経済産業省 御中

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

MRI 三菱総合研究所

2022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(低炭素脱炭素分野) 2-1

2.1 公募・進捗管理等の FS 事務局運営.....2-1
2.2 自然電力株式会社による実施課題の成果概要..... 2-4
2.3 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..... 2-8
2.4 日本テピア株式会社による実施課題の成果概要 2-12

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 EY 新日本有限責任監査法人による実施課題の成果概要..... 3-3
3.3 株式会社フジタによる実施課題の成果概要..... 3-8
3.4 石油資源開発株式会社による実施課題の成果概要 3-13
3.5 日本エヌ・ユー・エス株式会社による実施課題の成果概要 3-18
3.6 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 3-22

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 4-1
4.3 イベント開催に係る業務..... 4-8
4.4 CEFIA を通じた APAEC への貢献の具体化のための調査業務..... 4-18
4.5 CEFIAデジタルプラットフォームの運用業務.....4-20
4.6 CEFIAの活動方針に係る国内検討.....4-23
4.7 その他CEFIAに関連する国際機関・団体等との連絡・調整業務.....4-25

5. CCUS の普及展開に向けた調査 5-1

5.1 CCUS 促進のための法制度の検討.....5-1
5.2 先進ビジネスモデルの調査.....5-87
5.3 導入ポテンシャルの検討 5-100
5.4 CCUS 技術保有企業に関する調査.....5-139

5.5 アジア CCUS ネットワークに関する調査支援 5-149
5.6 CCUS 案件形成事業が実施するセミナーやシンポジウムへの参加等 5-174

6. 人材育成事業 6-1

6.1 空調関係のセミナー 6-1
6.2 専門家との見える化に関するディスカッション 6-1

添付資料

図 目次

図 4-1 CEFIA デジタルプラットフォームの website のトップページ 4-21
図 4-2 CEFIA デジタルプラットフォームの website の構成図 4-21
図 4-3 Portal CEFIA-Japan の外観 4-22
図 4-4 CEFIA Japan Seminar 2021 のイベント案内の特設サイトの外観 4-22
図 4-5 CEFIA Japan Seminar 2021 の参加者へのアンケート結果の概要 4-24
図 5-1 持続可能な開発シナリオにおける、地域別の CO2 回収の年間平均投資額 5-19
図 5-2 ペトロナス社ロードマップ 5-30
図 5-3 石油・天然ガス開発事業におけるタイ CCS ロードマップ 5-49
図 5-4 国内法に EU CCS 指令を組み込むまでのタイムライン 5-64
図 5-5 豪州連邦政府の 2006 年 OPGGS 法の制定に至るまでの経緯 5-70
図 5-6 CCS/CCUS プロジェクトの一般的なライフサイクル 5-80
図 5-7 インドネシアの州別総排出量 5-106
図 5-8 インドネシアの州別総排出量の内訳 5-106
図 5-9 インドネシアの製油所からの CO2 排出量 5-107
図 5-10 インドネシアの製鉄所からの CO2 排出量 5-107
図 5-11 インドネシアのセメントプラントからの CO2 排出量 5-108
図 5-12 インドネシアの発電所からの CO2 排出量 5-109
図 5-13 ブルネイの地区別総排出量 5-109
図 5-14 ブルネイの地区総排出量の内訳 5-110
図 5-15 ブルネイの製油所からの CO2 排出量 5-110
図 5-16 ブルネイの発電所からの CO2 排出量 5-111
図 5-17 カンボジアの州別総排出量 5-112
図 5-18 カンボジアの州別総排出量の内訳 5-112
図 5-19 カンボジアのセメントプラントからの CO2 排出量 5-113
図 5-20 ラオスの県別総排出量 5-114
図 5-21 ラオスの県別層排出量の内訳 5-114
図 5-22 ラオスのセメントプラントからの CO2 排出 5-115
図 5-23 ラオスの発電所からの CO2 排出 5-116
図 5-24 マレーシアの州別総排出量 5-117
図 5-25 マレーシアの州別総排出量の内訳 5-117
図 5-26 マレーシアの製油所からの CO2 排出 5-118
図 5-27 マレーシアの製鉄所からの CO2 排出 5-119
図 5-28 マレーシアのセメントプラントからの CO2 排出 5-119
図 5-29 マレーシアの発電所からの CO2 排出 5-120
図 5-30 ミャンマーの地域別総排出量 5-121
図 5-31 ミャンマーの地域別総排出量の内訳 5-121

図 5-32 ミャンマーの製油所からの CO2 排出 5-122
図 5-33 ミャンマーのセメントプラントからの CO2 排出 5-122
図 5-34 ミャンマーの発電所からの CO2 排出 5-123
図 5-35 フィリピンの州別総排出量 5-124
図 5-36 フィリピンの州別総排出量の内訳 5-124
図 5-37 フィリピンの製油所からの CO2 排出 5-125
図 5-38 フィリピンのセメントプラントからの CO2 排出 5-126
図 5-39 フィリピンの発電所からの CO2 排出 5-126
図 5-40 シンガポールの地域別総排出量 5-127
図 5-41 シンガポールの地域別総排出量の内訳 5-128
図 5-42 シンガポールの製油所からの CO2 排出 5-128
図 5-43 シンガポールの発電所からの CO2 排出 5-129
図 5-44 タイの県別総排出量 5-130
図 5-45 タイの県別総排出量の内訳 5-130
図 5-46 タイの製油所からの CO2 排出 5-131
図 5-47 タイのセメントプラントからの CO2 排出 5-132
図 5-48 タイの発電所からの CO2 排出 5-132
図 5-49 ベトナムの省別総排出量 5-133
図 5-50 ベトナムの省別総排出量の内訳 5-134
図 5-51 ベトナムの製油所からの CO2 排出 5-134
図 5-52 ベトナムの製鉄所からの CO2 排出 5-135
図 5-53 ベトナムのセメントプラントからの CO2 排出 5-135
図 5-54 ベトナムの発電所からの CO2 排出 5-136
図 5-55 ASEAN 各国の 4 産業からの推定総排出量および内訳 5-137
図 5-56 CCUS ビジネスの流れ 5-140
図 5-57 国別参画企業数 5-143
図 5-58 国別技術保有企業数 5-143
図 5-59 業種別参画企業数（日本） 5-144
図 5-60 業種別参画企業数（海外） 5-145
図 5-61 CCU 区分別企業数（日本） 5-146
図 5-62 CCU 区分別企業数（海外） 5-146
図 5-63 CCS 事業領域別企業数（日本） 5-147
図 5-64 CCS 事業領域別企業数（海外） 5-147
図 5-65 CCUS に関するプレスリリースの発表企業数 5-148
図 5-66 CCUS コレクティブアクションイニシアティブ 5-150
図 5-67 GCCSI 及び CSIRO が作成した手引き書 5-152
図 5-68 ERIA ウェブサイト内の CBP 検索ページ 5-153
図 5-69 ASCN の 26 のパイロット都市 5-154
図 5-70 JAIF を通じた海洋プラスチックごみ対策プログラム 5-157

図 5-71 海洋プラスチック問題の現状（環境省資料より） 5-158
図 5-72 海洋プラスチック問題に関する国際動向（環境省資料より） 5-158
図 5-73 WEPA の活動内容 5-160
図 5-74 WEPA のキャパシティ・ビルディング第 4 期の評価プログラム 5-160
図 5-75 ETM の仕組み 5-161
図 5-76 ERF のポートフォリオ（2021 年 10 月時点） 5-169
図 5-77 AEOS の概要 5-170
図 5-78 ACR の概要 5-172

表 目次

表 2-1 採択結果(低炭素脱炭素FS) 2-2
表 3-1 採択結果(CCUS-FS) 3-2
表 4-1 活動実績 4-15
表 4-2 CEFIA Japan Seminar 2021 のプログラム構成 4-16
表 5-1 ASEAN 各国の気候変動対策・CCUS 導入の状況・CCUS 関連の政策等 5-2
表 5-2 東南アジア諸国の貯留量推定値 5-8
表 5-3 インドネシアの炭素税の段階的導入ロードマップ 5-17
表 5-4 インドネシアの CCUS 活動 5-19
表 5-5 調査項目 5-54
表 5-6 ヒアリング調査先 5-54
表 5-7 比較対象とした文献 5-56
表 5-8 各文献で取り上げられた CCS/CCUS 特有の項目の比較結果 5-58
表 5-9 CCS/CCUS の法制度を設計する上で特に重要な項目(文献調査) 5-61
表 5-10 CCS/CCUS の法制度を設計する上で特に重要な項目(ヒアリング調査) 5-62
表 5-11 規制の主要事項リスト(EU における CCS に関する規制の選択肢) 5-65
表 5-12 CCS ステークホルダー・グループの推奨事項 5-72
表 5-13 MCMPR の推奨事項 5-72
表 5-14 CCS/CCUS 法制度の開発アプローチ 5-78
表 5-15 Longship・Northern Lights プロジェクトの主要動向 5-87
表 5-16 Acorn CCS Project に関する主要動向 5-92
表 5-17 East Coast Cluster に関する主要動向 5-94
表 5-18 洋上風力発電による水素製造事業の事例 5-96
表 5-19 オランダにおける CCS 開発関連動向 5-97
表 5-20 ASEAN 各国の発電所別件数および排出係数 5-103
表 5-21 データベース作成の個別目的とそのための対応 5-140
表 5-22 アジア CCUS ネットワークのミッション 5-149
表 5-23 調査スコープ 5-163
表 5-24 CCS に関する ISO 規格(2022 年 1 月 31 日時点) 5-163
表 5-25 ERF の実績(2022 年 1 月 28 日現在) 5-168
表 5-26 LCFS 下でクレジット創出可能な CCS プロジェクトの種類 5-171
表 5-27 アジア CCUS ネットワーク発足イベントセッション3のアジェンダ 5-175
表 5-28 アジア CCUS ネットワーク発足イベントセッション3における主なコメント 5-176

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。我が国のNDCにおいては、2030年度26%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、途上国へ優れた低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、「削減目標積み上げの基礎としていないが、日本として獲得した排出削減・吸収量を我が国の削減として適切にカウントする」としており、また、「毎年度の予算の範囲内で行う日本政府の事業により2030年度までの累積で5,000万から1億t-CO2の国際的な排出削減・吸収量が見込まれる。」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。加えて、アジア域において、ビジネス主導での低炭素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低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、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地域におけるエネルギー関連ビジネスの環境整備を促進することを目指している。

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。一方で、CCUSの普及展開には、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。このような背景から、2020年11月の東アジアエネルギー大臣会合において、我が国はASEAN/東アジア域でのCCUS普及に向けた環境整備や知見を共有するプラットフォームとして「アジアCCUSネットワーク」の構築を提案した。今後、本ネットワーク等を通じて、CCUSの普及、ひいては当該地域の脱炭素化に貢献していくことを目指している。

本事業は、(1)アジアや中東等の国における低炭素脱炭素技術・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(CCUSを含む)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)「脱炭素社会」の実現に向けて必要な技術の1つであるCCUSの普及展開に向けた調査、(4)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） 我が国企業による JCM 実現可能性調査（FS）支援業務

我が国企業等の低炭素脱炭素技術・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ための FS の支援業務を行った。FS の対象は、①低炭素脱炭素技術・制度を一体としたプロジェクト（3件）、②CCUS案件形成事業（4 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、地球環境連携室への報告、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。

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。

（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）、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3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等、国内イベント開催に係る業務

2022年 2 月 21日にオンライン形式で行われた「第3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 の活動状況報告や脱炭素技術への融資活性化に加え、APAEC（ASEANにおけるエネルギー行動計画）への貢献について CEFIA コラボレーションロードマップの議論が行われた。また、COP26 のジャパンパビリオンでのサイドイベント、CEFIA ファイナンス・ウェビ

ナー、ADB-ACEF（Asia Clean Energy Forum）での Deep Dive Workshop、国内イベント（CEFIA Japan Seminar 2021）の開催等に関する業務を行った。この他、CEFIA 関連イベントの開催内容についての採録を新聞掲載し、CEFIA の取り組みの普及啓発の強化を図った。

3）CEFIAを通じたAPAECへの貢献の具体化のための調査業務

第2回 CEFIA 官民フォーラムで提案した「CEFIAコラボレーションロードマップ」の具体化に向けた活動を実施した。具体的には、ACE と連携し、「CEFIAコラボレーションロードマップ」の Concept Note（目的、活動スコープ、活動計画等）を策定するとともに、ロードマップの素案の検討を行った。

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。国内関係者への情報発信の強化を図るため、Portal CEFIA-Japan（日本語）のウェブコンテンツの追加を行った他、CEFIA 活動の紹介ビデオを制作し、CEFIAデジタルプラットフォームに掲載した。

5）CEFIAの活動方針に係る国内検討

日本企業の CEFIA フラッグシッププロジェクト等へ参画拡大を図るため、企業関係者との意見交換、国内セミナー参加者へのアンケート調査等を行い、今後の CEFIA の活動方針に関し検討を行った。

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

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。

（3）CCUSの普及展開に向けた調査

CCUS の普及展開に向けた調査として、以下の業務を実施した。

1）CCUS 促進のための法制度の検討

ASEAN 各国において CCS/CCUS 事業を推進する上では、そのための法制度に関する検討が求められる。具体的には、まず ASEAN 各国での CCS/CCUS に関する状況を把握することを目的に、ASEAN 各国の気候変動対策、 CCUS 導入の状況、および CCUS 関連の政策等を調査した。その上で、ASEAN 等の候補国・地域における CCUS 事業を後押しするための法制度の共通基盤のあり方の検討を行った。

2）先進ビジネスモデルの調査

CCUS 促進にあたってのビジネスモデルのあり方を把握するために、開発計画が具体化しつつある欧州における主要な CCUS 事業を、回収と輸送・貯留に分けた分離型ビジネスモデル、ハブ＆クラスターモデル、多国間 CO2・水素輸送ネットワークの 3 分類に分け、最新の状況を把握した。特に、公的資金の調達や民間ステークホルダーの参画、他プロジェクトとの横断的な連携に焦点を当て、欧州にお

ける CCUS を活用した面的な脱炭素市場の動向を整理した。

3）導入ポテンシャルの検討

ASEAN10 か国における大規模 CO2 排出源（エネルギー多消費産業である製油所・製鉄所・セメントプラント・火力発電所（石炭・ガス））、輸送インフラを調査し、CO2 貯留可能地域と合わせて地図に可視化した。これにより CCUS の導入可能地域とその概略ポテンシャルに関する分析を行った。産業種別のマップでは施設ごとに排出される CO2 の量をポイントの大きさで表示し、また、全産業種をまとめたマップでは、行政区域（州・省・県・地域）毎に CO2 排出量を集計し、円グラフで表示した。

4）CCUS 技術保有企業に関する調査

CCUS サプライチェーン全体を対象に、国内外において CCUS 技術を保有する企業に関し、次の項目に関する調査を行いデータベース化した。また、そのデータを基に対象企業の国籍、業種等について分析を行った。

① 企業名
② 業種
③ 売上高
④ 従業員数
⑤ 区分（CCS、CCU、CCUS）
⑥ 位置づけ（技術利用者、技術提供者、価値付与者、投資）
⑦ CCU 区分（化学品、燃料等）
⑧ CCS 区分（地質データ、分離回収、輸送・貯留、認証・PJ コーディネーター等）
⑨ 取り組みの概要
⑩ 対象技術成熟度（ラボベース実証、FS 実証等）
⑪ 他企業との連携

5）アジア CCUS ネットワークに関する調査支援

アジア CCUS ネットワークにおいて想定されるミッションとしては、「情報発信・共有」、「キャパシティ・ビルディング」、「実装」、「ファイナンス」、「政策提言」が考えられる。これらのうち、情報発信・共有、キャパシティ・ビルディング、ファイナンスについて、アジア CCUS ネットワークのために参考となり得る事例を収集した。また、アジア CCUS コレクティブアクションイニシアティブにおける地域協力に関する事項について（国際協定及び国際基準への準拠の明確化、CO2 の処理と海洋におけるその処分に関する規定等 7 項目）、CCUS の観点から現状を調査した。さらにアジア CCUS ネットワークへ期待される事項として、①CCUS の導入及び運用にかかるコストの削減に向けた横断的な協力体制の構築、②CCUS の普及促進に繋がる法制度の枠組みの組成、③資金調達手段の確立、④炭素取引の枠組みに関する検討及び各国政府への提言を取りまとめた。

6）CCUS 案件形成事業が実施するセミナーやシンポジウムへの参加等

アジア CCUS ネットワークフォーラム（2021 年 6 月 22 日～23 日）のセッション3（6 月 23 日）とし

て、“Financing Scheme for Deployment of CCUS in Asia”と題するセッションの企画および運営を行った。また、2021 年 11 月 8 日、ASEAN エネルギー大臣会合（ASEAN Ministers on Energy Meeting ：AMEM）のサイドイベントとして開催された、ブルネイ政府主催の CCUS に関するワークショップ「水素エコノミーと CCUS に関するワークショップ（Workshop on Hydrogen Economy and Carbon Capture, Utilisation, and Storage （CCUS）」において、プレゼンテーションを行った。さらに、FS 実施企業の石油開発資源株式会社のインドネシア政府向け成果発表会（2022 年2月1日）において、「CCUS 地域協力フレームワークの構築に向けて（Towards Formation of a Regional Collaboration Framework for CCUS）」と題した発表を行った。

（4） 人材育成事業

中東・アフリカ地域の空調分野の専門家等との高効率空調の推進に関するワークショップの開催を通じ、インバータ式空調機の省エネ及び温室効果ガス排出削減の効果とその普及のための制度構築の重要性を紹介した。また、温室効果ガスの削減貢献の見える化分野に関して、シンガポールのシンクタンク関係者とディスカッションを行った。昨年度検討した「CEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN）における温室効果ガス排出削減貢献（国際貢献）の実施に向けて（基本方針）」でのキーコンセプト等を紹介し、見える化に関する ASEAN への普及啓発活動を中心とした今後の協力可能性について議論を行った。

2. 実現可能性調査支援（低炭素脱炭素分野）

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、2021年5月 28 日（金）～6 月17日（木）（12時必着）の約 3 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。

（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、2021 年 6 月 7 日（月）に説明会（ウェブ形式）を開催した。

（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、2021年 7 月 6 日（火）9:00-12:45および 7 月 7 日（水）13:00-14:00 にオンラインで実施した。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。公募の結果（採択事業者名）を弊社ウェブサイト に 7 月 15 日に公表した。

表 2-1 採択結果（低炭素脱炭素FS）

採択先	課題名	対象国
自然電力株式会社	ベトナム国・再生可能エネルギー導入拡大のためのデジタル技術を活用したマイクログリッド制御ソリューション実現可能性調査事業	ベトナム
日鉄エンジニアリング株式会社	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	インドネシア
日本テピア株式会社 （共同提案者：三浦工業株式会社）	水素燃料貫流ボイラーの普及展開可能性に関する調査	タイ他、 ASEAN 地域

（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、地球環境連携室への報告

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、2021 年 12 月 1 日（水）に中間報告会、2022年 1 月 26日（水）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 自然電力株式会社による実施課題の成果概要

課題名	ベトナム国・再生可能エネルギー導入拡大のためのデジタル技術を活用したマイクログリッド制御ソリューション実現可能性調査事業 Microgrid control solution utilizing digital technology to expand the introduction of renewable energy
対象国	ベトナム Vietnam
目的・概要	ベトナムでは、太陽光発電設備の急増により送電網が過密状態となり、再エネ発電所の出力抑制が余儀なくされている。本調査では、工業団地を対象に太陽光発電、蓄電池、最適制御システムを組み合わせたマイクログリッド制御技術を導入することにより、送電網に負担をかけず再エネの導入拡大を実現することを目指す。 In Vietnam, the power grid has become overcrowded due to the rapid increase in the number of solar power generation facilities, forcing renewable energy power plants to curtail their output. This study aims to expand the introduction of renewable energy without imposing a load on the power grid by introducing microgrid control technology that combines photovoltaic power generation, storage batteries, and optimal control systems in industrial park.
分野	再エネ（マイクログリッド制御技術） Renewable energy (Microgrid control technology)

ベトナムでは、経済成長に伴い増加する電力需要に対して、電源開発が急務である。また、2021 年 11 月の国連気候変動枠組み条約第 26 回締結国会議（COP26）において、2050 年までに温室効果ガス（GHG）排出量実質ゼロ（カーボンニュートラル）の宣言等を行っており、再生可能エネルギーへの移行が喫緊の課題である。

一方で、近年の再生可能エネルギー発電の急激な増加が、電力システムの運用に困難をもたらしている。今後、再生可能エネルギーを主力電源として、電力需要の増加に対応するためには、需要側の制御も重要なソリューションとして期待される。

自然電力株式会社は、工業団地を対象に、自社のデジタル技術を活用したマイクログリッド制御ソリューションを導入することにより、系統に負荷をかけず、工業団地入居企業による再生可能エネルギー由来の電力利用を可能にする事業の実現を目指している。

本調査では、ビンズオン省の工業団地を対象に、導入可能な太陽光発電システムの設備容量、発電量の試算を行った。また、経済性を考慮した最適制御のシミュレーションを実施し、経済面から優位な蓄電池容量やそれによるタイムシフト等の効果的な実施方法の検討を行った。その結果、追加の電力料金削減効果等が得られることが確認された一方で、現状の電力料金、蓄電池価格では、投資コストを回収するには、その採算性は十分ではないことも確認された。

将来、電力料金の上昇、蓄電池コストの低下が想定されるものの、これらに追加し、事業の経済性の課題解決に資する対応策として、①ピーク電力料金設定の改訂、②基本料金の設定及び③デマンドレスポンスによる追加的インセンティブ等の検討を行った。

ベトナムでは、現在多くのエネルギー関連政策が見直し、策定中である。提案技術は、供給側、系統側の対策に加え、需要側で導入可能なソリューションの 1 つとなり得る。従って、ベトナムの関係機関と

は引き続き、制度整備について協議を行い、ベトナムの再生可能エネルギーへの移行に資するべく、提案技術の普及を目指したいと考えている。

In Vietnam, there is an urgent need to develop power sources to meet the increasing demand for electricity due to economic growth. At the 26th Conference of the Parties (COP26) to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) in November 2021, Vietnam declared carbon-neutral by 2050, making the transition to renewable energy an urgent issue.

On the other hand, the rapid increase in renewable energy generation in recent years has created difficulties in the operation of the power system. In the future, to use renewable energy as the main power source and meet the increasing demand for electricity, demand-side control is expected to be an important solution

Shizen Energy, Inc. is aiming to implement a microgrid control solution using its own digital technology to enable the use of electricity from renewable energy sources by the companies in the industrial park without placing a burden on the grid.

In this Feasibility Study, we estimated the installed capacity and the amount of electricity generated by the PV systems that could be installed in an industrial park in Binh Duong Province. In addition, a simulation of optimal control considering economic efficiency was carried out to examine the economically superior storage battery capacity and effective implementation methods such as time shifting. As a result, it was confirmed that additional reductions in electricity bill and other benefits could be obtained, but it was also confirmed that it is not sufficiently profitable under the current electricity tariff and storage battery cost

Although electricity prices are expected to rise and storage battery costs are expected to fall in the future, the following measures were considered to help resolve the issue of project economics: (1) revision of peak electricity rate settings, (2) setting of basic rates, and (3) additional incentives through demand response.

In Vietnam, many energy-related policies are currently under review. The proposed technology could be one of the solutions that can be introduced on the demand side in addition to the supply side and grid side measures. Therefore, we would like to continue to discuss with the relevant organizations in Vietnam about policy development to promote the proposed technology and to contribute to the transition to renewable energy in Vietnam.

令和3年度低炭素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：再エネ（マイクログリッド制御技術）

「再生可能エネルギー導入拡大のためのデジタル技術を活用したマイクログリッド制御ソリューション」
実施者：自然電力株式会社

ベトナムは、2050年カーボンニュートラルを掲げ、石炭火力発電の削減、再生可能エネルギーの拡大を強化している。太陽光発電、蓄電池、最適制御システムを組み合わせたマイクログリッド制御技術の導入により、需要側における最適制御を実現することで、送電網に負担をかけず、ベトナムにおける再生可能エネルギーの拡大を実現し、同国のCO_2排出量の削減に貢献する。

調査概要

ベトナムでは、増加する電力需要に対して、電源開発が急務である。また、発電量の約40%を占める石炭火力発電所を段階的に廃止、再生可能エネルギー（再エネ）に移行することをコミットしている。一方で、2020年の1年間で約12GW増加した太陽光発電（うち、約9GWが屋根置き太陽光発電）により、送電網は過密状態となり、再エネ発電所は出力抑制を余儀なくされている。ベトナムにおいて、今後、再エネへの移行を進めるためには、発電側のみならず需要側の制御が重要となる。本調査では、工業団地を対象に太陽光発電、蓄電池、最適制御システムを組み合わせたマイクログリッド制御技術を導入することにより、送電網に負担をかけず、再エネの導入拡大を実現することを目指し、その技術面、経済面からの実現可能性を調査する。本提案事業は、特に日本企業を含む外資系企業のサプライチェーンを担う産業需要家の再エネ導入ニーズに応えるとともに、ベトナムのエネルギー消費量の50%以上を占める産業分野のエネルギー転換とGHG排出量削減にも資する。

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）GHG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

ピンズオン省の工業団地内の複数の工場を対象に、提案技術を導入する計画である。その実証結果をもとに、同工業団地内全体を対象とした約60MW程度のマイクログリッドの導入を目指す。将来的には、ベトナム国内の他の工業団地、及び自然電力が事業を展開するタイやインドネシアにおいても、工業団地を中心に提案技術を普及させることを目指す。

排出削減への貢献

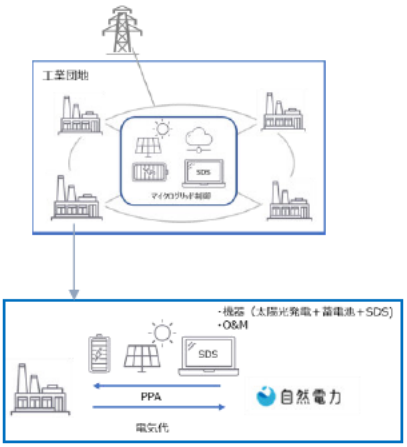
①導入技術は、屋根置き太陽光発電と蓄電池、最適制御を組み合わせた技術である。今回試算対象とした1工場では、約2.5MWpの太陽光発電が敷設可能であり、年間発電量3,577 MWhが系統から代替され、年間約3,025tCO_2の排出削減が期待される。
②対象とする工業団地全体に合計約60MWpの屋根置き太陽光発電設備、蓄電池、及び制御システムを組み合わせたマイクログリッドを導入した場合、年間84,509MWhが系統から代替され、それによるCO_2排出抑制効果は、年間約7.1万tCO_2と試算される。
③ベトナムのみならず、自然電力が既に事業を展開しているタイや、インドネシアの工業団地にも同様スキームで展開を検討しており、それに伴いCO_2排出削減にも貢献する。

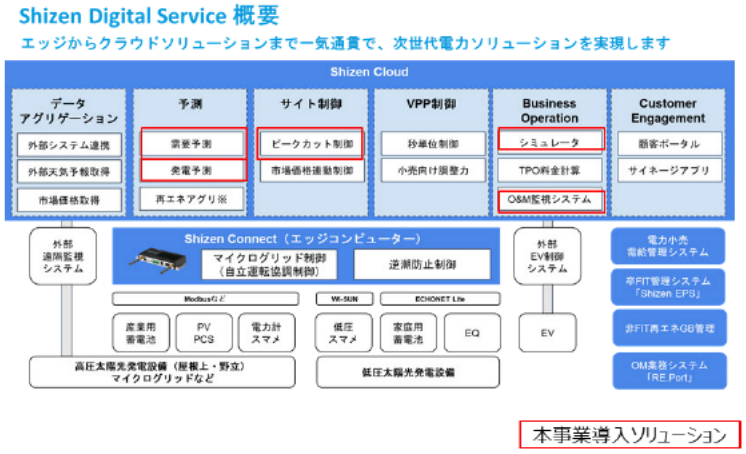
※公開資料用

令和3年度低炭素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：再エネ（マイクログリッド制御技術）

導入技術概要

- 工業団地内の産業需要家を対象に、第三者所有PPAモデルにより、屋根置き太陽光発電、蓄電池、Shizen Digital Service（SDS）を導入。工場間の電力融通も含め、工業団地全体で再エネ電力の需給を最適化する。
  ※SDSは、メーターからデータを取得するエッジサーバと、外部システムやデータと連携するクラウドサービスを一気通貫で管理するトータルソリューション。需要家単位のサイト制御から設備間の電力融通も含めたマイクログリッド制御まで、必要な制御機能を組み合わせて対応することが可能。また、市場価格に連動した制御も可能となっている。
- 蓄電池とSDSにより、ピークカット、タイムシフト制御を実施、太陽光発電電力の有効利用（自家消費）を促進する。
- モニタリング、制御されない屋根置き太陽光発電による系統への負荷が、電力公社（EVN）、商工省（MOIT）にとって問題となっている。提案技術は、系統に負荷をかけず、再エネの拡大を可能にする。産業需要家の再エネ導入、GHG排出削減を促進する。





※公開資料用

Feasibility Study project for the JCM（2021FY）
Country: Vietnam　　Category: Renewable energy (Microgrid control technology)

"Microgrid control solution utilizing digital technology to expand the introduction of renewable energy"
Implementing Organization: Shizen Energy Inc.

Vietnam has set a goal of achieving carbon neutrality by 2050 and is stepping up the reduction of coal-fired power generation and the expansion of renewable energy. The proposed technology will contribute to expand renewable energy in Vietnam without imposing a load on the power grid by realizing optimal control on the demand side through the introduction of microgrid control technology that combines solar power generation, storage batteries, and optimal control system, and contribute to the reduction of CO2 emissions in the country.

Overview of Study

Vietnam has an urgent need to develop power sources in response to increasing electricity demand. The country is also committed to phasing out coal-fired power plants, which account for about 40% of its power generation and shifting to renewable energy. On the other hand, solar power generation, which increased by about 12 GW during a year in 2020 (of which about 9 GW was rooftop solar power-generated), has overcrowded the power grid, forcing the renewable energy power plants to curb their output. In Vietnam, it is important to control not only the power generation side but also the demand side in order to proceed with the transition to renewable energy in the future. In this survey, we aim to expand the introduction of renewable energy without imposing a load on the power grid by introducing microgrid control technology that combines solar power generation, storage batteries, and an optimal control system for industrial estate, and investigate the feasibility from the technical and economic aspects. This project that we propose specifically will meet the needs of industrial consumers, who are responsible for the supply chain of foreign-affiliated companies, including Japanese companies, to introduce renewable energy, and at the same time, it will contribute to the energy transition and reduction of GHG emissions in the industrial sector, which accounts for more than 50% of Vietnam's energy consumption.

Study Items

1) Analysis of trends in relevant policies and systems
2) Examination of commercialization plan
3) Examination of issues and countermeasures
4) Examination of specific system development / improvement plans
5) Calculation of the estimated amount of GHG emission reduction and examination of the contribution to emission reduction
6) Activities to propose system development / improvement plans to those involved in the partner county

Prospects for Dissemination

A demonstration project will be implemented by introducing storage batteries and control technology to multiple factories in one industrial estate in Binh Duong Province. Based on the demonstration results, the equipment introduction will be expanded to about 60 MW in this industrial estate and developed to other industrial estates. Furthermore, in Thailand and Indonesia, where Shizen Energy operates, the company plans to disseminate the technology centered on industrial estate.

GHG Emission Reduction

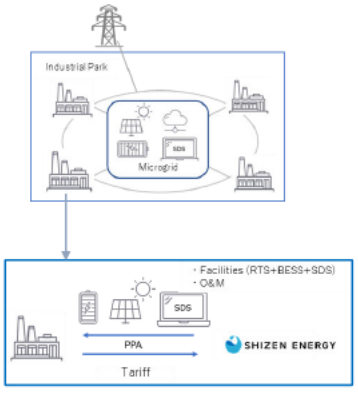
1) The introduced technology is a technology that combines rooftop solar power generation, storage batteries, and optimal control. At the targeted factory for which the calculation was made this time, about 2.5 MW of solar power can be installed, and the annual power generation of 3,577 MWh will be replaced and expected to reduce CO2 emissions by about 3,025 tons per year.
2) If a microgrid combining a total of 60MWp of rooftop solar power generation system, storage batteries, and control systems is installed in the entire industrial park, 84,509MWh per year will be replaced from the grid, and the resulting CO2 emission reduction effect is estimated to be approximately 71,000tCO2 per year.
3) Similar schemes can be developed not only in Vietnam, but also in Thailand where Shizen Energy has already developed business and in Indonesia's industrial estate, and that will contribute to the reduction of CO2 emissions.

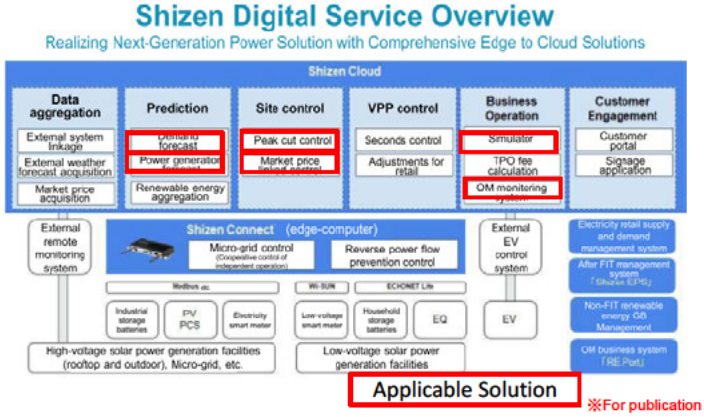
※For publication

Feasibility Study project for the JCM（2021FY）
Country: Vietnam　　Category: Renewable energy (Microgrid control technology)

Introduction Technology Outline

- Introducing rooftop solar power generation, storage batteries, and Shizen Digital Service (SDS) using a third-party-owned PPA model for industrial consumers in the industrial estate. Optimizing the supply and demand of renewable electricity throughout the industrial estate, including the interchange of electricity between factories.
  * SDS is a total solution that manages in succession the edge server that acquires data from the meter and the cloud service that is linked to external systems and data. The management can be feas ble trough the combination of necessary control functions, from the site control for each customer to the microgrid control including power interchange between facilities. In addition, control linked to the market price is also possible.
- Promoting effective use (self-consumption) of solar power-generated electricity through implementation of peak cut and time shift control by the control by storage batteries and SDS.
- The load on the grid due to unmonitored and uncontrolled rooftop solar power generation has become a problem for the Vietnam Electricity (EVN) and the Ministry of Industry and Trade (MOIT). The technology that we propose will make it poss ble to expand renewable energy without imposing a load on the grid. Industrial consumers will also be able to introduce renewable energy and reduce GHG emissions.





※For publication

2.3 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	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 The GHG Emission Reductions Project by Installing CDQ Equipment for Coke Oven in Indonesia
対象国	インドネシア Indonesia
目的・概要	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、ASEAN 諸国では高炉・コークス炉の新規導入の動きが加速しており、鉄鋼業界における CO2 削減が喫緊の課題となっている。本調査では、①インドネシアのコークス炉において省エネ効果が大きい「コークス乾式消火設備（CDQ :Coke Dry Quenching）」導入による効果調査、②CDQ 導入を後押しする政策・制度の分析を実施する。 ASEAN countries have set the GHG reduction targets as a Nationally Determined Contribution (NDC) under the Paris Agreement . Meanwhile, new blast furnaces and coke ovens are increasingly introduced in the ASEAN region, which makes it an urgent issue to reduce CO2 in the steel industry. This study will verify (1) GHG emission reductions effects by the introduction of CDQ (Coke Dry Quenching), which has a significant energy-saving effect on coke ovens in Indonesia and (2) Analysis of trends in related government policies and systems which support introduction of CDQ.
分野	鉄鋼産業 Steel Industry

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、ASEAN 諸国では高炉・コークス炉の新規導入の動きが加速しており、鉄鋼業界における CO2 削減が喫緊の課題となっている。本調査では、①インドネシアのコークス炉において省エネ効果が大きい「コークス乾式消火設備（CDQ :Coke Dry Quenching）」導入による効果調査、②CDQ 導入を後押しする政策・制度の分析を実施した。

具体的には、以下(1)～(5)の調査と活動を行った。

(1) 関連政策・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・制度動向の調査
- ✓ インドネシアの鉄鋼分野における気候変動対策に関わる「中期国家開発計画（RPJMN）2020～2024 年」の調査

(2) 事業化計画の検討
- ✓ 上記(1)の分析を踏まえた、インドネシアにおける CDQ 事業ニーズの調査
- ✓ K 社及び D 社における CDQ ニーズ調査
- ✓ 事業化計画検討における課題抽出（現地調査、政策・制度の分析と改善案の検討）

(3) 課題と対応策の検討
- ✓ K 社及び D 社における現地調査
  新型コロナウィルスの影響により Web 会議で調査を実施

(4) 具体的な制度整備・改善案の検討
- ✓ 上記(1)と(2)を踏まえ、以下を実施。
- ✓ 1) 中国における CDQ 関連政策・制度の調査

- ✓ 2） ベトナムにおける CDQ 関連政策・制度の調査
- ✓ 3） 上記 1)、2)をインドネシアの政策・制度と比較

（5） 排出削減見込量の試算及び排出削減貢献の検討

- ✓ K 社及び D 社で CDQ を事業化した場合の GHG 排出削減見込み量を試算。具体的には、JCM 方法論を検討し、同方法論を用いた排出削減見込量の試算を実施

ASEAN countries have set the GHG reduction targets as a Nationally Determined Contribution (NDC) under the Paris Agreement. Meanwhile, new blast furnaces and coke ovens are increasingly introduced in the ASEAN region, which makes it an urgent issue to reduce CO2 in the steel industry.

This study verified (1) GHG emission reductions effects by the introduction of CDQ (Coke Dry Quenching), which has a significant energy-saving effect on coke ovens in Indonesia and (2) Analysis of trends in related government policies and systems which support introduction of CDQ.

Specifically, the following surveys (1) through (5) were be conducted.

(1) Analysis of trends in related government policies and systems

- ✓ Survey of trends in climate change measures in Indonesia
- ✓ Study on "Medium-term National Development Plan (RPJMN) 2020-2024" associated with climate change measures of the steel industry in Indonesia

(2) Feasibility studies for the business plan

- ✓ Investigation of demand for CDQ business in Indonesia based on the analysis (1) mentioned above.
- ✓ Investigation of CDQ demand for K company and D company in Indonesia
- ✓ Identification of issues through feasibility studies (for the necessity of field surveys and Analysis of trends in related government policies and systems)

(3) Review of issues and countermeasures

- ✓ Field survey at K company and D company

Remarks: Due to COVID-19, the survey was conducted by Web conference

(4) Review of plans for specific system maintenance and improvement

- ✓ To implement the following based on the above-mentioned surveys (1) and (2):
- ✓ a) Survey of CDQ-related government policies and systems in China
- ✓ b) Survey of CDQ-related government policies and systems in Vietnam
- ✓ c) Comparison of Indonesia's related government policies and systems with a) and b) above

(5) Estimation of expected emission reductions and considerations of an emission reductions contribution

- ✓ Estimation of expected GHG emission in case of CDQ introduced to K Company and D company.

令和3年度低炭素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（CDQ）

「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」
日鉄エンジニアリング株式会社

ASEAN地域では、高炉・コークス炉の新規導入の動きが加速し、鉄鋼業におけるCO2削減が喫緊の課題となっている。
コークス炉に対し、我が国のコークス乾式消火設備(CDQ)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

CDQをCO2削減効果のないコークス湿式消火設備(CWQ)と置き換えることで、大幅な省エネ・CO2削減を可能とする。
ASEAN地域の中でもとりわけ高炉・コークス炉建設が進みつつあるインドネシアにCDQを導入するメリットは大きい。
一方、インドネシアは環境規制が緩く、CDQ導入に特化した規制はない。本調査では、①インドネシアのコークス炉において省エネ効果が大きいCDQ導入による効果調査、②CDQ導入を後押しする政策・制度の分析、を実施する。

調査項目

1)CDQ導入効果調査：インドネシア鉄鋼会社(2社)を対象に、CDQ導入効果(ポテンシャル基数、CO2削減量)を検証する。
2)政策・制度分析：CDQ導入が進む中国とベトナムの政策・制度を整理の上、インドネシアの現状の政策・制度と比較する。

普及見通し

CDQ導入計画があると考えられるインドネシア大手鉄鋼会社(2社)を調査。本調査終了後、JCM設備補助事業の制度を活用し、CDQ導入の早期実現を目指す。

排出削減への貢献

①「プロジェクト実施による削減貢献」
K社向けGHG排出削減量　：　約 136,000 t CO2/年　(CDQ 150t/h)×1基
D社向けGHG排出削減量　：　約 100,000 t CO2/年　(CDQ 150t/h)×1基

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 1,200,000 t CO2/年 (CDQ 150t/h)×10基

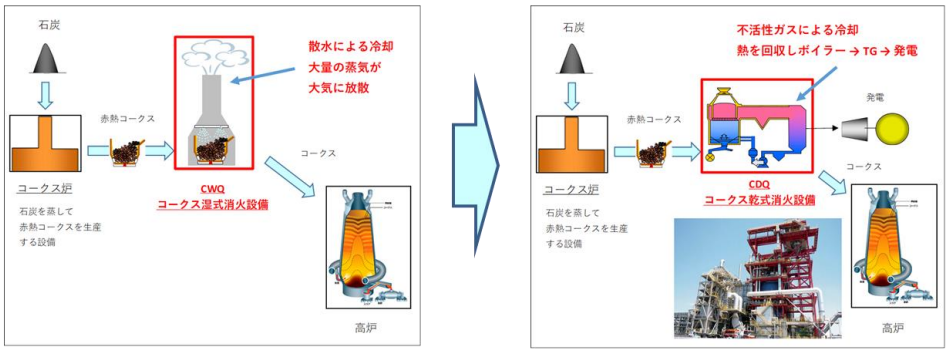
③「製品普及による削減貢献」
ASEAN地域GHG排出削減量　：　約 2,800,000 t CO2/年 (CDQ 150t/h)×25基

※公開資料用

令和3年度低炭素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（CDQ）

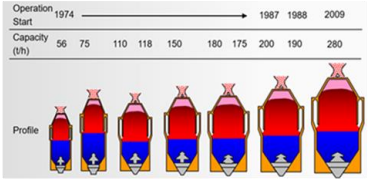
導入技術概要

ASEANの既存の高炉・コークス炉には「コークス湿式消火設備(CWQ)」が設置されており、大量の熱エネルギーが蒸気となりそのまま煙突から大気に放散されている。
CWQをCDQに置き換えることで、熱エネルギーを回収し、ボイラーとタービンジェネレーターを用いて発電が可能となる。電気はCDQ本体の動力源として使え、余剰電力は他設備にまわし売電することもできる。



日鉄エンジニアリングのCDQ(技術開発)

【大型化】CDQを大型化するとコークスを均一に冷やすことが困難となるが、当社は長年の研究開発(シミュレーション分析・フルスケール実験機等)により、大型化しても均一に冷却される技術を確立。世界最大のCDQ(280t/h)を中国の京唐鋼鉄に導入した。
【自動化技術】当社は循環風量の自動コントロール等、オペレーターの特別な技術を必要としないCDQの自動化開発を進めている。



※公開資料用

Feasibility Study project for the JCM（2021FY）
Country：Republic of Indonesia　　Category：Energy Saving (CDQ)

The GHG Emission Reductions Project by Installing CDQ Equipment for Coke Oven in Indonesia
Nippon Steel Engineering Co.,Ltd

in ASEAN Regions, new Blast Furnace, Coke Ovens are increasingly introduced which makes it an urgent issue to reduce Co2 in steel Industry. Introduction of our CDQ (Coke Dry Quenching) Technology lead to a significant energy saving and CO2 reduction effect for steel Industry.

Overview of Study

Replacement of the CWQ (Coke Wet Quenching) system to CDQ (Coke Dry Quenching) system realize a significant energy saving and Co2 reduction effect. CO2 reduction effect by introducing CDQ to Indonesian steel industry is significant since Indonesia is rapidly increasing introduction of Blast Furnace and Coke Ovens. This study will verify (1) GHG emission reductions effects by the introduction of CDQ (Coke Dry Quenching), which has a significant energy-saving effect on coke ovens in Indonesia and (2) Analysis of trends in related government policies and systems which support introduction of CDQ.

Study Items

1) Estimation of expected emission reductions
   To Survey 2 major Indonesian Steel Company
2) Analysis of trends in related government policies and systems
   To Survey of CDQ related government policies in China and Vietnam
   And compare with Indonesian policies.

Prospects for Dissemination

Investigate major two Indonesian steel companies which may have intension to introduce CDQ.
Nippon Steel Engineering Co.Ltd intend to apply for JCM Model Project after completion of JCM Feasibility study aim to realize introduction of CDQ to Indonesia.

GHG Emission Reduction

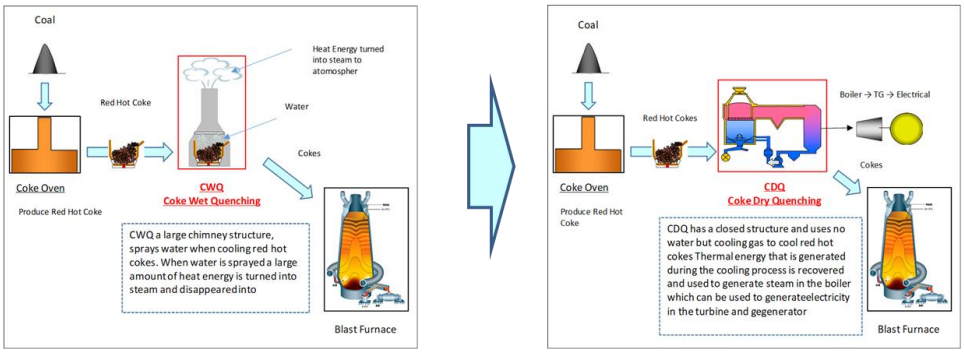
1) Reduction of GHG Emission Project Base
   K company ： Approx. 136,000tCO2/y　D company : Approx 100,000t-CO2/y
2) Reduction of GHG emission
   Indonesia： 1,200,000tCO2/y
3) Reduction of GHG emission
   ASEAN ：2,800,000t/y

※For publication

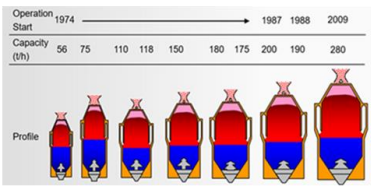
Feasibility Study project for the JCM（2020FY）
Country：Republic of Indonesia　　Category：Energy Saving (CDQ)

Introduction Technology Outline

ASEAN steel company install CWQ which is a large chimney-like structure, and sprays water when cooling red-hot cokes. When water is sprayed, a large amount of heat energy is turned into steam and dissipated into the atmosphere through the chimney. CDQ, on the other hand, has a closed structure as facilities and uses no water but cooling gas to cool red-hot cokes. Thermal energy that is generated during the cooling process is recovered and used to generate steam in the boiler, which can then be used to generate electricity in the turbine and generator. Generated Electricity can be utilized for CDQ itself and/or can be sold outside through grid.



Nippon Steel Engineering CDQ Features
【Large Scale CDQ】The issue of increasing the size of CDQ lies in cooling of cokes uniformly in a chamber. Nippon Steel Engineering has succeeded in developing a unique technology that enables stable operation without lowering the cooling efficiency even in large-scale facilities.
【Automation Technology】CDQ adopts an automatic operation system in order to achievehighly efficient cooling of red-hot cokes in a CDQ chamber



※For publication

2.4 日本テピア株式会社による実施課題の成果概要

（共同実施者：三浦工業株式会社）

課題名	水素燃料貫流ボイラーの普及展開可能性に関する調査 Research on the Feasibility of Extensive Adoption of Hydrogen-fueled Once-through Boilers
対象国	タイ他、ASEAN 地域 Thailand and ASEAN countries
目的・概要	水素燃料貫流ボイラーは、燃焼が段階的で周期の早い水素量の変動にあわせて追従し、水素を無駄なくかつ安全に活用することができるボイラーであり、産業部門における水素の利活用技術として期待されている。本調査は、水素燃料貫流ボイラーのASEAN地域への普及展開に向けた諸課題を解決することを目的として実施したものである。 The hydrogen-fueled once-through boiler is a boiler that can utilize hydrogen safely and without wastage, as its combustion is staged and follows fast-cycling fluctuations in the amount of hydrogen. It is expected to become prominent as a technology for the utilization of hydrogen in the industrial sector. This research was conducted with the aim of addressing various issues related to the extensive placement of hydrogen-fueled once-through boilers in the ASEAN region.
分野	再エネ（水素ボイラー） Renewable energy (Hydrogen boiler)

安全性・省エネ性ともに優れた日本発の技術である貫流ボイラーは、工業分野の多くで未だ使用されている従来型の煙管・水管ボイラーに比べて構造上の安全性が高く重大事故につながる危険性が低い上、高い省エネルギー効果を持つ技術である。2017 年に商用化された水素燃料貫流ボイラーは、燃焼が段階的で周期の早い水素量の変動にあわせて追従し、水素を無駄なくかつ安全に活用することができるボイラーであり、産業部門における水素の利活用技術として期待されている。

本調査では、大きく①市場性、②制度面での障害有無、③技術適応可能性、④二酸化炭素排出削減効果算定を含めた JCM 案件化可能性の 4 つの観点から、水素燃料貫流ボイラーのタイを中心としたASEAN 地域への展開可能性を検証した。

①水素燃料貫流ボイラーの市場性については、本調査の対象国であるタイ・マレーシア・インドネシア・ベトナムの各国において、当面のターゲットとなる苛性ソーダ工場を中心とした副生水素発生工場での水素の一部大気放散が確認され、一定の市場が確認された。しかしながら苛性ソーダ工場以外での副生水素発見は限定的であった。

②制度面での障害有無については、本調査の対象国であるタイ・マレーシア・インドネシア・ベトナムの各国において水素燃料機器の普及を後押しする政策の有無、また逆に水素燃料貫流ボイラーを普及する際の障害の有無について確認した。

③技術適応可能性については、東南アジアの気温の高さを考慮した一部の設計変更等の措置が必要であることを確認したものの、発生する副生水素の質等については、設計上は対応が可能であることが確認できた。

④二酸化炭素排出削減効果算定を含めた JCM 案件化可能性については、工場における未利用水

素の活用による一定の排出削減効果が確認され、一定の可能性はあることが確認できた。

以上の結果から、水素燃料貫流ボイラーの ASEAN 地域における普及に向けての今後の展開を次の通り整理した。

- まずは明らかになった技術的課題を現地での実証実施で解決したい。2022 年度の技術実証実施に向けて準備を進める。
- 実証期間の中で確実・継続的な設備稼働が確認された後、タイ、インドネシア、マレーシア、(ベトナム)の副生水素発生工場へのビジネスベースでの販売を進め、毎年 1 件程度の組成を目指す。
- 事業採算性については、水素ボイラー限定かつ短期的な観点で捉えず、天然ガスほか化石燃料焚き貫流ボイラー事業の中に位置づけて、同地域における水素ボイラー導入実績を着実に残していく。
- 今後、同地域でも電力グリッド運用上の課題から余剰再生エネルギーが増えることを見据え、将来的には一般工場でのグリーン水素やブルー水素の調達・利用で発生する水素ボイラー需要を取り込んでいく。

The once-through boiler, a technology which originated in Japan, that is superior in both safety and energy efficiency, is structurally safer and less likely to cause serious accidents than the conventional fire-tube and water-tube boilers that are still used in many industrial fields. The hydrogen-fueled once-through boiler, which became commercially available in 2017, is a boiler that can utilize hydrogen safely and without wastage, as its combustion is staged and follows fast-cycling fluctuations in the amount of hydrogen. It is expected to become prominent as a technology for the utilization of hydrogen in the industrial sector.

In this research, we examined the viability and practicability of introducing hydrogen-fueled once-through boilers in the ASEAN region, mainly in Thailand, from the following four perspectives: (1) marketability, (2) existence of regulatory barriers, (3) viability of technological adaptation, and (4) feasibility of JCM projects, including the calculation of carbon dioxide emission reduction effects.

1. With regard to the marketability of hydrogen-fueled once-through boilers, a certain market was confirmed in the target countries of this research, namely Thailand, Malaysia, Indonesia, and Vietnam, as some of the hydrogen was released into the atmosphere at byproduct hydrogen generation plants, mainly caustic soda plants, which are the immediate targets. However, the discovery of the existence of byproduct hydrogen outside caustic soda plants was limited.
2. As for the existence of regulatory obstacles, we checked whether or not there are any policies or initiatives that encourage adoption of hydrogen-fueled equipment in the countries covered by this research, namely Thailand, Malaysia, Indonesia, and Vietnam, and conversely, whether or not there are any obstacles to adoption of hydrogen-fueled once-through boilers.
3. As for the technical applicability, it was confirmed that some design changes and other measures would be necessary, to take into account the high climate temperatures in Southeast Asia, but the quality of the byproduct hydrogen generated and other factors could be addressed in the product design.
4. With regard to the potential for JCM projects, including calculation of carbon dioxide

emission reduction effects, it was confirmed that there is a certain amount of emission reduction effects from the use of unused hydrogen at the plant, and that there is a certain amount of further potential.

Based on the above results, the future development of hydrogen-fueled once-through boilers in the ASEAN region is summarized as follows.

- First of all, we would like to solve the technical problems that have been identified through local presentations, and thus we will make preparations for implementation of technical demonstrations in 2022.
- After reliable and continuous operation of the facilities is confirmed during the demonstration period, we will promote sales on a business basis to byproduct hydrogen generation plants in Thailand, Indonesia, Malaysia, and (Vietnam), aiming to establish about one case every year.
- Business profitability will not be limited to hydrogen boilers and will not be viewed from a short-term perspective, but will be positioned as part of the natural gas and other fossil fuel-fired once-through boiler business, and the company will steadily build up a track record of introducing hydrogen boilers in the above countries.
- In anticipation of increased surplus renewable energy in the region in future due to issues related to operation of the electric power grid, we will meet general factories' future demands for hydrogen boilers that are powered by procurement and use of green and blue hydrogen.

令和3年度低炭素脱炭素分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：タイほかASEAN地域　分野：再エネ（水素ボイラー）

「水素燃料貫流ボイラーの普及展開可能性に関する調査」
実施者：日本テピア（株）、三浦工業（株）

安全性・省エネ性ともに優れ、かつ燃焼時に二酸化炭素を排出しない水素専焼の水素燃料貫流ボイラー技術の普及により、ASEANの産業部門における脱炭素促進が期待される。

調査概要

水素燃料貫流ボイラーに対しては、各国における輸入・製造・設置・運転時における規制、基準・標準などの制定に関する動向が不確かであることや、燃焼速度の速い水素を燃料とするボイラーの使用を前提とした配管施工技術レベルが各国で確保できるか、導入後のメンテナンス体制をどう確立するか、また収益性を確保できる価格設定と顧客の価格受容性・弾力性検証といった各種課題があり、これまで展開実現に至っていなかった。本調査によって、タイを中心としたASEAN主要国でのこれらの諸課題を解決し、普及展開を図る。

調査項目

1)政策・制度の動向調査
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

まずは副生水素が発生している苛性ソーダ工場等化学工場をターゲットとし、実績を作る。その他、副生水素の発生する鉄鋼業、半導体製造業ほかでの水素発生状況によっては、展開範囲を広げる可能性も検討中。将来的に水素が安価で供給される社会が実現した暁には、ターゲットを一般工場に広げていく。

排出削減への貢献

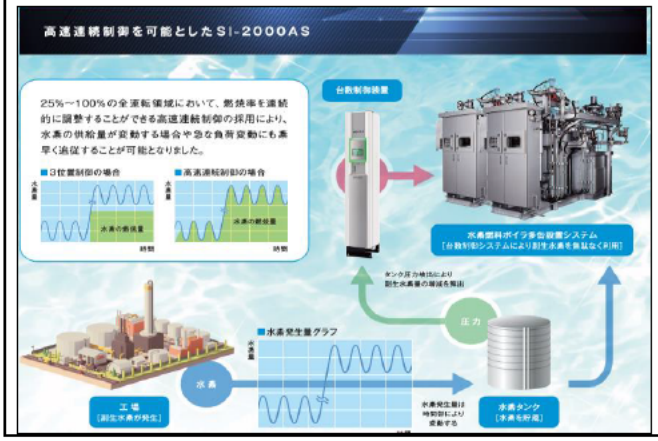
①プロジェクト実施による削減貢献：
在タイ企業数社での導入効果。
苛性ソーダ工場A社の事例では、化石燃料（重油）からの燃料転換効果により、年間8,５５１トンと試算。

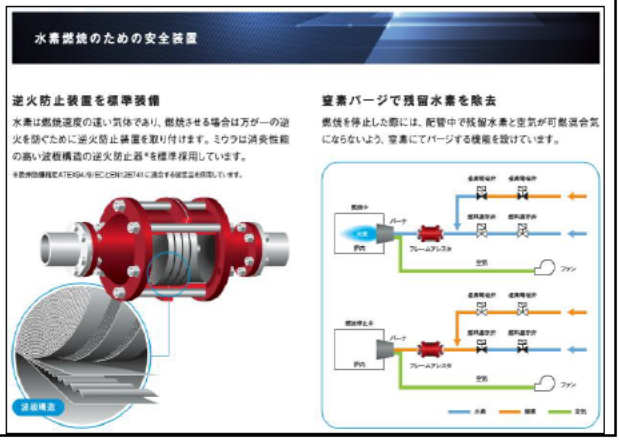
②製品普及による削減貢献
タイ、インドネシア、マレーシア、ベトナムの苛性ソーダ・化学工場等、計１０カ所に導入した場合、85,５１０トン／年の削減効果が見込まれる。

令和3年度低炭素脱炭素分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：タイほかASEAN地域　分野：再エネ（水素ボイラー）

導入技術概要

- 水素を燃料とした小型貫流ボイラーは、安全性の高い小型貫流ボイラーの性能をそのままに、炭素排出ゼロの水素を燃料として使用する、実用・商用化済みの水素100%専焼の貫流ボイラーである。
- 熱回収率が高いエコノマイザ（給水予熱器）を搭載し、高い運転効率を維持し、負荷変動に対する素早い対応（左下図）や低NOX燃焼を実現している。標準仕様の設計効率95%、NOX145ppm(02=0%換算)。アップグレードにより設計効率９８%、NOX50ppm(02=0%換算)の実現が可能。
- 逆火防止弁技術を採用し、燃焼時の伝播速度の早い水素を取り扱う上での安全性を確保している。（右下図）
- 燃焼を停止した際には、配管中で残留水素と空気が可燃混合気とならないよう、窒素にてパージする機能を設けることで、残留水素を完全除去し安全性を確保している。（右下図）
- 他の燃料に比べて水素燃料の価格が高い現状において、主な普及・展開先は、副生水素の発生する苛性ソーダ工場や大規模化学工場や、再生可能エネルギー由来の電解水素を用いたケースでも対応が可能であり、将来の脱炭素社会に向けて、産業分野の二酸化炭素排出削減に大きく寄与する技術・製品である。





Feasibility Study project for the JCM（2021FY）
Country：Thailand, ASEAN　　Category： Renewable Energy (Hydrogen Boiler)

Research on the Feasibility of Extensive Adoption of Hydrogen-fueled Once-through Boilers

Implementing Organization：TEPIA Corporation Japan, Miura Co., Ltd.

Urging decarbonization in the industrial sector in ASEAN by extensive adoption of Hydrogen-fueled Once-through Boilers, which is superior in both safety and energy efficiency, and running on 100% hydrogen with no carbon emissions.

Overview of Study

The Hydrogen-fueled Once-through Boiler technology has been hampered by a number of issues, such as uncertainty of trends in the establishment of regulations, quality standards, and import compliance, manufacturing, installation, and operation requirements in each country, as well as the question of whether the level of piping and construction technology required for the use of fast-burning hydrogen-fueled boilers can be secured in each country; how to establish a maintenance system after installation of the technology; and how to set a sale price ensuring a level of profitability to secure viability of the maintenance system and verification of the price scale which is acceptable to customers, while fulfilling their technology and business needs. Therefore, this research was conducted with the aim of addressing various issues related to the extensive placement of hydrogen-fueled once-through boilers in the ASEAN region.

Study Items

1) Analysis of Trends in Related Regulations, Frameworks, etc.
2) Examination of Commercialization Plan
3) Examining the Issues and Countermeasures
4) Consideration of Standard/Regulation Development Proposal
5) Estimation of Emission Reduction Potential and Consideration of Contributions to Emission Reduction
6) Standard/Regulation proposals to Thai government

Prospects for Dissemination

Set the chemical factories where byproduct hydrogen is likely to be generated as priority target to install the hydrogen-fueled boiler. Meanwhile study market of other plants such as steel mills, semiconductor manufacturing mills etc. Once the hydrogen-society is realized in the future, the target will be expanded to other general mills which use steam boiler.

GHG Emission Reduction

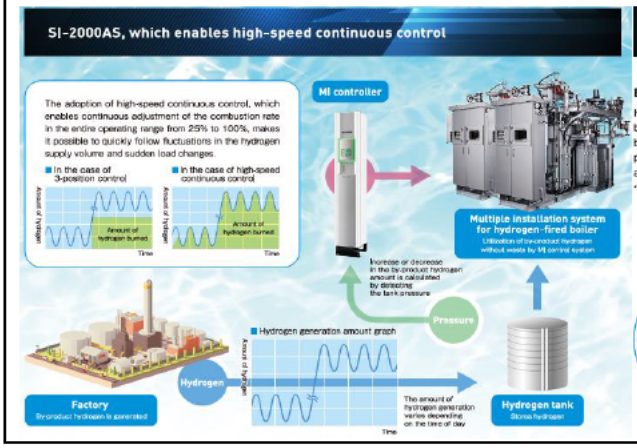
1 Reduction by the project execution
Emission reduction by Hydrogen-fueled boiler installation to some mills in Thailand. In a Factory-A case, 8,551 tCO2e/year is expected.

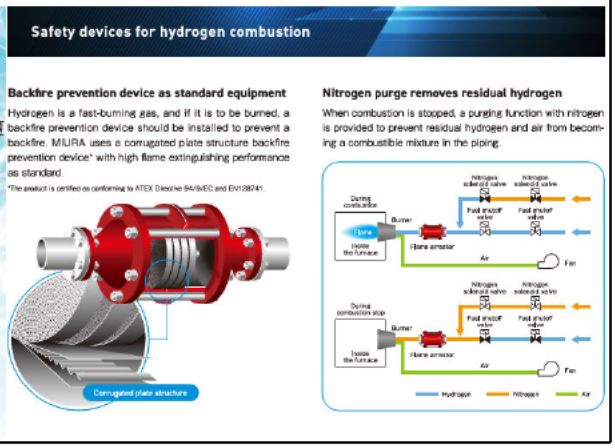
2 Reduction by extensive adoption of the product
85,510 tCO2e/year emission reduction is expected in total 10 mills in ASEAN (Thailand, Indonesia, Malaysia and Vietnam).

Feasibility Study project for the JCM（2021FY）
Country：Thailand, ASEAN　　Category： Renewable Energy (Hydrogen Boiler)

Introduction Technology Outline

- Inheriting the high safety of conventional small once-through boilers, the small once-through boiler running on 100% hydrogen with no carbon emissions has been commercialized.
- The economizer with higher heat recovery enables higher operation efficiency. Moreover, rapid response to load fluctuations (the bottom-left figure) and low NOx combustion are available. With the standard specifications, the designed efficiency is 95% and NOx levels 145 ppm. With an upgrade, the 98% designed efficiency and 50-ppm NOx levels can be achieved. (O2 = 0% conversion)
- The flame arrester contributes to safe handling of hydrogen whose combustion velocity is significantly high. (The bottom-right figure)
- When combustion stops, the nitrogen purge function removes residual hydrogen, preventing flammable hydrogen-air mixture in the piping. (The bottom-right figure)
- Regarding rather high prices of fuel hydrogen, hydrogen-fired boilers can be mainly used at customers such as caustic soda manufacturers and large factories where byproduct hydrogen is expected. Operating on hydrogen produced through electrolysis using renewable energy as well, hydrogen-fired boilers can contribute to CO2 emission reduction greatly in many industries in order to realize a decarbonized society.





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、2021 年 4 月 22 日～5 月 13 日（12 時必着）の約 3 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）、質問を掲載した。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

2021 年 4 月 22 日に、「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）」（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 13 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 2021 年 5 月 20 日 13:30-16:15 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4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6月 4 日に公表した。

表 3-1 採択結果(CCUS-FS)

採択先	相手国
EY 新日本有限責任監査法人	タイ
株式会社フジタ	タイ、ケニア
石油資源開発株式会社	インドネシア
日本エヌ・ユー・エス株式会社 (共同提案者:日揮グローバル株式会社、電源開発株式会社)	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。

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殿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、2021 年 11 月 24 日に中間報告会、2022 年 2 月 1 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 EY 新日本有限責任監査法人による実施課題の成果概要

課題名	タイ国セメント産業のネット CO2 排出ゼロ化に向けた炭酸塩鉱物化を利用したCCUS（カーボンリサイクル）技術の実現可能性調査 Feasibility Study on Mineral Carbon Capture and Utilization (MCC&U) Technology in the Cement Industry of Thailand
対象国	タイ Thailand
目的・概要	本調査では、タイのセメント工場から排出される CO2 を、塩基性廃棄物を利用して鉱物固定する鉱物炭酸化・有効利用（MCC&U）技術の導入を目指し、タイにおける関連政策や事業化に係る情報収集・検討を行うとともに、排出削減定量化の検討や相手国関係者へのワークショップを通じた政策提言を行った。 This feasibility study aimed to introduce Mineral Carbon Capture and Utilization (MCC&U) technology, which uses alkali waste to capture CO2 emitted from cement plants in Thailand. In addition to collecting and considering information on related policies and commercialization, the study considered quantification of GHG emission reductions and made policy recommendations through a workshop to related organizations.
分野	CCUS

セメント産業は、タイで最大の CO2 排出産業であり、その CO2 排出削減、さらにはネットゼロ排出達成に向け、工業プロセスからの排出削減が喫緊の課題となっている。本調査では、二酸化炭素回収・有効活用・貯留（CCUS）の一種である鉱物炭酸化・有効利用（MCC&U）技術をタイのセメント産業に導入することを検討した。MCC&U 技術は、セメント工場のキルンやボイラーなどから排出される CO2 を塩基性廃棄物（コンクリート製品工場及び生コンクリート工場等で発生するコンクリートスラッジ等）を利用して鉱物固定する技術であり、工業プロセス由来の CO2 排出削減ならびに資源循環に寄与することが期待できる。

関連政策・制度・規制では、関連する環境・エネルギー・気候変動政策、廃コンクリート等の塩基性廃棄物に関る法規制等を調査し、その調査結果を踏まえ、政策レベルで MCC&U 技術の気候変動政策への反映、具体的な施策レベルで廃コンクリート処理と炭素リサイクルを調和させた循環型経済モデルの提言、民間レベルで MCC&U 技術の普及促進に関して、それぞれワークショップにおける政策提言を行った。

事業化計画の検討では、技術的な検討として、副生成物（CaCO3）の物理・化学的評価及びセメント製造への再利用のための技術的・経済的評価を行い、ラボレベルの反応実験からは高純度で良質な炭酸カルシウム（CaCO3）が生成された。また、タイ国内における各種エネルギー・気候変動政策によるセ

メント産業への影響調査、副生成物（環境浄化材）の用途調査及び市場調査、コンクリートスラッジ以外の塩基性廃棄物の収集可能性調査も行った。それらの検討・調査結果に基づき、ビジネスモデル、資金計画の検討、事業性評価、及び事業化スケジュールの検討を行った。本調査後は、移動式パイロット設備及びデモンストレーション設備を用いた実証を経て、商業化を目指す計画である。

課題と対応策の検討では、事業化に向けた課題として、セメントキルン排ガスの温度管理、コンクリートスラッジの事前処理について、それぞれ対応策を検討した。

排出削減量の定量化の検討では、JCM 方法論案を検討した。また、その方法論案に従い、デモンストレーション設備（反応槽規模 40m3）の場合、年間 728t-CO2 の CO2 排出削減見込量と試算された。また、ターゲット工場の塩基性廃棄物発生量から見た排出削減ポテンシャルは、年間 23 万 t-CO2 となる。

MCC&U 技術は、技術的な導入のしやすさや塩基性廃棄物を用いて CO2 を固定できるという技術的特徴から、セメント産業への貢献可能性が高い。今後は、先行して実施する日本及び南アフリカにおける研究・開発結果等も活用し、タイにおける事業化を日本・タイ両国の事業者間で継続的に検討していきたい。また、タイ政府や現地のセメント及びコンクリート協会とも政策提言の内容を継続的に協議することで、本技術普及の素地を確立していくことが望まれる。

The cement industry is the largest CO2 emitting industry in Thailand. In order to reduce CO2 emissions from this industry and achieve net zero emissions, measures to reduce emissions from industrial processes have become an urgent issue. In this study, the Mineral Carbon Capture and Utilization (MCC&U) technology, a type of Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage (CCUS) technology, is considered as a potential measure. The MCC&U technology fixates CO2 emitted from kilns and boilers in cement plants using alkali wastes (such as concrete sludge from concrete product plants and ready-mixed concrete plants) and is expected to contribute to the reduction of CO2 emissions from industrial processes as well as material recycling.

In terms of policies and regulations, policies related to environment, energy, and climate change, as well as laws and regulations related to alkali wastes were studied. Based on the results, policy recommendations were made through a workshop, from three perspectives – on the policy level, reflection of MCC&U technology in climate change policy; on the specific measures level, proposal of a material recycling model that harmonizes concrete waste treatment and carbon recycling; on the private sector level, the promotion of MCC&U technology among stakeholders.

In the consideration of the business plan, physical and chemical evaluation of the byproduct (CaCO3) as well as technical and economic evaluation of its reuse in cement production were conducted. Laboratory-level experiments produced high purity CaCO3. In addition, impact of energy and climate change policies on the cement industry, application, and market survey of byproducts (environmental remediation agent), and collection of alkali wastes other than concrete sludge were also studied. Based on the results, the business model, financing plan, business feasibility, and commercialization schedule were considered. After this study, demonstration via mobile pilot facility and demonstration facility are planned, with the goal of commercializing the technology.

Temperature control of kiln exhaust gas and pre-treatment of concrete sludge are identified as issues to be addressed prior to commercialization, and countermeasures were considered.

As for quantification of the CO2 emission reductions, a draft of JCM methodology was considered. Based on the methodology draft, the estimated amount of CO2 emission reductions due to the demonstration facility (reactor scale of 40 m3) is 728t-CO2 per year. Furthermore, emission reductions potential based on the amount of alkali waste generated at the target plant was estimated as 0.23Mt-CO2 per year.

The MCC&U technology has a high potential to contribute to the cement industry because of its ease of implementation and technical feature of fixating CO2 using alkali wastes. Utilizing the preceding research and development findings in Japan and South Africa, it is desirable to continue examining the feasibility of commercialization in Thailand. At the same time, the basis for the dissemination of this technology is expected to be established, by discussing the content of policy recommendations continuously with the Thai government and local cement and concrete associations.

令和3年度CCUS分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：タイ国

「タイ国セメント産業のネットCO_2排出ゼロ化に向けた炭酸塩鉱物化を利用したCCUS（カーボンリサイクル）技術の実現可能性調査」
実施者：EY新日本有限責任監査法人

日本の産学連携によって開発された鉱物炭酸化・有効利用(MCC&U)技術は、高度な技術を必要とする従来型のCCS技術と異なり、途上国でも容易に導入可能な革新技術である。タイのセメント産業は国のGHG総排出量の15%を占める最大排出セクターであり、本技術の導入は、当該セクターの排出削減に資するのみならず、塩基性廃棄物の再資源化による資源循環社会の形成にも寄与する。

調査概要

タイにおいてMCC&U技術の導入を目指し、事業化に向けた検討を行う（平成28年度に実施した実現可能性調査では、現地パートナーの関心や技術の現地適用可能性を確認した）。タイではコンクリートスラッジ等の塩基性廃棄物を適正に処理・再資源化する制度が未整備だが、法規制またはインセンティブ制度の整備によって、塩基性廃棄物の資源循環ループ形成が促進される。

調査項目

① 関連政策・制度・規制等：環境・エネルギー政策調査、廃コンクリート等の廃棄処理に係る法規制調査、政策提言内容の検討
② 事業化計画の検討：副生成物（$CaCO_3$）の物理・化学的評価、副生成物（$CaCO_3$）のセメント製造への再利用のための技術的・経済的評価、各種エネルギー・気候変動政策によるセメント産業への影響調査、副生成物（環境浄化材）の用途調査及び市場調査、コンクリートスラッジ以外の塩基性廃棄物の収集可能性調査、ビジネスモデルの検討、資金計画の検討、事業性評価、事業化スケジュールの検討
③ 課題と対応策の検討：事業課題の抽出、対応策の検討
④ 排出削減の定量化の検討：JCM方法論案の検討、排出削減見込量の試算、JCMクレジットによる収益性への影響分析
⑤ 相手国関係者との連携事業：ワークショップの開催

普及見通し

本FS終了後は、移動式パイロット設備、デモンストレーション設備による実証を経て、事業化する。設備導入はタイのセメント企業が主体となり、日本コンクリート工業社が技術支援を行う。タイ国内セメント工場への段階的導入後は、東南アジアへの拡大を想定する。

排出削減見込量

デモンストレーション設備（反応槽40㎥）の場合：728t-CO_2/年
- 年間固定量（MCC）：352t-CO_2（1日23回×365日稼働、40㎥の水にCa40kgが溶け、CO_2固定量は44kg/回、$CaCO_3$の純度は95%とする）
- 年間削減量（U）：570t-CO_2（生成された$CaCO_3$を全量セメントの少量混合成分に使用する。$CaCO_3$は100g/mol、CO_2は44g/mol、セメント原単位は0.679t-CO_2/t-ｾﾒﾝﾄとする）
- 年間プロジェクト排出量：194t-CO_2（設備稼働による電力使用量は1回当たり22kWh、系統電力排出係数は0.5664t-CO_2/MWhとする。また、輸送に伴う燃料消費は、1日当たり6回輸送するとし、片道輸送距離は30km、往路は積載率50%、復路は空車を前提にTGOが公表するCO_2排出係数を用いて算定した）

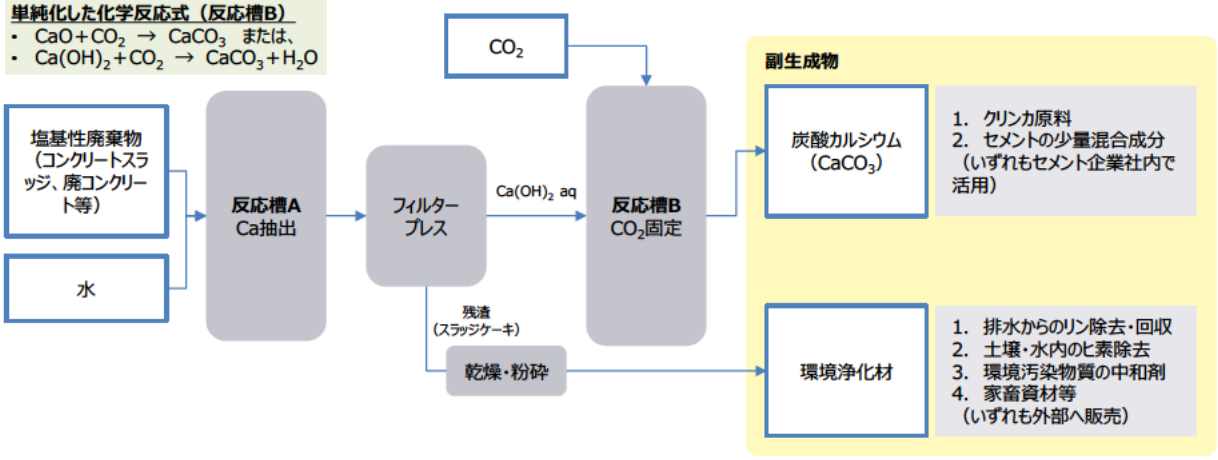
ターゲット工場における削減ポテンシャル：0.23Mt-CO_2/年（現地コンクリートスラッジのCa含有率（調査結果）より算定。削減量のうち、Uはセメント生産量の2%に該当する量を少量混合成分に使用すると想定）

令和3年度CCUS分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：タイ国

導入技術概要

鉱物炭酸化・有効利用技術（Mineral Carbon Capture and Utilization: MCC&U）は、コンクリート製品製造工場や生コンクリート工場等から発生するコンクリートスラッジや廃コンクリート等の塩基性廃棄物を用いて、セメントキルンや各種ボイラーの排ガス等に含まれるCO_2を炭酸カルシウムとして固定化し、有効利用する技術である。

単純化した化学反応式（反応槽B）
- $CaO + CO_2 \rightarrow CaCO_3$ または、
- $Ca(OH)_2 + CO_2 \rightarrow CaCO_3 + H_2O$



<メリット>
- 自家消費による原料費削減、外部への販売による収益化 → 投資回収期間の短縮
- 比較的シンプルな設備構成 → 途上国で調達可能、運用・メンテナンスが容易
- 常温・常圧でCO_2固定反応が進行 → 酸やアルカリ等の化学物質の添加が不要（水のみで反応）

<求められる制度>
- 塩基性廃棄物の回収・適正処理を求める規制/インセンティブ制度
- 副生成物（環境浄化材）の公共調達を促進する規定/制度

CCUS Feasibility Study project for the JCM（2021FY）
Country：Thailand

Feasibility Study on Mineral Carbon Capture and Utilization (MCC&U) Technology in the Cement Industry of Thailand
Implementing Organization: Ernst & Young ShinNihon LLC

The Mineral Carbon Capture and Utilization (MCC&U) technology, developed through industry-academia collaboration in Japan, is an innovative technology that can be easily introduced in developing countries, unlike conventional CCS technologies that require advanced technology. In Thailand, the cement industry is the largest emitting sector, accounting for 15% of the country's total GHG emissions. Introduction of this technology will not only contribute to emission reductions in this sector, but also help promote material recycling by reusing concrete wastes.

Overview of Study

The study aims to introduce the MCC&U technology in Thailand, and examines the feasibility of commercialization (previously the feasibility study conducted in FY2016 confirmed the interest of local partners and the possibility of local application of the technology). In Thailand, a system for proper treatment and recycling of alkali wastes such as concrete sludge is not yet in place. Formation of a material recycling loop for concrete wastes can be promoted through the development of relevant regulations or incentive systems.

Study Items

1. Related policies: Research on environment/climate change/energy policies and laws/regulations related to disposal of waste concrete etc., consideration of policy recommendations
2. Business consideration: Physical & chemical evaluation of byproducts ($CaCO_3$), technical & economic evaluation of reuse of byproducts ($CaCO_3$) in cement production, research on policy impacts on cement industry, market study of byproducts (environmental remediation agent), study on collection of alkali wastes, consideration of business model and financial plan, evaluation of business feasibility, consideration of commercialization schedule
3. Issues and countermeasures: Identification of business issues and consideration of countermeasures
4. Emission reductions: Consideration of JCM methodology draft, estimation of emission reductions and impact on profitability
5. Collaborations with counterpart country: Organizing workshops

Prospects for Dissemination

After this study, considerations to proceed to demonstration and then commercialization, through collaboration with Thai Cement company, with technical support from Nippon Concrete Industries. After the phased introduction in Thailand, the technology is expected to be expanded to Southeast Asia.

GHG Emission Reduction

Demonstration plant (40m³ reactor): 728t-CO_2/year
- Annual CO_2 capture (MCC): 352t-CO_2 (23 reactions a day, operating 365 days) / Annual reduction (U): 570t-CO_2 (assuming that all $CaCO_3$ is used as minor additional constituent in cement) / Annual project emissions: 194t-CO_2 (due to electricity consumption by facility and transportation fuel consumption)

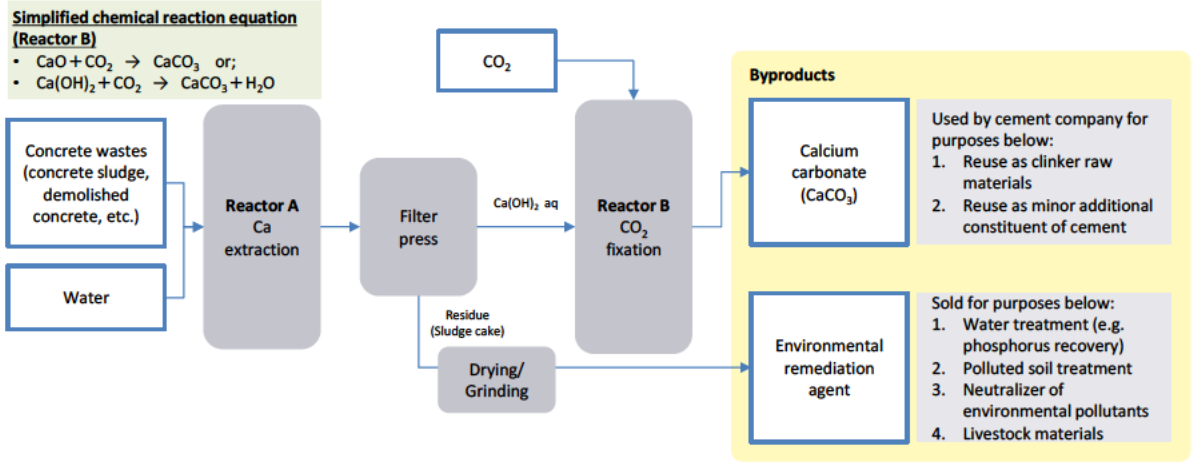
Reduction potential of target plant: 0.23Mt-CO_2/year (based on Ca content of studied concrete sludge. For U, use of minor additional constituent equivalent to 2% of cement produced is assumed)

CCUS Feasibility Study project for the JCM（2021FY）
Country：Thailand

Introduction Technology Outline

Mineral Carbon Capture and Utilization (MCC&U) is a technology that uses Concrete wastes such as concrete sludge generated from concrete manufacturing plants and ready-mixed concrete plants to capture CO_2 contained in the exhaust gas from cement kilns and various boilers as calcium carbonate ($CaCO_3$) for effective utilization.

Simplified chemical reaction equation (Reactor B)
- $CaO + CO_2 \rightarrow CaCO_3$ or;
- $Ca(OH)_2 + CO_2 \rightarrow CaCO_3 + H_2O$



Technological Advantages
- By-product: Reduction of raw material costs through self-consumption / profitability through sales to external parties → Shorter payback period
- Equipment configuration: Simple → Can be procured in developing countries, easy to operate and maintain
- CO_2 fixation reaction proceeds at normal temperature and pressure → No need to add chemicals such as acid or alkali (reaction with water only)

Policies Required
- Regulations/incentives to promote proper collection and treatment of concrete wastes
- Regulations/incentives to promote public procurement of byproducts (environmental remediation agent)

3.3 株式会社フジタによる実施課題の成果概要

課題名	木質バイオマスガス化発電の小規模地域分散型電源システムにおけるバイオ炭の炭素貯留の事業化検討 Consideration of commercialization of carbon storage of biochar in a small-scale regional distributed power generation system for woody biomass gasification power generation
対象国	タイ及びケニア Thailand / Kenya
目的・概要	タイ、ケニアにおいて未利用の農業系残渣や侵略性外来種等を燃料とした木質バイオマスガス化発電の小規模地域分散型電源システム、その副生物であるバイオ炭のカーボン貯留量そしてその普及拡大の可能性を検討する。2MW 以下の小規模発電は、特に農村地域における小規模地域分散型電源として直接燃焼発電より有利とされている。その副生物であるバイオチャーを農地還元することで、CO2 貯留事業と土地生産性の向上を併せ持ったシステムとする。 Small-scale regional distributed power generation system for woody biomass gasification power generation using unused agricultural residues and invasive alien species as fuel in Thailand and Kenya, carbon storage of biochar, which is a by-product, and the possibilities of its widespread use. Gasification power generation is considered to be more advantageous than direct combustion power generation as a small-scale distributed power source of 2MW or less in rural areas. By returning biochar, which is a by-product, to farmland, the system will have both a CO2 storage business and improved land productivity.
分野	CCUS

途上国の地方において必要とされる地域分散型電源の普及促進とともに副生物であるバイオチャー貯留を促進し、世界全体の温室効果ガス排出削減に貢献することを目的に事業化検討を行った。

タイ、ケニアにおいて未利用の農業系残渣、侵略性外来種等を燃料とした木質バイオマスガス化発電の小規模地域分散型電源システムの検討及びその副生物であるバイオ炭のカーボン貯留量の検討を行ない、普及拡大へ可能性を検討した。2MW 以下の小規模発電は、特に農村地域における小規模地域分散型電源として直接燃焼発電より有利とされている。その副生物であるバイオチャーを農地還元することで、CO2 貯留事業と土地生産性の向上を併せ持ったシステムとした。

【検討したシステムの概要】

■農業系廃棄物モデル

- 換金性のない農業系廃棄物をペレット化し、小型ガス化発電システムの燃料として利用し、農村部における地域分散型電源システムを構築
- 農業系廃棄物の野焼・投棄等を回避し、環境対策とする
- ガス化発電の副生物であるバイオチャーは農地に還元し、永続性のある農地としていく

- サトウキビやトウモロコシ栽培地域で広く普及の可能性が期待できる
- 農業系残渣と木質バイオマスを混合して固形燃料化しガス化発電をし、地域分散型電源供給とともに副生物のバイオチャー貯留による CO2 削減事業をタイ等での普及展開を目指す

■未利用木質バイオマスモデル

砂漠化防止のために導入されたが、侵略性が強すぎ駆除に困っているメスキート(灌木)をチップ化し、小型ガス化発電の燃料として利用し、地域分散型電源システムを構築

- 周辺農地等でのバイオチャーを活用し、農業の発展に寄与
- 乾燥地帯では同様の事象が発生しており、当該エリアでの普及可能性(アフリカ、インド、南米でも普及可能)
- メスキート等の未利用材によるガス化発電で地域分散型電源供給とともに周辺農地等でのバイオチャー貯留による CO2 削減事業をケニア等での普及展開を目指す

【排出削減見込量】

1. サトウキビ梢頭部 50%+早生樹チップ 50%を燃料としたガス化発電

225kW/基(Net195kW/基)のガス化発電を 1 ヶ所 4 基、25 ヶ所として試算

グリッド代替発電量:195kW×4基/ヶ所×25 カ所×8,000 時間/年=156,000MWh/年

バイオチャー貯留量:5,283t-C/年(収率=5%、固定炭素比率=53%、土壌中 100 年残存率=89%残存として)

合計排出削減量 = 156,000MWh×0.319t-CO2/MWh+5,283t-C/ 年 ×44/12 = 49,764t-CO2/年+19,371t-CO2/年=69,135t-CO2/年

2. メスキートを燃料としたガス化発電

225kW/基(Net195kW/基)のガス化発電を 1 ヶ所 4 基、25 ヶ所として試算

グリッド代替発電量:195kW×4基/ヶ所×25 カ所×8,000 時間/年=156,000MWh/年

バイオチャー貯留量: 5,482t-C/年(収率=5%(収率)、固定炭素比率=55%、土壌中 100 年残存率=89%残存として)

合計排出削減量 = 156,000MWh×0.533t-CO2/MWh+5,482t-C/ 年 ×44/12 = 83,148t-CO2/年+20,102t-CO2/年=103,250t-CO2/年

It contributes to the reduction of greenhouse gas emissions in the world as a whole by promoting the spread of regional distributed power sources required in rural areas of developing countries and promoting the storage of biochar, which is a by-product.

Small-scale regional distributed power generation system for woody biomass gasification power generation using unused agricultural residues and invasive alien species as fuel in Thailand and Kenya, carbon storage of biochar, which is a by-product, and its widespread use Consider the possibilities. Gasification power generation is considered to be more advantageous

than direct combustion power generation as a small-scale distributed power source of 2MW or less in rural areas. By returning biochar, which is a by-product, to farmland, the system will have both a CO2 storage business and improved land productivity.

Outline of the system studied

【Agricultural waste model】

Mixing agricultural residues and woody biomass into solid fuel for gasification and power generation, and promoting CO2 reduction projects by supplying biochar of by-products along with regional distributed power supply in Thailand and other countries

【Woody biomass model】

Aiming to spread CO2 reduction projects in Kenya, etc. by gasifying power generation using unused materials such as mesquite to supply regional distributed power sources and storing biochar in surrounding agricultural land

GHG Emission Reduction

- Gasification power generation using 50% sugar cane treetop head + 50% early-maturing tree chips as fuel

225kW/unit (Net195kW/unit) gasification power generation at 1 location 4 units, 25 locations
Grid alternative: 195kW x 4 units/location x 25 locations x 8,000 hrs./y = 156,000MWh/y
Biochar storage: 5,283t-C/y (yield = 5%, fixed carbon ratio=53%, 100-y survival rate in soil=89% survival)

Total:156,000 MWh x 0.319t-CO2/MWh + 5,283t-C/y x 44/12= 49,764t-CO2/y + 19,371t-CO2/y= 69,135t-CO2/y

- Gasification power generation using mesquite as fuel

225kW/unit (Net195kW/unit) gasification power generation at 1 location 4 units,25 locations
Grid alternative:195kW x 4 units/location x 25 locations x 8,000 hrs./y = 156,000MWh/y
Biochar storage: 5,482t-C/y (yield = 5%, fixed carbon ratio=55%, 100-y survival rate in soil=89% survival)

Total:156,000 MWh x 0.533t-CO2/MWh + 5,482t-C/y x 44/12= 83,148t-CO2/y + 20,102t-CO2/y= 103,250t-CO2/y

令和3年度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CCUS 国際連携事業
相手国：タイ/ケニア　　分野：再エネ、分散型エネルギーシステム

「木質バイオマスガス化発電の小規模地域分散型電源システムにおけるバイオ炭の炭素貯留の事業化検討」
実施者：株式会社フジタ

途上国の地方において必要とされる地域分散型電源の普及促進とともに副生物であるバイオチャー貯留を促進し、世界全体の温室効果ガス排出削減に貢献。

調査概要

タイ、ケニアにおいて未利用の農業系残渣、侵略性外来種等を燃料とした木質バイオマスガス化発電の小規模地域分散型電源システムの検討及びその副生物であるバイオチャー（バイオ炭）のカーボン貯留量の検討を行ない、普及拡大の可能性を検討する。２MW以下の小規模発電は、特に農村地域における小規模地域分散型電源として直接燃焼発電より有利とされている。その副生物であるバイオチャーを農地還元することで、CO2貯留事業と土地生産性の向上を併せ持ったシステムとする。

調査項目

① 関連政策・制度・規制等の動向調査
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

普及見通し

【農業系廃棄物モデル】
・農業系残渣と木質バイオマスを混合して固形燃料化しガス化発電をし、地域分散型電源供給とともに副生物のバイオチャー貯留によるCO2削減事業について、タイ等での普及展開を目指す
【未利用木質バイオマスモデル】
・メスキート等の未利用材によるガス化発電で地域分散型電源供給とともに周辺農地等でのバイオチャー貯留によるCO2削減事業について、ケニア等での普及展開を目指す

排出削減見込量

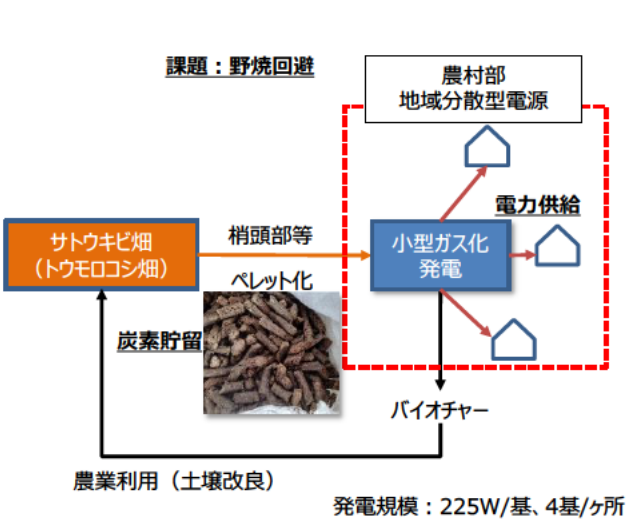
【サトウキビ梢頭部50%＋早生樹チップ50%を燃料としたガス化発電】･･･225kW/基（Net195kW/基)のガス化発電を1ヶ所4基、25ヶ所として）
・グリッド代替発電量：195kW×４基/ヶ所×25カ所×8,000時間/年＝156,000Mwh/年
・バイオチャー貯留量：5,283t-C/年（収率＝5%、固定炭素比率＝53%、土壌中100年残存率＝89%残存として）
・合計排出削減量＝ 156,000Mwh×0.319t-CO2/MWh+5,283t-C/年×44/12＝49,764t-CO2/年＋19,371t-CO2/年＝69,135t-CO2/年
【メスキートを燃料としたガス化発電】225kW/基（Net195kW/基)のガス化発電を1ヶ所4基、25ヶ所として）
・グリッド代替発電量：195kW×４基/ヶ所×25カ所×8,000時間/年＝156,000Mwh/年
・バイオチャー貯留量： 5,482t-C/年（収率＝5%（収率）、固定炭素比率＝55%、土壌中100年残存率＝89%残存として）
・合計排出削減量＝156,000Mwh×0.533t-CO2/MWh+5,482t-C/年×44/12＝83,148t-CO2/年＋20,102t-CO2/年＝103,250t-CO2/年

令和3年度CCUS分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：タイ/ケニア

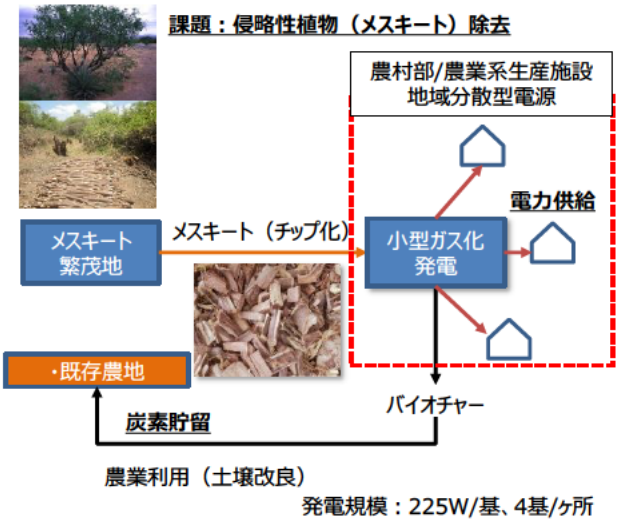
導入技術概要

【農業系廃棄物モデル】
・換金性のない農業系廃棄物をペレット化し、小型ガス化発電いステムの燃料として利用し、農村部における地域分散型電源システムを構築
・農業系廃棄物の野焼・投棄等を回避し、環境対策とする
・ガス化発電の副生物であるバイオチャーは農地に還元し、永続性のある農地としていく
・サトウキビやトウモロコシ栽培地域で広く普及の可能性

【未利用木質モデル】
・砂漠化防止のために導入されたが、侵略性が強すぎ駆除に困っているメスキート（灌木）をチップ化し、小型ガス化発電の燃料として利用し、地域分散型電源システムを構築
・周辺農地等でのバイオチャーを活用し、農業を発展
・乾燥地帯では同様の事象が発生しており、当該エリアでの普及可能性（アフリカ、インド、南米でも普及可能）



発電規模：225W/基、4基/ヶ所



発電規模：225W/基、4基/ヶ所

CCUS Feasibility Study project for the JCM（2021FY）
Country：Kingdom of Thailand / Republic of Kenya　　Field：Energy production

Consideration of commercialization of carbon storage of biochar in a small-scale regional distributed power generation system for woody biomass gasification power generation

Implementing Organization：Fujita Corporation

It contributes to the reduction of greenhouse gas emissions in the world as a whole by promoting the spread of regional distributed power sources required in rural areas of developing countries and promoting the storage of biochar, which is a by-product.

Overview of Study

Small-scale regional distributed power generation system for woody biomass gasification power generation using unused agricultural residues and invasive alien species as fuel in Thailand and Kenya, carbon storage of biochar, which is a by-product, and the possibilities of its widespread use. Gasification power generation is considered to be more advantageous than direct combustion power generation as a small-scale distributed power source of 2 MW or less in rural areas. By returning biochar, which is a by-product, to farmland, the system will have both a CO2 storage business and improved land productivity.

Study Items

1) Analysis of trends in related policies and systems
2) Examination of commercialization plan
3) Examination of issues and countermeasures
4) Examination of specific system development/improvement plans
5) Estimate of emission reduction amount and examination of emission reduction contribution
6) Collaboration with the partner country

Prospects for Dissemination

【Agricultural waste model】
Mixing agricultural residues and woody biomass into solid fuel for gasification and power generation, and promoting CO2 reduction projects by supplying biochar of by-products along with regional distributed power supply in Thailand and other countries
【Woody biomass model】
Aiming to spread CO2 reduction projects in Kenya, etc. by gasifying power generation using unused materials such as mesquite to supply regional distributed power sources and storing biochar in surrounding agricultural land

GHG Emission Reduction

[Gasification power generation using 50% sugar cane treetop head + 50% early-maturing tree chips as fuel]
225kW / unit (Net195kW / unit)
gasification power generation at 1 location 4 units, 25 locations
Grid alternative: 195kW x 4 units/location x 25 locations x 8,000 hrs./y = 156,000Mwh/y
Biochar storage: 5,283t-C/y (Based on yield = 5%, organic carbon content=53%, fraction of biochar carbon remaining after 100 years=89%)
Total:156,000 MWh x 0.319t-CO2/MWh + 5,283t-C/ y x 44/12= 49,764t-CO2/y + 19,371t-CO2/y= 69,135t-CO2/y
[Gasification power generation using mesquite as fuel]
225kW / unit (Net195kW / unit) gasification power generation at 1 location 4 units, 25 locations
Grid alternative:195kW x 4 units/location x 25 locations x 8,000 hrs./y = 156,000Mwh/y
Biochar storage: 5,482t-C/y (Based on yield = 5%, organic carbon content =55%, fraction of biochar carbon remaining after 100 years=89%)
Total:156,000 MWh x 0.533t-CO2/MWh + 5,482t-C/y x 44/12= 83,148t-CO2/y + 20,102t-CO2/y= 103,250t-CO2/y

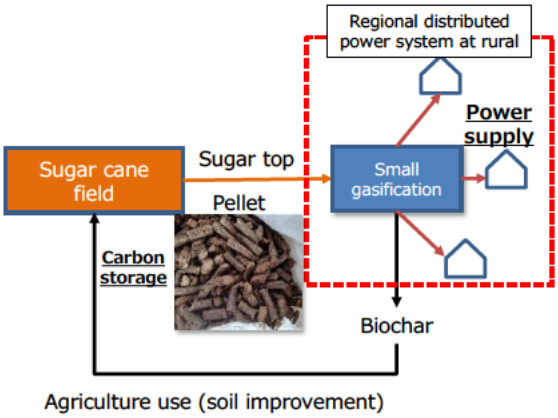
CCUS Feasibility Study project for the JCM（2021FY）
Country：Kingdom of Thailand / Republic of Kenya

Introduction Technology Outline

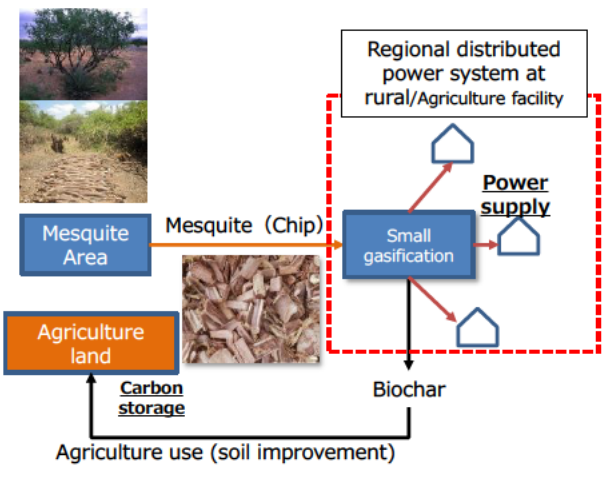
【Agricultural waste model】
- Pellet non-cashable agricultural waste and use it as fuel for small gasification power generation systems to build a regional distributed power generation system in rural areas.
- Avoid littering and dumping of agricultural waste and take environmental measures
- Biochar, which is a by-product of gasification power generation, will be returned to agricultural land to make it a permanent agricultural land.
- Potential for widespread use in sugar cane and corn growing areas

【Woody biomass model】
- Introduced to prevent desertification, but mesquite (shrub), which is too invasive and difficult to exterminate, is chipped and used as fuel for small gasification power generation to build a regional distributed power generation system.
- Develop agriculture by utilizing biochar's in surrounding agricultural lands
- Similar events have occurred in arid areas and may be disseminated in the area (also in Africa, India and South America).

Task : Avoiding open burning



Task : Removal of invasive plant (Mesquite)



3.4 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東ジャワ Sukowati 油田における JCM CCUS 実現可能性調査 JCM CCUS Feasibility Study in Sukowati Oil Field, East Java, 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地域において、γガス田から放散される CO2 を超臨界パイプラインで α 油田に輸送、圧入することによって、CO2 削減と原油増産に資する CCUS の実現が期待されることから、その貯留量、貯留健全性、事業性および関連法令・制度の課題などについて調査を行った。 In the East Java province of the Republic of Indonesia, it is expected that CCUS, which will contribute to CO2 emission reduction and oil recovery enhancement, will be realized by transporting and injecting CO2 emitted from the γ gas field into the α oil field using a supercritical pipeline. We investigated storage capacity, containment integrity and economic feasibility of the project and legal and institutional arrangements required for its realization.
分野	CCUS

インドネシア共和国では 2021 年 10 月から 11 月に開催された COP26 を契機にカーボンニュートラルへの関心が高まるとともに、COP26 に合わせてカーボンプライシングに関する大統領令が制定され、国としての CO2 排出削減の取り組みにかかわる大綱がまとめられたことなど、2021 年は CCUS の事業化に必要な関連制度の整備に着実な進展が見られた。

本調査の対象事業は、東ジャワ陸上で新たに生産が開始されるインドネシア共和国東ジャワ陸上に位置するγの天然ガス中に含まれる約 35%の CO2 は分離後に放散が予定されているところ、この CO2 を超臨界状態で α 油田にパイプライン輸送し、その貯留層に圧入することによって、CO2 排出量の削減を実現するとともに、原油の増産に貢献することを目的としている。

本年度の調査のうち「①関連政策・制度・規制等」においては上記大統領令の整理を行うとともに、インセンティブの海外での事例の整理およびインドネシア共和国での有効なインセンティブに関して検討した。また、地元住民および自治体へのアウトリーチ活動に関して日本国内の事例も含め文献調査を行うとともに、石油・天然ガス事業において適用される環境影響評価作業について調査を行い、今後必要となる対策を整理した。「②事業化計画の検討」においては既存の貯留層モデルによる CO2 削減量および原油増油量をもとに感度分析を含む経済性計算の試算を行った。また CCUS の事業スキームのコンセプトについて Pertamina と協議を行った。「③課題と対応策の検討」においては Pertamina で実施中の貯留層シミュレーションスタディに関し複数回の意見交換・議論を通して進捗状況を把握するとともに、特にヒストリーマッチングの技術課題について助言を行い貢献した。また、既存三次元モデルおよびカッティングス試料の計測結果などを用い遮蔽層や断層からの CO2 漏洩の可能性についてジオメカニクス・スタディを実施し、その結果をもとにモニタリング計画の見直しを行い、令和 2 年度作成の計画の一部を修正した。その他 CO2 圧入に伴う貯留層内での化学反応に関し既往資料による予察検

討、既存坑井の圧力データや操業情報より現在の坑井健全性の評価、および周辺油ガス田においてCO2 貯留量に関して容積法による予察的評価を行った。「④排出削減の定量化の検討」では、JCM CCUS 方法論においてCO2 排出削減量の過大評価を避けるため、リファレンス排出量およびプロジェクト排出量の設定方法に関し海外の類似事例を通じ検討を実施した。「⑤相手国関係者との連携事業」では相手国側パートナーの Pertamina および Lemigas とキックオフ会議や中間進捗会議を開催し、必要に応じてスタディ内容に関して意見交換や助言のための打合せを行ってきた。これとは別にインドネシア側向けに理解を深めてもらうため、知識の共有を図ることを目的として、JCM に関するセミナーやモニタリングに関するセミナーを実施し、またプロジェクトワークショップを実施した。

Stimulated by the COP 26 held from October to November 2021, interest in carbon neutrality has grown even more in the Republic of Indonesia, where the Presidential decree on carbon pricing was enacted almost simultaneously. Also, by developing the outline of national policy to address abatement of CO2 emission, the country made a steady progress in developing the policy and regulatory environment required for commercialization of CCUS in the year 2021.

Meanwhile, in the γ gas field located on the land of East Java in the country, which is scheduled to newly start natural gas production, the proportion of CO2 contained in its natural gas is approximately 35% and the CO2 is expected to be released into atmosphere after its separation. The project covered by this study aims to materialize the CO2 abatement while contributing to increase in crude oil production by injecting CO2 transported in supercritical state through pipeline into a storage formation in α oil field.

In this year's study, "(1) Related policies, systems, regulations, etc.", and the above-mentioned presidential decree were reviewed, and cases of incentives overseas were also reviewed and effective incentives in the Republic of Indonesia were examined.

In addition, a literature survey on outreach activities, including a case in Japan, to local residents and local governments was conducted and a survey on environmental impact assessment work applied in the oil and natural gas business and the measures that will be needed in the future were summarized.

In "(2) Examination of commercialization plan", a trial calculation of economic efficiency including sensitivity analysis was performed based on the amount of CO2 reduction and the amount of oil production increase by the existing reservoir model. Also the concept of the business scheme of CCUS was discussed with Pertamina.

In "(3) Examination of issues and countermeasures", the progress was verified through several exchanges of opinions and discussions regarding the reservoir simulation study being conducted at Pertamina, and in particular, expertise was provided on technical issues of history matching.

In addition, a geomechanics study was conducted on the possibility of CO2 leakage from the seal layer and faults using the measurement results of existing 3D models and cuttings samples, and the monitoring plan was reviewed based on the results and part of the plan created in 2020 was revised.

Moreover, a preliminary examination of chemical reactions in the reservoir due to CO2 injection, a preliminary evaluation of current well integrity from pressure data of the existing wells and operation information, and volumetric method for CO2 storage in surrounding oil and gas fields were conducted.

In "(4) Examination of quantification of emission reduction", in order to avoid overestimation of CO2 emission reduction in JCM CCUS methodology, the method of setting reference emission

and project emission was examined through similar cases overseas.

In "(5) Collaboration with related parties of the partner country", kick-off meetings and interim progress meetings were held with partners in the Republic of Indonesia, Pertamina and Lemigas, and meetings were held for exchange of opinions and advice regarding the contents of the study as necessary.

Apart from this, in order to deepen the understanding on the Indonesian side, seminars on JCM and monitoring, and also project workshops for the purpose of sharing knowledge were held.

令和3年度CCUS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

「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

インドネシア共和国においては、CO_2削減、原油増産の２つの国家目標を達成する方策として、CCUS（CO_2EOR）の実現に向けた取り組みが注目されている。石油資源開発(株)は保有するCO_2EOR技術、CCS技術を有効に活用することによって、その実現を支援し、JCM CCUS（CO_2EOR）の実施を目指す。

調査概要

昨年度までの調査の結果、南スマトラ地域については、CO_2削減量が約790万トン、原油増産量は3,600万バレルと試算されたものの、長期的・経済的に安定なCO_2排出源の確保が課題であることが明らかになった。本年度は、東ジャワ地域において2022年生産開始予定のγガス田から放散が予定されているCO_2を超臨界パイプラインでα油田に輸送、圧入することによって、CO_2削減と原油増産に資するCCUS事業の実現が期待されることから、その貯留量、貯留健全性、事業性およびこれらの基盤となる法令・制度の課題などについて調査を行った。

調査項目

① 関連政策・制度・規制等：尼国大統領令、インセンティブ等
② 事業化計画の検討：事業計画案、経済性、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：アジアCCUSネットワーク講演、プロジェクトワークショップ開催

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新しい事業の確立に必要な尼国の法令・制度が整備されること、CO_2パイプライン等のインフラが整備されること、他の手法に比べて大規模なCO_2削減効果が期待されること、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、地域におけるCCS/CCUS事業化のハードルが低減され、ハブ・アンド・クラスター方式での事業の発展が可能になるものと見込まれる。

排出削減見込量

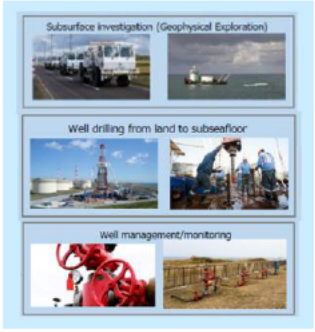
- CO_2排出削減量は、本年度実施した既存の貯留層モデルによるシミュレーション・スタディの結果、 商業段階において約1,000万トンと試算された。前回の検討（2019年試算時、約1,300万トン）と比較して、圧入レート（100MMSCF/d ⇒ 77MMSCF/d）および圧入期間（20年間⇒15年間）を保守的に設定したことなどにより300万トン減少した。また、実証試験時のCO_2排出削減量については約50,000トンとの試算値が得られている。
- 将来、本事業がα周辺域に普及した場合、合計約1億トンのCO_2貯留が可能になると見込まれる。
- なお、現在、オペレータのPertaminaは新しい貯留層モデルにもとづくシミュレーション・スタディを実施中であり、CO_2削減量については来年度、その結果をもとにアップデートすることが必要である。

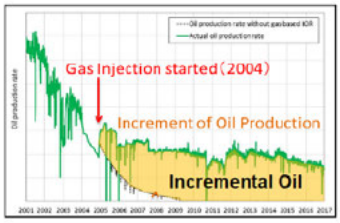
令和3年度CCUS分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：インドネシア共和国

導入技術概要

CO_2地中貯留技術

弊社が長年、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の貯留技術と最も親和性の高い技術と言える。2002年に社内にCCS専門組織を立ち上げて以来、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、圧入作業など、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。





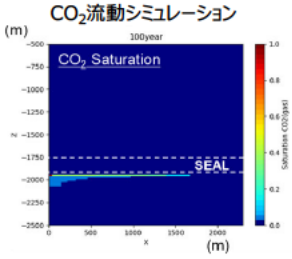
CCUS（CO_2EOR）技術

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を地下に貯留するため、適切な計画立案と柔軟な操業が求められる。弊社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、弊社の生産操業における最適化能力の高さを示している。インドネシアと日本は地質的な類似点が多く、これらの技術と経験はα油田でのCCUSにおいても有効に活用できる。

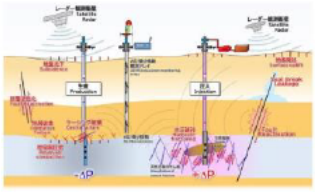
CO_2漏洩リスク評価・モニタリング技術

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の最適化、および実行に貢献する。また、現在、JOGMECと共同で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技術の開発に取り組んでおり、ホールコアに依らない予測の精度向上が期待される。

CO_2流動シミュレーション



モニタリングシステム



※技術導入にあたっての相手国への提言：CCUSの適用法令の整備

CCUS Feasibility Study project for the JCM (2021FY)
Country: the Republic of Indonesia

JCM CCUS Feasibility Study in α Oil Field, East Java, Republic of Indonesia
Implementing Organization : JAPAN PETROLEUM EXPLORATION Co, Ltd.

In the Republic of Indonesia, efforts toward the realization of CCUS (CO_2EOR) are attracting attention as a measure to achieve the two national goals of CO_2 reduction and crude oil production increase. Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. aims to implement JCM CCUS (CO_2EOR) by effectively utilizing its CO_2EOR technology and CCS technology to support its realization.

Overview of Study

The study until last year estimated approximately 7.9 million tons of CO_2 emission reduction and 36 MMbbl of incremental oil recovery in South Sumatra. However, it also revealed a difficulty in securing long-lasting, economically viable CO_2 sources there. This year, a CCUS-EOR project in East Java that transports and injects CO_2 released from the γ gas field, planned to commence production in 2022, using a supercritical pipeline into α oil field was found to be more realistic. Hence we studied storage capacity, containment integrity and economic feasibility of this project and legal and institutional arrangements required for its realization.

Study Items

1) Related policies, systems, regulations, etc.
2) Examination of commercialization plans in the α oil field
3) Targeting the α oil field
4) Examination of quantification of emission reduction
5) Cooperation with the Partner Country

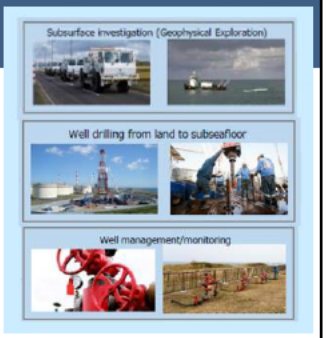
Prospects for Dissemination

The legal and institutional system will be established in the Republic of Indonesia for the business model of CO_2 emission reduction and oil production enhancement by JCM CCUS (CO_2-EOR) / Infrastructure, including CO_2 pipeline will be built /A larger-scale CO_2 reduction is expected in comparison to the other decarbonization schemes / The hub and cluster type of business development is expected

GHG Emission Reduction

- 10MMt of CO_2 emission reduction was estimated in the commercial stage based on numerical simulations using an existing reservoir model. Decrease of 3MMt from the previous study (estimated in 2019, about 13MMt), because CO_2 injection rate (100MMSCF/d ⇒ 77MMSCF/d) and period (20 years ⇒ 15 years) were set at conservative side.
- If this project is extended from α to its surrounding area in future, about 100MMt of total CO_2 storage can be expected.
- Currently, Pertamina (operator) is conducting a simulation study using a new reservoir model. Hence the estimate of CO_2 reduction amount needs to be updated next year to reflect the results.

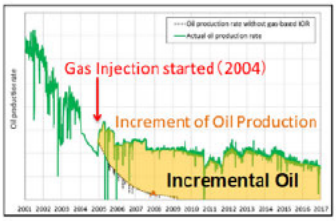
CCUS Feasibility Study project for the JCM (2021FY)
Country: the Republic of Indonesia



Introduction Technology Outline

CO_2 sequestration Technology

The exploration, development, production, and transportation technologies that Japex has developed in the oil and gas business are highly compatible with CCUS technologies. We have been improving the technologies related to site screening, site selection, storage capacity and integrity evaluation and injection and monitoring operation.



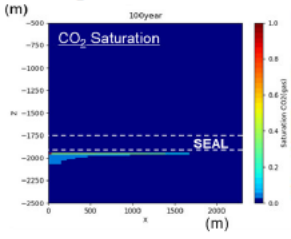
CCUS (CO_2EOR) Technology

Proper planning and flexible operation are vital for CO_2EOR, as it injects CO_2 into oil field to capture production decline by enhancing recovery of remaining oil while storing CO_2. Japex succeeded in a pilot test of CO_2EOR in the Sarukawa oil field in the 1990s and has been producing significant amount of incremental oil by gas injection EOR at the Iwafune-oki oil field since 2004, which proves its capability in EOR project management. Geological similarity between Indonesia and Japan will make such technicality and experience effectively applicable to the CCUS project at α oil field.

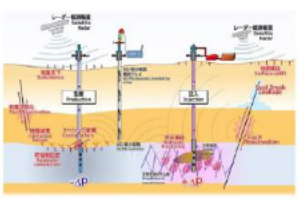
Evaluation of CO_2 leakage risk and Monitoring technology

The technology to detect fluid behavior in oil reservoirs will contribute to optimize and execute monitoring plans that assess likelihood and impact of the risk of CO_2 leakage and to track their evolution over time. Additionally, the ongoing technology development for geomechanical properties measurement by stress-distortion experiments (indentation test) using rock fragments, conducted jointly with JOGMEC, will allow for accurate prediction of the properties of interest without necessitating whole core samples.

CO_2 flow simulation



Monitoring system



※Recommendations to partner countries for technology introduction: Development of applicable laws and regulations of CCUS

3.5 日本エヌ・ユー・エス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 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 Feasibility Study on Mineral Carbon Capture and Utilization (MCC&U) Technology in the Cement Industry of Thailand
対象国	インドネシア Indonesia
目的・概要	二国間クレジット制度下でインドネシア Gundih ガス田における CCUS を実施すべく、2020 年度より経済産業省支援の下、実現可能性調査が開始された。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 を地下に圧入することを目的とするプロジェクトである。 In order to implement CCUS in the Gundih gas field under JCM, a feasibility study was started in FY2020 with the support of the Ministry of Economy, Trade and Industry. Under the plan, all of the CO2 emitted into the atmosphere from the gas processing facility will be transported through a 4 km pipeline and then injected underground.
分野	CCUS

インドネシア中部ジャワ州のグンディガス田における二酸化炭素地中貯留（CCUS）の検討は、2011 年に JICA-JST の SATREPS プロジェクトとして開始され、5 年間の国際共同研究が実施された後、アジア開発銀行（ADB）が支援して検討が続けられ、基本検討が完了した。その後、二国間クレジット制度下でグンディガス田における CCUS を実施すべく、2020 年度には経済産業省支援の下、過去の基本検討を踏まえた実現可能性調査が開始された。この実現可能性調査の中で、2 年目となる 2021 年度の調査結果を説明するものである。

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である。グンディガス田の権益を有する国営石油会社プルタミナ社、国立バンドン工科大学とともに日本側 3 社（日本エヌ・ユー・エス株式会社、日揮グローバル株式会社、電源開発株式会社）は、必要となるスタディを役割分担して、調査に取り組んだ。

その結果、当初に予定していた全ての調査項目を完了することができ、年間 30 万トンの CO2 貯留に必要な設備、モニタリング計画、それらに必要なコストの規模を把握することができた。今後は、FEED 段階に進められるように、総合的な視点から検討方針や対応方針について関係者間で話を進める。

The study of CCUS in the Gundih gas field in Central Java, Indonesia started in 2011 as a JICA-JST SATREPS project, and after five years of international collaboration, the study has continued with the support from Asian Development Bank and the basic study has been completed. After

that, in order to implement CCUS in the Gundih gas field under the bilateral credit system, a feasibility study based on the past basic study was started in FY2020 with the support of the Ministry of Economy, Trade and Industry. This report describes the summary of this feasibility study for FY2021, the second year of the study.

Under the plan, all of the CO2 emitted into the atmosphere from the gas production and processing facilities of the Gundih gas field will be transported through a 4 km pipeline, and 300,000 tons of CO2 per year will be injected underground. Pertamina, the state-owned oil company, and the Bandung Institute of Technology, as well as the three Japanese companies, worked together on the necessary studies.

As a result, all of the initially planned study items have been completed. The surface facility to inject 300,000 tons of CO2 per year and the basic monitoring plan were designed. The costs required for construction of the facility and the monitoring activities were estimated. Further discussions will be held with the parties concerned so that it will be possible to proceed to the FEED phase.

令和3年度CCUS分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：インドネシア

「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」
実施者：日本エヌ・ユー・エス株式会社、日揮グローバル株式会社、電源開発株式会社

本調査の後、CCUSの実施により、JCM下でCCUSが技術的/制度的に事業として実現できることが実証でき、経済産業省のアジアCCUSネットワーク構想におけるフラッグシップ事業となることが期待されている。実現できた場合、同様の方式で、尼国内および他の東南アジアへの展開が見込めることになり、我が国が目標に掲げる「2030年度までのJCMに基づく1億トンの海外CO_2削減」の達成に必須の大規模CO_2削減プロジェクトの創出に大きく貢献することが可能となる。

調査概要

尼国中部ジャワ州に位置するグンディガス田におけるCCUSの実施計画について、過去にJICA-JST、次でアジア開発銀行支援下で検討が進められてきた。その後、二国間クレジット制度下でグンディガス田におけるCCUSを実施すべく、2020年度より経済産業省支援の下、実現可能性調査が開始された。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である。

調査項目

① サブサーフェス検討の支援
② ジオケミストリーの検討
③ 設備の検討
④ モニタリングの検討
⑤ 共同スタディ実施、報告会開催等

普及見通し

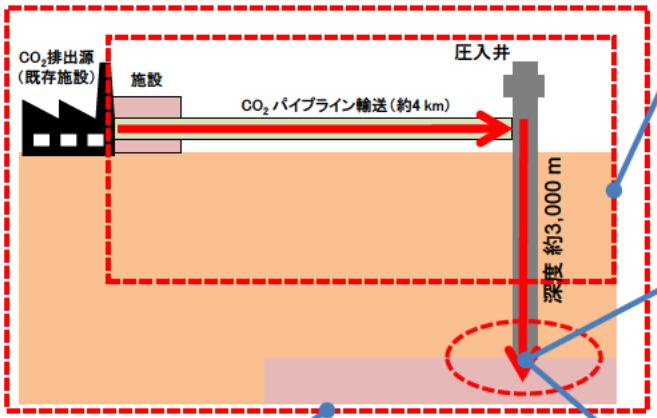
実証後にJCM下で圧入を継続して民間主導のクレジット創出プロジェクトとして事業化できた場合は、同様の方式で尼国内に存在する多くのガス田への適用が可能となる。また、ブルーアンモニア/水素生産において今後の実施が見込まれるガス田近傍のCCUSにおいても同様の方式で適用が期待される。尼国で確立したCCUS実施スキームは、周辺諸国（マレーシア、ベトナム、タイ等の油ガス田を有する諸国）へ水平展開が可能である。

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を全量、約4kmパイプライン輸送し、800t-CO_2/日を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3年度CCUS分野におけるJCM実現可能性調査
相手国：インドネシア

導入技術概要



統合システム

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サポート

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（2021FY）
Country：Indonesia

Feasibility Study on JCM-CCUS Demonstration in Gundih Gas Field in Indonesia

Implementing Organization: JAPAN NUS Co., Ltd., JGC CORPORATION, Electric Power Development Co., Ltd.

A plan for CCUS Implementation in Gundih gas field is under study by Indonesia and Japanese parties . It is expected to be the first CCUS project under JCM scheme and a model CCUS project in ASEAN region under the international cooperation between Governments of Indonesia and Japan.

Overview of Study

The study of CCUS in the Gundih gas field in Central Java, Indonesia started in 2011 as a JICA-JST SATREPS project, and after five years of international collaboration, the study has continued with the support from Asian Development Bank and the basic study has been completed. After that, in order to implement CCUS in the Gundih gas field under JCM, a feasibility study was started in FY2020 with the support of the Ministry of Economy, Trade and Industry. Under the plan, all of the CO_2 emitted into the atmosphere from the gas processing facility will be transported through a 4 km pipeline will be injected underground.

Study Items

1) Technical Support of Subsurface Study
2) Geochemistry Study
3) Surface Facility Study
4) CCUS Monitoring Study
5) Reporting Meetings

Prospects for Dissemination

- Future similar CCUS projects could be implemented in the region in the same way established by Gundih CCUS.

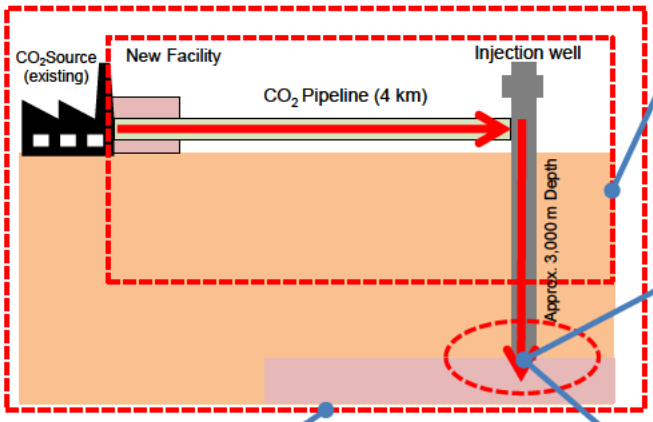
GHG Emission Reduction

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（2021FY）
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.

JCM-CCUS Project

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

Technical Support to Subsurface Studies

Techniques for advanced fluid modeling and reservoir simulations.

3.6 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。

なお、石油資源開発株式会社と日本エヌ・ユー・エス株式会社については、過年度事業からの継続であり、定量化手法については特に現時点でそれぞれの事業に特有の課題は見当たらなかった。

3.6.1 EY 新日本有限責任監査法人

本方法論は、コンクリート製造時に副生する塩基性廃棄物に対するセメント起源 CO2 を吸収するプロジェクトに関するものである。リファレンス排出量は排ガスから鉱物固定された CO2 のうちセメント少量混合成分として固定され続ける量と、これらの利用により代替されるセメントの製造による CO2 排出量とし、プロジェクト排出量は鉱物炭酸化設備によるエネルギー（電力）消費、塩基性廃棄物の調達、輸送に関するエネルギー消費としている。なお適格性要件として、炭酸塩の利用は CO2 が遊離しない条件で行われること（大気圧、825℃以下での保管・使用、pH7 以上での混入）を挙げている。

本方法論に関する主な課題として、プロジェクトを実施しない場合においても塩基性廃棄物は CO2 と化合しうるため、一定期間が経過するとリファレンス（無対策時）の CO2 吸収量とプロジェクトによる CO2 吸収量が等しくなる（即ち排出削減量がゼロとなる）可能性が挙げられる。算定方法の検討の一環としてこの点をプロジェクト事業者に対して指摘し、事業者との協議を行った。結果として、プロジェクトを実施しない場合における塩基性廃棄物への CO2 吸収を考慮するためには、CO2 を人為的に吸収させない対照群を設けた比較を行い、将来に外挿することでリファレンス排出量とみなし、プロジェクトでの吸収量との差分を取る方法が今後の検討課題として挙げられた。

対照群と比較した反応の実験を行うことにより無対策時の反応定数を算出し、プロジェクトによる排出削減量の算定式は下記のようになることが想定される。

$$ER = \frac{44}{100} \times \left(CC_{PJ} - CC_{PJ,0}\right) \times e^{-100k}$$

ここで

ER	＝	プロジェクトにより想定される排出削減量（t-CO2）
CC_{PJ}	＝	CO2 吸収後の塩基性廃棄物において測定された炭酸カルシウムの量（トン）
$CC_{PJ,0}$	＝	CO2 吸収前の塩基性廃棄物において測定された炭酸カルシウムの量（トン）
k	＝	対照実験により算出された反応定数（無次元）

ここで、今後は対象実験によりプロジェクトを実施しない場合における反応定数（上の式でのパラメータ k）の推計が望ましいと考えられる。この推計は方法論検討に先立って行い、方法論には k のデフォルト値を記載する方法と、方法論に対照実験の手法を記載する（k は方法論を利用する事業者が算定する）方法が挙げられる。

なお、排出削減量は JCM において通常みられる期間あたりの値（ER_p）ではなく、プロジェクトにより

処理された塩基性廃棄物の量に応じて決まる。加えて、本プロジェクトによる排出削減量は副生物の量に比例することから、意図的または非意図的な排出削減量の増加を防ぐため、塩基性廃棄物の副生率に関する上限を設定している。

3.6.2 株式会社フジタ

本方法論は、未利用バイオマスのガス化の副生物バイオ炭貯留に関するものである。想定するプロジェクトはバイオマスより可燃性ガスを生産することにより電力を代替し、残渣物をバイオ炭として地中に混入（炭素固定）するというものである。ここでバイオ炭による排出削減の前提として、バイオ炭中に含まれる炭素が分解されず長期間固定されることが前提となるが、これを担保するために一定温度以上の条件で反応させる等が必要となる。また木材に占めるバイオ炭比率のデフォルト値を保守的に算出すると非常に低く算出されるため、これらについて定期的に測定するような選択肢を盛り込む方向で検討している。

本方法論に関する主な課題として、①バイオマス原料がプロジェクトを実施しない場合において木炭等に利用されていた場合の利用機会の収奪の可能性、②バイオマス原料が再生しない場合には排出削減とみなされない可能性があることが挙げられる。プロジェクト事業者との協議においてこれらの点を指摘した。プロジェクト事業者による今後の課題として、①について現状におけるバイオマスの利用の有無、及び②についてバイオマス再生を担保する手法の検討が挙げられる。

3.6.3 石油資源開発株式会社

本方法論は天然ガス副生物の CO2 を貯留するプロジェクトを想定したものである。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。

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変更は現状想定されていないことを確認した。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。

3.6.4 日本エヌ・ユー・エス株式会社

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。

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。なお CCS、EOR プロジェクトに共通の課題として、適格性要件の遵守ができないことが判明した場合や、圧入後のモニタリングの期間等については検討が必要な点がある。しかしながら、これは JCM 制度における CCUS の扱いに依存する面があり、石油資源開発株式会社の状況と同様に、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。

4. CEFIA 国内事務局の運営及び関連調査

4.1 CEFIA の概要

（1） 経緯

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である。2019 年に開催された第 16 回 ASEAN+3 エネルギー大臣会合（AMEM+3）において、我が国が提案した新規官民協働イニシアティブ、CEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN）の立上げが合意された。

（2） 目的

省エネ・再エネ分野で日本企業によるビジネス主導での国際展開を推進するべく、官民イニシアティブである CEFIA において、最先端の脱炭素技術の導入、その普及のための政策・制度構築、ファイナンスをセットで進め、アジア市場におけるイノベーションを通じた現実的なトランジションに貢献する。

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 地域におけるエネルギー関連ビジネスの環境整備を促進する。併せて、APAEC（ASEAN エネルギー協力行動計画）の実施に CEFIA の取り組みを活用していく。

4.2 フラッグシッププロジェクト遂行及び支援業務

（1） RENKEI

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 ACE（ASEAN Centre for Energy）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。この事業は、3 か年計画として進めるものである。2 か年目である 2021 年度は、タイを対象国として、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ロームへの連携制御追加検討などを実施した。さらに、COP26 ジャパンパビリオンや第3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。

a. フィージビリティ・スタディ

Thai Central Chemical Public Company Limited（TCCC）の動力プラントに対して、連携制御による省エネ効果の検証 FS を、TCCC の過去運転データを利用して実施した。TCCC は、化学肥料・農薬の生産・販売に従事するタイを拠点とする会社である。対象動力プラントは、二つに分かれており、一つは、ガスエンジンを使用したコ・ジェネレーションプラント、もう一つは、空気圧縮プラントである。

調査結果は、以下のとおりである。

TCCC コ・ジェネレーションプラントにおいて、CO2 排出量の最小化を図る最適化運転の実施により、年間 2,400t の CO2 削減効果があると算定された。

		最適化の方向	CO2排出削減量 [CO2-ton/year]	利益増加分 [BATH/year]
Case-3	On Peak (8:00-22:00)	ガスエンジンの発電量を最大化し、売電量を最大化する	1,000	2,700,000
Case-3	Off Peak (22:00-8:00)	ガスエンジンの発電量を最大化し、売電量を最大化する	1,400	-2,000,000

電力オンピーク時 (8:00-22:00)

売電最大とするためガスエンジンの発電を最大化する。

CO2 排出量は 1,000[CO2-ton/year] 減

その時の年間利益増 2,700,000[THB/year]

電力オフピーク時 (22:00-8:00)

売電最大とするためガスエンジンの発電を最大化する。

CO2 排出量は 1,400[CO2-ton/year] 減

その時の年間利益減 2,000,000[THB/year]

圧縮空気設備に対して、空気需要が非常に低く、基本エアーコンプレッサー1 台ないし 2 台での運用であることがわかり、連携制御を適用できるのは、コンプレッサー吐出圧の低減による省エネのみであることがわかった。

年間電力消費量は約 400MWh であり、電力コストが約 4 THB/kWh とすると 160,000 THB/year のコスト削減効果、また、電力の CO2 排出係数が 0.6 CO2-ton/MWh とすると、240 CO2-ton/year の削減が計算された。

b. キャパシティ・ビルディング

[タイ企業向けセミナー]

タイにおける連携制御技術の普及を目的として、タイの現地企業・日系企業を対象としたセミナーを実施した。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 FEMS の国際標準化状況や、ASEAN 地域・タイにおけるグリーン政策の動向についても紹介した。

[泰日経済技術振興協会との協議]

産業界向けの連携制御の啓蒙活動を、タイで自立した形で実施するため、泰日経済技術振興協会(Technology Promotion Association(Thailand-Japan):TPA)と協議を開始した。

TPA は、1973 年 1 月に公益財団法人アジア学生文化協会(ASCA)ならびに 一般財団法人海外技術者研修協会(AOTS)で学んだ元日本留学生・研修生が中心となり、タイの経済ならびに産業の発

展のため、日本からタイへの最新技術と知識の移転、普及、人材育成を行うことを目的に設立された非営利団体である。現在、スクンビット通り・ソイ 29 の本館、パタナカーン通り・ソイ 18 の新館、ならびにシアランシット 4 階ランシット校において、 語学講座の開催、技術専門書・ビジネス書・語学テキスト・定期刊行物等の出版・販売、技術・管理セミナー研修の開催、 コンサルティング、工業計測機器、医療機器及び実験器具の校正・検査など、各種サービスを実施している。 事業の実施にあたっては、日本側カウンターパート 一般社団法人 日・タイ経済協力協会(JTECS)の協力を得て、日本と密接な関係を結びつつ進めている。

［チュラロンコン大学］

連携制御の教育コンテンツを、チュラロンコン大学の e-Learning プラットフォーム Massive Online Open Course (MOOC) のコースにすることを検討した。MOOC 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。2022 年 9 月まで、テスト的に運用し、その後コースのレビューを実施することとなった。

［COP26 ジャパンパビリオン］

連携制御フラッグシップ PJ の紹介を JEITA Lee 委員とチュラロンコン大学 David 教授が実施し(リモート参加)、連携制御が GHG 削減にどのように貢献するか、タイでは、連携制御による運用効率化により約 100 万トンの CO2 削減が見込まれること、タイの Energy Efficiency による CO2 削減に対しても大きく貢献する説明を実施した。

［Energy Week International Conference］

ACE 主催の第1回 Energy Week International Conference において、JEITA 代表として、Lee 委員(アズビル)が連携制御とフラッグシッププロジェクトを紹介した(リモートでの参加)。また、フィリピン、タイ、マレーシア、シンガポール、インドネシア、ベトナムにおいて連携制御により約 500 万トンの CO2 削減ポテンシャルがあることを紹介した。

［第3回 CEFIA 官民フォーラム］

第3回 CEFIA 官民フォーラムにおいて、連携制御フラッグシップ PJ に関するプレゼンテーションを実施した。2022 年 2 月 21 日の Session 1において、JEITA 鈴木委員(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、2021 年活動内容、2022 年活動予定のプレゼンを実施した。

［タイ国 DEDE との協議］

＜ミーティングサマリ＞

- 連携制御の概要説明(JEITA)
  Energy Efficiency Improvement を実現する工場、ビル向けの制御であること、適用可能な対象設備、想定される CO2 削減効果などを紹介。
- FEMS 国際標準化の説明(JEITA)
  IEC 63376 として 2023 年 9 月に国際標準化が予定されていること、連携制御を導入し易くするため、標準化の中に、連携制御が必要とするデータ取得インタフェースや Instruction も含まれ

ていることを説明。

・ タイ国省エネ政策と補助金（DEDE Mr. Wisaruth）
Energy Efficiency Target(EEP2018)は、2037 年に BAU に対して、49,064ktoe 削減であり、そのなかで Industrial セクターは 43%、Commercial Building は、13%を占めていることを説明。Building Energy Code は 10 年かけて義務化を実現しており、Industrial Energy Code を現在策定中。

（2）ZEB

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（ビジ協）内に設置された ZEB 普及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。

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)」が発行されたことから、今後は、本技術仕様書を基に、ASEAN の各国で ZEB 普及のための政策・制度整備が進むことが期待される。

このため、COP26 のジャパンパビリオンでのサイドイベント、国内イベント（CEFIA Japan Seminary 2021）、第3回 CEFIA 官民フォーラム、ASEAN のファイナンス関係者とのサブ会合等の CEFIA の関連イベントの機会を活用し、ISO/TS23764 が提唱する ZEB の実現に向けたステップバイステップのアプローチを紹介した。また、ZEB の紹介ビデオを作成し、第3回 CEFIA 官民フォーラムで紹介するとともに、CEFIA デジタルプラットフォームにビデオを掲載した。

ZEB の紹介ビデオは、ISO/TS 23764 策定の経緯、ステップバイステップのアプローチのメリットの他、2021 年 12 月に開設された「ZEB のプロダクトのウェブサイト」についても紹介する内容とした。

＜ISO/TS 23764 策定の経緯＞

- New Technical Specification has been published by ISO in Sep. 2021.
- Methodology for achieving non-residential zero-energy buildings (ZEBs)
- Proposed by the ZEB Dissemination Working Group in JASE-W
- Supported by ASEAN countries such as Singapore, Malaysia and the Philippines
- Approved as ISO technical specification in September 2021

＜ステップバイステップのアプローチのメリット＞

- Provides a basic step-by-step approach for achieving ZEBs: ZEB-ready, nearly ZEB, (net)ZEB
- Benefits of step-by-step approach
- Diversify initial investment
- Reduce carbon emissions through easy, affordable and practical technologies

- Facilitate new products & technologies, and investment

＜ZEB のプロダクトのウェブサイト＞

- JASE-W has launched Products website for ZEB: ”Recommended technologies and products for achieving Zero Energy Buildings”, Search by Building zone, Products area, Country

また、マレーシアの持続可能エネルギー開発庁（Sustainable Energy Development Authority：SEDA）と連携した取り組みを行っており、COP26 のサイドイベントでは、SEDA 関係者によるプレゼンテーションを行った他、CEFIA Japan Seminar 2021 においてビデオメッセージを紹介した。

（3）ファイナンス

1）CEFIAコラボレーションロードマップ策定に向けた活動

ファイナンス分野のロードマップ策定に向けて、ASEAN地場銀行を中心にファイナンスに関するアイデア、戦略、解決案など様々な議論を実施する場として、サブグループ会合を開催した。会合は、ADFIAP（アジア太平洋地域開発金融機関連合）が主導し、金融機関のクリーンエネルギーへの投融資における課題の特定および、他組織との連携活動の特定を中心に議論を実施した。

＜サブ会合 1 回目＞

- タイトル：Subgroup Discussion on the CEFIA Collaboration Roadmap in Finance
- 日時：2022 年 1 月 11 日（火）15:00- 17:00（日本時間）
- 主な成果：

  本会合は ADB（アジア開発銀行）、ADFIAP 及び ASEAN 地域にある合計 12 金融機関から 25 名の代表者が参加した。本会合では、クリーンなエネルギーを促進するための資金調達活動において、金融機関が直面している課題点やニーズを把握した。金融機関の意見やニーズを踏まえ、第 2 回会合に向けて、金融機関のクリーンエネルギープロジェクトへの融資を促進するにあたり、より具体的な行動を特定するために、具体的な連携可能プロジェクトの提案を検討した。

  <u>金融機関が直面する課題</u>

  - 情報アクセスの制限
  - 評価する知見の不足
  - 政策やガイドラインの必要性
  - 資金調達の仕組みの必要性

  <u>金融機関が課題解決に向けて必要な支援</u>

  - グリーン技術に対する認識の向上
  - 定量評価ツールの必要性
  - 融資の仕組み・政策・ガイドラインの整備の必要性
  - ビジネスモデルの実証支援

<サブ会合 2 回目>

- タイトル：Follow-up Discussion of Finance Subgroup on CEFIA Flagship Projects
- 日時：2022 年 3 月 2 日（水）16:00- 17:00（日本時間）
- 主な成果：
  金融機関や企業がプロジェクトのバンカビリティに対する理解を深めるためのキャパシティ・ビルディング、新規技術の利点に対する認識向上、政府の政策・規制改革およびインセンティブを通じた制度構築支援、プロジェクトの資金調達メカニズムの知見共有などが必要とされているという意見が挙げられた。

サブ会合での議論を踏まえて、ADFIAPより、CEFIAコラボレーションロードマップに反映させる活動として、①キャパシティ・ビルディング、②データおよび情報へのアクセス、③制度による支援、④ファイナンスの仕組み、⑤パイロット・プロジェクトの実施が整理され、その活動案について提案された。

2）調査活動

トランジション・プロジェクトを促進させるためのファイナンスの事業環境把握のための調査をADFIAPが中心となり実施した。トランジションのドライバーの特定、金融機関が直面するトランジション・リスクの特定等に加えて、ASEANにおける先進ファイナンス事例のケーススタディ及びそこから得られる示唆について整理した。

（4）マイクログリッド

マイクログリッドについては、2019 年度に FS を実施した株式会社チャレナジー（以下、「チャレナジー」）の取り組みに関する発信を中心とする普及啓発活動を行った。第 3 回 CEFIA 官民フォーラムにおいて、チャレナジーが発表した内容は次の通り。

- チャレナジーが展開するのは、垂直軸型マグナス式の風車で、従来の水平軸型プロペラと比較して、発電可能な風速域が広く、全方向からの風向きに対応できるため、台風等の乱流でも安全に発電することができる。メンテナンスも容易で低コストという利点もある。
- チャレナジーは、2019 年度に本事業における FS 調査を経て、2020 年度に NEDO「民間主導による低炭素技術普及促進事業/低炭素技術による市場創出促進事業」において、マグナス風車、太陽光発電、並びに蓄電池から構築されるマイクログリッド事業としてのビジネスモデルを確立、2021 年からフィリピンのバタネス州バタン島において実証事業を展開。台風頻発地において、災害時に通信と電力を周辺地域に供給するシステムを構築した。
- 2021 年 9 月の最大風速 73.6m/sに達した台風 14 号の影響下においても、支持構造物への影響なしに発電を維持するなど、バタン系統内の再エネ比率（10％）、エネルギーコスト（35 円/kWh）、レジリエンス（50kW*24 時間運転）の3つの実証目標に全て到達した。
- 今後は、機器販売だけではなく、マイクログリッド運営そのものへの関与による安定的な事業機会の確保を、東南アジア広域で狙う。

今後は、チャレナジーとの連携を継続し、同社のグッドプラクティス共有によるフィリピンの他地域及びフィリピン以外の ASEAN 展開に資する活動を検討することが必要である。特に、ASEAN の関係省庁、業界団体、地域団体等へのアウトリーチ活動に注力し、ネットワーク構築を図る。ADB 主催の会議や COP27 等の国際会議の場を積極的に活用してアピールする他、CEFIA デジタルプラットフォームを介した情報共有も継続的に行うことが重要である。更に、学術関係者やレジリエンス関係団体との連携等、地域人材の育成を介したポテンシャル調査等の展開も視野に入れることが必要である。

（5） 鉄鋼の省エネ

日本の省エネ設備の普及率が圧倒的に高いことが日本鉄鋼業の効率性の主因であり、新興国を中心に省エネ技術の導入ポテンシャルが高いことから、鉄鋼業において CO2 排出削減を進めるには、日本の持てる省エネ対策・技術普及を世界、特に新興国に導入していくことが有効である。

一般社団法人日本鉄鋼連盟は、第3回 CEFIA フォーラムにおいて、東南アジアにおける鉄鋼生産量の増加が見込まれる中、短中期的な気候変動対策としての最新・最善の省エネ技術の普及、CEFIA を通じた「官民対話」「鉄鋼プラント診断」の活動を提案し、APAEC フェーズ II への貢献の意欲を表明した。

次年度は、CEFIA フラッグシッププロジェクトとして、①製鉄所省エネ診断業務、②技術カスタマイズリストの策定、③鉄鋼関連 ISO の普及・啓蒙、④官民連携の活動を行うことの提案があった。

（6） その他候補案件の検討

CEFIA 国内イベントの開催をはじめ、CEFIA フラッグシッププロジェクト候補案件の発掘のため、ASEAN で省エネ技術の普及事業を実施する事業者を中心に協議・検討を行った。

現時点で、有力と考える CEFIA フラッグシッププロジェクト候補案件を以下に示す。

［電機・電子業界 GHG 削減貢献定量化］

空調機など電気機器は、使用時の排出がライフサイクル全体の98%を占めるといわれ、Scope1，2，3 を包括した、GHG 削減貢献の定量化（見える化）が重要である。電機・電子業界の温暖化対策委員会では、「温室効果ガス削減貢献定量化ガイドライン」の作成を手掛けるなど、Scope3 を視野に入れた貢献のアピールの場として CEFIA に期待を寄せている。同温暖化対策委員会との協議により、CEFIA 活動の枠組みを構築したいとのニーズがある。

［ESCO］

省エネ推進には、ファイナンスとの融合が重要であり、ESCO 事業モデルは、省エネ投資が進まない ASEAN 諸国において、効果的なビジネスモデルとの期待が高い。フィリピン Energy Efficiency（EE） Finance, Investments, Policy and Market Transformation は、ASEAN の ESCO 事業の拡大に積極的であり、CEFIA を通じた啓蒙活動に関心を寄せている。フィリピンを中心とした CEFIA 啓蒙活動および日本企業へのビジネスマッチングの呼びかけを進めたいとのニーズがある。

［ヒートポンプ空調の域内相互認証制度の構築］

ASEAN 諸国における高効率空調普及に向けた試験評価制度（MRA）の Harmonization による本邦製造事業者の市場拡大が期待される。一般社団法人日本冷凍空調工業会を中心に案件実施に向けた意欲があり、2020 年度調査において、既にインドネシアのニーズおよび課題を抽出している。ACE が中心となり進められている CSPF プロジェクトの動向を確認し、CEFIA との協調の可能性を模索するとともに、試験施設導入済諸国の試験センター関連団体（官・民）との協議を進めたいとのニーズがある。

［高効率カーエアコン（H-MAC）］

GHG 排出量の多くを占める自動車分野において、大幅な GHG 削減が見込まれる技術である。タイにおけるファイナンスと融合した先行ビジネスモデルの確立に向けた活動実績がある。タイ政府の MAC（Mobile Air-conditioners）性能試験実施体制確立に向けた予算執行の停滞が課題となっている。国内事業者との継続的な情報交換を通し、本事業に関する経営方針の動向を確認しつつ、タイ代替エネルギー開発・効率局（DEDE）との協議による現地ニーズの隆起及び支援の取り付けを行いたいとのニーズがある。

［その他のアイデア］

スマートシティ（ZEB、連携とも隣接する領域）、地冷・エネルギー供給事業など、日系企業の ASEAN 現地拠点での脱炭素化をサステナビリティ・リンク・ローン（SLL）との連携への展開も視野に入れつつ進めていくことが考えられる。

4.3 イベント開催に係る業務

第3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等、国内イベント開催に係る業務フラッグシッププロジェクト遂行及び支援業務を実施した。

（1） 第3回CEFIA官民フォーラム

第3回 CEFIA 官民フォーラムを 2022 年 2 月 21 日にオンライン形式で開催した。フォーラムでは、CEFIA の活動状況報告や脱炭素技術への融資活性化に加え、APAEC（ASEAN におけるエネルギー行動計画）への貢献について CEFIA Collaboration Roadmap の議論が行われた。

［開催概要］

- 日時：2022 年 2 月 21 日（月）11:00 – 17:30（日本時間）
- 場所：オンライン開催
- ホスト：マレーシア・エネルギー委員会、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（活動概要、新たな候補）
- セッション 2：CEFIA・コラボレーションロードマップ
- セッション 3：脱炭素化に向けた資金動員

［参加者］

- Webinar 参加数：151 名
- YouTube 閲覧数：168 回（終了時点）
- スピーカー/パネリスト：21 名

［結果概要］

＜オープニング＞

ホスト国であるマレーシア・エネルギー天然資源省パワンテ事務次官及び ASEAN エネルギーセンター（ACE）ヌキ所長から開会挨拶、石井経済産業副大臣から特別挨拶を行った。

- マレーシア天然資源省ズリナ・パワンテ事務次官から、マレーシア政府は ASEAN 各加盟国と共に、エネルギートランジションにコミットしていることが表明された。エネルギーセクターの脱炭素化の加速化は大きな挑戦であり、エネルギー安全保障及び持続可能な発展を両立させるには、ステークホルダーとの既存及び新しい協力関係の拡充が不可欠であることから、官民連携を通じた低炭素技術の普及を推進する CEFIA の取り組みの重要性が強調された。
- CEFIA の事務局を担う ACE のヌキ所長からは、CEFIA は APAEC フェーズ II における活動の推進に必要な課題や機会の議論に適した重要なプラットフォームであることが言及された。CEFIA プロジェクト・マネジメント・ユニット（PMU）の立ち上げの発表がされ、CEFIA コラボレーションロードマップに基づく取り組みについて、ビジネス活動を前進させ、クリーンエネルギーへのファイナンスの触媒となること、エネルギートランジション及び経済復興への貢献を目指していくことが表明された。
- 石井経済産業副大臣からは、ASEAN 地域におけるエネルギー分野の脱炭素化を目指して、アジア・エネルギー・トランジション・イニシアティブ（AETI）の一環として CEFIA を推進し、一つの目安として、2025 年までに、合計 60 億円規模のプロジェクトを実施し、これにより、合計 100 万トン規模の CO2 排出削減に貢献することの表明があった。また、トランジション・ファイナンスの普及の重要性が強調された。

＜CEFIA の進展に関する発表＞

ACE より CEFIA のこれまでの成果、APAEC フェーズ II との連携、CEFIA コラボレーションロードマップの策定に向けた進捗について発表が行われた。

- ACE から、CEFIA プロジェクトマネジメントユニット（PMU）の概要が発表された。PMU の役割は、フラッグシッププロジェクトに関わるコミュニケーション・調整、ファシリテーション・実施、事務・技術支援、モニタリング・オペレーションであると紹介された。
- ACE から、これまでの CEFIA の成果と今後の方向性について説明があった。また、APAEC

フェーズ II の概要説明があり、APAEC フェーズ II の7つのプログラム領域における進捗が共有された。

- CEFIA コラボレーションロードマップ概要が説明され、APAEC フェーズ II への貢献についても言及された。
  - CEFIA は、「フラッグシッププロジェクト」、「削減効果の見える化」、「ファイナンス」を通じて、APAEC フェーズ II の再エネ、省エネ、地域エネルギー政策＆計画等の領域に貢献。
  - ナレッジシェア、協力プロジェクトの特定、パートナーシップ構築/案件組成、政策・プロジェクト・パートナーシップ・投資（PPPI）への提言を通じた貢献。
  - ASEAN+3 エネルギー大臣会合（AMEM+3）、SOME+3、SOME 特別会合等で CEFIA が言及されていることを紹介。

＜CEFIA の進展に関する発表＞

経済産業省地球環境連携室より CEFIA の発展に向けた今後の方針について発表が行われた。

- 地球環境連携室長からは、CEFIA の発展に向けた次の取り組みが表明された。
  - 既存及び新たなフラッグシッププロジェクトを通じて CO2 削減に向けた取り組みを強化する。2025 年に向けた野心的な見立てとして、5000 万 US ドルの資金動員と、 百万トン相当の CO2 削減を想定。
  - CEFIA の目的及び運営の方向性を示す上で重要となるミッション・ステートメントの承認を、2022 年後半に ASEAN+3 のエネルギーに関する高級実務者会合（SOME+3）で得ることを目指す。
  - 2021 年に締結した経済産業省とアジア開発銀行（ADB）の協力覚書（MOC）に基づく、2022 年のワークプログラムを発表。ナレッジシェア、資金支援プロジェクトでの協力、CEFIA コラボレーションロードマップの策定支援等、様々な協力を追求していく計画を策定。
  - 日本政府として、CEFIA の活動を、パリ協定第 6 条 8 項の「非市場アプローチ」として位置づける意向を表明。CEFIA の認知度を国際的に高め、様々な機会創出を狙う。

＜セッション I：フラッグシッププロジェクト（活動概要、新たな候補）＞

地球環境連携室より、CEFIA において活動するフラッグシッププロジェクトの全体像について説明後、各プロジェクトの活動と今後の展開について発表が行われた。

- RENKEI（連携制御）では、連携制御技術を中心に、導入可能施設や導入事例、工場エネルギーマネジメントの国際基準の動向、CEFIA 活動について紹介。
- ZEB（ネット・ゼロ・エネルギー・ビル）では、ZEB の実現に向けたステップバイステップのアプローチを提唱する ISO/TS23764 が 9 月に発行したことを紹介。今後、ISO/TS23764 を参照しつつ、ASEAN 各国での ZEB 普及のための計画策定を働きかけていくことを説明。
- マイクログリッドでは、マグナス式風力発電を活用したマイクログリッドの開発経緯、フィリピン事業におけるスーパー台風への対応実績、先駆的技術、アプリケーションについて紹介。

新たなフラッグシッププロジェクトの候補として、鉄鋼分野での展開に向けた取り組みについて発表

が行われた。

- 日本鉄鋼連盟からは、東南アジアにおける鉄鋼生産量の増加が見込まれる中、短中期的な気候変動対策としての最新・最善の省エネ技術（BAT）の普及、CEFIA を通じた「官民対話」「鉄鋼プラント診断」の活動を提案し、APAEC フェーズ II への貢献の意欲を表明。

＜セッション II：CEFIA コラボレーションロードマップ＞

地球環境連携室および三菱総研より、CEFIA ロードマップの全体像および具体的な活動が紹介された後、マレーシアおよびタイ政府より、自国の政策動向とロードマップに対する期待について、それぞれ発表された。その後、パネルディスカッションが行われ、官民連携、ロードマップに対するレコメンデーションおよび CEFIA への期待を中心に活発な意見交換が行われた。

- 地球環境連携室は、ロードマップに関し、概念説明、APAEC フェーズ II との整合の重要性、ロードマップ策定に向けたマイルストーンを共有。
- 三菱総研は、ファイナンスに関するロードマップ策定に向けた具体的な活動およびそれらの活動を促進するための ASEAN のファイナンス機関向けのスキームを紹介。
- マレーシア・エネルギー天然資源省は、国家エネルギー政策及び炭素強度の削減目標等を紹介し、発電分野のエネルギートランジションの取り組み、また CEFIA での取り組みを期待する課題として、バンカビリティ、政策のインテグレーション、コスト効率等に言及。
- タイ・エネルギー省は、国家エネルギー政策及び省エネと再エネのファイナンス事例等を説明後、提案されたロードマップに対する期待に関し、官民連携、フォーラム、ファンディング、キャパビルの 4 つの要素が必要と言及。

ディスカッションでは、優先課題、官民連携の在り方、ファイナンスの課題等が議論され、APAEC フェーズ II の目標達成に向けて、先進技術の普及支援等、CEFIA への期待が寄せられた。

＜セッション III：脱炭素化に向けた資金動員＞

経済産業省環境経済室から、トランジション・ファイナンスを紹介、ADB、ASEAN 地場銀行及び ASEAN 企業により、パネルディスカッションが行われ、バンカブルなプロジェクトパイプラインの開発の協力のあり方について活発な意見交換を行った。

- ADFIAP（アジア太平洋開発金融機関協会）からは、ファイナンスにおける CEFIA コラボレーションロードマップに係る ASEAN 金融機関とのサブグループディスカッションにおける主な成果について紹介。
- 環境経済室からは、省エネからイノベーションまでを対象とするトランジション・ファイナンスを実施するための基本指針、ロードマップ、モデル事業の取り組みを実際のファイナンス事例を含めて紹介。
- ADB からは、アジア・太平洋地域におけるエネルギー利用の拡大と低炭素化に向けたエネルギー転換を支援する新たなエネルギー政策について説明。
- アユタヤ銀行からはタイにおける先進的なサステナブルファイナンスの供与の経験を踏まえ、脱炭素目標の達成に向けた情報や課題共有の重要性を強調。
- タイ・ユニオンからは、ツナ缶世界最大手による水資源保護の達成度を基準に含むサステナビリ

