burner is shown as following figure.

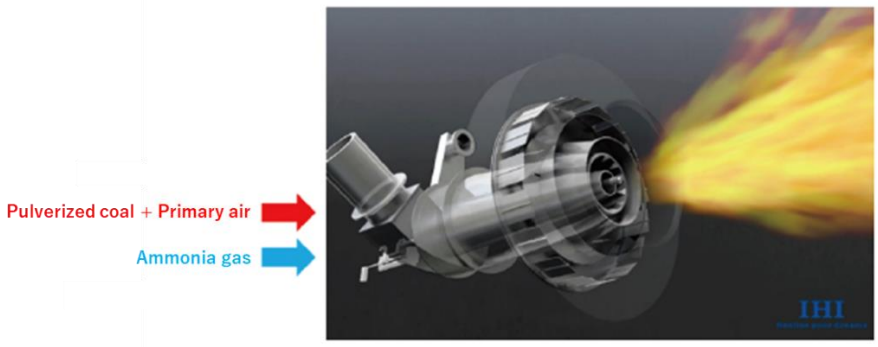


Figure 3.2 Schematic image of IHI ammonia co-firing burner

IHI ammonia burner has tested about combustion performance at small scale boiler facility (1MW-th) and larger scale boiler facility (10MW-th). In case of 20cal% ammonia co-firing, we could get the result of stable combustion performance. Also, with suitable 2-stage combustion (The method of combustion to reduce NOx in flue gas with supplying combustion air in two stages), we could confirm that keeping the NOx emission and unburned carbon value as same level as during coal firing. Currently, Hekinan Thermal Power Station Unit 4 (1000MW output) of JERA demonstration project is being conducted as the world's first ammonia co-firing at large-scale commercial coal-firing power plant, and it is planning to start the 20% ammonia co-firing in FY2023.

In case of the same ammonia co-firing burner of Hekinan demonstration project is introduced into the target plant of this study, the fuel consumption of ammonia 20% co-firing (calorific base, cal%) is shown in Table 3.3.

Table 3.3 Condition for ammonia co-firing

Item	Unit	Content	Remarks
Coal consumption	t/h	447	by Table 3.2.2
Fuel ammonia consumption in case of 20cal% ammonia co-firing	t/h	86.2	Co-firing ratio is calorific based value.
Coal consumption in case of 20cal % ammonia co-firing	t/h	368	Co-firing ratio is calorific based value.

3.2.3 Modification required items

For 20% ammonia co-firing, it is necessary to modify the combustion equipment of boiler and install additional piping, etc.

- Burner: Modify the existing coal burners into ammonia co-firing burners.
- Seal air system: Install the seal air fan. Due to the above burner modification, air for sealing and purging is required.
- Fuel ammonia supply system: Install the equipment such as piping to lead ammonia gas to the burner and control valves attached to piping.
- Ammonia release system: Install the piping to recover (detoxification) unnecessary ammonia properly.
- Purge system: Install the nitrogen purge system to discharge ammonia outside the system.

Not only for above items, partial modification of the electrical, instrumentation and control equipment is also required. The modification item list is shown as Table 3.4, and a schematic diagram of the equipment is shown as Figure 3.3.

In case of higher ammonia co-firing ratio, the required modification items and scope will be wider - For example, the existing large fans (blower that supplies the combustion air and the ventilator that attracts the flue gas) has their original capacity, it can be the limitation in case of higher ammonia co-firing ratio. However, generally, if the ammonia co-firing ratio is around 20cal%, the effect to existing system is small. Also, we could estimate that it is possible to operate within range of existing equipment's original capacity and the above modification scope is almost enough to operate.

Table 3.4 Modification items of boiler system for 20cal％ ammonia co-firing

Item	Number	Remarks
Burner	36 burners	All burner modification required
Burner seal air fan	2 pcs	Includes 1 pc as spare fan
Piping & Associated equipment	-	-Installation of ammonia supply system -Installation of ammonia release system -Installation of purge system
Electrical equipment	-	Modification for power supply and electrical equipment
Control equipment	-	Modification for existing control logic and control, monitoring displays, etc.

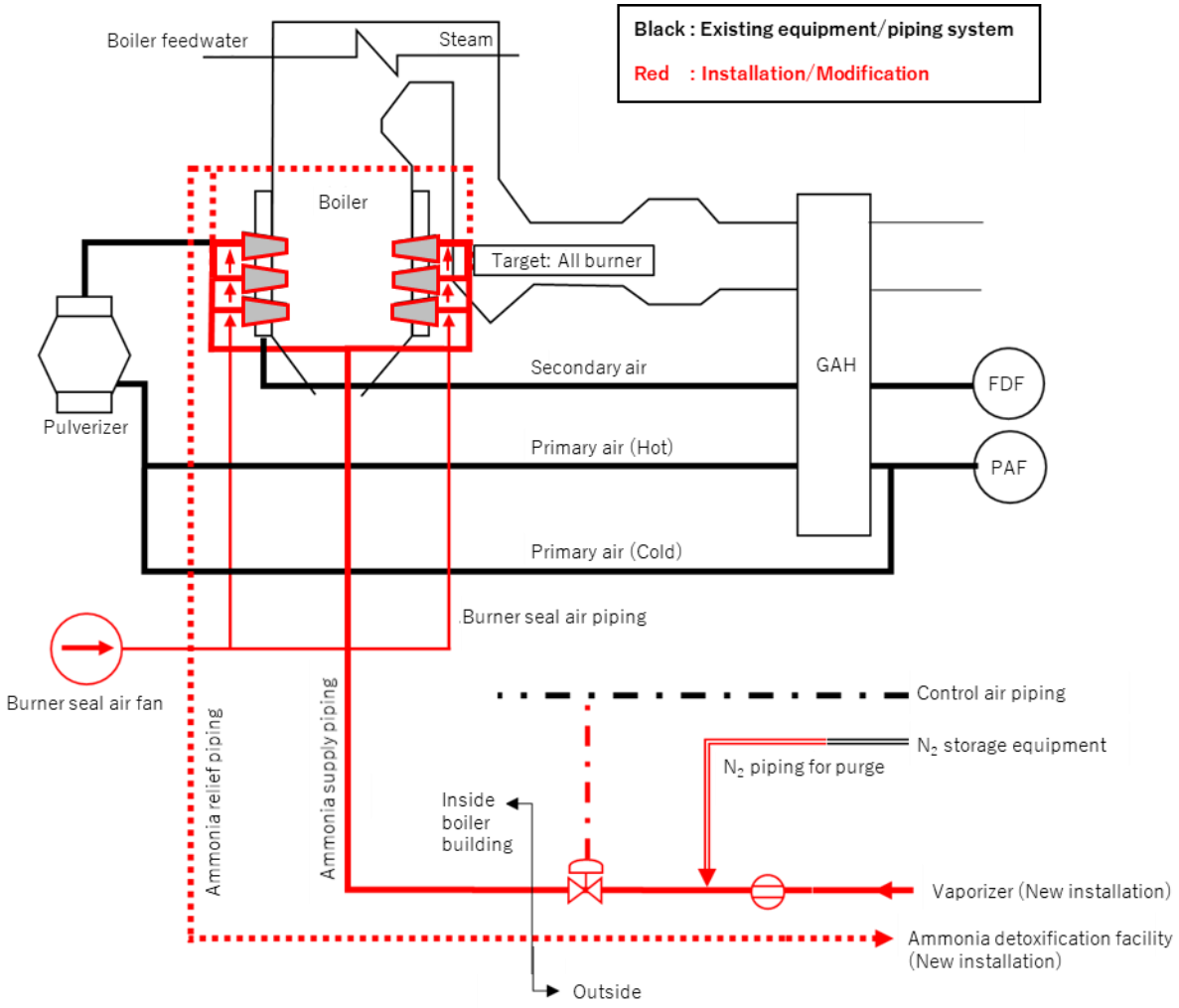


Figure 3.3 System outline for 20cal% ammonia co-firing

3.2.4 Additional installation required items

It is necessary to newly install the receive and storage system and vaporizer for fuel ammonia. Ammonia is received as liquid form from ships and stored in tank with cooled state. Vaporized gas in storage tank is re-liquefied at BOG equipment. Liquid ammonia is vaporized using seawater or auxiliary steam as heat sources and is supplied to the boiler as ammonia gas. Unnecessary ammonia should be treated with proper detoxification facility such as installation of absorption facility using sprinkler towers, so it is necessary to install the various utility system for detoxification. The equipment list of fuel ammonia supply system that newly installation required for 20% ammonia co-firing as shown as Table 3.5, and the schematic diagram is shown as Fig. 3.4.

Table 3.5 Equipment list of fuel ammonia supply system

Item	Remarks
Loading arms	1 set
Ammonia storage tank	40,000 ton × 1 unit
Ammonia vaporizer	90t/h capacity × 1 unit
BOG treatment facility	2 units (includes 1 unit as spare)
Ammonia detoxification facility	1 unit Detoxify with absorption into sprinkled water when the ammonia piping depressurizing or piping and equipment purge
Utility relative equipment	Control air system Industrial water supply system (for ammonia detoxification/absorption) Drinking water system N_2 supply system Seawater system (using as heat source for ammonia vaporizer) Auxiliary steam system (for heating ammonia)

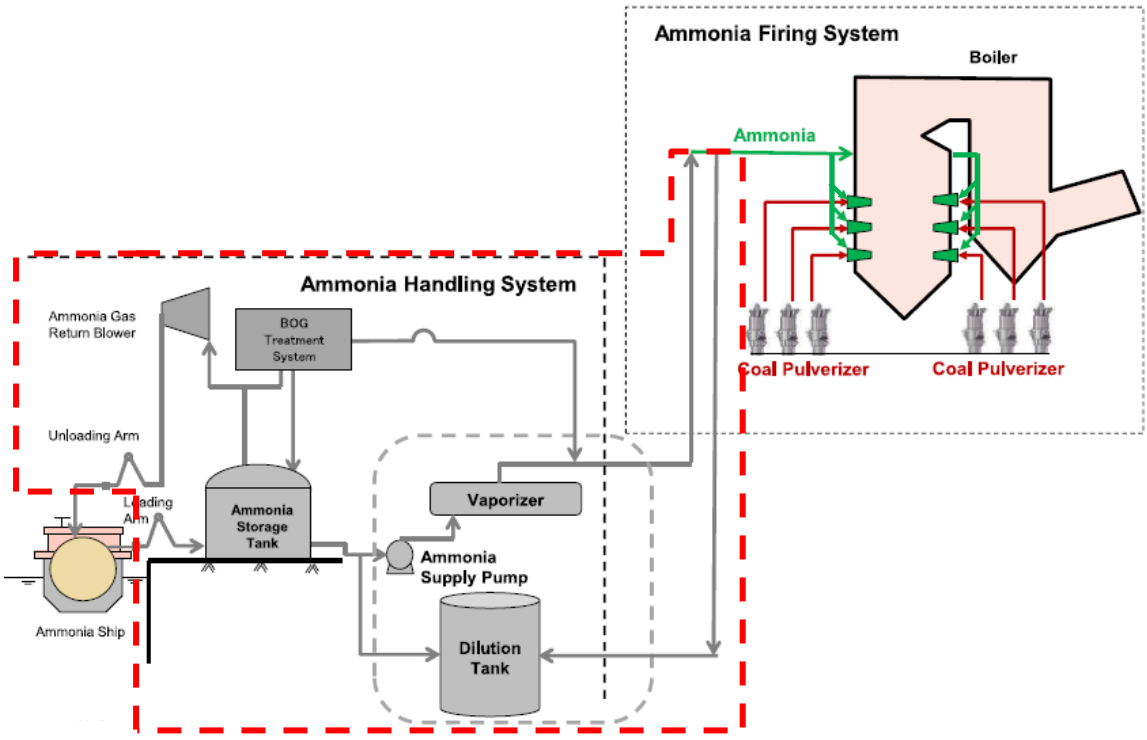


Figure 3.4 Outline of Ammonia supply & storage system

3.3 Estimation of power generation cost and Evaluation for business feasibility

Based on the contents described in the previous section, we estimated the cost of modification and installation of new equipment (CAPEX) and the cost of operation (OPEX) includes fuel procurement cost as main element. Also, we estimated the economic impact to power generation costs when the ammonia co-firing is adopted. With considering the coal firing power generation cost as base, we evaluated the necessary additional cost for ammonia co-firing as the additional cost per unit power output (as addition of electricity price). In this concept, the additional cost is the difference from the coal firing. Therefore, we considered that the original basic operation cost will not be changed from coal firing. And we considered that the additional OPEX cost comes from the difference of fuel procurement price between coal and ammonia.

The procurement prices of fuel ammonia were calculated based on the cases of ammonia production sites and processes assumed as description in Section 3.1. Based on the above, the calculated additional electricity prices per unit power output in each case are shown in Figure 3.5. It could be known that most of the additional cost is caused from fuel procurement price with this result.

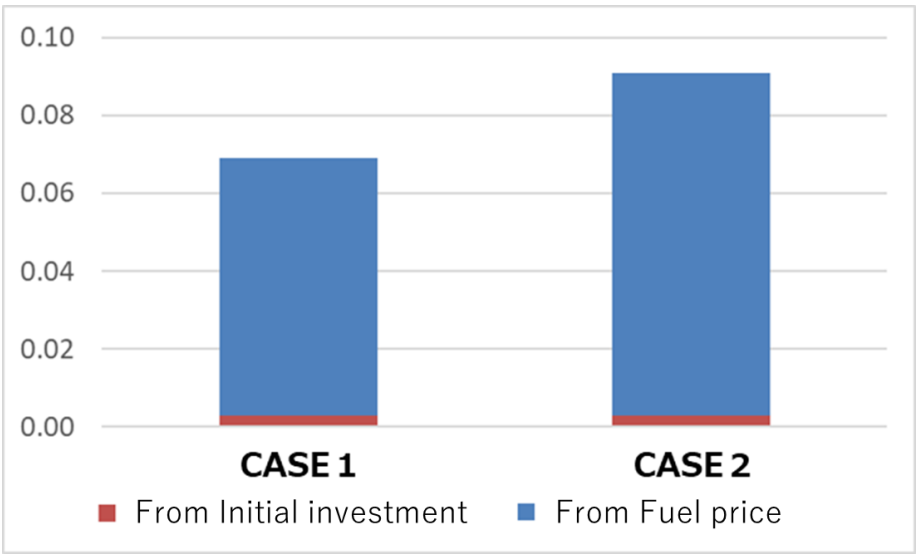


Figure 3.5 Estimated additional electricity cost in each cases [USD/kWh]

4. Estimation of GHG emissions reduction introduced by ammonia co-firing

4.1 Development of draft JCM methodology

The reference and project images for the JCM methodology of ammonia co-firing are shown in Figure 4.1.

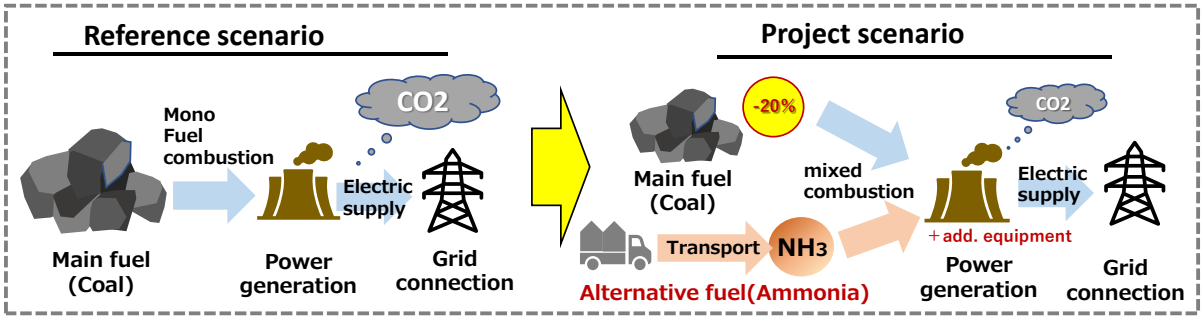


Figure 4.1 Illustration of JCM methodology for Ammonia co-firing system

The following items for JCM methodology were compiled by referring to the existing methodology in J credit and JCM for fuel conversion in Table 4.1.

Table 4.1 Main items and contents of the draft JCM methodology

Main items	Contents
GHG emissions reduction	GHG emissions reduction from fuel (coal) conversion by power generator equipment using ammonia produced by renewable energy and/or natural gas.
Eligibility criteria	1. The project must be a new introduction of ammonia co-firing technology to existing coal-fired power plants. 2. The facility (such as a burner for ammonia co-firing) must be installed to leave unburned ammonia during co-firing and/or maintenance. 3. The fuel to be co-fired is either “green ammonia” that is generated by hydrogen electrolysis from renewable energy or “blue ammonia” that is manufactured using CO2 emitted in the manufacturing process and hydrogen recovered using carbon dioxide recovery/effective use/storage technology such as CCU.
Conservativeness	1. CO2 emissions related to the transportation of the primary fuel (coal) will decrease due to ammonia co-firing but will be offset by considering the amount remains unchanged before and after the project. 2. The reference fuel conversion efficiency at the start of the project will set constant value based on the output (requested amount) at the sending end, without considering deterioration over time.
Monitoring items	1) Coal flow rate 2) Ammonia flow rate 3) Generator output 4) Sending-end output 5) Power consumption of ammonia co-firing for additional facilities *CO2 emissions from ammonia transportation is estimated from fuel consumption based on the official unit emission factor.

Based on the data and parameters collected through field survey at the existing power plant in Malaysia and actual monitoring methods, the following basic formula for calculating GHG emissions reduction (draft JCM Methodology) is developed.

1) Calculation method for GHG emissions reduction

$$ER_p = RE_p - PE_P$$

Figure 4.2 Calculation of GHG emissions reduction

Symbol	Definition	Unit
ER_p	GHG emissions reduction during the period p	tCO_2/p
RE_p	Reference emissions during the period p	tCO_2/p
PE_p	Project emissions during the period p	tCO_2/p

2) Calculation method for the reference emissions

$$\begin{aligned} RE_p &= \sum \left(F_{RE,Coal,p}\right) \times EF_{Coal,RE} \\ &= \sum \left(Q_{Gross,RE,p} \,/\, \eta_{RE} \,/\, H_{Coal}\right) \times EF_{Coal,RE} \\ &= \sum \left(\left(Q_{Gross,PJ,p} - EC_{NH3}\right) / \eta_{RE} \,/\, H_{Coal}\right) \times EF_{Coal,RE} \end{aligned}$$

In this formula, the sending-end output (required amount) changes daily because it is determined power supply and demand balance for each region, but the required amount is not depending on the fuel composition (ammonia co-firing ratio).

In addition, without considering the change of the power consumption of existing equipment (such as reduction of electricity consumption by coal pulverizer) before and after the project, the following equations are valid,

$$\begin{aligned} Q_{Net,RE,p} &= Q_{Gross,RE,p} - EC_{RE,p} \\ Q_{Net,PJ,p} &= Q_{Gross,PJ,p} - EC_{PJ,p} - EC_{NH3,p} \\ Q_{Net,RE,p} &= Q_{Net,PJ,p} \\ EC_{RE,p} &= EC_{PJ,p} \end{aligned}$$

Therefore, the following formula holds and the reference coal flow rate is able to be calculated using monitoring items of project.

$$Q_{Gross,RE,p} = Q_{Gross,PJ,p} - EC_{NH3,p}$$

Table 4.3 Calculation of reference emissions

Symbol	Definition	Unit
$F_{RE,Coal,p}$	Reference coal flow rate during the period p	t/p
$EF_{Coal,RE}$	CO2 emission factor by unit mass of coal	tCO_2/t
$Q_{Gross,RE,p}$	Reference generator output during the period p	MWh/p
η_{RE}	Reference plant generator output rate	%
H_{Coal}	Unit calorific value of coal	kJ/kg
$Q_{Net,RE,p}$	Reference sending-end output during the period p	MWh/p
$EC_{RE,p}$	Power consumption of reference during the period p	MWh/p
$EC_{PJ,p}$	Power consumption of project during the period p	MWh/p
$EC_{NH3,p}$	Power consumption by additional equipment during the period p	MWh/p

3) Calculation method for the project emissions

Same as calculation of reference emissions, project emissions during the period p estimated using project coal flow rate and CO2 emissions from ammonia production during the period p is shown below.

$$PE_P = \sum\left(FC_{Coal,p}\right) \times EF_{Coal,PJ} + \sum\left(E_{NH3,transport,p}\right) + \sum\left(E_{NH3,product,p}\right)$$
$$= \sum\left(FC_{Coal,PJ,p}\right) \times EF_{Coal,PJ} + \sum\left(FC_{NH3,p} \times EF_{transport,PJ}\right) + \sum\left(FC_{NH3,p} \times EF_{product,PJ}\right)$$

$$E_{NH3,transport,p} = FC_{NH3,p} \times EF_{transport,PJ}$$

$$E_{NH3,product,p} = FC_{NH3,p} \times EF_{product,PJ}$$

Table 4.4 Calculation of project emissions

Symbol	Definition	Unit
$FC_{Coal,p}$	Project coal flow rate during the period p	t/p
$EF_{Coal,PJ}$	CO2 emission factor by unit mass of coal	tCO_2/t
$E_{NH3,transport,p}$	CO2 emissions from ammonia transportation during the period p	tCO_2/p
$FC_{NH3,p}$	Project ammonia flow rate during the period p	t/p
$EF_{transport,PJ}$	CO2 emissions factor by distance transportation	$tCO_2/t/km$
$E_{NH3,product,p}$	CO2 emissions from ammonia production during the period p	tCO_2/p
$EF_{product,PJ}$	CO2 emission factor in ammonia production	tCO_2/tNH_3

In addition, examples of each monitoring item's method for estimating GHC emissions reduction based on the developed draft methodology is summarized in the table below. These parameters will be established by Project Design Document (PDD) in implementing the JCM project because each power plant has different equipment specifications, scale and location.

Table 4.5 Monitoring items and example of monitoring method

Items	Example of monitoring method
Project coal flow rate	- Measurement
Flow rate of ammonia	- Measurement
Project generator output	- Measurement
Project sending-end output	- Measurement
Additional power consumption for ammonia co-firing	- Measurement
Coal properties (industrial analysis value, calorific value)	- An average value is set based on the coal properties (analysis values) actually used in the target plant.(fixed value)
CO2 emission factor for mileage	- Setting the value based on the guidelines for CO2 Emissions Formulating Methods in the Logistics Sector (CO2 emissions per ton transported)（fixed value）
CO2 emission factor by ammonia production	<If data on CO2 emissions in ammonia production can be collected> - Set from the power consumption during production and the power intensity calculated from the power supply configuration. - Measure energy consumption, CO2 emissions, and press-in volume during production. <If data on CO2 emissions in ammonia production can’t be collected> - CO2 intensity established by the certified standard for green ammonia/blue ammonia; if CO2 intensity is not stated, the maximum value that satisfies the relevant standard.
Operation rate (annual)	- Measurement
Reference plant generator output rate	- Setting the value based on specifications of the same type as the target plant equipment or actual performance data (= power output/input heat amount) (fixed value)

4.2 Calculation of GHG emissions reduction based on the draft JCM methodology

Based on the draft JCM methodology developed in this study, the reference and project GHG emissions amount and its reduction amount through the application of ammonia co-firing were calculated. The primary conditions required are a power generation capacity of 1000 MW and a co-firing ammonia rate of 20%. The transportation distance from the domestic ammonia production plant was set (approximately 1,550 km). The monitoring items shown in Table 4.5 of the previous chapter was referred to on the power generation plan at the construction stage and the values of similar plant in this calculation. The CO2 emissions through the process of ammonia production and transportation need to be estimated using method of Table 4.5. A discussion of the definition/certification of blue ammonia and green ammonia has been initiated regarding the ammonia production process in this study. However, the CO2 emission per unit of the production process was not calculated because there needs to be a clear definition of a threshold of GHG emissions. Therefore, the tentative CO2 emission factor of ammonia production is set as 0.84 kg-CO2/kg-NK3, equivalent to the upper limit of 60% of CO2 emissions. The consideration has been made by assuming the premise of removing all high-concentration CO2 in the ammonia production plant, according to the latest draft domestic standard of low-carbon ammonia by the Clean Fuel Ammonia Association (CFAA). A case of 0.63 kg-CO2/kg-NH3, corresponding to a higher CO2 reduction of 70%, was also envisaged. The summary of the proposed definition of clean ammonia proposed by the CFAA is given in Table 4.6.

Table 4.6 CFAA's draft definition of clean ammonia(outline)

Items	Initial proposal	Items to be consider
Threshold of CO2 emissions (Tentative)	**0.84t-CO2e/t-NH3 or less** （Reduce emissions by 60% or more based on the natural gas SMR process.） *Consider utilization of existing plants from 2027	**Higher CO2 reduction rate (over 70%**） * With reflection of the latest trends in dissemination of new technology
Scope of calculation	**Gate to Gate Including up to carrier conversion (from receipt of natural gas as raw material to ammonia production)** *Lack of data on GHG emissions at well.	**Extend Well to Gate** If collected data on GHG emissions at well is enough for the calculation, area of scope can be extended.
Method of CO2 emission reduction	**Carbon Capture and Storage (CCS) and Enhanced Oil Recovery (EOR)** * EOR is permitted only if it is "equivalent to CCS"	**Carbon Off set, CCU and other methods of CO2 emission reduction**

Source) METI "CFAA's draft definition of clean ammonia(outline)" P.5 https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/006_05_00.pdf (Last View : 13 February 2023)

Based on the above assumptions, the amount of GHG emission reduction was calculated.

Table 4.7 shows the result of the calculation for Case A (Target GHG emission reduction rate set at 60%), and Table 4.8 shows the comparison of Case A and Case B results.

Table 4.7 Estimation of GHG emissions reduction based on the draft JCM methodology (Case A)

Items	Unit	Q	formula
Project coal flow rate	t/h	368	FC_{coal}
Rate of ammonia co-firing	%	20	
Ammonia flow rate	t/h	86.229	FC_{NH3}
Project generator output	MW	1,065	$Q_{Gross,PJ}$
Project sending-end output	MW	1,000	$Q_{Net,PJ}$
Additional Power consumption for ammonia co-firing	MW	1	EC_{NH3}
C content per unit mass of coal	kJ/kg （=MJ/t)	20,934	H_{coal}
GHG emission factor by unit mass of coal	kg/fkg	1.96	Combustion C content in coal/100*44/12
CO2 emission factor for mileage	kg-CO2/t･km	0.039	$EF_{transport,PJ}$
Operation rate	%	80	
Operation hour(annual)	h/y	7,008	
Reference plant Generator output rate	%	41	η_{RE}
Annual consumption of ammonia	t/y	604,295	
GHG emissions by ammonia transportation	$\times 10^3$ tCO2/y	37	$E_{NH3,transport}$
GHG emissions by ammonia production process	$\times 10^3$ tCO2/y	381	$E_{NH3,product}$
Reference GHG emissions	$\times 10^3$ tCO2/y	6,145	RE_p
Project GHG emissions	$\times 10^3$ tCO2/y	5,490	PE_p
Annual GHG emissions reduction	$\times 10^3$ tCO2/y	655	ER
Project duration (plant life)	y	20	p
Total GHG emissions reduction	$\times 10^3$ tCO2	13,098	$=ERxp$

Table 4.8 Estimation of GHG emissions reduction in model plant

Result	Case 1	Case 2
Applied ammonia production process	Blue ammonia Addition of CCS to ammonia production process	Green ammonia Water electrolysis hydrogen using renewable power
Annual consumption of ammonia（tNH3/y)	604,000	604,000
Distance from power plant(km/y)	1,550	1,550
CO2 emission factor for mileage（kg-CO2/t･km)	0.039	0.039
CO2 emission factor by ammonia production (kg-CO2/kg-NH3)	0.684	0.63
Reference GHG emissions($\times 10^6$ tCO2/y)	6.15	6.15
Project GHG emissions ($\times 10^6$ tCO2/y)	5.62	5.49
Annual GHG emissions reduction ($\times 10^6$ tCO2/y)	0.53	0.66
Total GHG emissions reduction ($\times 10^6$ tCO2/y) ※Project period: 20 years (tentative)	10.6	13.1

4.3 Estimation of contribution for GHG emission reduction by introducing ammonia co-firing to the nationwide of Malaysia

Based on the above calculation in this study, a 1,000MW coal-fired power plant (co-firing ratio set at 20%) is expected to reduce GHG emissions by approximately 0.53 million tons/year. A GHG emissions reduction is estimated to be about 10.6 million tons, assuming the project period is in 20 years. This value is equivalent to about 600 MW of solar power in the country（The estimated annual GHG emission reduction of solar power generation is around 900 tons/MW).
In addition, if the technology is applied to all large size commercial coal-fired power plants in Malaysia shown in Table 4.9 (power generation capacity: 12,800MW in total), the annual reduction in GHG emissions will be approximately 6.75 million tons. Therefore, it is estimated that the reduced amount will be 135 million tons assuming the project period is in 20 years.

Table 4.9 large size commercial coal-fired power plants in Malaysia

Name of power plant		Location	Generation Capacity (MW)	Owner or Operator
1	Manjung Power Station	Perak Peninsular	700MW x 3 1,000MW x 2	TNB Janamanjung Sdn Bhd
2	Sultan Salahuddin Abdul Aziz Shah Power Station	Selangor Peninsular	300MW x 2 500MW x 2	Kapar Energy Ventures Sdn Bhd
3	Jimah East Power Station	Negri Sembilan Peninsular	1,000MW x 2	Jimah East Power Sdn Bhd
4	Tuanku Muhriz Power Station	Negri Sembilan Peninsular	700MW x 2	Jimah Energy Ventures Sdn Bhd
5	Tanjung Bin Power Station	Johor Peninsular	1,000MW x 1	Tanjung Bin Power Sdn Bhd
6	Tanjung Bin Energy Station	Johor Peninsular	700MW x 2	Tanjung Bin Energy Sdn Bhd
8	Balingian Power Station	Sarawak East Malaysia	300MW x 2	Balingian Power Generation Sdn Bhd

5. Proposal to national power companies in Malaysia

In this project, we conducted that the site visiting of power plant and meeting with partners, national power companies, in Malaysia. We checked the current situation of monitoring required items and explained about the JCM to them. The outline of our proposal action is as below.

- Date/Time: 2023/1/10 11:00-13:00
- Place: Jimah East Coal Power Plant
- Attendees:
  [Malaysia] Tenaga Nasional Berhad(TNB), Jimah East Power Sdn Bhd(JEP)
  [Japan] IHI, Nippon Koei
- Outline
  - ➢ Power plant field trip
    - ✓ Check of transportation facilities
    - ✓ Confirmation of measurement method of monitoring item (Coal flow rate)
    - ✓ Confirmation of actual condition of modified equipment (Burner)
    - ✓ Confirmation of monitoring/data storage method of Central control room
  - ➢ Communication with partners
    - ✓ Introduction of ammonia co-firing technology
    - ✓ Introduction of JCM scheme and methodology
    - ✓ Q&A session

Through the introduction of ammonia co-firing technology, the partners understood that ammonia co-firing is one option for achieving carbon neutrality. And we could get the conclusion that they want to consider and study about the carbon neutral plan of TNB, using other fuel (biomass (wood chips)), in parallel.

In addition, they understood about the JCM scheme and methodology, also understood that JCM could be an initial capital investment option of financing scheme for the project which the JCM methodology was applied.

6. Summary and Conclusion

6.1 Summary of implementation

In this study, we evaluated the business feasibility of 20% ammonia co-firing adoption to existing coal-firing power plants in Malaysia. And we estimated the GHG emission reductions when 20% ammonia co-firing by JCM methodology.

In evaluation of business feasibility, the procurement price of ammonia was calculated based on the assumption of expected manufacturing and transportation processes for blue/green ammonia procurement method in Malaysia in future. In addition, the modification items and cost were estimated with various conditions when adopt ammonia co-firing technology to the target plant. Based on these results, the business feasibility was evaluated with the additional cost of electricity from cost of existing coal firing system. The procurement price of fuel ammonia is cheaper for blue ammonia than for green ammonia, and it was confirmed that blue ammonia is superior in cost due to the price difference.

In the estimation of GHG emission reductions, a draft JCM methodology was developed for using ammonia produced by renewable energy or natural gas to replace existing coal fuel in power plants. We calculated the total GHG emission reduction in the model plant, and based on the results, calculated the total GHG emission reduction when the ammonia co-firing technology spreads in Malaysia. As the CO_2 emissions index of ammonia production process, we adopted the case of the definition proposal of Clean Fuel Ammonia Association (CFAA). As the CO_2 emission index of ammonia transportation process, we determined the GHG emission intensity determined by transportation method and calculated it based on transportation distance and weight.

6.2 Issues and Future prospects

The issues for the commercialization and dissemination (such as business risks, obstruction factors of commercialization, competitiveness and advantage, etc.) and the issues in JCM project development are shown as below.

(1) Issues in power companies when they adopt the ammonia co-firing technology

When the ammonia co-firing technology adopted, the challenges faced by power companies will be the high procurement price of ammonia and the difficulty in securing blue or green ammonia suppliers.

As future issues, it is also necessary to consider the timing of the demonstration and select the target power site (plant) for the demonstration project by conducting a follow-up survey on GHG emission reduction targets and policy trends in the partner country. It is also necessary to conduct the parallel survey on the comprehensive decarbonization strategy being considered by the power company in the pre-demonstration study for the feasibility study.

In order to consider the timing of the demonstration, it is necessary to understand the prospects for concluding a JCM with the partner country, and in order to select the target site (plant) for the demonstration project, it is necessary to understand the needs, business feasibility, and physical limitations of the power companies in the partner country.

For the issues of fuel ammonia price, it is necessary to consider how to ensure business feasibility, such as investigation for production and procurement costs, applying the carbon credits and so on. In addition, JCM projects for power generation such as this FS has large scale than other JCM projects, so it is necessary to confirm whether it can be applied to existing frameworks.

The issues related to securing suppliers of blue or green ammonia were excluded in this study. However, securing of stable suppliers is critical factor for the supply chain. So, blue or green ammonia supplier or production hub site should be considered and demonstrated with the point of view not only JCM project but also other various system. In addition, it is hard to match of the timing of demonstrations for 2 parts, ammonia supply business demonstration and ammonia

utilization demonstration at power plant following this feasibility study.

Even if the GHG reduction with ammonia could not be estimated by conventional processes, it is possible to move to demonstration stage with top priority as "verification of methodology". It is important to consider and to organize the overall for ammonia related projects.

(2) Issues in assessing GHG emission reductions when applying JCM methodologies

In this FS, the following were conducted for the calculation of GHG emission reductions.

① The GHG emissions intensity of ammonia production based on the latest domestic low-carbon ammonia standard proposal was assumed for the GHG emissions from ammonia co-firing.

② The same consideration was given to emissions during the transportation process as during the production process.

③ GHG reductions were estimated and evaluated by devising a method to calculate emissions based on plant operating conditions after the commercialization of JCM by analogy with the situation at the base case.

④ Monitoring items and methods for calculating GHG reductions at power plants were developed.

Quantification of GHG emissions from manufacturing and transportation processes is a future issue. Emissions associated with the production of green ammonia and blue ammonia need to be calculated accurately and conservatively as project emissions. However, if the manufacturer of ammonia is different from the project proponent, it may be difficult to determine the CO2 intensity associated with production from the perspective of data availability. In such cases, it is conceivable to adopt standards that are expected to be developed in the future or figures that have been certified by third-party organizations based on such standards.

Based on the results of this feasibility study, we will conduct further research to promote the adoption of ammonia co-firing technology and aim the commercializing of fuel ammonia supply chain for contributing of decarbonization in Malaysia.

Secondary use unapproved list

Feasibility study for GHG emissions reduction by introducing ammonia co-firing technology for existing coal-fired power plants in Malaysia

Title of the project; FY2022 study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (Feasibility Study project for the JCM and work conducted by the CEFIA Japan Secretariat etc.)

IHI Corporation

Page	Figure and table	Title
1	Figure1.1	Characteristics of ammonia as an energy carrier
2	Figure2.1	Electricity Generation Mix in Malaysia (%)
3	Table2.1	Planned installed renewable energy capacity as of 2025
4	Table2.2	Renewable energy initiatives outlined in the Malaysia Plan
5	Table2.3	Details of renewable energy policy and regulations
6	Figure2.2	Driving towards renewable energy efficiency in the country of Malaysia
6	Table2.4	Renewable energy targets under MyRER
7	Table2.5	Government incentives for environmental technology (green technology)
8	Table2.6	Summary of Malaysia’s NDC
21	Table4.6	CFAA‘s draft definition of clean ammonia(outline)

脱炭素分野における JCM 実現可能性調査
ベトナム国における樹脂製熱交換器 G-HEX 活用
廃水熱・地中熱利用省エネシステムの実現可能性調査

実施者：株式会社アサノ大成基礎エンジニアリング

1. 調査概要

1.1 調査の背景と目的

本事業は、ベトナムの食肉工場を中心とした廃水熱や地中熱等未利用エネルギーを、有効利用する省エネシステム普及展開事業である。当システムは、樹脂製熱交換器 G-HEX を用いた廃熱回収技術(冷熱/温熱)および地中熱による冷暖房技術を活用している。

ベトナムの 2020 年 7 月改訂の NDC は 2030 年までの温室効果ガスを 27%削減することを目標としている。特に、エネルギー大量使用施設の「指定業者」については、省エネ計画の作成と実施等が義務付けられるため、新しい省エネ技術の導入ニーズは高まっている。

本 FS は、次年度の JCM 事業化（NEDO 低炭素事業）に向けた実効性の高い事業計画の立案および当該技術の普及拡大の足掛かりにすべく、関係省庁・事業者への設備導入効果の定量化を目的とする。

1.2 導入技術

1.2.1 システム概要

「樹脂製熱交換器 G-HEX 活用廃水熱・地中熱利用省エネシステム」とは、主に図 1-1 に示す 3 系統を単独もしくは組み合わせたシステムのことをいう。

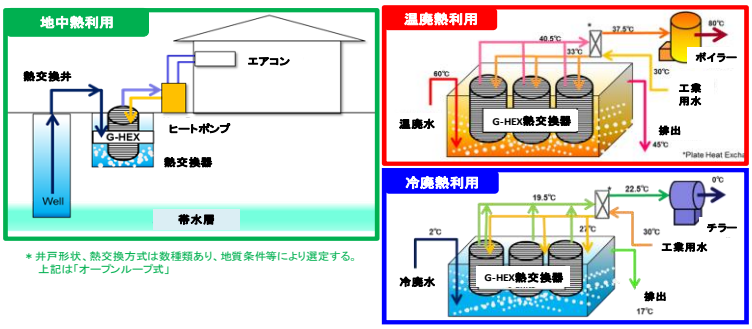


図 1-1　廃水熱および地中熱を活用した 3 系統の省エネシステム

これらの 3 つのシステムにおいて、温廃水はボイラー、冷廃水はチラー、地中熱は空調機器、が主なエネルギー削減の対象機器である。

1.2.2 樹脂製熱交換器（G-HEX）

システムの主要要素である樹脂製熱交換器（以下、G-HEX という）は、安価で汎用性が高い樹脂製の熱交換器であり、メンテナンスコスト性にも優れている。

これらの特長から、これまで熱利用が難しかった不純物が多く混入した工場廃水にも適用が可能となる。

1.3 調査実施体制

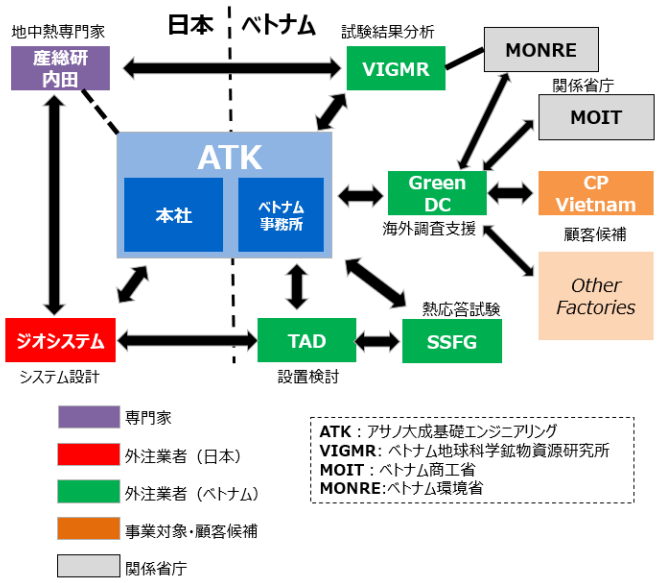


図 1-2　FS 実施協力体制

1.4 調査内容

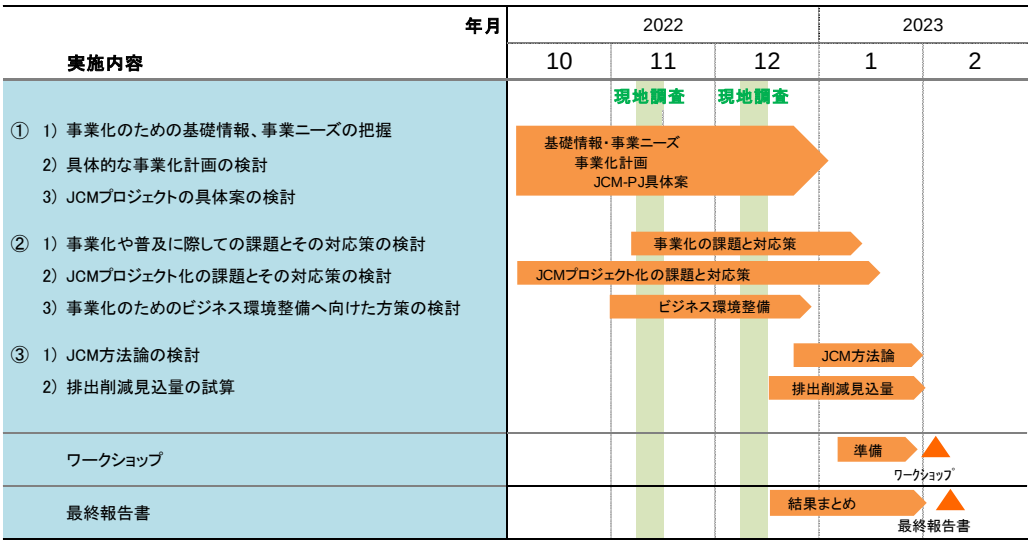


図 1-3　実施内容と日程

1.4.1 第 1 回現地調査

2022 年 11 月 7 日~11 月 11 日の 5 日間、ハノイ、フエおよびダナンにて第 1 回現地調査を実施した。

1.4.2 第 2 回現地調査

2022 年 12 月 12 日~12 月 16 日の 5 日間、ホーチミン、ビンフックおよびベンチェにて第 2 回現地調査を実施した。

1.4.3 熱応答試験(TRT)

対象地域の 1 つであるベトナム南部クチ地区にて、地中熱適応性を確認するための熱応答試験（TRT: Thermal Response Test）を実施した。その結果、みかけの有効熱伝導率の平均はλ＝2.02 [W/m・K]と算出された。この値は、これまでハノイや日本各地で得られた値に近く、地中熱システムの効果が十分得られると期待される。

2. 事業化計画の検討

2.1 事業化のための基礎情報、事業ニーズの把握

2.1.1 ベトナムのエネルギー事情

(1) エネルギー消費量

ベトナムにおける発生源別のエネルギー消費量の推移を図 2.1-1 に示す。

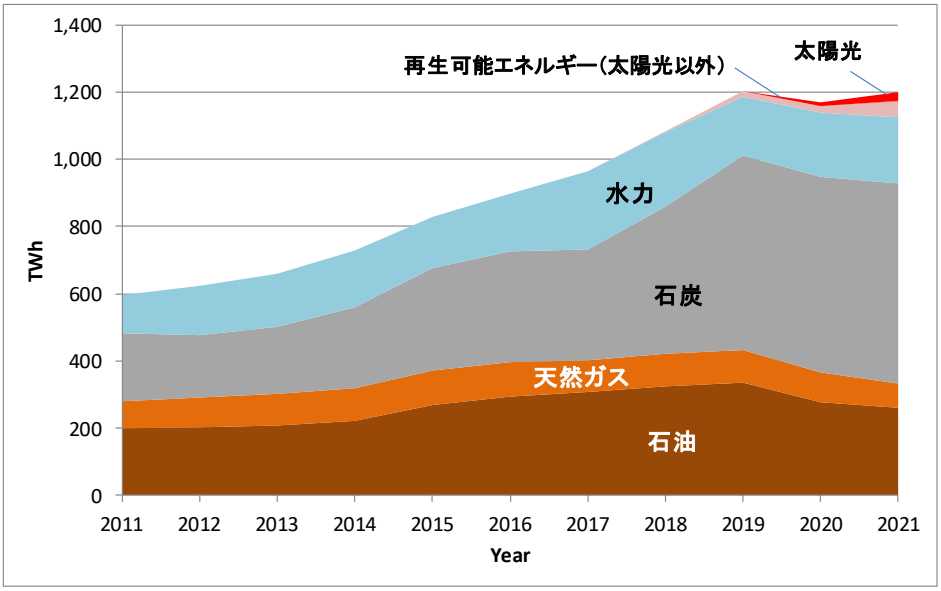


図 2.1-1 発生源別エネルギー消費量

出所）bp Statistical Review of World Energy 2022 | 71st edition をもとに調査団作成

2.1.2 ベトナムの温室効果ガス削減方針

ベトナムの改訂 NDC では、気候変動対策を実施しなかった場合（BAU）と比較して、2030 年までの温室効果ガスを、国内努力で 14.5%（CO2 換算 1 億 4,630 万トン）、国際支援を加えて 43.5%（CO2 換算 4 億 370 万トン）削減することを目標としている。

関連法令として「省エネルギー法」や「エネルギー高効率建物の技術基準策定に関する通達」がある。

2.1.3 ニーズと市場規模

上記の省エネ関連法令により、エネルギー大量使用施設を有する企業を中心に、省エネ技術の導入ニーズは高まっている。本 FS で訪問した各工場においても、提案技術導入への期待が高く、調査に対して協力的であった。

2.1.4 事業実施体制

本事業のターゲット顧客は、省エネルギー法で「指定業者」になっている工場とする。現

地省エネルギーコンサルタントの Green DC との協業により、提案技術が適合する工場に積極的な導入提案を行い、事業拡大を図る。

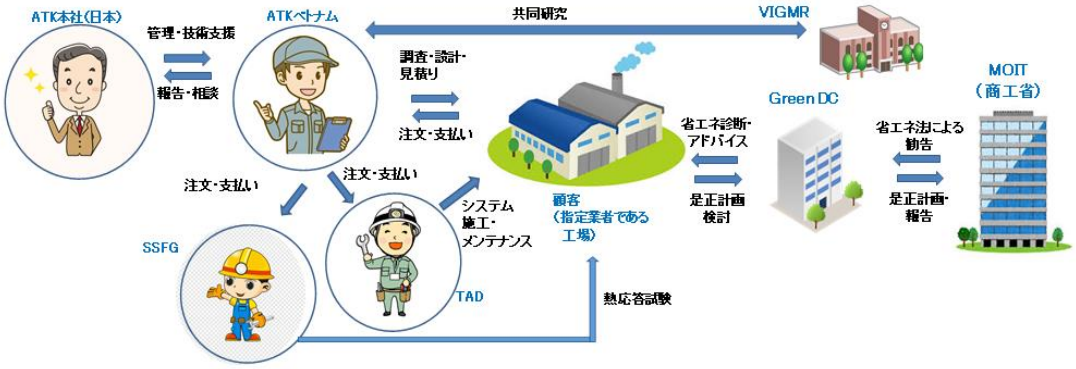


図 2.1-2　事業実施体制

2.1.5 事業化スケジュール

本 FS 完了後は、NEDO 低炭素事業に応募する。（詳細は 2.3 項に記載）

2024 年からは、CP 社以外の食品加工工場への営業活動とシステム販売施工を開始する。2025 年は、他業種の工場や病院にターゲットを広げて、更なる普及拡大を図る計画である。その後、グループ企業の現地法人があるタイ国を中心に、東南アジア諸国への営業活動、販売施工を展開していく。

2.1.6 事業採算性の検討

(1) 売上計画に基づく採算性

売上計画を基に、販売システムの粗利益を 25%と設定して、事業採算性を試算した結果、当初 2 ヵ年は損失が発生するが、3 年目の 2025 年度には収益が見込まれる。

2.2 JCM プロジェクトの具体案の検討

JCM プロジェクトとして、NEDO 低炭素事業を想定する。当事業は、JCM パートナー国等を対象国として、大規模な温室効果ガスの排出削減・吸収に寄与する低炭素技術・システムの調査、実証および定量化フォローアップを行う事業である。

2.2.1 システムの基本設計

本 FS では、NEDO 低炭素事業へ向けて CP 社のベトナム国内 5 工場の訪問調査を実施した。訪問調査および前後に工場関係者から入手した情報を元に、提案システムの基本設計を実施した。システムの積算、省エネ効果

上記の設計仕様値を基に、各システムの設備設置コストを算出した。また、電力や燃料消費低減により削減されるコストを試算し、ペイバックタイムを算出した。

(1) 設備設置コストの積算

プロジェクト全体の設備設置コストは、約 200 百万円となった。

(2) 削減コスト

プロジェクト全体で、年間約 36 百万円のコスト削減を見込む。

(3) ペイバックタイム

各システムのペイバックタイムを試算した。

表 2.2-1　ペイバックタイム［年］

	ハノイ	フエ	ビン・フック	クチ	ベンチェ	平均
温廃水熱利用	6.6	3.4	17.6	3.2	7.7	39
冷廃水熱利用	2.6	3.7	12.5	–	4.1	5.7
地中熱利用	15.5	22.1	12.9	19.4	15.5	17.1
削減コスト合計	**4.8**	**4.5**	**7.5**	**18.7**	**5.3**	8.2

2.2.2 JCM プロジェクトのスケジュール

NEDO 低炭素事業は、大きく 3 つの事業ステージからなる。

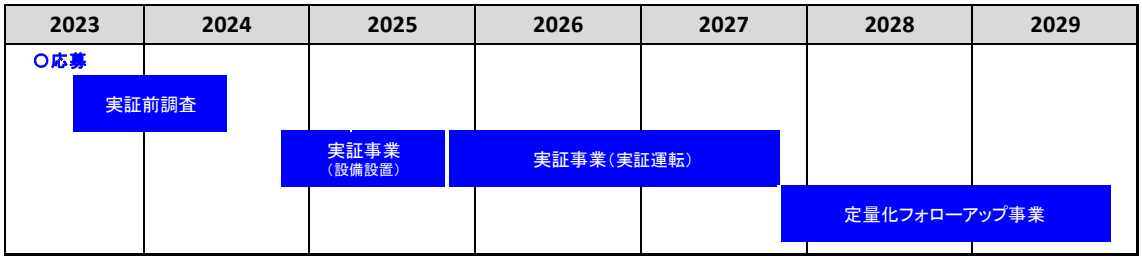


図 2.2-1 JCM プロジェクト（NEDO 低炭素事業）のスケジュール

2.2.3 NEDO との協議

2023 年 2 月 22 日、ATK を代表とする各社担当者が NEDO へ訪問し、NEDO 低炭素事業の提案内容を説明した。

3. 課題と対応策の検討

本章では、当調査を通じて明らかとなった①「事業化や普及時の課題」と②「JCM プロジェクト化に向けた課題」について説明し、それぞれの対応策について言及する。

【事業化や普及時の課題】
- 地中熱適用性の把握
- 主要部材の現地生産（⇒システム構築コストの低減）
- エアコン冷媒の処理（⇒大気環境への影響解消）
- 知財確保による優位性の維持

【JCM プロジェクト化に向けた課題】
- 事業対象者の理解・協力の獲得
- 政府関係者の理解・協力の獲得

3.1 事業化や普及に際しての課題とその対応策の検討

3.1.1 地中熱適用性の把握

VIGMR が所有する水理地質データを入手し、対象地域の地質・地下水状況から地中熱適用性を推定した。その結果、ハノイ地域と南部地域は地中熱適用性は高いと想定されるが、フエ地域は低い可能性がある。

3.1.2 システム構築コストの低減

システムの普及を図る上で重要な要素は、導入コストとペイバックタイムであり、ここでは導入コストの低減策にとして、①樹脂製熱交換器 G-HEX の現地生産化、②水熱源ヒートポンプの現地調達について検討した。

(1) 樹脂製熱交換器 G-HEX の現地生産化

樹脂製熱交換器 G-HEX の現地生産について検討を行った結果、現地調達コストは日本調達コストの約 36%になると想定される。

(2) 水熱源ヒートポンプの現地調達

水熱源ヒートポンプメーカー2 社から「まとまった数量であれば供給可能である。」との回答を得た。今後、在ベトナムの空気熱源ヒートポンプメーカーとの協議を行う。

3.1.3 大気環境への影響解消

本 FS の協力業者である TAD 社はフロン類回収装置を所有しており、使用経験も多く適切な回収処理が可能である。また回収したフロン冷媒の処理施設もハノイ市内に存在する。

3.1.4 知財確保による優位性の維持

ベトナム国でも特許・意匠・商標が有効であることが判明した。なお、特許取得の費用と所要期間を調査した。JCM プロジェクト化の課題とその対応策の検討

3.1.5 事業対象者の理解・協力の獲得

本 FS 後に想定される JCM プロジェクトの概要（特に NEDO 低炭素事業）を説明し、事業者（CP 社）の理解を深めたうえで、JCM プロジェクトへの協力に関して意向確認を行った。

3.1.6 政府関係者の理解と協力の獲得

ベトナム商工省（MOIT）、ベトナム環境省（MONRE）、ホーチミン市農業村落開発局（DARD）および天然資源環境局（DONRE）ほかと協議を行い、本 FS への理解と協力への合意を得た。

3.2 JCM プロジェクト（NEDO 低炭素事業）に向けた体制作り

NEDO 低炭素事業の実施体制は、下記を想定する。

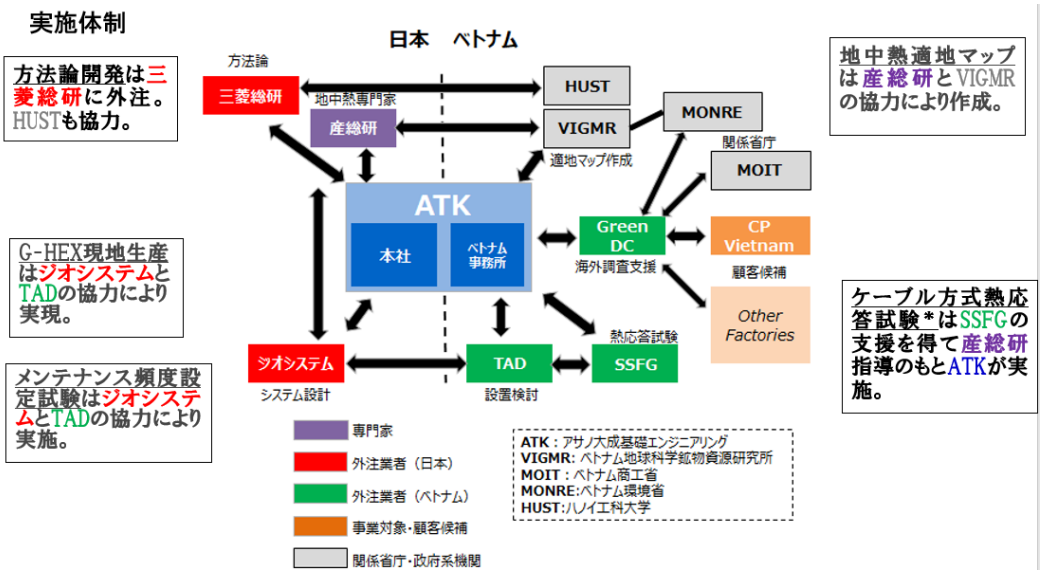


図 3.2-1　NEDO 低炭素事業に向けた実施体制

3.3 事業化のためのビジネス環境整備へ向けた方策の検討

JCM プロジェクトを経て、提案システムをベトナム国内でビジネス展開する上で課題となる事項は以下の通りである。

【冷廃水熱・温廃水熱利用システム】

課題：導入初期コストの低減

【地中熱利用システム】

課題：地下水熱利用を目的とした井戸掘削の許認可（冷廃水熱・温廃水熱利用システム）、ペイバックタイムの短縮

(1) 導入初期コスト低減（冷廃水熱・温廃水熱利用システム）

事業を円滑に推進するため、ESCO（Energy Service Company）方式のビジネス展開を図る。

(2) 地中熱利用システムの井戸掘削の許認可（地中熱利用システム）

許可発行者は、地方自治体や工業団地の管理者であり、実証前調査の中で MONRE 傘下の VIGMR の協力のもと、円滑な許可取得プロセスの構築を図っていく。

(3) ペイバックタイムの短縮（地中熱利用システム）

本 FS で訪問した 5 工場の地中熱システムのペイバックタイムは、試算で平均 17.1 年となった。

4. 排出削減見込み量の試算

4.1 JCM 方法論の検討

(1) JCM 化する場合の適格性要件

JCM の MRV 方法論では、適格性要件を設け、当該方法論のプロジェクトへの適用可能を判断する。本方法論は、以下の条件を全て満たすプロジェクトに適用することができる。

表 4.1-1 方法論の適格性要件

番号	適格性要件	必要性
1	本プロジェクトは、冷廃水熱システム、温廃水熱システム、地中熱システムを単独もしくは組み合わせて導入するものである。	投げ込み式樹脂製熱交換器は、左記の 3 つのシステムに効果的に活用できる技術であり、対象施設に応じてその組み合わせ導入を実施するため。
2	冷廃水熱システムで発生する冷水は、既設若しくは新規導入する冷水チラーへの供給水として利用されること。	省エネ対象機器（冷水チラー）のエネルギー消費削減を促すプロジェクトに適用することを明確にするため。
3	温廃水熱システムで発生する冷水は、既設若しくは新規導入する温水ボイラーへの供給水として利用されること。	省エネ対象機器（温水ボイラー）のエネルギー消費削減を促すプロジェクトに適用することを明確にするため。
4	地中熱システムは、水熱源ヒートポンプ等の水熱源式空調機器を伴い導入されること。	省エネ対象機器(空気熱源式空調機器)のエネルギー消費削減を促すプロジェクトに適用することを明確にするため。
5	本プロジェクトで導入するエアコンで使用される冷媒のオゾン層破壊ポテンシャルがゼロであること。	プロジェクトで使用するエアコンの冷媒が万が一漏洩しても、オゾン層破壊につながらないことを明確にするため。
6	本プロジェクトでエアコン等から回収されるフロン類（CFCs, HFCs および HCFCs）は大気放出を防ぐ手段が講じられ、大気放出がないことが確認されること。	省エネ対象機器(空気式熱源式空調機)で使用されているフロン類が大気放出なく回収され、破壊処理施設で破壊されることを明確にするため。

(2) リファレンス排出量の算定方法

1) 算定式等

$$RE_p = \frac{\sum_h EC_{REFh,p}}{1{,}000} \times EF_{ELEC} + \sum_h \left(FC_{REFh,p} \times EF_{FUEL,j}\right) \cdots\cdots (1)$$

a. 冷廃水熱システム（System 1）

$$EC_{REF1,p} = \left(T_{IN1,p} - T_{OUT1,p}\right) \times F_{1,p} / (860 \times COP_{Chiller}) \cdots\cdots (2)$$

b. 温廃水熱システム（System 2）

$$FC_{REF2,p} = \left(T_{OUT2,p} - T_{IN2,p}\right) \times F_2 / \left(NCV_j \times \eta_{Boiler,j} \times 239{,}006\right) \cdots\cdots (3)$$

c. 地中熱システム（System 3）

$$EC_{REF3,p} = \sum_i \frac{EC_{PJ3,i,p}}{ECR_i} \times \frac{CH_i}{\mathrm{EER}_{REF3,i}} \cdots\cdots (4)$$

(3) プロジェクト排出量の算定方法

1) 算定式等

$$PE_p = \frac{\sum_h EC_{PJh,p}}{1{,}000} \times EF_{ELEC} \cdots\cdots (5)$$

a. 冷廃水熱システム（System 1）

$$EC_{PJ1,p} = \sum_i \left(ECA_{PJ1,i} \times t_{PJ1,i,p}\right) \cdots\cdots (6)$$

b. 温廃水熱システム（System 2）

$$EC_{PJ2,p} = \sum_i \left(ECA_{PJ2,i} \times t_{PJ2,i,p}\right) \cdots\cdots (7)$$

c. 地中熱システム（System 3）

$$EC_{PJ3,p} = \sum_i EC_{PJ3,i,p} \cdots\cdots (8)$$

排出削減量の算定方法

$$ER_p = RE_p - PE_p \cdots\cdots (9)$$

4.2 排出削減見込み量の試算

4.2.1 排出削減見込量の試算

表 4.2-1 排出削減量

	単位	リファレンス排出量（tCO2/年）	プロジェクト排出量（tCO2/年）	排出削減量（tCO2/年）
冷廃水利用	tCO2/年	1,289	138	1,151
温廃水利用		273	70	203
地中熱ヒートポンプ		475	274	201
年間合計	tCO2/年	**2,037**	**482**	**1,555**

4.2.2 普及拡大時における削減見込量の試算

(1) 普及拡大シナリオ

本 FS 終了後は、JCM 事業化を目途に NEDO 低炭素事業へ応募する。ATK は 2024 年度までにベトナム現地法人を設立して、営業活動を加速する。2030 年度売上目標を 27 億円とする。

5. ワークショップ

2023 年 2 月 7 日に、ハノイ市内の会場（Hotel du Parc）とオンラインのハイブリッド形式でワークショップを開催した。

表 5-1　ワークショップのプログラム

Time Schedule	Items	Person In Charge
13:30~13:35	Open / Member Introduction	Green DC
13:35~13:50	Opening Remark	Dr. Satoshi Nakamura (MRI)
13:50~14:10	Report and Results of JCM-FS (Q&A)	Mr. Tsuyoshi Shiga (ATK)
14:10~14:30	Results of Thermal Response Test (TRT) (Q&A)	Mr. Dam Xuan The (SSFG)
14:30~14:50	Introduction to the shallow geothermal research in Southeast Asia (principles and merits of the shallow geothermal heat, case studies in Thailand and Vietnam)　(Q&A)	Dr. Youhei Uchida (GSJ)
14:50~15:10	Geothermal potential from the perspective of the geological environment in Vietnam (Q&A)	Dr. Trong Thang Tran (VIGMR)
15:10~15:40	Total Discussion	
15:40~15:50	Closing Statement	

会場で 31 名、オンラインで 43 名が参加した。発表ごとに質疑応答が行われ、活発な議論が交わされた。

6. 総括

本 FS では、ベトナム国内の工場を対象に廃水熱・地中熱利用省エネシステムの基本設計を実施した。また、提案技術に対する方法論を検討して、CO2 排出削減量の試算を実施した。その結果、JCM プロジェクト（NEDO 低炭素事業を想定）の実施により、年間約 1,500 トンの CO2 削減になると試算された。

また、事業化について G-HEX 現地生産やヒートポンプ調達について検討を行い、コスト削減効果が高く、普及拡大に向けた実現性が高いことが判った。

今後は、JCM プロジェクト（NEDO 低炭素事業）を目指して、調査、普及活動を継続するとともに、現地法人化の準備、熱応答試験やヒートポンプの研究に尽力する。

JCM feasibility study in the decarbonization field
Utilization of resin heat exchanger G-HEX in Vietnam
Feasibility study of energy-saving system using wastewater heat and geothermal heat

Implementer: Asano Taiseikiso Engineering Co., Ltd.

1. Survey outline

1.1 Background and purpose of the survey

This project is an energy-saving system dissemination and development project that makes effective use of unused energy such as wastewater heat and geothermal heat, mainly in meat factories in Vietnam. This system utilizes waste heat recovery technology (cold heat/heat) using resin heat exchanger G-HEX and air conditioning technology using geothermal heat.

Vietnam's NDC, revised in July 2020, targets a 27% reduction in greenhouse gas emissions by 2030. In particular, the need to introduce new energy-saving technologies is increasing, as "designated contractors" of facilities that use large amounts of energy are obliged to create and implement energy-saving plans.

This feasibility study aims to create a highly effective business plan for the next fiscal year's JCM commercialization (NEDO low-carbon project) and to use it as a foothold to spread and expand the technology. For quantification purposes.

1.2 Introduced technology.

1.2.1 System overview

Refers to a system that mainly consists of the three systems shown in Figure 1 -1

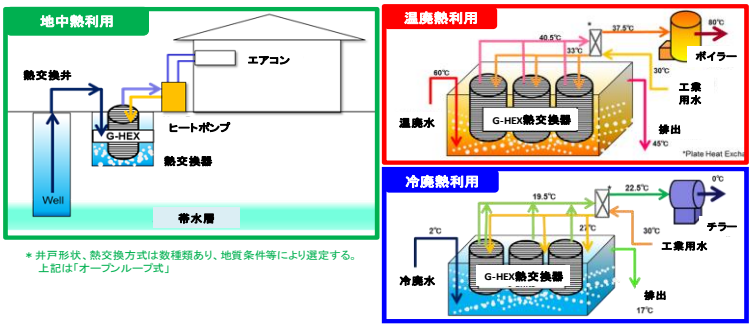


Figure 1 -1　A three-system energy-saving system that utilizes wastewater heat and geothermal heat

In these three systems, boilers for warm wastewater, chillers for cold wastewater, and air conditioners for geothermal heat are the main equipment targeted for energy reduction .

1.2.2 Resin heat exchanger (G-HEX)

The main element of the system, the resin heat exchanger (hereafter referred to as G-HEX), is a low-cost, highly versatile resin heat exchanger with excellent maintenance costs.

These features, it can be applied to industrial wastewater containing many impurities, which has been difficult to use as heat.

1.3 Survey implementation system

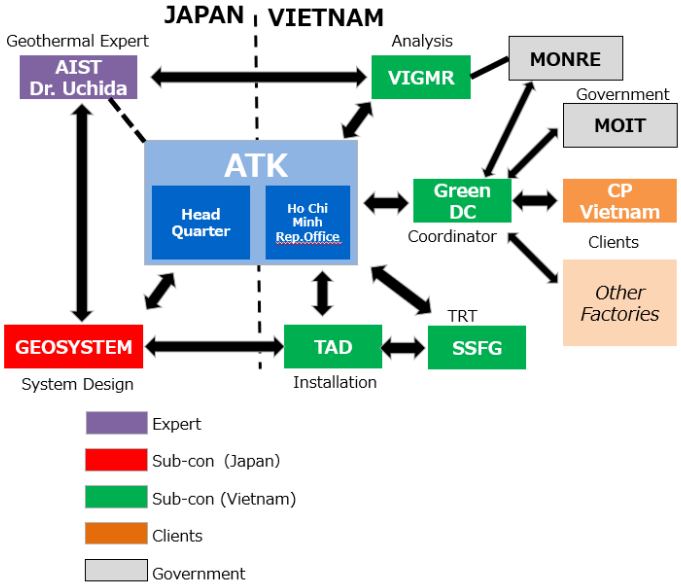


Figure 1 -2　Organization chart for FS

1.4 Investigation

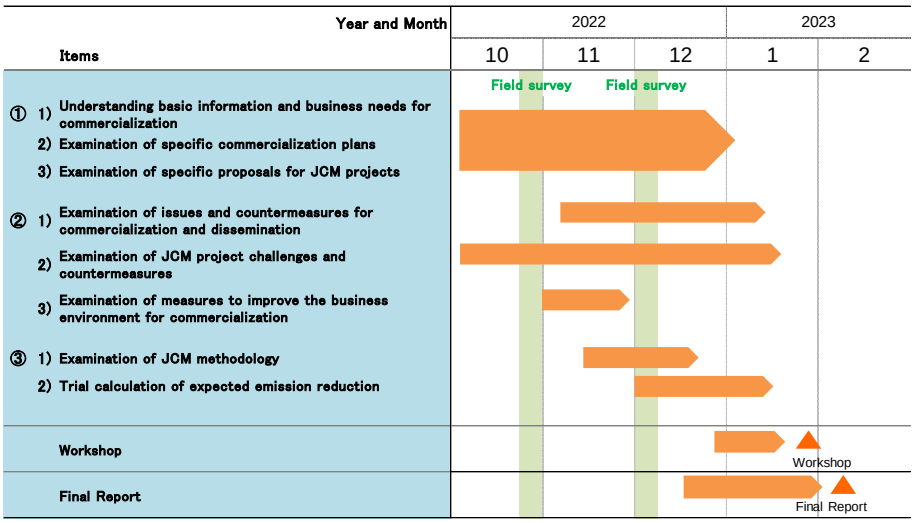


Fig. 1 -3　Implementation contents and schedule

1.4.1 1st field survey

The first field survey was conducted in Hanoi, Hue and Da Nang for five days from November 7th to November 11th, 2022.

1.4.2 Second field survey

From December 12th to December 16th, 2022, the second field survey was conducted in Ho Chi Minh City, Vinh Phuc and Ben Tre.