ティ・リンク・ローン（SLL）の取り組みを紹介。

ディスカッションでは、省エネの有効性や、黎明期にある脱炭素のためのファイナンスにおける経験をCEFIA で共有することの重要性が指摘された。

＜ミッション・ステートメント及び閉会挨拶＞

ミッション・ステートメントでは、ACE から現在のステータスと今後の進め方について説明がなされた。

- CEFIA の公式声明として、目的や潜在的な活動について述べた「ミッション・ステートメント」は第一回官民フォーラムで草案が提示され、その後 SOME+3 会合を通じて ASEAN 加盟国で協議を実施。第3回官民フォーラムでの議論を反映させ、次回 SOME+3 会合へ推奨し、2022 年 AMEM+3 会合で承認を得るように進めることを説明。

ラップアップでは、ACE から各セッションの総括を行い、第3回開催結果への期待が表明された。

- オープニングでの ACE 及び経済産業省による PMU 設立を歓迎。
- セッション I での RENKEI、ZEB、再エネマイクログリッドの進捗に感謝し、製鉄での省エネの新規 FP 活動を歓迎。
- セッション II で議論された CEFIA コラボレーションロードマップ策定について、見える化・ファイナンス・FP の活動が具体化され、今後の活動が APAEC フェーズ II の実行に対してポジティブなインパクトをもたらすことの期待を表明。
- セッション III で議論されたトランジション・ファイナンスへの期待を強調し、CEFIA が官民・金融機関のコラボレーションによる Climate-Nexus の実現へ貢献することへの期待を改めて強調。

最後に、マレーシア・エネルギー委員会 CEO より閉式の挨拶が行われた。

- CEFIA が APAEC の活動を補完し、低炭素社会実現への経路を先導していくことへの期待を表明。

（2） 二国間・テーマ別ワークショップ

1） COP 連携イベント

COP26 のジャパンパビリオンにおけるサイドイベント「JCM と CEFIA を通じたアジア地域のエネルギートランジションに貢献する日本のグリーンイノベーション」（主催：経済産業省、共催：NEDO。開催日時：2021 年 11 月 10 日、現地時間 15:00～16:30）の開催を支援した。

CEFIA に関しては、基調講演において、タイ・エネルギー省次官より、CEFIA の概要が説明され、セッション 1「CEFIA：脱炭素化に貢献するフラッグシッププロジェクトの取り組み」において、以下のパネリストより、ZEB 及び RENKEI の取り組みの紹介が行われた。

〔パネリスト〕※オンライン参加

ZEB の取り組み

- Ts. En. Steve Anthony Lojuntin 氏(Director of Technical Development & Facilitation Division, Sustainable Energy Development Authority, Malaysia)

RENKEI の取り組み

- David Banjerdpongchai 教授 (Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Chulalongkorn University)
- Lee Peoy Ying 氏(一般社団法人 電子情報技術産業協会 制御・エネルギー管理専門委員会傘下 WG1:連携制御 委員。アズビル株式会社 AAC エンジニアリング本部 アドバンスト・ソリューション部 最適計画グループ)

パネルディスカッションでは、アジアの脱炭素化やエネルギートランジション推進にあたって、人材育成、ファイナンスの充実などが課題として挙げられ、JCM や CEFIA の枠組み活用による官民連携の強化などの方向性が議論された。

2）CEFIA ファイナンス・セミナー

a. 背景

昨年度に引き続き、CEFIAファイナンス分野における主要テーマを対象とした関連活動グッドプラクティス共有及び議論視点を得るためのWebinarを実施した。

b. 目的・開催概要

本Webinarは ASEAN 地域の民間企業、CO2 排出削減困難な業界、政府関係者を対象にし、参加者に向けて、ASEANにおけるトランジション・プロジェクト推進のためのファイナンスの重要性に対する認識向上と知見を整備させることを目的とし、開催を実施した。当日は ASEAN 諸国における様々な金融機関を招待し、講演会およびパネルディスカッションによる情報交換を実施した。

- タイトル:Financing Energy Transition Pathways
- 日時:2022 年 3 月 10 日(木)14:30- 19:45(日本時間)
- 場所:オンライン開催

c. 議論の概要

セッション1では、ESCO、スマートテクノロジーによる省エネ、および建築業界の三つの視点から取り組みが紹介された。セッション2では、トランジション・プロジェクトを推進するための金融プログラムと金融商品をテーマとし、特に地場金融機関のファイナンスに対する考えや具体的な取り組みについて紹介された。

パネルディスカッションでは、金融機関がクリーンなエネルギープロジェクトへの融資にあたり、直面している課題について討論が行われた。気候変動対応の中、クリーンなエネルギープロジェクトを促進するための融資の重要性に対して、金融機関側の理解も進んでおり、融資意欲が高いものの、評価・リスク管理などのノウハウの不足などが指摘され、キャパシティ・ビルディングの取り組みの必要性が指摘さ

れた。

（3）ADB等国際機関との連携イベントや共同調査等

1）ACEF（Asia Clean Energy Forum）での連携イベントの開催

a. 背景

ACEF（Asia Clean Energy Forum）は、2006 年から毎年 6 月に ADB 本部で開催されている ADB エネルギーセクターのフラッグシップイベントである。2021 年の ADB-ACEF は、6 月 14 日～18 日、「ACCELERATING THE LOW-CARBON TRANSITION IN ASIA AND THE PACIFIC」をテーマにバーチャルで開催された。昨年度に引き続き、ACEF 内 のイベントとして、経済産業省主催の Deep Dive Workshop （DDW）が開催され、その支援を行った。

b. 目的・開催概要

ACEF-DDW では以下の点を目的として開催した。

- アジア太平洋地域における移行技術とファイナンスを促進するために、国際金融機関と地場銀行が果たすべき役割の特定
- アジア諸国が移行技術・ファイナンスに取り組む際に役立つ原則やロードマップを含むガイドライン等の必要性に対する認識共有

開催概要は以下の通り。

- DDW タイトル：Finance to accelerate energy transition in Asia and Pacific – Public sector initiatives and good practices of private sector
- 日時：2021 年 6 月 14 日（月）15:00- 16:30（日本時間）
- 場所：オンライン開催

c. 議論の概要

- オープニングでは、ADB によるアジア太平洋地域でのエネルギー転換促進の取り組み及び日本政府との協力活動、日本政府における脱炭素政策動向について、それぞれ紹介がされた。
- Session1 では、タイにおけるエネルギー転換の取り組みの方針、CEFIA におけるファイナンス活動について、それぞれ紹介がされた。
- Session2 では、日本政府によるトランジション・ファイナンスの政策動向、インターナショナルバンクによるアジアのエネルギー転換への貢献の取り組み、国際開発銀行によるエネルギー転換を促進させるためのブレンド・ファイナンス事例、地場銀行によるエネルギー転換を促進させる具体取り組みについて、それぞれ紹介がされた。
- パネルディスカッションでは、エネルギー転換を進めるための座礁資産の取り扱いについて、政府・民間・開発銀行からそれぞれの立場からの意見が示された。
- クロージングでは、METI-DDW の内容をまとめ、今後の連携協力に期待を示した。

2）ADB 等の国際機関関係者との連携

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、ADB 関係者との意見交換等を行い、連携イベントの実施等を支援した。また、ファイナンス分野での CEFIA コラボレーションロードマップの検討にあたっても、課題認識や展開のアイデア等を共有した。

（4）国内イベント開催

今年度は国内セミナー「CEFIA Japan Seminar 2021」の開催と、当該セミナーの予告や開催結果に関する情報発信を実施した。

表 4-1 活動実績

実施日	活動名称	内容や議題
2021 年 12 月	日経新聞での国内セミナーに関する告知（電子版）	• 日経新聞電子版での COP の結果報告と国内セミナーの告知
	日経新聞での国内セミナーに関する告知（採録）	• 日経新聞での COP の結果報告と国内セミナーの告知
2021 年 12 月 17 日	CEFIA 国内セミナー「CEFIA Japan Seminar 2021」の開催	• COP26 の結果紹介 • ASEAN 地域の脱炭素化の取り組み紹介 • グローバル企業によるカーボンニュートラルに向けたチャレンジ • CEFIA 参加組織による取り組み紹介 • パネルディスカッション
2022 年 1 月	日経新聞での開催結果の周知（電子版）	• 日経新聞電子版でのセミナー開催結果の報告
	日経新聞での開催結果の周知（採録）	• 日経新聞でのセミナー開催結果の報告
2022 年 2 月 21 日	第 3 回 CEFIA 官民フォーラムでの開催報告	• 国内イベントの開催報告

CEFIA を国内企業等に幅広く知ってもらうイベントとして、「CEFIA Japan Seminar 2021 を 2021 年 12 月 17 日にオンライン形式で開催した。COP26 において合意されたパリ協定 6 条を中心とした交渉の経緯、COP26 の成果が ASEAN のエネルギートランジションや CEFIA の取り組みに与える影響等について解説した他、カーボンニュートラルにチャレンジするグローバル企業による基調講演、CEFIA において取り組み中の低炭素プロジェクト（フラッグシップ・プロジェクト）に関するパネルディスカッションを実施した。国内セミナー「CEFIA Japan Seminar 2021」における議論の概要は以下のとおりである。

［開催概要］

- 日時：2021 年 12 月 17 日（金）15:00 – 17:00
- 場所：オンライン開催
- 主催：経済産業省（セミナー事務局：三菱総合研究所）

［プログラム構成］

- セッションⅠ：基調講演等
- セッションⅡ：パネルディスカッション

表 4-2 CEFIA Japan Seminar 2021 のプログラム構成

	時間	演題	スピーカー
セッションⅠ 基調講演等	15:00-15:05	開会あいさつ	経済産業省 奈須野産業技術環境局長
	15:00-15:15	COP26 の結果紹介、カーボンニュートラルの実現に向けた CEFIA の取り組み	経済産業省 長田地球環境連携室長
	15:15-15:25	ASEAN における脱炭素化の取り組み、日本への期待（ビデオメッセージ）	ASEAN Centre for Energy（ACE）
	15:25-15:40	基調講演 グローバル企業でのカーボンニュートラルのチャレンジ 日立の取り組み	株式会社日立製作所 執行役常務／Deputy Chief Environmental Officer ロレーナ・デッラジョヴァンナ氏
	15:40-15:55	基調講演 グローバル企業でのカーボンニュートラルのチャレンジ 三井住友フィナンシャルグループの取り組み	株式会社三井住友フィナンシャルグループ 常務執行役員 グループ CSuO 伊藤文彦氏
セッションⅡ パネルディスカッション	16:00-16:30	CEFIA フラッグシッププロジェクト等の取り組み パネラーによるプレゼンテーション	一般社団法人電子情報技術産業協会 世界省エネルギー等ビジネス推進協議会 株式会社三菱総合研究所
	16:30-17:00	パネルディスカッション	経済産業省 産業技術環境局 地球環境連携室（モデレーター）

［参加者］

- 事前登録者数：約 530 名
- 当日のオンライン参加数：約 260 名

［結果概要］

＜セッション I（開会挨拶等）＞

産業技術環境局長から開会挨拶、地球環境連携室長から COP26 の結果紹介を行った。ACE からは活動概要報告と CEFIA に対する期待表明があった。

- 産業技術環境局長からは、日本企業による ASEAN 地域内での更なるビジネス展開を後押ししていきたいこと、今後はフラッグシッププロジェクトを質・量ともに充実・拡充させ、成果

を定量化し脱炭素化での日本の貢献をアピールしていきたいことを表明。また、日本企業と協力し、CEFIA を通じて向こう 5 年間で合計 60 億円程度のプロジェクトを実施し、100 万トン規模の排出削減に貢献したいことを表明。

- 地球環境連携室長からは、COP26 ジャパンパビリオンで「JCM/CEFIA セミナー」を開催し、CEFIA の役割をアピールしたことを報告。COP26 における「カバー決定」（グラスゴー・クライメイト・パクト）で脱炭素エネルギーシステムへのトランジションが謳われている点の紹介があった。
- ACE からは、CEFIA は官民のパートナーシップを通じてクリーンエネルギー技術の導入を進めるための基盤となり、クリーンエネルギー政策、技術、資金調達、投資、研究開発に関する知識とベストプラクティスを共有するための基盤となることへの期待を表明。

＜セッション I（基調講演）＞

日立製作所による基調講演では、自社のカーボンニュートラル目標に向けた取り組みが紹介された。

- 2030 年と 2050 年を見据えた日立環境イノベーション 2050 という環境長期目標を策定したことを紹介。日立製作所の目標は、全世界の業務、すなわち工場及びオフィスで、2030 年までにカーボンニュートラルを達成することであり、この大きな目標の達成には、あらゆる手段をとる必要があると説明。
- アジアでの OPENVQ テクノロジー（送電ロスを減らし、送電容量を向上させるテクノロジー）を使用したプロジェクトの紹介があり、現在、タイでこの技術を実証し、JCM の活用を予定していると説明。

三井住友フィナンシャルグループによる基調講演では、ファイナンス面からの脱炭素の取り組みが紹介された。

- SMBC グループは 2030 年に Scope1 および Scope2、2050 年に Scope3 のネットゼロを実現することを目指しており、サステナブルファイナンスによるトランジション支援（2030 年までにサステナブルファイナンスを 30 兆円実行）について紹介。
- 低炭素技術の普及に向けた JCM 事業への参画（モンゴル、ベトナム、タイ、フィリピン、マレーシア、インドネシア、インド、サウジアラビア）の状況を紹介。

＜セッション II（フラッグシッププロジェクト等の取り組み）＞

地球環境連携室より、CEFIA において活動する日本企業の取り組みに対する政府支援について説明があった。フラッグシッププロジェクトの参画機関から、CEFIA に期待する点や普及に向けた活動内容について発表があった。

- RENKEI（連携制御）では、「カーボンニュートラル実現のための連携制御」についての紹介、日 ASEAN の大学機関と連携し、ポテンシャル調査や政策提言などの活動を実施。
- ZEB（ネット・ゼロ・エネルギー・ビル）では、 ZEB 概念の認知度向上のための活動、マレーシアにおける ZEB 普及のための政府機関との協力の紹介、実証事業に向けた活動予定の説明。
- ファイナンスでは、関係機関と連携したスタディの実施、ワークショップ等でのディスカッションを通じた課題認識と方向性を ASEAN 関係者と共有、地場金融機関へのアンケート結果か

らの示唆を紹介。

各フラッグシッププロジェクトにおいて、ASEAN 諸国の活動における CEFIA の活動に関するビデオメッセージが紹介された。

- RENKEI では、タイ チュラロンコン大学より、日 ASEAN の大学連携活動を紹介。
- ファイナンスでは、ADFIAP(アジア太平洋開発金融機関協会)より、サスティナブル開発における金融機関の役割を紹介。
- ZEB では、SEDA(マレーシア持続可能エネルギー開発庁)より、 マレーシアにおける ZEB の取り組みを紹介。

＜セッション II(パネルディスカッション・閉会)＞

直面した ASEAN 特有の課題や、その課題対処を含む CEFIA への期待、カーボンニュートラル潮流を受けた ASEAN でのビジネス機会について、議論がなされた。

- JEITA 鈴木氏は、人材育成の重要性を強調し、大学連携での知見浸透を目指す CEFIA 独自の新たなアプローチへの手応えと今後の期待を表明。RENKEI による運用改善は、カーボンニュートラル達成時期として期待される 2050 年時点でも、あらゆる事業領域での省エネルギーに貢献し、必要とされる技術である点を説明。
- ビジ協山本氏は、ASEAN の法制度・人材レベルに合わせた段階的なアプローチが重要である点を強調し、特に制度設計を後押しする CEFIA の取り組みへの期待を表明。ZEB は、オフィスビルから多様な建物種類へ、新設から既設への領域拡大の傾向があり、かつ、地域熱供給を含む低炭素都市開発へのニーズが大きくなりつつある点を説明。
- MRI 小島主席研究員は、各国のトランジション道筋の違いに着目したアプローチの重要性を強調し、CEFIA のプラットフォーム機能を活かしたビジネス推進への期待を表明。

閉会挨拶では、大臣官房審議官(環境問題担当)より、CEFIA での今後の更なる活動が、ASEANのエネルギー転換及び脱炭素化を促進させ、かつ、本邦企業のビジネス機会に直接的に繋がることへの期待が示された。

4.4 CEFIA を通じた APAEC への貢献の具体化のための調査業務

2021年に第2回CEFIA官民フォーラムで発表されたCEFIAコラボレーションロードマップ策定を踏まえて、具体的な策定に向けた活動を実施した。

(1) Concept Note の作成・承認

CEFIAコラボレーションロードマップの目的や策定手順等を記載したConcept Noteについて、ACEと協議を行い作成した。その後、最終的にACEよりASEAN各国に説明され、ASEAN 各国からのコメントを踏まえ確定した。作成したConcept Noteの概要は以下の通り。

＜CEFIAコラボレーションロードマップの策定＞

APAEC フェーズ II 実施に貢献するため、以下の項目を重要視しながら、CEFIA の活動を強化

- エネルギー転換に向けた目標の認識（APAEC フェーズ II に基づく）
- 連携への道筋を設定（企業官民部門の野心的かつ現実的なもの）
- 潜在的なビジネスチャンスを特定する

CEFIA コラボレーションロードマップの作成に協力することで、CEFIA の活動を通じて、政策、ビジネス、金融のアクターがどのようにエネルギー転換に関わることができるのか、官民の理解を深める。

＜目的と活動スコープ＞

CEFIA コラボレーションロードマップは活動計画（APAEC フェーズ II：2021-2025 年の短期・中期）であり、CEFIA の下での連携活動を促進するもの。本ロードマップは、APAEC フェーズ II の目標達成に向けた CEFIA の貢献を明確にするとともに、具体的なアクションプランを策定し、CEFIA の貢献に道筋をつけることが目的。

- 目的 1：知識の共有およびキャパシティ・ビルディングに貢献する。
- 目的 2：官民の連携行動を促進する。
- 目的 3：APAEC フェーズ II におけるロードマップ間の連携を図る。

＜APAEC フェーズⅡの複数のプログラム分野へのリンク＞

CEFIA は包括的なイニシアティブであるため、APAEC フェーズⅡの「プログラム分野 4―エネルギー効率と保全」と「プログラム分野 5―再生可能エネルギー」の両方の活動に貢献することが主な焦点。さらに、CEFIA 活動は、「プログラム分野 6―地域エネルギー政策および計画」でカバーされている気候変動と脱炭素化、エネルギー投資と融資プロジェクトといった分野横断的な問題にも強く関与。CEFIA の成果は、プログラム分野 6 に定義された以下の OBS（Outcome-based Strategy）の活動を補完し、貢献し、協力することが可能。

- OBS 3. DPs および IOs との連携強化
- OBS 5. ASEAN のエネルギーインフラの成長を加速するための投資と融資の誘致
- OBS 6. エネルギーと気候の統合に関する情報共有の推進

＜活動計画＞

実施ステップ：

ステップ 1：ロードマップの策定（2021 年 5 月～2022年春頃）

- ターゲット設定：優先順位付け、APAEC フェーズ II との連携重点分野、ビジネス機会の見極め
- 連携へのパスウェイ（企業官民部門の野心的かつ現実的なもの）：官民機能、イノベーション（新技術・ビジネスモデル）の加速、技術・ビジネスモデルの実証、資金調達、ベストプラクティスの共有、人材育成の強化

ステップ 2：ロードマップ実施、進捗・協働活動促進協働計画の共創（2021 年半ば以降）

- ワークショップの開催、トレーニングセミナーの開催
- ベストプラクティスの収集、オンライン教育訓練プログラム

- ビジネスケースのためのフィージビリティ・スタディの促進
- 実証プロジェクト（実証実験・パイロット・プロジェクト）
- ショーケース：CEFIA 活動の進捗状況、CEFIA フォーラムでの共有、CEFIA 活動の成果物収集

ステップ 3：成果の検証（2022 年半ば以降）

＜活動サイクル＞

2021 年から 2022 年をフェーズ I とし、情報を発信し、各国との関係を深化させ、またキャパシティ・ビルディングを開始する。中間レビューの後、2023 年から 2025 年にかけてフェーズ II を実施し、各国が主導する活動を見直し補完し、また、ASEAN 全体への展開を検討する。

（2）PMU（Project Management Unit）の立ち上げ

CEFIAコラボレーションロードマップ策定に向けて、経済産業省の支援を受けてACEが主導するPMUの活動の立ち上げを行った。

＜PMUのタスク＞

ロードマップ作成期間中

- ロードマップのドラフト作成
- 関連サブセクターネットワーク（例：エネルギー効率化・保全サブセクターネットワーク（EE&C-SN）、再生可能エネルギーサブセクターネットワーク（RE-SN）、地域エネルギー政策・計画サブセクターネットワーク（REPP-SN））との協議会合の開催
- 関連ステークホルダーとの協議会合の開催

ロードマップ実施期間中

- 活動の進捗管理
- 関連サブセクターネットワーク（例：エネルギー効率化・保全サブセクターネットワーク（EE&C-SN）、再生可能エネルギーサブセクターネットワーク（RE-SN）、地域エネルギー政策・計画サブセクターネットワーク（REPP-SN））との協議会合の開催
- 関連ステークホルダーとの協議会合の開催

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。また、日本企業等の CEFIA への参画を促進するために、新たに、CEFIA の取り組みの紹介、最新ニュース等を掲載する「Portal CEFIA-Japan」（日本語ベース）を開設した他、CEFIA に関する情報配信サービス（メールマガジン）を開始し、情報発信活動を強化した。また、CEFIA Japan Seminar 2021 のイベント案内の特設サイトを作成し、CEFIA Japan

Seminar 2021 のビデオアーカイブを掲載した。

この他、動画を活用した情報発信を強化するため、CEFIA の紹介ビデオ、ZEB の紹介ビデオを制作し、CEFIA デジタルプラットフォーム上に掲載した。

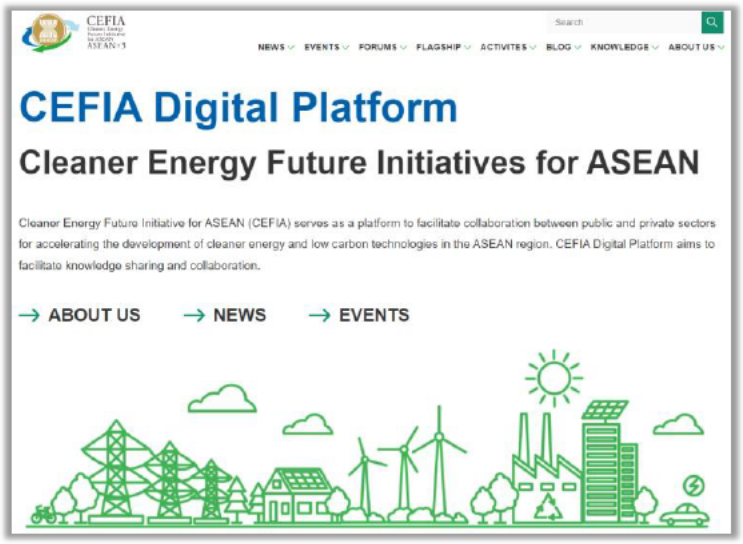


図 4-1 CEFIA デジタルプラットフォームの website のトップページ

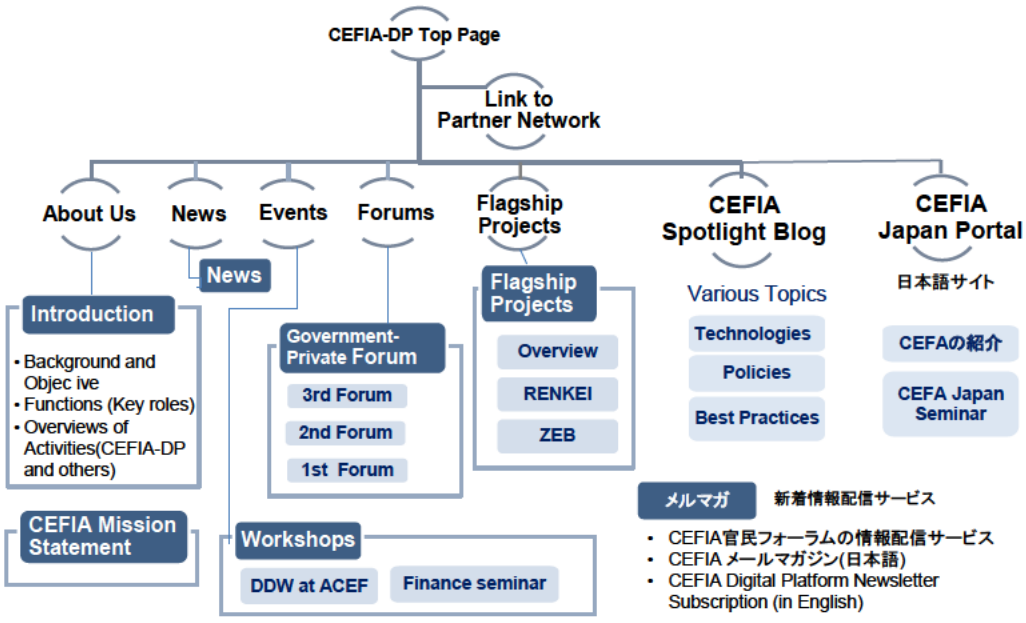


図 4-2 CEFIA デジタルプラットフォームの website の構成図

図 4-3 Portal CEFIA-Japan の外観

図 4-4 CEFIA Japan Seminar 2021 のイベント案内の特設サイトの外観

4.6 CEFIAの活動方針に係る国内検討

［国内関係者の参画拡大を進めるためのアプローチの整理］

今後、CEFIA の下、フラッグシッププロジェクトの実施を通じ、ASEAN エネルギー協力行動計画の達成に貢献することが期待される。CEFIA フラッグシッププロジェクトは、分野別、ASEAN エネルギー協力行動計画への貢献に重点テーマを設定し、ACE、各国関係政府機関、研究機関、大学、企業、IEA、ADB 等と協同し、脱炭素技術の共有、関連する制度整備・構築、域内のビジネス横展開を進めていくものである。現在、「RENKEI」、「ZEB」、「マイクログリッド」といった技術分野の他、横断的な分野として「ファイナンス」の取り組みが行われているが、今後はフラッグシッププロジェクトのテーマ拡大と、より多くの日本企業の参画が不可欠である。

国内関係者の参画拡大を進めるためには、以下のアプローチが挙げられる。

1）ASEAN での脱炭素化の実現に向けた官民協働への理解の醸成と国内企業等の CEFIA への参画のきっかけづくり

2）ASEAN での脱炭素化分野でのビジネス・事業を今後展開・推進する上での課題の把握とその課題解決に役立つ CEFIA 機能の強化

［今年度の具体策］

1）のアプローチの具体策として、日本国内関係者向けに、「CEFIA Japan Seminar 2021」（2021 年 12 月 17 日（金）15:00～17:00：オンライン形式）を開催した。本セミナーでは、カーボンニュートラルにチャレンジするグローバル企業による基調講演、CEFIA において取り組み中の脱炭素プロジェクト（フラッグシップ・プロジェクト）に関するパネルディスカッションを行い、ASEAN の脱炭素化やエネルギートランジションに向けた CEFIA の役割や今後の展望について議論がなされた。

2）のアプローチの具体策として、「CEFIA Japan Seminar 2021」参加者へのアンケート調査を実施し、ASEAN での脱炭素化に関心のある分野・国、脱炭素化を進める上の課題、CEFIA フラッグシップに参画する期待等について把握した。

- 「ASEAN での脱炭素化に関心を持つ理由」（複数回答可）については、「脱炭素製品・サービスの展開」（45%）、次いで「カーボンクレジット（JCM を含む）の展開」（42%）が最も多く、次いで、「自社のサプライチェーンの脱炭素化」（34%）となっている。
- 「ASEAN での脱炭素化において、特に関心のある分野」（複数回答可）については、「再エネ」（66%）が最も多く、次いで、「水素、アンモニア」（56%）、「省エネ（工場）」（46%）となっている。
- 「ASEAN で脱炭素化事業・ビジネスを行う上で特に関心のある国」（複数回答可）については、「インドネシア」（42%）が最も多く、次いで「ベトナム」（34%）、「タイ」（31%）となっている。
- 「ASEAN での脱炭素化を進める上で特に重要と考える課題」（複数回答可）については、「政策・制度構築の働きかけ」（64%）が最も多く、次いで「現地情報やニーズの把握」（62%）となっている。
- 「ASEAN での脱炭素化分野でのビジネス・事業を今後展開・推進する上で、特に課題と感じる取り組み」（複数回答可）については、「対象国情報の入手」（40%）が最も多く、次いで「対象国

の政策・制度の働きかけ」（38%）、「現地パートナー、現地での協力先企業の発掘」（35%）となっている。

- 「CEFIA フラッグシッププロジェクトに参画する場合の期待」（複数回答可）については、「現地政府関係者とのネットワーク構築」（48%）が最も多く、次いで「官民連携によるプロジェクトの推進」（44%）、「同業者、パートナー候補、協力先等のネットワーク構築」（38%）となっている。

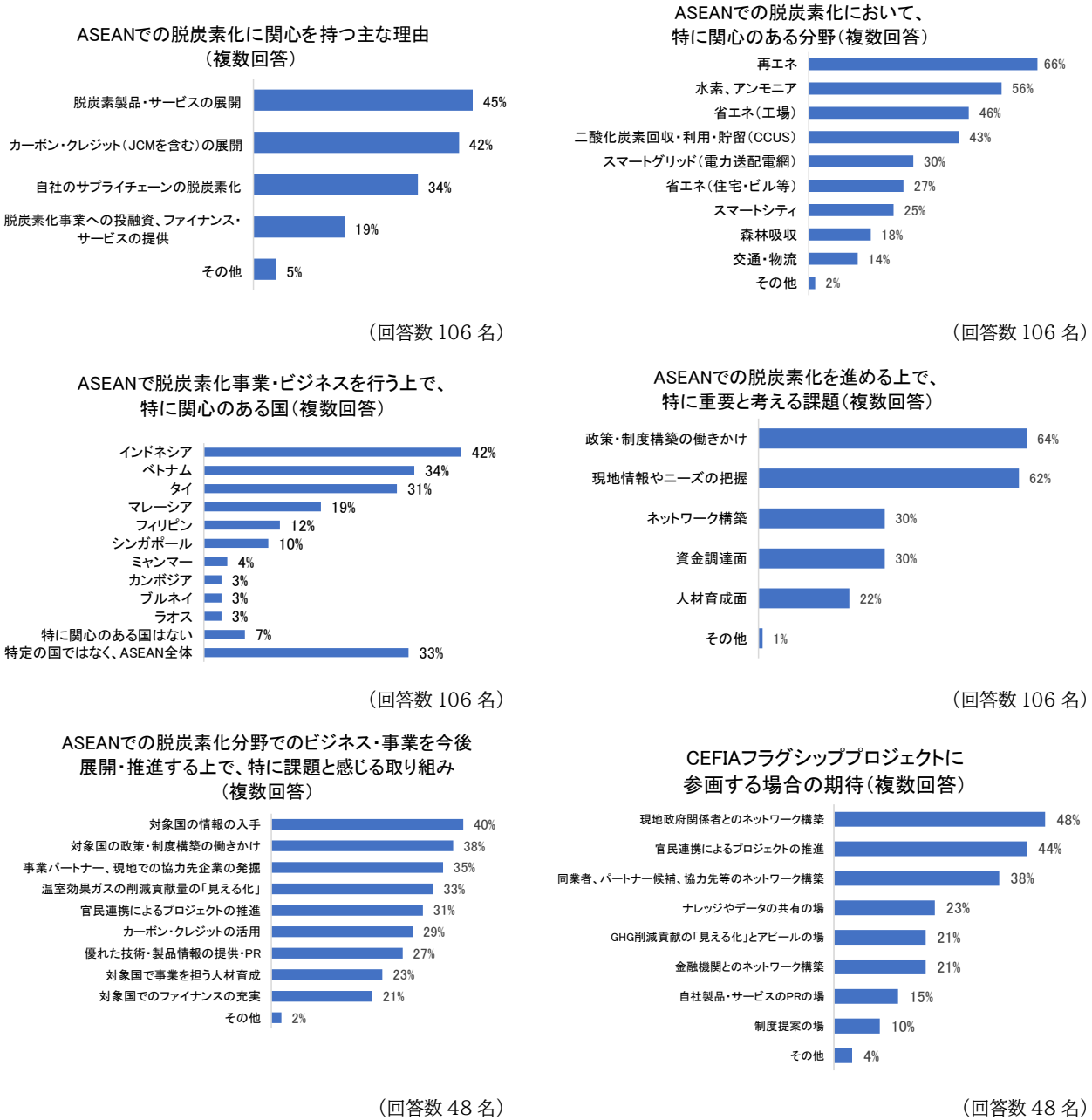


図 4-5 CEFIA Japan Seminar 2021 の参加者へのアンケート結果の概要

また、CEFIA へのニーズや期待される役割等を把握するため、国内企業関係者との意見交換を行った。脱炭素化分野でのビジネス・事業を展開・推進する上で、制度構築やビジネス環境整備などが

重要であり、CEFIA の ASEAN 大での官民連携のプラットフォーム機能への期待がある一方で、フラグシッププロジェクトの提案プロセスや選定の考え方等が明確であった方が参画を検討し易いといった意見、ASEAN 企業の参画動向が分かると企業同士の連携づくりという面でもメリットが期待できるといった意見等があった。

［今後の展開］

日本企業にとって、ASEAN での脱炭素化分野は、自社の脱炭素製品やサービスにとって有望な市場であるとともに、自社のサプライチェーンの視点でも ASEAN との関わりが大きいことから、今後、ビジネス展開へのニーズが一層高まるものと考えられる。ビジネス展開にあたっては、相手国情報をタイムリーに入手しつつ、対象国の政策・制度の働きかけ等によりビジネス環境を整備していくことが不可欠である。

CEFIA 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ための官民連携のイニシアティブであり、相手国情報の提供、現地政府関係者とのネットワーク構築の支援等を一層強化することが重要である。

例）・ASEAN 現地での政策動向のタイムリーな情報提供の強化（CEFIA デジタルプラットフォームでの情報発信の強化等）
・ネットワーク構築の支援の強化（ASEAN 政策担当者や現地企業関係者との対話機会等）

4.7 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 官民フォーラムの実施、CEFIA コラボレーションロードマップに関するプロジェクトマネージメントユニットの立ち上げ、CEFIA コラボレーションロードマップの検討等に関し、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。

- CEFIA でのフラグシップ活動、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）
  - APKENINDO（Indonesia. ESCO Association）
  - ASEAN-German Energy Programme（AGEP）
  - Partnership for Carbon Accounting Financials（PCAF）

5. CCUS の普及展開に向けた調査

5.1 CCUS 促進のための法制度の検討

ASEAN 各国において CCS/CCUS 事業を推進する上では、そのための法制度に関する検討が求められる。具体的には、まず ASEAN 各国での CCS/CCUS に関する状況を把握することを目的に、ASEAN 各国の気候変動対策、 CCUS 導入の状況、および CCUS 関連の政策等を調査した。その上で、ASEAN 等の候補国・地域における CCUS 事業を後押しするための法制度の共通基盤のあり方の検討を行った。

5.1.1 ASEAN 各国の状況把握

ASEAN 各国の気候変動対策、CCUS 導入の状況、および CCUS 関連の政策等の調査を行った。まずそれらを表 5-1 に総括し、その後、各国の詳細状況について示した。

表 5-1 ASEAN 各国の気候変動対策・CCUS 導入の状況・CCUS 関連の政策等

国名	気候変動対策	CCUS導入	CCUS関連の政策等
ブルネイ	● 2020年12月31日に最初のNDCを提出。 ● 2030年目標：GHGの排出量をBAUから20%削減。 ● 更新NDCにCCUSの言及はなし。 ● Brunei National Climate Change Policy（BNCCP）：2020年7月策定。ブルネイ・ダルサラーム初の気候変動政策。	● 2020年11月、産業界の排出ガス対策におけるCCUSの役割を調査中と発表（IEA特別報告書）。 ● 2021年9月、ACE, ブルネイ気候変動事務局（BCCS）等が、炭素価格政策に関する理解と技術能力を高めるためのワークショップを開催。 ● ブルネイ・日本間で、次世代水素エネルギーチェーン技術研究組合（AHEAD）が世界初の国際水素サプライチェーンの実証プロジェクトを実施。 ● インドネシアLEMIGASのマッピングによると、尼ガス田で回収されたCO2の注入・貯留の第一候補はブルネイ陸上のセリア油田（IEA特別報告書）。	● CCS 、CCUSに特化した法規制の枠組みはない。 ● 石油ガス探査と生産ガイドライン（Oil and Gas Exploration and Production Guidelines）：2018年施行。
カンボジア	● 2020年12月31日に更新NDCを提出。 ● 2030年目標：64.6百万tCO2e/年の排出削減（BAUケースと比較して41.7%の削減） ● 更新NDCにCCUSの言及はなし。 ● Circular economy strategy and Action Plan：2021年6月発表。循環経済への移行に民間企業を参加させるための提携プラットフォームも発表。	ー （再エネに関する政策のみ） （CCUSプロジェクトもなし）	● CCS 、CCUSに特化した法規制の枠組みはない。 ● 石油・石油生産管理法（Law on Petroleum and Petroleum Products Management）：2019年施行。

国名	気候変動対策	CCUS導入	CCUS関連の政策等
インドネシア	● 2021年7月22日に更新NDCを提出。 ● 2030年目標：GHG排出量29%削減、または十分な国際的財政支援を条件に41%削減 ● 長期戦略（LTS-LCCR）：NDCと同日提出。2060年またはそれ以前にGHG排出量実質ゼロを目指す。目標達成のためにCCS/CCUSやBECCSの導入などの努力を行うとの言及あり。	● 2017年、Institut Teknologi Bandung（ITB）Centre of Excellence for CCU and CCSを設立 ● IEA特別報告書によると、2030年の東南アジアのCCUS投資のうち、約80%をインドネシアが占めると予測。ただしASEAN他国のCCUS開発が進むにつれ2040年には40%となる。 ● 炭素税：2021年10月、炭素税を含む税制調和法案（the Draft Law on Harmonization of Tax Regulations：RUU HPP）を可決。2022年4月1日より施行、石炭火力発電所に対する徴収開始予定。炭素税の最低税率はIDR 30/kg CO2eまたは同等の単位。 ● the Presidential Regulation on Carbon Economic Value：2021年11月公表。将来の炭素取引メカニズムを規定。 ● 現在複数のCCUS実証プロジェクト、調査が進行中。 ✓ グンディCCS実証プロジェクト（JANUS，日揮グローバル） ✓ クリーン燃料アンモニア生産の為のCCS及び二酸化炭素の利用に関する共同調査（JOGMEC、三菱商事） ✓ Tangguh liquefied natural gas project（BPおよび三菱商事・INPEX等企業連合） ✓ Sakakemang natural gas field CCS project（Repsol、Petronas、MOECO） ✓ スコワティ油田における二国間クレジットを活用したCCUSプロジェクトの事業性評価共同検討（JAPEX）	● 現在、CCS、CCUSに関する包括的な法令は施行されていない。 ● 長期戦略（LTS-LCCR）：目標達成のためにCCS/CCUSやBECCSの導入などの努力を行うとの言及あり。 ● ADBの支援で途上国として初のCCUSに関する大統領令（草案）（2019年）を作成 ● 現在CCUSに関する大臣令（草案）（2021年）を作成中。2022年半ばに完成を目標としている。

国名	気候変動対策	CCUS導入	CCUS関連の政策等
ラオス	● 2021年5月11日、更新NDCを提出。 ● 2030年目標：2030年までに60%のGHG排出削減（ベースライン比較）。 ● 2050年までに温室効果ガス（GHG）排出量をネット・ゼロにする。 ● 更新NDCにCCUSに関する言及なし。 ● The Ten-Year Natural Resources and Environment Strategy 2016 – 2025：グリーン経済成長に基づいた持続可能で回復力のある経済発展の確保。 ● The Decree on Climate Change：2019年発効。気候変動に関連する業務の管理、監視、検査に関する原則、規則、措置を定める。	ー （CCUS導入の取り組みなし） （CCUSプロジェクトなし）	● CCS、CCUSに特化した法規制の枠組みはない。
マレーシア	● 2021年7月30日、更新NDCを提出 ● 2030年目標：無条件で対GNPのGHG排出原単位を2005年比で45%削減。 ● 更新NDCにCCUSに関する言及なし。 ● National Climate Change Legal Framework：環境・水省（KASA）が複数の機関とともに起草中。 ● 長期低排出開発戦略（LT-LEDS）：環境・水省（KASA）は2022年末までにLT-LEDSを最終決定することを目指しており、同国の主要な経済部門がGHG排出量を軽減するための戦略と行動が示される予定。	● K5海底ガス田等、CO2含有量が非常に高いガス田がある。 ● ペトロナス社は、水素に関する事業部を新設し、CCUSを伴う水素および電解水素の生産をスケールアップする計画。 ● 現在複数のCCS/CCUSプロジェクト、調査が進行中 ✓ 現在、ペトロナス社はK5油田をCCUSで開発する可能性を検討中。 ✓ Kasawari CCS Project（ペトロナス社） ✓ CCSを用いた高濃度CO2ガス田開発の共同スタディ（ペトロナス社、JX石油開発、JOGMEC） ✓ ペトロナス社、エクソンモービルと覚書を締結：半島マレーシア沖におけるCCSプロジェクトの実行可能性の評価、炭素回収、輸送、貯留の適切な技術特定等。 ✓ JAPEXとペトロナス社によるCCS共通スタディ	● CCS、CCUS固有の法規制の枠組みを整備していない。 ● 既存の環境法及び計画の承認手続、並びに石油・ガス事業に適用される法規制がCCSプロジェクトに適用される可能性あり。 ● 環境管理のための既存のインセンティブがCO2郵送と貯留の実務に関連する可能性あり（GCCSI “CO2 Storage Resource Catalogue 2021”）。 ● マレーシアでは、高CO2ガス田開発のための規制の枠組みを検討している（GCCSI “Global Status of CCS 2020”）。

国名	気候変動対策	CCUS導入	CCUS関連の政策等
ミャンマー	● 2021年8月3日、更新NDCを提出。 ● 2030年目標：無条件で2億4452万tCO2e、国際金融・技術支援の条件付きで合計4億1475万tCO2eの排出削減貢献量 ● 更新NDCにCCUSについての言及なし。 ● Myanmar Climate Change PolicyおよびMyanmar Climate Change Strategy and Master Plan(2018-2030)：2019年発効。持続可能で再生可能なエネルギー源とエネルギー効率を促進し、優先的に活用する。 ● National Environmental Policy of Myanmar：2019年発効。環境政策の原則を確立する目的。	— (CCUS導入の取り組みなし) (CCUSプロジェクトなし)	● CCS、CCUSに特化した法規制の枠組みはない。 ● The Petroleum Hand-dug Well Law (2017)： 石油ガス関連の法律
フィリピン	● 2021年4月15日、最初のNDCを提出。 ● 2030年目標：2030年までにGHG排出量をピークとする。BAU比で75%の排出削減(うち2.71%を無条件目標、残りの72. 9%を条件目標) ● The Climate Change Act of 2009：2012年に修正案が提出され、政府の気候変動対策に対して長期的に資金を提供するPeople`s Survival Fund設立。 ● National Framework Strategy on Climate Change 2010–2022：気候変動の緩和と適応の目標が定められており、緩和については再生可能エネルギーの開発・利用の強化やエネルギー効率の向上が定められる。 ● National Climate Change Action Plan 2011-2028：2011年発効。環境に優しい産業・製品の実現や、再生可能エネルギーの投入、環境効率の高い技術の採用等。 ● Sustainable Finance Framework 2020：2020年4月にフィリピン中央銀行によって施行。各銀行に、経営への環境リスク等に関する持続可能性原理の取り込みや、持続可能性戦略や環境リスクに関する報告を求める。	● 2020年9月、エネルギー省は、新規の石炭火力発電所の建設を停止するモラトリアム実施を発表。対象には建設中・建設許可を得ている発電所は含まれないため、今後も新規稼働は続き、2030年までに石炭火力比率は過半を超える見込み。 ● 2021年11月、COP26において、ADBとインドネシア、フィリピンはエネルギー移行メカニズム(ETM)を確立するための新パートナーシップ開始を発表。 ● IEA特別報告書によると、フィリピンでは、主な排出者が首都マニラ近郊に集中している。マニラ以外では排出源が集中していないため、初期の大規模なCCUSプロジェクトの可能性は限られている。	● CCS、CCUSに特化した法規制の枠組みはない。 ● 石油とガス、石炭、地熱等のエネルギー関係の法規制がCCS 規制の枠組みにおけるモデルを提供する可能性あり。 ● 環境法は、CCS プロジェクト実施における過失または故意の違法行為に対する継続的な責任の規定をカバーする可能性あり。

国名	気候変動対策	CCUS導入	CCUS関連の政策等
シンガポール	● 2020年3月31日、更新NDCを提出。 ● 2030年目標：排出量レベルを65MtCO2e以下とする。 ● 長期低排出発展戦略（LT-LEDS）“Charting Singapore’s Low-Carbon and Climate Resilient Future”：「LEDSの目標達成には、CCUSや低炭素水素など、既存の緩和策を超える緩和効果を実現できる新たな技術的ソリューションを活用する必要がある」	● 脱炭素国際連盟への加盟（2021年11月）：アジア初の加盟。2050年までに、発電燃料としてGHG排出削減対策がとられていない石炭の使用を段階的に削減する。 ● オーストラリア政府とCCUSに関する協力促進のMOU署名。（2020年10月） ● 政府主導のCCUSに関するフィージビリティスタディ：NCCSとEDBが実施。主に発電所・産業施設からのCO2のCCS・CCUの可能性を特定した。 ● シンガポール初のエンドツーエンド脱炭素プロセスおよび炭素回収システム開発：2020年7月、Keppel、Chevron、Pan-United、Surbana Jurongが、シンガポール国立研究財団の支援のもと、シンガポール初のエンドツーエンド脱炭素プロセスおよび炭素回収システムを開発するMoUに調印。 ● エクソンモービル、東南アジアCCS施設のネットワーク構築：2021年10月、エクソンモービルは、東南アジア全域に炭素回収・貯留施設のネットワークを構築し、シンガポールをCO2回収ハブとすることを検討中であると発表。 ● SLNGとリンデ、CO2液化技術開発に向け事業化調査実施。	● CCS、CCUSに特化した法規制の枠組みはない。 ● 2019年、カーボンプライシング法（CPA: Carbon Pricing Act）施行、炭素税を導入。 ● 長期低排出発展戦略（Low-Emissions Development Strategy: LEDS ）で、技術と国際コラボレーションという見地より長期脱炭素化ターゲットにおける、CCUSの戦略的役割を宣言した。シンガポールの地層は地層貯留に適しておらず、国境を超えたCO2輸送と貯留を可能にする前に、多くの技術的・非技術的問題に対処する必要がある。 ● Low-Carbon Energy Research Funding Initiative （LCER FI）：2020年10月、政府はCCUS等の研究開発プロジェクトを対象とした研究資金イニシアティブを設立。

国名	気候変動対策	CCUS導入	CCUS関連の政策等
タイ	● 2020年10月26日、更新NDCを提出。 ● 2030年目標：GHG排出量をBAUレベル比で20%削減。 ● 更新NDCにCCUSについての言及なし。 ● 長期低排出発展戦略（LT LEDS）：GHG排出量ゼロの実現に向けて、2030年に排出量をピークとする目標、2065年までにカーボンニュートラルを実現するという目標を掲げる。 ● バイオ・循環型・グリーン（BCG）モデル：2021年導入。環境への負荷を最小限に抑えつつ、資源の効率的な利用の推進を目指す。 ● 国別気候変動緩和行動（NAMA）：2020年までにエネルギー・運輸部門からの温室効果ガス排出量を7%削減すると表明したが、2019年時点で17%の削減を既に達成。	● CCSタスクフォース：エネルギー省主導で、CCSタスクフォース結成。地下貯蔵のポテンシャル調査、東南アジア地域におけるCCSの展望に関する検証、そして、タイ国内におけるCCSの実現可能性・規制に関する検証を実施。また、石油・天然ガスの開発事業分野におけるCCSのロードマップも作成しており、CCSの実現可能性調査や、関連する規制を管轄する省庁の特定などが完了。（2020年6月） ● タイ国内においては現在、CCUSに関連したプロジェクトは実施されていない。	● CCS プロジェクトのライフサイクル全体にわたって、適用可能なCCS 固有の法律や既存の法律がほとんど存在しない。 ● 一般的な環境関連法や許認可制度、石油・ガス規制がCCS プロジェクトに適用可能。 ● 2020年のエネルギー省の発表によると、同国の既存の規制枠組みはCCUSパイロットプロジェクトのサポートはできるが、本格的なプロジェクトには大きな変更が必要となる。 ● 2021年11月、タイ投資委員会（BOI）は、石油化学産業・天然ガス産業の企業を対象に、CCUS技術を用いたプロジェクトに対して税制上の優遇措置を講じると発表。
ベトナム	● 2020年9月11日、更新NDSを提出 ● 2030年目標：無条件でGHG排出量をBAUレベル比9%削減（2025年までに無条件で7%削減）。 ● 更新NDCにCCUSについての言及なし ● The National Action Plan for Implementation of the 2030 Agenda for Sustainable Development：2017年5月10日にベトナムの首相によって公布。社会進歩や環境保護等を担保した上での経済成長の維持を目標として掲げる。	● 「2030年までのベトナムの国家エネルギー開発戦略の方向性及び2045 年までの展望に関する決議」のアクションプランにおいて重要課題の解決策として「CO2回収・利用の仕組みや政策を検討・提案する」としている。 ● The List of High Technologies Prioritized for Development Investment and the List of High-Tech Products Encouraged for Development: 2020年12月30日、首相が優先開発投資先の高度技術及び開発を促進する高度技術製品のリストを承認。このリストには、CCS技術が含まれている。 ● 現在実施中のプロジェクト ✓ JX CO2-EORプロジェクト：JX石油開発がベトナムのランドン油田でCO2-EORのパイロットプロジェクトを2007年から2014年にかけて、実現可能性検証、パイロットテストの二段階に分けて実施。	● CCS プロジェクトサイクルの複数の部分にわたって適用されるCCS固有の法律または既存の法律がほとんどない。 ● 既存の石油・ガス規制がCCS事業に適用される可能性が高い。 ● Carbon Pricing: 2022年1月1日施行の改正環境保護法（Revised Law on Environmental Protection （LEP））には、カーボンプライシングと排出量取引制度が導入される。

出所）三菱総合研究所作成

各国の法制度の整備状況の詳細及び貯留ポテンシャルについては、「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」第 6 章を参照のこと。

なお、IEA が作成した東南アジア各国の貯留推定値について示すと以下の表 5-2 のとおりである。

表 5-2 東南アジア諸国の貯留量推定値

Storage estimates for countries in Southeast Asia

Country	Type of storage	Estimated volume	Total volume
Brunei	Oil and gas fields	0.6 Gt CO_2	0.6 Gt CO_2
Indonesia	South Sumatra Basin	7.65 Gt CO_2	8.4 Gt CO_2
	Java Basin (deep saline layers)	386 Mt CO_2	
	Tarakan Basin	130 Mt CO_2	
	Central Sumatra Basin	229 Mt CO_2	
Malaysia	Malay Basin	80 Gt CO_2	80 Gt CO_2
Philippines	Saline Aquifers	22 Gt CO_2	22.3 Gt CO_2
	Gas fields	0.3 Gt CO_2	
Thailand	Saline formation in the Greater Thai Basin and Pattani Basin	8.9 Gt CO_2	10.3 Gt CO_2
	Gas and oil fields	1.4 Gt CO_2	
Viet Nam	Deep saline reservoirs	10.4 Gt CO_2	11.8 Gt CO_2
	Depleted oil and gas fields	1.4 Gt CO_2	

Sources: Based on ADB (2013); METI (2020b); ERIA (2021).

出所）IEA（2021）“IEA Technology Report “Carbon capture, utilisation and storage: the opportunity in Southeast Asia””
https://www.iea.org/reports/carbon-capture-utilisation-and-storage-the-opportunity-in-southeast-asia（2022 年 3 月 9 日閲覧）

（1） ブルネイ・ダルサラーム

1） CCUS に対する姿勢・受容性

a. NDC を含む気候変動政策

ア） NDC[1]

ブルネイ・ダルサラームは最初の NDC を 2020 年 12 月 31 日に提出している。この中で、2030 年までに温室効果ガス（GHG）の排出量を BAU から 20%削減するという目標を揚げている。

また、2035 年までに、再生可能エネルギーの合計シェアを、発電ミックスの総容量の少なくとも 30%にするという目標を設定している。NDC 達成には、太陽光発電を中心とした再生可能エネルギー技術の全国的な導入・利用に向けたスムーズな移行が不可欠であるが、現在、同国唯一の再エネ発電は、1.2MW の太陽光発電所「Tenaga Suria Brunei」で、全発電量の約 0.14%を占めるに過ぎない。この NDC に CCUS に関する言及はない。

イ） Brunei National Climate Change Policy (BNCCP)[2]

2020 年 7 月策定。ブルネイ・ダルサラーム初の気候変動政策である。持続可能な国家のために低炭素で気候変動に強い道を切り開くために必要な原則、価値、戦略を示している。この BNCCP は、ブルネイ・ダルサラームの NDC の基礎となっている。この政策では、産業界の排出量、森林被覆、電気自動車、再生可能エネルギー、電力管理、カーボンプライシング、廃棄物管理、気候変動への耐性と適応、カーボンインベントリー、意識向上と教育など、今後 15 年間で実施すべき 10 の主要戦略分野に焦点を当てている。

b. エネルギー・CCUS に関わる政策

ア） 水素に関する政策

2020 年に Economic Research Institute for ASEAN and East Asia（ERIA）、Brunei National Energy Research Institute および千代田化工建設がブルネイの水素製造の可能性についての報告書を出している[3]。この報告書によると、ブルネイ・ダルサラームの水素生産ポテンシャルは275万トンで、天然ガス改質が全体の 77%を占め、次いで真空残渣・コークスからのガス化水素がある。報告書は、ブルネイ・ダルサラームはガスが豊富な国であり、ガスからの水素製造の可能性は明らかに大きいものの、気候変動問題への配慮から、EOR や CCUS などのゼロエミッション対策が、技術的・経済的に可能になればという条件付きでの適用になるであろう、としている。また、政策提言として、水素社

[1] Brunei Darussalam (2020) Brunei Darussalam First NDC, https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Brunei%20Darussalam%20First/Brunei%20Darussalam%27s%20NDC%202020.pdf（2022 年 3 月 9 日閲覧）
[2] Government of Brunei Darussalam (2020) RTBNEWS, 2020.8.20, http://www.rtbnews.rtb.gov.bn/Lists/News%202020/DispForm.aspx?ID=21978（2022 年 3 月 9 日閲覧）
[3] ERIA (2020) BNERI and Chiyoda Corporation “Brunei Darussalam: Shifting to a Hydrogen Society” https://think-asia.org/bitstream/handle/11540/12204/Brunei-Darussalam-Shifting-to-Hydrogen-Society.pdf?sequence=1（2022 年 3 月 9 日閲覧）

会への移行は、需要側、供給側ともに多くの努力が必要であり、適切な水素政策と行動計画が求められる、と記載している。

ブルネイ・ダルサラーム国の長期的なグリーンエネルギープログラム推進のビジョンに従い、同国と日本の間で、次世代水素エネルギーチェーン技術研究組合（AHEAD）が世界初の国際水素サプライチェーンの実証プロジェクトを実施している[4]。

イ） CCUS 開発に関する政策

IEA が 2021 年 6 月に発行した特別報告書“Carbon Capture, Utilisation and Storage: The Opportunity in Southeast Asia”[5]によると、ブルネイ・ダルサラーム国は、2020 年 11 月、産業界の排出ガス対策における CCUS の役割を調査中と発表した。

ブルネイ・ダルサラームの主要なエネルギー源は石油と天然ガスである。2018 年の同国の一次エネルギー供給量（TPES）は、天然ガスが82%、石油が 18%を占めている[6]。また同国における石油とガスの輸出は経済の 55%を占め、輸出と政府収入の 90%に相当する。大規模経済圏が化石燃料の採掘から移行していく中、同国の石油・ガスに対する需要は今後 10 年にわたり堅調に推移すると思われる。ブルネイ・ダルサラームは、石油の埋蔵量を最大化し、油田の寿命を延ばす石油増進回収（EOR）技術の開発のために、この分野で約 600 億ドルの投資を呼び込もうとしている。同国は EOR によって油田の生産量が10～20%増加すると推定しており、事業者に EOR のための技術開発を奨励している[7]。ブルネイ・ダルサラームの投資の重点項目は石油・ガス下流、製造・その他サービス、食品、観光、情報通信技術の 5 つである[8]。

ERIA 等の報告書（2020 年）[3]によると、ブルネイ・ダルサラームは、ブルネイ・サバ海盆、北西岸および沖合に 30億トンの CO2 の CCS ポテンシャルがある。同国が枯渇した油田で CO2-EOR 技術を使って石油生産を強化した場合、技術的に回収可能な石油量は 18 億 9500 万バレルであり、そのために 5 億 5900 万トンの CO2 が必要になると報告されている。しかし、ブルネイ・サバ海盆はマレーシアとブルネイの領海にまたがっているため、関連技術の政治経済的・技術的実現可能性を検討する必要がある。

---

[4] Brunei Ministry of Energy (2020) News release, https://www.me.gov.bn/Lists/News/View.aspx?ID=214 (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[5] IEA (2021) “IEA Technology Report “Carbon capture, utilisation and storage: the opportunity in Southeast Asia” (2022 年 3 月 9 日閲覧) https://www.iea.org/reports/carbon-capture-utilisation-and-storage-the-opportunity-in-southeast-asia (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[6] IRENA (2021) “Energy Profile” https://www.irena.org/IRENADocuments/Statistical_Profiles/Asia/Brunei%20Darussalam_Asia_RE_SP.pdf (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[7] Brunei Economic Development Board (2022) “Investment Opportunities” http://www.bedb.com.bn/investment-opportunities/ (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[8] Eco-Business (2021) Brunei banks on technology to preserve its economic lifeline: fossil fuel, https://www.eco-business.com/news/brunei-banks-on-technology-to-preserve-its-economic-lifeline-fossil-fuel/ (2022 年 3 月 9 日閲覧)

ウ） エネルギー政策

ブルネイ・ダルサラームは、国の長期ビジョンとして、エネルギー省の「戦略計画 2020-2025」において、国のエネルギー部門の成長と発展に焦点を当てた 8 つの戦略目標を掲げている[9]。そのうち主要な戦略目標は以下の通り。

- 世界の石油市場の不確実性に対する耐性を高めるためのエネルギー分野の多様化
- 効果的で持続可能な炭化水素資源管理
- 石油、ガス、電力、その他のエネルギーセクターのための堅牢で助長的な規制枠組みおよび安全基準。

エ） 再生可能エネルギー政策

ブルネイの再生可能エネルギー政策では、2035 年までにエネルギーミックスに占める太陽光発電の割合を 10%に、発電量に占める割合を 30%に引き上げることを目標としている。

オ） Carbon pricing 政策

2021 年 9 月 22 日、エネルギーASEAN センター（ACE）、ブルネイ気候変動事務局（BCCS）、ブルネイ・ダルサラーム大学（UBD）、the Institute of Policy Studies（IPS）は共同で、炭素価格政策に関する理解と技術能力を高めるためのワークショップを開催した。本ワークショップは、ブルネイ・ダルサラーム国国家気候変動政策（BNCCP）の戦略 6 において、低炭素化を推進・加速するための主要な手段の一つとしてカーボンプライシングが取り上げられていることを踏まえ、2025 年にカーボンプライシングを効果的かつタイムリーに実施できるよう、同国に最適なモデルの確立を支援することを目的としている。この取り組みは、ASEAN 気候変動・エネルギープロジェクト（ACCEPT）の支援を受けている[10]。

2） 関連プロジェクトの有無

a. メチルシクロヘキサン（MCH）を水素キャリアとした国際間水素サプライチェーン構築[11][12]

[9] Petroleum Authority of Brunei Darussalam (2022) Overview of Brunei Darussalam's Oil and Gas Industry, https://www.pa.gov.bn/oil-and-gas-in-brunei/ (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[10] ACE (2021) Workshop on Carbon Pricing Policies for Brunei Darussalam, https://aseanenergy.org/workshop-on-carbon-pricing-policies-for-brunei-darussalam/ (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[11] AHEAD(2020)「【世界初の国際間水素輸送】発電所ガスタービン向けの水素供給を始めました」https://www.ahead.or.jp/jp/pdf/20200526_ahead_press.pdf (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[12] メガソーラービジネス(2020)「ブルネイから輸送した水素で火力発電、MCH から分離」https://project.nikkeibp.co.jp/ms/atcl/19/news/00001/00881/?ST=msb(2022 年 3 月 9 日閲覧)

2020年5月、次世代水素エネルギーチェーン技術研究組合（AHEAD）は 5 月 26 日、ブルネイ・ダルサラームからメチルシクロヘキサン（MCH）を輸送し、東亜石油・京浜製油所（川崎市）内の脱水素プラントで分離したと発表した。AHEAD では、ブルネイでの MCH 生成、海上輸送、日本での MCH からの水素の分離という、MCH を水素キャリアとした国際間水素サプライチェーンの構築を目指している。

経済産業省が 2019 年 3 月に策定した水素・燃料電池戦略ロードマップでは、再生可能エネルギー電源への移行とともに、海外の再エネ由来水素や褐炭由来水素に CCS（CO2 回収貯留）を合わせることで得た CO2 フリー水素を使った水素発電が脱炭素化に向けた有力な方策と位置付けている。

b. インドネシア LEMIGAS のマッピング

IEA 特別報告書によると、2016 年にインドネシア石油ガス技術研究開発センター（LEMIGAS）が行った CO2-EOR+候補鉱区のソースシンクマッピングで、有望なソースへの近接度やそのインフラによって、候補鉱区をランク付けしている。その結果、22 の油田から CO2-EOR プラスを利用して 10 億バレル近くを回収でき、毎年約 50Mt の CO2 を注入・貯留できることがわかった。大規模な東ナトゥナガス田からは、年間最大 40Mt-CO2 が供給される可能性があり、この CO2 の第一候補は、ブルネイ・ダルサラーム国陸上のセリア油田である[13]。

3）法制度の整備状況

ブルネイ・ダルサラームには、CCS、CCUS に特化した法制度の枠組みはない。

ブルネイ・ダルサラームでは、2019 年にエネルギー省傘下に石油局（Petroleum Authority）が設立されている。石油局は、石油・ガス部門の上流、中流、下流にて、運用とインフラに関する規制と監視を行い、ブルネイ・ダルサラームの石油データの管理機関として機能する。石油・ガスセクターの運用規制の機能を単一の機関に統合することで、事業の合理化を図ったとされる[14]。

2018年6月、エネルギー省では、石油ガス探査と生産ガイドライン（Oil and Gas Exploration and Production Guidelines）を策定し、事業者が従うべき内容を纏めている。合計 10 巻に渡る内容が公開されている[15]。

2021 年には、合計 4,200 万バレル（42mmboe）の石油・ガスが新たに発見され、COVID-19 の流行期には遅れていた多くの主要プロジェクトが再開された。 ブルネイ・ダ

[13] IEA (2021) “IEA Technology Report “Carbon capture, utilisation and storage: the opportunity in Southeast Asia”” https://www.iea.org/reports/carbon-capture-utilisation-and-storage-the-opportunity-in-southeast-asia (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[14] Ministry of Energy, Brunei Darussalam (2020) 22-Apr-2020: Establishment of Petroleum Authority of Brunei Darussalam, http://www.me.gov.bn/Lists/News/NewDispForm.aspx?ID=211 (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[15] Ministry of Energy, Brunei Darussalam (2021) Oil and Gas Exploration and Production Guidelines,http://www.me.gov.bn/SitePages/Oil%20and%20Gas%20Exploration%20and%20Production%20Guidelines.aspx (2022 年 3 月 9 日閲覧)

ルサラーム国エネルギー省石油局は、今後５年間にわたり、未開発の重要な炭化水素資源を有する石油・ガス開発を実施し、さらなる新規資源の発見に向けた探鉱活動を優先させることに引き続き取り組んでいる。

2021 年、エネルギー省はエネルギー効率（基準と表示）命令（Energy Efficiency (Standards and Labelling) Order: SLO）を発行し、2022年 6 月に発効する予定である。SLO はエネルギー効率の高い電化製品を国内に輸入するための基準要件を定めたものである[16][17]。

（2）カンボジア

1）CCUS に対する姿勢・受容性

a. NDC を含む気候変動政策

ア） NDC[18]

カンボジアは 2020 年 12 月 31 日に更新 NDC を提出している。この更新 NDC では、2017年の最初の NDC からいくつかの重要な点が改善されている。まず対象範囲が拡大し、農業や廃棄物の分野における気候変動の緩和目標や、エネルギー効率などの主要なサブセクターにおけるより詳細な行動が含まれるようになった。また、カンボジアの最優先課題である適応策も強化された。その他の分野では、温室効果ガス（GHG）排出量削減の野心度を高めている。2030 年までの目標は、64.6 百万 tCO2e/年の排出削減である（BAU ケースと比較して 41.7%の削減）。また、2030 年までに、エネルギーミックスにおける再生可能エネルギー（太陽光、風力、水力、バイオマス）の割合を 25%にするという目標を掲げている。この更新 NDC に CCUS の言及はない。

イ） Circular economy strategy and Action Plan[19]

2021年 6 月 28 日、The National Council for Sustainable Development（NCSD）および環境省は、スウェーデン、日本、国連開発計画（UNDP）の支援を受けて、

[16] Ministry of Energy, Brunei Darussalam (2022) Ministry of Energy, Brunei Darussalam News (Feb. 16, 2022) https://www.me.gov.bn/Lists/News/View.aspx?ID=297 (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[17] Ministry of Energy, Brunei Darussalam (2021) Standards and Labelling Order 2021, https://www.me.gov.bn/Lists/Announcements/View.aspx?ID=9 (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[18] Kingdom of Cambodia (2020) "Cambodia's Updated NDC" https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Cambodia%20First/20201231_NDC_Update_Cambodia.pdf (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[19] Phnom Penh Post (2021) Circular economy strategy, plan launched, https://www.phnompenhpost.com/business/circular-economy-strategy-plan-launched#:~:text=Phnom Penh Post - Circular economy strategy, plan launched&text=The government, with support from,transition towards a circular economy (2022 年 3 月 9 日閲覧)

「Circular economy strategy and Action Plan(国家循環経済戦略および行動計画)」を発表した。また、循環経済への移行に民間企業を参加させるための提携プラットフォームも発表した。この行動計画は、経済活動による生態系への圧力に対処するためのものである。

b. エネルギー・CCUS に関わる政策

ア) カンボジア気候変動戦略計画(CCCSP:Cambodia Climate Change Strategic Plan)2014~2023[20]

2013 年策定。持続可能な発展を支える低炭素計画や技術促進が戦略目標の 1 つとして位置づけられ、その目標に向けた施策として「エネルギー効率の改善、再生可能エネルギーに関する技術革新、それらの普及促進」が掲げられる。経済成長を遂げながら、脱炭素化を進めていくために、水力発電などの再生可能エネルギーの利用を検討する必要があると述べられている。

2) 関連プロジェクトの有無

現在、カンボジアで CCUS プロジェクトは行われていない。

3) 法制度の整備状況

カンボジアには、CCS、CCUS に特化した法制度の枠組みはない。

石油・ガスセクターでの法制度に関しては、2019 年に石油・石油生産管理法(Law on Petroleum and Petroleum Products Management)を施行した[21]。同法は研究から事業開発に至る石油産業の全ての活動を管理するために、鉱山エネルギー省(Ministry of Mines and Energy)に権限を与えている。同石油法は、石油部門の持続的かつ効果的な開発を促進し、国家の経済的、社会的、長期的な利益に貢献することを目指している。同法の目的は石油部門の管理に関する権限と規則を定め、カンボジア王国の領土と主権、排他的経済水域(EEZ)の海底と海底台地、カンボジア王国が権利を有する他の地域を含む石油部門における全ての活動に適用することである。

同法の前身となる 1991 年の石油規制(Petroleum Regulation)が石油部門の下流事業活動のみを対象としているのに対し、2019 年に制定された石油法は下流と上流の両方の事業活動をカバーしている。

同石油法の下では、石油の探査、開発、生産などの上流活動を行おうとする者は、規制

[20] The National Council for Sustainable Development (2019) Cambodia Climate Change Strategic Plan 2014-2023, https://ncsd.moe.gov.kh/resources/document/cambodia-climate-change-strategic-plan-2014-2023-cccsp-2014-2023en (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[21] OpenDevelopment Cambodia (2019) Law on Petroleum and Petroleum Production Management https://data.opendevelopmentcambodia.net/laws_record/law-on-petroleum-and-petroleum-production-management (2022 年 3 月 9 日閲覧)

当局である鉱山エネルギー省と石油に関する契約を締結しなければならない。さらに、生産物分与契約の一種である石油契約において、操業後の義務や環境修復の義務など、最低限取り組むべき条項を列挙している[22][23]。

カンボジア以外の ASEAN 各国と同様、既存の石油・ガス関連の法制度が、CCUS 事業に適用される可能性がある。

（3）インドネシア

1）CCUS に対する姿勢・受容性

a. NDC を含む気候変動政策

ア）NDC（Nationally Determined Contribution）

インドネシアは 2021 年 7 月 22 日に更新 NDC を提出している[24]。この更新 NDC の 2030 年排出目標は 2016 年の NDC から変更はなく、2030 年までに温室効果ガス（GHG）排出量を従来よりも 29%削減すること、または十分な国際的財政支援を条件に 41%削減することとなっている。更新 NDC は同日に提出した長期戦略（LTS-LCCR）とリンクしており、この LTS の中で、CCS・CCUS の導入などを通して、遅くとも 2060 年までに温室効果ガス排出量を実質ゼロにする「カーボンニュートラル」を達成すると発表した。

イ）Indonesia Long-Term Strategy on Low Carbon and Climate Resilience 2050（Indonesia LTS-LCCR 2050）

2021年 7 月 22 日、インドネシア政府は国連気候変動枠組条約（UNFCCC）に初の長期気候戦略[25]を提出し、同国が 2030 年に GHG 排出量のピークを迎え、2060 年またはそれ以前に GHG 排出量を実質ゼロにする可能性があることを示した。この目標達成のために、エネルギー部門では再生可能エネルギーの割合増加、エネルギー効率向上、CCS/CCUS や BECCS の導入などの努力を行うとした。

---

[22] BNG Legal (2020) Petroleum Law in Cambodia, https://bnglegal.com/index.php/petroleum-law-in-cambodia-may-2020/（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[23] LEXOLOGY (2022) Petroleum Decommissioning Regulations in Cambodia, Myanmar, Thailand, and Vietnam, https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=577a1025-e139-42fa-a0ed-0efb69cd079a（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[24] Republic of Indonesia (2021) “Indonesia updated NDC” https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Indonesia%20First/Updated%20NDC%20Indonesia%202021%20-%20corrected%20version.pdf（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[25] Republic of Indonesia (2021) “Indonesia Long-Term Strategy on Low Carbon and Climate Resilience 2050（Indonesia LTS-LCCCR 2050）” https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Indonesia_LTS-LCCR_2021.pdf（2022 年 3 月 9 日閲覧）

長期低炭素戦略の策定には以下の 3 つのシナリオ：CPOS（Current Policy Scenario），TRNS（Transition Scenario），LCCP(Low Carbon Scenario Compatible with Paris Agreement target)を用いているが、このうち LCCP は、2050 年の排出量が最も少なくなるシナリオであり、CCS や CCUS などの影響の大きい緩和策が主に実施されるとされている。

b. エネルギー・CCUS に関わる政策

ア） 炭素税[26][27][28]

2021 年 10 月、インドネシアの下院(Dewan Perwakilan Rakyat：DPR)は、炭素税などを含む税制調和法案（the Draft Law on Harmonization of Tax Regulations：RUU HPP)を可決した。税制法案では、炭素税をより大きなキャップ・アンド・トレード制度の一部とすることが明示されている。排出権取引に参加した納税者は、財務省の定めるところにより、炭素税の減免を受けることができる。

炭素税は、(a)炭素を含む商品の購入、(b)温室効果ガスを排出する活動に対して課税される。税率は、「二酸化炭素 1 キログラム当たりの炭素市場価格以上」と設定されている。

炭素税は 2022 年 4 月 1 日より施行され、石炭火力発電所に対する徴収が開始する。RUU HPP では、炭素税の最低税率を IDR 30/kg CO2e または同等の単位としている。この税率は炭素価格に応じて調整される。

徴収は、発電所が政府の定めた上限値を超えて CO2 を排出した場合に行われる。石炭火力発電所の排出上限値はエネルギー鉱物資源省(Ministry of Energy and Mineral Resources：MEMR)が決定する。

政府の示した炭素税の段階的導入のロードマップは以下の表の通りである。

[26] Ministry of Energy and Mineral Resources (2021) Energy Ministry Disseminates Carbon Tax Policy in Electricity Subsector, https://www.esdm.go.id/en/media-center/news-archives/energy-ministry-disseminates-carbon-tax-policy-in-electricity-subsector（2022 年 3 月 9 日閲覧）
[27] Republic of Indonesia (2021) Carbon Tax Reflects Indonesia's Commitment to Tackling Climate Change: Minister, https://setkab.go.id/en/carbon-tax-reflects-indonesias-commitment-to-tackling-climate-change-minister/（2022 年 3 月 9 日閲覧）
[28] Allen & Overy (2021) "Indonesia passes carbon tax bill as part of GHG regulation effort" https://www.allenovery.com/en-gb/global/news-and-insights/publications/indonesia-passes-carbon-tax-bill-as-part-of-ghg-regulation-effort（2022 年 3 月 9 日閲覧）

表 5-3 インドネシアの炭素税の段階的導入ロードマップ

Year	Milestone
2021	• Introduction of carbon tax in RUU HPP • Finalization of Carbon Economic Value Presidential Regulation • Development of technical mechanism for carbon tax and carbon market/bourse • Piloting of carbon trading in power generation sector with an average price of IDR 30 per kilogram of carbon dioxide equivalent (IDR 30/kg CO_2e)
2022	• Determination of the cap for the coal-fired power generation sector by the Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR) • Implementation of carbon tax (cap and tax) limited to coal-fired power plants with a tariff of IDR 30/kg CO_2e by 1 April 2022 • The cap (ceiling on emissions) to be used would be the cap applicable in the power generation carbon trading pilot
2025	• Full implementation of carbon trading through carbon market/bourse • Gradual expansion of carbon tax to other sectors, in line with each sector's readiness • Implementation of regulation of carbon tax procedures (cap and tax) in other sectors

出所）Deloitte（2021）“Indonesia Tax Info October 2021”
https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/id/Documents/tax/id-tax-info-oct2021.pdf（2022年3月9日閲覧）

イ）「炭素の経済的価値（Economical value of carbon）」に関する大統領規則[29,30]

2021 年 11 月 3 日、インドネシア財務省は炭素経済価値に関する大統領規則（the Presidential Regulation on Carbon Economic Value）について公式な声明を発表した。本規則は、将来の炭素取引のメカニズムを規定し、気候変動に対応するための多くの規則を補完するものである。また、本規則は、2030 年には二酸化炭素の排出量を削減し、2060 年には排出量をゼロにするという目標気候変動問題におけるインドネシアのコミットメントを表明するものである。

ジョコ・ウィドド大統領は、COP26 サミットへの出発前の 10 月 29 日に本大統領規則に署名し、COP26の場で発表した。

炭素取引とは、政府が排出可能な炭素量に制限を設け、その量をユニットに分割して異なるグループに割り当てるシステム。このユニットは、他の商品と同様に取引される。この新規則の詳細は現時点では明らかではないが、初期の草案によると、企業は環境林業省の国家登録簿に登録するための報告・記録手順を遵守すれば、炭素ユニットを販売することができるとされている。

炭素取引は、インドネシア国内の証券取引所を通じて行われ、取引には賦課金が課せられる。環境林業省の発表によると、規制には、いわゆるキャップ・アンド・トレード制度による2つの事業体間の取引、カーボンオフセット制度、結果ベースの支払いなど、いくつかの取引メカニズムの概要が示されている。

[29] Tempo. Co (2021) Jokowi Signs Regulations on Carbon Economic Value, https://en.tempo.co/read/1524549/jokowi-signs-regulations-on-carbon-economic-value（2022 年 3 月 9 日閲覧）
[30] The Strait Times (2021) Indonesia sets carbon pricing policy to spur carbon trading, https://www.straitstimes.com/asia/se-asia/indonesia-sets-carbon-pricing-policy-to-spur-carbon-trading（2022 年 3 月 9 日閲覧）

- キャップ・アンド・トレード制度[31]

草案では削減目標の規定権限を Ministry of Environment and Forestry (MOEF)に与えている。規制対象となる事業者が GHG 排出許容量を下回る排出量を削減した場合、気候国別登録システム(sistem registri nasional pengedalian perubahan iklim:SRN)に「オフセット」を登録し、排出許容量を下回る削減量に対応する排出削減証明書(sertifikat pengurangan emisi karbon:SPEK)を受け取る権利が与えられる。このキャップ・アンド・トレード制度では、SPEK が GHG 排出量削減の手段となる。規制対象企業が自らの GHG 排出量を許容量以下に削減できない場合、必要な削減量に相当する SPEK を購入することで、規制対象企業の GHG 排出量削減義務を遵守することができる。MOEF の施行規則では、各部門のどの事業者が GHG 排出量制限の対象となるか、またその GHG 排出量制限の内容をより詳細に規定する。

ウ) CCUS 関連研究プログラム

2017 年、インドネシア政府は、CCUS 関連の研究プログラムとして、Institut Teknologi Bandung (ITB) Centre of Excellence for CCU and CCS を設立した[32]。同センターの主な目的は以下の通りである。

- 政府、産業界、規制当局、研究機関を結ぶ CCS 研究の協調プログラムを提供する。
- インドネシアにおける CCS/CCUS のパイロットプロジェクトを実証し、世界の気候変動緩和に貢献するというインドネシアの目標達成に向けた CCS 導入の機会を特定する。
- インドネシアでの CCS 導入を可能にするための政策、戦略、規制、基準を策定する。
- インドネシアの CCS 研究者、規制当局、政策立案者、その他のステークホルダーとの効果的なコミュニケーション・リンクとネットワークを構築する。

2) 関連プロジェクトの有無

a. 進行中の CCUS プロジェクト

IEA 特別報告書によると、2030 年に東南アジアで予想される CCUS 投資のうち、約 80%をインドネシアが占めているが、これはインドネシアの経済規模と CCUS 開発が比較的進んでいることを反映している(図 5-1)。同地域の他の国での CCUS の開発が進むにつれ、インドネシアの割合は 2040 年には約 60%に減少する見込みである。

---

[31] Allen & Overy (2021) Indonesia passes carbon tax bill as part of GHG regulation effort, https://www.allenovery.com/en-gb/global/news-and-insights/publications/indonesia-passes-carbon-tax-bill-as-part-of-ghg-regulation-effort (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[32] National Center of Excellence (CoE) for CCS and CCUS (2017) Indonesia Center of Excellence for CCS and CCUS, https://ccs-coe.fttm.itb.ac.id/about-2/ (2022 年 3 月 9 日閲覧)

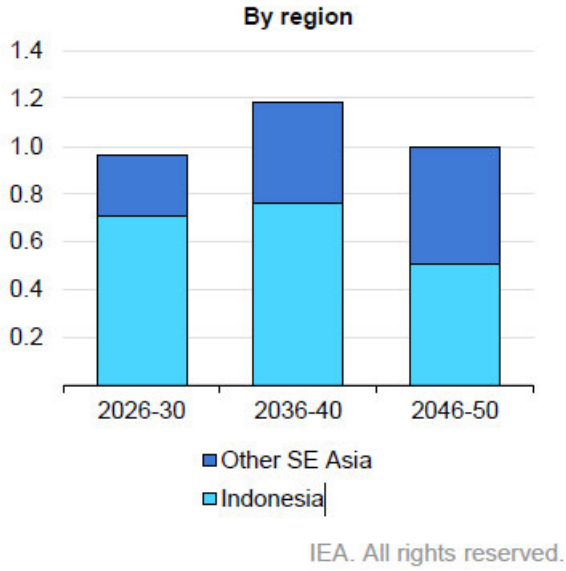


図 5-1 持続可能な開発シナリオにおける、地域別の CO2 回収の年間平均投資額

出所）IEA（2021）“IEA Technology Report “Carbon capture, utilisation and storage: the opportunity in Southeast Asia”
https://www.iea.org/reports/carbon-capture-utilisation-and-storage-the-opportunity-in-southeast-asia（2022 年 3 月 9 日閲覧）

インドネシアでは CCUS の可能性を評価し、潜在的な貯留場所を特定するための研究が実施されている。ITB Center for Excellence による調査では、産業プロセスからの低コストのエネルギー部門の CO2 排出が利用できる可能性があるとして、インドネシアでの CCUS、特に CO2-EOR の範囲が明らかになった。潜在的な新たなパイロットプロジェクトが特定され、またいくつかの調査が進行中である。

表 5-4 インドネシアの CCUS 活動

CCUS activities in Indonesia

Study/project	Proponents
FS JCM CCUS/CO_2-EGR Gundih	CoE CCS/CCUS ITB, J-POWER & JANUS
CO_2-EOR Sukowati Field	Pertamina EP CCUS Study Supported by Japex & CoE CCS/CCUS LEMIGAS
CO_2-EOR Limau Niru Field	Japex & CoE CCS/CCUS LEMIGAS
MRV Methodology for CCUS/CO_2-EOR	Japex & CoE CCS/CCUS LEMIGAS
CO_2 Source-Sink Match	CoE CCS/CCUS ITB & JANUS
FS Tangguh CCUS/CO_2-EGR	BP Berau Ltd. & ITB

出所）IEA（2021）“IEA Technology Report “Carbon capture, utilisation and storage: the opportunity in Southeast Asia”
https://www.iea.org/reports/carbon-capture-utilisation-and-storage-the-opportunity-in-southeast-asia（2022 年 3 月 9 日閲覧）

ア） グンディ CCS 実証プロジェクト

日本エヌ・ユー・エス株式会社と海外 EPC 事業会社である日揮グローバル株式会社が、

電源開発株式会社と共同で、経済産業省「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）」において採択された「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」を開始した。本案件は、インドネシアの中部ジャワ州に位置するグンディ（Gundih）ガス田における天然ガスの生産過程で分離された CO2 を近郊の圧入井までパイプライン輸送して、地下に圧入・貯留する CCS 実証プロジェクトの実現にむけた事業化調査を実施するものである。3 社は、2022 年 2 月末に調査結果をまとめる予定。その後、実証設備の基本設計、建設を経て、2025 年を目途に CO2 の圧入、モニタリングを開始することを想定している。本調査は、日本側 3 社が、本ガス田の所有者であるインドネシア国営石油会社プルタミナ社、同国技術系高等教育機関である国立バンドン工科大学と共同で実施する。本プロジェクトにより、天然ガス生産に伴う CO2 30 万トン/年の全量を地下に圧入・貯留することで、生産段階で CO2 発生を伴わない天然ガスの生産が実現する。

イ） クリーン燃料アンモニア生産の為の二酸化炭素地下貯留及び二酸化炭素の利用に関する共同調査[33]

2021 年 3 月、独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）、三菱商事株式会社はインドネシアにおいて、同国国立大学のバンドン工科大学（Bandung Institute of Technology : ITB）及びパンチャ・アマラ・ウタマ（PT Panca Amara Utama：PAU）社と、インドネシア 中央スラウェシ州におけるクリーン燃料アンモニア生産の為の二酸化炭素地下貯留（CCS : Carbon Capture & Storage）及び二酸化炭素の利用に関する共同調査を実施することに合意し、4 者間で覚書に調印した。本覚書に基づき、JOGMEC と三菱商事は、中央スラウェシ州ルウクの PAU 社保有のアンモニア生産拠点、また三菱商事が最大株主となるドンギ・スノロ（Donggi-Senoro） LNG プラント近傍において、CCS 実施可能性調査を共同で行う。今後、関係各社にてプロジェクト組成、貯留候補地層のデータ収集、シミュレーション、分析及び評価などの必要な作業工程を策定する。

ウ） Tangguh liquefied natural gas project

インドネシア共和国西パプア州に所在するタングーLNGプロジェクトにおける CCUS プロジェクト。2021 年 8 月、タングーLNG 事業に携わる企業連合（三菱商事、INPEX, JX 石油開発、三井物産、エルエヌジージャパン、住友商事、双日）は、オペレーターである bp と推進するインドネシア西パプア州のタングーLNG プロジェクトにおいて、CCUS 事業を含む開発計画について SKK Migas（インドネシア石油ガス上流事業監督執行機関）の承

[33] 三菱商事（2021）「インドネシアにおけるクリーン燃料アンモニア生産のための CCS 共同調査の覚書締結について」https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2021/html/0000046719.html（2022 年 3 月 9 日閲覧）

認を得た[34]。本開発計画には、新規ガス田開発(ウバダリガス田)のほか、生産中のヴォルワタガス田における CCUS 技術の適用による CO2 排出量の削減および天然ガスの生産効率向上・増産事業が含まれる。本 CCUS 事業では、天然ガスの生産に伴い排出される CO2 を累計で約 2,500 万トン回収し、ヴォルワタガス田に再圧入・貯留することで、CO2 の排出削減と同時に天然ガスの生産効率向上・増産を図る(CO2-EGR)。本開発計画では、タングーLNG 事業に携わる企業連合および SKK Migas による承認を条件に、2022 年半ば以降に基本設計(FEED)を開始し、更に最終投資決定を実施すれば、2026 年から天然ガスの生産と CCUS 事業を開始する予定である。

エ) Sakakemang natural gas field CCS project[35,36,37]

2019 年、Repsol 社、Petronas 社、MOECO 社の 3 社は、Sakakemang ガス田の KBD-2X 坑井で少なくとも 2 兆立方フィートの可採資源を発見した。同プロジェクトのガス田は CO2 含有量が 26%と高いため、Repsol 社は、2050 年までにカーボンニュートラルを達成するという同社の目標を達成するために、CCS プロジェクトを同時に開発している。

2021 年 10 月、Repsol 社は、2027 年に年間 200 万トン(mt)の貯留能力を持つ地中 CCS プラントの稼働を開始する計画を発表した。Sakakemang 天然ガス田から CO2 を回収し、隣接するコリドー鉱区の 2 つの枯渇ガス田に貯留する。Repsol 社によると、Sakakemang からの CO2 排出量は、CCS スキームにより 2040 年までに累計で 3,000 万トン削減される見込みである。

オ) スコワティ油田における二国間クレジットを活用した CCUS プロジェクトの事業性評価共同検討[38]

2021 年 6 月、石油資源開発株式会社(JAPEX)は、インドネシア国営エネルギー会社プルタミナグループならびに石油ガス技術研究開発センター(LEMIGAS)との 3 者で、インドネシア共和国東ジャワ州のスコワティ(Sukowati)油田における、二国間クレジット

---

[34] 住友商事(2021)「インドネシア タングーLNG プロジェクト インドネシア政府機関による CCUS 事業を含む開発計画の承認について」
https://www.sumitomocorp.com/ja/jp/news/release/2021/group/15010 (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[35] IHS Markit (2021) Repsol project adds to Indonesia's carbon capture ambitions, https://ihsmarkit.com/research-analysis/repsols-major-project-adds-to-indonesias-carbon-capture-ambiti.html (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[36] Upstream (2021) Repsol details Indonesia CCS project linked to giant gas development, https://www.upstreamonline.com/energy-transition/repsol-details-indonesia-ccs-project-linked-to-giant-gas-development/2-1-1081373 (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[37] REPSOL (2021) REPSOL in Indonesia, https://www.repsol.com/en/repsol-worldwide/asia/indonesia/index.cshtml (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[38] 石油資源開発株式会社(2021)「インドネシア・スコワティ油田における二国間クレジットを活用した CCUS プロジェクトの事業性評価共同検討に合意」https://www.japex.co.jp/news/detail/20210622_03/ (2022 年 3 月 9 日閲覧)

（JCM）を活用した CCUS プロジェクトの事業性評価スタディを共同で行うことに合意した。本スタディでは、プルタミナの子会社が操業を行うスコワティ油田における、近隣のガス田から排出される CO2 の超臨界パイプラインによる輸送と油層への圧入・貯留に関する実証試験の検討を実施する。同油田の CO2 貯留量の把握や貯留健全性の評価に加え、JCM を活用した CCUS に関する制度などの調査を、3 者が連携し行っていく。

カ） CO2-EOR Limau Niru field[39]

2017 年度に、石油資源開発株式会社（JAPEX）は南スマトラ油田群における、二国間クレジットを活用した CCUS プロジェクトの事業性調査を実施した。CO2-EOR による CO2 削減量の評価、EOR による原油増産効果と CO2 クレジットを合わせた経済性を分析し、JCM プロジェクトとしての事業性を評価した。

a） 法制度の整備状況

現在、インドネシアには CCS および CCUS に関する包括的な法令は施行されていない。

しかし、途上国としては初の、CCSの一般的な枠組みを定めた大統領令の草案がADBの支援の下で作成され、2019 年 3 月に完了している（最終案は未公開）[40]。これは上流部門や産業活動を管理する既存の規制を基にしたもので、CCS の一般的な枠組みを定めたものである。この草案には、許可要件が組み込まれており、CO2 回収、輸送、貯留、CO2 貯留に関する測定、報告、検証など、CO2-EOR プロジェクトのすべての側面をカバーしている。 このフレームワークは、パイロットおよび大規模な商用 CCUS プロジェクトを対象とすることを目的としており、後の段階でより包括的な CCUS 規制の枠組みを開発するための基礎として機能するものである。ADB によると、インドネシアにおいては CO2-EOR に関する特定の政策と税制上の優遇措置が検討、推奨される必要がある[41]。

現在、インドネシア政府は CCS および CCUS に関する規制案を作成しており、これらの技術の開発支援だけでなく、安全性や経済的側面にも対応することを目指している。エネルギー鉱物資源省によると、本 CCS/CCUS 規制は 2022 年半ばまでに完成させる予定としている[42]。

---

[39] JAPEX (2021) “JAPEX Integrated Report 2021” https://www.japex.co.jp/ir/uploads/JAPEX_IR2021_j.pdf (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[40] ADB (2019) Carbon Dioxide-Enhanced Oil Recovery in Indonesia: An Assessment of its Role in a Carbon Capture and Storage Pathway, https://www.adb.org/publications/carbon-dioxide-enhanced-oil-recovery-indonesia (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[41] UPSTREAM (2021) CO2-enhanced oil recovery gaining traction in Indonesia, https://www.upstreamonline.com/energy-transition/co2-enhanced-oil-recovery-gaining-traction-in-indonesia/2-1-1043995 (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[42] Ministry of Energy and Mineral Resources, Indonesia (2021) Ministry of Energy and Mineral Resources, Indonesia News, https://migas.esdm.go.id/post/read/regulasi-ccs-ccus-terus-digodok-bukti-komitmen-pemerintah-dukung-nze (2022 年 3 月 9 日閲覧)

（4）ラオス

1）CCUS に対する姿勢・受容性

a. NDC を含む気候変動政策

ア） NDC

ラオスは 2021 年 5 月 11 日に更新 NDC を提出している[43]。この更新 NDC は、2016 年に提出した NDC をベースに、2050 年までに温室効果ガス（GHG）排出量をネット・ゼロにするという目標に向け、3 つの国家レベルの GHG 排出シナリオ（ベースライン排出量、2030 年までの無条件緩和シナリオ、2030 年までのより野心的な条件付き緩和シナリオ）を導入することにより、野心度を高めている。2015 年の NDC 目標については、新たなセクターを含めて更新・拡大され、新たな国レベルの排出削減目標が策定された。

- 無条件の 2030 年緩和シナリオおよび目標は以下の通り。
  - GHG 排出量：ベースラインシナリオと比較して 2030 年までに 60%の GHG 排出削減、または絶対量で約 62,000ktCO2e。
  - エネルギー分野：主に水力発電、エネルギー効率化、輸送の 3 つのサブセクターを中心とする。エネルギー・鉱山省の「2016-2030 年電力開発計画」における 2030 年予想設置容量に 80%の確率を適用し、2030 年までの水力発電の総目標設置容量を 1,300 万 kW とする。
- 条件付き 2030 年緩和シナリオと 2050 年ネット・ゼロ・エミッションに向けた目標は以下の通り。
  - エネルギー分野：3 つのサブセクター（その他の再生可能エネルギー、輸送、エネルギー効率化）を中心に条件付き目標の達成に貢献する。再生可能エネルギーの容量は、太陽光発電と風力発電で 100 万 kW、バイオマス発電で 30 万 kW まで増加する。バイオマス発電は、農業残渣を利用し、焼き畑を避けることで、大気の質の改善にも貢献する。（2016 年 NDC 目標の更新）

なお、適応策に関しては、National Adaptation Plan（NAP）を策定中であり、2021 年中に開始予定となっている。

この更新 NDC に CCUS に関する言及はない。

イ） The 9th five-year National Socio-Economic Development Plan

[43] Lao People's Democratic Republic (2021) "Lao PDR Updated NDC" https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Lao%20People's%20Democratic%20Republic%20First/NDC%202020%20of%20Lao%20PDR%20(English),%2009%20April%202021%20(1).pdf (2022 年 3 月 9 日閲覧)

(2021-2025)[44]

2021 年 3 月承認。本計画には人的資源の開発、公共統治・行政の強化、国防・治安・外交政策が含まれ、グリーンで持続可能な開発の方向性に沿った成長を目指す。本計画の目標は以下の通り。

① 質の高い、包括的で持続可能な成長
② 人材の育成、科学技術の研究と応用、知的財産の活用により、多様で付加価値の高い生産とサービスを促進する。
③ 国民の生活環境を改善し、個人レベル、社会レベルでの幸福度を向上させる。
④ グリーンで環境に優しい開発
⑤ 強力で現代的な地域的・国際的協力、統合、連結性を強化する。
⑥ 効果的な政府行政と法の支配

ウ) The Ten-Year Natural Resources and Environment Strategy 2016 – 2025[45]

本戦略のビジョンは、グリーン経済成長に基づいて、ラオス民主共和国をグリーン・クリーンで美しい国にし、持続可能で回復力のある経済発展を確保することである。本戦略には、次の 2030 年目標が含まれている。

- 森林面積
- 生物多様性の保護
- 樹木計画
- 都市公園
- 水質・大気汚染
- 農林業における有害化学物質の使用
- 都市廃棄物の発生と分別
- 廃棄物収集システム
- 気候変動の緩和
- グリーン生産
- 産業や観光による資源消費
- 投資プロジェクト(水力発電、鉱山、インフラ、産業、工業プランテーション、都市開発など)による社会・環境への影響の最小化
- 気候変動に関するデータや情報へのアクセス

[44] Lao People's Democratic Republic Peace Independence Democracy Unity Prosperity (2021) "9 TH FIVE-YEAR NATIONAL SOCIOECONOMIC DEVELOPMENT PLAN (2021-2025)" https://data.opendevelopmentcambodia.net/library_record/9th-five-year-national-socio-economic-development-plan-2021-2025#:~:text=The 9th Five-Year National Socio-Economic Development Plan (2021-2025),2025 and Vision 2030 of the Lao PDR (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[45] Green Climate Fund (2021) Lao PDR GCF Country Programme, https://www.greenclimate.fund/document/lao-pdr-country-programme (2022 年 3 月 9 日閲覧)

・　災害への対応と復旧のための知識と理解
・　自然災害によるリスクと影響の軽減

エ）Strategy on Climate Change and Health Adaptation 2018 – 2025 and action plan 2018 – 2020

「気候変動と健康への適応戦略」のビジョンは、人々が健康で強くなることであり、不安定で変化する気候条件から人々の健康を守るために、公衆衛生とコミュニティ部門を促進することを全体的な目標としている。

オ）The Decree on Climate Change[46]

2019 年 9 月発効。本政令は、人命、健康、財産、環境、生物多様性、インフラの安全を確保することを目的として、気候変動の潜在的な影響を防止、保護、低減するために、気候変動に関連する業務の管理、監視、検査に関する原則、規則、措置を定めている。また、持続可能性とグリーン成長に向けた社会経済の発展に貢献するため、地域や国際的なステークホルダーとの連携も含まれる。

b. エネルギー・CCUS に関わる政策

ア）National Green Growth Strategy to 2030[47]

2018 年発効。主な目的は、2020 年までに後発開発途上国（LDC）の地位を卒業し、グリーンで持続可能な方向性に沿って上位中所得経済に移行すること、2030 年までに持続可能な開発目標（SDGs）を達成することなど、党と政府が定めた国家社会経済開発の長期目標の達成を確実にするために、セクターや地方の戦略・計画の策定・実施にグリーン成長を統合する可能性を開発することにある。

エネルギー政策については以下の通りの記述がある。

「ラオスは、水力エネルギー、太陽エネルギー、風力エネルギーなどのクリーンエネルギーの可能性を秘めた国である。ラオス政府は、ASEAN 諸国、特に近隣諸国の需要を満たすために水力発電を行い、輸出するという政策と戦略を持っている。この政策と戦略は、化石エネルギーや環境に優しくない他のエネルギー源の使用削減に積極的に貢献し、国内および ASEAN におけるエネルギーの安定性と安全性を確保し、経済成長、貧困の削減、国家予算のための収入創出を促進することを目的としている。」

非クリーンエネルギーについては、以下の記載がある。「バイオマスエネルギー（木炭、薪

[46] OpenDevelopment Mekong (2019) Decree on Climate Change [Lao PDR, 2019], https://data.opendevelopmentmekong.net/laws_record/decree-on-climate-change-lao-pdr-2019 (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[47] OpenDevelopment Myanmar (2021) "National green growth strategy of the Lao PDR till 2030" https://data.opendevelopmentmyanmar.net/en/library_record/national-green-growth-strategy-of-the-lao-pdr-till-2030/resource/861b9f4c-cf6c-413b-aeff-e4f6b9346fd7 (2022 年 3 月 9 日閲覧)

など）などのクリーンでないエネルギーの使用を減らし、効率を高めてクリーンなエネルギーの使用を促進することで、環境や人々の健康への影響を低減する。」

イ） The National Policy on Energy Efficiency and Conservation

2016 年承認。The 9th five-year National Socio-Economic Development Plan (2021-2025)P25 に記載がある。

ウ）Prime Minister Decree on Energy Efficiency and Conservation[48]

2020 年承認。AJEEP のワークショップで以下のように言及されている。

「本ワークショップでは、2020 年のエネルギー効率化と省エネルギーに関する首相令の承認を受けて、ラオスにおける EE&C の法的枠組みの構築に関する最新情報と進捗状況が議論された。ラオスでは現在、エアコンの規格とラベルの提供や、定期報告書テンプレート、エネルギー管理者資格制度、省エネガイドラインなどのエネルギーマネジメントシステムの整備など、政令を実施するための支援政策、規制、ガイドラインの策定を進めている。」

エ） 1st Workshop of ASEAN Japan Energy Efficiency Partnership (AJEEP) Scheme 3 Lao PDR – 2021/2022[48]

2021 年 9 月、ASEAN エネルギー上級事務レベル会合-経済産業省（SOME-METI）ワークプログラム 2021-2022 の下、ASEAN-日本エネルギー効率化パートナーシップ（AJEEP）Scheme 3 Lao PDR の第 1 回ワークショップがオンラインで開催された。

ラオスのエネルギー鉱山省の主催で、ラオスのワーキンググループメンバーと ECCJ および ACE の専門家が、ラオスにおけるエネルギー効率とラベリング、エネルギーマネジメントシステムの配置に特化した EE&C 規制のフレームワークの開発について議論した。

2）関連プロジェクトの有無

a. エネルギープロジェクト（CCUSプロジェクト以外）

現在、ラオスで CCUS プロジェクトは行われていない。

ア） ラオス-タイ-マレーシア-シンガポール電力統合プロジェクト（LTMS-PIP）[49]

[48] ASEAN Centre of Energy (2021) 1st Workshop of ASEAN Japan Energy Efficiency Partnership (AJEEP) Scheme 3 Lao PDR – 2021/2022, https://aseanenergy.org/1st-workshop-of-asean-japan-energy-efficiency-partnership-ajeep-scheme-3-lao-pdr-2021-2022/ (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[49] The Straits Times (2021) Singapore to trial import of renewable hydropower from Laos in cross-border power trade deal,

シンガポールは、2021 年9月 15 日に発表された Keppel Electric 社と Electricite Du Laos（EDL）社との合意に基づき、タイとマレーシアを経由してラオスから再生可能な水力発電の輸入を試行的に開始する。両社の独占的枠組み合意は、ラオスからシンガポールへの国境を越えた電力取引の実現可能性を検討する政府間プロジェクト「ラオス-タイ-マレーシア-シンガポール電力統合プロジェクト（Lao PDR-Thailand-Malaysia-Singapore Power Integration Project：LTMS-PIP）」の一環である。EDL 社はラオスから水力発電を最大 10 万 kW 輸出し、Keppel 社は既存のインターコネクタを利用してタイ、マレーシアを経由してシンガポールに輸入する。

試験的な電力供給は、ASEAN4 カ国の政府間で技術的、商業的、法的、規制的な取り決めがすべて完了し、Keppel 社と EDL 社の間で電力購入契約が締結された後に開始される予定であり、2022 年開始を見込んでいる。

第 39 回 ASEAN エネルギー大臣会合に合わせて、ラオス、タイ、マレーシア、シンガポールのエネルギー大臣による第 2 回ラオス・タイ・マレーシア・シンガポール大臣会合が行われた。

3）法制度の整備状況

ラオスには、CCS、CCUS に特化した法制度の枠組みはない。

ラオスにおいて、複数の省庁や部局が電力や石油関連の管理に携わる。上流における石油ガスの探査活動は、エネルギー鉱業省（Ministry of Energy and Mines）の鉱業局（Department of Mines）が管轄しているとされるものの、ラオスでは天然ガス及び原油は産出していない。

（5）マレーシア

1）CCUS に対する姿勢・受容性

a. NDC を含む気候変動政策

ア） NDC

マレーシアは 2021 年 7 月 30 日に更新 NDC を提出している[50]。この NDC では、無条件で対 GNP の温室効果ガス（GHG）の排出原単位を 2030 年までに 2005 年比で45%削減することを約束しており、無条件目標は 2015 年に提出した INDC の 2030 年

https://www.straitstimes.com/singapore/environment/singapore-to-trial-import-of-renewable-hydropower-from-laos-in-cross-border（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[50] Malaysia（2021）“Malaysia updated NDC” https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Malaysia%20First/Malaysia%20NDC%20Updated%20Submission%20to%20UNFCCC%20July%202021%20final.pdf（2022 年 3 月 9 日閲覧）

までに 35%削減という目標から 10%引き上げられている。また、「マレーシアは、適応能力を高めるために、気候変動の影響を受ける部門の資金調達メカニズム、技術ニーズの評価、能力開発を模索し、最適化するための努力を続ける。」との記載もある。

更新 NDC では CCUS についての記載はない。

イ） Climate Change Act および National Climate Change Legal Framework

環境・水省（Ministry of Environment and Water: KASA）は、2024 年に施行が予定されている気候変動法の基礎となる「National Climate Change Legal Framework」を現在起草中であることを発表した[51]。

ウ） 長期低排出開発戦略（LT-LEDS）

環境・水省（KASA）は 2022 年末までに「長期低排出開発戦略（LT-LEDS）」を最終決定することを目指しており、同国の主要な経済部門が GHG 排出量を軽減するための戦略と行動が示される予定である[52]。

b. エネルギー・CCUS に関わる政策

ア） 2021-39 Generation Development Plan

2021 年 3 月 24 日、マレーシアのエネルギー委員会は、緩やかな景気回復シナリオに基づき、2039 年までに石炭火力発電の容量を 420 万 kW 削減する「2021-39 Generation Development Plan」を発表した[53]。

イ） Energy Transition Plan 2021-2040

2021 年 6 月 21 日、ASEAN エネルギー大臣と日本の経済産業省の特別会合において、マレーシアの Ministry of Energy and Natural Resources（‘KETSA’）は「Energy Transition Plan 2021-2040」に関するメディアリリースを発表した。[54] こ

---

[51] ZICO Law (2021) MALAYSIA’S CLIMATE CHANGE ACT? WHAT TO EXPECT, https://www.zicolaw.com/resources/publications/malaysias-climate-change-act-what-to-expect/ (2022年 3 月 9 日閲覧)

[52] New Straits Times (2021) Msia intends to reduce greenhouse gas emission by 45 pct by 2030, https://www.nst.com.my/news/nation/2021/10/735618/msia-intends-reduce-greenhouse-gas-emission-45-pct-2030 (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[53] S&P Global (2021) Southeast Asia decarbonization updates, Q2 2021, https://ihsmarkit.com/research-analysis/southeast-asia-decarbonization-updates-q2-2021.html (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[54] Ministry of Energy and Natural Resources (2021) Media Release, https://www.ketsa.gov.my/ms-my/pustakamedia/KenyataanMedia/Press%20Release%20ASEAN%20Energy%20Meeting%2021%20June%202021.pdf (2022 年 3 月 9 日閲覧)

れによると、マレーシア国内の 7000MW 以上の石炭火力発電所の電力購入契約は 2033 年までに期限切れとなり、そのほとんどがガスや再エネに置き換わる予定である。マレーシア政府は新たな石炭火力発電所を建設しない予定だが、発電所の運転を延長する可能性もある。これら発電所の運転継続を認めるかどうかは、将来的な技術の利用可能性とそのコストに大きく左右される。

ウ） 12th Malaysia Plan 2021-2025（第 12 次マレーシア計画）（12MP）

2021 年 10 月 21 日に議会で承認された 2021 年から 2025 年までの新たな 5 ヵ年計画「12th Malaysia Plan 2021-2025 （12MP）」[55][56]では、グリーン成長の推進を掲げ、実体的な目標として、2050 年までのカーボンニュートラル達成を目指し、温室効果ガスの排出量を 2005 年基準で 45%削減する。これに向け、新規の石炭火力発電所の建設を凍結し、再生可能エネルギー比率を全発電能力の 31%まで引き上げる。

また、この計画には、エネルギー効率向上および最終的には温室効果ガス（GHG）の排出量削減を目的とした炭素価格設定の導入が含まれている。

エネルギー部門の強化としては、エネルギーの分野横断的な苦境に対処するため、既存のエネルギー関連政策を統合して長期的で包括的な単一エネルギー政策を策定する、としている。

2） 関連プロジェクトの有無

IEA 特別報告書によると、東南アジアには、CO2 含有量が非常に高いガス田がある。マレーシアの K5 海底ガス田の CO2 含有量は 70%であり、一般的に、ガス田の CO2 含有量が高いと、技術的、経済的、または環境的に開発の障害となるが、現在、ペトロナス社は K5 油田を CCUS で開発する可能性を検討している。これは、生産量が減少する中で国内のガス需要が増加し、マレーシアがガスの純輸出国から純輸入国になる可能性を反映したものである。

また、東南アジアでは、CCUS を搭載した水素製造施設の計画が始まっている。ペトロナス社は、水素に関する事業部を新設し、CCUS を伴う水素および電解水素の生産をスケールアップする計画である。また、ペトロナス社は 2020 年 3 月に日本の JOGMEC および JX 日鉱日石開発と覚書を締結し、マレーシアの高 CO2 含有ガス田の CCUS による開発と、天然ガスを原料とした水素の日本への輸出の可能性を検討している[57]。

ペトロナス社は 2025 年までに初の洋上 CO2 貯留、2030 年までに GHG 排出削減

[55] RMK12 (2021) Twelfth Malaysia Plan, https://rmke12.epu.gov.my/en (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[56] JETRO (2021)「ビジネス短信（2021年 10 月）」 https://www.jetro.go.jp/biznews/2021/10/ad65b1626aa28e46.html (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[57] IHS Markit (2021) Malaysian national oil company targets blue hydrogen, https://ihsmarkit.com/research-analysis/malaysian-national-oil-company-targets-blue-hydrogen.html (2022 年 3 月 9 日閲覧)

目標 700 万 tCO2e を目指すロードマップを策定している(図 5-2)[58]。

計画・プロジェクトにおける同社のコミットメントは以下の通りである。

- 炭化水素の継続的なフレアリングおよびベントをゼロにすることを、上流および下流の新施設およびプロジェクトの設計に組み込む。
- マレーシア石油管理(MPM)は、高 CO2 田の開発計画において、国レベルの CO2 排出許容量を適用する。
- 上流の高 CO2 田開発では、設計段階で CCUS 技術を取り入れる。

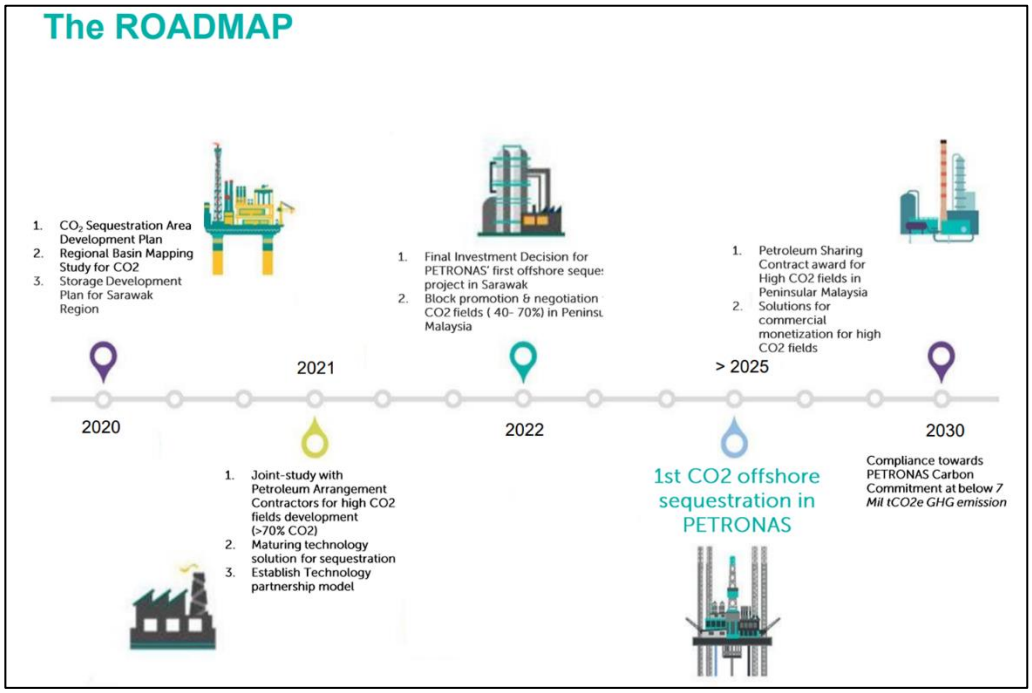


図 5-2 ペトロナス社ロードマップ

出所) PETRONAS (2020) "Asia Clean Energy Forum 2020" https://www.asiacleanenergyforum.org/wp-content/uploads/2020/07/wan-atikahsari-wan-zakaria-petronas.pdf (2022 年 3 月 9 日閲覧)

3) 進行中のプロジェクト

a. Kasawari CCS project

Kasawari ガス開発プロジェクトは、マレーシアのサラワク州沖合の南シナ海に位置し、ペトロナス社によって開発されている。同鉱区には、3.2 兆立方フィート(3.2 tcf)の天然ガス資源が存在すると推定されている。2023 年の生産開始を予定しており、立ち上げ後

[58] PETRONAS (2020) "Asia Clean Energy Forum 2020" https://www.asiacleanenergyforum.org/wp-content/uploads/2020/07/wan-atikahsari-wan-zakaria-petronas.pdf (2022 年 3 月 9 日閲覧)

は最大で日量 9 億立方フィート(900mmsdfd)のガスを生産する見込みである[59,60]。

ペトロナス社は、この Kasawari ガス田で、初の完全な CCS(Carbon Capture and Storage)プロジェクトの開発を進めている。Kasawari CCS プロジェクト(Kasawari Phase 2)の概念設計は、エネルギーコンサルタント会社である Xodus 社が担当している。

本 CCS プロジェクトは、サワーガス田の開発で発生した二酸化炭素(CO2)を回収・処理し、枯渇したガス田に注入するというもので、2050 年までに炭素排出量を実質ゼロにするというペトロナス社の目標を実現するための重要な要素となっている。2022 年に FID、2025 年末までに最初の CO2 圧入を開始予定。プロジェクトが軌道に乗れば、フレアリングによって排出される CO2 量を合計 7600 万トン、年間平均で 370 万トン削減できると見込んでいる[6162]。

2021 年 10 月、ペトロナス社は Kasawari ガス田開発のフェーズ 2 の一環として、CCS プロジェクトの規模を拡大する予定と発表した。年間 350 万トン以上の CO2 回収が見込まれる[63]。

b. ペトロナス社、JX 石油開発、JOGMEC で CCS を用いた高濃度 CO2 ガス田開発の共同スタディ

2020 年 3 月 18 日に、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)、JX 石油開発株式会社及びマレーシア国営石油会社ペトロナス社との間で、CCS 技術を適用したガス田開発に関する共同スタディ契約を締結した。

同スタディでは将来的な事業化を見据え、JOGMEC および JX 石油開発が有する知見・技術を活用し、既発見未開発ガス田の開発可能性を調査する。ガス田開発に伴って産出される CO2 は分離・回収し、老朽化した近隣ガス田に圧入する技術(CCS)を用いることにより、「低環境負荷での開発」を想定している。また、将来的には、生産された天然ガスから水素を製造するサプライチェーンもスタディ対象として想定しており、新たなエネルギー・バリューチェーンの可能性も検討する、としている[64]。

---

[59] Offshore Technology (2020) Kasawari Gas Development Project, Sarawak, https://www.offshore-technology.com/projects/kasawari-gas-development-project-sarawak/ (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[60] Global CCS Institute (2021) "Global Status of CCS 2021", https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/10/2021-Global-Status-of-CCS-Report_Global_CCS_Institute.pdf (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[61] The Maritime Executive (2021) Design Begins for Malaysian Carbon Capture and Storage Project, https://maritime-executive.com/article/design-begins-for-malaysian-carbon-capture-and-storage-project (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[62] Upstream Online (2021) Petronas awards Kasawari CCS design contract, https://www.upstreamonline.com/field-development/petronas-awards-kasawari-ccs-design-contract/2-1-1049961 (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[63] REUTERS (2021) "REUTERS IMPACT-Malaysia's Petronas plans to scale up CCS at Kasawari gas field" https://www.reuters.com/article/global-climate-petronas-idUSL4N2QP1QC (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[64] JOGMEC(2020)「ニュースリリース(2020 年 3 月 25 日)」

c. K5 油田の CCUS 開発可能性（検討中）

マレーシアには、50 年前に発見されたサラワク州の K5 をはじめとする数多くの高 CO2 ガス田があり、最適な技術があれば、経済的に利用可能となる。ペトロナスは現在、K5 油田を CCUS で開発する可能性を検討中である。K5 海底ガス田の CO2 含有量は 70%であり、ペトロナスは、高 CO2 ガス田の開発を可能にする天然ガス処理用小型冷凍システムの技術開発に取り組んでいる。「二酸化炭素分離技術の開発により、二酸化炭素濃度の高い未開発ガス田の収益化が可能となり、低品質のガス田開発の機会が増える」と同社は述べている[65]。

d. ペトロナス社・エクソンモービルの覚書締結

2021 年 11 月 9 日、ペトロナス社は ExxonMobil Exploration and Production Malaysia Inc.（以下エクソンモービル）と覚書を締結した。マレーシアの上流産業の脱炭素化と地域の CO2 貯留ソリューションを提供するために、両社は半島マレーシア沖の特定の場所における CCS プロジェクトの実行可能性を評価し、炭素回収、輸送、貯留の範囲内で適切な技術を特定する。両社はまた、CO2 貯留の評価と特性評価を行うため、地下の技術データを共有、またパイプライン、施設、井戸に関連するデータも共有し、既存のインフラを輸送・貯蔵に再利用する可能性を評価する予定である[66,67]。

e. CCS 共同スタディ実施[68]

2022 年 1 月、石油資源開発株式会社（JAPEX）は、ペトロナス社と、マレーシアにおける CCS についての共同スタディの実施に合意し、両社による覚書を締結したと発表した。共同スタディでは、CO2 地中貯留の実施を視野にした適地調査や技術的な検討を、ビンツルにあるペトロナスの LNG 基地からの CO2 の回収・輸送に加え、将来的なマレーシア国外からの CO2 受け入れの可能性を含め、20 ヵ月程度で実施する予定である。候補地における CO2 貯留可能量と最適な貯留方法などの CO2 の地中貯留技術、排出量や回収可能量の試算を含む CO2 の最適な回収・輸送方法、地中貯留した CO2 のモニタリング手法などの評価を行う。また、今後の実証試験や事業化を視野に、経済性の試算や事業スキームの検討、CCS に関する法制度の調査なども行う。

---

http://www.jogmec.go.jp/news/release/news_15_000001_00034.html（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[65] Upstream Online（2020）Petronas seeks CO2 solution to help unlock gas field potential, https://www.upstreamonline.com/low-carbon/petronas-seeks-co2-solution-to-help-unlock-gas-field-potential/2-1-769271（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[66] Petronas（2021）PETRONAS Partners With Exxonmobil To Accelerate Net Zero Emissions Ambition, https://www.petronas.com/media/press-release/petronas-partners-exxonmobil-accelerate-net-zero-emissions-ambition（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[67] ExxonMobil（2021）ExxonMobil and PETRONAS to study carbon capture and storage in Malaysia , https://energyfactor.exxonmobil.com/insights/partners/investing-15-billion-lower-carbon-future/（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[68] JAPEX(2022)「ニュースリリース(2022 年 1 月 28 日)」
https://www.japex.peco.jp/news/detail/20220128_01/(2022 年 3 月 9 日閲覧)

4）法制度の整備状況

マレーシアは、CCS、CCUS 固有の法制度の枠組みを整備していない。CCS プロジェクトには、既存の環境法及び計画の承認手続、並びに石油・ガス事業に適用される法制度が適用される可能性があるが、これらの既存の法制度は、いくつかの重要な CCS 固有の課題にまだ対応していない。したがって、CCS に対応するためのより広範な国内法の強化が必要である。

Global CCS Institute の CO2 Storage Resource Catalogue 2021[69]によると、マレーシアにおいてプロジェクトを直接支援することができる CCS 特有の規制や法的枠組みは存在しない。 2018 年の GCCSI CCS readiness index ではマレーシアに固有の関心に対して高いスコアを付けており、これは同国の化石燃料への経済的依存に基づいて，炭素排出削減戦略として CCS を実施することから利益を得るであろうということを意味している。ただし、この指標はマレーシアが CCS プロジェクト開発のインセンティブを高めるために、法律や政策の変更が必要であることを示している、としている。また、この GSSCI レポートによると、APEC（2010）の調査ではマレーシアが環境管理のために設けている様々なインセンティブを概説しており、これらのいくつかは CO2 の輸送と貯留の実務に関連する可能性がある。インセンティブには、省エネルギーサービスを提供する企業、有毒廃棄物の保管、処理、処分のための施設、環境保護装置を使用する企業に対するさまざまな税金の免除が含まれる。同レポートは、現在、CO2 輸送と貯留はこれらの対象にはなっていないが、対象として含めることは可能であろう、としている。

Global CCS Institute の Global Status of CCS 2020 によると、マレーシアでは、高 CO2 ガス田開発のための規制の枠組みを検討している[70]。

現在、CCS プロジェクトを規制している既存の国内法の例は以下の通りである[71]。

- The Environmental Quality Act 1974
- The Street, Drainage and Building Act 1971
- The Petroleum Development Act 1974
- The Petroleum Regulations 1974
- The Environmental Quality（Control of Solid Waste Transfer Stations and Landfill）Regulations 2009
- The Occupational Safety and Health Act 1994

（6）ミャンマー

[69] Global CCS Institute（2021）“CO2 Storage Resource Catalogue - Cycle 2 2021” CO2 Storage Resource Catalogue - Cycle 2 2021 p. 94（2022 年 3 月 9 日閲覧）
[70] Global CCS Institute（2021）“Global Status of CCS 2020” https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/09/Global-Status-of-CCS-Report-Jan-28-1.pdf（2022 年 3 月 9 日閲覧）
[71] Montaq（2022）Malaysia: Legal Aspects Of Carbon Capture Storage（CCS）Facility In Malaysia, https://www.mondaq.com/renewables/1155888/legal-aspects-of-carbon-capture-storage-ccs-facility-in-malaysia（2022 年 3 月 9 日閲覧）

1）CCUS に対する姿勢･受容性

a. NDC を含む気候変動政策

ア）NDC

ミャンマーは 2021 年8月 3 日に更新 NDC を提出している[72]。この NDC では、排出削減貢献量を、2030 年までに無条件で 2 億 4,452 万 tCO2e、国際金融･技術支援の条件付きで合計 4 億 1,475 万 tCO2e としている。

ミャンマーのエネルギー需要の予測は、同国のエネルギーミックス目標を定めた主な政策文書「National Electricity Master Plan」（2014 年）での BAU シナリオの 2030 年までに 23,594MW から、この NDC では 18,239MW～18,329MW へと全体的に削減された。

更新 NDC でのエネルギー分野の緩和行動として、条件付きで 2030 年までに再生可能エネルギー（太陽光、風力）の割合を 53.5%まで増やし（2000MW から 3070MW）、石炭の割合を 73.5%削減する（7940MW から 2120MW）ことを挙げている。これにより、BAU シナリオ予測 2 億 9,701 万 tCO2e に対し、2030 年までに 1 億 4,400 万 tCO2e の排出回避という条件付き年間目標の達成を目指す。

ミャンマー政府は、発電量の構成について、以下の無条件･条件付きの目標を提案している。

- 条件なし：再エネ（水力）28%、再エネ（水力以外）11%、天然ガス 33%、石炭 20%、連系 8%
- 条件付き：再エネ（水力）31%、再エネ（水力以外）17%、天然ガス 33%、石炭 11%、連系 8%

石炭は 2030 年以降増やさず、2050 年には完全にフェーズアウトするとしている。

なお、更新 NDC では CCUS についての記載はない。

イ）The Myanmar Climate Change Policy および Myanmar Climate Change Strategy and Master Plan（2018-2030）[73]

2019 年に発効したものであり、「ミャンマー気候変動政策（Myanmar Climate Change Policy）」および関連する「ミャンマー気候変動戦略およびマスタープラン（Myanmar Climate Change Strategy and Master Plan）（2018-2030）」が、指針的政策および戦略的枠組みとして採択された。長期的に具体的かつ協調的で持続的な行動をとることで、ミャンマーを低炭素で回復力のある国に変え、持続的に発展させるこ

[72] The Republic of the Union of Myanmar (2021) “Myanmar Updated NDC” https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Myanmar%20First/Myanmar%20Updated%20%20NDC%20July%202021.pdf（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[73] The Republic of the Union of Myanmar (2019) “Myanmar Climate Change Policy” https://unhabitat.org.mm/wp-content/uploads/2019/06/MCCP_2019.pdf（2022 年 3 月 9 日閲覧）

とができるようにすることを目的としている。

低炭素成長に係る政策提言として、ミャンマーの増大するエネルギー需要を満たし、低炭素な方法でエネルギー安全保障を確保するために、持続可能で再生可能なエネルギー源とエネルギー効率を促進し、優先的に活用するとの提言がなされている。

ウ） National Environmental Policy of Myanmar[74]

2019 年に発効したものであり、この国家環境政策（National Environmental Policy）は、ミャンマーの持続可能な未来を実現するための長期的かつ戦略的な指針となるものである。この政策では、政府のすべてのレベル、すべての部門で、計画や意思決定に環境保護を取り入れることが求められる。この国家環境政策の目的は、環境保護と持続可能な開発を導き、ミャンマーのすべての政策、法律、規制、計画、戦略、プログラム、プロジェクトに環境への配慮を主流にするための環境政策の原則を確立することである。

b. エネルギー・CCUS に関わる政策

エネルギー分野では、電力エネルギー省（Ministry of Electricity and Energy: MOEE）が電化、石油・ガス開発、外国直接投資の促進などに関する政策・規則・規制の制定と実施において重要な役割を担っており、MEMP（Myanmar Energy Master Plan）と NEP（National Electrification Project）も統括している。MOEE の傘下には、Department of Electric Power and Planning（DEPP）、Department of Hydropower Implementation（DHPI）、Department of Power Transmission and System Control（DPTSC）、ミャンマー発電公社（Electric Power Generation Enterprise：EPGE）、地方配電公社（Electricity Supply Enterprise：ESE）、ヤンゴン配電公社（Yangon Electricity Supply Corporation: YESC）、マンダレー配電公社（Mandalay Electricity Supply Corporation: MESC）という電力関連の 7 部門が存在する[75]。

ア） National Renewable Energy Policy

ミャンマーの更新 NDC によると、現在、ミャンマー政府は、National Renewable Energy Policy の策定を進めており、承認され次第、UNFCCC に提出する予定である。

イ） Myanmar Energy Master Plan（MEMP）[76]

---

[74] UNDP（2019）“National Environmental Policy of Myanmar” https://www.mm.undp.org/content/myanmar/en/home/library/environment_energy/national-environmental-policy-of-myanmar.html（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[75] U.S. International Trade Administration（2021）Burma - Country Commercial Guide, https://www.trade.gov/country-commercial-guides/burma-energy（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[76] Asian Development Bank（2015）TA 8356-MYA Final Report: Myanmar Energy Master Plan, https://www.adb.org/projects/documents/mya-46389-001-tacr-2（2022 年 3 月 9 日閲覧）

エネルギー・マスタープラン（Energy Master Plan, EMP）は、ADB の技術支援（TA）により 2015 年に発表された。EMP は「経済展望」・「歴史的なエネルギー収支」「エネルギー資源在庫」・「需要予測」・「長期的な最適燃料ミックス」・「エネルギー供給見通し」・「制度整備」の七つの章でミャンマーのエネルギーセクター全体を網羅している。

ウ） National Electrification Project (NEP)[77]

NEP はミャンマーの電化にかかわる国家マスタープランであり、世界銀行の協力によって策定された。2030 年までに全国で 100%の電力供給を目指すため、水力、天然ガス、石炭、再生可能エネルギーを含むエネルギーミックスを実施する予定である[78]。

エ） National Electricity Master Plan (NEMP)[79][80]

2015 年発効。National Electricity Master Plan (NEMP)は、電力開発のための国家マスタープランであり、主に日本国際協力機構（Japan International Cooperation Agency, JICA）の協力を得て策定された。エネルギー部門の持続的な発展と環境の持続的な保全を確保することを目的としている。

オ） National Energy Policy (NEP)[81]

2014 年発効。本エネルギーセクター政策の主な目的は、国内の持続的な経済発展のためにエネルギー安全保障を確保し、すべてのカテゴリーの消費者、特に現在電気が通っていない遠隔地に住む人々に、安価で信頼性の高いエネルギー供給を提供することである。

2）関連プロジェクトの有無

現在ミャンマーで CCUS に係るプロジェクトはない。

3）法制度の整備状況

ミャンマーには、CCS、CCUS に特化した法制度の枠組みはない。

ミャンマーにおける石油ガス関連の法律である The Petroleum Hand-dug Well Law（2017 年 7 月 17 日付）は、電力エネルギー省（Ministry of Electricity and

[77] World Bank (2022) National Electrification Project, https://projects.worldbank.org/en/projects-operations/project-detail/P152936 (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[78] U.S. International Trade Administration (2021) Burma - Country Commercial Guide, https://www.trade.gov/country-commercial-guides/burma-energy (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[79] The Asian and Pacific Energy Forum (2015) MYANMAR: Myanmar Energy Master Plan (EMP), https://policy.asiapacificenergy.org/node/2923 (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[80] JICA(2019)「JICA 報告書(2019年 4 月)」 https://openjicareport.jica.go.jp/pdf/12334207.pdf(2022 年 3 月 9 日閲覧)
[81] Myanmar National Energy Management Committee (2014) "National Energy Policy" https://policy.asiapacificenergy.org/sites/default/files/Myanmar_National_Energy_Policy_English_Dec_2014.pdf (2022 年 3 月 9 日閲覧)

Energy）が所管しており、その法律の大部分が独立前のインド法の英国法規範に基づいている[82]。

（7）フィリピン

1）CCUS に対する姿勢・受容性

a. NDC を含む気候変動政策

ア） NDC[83]

2021年4月15日に最初の NDC を提出している。2030年までに温室効果ガス排出量をピークとする目標を掲げている。温室効果ガス排出量削減については従来（BAU レベル）比で75％の削減と目標としており、その内2．71％を無条件目標、残りの72．29％を条件目標としている。

CCUS への言及はない。

イ） The Climate Change Act of 2009

この法律は、気候変動対策の緊急性を鑑み施行された。この法律の施行により、政府の気候変動対策関連の計画や行動を企画、監視、評価する独立機関として Climate Change Commission （CCC）が設立された[84]。また、この法律には地方自治政府が地方気候変動対策計画（Local Climate Change Action Plan）を立案することや、地方自治政府同士の協力強化を定められている[85]。

さらに、2012年に修正案が提出され、政府の気候変動対策に対して長期的に資金を提供する People`s Survival Fund が設立された。既に、気候変動への適用に向けた6つのプロジェクトが資金提供先として承認されている[86]。

ウ） National Framework Strategy on Climate Change 2010 – 2022

---

[82] Ministry of Electricity and Energy (2022) The Petroleum Hand-dug Well Law, https://www.moee.gov.mm/en/ignite/page/98 (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[83] Republic of the Philippines (2021) “Philippines First NDC” https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Philippines First/Philippines - NDC.pdf (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[84] Climate Change Commission (2022) About, https://designingresilience.ph/climate-change-commission/#:~:text=CCC%20is%20the%20sole%20policy,Change%20Act%20(RA%209729). (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[85] Republic of the Philippines (2012) Republic Act No. 10174, https://www.officialgazette.gov.ph/2012/08/16/republic-act-no-10174/ (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[86] NICCDIES (2022) People’s Survival Fund, https://niccdies.climate.gov.ph/climate-finance/people-survival-fund (2022 年 3 月 9 日閲覧)

このフレームワークは、生態系や社会の気候変動への着実な適応や適応力強化を目的として策定された。気候変動の緩和と適応の二つの軸で目標が定められており、緩和については再生可能エネルギーの開発・利用の強化やエネルギー効率の向上が定められている。適応については、気候変動への脆弱性・適応力評価の向上や気候変動による脅威の特定・適応策の必要に応じた修正が目標として定められている[87]。

エ） National Climate Change Action Plan 2011-2028

この計画は、2011年に発効され、フィリピンの気候変動への適応性の向上や気候変動そのものの緩和を目的に向けた行動計画を規定している。気候変動対策に強くて環境効率が良く、環境に優しい産業・製品の実現や、再生可能エネルギーの投入、環境効率の高い技術の採用を行動計画として定めている[88]。

オ） Sustainable Finance Framework 2020

2020年4月にフィリピン中央銀行によって施行された。各銀行には、経営への環境リスク等に関する持続可能性原理の取り込みや、持続可能性戦略や環境リスクに関する報告が求められる[89]。

b. エネルギー・CCUS に関わる政策

ア） Energy Efficiency and Conservation Act

2019年に施行された。この法律の下で、エネルギー効率の向上や省エネに向けた取り組みの推進を目的とした制度的枠組みの構築や、政府の省エネプロジェクトの評価・承認を担う Inter-Agency Energy Efficiency and Conservation Committee（IAEECC）の設立が行われた。さらに、エネルギー効率向上や省エネ関連のプロジェクトに参画する企業の承認制度も導入された[90]。

イ） The Green Energy Auction Program

エネルギー省は、2021年8月現在、同年10月までに再生可能エネルギーのオークショ

---

[87] NICCDIES (2022) “National Framework Strategy on Climate Change 2010 – 2022” https://niccdies.climate.gov.ph/files/documents/National%20Framework%20Strategy%20on%20Climate%20Change%20-NFSCC-.pdf（2022 年 3 月 9 日閲覧）
[88] Climate Change Commission (2022) “National Climate Change Action Plan 2011 – 2028” https://climate.emb.gov.ph/wp-content/uploads/2016/06/NCCAP-1.pdf（2022 年 3 月 9 日閲覧）
[89] Green Finance Platform (2020) Sustainable Finance Framework, https://www.greenfinanceplatform.org/policies-and-regulations/sustainable-finance-framework-circular-no-1085（2022 年 3 月 9 日閲覧）
[90] Philippine Energy Efficiency Alliance (2019) Republic Act No. 11285, https://www.pe2.org/republic-act-11285-energy-efficiency-and-conservation-act（2022 年 3 月 9 日閲覧）

ン買取制度を開始するとしている[91]。このオークション制度の導入の効果としては、再生可能エネルギー分野への投資の増加や低価格での再生可能エネルギーの供給等が期待されている[92]。

ウ）新規石炭火力建設停止の「モラトリアム」宣言および ADB とのパートナーシップ

2020 年 9 月、エネルギー省は、新規の石炭火力発電所の建設を停止するモラトリアム実施を明らかにした。同国ではすでに発電量のほぼ半分を石炭火力に頼っており、今後、新規の建設は見送ることになる。ただ、モラトリアム対象には建設中あるいは建設許可を得ている発電所は含まれないことから、今後も新規稼働が相次ぎ、2030 年までに石炭火力比率は過半を超える[93]。

2021 年 11 月、COP26 において、アジア開発銀行（ADB）とインドネシア、フィリピンはエネルギー移行メカニズム（ETM）を確立するための新しいパートナーシップを開始することを発表した。ETM は、既存の石炭火力発電所を前倒しで閉鎖し、クリーンな電力設備に置き換えることを目指す、混合型金融手法である。ADB は各国政府が政策や事業環境を整備することを支援する。2～3 年のパイロット期間中、ETM はインドネシアとフィリピンの 5～7 基の石炭発電所の廃止を加速させるために必要な資金を調達し、同時に 2 国における代替クリーンエネルギーへの投資を促進させる予定である。インドネシア、フィリピン、（ベトナム）で ETM を本格的に導入し、今後 10～15 年の間に石炭火力発電設備の 50%（約 30 ギガワット）を閉鎖した場合、年間 2 億トンの二酸化炭素を削減することができる[94]。

2）関連プロジェクトの有無

IEA 特別報告書によると、フィリピンでは、主な排出者が首都マニラ近郊に集中している。マニラ以外では排出源が集中していないため、初期の大規模な CCUS プロジェクトの可能性は限られていると思われる。

a. Laguna de Bay Community Carbon Finance（Carbonshde）Project

---

[91] Philstar Global (2021) DOE set to issue Green Energy Auction Program, https://www.philstar.com/business/2021/08/17/2120418/doe-set-issue-green-energy-auction-program (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[92] IEEFA (2021) “The Philippines’ 2030 Clean Energy Target is Within the Reach” The-Philippines-2030-Clean-Energy-Target-Is-Still-Within-Reach_June-2021.pdf (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[93] 一般社団法人環境金融研究機構（2020）「フィリピン・エネルギー省、新規石炭火力建設停止の『モラトリアム』宣言。開発中、建設中は含めないため、2030 年までの石炭火力割合は 10 ポイント超上昇。環境団体からは疑念も（RIEF）」https://rief-jp.org/ct10/107979（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[94] ADB (2021) ADB, Indonesia, the Philippines Launch Partnership to Set Up Energy Transition Mechanism, https://www.adb.org/news/adb-indonesia-philippines-launch-partnership-set-energy-transition-mechanism (2022 年 3 月 9 日閲覧)

植林等を通じて回収した二酸化炭素をカーボンクレジットとして販売したプロジェクト。タナイ流域の農民が実行メンバーとして参加し、2008年に終了した[95]。

b. The Conservation International Philippines によるプロジェクト

植林を通じた二酸化炭素の回収及びカーボンストック拡大を図るプロジェクト。30年間で、512,000 トンの二酸化炭素回収が期待されている[96]。

3）法制度の整備状況

フィリピンには、CCS、CCUS に特化した法制度の枠組みはない。

一方、2013 年の ADB の調査によると、東南アジアの他の国と同様に、フィリピンには、CCS プロジェクトを規制するために使用される可能性のある法制度の枠組みが存在する。特に、石油とガス、石炭、地熱等のエネルギー関係の法制度[97]は、探鉱許可やエネルギー開発のサービス契約など、CCS 規制の枠組みにおけるモデルを提供する可能性がある。また、環境法は、CCS プロジェクトの実施における過失または故意の違法行為に対する継続的な責任の規定をカバーする可能性がある。一方で、(i)国有地に圧入された CO2 の所有権と長期管理、(ii)地層構造、(iii)監視、測定、検証の要件に対処するためには、特定の法律の規定が必要とされる[98]。

（8）シンガポール

1）CCUS に対する姿勢・受容性

a. NDC を含む気候変動政策

ア）NDC

シンガポールは更新 NDC を 2020 年 3 月 31 日に提出している[99]。この中で、シンガ

---

[95] Laguna Lake Development Authority (2020) Laguna de Bay Community Carbon Finance (Carbonshed) Project, https://llda.gov.ph/laguna-de-bay-community-carbon-finance-carbonshed-project/ (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[96] Climate Adaptation Platform (2020) Is Carbon Sequestration Feasible in the Philippines? https://climateadaptationplatform.com/is-carbon-sequestration-feasible-in-the-philippines/ (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[97] Philippines Department of Energy (2022) Laws & Issuances (Oil & Gas) https://www.doe.gov.ph/laws-issuances-oil-gas?withshield=1 (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[98] ADB (2013) "Prospects for CARBON CAPTURE and STORAGE in SOUTHEAST ASIA" https://www.adb.org/sites/default/files/publication/31122/carbon-capture-storage-southeast-asia.pdf (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[99] Singapore (2020) "Singapore updated NDC" https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Singapore%20First/Singapore's%20Update%20of%201st%20NDC.pdf (2022 年 3 月 9 日閲覧)

ポールは 2030 年の排出量レベルを 65MtCO2e 以下とする目標を掲げている。シンガポールの気候戦略は、以下を含む、各政府機関が発表した様々なセクターロードマップやマスタープランなどに反映されている。

- “The National Climate Change Strategy 2012, the Sustainable Singapore Blueprint 2015”
- “Singapore’s Climate Action Plan: Take Action Today, for a Sustainable Future”（2016 年発表）
- “Charting Singapore’s Low-Carbon and Climate Resilient Future”（2020 年発表）

シンガポールの NDC は、経済全体の GHG 排出量絶対値制限目標であり、主な対象セクターは、 エネルギー、工業プロセスおよび製品使用、農業、土地、水、土壌、土壌改良剤、土地利用、土地利用変化及び林業（LULUCF）、廃棄物である。

シンガポールはアジアで初となる炭素税を 2019 年に導入している。炭素税は、1 年間に 25ktCO2e 以上の温室効果ガスを排出する施設からの直接排出に適用され、免除はない。これはシンガポールの炭素排出量の 80％をカバーしている。

この更新 NDC には CCUS に関する記載はないが、NDC と同日に国連に提出した長期低排出発展戦略（LT-LEDS）の“Charting Singapore’s Low-Carbon and Climate Resilient Future”の中で、LEDS の目標達成には、CCUS や低炭素水素など、既存の緩和策を超える緩和効果を実現できる新たな技術的ソリューションを活用する必要があるとしている。

b. エネルギー・CCUS に関わる政策

ア）Charting Singapore’s Low-Carbon and Climate Resilient Future[100]

シンガポールは長期低排出発展戦略（LT-LEDS）として、2020 年 3 月に”Charting Singapore’s Low-Carbon and Climate Resilient Future”を国連に提出している。シンガポールの LEDS は、2050 年までに排出量をピーク時の半分の 33MtCO2e に削減し、今世紀後半にはできるだけ早くネット・ゼロ・エミッションを達成するという目標を掲げている。LEDS の目標を実現するためには、CCUS や低炭素水素など、既存の緩和策を超える緩和効果を実現できる新たな技術的ソリューションを活用する必要があるとしている。

なお、予備調査の結果、CCUS が長期的にシンガポールの排出量を削減する可能性は大きいが、CCUS の大規模展開には以下の課題があるとしている。

- シンガポールには、CO2 を地下に永久貯留するのに適した地層が知られていない。

[100] APAEC（2020）“Charting Singapore’s Low-Carbon and Climate Resilient Future” https://policy.asiapacificenergy.org/sites/default/files/Singapore%E2%80%99s%20Long-Term%20Low-Emissions%20Development%20Strategy.pdf（2022 年 3 月 9 日閲覧）

CO2 貯留の機会活用のため、そのような地層を持つ企業や他国とのパートナーシップを模索する必要がある。

- 現状ではまだコストが高い。CO2 から燃料や化学品を製造する場合、従来のプロセスよりもエネルギー集約的であるが、技術の成熟とともに改善されると考えられる。

今後、シンガポールは材料科学、化学工学、コンピューターサイエンスの強みを生かして、研究、開発、実証の取り組みを進め、シンガポールの CCUS の費用対効果の高い適用を促進することが記されている。

また、再生可能エネルギーや化石燃料から CCUS で製造された低炭素水素は、産業部門の脱炭素化を促進し、発電や輸送などの多くのエネルギー用途において、燃料ミックスの多様性を高めることができるとして、低炭素水素の輸入と、その下流への応用の可能性について、技術的・経済的な実現可能性を検討している。ただし、低炭素水素の製造コストは従来の水素の製造コストと比較するとまだ高いこと、水素のグローバルで多様なサプライチェーンが確立されていないこと、水素の製造、輸送、貯蔵、利用を支えるインフラ整備に大きなコストがかかること、などを課題として挙げている。

イ）「グリーンプラン 2030」[101]

シンガポールは環境への取り組みとして、2030 年までの環境行動計画「グリーンプラン 2030」を 2021 年 2 月に発表した。同国は同プランの中で、太陽電池発電設備容量を 2025 年までに 2020 年比で 4 倍にする目標を設定している。国内で持続可能なエネルギーを拡大するだけでなく、2035 年までに国内電力供給の約 30%に相当することになる 4 ギガワット（GW）の低炭素電力の輸入を計画していると述べた。同国は、炭素市場や地域パワーグリッドなど国際協力が進展し、新たな技術の開発が進めば、シンガポールの目標を見直し、引き上げる方針を示した。

ウ）脱炭素国際連盟への加盟[102]

シンガポールは 2021 年 11 月 4 日、COP26 で脱石炭国際連盟（PPCA）への加盟を発表した。PPCA に加盟するアジアの国はシンガポールが初めてとなる。またシンガポールは COP26 議長国である英国が主導した「Global Coal to Clean Power Transition」声明にも署名した。シンガポールは PPCA 宣言に基づき、2050 年までに、発電燃料として温室効果ガスの排出削減対策がとられていない石炭の使用を段階的に削減する。また、海外で温室効果ガスの排出削減対策のない石炭を燃料とする発電所に対して、政府が直接的な融資をすることも制限する。

---

[101] Singapore Government Agency (2022) Green Plan, https://www.greenplan.gov.sg/splash (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[102] NCCS (2021) Singapore to phase out unabated coal power by 2050, https://www.nccs.gov.sg/media/press-release/sg-phase-out-unabated-coal (2022 年 3 月 9 日閲覧)

エ） オーストラリア政府と CCUS に関する協力促進の MOU 署名[103]

2020 年10月、シンガポールとオーストラリアは低排出ガスソリューションにおける協力に関する MOU に署名した。この MOU は、低炭素水素、炭素回収・利用・貯蔵（CCUS）、再生可能エネルギー取引、測定・報告・検証（MRV）などの新技術や新興技術を含む低排出ガスソリューションに関する協力を促進するものである。

2） 関連プロジェクトの有無

a. 低炭素水素および CCUS に関するフィージビリティスタディ

シンガポール政府は、代替エネルギーに恵まれない国として、低炭素水素と CCUS 技術が低炭素社会への移行において重要な役割を果たすと期待し、以下の低炭素水素および CCUS に関するフィージビリティスタディの結果を行い、それぞれについて追跡調査している[104]。

ア） “Study of Hydrogen Imports and Downstream Applications for Singapore”

水素は、発電、重交通、一部の工業プロセスにおいて、シンガポールの燃料構成を低炭素化する可能性を持っている。シンガポールの再生可能エネルギー資源が限られていることを考えると、国内のグリーン電力を使ってグリーン水素を大規模に製造することは困難である。そのため、価格競争力のある低炭素水素を供給するための様々な経路を検討する必要がある。

イ） Study on “Carbon Capture, Storage, and Utilisation: Decarbonisation Pathways for Singapore’s Energy and Chemicals Sectors”[105][106]

---

[103] Singapore International Energy Week (SIEW) (2020) Singapore and Australia Sign MOU on Low-Emissions Solutions, https://www.siew.gov.sg/articles/detail/2020/10/26/singapore-australia-mou-signing (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[104] Energy Market Authority (2021) “Singapore Looks To Develop and Deploy Low-Carbon Technological Solutions” https://www.ema.gov.sg/media_release.aspx?news_sid=20210624H62TSVHMkIxT (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[105] Energy Market Authority (2021) “Singapore Looks To Develop and Deploy Low-Carbon Technological Solutions” https://www.ema.gov.sg/cmsmedia/News/Media%20Release/2021/230621-Media-Release-Singapore-looks-to-develop-and-deploy-low-carbon-technological-solutions.pdf (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[106] The National Climate Change Secretariat (NCCS) (2021) “Carbon Capture, Utilisation and Storage,(CCUS): Decarbonisation Pathways for Singapore’s Energy and Chemicals Sectors” https://www.nccs.gov.sg/docs/default-source/default-document-library/ccus-study-report.pdf (2022 年 3 月 9 日閲覧)

シンガポールの国立気候変動事務局（NCCS）およびシンガポール経済開発庁（EDB）が主導したこの調査では、主に発電所や産業施設から排出される二酸化炭素のうち、適切な地下の地層に回収・貯留できるもの（＝CCS）、あるいは有用な製品に転換できるもの（＝CCU）を特定した。

CCU の場合、より有望な経路としては、（i）廃棄物由来の原料や天然鉱物を利用して、埋め立て用や構造・非構造建築用の骨材を生産するための鉱物化、（ii）ケロシンやメタノールなど、航空機や船舶の燃料として利用できる可能性のある化学物質や合成燃料への転換、などがある。

CCS については、シンガポールには、CO2 を地下に恒久的に貯留するのに適した地層がない。そのため、近隣諸国への CO2 輸出に頼るか、骨材への鉱物化により CO2 を恒久的に封じ込める必要がある。後者に関しては、CCU 技術の一つと考える。前者に関しては、適切な地層を持つ企業や他国とのパートナーシップを模索していく。ただし、国境を越えた CO2 輸送は、国によって法律や許可に関する規制が異なるため困難であり、インフラの資金調達および関連する責任には、さらなる調整が必要である。さらに、費用対効果の高い CO2 貯留のためには、CO2 供給の安全性が非常に重要となる。輸送と貯留のインフラが十分に活用されていない場合、隔離は高価になり、CCS 展開の商業的成功が危ぶまれる。また、ロンドン議定書では、地中貯留前の CO2 の輸出が世界各国で禁止されているが、ASEAN 諸国のほとんどは、この議定書に署名していないため、地域の海洋貯留の取り組みに影響を与えることはないと思われる。

b. シンガポール初のエンドツーエンド脱炭素プロセスおよび炭素回収システムを開発する MoU に調印[107]

2020 年 7 月、Keppel Data Centres、Chevron、Pan-United、Surbana Jurong は、シンガポール国立研究財団の支援のもと、シンガポール初のエンドツーエンド脱炭素プロセスおよび炭素回収システムを開発する MoU に調印した。本 MoU の下、4 社は成熟した炭素回収技術、および低温ガス、膜、水素を利用した新規技術の調査・特定・開発を共同で行う。また、他の研究パートナー、高等教育機関、国際パートナーと共に資源、知識、能力を結集し、CCUS 技術の開発を推進する。

c. エクソンモービル、東南アジア CCS 施設のネットワーク構築検討[108,109]

[107] Keppel Corp (2020) Industry Leaders Collaborate to Develop Singapore's First End-To-End Decarbonisation Process to Mitigate Climate Change, https://www.kepcorp.com/en/media/media-releases-sgx-filings/industry-leaders-collaborate-to-develop-singapores-first-end-to-end-decarbonisation-process-to-mitigate-climate-change/ (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[108] Reuters (2021) "Exxon Mobil keen to build carbon storage hubs in SE Asia, similar to Houston project" https://jp.reuters.com/article/singapore-energy-exxon-mobil-idCNL4N2RI2QM (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[109] Energyfactor asia pacific by exxonmobil (2021) A model for emissions reductions:

2021 年 10 月、Singapore International Energy Week において、エクソンモービルは、東南アジア全域に炭素回収・貯留施設のネットワークを構築し、シンガポールを CO2 回収ハブとすることを検討中であると述べた。エクソンモービルによると、東南アジアにおける CO2 貯留能力は、排出量が最も多い地域の近くにはないため、シンガポールのようなアジアの重工業地域に CO2 回収ハブを設置し、それを地域の他の場所にある CO2 貯留場所に接続するというコンセプトを検討している。

エクソンモービルは、世界最大の精製石油化学センターを擁するシンガポールを同社の CCS プロジェクト候補地の 1 つとして挙げている。シンガポール政府が委託した最近の CCS 調査で、シンガポールには適切な CO2 貯留場所がないことが明らかになったが、同地域には、インドネシアやマレーシアなど、潜在的な貯留場所を持つ国々がある。またエクソンモービルが設立した Singapore Energy Centre による別の調査では、東南アジアの枯渇した油田やガス田、塩水層などに 3000 億トン近い CO2 貯留能力があると推定されている。国名は挙げていないが、同社によると、現在、この調査で判明したいくつかの国と、貯留場所の候補を進めるために協力中とのことである。

d. SLNG とリンデ CO2 液化技術開発に向け事業化調査実施[110]

シンガポールの液化天然ガス（LNG）ターミナル運営会社シンガポールLNGコーポレーション（SLNG）は 29 日、産業用ガス大手である英リンデのシンガポール子会社と、二酸化炭素（CO2）の液化技術や貯蔵施設の開発に関する覚書を交わしたと発表した。SLNGが西部ジュロン島に持つLNGターミナルでリンデガス・シンガポールとの共同事業として、CO2の液化技術の開発を目指す。まず事業化調査を実施する。液化CO2は、貯留や再利用向けにすぐに出荷できる状態で貯蔵できるようにする。実現すれば、シンガポールで同様の貯蔵施設が設置されるのは初となる。

e. Low-Carbon Energy Research Funding Initiative（LCER FI）

2020 年 10 月、シンガポール政府は、水素や CCUS などの低炭素エネルギー技術の研究開発プロジェクトを対象に、4900 万 SGD（3700 万米ドル）の低炭素エネルギー研究資金イニシアティブ（Low-Carbon Energy Research Funding Initiative: LCER FI）を設立した。このイニシアティブのもと、シンガポール政府は低炭素エネルギー技術ソリューション（CCUS および水素の 2 分野）に関する 12 件の研究・開発・実証プロジェクトに 5500 万ドルを授与した[111]。この低炭素エネルギーソリューションへの大規模な

Asia’s carbon capture and storage opportunity,
https://energyfactor.exxonmobil.asia/reducing-emissions/a-model-for-emissions-reductions-asias-carbon-capture-and-storage-opportunity/（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[110] NNA ASIA（2021）「SLNGと英社、液化CO2技術開発で提携」
https://www.nna.jp/news/show/2269128（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[111] The National Climate Change Secretariat (NCCS) (2021) 12 Projects Awarded $55 Million to Accelerate Decarbonisation in Singapore,
https://www.nccs.gov.sg/media/press-release/12projects-awarded-55-million（2022 年 3 月 9 日閲覧）

投資は、シンガポール・エネルギー・ストーリーの一部であり、長期低排出発展戦略（LT-LEDS）とグリーンプランの下でのシンガポールの野心を支援するものである。貿易産業大臣によると、シンガポールは代替エネルギーに恵まれない国として、2050 年以降の排出量目標を達成できるよう、太陽光発電の導入やシンガポールへの低炭素電力の輸入など、近い将来の排出量削減に貢献できる脱炭素化への取り組みを補完するものとして、水素や CCUS などの低炭素エネルギー技術に早期に投資する必要がある。受賞した CCUS 関連のプロジェクトは以下の通り。

ア） 二酸化炭素と廃材を原料とする代替砂

- PI 機関：A*STAR’s ICES
- プロジェクトの目的：CO2 を回収し、建築・建設に使用できる代替砂に鉱化するプロセスを検討する。
- 期待される効果：回収された CO2 は、建設資材などの有用な製品の製造に使用。

イ） 廃棄物による廃棄物回収：焼却灰由来の高効率吸着剤による連続的な CO2 回収

- PI 機関：南洋理工大学（Nanyang Technological University）
- プロジェクトの目的：シンガポールの廃棄物焼却灰から回収したカルシウムを多く含む吸着材を用いた炭素回収プロセス（カルシウムルーピング）を開発すること。
- 期待される効果：廃棄物である焼却灰を CO2 回収に利用できるようになる。CO2 回収後、焼却灰と CO2 の両方をサステナブルな建設資材として利用できる。

ウ） エネルギー効率の高い電気化学的 CO2 還元による合成化学の実現：持続可能な化学物質生産へのパラダイムシフト

- PI 機関：NUS
- プロジェクトの目的：CO2 と水のみを原料として、シンガポール向けの重要な汎用化学品（エチレンやプロパノールなど）を製造する持続可能な技術の開発を検討する。これにより、CO2 から化学品を製造する際のエネルギー強度を削減する。
- 期待される効果：CO2 を燃料や化学品に変換することは、回収 CO2 の利用経路の一つである可能性がある。このプロセスに必要なエネルギーを削減することで、CO2 利用経路の経済性を向上させる。

エ） 深海底堆積物における二酸化炭素ハイドレートベースの安定的かつ長期的な貯留（CO2-HyStore）

- プロジェクトの目的：深海底堆積物にガスハイドレートとして CO2 を貯留する可能性について、設計、構築、検証を必要とする概念実証を行う。特定の地層を必要とする従来のサイトとは異なり、深海の堆積物に CO2 を貯留する可能性を検証する

のに役立つ。

- 期待される効果：回収した CO2 を長期的に貯留できる可能性がある。

3）法制度の整備状況

シンガポールには、CCS、CCUS に特化した法制度の枠組みはない。

シンガポールの電気・ガス事業の監督官庁は、Energy Market Authority（EMA:エネルギー市場監督庁）である[112]。2001 年 4 月に Energy Market Authority of Singapore Act（Cap. 92B）に基づき、ガスおよび電力業界などを監督する独立した規制機関として設立された。ガス事業を規制する法律としてガス法（Gas Act）がある[113]。

シンガポールは 2019 年 1 月 1 日付で Carbon Pricing Act（CPA）を施行し、アジアで初となる炭素税を導入している[114]。2019 年から 2023 年までは、計算可能な GHG 排出量に対し、5SGD/tCO2 の炭素税が導入されている。課税対象施設は、温室効果ガスを年間合計 25,000 トン以上排出する産業施設であり、モニタリング計画と排出量報告書を毎年提出する。

2023 年以降の炭素税の水準は、炭素税の軌道修正に企業が適応する時間を確保するため、2022 年までに見直される予定である[115]。

（9）タイ

1）CCUS に対する姿勢・受容性

a. NDC を含む気候変動政策

ア）NDC

タイは、2020年10月26日に更新 NDC を提出している。この更新 NDC では、2016年に提出した INDC で掲げた目標と同様に、温室効果ガス排出量を2030年までに従来（BAU レベル）比で20％削減する目標を設定している。また、技術発展などによっては、削

---

[112] Energy Market Authority（2022）About Us, https://www.ema.gov.sg/about_us.aspx（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[113] JETRO（2021）「外資に関する規制」 https://www.jetro.go.jp/world/asia/sg/invest_02.html?_previewDate_=null&revision=0&viewForce=1&_tmpCssPreview_=0%2F%2F%2F%2F%2F%2Fevents%2F（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[114] Singapore Ministry of Sustainability and the Environment（2022）Carbon Pricing Act, https://www.mse.gov.sg/policies/climate-change/cpa#:~:text=Carbon%20Pricing%20Act.%20Singapore%20is%20the%20first%20country,and%20support%20the%20transition%20to%20a%20low-carbon%20（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[115] National Environment Agency（2021）Carbon Tax, https://www.nea.gov.sg/our-services/climate-change-energy-efficiency/climate-change/carbon-tax（2022 年 3 月 9 日閲覧）

減幅を25%まで拡大する可能性が有るとしている。なお、この更新 NDC に CCUS についての言及は無い。[116]

イ） 長期低排出発展戦略（LT LEDS）

タイは、長期低排出発展戦略（LT LEDS）を2021年に国連気候変動枠組み条約（UNFCCC）事務局へ提出している。温室効果ガス排出量ゼロの実現に向けて、2030年に排出量をピークとする目標や、2065年までにカーボンニュートラルを実現するという目標を掲げている。[117]

ウ） バイオ・循環型・グリーン（BCG）モデル

タイは2021年にバイオ・循環型・グリーン（BCG）モデルを導入している。このモデルは、環境への負荷を最小限に抑えつつ、資源の効率的な利用の推進を目指す。特に、タイの基幹産業である食品・農業業界、医療業界、バイオ製品業界、観光業への適用に注力している[118]。

エ） 国別気候変動緩和行動（NAMA）

タイは、2020年までにエネルギー・運輸部門からの温室効果ガス排出量を7%削減すると表明したが、2019年時点で17%の削減を既に達成している[119]。

b. エネルギー・CCUS に関わる政策

ア） 国家エネルギー計画2022

国家エネルギー計画2022は、2021年にエネルギー委員会によって承認された。タイは、2065年～2070年の間にカーボンニュートラルを実現することを目指しており、達成に向けて、再生可能エネルギーが発電に占めるシェアを50%まで増加させるとしている。また、アジアにおいて液化ガスの重要な市場がタイに位置していることから、ガスプラントにおける CCUS の導入も模索している[120]。

---

[116] Thailand (2020) “Thailand’s Updated NDC” https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Thailand%20First/Thailand%20Updated%20NDC.pdf（2022 年 3 月 9 日閲覧）
[117] Thailand (2021) “Mid-century, Long-term Low Greenhouse Gas Emission Development Strategy” https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Thailand_LTS1.pdf（2022 年 3 月 9 日閲覧）
[118] Royal Thai Embassy, Washington D.C. (2021) Bio-Circular-Green Economic Model (BCG), https://thaiembdc.org/bio-circular-green-bcg/（2022 年 3 月 9 日閲覧）
[119] JETRO（2021）「プルユット首相、COP26で新たな目標発表」 https://www.jetro.go.jp/biznews/2021/11/31957a2537a226eb.html（2022 年 3 月 9 日閲覧）
[120] S&P Global (2022) Thailand Proposes carbon neutrality by 2065-2070, bets on CCUS, https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/energy-transition/082721-thailand-proposes-carbon-neutrality-by-2065-2070-bets-on-ccus（2022 年 3 月 9 日閲覧）

イ） CCS タスクフォース

エネルギー省主導の下で、CCS タスクフォースが結成されている。このタスクフォースは、地下貯蔵のポテンシャル調査（Tetra Tech 協力）、東南アジア地域における CCS の展望に関する検証（ADB 協力）、そして、タイ国内における CCS の実現可能性・規制に関する検証（PTIT 協力）を実施している。また、このタスクフォースは石油・天然ガスの開発事業分野における CCS のロードマップも作成しており、CCS の実現可能性調査や、関連する規制を管轄する省庁の特定などが完了している（図 5-3）。他方、国際的な資金援助の模索や、市民による CCS への理解などについては、十分に進んでいない[121]。

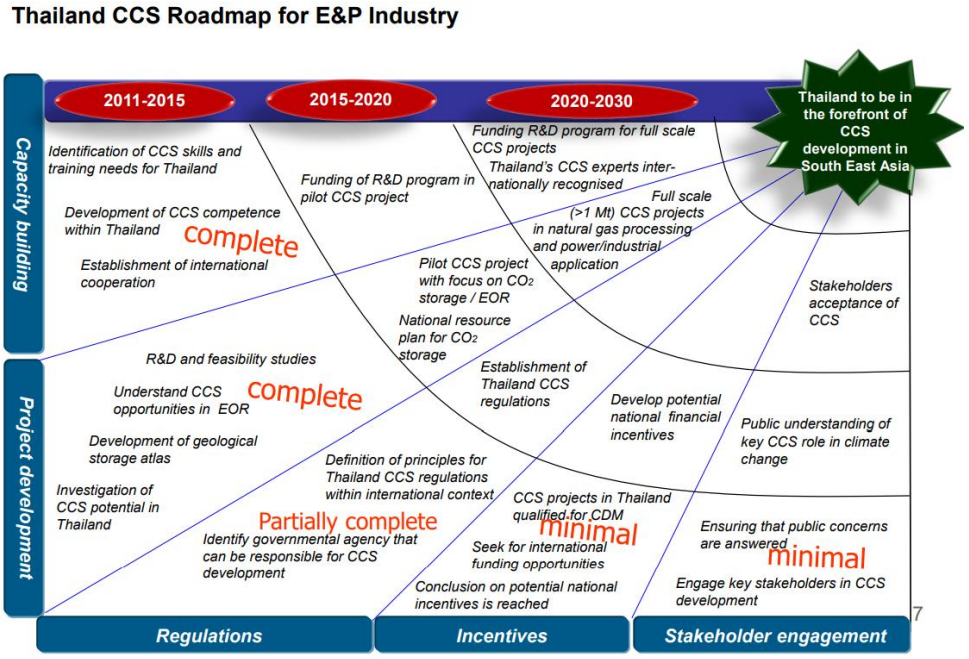


図 5-3 石油・天然ガス開発事業におけるタイ CCS ロードマップ

出所）Ministry of Energy（2020）“Carbon Capture and Storage; CCS, in Thailand” https://www.asiacleanenergyforum.org/wp-content/uploads/2020/07/wuttipong-kongphetsak-carbon-capture-and-storage-in-thailand.pdf（2022 年 3 月 9 日閲覧）

2）関連プロジェクトの有無

タイ国内においては現在、CCUS に関連したパイロット・プロジェクトなどは実施されていない。

3）法制度の整備状況

タイでは、CCS プロジェクトのライフサイクル全体にわたって、適用可能な CCS 固有の法律や既存の法律がほとんど存在しない。一方で、同国のより広範かつ一般的な環境関連法や許認可制度、石油・ガス規制が CCS プロジェクトに適用可能であるとされる。

[121] Ministry of Energy（2020）“Carbon Capture and Storage; CCS, in Thailand” https://www.asiacleanenergyforum.org/wp-content/uploads/2020/07/wuttipong-kongphetsak-carbon-capture-and-storage-in-thailand.pdf（2022 年 3 月 9 日閲覧）

2020 年 6 月の ASEAN Clean Energy Forum におけるエネルギー省の発表 121 では、同国の既存の規制枠組みは CCUS パイロット・プロジェクトのサポートはできるが、本格的なプロジェクトには大きな変更が必要となる、と述べている。

また、タイ投資委員会（Thailand Board of Investment: BOI）は2021年に CCUS を導入の促進を目的として、CCUS 技術を投入した石油化学産業・天然ガス産業の企業を対象に、税制上の優遇措置を講じると発表した[122]。2021 年 11 月に発表した“A Guide to The Board of Investment 2021”によると、石油化学製品の製造および天然ガス分離プラントにおいて、CCUS 技術を用いたプロジェクトを対象に 8 年の法人所得税免除（上限あり）などの優遇措置を講じる[123]。

（10） ベトナム

1）CCUS に対する姿勢・受容性

a. NDC を含む気候変動政策

ア） NDC

ベトナムは2020年9月11日に更新 NDC を提出している。無条件目標では、自力で2030年までに従来（BAU レベル）比で9%の温室効果ガス削減を掲げており、2016年に提出した INDC における2030年までに8%削減という目標から1%引き上げられている[124]。また、更新 NDC では2025年までに7%削減という無条件目標が追加されている。なお、国際的な支援により2030年までの削減目標を27%増加させる余地があるとしている[125]。

この更新 NDC に CCUS に関する言及はない。

イ） The National Action Plan for Implementation of the 2030 Agenda for Sustainable Development

2017年5月10日にベトナムの首相によって公布された。このアクションプランでは、社会

[122] Bangkok Post（2021）Investments in Eco-Friendly BCG on Upward Trend, Thailand BOI Says, https://www.bangkokpost.com/business/2225503/investments-in-eco-friendly-bcg-on-upward-trend-thailand-boi-says（2022 年 3 月 9 日閲覧）
[123] Thailand Board of Investment（2021）“A Guide to The Board of Investment 2021” https://www.boi.go.th/upload/content/BOI-A%20Guide_EN.pdf（2022 年 3 月 9 日閲覧）
[124] The Socialist Republic of Viet Nam（2016）“Intended Nationally Determined Contribution Of Viet Nam” https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Viet%20Nam%20First/VIETNAM%27S%20INDC.pdf（2022 年 3 月 9 日閲覧）
[125] The Socialist Republic of Viet Nam（2020）“UPDATED NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION（NDC）” https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Viet%20Nam%20First/Viet%20Nam_NDC_2020_Eng.pdf（2022 年 3 月 9 日閲覧）

進歩や環境保護等を担保した上での経済成長の維持を目標として掲げている[126]。

b. エネルギー・CCUS に関わる政策

ア） National Energy Development Strategy to 2030, with a Vision to 2045

決議 No 55NQ/TW によって、National Energy Development Strategy of Vietnam to 2030 の再検討が行われた際に、2045年まで延長された。規制緩和やエネルギー業界における経済的構造の向上を通じた再生可能エネルギーの開発の促進を目指す。具体的な目標としては、以下を掲げている[127]。

- 2030年までに再生可能エネルギーのシェアを15－20％に、2045年までに25－30％に。
- 2030年時点で従来（BAU レベル）比7％のエネルギー効率向上、2045年時点で14％の向上を実現。
- 2030年までにエネルギー業界における温室効果ガス排出量を従来（BAUレベル）比で15％削減、2045年までに20％削減。

また、アクションプログラム（2020 年 10 月 2 日付 No. 140/NQ-CP）[128]において、CO2 の回収・利用に関して言及している。重要課題として「GHG 排出量の削減、循環型経済の推進、持続可能な開発の目標に沿った、エネルギー分野の環境保護政策の実施」、その解決策として「CO2 回収・利用の仕組みや政策を検討・提案する」としている。

イ） Revised Law on Environmental Protection（LEP）

環境保護法の改正版は、2022年1月1日に施行予定。この改正版は、温室効果ガス排出量削減、ベトナムによる世界全体の気候変動対策目標への貢献の増大、そして、グリーンでクリーンな技術革新の促進の3点を目的としており、カーボン市場を合法化する。[129]具体的には、ベトナム国内の温室効果ガス排出インベントリーシステム等を併用する形で、カーボンプライシングと排出量取引制度が導入される。国際的なベストプラクティスに沿って、ベトナム における排出量取引制度（ETS） はまず大規模排出者に適用され、その後、

---

[126] United Nations (2022) “NATIONAL ACTION PLAN FOR THE IMPLEMENTATION OF THE 2030 SUSTAINABLE DEVELOPMENT AGENDA” https://vietnam.un.org/sites/default/files/202008/ke%20hoach%20hanh%20dong%20quoc%20gia_04-07-ENG_CHXHCNVN.pdf（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[127] Climate Policy Database (2021) National Energy Development Strategy to 2030 with vision to 2045, https://www.climatepolicydatabase.org/policies/national-energy-development-strategy-2030-vision-2045（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[128] Viet Nam Energy Partnership Group (2020) Resolution No. 140/NQ-CP, https://vepg.vn/legal_doc/resolution-no-140-nq-cp-promulgating-the-governments-action-programme-for-implementing-resolution-no-55-nq-tw/（2022 年 3 月 9 日閲覧）

[129] The World Bank (2021) Carbon Pricing Aids Vietnam’s Efforts Towards Decarbonization, https://www.worldbank.org/en/news/feature/2021/11/11/carbon-pricing-aids-vietnam-s-efforts-towards-decarbonization（2022 年 3 月 9 日閲覧）

小規模な企業にも拡大される予定である。

この法律の施行による効果としては、温室効果ガス排出量削減、税収の増加による技術革新の促進、海外直接投資の誘致及び競争力の向上が期待されている。また、この排出量取引制度(ETS)は、工業施設や発電施設に CO2 回収装置を設置する魅力を高める上で重要な役割を果たす可能性がある。

ウ) The List of High Technologies Prioritized for Development Investment and the List of High-Tech Products Encouraged for Development

ベトナムの首相が2020年12月30日に優先開発投資先の高度技術及び開発を促進する高度技術製品のリストを承認。このリストには、CCS 技術が含まれている[130]。

2) 関連プロジェクトの有無

a. JX CO2-EOR プロジェクト

JX 石油開発がベトナムのランドン油田で CO2-EOR のパイロットプロジェクトを2007年から2014年にかけて、実現可能性検証、パイロットテストの二段階に分けて実施した[131]。このプロジェクトは、ベトナム石油ガスグループ(PVN)と独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源気候(JOGMEC)との CO2-EOR の海底油田への応用可能性に関する国際共同検証の合意に基づき実施されたものである。

実現可能性検証では、模擬油田を用いて CO2-EOR の採集率等を検証する基礎研究に加え、地層モデルを用いたシミュレーションテスト、CO2 源の検証を実施し実現可能性を確認した。

パイロットテストは Huff' "n' Puff 手法を用いて実施された。その結果、ウォーターカット率が50～60%から0%まで減少し、石油の生産量が1.6倍になるという結果が得られ、技術面では EOR 実施は可能であることが判明した。しかしながら、ランドン油田での CO2-EOR は、その立地条件によりコストが高く、コスト面では HCG－EOR が優位となっている。

3) 法制度の整備状況

---

[130] Vanbanphapluat.co (2020) PROVING THE LIST OF HIGH TECHNOLOGIES PRIORITIZED FOR DEVELOPMENT INVESTMENT AND THE LIST OF HI-TECH PRODUCTS ENCOURAGED FOR DEVELOPMENT, https://vanbanphapluat.co/decision-38-2020-qd-ttg-the-list-of-high-technologies-prioritized-for-development-investment (2022 年 3 月 9 日閲覧)

[131] JX Nippon Oil & Gas Exploration Corporation (2016) "Offshore CO2-EOR Pilot Project Vietnam"
https://www.cslforum.org/cslf/sites/default/files/documents/tokyo2016/Kawahara-VietnamEORProject-Workshop-Session1-Tokyo1016.pdf (2022 年 3 月 9 日閲覧)

ベトナムには、CCS プロジェクトサイクルの複数の部分にわたって適用される CCS 固有の法律または既存の法律がほとんどないとされる。一方で、同国の既存の法制度（石油・ガス規制）が CCS 事業に適用される可能性が高い。しかし、CCS プロジェクトを効率的かつ包括的に規制するためには、多くの分野にわたってこれらの枠組みをさらに発展させる必要がある。

5.1.2 法制度の共通基盤のあり方の検討

ASEAN 等の候補国・地域における CCS/CCUS 事業を後押しするためには、CCS/CCUS 事業の法制度について将来的にはガイドラインを制定し、それを各国が参照し、また従うことで、事業者は各国個別の法制度の違いに翻弄されることなく当該地域において事業を実施可能となり、地域全体での円滑な CCS/CCUS の促進が期待できる。ここでは以上を念頭におき、CCS/CCUS の法制度を既に有する先進各国の事例調査を基に、CCS/CCUS の法制度に係る共通基盤についてのあり方について整理した。

（1） 調査背景

CCS/CCUS 事業の推進およびファイナンスの確保に向けては、CCS/CCUS 事業に参加する各主体が果たすべき役割と責任範囲、想定されるリスク等を事前に明らかにすることが求められる。CCS/CCUS 事業の実施時に一定の指針の役割を果たすのが各国の CCS/CCUS の法制度となる。

しかしながら、ASEAN 等の候補国・地域における CCS/CCUS 事業の計画進捗度や、関心レベルは各国によって異なり、今後、各国ごとに異なる CCS/CCUS 事業法が策定される可能性がある。この場合、CCS/CCUS の法制度で対処することが求められる個別の論点への対応が各国ごとに異なり、法制度での規定によっては、事業の予見性が低く、事業者にとってリスクが高くなる可能性がある。

また、CO2 越境輸送を含む ASEAN 域内での CCS/CCUS 事業の共同開発やハブ＆クラスターアプローチが進む場合には、各国の法制度の範疇を超えた対応が必要となり、数か国間でまったく異なる法制度が導入されることにより、将来起こり得る域内での共同開発の障壁となる可能性がある。このような状況に対応するためには、CCS/CCUS 事業法に対する一定の原則や要件を含む ASEAN 地域における CCS/CCUS 事業法の共通基盤が有効である。しかしながら、これまでに国際機関等が提案してきた CCS/CCUS に係る法制度整備のガイドラインは CCS/CCUS 事業が進む先進国で導入された好事例を基に作成されており、ASEAN 各国における必要性の観点から整理はされていない。そこで、本調査では、ASEAN での CCS/CCUS の法制度の共通基盤の整備に向けて、検討が必要となる項目の整理と、作成プロセスの整理を中心とした基礎調査を行った。なお、共通基盤として、各国共通に適用されるガイドライン等の制定が考えられるものの、今年度の調査ではその詳細までは検討していない。

（2）調査項目と調査手法

ASEAN での CCS/CCUS の法制度の共通基盤の整備に向けた基礎調査として、まず、各国の CCS/CCUS の法制度の評価を行っている文献同士の比較調査によって、CCS/CCUS の法制度を策定する上で検討が必要となる可能性のある項目を特定した。また、CCS 事業法を既に有する EU および豪州連邦政府の法制度の整備プロセスを参考に、法制度の内容の検討段階、作成段階での留意点について整理を行った。なお、ASEAN での CCS/CCUS の法制度の共通基盤の作成と周知については、今年度の調査対象外とした。

調査手法としては、GCCSI および三菱 UFJ 銀行の協力を得て、文献調査およびヒアリング調査を実施した。文献調査では、主に EU、豪州連邦政府を対象として、同国・地域での法制度の検討・作成手順のレビューを行った。また、ヒアリング調査では、ASEAN 各国、および、CCS/CCUS 事業が先行している各国での CCS/CCUS 事業に関わる主体を対象に、CCS/CCUS 法制度に関する意見を収集した。これらのヒアリング調査で得られた内容については、発言者を特定しない形で関連箇所に反映した。

表 5-5 調査項目

調査項目	調査手法
1. CCS/CCUS の法制度を策定する上での検討項目の特定	・ 各国の CCS/CCUS の法制度の評価文献の比較 ・ ヒアリング
2. 法制度の検討段階、作成段階における留意点の整理	・ EU CCS 指令及び豪州連邦政府の OPGGS 法の調査 ・ ヒアリング

ヒアリングの調査先は下表の通りである。

表 5-6 ヒアリング調査先

	ASEAN 各国での CCS/CCUS 事業に関わる主体	CCS/CCUS 先進国での CCS/CCUS 事業に関わる主体
政府	・ ASEAN 政府関係者	・ 政府関係者
民間事業者	・ ASEAN 石油会社 ・ CCS/CCUS 関連事業者（3社）	・ 石油会社
その他	・ 大学教授	・ 国際機関

（3）CCS/CCUS の法制度で検討が必要となる項目の整理

各国の CCS/CCUS の法制度の評価を実施している文献同士の比較調査、および、ヒ

アリング調査を通じて、CCS/CCUS の法制度を策定する上で検討が必要となる可能性のある項目を特定した。

1） 既存文献の比較調査

過去 10 年間で、CCS/CCUS プロセスを規制する各国の法的枠組みを評価することを目的とした文献が、主要な政府機関、研究機関、アカデミア、国際機関から複数公表されている。これらの報告書には、各国で制定されてきた、または、制定される見込みのある CCS/CCUS の法制度の枠組みが規制しようとしている主要な CCS/CCUS の項目を含む。そこで、各種文献を比較することで、各国の CCS/CCUS の法制度を策定する上で取り上げられる可能性のある項目を特定した。なお、比較した文献は、各国の CCS/CCUS の法制度の検討における幅広いフレームワークの一部を記載したものであり、文書の目的、対象範囲、対象地域等の前提が大きく異なる点に留意が必要となる。比較対象とした文献は下表の通りであり、2008 年から 2018 年にかけて作成された文書である。

表 5-7 比較対象とした文献

著者略語	文書名と概要
IEA	・ 文書名:Carbon Capture and Storage Model Regulatory Framework, International Energy Agency, Paris, OECD/IEA 2010. ・ 概要:国際エネルギー機関（IEA）によって 2010 年に開発された。同モデルでは、政策立案者や規制当局が CCS に特有の規制制度を設計・実施する際に考慮すべき 29 の本質的な問題に焦点を当てている。既存のフレームワークと世界中のアーリームーバ国の経験を基に作成されている。
CCS-LRI	・ 文書名:CCS Legal and Regulatory Indicator (CCS-LRI), Global CCS Institute, Melbourne, 2018 ・ 概要:GCCSI の法律・規制のインディケーターでは、55 カ国における国内法制度の枠組みの評価を行う。同インディケーターでは、CCS プロジェクトのライフサイクルを通じて規制するために不可欠とされる一連の課題を考慮した法制度上の評価モデルを採用している。
ADB	・ 文書名:Prospects for carbon capture and storage in Southeast Asia, Asian Development Bank, Mandaluyong City, Philippines: Asian Development Bank, 2013 ・ 概要:アジア開発銀行が実施した 2013 年の調査では、インドネシア、フィリピン、タイ、ベトナムの法制度および規制の詳細な評価が行われた。4 カ国は CCS に特化した法律を有していないが、同報告書では、各国はゼロから検討を開始する必要はなく、既存の法制度に基づいて体制を整備する可能性があることを示している。同報告書では、対象国における CCS の商業的発展を支援するために取り組むべき課題を提示している。
WRI	・ 文書名:CCS Guidelines: Guidelines for Carbon Dioxide Capture, Transport, and Storage, World Resources Institute (WRI). Washington, DC: WRI, 2008 ・ 概要:WRI ガイドラインは、CCS プロジェクトの設計と運営において、プロジェクト提案者、資金提供者、政策立案者、規制当局を支援するために作成された。同ガイドラインでは、CCS プロジェクトのライフサイクルにおける回収、輸送、貯留に関する重要な事項を反映している。
APEC	・ 文書名:Permitting Issues Related to Carbon Capture and Storage for Coal-Based Power Plant Projects in Developing APEC Economies, APEC Energy Working Group, APEC Secretariat, September 2012

著者略語	文書名と概要
	・ 概要：APEC の調査では、中国、インドネシア、韓国、マレーシア、メキシコ、フィリピン、台湾、タイ、ベトナムの 9 か国の CCS 法制度を調査している。同調査では、これらの国々には CCS に特化した法律が存在しないことを指摘しつつ、CCS プロジェクトのライフサイクルの各項目に対処するために改正される可能性のある既存の法制度を検討している。同研究では、9 つの CCS 特有の問題に言及し、各国の評価が含まれている。
Gibbs	・ 文書名：Effective enforcement of underground storage of carbon dioxide, Gibbs, M.K., HWL Ebsworth Lawyers, Melbourne, June 2016 ・ 概要：豪州の弁護士である Dr. Meredith Gibbs が実施した調査であり、アジア太平洋地域の地域における CO2 地下貯留の実施体制の主要な特徴を特定している。評価の一環として、既存の国際制度の例に基づき、CCS 特有の規制執行制度で重要な点に焦点を当てている。
NZ	・ 文書名：Carbon Capture and Storage: Designing the Legal and Regulatory Framework for New Zealand, Barton, B., Jordan, K., and Severinsen, G., University of Waikato, September 2013 ・ 概要：ニュージーランドのワイカト大学の研究は、同国の Ministry of Business, Innovation and Employment 向けに実施された調査であり、同国における CCS 活動を規制するための手法を特定することを目的としている。既に CCS に特化した法制度を整備している国を含め調査を実施しており、CCS 法改正に関連する点についての詳細な検討が含まれている。

出所）GCCSI (2021)および各種文献より三菱総合研究所作成

文献の比較に当たっては、比較対象とした文献での評価指標として記載のあった項目を取り上げている。下表に示す通り、CCS/CCUS に特化した法制度の策定で検討すべき項目として判断された全 32 の項目には、CCS/CCUS プロジェクトライフサイクルを網羅する広範な内容が含まれることがわかる。比較対象の文献のうち、IEA の文献が対象としている項目が最も数が多く（29 の項目）、広範な法制度の課題、CCS/CCUS に適用される既存の法制度の課題、CCS/CCUS に特化した法制度の課題をはじめ、CCS/CCUS 事業にまつわる幅広い側面に対応している。一方で、比較対象とした文献の目的、対象範囲、対象地域は大きく異なるため、取り上げられた項目の数が限定的な文献も存在する。各種文献を比較した結果を下表に示す。

表 5-8 各文献で取り上げられた CCS/CCUS 特有の項目の比較結果

分類	項目	IEA	CCS-LRI	ADB	WRI	APEC	GIBBS	NZ
広範な法制度の課題	1. CO2 の分類	X	X	X		X		X
	2. 所有権	X	X	X	X	X		X
	3. 他のユーザーとの競合や優先権の問題	X	X	X		X		X
	4. CO2 の越境移動	X	X					
	5. 海洋環境保護に関する国際法	X						X
	6. 気候変動緩和の一環としての CCS に対するインセンティブの提供	X						X
CCSに適用される既存の法制度の課題	7. 人体の健康保護	X	X	X			X	X
	8. 環境保護規定		X	X			X	X
	9. CO2 流の構成	X	X					X
	10. 環境影響評価の役割	X	X		X		X	X
	11. 貯留サイトおよび輸送インフラへの第三者のアクセス	X	X		X	X		X
	12. 公衆の意思決定への関与	X	X			X		X
CCSに特化した法制度の課	13. CO2 回収	X	X		X	X		
	14. CO2 輸送・パイプラインおよび/または船輸送	X	X	X	X	X		X

分類	項目	IEA	CCS-LRI	ADB	WRI	APEC	GIBBS	NZ
題	・ パイプラインの立地、設計、運用 ・ 安全性と完全性							
	15. 枠組みと禁止事項の範囲	X						
	16. CO2 貯留規制に適用される定義と用語	X	X					
	17. 貯留サイト探査活動の許可	X	X				X	X
	18. サイト選定と特性解析活動の規制	X	X		X		X	X
	19. 貯留活動の許可	X	X		X	X	X	X
	20. プロジェクト検査	X	X					X
	21. 監視、報告、検証(MRV)の要件	X	X		X		X	X
	22. 是正措置･改善措置	X	X					X
	23. プロジェクト期間中の責任	X	X	X				X
	24. 貯留サイト閉鎖の許可	X	X		X			X
	25. 閉鎖後の責任	X	X	X	X	X		X
	26. 閉鎖後のスチュワードシップへの財政的貢献	X			X			X
新たなCCS法制度の課題	27. 実証段階を通じた知識･経験の共有	X						
	28. CCS ready	X						
	29. バイオマス由来原料の CCS 活用	X						

分類	項目	IEA	CCS-LRI	ADB	WRI	APEC	GIBBS	NZ
	30. CCS による炭化水素増進回収法への理解	X		X				
その他	31. CCS 業務への海外直接投資を可能にするための支援			X				
	32. 法令遵守と執行		X			X	X	

出所）三菱総合研究所作成
注）分類は IEA “Carbon capture and storage Model Regulatory Framework”で使用された分類を利用。
同 IEA 報告書では取り上げられていなかった項目については、「その他」に分類した。

今回比較対象とした文献の中で、複数文献で共通して取り上げられた項目を以下の通り示す。これら複数回登場した項目は、CCS/CCUS に特化した法制度を設計する上で特に重要な点といえる。このなかには、CCS/CCUS 事業を検討する際に前提となる広範な法制度の課題（CO2 の分類、所有権、他のユーザーとの競合や優先権の問題）、CCS/CCUS に適用される既存の法制度の課題（環境や人体への影響、第三者アクセス等）、CCS/CCUS に特化した法制度の課題（CO2 輸送、貯留許可、MRV、長期責任）が挙げられた。

一方で、今回比較対象とした文献の位置づけはそれぞれ異なることから、これらの特に重要な項目以外についても、各国の実情や既存の法整備、CCS/CCUS 事業の主旨に合わせて、CCS/CCUS 国内法の検討または策定の初期段階にある政策立案者が検討するべき点が多く含まれる。そのため、後述のヒアリング調査や、CCS/CCUS の法制度に詳しいグローバル CCS インスティテュートの専門家との意見交換において確認したが、各文献で取り上げられた回数が、その重要度を明示的に示すわけではない。

表 5-9 CCS/CCUS の法制度を設計する上で特に重要な項目（文献調査）

分類	項目
広範な法制度の課題	・ CO2 の分類
	・ 所有権
	・ 他のユーザーとの競合や優先権の問題
CCS に適用される既存の法制度の課題	・ 人体の健康保護
	・ 環境保護規定
	・ 環境影響評価の役割
	・ 貯留サイトおよび輸送インフラストラクチャへの第三者のアクセス
CCS に特化した法制度の課題	・ CO2 輸送（パイプラインおよび/または船輸送、パイプラインの立地、設計、運用、安全性と完全性）
	・ 貯留活動の許可
	・ 監視、報告、検証（MRV）の要件
	・ 閉鎖後の責任

出所）三菱総合研究所作成

2）ヒアリング調査

CCS/CCUS の先進国の関連機関へのヒアリングにおいて、CCS/CCUS に特化した法的・規制的枠組みの検討時に重要となる項目の聞き取り調査を行った。ヒアリング先は、CCS/CCUS 法制度を有する国の政府関係者、CCS/CCUS 事業に関わる石油会社、各国の CCS/CCUS 法制度の分析を行う国際機関であり、CCS/CCUS 法制度に関わる複数の立場からの意見を収集した。

ヒアリングの結果、法制度を考える上で、より重要度の高い項目として取り上げられた点

は表 5-10 の通りである。

表 5-10 の項目のうち、広範な法制度の課題、CCS/CCUS に適用される既存の法制度の課題、CCS/CCUS に特化した法制度の課題で示した項目については、文献調査でも取り上げられている項目である。一方で、新たな CCS/CCUS 法制度の課題、その他で示した項目が示すように、ヒアリングにおいては、CCS/CCUS プロジェクトの運用形態が変化していることに起因する新たな法制度上の課題への言及があった。CCS/CCUS に特化した法制度の検討が進んだ初期段階においては、単一ソース・単一シンクのビジネスモデルの課題に対処するための CCS/CCUS の法制度が検討された。一方、近年、CCS/CCUS プロジェクトの進展と経済性の向上に対する期待を受けて、従来型のビジネスモデルからハブ＆クラスターアプローチへとビジネスモデルが変化している。同アプローチでは、CO2 貯留を目的として、複数の CO2 発生ソースが共有の輸送・貯留インフラを利用できるようになることから、複数の主体が事業に関与する。また、場合によっては、複数国からの参加があり、国境や管轄区域を越えて CO2 の輸送と貯留が生じる可能性もある。

ヒアリングにおいては、ハブ＆クラスターアプローチのような CCS/CCUS プロジェクトの新しいタイプの運用モデルに関連して、海外から輸入し貯留した CO2 に付随する責任の明確化、複数の輸送・貯留インフラ事業者間の財務責任の管理、様々な利害間の対立を解決するメカニズム（例：既存の資源権益や洋上風力プロジェクトのような他の排出削減活動を含む）、坑井の閉鎖、インフラの廃止措置、既存のインフラ転用に関する要件等、新たな法制度上の課題が生まれる、または、重要度が増す可能性があることが指摘された。

表 5-10 CCS/CCUS の法制度を設計する上で特に重要な項目（ヒアリング調査）

分類	項目
広範な法制度の課題	・ オーナーシップと所有権に関する問題
	・ CO2 の越境輸送（特に輸出・貯留される CO2 への責任）
CCS に適用される既存の法制度の課題	・ 健康安全問題の管理
	・ インフラおよび貯留サイトへの第三者アクセス
CCS に特化した法制度の課題	・ サイト選定要件
	・ 監視・報告・検証（MRV）義務
	・ 貯留段階に関する責任（特に長期的な責任）
	・ 安全で堅牢な貯留の実施（特に坑井の完全性と特性に関する要件）
	・ 漏洩リスクを低減または管理するための措置
新たな CCS 法制度の課題	・ 海外から輸入し貯留した CO2 に付随する責任の明確化
	・ 複数の輸送・貯留インフラ事業者間の財務責任の管理
	・ 様々な利害間の対立を解決するメカニズム（例：既存の資源権益や洋上風力プロジェクトのような他の排出削減活動を含む）

	・ 坑井の閉鎖、インフラの廃止措置、既存のインフラ転用に関する要件
その他	・ 調和された法律（例えば、州および連邦法で齟齬が生まれる可能性がある場合）
	・ プロジェクトライフサイクル全体にわたる許認可のプロセス

出所）三菱総合研究所作成

（4）EU および豪州における CCS/CCUS の法制度の検討の流れ

CCS/CCUS の法制度の作成プロセスを整理するため、CCS に特化した法制度として他国・地域に先駆けて作成された、EU CCS 指令及び豪州連邦政府の OPGGS 法の検討の流れを調査した。

1）EU CCS 指令

EU CCS 指令は、CCS 導入を推進する EU の地域政策として策定され、CCS の技術面での課題に対応する初期の法制度の 1 つである[132]。同指令は、EU の広範な気候・クリーンエネルギー政策目標の一部として制定され、高い水準での環境保護を目的としている。同指令は、CCS に対する規制上の障壁を取り除き、法的な枠組みの中での CCS の位置づけを明らかにすることを目的として、廃棄物と水に関する EU 法制度の広範な部分に修正を加えている。EU 法では加盟国に対し、指令の要件および規定の実装を義務付けているが、適用方法については詳述していない。加盟国が国内法および規制モデルに合わせて、EU CCS 指令の要件をどのように実装するかについては一部裁量権を与えられている。

同指令は包括的なCCS固有の規制枠組みを定めており、探査および貯留活動の許可、モニタリングおよび報告義務、法的責任および金融保証規定、貯留サイトの閉鎖および長期管理についての要件を含んでいる。CCS プロセスのうち回収と輸送は、より広範な欧州の法制度および加盟国の既存の法的および規制的枠組みで対処される。

ASEANでは、EUと同様のアプローチで包括的指令を導入する組織体制ではないことが想定されるものの、様々なテーマにおいて ASEAN 加盟国同士が協調する実績を有する。したがって、今後の地域内での共通基盤整備の議論において重要となる可能性のある表 5-9 や表 5-10 が示すような事項が成立した背景等も含めて調査した。

a. 法制度の枠組みの設計

[132] 二酸化炭素の地質学的貯留に関する 2009 年 4 月 23 日の欧州議会および理事会指令 2009/31/EC、ならびに理事会指令 85/337/EEC、欧州議会および理事会指令 2000/60/EC、2001/80/EC、2004/35/EC、2006/12/EC、2008/1/EC および規則（EC）No 1013/2006 を改訂する（EEA 関連条文）

EU CCS 指令の加盟国の法制度への組み込みに至るまでの流れをまとめたのが下図である。

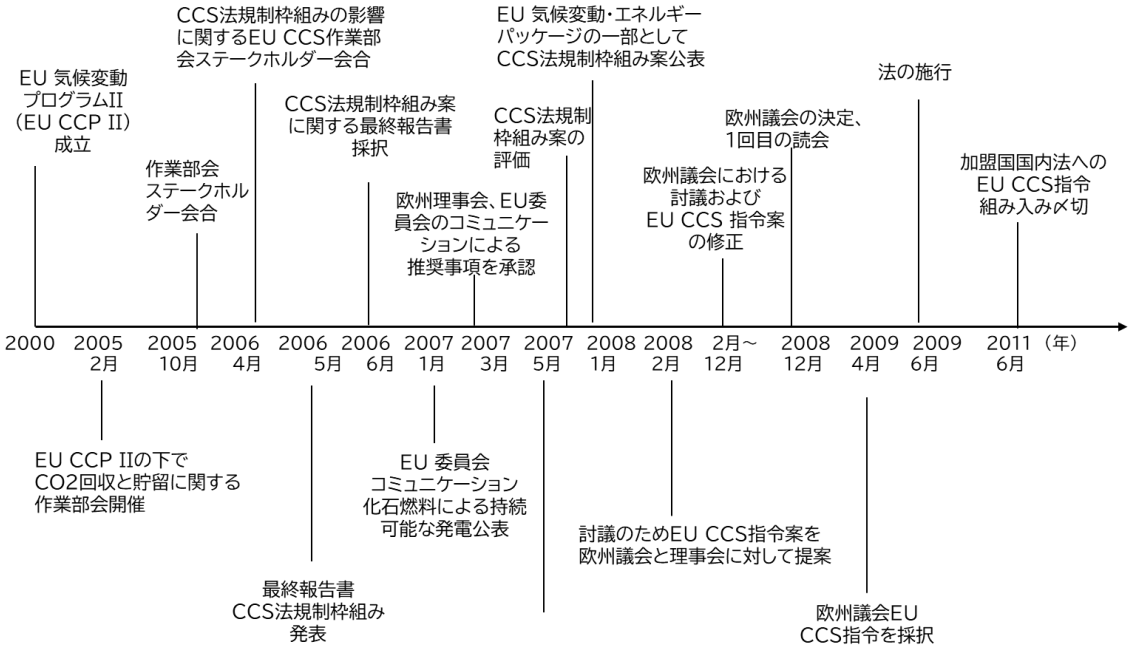


図 5-4 国内法に EU CCS 指令を組み込むまでのタイムライン

出所）GCCSI（2022）を基に三菱総合研究所作成

2005 年 2 月の第 2 次 EU 気候変動プログラムにおける二酸化炭素回収・貯留に関する作業部会（EU CCS 作業部会）における検討の中心テーマが法制度であった。同作業部会の目的の 1 つは、CCS の法制度のニーズと障壁の特定と、環境上健全な CCS の発展を可能にする規制枠組みの要素の研究であった。

EU CCS 作業部会は、2005 年から 2006 年にかけて、2005 年 10 月に開催されたステークホルダー会合や 4 回の作業部会を含む様々な会合を開催した。CCS 規制の枠組みについては 2006 年初めに議論され、最終的には 2006 年 5 月に開催された作業部会で CCS 規制に関する最終報告書が公表された。最終報告書は 2006 年 6 月に採択された。

同報告書は、欧州委員会が CCS 関連の政策・規制枠組みの策定と、この問題に関するさらなる研究を進める必要性を提言している。また、廃棄物と水に関する EU の広範な法制度の下で、CCS 活動の位置づけを明確にする必要性も述べている。こうした推奨事項に加えて、作業部会は、CCS 特有の規制枠組みの下で検討が必要な 4 つの要素を挙げている。

- 環境リスク・影響評価
- CCS 活動への権限付与のための許認可モデル
- CCS への投資を促す必要性（特に EU 排出権取引制度を通じたもの）
- CCS 活動のための法的責任の枠組み

作業部会の最終報告書における推奨事項は、2007 年 1 月の欧州委員会の「化石燃料による持続可能な発電に関するコミュニケーション」の中で承認された。ここでは、CO2 漏えいのリスクを最小限に抑えるように設計されたサイト選定要件を含めた CO2 漏えいの統合リスク評価、貯留、発生した損傷の適切な修復を検証するための報告体制のモニタリングに基づく規制枠組みの必要性を述べている。欧州委員会のコミュニケーション文書では、EU 地域における CCS 活動を可能にする法的枠組みの策定に向けた行動計画を作成した。そして、プロセスの一環として、欧州委員会が CCS 活動によって生じる潜在的リスクを評価し、特定されたリスクと影響を適切に管理するための CCS 活動の許認可の要件の確立に言及している。

同報告書の推奨事項を受けて、作業部会は二つの討議文書を作成し、2007 年 5 月の会合で討議した。討議文書は、EU 法における CCS の位置付けと、EU における CCS 規制の選択肢について包括的に述べており、CCS 活動に関連する潜在的な環境、健康、安全上のリスクを示し、関連する影響およびリスクに対処するために規制の枠組みで 4 つの主要事項に対応すべきであるとした。下表は規制の主要事項とその目的を示している。

表 5-11 規制の主要事項リスト（EU における CCS に関する規制の選択肢）

主要事項	目的
リスク評価と適用範囲	・ CCS プロジェクトの設計、建設、運営、閉鎖に関する技術基準を含め、リスクの評価と管理を行う。
検証と保証	・ EU 全体の貯留サイトの選定に関する一貫性のある適切な基準を確立する。
強制的な閉鎖	・ 問題が特定された場合の操業停止を規定する。
法的責任	・ 発生する可能性のある地域的または地球規模の環境被害を含む法的責任についての取り決めを確立し、事業者が支払不能になった場合の財政的な引当金を定め、国への責任移転を規制する規則を定める。

出所）GCCSI(2022)を基に三菱総合研究所作成

さらに、同報告書は、CO2 貯留活動に不利益が生じないよう、既存の EU の水、廃棄物、許認可法を修正する必要性を述べた。作業部会は、2007 年 5 月の会合において、同文書に示された選択肢と、ステークホルダーが表明した見解について議論した。その後、以下のような法制度の草案が示された。

- 統合的汚染防止管理に関する現行 EU 法の下で、CCS プロジェクトの CO2 回収の側面を規制する。
- CO2 輸送規制は加盟国に任せる。
- CO2 貯留サイトに関する IPCC ガイドラインに基づく包括的な規制枠組みを採用する。
- CO2 貯留サイトに関する許可手順案の検証を行う。
- CO2 流の純度を定義する。

- 水と廃棄物に関する EU の既存法制度を改正し、CO2 貯留活動を可能とする。
- CCS 活動の独立した規制枠組みを確立する。
- EU ETS の将来責任に対する財務的規定を含む CCS の初期段階の責任制度を確立する。

作業部会に続いて、ステークホルダーとの協議が実施され、影響評価が行われた後、CCS プロセスの 3 つの活動（回収、輸送、貯留）は個別に検討された。CO2 回収には化学/発電部門と同様のリスクがあることが明らかになり、既存の汚染防止規制法が適切な規制枠組みとなることが明らかになった。輸送におけるリスクは、天然ガス輸送と同様であるため、同様の手法で規制できることが判明した。直径が 800 mm 超、長さが 40 km 超のパイプラインは、EU 指令 85/337/EC に基づく環境影響評価を必要とするが、これ以降の規制は加盟国の裁量に委ねられた。貯留は新たなリスクが生まれるため、既存の法制度では規制できないと結論づけ、その結果、CO2 貯留に関する独立した法制度の枠組みが採択され、CCS 活動は既存の廃棄物の法制度の範囲から除外されることになった。法的責任は、詳細な検討がされたが、問題として積み残しとなった。検討の結果、事業者が万が一支払い不能になった場合に備えて、事業者の金融保証を求める条項を盛り込み、漏えいがあった場合は是正措置を実施し、EU ETS に基づく排出量取引手当を放棄する提案がなされた。その他の問題としては、CO2 流の構成、輸送・貯留ネットワークへのアクセス、法的・規制的枠組みを支える行政上の取り決めが検討された。また、CCS は欧州委員会の EU ETS スキームの下で適格な活動として認められた。

b. CCS 指令案と課題解決

EU CCS 指令案は 2008 年 1 月に EU 気候変動・エネルギーパッケージの一部として発表され、その後 2008 年 2 月に欧州議会と理事会に提出された。その採択に至る立法過程において、提案された規制枠組みは、特定の問題や懸念に対処して明確にするために修正された。規制枠組みは、欧州議会で議論され、ステークホルダーが草案に対して意見やフィードバックを述べた。欧州議会が共同決定手続きの 1 回目の説明会の一環として採択した主な修正案には、次の事項が含まれる。最終的に、同指令は、これらの修正を含め、2009 年 4 月に最終的に採択された。

- CCS 指令は、人の健康や環境へのリスクを可能な限り排除する方法で CO2 を恒久的に封入し、環境上安全な CO2 地中貯留をする法的枠組みの確立を明確にする。
- CCS 指令の適用範囲および禁止事項を明確化する。CCS 指令は、研究開発のために実施される CO2 地中貯留、および、EU の国境を越える CO2 貯留コンプレックスには適用しない。
- 加盟国は、貯留サイトを選定する権利を有するほか、自国の領土の一部または全部において貯留を認めないことも許可されている。

- CO2 漏えいリスクを最小限にするために、提案された利用条件の下で漏えいの重大なリスクがなく、かつ重大な環境上または健康上のリスクが存在しない場合にのみ、地層を貯留サイトとして選定することを規定する。
- 探査許可を与えるための手続を規定する。
- 貯留許可、貯留許可の申請、貯留許可に付随する条件、貯留許可の草案を検討することが求められる。
- モニタリング実施のために、管轄当局には、貯留サイトおよび関連する要件の定期検査および非定期的検査システムの組織化が必要とされる。
- 貯留サイトの閉鎖後、一定の条件を満たした場合に、指令に定められた要件に基づくモニタリングと修正措置、漏えいの場合の排出枠割当の放棄、是正措置に関する法的義務を管轄当局に移転する。
- 貯留サイトの事業者からの年次拠出金によって構成される金融商品を確立する。
- CO2 地下貯留についての情報を公開する。
- レビュー規定：欧州委員会は、加盟国の報告書を受領してから 9 ヶ月以内に、指令の実装に関する報告書を欧州議会および理事会へ提出する。

c. CCS 指令の全体像、適用範囲、目的

EU CCS 指令は、プロジェクトのライフサイクルを通じて、また気候変動緩和の文脈の中で、CCS の多くの側面を扱う、EU 地域における CCS に特化した法的枠組みを定めている。第 1 条では、「気候変動への取組みに貢献し、環境にとって安全な CO2 の地質学貯留のための法的枠組みを確立すること」を目的としている。さらに、CO2 を永久に閉じ込め、「環境および人の健康に対する負の影響およびリスクを防ぐ、または、取り除くといった方法」を確立することも求められている。

前述の通り、欧州委員会は、同指令の策定中に、CCS プロセスの回収・輸送に関連するリスクの一部を管理するために、既存の EU 全域での法的文書を利用することを決定した。統合的汚染防止管理（IPPC: Integrated Pollution Prevention and Control）指令[133]の改訂により、回収施設は同指令の規定の範囲内となった。また、環境影響評価（EIA）指令の改訂により、回収活動と輸送活動の両方が同指令の適用範囲内となった。より広範な回収および輸送の要素については、加盟国の既存の法的および規制的枠組みによって対処される。さらに、CCS は、欧州の水と廃棄物に関する法制度の適用範囲から除外されたことで、CCS 活動の合法性が確保され、永久的な地層貯留を目的として圧入される CO2 の法的な位置づけが明確になった。

環境へのリスクを最小化し、管理することを主な目的とした他の EU 法文書も、CCS プロセスに関連する活動を明示的に含める、または、除外するため、改訂がなされた。環境ライアビリティ指令（ELD: Environmental Liability）の改訂は、貯留活動が ELD の附属

[133] 現在は産業用排出物指令に組み込まれている。

書 III に含まれることを意味し、厳格な責任規定をもたらした。同様に、EU 排出権取引制度（EU ETS）を実施する指令の改訂により、CCS 指令に従って CO2 を回収、輸送、貯留する制度の下での排出権放棄の義務が撤廃される。CCS 指令は、炭化水素増進回収活動を規制するものではない。ただし、事業者が炭化水素増進回収の活動を恒久的な地中貯留と組み合わせた場合を除く。また、10 万トン未満の CCS を目的とする実証または研究開発プロジェクトも、本指令の適用範囲から除外される。

ASEAN諸国によっては、EIAも含め所管省庁の采配に一任している国もあり、法制度で採用されている文言にもよるが、既存の法制度を改訂せずに CCS/CCUS 事業で想定される事象等への対応が可能であることが、ヒアリング調査を通じて確認できた。これらの取り扱いが、石油・ガス産業に限定された慣習であるかは今後の確認事項ではあるが、今後 ASEAN 地域での共通基盤化の検討を進める上で重要な要素と考える。

d. CCS 指令における許認可モデル

CCS 指令は、CCS 活動の規制を目的とした 2 種類の許認可を導入している。探査許可は、潜在的な貯留サイトを評価するために必要な調査活動を規制する。貯留許可は、永久貯留の目的で地層に CO2 を圧入することを認めている。探査または貯留活動を実施するために必要となる許認可を取得しないことは、法令違反となる。

ア） サイト選定基準

サイト選定基準は、加盟国が CCS 活動のための適切な貯留サイトを確実に選定するため、また、選定した貯留サイトが、環境および人の健康に対して、いかなる漏えい、または、損傷のリスクももたらさないために必要となる。サイトの適合性を確保するためには、詳細なサイト選定プロセスが必要になる。加盟国は、貯留サイトの選定に必要な情報を得るために探査が必要とした場合、探査許可を付与する必要がある。許可は、必要な専門知識を有するすべての申請者を対象に、客観的であり、公表されており、非差別的な基準に基づいて付与される。

イ） 許可書によって与えられる権利

加盟国の適切な機関は許認可を発行することができ、その許可は一定の容積のエリアに対して付与され、保有者に対し、関連する貯留サイトを探査する独占権を与える。探査活動には、貯留サイトの特性を十分に明らかにするための掘削試験または圧入試験を含む。

ウ） 貯留許可：申請手順、要件、選定基準

適切な貯留場所が特定され、特性解析に成功した場合、潜在的な事業者は貯留許可の申請ができる。CCS 指令に基づき、特定のエリアに対する探査許可の所有者は、貯留許可の付与において優先権を与えられる。探査許可と同様に、加盟国は、貯留許可を必要な専門知識を有するすべての申請者に対して、「客観的、公表された透明性のある基準」に基

づいて付与できるようにする義務がある。事業者は、選定された貯留施設を運営するための技術的能力、必要な技術訓練や職員の育成、財政的健全性を有することを証明することが要求される。事業者は、貯留サイトの運営および閉鎖後の一定期間に関連する費用を賄うための財務保証を確保する義務を負う。

エ） 計画の作成

他の CCS に特化した法的枠組みと同様に、事業者は貯留サイトの閉鎖を含めた運用管理の方法を詳細に示す一連の計画を作成する必要がある。計画には、モニタリングの取り決め、人の健康または環境にリスクがある場合に実施する是正措置案の詳細、貯留サイト閉鎖後の措置案を記述する。CCS 指令では、事業者は、プロジェクトの期間中、計画とプロセスを頻繁に見直し、更新することが求められる。事業者は、環境および人の健康に対するリスクの変化、新たな科学的な知識、利用可能な最良の技術改善を計画に反映する必要がある。

オ） 閉鎖および閉鎖後

CCS 指令の重要な点の 1 つで、時間をかけて検討された項目が長期法的責任に関する規定である。欧州委員会は最終的に、CCS 指令内での移転メカニズムを採用した。この規定は、加盟国の国内法で制定された後に、事業者から加盟国の管轄当局へと、閉鎖後に法的責任の移転を可能にするものである。同指令は、責任の移転を可能にするために、事業者が満すべき条件、および、管轄当局が認可すべき条件を含む。

e. CCS 指令の実装に関する報告書

CCS 指令の第 27 条は、加盟国に対し、同指令の実装に関する報告書を 3 年ごとに欧州委員会に提出することを要求している。これらの報告書の提出後、欧州委員会は、EU 全域での指令の実装について欧州議会および理事会に報告することが求められる。現在までに、EU 委員会は 2014 年、2017 年、2019 年と合計 3 回の実施報告書を提出している。

f. CCS 指令レビュー報告書

CCS 指令の第 38 条は、欧州委員会が指令を見直し、欧州議会および理事会に報告書を提出することを要求している。同レビューは、EU 委員会の Regulatory Fitness and Performance（REFIT）プログラムの下で、この指令の有効性、効率性、一貫性、関連性、価値を評価するために行われる。2015 年に実施されたレビューの結果、EU CCS 指令は目的に適合しており、同指令の実施に関して入手できる情報は限られているにもかかわらず、CCS 業務の安全性を確保するために必要な規制上の枠組みと、加盟国の国内状況における実施に関して十分な柔軟性を加盟国に提供していることが明らかになった。

2）豪州連邦政府　OPGGS 法

豪州の政策立案者や規制当局は、世界で最も先進的かつ包括的な CCS に特化した規制枠組みを構築している。豪州連邦政府の 2006 年 OPGGS 法の規定は、CCS に特化した立法の世界初かつ詳細な事例のひとつである。以下では、同法制度の成り立ち、その発展の基礎となった主要な原則、最終的な規制の枠組みを整理する。

a. 法制度の枠組みの設計と内容検討

豪州連邦政府の OPGGS 法の制定に至るまでの流れをまとめたのが下図である。参考のため、州レベルの内容も含めている。

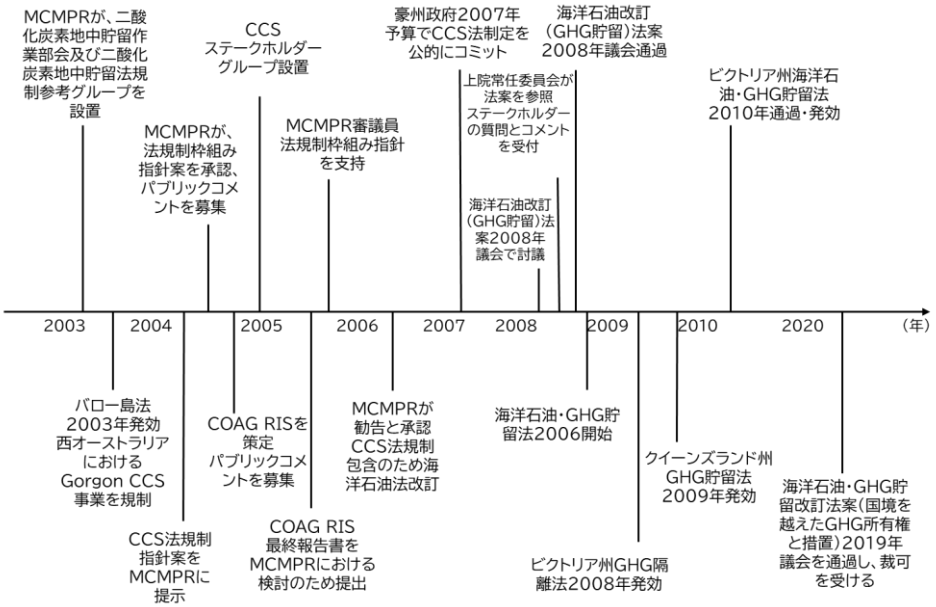


図 5-5 豪州連邦政府の 2006 年 OPGGS 法の制定に至るまでの経緯

出所）GCCSI（2022）を基に三菱総合研究所作成

豪州の法制度の検討プロセスは、2003 年 9 月に開始された。連邦政府の鉱物および石油資源に関する閣僚理事会（MCMPR: Ministerial Council on Mineral and Petroleum Resources）は、将来の CCS プロジェクトを支援する規制を進める目的で、二酸化炭素隔離規制作業部会（Carbon Dioxide Geosequestration Regulatory Working Group）を設置した。広範な協議と検討を経て、作業部会は、CCS に特有の規制の枠組みのための一連の国家的な指針「二酸化炭素回収及び地中貯留の法制度枠組みの指針（Carbon Dioxide Capture and Geological Storage Australian Regulatory Guiding Principles）」を策定した。同指針は MCMPR によって承認され、2005 年に豪州の規制指針として公表された（2005 年鉱物・石油資源閣僚会議）。

同指針は、豪州の全管轄区域で一貫した立法アプローチを採用することを目的としてお

り、最も重要な推奨事項は、「CCS に関する既存の法令は、必要に応じて特定、修正、強化すべきである」という点である。連邦政府と州政府は、同指針を考慮して、CCS の法的および規制的枠組みの設計と実装を行った。

連邦政府レベルでは、既存の石油規則を改正し、OPGGS 法とそれに伴う規制が設計され、CCS に特化したモデルを導入して、海域域内のパイプライン輸送、圧入、貯留活動を規制することとなった。州レベルでは、ビクトリア州、クイーンズランド州、南オーストラリア州、西オーストラリア州が、温室効果ガスの地中貯留、または CCS プロセスのその他の側面を規制する法制度を制定している。結果として、州または準州での陸域の法制度、州または準州の海域での法制度、連邦の海域での法制度という 3 つの豪州の貯留枠組みの制定につながった。

ASEAN 諸国によっては、豪州のように連邦政府と州政府の権限が明確となっている国もあり、豪州での法制度の整理方法は特に帯水層への圧入を検討する上で参考になる可能性がある。

ア） MCMPR 指針および事前評価

上述の通り、MCMPR 指針の策定は、MCMPR が二酸化炭素隔離規制作業部会を設置したことから始まった。同作業部会は連邦政府、州、地域の代表者から構成されている。規制作業部会は、規制作業部会、産業界、研究機関から構成されるより広範な二酸化炭素隔離規制参考グループ（Carbon Dioxide Geosequestration Regulatory Reference Group）の活動とも連携している。

2004 年 7 月、広範な協議と検討を経て、規制作業部会と参考グループは CCS に関する一連の規制指針案を MCMPR に提示した。MCMPR は、同指針が広範なパブリック・コンサルテーションの対象となることを条件に、原則として同原案を支持した。その後、規制作業部会は連邦・州首相評議会（COAG: Council of Australian Governments）規制影響評価書を作成し、指針草案を添付し、2004 年 10 月 8 日から 2004 年 11 月 29 日まで、パブリックコメントを募集した。

規制指針の起草において、二酸化炭素隔離規制作業部会は、CCS プロジェクトのライフサイクルの各段階で、民間事業者と規制当局の間での最良な責任分担を決定することを重要な問題として取り上げた。また、CCS プロセスによって生じる潜在的な健康、安全、環境リスクについても課題として取り上げている。この前提を基に、規制作業部会は、CCS 特有の規制枠組みの基礎となる 7 つの主要事項を特定した（①評価および許可プロセス、②アクセス権と所有権、③輸送に関する事項、④モニタリングと検証、⑤法的責任と閉鎖後の責任、⑥財政的事項、⑦環境保護）。

これらの問題に関して、現状維持、自主規制、政府規制の追加/改訂の 3 つのオプションを提示し、各オプションが、健康、安全、環境へのリスクについて、コミュニティの利益を守るか、炭素隔離を実施するため全国的に透明性のある一貫したアプローチを確保できるか、事業者、政府、コミュニティの観点から費用対効果が高く、将来の政府の介入や温室効果ガス政策措置を可能にする上で柔軟かつ動的であるか、について検討された。

COAG 規制影響評価書で記された既存の法制度と目的は、豪州の規制当局が CCS を規制する際の管轄区域の状況についての考察を示している。例えば、MCMPR の規制指針の重要な提言として、CCS に特化した修正を採鉱および石油生産活動を対象とする既存の法制度に加えるべきであるというものであった。このアプローチの根拠は、石油および鉱業における他の大規模プロジェクトに適用される既存の規制との整合性を確保することであった。この点で、既存の石油法に含まれる承認プロセス、環境保護、ガスのパイプライン輸送などの側面に関する規定は、CCS プロジェクトの規制のための基盤となると考えられた。

規制指針案のパブリックコメントが実施された後、連邦政府、州および準州、研究機関、産業界、環境 NGO の代表が参加する CCS ステークホルダー・グループが設置され、COAG 規制影響評価書を精査した。下表は、ステークホルダーが協議プロセスの期間中に提出した、法制度上の特定の問題に対処するための推奨事項の例を示している。

表 5-12 CCS ステークホルダー・グループの推奨事項

課題	推奨事項
評価および許可プロセス	・ 二酸化炭素漏えいリスクを最小化するため、立地選択に関して国のプロトコルと基準の必要性。
モニタリングと検証	・ 貯留 CO2 の認証、監査、管理、会計を対象とする国内 CCS 基準および手順策定の必要性。 ・ CO2 貯留サイトのモニタリングを中止する場合のガイドラインの必要性。
閉鎖後の責任と法的責任の移転	・ CCS プロジェクトの閉鎖後の責任を定義。 ・ 事業者がすべての義務と責任を果たした後（閉鎖後）の国への法的責任移転の必要性。
財政的な課題	・ 合意済の生態系の持続可能な開発や環境に関する政府間協定の原則に沿った、債券やその他の手法等の一貫した国内アプローチの必要性。

出所）GCCSI(2022)を基に三菱総合研究所作成

最終的な COAG 規制影響評価書は、協議段階でギャップとして特定された問題を明らかにし、可能な範囲で全ステークホルダーの見解を盛り込もうとした。最終的な規制指針は、2005 年 11 月に MCMPR によって承認された。下表は、MCMPR が策定した CCS プロジェクトに関する規制指針の一覧である。

表 5-13 MCMPR の推奨事項

課題	規制に関する推奨アプローチ	規制指針

1. 評価および許可プロセス	・ オプション 3(既存規則の追加的な改訂):一部の地域における既存規則の追加/改訂	・ 評価と承認のプロセスは、合意した国の手続きとガイドラインに一致すべきである。 ・ CCS に関する既存の法制度および規制は、必要に応じて特定、修正、拡大すべきである。
2. アクセス権と所有権	・ オプション 3(既存規則の追加的な改訂):既存の鉱業権および石油所有権が新規則の基礎となる。	・ CCS における地上及び地下の権利は、権利者に権利および義務に関する確実性を提供すべきである。 ・ これらの権利は、確立された立法上および規制上の取り決め、慣習および慣行に基づくべきであり、マルチユーザーの CCS インフラにも対応できるべきである。 ・ 地下貯留層に CCS 流を圧入する権利を付与する際には、政府は土地利用計画の問題を十分考慮すべきである。
3. 輸送に関する事項	・ オプション 1(現状維持):CCS 流の労働安全衛生に関する変更なし ・ オプション 3(既存規則の追加的な改訂):既存規制や産業が適応可能であるため。	・ CCS 流の輸送に関する規制は、可能な限り、合意された国内の手順およびガイドラインを用いて一貫しているべきである。
4. モニタリングおよび検証	・ オプション 3(既存規則の追加的な改訂)	・ 規制は、環境上、健康上、安全上、経済上のリスクを効果的かつ責任を持って管理するために使用する、明確・包括的・適時・正確・公にアクセス可能な情報収集が可能な適切なモニタリングおよび検証要件を規定すべきである。 ・ 規制は、回収、輸送、圧入、貯留されるガスの量、組成、位置並びに排出の正味の削減を適切な精度で確立する枠組みを提供すべきである。これには、漏えいの特定と計算を含めるべきである。
5. 法的責任と閉鎖後の責任	・ 法的責任:オプション 1(現状維持) ・ 閉鎖後の責任:オプション 3(既存規則の	・ 現行の規制指針と慣習法は、CCS プロジェクトのすべての段階の法的責任に適用すべきである。 ・ CCS 閉鎖後についての政府の検討事項は、事業者、政府、将来世代の健康、環境、財務上リスクへ

	追加的な改訂）：政府の政策は、規則の改正前に決定される必要がある。	の曝露を最小化することを目的としなければならない。
6. 財政的事項	・ 閉鎖後の責任：オプション 3（既存規則の追加的な改訂）：政府の政策は、規則改正前に決定される必要がある。	・ CCS プロジェクトのすべての段階において、新たな規制の導入よりも、確立された立法、規制、会計プロセスを用いるべきである。 ・ CCS プロジェクトに関連する収入、資本、運営コストは、課税目的では他の事業と同様に扱われるべきである。 ・ 規制は、CCS 活動に対する閉鎖後の責任を踏まえ、そのようなリスクの管理を支援する適切な金融商品を検討すべきである。

出所）GCCSI（2022）を基に三菱総合研究所作成

イ） 法制度の策定

MCMPR の規制指針は、連邦政府が現行の 2006 年海洋石油法（連邦法）を改正し、豪州沖合海域における CCS の規制枠組みを組み込むための法整備の基礎となった。CCS 技術に関する規制と許可について調査していた下院の科学技術革新常設委員会は、その後、豪州における CCS 活動を規制する法制度策定のための検討事項を以下のように特定した。

- 法制度上の措置が複数の地域と許可に関わることを踏まえ、全ての州と地域にわたって一貫した法制度を確保する。
- CCSプロジェクトを促進するために、CCSへの適用可能性を考慮しつつ既存の石油法を改正する。
- CCS特有の規定に基づく、新たな権利および義務の導入により、石油探査および鉱業の既存の権利が損なわれないことを保証する。
- サイト選択基準の明確化と事業者にとって負担が大きくない堅固な検証・モニタリングシステムを確立する。
- サイト閉鎖、閉鎖後のモニタリング、長期法的責任の明確化により、投資家が大規模プロジェクトに着手するための確実性を確保する。
- CCSプロジェクトの圧入段階と圧入後の段階を含む財政的責任に関する規則を定める。
- 二酸化炭素の圧入および隔離に将来にわたって適用できる柔軟な規制を確保する必要性がある。
- 環境破壊や公衆衛生へのリスクが発生した場合の財政責任を定義し、国民の信頼を高める。

2008 年海洋石油改正（温室効果ガス貯留）法案は、2008 年 6 月に豪州議会に提出された。この法案の原案は、サイト計画、開始前および開始後の石油所有権の保護、パイプライン、先住民の権利、第三者のアクセス、鉱区の開放、重大な悪影響を及ぼす重大なリスク、長期的な法的責任に関する懸念が含まれていた。同法案の公開草案は、下院の科学技術革新常設委員会にも提出され、同委員会は同法案を検討し、採択すべき推奨リストを提示した。推奨リストでは、既存の石油権益の保護、事業者の投資のため確実性の提供、温室効果ガスの探査と圧入のための透明性があり体系的な鉱区開放プロセスの提供、他の資源権益との相互作用の管理、パブリックコメントを受領するプロセスの確立、先行する事業者に与える財政的インセンティブ、長期法的責任の移転前のサイト閉鎖の厳格な基準の確立等の問題点を提起した。しかしながら、プロセスは幾度となく遅延し、海洋石油改正（温室効果ガス貯留）法案は 2008 年 11 月に議会を通過し、2006 年海洋石油および温室効果ガス貯留法（Cth連邦法）（OPGGS 法）は最終的に 2008 年 11 月に発効した。その後、同法の下で、CCS プロジェクトの圧入と貯留、環境、安全、資源管理、執行的な側面を支援するための多くの法制度が制定された。

CCS プロジェクトの複数地域間および複数許可の禁止に対応するため、2020 年に法制度が改正され、連邦の規制枠組みが最終的に完成した。新たな改正では、連邦領海と州またはノーザンテリトリー沿岸水域との境界にまたがる単一の温室効果ガス（GHG）所有権付与および管理を規定し、隣接する連邦 GHG 所有権との統一を可能にした。この重要な改正は、元の法制度の成立後に時間をかけて行われ、最終的には州および連邦の管轄区域を越えて貯留を行う CCS プロジェクトに、規制上の確実性をもたらした。

b. 豪州連邦政府の法制度の主要な内容

2006 年 OPGGS 法は、沖合海域の CCS 活動に関する連邦政府の法制度の中心的な役割を果たし、豪州連邦政府の既存の石油制度は複数の変更がなされた。また、OPGGS 法は、政策の進展に対応し、法制度上の課題に対処するために複数回改正された。2020 年初めに行われた最新の改正によって、連邦領海と州または領土の沿岸水域との境界をまたぐ単一の GHG に係る権利の付与および管理が可能となった。

ア） 海域での法制度の重要な側面

OPGGS 法は、探査プロセス、インフラ施設の建設と運営、連邦の水域への GHG 物質[134]の圧入を規制している。事業者は、プロジェクトのライフサイクルを通じて活動を行うために適切な権利を確保することが求められており、この法制度は、適切な貯留場所の探査から最終的な圧入に至るまでの許可モデルを導入している。

---

[134] 同法制度では温室効果ガス物質という用語が利用されている。二酸化炭素（気体または液体状態）、その他の所定の温室効果ガス、同法制度で定義されている物質の混合物が含まれる。

イ） 鉱区の開放

豪州連邦の沖合海域内での鉱区の開放は、サイト選定のプロセスの出発点となり、事業者に対し、特定地域内の CO2 貯留サイト候補で探査を行う機会を提供する。海域でのGHG 貯留事業のための鉱区開放プロセスは、石油事業での既存のモデルを利用している。これまで、2009 年、2014 年、2021 年の 3 回、GHG 貯留のために鉱区が開放された。

ウ） 法に基づく他の所有権との関連

同法制度では、関連する GHG に係る権利を付与する際に、石油探査および生産活動への影響を考慮することが求められる。したがって、同法は、これらの所有権との関連と、既存または将来の石油所有権に対する CCS 事業の影響についての広範な規定を含む。GHG に係る権利と石油探査の所有権の間に競合の可能性がある場合、担当大臣は GHG に係る権利の付与によって、石油所有権に重大な悪影響を及ぼす重大なリスクが存在するか否かを評価する。悪影響が生じることが判明した場合、GHG に係る権利は得られない。または、担当大臣は、許認可の判断を下す前に、2 者間に商業上の合意があるか否かを検討する。

エ） 許認可モデル

同法の下では、連邦政府の水域の貯留サイト候補地の探査を行う事業者は、GHG 評価許可（GHG assessment permit）の取得が求められる。この許可証により、所有者は、指定された許可区域内で、潜在的な GHG 貯留層および潜在的な GHG 圧入サイトの探査活動を実施できる。

GHG 評価許可は、GHG 保有リース（GHG holding lease）に移行できる。この段階では、特定した GHG 貯留層に関する宣言を行い、事業者が圧入および貯留活動の延期を希望する。あるいは、特定した GHG 貯留層に関する宣言後に、圧入および恒久的な貯留活動が GHG 圧入リース（GHG injection lease）の下で許可される。

圧入に係る許可書の付与では、圧入井が許可区域内にあることを条件として、許可区域内の特定した GHG 貯留層に GHG 物質を圧入する権利を保有者に与える。認可は、圧入された GHG の恒久的な貯留、ならびに、探査および評価活動に対する同等の権利を認可するものであり、GHG 評価許可または GHG 保有リースのいずれかに基づいて与えられる。法に基づく他のすべての権利と同様に、これらの行為を許可なく行うことは法令違反になる。

オ） 閉鎖および閉鎖後の段階

同法に基づき、貯留サイトの閉鎖のための正式な手続きが定められている。同規定は、既存の石油モデルに基づいているが、CCS プロセスの新たな課題に対処するために連邦政府が導入した。

カ） サイト閉鎖証明書

圧入に係る許可書の所有者は、圧入終了後に、許可証に記載された貯留サイトの閉鎖許可証を大臣に申請する。担当大臣は、圧入作業が法の要件に従って停止しているか否かを評価した後、事前証明書通知書を発行する。この事前証明書通知書は、担当大臣が申請者に対し、貯留サイト閉鎖証明書を発行する準備があることを示す。通知書が発行され、申請者が必要な保証金を支払った後に、サイト閉鎖証明書が発行される。事業者の申請から 5 年以内に、担当大臣は、証明書を付与するか否か評価を行う。

キ） 閉鎖保証期間および責任移転

同法制度は、CCS プロジェクトの終了後の管理に関する規定を含み、長期法的責任の管理に関する包括的な規定を含む。同法制度の下で、事業者は CCS プロジェクトの存続期間中、法令上およびコモンロー上の法的責任を負うが、閉鎖作業が終了し、閉鎖保証期間（Closure assurance period）の完了が正式に宣言されると、この法的責任を連邦政府に移転する機会を得る。

サイト閉鎖証明書が発行され、少なくとも 15 年の期間が経過した場合、事業者は担当大臣に対し、閉鎖保証期間終了の宣言を要求できる。圧入終了からサイト閉鎖証明書の発行に至る期間の5年間と合わせて、事業者は、操業終了後、少なくとも 15 年から 20 年間はサイトに対する法的責任を負う。

ク） OPGGS 法の下での規制

二次規制（Secondary regulations）は、OPGGS 法の下で確立された許認可制度とプロセスを詳細に規定している。特に、環境計画の内容、健康と安全の要件、新たに作成されたCCSに係る権利と石油および石油所有権の関連について、より詳細に規定している。下記の 4 件の規制が該当する。

- 2011 年海洋石油・温室効果ガス貯留（温室効果ガス圧入および貯留）規則
- 2011 年海洋石油・温室効果ガス貯留（資源管理・執行）規則
- 2009 年海洋石油・温室効果ガス貯留（環境）規則
- 2009 年海洋石油・温室効果ガス貯留（安全）規則

（5） CCS/CCUS の法制度の検討段階、作成段階における留意点の整理

EU CCS 指令及び豪州連邦政府の OPGGS 法の作成までの流れの調査結果を基に、政策立案者や規制当局が国内の枠組みを設計・構築する際に考慮する必要が出てくる可能性がある側面を特定した。その結果、ここでは CCS/CCUS の法制度の検討段階、作成段階における留意点の整理を行った。

1） CCS/CCUS の法制度の基本設計

a. CCS/CCUS の法制度の開発手法

EU や豪州連邦政府をはじめ、これまでに各国で策定された CCS/CCUS に特化した法的・規制的枠組みの事例を踏まえると、CCS/CCUS の法的・規制的枠組みの規定にあたって、各国の規制当局や政策立案者が選択するアプローチは、石油ガスなどの資源を規制する既存の規制枠組みを利用し CCS/CCUS に特化した規定まで拡大するアプローチ、独立した CCS/CCUS に特化した法的枠組みを制定するアプローチ、特定の CCS/CCUS プロジェクトのみを規制するプロジェクト固有の法制度を制定するアプローチの 3 種類に分類できる。それぞれの概要を下表にまとめる。

表 5-14 CCS/CCUS 法制度の開発アプローチ

種類	概要	例
既存の法的枠組みを活用し CCS/CCUS に特化した規定まで拡大した法制度	・ 石油・ガスおよび関連事業に関する既存の法制度を基盤とし、CCS/CCUS に特化した法令を追加する方法 ・ 探査・貯留活動の許認可要件、監視・報告義務、責任・財政保障規定、閉鎖と長期責任等、既存の法制度では対象としていない内容を追加で規定する法的枠組み。	・ 米国 ・ 一部の EU 加盟国 ・ 豪州
CCS/CCUS に特化した独立した法制度	・ 地下貯留地点の選定、探査・貯留活動の許可、監視・報告、責任・財政保障規定、閉鎖と長期責任に関する一貫したプロセスを含む法的枠組み。	・ EU
特定の CCS/CCUS プロジェクト特有の法制度	・ 特定の CCS/CCUS プロジェクト固有の法制度であり、単一のプロジェクトの操業を規制する。例として、西オーストラリア州のゴーゴン CO2 圧入プロジェクトを規制するバロー島法が挙げられる。	・ 豪州（バロー島法）

出所）三菱総合研究所作成

これらの 3 種類のうち、どのアプローチを採用すべきかの判断においては、各国の状況と既存の法的・制度的枠組みの妥当性を総合的に評価した上で、CCS/CCUS 事業全体を規制するために最適なアプローチを選定することが求められる。

EU CCS 指令の場合、欧州委員会は、CCS 事業全体の規制と超国家体制における法制度の設計という二つの課題に対処するために、独立した規制枠組みの方が適していると判断した。欧州委員会の評価および協議プロセスでは、CCS 活動を既存の EU 法に組み込むためには、既存の EU 法の大幅な調整が必要であることが明らかになっている。また、独立した CCS 法制度の設計においては、CCS 活動が EU 排出量取引制度（EU ETS）に組み込まれ、CCS 活動が CO2 の恒久的な貯留に繋がるような手法で CCS プロセスに関連するリスクと責任に確実に対処することにも留意している。

なお、CCS 指令が欧州加盟国に移行されるプロセスにおいて、英国とノルウェー等の一部の加盟国は、既存の石油・ガス許認可制度に EU CCS 指令の要件を取り入れている。これらの国の既存の法的枠組みが、関連するリスクを管理でき、事業者にとって馴染みのある規制であったことに基づいている。

豪州連邦政府の OPGGS 法の場合、既存の石油ライセンス制度に CCS 活動に組み込む手法を選定している。政府は検討プロセスの一環として様々な選択肢を検討したが、石油探鉱・生産事業は CO2 貯留事業と多くの類似点を有しており、CCS 事業を規制できる基盤が既に存在していたと判断している。なお、豪州西オーストラリア州のバロー島法は、特定の CCS プロジェクト固有の法制度であり、プロジェクトの操業時期に合わせて連邦や他州の法制度に先駆けて作成する必要があったため、特定の CCS プロジェクト特有の法制度を策定するアプローチを選択した。

どのアプローチを採用するかの最終判断は各国政府が行うものの、CCS/CCUS 業務に関連するリスクとプロセスに対処する場合を想定した、既存の石油ガス関連などの関連法制度の成熟度、充実度、活用実績、柔軟性は検討すべき重要な要素である。

b. CCS/CCUS の法制度の対象範囲

CCS/CCUS 事業には、気候変動緩和のための永続的な CO2 貯留を主目的とした CCS 事業だけでなく、炭化水素の増進・回収を主目的とする炭化水素増進回収（EHR: Enhanced Hydrocarbon Recovery）を組み合わせた CO2 貯留である CCUS 事業も存在する。法制度を作成する際のアプローチを選択する上では、各国の気候変動政策や CCS/CCUS 法制度において、CO2-EHR 活動がどのように取り扱われるかも影響する。CO2-EHR の場合には、石油ガス活動の一環として、既存の石油ガス関連の法制度の延長線上で事業を規制することができる可能性がある。他方で、気候変動緩和のための永続的な CO2 貯留を主目的とした CCS 事業の場合には、永続的な CO2 の貯留を担保するための詳細な規定が必要となる。

今回、調査対象とした EU CCS 指令と豪州連邦の OPGGS 法では、石油増進回収法（EOR: Enhanced Oil Recovery）に対して異なるアプローチを取っている。EU CCS 指令では、欧州委員会が環境保護と気候変動緩和に重点を置いていることから、CO2 の恒久的かつ安全な地下貯留にのみ焦点を当てている。同指令は、EOR 活動は適用範囲から除外されており、EOR は一定の条件に従って CO2 の永久貯留と組み合わせた場合にのみ CCS 活動とみなすことができるとしている。一方、豪州連邦の OPGGS 法では、CO2-EOR は法律の規定に従って再許可され、関連する許認可が付与されない限り、CCS 活動とは見なされない。OPGGS の規定の下においては、CCS と EOR は異なる規制の枠組みと許認可プロセスが適用され、明確に区別される。

この事例のように、CCS/CCUS 事業に対する各国の政策的位置づけの違いが、CCS/CCUS に特化した規制の枠組みが必要か、あるいは、既存の法制度を改正することで対応するかを判断するための一つの指針となり得る。

c. CCS/CCUS の法制度の全体構成

CCS/CCUS の法制度を考える上では、CCS/CCUS 事業に共通するプロジェクトライフサイクルが参考となる。一般的な CCS/CCUS 事業は、スクリーニング、探査許認可の取得、評価、貯留許認可の申請、設計、建設、運転、閉鎖、閉鎖後の責任移転の一連の流

れで構成される。

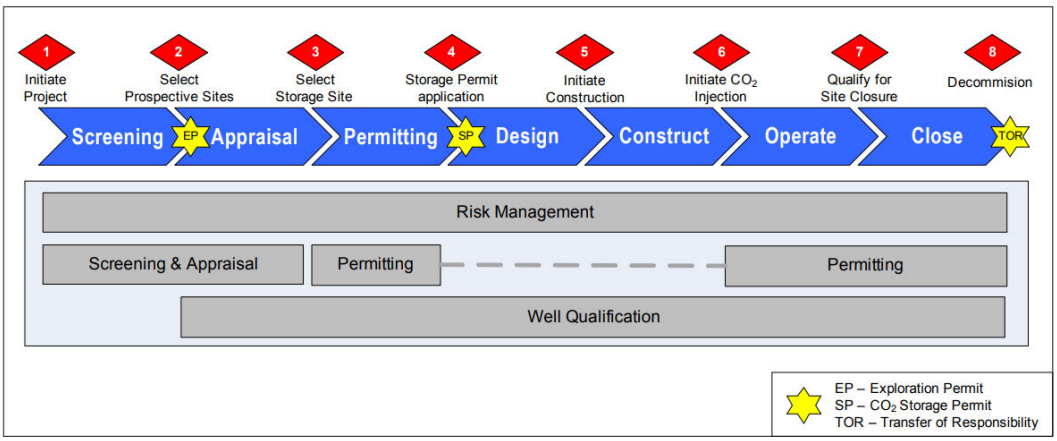


図 5-6 CCS/CCUS プロジェクトの一般的なライフサイクル

注）図中で星形で示された EP, SP, TOR は、それぞれ探査許可、CO2 貯留許可、責任移転を示す。Well Qualification には、対象となる坑井が要件を満たして機能しているかを確認するプロセスが含まれる。
出所）DNV “Geological Storage of Carbon Dioxide” https://rules.dnv.com/docs/pdf/dnvpm/codes/docs/2013-07/RP-J203.pdf（閲覧日：2022 年 3 月 1 日）

今回調査を行った EU CCS 指令や豪州連邦政府の OPGGS 法等、これまで各国の政策立案者や規制当局が検討してきた CCS/CCUS の法制度では、CCS/CCUS プロジェクトのライフサイクルを反映し、CCS 事業の全期間にわたって責任を割り当てる許認可アプローチを採用している事例が多く見られる。

プロジェクトライフサイクルに沿った許認可モデルの場合、初期の計画立案・調査段階、プロジェクトの操業段階、閉鎖・閉鎖後の期間に至るまで、明確に定義されたプロセスと各主体の義務を規定することができることから事業全体のコストやリスクを時間軸上で把握することが可能となり、事業者と規制機関の双方にとって有益となる。また、資金調達や保険の手当を検討する点でも重要な情報となる。同アプローチでは、CCS/CCUS 事業を実施する事業者は、プロジェクトライフサイクルにおける複数の時点で一連の許可を取得することが求められる。具体的には、探査に係る許認可、圧入に係る許認可、閉鎖に係る許認可等が挙げられ、関連する規制当局は、事業者がこれらの特定の活動を実施することに対し、許可および要求することとなる。CCS/CCUS の法制度には、各種許認可の取得に当たって必要となる情報要件も含まれており、多くの場合、貯留地の管理に対する事業者の対応方針等を含む詳細な計画を提出する必要がある。CCS 事業は許認可の取得をひとつのマイルストーンとして、計画・調査段階、プロジェクトの運用段階、閉鎖および閉鎖後の段階に段階的に移行することができる。

2）CCS/CCUS の法制度の策定時に考慮すべき点

a. 作成に要するステップと期間

豪州連邦政府と欧州委員会が採用したアプローチでは、CCS/CCUS に特化した法制

度の整備には多大な時間を要したことが明白である。法制度の整備にあたっては、広範囲にわたる内部での検討と分析を行ったのち、産業界や一般市民、その他のステークホルダーとの協議を行い、広く意見を収集している。この後、内容面での広範な見直しの期間を経ており、結果として、承認までに複数年を要している。なお、法制度の策定過程は、既存法制度の見直しや特定の問題に対する解決策の特定といった公式の策定プロセスだけでなく、法制度の承認後の実プロジェクトに合わせた法制度の見直しも含む継続的なプロセスとして見なす必要がある。

各国、都市、地域で気候変動目標への取り組みが加速しており、国レベルの対応の一環として CCS/CCUS に特化した法制度の枠組みを策定する場合、政策立案者や規制当局は、整備までのタイムラインを把握し、技術の導入に対する政策上の決定や、商業的な CCS/CCUS の導入に対する業界の取り組みに法制度が与える影響を考慮することが求められる。

b. 関連法制度との調和

CCS/CCUS 事業を規制する法制度がどのようなアプローチで検討されるかに関わらず、CCS/CCUS 事業の回収、輸送、貯留の各活動には、幅広い国内法令が適用される可能性が高い。操業責任、汚染防止・管理、健康・安全、計画・環境影響評価を規制する法律は、いずれも CCS/CCUS 事業のあらゆる側面に適用される。政策立案者、規制当局、事業者は、これらの関連する制度を CCS/CCUS 以外の産業活動やインフラ活動に適用することは精通していると考えられるものの、これらの広範な法律が CCS/CCUS 事業に及ぼす影響と範囲については、慎重に検討することが必須となる。

EU CCS 指令では、初期の法制度評価により、CCS 事業の全体または側面に影響を及ぼす可能性のある既存の規制が検討された。ここで、水・廃棄物管理、環境影響評価（EIA）、環境責任を規定する EU の法律は、CCS 事業に適用可能であることが特定され、欧州委員会による精査が行われた。その結果、EU の CCS 指令を通じて一連の修正が実施され、適用範囲に CCS 事業を含める、または、明示的に除外する対応を取ることとなった。

豪州連邦政府の OPGGS 法では、EU CCS 指令と同様の既存の関連法制度のレビュープロセスが実施され、豪州での CCS 事業に適用される可能性が高い、複数の法制度が明らかになった。最終的に作成された豪州連邦政府の CCS に特化した法制度は、既存の石油許認可モデルに基づいたものであるが、CCS 事業の初期計画段階から最終的な閉鎖に至る回収、輸送、貯留の各プロセスには、広範な連邦および州レベルの法制度が適用される。豪州連邦レベルにおいても、環境保護の管理や温室効果ガス排出に関する報告制度は、豪州国内で CCS 事業を行う事業者に関係する可能性がある。

CCS/CCUS に特化した制度の設計にむけた準備段階では、関連する既存の法律や規制の見直しが、規制当局や政策立案者にとって重要な実施事項となる。見直し時には、CCS/CCUS の各プロセスに対し障壁となり得る法律を特定することに加えて、CCS/CCUS の技術実装を促進するために既存の法的枠組みをどの程度適用できるか

を明らかにすることもできる。

c. 許認可機関の特定、組織間連携

既に CCS/CCUS に特化した法制度を有している国・地域の事例を踏まえると、CCS/CCUS の法制度の枠組みの策定、実装、運用には、複数の政府関係者や規制当局が関与する可能性が高い。特に CCS/CCUS 事業では、資源開発、環境保護、廃棄物や水管理等、複数の政府機関や規制当局が所管する範囲内で事業が行われることとなり、様々な規制当局の役割と責任、また、各規制当局に与えられる権限と手段を厳密に精査することが重要となる。

また、プロジェクトライフサイクルの全ての段階において効率的に CCS/CCUS 事業を進展させるためには、様々な規制との調整が重要となる。豪州や複数の欧州加盟国では、CCS/CCUS に係る権限の付与、管理責任を負う主な権限・機関・大臣が、関連法令の中で明確に特定されている。一方、他の規制当局や機関との継続的な連携が必要となるという課題も存在する。これらの課題に対処するために、政策立案者および規制当局は、規制プロセス内で不必要な遅延を引き起こす可能性のある潜在的な障壁を取り除くために、規制制度の合理化や関連機関間での調整に係る検討が求められる。

d. 法制度の実装にあたっての能力開発

CCS/CCUS 事業を規制する機関では、CCS/CCUS に係る技術と規制当局としての役割と責任の双方に精通していることが求められる。これから CCS/CCUS 法制度を設計する各国の CCS/CCUS の法制度の管理責任を負う政府省庁の多くは、CCS/CCUS 事業の経験が限られている。また、許認可と管理の責任が、主導的立場となる機関以外のより広範な政府省庁や規制当局にまで及ぶ場合、さらなる課題が生じる。このため、CCS/CCUS 事業と、事業から生じうるリスク管理に関する知識の欠如によって、CCS/CCUS 事業の遅延が生じる可能性がある。CCS/CCUS に特化した法制度の中心的な管理者となり得る政府機関および規制当局は、CCS/CCUS 事業とそのリスクに対処するために、政府全体の協議や能力開発のプログラム等が必要となる可能性がある。

e. 実事業に即した法制度の定期的な見直し

ヒアリングや文献調査から明らかになった懸念のうちの一つとして、豪州連邦政府や EU などをはじめとした CCS/CCUS に特化した法制度の中には、法制度の整備後に、実際の CCS/CCUS 事業への適用が十分になされていないものがある。CCS/CCUS 事業が計画・実施されていない場合や、閉鎖段階まで到達した事業が無い場合など長期にわたる CCS/CCUS 事業においては、依然として政策立案者や規制当局が法制度の有用性を検証する機会が限られている。また、実務経験の不足によって、ハブ＆クラスターや越境輸送などの複数事業者が CCS/CCUS 事業に関わることで生じうる新たな問題点を特定する際に課題が生じる可能性がある。CCS/CCUS に特化した法制度の実効性や合理性を検

証するには時間を要するため、特に初期段階の CCS/CCUS 事業の場合、規制当局はより柔軟なアプローチを反映する必要があると考えられる。例えば、ASEAN 域内共同の実証事業を通じた取組を進め、得られた知見を基に、ハブ＆クラスターや越境輸送に係る共通基盤の考え方を検証してから導入を行う方法を採用することも一案である。

（6）ASEAN 地域の CCS/CCUS の法制度の共通基盤の作成に向けた提言

CCS/CCUS の法制度で検討が必要となる項目の整理、および CCS/CCUS の法制度の策定時に考慮すべき点の整理結果を基に、ASEAN 地域の CCS/CCUS の法制度の共通基盤の作成に向けた提言を次に示す。

- CCS/CCUS の政策的位置づけを踏まえた法制度の対象範囲の設定

CCS/CCUS 事業の構想検討や貯留適地の選定に時間と費用を要する CCS/CCUS 事業の特徴を踏まえると、ASEAN 地域の中でも、石油・天然ガス産業が発展している国々においては、石油・天然ガス操業の一環としての CCS/CCUS 事業の開発が先行して進む可能性がある。例として、大規模排出源から排出された CO2 を分離・回収し、近隣油・ガス田に圧入し、石油やガスの増産を図る CO2-EOR や CO2-EGR のほか、高濃度 CO2 含有ガス田開発において分離・回収した CO2 を近隣の枯渇油ガス田に圧入することによるガス田開発に付随した CO2-CCS の開発が先行する可能性である。

これら石油・天然ガス産業の延長で実施可能な CCS/CCUS 事業については、既存の石油・天然ガス関連の法制度に則って実施される可能性がある。一方、石油・天然ガスの操業とは別に実施される CO2 の永久貯留を目的とした帯水層への CO2 貯留の場合には、CO2 貯留の永続性を確保するための追加規定が求められる可能性がある。

このような CCS/CCUS 事業の位置づけの違いが、既存の法制度を改正することで対応するか、または CCS/CCUS に特化した規制の枠組みで対応するかを判断するための一つの指針となり得る。そのため、ASEAN 地域の共通基盤の策定にあたっては、法制度の対象範囲を明確にし、それぞれの事業に適した法制度の共通基盤を検討することが求められる。

- 石油ガス操業の一環としての CCS/CCUS 事業からの段階的移行への対応

ASEAN 地域における CCS/CCUS 事業は、既存の石油・ガス操業の一環としての CCS/CCUS 事業が先行して進んでいる。したがって、まずは石油・ガスのサイトへの圧入に係る法制度の導入・見直しを行い、石油・ガスのサイトへの圧入で十分な実績を得た上で、帯水層等への CO2 の永久貯留を目的とした CCS 事業へと段階的に移行していくことが ASEAN 諸国の実態を捉えた、より現実的な法制度整備の進め方と考えられる。

豪州では、先行して検討が進んでいた CCS/CCUS プロジェクトに対し、単一のプロジェクトの操業を規制するプロジェクト特有の法制度が導入されたが、インドネシアとマレーシアは、石油・ガス関連の CCS/CCUS 事業向けに法制度を検討している段階にある。また、欧州のようなすべての対象範囲を包含する独立した CCS/CCUS 法制度の共通基盤を ASEAN で検討するには、石油・ガス関連以外で公開されている案件候補は見当たらず、材料不足と考えられる。

これら現状を踏まえ、ASEAN のなかでも先行して検討が進むインドネシア及びマレーシアの動きを捉えながら ASEAN 地域における CCS/CCUS の法制度共通基盤を構築

することが肝要であると考える。すなわち、石油・ガス操業の一環としての CCS/CCUS 事業を複数実施し、各国の規制当局、事業者の双方にとって馴染み深い石油・天然ガスの関連規制や許認可プロセスを用いて、プロジェクトの評価～設計～運転に係る一連の許認可の実績及びモニタリングの経験を積むことが望ましいといえる。その際、政策立案者や規制当局と共に、法制度の面で必須の点、欠如している点を洗い出し ASEAN 地域内で共有し、共通基盤を策定することで、石油・ガス関連の CCS/CCUS 法制度を導入しない国においても帯水層等への CO2 貯留に係る法制度の導入を円滑に進めることが可能となる。

- CCS/CCUS 事業に特有の論点の検討

既存の文献の比較調査を行った結果、複数文献で共通して取り上げられた CCS/CCUS 事業に特有の項目が存在した。具体的には、CCS/CCUS 事業を検討する上での前提となる広範な法制度の課題（CO2 の分類、所有権、他のユーザーとの競合や優先権の問題）、CCS に適用される既存の法制度の課題（環境や人体への影響、第三者アクセス等）、CCS に特化した法制度の課題（CO2 輸送、貯留許可、MRV、長期責任）を挙げた。

これら項目は、CCS/CCUS に特化した法制度を設計する上で特に重要な点といえるため、各国での CCS/CCUS 法制度の共通基盤の検討において重点的に議論が求められる項目といえる。各国の実情や CCS/CCUS 事業の主旨によって重要とされる項目は異なるため、今回ヒアリングした専門家の意見においては、本調査にて比較した文献に登場した表 5-7 に示した全 32 点の検討項目のすべてを初期段階で精査することが望ましいという意見が聞かれた。具体的な精査方法については統一した見解はなかったが、前述のとおり共通基盤策定を段階的に進めるにあたり、まずは既存の石油・ガス関連の法制度がそれら 32 点を言及しているか簡易スクリーニングを行うことも一案である。まったく言及されていない項目においては、それら項目を考慮した場合の基本的な考え方や、影響等を精査するための補助的説明を共通基盤に追加することも一案と考える。

- 新たな CCS/CCUS 事業モデルへの対応

CCS/CCUS プロジェクトの運用形態は、単一ソース・単一シンクのビジネスモデルから、ハブ＆クラスターアプローチのビジネスモデルへと変化している。場合によっては、複数国からの参加があり、国境や管轄区域を越えて CO2 の輸送と貯留が生じる可能性がある。そのため、近年の CCS/CCUS プロジェクトの変化に起因する新たな法制度上の課題への対応が重要である。

具体的には、海外から輸入し貯留した CO2 に付随する責任の明確化、複数の輸送・貯留インフラ事業者間の財務責任の管理、様々な利害間の対立を解決するメカニズム（例：既存の資源権益や洋上風力プロジェクトのような他の排出削減活動を含む）、既存のインフラ転用に関する要件等についての重要度が増す可能性がある。ASEAN 地域での法制度の共通基盤においても、これらの新たな CCS/CCUS 事業モデルへの対応が必要とな

る可能性がある。特に船舶輸送においては、CO2 輸送に係る規定を有するロンドン議定書では、CO2 輸出国と CO2 輸入国の間に二国間合意を必要としている。ASEAN 諸国は、ロンドン議定書に係る国際条約に加盟していないことから、今後のロンドン議定書の下で実行される実例等を参考に、ASEAN 地域として考慮すべき点を検討する必要がある。

- 各国の実情に合わせた CCS/CCUS 事業の法制度の共通基盤の開発と組み込み

ASEAN 地域での CCS/CCUS 事業の法制度の共通基盤を、各国の CCS/CCUS 事業の法制度に組み込むプロセスは、各国の状況によって異なることが想定される。EU の CCS 指令の調査で整理した通り、CCS 活動を既存の法制度に組み込むためには、既存の関連法制度の大幅な調整が必要であると判断し、独立した CCS 法制度を設計した例のほか、関連するリスクの管理を容易とし、事業者にとって馴染みのある規制を活用するために、既存の石油・ガス許認可制度に EU CCS 指令の要件を取り入れた例もある。ASEAN 地域での CCS/CCUS 事業の法制度の共通基盤の詳細度合いによるものの、各国の法制度に共通基盤の要素を反映し、活用するためには、上述のとおり、各国の実情に十分配慮した共通基盤の開発と活用に向けた能力開発が重要となる。

- CCS/CCUS の法制度に係る共通基盤の実プロジェクトに合わせた定期的な見直し

CCS/CCUS 事業では、一般的に構想検討から閉鎖後まで、数年～数十年を要するといわれている。また、CCS/CCUS 事業の進展や各要素技術の開発に伴い、新たなビジネスモデルや先進技術が登場する可能性がある。そのため、CCS/CCUS 事業の法制度の共通基盤を整備した後に、実際の CCS/CCUS 事業を規制するなかで生じる種々の課題や新たな対応事項を踏まえた法制度の共通基盤の継続的な調整が必要となる可能性がある。

CCS/CCUS の法制度は、CCS/CCUS 事業への参加主体の責任範囲やリスクを明確にする役割を果たすことが期待されることから、CCS/CCUS 事業の普及を阻害する頻繁な内容変更は望ましくないと考えられるものの、法制度の予見性と透明性を確保しながら、定期的な見直しが求められる可能性がある。

- ASEAN 地域の共通基盤の必要性についての認識共有と意見収集

ASEAN 地域において、CCS/CCUS 事業の政策的位置づけ、計画進捗度、関心度は各国によって異なる。また、各国によって、大規模排出源の有無や CO2 の貯留ポテンシャルが異なり、CCS/CCUS 事業の実現可能性も異なる。今後、ASEAN 地域での CCS/CCUS 事業の共同開発や CO2 の越境輸送等、一国に留まらない CCS/CCUS 事業のビジネスモデルが生まれることが想定されることから、ASEAN 地域大での法制度の共通基盤の必要性に関する政策立案者の認識共有が必要となる。一部の国では、CCS/CCUS 事業に特化した法制度の検討が進捗していることから、ASEAN 地域での先行事例を共有しつつ、CCS/CCUS 事業の法制度への政策立案者の理解を促進することが求められる。

アジア CCUS ネットワークに関する調査支援に詳細を記すが、アジア CCUS ネットワークは、このような政策立案者の啓発活動に適切な場であると考える。また、官民フォーラムの開催は、地域における CCS/CCUS 事業の最新動向の情報共有だけでなく、政府側の CCS/CCUS に係るスタンスを民間に対して示すことができる場でもあり、CCS/CCUS 事業への事業者の関心を継続的に引き付けることが可能となる。ASEAN 地域における CCS/CCUS 事業の普及には、官民連携が大前提にあることから、官民の間の協議を円滑するためにアジア CCUS ネットワークを活用することは有用であると考える。

5.2 先進ビジネスモデルの調査

CCUS 促進にあたってのビジネスモデルのあり方を把握するために、本節では開発計画が具体化しつつある欧州における主要な CCUS 事業を、回収と輸送・貯留に分けた分離型ビジネスモデル、ハブ＆クラスターモデル、多国間 CO2・水素輸送ネットワークの 3 分類に分け、最新の状況を把握した。特に、公的資金の調達や民間ステークホルダーの参画、他プロジェクトとの横断的な連携に焦点を当て、欧州における CCUS を活用した面的な脱炭素市場の動向を整理した。

5.2.1 分離型ビジネスモデル

ノルウェー政府が精力的に推し進めている分離型 CCS プロジェクトの輸送・圧入部分を担う事業である Northern Lights は、2020 年 9 月に行われた最終投資判断（FID）以降、着実に各コンポーネントの開発・建設が進められており、CO2 輸送と圧入サービスへの計画当初の想定を上回る需要に応えるため、一部計画の見直しにも迫られている。FID 以降の主要なマイルストーンについては下記の表 5-15 に示す。

表 5-15 Longship・Northern Lights プロジェクトの主要動向

2020年12月	ノルウェー政府が、Northern Lights に必要な投資額 29 億ドルのうち 67%を出資すると決定。まず、第一フェーズの開発に必要な 7 億 9100 万ドルのうち 80%を融資する。
出所	Journal of Petroleum Technology (2021) “Norway OK’s Funds for Northern Lights CCS Project” https://jpt.spe.org/norway-oks-funds-for-northern-lights-ccs-project （2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 3 月	ノルウェーの石油・エネルギー省が Longship プロジェクトにおける Northern Lights の CO2 貯留施設開発計画を承認。貯留施設は、将来的な回収拠点の追加等も見込んで、Longship プロジェクトで回収される予定の CO2 よりも多くの CO2 を貯留できるように計画されている。承認された開発計画には、圧入井の掘削が含まれている。追加の圧入井や、将来の貯留プロジェクトのフェーズ 2 の可能性については、新た

	な政府の承認が必要となる。
出所	ノルウェー石油・エネルギー省（2021）“Approval of plans for CO2-storage” https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/godkjenner-utbyggingsplan-for-co2-lagring/id2837595/（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 4 月	ノルウェーのフレデリクスタ市でCCUSクラスターの開発を目指すBorg CO2（18の官民パートナーと Borg 港による共同プロジェクト）と Northern Lights は、フレドリクスタ周辺地域の産業パートナーを対象とした CO2 回収・輸送・貯蔵ソリューションの実現可能性を探るため、覚書を締結したと発表。回収した CO2 を Borg 港のターミナルに輸送し、Northern Lights 社の船に積み込んで、ノルウェー西海岸のオイガーデンにある中間貯蔵ターミナルまで輸送する。2024 年稼働予定。
出所	Northern Lights（2021）“Collaboration with Borg CO2 on Carbon Capture and Storage” https://northernlightsccs.com/news/collaboration-with-borg-co2-on-carbon-capture-and-storage/（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 5 月	ノルウェー政府が、Northern Lights 開発プロジェクトの第 2 フェーズに向けて、オイガーデンにおける中間貯蔵ターミナル開発への投資を決定。また、第 2 フェーズへの移行によって年間 CO2 貯留量を 150 万トンから 500 万トンに引き上げるため、2022 年までに新たな海上 CO2 注入井を掘削することを発表。
出所	Northern Lights（2021）“Northern Lights announces further investments as Prime Minister Erna Solberg visited the construction site” https://northernlightsccs.com/news/northern-lights-announces-further-investments-as-prime-minister-erna-solberg-visited-the-construction-site/（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 6 月	Northern Lights、Total Energies、他数社が連携し、炭素市場を活用して世界の脱炭素化と炭素除去の取り組みを拡大するための新イニシアティブ「CCS+」を発足。CCUS バリューチェーンにおける炭素収支の改善を目的とし、環境保全とライフサイクル分析に焦点を当てる。同イニシアティブでは、環境 NGO の Verra が運営する GHG クレジットプログラム Verified Carbon Standard（VCS）の下、モジュール式の包括的な方法論フレームワークを開発し、適切な炭素収支や気候変動への影響を独立した立場から検証する。これまでに三菱商事、Fortum Oslo Varme、Carbon Engineering、Climeworks、Carbfix 等も同イニシアティブに参加。
出所	Negative Emissions Platform（2021）“Negative Emissions Platform joins the Advisory Board of a newly launched carbon market initiative” https://www.negative-emissions.org/ccs（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 6 月	Northern Lights と Future Biogas が、MoU の一環として、脱炭素および CCS の取り組みの開発を推進すると発表。両社は、バイオガスプラントからの CO2 回収、液化、Northern Lights の CO2 受入・貯留

	インフラへの輸送を含む、BECCS のバリューチェーン開発における協力関係の構築の可能性を検討する。両社は、CO2 排出源の実証と評価を行い、将来的なスケールアップの可能性を検討し、明確な基準に基づいた CO2 監査証跡の開発に焦点を当てる。
出所	Northern Lights (2021) "Northern Lights signs Memorandum of Understanding (MoU) with Future Biogas" https://northernlightsccs.com/news/northern-lights-signs-memorandum-of-understanding-mou-with-future-biogas/ (2022 年 3 月 8 日閲覧)
2021 年 9 月	Northern Lights として初の公式オフィスを開設。オープニングセレモニーでは、ヨーロッパ各地での CCS 需要の増加に伴い、CO2 貯蔵量を当初計画されていた年間 500 万トンからさらに引き上げることを発表。
出所	Northern Lights (2021) "Northern Lights announces growth ambitions" https://northernlightsccs.com/news/northern-lights-announces-growth-ambitions/ (2022 年 3 月 8 日閲覧)
2021 年 9 月	Carbonor と Aker Carbon Capture がノルウェー西部における低炭素チャーの共同開発に向けて覚書を締結。2024 年 5 月の Longship CCS プロジェクトの稼働に合わせて、包括的な CCS バリューチェーンの実装を目指しており、実現すれば Longship にとっては初めて CO2 の輸送・圧入サービスを利用する顧客となる。
出所	Aker Carbon Capture (2021) "Carbonor and Aker Carbon Capture will Collaborate to Produce Low-Emission Char with Carbon Capture as a Service" https://news.cision.com/aker-carbon-capture-as/r/carbonor-and-aker-carbon-capture-will-collaborate-to-produce-low-emission-char-with-carbon-capture-a,c3411554 (2022 年 3 月 8 日閲覧)
2021 年 9 月	2021年9月10日にノルウェーの石油・エネルギー省が、CO2 の貯留先として開発可能なオフショアサイトが2カ所あり、CCS の開発に関心のある企業向けに公募を開始。 CO2 貯留のための海底貯留層の探査と開発、およびノルウェー大陸棚の貯留層での CO2 の利用、輸送、貯蔵を目的とした活動は、2014 年に制定された CO2 Storage Regulations によって規制されている。今回の公募は、政府が貯留地として適した土地・エリアを CCS の開発に関心のある企業に割り当てるもの。 油田・ガス田の採掘権と比較できる、「貯留権」とも言える認可、もしくはその前段階。
出所	ノルウェー石油・エネルギー省 (2021) "Announcement: Award of area for storage of CO2 on the Norwegian continental shelf 2021" https://www.npd.no/en/facts/carbon-storage/permits-for-carbon-storage/2021/ (2022 年 3 月 8 日閲覧)
2021 年 9 月	フランスの機器メーカーの Technip Energies が、Northern Lights CCS プロジェクトの一環として、世界初となる液化 CO2 用のシップローディングアームを Aker Solutions 社に提供すると発表。中間貯留拠点

	に導入される見込み。
出所	Chemie Technik (2021) “Technip liefert Verladearme für CCS-Projekt Northern Lights” https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/technip-liefert-verladearme-fuer-ccs-projekt-northern-lights-399.html（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 10 月	Northern Lights JV が、CO2 輸送・貯留インフラ整備の第一段階として、CO2 専用船 2 隻の建造契約を大連造船工業(DSIC)に発注したと発表。2024 年半ばまでに引き渡される予定。船の主な燃料は LNG で、風力発電による推進システムや空気潤滑システムなどの革新的な技術が導入され、従来のシステムと比較して CO2 排出量を約 34%削減できる。 【製造元】 大連造船工業株式会社(DSIC) 【貨物容積】 7,500 ㎥(現時点で最大★) 【スケール】 全長:130m、型幅:約 21.2m、構造喫水:約 8m 【建造数】 合計2隻 ● 世界初の特殊素材を用いた全圧式 C タイプカーゴタンクで液体 CO2 を輸送。 ● メインエンジンは液化天然ガスと船舶用軽油の混合燃料。 ● 風力発電による推進システムや空気潤滑システムなどの革新的な技術を導入。 ● ローターセイル及び空気潤滑法という 2 種類の革新的な技術により、従来のシステムと比較して CO2 排出量を約 34%削減可能。船舶の硫黄酸化物と窒素酸化物の排出水準は、最も厳しい要件を満たす。さらに、EEDI(エネルギー効率関連条約) フェーズ3に適合。 ● このタイプの船としては初めてのものであり、沿岸部の貿易ルートにおける CO2 輸送の新しい基準となることが期待されている。 ● 2024 年半ばまでに Northern Lights へ引き渡し予定。本船はノルウェーで登録され、ノルウェー船級協会 DNV の船級を取得し、Northern Lights が運航予定。 ● Northern Lights の CCS インフラ開発の第 1 フェーズにおいて、欧州の CO2 排出者から回収した液化 CO2 を積み込み、ノルウェー西部オイガーデンの受入ターミナルに輸送。
出所	Northern Lights (2021) “Northern Lights awarding ship building contracts” https://northernlightsccs.com/news/northern-lights-awarding-ship-building-contracts/ （2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 12 月	オイガーデンの中間貯蔵ターミナルでは、整地工事がほぼ完了し、桟橋の建設が順調に進行。プロジェクトオフィスとビジターセンターは、2022 年第 3 四半期に完成予定。陸上プラントの製造・架設は、2022 年第 1

	四半期に開始予定。また、2022 年に2本目の海上圧入井が掘削される予定。海底ケーブルの製造は完了し、電力ケーブルと光ファイバー制御ケーブルの製造が進行中。パイプラインのエンジニアリング及び建設も進行中。Northern Lights は予定通り 2024 年に操業を開始できる見込み。
出所	Northern Lights (2021) “Construction on schedule” https://northernlightsccs.com/news/construction-on-schedule/ （2022 年 3 月 8 日閲覧）

5.2.2 ハブ＆クラスターモデル

英国のビジネス・エネルギー・産業戦略省が 2017 年に策定した Clean Growth Strategy では、1990 年比で 2050 年までの温室効果ガス排出量 80%減という環境目標の達成と、低炭素産業を軸とする経済成長の両立を目的としており、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。そのため、イギリスでは East Coast Cluster や Acorn CCS Project など、国内の主要な産業地域における CCUS クラスターの開発計画が急速に具体化しつつある。

政策面においても資金援助を含む具体的施策が発表されており、英国政府は、「グリーン産業革命」を推し進めるための新政策「10-Point Plan 」を 2020 年 11 月に公開している。同計画では、CCUS 産業に総額 10 億ポンドの支援、特に 2030 年までに国内4カ所の CCUS クラスターを開発するため、2億ポンドを追加支援するという目標を掲げている。その一環として、2021 年 5 月にビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）が、「CCUS 展開のためのクラスター・シーケンス」の公募を開始。トラック1では、2020 年代半ばまでに事業展開が可能な２つの CCUS クラスターを特定する。選定されたクラスターは、政府の CCUS プログラムからの支援が受けられる。また、トラック2では、2030 年までに事業展開が可能なクラスターを、さらに 2 つ特定し、 少なくとも 1,000 万トンのCO2 回収・貯蔵を目指す。

トラック1フェーズ1の応募基準は、(1)2030 年までに運用可能であることを確実に実証すること、(2)英国内に位置すること、(3)CCUS クラスターの定義（輸送・貯留ネットワークである、およびフェーズ1にて最低 2 つの CO2 回収プロジェクトを含んでいる）を満たしていること、の 3 点である。同公募へは DelpHYnus、East Coast Cluster、Hynet、Scottish Cluster（Acorn を柱とする）、V Net Zero の 5 クラスターが入札。2021 年 10 月、開札の結果、East Coast Cluster と HyNet がトラック 1 に選定され、英国政府から 10 億ポンドの支援金を獲得。また、 East Coast Cluster と HyNet との交渉が決裂した場合の予備クラスターとして、Scottish Cluster が選定された。

トラック2では、CCS Infrastructure Fund や Net Zero Hydrogen Fund を通じた資本支援や、技術別ビジネスモデルを通じた収益支援などを予定している。

イギリスにおけるハブ＆クラスターモデルに関する動向について下記の表 5-16 及び表

5-17 に示す。

表 5-16 Acorn CCS Project に関する主要動向

2021 年 5 月	スコットランド産業界と Acorn Project のパートナーたちは、スコットランドの産業界、コミュニティ、企業の統合とコラボレーションとして「The Scottish Cluster」を設立。CCS、水素、その他の低炭素技術がスコットランドと英国の産業界の脱炭素化を可能にし、低炭素経済を促進するために必要なアクションを実行するよう、スコットランド政府と英国政府に要請している。プロモーションの一環として、The Scottish Cluster が同クラスターを地域的に支援する「Back the Scottish Cluster」キャンペーンを開始。
出所	Acorn (2021) ""Back the Scottish Cluster" Campaign Launched" https://theacornproject.uk/2021/05/13/back-the-scottish-cluster-campaign-launched/ (2022 年 3 月 8 日閲覧)
2021 年 6 月	Acorn Project のパートナー(PBD、Shell、Harbour Energy)が、SSE Thermal と Equinor がスコットランド北東部のピーターヘッドに建設を計画している CCS 型発電所と提携。ピーターヘッド発電所は、CO2 を除去する炭素回収技術を備えた 900MW のガス火力発電所として計画されている。Acorn Project との提携により、ピーターヘッド CCS 型発電所で回収された CO2 は、Acorn の CO2 輸送・貯蔵インフラに送られることになり、同発電所はプロジェクトの初期における重要な顧客となることが期待される。
出所	Acorn (2021) "Alliance agreement between the Acorn Project and Peterhead Carbon Capture Power Station" https://theacornproject.uk/2021/06/10/2213/ (2022 年 3 月 8 日閲覧)
2021 年 6 月	Acorn Project のパートナー(Storegga、Shell、Harbour Energy)が、Shell を同プロジェクトの技術開発者に任命。Storegga は、同社の完全子会社である Pale Blue Dot Energy を通じて、引き続きリード・プロジェクト・ディベロッパーを務める。
出所	Offshore Energy (2021) "Shell becomes technical developer for Acorn CCS project" https://www.offshore-energy.biz/shell-becomes-technical-developer-for-acorn-ccs-project/ (2022 年 3 月 8 日閲覧)
2021 年 7 月	Acorn Project のリード・プロジェクト・ディベロッパーである Storegga が、2027 年までにスコットランドの産業中心地と北東部の Acorn CO2 輸送・貯蔵ハブを結ぶスコットランド初の CCS システムの共同開発に向けて、グランジマスにて最大級の製造拠点を運営する INEOS および Petroineos と覚書を締結。2027 年までに年間約 100 万トンの CO2 回収・貯留を目指す。
出所	Storegga (2021) "ACORN CCS PROJECT TO PARTNER WITH INEOS AND PETROINEOS AT GRANGEMOUTH TO CAPTURE AND STORE UP TO ONE

	MILLION TONNES OF CO2 BY 2027” https://www.storegga.earth/news/2021/press-releases/acorn-ccs-project-to-partner-with-ineos-and-petroineos-at-grangemouth-to-capture-and-store-up-to-one-million-tonnes-of-co2-by-2027/（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 9 月	INEOS Grangemouth が、2045 年までに温室効果ガスの排出量をゼロにするというスコットランド政府の目標を全面的に支持し、約 10 億ポンドを投資して、Acorn CCS Project の炭素回収と水素使用を通じて、CO2 排出量を 200 万トン以下にするロードマップを発表。また、SSE Thermal も自社の排出ガス対策として Acorn CCS Project の利用を検討しており、スコットランドにおける CCUS クラスター構築に向けた横断的な連携体制が具体化しつつある。
出所	Acorn（2021）“INEOS Grangemouth moves forward on the next phase of its journey to reduce greenhouse gas emissions to net zero by 2045, with further investment in excess of £1 billion” https://theacornproject.uk/2021/09/22/ineos-grangemouth-moves-forward-on-the-next-phase-of-its-journey-to-reduce-greenhouse-gas-emissions-to-net-zero-by-2045-with-further-investment-in-excess-of-1-billion（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 10 月	ExxonMobil が同社の NGL プラントである Fife Ethylene Plant から排出される CO2 を Acorn CCS Project で貯蔵することを検討していると表明し、同プロジェクト参入への関心を拡大している。
出所	Upstream（2021）“ExxonMobil boosts participation in potentially huge UK carbon capture project” https://www.upstreamonline.com/energy-transition/exxonmobil-boosts-participation-in-potentially-huge-uk-carbon-capture-project/2-1-1078231（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 10 月	ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）の CCUS 展開プロセスに向けたクラスター・シーケンス（2020 年代半ばの展開に適していると評価した優先的なクラスタープロジェクトを産業の脱炭素化計画の「トラック 1」として選定）の開札の結果、Acorn プロジェクトを含むスコットランドの CCUS プロジェクトが「予備クラスター」として選定され、今回の補助金の対象とならないことが発表された。
出所	Acorn（2021）“Scottish Cluster Response to BEIS Cluster Sequencing Announcement” https://theacornproject.uk/2021/10/19/scottish-cluster-response-to-beis-cluster-sequencing-announcement/（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2022 年 1 月	スコットランド政府が、Acorn プロジェクトへ 8000 万ポンドの資金提供を計上し、英国政府に支援を要請。Acorn プロジェクトは、クラスター・シーケンスのフェーズ1において予備クラスターとして選定されたが、今回の資金提供を通じて、トラック 1 に選定されるよう目論んでいる。
出所	The Press and Journal（2022）“Scottish Government puts £80million on table for north” https://www.pressandjournal.co.uk/fp/business/3846546/scottish-government-80million-for-north-east-acorn/（2022 年 3 月 8 日閲覧）

表 5-17 East Coast Cluster に関する主要動向

2021年9月	BP、ADNOC、Masdar の 3 社が、英国と UAE にクリーンエネルギーのソリューションを提供するため、新たな戦略的パートナーシップを締結。3 社は 3 つの契約を締結しており、最初の契約では、英国と UAE の拠点で 2GW の低炭素水素を共同開発し、プロジェクトの進捗に応じて拡大していく予定。これは、英国政府が掲げる 2030 年の 5GW の水素生産目標を支援するものでもあり、2027 年に 1GW のブルー水素の製造を目指している Teesside の低炭素水素施設「H2Teesside」への初の国際投資となる。また、Northern Endurance Partnership を通じて、年間最大 200 万トンの CO2 を回収・貯蔵することになる。
出所	Energy Live News (2021) "New partnership to provide clean energy solutions for UK and UAE" https://www.energylivenews.com/2021/09/17/new-partnership-to-provide-clean-energy-solutions-for-uk-and-uae/?_cf_chl_jschl_tk_=pmd_ln_xIu1CXn3ZxU82l5BL3g6Q0ynNMiE4MOcMnfRLlec-1633419567-0-gqNtZGzNAnujcnBszQa9（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021年 9月	コンサルティング・エンジニアリング会社の Wood は、East Coast Cluster の Humber Zero projects の統合プロジェクト管理契約者（IPMC）に任命された。プロジェクト開発の監督、フロントエンドエンジニアリング設計（FEED）の実施および EPC 業者の入札を通じてプロジェクトパートナーを支援する。
出所	gasworld (2021) "Wood to lead Humber Zero carbon capture project" https://www.gasworld.com/wood-to-lead-humber-zero-carbon-capture-project/2021750.article（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021年 10月	Northern Endurance Partnership が、長さ 100 マイル以上のパイプラインネットワークの建設計画や、CCS を行う世界初の商業用ガス火力発電所を含む Net Zero Teesside の開発計画を発表し、主要なステークホルダーおよび一般市民との協議を開始した。
出所	Businesslive (2021) "Zero Carbon Humber pipeline proposals unveiled as consultation opens into huge infrastructure plan" https://www.business-live.co.uk/economic-development/zero-carbon-humber-pipeline-proposals-21625306（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021年 10月	Kellas Midstream は、ブルー水素製造プロジェクト「H2NorthEast」の開発を Teesside で開始したと発表。既存の CATS ターミナルで処理されている英領北海の天然ガスを利用して、低炭素のブルー水素を製造する 1GW の施設を建設する。排出される CO2 の 95％以上を回収し、Northern Endurance Partnership が開発したインフラを利用して沖合に輸送・貯蔵する計画。2027 年までに稼働開始し、英国の CO2 排出量 200 万トン以上の削減、施設建設における約 1,200 人の雇用創出、施設運用やサプライチェーンにおける約 400 人の長期雇用創出を目指す。
出所	Kellas Midstream (2021) "Kellas Announces the Development of, 'H2NorthEast,' a Low Carbon Blue Hydrogen Production Site"

	https://www.kellasmidstream.com/news-kellas/kellas-announces-the-development-of-h2northeast-a-low-carbon-blue-hydrogen-production-site-in-teesside-uk（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 10 月	ビジネス・エネルギー・産業戦略省(BEIS)の CCUS 展開プロセスに向けたクラスター・シーケンス(2020 年代半ばの展開に適していると評価した優先的なクラスタープロジェクトを産業の脱炭素化計画の「トラック 1」として選定)の開札の結果、East Coast Cluster と HyNet が「トラック 1」に選定され、英国政府から 10 億ポンドの支援金を獲得。
出所	Zerocarbon Humber (2021) "EAST COAST CLUSTER SELECTED AS ONE OF THE UK'S FIRST TWO CARBON CAPTURE AND STORAGE PROJECTS" https://www.zerocarbonhumber.co.uk/news/east-coast-cluster-selected-as-one-of-the-uks-first-two-carbon-capture-and-storage-projects/（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 10 月	英国石油ガス局（OGA)は、Harbour Energy が Humber で展開する V Net Zero プロジェクトに対して、 CCS ライセンスを承認。Harbour Energy は、プロジェクトの一環として、Rotliegend ガス田、Viking ガス田、Victor ガス田を再利用した CO2 貯留地の開発に向けて、北海南部のエリアを獲得。同プロジェクトは、Humber 地域における産業廃棄物の 50%以上を削減することを目的とし、Immingham から Theddlethorpe のガスターミナルまで、新設のパイプラインで Co2 を輸送し、LOGGS（Lincolnshire Offshore Gas Gathering System)の既存パイプライン(75 マイル)で CO2 を Viking 油田に送る。2026 年第 4 四半期の稼働を目指す。
出所	Harbour Energy (2021) "OGA grants carbon storage licence to Harbour Energy" https://www.harbourenergy.com/news-and-media/latest-news/2021/oga-grants-carbon-storage-licence-to-harbour-energy/（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 12 月	Net Zero Teesside Power（NZT Power）および Northern Endurance Partnership(NEP)を運営する BP は、パートナー企業を代表して、FEED コンペにおいて、エンジニアリング、CO2 回収ライセンサー、電力プロバイダー、EPC コントラクターからなる 2 つのコンソーシアムと契約を締結。今後、2 つのコンソーシアムは、NZT Power が計画している発電所と炭素回収プラント、および NEP が計画している Teesside の高圧 CO2 圧縮・輸出設備の設計と開発計画を提出する。2023 年に予定されている最終投資判断で 1 つのコンソーシアムが選ばれ、プロジェクトの建設が開始される予定。
出所	Netzero Teesside (2021) "bp and partners award first engineering contracts advancing major UK power and carbon capture projects" https://www.netzeroteesside.co.uk/news/bp-and-partners-award-first-engineering-contracts-advancing-major-uk-power-and-carbon-capture-projects/（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2022 年 1 月	CCUS クラスター・シーケンスのフェーズ 2 の公募が開始されており、Equinor による 600 メガワット級の低炭素水素製造プラントの建設計画「H2H(Hydrogen 2 Humber) Saltend」や、同じく Equinor 及び SSE Thermal による CCS 搭載発電所「Keadby 3」と「Peterhead」などが入

	札。 「Keadby 3」は Zero Carbon Humber と East Coast Cluster の共有パイプラインを、「Peterhead」は Acorn Project が開発中のパイプラインを利用して CCS を行う。これら 2 つの発電所から、年間最大 300 万トン（英国政府の 2030 年目標の 10%）の CO2 が回収される見込み。 低炭素水素施設「H2Teesside」や世界初の CCS 搭載商業規模ガス火力発電所である Net Zero Teesside Power も候補。
出所	Upstream（2021）“Equinor submits Humber hydrogen scheme for round two of decarbonisation funding” https://www.upstreamonline.com/hydrogen/equinor-submits-humber-hydrogen-scheme-for-round-two-of-decarbonisation-funding/2-1-1150124（2022 年 3 月 8 日閲覧）

5.2.3 多国間 CO2・水素輸送ネットワーク

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。特に三銃士にちなんで名付けられた 3 つの CCS プロジェクト、Porthos、Athos、Aramis はオランダの CCS 戦略の中心であり、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。上記 3 件以外にも、表 5-18 に示す通り、オランダとドイツで洋上風力と水素製造プラントを組み合わせた事業が一つのトレンドとなっている。

表 5-18 洋上風力発電による水素製造事業の事例

プロジェクト	概要
PosHYdon （オランダ）	CCS と洋上グリーン水素製造プラントを一貫的に開発するプロジェクト。現在オランダ北海沖にて FS を実施中。最大貯留量は約 150Mt。プロジェクトオーナーの Neptune Energy は 2000 年代半ばから CCS の開発に着手。
NortH2 （オランダ）	洋上風力と洋上の水電解装置、ガス貯蔵施設、パイプラインから成るグリーン水素供給システムを開発するプロジェクト。2030 年までに4GW の設備容量を目指す。現在、オランダ北部で FS 実施中。
AquaVentus （ドイツ）	洋上風力と洋上の水電解装置からグリーン水素を製造し、水素パイプラインでドイツ本土に輸送することを目指す一連のプロジェクト群を統括するコンソーシアム。100 万トン/年のグリーン水素製造がターゲット。

水素と CCUS による脱炭素化はオランダの気候変動戦略の要であり、個別事業の開発計画などは全体的に順調に進んでいるが、一部で水素導入が当初の想定以上に進んでいる結果として、CCS 三本柱の Athos プロジェクトが長期的に CO2 回収減を確保できる見通しを立てられなくなり、開発中止となっている。

オランダにおける CCS 開発関連動向については表 5-19 に示す。

表 5-19 オランダにおける CCS 開発関連動向

2021 年 6 月	オランダ政府が、Porthos の商業化後の顧客となる Air Liquide、Air Products、ExxonMobil、Shell に対し、最大 21 億ユーロの補助金のための予算を確保したと発表。4 社は、ロッテルダムの港湾エリアにある自社施設で CO2 を回収し、Porthos が北海の海底にある枯渇ガス田に CO2 を輸送・貯蔵する。補助金は、SDE++スキームによるもので、CO2 排出枠（ETS）の現行レートと、CCS にかかるコストのギャップを埋めるために使用される。
出所	Porthos (2021) “Dutch government supports Porthos customers with SDE++ subsidy reservation” https://www.porthosco2.nl/en/dutch-government-supports-porthos-customers-with-sde-subsidy-reservation（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 6 月	建設会社の Denys が Porthos の陸上パイプライン約 30km の設計・敷設を実施する契約を締結。Porthos の最終投資判断は、2022 年初頭に予定されており、Porthos のインフラ建設は、2022 年から 2023 年にかけて行われる予定。
出所	Porthos (2021) “Agreement with Denys for construction of Porthos onshore pipeline” https://www.porthosco2.nl/en/agreement-with-denys-for-construction-of-porthos-onshore-pipeline/（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 9 月	産業サービスプロバイダーの Bilfinger が Porthos プロジェクトのエンジニアリングを担当すると発表。コンプレッサー設備及び一部のパイプラインシステムに関するシミュレーション等を担当する。
出所	Chemie Technik (2021) “Bilfinger übernimmt Engineering für CO2-Speicher-Projekt” https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/bilfinger-uebernimmt-engineering-fuer-co2-speicher-projekt-355.html（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 9 月	オランダ北部で計画されていた CCS プロジェクト、Athos の中止が 2021 年 9 月に発表された。当初の計画では、同地域最大級のエミッターである Tata Steel の製鉄所から排出される CO2 を回収し、沿岸の枯渇ガス田に圧入する想定であった。また、光合成促進用に一部の CO2 は近隣のグリーンハウスに提供されることも見込まれていた。 しかし、Tata Steel が当該プラントにおける製鉄法を高炉式から水素による直接還元（DRI）方式に切り替えることを発表。ATHOS プロジェクトに供給される CO2 の量が大幅に削減されるため、各ステークホルダー

	が協議の上、プロジェクトの中止を決定した。 コンソーシアムは今後、Tata Steel の製鉄所を中心とした同地域における脱炭素化の促進に向けて方針を切り替える。 Porthos、Athos、Aramis の三本柱から始まったオランダの CCS ネットワーク構想の一角が中止となったことで、今後はオランダ及びそのバックヤードにあるドイツ西部の産業地域における CCS 動向により一層注目が集まることが予想される。
出所	Gasunie（2021）“Athos-project ends after Tata Steel decision” https://www.gasunie.nl/en/news/athos-project-ends-after-tata-steel-decision（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 9 月	Total Energies 、Shell Netherlands 、Energie Beheer Nederland、Gasunie の 4 社は共同で Aramis プロジェクトのパートナーシップを締結。鉄鋼、化学、セメント、製油所、廃棄物焼却炉など、各種エネルギー多消費産業系のプラントに向けて CO2 輸送施設を開発する。同プロジェクトは、産業界の顧客や貯蔵地を段階的に追加する「オープンアクセス」の理念に基づいている。 2023 年までに最終投資判断が行われ、2026 年の運用開始を目指す。また、Porthos（当初は Athos も）とともに、地元の産業クラスターを対象としたオランダの既存の海洋 CCS プロジェクトとの相乗効果の創出も目指す。 ＜コンセプト＞ 【CO2輸送】 回収された CO2は液化され、平均 13～18 バールの圧力に保たれ冷却される。その後、陸上パイプライン、沿岸貿易船や河川用船舶によって収集ハブへ輸送される。 【CO2収集ハブ】 収集ハブは、ロッテルダム港のマースブラクテに設置され、液化 CO2の一時的な貯蔵施設を備えたシッピングターミナル、コンプレッサー、ポンプステーション、船舶からの液化 CO2を一時的に貯蔵するタンクなどで構成。収集ハブでは、CO2を結合し、適切な温度と圧力に調整される。 【洋上パイプライン】 ハブから洋上プラットフォームまで、約 200km の洋上パイプラインで CO2 を輸送する。「オープンアクセス」の理念に基づき、パイプラインの規模を徐々に拡大していく予定。 【CO2の貯蔵】 既設の採掘プラットフォームを再利用した洋上プラットフォームに輸送された CO2は、オランダ領北海の海底下 3～4km の枯渇ガス田に圧入・貯蔵される。想定貯蔵量は年間約 500 万トン。

出所	Aramis（2021）“TOTALENERGIES, SHELL NETHERLANDS, EBN AND GASUNIE FORM PARTNERSHIP TO DEVELOP AN OFFSHORE CCS-PROJECT: ARAMIS” https://www.aramis-ccs.com/news/news-item-1（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 9 月	ロイヤル・ダッチ・シェルは、オランダの Shell Energy and Chemicals Park Rotterdam に年産 82 万トンのバイオ燃料施設を建設すると発表。同施設では、燃料製造過程で排出される CO2 を回収する技術を用い、Porthos プロジェクトを通じて、北海のガス田に回収した CO2 を貯蔵する。Porthos の最終投資判断は 2022 年を予定。
出所	Port of Rotterdam（2021）“Shell to build one of Europe’s biggest biofuels facilities” https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/shell-to-build-one-of-europes-biggest-biofuels-facilities（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2021 年 12 月	Air Liquide、Air Products、ExxonMobil、Shell は、Porthos と最終契約を締結。2024 年以降、各社はロッテルダムにある設備から、合わせて年間 250 万トンの CO2 を回収し、Porthos のパイプラインネットワークに圧入する予定。政府の許認可を待ち、2022 年春にプロジェクトの最終投資判断が行われる。
出所	Porthos（2021）“Rotterdam companies and Porthos sign contracts for transport and storage of CO2” https://www.porthosco2.nl/en/rotterdam-companies-and-porthos-sign-contracts-for-transport-and-storage-of-co2/（2022 年 3 月 8 日閲覧）
2022 年 1 月	オランダの経済気候省（Ministry of Economic Affairs and Climate, MEAC）が、Aramis プロジェクトとの正式な契約を締結。1 月 26 日には、プロジェクト参入に関する説明会が開催された。
出所	Aramis（2021）“OFFICIAL START OF FORMAL ENGAGEMENTS FOR ARAMIS CCS PROJECT” https://www.aramis-ccs.com/news/aramis-ccs-project-in-dutch-newspaper-staatscourant（2022 年 3 月 8 日閲覧）

5.2.4 CCUS 市場の展望

Allied Market Research や ReportLinker などが CCUS の中長期的な展望を分析したレポートを発行しており、いずれのレポートにおいても 2030 年頃まで CCUS 市場の安定した成長が予想されている。成長の主要因としては、石油・ガス分野での EOR における CCU の用途拡大や、食品・飲料、化学、セメントなどの産業での需要増加と予想されており、他にも欧州では医療用や消防用の CO2 利用も見込まれるとされている。特にオランダ、イギリス、ノルウェーなどの成熟した経済圏においては、石油精製、化学、セメント製造、金属製造などの非電力セクターで積極的に CCUS 技術の導入が期待でき、現時点で既に小規模またはパイロット段階での CCU 技術の導入が進んでいる。CCUS は脱炭素化の選択肢が非常に限られているセメントや鉄鋼のような一部の重工業にとって貴重な

脱炭素化の手段である他、エネルギー需要を満たすために今後も多くの国において重要な役割を占める火力発電所や、経済的観点から閉鎖が困難である近年建設されたエミッターにとっても最有力なソリューションとなる。 何より、長期的なネットゼロ化の観点からすると、大気から CO2 を恒久的に除去することができる CCUS は、長期間にわたって需要が見込める技術と言える。

2020 年までに IEA が World Energy Outlook で発表していた Sustainable Development Scenario（SDS）では、2070 年までの実質ネットゼロ化の実現が目標とされており、その実現には全体の CO2 排出量の15％が CCUS によって削減されると想定されていた。同シナリオでは、2020 年時点で 20MtCO2 である CCUS による年間回収量が、2050 年までに 5.6Gt、2070 年までに10Gt 以上になると見込まれていた。

しかしながら、2021 年に IEA が発表した Net Zero Emissions by 2050 Scenario（NZE）では、ネットゼロ化のターゲットが 2050 年までと定義されている。この 2070 年から 2050 年へと 20 年加速された目標の達成には、従来のシナリオ以上に再生可能エネルギーと水素の普及が期待されている。一方、実質ネットゼロ達成時の CCUS による CO2 削減量は10Gt から 7.6Gt に引き下げられている。この点のみを見ると、CCUS の有効性や必要性が下方修正されたとも受け取れる。しかし、World Energy Outlook 2021 に記載されている 2050 年時点に予想される CCS 導入済みの火力発電所による発電容量を見ると、石炭火力が222GW、ガス火力が171GW となっており、稼働が予想される火力発電容量の36％以上を占めていることがわかる。特に石炭火力に限定すれば58％以上が CCUS 導入済みとなることが予想されており、電力セクターにおける CCUS の重要性が伺える。再生可能エネルギーに対する調整力として、なるべくカーボンインテンシティの低い火力発電を提供することが長期的に求められていることがその一因である。

また、CCUS は、その炭素回収能力による直接的な脱炭素化への貢献のみならず、クリーンな燃料として期待されている水素の普及に向けても、低炭素かつ低価格な水素の供給源として期待されている。IEA の”Energy Technology Perspectives 2020”では、2070 年までに世界の水素消費量が 520Mt になると予想されており、その40％が CCUS 導入済みの化石燃料消費設備に由来するものとなるとしている。NZE でも水素及びその生産における CCUS の重要性が確認できる。NZE では、2050 年までに天然ガスの50％以上が水素の生産のために消費されると想定されており、同シナリオでは天然ガスを利用する施設の70％以上に CCUS が導入されているとしている。

電力の安定供給と各産業セクターにおける経済的な脱炭素化を実現させる上で、CCUS は手が届く現実的な技術として、各国が掲げる長期目標に欠かせないファクターとなっている。COP26 を境に、削減目標やネットゼロターゲットを掲げる国が増え、今後具体的な削減手段を検討する過程で CCUS が重要な選択肢となることは間違いない。

5.3 導入ポテンシャルの検討

5.3.1 排出源からの CO2 排出量の算定

CCUS の導入ポテンシャルを検討するにあたり、ここではまず、各国における CO2 排出源の分布を把握するために、ASEAN10 カ国におけるエネルギー多消費産業の立地点を特定し、それぞれの CO2 排出量を算定した。対象は製油所・製鉄所・セメントプラント・火力発電所(石炭・ガス)の 4 種とした。続いて、施設ごとの排出量を GIS データに落とし込み、排出源が集中している地域を可視化した。さらに、CCS 事業に適した地域を国別に特定するため、CO2 貯留可能地域と CO2 多排出地域のマッチング分析を行った。

なお、産業種別のマップでは施設ごとに排出される CO2 の量をポイントの大きさで表示している。全産業種をまとめたマップでは、行政区域(州・省・県・地域)毎に CO2 排出量を集計し、円グラフで表示している。

対象施設である製油所・製鉄所・セメントプラント・火力発電所(石炭・ガス)における CO2 排出量の算定方法を以下に示した。極力正確なデータ推計に務めたが、産業種別ごとにそれぞれ異なったデータの制約がある中での試算であることに留意されたい。

(1) 製油所

各製油所からの CO2 排出量は、世界の CO2 総排出量を各プラントの原油処理能力(常圧蒸留装置)を用いて案分することで算出した。世界の CO2 総排出量については、Cell Press の 2021 年7月号に掲載された論文“Adaptive CO2 emissions mitigation strategies of global oil refineries in all age groups[135]”に記載されている世界全体の製油所からの CO2 排出量(2018 年:13 億トン)を採用することとした。各プラントの原油処理能力と世界の全プラントの原油処理能力は、Oil & Gas Journal が 2019 年 2 月 8 日に公表した”Worldwide, US Refinery Survey-Capacities as of Jan. 1, 2019[136]”に掲載されているデータ(最新データである2018年の値)を用いた。

プラントごとの年間 CO2 排出量は次のとおり求めた。カンボジアとラオスには製油所は立地しておらず、残り 8 か国の製油所について CO2 排出量を算出した。

- プラントごとの排出量(tCO2/yr)＝世界の CO2 総排出量(tCO2/yr)×(各プラントの原油処理能力(t/yr)／世界の全プラントの原油処理能力合計値(t/yr))

[135] One Earth: Cell Press (2021) “Adaptive CO2 emissions mitigation strategies of global oil refineries in all age groups” https://www.cell.com/one-earth/fulltext/S2590-3322(21)00410-3?_returnURL=https%3A%2F%2Flinkinghub.elsevier.com%2Fretrieve%2Fpii%2FS2590332221004103%3Fshowall%3Dtrue#%20 (2022年2月25日閲覧)

[136] Oil & Gas Journal (2019) “Worldwide, US Refinery Survey-Capacities as of Jan. 1, 2019” https://www.ogj.com/ogj-survey-downloads/worldwide-refining/document/17299951/worldwide-us-refinery-surveycapacities-as-of-jan-1-2019 (2022 年 2 月 25 日閲覧)

（2）製鉄所

製鉄所については、高炉法により製造される銑鉄（Pig Iron）プラント、および天然ガスを用いて鉄鉱石を還元する直接還元法により製造される直接還元鉄（Direct Reduced Iron）プラントを対象として排出量を算出した。

プラントごとの年間 CO2 排出量は次のとおり求めた。

- プラントごとの排出量（tCO2/yr）＝各国の製鉄所の合計生産量（t-鉄/yr）×（各プラントの生産能力（kt）/国の全プラントの生産能力合計値（kt））×工程別排出係数（tCO2/t-鉄）

各プラントの生産能力は Global Energy Monitor のサイト[137]に掲載されているデータ（最新データである2019年の値）を利用した。また、各国の銑鉄および直接還元鉄の生産量は、World Steel Association による“Steel Statistical Yearbook 2020 Concise Version[138]”に掲載されている2019年のデータを用いた。

排出係数は、IPCC ガイドライン“2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Chapter4: Metal Industry Emission[139]”を用いた。銑鉄の排出係数は 1.46（tCO2/t-銑鉄）、直接還元鉄の排出係数は 0.78（tCO2/t-直接還元鉄）（*）を用いた。

製鉄所では 3 カ国のインドネシア、ベトナム及び、マレーシアのみ、生産量および生産能力のデータが確認できた。

（*）: IPCC ガイドライン中に記載する DRI の排出係数の 0.7（tCO2/t-直接還元鉄）は、電気炉（EAF）の排出係数 0.08（tCO2/t-鉄）が含まれていない。直接還元鉄 DRI の製造過程は DRI と EAF が組み合わせた場合が確認できたため、DRI の排出係数はその合計値となる 0.78（tCO2/t-直接還元鉄）を用いた。

（3）セメントプラント

セメント製造における CO2 排出は、主に原料の熱分解によって生じる「プロセス排出」によるものと、エネルギー起源（キルン内の燃焼等）によるものの 2 種類が存在する。本調査では両方を対象に、CO2 排出量を算出している。Pro Global Media 社が 2021 年に出版した“Global Cement Directory 2021[140]”に掲載されている各プラントの 2021

[137] Global Energy Monitor (2022) “Global Steel Plant Tracker” https://globalenergymonitor.org/projects/global-steel-plant-tracker/tracker-map/ (2022 年 2 月 25 日閲覧)

[138] World Steel Association (2017) “Steel Statistical Yearbook 2017” https://worldsteel.org/wp-content/uploads/Steel-Statistical-Yearbook-2020-concise-version.pdf (2022 年 2 月 25 日閲覧)

[139] IPCC (2006) “2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Chapter4: Metal Industry Emission”pp.4.25, https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/3_Volume3/V3_4_Ch4_Metal_Industry.pdf (2022 年 2 月 25 日閲覧)

[140] Global Cement (2021) “Global Cement Directory 2021” https://www.globalcement.com/directory (2022 年 2 月 21 日閲覧)

年の生産能力データを利用し、以下の式を用いてプラントごとの年間 CO2 排出量を算出した。

- CO2 排出量＝各プラントの推定される生産量(t)×排出係数(tCO2/t cement)

尚、排出係数として、IEA が 2018 年に出版した“Technology Roadmap Low-Carbon Transition in the Cement Industry[141]”に記載されている 0.54tCO2/t cement を用いた。セメントプラントではブルネイ、シンガポールを除く 8 カ国のデータが確認できた。

（4）火力発電所

火力発電所については、石炭火力発電所とガス火力発電所を対象とした。

各発電所の年間 CO2 排出量は以下の式により算出した。

- 発電所ごとの排出量＝発電所ごとの年間発電量(GWh/yr)×燃料種別排出係数(gCO2/kWh)

発電所ごとの年間発電量には、World Resources Institute の“global power plant database 2021[142]”の年間推定発電量(最新データである 2017 年の値)を用いた。また、燃料種別排出係数には、IEA の“Emissions factors 2021[143]”の 2017 年の排出係数の値を用いた。

“global power plant database 2021”では、ラオス、カンボジア、ミャンマーの石炭火力発電所の年間発電量のデータが確認できなかったが、ラオスの石炭火力発電所については、国内で稼働している火力発電所が、Hongsa 石炭火力発電所のみ[144]であり、その発電規模は無視できない大きさであることから、国連の“2017 Electricity Profiles[145]”に記載されているラオスにおける火力発電量の数値を用いた。尚、“global power plant database 2021”および“2017 Electricity Profiles”で収集した発電電力量はすべて 2017 年の値である。本調査で、確認した ASEAN 各国の発電所別件数および排出係数を表 5-20 に示す。

表 5-20 ASEAN 各国の発電所別件数および排出係数

	石炭火力発電所		ガス火力発電所	
国名	件数	排出係数	件数	排出係数

[141] IEA (2018) “Technology Roadmap-Low-Carbon Transition in the Cement Industry” p.7, https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-low-carbon-transition-in-the-cement-industry (2022 年 2 月 21 日閲覧)
[142] World Resources Institute (2021) Global Power Plant Database https://datasets.wri.org/dataset/globalpowerplantdatabase (2022 年 3 月 9 日閲覧)
[143] IEA (2021) Emissions Factors 2021 https://origin.iea.org/data-and-statistics/data-product/emissions-factors-2021 (2022 年 2 月 21 日閲覧)
[144] 南原将志(2019)「ラオス～密かに注目されるメコン地域の中心～」p.12, https://www.near21.jp/kan/publication/journal/99/99_5.pdf (2022 年 3 月 4 日閲覧)
[145] United Nations (2020) “2017 Electricity Profiles” p.116, https://unstats.un.org/unsd/energystats/pubs/Eprofiles/documents/2017profiles.pdf (2022 年 3 月 4 日閲覧)

		(gCO2/kWh)		(gCO2/kWh)
インドネシア	70	1,013	41	545
ブルネイ	0	-	4	634
カンボジア	2	899	0	-
ラオス	1	1,274	0	-
マレーシア	7	1,044	20	479
ミャンマー	2	1,167	12	763
フィリピン	23	1,057	5	355
シンガポール	0	1,737	8	358
タイ	5	1,016	33	430
ベトナム	24	1,146	9	383

出所)World Resources Institute (2021) Global Power Plant Database https://datasets.wri.org/dataset/globalpowerplantdatabase (2022 年 3 月 9 日閲覧)
IEA (2021) Emissions Factors 2021 https://origin.iea.org/data-and-statistics/data-product/emissions-factors-2021 (2022 年 2 月 21 日閲覧)
United Nations (2020) "2017 Electricity Profiles" p.116, https://unstats.un.org/unsd/energystats/pubs/Eprofiles/documents/2017profiles.pdf (2022 年 3 月 4 日閲覧) を基に作成

5.3.2 輸送インフラに関する調査

CCS 事業において重要となる要素の一つがエミッターから最終貯留地へのアクセサビリティである。CO2 の主な輸送手段としては短距離パイプラインの他、船舶や車両による輸送が検討される場合が多いが、いずれのケースにおいても輸送距離は CCS チェーン全体のコストへ直接影響する。本調査では、輸送インフラのうち、主要港湾、鉄道路線、パイプライン幹線を調査対象とし、調査対象国における輸送インフラの整備状況をマップで可視化した。3 種の輸送インフラに関する調査およびマップでの表現方法について、以下に述べる。

(1) 主要港湾

ASEAN10 か国の主要港湾および年間コンテナ取扱量を、ISL の"Shipping Statistics Yearbook 2020[146]"を用いて把握した。他の情報源も参照したが、小規模な港湾のコンテナ取扱量を網羅的に開示している文献は見当たらなかった。そこで、本調査では、"Shipping Statistics Yearbook 2020"に記載されている港湾のうち、「500(千 TEU)」以上のコンテナ取扱量を有する港湾を、CO2 輸送において活用できる可能性の高い主要港湾とし、マップに表現することとした。また、主要港湾の緯度経度情報の把握には、SeaRates[147]で記載されている位置情報を用いた。

また、マップでの主要港湾の規模分類について、複数のサイトを比較してみたが、明確な分類基準は不明であった。そこで、本調査では、500～5,000、5,000～10,000、10,000～(千 TEU)という 3 段階で主要港湾の規模を分類し、マップに表現することとし

[146] ISL (2020) "ISL Shipping Statistics Yearbook(SSYB)" https://www.isl.org/index.php/en/media/publications (2022 年 2 月 21 日閲覧)
[147] SeaRates (2022) SEARATES by DP WORLD, https://www.searates.com/maritime/ (2022 年 2 月 17 日閲覧)

た。

（2）鉄道路線

ASEAN 全体の鉄道路線図を網羅した地図を調査し、ESCAP（国連アジア太平洋経済社会委員会）の路線図[148]を軸として、ASEAN 全体の鉄道路線図を作成した。また、マップを詳細に作成するため、路線図をさらに詳しく見ていく際などに Open Railway Map の路線図[149]を補足的に活用した。また、マップを作成する際には、ASEAN 各国の既設の鉄道路線に加えて、今後の長期的な CCS の可能性を検討するために、建設予定となっている路線も点線で表現することとした。

（3）パイプライン幹線

ASEAN 全体の国内外パイプライン幹線が描かれている文献を調査し、ACE が 2020 年 11 月に発行した“ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation（APAEC）Phase Ⅱ:2021-2025[150]”に記載されている図を用いた。この図を基に、マップでは、TAGP（Trans ASEAN Gas Pipeline）[151]である既設ガスパイプラインを太い緑線で、TAGP 以外の既設ガスパイプラインを緑線で表現した。

5.3.3 排出源と貯留地および輸送インフラのマッピング

各調査対象国における排出源と貯留地および輸送インフラのマッピング結果について、以下に述べる。

（1）インドネシア

1）州別総排出量、輸送インフラ、貯留地の全体像

インドネシアにおける州別総排出量は図 5-7 のとおりである。インドネシアでは、人口及び産業の密集地であるジャワ島およびスラウェシ島南部において特に CO2 排出量が多い。パイプライン幹線に関しては、スマトラ島、ジャワ島、カリマンタン島の東部、スラウェシ島の南部といった相対的に CO2 の排出量が多い地域を中心に既設ガスパイプラインが確認できた。さらに、ジャワ島では鉄道路線も整備されていることに加え、ジャカルタには年間コンテナ取扱量が5,560（千 TEU）の港湾も存在することから、鉄道や船舶を用いた CO2 の

[148] ESCAP (2021) Trans-Asian Railway Network Map, https://www.unescap.org/resources/trans-asian-railway-network-map (2022 年 2 月 17 日閲覧)
[149] Open Railway Map (2022) https://www.openrailwaymap.org/ (2022 年 2 月 17 日閲覧)
[150] ASEAN Centre for Energy (2020) “(2021-2025) ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2016-2025 Phase II” p.19, https://aseanenergy.org/asean-plan-of-action-and-energy-cooperation-apaec-phase-ii-2021-2025/ (2022 年 2 月 17 日閲覧)
[151] TAGP とは、ASEAN の主要国間でのパイプラインネットワークの構築を目指すプロジェクトである。

輸送も検討が可能である。輸送ジャワ島やスマトラ島周辺には、貯留可能性が高いと想定されている地下深層地層が存在している。

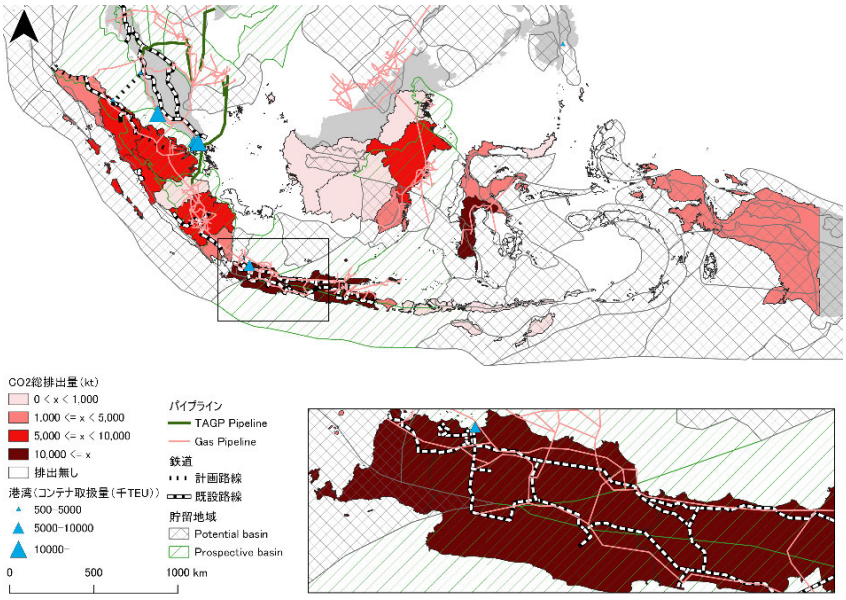


図 5-7 インドネシアの州別総排出量

出所）三菱総合研究所作成

2）州別総排出量の内訳

インドネシアにおける州別総排出量の内訳は図 5-8 のとおりである。ジャワ島では石炭火力発電所およびガス火力発電所、スラウェシ島南部ではセメントプラントからの CO2 排出量が多い。

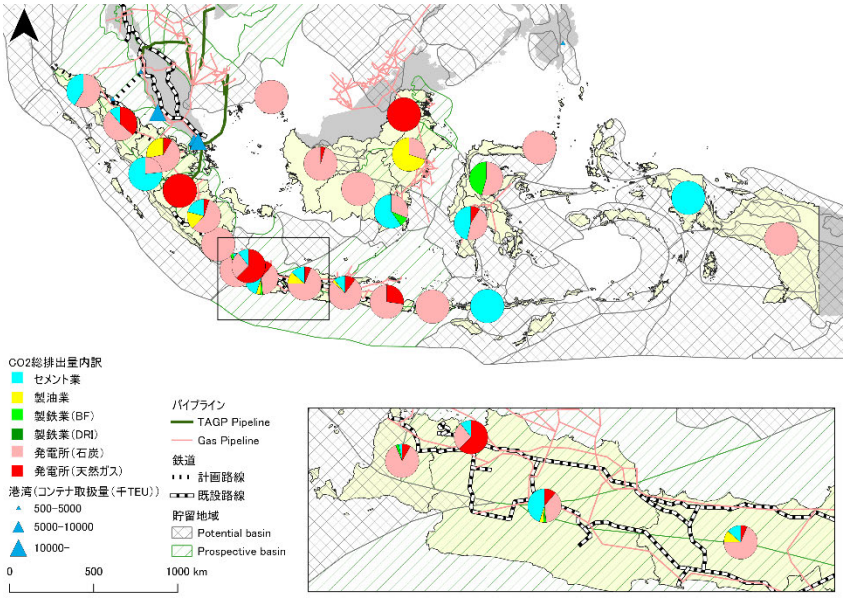


図 5-8 インドネシアの州別総排出量の内訳

出所）三菱総合研究所作成

3）製油所からの CO2 排出量の分布

インドネシアにおける製油所からの CO2 排出量の分布は図 5-9 のとおりである。中部ジャワ州と東カリマンタン州にそれぞれ年間 CO2 排出量が 2000kt を超える大規模な拠点が存在する。その他、西ジャワ島、東ジャワ島、リアウ州、南スマトラ州にも製油所の存在が確認できた。

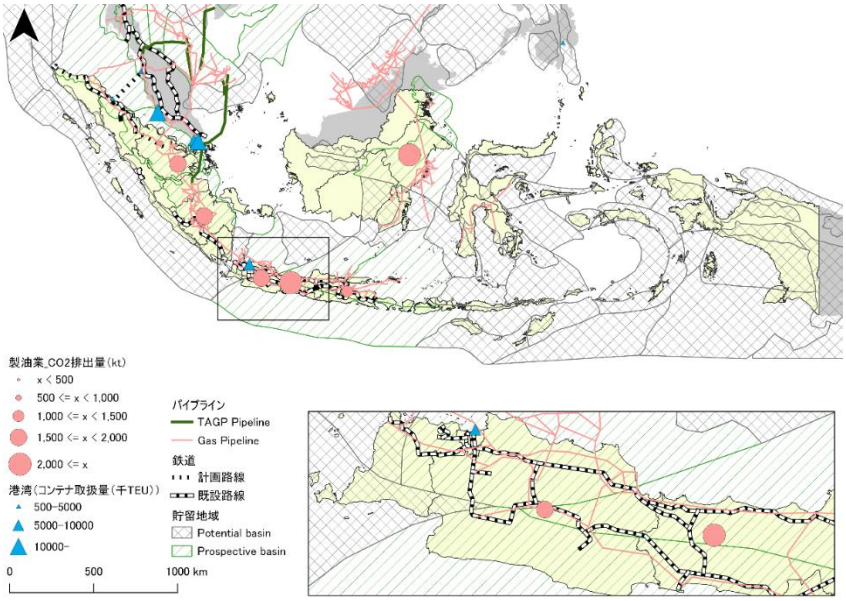


図 5-9 インドネシアの製油所からの CO2 排出量
出所）三菱総合研究所作成

4）製鉄所からの CO2 排出量の分布

インドネシアにおける製鉄所からの CO2 排出量の分布は図 5-10 のとおりである。製鉄所は、バンテン州、西ジャワ州、中部スラウェシ州に集中しており、年間 CO2 排出量が 1,000kt を超える製鉄所が数件点在している。また、直接還元鉄より銑鉄の製造による CO2 排出量がはるかに多いことが確認できた。