1.4.3 Thermal Response Test (TRT)

TRT: Thermal Response Test) was conducted to confirm adaptability to underground heat in the Cu Chi district in southern Vietnam, which is one of the target areas. As a result, the average apparent effective thermal conductivity was calculated as $\lambda = 2.02$ [W/m· K] . This value is close to the value obtained so far in Hanoi and various parts of Japan, and it is expected that the effect of the geothermal heat system will be sufficiently obtained.

2. Examination of commercialization plan

2.1 Understanding basic information and business needs for commercialization

2.1.1 Energy situation in Vietnam

(1) energy consumption

Figure 2 -1 shows changes in energy consumption by source in Vietnam.

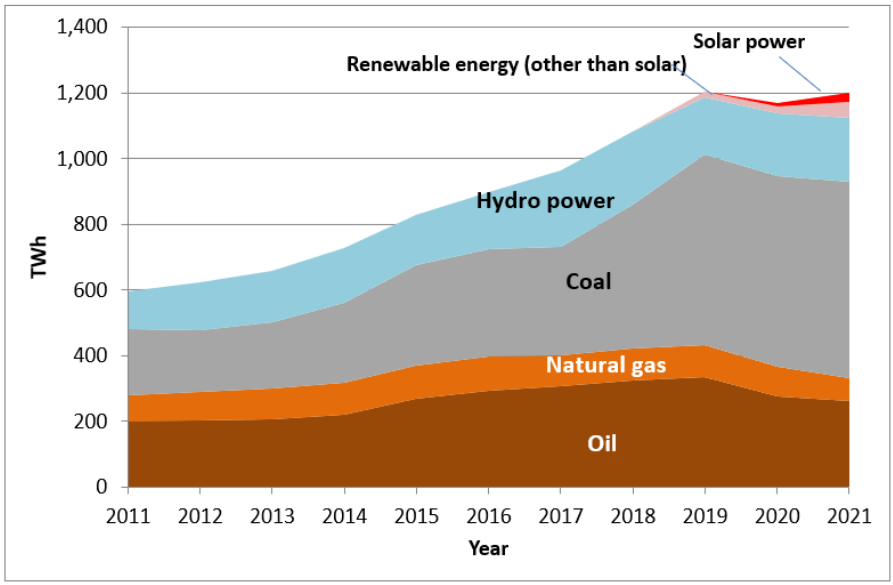


Figure 2-1

Source) bp Statistical Review of World Energy 2022 | Created by the study team based on the 71st edition

2.1.2 Vietnam's Greenhouse Gas Reduction Policy

Vietnam's revised NDC reduces greenhouse gas emissions by 9% (83.9 million tonnes of CO2 equivalent) through domestic efforts by 2030, compared to a case without climate change measures (BAU), with international assistance added. The target is a 27% reduction (250.8 million tons of CO2 equivalent).

Related laws and regulations include the " Energy Conservation Law" and the "Notice Concerning the Formulation of Technical Standards for Energy-efficient Buildings."

2.1.3 Needs and Market

Due to the energy-saving laws and regulations mentioned above, there is a growing need to introduce energy-saving technologies, especially among companies with facilities that use large amounts of energy. Each factory visited in this FS also had high expectations for the introduction of the proposed technology and was cooperative with the survey.

2.1.4 Project implementation system

The target customer for this project is a factory that is a "designated supplier" under the Energy Conservation Law. By collaborating with Green DC, a local energy-saving consultant, we will proactively make proposals for introduction to factories where the proposed technology is suitable, and work to expand our business.

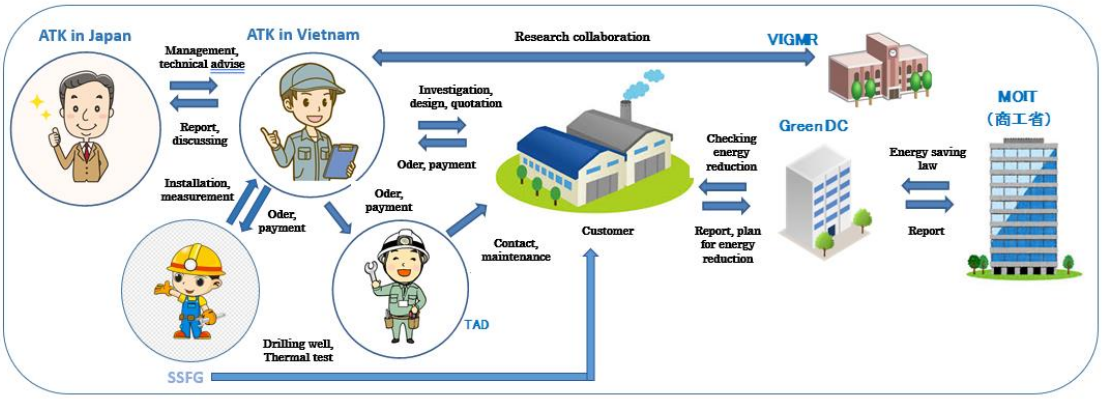


Figure 2-2　Implementation system

2.1.5 Commercialization schedule

After completing this FS, we will apply for the NEDO low-carbon project.

From 2024, we will start sales activities and system sales and construction to food processing factories other than CP. In 2025, we plan to expand the target to factories and hospitals in other industries to further spread and expand. After that, we will expand sales activities and sales construction to Southeast Asian countries, mainly in Thailand, where our group companies have local subsidiaries.

2.1.6 Examination of business profitability

(1) Profitability based on sales plan

Based on the sales plan, the gross profit of the sales system is set at 25%, and as a result of the trial calculation of business profitability, a loss will occur in the first two years, but profits are expected in the third year, FY2025.

2.2 JCM projects

As a JCM project, we assume a NEDO low-carbon project. This project is a project to investigate, demonstrate, and quantify low-carbon technologies and systems that contribute to the reduction and absorption of large-scale greenhouse gas emissions, targeting JCM partner countries.

2.2.1 Basic design of the system

In this FS, we visited five factories of CP in Vietnam for the NEDO low-carbon project . The basic design of the proposed system was carried out based on the information obtained from the factory officials before and after the site survey. System integration, energy saving effect

Based on the above design specification values, the equipment installation cost of each system was

calculated. In addition, we calculated the cost to be reduced by reducing power consumption and fuel consumption, and calculated the payback time.

(1) Estimation of equipment installation costs

The equipment installation cost for the entire project was approximately 200 million yen .

(2) reduction cost

The entire project is expected to reduce costs by approximately 36 million yen annually.

(3) payback time

We calculated the payback time of each system.

Table 2-1 Payback time [year]

	Hanoi	Hue	Binh Phuoc	Cu Chi	Ben Tre	Average
Warm waste heat	6.6	3.4	17.6	3.2	7.7	39
Cold waste heat	2.6	3.7	12.5	–	4.1	5.7
Geothermal	15.5	22.1	12.9	19.4	15.5	17.1
Average	**4.8**	**4.5**	**7.5**	**18.7**	**5.3**	8.2

2.2.2 JCM project schedule

The NEDO low-carbon project consists of three major business stages.

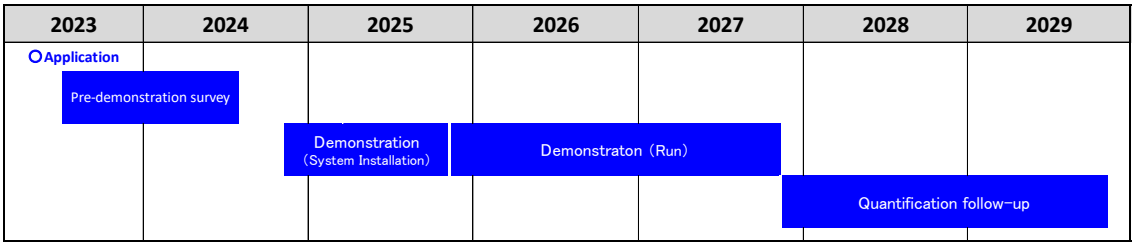


Figure 2-3 JCM project (NEDO low carbon project) schedule

2.2.3 Discussion with NEDO

On February 22, 2023, representatives from each company, represented by ATK, visited NEDO and explained the contents of the NEDO low-carbon project proposal.

3. Examination of issues and countermeasures

We will explain (1) “Issues in commercialization and dissemination” and (2) “Issues in JCM project development” that have been clarified through this survey , and will refer to countermeasures for each.

[Issues in commercialization and dissemination]

- Grasping ground source heat applicability
- Local production of main components (⇒Reduction of system construction costs)
- Treatment of air conditioner refrigerant (⇒ Eliminate impact on atmospheric environment)
- Maintain superiority by securing intellectual property

[Challenges for JCM project]

- Acquisition of understanding and cooperation of project target
- Obtaining the understanding and cooperation of government officials

3.1 Examination of issues and countermeasures for commercialization and dissemination

3.1.1 Grasping ground source heat applicability

V IGMR and estimated the applicability of geothermal heat from the geological and groundwater conditions of the target area. As a result, the Hanoi area and the southern area are assumed to have high ground heat applicability, but the Hue area may be low.

3.1.2 Reduction of system construction cost

Introduction cost and payback time are important factors in the spread of the system. Considered procurement.

(1) Local production of plastic heat exchanger G-HEX

As a result of considering the local production of resin heat exchanger G-HEX, the local procurement cost is assumed to be about 36% of the Japanese procurement cost.

(2) Local procurement of water source heat pumps

Two water heat source heat pump manufacturers responded that they could supply a large quantity. In the future, we will discuss with the air source heat pump manufacturer in Vietnam.

3.1.3 Elimination of impact on atmospheric environment

TAD, which is a cooperating company in this FS, owns fluorocarbon recovery equipment and has a lot of experience in using it, and is capable of appropriate recovery processing. There is also a treatment facility for the recovered fluorocarbon refrigerant in Hanoi.

3.1.4 Maintain superiority by securing intellectual property

It turned out that patents, designs and trademarks are valid in Vietnam as well. In addition, we investigated the cost and required period of obtaining a patent. Examination of JCM project challenges and countermeasures

3.1.5 Acquisition of understanding and cooperation of project target

JCM project envisioned after this FS (especially the NEDO low-carbon project) and deepening the understanding of the operator (CP), we confirmed their intentions regarding cooperation with the JCM project.

3.1.6 Obtaining the understanding and cooperation of government officials

We held discussions with Vietnam's Ministry of Industry and Trade (MOIT), Vietnam's Ministry of Environment (MONRE), Ho Chi Minh City Agricultural and Rural Development Department (DARD), Department of Natural Resources and Environment (DONRE), and others, and obtained their understanding and cooperation with this FS. .

3.2 Building a system for the JCM project (NEDO low - carbon project)

The implementation system of the NEDO low-carbon project is assumed to be as follows.

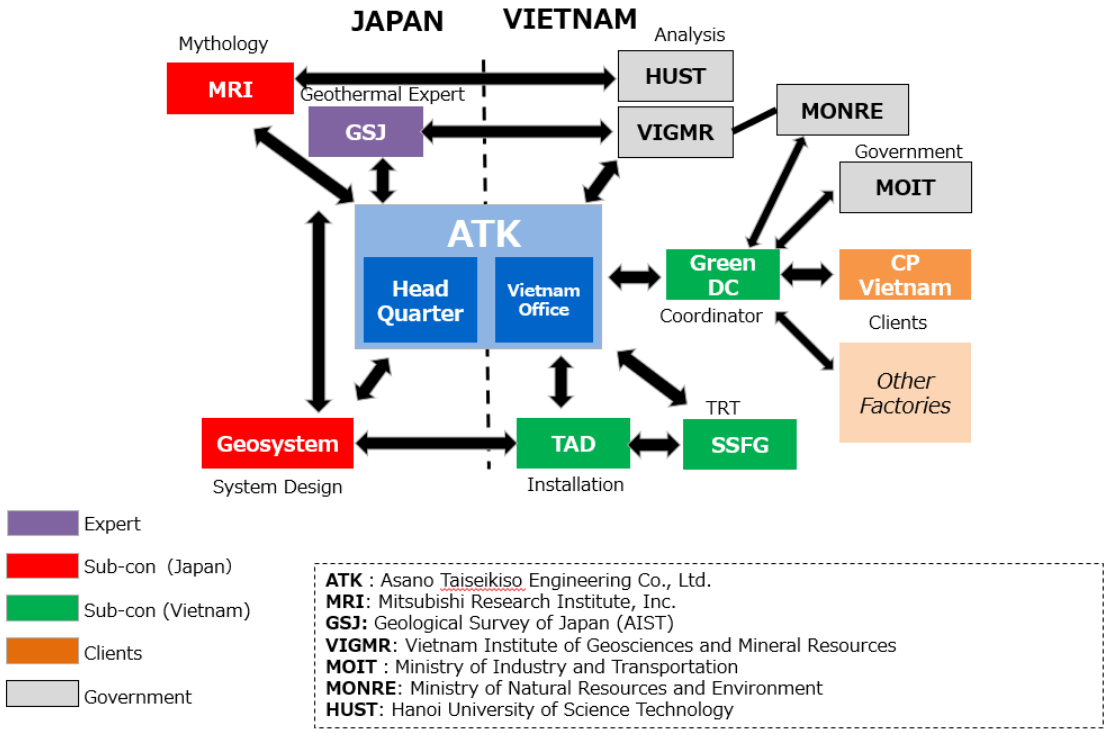


Figure 3-1 Implementation system for NEDO low-carbon projects

3.3 Examination of measures to improve the business environment for commercialization

JCM project, the following issues will arise in developing the proposed system as a business in Vietnam.

[Cold waste water heat/Warm waste water heat utilization system]
Challenge: Reducing the initial cost of introduction

[Ground source heat utilization system]
Issues: Approval for drilling wells for groundwater heat utilization (cold wastewater heat/warm wastewater heat utilization system), shortening of payback time

(1) Initial cost reduction for introduction (cold waste water heat/warm waste water heat utilization system)

ESCO (Energy Service Company) method of business development is planned for the smooth promotion of business.

(2) Approval for well drilling for geothermal heat utilization system (geothermal heat utilization system)

Permits are issued by local governments and administrators of industrial parks, and in the pre-demonstration survey, we will work to build a smooth permit acquisition process with the cooperation of VIGMR under the umbrella of MONRE.

(3) Reduction of payback time (geothermal heat utilization system)

The average payback time for the geothermal heat systems of the five plants visited in this FS was 17.1 years on average.

4. Trial calculation of expected emission reduction

4.1 Examination of JCM methodology

(1) Eligibility requirements for JCM

JCM 's MRV methodology sets eligibility criteria and determines the applicability of the methodology to the project. This methodology can be applied to projects that meet all of the following conditions.

Table 4.1-1 Methodology Eligibility Criteria

number	Eligibility requirements	necessity
1	This project introduces cold wastewater heat system, warm wastewater heat system, and geothermal heat system either singly or in combination.	The immersion-type resin heat exchanger is a technology that can be effectively used in the three systems listed on the left, so we will introduce a combination of them according to the target facility.
2	Chilled water generated by the chilled wastewater heat system shall be used as feed water for existing or newly installed chilled water chillers.	To clarify that it applies to projects that promote energy consumption reduction of energy-saving target equipment (cold water chillers).
3	The cold water generated by the hot wastewater heat system shall be used as feed water for existing or newly installed hot water boilers.	To clarify that it applies to projects that promote energy consumption reduction of energy-saving equipment (hot water boilers).
4	The geothermal heat system shall be installed with a water source air conditioner such as a water source heat pump.	To clarify that it applies to projects that promote energy consumption reduction of energy-saving target equipment (air heat source type air conditioners).
5	The refrigerant used in the air conditioners introduced in this project must have zero ozone depletion potential.	To clarify that even if the air conditioner refrigerant used in the project leaks, it will not lead to ozone depletion.
6	Measures shall be taken to prevent atmospheric release of fluorocarbons (CFCs, HFCs and HCFCs) recovered from air conditioners, etc. in this project, and it shall be confirmed that there is no atmospheric release.	To clarify that fluorocarbons used in energy-saving equipment (pneumatic heat source type air conditioners) are recovered without being released into the atmosphere and destroyed at destruction processing facilities.

(2) Calculation method for reference emissions

1) Calculation formula, etc.

$$RE_p = \frac{\sum_h EC_{REFh,p}}{1{,}000} \times EF_{ELEC} + \sum_h \left(FC_{REFh,p} \times EF_{FUEL,j}\right) \cdot \cdot \cdot \cdot (1)$$

a. Cold wastewater heat system (System 1)

$$EC_{REF1,p} = \left(T_{IN1,p} - T_{OUT1,p}\right) \times F_{1,p} / (860 \times COP_{Chiller}) \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot (2)$$

b. Warm wastewater heat system (System 2)

$$FC_{REF2,p} = \left(T_{OUT2,p} - T_{IN2,p}\right) \times F_2 / \left(NCV_j \times \eta_{Boiler,j} \times 239{,}006\right) (3)$$

c. Geothermal system (System 3)

$$EC_{REF3,p} = \sum_i \frac{EC_{PJ3,i,p}}{ECR_i} \times \frac{CH_i}{EER_{REF3,i}} (4)$$

(3) Calculation method for project emissions

1) Calculation formula, etc.

$$PE_p = \frac{\sum_h EC_{PJh,p}}{1{,}000} \times EF_{ELEC} \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot (5)$$

a. Cold waste water heat system (System 1)

$$EC_{PJ1,p} = \sum_i \left(ECA_{PJ1,i} \times t_{PJ1,i,p}\right) (6)$$

b. Warm waste water heat system (System 2)

$$EC_{PJ2,p} = \sum_i \left(ECA_{PJ2,i} \times t_{PJ2,i,p}\right) \cdot \cdot \cdot (7)$$

c. Geothermal system (System 3)

$$EC_{PJ3,p} = \sum_i EC_{PJ3,i,p} \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot (8)$$

Emission reduction calculation method

$$ER_p = RE_p - PE_p \cdots\cdots (9)$$

4.2 Trial calculation of expected emission reduction

4.2.1 Trial calculation of expected emission reduction

table 4-1 Emission reduction

System	UNIT	Reference emissions	Project emissions	Emission reductions
Cold waste heat	t-CO2/year	1,289	138	1,151
Hot waste heat		273	70	203
Geothermal		475	274	201
Annual Total		**2,037**	**482**	**1,555**

4.2.2 Trial calculation of expected reduction amount at the time of diffusion expansion

(1) Spread expansion scenario.

we will apply for the NEDO low-carbon project with the goal of JCM commercialization. ATK will establish a local subsidiary in Vietnam by FY2024 to accelerate sales activities. The sales target for fiscal 2030 is 2.7 billion yen.

5. workshop

On February 7, 2023, a workshop was held at a venue in Hanoi (Hotel du Parc) and online in a hybrid format.

Table 5 -1 workshop program

Time schedule	Items	Person In Charge
13:30~13:35	Open / Member Introduction	Green DCMore
13:35~13:50	Opening Remark	Dr. Satoshi Nakamura (MRI)
13:50~14:10	Report and Results of JCM-FS (Q&A)	Mr. Tsuyoshi Shiga (ATK)
14:10~14:30	Results of Thermal Response Test (TRT) (Q&A)	Mr. Dam Xuan The (SSFG)
14:30~14:50	Introduction to the shallow geothermal research in Southeast Asia (principles and merits of the shallow geothermal heat, case studies in Thailand and Vietnam) (Q&A)	Dr. Youhei Uchida (GSJ)
14:50~15:10	Geothermal potential from the perspective of the geological environment in Vietnam (Q&A)	Dr. Trong Thang Tran (VIGMR)
15:10~15:40	Total Discussion	
15:40~15:50	Closing statement	

31 people participated in the venue and 43 people online. A question-and-answer session was held after each presentation, and a lively discussion took place.

6. Summary

In this FS, the basic design of an energy-saving system using wastewater heat and geothermal heat was carried out for factories in Vietnam. In addition, we examined the methodology for the proposed technology and performed a trial calculation of the amount of CO2 emission reduction. As a result, it was estimated that the implementation of the JCM project (assuming a NEDO low-carbon project) would reduce CO2 emissions by approximately 1,500 tons annually.
, we examined G-HEX local production and heat pump procurement for commercialization and found that the cost reduction effect is high and the feasibility of spreading and expanding is high.
In the future, aiming for JCM project (NEDO low carbon project), we will continue research and dissemination activities, prepare for local incorporation, thermal response test and heat pump research.

「令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）」のうち「脱炭素分野における JCM 実現可能性調査（板ガラス製造溶融炉における燃焼方式および炉形状変更による GHG 排出量削減に関する実現可能性調査）」

実施者：AGC 株式会社

1. 目的及び実施体制等

AGC グループでは、JCM パートナー国であるインドネシアにおいて、アサヒマス板硝子株式会社(以下“AMG 社”と略す)というグループ内企業があり、4 基の板ガラス製造ラインを所有している(建築用ガラス向け:3 基, 自動車用ガラス向け:1 基)。この板ガラス製造工程では、主に原料(砂・ソーダ灰・苦灰石等)の溶解工程おいて多大な化石燃料が消費されるが、このエネルギー利用効率は 30～40%ほどで低く、多くのエネルギーが排気ガスや炉壁放熱によって放出されている。よってこのエネルギー利用効率を改善することが GHG 排出量の削減に大きく寄与することは言うまでもない。

AMG 社では、4 基の板ガラス製造ラインのうち東ジャワ州シドアルジョにある建築用ガラス向けライン 1 基(以下 A1 ラインという)について、冷修を令和 6 年後半に予定している。この冷修において、現時点で実現可能な省エネ型の炉構造として、

A. 燃焼方式の変更：スルーポート方式 ⇒アンダーポート方式

B. 溶解槽敷構造の変更：フラット構造 ⇒ ダムウォール構造

の改造を行うことを計画しているが、本調査ではこの改造による GHG 排出削減効果の試算や経済性評価、またこの改造に対するインドネシアによる課題の抽出とその対応策を検討することを目的としている。

本調査は AGC 株式会社を提案企業とし、外注先としてカーボンフリーコンサルティング株式会社および一般社団法人海外環境協力センターの 2 社との共同にて実施する。

2. 事業化計画の検討

2.1 事業化計画

事業化計画の検討において、まずは AMG 社 A1 ラインをベースに、必要となる全変更設備/工事をリストアップし、それらの仕様を明確化した上で、その費用についてサプライヤーや現地施工業者の見積もりを取得し、追加粗投資額として約 556 百万円と算出した。

2.2 経済性評価

2.2.1 エネルギーコスト削減効果の算出

経済性評価に当たって、まずは本改造によるエネルギーコスト削減効果を算出する。

第 4 章にて記載するように、本改造によるガラス原料 1ton を溶解するためのエネルギー原単位の変化は、

$SpecificConsumption_{Reference} = 7.31$ [GJ/ton]
$SpecificConsumption_{Project} = 6.73$ [GJ/ton]

となるため、本改造によるエネルギー原単位の削減量は、ガラス原料 1T あたり、

$7.31 - 6.73 = 0.58$ [GJ/ton]

となる。
また、その他の前提条件として、

AMG 社 A1 ラインの代表的な 1 日当たりのガラス溶解量：500 [T/日]
現地天然ガスのエネルギー単価：5.971 [US ドル/GJ]
為替レート：132.85　[円/US ドル]

とする。

AMG 社では天然ガスを国営(PGN)および民営ガス供給会社の 2 社より購入しているが、ここではその加重平均単価を採用した。

これらの前提より、エネルギーコストの削減効果は以下のように算出される。

$0.58 \times 500 \times 5.971 \times 132.85 \times 365 = 83{,}965{,}232$ [円/年]

2.2.2 経済性評価

2.1 項にて算出した追加投資総額:約 556 百万円に対して、2.2.1 項にて算出したエネルギーコストの削減効果:約 84 百万円の経済性評価を評価する。またこの経済性評価では JCM 設備補助事業による補助金を受けられる場合と受けられる場合の両方を行う。

尚この補助金額は、①投資額の 50% もしくは ②GHG 排出削減量×4 千円の、どちらか小さい方となる(令和 4 年度の JCM 設備補助事業の募集要項より[2])が、投資額は 2.1 項にて算出した通り約 556 百万円であり、GHG 削減量は第 4 章で算出する通り 5,911[t-CO2/年]となることから、それぞれ

① 投資額の 50% = 556,063,003 円の 50% = 278,031,501 円
② GHG 排出削減量×4 千円 = 5,911[t-CO2/年]×14[年]×4000[円/t-CO2] = 331,016,000 円

と計算されるため、補助金額は①の 278,031,501 円 となる。

表 1 ダムウォール構造およびアンダーポート方式への改造の経済性評価

	IRR(14 年)	NPV(14 年)	投資回収年数
補助金なし	7.1%	1,799 千円	13.6 年
補助金あり	21.7%	279,830 千円	5.2 年

補助金を受けられない場合、投資回収年数は法定耐用年数に近い 13.6 年となり、経済性は極めて低いことが分かった。一方で JCM 設備補助事業による補助金を受けられる場合、投資回収年数は法定耐用年数を下回る 5.2 年まで下がり、減価償却後の現在価値 NPV も 280 百万円と、充分に経済性が成り立つ結果になることが分かった。

JCM 設備補助事業の応募条件である、投資回収年数 および 費用対効果については、

[2] 令和 4 年度二国間クレジット制度資金支援事業のうち設備補助事業の公募について
https://gec.jp/jcm/jp/kobo/r04/mp/jcmsbsdR4_koboyoryo.pdf (最終閲覧日:2023 年 2 月 3 日)

投資回収年数：5.2 年　　※ 応募条件、3 年以上
費用対効果　：3,360 円/t-CO2　　※ 応募条件、4000 円以下

と、共に条件を満たしているため、本案件は、
「JCM 設備補助事業の応募条件を満たしており、この交付を受けることができれば、経済性を成り立たせることができる。」
と、結論付けることができる。

JCM 事業として採択を受けた場合は、補助対象分のうち日本対象分のクレジットは日本政府に譲渡されるが、国際的な環境改善に十分寄与するものであるため、弊社としては本事業を進めたいと考えている。

AGC グループは、2050 年に向けてカーボンネットゼロおよび 2030 年のマイルストーンとして 2019 年比に SCOPE1,2,3 にてそれぞれ 30%の削減を表明している。まずは実際の CO_2 の排出量の削減を行うことを目指しているが、本事業は補助金なしでは投資回収年数が長いため、JCM 設備補助を有効に活用したい。なお日本政府へ譲渡した残りのクレジットについては、相手国との協議となるが AGC は売却することは想定していない。今後の展開として、資材コストの上昇はあるものの、より一層のエンジニアリングコストのコストダウンを目指して、CO_2 削減のコストを低減して民間 JCM などの検討も行っていきたい。

3. 課題と対応策の検討

3.1 インドネシアにおける本施策の優位性評価

エネルギー分野については、化石燃料への依存が高い電源構成の見直しが今後のインドネシアの温室効果ガス削減のための重要な課題である。2021 年 9 月に政府が承認した国営電力会社 PT PLN (PERSERO)の電力供給事業計画[3]（RUPTL 2021-2030）では、石炭火力発電所の建設を段階的に縮小するとし、再生可能エネルギーの導入を加速させるとしている。発電設備容量に占める再生可能エネルギーの割合の大幅な拡大を目指している。しかしながら、化石燃料の使用割合は大きく変化せず、特に石炭の割合はわずかに低下するものの、大きな比率を占めている。

また、低炭素・気候強靭化のための 2050 年までの長期戦略[4]（Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050: LTS-LCCR 2050）においてエネルギー関係については、長期的な低炭素化を実現させるために特に重要であるとしている。石炭からガス及び再生可能エネルギーへの燃料シフトを産業界で強力に進めることが低炭素化には不可欠であるとし、同時に省エネ対策を実施することで、今後増加するエネルギー需要に対応するとしている。2030 年以降は、エネルギーの大幅な転換を促し、エネルギーミックスにおける再生可能エネルギーの割合を高めること、エネルギー効率の向上及び石炭消費量の大幅な削減

[3] Listrik untuk Kehidupan yang Lebih Baik - PT PLN (Persero)
https://web.pln.co.id/statics/uploads/2021/10/ruptl-2021-2030.pdf　(最終閲覧日:2023 年 2 月 3 日)

[4] United Nations Framework Convention on Climate Change
https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Indonesia_LTS-LCCR_2021.pdf　(最終閲覧日:2023 年 2 月 3 日)

が必要であるとしている。しかしながら、今後の経済発展等を勘案すると、前述の通り、発電総容量は 2020 年の 63,336MW から 2030 年には 99,208MW となる予測である。インドネシア政府の予測では、石炭・ガスの発電容量は 2020 年の 55,356MW から 2030 年には 71,033MW に達する。石炭については、41.4%も増加する見通しであり、全体の化石燃料由来の発電は、比率では縮小しても発電容量は増加する見通しである。

		2020年の発電容量(MW)	2030年の発電容量(MW)	発電容量の変化	増加率
化石燃料由来	石炭	31,921	45,140	13,219	41.4%
	ガス	23,434	25,893	2,459	10.5%
再エネ由来	水力	5,194	15,774	10,580	203.7%
	地熱	2,470	5,853	3,383	137.0%
	太陽光	0	4,762	4,762	N.A.
	その他再エネ	317	1,786	1,469	463.4%
	総発電量(MW)	63,336	99,208	35,872	56.6%

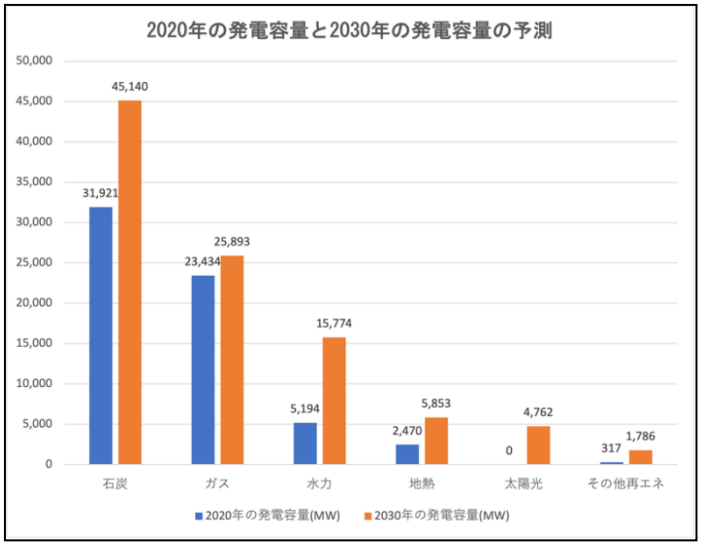


図 1 2020 年と 2030 年（予測）の発電容量

出所）RUPTL2021-2030 から調査団作成

また 2050 年までのエネルギー政策の大枠を定めた国家エネルギー政策では、2025 年までに石油を 49%から 22%以下、天然ガスを 20%から 22%、石炭を 24%から 32%、再生可能エネルギーを 6%から 23%へそれぞれ増加させるとしている。

本事業において使用する溶融炉は、電力を使用するのではなく主として天然ガスを使用し、更に省エネ効果の高い技術を導入することで、GHG 排出量削減に寄与することは、インドネシア政府の施策と合致している。

3.2 インドネシア JCM 事務局との協議による課題の抽出とその具体的対応

3.2.1 インドネシア JCM 事務局との協議

インドネシア JCM 事務局およびシニアアドバイザーに対し、本事業についての理解を得るとともに、申請にあたっての課題を明らかにすることを目的として、面談の場を設けた。

インドネシア JCM 事務局からは、本事業に対し「インドネシア政府として太陽光発電よりも省エネ案件を歓迎する。JCM 事務局は技術の内容とその削減効果について理解した。計 11%の省エネは意味ある値と思う」と具体的に言及し、「よいプロジェクトだと思うので、協力したい。」との発言をもって終了した。

3.2.2 課題の抽出

上記面談において、インドネシア国内における経済効果および GHG 削減への貢献について更なる積極的な貢献が望まれるとの指摘があり、特に AGC および AMG の自動車向けガラスの国内市場占有率の高さ、また他の省エネガラスの生産についても更なる改善ができるのか検討してほしい、とのコメントがあった。このことからシドアルジョ工場の既存の生産ラインの改善に加え、国内の他の工場に於いても今後の改善を行うことが課題である。

3.2.3 具体的対応

- 当該プロジェクトが採用される工場にある生産ラインの省エネについては順次それを採用していく方針であることは確認している。さらに国内の他工場に於いても同様な方針であり、設備の更新時期に合わせて省エネを進めていくことを確認している。
- 国内市場においての AMG のガラス市場での優位性を検証し、生産面での燃焼に係わる省エネルギーに加え他の面での省エネルギーを追求する。また、それらの省エネルギー技術をインドネシアの他の製造業へ波及させることを志向する。

4. 排出削減見込量の試算

4.1 改造による効果の試算

4.1.1 シミュレーションによるダムウォール構造の省エネ効果試算

ダムウォール構造の省エネ効果をシミュレーションにて確認した。結果を表 2 に示す。

ダムウォール構造により泡欠点密度が良化する理由： 表 2 より、窯内最高温度が同じ条件で窯タイプをフラットからダムに変更すると、泡密度は 100%から 21%に良化する。これはダムによって窯内のガラス素地流れをせき止められ、窯内の温度が上がるからであり、高温体積は 100 から 138%に増加している。

泡欠点密度とエネルギー使用量の関係： ダムウォール構造のケース 1～3 において、窯内最高温度を下げると、泡欠点密度は悪化し、エネルギー使用量は減少していく関係にある（図 2）。

表 2 ダムウォール構造シミュレーションの条件と結果

ケース名	条件		結果(相対値)		
	敷構造	窯内最高温度(相対値)[℃]	泡欠点密度	エネルギー使用量	高温体積
ベース	フラット	0	100%	100%	100%
ケース 1	ダムウォール	0	21%	98%	138%
ケース 2	ダムウォール	-10	62%	96%	79%
ケース 3	ダムウォール	-20	116%	95%	57%

補足 1: 窯形状は弊社 A1 窯と同サイズを使用した。
補足 2: ガラス溶融シミュレーションソフトは CADTANK を使用した。
補足 3: 窯内最高温度（相対値）はベースを基準とした、それぞれのケースの温度さを示す。
補足 4: 計算結果は全てベースを 100%とて、それぞれのケースの比率を示す。
補足 5: エネルギー使用量は窯を加熱するのに必要な天然ガスの熱量である。
補足 6: 泡密度は窯出口における泡密度を示している。
補足 7: 計算結果の高温体積は 1450[℃]以上の体積とする。

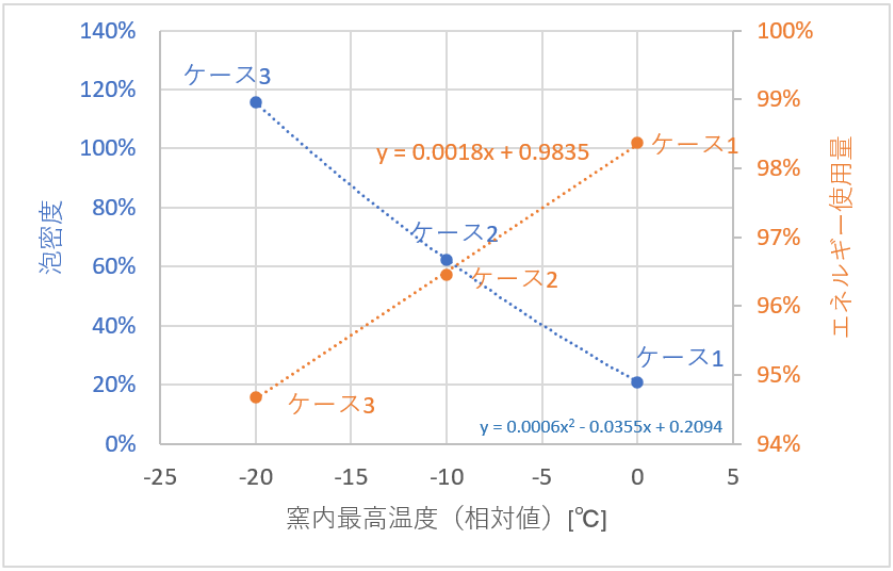


図 2 ダムウォール構造の泡密度と省エネ効果の関係

ここで図 2 を用い、ダムウォール構造において泡欠点密度がフラット構造（ベース）と同等の 100%となる場合のエネルギー使用量を導く。ケース 1～3 から泡欠点密度と窯内最高温度（相対値）[℃]の関係を二次関数で近似すると次式で表される。

$$\text{Bubble} = 0.0006\text{T}_{max}{}^2 - 0.0355\text{T}_{max} + 0.2094 \quad \cdots\text{（式 1）}$$

となる。ただし、

Bubble 泡欠点密度　　T_{max}: 窯内最高温度(相対値)

とする。ここで、

$$\text{Bubble} = 1.0\ (= 100[\%])$$

として式 1 を解くと、

$$\text{T}_{max} = -17.2\ [℃] \quad \cdots\text{（式 2）}$$

となる。すなわち、ダムウォール構造を導入して最高温度を-17.2[℃]とすれば、フラット構造と泡欠点密度が同程度となる。ここで表 2 を用い、エネルギー使用量と窯内最高温度（相対値）の関係を線形近似すると次式で表される

$$\text{Energy} = 0.0018\text{T}_{max} + 0.9835 \quad \cdots\cdots\text{（式 3）}$$

ただし、

Energy: エネルギー使用量

とする。式 3 に式 2 を代入すると、

$$\text{Energy} = 0.952\ (= 95.2[\%]) \quad \cdots\text{（式 4）}$$

が得られる。すなわち窯タイプをフラットからダムに変更し、泡欠点密度がフラット構造と同等になるよう窯最高温度を下げた際のエネルギー使用量は 95.2[%]である。これは省エネ効果 4.8[%]と同義である。

4.1.2 シミュレーションおよび水冷損失計算によるアンダーポート方式の省エネ効果試算

(1) スルーポート方式の水冷損失

スルーポート方式のバーナーランス(バーナー本体)の水冷損失割合を表 3 に示す。

表 3 スルーポートバーナーのバーナーランスの水冷損失割合

	Pull[ton/日]	使用エネルギー量に占めるバーナーランスの水冷損失割合※
窯 A	530	1.0%
窯 B	620	1.4%
窯 C	732	1.5%
窯 D	750	1.2%
窯 A～D 平均	658	1.4%

※窯で使用する天然ガスのエネルギー量を 100%とし、バーナーランスの水冷損失割合を算出した。バーナーランスの水冷損失[KW]は冷却水の流入温度と排出温度と流量から、正確に計測することができる。

スルーポート方式のバーナーランスの水冷損失割合は、ガラス引き出し量 Pull に対し強い相関はない。よって Pull の影響はないとみなし、窯 A～D の平均値をスルーポートバーナーのバーナーランスの水冷損失割合の代表値とし、1.4%とする。

(2) シミュレーションによる火炎からガラス表面への伝熱向上効果

各燃焼方式におけるガラス表面への熱流束を ANSYS 社 FLUENT にてシミュレーションを実施した結果を図 3, 図 4 に示す。

- 図 3 より、スルーポート方式は二次空気の中に天然ガスを噴射するので、燃焼開始が早く、燃焼スピードも速いので火炎の根本側が相対的に加熱されやすい。
- 図 4 より、アンダーポート方式は燃焼開始が遅いので、燃焼開始直後の加熱は弱いものの、燃焼スピードが遅いので広く均一にガラス面が加熱される傾向にある。

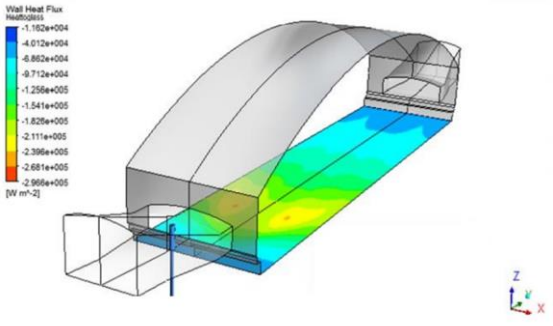


図 3 スルーポート方式のガラス表面熱流束

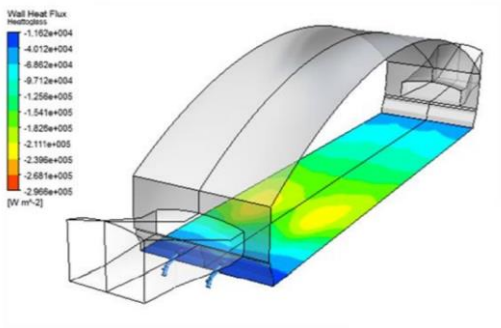


図 4 アンダーポート方式のガラス表面熱流束

図 3,4 の火炎からガラス表面への熱流束を積分し、その伝熱効果を計算した結果、スルーポート方式からアンダーポート方式に変更することで、火炎からガラス面への伝熱量が 3.6[%]向上することが確認された。

(3) アンダーポート方式の省エネ効果

(1)および(2)の結果から、アンダーポート方式の省エネ効果は次の 2 つに分解できる。

- バーナーランスの水冷損失がなくなること： 1.4[%]
- 火炎からの伝熱効率が上がること： 3.6[%]

これら合計で、アンダーポート方式の省エネ効果は 5.0[%]と計算できる。

4.1.3 ダムウォール構造とアンダーポート方式の省エネ効果の補正

4.1.1 項および 4.1.2 項において、ダムウォール構造とアンダーポート方式の省エネ効果を見積もることができた。ここではこの省エネ効果を実績をもとに補正する。

まず、表 4 に示す 3 つのシナリオを想定する。このうちリファレンスシナリオとプロジェクトシナリオにおいて保温強化を想定し、省エネ効果を 3.7%とする。（内訳は大迫保温 1.7%、種瓦 0.9%、蓄熱壁 1.1%とする。省エネ効果の補正にはこの 3 つのシナリオに加え、実績のエネルギー原単位を用いる。

次に AGC グループの AGC フラットガラス・タイランドパブリック(以下 AFT 社という)ガラス素板製造ライン 1 基(以下 SP ラインという)では 2021 年に冷修を実施したが、冷修前は BAU シナリオ、冷修後はプロジェクトシナリオに対応した省エネ施策が適用された。この冷修前後の省エネ効果を、表 5 の条件を用いて算出する。

表 4 各シナリオと省エネ見込み効果

シナリオ	省エネ施策（省エネ効果見込み）			省エネ効果見込み合計	AFT 社 SP ラインの実績との対応
	ダムウォール構造	アンダーポート方式	保温強化		
Business as usual (BAU)シナリオ	なし (0%)	なし (0%)	なし (0%)	0%	2021 年 冷修前
リファレンスシナリオ	なし (0%)	なし (0%)	**あり (3.7%)**	3.7%	ー
プロジェクトシナリオ	**あり (4.8%)**	**あり (5.0%)**	**あり (3.7%)**	13.5%	2021 年 冷修後

表 5 AFT 社 SP ラインのエネルギー原単位比較条件

項目	条件	理由
比較期間	冷修後の生産開始から 6～12 ヶ月後に限定する。	経年劣化による燃費悪化の影響をデータから排除するため。
比較 PULL 範囲	400[ton/日]以上のデータに限定する。	安定生産時の条件で比較するため。
PULL 補正	PULL をバッチ比 80%PULL に換算する。	カレット比がエネルギー原単位に与える影響を排除するため。
エネルギー原単位比較方法	近似式を用いて PULL の影響を排除する。	PULL がエネルギー原単位に与える影響を排除するため。

ここで、エネルギー原単位の比較方法について、次の経験式を使用する。

$$SpecificConsumption = A \times Pull_{80\%Batch}{}^{(-0.433508)} \quad \cdots（式\ 5）$$

ただし、

A: 係数

$SpecificConsumption$: エネルギー原単位[GJ/ton]

$Pull_{80\%Batch}$: バッチ比 80%に換算した PULL [ton/日]

とする。これは AGC グループの Pull が異なる複数の窯のエネルギー原単位から導かれた経験式である。ここで、図 5 に SP ラインの 2021 年冷修前後のエネルギー原単位を示す。データは表 5 の条件で範囲の限定、および補正がなされている。式 5 に最小二乗法でフィッティングしたものを、図 5 に破線にて描く。

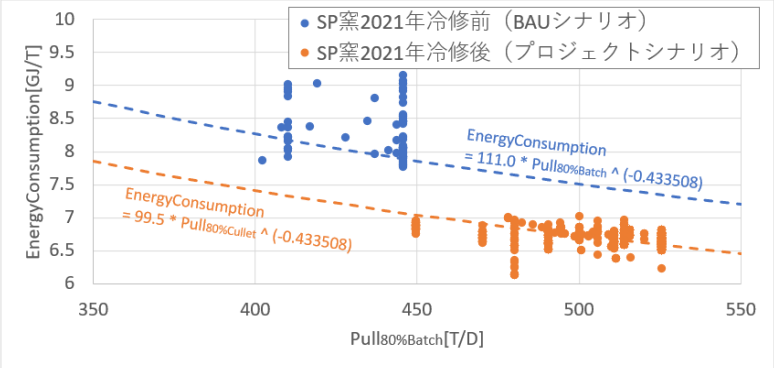


図 5 AFT 社 SP ラインの冷修前後のエネルギー原単位比較

ここで、SP 窯 2021 年冷修前と後のエネルギー原単位と Pull の関係はそれぞれ次のように示せる。

SP 窯 2021 年冷修前（BAU シナリオ）：

$$SpecificConsumption = 111.0 \times Pull_{80\%Batch}{}^{(-0.433508)} \quad \cdots（式\ 6）$$

SP 窯 2021 年冷修後（プロジェクトシナリオ）：

$$SpecificConsumption = 99.5 \times Pull_{80\%batch}{}^{(-0.433508)} \quad \cdots（式\ 7）$$

式 6 と式 7 の係数から BAU シナリオに対するプロジェクトシナリオの省エネ効果は、

$$(110.0 - 99.5) \div 110.0 = 0.1\ (= 10[\%]) \quad \cdots（式\ 8）$$

となる。式 8 の省エネ効果は、保温強化による省エネ効果も含まれている。ここで、ダムウォール構造、アンダーポート方式、保温強化のそれぞれの省エネ効果の比を用いて、式 8 から保温強化の省エネ効果を排除する。すなわち式 8 を、表 4 の省エネ効果見込みの合計を用いて比例計算で補正し、

$$0.1 \times (0.048 + 0.05) \div (0.048 + 0.05 + 0.037) = 0.074\ (= 7.4[\%]) \quad \cdots（式\ 9）$$

と算出なる。以上より、実績の省エネ効果と 3 つのシナリオから、補正されたダムウォール構造とアンダーポート方式の省エネ効果は、7.4%となる。

4.1.4 GHG 排出削減量の試算

ダムウォール構造とアンダーポート方式の導入による、CO2 の年間削減量[t-CO2/年]を算出する。算出にあたり、表 6 の条件を用いる。「4.1.3 ダムウォール構造とアンダーポート方式の省エネ効果の補正」で示されたエネルギー原単位は全て低位発熱量で算出されており、ゆえに GHG 排出量の算出には低位発熱量に対する CO2 排出係数を用いる。

ここで補足説明として、ガラス溶解炉のエネルギー原単位の比較にて通常は低位発熱量が用いられる理由を述べる。高位発熱量と低位発熱量の差が水蒸気潜熱量であるが、使用する燃料によってこの水蒸気潜熱量は異なる。ガラス溶解炉において、燃焼によって生じた水蒸気潜熱は排ガス中の潜熱として排出されるため、ガラス溶解炉の加熱に寄与しない。そのため、使用する燃料の性状によって見かけのエネルギー原単位が変化するのを防ぎ、適切にガラス溶解炉のエネルギー消費性能を比較するため、ガラス溶解炉のエネルギー原単位の比較には通常低位発熱量が用いられる。

表 6 CO2 の年間削減量算出に用いる条件

$Pull_{80\%\,Batch}$	500[ton/日]
天然ガスの低位発熱量に対する CO2 排出係数※	0.05584[t-CO_2/GJ]

出所) エネルギー現別標準発熱量・炭素排出係数(2018 年度版)の解説（経済産業省資源エネルギー庁）P75 表 6-2「輸入天然ガスの真発熱量、対応炭素排出係数」

ここで、

$SpecificConsumption_{Project}$： バッチ比 80%PULL500[ton/日]におけるプロジェクトシナリオのエネルギー原単位

$SpecificConsumption_{Reference}$： バッチ比 80%PULL500[ton/日]におけるリファレンスシナリオのエネルギー原単位

とおく。すると式 7 より、

$$SpecificConsumption_{Project} = 99.5 \times 500^{(-0.433508)} = 6.73\ [\mathrm{GJ/ton}] \quad \cdots（式\ 10）$$

となる。また、リファレンスシナリオに対するプロジェクトシナリオの関係は、式 9 と式 10 から、

$$SpecificConsumption_{Reference} \times (1 - 0.079) = SpecificConsumption_{Project} = 6.73$$
$$SpecificConsumption_{Reference} = 6.73 \div (1 - 0.079) = 7.31\ [\mathrm{GJ/ton}] \quad \cdots（式\ 11）$$

となる。よって式 10 および式 11 から、ダムウォール構造とアンダーポート方式の導入による、CO2 の年間削減量[t-CO2/年]は、

$$(7.31 - 6.73) \times 500 \times 365 \times 0.05584 = 5911[\mathrm{t - CO2/年}] \quad \cdots（式\ 12）$$

と算出できる。

4.2 JCM 方法論の検討

(1) 対象プロジェクト

プロジェクトタイトル	板ガラス製造溶融炉における燃焼方式および炉形状変更による GHG 排出量削減に関するプロジェクト
JCM 化の志向の有無	有

(2) 排出源及び対象ガス

本方法論で算定する GHG 排出源の対象は以下の通りである。GHG 排出源としては、炉の熱源として用いられる化石燃料(天然ガス)及び原料投入や炉体外側からの冷却, 均質性向上のための撹拌、溶融炉下流の成型工程や徐冷工程における幅方向温度調整などに電力が使用されている。これらの使用量は、工場の生産記録としてモニタリングされているため、データ収集が可能である。本事業で使用する予定の炉については、化石燃料として天然ガスが使用されていることを確認した。

表 7 対象とする GHG 排出源

GHG 排出源	GHG 排出時	内容
化石燃料（天然ガスなど）	炉の熱源として使用時	GHG プロトコル上の Scope1 に該当する直接排出 リファレンス排出量及びプロジェクト排出量に該当 地球温暖化係数(GWP)に基づき CO2 換算
電力	原料投入や炉体外側からの冷却, 均質性向上のための撹拌、溶融炉下流の成型工程や徐冷工程における幅方向温度調整など	GHG プロトコル上の Scope2 に該当する間接排出 リファレンス排出量及びプロジェクト排出量に該当 地球温暖化係数(GWP)に基づき CO2 換算

(3) リファレンス排出量の算定方法

算定式等

リファレンス排出量の算定式及び式中のパラメータを以下に示す。

$$RE_y = SEM_{BP} * PO_{PJ}$$

RE_y リファレンス 年間 CO2 排出量 [t-CO_2/年]
SEM_{BP} プロジェクト実施前の単位 PULL あたりにおける排出原単位 [t-CO_2/ton]
PO_{PJ} プロジェクトにおける年間 PULL[ton/年]

SEM_{BP}は、以下の算定式により算出される。

$$SEM_{BP} = (EM_{BP_fuel} + EM_{BP_electricity})/PO_{BP} =$$

$$\Sigma i(F_{fuel,i,BP} * HV_{fuel,I} * CF_{fuel,i} * 44/12) + EL_{BP} * EF_{ele})\} / PO_{BP}$$

EM_{BP_fuel} プロジェクト実施前の化石燃料からの年間 GHG 排出量[t-CO_2/年]
$EM_{BP_electricity}$ プロジェクト実施前の電力使用からの年間 GHG 排出量[t-CO_2/年]
PO_{BP} プロジェクト実施前の年間 PULL[ton/年]
$F_{fuel,i,BP}$ プロジェクト実施前の化石燃料の消費量[ton/年]
$HV_{fuel,i.}$ 化石燃料の発熱量[GJ/ton]
$CF_{fuel,i}$ 化石燃料の排出係数[t-CO_2/GJ]
EL_{BP} 電力の年間使用量[MWh/年]
EF_{ele} 使用電力の GHG 排出係数[t-CO_2/MWh]

(4) プロジェクト排出量の算定方法

プロジェクト排出量は、適格性要件に記載したとおり、適格性要件 5 において「レファレンスとなる炉のプロジェクト実施中に消費される化石燃料（および電力）の消費量と製品の生産量が把握可能なこと」として おり、これらのモニタリング結果をもとに算定を行う。

プロジェクト排出量の算定式及びパラメータは以下の通り。

$$PEy = PEy_{_fuel} + PEy_{_electricity}$$
$$= \Sigma_i(F_{fuel,i,PJ} * HV_{fuel,i} * CF_{fuel,i} * 44/12) + EC_{PJ,i,p} * EF_{ele}$$

PE_y プロジェクトにおける年間 GHG 排出量[t-CO_2/年]
PE_{y_fuel} プロジェクトにおける化石燃料からの年間 GHG 排出量[t-CO_2/年]
$PE_{y_electricity}$ プロジェクトにおける電力使用からの年間 GHG 排出量[t-CO_2/年]
$F_{fuel,i,PJ}$ プロジェクトにおける化石燃料の消費量[ton/年]
$HV_{fuel,i.}$ 化石燃料の発熱量[GJ/ton]
$CF_{fuel,i}$ 化石燃料の排出係数[t-CO_2/GJ]
$EC_{PJ,i,p}$ プロジェクトにおける電力の年間使用量[MWh/年]
EF_{ele} 使用電力の GHG 排出係数[t-CO_2/MWh]

(5) 排出削減量の算定方法

リファレンス排出量及びプロジェクト排出量の算定式から以下のように排出削減量の算定式を定めた。
＜排出削減量の算定式＞

$$ER_y = RE_y - PE_y$$

ER_y GHG 排出削減量 [t-CO_2/年]
RE_y[5] リファレンス CO2 排出量 [t-CO_2/年]

$$RE_y = SEM_{BP} * PO_{PJ}$$

[5] 詳細はレファレンス排出量の算定方法を参照のこと。

SEM_{BP}　　プロジェクト実施前の単位 PULL あたりにおける排出原単位 [t-CO2/t]
PO_{PJ}　　プロジェクトにおける年間 PULL[ton/年]

PE_y[6]　　プロジェクト CO_2 排出量 [t-CO_2/年]

$$PE_y = PE_{y\ fuel} + PE_{y\ _electricity}$$

$PE_{y\ _fuel}$　　プロジェクトにおける化石燃料からの年間 GHG 排出量[t-CO_2/年]
$PE_{y\ _electricity}$　　プロジェクトにおける電力使用からの年間 GHG 排出量[t-CO_2/年]

(6) 主要なデフォルト値

表 8 デフォルト値排出係数

項目	内容
化石燃料の GHG 排出係数	IPCC によるインベントリ計算用の天然ガスの公表値をデフォルト値として使用（本プロジェクトでは天然ガスを使用しているが、他の化石燃料を使用している場合には、それぞれの排出係数を使用）
電力の GHG 排出係数	一次情報：契約している電力会社から調整後排出係数を入手可能な場合にはそれを用いる。 二次情報：一次情報が得られない場合には代替として、IEA が公表しているインドネシアの公共電力の排出係数を用いる。

5. 総括

本調査では、インドネシアにおける GHG 排出削減への貢献を目的に、AMG 社 A1 ラインにおけるガラス溶融炉を、現時点で実現可能な省エネ型の炉構造として、

A. 燃焼方式の変更：スルーポート方式 ⇒アンダーポート方式
B. 溶解槽敷構造の変更：フラット構造 ⇒ フラット構造

の 2 つの構造への改造を行うことを前提として、事業化計画および経済性評価, 課題の抽出とその具体的対応の検討, GHG 排出削減見込みの試算の JCM 方法論の確立および JCM 事業展開先の検討等を実施した。

本調査に得られた結論は下記の通り。

1. おおよそ目論見通りの高い GHG 排出量削減効果が見込まれることが確認された。
2. インドネシアにおいて本施策は、燃料転換(電化)などの他の施策よりも優位であることが確認された。
3. 事業化においては、JCM 設備補助事業による補助金を受けられれば、高い経済性が得られることが確認された。
4. 本施策の事業化は、相手国関係者からも歓迎のコメントを頂いた。

上記より、本案件は JCM 事業化の推進に対して問題はないと判断された。

[6] 詳細はプロジェクト排出量の算定方法を参照のこと。

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：
板ガラス製造溶融炉における燃焼方式および炉形状変更によるGHG排出量削減に関する実現可能性調査

委託事業名：令和4年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査及びCEFIA国内事務局等業務）

AGC株式会社

頁	図表番号	タイトル
2	表1	ダムウォール構造およびアンダーポート方式への改造の経済性評価
6	表2	ダムウォール構造シミュレーションの条件と結果
7	図2	ダムウォール構造の泡密度と省エネ効果の関係
8	表3	スルーポートバーナーのバーナーランスの水冷損失割合
8	図3	スルーポート方式のガラス表面熱流束
8	図4	アンダーポート方式のガラス表面熱流束
9	表4	各シナリオと省エネ見込み効果
9	表5	AFT社SPラインのエネルギー原単位比較条件
10	図5	AFT社SPラインの冷修前後のエネルギー原単位比較

The “Joint Crediting Mechanism (JCM) Feasibility Study in the Area of Decarbonization (Feasibility Study on GHG Emissions Reduction by Changing a Combustion Method and Furnace Shapes in Flat Glass Production Melting Furnaces)” out of the “Project on the Study of Infrastructure Development for Acquisition of Bilateral Credit in Fiscal 2022 (Reiwa 4) (the JCM Feasibility Study and Services of the Domestic Secretariat of the Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN (CEFIA) in Indonesia, etc.)”

Implementing body: AGC Inc.

1. Purpose and System of Implementation, etc.

In the AGC Group, there is a group company called P.T. Asahimas Flat Glass, Tbk. (hereinafter referred to as “AMG”), which owns four flat glass production lines (three units for architectural glass and one unit for automotive glass) in Indonesia as a JCM partner country. In the flat glass production process, a large amount of fossil fuel is consumed mainly in the melting process of raw materials (sand, soda ash, dolomite, etc.), but the energy utilization efficiency is low at about 30 to 40%, and a large amount of energy is released by exhaust gas and furnace wall heat radiation. Therefore, it goes without saying that improving the efficiency of energy use contributes significantly to reducing GHG emissions.

AMG plans to conduct the cold repair of one of its four flat glass production lines (A1 Line) for architectural glass in Sidoarjo, East Java, in the second half of 2024 (Reiwa 6). We are planning to carry out the following modifications as an energy-saving furnace structure that can be realized at present in this cold repair:

A. Change of combustion method: Through port method => Under port method; and
B. Change of furnace paving structure: Flat structure => Dam wall structure.

And the purpose of this study is to estimate effects of reducing GHG emissions through these types of remodeling and to evaluate their economic efficiency, and to have the Indonesian side identify challenges in such remodeling and to consider countermeasures.

This survey will be implemented by AGC Inc. as the proposing company in collaboration with two subcontractors: Carbon Free Consulting Co., Ltd. as its Subcontractor and the Overseas Environmental Cooperation Center (General Incorporated Association).

2. Review of the commercialization plan

2.1 Commercialization plan

In reviewing the commercialization plan, we first listed all the equipment/works that would need to be changed on the basis of the AMG A1 Line, clarified their specifications, and then obtained estimates of their expenses from suppliers and local construction contractors to accurately estimate the amount of additional investment. The total amount of additional investment was approximately 556 million yen.

2.2 Evaluation of economic efficiency

2.2.1 Calculation of energy cost reduction effects

In evaluating economic efficiency, we calculate the energy cost reduction effects produced by this remodeling first.

As described in Chapter 4, the change in the specific energy consumption for melting glass raw material 1ton through this remodeling is

$SpecificConsumption_{Reference} = 7.31$ [GJ/ton]
$SpecificConsumption_{Project} = 6.73$ [GJ/ton]

and therefore, the amount of reduction in specific energy consumption through this remodeling per ton of glass raw material is:

$7.31 - 6.73 = 0.58$ [GJ/ton]

In addition, other prerequisites shall include:

Typical glass melting volume per day in the A1 line of AMG: 500 [ton/day]
Unit price of energy for local natural gas: 5.971 [US$/GJ]
Exchange rate: 132.85 [JPY/US$]

AMG purchases natural gas from two companies, i.e., state-owned (PGN (Gas Supply Company)) and private gas supply companies, and we adopted the weighted average unit price.

Based on these assumptions, the energy cost reduction effect is calculated as follows:

$0.58 \times 500 \times 5.971 \times 132.85 \times 365 = 83{,}965{,}232$ [Yen/year]

2.2.2 Evaluation of economic efficiency

Evaluate the economic efficiency of the energy cost reduction effects of approximately 84 million yen calculated in Section 2.2.1 with respect to the additional investment with the total amount of approximately 556 million yen calculated in Section 2.1. In this evaluation of the economic efficiency, additionally, we will carry out the evaluation in cases where subsidies from the JCM Equipment Subsidy Program are available and cases where they are not.

It is important to note that this subsidy amount is the smaller one between (1) 50% of the investment amount or (2) GHG emission reduction amount × 4,000 yen (from the recruitment guidelines of the JCM Equipment Subsidy Program for FY2022 (Reiwa 4)[1]), whereas the investment amount is about 556 million yen as calculated in Section 2.1, and the GHG reduction amount is 5,911 [t-CO_2/year] as calculated in Chapter 4, and that therefore the calculations are made for each case as follows:

(1) 50% of the investment amount = 50% of 556,063,003yen = 278,031,501 yen
(2) GHG emissions reduction × 4,000 yen = 5911 [t-CO_2/year] × 14 [years] × 4,000 [yen/t-CO_2] = 331,016,000 yen

And therefore, the subsidy amount is 278,031,501 yen in (1).

Table 1 Evaluation of the economic efficiency for remodeling to the dam wall structure and underport method

	IRR (14 years)	NPV (14 years)	Years of return on investment
No subsidy	7.1%	1,799 k yen	13.6 years
Subsidized	21.7%	279,830 k yen	5.2 years

If subsidies are not available, the investment-return period is 13.6 years, which is almost same as the legal service life, and the net present value NPV after depreciation also becomes very small, and

[1] https://gec.jp/jcm/jp/kobo/r04/mp/jcmsbsdR4_koboyoryo.pdf (Final browsing date: February 3, 2023)

thus it will not achieve economic efficiency in consequence. On the other hand, if the subsidy through the JCM Equipment Subsidy Program is available, the investment-return period is decreased to 5.2 years which is much below the legal service life, and the net present value NPV after depreciation becomes 280 million yen, and thus it achieves economic efficiency sufficiently.

The number of years of return on investment and cost-effectiveness that are the conditions on applying for the JCM Equipment Subsidy Program are as follows.

Years of return on investment: 5.2 * Application conditions: for three years or more
Cost-effectiveness: 3,360 yen/t-CO_2 * Application conditions: 4,000 yen or less

And since both of the above conditions are satisfied, it can be concluded that
"If the application conditions for the JCM Equipment Subsidy Program are met and this grant can be received, economic efficiency can be achieved."

If it is adopted to JCM project, the credits for Japan will be transferred to the Japanese government, but we will proceed with this project because it will fully contribute to the improvement of the international environment.

The AGC Group has announced a 30% reduction in each of Scopes 1, 2, and 3 compared to 2019 as a milestone for 2030 in order to reach carbon neutrality by 2050. Therefore, this project aims to reduce actual CO_2 emissions, but since the investment payback period for this project is so long without subsidies, we would like to make effective use of JCM equipment subsidies. The remaining credits transferred to the Indonesian government will be discussed with the partner country, but AGC does not expect to sell them. For future developments, although material costs are rising, we would like to consider further reductions in engineering costs and the use of private JCM.

3. Consideration of challenges and their countermeasures

3.1 Evaluation of the superiority of this measure in Indonesia

In the energy sector, reviewing the power supply configuration that is highly dependent on fossil fuels is an important issue for Indonesia to reduce greenhouse gas (GHG) emissions in the future. The Power Supply Project Plan [2](RUPTL 2021–2030) of the state-owned electric power company PT PLN (PERSERO) (National Power Company LLC), approved by the government in September 2021, states that the construction of coal-fired power plants will gradually be reduced and the introduction of renewable energy will be accelerated. The company aims to significantly increase the share of renewable energy in its power generation equipment. However, the share of fossil fuels used has not changed significantly, and coal in particular accounts for a large share, although it is declining slightly.

The Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience by 2050 (LTS-LCCR 2050)[3] states that energy relations are particularly important for realizing long-term lower carbon. It states that strong promotion of a fuel shift from coal to gas and renewable energy in the industrial sector is essential for lower carbon, and that simultaneously the energy demand that will increase in the future will be met by implementing energy-saving measures. It also states that from 2030 onwards, promotion of a significant shift in energy, an increase in the share of renewable energy in the energy mix, an improvement of energy efficiency and a significant reduction of coal consumption will be required. Taking into account future economic development and other factors, however, the total generation capacity is expected to increase from 63,336 MW in 2020 to 99,208 MW in 2030, as

[2] https://web.pln.co.id/statics/uploads/2021/10/ruptl-2021-2030.pdf (Final browsing date: February 3, 2023)
[3] https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Indonesia_LTS-LCCR_2021.pdf (Final browsing date: February 3, 2023)

mentioned above. The Government of Indonesia predicts that coal and gas power generation capacities will reach 71,033 MW in 2030, up from 55,356 MW in 2020. Coal is expected to increase by as much as 41.4%, and the total fossil-fuel-derived power generation capacities are expected to increase, even if the ratio shrinks.

		Generation capacity in 2020 (MW)	Generation capacity in 2030 (MW)	Change in power generating capacities	Rate of increase
Derived from fossil fuels	Coal	31,921	45,140	13,219	41.4%
	Gas	23,434	25,893	2,459	10.5%
Derived from renewable energy	Hydraulic power	5,194	15,774	10,580	203.7%
	Geothermal energy	2,470	5,853	3,383	137.0%
	Sunlight	0	4,762	4,762	N.A.
	Other renewable energy	317	1,786	1,469	463.4%
	Total power generation (MW)	63,336	99,208	35,872	56.6%

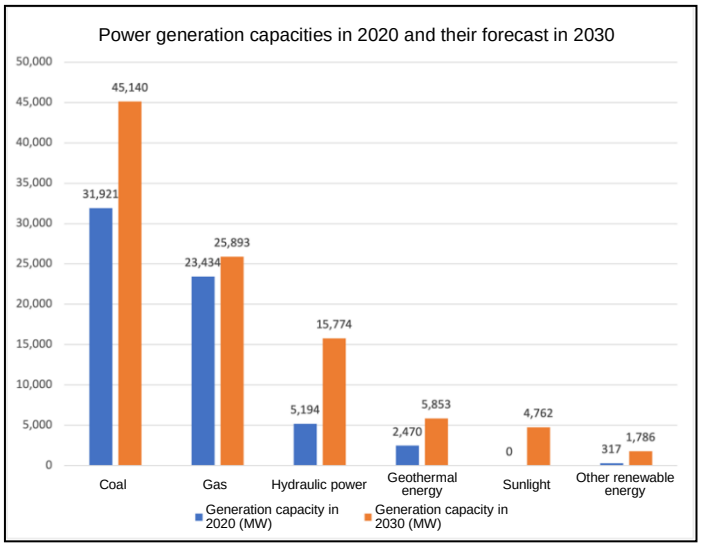


Figure 1 Power generation capacities in 2020 and 2030 (forecast)

Source: Prepared by the study team from RUPTL 2021–2030

In addition, the National Energy Policy that outlines the energy policy up to 2050 calls for a decrease in oil from 49% to 22% or less and increases in natural gas from 20% to 22%, coal from 24% to 32%, and renewable energy from 6% to 23% by 2025, respectively.

The melting furnaces used in this project mainly use natural gas instead of electricity, and it is consistent with the measures of the Government of Indonesia to contribute to the reduction of GHG emissions by introducing more energy-efficient technologies.

3.2 Identification of challenges through consultations with the JCM Secretariat in Indonesia and initiation of specific measures against them

3.2.1 Consultations with the JCM Secretariat in Indonesia

A meeting was held with the JCM Secretariat in Indonesia and the Senior Advisors to gain an understanding of the project and to identify challenges in the application process.

The JCM Secretariat in Indonesia referred specifically to the Project by saying “The Government

of Indonesia welcomes energy-saving projects over solar power generation. The JCM Secretariat understood the technological details and their reduction effects. We think the total energy saving of 11% is a meaningful value." And it concluded with the statement "We think it is a good project, and so we would like to cooperate with it."

3.2.2 Identification of challenges

In the above interview, it was pointed out that a further positive contribution to the economic effects and GHG reduction in Indonesia was desired, and in particular, it was requested to examine whether further improvements could be made to the high share of automotive glass of AGC and AMG in the domestic markets and the production of other energy-saving glass. From this, the challenge is to make further improvements at other domestic plants in Indonesia in addition to improving the existing production lines at the Sidoarjo Plant.

3.2.3 Specific measures

- We confirm that the policy is to gradually adopt energy-saving measures for production lines at the plants where the project will be adopted. In addition, other plants in Indonesia also have the same policy and we confirmed that they would advance energy saving at the time of equipment renewal.
- Verify the superiority of AMG in the domestic glass market, and pursue energy saving in other aspects in addition to energy saving related to combustion in production. It also aims to spread such energy-saving technologies to other manufacturing industries in Indonesia.

4. Estimate of the expected amount of emission reductions

4.1 Estimate of the effects of remodeling

4.1.1 Trial calculation of energy-saving effects of dam wall structures in a simulation

We confirmed the energy-saving effects of dam wall structures in a simulation. The results are shown in Table 2.

Reason why bubble defect density is improved with dam wall structure: According to Table 2, when the furnace type is changed from flat to dam wall under conditions where there is the same maximum temperature in the furnace, the bubble defect density is improved from 100% to 21%. This is because the dam wall blocks the flow of melting glass in the furnace and raises the temperature in the furnace, increasing the high-temperature volume from 100 to 138%.

Relationship between bubble defect density and energy consumption: In Cases 1–3 of the dam wall structure, there is a relationship where when the maximum temperature in the furnace is reduced, the bubble defect density deteriorates and the energy consumption decreases (Figure 2).

Table 2 Conditions and results of simulating dam wall structures

Case name	Condition		Results (relative value)		
	Paving structure	Maximum temperature in a furnace (relative value) [°C]	Bubble defect density	Energy usage	High-temperature volume
Base	Flat	0	100%	100%	100%

Case 1	Dam wall	0	21%	98%	138%
Case 2	Dam wall	-10	62%	96%	79%
Case 3	Dam wall	-20	116%	95%	57%

Addendum 1: The furnace shape has the same dimensions as our company's A1 furnace.
Addendum 2: We used CADTANK as software for the glass melting simulation.
Addendum 3: The maximum temperature in the furnace (relative value) indicates the temperature difference in each case relative to the base.
Addendum 4: All of the calculation results indicate the ratios of respective cases with the basis of 100%.
Addendum 5: Energy usage is the amount of natural gas required to heat the furnace.
Addendum 6: The bubble density indicates the bubble density at the furnace exit.
Addendum 7: The high-temperature volume in the calculation results shall be the volume at not less than 1,450 [°C].

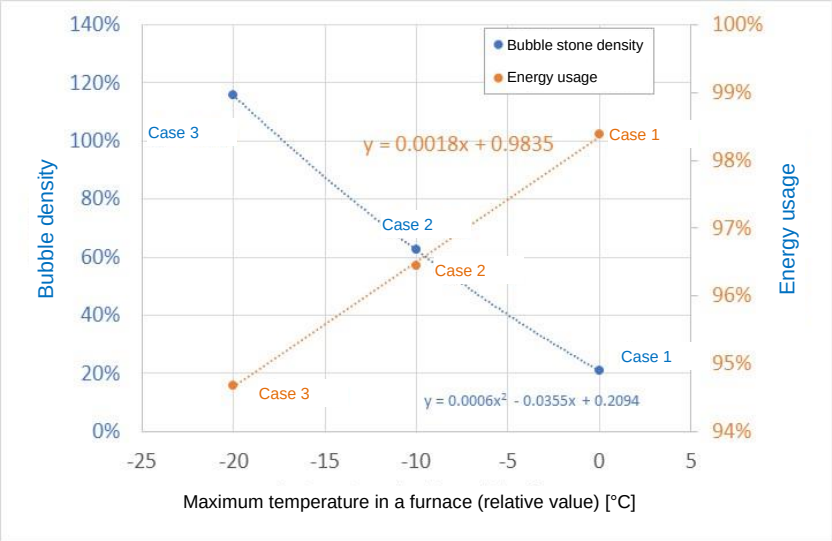


Figure 2 Relationship between bubble stone densities and energy-saving effects of dam wall structures

Using Figure 2 here, the energy consumption in the case where the bubble defect density in the dam wall structure is 100%, which is equal to of that in the flat structure (base), is derived. When the relationship between the bubble defect density and the maximum temperature in the furnace (relative value) [°C] is approximated from cases 1–3 by a quadratic function, it is expressed by the following equation:

$$\text{Bubble} = 0.0006\text{T}_{max}{}^{2} - 0.0355\text{T}_{max} + 0.2094 \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\text{(Equation 1)}$$

where:

Bubble: Bubble defect density T_{max}: Maximum temperature in the furnace (relative value)

where:

$$\text{Bubble} = 1.0\ (= 100[\%])$$

Solving Equation 1 as:

$$\text{T}_{max} = -17.2\ [℃] \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\text{(Equation 2)}$$

In other words, if a dam wall structure is introduced and the maximum temperature is set to -17.2°C, its bubble defect density becomes equivalent to that of the flat structure. Using Table 2 here, a linear approximation of the relation between the energy usage and the maximum temperature (relative value)

in the furnace is expressed by the following equation:

$$\text{Energy} = 0.0018T_{max} + 0.9835 \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \text{(Equation 3)}$$

where:

Energy: Energy usage

Substituting Equation 2 for Equation 3,

$$\text{Energy} = 0.952\ (= 95.2[\%]) \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \text{(Equation 4)}$$

is obtained. In other words, when the furnace type is changed from flat to dam wall and the maximum furnace temperature is lowered so that the bubble defect density is equivalent to that of the flat structure, the energy usage is 95.2 [%]. This is equivalent to an energy-saving effect of 4.8%.

4.1.2 Trial calculation of energy-saving effects of underport method by simulation and water cooling loss calculation

(1) Water cooling loss in a through-port method

Table 4 shows the ratio of water cooling loss of the burner lance (burner body) in a through-port method.

Table 3 The ratio of water cooling loss of the burner lance in the through-port burner

	Pull[T/D]	The ratio of water cooling loss of the burner lance to the energy used *
Furnace A	530	1.0%
Furnace B	620	1.4%
Furnace C	732	1.5%
Furnace D	750	1.2%
Average of Furnaces A to D	658	1.4%

* The energy amount of natural gas used in the furnace was set to 100%, and the ratio of water cooling loss of the burner lance was calculated. The water cooling loss [KW] of the burner lance can be measured accurately from the inlet temperature, the outlet temperature and the flow rate of the cooling water.

The ratio of water cooling loss of the burner lance in the through-port method has no strong correlation with the Pull. Therefore, it is assumed that there is no influence of Pull (glass drawing weight), and the average value of furnaces A to D is taken as a representative value of the water cooling loss ratio of the burner lance in the through-port burner, and is set to 1.4%.

(2) Effects of improvement of heat transmission from flame to a glass surface by simulation

Figures 3 and 4 show the results of simulating the heat flux to the glass surface in each combustion method using the ANSYS FLUENT.

- Since natural gas is injected into the secondary air in the through-port method, as seen from Figure 3, the start of combustion is fast and the combustion speed is high, and thus the base side of the flame is relatively easily heated.
- Since combustion starts slowly in the underport method as shown in Figure 4, there is a tendency where the glass surface is heated widely and uniformly because the combustion speed is low, although the heating immediately after the combustion starts is weak.

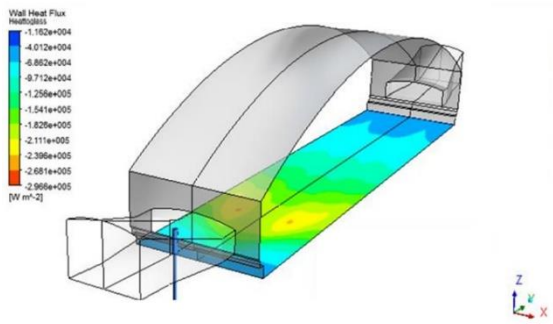


Figure 3 Heat flux on the glass surface in the through-port method

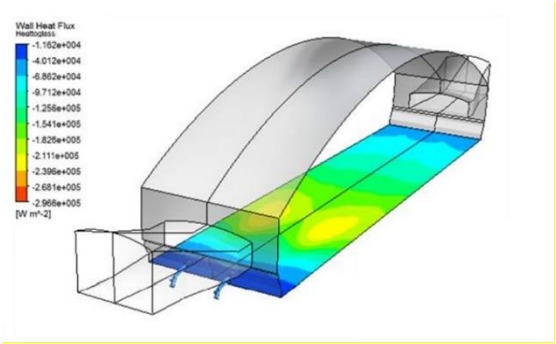


Figure 4 Heat flux on the glass surface in the underport method

As a result of integrating the heat flux from the flame to the glass surface in Figures 3 and 4 and calculating the heat transmission effects, it was confirmed that the amount of heat transmission from the flame to the glass surface was improved by 3.6 [%] by changing the through-port method to the underport method.

(3) Energy-saving effects of the underport method

From the results of (1) and (2), the energy-saving effects of the underport method can be divided into the following two.

- Water cooling loss disappears in the burner lance: 1.4 [%]
- The efficiency of heat transmission from flame is increased: 3.6 [%]

In totaling them, the energy-saving effects of the underport method can be calculated to be 5.0 [%].

4.1.3 Correction of energy-saving effects of the dam wall structure and the underport method

In Sections 4.1.1 and 4.1.2, it was possible to estimate the energy-saving effects of the dam wall structure and the underport method. These energy-saving effects are corrected on the basis of actual results.

First, we suppose three scenarios shown in Table 4. The heat retention enhancement is assumed in the reference scenario and the project scenario among them, and the energy-saving effect is assumed to be 3.7%. (The breakdown is: large-scale heat retention: 1.7%; tank blocks 0.9%; and regenerator wall 1.1%.) In addition to these three scenarios, the actual specific energy consumption result is used for correcting the energy-saving effects.

Next, cold repair was carried out at a flat glass production line (hereinafter referred to as the SP line) in AGC Flat Glass Thailand Public (hereinafter referred to as AFT) of the AGC Group in 2021, and energy-saving measures were applied, which corresponded to the BaU scenario before the cold repair and the project scenario after the cold repair. The energy-saving effect before and after the cold repair is calculated using the conditions in Table 5.

Table 4 Each scenario and expected energy-saving effects

Scenario	Energy-saving measures (expected energy-saving effects)			Total expected energy-saving effects	Correspondence with results of AFT's SP line
	Dam wall structure	Underport method	Heat retention reinforcement		
Business as usual (BaU) scenario	None (0%)	None (0%)	None (0%)	0%	2021 Before the cold repair
Reference scenario	None (0%)	None (0%)	**Yes (3.7%)**	3.7%	-
Project scenario	**Yes (4.8%)**	**Yes (5.0%)**	**Yes (3.7%)**	13.5%	2021 After the cold repair

Table 5 Conditions of comparison of energy consumption indicators in AFT's SP line

Item	Condition	Reason
Comparison period	Limited to 6–12 months from the start of production after the cold repair.	For eliminating the effects of fuel consumption deterioration due to deterioration with age from the data.
Limited to data in the comparison PULL range	400 [ton/day] or more.	For comparison under stable production conditions.
PULL correction	Convert PULL to PULL with a batch ratio of 80%.	For eliminating the influence of the cullet ratio on the specific energy consumption.
Method of comparison of specific energy consumption	An approximate expression is used to eliminate the influence of PULL.	For eliminating the influence of PULL on the specific energy consumption.

Here the following empirical formula is used for comparing specific energy consumption:

$$SpecificConsumption = A \times Pull_{80\%Batch}{}^{(-0.433508)} \cdots\cdots\cdots\cdots \text{(Equation 5)}$$

where:

A: Factor
$SpecificConsumption$: Specific energy consumption [GJ/ton]
$Pull_{80\%Batch}$: PULL converted to 80% of the batch ratio [ton/day]

This is an empirical formula derived from energy consumption indicators of several furnaces in which the Pull of AGC Group differs. Figure 5 shows energy consumption indicators before and after the cold repair of the SP lines in 2021 here. Their data are limited to the scope and corrected under the conditions of Table 6. Data fit to Equation 5 by the least-squares method is depicted in dashed lines in Figure 5.

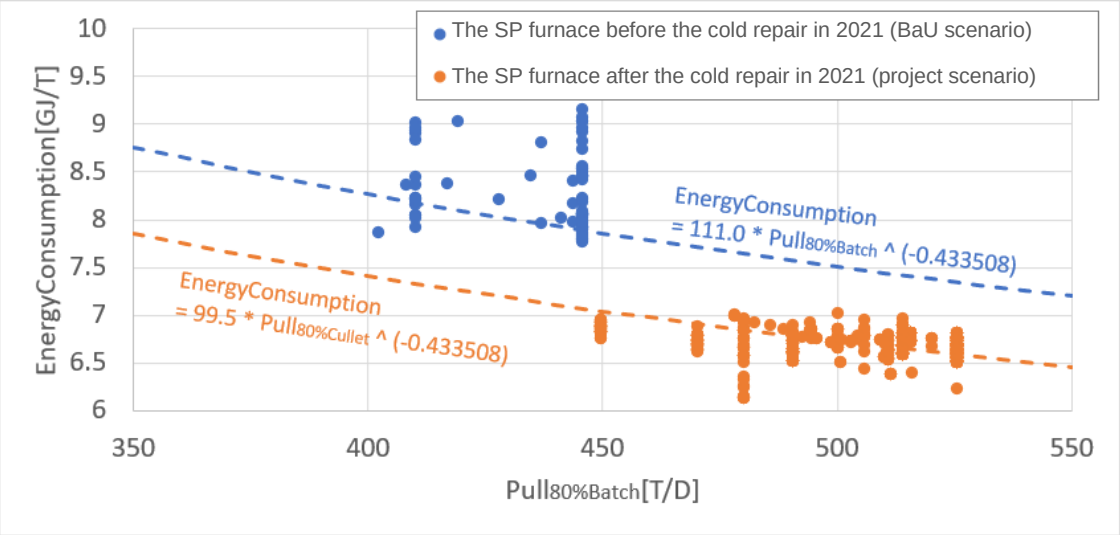


Figure 5 Comparison of specific energy consumption before and after cold repairs in SP line

Here the relationship between the specific energy consumption and Pull before and after cold repair of the SP furnaces in 2021 can be shown as follows, respectively:

SP furnace before the cold repair in 2021 (BaU scenario):

$$SpecificConsumption = 111.0 \times Pull_{80\%Batch}{}^{(-0.433508)} \cdots\cdots \text{(Equation 6)}$$

SP furnace after the cold repair in 2021 (project scenario):

$$SpecificConsumption = 99.5 \times Pull_{80\%batch}{}^{(-0.433508)} \cdots\cdots\cdots \text{(Equation 7)}$$

From the coefficients in Equations 6 and 7, the energy-saving effects of the project scenario for the BaU scenario are calculated as follows:

$$(110.0 - 99.5) \div 110.0 = 0.1\ (= 10[\%]) \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \text{(Equation 8)}$$

The energy-saving effects of Equation 8 include those through strengthening heat retention. Each of the ratios of the energy-saving effects of the dam wall structure, the underport method, and the heat retention enhancement is used to eliminate the energy-saving effects of the heat retention enhancement from Equation 8. In other words, Equation 8 is corrected by proportional calculation using the sum of the expected energy-saving effects in Table 4,

$$0.1 \times (0.048 + 0.05) \div (0.048 + 0.05 + 0.037) = 0.074\ (= 7.4[\%]) \quad \text{... (Equation 9)}$$

is calculated. From the above, the energy-saving effect of the corrected dam wall structure and the underport method is 7.4% from actual energy-saving effects and the three scenarios.

4.1.4 Trial calculation of GHG emission reductions

Calculate the annual reductions in CO_2 emissions [t-CO_2/year] through the introduction of the dam wall structure and the underport method. For the calculation, the conditions in Table 6 are used. The specific energy consumption shown in "4.1.3 Correction of energy-saving effects of the dam wall structure and the underport method" is all calculated by the lower calorific (heat generation) value, and therefore, a CO_2 emission coefficient for the lower heat generation value is used for calculation of GHG emissions.

Here the reason why a lower heat generation value is usually used in comparing the energy

consumption indicators of the glass melting furnace is described as a supplementary explanation. The difference between the higher heat generation value and the lower heat generation value is the latent heat of steam, but the latent heat of steam varies depending on the fuel used. In a glass melting furnace, latent heat of steam generated by combustion is discharged as latent heat in exhaust gas, and so does not contribute to heating the glass melting furnace. Therefore, in order to prevent the apparent energy consumption indicator from changing in a way that depends on the properties of the fuel to be used and to appropriately compare the energy consumption performances of the glass melting furnaces, a lower heat generation value is usually used for comparing the energy consumption indicators of the glass melting furnaces.

Table 6 Conditions used for calculating annual CO_2 reductions

$Pull_{80\%\,Batch}$	500 [ton/day]
CO_2 emission coefficient for lower heat generation values of natural gas*	0.05584[t-CO2/GJ]

Source) Explanation of standard heat generation values and carbon emission coefficients by energy source (2018 edition) (Agency of Natural Resources and Energy, the Ministry of Economy, Trade and Industry) p.75, Table 6-2 "True heat generation values of imported natural gas and corresponding carbon emission factors"

where:

$SpecificConsumption_{Project}$: Specific energy consumption in the project scenario at a batch ratio of 80% PULL 500 [ton/day]

$SpecificConsumption_{Reference}$: Specific energy consumption in the reference scenario at a batch ratio of 80% PULL 500 [ton/day]

Assumptions are made like this. Then from Equation 7:

$$SpecificConsumption_{Project} = 99.5 \times 500^{(-0.433508)} = 6.73\ [\mathrm{GJ/ton}] \cdots\cdots \text{(Equation 10)}$$

From Equations 9 and 10, the relationship of the project scenario to the reference scenario is:

$$SpecificConsumption_{Reference} \times (1 - 0.079) = SpecificConsumption_{Project} = 6.73$$
$$SpecificConsumption_{Reference} = 6.73 \div (1 - 0.079) = 7.31\ [\mathrm{GJ/ton}] \quad \cdots\text{(Equation 11)}$$

Therefore, from Equations 10 and 11, the annual reduction in CO_2 [t-CO_2/year] due to the introduction of the dam wall structure and the underport method,

$$(7.31 - 6.73) \times 500 \times 365 \times 0.05584 = 5911[\mathrm{t - CO2/year}] \cdots \text{(Equation 12)}$$

can be calculated as above.

4.2 Examination of JCM's methodology

(1) Target project

Project title	Project on Reducing GHG Emissions by Changing the Combustion Method and the Furnace Shape in a Flat Glass Production Melting Furnace
Intention to switch to Joint	Yes

Crediting Mechanism (JCM)?	

(2) Emission sources and target gas

The targets of GHG emission sources calculated by this methodology are as follows. As GHG emission sources, fossil fuel (natural gas) is used as heat sources for furnace, electricity is also used for feeding raw material, cooling from the outside of the furnace body, stirring to improve homogeneity, and width-direction temperature adjustment in drawing and annealing processes downstream of the melting furnace. Since these usage amounts are monitored as factory production records, data collection is possible. As for the production line planned to be applied in this project, it was confirmed that natural gas is used as fossil fuel.

Table 7 Target GHG emission sources

GHG source	Uses	Contents
Fossil fuels (Natural gas, etc.)	Heat sources for furnaces	Direct emissions corresponding to Scope 1 on the GHG protocol Correlates to reference emissions and project emissions CO2 conversion based on global warming potential (GWP)
Electricity	Feeding raw material, cooling from the outside of the furnace body, stirring to improve homogeneity, and width-direction temperature adjustment in drawing and annealing processes downstream of the melting furnace, etc.	Indirect emissions corresponding to Scope 2 on the GHG protocol Correlates to reference emissions and project emissions CO_2 conversion based on global warming potential (GWP)

(3) Reference emission calculation method

The calculation formula for reference emission and the parameters in the formula are shown below.

$$RE_y = SEM_{BP} * PO_{PJ}$$

RE_y	Reference annual CO_2 emission [t-CO_2/year]
SEM_{BP}	Emission source units per unit PULL before project [t-CO_2/ton]
PO_{PJ}	Annual pull during project [ton/year]

SEM_{BP} is calculated by the following calculation formula.

$$SEM_{BP} = (EM_{BP_fuel} + EM_{BP_electricity})/PO_{BP} = \Sigma i(F_{fuel,\,i,\,BP} * HV_{fuel,\,I} * CF_{fuel,\,i} * 44/12) + EL_{BP} * EF_{ele})\} / PO_{BP}$$

EM_{BP_fuel}	Annual GHG emission from fossil fuels before project [t-CO_2/year]
$EM_{BP_electricity}$	Annual GHG emission from electricity before project [t-CO_2/year]
PO_{BP}	Annual pull before project [ton/year]
$F_{fuel,\,i,\,BP}$	Fossil fuel consumption before project [ton/year]

$HV_{fuel,i.}$	Calorific value of fossil fuel [GJ/ton]
$CF_{fuel,i}$	Fossil fuel emission factor [t-CO_2/GJ]
EL_{BP}	Annual electricity consumption [MWh/year]
EF_{ele}	GHG emission factor of electricity [t-CO_2/MWh]

(4) Project emission calculation method

The calculation formula for project emission and the parameters in the formula are shown below.

$$PEy = PEy_{_fuel} + PEy_{_electricity}$$
$$= \Sigma_i(F_{fuel,i,PJ} * HV_{fuel,i} * CF_{fuel,i} * 44/12) + EC_{PJ,i,p} * EF_{ele}$$

PE_y	Project annual CO_2 emission [t-CO_2/year]
PE_{y_fuel}	Annual GHG emission from fossil fuels during project [t-CO_2year]
$PE_{y_electricity}$	Annual GHG emission from electricity during project [t-CO_2/year]
$F_{fuel,i,PJ}$	Fossil fuel consumption during project [ton/year]
$HV_{fuel,i.}$	Calorific value of fossil fuel [GJ/ton]
$CF_{fuel,i}$	GHG emission factor of fossil fuel [t-CO_2/GJ]
$EC_{PJ,i,p}$	Annual electricity consumption during project [MWh/year]
EF_{ele}	GHG emission factor of electricity [t-CO_2/MWh]

(5) Calculation method for emission reduction

The calculation formula for emission reduction was determined as follows from the calculation formula for reference emission and project emission.

<Calculation formula for emission reduction>

$$ER_y = RE_y - PE_y$$

ER_y	Amount of GHG reduction [t-CO_2/year]
RE_y [4]	Reference annual CO_2 emission [t-CO_2/year]

$$RE_y = SEM_{BP} * PO_{PJ}$$

SEM_{BP}	Emission source units per unit PULL before project [t-CO_2/ton]
PO_{PJ}	Annual pull during project [ton/year]
PE_y[5]	Project annual CO_2 emission [t-CO_2/year]

$$PE_y = PE_{y\,fuel} + PE_{y_electricity}$$

PE_{y_fuel}	Annual GHG emission from fossil fuels during project [t-CO_2year]
$PE_{y_electricity}$	Annual GHG emission from electricity during project [t-CO_2year]

[4] For details, refer Reference emission calculation method

[5] For details, refer Project emission calculation method

(6) Key default values

Table 8 Default emission factor

Items	Contents
GHG emission factor of fossil fuel	The published value of natural gas for inventory calculation by the IPCC is used as a default value (natural gas is used in this project, but when other fossil fuels are used, each emission factor is used)
GHG emission factor of electricity	Primary information: If an adjusted emission factor is available from the contracted power company, it is used. Secondary information: If primary information cannot be obtained, the emission factor of Indonesian public power published by the IEA is used as an alternative.

5. Overall summary

In order to contribute to reducing GHG emissions in Indonesia, in this study we examined commercialization plans and evaluated economic efficiency, identified challenges and examined specific countermeasures against them, established JCM methodology for a trial calculation of GHG emissions reduction prospects and examined JCM business development destinations, etc. We did so on the premise of remodeling to the two following structures with a glass melting furnace at AMG's A1 Line as energy-saving type furnace structures that can be realized at present:

A. Change of a combustion method: Through port method ⇒ Under port method; and
B. Change of a dissolution tank bed paving structure: Flat structure ⇒ Dam wall structure

The conclusion from this study is as follows:

1. It was confirmed that GHG emission reduction effects could be expected to be high as planned.
2. In Indonesia, this measure was confirmed to be superior to other measures such as fuel conversion (electrification).
3. In commercialization, it was confirmed that high economic efficiency could be achieved by receiving subsidies from JCM equipment subsidy projects.
4. The commercialization of this measure received welcome comments from the parties concerned in our counterpart country.

Based on the above, it was judged that there is no problem with promoting JCM commercialization.

Secondary use unapproved list

Title of report: Feasibility Study on GHG Emissions Reduction by Changing a Combustion Method and Furnace Shapes in Flat Glass Production Melting Furnaces

Title of the project: FY2022 study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (Feasibility Study project for the JCM and work conducted by the CEFIA Japan Secretariat etc.)

AGC Inc.

Page	Figure and table	Title
2	Table 1	Evaluation of the economic efficiency for remodeling to the dam wall structure and underport method
5	Table 2	Conditions and results of simulating dam wall structures
6	Figure 2	Relationship between bubble stone densities and energy-saving effects of dam wall structures
7	Table 3	The ratio of water cooling loss of the burner lance in the through-port burner
8	Figure 3	Heat flux on the glass surface in the through-port method
8	Figure 4	Heat flux on the glass surface in the underport method
9	Table 4	Each scenario and expected energy-saving effects
9	Table 5	Conditions of comparison of energy consumption indicators in AFT's SP line
10	Figure 5	Comparison of specific energy consumption before and after cold repairs in SP line

令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）　脱炭素分野における JCM 実現可能性調査
アゼルバイジャン国・ハイブリッド型風力発電所とヒーティングの最適化システム導入可能性調査事業

実施者：株式会社駒井ハルテック

1. 目的及び実施体制等

アゼルバイジャン政府は 2016 年にパリ協定に調印、2021 年 11 月に開催された国連気候変動枠組条約第 26 回締約国会議（COP 26）においても、2050 年までに温室効果ガス(GHG)排出量を 1990 年比 40％削減するとし、電源構成における再生可能エネルギーの割合を 2030 年までに現在の 17%から 30%までに引き上げることを目指している。2020 年は総発電量 7,937MW のうち、再生可能エネルギーが約 17％を占め、風力発電は 66MW 建設されている。今後、再生可能エネルギー導入率を 2021 年 22％、2030 年 30％まで段階的に増やしていく方針である。

昨年 9 月、日本・アゼルバイジャン間の二国間クレジット制度の構築に関する協力覚書が締結された。アゼルバイジャンにおける温室効果ガスの排出削減等に協力することにより、両国の国が決定する貢献（NDC）の達成に貢献していくとともに、世界の脱炭素化に向けての取り組みが進められることとなった。

その具体化を図るべく、アゼルバイジャン政府エネルギー省の意向である山岳地の小規模集落の暖房環境の改善のため、再生可能エネルギー（風力発電、太陽光発電）のハイブリッド発電システムによるヒーティングシステムの検討を行う。

商社バクー事務所を通じてアゼルバイジャン側のニーズについて情報収集を行い、サイト選定・気象情報収集は現地ｴﾝｼﾞﾆｱﾘﾝｸﾞ会社と調査を行った。

2. 事業化計画の検討

現状、寒冷な山間部は LNG ガス利用ができず、暖房設備が整備されていない。また、アルメニアとの国境付近は治安が安定せず、電力網が整備されていない状態にある。

アゼルバイジャン政府は、今回モデルケースとして選定された電力系統の強化が難しい集落の再エネを活用した暖房インフラを整備し、地域住民の生活向上を推進すると共に、再エネ導入による低炭素化を進めていきたいと考えている。

ただ、大規模な開発を伴う IPP 事業によるウィンドファームやメガソーラーの導入は脆弱な系統、輸送路の制限から適さない。そこで、FIT 制度がないアゼルバイジャンにおいて、電力のみの売電に、JCM クレジットとアゼルバイジャン政府の補助金等を活用し、地域インフラ整備と脱炭素化に取組む。

なお、現地での住宅訪問時の住民との面談では、天然ガスの配管が届かない遠隔地の村に対する風力発電、太陽光発電などの再エネ使用によるに暖房設備を期待している様子がうかがえた。

現地訪問時の様子

村の送電線

図１　現地訪問の様子

アゼルバイジャンから推薦されたサイトのうち、風況、高度、輸送条件等を検討の結果、Guba 県の集落を選定した。行政中心部から 70km あまり離れた村で、建物はすべて石造り、集中冷水供給システムや下水道・排水処理システムはなく、道路は舗装されていない。渓流から重力でパイプを通じて各家庭に供給されているが、冬は凍結することが多く、車や馬車で運ばれる。電圧 240V の 2 線架空送電線によって 120 世帯に電力が供給されている。

人口・世帯数・産業構造等を考慮し、モデルケースのシステム構成を以下の通り設定した。

・既設系統に接続しやすい寒冷地対応 300kW 中型風車×２基

・空間の有効活用や山岳地域にも適した上空式太陽光発電システム 500kW

・現地に適したヒーティングシステム

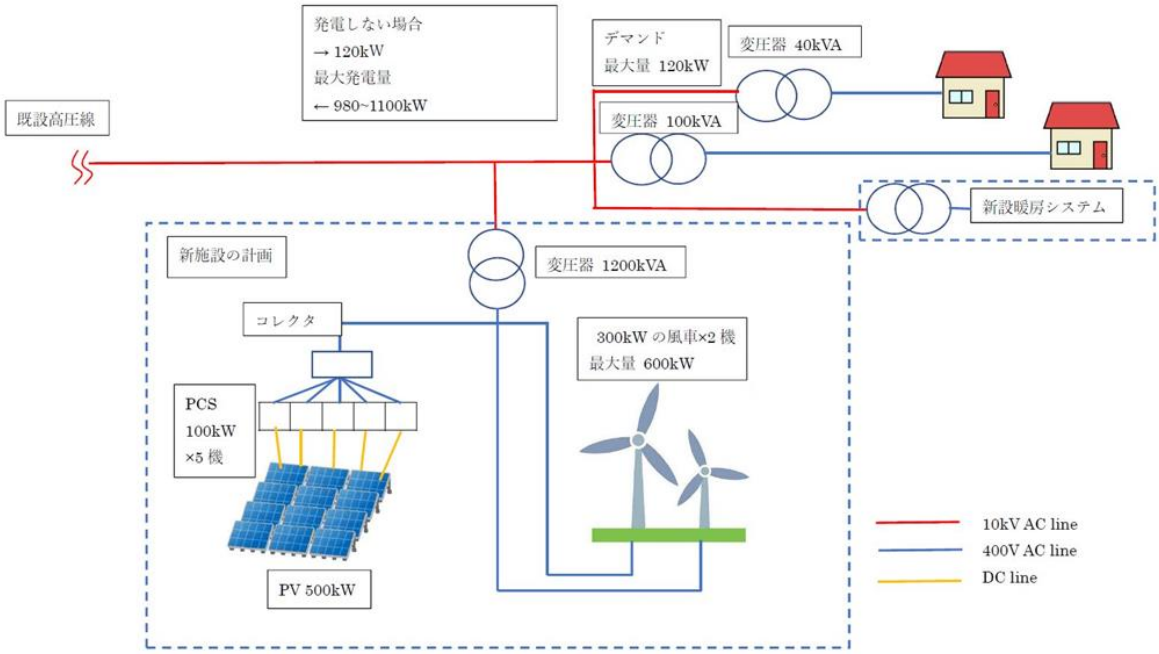


図２　ハイブリッド発電所接続図

現地気象台風速データに基づき、解析により定格出力 300kW の風車 2 台の予測発電量を算出した。

表 1　WAsP による発電量予測

WT	ハブの高さでの 平均年間風速、m/s	年間発電量、MWh	設備利用率、%
WT 01	6.17	630.157	23.98
WT 02	5.91	582.231	22.15
平均/合計	6.04	1212.388	23.07

現地気象台の日射量や雨季の傾向を分析し、日射量や日射強度の特長が似ている日本の日射量データをもとに、太陽光発電 500kW の発電量を算出した。

表 2　年間の発電量の計算

定格容量　500　kW

月	H_{AM}	日数	月別日射量	P_{AS}	α Pmax	T_{AV}	⊿T	T_{CR}	K_{PT}	K'	E_{PM}
	(kwh/㎡・日)	日	(kwh/㎡)	k w	%/℃	℃	℃	℃			k w h
1月	2.95	31	91.45	500.00	-0.40	-5.8	21.5	15.7	1.037	0.871	41,317
2月	3.80	28	106.40	500.00	-0.40	-4.9	21.5	16.6	1.034	0.871	47,904
3月	4.71	31	146.01	500.00	-0.40	-0.3	21.5	21.2	1.015	0.871	64,567
4月	4.86	30	145.80	500.00	-0.40	4.2	21.5	25.7	0.997	0.871	63,331
5月	4.98	31	154.38	500.00	-0.40	8.6	21.5	30.1	0.980	0.871	65,875
6月	4.42	30	132.60	500.00	-0.40	12.4	21.5	33.9	0.964	0.871	55,703
7月	4.16	31	128.96	500.00	-0.40	17.0	21.5	38.5	0.946	0.871	53,140
8月	3.74	31	115.94	500.00	-0.40	19.0	21.5	40.5	0.938	0.871	47,371
9月	3.56	30	106.80	500.00	-0.40	16.7	21.5	38.2	0.947	0.871	44,065
10月	3.38	31	104.78	500.00	-0.40	106.0	21.5	127.5	0.590	0.871	26,928
11月	2.66	30	79.80	500.00	-0.40	4.6	21.5	26.1	0.996	0.871	34,607
12月	2.39	31	74.09	500.00	-0.40	-2.1	21.5	19.4	1.022	0.871	32,996
合計	3.80	365	1387.01								577,803

図 3　上空式ソーラーシステムの農地設置のイメージ図

現地の気象と住居環境を考慮し、ヒーティングシステムを 4 案検討した。

□Plan A 各戸に電気ボイラーを設置、各戸に給湯用ラジエーターを設置、間接暖房用貯

湯タンクを設置して給湯と給湯システムの配線

□Plan B 各住宅に空気対水ヒートポンプを設置、住宅の各部屋に温水ラジエーターを設置、温水とシステム配線を提供するための間接貯蔵タンクを設置

□Plan C 住宅の各部屋への電気コンベクターの設置

□Plan D 各戸にエアコンを設置し、電気温水器を追加設置

ヒートポンプの導入コストはエアコン同様かかるが、電気使用料が最も低く、CO2 排出量の削減が期待できる PlanB のシステムを村の小学校に導入するモデルケースを検討する。

導入スケジュールは以下の通り計画した。

表 3　導入スケジュール

2022 年度	事業可能性調査実施、現地プロジェクト推進体制の構築
2023 年度	実証スキーム策定、許認可申請、環境影響評価、詳細設計
2024 年度	許認可取得、資機材調達
2025 年度	実証モデル導入工事実施、事業開始
2026 年度	実証モデル運営・検証、JCM プロジェクト登録（想定）
2027 年度	他の JCM クレジット活用案件形成

3. 課題と対応策の検討

アゼルバイジャンではカスピ海沿岸を中心に、欧州等の海外企業も参画するウィンドファームやメガソーラーによる IPP 事業が行われている。

一方、アゼルバイジャンエネルギー省では、天然ガス供給網のない山間僻地を対象に、再生可能エネルギーの導入によるヒーティングシステムの整備に関心を寄せている。エネルギー省傘下のアルトエナジーは、住宅用太陽光発電やマイクロ風車を手がけ、ドイツ企業と協業し、地域向けハイブリッド発電所を建設・運営している。

そこで、既に風力・太陽光・バイオガスのハイブリッド発電所建設と運営で実績のある、アルトエナジーが本実証モデルケースのハイブリッド発電事業者となり、アゼルバイジャン政府の支援を得て、再生可能エネルギーによる発電事業を実施し、日本製の機器の導入とメンテナンスやタワー製造などの原産地化によるコスト低減を図る。

運転開始：2013 年 4 月 5 日
システム構成：風力発電 2.7MW・
太陽光発電 3MW・
バイオガス発電 0.7MW

図 4　Gobustan ハイブリッド発電所

表 4　技術課題と対処方法

技術課題	KWT300 寒冷地仕様の課題への対処方法
独立系統で電力系統の規模が小さいため、再生可能エネルギーによる出力変動への許容量が小さい。	・AC-DC-AC フルコンバータを装備しているため、電力系統への影響が小さい。 ・電力余剰時には外部信号をうけて出力を幅広い範囲で抑制できるなど、電力品質を維持しながら、風力発電エネルギーを有効に利用するための制御システムを構築可能。 ・再生可能エネルギーの導入率を上げる場合には、バッテリーとの組合せにより風車容量のアップ、系統安定化システムの導入提案が可能である。
最低気温が-40℃に達する	・これまで NEDO 実証において、北極圏の集落等で-50℃対応機種を稼働している。
寒冷地特有のブレードへの着氷・着雪	・ブレードに着氷が起きにくくなる塗料を使用し、風車制御による着氷防止動作を実施できる。
荷揚げ用港や輸送用道路等のインフラが不十分	・当該機のブレードはトラック輸送可能な 16m長さ。タワーは４分割して１ブロック 10 トン以下となり、トレーラーを使用することなく、トラックでの輸送が可能。
建設用クレーンが無いなど、建設条件が厳しい	・大型クレーンが無い場合は、60 トンクレーンでの施工が可能（2MW クラスの大型風車の場合は、500 トン級クレーンが必要となる。）
メンテナンス費用が高くなる傾向にある	・現地のエンジニアをトレーニングし、地元でメンテナンスが実施できる体制を海外で構築済み。 ・日本から遠隔でモニタリングして風車の状況を把握し、現地のメンテナンススタッフに対して指示ができるなど、メンテナンス支援体制を構築している。

4. 排出削減見込量の試算

本事業による CO2 排出削減見込み量、及び JCM 化を視野にいれた排出削減量の算定方法論の検討結果を以下に示す。

4.1 JCM 方法論の検討

4.1.1 プロジェクト対象範囲と GHG 排出量削減

本事業は、第 2 章に前述する通り、太陽光および風力発電をアゼルバイジャン国のハルタン村に設置し、当該地域のグリッドに電力供給することにより、従来の化石燃料由来の電力を代替することにより、GHG 排出削減を実現する。

本事業の削減対象バウンダリーは、本事業で設置する再生可能エネルギー発電設備と、当該設備が接続するグリッドである。

4.1.2 アゼルバイジャン国におけるハイブリッド型再生可能エネルギー供給プロジェクトに関する方法論

(1) 対象プロジェクト

JCM の対象となるのは、太陽光および風力からなる再生可能エネルギーをグリッドに供給することにより、化石燃料主体のグリッド電力を代替するプロジェクトである。

表 5　JCM 化の志向の有無

プロジェクトタイトル	アゼルバイジャン国におけるハイブリッド型再生可能エネルギー供給プロジェクト
JCM 化の志向の有無	有

(2) JCM 化する場合の適格性要件

本事業に適用可能な方法論を検討するにあたり、これまでに JCM で承認されている太陽光発電に関わる方法論（例：日フィリピン JCM 承認方法論：JCM_PH_AM0002_ver01.0 “Installation of Solar PV system”）を参考にした[1]。なお、風力発電については、JCM で承認済みの方法論は確認されていない。したがって、風力に関わる部分は本調査において新たに検討し、追記したものである。

表 6　JCM 承認方法論の適格性要件

番号	適格性要件	必要性
1	当該プロジェクトは風力発電および太陽光発電からなるハイブリッド型再生可能エネルギー供給システムを設置するものである	当該プロジェクトが、再エネ供給施設の新規導入により GHG 排出削減が追加的に行われるものであることを担保する
2	太陽電池モジュールおよび風力発電機器は、次の国際規格に準じたものである 【太陽光：設計上の規格 (IEC 61215, IEC 61646 or IEC 62108) 、安全上の規格（(IEC 61730-1 and IEC 61730-2).）】 【風力：設計・安全上の規格 (IEC 61400)】	質の高い技術が導入されることを担保する
3	風力発電および太陽光発電からなるハイブリッド型再生可能エネルギー供給システムによる出力、日射量並びに風量を計測する機器がプロジェク	方法論を適用し、GHG 排出削減量を算定するための要件

[1] JCM Philippines-Japan, Methodology : PH_AM002 Ver1.0, https://www.jcm.go.jp/ph-jp/methodologies/111、（閲覧日 2023 年 2 月 13 日）

	トサイトに設置されている。	

(3) 排出源及び対象ガス

これまでに JCM で承認されている太陽光発電に関わる方法論を参考に、以下の通り排出源及び対象ガスを設定する。リファレンス排出量は、本事業が接続するグリッド電力からの CO2 となる。

なお、太陽光発電等の再生可能エネルギー発電施設の設置に伴う GHG 排出量は一般的に除外される。

表 7　排出源及び対象ガス

区分	排出源	対象 GHG
リファレンス排出量	グリッド電力及び/又は自家発電の消費	CO2
プロジェクト排出量	風力発電および太陽光発電からなるハイブリッド型再生可能エネルギー供給システムによる発電	N/A

(4) リファレンス排出量の算定方法

1) 算定の根拠と前提

本事業のリファレンス排出量は､本事業で導入される風力発電および太陽光発電からなるハイブリッド型再生可能エネルギー供給システムによる発電から供給される電力による置き換えられる電力からの CO2 排出量である。算定式等は、これまで JCM で承認されてきた太陽光発電の方法論を参考に検討した。なお、本事業で置き換えられるのは、グリッド電力だが、方法論では自家発電を置き換えるケースも想定されており、代替する電力の排出係数はそれぞれのケースで異なる算定方式が示されており、本調査でも踏襲している。

保守性については、これまでに承認された太陽光発電および他の再生可能エネルギーに関する JCM 方法論では、置き換えられる電力の排出係数を低く見積もることで担保されている。例えば、グリッド電力の場合、実際の電源構成や燃料消費量を基準にした当該国の公式値をそのまま適用するのではなく､世界最高レベルのガスコンバインサイクルの効率を想定した算定に基づき排出係数等を設定している。例えば、フィリピンの場合、Luzon-Visayas グリッドの公式排出係数は 0.79tCO2/MWh だが、JCM では 0.507 tCO2/MWh と設定されている。本事業においても、同様にアゼルバイジャンの電源種別の Best Available Technology の効率を考慮したグリッド排出係数を設置することが見込まれる。しかしながら、現時点ではアゼルバイジャンの発電施設に関する詳細情報が入手できないため、本調査における GHG 排出削減量の試算ではアゼルバイジャンの公式のグリッド排出係数は、0.555tCO2/MWh を適用する[2]。

[2] アゼルバイジャンの最新ガス複合火力（シマール２）の効率 55%に基づく

表 8　フィリピンの太陽光発電方法論 PH_AM002 で検討された電源種別の効率等（一部抜粋）

Item	Values	Reference
Best heat efficiency of natural gas power plant	60% (combined cycle)	Department of Energy
Best heat efficiency of coal power plant	39% (Circulating Fluidized Bed)	Department of Energy
Best heat efficiency of diesel power plant	49%	JCM Approved Methodologies: PW_AM001, MN_AM003, etc.

出所）JCM Philippines-Japan, Additional information on calculating the emission factors of the Philippines for the JCM, https://www.jcm.go.jp/ph-jp/methodologies/111/attached_document1, （閲覧日 2023 年 2 月 13 日）から一部抜粋し、調査団が作成

2) 算定式等

リファレンス排出量は、以下の算定式により求められる。算定式は、フィリピンの太陽光発電方法論 PH_AM002 等、これまでに承認されている再生可能エネルギー供給に関わる方法論を参考にしている。

$$\mathrm{RE_p} = \sum_i \left(\mathrm{EG_{i,p}} \times \mathrm{EF_{RE,i}}\right) \cdots\cdots (1)$$

パラメータ		説明・単位	手法
RE_p	=	期間 p のリファレンス排出量[t-CO2]	式(1)より算出
$EG_{i,p}$	=	期間 p のプロジェクト発電設備 i による発電電力量[MWh]	
$EF_{RE,i}$	=	期間 p の発電設備 i の電力系統 CO2 原単位[t-CO2/MWh]	

(5) プロジェクト排出量の算定方法

プロジェクト排出量は、以下に示す通り、太陽光発電や風力発電等の事業では想定されないため、下記の算定式の通り、ゼロとなる。

$$\mathrm{PE_p} = 0 \cdots\cdots (2)$$

(6) 排出削減量の算定方法

排出削減量の$ER_p = RE_p - PE_p \cdots\cdots (3)$

パラメータ		説明・単位	手法
ER_p	=	期間 p の排出削減量[t-CO2]	式(3)より算出

RE_p	=	期間 p のリファレンス排出量[t-CO2]	式(1)より算出
PE_p	=	期間 p のプロジェクト排出量[t-CO2]	式(2)より算出

(7) 主要なデフォルト値

フィリピンの太陽光発電方法論 PH_AM002 等、類似の JCM 方法論を参考にし、以下の通りデフォルト値を設定する。なお、ナショナルグリッドの排出係数については、今後、アゼルバイジャンの電源種別の情報を更に調査し、精緻化を図る必要がある。

表 9　排出係数デフォルト値

パラメータ	説明・単位	データ出典等
$EF_{RE,i}$	【ナショナル/地域グリッド に接続している場合】0.555t-CO2/MWh 【所内グリッド経由でナショナル/地域グリッドに接続している場合】ナショナル/地域グリッドの CO2 排出原単位 【ナショナル/地域グリッドおよび自家発電両方に接続している所内グリッドに接続している場合】ナショナル/地域グリッドの CO2 排出原単位か自家発電の CO2 排出原単位のいずれか低い方 【ナショナル／地域グリッドに接続していない所内グリッドに接続している場合】自家発電の CO2 排出原単位（0.533tCO2/MWh）	ホスト国政府 アゼルバイジャンの最新ガス複合火力（シマール２）の効率 55%に基づく。 PH_AM002 等、他の類似 JCM 方法論を参照。（ディーゼル発電機のデフォルト効率 49%に基づく。）

(8) 主要なモニタリング項目

モニタリングにおいては、設置する発電設備ごとに電力計を設置する。モニタリングはシステム化し、リアルタイムで設備毎および事業全体の発電量の把握を可能とする。今後、データ記録の手順、データの品質管理体制、モニタリング機器のメンテナンス方法等について検討の上、手順書等を準備しておく。

表 10　モニタリング項目

パラメータ	測定機器	備考
$EG_{i,p}$	電力計によりリアルタイムで把握。月次でのとりまとめを想定している。	国際規格に準じた精度を有するメーターを導入予定。電力会社の基準に基づき、定期的に校正を実施する。

(9) 排出削減見込み量の試算

実証システムベースでは、風力と太陽光発電合わせて年間 1,789MWh の発電量が想定されており、グリッド排出係数である 0.555tCO2/MWh を乗じると年間約 992tCO2 の削減が推定される。また、普及ベースでは、同種のシステムを約 11 か所に普及することを想定しており、年間約 10,921 tCO2 の排出削減が見込まれる。

5. 総括

山間僻地に小型再エネ発電を導入することのアゼルバイジャン政府にとっての重要な目的及び意義は、天然ガス供給網が無い住民へ安価かつ充分な暖房供給を実現することにある。具体的には、数年に亘る設備の償却後、ほぼコストフリーとなる再エネ電力による暖房の実現により、住民によるコスト負担の適正化を叶えたい。

本事業は、事業化による脱炭素化の効果が期待できるものであり、引続き具体化に向けて取り組んでいく。

・離島や寒冷地の遠隔地向けに中型風力発電を導入し、デマンドの需給バランスを考慮したシステム構成の検討の経験が豊富であり、輸送・建設方法のコスト削減にも知見がある

・二国間合意締結後、風力案件については初めてのケースとなる可能性が高いことから、日本政府経済産業省・アゼルバイジャンエネルギー省とも期待が大きい

・系統側の検討や、電力によるヒーティングシステムにつき、日本のコンサルタントや機器メーカーとの協業が期待できる

5.1 課題と対応策の検討

アゼルバイジャン政府と以下の枠組みの検討ならびに構築が必要となる

① 再エネ設備償却終了までのコスト及び利益回収のメカニズム構築(アルトエナジーから配電会社への電力販売、政府からアルトエナジーへの補助金付与、JCM クレジット収入)

② 電力をエネルギー源とする暖房設備の導入コスト負担 (政府から住民への貸与、もしくは補助金付与による政府から住民への提供、等)

また、事業化や普及に際しての以下の課題についても対応策を検討し、JCM プロジェクト化に向け取り組んでいきたいと考える。

・二国間合意締結後、プロジェクト実施はこれからのため、手続きや所要期間が見えにくい点が懸念されるが、エネルギー省の担当とも情報交換ができたので、今後も協議の機会を設けるよう取組んでいく。

・原油高や為替の影響については、輸送コストへのインパクトが大きいことから、コスト低減を図るため、輸送ルートやタワーの原産地化を引続き検討していく。

・アゼルバイジャン政府の再エネタリフは大型事業を対象としているため、事業化に向けたビジネス環境整備に向けた方策について、エネルギー省傘下のアルトエナジー社と協議を継続し、アゼルバイジャン政府への働きかけを継続する。

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：アゼルバイジャン国・ハイブリッド型風力発電所とヒーティングの最適化システム導入可能性調査事業

委託事業名：令和4年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査及びCEFIA国内事務局等業務）

株式会社駒井ハルテック

頁	図表番号	タイトル
2	図　1	現地訪問の様子
2	図　2	ハイブリッド発電所接続図
3	表　1	WAsPによる発電量予測
3	表　2	年間の発電量の計算
3	図　3	上空式ソーラーシステムの農地設置のイメージ図
4	表　3	導入スケジュール
4	図　4	Gobustanハイブリッド発電所
5	表　4	技術課題と対処方法
6	表　5	JCM化の志向の有無
6	表　6	JCM承認方法論の適格性要件
7	表　7	排出源及び対象ガス
8	表　8	フィリピンの太陽光発電方法論PH_AM002で検討された電源種別の効率等（一部抜粋）
9	表　9	排出係数デフォルト値
9	表　10	モニタリング項目

Fiscal 2022 Infrastructure development research project for bilateral credit acquisition (JCM feasibility study and CEFIA domestic secretariat work) JCM feasibility study in the decarbonization field

Azerbaijan State Hybrid Wind Power Plant and Heating Optimization System Introduction Feasibility Study Project

Implementer: KOMAIHALTEC Inc..

1. Purpose and implementation system

The government of Azerbaijan signed the Paris Agreement in 2016, and at the 26th Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change (COP 26) held in November 2021, we will reduce greenhouse gas (GHG) emissions by 2050. It aims to reduce power consumption by 40% compared to 1990, and aims to increase the share of renewable energy in the power mix from the current 17% to 30% by 2030. In 2020, renewable energy accounted for about 17% of the total power generation of 7,937 MW, and 66 MW of wind power was constructed. Going forward, the policy is to gradually increase the renewable energy introduction rate to 22% in 2021 and 30% in 2030.

In September last year, a memorandum of cooperation was signed between Japan and Azerbaijan on the establishment of a bilateral credit system. By cooperating in the reduction of greenhouse gas emissions in Azerbaijan, we will contribute to the achievement of the Nationally Determined Contribution (NDC) of both countries, and at the same time, we will promote efforts toward decarbonization of the world. rice field.

In order to make it a reality, in order to improve the heating environment of small villages in mountainous areas, which is the intention of the Ministry of Energy of the Government of Azerbaijan, a heating system using a hybrid power generation system of renewable energy (wind power generation, solar power generation) is examined. I do.

Information on the needs of Azerbaijan was collected through the Baku office of a trading company, and site selection and weather information collection were conducted with a local engineering company.

2. Examination of commercialization plan

Currently, LNG gas cannot be used in cold mountainous areas, and heating facilities are not in place. In addition, security is unstable near the border with Armenia, and the power grid has not been developed.

The government of Azerbaijan is promoting the improvement of the lives of local residents by developing heating infrastructure using renewable energy in villages where it is difficult to strengthen the power system, which was selected as a model case this time, and promoting low carbonization by introducing renewable energy. I want to

However, the introduction of wind farms and mega-solar by IPP projects that involve large-scale development is not suitable due to fragile grids and restrictions on transportation routes. Therefore, in Azerbaijan, where there is no FIT system, JCM credits and subsidies from the Azerbaijan government will be used to sell only electricity, and work on regional infrastructure development and decarbonization.

In addition, in interviews with local residents during home visits, it seems that they expect heating facilities using renewable energy such as wind power and solar power for villages in remote areas where natural gas pipes do not reach. rice field.

Site Inspection

Power lines in the village

Figure 1 Images from Site Visit

Of the sites recommended by Azerbaijan, we selected a village in Guba Prefecture after examining wind conditions, altitude, transportation conditions, etc. The village is more than 70km from the administrative center, all buildings are made of stone, there is no centralized cold water supply system, sewage or wastewater treatment system, and the roads are unpaved. It is supplied to each household through pipes by gravity from the mountain stream, but it often freezes in winter, so it is transported by car or horse-drawn carriage. Electricity is supplied to 120 households by a two-wire overhead transmission line with a voltage of 240V.

Considering the population, number of households, industrial structure, etc., the system configuration of the model case was set as follows.

- 300 kW medium-sized wind turbines for cold regions that are easy to connect to existing systems x 2 units
- A 500 kW overhead solar power generation system suitable for effective use of space and mountainous areas
- Heating system suitable for the site

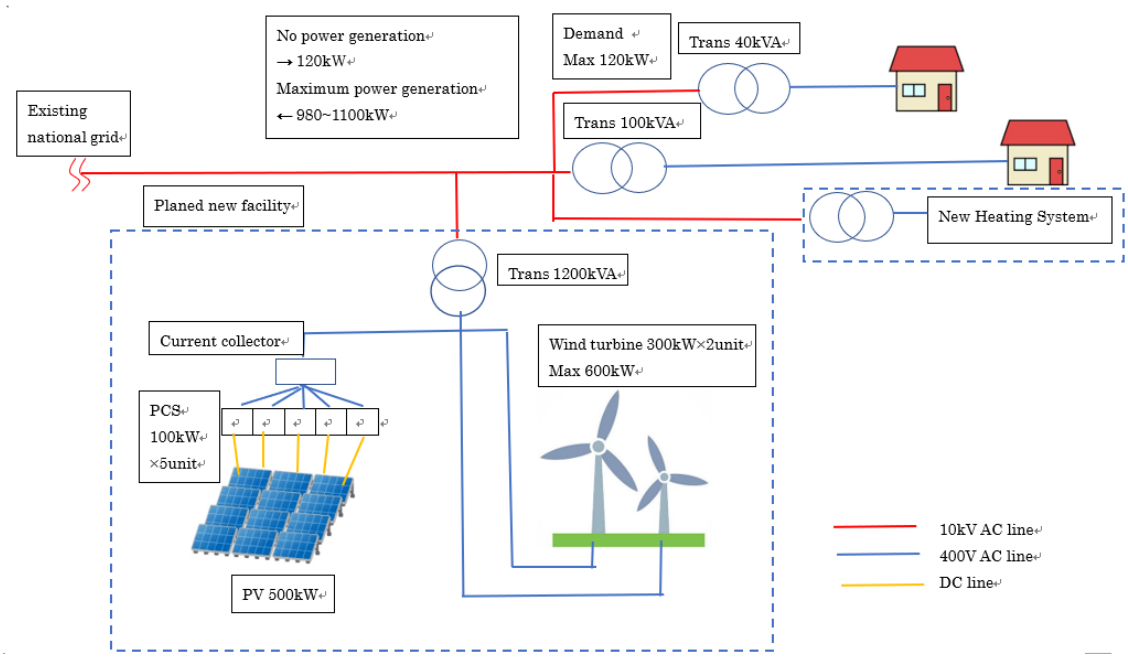


Figure 2 Connection Diagram for Hybrid Power Plant

Based on the local meteorological typhoon speed data, the predicted power generation of two wind turbines with a rated output of 300 kW was calculated by analysis.

Table 1 Power Generation Forecast by WAsP

WT	Average annual wind speed at hub height , m/s	Annual power generation, MWh	Capacity factor, %
WT 01	6.17	630.157	23.98
WT 02	5.91	582.231	22.15
Average/Total	6.04	1212.388	23.07

We analyzed the amount of solar radiation from the local meteorological observatory and trends in the rainy season, and calculated the amount of power generated by a 500 kW solar power system based on the solar radiation data for Japan, which has similar characteristics in terms of solar radiation amount and intensity.

Table 2 Calculation of Annual Power Output

Rated capacity 500 kW

Month	H_{AM}	DAYS	Monthly solar radiation	P_{AS}	α Pmax	T_{AV}	⊿T	T_{CR}	K_{PT}	K'	E_{PM}
	(kwh/㎡·DAY)	DAY	(kwh/㎡)	k w	%/°C	°C	°C	°C			k w h
January	2.95	31	91.45	500.00	-0.40	-5.8	21.5	15.7	1.037	0.871	41,317
February	3.80	28	106.40	500.00	-0.40	-4.9	21.5	16.6	1.034	0.871	47,904
March	4.71	31	146.01	500.00	-0.40	-0.3	21.5	21.2	1.015	0.871	64,567
April	4.86	30	145.80	500.00	-0.40	4.2	21.5	25.7	0.997	0.871	63,331
May	4.98	31	154.38	500.00	-0.40	8.6	21.5	30.1	0.980	0.871	65,875
June	4.42	30	132.60	500.00	-0.40	12.4	21.5	33.9	0.964	0.871	55,703
July	4.16	31	128.96	500.00	-0.40	17.0	21.5	38.5	0.946	0.871	53,140
August	3.74	31	115.94	500.00	-0.40	19.0	21.5	40.5	0.938	0.871	47,371
September	3.56	30	106.80	500.00	-0.40	16.7	21.5	38.2	0.947	0.871	44,065
October	3.38	31	104.78	500.00	-0.40	106.0	21.5	127.5	0.590	0.871	26,928
November	2.66	30	79.80	500.00	-0.40	4.6	21.5	26.1	0.996	0.871	34,607
December	2.39	31	74.09	500.00	-0.40	-2.1	21.5	19.4	1.022	0.871	32,996
Total	3.80	365	1387.01								577,803

Figure 3. Image of Installing an Overhead Solar System on Farmland

Considering the local weather and living environment, we examined four heating system options.

- Plan A Install an electric boiler in each house, install a radiator for hot water supply in each house, install a hot water storage tank for indirect heating, and wire hot water supply and hot water supply system
- Plan B Install an air-to-water heat pump in each house, install a hot water radiator in each room of the house, install an indirect storage tank to provide hot water and system wiring
- Plan C Installation of electric convectors in each room of the house
- Plan D Install an air conditioner in each house and add an electric water heater

Although the introduction cost of a heat pump is the same as that of an air conditioner, we will consider a model case of introducing the Plan B system, which has the lowest electricity consumption and is expected to reduce CO2 emissions, to an elementary school in a village.

The introduction schedule is planned as follows.

Table 3 Implementation Schedule

FY2022	Implementation of business feasibility study, establishment of local project promotion system
FY2023	Demonstration scheme formulation, permission application, environmental impact assessment, detailed design
FY2024	Acquisition of permits and procurement of materials and equipment
FY2025	Implementation of demonstration model introduction work, start of business
FY2026	Demonstration model operation/verification, JCM project registration (assumed)
FY2027	Formation of other JCM credit utilization projects

3. Examination of issues and countermeasures

In Azerbaijan, wind farms and mega-solar IPP projects are being carried out mainly on the coast of the Caspian Sea, in which overseas companies such as those from Europe also participate.

On the other hand, the Ministry of Energy of Azerbaijan is interested in developing a heating system using renewable energy for remote mountainous areas without a natural gas supply network. Altenergy, a subsidiary of the Ministry of Energy, is involved in residential solar power generation and micro wind turbines, and is collaborating with German companies to build and operate hybrid power plants for the region.

Therefore, Altenergy, which already has a proven track record in the construction and operation of hybrid power plants of wind, solar, and biogas, will become the hybrid power generation business operator of this demonstration model case, and with the support of the government of Azerbaijan, power generation business using renewable energy. In order to reduce costs by introducing Japanese-made equipment and localizing maintenance and tower manufacturing.

Start of operation: April 5, 2013
System configuration: Wind power generation 2.7MW・
Solar power generation 3MW・
Biogas power generation 0.7MW

Figure 4 Gobustan Hybrid Power Plant

Table 4 Technical Problems and Solutions

Technical problems	KWT300 cold-weather challenges
Since it is an independent system and the scale of the power system is small, the tolerance for output fluctuations due to renewable energy is small.	・Since it is equipped with an AC-DC-AC full converter, the effect on the power system is small. ・It is possible to build a control system that effectively utilizes wind power generation energy while maintaining power quality, such as by receiving external signals and suppressing output over a wide range when power is surplus . ・In order to increase the introduction rate of renewable energy, it is possible to propose an increase in wind turbine capacity and the introduction of a system stabilization system in combination with batteries.
Minimum temperature reaches -40 ℃	・Up to now , NEDO demonstrations have operated models that can handle -50° C in villages in the Arctic Circle.
Ice/snow accretion on blades unique to cold climates	・By using paint that makes it difficult for icing to occur on the blades, it is possible to prevent icing by controlling the wind turbine.
Inadequate infrastructure such as unloading ports and transportation roads	16 m long that can be transported by truck . The tower can be divided into four blocks, each of which is 10 tons or less, and can be transported by truck without using a trailer.
Strict construction conditions, such as no construction cranes	・If a large crane is not available, a 60- ton crane can be used. For a 2 MW class large wind turbine, a 500- ton class crane is required.)
Maintenance costs tend to be higher	・We have already established a system overseas to train local engineers and carry out maintenance locally. ・We have built a maintenance support system, such as being able to remotely monitor from Japan to understand the status of the wind turbines and give instructions to local maintenance staff.

4. Trial calculation of expected emission reduction

The results of the study on the estimated amount of CO2 emission reduction by this project and the methodology for calculating the amount of emission reduction with JCM in mind are shown below.

4.1 Examination of JCM methodology

4.1.1 Project scope and GHG emissions reduction

As described above in Chapter 2, this project will install solar and wind power generation systems in the village of Khartan, Azerbaijan, and supply electricity to the grid in the area, thereby replacing conventional fossil fuel-derived electricity and thereby reducing GHG emissions.

The boundary to be reduced in this project is the renewable energy power generation facilities to be installed in this project and the grid to which these facilities will be connected.

4.1.2 Methodology for Hybrid Renewable Energy Supply Project in Azerbaijan

(1) Target project

Eligible for the JCM are projects that replace fossil fuel-based grid electricity by supplying renewable energy, consisting of solar and wind power, to the grid.

Table 5 Presence of JCM orientation

project title	Hybrid Renewable Energy Supply Project in Azerbaijan
JCM orientation	Yes

(2) Eligibility requirements for JCM

refer to the methodology related to solar power generation that has been approved by JCM so far (e.g. Japan-Philippines JCM approved methodology: JCM_PH_AM0002_ver01.0 "Installation of Solar PV system") made [1]it Regarding wind power generation, no methodologies approved by the JCM have been confirmed. Therefore, the part related to wind power was newly examined and added in this study.

Table 6 JCM Methodology Applicability Conditions

number	Eligibility requirements	necessity
1	The project will install a hybrid renewable energy supply system consisting of wind power and solar power.	Ensure that the project will additionally reduce GHG emissions through the introduction of new renewable energy supply facilities
2	Solar cell modules and wind power generators comply with the following international standards: [Sunlight: Design standards (IEC 61215, IEC 61646 or IEC 62108), safety standards (IEC 61730-1 and IEC 61730-2).] [Wind power: Design and safety standards (IEC 61 400)]	Ensuring that quality technology is introduced
3	Equipment for measuring the output, solar radiation and wind volume of a hybrid renewable energy supply system consisting of wind power and solar power is installed at the project site.	applying the methodology and calculating GHG emission reductions

[1]JCM Philippines-Japan, Methodology : PH_AM002 Ver1.0 , https://www.jcm.go.jp/ph-jp/methodologies/111 , (accessed February 13, 2023)

(3) Emission source and target gas

The emission sources and target gases are set as follows, referring to the methodologies related to photovoltaic power generation that have been approved by JCM so far. The reference emissions will be the CO2 from the grid electricity connected to this project.

GHG emissions associated with the installation of renewable energy power generation facilities such as solar power generation are generally excluded.

Table 7 Emission Sources and Target Gases

Division	Emission source	Target G HG
Reference emissions	Consumption of grid power and/or captive power generation	CO2
Project emissions	Power generation by a hybrid renewable energy supply system consisting of wind and solar power generation	N/A

(4) Calculation method for reference emissions

1) Calculation Basis and Assumptions

The reference emissions for this project are the CO2 emissions from electricity replaced by electricity generated by the hybrid renewable energy supply system consisting of wind power generation and solar power generation introduced in this project. Calculation formulas were examined with reference to photovoltaic power generation methodologies that have been approved by the JCM. In addition, grid electricity will be replaced in this project, but the methodology assumes cases in which in-house power generation is replaced, and different calculation methods are presented for the emission factors of alternative electricity in each case. I follow.

Conservatism is ensured by underestimating the emission factors of the electricity that is being replaced in the JCM methodologies approved so far for solar and other renewable energy. For example, in the case of grid electricity, instead of applying the official values of the country based on the actual power supply mix and fuel consumption, emission factors etc. are based on calculations that assume the world's highest level of gas combine cycle efficiency. is set. For example, in the case of the Philippines, the official emission factor for the Luzon-Visayas grid is 0.79 tCO2/MWh , but the JCM sets it at 0.507 tCO2/MWh . In this project as well, it is expected that a grid emission factor will be set that takes into consideration the efficiency of the Best Available Technology for each type of power source in Azerbaijan. However, since detailed information on power generation facilities in Azerbaijan is not available at this time, the official grid emission factor of Azerbaijan, 0.555 tCO2/MWh, is applied in the calculation of GHG emission reductions in this study [2].

[2] Based on 55% efficiency of Azerbaijan's latest gas combined cycle (Simar 2)

Table8 Efficiency, etc. of Power Source Types Considered in PH_AM002 of Photovoltaic Power Generation Methodology in the Philippines (partial excerpt)

Items	Values	Reference
Best heat efficiency of natural gas power plant	60% (combined cycles)	Department of Energy
Best heat efficiency of coal power plant	39% (circulating fluidized bed)	Department of Energy
Best heat efficiency of diesel power plant	49%	JCM Approved Methodologies: PW_AM001, MN_AM003, etc.

Source) JCM Philippines-Japan, Additional information on calculating the emission factors of the Philippines for the JCM , https://www.jcm.go.jp/ph-jp/methodologies/111/attached_document1, (accessed February 2023) 13th) and prepared by the survey team

2) Calculation formula, etc.

The reference emissions are determined by the following formula. The formula is based on previously approved methodologies for renewable energy supply, such as the Philippine Photovoltaic Methodology PH_AM002.

$$\mathrm{RE_p} = \sum_i \left(\mathrm{EG_{i,p}} \times \mathrm{EF_{RE,i}}\right) (1)$$

parameter		Description/unit	technique
RE_p	=	Reference emissions for period *p [* t-CO2]	Calculated from formula (1)
$EG_{i,p}$	=	Amount of electricity generated by project plant *i* during period *p [* MWh]	
$EF_{RE,i}$	=	Power system CO2 intensity [t-CO2/MWh] for power generation facility i *in* period *p*	

(5) Calculation method for project emissions

As shown below, project emissions are not assumed for projects such as solar power generation and wind power generation, so they are zero according to the calculation formula below.

$$\mathrm{PE_p} = 0 (2)$$

(6) Emission reduction calculation method

The emissions reduction is calculated as follows.

$$ER_p = RE_p - PE_p (3)$$

parameter		Description/unit	technique
ER_p	=	Emission reduction for period *p [* t-CO2]	Calculated from formula (3)
RE_p	=	Reference emissions for period *p [* t-CO2]	Calculated from

PE_p	=	Project emissions for period p [t-CO2]	formula (1) Calculated from formula (2)

(7) Main default value

The default values are set as follows, referring to similar JCM methodologies such as PH_AM002, a photovoltaic methodology in the Philippines. The emission factors for the National Grid will need to be refined by further researching information on power source types in Azerbaijan.

Table 9 Emission Factor Default Values

parameter	Description/unit	Data source, etc.
$EF_{RE,i}$	[When connected to national/regional grid] 0 . 555t-CO2/MWh [When connected to national/regional grid via on-site grid] CO2 emission intensity of national/regional grid [When connected to an in-house grid that is connected to both the national/regional grid and private power generation] CO2 emission intensity of national/regional grid or CO2 emission intensity of private power generation, whichever is lower [National/regional grid When connected to an on-site grid that is not connected to the power station] CO2 emission intensity of in-house power generation (0.533tCO2 / MWh)	host country government Based on 55% efficiency of Azerbaijan's state-of-the-art gas combined cycle (Simar 2). PH_AM002See other similar JCM methodologies. (Based on a diesel generator default efficiency of 49%.)