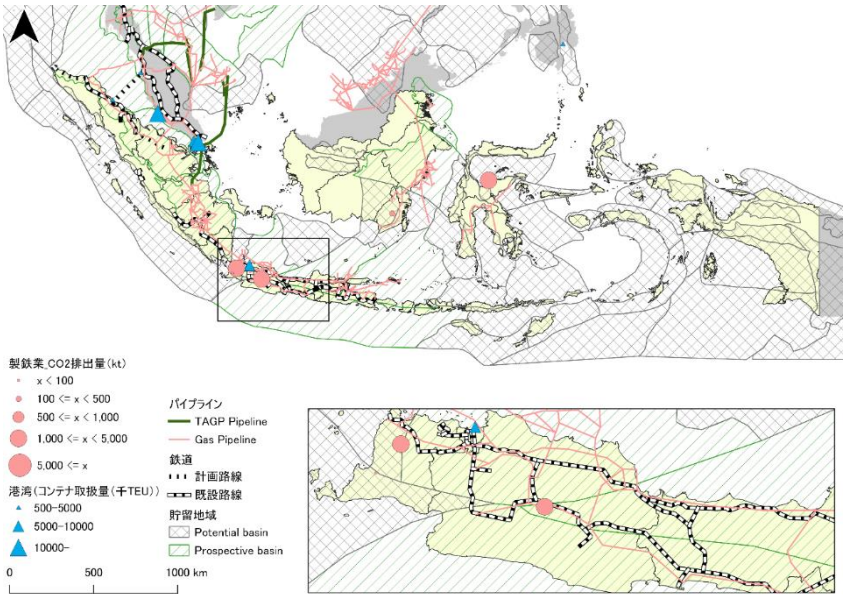


図 5-10 インドネシアの製鉄所からの CO2 排出量
出所）三菱総合研究所作成

5）セメントプラントからの CO2 排出量の分布

インドネシアにおけるセメントプラントからの CO2 排出量の分布は図 5-11 のとおりである。年間 CO2 排出量が 2,000kt 以上のセメントプラントは主にジャワ島に集中しているが、スマトラ島やスラウェシ島南部においても、同規模の大規模排出源が存在している。

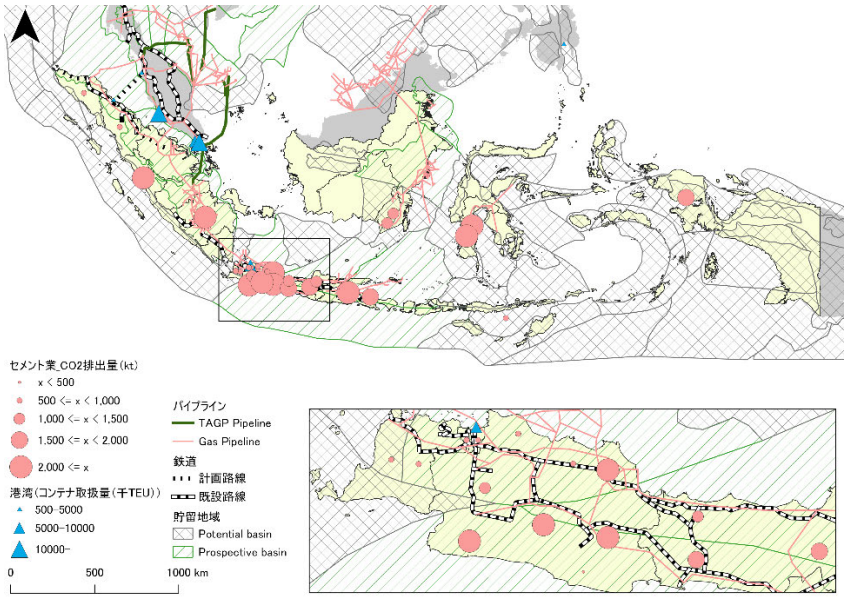


図 5-11 インドネシアのセメントプラントからの CO2 排出量
出所）三菱総合研究所作成

6）発電所からの CO2 排出量の分布

インドネシアにおける石炭火力発電所及びガス火力発電所からの CO2 排出量の分布は図 5-12 のとおりである。石炭火力発電所は広範囲に分布しているが、特にジャワ島に多く、年間 5,000kt を超える大型の石炭火力発電所が複数存在している。ガス火力発電所は石炭火力発電所と同様にジャワ島に多く存在し、中でもジャカルタ周辺に集中している。ジャワ島およびスマトラ島を中心として、1,000-5,000kt のガス火力発電所が複数存在している。

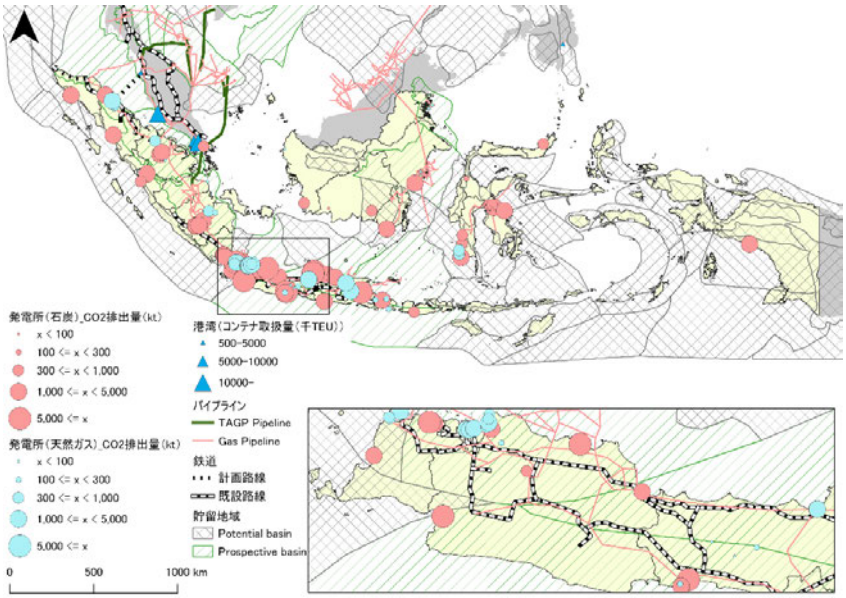


図 5-12 インドネシアの発電所からの CO2 排出量

出所）三菱総合研究所作成

（2）ブルネイ

1） 地区別総排出量、輸送インフラ、貯留地の全体像

ブルネイにおける地区別総排出量は図 5-13 のとおりである。ブライト地区およびブルネイ・ムアラ地区からの CO2 総排出量が他の地域に比べて相対的に高い。また、ブルネイの沖合にはガスパイプラインが敷設されている。年間コンテナ取扱量が 500（千 TEU）以上の主要港湾や鉄道路線、有望な貯留層は確認できなかった。

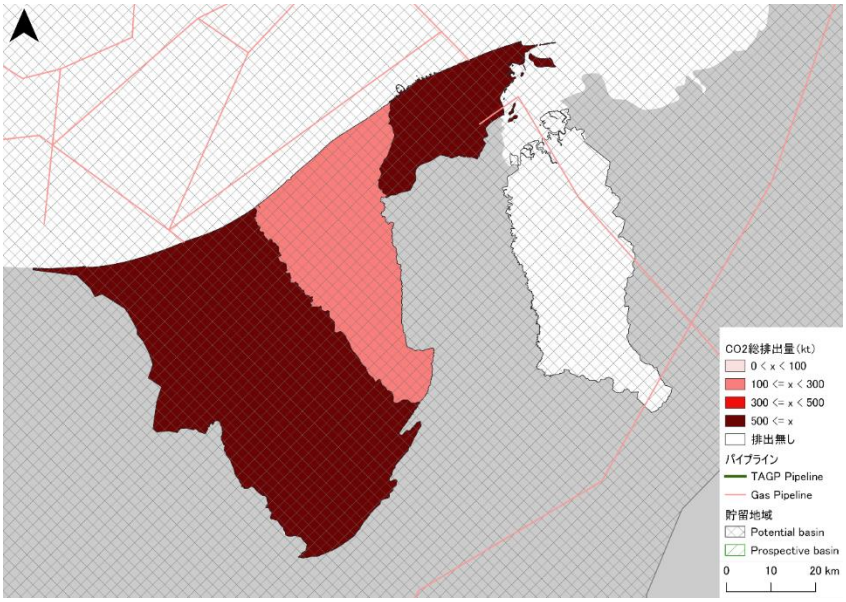


図 5-13 ブルネイの地区別総排出量

出所）三菱総合研究所作成

2）地区別総排出量の内訳

ブルネイにおける地区別総排出量の内訳は図 5-14 のとおりである。ブルネイにおいては主に発電所からの CO2 排出量が大部分を占めている。ブライト地区では、製油所からの CO2 排出量も確認できた。

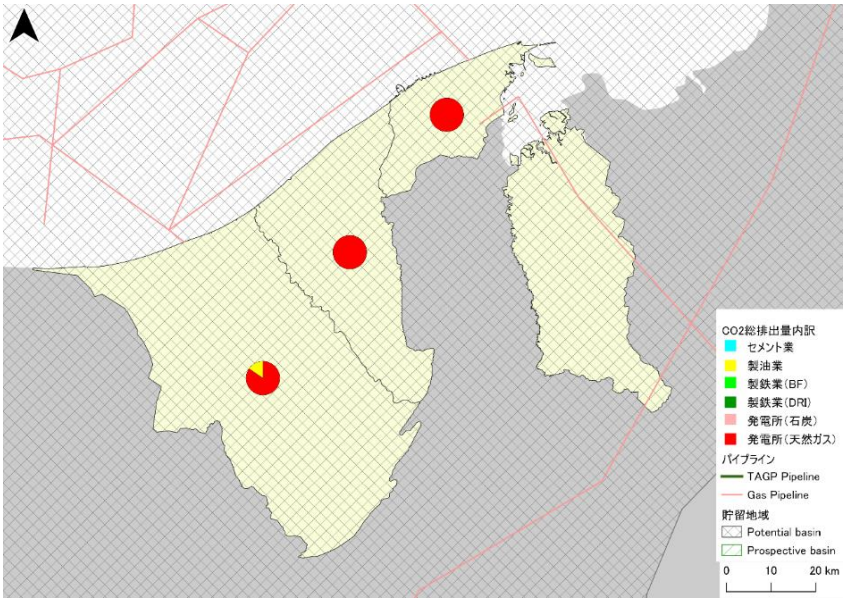


図 5-14 ブルネイの地区総排出量の内訳
出所）三菱総合研究所作成

3）製油所からの CO2 排出量の分布

ブルネイにおける製油所からの CO2 排出量の分布は図 5-15 のとおりである。年間 CO2 排出量が 100-150kt 規模の製油所がブライト地区に存在している。

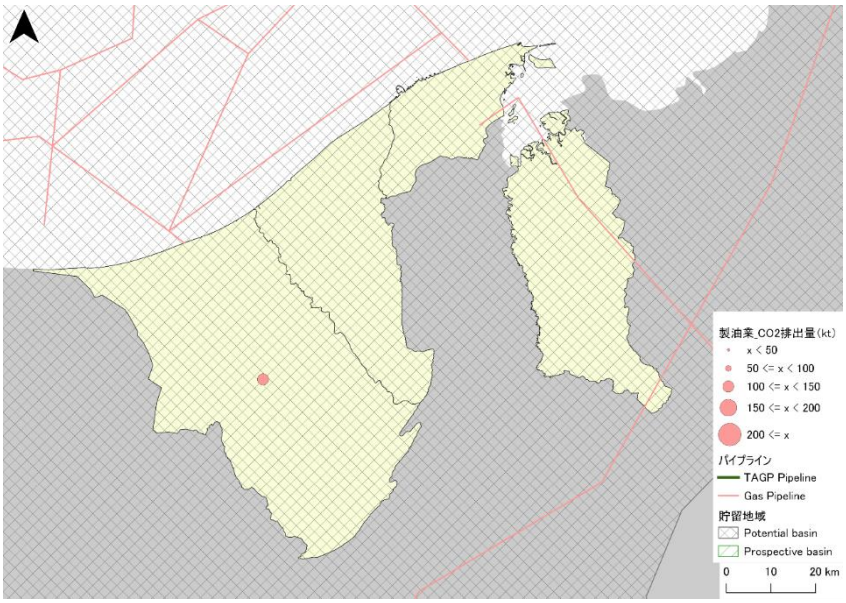


図 5-15 ブルネイの製油所からの CO2 排出量
出所）三菱総合研究所作成

4）製鉄所からの CO2 排出量の分布

ブルネイにおける製鉄所からの CO2 排出量は確認できなかった。

5）セメントプラントからの CO2 排出量の分布

ブルネイにおけるセメントプラントからの CO2 排出量は確認できなかった。

6）発電所からの CO2 排出量の分布

ブルネイにおけるガス火力発電所からの CO2 排出量の分布は図 5-16 のとおりである。臨海部を中心に複数のガス火力発電所が分布しており、年間 CO2 排出量はどの発電所においても 1,000kt 未満である。

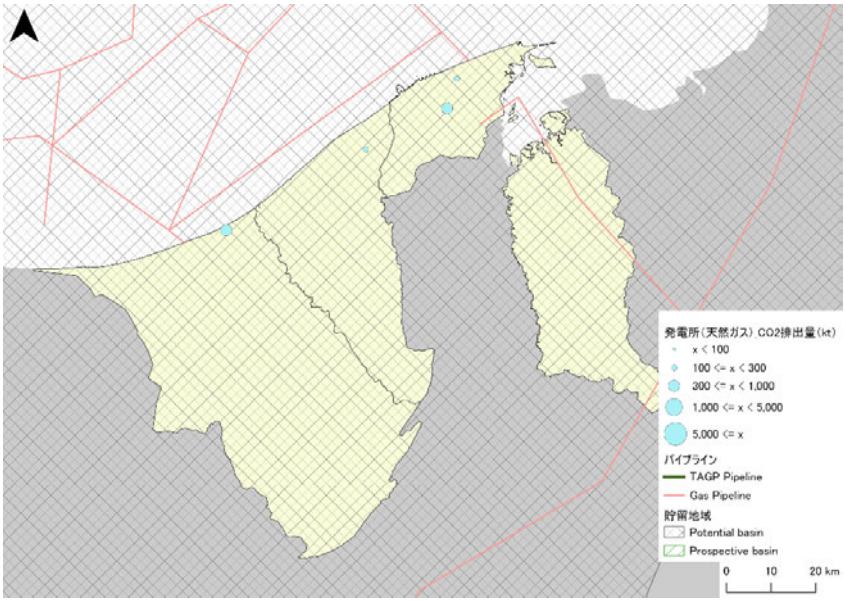


図 5-16 ブルネイの発電所からの CO2 排出量
出所）三菱総合研究所作成

（3）カンボジア

1） 州別総排出量、輸送インフラ、貯留地全体像

カンボジアにおける州別総排出量は図 5-17 のとおりである。沿岸地域のカンポット州における CO2 排出量が最大であったが、その規模は 5,000kt 未満であった。また、ガスパイプラインや年間コンテナ取扱量が 500 千 TEU 以上の港湾は確認できなかった。ただし、カンポット州の近隣には貯留可能性が高いと想定されている地下深層地層が存在している。

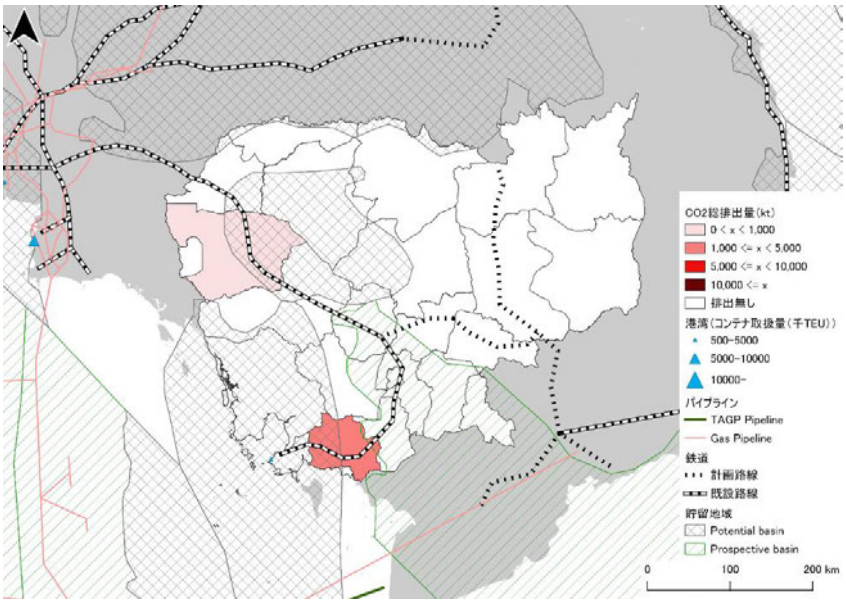


図 5-17 カンボジアの州別総排出量

出所）三菱総合研究所作成

2）州別総排出量の内訳

カンボジアにおける州別総排出量の内訳は図 5-18 のとおりである。セメントプラントからの CO2 のみ確認することが出来た。

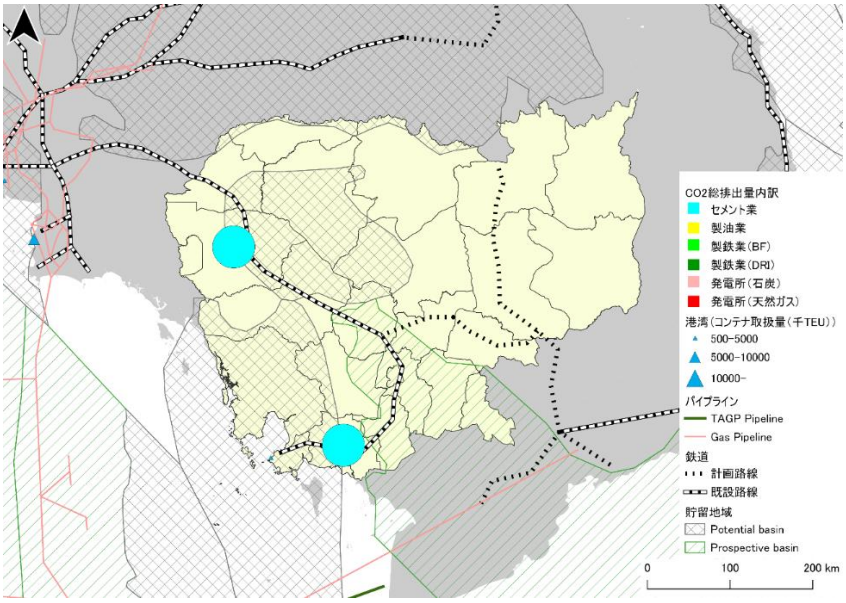


図 5-18 カンボジアの州別総排出量の内訳

出所）三菱総合研究所作成

3）製油所からの CO2 排出量分布

カンボジアにおける製油所からの CO2 排出量は確認できなかった。

4）製鉄所からの CO2 排出量分布

カンボジアにおける製鉄所からの CO2 排出量は確認できなかった。

5）セメントプラントからの CO2 排出量の分布

カンボジアにおけるセメントプラントからの CO2 排出量の分布は図 5-19 のとおりである。バタンバン州とカンポット州においてセメントプラントが複数存在しており、年間 CO2 排出量は、500-1,000kt の範囲である。

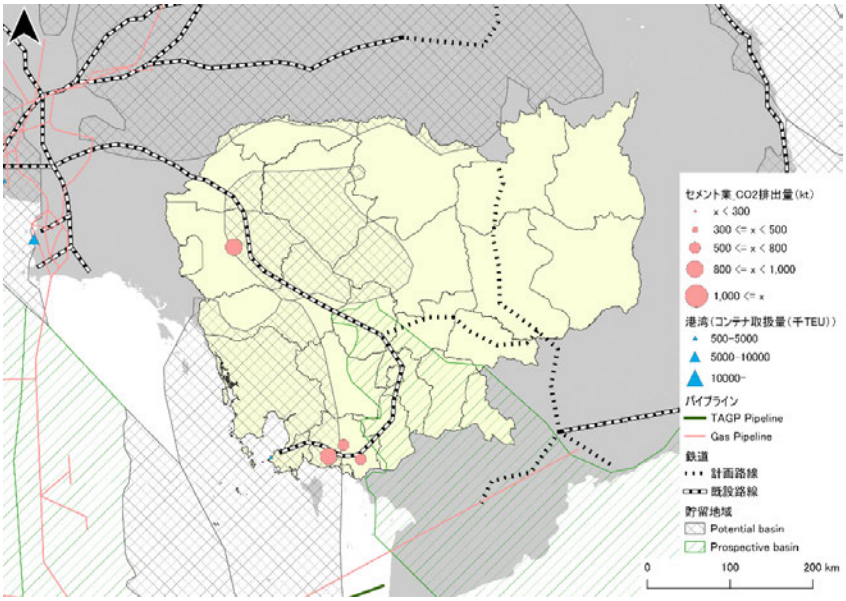


図 5-19 カンボジアのセメントプラントからの CO2 排出量
出所）三菱総合研究所作成

（4）ラオス

1）県別総排出量、輸送インフラ、貯留地全体像

ラオスにおける県別総排出量の分布は図 5-20 のとおりである。ラオスにおいては、サイニャブーリー県からの CO2 総排出量が最大であり、10,000kt を越えている。中部のカムムアン県にも中規模な排出源が見られる。輸送インフラとしての活用が考えられる鉄道は現在のところ整備されていないが、国内での鉄道路線の敷設が計画されている。ただし、国内および周辺において、有望な貯留層は確認できなかった。

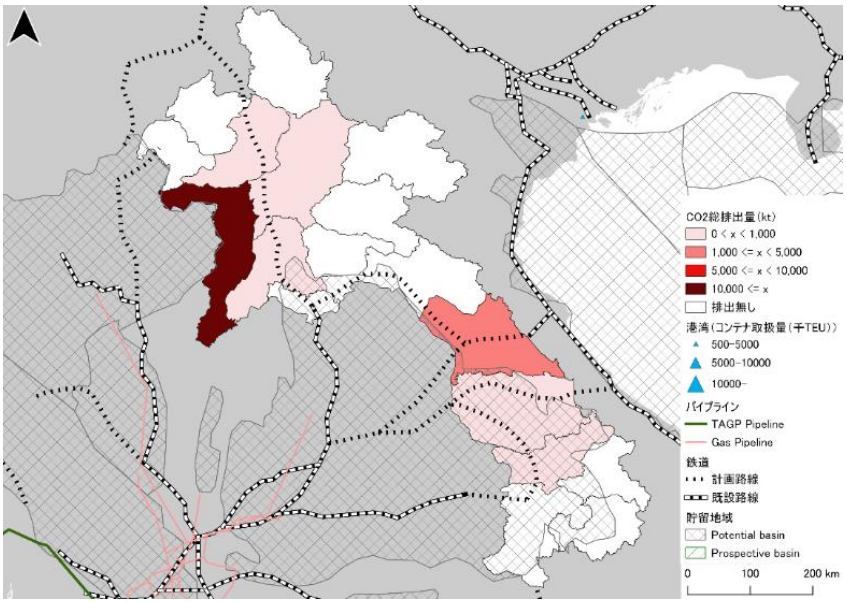


図 5-20 ラオスの県別総排出量

出所）三菱総合研究所作成

2）県別総排出量の内訳

ラオスにおける県別総排出量の内訳は図 5-21 のとおりである。本調査では、セメントプラントおよび石炭火力発電所からの CO2 排出量を確認することができた。サイニャブーリー県からの CO2 総排出量は国内で最大であったが、それは Hongsa 石炭火力発電所の稼働によるものであった。一方、セメントプラントは広範囲に分布している。

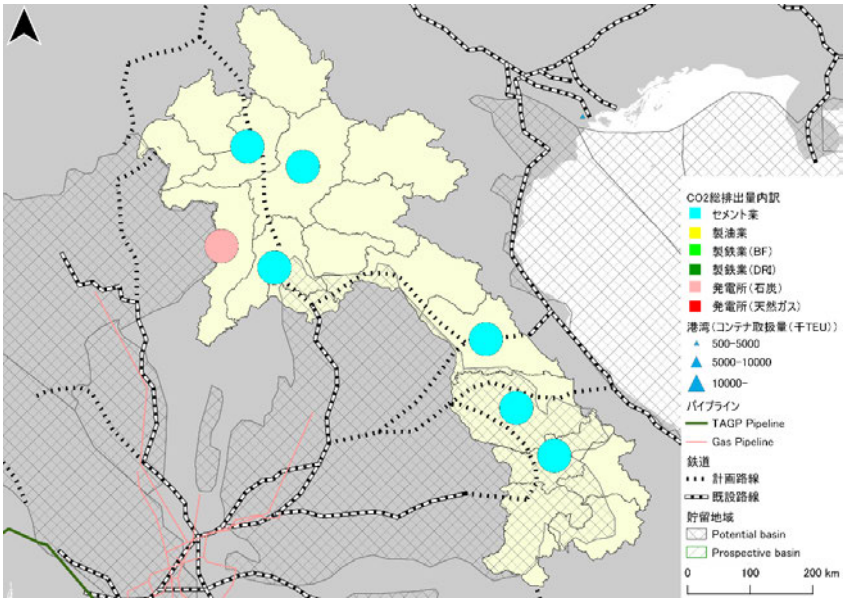


図 5-21 ラオスの県別層排出量の内訳

出所）三菱総合研究所作成

3）製油所からの CO2 排出量の分布

ラオスにおける製油所からの CO2 排出量は確認できなかった。

4）製鉄所からの CO2 排出量の分布

ラオスにおける製鉄所からの CO2 排出量は確認できなかった。

5）セメントプラントからの CO2 排出量の分布

ラオスにおけるセメントプラントからの CO2 排出量の分布は図 5-22 のとおりである。ラオスにおいては、特に中部のカムムアン県において 200kt 以上のセメントプラントが集中している。また、北部のウドムサイ県、ルアンパバーン県、ヴィエンチャン県にも 200kt 以上のセメントプラントが分布しているが、他国と比べればセメントプラントからの CO2 排出量は小規模である。

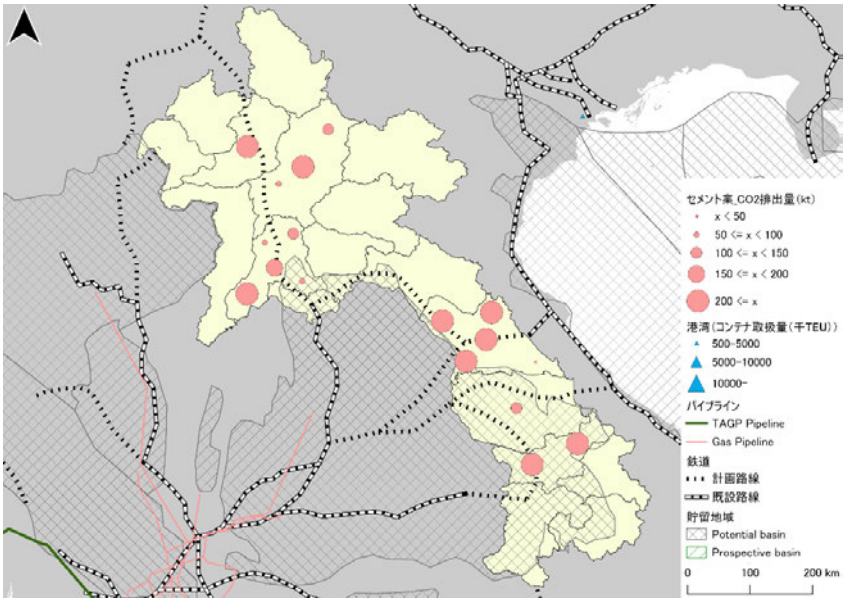


図 5-22 ラオスのセメントプラントからの CO2 排出
出所）三菱総合研究所作成

6）発電所からの CO2 排出量の分布

ラオスにおける発電所からの CO2 排出量の分布は図 5-23 のとおりである。ラオスにおける火力発電所はサイニャブーリー県の Hongsa 石炭火力発電所のみであるが、年間 CO2 排出量は 14,884kt と推定され、中規模排出源となっている。

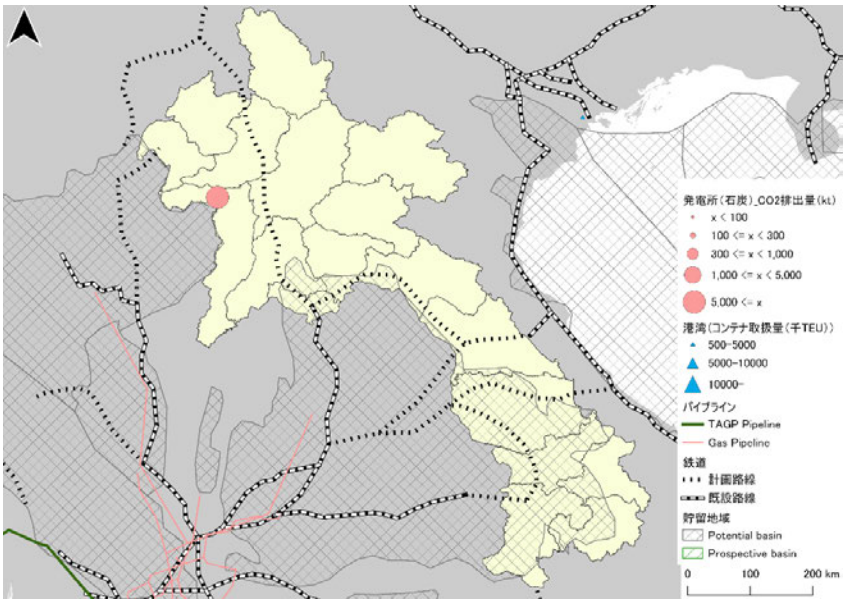


図 5-23 ラオスの発電所からの CO2 排出

出所）三菱総合研究所作成

（5）マレーシア

1） 州別総排出量、輸送インフラ、貯留地全体像

マレーシアにおける州別総排出量の分布は図 5-24 のとおりである。マレー半島西部の臨界地域からの排出量が最大となっている。また、マレー半島東部のトレンガヌ州と、カリマンタン島のサラワク州からの排出量も 5,000kt～10,000kt となっている。マレー半島においては、西部の多排出地域に沿って鉄道路線が敷設されていることに加えて、年間コンテナ取扱量が 10,000 千 TEU 以上の大規模な港湾が南部に複数確認できる。また、トレンガヌ州とサラワク州の海域においては、ガスパイプラインの密集が見られる。さらに、マレー半島の海域には有望な貯留層が確認されている。

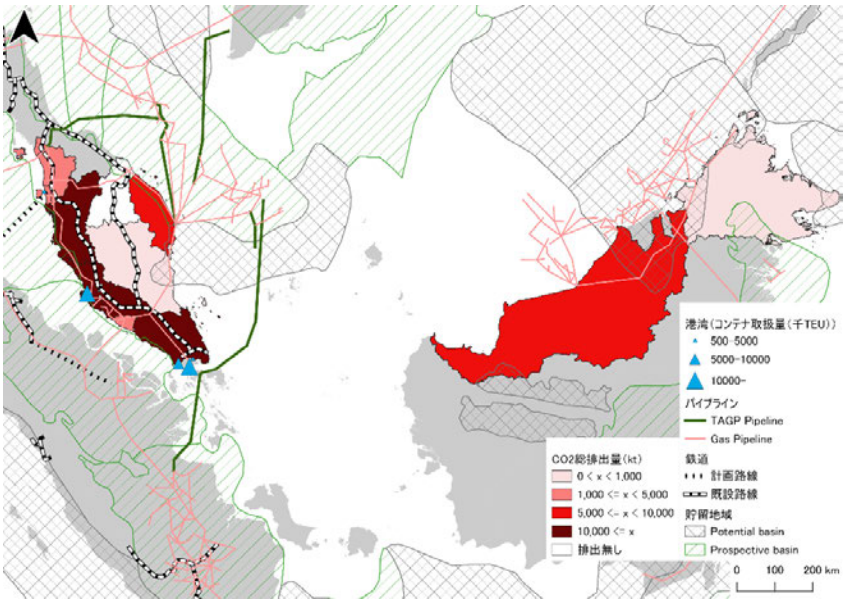


図 5-24 マレーシアの州別総排出量

出所）三菱総合研究所作成

2）州別総排出量の内訳

マレーシアにおける州別総排出量の内訳は図 5-25 のとおりである。地域により、その内訳が様々であることが見て取れる。ただし、全体の傾向として、CO2 の排出量が多いマレーシア半島西部および東部のトレンガヌ州、カリマンタン島のサラワク州においては、火力発電所の割合が高いことが分かる。

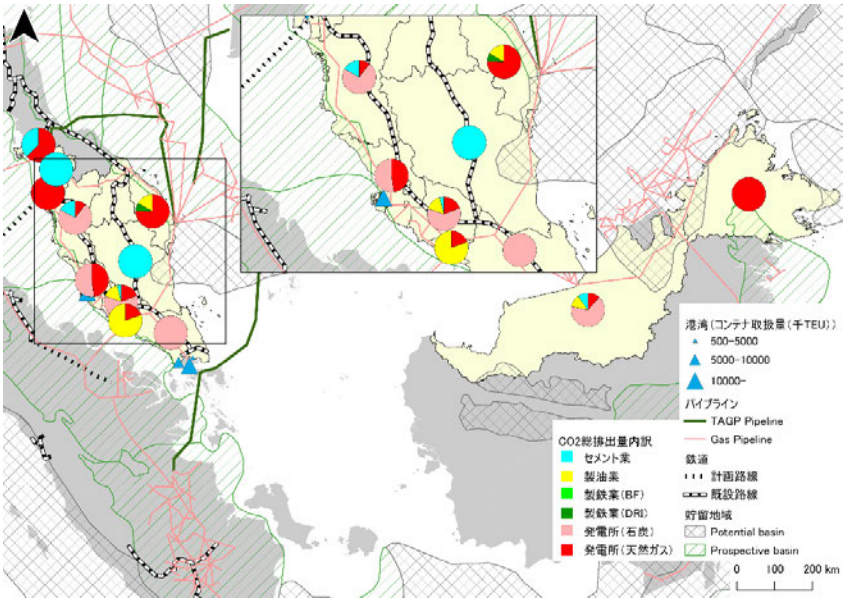


図 5-25 マレーシアの州別総排出量の内訳

出所）三菱総合研究所作成

3）製油所からの CO2 排出量の分布

マレーシアにおける製油所からの CO2 排出量の分布は図 5-26 のとおりである。製油

所はマレー半島およびサラワク州に分布しており、特にマレー半島ではトレンガヌ州およびマラッカ州に集中している傾向が見られる。製油所の年間 CO2 排出量は 500kt 未満のものから 1,500kt のものまで、規模は様々である。

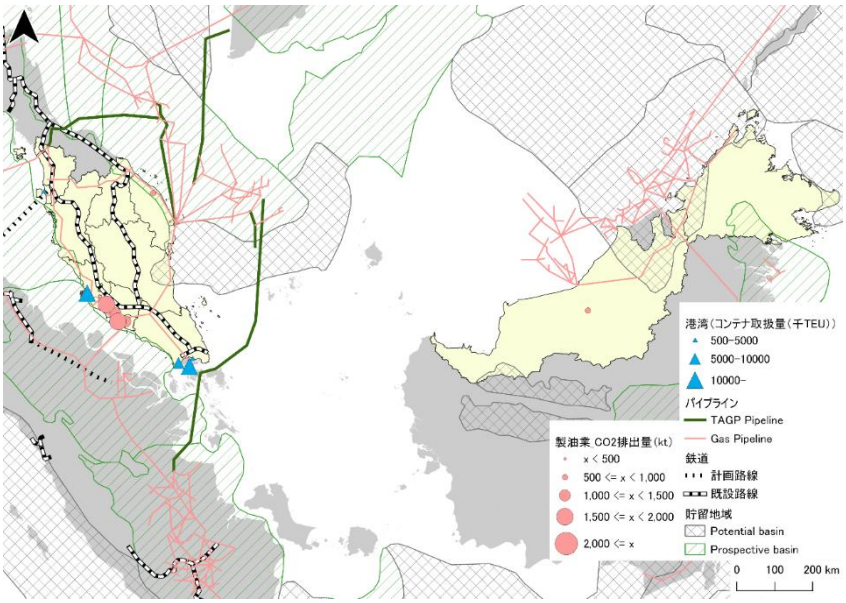


図 5-26 マレーシアの製油所からの CO2 排出
出所）三菱総合研究所作成

4）製鉄所からの CO2 排出量の分布

マレーシアにおける製鉄所からの CO2 排出量の分布は図 5-27 のとおりである。製鉄所については、個別のプラントに対して、その製鉄プロセスや製造する鉄の種類について公表していない施設が多く存在したため、CO2 排出量が不明の施設がほとんどであった。唯一確認できたのは、マレー半島のトレンガヌ州で直接還元鉄を製造するプラントであり、年間 CO2 排出量は約 460kt であった。

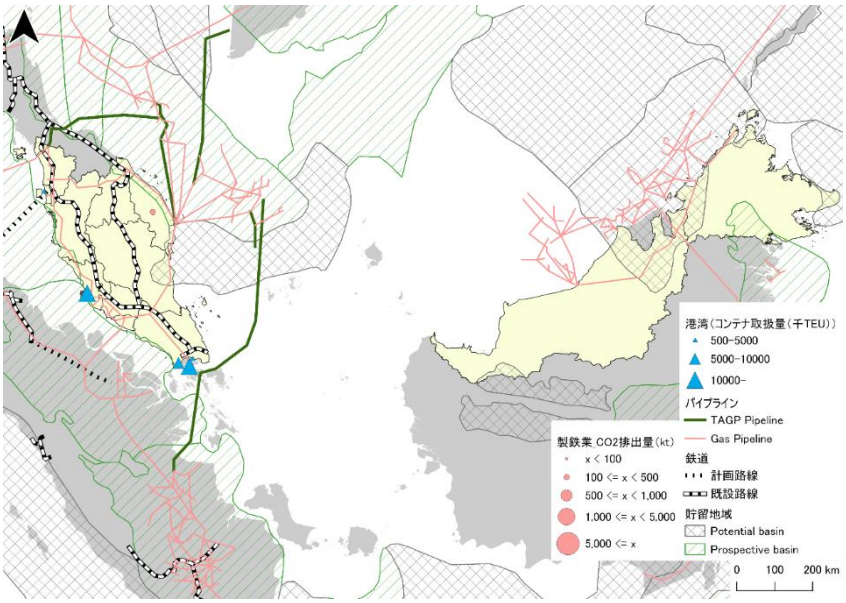


図 5-27 マレーシアの製鉄所からの CO2 排出
出所）三菱総合研究所作成

5）セメントプラントからの CO2 排出量の分布

マレーシアにおけるセメントプラントからの CO2 排出量の分布は図 5-28 のとおりである。マレーシアにおけるセメントプラントは、その大部分がマレー半島西部に集中している。その中でも、ペラ州は、複数のセメントプラントが存在し、最大の排出地域となっている。

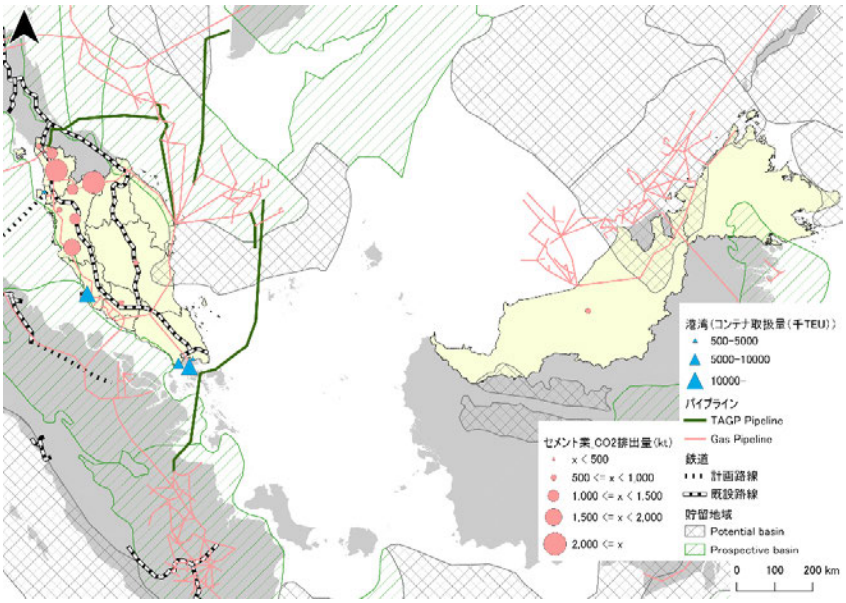


図 5-28 マレーシアのセメントプラントからの CO2 排出
出所）三菱総合研究所作成

6）発電所からの CO2 排出量の分布

マレーシアにおける石炭火力発電所及びガス火力発電所からの CO2 排出量の分布は図 5-29 のとおりである。石炭火力発電所については、マレー半島の西海岸に 5,000kt 以

上の大規模排出源が存在している。また、ボルネオ半島のうちサラワク州の沿岸にも 1,000-5,000kt の中規模排出源が見られる。ガス火力発電所についても同様に、マレー半島の西海岸に数多く分布している。中でも、スランゴール州にはガス火力発電所が集中しており、マレーシアのガス火力発電所からの CO2 排出量が最大の州となっている。

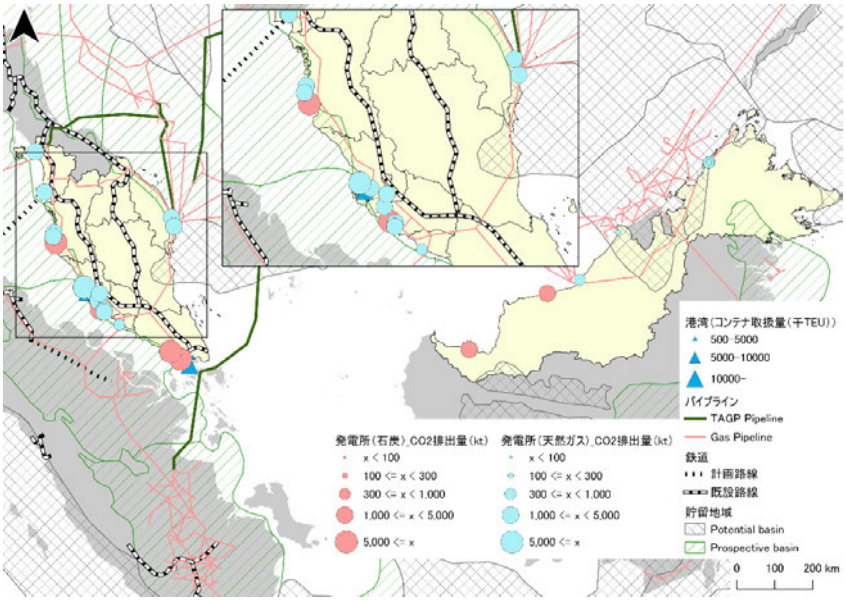


図 5-29 マレーシアの発電所からの CO2 排出
出所）三菱総合研究所作成

（6）ミャンマー

1） 地域別総排出量、輸送インフラ、貯留地全体像

ミャンマーにおける地域別総排出量は図 5-30 のとおりである。北東部と南部地区からの総排出量は他地区と比べ相対的に大きいが、その規模は 5,000kt 未満である。そのうち、マンダレー地方域、ヤンゴン地方域およびモン州からの CO2 排出量が特に大きく、2,000kt を超えている。鉄道路線は、ヤンゴンからマンダレーを結ぶ路線を中核として、広範囲に敷設されている。また、CO2 の多排出地域を中心に年間コンテナ取扱量が 1,000 千 TEU 以上の港湾は 1 件確認できた。ガスパイプラインは西部に集中しており、その近隣には貯留可能性があると想定されている地下深層地層が存在している。

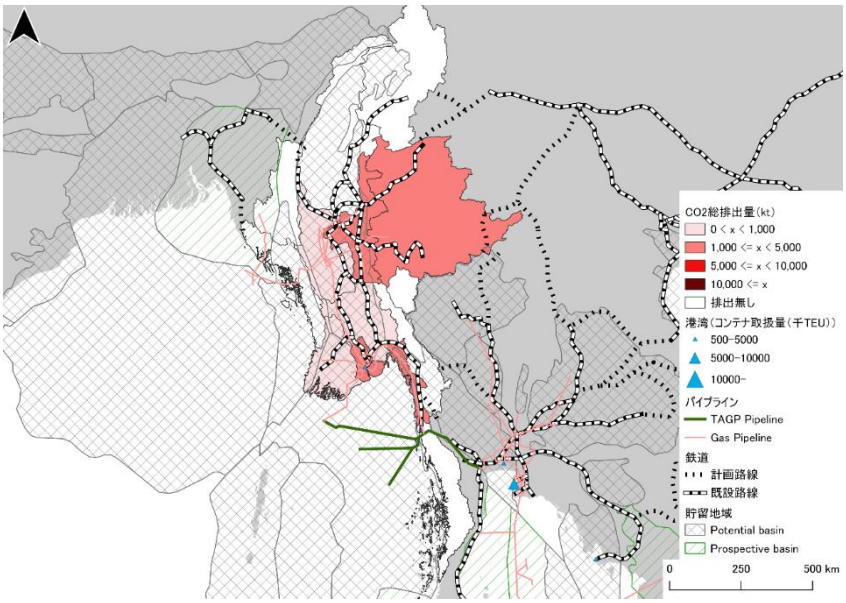


図 5-30 ミャンマーの地域別総排出量

出所）三菱総合研究所作成

2）地域別総排出量の内訳

ミャンマーにおける地域別総排出量の内訳は図 5-31 のとおりである。全体の傾向として、セメントプラントとガス火力発電所からの CO2 排出量の占める割合が高い。

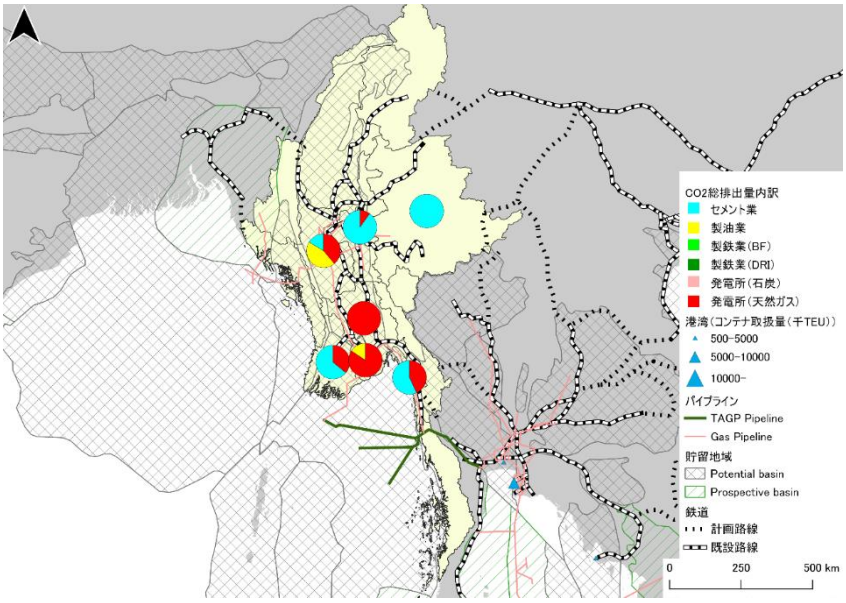


図 5-31 ミャンマーの地域別総排出量の内訳

出所）三菱総合研究所作成

3）製油所からの CO2 排出量の分布

ミャンマーにおける製油所からの CO2 排出量の分布は図 5-32 のとおりである。年間 CO2 排出量が 500kt 未満の製油所が、マグウェル地方域およびヤンゴン地方域に存在していることが確認できた。

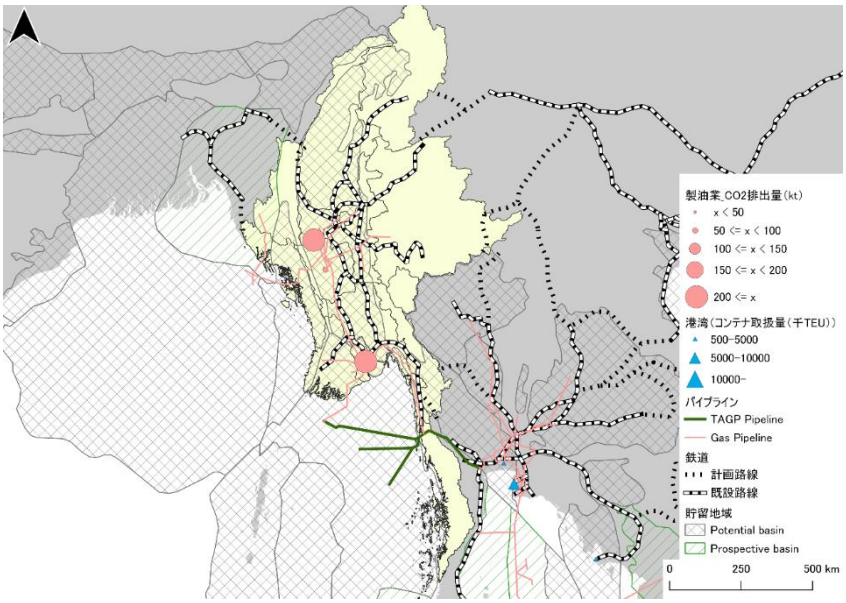


図 5-32 ミャンマーの製油所からの CO2 排出
出所）三菱総合研究所作成

4）製鉄所からの CO2 排出量の分布

ミャンマーにおける製鉄所からの CO2 排出量は確認できなかった。

5）セメントプラントからの CO2 排出量の分布

ミャンマーにおけるセメントプラントからの CO2 排出量の分布は図 5-33 のとおりである。ミャンマーにはマンダレー地方域に年間 CO2 排出量が 1,620kt であるセメントプラントが存在しており、それ以外では国内各地に 1,000kt 未満の工場が稼働している。

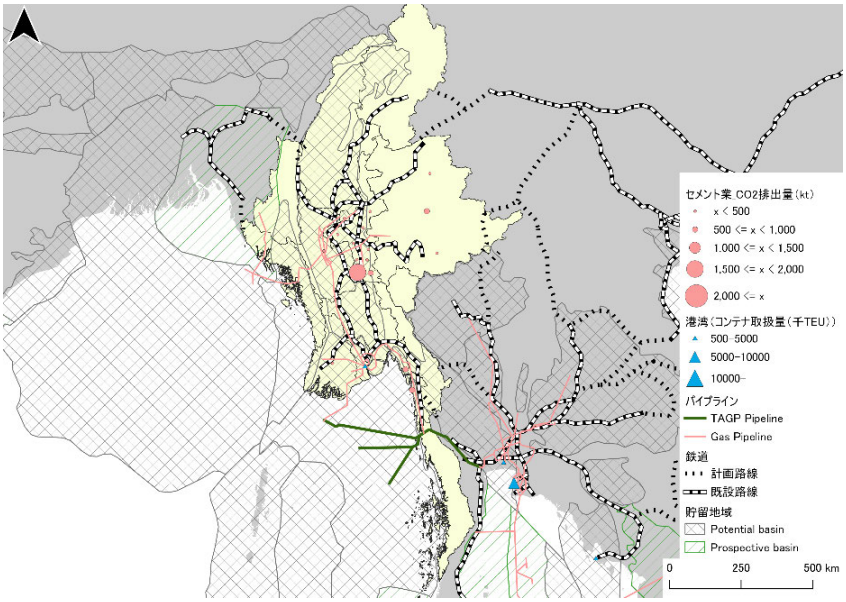


図 5-33 ミャンマーのセメントプラントからの CO2 排出
出所）三菱総合研究所作成

6）発電所からの CO2 排出量の分布

ミャンマーの電力は主に水力発電とガス火力発電によって供給されており、石炭火力発電は極僅かしか行われていない。ミャンマーにおけるガス火力発電所からの CO2 排出量の分布は図 5-34 のとおりである。ガス火力発電所の多くは、ヤンゴン地方域やモン州などの南部と、マンダレー地方域等の中部に存在している。

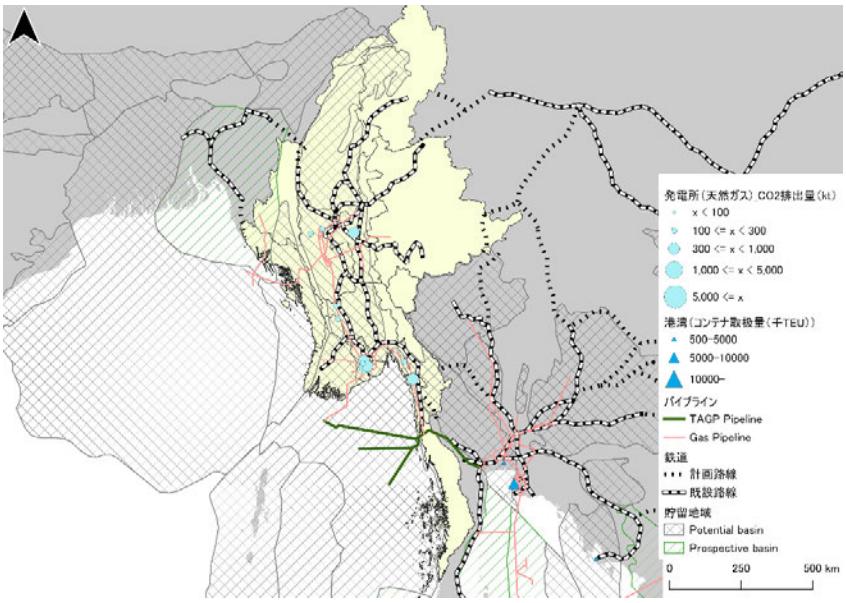


図 5-34 ミャンマーの発電所からの CO2 排出
出所）三菱総合研究所作成

（7）フィリピン

1）州別総排出量、輸送インフラ、貯留地全体像

フィリピンにおける州別総排出量の分布は図 5-35 のとおりである。特にバターン州およびバタンガス州からの総排出量が大きく、総排出量の規模は 10,000kt を超えている。年間コンテナ取扱量が 500 千 TEU 以上の港湾が複数存在することが確認できた。また、ガスパイプラインは、北西部に敷設されている。総排出量が大きい地域の近隣には、ほとんどの場合において、貯留可能性があると想定されている地下深層地層が存在している。

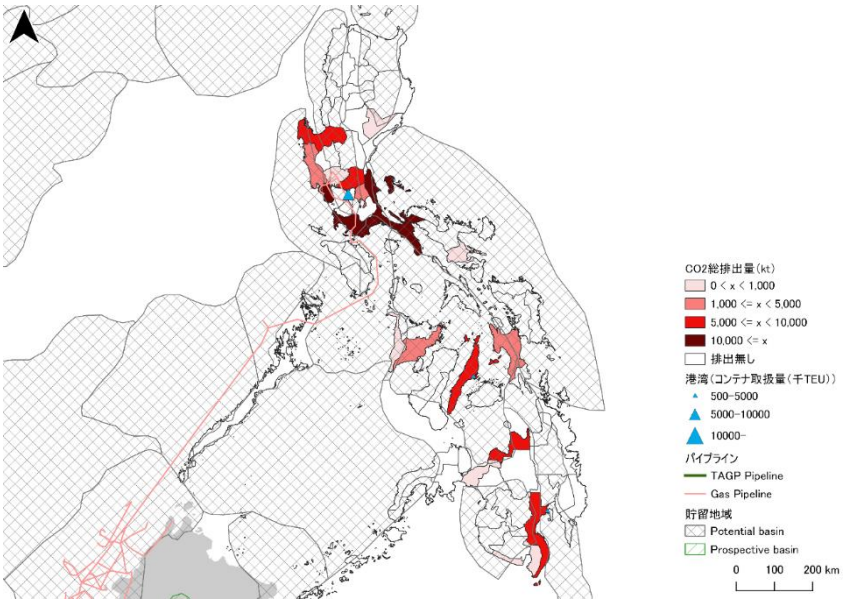


図 5-35 フィリピンの州別総排出量

出所）三菱総合研究所作成

2）州別総排出量の内訳

フィリピンにおける州別総排出量の内訳は図 5-36 のとおりである。フィリピンにおいては、セメントプラントおよび石炭火力発電所からの CO2 排出量の占める割合が高いことが確認できた。フィリピンでは、ガス火力発電所に対する依存度が低いことも見て取れる。

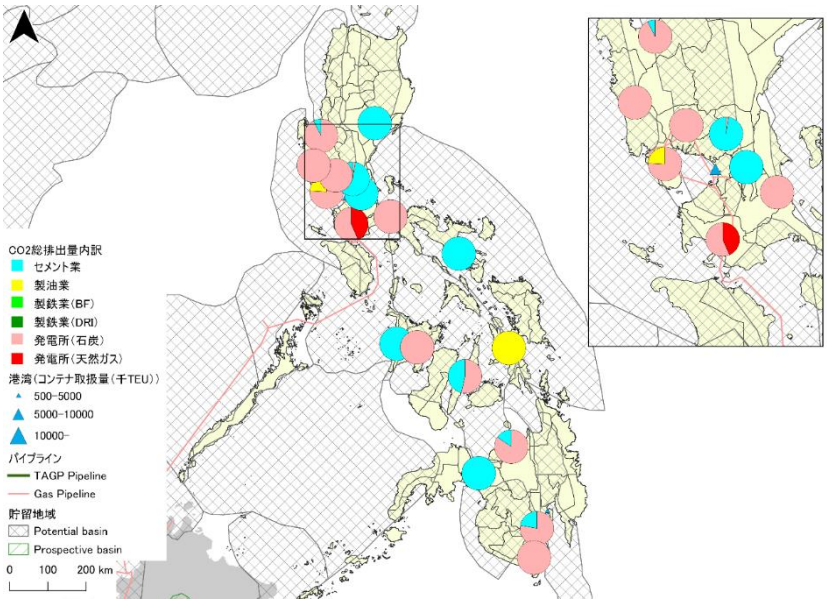


図 5-36 フィリピンの州別総排出量の内訳

出所）三菱総合研究所作成

3）製油所からの CO2 排出量の分布

フィリピンにおける製油所からの CO2 排出量の分布は図 5-37 のとおりである。年間 CO2 排出量がおよそ 2,500kt と 1,300kt の製油所がそれぞれバターン州とレイテ州に

存在していることを確認できた。

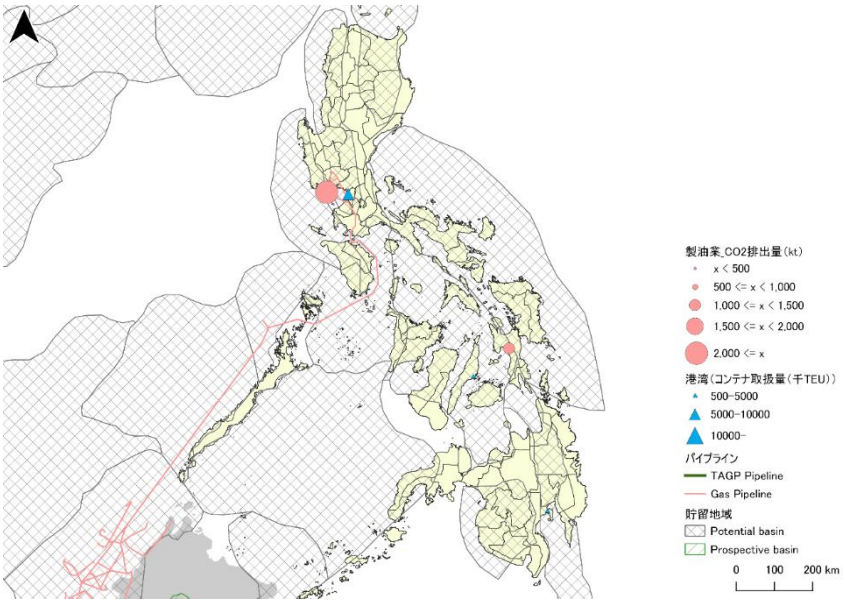


図 5-37 フィリピンの製油所からの CO2 排出
出所）三菱総合研究所作成

4）製鉄所からの CO2 排出量の分布

フィリピンにおける製鉄所からの CO2 排出量は確認できなかった。

5）セメントプラントからの CO2 排出量の分布

フィリピンにおけるセメントプラントからの CO2 排出量の分布は図 5-38 のとおりである。マニラ近郊とセブ島に年間 CO2 排出量が 2,000kt 以上の大規模なセメントプラントが存在している。それ以外では、各地で年間 CO2 排出量が 1,000kt 未満の比較的小規模な工場が確認できる。

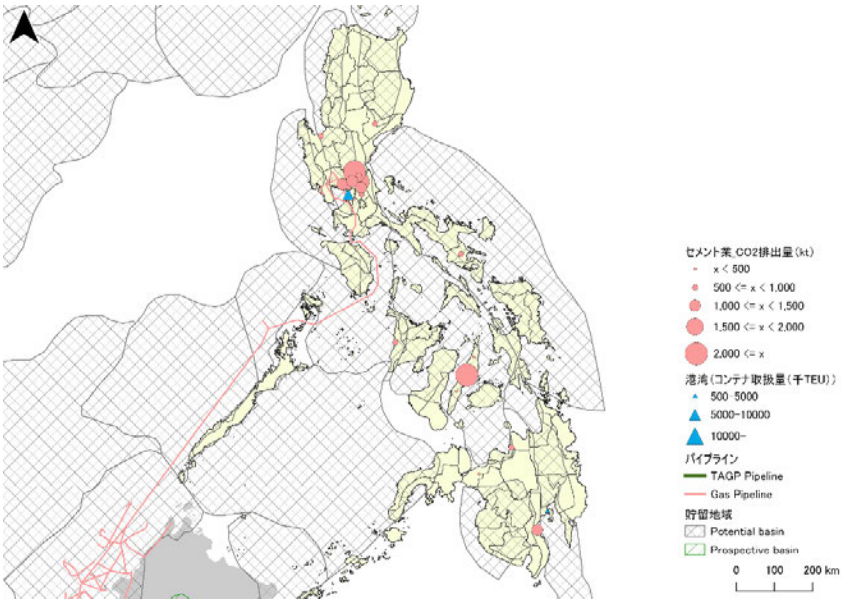


図 5-38 フィリピンのセメントプラントからの CO2 排出
出所）三菱総合研究所作成

6）発電所からの CO2 排出量の分布

フィリピンにおける石炭火力発電所及びガス火力発電所からの CO2 排出量の分布は図 5-39 のとおりである。フィリピンの電源構成は石炭火力発電に強く依存しており、各地に石炭火力発電所が設置されている。マニラ近郊ではガス火力発電所も含めて年間排出量が 1,000～5,000kt の設備が複数稼働している。

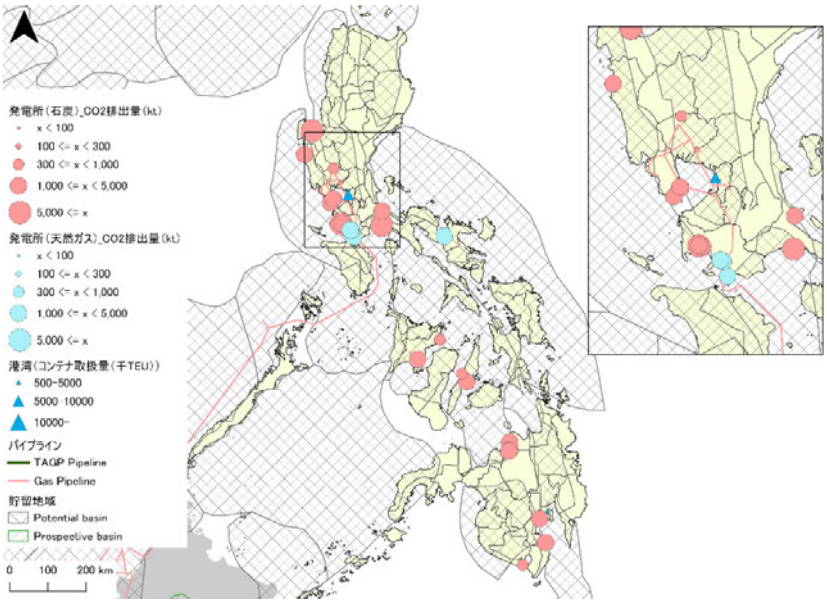


図 5-39 フィリピンの発電所からの CO2 排出
出所）三菱総合研究所作成

（8）シンガポール

1） 地域別総排出量、輸送インフラ、貯留地全体像

シンガポールにおける地域別総排出量は図 5-40 のとおりである。西部の排出量は他地区より大きく、規模が 10,000kt を超えている。また、年間コンテナ取扱量がおよそ 37,000 千 TEU の港湾が一か所存在しており、ガスパイプラインが中部を貫通して敷設されていることが確認できた。国土周辺には貯留可能性があると想定されている地下深層地層が存在しない。

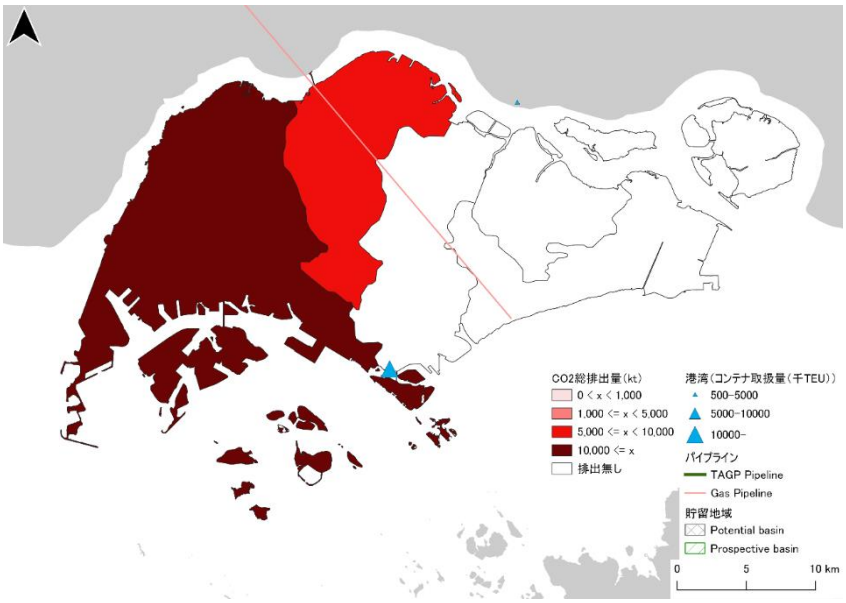


図 5-40 シンガポールの地域別総排出量

出所）三菱総合研究所作成

2） 地域別総排出量の内訳

シンガポールにおける州別総排出量の分布は図 5-41 のとおりである。シンガポールにおいては、天然ガス火力発電所と製油所からの CO2 排出量の占める割合が大きい。天然ガス火力発電所は中部および西部に存在することを確認でき、製油所に関しては西部に存在することを確認できた。

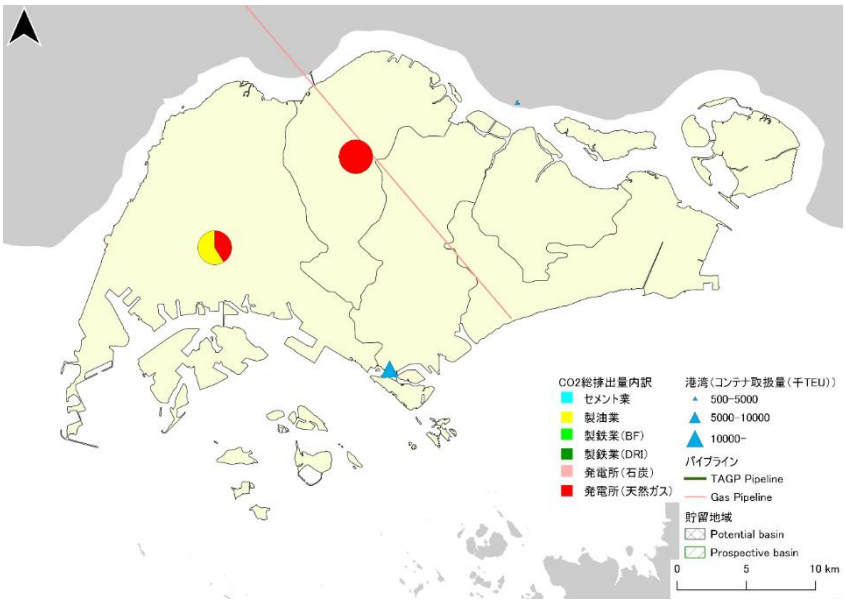


図 5-41 シンガポールの地域別総排出量の内訳
出所）三菱総合研究所作成

3）製油所からの CO2 排出量の分布

シンガポールにおける製油所からの CO2 排出量の分布は図 5-42 のとおりである。南西に位置しているジュロン島などに、年間 CO2 排出量が 4,000kt 以上の製油所が確認できた。

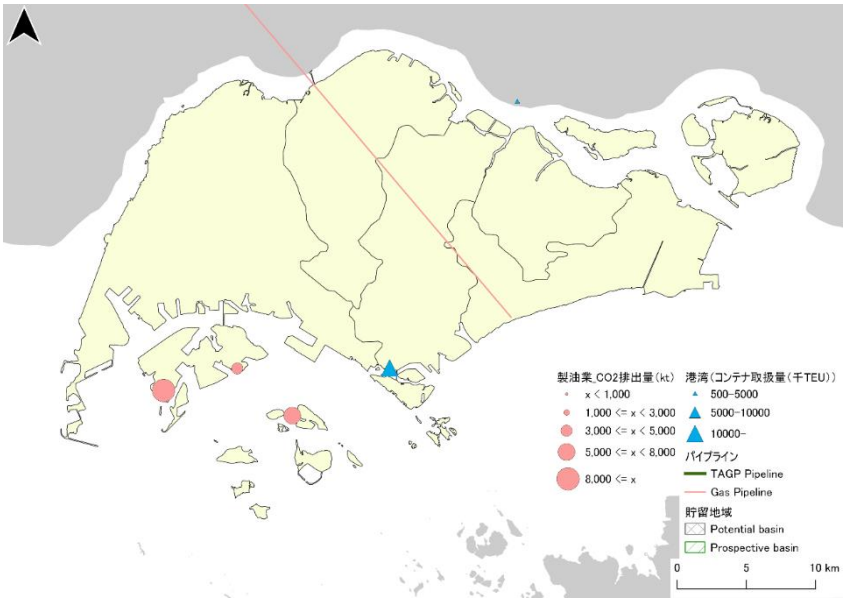


図 5-42 シンガポールの製油所からの CO2 排出
出所）三菱総合研究所作成

4）製鉄所からの CO2 排出量の分布

シンガポールにおける製鉄所からの CO2 排出量は確認できなかった。

5）セメントプラントからの CO2 排出量の分布

シンガポールにおけるセメントプラントからの CO2 排出量は確認できなかった。

6）発電所からの CO2 排出量の分布

シンガポールにおけるガス火力発電所からの CO2 排出量の分布は図 5-43 のとおりである。北部において年間 CO2 排出源が 5,000kt 以上の大型の発電所が存在している。また、ジュロン島においては 1,000～5,000kt の中規模排出源が複数存在している。

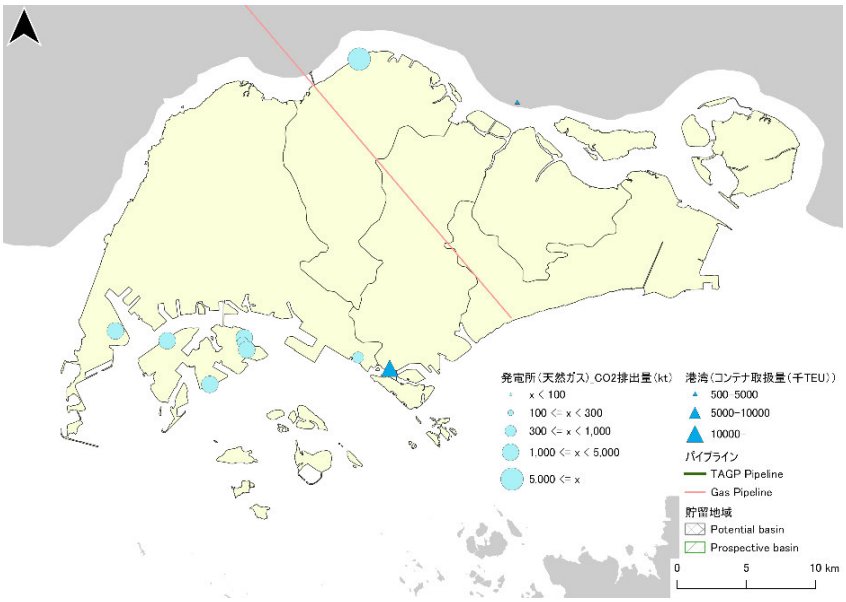


図 5-43 シンガポールの発電所からの CO2 排出

出所）三菱総合研究所作成

（9）タイ

1）県別総排出量、輸送インフラ、貯留地全体像

タイにおける県別総排出量の分布は図 5-44 のとおりである。特にチャンブリ県、ラムパーン県、ナコーンシータンマラート県、アユタヤ県、ラーチャブリ県、ラヨーン県などからの総排出量が大きく、総排出量の規模が 5,000kt を超えている。また、鉄道路線は、バンコクを中心として東西南北に敷設されており、南はマレーシアまで続いている。年間コンテナ取扱量が 1,000 千 TEU 以上の港湾が一か所および、年間コンテナ取扱量が 7,000 千 TEU 以上の港湾が一か所存在することが確認できた。ガスパイプラインは、排出源が集中している中部と南部に敷設されており、近隣には貯留可能性が高いと想定されている地下深層地層が存在している。

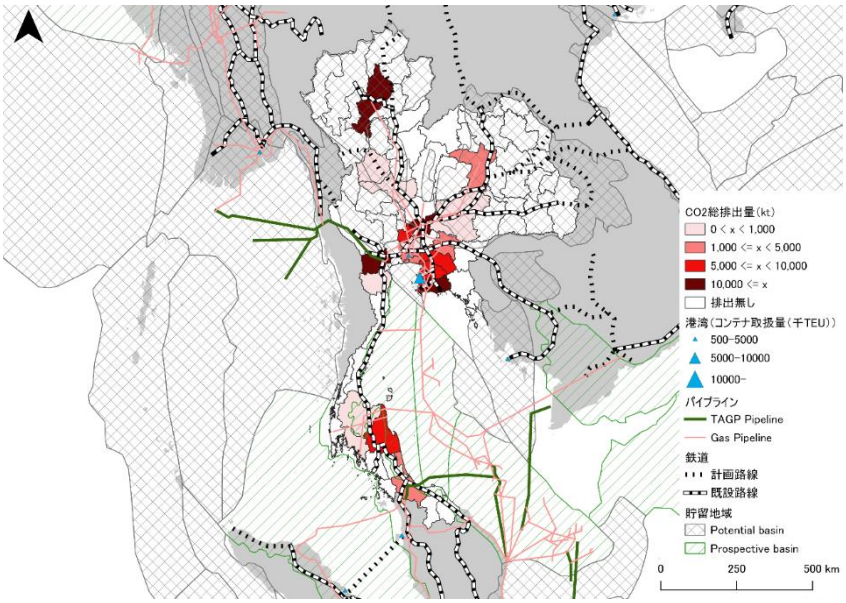


図 5-44 タイの県別総排出量

出所）三菱総合研究所作成

2）県別総排出量の内訳

タイにおける県別総排出量の内訳は図 5-45 のとおりである。タイにおいては、セメントプラント、石炭火力発電所、天然ガス火力発電所からの CO2 排出量の占める割合が大きく、中部及び南部に集中している傾向が見られる。

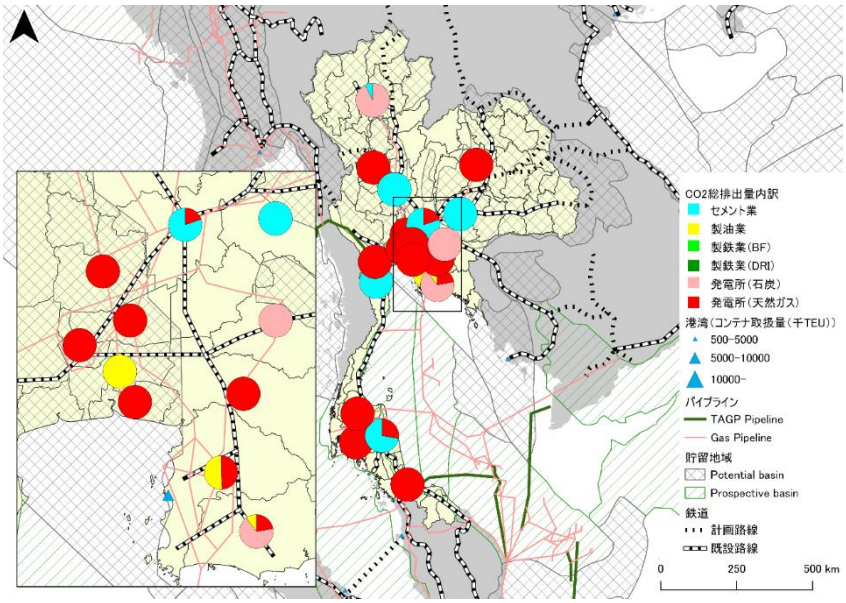


図 5-45 タイの県別総排出量の内訳

出所）三菱総合研究所作成

3）製油所からの CO2 排出量の分布

タイにおける製油所からの CO2 排出量の分布は図 5-46 のとおりである。年間 CO2 排出量は 1,500kt 以上の規模の製油所複数が確認でき、特にチョンブリ県、バンコク都、ラ

ヨーン県に集中している傾向が見られる。

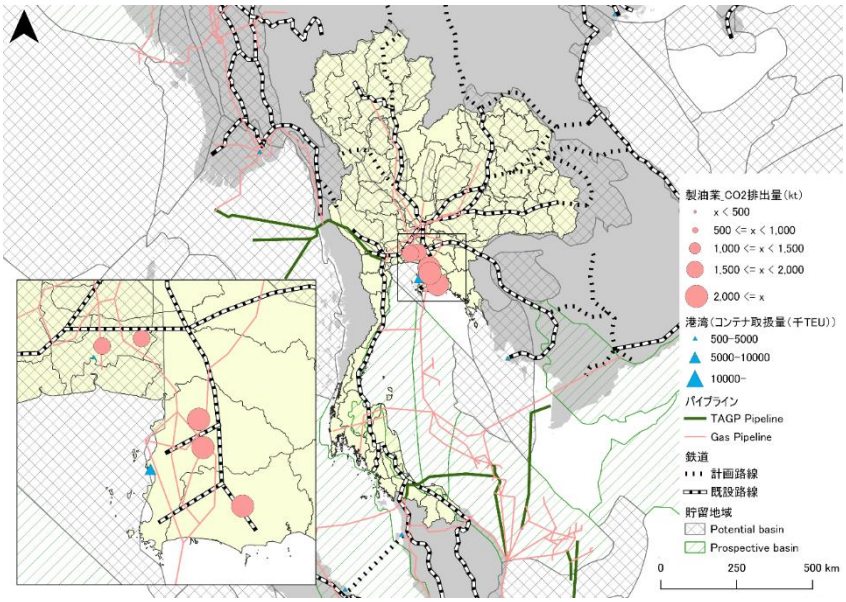


図 5-46 タイの製油所からの CO2 排出

出所）三菱総合研究所作成

4）製鉄所からの CO2 排出量の分布

タイにおける製鉄所からの CO2 排出量は確認できなかった。

5）セメントプラントからの CO2 排出量の分布

タイにおけるセメントプラントからの CO2 排出量の分布は図 5-47 のとおりである。南部のナコーンシータンマラート県に年間 CO2 排出量が 3,726kt の大規模な排出源が 1 件稼働していることを除き、年間 CO2 排出量が 2,000kt 以上のその他の排出源はサラブリー県に集中している。

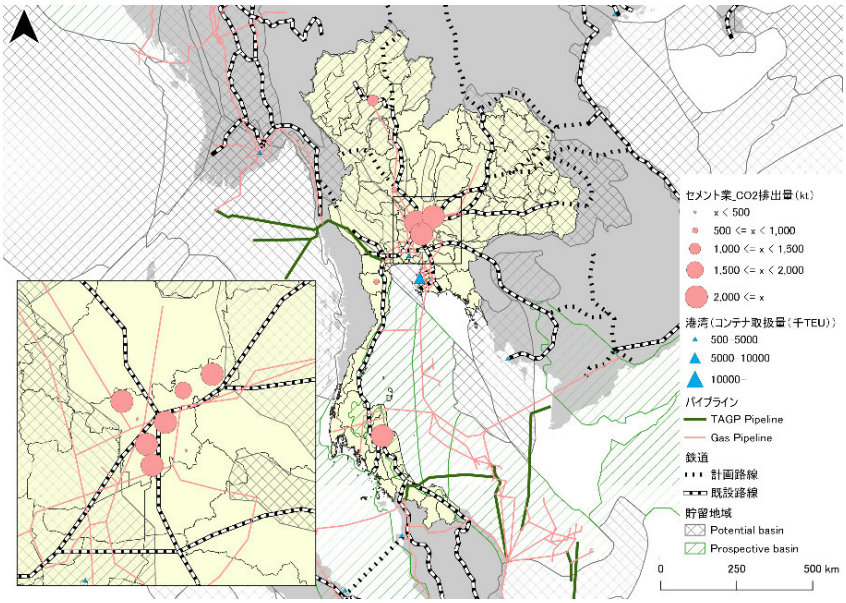


図 5-47 タイのセメントプラントからの CO2 排出

出所）三菱総合研究所作成

6）発電所からの CO2 排出量の分布

タイにおける石炭火力発電所およびガス発電所からの CO2 排出量の分布は図 5-48 のとおりである。タイではガス火力発電が重要な電力供給源となっている。主要なガス発電所の多くはバンコク周辺の沿岸部に集中している。また、タイ南部にも年間 CO2 排出量が 1,000～5,000kt の中規模排出源であるガス発電所が沿岸部に確認できる。石炭火力発電所に関しては、北部のラムパーン県、バンコク近郊のラヨーン県に年間 CO2 排出量が 5,000kt 以上の大規模排出源が存在する。

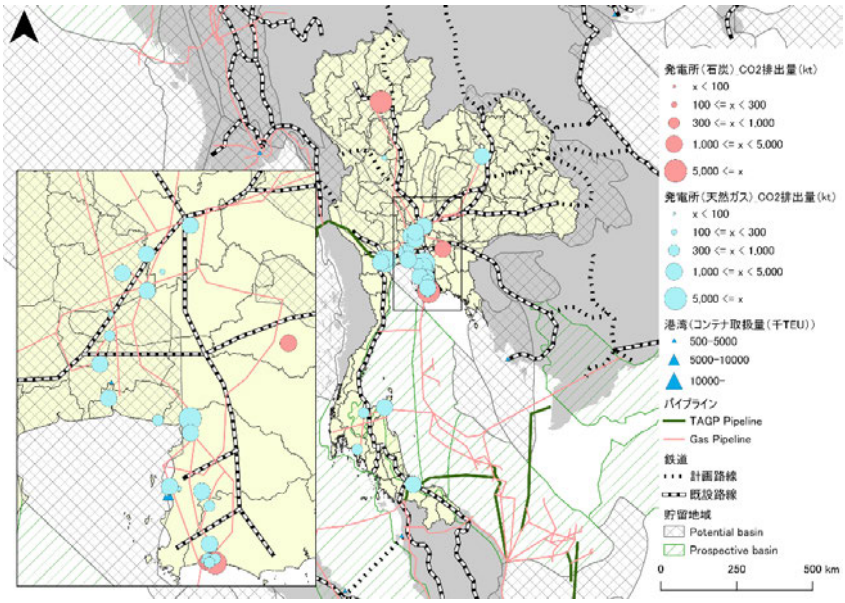


図 5-48 タイの発電所からの CO2 排出

出所）三菱総合研究所作成

（10）　ベトナム

1）省別排出量、輸送インフラ、貯留地全体像

ベトナムにおける省別総排出量は図 5-49 のとおりである。特にハイズオン省、ハイフォン、クアンニン省、ハティン省などからの総排出量が大きく、総排出量の規模が 10,000kt を超えることが確認できた。鉄道路線は、ベトナム北部から南部まで、海岸線に沿って敷設されている。また、年間コンテナ取扱量が 3,000 千 TEU 以上の港湾の存在が確認できた。ガスパイプラインは、排出源が集中している南部に敷設されている。南部に集中している排出源の近隣には貯留可能性が高いと想定されている地下深層地層が存在している。

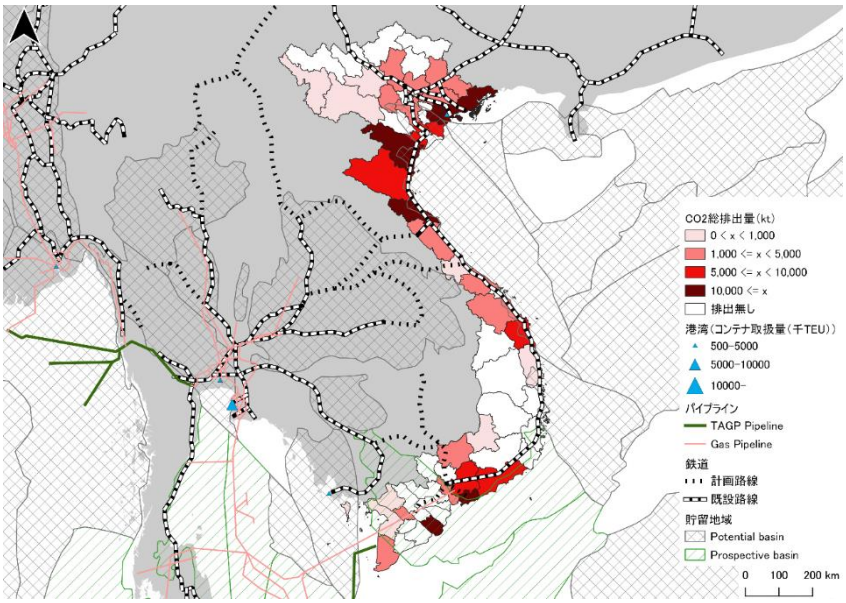


図 5-49　ベトナムの省別総排出量

出所）三菱総合研究所作成

2）省別総排出量の内訳

ベトナムにおける省別総排出量の内訳は図 5-50 のとおりである。ベトナムにおいては、セメントプラントおよび発電所からの CO2 排出量の占める割合が大きい。一方、南部に天然ガス火力発電が、北部には石炭火力発電所が集中している地域が見られる。

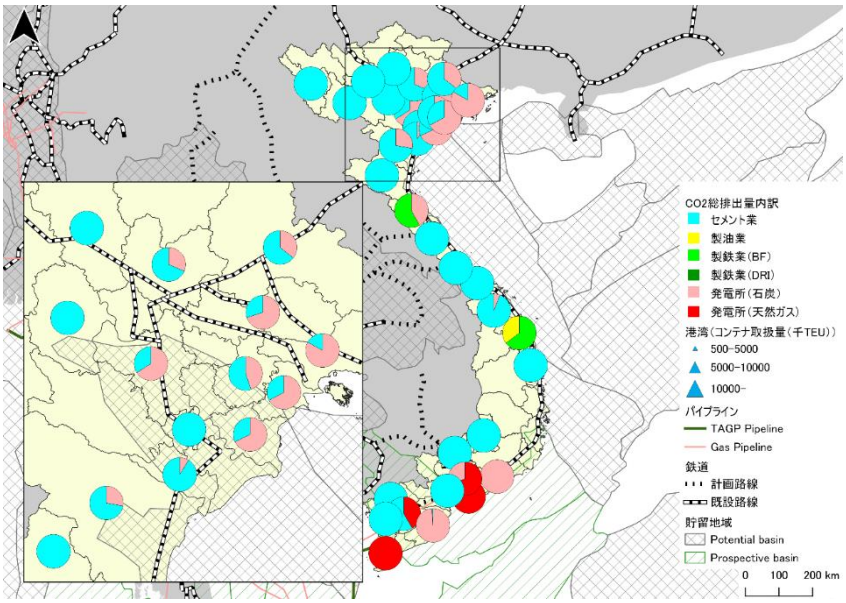


図 5-50 ベトナムの省別総排出量の内訳

出所）三菱総合研究所作成

3）製油所からの CO2 排出量の分布

ベトナムにおける製油所からの CO2 排出量の分布は図 5-51 のとおりである。年間 CO2 排出量は 1,500kt 以上の規模の製油所が、クアンガイ省に 1 件存在している。

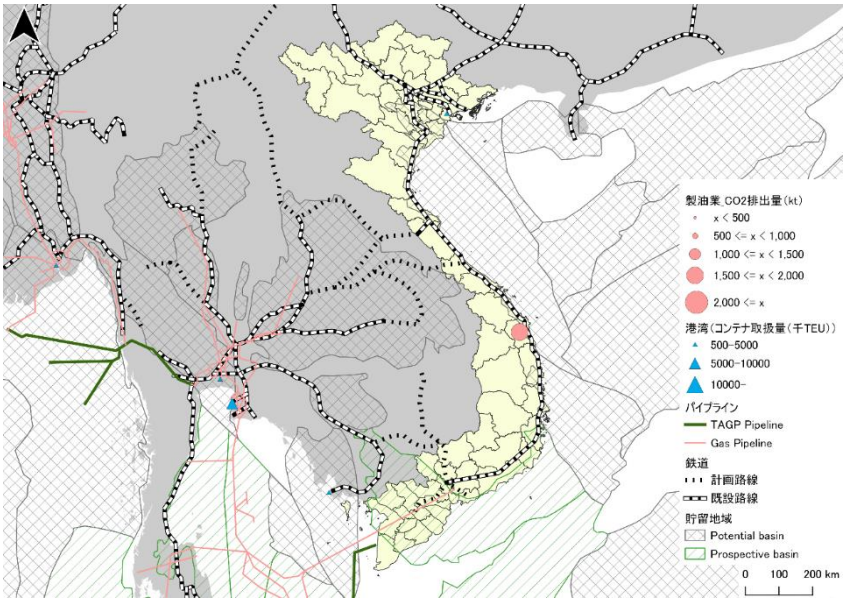


図 5-51 ベトナムの製油所からの CO2 排出

出所）三菱総合研究所作成

4）製鉄所からの CO2 排出量の分布

ベトナムにおける製鉄所からの CO2 排出量の分布は図 5-52 のとおりである。製鉄所については、個別のプラントに対して、その製鉄プロセスや製造する鉄の種類について公表していない施設が多く存在したため、CO2 排出量が不明の施設がほとんどであった。製鉄

所は、ハティン省およびクアンガイ省に存在する。いずれも銑鉄を製造するプラントであり、年間 CO2 排出量は 2,000kt を超えている。

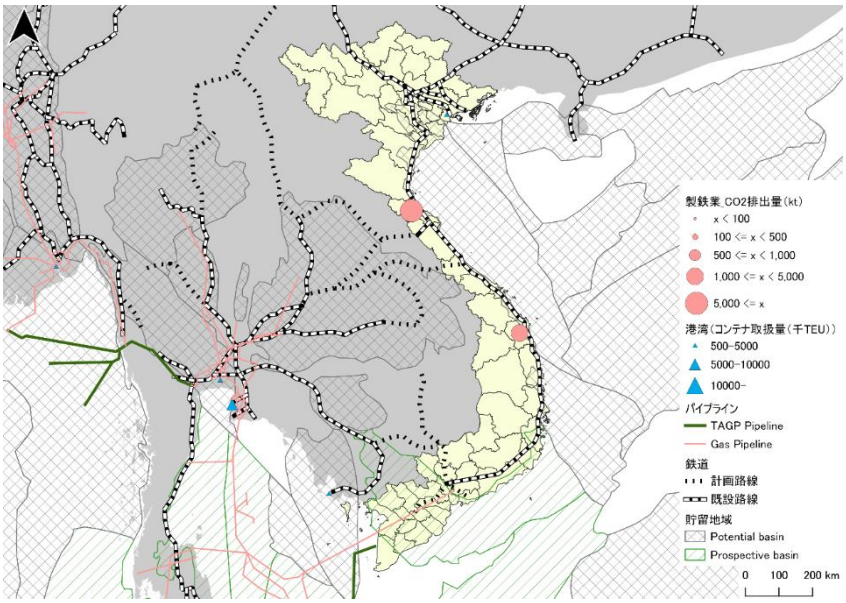


図 5-52 ベトナムの製鉄所からの CO2 排出
出所）三菱総合研究所作成

5）セメントプラントからの CO2 排出量の分布

ベトナムにおけるセメントプラントからの CO2 排出量の分布は図 5-53 のとおりである。セメントプラントの大多数は、ゲアン省、タインホア省、ハナム省、ハイズオン省、ランソン省といったベトナム北部に集中しており、CO2 の多排出地域となっている。一部、ビンフオック省や、カントーなどのベトナム南部にも 2,000kt 以上のセメントプラントが確認できた。

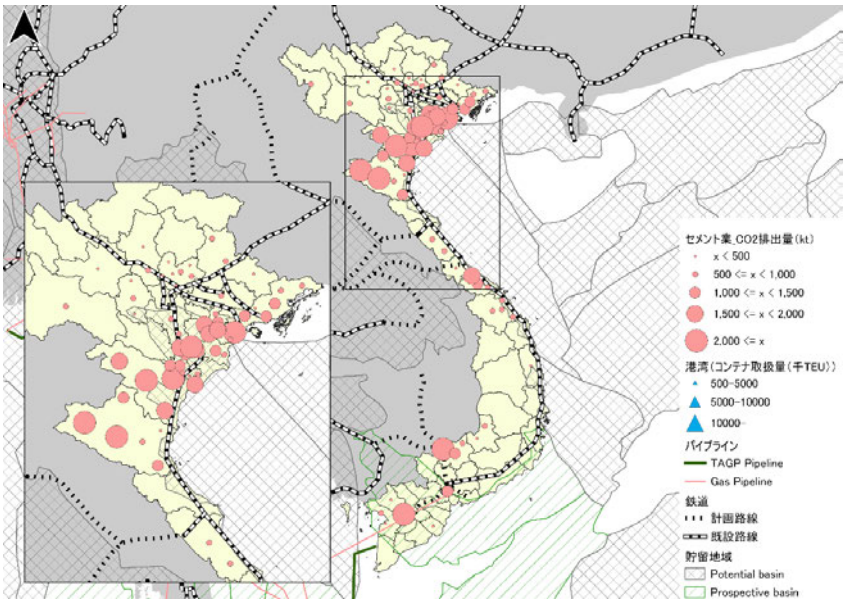


図 5-53 ベトナムのセメントプラントからの CO2 排出
出所）三菱総合研究所作成

6）発電所からの CO2 排出量の分布

ベトナムにおける石炭火力発電所およびガス発電所からの CO2 排出量の分布は図 5-54 のとおりである。石炭火力発電所はハノイ周辺の沿岸地域といったベトナム北部に多く、セメントプラントはベトナム南部に多い。また、石炭火力発電所 1 件あたりの排出量は 1,000kt 以上のものが多く、中～大規模排出源が多数存在していることが分かる。

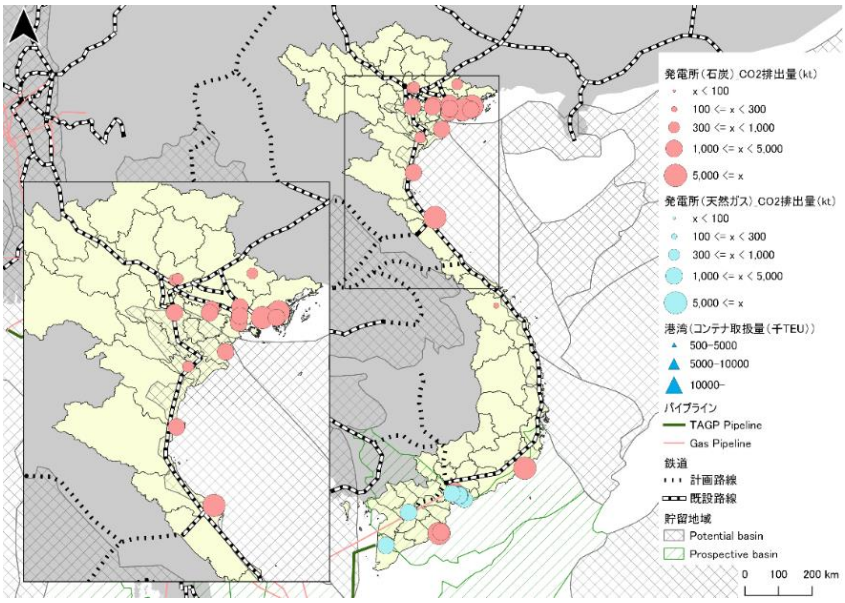


図 5-54 ベトナムの発電所からの CO2 排出
出所）三菱総合研究所作成

5.3.4 まとめ

各国の製鉄所、製油所、セメントプラント、発電所（石炭・ガス）において排出される CO2 の推定総排出量を比較したものが図 5-55 である。各国の総排出量では、インドネシアが約 2 億 6,483万 t となり、最大の排出国である。また、インドネシアに続いて、排出量の大きい順にベトナム、マレーシア、タイ、フィリピンとなっている。各国の排出量の内訳の傾向として、発電所からの排出が全体に占める割合が、ほとんどの国において高いことが読み取れる。各国の石炭火力発電所とガス火力発電所からの CO2 排出量については、国により違いがあるものの、タイやシンガポール等を除いて石炭火力発電所からの CO2 排出量の方が多かった。また、発電所に続いて排出量の寄与が大きいのがセメントプラントからの排出量であり、ベトナムはセメントプラントからの排出量が 10 か国の中で最大であった。一方、製油所と製鉄所からの排出量が、全体の総排出量に占める割合は、シンガポールを除き、僅かであった。

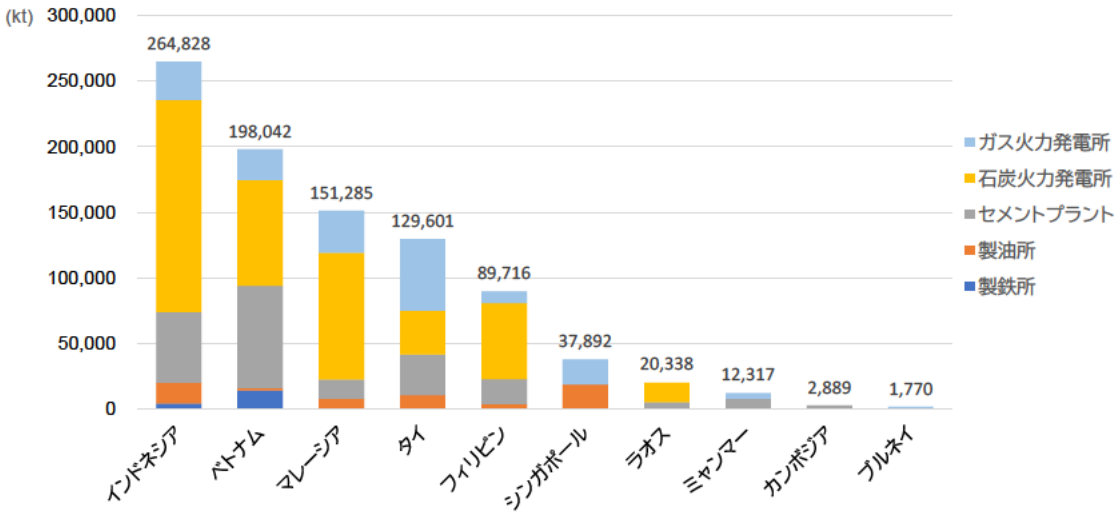


図 5-55 ASEAN 各国の 4 産業からの推定総排出量および内訳

出所）各種資料より作成

以下に、各国の貯留ポテンシャルの分析について纏める。

- インドネシアにおいては、人口及び産業の密集地であるジャワ島およびスラウェシ島南部において特に CO2 排出量が多く、国別の総排出量でもインドネシアは最大であった。ジャワ島では発電所、スラウェシ島南部では、セメントプラントからの CO2 排出量の割合が高い。パイプライン幹線に関しては、スマトラ島、ジャワ島、カリマンタン島の東部、スラウェシ島の南部といった相対的に CO2 の排出量が多い地域を中心に既設ガスパイプラインが確認できた。さらに、ジャワ島では鉄道路線も整備されていることに加え、ジャカルタには年間コンテナ取扱量が5,560 千 TEU の港湾も存在することから、鉄道や船舶を用いた CO2 の輸送も検討が可能である。ジャワ島やスマトラ島周辺には、貯留可能性が高いと想定されている地下深層地層が存在している。

- ブルネイにおいては、ブライト地区およびブルネイ・ムアラ地区からの CO2 総排出量が他の地域に比べて相対的に高く、ガス火力発電所からの寄与が大きい。また、ブルネイの沖合にはガスパイプラインが敷設されている。年間コンテナ取扱量が 500（千 TEU）以上の主要港湾や鉄道路線、有望な貯留層は確認できなかった。

- カンボジアにおいては、沿岸地域のカンポット州における CO2 排出量が最大であったが、その規模は 5,000kt 未満であった。また、セメントプラント以外の主要な排出源は確認できず、ガスパイプラインや年間コンテナ取扱量が 500 千 TEU 以上の港湾についても確認できなかった。ただし、カンポット州の近隣には貯留可能性が高いと想定されている地下深層地層が存在している。

・ ラオスにおいては、火力発電所が存在するサイニャブーリー県からの CO2 総排出量が最大であり、10,000kt を越えている。中部のカムムアン県にも中規模な排出源が見られ、その排出源はセメントプラントであった。輸送インフラとしての活用が考えられる鉄道は現在のところ整備されていないが、国内での鉄道路線の敷設が計画されている。ただし、国の周辺において、有望な貯留層は確認できなかった。

・ マレーシアにおいては、マレー半島西部の臨海地域からの排出量が最大となっており、それらの地域では火力発電所の占める割合が高かった。また、マレー半島東部のトレンガヌ州と、カリマンタン島のサラワク州からの排出量も 5,000kt～10,000kt となっていた。また、マレー半島においては、西部の多排出地域に沿って鉄道路線が敷設されていることに加えて、年間コンテナ取扱量が 10,000 千 TEU 以上の大規模な港湾が南部に複数確認できた。さらにトレンガヌ州とサラワク州の海域においては、ガスパイプラインの密集が見られるとともに、マレー半島の海域には有望な貯留層が確認された。

・ ミャンマーにおいては、特にセメント工場からの排出量が大きく、年間 7,000kt を超えている。北東部と南部地区からの総排出量は他地区と比べ相対的に大きいが、その規模は 5,000kt 未満である。そのうち、マンダレー地方域、ヤンゴン地方域およびモン州からの CO2 排出量が特に大きく、2,000kt を超えている。鉄道路線は、ヤンゴンからマンダレーを結ぶ路線を中核として、広範囲に敷設されている。また、CO2 の多排出地域を中心に年間コンテナ取扱量が 1,000 千 TEU 以上の港湾が 1 件確認できた。ガスパイプラインは西部に集中しており、その近隣には貯留可能性があると想定されている地下深層地層が存在している。

・ フィリピンにおいて、特に発電所からの排出量が大きく、年間約 67,000kt であった。特にバターン州およびバタンガス州からの総排出量が大きく、総排出量の規模は 10,000kt を超えている。年間コンテナ取扱量が 500 千 TEU 以上の港湾が複数存在することが確認できた。また、ガスパイプラインは、北西部に敷設されている。総排出量が大きい地域の近隣には、ほとんどの場合において、貯留可能性があると想定されている地下深層地層が存在している。

・ シンガポールにおいては、確認できた製油所と発電所からの排出量に関して、発電所よりも製油所からの排出量の方がやや大きかったものの、いずれも 18,000kt を超えていた。西部の排出量は他地区より大きく、規模が 10,000kt を超えている。また、年間コンテナ取扱量がおよそ 37,000 千 TEU の港湾が一か所存在しており、ガスパイプラインが中部を貫通して敷設されていることが確認できた。国土周辺には貯留可能性があると想定されている地下深層地層が存在しない。

・ タイは、総排出量に関して、ASEAN10か国の中で4番目であった。排出源の中では、

特に発電所からの排出量が大きいことが確認でき、年間約 88,000kt であった。県別総排出量に関しては、特にチャンブリ県、ラムパーン県、ナコーンシータンマラート県、アユタヤ県、ラーチャブリ県、ラヨーン県などからの総排出量が大きく、総排出量の規模が 5,000kt を超えている。また、鉄道路線は、バンコクを中心として東西南北に敷設されており、南はマレーシアまで続いている。年間コンテナ取扱量が 1,000 千 TEU 以上の港湾が一か所および、年間コンテナ取扱量が 7,000 千 TEU 以上の港湾が一か所存在することが確認できた。ガスパイプラインは、排出源が集中している中部と南部に敷設されており、近隣には貯留可能性が高いと想定されている地下深層地層が存在している。

・ ベトナムは、総排出量に関して、ASEAN10か国の中で2番目であった。排出源の中で、特に発電所からの排出量が大きいことが確認でき、年間 100,000kt を超えていた。省別総排出量に関しては、特にハイズオン省、ハイフォン、クアンニン省、ハティン省などからの総排出量が大きく、総排出量の規模が 10,000kt を超えることが確認できた。鉄道路線は、ベトナム北部から南部まで、海岸線に沿って敷設されている。また、年間コンテナ取扱量が 3,000 千 TEU 以上の港湾の存在が確認できた。ガスパイプラインは、排出源が集中している南部に敷設されている。南部に集中している排出源の近隣には貯留可能性が高いと想定されている地下深層地層が存在している。

5.4 CCUS 技術保有企業に関する調査

5.4.1 調査スコープと技術データベースの構成

本年度の技術データベースは、図 5-56 に示すような CCUS におけるビジネスの流れを基に、各企業の連携を促進可能な情報を提供することも念頭においたプラットフォームとして作成することを目的とした。また、作成に際しては目的に照らして必要と考えられる個別目的を設定した。

データベース作成のための個別目的とそのための対応を表 5-21 にまとめた。ここで、各矢印の色はその CO2 がどこから来たかを表しており、青色は火力発電所での燃焼などの CO2 排出行為、オレンジ色は天然ガスからの水蒸気改質による CO2 回収など、黄色は DAC によって大気中から回収したものを表している。また、価値付与者は CCUS のサプライチェーンにおいてその行為に環境的価値を付与するような行為であり、CCS 由来のクレジットの認証・販売や、ブルー水素を取り扱う業者などが含まれる。

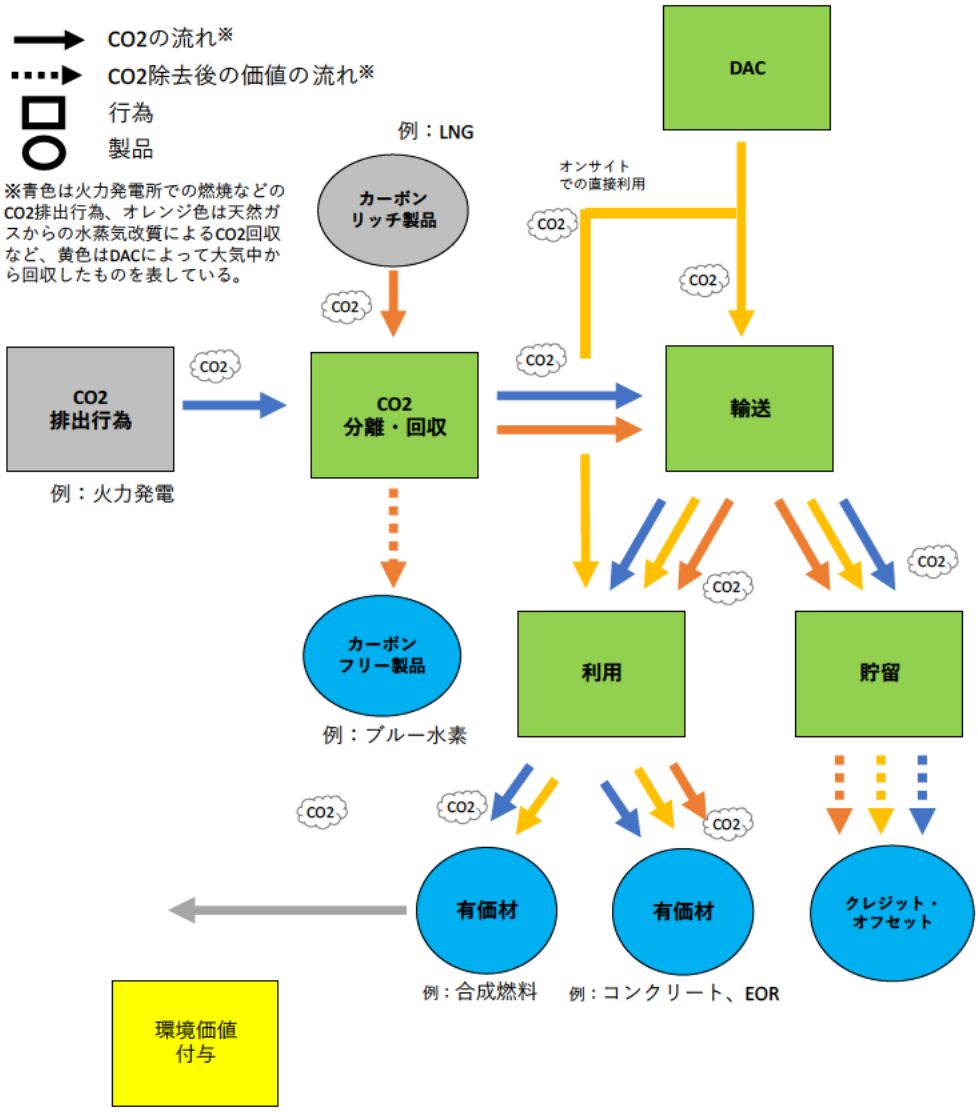


図 5-56 CCUS ビジネスの流れ

表 5-21 データベース作成の個別目的とそのための対応

データベースの個別目的	対応
企業の CCUS バリューチェーン上の活動をまとめる、検索できるようにする	概要欄に技術内容、関連する企業活動を記載
どういった業界が CCUS に興味を持っているのか CO2 源などを基に分かりやすくする	業種欄、製品・サービス欄を設けた
既にある企業連携を明確にし、どの企業が連携を盛んに行っているかなどを示す	連携、タイアップ企業数を示した
技術的見解からのタイアップの模索（技術的要件や、製品の出口など迄含めて）	CCU 技術区分欄、CCS 技術区分欄を設けた

CCUS プロジェクト上でどの立ち位置にいるのかを分かりやすくする	位置づけ欄 （技術提供者、利用者、価値付与者、投資に分ける）を設けた
技術発展性や将来性などを含めた提携先としての可能性	対象技術成熟度欄を設けた
企業の業績を見せる	創業年欄、従業員数欄、売上高の欄（過去３年分）を設けた
情報がいつの物であるかわかりやすくする	URL 欄、アップデート日付欄を設けた

CCUS の事業化の際は、環境価値を含めてビジネスとして成り立たせる必要がある。そのため、データベース作成にあたっては、純粋な CCUS 技術を保有している企業のみでなく、CCUS に投資を行う企業や、二酸化炭素の回収を行った後に環境価値を与える企業もスコープに含めている。

特に CCS は今後、ブルー水素製造などにも盛んに用いられることが想定され、ブルー水素はグリーン水素やアンモニアと共に、クリーンなエネルギーキャリアとしての役割がグローバルに期待されている。したがって、グリーン水素製造事業者なども本データベースでは組み込んでいる。それらの企業が直接 CCUS を行っておらず、また直接 CO2 を利用していない場合には、価値付与者として位置付けている。

5.4.2 データベースの項目

データベースにおける項目を以下にまとめる。

1） 企業名
2） 国：企業の本籍
3） 創立年
4） 業種 ：エネルギー関連等、電力、メーカー、エンジニアリング、建築、製鉄、運送、研究所、商社、CCUS スタートアップ、その他
5） 製品・サービス：同企業が主に行っている事業の内容
6） 売上高
7） 従業員数
8） 区分：CCS、CCU、CCUS の三つの区分に分けた。
9） 位置づけ：CCUS プロジェクトにおいて、どういった関わり方をしているかを技術提供者、利用者、価値付与者、投資の4つに分けて示した。
10） CCU 区分：CCU 技術を用いている場合に、CO2 がどの様な製品等に転換されるかを化学品、燃料、鉱物、EOR、その他に区分した。
11） CCS 区分：CCS 技術を用いる場合に、CCS プロジェクトにおいて、分離・回収、輸送・貯留、プロジェクト全体、出資、認証・PJ コーディネーター、地質データのいずれの事業領域を目的とした技術・サービスであるかを区分した。
12） 概要：企業が行っている CCUS 活動の取組みの概要を述べている。

13）対象技術成熟度：技術成熟度の段階を、理論構築、ラボベース実証、FS 実証、商用展開済み、に分類した。
14）連携：他企業との技術的提携、あるいは投資を行っている場合に企業名を記載した。
15）タイアップ企業数：連係している企業の多寡を次の基準に基づき大・中・小・無で示している。
大 ： 大企業 3 社以上、または大企業 1～2 社＋中小企業複数
中 ： 中小企業 3～4 社、大企業 1～2社＋中小企業1～2社
小 ： 中以下
無 ： 連携企業なし
16）URL閲覧日：最後に参考となる資料を閲覧した日付

5.4.3 データベース作成結果

以上の方針に基づきCCUSに関する技術データベースを作成した。結果を別添資料Ⅳに示す。

5.4.4 技術動向の分析

以上述べてきたとおり、ウェブ上で得られる公開データより CCUS 技術を保有もしくはCCUS 事業に参画している企業のデータベースを作成した。総企業数は 197 社（日本 75 社、海外 122 社）である。以下に技術動向の分析結果を示した。

（1） 国別参画企業数

今回のデータベースにおける参画企業の国別内訳を図 5-57 に示す。HP 等の検索時の言語は日本語、英語を用いたこともあり、日本企業が最も多く、次いで米国となった。なお、多国籍で複数の国に所属している企業に関しては複数回カウントしているため、合計は 197 社よりも多くなっている。

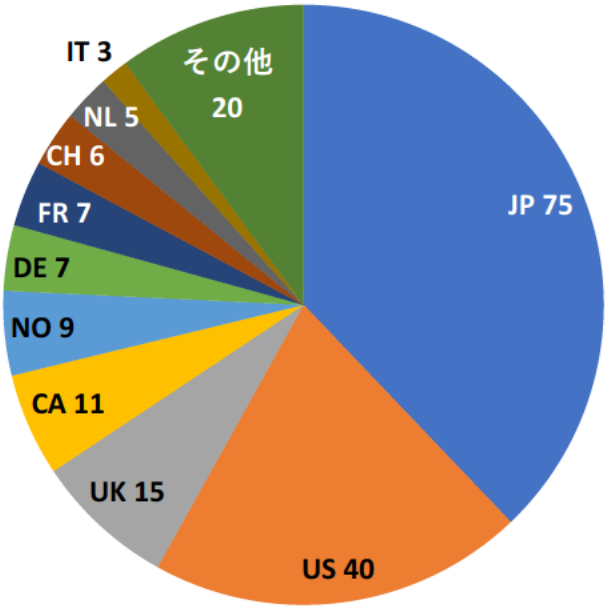


図 5-57 国別参画企業数

出所)ウェブ上の公開データより三菱総研が作成

次に、参画企業のうち、実際に技術を保有している企業(出資等のみの企業は省く)の国別内訳を図 5-58 に示す。企業数を合計すると 144 社になるが、こちらについても多国籍で複数の国に所属している企業に関しては、複数回カウントしているため、合計は技術保有企業数の総数よりも大きくなっている。日本、米国、そして欧州が主な地域であることが分かる。

上記分析は、使用言語の関係上日本や米国にデータが偏っている可能性がある点には留意が必要である。

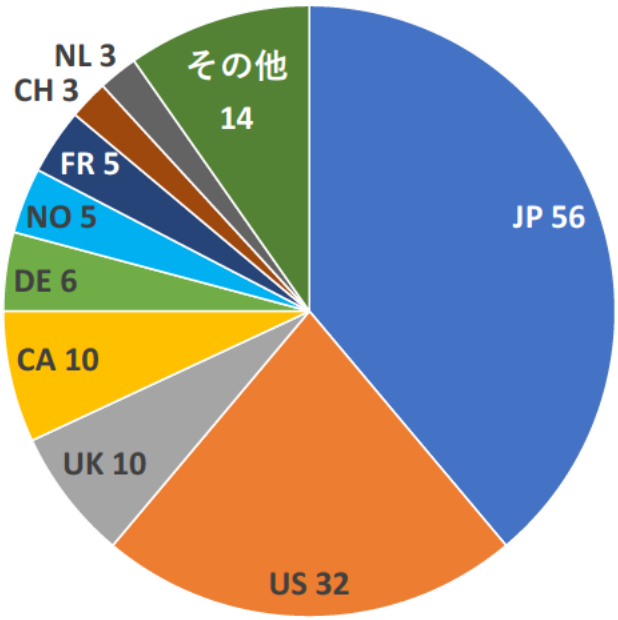


図 5-58 国別技術保有企業数

出所)ウェブ上の公開データより三菱総研が作成

（2）参画企業の業種内訳

日本および海外の CCUS 参画企業の業種内訳を図 5-59、図 5-60 に示す。日本ではメーカーやエネルギー関連等が上位に来ているのに対し、海外ではスタートアップの数が最も多くなっているのが特徴である。Carbon X prize など CCUS スタートアップ専用の賞金付きコンテストなどもあり、今後もスタートアップの数は増えていく見込みである。一方で、スタートアップ以外の業種の比率は似たようなものとなっており、メーカー、エネルギー関連等、エンジニアリングで過半数を占めている。なお、これらの図において、日本は 75 社、海外 122 社であり、重複などはない。

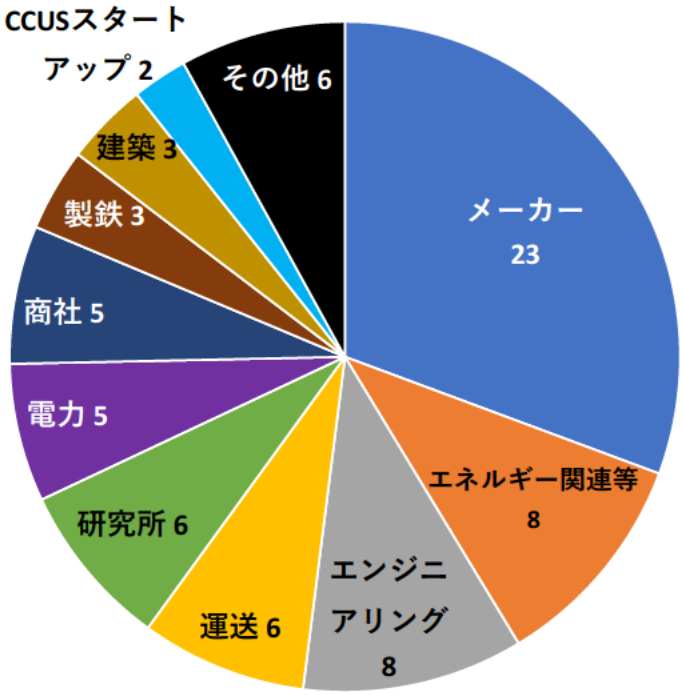


図 5-59 業種別参画企業数(日本)

出所)ウェブ上の公開データより三菱総研が作成

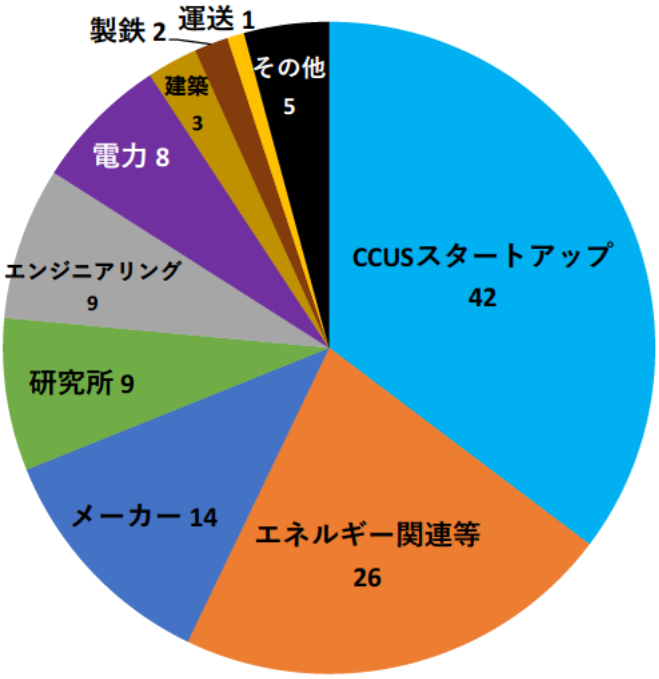


図 5-60 業種別参画企業数(海外)

出所)ウェブ上の公開データより三菱総研が作成

(3) CCU 事業における製品区分

日本および海外の CCU 参画企業の CCU 区分(CO_2 がどの様な製品等に転換されるかの分類)の内訳を図 5-61、図 5-62 に示す。CCUS と区分した企業はこちらにも入っており、後述の CCS と重複が生じている。また、企業が複数の利用技術を保有または利用している場合、重複してカウントしているため、グラフの企業の合計数は CCU 技術保有企業の数の和よりも多くなっている。

日本、海外共に燃料への転換が最も多く、化学品と燃料を合わせて全体の過半数を超えているところは共通している。一方で、米国で EOR が盛んな影響を受けて海外における EOR の割合は日本に比べて大きいことや、欧州でタンパク質合成などその他への利用が多く、利用先の偏りが日本よりも小さくなっていることが分かる。

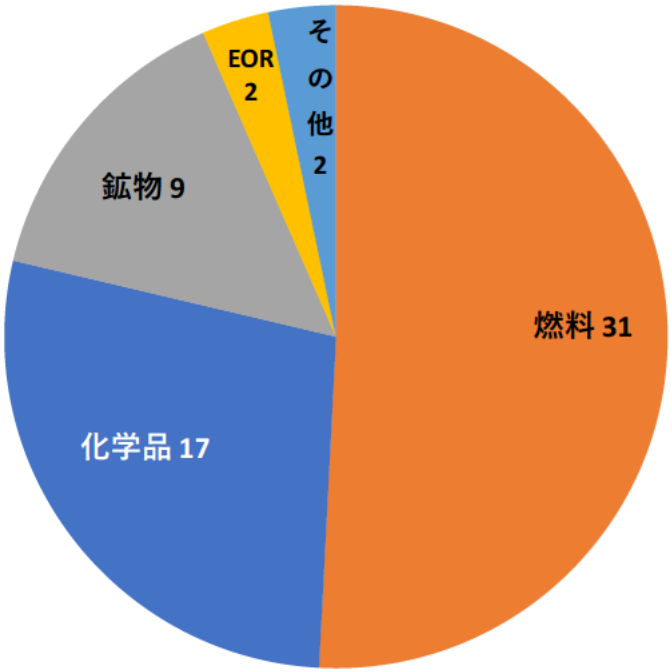


図 5-61 CCU 区分別企業数(日本)

出所)ウェブ上の公開データより三菱総研が作成

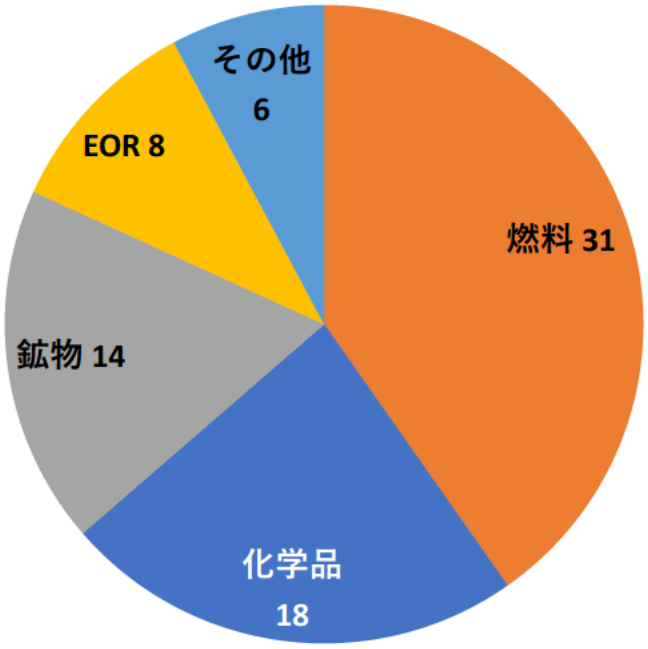


図 5-62 CCU 区分別企業数(海外)

出所)ウェブ上の公開データより三菱総研が作成

(4) CCS 事業における事業領域区分

日本および海外の CCS 参画企業の CCS 区分(CCS における事業領域の分類)の内訳を図 5-63、図 5-64 に示す。なお、本分析では CCS 技術を保有している企業(データベースの立ち位置欄が技術提供者)と認証などを行う価値付与者に位置する企業のみ

をカウントしている。また、複数技術を保有している企業に関しては重複してカウントしていることや、CCUS と区分した企業については前述の CCU と重複が生じていることに留意する必要がある。

事業に参加している領域としては日本、海外ともに分離・回収が最も多い。海外では PJ コーディネーターの事業も生まれている。

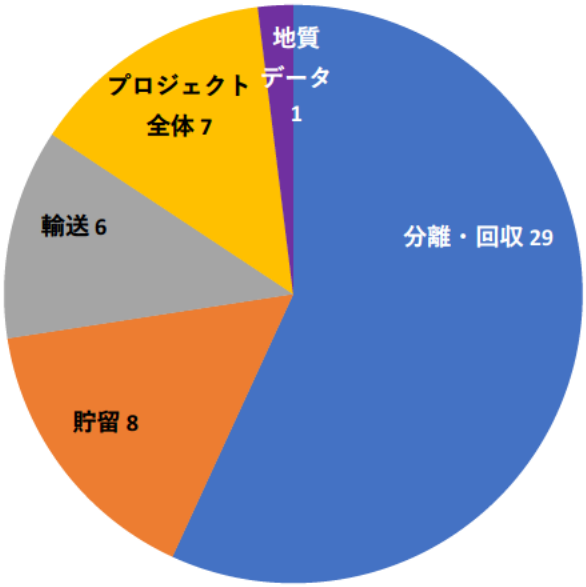


図 5-63 CCS 事業領域別企業数(日本)

出所)ウェブ上の公開データより三菱総研が作成

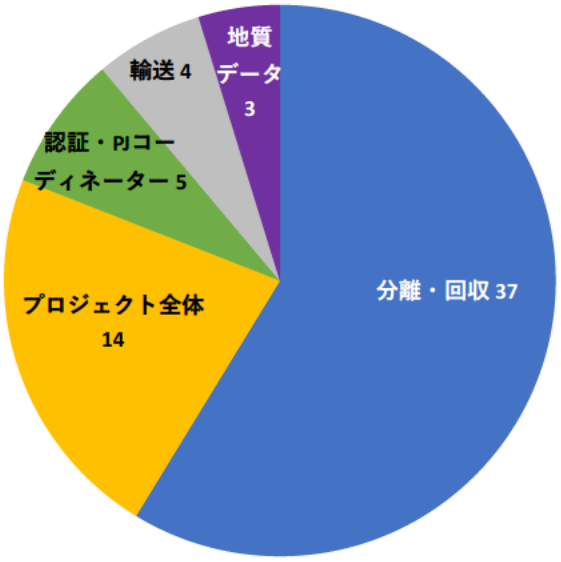


図 5-64 CCS 事業領域別企業数(海外)

出所)ウェブ上の公開データより三菱総研が作成

(5) 2021 年の動向

2021 年に CCUS に関連したプレスリリースやニュースを発表したのは日本においては 53 企業、海外においては 70 企業である。図 5-65 に示すように、近年 CCUS への関心

が高まっていることが分かる。

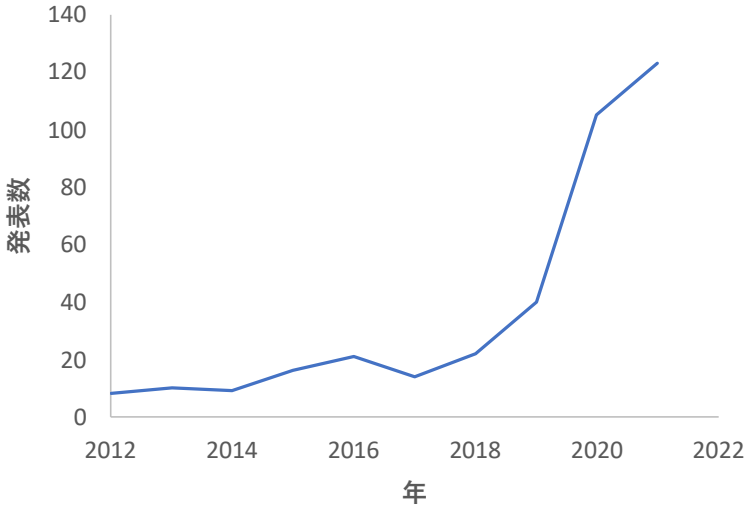


図 5-65 CCUS に関するプレスリリースの発表企業数

出所）ウェブ上の公開データより三菱総研が作成

5.5 アジア CCUS ネットワークに関する調査支援

5.5.1 ミッションとイニシアティブ

アジア CCUS ネットワークのミッションとしては、「情報発信・共有」、「キャパシティ・ビルディング」、「実装」、「ファイナンス」、「政策提言」が考えられる。表 5-22 にその内容を示した。

5.1 から 5.4 では、CCUS に関連する法制度、ビジネスモデル、導入ポテンシャル、技術動向について取り上げた。これらは、第一義的には「キャパシティ・ビルディング」の一環として関連情報を ASEAN 諸国（政府、関連企業等）や我が国の CCUS 実施に係る企業、組織等に提示することで CCUS の促進につなげることを意図したものである。

しかしながら、どのような技術を用いたプロジェクトが、導入ポテンシャルが存在するいずれの国・地域で、どのような法体系の下で実施可能なのか、どのようなビジネスモデルで実施可能なのかといった意味で、これらは「実装」において考慮すべき主要項目でもあるし、実プロジェクトを動かすための「ファイナンス」の検討においても同様である。さらに、これらは CCUS の「政策提言」の根幹をなす部分でもある。

すなわち、アジア CCUS ネットワークのミッションを念頭におき、CCUS に関連する法制度、ビジネスモデル、導入ポテンシャル、技術動向について継続的に調査を行った上で常に最新の動向を把握し、CCUS 促進のあり方の検討を行っていくことがアジアにおける CCUS 促進の基盤となるのである。

表 5-22 アジア CCUS ネットワークのミッション

ミッション	内容	短期（2021～2024）	中期（2025～2029）	長期（2030～）
情報発信・共有	● CCUSネットワークおよびその全般的内容の発信・共有（法制度、ビジネスモデル、導入ポテンシャル、技術についてはキャパビルに区分）	• 国際シンポジウムやワークショップの企画・立ち上げ • 国内事業者向けワークショップの企画・立ち上げ • EAEF、CEM CCUS Initiative等、既存の枠組みとの連携強化 • IEA、RITE、NEDO、GCCSIとの連携	• 国内・国際シンポジウムやワークショップの定期的な開催 • ナレッジシェア・事業者間連携プラットフォームの構築 • クレジット等、共通したCCUS関連制度の整備	• 対象地域の拡大（豪州、インドの巻き込み）
キャパビル	● 法制度 ● ビジネスモデル ● 導入ポテンシャル ● 技術動向	• 技術課題の整理 • 法制度、ビジネスモデルに関するワークショップ開催 • メンバー間のコンセンサスビルディング • 排出源・貯留地のマッピング • CCOPとの連携※	• 技術者派遣 • 日本招聘プログラム • 国際共同研究拠点の設立 • Catalyserプロジェクトの立ち上げ • 法制度ガイドライン作成 • マッピング情報の周知	
実装	● 具体的なプロジェクトの特定と実施促進	• 加盟国における事業者への周知、レクチャー。事業者の発掘 • ファイナンシングスキームの周知 • ハブ＆クラスター候補地の分析・評価 • 認証制度の整備 • パブリックエンゲージメントの実施	• Catalyserプロジェクトによるノウハウ蓄積とその共有 • 成功事例による実装促進 • 港湾ネットワーク構築 • JCM化の支援	• 港湾ネットワークを活かしたハブ＆クラスターネットワーク構築
ファイナンス	● CCUSプロジェクト実施のためのインセンティブ付与 ● プロジェクトリスクの低減	• 国際金融機関との連携強化 • ASEAN+3銀行間協力メカニズムの活用 • JBIC、JOGMEC等との連携	• CCUSプロジェクト実施のためのインセンティブ付与 • 加盟国間のファイナンシングスキーム検討	
政策提言	● ロードマップ作成と政策提言	• ステークホルダーの整理及び役割の検討 • 加盟国におけるCCUS関連の整備状況の整理 • ネットワークとしての総合的なミッション案作成 • 加盟国における窓口機関へのアプローチとミッション案のローカライズ • ロードマップの作成	• 政策・制度整備のための共同タスクフォース	

出所）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 2021 年3月 三菱総合研究所を改変

図 5-66 に CCUS コレクティブアクションイニシアティブを示す。これは ERIA が 2021 年 12 月 15 日に開催した Advisory Board Meeting に三菱総合研究所が提示したものである。ASEAN における CCUS に関する取り組みを加速させるには、ASEAN 諸国が CCUS 促進のために協調した行動にコミットすることが重要であることから、このイニシアティブの概念を示した。

協調に際しての重要事項として、①国際協定及び国際基準への準拠の明確化、②CO2 の処理と海洋におけるその処分に関する規定、③環境保全の原則、④国境を越えた輸送と保管の規制、⑤所有権、アクセス権、保管と閉鎖のライセンススキーム、責任の明確化、⑥CCUS のための ASEAN 基金の創設、⑦ASEAN 全域におけるカーボンマーケットへの接続を掲げている。

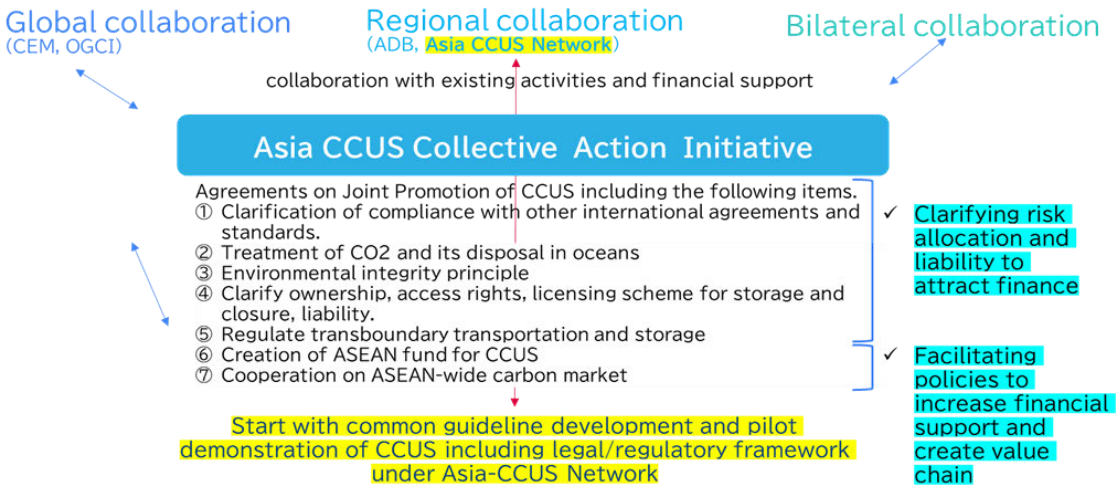


図 5-66 CCUS コレクティブアクションイニシアティブ

出所）三菱総合研究所

以上アジア CCUS ネットワークのミッションと CCUS コレクティブアクションイニシアティブについて示した。アジア CCUS ネットワークのミッションはネットワーク全体としての実施事項を示したもの、イニシアティブは ASEAN 諸国間で協調して CCUS を促進するための重要事項を示したものであり、これらは ASEAN において CCUS を促進するための両輪となる。

以下、5.5.2 ではアジア CCUS ネットワークに関するミッションである「情報発信・共有」、「キャパシティ・ビルディング」、「ファイナンス」に関して参考となる事例を示し、5.5.3 では CCUS コレクティブアクションイニシアティブに掲げた①～⑦の内容について示した。さらに 5.5.4 ではアジア CCUS ネットワークの今後の展開に関しまとめた。

5.5.2 アジア CCUS ネットワークに係る調査

アジア CCUS ネットワークの活動において参考となる CCUS の実施促進のための事例調査を実施した。CCUS 事業自体が現時点までに多くの事例があるわけではないため、分野に拘ることなくネットワークやプラットフォームの活動として他分野の事例を含めて幅広く収集しその結果を記載する。

事例調査の結果、プラットフォームやネットワークにおける活動項目としては、社会ニーズ把握、現況分析、アクションプログラムの策定、各国・各フェーズに合わせた目標設定支援、評価スキームの設定支援、専門家派遣、技術導入支援、外部機関との連携支援、ワークショップ開催等の事例があり、そのプ

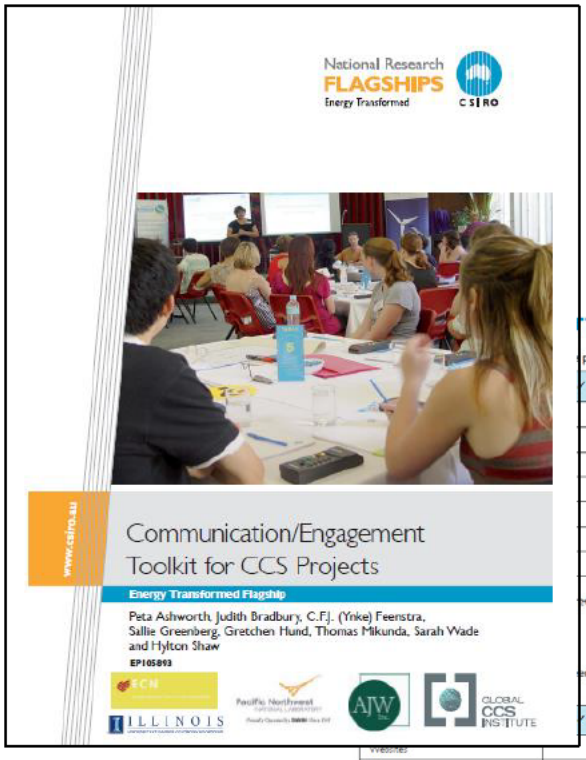
ラットフォームやネットワークを支える背景や体制としては、意識醸成、ハイレベルでの枠組みや支援体制の確立、ファイナンス動員が重要な役割を果たしていることが読み取れた。また、ファイナンス分野では近年の脱炭素化に向けた世界動向が加速する中でアジアにおける CCUS 分野と連携できる可能性のあるスキームが今後も生まれる可能性があるため、定期的な情報収集が必要である。

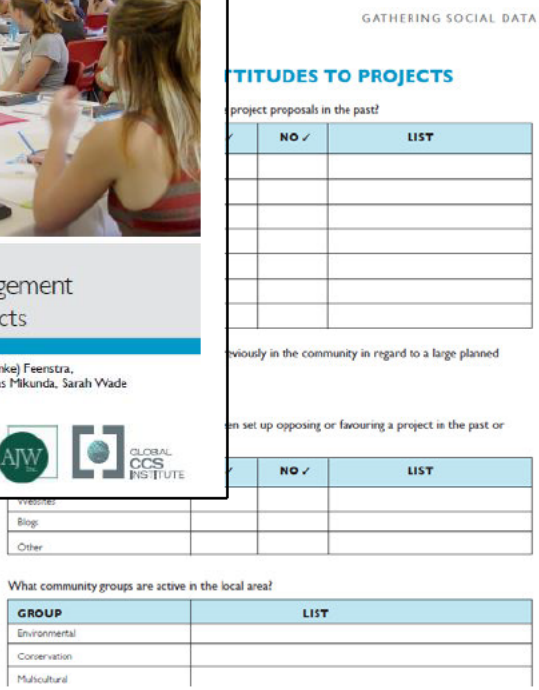
想定するアジア CCUS ネットワークの活動のうち「情報発信・共有」、「キャパビル」及び「ファイナンス」における事例を以下に記載する。

（1） 情報発信・共有に関する事例

1） ステークホルダーマネジメント

GCCSI 及び CSIRO が、CCS に関するステークホルダーとのコミュニケーションのための手引き書（マネジメントツール）を策定しウェブサイト上で提供している[152]。ステークホルダーとのミーティング時の必要メンバー、事前アンケート項目等について説明しており、具体的な項目としては、データの収集方法、調査方法、運営するグループやタスクフォースの形成方法、利害関係者の特定、対外発信方法、SWOT 分析、プロジェクトのタイムライン作成方法等について記載されている。




GATHERING SOCIAL DATA

TTITUDES TO PROJECTS

project proposals in the past?

	NO ✓	LIST

eviously in the community in regard to a large planned

en set up opposing or favouring a project in the past or

		NO ✓	LIST
Websites			
Blogs			
Other			

What community groups are active in the local area?

GROUP	LIST
Environmental	
Conservation	
Multicultural	

[152] GCCSI (2011) “Communication and engagement toolkit for CCS projects” https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/communication-engagement-toolkit-for-ccs-projects/（2022 年 2 月 4 日閲覧）

図 5-67 GCCSI 及び CSIRO が作成した手引き書

出 所 ） GCCSI （2011), “ Communication and engagement toolkit for CCS projects” https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/communication-engagement-toolkit-for-ccs-projects/（2022 年 2 月 4 日閲覧）

2）ウェビナーを用いた住民理解の促進

GCCSI が、CCS に対する理解促進を目的としたウェビナーを活用した映像を配信し[153]、専門家、経験者等を招いて、各分野の紹介・解説をしている。技術、CCS 事業運営、教育など幅広い配信内容となっている。

（2）キャパシティ・ビルディングに関する事例

1）ERIA のキャパシティ・ビルディングに関する取組事例

ERIA はキャパシティ・ビルディング・プログラム（Capacity Building Programme :CBP）を実施しており[154]、経済統合において重要な役割を果たす政策立案者、行政官、研究者、ビジネスマネージャー等の人材育成を目的とし、研究機関とのパートナーシップを活用した人材育成事業・東アジア地域におけるスカラシップ事業を実施している。特に、カンボジア、ラオス、ミャンマー、ベトナムの 4 カ国の人材育成に焦点を当て、政策立案までのプロセスにおける ASEAN 加盟国間のギャップを解消することを目指している。この CBP において、CCUS に関するプログラムはまだ開催されていないが、他分野では民間セクターから日本企業が参加した事例があったため以下に記載する。

[153] GCCSI（2017）Webinar Series https://www.globalccsinstitute.com/news-media/insights/webinar-series-carbon-sequestration-leadership-forum-part-1-ccus-in-the-united-arab-emirates-status-and-potential/（2022 年 2 月 4 日閲覧）

[154] ERIA（2020）“Summary of ERIA Research Projects 2019-2020” https://www.eria.org/uploads/media/summary-research-projects/2020-July-Summary-Of-ERIA-Research-Projects-2019-2020-Interactive.pdf（2021 年 12 月 21 日閲覧）
ERIA(2022) Capacity Building Programme, https://www.eria.org/database-and-programmes/topic/capacity-building-programme/（2021 年 12 月 21 日閲覧）

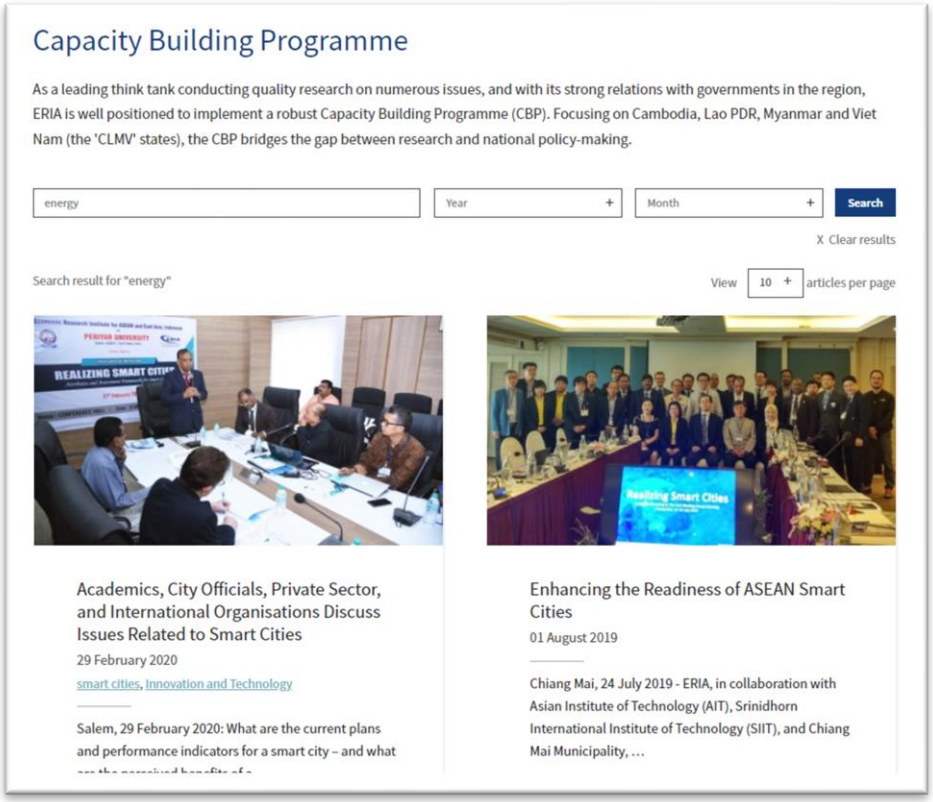


図 5-68 ERIA ウェブサイト内の CBP 検索ページ

出　所　）ERIA(2022) Capacity Building Programme, https://www.eria.org/database-and-programmes/topic/capacity-building-programme/（2021 年 12 月 21 日閲覧）

a. スマートシティ分野

エネルギー分野に関する CBP の事例としてスマートシティをテーマとするワークショップの開催事例があり、2019 年に「スマートシティ実現に向けたプログラム開発」及び 2020 年に「スマートシティ開発を通した持続可能なイノベーションの促進」のワークショップが開催され、有識者、ASEAN 各国から市職員、民間セクター、国際機関が参加した。ASEAN 加盟国以外には、インドの政府職員や日本の民間企業を含めた関係者が参加し、エネルギー、経済、環境、ガバナンス等のニーズ分析や、スマートシティ実現に向けた行動計画の策定のための費用対効果の高いツール、好事例等の共有が行われた。

スマートシティについては ASEAN 全体で積極的に取組を進めている分野であり、2018 年 ASEAN 首脳会議において ASEAN Smart Cities Network（ASCN）の設立が採択され、ASEAN 加盟国がスマートシティに取り組むためのプラットフォームとして機能している。ASEAN 加盟国内に 26 のパイロット都市を設定しており、スマートシティ開発に関する取組促進、民間セクターや外部資金との連携、専門家指導、アクションプラン策定等を支援している。

日本からは国土交通省主導により ASCN への支援として、5G（第 5 世代移動通信システム）の技術導入に向けた調査、カーボンニュートラル推進に向けた調査、案件形成調査等を実施している。また、国際協力銀行（JBIC）による成長ファシリティを活用した融資をはじめとする投融資の促進にも力を入れるとともに、在外公館における現地日本企業の支援も実施している。さらに、日 ASEAN におけるスマートシティ分野の活動を支えるための枠組みとして「日 ASEAN スマートシティ・ネットワーク官民協議会（JASCA）」を立ち上げており、日本の優良事例の紹介や企業マッチングなどの情報発信を積極的

に実施している。日 ASEAN スマートシティネットワークハイレベル会合も継続開催されており、官民連携及びファイナンス連携が円滑に取り組める体制を組んでいる。

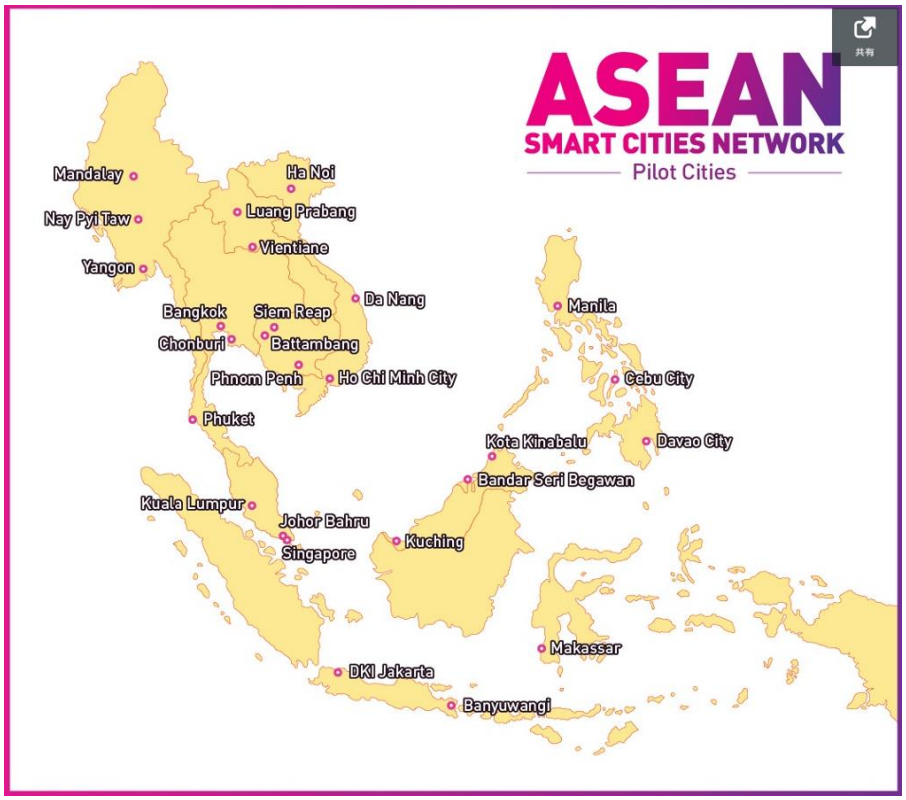


図 5-69 ASCN の 26 のパイロット都市

出所）ASEAN（2018）ASCN pilot cities, https://asean.org/asean-smart-cities-network/（2021 年 12 月 21 日閲覧）

b. 気候変動と災害・食糧安全に関する分野

気候変動分野に関する CBP の事例として気候変動と災害・食糧安全に関するテーマのワークショップの開催事例があり、2017 年及び 2018 年に「災害と気候変動の分布影響の評価と適応ロードマップの開発」のワークショップが実施された。ワシントン DC 国際食品研究所、アジア生産性機構、南洋理工大学、ウィーン工科大学、立命館アジア太平洋大学、米国農務省の専門家等が参加しており、各国からはカンボジア、ラオス、ミャンマー、ベトナムの政府関係者が参加した。気候変動が食糧安全保障に及ぼす影響、適応ロードマップを国家プログラムに据えることへの課題、適応ロードマップ策定のためのガイドライン作成、資金調達メカニズム等について知見を深める内容となった。また、2017 年開催の第一回ワークショップにはカンボジア、ラオス、ミャンマー、ベトナムに加えてインド、インドネシア、マレーシアも参加した。

2）日・ASEAN 統合基金（Japan-ASEAN Integration Fund :JAIF）による支援事例

日本からASEANへの支援として、日・ASEAN統合基金（Japan-ASEAN Integration Fund : JAIF）において、キャパシティ・ビルディングを含むプログラムが多数実施されている。本基金は 2005 年の日 ASEAN 首脳会議における日本による総額 75 億円の拠出表明を受けて翌年に設立されたものであり、2013 年に 100 億円の資金が追加、2019 年には 65 億円が追加される等、継続的に大規

模な支援が実施されている。

JAIF 基金を活用して実施されるプロジェクトについては、重点分野が定められており、海洋協力、防災協力、テロ・サイバー対策、ASEAN 連結性強化が挙げられており、プロジェクトは日本側で選定が行われた後、ASEAN 事務局にて採択されることになる。

以下に 2019 年度に採択されたプロジェクトのうちキャパシティ・ビルディングの事例として参考になるものを記載する[155]。支援プログラムは、情報分析、レポート作成、計画策定、システム開発導入、人材研修、専門家派遣、ワークショップ等多岐にわたる。

- ASEAN 各国の行動計画策定及び陸域・海域の統合政策アプローチを通じた海洋ごみ削減のための能力強化 フェーズ 1
- ASEAN 各国における温室効果ガスの施設・企業レベルの監視・報告・検証システムの開発及び実施
- ASEAN 地域における気候変動情勢報告書の作成
- 水銀使用医療計測機器の置換及び環境的に適切な管理に関する能力開発
- ASEAN 防災緊急対応協定（AADMER）作業計画 2021～2025 の作成
- 東南アジア地域の熱帯性ウナギの資源評価手法の開発と資源管理施策の強化
- ASEAN 域内での農業貿易への市場アクセス支援のための分類学能力構築
- 基準調和及び市場検証と実施能力の向上による高効率エアコンの ASEAN 内普及促進
- ICT を通じた性差平等・女性のエンパワーメントの促進に関する ASEAN 政府間人権委員会（AICHR）ワークショップ
- ASEAN サイバー能力向上プロジェクト フェーズ 2
- マルチメディア機器の電磁両立性及び安全性の適合性評価のための日 ASEAN パートナーシッププログラム
- ASEAN 共通品質管理専門家資格スキームの開発
- CLMV（カンボジア, ラオス, ミャンマー, ベトナム）職員のプロジェクト管理研修
- CLV（カンボジア, ラオス, ベトナム）の起業家・中小企業向けビジネス計画作成訓練

3）ASEAN における海洋プラスチックごみに関するキャパシティ・ビルディングの取組事例

近年、世界的な環境問題として取り上げられる機会が増えた海洋プラスチックごみ問題について、ASEAN において重要課題の一つとして位置付けられ取組が進んでおり、その取組実施のための支援を日本からも積極的に行っている。実施に際しては ASEAN における拠点形成、各ステークホルダーやリソースとのプラットフォーム・ネットワーク作成、ナレッジシェア、資金動員等の多岐にわたる支援を行っている。

[155] 外務省（2020） 日・ASEAN 統合基金（JAIF）,
https://www.mofa.go.jp/mofaj/area/asean/j_asean/jaif.html（2021 年 12 月 21 日閲覧）

a. ERIA に設置したプラットフォーム事例

2019 年、環境省の提案により ASEAN＋3環境大臣会合(2019)において、ERIA に海洋プラスチックごみ地域ナレッジセンター(Regional Knowledge Centre for Marine Plastic Debris : RKC-MPD)を設立することが決定された[156]。環境省からは 2019 年度 3 千万円、2020 年度 2 億円、2021 年度 2 億円を ERIA に拠出している。

事務局である ERIA には主に連絡調整・情報収集等のタスクマネージャーを設置し、ASEAN+3 各国や国際機関である世界銀行、アジア開発銀行(ADB)、東アジア海域調整機構等とのネットワーク形成や対策検討のための情報収集・分析を実施し、各国の施策やアクションプラン、また、多国間協定についての情報やモニタリング技術に関する情報等、優良事例の共有等を行うとしている[157]。これらは ERIA に設置したプラットフォームによって情報発信されるとともに、キャパシティ・ビルディングをはじめとする普及啓発支援についても行うものとされている。加えて、特に民間セクターの活動・技術などのナレッジシェアにより企業活動を促進するとされている。

b. JAIF を活用した制度設計・アクションプラン策定支援事例

海洋プラスチックごみ対策に関する支援プログラムとして、上述の ERIA の活動以外に JAIF を活用した制度設計支援やアクションプログラム策定支援も実施されている。「ASEAN 各国の行動計画策定及び陸域・海域の統合政策アプローチを通じた海洋ごみ削減のための能力強化」プログラムとして、ASEAN 加盟国の行動計画を策定し、陸域・海域総合政策アプローチの体系構築を通じて ASEAN 地域の海洋ごみを削減することを目標としている。プログラムの詳細項目及び事業期間については、図 5-70 に掲載する [157]。

[156] ERIA (2020) RKC-MPD, https://rkcmpd-eria.org/(2021 年 12 月 21 日閲覧)
[157] 環境省“水環境資料” pp.4, http://www.env.go.jp/water/c02_16_shiryo02-4.pdf(2021 年 12 月 21 日閲覧)

ASEAN地域における海洋ごみ削減対策支援事業　：　将来目標と事業実施概要

将来目標　（JAIF支援事業フェーズ1　及び2とASEAN独自事業を通じた目標）

アセアン加盟国の行動計画を策定し、陸域・海域総合政策アプローチの体系構築を通じてアセアン地域の海洋ごみ削減
（3Rの活動の強化、共同リサーチとモニタリング）

JAIF支援事業の目的と実施概要			以降の活動
支援事業の目的	Phase 1 想定事業期間：2019.6/24, – 2020.5/7	Phase 2 想定事業期間：2020– 2022	
1. 国別行動計画の策定支援	**国別行動計画のアウトライン作成(NAP)** (1) アセアン加盟国各国の海洋ごみ対策の現状・ニーズ把握 (2) グッドプラクティスの情報収集と分析 (例：インドネシアの国別行動計画) (3) 国別行動計画のアウトライン作成	**代表国における行動計画の策定** (1) 代表国での行動計画の策定支援 (2) ワークショップでの情報共有 (3) 行動計画の実施モニタリング手法の作成	Phase2成果の各国への展開による国別行動計画の策定
2. 陸域・海洋総合政策アプローチのための支援ツール作成	**陸域起源の海洋ごみ発生メカニズム（量及び海洋への排出経路）の把握手法の事例収集・研究** (1) 既存文献の収集と分析 (2) 必要となる指標の各国における実態の把握 (3) 共同研究の実施	**海洋ごみの実態推計手法の開発（量・経路）及び対策の評価・提案** (1) 専門家を含めた検討、実態把握手法の構築 (2)目標流域での試行 (3) 海洋ごみ削減対策への勧告	陸域・海域総合政策アプローチの体系構築
3. 3 R、廃棄物管理の活動強化のための人材育成支援	**人材育成プログラムの枠組み作成** (1) 各国の３R等廃棄物管理の実施状況及びASEAN各国のニーズの分析 (2) 人材育成プログラムプロトタイプの作成	**３R等廃棄物管理活動強化のためのパイロット事業の実施** (1) 人材育成プログラム実施 (2) 各国への適用指針の作成	Phase2成果の各国への展開による３R活動の強化
4. 海洋ごみモニタリング手法の開発	**域内、域外のモニタリング手法の評価と分析** (1) モニタリング手法の収集整理 (2) 域内各国のモニタリング体制の実態評価 (3) モニタリングシステムの開発・適用のための課題と対策の把握	**海洋ごみモニタリング計画の作成及び試行** (1)プラットフォームでの方法論の精査 (2) モニタリング計画の作成及び試行による評価	持続的なモニタリング体制の構築と運用
5. （共通）ワークショップ／セミナーによる目標・アプローチと成果の共有	**キックオフワークショップ等の開催** (1) キックオフワークショップ：全体目標と支援事業の目的・アプローチ の周知、各国の貢献の共有（於：タイ（2019年10月）	**ワークショップ、セミナーの開催** (1) インセプションワークショップの開催 (2) プラットフォームワークショップの開催 (3) シェアリングワークショップとハイレベルセミナーの開催	–

図 5-70　JAIF を通じた海洋プラスチックごみ対策プログラム
出所）環境省“水環境資料”pp.4 http://www.env.go.jp/water/c02_16_shiryo02-4.pdf（2021 年 12 月 21 日閲覧）

c. ASEAN において海洋プラスチックごみ対策が注力分野となった国際動向・背景

近年、急速に ASEAN 域内の重点項目として海洋プラスチックごみ問題が取り上げられるようになり、閣僚級会議及び首脳会議の議題に本問題への対策や支援項目が組み入れられるようになった背景には、国際情勢を起点とする ASEAN 域外の各国ハイレベルによる働きかけが大きく関係しているとみられる。

2015 年、Science 誌に陸上から海洋に流出したプラスチックごみの発生量及び人口密度や経済状況等から国別に推計した結果を掲載した論文が発表され、その結果 1 位から 4 位が東・東南アジアであることが判明し、また、世界経済フォーラムの報告により 2050 年までに海洋中に存在するプラスチックの量が魚の量を超過するとの予想が公表された[158]（図 5-71）。これらの話題性は全世界において非常に大きく、国連環境総会（UNEA3）や G7・G20、日中韓三カ国環境大臣会合において取り上げられ、ハイレベルにおける政策決定に影響する決定がされた[158]（図 5-72）。

[158] 環境省（2018）“海洋プラスチック問題について”pp.4, https://www.env.go.jp/council/03recycle/%E3%80%90%E8%B3%87%E6%96%99%EF%BC%93%E3%80%91%E6%B5%B7%E6%B4%8B%E3%83%97%E3%83%A9%E3%82%B9%E3%83%81%E3%83%83%E3%82%AF%E5%95%8F%E9%A1%8C%E3%81%AB%E3%81%A4%E3%81%84%E3%81%A6.pdf（2021 年 12 月 21 日閲覧）

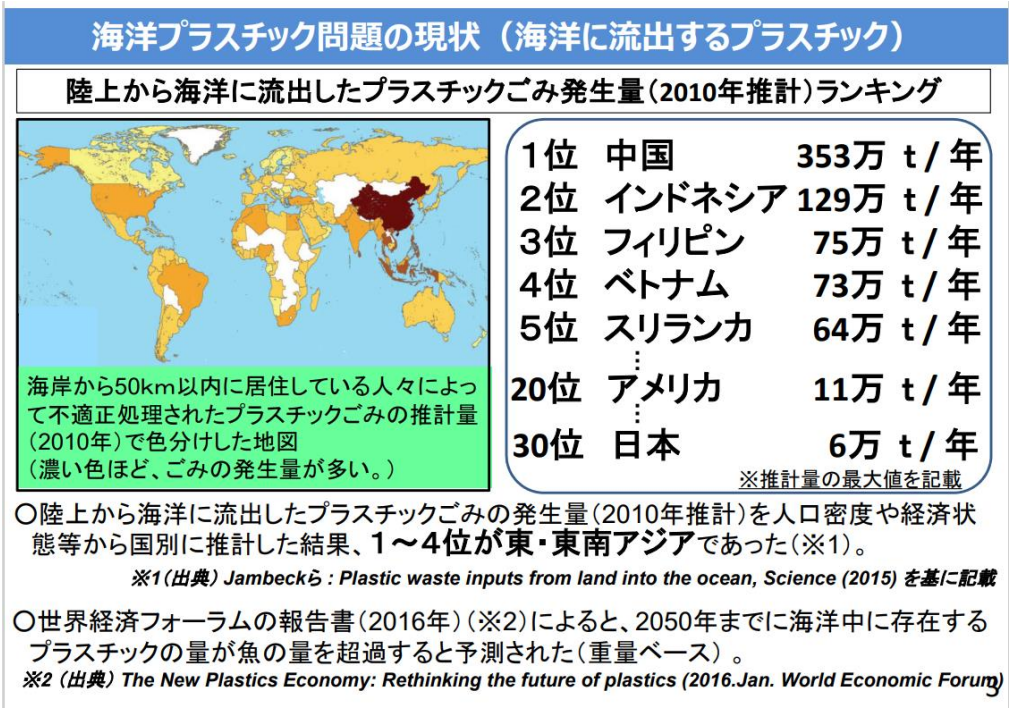


図 5-71 海洋プラスチック問題の現状（環境省資料より）

出所）環境省（2018）“海洋プラスチック問題について” pp.4, https://www.env.go.jp/council/03recycle/%E3%80%90%E8%B3%87%E6%96%99%EF%BC%93%E3%80%91%E6%B5%B7%E6%B4%8B%E3%83%97%E3%83%A9%E3%82%B9%E3%83%81%E3%83%83%E3%82%AF%E5%95%8F%E9%A1%8C%E3%81%AB%E3%81%A4%E3%81%84%E3%81%A6.pdf（2021年12月21日閲覧）

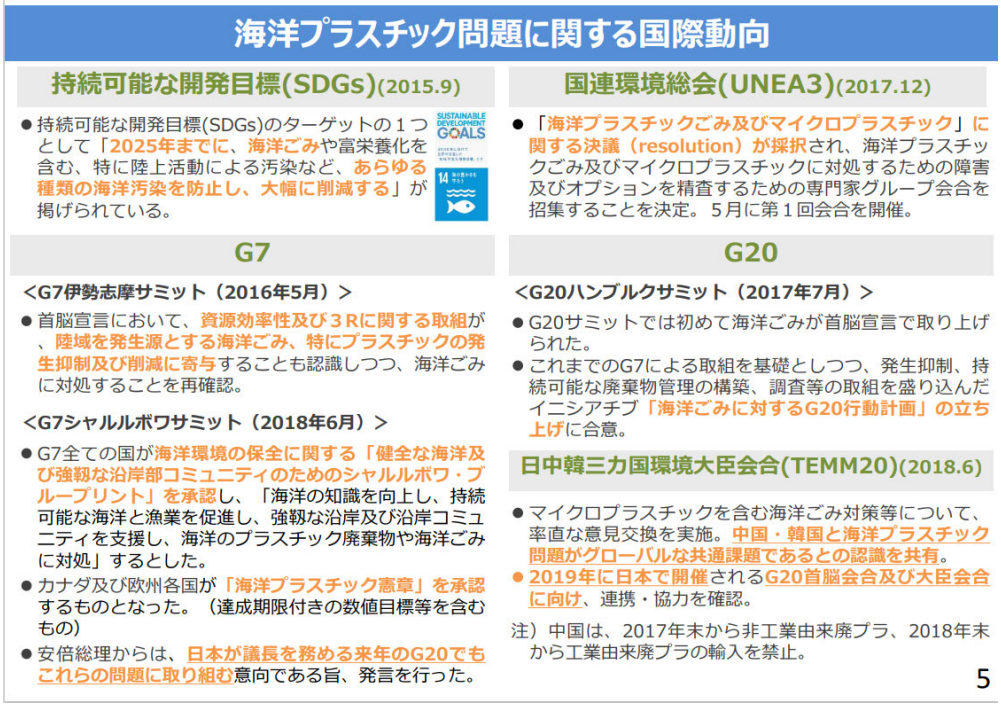


図 5-72 海洋プラスチック問題に関する国際動向（環境省資料より）

出所）環境省（2018）“海洋プラスチック問題について” pp.6, https://www.env.go.jp/council/03recycle/%E3%80%90%E8%B3%87%E6%96%99%EF%BC%93%E3%80%91%E6%B5%B7%E6%B4%8B%E3%83%97%E3%83%A9%E3%82%B9%E3%83%81%E3%83%83%E3%82%AF%E5%95%8F%E9%A1%8C%E3%81%AB%E3%81%A4%E3%81%84%E3%81%A6.pdf（2021年12月21日閲覧）

陸上から海洋に流出したプラスチックごみの量に関して、上位 20 カ国のうち ASEAN 加盟国 6 カ国が含まれていることが問題提起され、2017 年 11 月、タイで ASEAN の海洋ごみ削減に関する会議が開かれた。2019 年5月、海洋ごみに関する ASEAN 特別閣僚級会合がバンコクにて開催され、バンコク宣言が合意され、同年 ASEAN 首脳会談にて「ASEAN 地域における海洋ごみ対策に関するバンコク宣言」及び「海洋ごみに関する ASEAN 行動枠組」が採択された。

「バンコク宣言」は、海洋ごみ問題の解決において、域内協力を強化し、海洋環境を保護するための ASEAN のコミットメントを示すものである。また、「行動枠組」は、(ⅰ)政策支援及び計画、(ⅱ)研究、イノベーション及び能力開発、(ⅲ)意識啓発、教育及びアウトリーチ、(ⅳ)民間セクターの関与の4つの優先分野における活動で構成される。

日本からは、「ASEAN+3海洋プラスチックごみ協力アクション・イニシアティブ」に基づき、国別行動計画の策定支援や廃棄物管理及び3Rの能力開発支援、地域ナレッジハブの設立等について ASEAN 諸国に対して協力する旨を表明し、2019 年6月、G20 大阪サミットで海洋プラスチックごみによる新たな汚染を 2050 年までにゼロにすることを目指す「大阪ブルー・オーシャン・ビジョン」を共有した。日本は MARINE イニシアティブを立ち上げ途上国の廃棄物管理に関する能力構築及びインフラ整備等を支援していく旨を表明し、(1)廃棄物管理(Management of Wastes)、(2)海洋ごみの回収(Recovery)、(3)イノベーション(Innovation)、及び(4)能力強化(Empowerment)に焦点を当てた、世界全体の実効的な海洋プラスチックごみ対策を後押ししている[159]。

4) ASEAN における水環境・汚水管理分野におけるキャパシティ・ビルディングの取組事例

a. アジア水環境パートナーシップ(WEPA)

2003 年第 3 回世界水フォーラムにおいて発足した、環境省が提案・主導するイニシアティブである[160]。本パートナーシップへの参加国は、現時点までに 13 カ国であり、カンボジア・中国・インドネシア・日本・ラオス・マレーシア・ミャンマー・ネパール・フィリピン・韓国・スリランカ・タイ・ベトナムとなっている。近年、公益財団法人地球環境戦略研究機関(IGES)が事務局を受託しており、予算規模は 50～100 百万円程度(2018 年 82 百万円、2020 年 64 百万円)となっている[161]。

ミッションとして、アジアにおける水環境保全の政策実務者等を中心としたパートナーシップを基礎とし、次の役割を担う。また、活動内容について、図 5-73 のように掲げている。

- 水環境管理に関する相互の情報交換・対話を促進し、これを通じた政策実務者のキャパシティ・ビルディングを行う。
- 水環境及び水環境管理制度の重要課題を同定するとともに、その解決の実現を支援し、その教訓をパートナー国間及び関連する国内外の関係者に共有する。
- 水環境及び水環境管理の重要課題の解決を進めるため、パートナー国間の関係者だけではなく、

[159] 外務省(2021) マリーン(MARINE)・イニシアティブ, https://www.mofa.go.jp/mofaj/ic/ge/page25_001919.html(2021 年 12 月 21 日閲覧)
[160] WEPA(2022) WEPA について, http://wepa-db.net/jp/about.html(2021 年 2 月 16 日閲覧)
[161] 環境省(2020) "重点施策集" https://www.env.go.jp/guide/budget/r02/r02juten-sesakushu/097_r0212.pdf(2022 年 1 月 5 日閲覧)

国際機関や援助機関等との連携を促進する。

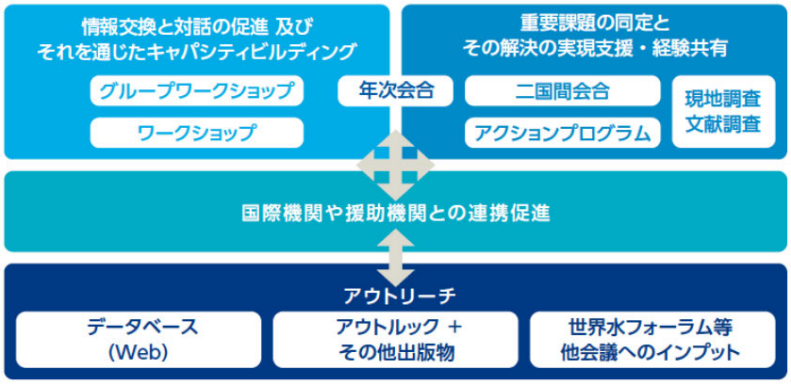


図 5-73 WEPA の活動内容

出所)WEPA（2019）活動内容, http://wepa-db.net/jp/about.html(2021 年 2 月 16 日閲覧)

WEPA は日本主導の取組であり、その点において ERIA に事務局を置くアジア CCUS ネットワークとは、体制及び運営の構造が異なる。アジア CCUS ネットワークでは各国が自発的に参加する土壌を醸成するためにも日本主導の体制・運営は好ましくないが、WEPA におけるキャパシティ・ビルディングのポイントとして、フェーズごとに計画されているプログラムの構築の仕方について、参考になると思われる(以下及び図 5-74)。

- 第 1 期(2004-2008)
  Web データベースを構築。各国の水環境状況や水環境管理を情報共有。
- 第 2 期(2009-2013)
  「生活排水処理」と「気候変動と水環境」を主要テーマとした情報・知識の共有。
- 第 3 期(2014-2018)
  排水処理について各国自らが課題解決をするアクションプラグラム策定実施支援。
- 第 4 期(2019-2023)
  各国自らが水環境ガバナンスの定着状況をチェックできるような評価プログラム(PDCA サイクル)の実施支援。

図 5-74 WEPA のキャパシティ・ビルディング第 4 期の評価プログラム

出所)WEPA（2019）評価プログラム, http://wepa-db.net/jp/about.html(2021 年 2 月 16 日閲覧)

（3）ファイナンスに関する事例

1）Energy Transition Mechanism ： ETM

ADB によって COP26 で立ち上げが表明された、アジアにおける石炭火力の早期フェーズアウトを支援するスキームである[162]。石炭火力発電所の早期稼働停止を実施する Carbon Reduction Facility（CRF）及び再生可能エネルギーの普及拡大を促進する Clean Energy Facility（CEF）の 2 種類のファンドによって構成される。

具体的な仕組みとしては、以下の構成となっている（図 5-75）[163]。

- 国のエネルギー開発計画及び NDC と一致するように「何年までに現在の石炭火力の約 50％削減する」といった ETM を設定。
- 各国政府・MDB・民間からの投資を集め、CRF と CEF の 2 つのファシリティで運用を行う。
- 石炭火力発電所のオーナーはアセットを CRF に売却し、その資金で再エネ等への投資を行う。
- CRF は石炭火力発電所の早期稼働停止に向けて運用し、その収益を投資家に支払う。
- CEF は再生可能エネルギーに関する設備やグリッド等を促進させるためにホスト国に資金・技術・ノウハウを提供する。
- 民間投資家は CEF に投資することもできる。また、ETM 投資家は CRF 及び CEF の両方からリターンを受け取る。

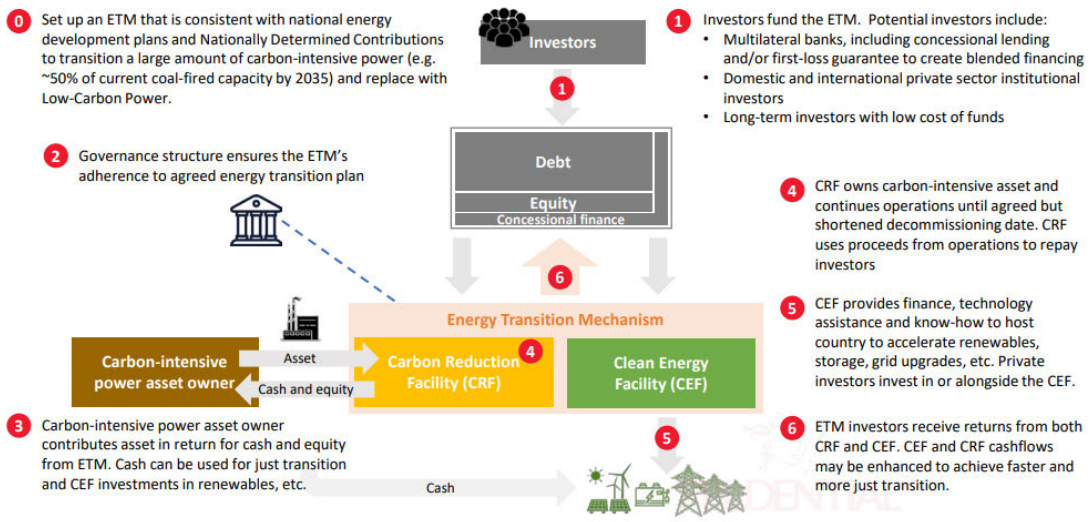


図 5-75 ETM の仕組み

出所）内閣官房（2021）”気候変動対策推進のための有識者会議（第二回）資料” pp.5, https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/kikouhendoutaisaku/dai2/siryou6.pdf#:~:text=Energy%20Transition%20Mechanism%20%28ETM%29%3A%20Possible%20solution%20for%20developing,capacity%20by%202035%29%20and%20replace%20with%20Low-Carbon%20Power（2021 年 12 月 27 日閲覧）

[162] ADB（2022）Energy Transition Mechanism（ETM）, https://www.adb.org/what-we-do/energy-transition-mechanism-etm#launch（2021 年 12 月 27 日閲覧）

[163] 内閣官房（2021）“気候変動対策推進のための有識者会議（第二回）資料” pp.5, https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/kikouhendoutaisaku/dai2/siryou6.pdf#:~:text=Energy%20Transition%20Mechanism%20%28ETM%29%3A%20Possible%20solution%20for%20developing,capacity%20by%202035%29%20and%20replace%20with%20Low-Carbon%20Power（2021 年 12 月 27 日閲覧）

政府（現時点では米、英、日、デンマークの 4 カ国）、MDB をはじめとする公的投資・民間投資からETM ファンドに資金提供が行われる。日本からは 2,500 万ドルの助成金を支援すると発表されている（全体規模は数十億ドルと予想される）。

パイロット国として、インドネシア、フィリピン、ベトナムの 3 カ国を現時点までに設定しており、財務・技術に関する分析や規制及び制度評価等の実現可能性調査を完了している。

5～7 カ所の石炭火力発電所の廃止を目指し、財源を手当てするとしており、パイロット国において年間 2 億トンの排出削減に貢献することが可能であると推測されている。このスキームの実施により、対象国ではより野心的な排出目標設定が可能になると見込まれる。

ADB によると本スキームはアジア、太平洋地域、南アメリカ、アフリカに拡大される可能性があり、1,000 億ドルの資金調達を目指すとされている。また、世界銀行や IRENA などの国際機関の他にロックフェラー財団、イケア財団、ベゾス地球基金等もパートナーとして参加するアライアンスである Global Energy Alliance for People and Planet（GEAPP）の活用も視野に入れている。

CCS が本スキームの対象となるかどうか、またどのように関与していけるのか、現時点で不明ではあるが、石炭火力発電所のオーナーがアセットを CRF に売却した後、脱炭素への移行フェーズにおいて CCS の有用性が考慮される可能性もあるため、動向を継続的に見ていく必要があると考えられる。

5.5.3 アジア CCUS コレクティブアクションイニシアティブに係る調査

CCUS の普及・促進に向けて、アジア CCUS ネットワークに参加している地域パートナーとの協調行動により、地域協力を強化することが可能である。このコンセプトに基づくアジア CCUS コレクティブアクションイニシアティブでは、特に以下の事項について協調することが CCUS 事業のさらなるスケールアップのために重要である。

- 国際協定及び国際基準への準拠の明確化
- CO_2 の処理と海洋におけるその処分に関する規定
- 環境保全の原則
- 国境を越えた輸送と保管の規制
- 所有権、アクセス権、保管と閉鎖のライセンススキーム、責任の明確化
- CCUS のための ASEAN 基金の創設
- ASEAN 全域におけるカーボンマーケットへの接続

（1） 調査スコープ

アジア CCUS コレクティブアクションイニシアティブを具体化・精緻化するために必要な調査スコープについて、表 5-23 のように整理し、内容について以降に記載する。

表 5-23 調査スコープ

	Agreements on Joint Promotion of CCUS including the following items	スコープ・参考
①	Clarification of compliance with other international agreements and standards	• ISOのCCUS関連規格等 • 廃棄物の国境移動、投棄による海洋汚染に関する条約 ✓（バーゼル条約）、ロンドン条約 • 油ガス田が国境をまたぐ場合の取扱いに関する協定 ✓（海の場合、国連海洋法条約をベースに）当該国間で埋蔵比・収益比を設定し個別条約・協定を締結。 ✓ CCSの場合は貯留槽比及び圧入比率から設定か。
②	Treatment of CO2 and its disposal in oceans	• 廃棄物の投棄による海洋汚染に関する条約 ✓ ロンドン条約
③	Environmental integrity principle	• リオ宣言等の環境保全原則（未然防止原則、予防原則等）に準拠。（法的拘束力を持つ条約はまだない） • 生物保護や海洋保護等の原則の観点を逸脱しないようにCCSを実施
④	Clarify ownership, access rights, licensing scheme for storage and closure, liability.	• CCSに関する法制度、適格要件の設定
⑤	Regulate transboundary transportation and storage	• 廃棄物の国境移動、投棄による海洋汚染に関する条約 ✓（バーゼル条約）、ロンドン条約 • 貯留層が国境を跨る場合、CO2は誰のものか、アクセスは誰が管理するのか
⑥	Creation of ASEAN fund for CCUS	• （類似例）EUのHorizonプログラム等
⑦	Cooperation on ASEAN-wide carbon market	• CCSのクレジットを扱うカーボンマーケット

1） CCS に関する ISO 規格

CCS に関する国際規格として ISO がある。2011 年にカナダから CCS について、国際標準を策定する技術活動の新分野の提案があり、ISO の CCS についての新規の専門委員会（ISO/TC265）を設立することが 2011 年に決定した。

公益財団法人地球環境産業技術研究機構（RITE）が国内審議団体として CCS の国際標準策定に参加している。現在までの規格及びテクニカルレポートの発行状況は表 5-24 のようになっている。

表 5-24 CCS に関する ISO 規格(2022 年 1 月 31 日時点)

WG	規格番号	名前	発行年
WG1（回収）	ISO/TR 27912	CO2回収システム技術およびプロセス（Carbon dioxide capture systems, technologies and processes）【技術レポート】	2016
	ISO 27919-1	CO2回収－1：発電所に統合された燃焼後CO2の回収のパフォーマンス評価方法（Part 1: Performance evaluation methods for post-combustion CO2 capture integrated with a power plant）	2018
	ISO 27919-2	CO2回収－2：発電プラントと統合された燃焼後CO2回収の安定した能力を保証し維持するための評価手順（Part 2: Evaluation procedure to assure and maintain stable performance of post-combustion CO2 capture plant integrated with a power plant）	2021
	ISO/TR 27922	セメント産業におけるCO2回収技術の概要（Overview of carbon dioxide capture technologies in the cement industry）【技術レポート】	2021
WG2（輸送）	ISO 27913	パイプライン輸送システム（Pipeline transportation systems）	2016
WG3（貯留）	ISO 27914	地中貯留（Geological storage）	2017
	ISO/TR 27923	CO2回収・輸送・地中貯留の圧入オペレーション・インフラストラクチャ・モニタリング（Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Injection operations, infrastructure and monitoring）【技術レポート】	2022
WG4（Q&V：定量化と検証）	ISO/TR 27915	定量と検証（Quantification and Verification）【技術レポート】	2017
WG5（横断的）	ISO 27917	用語の国際規格（Vocabulary — Cross cutting terms）	2017
	ISO/TR 27918	リスクマネジメント（Lifecycle risk management for integrated CCS projects）【技術レポート】	2018
	ISO/TR 27921	CO2流組成（Cross Cutting Issues — CO2 stream composition）【技術レポート】	2020
WG6（EOR）	ISO 27916	CO2圧入によるEOR（増進原油回収）（Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Carbon dioxide storage using enhanced oil recovery (CO2-EOR)）	2019

2）CCS に関する国際条約及び他国例等

国際規格の他に、廃棄物の国境移動や投棄に関する国際条約について、さらに油ガス田が国境をまたぐ場合の取り扱いについて各国でどのように扱っているのかについても確認しておく必要があるため以降に記載する。

a. ロンドン条約・ロンドン議定書

ロンドン条約・ロンドン議定書は廃棄物その他の物の投棄による海洋汚染の防止に関する規定である[164]。1972 年に限定的な有害廃棄物の海洋投棄を禁止するロンドン条約が採択され、その後、1996 年に海洋汚染防止のための強化として廃棄物の海洋投棄及び洋上焼却を原則禁止とした上で例外的に投棄を検討できる品目を設定したロンドン議定書を採択した。船舶等からの廃棄物等の海洋投棄を原則として禁止し、例外的に投棄が認められる場合においても厳格な条件の下で許可することを規定している。

ロンドン条約への締約国は現時点（2022 年 2 月 4 日）までに 87 カ国、ロンドン議定書の締約国は 51 カ国となっている。米国は議定書を未締結のままであり、また、ASEAN 加盟国においてはフィリピン以外の国が批准していない状況であるが、多くの国が締約国となっている国際条約のため、アジアにおける CCS 事業においても、内容に留意することは必要であると考える。

本条約・議定書には CO_2 の投棄に関する規定がある。2006 年の改正により、「CO_2 を隔離するための CO_2 の回収行程から生じる CO_2 を含んだガス」を例外的に投棄の検討が可能な物質のリストに加えられたことにより、本条約下での CCS が可能となった。海底下の地層への処分、高い割合で CO_2 から構成されているガス、他の廃棄物が加えられていない場合に限って貯留が可能とされている。規定の主旨としては、海洋環境保護の観点、水温上昇や海洋酸性化による悪影響の防止の観点を踏まえた CCS 海底貯留を可能とする記載となっている。また、貯留にあたっては各締約国の規制当局による個別許可が必要であり、許可にあたっては有害物質の含有量の確認などの海域への影響評価、投棄後の監視条件の決定を含む予防的アプローチが求められる。「海底下処分のための CO_2 の評価に関する特別ガイドライン」が指針として策定されており、①他の処分の手段の検討、②貯留に適しているかのスクリーニング、③サイトの適切な選定とその特性の確認、④漏出による環境影響に関する評価、⑤サイトの監視方法と漏出の際の対応措置の策定について記載されている。

国境を超える場合の CO_2 の海底貯留に関しての規定としては、2009 年に貯留のために CO_2 を国境を超えて移動することを可能にする修正案が提示された後、長年議論され、2019 年「国際的取組に対する違反となることなく、地層貯留のために CO_2 を国境間で移動することを許可する」決定が適用されることとなった。これにより、CO_2 を輸出又は貯留のために輸入を希望する国々は、国際海事機関（IMO）に協定や取り決めを通知することにより、輸出入が可能になっている[165]。

b. バーゼル条約

[164] 堀口健夫（2020） 国際問題 No.693 2020 年 7･8 月“ロンドン海洋投棄条約体制による二酸化炭素回収・貯留（CCS）の規律の意義と限界” https://www2.jiia.or.jp/kokusaimondai_archive/2020/2020-07_003.pdf?noprint（2022 年 1 月 18 日閲覧）

[165] GCCSI（2021）“世界の CCS の動向 2020 年版” pp.16, https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Global-Status-of-CCS-Report-2020-Japanese.pdf（2022 年 1 月 18 日閲覧）

一定の有害廃棄物の国境を越える移動等の規制について国際的な枠組み及び手続等を規定する国際条約として、1989 年に策定されたバーゼル条約があり、以下の項目が規定されている[166]。

- この条約で規定する廃棄物の輸出には、輸入国の書面による同意を要する。
- 締約国は、国内における廃棄物の発生を最小限に抑え、廃棄物の環境上適正な処分のため、可能な限り国内の処分施設が利用できるようにすることを確保する必要がある。
- 廃棄物の不法取引を犯罪性のあるものと認め、この条約に違反する行為を防止し、処罰するための措置をとる。
- 非締約国との廃棄物の輸出入を原則禁止とする。
- 廃棄物の南極地域への輸出を禁止する。
- 締約国は、廃棄物の処理を環境上適正な方法で行うため、主として開発途上国に対して、技術上その他の国際協力を行う。
- 条約の趣旨に反しない限り、非締約国との間でも、廃棄物の国境を越える移動に関する二国間又は多数国間の取り決めを結ぶことができる。

締約国は 186 カ国及び EU となっており、ASEAN 加盟国 10 カ国を含む多くの国が批准している状況であるが、米国は非締約国である[167]。

CO_2の海底貯留に関する規定として、現時点でCO_2は廃棄物としての規制対象に指定されていないが、CCS 事業の実施普及において、今後の議論の動向を見ておく必要がある。

c. EU 指令

EU における CCS の実施に関する EU 指令として、CCS 指令(EU directive 2009/31/EC)があるが、CCS における CO_2 輸送に関する規定の記載は以下の第 24 条のみであり、規制の内容については各国政府に委ねている状況である[168]。

- Article24
  CO_2 の越境輸送・貯蔵を行う場合、関係加盟国の所轄当局は本指令及びその他の関連するコミュニティにおける法令の要件を共同で満たさなければならない。

3）CO_2貯留槽が国境をまたぐ場合

CCS の際に貯留槽が国境をまたいでいる場合が考えられ、また、枯渇した油ガス田等を CCS に用いるケースも考えられるため、油ガス田が国境をまたぐ場合の取扱に関する協定について、事例を検索した。結論として、油ガス田の場合と同様に、貯留槽が海域にある場合には国連海洋法条約に則った大陸棚の管轄をベースとしつつ、当該国間で計算した貯留槽比及び実際の圧入比を設定し協定を締結することになると考えられる。

---

[166] 外務省(2019) バーゼル条約, https://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/kankyo/jyoyaku/basel.html（2022 年 2 月 1 日閲覧）
[167] UNEP (2011) Parties to the Basel Convention, http://www.basel.int/?tabid=4499（2022 年 2 月 1 日閲覧）
[168] EU (2018) EU directive 2009/31/EC, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32009L0031#d1e2015-114-1 (2022 年 1 月 18 日閲覧)

a. 海洋法に関する国際連合条約（国連海洋法条約）

油ガス田が国境をまたぐ場合の取扱に関する協定について、海域の場合は国連海洋法条約をベースにして当該国間で埋蔵比・収益比を設定し個別条約や協定を締結している事例がある。

国連海洋法条約は 1982 年採択に採択されており、領海、公海、大陸棚といったこれまでジュネーブ海洋法 4 条約に規定されていた項目に加え、国際航行に使用されている海峡及び排他的経済水域といった新たな規定、大陸棚限界委員会、国際海底機構及び紛争の解決のための国際海洋法裁判所といった新たな国際機関の設立を伴う規定を含む等、多岐にわたる[169]。

締約国は168カ国にのぼり、ASEAN10カ国を含む多くの国が批准しているが、米国は非締約国である[170]。

油ガス田・CO_2 の海底貯留が国境をまたぐ場合に関連する項目として、以下の項目が該当すると考えられる。

- 排他的経済水域（EEZ）
  - 領海の外側に、領海の基線から 200 海里を超えない範囲内で設定が認められている。（相対国又は隣接国の間における EEZ の境界画定は、衡平な解決を達成するために国際法に基づいて合意により行う。）
  - 以下のような沿岸国の権利、管轄権等が認められている。
    - ✧ 沿岸国は EEZ（海底及びその下を含む）において天然資源（生物・非生物を問わない。）の探査、開発、保存及び管理等のための主権的権利を有する。
    - ✧ 沿岸国は、EEZ において、人工島、施設及び構築物の設置及び利用、海洋環境の保護及び保全、海洋の科学的調査等に関する管轄権を有する。
- 大陸棚
  - 領海を越える海面下の区域の海底及びその下であって領海基線から原則として 200 海里の距離まで（地質上及び地形上の一定の要件を満たす場合には、さらにその外側の一定の限界まで。）のものを沿岸国の大陸棚として規定。
  - 沿岸国は、大陸棚を探査し及びその天然資源を開発するための主権的権利を行使することが認められている。
- 深海底
  - 深海底（国の管轄権の及ぶ区域の境界（いわゆる大陸棚の外側の限界線）の外の海底及びその下）及びその鉱物資源は、「人類の共同の財産」とされる。
  - いずれの国も深海底又はその資源について主権又は主権的権利を主張し又は行使してはならない。

---

169 外務省（2020）海洋の国際法秩序と国連海洋法条約, https://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/kaiyo/law.html（2022 年 2 月 1 日閲覧）

170 UN（2022）Law of the Sea, https://treaties.un.org/pages/ViewDetailsIII.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXI-6&chapter=21&Temp=mtdsg3&clang=_en（2022 年 2 月 1 日閲覧）

b. 油ガス田が国境をまたぐ場合の取り扱いに関する事例

油ガス田が国境をまたぐ場合の実際の事例として、豪州・東ティモール国境のガス田開発、トリニダード・トバゴのガス田開発の事例を記載する。

- 豪州・東ティモール国境のガス田開発[171]
  2018年、豪州と東ティモールは恒久的な海上の国境を確立する条約（海上国交条約）に調印し、同条約の発効に伴い、従前の両国の海域の油ガス田からの収入配分比率を規定していたティモール海条約等は廃止された。両国のティモール海上の国境は両国海岸線からの概ね中間線に定められ、未開発のグレイターサンライズガス田の多く、及び石油資源共同開発地域（JPDA）内に位置するバユ・ウンダンガス田の全てが東ティモールの領海内に属することになった。両国の国境をまたぐことになるグレイターサンライズガス田についてはガス田開発で得られる収入を両国に配分する比率等を取り決めた事例である。
- トリニダード・トバゴのガス田開発[172]
  トリニダード・トバゴとベネズエラは Loran-Manatee ガス田を共同開発することを計画し、2010 年ユニタイゼーション・アグリーメントが締結され、それぞれの領海内の埋蔵量比率が設定された。しかし、その後、ガス価格等で共同開発が困難になり、ユニタイゼーション・アグリーメントは終了し、2019 年に両国政府間で、国境をまたぐ同ガス田の開発に関する契約が新たに締結された。この契約では、埋蔵量と回収率を再設定した。両国には他にも国境にまたがるガス田があるため、同様にそれぞれ協定を結ぶものと考えられる。

4）環境保全原則

アジア CCUS コレクティブアクションイニシアティブの推進にあたり、国際的な環境保全原則に準拠する必要がある。法的拘束力はないものの、未然防止原則や予防原則等を含むストックホルム宣言及びリオ宣言等の環境保全原則に準拠し、生物保護や海洋保護等の原則の観点を逸脱しないようにCCS を実施することが重要である。

また、2017 年にフランスが主導して国連に働きかけ、2018 年の国連決議によって各国交渉が開始された世界環境憲章（GLOBAL PACT FOR THE ENVIRONMENT）についても、その内容に定められる環境原則及びその動向を見ていく必要があると考える[173]。本憲章の目的は国際環境法のギャップを埋め世界的に共通した法的枠組みの基礎を作ることであり、環境原則のみを規定し、特定のセクターを対象としないが、これを基に法的拘束力を持つ多国間条約が機能することを想定するためである。

5）CCS のクレジットを扱うカーボンマーケット

カーボンマーケットにおいて CCS から創出されるクレジットを取り扱うことは、CCS の需要増につながり、結果、事業者の CCS 実施を促進させることになる。ASEAN において CCS を実施した場合に

[171] JOGMEC（2018） 豪州・東ティモール国境とガス田開発の収入の配分に係る条約の調印, https://oilgas-info.jogmec.go.jp/info_reports/1004762/1007476.html（2022 年 1 月 18 日閲覧）
[172] JOGMEC（2021） トリニダード・トバゴ：新規ガス田生産開始により天然ガス生産量増加の見通し, https://oilgas-info.jogmec.go.jp/info_reports/1008924/1009180.html（2022 年 1 月 18 日閲覧）
[173] 世界環境憲章（2022） One Planet One Pact, https://globalpactenvironment.org/en/（2022 年 1 月 18 日閲覧）

利用可能なカーボンマーケットについては、現時点ではないが今後の参考のためにCCSのクレジットを扱うカーボンマーケットの事例を記載する。現時点では、豪州の Emissions Reduction Fund（ERF）、カナダの Alberta Emission Offset System（AEOS）、米国の Low Carbon Fuel Standard（LCSF）及び American Carbon Registry（ACR）がある。

また、豪州主導で実施しようとしている“Indo-pacific carbon offset scheme”が開発中である。本スキームについては、豪州 ERF をベースに、インド太平洋地域とパートナーシップを組み、カーボンマーケットの拡大・国際的な炭素クレジットの取引につなげる目的で開発しているものであり、ダブルカウント回避のためにパリ協定6条に則って調整されるとされている。フィジーについてはパートナーシップを締結済みであるが、他国への拡大については未だ明らかとなっていない。

a. 豪州 Emissions Reduction Fund（ERF）

豪州政府により 2014 年から実施されているカーボンクレジットスキームである。総額 25.5 億豪ドル規模の基金であり、逆オークションにより、省エネ、低炭素プロジェクトを公募し、政府が削減量に基づく ACCUs（Australian Carbon Credit Units）を買い取る制度となっている。同制度は継続して実施することとされ、20 億豪ドル規模の「気候解決ファンド（Climate Solutions Fund）」が追加組成されている。

表 5-25　ERF の実績（2022 年 1 月 28 日現在）

これまでのプロジェクト登録	合計
登録プロジェクト数	1,090[件]
取り消されたプロジェクト数	212[件]
発行されたACCU（オーストラリア炭素クレジット）	105,658,384[t-CO2]
取り消されたACCU	211,374[t-CO2]

出所）Emission Reduction Fund（2021）Emissions Reduction Fund project register, http://www.cleanenergyregulator.gov.au/ERF/project-and-contracts-registers/project-register（2022 年 1 月 28 日閲覧）

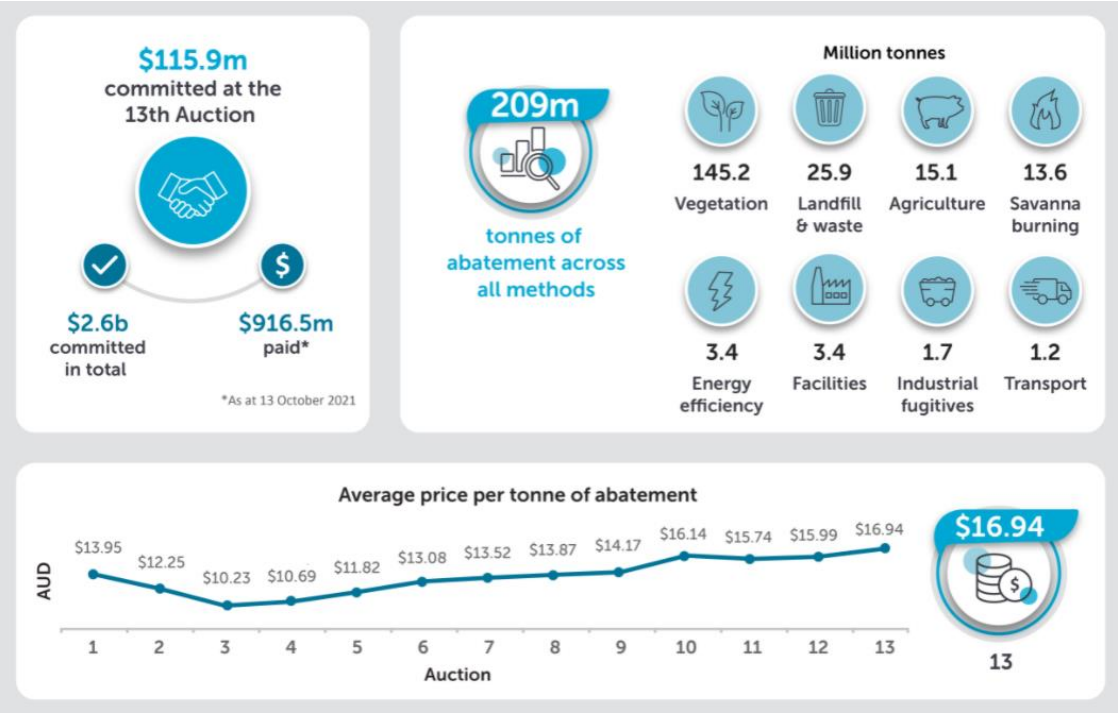


図 5-76 ERF のポートフォリオ(2021 年 10 月時点)

出所)クリーンエネルギー規制機関 (2021) Auction October 2021, http://www.cleanenergyregulator.gov.au/ERF/auctions-results/october-2021(2022 年 1 月 28 日閲覧)

また、豪州では一定規模以上の GHG 排出を行う事業者に対して国家温室効果ガス及びエネルギー報告システム(NGERS)における報告を義務付けているが、大規模排出事業者にはさらにセーフガードメカニズムが適用され、一定以上の排出量を超えた場合には ERF からのクレジット調達によりオフセットしなければならない規定もある。

この ERF では、クレジット生成のために定められたいくつかの方法論があり、CCS に関する方法論については、パブリックコメントを経て 2021 年 10 月に策定された。同年 11 月に、Santos 社の南豪州 Moomba PJ が本方法論を用いて ERF のプロジェクト登録がされている[174]。

b. カナダ Alberta Emission Offset System (AEOS)

2007 年に制定され、現在の排出量取引制度(TIER)の下でも継続しており、排出事業者が使用するためのクレジットを供給するための制度である。

大部分のプロジェクトが再生可能エネルギーと農業セクターからの登録であるが、CCUS 分野を含めた他セクターへも範囲が拡大してきている。本制度における CCS 方法論は発行済みであり、Shell Canada 社による Quest プロジェクトが、2015 年よりクレジット発行を行っている。

[174] 豪州政府 (2021) ERF 登録プロジェクト, http://www.cleanenergyregulator.gov.au/ERF/project-and-contracts-registers/project-register(2022 年 2 月 4 日閲覧)

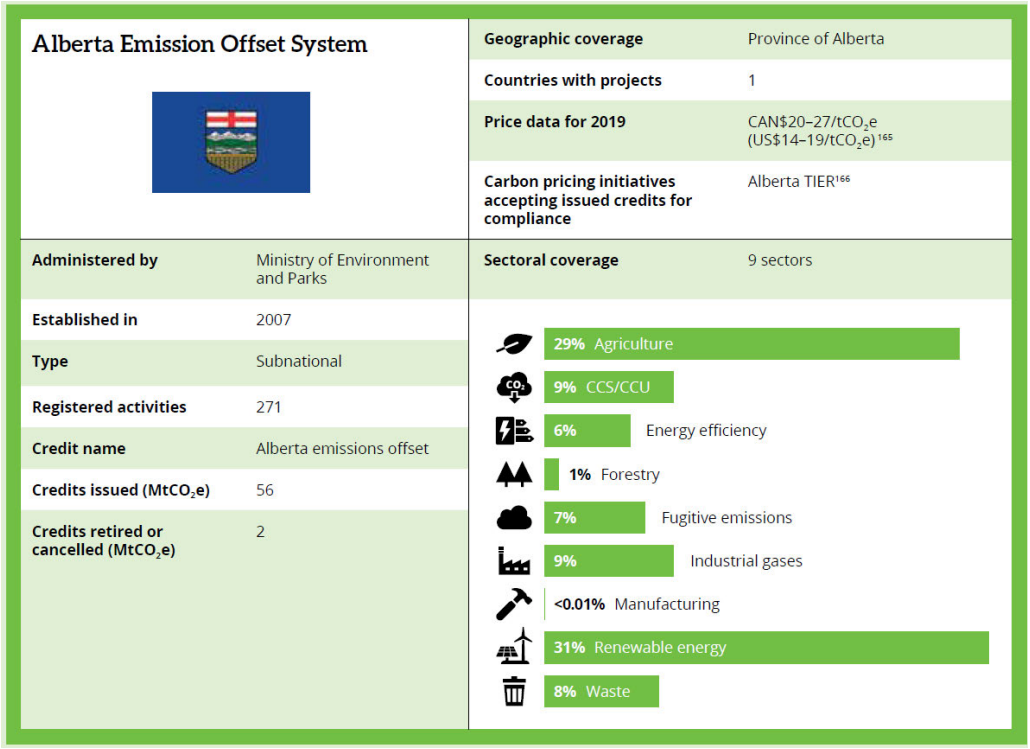


図 5-77 AEOS の概要

出所）世界銀行（2020）“State and Trends of Carbon Pricing 2020” pp.67, https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/33809（2021 年 02 月 19 日閲覧）

AEOS の登録済み CCS プロジェクトである Quest の概要は以下となっている[175]。

- プロジェクト名：Quest Carbon Capture and Storage Project
- 適用方法論：CO_2 Capture and Permanent Storage in Deep Saline Aquifers
- 開発事業者：Shell Canada Limited
- 認証事業者：ICF Consulting Canada, GHD Ltd, Tetra Tech EBA Inc.
- オフセット期間：2015 年 8 月 23 日～2035 年 8 月 22 日
- ライフサイクル排出削減量：17,620,000t-CO_2
- 年間排出削減量：881,000t-CO_2
- 発行済クレジット：合計 7,382,662t-CO_2（うちアクティブ 3,832,755、ペンディングリタイア 3,540,259）

c. 米国 Low Carbon Fuel Standard（LCSF）

米国カリフォルニア州内で輸送用燃料を製造・販売する事業者に対して、燃料のライフサイクル全体の GHG 排出量に基づき算定される年間平均炭素強度（CI：Carbon Intensity）をベンチマーク値

[175] Alberta Carbon Registries (2019) Quest Carbon Capture and Storage Project, https://alberta.csaregistries.ca/GHGR_Listing/AEOR_ListingDetail.aspx?ProjectId=215（2021 年 02 月 19 日閲覧）

[g-CO_2/MJ]以下とすることを義務付ける制度がある[176]。目標年が 2030 年まで延長され、炭素強度を 2010 年比で 20%削減する目標を設定している。

対象燃料は、ガソリン(その代替燃料)、ディーゼル(その代替燃料)であり、クレジットは①燃料、②プロジェクト(革新的石油精製プロセス、CCS 等)、③ZEV インフラ(水素燃料インフラ、直流急速充電インフラ等)から創出可能となっている。

2019 年 1 月に、LCFS の炭素回収・隔離(CCS)プロトコルが策定され、EOR を含む CCS によりライフサイクル排出量が削減された輸送用燃料をクレジット対象に拡大した。

CCS のクレジット申請は、「燃料経路ベースのクレジット」又は「プロジェクトベースのクレジット」のいずれかで承認可能となっている。

表 5-26 LCFS 下でクレジット創出可能な CCS プロジェクトの種類

	DAC(Direct Air Capture)	石油・ガス生産設備のCCS	製油所でのCCS	その他CCS(例:エタノールを含むCCS)
CCSプロジェクトの場所	世界中のどこでもよい	どこでもよい。但し、カリフォルニアで輸送用燃料を販売	どこでもよい。但し、カリフォルニアで輸送用燃料を販売	どこでもよい。但し、カリフォルニアで輸送用燃料を販売
貯留サイト	陸上の塩水帯水層、枯渇油・ガス田、またはCO2-EORの油・ガス田			
クレジット方式	プロジェクトベース	Innovative Crude Provisionの下でプロジェクトベース	Refinery Investment Credit Programの下でプロジェクトベース	プロジェクトベース、または燃料経路
既設プロジェクトの対象時期	いつでも	2010年以降	2016年以降	いつでも
要件	プロジェクトはCCSプロトコルに規定されている要件を満たさなければならない			
その他の制限事項	なし	最低限CIまたは排出量削減を達成すること	なし	なし

出所)GCCSI (2019) "THE LCFS AND CCS PROTOCOL: AN OVERVIEW FOR POLICYMAKERS AND PROJECT DEVELOPERS" pp.9, https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2019/05/LCFS-and-CCS-Protocol_digital_version-2.pdf(2021 年 02 月 19 日閲覧)

d. 米国 American Carbon Registry (ACR)

ACR は米国における自主参加型炭素取引市場であり、NPO ウィンロックインターナショナルによって 1996 年から運営されている[177]。算定方法論及びプロトコルは全て ISO14064 に基づいて開発されており、CCS の方法論は 2015 年に ver1.0 が発行されている。

CCS から発行されたクレジットは 2000 年～2009 年に発行された 36 件(5 プロジェクト)のみであるが、CCS 方法論の開発以前に発行されたものであり、それ以降 CCS から発行されたクレジットの実績がなく、その理由は不明である。

[176] California Air Resources Board (2022) Low Carbon Fuel Standard, https://ww2.arb.ca.gov/our-work/programs/low-carbon-fuel-standard(2022 年 1 月 18 日閲覧)
[177] American Carbon Registry, Carbon Accounting, https://americancarbonregistry.org/carbon-accounting/standards-methodologies(2022 年 1 月 28 日閲覧)

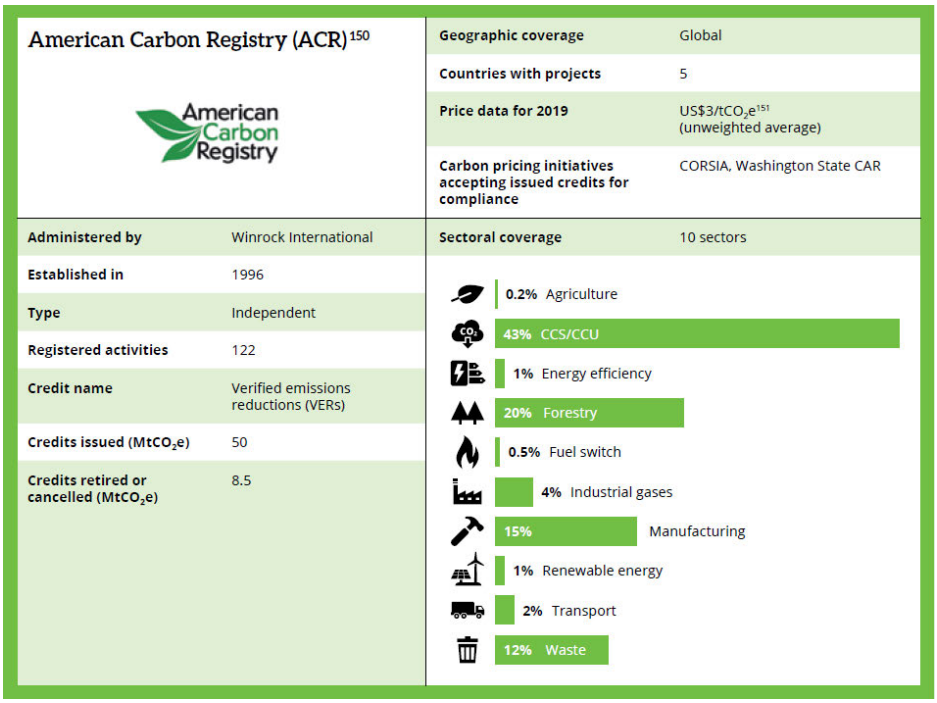


図 5-78 ACR の概要

出所）世界銀行（2020），“State and Trends of Carbon Pricing 2020” pp.61, https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/33809（2021 年 02 月 19 日閲覧）

5.5.4 まとめ

世界の潮流から外れず、ASEAN 各国においても脱炭素化への関心は高まってきており、2021 年 6 月の発足以降、アジア CCUS ネットワークはワークショップやセミナーの開催によって、CCUS 分野に関する意識啓発とナレッジシェアリングに積極的に取り組んできた。一方、依然として安価なエネルギー供給源である石炭や化石燃料全般への依存度の高い地域にとって、CCUS は脱炭素化を実現するための重要な選択肢の一つとなっているものの、CCUS は回収・輸送・利用・圧入とバリューチェーンの各ステージにおいてコストの問題はまだ大きく、改善の余地を残している。アジア CCUS ネットワークには CCUS の社会実装に向けた地域的な協力プラットフォームとして、①CCUS の導入及び運用にかかるコストの削減に向けた横断的な協力体制の構築、②CCUS の普及促進に繋がる法制度の枠組みの組成、③資金調達手段の確立、④炭素取引の枠組みに関する検討及び各国政府への提言、と大きく分けて四種の役割が期待されていると考えられる。

① CCUS の導入及び運用にかかるコストの削減に向けた横断的な協力体制の構築：

現在稼働中の CCUS 設備の多くは欧米や豪州に集中しており、アジア、特に ASEAN 諸国における商業的 CCUS の実績が非常に限られている。開発区域の地下・地質情報、資材・機材の調達手段、人件費、法整備状況、近隣諸国との協力体制など、CCUS の開発が先行している国々と ASEAN 諸国では諸条件に大きな差があり、開発及び運用のコスト面において直接参考にするのが難しい部分もある。こういったギャップを埋めるために、小規模なものでも ASEAN における商業 CCUS の実例を早急に実現させ、ネットワーク加盟国間の経験と実績を蓄積することが求められる。

ASEAN 諸国は、加盟国間の経済格差や地理的な隔たりが欧州諸国よりも大きいため、ネットワークメンバーによる共同研究や共同事業の立ち上げを実現するにはアジア CCUS ネットワークがプラットフォームとしてその「場」を提供するのに留まらず、主体的に牽引していく必要がある。その最初の一歩として、既に CCUS 技術や規制・法制度等に関するワークショップやセミナーを通してのナレッジシェアリングが行われている。現時点で、これらの取り組みは各国関係者の関心を引き出し、今後の活動の切っ掛けを与える側面が強いが、今後は各国政府や主要ステークホルダーの意思決定者へのインプットに繋がる積極的な議論や、民間事業者による CCUS 開発の支援に繋がる情報の発信を様々なチャンネルを通して行うべきである。

一例としては、本調査で ASEAN 諸国を対象に実施したように、主要排出源や貯留層、CO2 輸送に適したインフラなどの情報をマッピングし、CCUS 開発拠点の選定の足掛かりとなるデータセットをネットワーク内で共有することが考えられる。これらの情報は、今後も継続的に更新が必要であるのみならず、各国政府の協力を得て有望地域の地質情報などを充実化していくことが望ましい。また、多くの貯留層に関しては地下貯留ポテンシャルを十分に把握しきれていない。現時点では具体性に欠ける「貯留ポテンシャル」をなるべく定量的に示せる「貯留可能量」としてネットワーク内で共有できれば、開発初期段階の短縮やコスト削減に寄与することが期待できる。

② CCUS の普及促進に繋がる法制度の枠組みの構築

5.1.2 で述べた通り、ASEAN 地域では石油・ガス操業の一環としての CCUS が先行している。インドネシアやマレーシアのように、ASEAN 内でも CCUS を対象とした法制度の検討が先行している国においても石油・ガス関連の法制度が基になっており、欧州のように全ての CCUS 事業を包含する独立した CCUS 法制度の共通基盤を検討する段階には至っていない。

今後、アジア CCUS ネットワークには、CCS/CCUS の法制度に係る共通基盤についてなど ASEAN 地域における CCUS 法制度の段階的な整備に向けた道筋を示すことが求められる。第一段階としては ASEAN 内で先行しているインドネシアとマレーシアの検討内容を各国の規制当局や事業者に向けて解説し、法整備を推し進めていくべきプレイヤー間における石油・ガス産業を基にした CCUS の法制度の現状と課題に関する共通理解を醸成することが重要である。その後は、石油・ガスサイトへの圧入に向けた法制度を足掛かりに、ASEAN 諸国の政府関係者や事業者と連携して CO2 の輸送や貯留、貯留後の長期責任など、CCUS に特化した法制度の課題について継続的に対話ができる機会を提供し、さらに帯水層への貯留についても道筋をつけるなど、ASEAN 地域における包括的な CCUS 法制度の整備が求められる。

③ 資金調達手段の確立：

再生可能エネルギー等の低炭素技術は、既に成熟した市場が形成されていることもあり、世界各国で広範な政策支援を受けているが、CCUS プロジェクトは、従来の資金調達を獲得するための十分な政策支援を欠いているのが実情である。

これは、CCUS の商業的な実装を展開するための法整備が依然として不十分であることにも起因している。金融機関や機関投資家などによる脱炭素セクターへの投資は近年急速に伸びているが、CCUS プロジェクトへの投融資の確保を狙う民間事業者は現在も高いハードルに直面する。金融機関を説得する上で、技術的な実現可能性や実際の脱炭素能力よりも不確実な経

済的持続可能性が問題となることが多い。これは現時点で限定されている脱炭素化のマネタイズ手段と商業 CCUS の実績の少なさが大きな要因となっている。

したがって、①で提案した ASEAN 圏における商業 CCUS をネットワークの取り組みの一環として実現させることができれば、そこから得られるデータが将来的な投資判断の材料となり、ネットワークメンバーの資金調達を後押しできるものとなり得る。また、アジア CCUS ネットワークとして各加盟国からの資金拠出を募り、ネットワーク内の横断的な CCUS 事業への経済的支援を目的としたファンドを開設することも一つの手段として考えられる。

④ カーボンマーケット等炭素取引の枠組みに関する検討及び各国政府への提言：

CCUS プロジェクトの経済的持続可能性の向上には、コスト削減手段の検討も重要であるが、何より炭素取引の枠組みを整備し、CCUS による経済的価値創造につながるカーボンマーケットの構築が不可欠である。そのためには、各国政府内部での議論、政府間の対話、そして官民対話の充実化が急務であり、アジア CCUS ネットワークにはその旗振り役が求められている。

政府内部や政府間の対話は、各国のポリシーメーカーを対象とした、CCUS の実装及び炭素取引に関する各国の課題とその改善に必要となる法制度をテーマとした勉強会で対話の前提となる知識をポリシーメーカーが身につける機会を設けるべきである。官民対話の促進には、CCUS 実装の対象となる主要セクター別にそれぞれの民間ステークホルダーと政府関係者の限定されたメンバーによるワーキンググループを作ることが有効である。最終的にはこれらの検討の成果をネットワーク内で共有することで CCUS 及びカーボンマーケットの実装に向けた法整備を加速させることに繋がる。

上記の提案を踏まえ、CCUS を推進するための基本原則と主要分野について参加国が合意できる、アジア地域における CCUS の集団行動イニシアティブである「Asia CCUS Collective Actions Initiative」を推奨する。同イニシアティブの構想については、Economic Research Institute for ASEAN and East Asia（ERIA）の主催で 2022 年 1 月に開催されたワークショップでも議論されており、同ワークショップでは協力分野を大きく技術、ビジネスモデル、法制度の枠組み、金融、政策の 5 分野に分けている。

また、これらの分野での取り組みが成果を上げるための鍵は、ファイナンスに関しては重なるものの、各分野におけるアジア CCUS ネットワークのミッションとして示した「情報発信・共有」、「キャパシティ・ビルディング」、「実装」、「ファイナンス」、「政策提言」の検討の促進であり、アジア CCUS ネットワークがこれらの取り組みを取りまとめる主導的な組織として、アジアにおける広域的な脱炭素化を先導することが期待されている。

5.6 CCUS 案件形成事業が実施するセミナーやシンポジウムへの参加等

5.6.1 アジア CCUS ネットワーク発足イベント

2021 年 6 月 23 日に開催されたアジア CCUS ネットワークの発足イベントのセッション3として、

“Financing Scheme for Deployment of CCUS in Asia”と題するセッションの企画および運営を行った。

- 目的の設定

以下の通り、当該セッションの目標を設定した。

(1) 現時点の CCUS への資金動員に関わる原則や理念に関わる認識の共有

(2) 公的金融機関及び民間金融機関による CCUS に関する見解の共有

(3) 脱炭素燃料や CO2 のバリューチェーン構築を含む、ファイナンス問題の解決に資するアイデアの共有

(4) アジア CCUS ネットワークのワークプランの改善に向けたサジェスチョンの共有

- アジェンダの構築及びパネリストの招聘

主催者である ERIA 及び経済産業省との連携のもと、以下の通りアジェンダを設定し、パネリストの招聘を調整した。

表 5-27 アジア CCUS ネットワーク発足イベントセッション3のアジェンダ

1	**Opening of the Session- objective, discussion topics and expected outcome** *by Moderator, Mitsubishi Research Institute*
2	**Panel discussion: “Towards acceleration of CCUS promotion in Asia/ASEAN through partnership”** **Short presentation followed by discussion** 1. Energy Specialist, Energy Sector Group, Department of Sustainable Development and Climate Change, Asian Development Bank (ADB) 2. Manager, Resources Stewardship and Environment Resources Division Australian Government - Department of Industry, Science, Resources and Energy 3. Deputy Director, Global Environment Division, New Energy and Power Finance Department II, Infrastructure and Environment Finance Group, Japan Bank of International Cooperation (JBIC) 4. Co-ordinator, Clean Energy Ministerial CCUS Initiative. 5. Director, Sustainable Business Office, Solution Products Division, MUFG Bank **Discussion topics** will include the following: 1. Financing Principles for CCUS 2. Knowledge share from advanced case studies in Australia-issue and solutions including carbon finance 3. Imminent issues faced in actual project development including but not limited to appropriate Legal and regulatory framework 4. Financing CCUS projects: next steps (carbon pricing)
3	**Wrap-up**

	by Moderator, Mitsubishi Research Institute

出所）MRI 作成

- 当日のパネルセッションの進行
  パネルセッションのファシリテーションを実施した。事前に設定した質問事項は以下の通り。

✓ アジアでの CCUS 推進に向けた環境整備の現状はどのようなものか。2020 年に発表された“Financing Principles for CCUS”に記載されたアクションアイテムのうち、進展があるのはどの要素か。

✓ オーストラリアにおける成功例はどのようなものか。商業化に向けてバリアとなっていたものは、どのように克服されたのか。カーボンファイナンスの CCUS への適用状況はどうか。

✓ 欧州における CCUS ファイナンスモデルの進捗を知りたい。カーボンファイナンスの導入は進んでいるか。

✓ CCUS のファイナンシングにあたって、JBIC は今後どのような活動を考えているのか。

✓ 民間及び公的セクターとの関りにおいて、リスク軽減策の検討における経験はどのようなものか。高排出者によるカーボンニュートラルへのコミットメントはファイナンスを後押しするか。

✓ 東南アジア地域における CCUS プロジェクトの調査の支援を通した経験において、CCUS プロジェクトの推進における大きな課題は何か。JCM 化における課題は何か。

- 結果概要のとりまとめ
  議論の結果、更なるファイナンスへの動員において、次の点が最重要事項であり、アジア CCUS ネットワークの活動で課題対応への期待が示された。
  ○明確な法的枠組みを形成
  ○CCUS 事業への政府による明確な支援は重要
  ○実証プロジェクトを通じた社会受容性の担保

パネリストによる主なコメント内容は以下の通り。

表 5-28 アジア CCUS ネットワーク発足イベントセッション3における主なコメント

テーマ	コメント例
アジアにおける進捗について	✓ アジアでも、中国が社会発展第 14 次五ヵ年計画に CCUS を明記する等、CCUS へのコミットメントを示す国が増えてきている。 ✓ ADB の民間融資部門は CCUS に対して強い興味を示している。CCUS 実装のための特別チームを結成する商業銀行もある。 ✓ 炭素市場の形成が CCUS の経済性担保に重要である。中国で排出量取引制度が発足。タイやインドネシアでも炭素取引が検討されている。
オーストラリアの先行事例について	✓ 前例のないことに対しての法的枠組みの整備が必要であった。 ✓ 環境への影響に関する社会的受容性が重要。

	✓ オーストラリア政府は、民間の努力に対して、初期投資費用の支援としてグラントを供与。同時に、オペレーションコストの支援のために、炭素市場も創設している。 ✓ 金銭的な補助以外にも沖合の権利付与やインフラ整備などを行った。
コスト及びリスク	✓ CCUS 事業に係るコストのうち、重要となるのがモニタリングコストと社会受容にかかるコストである。 ✓ 現状、モニタリングに関する明確な法的枠組みが無いため、コストの試算を難しくしている。炭素市場による収益も不確実性が高く、これらリスクを低減するための法制度の整備が必要。 ✓ ネットワークがアジア各国の政府間の話し合いの場になることを期待している。法的枠組みなどの共通理念を形成する場にしてほしい。
欧州の取り組み例	✓ 欧州では気候変動及び CCUS に関する法制度が整備されており、加えて、政府による資金面の支援と、EU 排出量取引制度等の複合的なポリシー・ミックスにより CCUS 事業の経済性の担保を図っている。 ✓ ノルウェー、オランダ、英国の先行事例に加えて、デンマーク、フランス及びベルギーでも取組が始まっている。ほとんどがハブ＆クラスターの事業である。英国では事業者の収益を確保する仕組みが導入されている。 ✓ 官民連携はプロジェクト開発段階から行うことが有用。 ✓ CEM では、短期と長期両方のファイナンスやビジネスモデルに関して議論を行っており、関係者間で月に一度ベストプラクティスの共有も行っている。
金融機関の見解	✓ カーボンニュートラル宣言は短期的な融資への追い風にはなるとは言えないが、プロジェクト取り組みへの後押しにはなっている。 ✓ 現状、政府と民間事業者が求めている事には隔たりがあり、それらの認識のすり合わせが重要となる。政府は、技術実証、実証による社会受容性の担保、国際協力、CO2 削減の NDC への算入等を求め、民間事業者は、政府による法制度の整備、十分な支援により CCUS をビジネスの対象として融資できるような環境整備を求めている。 ✓ 銀行による融資が行われるためには、明確な法的枠組みと制度整備のスケジュール、実証によるビジネスモデルの形成が必要である。

出所）MRI 作成

5.6.2 ASEAN エネルギー大臣会合（AMEM）関連イベント

2021 年 11 月 8 日、ASEAN エネルギー大臣会合（ASEAN Ministers on Energy Meeting ：AMEM）のサイドイベントとして開催された、ブルネイ政府主催の CCUS に関するワークショップ「水素エコノミーと CCUS に関するワークショップ（Workshop on Hydrogen Economy and Carbon Capture, Utilisation, and Storage （CCUS）」において、MRI がプレゼンテーションを行った。

プレゼンテーションのタイトルを「CCUS 技術開発及び普及におけるファイナンスの役割（Role of Financing in the Development and Deployment of CCUS Technology）」として、主に上述のアジア CCUS ネットワーク発足イベントの議論の紹介を行った。

5.6.3 FS 実施者のプロジェクトワークショップ

FS 実施企業の石油開発資源株式会社（JAPEX）による「インドネシア共和国東ジャワ Sukowati 油田における JCM CCUS 実現可能性調査」において、現地政府向けの成果発表として位置付けられ、JAPEX の現地パートナーである LEMIGAS が 2022 年 2 月 9 日に開催したプロジェクトワークショップに参加し、MRI がプレゼンテーションを行った。

MRI のプレゼンテーションは「CCUS 地域協力フレームワークの構築に向けて（Towards Formation of a Regional Collaboration Framework for CCUS）」と題し、以下の点に着目した発表を行った。

- 貯留サイトおよび圧入井へのアクセス、パイプラインへのアクセス、環境影響評価・管理、地中貯留、長期責任等を法制度によって担保する必要がある。
- 法制度の整備は、既存の石油ガス関連の法制度を活用する方法や、CCUS のプロジェクトライフサイクルを網羅する包括的な法制度を新たに整備する方法など、様々なアプローチがある。
- ASEAN で法制度整備を進めているインドネシアも、地域の模範例となり得るのではないか。ASEAN 地域で基本理念を決めることができると、CCUS の普及及び国境を越えた大規模化等が可能になると考えられる。
- JCM で CCUS を実施する場合は、以下の項目が課題となり、ガイドライン等を制定する必要性があると考えられる。
  - サイト選定：安全で安心な貯留サイトの選定方法
  - 適格プロジェクト：EOR の取扱い
  - GHG 排出源: CCUS バリューチェーンのうち算定対象とする排出源の特定
  - モニタリング及び報告：モニタリング期間と項目、ホスト国の国内 MRV 制度の考慮
  - クレジットバッファ/リザーブ：漏洩に備えたバッファの在り方

6. 人材育成事業

6.1 空調関係のセミナー

2021 年 6 月に、中東・アフリカ地域の空調分野の専門家等との高効率空調の推進に関するワークショップの開催を通じ、インバータ式空調機の省エネ及び温室効果ガス排出削減の効果とその普及のための制度構築の重要性を紹介した。

具体的には、三菱総研より、「Regional demonstration projects and policy recommendations to disseminate low carbon cooling in the MEA」と題したプレゼンを行い、令和元～2 年度に実施した「国際貢献定量化及び JCM 実現可能性調査」での調査結果を基に、中東地域（サウジアラビア、UAE）での省エネインバータ式空調機によるエネルギー削減と温室効果ガス排出削減ポテンシャルの実測データを基にした分析結果、インバータ機普及に向けた性能評価規格（ISO16358-1）の導入等に関する政策提言の内容に関し紹介を行った。

特に、政策提言においては、現状の Energy Efficiency Ratio（EER）は定点における性能のみを表すため、インバータ式空調機の省エネ性能のポテンシャルを適切に反映しておらず、Seasonal Energy Efficiency Ratio （SEER）は、現実に近い省エネ性能を反映するものであることを説明した。このため、中東・アフリカ地域においても、省エネ性能の高い空調機の普及につながること、消費者の空調機の省エネ性能に対する理解にも役立つことという観点から、SEER の導入が急務であることを強調した。

ディスカッションでは、中東地域での実測データによる分析結果は、インバータ式空調機の省エネ性能を理解する上で非常に有効なアプローチであるとの意見があった。また、省エネ性能の高い空調機への移行に向けた産業界と様々なステークホルダーの連携の重要性も指摘された。

6.2 専門家との見える化に関するディスカッション

GHG 排出削減効果の数値化を通じた「見える化」は、CEFIA 活動が APAEC フェーズ II 目標への貢献、ひいては ASEAN の気候変動緩和への貢献を把握するにあたり重要な要素である。近年、ESG 投資や気候リスクの開示等、金融機関からの要求に基づく、事業体による GHG 排出量の把握及び削減に向けた計画に向けた動きが国際的に高まってきている。ASEAN 加盟国においても、パリ協定の目標達成への強いコミットメントを示しており、APAEC フェーズ II においても、エネルギーと気候変動の融合（energy-climate nexus）が、課題の一つとして取り上げられている。一方、大規模な GHG 算定・検証・報告制度も大多数の ASEAN 国で導入されておらず、見える化による気候変動緩和に向けた行動推進は、喫緊の課題である。

このような状況の下、APAEC の実施主体であるエネルギー関連機関向けに、見える化の認知度向上及び具体的なノウハウの共有が求められているところ、ASEAN の機関との連携を見据えて、シンガポールの国際問題研究所（SIIA: Singapore Institute of International Affairs）と意見交換会を実施した。

（参考）SIIA について

SIIA は、1961 年、シンガポール独立前に発足した ASEAN 最古の、独立したシンクタンクである。シンガポール独立直後の 1965 年に、シンガポール政府のカンボジア訪問団の調整を担って以降、SIIA は、調査と対話を通じて地域の成長と安定に向けた国同士のパートナーシップ醸成に努めている[178]。現在の SIIA の優先プログラムエリアは、ASEAN とサステナビリティである。

SIIA は、気候変動分野においても先進的な役割を果たしている。SIIA は、2020 年にシンガポール政府が設立したポストコロナの経済政策を提案する組織“Emerging Stronger Taskforce（EST）”向けの意見・提案を民間企業等から募る New Horizon 会議を運営している。New Horizon 会議の意見を参考にした EST の提言をもとに、2021 年 5 月、シンガポールの DBS、Temasek、Singapore 証券取引所、Standard Chartered Bank が、地域の企業のカーボンニュートラル目標達成を支援するため、カーボンクレジット取引プラットフォーム“Climate Impact X”を設立した。

2021 年 11 月には、“GREENING THE ROAD AHEAD: BUILDING A COLLECTIVE ASEAN CLIMATE COMMUNITY”と題した、脱炭素化に向けた ASEAN 各国の気候変動政策の現状と今後の提言に関するレポートをとりまとめており、ASEAN 各加盟国の政策動向に精通している。

6.2.1 SIIA との意見交換

CEFIA の直近の活動と SIIA のサステナビリティ分野における活動について情報共有を行い、見える化に関する ASEAN への普及啓発活動を中心とした今後の協力可能性について意見交換を行った。主な議論のポイントは以下の通り。

- SIIA のサステナビリティ分野における活動は、(1)国境を超えるヘイズ、アグリビジネス及び森林分野、(2)ASEAN 気候コミュニティの構築、並びに(3)デジタル化の推進からなる。SIIA は、CEFIA と(2)ASEAN 気候コミュニティの構築において親和性を有する。
- シンガポールでは炭素税が導入されており、インドネシア等でも試行ベースで導入が進んでいる。しかし、まだ発展途上、かつ対象セクターが限定的である。排出オフセットの取り組みも電力業界に限定されている状況であり、削減量の定量化は次のステージという認識。
- SIIA が目指しているように、まずはコミュニティづくりにより、意識の共有や認知度の向上が重要と思われ、その観点からは CEFIA と協力できる可能性は十分にあると思われる。NGO や学術界との協力も有用であろう。

6.2.2 今後の方向性

ASEAN の政策に精通しており、ASEAN を始めとする国際的な関連機関とのネットワークを有する SIIA との協業は、特に見える化のコンセプト作り及び認知度向上のためのセミナーや刊行物の作成等のアウトリーチ活動で、相乗効果が見込まれる。一方、見える化のノウハウ共有等は、産業セクターとの結びつきが強い組織との連携の効果が高いと想定され、関連組織との追加的なネットワーク構築が求められる。

[178] “Our history”, SIIA website, http://www.siiaonline.org/our-history/
（2022 年 3 月 16 日閲覧）

添付資料

添付資料 I：CEFIA 関連のイベント関係資料

添付資料 II：低炭素脱炭素-FS の公募関係資料（公募内容、募集要項）

添付資料 III：CCUS-FS の公募関係資料（公募内容、募集要項）

添付資料 IV：CCUS 調査資料

添付資料 V：低炭素脱炭素 FS の実施課題の概要報告書
- 自然電力株式会社による実施課題（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）
- 日本テピア株式会社による実施課題（日本語版・英語版）

添付資料 VI：CCUS-FS の実施課題の概要報告書
- EY 新日本有限責任監査法人による実施課題（日本語版・英語版）
- 株式会社フジタによる実施課題（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）
- 日本エヌ・ユー・エス株式会社による実施課題（日本語版・英語版）

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）

添付資料Ⅰ：CEFIA 関連のイベント関係資料

目 次

1. 第三回 CEFIA 官民フォーラムのアジェンダ 2

2. CEFIA Japan Seminar のアジェンダ 8

3. CEFIA ファイナンス・セミナーのアジェンダ 11

1. 第三回 CEFIA 官民フォーラムのアジェンダ

The 3rd Government-Private Forum
on the Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN (CEFIA)

February 21 (Monday), 2022 (Online)

9:00 - 15:30 (Indonesia Time, GMT+7)
10:00 - 16:30 (Malaysia Time, GMT+8), 11:00 - 17:30 (Tokyo Time, GMT +9)

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 September 5, 2019. CEFIA serves as a platform to facilitate collaboration between public and private sectors in deployment of cleaner energy and low carbon 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 and 2nd CEFIA Government-Private Forum

On November 27, 2019, the 1st CEFIA Forum was held in Manila, the 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 held on February 2, 2021 (web conference). The Forum was hosted by the Ministry of Energy of the Government of Thailand.

3rd CEFIA Government-Private Forum

The 3rd CEFIA Forum will be held virtually on February 21, 2022. The Forum will be hosted by the Energy Commission of the government of Malaysia, 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 16th ASEAN+3 NRE and EE&C Forum.

At the 3rd CEFIA Forum, ASEAN+3 government officials, international organizations, universities, and private companies will gather online to share progress on activities and discuss future activities aimed at energy transition and the realization of a low-carbon society in the ASEAN region.

Tentative Agenda

Opening MC: Ms. Dynta T Munardy, ASEAN Centre for Energy	
Time (GMT+7)	**Activity**
09:00 - 09:10 (10min)	**Opening Remarks** H.E Datuk Zurinah Pawanteh, Secretary General of Minister of Energy and Natural Resources, Malaysia Dr. Nuki Agya Utama, Executive Director of ASEAN Centre for Energy (ACE) **Special Remarks** Mr. Ishii Masahiro, State Minister of Economy, Trade and Industry, Japan
09:10 – 09:15 (5 min)	**Launching of the CEFIA PMU** By MC

Progress and Future Perspective of CEFIA	
Time (GMT+7)	**Activity**
09:15 - 09:40 (25 min)	
10 min	**Review of 2nd CEFIA Forum, Progress on the Development of CEFIA Collaboration Roadmap, and Alignment in the APAEC Phase II: 2021-2025** Ms. Shania Esmeralda Manaloe & Ms. Dynta Munardy, ASEAN Centre for Energy
15 min	**Plans for Overarching and Relevant Activities on CEFIA** Mr. Nagata Toshiaki, Director, Global Environment Partnership Office, Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan *Short video: Highlight Video CEFIA Japan Seminar 2021 (2 min)*

Session I: Flagship Projects **Moderator:** Mr. Takahashi Koji, Deputy Director, Global Environment Partnership Office, Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan	
Time (GMT+7)	**Activity**
09:40 - 10:25 (45 min)	**Progress of Flagship Projects (FP) and Future Action**
5 min	**Overview of Activities by Moderator**
10 min	**Activities of RENKEI** **Presenter:** Mr. Suzuki Michihisa (Manager, Azbil Corporation), Japan Electronics and Information Technology Industries Association (JEITA)
10 min	**Activities of ZEB** **Presenter:** Mr. Yamamoto Katsuhiko, General Manager, Japanese Business Alliance for Smart Energy Worldwide *Short video: Introduction of CEFIA Flagship Project (2 min)*
10 min	**Activities of Microgrid** **Presenter:** Mr. Mizumoto Shigeto, CSO, Challenergy Inc.
	Idea of New Flagship Project Candidates
10 min	**Idea of Iron and Steel Industry** **Presenter:** Dr. Dohnomae Hitoshi, Chairman, International Environmental Strategic Committee, The Japan Iron and Steel Federation
10:25 - 10:40 (15 min)	**Short Break**

Session II: CEFIA Collaboration Roadmap **Moderator:** Mr. Abdul Razib Dawood , Chief Executive Officer, Energy Commission, Malaysia	
Time (GMT+7)	**Activity**
10:40 - 11:50 (70 min)	**Panel Discussion: CEFIA Collaboration Roadmap**
20 min	**Overview of Formulation of CEFIA Collaboration Roadmap and Proposed Activities of CEFIA Collaboration Roadmap for contribution to APAEC Phase II** (1) Mr. Takahashi Koji, Deputy Director, Global Environment Partnership Office, METI, Japan (2) Mr. Nomoto Tetsuya, Senior Researcher, Climate Change Solutions Group, Sustainability Division, Mitsubishi Research Institute, Inc.
	Perspective and Expectation in ASEAN Member States on the proposed CEFIA Collaboration Roadmap:
10 min	**Perspective and Expectation of Malaysia on the proposed CEFIA Collaboration Roadmap** **Presenter:** Ms. Esther Lew, Principal Assistant Secretary, Renewable Energy Division, Energy Sector, Ministry of Energy and Natural Resources, **Malaysia**
10 min	**Perspective and Expectation of Thailand on the proposed CEFIA Collaboration Roadmap** **Presenter:** Mr. Watcharin Boonyarit, Director of Strategy and Planning Division, Department of Alternative Energy Development and Efficiency, **Thailand**
25 min	**Discussion and Q&A** Moderator and Panellists Discussion points (tentative) • Expectation of collaboration of public and private sector • Ideas of collaboration through the CEFIA Roadmap development • Role of CEFIA for achieving APAEC II's goals

5 min	**Wrap-up by Moderator**
11:50 - 13:00 (70min)	**Lunch Break**

Session III: Mobilization of Finance for Decarbonization Pathways **Moderator:** Mr. Enrique Florencio, Secretary General, Association of Development Financing Institutions in Asia and the Pacific (ADFIAP)	
Time (GMT+7)	**Activity**
13:00 - 14:40 (100 min)	**Panel Discussion: How to collaborate for development of bankable project pipeline?** **Introduction of Panel Discussion by Moderator** Sharing key outcomes of Subgroup discussion for creating the "CEFIA Collaboration Roadmap in Finance" and background of panel discussion topics **Panelist Presentations**
10 min	**Transition Finance in Japan** **Presenter:** Ms. Ogawa Motoko, Deputy Director of Environmental Economy Office, METI, Japan
10 min	**ADB Perspective on Mobilizing Finance for Low Carbon Energy Transition** **Presenter:** Dr. Priyantha Wijayatunga, Chief of Energy Sector Group, Asian Development Bank
10 min	**Best practices and lessons learned of financial institution** **Presenter:** Mr.Prakob Phiencharoen, First Executive Vice President, Head of Corporate and Investment Banking Group and Acting Head of Investment Banking Division, Bank of Ayudhya Public Company Limited (Krungsri)
10 min	**Perspective of project implementer** **Presenter:** Mr. Yongyut Setthawiwat, Managing Director – Group Treasurer, Treasury and Finance Shared Services Department, Thai Union Group Public Company Limited

35 min	**Discussion and Q&A** Moderator and Panellists Discussion points (tentative) • Key drivers for development of bankable transition project • Lessons learned of collaboration with the borrower on achieving low-carbon and decarbonization targets • Issues and specific activities for the establishment of a transition financing mechanism to create bankable transition projects under CEFIA
5 min	**Wrap-up** Moderator
14:40 - 14:45 (5min)	**Short Break**

Other Matters	
Time (GMT+7)	**Activity**
14:45 - 14:50 (5 min)	**Updates on CEFIA Mission Statement** Mr. Rizky Aditya Putra, ASEAN Centre for Energy

Forum Wrap-up and Closing	
Time (GMT+7)	**Activity**
14:50 - 15:00 (10 min)	**Wrap-up and Closing Remarks** Dr. Nuki Agya Utama, Executive Director of ASEAN Centre for Energy
15:00 - 15:10 (10 min)	**Closing Remarks** Mr Abdul Razib Dawood, CEO of Energy Commission, Malaysia
	Post Evaluation Survey

2. CEFIA Japan Seminar のアジェンダ

CEFIA Japan Seminar

開催日（ライブ動画配信日）：2021 年 12 月 17 日（金曜日）

開催時間：15:00 -17:00

会場：本セミナーは Web セミナーとなります。

使用言語：日本語（一部、英語で日本語字幕あり）

主催：経済産業省 産業技術環境局 地球環境連携室

セミナー事務局：三菱総合研究所 サステナビリティ本部

参加費：無料

開催趣旨

2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた取り組みが加速化する中で、COP（国連気候変動枠組条約締約国会議）が、２年ぶりに英国・グラスゴーにおいて開催されました。カーボンニュートラルを目指す動きは、途上国にも広がりつつあり、グローバル企業の取り組みも活発化しています。

経済産業省では、主には途上国において、民間主導で低炭素技術の普及展開及びクリーンエネルギー転換を支援する取り組みを推進しています。中でも、CEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN）は、ASEAN 地域においてビジネス主導で低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、2019 年から取り組みを進めているイニシアティブです。

CEFIA の取り組みを国内企業等の方々に幅広く紹介し、今後 ASEAN において低炭素ビジネスを展開しようとする方々を後押しすることを目的として、CEFIA Japan Seminar 2021 を Web 形式で開催します。本セミナーでは、カーボンニュートラルにチャレンジするグローバル企業による基調講演、CEFIA において取り組み中の低炭素プロジェクト（フラッグシップ・プロジェクト）に関するパネルディスカッションを予定しており、カーボンニュートラルの実現に向けた官民協働への理解を深め、国内企業等の CEFIA への参画のきっかけとなることを目的とします。

アジェンダ

オープニングセッション	
時間	**内容**
15:00 – 15:05 (5 分)	**開会挨拶** 経済産業省 産業技術環境局長 奈須野 太 氏

CEFIA の進展と今後の展望に関するセッション	
時間	**内容**
15:05 – 15:15 (10 分)	**第 COP26 の結果紹介、ASEAN のエネルギートランジションに向けた CEFIA の取り組み** 経済産業省 産業技術環境局 地球環境連携室長 長田 稔秋 氏
15:15 – 15:25 (10 分)	**ASEAN における脱炭素化の取り組み、日本への期待（ビデオメッセージ）** ASEAN Centre for Energy (ACE) Executive Director (所長) Dr. Nuki Agya Utama 氏

セッションⅠ 基調講演 基調講演「グローバル企業でのカーボンニュートラルのチャレンジ」	
時間	**内容**
15:25 – 15:40 (15 分)	**日立の取り組み** 株式会社日立製作所 執行役常務/Deputy Chief Environmental Officer ロレーナ・デッラジョヴァンナ 氏
15:40 – 15:55 (15 分)	**三井住友フィナンシャルグループの取り組み** 株式会社三井住友フィナンシャルグループ 常務執行役員 グループ CSuO 伊藤 文彦 氏
15:55 -16:00 (5 分)	**休憩**

セッションII: パネルディスカッション	
時間	**内容**
16:00 -16:58 (58 分)	**CEFIA フラッグシップ・プロジェクト等の取り組み（パネラーによるプレゼンテーション）** 一般社団法人電子情報技術産業協会 産業システム事業委員会 制御・エネルギー管理専門委員会 WG１ 鈴木 康央 氏（アズビル株式会社） 世界省エネルギー等ビジネス推進協議会 部長 山本 克彦 氏 株式会社三菱総合研究所 サステナビリティ本部 主席研究員 小島 浩司 氏 **ASEAN の参画機関からのビデオメッセージ** **パネルディスカッション** モデレータ :経済産業省 産業技術環境局 地球環境連携室 室長補佐 高橋 幸二 氏

クロージングセッション	
時間	**内容**
16:58 -17:00 (2 分)	**閉会挨拶** 経済産業省 大臣官房審議官 （環境問題担当）木原 晋一 氏

3. CEFIA ファイナンス・セミナーのアジェンダ

2022 CEFIA Finance Virtual Event

The Association of Development Financing Institutions in Asia and the Pacific (ADFIAP), the leading flagship project in the field of finance under the CEFIA, will serve as the secretariat. The event will introduce research activities to promote transition finance, introduce ASEAN activities in CEFIA's priority areas such as high efficiency building and smart technologies for energy efficiency, introduce ASEAN financial institutions' activities, and discuss the revitalization of financing for decarbonization projects. Pre-registration is required, and participation is free.

Date: Thursday, March 10, 2022, 1:30pm to 4:00pm at Manila Time (GMT+8)
Organized by: Asia-Pacific Development Finance Institutions Association (ADFIAP)
Cooperation: Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan
Participants: Private businesses, financial institution officials, international organizations, etc. from ASEAN+3 countries

Agenda

1.30	**WELCOME** **Mr. Takahashi Koji,** Deputy Director, Global Environment Partnership Office Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan **PROGRAM BRIEF** **Ms. Nanette Biason**, Head AFIC ADFIAP
1.35	**SESSION 1: FINANCING PATHWAYS TO CLEAN ENERGY AND ENERGY EFFICIENCY** **TRANSITION FINANCE: DRIVERS, RISKS AND OPPORTUNITIES** **Ms. Maria Teresita Lacerna**, Sustainable Finance and Green Development Lead ADFIAP-AFIC **ESCOS: ALTERNATIVE FINANCING MODALITIES FOR ENERGY EFFICIENCY**

	Mr. Alexander Ablaza, Founding Convenor and Co-Chair of the Asia-Pacific ESCO Industry Alliance (APEIA) and Co-Founder of the Global ESCO Network **TRANSITION THROUGH SMART TECHNOLOGY** **Mr. Linh Le,** Principal Program Manager AWS Worldwide Public Sector Partners Program **EMISSION CUTS IN THE BUILDING SECTOR** **Mr. Ramon C. Aguilos,** IFC-EDGE Program Director Philippine Green Building Initiative **Q & A**
2.50	**SESSION 2: FINANCING TRANSITION: PROGRAMS AND FINANCIAL PRODUCTS** **PANELISTS** **CGM DR. R. K. SINGH**, , MSME Financing for Energy Efficiency Small Industries Development Bank of India **MR. SHIV SIVARAJAH**, Head of Energy & Resources, APAC MUFG Bank Ltd. **MR. FRANCIS NICOLAS CHUA**, First Vice President and Head of Corporate Finance Development Bank of the Philippines **MR. PRADANA MURTI**, Director of Financing and Investment PT SMI **PANEL DISCUSSION** Moderated by **Mr. Enrique Florencio** ADFIAP Secretary General **<u>Discussion Topics</u>** • What were the challenges you encountered in implementing your programs? • How do you measure contribution of your financing programs to support energy transition? What tools do you use to measure? • What are the key considerations for FIs in designing their programs and financial products to finance energy transition?
3.50	**WRAP UP** **Ms. Marinela Pascua**, ESRM Specialist ADFIAP - AFIC **CLOSING** **Mr. Enrique Florencio** ADFIAP Secretary General

添付資料 II ：低炭素脱炭素 FS の公募関係資料

1. 公募情報

「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）の企画提案の募集について[1]

2021.5.28
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）からの受託事業として、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）」を実施します。その一環として、「JCM 実現可能性調査（低炭素脱炭素分野）」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・低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ことを目的としています。
募集する FS の対象は、低炭素脱炭素技術・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 3 年 4 月 22 日～5 月 13 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 3 年 5 月 28 日（金）～6 月 17 日（木）12 時必着

[1] 三菱総合研究所 website，公募情報： 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）の企画提案の募集について
https://www.mri.co.jp/news/public_offering/20210528.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。応募に関する質問の受付期間は、令和 3 年 6 月 10 日（木）12 時までです（募集要項の「10．問い合わせ先、質問受付」をご覧ください）。
※説明会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）。
（質問への回答を掲載した）

（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

※なお、平成 31 年度報告書は、こちらからも直接ダウンロード可能です。
管理番号：000335（掲載日：02.10.29）
「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（日本語版）」
https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2019FY/000335.pdf

（6）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。

（2021 年 6 月 10 日更新）
なお、ヒアリングは、以下の日程から時間を指定させていただきます。
応募予定の方は、予定（両日とも）の確保をお願いいたします。

令和３年７月６日(火)9:00 - 12:00
令和３年７月７日(水)13:00 - 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。

2. 募集要領

「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）
に係る企画提案の募集要項

令和３年５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
JCM 低炭素脱炭素-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 地球環境連携室、地球環境対策室）からの受託事業「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)」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)（低炭素脱炭素分野)」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。我が国のNDCにおいては、2030年度26%削減(2013年度比)という目標を掲げていたが、2021年4月に行われた気候サミットにおいて菅内閣総理大臣は、2030年度に温室効果ガスを2013年度比46%削減し、50%の高みに向け挑戦を続けていくことを目指すと表明した。途上国へ優れた低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、「削減目標積み上げの基礎としていないが、日本として獲得した排出削減・吸収量を我が国の削減として適切にカウントする」としており、また、「毎年度の予算の範囲内で行う日本政府の事業により2030年度までの累積で5,000万から１億t-CO2の国際的な排出削減・吸収量が見込まれる。」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。加えて、アジア域においては、ビジネス主導での低炭素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低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地域におけるエネルギー関連ビジネスの環

境整備を促進することを目指している。

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・低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低炭素脱炭素技術・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低炭素脱炭素技術・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・制度整備や低炭素脱炭素技術・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低炭素脱炭素技術・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・制度整備や低炭素脱炭素技術・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低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低炭素技術・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低炭素

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低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）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）

ASEAN 加盟国・インド等のアジア地域、サウジアラビア・UAE 等の中東地域、メキシコ・チリ等の中南米地域等。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、CCUS 国際連携事業に係る企画提案の募集（応募期間：令和 3 年 4 月 10 日～5 月 13 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。

・ASEAN 域内のエネルギー転換と低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と連携した事業化の取り組み。

・各国・地域が掲げる低炭素化や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、ビジネス主導で低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 2 回 CEFIA 官民フォーラムを開催しました」(2021 年 2 月 3 日)、https://www.meti.go.jp/press/2020/02/20210203003/20210203003.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連携室に報告すること。

３．事業実施期間

契約締結日～令和４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　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/r3gaisan-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 16 百万円以内とする（10 百万～16 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）

添付資料 III：CCUS-FS の公募関係資料

1. 公募情報

「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）」（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]

2021.4.22

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 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）」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。

昨今では、JCM プロジェクトの大規模化や JCM のさらなる活用に繋がり得るものとして、二酸化炭素回収・利用・貯留（CCUS: Carbon dioxide Capture, Utilization & Storage）技術の活用が注目されている。また、日本企業が CCUS に関する要素技術に強みを有しているため、CCUS 技術の普及展開を通じて、アジアに限らず、世界全体で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。このような背景から、2020 年 11 月の東アジアエネルギー大臣会合において、わが国は ASEAN／東アジア域での CCUS 普及に向けた環境整備や知見を共有するプラットフォームとして「アジア CCUS ネットワーク」の構築を提案し、今後、本ネットワーク等を通じて、CCUS の普及、ひいては当該地域の脱炭素化に貢献していくことを目指している。

以上を受けて、本事業では、アジア、中東等の国または地域において、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、各国または地域での CCUS 案

[1] 三菱総合研究所 website，公募情報：「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）」（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://www.mri.co.jp/news/public_offering/20210422.html

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。

応募手続き
（1）対象
民間企業等

（2）公募期間
令和 3 年 4 月 22 日（木）～5 月 13 日（木）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 3 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 3 年 4 月 28 日（水）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 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)」
（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 3 年 4 月 22 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 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)」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。

昨今では、JCM プロジェクトの大規模化や JCM の更なる活用に繋がり得るものとして、二酸化炭素回収・利用・貯留（CCUS: Carbon dioxide Capture, Utilization & Storage）技術の活用が注目されている。また、日本企業が CCUS に関する要素技術に強みを有しているため、CCUS 技術の普及展開を通じて、アジアに限らず、世界全体で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。このような背景から、2020 年 11 月の東アジアエネルギー大臣会合において、我が国は ASEAN/東アジア域での CCUS 普及に向けた環境整備や知見を共有するプラットフォームとして「アジア CCUS ネットワーク」の構築を提案し、今後、本ネットワーク等を通じて、CCUS の普及、ひいては当該地域の脱炭素化に貢献していくことを目指している。

以上を受けて、本事業では、アジア、中東等の国又は地域において、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、各国又は地域での 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、アジア、中東などの JCM パートナー国を想定する。なお、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 2 年度の JCM 実現可能性調査（CCUS 分野）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 4 年 2 月 18 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（税込み）で合計 4 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：

・調査報告書（和文）電子媒体（CD-R）　1 式

・調査報告書（和文・英文）電子媒体（CD-R）公表用　4 式（和文 2 式、英文 2 式）を当社に納入（当社より経済産業省に納入）。

※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

・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）調査報告書電子媒体（公表用）

・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。

（https://www.meti.go.jp/information_2/downloadfiles/2019_itaku_manual.pdf）

（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 調査資料

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
TAQA	AE	2005	エネルギー関連	電力、水、石油ガス事業	連結 43,898 百万 AED(2019) 41,151 百万 AED(2020)	TAQA グループ全体約 7,000 人(2020) オランダの TAQA Energy のみなら 145 人(2020)	CCS	技術利用者		プロジェクト全体	・TAQA は UAE、カナダ、ガーナ、インド、イラク、モロッコ、オランダ、英国、米国など世界 11 か国で電力、水、石油ガス事業を行っているアブダビ発の企業である。1 ・2022 年時点において、自社ウェブサイトによれば、オランダの TAQA Energy は、オランダで CO2 の輸送および貯留を手掛ける Porthos 社によるプロジェクトの一環として、オランダ北海海底のガス貯留層への CO2 貯留を検討中である。CO2 の大部分は、新設されたオフショアパイプラインを通じて、海岸から 20 km の場所に位置する既存のガス生産プラットフォームに輸送され、海底から 3 km 以上深部の天然ガス砂岩貯留層に注入される。上記プロジェクトでは近い将来、Porhos により年間 250 万トンの CO2 の貯留が可能となる見通しである。2022 年、Porthos 社は CO2 を供給する複数の会社およびオランダ政府と合意を取り付けており、投資判断がなされ次第インフラの建設に着手し、2024 までにオペレーションを開始する予定である。2,3 ・EU CCUS Projects Network の北海プロジェクトでは、2020 年 3 月時点で、天然ガスの開発を担当している。このプロジェクトにおいては、P18-2,P18-4,P18-6 の 3 つのサイトが貯留層として計画されており、全体の貯留容量は 37MtCO2 と見込まれている。TAQA は、このうち P18-4 に CO2 を貯留することの許可を取得している。4	FS 実証	Porhos	小	**概要** 1.https://www.taqa.com/who-we-are/ 2.https://eu.taqa.com/energy-innovations/ 3.https://www.porthosco2.nl/en/project/ 4.https://www.ccusnetwork.eu/sites/default/files/TG3_Briefing-Operational-Flexibility-for-CO2-Transport-and-Storage.pdf **売上その他データ** 5.https://www.taqa.com/wp-content/uploads/2021/03/20210317_TAQA-2020-Annual-Report-vWeb-En.pdf	2022/2/25
ADNOC	AE	1971	エネルギー関連	石油	21,337 百万 AED(2019) 16,132 百万 AED(2020)	26,400	CCS	技術利用者		プロジェクト全体	・2020 年 1 月、イタリアの大手エネルギー会社 Eni と CCUS における新規事業開拓及びオイル・ガスバリューチェーンの R&D にむけての strategic framework agreement（戦略的枠組みの合意）を結んだ。1 ・ADNOC は CCUS の活用により 2030 年までに同社のプラントからの CO2 回収能力を年間 500 万 t まで増強し、GHG 排出を 25%削減することをサステナビリティゴールとして掲げている。2,3 ・2020 年時点で同社が保有している CO2 回収施設は 51 であり、その内 19 が既に操業中、4 つが建設中、そして 28 が開発ステージにある。3	商用展開済み	Eni	小	**概要** 1.https://www.adnoc.ae/en/news-and-media/press-releases/2020/adnoc-to-build-on-its-position-as-one-of-the-least-carbon-intensive-oil-and-gas-producers 2.https://www.offshore-energy.biz/eni-and-adnoc-to-collaborate-on-carbon-capture-utilization-and-storage-program/ 3.https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/012020-uaes-adnoc-eni-to-collaborate-on-co2-storage **売上その他データ** 4.https://www.adnocdistribution.ae/reports/ar2020/pdf/menu/Financial_highlights_Review.pdf 5.https://craft.co/adnoc	2022/3/26
Alcoa	AU	1888	エネルギー関連	アルミ	10,433 百万ドル(2019) 9,286 百万ドル(2020)	122,000	CCUS	技術提供者	鉱物	分離・回収	・アルミ・アルミナ生産の産業廃棄物である赤泥に、アンモニア生産工場から排出される CO2 を使って炭素化するプラント設立をオーストラリアにある Kwinana 精錬所にて実施している。廃棄物処理と CO2 回収の両面において有効な取組であり、CO2 の年間処理能力は 7 万トンである。1 ・2018 年 5 月 18 日、鉱業・資源分野の多国籍企業グループである Rio Tinto 社と ELYSIS というジョイントベンチャーを設立。アルミを還元する際に CO2 を吸収し、酸素放出する精鉄技術の実用化を目指している。同取り組みにはカナダ政府、Apple、そして Quebec 州が出資を行っており、なかでも Quebec は ELYSIS の元本の一部を有している。3	FS 実証	Rio Tinto ELYSIS	小	**概要** 1. https://www.reliableplant.com/Read/6316/alcoa-launches-carbon-capture-technology-for-refineries- 2. https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2019FY/000271.pdf 3. https://www.alcoa.com/sustainability/en/elysis **売上その他データ** 3.https://investors.alcoa.com/news-releases/news-release-details/2021/Alcoa-Corporation-Reports-Fourth-Quarter-and-Full-year-2020-Results/default.aspx 4.https://www.statista.com/statistics/242362/number-of-alcoa-employees/	2022/3/26
Transborders Energy	AU	-	その他	ガス田デベロッパー	-	11-50	CCS	技術利用者		分離・回収	・Transborders Energy は、フローティング LNG ソリューション(FLNG Solution)を使用し、海洋ストランテッドガス田の商業化を実現するオーストラリアのガス田デベロッパーである。FLNG Solutions とは、複数の鉱区の開発に開発できるよう汎用性を考慮した海洋ガス田コンセプトである。このガス田開発とは別に、もう一つの事業内容の柱として、DEEP STORE（洋上 CO2 回収貯留）を実施している。1 ・2020 年 12 月 7 日、Transborders Energy は、豪州洋上 CO2 回収貯留ハブ・プロジェクト「deepC Store」の共同開発検討のため、石油ガス業界の主要各社及び政府系研究機関と覚書を締結したと発表した。締結先は、株式会社商船三井、九州電力株式会社、大阪ガス株式会社、大阪ガス オーストラリア Pty Ltd、東京ガス オーストラリア Pty Ltd、産業プロセスの設計に関するコンサルティングを行う Add Energy Group、CSIRO（オーストラリア連邦科学産業研究機構）、オーストラリアの石油ガス会社である Technip Australia Pty Ltd（TechnipFMC）である。「deepC Store」プロジェクトは豪州及	ラボベース実証	JX 石油開発 東邦ガス CSIRO 九州電力株式会社 株式会社商船三井 大阪ガス株式会社 大阪ガス オーストラリア Pty Ltd 東京ガス オーストラリア Pty Ltd Technip FCM	大	**概要** 1.https://transbordersenergyjp.com/flng-solution 2.https://transbordersenergy.com/deepc-store-news-background/2020/12/5/australian-offshore-co2-capture-and-storage-hub-project 3.https://transbordersenergyjp.com/deepc-store-news-background/deepc-store-co2 **売上その他データ** 4.https://www.linkedin.com/company/transborders-australia-pty-ltd/about/	2022/2/25

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											びアジア太平洋地域の各種産業施設から発生する CO2 を回収し、液化 CO2 を船舶で豪州沖合の洋上圧入ハブ設備に輸送、CO2 を洋上圧入ハブ設備から同設備付近の地下貯留層に圧入することで CO2 を長期貯留するプロジェクトである。2 ・2021 年 6 月 15 日、Transborders Energy は、JX 石油開発および東邦ガス株式会社と、洋上 CO2 回収貯留ハブ・プロジェクト（deepC Store）を共同開発するため、共同スタディ契約を締結したと発表した。3		Add Energy Group			
Svante Inc（旧 Inventys）	CA	2007	CCUS スタートアップ		投資 175 百万ドル	51-100	CCS	技術提供者		分離・回収	・Svante 社の炭素回収技術は、セメント、鉄鋼、アンモニア、アルミニウム、メタノール、水素の生産から発生する産業用煙道ガスから CO2 を分離回収する。 同技術は、ギガトン（GT）規模のパイプライン向け CO2 を輸送し安全に貯留するための既存の産業インフラ向け非侵入型のエンドオブザパイプソリューションである。独自のモジュール式設計により、様々なプラントサイズに対応可能である。1,2 ・2019 年 5 月、Svante は GHG 排出量を削減しながら、セメント工場から CO_2を回収して再利用する最初のフルサイクルソリューションを開発および実証するプロジェクトパートナーシップ Project CO_2 MENT を発表した。プロジェクト CO_2MENT は、British Columbia 州 Richmond の Lafarge 社のセメント工場で、今後 4 年間、Svante 社の CO_2回収システムと CO_2利用技術を実証および評価する。本プロジェクトは、世界的な建築材料グループである LafargeHolcim 社のメンバーLafarge Canada Inc.と、大手エネルギー会社 Total 社とのパートナーシップにより、Svante 社が主導する。 カナダ国立研究評議会産業研究支援プログラム（NRC IRAP）を通じて、CCP（CO_2 Capture Project）、British Columbia 州 Richmond、およびカナダ連邦政府から財政的支援を受けた。 3 ・2021 年 5 月、Suncor 社（カナダのエネルギー会社）equity financing agreement を結び、新たに成長資本を受け取ることを公表した。4 ・2021 年 7 月、カナダ政府より 2,500 万ドルの融資を受けた。同融資は Svante 社の CO2 回収技術の産業化と商用化のための資金であり、Svante 社は同資金を用いて新たな CCUS の Center of Excellence をカナダの British Columbia 州 Vancouver に設立すると公表している。5 ・2021 年 12 月、Kiewit Energy Group 社（米国のエネルギー会社）と産業レベルの CO2 回収プロジェクトを立ち上げる MoU を結んだ。同プロジェクトでは、KSI Alliance という、米国とカナダの様々な CO2 排出者（セメント工場や水蒸気改質による水素製造、製鉄所など）とのコラボを通して CCUS の邁進を試みる。6	FS 実証	Total LafargeHolcim Suncor	大	**概要** 1.https://svanteinc.com/ 2.https://svanteinc.com/carbon-capture-technology/ 3.https://svanteinc.com/2019/05/28/carbon-capture-program-to-british-columbia/ https://svanteinc.com/news/ 4.https://svanteinc.com/2021/03/18/suncor-energy-invests-in-carbon-capture-technology-company-svante/ 5.https://svanteinc.com/2021/07/07/svante-receives-25-million-from-government-of-canada-for-carbon-capture/ 6.https://svanteinc.com/2021/12/13/svante-partners-with-kiewit-to-develop-industrial-scale-carbon-capture-projects-in-north-america/ **売上その他データ** 7.https://www.crunchbase.com/organization/inventys-thermal-technologies 8.https://svanteinc.com/2021/03/18/suncor-energy-invests-in-carbon-capture-technology-company-svante/	2022/3/25
CarbiCrete	CA	-	CCUS スタートアップ	CO2 を原料としたカーボンマテリアル生産	-	2-10 人	CCU	技術提供者	鉱物		・CarbiCrete は、セメントフリー、カーボンネガティブなコンクリートの生産のための特許技術を有する企業である。同技術は、Québec 州の McGill 大学にて開発された技術であり、CO2 をコンクリートの中に永久的に閉じ込めることが出来る。生産過程では、製鉄工場からのスラグが利用されセメントを代替する。また、そのコンクリートに CO2 を注入することによりコンクリートの強度を高めることができる。1 ・2020 年 8 月、カナダの建設会社である Patio Drummond 社とパートナーシップを結び、Quebec 州の Patio Drummond 社のコンクリート生産工場にてパイロットプロジェクトを開始予定である。最大 25,000 CMUs/day（CMUs:concrete masonry units）の生産量を見込んでいる。2	ラボベース実証	Patio Drummond INNOVOBOT McGill 大学 HARSCO 等	中	**概要** 1.https://carbicrete.com/about/ 2.https://carbicrete.com/concrete-products-patio-drummond-anchors-carbicrete-test-demonstration/ **売上その他データ** 3.https://www.linkedin.com/company/carbicrete/about/	2022/2/25
Carbon Corp	CA	-	CCUS スタートアップ	CO2 を原料としたカーボンマテリアル生産	-	7 名(X-Prize のチームメンバー)	CCUS	技術提供者	化学品	分離・回収	・Carbon Corp は、2015 年に電気分解により CO2 をカーボンマテリアル（カーボンナノチューブ、carbon nano-onions、グラフェン等）に変換する特許技術"Carbon Corp's C2CNT Genesis Device™"を開発した企業であり、C2CNT の子会社である。同技術において、CO2 は大気中や、発電プラント、産業プロセス、輸送および CO2 国内排出源から直接回収され、回収時に CO2 濃度を高める必要がない。CO2 ガスは、電気分解により酸素と炭酸イオンに分解され、正極では酸素が発生し、陰極には炭素が付着する。この炭素がカーボンマテリアルの原料となる。1 ・2021 年 4 月、米国総合電力会社 NRG Energy とカナダのオイルサンド技術革新協力（COSIA）が開催した CO2 の活用技術を競う賞金 2,000 万ドルの NRG COSIA Carbon Xprize において X-Factor awards を受賞した。2 ・2022 年現在、同社ウェブサイトによれば、カナダの Alberta の Calgary 本社において、実証実験を行っている。3	FS 実証	NRG COSIA Carbon Xprize	小	**概要** 1.https://www.c2cnt.com/technology/ 2.https://www.c2cnt.com/news/ 3.https://www.c2cnt.com/about-us/ **売上その他データ** 4.https://carbon.xprize.org/prizes/carbon/teams/carboncorp	2022/2/25
Carbon Upcycling Technologies Inc.	CA	-	CCUS スタートアップ	CO2 を原料とした添加剤生産（コンクリート、防腐剤塗料、	-	2-10 名	CCU	技術提供者	化学品・鉱物		・Carbon Upcycling Technologies は、回収した CO2 を利用してコンクリート等の強度を高める添加物を生産する技術を有するカナダの企業である。フライアッシュやガラス破片など廃棄物由来のパウダー原料と排出源から回収した CO2 を反応炉にて反応させることによりコンクリート、防腐剤塗料、プラスチック、消費財などのための添加剤を生産する。その反応には、特許技術である Mechanically Assisted Chemical Exfoliation (MACE) process が用いられる。過去 6	FS 実証		無	**概要** 1.https://carbonupcycling.com/technology 2.https://carbonupcycling.com/ 3.https://carbonupcycling.com/case-studies **売上その他データ**	2022/2/25

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
				プラスチック用）							年間で、反応炉の規模を 100 万倍にスケールアップさせた。初めは 50g/capacity であったが、2022 年には 20 トン/capacity(batch)という単位で添加物を生産可能としている。1 ・Carbon Upcycling Technologies は、コンクリート添加剤を使用してセメントとコンクリートの CO2 排出量を 2 桁削減し、強度を 40％向上させた。2 ・2020 年には Low-Carbon Concrete Projects として、住宅用擁壁（7 月）、太陽光パネル設置（7 月）等のケーススタディを実施している。3				4.https://www.linkedin.com/company/carbonupcyclingtechnologies/about/	
CarbonCure Technologies	CA	2007	CCUS スタートアップ	CO2 を注入したコンクリート生産のための技術提供	-	51-200	CCU	技術提供者	鉱物		・CarbonCure は、コンクリート生産におけるカーボンリサイクル技術を有する企業である。排出源から回収した CO2 を生コンクリートに注入することで、低炭素コンクリートを生産することが可能である。その際、CO2 はセメント中のセメント由来のカルシウムイオンと反応して鉱物化（CaCO3）され、コンクリートに固定することにより、コンクリートの圧縮強度が増す。同社の技術により CO2 をコンクリートに注入すれば、セメント含有量を平均で 3-6%減少させるとともに、コンクリート 1 ㎥あたり 15kg の CO2 を削減することができる。1,2,5 ・CarbonCure は、2030 年までに、コンクリート産業からの CO2 排出量を年間 5 億トン削減するという目標を掲げている。3 ・2018 年、コンクリート製造企業である Thomas Concrete は米国 Atlanta の生産工場にて、CarbonCure の技術を用いて 48,000 cubic yards のコンクリートを製造し、150 万 lbs の CO2 の排出削減を達成した。これは米国の 800 エーカーの森林が年間に吸収する CO2 量に相当する。4 ・2020 年 9 月、再エネの推進や技術開発に投資するファンドとして 2016 年に設立された Breakthrough Energy Ventures（BEV）と Amazon の Climate Pledge Fund が、CarbonCure に対するシンジケート投資（共同投資）を主導すると発表した。シンジケート投資は、Microsoft、米国のベンチャーキャピタルである BDC Capital、2019 年創立のベンチャーキャピタルである 2150、脱炭素化の先進的技術を進歩させることを使命として 2019 年後半に設立された民間慈善財団である Thistledown Foundation、シンガポールおよびオーストラリアのベンチャーキャピタルである Taronga Group および資源の有効利用を可能とする技術を保有する企業を対象とするベンチャーキャピタルの GreenSoil Investments から構成される。3 ・2021 年 1 月時点で、CarbonCure は、北米を中心に 47 の事業者へ合計 275 ユニットの導入実績がある。5 ・2021 年 1 月、三菱商事が CarbonCure に資本参画するとともに、同社技術の事業拡大に向けた業務提携に合意したと発表した。北米を中心として既に広く商用利用されている技術を、日本を中心とするアジアにも展開し、建設業界の CO2 排出削減に取り組むとしている。5 ・2021 年 4 月、CarbonCure は、米国総合電力会社 NRG Energy とカナダのオイルサンド技術革新協力（COSIA）が開催した CO2 の活用技術を競う賞金 2,000 万ドルの NRG COSIA Carbon XPRIZE で、優勝したことを発表した。6	商用展開済み	BEV Amazon Thomas Concrete Microsoft BDC Capital 2150 Thistledown Foundation Taronga Group GreenSoil Investments 三菱商事 NRG COSIA Carbon Xprize など	大	**概要** 1.https://www.carboncure.com/technology/ 2.https://www.carboncure.com/ready-mix/ 3.https://www.carboncure.com/news/amazon-and-breakthrough-energy-ventures-co-lead-investment-in-cleantech-company-carboncure/ 4.https://thomasconcrete.com/images/pdf/Sustainability/Thomas-Concrete_CarbonCure_2018.pdf 5.https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2021/files/0000046577_file1.pdf 6.https://www.carboncure.com/news/clean-tech-company-carboncure-wins-nrg-cosia-carbon-xprize/ **売上その他データ** 7.https://www.linkedin.com/company/carboncure-technologies/about/	2022/2/25
Ingenuity Lab	CA	2012	研究所	産業排ガス中 CO2 を利用した化学物質生産	-	11-50	CCU	技術提供者	化学品・燃料		・Ingenuity Lab は化学品に関する研究施設であり、排出された CO2 を有用な化合物に転換する技術の実証に取り組んでいる。直接的には Alberta's Climate Change and Emissions Management Corporation (CCEMC)が資金面で支援し、知的財産やノウハウへのアクセスにおいてはバイオテクノロジーの研究を行う Ensovi と連携している。1,2 ・2017 年 1 月、米国総合電力会社 NRG Energy とカナダのオイルサンド技術革新協力（COSIA）が開催した CO2 の活用技術を競う賞金 2,000 万ドルの NRG COSIA Carbon Xprize において、27 の準決勝メンバーに選出されている。産業排ガスから CO2 を回収し、炭素の長鎖を生成し、47 の異なる特殊化学物質を生産することが可能であるとしている。3 ・2021 年においては、CCEMC から支援を受けながら、人口光合成技術を用いて、産業排ガス中の CO2 を有用な化合物に転換する際の経済的実現可能性を実証することを目標として CCU の施設開発に取り組んでいる。将来的には、GHG を利用する大規模プロセスの最適化を通じて、既存の石油化学インフラを補完する形で、ドロップインの化学物質（燃料）を生成するとしている。Alberta 政府が GHG 排出枠を超過した事業者から資金を徴収し、Climate Change and Emissions Management Fund として管理している。資金は Alberta 政府から CCEMC へと補助金として拠出され、CCEMC が様々な新技術に投資する。その投資先の一つが、Ingenuity Lab である。2	FS 実証	Alberta 政府 CCEMC Ensovi NRG COSIA Carbon Xprize	小	**概要** 1.https://www.globenewswire.com/news-release/2016/10/19/1204747/0/en/Ingenuity-Lab-Carbon-Solutions-Advances-in-20M-NRG-COSIA-Carbon-XPRIZE.html 2.https://www.theneweconomy.com/ingenuity-lab/ 3.https://www.nationalobserver.com/2017/01/09/news/canadian-teams-reimagine-carbon-dioxide-emissions-20m-competition **売上その他データ** 4.https://www.linkedin.com/company/ingenuity-lab/about/	2022/2/25
Carbon Engineering	CA	2009	CCUS スタートアップ	CCS	82.4 百万ドル（総ファンド）	133	CCS	技術提供者		分離・回収	・2015 年より大気中からの DAC を実施しており、2021 年現在、大規模 DAC プラントの操業を行っている。プラントの処理能力は年間 100 万 tCO2 となり、CO2 回収コストは約 100 ドル/t-CO2 である。1,2 ・2017 年より CO2 を原料とした合成燃料のパイロットプラントにて合成燃料の製造を行っている。3	商用展開済み	Lanzatech, Bezero Carbon	小	**概要** 1. https://carbonengineering.com/ 2. https://carbonengineering.com/our-technology/ 3. https://carbonengineering.com/air-to-fuels/	2022/2/2

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											・2021 年 7 月、カーボンマーケットのスタートアップである Bezero Carbon と提携し、Carbon Engneering 社の DAC による削減効果のネット販売を開始した。顧客は Bezero 社の HP より、1 バスケットを購入ごとに 10tCO2e のクレジットを購入可したのと同等の価値が得られる。4 ・2021 年 7 月、英国のバイオテクノロジーのスタートアップである Lanzatech とパートナーシップを組み、大気由来 CO2 からの持続可能な航空燃料 SAF の製造に向けたプロジェクトを発足した。5				4.https://carbonengineering.com/news-updates/partnership-expands-access-to-carbon-removal/ 5. https://carbonengineering.com/news-updates/ce-lanzatech-jet-fuel/ **売上その他データ** https://craft.co/carbon-engineering-ltd	
Enhance Energy Inc.	CA	2008	CCUS スタートアップ			11～50	CCUS	技術提供者	EOR	分離・回収	・カナダの Alberta 州に本拠を置く個人所有のエネルギー開発会社であり、EOR への CO2 利用を含め、CCS を通じた炭素排出量削減を進めている。Alberta 州初の大規模 EOR プロジェクトである ACTL（Alberta Carbon Trunk Line）プロジェクトに参加する企業コンソーシアムの一員であり、創設パートナーである。同社は、EOR が専門で、混和性フラッディングでの CO2 利用に重点を置いており、EOR での利用および恒久的貯留のために CO2 を注入する Clive 石油貯留層の所有者および運営者である。1 ・2020 年 6 月、Clive Field で同社初となる CO2EOR プロジェクトでの CO2 圧入を開始した。2 ・2020 年 6 月、大規模な CCUS システムである ACTL システムが稼働開始。 ACTL には、複数パートナーが参加し、産業排出物の回収および、CO2 を中央 Alberta 州の成熟した石油およびガス貯留層に供給して、石油増進回収（EOR)および恒久的な貯留に利用している。フル容量でパイプラインは年間最大 1,460 万トンの CO2 を輸送が可能であり、これは現在のオイルサンド排出量全体の約 20％に相当する。同システムを所有・運営する他のパートナ企業は、WOLF MIDSTREAM（カナダのエネルギーインフラ企業）, NORTH WEST REDWATER PARTNERSHIP（カナダにある製油所であり、CCS 設備を併設している）, NUTRIEN（カナダの肥料会社）である。3 ・2021 年 3 月、National Energy 社と協同し、National Energy 社のメタノール製造所にて年間 100 万トンの CO2 回収し、ブルーメタノールを製造するためのプロジェクトを開始した。4	FS 実証	WOLF MIDSTREAM, NORTH WEST REDWATER PARTNERSHIP, NUTRIEN, National Energy	中	**概要** 1.https://enhanceenergy.com/ 2.https://enhanceenergy.com/actl/ 3.https://actl.ca/actl-project/system-partners/ 4.https://enhanceenergy.com/nauticol-energy-and-enhance-energy-partner/ **売上その他データ** 5.https://www.crunchbase.com/organization/enhance-energy	2022/2/2
Saskatchewan Power Cooperation（Saskpower）	CA	1929	電力		13,406 百万ドル（2018） 2,771 百万ドル（2019） 2,771 百万ドル（2020）	3,000	CCS	技術利用者		プロジェクト全体	・SaskPower 社は、カナダの Saskatchewan 州 Estevan 近郊の石炭火力発電所 Boundary Dam 発電所を所有している電力会社である。 2014 年の秋に稼働を開始した Boundary Dam 発電所 Unit 3 は、商業規模で CCS 技術を使用した世界初の石炭火力発電所である。Unit 3 は、45 年間の稼働後、2013 年に閉鎖される予定であったが、ユニットの寿命をさらに 30 年延長するための改修が行われた。この改修により、Unit 3 はクリーンなベースロード電力の発電所となり、同時に Saskatchewan 州の石油生産を強化する CCS 施設が設置された。年間 100 万トンの CO2 回収による GHG 排出量削減が期待されている。1 ・Boundary Dam Unit #3 CCS は、115MW の発電容量を有し、石炭プロセスからの SO2 排出量を最大 100%、CO2 を最大 90%削減している。 回収された CO2 は、石油増進回収のために油田に輸送、または石油技術研究センターの Aquistore プロジェクトを通じて深さ 3,400m の砂岩層に注入される。2,3 ・2021 年度、同社の Boundary Dam Power Station において約 400 万トンの CO2 回収を行った。これにより同社からの GHG 排出量は 2005 年比で 10.2％削減されることとなる。4	FS 実証		無	**概要** 1.https://www.saskpower.com/Our-Power-Future/Infrastructure-Projects/Carbon-Capture-and-Storage/Boundary-Dam-Carbon-Capture-Project 2.https://www.saskpower.com/our-power-future/our-electricity/electrical-system/system-map/boundary-dam-power-station 3.https://www.power-technology.com/projects/sask-power-boundary/ 4.https://www.saskpower.com/about-us/media-information/news-releases/2021/SaskPower-CCS-facility-achieves-4--million-tonnes-of-CO2-captured **売上その他データ** 5.https://www.saskpower.com/about-us/Our-Company/Current-Reports	2021/11/22
clean O2 carbon capture	CA	2013	CCUS スタートアップ	石鹸		11-50 人	CCUS	技術提供者	その他	分離・回収	・CO2 の回収技術 CarbinX の開発と、同社の回収技術を利用し CO2 を原料とした石鹸の製造・販売を行っている。CarbinX は商業施設に後付け可能な CO2 回収技術であり、従来の CO2 回収技術に比べて最大 20％エネルギー消費と熱水の消費を抑えることが可能としている。各ユニットの CO2 回収能力は年間約 9 トンであり、それらを同社の技術で Pearl ash（炭酸カリウムが主成分の、石鹸のもと）へと変換可能である。2022 年時点において、カナダ、米国、日本での商業展開を行っている。1,2,3 ・2021 年 9 月、東京ガスが手掛けるオンサイト型 CCU 事業（都市ガス機器利用時の排ガスに含まれる CO2 と水酸化物を反応させることで、洗剤や肥料などさまざまな工業製品の原料となる炭酸カリウムを都市ガスの顧客先で製造する）にて CARBiN-X の提供を行うと発表した。ガス機器の排ガス性状や空気環境が北米と日本では異なることから、共同検討や国内での実験を重ね、独自の製造技術の開発に成功した。4	商用展開済み	東京ガス	小	**概要** 1.https://cleano2.ca/ 2.https://cleano2.ca/pages/carbinx 3.https://cleano2.ca/pages/sustainability-1 4.https://www.tokyo-gas.co.jp/news/press/20210928-01.html **売上その他データ** 5. https://www.crunchbase.com/organization/clean-energy-systems	2022/3/23
neustark	CH	2019	CCUS スタートアップ	CO2 を原料としたコンクリートの生産	2 万ドルの資金調達	11-50 人	CCU	技術提供者	鉱物		・neustark は、大気中からの CO2 の除去およびコンクリートへの永久貯蔵を行っている企業である。2022 年現在、自社ウェブサイトによれば、neustark は、生コンクリート 1 ㎥あたり最大 10kg の CO2 を貯蔵することが可能であるが、2025 年までに生コンクリート 1 ㎥あたり 150kg 以上の CO2 を貯蔵することで、気候中立なコンクリート生産の可能であるとの見通しを示している。また、セメントの使用	FS 実証	ETH zurich MassChallenge Bouygues	小	**概要** 1.https://www.neustark.com/produce 2.https://www.neustark.com/_files/ugd/dccfdc_25252c5ac1ed495f8c7b08393adbb647.pdf 3.https://masschallenge.org/announce	2022/3/17

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											量を減少させることにより、生コンクリート 1t あたり追加的に 20kg の CO2 排出を回避することが出来る。neustark の各プラントにおいては、1 時間あたりおよそ 20t のコンクリート粒子を生産することが可能である。1 ・2021 年 10 月に発表されたスイスの ETH zurich（チューリッヒ工科大学）の研究者らによる LCA の分析によれば、原料入手から製品出荷に至るまでのプロセスにおけるコンクリートへの CO2 の貯蔵による炭素除去の効率は 93.6%という結果となった。これは、1,000kg の CO2 をコンクリートに吸収した場合の CO2 排出量が 64kg であることに相当する。neustark は同研究における測定を資金面で支援した。2 ・2020 年 10 月、技術開発の初期段階にあるスタートアップを支援する非営利組織である MassChallenge が、スイスのスタートアップ 12 社に対して合計 40 万スイスフランの賞金を授与した際、neustark もそのうちの 1 社として選定され、CHF 20K Gold Winners（2 万スイスフランの賞金）を受賞した。3 ・2020 年、フランスの大手建設会社 Bouygues 社がスイスのベルンで実施した住宅建設プロジェクト（Tramdepot Burgenziel プロジェクト）において neustark のコンクリートが試験的に用いられた。4				ment/masschallenge-switzerland-awards-equity-free-cash-prizes-to-top-2020-startups 4.https://www.globenewswire.com/news-release/2022/02/24/2390946/0/en/Bouygues-Group-climate-strategy-update-at-end-2021.html **売上その他データ** 5.https://www.linkedin.com/company/neustark/about/	
Climeworks	CH	2009	CCUS スタートアップ		138.7 百万ドル	100~250	CCS	技術提供者		分離・回収	・Climeworks 社は、DAC 機器の開発、製造、運用をしている。 同社では、DAC の際に使用する電力は再生可能エネルギーまたは廃棄物からのエネルギーのみを用いている。同社の機械によって大気中から回収した CO2 は最低でも 90%が貯留され、大気への再放出は最大でも 10%未満である。1 ・2012 年、アイスランドの Carbfix 社と協力して、アイスランドの Hellisheiði 地熱発電所で CO2 除去実験プロジェクトを開始した。Carbfix 社は CO2 の急速地下鉱化作用に関する世界的な専門会社である。 Climeworks 社の直接空気回収機で空気から CO2 を除去、 次に Carbfix 社が CO2 を水と混合し、地下深くに注入する。 自然の鉱化作用により、CO2 は玄武岩と反応し、数年以内に固形化する。2 ・2019 年、DAC により回収した CO2 の地中鉱物固定に対し、個人が出資できるサービスのオンライン販売を開始した。3 ・2020 年 9 月、Audi 社への DAC 技術の提供を行った。4 同社がアイスランドにて運営する DAC 施設より、年 1,000 トン分をアウディ社の削減分としてカウントする。 ・2021 年 8 月、Climeworks 社と Swiss Re 社（スイスの再保険や元受保険による保険サービスの提供を行う多国籍企業）は、Climeworks 社の DAC によって回収、貯留される CO2 の 10 年分の CO2 除去の買取を 10 百万米ドルにて行った。5 ・2021 年 9 月、大規模 DAC 施設であるオルカ CO2 回収装置が稼働を始めた。同施設はアイスランドの Reykjavik 近辺にある。6	商用展開済み	Carbfix 社 Swiss Re 社 アウディ社	中	**概要** 1.https://www.climeworks.com/co2-removal 2.https://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=995&dispmid=496 3.http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=795&dispmid=496 https://www.afpbb.com/articles/-/3090016 4https://www.greencarcongress.com/2020/09/20200908-audidac.html 5.https://climeworks.com/news/swiss-re-sign-the-worlds-first-and-largest 6.https://www.economist.com/science-and-technology/the-worlds-biggest-carbon-removal-plant-switches-on/21804774 **売上その他データ** 6.https://www.crunchbase.com/organization/climeworks	2022/2/3
Wood　Plc（吸収合併前 Foster Wheeler）	CH	2017	エンジニアリング		10,014 百万ドル（2018） 9,890 百万ドル（2019） 7,564 百万ドル（2020）		CCS	投資		分離・回収	・2016 年 7 月、英国の Northern Gas Networks (NGN)、Kiwa Gastec、Amec Foster Wheeler と Wales & West Utilities が共同で実施しているプロジェクト、H21 Leeds City Gate が 2 年間の成果を示す報告書を公表しました。その報告書において、英国で燃料として使用しているすべての天然ガスを、水蒸気メタン改質によって製造した水素ガスに転換し、CCS を併用することで最低 73%の CO2 排出削減が可能となることを提言しています。1,2 ・Foster wheeler 社が Amec Foster Wheeler plc となり 2017 年に Wood 社によって吸収合併された。3	FS 実証	Northern Gas Networks (NGN)、Kiwa Gastec、Wales & West Utilities	中	**概要** 1.http://www.janus.co.jp/Default.aspx?TabId=77&bid=461&dispmid=496 2.https://www.h21.green/projects/h21-leeds-city-gate/ 3.https://www.woodplc.com/investors/amec-foster-wheeler **売上その他データ** 4.https://www.woodplc.com/__data/assets/pdf_file/0030/194286/Wood_Annual_Report_and_Accounts_2020.pdf	
synhelion	CH	2016	CCUS スタートアップ	CO2 を原料とした燃料の生産	-	11-50 人	CCU	技術提供者	燃料		・Synhelion は、太陽熱を利用して、水と CO2 から「太陽燃料（Solar fuels）」を製造する企業である。ケロシン、ガソリン、ディーゼル、メタノール、水素、合成原油など、あらゆる種類の燃料野生産が可能であるとしている。中でも、Synhelion は航空機用のケロシンに注力している。その理由として、液体燃料はリチウムイオン電池よりも容積あたりのエネルギー密度が 20-60 倍高く、長距離飛行する航空機は引き続き燃料を必要とするためであるとしている。1 ・太陽燃料の生産プロセスでは、まず、反射鏡により太陽熱をソーラーレシーバーで収集し、高熱を反応炉に供給する。反応炉では、1,500℃の酸化還元反応あるいは 800~1,300℃のソーラーアップグレードを経て、水と CO2 から（ソーラーアップグレードの場合には、水、CO2、メタンから）CO と H2 の混合物である合成ガスが発生し、その後、一般的な液化プロセスを経て液体燃料となる。太陽燃料は、既存の燃料インフラで使用することができ、CO2 実排出量を最大 100%削減することが可能である。また、Synhelion は、自社の蓄熱技術(TES)により、24 時間無休での継続的な燃料生産が可能である。2 ・2019 年、Synhelion はスイスの ETH zurich（チューリッヒ工科大学）とともに、小型パイロットプラントにおいて、実際の使用条件	FS 実証	ETH zurich DLR Wood BMWi RWTH Aachen University Swiss KMU Partners SMS Concast CEMEX Ventures AMAG Eni SWISS Lufthansa Group Edelweiss Zurich Airport	大	**概要** 1.https://synhelion.com/solar-fuels 2.https://synhelion.com/technology 3.https://synhelion.com/news/synhelion-receives-funding-from-german-federal-ministry-for-economic-affairs-and-energy 4.https://synhelion.com/news/synhelion-raises-chf-16-million **売上その他データ** 5.https://synhelion.com/about/history 6.https://www.linkedin.com/company/synhelion/about/	2022/3/23

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											下における技術の実現可能性を実証した。3 ・2020 年、DLR(ドイツ航空宇宙センター)の Synlight 施設において、人工太陽光を用いた 2 番目のプロトタイプのテストに成功した。3 ・2021 年 5 月、Synhelion は太陽燃料をいち早く市場へ提供するため、エンジニアリング及びコンサルティング会社である Wood と連携することとした。その後、ドイツの North Rhine-Westphalia 州の Jülich において、産業スケールでの技術の実証試験のための合成ガス生産施設を共同で建設した。3 ・2021 年 10 月、Synhelion は BMWi(ドイツ連邦経済エネルギー省）のエネルギー研究プログラムより、太陽燃料の研究開発に対して 392 万ユーロの資金支援を受けたと発表した。Synhelion は、この資金を、ドイツの North Rhine-Westphalia 州の Jülich での世界初の太陽燃料の産業プラント建設に活用するとしている。このプロジェクトは、Synhelion と DLR(ドイツ航空宇宙センター)および RWTH Aachen University によって実施されている。3 ・2021 年 11 月、Synhelion は、1,600 万スイスフランを太陽燃料の研究開発のために調達したと発表した。この資金支援は、フィナンシャルアドバイスを手掛けるスイスの Swiss KMU Partners、スイスのエンジニアリング会社である SMS Concast、スペインのベンチャーキャピタルである CEMEX Ventures、スイスの車両輸入販売会社である AMAG と個人投資家らによるものである。Synhelion は、この資金を、上記の Jülich における世界初の太陽燃料プラントの建設と運営に活用するとしており、2023 年より太陽燃料を生産することを計画している。4					
Holcim	CH・FR	2015	建築	セメント・骨材・コンクリート	26,700 百万スイスフラン（2019） 23,100 百万スイスフラン（2020） 26,834 百万スイスフラン（2021）	約 6.5-7 万人	CCU	技術利用者	燃料		・2020 年 6 月、Lafarge Zementwerke 社（Lafarge 系列のセメント会社）、OMV 社（オーストリアの石油関連会社）、Verbund 社（オーストリアの大手電力会社）、Borealis 社（オーストリアの化学会社）はプロジェクト「Carbon2ProductAustria」（C2PAT）における CCU プラントの共同計画・建設に関して MOU に署名した。セメントの製造中に CO2 を回収し、高品質のプラスチック、オレフィン、グリーン燃料の製造に使用することを目指す。2030 年までにオーストリアの Mannersdorf セメント工場サイトに工業規模の工場を建設することを計画している。1 ・2020 年 10 月、米国の国立エネルギー技術研究所が LHCO2MENT コロラドプロジェクトへの支援を発表した。LafargeHolcim 社およびコンソーシアムのパートナーSvante 社、Oxy Low Carbon Ventures LLC（OLCV）社(Occidental Petroleum のクリーンテック子会社)、Total 社は、商業規模の炭素回収施設の実行可能性と設計を評価するための調査を完了した。米国エネルギー省-国立エネルギー技術研究所の資金提供の確認を受け、発電施設の実現可能性を評価する次のプロジェクト段階に進む。この発電施設では Holcim セメント工場と天然ガスボイラから直接年間最大 200 万トンの CO2 が回収され、Oxydental 社によって恒久的に地下に隔離される。 2 ・2020 年 11 月、スイスに本社を置くセメント大手の LafargeHolcim 社はこの度米独からの資金提供を受け、米国、カナダ、欧州で計 20 件以上の CCUS プロジェクトを展開していくことを公表した。この一環として、LafargeHolcim は、スペインにおける Carboneras に位置する同社プラントから CO2 を回収し、農業における作物の生育増進に利用する CCUS パイロット実証である、 ECCO2-LH プロジェクトを開始した。2022 年には Carboneras プラントの 10%の排出を回収、最終的には年間 70 万トンを回収し、100％脱炭素化を目指している。2 ・The CO2MENT プロジェクト：カナダの CO2MENT プロジェクトでは、パートナーの Total 社および Svante 社と協力して、セメント工場から CO2 を除去および再利用するための革新的なエンドオブパイプソリューションをテストしている。3	FS 実証	OMV 社、Verbund 社、Borealis 社 Svante 社、Oxy Low Carbon Ventures LLC（OLCV）社、Total 社	大	**概要** 1.https://www.holcim.com/advancing-co2-capture-storage-austria 2.https://jp.globalccsinstitute.com/news-media/latest-news/lafargeholcim 社、米独から政府資金を得て co2 回収プロジェク/ 3.https://www.lafargeholcim.us/us-department-energys-national-energy-technology-laboratory-announces-investment-further-develop-lh **売上その他データ** 4.https://www.holcim.com/sites/holcim/files/atoms/files/25022022-finance-holcim_fy_2021_report-en.pdf	2022/3/25
CNOOC	CN	1982	エネルギー関連	石油	227,711 百万人民元（2018） 233,199 百万人民元（2019） 155,372 百万人民元（2020）	18,353	CCUS	技術利用者		プロジェクト全体	・2016 年の同社のレポートにて、同社が CCUS 技術の開発に尽力してきたと表明している。2017 年以降の ESG レポートにおいては CCUS に関する発表は行われていない。1 ・2021 年、中国で初となるオフショア CCS のデモンストレーションプロジェクトを開始した。CCS 施設は南シナ海の Pearl River Mouth basin に同社が保有する油田に建設され、年間 30 万トン回収及び貯留し、プロジェクト期間全体で 146 万トンを貯留する予定である。2	FS 実証		無	**概要** 1.https://www.cnoocltd.com/attach/0/1706201617151976759.pdf 2.https://www.offshore-energy.biz/chinas-first-offshore-carbon-capture-project-launched/ **売上その他データ** 3.https://www.cnoocltd.com/attach/0/c63efe2e72b84001bf234fcc38d836ff.pdf	2022/2/22

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
CNPC	CN	1988	エネルギー関連	石油	110,600 百万人民元（2018） 120,400 百万人民元（2019） 87,500 百万人民元（2020）	70,000	CCU	技術利用者	EOR		・2009 年より、中国石油天然気集団公司（CNPC）は RITE と CCS-EOR の研究協力を続けており、中国における CCS-EOR の具体的な課題を明らかにするとともに、RITE のモニタリング技術や CO2 溶解促進技術の有効性の検証を進めている。1,2 ・2018 年 11 月、OGCI の Climate Investments と提携し、中国における気候変動対策を主な対象とする投資ファンドを、新たに設立することを公表した。3	FS 実証	RITE Climate Investments	小	**概要** 1.https://www.rite.or.jp/co2storage/international/ 2.http://www.rite.or.jp/about/history/RITE30anniversary_2seika.pdf 3.http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=716&dispmid=496 **売上その他データ** 4.https://www.cnoocltd.com/attach/0/c63efe2e72b84001bf234fcc38d836ff.pdf	2022/2/22
Audi	DE	1899（創業） 1932（設立）	メーカー	自動車	59,248 百万ユーロ（2018） 55,680 百万ユーロ（2019） 49,973 百万ユーロ（2020）	87,000	CCS	投資		分離・回収	・2020 年 9 月、未来の技術を推進するため、CO2 の DAC および貯留に関してチューリッヒを拠点とする環境スタートアップ Climeworks 社と提携した。Climeworks 社は、アイスランドで大気中の CO2 を岩石に変換するための DAC および貯留施設を建設している。 この施設では、毎年 4,000 トンの CO2 を大気からろ過し、CO2 を含まない空気が大気に戻される。ろ過された CO2 は地下に輸送され、鉱化する。 アウディ社は Climeworks 社を通して大気から年 1,000 トンの CO2 を除去することになる。1	商用展開済み	Climeworks 社	小	**概要** 1.https://www.greencarcongress.com/2020/09/20200908-audidac.html **売上その他データ** 2.https://www.audi.com/en.html 3.https://www.audi.com/en/company/history.html	2021/11/19
BASF	DE	1865	メーカー	化学品	59,248 百万ユーロ（2019 年） 59,316 百万ユーロ（2019 年） 59,149 百万ユーロ（2020 年）	110,000	CCUS	技術提供者	化学品・燃料	分離・回収	・BASF Gas Treating Excellence 社は、石油増進回収（EOR）、尿素生産、小規模食品の CO2 生産施設などの CO2 回収ソリューションを提供している。 ・2016 年、Linde 社と米国 Alabama 州に位置する National Carbon Capture Center (NCCC)の石炭火力発電所で実施していた CO2 回収パイロットプロジェクトを完了した。このプロジェクトでは、回収率 90%以上（30t/日）で純度 99.9%を超える CO2 の回収に成功している。NCCC は、Southern Company が管理および運営する米国エネルギー省の研究施設である。1 ・ 2015 年 1 月以降、同プロジェクトは米国エネルギー省の米国国立エネルギー技術研究所との協力協定に基づいてパイロットプラントを運営している。 成功裏のプロジェクト完了に基づき、BASF 社と Linde 社はより大規模なテストを開始し、商業的機会を模索する。パイロットプロジェクトで使用された技術は、BASF 社が OASE®blue ブランドで販売している高度な水性アミンベースの溶媒およびプロセス技術と、Linde 社が開発した新しい CO2 回収プロセスおよびエンジニアリングを統合したものである。プラントの設計能力は最大 1.5MWe、必要な再生蒸気は CO2 メートルトンあたり 2.8 ギガジュール未満である。 NCCC には、Alabama 発電所の 880 MW の微粉炭ユニットからの石炭由来の煙道ガスを利用して高度な技術のテストと統合を行うことができる燃焼後 CO2 回収施設がある。1 ・ 2018 年、BASF ベンチャーキャピタル GmbH 社は、米国 illinois 州 Chicago に本社を置くバイオテクノロジー企業 LanzaTech 社に投資予定である。 LanzaTech 社は、特殊な微生物を使用して、一酸化炭素と水素を含む残留ガスからエタノールを最初に生成できるようにするガス発酵技術を開発した。 廃棄物を焼却する代わりに再利用することで、企業は CO2 排出量を削減できる。 2 ・2021 年 5 月、Linde Engineering Americas は米国のエネルギー省によって City Water, Light & Power (CWLP) power plant in Springfield のプロジェクトへの CO2 回収プラントの実装業者として選出された。同プロジェクトは BASF, University of Illinois at Urbana Champaign, CWLP and ACS（アメリカ化学会）と共同で行われる。3	FS 実証	Linde 社 Souterh compony 米国国立エネルギー技術研究所 University of Illinois at Urbana Champaign, CWLP and ACS	大	**概要** 1.https://www.basf.com/global/en/media/news-releases/2016/07/p-IR-160719.html 2.https://www.basf.com/global/en/who-we-are/organization/group-companies/BASF_New-Business-GmbH/news/press-releases/2018/p-18-612-BASF-invests-in-carbon-recycling-company-LanzaTech.html 3.https://www.linde-engineering.com/en/news_and_media/press_releases/news-20210527.html **売上その他データ** 5.BASF annual report	2022/2/3
Electrochaea	DE	2010	CCUS スタートアップ	持続可能な合成燃料	0.25 百万ドル（投資総額）	11-50	CCU	技術提供者	燃料		・Electrochaea 社はバイオ触媒技術の特許を取得しており（P2G）、同技術によって CO2 と再生可能エネルギー由来の電力よりパイプラインに注入できる品質のガスを生産することが可能である。同バイオ触媒に用いられるのは選択的進化を行った（遺伝子改良は施していない）methanogenic archaea である。同社の技術の特徴としては高効率変換、産業由来の混ガスへの化学的耐性、メタンの選択的生産、早い反応速度によるスケールアップが可能、細菌の自己増殖・自己修復性である。1 ・商業レベルのプロジェクトとして、Energinet.dk (ForskEL デンマークの電力および天然ガスの国家送電システム事業者)、EUDP（Energy Technology Development and Demonstration Program)、Audi、	FS 実証	Energinet.dk (ForskEL)、EUDP、Audi、NEAS Energy、HMN Gashandel、Insero Business Services、BIOFOS、Hydrogenics 、Baker Hughes	大	**概要** 1.http://www.electrochaea.com/technology/ 2.https://www.electrochaea.com/wp-content/uploads/2021/06/BH_Electrochaea_Press_Release_6.28.21_FINAL.pdf **売上その他データ** 3.https://www.crunchbase.com/organization/electrochaea	2022/2/3

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											NEAS Energy（デンマークのエネルギー取引および管理会社）、HMN Gashandel（デンマークの天然ガス取引会社）、Insero Business Services（New York 州の会計事務所）、BIOFOS（デンマークの排水処理施設）、そして Hydrogenics（カナダに本籍を置く水素製造業者。ドイツに支社を持つ）からの協力をえて BioCat Project を行っている。同プロジェクトでは商業スケールの P2G プラントの実証試験を行っており、EU Horizon 2020 PowerStep project の一つとしても参加している。1 ・2021 年 6 月、アメリカのエネルギー会社 Baker Hughes からの融資を発表した。Baker Hughes 社は自社が保有する燃焼後 CO2 回収技術と Electrochaea 社のバイオメタネーション技術を融合させることで、CO2 バリューチェーン上の顧客に対して統合的な CO2 削減策を提示できるとしている。2					
Linde	DE	1879	エンジニアリング	産業用ガス及びエンジニアリング	14,836 百万ドル（2018） 28,228 百万ドル（2019） 27,243 百万ドル（2020）	74,207	CCUS	技術提供者	化学品	分離・回収	・CO2 精製・液化プラントを有している他、oxyfuel combustion と post combustion での CO2 回収プラントも取り扱っている。RECTISOL という有機溶媒による酸性ガスの物理的除去技術の特許を取得している。1 ・2016 年、米国 Alabama 州に位置する National Carbon Capture Center (NCCC)の石炭火力発電所で BASF と共に実施していた CO2 回収パイロットプロジェクトを完了した。同プロジェクトでは、回収率 90%以上（30t/日）で純度 99 9%を超える CO2 の回収に成功している。2 ・2021 年 5 月、Linde Engineering Americas は米国のエネルギー省によって City Water, Light & Power (CWLP) power plant in Springfield のプロジェクトへの CO2 回収プラントの実装業者として選出された。同プロジェクトは BASF, University of Illinois at Urbana Champaign, CWLP and ACS（アメリカ化学会）と共同で行われる。3	商用展開済み	BASF University of Illinois at Urbana Champaign, CWLP and ACS	大	**概要** 1.https://www.linde-engineering.com/en/process-plants/co2-plants/carbon-capture/index.html 2.https://www.basf.com/us/en/media/news-releases/2016/07/P-US-16-086.html 3.https://www.linde-engineering.com/en/news_and_media/press_releases/news-20210527.html **売上その他データ** 4.https://investors.linde.com/financial-reports	2022/2/3
Siemens	DE	1847	メーカー	情報通信、交通、防衛、生産設備、家電製品等の分野で製造、およびシステム・ソリューション事業を幅広く手がける		293,000	CCS	技術提供者		分離・回収	・新設の蒸気発電所と既存の火力発電所どちらにも導入可能である燃焼後回収プロセスを開発した。2010 年、2009 年より 3,000 時間以上の実験的オペレーションを行い、90%以上の回収率と触媒排出を実質的にゼロに抑えることが可能であること実証した。1,2 ・Evonik 社と共にドイツの German Federal Ministry of Education and Research (BMBF)より委託を受けて、CO2 と水を化学品に変換する、人口光合成のパイロットプラントの操業を開始した。同プラントは Northern Ruhr 地域の Marl に位置し、BMBF より 630 万ユーロの投資を受けることとなる。 3	FS 実証	Evonik	小	**概要** https://new.siemens.com/global/en.html 1.http://www.gastopowerjournal.com/documents/2_Brochure_Siemens-PostCap-technology.pdf 2.https://www.piprocessinstrumentation.com/industry-applications/power-generation/article/15554401/siemens-touts-breakthrough-in-carbon-capture-efficiency 3.https://press.siemens.com/global/en/pressrelease/climate-friendly-industry-using-carbon-dioxide-and-hydrogen-raw-materials-sustainable **売上その他データ** 4.https://new.siemens.com/global/en/company/about.html	2022/2/3
Sunfire	DE	2010	CCUS スタートアップ		174.4 百万ドル	251～500	CCU	技術提供者	燃料		・Sunfire 社は、Power-to-gas や Power-to-liquid の技術を有している。同技術は回収した CO2 を CO へと変換したのちに H2 と反応させ合成ガスを製造する事で CO2 を有用な燃料へと転換する。1 ・2019 年 8 月、Kopernikus プロジェクト P2X（政府出資プロジェクト）の試験施設で、大気から回収した CO2 とグリーン電力から燃料を生成した。プロジェクトパートナーの Climeworks 社、Ineratec 社（ドイツのカーボンニュートラルな e-fuel と機器を製造する会社）、Sunfire 社、および KIT（Karlsruhe Institute of Technology）は技術の組み合わせにより、既存の試験施設で、CO2 から 1 日あたり約 10L の燃料を生産する。 第二フェーズでは、1 日 200L の容量のプラント開発が計画されている。①Climeworks 社の DAC 技術で大気から CO2 を回収。②CO2 と水蒸気の電気分解を同時に行う。Sunfire 社の商品化された共電界技術で水素と一酸化炭素を生成する。③合成ガスを燃料生産の原料である長鎖炭化水素分子に変換する。④水素化分解により燃料の品質と収率を最適化し、ガソリン、灯油、ディーゼルなどの直接使用可能な燃料に転換する。2 ・2020 年 6 月、オスロに本部を置く欧州の新産業コンソーシアム Norsk e-Fuel AS は、ノルウェーで欧州向けの PtL（Power-to-Liquid）技術を工業化することを発表した。Norsk e-Fuel AS は、PtL 技術を提供する Sunfire GmbH 社、DAC 技術のパイオニア Climeworks AG 社、鉄鋼メーカー向けの国際的な EPC 会社 Paul Wurth SA 社（SMS グループ）、ノルウェー最大の民間風力発電開発会社 Norsk Vind 社の親会社であるグリーン投資会社 Valinor 社の 4 社で構成されている。2023 年までに、ノルウェーおよびヨーロッパの燃料市場に年間 1,000 万リットルの再生可能燃料を提供する初の産業プラントをノルウェーHerøya で操業開始する。 3 ・2021 年 6 月、Total 社と FRAUNHOFER 社（ドイツのリサーチ会社）と共に Leuna refinery にて、製油所から排出される CO2 と再エネ由来の電源から生成された水素を用いてメタノール合成のスケー	FS 実証	Climeworks 社、Ineratec 社、Sunfire 社、KIT 社 Paul Wurth SA 社 Valinor 社 Total	大	**概要** 1.https://www.sunfire.de/en/ 2.https://www.sunfire.de/en/news/detail/carbon-neutral-fuels-from-air-and-electric-power 3.https://www.sunfire.de/en/news/detail/norsk-e-fuel-is-planning-europes-first-commercial-plant-for-hydrogen-based-renewable-aviation-fuel-in-norway 4.https://www.sunfire.de/en/news/detail/totalenergies-sunfire-and-fraunhofer-give-the-go-ahead-for-green-methanol-in-leuna **売上その他データ** 5.https://www.crunchbase.com/organization/sunfire	2022/2/3