(8) Main monitoring items

For monitoring, a power meter will be installed for each installed power generation facility. Monitoring will be systematized, and it will be possible to grasp the power generation amount of each facility and the entire project in real time. In the future, we will study data recording procedures, data quality control systems, maintenance methods for monitoring equipment, etc., and prepare a procedure manual.

Table 10 Monitoring Items

parameter	measuring equipment	remarks
$EG_{i,p}$	Real-time grasp by power meter. It is assumed that the data will be compiled on a monthly basis.	We plan to introduce a meter with accuracy that conforms to international standards. Based on the standard of the electric power company, calibrate periodically.

(9) Calculation of estimated emissions reduction

On the basis of demonstration system, estimated annual combined electricity generation from wind power and solar power is 1,789MWh. Multiplying it with 0.555tCO2/MWh, national grid emissions factor results in estimated annual emissions reduction of 992tCO2. The project proponent plants to install such system to approximately 11 locations and upon such market penetration, emiessions reduction is estimated to reach 10,921 tCO2 annually.

5. Summary

An important purpose and significance for the Azerbaijan government of introducing small-scale renewable energy power generation in remote mountainous areas is to realize a cheap and sufficient heating supply for residents who do not have a natural gas supply network. Specifically, after several years of depreciating the facilities, we would like to optimize the cost burden on residents by realizing almost cost-free heating with renewable energy.

This project is expected to have the effect of decarbonization through commercialization, and we will continue to work toward its realization.

- We have extensive experience in considering system configurations that take into consideration the demand-supply balance of medium-sized wind power generation for remote islands and cold regions, and we also have knowledge about cost reductions in transportation and construction methods.
- There is a high possibility that this will be the first wind power project after the conclusion of bilateral agreements, so the Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan and the Ministry of Energy of Azerbaijan have high expectations.
- Collaboration with Japanese consultants and equipment manufacturers can be expected for grid-side studies and electric heating systems.

5.1 Examination of issues and countermeasures

It is necessary to consider and establish the following frameworks with the Azerbaijan government.

(1) Construction of a mechanism for recovering costs and profits until the end of depreciation of renewable energy facilities (power sales from Alto Energy to distribution companies, subsidies from the government to Alto Energy, JCM credit income)

(2) Burden of the cost of introducing heating equipment that uses electricity as an energy source (the government lends it to residents, or the government provides it to residents by granting subsidies, etc.)

In addition, we would like to consider countermeasures for the following issues in commercialization and dissemination, and work toward JCM projects.

- After the bilateral agreement is concluded, the project will be implemented from now on, so there are concerns that it will be difficult to see the procedures and the required period. go.
- Since the impact of high crude oil prices and exchange rates has a large impact on transportation costs, we will continue to consider transportation routes and the origin of towers in order to reduce costs.
- Since the Azerbaijan government's renewable energy plan targets large-scale projects, we will continue discussions with Alto Energy, a subsidiary of the Ministry of Energy, regarding

measures to improve the business environment for commercialization, and continue to approach the Azerbaijan government.

（様式２）

Secondary use unapproved list

Title of the report: Azerbaijan State Hybrid Wind Power Plant and Heating Optimization System Introduction Feasibility Study Project

Fiscal 2022 Infrastructure development research project for bilateral credit acquisition (JCM feasibility study and CEFIA domestic secretariat work) JCM feasibility study in the decarbonization field

KOMAIHALTEC Inc.

Page	Figure and table	Title
2	Figure 1	Images from Site Visit
3	Figure 2	Connection Diagram for Hybrid Power Plant
3	Table 1	Power Generation Forecast by WAsP
4	Table 2	Calculation of Annual Power Output
4	Figure 3	Image of Installing an Overhead Solar System on Farmland
5	Table 3	Implementation Schedule
5	Figure 4	Gobustan Hybrid Power Plant
6	Table 4	Technical Problems and Solutions
7	Table 5	Presence of JCM orientation
7	Table 6	JCM Methodology Applicability Conditions
8	Table 7	Emission Sources and Target Gases
9	Table 8	Efficiency, etc. of Power Source Types Considered in PH_AM002 of Photovoltaic Power Generation Methodology in the Philippines (partial excerpt)
10	Table 9	Emission Factor Default Values
10	Table 10	Monitoring Items

「電炉（製鋼）工場へのタンディッシュプラズマ加熱装置（NS-TPH）導入による GHG 排出削減事業」

実施者：日鉄エンジニアリング株式会社

1. 目的及び実施体制等

ASEAN 諸国はパリ協定にもとづき、国が決定する貢献 (NDC: Nationally Determined Contribution) による GHG 削減目標を掲げている。一方で、ASEAN 地域には多数の電炉工場が存在し大規模な電力を消費する設備であるにも関わらず、TPH 設備等の省エネ技術の導入が行われておらず、鉄鋼業界における CO_2 削減が喫緊の課題と認識している。

本調査では、インドネシアの製鋼工場において省エネ効果が大きい「NS-TPH 設備(NS-TPH :NS-Tundish Plasma Heater)」導入による CO_2 削減効果調査を実施した。

2. 事業化計画の検討

2.1 インドネシアにおける気候変動対策の動向

2016 年、インドネシア政府は、NDC として 2030 年までに、追加的な対策を講じなかった場合(BAU: Business As Usual)と比較して温室効果ガスの排出量を 29%(無条件)～41%(条件付き・国際支援)削減する目標を掲げている。2022 年 9 月に同 NDC は更新され、温室効果ガスの排出量を 31.89%(無条件)～43.20%(条件付き・国際支援)削減する目標を掲げた他、湿地(マングローブ林)の保全・管理、廃棄物管理の改善、工業・商業・運輸・住宅などにおけるエネルギー消費の効率化などが盛り込まれている。同 NDC は、今後、インドネシア政府が、工業部門等に規制を制定していくと考えられる。

2021 年 11 月に英グラスゴーで開催された国連気候変動枠組み条約第 26 回締約国会議(COP26)においてジョコ・ウィドド大統領は、森林破壊や森林火災の減少、太陽光発電の建設、再生可能エネルギーの使用、グリーン工業団地の建設などに取組みをアピールした。この中で 2030 年までにインドネシアの炭素排出量の約 60%を占める産業部門にも排出削減を求めていくことを表明した。また、インドネシア政府は 2060 年までにカーボンニュートラルを達成する目標も掲げている。

2.2 インドネシア鉄鋼分野における気候変動対策の動向

インドネシア鉄鋼分野に関わる取組みとしては「中期国家開発計画(RPJMN)2020～2024 年」の「低炭素化アプローチ」が挙げられる。「低炭素化アプローチ」の中の「グリーン産業の開発」には、産業セクターに対し、グリーン産業としての標準や温室効果ガス削減基準案を設定することで削減を目指す記載がある。

これを達成する施策として、以下が挙げられている。

① エネルギー使用量の監査
② プロセス及び技術の変更の適用
③ 産業廃棄物管理

上記のうち、①のエネルギー使用量の監査は、既に実施されており、鉄鋼会社に対するヒアリングや計測器の設置などが進んでいる。本調査に関係する②のプロセス及び技術の変

更の適用については、具体的にはまだ進んでいない。

2.3 インドネシア鉄鋼業界の現状

新型コロナウィルスは 2019 年 12 月初旬に中国の武漢市で感染者の存在が報告されてからわずか数ヵ月で世界中に流行しパンデミックを引き起こした。2019 年～2020 年の初頭まで大型インフラ投資案件や海外資本の投資に後押しされ、ASEAN 各国は順調な経済成長を遂げていたが、2020 年 4 月以降、新型コロナウィルスの影響は拡大し、各国でロックダウンや工場の稼働停止が実施され、インドネシアの経済成長率もマイナスに転じた。

しかし、2021 年には、ASEAN 各国の企業は停止させていた工場を再稼働させ、経済が回復の兆しを見せはじめ、赤字であった国々も黒字に転じていった。(表 2-1)

表 2-1　ASEAN 各国 GDP 成長率

単位：%

	2019	2020	2021	2022 (予測)
インドネシア	5.0	-2.1	3.7	5.4
ベトナム	7.0	2.9	2.6	6.0
タイ	2.4	-6.1	1.6	3.5
マレーシア	4.3	-5.6	3.1	6.5
フィリピン	5.9	-9.6	5.6	6.5

出所）日鉄エンジニアリングにて作成

ASEAN 鉄鋼業界においては、新型コロナウィルスの影響が深刻になるにつれ、鋼材消費や粗鋼生産量の低下も顕著となり、2020 年の ASEAN-6 の鋼材消費量は 70 百万 t(前年比▲12.1%)となった。しかし、経済の回復により、2021 年には再び鋼材消費量は増加に転じ、新型コロナウィルスの影響を受ける前のレベルに戻りつつある。(表 2-2)

表 2-2　ASEAN-6 鋼材需要

単位：百万 t

	2018	2019	2020	2021	2022 (予測)
生産量	43	44	45	53	54
輸入量	50	51	42	45	46
輸出量	13	15	17	23	23
消費量	80	80	70	75	77

出所）日鉄エンジニアリングにて作成

インドネシアの鉄鋼業界に目を向けると、2020 年までインフラ投資等に支えられ鋼材需要は上昇傾向にあったが、新型コロナウィルスの影響により、生産量、輸入量、消費量は低

下した。一方で、輸出量には増加が見られた。(表 2-3)

表 2-3 インドネシア鋼材需要

単位：百万 t

	2018	2019	2020	2021	2022 (予測)
生産量	10.0	9.3	7.8	8.0	8.4
輸入量	11.6	13.4	9.6	9.8	10.3
輸出量	3.8	4.2	5.7	5.9	6.0
消費量	15.8	15.9	15.1	15.5	16.2

出所）日鉄エンジニアリングにて作成

インドネシアの輸出量が急速に増加した背景には、青山鋼鉄をはじめとする中国企業のインドネシア進出がある。中国政府は脱炭素政策の中で、中国国内の製鉄所の統合や設備縮小を進めている。これにより、中国企業は、中国国外に生産拠点をシフトさせている。インドネシアにおいては、中国企業は「高炉(一貫製鉄所)」と「ステンレス製造拠点」のシフトを主に実施している。

中国企業がインドネシアに事業進出する理由としては以下があげられる。

- ✓ インドネシアの人口一人あたりの鋼材消費は 60 キロ(中国の 10 分の 1) であり今後の消費量増加の可能性が見込まれる。
- ✓ 安価な原材料(ニッケル)
- ✓ インドネシアの海上輸送費トンあたりは 42.3 元(中国は 66.9 元)
- ✓ 法人税減免処置

- ✓ 競合が少ない
- ✓ インドネシアは小規模な電炉や単圧メーカーが主であり、これらのメーカーは昨今のスクラップ価格高騰の影響もあり圧延に特価するなど事業縮小傾向

インドネシアにおける大型の「高炉(一貫製鉄所)」としては、中国の徳龍集団のインドネシア子会社である「徳信鋼鉄(Dexin Steel)」、「KRAKATAU-POSCO 社」が挙げられる。

上記のような動きから、今後、ASEAN においては高炉法による製造法が電炉法を上回っていくという見方が増えてきている。これにより、2020 年から 2026 年には CO_2 排出量は 3 倍になるとの予測もでてきている。

このような動きの中、ASEAN の鉄鋼会社は、脱炭素の動きに配慮した設備投資や操業へ積極的な取り組みの重要性が増していくものと考えられる。インドネシアも例外でなく、Dexin や Krakatau-POSCO のような高炉を保有する鉄鋼会社のみならず、電炉所有の鉄鋼会社も同じように脱炭素の流れの中に巻き込まれていくであろう。

3. 課題と対応策の検討

3.1 NS-TPH について

日鉄エンジニアリングは、省エネ・CO_2 削減効果を有する TPH 技術を日本及び中国の鉄鋼会社に導入してきた。ASEAN 地域における電炉工場においては、これまで省エネ・省 CO_2 に向けた投資が進んでおらず、TPH 技術の普及は、当該国のエネルギーおよび気候変動政策の推進に寄与するものである。TPH は日鉄エンジニアリングがグループ企業の省エネ化を推進するため、開発・改良を続けてきた技術であり、過去 20 件の導入実績のもと他社との差別化の一翼を担ってきた。また従来はオール金属製のトーチを使用していたが、直近黒鉛と金属部を組み合わせたハイブリッドトーチを自社開発し、加熱効率及び操業性改善を実現している。

(1) タンディッシュプラズマ加熱の効果

電炉(製鋼)工場では、電気炉(一次精錬)でスクラップ等の鉄源をアーク熱で溶解して溶鋼を製造し、LF(二次精錬)で不純物を取り除き成分調整を行った後、連続鋳造設備にて、溶鋼を設備最上部のタンディッシュ(以下、TD)から鋳型に注ぎ凝固したものを鋳型の底から引き出し、一定の長さで切断することで鋳片(圧延前の半製品)を製造している。(図 3-1 参照)

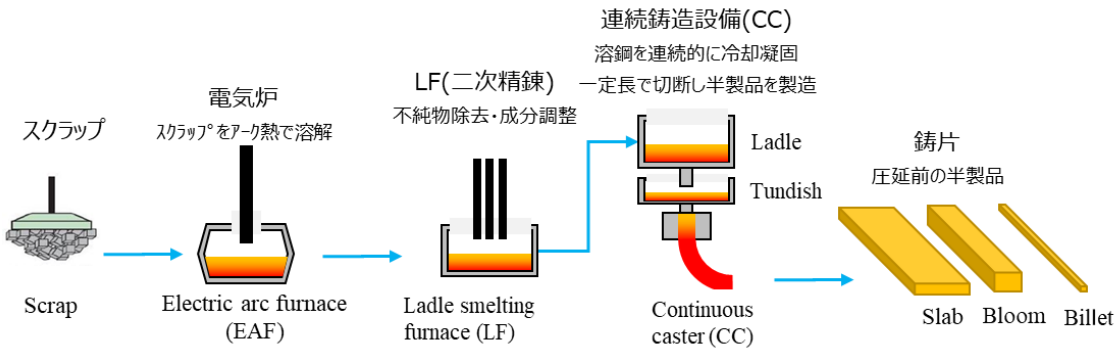


図 3-1 電炉(製鋼)工場工程概要

出所） 日鉄エンジニアリングにて作成

連続鋳造設備における TD 内部の溶鋼温度の低下は、①非金属介在物の浮上が困難になる、②モールドパウダーの溶融不足等鋳片品質が悪化し TD 内部で凝固し鋳型に流れない、③凝固した屑がノズルに詰まるなどの問題が発生し生産ラインが止まるなど、事業の安定性に重大な問題を引き起こす。その対策として一般的に、前工程の電気炉や二次精錬工程にて必要以上に電力出力を上げて過度に高い温度で操業する状況にある。日鉄エンジニアリングが世界に先駆けて開発・実用化したタンディッシュプラズマ加熱装置(以下、TPH)は、TD 上に設置されたトーチにより TD 内溶鋼表面上にプラズマアークを発生させ、液相線温度を下回らないように溶鋼温度を昇温・維持させ最適に制御するもので、連続鋳造速度増大を可能にする。これにより、生産性・品質向上、操業トラブルの解消、前工程の出鋼温度低減による消費電力削減を実現し、省エネ・コスト削減の面で大きな成果を上げている。(図 3-2 参照)

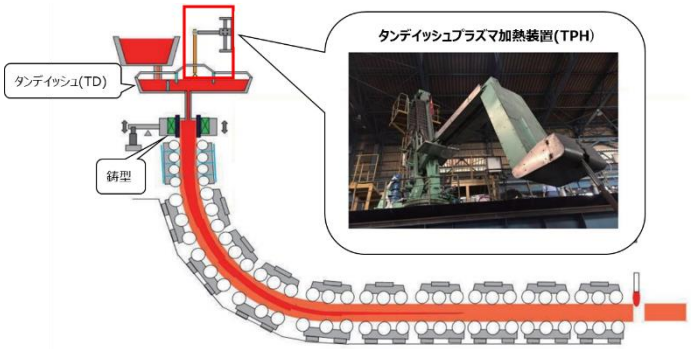


図 3-2 タンディッシュプラズマ加熱装置設置位置

出所）日鉄エンジニアリングにて作成

(2)従来の金属製プラズマトーチ

①金属トーチ構造

従来の金属トーチ構造を図 3-3 に示す。電流が流れる金属電極とその周辺を覆う金属ノズルで構成され，その間からはプラズマを発生・安定させるための不活性ガスが供給される。またプラズマによる輻射熱からの設備保護と電極損耗抑制にトーチ内部を水冷している。

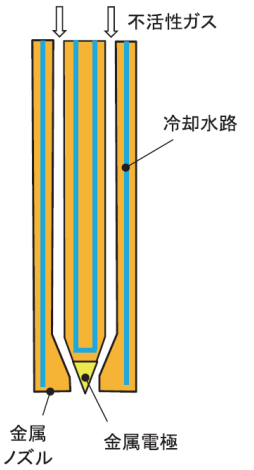


図 3-3 金属トーチ構造図

出所）日鉄エンジニアリングにて作成

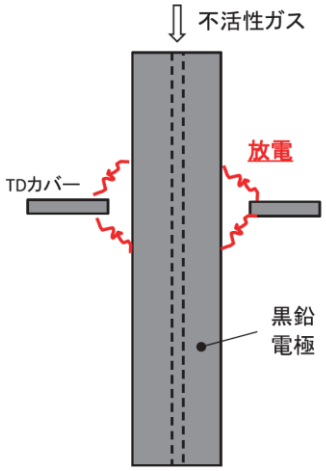


図 3-4 黒鉛トーチ構造

出所）日鉄エンジニアリングにて作成

②金属トーチの課題

従来の金属製プラズマトーチには以下の課題が有った。

・高出力時の電極交換コスト

プラズマアークはカソードからアノードに向けてプラズマ媒体である気体分子と電離した電子の衝突が繰り返され、衝突により放出されるエネルギーにより熱負荷が大きくなり、電極が損耗する。金属電極の場合、プラズマの出力を上げると電極の溶損が激しくなり、交換部品コスト懸念から出力を抑えた操業が行われた。

・着熱効率

TPH の投入電力に対する着熱効率は，耐火物への放熱，不活性ガス（アルゴン等）による抜熱，トーチ冷却による抜熱等の影響により約 60%と低下してしまう。

③黒鉛トーチ適用への取り組み

上記②の課題解決に向けた取り組みとして、2013 年より電極を金属から黒鉛へ変更した黒鉛トーチの開発を進めてきた（図 3-4）。電気炉で使用されている消耗型の黒鉛電

極を使用することで、トーチ冷却の必要が無くなり、着熱効率の改善が見込まれる。また電極を、金属から汎用的な黒鉛にすることで電極交換のコストを低減し、高出力操業への懸念解消も見込まれる。しかし一方で黒鉛トーチでは、トーチを挿入している TD カバー（鉄皮）と黒鉛トーチの通電による異常放電や，TD カバー外で電極が酸化損耗する、といった問題点が発生し、安定操業が難しく実用化に至らなかった。

(3) ハイブリッドトーチ

上記のような黒鉛トーチの課題を解決すべく、電極部のみ黒鉛，TD カバー近傍のトーチ部は金属とするハイブリッドトーチを開発した（図 3-5）。各トーチの特性比較を表 3-1 に示す。ハイブリッド構造にすることで、黒鉛電極の高出力化、交換部品の低コスト化といったメリットを享受しつつ、異常放電やトーチの酸化損耗が無くなり、安定操業が可能となる。その結果、出力は装置能力最大まで活用でき、着熱効率は約 70%に向上する。また金属部と黒鉛部の接続をねじとすることで、簡易的に交換可能となり、交換時間の短縮が可能となった。

本ハイブリッドトーチ式プラズマ加熱装置は実機検証試験を完了し、日本製鉄（株）の実機にて稼働中である。2020 年にかけて更に 4 基導入されている。

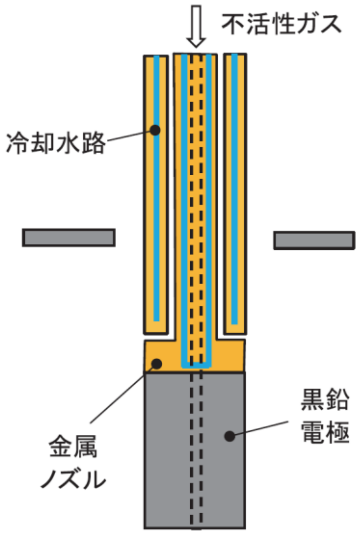


図 3-5　ハイブリッドトーチ構造

出所）日鉄エンジニアリングにて作成

	金属トーチ	黒鉛トーチ	ハイブリッドトーチ
出力	0.7MW （電極損傷ネック）	1.2MW （出力大で放電増）	1.2MW
	△	△	○
交換部品コスト	金属ノズル ＋金属電極	黒鉛電極 （異常放電時寿命短）	黒鉛電極 （＋金属部品）
	△	○	○
着熱効率	約60%	約70%	約70%
	△	○	○
異常放電	放電無	TD カバーと黒鉛電極間で異常放電発生	放電無
	○	△	○
トーチ間サイドアーク	放電無	高出力時発生	放電無
	○	△	○

表 3-1　トーチ特性比較

出所）日鉄エンジニアリングにて作成

3.2 インドネシア及び ASEAN 他所国における現地調査

現地調査ではインドネシア鉄鋼会社 4 社、現地関係企業を訪問し情報収集及び NS-TPH 導入に向けた PR を実施した。ASEAN 他所国における NS-TPH 普及ニーズ調査のためベトナム鉄鋼会社、タイ鉄鋼会社を訪問し、情報収集及び PR を実施した。

4. 排出削減見込量の試算

本事業に適用する承認済みのJCM方法論は存在しない。
以下に、JCM 方法論ガイドラインに則った方法論骨子をまとめ、本事業終了後の JCM 事業化に向けた対応を行う。

4.1 JCM 方法論の検討

4.1.1 プロジェクト対象範囲と GHG 排出量削減

本事業GHG削減対象は、製鉄施設(製鋼工場)における連続鋳造設備へのTPH技術導入による電気炉設備、LF設備及び連続鋳造設備までをバウンダリーとする。

リファレンスシナリオは、現在の TPH 技術未導入での連続鋳造設備の継続利用となる。

連続鋳造設備における TD 内部の溶鋼温度の低下は、3.1 項に記載の通り操業の安定性に重大な問題を引き起こす。その対策として一般的に、前工程の電気炉や二次精錬工程にて必要以上に電力出力を上げて過度に高い温度で操業する状況にある。

一方TPH技術導入した連続鋳造設備においては、TD内溶鋼温度を昇温・維持させ最適に制御することが可能となる。これにより(a)前工程(電気炉・LF)の出鋼温度低減(10～20℃低減)、(b)TD温度安定化による屑化率(格落ち含む)改善、(c)前工程温度低減により鋳造初期の鋳造速度減速が不要となり生産量が増大する。上記(a)～(c)によって従来より電力原単位(MWh/ton)が改善し、CO_2排出削減効果が得られる。これらの電力削減分がGHG削減対象範囲となる。考え方を以下図4-1に示す。

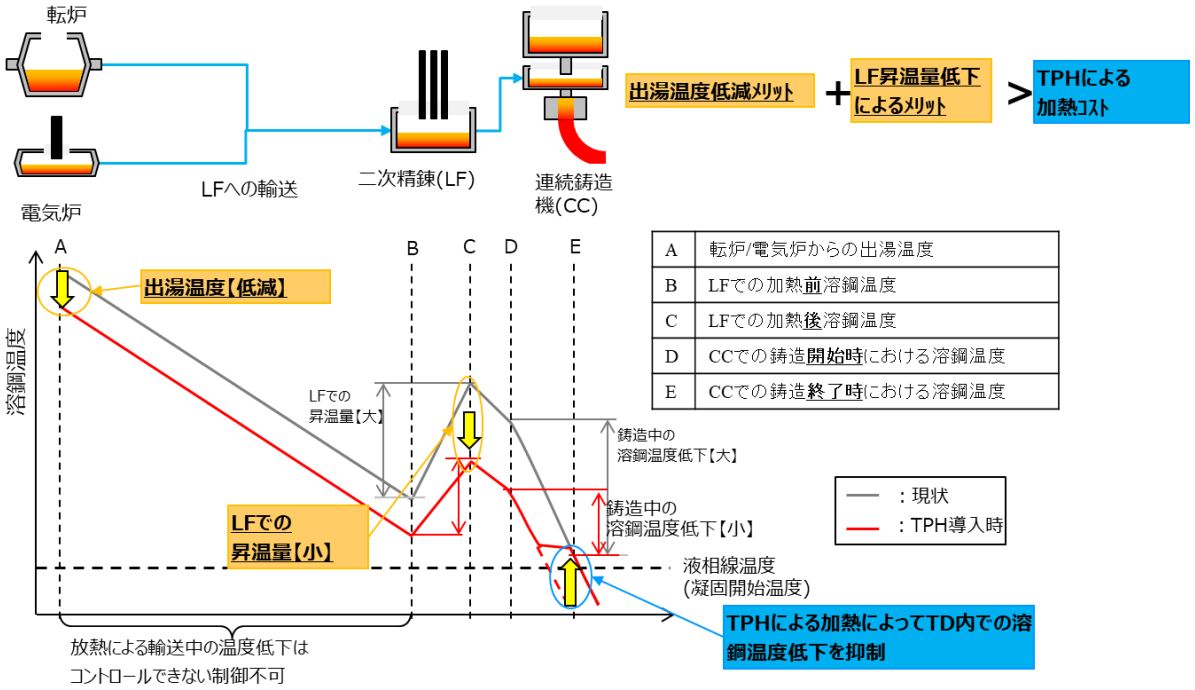


図4-1 TPH導入に伴うEAF・LF工程温度低減の考え方

出所）日鉄エンジニアリングにて作成

4.1.2 プロジェクトに関する方法論

(1) 対象プロジェクト

プロジェクトタイトル	電炉(製鋼)工場における TPH 技術導入による GHG 排出削減プロジェクト

JCM 化の志向の有無	有

(2) JCM 化する場合の適格性要件

番号	適格性要件	必要性
1	既存またはグリーンフィールドの電炉(製鋼)工場の電気炉・LF・連続鋳造設備で実施されるプロジェクト活動に適用され、連続鋳造設備の TD 内溶鋼温度を昇温・安定化させて鋳片を製造する事業を対象とする。	JCM プロジェクトとして登録するためのプロジェクト要件として、本事業の GHG 削減施設対象範囲及びプロセスを明確にするため。
2	本事業が実施されない場合、TD 内溶鋼温度は昇温・安定化されないため、既存またはグリーンフィールドの電炉(製鋼)工場で電気炉・LF で過度に高い溶鋼温度に加熱した後、鋳片を製造する事業を対象とする。	本方法論は、TD 内溶鋼温度を昇温・安定化していない事業は除外し、事業がなければ電気炉・LF で過度に高い溶鋼温度に加熱した後、鋳片を製造していることを前提に開発する。

(3) 排出源及び対象ガス

区分	排出源	対象 GHG
リファレンス排出量	本事業が実施されない場合の電気炉及び LF 電力量発電時に排出される GHG	CO_2
プロジェクト排出量	本事業が実施される場合の電気炉及び LF 及び TPH 電力量発電時に排出される GHG	CO_2

(4) リファレンス排出量の算定方法

1) 算定の根拠と前提

前述の通りTPH技術導入により前工程(電気炉・LF)の溶鋼温度が低減され消費電力量及びCO_2の削減が可能となるが、以下により本方法論の保守性を担保する。リファレンス電力原単位を算定する際、TPH導入前1ケ月間の電力原単位をモニタリングし、各週の平均原単位(N＝4)の中から最も低い値をリファレンス電力原単位の算出に使うことで、方法論の保守性を担保する。

そもそもリファレンス電力原単位のバラつきは概ね生産鋼種の組み合わせに依存すると考えられる。概ね１ケ月程度で一巡するため、1ケ月間の電力原単位モニタリングにより妥当なリファレンス原単位が得られると考えられる。

また電気炉及び LF の消費電力の削減量を評価する際は、電気炉の電極昇降駆動など溶鋼

加熱以外の消費電力量は除き、電気炉及び LF のアーク加熱による電力量のみから電力原単位を算定する。本方法論においては電気炉、LF、CC における溶鋼の温度推移からリファレンス電力量とプロジェクト電力量が算定され、TPH による電気炉及び LF の出鋼温度低減量と、電気炉及び LF の消費電力量削減が直接結びつくことになる。そのため溶鋼加熱による消費電力以外の外乱要素は排除され、TPH による電力削減量が正確に把握可能となる。

2) 算定式等

$$RE_p = RG_p \times EF_{elec,p} \quad \cdots\cdots (1)$$

以下にリファレンス正味電力量 RG_p 算定式の詳細を明記する。

また以下に示す鋳片生産量とは、連続鋳造設備にて生産される鋳片(圧延前の半製品)の生産量を示す。

① TPH 導入前 1 ケ月間のリファレンス鋳片生産量 RM_0 及び TPH 導入前 1 ケ月間の電気炉のスクラップ加熱溶解と LF の溶鋼加熱による合計消費電力量 RG_0 より、リファレンス電力原単位 RBU_{SM} を算定する。電気炉、LF、CC 及び TPH をグリーンフィールドに新設するケースにおいては、TPH 未使用での操業を一定期間(1 ケ月間)行い、リファレンス電力原単位を算定する。

$$RBU_{SM} = \frac{RG_0}{RM_0}$$

② TPH 導入後の期間 p のプロジェクト電力量(電気炉のスクラップ加熱溶解と LF の溶鋼加熱と TPH の溶鋼加熱による合計消費電力量) PG_P 及び期間 p のプロジェクト鋳片生産量 PM_P をモニタリングし、期間 p のプロジェクト原単位 $PBU_{SM,p}$ を算定する。

$$PBU_{SM,p} = \frac{PG_p}{PM_p}$$

③ TPH 導入による期間 p の省エネルギー率 η_p を算定する。

$$\eta_p = \frac{PBU_{SM,p}}{RBU_{SM}}$$

④ 期間 p のプロジェクト電力量 PG_P 及び省エネルギー率 η_p から期間 p のリファレンス電力量 RG_P を算定する。

$$RG_p = \frac{PG_p}{\eta_p}$$

パラメータ		説明・単位	手法
RE_p	=	期間 p のリファレンス排出量[t-CO_2]	式(1)より算出
RG_p	=	期間 p のリファレンス正味電力量[MWh]	
$EF_{elec,p}$	=	期間 p の電力系統 CO_2 原単位[t-CO_2/MWh]	
RBU_{SM}	=	リファレンス製鋼工程電力原単位[MWh/t]	
RM_0	=	TPH 導入前 1 ケ月間のリファレンス鋳片生産量[ton]	事前取得値
RG_0	=	TPH 導入前 1 ケ月間の電気炉のスクラップ加熱溶解と LF の溶鋼加熱による合計消費電力量[MWh]	事前取得値。各週の平均原単位(N＝4)の中の最も低い値をリファ

			レンス電力原単位とする。
$PBU_{SM,p}$	=	期間 p のプロジェクト製鋼工程電力原単位[MWh/t]	
PG_p	=	期間 p のプロジェクト正味電力量(電気炉のスクラップ加熱溶解と LF の溶鋼加熱と TPH の溶鋼加熱による合計消費電力量) [MWh]	モニタリング値
PM_p	=	期間 p のプロジェクト鋳片生産量[ton]	モニタリング値
η_p	=	TPH 導入による期間 p の省エネルギー率 η_p [-]	

(5) プロジェクト排出量の算定方法

$$PE_p = PG_p \times EF_{elec,p} \quad \cdots\cdots (2)$$

パラメータ		説明・単位	手法
PE_p	=	期間 p のプロジェクト排出量[t-CO_2]	式(2)より算出
PG_p	=	期間 p のプロジェクト正味電力量[MWh]	モニタリング値
$EF_{elec,p}$	=	期間 p の電力系統 CO_2 原単位[t-CO_2/MWh]	
$PBU_{SM,p}$	=	期間 p のプロジェクト製鋼工程電力原単位[MWh/t]	
PBU_{EAF}	=	プロジェクト電気炉(EAF)電力原単位[MWh/t]	TPH 技術導入により電気炉出鋼温度低減可
PBU_{LF}	=	プロジェクト LF 電力原単位[MWh/t]	TPH 技術導入により LF 出鋼温度低減可
PBU_{TPH}	=	TPH 導入に伴う TPH 消費電力原単位[MWh/t]	
PM_p	=	期間 p のプロジェクト鋳片生産量[ton]	モニタリング値

(6) 排出削減量の算定方法

$$ER_p = RE_p - PE_p \quad \cdots\cdots (3)$$

パラメータ		説明・単位	手法
ER_p	=	期間 p の排出削減量[t-CO_2]	式(3)より算出
RE_p	=	期間 p のリファレンス排出量[t-CO_2]	式(1)より算出
PE_p	=	期間 p のプロジェクト排出量[t-CO_2]	式(2)より算出

(7) 主要なデフォルト値

パラメータ	説明・単位	データ出典等
$EF_{elec,p}$	対象施設が供給を受けるグリッド電力の CO_2 排出係数 [tCO_2/MWh] 右に示すソースから検証時に入手	検証時に利用可能な最新の値が適用され、その後のモニタリング期間は固定される。

	可能な最新の値	

(8) 主要なモニタリング項目

パラメータ	測定機器	備考
PG_p	電力計により「月間」の電気炉のスクラップ加熱溶解と LF の溶鋼加熱と TPH の溶鋼加熱による各消費電力量を把握 ※週単位だと定修(1～7 日程度)の影響大。よって月単位で見る必要有	中操 PLC 等の消費電力量ログをモニタリング
PM_p	顧客生産記録より「月間」の鋳片生産量を把握。	「月間」の生産量及び各消費電力を積上げ、「年間」の消費電力及び CO_2 削減量を把握する。

4.2 排出削減見込量の試算

4.2.1 排出削減見込量の試算

4.1.2 に記載した JCM 方法論に基づき、生産規模 100 万 ton/年のインドネシア鉄鋼会社を想定した製鋼(電炉)工場の GHG 削減量の試算結果を以下に示す。

生産量：1,000,000 ton/年

排出係数：0.79 t-CO_2/MWh

CO2 削減量：16,672ton-CO2/年

鉄単位生産量当たり CO_2 削減量：0.0156　ton-CO_2/ton-鉄

4.2.2 普及拡大時における削減見込量の試算

ASEAN 地域で、電炉・LF・連続鋳造設備を保有し本方法論を適用可能な国としては、インドネシア・ベトナム・タイ・マレーシア・フィリピンがある。今後、インドネシア含む全 ASEAN 地域全体に TPH 技術が普及していったことを想定すると、計 31 件の導入ポテンシャルがあると考えられる。

ASEAN 各国における TPH 技術の導入ポテンシャル件数(計 31 件)をもとに、各国の年間省エネルギー量を試算した。この省エネルギー量に各国 CO_2 平均排出係数(IGES に記載あり)を乗じることで、年間の排出削減量を試算した。さらに、TPH 設備の法定耐用年数は 14 年とし、年間の排出削減量に 14 年を乗じることで ASEAN 各国の TPH 技術導入による合計排出削減量を試算した。ASEAN 地域の TPH 技術導入による CO_2 削減量を整理すると以下となる。(表 4-1)

表 4-1 ASEAN 地域各国の CO_2 削減量まとめ

番号	会社名	電力排出係数EF	年間生産量	TPH導入による省エネ効果	CO2削減量(1年間)	CO2削減量(14年間)
	■インドネシア					
合計①			3,102,000 t/y	65,450 MWh/y	54,078 t-CO2/y	**757,092** t-CO2
	■ベトナム					
合計②			5,550,000 t/y	113,199 MWh/y	74,711 t-CO2/y	**1,045,954** t-CO2
	■タイ					
合計③			6,450,000 t/y	131,557 MWh/y	74,989 t-CO2/y	**1,049,846** t-CO2
	■マレーシア					
合計④			4,100,000 t/y	83,624 MWh/y	51,848 t-CO2/y	**725,872** t-CO2
	■フィリピン					
合計⑤			1,200,000 t/y	24,476 MWh/y	15,420 t-CO2/y	**215,880** t-CO2
総計①~⑤			20,402,000 t/y	418,306 MWh/y	**271,046** t-CO2/y	**3,794,644** t-CO2

出所）日鉄エンジニアリングにて作成

結果、ASEAN 地域全体では以下の削減量となった。

1 年間合計　　：　271,046 t-CO_2/年

14 年間合計　　：　3,794,644 t-CO_2/14 年

本試算結果より、TPH 技術は高効率かつ費用対効果の優れた CO2 削減技術であると考える。投資回収年数としても 2～3 年レベルの比較的短い期間となるが、製鉄業界においては更なる投資回収年数の短縮が望まれている。JCM スキームの活用により投資回収年数が短縮されることで、顧客の導入モチベーションアップ、TPH 技術の導入ドライブが促進され、脱炭素投資が更に進むものと考えられる。

なお本試算において使用した系統電力の排出係数が今後変動する可能性は否定できない。ASEAN 地域においては現状火力発電がベースであり、再エネ電源の普及急拡大による排出係数低下の見込みは小さいと見受けられるが、各国の発電由来状況については引き続き注視していきたい。

5. 総括

本調査では、インドネシアの製鋼工場において省エネ効果が大きい「NS-TPH 設備(TPH :Tundish Plasma Heater)」導入による CO_2 削減効果調査を実施し、インドネシア鉄鋼会社に対して説明、インドネシアにおける TPH 導入を提案した。

TPH 導入による方法論を用いた CO_2 削減量を試算し、年間生産量 100 万 ton 規模のインドネシア鉄鋼会社において 16,672 tCO_2/年の CO_2 削減効果が見込めることを検証できた。

加えて、本調査では、ASEAN 地域全体の TPH 技術普及のポテンシャルを把握の上、CO_2 削減量の試算を行った。結果、ASEAN 全体においては約 271,046 tCO_2/年の削減が見込めると試算した。

本調査の結果を踏まえ、ASEAN 地域の顧客特性及び事業化状況を分析し、顧客それぞれに最適な JCM スキームを見極めながら、NEDO 実証・民間 JCM・JCM 設備補助事業等の適用検討を進めていく所存である。

"GHG Emission Reduction Project by Installing NS-Tundish Plasma Heater (NS-TPH) in Electric Furnace (Steel-Making) Plant"

Entrusted party: Nippon Steel Engineering Co., Ltd.

1. Purpose and implementation framework, etc.

ASEAN countries have established GHG reduction targets based on Nationally Determined Contribution (NDC) under the Paris Agreement. On the other hand, despite numerous electric furnace plants in the ASEAN region, each of which has a facility consuming large amounts of electricity, energy-saving technologies such as TPH equipment have not been installed, making the reduction of CO_2 emissions in the steel industry an urgent issue.

In this project, the CO_2 reduction effects of installing "NS-TPH (NS-Tundish Plasma Heater) equipment" with significant energy-saving effects are investigated for an Indonesian steel-making plant.

2. Discussion of project feasibility

2.1 Trends in climate change measures in Indonesia

The Indonesian government set a target of reducing greenhouse gas emissions by 29% (unconditional) to 41% (conditional and with international support) by 2030 as an NDC in 2016, compared to those without additional measures. The NDC was updated in September 2022 with a new target of reducing greenhouse gas emissions by 31.89% (unconditional) to 43.20% (conditional and with international support) by 2030, embracing the conservation and management of wetlands (mangrove forests), improvement of waste management and more efficient energy consumption in industry, commerce, transportation and housing. The NDC is expected to influence the future trend of the Indonesian government to establish regulations for the industrial sector, etc.

President Joko Widodo appealed for efforts to reduce deforestation and forest fires, build solar power plants, use renewable energy and construct green industrial parks at the 26th session of the Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change (COP26) held in Glasgow, UK in November 2021. In this appeal, he stated that he would also require the industrial sector, which accounts for about 60% of Indonesia's carbon footprint, to reduce its emissions by 2030. The Indonesian government has also set a target of achieving carbon neutrality by 2060.

2.2 Trends in climate change measures in the steel sector in Indonesia

One of the initiatives related to the steel sector in Indonesia is the "Low-carbon approach" of the "National Medium-term Development Plan (RPJMN) 2020-2024." The "Development of green industries" part of the "Low-carbon approach" includes a description of how the industrial sector seeks to reduce greenhouse gas emissions by setting standards and reduction criteria as a green industry.

Measures to achieve this include:

(1) audit of energy consumption,

(2) application of process and technology changes, and

(3) management of industrial waste.

Of the above, (1) audit of energy consumption has already been implemented, with hearings for steel companies and the installation of measuring instruments in progress. No specific progress has been made on (2) application of process and technology changes, which is considered relevant to this project.

2.3 Current status of the steel industry in Indonesia

The novel coronavirus spread all over the world and caused a pandemic only a few months after the presence of infected people in Wuhan, China, was reported in early December 2019. ASEAN countries had been experiencing steady economic growth, boosted by large-scale infrastructure investment projects and foreign capital until 2019 or early 2020, but since April 2020, the impact of the new coronavirus expanded and led to lockdowns and factory shutdowns in many countries, with economic growth rates of Indonesia has also turning negative.

However, companies in ASEAN countries restarted factories in 2021 that had been shut down, and the economies began to show signs of recovery, turning countries with a deficit into ones with a surplus. (Table 2-1)

Table 2-1 GDP growth rates of ASEAN countries

Unit: %

	2019	2020	2021	2022 (Prediction)
Indonesia	5.0	-2.1	3.7	5.4
Vietnam	7.0	2.9	2.6	6.0
Thailand	2.4	-6.1	1.6	3.5
Malaysia	4.3	-5.6	3.1	6.5
Philippines	5.9	-9.6	5.6	6.5

Source) Prepared by Nippon Steel Engineering

As the impact of the new coronavirus became more serious, the ASEAN steel industry experienced a decline in steel consumption and crude steel production, with ASEAN-6 steel consumption in 2020 falling to 70 million tons (a 12.1% decrease from the previous year). Now that the economy is recovering, steel consumption has started to increase again in 2021 and is returning to the level it was before the new coronavirus hit. (Table 2-2)

Table 2-2 ASEAN-6 steel demand

Unit: million tons

	2018	2019	2020	2021	2022 (Prediction)
Production volume	43	44	45	53	54
Import volume	50	51	42	45	46
Export volume	13	15	17	23	23
Consumption volume	80	80	70	75	77

Source) Prepared by Nippon Steel Engineering

When looking at the steel industry in Indonesia, demand for steel products was on the rise until 2020, supported by infrastructure investments, etc., but production, imports and consumption declined due to the impact of the new coronavirus. On the other hand, exports showed an increase. (Table 2-3)

Table 2-3 Indonesian steel demand

Unit: million tons

	2018	2019	2020	2021	2022 (Prediction)
Production volume	10.0	9.3	7.8	8.0	8.4
Import volume	11.6	13.4	9.6	9.8	10.3
Export volume	3.8	4.2	5.7	5.9	6.0
Consumption volume	15.8	15.9	15.1	15.5	16.2

Source) Prepared by Nippon Steel Engineering

The rapid increase in exports from Indonesia can be attributed to the inroads of Chinese companies such as Tsingshan Steel into the Indonesian market. The Chinese government is integrating and downsizing steel plants in China as part of its decarbonization policy. This has led Chinese companies to shift production outside of China. Chinese companies are mainly shifting "blast furnaces (integrated steel plants)" and "stainless steel manufacturing bases" into Indonesia.

The reasons for Chinese companies to expand their business into Indonesia include:

- ✓ steel consumption per capita in Indonesia of 60 kg (1/10 of that in China), with potential for increased consumption in the future.
- ✓ inexpensive raw material (nickel),
- ✓ ocean freight cost per ton in Indonesia of 42.3 RMB (66.9 RMB in China),
- ✓ corporate tax reduction,
- ✓ fewer competitors, and
- ✓ fact that small electric furnaces and re-roll makers are the main players in Indonesia, and they are shrinking their business mainly by specializing in rolling due to the recent sharp rise in the price of scrap.

Large-scale "blast furnaces (integrated steel plants)" in Indonesia include "Dexin Steel," an Indonesian subsidiary of Delong Group of China, and "KRAKATAU-POSCO."
The above trends have led to the increasing view that blast furnace-based production will overtake electric furnace-based production in ASEAN in the future. Meanwhile, some predict that CO_2 emissions will triple from 2020 to 2026 due to the increase in blast furnace-based production.
Amid these moves, ASEAN steel companies will have to actively engage in decarbonization-friendly capital investments and operations. Indonesia is no exception, where not only steel companies with blast furnaces such as Dexin and Krakatau-POSCO but also electric furnace companies will be equally involved in the decarbonization trend.

3. Discussion of issues and countermeasures

3.1 About NS-TPH

Nippon Steel Engineering has been installing the TPH technology, which has energy-saving and CO_2 reduction effects, in steel companies in Japan and China. As investments in energy and CO_2 reductions have not shown progress in electric furnace plants in the ASEAN region, the popularization of the TPH technology will contribute to the promotion of the energy and climate change policies of the countries concerned. TPH is a technology that Nippon Steel Engineering has been developing and

improving to promote energy savings for its group companies, thus playing a role in differentiating its business from competitors based on past 20 installation results. An all-metal torch was used in the past, while a hybrid torch combining graphite and metal parts was recently developed in-house to improve heating efficiency and operability.

(1) Benefits of Tundish Plasma Heating

An electric furnace (steel-making) plant produces molten steel by melting iron sources such as scrap in an electric arc furnace (primary refining hereafter EAF) with arc heat, removes impurities and regulates components in an LF (secondary refining), then pours the molten steel from the Tundish (hereafter "TD") at the top of the continuous casting equipment into a mold, pulls the solidified steel out from the bottom of the mold, and cuts it into cast pieces (semi-finished products before rolling) to a fixed length. (See Fig. 3-1)

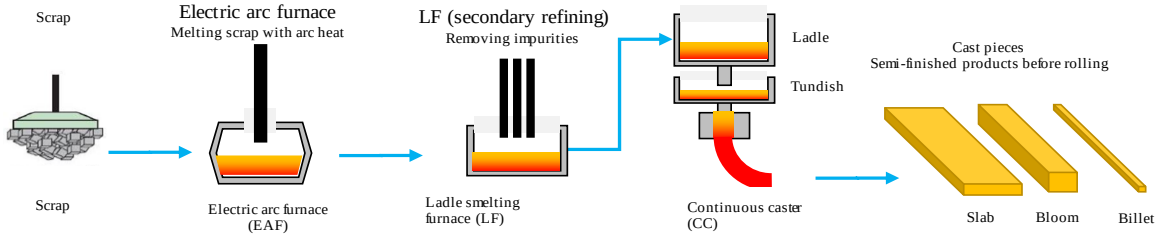


Fig. 3-1 Overview of process of electric furnace (steel-making) plant

Source) Prepared by Nippon Steel Engineering

A temperature drop of molten steel inside a TD of continuous casting equipment causes serious problems to the stability of the business, such as (1) difficulty in surfacing non-metallic inclusions, (2) deterioration of the quality of cast pieces due to insufficient melting of mold powder, etc., which causes them to solidify inside the TD and prevent them from flowing into the mold, and (3) problems such as submerged entry nozzle (hereafter SEN) clogging by solidified debris, which stops the production line. The preceding process of EAF or LF generally uses a higher power output than necessary to operate at excessively high temperatures as a countermeasure. The Tundish Plasma Heater (hereafter TPH) developed and made available by Nippon Steel Engineering for the first time in the world generates a plasma arc on the surface of the molten steel in the TD with a torch arranged on the TD to optimally control the molten steel temperature by raising and maintaining it so that it does not fall below the liquidus temperature, thus realizing an increase in continuous casting speed. This has improved productivity and quality, eliminated operational problems and reduced power consumption by lowering the tapping temperature in the preceding process, resulting in significant energy and cost savings. (See Fig. 3-2)

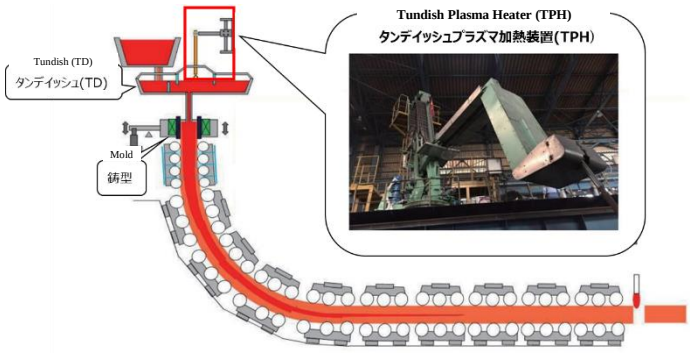


Fig. 3-2 Arrangement of Tundish Plasma Heater

Source) Prepared by Nippon Steel Engineering

(2) Conventional metal plasma torches

1) Metal torch structure

The structure of a conventional metal torch is shown in Figure 3-3. It comprises a metal electrode through which an electric current flows and a metal nozzle which covers the periphery of the electrode, with inert gas supplied between them to generate and stabilize the plasma. The inside of the torch is water-cooled to protect the equipment from heat radiation from the plasma and to prevent electrode

degradation.

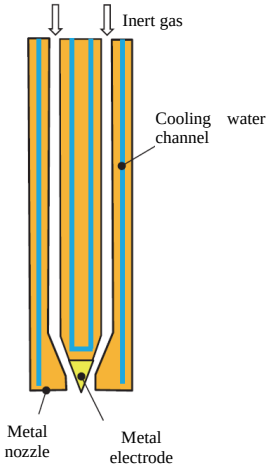


Fig. 3-3 Structure of metal torch

Source) Prepared by Nippon Steel Engineering

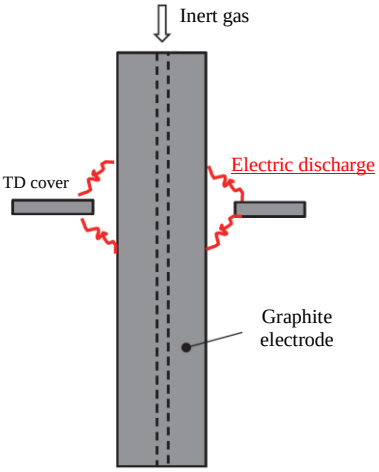


Fig. 3-4 Structure of graphite torch

Source) Prepared by Nippon Steel Engineering

2) Problems with metal torches

Conventional metal plasma torches have the following issues.

· Electrode replacement cost when operating at high output

Gas molecules, which are the plasma medium, and ionized electrons repeatedly collide in a plasma arc from the cathode to the anode, causing a large heat load due to the energy released by the collision, which leads to electrode degradation. Since the metal electrode erodes heavily as the plasma output increases, concerns over replacement parts costs have sometimes led to operations with a lower output.

· Thermal efficiency

The thermal efficiency of TPH with respect to the input power drops to approximately 60% due to heat radiation to the refractory, heat removal by the inert gas (argon, etc.), heat removal by cooling of the torch and other factors.

3) Efforts to apply graphite to torches

To overcome the problems described in 2), a graphite torch that uses graphite instead of metal for the electrode has been under development since 2013 (Fig. 3-4). The use of a consumable graphite electrode, which is used in EAF, improves the thermal efficiency by eliminating the need for torch cooling. Switching from metal to general-purpose graphite for the electrode also cuts the cost of electrode replacement and will eliminate concerns about operating at high output. On the other hand, graphite torches have suffered from problems such as abnormal discharges caused by an electric current flowing between the graphite torch and the TD cover (steel shell) into which the torch is inserted, and oxidation wear of the electrode outside the TD cover, making stable operation difficult and preventing practical use.

(3) Hybrid torch

To solve the above problems with graphite torches, a hybrid torch consisting of graphite only for the electrode and metal for parts near the TD cover was developed (Fig. 3-5). Table 3-1 lists the characteristics of different torches for comparison. The hybrid configuration allows stable operation by eliminating abnormal discharges and oxidation wear of the torch while maintaining the advantages of high output and low replacement cost of the graphite electrode. As a result, the full output capacity of the equipment is available, increasing the thermal efficiency to approximately 70%. The replacement has become easier by employing a screw structure to connect the metal and graphite parts, thus reducing the time required for replacement.

The hybrid torch plasma heating equipment has completed its plant trial and is now in operation at a plant of Nippon Steel Corporation. Four more systems have already been installed by 2020.

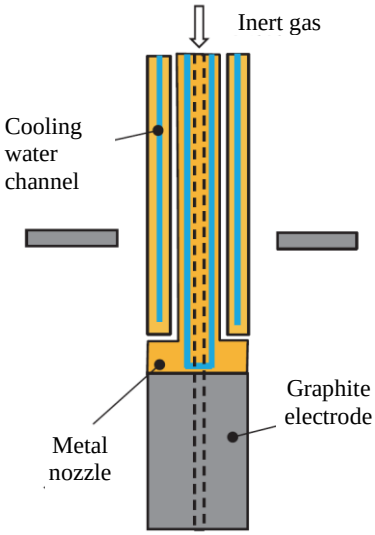


Fig. 3-5 Configuration of hybrid torch
Source) Prepared by Nippon Steel Engineering

	Metal torch	Graphite torch	Hybrid torch
Output	0.7 MW (constrained by electrode wear)	1.2 MW (increased discharge at higher output)	1. 2MW
	△	△	○
Parts replacement cost	Metal nozzle + metal electrode	Graphite electrode (shorter lifetime with abnormal discharges)	Graphite electrode (+ metal parts)
	△	○	○
Thermal efficiency	60% (approx.)	70% (approx.)	70% (approx.)
	△	○	○
Abnormal discharges	None	Abnormal discharges between TD cover and graphite electrode	None
	○	△	○
Side arcing between torches	None	at high output	None
	○	△	○

Table 3-1 Comparison of torch characteristics
Source) Prepared by Nippon Steel Engineering

3.2 Field research in Indonesia and other ASEAN countries

This field research was conducted by visiting four steel companies in Indonesia and related local companies to gather information and promote the installation of NS-TPH. The need for the popularization of NS-TPH in other ASEAN countries were investigated by visiting Vietnamese and Thai steel companies to collect information and conduct PR activities.

4. Estimation of emission reduction

There is no approved JCM methodology applicable to this project.
The outline of the methodology in accordance with the guidelines for JCM methodology is summarized as follows to address a project using the JCM scheme after the completion of this project.

4.1 Discussion of JCM methodology

4.1.1 Scope of project and GHG emission reduction

The scope of GHG reduction in this project covers EAF equipment, LF equipment and continuous casting equipment where the TPH technology is introduced to continuous casting equipment in steel-making facilities (steel plants) as a boundary.
The reference scenario is the continued use of the current continuous casting equipment without installing the TPH technology.
A drop in molten steel temperature in the TD of continuous casting equipment causes serious problems with operational stability, as described in subsection 3.1. The preceding process of the EAF or secondary refining generally uses a higher power output than necessary to operate at excessively high temperatures as a countermeasure.
In contrast, continuous casting equipment with the TPH technology can optimally control the molten steel temperature in the TD by raising and maintaining it. As a result, CO_2 emissions can be reduced through (a) a reduction in the tapping temperature (10-20°C) in the preceding processes (EAF and LF), (b) an improvement in the scrap rate (including reductions in grade) due to the stabilization of the TD

temperature and (c) lowering the temperature of the preceding processes eliminates the need to reduce the casting speed at the initial stage of casting, increasing the production volume.
These electricity reductions with the above (a) to (c) are the scope of GHG reductions. The concept is shown below in Figure 4-1.

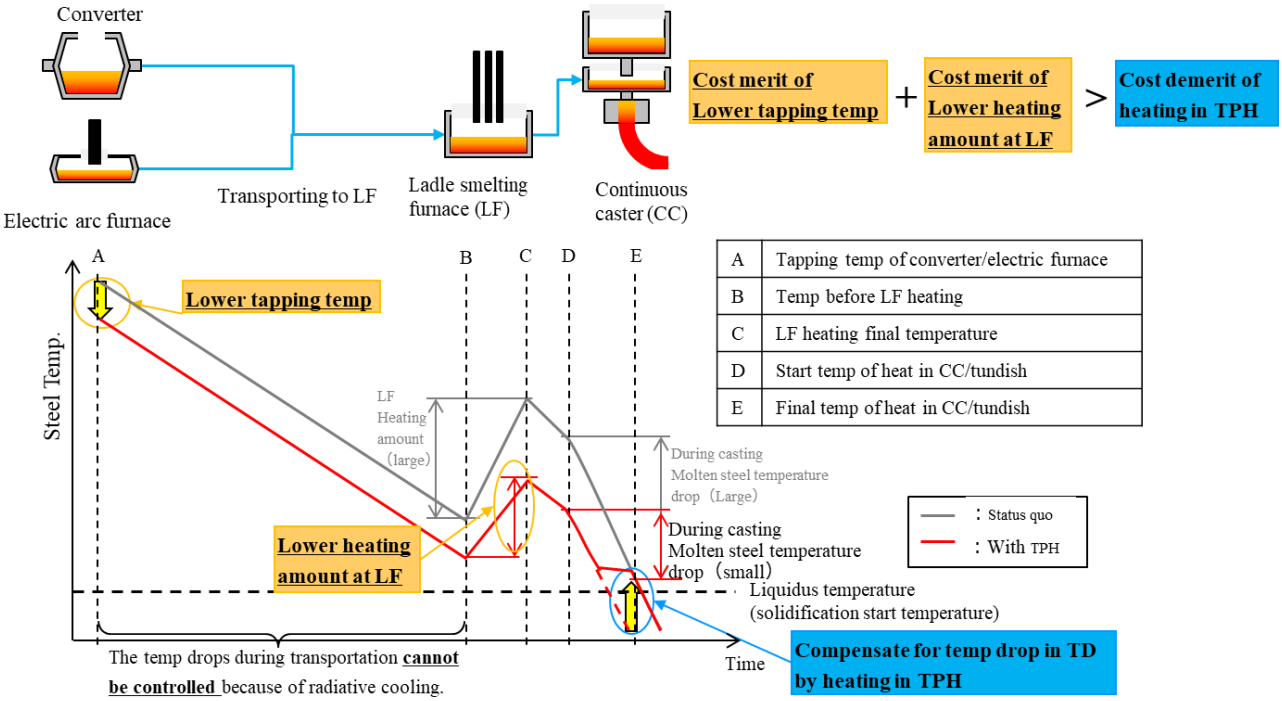


Fig. 4-1 Concept of lowering process temperatures in EAF and LF with TPH installation

Source) Prepared by Nippon Steel Engineering

4.1.2 Methodology of the project

(1) Target project

Project title	GHG emission reduction project by installing the TPH technology at an electric furnace (steel-making) plant
Whether or not to aim to apply the JCM scheme	Yes

(2) Eligibility requirements when applying JCM

Number	Eligibility requirements	Necessity
1	The scheme applies to project activities performed in EAFs, LFs and continuous casting equipment in existing or greenfield electric furnace (steel-making) plants and covers projects that produce cast pieces by raising and stabilizing the temperature of molten steel in a TD of continuous casting equipment.	To define the scope and process of the GHG reduction facilities of this project as project requirements to be registered as a JCM project.

2	Since the temperature of molten steel in a TD will not be raised or stabilized if this project is not implemented, the scheme covers projects that produce cast pieces after raising the temperature of molten steel to an excessively high temperature in an EAF or an LF in existing or greenfield electric furnace (steel-making) plants.	This methodology will be developed on the assumption that the scheme excludes projects which do not raise and stabilize the temperature of molten steel in a TD, and that cast pieces will be produced after raising the temperature to an excessively high molten steel temperature in an EAF or an LF without the project.

(3) Emission sources and target gases

Category	Emission sources	Target GHGs
Reference emissions	GHG emissions from generating electricity for EAFs and LFs in the case where the project is not implemented.	CO_2
Project emissions	GHG emissions from generating electricity for EAFs, LFs and TPHs in the case where the project is implemented.	CO_2

(4) Calculating method of reference emissions

1) Basis and assumptions for calculation

The introduction of the TPH technology lowers the temperature of molten steel in the preceding processes (EAF and LF). When calculating the reference electricity intensity, the electricity intensity was monitored for one month prior to the introduction of TPH, and used the lowest value among the average electricity intensity for each week (N = 4) to calculate the reference electricity intensity, to ensure the conservativeness of the methodology.

In the first place, it is considered that the variation in the reference electricity intensity is generally dependent on the combination of steel grades produced. Since it takes about one month to complete the cycle, it is considered that a reasonable electricity intensity can be obtained by monitoring for one month.

In addition, when evaluating the amount of reduction in electricity consumption of EAFs and LFs, electricity consumption other than molten steel heating, such as driving the electrode up and down of electric furnaces, is excluded, and the electricity intensity is calculated only from the electricity consumption of arc heating of EAFs and LFs. In this methodology, the reference electricity intensity and the project electricity intensity are calculated from the molten steel temperature transition in the EAF, LF, and CC. The reduction in tapping temperature of EAF and LF by TPH is directly related to the reduction in electricity consumption of EAF and LF. Therefore, disturbance factors other than electricity consumption due to molten steel heating are eliminated, and it is possible to accurately grasp the electricity reduction amount by TPH.

2) Calculation formulas, etc.

$$RE_p = RG_p \times EF_{elec,p} \cdots\cdots (1)$$

The details of the formulas for calculating the reference net electricity RG_p are given below.

The production volume of cast pieces shown below refers to the production volume of cast pieces

(semi-finished products before rolling) produced by continuous casting equipment.

(1) The reference electricity intensity, RBU_{SM}, is calculated from the reference cast piece production for one month prior to the introduction of TPH, RM_0, and the total electricity consumption of EAF melting scrap and LF molten steel heating for one month prior to the introduction of TPH, RG_0. In the case of newly installing EAF, LF, CC and TPH in a green field, the operation without TPH will be performed for a certain period of time (one month) to calculate the reference electricity intensity.

$$RBU_{SM}=\frac{RG_0}{RM_0}$$

(2) The project intensity (the total electricity consumption of EAF melting scrap and LF molten steel heating and TPH molten steel heating) for period p, $PBU_{SM,p}$, is calculated by monitoring the project electricity PG_P and the project cast piece production for period p, PM_P, after the introduction of TPH.

$$PBU_{SM,p}=\frac{PG_p}{PM_p}$$

(3) The energy-saving rate for period p, η_p, by the introduction of TPH is calculated.

$$\eta_p=\frac{PBU_{SM,p}}{RBU_{SM}}$$

(4) The reference electricity for period p, RG_P, is calculated from the project electricity and the energy-saving rate for period p, PG_P and η_p , respectively.

$$RG_p=\frac{PG_p}{\eta_p}$$

Parameters		Description and units	Method
RE_p	=	Reference emissions for period p [t-CO_2]	Calculated from formula (1)
RG_p	=	Reference net electricity for period p [MWh]	
$EF_{elec,p}$	=	Electric grid CO_2 intensity for period p [t-CO_2/MWh]	
RBU_{SM}	=	Reference electricity intensity of steel-making process [MWh/t]	
RM_0	=	Reference cast piece production for one month prior to the introduction of TPH [t]	Pre-acquired value
RG_0	=	The total electricity consumption of EAF melting scrap and LF molten steel heating for one month prior to the introduction of TPH [MWh]	Pre-acquired value The lowest value among the average electricity consumption per week (N = 4) shall be the reference electricity intensity.
$PBU_{SM,p}$	=	Project electricity intensity of steel-making process for period p [MWh/t]	
PG_p	=	Project net electricity(the total electricity consumption of EAF melting scrap and LF molten steel heating and TPH molten steel heating) for period p [MWh]	Monitored value
PM_p	=	Project cast piece production for period p [t]	Monitored value
η_p	=	The energy-saving rate for period p by the introduction of TPH, η_p [-]	

(5) Calculating method of project emissions

$$PE_p = PG_p \times EF_{elec,p} \cdots\cdots (2)$$

Parameters		Description and units	Method
PE_p	=	Project emissions for period p [t-CO_2]	Calculated from formula (2)
PG_p	=	Project net electricity for period p [MWh]	Monitored value
$EF_{elec,p}$	=	Electric grid CO_2 intensity for period p [t-CO_2/MWh]	
$PBU_{SM,p}$	=	Project electricity intensity of steel-making process for period p [MWh/t]	
PBU_{EAF}	=	Project electricity intensity of electric arc furnace (EAF) [MWh/t]	Possible to lower the tapping temperature of EAF by installing the TPH technology
PBU_{LF}	=	Project electricity intensity of LF [MWh/t]	Possible to lower the tapping temperature of LF by installing the TPH technology
PBU_{TPH}	=	Electricity intensity of TPH with TPH installation [MWh/t]	
PM_p	=	Project cast piece production for period p [t]	Monitored value

(6) Calculating method of emission reductions

$$ER_p = RE_p - PE_p \cdot \cdots \cdots (3)$$

Parameters		Description and units	Method
ER_p	=	Emission reductions for period p [t-CO_2]	Calculated from formula (3)
RE_p	=	Reference emissions for period p [t-CO_2]	Calculated from formula (1)
PE_p	=	Project emissions for period p [t-CO_2]	Calculated from formula (2)

(7) Major default values

Parameters	Description and units	Sources of data, etc.
$EF_{elec,p}$	CO_2 emission factor of grid electricity supplied to the target facilities [t-CO_2/MWh] Latest values available at the time of verification from the sources shown to the right	The latest value available at the time of verification is applied, and the value is fixed for the subsequent monitoring period.

(8) Major monitoring items

Parameters	Measuring instruments	Remarks
PG_p	Electricity consumption of "the total electricity consumption of EAF melting scrap and LF molten steel heating and TPH molten steel heating" is monitored by an electricity meter. *Weekly measurements are highly susceptible to routine maintenance (1-7 days). Thus, monthly measurements are required.	Monitoring power consumption logs of PLCs, etc. in the central operation room

PM_p	"Monthly" cast piece production is monitored from the customer's production records.	"Monthly" production volume and power consumption are added up to determine "annual" power consumption and CO_2 emission reductions.

4.2 Estimation of emission reduction

4.2.1 Estimation of emission reduction

The GHG reductions for a steel-making (electric furnace) plant assuming an Indonesian steel company with a production capacity of one million tons/year based on the JCM methodology described in 4.1.2 are calculated as follows.

Production volume: 1,000,000 t/year
Emission factor: 0.79 t-CO_2/MWh
CO_2 reduction: 16,672 t-CO_2/year
CO_2 reduction per unit of steel production: 0.0156 t-CO_2/t-steel

4.2.2 Estimation of reductions expected at the time of popularization and expansion

ASEAN countries having electric furnaces, LFs and continuous casting equipment to which this methodology can be applied include Indonesia, Vietnam, Thailand, Malaysia and the Philippines. A total of 31 potential installations can be expected in the future, assuming that the TPH technology is popularized throughout the entire ASEAN region, including Indonesia.
The annual energy savings for each country were estimated based on the number of potential installations of the TPH technology (31 in total) in each ASEAN country. The annual emission reductions were calculated by multiplying the energy savings by the average CO_2 emission factor for each country (as listed in IGES). In addition, the total emission reductions by installing the TPH technology in ASEAN countries were obtained by multiplying the annual emission reductions by 14 years, assuming that the legal durable years of TPH equipment are 14 years. The following table summarizes CO_2 reductions by installing the TPH technology in the ASEAN region. (Table 4-1)

Table 4-1 Summary of CO_2 reductions by country in the ASEAN region

Number	Company name		Annual production volume	Energy-saving effect of installing THP	Reduction in CO_2 emissions (one year)	Reduction in CO_2 emissions (14 years)
	■Indonesia					
Total (1)			3,102,000 t/y	65,450 MWh/y	54,078 t-CO2/y	**757,092** t-CO2
	■Vietnam					
Total (2)			5,550,000 t/y	113,199 MWh/y	74,711 t-CO2/y	**1,045,954** t-CO2
	■Thailand					
Total (3)			6,450,000 t/y	131,557 MWh/y	74,989 t-CO2/y	**1,049,846** t-CO2
	■Malaysia					
Total (4)			4,100,000 t/y	83,624 MWh/y	51,848 t-CO2/y	**725,872** t-CO2
	■Philippines					
Total (5)			1,200,000 t/y	24,476 MWh/y	15,420 t-CO2/y	**215,880** t-CO2
Sum total (1)-(5)			20,402,000 t/y	418,306 MWh/y	**271,046** t-CO2/y	**3,794,644** t-CO2

Source) Prepared by Nippon Steel Engineering

As a result, the ASEAN region achieved the following reductions as a whole.

Total for one year : 271,046 t-CO_2/year

Total for 14 years : 3,794,644 t-CO_2/14 years

Based on the results of this estimation, we believe that TPH technology is a highly efficient and cost-effective CO_2 reduction technology. The investment recovery period is relatively short, at the level of 2 to 3 years, but the steel industry is hoping for a further reduction in the investment recovery period. By shortening the investment recovery period through the use of the JCM scheme, it is believed that customers will be more motivated to introduce TPH technology, drive the introduction of TPH technology, and decarbonize investment will progress further.