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											ルアップを目指す e-CO2Met プロジェクトを立ち上げた。同プロジェクトで Sunfire 社は電解水素の供給を担当する。4					
RWE	DE	1898	電力	発電事業：世界第二位の洋上風力発電、ヨーロッパ第三位の再生可能エネルギー発電	13,406 百万ユーロ（2018） 13,125 百万ユーロ（2019） 13,688 百万ユーロ（2020）	19,498	CCU	技術提供者	燃料		・RWE は 2005 年より CCUS 技術の開発に取り組んでおり、2009 年より Niederaussem 火力発電所の RWE's Coal Innovation Centre では 80,000 時間以上、石炭火力発電所からの CO2 回収に取り組んでいる。1 ・2019 年 11 月、ドイツにある Niederaussem 火力発電所のイノベーションセンターにて ALIGN-CCUS Power-to-X-to-Power の研究開発施設が操業開始した。同施設にてディーゼルの代替合成燃料である dimethyl ether (DME)を CO2 と電解した H2 より合成する研究を行う。この取り組みには日本の三菱日立パワーシステムズ（EU)と旭化成もパートナーとして協同している。2 ・2020 年 8 月、上記施設にて初となる dimethyl ether (DME)の合成が行われた。3 ・2021 年 3 月、同社は Pembroke にて、UK による South Wales Industrial Cluster（SWIC)への 2,000 万ユーロのもと、炭素削減に関する FS 事業を開始した。4	FS 実証	三菱日立パワーシステムズ（EU） 旭化成	中	**概要** 1.https://www.alignccus.eu/project-partners/rwe-power 2.https://www.alignccus.eu/news/making-fuels-co2-rwe-unveils-new-synthesis-pilot-plant-germany 3.https://www.industryandenergy.eu/ccus/rwe-produces-synthetic-fuel-from-flue-gas/ 4.https://www.rwe.com/en/press/rwe-generation/2021-03-17-swic-successful-funding-announcement **売上その他データ** 5.https://www.rwe.com/en/investor-relations/financial-reports-presentations-videos/financial-reports	2022/2/3
Haldor Topsoe	DK	1940	メーカー	化学品		2,200	CCUS	技術提供者	化学品・燃料	分離・回収	・eCos（electrolytic carbon monoxide solution）という solid oxide electrolysis cell （SOEC）を用いた CO2 の CO への変換技術を有している。同社は同変換を食品レベルの CO2 純度でオンサイトで行える技術を他社に提供しており、同技術により得られる CO の純度は 99.9999%以上となる。1 ・G2L eFuels という、再エネを用いて CO2 から eDiesel, eJet fuel, and eNaphtha を生成する技術を有している。1 ・2020 年 12 月、Haldor Topsoe は Aker Carbon Capture と低炭素水素の製造事業に関する MOU を締結した。同締結では Haldor Topsoe の水素処理技術と Aker Carbon Capture's の燃焼後 CO2 回収技術による経済的なブルー水素合成を目指す。2 ・2021 年 7 月、カナダの Alberta 州 Edmonton にこの度建設される、天然ガスからのブルー水素製造所にて、同社の SynCOR™ technology を導入することを発表した。同施設ににおける CO2 の回収率は 95%以上になるとの見込みである。3 ・2021 年 10 月、Air Products と共同でブルーアンモニアの合成に向けた取り組みを開始した。Haldor Topsoe 社はこの度 Louisiana 州に新設される、Air Products 社の 45 億ドルのブルー水素製造施設にブルーアンモニア技術の導入を行う。同施設は 2026 年より運行を開始する予定である。4	FS 実証	Aker Carbon Capture Air Products	小	**概要** 1.https://www.topsoe.com/ 2.https://blog.topsoe.com/haldor-topsoe-and-aker-carbon-capture-to-cooperate-on-low-carbon-hydrogen-solutions 3.https://blog.topsoe.com/air-products-chooses-haldor-topsoes-low-carbon-syncor-technology-for-world-scale-net-zero-hydrogen-energy-complex-in-canada 4.https://blog.topsoe.com/haldor-topsoe-to-deliver-blue-ammonia-technology-for-air-products-landmark-4.5-billion-clean-energy-complex-in-louisiana-usa **売上その他データ** 5.https://www.linkedin.com/company/haldor-topsoe/?originalSubdomain=dk	2022/2/3
Repsol	ES	1987	エネルギー関連	石油、液化天然ガス	連結純利益 2,341 百万ユーロ(2018) 3,816 百万ユーロ(2019) 3,289 百万ユーロ(2020)	24,125 人（2020） 25,228 人（2019）	CCUS	技術提供者	化学品・燃料	プロジェクト全体	・Repsol は、世界の石油・ガス大手企業が設立した温暖化対策に取り組む国際組織である OGCI のメンバーとして、Climate investments fund を通じて、電力セクターあるいはその他のエネルギー多消費型産業における CCUS 技術開発を支援している。2050 年までのネットゼロを宣言している。1,2 【CCU】 ・自社ウェブサイトによれば、Repsol Technology Lab において、CO2 を原材として合成ポリマーや合成燃料を生産する技術を開発している。2 【CCS】 ・自社ウェブサイトによれば、Repsol Technology Lab において、貯蔵リソースを分類し、成熟度レベルを評価するためのガイドラインを提供する Storage Resource Management System（SRMS）を開発している。2 ・2021 年 10 月 5 日、Repsol は、2027 年にインドネシアの Sakakemang 天然ガス田において、年間 200 万 t の CO2 を貯留する CCS プロジェクトを実施する計画であると発表した。同プロジェクトは世界最大規模であり、Repsol とインドネシアにとって初めてのプロジェクトとなる。Repsol は、米国の総合石油エネルギー企業である ConocoPhilips が運営する Sakakemang の近くの Corridor 鉱区の Dayung および Gelam での CO2 貯留ポテンシャルについて既に調査を開始しており、15 年間で 3,000 万 t の CO2 を貯留する計画である。運営主体である Repsol が権益の 45%を保有し、マレーシアの Petronas が 45%を保有、残りの 10%を三井石油開発株式会社の 100%子会社であるオランダ法人 MOECO が保有している。Repsol は Sakakemang の CCS プロジェクトに対する最終投資判断（FID）を 2022 年に行うとしている。なお、Repsol は、上流ビジネスにおいて 2021 年-2025 年の期間で CO2 排出原単位を 75%減少させることを目標としている。3,4	FS 実証	OGCI ConocoPhillips Petronas MOECO	小	**概要** 1.https://www.repsol.com/en/sustainability/climate-change/new-technological-developments/index.cshtml 2.https://www.repsol.com/en/energy-and-innovation/technology-lab/emissions-reduction/index.cshtml 3.https://www.repsol.com/en/press-room/press-releases/2021/repsol-increases-its-targets-for-renewable-generation-and-emission-reductions/index.cshtml 4.https://www.energyvoice.com/oilandgas/asia/333853/repsol-plans-fid-for-sakakemang-in-indonesia-in-2022/ **売上その他データ** 5.https://www.repsol.com/en/about-us/history/index.cshtml 6.https://www.repsol.com/content/dam/repsol-corporate/en_gb/accionistas-e-inversores/informes-anuales/2020/integrated-management-report-2020_tcm14-209132.pdf 7.https://www.repsol.com/content/dam/repsol-corporate/en_gb/accionistas-e-inversores/informes-anuales/2019/2019_integrated_management_report_tcm14-175429.pdf	2022/1/31
Green Minerals	ES	2016	CCUS スタートアップ	CO2 を原料としたコンク		5	CCU	技術提供者	鉱物		・鉱化作用による CO2 貯留の研究を行っている物理学者 PolKnops によって設立された。CO2 を岩石形成鉱物のかんらん石と結合させて無機化し回収後、製品（コンクリート、プラスチック、紙）などに貯留する。1,2	ラボベース実証		無	**概要** 1.https://www.green-minerals.nl/ 2.https://www.green-minerals.nl/wp-content/uploads/2018/10/Brochure-	2021/11/17

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
				リートや紙の製造							・2020 年 7 月、ノルウェーの Industrial Green Tech & Bergfald Environmental Consultants about the options of replacing oil by CO2 にて同社の技術が掲載されている。3				Green-Minerals.pdf 3.https://www.green-minerals.nl/2020/07/01/ccu-everything-that-can-be-made-from-oil-can-be-made-from-co2/ **売上その他データ** https://rocketreach.co/green-minerals-profile_b45e4957fc76d112	
Solar foods	FI	2017	CCUS スタートアップ		42 百万ドル	1〜10	CCU	技術提供者	その他		・Solar foods 社は、農業なしで食品生産するための食品技術革新を行っている。電気を使用し、空気から CO2 と水を取り込むことにより、持続可能なタンパク質「Solein」を生産している。 Solein は、VTT フィンランド技術研究センターと Lappeenranta-Lahti University of Technology（ラッペーンランタ工科大学）と共に開発が行われた。ソレインの生産は農業、天候、気候に依存しない。また「Solein」1 キロの製造に必要な水は 10 リットルであり、大豆の 250 分の 1 で済み、環境負荷を減らすことが可能である。1 ・ソレインの製造は、大気から CO2 を恒久的に除去するわけではなく、循環させるカーボンリサイクルな技術である。 DAC 技術を使用して必要な CO2 を取得した場合、食物が消費されると CO2 は呼吸の形で大気に循環される。2 ・2021 年 10 月、同社の新施設 Factory 01 の建設が始まった。同社は 2023 年上期に商業用の solein を生産し販売する予定であり、Factory 01 はそのスケールアッププラントとして利用される予定である。3	FS 実証		無	**概要** 1.https://solarfoods.fi/ 2.http://mission-innovation.net/our-work/mission-innovation-breakthroughs/solar-foods-food-out-of-thin-air/ 3.https://solarfoods.fi/our-news/solar-foods-takes-concrete-steps-to-enter-the-market-construction-of-factory-01-begins-set-to-produce-the-worlds-most-sustainable-protein-in-2023/ **売上その他データ** 4.https://www.crunchbase.com/organization/solar-foods-oy/company_financials	2021/11/16
CGG	FR	1931	研究所	陸上・海中地震探査装置等の開発、地震探査データ解析、石油・鉱石炭鉱コンサルティング等	1,227 百万ドル（2018） 1,400 百万ドル（2019） 955 百万ドル（2020）	5,099 人（2018） 4,564 人（2019） 3,890 人（2020）	CCS	技術提供者		地質データ	・CGG は、1930 年代より地質調査事業を実施している企業である。事業内容の一つとして、独自の実施スケールやスクリーニング手法を用いたデータベース形式の CO2 貯留評価サービスである GeoVerse を提供している。GeoVerse は、世界中の石油ガス層の学際的データを含む、50 年間のプロジェクトデータに基づいて構築されている。GeoVerse を活用することにより、潜在的な CO2 貯留サイトを特定し、適地選定フェーズや開発フェーズにおけるリスクを軽減することが可能である。GeoVerse の 1 次データは、一年ごとのサブスクリプションにより顧客に提供される。1 ・2021 年 11 月、CGG は、ノルウェーセクターにおいて CO2 貯留を進める Northern Lights JV DA に対し、北海における Northern Viking Graben multi-client seimic data をライセンス供与した。CGG は、事業者が CO2 貯留源を査定し、安全なモニタリングソリューションを決定するのに役立つ情報を提供するため、こうしたデータ提供を今後拡大していく計画であるとしている。2 ・2021 年 11 月 25 日、CGG は、英国とノルウェーの北海北部の海域において、CO2 貯留サイトを特定するプロジェクトを支援するため、GeoVerse の新しいスクリーニング調査結果をライセンス供与したと発表した。このデータセットは、この海域における CO2 貯留ポテンシャルについての詳細なレビューである。3	商用展開済み	Northern Lights JV DA	小	**概要** 1.https://www.cgg.com/multi-client-data/multi-client-geology/geoverse-geological-database 2.https://www.offshore-mag.com/geosciences/article/14213767/northern-lights-contracts-cgg-seismic-data 3.https://www.cgg.com/newsroom/press-release/cgg-delivers-new-multi-client-screening-study-co2-storage-sites-uk-and **売上その他データ** 4.https://www.cgg.com/about/cgg 5.https://www.cgg.com/sites/default/files/2021-03/Annual_Report_2020_0.pdf 6.https://www.cgg.com/sites/default/files/2021-01/2019_URD_Engl_2.pdf	
Air Liquide	FR	1902	エネルギー関連		21,011 百万ユーロ（2018） 21,920 百万ユーロ（2019） 20,485 百万ユーロ（2020）	66,400	CCS	技術提供者		分離・回収	・Air Liquide 社は、酸素燃焼、電気分解ベースの無炭素水素、バイオメタンなど、産業および輸送向けの一連の技術ソリューションを提供および開発している。Cryocap™により、自社の生産拠点と世界中の顧客の生産拠点から放出される CO_2の排出量削減を目指す。（日本エア・リキード社：産業・医療ガスの製造販売 / 産業・医療ガス関連機器の製造販売 / 産業・医療ガス関連サービス / 大型空気分離装置などのプラントエンジニアリング事業）1 ・2007 年 4 月に、ドイツのエンジニアリング、建設、化学プロセス特許会社であり、Rectisol Process（レクチゾールプロセス）を保有していた Lurgi AG をおよそ 5 億 5,000 万€で買収した。このプロセスでは、冷却メタノールを溶媒として、低温かつ低濃度のガスから比較的高い圧力で CO2 を物理的に吸収することが可能である。CCS に関する発表は親会社である Air Liquide によるものが殆どである。2,3,4 ・2019 年 9 月、CCS プロジェクトである Northern Lights での協業を目指し、Equinor 社とそのパートナー（Shell 社および Total 社）との覚書に署名した。 Northern Lights プロジェクトは、ノルウェー大陸棚でのオフショア CO2 貯留の開発を目的としており、ヨーロッパのいくつかの国の産業資源から CO2 を回収する世界初の貯蔵プロジェクトサイトになる可能性がある。 5 ・2021 年 9 月、2050 年カーボンニュートラルに向けて、Total 社とフランスの Normandy における大規模 CCS プロジェクトを協議することを表明した。Air Liquide 社の Cryocap 技術を Total 社の水素製造所に導入し、2030 年には年間 65 万トンの CO2 を回収する予定である。6 ・2021 年、コンサルティング会社である Kearney が発表したレポート"Carbon Capture Utilization and Storage Towards Net-Zero 2021"において、子会社である Lurgi AG は CO2 分離回収の主要なサービスプロバイダとして挙げられている。7 ・CCS のバリューチェーン構築のための開発を行う Kairos プロジェクトを BASF と共に主導している。同プロジェクトはベルギーのア	商用展開済み	Total Energie Shell Equinor	大	**概要** 1.https://www.airliquide.com/magazine/cryocap-co2-cold-capture-system-unlike-any-other-in-the-world 2.https://www.chemeurope.com/en/encyclopedia/Lurgi_AG.html 3.https://www.idtechex.com/en/research-article/innovation-in-carbon-capture-technology/23610 4.https://www.chemeurope.com/en/news/63781/air-liquide-acquires-lurgi.html 5.https://www.airliquide.com/mainland-china/air-liquide-joins-innovative-large-scale-carbon-capture-and-storage-project-norway 6.https://www.gasworld.com/air-liquide-and-totalenergies-join-forces-to-develop-normandy-ccs-project/2021712.article 7.https://www.kearney.com/documents/17779499/17781864/CCUS-2021+FactBook.pdf/718e94af-1536-b23e-1ac9-a4de74ffef25?t=1623398953000 8.https://www.pzc.nl/antwerpen/antwerps-project-voor-afvang-transport-en-opslag-co2-krijgt-europese-subsidies~a450969e/?referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F **売上その他データ**	2022/2/22

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											ントウェルペン港にて化学品及び水素製造から排出される CO2 の回収を行うもので、2030 年には総排出量の 50%を回収する予定である。同プロジェクトは EU イノベーションファンドより支援金を受けている。8				9.https://www.airliquide.com/group/air-liquide-brief#9236	
ALSTOM	FR	1928	運送	鉄道車両の製造をはじめとして、通信・信号・メンテナンスなど、鉄道に関連する総合的技術およびソリューション	8,070 百万ユーロ（2019） 8,200 百万ユーロ（2020） 8,790 百万ユーロ（2021）	71,700	CCS	技術利用者		分離・回収	・2010 年から 2014 年にかけて、Alstom Power 社は Dow Chemical 社と共に、Dow Chemical 社の UCARSOL™ FGC-3000 というアミン触媒技術を用いて Advanced Amine Process (AAP)の開発を行った。同プロセスは様々な環境での排気ガスからの CO2 回収率を 90%以上に維持可能であり、また 90%の回収率に必要なエネルギーを従来の CO2 回収プロセス（モノエタノールアミン触媒を用いたプロセス）に比べて 30%以上抑えることに成功したとしている。1,2 ・Technology Centre Mongstad, Georgia Institute of Technology, GE, そして ElectroSep Inc.（カナダの化学エンジニアリング会社）と共に、CAP 技術のパイロットプラントを創設。DOE から 92 万ドル、米国エネルギー省以外から 33 万ドルの計 125 万ドルの融資を受けている。3 ・Shell Cansolv (Shell の CO2 回収技術を取りまとめるグループ会社), Siemens,三菱重工業,GE Power, ENGIE(フランスのエネルギー会社), Fluor Corporation と共に、今後の CCUS 市場のメインユーザーとして挙げられている。4	商用展開済み	Dow Chemical 社 Technology Centre Mongstad, Georgia Institute of Technology, GE, ElectroSep Inc.	小	**概要** 1.https://www.alstom.com/press-releases-news/2011/5/alstom-announces-successful-results-of-mountaineer-ccs 2.https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1876610214024643?token=EC200248FF91E1769EA562984542E9B4B777E2DB2E31938C75FD951007A72759E3595EC7E21CDFDD2FEE58B8A82161F6 2.https://www.environmentalleader.com/2015/09/ge-alstom-power-6-others-receive-doe-carbon-capture-funding/ 4.https://www.openpr.com/news/2447455/carbon-capture-and-storage-market-2021-growth-of-cagr-with **売上その他データ** 5.https://www.alstom.com/press-releases-news/2020/5/alstom-201920-full-year-results 6.https://www.alstom.com/press-releases-news/2021/5/alstom-202021-full-year-results	2022/2/17
Fermentalg	FR	2009	CCUS スタートアップ	微細藻類を用いた有価材の生産	総ファンド額 25.9 百万ドル	51-100	CCU	技術提供者	燃料		・微細藻類を用いたフォトバイオリアクターによって CO2 からの燃料製造やオメガ 3 脂肪酸、顔料（phycocyanin と astaxanthin）、そしてたんぱく質の合成を行っている。1 ・2015 年より、Suez 社(アメリカの水道事業会社)と共同で藻類による CO2 回収の開発を行っており、2020 年に MOU を締結しジョイントベンチャーを作成した。2 ・2020 年 9 月より同技術のテストをパリの学校施設にて行っており、2021 年にはほかの工業施設に展開する予定である。2	FS 実証	Suez	小	**概要** 1.https://www.fermentalg.com/ 2.https://www.feednavigator.com/Article/2021/01/05/Fermentalg-and-Suez-led-carbon-capture-JV-to-create-food-and-feed-focused-products **売上その他データ** https://www.crunchbase.com/organization/fermentalg	2022/2/17
Total	FR	1924	エネルギー関連	石油、バイオ燃料、天然ガス、グリーンガスの製造再生可能エネルギーでの発電	209,363 百万ユーロ (2018) 200,316 百万ドル (2019) 140,685 百万ドル (2020)	105,000 8	CCUS	技術提供者	燃料	プロジェクト全体	・2017 年以来、Total 社は、Equinor 社（オペレーター）および Shell 社とともに、ノルウェーの Northern Lights プロジェクトに参加している。　デモンストレーション目的のフェーズ 1 は、25 年間で約 4,000 万トン（または年間 150 万トン）の CO2 貯留を目的とする。目標は、世界中の他の大規模プロジェクトのテンプレートとして機能する、実行可能で再現可能な商用モデルの開発である。 ・2020 年 11 月、Total 社およびパートナーは、大規模な地質 CO2 貯留用の高性能シミュレーター（GEOSX シミュレーター）を発表した。大規模な地質貯留の管理と安全性向上を目的とする。CCUS 技術の開発に関して業界全体を支援するオープンソースツールとしてリリースした。　1 ・Northern Lights プロジェクトで得た知見を他の CCUS プロジェクトに生かす。例：CO2 輸送に使用される船の設計の最適化。Exploration＆Production の R＆D チームは、Equinor 社やその他の産業・学術パートナーと協力して、特に現在の高圧設計よりはるかに費用効果が高い可能性がある低圧 CO2 輸送の可能性を調査している。 ・Total 社は、ヨーロッパ全般、特に英国とオランダで、以下のような将来の CCUS プロジェクトの設計段階に投資を集中している。 2 ーNetZero Teesside プロジェクト：BP 社が運営している。Oil＆Gas Climate Initiative（OGCI）の支援を受ける。　英国で最初の商用 CCUS プロジェクトであり、新たなガス火力発電所からの CO2 排出量の回収と地元の産業排出者からの排出量を組み合わせるように設計された世界初のソリューションである。 ーAcorn：既存の石油とガスのインフラを再利用して、英国の St. FergusGas ターミナルにあるヨーロッパ初の稼働中クリーン水素製造施設で生成された CO2 の輸送・貯留を目的とする。 ーAramis：枯渇したオフショアガス田を炭素貯留サイトに転換する予定である。 ・2021 年 7 月、TotalEnergies 社と Veolia 社(フランスに本社をおく、多国籍総合環境サービス企業)は、CO2 を利用した微細藻類の培養の開発を加速するために提携。両社は、それぞれのノウハウを結集し、Total 社が運営する La Mède バイオリファイナリーにおいて、バイオ燃料の生産を長期的な目標とした 4 年間の研究プロジェクトを展開する。TotalEnergies 社は、La Mède 工場のビジネスラインとの相乗効果により、以下の専門知識を提供する：高度なバイオ燃料を	商用展開済み	3 Veolia 4 Air Liquide 社、Borealis 社、Esso S.A.F. 社、Yara International ASA 社 5　Air Liquide 社 6 Shell Netherlands 社、Energie Beheer Nederland 社 (EBN)、Gasunie 社	大	**概要** 1.https://www.ep.total.com/en/innovations/research-development/total-invests-heavily-carbon-capture-utilization-and-storage-ccus 2.https://www.total.com/news/ccus-total-and-its-partners-release-next-gen-co2-storage-simulator 3.https://totalenergies.com/media/news/press-releases/totalenergies-and-veolia-join-forces-develop-co2-based-microalgae 4.https://totalenergies.com/media/news/press-releases/air-liquide-borealis-esso-totalenergies-and-yara-collaborate-help 5.https://totalenergies.com/media/news/press-releases/totalenergies-and-air-liquide-partner-develop-low-carbon-hydrogen 6.https://totalenergies.com/media/news/press-releases/partnership-to-develop-aramis-offshore-ccs-project **売上その他データ** 7. https://totalenergies.com/system/files/documents/2021-02/results_q4_2020_en.pdf 8.https://publications.total.com/results2019/2020/q4/results/en/results_q4_2019.pdf 9.https://totalenergies.com/totalenergies-broad-energy-company	2021/11/6

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											生産するためのバイオマスの栽培と精錬、CO2 回収・利用技術　3 ・2021 年 7 月、Air Liquide 社、Borealis 社（オーストリアの化学メーカー）、Esso S.A.F.社（ExxonMobil の子会社）、TotalEnergies 社、Yara International ASA 社は、フランスの Normandy 地方の産業盆地の脱炭素化に向けて、回収・貯留を含む CO2 インフラの開発を検討するための覚書を締結した。2030 年までに、年間 300 万トンの CO2 排出量を削減することを目標に、第一段階として、技術的・経済的な実現可能性を検討する。4 ・2021 年 9 月、TotalEnergies 社と Air Liquide 社が Normandy 工業地帯における低炭素水素製造の開発で提携。本プロジェクトでは、Air Liquide 社の Normandy における水素ネットワークを活用し、大規模な CO2 回収・貯留ソリューション（CCS）を導入することで、Air 社が Total 社に低炭素水素を供給する。本プロジェクトにより、CCS や電気分解などの技術に支えられた低炭素水素エコシステムを同地域で発展させる。また、2 社はこのユニットで製造した水素を脱炭素化するための CCS プロジェクトを、Normandy プラットフォームに展開するための開発検討を開始する。Air 社は、CO2 回収のために自社の CryocapTM プロセスを導入、Total 社は、北海で開発中の Northern Lights（ノルウェー）と Aramis（オランダ）という CCS プロジェクトを活用し、回収した CO2 の輸送と貯留を行う。5 ・2021 年 9 月、TotalEnergies 社、Shell Netherlands 社、Energie Beheer Nederland 社(EBN：オランダ政府が所有する天然ガス探査、生産、輸送、販売会社)、Gasunie 社（オランダの天然ガスインフラ会社）の 4 社は、オランダの産業クラスターにおける大規模な CO2 削減を可能にするためのパートナーシップを締結した(プロジェクト名 Aramis)。4 社は、海上での CO 貯留を可能にする新たな CO2 輸送インフラの開発に向けて協力する。Aramis は、2023 年までに FID を行い、2026 年の運用開始を目指す。6					
Thyssenkrupp	GE	1811（創業）1999（設立）	製鉄		42,745 百万ユーロ (2018) 41,996 百万ユーロ (2019) 28,889 百万ユーロ (2020)	103,598	CCU	技術提供者	燃料		・同社は steel mill gases の CO2 よりアンモニアとメタノール合成を行う Carbon2Chem プロジェクトを実施している。1 ・2016 年、Federal Ministry of Education and Research から約 6,000 万ユーロのファンドを得た。1 ・2018 年 9 月より Duisburg 同社が保有する Carbon2Chem® technology にて同技術の開発を行っており、世界で初めて製鉄所からの排ガスからアンモニアとメタノールの合成に成功した。1 ・2020 年にプロジェクトが第 3 フェーズに入った際には、更に約 7,500 万ユーロを得ている。1	FS 実証	Federal Ministry of Education and Research Carbon2Chem® technology	小	**概要** 1.https://www.thyssenkrupp-steel.com/en/company/sustainability/climate-strategy/ **売上その他データ** 2.https://www.wallstreet-online.de/aktien/thyssenkrupp-aktie/bilanz-dividende	2021/11/17
carbon collect	IE	2018	CCUS スタートアップ	MechanicalTree の提供	-	11-50 名	CCS	技術提供者		分離・回収	・Carbon Collect は、PDAC（passive Direct Air Capture）という独自技術を利用する DAC 技術“MechanicalTree”を開発している企業である。これは、風力を利用して CO2 を回収する技術であり、CO2 回収のための外部電力を必要としない。MechanicalTree は、10m ほどの高さまで伸び縮みする柱の形状をしている。柱の内部には、吸着剤が含まれており、通常の木の 1,000 倍の効率で大気中の CO2 を補足できる。同社の技術は小規模な MechanicalTree の実装段階にあるが、2020 年代の後半に、ファームごとに年間最大 400 万トンの CO2 回収能力を持つ MechanicalTree の大規模ファームの展開を計画している。1 ・Carbon Collect は、Arizona State University と連携して設立された。それより以前は、Carbon Collect は、Silicon Kingdom Holdings という社名の企業であった。Carbon Collect は、Arizona State University の Klaus Lackner 博士と同氏がディレクターを務める Center for Negative Carbon Emissions の研究チームが開発した上記 DAC の革新技術を取り入れている。2,3 ・Carbon Collect は、12 本の MechanicalTree を 1 クラスターとして束ねて「植える」ことで、1 日当たり 1m3 の CO2 を回収するところから開始し、最終的には 250 以上のファームを世界中に展開することで、1 日当たり 270 万 MtCO2 の CO2 を回収する青写真を描いている。これは、世界の化石燃料による CO2 排出量の 3%に相当する。4 ・Carbon Collect は、将来的には CO2 の需要家の近くに MechanicalTree を展開することを予定している。回収した CO2 の用途としては、肥料、セメントの硬化や鉄鋼生産への利用、合成燃料、EOR、地下貯留等を想定している。5	FS 実証	Arizona State University	小	**概要** 1.https://mechanicaltrees.com/mechanicaltrees/ 2.https://mechanicaltrees.com/direct-air-capture/ 3.https://mechanicaltrees.com/about-us/ 4.https://mechanicaltrees.com/impact/ 5.https://mechanicaltrees.com/our-markets/ **売上その他データ** 6.https://www.linkedin.com/company/mechanical-tree#:~:text=Carbon Collect was formed in partnership with Arizona,natural trees at removing CO2 from the air.	2022/3/23
Breathe Applied Sciences	IN	2016	CCUS スタートアップ	CO2 を別の化合物に変換する触媒の開発	-	2-10 名	CCU	技術提供者	化学品・燃料		・Breathe Applied Sciences は、2016 年 3 月に、NRG COSIA Carbon XPRIZE competition の一環として Bangalore の Jawaharal Nehru Centre for Advanced Scientific Research (JNCASR)に設立されたスタートアップ企業である。NRG COSIA Carbon XPRIZE competition とは、米国総合電力会社 NRG Energy とカナダのオイルサンド技術革新協力（COSIA）が開催した CO2 の活用技術を競う賞金 2,000 万ドルのコンペティションである。Breathe Applied Sciences は、石炭火力発電や天然ガス火力発電から排出される CO2 を、効率的かつスケールアップが可能な方法で、メタノールやその他の有用な化学物質に転換す	FS 実証	NRG COSIA Carbon XPRIZE competition Karnataka 州政府	小	**概要** 1.https://www.xprize.org/prizes/carbon/teams/breathe **売上その他データ** 2.https://www.linkedin.com/company/breathe-applied-sciences/about/	2022/2/25

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											ることを目的とした触媒の方法論とデザインに注力している。1 ・2017 年、技術開発の過程にあったが、Breath 社は、program ELEVATE-100 を通じてインドの Karnataka 州政府から best start-ups の 100 社のうちの一つに選出された。また、XPRIZE competition のファイナリストでもある。1 ・2022 年 1 月時点において、CO2 の変換能力に関しては、ベンチ（1kg/day）、パイロット（5kg/day）、実証段階（300kg/day）を完全に成功させ、第 4 段階の商業化（2,000kg/day）を目指している。1					
Carbon Recycling International	IS	2006	CCUS スタートアップ	CCU	1.5 百万ドル	11～50	CCUS	技術提供者	燃料	分離・回収	・Emissions-to-Liquids（ETL）技術のプラットフォームに基づき、CO2 をフィードストックとしたメタノール製造プラントの設計・導入を行っている。ETL 技術を利用して CO2 回収・利用の経済的問題の解決を目指している。1 ・2014 年-2019 年の間に MEFCO2 という、CO2 と再生可能由来電源をフォードストックとしたメタノール合成の技術開発プロジェクトをドイツの火力発電所にて行った。同プロジェクトでは、複数の排出源からの CO2 供給や、複数種の変動再エネからの電力供給に対する ETL の適応性を検証した。同プロジェクトには EUR Horizon より 1,100 万ユーロの補助金が支給された。2 ・2019 年 8 月、FReSMe プロジェクトという、MEFCO2 プロジェクトで用いたシステムモジュールを残留高炉ガスからのメタノール合成用に用いた実証をスウェーデンの製鉄所にて行った。製鉄からの副産物である水素を活用することにより、ETL プロセスでの水の電気分解が不要になる。同プロジェクトには EUR Horizon より 1,100 万ユーロの補助金が支給された。2 ・2021 年末、中国にて同社初となる商業規模の ETL プラントの建設及び試運転を行った。同プラントは中国のコーク製造所に後付けで建設され、年間 160,000 トンの CO2 を回収し 11,000 トンのメタノールを生成する。同プラントの建設額は 9,000 万ドルであり、所有者は Carbon Recycing International と Shuncheng group(中国の石炭事業者), Shunju, Shunfeng（中国の物流民営企業）,そして MFE Shanghai（中国の化学メーカー）である。2	FS 実証	Shuncheng group, Shunju, Shunfeng,MFE Shanghai	小	**概要** 1.https://www.carbonrecycling.is/ 2.https://www.carbonrecycling.is/projects#projects **売上その他データ** 3.https://www.crunchbase.com/organization/carbon-recycling-international	2022/2/21
Eni	IT	1953	エネルギー関連	天然ガス、液化天然ガス、製油、マーケティング、化学品、再生可能エネルギー	75,822 百万ユーロ (2018) 69,881 百万ユーロ (2019) 43,987 百万ユーロ (2020)	30,775 名	CCUS	技術提供者	燃料	プロジェクト全体	・Research Centre of San Donato Milanese and the Renewable Energy および Novara の Environmental R&D Centre の監督下、進行中の CCS と CCU プロジェクトが何件かある。 1 ・「回収」：従来のアミン系液体よりも効率の良いイオン液体を使用したシステムを開発中である。 ・「貯留」：統合アプローチを使用して、CO2 の地質貯留に関連する調査、輸送、流体と岩石の相互作用の監視を行っている。運用面では、Ravenna 沖に CO2 貯留ハブを作り、この地域の枯渇した鉱床と使われなくなった資産を活用したいと考えている。 ・「利用」に関する開発技術：微細藻類の生物固定とメタノールへの変換に関連する主なプロジェクトがある。また他の研究では、ポリマー（ポリカーボネートなど）の製造に CO2 を使用し、それを鉱業残渣に化学的に固定して建築材料を製造する方法に焦点を当てている。大規模プロジェクトの 1 つは、車載 CO2 の直接回収を目的としている。 ・2020 年 1 月、Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) と戦略的枠組み協定を締結し、CCUS におけるコラボレーションの新しい機会と、石油とガス バリューチェーン全体の研究開発におけるさらなる戦略的機会を模索している。 2 ・2020 年 10 月、BP、Shell、Enel、Eni、Equinor、National Grid は英国北海大陸棚に CO2 の貯留インフラを建設するためのパートナーシップ「Northern Endurance Partnership（NEP）」を締結したと発表した。英国では、政府が 2050 年 CO2 ネット排出量ゼロ（カーボンニュートラル）を法定目標と指定から、CCUS の開発が一段と活発化しており、今回国を越えて大手企業が手を組んだ。同事業は BP 社がオペレーターとなる。3 ・アドリア海中流域に CCS センターを建設中で、2025 年までに操業を開始予定である。このサイトでは全体で 3 億～5 億トンの CO2 を貯留を予定している。 ・2020 年 9 月、Eni UK Limited（Eni）社は Oil and Gas Authority（OGA）から二酸化炭素評価・貯蔵ライセンス（CS ライセンス）を得た。この CS ライセンスは、東アイルランド海の Liverpool 湾内を対象とし、枯渇した炭化水素貯留層（ハミルトン）と関連インフラを再利用し、イングランド北西部とウェールズ北部で回収した CO_2 を恒久的に貯蔵する計画である。 ・2021 年 4 月、イタリアの University of Padova とエネルギー移行、デジタルトランスフォーメーション、循環型経済に関する協力枠組み合意書を締結した。3 年間のパートナーシップ（5 年間への延長の可能性あり）により、地質学や地球物理学など既存の協力関係を強化するとともに、CCUS のための新技術、太陽エネルギーの利用、磁場閉じ込め核融合の研究などが含まれる。 4 ・2021 年 5 月、Eni 社とオーストラリアのエネルギー大手 Santos 社	商用展開済み	2 Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) 3 BP、Shell、Enel、Eni、Equinor、National Grid 4 University of Padova 5 Santos 6 Progressive Energy 7 Uniper 8 Mubadala Petroleum	大	**売上その他データ** 1 https://www.eni.com/en-IT/operations/storage-reuse-co2.html 2 https://www.offshore-energy.biz/eni-and-adnoc-to-collaborate-on-carbon-capture-utilization-and-storage-program/ 3 https://sustainablejapan.jp/2020/10/30/uk-nep/55327 4 https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2021/04/eni-university-padova-cooperation.html 5 https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2021/04/eni-santos-sign-memorandum.html 6 https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2021/05/eni-and-progressive-energy-join-forces-to-accelerate-uk-ccs-development.html 7 https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2021/06/eni-hk-uniper-partnering-decarbonisation-north-wales-energy-sector.html 8 https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2021/09/mubadala-petroleum-and-eni-sign-mou.html 9 https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2021/10/eni-uk-leads-hynet-consortium-to-cluster-sequencing-success.html **売上その他データ** 10 https://www.eni.com/assets/documents/eng/reports/2020/Eni-in-2020.pdf 11 https://www.eni.com/en-IT/about-us.html	2021/11/16

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											は、オーストラリア北部の海底油田の開発、インフラの相乗効果や共有、Darwin 地区の CO2 回収・貯留・利用施設など、新たな協力分野を見出すべく、拘束力のない覚書を締結した。CCUS 施設の共同開発の可能性については、長期的には Northern Territory での CO2 管理ハブの構築促進を目指す。 5 ・2021 年 5 月、Eni 社と Progressive Energy 社は、HyNet North West 低炭素クラスター・プロジェクトにおける CCS をさらに加速するためのフレームワーク契約を締結したことを発表した。この契約に基づき、Eni 社は Liverpool 湾の資産を利用した CO2 の陸上・海上輸送と貯留の開発・運営を行い、Progressive Energy 社は HyNet North Wes 社の代わりにプロジェクトの回収および水素関連を主導・調整することで、CO2 の排出源と Eni 社の輸送・貯留インフラを結びつける。 6 ・2021 年 6 月、Eni UK と Uniper 社は、北 Wales における脱炭素化の取り組みを共同で評価するための覚書を締結した。この協力関係は、英国政府の green industrial revolution の計画に沿ったもので、同地域における将来の低炭素プロジェクトの取り組みについて、技術的および商業的な実現可能性を調査する。今回の覚書は、Uniper 社の敷地内でブルー＆グリーン水素を製造し、その際に副産物として発生する CO2 を回収するという、Uniper 社の将来的な可能性についての調査を支援するもの。Eni UK は自社のインフラを利用して CO2 を輸送し、Liverpool 湾に貯留する。 7 ・2021 年 9 月、Mubadala Petroleum 社と Eni 社は、水素や CCUS などのエネルギー転換分野において、自社の脱炭素化目標に沿った協力機会を特定することを目的とした覚書を締結した。協力の範囲は、中東、北アフリカ、東南アジア、ヨーロッパ、および相互に関心のあるその他の地域における潜在的な共同機会をカバーしてしている。 8 ・2021 年 10 月、Eni UK は HyNet Consortium Cluster を代表して、Cluster Sequencing プロセスに提出したプロジェクトが Track 1 プロジェクトとして受理されたことを発表した。この承認により、Eni UK と HyNet の支援企業は、英国での CO2 排出量削減のために、CCS を適用する英国初の産業クラスターの 1 つとして進行する。Eni UK は英国政府と協力して、2025 年までに CO2 の輸送・貯留のためのインフラを提供するため、規制されたビジネスモデルの条件を確定する。 これには、Eni UK 社のインフラを利用して CO2 を回収し、安全かつ恒久的に貯留することを希望する企業との取り決めが含まれる。 9					
Cementir holding	IT	1947	メーカー	セメント、骨材、コンクリート	1,196 百万ユーロ (2018) 1,212 百万ユーロ (2019) 1,225 百万ユーロ (2020)	3,000	CCS	技術利用者		プロジェクト全体	・Cementir holdings は、ホワイトセメントを軸として、70 か国以上で事業展開しているグローバル企業である。セメント、骨材、コンクリート等のビジネスポートフォリオを有する。2022 年時点において、自社ウェブサイトによれば、13 百万 t のセメントの生産能力を有し、世界のホワイトセメントの貿易量の 25%を占めている。また、サステナビリティ戦略として、2030 年までに CO2 排出量を 30%削減することを掲げている。そのために、2021 年から 2023 年の 3 年間の期間において、サステナビリティとデジタルの分野でおよそ 107 百万ユーロの投資を加速させていくことを計画している。1 ・2030 年までのロードマップにおいては、Scope1,2,3 の CO2 排出量を削減する計画を立案している。そのうち、Scope1 では、石灰石の焼成や化石燃料の燃焼時に発生する CO2 など自社が直接管理している工場からの GHG 排出量を想定し、ネットゼロを実現するためには、CCS の活用が不可欠であると記載している。また、ConsenCus や Greensand といった幾つかの CCUS プロジェクトに参加している。Greensand プロジェクトは、北海のデンマークの海域において CO2 貯留の技術的及び商業的な実現可能性を調査するプロジェクトである。発電所やセメント工場などの CO2 排出源から回収した CO2 を船舶で海上輸送し、海底より 1,500m 以上深部の原油ガス枯渇層に貯留する計画である。2030 年までに年間 400 万 tCO2 を貯留可能とすることを目指しており、これは 2030 年までのデンマーク政府による排出削減目標の 15-20%に相当する削減量である。2,3 ・Cementir holdings は European Cement Research Academy（ECRA）のメンバーである。ECRA はセメント産業を持続可能な開発の文脈で前進させることを使命としている。その使命を達成するため、特に CCS 技術の適用を重要視している。40 社を超える世界のセメント生産企業が参加している。4,5	FS 実証	ECRA	無	**概要** 1.https://www.cementirholding.com/en/who-we-are/our-group 2.https://www.cementirholding.com/en/sustainability/Roadmap-to-2030 3.https://ecra-online.org/homesite/ 4.https://www.cementirholding.com/en/sustainability/rating-and-partnerships 5.https://ecra-online.org/homesite/ **売上その他データ** 6.https://www.cementirholding.com/sites/default/files/documenti/2021-05/Cementir Holding Annual Report 2020.pdf	2022/2/2
Saipem	IT	1957	エネルギー関連	石油	Revenue 8,538 百万ユーロ (2018) 9,099 百万ユーロ (2019) 7,342 百	31,372 名	CCS	技術利用者		分離・回収	・2020 年 1 月 22 日、Saipem 社は、カナダの会社 CO2 Solutions Inc 社（「CSI」）から CO2 回収のための独自の技術を取得した。CSI 社は、酵素による炭素回収の分野における主要なイノベーターであり、固定的な炭素汚染源の技術の開発と商業化に積極的に取り組んでいる。 CSI 社の技術は、燃焼後の CO2 回収に対するコスト障壁を下げ、隔離と利用（CCUS）を可能にし、業界がこれらの排出物から収益性の高い新製品を引き出すことを可能にする。1 ・Saipem が買収した CSI 社の技術は、すべての生物において呼吸機能を司る炭酸脱水（carbonic anhydrase：CA）酵素を用いて、産業排	FS 実証	CO2 Solutions Inc 社,Eni 社	小	**概要** 1.https://www.saipem.com/en/media/press-releases/2020-01-22/press-note-saipem-acquired-co2-capture-technology 2.https://www.saipem.com/en/solutions/renewables/carbon-capture 3.https://www.saipem.com/en/media/press-releases/2020-12-09/eni-and-	

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
					万ユーロ(2020)						ガスから CO2 を回収するというものである。1T1 と名付けられた新しい酵素は、既存技術に比べて CO2 回収効率が高く、他の CO2 回収技術で用いられるような有毒な溶媒を用いる必要がない。2 ・2020 年 12 月 9 日、Eni 社とイタリアでの脱炭素イニシアチブとプロジェクトの特定とエンジニアリングに協力する覚書（MoU）に署名した。両社は、イタリア領土の工業地域で生産された CO2 の CCUS 分野での協力の可能性を特定する。 Saipem 社は、エネルギー集約型の生産複合体のハイブリダイゼーションと脱炭素化を可能にするソリューションを提供する。 Saipem 社は複数の産業での CCUS プロセスの管理で専門知識と経験を持ち、70 以上の CO2 回収プラントを設計、その後尿素に変換するためのプラントを 40 以上設計してきた。 3				saipem-sign-memorandum-understanding-decarbonization **売上その他データ** 4.https://www.saipem.com/sites/default/files/static/en/documents/SaipemBil18Eng.pdf 5.https://www.saipem.com/sites/default/files/2020-04/Annual-report-2019.pdf 6.https://www.saipem.com/sites/default/files/2021-04/Annual%20Report%202020.pdf	
オオサキ **大崎　クールジェン** カブシキガイシャ **株式会社**	JP	2009	CCUS スタートアップ	酸素吹石炭ガス化複合発電技術、二酸化炭素分離回収技術および燃料電池技術に関する大型実証試験の実施	資本金 490 百万円	不明	CCS	技術利用者		分離・回収	・2009 年 7 月に電源開発株式会社と中国電力株式会社の共同出資によって設立された。石炭火力発電から排出される CO2 を大幅に削減するため、究極の高効率石炭火力発電技術とされる石炭ガス化燃料電池複合発電（IGFC）と CO2 分離・回収技術を組み合わせた低炭素石炭火力発電の実現を目指す NEDO 事業である「石炭ガス化燃料電池複合発電実証事業」に 2017 年度より取り組んでいる。2019 年 12 月より中国電力大崎発電所構内にて CO2 分離・回収型酸素吹 IGCC 実証を 2021 年 2 月末まで行う。 1 ・2020 年 1 月、大崎クールジェンプロジェクトの第 2 段階となる「CO2 分離・回収型酸素吹き IGCC 実証試験」が 12 月 26 日からスタートしたと発表した。酸素吹き石炭ガス化複合発電（IGCC）と二酸化炭素分離回収の組み合わせは世界初となる試み。CO2 回収効率 90%、回収 CO2 純度 99%という目標がクリアできるか確認していく。第 2 段階の実証試験は 20 年度まで行う見通しである。2	FS 実証	電源開発株式会社、中国電力株式会社	小	**概要** 1　https://www.osaki-coolgen.jp/release/pdf/20191226 ocg project second step.pdf 2 https://www.denkishimbun.com/sp/48813 **売上その他データ** 3 https://www.osaki-coolgen.jp/company/#outline	2022/3/1
コクサイセキユカイハツ **国際石油開発帝石株式会社** **（INPEX）**	JP	2006	エネルギー関連	石油・天然ガス	連結 971,388 百万円（2018） 1,000,005 百万円（2019） 771,046 百万円（2020）	1,377（単体） 3,163（連結）	CCS	技術提供者		輸送	・同社は過去に国内油田で炭酸ガス圧入試験を実施した実績があり、現在海外の油田においても炭酸ガス圧入の効果実証に取り組んでいる。「炭酸ガスは油よりも軽く、流れ易い（粘性が低い）流体ゆえに、油層の高浸透率部分のみに浸入してしまい、地下に大量の油が取り残されてしまう」という弱点を克服する技術として泡流体（フォーム）に注目しており、炭酸ガス、水を混合させ、厳しい油層環境下においても崩壊しにくい泡を形成し、地下の油を更に効率的に回収できる特殊技術の研究開発を行っている。1 ・2016 年より二酸化炭素地中貯留技術研究組合に参画し、大規模 CO2 圧入・貯留の安全管理技術の開発・実証に取り組んでいる。 ・2019 年 10 月、日立造船とメタネーションの合成に関してのプロジェクトを実施した(2019 年度末まで）。2 ・2021 年 6 月、JOGMEC と共同で INPEX 南阿賀鉱場（新潟県阿賀野市）における EOR のための実証試験に向けた共同研究を開始した。3 ・2021 年 10 月、大阪ガス株式会社と共に NEDO の助成事業のもと、ガスのカーボンニュートラル化に向けた CO2-メタネーションシステムの実用化を目指した技術開発事業を開始した。本事業では、INPEX 長岡鉱場内から回収した CO2 を用いて合成メタンを製造する実証実験を 2024 年度後半から 2025 年度にかけて実施すると共に、製造した合成メタンを同社の都市ガスパイプラインへ注入する予定である。本事業で開発する CO2-メタネーション設備の合成メタン製造能力は約 400Nm3/h の予定である。4	FS 実証	JOGMEC、大阪ガス	中	**概要** 1 https://www.inpex.co.jp/business/rd/ 2. https://www.inpex.co.jp/news/assets/pdf/20191016.pdf 3. https://www.jogmec.go.jp/news/release/news_15_000001_00074.html?mid=pr0604 4. https://www.inpex.co.jp/news/assets/pdf/20211015.pdf **売上その他データ** 5 https://www.inpex.co.jp/ir/library/pdf/securities/securities20210326.pdf	2022/2/25
イワタニサンギョウ **岩谷　産業** カブシキガイシャ **株式会社**	JP	創業 1930 設立 1945	その他	LP ガス・カセットコンロを中心としたエネルギー事業、水素等の産業ガス事業等	連結 715,085 百万円 (2018) 686,771 百万円 (2019) 635,590 百万円 (2020)	1,306(単体) 10,130(連結)	CCS	技術提供者	鉱物	分離・回収	・同社は現在、2030 年頃の実現を目指して HySTRA（技術研究組合 CO2 フリー水素サプライチェーン推進機構）や、豪州の企業体との協業を通じて、海外からの大規模水素サプライチェーン構築に取り組んでいる。 ・2016 年に、川崎重工、Shell Japan、電源開発(J パワー)と 4 社で技術研究組合、HySTRA(『技術研究組合 CO2 フリー水素サプライチェーン推進機構』)を設立した。褐炭を有効利用した水素製造、輸送・貯蔵、利用からなる CO2 フリー水素サプライチェーンの構築を行ない、2030 年ころの商用化を目指して、技術の確立と実証に取り組んでいる。2021 年 10 月時点での組合員は川崎重工、岩谷産業、Shell Japan、J パワー、丸紅、エネオス、川崎汽船の 7 社で、理事長を川崎重工が務めている。 1 2 ・2019 年 10 月、日豪間における水素サプライチェーン構築の実証事業への参画：住友商事および川崎重工業株式会社、電源開発株式会社、岩谷産業株式会社、丸紅株式会社、豪州企業 AGL Energy Limited は、豪州連邦および Victoria 州政府の補助金を受け、水素ガス精製、液化水素製造、陸上輸送および積出のパイロット実証と、水素サプライチェーンの商用化に関する検討を行う。実証設備の建設は、2019 年から順次開始しており、最初の水素製造および輸送試験は、2020 年から 2021 年の間に実施を予定。。3 ・2021 年 2 月、国内初となる褐炭からの大規模 CO2 フリー水素サプライチェーン事業化に向けた検討を開始すると発表した。本事業では、北海道において褐炭由来の国内初のブルー水素を製造する計画で、北海道に豊富に存在する褐炭（Lignite）から製造した水素を、	FS 実証	1 川崎重工、Shell Japan、電源開発(J パワー)、丸紅、エネオス、川崎汽船 3 住友商事、川崎重工業、電源開発、丸紅、AGL Energy Limited 5 関西電力 6 川崎重工業、関西電力、丸紅、Stanwell Corporation Limited、APT Management Services Pty Ltd.	大	**概要** 1 http://www.iwatani.co.jp/jpn/newsrelease/detail_1264.html 2 https://www.kawasaki1ban.com/special/55046/ 3 https://www.sumitomocorp.com/ja/jp/news/release/2019/group/12600 4 http://www.iwatani.co.jp/img/jpn/pdf/newsrelease/1387/20210224_news_jp.pdf 5 http://www.iwatani.co.jp/img/jpn/pdf/newsrelease/1404/2021072802_news.jp.pdf 6 http://www.iwatani.co.jp/img/jpn/pdf/newsrelease/1408/20210915_news2.pdf **売上その他データ** 7	2022/3/24

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											－253℃以下まで冷却して液化し、需要地まで輸送して利用する。また水素を製造する過程で排出される CO2 については回収し地下に貯留（CCS）する計画である。4 ・2021 年 7 月、関西電力と共に、液化水素製造プラント「ハイドロエッジ」を活用した CO2 フリー水素・カーボンニュートラルメタン製造を検討を開始すると発表した。「CO2 フリー水素の製造に関する最適手法の検討およびモデル構築」と「メタネーションによるカーボンリサイクルの最適手法の検討およびモデル構築」が NEDO「水素社会構築技術開発事業/地域水素利活用技術開発」に採択された。証書を活用した CO2 フリー化、脱炭設備による CO2 回収、再生可能エネルギーによる水素製造、カーボンニュートラルメタンの製造・供給を検討する。岩谷産業は、CO2 フリー水素製造供給検討、CO2 フリー水素の需要量調査、事業性評価他を担当する。5 ・2021 年 9 月、岩谷産業と川崎重工業株式会社、関西電力株式会社、丸紅株式会社の日本企業 4 社は、豪州を拠点としたエネルギー・インフラ企業である Stanwell Corporation Limited、APT Management Services Pty Ltd.,の 2 社とともに、豪州 Queensland 州において再生可能エネルギー由来の水素を大規模に製造・液化して日本へ輸出するプロジェクト（Central Queensland Hydrogen Project）について、事業化調査を共同で実施することに合意し、6 社で覚書を締結した。本事業は、長期安定的かつ安価な水素製造および供給を行うことを目指しており、2026 年頃に 100t/日規模以上、2031 年以降に 800t/日以上の水素生産規模を想定している。岩谷産業は日本企業の取り纏め、液化水素プラントの運営、ノウハウの提供、水素製造プラントの検討サポートを担当する。6					
株式会社竹中工務店	JP	1909 設立	建築	建築工事及び土木工事に関する請負、設計及び監理、プロジェクトに関する調査、研究、測量、企画、評価、診断等のエンジニアリング及びマネジメント等	連結 1,353,627 百万円 (2018) 1,352,064 百万円 (2019) 1,237,758 百万円 (2020)	7,741(単体) 13,171(連結)	CCU	技術提供者	鉱物		・竹中工務店は建設資材の CO2 排出量の削減を目指し、低炭素型のセメント・コンクリートの開発を行う。「ECM コンクリート（特許取得済）」は、セメントの 60～70%を、鉄鋼を製造する際の副産物である高炉スラグの粉末に置き換えることで、コンクリート由来の CO_2排出量を 6 割削減できるコンクリートである。セメント成分を最適化することで、ひび割れの原因となる乾燥収縮を低減し、酸・塩に対する劣化抵抗性を高め、高品質・高耐久性を両立する。また、中性化に対する性能設計を行うことで、計画供用期間 200 年まで設定可能である。1 ・2021 年 10 月、鹿島建設株式会社、株式会社竹中工務店、デンカ株式会社は、3 社の技術を融合して、カーボンネガティブコンクリートを実現する技術を共同研究することに合意したと発表した。今回の共同研究では、CO2 排出量を大幅に削減するコンクリートをベースに、CO2 を吸収するコンクリートや CO2 を吸収したコンクリート素材を活用することで、より高いレベルで汎用性のあるカーボンネガティブコンクリートを実現し、本格的な普及を目指す。CO2 排出量を大幅に削減するコンクリートとしては、竹中、鹿島らが開発した CO2 排出量を 6 割削減できる「ECM(エネルギーCO2 ミニマム)」、CO2 を吸収するコンクリートとしては、鹿島、デンカらが開発した世界で唯一実用化されている CO2 吸収型コンクリート「CO2-SUICOM」、CO2 を吸収したコンクリート素材としては、竹中が開発中の「CCU 材料」の技術を活用する。2 ・2022 年 3 月、竹中工務店は、高炉スラグを多く含む低炭素型コンクリート「ECM コンクリート」を適用したオフィスビルにおいて、国（経済産業省、環境省、農林水産省）が運営する「J-クレジット制度」を活用し、コンクリートによる CO2 排出削減量を売買などが可能なクレジットとして活用できる認証を受けた。今回クレジットの認証を取得したのは、NEDO プロジェクトの共同開発者である日鉄高炉セメント株式会社の本社ビル。地下躯体部分を CO2 削減に資する「ECM コンクリート」に置き換えたことによる、CO2 排出削減量 64 トン分について、クレジットを取得した。3	商用展開済み	2 鹿島建設株式会社、デンカ株式会社 3 日鉄高炉セメント株式会社	中	**概要** 1 https://www.takenaka.co.jp/solution/environment/ecm/ 2 https://www.kajima.co.jp/news/press/202110/8c1-j.php 3 https://www.takenaka.co.jp/news/2022/03/01/index.html **売上その他データ** 4 https://www.takenaka.co.jp/corp/bspl/pdf/2020_83.pdf	2022/3/24
つばめ BHB 株式会社	JP	2017	メーカー	アンモニア合成	-	約 30 名	CCUS	価値付与者			・つばめ BHB は、オンサイト型アンモニア合成システムの実用化を目指す大学発のベンチャー企業である。東京工業大学の細野グループが開発したエレクトライド触媒というアンモニア合成触媒および、その触媒に合わせたプラントを設計することにより、アンモニアの一極集中&大量生産ではないオンサイト生産技術を開発している。1 ・つばめ BHB がセメント材料を用いて合成するエレクトライド触媒を用いることにより、水と空気と再生可能由来の電力からアンモニアを生産する。エレクトライド触媒は電子がマイナスイオンとして振る舞う（電子を与えやすい）性質を持ち、窒素分子の結合を切ることが出来る。この触媒を用いることにより、従来のハーバー・ボッシュ法の鉄触媒と比較して、より低温・低圧でアンモニアを合成することが可能となる。アンモニアの用途は、アミノ酸、化学製品、肥料、電力を想定している。このうち、80%以上が肥料用途となっている。2 ・つばめ BHB は、以下の通り、アンモニアが気候変動対策に資すると考えている。まず、CO2 フリー燃料であり、燃える性質がありながらも炭素を含まないため CO2 が排出されない。CO2 フリー燃料と	ラボベース実証	東京工業大学 味の素 ユニバーサルマテリアルズインキュベーター	小	**概要** 1.https://tsubame-bhb.co.jp/ 2.https://tsubame-bhb.co.jp/business-technology 3.https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/kikouhendoutaisaku/dai5/siryou4.pdf **売上その他データ** 4.https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/kikouhendoutaisaku/dai5/siryou4.pdf	2022/1/22

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											して、石炭火力の混焼を想定する。また、水素キャリアとしての役割も果たすことができる。分子に水素を多く含むものの液化しやすい性質を持つため水素を安価に運べるキャリアとなるからである。水素が安価に手に入る海外で CO2 を排出せずにアンモニアの合成を行い、アンモニアを用いた水素の船舶輸送を見据えている。3					
Renaissance Energy Research	JP	2004	CCUS スタートアップ	CO2 選択透過膜の開発	-	-	CCS	技術提供者		分離・回収	・Renaissance Energy Research は、CO2 選択透過膜等の各種ガス透過膜およびその応用プロセスの開発等を行っている企業である。同社が開発した CO2 選択透過膜を用いた膜分離法では、原料側（高圧）から膜に CO2 を溶解させ、透過側（低圧）で CO2 を放散することにより、CO2 を分離する。数十ミクロン程度の薄い膜に CO2 を吸収する際に発生するエネルギーを、CO2 を放出する際に必要なエネルギーとして用いることで、省エネルギープロセスが実現可能となる。1,2 ・2008 年～2012 年、NEDO (新エネルギー・産業技術総合開発機構) からの委託事業（平成 20 年度～24 年度）において、「CO2 膜分離装置を用いたバイオガスの高度利用技術の大規模実証研究開発」を実施した。その際には、四輪自動車・二輪車向けの製品などの企画・製造事業を展開する(株)ミクニ、(独)産業技術総合研究所、神戸大学、京都大学、大分大学との共同研究を実施した。バイオガスに大量に含まれる CO2 を除去すれば、メタン主体の良質な燃料となるものの、高圧水吸水法や PSA 等の従来の CO2 分離技術ではいずれも高価・大型な設備が必要であり、CO2 除去の段階で大量のエネルギーを消費するという課題を抱えていた。この事業においては、CO2 選択透過膜のバイオガスへの適用を実施した。1,2 ・2012 年 10 月 16 日、住友化学、住友商事と共同で CO2 を選択的に透過する膜（CO2 選択透過膜）を用いた膜分離法による CO2 分離事業への参画に向け、合弁会社を設立すると発表した。3 ・NEDO（新エネルギー・産業技術総合開発機構）からの委託事業（令和 2 年度～4 年度）において、「大気中 CO2 を利用可能な統合化固定・反応系（quad-C system）の開発」を東北大学、大阪市立大学と共同研究している。具体的には、大気中から捕捉した CO2 をカルボニル基の材料として化学物質中に導入することにより省エネルギーを実現し、カーボンニュートラルな化学物質（ポリウレタン、エチレン尿素、ポリカーボネートなど）の製造を目指す。カルボニル基の材料としての CO2 を導入すれば、省エネルギーとなる理由は、CO2 の炭素を還元する必要がないためである。2022 年度には、既存の DAC パイロットプラントによる CO2 固定を行う場合と比較して、60%程度のエネルギー消費での大気中 CO2 利用を実現する可能性を実験データに基づくシミュレーションで示すこととしている。1,4	ラボベース実証	(株)ミクニ (独)産業技術総合研究所 神戸大学 京都大学 大分大学 住友化学 住友商事 東北大学 大阪市立大学	小	**概要** 1.https://www.r-energy.com/content/activities 2.https://www.nedo.go.jp/content/100922777.pdf 3.https://r-energy.com/content/news 4.https://www.nedo.go.jp/content/100923463.pdf **売上その他データ** 5.https://www.r-energy.com/content/company	2022/1/22
SyncMOF 株式会社	JP	2019	その他	金属有機物構造体(MOF)の総合コンサルティング	-	-	CCS	技術提供者		分離・回収	・SyncMOF 株式会社は、金属有機物構造体(MOF)/多孔性配位高分子(PCP)の開発を行うとともに、こうした次世代ナノポーラス材料を利用した新しいガス利用システムを提案するガスのコンサルティング会社である。実際の使用環境の条件に即した MOF/PCP の選定、ガスの吸脱着、破過測定等を行うことで、測定データに基づくデバイス作成やプロセス検討、MOF/PCP を基盤としたガス制御システムの開発を実施する。1 ・SyncMOF の MOF/PCP を用いることにより、CO2 などのガスを大量にナノ空間に凝縮することが出来る。SyncMOF は、顧客に対するヒアリングを行い、MOF を合成し、吸着特性評価等の物性評価を行った後、顧客にとって最適な MOF の提案を行う。2	ラボベース実証		無	**概要** 1.https://syncmof.com/product2021/ 2.https://syncmof.com/products/tankmof/ **売上その他データ** 3. https://syncmof.com/company/	2022/1/12
株式会社タクマ	JP	1938	エンジニアリング	プラントエンジニアリングとアフターサービス	連結 121,950 百万円 (2018) 134,454 百万円 (2019) 146,726 百万円 (2020)	単体 894 名	CCS	技術提供者		分離・回収	・株式会社タクマは、廃棄物処理、水処理、バイオマス発電などの社会インフラ分野で、プラントエンジニアリング事業とアフターサービス事業を展開している企業である。アフターサービス事業では、オペレーションやメンテナンス、子会社のタクマエナジーを通じた電力の地産地消などのサービスを提供している。1 ・2021 年 10 月、タクマは、日本製紙株式会社と NEDO の委託事業「CCUS 研究開発・実証関連事業／CCUS 技術に関連する調査／CO2 大量排出源からの CO2 分離・回収、集約利用に関する技術調査事業」を受託した。本調査事業では、日本製紙と総合商社の双日株式会社による合弁事業である勇払エネルギーセンター合同会社のバイオマス発電所（2023 年 1 月に運転開始予定）を対象モデルとし、バイオマス発電施設での省エネルギー型 CO2 分離回収技術および集約技術の検討、事業化の課題調査を行う。バイオマス発電所から排出される CO2 を吸収塔および再生塔を通過させることで回収し、コンクリート、合成ガス（メタン、メタノール他）、液化炭酸ガス（産業利用）生産への利用および CO2 を地下貯蔵（BECCS）することを想定している。2	FS 実証	日本製紙 双日	小	**概要** 1.https://www.takuma.co.jp/product/ 2.https://www.takuma.co.jp/news/2021/20211011.html **売上その他データ** 3.https://www.takuma.co.jp/investor/statementaccounts.html 4.https://www.takuma.co.jp/company/outline.html	2022/1/24
川崎汽船	JP	1919	運送	海運	連結 836,731 百万円 (2019) 735,284 百万円	単体：769 名（陸員 565 名、海員 204 名）	CCS	技術提供者		分離・回収	・川崎汽船は、コンテナ船やドライバルク船などの船舶事業や海洋エネルギー資源開発事業、ターミナル事業等を手掛ける海運会社である。1 ・2020 年 8 月 31 日、川崎汽船は、三菱造船と日本海事協会と共同で、国交省「海洋資源開発関連技術高度化研究開発事業」の対象プロジェクトとして「洋上における CO2 回収装置検証のための小型	FS 実証	三菱造船 日本海事協会	中	**概要** 1.https://www.kline.co.jp/ja/service.html 2.https://www.kline.co.jp/ja/news/csr/csr-6181234315146271345/main/0/link/20	2022/1/24

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
					(2020) 625,486 百万円 (2021)	連結： 6,080 名					デモプラント試験搭載と装置コンパクト化の研究開発」を実施すると発表した。このプロジェクトは海上で CCS を実施するものであり、"Carbon Capture on the Ocean"(CC-Ocean)と名付けられた。陸上プラント用の CO2 回収装置を船に転用する。船から排出される排気ガスの一部を収集し、CO2 分離・回収の検証を行うとともに、洋上環境下における CO2 回収装置の操作性や安定性を評価することで、洋上に求められるコンパクト化ならびに安定継続運転の検討とその仕様要件をまとめることを目的とする。2 ・2021 年 8 月 5 日、川崎汽船は同プロジェクトにおいて、船上 CO2 回収試験装置を自社運航の東北電力株式会社向け石炭運搬船 "CORONA UTILITY"に搭載する工事が完了したと発表した。3 ・2021 年 10 月 20 日、川崎汽船は同プロジェクトにおいて、CO2 回収小型デモプラントで本船エンジンの排ガスから CO2 を分離回収した結果、回収 CO2 純度が 99.9%以上の性能を達成したと発表した。4 ・2022 年 2 月 2 日、川崎汽船は、エンジニアリング協会の研究開発に基づく仕様での舶用タンクシステムの製造と、それを搭載した液化 CO2 輸送の実証試験船の建造の発注を受けたと発表した。NEDO が 2021 年度から実施している「CCUS 研究開発・実証関連事業／苫小牧における CCUS 大規模実証試験／CO2 輸送に関する実証試験／CO2 船舶輸送に関する技術開発および実証試験」においてエンジニアリング協会が運用し、2023 年後半から液化 CO2 輸送に従事する予定である。5				0831JA .pdf 3.https://www.kline.co.jp/ja/news/csr/csr7469520701057026010/main/0/link/210805JA.pdf 4.https://www.kline.co.jp/ja/news/csr/csr-5939840059496259063/main/0/link/211020JA.pdf 5.https://www.kline.co.jp/ja/news/Liquefied_gas/Liquefied_gas-4718888471520726341/main/0/link/220202JA.pdf **売上その他データ** 6.https://www.kline.co.jp/ja/corporate/profile/profile.html 7.https://data.swcms.net/file/kline/dam/jcr:4f5cb35e-4e9b-42cc-9789-9edb1e16ebe7/S100LLMF.pdf	
商船三井	JP	1878	運送	海運	1,234,000 百万円 (2018) 1,155,400 百万円 (2019) 991,400 百万円 (2020)	1,119 名	CCS	技術利用者		輸送・貯留	・商船三井は、鉄鋼原料、石炭、木材チップなどを運ぶ各種専門船、原油を運ぶタンカー、LNG 船、自動車船、様々な製品を運ぶコンテナ船など多様な分野を手掛ける総合輸送グループである。1 ・2021 年 3 月 19 日、商船三井は液化 CO2 船を船舶管理するノルウェーの海運会社である Larvik Shipping に出資し、液化 CO2 海上輸送事業へ参画したと発表した。液化 CO2 海上輸送は、CCUS バリューチェーンにおいて回収地と貯留地や有効利用地を効率的に結ぶ手段の一つとして重要な役割を果たすと判断した。LS 社は 30 年以上欧州で液化 CO2 専用船を管理し、液化 CO2 の安全輸送と荷役ノウハウの実績を持つ企業である。液化 CO2 海上輸送用の船舶大型化や CCUS のバリューチェーンの上流・下流への事業拡大を目指すとしている。2 ・2021 年 6 月 22 日、商船三井は船舶による CO2 大量輸送に向け、日本 CCS 調査株式会社（JCCS）が NEDO から委託される事業の一部である大型液化 CO2 輸送船の社会実装に関する研究開発を受託したと発表した。NEDO の実証プロジェクトの研究開発項目は、「液化 CO2 の船舶輸送技術を確立するための研究開発」「年間 1 万トン規模の CO2 船舶輸送実証試験」「CCUS を目的とした船舶輸送の事業化調査」である。事業期間は 2021 年～2026 年度の予定である。3 ・2021 年 10 月 18 日、ネットゼロ・エミッション外航船のパイロットプロジェクトとして、アンモニアを主燃料とする船舶用主機関発注に向けた基本協定書を、ドイツのエンジニアリング会社である MAN Energy Solutions および船舶用ディーゼルエンジン等の設計や製造を手掛ける三井 E＆S マシナリーと締結したと発表した。商船三井は、2050 年までにグループ全体でのネットゼロ・エミッション達成を目指し、2020 年代中にネットゼロ・エミッション外航船の運航を開始することを目指している。その中で、船舶用大型アンモニア燃料主機関を、ネットゼロ・エミッション船の先駆けとなると捉えている。4	FS 実証	Larvik Shipping 日本 CCS 調査株式会社 MAN Energy Solutions 三井 E＆S マシナリー	中	**概要** 1.https://www.mol.co.jp/services/index.html 2.https://www.mol.co.jp/pr/2021/21020.html 3.https://www.mol.co.jp/pr/2021/21054.html 4.https://www.mol.co.jp/pr/2021/21090.html **売上その他データ** 5.https://www.mol.co.jp/corporate/history/index.html 6.https://www.mol.co.jp/corporate/profile/index.html 7.https://www.mol.co.jp/services/ 8.https://www.mol.co.jp/ir/accounts/finance/index.html	2022/2/14
太平洋セメント株式会社	JP	1881	メーカー	セメント事業、資源事業、環境事業、建材・建築土木事業、その他	連結 916,071 百万円 (2018) 884,350 百万円 (2019) 863,903 百万円 (2020)	単体 1,838 名	CCS	技術利用者		分離・回収	・太平洋セメントは、国内セメント事業、資源事業、環境事業、海外事業を中核に「環太平洋におけるリーディング・カンパニー」を目指し、グローバルに事業展開を進めている企業である。1 ・2021 年 4 月、太平洋セメント株式会社は、セメントキルン排ガスから CO2 を分離・回収する技術における日量 10 トン規模の実証試験を実施するにあたり、丸紅株式会社の電力・プラントグループ傘下の事業会社である丸紅プロテックス株式会社が日本国内で販売を開始した英国の Carbon Clean Limited（CCL）製の化学吸収技術を利用した設備を採用することとしたと発表した。CCL は、産業プラント排ガスから低コストで CO2 を分離・回収する技術を有しており、現時点で商業化されている CO2 分離・回収の技術の中ではコスト競争力を有する企業である。同社の CO2 分離・回収技術は、米国、英国、インド、ノルウェー、オランダ等で採択された実績を持つ。この CCL の技術に着目し、同社の技術を販売している丸紅プロテックスから設備を購入する形となる。本設備は太平洋セメントの熊谷工場（埼玉県熊谷市）内に設置し、2021 年 9 月から実証試験を開始する。 2	FS 実証	丸紅プロテックス株式会社 Carbon Clean Limited	小	**概要** 1.https://www.taiheiyo-cement.co.jp/company/index.html 2.https://www.taiheiyo-cement.co.jp/news/news/pdf/210421.pdf **売上その他データ** 3.https://www.taiheiyo-cement.co.jp/ir/gyouseki.html 4.https://www.taiheiyo-cement.co.jp/company/compdata.html	2022/1/24
三菱重工株式会社	JP	1884	メーカー	エナジー、プラント・インフラ、物流・冷	連結 4,078,300 百万円 (2018) 4,041,30	単体 14,553 名	CCUS	技術提供者		プロジェクト全体	・三菱重工は、造船事業をはじめとして、鉄道などの交通インフラや、プラントなどのエネルギー分野、宇宙開発などのフィールドで事業展開している企業である。1 ・三菱重工業は、平成 2 年に関西電力と共に CO2 分離・回収プラントの技術開発に着手しており、既に 30 年以上の実績を有する。排ガ	理論構築	日本 IBM	小	**概要** 1.https://www.mhi.com/jp/expertise#showcase 2.https://www.sankei.com/article/20220112-	2022/1/24

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
				熱・ドライブシステム、航空・防衛・宇宙	0 百万円(2019) 3,699,900 百万円(2020)						スからの CO2 分離・回収技術としては、独自の溶剤を用いる化学吸収法を採用している。化学吸収法を採用する三菱重工のプラントは 3 つの塔（冷却塔、吸収塔、再生塔）で構成される。①冷却塔で排ガスを常温に冷却し、②吸収塔で溶剤を散布して排ガス中の CO2 を吸収液で回収したのち、③再生塔で吸収液を蒸気で加熱し CO2 を分離する仕組みである。三菱重工は、直近の 20 年間で世界 13 か所に同技術を有する商用プラントを納入した。今後は、建設コスト低減のためにプラントの標準化を進めていくとしており、2022 年 1 月時点において、すでにボイラーやごみ焼却施設向けの小型プラントの標準プラントを開発している。 2 ・2021 年 5 月 6 日、三菱重工は、日本 IBM と協力して、CO2 流通を可視化するデジタルプラットフォーム「CO2NNEXTM」（コネックス）の構築に取り組むと発表した。回収後の総量、移送量、購買量、貯留量などの CO2 の流通全体をつないで可視化するとともに、その証跡を残すことで、投資やコストの観点で検証することが可能となる。また、販売したいエミッターと購入したい需要家をマッチングさせ、工業や農業、燃料などの新用途に対する供給も実現できることから CO2 活用の裾野が広がるとしている。三菱重工は、現実世界におけるインフラ構築の検証を担当する。具体的には、CO2 排出、回収、圧縮、輸送、貯留、分配、利用などの流通の要所に CO2 の物理量や状態を監視しデータを有効利用するスマートメーターを設置するなどの取組を実施する。一方、日本 IBM はサイバー世界のデジタルネットワークを担う。3				KQDRFKIIJRI6DOMITC2QBMYVLY/ 3.https://www.mhi.com/jp/news/210506.html **売上その他データ** 4.https://www.mhi.com/jp/finance/finance/highlight 5.https://www.mhi.com/jp/company/aboutmhi/outline/outline.html	
東邦ガス	JP	1922	エネルギー関連	燃料供給事業および関連機器の製造販売、化学工業製品の製造販売	連結 461,199 百万円(2018) 485,623 百万円(2019) 434,776 百万円(2020) 単独 365,015 百万円(2018) 373,016 百万円(2019) 339,840 百万円(2020)	2,750 人（連結 6,225 人）	CCS	技術提供者		分離・回収	・東邦ガスは、愛知・岐阜・三重 3 県でガス、熱、電気供給を中心とした事業を展開している企業である。1 ・2021 年 1 月 25 日、東邦ガスは、NEDO と「ムーンショット型研究開発事業」に係る業務委託契約を締結し、名古屋大学、東京理科大学、東京大学、中京大学とともに、LNG の未利用冷熱を用いた大気中の CO2 直接回収技術の研究開発を開始したと発表した。LNG 未利用冷熱を活用することにより、より効率的に高純度かつ高圧の CO2 を回収できる技術（Cryo-DAC：クライオダック）の開発を目指すとしている。LNG 未利用熱を用いることから、Cryo-DAC 装置は臨海 LNG 基地に隣接されることとなる。Cryo-DAC 装置は大きく分けて吸収塔、再生塔、昇華槽の 3 つからなる。仕組みとしては、①吸収塔に大気中の CO2 を吸引し、吸収液により CO2 を吸収、②再生塔内の圧力を低下させることにより、吸収液から CO2 を分離（再生塔内の圧力は、昇華槽での LNG 冷熱による CO2 の固化により昇華槽内の圧力が低下することと連動）、③昇華槽に CO2 が移動した後、昇華槽を密閉し、ドライアイスを常温に復温することで、気化して高圧の CO2 を生成する。回収した CO2 は多様な炭素化合物として再利用することを想定している。研究期間は 2020~2022 年度の当面 3 年間である。2	ラボベース実証	NEDO 名古屋大 東京理科大学 東京大学 中京大学	小	**概要** 1.https://www.tohogas.co.jp/corporate/company/overview/ 2.https://www.tohogas.co.jp/corporate-n/press/1219823_1342.html **売上その他データ** 3.https://www.tohogas.co.jp/corporate/ir/finance/financial-bp/	2022/1/24
豊田中央研究所	JP	1960	研究所	自動車を中心とする基盤技術の研究開発	-	942 人	CCUS	技術提供者	燃料	分離・回収	・豊田中央研究所は、トヨタグループの中央研究所としての役割を担う。実際技術と学術研究は表裏一体であるとの意識のもと、自動車の研究に重きを置いてきた。近年では、トヨタ自動車が Woven City という街構想を打ち出したことを受け、機械、材料、電気、通信など従来の研究領域に加え、バイオ・ヒューマン、数理、社会システムなどの新たな領域まで研究範囲を拡大することを目指している。1 ・2018 年～2020 年度において、豊田中央研究所は、環境省の「人工光合成技術を活用した二酸化炭素の資源化モデル事業」として、火力発電所等の排ガス中の CO2 と水から一酸化炭素と水素の混合ガス（syngas）を太陽光変換効率換算にして 10%レベルの高効率で常温常圧合成する炭素循環モデルの構築実証に取り組んだ。本事業においては、ラボスケール実証実験を名古屋大学と共同で実施し、CO2 の資源化を通じた炭素循環社会のモデル提言を、エコリーフ環境ラベルプログラムなどを手掛けるサステナブル経営推進機構に委託した。2,3 ・2021 年 4 月 7 日、デンソーが工場から排出される CO2 を回収して循環利用する実証施設を建設し、実証試験を開始したと発表した。実証試験で用いられているのは、ガスを使用する機器の排気から回収した CO2 と、再エネ電力由来の水素からメタンを合成し再利用するプロセスであり、同技術の開発は豊田中央研究所がデンソーと共同開発した。4 ・2021 年 4 月 21 日、豊田中央研究所は、CO2 と水のみから有機物を合成する人口光合成を実用太陽光サイズ（36cm 角）のセルで実現し、太陽光変換効率 7.2%を実現したと発表した。2011 年に豊田中央研究所が実証を実施した際には太陽光変換効率は 0.04%であったが、2015 年には 1cm 角サイズで植物を上回る変換効率 4.6%を記録していた。将来的には工場等から排出される CO2 を回収し、人口光合成を利用することによって資源化するシステムの実現を目指すとしている。5	ラボベース実証	環境省 名古屋大学 サステナブル経営推進機構	小	**概要** 1.https://www.tytlabs.co.jp/company/message.html 2.http://www.env.go.jp/press/105816.html 3.http://www.env.go.jp/earth/R3ccus/ENVCCS_R02_2-3_toyocyu.pdf 4.https://www.denso.com/jp/ja/news/newsroom/2021/20210407-01/ 5.https://www.tytlabs.co.jp/cms/news/pdf/press/20210421_press.pdf 6.https://www.tytlabs.co.jp/cms/news/news-20211208-2101.html **売上その他データ** 7.https://www.tytlabs.co.jp/company/history.html 8.https://www.tytlabs.co.jp/company/profile.html 9.https://www.tytlabs.co.jp/company/message.html	2022/1/12

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											・2021 年 12 月 8 日、豊田中央研究所は、人口光合成を 1 メートル角サイズのセルにて実証し、太陽変換効率 10 5%を達成したと発表した。6					
三菱造船	JP	1884	運送	造船および海事エンジニアリング	110,485 百万円 (2018) 80,872 百万円 (2019) 58,733 百万円 (2020)	連結：79,974 人（2021 年 3 月 31 日現在）単独：14,553 人（2021 年 3 月 31 日現在）	CCS	技術提供者		分離・回収	・三菱造船は、三菱重工グループの一員であり、造船に加えて、造船を基盤とした関連技術と三菱重工グループの総合技術による海事エンジニアリングを提供している企業である。1 ・2021 年 8 月に、三菱造船は、川崎汽船および日本海事協会と共同で、洋上用 CO2 回収装置検証試験"CC-Ocean"プロジェクトの実証を開始したと発表した。"CC-Ocean"プロジェクトは、陸上プラント排ガス処理用の CO2 回収装置を洋上転用するものである。液体アミンを用いた化学吸収法を採用し、CO2 回収能力が 0.1t/day の小型デモプラントを作成する。2,3 ・2021 年 8 月に、三菱造船はフランスの TotalEnergies 社と液化 CO2 輸送船（LCO2 船）の開発に関する FS を開始したと発表した。LCO2 船は、CCUS バリューチェーンの構築において、液化された CO2 を貯留および利用する拠点まで輸送する役割を担い、将来的に需要が拡大すると予想している。4 ・2021 年 10 月 20 日、同プロジェクトを共同実施している川崎汽船が、"CC-Ocean"プロジェクトにおいて CO2 回収小型デモプラントで本船エンジンの排ガスから CO2 を分離回収した結果、回収 CO2 純度が 99.9%以上の性能を達成したと発表した。5	検証試験（洋上用 CO2 回収装置）FS(LCO2 船)	川崎汽船 日本海事協会 TotalEnergies 三菱重工業	大	**概要** 1.https://www.mhi.com/jp/group/mhimsb/company 2.https://www.mhi.com/jp/news/21080501.html 3.https://www.jasnaoe.or.jp/lecture/pdf/e.210224.03.pdf 4.https://www.mhi.com/jp/news/21082602.html 5.https://www.kline.co.jp/ja/news/csr/csr-593984005949625906 3/main/0/link/211020JA.pdf **売上その他データ** 6.https://www.mhi.com/jp/company/aboutmhi/outline/outline.html 7.https://catr.jp/companies/04e9f/12797 8.https://www.mhi.com/jp/group/mhimsb/	2022/2/25
日本郵船	JP	1885	運送	ライナー&ロジスティクス事業等	1,829,300 百万円 (2018) 1,668,400 百万円 (2019) 1,608,400 百万円 (2020)	35,057 名（2021 年 4 月 1 日現在）	CCS	技術利用者		輸送・貯留	・日本郵船は、定期船事業、航空運送事業、物流事業からなるライナー＆ロジスティクス事業と、不定期船用船事業、不動産業とその他の事業を実施している企業である。1 ・2019 年 12 月、日本郵船は国際的コンソーシアム「DecarbonICE」に参加したと発表した。これは、船上で CO2 を回収してドライアイスに変え、海底堆積物の中に貯蔵する技術を研究する国際的プロジェクトである。具体的には、①船舶から排出される排気ガス中の CO2 等を運航中に回収し、極低温プロセスによりドライアイスに変換、②ドライアイスを船舶から深海へ送り込み、CO2 を液状や水和物として安全かつ永続的に海底堆積物の中に貯蔵するというコンセプトのもと研究を進める。「DecarbonICE」プロジェクトは、船上での CO2 回収・貯蔵技術、環境への影響調査の方法や安全性などについて、国際海事機関（IMO）からの承認取得に向けた準備を進めるため、デンマーク海事研究開発センターと、日本郵船をはじめとする世界各国の海運会社、造船所などによって 2019 年 10 月 1 日に創設された。2 ・2022 年 1 月 18 日、日本郵船はノルウェーの海運会社である Knutsen Group と共に、液化 CO2 の海上輸送・貯留事業に関する新規事業開拓およびマーケティングを行う合弁会社”Knutsen NYK Carbon Carriers AS（KNCC 社）”を設立したと発表した。今後は、常温での液化 CO2 の輸送・貯留を可能にする Knutsen の独自技術 PCO2 を用いた液化 CO2 輸送船の開発を行うとしている。3	FS 実証	デンマーク海事研究開発センター Knutsen Group	中	**概要** 1.https://www.nyk.com/service/ 2.https://www.nyk.com/news/2019/20191204_01.html 3.https://www.nyk.com/news/2022/20220118_02.html **売上その他データ** 4.https://www.nyk.com/profile/profile/ 5.https://www.nyk.com/ir/financial/highlights/	2022/1/28
ウベ コウサン **宇部興産　株式会社**	JP	1897（創業）1942（設立）	メーカー	化学品	連結 730,157 百万円（2018）667,892 百万円（2019）613,889 百万円（2020）	3,318（単独）10,897（連結）	CCU	技術提供者	鉱物		・2019 年 3 月に出光興産株式会社、宇部興産株式会社、日揮株式会社と共に「CCUS 研究会」を設立。研究会での新技術開発のコンセプトは、「カルシウム等を多く含む産業廃棄物を活用し、二酸化炭素と反応させて炭酸塩化および高付加価値化する」ことである。さらに、この炭酸塩や金属イオン抽出後の残渣を、建築・土木材料、各種工業材料等の資源として活用することを想定している。1	FS 実証	出光興産株式会社、日揮株式会社	中	**概要** 1　https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/11 **売上その他データ** 2　https://www.ube-ind.co.jp/ube/jp/corporate/about/profile.html 3　https://www.ube-ind.co.jp/ube/jp/ir/ir_library/securities_report/pdf/securities_2021end.pdf	2022/3/1
E プラス（株式会社）	JP	2012	その他	環境対策技術開発と製造販売	資本金 1,110,568 百円	7 名	CCU	技術提供者	燃料	分離・回収	・CO2 反応剤 C ガードを製造し、CO2 と接触、吸収、反応させ、炭酸水素ナトリウム生成、炭酸水素カルシウム生成により CO2 を鉱物固定化する技術を開発。大阪府立産業技術総合研究所と共同で 100％濃度 CO2 を使用した試験を行い有用性を確認した。CCFR 事業化に関しては、技術開発として 2015 年 8 月より京都大学と CO_2燃料化メカニズム検証の共同研究を、2016 年 7 月より太平洋セメントと電解還元、電極検証の共同研究を行っている。 1	ラボベース実証	京都大学、太平洋セメント	小	**概要** 1.http://eplus32.co.jp/technology/48/ http://eplus32.co.jp/technology/42/ **売上その他データ** 2.http://eplus32.co.jp/company/outline/	2022/2/9
IHI 株式会社	JP	1889	メーカー	総合重工業(資源・エネルギー、社会インフラ、産業機械、航空・宇宙)	1,483,400 百万円 (2018) 1,386,500 百万円 (2019) 1,112,900 百万円 (2020)	単体 7,796 名	CCUS	技術提供者	燃料	分離・回収	・IHI オリジナルの吸収液とプラント技術で，90%以上の CO2 回収をオーストラリアの発電所において 5,000 時間以上安定的に運転することを達成。2014 年よりシンガポール 科学技術研究庁（Agency for Science, Technology and Research: A*STAR） 傘下の化学工学研究所 (ICES：Institute of Chemical and Engineering Sciences) と共同研究を始め、CO2 のメタンガスへの転化触媒開発と合わせて炭素循環型社会実現に貢献するとしている。2019 年にメタネーション技術のデモ装置を ICES で立上げ，2021 年には，実証試験用として IHI 初号機を顧客に納入。2022 年 3 月、IHI は ICES と共同で研究開	FS 実証	2 北海道電力株式会社、JFE エンジニアリング株式会社	大	**概要** 1.https://www.ihi.co.jp/ihi/technology/pdf/180c858965d0c1080c5da8101512714b.pdf 2 https://www.ihi.co.jp/ihi/all_news/2021/technology/1197683_3353.html 3 https://newswitch.jp/p/25920 4 .https://www.ihi.co.jp/ihi/technology	2022/2/17

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											発を行うジョイントセンターを設立するための MOU に調印したと発表した。これにより、IHI が取り組んでいるカーボンソリューション関連の開発の一環として，メタネーション，低級オレフィン，持続可能な航空燃料 Sustainable Aviation Fuel: SAF に代表される CO2 からの有価物転換のほか，循環型社会に必要となる技術の開発を加速していくとしている。1, 2 ・2021 年 2 月、そうま IHI グリーンエネルギーセンター（福島県相馬市）のそうまラボにて、DAC による 100％濃度の CO2 回収に成功した。 4 月からは植物工場での実証に入る。グリーン水素と合成した濃度 99％のグリーンメタン製造実証も開始する予定である。吸収方法としては、まずアミン溶液へ球体の基材を浸し、引き上げて乾燥させて固化させる。その後、基材表面全体をアミンが薄い膜として覆い、ブロワーで空気を吸い込み CO2 を吸着する。CO2 の分離には熱を加える。CO2 の回収、単体での連続運転を確認した。3, 4 ・2021 年 8 月、北海道電力株式会社と JFE エンジニアリング株式会社と共に、NEDO の委託事業「CCUS 研究開発・実証関連事業／CCUS 技術に関連する調査／CO_2大量排出源からの CO_2分離・回収、集約利用に関する技術調査事業」を受託した。本調査は、今後の CCUS の社会実装に向け、大型の商用石炭火力発電所からの CO2 分離・回収技術や、回収した CO2 を利用可能とするための集約技術について、検討および課題整理することを目的としており、北海道電力の苫東厚真発電所を対象に行う。IHI は、CO2 回収技術など CCUS の技術開発を担当する。5				/review_library/review/2021/_cms_conf01/__icsFiles/afieldfile/2021/06/18/06.pdf 5 https://www.ihi.co.jp/ihi/all_news/2021/resources_energy_environment/1197495_3345.html **売上その他データ** 4.https://www.ihi.co.jp/ihi/ir/ir_highlight/ 5.https://www.ihi.co.jp/ihi/ir/ir_library/result/index.html 6.https://www.ihi.co.jp/ihi/company/outline/index.html	
JFE エンジニアリング株式会社	JP	2003	エンジニアリング	総合エンジニアリング	連結 3,873,600 百万円(2018) 3,729,700 百万円(2019) 3,227,200 百万円(2020)	連結 10,000 名	CCUS	技術提供者	化学品・燃料	プロジェクト全体	・天然ガス処理プラントや化学プラントにおいて、対象ガスから CO2 を中心に様々な脱炭酸プロセスを適用する技術を有しており、高圧のガスから CO2 を分離する際に有効な物理吸収法、高圧・低圧ガスを問わず CO2 を分離可能な化学吸収法など施設特性に合わせた回収法を行う。1 ・2021 年 1 月、清掃工場から排出される排ガスから CO2 を回収し、利用する CCU プロセスの実証実験を開始した。2022 年末までを目途に、三鷹市と調布市が整備した清掃工場「クリーンプラザふじみ」において、CO2 回収実証試験を行う。クリーンプラザふじみにおける CO2 の吸収方法には、天然ガスプラント建設等で実績のあるアミン吸収法を採用。さらに、同社は CO2 回収技術に加え、CO2 の利用技術（ケミカルリサイクル）についても種々の実証試験を行う予定である。例えば、水素と反応させメタン（CH4）を生成することでメタンガスとしての燃料利用が可能になる。また、様々な化学製品の基となるメタノール（CH3OH）についても、貯蔵・輸送・利用に便利な常温・常圧の液体への転換にも注目が集まっており、最新の技術開発分野として研究開発を加速する。2 ・2021 年 6 月、石油資源開発株式会社（JAPEX）と共に、CO2 や水素・アンモニアといった新たなエネルギーの輸送と供給に関する技術課題について、2 社による共同検討を 6 月に開始すると発表した。本共同検討では、主に CO2 の分離・回収や、パイプラインをはじめとする CO2 の輸送について、将来の社会実装・事業化を見据えた課題の洗い出し、それらの課題解決に必要となる技術検討などを実施する予定である。また、既存ガスパイプライン活用を含む水素の輸送や、発電燃料としての水素やアンモニアの供給に関する技術課題についても、共同技術検討を進めていく。将来的には、水素やアンモニアの供給と合わせて、CO2 の分離・回収・輸送と、CO2 の有効活用ならびに地中への圧入・貯留を実施する、CO2-IGR/EGR* を含む CCUS の早期実現を目指す。 3 ・2021 年 8 月、北海道電力株式会社、株式会社 IHI と共に火力発電所における CO2 分離・回収およびパイプライン輸送に向けた NEDO 調査事業を受託した。本調査は、今後の CCUS の社会実装に向け、大型の商用石炭火力発電所からの CO2 分離・回収技術や、回収した CO2 を利用可能とするための集約技術について、検討および課題整理することを目的としており、北海道電力の苫東厚真発電所を対象に行う。本事業において安全かつ効率的な CO2 大量輸送技術の確立に向けて取り組む予定である。4	FS 実証	3 JAPEX 4 北海道電力、IHI	大	**概要** 1.https://www.jfe-eng.co.jp/products/energy/ene08.html 2.https://www.jfe-eng.co.jp/news/2021/20210120.html 3.https://www.japex.co.jp/news/detail/20210624_01/ 4.https://www.jfe-eng.co.jp/news/2021/20210806.html **売上その他データ** 5.https://www.jfe-holdings.co.jp/investor/finance/highlight/index.html 6.https://www.jfe-eng.co.jp/information/company/	2022/2/17
JFE スチール株式会社	JP	2003	製鉄	鉄鋼メーカー（高炉メーカー）	連結 2,830,649 百万円(2018) 2,681,350 百万円(2019) 2,255,216 百万円(2020)	連結 45,844 名	CCU	技術提供者	燃料・鉱物	分離・回収	・製鉄プロセスの CO2 排出量を削減する為に、高炉から発生する CO2 の分離回収処理技術を開発している。地球環境産業技術研究機構と共同で高炉ガス中の CO2 を分離回収し、メタノールに合成する技術の開発を行っている。1 ・2017 年度から 2019 年度にかけて NEDO の事業「次世代火力発電等技術開発／次世代火力発電基盤技術開発／CO2 有効利用技術開発」に採択されエネルギー総合工学研究所、地球環境産業技術研究機構（RITE）、国際石油開発帝石株式会社、日立造船株式会社と共に採択された。2 ・2020 年 4 月より RITE と太平洋セメント株式会社と共に CCU 技術の開発を行っている。JFE は鉄鋼分野で生成する鉄鋼スラグ等を活用した CO2 の固定技術開発および炭酸塩の有効利用技術開発を担当している。3 ・2021 年 5 月、独自のカーボンリサイクル高炉技術開発で高炉単体	FS 実証	エネルギー総合工学研究所、地球環境産業技術研究機構、国際石油開発帝石株式会社、日立造船株式会社 ６①RITE　②愛媛大学	大	**概要** 1.https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/69 2.https://www.jfe-holdings.co.jp/csr/pdf/2019/2019_09_04_20191210.pdf 3.https://www.jfe-steel.co.jp/release/2020/04/200420.html 4.https://note.com/sangyo_web/n/n0422dbd3bfc2 5.https://www.jfe-steel.co.jp/release/2021/09/210922.html	2022/2/17

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											30％以上の CO2 排出削減を目指す考えを示した。CCUS と組み合わせて CO2 排出実質ゼロのカーボンニュートラルを目指す。4 ・2021 年 7 月、カーボンリサイクル高炉および CCU メタノール合成の要素技術開発等の推進を目的として「カーボンリサイクル開発部」を、直接還元法に適した原料の開発および CO2 削減に資する外部鉄源の確保の推進を目的として、第 1 原料部に「グリーン原料室」を設置した。5 ・2021 年 10 月、同社が提案した、石炭利用産業から排出される CO2 を利用した CCU プロセスの研究開発 2 件が、NEDO 公募委託事業「カーボンリサイクル・次世代火力発電等技術開発/CO2 排出削減・有効利用実用化技術開発」に採択された。RITE ならびに愛媛大学のそれぞれと、共同で研究開発を推進する。①製鉄所等の排ガスに含まれる CO2 からのメタノール合成を開発する。本開発では、圧力スイング吸着法（PSA）による低コスト型 CO2 分離、および CO2 から高効率なメタノール合成が可能な H2O 膜分離型反応器の技術開発を進めるとともに、前処理設備やメタノール合成時の反応生成水のリサイクルも含めた最適な全体システムの構築を目指す。②鉄鋼生産の副産物として生成する高温状態の製鋼スラグに、石炭利用産業から排出される CO2 を吹き込むことにより、製鋼スラグ中の酸化カルシウム成分に、短時間で多量に CO2 を固定して炭酸塩化する革新的な技術を開発する。同時に、CO2 固定化後のガスの熱を回収することでエネルギー効率を高め、プロセス全体での CO2 固定量および削減量の最大化を図る。また炭酸塩化した製鋼スラグは、需要が大きな道路用鉄鋼スラグとしての利用を図る。 6				6.https://www.jfe-steel.co.jp/release/2021/10/211015.html **売上その他データ** 7.https://www.nikkei.com/nkd/company/kessan/?nik_code=0000803 8.https://www.jfe-steel.co.jp/company/steel.html	
ヒガシニホン **JR東　日本**	JP	1987	運送	旅客鉄道事業、貨物鉄道事業、旅客自動車運送事業他	連結 3,002,043 百万円 (2018) 2,946,639 百万円 (2019) 1,764,584 百万円 (2020)	49,780 名	CCUS	投資	燃料	分離・回収	・ゼロカーボンチャレンジ 2050 にて、CCUS 技術の技術開発と高付加価値製品の製造、低コスト化、CCUS 製品の消費拡大について言及している。 1 ・2021 年 6 月、自営発電所（火力）の高効率化・脱炭素化として、自営発電所である川崎火力発電所 1 号機の更新工事が完了し、運転を開始したと発表。従来は灯油を燃料としていたが、更新後は天然ガスを燃料とするとともに、発電効率の改善により、排出する CO2 を低減する。今後 2 号機、 3 号機の更新にあたっては、発電設備の高効率化を推進するとともに、燃料として水素を活用することや CCUS 技術の活用を検討していく予定である。 2	商用展開済み		無	**概要** 1.https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/246 2.https://www.jreast.co.jp/press/2021/20210608_ho02.pdf **売上その他データ** 3 https://www.jreast.co.jp/investor/financial/ 4 https://www.jreast.co.jp/company/outline/	2022/2/17
アサヒ HD	JP	2009	その他	貴金属事業、環境保全事業	連結 110,412 百万円 (2018) 135,563 百万円 (2019) 164,776 百万円 (2020)	1,574 名	CCU	技術利用者	燃料・その他	分離・回収	・2019 年 12 月、アサヒ HD の独立研究子会社であるアサヒクオリティーアンドイノベーションズ株式会社が、茨城県のアサヒグループ研究開発センターにて東芝エネルギーシステムズの CO2 分離回収装置の導入を行った。同施設にて、2020 年 1 月からボイラー設備から発生する排ガスから CO2 を回収しグループ会社内での食品及び飲料への利活用の実証実験を開始した。1 ・2021 年 9 月、上記施設にて IHI 社のメタネーション装置を導入し、メタネーションの実証試験を開始する。メタネーションで合成された合成メタンは、将来的にボイラや燃料電池への利用など、工場内でのカーボンリサイクルへの展開を想定している。2	FS 実証	東芝エネルギーシステムズ IHI	無	**概要** 1.https://www.nikkei.com/article/DGXLRSP525975_T21C19A2000000/ 2.https://www.asahigroup-holdings.com/pressroom/2021/0831.html **売上その他データ** 3.ttps://www.asahiholdings.com/ir/finance/	2022/2/9
キュウシュウデンリョク **九州電力株式会社**	JP	1951	電力	発電	連結 20,171,000 百万円 (2018) 20,130,000 百万円 (2019) 21,317,000 百万円 (2020)	21,273（連結）	CCS	投資		プロジェクト全体	・九電グループカーボンニュートラルビジョン 2050 にて、2050 年の CO2 削減における CCUS 火力発電の寄与を記載している。1 ・Transborders Energy が手掛ける deepCstore に参画。deepC Store は、オーストラリアを始めとするアジア太平洋地域のさまざまな産業施設から発生する CO2 を回収し、液化 CO2 を船舶でオーストラリア沖合の洋上圧入ハブ設備に輸送、CO2 を洋上圧入ハブ設備から同設備付近の地下貯留層に圧入し、CO2 を長期貯留するものである。2	FS 実証	トランスボーダーズ・エナジー、JX 石油開発、東邦ガス、Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO)、株式会社商船三井、大阪ガス株式会社、大阪ガス オーストラリア Pty Ltd、東京ガス オーストラリア Pty Ltd、Technip Energies、Add Energy Group	大	**概要** 1 https://prtimes.jp/main/html/rd/p/000000003.000070974.html 2.http://www.kyuden.co.jp/environment_booklet_action-report00_20.html **売上その他データ** 3.http://www.kyuden.co.jp/ir_financial_highlight.html 4 http://www.kyuden.co.jp/ir_financial_consolidated_02.html 5 http://www.kyuden.co.jp/library/pdf/ir/integratedreport/2021/integratedreport_2021_c.pdf	2022/2/25
アサヒカセイ **旭化成**	JP	1922	メーカー	マテリアル、住宅、ヘルスケア	連結 2,170,403 百万円 (2018) 2,151,646 百万円 (2019) 2,106,05	連結 44,497 名 4	CCU	技術提供者	化学品・燃料		・2017 年欧州で行われた低炭素社会の実現に向けた実証「ALIGN-CCUS プロジェクト」に水素製造技術で参入することを表明している。火力発電所で回収した CO2 と旭化成が提供するアルカリ水電解システムで得られる水素を反応させ、メタノールなどに変換することで交通分野や発電分野における燃料として活用し、カーボンフットプリントの削減に取り組んでいる。1 ・2020 年 7 月の時点で CO2 を原料としたポリカーボネート製造技術を海外で商業化しており、生産量は約 270 万トンである。2	商用展開済み		無	**概要** 1.https://www.itmedia.co.jp/smartjapan/articles/1711/21/news026.html 2.https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/green_innovation/pdf/001_07_01.pdf 3. https://www.asahi-	2022/2/8

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
					1 百万円(2020)						・2021 年 7 月、CO2 を原料としたポリカーボネート（PC）樹脂製造時の中間体である EC および DMC を LIB 用電解液の原料に使用できるよう高純度化する製造技術のライセンス契約を海外大手化学メーカーと締結したと発表した。本技術パッケージの特徴は同社の PC 樹脂製造技術同様、CO2 を原料とすることであり、原料の約半分が CO2 である。今回のライセンスで年間約 5 万トンの CO2 を削減するとしている。3				kasei.com/jp/news/2021/ze210701.html **売上その他データ** 4　https://www.asahi-kasei.com/jp/ir/library/finance/ 5　https://www.asahi-kasei.com/jp/company/profile/	
コスモエンジニアリング(株)	JP	1958	エンジニアリング	総合エンジニアリング	単体：37,400 百万円(2018) 46,600 百万円(2019) 41,100 百万円(2020)	366(単体)	CCUS	技術提供者	燃料	分離・回収	・三菱ケミカル株式会社および、脱水・乾燥・水処理プラントの開発・製造等を行う株式会社アクトと共に膜による CO２回収・メタネーションカーボンリサイクル実用化に向けた技術開発を行っている。本研究開発では CO2 分離性能に優れる中空糸膜を用いてラボ試験において CO2 回収率の 80%越えを達成し、2021 年までに実証実験による性能確認を行うとしている。1	ラボベース実証	三菱ケミカル株式会社、株式会社アクト	小	**概要** 1 https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/carbon_recycling/pdf/tech_casebook.pdf **売上その他データ** 2　https://www.cosmoeng.co.jp/ 3 https://www.cosmoeng.co.jp/company/result.html 4 https://www.cosmoeng.co.jp/company/company.html	2022/2/25
コスモ石油株式会社	JP	2015（コスモエネルギーホールディングス）	エネルギー関連		（コスモエネルギーホールディングス） 連結 2,770,365 百万円(2018) 2,738,003 百万円(2019) 2,233,250 百万円(2020)	1,509(単体) 7,086（連結）	CCS	投資		プロジェクト全体	・HP にて、「石油精製という CO２を排出する事業を実施する企業として、日本 CCS 調査株式会社に出資し、CCS 技術の開発に参画」と表明している。 1	商用展開済み	1 日本 CCS 調査株式会社	無	**概要** 1　https://coc.cosmo-oil.co.jp/rd/environment/technology.html **売上その他データ** 2　https://ceh.cosmo-oil.co.jp/ir/financial/valuable/pdf/fy2020_all.pdf	2022/2/25
イデミツコウサン **出光興産株式会社**	JP	1911（創業） 1940（設立）	エネルギー関連	石油	連結 4,425,144 百万円（2019） 6,045,850 百万円（2020） 4,556,620 百万円（2021）	5,192（単独） 14,044（連結）	CCU	技術提供者	燃料・鉱物		・2016 年より経済産業省、NEDO（新エネルギー・産業技術総合開発機構）が日本 CCS 調査（株）に委託して北海道苫小牧市で実施している「CCS 実証試験事業」に協力してきた。1 ・2019 年、炭酸塩開発のために宇部興産株式会社と日揮グループと共に、炭酸塩による CO2 固定化を目的とする研究会『CCSU 研究会（Carbon dioxide Capture and Strage with Utilization）』を設立した。2 ・2020 年より NEDO 事業としてメタノール合成（メタノール等の基幹物質の合成による CO2 有効利用）に関する技術開発を行っている。製油所から排出される CO2 を回収し、CO2 をメタノールに変換することで、CO2 排出量を削減するとともに CO2 を有価物としてリサイクル活用することを目指す。3	FS 実証	宇部興産株式会社、日揮グループ	小	**概要** 1:https://sustainability.idss.co.jp/ja/themes/316 2.https://www.idss.co.jp/business/coal/environment.html 3.https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/10 **売上その他データ** 4.https://profile.yahoo.co.jp/consolidate/5019 5.https://profile.yahoo.co.jp/fundamental/5019	2022/2/21
イトウチュウショウジ **伊藤忠商事** カブシキガイシャ **株式会社**	JP	1858	商社	繊維、機械、金属、エネルギー、化学品、食料、住生活、情報、金融	連結 1,563,772 百万円(2018) 1,798,788 百万円(2019) 1,780,747 百万円(2020)	4,215(単体) 125,944(連結)	CCU	投資	燃料		・同社は HP にて「低炭素化を図っていく上で CCS は不可欠な技術であると認識しており」とし、苫小牧において実証実験を行っている日本 CCS 調査（株）に出資参画、実用化の可能性を追求している。 1 ・CCU 技術推進に寄与する取組みとして、2019 年よりユーグレナ社と共に、ミドリムシの海外培養実証事業の開始に向けた取組みを推進している。 1 2020 年 10 月、NEDO 事業「バイオジェット燃料生産技術開発事業／微細藻類基盤技術開発／微細藻バイオマスのカスケード利用に基づくバイオジェット燃料次世代事業モデルの実証研究」に 2020 年度から 2024 年度までの事業期間ユーグレナ社、株式会社デンソー、三菱ケミカル株式会社と共に採択された。2 ・2021 年 6 月、伊藤忠石油開発株式会社とともに、二酸化炭素地中貯留技術研究組合へ加入し、二酸化炭地中貯留に関する技術の研究開発プロジェクトに参加。本取組を通じて CO2 回収チェーンのビジネスモデル構築を目指す。本技術組合での活動を通じて、CO2 地中貯留に関する技術的知見を獲得すると共に、商用化の観点も取り入れた経済性分析等の実施を担う。3 ・2021 年 6 月、日本ＣＣＳ調査株式会社、一般財団法人エンジニアリング協会、日本製鉄株式会社と共に、NEDO 公募事業「CCUS 研究開発・実証関連事業／苫小牧における CCUS 大規模実証試験／CO2 輸送に関する実証試験」に共同で採択された。本実証プロジェクトでは、2030 年頃の CCUS の社会実装に向け、年間 100 万トン規模の CO2 の供給地点から利用・貯留地点への長距離・大量輸送と低コスト化に繋がる輸送技術の研究開発を行うとともに、実証試験及	FS 実証	1 日本 CCS 調査株式会社 2 株式会社ユーグレナ、株式会社デンソー、三菱ケミカル株式会社 3 伊藤忠石油開発、 4 日本 CCS 調査、ENAA,日本製鉄	中	**概要** 1 https://www.itochu.co.jp/ja/csr/environment/climate_change/index.html 2 https://www.itochu.co.jp/ja/news/press/2020/201005.html 3 https://www.itochu.co.jp/ja/news/press/2021/210622_2.html 4 https://www.itochu.co.jp/ja/news/press/2021/210622.html **売上その他データ** 5 https://www.itochu.co.jp/ja/about/profile/index.html 6 https://www.itochu.co.jp/ja/ir/download/__icsFiles/afieldfile/2021/06/21/security_97.pdf	2022/3/1

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											び関連調査を通じ、液化 CO2 の船舶輸送技術の確立を目指す。伊藤忠商事は（3） CCUS を目的とした船舶輸送の事業性調査（伊藤忠商事、日本製鉄）：CO2 回収・輸送事業の実現に向けて、製鉄業を含む国内の様々な多量排出源からの CO2 輸送に係るビジネスモデルの検討を実施する。4					
ウエノ **上野 トランステック** カブシキガイシャ **株式会社**	JP	1869	運送	1.海上運送業 2.内航海運業 3.海運代理店業 4.船員派遣業 5.石油化学製品の貿易業 6.一般貨物自動車運送事業 7.貨物運送取扱業 8.倉庫業 9.通関業 10.港湾運送事業 他	24,272 百万円（2019 年 3 月期）	158(単体)	CCS	技術提供者		輸送・貯留	・環境省による 2019 年度環境配慮型 CCS 運送実証事業に日揮株式会社、千代田化工建設株式会社、大成建設株式会社などと参画した。本事業では CO2 の海上輸送及び圧入システム確立のための開発及び実証を行う。 1 ・2020 年 10 月、東芝グループの発電事業会社である株式会社シグマパワー有明の三川発電所（福岡県大牟田市）において、発電所から排出される CO2 を分離回収する大規模な実証設備の運転を開始した。本件は 18 法人で委託を受けている、環境省「環境配慮型 CCS 注 2 実証事業」の中で行う。三川発電所はパーム椰子殻を主燃料としたバイオマス発電を行っており、今回稼働する設備は、バイオマス発電所から排出される CO2 を分離回収する大規模 BECCS 対応設備となる。 2 ・2021 年 3 月、船舶・船用機械等の設計・製造等を行う株式会社新来島サノヤス造船と共同で研究開発を行い、一般財団法人日本海事協会（ClassNK)より CO2 輸送船（圧入船 Ready）概念設計基本承認（AiP）を取得した。当該 AiP 取得は、環境省「環境配慮型 CCS 実証事業」における委託業務であり、火力発電所等にて分離回収された液化 CO2 を海上輸送し、海底へ圧入・貯留させる CCS システムの技術検討及び検証の一環となる。本船型は、CO2 の輸送作業に加え、圧入作業にも転用可能な船型として開発をしており、CO2 カーゴタンク前方には、圧入サイトへの嵌合設備を含めた圧入システム専用のスペースを確保して、世界初の CO2 輸送船（圧入船 Ready）として AiP 取得した。 3	FS 実証	1 日揮株式会社、千代田化工建設株式会社、大成建設株式会社 2 東芝エネルギーシステムズ株式会社（契約当時、株式会社東芝）、みずほ情報総研株式会社、千代田化工建設株式会社、日揮株式会社、三菱マテリアル株式会社、大成建設株式会社、株式会社ダイヤコンサルタント、株式会社 QJ サイエンス、日本エヌ・ユー・エス株式会社、国立研究開発法人産業技術総合研究所、一般財団法人電力中央研究所、国立大学法人東京大学、国立大学法人九州大学、上野トランステック株式会社、三菱商事天然ガス開発株式会社、INPEX、JCOAL, 太平洋セメント株式会社 ３新来島サノヤス造船	大	**概要** 1 http://www.env.go.jp/earth/ccs/ccus-kaigi/2-2_CCUS_transport.pdf 2 https://www.toshiba-energy.com/info/info2020_1031.htm 3 https://www.uyeno-group.co.jp/news/ **売上その他データ** 4 https://uyeno-group.co.jp/about/history.html 5 https://www.uyeno-group.co.jp/group/uyeno/index.html	2022/3/1
エバラセイサクショ **荏原 製作所**	JP	1912	メーカー	ポンプの納入	連結 509,175 百万円（2018） 522,424 百万円（2019） 523,727 百万円（2020）	4,047（単体） 17,480（連結）	CCS	技術提供者		輸送・貯留	・高圧ポンプの技術開発を行っており、その用途の一例として北米や中東に EOR のための CO2 インジェクションポンプ（二重胴多段遠心ポンプ）を納入している。1 ・超臨界二酸化炭素は圧縮性流体であるため，水のような常温で液体の非圧縮性流体を取り扱う場合の設計とは異なる設計的配慮が本ポンプには数多く盛り込まれている。高圧ポンプ DCS 型は，API610 に準拠した非常に厳しい仕様要求に対応した CO2 インジェクションポンプで、高圧環境下でも信頼性の高い運用ができるよう，炭素鋼製外胴の二重胴型方式を採用。また，計 11 段の羽根車は同方向配列となっており，羽根車に発生するカップリング方向の軸方向スラスト荷重は，バランスピストンによってキャンセルされるようになっている。羽根車径は超臨界二酸化炭素の熱力学的特性を考慮した計算に基づいて決定されており，ポンプ軸動力を流体のエンタルピ増加分として考えることによって性能を算出する。超臨界二酸化炭素のような特殊な流体でも安全かつ安定した連続運転を可能とするため、最新のポンプの軸封には運転中に摺動面が非接触となるドライガスシールを採用している。2	商用展開済み		無	**概要** 1.https://www.ebara.co.jp/about/technologies/abstract/detail/__icsFiles/afieldfile/2017/03/08/252_P08_3.pdf 2.https://www.ebara.co.jp/jihou/no/list/detail/252-3.html **売上その他データ** 3 https://www.ebara.co.jp/corporate/information/outline.html 4 https://www.ebara.co.jp/ir/library/financial-highlights/pdf/__icsFiles/afieldfile/2021/04/26/financial-report-156.pdf	2022/3/1
オオサカ **大阪　ガス株式会社**	JP	1897	エネルギー関連	国内エネルギー（ガス・電力）	連結 1,371,863 百万円（2018） 1,368,689 百万円（2019） 1,364,106 百万円（2020）	3,203（単体） 20,941（連結）	CCUS	技術利用者	燃料	プロジェクト全体	・TCFD における気候変動による主要なリスク・機会に対する手法として、水素、クリーンガス、CCUS 等のイノベーション技術の調査・研究を行うと記載している。1 ・2021 年 1 月　NEDO 委託事業にて、ケミカルルーピング燃焼技術を用いた石炭やバイオマスなどから水素・電力・二酸化炭素を同時に製造するプロセスの研究開発に、JCOAL と共同で取り組む。ケミカルルーピング燃焼技術は、石炭やバイオマスなどの燃料を、空気中の酸素を用いずに、酸化鉄などの金属酸化物中の酸素を使って燃焼させる技術であり、燃焼排ガス中に空気由来の窒素や窒素酸化物が混入しないため、容易に高純度の CO2 を分離・回収できる特徴がある。また、燃料との反応により一部の酸素を失った金属酸化物	FS 実証	2 JCOAL 3 トランスボーダーズ・エナジー、JX 石油開発、東邦ガス、Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO)、九州	小	**概要** 1. https://www.osakagas.co.jp/company/csr/charter02/climate_change.html 2. https://www.osakagas.co.jp/company/press/pr2021/1291455_46443.html 3. https://prtimes.jp/main/html/rd/p/000000003.000070974.html 4.	2022/3/1

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											は、空気と反応して発電用蒸気に利用できる高温熱と、水と反応して水素を生成することが可能である。本技術の活用により、燃料に石炭を用いた場合には分離した CO2 を貯留や利用することでクリーンな水素・電力の製造が可能となり、燃料にカーボンニュートラルなバイオマス燃料を用いた場合は、グリーンな水素と電力に加え、バイオマス由来の CO2 を同時に製造することが可能となる。2 ・トランスボーダーズ・エナジーが手掛ける deepCstore に参画している。deepC Store は、オーストラリアを始めとするアジア太平洋地域のさまざまな産業施設から発生する CO2 を回収し、液化 CO2 を船舶でオーストラリア沖合の洋上圧入ハブ設備に輸送、CO2 を洋上圧入ハブ設備から同設備付近の地下貯留層に圧入し、CO2 を長期貯留するものである。3 ・2021 年 10 月、INPEX と共に NEDO の助成事業で、ガスのカーボンニュートラル化に向けた CO2-メタネーションシステムの実用化を目指した技術開発事業を開始した。本事業では、INPEX 長岡鉱場内から回収した二酸化炭素を用いて合成メタンを製造する実証実験を 2024 年度後半から 2025 年度にかけて実施すると共に、製造した合成メタンを同社の都市ガスパイプラインへ注入する予定である。なお、本事業で開発する CO2-メタネーション設備の合成メタン製造能力は約 400Nm3/h を予定している。4		電力株式会社、株式会社商船三井、大阪ガス オーストラリア Pty Ltd、東京ガス オーストラリア Pty Ltd、Technip Energies、Add Energy Group 3　INPEX		https://www.inpex.co.jp/news/assets/pdf/20211015.pdf **売上その他データ** 5. https://www.osakagas.co.jp/company/about/profile/index.html 6 https://www.daigasgroup.com/about/history/ 7 https://www.osakagas.co.jp/company/ir/library/marketable-securities/__icsFiles/afieldfile/2021/06/28/2106.pdf 8 https://www.daigasgroup.com/about/numbers/	
カシマケンセツ **鹿島 建設　株式会社**	JP	1930	建築	土木建築及び機器装置その他建設工事全般に関する請負又は受託　他	連結 1,974,269 百万円（2018） 2,010,751 百万円（2019） 1,907,176 百万円（2020）	7,989（単体） 18,905（連結）	CCU	技術提供者	鉱物		・環境配慮型コンクリート「CO2-SUICOM」をデンカ株式会社、コンクリート二次製品メーカーのランデス株式会社、中国電力株式会社と共同開発した。 ・2020 年 8 月には三菱商事株式会社、中国電力株式会社と共に NEDO の公募委託事業「カーボンリサイクル・次世代火力発電等技術開発／CO2 有効利用拠点における技術開発」に応募し、採択された。鹿島建設株式会社は各種技術の開発を担当する。1 ・2021 年 10 月、鹿島建設株式会社と株式会社竹中工務店、デンカ株式会社は、3 社の技術を融合して、カーボンネガティブコンクリートを実現する技術を共同研究することに合意した。今回の共同研究では、CO2 排出量を大幅に削減するコンクリートをベースに、CO2 を吸収するコンクリートや CO2 を吸収したコンクリート素材を活用することで、より高いレベルで汎用性のあるカーボンネガティブコンクリートを実現し、本格的な普及を目指す。CO2 排出量を大幅に削減するコンクリートとしては、竹中、鹿島らが開発した CO2 排出量を 6 割削減できる「ECM(エネルギーCO2 ミニマム)」、CO2 を吸収するコンクリートとしては、鹿島、デンカらが開発した世界で唯一実用化されている CO2 吸収型コンクリート「CO2-SUICOM」、CO2 を吸収したコンクリート素材としては、竹中が開発中の「CCU 材料」の技術を活用する。2	商用展開済み	デンカ株式会社、ランデス株式会社、中国電力株式会社	中	**概要** 1 https://www.kajima.co.jp/tech/c_eco/co2/index.html#!body_02 2 https://www.denka.co.jp/storage/news/pdf/937/20211008_denka_carbon-negative-concrete_2.pdf **売上その他データ** 3 https://www.kajima.co.jp/ir/yuho/pdf/124.pdf 4 https://www.kobelco.co.jp/about_kobelco/kobesteel/profile/index.html	2022/2/22
カブシキガイシャ **株式会社** コウベセイコウショ **神戸 製鋼所**	JP	1905	製鉄	鉄鋼アルミ、素形材、溶接、機械、エンジニアリング、	連結 1,971,869 百万円(2018) 1,869,835 百万円(2019) 1,705,566 百万円(2020)	11,837(単体) 40,517(連結)	CCS	技術提供者		分離・回収	・高炉製鉄法などにおける CO2 削減を実現するため、NEDO が推進する事業に鉄鋼他社とともに参画し、実用化に向けて技術開発を推進している。1 ・2013 年度から 2017 年度にかけて NEDO による「環境調和型製鉄プロセス技術開発」のもと JFE スチール株式会社、日新製鋼株式会社、新日鉄住金エンジニアリング株式会社と協同技術開発を行った。本技術開発では CO2 排出の抑制と、CO2 の分離・回収により、製鉄所からの CO2 排出量を約 30%削減する技術の確立を目指した。現在、2030 年頃までに CO2 排出量削減技術を確立し、2050 年までの実用化・普及を目指している。2	FS 実証	JFE スチール株式会社、日新製鋼株式会社、新日鉄住金エンジニアリング株式会社	中	**概要** 1 https://www.kobelco.co.jp/about_kobelco/csr/kaiji/files/2020_32-33.pdf 2 https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_100742.html **売上その他データ** 3 https://www.kobelco.co.jp/ir/library/vlbl_security/2020/4q/__icsFiles/afieldfile/2021/06/22/all.pdf	2022/2/25
ダイセイケンセツ **大成　建設** カブシキガイシャ **株式会社**	JP	1873	建築	地域開発、都市開発、海洋開発、宇宙開発、資源開発、エネルギー供給、排出権取引及び環境整備に関する事業並びにこれらに関する調査、企画、設計、監理、エンジニアリ	連結 1,650,877 百万円(2018) 1,751,330 百万円(2019) 1,480,141 百万円(2020)	8,572(単体) 14,620(連結)	CCUS	技術提供者	その他	貯留	・大成建設は地球温暖化対策として、CO2 の地下深部への安全な貯留技術を開発している。幅広いリスク要因の予測・評価が可能な数値解析技術、地下貯留層の高温・高圧条件下での超臨界 CO2 挙動実験用の室内試験装置を開発、また、国内外の CCS 実証試験への適用を通じて技術の実用性を確認しながら、ノウハウを蓄積している。国内では、二酸化炭素地中貯留技術研究組合を（公財）地球環境産業技術研究機構や（国研）産業技術総合研究所、4 民間企業と共同設立し（2016 年 4 月）、安全な CO2 地中貯留の実現に向けた技術開発を進めている。 1 ・環境省による 2019 年度環境配慮型 CCS 運送実証事業に日揮株式会社、千代田化工建設株式会社などと参画した。また、環境配慮型 CCS 貯留技術実証事業に三菱マテリアル、電力中央研究所、産業技術総合研究所などと参画した。本事業は貯留適地調査及び既存圧入技術の技術開発を行う。2 ・2021 年 7 月、地熱技術開発と共同で、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）の地熱発電技術研究開発事業「カーボンリサイクル CO2 地熱発電技術」に採択された。本事業の実施期間は、2021 年度から 2025 年度の 5 年間の予定である。地熱によって高温状態となった地層中に CO2 を圧入し、熱媒体として循環させることで地熱資源を採熱する、熱水資源に頼らない革新的な地熱発電の技術開発に着手する。本事業では、高温状態にあるが熱	FS 実証	日揮株式会社、千代田化工建設株式会社 三菱マテリアル、電力中央研究所、産業技術総合研究所 2 地熱技術開発株式会社	大	**概要** 1 https://www.taisei.co.jp/ss/tech/C0100.html 2 http://www.env.go.jp/earth/ccs/ccus-kaigi/2-1_CCUS_storage.pdf 3 https://www.taisei.co.jp/about_us/wn/2021/210823_8430.html **売上その他データ** 4 https://www.taisei.co.jp/about_us/ir/highlight.html 5 https://www.taisei.co.jp/about_us/corp/profile.html 6　https://ssl4.eir-parts.net/doc/1801/yuho_pdf/S100LMW1/00.pdf	2022/3/1

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
				ング、マネジメント及びコンサルティング他							水量が不足するため従来技術では地熱発電に適用できなかった地熱貯留層中に、CO2 を圧入し、高温になった CO2 を回収することで地熱発電が可能となる。大成建設は地熱貯留層内での CO2 流体挙動把握技術の開発を主に担当する。3					
カワサキジュウコウギョ **川崎重工業株式会社**	JP	1896	メーカー	輸送用機器、エネルギー、産業用設備、レジャー	連結 1,594,743 百万円 (2018) 1,641,335 百万円 (2019) 1,488,486 百万円 (2020)	17,397 (単体) 36,691 (連結)	CCUS	技術提供者	化学品	分離・回収	・CO2 分離・回収コストの大幅な低減を可能とする KCC：Kawasaki CO2 Capture という独自のシステムを開発中である。約 60℃の蒸気で CO2 を分離できるため、これまで捨てていた余剰排熱を利用できる。商用化に向けて、関西電力舞鶴発電所でのパイロット実証（2022 年度開始）、米国 Wyoming 州 Dry Fork 発電所での実証試験を行っている（2023 年度中に設備稼働）。DAC について、同社独自の固体吸収材の特徴を活かして、直接大気中の CO2 を回収を目指してラボ試験を進め、2025 年頃の実証を計画している。また褐炭による水素製造、CCS をオーストラリアで進める。 1 ・2020 年 9 月、NEDO の「先進的 CO2 固体吸収材の石炭燃焼排ガス適用性研究」の採択を受けて、公益財団法人地球環境産業技術研究機構と共に、関西電力株式会社の舞鶴発電所内に省エネルギー型 CO2 分離・回収システムのパイロットスケール試験設備建設し、石炭火力発電所における省エネルギー型 CO2 分離・回収システムのパイロットスケール実証試験を開始した。2022 年度から 2024 年度にかけて石炭火力発電所から排出される燃焼排ガス中の CO2 分離・回収試験を行う予定である。2 ・2016 年に、川崎重工、岩谷産業、電源開発(J パワー)などと技術研究組合、HySTRA(『技術研究組合 CO2 フリー水素サプライチェーン推進機構』)を設立した。褐炭を有効利用した水素製造、輸送・貯蔵、利用からなる CO2 フリー水素サプライチェーンの構築を行ない、2030 年ころの商用化を目指して、技術の確立と実証に取り組んでいる。2021 年 10 月時点での組合員はカワサキ、岩谷産業、Shell Japan、J パワー、丸紅、エネオス、川崎汽船の 7 社で、理事長をカワサキが務めている。川崎重工業は日本への液化水素運搬と、日本での荷揚げ・貯蔵を担当している。3 ・日豪間の水素供給網構築に向けた実証事業：川崎重工は水素の安定供給実現のため、未利用資源である褐炭を活用した水素製造に取り組んでいる。世界有数の石炭資源国であるオーストラリア（豪州）は、その石炭資源の半分を褐炭が占める。オーストラリアの海底ガス田を水素製造時の副生ガス CO2 の貯留施設として利用することで、現地で CCS を推進する。4 ・Wyoming Integrated Test Center（ITC）における CO2 回収試験プロジェクト： 2020 年 6 月、米国の Wyoming 州政府は、一般財団法人 日本石炭エネルギーセンター（JCOAL）および川崎重工業株式会社と、Wyoming Integrated Test Center（ITC）において CO2 回収試験プロジェクトを前進させるための了解覚書（MOU）を締結した。本 MOU に基づき、JCOAL と川崎重工が開発する新たな固体吸収材を、Wyoming ITC において試験する。川崎重工は 2018 年からこの試験に向けた計画・設計を進めており、この度、建設段階に進み、2021 年には川崎重工がオンサイトとなる計画である。5, 6 ・2021 年 10 月、環境省の公募で「環境配慮型 CCUS 一貫実証拠点・サプライチェーン構築事業委託業務（固体吸収剤による分離回収技術実証）」が一般財団法人石炭フロンティア機構との共同で採択された。本事業は、固体吸収剤による CO2 分離回収技術の実用化の目途を立てることを目指し、日米協働により、当該技術の実証試験設備を建設、環境影響評価試験を実施する。実証試験設備は、米国 Wyoming 州にある Integrated Test Center（ITC）に設置する。環境影響評価試験では、実証試験設備から出る排気ガスの分析を行うとともに、試験期間中及びその前後の期間に周辺地域の環境モニタリングを実施する。7	FS 実証	1 関西電力 2 公益財団法人地球環境産業技術研究機構 3 岩谷産業、Shell Japan、J パワー、丸紅、エネオス、川崎汽船 4 JCOAL 5 石炭フロンティア機構（JCOAL）	大	**概要** 1 https://www.khi.co.jp/ir/pdf/etc_211209-1j.pdf 2 https://www.khi.co.jp/pressrelease/detail/20200924_1.html 3 https://www.kawasaki1ban.com/special/55046/ 4 https://www.khi.co.jp/hydrogen/assets/pdf/nikkei_business_0713.pdf 5 https://governor.wyo.gov/media/news-releases/2020-news-releases/wyoming-japan-coal-energy-center-kawasaki-heavy-industries-sign-mou-for 6 https://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=905&dispmid=496 7 http://www.env.go.jp/press/110080.html **売上その他データ** 8 https://www.khi.co.jp/ir/financial/pl.html 9 https://www.khi.co.jp/sustainability/library/data.html 10 https://www.khi.co.jp/ir/pdf/etc_210630_1j.pdf	2022/2/25
チネツギジュツ **地熱 技術** カイハツ **開発** カブシキガイシャ **株式会社**	JP	1975	研究所	1.地熱発電及び地熱開発に関する探査技術、掘削技術、貯留層シミュレーション技術、環境保全技術等の技術サービス・技術開発	売上高：12 億 6,800 万円（2020 年 3 月）資本：1 億 1 千 4 百万円（授権資本 1 億 5 千万円）	43 名	CCS	技術提供者		輸送・貯留	・地熱技術の他分野への適用に取り組んでおり、CO2 地中貯留事業に対して技術提供を行っている。 1 ・2021 年 7 月、大成建設と共同で、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）の地熱発電技術研究開発事業「カーボンリサイクル CO2 地熱発電技術」に採択された。本事業の実施期間は、2021 年度から 2025 年度の 5 年間の予定。地熱によって高温状態となった地層中に CO2 を圧入し、熱媒体として循環させることで地熱資源を採熱する、熱水資源に頼らない革新的な地熱発電の技術開発に着手する。本事業では、高温状態にあるが熱水量が不足するため従来技術では地熱発電に適用できなかった地熱貯留層中に、CO2 を圧入し、高温になった CO2 を回収することで地熱発電が可能となる。圧入された CO2 の一部は、地熱貯留層中に炭酸塩鉱物などとして固定されるため、カーボンニュートラルへの貢献も期待できる。※地熱技術開発は、本事業では全体システム設計と地熱貯留層内での CO2 人工貯留層造成技術の開発を主に担当する。 2	FS 実証	2 大成建設、JOGMEC	中	**概要** 1 http://www.gerd.co.jp/field01.html#A003 2 https://www.taisei.co.jp/about_us/wn/2021/210823_8430.html **売上その他データ** 3　http://www.gerd.co.jp/recruit.html 4 https://job.mynavi.jp/22/pc/search/corp102590/outline.html	2022/3/1

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
				2.地熱発電及び地熱開発に関する情報収集及び海外の地熱開発技術の導入 3.石油・天然ガス・二酸化炭素地中貯留・放射性廃棄物地層処分・メタンハイドレート等に係わる調査・技術開発等											
カンサイデンリョク **関西　電力**	JP	1951	電力	電気事業、熱供給事業、電気通信事業、ガス供給事業　等	連結 3,307,661 百万円（2018） 3,184,259 百万円（2019） 3,092,398 百万円（2020）	8,770(単体) 31,933（連結）	CCUS	技術提供者	燃料	分離・回収	・CCS の分離回収技術において、化学吸収液「KS-1」を開発、国内外の尿素プラントを中心に受注実績を増やしている。1 また、舞鶴発電所内に省エネルギー型二酸化炭素分離・回収システムのパイロットスケール試験設備を設置し、CO2 分離回収試験を行っている。 ・2020 年 9 月、川崎重工業株式会社、公益財団法人地球環境産業技術研究機構（RITE）と、省エネルギー型二酸化炭素分離・回収システムのパイロットスケール試験設備（４０トン-CO2／日 規模）を同社舞鶴発電所内に建設し、2022 年度から石炭火力発電所から排出される燃焼排ガス中のＣＯ２分離回収試験を開始することに合意した。2 ・2021 年 7 月、石油天然ガス・金属鉱物資源機構、丸紅、北陸電力、および Woodside Energy Ltd.（豪州 Perth 市）と共に、豪州から日本へのクリーン燃料アンモニアサプライチェーン構築に関する事業化調査を共同で実施することに合意し、共同研究契約を締結した。同プロジェクトでは、天然ガス由来のアンモニア製造の過程で排出される CO2 に CCS・CCU や植林などの CO2 排出削減対策を組み合わせたクリーン燃料アンモニアについて、豪州での生産、日本への海上輸送、発電用・船舶用燃料用途としての利活用およびファイナンスの検討などを含めたサプライチェーン全体の事業化調査を実施する。3 ・2021 年 7 月、岩谷産業と共に、液化水素製造プラント「ハイドロエッジ」を活用した CO2 フリー水素・カーボンニュートラルメタン製造を検討を開始すると発表した。「CO2 フリー水素の製造に関する最適手法の検討およびモデル構築」と「メタネーションによるカーボンリサイクルの最適手法の検討およびモデル構築」が NEDO「水素社会構築技術開発事業/地域水素利活用技術開発」に採択された。証書を活用した CO2 フリー化、脱炭設備による CO2 回収、再生可能エネルギーによる水素製造、カーボンニュートラルメタンの製造・供給を検討する。関電はカーボンニュートラルメタン製造供給検討、カーボンニュートラルメタンの需要量調査、事業性評価（取りまとめ）他を担当する。4, 5 ・2021 年 3 月、ノルウェーの世界最大級 CO2 回収実験施設で実証試験：三菱重工エンジニアリング（MHIENG）とノルウェーの Mongstad で世界最大級の CO2 回収実験施設を運営する Mongstad CO2 回収技術センター（TCM：Technology Centre Mongstad）は、同施設で MHIENG 独自の CO2 吸収液を使った実証試験を 2021 年 5 月から開始した。本試験は、MHIENG が関西電力（KEPCO）と新たに共同開発した「Advanced KM CDR ProcessTM」に使われるアミン吸収液「KS-21TM」の長期使用実証をノルウェーで行うもので、2021 年中の商用化を目指す。→2021 年 10 月、実証実験完了、新吸収液「KS-21™」に関して排ガスからの CO2 回収率が最大 99.8%に到達した。 KS-21™の技術優位性を証明する有益なデータを取得、商用化が完了し今後の事業拡大に大きく前進した。6, 7	FS 実証	１川崎重工業、RITE, ２　JOGMEC、丸紅、北陸電力、Woodside Energy ３　岩谷産業 ４　三菱重工エンジニアリング	大	**概要** 1 https://www.kepco.co.jp/corporate/report/yaku/4/pdf/yaku4_P50_54.pdf 2 https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2020/0924_1j.html 3 https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2021/pdf/20210720_1j.pdf 4 https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2021/pdf/20210728_1j.pdf 5 http://www.iwatani.co.jp/img/jpn/pdf/newsrelease/1404/2021072802_news.jp.pdf 6 https://www.mhi.com/jp/news/210304.html 7 https://www.mhi.com/jp/news/211019.html **売上その他データ** 8 https://www.kepco.co.jp/corporate/profile/outline.html 9 https://www.kepco.co.jp/ir/brief/securities/97/pdf/report97.pdf	2022/2/25
サンギョウギジュツ **産業　　技術総合研究所（AIST）**	JP	2001 年	研究所	産業技術に関わる研究	資本金 2,847 億 4,150 万円	5,068 名	CCUS	技術提供者	化学品・燃料	プロジェクト全体	・2016 年 4 月に、日本における貯留層に適した実用化規模（100 万トン/年）での CO2 地中貯留技術を開発するとともに、CCS の社会受容性の獲得を志向した研究開発を行うため、二酸化炭素地中貯留技術研究組合を発足した。 ・経済産業省の「安全な CCS 実施のための CO2 貯留技術の研究開発事業」の中で、弾性波探査を補完するモニタリング技術や長期遮蔽性能評価技術、水理－力学－地化学連成技術等について、研究開発に取り組んでいる。	ラボベース実証	２　学校法人成蹊学園　成蹊大学 ENEOS 株式会社 国立大学法人東海国立大学機構 名古屋大学 国立大学法人横	大	**概要** 1 https://unit.aist.go.jp/georesenv/geostorage/index.html/group/ 2 https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101410.html	2022/2/22

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											2016 年度から 2020 年度にかけて環境配慮型 CCS 貯留技術実証事業に三菱マテリアル、電力中央研究所、大成建設などと参画した。本事業は貯留適地調査及び既存圧入技術の技術開発を行う。 1 ・2021 年 2 月、NEDO「CO2 を液体合成燃料に変換し、カーボンニュートラルな燃料を高効率で製造する一貫プロセスを構築する研究開発」として、（1）次世代 FT 反応の研究開発（2）再エネ由来電力を利用した液体合成燃料製造プロセスの研究開発が採択された。この 2 テーマでは、CO2 を原料とした化学品製造の実現や炭化水素製造に最も親和性が高いと考えられるフィッシャー・トロプシュ反応の次世代技術開発と液体合成燃料一貫製造プロセスの構築と最適化、さらに将来のスケールアップに向けた研究開発を行う。 2 ・2021 年 2 月、大気中の CO2 から高濃度の都市ガス原料合成法を開発と発表：Delft 工科大学（Delft University of Technology）浦川 篤 教授と、大気中の希薄な CO2 から発電所起源の CO2 までの濃度範囲で、CO2 分離回収過程の前処理を必要とせずに低濃度の CO2 から高濃度のメタンを合成する技術を開発した。今回、CO2 を吸収する機能と、吸収した CO2 を水素と反応させてメタンに転換する機能の 2 つの機能をもつ二元機能触媒を開発し、CO2 分離回収過程を必要とせずエネルギー消費の少ない、希薄 CO2 の直接回収転換技術を開発した。この技術により大気中の CO2 よりも低い濃度の 100 ppm の CO2 から最大で 1000 倍以上高濃度のメタンを直接合成することができる。 3 ・2021 年 5 月、低濃度 CO2 からの尿素誘導体合成法を開発と発表：東ソー株式会社と共同で、NEDO のプロジェクトで、火力発電所排気ガス相当の低濃度 CO2 から、樹脂や溶媒、医薬品の原料として有用な化学品である尿素誘導体を合成する触媒反応を開発した。この技術は、日本で主流の石炭火力発電所排気ガスに相当する低濃度 CO2（体積比率 15%）とアミンから簡便に得られるカルバミン酸アンモニウム塩にチタン触媒を作用させて、有用化学品であるエチレンウレアなどのさまざまな尿素誘導体を効率的に合成できる。また、これまで直接利用が難しかった火力発電所排気ガス中の低濃度 CO2 を、濃縮・圧縮・精製といったコストやエネルギーが必要な工程を経ずに有用化学品に効率よく変換できる。 4 ・2021 年 9 月、CO2 分離回収・資源化コンソーシアムを設立した。国立研究開発法人 産業技術総合研究所材料・化学領域は、産総研コンソーシアムとして「CO2 分離回収・資源化コンソーシアム」を 9 月 1 日に設立した。本コンソーシアムは、次の活動を通してカーボンニュートラルの早期実現に貢献する。1. CO2 分離回収・資源化及び固定化技術に関する情報の収集及び会員間での共有　2.　CO2 分離回収・資源化及び固定化技術に関する技術相談・講演会の開催等による情報提供・技術交流　3. CO2 分離回収・資源化技術に関する共同研究立案等に向けたワーキンググループ開催　5 ・2020 年 7 月、触媒化学融合研究センター、東ソー株式会社と共同で、CO2 とケイ素化合物を原料として、ポリカーボネートやポリウレタンの原料となる「ジエチルカーボネート」を効率的に合成する触媒技術を開発した。今回、CO2 とケイ素化合物（テトラエトキシシラン）を原料としてジエチルカーボネートを合成する新たな触媒反応を見いだした。この反応は水を副生しないため、触媒が長寿命化し、高い反応効率が実現できた。この技術が実用化されれば、CO2 を炭素資源として再利用するカーボンリサイクル社会への貢献が期待できる。 6		浜国立大学 出光興産株式会社 一般財団法人石油エネルギー技術センター 3　Delft University of Technology 4 東ソー		3 https://www.aist.go.jp/aist_j/press_release/pr2021/pr20210225_2/pr20210225_2.html 4 https://www.aist.go.jp/aist_j/press_release/pr2021/pr20210514/pr20210514.html 5 https://www.aist.go.jp/aist_j/news/au20210901.html 6 https://www.aist.go.jp/aist_j/press_release/pr2020/pr20201127/pr20201127.html **売上その他データ** 7 https://www.aist.go.jp/aist_j/information/affairs/index.html 8 https://www.aist.go.jp/Portals/0/resource_images/aist_j/outline/enterprise-report/r02enterprise-report.pdf	
シコクデンリョク **四国 電力　株式会社**	JP	1951	電力	発電	連結 737,274 百万円 (2018) 733,187 百万円 (2019) 719,231 百万円 (2020)	2288(単体)	CCUS	価値付与者	化学品	プロジェクト全体	・電気事業における低炭素社会実行計画において、革新的技術の開発として、環境負荷を低減する火力技術(A-USC:先進超々臨界圧発電、IGCC:石炭ガス化複合発電、CCS:CO2 分離回収技術）等に取り組むとしている。 1 ・電気事業連合会及び四国電力を含む連携先各社では、水素製造から輸送、貯蔵、利用（発電利用・熱利用）までの水素サプライチェーン全体を俯瞰したケーススタディを行い、CO2 削減に効果的な水素利用方法について検討を行ってきた。また、いくつかの水素キャリア候補について輸送効率、経済性、環境性等の多面的評価を行っている。今後も引き続き、社会全体のゼロエミッション化に資する水素利用に向けて、技術、事業性などの面から課題を明確化し、その克服に向けた検討に着手していく。また、これまで低炭素化が困難であった熱利用分野での CO2 フリー水素の利活用を対象に技術的・法的制約、安全性などについて検討を行うとともに、熱利用や CCU の拡大に向け導入が期待されているメタネーションについて技術評価を行ってきた。今後は、他部門と連携した水素利用を念頭においた、技術評価、ポテンシャル評価および経済性評価等をすすめる。 2	FS 実証	2　電気事業連合会	無	**概要** 1 https://www.yonden.co.jp/assets/pdf/corporate/ir/policy/medium-term_management_plan/medium-term_management_plan_all.pdf 2 https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/133 **売上その他データ** 3 https://www.yonden.co.jp/assets/pdf/corporate/ir/library/securities_report/yuhofy2020.pdf	2022/2/22
スミトモカガク **住友　化学** カブシキガイシャ **株式会社**	JP	1913	メーカー	石油化学部門、エネルギー・機能材料部	連結 1,318,572 百万円 (2018) 2,225,80	6,277(単体) 34,743(連結)	CCUS	技術提供者	燃料	分離・回収	・2012 年、住友商事と CO2 分離事業に関する合弁会社を設立した。 1 ・2013 年より合弁会社 CO2 M-Tech を設立し膜分離法による CO2 分離技術について技術開発を行ってきた。同技術の特徴は、既存の化学吸収法に比べプロセスがシンプルでエネルギー消費を大幅に削減	ラボベース実証	島根大学	小	**概要** 1 https://www.sumitomocorp.com/ja/jp/news/release/2012/group/20121016_12 https://www.sumitomo-	2022/3/1

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
				門、情報電子化学部門、健康・農業関連事業部門、医薬品部門、その他	4 百万円(2019) 2,286,978 百万円(2020)						できき、かつ、設備の大きさを 2 分の 1 以下に小型化できる点である。 2 ・2020 年 9 月、住友化学と島根大学は CO2 からメタノールを実用化に見合うレベルで高効率に合成する共同研究を推進すると発表した。本共同研究では、島根大学は、引き続き触媒とプロセスの基礎技術の開発を進め、住友化学は、その基礎技術をもとに触媒とプロセスの工業化に取り組み、高効率なメタノールの合成反応の確立を目指す。3 ・2020 年 12 月、シンガポールでプロパン脱水素技術と CO2 の有効利用技術を組み合わせる検討を開始：住友化学は、シンガポールにある同社グループの石油化学コンプレックス内で、プロパンガスからプロピレンを生産するプロパン脱水素（PDH）技術と、それから副生される水素のほか CO2 を原料に、高効率でメタノールを合成する技術とを組み合わせる検討を開始した。本件は、環境負荷低減と経済活動とを両立できる取り組みであることから、シンガポール経済開発庁（Economic Development Board: EDB）の支援を受けている。4				chem.co.jp/news/detail/20151201.html 3 https://www.sumitomo-chem.co.jp/news/detail/20200910.html (2020.9.10) 4 https://www.sumitomo-chem.co.jp/news/detail/20201224.html (2020.12.24) **売上その他データ** 5 https://www.sumitomo-chem.co.jp/company/about/ 6 https://www.sumitomo-chem.co.jp/ir/library/security_report/files/docs/20_4q.pdf	
スミトモショウジカブシキガイシャ **住友商事株式会社**	JP	1919	商社	商品・サービスの販売、輸出入および三国間取引、国内外における事業投資	連結 5,339,238 百万円(2018) 5,299,814 百万円(2019) 4,645,059 百万円(2020)	5,396(単体) 75,383(連結)	CCS	技術利用者		プロジェクト全体	・2012 年、住友化学と CO2 分離事業に関する合弁会社を設立した。1 ・事業を通じた気候変動問題への貢献として、CO2 の吸収固定のための CCS 実証事業を行っていると表明している。2 ・Global CCS Institute（GCCSI）に 2018 年 12 月に参画した。インスティテュートの知識共有活動、事実に基づく助言および提唱を通じ CCS の世界的開発・実証・展開を推進し、CCS の実施に望ましい条件整備を目指している。3 ・2019 年 10 月、日豪間における水素サプライチェーン構築の実証事業への参画：住友商事および川崎重工業株式会社、電源開発株式会社、岩谷産業株式会社、丸紅株式会社、豪州企業 AGL Energy Limited は、豪州連邦および Victoria 州政府の補助金を受け、水素ガス精製、液化水素製造、陸上輸送および積出のパイロット実証と、水素サプライチェーンの商用化に関する検討を行う。実証設備の建設は、2019 年から順次開始しており、最初の水素製造および輸送試験は、2020 年から 2021 年の間に実施を予定している。住友商事は、本実証において、豪州連邦および Victoria 州政府が取り組んでいる CarbonNet Project とのコミュニケーションを促進する役割を担い、将来の CO2 フリー水素サプライチェーンの構築を目指す。4 ・2021 年 4 月、日本およびアジアを中心とした農地炭素貯留の事業推進に向けた協業：米国 Massachusetts 州のアグリテック系ユニコーン企業である Indigo Agriculture と住友商事は、日本およびアジアを中心とした協業に向けた覚書を締結した。Indigo と住友商事は、日本およびアジアにおいて、農地への炭素貯留事業を中心に、それ以外にも新規事業の立ち上げや住友商事の既存事業の高付加価値化に取り組む。具体的には、排出権を付加したカーボンフリーLNG の販売やエネルギー開発用鋼管の販売、日本でのＣO2 排出権の生成や微生物コーティング種子の拡販などを検討する。5 ・2021 年 3 月、従来の部門の枠組みを越えた新たな営業組織エネルギーイノベーション・イニシアチブを新設した。次世代エネルギー関連事業を EII に集約、CCS などを含む 3 つのテーマを軸として、事業拡大に注力する。6 ・2021 年 8 月、インドネシア Tangguh LNG プロジェクト：Tangguh LNG 事業に携わる企業連合は、オペレーターである bp と推進するインドネシア西 Papua 州の Tangguh LNG プロジェクトにおいて、CCUS 事業を含む開発計画について SKK Migas（インドネシア石油ガス上流事業監督執行機関）の承認を得た。本開発計画には、新規ガス田開発（Ubadari ガス田）のほか、生産中の Vorwata ガス田における CCUS 技術の適用による CO2 排出量の削減および天然ガスの生産効率向上・増産事業が含まれる。7	FS 実証	4 川崎重工業、電源開発、岩谷産業、丸紅、AGL Energy 5 Indigo Agriculture 7 三菱商事株式会社、株式会社 INPEX、JX 石油開発株式会社、三井物産株式会社、エルエヌジージャパン株式会社、双日株式会社、bp	大	**概要** 1 https://www.sumitomocorp.com/ja/jp/news/release/2012/group/20121016_1 2 https://www.sumitomocorp.com/ja/jp/sustainability/environmental-management/climate 3 https://www.sumitomocorp.com/-/media/Files/hq/sustainability/report/esg/esg-3.pdf?la=ja 4 https://www.sumitomocorp.com/ja/jp/news/release/2019/group/12600 5 https://www.sumitomocorp.com/ja/jp/news/release/2021/group/14650 6 https://www.sumitomocorp.com/ja/jp/news/release/2021/group/14510 7 https://www.sumitomocorp.com/ja/jp/news/release/2021/group/15010 **売上その他データ** 8 https://www.sumitomocorp.com/ja/jp/about/company/profile 9 https://www.sumitomocorp.com/-/media/Files/hq/ir/report/yuho/2020/20210618yuho.pdf?la=ja	2022/3/1
セキスイカガクコウギョウカブシキガイシャ **積水　化学工業株式会社**	JP	1947	メーカー	管材関連事業,住宅資材事業、新築住宅事業、高性能プラスチック等	連結 1,142,713 百万円(2018) 1,129,254 百万円(2019) 1,056,560 百万円(2020)	2,745(単体) 26,577(連結)	CCU	技術提供者	燃料	分離・回収	・積水化学グループは、「住・社会のインフラ創造」と「ケミカルソリューション」の領域において、住宅、環境・ライフ、高機能プラスチックスの 3 つのカンパニー（事業体）とメディカル、コーポレートで事業を展開している。 ・2020 年 4 月、官民ファンド株式会社産業革新機構から新設分割した株式会社ＩＮＣＪと共に、積水化学と米国ベンチャー企業 LanzaTech が共同開発した、微生物触媒を活用して可燃性ごみをエタノールに変換する技術の実証事業の実施、および事業展開を行うことを目的として、合弁会社「積水バイオリファイナリー株式会社」を設立した。同事業の一環として排ガス由来のエタノール製造を行う。岩手県久慈市に実証プラントを新設し、2021 年度末に稼働を開始、実証事業を行う予定である。実証プラントから発生する排ガスからは、現在導入予定の設備によって 1 日で最大 10kg の CO2 を回収する見込みである。 1 ・2018 年度から 2022 年度にかけて環境省の「二酸化炭素の資源化を通じた炭素循環社会モデル構築促進事業」に採択されており、同事業においても排ガスのメタネーションを行っている。 2	ラボベース実証	1 株式会社ＩＮＣＪ LanzaTech 3 ArcelorMittal, S.A.	中	**概要** 1 https://www.sekisui.co.jp/news/2020/1348992_36493.html 2 http://www.env.go.jp/earth/ccs/ccus-kaigi/1-2_MOE_CCUS_gaiyo.pdf 3 https://www.sekisui.co.jp/news/2021/1364769_37322.html **売上その他データ** 4 https://www.sekisui.co.jp/ir/results/fact_sheet/index.html 5 https://www.sekisui.co.jp/ir/document	2022/3/1

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											・2021 年 7 月、 Luxembourg に本社を置く鉄鋼メーカー ArcelorMittal, S.A.と、製鉄の際に排出される CO2 を回収し再利用するプロジェクトに関するパートナーシップを締結したと発表した。製鉄の際に排出されるガスから CO2 を分離・回収し、再利用するための技術開発に取り組む。このカーボン・リサイクルのキーテクノロジーは CO2 を高い収率で一酸化炭素に変換する積水化学の革新的な技術である。まずは、Asturias（スペイン）にある ArcelorMittal の R&D ラボで 2021 年から 3 年間にわたって本技術の初期検討を行い、その後、段階的にスケールアップしながら両社で実用化に向けた検討を進めていく予定である。 3				/yuhou/__icsFiles/afieldfile/2021/06/23/yuhou99.pdf	
セキタン **石炭　エネルギーセンター(石炭フロンティア機構*）*2021年 4月 に改名** ガツ　カイメイ	JP	1990	その他	石炭及び関連する各種エネルギー等に関する調査研究、情報の収集・提供、人材の育成、技術開発、技術の普及・移転及び事業化の支援等	基本財産 802 百万円	53	CCUS	技術利用者	燃料	プロジェクト全体	・石炭フロンティア機構は、石炭を取巻く環境を的確に捉え、石炭火力発電の高効率化やゼロエミッション化の技術確立促進、褐炭等の利用技術の開発等、課題開発に向けた提言、調査研究を行うとともに、中長期的視点に立った環境技術、褐炭等の利用に関する技術開発を行う。 ・酸素燃焼石炭火力発電について、会員企業と連携し、酸素燃焼技術の普及及び商用機実用化を進めている。日本と豪州が官民共同で実施したカライド酸素燃焼プロジェクトにおいて、酸素燃焼から回収した CO2 が地下貯留層に及ぼす悪影響はないことを確認した。また、カナダ Alberta 州における酸素燃焼石炭火力の FS 調査においては、酸素製造設備から回収される N2 の市場調査などを実施した。 ・高効率の石炭利用 CO2 回収技術としてケミカルタービンが注目されており、平成 27 年度から 3 年間の開発プロジェクトで、100kW ケミカルルーピング燃焼評価装置を用いて、イルメナイト酸素キャリアの長時間循環反応性能試験、及びメタン燃料と石炭燃料のケミカルルーピング燃焼試験を実施した。 1 ・2016 年 7 月、川崎重工業株式会社(KHI)と共に米国 Wyoming 州にある Wyoming Integrated Test Center（ITC）において CO2 回収試験プロジェクトを前進させるための了解覚書（MOU）を締結した。2020 年 6 月、米国 Wyoming 州政府は、JCOAL および川崎重工業株式会社(KHI)と Wyoming Integrated Test Center（ITC）において CO2 回収試験プロジェクト前進のための了解覚書（MOU）を締結した。JCOAL と川崎重工が開発する新たな固体吸収材を Wyoming ITC において試験する。川崎重工は 2018 年からこの試験に向けた計画・設計を進めており、この度、建設段階に進み、2021 年には川崎重工が現場に留まる（オンサイトとなる）計画となっている。 2 , 3 ・2021 年 10 月、環境省の公募「令和 3 年度環境配慮型 CCUS 一貫実証拠点・サプライチェーン構築事業委託業務（固体吸収剤による分離回収技術実証）」で「環境配慮型 CCUS 一貫実証拠点・サプライチェーン構築事業委託業務（固体吸収剤による分離回収技術実証）」が採択された。川崎重工業との共同事業。本事業は、固体吸収剤による CO2 分離回収技術の実用化の目途を立てることを目指し、日米協働により、当該技術の実証試験設備を建設し、環境影響評価試験を実施するものである。実証試験設備は、Wyoming Integrated Test Center（ITC）に設置する。環境影響評価試験では、実証試験設備から出る排気ガスの分析を行うとともに、試験期間中及びその前後の期間に周辺地域の環境モニタリングを実施する。4	FS 実証	2，3　川崎重工業	小	**概要** 1　http://www.jcoal.or.jp/work/04/ 2 https://governor.wyo.gov/media/news-releases/2020-news-releases/wyoming-japan-coal-energy-center-kawasaki-heavy-industries-sign-mou-for 3 https://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=905&dispmid=496 4 http://www.env.go.jp/press/110080.html **売上その他データ** 5 http://www.jcoal.or.jp/overview/about/ 6 https://info.gbiz.go.jp/hojin/ichiran?hojinBango=6010405010488	2022/3/1
セキユシゲンカイハツ **石油 資源 開発株式会社**	JP	1970	エネルギー関連	石油、天然ガスおよびその他のエネルギー資源の探鉱、開発、生産、販売と、これらに関連する掘削などの請負事業、電気の供給等	連結 267,980 百万円（2018） 318,822 百万円（2019） 240,078 百万円（2020）	937(単体) 1,780(連結)	CCUS	技術提供者	EOR	輸送・貯留	・石油・天然ガスの探鉱・開発で培ってきた、地下構造の把握や岩石物性の推定、圧入井の掘削、生産、流体移動シミュレーションや地震探査などによる地下モニタリングなどの先端技術の提供を通じ、CCS の実用化に向けた取り組みへの貢献を行っている。1 また、CCUS に関する以下の取り組みを、専任部門を設置し進めている：CO2 を用いた CO2-EOR（石油増進回収法）の技術開発および CO2 を用いた CO2-EGR（ガス増進回収法）の技術開発 2 ・2008 年に日本 CCS 調査株式会社をその他民間企業と設立した。 ・2019-2020 年度、同社が組合員として参画する「二酸化炭素地中貯留技術組合」が、秋田県・申川油田で、既存坑井を用いた CO2 マイクロバブル圧入実証試験を実施した。CO2 を微小な泡状にした「マイクロバブル」で坑井に圧入することにより、通常の形態での CO2 圧入に比べ、CO2 貯留率と原油回収率の向上を確認した。2021 年度以降は、この実証試験で得られた結果をもとに、フィールドでの実用化に向けた検討を進めている。 3 ・2021 年 6 月、インドネシア・Sukowati 油田における二国間クレジットを活用した CCUS プロジェクトの事業性評価共同検討に合意した。4 ・2021 年 6 月、三菱ガス化学と共同で新潟県における CO2 を有効利用する検討を始めた。三菱ガス化学の新潟工場（新潟市）から出る CO2 を回収し、(1)化学物質であるメタノールの製造への利用と、(2)両社が共同操業する東新潟ガス田（新潟市）に圧入し、原油や天然ガスの増産（EOR）に利用するための課題を検討する。5 ・2021 年 10 月、同社として初のカーボンニュートラル LNG の受け入れを相馬 LNG 基地（福島県相馬郡新地町、相馬港 4 号埠頭）にて実施した。6	FS 実証	三菱ガス化学	小	**概要** 1.https://www.japex.co.jp/business/new/ccs/ 2 https://www.japex.co.jp/business/new/ccus/ 3 https://www.japex.co.jp/business/new/ccus/ 4. https//www.japex.co.jp/news/detail/20210622_03/ 5. https://www.nikkei.com/article/DGXKZO73216670U1A620C2X12000/ 6. https://www.japex.co.jp/news/detail/20211008_01/ **売上その他データ** 7. https://profile.yahoo.co.jp/consolidate/1662	2022/3/1

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
ニッテツ **日鉄　エンジニアリング株式会社**	JP	1974	エンジニアリング	製鉄プラント、環境・エネルギー、都市インフラ	連結 324,400 百万円 (2020)	1,257(単体) 4,800(連結)	CCS	技術提供者		分離・回収	・2008 年度から環境調和型製鉄プロセス技術開発（COURSE50）プロジェクトを推進している。 ・省エネ型 CO 2 回収設備「ESCAP®」を開発。同技術は化学吸収法を用いた設備であり、汎用技術と比べ熱消費量を 4 割以上削減し、不純物の多い原料ガスから、食品用途を含む高純度の CO2 を製造することが可能である。 1 ・2020 年 7 月、CO2 を原料とするパラキシレン製造に関する開発に着手：富山大学、千代田化工建設株式会社、日本製鉄株式会社、貿易事業・CI ケミカル事業・生分解性材料事業を行うハイケム株式会社、三菱商事株式会社と共同で、NEDO の「カーボンリサイクル・次世代火力発電等技術開発／CO2 排出削減・有効利用実用化技術開発／化学品への CO2 利用技術開発」に採択された。本事業では、CO2 からパラキシレンを製造するための画期的な触媒の改良、量産技術の開発やプロセス開発を実施するとともに、全体の経済性や CO2 削減効果を含めた事業性検討を行い、実証段階への道筋を作ることを目指す。日鉄エンジニアリングはプロセス開発（最適プロセスフロー、運転条件の最適化等）を担当する。2	FS 実証	富山大学、 千代田化工、 日本製鉄、 ハイケム、 三菱商事	大	**概要** 1 https://www.eng.nipponsteel.com/business/energy_solutions/escap/escap/ 2 https://www.nipponsteel.com/common/secure/news/20200714_100.pdf **売上その他データ** 3 https://www.eng.nipponsteel.com/company/overview/	2022/3/1
チュウゴクデンリョク **中国　　電力** カブシキガイシャ **株式会社**	JP	1951	電力	発電(原子力、火力・水力・再生可能エネルギー)	連結 1,594,743 百万円 (2018) 1,641,335 百万円 (2019) 1,488,486 百万円 (2020)	3,668(単体) 13,050(連結)	CCU	技術提供者	燃料・鉱物		・中国電力では、2021 年 2 月、2050 年カーボンニュートラルに向けたロードマップを発表している。2050 年までに低効率石炭火力発電を全廃しつつ、再生可能エネルギーを 2050 年までに 300MW から 700MW にまで増強する。高効率石炭火力発電については、バイオマス・アンモニア混焼も進めながら、最後は炭素回収・利用・貯留（CCUS）を活用。水素燃焼発電については、大崎クールジェンプロジェクトに言及し、ブルー水素寄りの姿勢を示している。 1 , 2, 3 ・カーボンリサイクルを実現する Gas-to-Liids バイオプロセスの開発：暗所で高速･高密度培養が可能な複数の微生物を組み合わせた複合発酵法を確立して，発電排出ガス(Gas)から燃料や化成品の原料油脂(Lipids)を生産することにより CO2 を再資源化する新規バイオプロセスの開発を行っている。4 ・2019 年、電源開発株式会社と共同で CCUS の大型実証試験を行うため大崎クールジェン株式会社を設立した。5 ・2020 年 7 月、石炭火力発電分野のカーボンリサイクル技術「CO2-TriCOM」が NEDO 公募事業に採択された。中国電力株式会社，国立大学法人広島大学，および中国高圧コンクリート工業株式会社の三者は，石炭火力発電における CO2 排出や石炭灰の発生等，環境面での課題解決に向けた取り組みの一環として，CO2 や石炭灰等を土木工事用の資材として再生させる『トリプル C リサイクル技術（通称「CO2-TriCOM」）』の開発に取り組んでいる。現在は基礎研究の段階であり，今後約 3 年をかけ，開発・実証試験を進めることで本技術を確立し，早期の実用化に向けて取り組む。6	ラボベース実証	5 電源開発 6 広島大学、中国高圧コンクリート工業	中	**概要** 1 https://www.energia.co.jp/tokusetu_site/carbon-neutral/roadmap/ 2 https://www.energia.co.jp/press/2021/13005.html 3 https://sustainablejapan.jp/2021/02/27/j-power-kepco-carbon-neutral/59484 4　https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/122 5 https://www.jpower.co.jp/news_release/2019/06/news190605_1.html 6 https://www.energia.co.jp/press/2020/12589.html **売上その他データ** 7 https://www.energia.co.jp/corp/company/outline.html 8 https://www.energia.co.jp/ir/irdata/data01.html 9 https://www.energia.co.jp/ir/pdf/ir13-2020.pdf	2022/3/1
チヨダ　カコウ **千代田化工 建設株式会社**	JP	1948	エンジニアリング	プロセスプラント建設	連結 341,952 百万円 (2018) 385,925 百万円 (2019) 315,393 百万円 (2020)	1,591(単体) 4,174(連結)	CCUS	技術提供者	化学品・燃料	分離・回収	・炭酸ガスを効率よく分離し貯留する技術、さらには炭酸ガスを有効な資源に転換する技術開発を行っている。分離技術としては、JOGMEC と共同でゼオライト膜を用いた天然ガスからの CO2 分離プロセス開発を行っている。固定化及び有効利用としては、2018 年度から 2019 年度にかけては NEDO の委託事業で異なる電極活性点を利用した CO2 からの C2 化合物製造技術およびシステム開発を、2019 年度よりは環境省の環境配慮型 CCS 実証事業を行っている。 1 ・CO2 リフォーミング技術：CO2 を原料とし、幅広い H2/CO 比の合成ガスを高効率に製造する CT-CO2AR(シーティーコア)技術を有する。合成ガスは多岐にわたる化学品(オキソ合成、MMA、酢酸等)の原料ガスであり、本技術では CO2 を原料として用いることに加え、独自開発のリフォーミング用触媒を用いることでエネルギー効率の高い条件での運転が可能。商業装置としては 2014 年に国内化学メーカーに納入され、現在も安定に稼働中である。 2 ,3 ・2020 年 7 月、「CO2 を原料とする化学品（パラキシレン）製造の技術開発」が NEDO 事業に採択された。本事業では、CO2 からパラキシレンを製造するための画期的な触媒の改良や量産技術の開発、プロセス開発を実施するとともに、全体の経済性や CO2 削減効果を含めた事業性の検討を行う。千代田化工はプロセス開発（最適プロセスフロー、運転条件の最適化等）を担当する。4,5 ・2020 年 9 月、「電気化学プロセスを主体とする革新的 CO2 大量資源化システムの開発」が NEDO のプロジェクト「ムーンショット型研究開発事業」に採択された。委託期間は 2029 年度まで。研究開発では大気中に放散された希薄な CO2 および放散される前の CO2 を回収して、再生可能エネルギーを駆動力として、電気化学的に富化／還元し、有用化学原料を生成するプロセスまでの統合システムを開発し、カーボンリサイクルの基盤を構築する。千代田化工は反応	FS 実証	1 JOGMEC 3: 富山大学、日本製鉄株式会社、日鉄エンジニアリング株式会社、ハイケム株式会社、三菱商事株式会社 4: 東京大学、大阪大学、理化学研究所、古川電気工業、宇部興産、清水建設	大	**概要** 1 https://www.chiyodacorp.com/jp/csr/environment/technologies-development.html 2 https://www.chiyodacorp.com/jp/service/gtl/co2-reforming/ 3　https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/648 4 https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101331.html 5　https://www.u-toyama.ac.jp/outline/publicity/pdf/2020/20200714.pdf 6 https://www.shimz.co.jp/company/about/news-release/2020/2020020.html 7 https://www.denkishimbun.com/sp/79740 8 https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101322.html 9 https://www.chiyodacorp.com/jp/servi	2022/3/1

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											プロセス開発・プロセス統合を担当する。6, 7 ・2020 年 3－12 月、ブルネイで天然ガス由来の水素を生産・貯蔵し、日本に運び、ガス火力発電の燃料に使う実証実験を行い、約 100t の生産・貯蔵に成功した。ブルネイの天然ガス生産過程で出る炭化水素ガスから水素を生産する。貯蔵・輸送では、トルエンと合成して液化し体積を 500 分の 1 に圧縮する「有機ケミカルハイドライド法」を用いる。利用時には、トルエンと合成した水素から再び水素を取り出す「脱水素」を行う。8, 9				ce/spera-hydrogen/innovations/ **売上その他データ** 10 https://www.chiyodacorp.com/jp/about/profile/ 11 https://www.chiyodacorp.com/ir/2020_Yuho.pdf	
デンカ株式会社	JP	1915	メーカー	電子・先端プロダクツ、ライフイノベーション、エラストマー、ポリマー等	連結 413,128 百万円（2018） 380,803 百万円（2019） 354,391 百万円（2020）	3,349(単体) 6,316(連結)	CCU	技術提供者	鉱物		・CO2 を大気へ排出せずに製品に利用するための、デンカ独自の CCU 技術の確立を目指す。 1 ・2030 年度までに CO2 回収技術実装化実現を目標に、国立研究開発法人産業技術総合研究所と共同開発を推進している。 2 ・環境配慮型コンクリート「CO2-SUICOM」をコンクリート二次製品メーカーのランデス株式会社、鹿島建設株式会社、中国電力株式会社と共同開発した。同製品はデンカが開発した炭酸化混和材「LEAF」の CO2 を吸い込み（スイコム）固定化する性質を活かして、総排出量を実質ゼロ以下にする CCU 技術の製品である。炭酸化反応での硬化養生を行うため、ほぼ中性であり植物や生物への影響が少ないという特長も有している。3 ・2021 年 10 月、鹿島建設株式会社と株式会社竹中工務店とともに 3 社の技術を融合して、カーボンネガティブコンクリートを実現する技術を共同研究することに合意した。4	商用展開済み	1 ランデス株式会社、鹿島建設株式会社、中国電力株式会社 2 鹿島建設株式会社、株式会社竹中工務店	中	**概要** 1 https://denka.disclosure.site/ja/themes/668 2 https://www.denka.co.jp/pdf/ir/report/P23-25.pdf#page=2 3 https://denka.disclosure.site/ja/themes/746 4 https://www.denka.co.jp/storage/news/pdf/937/20211008_denka_carbon-negative-concrete_2.pdf **売上その他データ** 5 https://www.denka.co.jp/corporate/overview/ 6 https://www.denka.co.jp/storage/ir/library/pdf/342/denka_162nd_annual_securities_report.pdf	2022/3/1
フルカワデンキ **古河　電気** コウギョウ **工業　株式会社**	JP	1884	メーカー	情報通信、エネルー、自動車、エレクトロニクス、建設・建築、新事業・開発品	連結 991,590 百万円 (2018) 914,439 百万円 (2019) 811,600 百万円 (2020)	48,449(連結) 4,084(単体)	CCUS	技術提供者	化学品	分離・回収	・古川電工は、エネルギー、情報、熱を伝える、繋げる、蓄えることを事業の柱とし、「メタル」、「ポリマー」、「フォトニクス」、「高周波」の 4 つの技術力を核として、情報通信やエネルギーなどのインフラ分野や自動車部品分野、エレクトロニクス分野へ、多岐にわたる製品を世界中に展開している。 ・NEDO の「平成 30 年度エネルギー・環境新技術先導研究プログラム」に採択され、CO2 電解還元法による C2 化合物製造技術およびシステムの研究開発を千代田化工建設株式会社、国立研究開発法人理化学研究所と共同で行っている。 1 ・2020 年 9 月、東京大学、大阪大学、理化学研究所、宇部興産株式会社、清水建設株式会社、千代田化工建設株式会社、古河電気工業株式会社の共同事業「電気化学プロセスを主体とする革新的 CO2 大量資源化システムの開発」が NEDO のムーンショット型研究開発事業に採択された。本事業の委託期間は 2020 年度から 2029 年度の最大 10 年間の計画。電気化学技術を主体とし、400ppm～15%程度の幅広い濃度範囲の気体中 CO2 濃度に対応し、かつ分散配置が可能な CO2 回収・有用化学原料への還元資源化プロセスの開発を目指す。具体的には、大気中に放散された希薄な CO2 および放散される前の CO2 を回収して、再生可能エネルギーを駆動力として、電気化学的に富化／還元し、有用化学原料を生成するプロセスまでの統合システムを開発し、カーボンリサイクルの基盤を構築する。古川電工は CO2 電解還元／材料開発を担当する。 2	理論構築	1 千代田化工建設株式会社,国立研究開発法人理化学研究所 2 東京大学、大阪大学、理化学研究所、宇部興産株式会社、清水建設株式会社、千代田化工建設株式会社	大	**概要** 1　https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/650 2 https://www.furukawa.co.jp/release/2020/kenkai_20200909.html **売上その他データ** 3 https://www.furukawa.co.jp/ir/library/sr/pdf/199_04.pdf 4 https://www.furukawa.co.jp/company/outline.html	2022/3/1
デンゲンカイハツ **電源　開発　株式会社**	JP	1952	電力	再エネ発電(水力・地熱・風力・バイオマス）、火力発電、原子力発電、通信・その他、海外展開、小売電気	連結 897,366 百万円 (2018) 913,775 百万円 (2019) 909,144 百万円 (2020)	1,722(単体) 7,156(連結)	CCU	技術利用者	燃料		・2021 年 2 月、長期戦略「Blue Mission 2050」を発表し、ブルー水素燃焼発電を主軸にしていく考えを示した。国内の石炭火力発電について、2050 年に向けて、石炭ガス化複合発電（IGCC）と CCUS を組み合わせつつ、バイオマス・アンモニア混焼も進めながら、老朽化したものから段階的に全廃することを明記した。その代わりに既存炉をガス火力発電炉に転換しつつ、2040 年頃から段階的に燃料を天然ガスから水素ガスに切り替えていくロードマップを示した。 1 ・また、2021 年 9 月、CO2 フリー水素の技術開発から事業化まで部門横断的に加速化するため、「水素・CCS 特命ライン」を設置した。今後、国内外において以下の具体的な取り組みを加速する。・化石燃料利用と CCS による CO2 フリー水素（ブルー水素）の製造・供給・再生可能エネルギーによる CO2 フリー水素（グリーン水素）の製造・供給・CO2 フリー水素の発電利用（いずれも CO2 フリー水素には CO2 フリーアンモニアを含む）2 ・2019 年、中国電力と共同で CCUS の大型実証試験を行うため大崎クールジェン株式会社を設立。3 ・2020 年、日揮グループの日本エヌ・ユー・エス株式会社と共同提案した「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」が経済産業省事業「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のうち CCUS 国際連携事業」に採択された。4	FS 実証	中国電力 日本エヌ・ユー・エス株式会社	中	**概要** 1 https://www.jpower.co.jp/bluemission2050/ 2 https://www.jpower.co.jp/news_release/2021/09/news210930_2.html 3 https://www.jpower.co.jp/news_release/2019/06/news190605_1.html 4 https://www.jpower.co.jp/news_release/2020/05/news200520.html 5 https://www.jpower.co.jp/news_release/pdf/news201106.pdf 6　https://rief-jp.org/ct8/110357 7 https://www.jpower.co.jp/news_release/2021/02/news210201.html 8 https://www.jpower.co.jp/news_releas	2022/3/1

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											・2020 年 11 月、二酸化炭素地中貯留技術研究組合に加入した。 5 ・2021 年 2 月、オーストラリアで産出する褐炭から水素を製造し、日本に輸入するプロジェクトの実証事業「日豪水素サプライチェーン構築実証事業」を開始した。褐炭は水分や不純物が多い低品位な石炭で、現地でも大半が未利用状態という。褐炭を利用して水素製造する工程では CO2 が発生するため「ブラウン水素」だが、将来的には同国政府が別途進めている CCS プロジェクトと連携して回収し、地下貯留を行いブルー水素として活用するとしている。J パワーは、同プロジェクトで、褐炭から水素を製造する分野を担当する。6, 7 ・2021 年 4 月、西海市にある松島火力発電所 2 号機（石炭燃料、運転開始から 40 年）の更新計画を発表した。石炭を燃やした熱で発電することの高効率化を図り、その先にはバイオマス燃料や CO2 を分離・回収、貯留する技術も組み合わせて最終的に CO2 排出量ゼロを目指す。8				e/2021/04/news210416_2.html **売上その他データ** 9 https://www.jpower.co.jp/ir/pdf/houkoku69q4.pdf	
トウキョウ **東京　ガス**	JP	1885	エネルギー関連	ガス、電力、海外（上流・中下流事業）、エネルギー関連、不動産、その他	連結 1,962,308 百万円 (2018) 1,925,235 百万円 (2019) 1,765,146 百万円 (2020)	6,882(単体) 16,858(連結)	CCUS	技術提供者	燃料	輸送・貯留	・RITE と共に CO2 をマイクロバブル化して地下圧入する技術の研究開発を行っている。この技術により、限られた地層へ効率的に大量の CO2 を貯留することが可能となり、CCS のコスト低減を実現できるとしている。 CCS を用いた化石燃料からの CO2 フリー水素製造も行っている。 1 ・2021 年 6 月、Tokyo Gas Australia Pty Ltd は、オーストラリア洋上 CCS ハブ・プロジェクト「deepC Store」の開発検討に関して、本プロジェクトの開発に特化したデベロッパーであるトランスボーダーズ・エナジー社との間で共同スタディ契約を締結した。本プロジェクトでは、オーストラリアを始めとするアジア太平洋地域のさまざまな産業施設から発生する CO2 を回収後、液化 CO2 を船舶で輸送し、オーストラリア沖合の洋上圧入ハブ設備から CO2 を地下圧入し、長期貯留する。2 ・2021 年 7 月、都市ガスの脱炭素化技術であるメタネーションの実証試験を、2021 年度内に開始すると発表した。本実証は、再生可能エネルギー由来の電力調達から合成メタン製造・利用までの一連の技術・ノウハウの獲得、水電解装置・メタネーション装置の実力値や課題の把握、システム全体での効率等の知見獲得を目的に実施。メタネーションについては、既存技術であるサバティエ反応（水素と二酸化炭素を高温高圧状態に置き、ニッケルを触媒としてメタンと水を生成する化学反応）の実証に加え、より一層の高効率化を目指すハイブリッドサバティエ反応、設備コスト低減が見込める「PEM*1CO2 還元技術」や「バイオリアクター」等の革新的技術開発を、複数の機関と連携して進める。 3 ・2021 年 9 月、都市ガス機器利用時の排ガスに含まれる CO2 と水酸化物を反応させることで、洗剤や肥料などさまざまな工業製品の原料となる炭酸カリウムを都市ガスの顧客先で製造し、CO2 を資源化するオンサイト CCU 技術を開発したと発表した。本技術では、カナダ CleanO2 Carbon Capture Technologies 社製の炭酸カリウムを製造可能な CO2 回収装置「CARBiN-X」を使用している。ガス機器の排ガス性状や空気環境が北米と日本では異なることから、CleanO2 との共同検討や国内での実験を重ね、独自の製造技術の開発に成功した。 4	ラボベース実証	1 RITE ２トランスボーダーズ・エナジー社, Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO)、JX 石油、九州電力株式会社、株式会社商船三井、大阪ガス株式会社、大阪ガス オーストラリア Pty Ltd、、東邦ガス、Technip Energies、Add Energy Group 4 CleanO2 Carbon Capture Technologies	大	**概要** 1　https://www.tokyo-gas.co.jp/techno/category1/13_index_detail.html 2　https://www.nex.jx-group.co.jp/newsrelease/2021/co2deepc_store.html 3　https://www.tokyo-gas.co.jp/news/press/20210707-03.html 4　https://www.tokyo-gas.co.jp/news/press/20210928-01.html **売上その他データ** 5　https://www.tokyo-gas.co.jp/IR/financ/highlight_j.html 6　https://www.tokyo-gas.co.jp/about/profile/index.html	2022/3/1
トウシバ **東芝**	JP	1875	メーカー	エネルギーシステム、インフラシステム、ビル、リテール＆プリンティング、デバイス＆ストレージ、デジタル、電池	連結 3,693,539 百万円 (2018) 3,389,871 百万円 (2019) 3,054,375 百万円 (2020)	3,613(単体) 117,300(連結)	CCUS	技術提供者	化学品・燃料	分離・回収	・東芝は火力発電所等の排気ガスから大気中に放出される CO2 を分離回収する技術の開発を進めている。CO2 を選択的に吸収、放出する特性を持つ吸収液での化学吸収法による燃焼後回収技術を用いている。 1 ・火力発電所から排出される CO2 を高スループット型人工合成技術によって CO に変換する。経済的に成立する CO2 資源化モデルを提唱する為に、環境省事業の基 2018 年から 2022 年にかけて CO2 回収ガスを模擬した CO2 主成分ガスを用いたシステム動作検証を行う。2 ・2021 年 3 月、常温環境下において世界最高スピードで CO2 を価値ある資源に変換可能な CO2 資源化技術を開発したことを発表した。CO2 を燃料や化学品の原料となる一酸化炭素に電気化学変換する CO2 資源化技術「Power to Chemicals」において、変換する電解セルを独自の技術で積層（スタック化）することで単位設置面積あたりの処理量を高め、郵便封筒（長 3）サイズの設置面積で、年間最大 1.0t-CO2 の処理量を達成し、常温環境下で稼働する CO2 電解スタックにおいて世界最高の処理速度となった。1 日の CO2 排出量が 200t となる清掃工場であれば、2,000m2 程度の設置面積で処理ができると試算できる。セルをさらに積層することでスケールアップが可能であり、早期実用化に向けて大きく前進した。3、 4， 5 ・2021 年 8 月、「人工光合成技術を用いた電解による地域の CO2 資源化検討事業」が環境省「令和 3 年度二酸化炭素の資源化を通じた炭素循環社会モデル構築促進事業」に採択された。東芝エネルギーシステムズ株式会社、東洋エンジニアリング株式会社、出光興産株式会社、日本ＣＣＳ調査株式会社、全日本空輸株式会社と連携して、東芝研究開発センターが開発した CO2 を一酸化炭素（CO）に転換する CO2 電解技術を用い、CO と水素から液体燃料を合成する	商用展開済み	3 東芝エネルギーシステムズ株式会社、東洋エンジニアリング株式会社、株式会社東芝、出光興産株式会社、日本ＣＣＳ調査株式会社、全日本空輸株式会社	大	**概要** 1 https://www.toshiba-energy.com/thermal/product/zero-emissions.htm 2 http://www.env.go.jp/earth/ccs/ccus-kaigi/2-4_3_CCUS_Utilization_TOSHIBA.pdf 3 https://www.global.toshiba/jp/technology/corporate/rdc/rd/topics/21/2103-02.html?_ga=2.26694074.681228479.1636936178-629888508.1618800003 4　https://www.toshiba-clip.com/detail/p=6220 5　https://www.toshiba-clip.com/detail/p=6234?utm_source=toshiba.co.jp/about/press&utm_medium=pr&utm_content=2 6　https://www.toshiba-energy.com/info/info2021_0824.htm **売上その他データ** 7 https://www.toshiba.co.jp/about/ir/jp/finance/pl.htm	2022/3/1

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											FT 合成技術と組み合わせて、「持続可能な航空燃料（SAF）」を製造する、P2C による炭素循環ビジネスモデルを検討している。東芝エネルギーシステムズが実用規模の CO2 電解装置のプロトタイプを製作し、同社浜川崎工場で運転実証を実施。これを基に、各社が持つ知見・技術や関連するプラント設備等を活かし、CO2 の分離回収から SAF 製造、消費までの全工程を、北海道苫小牧市を含む候補地で実証することを想定した基本計画を作成する。これから得られたデータ・知見を、地域における炭素循環社会モデルに反映させ、事業成立性を評価する。東芝は CO2 電解技術の実証を行う。期間は 2021 年 9 月~2025 年 3 月末予定である 6				8 https://www.toshiba.co.jp/about/ir/jp/library/sr/sr2020/tsr2020.pdf	
トウヨウ **東洋　エンジニアリング株式会社**	JP	1961	エンジニアリング	各種産業プラントの研究・開発協力、企画、設計、機器調達、建設、試運転、技術指導	連結 294,993 百万円（2018） 219,094 百万円（2019） 184,000 百万円（2020）	968(単体) 3,943(連結)	CCUS	技術提供者	燃料	プロジェクト全体	・日本 CCS 調査株式会社に設立当初（2008 年）より参加している。また、社内横断組織「CCS チーム」を作り、CO2 分離・回収／超臨界 CO2 ハンドリング／Enhanced Oil Recovery（EOR:石油増進回収）といった分野における経験を CCS に活用する検討や、最新技術の調査・整備、システム検討・設計、経済性評価を行っている。1 ・2020 年 12 月、東芝、東芝エネルギーシステムズ株式会社、出光興産株式会社、全日本空輸株式会社、他と CO2 を CO に電気分解する技術を用いた P2C プロセスにより排ガスなどからの CO2 を持続可能なジェット燃料(SAF)に再利用する、カーボンリサイクルのビジネスモデル検討を開始することに合意した。2	商用展開済み	1 日本 CCS 調査株式会社 2 東芝エネルギーシステムズ株式会社、出光興産株式会社、全日本空輸株式会社	大	**概要** 1. https://www.toyo-eng.com/jp/ja/products/environment/ccs/ 2. https://www.toyo-eng.com/jp/ja/company/news/?n=769 **売上その他データ** 3　https://www.toyo-eng.com/jp/ja/company/outline/ 4　https://www.toyo-eng.com/jp/ja/investors/highlight/pdf/FinancialHighlights_ja.pdf	2022/3/1
ニッキ **日揮 株式会社**	JP	1928	エンジニアリング	総合エンジニアリング、機能材製造、エネルギー・環境コンサルティング	連結 619,241 百万円(2018) 480,809 百万円(2019) 433,970 百万円(2020)	281(単体) 7,371(連結)	CCS	技術提供者		分離・回収	・日揮グループは、2004 年にアルジェリアの天然ガス精製プラント向けに初めて CCS 設備を完工させて以降、オーストラリアの LNG プラント向けに世界最大級の CCS 設備を建設した実績を有し、日本でも、北海道苫小牧市における国内初の大規模 CCS 実証試験事業の設備建設を担うなど、CCS 分野のリーディングコントラクターとしての地位を確立している。また、CCS 設備の建設のみならず、CO2 分離技術に係る積極的な技術開発を推進している。 1 ・日本ガイシ株式会社と共同で DDR 膜による CO2 分離プロセスの共同開発を行っている。本技術はゼオライト膜を用いた高効率な CO2 分離技術で、高濃度に CO2 を含む CO2-EOR に伴って産出される随伴ガスや天然ガスからの CO2 分離に適している。2	FS 実証	日本ガイシ株式会社	小	**概要** 1 https://www.jgc.com/jp/business/CCS/#4 2 https://www.jgc.com/jp/business/tech-innovation/environment/ddr-membrane.html **売上その他データ** 3 https://www.jgc.com/jp/about/corporate-profile.html 4　https://www.jgc.com/jp/ir/ir-library/assets/pdf/fy20_yukashoken_1.pdf	2022/3/1
ニホンセイテツ **日本製鉄　株式会社**	JP	2019	製鉄	製鉄	連結 6,177,947 百万円(2018) 5,921,525 百万円(2019) 4,829,272 百万円(2020)	29,579(単体) 106,226(連結)	CCU	技術提供者	化学品	プロジェクト全体	・2019 年 4 月に新日鉄住金から商号を変更した。1 ・2020 年 4 月に日鉄日新製鋼を買収合併した。1 ・CO2 からの鉄鉱石還元用 CO 変換技術開発など、カーボンリサイクル技術の開発に取り組んでいる。2 ・2008 年度から環境調和型製鉄プロセス技術開発（COURSE50）プロジェクトを推進している。また RITE と東京大学と共に省エネ型 CO2 回収設備 ESCAP を開発。ESCAP は、製鉄所から出る高炉ガスや火力発電所からの排ガスなど、比較的 CO2 濃度の低い常圧ガスから純度の高い CO2 を分離回収する技術である。従来法と比べ、40%以上の熱エネルギー消費量削減に成功した。3 ・CO2 から炭酸ジメチル（DMC）を製造するプロセスを東北大学と共同で開発している。4 ・2020 年 7 月、富山大学、千代田化工建設株式会社、日鉄エンジニアリング株式会社、日本製鉄株式会社、貿易・C1 ケミカル事業・生分解材料事業を行うハイケム株式会社、三菱商事株式会社は共同で、NEDO 事業である CO2 を原料とするパラキシレン製造に関する開発（カーボンリサイクル・次世代火力発電等技術開発／CO2 排出削減・有効利用実用化技術開発／化学品への CO2 利用技術開発）に採択された。日本製鉄は触媒開発（新規触媒の性能向上、長寿命化等）、プロセス開発（最適プロセスフロー、運転条件の最適化等）を行う。5 ・2021 年 6 月、日本ＣＣＳ調査株式会社、一般財団法人エンジニアリング協会、伊藤忠商事株式会社、日本製鉄株式会社は、NEDO 公募事業「CCUS 研究開発・実証関連事業／苫小牧における CCUS 大規模実証試験／CO2 輸送に関する実証試験」に共同で採択された。本実証プロジェクトでは、2030 年頃の CCUS の社会実装に向け、年間 100 万トン規模の CO2 の供給地点から利用・貯留地点への長距離・大量輸送と低コスト化に繋がる輸送技術の研究開発を行うとともに、実証試験及び関連調査を通じ、液化 CO2 の船舶輸送技術の確立を目指す。日本製鉄の担当は「CCUS を目的とした船舶輸送の事業性調査（伊藤忠商事、日本製鉄）」：CO2 回収・輸送事業の実現に向けて、製鉄業を含む国内の様々な多量排出源からの CO2 輸送に係るビジネスモデルの検討を実施する。6 ・2021 年 7 月、日本製鉄の高合金シームレス油井管が、Equinor ASA（本社：ノルウェー）が欧州北海で主導する CCS プロジェクト	FS 実証	2 RITE，東京大学 3 東北大学 4 富山大学、千代田化工建設、日鉄エンジニアリング、ハイケム、三菱商事 5 日本 CCS 調査、ENAA、伊藤忠商事 6 Equinor ASA	大	**概要** 1 https://www.nipponsteel.com/company/about/history/ 2 https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/carbon_recycling/pdf/tech_casebook.pdf 3 https://www.nipponsteel.com/csr/env/warming/future.html 4　https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/215 5 https://www.nipponsteel.com/common/secure/news/20200714_100.pdf 6 https://www.japanccs.com/press/20210622/ 7 https://www.nipponsteel.com/news/20210720_100.html **売上その他データ** 8 https://www.nipponsteel.com/company/about/index.html 9 https://www.nipponsteel.com/ir/pdf/nipponsteel_jp_br_2020_all.pdf	2022/3/1

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											Northern Lights Joint Venture に採用された。同 JV は、ノルウェーの都市部や周辺国の工場で発生する排ガスから回収した CO2 を、100km 沖合の中間貯蔵基地までパイプラインで運搬した後、海底下 2600m にある貯留層に圧入するサービスの事業化を目指す。同 JV は、2024 年の稼働に向けてすでに着工しており、日本製鉄は、これまでに炭素鋼の油井管を約 130 本(1550 メートル)供給した。今般新たに高合金油井管も採用が決定し、2021 年 10 月より供給開始予定である。7					
ヒタチゾウセン **日立 造船　株式会社**	JP	1934	メーカー	ごみ焼却発電施設、海水淡水化プラント、上下水・汚泥再生処理プラント、船用エンジン、プレス、プロセス機器、精密機械、橋梁、水門、防災関連機器等の設計・製作など	連結 378,140 百万円 (2018) 402,450 百万円 (2019) 408,592 百万円 (2020)	4,105(単体) 11,089(連結)	CCU	技術提供者	燃料		・清掃工場の排ガス中の CO2 を原料としてメタンを製造し、工場の発電機などで燃料として利用する実証実験を開始しており、2022 年以降の早期社会実装をめざしている。 1 ・CO2 有効利用技術開発（高濃度 CO2 利用品製造プロセスの検討・評価） ・2018 年度より環境省の「二酸化炭素の資源化を通じた炭素循環社会モデル構築促進事業」に、環境、エネルギー・資源等のコンサルティング会社である株式会社エックス都市研究所と共同で「清掃工場から回収した二酸化炭素の資源化による炭素循環モデルの構築実証事業」として採択されている。本事業では清掃工場から排出される CO2 を利用したメタネーションによるエネルギー資源化の社会実装に向けて取り組んでいる。2020 年 10 月よりメタネーション設備の工事を開始し、稼働後は 125N ㎥/ｈのメタンを製造する予定である。2 ・2020 年 12 月、経済産業省と中国国家発展改革委員会などが開催した第 14 回日中省エネルギー・環境総合フォーラムにおいて、一般財団法人石炭エネルギーセンター（JCOAL）および中国の楡林経済技術開発区（陝西省）と、同社メタネーション技術の中国国内での事業実証に関する協力覚書を締結した。また、JCOAL と同社は、NEDO が 2020 年 9 月に公募した「カーボンリサイクル・先進的な火力発電技術等の海外展開推進事業/カーボンリサイクル・先進的な火力発電技術等に係る導入促進事業/カーボンリサイクル関連技術及び先進的な火力発電技術等の海外展開可能性の調査」において、11 月、「中国におけるメタネーション技術の導入可能性調査」に採択された。今後、中国でのメタネーション技術の事業性評価（ＦＳ）の実施方針を提示するための調査を行う。3	FS 実証	株式会社エックス都市研究所 JCOAL	中	**概要** 1　https://www.hitachi-hri.com/keyword/k127.html 2 https://www.exri.co.jp/news/topics/2105.html 3 https://www.hitachizosen.co.jp/newsroom/news/release/2020/20201223_001130.html **売上その他データ** 4 https://www.hitachizosen.co.jp/company/outline.html 5　https://ssl4.eir-parts.net/doc/7004/yuho_pdf/S100LNOI/00.pdf	2022/3/1
マルベニ **丸紅株式会社**	JP	1858（設立）1949（創立）	商社	輸出入（外国間取引を含む）及び国内取引の他、各種サービス業務、内外事業投資や資源開発	連結 7,401,256 百万円（2018） 6,827,641 百万円（2019） 6,332,414 百万円（2020）	45,470（連結） 4,389（単体）	CCU	投資	化学品・燃料		・2020 年、丸紅は、Carbon Clean Solution Ltd(英)に出資、「カーボンリサイクル」事業に進出した。自社が各地に保有する石炭火力発電所に同技術を活用して、CO2 排出量を削減するとともに、自社の営業網を活用して、グローバル市場での発電所やプラント企業等に同技術を販売していく予定。特に欧州や米国の環境規制の厳しい州での火力発電所などに、温室効果ガスの削減設備として販売していくことを目指す。吸着・回収した CO2 は、食品メーカーや産業ガスメーカー、化学プラントなどに販売していく。 1また、金属本部では、各分野で鉱山投資とトレードの従来業務を進めながら、脱炭素化に向けた製鉄プロセス転換をにらみ、CCUS を含めた技術領域を含めて新たな事業化を探る。 2 ・2020 年 2 月、排ガスから CO2 を回収する技術を有する英国の Carbon Clean Solution Ltd(英)への出資を行った。出資を通じて CCU の共同開発に取り組むとしている。CCSL 社は化学吸収法にて使用される新規回収溶剤を自社開発し、従来の回収溶剤より高効率・低価格での CO2 回収を可能とする技術を有しており、現時点で商業化されている CO2 回収技術の中で世界最高水準のコスト競争力を実現している。3 ・2021 年 4 月、太平洋セメント株式会社は、セメントキルン排ガスから CO2 を分離・回収する技術における、国内初となる日量 10 トン規模の実証試験を実施するにあたり、丸紅プロテックス株式会社が日本国内で販売を開始した英国 Carbon Clean Limited（以下、CCL）製の化学吸収技術を利用した設備を採用した。本設備は太平洋セメントの熊谷工場内に設置し、2021 年 9 月から実証試験を開始する。4 ・2021 年 7 月、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構、北陸電力株式会社、関西電力株式会社および豪天然ガス生産企業の Woodside Energy Ltd.と、豪州から日本へのクリーン燃料アンモニアサプライチェーン構築に関する事業化調査を共同で実施することに合意し、共同研究契約を締結した。本プロジェクトでは、天然ガス由来のアンモニア製造の過程で排出される CO2 に CCS・CCU や植林等の CO2 排出削減対策を組み合わせたクリーン燃料アンモニアについて、豪州での生産、日本への海上輸送、発電用・船舶用燃料用途としての利活用およびファイナンスの検討等を含めたサプライチェーン全体の事業化調査を実施する。5	FS 実証	1 Carbon Clean Solution Ltd 4 太平洋セメント株式会社 5 独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構、北陸電力株式会社、関西電力株式会社、Woodside Energy Ltd.	大	**概要** 1　https://rief-jp.org/ct4/99272 2 https://www.japanmetal.com/news-t20210708108700.html 3. https://www.marubeni.com/jp/news/2020/release/20200217J.pdf 4 https://www.marubeni.com/jp/news/2021/group/00014.html 5 https://prtimes.jp/main/html/rd/p/000000594.000012624.html **売上その他データ** 6　https://ssl4.eir-parts.net/doc/8002/yuho_pdf/S100LO78/00.pdf 7 https://www.marubeni.com/jp/company/profile/	2022/3/1
ミツイブッサン **三井 物産　株式会社**	JP	1947	商社	多種多様な商品販売とそれを支えるロジステ	連結 6,957,524 百万円（2018）	44,509（連結） 5,587（単体）	CCS	投資		プロジェクト全体	・三井物産は中期経営計画でエネルギーソリューションを重点領域の一つとして定めている。クリーン水素、燃料アンモニア、CCS/CCUS、排出権といった様々なソリューション提供を通じて、気候変動対応という世界の喫緊かつ複雑な課題の解決に挑戦する。 1	FS 実証	2　電源開発、IHI 4　Storegga Geotechnologies Limited, Pale	大	**概要** 1 https://www.mitsui.com/jp/ja/topics/2022/1242778_13393.html 2	2022/3/1

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
				ィクス、ファイナンス、さらには国際的なプロジェクト案件の構築など、各種事業を多角的に展開	6,885,033 百万円（2019） 8,010,235 百万円（2020）						・2012 年より日豪官民共同プロジェクトである「カライド酸素燃焼プロジェクト」に電源開発株式会社、株式会社 IHI と共に参加し、2015 年 2 月に酸素燃焼及び CO2 回収一貫プロセスの内、酸素燃焼実証運転を成功裡に完了した。本プロジェクトはオーストラリアのカライド A 発電所を対象としており、石炭火力発電を改造し、酸素燃焼を適用した CO2 の回収及び地下注入を実証した。2 ・2021 年 10 月、CCS 技術で減らす CO2 の削減量取引について、経済産業省と国際的なルール作りに乗り出す。CCS は液化天然ガス（ＬＮＧ）開発を中心に利用が想定されるが、現状では企業間の取引は行われていない。削減量の売買環境を整え、当面の重要な電力供給源であるＬＮＧ発電関連への投資を促す。3 ・2021 年 3 月、枯渇した北海の石油・ガス田において CCS 事業を手がける英国の Storegga Geotechnologies Limited (SG)に出資する。SG 社は同社 100%子会社の Pale Blue Dot Energy Limited を通じて、英国ならびに周辺諸国から排出される CO2 の回収・輸送・貯留を行う Acorn CCS プロジェクトを開発中である。また、SG 社は Direct Air Capture 技術の事業化などにも取り組んでいる。2020 年代半ばまでに稼働する見込みで、St Fergus gas terminal で発生する 34 万トンの CO2 を回収する。4 ・2021 年 10 月、CCS や EOR 事業を担う米国 Denbury Onshore, LLC と、CCUS 技術を用い、産業排出される CO2 を引き受けて有効利用する「カーボンネガティブ・オイル（Carbon-Negative Oil）」事業に向け、共同作業を開始したことを発表した。本取り組みは、三井物産子会社の Mitsui E&P USA LLC（MEPUSA）と Denbury Inc.子会社の Denbury Onshore, LLC 間の覚書に基づく。覚書には、三井物産が将来的に米国湾岸地域で開発する事業から排出される CO2 の MEPUSA・Denbury 共同での引き取りや、米国外における三井物産・Denbury の共同案件の追求も含まれている。今後、Denbury との戦略的パートナーシップのさらなる深化を目指す。5 ・2022 年 2 月、三菱商事と三井物産は、豪州西部沖合の海底で、CO2 を貯留する事業に乗り出す方針を固めた。両社は、豪政府から海底の地層を詳しく調査する許可を得るための手続きを 3 月までに始める。事業は資源大手の英 BP、豪エネルギー会社 Woodside Petroleum とも共同で行い、投資額は数千億円規模に上るとみられる。CCS 設備の稼働は、2030 年頃となる見通しである。6 ・2022 年 2 月、天然ガスなどに多く含まれるメタンからクリーン水素を製造する次世代技術を開発する EKONA Power, Inc.（本社：カナダ British Columbia 州）へ出資参画した。 1		Blue Dot Energy Limited 5 Denbury Onshore, LLC 6 三菱商事、BP、Woodside Petroleum 7 EKONA Power, Inc.		https://www.mitsui.com/jp/ja/release/2015/1205552_6498.html 3 https://www.yomiuri.co.jp/economy/20211003-OYT1T50176/ 4 https://www.mitsui.com/jp/ja/topics/2021/1240679_12154.html 5 https://www.jetro.go.jp/biznews/2021/11/9fc3663a804ae6ff.html 6 https://news.yahoo.co.jp/articles/f96f4961b71750a75007d5089b37d41d599a223f **売上その他データ** 7 https://www.mitsui.com/jp/ja/company/outline/profile/index.html 8 https://www.jiji.com/jc/article?k=2022020300502&g=eco	
ミツビシ **三菱　ガス化学株式会社**	JP	1918	メーカー	製品の製造、売買（化学製品、石油化学製品等）、天然ガス、石油その他の鉱物の採掘、加工、売買、コンサルティング　他	連結 648,986 百万円（2018） 613,344 百万円（2019） 595,718 百万円（2020）	2,427(単体)	CCUS	技術提供者	化学品・燃料		・日本製鉄株式会社と日鉄エンジニアリング株式会社と共に CO2 からの炭酸エステル合成技術開発を行っている。 1 ・2020 年 3 月、NEDO が公募した「苫小牧の CO2 貯留地点におけるメタノール等の基幹物質の合成による CO2 有効活用に関する調査事業」に三菱日立パワーシステムズ（MHPS）、三菱重工エンジニアリング（MHIENG）と共に採択された。本事業では北海道苫小牧市の製油所から発生する CO2 の回収・貯留を行い、回収 CO2 からメタノールを合成する技術の調査事業を 2021 年 2 月まで行う。MGC はメタノールの製造、合成触媒に関する技術やサプライチェーンを有しており、本事業へその強みを活かす。 2 ・2021 年 4 月「環境循環型メタノール構想」:CO2 と水素からメタノールを製造する実証実験を 7 月より開始すると発表した。併せて、大気へ排出される CO2 や廃プラスチックなどをメタノールに変換し、化学品や燃料・発電用途にリサイクルする「環境循環型メタノール構想」により産業横断的な提携を進め、脱炭素・循環型社会の実現に向けた取り組みを加速していく。今回、新潟工場のメタノールパイロット設備を改造し、各種試験や連続運転（CO2 処理量：約 1.5t/日）を通じて、排出 CO2 や多様な原料ガスからのメタノール合成プロセスの最適化を検討していく。またエンジニアリング会社・水素プラント会社などと連携し、CO2 分離・回収、再生可能エネルギーからの水素製造、ガス化炉ガスなどの合成ガス製造技術などで協業を図る。来年中に CO2 と水素からのメタノール製造技術のライセンス供与を開始する計画である。 3 ・2021 年 5 月、石油資源開発（JAPEX）と三菱ガス化学は、新潟エリアにおける CO2 を有効活用した事業の可能性について、2 社で共同検討を行うことに合意した。MGC が、新潟工場で発生する CO2 を原料とするメタノール製造の事業可能性の検討を開始、JAPEX を中心に同工場の余剰 CO2 を有効利用した、現在生産中の東新潟ガス田の石油ならびに天然ガスの増産を目的とする CO2-EOR/EGR の技術検討を実施する予定である。将来的には、CO2 を原料にメタンを製造するメタネーションや、東新潟油ガス田で実施した CO2-EOR/EGR 技術を活用した、CCUS の新潟エリアを中心とする展開も視野に取り組んでいく。 4	FS 実証	1 日本製鉄株式会社、日鉄エンジニアリング株式会社 4 JAPEX	大	**概要** 1 https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/carbon_recycling/pdf/tech_casebook.pdf 2 https://www.mgc.co.jp/corporate/news/files/200331.pdf 3　https://chemical-news.com/2021/04/16/三菱ガス化学環境循環型メタノール構想で脱炭/ 4 https://www.mgc.co.jp/corporate/news/files/210528.pdf **売上その他データ** 5 https://www.mgc.co.jp/ir/library/results.html 6 https://www.mgc.co.jp/corporate/data.html 7 https://www.mgc.co.jp/ir/files/2021_4.pdf	2022/2/25
ミツビシ **三菱　ケミカル（株）**	JP	1933	メーカー	機能商品、素材他	連結 3,840,341 百万円	201(単体)	CCUS	技術提供者	化学品・燃料		・三菱ケミカルは、2030 年 KAITEKI Vision 30 として、気候変動対応と資源・エネルギーの効率性向上：温室効果ガス（GHG）削減および LCA を通した炭素マネジメント、CO2 の利活用技術の確立等を	FS 実証	3 コスモエンジニアリング株式会社、株式会社	大	**概要** 1 https://www.meti.go.jp/shingikai/ener	2022/2/25

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
					(2018) 3,580,510 百万円 (2019) 3,257,535 百万円 (2020)	69,607(連結)					揚げている。サーキュラーエコノミー実現のため、炭素(CO2)の有効活用等として、人工光合成 PJ（光触媒等の開発、水素分離法の開発、低級オレフィン合成の触媒、プロセス開発）に取り組むとしている。 1 2021 年 12 月、石油化学事業及び炭素事業について、分離・再編し、独立化を進めることで、国内基礎化学産業の再編を主導する、と発表した。2 ・コスモエンジニアリング株式会社と脱水・乾燥・水処理プラントの開発・製造等を行う株式会社アクトと共に膜による CO2 回収・メタネーションカーボンリサイクル実用化に向けた技術開発を行っている。本研究開発では CO2 分離性能に優れる中空糸膜を用いてラボ試験において CO2 回収率の 80%越えを達成し、2021 年までに実証実験による性能確認を行うとしている。3 ・2014 年度から 2021 年度にかけて、NEDO 事業において CO2 原料化基幹化学品製造プロセス技術開発を行っている。本事業では、太陽光と水から得られた水素（ソーラー水素）と CO2 から人口光合成によってプラスチック原料等の基幹化学品を製造する。4, 5 ・2020 年 10 月、微細藻類を利用した事業モデルの実証研究プロジェクトが、NEDO の公募事業「バイオジェット燃料生産技術開発事業／微細藻バイオマスのカスケード利用に基づくバイオジェット燃料次世代事業モデルの実証研究」に採択された。本プロジェクトは株式会社ユーグレナ、株式会社デンソー、伊藤忠商事株式会社と共同で行う。三菱ケミカルは本プロジェクトを通じて膜分離技術を用いた微細藻類の濃縮・分離プロセスを確立する。6		アクト 2 株式会社ユーグレナ、株式会社デンソー、伊藤忠商事株式会社		gy_environment/suiso_nenryo/pdf/021_06_00.pdf 2 https://www.mitsubishichem-hd.co.jp/ir/01165.html 3 https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/carbon_recycling/pdf/tech_casebook.pdf 4 https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/276 5 https://www.mitsubishichem-hd.co.jp/kaiteki_future_lab/solution/01/ 6 https://www.m-chemical.co.jp/news/2020/__icsFiles/afieldfile/2020/10/02/release.pdf **売上その他データ** 7 https://www.mitsubishichem-hd.co.jp/ir/finance/highlight.html 8 https://www.mitsubishichem-hd.co.jp/ir/pdf/01101/01252.pdf	
ミツビシショウジ **三菱商事株式会社**	JP	1950（設立）1954（創立）	商社	天然ガス、総合素材、石油化学、金属資源、産業インフラ、自動車モビリティ	連結 16,103,763 百万円（2019） 14,779,734 百万円（2020） 12,884,521 百万円（2021）	5,725（単体） 82,997（連結）	CCU	投資	化学品		・三菱商事は、2021 年 10 月にエネルギー・トランスフォーメーション(「EX」)関連投資に関する指針を策定した。再生可能エネルギー、銅、天然ガス、水素・アンモニアなどの EX 関連事業をグローバルに進める。エネルギー部門では、天然ガスで CCUS/クレジットによるカーボンマネジメントを進めるとしている。 1 ・2020 年 7 月、富山大学、千代田化工建設株式会社、日鉄エンジニアリング株式会社、日本製鉄株式会社、貿易・C1 ケミカル事業・生分解材料事業を行うハイケム株式会社、三菱商事株式会社は共同で、NEDO 事業である CO2 を原料とするパラキシレン製造に関する開発（カーボンリサイクル・次世代火力発電等技術開発／CO2 排出削減・有効利用実用化技術開発／化学品への CO2 利用技術開発）に採択された。三菱商事は事業性検討（反応経路に応じた経済性と CO2 削減効果の評価、市場調査）を行う。2 ・2020 年 8 月、鹿島建設株式会社、中国電力株式会社、三菱商事株式会社は共同で NEDO の公募委託事業「カーボンリサイクル・次世代火力発電等技術開発／CO2 有効利用拠点における技術開発」に応募し、採択された。三菱商事株式会社は市場調査及び事業性評価を行う。3 ・2020 年 9 月、三菱商事株式会社は、環境負荷低減に向けた取組みの一つとして、CO2 を用いたコンクリート原料である骨材の製造技術を有する米国 Blue Planet Systems Corporation へ資金提供を行うと共に、同社の CO2 有効活用技術の事業化に向けた協業契約を締結した。4 ・2021 年 3 月、JOGMEC と共にインドネシアにおけるクリーン燃料アンモニア生産のための CCS 共同調査の覚書締結を行った。中央 Sulawesi 州の PAU 社保有のアンモニア生産拠点、また三菱商事が最大株主となる Donggi-Senoro LNG プラント近傍において、CCS 実施可能性調査を共同で行う。5 ・2021 年 9 月、米国メキシコ湾岸において燃料用途に用いられるアンモニアの製造を開始することを目指し、 Denbury Inc と、同社の 100%子会社である Denbury Carbon Solutions LLC を通じて、CO2 輸送及び貯留に関する主要条件を合意した。6	FS 実証	2 富山大学、千代田化工建設株式会社、日鉄エンジニアリング株式会社、日本製鉄株式会社、ハイケム株式会社、 3 鹿島建設株式会社、中国電力株式会社、三菱商事株式会社 4 Blue Planet Systems Corporation 5 JOGMEC 6 Denbury Inc, Denbury Carbon Solutions LLC	大	**概要** 1. https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2021/html/0000047906.html 2 https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2020/files/0000045680_file1.pdf 3 https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2020/files/0000045766_file1.pdf 4. https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2020/html/0000046041.html 5. https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2021/html/0000046719.html 6 https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2021/html/0000047783.html **売上その他データ** 7 https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/ir/library/fstatement/pdf/2020_04/y2020_04.pdf	2022/2/25
ミツビシ **三菱　マテリアル株式会社**	JP	1950	メーカー	化学品	連結 1,662,990 百万円（2018） 1,516,100 百万円（2019） 1,485,121 百万円（2020）	6,153(単体) 27,162(連結)	CCU	技術提供者	化学品		・子会社である三菱マテリアルテクノ株式会社に 100%出資している。マテリアルテクノは帯水層への CO2 貯留技術、石炭層への CO2 固定技術、そして石油・ガス層への CO2 貯留技術を有しており、様々なプロジェクトの醸成、プロジェクトへの参画を行っている。 ・気候変動への対策として、CCUS など環境負荷を低減する技術開発に積極的に推進している。 1 ・2019 年、環境配慮型 CCS 実証事業の貯留技術について大成建設株式会社、一般財団法人電力中央研究所、国立研究開発法人産業技術総合研究所らと参画した。2 ・2021 年 3 月、三菱マテリアル株式会社は、同社グループの工場から排出される CO2 を用いた CCU 技術の開発を進めており、同社九州工場黒崎地区において、実証試験を開始した。セメント焼成用キルンなどの高温加熱炉を用いた製造プロセスから排出される CO2 を分離・回収し、水素と化学反応させることでメタン等を合成する技術の開発を進めており、2021 年 7 月より、当社九州工場黒崎地区において、その実証試験を開始する予定である。3 ・2021 年 10 月、「二酸化炭素の化学的分解による炭素材料製造技術開発」が NEDO の委託事業「カーボンリサイクル・次世代火力発	FS 実証	3　大成建設株式会社、一般財団法人電力中央研究所、国立研究開発法人産業技術総合研究所 5 住友大阪セメント株式会社、大成建設株式会社、山口大学、九州大学、東京工業大学、東京大学	大	**概要** ※ https://www.mmtec.co.jp/consulting/co2/001.html 1 https://mmc.disclosure.site/ja/themes/95#sec2 2 http://www.env.go.jp/earth/ccs/ccus-kaigi/2-1_CCUS_storage.pdf 3 https://www.mmc.co.jp/corporate/ja/news/press/2021/21-0326a.html 4 https://www.mmc.co.jp/corporate/ja/news/press/2021/21-1015b.html 5 https://www.mmc.co.jp/corporate/ja/n	2022/2/8

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											電等技術開発／CO2 排出削減・有効利用実用化技術開発」に採択された。2018 年にビーカースケール試験において、CO2 を分解し、微粒子の炭素ナノ材料を回収することに成功。炭素ナノ材料は、カーボンブラック（タイヤの補強材）、電池材料（電極）、構造材料など、多様な用途への応用が期待され、また、使用済還元剤についても再生利用が可能で、その再生過程において水素の製造が可能であり、CO2 の再利用と水素製造を同時に実現できる画期的なプロセスである。本委託事業は、2021 年度から 2025 年度の 5 年間の予定で、その後は規模を拡大しての実証試験を経て、2030 年頃の実用化を目指す。4 ・2022 年 1 月、NEDO の「グリーンイノベーション基金事業／CO2 を用いたコンクリート等製造技術開発プロジェクト」に参画し、セメント分野「多様なカルシウム源を用いた炭酸塩化技術の確立」の技術開発に取り組む。廃コンクリートや焼却灰などのカルシウム（Ca）を含有する廃棄物等から酸化カルシウム（CaO）を抽出し、セメント製造工程から回収した CO2 と反応させて炭酸カルシウム（CaCO3）を生成し、これを原料としたカーボンリサイクルセメントを製造する。住友大阪セメント株式会社、大成建設株式会社、同社の 3 社および山口大学、九州大学、東京工業大学、東京大学の 4 大学の産学連携で技術開発を進め、2030 年までの技術確立および社会実装を目指す。 5				ews/press/2022/22-0128.html **売上その他データ** 6　https://ssl4.eir-parts.net/doc/5711/yuho_pdf/S100LMJY/00.pdf	
ユーグレナ（株式会社） カブシキカイシャ	JP	2005	その他	1.ユーグレナ等の微細藻類等の研究開発、生産 2.ユーグレナ等の微細藻類等の食品、化粧品の製造、販売 3.ユーグレナ等の微細藻類等のバイオ燃料技術開発、環境関連技術開発 4.バイオテクノロジー関連ビジネスの事業開発、投資等	連結（9月期） 15,175 百万円（2018） 13,968 百万円（2019） 13,317 百万円（2020）	250(単体) 357(連結)	CCU	技術提供者	燃料	分離・回収	・エネルギー・環境事業として、藻類の一種である石垣島産ユーグレナを使用したバイオ燃料技術開発、環境関連技術開発を行っている。。 1 ・2019 年 6 月、伊藤忠商事と火力発電所から排出される CO2 や熱を利用した微細藻類ユーグレナの海外培養実証事業を開始するにあたり、覚書を締結した。培養されたユーグレナからは飼料及びバイオ燃料の原料を生産する。2 ・2020 年 10 月、NEDO 事業「バイオジェット燃料生産技術開発事業／微細藻類基盤技術開発／微細藻バイオマスのカスケード利用に基づくバイオジェット燃料次世代事業モデルの実証研究」で「飼料用及びバイオ燃料用微細藻類ユーグレナの海外培養実証事業」が採択された。株式会社デンソー、伊藤忠商事株式会社、三菱ケミカル株式会社と共同で微細藻類の培養に適したインドネシアにおいて、培養実証設備の建設、微細藻類の収穫や藻油の抽出、残渣の利活用に必要な技術の開発などを実施する。3	ラボベース実証	1 伊藤忠商事 2 株式会社デンソー、伊藤忠商事株式会社、三菱ケミカル株式会社	中	**概要** 1 https://www.euglena.jp/businessrd/ 2　https://www.euglena.jp/ 3 https://www.itochu.co.jp/ja/news/press/2020/201005.html **売上その他データ** 4　https://www.euglena.jp/ir/ 5　https://ssl4.eir-parts.net/doc/2931/yuho_pdf/S100KE3F/00.pdf	2022/2/25
ランデス株式会社	JP	1962	メーカー	コンクリート製品の企画開発及び製造・販売土木建築工事の設計・施工、その他関連事業	6,055 百万円（2019）	210	CCU	技術提供者	鉱物		・コンクリート製品の企画開発及び製造・販売 土木建築工事の設計・施工、その他関連事業を行っている。 ・環境配慮型コンクリート「CO2-SUICOM」をデンカ株式会社、鹿島建設株式会社、中国電力株式会社と共同開発した。 1	商用展開済み	デンカ株式会社 鹿島建設株式会社 中国電力株式会社	小	**概要** 1 https://www.landes.co.jp/product/113 **売上その他データ** 2　https://www.landes.co.jp/info	2022/2/25
理化学研究所 リカガク	JP	1917	研究所	物理学、工学、化学、数理・情報科学、計算科学、生物学、医科学の総合研究所	資本金 263,550 百万円（2019 年度）	3,451	CCU	技術提供者	化学品	貯留	・理化学研究所は、自然科学の総合研究所として、物理学、工学、化学、数理・情報科学、計算科学、生物学、医科学など幅広い分野での研究を進めている。研究成果を社会に普及させるため、大学や企業との連携による共同研究、受託研究等を実施しているほか、知的財産等の産業界への技術移転を進める。 1 ・千代田化工建設株式会社、古河電気工業株式会社と共に CO2 電解還元法による C2 化合物製造技術およびシステムの研究開発を行っている。2020 年 9 月、東京大学、 大阪大学、宇部興産株式会社、清水建設株式会社、千代田化工建設株式会社、古河電気工業株式会社と共同で、NEDO の公募に「電気化学プロセスを主体とする革新的 CO2 大量資源化システムの開発」プロジェクトが採択された。2020 年度から最大 10 年間の事業期間となる。2, 3 ・2021 年 10 月、理化学研究所と東京大学の研究チームは、知恵の	ラボベース実証	2 東京大学、 3 京都大学、株式会社 JEOL RESONANCE	中	**概要** 1　https://www.riken.jp/about/ 2　https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/650 3　https://www.rcast.u-tokyo.ac.jp/ja/news/20200909.html 4 https://www.jiji.com/jc/article?k=2021101400022&g=soc 5 https://www.riken.jp/press/2021/20211008_2/index.html	2022/1/28

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											輪のように、二つの環状分子を組み合わせた「分子の鎖」を並べた微細な穴を持つ結晶素材を開発したと発表した。温度や圧力で穴の形を変えられる柔らかい結晶で、CO2 などの気体を効率良く吸着・放出する素材への応用が期待できるという。4 ・2021 年 10 月、京都大学アイセムス（高等研究院 物質－細胞統合システム拠点）、日本電子株式会社の磁気共鳴事業が独立・設立された株式会社 JEOL RESONANCE、理化学研究所は常温・常圧下において CO2 を有用な多孔性材料へと変換する新しい手法の開発に成功した。研究グループはアミンと呼ばれる有機分子と CO2 を反応させ、得られる有機分子を直接金属イオンと反応させることで、PCP/MOF（金属イオンと有機分子からなるジャングルジムのような構造を持つ多孔性材料である多孔性金属錯体）を一度に合成できる手法を開発した。アミンと金属イオンの組み合わせを工夫し、常温・常圧の CO2 をさまざまな PCP/MOF へ変換できる。空気から直接 PCP/MOF を合成することも可能で、合成した PCP/MOF の細孔中に多量の CO2 を貯蔵できる。5				**売上その他データ** 6 https://www.riken.jp/medialibrary/riken/about/reports/financial/financial-reports2020.pdf 7 https://www.riken.jp/about/data/index.html	
セキユカイハツ **JX石油 開発**	JP	1991	エネルギー関連	石油、天然ガス、そのほかの鉱物資源の探鉱および開発	単体 133,400 百万円 (2020) 112,400 百万円 (2021)	単体 768 名	CCU	技術利用者	EOR		・2011 年に JOGMEC と共同で、海上油田における CO2-EOR パイロットテストを実施した。また、2014 年から米国 Texas 州の陸上油田において、CO2-EOR 合弁プロジェクト（Petra Nova CCUS Project）を開始している。 ・2020 年 3 月、CCS 技術活用によるガス田開発に関するマレーシア国営石油会社 PETRONAS との共同スタディ契約を締結した。本スタディではガス田開発に伴って産出される CO2 を回収し、老朽化した近隣ガス田に圧入することによって、既発見未開発ガス田の低環境負荷での開発実現を目指す。 1 ・2020 年 11 月、CCS および CCUS 技術に関する知見獲得を目的として、二酸化炭素地中貯留技術研究組合に加入。 2 ・2021 年 6 月、オーストラリア洋上二酸化炭素（CO2）回収貯留（CCS*）ハブ・プロジェクト「deepC Store」の開発検討に関して、トランスボーダーズ・エナジー社との間で共同スタディ契約を締結した。本プロジェクトでは、オーストラリアを始めとするアジア太平洋地域のさまざまな産業施設から発生する CO2 を回収後、液化 CO2 を船舶で輸送し、オーストラリア沖合の洋上圧入ハブ設備から CO2 を地下圧入し、長期貯留する。JX は、パートナー企業と共に以下の評価・検討を行う：全工程の概念設計（Pre-FEED）、CO2 地下貯留層の評価と選定、CO2 供給源の検討ならびに deepC Store 設備の設計施工、操業、ファイナンスを含む主要契約条項の事前協議。 3 ・2021 年 8 月、インドネシア Tangguh LNG プロジェクト：Tangguh LNG 事業に携わる企業連合は、オペレーターである bp と推進するインドネシア West Papua 州の Tangguh LNG プロジェクトにおいて、CCUS 事業を含む開発計画について SKK Migas（インドネシア石油ガス上流事業監督執行機関）の承認を得た。本開発計画には、新規ガス田開発（Ubadari ガス田）のほか、生産中の Vorwata ガス田における CCUS 技術の適用による CO2 排出量の削減および天然ガスの生産効率向上・増産事業が含まれる。 4	FS 実証	1 PETRONAS 3 トランスボーダーズ・エナジー社, Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO)、九州電力株式会社、株式会社商船三井、大阪ガス株式会社、大阪ガス オーストラリア Pty Ltd、東京ガス オーストラリア Pty Ltd、東邦ガス、Technip Energies、Add Energy Group 4 bp、三菱商事株式会社、株式会社 INPEX、JX 石油開発株式会社、三井物産株式会社、エルエヌジージャパン株式会社、住友商事株式会社、双日株式会社	大	**概要** 1.https://www.nex.jx-group.co.jp/newsrelease/2020/20200325_01.html 2.https://www.nex.jx-group.co.jp/newsrelease/2020/20201106_02.html 3.https://www.nex.jx-group.co.jp/newsrelease/2021/co2deepc_store.html 4 https://www.nex.jx-group.co.jp/newsrelease/2021/_lng_ccus.html 5.https://www.nex.jx-group.co.jp/newsrelease/2021/_lng_ccus.html **売上その他データ** 6.https://www.nex.jx-group.co.jp/corporate/outline.html 7.https://job.mynavi.jp/22/pc/search/corp72147/outline.html 8.https://job.mynavi.jp/23/pc/search/corp72147/outline.html	2022/3/1
セキユテンネン **石油 天然 ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）**	JP	2004	研究所	カーボンニュートラル、石油・天然ガス開発、金属資源開発、石炭資源開発、地熱資源開発、資源備蓄等	資本金 1 兆 1,113 億円	637 名	CCUS	技術提供者	燃料	貯留・地質データ	・JOGMEC は、石油・天然ガス、金属鉱物、石炭および地熱の安定的かつ低廉な供給に資することなどを目的に、資源全般をカバーする組織として業務を行う。石油・天然ガス分野では、主にわが国企業の行う探鉱・開発プロジェクトへの支援のほか、メタンハイドレート開発技術や原油回収率向上技術（CO2EOR）等の技術開発を推し進めている。 ・2020 年 3 月 18 日、JOGMEC は、JX 石油開発株式会社及びマレーシア国営石油会社 PETRONAS との間で、CCS 技術を適用したガス田開発に関する共同スタディ契約を締結した。 1 ・2021 年 3 月、JOGMEC、三菱商事株式会社はインドネシア共和国において、同国国立大学の Bandung Institute of Technology 及び PT Panca Amara Utama (以下、PAU)社と、インドネシア 中央 Sulawesi 州におけるクリーン燃料アンモニア生産の為の CO2 地下貯留(CCS)及び CO2 の利用に関する共同調査を実施することに合意し、4 者間で覚書に調印した。JOGMEC と三菱商事は、中央 Sulawesi 州の PAU 社保有のアンモニア生産拠点、また三菱商事が最大株主となる Donggi-Senoro LNG プラント近傍において、CCS 実施可能性調査を共同で行う。 2 ・2021 年 6 月、JOGMEC 及び株式会社 INPEX は、4 月より INPEX 南阿賀鉱場（新潟県阿賀野市）における EOR のための実証試験に向けた共同研究を開始したと発表した。この試験は INPEX 南阿賀油田において、現在開発中の CO2 EOR 効率改善技術（CO2 フォーム技術）を用いて地下に残留した原油の回収促進効果の実証を目的とする。また原油回収後、CO2 の一部は地下に残留するため、CO2 削減効果についても検証することを予定している。今後、詳細試験計画	理論構築	1 JX 石油開発株式会社、PETRONAS 2 三菱商事、Bandung Institute of Technology、PAU 3 INPEX 4Irkutsk Oil Company, LLC、東洋エンジニアリング、伊藤忠商事 5MEPAU	大	**概要** 1 http://www.jogmec.go.jp/news/release/news_15_000001_00034.html 2 https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2021/html/0000046719.html 3 https://www.jogmec.go.jp/news/release/news_15_000001_00074.html?mid=pr0604 4 http://www.jogmec.go.jp/news/release/news_08_000113.html 5 http://www.jogmec.go.jp/news/release/news_15_000001_00085.html **売上その他データ** 6 http://www.jogmec.go.jp/about/organization_001.html	2022/3/1

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											策定などの準備作業を進め、2022 年には新規に坑井を 2 坑掘削し、実証試験を実施する予定。本実証試験を通して EOR 技術の開発・適用促進を図り、将来的に海外油ガス田での技術展開につなげる。 3 ・2021 年 7 月、ブルー水素・アンモニア供給に向けたマスタープラン構築へ東 Siberia－日本間のアンモニアバリューチェーンの事業化調査フェーズ 2 を開始：JOGMEC は、ロシア連邦の石油会社である Irkutsk Oil Company, LLC、東洋エンジニアリング株式会社、伊藤忠商事株式会社の 3 社と共同で、2020 年度実施のフェーズ 1 に続き事業化調査フェーズ 2 を開始した。フェーズ 2 では、東 Siberia と日本間のブルーアンモニアバリューチェーンのより詳細な事業化調査と併せてマスタープランを構築する。4 ・2021 年 10 月、JOGMEC は、新技術事業戦略およびカーボンニュートラル・イニシアティブに基づく取組みの一環として、三井物産株式会社の 100%子会社である Mitsui E&P Australia Pty Ltd（MEPAU）と、西豪州における CO2 排出を低減したクリーン燃料アンモニア生産の事業化を見据えて、CCS に関する共同調査契約を締結した。Waitsia ガス田で生産される天然ガスを改質して得られる水素を元にアンモニアを合成し、その過程で排出される CO2 を枯渇ガス田に貯留することにより、クリーン燃料アンモニアを製造・輸出することを検討する。今回の共同調査では、当該枯渇ガス田における CCS の有効性を調査する。5					
チキュウカンキョウ **地球　環境産業技術研究機構（RITE）**	JP	1990	研究所	CO2 回収・貯留（CCS）技術、バイオリファイナリー技術の開発、温暖化対策のシステム分析などの研究	正味資産 7,563,209,777 円（2020 年 3 月）	172 名	CCUS	技術提供者	化学品・燃料	プロジェクト全体	・RITE では以下の研究開発を行っている。 ・常圧吸収液：一般に基準として使用されるモノエタノールアミン（MEA）吸収液に比べて、分離・回収エネルギーを大幅に低減した高性能吸収液の開発、化学吸収液による CO2 の分離・回収エネルギーで 2.0 GJ/t-CO2 を達成した。 ・高圧吸収液：処理ガスの持つ高い圧力エネルギーを CO2 分離・回収・貯留（CCS）の一連の工程の内、CO2 の分離・回収および回収後の CO2 圧縮工程に有効利用することで、それらに要するエネルギーを大幅に低減することができる吸収液を開発した。圧縮工程に要するエネルギーを含む CO2 分離・回収エネルギーとして、現行の開発目標である 1.2 GJ/t-CO2 以下を達成する見通しである。 ・個体吸収材：アミンの分子構造と CO2 脱離性能との関係性を計算により明らかにし、脱離性能に優れ、高い CO2 回収容量を有する固体吸収材を開発した。本事業で開発する固体吸収材による CO2 分離・回収技術を石炭火力発電に適用した場合、化学吸収法と比べて発電効率の低下を約 2%改善出来る見込みである。 ・耐水蒸気型化学吸着剤：メソ細孔シリカの表面へアミノ基を化学修飾し、CO2 との親和性を向上させた吸着剤を開発した。グラフト法（放射線照射などによって高分子鎖に別の高分子鎖を結合するグラフト重合を用いた手法）によりアミンを高密度に修飾したメソ多孔体は水蒸気共存下においても高い CO2 吸着性能を有することを明らかとした。 ・高圧用疎水性 CO2 吸着剤：高圧での CO2 吸着量が多く、また共存水蒸気の影響を受けない新しい吸着剤を開発した。 分離膜：CO2 分離回収型 IGCC プロセス（上図）への適用を目的として、CO2 分子ゲート膜の開発を行っている。 1 ・CCS 安全性評価の取り組みとしては、CO2 圧入サイトの貯留性能評価、貯留層内の CO2 挙動解析、貯留層外部への CO2 移行解析、CCS 実用化に向けた技術事例集の作成を行っている。 2 ・2020 年 9 月、川崎重工と RITE、石炭火力発電所で省エネルギー型 CO2 分離・回収システムの実証試験を開始した。川崎重工、RITE は、関西電力と、省エネルギー型 CO2 分離・回収システムのパイロットスケール試験設備（40 トン-CO2/日 規模）を関西電力の舞鶴発電所内に建設し、2022 年度から石炭火力発電所から排出される燃焼排ガス中の CO2 分離・回収試験を開始することに合意した。本件は、RITE と川崎重工が、NEDO の「先進的二酸化炭素固体吸収材の石炭燃焼排ガス適用性研究」の採択をうけて、関西電力の協力を得ながら実施するもので、2024 年度にかけて試験を行う予定。パイロットスケール試験設備は、川崎重工が設計・建設を行い、RITE が開発した固体吸収材を用いて連続運転試験を実施する。 3	FS 実証	3 川崎重工、関西電力	中	**概要** 1　http://www.rite.or.jp/chemical/ 2 http://www.rite.or.jp/co2storage/safety/ 3 https://www.rite.or.jp/news/press_releases/pdf/press20200924.pdf **売上その他データ** 4 https://www.rite.or.jp/about/open/r2kessan.pdf 5 https://www.rite.or.jp/about/outline/	2022/3/1
トウシバ **東芝　エネルギーシステムズ カブシキガイシャ 株式会社**	JP	2017	メーカー	火力、原子力、再生エネルギー、水素エネルギー、電力流通、重粒子線治療装置	連結 3,693,539 百万円（2018） 3,389,871 百万円（2019） 3,054,375 百万円（2020）	6,100(単体) 117,300(連結)	CCUS	技術提供者	燃料	分離・回収	・同社は東芝グループの注力分野であるエネルギーソリューション事業を担う会社として、2017 年 10 月 1 日に（株）東芝より分社し、発足した。電力インフラの構築・保守や技術開発などで得た豊富な「再エネ」や「省エネ」、「エネルギーマッチング」などの知見を生かしながら、カーボンニュートラルの実現に貢献していく。1 ・佐賀市清掃工場 CO2 分離回収設備整備事業 にて 2013 年度から 2ヵ年、小型実証試験装置を設置・運転、コンセプトを実証した。 2 ・大規模 CO2 分離・回収技術の実証事業を 2016 年に開始、2019 年 3 月時点で吸収塔及び再生塔の設置を完了している。 3 ・2020 年 10 月、環境省の「環境配慮型 CCS 実証事業」として再生可能エネルギー発電を行う東芝グループの発電事業会社である株式会社シグマパワー有明の三川発電所（福岡県大牟田市）において、発電所から排出される CO2 を分離回収する大規模な実証設備の運転	商用展開済み	5 積水化学 6　東芝エネルギーシステムズ株式会社、東洋エンジニアリング株式会社、株式会社東芝、出光興産株式会社、日本ＣＣＳ調査株式会社、全日本空輸株式会社 7 一般財団法人	大	**概要** 1 https://www.global.toshiba/jp/outline/energy/message.html 2 https://www.env.go.jp/earth/ccs/ccus-kaigi/2-3_CCUS_capture.pdf 3 http://www.toshiba.co.jp/about/press/2016_07/pr_j2602.htm 4　https://www.toshiba-energy.com/info/info2020_1031.htm 5　https://www.toshiba-	2022/3/1

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											を開始した。4 ・2020 年 11 月、積水化学によって岩手県久慈市に建設中のごみ再資源化（エタノール化）実証プラントに対して、CCU 実証のための CO2 分離回収試験装置導入する案件を受注した。本試験装置は 2021 年 6 月に茨城県つくば市にある実験場に納入予定である。その後試運転を経て、最終納入先である久慈市の実証プラントに設置し、2021 年度末の運転開始を予定している。本設備の納入により、実証プラントから発生する排ガスから、1 日で最大 10kg の CO2 を回収できる。5 ・2021 年 8 月、「人工光合成技術を用いた電解による地域の CO2 資源化検討事業」が環境省「令和 3 年度二酸化炭素の資源化を通じた炭素循環社会モデル構築促進事業」に採択。東洋エンジニアリング、東芝、出光興産、日本ＣＣＳ調査、全日本空輸と連携して、東芝研究開発センターが開発した CO2 を一酸化炭素（CO）に転換する CO2 電解技術を用い、CO と水素から液体燃料を合成する FT 合成技術と組み合わせて「持続可能な航空燃料（SAF）」を製造する、P2C による炭素循環ビジネスモデルを検討している。東芝エネルギーシステムズが実用規模の CO2 電解装置のプロトタイプを製作し、同社浜川崎工場（神奈川県川崎市）で運転実証を実施した。これを基に、各社が持つ知見・技術や関連するプラント設備等を活かし、CO2 の分離回収から SAF 製造、消費までの全工程を、北海道苫小牧市を含む候補地で実証することを想定した基本計画を作成する。これから得られたデータ・知見を、地域における炭素循環社会モデルに反映させ、事業成立性を評価する。東芝エネルギーシステムズは炭素循環社会モデルおよびビジネスモデル検討、実用規模の CO2 電解装置プロトタイプの製作と実証、P2C プラント検討、総括を行う。6 ・2021 年 9 月、東芝エネルギーシステムおよび一般財団法人石炭フロンティア機構を含む 13 法人は、環境省が公募する「環境配慮型 CCUS 一貫実証拠点・サプライチェーン構築事業」の「輸送・貯留等技術実証」に採択された。また、同社は「液体吸収剤による分離回収技術実証」へ単独採択された。同社は 2021 年度から 2025 年度まで、火力発電所から排出される排ガスから CO2 を分離回収する実証、及び CO2 を液化・圧縮する設備を建設・運転する実証を行う。「液体吸収剤による分離回収技術実証」では、シグマパワー有明の三川発電所の設備の運転を引き続き行い、CO2 の回収性能や安定性、及び CO2 の分離回収に使用されるアミン系吸収液の大気へ排出されるアミン成分量の削減手段について更なる評価検証を行う。「輸送・貯留等技術実証」では、同社は CO2 の液化・圧縮設備の建設・運転を担当し、同設備を三川発電所の隣接地に建設。本実証全般を通じ、CO2 の回収、液化・圧縮、船舶への積み込みと海上輸送といった CCUS のトータルシステムの実現に向けた動きを加速する。7		石炭フロンティア機構		energy.com/info/info2020_1109.htm 6　https://www.toshiba-energy.com/info/info2021_0824.htm 7　https://www.toshiba-energy.com/info/info2021_0910.htm **売上その他データ** 8 https://www.toshiba.co.jp/about/ir/jp/finance/pl.htm 9　https://www.toshiba-energy.com/company/about.htm	
東（トウ） ソー株式会社	JP	1935	メーカー	クロル・アルカリ事業、石油化学事業、機能商品事業	連結 861,456 百万円 (2018) 786,083 百万円 (2019) 732,850 百万円 (2020)	3,683(単体) 13,631(連結)	CCUS	技術提供者	化学品	分離・回収	・東ソーでは CO2 を「炭素資源」と捉え、カーボンリサイクルの開発に取り組んでいる。具体的には、火力発電所から発生する排ガス中に含まれる CO2 を分離・回収するための CO2 分離膜や CO2 分離回収剤の開発、さらに排ガス中の CO2 をそのままアミン化合物と反応させて、ポリウレタン樹脂原料であるイソシアネートを直接合成する技術の開発を目指している。1 ・2018 年度、NEDO 事業に「DAC を用いた排ガス由来低濃度 CO2 のポリウレタン原料への直接変換」というテーマで採択された。火力発電所から排出する CO2 を特別な処理することなく、そのままポリウレタン原料への変換をおこない、プロセス削減による CO2 コストの削減に加えて CO2 の精製・濃縮時に発生する更なる CO2 の削減も可能となる、「革新的 CO2 有効利用技術（革新的 CCU）」の開発をめざす。2 ・2021 年 5 月、産能研と東ソーは共同で、NEDO プロジェクトで、火力発電所排気ガス相当の低濃度 CO2 から、樹脂や溶媒、医薬品の原料として有用な化学品である尿素誘導体を合成する触媒反応を開発した。産能研と東ソーは、NEDO プロジェクトにて、低濃度 CO2 をポリウレタン原料などの有用化学品に直接変換する合成プロセスを研究開発しており、今回の技術の開発に至ったもの。この技術は、日本で主流の石炭火力発電所排気ガスに相当する低濃度 CO2（体積比率 15%）とアミンから簡便に得られるカルバミン酸アンモニウム塩にチタン触媒を作用させて、有用化学品であるエチレンウレアなどのさまざまな尿素誘導体を効率的に合成できる。また、これまで直接利用が難しかった火力発電所排気ガス中の低濃度 CO2 を、濃縮・圧縮・精製といったコストやエネルギーが必要な工程を経ずに有用化学品に効率よく変換できる。3 ・2021 年 9 月、排ガス中に含まれる CO2 を使い、緩衝材や断熱材などに用いられる化合物を開発した。南陽事業所（山口県周南市）の自家発電で使用している石炭火力から出る排ガスを活用する。石油からつくる化合物との品質の違いを検証し、顧客への提供方法を今後検討する。2030 年にも CO2 削減に貢献したエコ製品としての実用	FS 実証	産能研	小	**概要** 1　https://www.tosoh.co.jp/csr/csv/ 2 https://www.nedo.go.jp/activities/CA_mitou_006.html 3 https://www.aist.go.jp/aist_j/press_release/pr2021/pr20210514/pr20210514.html 3 https://www.tosoh.co.jp/news/assets/newsrelease20210514-2.pdf 4 https://www.nikkei.com/article/DGXZQOUC23BBE0T20C21A8000000/ 5　https://newswitch.jp/p/30196 **売上その他データ** 6　https://ssl4.eir-parts.net/doc/4042/yuho_pdf/S100LONS/00.pdf	2022/3/1

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											化を目指す。4 ・2022 年 1 月、化石燃料ボイラーなどの排ガスからの CO2 回収向けに、回収コスト低減へ寄与する高性能なアミン化合物を開発した。CO2 をアミンに吸収させる化学吸収法向け。汎用アミンに比べ排ガスに含まれる窒素酸化物（NOx）によって分解されにくく、長期間安定的に利用できる。2022 年度の製品化を目指す。5					
トウ **東　レ株式会社**	JP	1926	メーカー	繊維、機能化成品、炭素繊維複合材料、環境・エンジニアリング、ライフサイエンス、その他	連結 2019.4.1 移行 2,091,166 百万円 (2019) 1,883,600 百万円 (2020)	7,420(単体) 46,267(連結)	CCS	技術提供者		分離・回収	・東レは基礎素材メーカーとして、新分野・新素材の開拓に励み、創業時の繊維に加えて、樹脂、ケミカル、フィルム、さらには炭素繊維複合材料、電子情報材料、医薬・医療、水処理・環境といった様々な分野において多くの先端材料、高付加価値製品を創出している。 1 ・2019 年 11 月、ナノサイズの連続する空隙構造を持った多孔質炭素繊維を創出したと発表した。今回開発した素材をガス分離膜の構造を支える支持層に用いることで、温室効果ガス(CO2)の分離や水素製造に用いられる高性能分離膜の軽量化やコンパクト化が図られるとともに、分離性能を向上させることができる。本素材の更なる研究・技術開発を進め、カーボンリサイクルの促進や水素社会、省エネ社会の実現に向けて、外部との連携も視野に用途開発を進める。2 ・2021 年 4 月、東レは中空糸状の多孔質炭素繊維を支持体とし、その表面に薄い炭素膜の分離機能層を有するオールカーボンの 2 層構造を持つ CO2 分離膜を創出した。本分離膜は、優れた CO2 の分離性能と高耐久性を兼ね備え、従来の無機系分離膜と比較して設備の小型化が可能であり、天然ガスやバイオガスの精製にも適用可能である。さらに、分離対象ガスに合わせて、様々な分離機能層を選択することができる大きな特徴を活かして、水素製造・精製、排気ガスの CO2 分離などのガス分離用途への応用も可能である。 3, 4, 5 ・2021 年 9 月、東レは独エネルギー企業の Siemens Energy AG の日本法人との間で、再生可能エネルギー発電から水電解装置で水素を製造するグリーン水素事業で「戦略的パートナーシップ」の基本合意書を締結した。シーメンスが開発する固体高分子膜（PEM）型水電解装置に、東レ開発の「炭化水素系電解質膜」を供給し、国内最大級 10MW クラスの電解装置の開発を進める。6	FS 実証	Siemens Energy AG	小	**概要** 1 https://www.toray.co.jp/aboutus/message.html 2　https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/180 3 https://cs2.toray.co.jp/news/toray/newsrrs01.nsf/0/B5867DC6E83462ED492584B3002A84E2?open 4 https://www.toray.co.jp/news/details/20210415001582.html 5 https://cs2.toray.co.jp/news/toray/newsrrs01.nsf/0/4247C58AA8264EA2492586B700260B96?open 6　https://rief-jp.org/ct10/117727 **売上その他データ** 7 https://www.toray.co.jp/ir/pdf/lib/lib_a575.pdf	2022/3/1
ニホン **日本 ガイシ株式会社**	JP	1919	メーカー	がいしなど電力関連機器、自動車排ガス浄化用をはじめとする各種産業用セラミック製品、特殊金属製品の製造販売	連結 463,504 百万円 (2018) 441,956 百万円 (2019) 452,043 百万円 (2020)	4,316(単体) 19,695(連結)	CCS	技術提供者		分離・回収	・CO2 分離回収膜として日揮株式会社と DDR 型ゼオライト膜を開発した。同膜は 1 ナノ（10 億分の 1）メートル以下の細孔径を持ち、分子レベルの分離が可能なセラミック製分離膜である。開発した DDR 型ゼオライト膜は、高圧（80 気圧）かつ高 CO2 濃度下でも、高い CO2 分離性能を維持できるほか、耐熱性に優れ、高温下での使用も可能である。 1 ・2019 年 2 月より上記膜の CO2 分離・回収実証実験を石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC)と共に開始した。 2 ・2021 年 11 月、産業排ガス向けの CO2 分離膜を開発した。従来の CO2 分離用 DDR 型ゼオライト膜の約 5 倍の CO2 分離精度を達成しており、さらなる分離性能向上の開発を進め、実証試験を経て 2030 年の実用化を目指す。 3	FS 実証	日揮株式会社 JOGMEC	中	**概要** 1　https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/749 2 https://www.ngk.co.jp/news/20190225_10455.html 3 https://www.ngk.co.jp/news/20211112_1.html **売上その他データ** 5　https://ssl4.eir-parts.net/doc/5333/yuho_pdf/S100LS1Y/00.pdf 6　https://www.ngk.co.jp/ir/highlight/	2022/3/1
ミツビシジュウコウ **三菱　重工エンジニアリング**	JP	2018	エンジニアリング	交通システム及び化学プラント・環境設備のエンジニアリング事業	連結 4,078,344 百万円 (2018) 4,041,376 百万円 (2019) 3,699,946 百万円 (2020)	14,553(単体) 79,974(連結)	CCS	技術提供者		分離・回収	・関西電力（株）と共同で CO2 回収技術（KM CDR Process）を開発し、商用化した。同プロセスは独自開発のアミン吸収液 KS-1 を用いて対象ガスに含まれる CO2 を 90%以上回収（純度 99.9vol%以上）することができ，さらに独自の省エネ再生システムにより蒸気消費量の低減を実現している。同プロセスを行うプラントは、2019 年 2 月の時点で全世界 13 か所で稼働中である。 1 ・2020 年 3 月、三菱日立パワーシステムズ（MHPS）および三菱ガス化学（MGC）と共に NEDO による苫小牧の CO2 貯留地点におけるメタノール等の基幹物質の合成による CO2 有効活用に関する調査事業」に採択された。CO2 回収設備からの CO2 と製油所から発生する副生水素（H2）、水電解装置により発生させた H2 を原料として、化学品原料や燃料として有用なカーボンリサイクルメタノールを合成する。 2 ・2021 年 3 月、ノルウェーの世界最大級 CO2 回収実験施設で実証試験：三菱重工エンジニアリング（MHIENG）ならびにノルウェーの Mongstad で世界最大級の CO2 回収実験施設を運営する Mongstad CO2 回収技術センター（TCM：Technology Centre Mongstad）は、同施設で MHIENG 独自の CO2 吸収液を使った実証試験を 2021 年 5 月から開始することで合意した。本試験は、MHIENG が関西電力（KEPCO）と新たに共同開発した「Advanced KM CDR ProcessTM」に使われるアミン吸収液「KS-21TM」の長期使用実証を、CO2 回収の環境規制の枠組みにおいて最も先進的な国の一つであるノルウェーで行うもので、2021 年中の商用化を目指す。→2021 年 10 月、実証実験完了、新吸収液「KS-21™」に関して良好な試験結果を取得。関西電力と共同開発した KS-21™で、排ガスからの CO2 回収率が最大 99.8%に到達した。 KS-21™の技術優位性を証明する有益なデータを取得、商用化が完了し今後の事業拡大に大きく前進した。 3、	FS 実証	1 関西電力 2　三菱日立パワーシステムズ、三菱ガス化学 3 Technology Centre Mongstad、関西電力 5 NextDecade Corporation 6 Drax	大	**概要**データ 1 https://www.mhi.com/jp/products/engineering/co2plants.html 2 https://www.mhi.com/jp/news/20033102.html 3 https://www.mhi.com/jp/news/210304.html 4 https://www.mhi.com/jp/news/211019.html 5 https://www.mhi.com/jp/news/21041501.html 6 https://www.mhi.com/jp/news/210610.html **売上その他データ** 7 https://www.mhi.com/jp/finance/library/financial/pdf/2020/2020_04_all.pdf 8 https://www.mhi.com/jp/sustainability/social/laborpractice_data.html	2022/2/25

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											4 ・2021 年 4 月、米国 Texas 州・LNG 液化プラント向け CO2 回収システムの基本計画について契約締結：米国のクリーン・エネルギー会社 NextDecade Corporation と三菱重工の北米統括拠点である米国 Mitsubishi Heavy Industries America, Inc.（MHIA）は、LNG 液化プラントの排ガスからの CO2 回収システムについて基本計画パッケージ（PDP：Process Design Package）の提供を行うことで合意した。MHIA は CO2 回収システムの基本設計、CO2 回収技術のライセンス供与を行う。経済性の検討を経て将来的に建設される予定で、排ガスから CO2 を回収・貯留（CCS）する技術を商業用の LNG 液化プラントに適用する今回の取り組みは、世界初となる。三菱重工エンジニアリングが関西電力と共同開発した CO2 回収技術「KM CDR ProcessTM」を採用し、LNG の低炭素化（Low Carbon LNG）を目指す。将来的に、ガス精製過程での回収分も含め年間 500 万 t 規模の CO2 排出削減を見込む。 5 ・2021 年 6 月、三菱重工エンジニアリング (MHIENG)と英国の大手電力会社 Drax 社は、Drax 社が英国 North Yorkshire 州に保有するバイオマス発電所から CO2 を回収する BECCS プロジェクトにおいて、 MHIENG 独自の CO2 回収技術「Advanced KM CDR Process」を長期使用することで合意し、契約を締結した。MHIENG は今回、CO2 回収ライセンスの供与、プロセス設計および EPC （設計・調達・建設）支援を行うほか、吸収液の供給なども担う。6					
三菱（ミツビシ） パワー（キュウ）（旧 MHPS）	JP	2014	メーカー	GTCC、ITCC,地熱発電プラント、ガスタービン、ボイラー等	連結 4,078,344 百万円(2018) 4,041,376 百万円(2019) 3,699,946 百万円(2020)	79,974(連結)	CCS	技術提供者		分離・回収	・2020 年 9 月、三菱重工の完全子会社化のため旧称（三菱日立パワーシステムズ）から現在の名称に変更された。2021 年 10 月 1 日、三菱パワーを三菱重工に統合、三菱パワー株式会社は、グローバル市場向けの統括会社・契約窓口となる。三菱重工が保有する CCUS 技術を活用した火力発電システムの提案を行っていく。1, 2 ・2020 年 3 月、三菱重工エンジニアリング（MHIENG）および三菱ガス化学（MGC）と共に NEDO による苫小牧の CO2 貯留地点におけるメタノール等の基幹物質の合成による CO2 有効活用に関する調査事業」に採択された。3 ・2020 年 9 月、米国 Lousiana 州を本拠地とする電力会社 Entergy 社は同日、グリーン水素を活用していく方針を発表した。三菱パワー社（三菱重工業グループ）と共同で水素を燃料とするガスタービンコンバインドサイクル発電所を開発するもので、関連する水素の製造、貯蔵、輸送施設の建設も目指す。4 ・2021 年 7 月、10 月 1 日に三菱重工に事業を統合すると発表した。三菱パワーが運営する事業と人員を、2021 年 10 月 1 日をもって三菱重工へ承継し、事業統合するための吸収分割契約を締結した。海外向けには今後も「Mitsubishi Power」ブランドでのグローバル展開を継続する。5	商用展開済み	3 三菱重工エンジニアリング、三菱ガス化学 4 Entergy 社	小	**概要** 1 https://www.mhi.com/jp/news/210730.html 2 https://www.denkishimbun.com/sp/76414 3 https://www.mhi.com/jp/news/20033102.html 4 https://www.fepc.or.jp/library/kaigai/kaigai_topics/1260178_4115.html 5 https://www.mhi.com/jp/news/210730.html **売上その他データ** 6 https://www.mhi.com/jp/finance/library/financial/pdf/2020/2020_04_all.pdf 7 https://www.mhi.com/jp/sustainability/social/laborpractice_data.html	2022/2/8
KEPRI（Korea Electric Power Research Institute）	KR	1961	研究所	技術開発（KEPCO 傘下）	技術支援売上高 16,646 百万ウォン(2017)	-	CCUS	技術提供者	燃料	分離・回収	・KEPRI は電力会社である KEPCO の電力試験所として 1961 年に設立された研究所であり、KEPCO の研究開発の役割を担う。気候変動および環境分野に関する研究では、気候変動緩和策、新エネルギーのエネルギー効率の向上、環境汚染の低減のための技術の開発と商業化に取り組んでいる。1 【CCS】 ・2019 年 6 月、KEPRI は、米国の独立系技術研究機関である GTI とともに、現状よりも高効率で低コストな CO2 回収技術を搭載した発電所のための燃焼に関する研究開発を共同で行うと発表した。共同開発している oxygen-fired pressurized fluidized bed combustor (Oxy-PFBC) technology は、大気の代わりに、酸素と CO2 の圧縮混合気体を用いて固体燃料を燃焼させることにより発生させた熱で発電するプロセス（oxy-fuel combustion）である。これにより、主に CO2 と水蒸気からなる排ガスが発生し、CCUS のための CO2 回収コストが低減されるとともに、粒子状物質の大気中への排出も防ぐことが出来る。2 ・KEPRI は国家 CCS ロードマップに従い、技術開発を実施してきた。Boryeong 火力発電所において 10MW 先進型アミン CO2 回収プロジェクトを実施した。同プロジェクトでは、GHG 排出枠の購入コストを年間あたり 5 万トン（15 億ウォン）削減した。また、2013 年から Hadong 火力発電所において、固形吸着剤を用いた 10MWCO2 回収パイロットとスケールアップを実施中である。1 【CCU】 ・パイロット実証事業にて、発電工場から排出される煙道ガスを分離プロセスなしで重曹などの有用な化合物に変換することに成功、200kg/day の CO2 を変換することが可能である。また、微生物を用いて CO2 と再エネ由来の H2 からメタンガスを生産するメタネーションプロセスでは政府支援を受けている。1	FS 実証	GTI 韓国政府	小	**概要** 1.https://www.kepri.re.kr:20808/eng/group/field-8 2.https://www.gti.energy/gti-and-kepri-working-together-to-develop-smaller-power-plants-with-reduced-emissions/ **売上その他データ** 3.https://www.kepri.re.kr:20808/eng/contents/history 4.https://www.kepri.re.kr:20808/eng/contents/ebook	2022/2/25

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
Arcelor Mittal	LU	2006	製鉄	steel and mining company	Sales revenue (US$): 76,033 百万 (2018) 70,615 百万 (2019) 53,270 百万 (2020)	167,743	CCU	技術利用者	燃料	分離・回収	・2015 年より CCU への参画を表明しており、2016 年には法的枠組みの整備などを行い、工業スケールの CCU 技術利用を商業的に成り立つ目途を立たせた。長期的なパートナーシップとしてアメリカのバイオ燃料製造業者である LanzaTech と契約を結んでいる。ベルギーの Ghent にある製鉄工場からの排ガスをフィードストックとして、エタノールを生産するフルスケールのバイオ燃料生産工場を LanzaTech と共に設立した。同バイオ燃料生産工場は 2019 年時点で年 80,000 リットルのエタノールを生産可能としている。 1 ・2020 年 9 月、同社の製鉄におけるカーボンニュートラルへの二つのルートのうちの一つである smart carbon ルートとして CCU を取り上げており、2022 年にはのスタートアッププロジェクトの成果を挙げるとしている。 2 ・2020 年 5 月、Smart Delta Resources（Schelde-Delta 地域における多企業のパートナーシップ）, port authority North Sea Port（オランダの North Sea Coast からベルギーの Ghent まで伸びる複合一貫港）と Arcelor Mittal, Dow Benelux（Dow 子会社）, PZEM（エネルギー関連会社）, Zeeland Refinery（原油精製工場）, そしてガスインフラ業者である Gasunie と Fluxys と共に Carbon Connect Delta コンソーシアムというクロスボーダーCO2 回収コンソーシアムを組むことを発表した。同コンソーシアムは CO2 の回収から輸送、エンドユーズに至るまでの全ての要素について技術的、経済的、法的な検討を行う。2020 年末に FS を終え、2023 年に年間 100 万トンの CO2 を回収、2030 年には年間 650 万トンの CO2 を回収する見通しである。 2 ・2021 年 6 月、Carbon2Value が成功裏に終了したと発表。5 年間の C2V プロジェクトが終了し、ArcelorMittal 社、Dow 社、LanzaTech 社によるパイロット調査の結果が発表された。鉄鋼業からの炭素廃棄物を化学工業用の素材に変換するプログラムについて、鉄鋼業と化学工業を結びつけることで GHG 排出を大幅に削減できるとしている。近年、ArcelorMittal Belgium と Dow Benelux は、Arcelor 社の敷地内で、鉄鋼生産時に発生するガスから CO2 と CO を分離する新パイロットプラントの試験を実施してきた。Ghent にある ArcelorMittal 社の Steelanol 工場では、2022 年から LanzaTech のバイオテクノロジーを使用して CO を大量の持続可能なエタノールに変換する予定である。アミンを介してスチールガスから CO と CO2 を分離する Carbon2Value のパイロットセットアップは、すでに何千時間の安定した実用時間を記録している。 4 ・2021 年 7 月、ArcelorMittal 社と積水化学工業は、製鉄の際に排出される CO2 を回収して再利用するプロジェクトに関してパートナーシップを締結したと発表した。このカーボン・リサイクルの主要な技術は CO2 を高い収率で一酸化炭素に変換する積水化学の技術である。排出された CO2 を一酸化炭素含有率の高い合成ガス（一酸化炭素および水素の混合ガス）に変換し、得られた合成ガスを製鉄の際に鉄鉱石の還元剤として再利用することにより、製鉄に必要な化石資源量を低減する。まずは、Asturias（スペイン）にある ArcelorMittal 社の R&D ラボで 2021 年から 3 年間にわたって本技術の初期検討を行い、その後、段階的にスケールアップしながら両社で実用化に向けた検討を進めていく予定である。 5 ,6	FS 実証	Dow 社、LanzaTech 社、積水化学工業、Smart Delta Resources, port authority North Sea Port、 Dow Benelux（Dow 子会社）, PZEM, Zeeland Refinery, Gasunie、Fluxys	大	**概要** 1 https://corporate.arcelormittal.com/media/case-studies/capturing-and-utilising-waste-carbon-from-steelmaking 2 https://corporate.arcelormittal.com/media/press-releases/arcelormittal-sets-2050-group-carbon-emissions-target-of-net-zero 3 https://www.chemengonline.com/dow-arcelormittal-yara-and-more-join-cross-border-carbon-capture-consortium/ 4 https://www.carbon2value.be/en/news/press-release-carbon2value-concluded-successfully-synergy-between-steel-and-chemistry-leads-to-reduced-emissions (2021.6.23) 5 https://corporate.arcelormittal.com/media/news-articles/arcelormittal-and-sekisui-chemical-announce-carbon-recycling-partnership 6 https://www.sekisui.co.jp/news/2021/1364769_37322.html **売上その他データ** 7 https://corporate-media.arcelormittal.com/media/kl3iewkk/fact-book-2020.pdf	2022/2/9
CEMEX	MX	1906	メーカー	セメント、レディーミクストコンクリート、その他の建築材料	連結 13,531 百万ドル (2018) 13,130 百万ドル (2019) 12,970 百万ドル (2020)	41,663 人 (2020)	CCU	投資	鉱物		・CEMEX は、セメント、レディーミクストコンクリート、骨材（砂利）、都市化ソリューションを提供するメキシコの大型建材会社である。1 ・2021 年 1 月、CEMEX は、LEILAC-2 (Low Emissions Intensity Lime And Cement) プロジェクトに参加することを欧州委員会から承認された。このプロジェクトはセメントの生産プロセスにおける脱炭素化を目指すものである。具体的には、HeidelbergCement のドイツのセメント工場（Hannover）において、セメントや石灰産業向けの Calix 社の CO2 緩和技術をスケールアップする実証実験を行う。CEMEX はセメント生産プロセスの技術専門家を派遣し、プロジェクトの建設フェーズにおいては資金面でも貢献するとしている。The LEILAC-2 Project については、2023 年末までに建設が完了し、2024 年の初めに実証が開始される予定である。尚、LEILAC-2 プロジェクトは、EU の Horizon 2020 research and Inovation program から資金支援を受けている。2,3 ・2021 年 12 月、CEMEX は炭素化（Carbonation)のプロセスの加速化・制御のノウハウを有し、このプロセスの特許を取得している英国の Carbon8 systems と共同研究を行うと発表した。両社は、炭素固定について CO2 の鉱物化が有効であるとしている。具体的には、Carbon8 systems が、自社の特許技術（Accelerated Carbonation Technology：ATC）技術を用いて、CEMEX の副産物から低炭素あるいはカーボンネガティブな生産物（代替骨材などの建築材料）の製造方法を評価する。まずは、ドイツと英国のセメント工場における副産物を評価することから着手する予定である。4	FS 実証	Calix 社 Carbon8 systems	小	**概要** 1.https://www.cemex.com/ 2.https://www.project-leilac.eu/leilac-news/cemex-joins-leilac-2-project 3.https://www.cemex.com/-/cemex-committed-to-participate-in-leilac-2-project-which-aims-to-decarbonize-cement-production 4.https://www.cemex.com/-/cemex-and-carbon8-systems-partner-to-develop-low-carbon-construction-products **売上その他データ** 5.https://www.cemex.com/documents/20143/52528892/IntegratedReport2020.pdf/d7d4abda-2ddd-0809-8902-b09af5114bba?t=1616705081446 6.https://www.cemex.com/about-us/our-history	2022/2/25
Petronas	MY	1974	エネルギー関連	石油	Revenue (RM billion)	47669 (2019)	CCS	投資		プロジェクト全体	・ウェブサイト上にて技術とイノベーションの加速として、高 CO2 分野における CCUS などの排出削減技術を推進すると記載してい	FS 実証	Global Energy Consultancy Xodus 社	小	**概要** 1 https://www.petronas.com/sustainabili	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
					223.6 (2017) 251.0 (2018) 240.3 (2019)						る。1 ・2020 年 3 月 18 日、JX 石油開発株式会社及び JOGMEC と共に CCS 技術を適用した高濃度 CO2 含有ガス田の開発に関する共同スタディ契約を締結した。2 ・2020 年 12 月 1 日、 10 月にネットゼロカーボンエミッション 2050 を宣言した PETRONAS 社は、持続可能性を ASEAN の事業回復努力の中核に位置づけるべく、United Nations Global Compact Network Malaysia & Brunei (UNGCMY&B)と共同で、11 月に開催された「GO ESG ASEAN 企業持続可能性仮想サミット 2020」に参加した。PETRONAS 社の Dzafri 氏は、同社が長期的に CCS プロジェクトを視野に入れたより多くの低炭素ソリューションを展開する可能性を検討していると述べている。3 ・2021 年 8 月、エネルギーコンサル会社である Xodus 社は、Petronas が Sarawak 沖で計画している Kasawari CCS プロジェクト（サワーガス田から CO2 を回収・処理し、枯渇ガス田へ圧入する計画）概念設計の契約を獲得したと公表した。（Xodus は、実現可能性調査と概念設計を提供する予定）本プロジェクトは 2025 年末までに CO2 の最初の注入を開始する予定である。フレアリングによる CO2 排出量を、年間平均 370 万トン、合計 7,600 万トン削減することが期待されている。4				ty/net-zero-carbon-emissions 2 https://www.petronas.com/sites/default/files/Media/PETRONAS-Annual Report-2019-v2.pdfgroup.co.jp/english/newsrelease/2020/20200325_01.html 3 https://www.petronas.com/media/press-release/petronas-deploy-low-carbon-solutions-line-its-net-zero-carbon-emissions-2050 4 https://www.upstreamonline.com/field-development/petronas-awards-kasawari-ccs-design-contract/2-1-1049961 **売上その他データ** 5 https://www.petronas.com/sites/default/files/Media/PETRONAS-Annual Report-2019-v2.pdf	
Skytree	NL	2010	エンジニアリング	Air quality improvement, Gas feedstocks	ー	10	CCS	技術提供者		分離・回収	・木と似たプロセスで大気中から CO2 を回収する吸着剤を用いた DAC 技術を有しており、同体積の木に比べて 100 倍以上の効率での回収を可能としている。 ・2016 年、EU 政府から出資を受けたプロジェクトに電気化学分析と合成技術プロバイダーの Gensoric および RWE と協同して従事し、水と CO2 からのメタノール合成を成功させた。同プロジェクトでは一日に純度 95%以上の CO2 を 1 kg以上回収することに成功している。 2 ・純粋な CCUS 技術とは別に同 DAC 技術を用いた電気自動車専用の回収装置 Ersa という製品を開発しており、車内の空気清浄を可能としている。 1	ラボベース実証	Gensoric, RWE	無	**概要** 1 https://www.skytree.eu/technology/ 2　https://brintbranchen.dk/wp-content/uploads/2017/05/Jens-Kanacher.pdf https://www.skytree.eu/innovative-carbon-management-pathways-sustainable-future/ **売上その他データ** 3　https://skytree.eu/team/	2022/2/10
COVAL Energy	NL	2015	CCUS スタートアップ	CO2 変換ソリューション	ー	7	CCU	技術提供者	その他		・COVAL Energy 社は、2015 年に設立された、公益事業、石油・ガス、化学業界などでの経験を持つ専門家によるクリーンテクノロジースタートアップである。化石燃料への依存を軽減するための CO2 変換ソリューションの提供に取り組んでいる。技術の中心となるのは Colyser というリアクター（電気化学セル）で、電気触媒プロセスによって CO2 をギ酸などの化学物質に変換する。 1 , 2 ・COVAL Energy 社は、バイオテクノロジー企業と共同で、CO2 と再生可能電力を原料として使用するタンパク質ベースの魚飼料を生産し、E2E ソリューションを提供する合弁会社 Aqua Feed を設立した。JV は、持続可能な水産養殖が世界的に大幅に増加していることから生じる魚飼料産業の変化を活用していく。3 ・2017 年 12 月、原材料生産者である Twence 社と研究協力の意向書に署名した。主な目標は、回収 CO2 を利用したギ酸生産のためのパイロットプラント開発で、今後両社はオランダ Hengelo にパイロットプラントを建設予定である。 Twence 社の廃棄物発電プラントから回収される利用可能な CO2 が使用される。Coval Energy 社は、CO2 と水をギ酸に変換するための技術を開発している。CO2 と再生可能電力から生成されるギ酸は、化学産業における化石燃料ベースの原料と中間体に取って代わる可能性があり、GHG 排出量削減に貢献する。同プロジェクトは、Twence 社にとって、CO2 を持続可能な輸送燃料に大規模に変換する機会となり、Coval Energy 社にとっては、同社の技術を産業環境に展開し、技術のスケールアップを加速する機会となる。4 ・2021 年 4 月、COVAL Energy 社は、New Energy Coalition 及び University of Groningen が主導する欧州イノベーションプロジェクト「ConsenCUS (Carbon neutral clusters through electricity-based innovations in Capture, Utilisation and Storage)」に参画する。ConsenCUS は、EU の Horizon 2020 フレームワークの下の、4 年間の国際イノベーションアクションで、オランダ、デンマーク、英国、中国、カナダ等の産業および学術パートナーが協力して電気化学による CO2 排出削減の実現をするコンソーシアムである。2021 年 4 月 1 日より、1300 万ユーロを超える欧州資金と民間投資により、技術革新のスケールアップと社会経済的な研究を行う。欧州各地のセメント生産、石油精製、マグネシア生産において、1 時間あたり最大 0.1 トンの CO2 を回収し、有用な化学物質（ギ酸カリウム、ギ酸）に変換する移動式デモプラントを建設する予定である。同じ場所で、CO2 クラスターが地域経済、地質、地域社会にもたらす機会や課題も調査する。COVAL Energy 社は高圧技術を用いた CO2 のギ酸への直接変換を担当する。5	ラボベース実証	4 Twence 社 5 New Energy Coalition、University of Groningen	小	**概要** 1 http://www.covalenergy.com/about-us/ 2 http://www.covalenergy.com/technology/ 3 http://www.covalenergy.com/markets/#renewable-chemicals 4 http://www.covalenergy.com/2017/12/21/coval-energy-and-twence-sign-cooperation-agreement/ 5 http://www.covalenergy.com/2021/04/29/coval-energy-secures-a-substantial-eu-grant-to-develop-a-pilot-plant/ **売上その他データ** 6 http://www.covalenergy.com/about-us/	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
Feyecon	NL	1992	CCUS スタートアップ	二酸化炭素の超臨界技術	ー	―	CCU	技術提供者	化学品		・FeyeCon 社は、産業からの廃棄 CO2 を回収し、有害化学物質や貴重な水資源などの従来の溶剤の代わりに使用している。超臨界 CO2 を製造プロセスで化学物質や水の置き換えへの処理溶媒として利用する。FeyeCon 社は CO2 の接触固定による生体高分子とポリカーボネートの連続製造プロセスを開発した。このプロセスでは、CO2 とバイオベースの再生可能物質を、重合性モノマー、コーティングペイント、非極性溶剤、化粧品用添加剤、石鹸の成分などの高付加価値化学物質に変換する。 さらに、触媒を回収して再利用することが可能である。効率的な統合プロセスにより、長期的には化石燃料への依存がなくなり、エネルギー効率が向上して製品の歩留まりが向上するだけでなく、CO2 排出量が削減される。 1 ・CO2FOKUS プロジェクト：CO2FOKUS プロジェクトは、エネルギー集約型産業などの大発生源から排出される産業用 CO2 を、化学工業やエネルギー分野で主に使用される付加価値ガスである DME に変換する最先端技術を開発する。パートナー企業は FeyeCon 社を含め全 12 社である。本プロジェクトは、欧州連合（EU）の Horizon 2020 研究・イノベーションプログラムから資金提供を受けている。本プロジェクトでの FeyeCon 社の役割は、CO2 技術を利用してナノ粒子を開発し、ラボスケールから産業パイロットスケールまでの CO2 水素化反応の最適化、スケールアップ、統合化を行うことである。 2 ・COFERT プロジェクト：COFERT は、欧州連合のエコイノベーションイニシアチブが共同出資する研究開発プロジェクトである。 同プロジェクトは、バイオガスプラント（廃水処理プラントを含む）からの CO2 を回収、隔離、リサイクルが可能な藻類ベースのプロセスの実現を目指す。 本プロジェクトでは、微細藻類をベースとした栽培プロセスの規模拡大、微細藻類収穫プロセスのエネルギー消費量の削減、微細藻類バイオマスからの徐放性バイオ肥料生産を目指している。 3	FS 実証		大	**概要** 1 http://www.feyecon.com/industries/green-polymers-and-nanomaterials 2 https://www.co2fokus.eu/feyecon/ 3 http://www.feyecon.com/projects/cofert **売上その他データ** https://feyecon.com/about-us/	2022/2/9
TNO	NL	1932	研究所	Energy Transition, Circular Economy, Strategic & Comm. Technology 他	ー	―	CCUS	価値付与者	化学品・燃料・鉱物	認証・PJ コーディネーター	・TNO はオランダの研究所であり、様々なテーマの研究および業界の橋渡し的役割を担っている。CCUS の分野でもプロジェクトコーディネーターとして活躍しており、ERA-NET ACT Project ALIGN-CCUS などを主導している。CO2 の利用では、Sorption Enhanced Water-Gas Shift プロセス（*SEWGS）という技術を開発した。スウェーデンでは、製鉄所の高炉からの CO2 回収に成功。SEWGS パイロットプラントでは、既存の CO2 回収技術よりも低いコストで、1 日あたり 14 トンの CO2 を回収している。1 ・2018 年に Energy Research Centre of the Netherlands（ECN）（オランダのエネルギー研究センター）と合併し、組織が保有する専門家の幅を広げた。それにより、Horizon2020 projects である LEILAC と STEPWISE という、それぞれセメント産業と製鉄産業における CCUS パイロットプラントの建設、操業、そして検証を行うプロジェクトに参画している。 2 (*): SEWGS は、2 つのプロセスを 1 つのリアクターに統合したものである。最初の工程は、水蒸気（H2O）が CO を CO2 と H2 に変換する水-ガスシフト反応として知られる。しかし、目的とする物質（H2 と CO2）の一部が、目的としない物質（H2O と CO）に反応してしまうため、反応自体が均衡を保つため、完全な変換は不可能である。この好ましくない逆反応をできるだけ防ぐために、従来のプロセスでは蒸気を多用するのが普通であったが、SEWGS プロセスであれば、その必要はない。第二プロセスは、この望ましくない反応を防ぐものである。反応器には、酸性物質と選択的に結合する固体吸着剤（炭酸カリウムを濃縮した hydrotalcite）が入っているため、炭酸である CO2 は、吸着材の表面に付着する。その結果、CO2 は H2 と反応することができなくなる。これらのプロセスを 1 つのリアクターで行うことで、より効率的なプロセスが実現し、エネルギーの損失が少なくなる。3	FS 実証	Energy Research Centre of the Netherlands（ECN）	無	**概要** 1 https://www.tno.nl/en/focus-areas/energy-transition/roadmaps/towards-co2-neutral-industry/reducing-co2-emissions-through-capture-use-and-storage/ 2 https://www.ccusnetwork.eu/secretariat/tno 3. https://www.tno.nl/en/focus-areas/energy-transition/roadmaps/towards-co2-neutral-industry/reducing-co2-emissions-through-capture-use-and-storage/sewgs-revolutionary-co2-reduction-technology-and-blue-hydrogen-production/ **売上その他データ** 4 https://www.tno.nl/en/about-tno/organisation/	2022/2/10
Aker Solutions	NO	1841	建築	Front-end Studies & engineering services, RE energy solutions, Low-carbon oil & gas solutions, 他	Revenue (NOK): 38,163 百万 (2019) 29,396 百万 (2020)	14,494 (2019)	CCS	技術提供者		分離・回収	・Aker Carbon Capture という CCUS に特化した子会社を有しており、回収から輸送、貯留や利用に至るまでの CCUS バリューチェーンに知見を持っている。同社が持つアミンと水を利用した回収技術の連続運転時間は 50,000 時間以上で、DNV　GL 社から複数の利用用途の認証を受けている。1 ・2017 年 4 月、Yara(アンモニアプラント)と Norcem(セメント製造)とそれぞれノルウェー政府から資金を得てフルスケールの CO2 回種プラント設立のための概念検討を行う契約を締結した。ノルウェー政府は 2022 年までに最低でも一つのプラントを操業開始することを目指している。Norcem に対する概念検討では、セメント工場に組み込むために、船舶輸送のための CO2 液化プロセスを含む CO2 回収プラント(年間約 40 万トン)を設計している。Yara に対する概念検討では、改質器からの排ガスの CO2 回収プラントを設計・開発した。こちらの検討でも CO2 液化プロセスを含むとしている。2 ・2019 年 9 月、オランダの Twence 社(廃棄物由来のエネルギー事業を主に手掛けるオランダの会社）の廃棄物からのエネルギー回収（WtE：waste-to-energy）プラントに、Just Catch という低コストな	FS 実証	Yara、Norcem、Twence Vattenfall、SINTEF、Carbfix Siemens Energy、Doosan Babcock	大	**概要** 1 https://www.akercarboncapture.com/ 2 https://www.akersolutions.com/news/news-archive/2017/aker-solutions-wins-carbon-capture-study-contracts-from-yara-and-norcem/ 3 https://www.twence.com/news/aker-solutions-to-provide-plant-for-co2-capture-and-liquefaction 4 https://akercarboncapture.com/?cision_id=9DDF1859C78B5320 5 https://group.vattenfall.com/press-and-	2022/2/14

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											コンテナ型回収システム CO2 回収・液化システムを導入する契約を締結したことを公表した。本設備の処理能力は年間 10 万トンであり、2021 年までに運転開始する予定。2021 年 11 月、同工場は 2023 年末に操業を開始予定と発表。 3 , 4 ・2020 年 10 月、スウェーデンの大手電力会社 Vattenfall 社と、 スウェーデンおよび北欧における大規模商業 BECCS プラントの共同開発を実施する了解覚書（MOU）を締結したことを公表した。5 ・2021 年 5 月、SINTEF（欧州独立研究機関）と MOU を締結した。主な共同研究開発の対象は、メンブレン技術、水素応用等の回収技術。6 ・2021 年 7 月、Carbfix 社（炭素固定化技術に特化した企業）と CCS Full Value Chain の提供に向けたパートナーシップを組み、MoU を締結したことを公表した。7 ・2021 年 9 月、Siemens Energy 社および Doosan Babcock 社（発電所など対象に技術・サービス提供会社）とコンソーシアムを設立し、英国における CCUS プロジェクトを推進する。8				media/pressreleases/2020/vattenfall-and-aker-carbon-capture-to-achieve-negative-emissions-in-bio-ccs-projects 6 https://www.sintef.no/en/latest-news/2021/sintef-and-acc-join-forces-to-make-industry-emissions-free/ 7 https://www.carbfix.com/aker-carbon-capture-and-carbfix-to-offer-full-value 8 https://www.akersolutions.com/news/news-archive/2021/aker-solutions-siemens-energy-and-doosan-babcock-join-forces-to-deliver-ccus-projects-in-the-uk/ **売上その他データ** 9 https://www.akersolutions.com/who-we-are/ 10 https://www.akersolutions.com/globalassets/huginreport/2020/annual-report-2020.pdf	
Norcem	NO	1888	建築	セメント	Total Group revenue (Euro) 57,939 百万 (2018) 55,047 百万 (2019) 53,122 百万 (2020)	53,122 (2020)	CCS	技術利用者		分離・回収	・Norcem 社は、ノルウェーのセメント大手であり、セメント工場の CO2 回収施設を保有する。セメント工場からの余熱利用は CO2 回収の重要な要素となる。 プラントの排出量の 50 パーセントに相当する年間約 40 万トンの CO2 回収に十分な余熱がある。1 ・2016 年 7 月、Norcem Brevik 工場 CCS プロジェクトの FS 調査で、Heidelberg Cement 社（ドイツのセメント会社）所有の Norcem 社セメント工場、 Yara 社のアンモニア工場、Fortum Oslo Varme 社（FOV）（発電所、廃棄物処理など様々なサービスを提供するエネルギー企業）のエネルギー回収プラントの産業排出サイトで CO2 回収が技術的に可能であることが示された。2018 年下半期、ノルウェー議会は、高度な計画研究開始に向けた Norcem 社・FOV 社のプロジェクトへの資金提供を含む修正国家予算を承認した。Norcem 社と FortumOslo Varme 社（FOV)は、それぞれ約 40 万トンの CO2 を回収する予定。CO2 は回収プラントからノルウェー西海岸の陸上施設に船で輸送され、一時的な貯留後、パイプラインを介して北海の海底層に輸送、貯留される。 Equinor 社が、パートナーの Shell 社および Total 社とともに、貯留施設の計画を担当する。2020/2021 年にノルウェー議会がプロジェクトへの投資決定を下せば、その後、プロジェクトが 2023/2024 年に操業を開始する予定である。 2 ・2020 年 9 月 21 日、ノルウェー政府は、同国における CCS プロジェクトに対する投資計画を発表した。同計画は「Longship」と名付けられ、ノルウェーのセメント大手 Norcem 社が同国南部 Brevik の工場で進める CO2 回収プロジェクト、フィンランドのエネルギー大手 Fortum 社の子会社 Fortum Oslo Varme 社がオスロの廃棄物発電施設で進める CO2 回収プロジェクト、「Northern Lights」プロジェクトの 3 事業を対象に、総額約 168 億ノルウェークローネ（約 1,850 億円）が投じられる。ノルウェーの気候環境大臣は「再エネの導入だけで CO2 排出量の全量削減は不可能であり、セメント業などいくつかの産業では CCS が CO2 排出量を削減できる唯一の方法である」とコメント、これまで長年にわたり国内で CCS の実証試験を進めてきた同国の知見を生かし、CCS の取り組みを強力に推進していくとしている。 3 ・2020 年 12 月、ノルウェー議会は、HeidelbergCement Norcem plant の CO2 回収設備への投資を承認した。この CCS プロジェクトは、永久貯蔵を含めて年間 40 万トンの CO2 を回収することを目指しており、セメント生産工場における産業規模の CCS プロジェクトとなる。4, 5 ・2021 年 10 月、シリコンベースの先端材料会社の Elkem 社は本日、ノルウェーの Rana にある工場で、シリコン製錬所で CO2 回収の実証実験開始を公表した。Elkem(シリコンベース素材会社）、Mo Industripark（工業団地）, SINTEF, Alcoa（メーカー）, Celsa（鉄筋）, Ferroglobe（シリコン・金属）, SMA Mineral（鉱物）, Norcem, Norfrakalk（セメント・コンクリート）, Arctic Cluster Team（産業クラスター） および Aker Carbon Capture（CCUS 関連会社）などの会社が参画・コラボする実証実験である。6	商用展開済み	Yara、Fortum Oslo Varme 社, Elkem, Mo Industripark, SINTEF, Alcoa, Celsa, Ferroglobe, SMA Mineral, Norcem, Norfrakalk, Arctic Cluster Team, Aker Carbon Capture	小	**概要** 1 https://www.norcem.no/en/CCS 2 https://www.norcem.no/en/CCS%20at%20Brevik 3 https://www.fepc.or.jp/library/kaigai/kaigai_topics/1260176_4115.html 4 https://www.heidelbergcement.com/en/pr-15-12-2020 5 https://www.forconstructionpros.com/concrete/news/21207846/heidelbergcement-ag-heidelbergcement-received-approval-for-carbon-capture-facility 6 https://finance.yahoo.com/news/elkem-test-worlds-first-carbon-063600880.html?guccounter=1&guce_referrer=aHR0cHM6Ly93d3cuZ29vZ2xlLmNvbS8&guce_referrer_sig=AQAAAItr1clpmzmPF9VGedBB4OB2nU2_n-0OcIdFOLq1zGBLbfRZxAZbmZ8Jvj0wxBObAzOQjxCXz98AQsSgUtVltsEHh3J8hcYL2BmvAi6BahY_OEfMaF9d-hLVA58HcKnBd1xkOhESIJPU8vXlsyNgjgU06Xsv6SRFGGx_NfdgTsD3 **売上その他データ** 7 https://www.norcem.no/en/about_us 8 https://www.heidelbergcement.com/en/key-financial-data	2022/2/14
DNV	NO	1864	その他	Advisory, Certification,	Revenue (NOK) 19,639 百万	11,614(2020)	CCUS	技術提供者		認証・PJ コーディネーター	・DNV GL 社は、2021 年 3 月 1 日付で社名を DNV GL から DNV に変更した。1 ・DNV 社は、CCUS に関する技術的保証、テスト、助言、およびリスク管理の専門知識を提供しており、同社の専門 CCUS チームは、	商用展開済み	Aker Solutions, Norcem, Fortum, Shell,	大	**概要** 1 https://www.dnv.com/about/index.html	2022/2/14

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
				Data & Analysis, Inspection, Verification & assurance 他	(2018) 21 551 百万 (2019) 20,911 百万 (2020)						世界中の CO2 関連分野の 200 人以上のエンジニアによってサポートされている。 プロセスエンジニアリング、煙道ガス処理、材料技術、テスト、腐食、パイプラインの完全性、地質学、地球物理学、石油とガスの貯留層、EOR、井戸の完全性のリスクと信頼性、環境への影響、技術経済学、利害関係者の管理、CCUS 戦略に関する専門知識を提供する。Spadeadam および Groningen のテストサイトでは、特に CO2 アプリケーション向けの完全性、腐食、および安全性の問題について、フルスケールおよびラボスケールのテストが実施可能である。 2 ・DNV 社の業界ガイドラインと CCUS の推奨慣行（Recommended Practices)は、共同業界プロジェクトを通じて策定されたもので、自由に利用可能である。 現在、HiPerCap、Pipetrans、Subsea CO2、ECO2、IMPACTS などのいくつかのイノベーションプログラムを実行しており、CCS の新 ISO 規格の開発に携わっている。 また、持続可能な開発のための世界経済人会議（World Business Council for Sustainable Development）のパートナーと協力し、気候変動の重要な解決策として CCS を促進している。 2 ・2020 年 5 月、DNV 社は、ノルウェーの Aker Solutions 社の CO2 回収技術の認証を行ったと公表した。今回対象となったのは、ノルウェーのフルスケール CCS プロジェクトにおいて Norcem 社のセメント工場で適用する CO2 回収技術であり、DNV 社の DNVGL-RP-A203 "Technology Qualification"および DNVGL-RP-J201 "Qualification procedures for carbon dioxide capture technology"への適合性を認めている。3 ・2020 年 7 月、DNV 社は、Fortum 社（発電所、廃棄物処理など様々なサービスを提供するエネルギー企業）の廃棄物発電所の排出量を削減するための Shell の炭素回収技術の承認を公表した。Shell と Fortum Oslo Varme と協力して、DNVGL-RP-A203"Technology Qualification"および DNVGL-RP-J201CO2 回収技術の"Qualification Procedures の適用を検証した。4 ・2020 年 10 月、DNV 社と Technology Centre Mongstad (TCM)と共同で CCUS 技術のフルスケール商業化加速のための MOU を締結した。この締結の目的は、CCUS 技術および CCUS プロジェクトの実証段階から商業化へより早く移行させるための支援である。5		Technology Centre Mongstad		2 https://www.dnvgl.com/services/carbon-capture-utilization-and-storage-ccus--5196 http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=890&dispmid=496 3 http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=970&dispmid=496 4　https://www.dnv.com/news/dnv-gl-approves-shell-carbon-capture-technology-to-bring-down-emissions-from-fortum-waste-to-energy-plant--179829 5　https://www.dnv.com/news/dnv-gl-tcm-and-sintef-join-forces-in-major-international-carbon-capture-and-storage-partnership-186290 **売上その他データ** 6 https://annualreport.dnv.com/2020/download/	
SINTEF	NO	1950	研究所	研究開発	Sales 3,400 百万 NOK（2020）	2,000	CCS	技術提供者		プロジェクト全体	・SINTEF はヨーロッパにおける最大独立研究機関のうちの一つである。バイオテクノロジー、ヘルスケア、ミクロ・ナノテクノロジーなど幅広い研究分野を取り扱っている。1 ・SINTEF 社はノルウェー科学技術大学（NTNU）と協力して、数十年にわたって CCS に取り組んできた。現在、SINTEF 社は、CO2 の回収、輸送、貯留のバリューチェーン全体に関する研究を行っており、ノルウェーCCS 研究センター（NCCS）を主催する。 NCCS は、CCS の大規模展開を迅速に進めるため、主要な技術的およびコスト上の課題に対するソリューションの研究を目的とする。2 ・2020 年 10 月、DNV 社と Technology Centre Mongstad (TCM)と共同で CCUS 技術のフルスケール商業化加速のための MOU を締結した。この締結の目的は、CCUS 技術および CCUS プロジェクトの実証段階から商業化へより早く移行させるための支援である。3 ・2020 年開始-2023 年完了予定で、EnerGizerS プロジェクトがコンソーシアムによって実施される。同プロジェクトの主な目的は、CO2 を作動流体として使用する地熱増産システム（EGS, Enhanced Geothermal Systems）の効率を分析することである。 Project Promoter: AGH University of Science and Technology, Poland, Project Partners: Mineral and Energy Economy Research Institute, Polish Academy of Sciences, Poland/　SINTEF Energi AS, Norway/　Norwegian University of Science and Technology, Norway/ EXERGON LLC, Poland4 ・2020 年開始ー2024 年完了予定の CleanExport プロジェクトは、CCS を使用した電力、水素、天然ガスの包括的・統合エネルギーシステムモデルを開発し、ノルウェーからヨーロッパへのエネルギー輸出インフラの新規投資や代替利用の検討を行う。同プロジェクトでは、SINTEF 社はノルウェーのクリーンエネルギー輸出の可能性を活用するための戦略的ガイダンスと投資支援を提供する。（プロジェクトパートナー：Equinor 社/ Total E&P Norge 社（石油・ガス会社）/ Gassco 社（天然ガス）/ Agder Energi 社(ノルウェーのエネルギーグループ）/ Air Liquide 社) ・2020 年開始ー2022 年完了予定の CLC-SRF プロジェクトは、CLC 技術を使用した廃棄物由来の固体燃料からの効率的な CO2 回収に関するプロジェクトである。本プロジェクトの主な目的は、Chemical Looping Combustion（CLC）プロセスにおいて固形廃棄物由来燃料を変換し、輸送と恒久的貯留ができる CO2 の濃縮ストリームを提供することに対する実現可能性と潜在的な利点の評価である。 ・2021 年 5 月、SINTEF は Aker Carbon Capture（CCUS 関連会社）との協力を公表した。この協力は EU における CO2 回収ソリューションや研究プロジェクトの商業化、世界各地でのイノベーション活動、モンスタッド技術センター（TCM）の設立などを進める基盤となる。5	FS 実証	ノルウェー科学技術大学 DNV GL 社と Technology Centre Mongstad, Equinor, Total E&P Norge, Gassco, Agder Energi, Air Liquide, Aker Carbon Capture	中	**概要** 1. https://www.sintef.no/en/ 2. https://www.sintef.no/en/shared-research-areas/ccs/ 3. http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=970&dispmid=496 4. https://www.sintef.no/en/projects/2020/energizers-co2-enhanced-geothermal-systems-for-climate-neutral-energy-supply/ 5. https://www.sintef.no/en/latest-news/2021/sintef-and-acc-join-forces-to-make-industry-emissions-free/ 6. https://www.sintef.no/en/latest-news/2021/converting-co2-emissions-into-products-european-green-deal-project-kicks-off/ **売上その他データ** 7. https://www.sintef.no/en/sintef-group/annual-reports-and-brochures/annual-report-2020/#/	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											・2021 年 10 月、PyroCO2 というプロジェクトに注力することを宣言した。このプロジェクトの目的は、産業界から排出された CO2 をバイオテクノロジーを用いて化学物質に変換（CCU)する革新的なプラットフォームを確立し、実証することである。6					
Technology Center Mongstad（TCM）	NO	2009	研究所	テストセンター	-	-	CCS	価値付与者		認証・PJ コーディネーター	・CO2 回収技術を検証できる施設を有しており、世界各国の企業が技術開発の為に利用可能である。また、同施設では商業利用のベンチマークも行える。CO2 回収施設にはアミンプラントとアンモニアユニットに加え、新技術のためのモジュールサイト（建設中）も用意されている。排気ガス源としては、Equinor が所有する製油所にある Residue cracker （13% CO2）とそれに付設する火力発電所（3 または 5%CO2）がある。2 ・2020 年 10 月、DNV GL 社と Technology Centre Mongstad (TCM)と共同で CCUS 技術のフルスケール商業化加速のための MOU を締結した。この締結の目的は、CCUS 技術および CCUS プロジェクトの実証段階から商業化へより早く移行させるための支援である。3 ・2021 年 3 月、三菱重工エンジニアリング（MHIENG)、ノルウェーの世界最大級 CO2 回収実験施設で実証試験 TCM と合意、新吸収液 KS-21TM の商用化に向け実証試験を 2021 年 5 月から開始することで合意した。内容は以下の通りである。4 ◆ MHIENG と関西電力株式会社が共同開発した KS-21TM で、2021 年 5 月から試験を開始 ◆ TCM は、本試験において最先端の設備と専門知識を提供 ◆ MHIENG は KS-21TM の商用化を加速させ、英国・欧州市場において CO2 回収事業の受注拡大を目指す	FS 実証	DNV GL、TCM、MHIENG, 関西電力株式会社	中	**概要** 1. https://tcmda.com/ 2. https://tcmda.com/technology-testing/ 3. http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=970&dispmid=496 4. https://prtimes.jp/main/html/rd/p/000000210.000025611.html **売上その他データ** 5. https://tcmda.com/about-tcm/	2022/2/9
Tel Tek	NO	2012	研究所	-	-	-	CCS	技術提供者		プロジェクト全体	・Tel Tek 社は、ノルウェーの Grenland にある CCS 技術に関する研究所である。粉末剤を主とした回収技術の研究と CO2 の輸送、貯留に関する開発を行っている。また、Tel Tek は CCS 初期段階におけるコスト評価と技術的な経済性評価も行っている。1 ・2013 年から 2015 年にかけて ALSTOM Norway、Telemark 大学、米国エネルギー省、ETH zurich（チューリッヒ工科大学）と共に Fully integrated Regenerative Carbonate Cycle (FIRCC)の研究を行った。同研究では酸化カルシウムを用いて CO2 含有排気ガスから CO2 を放熱反応（カーボネーション）によって低コストで回収する技術のパイロットプラント設立のための技術的・経済的な基盤づくりを行った。	ラボベース実証	ALSTOM Norway、Telemark 大学、DOE、チューリッヒ工科大学	無	**概要** 1. https://www.alignccus.eu/project-partners/tel-tek **売上その他データ** 2. https://www.crunchbase.com/organization/tel-tek	2022/2/9
Yara	NO	1905	メーカー	アンモニア、ドライアイス	11,600 百万ドル（2020 年）	17,000	CCU	投資		プロジェクト全体	・Yara 社はヨーロッパのアンモニア製造メーカーであり、CO2 とドライアイスの製造もしている企業である。2 ・2020 年 5 月、Smart Delta Resources（Schelde-Delta 地域における多企業のパートナーシップ）, port authority North Sea Port（オランダの North Sea Coast からベルギーの Ghent まで伸びる複合一貫港）と Arcelor Mittal（鉄鋼メーカー）, Dow Benelux（Dow 子会社）, PZEM（エネルギー関連会社）, Zeeland Refinery（原油精製工場）, そしてガスインフラ業者である Gasunie と Fluxys と共に Carbon Connect Delta コンソーシアムというクロスボーダーCO2 回収コンソーシアムを組むことを発表した。同コンソーシアムは CO2 の回収から輸送、エンドユーズに至るまで、技術的、経済的、法的な検討を行う。2020 年末に FS を終え、2023 年に年間 100 万トンの CO2 を回収、2030 年には年間 650 万トンの CO2 を回収する見通しである。3 ・2021 年 7 月、フランスの Normandy 地域の産業盆地を脱炭素化するために、石油メジャーExxonMobil、TotalEnergies 社は、産業企業 Air Liquide、Borealis（オーストリアの化学メーカー）、Yara International と提携する。Normandy の産業施設から北海の貯蔵まで、産業用炭素捕獲・貯蔵(CCS)チェーンの実施の技術的および経済的可能性を評価するための MoU 締結をした。本プロジェクトはフランス産業施設の年間 300 万トン CO2 削減を目指している。4	FS 実証	Smart Delta Resources, ArcelorMittal, port authority North Sea Port, Dow Benelux, PZEM, Zeeland Refinery ExxonMobil、TotalEnergies、Air Liquide、Borealis	大	**概要** 1. http://www.janus.co.jp/Default.aspx?TabId=77&bid=552&dispmid=496 2. https://www.alignccus.eu/project-partners/yara 3. https://www.chemengonline.com/dow-arcelormittal-yara-and-more-join-cross-border-carbon-capture-consortium/ 4. https://www.upstreamonline.com/energy-transition/from-normandy-to-north-sea-alliance-to-decarbonise-french-industrial-hub/2-1-1038635 **売上その他データ** 5. https://www.yara.com/this-is-yara/yara-at-a-glance/	2022/2/9
equinor	NO	1972	電力	Exploration, Fields & platforms, Oil, Natural gas, Trading, transport & shipping, Renewables & CCS, 他	Total Revenues & other income (USD) 64,194 百万 (2019) 45,765 百万 (2020)	21,245 (2020)	CCS	技術利用者		プロジェクト全体	・Equinor 社はノルウェーのエネルギーメジャーであり、石油、ガス、風力、太陽光など幅広いエネルギー事業を手掛けている。Equinor 社は、40 以上の CCS プロジェクトに参画している。ノルウェー当局の委託で、ノルウェーで本格的な CCS を開発するための研究を主導しており、陸上の様々な産業から CO2 を回収、船による輸送、海底の 1000～2000 メートルの深さに圧入して永久貯留する概念に基づいている。1 ・2013 年よりノルウェーの Technology Center Mongstad(TCM)を Shell と Sasol と共に設立した。10 万トン/年の CO2 貯留実証実験を実施中である。現在 TCM への出資率は Gassnova (73.9%), Equinor (operator, 8.7%), Shell (8.7%) and Sasol (8.7%)である。2 ・ノルウェーのフルスケール CCS プロジェクトである Northern Lights プロジェクトに参画している。同プロジェクトは Oslo fjord region のセメント工場及び廃棄物処理場から排出される CO2 を回収し貯留する。貯留地はノルウェーの西海岸沖の地下 2km で、貯留地まで CO2 は液化して運ばれる。年間 150 万トンの貯留が期待されている。3	FS 実証	TCM, Shell, Sasol, Gassnova, Equinor Rosneft	大	**概要** 1 https://www.equinor.com/en/what-we-do/carbon-capture-and-storage.html 2 https://oilgas-info.jogmec.go.jp/_res/projects/default_project/_page_/001/007/651/20181122_London.pdf 3 https://www.equinor.com/en/news/20201217-northern-lights-contracts.html#:~:text=The Northern Lights project is the transport and,together with Shell and Total as equal partners. 4 https://www.equinor.com/en/news/20210928-agreement-carbon-	2022/2/14