The possibility that the CO_2 emission factor of grid electricity used in this estimation will change in the future cannot be denied. In the ASEAN region, thermal power generation is currently used basically, and it seems unlikely that the emission factor will decrease due to the rapid spread of renewable energy sources. We will continue to pay close attention to the origin of power generation in each country.

5. Summary

In this project, the CO_2 reduction effects of installing "NS-TPH (Tundish Plasma Heater) equipment" with significant energy-saving effects were investigated for an Indonesian steel-making plant and was explained to Indonesian steel companies to propose the installation of TPH in Indonesia.
CO_2 emission reductions using a methodology based on the installation of TPH were estimated and found to potentially have an effect of 16,672 t-CO_2/year for an Indonesian steel company with an annual production capacity of one million tons.
In addition, CO_2 reductions were estimated in this project based on an understanding of the potential effects of the popularization of the TPH technology in the entire ASEAN region. As a result, ASEAN as a whole can expect a reduction of approximately 271,046 t-CO_2/year.

Based on the results of the investigation, we will analyze the customer characteristics and commercialization situation in the ASEAN region, and while identifying the most suitable JCM scheme for each customer, we will proceed with the application of financing Program for NEDO demonstrations, private JCM, JCM Model Projects, etc.

令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業
（JCM 実現可能性調査（CCUS 含む）、CEFIA 国内事務局業務
及び CCUS 普及展開支援等業務）

添付資料 VI：CCUS-FS の実施課題の概要報告書

目　次

石油資源開発株式会社による実施課題（日本語版・英語版）

日揮ホールディングス株式会社による実施課題（日本語版・英語版）

三井石油開発株式会社による実施課題（日本語版・英語版）

「令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）」（経済産業省事業）のうち JCM 実現可能性調査（CCUS 分野）報告書 インドネシア共和国ジャワ地域α油田における JCM CCUS 実現可能性調査事業

実施者：石油資源開発株式会社
共同実施者：日揮グローバル株式会社

1. 目的及び実施体制等

1.1 目的

我が国は、これまで JCM を活用し、途上国において我が国の優れた低炭素脱炭素技術・製品の普及を促進し、当該国での温室効果ガス排出削減を実現する等、世界全体の温室効果ガス排出削減に貢献してきている。

「脱炭素社会」の実現に向けて必要な技術の１つとして、CO_2 の回収・利用・貯留（CCUS: Carbon dioxide Capture, Utilization & Storage）技術がある。CCUS に関する要素技術については日本企業が強みを有しているため、CCUS 技術の普及展開を通じて、世界全体の地球温暖化対策に我が国が貢献することが期待されている。一方で、CCUS の普及展開を進めるに当たっては、関連する政策・制度、ビジネスモデル等の整備が課題となっている。

以上を受けて、本事業では、海外において JCM 等を活用した CCUS プロジェクトが民間主導で普及展開していく事業環境づくりを目的として、CCUS 案件の実現可能性調査を行う。

1.2 実施体制

本調査事業は、石油資源開発株式会社（以下、JAPEX）および日揮グローバル株式会社（以下、JGC）が共同事業者として実施した。また、外注先として、LEMIGAS、中外テクノス株式会社、西村あさひ法律事務所、竹花環境地質事務所、OPC 尾崎プロセスエンジニアリングコンサルタントが業務を支援した。さらに、現地国パートナーとして Pertamina が調査に協力した。

2. 関連政策・制度・規制

2.1 CCS/CCUS 関連政策・制度・規制の動向

2.1.1 エネルギー鉱物資源大臣令

2021 年 10 月 29 日に発効した「NDC 達成と GHG 排出削減達成のためのカーボンプライシング実施」に関する大統領令 2021 年第 98 号の施策実現に係る大臣令草案は、エネルギー鉱物資源省にて検討・準備が進められ、制定に向けて海事・投資担当調整大臣府、法務・人権省、財務省及び環境・林業省など関係省庁との調整が行われている。

なお、NDC については、2022 年 9 月 23 日に強化した NDC を環境林業省より国連機構変動枠組条約（UNFCCC）事務局へ提出した。強化した NDC では 2030 年目標を追加的な対策を講

じなかった場合（BAU）と比して、これまでの 29%減から 31.89%減に、国際支援を活用した場合は 41%減から 43.2%減に上方修正した。

2.1.2 炭素価格（炭素税、排出権取引制度）

炭素税および排出権取引制度を含む炭素価格は、以下の規則により規制される。

1. 税法の調和に関する法律 2021 年第 7 号（2021 年 10 月 29 日公布）
2. NDC 達成と GHG 排出削減達成のためのカーボンプライシング実施に関する大統領令 2021 年第 98 号（2021 年 10 月 29 日公布）
3. 炭素経済価値の実施のガイドラインに関する環境林業大臣規則 2022 年第 21 号（2022 年 10 月 20 日公布）
4. 発電サブセクターの炭素経済価値整理手続きに関するエネルギー鉱物資源大臣規則 2022 年第 16 号（2022 年 12 月 27 日公布）

炭素税と排出権取引に関する規制の実施については、2 回の延期が発表された。1 回目は 2022 年 4 月 1 日から 2022 年 7 月 1 日に延期され、その後、2022 年 10 月に政府は再び炭素税と排出権取引の実施を国の経済状況や世界の政治状況を理由に 2025 年に延期するとしていたが、今般、2022 年 12 月 27 日「発電サブセクターの炭素経済価値整理手続きに関するエネルギー鉱物資源大臣規則 2022 年第 16 号」が公布され、一部の規制が実施されている。

2.2 社会的受容性の醸成に係る検討

本調査では、アウトリーチ活動の対象となる利害関係者の特定、利害関係者のマッピング、対象地域での過去の活動の調査、アウトリーチ活動で使用する素材の検討、補償プランに関する文献調査などを行った。

α 油田で計画されている CCUS プロジェクトに対する地域社会の支持を得るためには、プロジェクト地域の社会、環境、一般受容性の観点から CCUS 適用の機会を得るために、事前の意思疎通のためのアウトリーチと利害関係者への寄与が必要である。

実証試験時のシナリオでは、α 油田の坑井基地の近くに CO_2 回収と圧入のための施設を設置するため、影響を受けるのは 3 つの村のみとなる。

今までにα油田では、アウトリーチ活動の一環として、防災システムへの取り組みを行っている。同油田は 600m 以内に約 6,010 人が住む住宅密集地に近く、2006 年、同油田の開発用坑井からガスが漏れるという事故が発生し、準備不足と警戒不足から周辺住民をパニックに陥れた。この事故を教訓に、同油田の操業会社は行政や地域社会とともに、災害管理システムのアプローチによる改善を開始した。この取り組みは、（1）軽減、（2）準備、（3）対応、（4）復旧の 4 つの期間からなる連続的なサイクルに沿って行われている。

また 2018 年 5 月以降、α 油田の操業会社は教育や観光公園、アグロツーリズム、施設やインフラの建設など、いくつかの CSR 活動を実現した。操業会社は、新しい井戸の掘削など、多くの事業活動において地域社会に寄与をしている。この活動は、周辺地域からの社会的受容を得るために行われている。2022 年のα油田における直近の活動として、新規坑井の掘削が行われた。その際に、操業会社は地元労働者の採用、イベント、会議、講演、メディア発表を通じた継続的な意思疎通と議論、地域社会の要望を捉えるために結成されたチ

ームによって地域社会との関わりを深めている。

利害関係者分析では、利害関係者マップを作成するためにいくつかのパラメータを測定した。パラメータは興味の程度、サポートの程度、影響の程度および利害関係者のプロジェクトへの関与度の分類から成っている。各パラメータの適切な評価を行う前に、各利害関係者の懸念と期待に関して考察した。

続いてアウトリーチ活動で用いる資料の検討を行った。ネット上には資料の作成に利用できる素材がいくつかあり、これらは、物理的なモデル、ファクトシート、ポスター、ビデオの形になっておりこれらを参考にした。ポスターの内容に関し地球温暖化や CCS/CCUS についてなど一般的な情報とα油田における CCUS 事業に特化した情報などについて必要と思われる情報を特定した。

また補償に関して考察を行った。社会的な反対は、CCUS の実施を遅らせる可能性があるが、その原因の一つは、CCUS に関連する地域社会が認識する利益が、負担に比べ低い傾向にあることがある。他の低炭素技術と同様、地域補償（または地域利益）は、この不均衡を是正する方法として提案される。

地域社会への補償プランは、以下のようなやり方で構築することができる。

① 補償の形態と現地のニーズや懸念との「適合性」を見つける
② 地域補償をパブリック・エンゲージメント・プロセスの一部としてとらえること
③ 地域補償の制度化
④ 地域補償を地域のニーズや懸念に適合させる
⑤ コミュニティ補償をより広範なパブリック・エンゲージメント戦略の中に組み入れる
⑥ 地域社会の補償を制度化する際には交渉の余地を残す

2.3 実証試験時の許認可の検討

2.3.1 環境許認可について

実証試験プロジェクトを行うための環境許認可の形態には、2 つの可能性がある。第一の可能性は、その範囲と量を考慮し、UKL/UPL を申請すること、第二の可能性は、既に有効な AMDAL を取得しているα油田の活動の一部であるとみなし、既存の AMDAL を変更することで対応する形態である。そのためには環境林業省（MoEF）の環境アセスメント委員会に指導を求める書簡を提出して、MoEF の検証を経て、どのように環境許認可を行うべきかの回答を得る必要がある。

プロジェクトが操業会社の活動に含まれる場合には、既存の AMDAL の変更（修正／追加）で対応できる可能性が高い。仮に既存 AMDAL の変更で対応できない場合には、CO_2圧入に伴う増油の範囲と量を考慮すると、実証試験時は UKL/UPL が適切であると思われる。ただしこれも、MoEF のアセスメント委員会が適切な環境許認可を決定することとなる。

2021 年政府規則第 22 号第 26 条に基づき、AMDAL 文書は、基準フレーム、環境影響分析（ANDAL）および環境管理-モニタリング計画（RKL-RPL）で構成される。

2.3.2 その他の許認可について

エネルギー鉱物資源大臣令が発出されていない現在のところ、インドネシアにおいて

CCS/CCUS に関する固有の法規制の枠組みはほとんど存在していないが、実証試験施設建設や土地使用・パイプライン敷設・道路使用・操業等に関して、下表の項目に関する許認可承認等の準備検討が必要と考えられる。

No.	Items	Category*				Institution/Authority	Development Phase**						
		P	A	R	C		1	2	3	4	5	6	7
1	Land Acquisition Certification				○	Ministry of Agrarian Affairs and Spatial Planning/National Land Agency (ATR/BPN)	○						
2	Environmental Permit (AMDAL or UKL/UPL)	○				Ministry of Environment and Forestry	○						
3	Import Approval		○			Ministry of Trade		○					
4	Import Duty and Tax Exemption in Context of Import	○				Ministry of Finance		○					
5	RPTK Licensing	○				Ministry of Manpower and Transmigration		○	○	○	○	○	○
6	IMTA/KITAS permit	○				Ministry of Law and Human		○	○	○	○	○	○
7	Determination of Locations for Land Activities or Facilities	○				East Java Provincial Government		○					
8	Space Utilization Permit	○				East Java Provincial Government, Bojonegoro Regency Government		○					
9	Permit to Use Meter Systems (Meter System, Land Tank and Floating Tank)			○		Ministry of Trade						○	○
10	Import Permit (LARTAS)	○				Ministry of Trade			○				
11	Security Clearance		○			Ministry of Defense				○	○	○	○
12	Road Class Dispensation	○				Bojonegro Regency Government		○					
13	Road Passing Permit	○				Bojonegro Regency Government		○					
14	Non-PLN Electrical Power Permit (Genset)	○				Bojonegro Regency Government				○	○	○	○
15	Heavy Equipment Permit (Report Arrival)	○				Bojonegro Regency Government				○	○	○	○
16	Pipeline Permit (Riding on side of Regional Gov.)	○				Bojonegro Regency Government		○					
17	Operation Clearance (PLO) - safety devices to protect equipment - vessels with a certain design pressure and size - a holding tank at atmospheric pressure - lift aircraft - rotary equipment (pump or compressor) - power generators, transformers and distribution panels - natural gas handover measuring instrument system	Depending on Design of facility & Equipment to be installed				Ministry of Energy and Mineral Resources		○			○		

* P: Permit / A: Approval / R: Recommendation / C: Certificate

** 1: POD Compilation and Approval / 2: FEED / 3: Procurement of Goods and Services / 4: EPC /5: Drilling / 6: Commissioning and Start up / 7: Operation

出所：LEMIGAS との Dec14, 2022 Working Group 打ち合わせ資料を参照し、JAPEX で作成

3. 事業化計画の検討

3.1 対象事業の概略

3.1.1 CO_2 の貯留地および排出源の概要

本調査事業において CO_2 の貯留対象地とするα油田は、東ジャワ陸上に位置する。同油田の随伴ガス中には CO_2 が 20～25%含まれており、約 10km 北東方に位置するβ油田の処理施設で分離し、大気中に放散されている。従来の実証試験計画ではα油田−β油田間にパイプラインを敷設の上、CO_2 を輸送し、α油田の貯留層に圧入する計画であった。本年度の調査では実証試験時にこの CO_2 をα油田において分離、回収し、油層中に圧入する可能性を検討した。

商業時の CO_2 の排出源は、α油田のほか、α油田の南西約 30km に位置するγガス田を想定する。CO_2 が約 30%含まれ、大気中に放散される予定であるが、本事業ではγガス田−α油田間にパイプラインを敷設し、CO_2 を輸送、圧入することを計画している。

α油田の CO_2 圧入対象となる貯留層は前期中新世および後期漸新世の礁性炭酸塩岩からなる。主要な遮蔽層としてその上位の中期中新世の泥岩、二次的な遮蔽層として後期中新世の泥岩が考えられる。

3.2 実証試験および商業開発時の CAPEX/OPEX

3.2.1 地上設備

(1) 実証試験

本年度の検討では、αフィールドから産出される随伴ガスから CO_2 を分離・回収し、地下に圧入する設備について検討した。CO_2 分離回収技術としては、敷地面積および既設ユーティリティーに制限がある本プロジェクト特有の事情並びに、膜分離技術の小規模案件における経済的優位性に鑑み、今回は高分子膜分離技術を選定することとした。

また、現地調査にてαフィールドの坑井基地を確認し、井戸廻りの敷地は、地下における井戸配管との干渉により、実証試験設備を設置出来ないが、周辺敷地内(敷地隣接地を含む)に実証試験設備を配置できる候補地があることを確認した。

実証試験設備の概要は、以下の通りである。

排出源ガス→昇圧→脱水処理→膜分離→昇圧→圧入

(2) 商業開発

本年度の検討では、αフィールドから産出されるガスを全量回収し昇圧する設備と、γフィールドから送られる CO_2 を再昇圧する設備について検討した。

γフィールドからの CO_2 の処理設備の仕様は、令和元年度成果報告書に則ることとする。

αフィールドから産出される随伴ガスの処理設備の概要は、以下の通りである。

排出源ガス→昇圧→脱水処理→膜分離→昇圧→圧入

3.2.2 掘削および改修

昨年度は、東ジャワ地域での CCUS プロジェクトにおける CO_2 圧入井の新規掘削費、および（既存井からの）改修費の検討を行い、本年度は、坑井デザインを見直し、それを元に費用の再検討を実施した。

1) 新規掘削

昨年度と比較しての主な変更箇所は、作業日数が 33.9 日から 38.9 日へと 5 日間延びたことであるが、費用に対する影響はそれほど大きくないため、新規掘削費としては昨年度からの変更はない。

2) 改修

昨年度と比較しての主な変更箇所は、作業日数が 14.3 日から 21.3 日へと 7 日間延びたことであり、これは日数に余裕を持たせたことに加えて、耐 CO_2 7”ライナーケーシングのタイバック作業を追加したことによる。

3.2.3 モニタリング

「4.5 モニタリング計画」で後述するように、地表モニタリング計画、坑井検層計画、地震調査計画の検討結果を踏まえて新たに見直した。モニタリング計画のうち、地表の CO_2 漏洩モニタリング及び地下の地震モニタリングについては、 圧入開始の 1 年以上前にベース

ライン調査を開始し、圧入中及び圧入停止後も継続することとしてい る。

CAPEX は、基本的に実証試験開始前に一度のみ計上され、その後実証試験から商業運用期間を通じて OPEX が継続的に、または定期的に計上される。

(1) 地表モニタリング

地表における CO_2 漏洩モニタリングは、圧入開始の 1 年以上前からベースライン調査を開始し、圧入中も圧入停止後も継続して行う。

地表モニタリングでは、CO_2 が地表に到達した場合の漏洩箇所を予測するために複数のモニタリングポストを設置する必要があり、その製作・設置費用はプロジェクト計画の初年度に大きな CAPEX として計上した。

したがって、CAPEX はモニタリングポスト製作・設置のための実証試験開始前の一時的な費用、OPEX は実証試験期間中および商業開発期間中の継続的あるいは定期的な保守・サービス・調査費用とる。

(2) 地下モニタリング

貯留層飽和度や地下での CO_2 の広がりをモニターするための坑井検層（パルス中性子検層（PNL））、CO_2 の広がりや地震動をモニターするための地震探査に関して評価した。

地下における CO_2 の地下拡散状況のモニタリング手法として、坑井におけるパルス中性子検層（PNL）、および常設震源と受振器による弾性波利用のモニタリング手法について、また CO_2 圧入に伴い発生する可能性のある誘発地震の観測について、詳細な技術検討を行い、コストを試算した。

これらのうちパルス中性子検層は、実証試験時の CO_2 圧入前後、および商業運用時の CO_2 圧入前・中・後に実施するが、資機材の導入はないため OPEX のみの計上となる。

一方、弾性波利用のモニタリングに関しては、圧入前のベースライン調査時から圧入中、および圧入終了後の期間にわたって継続的にデータを取得するため、常設震源と受振器（3 成分ジオフォン）の導入と設置が必要となる。また地震観測のための観測井の掘削が、実証試験時および商業開発時に必要となり、CAPEX として計上し、観測期間中の滋養を OPEX として計上した。

3.3 事業性検討

3.3.1 事業モデル

本 CCUS 事業は、①CO_2 前処理、②CO_2 輸送、③CO_2 圧入、④CO_2 挙動予測・モニタリングに区分され、事業化において鍵を握る技術は、以下のように要約される。

- CO_2 を効率的かつ長期間安定に地中貯留する技術
- CO_2 の圧入により原油を増産する技術
- 超臨界状態の CO_2 をパイプラインで安全に輸送する技術
- CO_2 漏洩リスクを適正に評価し、最適なモニタリングを実施する技術

これらの技術および経験の移転により、大規模な CO_2 排出量の削減によるクレジットの創出および原油の増産による収入を確保することで事業化を実現の上、さらにインドネシア

共和国の他の地域、並びに ASEAN 諸国での事業発展につなげる。

3.3.2 事業スキームの検討

本プロジェクトにおいては、①実証前調査事業、②EPC を含む実証事業、③商業事業、の各事業フェーズに応じてそれぞれ異なる事業スキームを想定しており、それらをベースに今後関係当事者と詳細協議を行う予定である。

✓ 各事業スキームにおける事業契約で想定される主要な確認事項

1) 増油/増ガス量の測定・計算方法
2) 増油/増ガス分のインドネシア政府、αフィールド操業会社、及び日本側パートナーで設立される SPC 間での適切な配分比率(コストリカバリー及び利益原油/ガス)
3) JCM クレジットのインドネシア政府、αフィールド操業会社、及び日本側パートナーで設立される SPC 間での適切な配分比率
4) インドネシア政府による税額控除に関する適切な取り決め

3.3.3 経済性評価

本年度の調査の結果得られた原油増産量、CO_2 ネット貯留量、CAPEX、OPEX を反映し、商業開発時の経済性試算、および原油価格、JCM クレジット価格の変動によるセンシティビティ分析を行った。

3.3.4 事業の拡張性

α油田の周辺には複数の油ガス田が近接して存在し、CO_2 貯留可能量の合計は約 1 億トンと推定される（経済産業省, 2021）。これらの油ガス田を活用してハブ・アンド・クラスター（Hub and Cluster）型の事業化をめざすにあたり、輸送ルートの選択は重要な検討項目のひとつである。本地域には油田と沖合の FSO を結ぶパイプラインが稼働中であり、これに沿って CO_2 輸送用の幹線パイプラインを敷設することが推奨される。

インドネシア共和国における NDC 達成の手法として、大規模な GHG 排出削減が可能な CCS/CCUS が注目されている。LEMIGAS は国内の 66 油ガス田を対象に CO_2 の貯留可能量の検討を行い、約 600 MMt との結果を得た（Utomo et al., 2013)。また、GCCSI(2020)によると、主要な油ガス田を対象とした CO_2 の貯留可能量は 13,000 MMt と報告されている。これらは NDC に対して十分に貢献しうるポテンシャルを有するものと判断する。

4. 課題と対応策の検討

4.1 貯留層シミュレーション

本検討対象油田に関しては、これまでも複数の CO_2 EOR スタディが実施されてきた。しかしながら、これまでのスタディで使用されたモデルには複数の不確実性が認識されていた。こうした背景から、Pertamina は新規貯留層モデルを構築した。新規貯留層モデルのヒストリーマッチが完了した後、JAPEX により以下のシミュレーションスタディが実施された。

4.1.1 商業開発ケーススタディ

本検討では、NFA（No Further Action）ケースに加えて、異なる坑井配置をもつ３つの開発シナリオを検討した。各坑井配置概要は以下の通りである。

(1) ケース A（Gravity stable CO_2 injection）：貯留層頂部に CO_2 圧入井を４坑井配置
(2) ケース B（Pattern flood）：圧入・生産パターンを形成するように CO_2 圧入井を９坑井配置
(3) ケース C（Peripheral flood）：油層部分を囲うように CO_2 圧入井を９坑井配置

さらに各坑井配置に対して、複数の圧入シナリオをそれぞれ適用した。これら複数のシナリオ検討を通して、以下のケースを後続の施設検討のためのリファレンスケースとして設定した。

(4) 坑井配置：ケース B
(5) 生産ガスレート上限：600 MMscf/d
(6) 圧入流体：γガス田から供給される高 CO_2 濃度ガスおよび検討対象油田随伴ガスの混合流体

同ケースにおける累計 CO_2 貯留量は、18 MMton となっている。なお、CAPEX および OPEX 削減が経済性に与える効果を把握するため、生産ガスレート上限が 400 MMscf/d のケースについても経済性検討の対象とした。

4.1.2 実証試験ケーススタディ

本検討では、４つの実証試験ケーススタディを実施した。実証試験ケースは NFA ケースをベースとしており、実証試験用の CO_2 圧入井を設定した点以外は NFA ケースと同一の設定である。各ケースでは異なる圧入井または仕上げ深度が設定されている。

上記ケーススタディでは、４つのケースのうち３ケースにて近隣生産井における明確な応答が確認される結果となった。このシミュレーション結果から、適切な圧入井を選定することで、実証試験にて生産井からの明確な応答を期待できると言える。

4.2 ジオメカニクス

4.2.1 モデルの設定

本年度の調査では、遮蔽層外への CO_2 漏洩評価にあたり、流動シミュレータとして Tough 2 を使用し、α油田及び周辺域を対象とした流動シミュレーションを実施した。シミュレーションの精度向上のため、ホライゾンデータの修正、炭酸塩貯留層の孔隙率・浸透率の細分化、温度構造モデルの修正、水層の体積の考慮などを行い、従来のモデルの課題を改善した。

断層の孔隙率及び絶対浸透率については、長期間、大量の炭化水素が貯留層内に保持されていること、地震探査断面上で漏洩を示唆する現象が認められないことから、ベースモデルでは、断層が隣接するセルのパラメータと同じ値を設定した。しかしながら、CO_2 の圧入にともなう圧力の上昇などによって断層が再活動し、浸透率が増大する可能性があるため、この点を考慮した検討も行った。

4.2.2 遮蔽層からの CO_2 の漏洩評価

(1) CO_2 圧入レートの影響

ベースモデルでは、100 年後に遮蔽層内に流入する CO_2 は圧入量の 0.44%、遮蔽層外への漏洩量は 0 との結果が示された。より高い圧入レートを用いて感度分析を行ったが、遮蔽層外への漏洩量は 0 との結果が得られており、遮蔽能力は十分に高いと判断される。

(2) 水層 (aquifer) の体積の影響

水層の体積を最大 50 倍まで増加させて感度分析を行ったが、100 年後に遮蔽層内に流入する CO_2 は圧入量の 0.37%、遮蔽層外への漏洩量は 0 との結果が得られており、遮蔽能力は十分に高いと判断される。

4.2.3 断層の再活動による CO_2 の漏洩評価

CO_2 の圧入にともなう貯留層圧力の上昇によって既存の断層が再活動した場合に、どの程度の CO_2 が漏洩するか評価するため、遮蔽層内の断層の浸透率をベースモデルよりも高く設定し、シミュレーションを実施した。

構造頂部の断層については、断層が再活動した場合に 100 年後に断層内に流入する CO_2 は圧入量の 1.3%、遮蔽層外への漏洩はゼロであった。

より高い CO_2 圧入レートを用いて感度分析を行ったが、遮蔽層外への漏洩量は 0 との結果が得られており、CO_2 が断層を介して遮蔽層外に漏洩する可能性は低いと判断される。

4.3 地化学モデル・シミュレーション

炭酸塩岩貯留層を構成するカルサイト、ドロマイト等は CO_2 溶解水との反応性が高いため、CO_2 を圧入した場合、貯留層の変質、岩石強度、圧入性の低下等の問題が発生する可能性が指摘されている（Siqueria et al., 2017）。そのため、α 油田において、CO_2 圧入が貯留層に及ぼす化学反応とその効果を予測することを目的として、シミュレーションによる検討を行った。

本スタディでは、単純な円筒座標系一次元モデルを用い、反応輸送シミュレータは、米国ローレンスバークレー国立研究所で作成された TOUGHREACT （V4.12-OMP）を使用した。貯留層の鉱物組成は、XRD 分析データに基づいてカルサイトのみのケース（カルサイト 98 wt%）とドロマイトに富むケース（ドロマイト 60 wt%、カルサイト 30 wt%）を設定した。地層水の分析データから、Geochemist’s Workbench を用いて、CO_2 の脱ガスの影響を補正し、地層水の組成の初期値を得た。年間約 140 万トンの CO_2 を 15 年間圧入し、圧入停止後 85 年間（計 100 年間）の変化をシミュレーションした。

その結果、CO_2 の溶解による地層水の pH 低下に伴って、貯留層を構成するカルサイトとドロマイトが溶解する結果が得られた。しかし、これらの鉱物溶解量はごく少量であり、孔隙率に及ぼす影響は極めて小さいことが予想された。

その理由の一つとして、貯留層温度が比較的高温であるため、炭酸塩鉱物の溶解度が小さいことが挙げられる。したがって、WAG 等で低温の水または CO_2 溶解水を圧入する場合には、

比較的多量のカルサイトとドロマイトが溶解する可能性があり、より顕著に貯留岩の溶解が進行することが考えられる。さらに、炭酸塩岩貯留層の不均質性によって、局所的に岩石の溶解が進行し、ワームホール等が形成される場合には、浸透率や岩石強度に対してより明瞭な影響を及ぼす可能性もある。

4.4 坑井健全性

一昨年度は掘削終了時点での坑井健全性検討を行い、昨年度はその時点における健全性検討を実施し、本年度は国内外の CCS/CCUS に関連する規定文書や文献・技術資料の他、油ガス井に関する基準やガイドラインに基づいての健全性検討を実施した。

結果として、全坑井について追加調査結果入手後の再検討が必要のため、坑井健全性について結論を出すには至っていないものの、現時点では特に大きな問題は認められていない。ただし、腐食速度検討においては非常に大きな腐食速度が確認されたことから、さらなる検討が必要と考えられる。

現時点における坑井健全性検討結果は以下の通りである。

1) 実証試験中に CO_2 圧入井として使用予定の坑井、および生産/モニタリング井として使用予定の坑井については、追加調査結果次第ではあるものの現時点では特に大きな問題は認められていない。

2) CO_2 圧入井については転用するための改修作業が必須であり、生産/モニタリング井については、追加調査結果入手後の再検討次第ではあるが、リスクアセスメントによってリスクを許容できないと判断された場合には、やはり改修によって対策を施さなければならない。

3) 残りの周辺坑井についても、追加調査結果入手後の再検討次第ではあるが、リスクアセスメントによってリスクを許容できないと判断された場合には、やはり改修によって対策を施さなければならないが、現時点では特に大きな問題は認められていない。

4) 仕上げ編成の配管腐食速度検討では、非常に大きい腐食速度が確認された。検討結果からは、周辺生産井の仕上げ編成を速やかに耐 CO_2 材のものに入替を行う必要があるが、まずは現状の生産井の腐食有無や講じられている対策の有無を調査した上で、今後の対応を検討する必要があると考えられる。

4.5 モニタリング計画

4.5.1 地表モニタリングの検討

地表における CO_2 漏洩モニタリングは、地下に圧入された CO_2 が断層などの不連続面や遮蔽層に生じた未知の高浸透性部分を通り、対象貯留層から地表に漏洩している、あるいはその恐れがあることを察知することが目的である。具体的には、地表付近（飲料水用帯水層、土壌、海底面下など）の CO_2 濃度変動の観測であり、浅表土や海底、ひいては大気中や海中への CO_2 漏洩の検知を行う。

したがって、モニタリングに用いる各種センサーには、地表から大気や地下水への漏洩の状況や兆候を確実に検知できる能力が必要であり、空間的な濃度差や時間的な濃度変動傾向を把握できる精度（感度、測定レンジ）が求められる。

モニタリングセンサー選定のための要件は、以下の通りである。

- 漏洩による異常や変化を検出し、定量化できる精度を持つこと。
- 保守メンテナンスが容易であり、校正されたセンサーと現場で簡単に交換できる構造であること。
- メーカーが信頼でき、長期間にわたり保守部品が提供可能であること。
- 費用対効果を考え、より安価であること。

このような要件を満たす土壌ガスおよび地下水センサーを、以下のように選定した。

- 土壌ガスセンサーはH社、地下水センサーはM社の製品が、費用対効果や信頼性の面から推奨される。
- 土壌ガスの測定は、ベンチレーション（オープンフロー）方式、地下水の測定は揚水式が最適と考えられる。
- 地下水の測定項目を温度、pH、EC（電気伝導度）のみに限定することで、コストを削減することができる。

地下水は、α油田のある市周辺の地下を同じ水脈で流れていることが報告されており、多数の地点で観測を行う必要はないと考えられる。また費用対効果の観点からも、全ての観測地点で土壌ガスと地下水の全測定項目を観測する必要はない。したがって、必要とされる目的に応じて、以下の4種類のモニタリングポストを設計した。

- タイプA：全項目（ガス：CO_2、CH_4、H_2S濃度。地下水：溶存CO_2濃度、温度、pH、EC）を測定し、CO_2圧入サイトであるα油田の 坑井基地AおよびBに設置し、CO_2漏洩の早期発見を目的とする。
- タイプB：基本的な測定項目（ガス：CO_2、CH_4、H_2S濃度。地下水：温度、pH、EC）を測定し、3km四方程度の比較的広いグリッドに設置する。
- タイプC：土壌ガス測定に限定し（ガス：CO_2、CH_4、H_2S濃度）、1km四方程度の密なグリッドに設置する。
- Dタイプ：地域住民の生活環境監視を目的とし、大気中のCO_2濃度と飲料用地下水の基本水質（地下水：温度、pH、EC）のみを測定する。本モニタリングポストは、PO/PAの観点から、α油田のある市内の公共施設に設置する。

モニタリングポストの設置箇所や種類ごとの点数は、地下浅部の地質構造やCO_2漏洩経路の予測に基づいて設定する。地表での漏洩位置は、貯留サイトの地下構造や予想されるCO_2プルームの直上から大きく離れる場合があり、貯留層よりも上位の地質状況に大きく支配されることから、注意が必要である。

またモニタリングポストの多くは居住地に設置されるため、そのセキュリティ・安全対策についても検討した。一部のモニタリングポストには太陽光パネルが設置され、地下水を計測するポストではポンプで地下水を汲み上げるため、いたずらによる誤作動や盗難を防ぐため、金網状フェンスで全体を覆うなどの防犯対策が必要である。

一方、CO_2漏洩が検知された場合の緊急観測体制について、観測レベルに応じた関係機関や周辺住民への通報手順について、非常時の観測体制フローを作成した。アラートシステム

の構築にあたっては、ベースラインを考慮した警報発生の閾値や、表示・伝達方法を設定する必要があるが、ベースラインの自然変動が大きい場合、検出に特化したモニタリングシステムでは弱い兆候を見逃す可能性がある。したがって、圧入前後の状態変化を正確に知るため、圧入前のベースライン調査は特に重要である。

4.5.2 地下モニタリングの検討

本検討では、地下モニタリング手法のうち検層と弾性波探査を用いたモニタリング有効性の技術検討、およびCO_2圧入に伴って発生する可能性のある誘発地震観測のための地震観測に関する検討を行った。

検層データの品質評価を行った結果、対象とした坑井では炭化水素として油が推定されていたが、データ解析によってガスの胚胎も解釈された。中性子検層の有効性に関して、孔隙率：0.18、カオリナイト：全鉱物の 1 割、水飽和率：0.5 という条件でモデルを構築し、炭化水素が油のみの石灰岩を想定したベースケースでは、孔隙中に 1 割程度のCO_2が圧入された場合でも、全てのログにおいてその変化を抽出可能であることが示唆された。

また、ドロマイトと孔隙率の違いに対する検討、およびガスが存在する場合の検知能力を検討した結果、ドロマイトの存在の有無により、シグマのみでは定量に不確実性が残るものの、FNXS や TPHI を含めた総合的な解釈により変化抽出は可能であること、孔隙率が低い場合は、変化量がベースケースより低下することが予想される結果となった。同様に、ガスが多く存在する場合は感度の低下が見られ、ガスのみの場合はCO_2の検出が難しいことが示唆された。すなわち、圧入前の正確な地層状態の把握が重要であるとともに、圧入前と圧入開始以降にデータ取得を繰り返し行い、タイムラプス応答を抽出することによりCO_2圧入による飽和状態の変化や効果を捉えることが重要と考えられる。

弾性波探査の検討としては、まず流体置換とフォワードモデリングによるタイムラプス応答の評価を行った。2013 年の裸坑データと 2018 年の RPM データを用いてモデルを構築し、坑内の炭化水素が油と仮定して、CO_2が圧入される前後の弾性波探査の差分応答を検討した。その結果、走時差に基づく変化は小さいものの、インピーダンス変化に起因した差分記録において十分な応答を示すことが明らかとなった。特に、CO_2のコラムが大きくなるほど差分応答は大きくなり、400 ft 程度の場合は元の反射波の振幅と同程度の応答となるとみられる。

ただし、本検討はモデル上の検討であり、2013 年と 2018 年の検層記録を用いていることから、実データとの整合性のため今後モデルの更新が必要となる。また、今回は油を想定した検討を行ったが、貯留層内にはガスの存在が示唆されており、その場合は弾性波のタイムラプス応答が低下することが示唆され、今後対象域のガス賦存状況の精査およびガスを含めた場合の検討が必要と考えられる。

弾性波探査の 2 点目の検討として、レイ・トレーシングによる検討を行い、対象とするエリアでのデータ取得可能性に関して評価を行った。当該地域ではエリア西側に市街地が存在するため、対象域をカバーするような 3 次元弾性波探査は現実的ではない。そこで、常設震源および受振器を用いたデータ取得を行い、CO_2圧入に伴う固定の反射点における時系列の応答変化を観測する手法を検討した。

最初に、面的に震源と受振器を設置した場合の反射点領域の検討を行った。本地域は炭酸塩岩のビルドアップのため構造変化が急峻であるが、レイ・トレーシング結果からCO_2が貯

留されると想定されるエリア内では反射点が十分にカバーできることが明らかになった。続いて、個々の発振－受振ペアの反射点を検討し、費用対効果の最大化を目的として、実証試験の対象エリアを反射点がカバーできる最小の発振－受振点展開を検討した。発振点としては坑井基地を想定し、それに対して最小の受振点位置を抽出した。この結果、およそ 30 点程度の受振点で実証試験エリア内での CO_2 の拡がりを観測するために必要な反射点が確保できることがわかった。今後は衛星データや航空写真、また現地踏査に基づく受発振点位置の精査、ホライズン解釈や貯留層シミュレーション更新に応じたレイ・トレーシングの更新を行う必要がある。

以上のように、地下モニタリングの主力である中性子検層と弾性波探査の 2 つの手法の検討を行ない、中性子検層は坑井近傍に限られるものの、CO_2 の飽和率の推定が期待される手法であり、垂直分解能に大きな利点があることが分かった。一方で、弾性波探査は坑井間の空間的な CO_2 プリューム挙動の把握が可能な点が大きな利点であるが、CO_2 の飽和率推定が難しく、また分解能も検層に比べて大きく劣ると考えられる。したがって、両手法を併用することで互いの長短所が補完できるものと考えられ、両者の特徴を組み合わせることで精度の高いモニタリングを行うことができるものと考えられる。

両手法における共通の課題としては、貯留層内の状態をより精度高く把握した上での詳細検証、およびガスが存在する場合の検知能力などが挙げられる。したがって、モニタリング実証フェーズにおいて、データの追加に基づいた継続的なモデル更新や検討が必要と考えられる。

また社会受容性の側面も考慮して、CO_2 圧入に伴う誘発地震の観測手法に関しても検討を行った。インドネシアおよびアメリカにおいて過去に発生した地震記録カタログからは、対象地域では地震が頻発している様子は見られない。しかしながら、プロジェクト期間中に有感の地震が起きた場合に CO_2 圧入との関係を検証するためにも、少なくとも圧入開始 1 年前からベースライン調査を行い、CO_2 圧入中および圧入終了後の一定期間にも地震観測を行うことが必要と考えられる。海外の具体事例や日本の Hi-Net 観測網を参考にして、観測システムに関する検討を行ったが、今後は詳細設計を行う必要がある。

5. 排出削減の定量化の検討

5.1 温室効果ガス排出削減方法論の検討

5.1.1 概要

本事業における排出削減量は、リファレンス排出量からプロジェクト排出量を引いたものとして計算する。

排出削減量 = リファレンス排出量 - プロジェクト排出量

本事業では、人為的起源 CO_2 としてサイトに届けられた CO_2 量をリファレンス排出量と定義する。Business as Usual 排出量（これ以降“BAU 排出量”）は、プロジェクトが実施されなかった場合に排出されたであろう推計の排出量である。JCM 方法論では、保守性を維持する為、通常リファレンス排出量は BAU 排出量より低めに設定される。本事業では、プロジ

ェクト排出量を ICCP ガイドラインに則り、漏洩可能性を加味して想定する。

プロジェクト排出量とは、JCM 方法論に基づきプロジェクトが使用する電力や燃料によって生じる CO_2 量と、貯留コンプレックスからの漏洩 CO_2 量を合計したものである。

CCUS（CO_2-EOR）では圧入後にブレークスルーして再生産された CO_2（以下、リサイクル CO_2 とする）を再圧入する必要がある。

リファレンス排出量は、油ガス田から供給される CO_2 からリサイクル CO_2 を控除することで求められる。ここからさらに、プロジェクト排出量として想定される、操業時の漏洩、油・水等の液体に溶解することによる損失、貯留層からの漏洩、CO_2-EOR 操業を行うにあたり、設備稼働に伴う電力・燃料消費による CO_2 排出量を控除することで排出削減量の定量化を行う。なお、本プロジェクトによって増産された原油を燃焼することにより生じる CO_2 については、インドネシアの石油市場において、Business as Usual（以下、BAU とする）で CO_2 を排出する原油が、CCUS を導入することにより CO_2 の排出が抑えられた原油で代替されることから本方法論では考慮しないものとする。

5.1.2 α油田プロジェクト CO_2 排出削減方法論（試案）

本プロジェクトのリファレンス排出量は、貯留層に圧入する CO_2 量とする。貯留層に元々存在している in-situ CO_2 は、一度炭化水素に付随して生産されれば、以降は人為起源の（anthropogenic）CO_2 として扱われる（ISO 27916 参照）ため、リファレンス排出量に含まれる。

一方、圧入した CO_2 のリサイクル分については、二重計上を避けるために除外する必要がある。CO_2 を圧入する以前の生産ガスに含まれる CO_2 は全量 in-situ CO_2 であり、生産履歴にあるその CO_2 の濃度を圧入開始後に計測される生産ガス量に乗ずることで in-situ CO_2 量を得ることができる。総 CO_2 生産量からこの in-situ CO_2 量を差し引くことでリサイクル CO_2 量が求められる。

リファレンス排出量は以下の式(1)で算定する。

$$Reference\ Emission\ (RE) = RE_p$$

$$RE_p = \Sigma (M_{injected_CO_2,p} + M_{in\text{-}situ_CO_2,\,p} - M_{recycled_CO_2,\,p}) \quad \cdots\cdots (1)$$

$$M_{injected_CO_2,\,p} = V_{injected_gas,\,p} \times F_{injected_CO_2} \times \rho CO_2 \quad \cdots\cdots (2)$$

$$M_{in\text{-}situ_CO_2,\,p} = V_{produced_gas,\,p} \times F_{produced_CO_2,\,i} \times \rho CO_2 \quad \cdots\cdots (3)$$

$$M_{recycled_CO_2,\,p} = M_{produced_CO_2,\,p} - M_{in\text{-}situ_CO_2,\,p} \quad \cdots\cdots (4)$$

$$M_{produced_CO_2,\,p} = V_{produced_gas,\,p} \times F_{produced_CO_2} \times \rho CO_2 \quad \cdots\cdots (5)$$

パラメータ	説明・単位	手法
RE_p	期間 p のリファレンス排出量（CO_2 純圧入数量（tCO_2/p））	式(1)より算出
$M_{injected_CO_2,\,p}$	期間 p の CO_2 総圧入数量（tCO_2/p）	式(2)より算出
$V_{injected_gas,\,p}$	期間 p の圧入ガス量（m^3/p）	モニタリング
$F_{injected_CO_2}$	期間 p の圧入ガス中に含まれる CO_2 濃度（%）	モニタリング
$M_{in\text{-}situ_CO_2,\,p}$	期間 p の生産 in-situ CO_2 数量（tCO_2/p）	式(3)より算出
$V_{produced_gas,\,p}$	期間 p の生産ガス量（m^3/p）	モニタリング
$F_{produced_CO_2,\,i}$	初期（ブレークスルー前）の生産ガスに含まれる CO_2 濃度（=in-situ CO_2 濃度）（%）	モニタリング
$M_{recycled_CO_2,\,p}$	期間 p の CO_2 リサイクル数量（t CO_2/p）	式(4)より算出
$M_{produced_CO_2,\,p}$	期間 p の CO_2 生産数量（tCO_2/p）	式(5)より算出
$F_{produced_CO_2}$	期間 p の生産ガス中に含まれる CO_2 濃度（%）	モニタリング

ρCO_2	CO_2 の密度(tCO_2/m^3)	デフォルト値参照

(1) プロジェクト排出量の算定方法

プロジェクト排出量は式(6)に示すとおり、CO_2回収工程、輸送工程、圧入・貯留工程(CO_2-EOR 工程）での各 CO_2排出量から算定する。圧入・貯留工程においては、貯留層からの漏洩も加味する。

Project Emission (PE) = PE_p

$PE_p = PE_{capture,\,p} + PE_{trans,\,p} + PE_{eor,\,p}$・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・(6)

パラメータ	説明・単位	手法
PE_p	期間 p のプロジェクト排出量(tCO_2/p)	式(5)より算出
$PE_{capture,\,p}$	期間 p の回収工程における CO_2 排出量(tCO_2/p)	
$PE_{trans,\,p}$	期間 p の輸送工程における CO_2 排出量(tCO_2/p)	
$PE_{eor,\,p}$	期間 p の CO_2-EOR 工程における CO_2 排出量(tCO_2/p)	

(2) 排出削減量の算定方法

排出削減量は以下の式(7)で算定する。

Emission Reduction, p (EP, p) = Reference Emission, p (RE, p)− Project Emission, p (PE, p) ・・・・・・・(7)

パラメータ	説明・単位	手法
EP, p ($t\ CO_2/p$)	期間 p の GHG 排出削減量(tCO_2/p)	式(7)より算出
RE, p ($t\ CO_2/p$)	期間 p のリファレンス排出量(tCO_2/p)	式(1)より算出
PE, p ($t\ CO_2/p$)	期間 p のプロジェクト排出量(tCO_2/p)	式(6)より算出

(3) JCM プロジェクト適用（登録）に関する課題と対応

1) 第三者機関（Third Party Entity：以下、TPE）に関する課題

JCM のプロジェクト登録手続き、クレジットの発行手続きにおいて民間の検証機関、TPE が重要な役割を担っている。CCS および CCUS プロジェクトを JCM として登録し、クレジットを発行するためには、TPE による妥当性確認、検証手続きを経る必要性がある。今後、Sectoral scope の追加・拡大などが行われれば、検証能力と見識のある TPE を探し、関係を構築することが重要になる。関係省庁や機関がインドネシア政府と協力してこの問題を解決することが望まれる。

2) リファレンス排出量の保守的設定

CDM における排出削減量は、プロジェクトが実施されなかった場合の排出量「BaU 排出量」とプロジェクト実施時の排出量「プロジェクト排出量」の差として算定される（図 5-1）。

排出削減量 = BaU 排出量 − プロジェクト排出量

一方，JCM プロジェクトでは、全てのプロジェクトにおいて仕様が明確な機器・設備を新規導入し、その使用による排出量をプロジェクト排出量とするため、同排出量はほぼぶれることなく算定できる。このため、プロジェクト実施による排出削減量は、算定されるプロジェクトが実施されなかった場合の排出量(BaU 排出量)が大きく影響する。本プロジェクトでは、JCM におけるプロジェクトの排出削減量を、「リファレンス排出量」と「プロジェクト排出量」の差として定義することを提案する。

JCM での排出削減量 = リファレンス排出量 − プロジェクト排出量

ここで、リファレンス排出量は以下のように定義される（5.1.2 参照）。

リファレンス排出量 = 総圧入量 + サイトの in-situ CO_2 量 − リサイクル CO_2 量

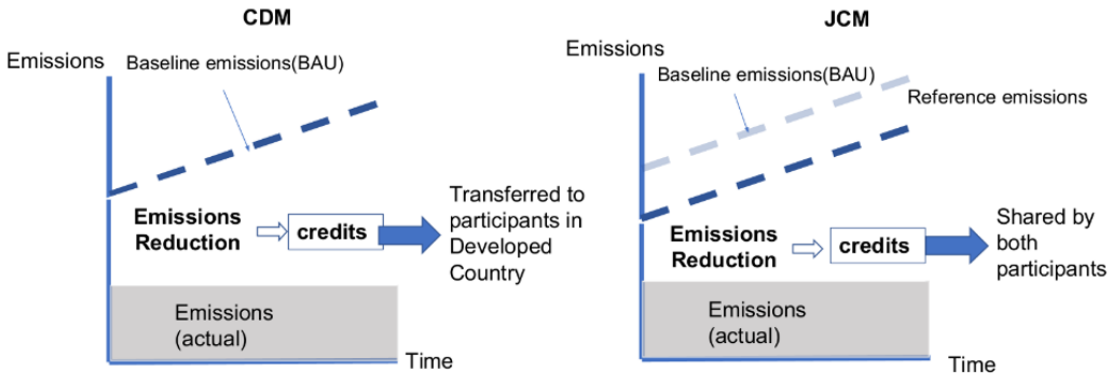


図 5-1　CDM と JCM における排出削減量の違い

出所）一般財団法人　日本エネルギー経済研究所 (2022)

プロジェクトの排出量を保守的に見積もる為に、本プロジェクトでは IPCC Special Report on Carbon Capture and Storage に倣い漏洩率を考慮する。このレポートでは適切に選定され運営されている貯留層での漏洩の可能性は高くはないとしている。加味された漏洩率はこれ以外の様々な CCS 健全性の為の対策の上に、更なる環境十全性を担保するものである。

5.2 排出削減見込量の試算

CO_2 圧入量、CO_2 生産量については、貯留層シミュレーションの結果にもとづき算定した。生産された CO_2 については、全量再圧入し、貯留することを計画している。リサイクル CO_2 は二重計上を避けるため、リファレンス排出量からは除いた。

プロジェクト排出量については、コンプレッサーの運転にともなう電力使用量、並びに遮

蔽層外への CO_2 漏洩量を考慮した。

本事業の商業時の CO_2 排出削減量は、表 5-1 に示すとおり、およそ 14.9 百万トンと試算される。

表 5-1　商業時の CO_2 排出削減量

項目	CO_2 量(千 ton)
リファレンス排出量	19,071
プロジェクト排出量	4,221
排出削減量	14,850

出所）石油資源開発株式会社

6. 相手国関係者との連携事業等

6.1 LEMIGAS 調査関係者の日本招聘

相手国関係者との連携事業の一環として、2022 年 11 月 28 日から 12 月 2 日の日程にて、LEMIGAS の調査関係者 3 名を対象とした日本への招聘プログラムを実施した。本プログラムでは、JAPEX 北海道事業所および苫小牧 CCS 大規模実証試験現場の視察に加え、調査の進捗状況、および今後の作業計画に関する確認、調整についての会議（ワークショップ 1、2）を実施した。貯留層シミュレーションやアウトリーチ活動、JCM 方法論等に関する活発な意見交換に加え、今回のワークショップや北海道訪問で得た知見をインドネシアにおける事業構築でも有効に活用出来得るという認識を共有した。更に、Japan CCS Forum 2022 への参加、METI および日本 CCS 調査株式会社東京本社訪問を行い、今後の事業構築に向けたネットワーキングを行った。

本年度は、LEMIGAS より今後の CCS/CCUS 事業構築を中心的に担う若手の担当者を 3 名招聘しての実施が実現し、（移動日を除き）約 4 日間にわたる対面での意見交換や各所の訪問を行うことができ、JCM CCUS の実現に向け大変有意義な機会となった。

6.2 プロジェクトワークショップ

2023 年 2 月 9 日 16 時から 18 時（日本時間）の日程にて、本調査事業の総括及び関係者への共有を兼ねてプロジェクトワークショップを行った。Opening Speech および講演を通じて本事業への高い関心、期待が示され、特に今年度はα油田操業会社、LEMIGAS、JGC および JAPEX の共同スタディが実現し、これまでにない進展がみられた点が説明された。

7. 総括

インドネシア共和国東ジャワ陸上、α油田における JCM を活用した CCUS プロジェクトの事業可能性調査を行った。調査の成果は、以下のようにまとめられる。

- ステークホルダー分析を踏まえたアウトリーチ活動案、および本プロジェクトの実施にかかわる事業スキーム案を策定した。

- 実証試験および商業開発における CO_2 貯留量および原油増産量のシミュレーションを行い、CCUS プロジェクトとしての最適シナリオ案を選定した。
- 実証試験の地上施設については、α フィールドから産出される随伴ガスから CO_2 を分離・回収し、地下に圧入する設備について検討し、CO_2 分離回収技術として、高分子膜分離技術を選定した。商業時の地上施設については、CO_2 を分離せず、リターンガスを全量、油層中に圧入する計画とした。
- 流動シミュレーションの精緻化を進め、遮蔽層からの CO_2 の漏洩、および断層の再活動による CO_2 の漏洩の可能性は極めて低いことが示された。
- 地化学シミュレーションの結果、CO_2 の溶解による貯留層の変質、岩石強度、圧入性の低下等への影響は微小であることが示された。
- 坑井の健全性に関し、CO_2 圧入井は耐 CO_2 材の使用が必須である。生産井については CO_2 による腐食速度が大きい可能性が示唆されたが、既存の生産井の腐食や対策の現状について調査した上で、今後の対応を検討する必要がある。
- 地表のモニタリングについては、地下水および土壌ガスを対象としたセンサーの選定および計画案の策定を行った。地下のモニタリングについては、パルス中性子検層と弾性波探査について検討し、CO_2 圧入後の挙動を捕捉可能であることが示された。
- JCM の方法論については、昨年度までの試案の見直しを行い、必要な修正を加え、商業開発時の CO_2 排出削減量は約 14.9 百万トンと試算された。
- 本 CCUS プロジェクトの事業化には、CO_2 圧入計画のさらなる最適化、並びに CAPEX および OPEX の低減等について検討を継続する必要がある。

参考文献

- Siqueira, T. A., Iglesias, R. S. and Ketzer, J. M. (2017) Carbon dioxide injection in carbonate reservoirs – a review of CO_2-water-rock interaction studies.Greenhouse Gas Sci. Technol. 0, 1-14.

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：インドネシア共和国ジャワ地域α油田におけるJCM CCUS実現可能性調査事業

委託事業名：令和4年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査及びCEFIA国内事務局等業務）

石油資源開発株式会社

頁	図番号	タイトル
16	図5-1	CDMとJCMにおける排出削減量の違い

FY2022 Study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (JCM feasibility study and CEFIA Japan secretariat and other works)
Feasibility Study on JCM CCUS in α Field, Java Region, Republic of Indonesia

Japan Petroleum Exploration CO., Ltd.
JGC Cooperation

1. Purpose and structure for investigation

1.1 Purpose

Japan has been contributing to the reduction of greenhouse gas emissions worldwide by promoting the diffusion of Japan's excellent low-carbon, decarbonization technologies and products in developing countries through JCM and other means, thereby reducing greenhouse gas emissions in those countries.

One of the technologies required to realize a "decarbonized society" is Carbon Dioxide Capture, Utilization & Storage (CCUS) technology, and since Japanese companies have strengths in the elemental technologies related to CCUS, Jpaan is expected to contribute to the global warming countermeasures worldwide through the diffusion and deployment of its CCUS technology On the other hand, in promoting the diffusion and deployment of CCUS, the development of related policies, systems, business models, etc. is an issue.

In response to the above, this project will conduct a feasibility study of a CCUS project in order to create a business environment where CCUS projects utilizing JCM, etc. can be spread and developed overseas under the initiative of the private sector.

1.2 Structure for investigation

This feasibility study was jointly conducted by Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. (JAPEX) and JGC Global Corporation (JGC), as a partner, with cooperation of Pertamina as a local partner. In addition, LEMIGAS, Chugai Technos Corporation, Nishimura & Asahi, Takehana Environmental Geo Consultant, and OPC Ozaki Process Engineering Consultant supported the works as subcontractors.

2. Related policies, systems and regulations

2.1 Trends in CCS/CCUS-related policies, systems and regulations

2.1.1 Minister of Energy and Mineral Resources Decree

The draft Minister Decree on the realization of the measures of Presidential Decree No. 98 of 2021 on "Implementation of Carbon Pricing for Achievement of NDC and GHG Emission Reductions", which came into effect on October 29, 2021, is being considered and prepared by the Ministry of Energy and Mineral Resources, and is under coordonaion works with the Office of the Coordinating Minister for Maritime Affairs and Investment, the Ministry of Justice and Human Rights, the Ministry of Finance, the Ministry of Environment and Forestry, and other relevant ministries for its enactment.

Regarding NDC, the Ministry of Environment and Forestry submitted the enhanced NDC to the

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) Secretariat on September 23, 2022. The enhanced NDC revised the 2030 target upward from 29% reduction to 31.89% reduction without additional measures (BAU), and from 41% reduction to 43.2% reduction with international assistance.

2.1.2 Carbon Pricing (Carbon Tax, Emissions Trading System)

Carbon pricing including carbon tax and emission trading system are regulated by the following regulations: 1. Law No.7 of 2021 on Harmonization of Tax Regulations, 2. Presidential Decree No.98 of 2021 on Implementation of carbon pricing to achieve NDC and GHG emission reduction, 3. Minister of Environment and Forestry Regulation No. 21 of 2022 on Guidelines for the Implementation of Carbon Economic Values, and 4. Minister of Energy and Mineral Resources Regulation No.16 of 2022 on Procedures for Organizing the Carbon Economic Value of the Power Generation Subsector.

The implementation of the regulations on carbon tax and emissions trading has seen two postponements, the first one from April 1, 2022 to July 1, 2022. Then, in October 2022, the government again postponed to 2025 due to the Indonesia's economic situation and the global political situation, but now, on December 27, 2022, the "Minister of Energy and Mineral Resources Regulation No. 16 of 2022 on Procedures for Organizing the Carbon Economic Value of the Power Generation Subsector " was promulgated, and as a result, part of the regulations has been implemented.

2.2 Examination related to public acceptances

In this study, identification of stakeholders for outreach activities, mapping of those stakeholders, research on past activities in the target area, consideration of materials to be used in outreach activities, and literature research on compensation plans were conducted.

To gain support from local community for the planned CCUS project in the α field, preliminary communication outreach and stakeholder engagement is required to measure the opportunity of CCUS application from a social, environmental and public acceptance point of view in the project area.

Based on the pilot phase scenario, the facilities (CO_2 capture and injection) will be installed near the well pads, then only three villages will be affected.

One of the outreach activities that had been conducted in the α field is the disaster management system approach. This site is close to densely populated residences with roughly 6,010 people within a range less than 600 m. In 2006, there was occurrence of gas leak from drilling development well of the field. The incident made the surrounding community panic due to lack of readiness and alertness. Learning from the occurrence, the company operating the α field together with the government and local communities initiated to make improvements through the disaster management system approach. The efforts have been carried out in accordance with the 4 (four) periods in a continuous cycle consist of (1) mitigation; (2) preparation; (3) response and (4) recovery.

Since May 2018, the company has realized several CSR activities, including education and tourism parks, agrotourism, the company's friend program, construction of facilities and infrastructure. Community engagement is conducted by the company in many business activities such as drilling a new well. The engagement is emerged to obtain social acceptance from surrounding community. The most recent activity in the α field is drilling a new well in 2022, where the company engaged the community by local workers recruitment, continuous communications and discussions through events, meetings, public speaking, announcement to media and forming sweeping team to capture community aspiration (wants).

Stakeholder analysis has been done by measuring some parameters to make stakeholder mapping. The parameters consist of degree of interest, degree of support and degree of influence and also RACI classification. Before judging the proper value of each parameter, concerns and expectations of each stakeholder must be identified.

There are some resources available for use in developing outreach materials, which include website addresses that are active as of the publication of the manual. They are in the form of physical models, fact sheets, posters, and videos.

Societal opposition has the potential to slow down the implementation of CCUS. One of the difficulties is that the benefits perceived by local communities associated with a CCUS tend to be low compared to their perceived burdens. As is the case for other low carbon technologies, community compensation (or community benefits) has been suggested as a way to restore this perceived imbalance.

Compensation plan can be built through some approaches below:

1. Finding a 'Fit' Between the Form of Compensation and Local Needs and Concerns
2. Seeing Community Compensation as A Part of The Public Engagement Process
3. The Institutionalization of Community Compensation
4. Fit Compensation with Local Needs and Concerns
5. Embed Community Compensation in Wider Public Engagement Strategies
6. Leave Room for Negotiations When Institutionalizing Community Compensation

2.3 Examination of permits and licenses for pilot test

2.3.1 Environmental assessment

There are two possibilities of form of environment permit for doing the pilot test project. First possibility is to apply for the UKL/UPL permit, considering its scope and volume. Second possibility is to considering the pilot project as part of the α field activities operated by the compamy for which valid AMDAL permita has been obtained and then to amens the existing AMDAL permit. Therefore, meeting and discussion with environment assessment committee of Ministry of Environment and Forestry (MoEF) is necessary to be conducted to determine proper environment permit. For legal administration reason a letter asking for guidance should be submitted to MoEF. Then after a verification mechanism, MoEF will reply the letter by stating how environment permit should be arranged.

In case that the project is included in the company's activities, change (amendment/addendum) to the existing AMDAL will be likely to be applied. In case that the change of the exisiting AMDAL is not applied, UKL/UPL is considered to be a proper arrangement for doing the pilot test phase, considering its the scope and volume. Nevertheless, the committee of the MoEF will decide the proper environment permit and give letter of guidance to declare it.

Based on the Government Regulation No. 22 of 2021 article 26, AMDAL documents consist of form of reference frame, environmental impact analysis (ANDAL) and Environmental Management-Monitoring Plan (RKL-RPL).

2.3.2 Other necessary approval, permit and/or certificates

Although there is almost no specific legal framework for CCS/CCUS in Indonesia at this time without Regulation of the Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR), it is considered necessary to prepare for the approval, permit and/or certificates of the items in the table below regarding the facility

constructions, land use, pipeline installation, road usage, operation, etc.

No.	Items	Category*				Institution/Authority	Development Phase**						
		P	A	R	C		1	2	3	4	5	6	7
1	Land Acquisition Certification				○	Ministry of Agrarian Affairs and Spatial Planning/National Land Agency (ATR/BPN)	○						
2	Environmental Permit (AMDAL or UKL/UPL)	○				Ministry of Environment and Forestry	○						
3	Import Approval		○			Ministry of Trade		○					
4	Import Duty and Tax Exemption in Context of Import	○				Ministry of Finance		○					
5	RPTK Licensing	○				Ministry of Manpower and Transmigration		○	○	○	○	○	○
6	IMTA/KITAS permit	○				Ministry of Law and Human		○	○	○	○	○	○
7	Determination of Locations for Land Activities or Facilities	○				East Java Provincial Government		○					
8	Space Utilization Permit	○				East Java Provincial Government, Regency Government		○					
9	Permit to Use Meter Systems (Meter System, Land Tank and Floating Tank)			○		Ministry of Trade						○	○
10	Import Permit (LARTAS)	○				Ministry of Trade			○				
11	Security Clearance		○			Ministry of Defense				○	○	○	○
12	Road Class Dispensation	○				Regency Government		○					
13	Road Passing Permit	○				Regency Government		○					
14	Non-PLN Electrical Power Permit (Genset)	○				Regency Government				○	○	○	○
15	Heavy Equipment Permit (Report Arrival)	○				Regency Government				○	○	○	○
16	Pipeline Permit (Riding on side of Regional Gov.)	○				Regency Government		○					
17	Feasibility Operation Clearance (PLO) - Each technical equipments used for the project depending on facility design		○			Ministry of Energy and Mineral Resources		○			○		

* P: Permit / A: Approval / R: Recommendation / C: Certificate

** 1: POD Compilation and Approval / 2: FEED / 3: Procurement of Goods and Services / 4: EPC /5: Drilling / 6: Commissioning and Start-up / 7: Operation

Remarks: The above table is created by JAPEX based on the meeting material with LEMIGAS dated on 14th Dec., 2022

3. Study on the plan for commercialization

3.1 Overview of the project

The α field, which is the target site for CO_2 storage in this project, is located onshore East Java. The associated gas from the α field contains 20-25% CO_2, which is separated at a processing facility in the β field located approximately 10 km northeast of the α field and released into the air. The previous pilot test plan envisioned that a pipeline would be laid between the α and β fields to transport CO_2 and inject it into the reservoir of the α field. In this year's study, we examined the possibility of separating and recovering this CO_2 in the α field and injecting it into the reservoir during the pilot test.

In addition to the α field, the CO_2 emission source during commercial phase is assumed to be the γ field located about 30 km southwest of the α field, which contains about 30% CO_2, which will be emitted into the air.

The reservoir to be injected with CO_2 in the α field consists of Early Miocene and Late Oligocene carbonate rocks. The primary seal layer is considered to be the Middle Miocene mudstone, and the secondary seal layer is considered to be the Late Miocene mudstone.

3.2 CAPEX / OPEX evaluation for pilot test and commercial stage

3.2.1 Surface facility

(1) Pilot Test

In this year's study, we studied facilities to separate and recover CO_2 from the associated gas produced from the α field and to inject it underground. Polymer membrane technology was chosen as

preferable CO_2 separation method because of the economic advantages for small-scale projects and its small footprint & utility requirement.

Following the update of the demonstration plan, current field condition and potential construction site for the pilot test facilities were confirmed on site. For well pads area, the area around the oil production wells is not suitable for the facilities installation by the interference of the underground well pipe. However, potential location for the pilot test plant was confirmed within the well pads site boundary (including adjacent land).

The outline of the pilot test facilities is as follows:

Emission source gas → Pressure boosting → Dehydration treatment → Membrane separation → Pressure boosting → Injection

(2) Commercial Phase

In this year's study, we studied facilities to recover and boost all gas produced from the α field and facilities to re-pressurize CO_2 sent from the γ field.

The specifications of the facilities for CO_2 from the γ field are based on the FY2019 study report.

The outline of the facilities for gas produced from the α field is as follows:

Emission source gas → Pressure boosting → Dehydration treatment → Pressure boosting → Injection

3.2.2 Drilling and workover

Last year, we examined the cost of the drilling new CO_2 injection well and workover of existing well in the CCUS project in the East Java region. Then this year, we reviewed the well design and re-examined the cost based on it.

1) <u>New CO_2 injection well</u>
   The main change from last year is that the number of working days has increased from 33.9 days to 38.9 days. However, since the impact on the cost is not so large, the proposed cost last year remain unchanged for new CO_2 injection wells.

2) <u>Workover well for CO_2 injection</u>
   The main change from last year is that the number of working days has increased from 14.3 days to 21.3 days. This is due to the addition of days for the purpose of having a margin and the addition of the CO_2 resistant 7" liner casing tieback/cementing work.

3.2.3 Monitoring

As discussed later in "4.5 Monitoring Plan", surface monitoring plan, well logging plan, and seismic survey plan were newly revised based on the results of the previous studies.

Among the monitoring activities, the baseline survey for CO_2 leakage monitoring at surface and earthquake monitoring at the subsurface should be started more than one year before the start of injection, and should be continued during and after the injection is stopped.

CAPEX is basically allocated only once before the start of the plot test, and then OPEX is allocated continuously or periodically from the pilot test through the commercial operation period.

(1) Surface monitoring plan

CO2 leakage monitoring at the surface will begin with a baseline survey at least one year prior to the start of injection, and will continue during and after the injection is stopped.

For surface monitoring, multiple monitoring posts need to be installed to predict the leakage points in case CO_2 reaches the surface, and the cost of their fabrication and installation will be recorded as a large CAPEX in the first year of the project plan.

Therefore, CAPEX is a one-time charge before the start of the pilot test for the fabrication and installation of monitoring posts, while OPEX is an ongoing or periodic maintenance, service and survey charge during the pilot test and commercial operation periods.

(2) Subsurface monitoring plan

The well logging (pulsed neutron logging (PNL)) to monitor reservoir saturation and the spread of CO_2 in the subsurface, and seismic surveys to monitor the spread of CO_2 and to monitor seismicity were evaluated.

Detailed technical studies and cost estimates were made for monitoring methods of CO_2 spreading in the subsurface, such as PNL in the wellbore and monitoring using seismic waves from a permanent seismic source and receiver system, as well as for observation of induced earthquakes that may occur during CO_2 injection.

Of these, PNL will be performed before and after CO_2 injection during the pilot test phase and before, during, and after CO_2 injection during commercial phase, but only OPEX will be allocated since no equipment or materials will be installed.

On the other hand, for seismic monitoring, a permanent seismic source and receiver (three-component geophone) will need to be installed to continuously acquire data from the baseline survey prior to injection, during injection, and after injection is completed.

3.3 The drilling of observation wells for seismic observation was required during the pilot test phas and commercial phase and was accounted for as CAPEX, while the operation during the monitoring period was accounted for as OPEX. Examination of commercialization

3.3.1 Business model

This CCUS project is divided into four segments: (1) CO_2 pretreatment, (2) CO_2 transport, (3) CO_2 injection, and (4) CO_2 behavior prediction and monitoring. The key technologies in the commercialization of the project can be summarized as follows.

- Technology for efficient and long-term stable geological storage of CO_2
- Technology to increase crude oil production by CO_2 injection
- Technology to safely transport supercritical CO_2 through pipelines
- Technology to properly assess the risk of CO_2 leakage and implement optimal monitoring

Through the transfer of these technologies and experiences, the project will be commercialized by generating credits from the reduction of large-scale CO_2 emissions and by securing income from increased crude oil production. Furthermore, this project will lead to the development of business in other regions of the Republic of Indonesia and ASEAN countries.

3.3.2 Business scheme

In this project, different business schemes are envisioned for each of three business phases, Pilot Test

Preparation, Pilot Test and Commercial Operation. Based on these schemes, further discussions should be held with the concerned parties in the future.

- ✓ Key provisions necessary to be confirmed for each business scheme
  1) Methodology for measuring and calculating the incremental oil/gas volumes
  2) Appropriate allocation ratio of the incremental oil/gas (cost recovery and profit oil/gas) between the Indonesian government, the company operating the α field , and SPC to be established by Japanese partner f
  3) Appropriate allocation ratio of JCM credits between the Indonesian government, the company operating the α field and SPC to be established by Japanese partner
  4) Appropriate arrangements for tax deduction by the Indonesian government

3.3.3 Project economics calculation

Based upon the profiles of the incremental crude oil volume, CO_2 net storage volume, CAPEX, and OPEX obtained from the study of this fiscal year, calculation of the economics of commercial development and crude oil and JCM credit prices sensitivity analysis were conducted.

3.3.4 Business expansion

There are oil and gas fields in close proximity to the α field, and their total CO_2 storage potential was estimated to be about 100 million tons (METI, 2021). The selection of pipeline route is one of the key issues for a hub-and-cluster type project utilizing these oil and gas fields. A pipeline connecting the oil fields to the offshore FSO is in operation in this area, and it is recommended that a pipeline for CO_2 transport be constructed along this pipeline.

CCS/CCUS, which can achieve large-scale GHG emission reductions, has attracted attention as a solution for achieving the NDC in the Republic of Indonesia. LEMIGAS conducted a study of CO_2 storage potential on 66 oil and gas fields in the country and found that it is about 600 MMt (Utomo et al., 2013). In addition, GCCSI (2020) reported a CO_2 storage potential of 13,000 MMt on major oil and gas fields in the country. These are judged to have sufficient potential to contribute to the NDC.

4. Examination on problematic Issues and their solutions

4.1 Reservoir simulation

For the reservoir, several CO_2 EOR studies have been performed. However, it has been recognized that there are some uncertainties in the model used for previous studies. Thus the new dynamic model was built by Pertamina. After the dynamic model calibration, the simulation studies were conducted as follows.

4.1.1 Full field case study

This study prepared three main development scenarios for full field CO_2 EOR besides the NFA (No Further Action). In these scenarios, different allocations of CO_2 injectors were considered as below:

- Case A, gravity stable CO_2 injection: four injection wells located in the crestal area
- Case B, pattern flood: nine injection wells to form a pattern-flood-like distribution

- Case C, peripheral flood: nine injection wells to form a peripheral-flood distribution

Multiple CO_2 injection strategies were applied to Cases A to C. Through the multiple scenario study, the following case was selected as the reference case for the following facility study.

- Well allocation scenario: Case B
- Production gas limit: 600 MMSCF/D
- Injection fluid: Mixture of high CO_2 content gas from γ field and associated gas from α field

In this case, the CO_2 storage reached 18 MMton. In order to clarify the effect of CAPEX and OPEX reduction on the project economics, the case with a production gas limit of 400 MMSCF/D was also included in the economic evaluation.

4.1.2 Pilot case study

This study performed four pilot case simulations. These pilot cases were the same as the NFA except that one injector was prepared for CO_2 injection. Each case has a different injector well or different perforation depth.

A clear response was observed from the near producer well in three of four cases. Based on these simulation results, it is considered that a response from the producer will be expected when a proper injector well is selected in a field pilot.

4.2 Geomechanics

4.2.1 Model settings

In this study, in evaluating CO_2 leakage outside the seal layer, flow simulations were conducted for the α field and surrounding area using Tough 2 as a flow simulator. To improve the accuracy of the simulation, we modified the horizon data, subdivided the porosity and permeability of the carbonate reservoir, modified the temperature structure model, and considered the volume of the aquifer to improve the issues of the previous model.

The porosity and absolute permeability of the fault are set to the same values as the parameters of the cells adjacent to the fault in the base model because a large volume of hydrocarbons have been retained in the reservoir for a long period of time and no phenomena suggestive of leakage are observed on the seismic cross section. However, since the fault may reactivate and increase the permeability due to increased pressure caused by CO_2 injection, this was also taken into account in the study.

4.2.2 Evaluation of CO_2 leakage from the seal layer

(1) Effect of CO_2 injection rate

The base model indicated that after 100 years, CO_2 migrating into the seal layer is 0.44% of the injected volume and leakage outside the seal layer is zero. A sensitivity analysis was conducted using a higher injection rate, and the result showed that the volume of leakage outside the seal layer is zero, indicating that the seal capacity is sufficiently high.

(2) Effect of aquifer volume

Sensitivity analysis was conducted by increasing the volume of the aquifer up to 50 times, and the

results showed that after 100 years, CO_2 migrating into the seal layer is 0.37% of the injected volume and the volume of leakage out of the seal layer is zero, indicating that the seal capacity is sufficiently high.

4.2.3 Assessment of CO_2 leakage due to fault reactivation

To evaluate how much CO_2 would leak if the existing fault were to reactivate due to an increase in reservoir pressure caused by CO_2 injection, a simulation was performed with the permeability of the fault within the seal layer set higher than in the base model.

For the fault near the top of the structure, the CO_2 migrating into the fault after 100 years is 1.3% of the injected volume if the fault were reactivated, and the leakage out of the seal layer is zero.

A sensitivity analysis using a higher CO_2 injection rate showed zero leakage outside the seal layer, indicating that CO_2 is unlikely to leak outside the seal layer through the fault.

4.3 Geochemical simulation

Since calcite, dolomite, and other materials constituting carbonate rock reservoirs are highly reactive with CO_2-dissolved water, it has been pointed out that CO_2 injection may cause problems such as reservoir alteration, rock strength, and reduced injectivity (Siqueria et al., 2017). Therefore, a simulation study was conducted in the α field to predict the chemical reactions and effects of CO_2 injection on the reservoir.

A simple one-dimensional cylindrical model was used, and TOUGHREACT (V4.12-OMP), created at Lawrence Berkeley National Laboratory, USA, was used as the reactive transport simulator. The mineral composition of the reservoir was established as calcite-only (98 wt% calcite) and dolomite-rich (60 wt% dolomite, 30 wt% calcite) cases based on XRD analysis data. From the formation water analysis data, the effect of CO_2 degassing was corrected using Geochemist's Workbench to obtain an initial value for the composition of the formation water. The CO_2 injection rate is about 1.4 million tons per year for 15 years, and changes were simulated for 85 years after the injection ceased (total 100 years).

The results show that calcite and dolomite, which constitute the reservoir, dissolve as the pH of the formation water decreases due to CO_2 dissolution. However, the amount of dissolution of these minerals is negligible, and their effect on porosity is expected to be very small.

One of the reasons for this is the relatively high reservoir temperature, which results in low solubility of carbonate minerals. Therefore, when low-temperature water or CO_2 dissolved water is injected into the reservoir by WAG or other means, the dissolution of the reservoir rock may be more pronounced. In addition, the heterogeneity of the carbonate reservoir may have a more pronounced effect on permeability and rock strength if localized dissolution of the rock occurs and wormholes are formed.

4.4 Well integrity

In 2020, a well integrity evaluation was conducted based on information at the end of drilling operations, and in 2021, an evaluation was conducted based on information at that time. Then, this year, we conducted an evaluation based on regulatory documents, literature, and technical materials related to CCS/CCUS, as well as standards and guideline related to Oil & Gas industry in Japan and overseas.

As a result, it is necessary to re-evaluate all wells after obtaining the results of additional investigations, so no conclusion has been reached on well integrity. However, no major problems have

been identified at this moment for any wells. For corrosion rate study, very large corrosion rate was observed, further study is required.

The results of the well integrity evaluation at this moment are as follows.

1) Although depending on the results of additional investigations, no major problems have been identified at this moment regarding the well scheduled to be used as CO_2 injection well, and the wells scheduled to be used as production/monitoring wells during the pilot test.
2) For CO_2 injection well, workover is essential for conversion. Regarding the production/monitoring wells, the final decision on whether or not they need to be remedied by workover will depend on re-evaluation after obtaining additional investigation results. If the risk assessment determines that the risk is unacceptable, it must be remedied by workover.
3) Regarding the remaining wells in this field, although it is subject to re-evaluation after obtaining the results of additional investigations, if the risk assessment determines that the risk is unacceptable, it must be remedied by workover as well. However, no major problems have been identified at this moment for all wells.
4) From corrosion rate study, very large CO_2 corrosion rate were calculated. Though it is necessary that production wells' completion equipment near CO_2 injection well is replaced to CO_2 resistant materials as per result of this study, at first more investigation should be conducted whether such a production well had corrosion trouble or not and any corrosion treatment was already done.

4.5 Monitoring Plan

4.5.1 Surface monitoring plan

The objective of CO_2 leakage monitoring at the surface is to detect injected CO_2 is leaking, or may be leaking, from the target reservoir to the surface through a fault or other discontinuity or through a highly permeable area created in an unknown barrier layer. Specifically, this includes methods to detect and measure CO_2 underground (in aquifers for drinking water, soil, and submarine subsurface) and to actually measure CO_2 in seawater and atmosphere, which leaks to the surface, shallow surface soil or seabed, and ultimately to the sea and air.

The monitoring sensors are required to detect conditions or signs of leakage from the ground surface to the atmosphere and groundwater. Therefore, they must be able to measure and detect with accuracy (sensitivity and measurement range) and frequency that enables them to identify spatial concentration differences and temporal concentration fluctuation trends.

The requirements for monitoring sensors selection are follows;

- Accuracy to detect and quantify abnormalities and changes due to leakage.
- Maintenance shall be easy, the sensor should have a structure that can be replaced with a calibrated sensor on site.
- The manufacturer must be reliable and continue to provide maintenance parts for long-term monitoring.
- Lower cost is desirable for cost-effectiveness.

Consequently we have selected soil gas and groundwater sensors as follows;

- Gas sensors and groundwater sensors were compared in terms of cost effectiveness and

reliability.

- The ventilation (Open flow) method is considered optimal for soil gas monitoring, and groundwater is measured by pumping water.
- Cost can be reduced by limiting groundwater measurement items to temperature, pH, and electrical conductivity (EC) only.

Since it has been reported that groundwater flows through the same water veins below the city, it is not considered necessary to conduct observations at a large number of locations. In addition, from the viewpoint of cost-effectiveness, it is not necessary to monitor all items of soil gas and groundwater at all observation points.

The following four types of the monitoring posts were designed according to the purposes for which they are required.

- **Type A**: All items (Gas: CO_2, CH_4, H_2S concentration. Groundwater: Dissolved CO_2 concentration, Temperature, pH, EC) are measured, and to be installed at the well pads as the CO_2 injection site for the purpose of early CO_2 leakage detection.
- **Type B**: Measurement of basic items (Gas: CO_2, CH_4, H_2S concentration. Groundwater: Temperature, pH, EC), and to be installed by relatively wide grid of about 3 km square.
- **Type C**: Limited to measurement of gases leaking to the surface (Gas: CO_2, CH_4, H_2S concentration), and to be installed by the dense grid of about 1 km square.
- **Type D**: Intended to closely monitor the living environment of residents in the surrounding area, measuring only CO_2 concentration in the ambient air, and the basic quality of groundwater used for drinking (Groundwater: Temperature, pH, EC). This monitoring post will be installed at the public facilities in the residence area of the city from the perspective of PO/PA.

The installation points and number of points for each type of the monitoring post shall be set based on the geological structure and CO_2 leakage pathways in the shallow underground. Since most of the monitoring posts are expected to be installed in residential areas, we examined security and safety measures for the monitoring posts. Some of the monitoring posts will be equipped with solar panels, which are considered to be very unfamiliar to local residents. Since the posts that measure groundwater are connected to electric lines at those locations and pump groundwater, it is considered necessary to take measures to prevent malfunctions and theft due to tampering.

Regarding the observation system in the event of an emergency such as CO_2 leakage detection, the impact on the surrounding environment and emergency measures and countermeasures for groundwater were examined.

When constructing an alert system, the baseline should be taken into consideration when setting the threshold for generating an alert, and the method of indication and communication. Therefore, a baseline survey prior to press-in is extremely important to know the pre-press-in condition and the change after press-in. If natural baseline variability is large, monitoring systems dedicated to detection may miss weak indications. Therefore, a fundamental role of monitoring is to take the necessary steps to ensure that CO_2 leakage is detectable as early as possible when it occurs.

4.5.2 Subsurface monitoring plan

In this study, technical investigations of monitoring effectiveness using logging and seismic surveys are discussed.

First, the quality of the logging data is evaluated. Although oil is estimated as a hydrocarbon in the targeted well, gas is interpreted from a detailed examination of the cased hole log. The effectiveness

of pulsed neutron log on the monitoring is then examined through the construction of model data. The base case, which assumes limestone with porosity = 0.18, kaolinite = vol10% of total minerals, water saturation = 0.5, and oil as the only hydrocarbon, suggests that changes can be detected in all logs even when about 10% of CO_2 is injected into the pores.

In addition, an examination of dolomite and pore porosity differences and the detection capability in the presence of gas are conducted. Although uncertainty remains in the quantification of CO_2 by sigma alone due to the presence or absence of dolomite, it is possible to detect the change through comprehensive interpretation including FNXS and TPHI. The lower porosity case results in a smaller change than in the base case as expected. Similarly, a decrease in the sensitivity of the method is observed in the presence of a large amount of gas, suggesting that CO_2 changes are difficult to detect in the gas-only case. It is important to accurately understand the formation conditions before the injection, and it is recommended that repeated data acquisition is conducted before and after the start of the injection to extract the time-lapse response.

The seismic study initially evaluated the time-lapse response by fluid replacement and forward modeling. The model is constructed using open hole data from 2013 and RPM data from 2018, and the time-lapsed response of the seismic survey is examined before and after CO_2 injection, assuming that the hydrocarbon in the formation is oil. The results show that the response is sufficient in the difference records due to impedance changes. On the other hand, the travel time differences are small. The result indicates that the larger the CO_2 column, the larger the time-lapse response, and when the column is about 400 ft, the amplitude of the difference record is comparable to the amplitude of the original reflection event.

However, this study is only a model study. This study uses logging records from 2013 and 2018 though the reservoir condition may differ. The model should be updated in the future from the viewpoint of consistency with actual data. In addition, although the present study was conducted assuming oil, the presence of gas in the reservoir has been suggested, in which case the time-lapse response of the seismic monitoring is expected to decrease. Further investigation of the presence of gas in the target area and the case where gas is included will be necessary.

The second study of seismic monitoring is conducted using ray tracing to evaluate the feasibility of data acquisition in the target field. Since there is an urban area on the west side of the field, a 3D seismic survey is not realistic. Therefore, we considered data acquisition using a permanent seismic source, and studied the reflection points by ray tracing to investigate the feasibility of the acquisition.

Although the structural changes in this area are steep due to the build up of carbonate rock, the ray tracing results show that the reflection points could adequately cover the pilot area. Reflection points of individual source-receiver pairs are then considered, and the minimum source-receiver point deployment which could cover the pilot area is examined. Wellbore bases are assumed as the source location, and the minimum number of receiver points is extracted. Our model study indicates that about 30 receiver points are sufficient to cover the reflection points in the pilot area. In the future, it will be necessary to update the ray tracing in accordance with the updated horizon interpretation and reservoir simulation, as well as the close examination of the receiver/source locations based on satellite images, aerial photographs, and field investigation.

In this study, two important monitoring methods, pulsed neutron logging and seismic survey are examined. Although pulsed neutron logging is limited to the vicinity of the wellbore, it is expected to estimate the CO_2 saturation and has a significant advantage in depth resolution. On the other hand, seismic monitoring has the advantage in understanding the spatial plume behavior between wells, but they are difficult to estimate CO_2 saturation, and their resolution is much lower than that of logging. The advantages and disadvantages of both methods are complementary to each other, and more accurate monitoring is expected by combining both methods.

It should be noted that common issues in both methods include detailed verification of the conditions in the reservoir with higher accuracy and detection capability in case of gas presence. Continuous updating and examination of models based on additional data during the actual monitoring phase is necessary. Studies using newly acquired data are essential in the future.

In consideration of social acceptability, we also studied observation methods for induced earthquakes associated with CO_2 injection. The catalog of past earthquake records in Indonesia and the U.S. shows no indication of frequent earthquakes in the area. However, in order to verify the relationship between the CO_2 injection and a sensible earthquake during the project period, it is considered necessary to conduct a baseline survey at least one year before the start of the injection and to conduct seismic observations during the CO_2 injection and for a certain period after the completion of the injection. We have studied the observation system with reference to specific examples from overseas and the Hi-Net observation network in Japan, and detailed design should be done in the future.

5. Calculation and estimation of expected emission reduction

5.1 Study of Greenhouse Gas Emission Reduction Methodology

5.1.1 Overview

Emission reduction in this project is calculated as the reference emission minus the project emission.

Emission reduction = Reference emission - Project emission

In this project, the anthropogenic CO_2 supplied to the storage site is considered as the Reference Emissions. Business As Usual Emissions (hereinafter "BAU Emissions") is the estimated emissions if the project is not implemented. In the JCM methodology, Reference Emissions is normally less than BAU Emissions in order to estimate the Project Emissions conservatively. In this project, we consider to estimate the Project Emissions with extra leakage potential, in accordance with ICCP guidelines.

Project emission is CO_2 emissions emitted due to leaks and the use of fuel and electricity at storage sites when project activities are carried out using the method introduced by the JCM subsidy project.

In CCUS (CO_2-EOR), it is necessary to re-inject CO_2 (hereinafter referred to as recycled CO_2) that has been broken through and reproduced after injection.

Reference emission is calculated by deducting recycled CO_2 from CO_2 supplied from oil and gas fields. Then, leakage during operation, loss due to dissolution in liquids such as oil and water, leakage from the reservoir, and CO_2 emission due to energy and fuel consumption used in running facilities for CO_2-EOR operation, which are assumed as project emission altogether, are further deducted to formulate the emission reduction. Emission reduction will be quantified by deducting CO_2 emissions from electricity and fuel consumption associated with facility operation. Regarding the CO_2 generated by burning the crude oil produced by this project is not considered in this project. In the Indonesian oil market, the crude oil that emits CO_2 by Business as Usual (hereinafter referred to as BAU) will be replaced by the oil produced by CCUS and reduce CO_2 emission.

5.1.2 CO_2 emission reduction methodology for the α field project

The reference emission of this project is the amount of CO_2 injected into the reservoir. In-situ CO_2 originally present in the reservoir is included in the reference emission because once it is produced with hydrocarbons, it is treated as anthropogenic CO_2 (see ISO 27916).

On the other hand, it is necessary to exclude the recycled amount of CO_2 injected in order to avoid double counting. The CO_2 contained in the production gas before CO_2 injection is all in-situ CO_2, and the in-situ CO_2 amount is obtained by multiplying the CO_2 concentration in the production history by the production gas amount measured after the injection starts. The amount of recycled CO_2 can be obtained by subtracting this in-situ CO_2 amount from the total amount of CO_2 produced.

The reference emission is calculated by the following formula (1).

Reference Emission (RE)= RE_p

$$RE_p = \sum (M_{injected_CO_2,p} + M_{in\text{-}situ_CO_2,p} - M_{recycled_CO_2,p}) \quad \cdots\cdots (1)$$

$$M_{injected_CO_2,p} = V_{injected_gas,p} \times F_{injected_CO_2} \times \rho CO_2 \quad \cdots\cdots (2)$$

$$M_{in\text{-}situ_CO_2,p} = V_{produced_gas,p} \times F_{produced_CO_2,i} \times \rho CO_2 \quad \cdots\cdots (3)$$

$$M_{recycled_CO_2,p} = M_{produced_CO_2,p} - M_{in\text{-}situ_CO_2,p} \quad \cdots\cdots (4)$$

$$M_{produced_CO_2,p} = V_{produced_gas,p} \times F_{produced_CO_2} \times \rho CO_2 \quad \cdots\cdots (5)$$

Parameter	Description and Unit	Method
RE_p	Reference emission during p period (Net injected amounts of CO_2) (t CO_2/p)	Calculated from equation (1)
$M_{injected_CO_2,p}$	Amount of injected CO_2 during p periods (t CO_2 /p)	Calculated from equation (2)
$V_{injected_gas,p}$	Volume of injected gas during p periods (m^3/p)	Monitoring
$F_{injected_CO_2}$	Fraction of CO_2 included in injected gas during p periods (%)	Monitoring
$M_{in\text{-}situ_CO_2,p}$	Amount of produced in-situ CO_2 during p periods (t CO_2 /p)	Calculated from equation (3)
$V_{produced_gas,p}$	Volume of gas production during p periods (m^3/p)	Monitoring
$F_{produced_CO_2,i}$	Fraction of CO_2 included in initial (before breakthrough) gas production (= the fraction of in-situ CO_2) (%)	Monitoring
$M_{recycled_CO_2,p}$	Amount of recycled CO_2 during p periods (t CO_2/p)	Calculated from equation (4)
$M_{produced_CO_2,p}$	Amount of produced CO_2 during p period (t CO_2 /p)	Calculated from equation (5)
$F_{produced_CO_2}$	Fraction of CO_2 included in gas production during p periods (%)	Monitoring
ρCO_2	CO_2 density(tCO_2 /m^3)	Default values

(1) Calculation method of project emission

As shown in Equation (6), the project emission is calculated from the CO_2 emissions in each CO_2 capture process, transportation process, and injection / storage process (CO_2-EOR process). In the injection / storage process, leakage from the storage is also taken into consideration.

Project Emission (PE) = PE_p

$$PE_p = PE_{capture,p} + PE_{trans,p} + PE_{eor,p} \quad \cdots\cdots (6)$$

Parameter	Description and Unit	Method
PE_p	Project emission during p period (t CO_2/p)	Calculated from equation (6)
$PE_{capture,p}$	Amount of discharged CO_2 in the process of capture facilities during p periods (t CO_2/p)	
$PE_{trans,p}$	Amount of discharged CO_2 in the process of transportation during p periods (t CO_2/p)	
$PE_{eor,p}$	Amount of discharged CO_2 in the process of injection/storage (CO_2-EOR) during p periods (t CO_2/p)	

(2) Calculation method of emission reduction

The emission reduction is calculated by the following formula (7).

Emission Reduction, p (EP, p) = Reference Emission, p (RE, p)– Project Emission, p (PE, p)

・・・・・・・(7)

Parameter	Description and Unit	Method
EP, p (t CO_2/p)	Amount of GHG reduction during p periods (t CO_2/p)	Calculated from equation (7)
RE, p (t CO_2/p)	Amount of reference emission during p periods (t CO_2/p)	Calculated from equation (1)
PE, p (t CO_2/p)	Amount of project emission during p periods (t CO_2/p)	Calculated from equation (6)

(3) Issues and countermeasures related to JCM project application (registration)

1) Issue related to Third Party Entity (hereinafter, TPE)

The TPE plays an important role in the JCM project registration procedure and credit issuance procedure. In order to register CCS and CCUS projects as JCM and issue credits, it is necessary to go through validation and verification procedures by TPE. If the sectoral scope is expanded, finding and engaging with adequate TPE with knowledge and expertise is essential. It is hoped that the relevant ministries and agencies will work with the Indonesian government to resolve this issue.

2) Conservative setting of reference emission

The emission reduction in CDM is calculated as the difference between "BaU emission", the emission when the project is not implemented, and "project emission", the emission when the project is implemented (Figure 5-1).

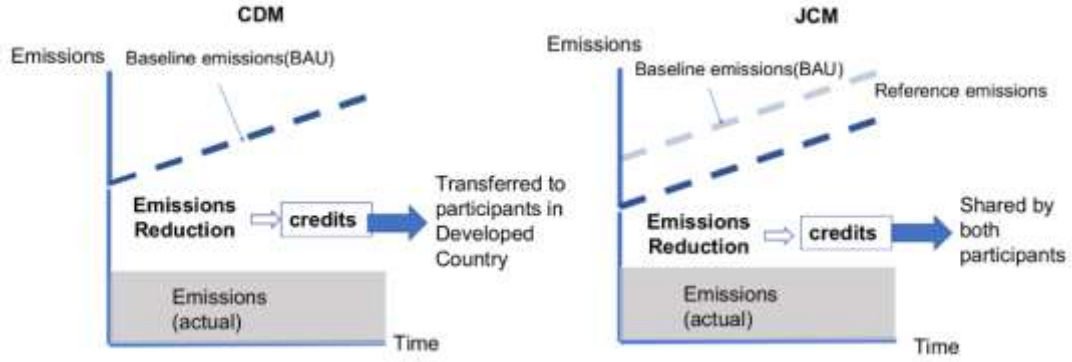
Emission reduction = BaU emission – Project emission

On the other hand, in JCM projects, equipment/facilities with clear specifications are newly installed and the emissions from their use are considered as project emissions. The emission reductions from the project implementation are affected by the emissions that would have been generated if the project had not been implemented (BAU emissions). In this project, we propose to define the emission reductions from JCM projects as the difference between the "reference emissions" and the "project emissions" rather than the BAU emissions.

Emission reduction in JCM = Reference emission – Project emission

Here, the reference emission is defined as follows (see 5.1.2).

Reference emission = Total injection + in-situ CO_2 - Recycled CO_2



Source) IEEJ (2022)

Figure 5-1 Difference between CDM and JCM

In order to make an estimate of emissions conservative, we propose to estimate the project emissions with leakage factor in accordance with the IPCC Special Report on Carbon Capture and Storage. The report states that the fraction retained in appropriately selected and managed geological reservoirs is very high. This added factor will provide additional environmental integrity, on top of other various measures to ensure the integrity of entire CCS project design.

5.2 Calculation of CO_2 emission reduction

CO_2 injection and CO_2 production volumes are calculated with reference to the results of reservoir simulations. For the produced CO_2, all CO_2 is planned to be re-injected and stored. To avoid double counting of recycled CO_2, it is excluded from the reference emission. Project emission is based on the electricity consumption associated with the compressor operation and the CO_2 leakage outside the EOR complex.

The amount of CO_2 emission reduction in the commercial phase is estimated to be approximately 14.9 MMtons, as shown in Table 5-1.

Table 5-1 CO_2 emission reduction in the commercial phase

Item	CO_2 amount (Kton)
Reference Emission	19,071
Project Emission	4,221
Emission Reduction	14,850

Source） Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

6. Cooperation with the partner country

6.1 Japan visit by LEMIGAS

As a part of Cooperation with the Partner Country, an invitation program to Japan for LEMIGAS was conducted from November 28 to December 2, 2022. In this program, the workshops 1&2 regarding the study progress and the further plan were carried out, in addition to the site visits of JAPEX Hokkaido Distinct Office and Japan CCS Co., Ltd., Tomakomai CCS Demonstration Facility. Especially, there were vigorous questions and answers between LEMIGAS and JAPEX regarding the

reservoir simulation, the outreach activities, and JCM methodology, etc. An awareness was shared between LEMIGAS and JAPEX that knowledge and information obtained from the workshops and site visits can be used as a predecessor model for Indonesian projects.

Additionally, participation in Japan CCS Forum 2022 and visit to METI and JCCS head office were conducted for the purpose of networking for the future CCS/CCUS project development.

This year the invitation of three young members from LEMIGAS who will bear the future development of CCS/CCUS was realized. Except for the travel day, LEMIGAS and JAPEX could conduct face to face opinion exchange, site visits, and visits to the related organizations over four days. These were very meaningfulopportunities, which must contribute to the realization of JCM CCUS project.

6.2 Project workshop

On February 9, 2023, a 2-hour Project Workshop was held to summarize the project and to share the results of this fiscal year studies with the stakeholders of the project.

The opening speech speakers and the presentators showed their high interest in and expectations for this project. Especially, they emphasized that the unprecedented progress was realized this year by the joint study by the company operating α field , LEMIGAS, JGC, and JAPEX.

7. Conclusion

A feasibility study was conducted for the CCUS project utilizing JCM in the α field, onshore East Java, Republic of Indonesia. The results of the study can be summarized as follows.

- A proposal for outreach activities based on stakeholder analysis and a business scheme for the implementation of the project were developed.
- Simulations of CO_2 sequestration and crude oil production increase during the pilot test and commercial development were conducted, and an optimal scenario plan for the CCUS project was selected.
- For the injection plan of the pilot test, we studied facilities to separate and recover CO_2 from the associated gas produced from the α field and to inject it underground. Polymer membrane technology was chosen as preferable CO_2 separation method. For the commercial injection plan, the entire return gas is planned to be injected into the reservoir without CO_2 separation.
- Refinement of the flow simulation indicates that CO_2 leakage from the seal layer and CO_2 leakage due to fault reactivation is highly unlikely.
- The results of geochemical simulations indicate that the effects of CO_2 dissolution on reservoir alteration, rock strength, and injectivity are negligible.
- Regarding well integrity, CO_2 injection wells must use CO_2-resistant materials. It is suggested that the corrosion rate due to CO_2 may be high for production wells, but it is necessary to investigate the current status of corrosion and countermeasures for existing production wells, and to consider future measures.
- For surface monitoring, sensors for groundwater and soil gas were selected and a draft plan was developed. For subsurface monitoring, pulsed neutron logging and seismic survey were examined and it was shown that it is possible to understand the behavior after CO_2 injection.
- As for the JCM methodology, the previous draft was reviewed and necessary modifications were made, and CO_2 emission reductions are estimated to be approximately 14.9 MMtons for the commercial development.
- In order to commercialize the CCUS project, further optimization of the CO_2 injection plan and

reduction of CAPEX and OPEX need to be continued.

Reference

- Siqueira, T. A., Iglesias, R. S. and Ketzer, J. M. (2017) Carbon dioxide injection in carbonate reservoirs – a review of CO_2-water-rock interaction studies.Greenhouse Gas Sci. Technol. 0, 1-14.

（様式２）

Secondary use unapproved list

Title of Report：Feasibility Study on JCM CCUS in α Field, Java Region, Republic of Indonesia

Ttle of the Project：
FY2022 Study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (JCM feasibility study and CEFIA Japan secretariat and other works)

Company name：Japan Petroleum Exploration CO., LTD.

Page	Figure #	Title
16	Figure 5-1	Difference in emission reductions between CDM and JCM

尼国グンディガス田における CCUS の JCM 実証に向けた準備調査

日揮ホールディングス株式会社

1. 目的及び実施体制等

本調査は、インドネシア国 中部ジャワ州のグンディガス田のガス生産処理施設から大気放散されている CO_2 の全量を約 4 km のパイプラインで輸送し、年間 30 万トンの CO_2 を地下に圧入する計画（以降「グンディ CCUS」）を、国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（以降「NEDO」）の「民間主導による低炭素技術普及促進事業」における実証プロジェクト（以降「NEDO-JCM 実証」）として実現させることを目指して、検討を実施するものである。

CCUS は、十分な支援策/炭素税が導入されているごく一部の国、あるいは、大規模な油ガス田の開発下で実施される場合を除き、事業として成立しないのが現状である（図 1-2 参照）。我が国においても政府は 2030 年までに複数の大規模な CCS プロジェクトの実現を目指しているが、それらは、かかる費用に対する全面的な政府支援を前提とし、検討が進められているところである。

グンディ CCUS は調査開始時より、NEDO-JCM 実証制度に基づいた日本政府による CAPEX 100%の支援を前提とし、かつ日本が二国間クレジット制度（JCM：Joint Crediting Mechanisms）に基づく JCM クレジットを取得する事業として、二国政府間協力の下、早期の実現を目指して検討を継続してきた。過去の 2 年間の調査である METI (2020)[1]と METI(2021)[2]（以降まとめて「過去の METI 調査」）により、基本的な実現可能性に関する調査が完了した。

本調査は、過去の調査と同様に、国営石油会社プルタミナ社および国立バンドン工科大学の協力を得て実施した。次年度に FEED（Front-End Engineering Design）、次々年度に NEDO-JCM 実証事業に進むことを目指し、その前の準備段階として、① 尼国法制度等の確認、② CCUS プラントコスト等の精査、③ CCUS 実施における不確実性の検討を行った。

以下には、本調査で実施した各項目の概要を示す。

2. 関連政策・制度・規制

2.1 尼 CCUS 規則草案と論点

インドネシア政府は、CCUS のための新たな国内法の検討を進め、CCUS に関するエネルギー鉱物資源省 大臣規則草案（以降「尼 CCUS 規則草案」）を完成させた。その後、2022 年 2 月、エネルギー鉱物資源省は、尼 CCUS 規則草案に対する意見聴取のため、インドネ

[1] METI (2020) 経済産業省「尼国 Gundih ガス田における CCS プロジェクトの JCM 実証に向けた調査」、令和 2 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（国際貢献定量化及び JCM 実現可能性調査（CCUS 含む）、人材育成事業支援事務局及び CEFIA 国内事務局業務）, 2021.02.

[2] METI (2021) 経済産業省「尼国 Gundih ガス田における CCS プロジェクトの JCM 実証に向けた継続調査」、令和 3 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査（CCUS 含む）、CEFIA 国内事務局業務及び CCUS 普及展開支援等業務）, 2022.02.

シアにおける油ガス開発およびCCUSに関連の深い諸国の官民のステークホルダーに対し、国ごとに説明会を開催した。日本のステークホルダーへの説明会は2022年2月22日に開催された。この説明会におけるプレゼンテーションの内容から、グンディ CCUS に特に関連する内容を抜粋すると、以下になる。

- CCUSの計画は、コントラクター[3]が油ガス田の開発計画の一部として提案し、SKK-MIGASがその提案を承認/否認する。
- CCUS実施に伴う費用は、油ガス生産操業の操業コストに含まれる。
- 適格に閉鎖されたことが検証された、もしくは、鉱区の権益期限が切れたとき、CCUSに伴う活動の責任はコントラクターから政府に移転される。
- 圧入後モニタリングは、CCUS に伴う活動が停止した後、10年間実施しなければならない。
- 圧入後モニタリングの費用は、コントラクターが操業コストとして確保する。この費用の確保は、コントラクターと SKK-MIGAS による予算計画の提案と承認を通じて行われる。
- コントラクターは、CCUS 実施の経済性を促進するため、CO_2 排出削減認証を含む、第三者からのファンドを活用できる。
- CCUS設備は、油ガス生産操業の一部であり、政府が所有する資産である。

基本的には、石油ガス上流事業法における CCUS の扱いを明確化したものであり、過去の METI 調査においても、グンディ CCUS 実施の前提とした内容であるため、NEDO-JCM実証の実施に大きな課題はないと考えている。

ただし、以下の論点について、念のため、確認する調査を実施した。

- CCUSプラントの所有権
  NEDO-JCM実証事業のルールでは実証実施中に限ってNEDO所有となる点に問題がないこと。
- クレジットの配分
  NEDO-JCM実証を通じてCCUSを実施する場合、日尼の政府や事業者の間でクレジットを配分する点に問題がないこと。
- 圧入後モニタリングの責任
  NEDO-JCM実証事業下で一定期間、圧入したCO_2に対して、圧入後モニタリングの責任は、コントラクターであるプルタミナ社となる点に問題がないこと。
- モニタリングの要求内容
  圧入前・圧入中・圧入後のモニタリングの要求内容（方法と頻度）の中で、コストを著しく上昇させる要因がないこと。

加えて、尼CCUS規則の施行に向けた尼政府内の準備および修正有無の状況を確認した。結果を次節に示す。

[3] 尼国政府より油ガス鉱区権益を一定期間与えられ、鉱区の探査～開発を行う企業等（KKKS：Kontraktor Kontak Kerja Sama）

2.2 NEDO-JCM 実証に向けた論点確認

CCUS プラントの所有権等に関して経済産業省が 2022 年度初頭に実施したエネルギー鉱物資源省とのオンライン面談結果を踏まえ、SKK-MIGAS（Special Task Force for Upstream Oil and Gas Business Activities）に現時点の見解について、ヒアリングを実施した。SKK-MIGAS は、今後、施行される尼 CCUS 規則に従って、尼国内で詳細なルールを制定し、運用を行う組織であり、さらなる情報が確認できる可能性があるためである。ヒアリングに際しては、第 1 章に記載の通り、CCUS プラントの CAPEX100%の政府支援が得られることを前提とした。また、尼 CCUS 規則の施行に向けた尼政府内の準備および修正有無の状況については、尼国内の草案を策定した委員会メンバーへヒアリングを実施した。ヒアリングの結果を以下に示す。

＜CCUS プラントの所有権＞
CCUS は石油ガス上流事業下で実施されるため、設備は尼政府所有となるが、一定期間であれば、設備が第三者からレンタルされるスキームが有る。このため、設備は必ずしも尼政府所有ではなく、第三者が設備の所有権を有するケースが存在する。

＜クレジットの配分＞
CCUS 事業におけるクレジットの扱いについて、炭素の経済価値に関する大統領令および尼 CCUS 規則草案において、第三者機関が発行するカーボンクレジットの利用を想定している。

＜圧入後モニタリングの責任＞
尼 CCUS 規則草案において定められる通り、CCUS は、石油上流事業の下で、コントラクターが、圧入後モニタリングを実施し、コスト負担することが前提となっている。

＜モニタリングの要求内容＞
尼 CCUS 規則草案において定められる内容に沿って、圧入の前・中・後のモニタリングが実施される。ただし、圧入中と圧入後の要求項目における実施頻度等の違いについては、サイト固有の状況次第であり、詳細なルールを設けていないので、SKK-MIGAS との議論次第となる。

SKK-MIGAS のヒアリング結果から、NEDO-JCM 実証に進める上で大きな課題はないと考えられる。一方、SKK-MIGAS としては、グンディ CCUS の日本政府支援対象範囲が明確化されれば、プルタミナ社および日本側と、各内容について具体的な内容を議論する用意があるとのコメントを得た。

また、尼 CCUS 規則の施行に向けた尼政府内の準備および修正有無の状況についてヒアリングした結果（2023 年 1 月 10 日 時点）は以下である。

- 一部の条項に修正要求があり、その検討に時間がかかっていた。ただし、その条項は現在のグンディ CCUS の計画には関連しない部分である。
- 他省庁の確認を終え、現在、エネルギー鉱物資源省内での最終的な承認プロセスに入

っている。

3. 事業化計画の検討

尼国では、油ガス田に関連する情報は、国が管理する情報であるため、関連情報を含め、情報の開示が極めて制限されている。また、コストを含む関連情報についても、公開しないことが求められている。このため、詳細な情報を記載できないことについては、ご留意頂きたい。

3.1 CCUS プラントのコストと建設スケジュールの精査

3.1.1 概要

NEDO-JCM 実証においては、実証事業の開始前に、実証予算総額が固定され、実証事業開始以降に予算の変更ができないため、申請前に予め特定の精度をもってコストを見積もっておく必要があるとの指摘を受けている。このコスト見積りについて、従来の NEDO-JCM で対象とされてきた設備と比較して、グンディ CCUS では、大規模かつ CCUS プラント全体を対象とすることから、次の点について特段の考慮が必要である。

- 日本で製作した設備を現地へ輸送するものではなく、第三国からの設備調達を含み、現地での各種工事作業を含むことから、日本円/米ドルの為替レート変化による影響を直接受ける。
- ウクライナ危機以降、資材コストを含め、EPC コスト全体が上昇しており、ウクライナ危機前に見積もった価格から大幅に上昇している可能性がある。
- FEED 段階において予定している各種最適化作業等の結果によっては、設備スペック要件が修正され、結果としてコストが増加する可能性がある。

また、政府支援事業として実施する場合は、CAPEX 総額だけでなく、会計年度毎に必要な予算を事前に把握しておく必要があるとの指摘も受けている。特にグンディ CCUS のように、複数年度にわたる建設期間が必要な事業においては、EPC スケジュールに合わせて必要な支払いコストを把握しておく必要がある。

以上の課題から、本調査では、以下の３つの観点から、コスト検討を行い、また、会計年度毎の予算割合を明らかにするため、EPC スケジュールを策定した。

- 今後の不確実性の議論結果を踏まえ、想定される仕様変更とそれに伴うコスト増加の影響を検討。
- 資源高および円安のそれぞれに伴うコスト増の影響についてコストを費目別に整理した上で、それぞれの振れ幅の可能性について分析。
- 各装置のコストおよび各種工事のコストについて、コスト削減の可能性を検討。

3.1.2 コスト増加の可能性

＜仕様変更等に伴うコスト増の可能性＞

サブサーフェスに関するスタディは、METI (2021) 以降、後述するサブサーフェスの不確実性に対する検討の 1 つとして、バンドン工科大学がさらなる検討を継続している。圧入位置を改善した最新結果に基づけば、年間 約 30 万 t-CO_2 圧入を行うためには、METI (2021) で検討された坑口圧より、約 20%程度、高い圧力が必要であることが示されている。

このため、本調査では、坑口に約 20% 高い圧力で CO_2 を輸送・供給できる CCUS プラントについて、プロセス、消防、配管、機械、土木、電気、調達、建設等の各分野からの検討を実施し直した。

CCS プラントを構成する各施設を図 3-1 に示す。

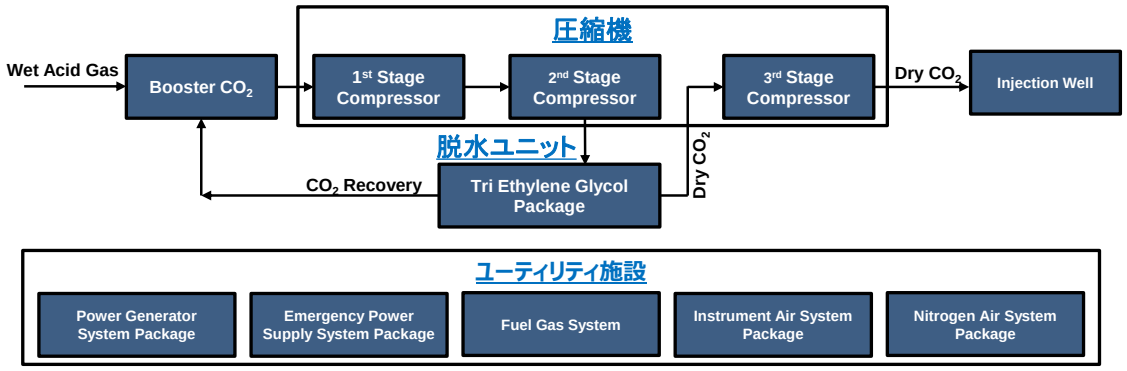


図 3-1　CCUS プラントの構成

出所）JGC 作成

プロセスシミュレーション実施から各設備/工事検討、ベンダー引き合いを含む各種検討を実施した結果、METI (2021) における検討結果と同様の 3 段の圧縮機から成るシステム構成となるが、METI (2021) 検討結果と比較して、各施設スペックおよび関連する設備等のスペックが異なる CCUS プラント設計となった。

この設計に基づく CCUS プラントの概算コストの見積り結果として、圧縮機、脱水ユニット、発電システムを除くユーティリティ施設から成る施設については、各施設および関連設備等のスペック変更に伴う 12.7%のコスト上昇、パイプラインについては素材変更に伴う 3.8%のコスト上昇、発電システムについて、各施設に電力を供給する電力量の増大に伴う発電容量増加により、22%のコスト上昇となった。また、CO_2 を圧入する坑井については、圧入位置の改善に伴う掘削距離の延長および材質の見直し、材料価格の見直しにより、17.1%のコスト上昇となった。以上の各施設を合わせた CCUS プラント全体の CAPEX は、METI (2021)と比較して 14.8%上昇となった。以上のコスト上昇の要因は、スペックや材質の違いによるコスト上昇だけでなく、ベンダー引合いの時期が異なる点も挙げられる。

＜為替レートによるコスト増の可能性＞

円安に伴うコスト影響については、ウクライナ危機前の 2021 年平均 TTM レート（109.9

円/ドル[4]）に対し、2022 年円の最安値のピーク（150.26 円/ドル、2022 年 10 月 21 日）を比較すると、約 37%上昇となる。今後の為替レートの予測については、予測結果を公表している組織により予測値が大きく異なり、現時点では明確に数値を設定できないことから、近年では、最も円安となっている 150.26 円/ドルを最大値として円換算した。

3.1.3 コスト削減の検討

CAPEX および OPEX の観点から、コスト削減が見込める箇所を精査した。CCUS プラント設計の前提として、必要最小限のシステム構成となっているため、施設や設備をスペックダウンすることはできない。様々なコスト削減の可能性を検討した結果、コスト削減し得る可能性が最も高いエネルギー供給施設を対象にした。エネルギー供給システムにおいて、発電機の原動機タイプ、発電機の台数、圧縮機の駆動タイプを比較してコスト削減検討を行った。様々な組合せを比較した結果、現状の諸条件下では、コストの観点からも、ガスタービンとレシプロ式圧縮機の組合せが適切であることを確認した。

また、ガスタービン発電機を用いた発電施設において、発電機の台数を発電容量 100%×1 台にする場合と発電容量 50%×2 の場合の比較検討を行った。100%×1 台のケースでは、50%×2 台のケースと比べ、コストを 24.8%削減可能となる。信頼性の点は、今後の NEDO-JCM 実証における目的や支援範囲に沿った考慮する必要があるが、発電機の停止時には、CO_2 を既存の施設に戻す対応となるため、技術的な視点では問題ない。このガスタービン発電機台数の削減により、CAPEX 全体に対して 2.1%のコストが削減できることがわかった。

3.1.4 EPC スケジュール策定

前述の CCUS プラントの設計を元に、EPC スケジュール策定した。圧縮機を含む長期納期品に合わせ、2 年間を超える期間となるが、さらなる期間の短縮については、FEED 段階において検討可能となる。

3.2 サブサーフェスの不確実性検討

3.2.1 背景

昨年度調査（METI, 2021）において 2022 年 2 月 14 日に開催された最終報告会では、以下の 2 点が指摘されている。

- スタディは完了したが、他の CCUS プロジェクトと同様、CCUS の実施には不確実性が伴うこと。
- そのため、スタディ結果をレビューし、不確実性の取扱いについて議論する必要があること。

また、不確実性に伴うリスクの代表的な事例として、図 3-2 に示されるように、未知のフラクチャーや高浸透率のエリアを通じた CO_2 の早期ブレークスルー、想定を下回る浸透率

[4] MURC (2023) 三菱 UFJ リサーチ＆コンサルティング 外国為替相場情報 http://www.murc-kawasesouba.jp/fx/past_3month.php（最終閲覧日：2023 年 2 月 17 日）

による低い圧入性、コンパートメント等により CO_2 圧入が継続できない事態等が想定される。不確実性に伴うリスクは、完全に取り除くことができないため、不確実性とリスクについて、当事者間で事前に共通認識を得ておくことが必要となる。

そのため、昨年度調査（METI, 2021）が完了して以降、プルタミナ社、バンドン工科大学および JGC は、昨年度調査のフォローアップスタディという位置付けで、不確実性を議論するためのワークショップを定期的に開催し、特に圧入性リスクと EGR（Enhanced Gas Recovery）について検討を続けてきた（図 3-3 参照）。

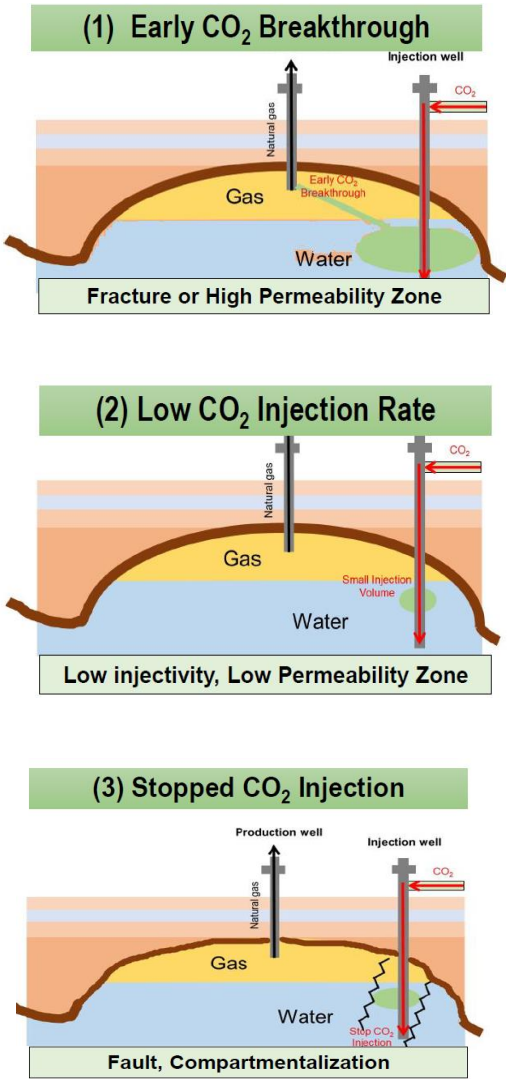


図 3-2　CCUS 実施における代表的なリスクの事例

出所）METI (2021)

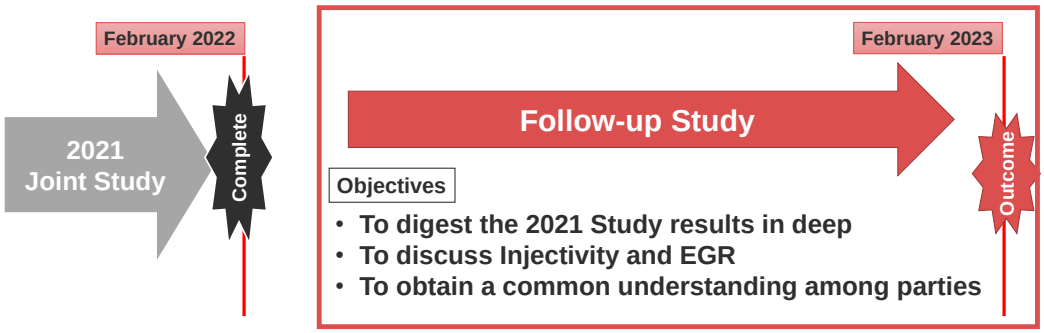


図 3-3　フォローアップスタディの位置付けと目的

出所）JGC 作成

3.2.2 ワークショップ開催と検討内容

本調査の実施期間内に開催したワークショップの概要を表 3-2 に示す。

表 3-1　開催したワークショップの概要

日程	議題
2022 年 11 月 1 日	全体計画の確認、モデル/データの確認進捗状況、項目毎の実施計画案について議論
2022 年 12 月 5 日	モデル/データの確認進捗状況、および、確認したモデル/データの結果について議論
2023 年 1 月 26 日	これまでの議論結果を踏まえた CCUS 実施計画について協議
2023 年 2 月 3 日	日尼最終報告会合に向けた最終確認

出所）JGC 作成

ワークショップにおける検討方法を図 3-6 に示す。検討は、圧入性の検討と EGR 効果の検討の 2 つのアプローチで実施した。圧入性の検討については、地質モデルおよび油層シミュレーションモデルの検討、昨年度のスタディ結果に基づく圧入性評価等により実施した。一方、EGR 効果の検討については、貯留層への EGR 適用性の評価および昨年度スタディにおけるシミュレーション結果の検討により実施した。

各内容について、プルタミナ社、バンドン工科大学との議論を経て、共通認識を得た上で、議論結果を踏まえたサブサーフェスの実施計画を策定した。

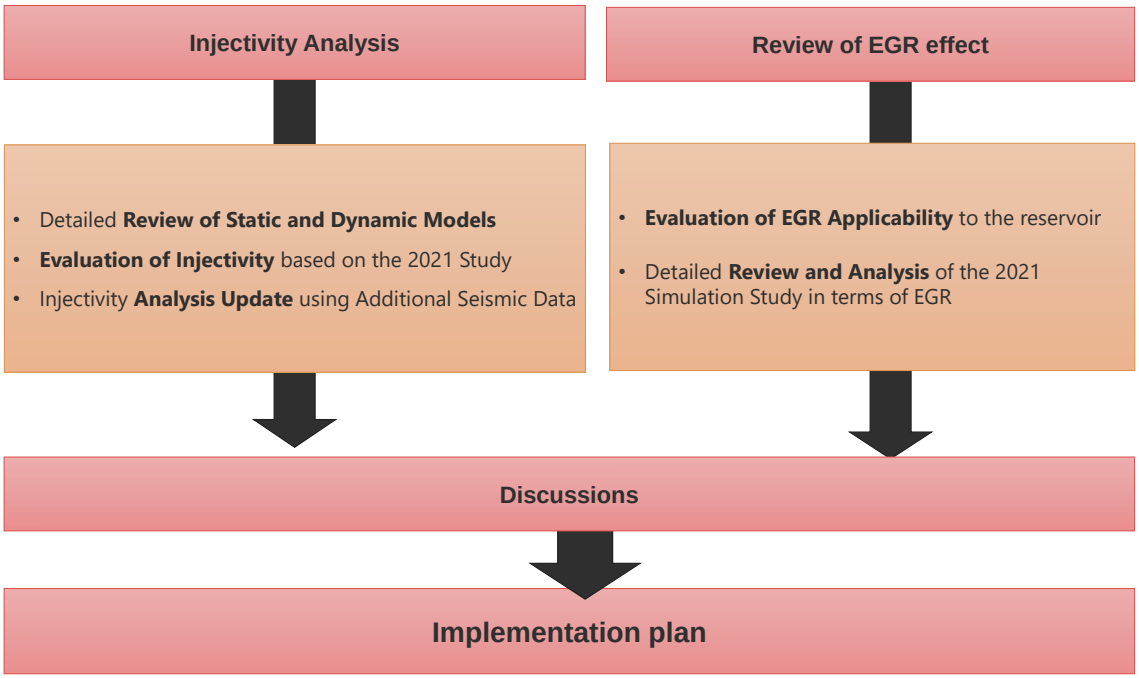


図 3-5　ワークショップにおける検討方法

出所）JGC 作成

3.2.3 検討結果

検討結果については、前述の事由により、ここでは詳述することができないが、圧入性の検討結果としては、計画されている CO_2 圧入レートは十分に達成できるという結論に至った。また、EGR 効果の検討結果としては、計画している圧入位置は CO_2 の早期ブレークスルーのリスクを低減させるのに適当な位置であること、かつ、EGR 効果が得られることが確認できた。

以上の検討結果を踏まえて、サブサーフェスの実施計画を策定した。

4. 課題と対応策の検討

第 1 章に記載の通り、過去の METI 調査において、基本的な調査が完了しているため、本調査全体が課題に対する対応策の検討したものである。本章「課題と対応策」の内容は、課題の記述も含め、第 2 章「関連政策・制度・規制」、第 3 章 「事業化計画の検討」を参照されたい。

5. 排出削減の定量化の検討

5.1 温室効果ガス排出削減方法論の検討

5.1.1 概要

METI（2020）において実施した排出削減の定量化方法との検討ならびに排出削減の試算について、レファレンス排出量を BaU（Business as Usual）排出量と同じではなく、それ以下となるように設定して保守性を担保するように、との指摘を受けている。本調査では、この指摘に対応し、後述 5.1.2 (8)に示される計測値の取扱いにおいて、CO_2 を保守的に設定して修正した。

5.1.2 対象プロジェクトに関する方法論の検討内容

(1) 対象プロジェクト

対象となるプロジェクトは、ガス生産に伴い分離回収され大気放散されていた CO_2 を、操業中及び枯渇ガス田へ圧入するプロジェクトである。また、用語は以下のとおり定義する。

表 5-1　用語の定義

用語	定義
ブレークスルー	圧入井から圧入された流体が生産井に到達する事象

出所）METI (2021)

(2) 適格性要件

対象プロジェクトの温室効果ガス削減量という観点では、CO_2 が地下に圧入された後、永続的に貯留されるかどうか、すなわち、プロジェクトの終了後も CO_2 が貯留した場所から漏洩しないことをどのように担保できるかが重要である。このため、本方法論における適格性要件としては、METI（2016）[5]を参照し、主に CO_2 が貯留層から漏洩しないための条件を設定した。貯留層からの漏洩が生じる可能性のある経路として、坑井からの漏洩、キャップロックからの漏洩、断層からの漏洩、スピルポイントからの漏洩の 4 つの経路を想定し、それぞれの経路について漏洩が生じないための技術的な条件を検討し、それらを適格性要件に反映させた。特に坑井の評価に関しては CO_2 の地下貯留の国際規格である ISO 27914[6]に準拠することとした。

[5] METI (2016) 経済産業省「メキシコ、陸上油田における CCS の可能性検討」，経済産業省 平成 27 年度地球温暖化対策技術普及等推進事業, 2016.03.

[6] ISO (2017): ISO 27914, Carbon dioxide capture, transportation and geological storage − Geological storage

表 5-2　本 JCM 方法論における適格性要件

番号	適格性要件	必要性
1	生産ガスから分離回収され、大気放散されていた CO_2 を、操業中及び枯渇ガス田へ圧入するプロジェクトを対象とする。	プロジェクトの対象を限定し、長期的な CO_2 漏洩のリスクを可能な限り排除するため。
2	圧入する CO_2 はガス田で生産された天然ガスから分離回収された CO_2 に限定される。分離回収された CO_2 は、原料としての利用や地下への圧入等が行われておらず、大気中に放散されているものとする。	プロジェクトの対象を限定し、排出削減量を確実に算定できるようにするため。
3	3D 弾性波探査や試掘等の探鉱によって、圧入地点における天然ガスの貯留が確認されている。	ガス貯留層は数百万年規模で炭化水素の生成・移動・集積の過程を経て形成されるので、ガス貯留層が存在していることは、CO_2 を安定的に貯留できる証左となる。
4	弾性波探査等に基づく地質構造解析により、キャップロックが CO_2 貯留を予定している範囲で途切れておらず、連続していることが確認されている。	ガス貯留層からキャップロック層に通じるフラクチャー（亀裂）の存在は、CO_2 の漏洩の原因となるため、フラクチャーが存在しないことを確認する必要がある。
5	ガス田及びその近傍（ガスの存在する地域及び圧入した CO_2 の広がりが貯留層シミュレーションで想定されうる地域）において、地表調査や過去の 3D 弾性波探査等に基づく地質構造解析により、活断層がないことが確認されている。	地震等による断層活動は、ガス貯留層とキャップロックを含む上層部を貫く断層を生じさせ、断層面に沿った CO_2 の漏洩を生じさせる可能性があるため、地域に活断層がないことを確認する必要がある。
6	監督官庁の有する過去の坑井掘削の情報（年、場所、坑内図、廃坑作業記録）を確認する。廃坑井がある場合は、ISO27914 に準拠した評価を行う。	廃坑処理の目的は地下からの流体の地表への漏洩を防ぐことであり、廃坑処理が行われていれば、廃坑井を通じた CO_2 の漏洩は生じない。このため、廃坑が国際基準に基づき行われていることを確認する必要がある。
7	既存の生産井は、その健全性が国際基準等と比較して妥当であることを確認したうえで、ガス生産の終了後は ISO27914 に準拠して廃坑処理を行う。	既存の生産井はガスが漏洩しないように仕上げが行われている。このため、仕上げが国際基準に基づき行われることを確認する必要がある。廃坑処理については上記 6 と同様である。
8	圧入井の設計及び閉鎖計画は、ISO27914 に	上記 7 及び 8 と同様である。

	準拠し、掘削、坑井仕上げ及び廃坑処理を行う。	
9	CO_2 の圧入量が、貯留層の地質情報から想定されるスピルポイントに CO_2 が達することのない最大圧入可能量を常に下回ることが事業計画で確認され、またプロジェクト開始後、検証時において確認される。このためのシミュレーションは、生産・圧入挙動のモニタリング結果に応じて、適宜アップデートされる。具体的には、当初の想定（圧入前のシミュレーション結果等）と異なるモニタリング結果（坑底圧力等）が得られた場合、モニタリング結果に基づいて精度を高めるために、シミュレーションのアップデートを行う。	圧入した CO_2 がスピルポイントまで広がり、そこから CO_2 が漏洩することが考えられる。 スピルポイントまで圧入した CO_2 が広がらないことを確認するため、左記の確認（圧入量とシミュレーション）をする必要がある。
10	圧入圧力をキャップロックの破壊圧力の90%以下に抑えるオペレーションであること、及び圧入 CO_2 量がガス生産量を下回ることが事業計画で確認され、またプロジェクト開始後、検証時において確認される。	キャップロックに破壊圧力以上の圧力がかかると、キャップロックにフラクチャーが生じて、CO_2 が漏洩する可能性がある。よって、CO_2 の圧入圧力を破壊圧力よりも小さくする必要がある。また、CO_2 圧入によるガス貯留層中の圧力上昇を避けるため、圧入する CO_2 量を確認する必要がある。

出所） METI (2021)

(3) 排出源及び対象ガス

区分	排出源	対象 GHG
リファレンス排出量	生産ガスから分離回収された CO_2	CO_2
プロジェクト排出量	CO_2 の輸送・圧入のためのエネルギー消費	CO_2
	CO_2 の輸送・圧入のための電力消費	CO_2
	圧入 CO_2 の移動による天然ガス生産井からのブレークスルー	CO_2

(4) リファレンス排出量の算定方法

1) 算定の根拠と前提

リファレンスのシナリオは、通常のガス生産であり、分離回収された CO_2 は大気放散される。よって、リファレンス排出量は、生産ガスから分離回収された CO_2 排出量とする。圧

入井の圧入量により算定する。

2) 算定式等

$$RE_p = CO2_{inj,p} \cdots\cdots (1)$$

パラメータ		説明・単位	手法
RE_p	=	期間 p のリファレンス排出量[t-CO_2]	式(1)より算出
$CO2_{inj,p}$	=	期間 p の CO_2 圧入量[t-CO_2/p]	(8)参照（モニタリング）

(5) プロジェクト排出量の算定方法

プロジェクト排出量は、輸送・圧入に用いたエネルギーに起因する排出量に加え、ブレークスルーが生じた場合の排出量の合計とする。ブレークスルーは、生産ガス中の CO_2 濃度を測定することにより検出し、確認された場合のみプロジェクト排出量に含める。

$$PE_p = \sum_i (FC_{i,p} \times NCV_i \times EF_i) + +EC_p \times EF_{elec} + Q_p \times \left(\Delta C_{CO2,p}\right) \times 0.00198 \cdots\cdots (2)$$

また、

$$\Delta C_{CO2,p} = \max(C_{CO2,p} - C_{CO2,EST}, 0) \cdots\cdots (3)$$

パラメータ		説明・単位	手法
PE_p	=	期間 p のプロジェクト排出量[t-CO_2]	式(2)より算出
$FC_{i,p}$	=	期間 p の CO_2 の輸送・圧入に伴う燃料 i の消費量[重量・体積等/p]	(8)参照（モニタリング）
NCV_i	=	燃料 i の低位発熱量[TJ/ton]	(7)参照（デフォルト値等）
EF_i	=	燃料 i の CO_2 排出原単位[t-CO_2/TJ]	(7)参照（デフォルト値等）
EC_p	=	期間 p の CO_2 の輸送・圧入に伴う電力消費量[MWh/p]	(8)参照（モニタリング
EF_{elec}	=	電力の CO_2 原単位[t-CO_2/MWh]	(7)参照（デフォルト値等
Q_p	=	期間 p の天然ガス生産量[Nm3]	(8)参照（モニタリング）
$\Delta C_{CO2,p}$	=	期間 p の産出天然ガスにおける CO_2 の設定濃度との差[無次元]	式(3)より算出
$C_{CO2,p}$	=	期間 p の産出天然ガスにおける CO_2 濃度の平均値[無次元]	(8)参照（モニタリング）
$C_{CO2,EST}$	=	産出天然ガスにおける設定 CO_2 濃度[無次元]	産出天然ガスにおける CO_2 濃度の年平均値について、過去 3 年間のうち最も高い値とする。
0.00198	=	標準状態での CO_2 の密度[t-CO_2/Nm3]	定数

(6) 排出削減量の算定方法

$ER_p = RE_p - PE_p$・・・・・・(4)

パラメータ		説明・単位	手法
ER_p	=	期間 p の排出削減量[ton-CO_2/p]	式(4)より算出
RE_p	=	期間 p のリファレンス排出量[ton-CO_2/p]	式(1)より算出
PE_p	=	期間 p のプロジェクト排出量[ton-CO_2/p]	式(2)より算出

(7) 主要なデフォルト値

パラメータ	説明・単位	データ出典等
EF_{gas}	0.0561 ton-CO_2/GJ	IPCC 2006 ガイドライン（Natural Gas）またはガス組成により算出
NCV_{gas}	48.0 GJ/ton	IPCC 2006 ガイドライン（Natural Gas）またはガス組成により算出
$EF_{elec,p}$	0.862 ton-CO_2/MWh	JCM Indonesia Secretariat ウェブサイト(JCM Indonesia, 2020) Jamali (Jawa-Madura-Bali)

(8) 主要なモニタリング項目

パラメータ	測定機器	備考
$CO2_{inj,p}$	期間 p における CO_2 圧入量 $CO2_{inj,p}$ ＝圧入ガス流量×CO_2 濃度[7] ・圧入ガス流量： 流量計（オリフィス流量計等） ・CO_2 濃度： ガス濃度計（光学式等）	 連続測定 連続測定
$FC_{i,p}$	燃料供給者からの請求書及び在庫変動により把握	
EC_p	電力会社からの請求書または電力計によりリアルタイムで把握	
Q_p	流量計（オリフィス流量計等）	連続測定
$C_{CO2,p}$	ガス濃度計（光学式等）	連続測定

[7] 期間 p における CO_2 圧入量 $CO2_{inj,p}$ は、圧入ガス流量×CO_2 濃度の積となる。この値を保守的な値とするため、流量と CO_2 濃度を掛け合わせた値の平均値から分散を引いた値とする。流量と CO_2 濃度の変化量を確認して、平均値を取るのに適切なインターバルを今後検討する。

5.1.3 貢献度把握の算定手法

(1) 算定の前提

本プロジェクトはグンディガス田を対象として、ガス貯留層の下部に位置する帯水部への CO_2 貯留を目的としている。また、生産ガスに含まれる CO_2 量や圧入する貯留層の貯留可能量を踏まえて、年間の CO_2 圧入量は 30 万トン、NEDO-JCM 実証後に圧入を継続した場合を含めると圧入期間は計 10 年間となることが想定されている。なお、本プロジェクトの適格性要件への合致状況は以下のとおりである。

表 5-3　適格性要件への合致状況

番号	適格性要件	本プロジェクトの状況
1	生産ガスから分離回収され、大気放散されていた CO_2 を、操業中及び枯渇ガス田へ圧入するプロジェクトを対象とする。	ガス田の生産に隋伴し、分離処理後に大気放散されていた CO_2 を操業中のガス田下部の帯水域（生産ガス層の下部の帯水域：ガス/水界面深度以下）へ圧入するプロジェクトである。
2	圧入する CO_2 はガス田で生産された天然ガスから分離回収された CO_2 に限定される。分離回収された CO_2 は、原料としての利用や地下への圧入等が行われておらず、大気中に放散されているものとする。	現状では分離回収された CO_2 は大気に放散されている。
3	3D 弾性波探査や試掘等の探鉱によって、圧入地点における天然ガスの貯留が確認されている。	過去の 3D 弾性波探査、地質評価、対象層への坑井掘削、検層結果等から天然ガスの貯留が確認されている。
4	弾性波探査等に基づく地質構造解析により、キャップロックが CO_2 貯留を予定している範囲で途切れておらず、連続していることが確認されている。	弾性波探査断面解析、地層の連続性等からキャップロック層が断層等で断裂されたりせず連続してガス層上に広がっていることが確認されている。
5	ガス田及びその近傍（ガスの存在する地域及び圧入した CO_2 の広がりが貯留層シミュレーションで想定されうる地域）において、地表調査や過去の 3D 弾性波探査等に基づく地質構造解析により、活断層がないことが確認されている。	弾性波探査断面の波形解析から活断層の有無の判断が可能であり、Gundih ガス田の場合は活断層がないことが確認されている。
6	監督官庁の有する過去の坑井掘削の情報（年、場所、坑内図、廃坑作業記録）を確認する。廃坑井がある場合は、ISO27914 に	今後実施予定。

	準拠した評価を行う。	
7	既存の生産井は、その健全性が国際基準等と比較して妥当であることを確認したうえで、ガス生産の終了後は ISO27914 に準拠して廃坑処理を行う。	今後実施予定。
8	圧入井の設計及び閉鎖計画は、ISO27914 に準拠し、掘削、坑井仕上げ及び廃坑処理を行う。	今後実施予定。
9	CO_2 の圧入量が、貯留層の地質情報から想定されるスピルポイントに CO_2 が達することのない最大圧入可能量を常に下回ることが事業計画で確認され、またプロジェクト開始後、検証時において確認される。このためのシミュレーションは、生産・圧入挙動のモニタリング結果に応じて、適宜アップデートされる。具体的には、当初の想定（圧入前のシミュレーション結果等）と異なるモニタリング結果（坑底圧力等）が得られた場合、モニタリング結果に基づいて精度を高めるために、シミュレーションのアップデートを行う。	今後実施予定。
10	圧入圧力をキャップロックの破壊圧力の 90%以下に抑えるオペレーションであること、及び圧入 CO_2 量がガス生産量を下回ることが事業計画で確認され、またプロジェクト開始後、検証時において確認される。	今後実施予定。

出所）METI (2021)

プロジェクトの設備において必要なすべての電力は、施設内に新たに設置予定の天然ガスを利用した発電機にて供給する計画であるため、燃料消費による排出量はガスのみを考慮する。設備設計により必要な電力は 4,217kW であるため、発電効率を 33%、年間の稼働日を 350 日と仮定すると、ガス発電機による年間ガス消費量は 8,051 トンである。また、同様に設備設計により脱湿プロセスにおけるリボイラーの年間ガス消費量は 176 トンである。よって、想定される合計年間ガス消費量は 8,227 トンである。また、仮にブレークスルーが発生した場合も、再度圧入される CO_2 量は考慮され、排出削減量としてダブルカウントしない方法論となっている。

(2) 算定方法

リファレンス排出量の算定には式(1)を用いる。プロジェクト排出量の算定には式(2)を用いる。排出削減量の算定には式(4)を用いる。

(3) 主要なデフォルト値

パラメータ	説明・単位	データ出典等
EF_{gas}	0.0561 ton-CO_2/GJ	IPCC 2006 ガイドライン（Natural Gas）またはガス組成により算出
NCV_{gas}	48.0 GJ/ton	IPCC 2006 ガイドライン（Natural Gas）またはガス組成により算出

(4) 主要なモニタリング項目

パラメータ	測定機器	備考
$CO2_{inj,p}$	流量計（オリフィス流量計等）	連続測定
$FC_{i,p}$	流量計（オリフィス流量計等）	連続測定
Q_p	流量計（オリフィス流量計等）	連続測定
$C_{CO2,p}$	ガス濃度計（光学式等）	連続測定

5.2 排出削減見込量の試算

上記の条件を踏まえると、リファレンス排出量、プロジェクト排出削減量、排出削減量の見込みは以下の通り試算される。

$RE_p = 300{,}000\ \text{ton/年} \times 10\ \text{年} = 3{,}000{,}000\ \text{ton}$

$PE_p = 8{,}227\ \text{ton/年} \times 48.0\ \text{GJ/ton} \times 0.0561\ \text{ton/GJ} \times 10\ \text{年} = 221{,}537\ \text{ton}$

$ER_p = 3{,}000{,}000\ \text{ton} - 221{,}537\ \text{ton} = 2{,}778{,}463\ \text{ton}$

よって、本プロジェクトにより、合計 277.8 万トンの CO_2 の排出削減量が見込まれる。

6. 相手国関係者との連携事業等

プルタミナ社とバンドン工科大学（ITB）と日本側 3 社は、月一回のワークショップの開催およびそれに関連する専門家会合を適宜開催する形で調査を進めた。調査の総括として、尼日最終報告会合を開催し、エネルギー鉱物資源省 石油ガス総局、経済産業省 地球環境対策室の出席の下、2023 年 2 月 9 日に開催した。主にサブサーフェスの不確実性検討結果を共有し、今後について確認した。表 6-1 に会合の概要を示し、表 6-2 にアジェンダを示す。

表 6-1　尼日最終会合の開催概要

会合の名称	グンディ CCUS フォローアップスタディに関する尼日最終報告会合
開催日時	2023 年 2 月 9 日（木）15:00～16:00（日本時間）
開催方式	ウェブ会議（Microsoft Teams）
目的	フォローアップスタディの実施成果および今後の方向性の共有
参加者	【インドネシア側】 ・　エネルギー鉱物資源省 石油ガス総局 ・　プルタミナ社およびそのグループ会社 ・　国立バンドン工科大学 【日本側】 ・　経済産業省 産業技術環境局 地球環境対策室 ・　事務局 株式会社 三菱総合研究所 ・　日揮グループ 　- 日揮ホールディングス株式会社 　- 日本エヌ・ユー・エス株式会社 ・　電源開発株式会社

出所） JGC 作成

表 6-2　尼日最終会合のアジェンダ

Jakarta Time	Agenda
13.00-13.05	**1. Opening Remarks** - *JGC Holdings Corporation*
13.05-13.15	**2. Opening Speeches** - *PT Pertamina (Persero)* - *Global Environmental Affairs Office, Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan* - *Directorate General of Oil and Gas, Ministry of Energy and Mineral Resources, the Republic of Indonesia*
13:15-13:45	**3. Follow-up Study on Gundih CCUS** **Summary of Gundih CCUS** - *PT Pertamina (Persero)* **Summary of Subsurface Study** - *Bandung Institute of Technology* **Results of Follow-up Study** - *JGC Group (JANUS)*
13:45-13:55	**4. Questions and Answers, and Way Forward**
13:55-14:00	**5. Closing Remarks** *Bandung Institute of Technology*

出所）JGC 作成

7. 総括

本調査は、次年度に FEED（Front-End Engineering Design）、次々年度に NEDO-JCM 実証事業に進むことを目指し、その前の準備段階として、① 尼国法制度等の確認、② CCUS プラントコスト等の精査、③ CCUS 実施における不確実性の検討を行った。

その結果、グンディ CCUS は、技術および CCS 関連の制度の観点から実現可能性を有するプロジェクトであることが示された。今後は、グンディ CCUS が実証事業として実現されることを目指し、NEDO-JCM 実証制度の枠組み（CAPEX の政府支援やクレジット取得）に関する議論、課題解決がより一層前進することを期待する。

（様式２）

二次利用未承諾リスト

尼国グンディガス田におけるCCUSのJCM 実証に向けた準備調査

委託事業名：令和4年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査及びCEFIA国内事務局等業務）

日揮ホールディングス株式会社

頁	図表番号	タイトル

Feasibility Study for
CCUS Implementation in Gundih Field under NEDO-JCM Demonstration Scheme

JGC Holdings Corporation (JGC)

1. Objectives and Organization

This study is to investigate the feasibility of capturing 300,000 tons of CO_2 annually from the central gas processing plant at the Gundih gas field in Central Java, Indonesia, transporting it through a 4 km pipeline, and injecting it into the ground under the NEDO[1]-JCM[2] demonstration scheme.

Carbon capture, utilization, and storage (CCUS) is not a viable business option in most countries, except for those with adequate support measures or a carbon tax, or where CCUS is implemented as part of the development of large oil and gas fields. Therefore, in Japan, several CCUS implementations with adequate financial supports are currently under development.

In this context, a feasibility study on Gundih CCUS was conducted through the bilateral government cooperation of Japan and Indonesia, assuming full support from Japanese government for 100% of CAPEX under the NEDO-JCM demonstration scheme. As a result of the past two-year studies of METI (2020)[3] and METI (2021)[4], the basic feasibility study has been completed.

This study was carried out in collaboration with the national oil company, Pertamina, and the national university, Bandung Institute of Technology, as preparation for conducting FEED (Front-End Engineering Design) in the next fiscal year and progressing to the NEDO-JCM demonstration project from the following year. It includes (1) confirmation of the legal and regulatory framework of CCUS in Indonesia, (2) cost analysis on CCUS plant, and (3) analysis of subsurface uncertainty.

An overview of the study results of each item covered in this study is provided below.

2. Legal and Regulatory Framework

2.1 Draft CCUS Regulation and Key Issues

The Ministry of Energy and Mineral Resources of the Republic of Indonesia has been considering new domestic legislation for CCUS and has completed a draft regulation. In February 2022, the Ministry held briefing sessions for stakeholders from both the public and private sector sectors involved in oil and gas development and CCUS to seek feedback on the draft regulation. A

[1] New Energy and Industrial Technology Development Organization

[2] Joint Crediting Mechanisms

[3] METI (2020) Ministry of Economy, Trade and Industry "Feasibility Study on CCS Demonstration in Gundih Gas Field in Indonesia", Feasibility studies for JCM (CCUS), under FY2020 study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (feasibility studies for JCM (including CCUS), work conducted by the CEFIA Japan Secretariat and work for CCUS dissemination and development support), February 2021.

[4] METI (2021) Ministry of Economy, Trade and Industry "Feasibility Study on JCM-CCUS Demonstration in Gundih Gas Field in Indonesia", Feasibility studies for JCM (CCUS), under FY2021 study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (feasibility studies for JCM (including CCUS), work conducted by the CEFIA Japan Secretariat and work for CCUS dissemination and development support), February 2022.

briefing for Japanese stakeholders was held on February 22, 2022. From the content of the presentation given at the briefing, the following are some excerpts related to Gundih CCUS.

- The CCUS plan is proposed by contractors as part of the Plan of Development (PoD) for oil and gas upstream business, and is subject to approval or rejection by SKK-MIGAS.[5]
- The costs associated with CCUS implementation are included in the operating costs in oil and gas upstream business under the PSC scheme.
- Responsibility for CCUS associated activities is transferred from the contractor to the government when the CCUS site has been properly closed or when the PSC term has expired.
- Post-injection monitoring must be conducted for 10 years after CO_2 injection activities are terminated.
- The cost of post-injection monitoring is secured by the contractor as part of operating costs.
- To promote the economic feasibility of CCUS implementation, the contractor may utilize funds from third parties, including CO_2 emission reduction certification.

The CCUS draft regulation clarifies the treatment of CCUS in the oil and gas upstream business law and is consistent with the content assumed for the past METI studies on the Gundih CCUS implementation. As a result, there are no significant issues in conducting the NEDO-JCM demonstration. Nevertheless, to ensure that everything is in order, the following points were confirmed.

- To ensure that NEDO's ownership will not pose any issues during the CCUS implementation under the NEDO-JCM demonstration scheme.
- To ensure that there is no issues with the allocation of credits among the Japanese and Indonesian governments and businesses when implementing CCUS under the NEDO-JCM demonstration scheme.
- To ensure that there is no issue with the contractor, in this case, Pertamina, being responsible for post-injection monitoring under the NEDO-JCM demonstration scheme.
- To conform that there are no significant cost-increasing factors associated with the monitoring requirements before, during, and after injection, including the methods and frequency of monitoring.

Additionally, the state of preparation for the implementation of the CCUS regulations was confirmed, and the results are described in the following section.

2.2 Confirmation of Key Issues

In early FY2022, the Ministry of Economy, Trade and Industry conducted an online meeting with the Ministry of Energy and Mineral Resources to discuss several key issues related to the Gundih CCUS, including the ownership of CCUS plants. Based on this meeting, JGC conducted an interview with SKK-MIGAS[6] to obtain their views. SKK-MIGAS is responsible for developing detailed rules and supervising activities under the rules in accordance with the CCUS regulations, and they could provide further information on the matter. During the interview with SKK-MIGAS, it was assumed that the government support of 100% CAPEX for CCUS plants, as stated in Chapter 1, was available

[5] Cooperation Contract Contractor (KKKS: Kontraktor Kontak Kerja Sama)

[6] Special Task Force for Upstream Oil and Gas Business Activities

to clarify the cost scope of the CCUS plant.

Regarding the status of preparation for the enforcement of the CCUS regulation, JGC conducted an interview with a committee member who drafted the CCUS regulation. The results of these interviews are presented below.

[Ownership of CCUS Plants]
Since CCUS is implemented as the oil and gas upstream business, the facilities will be owned by the Indonesian government, however there is a scheme where the facilities can be rented from third parties for a certain period. Therefore, the facilities are not necessarily owned by Indonesia government, and there are cases where third parties have ownership of the facilities.

[JCM Credit Allocation]
Regarding the treatment of JCM credits in the CCUS business, the Presidential Decree on the economic value of carbon and the draft CCUS regulations assume the use of third-party carbon credits.

[Responsibility for Post-injection Monitoring]
As stipulated in the draft CCUS regulations, CCS is assumed to be implemented under the oil and gas upstream business, where the contractor is responsible for conducting monitoring after injection and bearing the cost.

[Monitoring Requirements]
Monitoring before, during, and after injection is conducted in accordance with the CCUS regulations. However, the frequency and methodology of monitoring implementation for during and after injection depend on the site- specific conditions and are not stipulated in the draft CCUS regulations. These details will be discussed with SKK-MIGAS.

Based on the results of the interview with SKK-MIGAS, there were no major issues identified to proceed with Gundih CCUS under the NEDO-JCM demonstration scheme. SKK-MIGAS has expressed a willingness to discuss specific details with Pertamina and JGC after Japanese government decides on the scope of its financial support for the Gundih CCUS.

Regarding the preparation for the enforcement of the CCUS regulations, the results of the interview conducted on 10 January 2023 are as follows.

- While there have been requests for modifications on some provisions, they are not related to the current plan for Gundih CCUS.
- The confirmation was conducted with other government agencies and the final approval process is currently underway within the Ministry of Energy and Mineral Resources.

3. Technical Study on Key Issues

In Indonesia, information related to oil and gas fields is managed by the government, and its disclosure is highly restricted due to confidentiality concerns. Therefore, it should be noted that detailed information cannot be described here.

3.1 CCUS Plant Cost and EPC Schedule

3.1.1 Background

According to the rules of NEDO-JCM demonstration scheme, the total necessary budget must be determined prior to the start of the demonstration project, and no budget changes are allowed once the project has commenced. Therefore, it is essential to estimate the cost with a reasonable degree of accuracy before submitting the project proposal to NEDO. Since Gundih CCUS involves a significantly larger scaled plant, special considerations are required for the following aspects compared to energy-saving or renewable energy projects that are currently targeted by NEDO-JCM demonstration scheme.

- The Gundih CCUS project involves procuring equipment from a third country and conducting on-site construction work, rather than transporting equipment produced in Japan to the site, which makes it directly affected by fluctuations in the yen-dollar exchange rate.
- Since the Ukraine crisis, the overall cost has risen significantly. Therefore, the cost may have significantly increased since the pre-Ukraine crisis estimate.
- The results of optimization work may lead to revisions in facility/equipment specifications, which could potentially result in increased costs.

In addition, if the project is implemented with Japanese government support, it is necessary not only to determine the total CAPEX but also to determine the budget required for each fiscal year in advance. For projects such as Gundih CCUS, which require longer construction period than conventional NEDO-JCM projects, it is necessary to estimate the necessary payment schedule in accordance with the EPC schedule.

- Cost increased due to expected specification changes of the CCUS plant.
- Cost increases due to rising raw material price, and fluctuations in the dollar-yen exchange rate
- Possible cost reduction for each equipment and associated construction cost

3.1.2 Potential Cost Increases

<u>Cost Increase due to Specification Changes</u>

Bandung Institute of Technology has been conducting further subsurface study to deal with the uncertainty issues. The latest study resulted in an improved injection location that requires 20% higher wellhead pressure to archive annual injection of approximately 300,000 tons of CO_2.

Based on the results, the plant design was reconfigured to transport and supply CO_2 at the higher wellhead pressure, which requires modifications to the process, piping, civil, electrical, instrumental works, procurement, and construction of a CCUS plant.

Figure 3-1 shows main facilities in the CCUS plant.

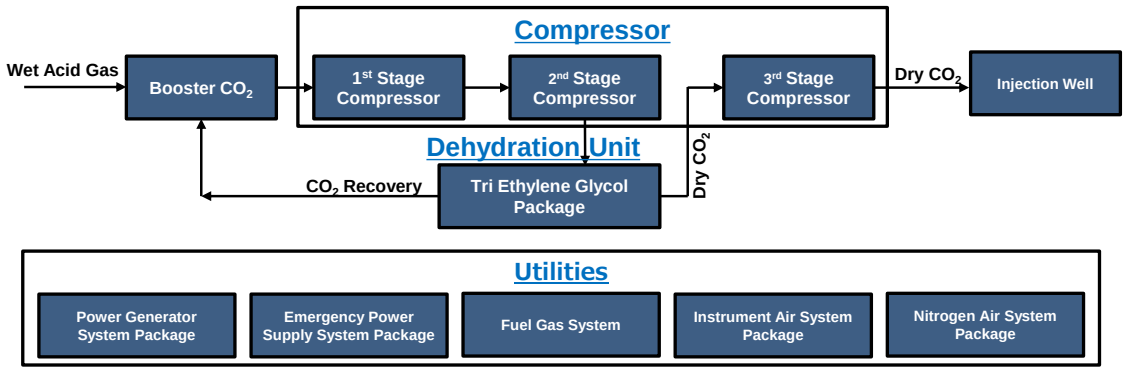


Figure 3-1 Main facilities in the CCUS plant

Source: JGC

Through process simulations, equipment/construction study, and vendor inquiries, the plant design was configured with three stage compressors, which is the same as the one in METI (2021) in terms of system configuration but differs in terms of specifications for each facility/equipment.

The new plant design increased the cost by 12.7% due to specifications changes in compressors, a dehydration unit, the utility facilities, excluding power generation systems. The pipeline cost increased by 3.8% due to material changes, while the power generation system cost increased by 22% due to an increased capacity to supply larger electricity. The cost of the CO_2 injection well increased by 17.1% due to an extension of the drilling distance based on the improved injection location and the rising raw material price. The total CAPEX of the entire CCUS plant increased by 14.8% compared to the one in METI (2021). The reasons for this cost increase are not only due to the specification changes but also the timing of vendor inquiries.

Cost Increase due to Exchange Rate

Regarding the cost impact due to the yen depreciation, it has increased by 37% compared to the average TTM rate of 2021 (109.9 JPY/USD) to the lowest yen value in 2022 (150.26 JPY/USD on October 21, 2022)[7]. Since it is almost impossible to predict the future exchange rate, the maximum yen-basis cost estimate used 150.26 JPY/USD, the lowest exchange rate that is the lowest in the past 30 years.

3.1.3 Possible Cost Reduction

Cost reduction of the CCUS plant was examined in terms both CAPEX and OPEX. It is not possible to down-spec the facilities and equipment since the system configuration has already been minimized to meet the requirements. After a thorough analysis of cost reduction possibility, it was found that the energy supply facilities have the highest potential for cost reduction. The cost reduction study on the energy supply facilities focused on the types of prime movers for power generators, the number of power generators, and the driving types of compressors. It was confirmed that the current combination of gas turbine power generators and reciprocating compressors is appropriate under the current site-specific condition.

[7] MURC (2023) Mitsubishi UFJ Research and Consulting, Forex Market Information: http://www.murc-kawasesouba.jp/fx/past_3month.php (Accessed on 17 February 2023)

The cost reduction study was conducted further on gas turbine generators, comparing the two cases of one set of a power generator with 100% power requirement and two set of a power generator with 50% requirement. The study result indicated the “one set” generator case reduces costs by 24.8% compared to the “two set” generator case, resulting in 2.1 % cost reduction to the CAPEX of the entire CCUS plant. Although reliability for power supply need to be considered in the FEED phase in response to the purpose and financial support range of the future NEDO-JCM demonstration scheme, there are no technical issues in the power supply during maintenance or emergent shutdown period since CO_2 is returned to the existing facility.

3.1.4 EPC Schedule

An EPC schedule has been developed based on the above-mentioned design of the CCUS plant. The EPC duration slightly exceeds 2 years due to the long lead items including compressors. If necessary, shortened EPC duration may be considered during the FEED phase.

3.2 Subsurface Uncertainty Analysis

3.2.1 Background

The final reporting meeting for the study of METI (2021), held on 14 February 2022, identified two points below:

- There are some uncertainties that may be commonly concerned in CCUS projects.
- Before entering the FEED phase, it is necessary to review and discuss the study results to obtain a common understanding on among the concerned parties.

Figure 3-2 shows the typical examples of the uncertainty issues that may arise during CCUS implementation. In Case (1), the injected CO_2 reaches the producer well much earlier than expected through unidentified high permeability zone, while in Case (2), CO_2 could not be injected at the expected rate due to unidentified low injectivity around the injection point. Since uncertainties and associated risks cannot be eliminated technically, it is essential for the concerned parties to reach a common understanding.

Following the successful completion of the study including METI (2021), Pertamina, Bandung Institute of Technology and JGC have held a series of workshops and discussion on injectivity risk and EGR (Enhanced Gas Recovery), as shown in Figure 3-3.

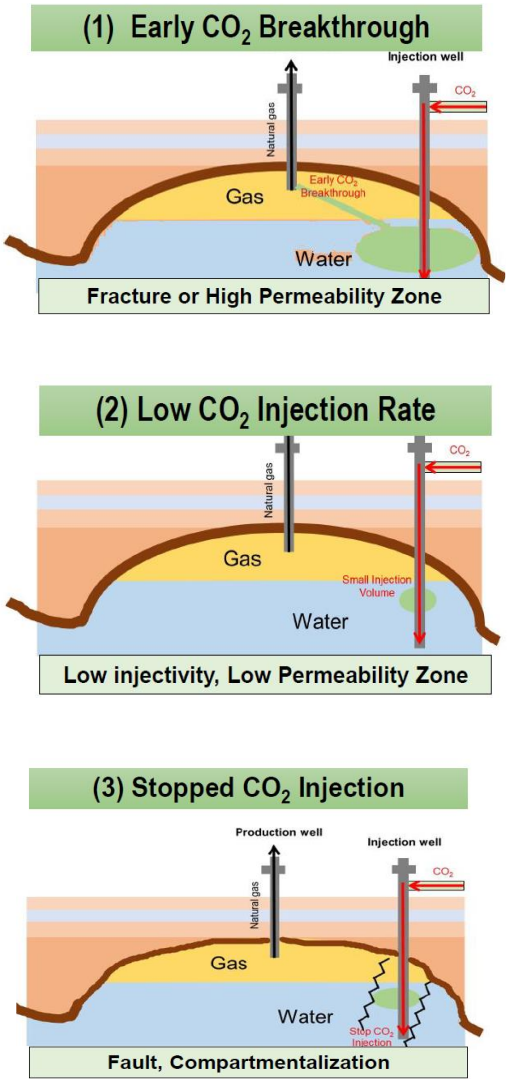


Figure 3-2 Typical Examples of Uncertainties in CCUS Implementation

Source: METI (2021)

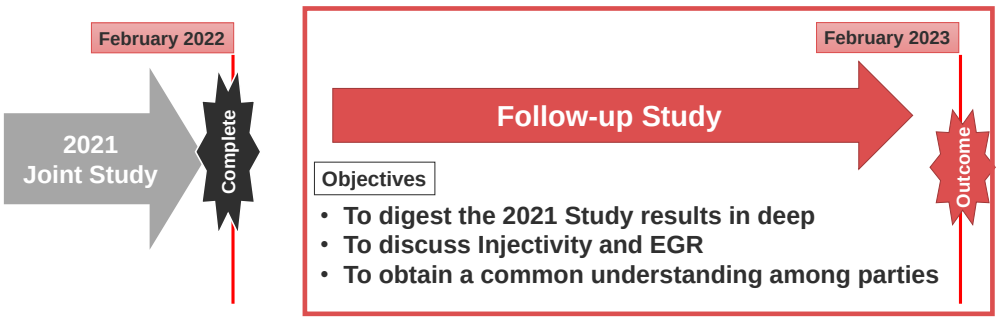


Figure 3-3 The Past Study and Objectives of the Follow-up Study

Source: JGC

3.2.2 Workshops for Injectivity and EGR Analyses

Table 3-1 shows the dates and agenda for a series of the workshops on injectivity and EGR analyses.

Table 3-1 Dates and Agenda of Workshops

Date	Agenda
1 November 2022	- Overall planning - Confirmation on model and data - Discussion on the respective study items
5 December 2022	- Confirmation of model and data - Discussion on confirmed model and data
26 January 2023	- Discussion on Draft Implementation plan
3 February 2023	- Preparation for Final Reporting Meeting

Source: JGC

The methodology employed in these workshops is illustrated in Figure 3-6, which is divided into two approaches: injectivity analysis and review of EGR effect. The injectivity analysis was conducted by reviewing static and dynamic models and evaluating the past injectivity study while the review of EGR effect based on the evaluation of EGR applicability and the review of the past EGR studies.

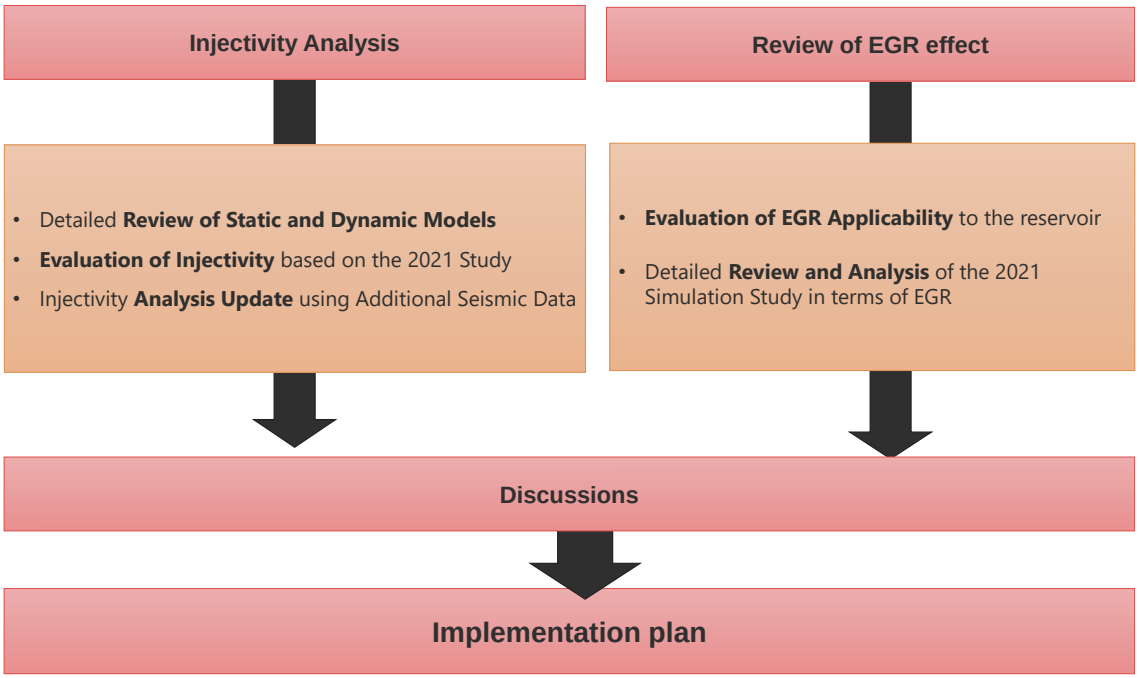


Figure 3-5 Methodology for Analysis on Injectivity and EGR

Source: JGC

3.2.3 Results

While the detailed results are not disclosed, the summary conclusions are (1) the injectivity around the injection well is sufficient to achieve the planned injection rate, and (2) the planned injection location is reasonable to delay the CO_2 breakthrough timing. Based on the analysis results The draft implementation plan for subsurface engineering was developed.

4. Issues and Solutions

This section has been omitted as the objectives of the entire study are to solve the issues identified in METI (2021), which were described in Chapters 2 and 3.

5. Quantification of GHG Emission Reductions

5.1 Methodology

5.1.1 Background

This chapter outlines the methodology used to quantify the GHG emissions reduced by the CCUS implementation. In response to an expert's instruction from NEDO, the reference emissions were set intentionally below the Business as Usual (BaU) emissions. The measured data of the injected CO_2 was rounded to below the actual values.

5.1.2 Project and Methodology

(1) Project Description

The project involves separating CO_2 from the produced gas, transport it, and inject it into a producing or depleted gas field. The separated CO_2 is currently released into the air. Technical terms used in this chapter are listed in Table 5-1.

Table 5-1 Terminology

Terms	Description
Breakthrough	an event where a gas or fluid injected through well(s) reaches a producing well

Source: METI (2021)

(2) Eligibility Criteria

The permanent storage of CO_2 underground is crucial to reducing CO_2 emissions, and it is important to ensure that there are no leaks from the ground. Based on the precedent study METI (2016)[8], the project eligibility criteria were defined to prevent CO_2 leaks from the reservoir through well, caprock, fracture, and spill point. The technical conditions to prevent CO_2 leaks through wells are based on ISO 27914 (ISO, 2017)[9].

Table 5-2 Eligibility Criteria

#	Eligibility Criteria	Remarks
1	Currently, CO_2 is separated from the produced gas in the field and released into the air. The aim of the project is to capture, transport, and inject CO_2 into a producing or depleted gas field.	This project definition is useful to limit CO_2 leak pathways as well as to minimize a long-term CO_2 leak risk.
2	The CO_2 is separated from produced gas in gas field, and currently released to the air. The CO_2 used for raw material or injection into the ground is excluded.	This project definition is useful to quantify GHG emission reduction.
3	The presence of natural gas reserve around the injection area was confirmed by 3D seismic surveys or appraisal drilling, and other methods.	Since gas reservoirs are formed through millions of years of hydrocarbon generation, migration, and accumulation, which provides evidence that CO_2 can be stored stably.
4	The presence of a continuous caprock layer over the CO_2 storage area was	Fractures developed from the gas reservoir through the caprock layer

[8] METI (2016) Ministry of Economy, Trade and Industry "Feasibility study CCS implementation in oil fields in Mexico", FY2015 Project of Technology Dissemination for Mitigating Global Warming, March 2016.

[9] ISO (2017): ISO 27914, Carbon dioxide capture, transportation and geological storage − Geological storage

	confirmed by geological structure analysis such as seismic surveys.	may cause CO_2 leakage from the reservoir. Therefore, it is important to confirm the absence of such fractures.
5	Any active faults were not found by surface surveys and 3D seismic surveys in the gas field and its vicinity areas where the spread of injected CO_2 can be assumed in the reservoir simulation.	Confirmation of the absence of active faults in the area is necessary as fault activities triggered by earthquakes can develop faults that penetrate the gas reservoir and caprock, leading to CO_2 leakage from the reservoir along the fault surface.
6	If any abandoned wells are confirmed from past drilling information owned by the supervising agency, such as drilling year, location, well logs, and records of well abandonment activities, they shall be evaluated in accordance with ISO27914.	The purpose of well abandonment is to prevent the leakage of fluids from underground to the surface along the wellbore. If well abandonment is carried out properly, CO_2 leakage through abandoned wells would not occur basically. Well abandonment should be carried out in accordance with international standards.
7	The integrity of existing producer wells shall be evaluated and found reasonable in accordance with international standards and other criteria. Once gas production has ended, the abandonment of the producer wells shall be carried out in accordance with ISO27914.	The purpose of well completion is to prevent gas leakage through the wellbore. The completion work should be carried out in accordance with international standards. Regarding well abandonment, refer to Criteria #6.
8	The well design and closure plan for injection wells shall include well completion and well abandonment plans in accordance with ISO27914.	Refer to Criteria #7 and #8.
9	The CCUS implementation plan requires that the amount of CO_2 injected does not exceed the maximum injection capacity, which is determined by geological information of the storage reservoir so that CO_2 plume will not reach the spill point. This is also confirmed at verification timing after the project starts. Reservoir simulations for this purpose are updated as necessary based on monitoring results on production and injection. If monitoring results such as bottomhole pressure significantly differ from initial assumptions, the simulation should be updated to improve accuracy based on newly	The injected CO_2 could spread to the spill point and might leak from the spill point. The reservoir simulation and the monitoring of the cumulative amount of CO_2 injected should be conducted to confirm that the CO_2 plume does not reach the spill point.

	monitored and measured data.	
10	The CCUS implementation plan requires that CO_2 injection is operated at pressure below 90% of the caprock fracturing pressure, and that the amount of injected CO_2 is less than the cumulative gas production. This is also confirmed at verification timing after the project starts.	If the caprock is subjected to pressure exceeding the fracturing pressure, fractures may be developed, and CO_2 may leak through the fractures from the reservoir. The injection pressure should be lower than the caprock fracturing pressure. The injection rate should be carefully monitored to avoid significant pressure increase in the reservoir.

Source: METI (2021)

(3) Emission Sources and GHG Type

Emissions	Emission Sources	GHG Type
Reference Emissions	CO_2 separated from the produced gas	CO_2
Project Emissions	CO_2 associated energy consumption in transport and injection	CO_2
	CO_2 associated electricity consumption in transport and injection	CO_2
	Breakthrough CO2 from producer wells	CO_2

(4) Reference Emissions

1) Calculation Basis

The reference scenario assumes that CO_2 is separated from produced gas and released into the air. Hence, the reference emissions may be calculated from the amount of CO_2 separated from the produced gas.

2) Calculation Method

$$\mathrm{RE_p} = \mathrm{CO2_{inj,p}} \quad \cdots\cdots (1)$$

Parameters	Description	Source
RE_p	Reference emissions during the period p [t-CO_2]	Calculated by Eq. (1)
$CO2_{inj,p}$	CO_2 injected during the period p [t-CO_2/p]	Refer to (8) Monitoring

(5) Project Emissions

The project emissions comprise emissions associated with energy consumption in transport and injection, and the breakthrough CO_2, if it occurs. If the breakthrough CO_2 occurs, it is detected by monitoring the percentage increase of CO_2 in the produced gas.

$$PE_p = \sum_i (FC_{i,p} \times NCV_i \times EF_i) + + EC_p \times EF_{elec} + Q_p \times (\Delta C_{CO2,p}) \times 0.00198 \quad \cdots\cdots\cdots\cdots (2)$$

or

$$\Delta C_{CO2,p} = \max(C_{CO2,p} - C_{CO2,EST}, 0) \quad \cdots\cdots\cdots\cdots (3)$$

Parameters	Description	Source
PE_p	Project emissions for the period *p* [t-CO_2]	Calculated by Eq. (2)
$FC_{i,p}$	Consumption of the fuel *i* associated with transport and injection for the period *p* [kg, m^3, etc./p]	Refer to (8) Monitoring
NCV_i	LHV of the fuel *i* [TJ/ton]	Refer to (7) Default Values
EF_i	GHG emission factor of the fuel *i* [t-CO_2/TJ]	Refer to (7) Default Values
EC_p	Electricity consumption associated with transport and injection for the period *p* [MWh/p]	Refer to (8) Monitoring
EF_{elec}	GHG emission factor of electricity [t-CO_2/MWh]	Refer to (7) Default Values
Q_p	Gas produced for the period *p* [Nm^3]	Refer to (8) Monitoring
$\Delta C_{CO2,p}$	Changes in CO_2 concentration between current and average values of the produced gas for the period *p* [-]	Calculated by Eq. (3)
$C_{CO2,p}$	Average CO_2 concentration of the produced gas for the period *p* [-]	Refer to (8) Monitoring
$C_{CO2,EST}$	Specific CO_2 concentration [-]	Maximum value among annual average CO_2 concentrations of the produced gas
0.00198	CO_2 concentration in standard condition [t-CO_2/Nm^3]	Constant

(6) Emission Reduction

$$ER_p = RE_p - PE_p \quad \cdots\cdots\cdots\cdots (4)$$

Parameters	Description	Source
ER_p	Emission reduction for the period *p* [ton-CO_2/p]	Calculated by Eq. (4)
RE_p	Reference emission for the period *p* [ton-CO_2/p]	Calculated by Eq. (1)
PE_p	Project emission for the period *p* [ton-CO_2/p]	Calculated by Eq. (2)

(7) Default Values

Parameter	Description	Source
EF_{gas}	0.0561 ton-CO_2/GJ	Emission factor of natural gas in IPCC 2006

		Guideline or calculated with gas composition
NCV_{gas}	48.0 GJ/ton	Emission factor of natural gas in IPCC 2006 Guideline or calculated with gas composition
$EF_{elec,p}$	0.862 ton-CO_2/MWh	Emission factor of Jamali (Jawa-Madura-Bali) in the website of JCM Indonesia Secretariat

(8) Monitored and Measured Values

Parameters	Monitored and Measured Values	Remarks
$CO2_{inj,p}$	CO_2 injected for the period p: $CO2_{inj,p}$ = Gas Flow x CO_2 Concentration[10] - Flow rate of gas injected: Orifice flow meter, etc. - CO_2 concentration of gas injected: Optical concentration analyzer, etc.	 Continuous measurement Continuous measurement
$FC_{i,p}$	Fuel bill or changes in fuel stock	
EC_p	Electricity bill or real-time measurement by watt-hour meter	
Q_p	Orifice flow meter, etc.	Continuous measurement
$C_{CO2,p}$	Optical concentration analyzer, etc.	Continuous measurement

5.1.3 Emissions Reduced by the Project

(1) Calculation Basis

This project aims to inject 300,000 tons of CO_2 annually into the aquifer below the gas reservoir in the Gundih gas field, which is the same amount currently released into the air. The injection period is planned for 10 years, based on current production gas predictions. The eligibility criteria and status of the project are summarized below.

Table 5-3 Eligibility Criteria and Status of the Project

#	Eligibility Criteria	Status
1	Currently, CO_2 is separated from the produced gas in the field and released into the air. The aim of the project is to capture, transport, and inject CO_2 into a producing or depleted gas field.	CO_2 is currently separated from the produced gas and released into the air. This CO_2 is captured, transported, and injected into a producing gas field.

[10] To calculate CO_2 injected for the period p "$CO2_{inj,p}$", the product of the gas flow rate and CO_2 concentration is used. To keep reference emissions below the business-as-usual (BaU) emissions, $CO2_{inj,p}$ is calculated using average value minus variation σ after averaging the flow rate times concentration at appropriate intervals. The intervals are to be optimized based on changes in gas flow rate and CO_2 concentration.

2	The CO_2 is separated from produced gas in gas field, and currently released to the air. The CO_2 used for raw material or injection into the ground is excluded.	The CO_2 is currently released into the air.
3	The presence of natural gas reserve around the injection area was confirmed by 3D seismic surveys or appraisal drilling, and other methods.	Natural gas reserve was confirmed around the injection area by the past 3D seismic surveys, geological structure analysis, well drilling, etc.
4	The presence of a continuous caprock layer over the CO_2 storage area was confirmed by geological structure analysis such as seismic surveys.	The continuous caprock over the gas reservoir was confirmed by geological structure analysis based on the past 3D seismic surveys.
5	Any active faults were not found by surface surveys and 3D seismic surveys in the gas field and its vicinity areas where the spread of injected CO_2 can be assumed in the reservoir simulation.	No active faults were found by geological structure analysis based on the past 3D seismic surveys.
6	If any abandoned wells are confirmed from past drilling information owned by the supervising agency, such as drilling year, location, well logs, and records of well abandonment activities, they shall be evaluated in accordance with ISO27914.	To be conducted
7	The integrity of existing producer wells shall be evaluated and found reasonable in accordance with international standards and other criteria. Once gas production has ended, the abandonment of the producer wells shall be carried out in accordance with ISO27914.	To be conducted
8	The well design and closure plan for injection wells shall include well completion and well abandonment plans in accordance with ISO27914.	To be conducted
9	The CCUS implementation plan requires that the amount of CO_2 injected does not exceed the maximum injection capacity, which is determined by geological information of the storage reservoir so that CO_2 plume will not reach the spill point. This is also confirmed at verification timing after the project starts. Reservoir simulations for this purpose are updated as necessary based on monitoring results on production and injection. If monitoring results such as bottomhole pressure significantly differ from initial assumptions,	To be conducted

	the simulation should be updated to improve accuracy based on newly monitored and measured data.	
10	The CCUS implementation plan requires that CO_2 injection is operated at pressure below 90% of the caprock fracturing pressure, and that the amount of injected CO_2 is less than the cumulative gas production. This is also confirmed at verification timing after the project starts.	To be conducted

Source: METI (2021)

To operate a CCUS plant, gas turbine generators will supply the necessary electricity. With a power requirement 4,217 kW, power generation efficiency 33%, and plant availability of 350 days per year, the annual fuel gas consumption of the generators is estimated to be 8,051 tons. Fuel gas is also consumed in the reboiler of a dehydration unit, with an annual gas consumption of 176 tons. The total annual fuel gas consumption is 8,227 tons. The latest reservoir simulation results indicated that the breakthrough CO_2 is negligible.

(2) Calculation Method

The reference emissions are calculated using Eq. (1) while the project emissions are calculated using Eq. (2). The mission reduction is calculated using Eq. (4).

(3) Default Values

Parameter	Description	Source
EF_{gas}	0.0561 ton-CO_2/GJ	Emission factor of natural gas in IPCC 2006 Guideline or calculated with gas composition
NCV_{gas}	48.0 GJ/ton	Emission factor of natural gas in IPCC 2006 Guideline or calculated with gas composition

(4) Monitored and Measured Values

Parameters	Monitored and Measured Values	Remarks
$CO2_{inj,p}$	- Flow rate of gas injected: Orifice flow meter, etc. - CO_2 concentration of gas injected: Gas concentration analyzer	Continuous measurement Continuous measurement
$FC_{i,p}$	Fuel bill or changes in fuel stock	
EC_p	Electricity bill or real-time measurement by watt-hour meter	
Q_p	Orifice flow meter, etc.	Continuous measurement
$C_{CO2,p}$	Optical concentration analyzer, etc.	Continuous measurement

5.2 Emission Reduction

Under the conditions above, the emission reduction during the project period was calculated as follows.

$RE_p = 300{,}000\ \text{ton/yr} \times 10\ yrs = 3{,}000{,}000\ \text{ton}$

$PE_p = 8{,}227\ \text{ton/yr} \times 48.0\ \text{GJ/ton} \times 0.0561\ \text{ton/GJ} \times 10\text{yr} = 221{,}537\ \text{ton}$

$ER_p = 3{,}000{,}000\ \text{ton} - 221{,}537\ \text{ton} = 2{,}778{,}463\ \text{ton}$

6. Bilateral Partnership

Pertamina, Bandung Institute of Technology, and JGC have been conducting investigations through monthly workshops and associated expert meetings. As a summary of the investigation, a final report meeting was held online with the attendance of the Ministry of Energy and Mineral Resources and the Ministry of Economy, Trade and Industry on 9 February 9, 2023. The meeting shared the results of the follow-up study and concluded the next steps for the Gundih CCUS. An overview and agenda of the meeting are shown in Table 6-1 and Table 6-2.

Table 6-1 Summary of Final Reporting Meeting

Title	Indonesia – Japan Final Reporting Meeting of Follow-up Study on Gundih CCUS
Date and Time	13.00-14.00 West Indonesia Time on 9 February 2023
Venue	Online Meeting by Microsoft Teams
Objective	To share the results of the follow-up study and the way forward with Indonesian government and Japanese government.
Participants	[Indonesian side] ・ Directorate General of Oil and Gas, Ministry of Energy and Mineral Resources ・ PT Pertamina (persero) and its sub-holding companies ・ Bandung Institute of Technology [Japanese side] ・ Global Environmental Affairs Office, Ministry of Economy, Trade and Industry ・ Mitsubishi Research Institute, Inc. ・ JGC Group - JGC Holdings Corporation - JAPAN NUS CO., LTD. ・ Electric Power Development Co., Ltd.

Source: JGC

Table 6-2 Agenda of Final Reporting Meeting

Jakarta Time	Agenda
13.00-13.05	**1. Opening Remarks** - *JGC Holdings Corporation*
13.05-13.15	**2. Opening Speeches** - *PT Pertamina (Persero)* - *Global Environmental Affairs Office, Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan* - *Directorate General of Oil and Gas, Ministry of Energy and Mineral Resources, the Republic of Indonesia*
13:15-13:45	**3. Follow-up Study on Gundih CCUS** **Summary of Gundih CCUS** - *PT Pertamina (Persero)* **Summary of Subsurface Study** - *Bandung Institute of Technology* **Results of Follow-up Study** - *JGC Group (JANUS)*
13:45-13:55	**4. Questions and Answers, and Way Forward**
13:55-14:00	**5. Closing Remarks** *Bandung Institute of Technology*

Source: JGC

7. Conclusion

This study was carried out in collaboration with the national oil company, Pertamina, and the national university, Bandung Institute of Technology, as preparation for conducting FEED (Front-End Engineering Design) in the next fiscal year and progressing to the NEDO-JCM demonstration project from the following year. It includes (1) confirmation of the legal and regulatory framework of CCUS in Indonesia, (2) cost analysis on CCUS plant, and (3) analysis of subsurface uncertainty.

The results of this study showed that the Gundih CCUS project is feasible from both a technical and regulatory perspective. We anticipate further progress in the discussions and resolution of issues related to NEDO-JCM demonstration framework including government support for CAPEX and JCM credit acquisition to realize the Gundih CCUS under the NEDO-JCM scheme.

Secondary use unapproved list

Feasibility Study for CCUS Implementation in Gundih Field under NEDO-JCM Demonstration Scheme

Title of the project; FY2022 study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (Feasibility Study project for the JCM and work conducted by the CEFIA Japan Secretariat etc.)

JGC Holdings Corporation

Page	Figure and table	Title

タイ国 Arthit ガス田開発・生産事業に於ける JCM CCS 実現可能性 調査事業

実施者：三井石油開発株式会社
共同実施者：三井物産株式会社

1. 目的及び実施体制等

1.1 本調査の目的

我が国は、これまで JCM 等を活用し、途上国等に於いて我が国の優れた低炭素脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での温室効果ガス排出削減を実現する等、世界全体の温室効果ガス排出削減に貢献してきている。尚、「脱炭素社会」の実現に向けた必要な技術の１つとして CO2 の回収・貯留（CCS）技術が挙げられるものの、CCS の普及展開を進めるに当たっては、関連する政策・制度、ビジネスモデル等の整備が課題となっている。

その中で、タイ国タイランド湾での Arthit ガス田開発・生産事業（Arthit 事業）に参画するモエコタイランドの親会社である三井石油開発が、同事業に於いて検討されている CCS 計画に関して JCM 実現可能性を調査したものであり、本調査は、①関連政策・制度・規制等、②事業化計画の検討、③課題と対応策の検討、④排出削減の定量化の検討、⑤相手国関係者との連携事業等、の 5 つの観点から実施した。

1.2 調査実施体制

Arthit 事業にノンオペレーターとして参画するモエコタイランドの親会社である三井石油開発が Arthit 事業 Joint Venture の協力を受けつつ本調査を実施した。尚、排出削減の定量化（方法論）の検討については、本調査の事務局である三菱総合研究所の協力を受けつつ三井石油開発及び同社の親会社である三井物産が実施した。

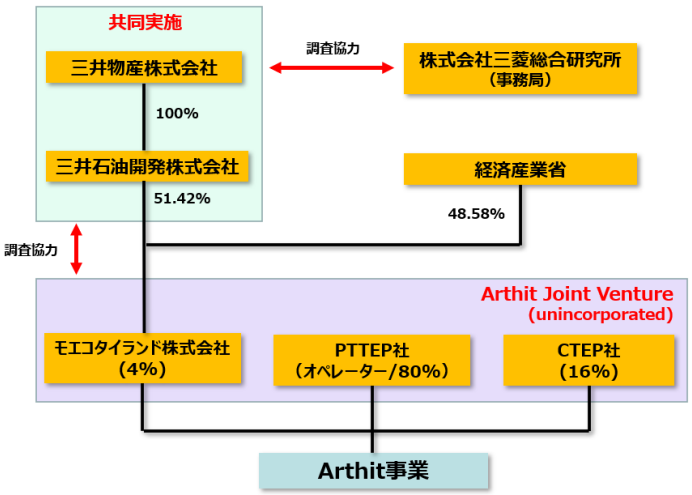


図 1-1 実施体制図

1.3 概要・経緯

タイ国タイランド湾の Block 14A/15A/16A から成る Arthit 事業では 1998 年 6 月にタイ国政府と鉱区権益付与に関する利権契約が締結され、現在、タイ国国営石油会社 PTT の上流事業子会社である PTTEP、米国系石油メジャーChevron の子会社である CTEP 及び三井石油開発の子会社であるモエコタイランドの 3 社（Unincorporated ベースの Arthit Joint Venture。オペレーターは PTTEP）で事業を推進している。

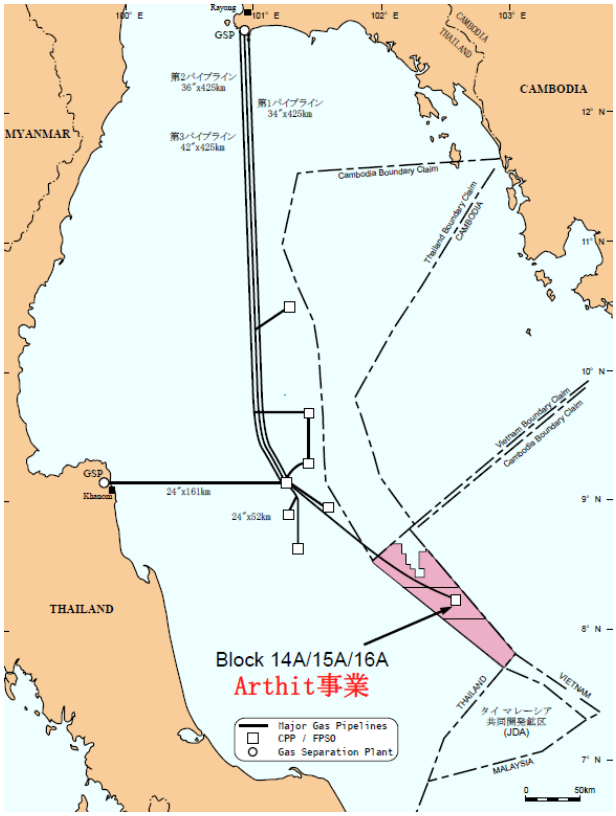


図 1-2 Arthit 事業の鉱区位置図

Arthit 事業では、1998 年の鉱区権益付与後に実施した探鉱・評価作業の結果、商業生産を実施するために十分なガス埋蔵量が発見され、2006 年 2 月から 30 年の生産期間に移行、現在の鉱区権益期限は 2036 年 2 月である。また、同事業では 2008 年 3 月の生産開始以降、生産したガスの全てを PTT、つまり全量タイ国内向けに販売しており、これまでタイ国のガス・電力需要を満たし、同国の経済発展に貢献してきた。

尚、Arthit 鉱区を含むタイランド湾のガス田の特徴として CO2 濃度の高さがあり、PTT がガスを販売・供給する発電事業者等の下流事業者の設備の仕様等を踏まえ Arthit 事業者・PTT 間のガス販売契約では一定の CO2 濃度上限値を設定しながらも、生産ガスに含まれる CO2 濃度はそれよりも高い事から Arthit 鉱区内の処理設備に於いて CO2 分離装置を使用し CO2 を一部分離しつつ、PTT にガスを販売している。尚、同工程に於いて分離した CO2 は同処理設備に於いてフレア・大気放散している。

一方、2015 年開催の COP 21[1]に於いて採択されたパリ協定では世界の平均気温上昇を産業革命以前と比べて 2℃以内に保つ事を目標に掲げられる等、各国政府・関係機関・民間企業が対応を求められる中、Arthit 事業に於いても CO2 の排出削減を目指し、現在フレア・大気放散している CO2 を同鉱区内の帯水層もしくは減退したガス層に圧入・貯留する CCS を検討しており、同計画に関して JCM 実現可能性の調査を行ったものである。

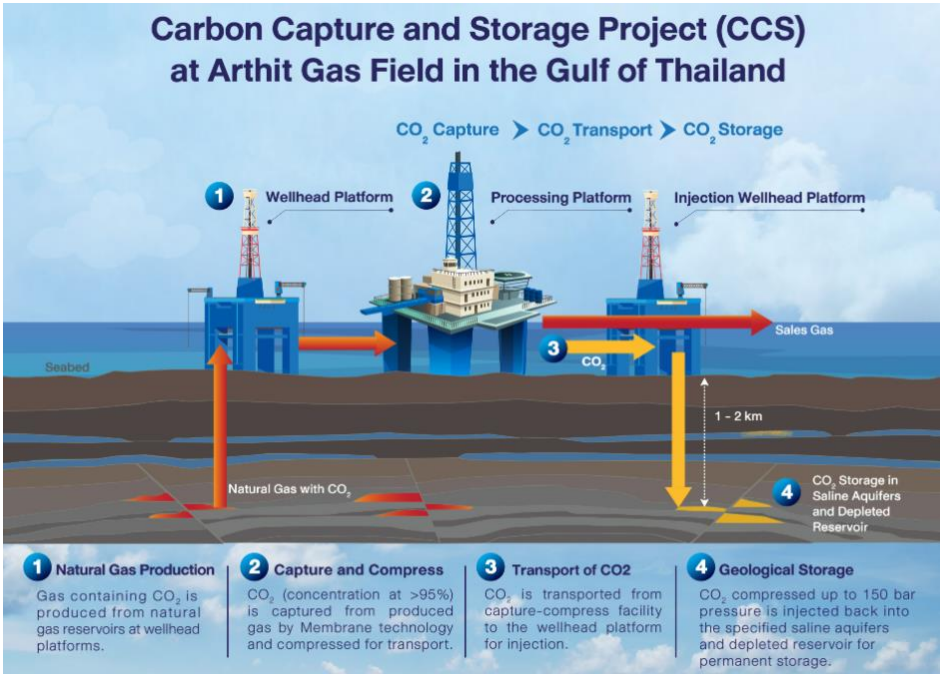


図 1-3 Arthit 事業での CCS 計画コンセプト図

出所） PTTEP ウェブサイト、https://www.pttep.com/en/Sustainabledevelopment/Carbon-Capture-And-Storage.aspx、2023 年 1 月 26 日取得

尚、Arthit 事業では 2023 年第 3 四半期の最終投資決断、2026 年の CO2 圧入・貯留開始を目標として、後述の関連法規制に関する検討・監督官庁との協議、Subsurface/Well/Surface Engineering 等の各種事業化計画の検討等を現在実施している。

[1] Conference of the Parties（国連気候変動枠組条約締約国会議）。第 21 回会議は 2015 年 11-12 月にフランスに於いて開催された。

2. 関連政策・制度・規制

2.1 タイ国政府の検討体制・状況

タイ国政府は 2021 年 11 月開催の COP 26 に於いて 2050 年の「カーボンニュートラル」、2065 年までの「ネット・ゼロ・エミッション」達成という新たな目標を公表し、その目標達成に向けてタイ国政府及び関係機関等が各種政策・取り組みを加速させている。

尚、タイ国は 1994 年に United Nations Framework Convention on Climate Change（UNFCCC）[2]を批准し、2007 年には気候変動対応を目的として首相を議長とする National Committee on Climate Change policy（NCCC）を設立した。同 Committee は天然資源環境省を事務局として関連省庁が参加し、気候変動対応関連政策の立案や各種気候変動対応のモニタリング及び評価等を担う組織であり、夫々の目的に応じて Subcommittee 及び Working Group が設立されている。2022 年 12 月時点では 7 つの Subcommittee 及び 6 つの Working Group が存在しており、この内、CCS に関する各種政策・制度・規制等に関しては、エネルギー省傘下の Department of Mineral Fuels（DMF）を含む関係各省庁の他、PTTEP・Petroleum Institute of Thailand（PTIT）[3]等が参加し、エネルギー大臣が議長を務める Subcommittee on the Mobilization of GHG Mitigation with CCUS Technology Implication が主管となり検討を進めている。

2.2 Arthit 事業及び同事業での CCS プロジェクトに関わる関連法規制

2.2.1 概要

タイ国に於ける石油・ガス田の探鉱・開発・生産事業に関しては、エネルギー省傘下の DMF が監督官庁としての役割を担っており、1971 年に発効した石油法及び各種エネルギー省令を含む関連法令に従って事業運営されている。

また、CO2 の分離（回収）・輸送・圧入・貯留を行う CCS プロジェクトに関する監督官庁は現時点では特定されていないものの、石油・ガス田の開発・生産事業の一環として行われる CCS プロジェクトに関しては、石油・ガス田の探鉱・開発・生産事業と同様に DMF が監督官庁としての役割を担う方向で検討が進められている。

尚、CCS プロジェクトの実施に際しては、一般的に、貯留サイトの選定基準、探査権、貯留権、圧入・貯留工程、サイト閉鎖、モニタリング、長期的責任等に関する法規制の整備が必要となるものの、タイ国に於いては CCS 特有の関連法規制が現時点では整備されておらず、また、優遇税制を含む投資インセンティブ及びカーボンクレジット等の整備・促進も課題となっている。

[2] 気候変動に関する国際連合枠組条約

[3] タイ国で活動する石油・ガス関連会社が参加し業界基準の検討・策定や政府に対する政策提案等を実施する非営利団体。三井石油開発も同団体に参加している。

2.2.2 監督官庁との協議状況

CCS に関しては、一般的に、石油・ガス田の開発・生産事業の一環としてその事業活動の過程で排出される CO2 を同鉱区もしくは近隣鉱区内で CCS するケースと、石油・ガス田の開発・生産事業の一環としてではなく発電所・製油所・化学プラント等から排出された CO2 を回収し、貯留に適した地点まで輸送した上で減退した油・ガス層もしくは帯水層に圧入・貯留するケース等が考えられるものの、タイ国に於いては CCS 特有の関連法規制を現在検討中の状況にて、その整備には数年単位での時間を要する見込みである。

一方、本 CCS プロジェクトは既存ガス田の開発・生産事業の一環として行われるものであることから、石油・ガス田の開発・生産事業に関する既存法令の枠組みの下で運用する方向で DMF と協議を進めており、プロジェクト推進に際する法制度の不備・不存在といった根本的な課題は現時点ではないものと考えられる。

尚、本プロジェクトを安全に遂行するべく、CCS 分野で先行する他国に於ける法規制やベストプラクティスの調査、それらに基づくテクニカルガイドラインの作成を PTIT が実施しており、その概要を次に記す。

2.2.3 PTIT に於ける各種検討

(1) 他国での法規制の事例

本項目については、気候変動に関する国際的な枠組み、海洋環境保護に関する条約、CCS 分野で先行する各国での法規制の三点から調査を実施した。

気候変動に関する国際的な枠組み及び海洋環境保護に関する条約については、UNFCCC 及び同条約に基づき開催される COP、国連海洋法条約、ロンドン条約 1996 年議定書及び北東大西洋の海洋環境保護に関する条約等の概要、経緯及び CCS 事業に関連するポイントを調査した。それらの条約の中には記載の不明瞭さ等からオフショアでの CCS 実施の障害となったものもあるものの、それらに関しても、その後の改正等を経て一定の条件を満たす場合の CCS が認められることとなった。

CCS 分野で先行する各国での法規制については、米国・カナダ・英国・ノルウェー・オーストラリア等に於ける CCS 関連法規制の整備状況等について調査を実施した。いずれの国に於いても政府（米国・カナダ・オーストラリアに於いては州及び連邦政府）当局が貯留サイト選定・探査・貯留・サイト閉鎖・モニタリング等の CCS の工程に於いて許認可権を有し、また、概して、圧入終了後もしくはサイト閉鎖後から 10 年超のモニタリング期間が設けられ、その後政府に長期的責任が移転されるのが一般的である。尚、米国に於いては、モニタリング期間が原則 50 年と長く、また飲料用の地下水源に影響が出た場合の責任は永久に事業者に残る等、留意が必要である。

(2) CCS 関連技術のベストプラクティス及び本 CCS プロジェクトに適用されるテクニカルガイドライン

本 CCS プロジェクトに適用されるテクニカルガイドラインを策定する上で、PTIT に於いて CCS 先行実施国での CCS に関連するベストプラクティスを調査した。具体的な調査項目は次頁の通り。

No.	Item
1	CO2 Capturing
2	CO2 Stream[4] Properties (1) Corrosion Impacts (2) Risk of hydrate formation (3) Pipeline flow characteristics (4) H2S, SOX and NOX (5) Heavy metal contamination of aquifers (6) Tracer substances for monitoring CO2 (7) Amines (8) Storage integrity
3	Transportation (1) Pipelines (2) Ships
4	Storage and Monitoring (1) Technology Overview (2) Key technologies for carbon storage 1) Geologic storage analysis 2) Injection and field operation technology 3) Monitoring and verification technology (3) New technology to fixate CO2

表 2-1 PTIT が調査したベストプラクティスの項目

出所）PTIT 提供資料より作成

尚、本 CCS プロジェクトに適用されるテクニカルガイドラインは本報告書作成時点に於いて検討・作成中であり、またその内容は公開されていないものの、同ガイドラインは先述のベストプラクティスや業界学術団体が提唱するスタンダード等がベースとなっている。

[4] CO2 分離・回収プロセスで回収された CO2 及びその付随物質や地下圧入後のモニタリング等を目的とした添加物のこと

3. 事業化計画の検討

Arthit 事業のオペレーターである PTTEP 主導のもと、Subsurface Engineering、Well Engineering、Surface Engineering の技術的観点から検討を実施。その検討・評価結果の概要を以下に記す。

3.1 Subsurface Engineering

この分野に於いては、CO2 圧入適地スクリーニング、CO2 貯留可能量を算定し最適な圧入計画を策定するためのシミュレーションスタディ、貯留層のインテグリティを検証するための Geomechanical Study・Geochemical Study 等を実施している。

適地スクリーニングでは、まず鉱区内に広がるガス生産層を含む全貯留層の中から CO2 圧入対象層を複数特定し、次にそれらの層にアクセスできる候補地（既設 WHP）の圧入可能容量理論値を算定し、その最も大きな圧入適地を選定した。

選定した適地での CO2 圧入対象貯留層のシミュレーションスタディでは、一般的な油ガス田と同様に地質モデル・貯留層モデルを構築し、各層の CO2 貯留可能量を計算した。更にヒストリーマッチングや予測シミュレーションを行い、最適な圧入計画（圧入井数・位置・レート等）を導出するとともに、CO2 圧入に伴う貯留層内への CO2 の拡がりや圧力挙動を確認した。

更に、シミュレーションモデルに Geomechanical モデルを組み込み、CO2 圧入後の地層の隆起や沈降、CO2 圧入後のトップシールからの CO2 のリーク、断層の再動等のリスク評価を行い、いずれのリスクも非常に低いことを確認した。加えて、Geochemical Study では、対象貯留層岩石の CO2 との接触による化学変化に伴うキャップロックのシール能力や CO2 貯留層への圧入能力への影響をラボテストやシミュレーションモデルにて評価、これらも影響が殆どないとの結果となった。

以上、ここまでの Subsurface Engineering スタディ結果を通して CO2 の地下圧入・貯留に係る重大な懸念点やリスク要素は見出されておらず、事業化に向けてこの分野に於いて順調に検討・評価が進んでいる。その一方で、プロジェクトの計画・実行にあたってのスタンダードプラクティスとして、CCS 事業で通常考慮すべき地下リスク（垂直・水平方向のリーク、不十分な貯留容量や圧入レート等）を洗い出し分析・評価した上で防止策・軽減化策を講じる必要があり、他分野と共にリスクアセスメントを実施した。

3.2 Well Engineering

この分野に於いては、まず既存坑井の CO2 圧入井への転用可否につきインテグリティ分析等リスクアセスメントを行った結果、新規掘削を CO2 圧入井のベースプランとした。

新規 CO2 圧入井のデザインに関し、ハイドレートや温度変化の影響評価のため Flow Assurance スタディを実施し、CO2 に対し防食性の高いチュービング・ケーシングやセメント等の検討を行い、仕上げに関しても、圧入対象層の深度や性質に応じた最適なデザインを採用することとしている。

また、圧入貯留層を貫く複数の廃坑井（廃坑済の探鉱井・開発井）や今後廃坑予定の生産井が存在し、圧入開始後それらに坑井を介した CO2 のリークリスクがあるため、CCS 実施前に必要な廃坑を適切に行うための手順書の検討・作成が行われ、リスク軽減化のための改修計画やモニタリング計画についても現在検討が進められている。

この分野に於いてもリスクアセスメントや MMV[5] Plan、掘削と仕上げ作業の詳細な手順書の検討・作成が行われている。

3.3 Surface Engineering

この分野に於いては、通常 Conceptual Study から Pre-FEED[6]、FEED を経て Detailed Engineering と進むものの、本プロジェクトに於いては現在 FEED Study を実施中である。

Conceptual Study では、既設の中央生産処理設備やその他の既存設備を最大限活用し投資規模を抑制する基本思想の下、CO2 分離回収技術及び開発ケースの様々な検討が行われ、CO2 分離性能を高めるような既存装置の増強を行うことで圧入ガスの CO2 純度と共に販売ガスの炭化水素純度を高める開発コンセプトが選択された。次に Pre-FEED に移る前に、選択されたコンセプトの最適化検討を行い、CO2 分離装置を二段仕様とし、第二ステージの CO2 膜分離装置から第一ステージの装置に戻すリサイクルラインを取り止めて、燃料ガスとして利用するデザインが最適との結論に至った。

続いて Pre-FEED に移り、選択された設備の設計基準（Basis of Design）を規定し、メインとなる CO2 分離装置の簡易的な設計を行い、付帯設備のコンプレッサーやユーティリティ設備の選択や検討等が行われ終了した。この Pre-FEED に於いてストッパーとなるような課題は見つからず、現在は FEED に移り実行中である。

この分野に於いても、前述の Subsurface Engineering、Well Engineering と共に一般的なリスク項目を洗い出しアセスメントを実施している。

3.4 商業性

本章でその概要を記した通り、本 CCS 計画では、Arthit 鉱区内の既存生産処理設備に於ける CO2 分離装置の増強や CO2 の分離・圧入のためのコンプレッサーの追加、新規の圧入井掘削が必要になり、EPCI 期間中に発生するこれらの費用は CAPEX として計上される。これに加えて、CCS 開始後にはコンプレッサーのメンテナンスや CO2 分離装置（除去膜）の交換が追加的・定期的に発生することとなり、それらの費用は OPEX として計上される。

尚、本 CCS は Arthit 鉱区外から CO2 を輸送し同鉱区内で圧入するものではなく、同鉱区の生産ガスに含まれる CO2 を鉱区内で回収・圧入するという言わばガス田の開発・生産事業の一環として行われるものである。すなわち、商業性を含む本 CCS 計画の実現可能性は、先述の CO2 貯留可能量等の CCS に関する要素のみならず、Arthit 鉱区に於けるガスの残存可採埋蔵量、追加開発方針及びその商業性評価に大きく左右されるため、Arthit 事業パートナー間では現在それらの複合的要素を考慮しつつ推進可否を検討している状況である。

---

[5] Measurement, Monitoring and Verification

[6] Front End Engineering Design（Conceptual/Feasibility Study の後に行われる基本設計）

尚、Arthit 事業に於ける PTT とのガス販売契約では、契約販売数量は体積（MMcf/d）ベースで定められているものの、ガス販売価格は熱量（MMbtu）ベースで定められている事から、販売ガスの体積あたりの熱量を増加させる事が収益の拡大に繋がる[7]。すなわち本 CCS 計画のビジネスモデルは、本章で述べた通り CCS の過程で販売ガスの CO2 濃度を下げ、体積あたりの熱量を増加させる事で収益増を目指すものである。また、本 CCS 計画の商業性を向上させる手段として、計画の最適化によるコストの削減に加え、ガス販売価格の引き上げ[8]や JCM の適用（CO2 クレジットの販売）による追加資金負担の軽減の可能性等を併せて検討している。

3.5 実施スケジュール

本 CCS 計画に関しては、テクニカルガイドラインを含む関連法規制の確認・整備、各種技術的検討、商業性の確認等を経て、計画推進の妥当性があると判断される場合に最終投資決断を実施し、その後 EPCI 期間を経て CO2 の圧入開始に至る。尚、今後の各種検討の結果、スケジュールが遅延もしくは最終投資決断に至らない可能性はあるものの、現時点では 2023 年第 3 四半期の最終投資決断、2026 年の CO2 圧入・貯留開始を目標としている。

[7] 但し、ガス販売契約上、販売ガスの熱量には上限値・下限値が設定されているため、熱量の増加時も同上限値以内に収める必要あり。

[8] 契約販売数量と同様、ガスの買い手である PTT との合意が必要。

4. 課題と対応策の検討

本章に於いては本 CCS 計画を推進する上で課題となり得る関連法規制、技術的リスク及び商業性の観点からその課題と対応策の検討状況を以下に記す。

4.1 関連法規制

本報告書内第 2.2 章「Arthit 事業及び同事業での CCS プロジェクトに関わる関連法規制」に於いて述べた通り、タイ国に於ける CCS 特有の関連法規制の整備には今後数年を要する見込み乍、本 CCS プロジェクトはガス田の開発・生産事業の一環として行われるものであり、ガスの生産過程で発生する随伴水の処理（地下への圧入）と同様、石油法を含む石油・ガス田の開発・生産事業に関する既存法令の枠組みの下で運用する方向で DMF と協議を進めており、プロジェクト推進に際する法制度の不備・不存在といった根本的な課題は現時点ではないものと考えられる。

一方、本プロジェクトを安全に遂行するためには、CO2 の分離・圧入・貯留等の各工程に関するテクニカルガイドラインを整備する必要があり、DMF からの要請を受けた PTIT 主導でそのドラフトが進められている。

尚、同ガイドラインは本報告書内第 2.2 章に記した通り、CCS 分野で先行する他国でのベストプラクティスや業界学術団体が提唱するスタンダード等をベースとしているため、他国の事例等と比べても事業者にとって著しく不利または厳しい規制や責任関係が課されるようなことは現時点では想定していないものの、同ガイドラインが纏まり次第、その内容を詳しく検証し、また、DMF との協議を継続しつつ、計画を推進する上での課題等が想定される場合は Arthit 事業パートナー（PTTEP・CTEP）とその対応策を鋭意検討・協議する。

4.2 技術的リスク

CCS に於ける最たる技術的なリスク・課題は CO2 のリークであり、圧入開始後、地上設備、坑井（圧入井、生産井、休止井、廃坑井等）、貯留層からのリークが想定される。

尚、CO2 リークの抑止策・リスク最小化策として、適切な圧入計画（圧入レート・累計圧入量）や設備設計（地上設備、圧入井等）、適切なモニタリングが挙げられ、現在実施中の各種技術 Study（Surface/Well/Subsurface Engineering）に於いて検討・評価が進められている。

また、圧入対象として特定した貯留層に関する圧入井の仕上げ・掘削オペレーションの問題、或いは、貯留層モデリングやシミュレーションの精度により想定通りの圧入レートまたは圧入量が達成されない可能性も想定される。それらのリスクを軽減する方策としては、前者であれば圧入テストの実施や代替圧入井の準備、後者であれば既存生産井からの坑底圧等の追加データ取得による Dynamic モデルのアップデートとシミュレーション精度向上や代替サイトへの追加圧入が考えられる。

更に、Surface Engineering に関しては、選定された CO2 分離装置が想定通りの性能を果たさないリスクも想定される。その軽減策としては、同分離装置のラボテストやフィールドテストの事前実施等が考えられるものの、本事業では CO2 分離技術ライセンサーに対して性能保証を求めることも検討している。

その他にもオペレーションに於ける各種リスク（圧入井掘削時の大量逸泥、セメンチングや仕上げの不備、坑井モニタリングツールの不良・故障等）が想定されるものの、Arthit 事業ではこれらを含めた全分野を対象としたリスクアセスメントを実施し、それぞれの影響評価や軽減策の検討を行っている。

4.3 商業性

本報告書内第 3.4.章「事業化計画の検討（商業性）」に於いて記した通り、本 CCS は Arthit 鉱区外から CO2 を輸送し同鉱区内で圧入するものではなく、同鉱区での生産ガスに含まれる CO2 を鉱区内で分離・回収・圧入するという言わばガス田の開発・生産事業の一環として行われるものであるため、本計画の商業性・実現性は CO2 貯留可能量や CCS 関連コスト、販売ガスの熱量増等の CCS に関する要素に限らず、Arthit 鉱区に於けるガスの残存可採埋蔵量、追加開発計画及びその商業性評価にも左右される。

前者の CCS に関する要素については本調査を通じて CO2 貯留可能量の精査や費用面を含む計画の最適化を実施しており、現在実施中の FEED 等を通じて更なる精緻化・最適化を目指すものの、後者については Arthit 事業パートナー間での更なる協議・合意が必要であり、引き続き本 CCS 計画実現の課題として挙げられる。

尚、CCS の実現（販売ガスの熱量増）による収益増やガス販売価格の引き上げ、JCM の適用（CO2 クレジットの販売）等はガス生産事業の商業性向上に貢献するものであり、それらの複合的要素を Arthit 事業パートナー間で検討・協議継続しつつ、最終的に本計画の推進（最終投資決断）可否を判断する。

5. 排出削減の定量化の検討

5.1 概要

本調査の共同実施者である三井物産が 2015 年に実施した調査（平成 27 年度地球温暖化対策技術普及等推進事業（メキシコ、陸上油田における CCS の可能性検討））に於いて策定した JCM 方法論をベースに、本事業の特性を反映した方法論を策定した。

尚、IPCC[9]によると、「適切なサイト選定」及び「適切な管理」下で圧入される CO2 が地下で貯留され続ける割合は 100 年から 1,000 年単位でも 99% 以上となる確度が高いとされており[10]、その評価、及び JCM では方法論の策定及びそれに基づいた排出削減量の算定は事業者が主体的に実施するという原則に鑑み、本調査では「適切なサイト選択」及び「適切な管理」下では事実上リークは生じないという前提に基づき、方法論を策定している。

項目	概要
概要	オフショアのガス生産処理設備に於ける生産ガスからの CO2 分離回収、及び枯渇ガス層・帯水層への CO2 圧入・貯留
対象サイト	タイのオフショアガス田に於ける枯渇ガス層及び帯水層
適格性要件	① オフショアのガス生産処理設備に於いて分離回収された CO2 を枯渇ガス層及び帯水層に圧入・貯留するもの。 ② 貯留サイトには公海を含まない。 ③ 貯留サイトには飲料水供給源を含まない。 ④ 三次元地震探査等により貯留サイトに断層が確認できないか、できる場合にも、坑井・震探データに基づく断層評価や生産実績に伴う地層圧力挙動変化から断層のシール性が認められる。 ⑤ 枯渇ガス層に於いては初期圧力を上回らない、帯水層ではフラクチャー圧力を上回らない或いはスピルポイントを越えないような CO2 圧入計画となっている。 ⑥ 最大圧入可能量は 3 次元コンポジショナルシミュレーションモデルを用いて算出されている。またそれを適切にアップデートするような手続きが確立されている。 ⑦ CO2 圧入量・排出量を含むプロジェクトに関わる測定値や活動実績は定期的に監督官庁に報告される。 ⑧ タイ国に於ける各種ガイドラインまたは他国に於けるベストプラクティス等に基づき貯留サイトと交差する圧入井を含む全ての坑井が、漏洩を起こさないような適切な手法で最終的に廃坑され、貯留サイトが閉鎖される計画となっている。
排出源、GHG	リファレンス排出量：CO2 圧入量（CO2）

[9] Intergovernmental Panel on Climate Change。1988 年に World Meteorological Organization 及び United Nations Environment Programme によって設立された政府間組織。

[10] IPCC (2005)「Carbon Dioxide Capture and Storage」p.14, https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_wholereport-1.pdf（最終閲覧日：2023 年 2 月 13 日）

	プロジェクト排出量：下記について計上 ・ CO2 の回収、輸送、貯留に要した化石燃料に起因する排出（CO2） ・ ガス生産時のフレアに起因する排出[11]（CO2、CH4） ・ 地上設備・坑井・地層からのリークに起因する排出（CO2, CH4） ・ 地上設備等からの放出（ベント）に起因する排出（CO2, CH4）
プロジェクトバウンダリー	CO2 回収、圧縮、輸送、圧入、貯留に関するすべての設備・機器
ベースライン	回収されずに大気中に放出される
リーケージ	無し（プロジェクトバウンダリー内の漏洩はプロジェクト排出量に含める）
漏出レベル（Seepage）	無し（適格性要件で漏出の恐れのないサイトを選定）
モニタリング方法	坑底モニタリング、地上設備・パイプライン等からの漏出検知

表 5-1　本方法論の概要

5.2 対象プロジェクトに関する方法論の検討内容

5.2.1 対象プロジェクト

2008 年 3 月の生産開始後、生産したガス全量をタイ国内向けに販売している Arthit 事業では、現行プロセスでフレア・大気放散している CO2 を同鉱区内の帯水層もしくは枯渇ガス層に圧入・貯留する CCS を検討しており、当該事業への JCM 適用を考察する。

5.2.2 適格性要件

適格性要件は JCM 方法論の中で最も重要な要素の一つである。適格性要件の適切な設定により対象プロジェクトの範囲を限定し、算出アルゴリズム及びモニタリング要件が簡略化される。よって、Arthit 事業に於ける各種技術 Study（Surface Engineering・Well Engineering・Subsurface Engineering）の中で、CO2 リークの抑止策・リスク最小化策として検討しているもの（適切な圧入計画（圧入レート・累計圧入量）や設備設計（地上設備、圧入井等）、適切なモニタリング）を参考にして適格性要件を設定した。

番号	適格性要件	設定の背景
1	オフショアのガス処理設備に於いて分離回収された CO2 を枯渇ガス層及び帯水層に圧入・貯留するもの。	・ 本事業の特性を反映したもの。

[11] CCS 実施後の定常運転時にはフレアを実施しない想定であるものの、CCS 関連設備がトラブル等で停止する場合には、販売ガスの CO2 濃度をガス販売契約で定める CO2 濃度上限値に収めるために、現在と同様に CO2 の分離後にフレアする必要が生じるため、非定常運転時を想定してプロジェクト排出量とした。

2	貯留サイトには公海を含まない。	・ 本事業の特性を反映したもの。 ・ 公海に於いて貯留が行われる場合、排出削減量が当該ホスト国に起因するかどうかに疑義が生じるため。
3	貯留サイトには飲料水供給源を含まない。	・ 本事業の特性を反映したもの。 ・ 健康影響、及び上水採取による溶存 CO2 の排出の懸念がないため。
4	三次元地震探査等により貯留サイトに断層が確認できないか、できる場合にも、坑井・震探データに基づく断層評価や生産実績に伴う地層圧力挙動変化から断層のシール性が認められる。	・ 本事業では三次元地震探査評価により貯留サイトに於いて断層の存在が確認できるものの、坑井・震探データに基づく断層評価（帯水層・枯渇ガス層）や生産実績に伴う地層圧力挙動変化（枯渇ガス層）から断層を介したリークの可能性は低いと評価されるため。 ・ また、枯渇ガス層に関しては、地質学的な期間に亘りガスを貯留できていたはずであり、少なくとも初期圧力以内に抑えられる場合、断層を介してのガスのリークはないものと想定されるため。
5	枯渇ガス層では初期圧力を上回らない、帯水層ではフラクチャー圧力上回らない或いはスピルポイントを越えないような CO2 圧入計画となっている。	・ 本事業に於ける CO2 リークの抑止策・リスク最小化策を反映したもの。
6	最大圧入可能量は 3 次元コンポジショナルシミュレーションモデルを用いて算出されている。またそれを適切にアップデートする手続きが確立されている。	・ シミュレーションにより算出した最大圧入可能量は現時点での Best Estimate であるものの、実際の圧入量や圧入レスポンスとは差異が出ることも想定されるため、適宜シミュレーションモデルの更新が必要となる。 ・ 本事業では通常のガス田生産管理と同様の方法で圧入管理を行うことを計画しており、また、そのための技術力を有している。
7	CO2 圧入量・排出量を含むプロジェクトに関わる測定値や活動実績は定期的に監督官庁に報告される。	・ 本事業に関する測定値・活動実績等の報告義務は、今後現地法令・テクニカルガイドライン等により規定される想定。

8	タイ国に於ける各種ガイドラインまたは他国に於けるベストプラクティス等に基づき貯留サイトと交差する圧入井を含む全ての坑井が、漏洩を起こさないような適切な手法で最終的に廃坑され、貯留サイトが閉鎖される計画となっている。	・ 排出源の一つとして圧入中或いは圧入終了後の坑井からのリークが考えられるため、リーク防止のためには、現地法令や各種ガイドラインに基づく貯留サイトの適切な閉鎖が必要となる。

表 5-2　本方法論の適格性要件及びその背景

5.2.3 最大圧入可能量の算出

本方法論では、シミュレーションモデルによる最大圧入可能量を算出することで、CDM 方法論のように長期間のモニタリング期間を設定しないことを前提としている[12]。尚、最大圧入可能量については、圧入が開始されデータが蓄積するに従いアップデートすべきであるため、CO2 圧入量・排出量の測定・把握、及び最大圧入可能量の継続的アップデートについて適格性要件 6・7 を設定している。

本 Arthit 事業に於ける最大圧入可能量については、本報告書内第 3.1.章「Subsurface Engineering」に於いて記した通り、適地スクリーニングにより抽出した貯留層を対象に、シミュレーションにより算出されている。今後、圧入開始までに、現在作成中の CCS テクニカルガイドラインに準じた圧入計画及びモニタリング計画を策定し、必要に応じそれらの計画に基づいて最大圧入可能量を調整する。また、圧入開始後もモニタリング実測データを基に適切な頻度でシミュレーションモデルを見直し、最大圧入可能量も更新する。

5.3 貢献度把握の算定手法

(1) 算定の前提

地理的範囲：

Arthit ガス田の開発･生産事業の一環として同鉱区内で CCS を実施するものであるため、同鉱区が対象。尚、貯留サイトは同鉱区内の 1 か所ではなくプロジェクト進捗に伴い同鉱区内の複数個所になる可能性もあり、それらを含めた地理的範囲を算定の前提とする。

時間的範囲：

圧入開始から現在の鉱区権益期限（2036 年 2 月）までとする。

(2) 算定方法

通常の方法論に於いて排出削減量は「リファレンス排出量－プロジェクト排出量」という式で算出される（CDM に於けるリーケージの概念は JCM にはなく、主要排出源はプロジ

[12] 本方法論では貯留地の条件を詳細に定めることで方法論自体に長期モニタリング期間を設定せず、タイ国の現地法令や現在作成中の CCS テクニカルガイドラインに基づき将来的に課され得る長期モニタリング等の義務により排出削減の永続性を担保することを想定している。

ェクト排出量として計上される）。また、本方法論は排出削減の永続性を担保するために、貯留層内の圧力が初期圧力やフラクチャー圧を超えて新たなフラクチャーを発生させたり、圧入した CO2 がスピルポイントを超えてリークするような事象が発生しない様、最大圧入可能量をシミュレーションし、更にプロジェクト期間に亘って適切にアップデートされることを適格性要件としている（適格性要件 6）。

リファレンス排出量は、本 CCS 事業にて地下圧入しない場合は全量排出することとなるため、全圧入量のうち CO2 分とする。一方、本プロジェクトに於いて、購入した電力や熱・スチーム生成に関する燃焼等の間接排出は存在しないため、プロジェクト排出量は事業主体によって運営・管理されている排出源からの直接排出のみをカウントする。また、非定常運転時にのみ発生する可能性のあるフレア、リーク、ベントに起因する排出は、現状 Pre-FEED 段階であり具体的なモニタリングポイントが未定であることから、今後 FEED 等を経て変更の可能性がある前提で算定方法を設定している。

排出削減量= (1) リファレンス排出量－(2) プロジェクト排出量

(1) リファレンス排出量

$RE_p = Q_{inj,p} \times C_{inj,p} \times D_{CO2}$・・・・・・(1)

パラメータ	説明・単位	手法
RE_p	期間 p のリファレンス排出量[t-CO2]	式(1)より算出
$Q_{inj,p}$	期間 p のガス圧入量[MMcf]	モニタリング
$C_{inj,p}$	期間 p の圧入ガスの CO2 濃度[%]	モニタリング
D_{CO2}	CO2 密度[t-CO2/MMcf]	デフォルト値

(2) プロジェクト排出量

$PE_p = PE_{fuel,p} + PE_{flare,p} + PE_{leak,p} + PE_{vent,p}$・・・・・・(2)

- $PE_{fuel,p} = FC_p \times NCV_{fuel} \times EF_{fuel}$・・・・・・(3)
- $PE_{flare,p} = \{\frac{FL_{flare,p}}{0.0224} \times C_{flare,C,p} \times 44 \times EFF_{flare,p} + \frac{FL_{flare,p}}{0.0224} \times C_{flare,CH4,p} \times 16 \times (1 - EFF_{flare,p}) \times GWP_{CH4}\} \times 10^{-6}$ ・・・・・・(4)
- $PE_{leak,p} = \left(\left\{\left(\frac{FL_{sep,p}}{0.0224} \times C_{sep,CO2,p} - \frac{FL_{reinj,p}}{0.0224} \times C_{reinj,CO2,p}\right) \times 44 + \left(\frac{FL_{sep,p}}{0.0224} \times C_{sep,CH4,p} - \frac{FL_{reinj,p}}{0.0224} \times C_{reinj,CH4,p}\right) \times 16 \times GWP_{CH4}\right\} \times 10^{-6}\right)$ ・・・・・・(5)
- $PE_{vent,p} = \left(\frac{V_{vent,i,p}}{0.0224} \times C_{vent,CO2,p} \times 44 + \frac{V_{vent,i,p}}{0.0224} \times C_{vent,CH4,p} \times 16 \times GWP_{CH4}\right) \times 10^{-6}$・・・・・・(6)

パラメータ	説明・単位	手法
PE_p	期間 p のプロジェクト排出量[t-CO2]	式(2)より算出
$PE_{fuel,p}$	期間 p の燃料消費による排出量[t-CO2]	式(3)より算出
FC_p	期間 p のプロジェクトによる燃料消費量[燃料による計測単位]	モニタリング
NCV_{fuel}	燃料の低位発熱量[TJ/計測単位]	デフォルト値
EF_{fuel}	期間 p の自家発電 CO2 原単位[t-CO2/TJ]	デフォルト値
$PE_{flare,p}$	期間 p のフレアによる排出量[t-CO2]	式(4)より算出
$FL_{flare,p}$	期間 p のフレアされた排出量[Nm3/p]	モニタリング
$C_{flare,C,p}$	期間 p のフレアガス内に含まれる非メタンの炭化水素濃度（燃焼後フレアされる）	モニタリング
$EFF_{flare,p}$	期間 p のフレア効率	
$C_{flare,CH4,p}$	期間 p のフレアガス内に含まれるメタンの炭化水素濃度（燃焼せずそのままフレアされる）	モニタリング
GWP_{CH4}	メタンの地球温暖化係数	デフォルト値
0.0224	換算係数[m3/mol]	
44	CO2 の分子量	
16	CH4 の分子量	
$PE_{leak,p}$	期間 p の漏出による排出量[t-CO2]	式(5)より算出
$FL_{sep,p}$	期間 p の CO2 分離装置に供給されたガスの量[Nm3/p]	モニタリング
$C_{sep,CO2,p}$	CO2 分離装置に供給されたガスの平均 CO2 含有率	モニタリング
$C_{sep,CH4,p}$	CO2 分離装置に供給されたガスの平均メタン含有率	モニタリング
$FL_{reinj,p}$	期間 p の圧入されたガスの量[Nm3/p]	モニタリング
$C_{reinj,CO2,p}$	圧入されたガスの平均 CO2 含有率	モニタリング
$C_{reinj,CH4,p}$	圧入されたガスの平均メタン含有率	モニタリング
$D_{CO2,m3}$	CO2 密度（= 0.00197ton/m3）	デフォルト値
$D_{CH4,m3}$	メタン密度（= 0.000717ton/m3）	デフォルト値
$PE_{vent,p}$	期間 p の放出による排出量[t-CO2]	式(6)より算出
$V_{vent,i,p}$	期間 p の設備 i から放出された排出量[Nm3/p]	モニタリング
$C_{vent,CO2,p}$	放出されたガスの CO2 含有率	モニタリング
$C_{vent,CH4,p}$	放出されたガスのメタン含有率	モニタリング

6. 相手国関係者との連携事業等

本章に於いては、本調査の過程で実施した Arthit 事業パートナー、PTIT 及び DMF との打ち合わせの概要を記す。

ヒアリング先	項目	内容
Arthit 事業パートナー（2022 年 6 月～2023 年 2 月計 7 回）	アジェンダ	調査項目「関連政策・制度・規制等」「事業化計画の検討」「課題と対応策の検討」に関するパートナー間会議
	主な成果	本報告書に記した各種 study 結果の共有・討議を通じた事業化計画の精緻化、課題・対応策の洗い出し・検討
	その他	本 CCS 計画を推進する上でストッパーになるような課題等は現時点で見当たらず
PTTEP との個別打ち合わせ（2023 年 1 月 30 日）	アジェンダ	本調査事業に於ける排出削減定量化（方法論）の検討状況の説明及び本プロジェクトでの JCM 適用に関する PTTEP の興味確認
	主な成果	本プロジェクトでの JCM 適用可否に関して検討継続することを PTTEP と確認
	その他	本事業の他パートナーである CTEP への JCM 適用に関する興味確認は本打ち合わせ後にメールにて実施済み（PTTEP と同様の見解）
PTIT との個別打ち合わせ（2022 年 10 月 7 日）	アジェンダ	調査項目「関連政策・制度・規制等」・「課題と対応策の検討」に関する協議
	主な成果	他国での法規制の実例等を関係者間で共有しつつ、タイに於ける CCS 実現・普及に向けたテクニカルガイドライン策定等の課題・スケジュールを確認
	その他	テクニカルガイドラインの検討等を継続し、2023 年 3 月迄に検討結果を纏める想定
DMF との個別打ち合わせ（2022 年 6 月 22 日）	アジェンダ	本調査実施に関する DMF への概要説明及び協力要請
	主な成果	本調査実施及び関連法規制の整備に関する DMF 局長の了承及び支援の取り付け
	その他	同席した在タイ日本大使館員（書記官）からも本調査の意義等を説明し、DMF 局長の了承・支援の快諾を取り付けた

7. 総括

本調査事業を受託して以降、本 Arthit 事業に参画するモエコタイランドの親会社である三井石油開発が、同事業のパートナー（PTTEP・CTEP）、三井物産及び本調査の事務局である三菱総合研究所の協力を受けつつ、実施した本調査結果を以下の通り纏める。

(1) 関連政策・制度・規制等

本 CCS プロジェクトは既存ガス田の開発・生産事業の一環として行われるものであることから、石油・ガス田の開発・生産事業に関する既存法令の枠組みの下で運用する方向で DMF と協議を進めており、プロジェクト推進に際する法制度の不備・不存在といった根本的な課題は現時点ではないものと考えられる。

尚、本プロジェクトを安全に遂行するべく、CCS 分野で先行する他国でのベストプラクティスや業界学術団体が提唱するスタンダード等に基づくテクニカルガイドラインを PTIT 主導で作成しており、同ガイドラインが纏まり次第、その内容を検証し、また、DMF との協議を継続しつつ、計画を推進する上での課題等が想定される場合は Arthit 事業パートナーとその対応策を鋭意検討・協議する。

(2) 事業化計画の検討・課題と対応策の検討

Arthit 事業のオペレーターである PTTEP 主導のもと、Subsurface/Well/Surface Engineering の技術的観点から検討を実施。本計画を推進する上でストッパーとなるような課題等は現時点では見当たらず、本調査終了後も課題の洗い出し及び対応策の検討を継続する。

尚、商業性に関しては、CO2 貯留可能量や CCS 関連コスト、販売ガスの熱量増等の CCS に関する要素に限らず、Arthit 鉱区に於けるガスの残存可採埋蔵量、追加開発計画及びその商業性評価にも左右され、後者については Arthit 事業パートナー間での更なる協議・合意が必要であり、引き続き本計画実現の課題として挙げられる。

本計画では今後テクニカルガイドラインを含む関連法規制の確認・整備、各種技術的検討、商業性の確認等を経て、計画推進の妥当性があると判断される場合に最終投資決断を実施し、その後 EPCI 期間を経て CO2 の圧入開始に至る。尚、今後の各種検討の結果、スケジュールが遅延もしくは最終投資決断に至らない可能性はあるものの、現時点では 2023 年第 3 四半期の最終投資決断、2026 年の CO2 圧入・貯留開始を目標としている。

(3) 排出削減の定量化の検討

JCM では方法論の策定及びそれに基づいた排出削減量の算定は事業者が主体的に実施するという原則に鑑み、Arthit 事業に於いてこれまで行ってきた Subsurface/Well/Surface Engineering の技術的観点からの検討結果を踏まえ本方法論を策定しているものの、今後テクニカルガイドラインを含む関連法規制の確認・整備や、現在日本政府にて検討が進められている JCM-CCUS ガイドラインに於ける追加要求事項なども勘案して方法論を最終化し、それに基づき排出削減量の定量化を行うものとする。

(4) 相手国関係者との連携事業等

本 CCS 調査を実施する上で、Arthit 事業パートナーを中心に PTIT 及び DMF とも打ち合わせ・協議を実施。いずれも本計画推進に前向きかつ協力的であり、今後も本計画実現のために協議・働きかけを継続する。

総じて、関連法規制、技術的検討、商業性の観点からは本計画を推進する上で克服困難となるような課題は現時点では見当たらず、また排出削減の定量化の検討についても同様である。今後も Arthit 事業パートナー、PTIT 及び DMF 等との検討・協議を継続しながら本計画の推進を図ると共に、その過程に於いては経済産業省に於いて検討中の民間 JCM のガイダンスを参照し、かつ我が国の貢献についても留意しつつ JCM の適用を目指す。

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：タイ国Arthitガス田開発・生産事業に於けるJCM CCS実現可能性 調査事業

委託事業名：令和4年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査及びCEFIA国内事務局等業務）

三井石油開発株式会社

頁	図表番号	タイトル
3	図1-3	Arthit事業でのCCS計画コンセプト図
6	表2-1	PTITが調査したベストプラクティスの項目

Feasibility Study for CCS Project and Realization of JCM for Arthit Gas Field in Thailand

Implementing Organization : Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.
Joint Implementer: Mitsui & Co., Ltd.

1. Purpose and Implementation Structure

1.1 Purpose of the Survey

Japan has been contributing to the reduction of greenhouse gas emissions worldwide by leveraging its Joint Crediting Mechanism (JCM) and other means to promote the utilization of its advanced low-carbon and decarbonization technologies and products in developing countries, leading to greenhouse gas emissions reductions in the world.

Achieving a decarbonized society will require a variety of technologies; one of these is Carbon Capture and Storage (CCS) technology. Japanese companies have demonstrated expertise in CCS technologies, and Japan is expected to contribute to global warming countermeasures worldwide through the adoption and deployment of CCS technologies. At the same time, promoting the spread and development of CCS will also require the introduction of relevant policies, systems, and business models.

Mitsui Oil Exploration Co., Ltd. (MOECO) is the parent company of Moeco Thailand Co., Ltd., which is participating in the Arthit gas field development and production project in the Gulf of Thailand (Arthit Project). MOECO has conducted a JCM feasibility study on the CCS plan being considered for the project.

1.2 Survey Implementation Structure

MOECO, the parent company of Moeco Thailand, which is participating in the Arthit Project as a non-operator, conducted this study in cooperation with the Arthit Project Joint Venture. The study on the quantification of emission reductions (methodology) was conducted by MOECO and its parent company, Mitsui & Co., Ltd. in cooperation with Mitsubishi Research Institute, the secretariat of this study.

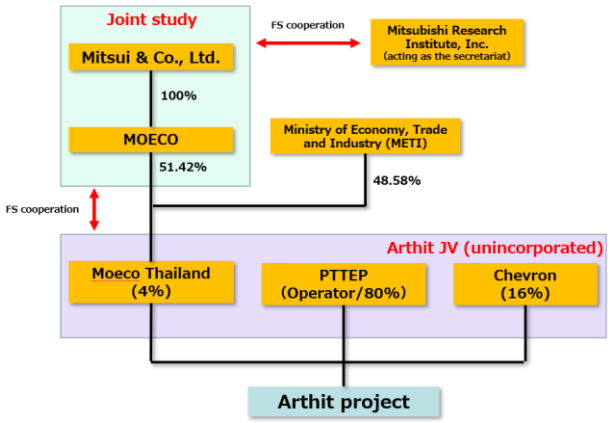


Figure 1-1 Survey Implementation Structure

1.3 Background and Overview

In June 1998, a concession agreement was signed with the Thai government for the Arthit Project, which consists of Block 14A/15A/16A in the Gulf of Thailand. The project is currently being implemented by the unincorporated Arthit Joint Venture: PTT Exploration and Production Public Company Limited (PTTEP) as the operator, an upstream subsidiary of PTT Public Company Limited (PTT), a Thai state-owned oil company; Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd. (CTEP), a subsidiary of Chevron, the U.S. oil major; and Moeco Thailand Co., Ltd.

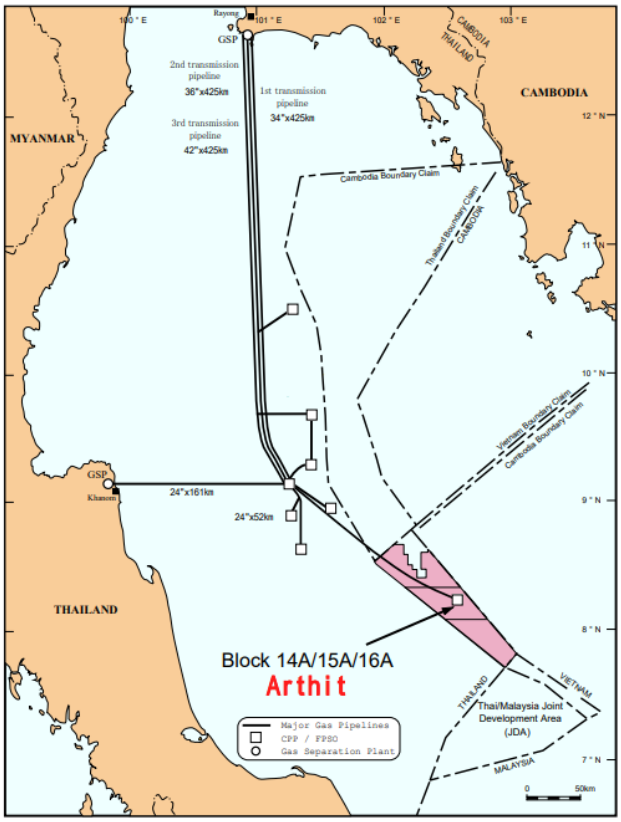


Figure 1-2 Location of Arthit project

Exploration and appraisal activities conducted for the Arthit Project after the concession grant in 1998 resulted in the discovery of sufficient gas reserves for commercial production, and the project was moved to a 30-year production period as of February 2006. Since production began in March 2008, the project has been selling all of the gas produced to PTT – that is, all gas produced by the project has been sold to the Thai domestic market, meeting the country's demand for gas and electricity and contributing to the country's economic development.

The Gulf of Thailand gas fields – including the Arthit field – are characterized by high concentrations of CO2. Although the sales contract between Arthit Joint Venture and PTT establishes a certain upper limit of CO2 concentration, which is set taking into account the specifications of downstream industries such as the power plants to which PTT sells and supplies gas, the actual CO2 concentration in the produced gas exceeds such limit. Therefore, the gas is sold to PTT after a separator at the processing facility in the Arthit field removes some of CO2. CO2 separated during this process is flared and diffused into the atmosphere at such processing facility.

Meanwhile, the Paris Agreement adopted at COP 21[1] in 2015 set the goal of keeping the global average temperature increase within 2°C of pre-industrial levels, and governments, relevant organizations and private companies are being urged to take action to achieve this goal. To reduce the amount of CO2 emitted through its operations, the Arthit Joint Venture is considering the introduction of CCS technologies, which would capture CO2 currently being flared and diffused into the atmosphere, inject and store it in the aquifer or depleted gas reservoir in the field.

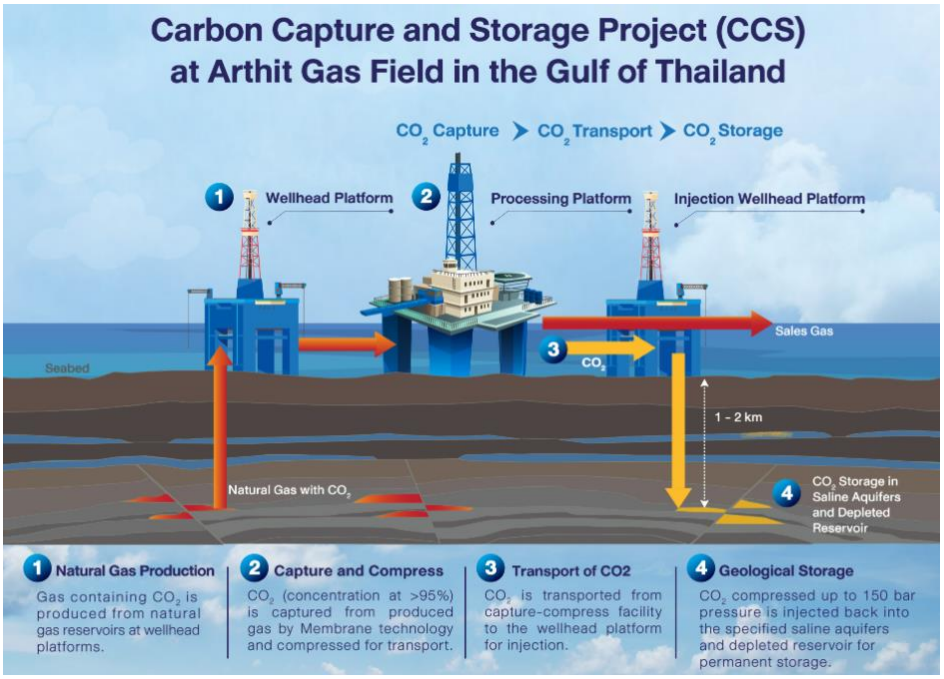


Figure 1-3 Conceptual scheme of CCS project at the Arthit project

Source) PTTEP website, https://www.pttep.com/en/Sustainabledevelopment/Carbon-Capture-And-Storage.aspx, (confirmed on January 26, 2023)

The Arthit Joint Venture is currently studying the relevant laws and regulations, holding discussions with the regulatory authority, and conducting various studies such as Subsurface, Well and Surface Engineering, with the goal of making a final investment decision in the third quarter of 2023 and starting CO2 injection in 2026.

[1] Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change. COP 21 was held in Paris, France in 2015.

2. Relevant Policies, Regimes and Regulations

2.1 Consideration in the Thai Government

At COP 26 held in November 2021, the Thai government announced new targets for reaching carbon neutrality by 2050 and net zero emissions in 2065, and the government and relevant organizations are now taking steps to hasten the introduction of policies and initiatives to achieve these targets.

As part of its commitment to addressing climate change, Thailand ratified the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) in 1994 and established the National Committee on Climate Change Policy (NCCC, chaired by the Prime Minister) in 2007. The NCCC is responsible for formulating climate change-related policies, monitoring and evaluating various actions for climate change; the Ministry of Natural Resources and Environment functions as its secretariat, and participants include all relevant government ministries and agencies. Subcommittees and working groups have been established based on their respective objectives, and as of December 2022, the NCCC had seven subcommittees and six working groups. The policies, systems, and regulations related to CCS are being studied by the Subcommittee on the Mobilization of GHG Mitigation with CCUS Technology Implication, chaired by the Minister of Energy, participants on which include the Ministry of Energy's Department of Mineral Fuels (DMF), other relevant ministries, PTTEP, and the Petroleum Institute of Thailand (PTIT)[2].

2.2 Arthit Project and Relevant Laws and Regulations Related to CCS Projects

2.2.1 Overview

The DMF, under the Ministry of Energy, is the regulatory authority for exploration, development, and production of oil and gas fields in Thailand, and oil and gas projects in Thailand are operated in accordance with relevant laws and regulations, including the Petroleum Act that came into effect in 1971 and various Ministry of Energy's ministerial regulations etc.

For CCS projects that involve CO2 separation (capture), transportation, injection and storage, the lead regulator is yet to be identified. However, if such CCS projects are implemented as parts of oil and gas field operations, the DMF can play the same regulatory role that it does for oil and gas field exploration, development and production projects. This role expectedly requires the establishment of guideline regarding the selection of storage sites, exploration rights, storage rights, injection and storage processes, site closure, monitoring and long-term responsibility and liability. It should also be noted that in Thailand, however, there are currently no laws and regulations specific to CCS, and the development and promotion of investment incentives, including preferential taxation and carbon credits, is also an issue.

[2] A non-profit organization supporting the upstream oil and gas industry as well as the downstream petroleum and petrochemical industry in Thailand. MOECO is a member of PTIT.

2.2.2 Status of Discussions with the Regulatory Authority

In general, CCS can be considered at oil and gas field development and production projects where CO2 emitted in the course of such operation is captured in the same or neighboring fields, or where CO2 emitted from power plants, refineries or chemical plants etc. is captured and transported to a suitable storage point and then injected and stored in a depleted oil or gas reservoir or aquifer. In Thailand, however, laws and regulations specific to CCS are still under consideration, and it is expected to take several years to develop and promulgate these specific laws and regulations.

On the other hand, since this CCS project is to be implemented as a part of development and production activities in the existing gas field, discussions are underway with DMF conceptually to operate the project under the framework of existing laws and regulations related to oil and gas field development and production projects. At present, there are no fundamental issues – such as inadequate or non-existent legal frameworks – that would hinder implementation of the project.

To ensure safe implementation of this project, PTIT is undertaking to survey laws, regulations, and best practices in countries in the vanguard of the CCS operation and technologies, and PTIT is preparing technical guidelines based on such survey.

2.2.3 Items Under Consideration at PTIT

(1) Laws and Regulations in Other Countries

For this item, research was conducted from three perspectives: international frameworks on climate change; conventions on marine environmental protection; and laws and regulations in countries that have taken the lead in the CCS operation and technologies.

Regarding international frameworks on climate change and conventions on marine environment protection, the survey was conducted on the background and key points relevant to the CCS project and found in the following: the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) and Conference of the Parties held in accordance with this convention (COP); the United Nations Convention on the Law of the Sea (UNCLOS); the 1996 Protocol to the Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter (London Protocol); and the Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic (OSPAR Convention). Ambiguity in some of these treaties became an obstacle for implementation of CCS at offshore fields, however, subsequent revisions now permit CCS under certain conditions.

Regarding information about laws and regulations in countries in the vanguard of CCS operation and technologies, the survey was conducted on the status of CCS-related laws and regulations in the United States, Canada, the United Kingdom, Norway, and Australia, among others. In all countries surveyed, government authorities (state and/or federal authorities in the U.S., Canada, and Australia) have licensing authority for the CCS process, including site selection, exploration, storage, site closure, and monitoring. Furthermore, the monitoring period after completion of injection or site closure is typically more than 10 years, after which long-term responsibility is usually transferred to the government. It should be noted, however, that the monitoring period in the U.S., in principle, can be as long as 50 years, and that responsibility for any impact on underground sources of drinking water remains with the operator in perpetuity.

(2) Best Practice for CCS-Related Technologies and Technical Guidelines Relevant to this Project

During the process of developing the technical guidelines for this CCS project, PTIT conducted a survey of CCS best practice in countries that had implemented CCS prior to commencement of this project. Specific survey items are listed in the table below.

No.	Item
1	CO2 Capturing
2	CO2 Stream[3] Properties (1) Corrosion Impacts (2) Risk of hydrate formation (3) Pipeline flow characteristics (4) H2S, SOX and NOX (5) Heavy metal contamination of aquifers (6) Tracer substances for monitoring CO2 (7) Amines (8) Storage integrity
3	Transportation (1) Pipelines (2) Ships
4	Storage and Monitoring (1) Technology Overview (2) Key technologies for carbon storage 1) Geologic storage analysis 2) Injection and field operation technology 3) Monitoring and verification technology (3) New technology to fixate CO2

Table 2-1 Items of CCS best practice surveyed by PTIT

Source) PTIT presentation material

Although the technical guidelines applicable to this CCS project were still under development and review when this report was being prepared, and their contents have yet to be made public, they are based on the aforementioned best practices and standards advocated by industry and academic organizations.

[3] CO2 that has been captured from an emission source (e.g., power plants), plus incidental associated substances derived from the source materials and the capture process, and any substances added to the stream to enable or improve the injection process.

3. Consideration of Commercialization Plan

Under the leadership of PTTEP, operator of the Arthit Project, a study was conducted from the technical perspectives, such as Subsurface Engineering, Well Engineering and Surface Engineering. A summary of the study shall be as below.

3.1 Subsurface Engineering

In this field, we conducted site screening for CO2 injection, simulation studies to calculate the amount of CO2 that can be stored and develop an optimal injection plan, and Geomechanical Study and Geochemical Study to verify the integrity of the reservoirs.

Regarding the screening of suitable injection sites, the first step was to identify potential CO2 injection target reservoirs from among all reservoirs (including gas reservoirs) in the field. The next step was to calculate the theoretical injection capacity of candidate sites (existing WHPs) that have access to these reservoirs. Finally, the site with the largest injection capacity was selected.

In the simulation study of reservoirs, similarly to typical oil and gas development and production projects, a geological model and a reservoir model were constructed, and the amount of CO2 storage potential in each reservoir was calculated. In addition, history matching and predictive simulation were conducted to derive the optimal injection plan (number of injection wells, location, rate etc.) and to confirm CO2 spreading and pressure behavior in the reservoir as the result of CO2 injection.

A Geomechanical Model was incorporated into the simulation model to evaluate the risk of uplift and subsidence of the formation following CO2 injection, leakage of CO2 from the top seal after CO2 injection, and fault re-motion; all risks were confirmed to be very low. In addition, a Geochemical Study was conducted through laboratory tests and simulation models to evaluate the effects of chemical changes in the target reservoir rock resulting from contact with CO2 on caprock sealability and injection capability and found that these negative effects were very little.

As described above, to date no significant concerns or risk factors relating to underground injection and storage of CO2 have been identified through the results of the Subsurface Engineering study, and the study and evaluation are progressing smoothly toward commercialization. Nevertheless, as a standard practice in project planning and execution, preventive and mitigatory measures need to be considered for any and all subsurface risks related to CCS project (e.g., vertical and horizontal leaks, insufficient storage capacity and injection rates) through its identification, analysis and evaluation. These risk assessments were conducted in conjunction with other areas.

3.2 Well Engineering

In this area of study, integrity analysis and other risk assessments were conducted to determine if the existing wells could be converted to CO2 injection wells, and as a result, drilling new CO2 injection wells was selected as the base plan.

In assessing the design of new CO2 injection wells, a flow assurance study was conducted to evaluate the effects of hydrate and temperature changes. Also, material selection, such as tubing, casing and cement which have high corrosion resistance to CO2, and most suitable well design depending on depth and character of reservoirs were considered and adopted.

In addition, there are several abandoned wells (abandoned exploration wells and development wells) and production wells scheduled to be decommissioned in the future that penetrate the injection reservoir. Since there is a risk of CO2 leakage through these wells after starting injection of CO2, a procedural manual for the proper plug and abandonment of wells before CCS implementation is being studied and prepared, and workover and monitoring plans to reduce risk are also currently being studied.

Risk assessments, MMV[4] Plans, and detailed procedures for drilling and completion activities are being reviewed and developed also in this area.

3.3 Surface Engineering

In this field, studies typically proceed from Conceptual Study to Pre-FEED[5], FEED, and then to Detailed Engineering. This project is currently at the FEED study stage.

In the Conceptual Study, various studies of CO2 separation and capture technologies and development cases were conducted based on the basic philosophy of maximizing utilization of the existing central production processing facility and other existing facilities to save the investment costs, and finally, the development concept, increasing purity of hydrocarbon in the sales gas as well as purity of CO2 in the injected gas by upgrading the existing facility to enhance CO2 separation performance, was selected. Next, before moving on to Pre-FEED, optimization of the selected concept was conducted, leading to the conclusion that the best design would be to have a two-stage CO2 separation unit, with shutting off the recycling line from the second stage CO2 membrane separator back to the first stage CO2 membrane separator and utilizing such recovered hydrocarbon as fuel gas at the central production processing facility.

The project then moved on to Pre-FEED, where the Basis of Design for the selected facility was defined, a simplified design of the main CO2 separator was developed, and the selection and study of associated facilities, such as compressors and utility equipment, was completed. The Pre-FEED did not identify any fundamental barriers to implementation, and the project is currently in FEED phase.

In this area also, similar to Subsurface Engineering and Well Engineering as described in the previous chapter, general risk assessment has been conducted.

3.4 Commercial Viability

As outlined in this chapter, this CCS project will require upgrade of the CO2 separator and the addition of compressors for CO2 separation and injection at the existing production processing facility in the Arthit field, and the drilling of new injection wells, and these costs incurred during the EPCI period will be recorded as Capital Expenditure (CAPEX). In addition to this, additional and periodical compressor maintenance and replacement of CO2 membranes will be required after starting injection of CO2, and these costs will be recorded as Operating Expenditure (OPEX).

[4] Measurement, Monitoring and Verification

[5] Front End Engineering Design

This CCS project is not intended to transport CO2 from outside the Arthit field for injection into the Arthit field, but to recover and inject CO2 contained in the gas produced from the Arthit field, as part of the gas field development and production project. In other words, the feasibility of this CCS project, including its commercial viability, depends not only on the aforementioned CCS factors such as CO2 storage capacity, but also on the amount of remaining gas reserves in the Arthit field, additional development plans and evaluation of such commerciality. The Arthit Joint Venture is currently considering whether to proceed with this project, taking these miscellaneous factors into account.

In the gas sales contract with PTT for the Arthit project, the contracted sales volume is on volume (MMcf/d) basis, but the sales price is on heating value (MMbtu) basis, so increasing the heating value per volume of sales gas will lead to increasing revenues[6]. In other words, the business model of this CCS project, as described in this chapter, aims to increase revenue by reducing the CO2 concentration of sales gas through CCS process and increasing the heating value per volume of sales gas. Moreover, as a means of improving the commercial viability of this CCS project, in addition to cost reductions through optimization of the project, consideration is also being given to the possibility of raising the gas sales price (which needs an agreement with PTT) and reducing the additional financial burden through the application of JCM (sale of carbon credits).

3.5 Implementation Schedule

After confirming relevant laws and regulations including technical guidelines, conducting various technical studies and verifying commercial viability, a final investment decision on this CCS plan will be made if the plan is deemed appropriate to proceed. Although there is a possibility that the schedule may be delayed or a final investment decision may not be made as a result of various future studies, the current target is for a final investment decision in the third quarter of 2023 and starting CO2 injection and storage in 2026.

[6] However, the gas sales contract sets upper and lower limits of the heating value and it needs to be within such agreed range.

4. Consideration of Challenges and Countermeasures

In this chapter, we describe the challenges that may arise in implementing this CCS project from the perspective of relevant laws and regulations, technical risks, and commercial viability, as well as countermeasures for these challenges.

4.1 Relevant Laws and Regulations

As described in chapter 2.2 "Arthit Project and Relevant Laws and Regulations Related to CCS Projects" in this report, it is expected to take several years to develop and promulgate relevant laws and regulations specific to CCS in Thailand. However, this CCS project will be conducted as a part of the gas field development and production project, and similar to the treatment of produced water during the gas production process (underground injection), discussions are underway with DMF conceptually to operate under the framework of existing laws and regulations related to oil and gas field development and production projects, including the Petroleum Act, and it is estimated that there are no fundamental issues at present, such as inadequacy or absence of legal systems when implementing this CCS project.

On the other hand, in order to safely execute this project, it is necessary to develop technical guidelines for each process of CO2 separation, injection, and storage, etc. At the request of DMF, PTIT is currently drafting these guidelines.

As described in chapter 2.2 of this report, the guidelines are based on the best practices of other countries that have taken the lead in the CCS operation and technologies and the standards proposed by industry academic etc. Therefore, it is not expected at present that such guidelines will impose significantly less favorable or severe regulations or liability on Arthit Joint Venture compared to cases in other countries. However, we will review the guidelines in detail once finalized, and if there are any issues that need to be addressed, we will continue discussions with the DMF and among Arthit Joint Venture (PTTEP and CTEP) to find the best way to address them.

4.2 Technical Risks

The most important technical risk in CCS operation is CO2 leakage from surface facilities, wells (injection wells, production wells, suspended wells, abandoned wells etc.) and reservoirs after starting CO2 injection. The following measures are assumed to be taken to prevent and minimize CO2 leakage: appropriate injection planning (injection rate and volume), facility design (surface facilities, injection wells etc.), and appropriate monitoring. Each study is currently underway in the Surface Engineering, Well Engineering, and Subsurface Engineering as briefly summarized in this report.

It is also possible that the injection rate or injection capacity may not be achieved as expected due to problems with the drilling and completion activities of the injection well or the accuracy of reservoir modeling and simulation for the identified reservoirs to be injected. Countermeasures to mitigate such risks include, in the former case, conducting an injection test prior to full-scale injection and preparing an alternative injection well, and in the latter case, updating the dynamic model and improving the accuracy of simulation by acquiring additional data such as bottom hole pressure from existing production wells, or by injection at an alternative site.

In addition, as for Surface Engineering, there could be a risk that the CO2 separators will not perform as expected. While laboratory tests and field tests of the CO2 separator can be conducted in advance as mitigation measures, the Arthit Joint Venture is also considering requesting a performance guarantee to the licenser of CO2 separation technology.

Other risks include various operational ones (e.g., large volume of lost circulation during injection well drilling, inadequate cementing and completion and failure of well monitoring tools, etc.), and the Arthit Joint Venture is conducting risk assessments covering all technical aspects, including these, to evaluate each impact and to study mitigation measures.

4.3 Commercial Viability

As described in chapter 3.4 "Commercial Viability" in this report, this CCS project is not intended to transport CO2 from outside the Arthit field and inject it into the field, but to separate, capture, and inject CO2 contained in the gas produced from the field, which is a part of the gas field development and production project. Therefore, the commercial viability and feasibility of this CCS project will depend not only on CCS-related factors such as CO2 storage capacity, CCS-related costs, and the increase in the heating value of sales gas, but also on the remaining recoverable gas reserves in the Arthit field, additional development plans, and evaluation of such commerciality.

Optimization of the former CCS-related factors has been conducted through this study, including verification of CO2 storage capacity and costs, and further refinement and optimization are being sought through the FEED and other studies currently being implemented. The latter, however, requires further discussion and consensus among Arthit Joint Venture and remains an issue to be addressed in the realization of this CCS project.

The realization of CCS (increase in the heating value of sales gas), raising the gas sales prices and the application of JCM (sale of carbon credits) will contribute to improving the commerciality of the gas production business itself. The Arthit Joint Venture will continue to review and discuss these miscellaneous factors and make a final decision on whether or not to proceed with the project (final investment decision).

5. Quantification of Emission Reductions

5.1 Summary

The methodology was developed based on the JCM methodology developed for a study conducted in 2015 by Mitsui & Co., the co-implementer of this study (FY 2015 Global Warming Mitigation Technology Promotion Project (Feasibility Study on CCS in Onshore Oil Fields, Mexico)), and reflected the characteristics of this project.

According to IPCC[7], the fraction of CO2 retained in "appropriately selected and managed" geological reservoirs is likely to exceed 99% over 100 years or even over 1,000 years[8]. In light of this assessment and the principle that the project owner is responsible for developing the methodology and calculating emission reductions based on the methodology in the JCM, this study is based on the assumption that virtually no leakage will occur under "appropriate site selection" and "appropriate management".

Item	Remark
Summary	CO2 capture from produced gas at the offshore processing facility and CO2 injection and storage in depleted gas reservoirs and aquifers
Storage Site	Depleted gas reservoirs and aquifers in offshore gas fields in Thailand
Eligibility Criteria	① CO2 capture at the offshore processing facility shall be injected and stored in depleted gas reservoirs and aquifers. ② The storage site does not include the open sea. ③ The storage site does not include a potable water supply source. ④ Faults cannot be confirmed at the storage site by 3D seismic survey etc., or in case faults can be confirmed, evaluation of faults based on well and seismic data and changes in reservoir pressure based on actual production prove low possibility of fault leakages. ⑤ CO2 injection plan is such that the reservoir pressure doesn't exceed the initial pressure in depleted gas reservoirs, and that, in aquifers, it doesn't exceed the fracture pressure or doesn't go beyond the spill point. ⑥ Estimated storage capacity is calculated by 3D compositional reservoir simulation model which shall be updated regularly. ⑦ Activity records including volume of CO2 injected and emitted shall be reported to the regulatory authorities on a regular basis. ⑧ Based on relevant technical guideline in Thailand and/or best practice for CCS-related technologies in other countries, all wells including CO2 injection wells that penetrate storage reservoirs shall eventually be plugged and abandoned, and the storage site shall be closed in an appropriate manner so as not to cause leakage.
Emission Sources,	Reference emissions: Total volume of CO2 injected (CO2) Project emissions: as below (next page)

[7] Intergovernmental Panel on Climate Change, an intergovernmental organization established in 1988 by the World Meteorological Organization and the United Nations Environment Programme.

[8] IPCC (2005) "Carbon Dioxide Capture and Storage," p. 14, https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_Wholereport-1.pdf (confirmed on February 13, 2023)

GHG	・ Emissions from energy consumption for CO2 capture, transport and injection (CO2) ・ Emissions from flaring during gas production[9] (CO2, CH4) ・ Emissions from leaks from surface facilities, wells and subsurface (CO2, CH4) ・ Emissions from venting from surface facilities (CO2, CH4)
Project Boundary	All facilities and equipment for CO2 capture, compression, transport, injection, and storage
Baseline	Emitted into the atmosphere without being recovered
Leakage	None (leakage in the project boundary shall be included in the project emissions)
Leakage Level (Seepage)	None (site selection with no risk of leakage as per eligibility criteria)
Monitoring Method	Monitoring at bottom hole and detection of leaks from surface facilities and pipelines etc.

Table 5-1 Summary of the methodology applicable for this project

5.2 Consideration of Methodology

5.2.1 Project

The Arthit project, which has been selling all of produced gas to the Thai domestic market since it started production in March 2008, is looking into potential CCS which injects and stores CO2, currently being flared and emitted into the atmosphere, in aquifers and depleted gas reservoirs in the field, and the application of JCM to this project is being considered.

5.2.2 Eligibility Criteria

Eligibility criteria is one of the most important elements of the JCM methodology. Proper establishment of eligibility criteria limits the scope of the project and simplifies the calculation algorithm and monitoring requirements. Therefore, the eligibility criteria were established with reference to those considered in the various technical studies (surface, well and subsurface engineering) as measures to deter and minimize the risk of CO2 leakage: appropriate injection plan (injection rate and volume), design of facilities (surface facilities and injection wells etc.) and appropriate monitoring.

Number	Eligibility criteria	Remark
1	CO2 capture at the offshore processing facility shall be injected and stored in depleted gas reservoirs and aquifers.	・ Reflected the characteristics of this project.
2	The storage site does not include the open	・ Reflected the characteristics of this

[9] Although it is assumed that flaring doesn't occur after CCS is implemented, if CCS related facilities are shut down due to trouble or other reasons, flaring will be necessary, as currently being done, in order to keep the CO2 concentration in the range of acceptable gas spec stipulated in the gas sales contract.

	sea.	project. ・ If storage occurs on the open sea, it is doubtful whether the emission reductions surely belong to such host country.
3	The storage site does not include a potable water supply source.	・ Reflects the characteristics of this project. ・ There are no concerns about health effects or dissolved CO2 emissions from water sampling.
4	Faults cannot be confirmed at the storage site by 3D seismic survey etc., or in case faults can be confirmed, evaluation of faults based on well and seismic data and changes in reservoir pressure based on actual production prove low possibility of fault leakages.	・ Although faults can be confirmed at the storage site by 3D seismic survey, possibility of leakage through faults is estimated to be low based on evaluation of faults at aquifers and depleted gas reservoirs based on well and seismic data and changes in formation pressure at depleted gas reservoirs based on actual production. ・ Depleted gas reservoirs should have been able to store gas for a geologic period of time, and there should be no gas leakage through faults if the reservoir pressure doesn't exceed the initial pressure.
5	CO2 injection plan is such that the reservoir pressure doesn't exceed the initial pressure in depleted gas reservoirs, and that, in aquifers, it doesn't exceed the fracture pressure or doesn't go beyond the spill point.	・ Reflected measures to deter and minimize the risk of CO2 leakage in the project.
6	Estimated storage capacity is calculated by 3D compositional reservoir simulation model which shall be updated regularly.	・ Although the estimated storage capacity calculated by the reservoir simulation is on the best estimate basis at present, the actual injection volume and reservoir response could be deviated from the initial estimation, so the simulation model needs to be regularly updated as necessary. ・ The project owner plans to manage injection in a manner similar to conventional gas field management and has technical capabilities to do so.

7	Activity records including volume of CO2 injected and emitted shall be reported to the regulatory authorities on a regular basis.	・ Reporting obligation related to activity records including volume of CO2 injected and emitted is expected to be stipulated in the future local laws, regulations or technical guidelines etc.
8	Based on relevant technical guideline in Thailand and/or best practice for CCS-related technologies in other countries, all wells including CO2 injection wells that penetrate storage reservoirs shall eventually be plugged and abandoned, and the storage site shall be closed in an appropriate manner so as not to cause leakage.	・ One potential source of emissions is leakage through the wells during or after CO2 injection. To prevent leaks, the storage site must be properly closed in accordance with local laws, regulations or guidelines etc.

Table 5-2 Eligibility criteria for the methodology applicable for this project

5.2.3 Calculation of Estimated Storage Capacity

In this methodology, the estimated storage capacity is calculated by the simulation models, and it is assumed that a long-term monitoring period is not set as in the CDM methodology[10]. The estimated storage capacity should be updated as injection is started and data is accumulated. Therefore, eligibility criteria No. 6 and 7 are set for measuring and monitoring CO2 injected and emitted, and for continuous update of the storage capacity.

The estimated storage capacity for this Arthit project has been calculated by simulation for reservoirs selected through screening of suitable injection sites, as described in chapter 3.1 "Subsurface Engineering," in this report. Before starting injection, an adequate injection plan and monitoring plan shall be developed in accordance with CCS technical guidelines currently being developed, and if necessary, the estimated storage capacity shall be adjusted based on these plans.

5.3. Calculation Method of Reference Emissions and Project Emissions

(1) Assumptions

Geographic Scope:
In the Arthit gas field since this CCS project is to be implemented as part of the gas field development and production project. Geographical scope shall include potential multiple storage sites in the Arthit field.

Temporal Scope:
From the start of injection until the expiration of the current concession period (February 2036).

[10] This methodology itself does not set a long-term monitoring period by specifying detailed conditions of reservoirs, and it is assumed that perpetuality of emission reductions shall be ensured through long-term monitoring that may be imposed in the future based on local laws, regulations or CCS technical guidelines that are currently being developed.

(2) Calculation Method

In typical methodologies, emission reductions are calculated by the formula "reference emissions - project emissions" (the concept of leakage in the CDM doesn't exist in the JCM, and major emission sources are counted as project emissions). In addition, in order to ensure the perpetuality of emission reductions, this methodology simulates the estimated storage capacity to prevent the reservoir pressure from exceeding the initial pressure or fracture pressure, causing new fractures, or causing the injected CO2 to leak beyond the spill point, and further ensures that the estimated storage capacity shall be appropriately updated over the project period (eligibility criteria No. 6).

Reference emissions are the total volume of CO2 injected since the entire amount will be emitted if such injection is not performed in this CCS project. On the other hand, since there is no indirect emission such as purchased electricity or combustion related to heat and steam generation in this project, only direct emissions from sources operated and managed by the project owner are counted as project emissions. In addition, since the project is currently in Pre-FEED phase and specific monitoring points have not yet been determined, the calculation method for emissions from flares, leaks and vents, which may occur only during non-steady situation, is based on the assumption that they may be changed in the future through FEED etc.

Emission Reductions = (1) Reference Emissions - (2) Project Emissions

(1) Reference emissions

$$RE_p = Q_{inj,p} \times C_{inj,p} \times D_{CO2} \cdots\cdots (1)$$

Parameter	Description/Unit	Technique
RE_p	Reference emissions in period p [t-CO2]	As above
$Q_{inj,p}$	Injected gas volume in period p [MMcf]	Monitoring
$C_{inj,p}$	CO2 concentration in injected gas in period p [%]	Monitoring
D_{CO2}	Density of CO2 [t-CO2/MMcf]	Default value

(2) Project Emissions

$$PE_p = PE_{fuel,p} + PE_{flare,p} + PE_{leak,p} + PE_{vent,p} \cdots\cdots (2)$$

- $PE_{fuel,p} = FC_p \times NCV_{fuel} \times EF_{fuel} \cdots\cdots (3)$
- $PE_{flare,p} = \{\frac{FL_{flare,p}}{0.0224} \times C_{flare,C,p} \times 44 \times EFF_{flare,p} + \frac{FL_{flare,p}}{0.0224} \times C_{flare,CH4,p} \times 16 \times (1 - EFF_{flare,p}) \times GWP_{CH4}\} \times 10^{-6} \cdots\cdots (4)$
- $PE_{leak,p} = \left(\left\{\left(\frac{FL_{sep,p}}{0.0224} \times C_{sep,CO2,p} - \frac{FL_{reinj,p}}{0.0224} \times C_{reinj,CO2,p}\right) \times 44 + \left(\frac{FL_{sep,p}}{0.0224} \times C_{sep,CH4,p} - \frac{FL_{reinj,p}}{0.0224} \times C_{reinj,CH4,p}\right) \times 16 \times GWP_{CH4}\right\} \times 10^{-6}\right) \cdots\cdots (5)$
- $PE_{vent,p} = \left(\frac{V_{vent,i,p}}{0.0224} \times C_{vent,CO2,p} \times 44 + \frac{V_{vent,i,p}}{0.0224} \times C_{vent,CH4,p} \times 16 \times GWP_{CH4}\right) \times 10^{-6} \cdots\cdots (6)$

Parameter	Description/Unit	Technique
PE_p	Project emissions in period *p* [t-CO2]	As aforementioned
$PE_{fuel,p}$	Emission from fuel combustion in period *p* [t-CO2]	As aforementioned
FC_p	Fuel combustion volume in period *p* [measurement unit by fuel]	Monitoring
NCV_{fuel}	Low heating value [TJ/measurement unit]	Default value
EF_{fuel}	CO2 intensity at in-house power generation in period *p* [t-CO2/TJ]	Default value
$PE_{flare,p}$	Emission from flare in period *p* [t-CO2]	As aforementioned
$FL_{flare,p}$	Flared volume in period *p* [Nm3/p]	Monitoring
$C_{flare,C,p}$	Hydrocarbon (excluding Methane) concentration in flared gas in period *p* [to be combusted and diffused into air]	Monitoring
$EFF_{flare,p}$	Flare efficiency in period *p*	
$C_{flare,CH4,p}$	Methane concentration in flared gas in period *p* [to be diffused into air without combustion]	Monitoring
GWP_{CH4}	Global warming potential of Methane	Default value
0.0224	Conversion factor [m3/mol]	
44	Molecular weight of CO2	
16	Molecular weight of CH4	
$PE_{leak,p}$	Emission from leak in period *p* [t-CO2]	As aforementioned
$FL_{sep,p}$	Volume of gas sent to CO2 separation unit in period p [Nm3/p]	Monitoring
$C_{sep,CO2,p}$	Average CO2 concentration in gas sent to CO2 separation unit	Monitoring
$C_{sep,CH4,p}$	Average Methane concentration in gas sent to CO2 separation unit	Monitoring
$FL_{reinj,p}$	Volume of gas injected in period *p* [Nm3/p]	Monitoring
$C_{reinj,CO2,p}$	Average CO2 concentration in injected gas	Monitoring
$C_{reinj,CH4,p}$	Average Methane concentration in injected gas	Monitoring
$D_{CO2,m3}$	Density of CO2 （= 0.00197ton/m3）	Default value
$D_{CH4,m3}$	Density of Methane （= 0.000717ton/m3）	Default value
$PE_{vent,p}$	Emission from venting in period *p* [t-CO2]	As aforementioned
$V_{vent,i,p}$	Emission from facility *i* in period *p* [Nm3/p]	Monitoring
$C_{vent,CO2,p}$	Average CO2 concentration in vented gas	Monitoring
$C_{vent,CH4,p}$	Average Methane concentration in vented gas	Monitoring

6. Engagement with Foreign Partners etc.

This chapter provides a summary of meetings among Arthit Joint Venture and with PTIT and DMF that were held in the course of this study.

Partner	Item	Content
Arthit Joint Venture (7 meetings between June 2022 and February 2023)	Agenda	Partner meetings to discuss topics "Relevant Policies, Regimes and Regulations", "Commercial viability" and "Consideration of Challenges and Countermeasures" in this study
	Main outcome	Elaboration of the commercialization plan, identification and discussion of challenges and countermeasures through sharing and discussion of the results of various studies described in this report
	Other remark	At present, there is no issue that would hinder implementation of this CCS project.
Individual meeting with PTTEP (January 30, 2023)	Agenda	Explanation of the study of emission reduction quantification (methodology) and confirmation of PTTEP's interest in the application of JCM in this CCS project
	Main outcome	Confirmed with PTTEP to continue our study of the applicability of JCM to this CCS project.
	Other remark	Confirmation of interest in applying JCM to CTEP, the other partner in the Arthit project, has been done by e-mail after this meeting (same reply as PTTEP).
Individual meeting with PTIT (October 7, 2022)	Agenda	Partner meeting to discuss topics "Relevant Policies, Regimes and Regulations" and "Consideration of Challenges and Countermeasures" in this study
	Main outcome	Confirmation of challenges and schedule for preparation of technical guidelines for the realization of CCS in Thailand, while sharing actual examples of laws and regulations in other countries.
	Other remark	Continue preparation of technical guidelines and it is expected to be finalized in March 2023.
Individual meeting with DMF (June 22, 2022)	Agenda	Briefing and request for cooperation from DMF regarding the implementation of this study
	Main outcome	Confirmed the support of the Director General of DMF for the implementation of this study and the development of relevant laws and regulations
	Other remark	The purpose of the study was explained to DMF by the secretary of the Japanese Embassy in Thailand, and similarly, the support of the Director General of DMF was confirmed.

7. Summary

The following is the summary of the study conducted by MOECO, with the cooperation of the Arthit Joint Venture (PTTEP and CTEP), Mitsui & Co., the parent company of MOECO, and Mitsubishi Research Institute, the secretariat of this study.

(1) Relevant Policies, Regimes and Regulations

Since this CCS project will be conducted as a part of the development and production of existing gas fields, discussions are underway with DMF conceptually to operate the project under the framework of existing laws and regulations related to oil and gas field development and production projects. At present, it is estimated that there are no fundamental issues such as inadequacy or non-existence of legal systems when implementing the project.

To ensure the safe implementation of this project, PTIT is preparing technical guidelines based on the best practices of other countries that have taken the lead in the CCS operation and technologies and standards proposed by industry academic societies etc. As soon as these guidelines are finalized, the content will be reviewed. In addition, while continuing discussions with DMF, if any issues are raised in implementing the project, we will diligently review and discuss measures to address them with Arthit Joint Venture.

(2) Commercial Viability, Challenges and Countermeasures

Under the leadership of PTTEP, the operator of the Arthit project, studies have been conducted from the technical aspects such as subsurface, well and surface engineering. No fundamental barriers to the project have been identified at this point, and the identification of challenges and countermeasures to deal with them will be continued after the completion of this study.

The commercial viability of the project will depend not only on CCS-related factors such as CO2 storage capacity, CCS-related costs, and the increase in the heating value of sales gas, but also on the remaining recoverable gas reserves in the Arthit field, additional development plans, and evaluation of such commerciality. Not only the former but also the latter require further discussion and consensus among Arthit Joint Venture and remain an issue to be addressed in the realization of this CCS project.

This CCS project requires further confirmation of relevant laws and regulations including technical guidelines, various technical studies and confirmation of its commercial viability, and if the plan is judged to be reasonable, a final investment decision will be made. Although there is a possibility that the schedule may be delayed or a final investment decision may not be made as a result of various future studies, the current target is for a final investment decision in the third quarter of 2023 and starting CO2 injection and storage in 2026.

(3) Quantification of Emission Reductions

This methodology has been developed referring to the results of the technical studies including subsurface, well and surface engineering that have been conducted by the Arthit Joint Venture and based on the principle that the project owner is responsible for developing the methodology and calculating emission reductions based on the methodology in the JCM. However, the methodology shall be finalized and emission reductions shall be quantified, taking into account the development of

relevant local laws and regulations, including CCS technical guidelines, and additional requirements in the JCM-CCUS guideline that is currently being developed by the Japanese government.

(4) Engagement with Foreign Partners etc.

In conducting this study, meetings and discussions were held with Arthit Joint Venture, PTIT and DMF. All of them have been positive and cooperative in implementing this project. We will continue to discuss and work with them to realize this project.

As a whole, there is no issue at present that would be difficult to overcome in implementing this project in terms of relevant laws and regulations, technical aspects and commercial viability, and the same applies to the consideration of quantification of emission reductions, but we will continue to study and discuss with Arthit Joint Venture, PTIT, DMF and others to implement this project and to apply JCM by referring to the relevant JCM guideline which is being prepared by Japanese Ministry of Economy, Trade and Industry and by noting contribution of Japan.

Secondary use unapproved list

Title of report; Feasibility Study for CCS Project and Realization of JCM for Arthit Gas Field in Thailand

Title of the project; FY2022 study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (Feasibility Study project for the JCM and work conducted by the CEFIA Japan Secretariat etc.)

Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.

Page	Figure and table	Title
3	Figure 1-3	Conceptual scheme of CCS project at the Arthit project
6	Table 2-1	Items of CCS best practice surveyed by PTIT

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：令和４年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査及びCEFIA国内事務局等業務）報告書

委託事業名：令和４年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査及びCEFIA国内事務局等業務）

受注事業者名：株式会社三菱総合研究所

頁	図表番号	タイトル
2-6～2-7		図、写真
2-10～2-11		図
2-15～2-16		図、写真
2-19～2-20		図、写真
2-24～2-25		図
2-29～2-30		図
2-33～2-34		図、写真
3-6～3-7		図、写真
3-10～3-11		図
3-14～3-15		図、写真
3-38	図3-4	史上初となるCO2の商業的越境輸送ルート
3-39	図3-5	Northern Lights のCO2輸送船のイメージ図
3-42	図3-6	低炭素ガラスORAE
3-51	表3-23	プラスチックに関する原単位算出例（1）
3-52	表3-24	プラスチックに関する原単位算出例（2）
3-57	表3-27	石炭火力発電におけるコスト試算のプラント規格とCO2回収量元データ
3-58	表3-28	石炭火力発電におけるコスト試算のプラントコスト及びランニングコストの元データ
3-59	表3-29	NGCCにおけるコスト試算のプラント規格とCO2回収量元データ
3-60	表3-30	NGCCにおけるコスト試算のプラントコスト及びランニングコストの元データ
3-61	表3-31	セメント工場におけるコスト試算の元データ
3-62	表3-32	製鉄工場におけるコスト試算のプラントコスト元データ
3-63	表3-33	製鉄工場におけるコスト試算のランニングコスト元データ
3-64	表3-34	製鉄工場におけるコスト試算のCO2回収量元データ
3-65	表3-35	製油所におけるコスト試算のプラントコスト及びランニングコスト元データ
3-65	表3-36	製油所におけるコスト試算のCO2回収量元データ
3-67	図3-9	ZEP（2011）の分析におけるシナリオ別での1tCO2あたりのコスト
3-71	図3-14	H&C型CCSのCase1およびCase2の設定
3-71	図3-15	case1の各施設およびH&C型CCS実施時のパイプラインの詳細
3-73	図3-16	case2の各施設およびH&C型CCS実施時のパイプラインの詳細
4-13	図4-8	フラッグシッププロジェクト　マイクログリッドの概要 垂直軸型マグナス式風力発電機の写真