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											・2021 年 9 月、Rosneft 社（ロシアの国営石油会社）と炭素マネジメントに関する機会検討の協働に合意した。4				management.html **売上その他データ** 5 https://www.equinor.com/en/about-us.html 6 https://www.equinor.com/en/investors/annual-reports.html#downloads	
CO2 Capsol	NO	2014	CCUS スタートアップ	CO2 回収技術の提供	-	1-10 人	CCS	技術提供者		分離・回収	・同社の CO2 回収技術の特徴は、高温の炭酸カリウム（Hot Potassium Carbonate ：HPC)を活用する事で CO2 回収時の省エネと安全性を両立している点にある。同社の技術では、煙道ガスからの CO21 トン回収時の消費電力が 0.7-1.5GJ/トン程度であり、追加の熱エネルギー（ボイラーからの蒸気など）が必要ない。HPC のコストは 1 トンの CO2 回収あたり 0.25 ユーロ程度である。1 ・2021 年 9 月、Petreofac と CO2 回収プロジェクトの立ち上げに関する合意を行った。同合意では、Petrofac からのエンジニアリングサービスの支援を受けつつ、英国、EU、ひいては世界的に CO2 回収の機会を設けていく予定である。2021 年時点においては、スウェーデンにある Stockholm Exergi という火力発電所からの CO2 回収の FEED（Front-End Engineering Design）事業を手掛けている。2	商用展開済み	Petrofac	小	**概要** 1.https://www.co2capsol.com/advantages 2.https://www.petrofac.com/media/news/petrofac-and-co2-capsol-collaborate-on-carbon-capture-initiatives/ **売上その他データ** https://www.crunchbase.com/organization/co2-capsol-as	2022/3/23
QAFAC	QA	1991	エネルギー関連	石油	ー	—	CCU	技術利用者	燃料		・QAFAC 社は、Industries Qatar（Qatar のコングロマリット）と OPIC Middle East の合弁会社である。同社は CO2 を原料としたメタノール合成を行っており、メタノールと MTBE（methyl tertiary-butyl ether）の生産・輸出を通じて、同国の炭化水素資源の利用の最適化を目指している。QAFAC プラントは、メタノールを 982,350 TPA、MTBE を 610,000 TPA 生産するよう設計されている。メタノールプラントの設計は ICI 社（Imperial Chemical Industries, イギリスに本社を置く総合化学会社）の技術に基づいており、MTBE の設計は UOP 社の技術に基づいている。1 ・2012 年、MHI 主導での CO2 回収プラント建設に向けた契約を締結した。同プラントによって QAFAC の一日当たりのメタノール生産能力を 250 トン増加するとしている。2 ・2015 年 2 月、CO2 回収プラントの開設を公表した。同プラントは毎日 500 トンの CO2 を回収可能であるとしている。回収された CO2 はメタネーションによってメタノールへと転換される。3	FS 実証	MHI, ICI	小	**概要** 1. https://www.qafac.com.qa/about-us 2. https://www.refiningandpetrochemicalsme.com/article-10068-qafac-awards-carbon-recovery-contract-to-mhi 3. http://www.sulciscssummerschool.it/news-1/qafac-unveils-new-plant-to-reduce-co2-emissions **売上その他データ** 4. https://iq.com.qa/en/about-iq/iq-group-companies/petrochemicals/qatar-fuel-additives-company-limited-qafac/	2022/2/9
SABIC (Saudi Basic Industries Corporation)	SA	1976	メーカー	石油化学製品、工業ポリマー、肥料、金属	135,396 百万 SAR (2019) 116,949 百万 SAR (2020)	32,000 人以上（2020）	CCU	技術提供者	化学品・燃料		・SABIC はサウジアラビアを拠点とする石油化学製品の製造企業であり、エチレン、エチレングリコール、メタノール、MTBE、ポリエチレン、エンジニアリングプラスチック等の生産を行っている。同社の 70%の株式は Saudi Aramco が所有している。1,2 ・SABIC は 2010 年をベースラインとして、2025 年までに GHG 排出原単位を 25%削減する野心的目標を掲げている。3 ・2015 年、SABIC はサウジアラビアの United にて CCU 工場を建設した。エチレングリコール生産時に排出される CO2 を年間 500,000MT 回収して精製する独自技術を利用する。SABIC のネットワークを活かして、回収した CO2 は収穫量を高めるための尿素肥料、他の化学製品の生産時に必要となるメタノール、食品および飲料産業のための液化 CO2 の生産に利用される。3 ・上記 CCU について、SABIC は SABIC の子会社である尿素肥料等生産を行う Al-Bayroni、同じく尿素肥料生産を行う Ibn Al-Baytar、メタノール生産を行う Ibn Sina、尿素肥料生産を行う SAFCO 等と連携し、これらの企業に CO2 の供給を行っている。4	FS 実証	Al-Bayroni Ibn Al-Baytar Ibn Sina SAFCO	大	**概要** 1.https://www.sabic.com/en/about/corporate-profile/Facts-Figures 2.https://www.sabic.com/assets/en/Images/SABIC_Annual_Report_2020_ENG_tcm1010-26526.pdf 3.https://www.sabic.com/en/newsandmedia/stories/our-world/creating-the-worlds-largest-carbon-capture-and-utilization-plant 4.https://www.cslforum.org/cslf/sites/default/files/documents/SaudiArabia2020/CO2-Capture-and-Utilization-at-SABIC.pdf **売上その他データ** 5.https://www.sabic.com/assets/en/Images/SABIC_Annual_Report_2020_ENG_tcm1010-26526.pdf	2022/1/25
Saudi aramco	SA	1933	エネルギー関連	石油	30,400 百万ドル（2021 年）	-	CCUS	技術利用者	燃料	プロジェクト全体	・Saudi Aramco はサウジアラビア王国の国営石油会社である。 ・2013 年、Saudi Aramco 社は、 Saudi Aramco Energy Ventures 社(SAEV)の子会社を通じて、コンバージテクノロジーの開発と商品化を加速するために、Novomer（触媒技術を有し、化学品変換プロセス改善に取り組む会社）にベンチャー投資を行った。1 ・2015 年 7 月、Saudi Aramco 社は、サウジアラビア初の CCS パイロットプロジェクトを Uthmaniyah フィールドと Hawiyah の施設で開始した。同社が保有する Hawiyah ガスプラントは、炭素回収技術を使用して、毎日 84.948 標準立方メートルの CO2 を回収する。この CO2 は 85km 離れた Uthmaniyah 油田にパイプで輸送され、石油貯留層に圧入される。CO2 を隔離するだけでなく、貯留層内の圧力を維持し、EOR を強化するのにも役立っている。この CO2EOR プロジェクトの設計は「Fourth Industrial Revolution（IR4）」技術を使用しており、貯留層刺激研究、インテリジェントフィールド、および包括的な監視を可能にし、CO2 の除去、石油生産の持続的な増加、および運用コストの削減を可能にする。2 ・ Mobile Carbon Capture（MCC）技術を利用して、多くのパートナーとの協力のもと自動車やトラックの CCS 技術を開発している。これにより、燃料ステーションで CO2 を排出し、他の形態の材料やエネルギーに隔離またはリサイクルできるようになる。 この最新技術	商用展開済み	Novomer, IEEJ, SABIC	中	**概要** 1. https://www.arabnews.com/node/1007131/business-economy 2. https://www.aramco.com/en/making-a-difference/planet/carbon-capture-utilization-and-storage 3. https://www.aramco.com/en/news-media/news/2020/iccus-riyadh-2020 4. https://japan.aramco.com/ja-jp/news-media/news/2020/20200927_blue-ammonia **売上その他データ** 5. https://www.aramco.com/-/media/publications/corporate-reports/saudi-aramco-q3-2021-interim-report-english.pdf	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											では、車両に搭載され車両の排気ガスから排出される CO2 の最大 25%を回収できる。 オフロードされると、さまざまな産業用および商用アプリケーションに変換して利用できる。 2 ・2020 年 2 月、Saudi Aramco 社は、Riyadh での第一回 International Carbon Capture, Utilization and Storage Conference (iCCUS)を後援した。3 ・2020 年 9 月、同社と一般財団法人日本エネルギー経済研究所（IEEJ）は、日本の経済産業省の支援を受けて、サウジ基礎産業公社（SABIC）との協力のもと、サウジアラビアで生産したブルーアンモニアの日本への輸送の実証試験を開始した。ブルーアンモニアの供給ネットワークは、炭化水素からのアンモニア合成だけでなく、そのプロセスから発生する CO2 を回収し隔離するというプロセスも含んでいる。回収された CO2 のうち、30 トンは SABIC の Ibn-Sina 場でメタノール製造用の原料として用いられ、別の 20 トンは Saudi Aramco の Uthmaniyah 油田で EOR に利用される。4				6. https://www.aramco.com/en/who-we-are/overview/our-history	
SkyMining	SE	-	CCUS スタートアップ	燃料	-	2-10 人	CCU	技術提供者	燃料		・SkyMining 社は、高密度大気中の CO2 から作られた固体のカーボンネガティブ燃料を生成するスタートアップ企業である。 ・同社の燃料は用途が広く、産業、暖房、および発電における化石燃料の代替として燃焼させることができる。 また、液体燃料のバリエーションなど、他の製品やサービスの基盤としても機能する。Skymining 社の燃料は、対象市場で化石燃料や木炭よりも安価であり、1 トンあたりのエネルギー密度は、化石燃料と同様である。CO2 が製造時に地面に貯留されるため、燃焼時にカーボンネガティブになる。 1	ラボベース実証	-	無	**概要** 1. https://skymining.com/replacing-fossil-fuels.html **売上その他データ** 2.https://www.linkedin.com/company/skymining/about/	2022/2/9
Vattenfall	SV	-	電力	発電・販売	116,590 百万 SEK (2021 年)	-	CCU	技術利用者		プロジェクト全体	・Vattenfall はヨーロッパ最大級の電気と熱の生産・小売業者のうちの一つである。 ・2020 年 10 月、スウェーデンの大手電力会社である Vattenfall 社は、ノルウェーの Aker Carbon Capture 社（CCUS 関連会社）と、 スウェーデンおよび北欧における大規模商業 BECCS プラントの共同開発を実施する了解覚書（MOU）を締結したことを公表した。2 ※Vattenfall 社は、MOU 締結により、スウェーデンと北ヨーロッパの将来的な炭素回収プラントの評価の加速を目指す。 MOU は非独占的で、CCS に関連する Vattenfall 社の目標推進に関連するサービスを対象としており、2 年間のタイムラインがある。	ラボベース実証	Aker Carbon Capture	小	**概要** 1. https://group.vattenfall.com/ 2. https://group.vattenfall.com/press-and-media/pressreleases/2020/vattenfall-and-aker-carbon-capture-to-achieve-negative-emissions-in-bio-ccs-projects **売上その他データ** 3. https://group.vattenfall.com/siteassets/corporate/investors/interim_reports/2021/q3_report_2021.pdf	2022/2/9
Cool planet Technologies	UK	2019	CCUS スタートアップ	新興環境技術の商用化	-	2-10 人	CCUS	価値付与者	化学品・燃料	分離・回収	・Cool planet Technologies は、環境保護のための新興技術の商用化を目的として設立された企業である。特に CO2 回収技術と持続可能なエネルギーの利用に主眼を置く。1 【CCS】 ・Cool Planet Technologies は、ドイツの技術開発機関（Hereon）とライセンス契約を結び、産業排ガスから CO2 を回収する技術の商用化に向けて取り組んでいる。技術商用化のための小規模なパイロットプロジェクトを既に開始している。同社の技術は、他の競合技術と比較して、コンパクトであり、エネルギー消費量が圧倒的に少なく、コストもより低い。また、既設のプラントに導入したり、新設のプラントの一部として導入することが出来る。1 ・2022 年時点において、自社ウェブサイトによれば、フルスケールのセメント工場に同技術を適用し、排ガスから 500,000 トンの CO2 を回収するためのスケールアップについて、セメント産業のパートナーと対話を重ねている。フルスケールの工場に同技術を導入するのは 5 年以内を予定している。1 ・ドイツの研究機関である the Helmholtz Association of Research Centres の一組織である Hereon と 10 年間にわたって PolyActive™ membrane technology を開発後、その商用化に向けて連携している。同技術はカーボンリッチなガスから CO2 を回収するもので、既にラボベースおよび二つの火力発電所におけるパイロット試験において、技術的に証明されている。2 ・2021 年 10 月 4 日、Cool Planet Technologies は、セメント生産企業である Holcim Deutschland GmbH (Holcim)と MoU を締結した。Hereon's PolyActive™ membrane technology を用いてドイツの Hannover の Holcim's Höver セメント工場にて CO2 回収工場を建設する計画である。2 【CCU】 ・2022 年時点において、自社 Web サイトによれば、航空機や大型車両用のバイオ燃料生産、養殖場における高タンパク質飼料の大規模生産、土木工事で必要なセメント量を削減することができる添加物の生産に対して CO2 を使用する新興技術の開発と商用化に向けて、EU の複数の研究機関と連携している。1	FS 実証	Hereon Holcim	中	**概要** 1.http://coolplanettech.com/wp/ 2.http://www.coolplanettech.com/press_releases/21 10 04 Höver ESG Announcment.pdf **売上その他データ** 3.https://www.linkedin.com/company/cool-planet-technologies/about/	2022/2/25
Cambridge Carbon Capture	UK	2009	CCUS スタートアップ	CCU	-	-	CCU	技術提供者	鉱物		・Cambridge Carbon Capture 社は化石燃料に依存しない収益性の高い解決策の CO2LOC 技術を提供しているスタートアップ企業である。 ・CO2LOC 技術は特許取得済みであ、2 段階の無機化プロセスを通じて CO2 をに隔離できるようにするものである。 鉱化作用プロセスは、隔離された CO2 を岩石の形で恒久的に固定するもので、その	ラボベース実証	H21 Leeds City Gate, Cambridge University	小	**概要** 1. http://www.cacaca.co.uk/ 2. http://cacaca.co.uk/#news **売上その他データ** 3.	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											柔軟性により、さまざまな産業で利用可能である。 同社の無機化プロセスは、低コストの投入物を組み合わせて排出物を脱炭素化すると同時に、貴重な副産物を生成する。1 最初の段階では、ケイ酸塩鉱物を NaOH で低エネルギー分解し、炭素回収段階で低コストの MgOH2 を生成する。 この初期プロセスからの副産物には、二酸化ケイ素および多くの微量金属が含まれる。第 2 段階では、CO2 の回収が行われる。排気ガスは、MgOH2 が CO2 と反応して MgCO3 を生成する reaction column を通してバブリングされる。 最後に、MgCO3 がろ過されて岩のような物質が形成され、隔離された炭素が固体の形で恒久的に貯留される。 ・Cambridge に本拠を置く同社ラボでの実験により、CO2LOC 技術により効率的に炭素を鉱化できることが証明された。同社の研究によると、MgCO3 は難燃性建材として有望であり、同社が製造した MgCO3 を使用して、品質をテストしている。 2 ・Cambridge Carbon Capture 社は、H21 Leeds City Gate の FS 調査に招待された。 H21 プロジェクトは、Leeds のガスネットワークを世界初の全水素ネットワークに変革するための画期的な取り組みである。 H21 プロジェクトの一環として、水素経済における同社の技術の実現を推進する。 2 ・Cambridge Carbon Capture 社は、Cambridge University と協力しており、直接炭素回収を探求するプロジェクトで£250,000 の InnovateUK 助成金を獲得した。 この新たなプロセスでは、ケイ酸塩鉱物（蛇紋石/かんらん石）を直接利用して CO2 を回収するプロセスである。2				https://www.crunchbase.com/organization/cambridge-carbon-capture	
BeZero Carbon	UK	2020	CCUS スタートアップ	クレジット販売プラットフォームの提供	-	-	CCUS	価値付与者		認証・PJ コーディネーター	・BeZero はボランタリー炭素クレジットに対して、データおよび分析の調査のプラットフォームおよび、企業のネットゼロに向けたビジネスのツールを提供している会社である。1 ・2022 年 1 月、BeZero 社は、Patch 社（アメリカのプラットフォームデベロッパ）とボランタリーカーボン市場に透明性をもたらすことを目的とした提携を発表した。同社は Patch の API を活用したインフラをベースに、オフセットプロジェクトの有効性に対して第三者評価を提供する。第三者評価を付与することにより、顧客はあらゆるタイプのカーボンプロジェクトにおいてカーボンパフォーマンスを左右する要素を理解し、分析に取り組むことができるようになる。2 ・2022 年時点では、AirCarbon 社や Carbon Engineering 社などが同プラットフォームからのクレジット販売を行っている。3	商用展開済み	Patch, Air Carbon, Carbon Engineering	小	**概要** 1. https://bezerocarbon.com 2. https://bezerocarbon.com/news/patch-and-bezero-carbon-partner/ 3. https://bezerocarbon.com/platform/ **売上その他データ** 4. https://bezerocarbon.com/about/	2022/2/9
Carbon 8	UK	1994	CCUS スタートアップ	CCS	Funding Round 1 €71,429 (2019)	-	CCUS	技術提供者	鉱物	分離・回収	・Carbon8 Systems 社（以降 C8S 社）は、科学者である Greenwish 大学の Colin Hills 教授と Paula Carey 博士により設立された。Accelerated Carbonation Technology （ACT)という、炭素化（Carbonation)のプロセスの加速化・制御のノウハウを獲得しており、このプロセスの特許を取得している。1 ・2020 年 7 月、C8S 社は、VicatGroup（フランスのコンクリート会社）のセメント工場において、同社の CCU 技術を適用する商業契約を締結した。この締結は欧州における同社の CO_2ntainer の最初の商用展開である。CO_2ntainer はモンタリューのオンサイトに配備され、Vicat 社の既存の産業プロセスに統合、煙道ガス排出物から促進中性化技術（ACT:Accelerated Carbonation Technology）で直接 CO2 を回収し、セメントバイパスダストを使用可能な骨材製品に変換する。CO_2ntainer は、運用の最初のフェーズで、最大 12,000 トンのセメントバイパスダストを処理し、建設用骨材に変換する。 Vicat 社は、軽量コンクリートブロックなど、さまざまな用途で骨材を商業的に再利用できる。2 ・2020 年 9 月、オランダの廃棄物からのエネルギー回収を行うプラント（EfW プラント）において、同社の CCU モジュールのパイロットプロジェクトを実施することを公表した。実施場所は Duiven に位置する AVR の EfW プラントであり、同プラントでは年間約 150 万世帯分の廃棄物を処理しおよそ 40 万トンの CO2 が排出されていた。パイロット実証の対象となる Carbon8 社の CCU モジュールは CO_2ntainer であり、パイロットプラントでは、100 トンの建設骨材を製造する計画である。3 ・2021 年 4 月、C8S 社は SouthWales 産業脱炭素化プロジェクトを支援することを公表した。SouthWales 産業クラスター (SWIC)は英国研究・イノベーション協会から 150 万ポンドの助成金を獲得し、エネルギーと重工業におけるネット・ゼロ・カーボンを推進するコンソーシアムである。C8S 社は、CCU に取り組む SWIC コンソーシアムのメンバーとして活躍している。4 ・2021 年 6 月、C8S 社は、FLSmidth 社（デンマークに拠点を置くエンジニアリング企業）と世界のセメント産業における炭素回収を促進するために、テクノロジーパートナーシップの締結を公表した。FLSmidth は英国の C8S 社と協力して、自社のグローバルネットワークを活用し、C8S 社の炭素回収・利用（CCU）ソリューションの適用範囲を拡大する。C8S 社の技術は、すでにフランスの VICAT 社のセメント工場に導入されており、プロセスガスから直接 CO2 を回収	商用展開済み	Vicat Group, SWIC コンソーシアム FLSmidth	中	**概要** 1. https://c8s.co.uk/ 2. http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=967&dispmid=496 3. https://c8s.co.uk/carbon8-systems-to-deploy-its-carbon-capture-utilisation-technology-for-the-first-time-at-dutch-energy-from-waste-plant/ 4. https://c8s.co.uk/carbon8-systems-supporting-south-wales-industrial-decarbonisation-project/ 5. https://c8s.co.uk/flsmidth-and-carbon8-systems-sign-technology-partnership/ **売上その他データ** 6. https://www.crunchbase.com/organization/carbon8-systems	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											し、製造過程で発生するバイパスダストと組み合わせ、建設に使用できる軽量骨材を製造する。2021 年 10 月に開催される合同ウェビナーでは、両社がパートナーシップの商業化に向けた計画を打ち出す予定である。5					
Carbon Clean Solutions	UK	2009	CCUS スタートアップ	革新的な CO2 回収装置	Funding 62.0 百万ドル（2009） ラウンド B における資金調達額 30 百万ドル（2021）	65	CCS	技術提供者		分離・回収	・Carbon Clean Solutions 社はエネルギー効率の高い CDRMax™プロセスを有しており、90%以上の回収率を達成し、再利用または隔離のために工業品質の CO2 を供給する企業である。 ・2016 年、Tuticorin Alkali Chemical and Fertilizers 社（インドの化学会社）は、CarbonClean 社と提携して、世界初の完全に商業的な炭素回収貯留および利用プラントを設立した。 プラントは Chennai の近くに位置し、操業開始以来、90%を超える炭素回収率を達成している。1 ・2021 年 2 月、Veolia 社(フランスに本社をおく、多国籍総合環境サービス企業)と CarbonClean 社は、英国のエネルギー回収施設での最初の CO2 回収試験を発表した。Veolia 社は、約 230 万トンのリサイクル不可能な廃棄物を 43 万世帯以上向けの電力に変換する 10 工場を英国で運営している。CarbonClean 社は Veolia 社と共に、最新の炭素回収技術を実証する英国初のエネルギー回収施設（ERF）を運営する。両社は 4 年間パートナーシップを組む予定である。共同プロジェクトでは、最新の特許技術が Energy from Waste（EfW）プラントで効果的に機能に焦点を当てる。2 ・上記プロジェクトは既に始動しており、試験は 2021 年春に開始される予定である。 CarbonClean 社の最新技術は他の技術よりも大幅に小さいため、ERF などの改造用途に適している。燃焼煙道ガス排出物から CO2 を抽出して精製し、循環炭素経済の一部となる貴重な商品に変換する。エネルギー投入量の少ない産業ガスから CO2 を抽出するための特定の溶媒が開発されており、CO2 は圧縮および/または液化されて、産業用途または恒久的な貯留に使用される。Carbon Clean 社の CEO は「Veolia とのパートナーシップは、炭素回収のコストを 30 ドル/トンまで下げる一助となり、業界全体およびそれを超えて次世代のモジュール化された技術の採用を加速する」と述べている。2 ・2021 年 5 月、BayoTech 社とオンサイト水素製造の商業化に向けた MOU を締結した。2022 年末に北米にある BayoTech 社の敷地に CO2 回収装置のデモ試験を行う予定である。3	FS 実証	Tuticorin Alkali Chemical and Fertilizers，丸紅，Veolia，BayoTech	中	**概要** 1. https://www.carbonclean.com/ 2. https://www.carbonclean.com/media-center/news/veolia-and-carbon-clean-announce-first-carbon-capture-trials-in-uk-energy-recovery-facilities 3. https://www.carbonclean.com/media-center/news/carbon-clean-joins-forces-with-bayotech-to-develop-hydrogen-and-carbon-capture-solutions 4. https://pitchbook.com/newsletter/carbon-clean-extends-series-b-to-30m **売上その他データ** 5. https://rocketreach.co/carbon-clean-solutions-profile_b5d69babf42e3293	2022/2/9
Econic	UK	2011	CCUS スタートアップ	CCU	-	-	CCU	技術提供者	化学品		・Econic 社は触媒化学を用いた CO2 利用に取り組んでいるスタートアップ企業である。1 ・エポキシド（伝統的な高分子剤の材料）と CO2 を同社の触媒によって反応させ、CO2 を高分子剤中にトラップする。1 ・2020 年 2 月、DRAX（英国に拠点を置いている発電事業者）との CCU 事業に関するパートナーシップを結んだことを発表した。同パートナーシップでは、DRAX のバイオマス火力発電にて CO2 の回収を行い、回収された CO2 を用いてプラスチックを合成する予定である。2	ラボベース実証	DRAX	小	**概要** 1. https://econic-technologies.com/ 2. https://www.thechemicalengineer.com/news/drax-and-econic-partner-to-produce-plastic-using-waste-co2/ **売上その他データ** 3. https://www.crunchbase.com/organization/econic-technologies	2022/2/9
NetPower	UK	2009	電力	CCS	-	-	CCS	技術提供者		分離・回収	・NET Power はクリーンエネルギー技術企業である。1　NETPower 社の プラントは、 Allam-Fetvedt Cycle を用いた火力発電を行っている。これは、火力発電所において燃焼から排出される CO2 を排気ガスと共に廃棄する際に回収するのではなく、直接タービンに回すことで CO2 の閉じたサイクルを作る事が可能となっている。Allam-Fetvedt Cycle は、天然ガスを純粋な酸素で燃焼させる。 得られた CO2 は、燃焼器、タービン、熱交換器、コンプレッサーを介してリサイクルされ、ゼロエミッションで低コストの電力を生み出す。回収された CO2 はパイプライン対応であり、安価に隔離、もしくは医療、農業、産業部門などの産業に販売できる。1 ・2021 年 1 月 Forbes　：NET Power 社のプロトタイプのゼロエミッション天然ガス発電所について、最初の稼働中の発電所 4 か所で建設が開始されることを発表した。現時点で、世界中で 4 件のプラントが進行中で、詳細は後日発表予定である。同社は 25MW の小規模プラントに対して多くの需要があると述べている。2 ・2021 年 5 月、NET POWER 社と G2 Net-Zero LNG 社（Louisiana の LNG 関連会社）は、Pre-FEED レポートを発表した後、新たに Letter of Intent で締結した。G2 Net-Zero LNG は、NET Power 社が開発した Allam-Fetvedt Cycle 技術を採用した世界初の LNG 輸出施設であり、天然ガスの液化過程で排出される CO2 をすべて除去し、産業ガス、電気、LNG を組み合わせた独自のカーボンネットゼロエネルギーミックスを実現する。3	FS 実証	G2 Net-Zero LNG	小	**概要** 1. https://netpower.com/technology/ 2. https://www.forbes.com/sites/jeffmcmahon/2021/01/08/net-power-ceo-announces-four-new-zero-emission-gas-plants-underway/?sh=643664e8175b 3. https://www.lngindustry.com/special-reports/11052021/g2-and-net-power-collaborate-on-net-zero-lng-project/ **売上その他データ** 4. https://www.crunchbase.com/organization/net-power-llc	2022/2/9
Perlemax	UK	2010	CCUS スタートアップ	藻類を用いた CCU	-	-	CCU	技術提供者	燃料		・Perlemax 社は、藻類を用いた CCU を行っている、シェフィールド大学のスピンアウト企業である。 炭素回収の方法としての藻類の使用は主要な産業会社から大きな関心を集めている。関心を集めている産業会社は、炭素排出を相殺する方法としてのその実用性を調査しようとしている。藻類は、農業	FS 実証	-	無	**概要** 1. http://perlemax.com/ 2. http://perlemax.com/algae-growth-harvesting 3.https://www.mdpi.com/1422-0067/16/5/11509	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											用の食料源やバイオ燃料の供給源など、さまざまな産業で使用されている。 1 ・2015 年、製鉄工程で発生するオフガスを燃焼させて発電所で使用する製鉄所スタックガスを用いて、D. salina（Dunaliella salina,バイオ燃料の由来となる真核藻類である緑藻の一種）を投与することの実行可能性を判断する FS 調査が完了した。2,3				**売上その他データ** 4. https://www.crunchbase.com/organization/perlemax	
Petrofac	UK	1981	エネルギー関連	石油	5,829 百万ドル(2018) 5,530 百万ドル(2019) 4,081 百万ドル(2020)	-	CCS	投資		分離・回収	・Petrofac はエンジニアリングのノウハウとコンサルティングの専門知識を駆使し、安全性、最適な効率性、低排出ガスを実現するエネルギー施設の設計、建設、運用を行っており、エネルギーサービスを提供している企業である。 さまざまな市場で事業を展開し、設計から廃棄に至るまで、資産のライフサイクル全体にわたって活動している。1 ・2020 年 6 月、Petrofac 社のエンジニアリング・生産サービス（EPS）事業は、英国の主要な CCS・水素プロジェクト Acorn project のエンジニアリング・プロジェクト・マネジメント・オフィス支援契約を受注したことを発表した。EPS は、Aberdeenshire の St Fergus ガスターミナルで開発計画中の Acorn CCS のフロントエンド・エンジニアリング・デザインおよび Acorn Hydrogen のコンセプト・セレクトの間、プロジェクト管理システムと技術サポートを提供する。2 ・2020 年 8 月、 在英国のクリーンエネルギーの専門会社 Storegga Geotechnologies 社（英国の CCS 事業会社）との間で覚書を締結した。この契約は、両社が、CCS、水素、その他の低炭素プロジェクトにおける潜在的な事業開発とプロジェクトのイニシアチブで協力することを支援するものである。最初の焦点は UKCS と北西ヨーロッパで、MOU には両社の国際的協力についても含まれている。3 ・2021 年 5-6 月、UK 政府が支援している、STOREGGA 社の DAC プロジェクトへの支援を決定した。同プロジェクトでは、大規模 DAC プラント（CO2 回収量 50-100 万トン/年）建設に向けた FS が行われる。4 ・2021 年 9 月、CO2 Capsol 社（CO2 回収技術を提供する会社）との提携結びを発表した。同締結では、Petrofac 社はエンジニアリングサービスパートナーとして CO2 Capsol 社の UK における CO2 回収を支援するとしている。5	FS 実証	・CO2 Capsol ・Storegga	中	**概要** 1. https://www.petrofac.com/who-we-are/ 2.https://www.petrofac.com/en-gb/media/news/petrofac-to-support-leading-uk-ccs-and-hydrogen-project/ 3.https://www.petrofac.com/en-gb/media/news/ 4.https://www.petrofac.com/media/news/petrofac-to-support-direct-air-capture-project-funded-under-government-plans-to-make-uk-world-leader-in-greenhouse-gas-removals/ 5.https://www.petrofac.com/media/news/petrofac-and-co2-capsol-collaborate-on-carbon-capture-initiatives/ 6. https://www.petrofac.com/who-we-are/our-journey/ **売上その他データ** 7.https://www.hl.co.uk/shares/shares-search-results/p/petrofac-ord-usd0.02/financial-statements-and-reports	2022/2/9
Scottish & Southern Energy（SSE）	UK	1998	電力	電力、ガス	6,826.4 百万ユーロ(2021) 6,800.6 百万ユーロ(2020)	11,720 (2020)	CCS	技術提供者		分離・回収	・SSE 社は SSE Renewables, SSEN Distribution, SSEN Transmission, SSE Thermal, SSE Energy Solutions, SSE Airtricity, Energy Portfolio Management といういくつかのサービス、事業を展開している企業である。1 ・2015 年より、CO2DeepStore(CO2 回収関連会社）と Shell 社と共にガス発電所における CCS の検討を行っている。2 ・2020 年 4 月、SSE Thermal 社は、他の主要エネルギー会社及び工業会社 10 社と共に、2040 年までに Humber 地域を世界初のゼロカーボン・クラスターに転換する契約に署名した。UK Research and Innovation (英国研究・イノベーション機構：UKRI) は 4/17 、同コンソーシアムが、Industrial Strategy Challenge Fund（産業戦略チャレンジ基金）のフェーズ 1 を通じ、その計画に乗り出すための資金の確保に成功したと発表した。同コンソーシアムは、Humber 地域のエネルギー及び工業の脱炭素化のため、新たに登場した CCS 及び水素技術を利用することに注力している。この取り組みは、2040 年までに英国の年間 CO2 排出量の約 10%を回収・貯留するポテンシャルを有している。3 ・2020 年 10 月、SSE Thermal 社は、商業規模の CCS と水素プロジェクトの開発加速のため、7500 万ポンド相当の入札で Humber 州の大手機関と提携している。Zero Carbon Humber partnership のパートナー企業は、政府の産業戦略チャレンジ基金の一部である Decarbonisation Challenge Fund のフェーズ 2 を通じた資金提供を申請した。この入札により、水素と CO2 を輸送する地域全体のパイプラインネットワークを含む、必要な共有インフラの開発を進め、エネルギー発電や産業利用から回収した CO2 を北海南部で輸送・貯留することを可能にする。パイプラインは、SSE Thermal 社の North Lincolnshire 州にある Keadby サイトを経由する予定で、同社はこの地域の主要なクリーン電力ハブの開発を目指している。SSE Thermal 社は、最先端の Keadby 2 発電所への投資を基に、2020 年代半ばまでに炭素回収・貯留技術を備えた英国初の発電所となる可能性のある Keadby 3 の開発を進めている。この発電所が建設されれば、大規模かつ脱炭素化されたフレキシブルな発電が可能となり、増加する再生可能エネルギーを補完し、供給の安定性維持が可能となる。4 ・2021 年 5 月、SSE Thermal と Equinor は、Peterhead に CO2 回収技術を備えた英国初となる発電所に関する共同開発計画を発表した。Peterhead CCS 発電所は、CO2 回収技術を備えた 900MW のガス火力発電所となる計画である。この発電所単体で年間最大 150 万トンの CO2 を回収できるため、2030 年までに年間 1,000 万トンの CO2 を回収するという英国政府の目標の 15%を達成することになるとされている。5	FS 実証	CO2Deepstore, Shell, Zero Carbon Humber partnership, Equinor, UK Research and Innovation	中	**概要** 1. https://www.sse.com/ 2. https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2019FY/000271.pdf 3. https://jp.globalccsinstitute.com/news-media/latest-news/sse-thermal 社、世界初のゼロカーボン・クラスター開発を/ 4. https://www.sse.com/news-and-views/2020/10/sse-thermal-backs-zero-carbon-humber-bid-to-bring-commercial-scale-ccs-one-step-closer/ 5. https://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=1086&dispmid=496 **売上その他データ** 6. https://www.sse.com/investors/reports-and-results/?year=2020/21	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
British Geological Survey	UK	1835	研究所	研究・調査	53.18 百万ユーロ	657	CCUS	技術提供者	その他	地質データ	・英国地質調査所（British Geological Survey：BGS)は、自然環境研究会議（NERC）配下の研究所で、英国本土および周辺大陸棚の地質調査が主な役割として、欧州の CO2 貯留研究における中心的調査機関である。同機関には、以下を含む様々な研究分野で活動する専用の炭素回収貯留（CCS）チームがある。1 ・潜在的な地下貯水池の特性評価と容量推定、注入された CO2 と周囲の岩石との潜在的な化学的相互作用、貯留サイトの監視技術および監視戦略、潜在的な漏出の結果の評価を含む、長期的なサイトパフォーマンスの評価 を行っている。 ・BGS は、Horizon 2020 SECURe プロジェクトを実施するコンソーシアムの主導組織である。このプロジェクトは 850 万ユーロの EU 資金のもと、CCS と非従来炭化水素のリスク関連の地下評価に取り組んでいる。2	理論構築	Horizon 2020 SECURe	大	**概要** 1. https://www.bgs.ac.uk/discovering-geology/climate-change/carbon-capture-and-storage/ 2. https://www.bgs.ac.uk/news/making-recommendations-for-the-management-of-ccs-and-uhe-sites/ **売上その他データ** 3. https://www.bgs.ac.uk/about-bgs/our-work/our-history/ 4. https://www.bgs.ac.uk/download/bgs-annual-report-2019-2020/	2022/2/9
BP	UK	1909	エネルギー関連	石油	159,307 百万ドル（2019） 105,944 百万ドル（2020） 157,739 百万ドル（2021）	65,900	CCS	技術利用者		プロジェクト全体	・2020 年 10 月、Shell、Enel、Eni、Equinor、National Grid と英国北海大陸棚に CO2 の貯留インフラを建設するためのパートナーシップ「Northern Endurance Partnership（NEP）」を締結したと発表した。英国では、政府が 2050 年 CO2 ネット排出量ゼロ（カーボンニュートラル）を法定目標と指定から、CCUS の開発が一段と活発化しており、今回国を越えて大手企業が手を組んだ。同事業は BP 社がオペレーターとなる。1 ・2021 年 11 月、インドネシアの Tangguh ガス田における CCUS プロジェクトを手掛けることを発表した。同プロジェクトにかかる費用は 20 億から 30 億ドルと試算されており、2026 年から 2027 年にかけて完成し、その時点で 4 百万 m3 の CO2 が回収、圧入される予定としている。同プロジェクトの運営に当たり、三菱グループ、INPEX、そして中国の CNOOC と協力するとしている。2	FS 実証	Shell、Enel、Eni、Equinor、National Grid 三菱グループ、INPEX、CNOOC	大	**概要** 1.https://sustainablejapan.jp/2020/10/30/uk-nep/55327 2.https://asia.nikkei.com/Spotlight/Environment/BP-unveils-up-to-3bn-CCUS-project-in-Indonesia-country-s-first **売上その他データ** 3.https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2021.pdf	2022/3/23
Whitefox Technologies	UK, CA	2000	エンジニアリング	CO2 回収用メンブレン技術	-	-	CCS	技術提供者		分離・回収	・Whitefox 社は工業プロセスにおけるエネルギー消費、水使用、および温室効果ガス排出を大幅に削減する CO2 separation 膜分離ソリューションを提供する企業である。2000 年に設立され、統合化学反応装置、製薬工場での廃エタノールのリサイクル、飲料水やバイオ燃料の生産など、エネルギーと水に効率のよい分離システムを提供する 20 年間の産業経験を有している。1 ・2016 年、Global Membrane Technology の CO2 分離回収セグメントに参加することを決定した。2 ・2020 年 2 月 5 日、Kansas Ethanol LLC(独立化学プラント）が Kansas 州ライオンズにある年間 77 百万ガロン（mmgy）のプラントに Whitefox ICE™膜脱水システムを導入することを Whitefox 社は発表した。3 ・2021 年 2 月 17 日、BGW Sp. z o. o.社（ポーランドに位置する化学メーカー）が Rąbczyn にある年間 1 億 800 万リットルのプラントに Whitefox ICE®膜式脱水システムを導入することを Whitefox 社は発表した。このプロジェクトでは、1 日あたり最大 40 万リットルの無水エタノールを生産するように設計された Whitefox システムを設置する。このプロジェクトは現在建設中で、2021 年末に向けて始動する予定である。4 ・ 2021 年 7 月 6 日、Golden Grain Energy LLC（米国に位置するエタノール製造会社）が、Iowa 州 Maison City にある年間 1 億 2 千万ガロン（mmgy）のプラントに Whitefox ICE®膜式脱水システムを導入することを Whitefox 社は発表した。 5	商用展開済み	Kansas Ethanol LLC 社 BGW Sp. z o. o. Golden Grain Energy LLC	中	**概要** 1. https://whitefox.com/ 2. https://blog.bccresearch.com/another-industry-player-joins-membrane-based-carbon-capture-segment 3. https://whitefox.com/news/kansas-ethanol 4. https://whitefox.com/news/polish-ethanol-producer-bgw-to-reduce-ghg-emissions-with-whitefox-ice 5. https://whitefox.com/news/golden-grain-energy-llc-to-install-whitefox-ice-membrane-dehydration-unit-for-improved-energy-use-future-expansion **売上その他データ** 6. https://whitefox.com/company	2022/2/9
National Grid Plc.	UK, US	1935	電力	電力	OperatingProfit 2895 百万ポンド（2020/2021）		CCS	技術提供者		輸送	・National Grid 社は英国および米国にて送電およびガス供給の事業者である。1 ・2019 年、英国の電力伝送ネットワークの整備や送ガスグリッドの運営を行っていた National Grid は、地域の CO2 ネットワーク構築をノルウェーのオイル＆ガスメジャーである Equinor と共に構築していくことを表明している。2 ・2020 年 10 月に BP、Eni、Equinor、Shell、そして Total と共に北海におけるオフショア CCUS のために Northern Endurance Partnership (NEP)を立ち上げた。3	FS 実証	bp、Eni、Equinor、Shell、Total	大	**概要** 1. https://www.nationalgrid.com/ 2. https://www.greentechmedia.com/articles/read/equinor-nat-grid-and-drax-give-glimpse-of-net-zero-future 3. https://www.energydigital.com/sustainability/big-six-unveil-ccus-plan-north-sea **売上その他データ** 4. https://www.nationalgrid.com/document/142126/download 5. https://www.nationalgrid.com/about-us/what-we-do/our-history/history-electricity-transmission-britain	2022/2/9
Shell	UK/NL	1833	エネルギー関連	石油、天然ガス	180,500 百万ドル（2020）	-	CCS	技術利用者		プロジェクト全体	・Shell 社は石油メジャーであり、石油ガス、化学、再生可能エネルギーなど多角化している事業を保有しており、上流から下流まで担う資源メジャーである。携わっている CCS プロジェクトは以下の通りである。 ・豪州における Gorgon LNG プロジェクトについては、世界最大の CCS オペレーションが行われる予定であり、年間 3～4 百万トンの	FS 実証	TCM, Equinor、Sasol BASF 社	大	**概要** 1. https://www.shell.com/sustainability/environment/climate-change/carbon-capture-and-storage-projects.html 2. https://oilgas-	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											CO2 圧入され、プロジェクト期間で約 1 億トンの CO2 が貯留される予定である。また、カナダにおける Quest プロジェクトでは、オイルサンドプロジェクト初の CCS を行っており、百万トン/年の CO2 貯留を計画している。2 ・The Northern Lights プロジェクトは、CO2 の輸送、圧入、そして貯留層における CO2 の永久閉じ込めをノルウェー領海の北海にて行っている。同プロジェクトはノルウェー領の'Full-scale CO2 handling chain in Norway'のデモンストレーションの一環であり、ノルウェー北部のセメント工場と廃棄物処理場からの CO2 回収を行う。Total と Equinor と共に投資して行っており、現在はノルウェー政府からの最終的な投資判断を待っている状態である。実現すれば複数の工業施設からの排出された CO2 の貯留として初めてのケースとなる。2 ・Shell Cansov(100%子会社)は、カナダの Sakatchewan で Boundary Dam という世界最大の火力発電所において、CCS 事業を行っており、1 百万トン/年以上の CO2 貯留を実施中である。2 ・ノルウェーの Technology Center Mongstad(TCM)を Equinor、Sasol と共に設立。10 万トン/年の CO2 貯留実証実験を実施中である。2 ・2021 年 10 月、Shell 社は、BASF 社のソルビーズ吸着技術を採用した。BASF 社のソルビーズは、高効率のアルミノシリケートゲルで、硬い球状のビーズの形をしており、パイプライン輸送や地下貯留の前に CO2 を脱水する環境にやさしい機能を有する。この技術は、ADIP Ultra や CANSOLV などのシェル自社の回収技術で回収した CO2 ガスを脱水するために使用される。3				info.jogmec.go.jp/_res/projects/default_project/_page_/001/007/651/20181122_London.pdf 3. https://www.thechemicalengineer.com/news/shell-to-use-basf-adsorption-technology-for-ccs/ **売上その他データ** 4. https://reports.shell.com/annual-report/2020/consolidated-financial-statements/statement-of-income.php 5. https://www.shell.com/about-us/our-heritage/our-company-history.html	
Halliburton	US	1919	エネルギー関連	主要営業部門は、資源サービスグループ(Energy Services Group)で、ESG は石油と天然ガス探査及び生産設備を製造する。	14,445 百万ドル（2020 年）	40,938(2020)	CCU	技術提供者	EOR	輸送・貯留	・Haliburton 社は、探鉱から坑井の建設・完成、生産の最適化、資産寿命が尽きた時の廃坑作業まで、貯留層のライフサイクルを通じてエネルギー企業が価値を最大化できるよう支援している、エネルギー業界に製品とサービスを提供する企業である。1 ・CO2 貯留地の選定、評価、リスク管理を行っている。2 ・2022 年 3 月、Energean 社（ガス開発・生産会社）は、ギリシャの炭素貯留層の地下研究に Haliburton 社を採用した。Haliburton 社の CCUS 専門チームと共同で、ギリシャの Prinos 地域にある CO2 貯留地評価を行う予定である。作業範囲としては、長期的なプルームモデリング、貯留地の特性評価、性能モデリングを伴う概念的な開発計画が含まれる予定である。Haliburton 社は、World Petroleum Congress で優秀賞を受賞した Permedia® CO2 ソフトウェアを含む DecisionSpace 365®クラウドアプリケーションを活用し、完全に統合された CO2 貯蔵ワークフローを配備する予定である。3	商用展開済み	Energean	小	**概要** 1. https://ir.halliburton.com/ 2. https://www.halliburton.com/en/products/carbon-capture-utilization-storage 3.https://ir.halliburton.com/news-releases/news-release-details/energean-selects-halliburton-carbon-storage-subsurface-study **売上その他データ** 4. https://ir.halliburton.com/static-files/2a9fb08b-82df-478e-8301-109f95e103ee 5. https://www.halliburton.com/en/about-us	2022/2/9
KBR	US	1998	エンジニアリング	アンモニア	4,913 百万ドル(2018) 5,639 百万ドル(2019) 5,767 百万ドル(2020)	約 37,000 人 2	CCUS	価値付与者			・KBR は、航空宇宙や防衛産業など幅広い市場に対して、包括的な科学、技術、エンジニアリングソリューションを提供する企業である。KBR のソリューションは以下の通り三つに大別できる。①政府向けソリューション（防衛、宇宙、航空等のライフサイクル全体をカバーする機能や研究開発、運用、メンテナンス、ロジの提供）、②炭化水素の収益化に関連する技術ソリューション（精製、石油化学製品、アンモニアなどに関する独自技術）の提供、③オンショア石油ガスを含むエネルギーソリューションである。1,4 ・1998 年、石油精製と石油化学プロセスの礎を築いた米国のエンジニアリング会社である M.W.Kellog 社（1901 年創業）と道路建設やオフショア石油プラットフォーム建設などを手掛けた米国の建設会社である Brown&Root Enginnering and Construction 社（1919 年創業）が、合併して KBR 社として操業を開始した。1 ・アンモニアサプライヤーとしては、供給先である東洋エンジニアリングとは 50 年を超える提携関係があり、東洋エンジニアリングのアンモニアプロセスのライセンサーである。2 ・2020 年 5 月 13 日、KBR は JX 石油開発から基本業務契約（MSA）および実現可能性調査を受託したと発表した。この調査においては、CCS の様々なオプションと共に、東南アジアにおける JX の油田やガス田関連のブルー水素製造について評価する。また、CO2 回収、再圧入、ブルー水素の生産のためのコンセプト立案と推奨技術の開発に関連する技術コンサルテーションも行うとしている。3	商用展開済み	東洋エンジニアリング JX 石油開発	中	**概要** 1.https://www.kbr.com/en/who-we-are/our-company/our-history 2.https://www.toyo-eng.com/jp/ja/solution/fuel-ammonia/ 3.https://investors.kbr.com/news-and-events/news/news-details/2020/KBR-Awarded-Feasibility-Study-for-High-CO2-Gas-Field-Development/default.aspx **売上その他データ** 4.https://www.kbr.com/en/who-we-are/our-company/our-history 5.https://s23.q4cdn.com/238351756/files/doc_financials/2020/ar/KBR-2020-Annual-Report_Web.pdf 6.https://s23.q4cdn.com/238351756/files/doc_financials/annual/2019/KBR-2019-Annual-Report_Web.pdf	2022/1/26
Caterpillar	US	1925	メーカー	採掘機械、ディーゼルや天然ガスエンジン、産業ガスタービン、電気式ディーゼル車両など	54,700 百万ドル(2018) 53,800 百万ドル(2019) 41,700 百万ドル(2020)	97,300 人（2020）	CCS	技術提供者		分離・回収	・Caterpillar は、採掘機械、ディーゼルやガスエンジン、産業ガスタービン、電気式ディーゼル車両などを製造する企業である。1 ・2021 年 9 月 10 日、Caterpillar は、CCUS 特許技術を有する米国の CarbonPointSolutions（Enhanced Energy Group, Inc.）を買収した。CarbonPointSolutions の特許技術は、オイルガスサイト、分散型発電所、産業プラント、廃棄物をエネルギーに転換するサイトのエンジンやタービンに適用可能であるとしている。1 ・CarbonPointSolutions の特許技術は Semi-Closed Cycle System（SCC）と呼ばれ、排ガス中の CO2 を濃縮する技術である。CarbonPointSlutions は、SCC を含む一連の技術を用いて、排ガス中	商用展開済み	CarbonPointSolutions（Enhanced Energy Group, Inc.）	小	**概要** 1.https://www.caterpillar.com/en/news/corporate-press-releases/h/caterpillar-acquires-carbonpoint-solutions.html#:~:text=Deerfield%2C%20IL%20%E2%80%93%20Caterpillar%20Inc.%20%28NYSE%3ACAT%29%20has%20acquired,and%20capture%20CO%202%20for%20utilization%20or%20sequestration.	2022/1/26

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											の CO2 濃度が低い場合であっても、炭素回収を経済的に実現可能とする。SCC は様々なニーズや機器に適合させることが可能である。2				2.https://www.carbonpoint.com/carbon-capture-technology **売上その他データ** 3.https://reports.caterpillar.com/ar/2020-performance/	
Dimensional Energy	US	2014	CCUS スタートアップ	CO2 を原料としたジェット燃料生産	-	2-10 人	CCU	技術提供者	燃料		・Dimensional Energy は、太陽熱と回収した CO2 を利用して、ジェット燃料を生産しているスタートアップ企業である。米国の Cornell University で開発された技術で水を電気分解して水素を生産し、水素と CO2 を反応炉の中で混合することにより合成ガスを製造する。合成ガスは液体燃料に変換し、精製を経てジェット燃料となる。セメント工場などの産業から回収した CO2 を利用するとしている。1 ・2018 年、Dimensional Energy は、McGovern Center に参加し、上記人口光合成技術による CO2 からの化合物の生産を開始した。2 ・2020 年秋、Dimensional Energy は、Wyoming 州に試験用反応炉を持込み、スケールアップテストを実施した。その結果、太陽光を利用して回収した CO2 から年間 10 トンのカーボンニュートラル燃料を生産可能であると実証することに成功した。2 ・2021 年 2 月、米国総合電力会社 NRG Energy とカナダのオイルサンド技術革新協力（COSIA）が開催した CO2 の活用技術を競う賞金 2,000 万ドルの NRG COSIA Carbon XPRIZE のファイナリスト 2 チームのうちの 1 チームとして選出された。2 ・2021 年 10 月、試験用反応炉を Wyoming 州から太陽光が豊富な米国 Arizona 州 Tucson の砂漠に移転し、ジェット燃料生産のパイロット小施設を稼働中である。今後は、さらに大規模な太陽熱発電を利用することにより、プロセスのスケールアップを目指す。2022 年のはじめには、同施設にておよそ 0.5 バレル/日のジェット燃料を生産予定である。また、同年に SAF の認証を取得し、パートナーの航空会社と共に飛行テストを実施する計画である。Dimensional Energy 社はこれからの 10 年間で、自社のジェット燃料は化石燃料ベースのジェット燃料と同等の価格競争力を持つようになると見込む。最終的には、燃料価格は 1 ガロン当たり 1 ドル以下まで低下させることが可能としている。1,2	ラボベース実証	Cornell University NRG COSIA Carbon XPRIZE NSF Shell Game Changer nyserda 米国エネルギー省	中	**概要** 1.https://www.fastcompany.com/90682603/this-startup-is-using-sunlight-and-captured-co2-to-make-jet-fuel 2.https://news.cornell.edu/stories/2021/02/dimensional-energy-emerges-20m-carbon-x-prize-finalist **売上その他データ** 3.https://dimensionalenergy.com/about 4.https://www.linkedin.com/company/dimensional-energy/about/	2022/1/26
Hago Energetics	US	2017	CCUS スタートアップ	自動車用炭素回収装置および CO2 からの糖類生産	-	-	CCUS	技術提供者	その他	分離・回収	・Hago Energetics は地球環境を保護することに対して最も貢献できる製品を生産することを目指している。自社製品としては、活性炭（水や空気から有機不純物を除去する多孔質の炭素）、バイオチャー、カーボンブラック（インク顔料などに用いられる炭素の微粒子）、水素、CO2 由来のメタノールを生産し、販売している。1,2 ・米国総合電力会社 NRG Energy とカナダのオイルサンド技術革新協力（COSIA）が開催した CO2 の活用技術を競う賞金 2,000 万ドルの NRG COSIA Carbon XPRIZE のセミファイナリストであり、クリーンエネルギートランジションを投資により促進する CalSEED（California Clean Energy Fund）からは $ 150,000 の資金支援を得ている。1 【CCS】 ・貨物トレーラー、自動車、トラックに据え付けることができる炭素回収装置を開発している。これまでは大型であった DAC 設備を小型化させ、より広く利用可能なものとすることが目的である。具体的には、取り外し可能なカートリッジに入れられた固体吸着剤で、車両走行中に大気中から CO2 を吸着する。顧客は CO2 を含んだカートリッジを中央ステーションで新しいものと交換することにより支払い報酬を受けることができる。CO2 を含んだカートリッジはその場で過熱され、CO2 を分離させる。回収した CO2 は地中に埋めるか、農業あるいは燃料の原料として利用することを想定している。3 【CCU】 ・産業排ガスから回収した CO2 とバイオガス由来の水素を合成することによってメタノールを生産し、販売している。2 ・2021 年 8 月 24 日、Hago Energetics は、CO2 から D-グルコースやその他の糖類を生産するのと同様の熱化学プロセスにより、NASA の$750,000 の CO2 Conversion Challenge で$25,000 の報酬を取得した。このコンペティションは、火星において豊富な資源である CO2 から糖類を生成する方法を募集するものであり、2018 年より開催されている。Hago Energetics の熱化学プロセスでは、水を電気分解して水素と酸素に分解した後、CO2 と水素を合成させてメタノールを合成し、続いて水素を除去してホルムアルデヒドを製造する。ホルムアルデヒドから最終反応を経て、D-グルコースを製造する。4	ラボベース実証	NRG COSIA Carbon XPRIZE Cal SEED NASA	中	**概要** 1.https://hagoenergetics.com/index.php/about/ 2.https://hagoenergetics.com/index.php/products/ 3.https://emmettnovick.medium.com/democratized-direct-air-capture-1d0542448fb9#:~:text=At%20Hago%20Energetics%2C%20we%20are%20building%20a%20new,ambient%20air%20while%20the%20vehicle%20is%20in%20motion. 4.https://hagoenergetics.com/index.php/2021/08/26/nasa-awards-750000-in-competition-to-convert-carbon-dioxide-into-sugar/ **売上その他データ** 5.https://hagoenergetics.com/	2022/2/25
Innovator Energy	US	2016	CCUS スタートアップ	有機溶媒と低温排熱を利用した CO2 回収	-	2-10 人	CCS	技術提供者		分離・回収	・Innovator Energy は、有機溶媒と低温排熱を利用した CO2 回収の"CO2 Evolution"という特許技術を有する米国企業である。このほか、熱冷却と蓄熱技術である"SolvCor"、水を低密度の液体に置き換えることで電力を貯蔵する"ABUNDESS"という自社技術を有する。1 ・"CO2 Evolution"の技術は、発電所からの CO2 回収への適用を想定している。室温かつ高圧条件下で、排ガス由来の CO2 が溶解したアンモニア水溶液に、有機溶媒（アセトン、ジメトキシメタン、またはアセトアルデヒド）を加えることにより、高純度の CO2 ガスを生成する。その高純度の CO2 を回収すると同時に、有機溶媒と CO2	ラボベース実証	NRG COSIA Carbon Xprize	小	**概要** 1.https://greentownlabs.com/members/innovator-energy/ 2.https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.estlett.6b00253 3.https://innovatorenergy.com/ethan-novek/ 4.https://innovatorenergy.com/co2evolution/	2022/1/28

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											吸収液については、低温排熱を用いて再生し、同プロセスにおいて再利用することが出来る。2 ・米国総合電力会社 NRG Energy とカナダのオイルサンド技術革新協力（COSIA）が開催した CO2 の活用技術を競う賞金 2,000 万ドルの NRG COSIA Carbon XPRIZE の 2016 年のセミファイナリストである。3 ・2022 年時点において、特許技術である CO2 Evolution を用いて、1m3 あたり 5-8 ドルで発電所からの煙道ガスから 90%以上の CO2 を回収することが可能である。同技術は安価な試薬から構成されており、既存の発電所のインフラを改築する必要もない。version1.0 から始まった技術開発は、2022 年には Version8.0 まで進展しており、CO2 回収コストは 50 ドル/t から、5-8 ドル/t まで低減した。また、サイクルタイムが 3 時間から 20 分に減少するなどの技術改善も図られた。4				**売上その他データ** 5.https://www.linkedin.com/company/innovator-energy/about/	
TerraCOH	US	2014	CCUS スタートアップ	排ガスからの CO2 回収と地下貯留技術等の提供	-	2-10 人	CCUS	技術提供者	EOR	輸送・貯留	・TerraCOH は、地熱工学システムの専門技術を提供する米国企業である。CO2 を地中に安全に隔離し、排出フリーの地熱発電を実施することにより世界の排出量を減らすことを目指す。そのために自社の特許技術である CO2 Plume Geothermal (CPG)™ を用いる。CPG は、地下の塩水層に対する CCS 技術であると同時に、CO2 を地下流体として使用し、地上に発電システムを組み込むことにより、出力調整可能でネガティブエミッションである地熱発電が可能となる。CCS においては、TerraCOH のチームが、最先端のマッピングとモデリングツールを用いて CO2 プルームの位置を予測して CO2 を貯留する。自社ウェブサイトによれば、TerraCOH の CCS 技術は ISO27914 に準拠している。また TerraCOH は、アースバッテリー、貯留層管理、CCUS アプリケーションを含めたサービスも提供している。1,2 ・2016 年 10 月、米国総合電力会社 NRG Energy とカナダのオイルサンド技術革新協力（COSIA）が開催した CO2 の活用技術を競う賞金 2,000 万ドルの NRG/COSIA CARBON XPRIZE に出場し、セミファイナリストとなった。3 ・2018 年以降、米国エネルギー省と America's Seed Fund から CPG 技術開発のための継続的な補助金を受けている（補助金は 2018 年 7 月、2019 年 9 月、2021 年 1 月に支給）。America's Seed Fund は合衆国内の有望技術の R&D を支援するためのファンドである。3 ・2021 年 2 月、145 の CCUS 企業を対象に分析した StartUs により有望企業 TOP5 に選ばれた。2	商用展開済み	NRG COSIA Carbon Xprize 米国エネルギー省 America's Seed Fund	中	**概要** 1.http://www.terracoh-age.com/ 2.https://www.startus-insights.com/innovators-guide/5-top-carbon-capture-utilization-storage-ccus-solutions-for-og/ 3.http://www.terracoh-age.com/TCOH_NEWS.html **売上その他データ** 4.https://www.linkedin.com/company/terracoh-inc-/about/	2022/1/28
CarbonBuilt	US	2020	メーカー	CO2 を原料としたコンクリート生産	-	2-10 人	CCU	技術提供者	鉱物		・CarbonBuilt は、産業プロセスやバイオマスボイラーや DAC で直接回収した CO2 を低炭素なコンクリート製品に変換することが出来る技術を有する企業である。この技術は、CarbonBuilt's Reversa™と呼ばれ、コンクリートの混合プロセスとコンクリートの硬化プロセスの双方に関する技術である。その中で、CO2 はコンクリートを硬化させる目的で用いられる。この硬化プロセスは、高価な CO2 回収・圧縮・精製技術、高温・高圧を必要としないため、CO2 を含むガスであれば幅広く利用できる。Reversa プロセスを用いれば、GHG 排出量を少なくとも 60%削減することができる。また、コンクリートへの CO2 の埋め込みと、原材料に関連する CO2 排出を回避することにより、GHG 排出量を 100%以上削減するポテンシャルも秘めている。1 ・2014 年、UCLA が Reversa 技術の開発を開始した。2 ・2020 年 2 月には、米国エネルギー省と NRG COSIA Carbon Xprize からの支援を受けて、工場規模での実証事業を実施した。この実証事業では、Wyoming 州の石炭火力発電から排出される CO2 を利用して、10,000 を越えるコンクリートブロックを生産し、3 トン近くの CO2 を注入することに成功した。NRG COSIA Carbon Xprize とは、米国総合電力会社 NRG Energy とカナダのオイルサンド技術革新協力（COSIA）が開催した CO2 の活用技術を競う賞金 2,000 万ドルのコンペティションである。3,4 ・2021 年 4 月、CarbonBuilt は、NRG COSIA Carbon XPRIZE において、生産技術および市場での優位性に加えて、最良の実証事業を実施したとして最優秀賞を受賞した。Wyoming での実証事業が評価されたことになる。4 ・2021 年はじめ、CarbonBuilt は Alabama 州の国立炭素回収センターにおける第 2 回の実証事業を成功させ、石炭および天然ガス発電所から排出される CO2 を利用して 5,000 以上のコンクリートブロックを生産した。2022 年時点において、CarbonBuilt はコンクリート市場での同社技術の商品化を進めるとともに、製品のポートフォリオを拡大するための開発を進めている。2	FS 実証	UCLA 米国エネルギー省 NRG COSIA Carbon Xprize	中	**概要** 1https://www.carbonbuilt.com/about-us 2.https://www.carbonbuilt.com/technology 3.https://www.xprize.org/prizes/carbon/teams/carbonbuilt 4.https://www.carbonbuilt.com/x-prize **売上その他データ** 5.https://www.linkedin.com/company/carbonbuilt/about/	2022/1/24
Southern Company	US	1945	エネルギー関連	ガス	Operating Revenues 20,375 百万ドル	-	CCS	技術利用者		分離・回収	・Southern Company 社は米国のガス及び電力事業を保有する公益事業会社である。米国エネルギー省と連携し、National Carbon Capture Center（NCCC）を運営している。 ・2020 年 5 月、CO2 の利用と DAC 技術が NCCC の研究対象に加わる見込みであることを公表した。また、天然ガス火力発電所からの CO2 回収技術の試験・評価も、対象に加わる予定であるとしてい	FS 実証	米国エネルギー省	小	**概要** 1. http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=896&dispmid=496 2.https://jp.globalccsinstitute.com/ne	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
					（2020年）						る。1 ・2020 年 6 月、Mississippi 州 Kemper 郡で、CO2 回収プロジェクトの検討を行っていると公表した。同社は以前より米国エネルギー省より資金提供を受け、Alabama 州および Mississippi 州にある同社の 3 つの発電所から排出される CO2 の貯留可能性について検討を行っていた。2 ・2021 年 10 が月、Kemper 発電所一部の爆発事件に伴い、SouthernCompany 社は Mississippi 州にある 75 億ドルの Kemper 発電所（CO2 回収プロジェクト）の一部を解体する予定。3,4				ws-media/latest-news/co2 回収：ケンパーの二の舞？公益事業会社、ccs の次/ 3. https://ieefa.org/ieefa-u-s-southern-company-demolishes-part-of-the-7-5-billion-dollar-kemper-power-plant-in-mississippi/ 4. https://www.eenews.net/articles/the-kemper-project-just-collapsed-what-it-signifies-for-ccs/ **売上その他データ** 5.https://investor.southerncompany.com/financials-and-sec-filings/annual-reports/default.aspx 6. https://www.forbes.com/companies/southern-company/?sh=795dcd4063fd	
Air Products	US	1940	エンジニアリング	エンジニアリング	8,800 百万ドル（2020年）	19,275（2020/9/30）	CCS	技術提供者		分離・回収	・AirProducts 社は豊富な天然資源を合成ガスに持続的に変換し、高価値の電力、燃料、化学製品を生産するガス化プロジェクトなど、産業ガスプロジェクトの開発、エンジニアリング、建設、所有、運営を行っている企業である。1 ・2011 年、AirProducts 社はドイツの Schwarze Pumpe にある Vattenfall の AB の研究開発施設で、独自の二酸化炭素（CO2）回収・精製・圧縮システムが稼働していることを発表し、酸素燃焼炭素回収の実証実験において重要な役割を担っていると発表した。2 ・2013 より、Air Products 社は Texas 州の Port Arthur にある水蒸気改質施設に CO2 回収装置を併設し、同施設にて累計 1 百万トンの CO2 を回収した。回収された CO2 はパイプラインによってに輸送され、EOR に利用されている。3 ・同社は、H_2 pressure swing adsorption (PSA)による新たな CO2 回収プロセスの開発を行っている。3 ・2021 年 10 月、Louisiana 州で 45 億ドル規模のクリーンエネルギー CCS 複合施設を開発していると発表した。これまで世界最大のブルー水素スキームとなる予定。同社は、Ascession Perish の Burnside 近郊にブルー水素製造コンプレックスを建設し、1 日あたり 7 億 5,000 万立方フィート以上のブルー水素を製造する予定である。4	FS 実証	Vattenfall	無	**概要** 1. https://www.airproducts.com/company#/ 2. https://investors.airproducts.com/news-releases/news-release-details/air-products-proprietary-technology-onstream-worlds-premier 3. https://www.airproducts.com/company/innovation/carbon-capture#/ 4. https://www.upstreamonline.com/hydrogen/air-products-reveals-4-5-billion-hydrogen-ccs-complex-in-louisiana/2-1-1082729 **売上その他データ** 5. https://investors.airproducts.com/static-files/cbaba120-4831-42a9-a996-95670a4d7b01 6. https://www.airproducts.com/company/history	2022/2/9
Algenol Biotech	US	2006	その他	エタノール、ガソリン、ジェット燃料、ディーゼル燃料	3.1 百万ドル（2020）	127	CCU	技術提供者	燃料		・Algenol Biotech 社は、藻類を培養し、食品、天然着色料、化粧品、バイオ燃料（エタノール等）を生産している企業である。同社のバイオ燃料は EPA の認証を得ている。1 ・バイオ燃料生産の主要な効率指標の一つは、1 エーカー当たりの燃料生産量である。背景として、世界のエネルギー需要を満たしながら食糧供給を脅かさないようにするには、1 エーカーの土地で生産できる燃料の量が 1 万ガロン以上になる必要がある。現在、Algenol 社 の技術により、1 エーカーあたり 6,000 から 8,000 米国ガロンの収量が可能となっており、近い将来には 10,000 ガロンの生産が可能になると同社は予測している。3 ・Algenol が使用している技術は「Direct to Ethanol」と呼ばれる。海水で育った藻類に CO2 と糖分を与え、これらの原料を用いてエタノールを生産する。そして、これらの原料を利用してエネルギーを生産し、副産物としてエタノールを生産。エタノールは藻類によって排泄され、水よりも低い温度で蒸発するため、専用の容器の上まで上昇する。その後、この容器でエタノールを分離し、藻類を殺すことなく収穫する。このプロセスの大きな利点の一つは、この技術が工業プロセスから排出される CO2 回収できることで、温室効果ガスの排出量を全体的に削減できることである。3	商用展開済み	-	無	**概要** 1. https://www.algenol.com/ 2. https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2019FY/000271.pdf 3. http://biofuel.org.uk/Algenol.html **売上その他データ** 4. https://en.wikipedia.org/wiki/Algenol 5. https://www.crunchbase.com/organization/algenol-biofuel	2022/2/9
Baker Hughes	US	-	エネルギー関連	プロジェクト設計	20,705 百万ドル（2020年）	55,000	CCS	技術提供者		プロジェクト全体	・Baker Hughes 社は、エネルギー技術・サービスを提供する企業である。事業ポートフォリオ中、Oilfield Service, Oildfield Equipment, Turbomachinery & Process Solutions, Digital Solutions のいくつかのセグメントに分けている。1 ・Baker Hughes 社は、同社の技術でパイロットスケールの CCUS プロジェクトや世界最大の CCUS プロジェクトの実行を支援する。Pre-FEED と FEED のコンサルテーションとプロジェクト設計、回収と浄化、目的に合わせた CO2 圧縮技術、貯留に適したデザインと構造、完全性、モニタリング、サイトの管理などのサービスを提供している。 ・2020 年 11 月、Baker Hughes 社は、炭素回収ソリューションに特	FS 実証	Compact Carbon Capture (3C) Northern Lights CCS プロジェクト	中	**概要** 1. https://www.bakerhughes.com/ 2. https://www.bakerhughes.com/carbon-capture-use-and-storage-ccus 3. https://investors.bakerhughes.com/news-releases/news-release-details/baker-hughes-signs-agreement-acquire-compact-carbon-capture 4. https://www.offshore-	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											化した先駆的な技術開発会社である Compact Carbon Capture (3C)社を買収することを発表した。3C 社の技術は、様々な排出源からの CO2 回収に対応することができ、顧客の事業の脱炭素化に大きく貢献することができる。3C 社の技術は、固定カラムの代わりに回転ベッドを使用し、コンパクトでモジュール化されたフォーマットで効果的に溶剤を分配することで、従来の溶剤ベースの炭素回収ソリューションとは異なっている。回転ベッド技術は炭素回収プロセスを強化し、最大 75%のフットプリントおよび設備投資の削減を実現する。3 ・2021 年 4 月、Borg CO2 と、Northern Lights CCS プロジェクトの運営会社である Northern Lights JV は、覚書を締結した。Northern Lights JV は、Borg CO2 のサービス提供者として、CO2 の出荷と貯留を行う。4 ・2021 年 6 月、ノルウェーの CO2 回収および貯留開発者と、ノルウェーの Viken 地域の工業地帯の脱炭素化のハブとなる CCS プロジェクトで協業契約締結（MOU)を発表した。Borg CO2 プロジェクトには、複数の産業パートナーと Borg 港が参加しており、Fredrikstad 市、Sarpborg 市、Halden 市にある産業施設からの排出物を回収・貯留することを目的としている。これらの産業クラスターでは、現在、年間約 70 万トンの CO2 が排出されている。回収された CO2 は、液化されて出荷され、最終的には北海の海底に貯留される。4				energy.biz/baker-hughes-and-borg-co2-to-collaborate-on-norwegian-ccs-hub/ **売上その他データ** 5. https://investors.bakerhughes.com/static-files/2fdec670-b492-4448-8681-9497c4b3c2af	
Blue Planet	US	2012	CCUS スタートアップ	コンクリート製造	-	-	CCU	技術提供者	鉱物		・Blue Planet 社は、排ガスから回収した CO2 を原料とした炭酸塩ベースの建築用骨材を製造しているスタートアップ企業である。他の産業用炭素回収・利用技術とは異なり、同社のプロセスでは、使用前に CO2 の浄化や濃縮を行う必要がないため、回収時のコストや消費エネルギーを削減できる。同社の技術は、建築材料中の CO2 を恒久的に大規模に回収し、CO2 を低炭素製品に変換して世界の骨材市場で販売可能にする可能性がある。1 ・Blue Planet 社の炭素隔離プラントでは、炭素鉱化プロセスを利用して、隔離された CO2 から粗骨材と細骨材を製造する。骨材の使用で、カーボンニュートラル、あるいはカーボンネガティブコンクリートを実現する。1 ・2020 年 9 月、三菱商事、CO2 を用いたコンクリート原料である骨材の製造技術を持つ米・Blue Planet と協業契約締結を発表した。3 ・2021 年 5 月、CO2 を用いたコンクリートの商業化の加速を目的とし、千代田化工建設が MOU 締結に参与した。5 ・2021 年 6 月、Sulzer 社（スイスの機械メーカー）との協業契約締結を発表した。分離・混合技術を持っている Sulzer Chemtech 社は、Blue Planet 社の炭素回収ユニットを開発している。米国 California 州 Pittsburg に建設中の Blue Planet のパイロットプラントに設置され、隣接する天然ガス火力発電所からの排出物を回収する予定である。この施設では、Sulzer Chemtech の技術が活用され、低いエネルギー消費を維持しながら高い CO2 吸収性能を実現する。6	商用展開済み	三菱商事 千代田化工建設 Sulzer	中	**概要** 1. http://www.blueplanet-ltd.com/ 2. https://www.chevron.com/stories/chevron-invests-in-carbon-capture-and-utilization-startup 3. https://www.nikkei.com/article/DGXLRSP540703_T20C20A9000000/ 4. https://www.blueplanetsystems.com/news 5. https://www.blueplanetsystems.com/_files/ugd/e99a5b_da5882881ee04328ba86131303969f2b.pdf 6. https://www.sulzer.com/en/shared/news/210614-sulzer-and-blue-planet-announce-partnership-to-sustainably-transform-the-cement-industry **売上その他データ** 7. https://www.nikkei.com/article/DGXLRSP540703_T20C20A9000000/	2022/2/9
Carbonfree Chemicals (Skyonic Corporation)	US	2015	CCUS スタートアップ	CO2 のコンクリートへの固定化技術	-	-	CCUS	技術提供者	化学品	分離・回収	・Carbonfree Chemicals 社は、CO2 を分離回収し、鉱物として固定する技術の特許を複数取得している企業である。独自のプロセスにより、重曹などの有用な製品が生み出され、工業生産や発電所の施設の収益性を高くする。Carbonfree Chemicals 社の 3 つの主要技術には、SkyMine®、SkyScraper™、SkyCycle™がある。これらのプロセスは、有害な汚染物質を除去するために必要なエネルギーが少なく、炭素をより安全に貯留する方法である。1 ・SkyMine®：同技術の前提は、産業廃棄物の流れから CO2、硫黄酸化物(SOx)や窒素酸化物(NOx)などの酸性ガス、その他の重金属を除去することである。排ガスからこれらの有害な汚染物質を回収し、炭酸水素ナトリウム(重曹)、塩酸、苛性ソーダ、漂白剤などの市場性のある製品に変換する。 ・SkyScraper：燃焼後の炭素回収およびスクラビング技術は、排ガスから排出される硫黄酸化物（SOx）、窒素酸化物（NOx）、水銀、その他の重金属を実質的にすべて除去することが可能（97～99%）。SkyMine®のように、既存のインフラに簡単に後付けしたり、新施設の計画や建設に合わせて導入できる。 ・SkyCycle：「Thermolytic decarbonation」プロセスにより、電力の代わりに廃熱を利用して炭素の回収・利用プロセスに動力を供給することができる。 ・2021 年 5 月 、 TETRA テクノロジーズ株式会社(TETRA)（石油・ガスサービス会社）は、CarbonFree と覚書(「MOU」)を締結したことを発表した。TETRA は、塩化カルシウムの多くの商業用途の生産と化学の世界的リーダーであるため、両社は互いの技術的専門知識、化学ノウハウ、生産、サプライチェーンネットワークを使用して SkyCycle の商業化を共同で進める計画である。3 ・2021 年 7 月、エンジニアリング建設会社である Fluor 社と戦略的な契約を結び、CarbonFree の炭素価値技術の製造を支援し、世界中の産業プラントへの導入を目指す。4	FS 実証	TETRA テクノロジーズ株式会社 Fluor	中	**概要** 1. https://www.carbonfreechem.com/ 2. https://www.carbonfreechem.com/technologies 3. https://carbonfree.cc/tetra-and-carbonfree/ 4. https://carbonfree.cc/carbonfree-selects-fluor-to-help-bring-its-carbon-to-value-technology-to-market/ **売上その他データ** 5. https://carbonfree.cc/our-story/	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
Chevron	US	1879	エネルギー関連	石油、石炭製品	Sales& other operating revenues 94,470 百万ドル（2020） 連結	42,628（2020）	CCS	技術利用者	鉱物	分離・回収	・Chevron 社は石油をはじめとするエネルギー関連製品を扱っており、上流から下流まで担う資源メジャーである。携わっている CCS プロジェクトは以下の通りである。 ・2019 年 11 月、Chevron 社が実施するオーストラリアの Gorgon CCS プロジェクトは、2020 年初頭には完全操業を開始できることを明らかにした。3 ・2020 年 7 月、Chevron 社は、シンガポールにおける CCUS システム開発促進に向け、Keppel Data Centres 社（データセンター・情報ソリューション）、Pan-United（コンクリート技術会社）社、Surbana Jurong 社（インフラ・建築コンサルティング会社）と MOU を締結した。本締結では、各社協力のもと、クリーンでエネルギー効率の高い CCUS システムの開発促進を進める。加えて、シンガポール政府機関である National Research Foundation の支援も受けることとなる。4 ・2021 年 1 月 14 日、Chevron 社は CCU のスタートアップに投資を行った。工業事業の炭素集約度を低減することを目的とした炭酸骨材および炭素回収技術の製造・開発を行う新興企業 Blue Planet Systems 社への投資を発表した。この投資に関連して、Chevron 社と Blue Planet 社は、低炭素化の機会を共同で推進することを目標に、主要地域における潜在的なパイロットプロジェクトや商業開発で協力していく旨の意向書を締結した。5 ・2021 年 9 月、Chevron U.S.A. Inc.は、Chevron New Energies 部門を通じて、Enterprise Products Partners L.P.の子会社（エネルギー中流サービスを提供する会社）と、US/ Midcontinent および Gulf Coast におけるそれぞれの事業活動から、CO2 の回収・利用・貯留（CCUS）の機会を調査および評価する枠組みを発表した。両社は、具体的な事業機会を評価する調査の第一段階として、約 6 ヶ月間を見込んでいる。6	FS 実証	Gorgon CCS プロジェクト, Keppel Data Centres、Pan-United、Surbana Jurong, BluePlanet, Enterprise Products Partners L.P.	大	**概要** 1. https://www.chevron.com/sustainability/environment/greenhouse-gas-management 2. https://oilgas-info.jogmec.go.jp/info_reports/1008924/1008966.html 3. http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=840&dispmid=496 4. http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=913&dispmid=496 5. https://www.chevron.com/stories/chevron-invests-in-carbon-capture-and-utilization-startup 6. https://www.chevron.com/stories/chevron-enterprise-explore-carbon-storage-business-opportunities 7. https://www.chevron.com/investors/press-releases **売上その他データ** 8. https://www.chevron.com/-/media/chevron/annual-report/2020/documents/2020-Annual-Report.pdf 9. https://www.chevron.com/about/history	2022/2/9
Clean Energy System (CES) Ltd	US	1993	CCUS スタートアップ	サービス業	-	-	CCUS	技術提供者	EOR	分離・回収	・Clean Energy System 社は、Direct Steam Gas Generator, Heat Exchangers, Oxyfuel Turbines, Reheat Combustors の商品を提供している企業である。1 ・Carbon Negative Energy（CNE）プラントにて廃棄物由来のバイオマスから合成ガスを合成し、合成ガスを用いて Renewable natural gas（RNG）や水素を製造する。また、oxy-combustion を用いて CCUS を用いた発電を行う。最初の原料がバイオマスである為、BECCS としてカーボンネガティブとなる。 その他 CCUS サービスとして、同社の分離回収技術を用いての CO2EOR のサービスも提供している。1 ・2021 年 3 月、Schlumberger New Energy、Chevron Corporation、Microsoft、Clean Energy Systems は、California 州 Mendota において、BECCS プロジェクトの開発計画を発表した。BECCS プラントは、アーモンドの木などの農業廃棄物のバイオマスを再生可能な合成ガスに変換し、燃焼器で酸素と混合して発電する。BECCS のプロセスで発生する炭素の 99%以上は、二酸化炭素（CO2）として近くの深い地層の地下に注入することで永久保存と予想されている。年間約 30 万トンの CO2 の除去が予想されている。3 ・同社は EOR 関連技術 CES を有しており、発電、蒸気、水の生成を統合した CO2 生産設備を提供している。CES プロセスは、従来のボイラーシステムとは異なり、圧力に制限されず、注入時に必要な望ましい蒸気を生成でき、これまで熱処理ができなかった油層で重油回収を目指すことができる。CES の設備は、クリーンかつ圧入に適した品質の CO2 の生成プロセスを大幅に簡素化できる。また、EOR 適地に自立した電力と水の供給を行い、EOR 適地の長期的開発時のリスクヘッジの戦略策定を可能にする。4	商用展開済み	Schlumberger New Energy、Chevron Corporation、Microsoft	大	**概要** 1. http://www.cleanenergysystems.com/ 2. http://www.cleanenergysystems.com/unlocking-resource-value 3. https://www.cleanenergysystems.com/schlumberger-new-energy-chevron-and-microsoft-collaborate-on-carbon-negative-bioenergy 4. https://www.cleanenergysystems.com/unlocking-resource-value **売上その他データ** 5. https://www.crunchbase.com/organization/clean-energy-systems	2022/2/9
Dakota Gas	US	-	エネルギー関連	化学・燃料、肥料、NOX 排出制御、パイプラインガス・液化ガス、輸送、マーケティングと販売	-	500	CCS	技術提供者		プロジェクト全体	・Dakota Gas 社は、Basin Electric Power Cooperative（North Dakota 州本拠を置く卸売りの発電および送電の協同組合）の営利子会社であり、North Dakota 州の Beulah 近郊で Great Plains Synfuels Plant を所有・運営している。このプラントは、米国で唯一の天然ガスを製造している商業規模の石炭ガス化施設である。1 ・2020 年 12 月、North Dakota 州にある燃料合成プラントにて CCS を行っている。20 年間の累計で 4,000 万トンの CO2 回収という目標を達成している。また、カナダにある子会社の Souris Valley Pipeline と共同で 205 マイルの CO2 パイプラインを運営しており、Saskatchewan まで CO2 を輸送している。同パイプラインの輸送能力は年間 300 万トンである。2 ・2021 年 9 月、米国上院エネルギー・天然資源委員会のメンバーで	商用展開済み	-	無	**概要** 1. https://www.dakotagas.com/ 2. https://www.kxnet.com/news/local-news/carbon-capture-milestone-reached-at-dakota-gas-2/ 3. https://www.dakotagas.com/about-us/at-a-glance 4. https://dakotagas.com/News-Center/news-releases/Great-Plains-Synfuels-Plant-potential-to-be-largest-coal-based-carbon-capture-and-storage-project-to-use-geologic-	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											ある John Hoeven 上院議員は、Basin Electric 社と Dakota Gasification 社の企業トップとともに、NorthDakota 州 Beulah 近郊の Great Plains Synfuel 工場で CCUS プロジェクトの提案を発表した。同工場では現在、排出される約 200 万トンの CO2 を回収し、Saskatchewan 州にパイプラインで送り、EOR に利用している。今回のプロジェクトでは、年間最大 350 万トンの CO2 を回収することができる。4				storage **売上その他データ** 5. https://dakotagas.com/index	
Denbury Resources	US	1951	エネルギー関連	EOR、CCUS 技術	340 百万ドル（2020 年）	-	CCU	技術提供者	EOR	プロジェクト全体	・Denbury Resources 社は、独立系エネルギー企業である。2020 年 12 月 31 日の時点において、1 億 4310 万 MBOE の石油・天然ガスの推定埋蔵量を持ち、そのうち 98％が石油である。メキシコ湾岸地域と Rocky 山脈地域の 2 つの主要な営業地域に集中している。1 ・2020 年 12 月、Devon Energy 社（米国で炭化水素探査に従事しているエネルギー会社）の子会社が所有する、Wyoming 州 Freemont 郡にある Big Sand Draw 油田と Beaver Creek 油田を 1200 万ドルでほぼ 100%買収した。買収額には 46 mile の CO2 パイプラインを含む地表施設も含まれている。同社 CEO は本買収について、EOR に適した地である事を表明している。3 ・2021 年 10 月、三井物産株式会社は、米国 Denbury Inc. と、CCUS 技術を用い、産業排出される CO2 を引き受け有効利用する「Carbon-Negative Oil」事業の取り組みに向けた共同作業を開始した。本取り組みは、三井物産 100%子会社の Mitsui E&P USA LLC（以下「MEPUSA」）(石油とガスの開発・生産を手掛けている）と Denbury 社 100%子会社の Denbury Onshore LLC 間の覚書に基づくものである。6,7 ・2021 年 10 月、三菱商事は、米国メキシコ湾岸においてアンモニア（燃料用途）の製造設備から CO2 を回収し、CCS/CO2-EOR を実施するため、米国の Denbury の 100％子会社である Denbury Carbon Solutions を通じて、その主要条件に合意致したと公表している。三菱商事は 2020 年代後半に、米国メキシコ湾岸で年間 100 万トンの燃料アンモニアを製造し、日本市場へ輸出することを目指している。今回の条件合意は、同アンモニア製造設備から回収される CO2 の利用・貯留に関するもので、年間で最大 180 万トンが想定されている。回収された CO2 は Denbury により EOR に利用、あるいは今後同社が開発する CCS において地中貯留される計画となっている。想定契約期間は 20 年で、契約期間の延長も含め今後協議するとしている。5	商用展開済み	Mitsui E&P USA LLC 三菱商事	中	**概要** 1. https://www.denbury.com/about-denbury/overview/default.aspx 2. https://www.denbury.com/Home/default.aspx 3. https://www.denbury.com/investor-relations/press-releases/press-release-details/2020/Denbury-to-Acquire-Wyoming-CO2-Enhanced-Oil-Recovery-EOR-Fields/default.aspx 4. https://csr.denbury.com/our-environment/managing-our-carbon-footprint/default.aspx 5. https://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=1157&dispmid=496 6. https://www.mitsui.com/jp/ja/topics/2021/1242134_12154.html 7. https://www.denbury.com/investor-relations/press-releases/press-release-details/2021/Denbury-and-Mitsui-Announce-MOU-and-Start-of-Joint-Evaluation-for-Low-Carbon-Solutions-Opportunities/default.aspx **売上その他データ** 8. https://s1.q4cdn.com/594864049/files/doc_financials/2021/q3/2021.11.04-Denbury-Reports-Third-Quarter-2021-Results-(Final).pdf 9. https://www.forbes.com/companies/denbury-resources/?sh=6eb32b6d3f8f	2022/2/9
Dioxide Materials	US	2009	CCUS スタートアップ	電気化学製品、イオン交換メンブレン、CO2 電極など	-	-	CCUS	技術提供者	化学品・燃料	分離・回収	・Dioxide Materials 社は、CO2、水、再生可能エネルギーを利用して、持続可能な燃料や化学品を作るグリーンテクノロジーを開発している会社である。1 ・同社は、Sustainion ® polymer を用いた CO2 分解電極を開発した。同電極は室温にて電流を 600 mA/cm² 、3.25 V の条件で 6 か月間連続で性能を落とすことなく流し続けることが可能である。エタノール発酵装置に用いる事でエタノールの製造量を増加させることが可能である。1 ・同社は、CO2 からのギ酸合成も開発しており、200 mA cm-2 での 1,000 時間の連続稼働を成功させている。同条件ではギ酸の FE は主に 70％を超え、濃度も重量比で 11％程度となる。	ラボベース実証	-	無	**概要** 1. https://dioxidematerials.com/ **売上その他データ** 2. https://www.crunchbase.com/organization/dioxide-materials	2022/2/9
Dow Chemical	US	1897	メーカー	化学品	Net Sales 39,000 百万ドル（2020 ）	35,700（2020 ）	CCS	技術提供者		分離・回収	・DowChemical 社は、界面活性剤をはじめ、幅広い化学製品の製造販売、および研究開発をしている化学メーカーである。1 ・Alstom Power 社(鉄道車両メーカー）と共に同社の UCARSOL™ FGC-3000 というアミン触媒技術を用いて Advanced Amine Process (AAP)の開発を行った。同プロセスは様々な環境で排気ガスからの CO2 回収率を 90％以上保てており、また 90%の回収率に必要なエネルギーを従来の CO2 回収プロセス（MEA を用いたプロセス）に比べて 30%以上抑えることに成功した。2 ・2020 年 5 月、Smart Delta Resources（Schelde-Delta 地域における多企業のパートナーシップ）, port authority North Sea Port（オランダの North Sea Coast からベルギーの Ghent まで伸びる複合一貫港）と Arcelor Mittal（鉄鋼メーカー）, Dow Benelux（Dow 子会社）, PZEM（エネルギー関連会社）, Zeeland Refinery（原油精製工場）, そしてガスインフラ業者である Gasunie と Fluxys と共に Carbon Connect Delta コンソーシアムというクロスボーダーCO2 回収コンソーシアムを組むことを発表した。同コンソーシアムは CO2 の回収から輸送、エンドユーズに至るまでの全ての要素について技術的、経済的、法的な検討を行う。2020 年末に FS を終え、2023 年に年間 100 万トンの CO2 を回収、2030 年には年間 650 万トンの CO2 を回収する見通しである。3	FS 実証	Alstom Power, Smart Delta Resources, port authority North Sea Port と ArcelorMittal, PZEM, Zeeland Refinery, Gasunie, Fluxys	大	**概要** 1. https://www.dow.com/ja-jp 2. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214024643 3. https://www.chemengonline.com/dow-arcelormittal-yara-and-more-join-cross-border-carbon-capture-consortium/ **売上その他データ** 4. https://investors.dow.com/en/investors/default.aspx 5. https://corporate.dow.com/en-us/about/company/history/timeline.html	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
E3Tec Service	US	2007	CCUS スタートアップ	CO2 由来の化学品、省エネ技術等	-	-	CCU	技術提供者	化学品・燃料	プロジェクト全体	・E3Tec は、プロセス産業における石油汚濁の緩和、エネルギー効率化技術、Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)の商業化に関するコンサルティングサービスを提供する企業である。CO2 の利用やエステル系可塑剤の合成プロセスで特許を取得している。2 ・Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)という、海洋温度差発電から得られたエネルギーを化学品及び燃料に転換する技術を研究しており、その一環として CO2 を原料として Alkyl carbonates、dimethyl carbonate (DMC)、そして monoethylene glycol の合成技術を開発している。2 ・2019 年、SBIR Phase IIs(Small Business Innovation Research Phase II, 米国における小規模ビジネスためのファンド) 補助金を得て CO2 の回収および DMC への変換を統合した技術プロセスの開発を行う。3	ラボベース実証	SBIR Phase Iis	小	**概要** 1. https://e3-tec.com/ 2. https://e3-tec.com/company/about-e3tec/ 3. https://climatebase.org/company/7096/e3-tec-services **売上その他データ** 4. https://e3-tec.com/	2022/2/9
Eastman Kodak	US	1888	その他	写真用品の製造 カメラ・デジタル画像機器の製造 映画関連製品の製造	287 百万ドル（2021 Third Quarter）	-	CCU	技術利用者	化学品	分離・回収	・Kodak 社は印刷と先端材料・化学品に特化したグローバルテクノロジー企業であり、主に商業印刷、パッケージング、出版、製造、エンターテインメントの分野のお客様に対して、業界最先端のハードウェア、ソフトウェア、消耗品、サービスを提供している。1 ・2009 年より、Novomer（米国における化学技術開発会社）と協力して CO2 からのプラスチック合成を開発していた。同社の技術ではポリプロピレンカーボネートを（PPC)を 50%化石燃料、50%CO2 を原料として合成する。同技術で作成された PPC は、化石燃料由来のみの製品よりも酸素の透過率が低く、食品保存に有利であるとしている。Kodak は Novomer の技術をパイロットスケールの製品製造工場にてテストする。3	FS 実証	Novomer	小	**概要** 1. https://www.kodak.com/en/company/home 2. https://www.kodak.com/en/ 3. https://www.greentechmedia.com/articles/read/kodak-to-help-to-make-plastic-wrap-from-carbon-dioxide 4. https://www.energy.gov/fe/innovative-concepts-beneficial-reuse-carbon-dioxide-0 5. https://www.kodak.com/content/products-brochures/Company/Kodak-2017-Corporate-Responsibility-Report.pdf **売上その他データ** 6. https://www.kodak.com/en/company/press-release/q3-2021-financial-results 7. https://www.kodak.com/ja/company/page/history	2022/2/9
Empower Materials	US	1991	メーカー	CO2 由来のポリマーなど	-	-	CCU	技術提供者	化学品	プロジェクト全体	・Empower Materials 社は、熱分解性ポリマーの QPAC®製品群を製造している技術的企業である。QPAC® は、受動電子部品、金属ろう付け、フィルムペーストなどの製造技術を向上させる CO2 ベースのポリマーである。1 ・QPAC®25 poly(ethylene carbonate), QPAC®40 poly(propylene carbonate),QPAC®100poly(propylene/cyclohexene carbonate), QPAC®130 poly(cyclohexene carbonate), QPAC®60poly(butylene carbonate)という CO2 を原料とした高分子結合剤を製品として取り扱っている。従来の高分子結合剤が 100%化石燃料由来であるのに対して、50%化石燃料の使用を抑えることができる。また、同社の製品の特性としては、生物分解性を有し、従来品に比べて 100 度以上低い温度で分解可能である。2	商用展開済み		無	**概要** 1. https://www.empowermaterials.com/about-empower-materials 2. https://www.empowermaterials.com/technology **売上その他データ** 3. https://www.empowermaterials.com/about-empower-materials	2022/2/9
Exxon Mobil	US	1999	エネルギー関連	石油、石炭製品	178,500 百万ドル（2020）	72,000(2020)	CCS	技術利用者		分離・回収	・ExxonMobil 社は、石油・天然ガスの開発、輸送、精製、販売といった上流から下流まで事業展開している石油メジャーである。 ・2019 年 7 月、Global Thermostat 社と共に発電施設を含む産業部門と大気からの CO2 回収技術を共同で開発することを合意した。Global Thermostat 社の持つ CO2 回収技術とそのスケールアップの実現可能性が確立された後、ExxonMobil の設備においてパイロットプロジェクトを実施する計画としている。また本合意には回収された CO2 の利用方法についての検討も含まれる。1 ・2020 年 9 月、 ExxonMobil 社 と Global Thermostat 社は、大気中の CO2 を直接回収する Global Thermostat 社の技術の実現可能性と潜在的な拡張性を判断するための 12 ヶ月間の技術評価を経て、共同開発契約を拡大した。Global Thermostat 社の CO2 回収は、独自のアミン系吸着剤を使用して空気中の CO2 を除去する。これらの化合物は CO2 を効率的に捕らえ、地下に安全に貯留し、化学品、消費者製品、建設資材の製造に使用することができる。Global Thermostat 社との共同開発契約の一環として、ExxonMobil 社は同社の大学や国立研究所への強力な研究パートナーシップのネットワークを活用し、材料科学に強い専門知識を持つ大学パートナーや、CCU に関する専門知識を持つ米国エネルギー省国立研究所を活用、技術のスケールアップを支援する。2 ・2021 年 7 月、ExxonMobil 社は、発表された Scotland での Acorn CCS に参加する MoU を締結した。このプロジェクトは、ExxonMobil の合弁会社である St Fergus 社のガスターミナルを含む Scotland の Peterhead にある複合施設で、2030 年までに年間約 500～600 万トンの CO2 を回収・貯留する計画である。3	FS 実証	Global Thermostat Rosneft Pertamina Petronas	大	**概要** 1. http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=798&dispmid=496 2. https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2020/0921_ExxonMobil-expands-agreement-with-Global-Thermostat-re-direct-air-capture-technology 3. https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2021/0716_ExxonMobil-to-participate-in-carbon-capture-and-storage-project-in-Scotland 4. https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2021/0929_ExxonMobil-and-Rosneft-to-cooperate-in-carbon-management 5.	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											・2021 年 9 月、ExxonMobil 社と Rosneft 社（ロシアの国営石油会社）は、両社の事業から排出される温室効果ガスを削減するための低炭素化技術の評価に関する協力契約締結を発表た。両社は、当初は炭素回収・貯留（CCS）や、水素やアンモニアなどの低炭素燃料の開発に焦点を当てた新規プロジェクトの見通しを検討する。4 ・2021 年 10 月、ExxonMobil 社 Wyoming 州 LaBarge にある、すでに世界で最も多くの CO2 を回収している施設での炭素回収・貯留（CCS）の拡張計画の一環として、設計、調達、建設（EPC)の各契約のプロセスを開始した。今回の拡張計画では、すでに LaBarge で年間 600～700 万トンの CO2 を回収しているのに加えて、最大 100 万トンの CO2 を回収する予定である。5 ・2021 年 11 月、ExxonMobil 社とインドネシアの国営エネルギー会社である Pertamina は、インドネシアにおける低炭素技術の大規模展開の可能性の評価に関する共同契約締結（MoU）を発表した。この MoU は、COP26 の開催期間中に世界の首脳が集まり、気候変動対策について議論している Scotland の Glasgow 近郊で締結された。6 ・2021 年 11 月、ExxonMobil 社とマレーシアの国営エネルギー会社である Petronas 社は、マレーシアにおける CO2 回収・貯留技術プロジェクトの可能性の検討に関する共同契約締結をした。7				https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2021/1021_ExxonMobil-plans-to-increase-carbon-capture-at-LaBarge-Wyoming-facility 6. https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2021/1102_ExxonMobil-and-Pertamina-to-evaluate-carbon-capture-and-storage-in-Indonesia 7. https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2021/1108_ExxonMobil-and-Petronas-to-study-carbon-capture-and-storage-in-Malaysia 8. https://corporate.exxonmobil.com/Energy-and-innovation/Carbon-capture-and-storage 9. https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases 10. https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2021/1006_ExxonMobil-increases-participation-in-Scotland-carbon-capture-and-storage-project **売上その他データ** 11. https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/investor-relations/annual-meeting-materials/annual-report-summaries/2020-Annual-Report.pdf 12. https://corporate.exxonmobil.com/About-us/Who-we-are/Our-history	
Fluor	US	1912	エンジニアリング	石油、ガス、産業とインフラ、政府と電力の分野で子会社を通じてサービスを提供している	15,668 百万ドル（2020 年）	43,717	CCS	技術提供者		分離・回収	・Fluor 社は、エンジニアリング、調達、建設プロジェクトを提供している、専門的かつ技術的なサービスを提供する企業である。エネルギー、化学、ライフサイエンス、先端技術、鉱業、金属、インフラストラクチャー、政府機関など、さまざまな分野のリーディングカンパニーを客層としている。1 ・2013 年、Fluor 社と E.ON Kraftwerke（E.ON）社（ドイツ発電会社 E.ON 社の子会社）は、ドイツ北部にある E.ON 社の Wilhelmshaven 硬質石炭発電所に炭素回収パイロットプラントを建設した。石炭火力発電所の排ガスからの CO2 除去を実証するため Fluor 社 の Econamine FG PlusSM 技術が使用された。この回収プラントは、約 70 トン/日の CO2 を回収するように設計されており、データ収集をして、フルサイズの石炭発電所の設計に役立てる。2 ・2015 年、Quest project：Fluor 社は Shell 社の CSS プロジェクト Quest project において、予備サービス、フロントエンドエンジニアリングおよび設計、エンジニアリング、調達、建設（EPC）を提供した。Fluor 社は、Scotford Upgrader の年間 120 万トンの炭素回収施設に、特許取得済みの革新的な 3rd Gen Modular ExecutionSM を使用した。回収された CO2 は、施設から地下パイプラインを経由して約 80km 離れた地下貯留場所に送られる。4 ・2020 年 5 月、Flour 社は North Dakota 州の Milton R. Young 発電所（Minnkota 社）にて計画されている Project Tundra の FEED 契約を獲得したことを公表した。 Project Tundra では現在稼働している褐炭火力発電所へ CO2 回収設備の追設を行い、CCUS の実施を計画している。FEED においては、同社の高エネルギー効率、高費用対効果の Econamine FG PlusSM CO2 回収技術が用いられる予定である。5 ・2020 年 7 月、同社は、米国 California 州 Tupman にある 550MW 規模 Elk Hills 天然ガス発電所における California Resources Corp.（CRC）社（カリフォルニアで炭化水素探査を行っている会社）CCS プロジェクト Cal Capture の基本設計（FEED）契約を受託した。本契約は、CO2 回収技術開発を前進させるためのより大きなイニシアティブの一環として、Electric Power Research Institute（米国電力研究所：EPRI）との協力を通して米国エネルギー省から資金供与を受けている。Fluor 社の作業範囲としては、同社が特許を有する、Econamine FG Plus CO2 回収技術を利用して、必要とされるユティリ	FS 実証	E.ON Kraftwerke, Electric Power Research Institute(EPRI), Shell	小	**概要** 1. https://www.fluor.com/about-fluor/corporate-information/profile 2. https://www.researchgate.net/publication/269955737_Initial_Results_from_Fluor%27s_CO2_Capture_Demonstration_Plant_Using_Econamine_FG_PlusSM_Technology_at_EON_Kraftwerke%27s_Wilhelmshaven_Power_Plant 3. https://www.fluor.com/projects/carbon-capture-plant-design-build 4. https://www.fluor.com/projects/shell-quest-carbon-capture-epc 5. http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=897&dispmid=496 6. https://www.gasworld.com/contract-awarded-for-north-dakota-ccus-project/2019132.article 7. https://jp.globalccsinstitute.com/news-media/latest-news/fluor 社、california-resources 社 co2 回収プロジェクトの基本設計契約を/ 8. https://www.gasworld.com/fluor-awarded-californian-ccs-contract/2019532.article **売上その他データ** 9. https://investor.fluor.com/static-	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											ティ・システムのエンジニアリング業務を提供することである。同プロセスは Fluor 社の吸収液製法を、特許取得済みの多くの省エネ機能と共に組み込む。プロジェクトの遂行は、EPRI 社（電力研究所）、CRC 社（独立石油・天然ガス会社）及び Fluor 社による協働による。DOE 資金は、DOE との折衝を率いた EPRI に供与された。CRC 社はプロジェクトを監督すると共に、FEED の基準を定めている。7				files/cdafdde5-9c9d-4f79-848c-a1872b7f298b 10. https://www.fluor.com/about-fluor/corporate-information/history	
GE	US	1892	エンジニアリング	電気機器、軍用機器の製造・販売、航空機器の製造、金融、再生エネルギー、ヘルスケア	Total Revenue 79,600 百万ドル（2020 年）	174,000(2020)	CCS	技術利用者		分離・回収	・多方面で事業を手掛けていたコングロマリットである米ゼネラル・エレクトリック（GE）は、2021 年 11 月にヘルスケア、電力、航空の 3 事業別に分社化することを発表された。1 ・Post-combustion 火力発電所と Oxy-combustion 火力発電所用の CO2 回収プラントを建設するサービスを提供している。CO2 回収プラントは新設の火力発電所への導入と既存の火力発電所への増設両方に対応している。 ・2009 年、Gorgon natural gas project の一環として Dupuy における CCS のために圧入装置を提供した。年間 330 万トンの CO2 を圧入可能であるとしている。3 ・2015 年、米国エネルギー省の Carbon Capture Funding より同社のアミンシリコン CO2 回収システムのプラントスケールでの検証を行うための補助金を獲得した。同検証は TCM にて行われる。4 ・2021 年 10 月、米国エネルギー省は、天然ガス発電及びセメントや鉄鋼等の産業施設からの CO2 回収の研究開発、工学規模の試験、設計研究を対象とする資金提供先である 12 件のプロジェクトを公表した。5　選定されたプロジェクトは、天然ガス発電及び産業施設から発生する CO2 排出の最低 95%を回収する排出源からの CCS 技術を対象にとするものであり、合計 4,500 万ドルの資金が提供される。6　GE Gas Power (Schenectady, NY)は、95%商用炭素回収ソリューションを既存の NGCC サイトに組み込むエンジニアリングデザインスタディを完成させる予定である。高度な運用性、低コスト、高効率を実現し、他の商用サイトにも拡張可能な炭素回収設備だと想定する。受賞額は $5,771,670 である。6	FS 実証	TCM，米国エネルギー省	小	**概要** 1. https://www.bloomberg.co.jp/news/articles/2021-11-09/R2B0GGT0G1KW01 2. https://www.ge.com/power/steam/co2-capture 3. https://www.greentechmedia.com/articles/read/ge-to-participate-in-worlds-biggest-carbon-capture-project 4. https://www.environmentalleader.com/2015/09/ge-alstom-power-6-others-receive-doe-carbon-capture-funding/ 5. https://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=1166&dispmid=496 6. https://www.energy.gov/articles/doe-invests-45-million-decarbonize-natural-gas-power-and-industrial-sectors-using-carbon **売上その他データ** 7. https://www.ge.com/sites/default/files/GE_AR20_AnnualReport.pdf 8. https://www.britannica.com/topic/General-Electric	2022/2/9
Global Thermostat	US	2010	CCUS スタートアップ	CO2 回収技術	-	-	CCS	技術提供者		分離・回収	・Global Thermostat 社の CO2 回収技術は、発電所や産業用の煙突からの CO2 回収と同様に、どこでも CO2 を直接回収できるという点で、革命的な技術である。GT 社の技術は経済的に空気中から直接 CO2 を抽出することができる。高価なトラック輸送や長いパイプラインが不要であり、広大な新市場や地域を CO2 利用に開放できる。EOR、合成バイオ燃料や藻類バイオ燃料、GTL、温室効果ガスや作物の強化、工業用ガス、その他多くの既存および新興の用途にも利用できる。主な技術は以下の通りである。1 ・PURE AIR EMBODIMENT ：GT プラントは低濃度で大気から直接 CO2 を回収し、カーボンネガティブにする。産業施設（または太陽光発電所）と共同で設置し、その残余のプロセス熱を利用して炭素回収作業を行う。1 ・CARBURETED EMBODIMENT：GT プラントを産業施設と共同で設置し、その残熱を利用して、施設の煙突から濃縮された CO2 を回収する。GT 社は、その CO2 を大気と混合し、排出される CO2 を大幅に上回る CO2 を回収する。この大気中の CO2 を追加で取り込むことで、カーボンネガティブなシステムを実現する。このモデルでは、1 トンあたりの CO2 コストが最も低く抑えられる。1 ・2020 年 9 月、DAC 技術で業界をリードする Global Thermostat (GT) 社は、ExxonMobil 社との契約を締結したことを発表した。今回の共同開発契約は、GT 社の DAC 技術の潜在的な拡張性を判断するために、ExxonMobil 社が 12 ヶ月間の技術評価を行った以前の契約に続くものである。GT と ExxonMobil 社との当初の契約は 2019 年に締結された。2 ・2021 年 4 月、HIF 社（エネルギー会社である AMS の傘下会社）の合成燃料製造プラント（Magallanes, Chile）に DAC 装置を納入することに同意する契約を締結した。HIF 社は 2020 年 12 月に同取り組みに対してドイツ政府、Porsche（自動車メーカー）, Siemens Energy（エネルギー企業）, Enel Green Power（再生可能なエネルギー企業）, ENAP（Empresa Nacional del Petróleo、チリに本拠を置く炭化水素とその誘導体の探査、生産、精製、マーケティングに従事する企業), および ExxonMobil より資金援助を得ることを発表していた。3	商用展開済み	ExxonMobil ドイツ政府, HIF, Porsche, Siemens Energy, Enel Green Power, ENAP, ExxonMobil	大	**概要** 1.https://globalthermostat.com/ 2.https://globalthermostat.com/2020/09/global-thermostat-adds-new-support-for-its-carbon-removal-technology-2/ 3.https://globalthermostat.com/2021/04/global-thermostat-to-supply-equipment-needed-to-remove-atmospheric-co2-for-hifs-haru-oni-efuels-pilot-plant/ **売上その他データ** 4. https://globalthermostat.com/about-global-thermostat/	2022/2/9
Honeywell UOP	US	1914	エネルギー関連	触媒、吸着剤など	-	-	CCS	技術提供者		分離・回収	・Honeywell UOP 社は、石油精製、ガス処理、石油化学や製造業に向けて技術の開発および提供をしている企業である。1 ・UOP SeparALLTM Process という CO2 の分離膜技術を有してい	FS 実証	大崎クールジェンプロジェクト	中	**概要** 1. https://uop.honeywell.com/ 2. https://www.honeywell-uop.cn/wp-	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
											る。同技術は硫黄と CO2 を高純度まで分離する事が可能であり、様々な CO2 分離レベルにおいて硫黄を 1ppmv まで分離可能である。2 UOP の水素精製（Honeywell H2 Solutions）と CO2 分離（Honeywell CO2 Solutions）は、様々な用途にも最適化可能である。その技術は以下の通り。1 ・UOP のモレキュラーシーブ（MOLSIV）技術は、世界中の 2,400 台以上の装置で幅広い運転条件で使用されている。60 年以上の歴史を持つ MOLSIV は、合成ガス、天然ガス、プロパンやブタンなどのガス液体を含む様々なガスや液体ガスの酸性ガス除去、脱水、炭化水素除去、脱硫に使用できる。 ・Ortloff CO2 Fractionation プロセスは、合成ガスに含まれる CO2 の 80%を効率的に除去することができ、残りの CO2 は PSA ユニットで除去される。回収された CO2 は、加圧、輸送、隔離が容易な液体として製造される。 ・PSA プロセスは、UOP 独自の吸着剤を用いて、水素を含むガスから高圧で不純物を除去し、高純度の水素を製造するプロセスである。Polybed PSA システムは、エチレンオフガス、メタノールオフガス、部分酸化合成ガスからも水素を回収・精製することができる。 ・2020 年、大崎クールジェンプロジェクトにて同社の技術を用いて石炭ガス化中に排出する CO2 の分離回収が行われることを公表した。3 ・2021 年 4 月、Wabash Valley Resources LLC 社（カーボンネガティブ水素ガス生産会社）は、クリーンな水素エネルギーを生産する再利用ガス化プラントから、年間最大 165 万トンの二酸化炭素(CO2)を回収・隔離するために、Honeywell UOP の一連の技術を採用したことを発表した。4　（このプラントは Indiana 州 West Terre Haute にある）。UOP 社は、技術ライセンス、基本エンジニアリング、および特殊機器を提供する予定である。これらの機器には、モジュール式の MOLSIV™分子篩脱水装置、モジュール式の Ortloff CO2 分別装置、Polybed™圧力スイング吸着（PSA）装置が含まれ、ガス化装置からの CO2 と合成ガスを回収する機能を持つ。		Wabash Valley Resources LLC		content/uploads/2015/11/uop-separall-process-datasheet1.pdf 3. https://www.watertechonline.com/industry/power-generation/article/14173171/osaki-coolgen-implements-honeywell-technology-to-remove-co2-in-coal-gasification-process 4. https://uop.honeywell.com/en/news-events/2021/april/honeywell-technology-enables-large-u-s-carbon-capture-and-storage-project **売上その他データ** 5. https://www.datanyze.com/companies/honeywell-uop/40026737	
Jupiter Oxygen	US	-	エンジニアリング	Oxy-fuel combustion technology	-	-	CCS	技術提供者		分離・回収	・Jupiter Oxygen 社は、省エネの技術と化石燃料発電所からの CO2 回収ための技術を開発してきた。同社は、米国エネルギー省の国立エネルギー技術研究所（NETL）の専門家と 10 年にわたり協力し、既存の石炭火力発電所の改修を中心に、化石燃料のクリーンエネルギーソリューションを開発している。1 Oxy-Fuel Combustion 技術と CO2 回収技術を有しており、それらを組み合わせることで CO2 とその他有毒ガス（Nox,Sox）を含まない排気ガスを排出する火力発電所の設計を可能としている。CO2 除去プロセスとしては高温の排気ガスをボイラーから固体分離ユニットに送り、硫黄の除去の為に炭酸カルシウム溶液もしくは炭酸ナトリウム溶液と接触させる。その後、coalescing filter を通りヒーターで加熱後、圧縮機にて圧縮され、その後冷却されるというプロセスを複数回行う。最終的には 95%の純度の CO2 が得られる。1,2 ・Jupiter Oxygen Corporation 社は、Jupiter Oxygen の高炎温度酸素燃焼技術と NETL の統合汚染除去（IPRTM）技術を実証するために、15MWth 酸素燃焼バーナーのパイロット試験施設を開発し、Indiana 州 Hammond の研究施設に建設した。IPRTM システムは、CO2 の回収と他の汚染物質の除去を段階的に行うものである。2008 年 8 月、15MWth ボイラで酸素を用いた石炭の燃焼を開始した。2012 年 12 月に終了した。3	FS 実証	NETL	無	**概要** 1. http://jupiteroxygen.com/ 2. http://jupiteroxygen.com/Home/CCUS 3. https://www.globalccsinstitute.com/news-media/insights/new-ccs-facilities-added-to-global-ccs-institute-database/ **売上その他データ**	2022/2/9
Kinder Morgan	US	1997	エネルギー関連	石油・天然ガスを中心とするパイプラインおよび貯留施設を保有し、エネルギー中流事業を行っている	11,700 百万ドル（2020 年）	-	CCUS	技術提供者	EOR	輸送	・Kinder Morgan 社は北米最大級のエネルギーインフラ企業である。約 83,000 マイルのパイプラインと 144 のターミナルの権益を保有または運営している。パイプラインは天然ガス、ガソリン、原油、二酸化炭素（CO2）などを輸送する。また、同社のターミナルでは、再生可能燃料、石油製品、化学品、植物油などを貯留し、取り扱う。1 ・同社は北米最大の CO2 輸送業者である。Colorado 州南西部の油田から New Mexico 州と Texas 州西部に 1 日あたり約 12 億立方フィートの CO2 を輸送し、EOR プロジェクトで使用している。この CO2 は、老朽油田や残油地帯から原油を回収するのに役立つ。同社は、この CO2 の大部分を自社の EOR プロジェクトで使用しており、第三者の顧客にも販売している。2 ・同社は、EOR のための先進技術を応用したリーディングカンパニーであり、生産量のほぼ 100％が EOR に関連している。同社は、西 Texas に位置する産油田の所有権を保有しており、SACROC ユニット（Scurry Area Canyon Reef Operators）、Katz Strawn ユニット、Goldsmith Landreth San Andres ユニット、Tall Cotton Field、Reinecke Unit Field、Yates Field などがある。EOR 生産の面では、同社は日量 50,000 バレル以上の石油、日量約 20,000 バレルの天然ガスを生産しているが、その多くは大型の SACROC ユニットからの生産である。2	商用展開済み	-	無	**概要** 1. https://www.kindermorgan.com/ 2. https://www.kindermorgan.com/Operations/CO2/Index **売上その他データ** 3. https://s24.q4cdn.com/126708163/files/doc_financials/2020/ar/KMI-2020-10K-Final-as-Filed.pdf 4. https://www.kindermorgan.com/About-Us/History	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
Kiverdi	US	2008	CCUS スタートアップ	再エネ、CO2 由来の食品など	-	-	CCU	技術提供者	その他		・Kiverdi 社は、再生可能エネルギーを用いて、CO2、窒素、再生可能エネルギー由来水素と反応させ、タンパク質、養殖業の餌、パーム油などに変換する、という従来とは異なる新たな手法を開発している企業である。1,3 反応には微生物を用いたバイオプロセスを採用しており、伝統的な農業に比べて 3－4 倍の省スペースとはるかに少ない水での食品生産を可能とする。同プロセスで得られる養殖業用の餌は野生の魚のたんぱく質と同じ栄養価を持つ。1 ・2017 年 9 月、CO2 Solutions 社（CO2 回収関連会社）が行っている Valorisation Carbone Québec プロジェクトにパートナーとして参加することを公表した。本契約により、CO2 Solutions は、VCQ プロジェクトを通じて、Kiverdi 社の Parachem サイトにおける CO2 変換装置の建設、およびその後の運用に資金を提供する。2 ・2019 年 12 月、Skretting 社（養殖飼料サプライヤー）は、代替タンパク質原料を開発している様々な企業と協力しており、独自の炭素変換技術を持つ Kiverdi 社とも協力している。Kiverdi 社は、Skretting 社の親会社である Nutreco 社のイノベーション部門 NuFrontiers と緊密に連携している。パイロット段階を経て、将来的にな協力関係が見込まれているとの報告だった。4	商用展開済み	CO2 Solutions Skretting	小	**概要** 1. https://www.kiverdi.com/co2-aquafeed 2. https://www.prnewswire.com/news-releases/co2-solutions-provides-an-update-on-the-valorisation-carbone-quebec-project-650387813.html 3. https://www.kiverdi.com/about 4.https://thefishsite.com/articles/capturing-carbon-for-the-aquafeed-sector **売上その他データ** 5. https://www.crunchbase.com/organization/kiverdi	2022/2/9
Lanzatech	US	2005	その他	バイオ燃料	-	-	CCU	技術提供者	燃料		・LanzaTech は製鉄所や製油所などの排ガスからエタノールを製造するガス発酵技術を開発している企業である。同技術を活用して既に商業プラントの稼働も行っており、エタノールの安定的な供給が可能となっている。1 ・三井物産は 2014 年、米国のバイオ技術会社である LanzaTech, Inc. に出資を行った。同社は微生物発酵を用いて、製鉄所や製油所などの排ガスからエタノールを製造するという独自のガス発酵技術の開発に成功。可食原料から製造されておらず、PM2.5 削減にも貢献するエタノールとして注目されている。加えて、LanzaTech 社はエタノールからバイオジェット燃料をつくる触媒技術も確立している。2 ・2020 年 12 月、インドの石油会社である IndianOil Corporation Ltd とインドのバイオテクノロジー省と共にコンソーシアムを組み、CO2 をフィードストックとした商業グレードの Omega-3 fatty acid esters とバイオディーゼルの合成に成功している。同コンソーシアムは商業化デモンストレーションへの準備が整ったとしている。3 ・2021 年 11 月、Vattenfall、SAS（Scandinavia の航空会社）、Shell、LanzaTech の 4 社は、LanzaJet 技術を用いた世界初の持続可能な合成航空燃料（SAF）の製造をスウェーデンで大規模な協力調査を発表した。この合成 SAF は、製造過程でバージンの化石原料を使用する代わりに、化石燃料を使用しない電力と地域暖房からのリサイクル CO2 から製造される。共同研究の結果、このプロジェクトには有望な条件があることがわかり、現在、すべてのパートナー企業が詳細な分析を行うことに同意している。2026 年から 2027 年の間に、スウェーデンの東海岸に位置する Forsmark 近郊に新しい生産施設を建設することを目指している。4	ラボベース実証	三井物産 IndianOil Corporation Ltd ユニリーバ Vattenfall、SAS、Shell、	大	**概要** 1. https://www.anahd.co.jp/group/pr/201906/20190614.html 2. https://www.mitsui.com/jp/ja/ir/investor/plus/1230184_11083.html 3. https://bioenergyinternational.com/biofuels-oils/indianoil-and-lanzatech-poised-to-scale-up-co2-to-food-feed-and-fuel 4. https://group.vattenfall.com/press-and-media/pressreleases/2021/sas-vattenfall-shell-and-lanzatech-to-explore-synthetic-sustainable-aviation-fuel-production 5. https://www.lanzatech.com/ **売上その他データ** 6. https://www.crunchbase.com/organization/lanzatech-new-zealand	2022/2/9
Membrane Technology and Research, Inc	US	1982	メーカー	メンブレンを用いたガス分離技術	-	-	CCS	技術提供者		分離・回収	・Membrane Technology and Research, Inc 社は CO2 分離膜の技術を有しており、石炭火力発電、LNG 火力発電、セメント工場、製鉄工場それぞれに適した膜分離プロセスを提供している企業である。1 ・2018 年、米国のエネルギー省から Polaris 膜分離とそのモジュール化の商用化に向けたスケールアップテストを行うために米国エネルギー省からのファンド: $7,427,258; 米国エネルギー省以外からのファンド: $2,400,000; Total Value: $9,827,258 を得た。同スケールアップテストはノルウェーの TCM にて行われる。2 ・2020 年 1 月、米国エネルギー省の国立エネルギー技術研究所は、Wyoming 州 Gilette にある Wyoming 統合試験センター（WITC）のホストサイトで実施される段階的な大規模実証試験、MTR's Polar Cap TM 膜プロセス技術が選定された。 今回の受賞と実証実験は、燃焼後の CO2 回収のための MTR の膜技術を成熟させるための重要な次のステップとなる。 本プロジェクトは、3 つのフェーズに分けて実施され、フェーズ 3 では大型パイロットシステムの建設・設置・運用が行われる。3	FS 実証	TCM，米国エネルギー省	小	**概要** 1. https://www.mtrinc.com/our-business/carbon-capture/ 2. https://www.energy.gov/articles/energy-department-invests-44m-advanced-carbon-capture-technologies-projects 3. https://www.mtrinc.com/news/large-pilot-testing-of-the-mtr-membrane-post-combustion-co-2-capture-process/ **売上その他データ** 4. https://www.mtrinc.com/about-us/	2022/2/9
NRG Energy	US	1989	電力	電力、送電	-	-	CCS	投資		プロジェクト全体	・NRG Energy 社は米国の大手電力会社である。主に米国の発電所で構成される分散型ポートフォリオを保有、運用し、 エネルギー生産・コージェネレーション施設、熱エネルギー生産施設、およびエネルギー資源回収施設を運営している。1 ・2017 年、米国 Texas 州の Petra Nova プロジェクトを JX 石油開発とのジョイントベンチャーにより操業開始した。プロジェクトの建設には米国政府から 1 億 9000 万ドルの資金提供を受け、日本政府からは 2 億 5000 万ドルの融資を受けており、NRG Energy と JX 石油開発は 6 億ドルを共同出資して完成させた。3 ・2020 年 8 月、上記プロジェクトは操業停止。操業停止の理由として原油価格の下落により採算が取れなくなったことが挙げられている。1 バレル約$40 の水準である現在の原油価格では EOR による収益でプロジェクトのコストを賄うことができず、原油価格が以前の水準に安定して戻るまでは再開できないとみられている。5	FS 実証	Petra Nova、JX 石油開発	小	**概要** 1. https://www.bloomberg.co.jp/quote/NRG:US 2. https://www.nrg.com/ 3. https://www.janus.co.jp/Default.aspx?TabId=77&bid=518&dispmid=496 4. https://www.eenews.net/stories/1063714297 5. http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=933&d	2022/2/9

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
															ispmid=496 **売上その他データ** 6. https://www.crunchbase.com/organization/nrg-energy	
Oakbio	US	2009	CCUS スタートアップ	バイオプラスチック、食品、化学品	Funding 930 百万ドル（2021 年）	-	CCU	技術提供者	燃料		・Oakbio 社は排出源の排気ガスを直接再生可能エネルギー由来の水素と微生物と反応させ、様々な製品を合成する技術を有する企業である。1 主要な高価値製品として n-ブタノールと PHA bioplastic を合成可能である。N-ブタノールはアルカリ性プラスチックやその他ポリマーの材料となり、またオクタン価が 87 であるため直接ガソリンの代替燃料として用いることが可能である。PHA bioplastic は 100%生物分解性と海洋生分解性であり、2030 年には 300 億ドルの市場となると推計されている。2	ラボベース実証	-	無	**概要** 1.https://www.oakbio.com/technology-2/ 2.https://www.oakbio.com/the-oakbio-advantage/ **売上その他データ** 3. https://www.crunchbase.com/organization/oakbio	2022/2/9
Occidental Petroleum	US	1920	エネルギー関連	石油	Net sales 17,800 百万ドル（2020 年）	11,800	CCU	技術提供者	燃料・EOR	プロジェクト全体	・Occidental 社アメリカのエネルギー会社であり、資源メジャーの一つである。 ・Occidental 社は、CO2 を使用した低コストの EOR を可能にし、石油回収を促進すると同時に、貯留層に CO_2を隔離するリーダー企業である。DAC と CO2 隔離の組み合わせは、石油の生産と使用による大気中への CO2 の純添加を大幅に削減または完全に排除するためのメカニズムを提供するものであり、エネルギー産業にとって重要な一歩である。 ・2019 年 6 月、Occidental 社の子会社 Oxy Low Carbon Ventures, LLC（OLCV）社と、カナダのクリーンエネルギー企業である Carbon Engineering Ltd. (CE)社は、DAC・CO2 貯留施設のエンジニアリングと設計を共同で進めていることを発表した。両社は、毎年 50 万トンの CO2 を大気から直接回収し、Occidental 社の EOR 事業で使用し、その後地下に永久貯留する計画である。1 ・2020 年 8 月、新たな米国の CO2 除去プラントを建設：Oxy Low Carbon Ventures 社は、持続可能性に重点を置いた未公開株式投資会社である Rusheen Capital Management 社と共に、カナダの Carbon Engineering 社が開発した DAC 技術を使用させるための会社 1PointFive 社を設立した。1PointFive 社は、Texas 州の Permian 盆地内に、施設を建設。建設は、プラント設計を改善しコストを低減する時間が取れるよう、2022 年に開始される。この Texas 州の施設で回収された CO2 は地中貯留され、油田内の圧力を高めて生産をスピードアップさせるのに使用される。同プロジェクトは、CO2 回収隔離プロジェクトへの投資を促進するよう策定された連邦税控除から利益を得る予定である。Carbon Engineering 社は、カナダの British Columbia 州に 2015 年から稼働中のパイロット・プラントを所有している。2 ・2021 年 2 月、1PointFive 社（DAC 技術を有する企業）は、米国初の直接大気回収（DAC）施設である DAC1 のフロントエンド・エンジニアリング・アンド・デザイン（FEED）フェーズに Worley 社を選定したことを発表した。このプロジェクトは、大気中から直接 CO2 を回収する Carbon Engineering 社の DAC 技術の商業化と展開を通じて、気候を安定させるという 1PointFive のミッションを支援するものである。DAC 1 は、この技術の最初の商業規模の展開となる。3 ・2021 年 11 月、Oxy の子会社である Oxy Low Carbon Ventures（OLCV）は、British Columbia 州で大気中の CO2 を回収して再生可能な燃料を生産するための施設のサービス契約を Worley 社に発注したことを発表した。この施設では、Carbon Engineering 社の Direct Air Capture 技術と AIR TO FUELS™技術を用いて、カナダ国内向けに年間最大 1 億リットル（2,640 万ガロン）の超低炭素燃料を生産することが期待されている。4	商用展開済み	Rusheen Capital Management, Carbon Engineering	小	**概要** 1. https://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=786&dispmid=496 2. https://jp.globalccsinstitute.com/news-media/latest-news/occidental 社後援の企業、新たな米国の co2 除去プラントを/ 3. https://www.oxy.com/news/news-releases/1pointfive-selects-worley-for-feed-on-milestone-direct-air-capture-facility/ 4. https://www.oxy.com/news/news-releases/oxy-low-carbon-ventures-selects-worley-for-services-contract-on-canadian-direct-air-capture-dac-to-fuels-facility/ 5. https://www.oxy.com/OurBusinesses/CarbonManagement/Pages/default.aspx **売上その他データ** 6. https://www.oxy.com/globalassets/documents/investors/2020-annual-report.pdf 7. https://www.britannica.com/topic/Occidental-Petroleum-Corporation	2022/2/9
Solidia	US	2008	CCUS スタートアップ	コンクリート	-	-	CCU	技術提供者	鉱物		・Solidia 社は、Solidia Concrete という CO2 を原材料としたコンクリート製造技術を有した企業である。 ・有しているコンクリート製造技術は、年間 1.5Gt の CO2 削減、3 兆リットルの水の節約、石油換算で 2 億 6,000 万バレル相当の省エネを行えるポテンシャルがある。製造プロセスは、Solidia Cement Powder を砂と混ぜ成型後、CO2 を溶かした水を流し込むことによって CO2 が Solidia Cement と反応して、炭酸塩とシリカが合成されコンクリートとして硬化していく。この硬化反応の必要な時間は 24 時間であり、従来法の 28 日間に比べて短い。1 ・投資家：Kleiner Perkins, Bright Capital（ベンチャーキャピタル）, BASF, BP, LafargeHolcim, Total Energy Ventures, OGCI, Air Liquide, Bill Joy（投資家）. 2	ラボベース実証	Kleiner Perkins, Bright Capital, BASF, BP, LafargeHolcim, Total Energy Ventures, OGCI, Air Liquide, Bill Joy	大	**概要** 1. https://www.solidiatech.com/solutions.html 2. https://www.solidiatech.com/accomplishments.html 3. https://sustainablejapan.jp/2019/04/29/solidia-technologies/39271 **売上その他データ** 4. https://www.crunchbase.com/organization/solidia-technologies	2022/2/9
Wyoming Integrated Test Center（ITC）	US	2018	研究所	CCS 技術のテストのため			CCUS	価値付与者		プロジェクト全体	・CCUS 技術実証のための施設を提供している。同施設には石炭火力由来の煙道ガスをラボスケールにて提供可能な設備があり、研究開発者は自身の技術の性能や特性などを検証可能である。1 ・2016 年 7 月、川崎重工業株式会社(KHI)と石炭フロンティアが共	商用展開済み		大	**概要** 1.https://www.wyomingitc.org/how-it-works/ 2.	2022/3/23

企業名	国	創立年	業種	製品・サービス	売上高	従業員数	区分	位置づけ	CCU 区分	CCS 区分	概要	対象技術成熟度	連携	タイアップ企業数	URL	閲覧日
				の施設提供							に米国 Wyoming 州にある Wyoming Integrated Test Center（ITC）において CO2 回収試験プロジェクトを前進させるための了解覚書（MOU）を締結した。2020 年 6 月、米国 Wyoming 州政府は、JCOAL および川崎重工業株式会社(KHI)と Wyoming Integrated Test Center（ITC）において CO2 回収試験プロジェクト前進のための了解覚書（MOU）を締結した。JCOAL と川崎重工が開発する新たな固体吸収材を Wyoming ITC において試験する。川崎重工は 2018 年からこの試験に向けた計画・設計を進めており、この度、建設段階に進み、2021 年には川崎重工が現場に留まる（オンサイトとなる）計画となっている。2,3 ・2021 年 10 月、石炭フロンティア機構が環境省の採択事業のもと、ITC にて固体吸収剤の試験を行うことを発表した。4				https://governor.wyo.gov/media/news-releases/2020-news-releases/wyoming-japan-coal-energy-center-kawasaki-heavy-industries-sign-mou-for 3. https://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=905&dispmid=496 4.https://www.kankyo-business.jp/news/029790.php **売上その他データ** 5. https://www.wyomingitc.org/about/	
Schlumberger	US・FR	1927	研究所	地震探査、掘削、ワイヤーライン検層による石油井の調査、坑井テスト、セメンティング、油井刺激など、石油井の調査・評価サービス、プロジェクトマネジメント	32,815 百万ドル（2018） 32,917 百万ドル（2019） 23,601 百万ドル（2020）	105,000 人（2018） 86,000 人（2019） 92,000 人（2020）	CCS	技術提供者		認証・PJコーディネーター・地質データ	・Schlumberger は、マッピング、計測、そして地下の岩石のモデリングの知見を持つ企業である。地震探査、掘削、ワイヤーライン検層による石油井の調査などのビジネスを約 85 か国で展開している。60 以上の CCS プロジェクトに参画し、石油・天然ガス資源の探査、埋蔵量の解析や開発・生産までの油ガス田のライフサイクル全体を通して、総合的なサービスを提供している。研究の促進の為に世界各国のコンソーシアムに参加しており、CSLF, IEA-GHG, ZEP, GCCSI,その他地域限定のコンソーシアムに参加している。1,2,3 ・CCS については、2 種類の油層シミュレーションソフトウェアを提供し、これらを組み合わせることで、貯留層評価と漏洩リスク分析を実施している。“ECLIPSE Compositional simulator ”は、CO2 貯留層の動的シミュレーターである。これには、CO2STORE（塩水帯水層における CO2 貯留のモデリング）、GASWAT（枯渇ガス貯留槽への CO2 圧入のモデリング）、CO2SOL（枯渇油層への CO2 圧入の 3 相混合モデリング）という三つのシミュレーション機能が含まれている。“INTERSECT high-resolution reservoir simulator”は、従来の高コスト問題を解決した、貯留層における炭化水素の移動を高解像度で解析するシミュレーターである。用途として、CO2EOR プロジェクトでの利用を推奨している。4,5 ・同社の提供する ECLIPSE は様々なタイプの貯水層における動的挙動を素早く正確にシミュレーションすることが可能であり、METI 事業における FS などでも用いられている。6 ・2021 年 2 月 9 日、セメント、骨材、コンクリートの製造と販売を行うスイスの LafargeHolcim 社と Schlumberger New Energy 社は、炭素回収・貯留（CCS）ソリューションの開発検討を発表した。両社は、Schlumberger New Energy 社の CO2 回収技術を用いて、欧州および北米にある LafargeHolcim 社の 2 つのセメント工場から CO2 を回収する可能性を検討する。7	商用展開済み	LafargeHolcim	無	**概要** 1.https://jp.slb.com/html/about/introduction/ 2.https://www.slb.com/business-solutions/carbon-services 3.https://www.software.slb.com/products/eclipse 4.https://www.software.slb.com/blog/reservoir-simulation-for-co2-storage-studies 5.https://www.software.slb.com/products/intersect 6.https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H30FY/000498.pdf 7.https://www.slb.com/newsroom/press-release/2021/pr-2021-0209-lafarge **売上その他データ** 8.https://investorcenter.slb.com/static-files/c6adfd3f-5bf4-43bf-9794-04c52433c474 9.https://www.macrotrends.net/stocks/charts/SLB/schlumberger/number-of-employees#:~:text=Schlumberger total number of employees in 2019 was,2017 was 100,000, a 0% decline from 2016.	2022/3/4
Sasol	ZA	1950	メーカー	化学品	-	-	CCS	技術提供者		プロジェクト全体	・Sasol 社は、南アフリカにおける化学とエネルギーの総合企業である。1 ・2009 年、Sasol 社は、ノルウェーの Technology Center Mongstad(TCM)を Shell 社と Equinor 社と共に設立した。10 万トン/年の CO2 貯留実証実験を実施中である。2 ・TCM は現在、ノルウェー国が Gassnova（73.9%）を通じ、産業パートナーである Equinor 社（8.7%）、Shell 社（8.7%）、Total 社（8.7%）とともに所有している。Equinor 社が施設の運営者となっている。 TCM は 2012 年の操業開始以来、2 回の所有期間（参加者契約）を経ている。Sasol Energy は 2012 年～2017 年の期間の所有者であった。現在の所有者は、Sasol Energy 社の後に 2017 年にパートナーシップに参加した Total 社を除き、設立時から TCM に参加している。3 ・2020 年 9 月、CO2 利用プロジェクトのパートナーを募集：Sasol 社 （Johannesburg, South Africa）は、South Africa でのより回復力の高い事業のために気候変動の野望を推進するために、CO2 利用技術の開発と実証に関する情報提供の要請（RFI）プロセスへの参加に関心のある関係者を募集している。Sasol 社は、CO2 利用技術の開発と実証を可能にすることを目指しており、Mpumalanga 州の Secunda と Free State の Sasolburg を拠点とする南アフリカの事業において、他の企業と協力して GHG 排出量を削減したいと考えている。4	FS 実証	TCM, Shell, Equinor, Total	大	**概要** 1. https://www.sasol.com/ 2. https://oilgas-info.jogmec.go.jp/_res/projects/default_project/_page_/001/007/651/20181122_London.pdf 3. https://tcmda.com/about-tcm/ 4. https://www.chemengonline.com/sasol-seeking-partners-for-co2-utilization-projects/ 5. https://www.sasol.com/sites/default/files/financial_reports/Sasol South Africa Limited Annual Financial Statements for the year ended 30 June 2021.pdf **売上その他データ** 6. https://www.crunchbase.com/organization/sasol	2022/3/23

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）

添付資料 V：低炭素脱炭素 FS の実施課題の概要報告書

目　次

自然電力株式会社による実施課題（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）

日本テピア株式会社による実施課題（日本語版・英語版）

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
低炭素脱炭素分野における JCM 実現可能性調査
（ベトナム国・再生可能エネルギー導入拡大のための
デジタル技術を活用したマイクログリッド制御ソリューション
実現可能性調査事業）

実施者：自然電力株式会社

1. 目的及び実施体制等

ベトナムでは、経済成長に伴い増加する電力需要に対して、電源開発が急務である。また、2021 年 11 月に英国で開催された国連気候変動枠組み条約第 26 回締結国会議（COP26）において、首相が 2050 年までに温室効果ガス（GHG）排出量実質ゼロ（カーボンニュートラル）を宣言、及び石炭火力発電廃止と新たな石炭火力発電所の建設停止にも合意している。これらの目標達成に向け、再生可能エネルギー導入拡大を進める一方で、近年の屋根置き太陽光発電を中心とする再生可能エネルギー発電の急激な増加が、電力システムの運用に困難をもたらしており、出力抑制が余儀なくされている。今後、再生可能エネルギーを主力電源として、電力需要の増加にも対応するためには、系統の増強や発電側の制御とともに、需要側の制御も重要なソリューションとして期待される。

自然電力株式会社は、ベトナムの工業団地を対象に、自社のデジタル技術を活用したマイクログリッド制御ソリューションを導入することにより、系統に負荷をかけず、工業団地入居企業による再生可能エネルギー由来の電力利用を可能にする事業の実現を目指している。提案事業の展開が可能となれば、ベトナムの化石燃料から再生可能エネルギーへの移行と、カーボンニュートラルの実現への寄与が期待される。本調査では、その事業実現可能性を調査する。

2. 関連政策・制度の動向分析

2.1 エネルギー政策・制度

2.1.1 第 8 次国家電力マスタープラン

第 8 次国家電力マスタープラン（Power Development Plan 8: PDP8）は、2021～2030 年におけるベトナムの電源開発の計画を定めるものである。当初は 2020 年中の公表が目指されていたものの、複数回にわたり見直しがなされている。特に、2021 年 11 月に実施された COP26 首脳級会合において、ファム・ミン・チン首相が 2050 年までにカーボンニュートラルを目指すと表明したことを受けて、再度見直しが行われることとなり、2022 年 2 月時点でも未策定である。

2021 年 9 月時点の草案では、新規の石炭火力発電所の計画を制限し、電源構成における石炭火力の割合を長期的に低減させる一方で、風力・太陽光といった再生可能エネルギーを増加させる目標を掲げている（表 2-1）。

表 2-1　電源設備総容量に占める各主要電源の割合

電源	実績	計画		
	2020 年	2025 年	2030 年	2045 年
水力	29.9%	24.1 - 24.7%	17.7 - 19.5%	9.1 - 11.1%
石炭火力	29.5%	28.0 - 28.7%	28.3 - 31.2%	15.4 - 19.4%
ガス火力	10.2%	13.5 - 13.9%	21.2 - 22.3%	20.6 - 21.2%
再生可能エネルギー ※水力を除く	25.8%	29.0 - 30.0%	24.3 - 25.7%	40.1 - 41.7%
(うち太陽光)	(24.0%)	(16.8 - 17.6%)	(14.3 - 15.3%)	(19.3 - 19.7%)

出典：独立行政法人日本貿易振興機構[1]（2020 年値）及び 2021 年 9 月版 PDP8 草案（2025～2045 年値）

太陽光発電に関しては、9 月版草案においては、2025 年～2045 年の間に容量を 3 倍（17,240～18,540MW から、51,540～63,640MW）にする計画となっている。他方で、2020 年における太陽光発電の設備容量は既に 16,640MW に達しており、電源設備総容量に占める割合に関しては 24.0%と、2045 年における計画割合を上回っている状況にある。これは、太陽光発電の固定価格買取（Feed-in Tariff: FIT）制度の期限が 2020 年 12 月末であったことも受けて同年に太陽光発電設備の開発が急増したことによるものであり、一部地域では送電網の整備が追い付かず出力抑制がかけられる事態となっている[2]。こうした状況を受けて政府は、次節で述べるように FIT の見直しを進めている。

2.1.2 太陽光発電促進に係る諸政策

(1) FIT 制度

太陽光発電の促進を目的とした FIT 制度は、首相決定（Decision No. 11/2017/QD-TTg）によって 2017 年に導入され、当初は買い取り単価が 1kWh につき 9.35 セントと設定されたが、その後、2020 年の首相決定（Decision No. 13/2020/QD-TTg）によって単価が改定され、2019 年 7 月 1 日～2020 年 12 月 31 日に運転開始した設備による発電電力について、設備の種類によって 7.69 セント/kWh（水上浮体式太陽光）、7.09 セント/kWh（地上置き太陽光）、8.38 セント/kWh（屋根置き太陽光）という単価が 20 年間にわたって適用されることが定められた。

しかしながら、2021 年以降に運転開始する設備については、2022 年 2 月時点でも、その方針が決定されていない。太陽光発電プロジェクトの中でも地上設置型は入札制度が導入

[1] JETRO (2021)「特集：グリーン成長を巡る世界のビジネス動向 2030 年までに温室効果ガス 9%削減へ、再生可能エネルギー重視」https://www.jetro.go.jp/biz/areareports/special/2021/0401/95af12c1d66af1b4 html（最終閲覧日：2022 年 2 月 7 日）

[2] EVN 傘下のホーチミン市における配電会社（EVN HCMC）は、管区内の電力会社に向けた 2021 年 11 月 18 日付の通知で、新たな規則が定められるまで屋根置き太陽光発電事業者からの系統接続申請の受付を停止するよう要請した。

され、屋根置き型については単価引き下げ、及び自家消費が奨励される見通しが強まっているが、未だ決定されていない[3]。

(2) 直接電力購入契約制度

ベトナム政府は、自国の製造業の成長に向けて外資企業を積極的に誘致して来ており、2009 年には韓国のサムソングループが進出、インテル、LG、パナソニックなど大手電子機器メーカーも生産拠点を置いたことで、2019 年には製品輸出金額においてシンガポールに次ぐ ASEAN 第 2 の輸出大国となった[4]。また、アパレルや靴等の労働集約型産業が発達しており、繊維・アパレルの輸出額は、中国、インドに続く世界第 3 位である。GAP、H&M、ナイキ、アディダス、アシックス、ファーストリテイリング等のグローバルブランドが、製造拠点を置く。また、GAP、ナイキ、アシックス等一部のブランドでは、ベトナムが全製造拠点の 20%以上を占める[5]。

これらのグローバル企業は、事業活動で消費するエネルギーを 100%再生可能エネルギーで調達することを目標とする国際イニシアチブ「RE100」に加盟しており、自社だけでなくサプライチェーンに対しても再生可能エネルギーの導入を求める企業が増えている。

従来のベトナム電力市場では、ベトナム電力公社（Vietnam Electricity: EVN）が唯一の電力購入者となる取引のみが想定されていた。しかしながら、2020 年 12 月に H&M や、ナイキを含む 29 のファッションブランドのコンソーシアムが、ベトナムの首相宛に、再生可能エネルギー発電事業者から、需要家が直接電力を購入することを可能にする直接電力購入契約（Direct Power Purchase Agreement: DPPA）制度の導入を急ぐことを求める書簡を送った[6]。

このような背景から、ベトナム商工省（Ministry of Industry and Trade: MOIT）は、現在 DPPA のパイロット事業実施の準備を進めている。2021 年 4 月に公表された通達案によると、30MW 以上の設備容量を有する太陽光・風力発電事業で、政府の電源開発計画に含められているものが DPPA パイロット事業に参加できることとされ、需要家側は、工業生産のために電力を利用する企業が対象となっている。前述する通達案の中では、最大で合計 1,000 MW の設備容量を対象にパイロット事業を実施することが計画されており、2021 年中の通達発出が目指されていたが、2021 年 12 月現在、発出時期は明らかになっていない。MOIT は、2021 年から 2023 年の間にかけて、DPPA のパイロット事業を実施し、結果の評価実施後、2024 年から正式に適用する計画を立てている。

(3) 屋根置き型太陽光発電の民間売電契約

2021 年以降の太陽光発電の促進に関しては様々な決定や通達が新たに検討されているも

---

[3] VietBiz(2021)「ベトナム太陽光発電の今後【2022 年版】入札・FIT・DPPA」https://vietbiz.jp/solar-vn/（最終閲覧日：2022 年 2 月 7 日）

[4] 株式会社矢野経済研究所 https://www.yano.co.jp/press-release/show/press_id/2787（最終閲覧日：2022 年 2 月 7 日）

[5] VietBz,ベトナムの縫製・製靴業界, Aug 18 2021, https://vietbiz.jp/sewing-shoemaking-vn/

[6] Nikkei Asia(2020) “Nike and H&M to Vietnam: More renewables, please” https://asia nikkei.com/Business/Energy/Nike-and-H-M-to-Vietnam-More-renewables-please（最終閲覧日：2022 年 2 月 7 日）

のの、現行の最新法規は前述の 2020 年の首相決定（Decision No. 13/2020/QD-TTg）が基本となっている。同決定では、屋根置き型太陽光発電を「屋上に太陽光発電パネルを設置し、容量 1MW 以下、電圧 35kV 以下の送配電線で直接又は間接的に電力購入者と接続された太陽光発電システム」と定義している。同決定では、屋根置き型太陽光発電については、電力購入者は、必ずしも EVN でなくてもよいことが認められている。すなわち、この決定により、EVN が関与せず、民間同士による売電契約（Power Purchase Agreement: PPA）が可能となっていた。

これにより、自己所有設備による余剰電力を EVN に売電する従来の形式に加え、工場等に太陽光発電設備を設置する第三者所有（Third Party Ownership: TPO）によるビジネスモデルが可能となった。TPO モデルは、太陽光発電設備を所有する発電事業者が、工場等の需要家と民間 PPA を締結するオンサイト PPA モデル、及び太陽光発電事業者が、工場等へ太陽光発電設備をリース契約により設置し、工場は自家消費及び余剰電力を EVN に売電するモデルが一般的である[7]。

2.1.3 蓄電池

現在ベトナムには蓄電池に関する具体的な規制や規格がないが、PDP8 草案（2021 年 2 月版）では、2030 年の総電源容量の 1%、また 2045 年には 3%を揚水発電・蓄電設備で賄うことが計画されている。また、太陽光発電の急激な増加と、それによる電力システムの不安定化の問題を受け、MOIT 関係者はエネルギー貯蔵及び蓄電池に関する政策策定に前向きな姿勢を示している[8]。EVN、米国、アジア開発銀行（ADB）等により送配電系統における蓄電池導入のパイロット事業なども実施されている。

2.1.4 需要側管理に係る政策

ベトナムでは、増加する電力需要に対し、発電設備や送配電設備の増強が対応できておらず、電力需要のピークカットが課題となっており、そのため、デマンドレスポンス（Demand Response: DR）の実施が計画されている。2019 年 1 月 28 日に発行された MOIT 決定（No.175/QD-BCT）「デマンドレスポンスプログラム実施のためのロードマップ及び計画の承認」では、電力システムのピーク需要の 30%の削減、すなわち 2025 年までに 300MW、2030 年までに 600MW のピーク需要の抑制を目標として掲げている。

また、同ロードマップでは、DR プログラムの最も効果的な実施のため、プログラム実行とインセンティブ提供により、需要家に、特に屋根置き型太陽光発電とエネルギー貯蔵システムへの投資を促進させることが、目的の 1 つに挙げられている。

---

[7] Asia Counsel “C&I Rooftop Solar Investment Guidelines for Viet Nam: Legal Framework and Feasible Business Models for C&I Rooftop Solar” (Webinar on 16 October 2020) http://vepg.vn/wp-content/uploads/2020/10/2.-RTS-Guidelines_Webinar_Asia-Counsel-presentation_final.pdf

[8] Cong Thuong (2021) The Ministry of Industry and Trade is studying mechanisms and policies to develop renewable energy storage systems https://congthuong.vn/bo-cong-thuong-dang-nghien-cuu-co-che-chinh-sach-de-phat-trien-he-thong-tich-tru-nang-luong-tai-tao-159039 html（最終閲覧日：2022 年 2 月 7 日）

2018 年末から、EVN により、EVN 傘下の配電会社の年間 1,000MWh 以上を消費する主要顧客を対象に、DR のパイロットプログラムが実施された。その結果、合計 513.9MW のピーク需要抑制、合計 6,373MWh の電力消費量削減が達成された。

現在、ベトナム電力規制局（Electricity Regulatory Authority of Vietnam: ERAV）は、ドイツ国際協力公社（Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit: GIZ）の支援のもと、DR 促進のための財務インセンティブや重要ピークプライシング（Critical Peak Pricing: CPP）の検討を行っている[9]。

2.2 気候変動関連政策・制度

2.2.1 国が決定する貢献（NDC）

ベトナムは、2015 年 9 月に作成した NDC[10]のもとで、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 7 月には NDC を改定し、2030 年までの削減目標を国内の自助努力で 9%、国際援助を加えると 27%に上方修正している。

さらに、前述のとおり、2021 年 11 月に開催された COP26 首脳級会合で、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。2030 年までに風力・太陽光発電の設備容量を 31～38GW に倍増させるなど再生可能エネルギー分野の対策を講じつつ、石炭火力発電を削減するためのロードマップに着手することを述べている[11]。

2.2.2 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 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 インベントリをはじめ、国内炭素市場の形成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報告制度、排出削減計画の実施について規定されており、11 章 139 条では、これら GHG 排出施設に対する排出枠の配分と取引について定められている。

2023～2025 年に実施する施設レベルの GHG 排出量報告に基づき、排出枠の割り当てが決定されることが予定されている。国内炭素市場は、2027 年までの規制やガイドラインの準備、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連携した取引ができる

---

[9] TUEWAS (2020)https://tuewas-asia.org/2020/11/26/summary-recommendations-on-incentive-and-financial-mechanisms-for-demand-response-programmes/（最終閲覧日：2022 年 2 月 7 日）

[10] 2015 年 9 月時点では草案として作成され、その後のパリ協定採択とベトナムの協定署名を経て 2016 年 11 月に正式決定。

[11] REUTERS (2021) Vietnam targeting carbon emission neutrality by 2050, minister says https://www reuters.com/business/environment/vietnam-targeting-carbon-emission-neutrality-by-2050-minister-says-2021-11-01/ （最終閲覧日：2022 年 2 月 7 日）

ことが計画されている。

3. 事業化計画の検討

3.1 導入技術概要

提案事業では、屋根置き太陽光発電を設置する需要側において蓄電池及びデジタル技術を活用したマイクログリッド最適制御ソリューションを合わせて提供することを目指す。需要側の制御を行い系統への負荷を減らし、今後、再生可能エネルギーを拡大するために重要なソリューションである。

自然電力が開発した Shizen Digital Service（SDS）は、メーターからデータを取得するエッジサーバと、外部システムやデータと連携するクラウドサービスを一気通貫で管理するトータルソリューションである。需要家単位のサイト制御や設備間の電力融通も含めたマイクログリッド制御まで、必要な制御機能を組み合わせて対応することが可能である。

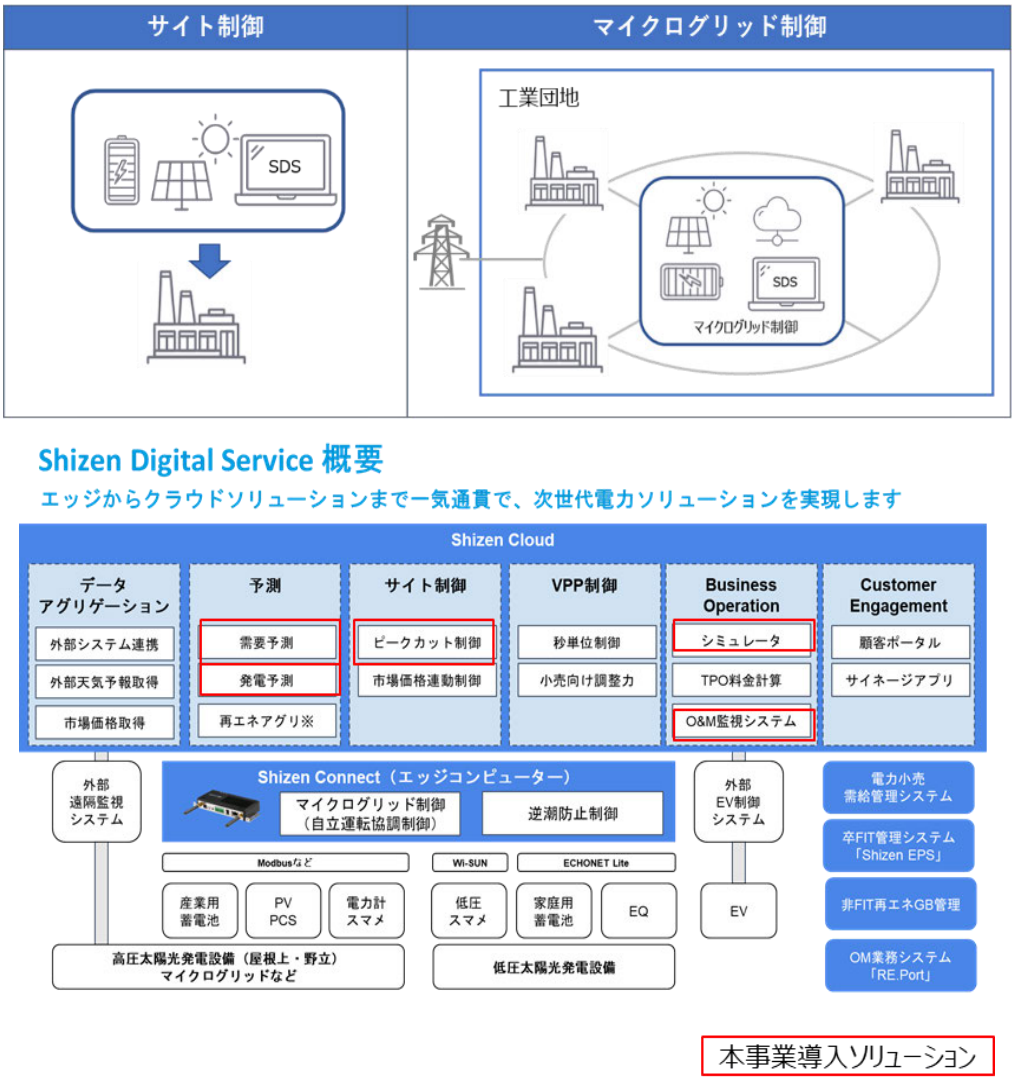


図 3-1　Shizen Digital Service の概要

3.2 技術導入可能性調査

SDS の特徴としては蓄電池、パワーコンディショナ（PV PCS）、太陽光発電システム等、それぞれの機器についてメーカーの制約を受けないと言う柔軟性を持っていることである。他方で、SDS の場合、現地に敷設されるエッジコンピューターが Shizen Cloud との間で問題なく通信を行うことが出来る環境であることがサービス提供の前提条件となる。本調査の結果、通信環境含め、ベトナムにおける導入に関して、技術的制約はないと確認している。

3.3 サイト制御、マイクログリッド制御による経済的メリットの検討

ホーチミン市北部のビンズオン省及び同省に所在する工業団地、及びその入居企業の協力を得て調査を実施した。本項では、1 工場を対象としたサイト制御、及び工業団地全体を対象としたマイクロ制御を実施した場合の導入機器の容量、発電量、及び経済性に関するシミュレーションを実施した。

まず、協力が得られた 1 工場を対象に、導入可能な設備容量、年間発電量をシミュレーションした結果を表 3-1 に示す。

表 3-1　対象 1 工場の屋根置き太陽光発電設備及び年間発電量

屋根置き太陽光発電（kWp)	年間発電量（MWh)
2,473	3,629

また、ここで得られた情報をもとに以下①、②に示すシナリオに基づいて提案事業の事業性の試算を行った。図 3-2 に、今回実施した経済的メリット算出のイメージを示す。

① ベトナムでは時間帯によってピーク時、通常時及び非ピーク時の電力料金が設定されている。この価格差を利用して非ピーク時の時間帯に蓄電池に EVN からの電力を蓄電し、ピーク時の時間帯に放電して利用することによって得られる経済メリットを算出する。

② 屋根置き太陽光発電からの発電については時間帯によっては電力需要を上回るケースがあるが、当該超過発電分については蓄電池に蓄電し、特に電力料金が高い時間帯に放電することによって屋根置き太陽光発電施設から得られる電力を最大限活用することによる経済メリットを算出する。

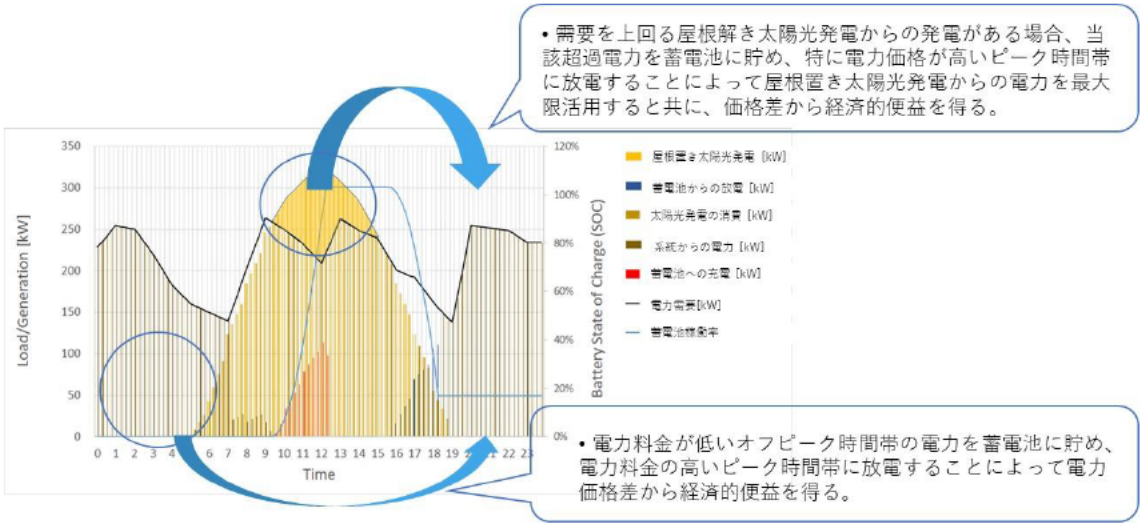


図 3-2　経済的メリット算出のイメージ図

屋根置き太陽光発電設備 2,473kWp を同工場に導入し、全電力を同工場の中で自家消費すると仮定し、複数の蓄電池の規模について検証を行い、追加的に蓄電池に対する投資を行うことで逓減していく蓄電池の経済的効果等を加味して最適な蓄電池レベルを検討したところ、最適な蓄電池レベルは 16,000kWh であると言う結論となった。

表 3-2　対象 1 工場の屋根置き太陽光及び蓄電池の設備容量

屋根置き太陽光発電設備 (kWp)	最適な蓄電池容量 (kWh)
2,473	16,000

これらを前提とし、同工場の EVN に対する年間電力使用料金の削減効果を算出すると、屋根置き太陽光発電導入単独の場合 87,803USD、屋根置き太陽光発電に加え蓄電池を導入した場合 419,160USD と算出された。なお、電力容量に基づく基本料金設定がないため、使用料金の削減効果には影響は出ないが、ピーク需要を 16%削減する機能も備えることが判明した。

上述のとおり、蓄電池と SDS による制御により、屋根置き太陽光発電システムによる発電電力を自家消費し、系統に負荷をかけずに活用することが可能である。また、ピークカット、時間シフトにより、屋根置き太陽光発電のみの導入より、高い電力料金削減と、ピークカットを実現することが確認された。しかしながら、現状の蓄電池コスト、及び電力料金では、蓄電池コストを回収するだけの十分なリターンが得られない。近い将来、電力料金の上昇、蓄電池コストの低下が想定されるが、これらに追加し、経済性の課題を解決する対応策として、①蓄電池のコストの低減のためのインセンティブ、②ピーク電力料金設定の改訂、③基本料金の設定及び④DR による追加的インセンティブ等が重要と考えている。

さらに、本調査では、当該工業団地全体においてマイクログリッドを提供する場合のシミュレーションを行うため、工業団地全体の電力使用データを取得し、データ処理を行い、年間電力使用量、年間電力料金、最大電力使用量を算出した。また、一定の仮定のもと、工業

団地全体での屋根置き太陽光発電設備の敷設計画等の検討を行ったところ、表 3-3 のような結果が得られた。

表 3-3　工業団地全体を対象とした屋根置き太陽光発電設備及び年間発電量

屋根置き太陽光発電（kWp)	年間発電量（MWh)
59,760	87,706

これらを前提とし、1 工場に対して実施したシミュレーションと同様のシミュレーションを行った結果、蓄電池レベルは、16,000kWh とすることとした。それによる工業団地全体における年間電力使用料金の削減効果を算出すると、屋根置き太陽光発電導入単独の場合 2,111,750USD、屋根置き太陽光発電に加え蓄電池を導入した場合 2,494,852USD と算出された。太陽光発電導入による電力料金削減効果が既に大きいことから、蓄電池を追加的に導入することによって得られる追加的電力料金削減効果は、相対的には大きくない（383,102USD の増加）。ただし、1 工場を対象としたシミュレーション結果と比較すると、蓄電池容量 1 kWh 当たりの追加的削減効果は 15.6%程度向上をしており（1 工場：20.71USD/kWh、マイクログリッド：23.94 USD/kWh）、対象となる電力需要の対象が大きくなったことに伴う効果と考えられる。

しかしながら、蓄電池の投資コストを回収するには、充分な投資リターンとはいえず、引き続き、その経済性が課題となる。

3.4 ビジネスモデルの検討

提案事業では、工業団地の入居企業には、初期投資の発生しない第三者所有モデル（TPO）PPA のビジネスモデルによる普及を計画している。自然電力は、プロジェクト開発のみならず、稼働後のアセットマネジメント、及び SDS による最適化制御を含む運用・維持管理（O&M）をサービスとして提供することを計画している。

3.5 ファイナンスに関する情報収集

提案事業は、特に初期フェーズでは、採算性が十分ではないため、初期投資を軽減する JCM の設備補助等の活用が必要と考えている。一方、4 章で後述する事業環境が整い、一定の採算性が確保できるようになった場合に、民間金融に加えて、国際協力銀行（JBIC）や、国際協力機構（JICA）による脱炭素社会に資する質の高いインフラ等を対象とした融資など公的資金の活用が検討される。いずれも、大規模な案件を対象としていると想定するため、提案事業が工業団地全体等の一定規模の需要家を確保できた際に活用を検討する前提で、本調査内で情報収集を行った。

3.6 ASEAN 域内での普及拡大の可能性の検討

自然電力は、すでにインドネシア、タイで太陽光発電の PPA 事業の実施実績を有する。また、両国は、カーボンニュートラルに向けた、再生可能エネルギーの導入拡大に取り組ん

でおり、ベトナムと同様、今後、再生可能エネルギーの大量導入のためには、送配電網の容量不足が懸念されており、蓄電池及びデジタル技術を活用した需要側の制御技術などが検討される余地は充分にある。両国に進出する日系企業も多く、世界的潮流から再生可能エネルギーに対するニーズも高く、実際、すでに工業団地における屋根置き太陽光導入事業などは、進んでいる。ベトナムと並行して、インドネシア、及びタイにおいても、提案事業の普及を検討する。

4. 課題と対応策の検討

4.1 事業の経済性

上記 3.3 の経済性分析の結果、現状の蓄電池価格及び電気料金のみでは、蓄電池に対する投資コストを充分な投資リターンのもとに回収することは出来ない状況であり、事業の経済性向上が課題である。経済性向上に向け、下記に挙げる 4 つの対応策が考えられる。

① 蓄電池コストの低減

蓄電池コストを現状の試算に用いた 350USD/kWh から 230USD/kWh 程度まで低減できれば、投資リターンを回収可能なレベルになると試算している。

② ピーク価格設定の改訂

試算の結果、ピーク価格設定を 19 セント/kWh 程度に設定するか（現状 14 セント/kWh）、ピーク価格とオフピーク価格の差を 14 セント/kWh 程度（現況 9 セント/kWh）に設定することにより、蓄電池によるピークシフトの効果が拡大され、投資回収が可能なレベルまで、採算性が改善される。

③ 基本料金設定

現状のベトナムでは、容量に応じた基本料金が設定されていない。基本料金の設定により、ピークカットの経済便益を上昇させることが可能となる。

④ DR に対するインセンティブ

恒常的な解決策とはならないが、蓄電池は、2.1.3 に記載のとおり、DR に対応する有効な技術として期待されている。DR 指令対応に対する財務インセンティブが整備されれば、①～③に追加的なインセンティブとなる。

上記、①～④の対応策を組み合わせることにより、蓄電池の投資回収が可能な程度まで事業の経済性を改善することが可能と考えている。具体的には、第 5 章で述べる。

4.2 蓄電池

ベトナムでは、需要側、系統側ともに、蓄電池の導入に向けた検討が開始されたばかりである。そのため、蓄電池に関する規制や基準が未整備である。現状、需要側での蓄電池導入に対して、規制や技術的な課題はなく、導入は可能と考えられるが、将来、新たな規制や基準・規格が導入されることは、事業者の投資判断においてリスクとなる。そのため、蓄電池の規制や基準の早期の整備が対応策として期待される。

5. 具体的な制度整備・改善案の検討

5.1 事業の経済性向上

5.1.1 蓄電池コストの初期費用を補填するための補助制度

蓄電池は、世界中で開発が進み、その需要拡大と技術の改善により、材料費の削減等を主な要因として、その価格は下がってきている。国際再生可能エネルギー機関（International Renewable Energy Agency: IRENA）によれば、2030 年までにリチウムイオン電池は、約 200USD/kWh まで低下すると見込まれている[12]。

上述のとおり、提案事業では、蓄電池のコストが 230USD/kWh まで下がれば、その投資コストの回収が可能になると見込んでいる。蓄電池の市場価格が低下するまでの期間は、JCM 設備補助制度なども含む、補助金による初期投資の支援を活用しながら、パイロット的に事業を実施し、技術の優位性を示すことを一案として検討している。

図 5-1　リチウムイオン電池の価格構成及び価格低下の可能性、2016 年と 2030 年の比較

出典：IRENA

5.1.2 ピーク価格設定の改訂

ベトナムでは、現状はピーク時の価格が 14 セント/kWh で、非ピーク時の 5 セント/kWh に対して、9 セント/kWh 高く、その差は 2.83 倍に設定されている（表 5-1）。ピーク価格設定を 19 セント/kWh 程度に設定するか、ピーク価格とオフピーク価格の差を 14 セント/kWh 程度に設定することにより、蓄電池によるピークシフトの効果を拡大し、投資回収が可能なレベルまで、採算性が改善される。

[12] IRENA(2017), Electricity Storage and Renewables: Costs and markets to 2030

表 5-1　ベトナムの産業用電力価格

タイプ	対象曜日・時間	電気料金（セント/kWh）
ピーク時	月曜～土曜日 9:30-11:30, 17:00-20:00	14.08
通常時	月曜～土曜日 4:00-9:30, 11:30-17:00, 20:00-22:00, 日曜日 4:00-22:00	7.62
非ピーク時	毎日：22:00-4:00	4.94

出典：EVN ウェブサイト[13]

5.1.3 基本料金設定

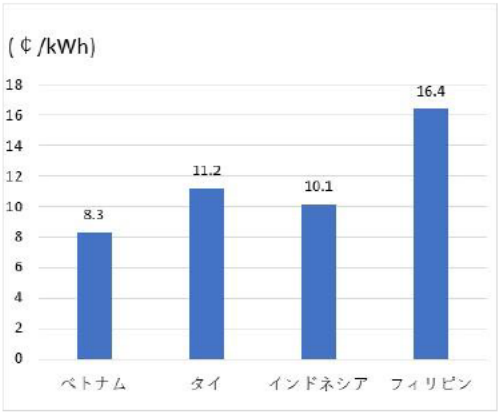
現状のベトナムでは、容量（kW）に応じた基本料金が設定されておらず、ピークカットのインセンティブが働きにくい。基本料金の設定により、ピークカットの経済便益を上昇させることが可能となる。

5.1.4 DR に対するインセンティブ

2.1.4 に記載のとおり、屋根置き太陽光発電及びエネルギー貯蔵システムは、DR に対応する有効な技術として期待されており、MOIT 及び ERAV は、DR 促進のための財務インセンティブや重要ピークプライシング（CPP）に関し GIZ の協力のもと検討をしている。DR 指令対応に対する財務インセンティブが整備されれば、5.1.1～5.1.3 に追加的なインセンティブとなる。

ベトナムの電気料金は、ASEAN 諸国の中でもかなり低く設定されており、特に産業用電気料金は、その中で最も低く設定されている。しかしながら、ベトナム政府は、継続してその電気料金を引き上げており、今後も上昇が続くと見込まれている。電源開発計画が未定な中、将来の電気料金の推移の予測はできないが、将来的な電気料金の上昇を考慮すれば、蓄電池を活用した電力の自家消費を最大化する提案事業の経済性も向上が見込まれる。追加的に、5.1.2～5.1.4 の施策を検討することにより、ピーク価格の極端な引き上げはなくとも、蓄電池の経済性の向上につながると考える。

[13] EVN (2022) Retail Electricity Tariff, https://en.evn.com.vn/d6/gioi-thieu-d/RETAIL-ELECTRICITY-TARIFF-9-28-252.aspx（2021 年 10 月 1 日閲覧）



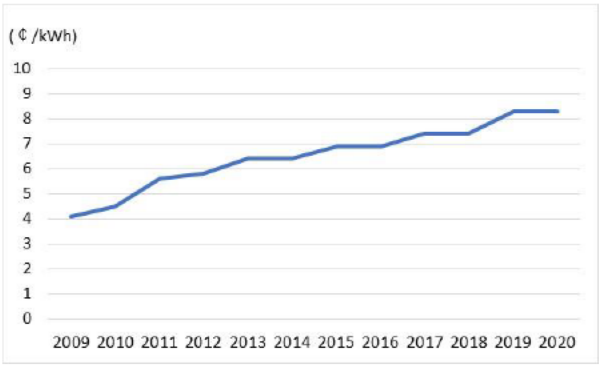


図 5-2　ベトナムの電気料金、ASEAN 諸国との比較（2021 年 6 月時点）（左）、2009-2020 年の推移（平均小売価格）（右）

出典：Global Petro Price.com より調査受託者作成

5.2 蓄電池に関する規制・基準の整備

現在ベトナムでは、蓄電池に関する規制や基準が未整備である。特に、本提案事業のように、電力システムに接続しない需要側での自家消費を目的に導入される蓄電池は、規制や技術的な課題はなく、導入は可能と考えられる。一方で、規制や基準が未整備であること自体、事業者の投資判断においてリスクとなる。そのため、国際的な事例を参考に、安全性、素材、性能、リサイクル等に係る規制や基準・規格を早期に整備することが重要である。

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

蓄電池付き太陽光発電に関する JCM 方法論は、ベトナムでは承認されていないが、インドネシアでは、ID_AM017 “Installation of Solar PV System and Storage Battery System”が承認されているため、同方法論を参考に、排出削減見込量の試算を行った。

本調査では、ビンズオン省所在の工業団地内に入居する 1 工場を対象に、太陽光発電システム、及び蓄電池を導入した場合のシミュレーションを行った。3.3 に記載のとおり、ピークシフト、タイムシフトにより、最も経済性が高くなる下記のシナリオに基づき、排出削減見込み量の試算を行った。

表 6-1　1 工場を対象としたシミュレーションの結果

項目	数値
導入太陽光発電システム容量	2,473 kWp
導入蓄電池容量	16,000kWh
年間発電量	3,629MWh
逆潮制御損失量	52MWh
PPA 売電量	3,577MWh

リファレンス排出量は、下記のように求められる。

$$RE_p = \sum_{i,j}\{EG_{i,p} - EC_{i,j,p} + ED_{j,p} \times EC_{i,j,p} \div ECA_{j,p}\} \times EF_{RE} = (3{,}639\text{-}52) \times EF_{RE} = 3{,}577 \times EF_{RE}$$

RE_p ： 期間 p におけるリファレンス排出量 [tCO_2/p]
$EG_{i,p}$ ： 期間 p における太陽光発電システム i からの発電電力量 [MWh/p]
$EC_{i,j,p}$ ： 期間 p における太陽光発電システム i からプロジェクト蓄電システム j に充電される電力量 [MWh/p]
$ED_{j,p}$ ： 期間 p におけるプロジェクト蓄電システム j から放電される電力量 [MWh/p]
$ECA_{j,p}$ ： 期間 p におけるすべての電源からプロジェクト蓄電システム j に充電される電力量 [MWh/p]
EF_{RE} ： プロジェクトシステムのリファレンス CO_2 排出係数 [tCO_2/MWh]

ここで、導入システムにより代替されるベトナムのグリッド電力の排出係数は、MONREが提示する 2019 年のデータ[14]に従い、0.8458 (tCO2/MWh)である。

EF_{RE}=0.8458

したがって、以下の式からリファレンス排出量は、年間 3,025 トン CO_2 と算出される。

RE_p=3,577×0.8458 ＝3,025 (tCO_2/年)

$$ER_p = RE_p - PE_p = RE_p$$

ここで、

ER_p ： 期間 p における排出削減量 [tCO_2/p]
PE_p ： 期間 p におけるプロジェクト排出量 [tCO_2/p]

すなわち、

$$ER_p = RE_p - PE_p = 3{,}025\text{-}0 = 3{,}025$$

したがって当該 1 工場における事業を実現した場合の、年間排出削減見込み量は、3,025 トン CO_2 と試算される。

6.2 普及拡大時における排出削減への貢献

3 章に記載のとおり、対象とする工業団地にマイクログリッドを整備する場合、合計約 60MWp の太陽光発電、及び 16,000kWh の蓄電池を導入し、最適制御を行う想定である。

[14] Ministry of Natural Resources and Environment (MONRE), Vietnamese DNA for CDM unless otherwise instructed by the Joint Committee (2019) http://www.dcc.gov.vn/van-ban-phap-luat/1067/Nghien-cuu,-xay-dung-he-so-phat-thai-(EF)-cua-luoi-dien-Viet-Nam-nam-2019-(k%C3%A8m-CV-116/BDKH-TTBVTOD).html （最終閲覧日：2022 年 2 月 7 日）

表 6-2　工業団地全体を対象としたシミュレーションの結果

項目	数値
導入太陽光発電システム容量	59,760 kWp
導入蓄電池容量	16,000kWh
年間発電量	87,706MWh
逆潮制御損失量	3,197MWh
PPA 売電量	84,509MWh

逆潮制御損失量も考慮し、6.1 に示す式に従い算出した結果、下記の通り、工業団地全体における CO_2 排出抑制効果は、年間約 7.1 万 tCO_2 と算出される。

（87,706（MWh）-3,197（MWh））×0.8458（tCO2/MWh）= 71,477 (tCO_2/year)

7. 相手国関係者への制度整備・改善案の提案活動

本提案事業の意義、ベトナムの課題への貢献可能性、及びその実現に向けた制度整備・改善案に対して、意見交換・提案するために、本調査を通じて、再生可能エネルギーの政策を担当する MOIT・電力・再生可能エネルギー局（EREA）及び電力市場、電力料金規制を担当する電力規制局（ERAV）、さらに、同様の施策の検討をおこなっている二国間・多国間のドナー機関等、様々な機関と面談を行った。

表 7-1　制度整備・改善案と期待されるメリット、提言先、及び同様の検討をする機関

提案する制度整備・改善案	期待される効果（メリット）		提言先	同様の検討をする機関
	需要側	系統側（EVN/MOIT）		
①ピーク価格設定の改訂	蓄電池によるタイムシフトのインセンティブ増加	ピーク時の需要を抑制することにより、ピーカーの発電コスト抑制	MOIT/EREA・ERAV	GIZ、ADB
②基本料金設定	蓄電池と制御によるピークカットのインセンティブの増加		MOIT/EREA・ERAV	ADB
③DR に対するインセンティブ	ネガワット取引による報酬		MOIT/EREA・ERAV	GIZ
④蓄電池に関する規制・基準の整備	将来の規制・基準導入による事業内容変更のリスク回避	明確な規制・基準の提示による、民間投資促進	MOIT/EREA	ADB

EREA との協議では、系統に負荷をかけず自家消費を主として再生可能エネルギーの拡大に貢献する提案技術の重要性について理解を得ている。また、現状では経済的に採算があわないが、将来、ベトナムにとって有益な技術になる等のコメントを得ている。ERAV は、GIZ の支援のもと、DR の財務インセンティブや、ピーク価格の設定などを検討しており、提案する制度と方針が一致する。また、EVN が実施した DR のパイロットプログラムの結果によれば、合計 513.9MW のピーク需要抑制、合計 6,373,361kWh の電力消費量削減が達成され、それによる経済効果は、240 億ベトナムドン（約 105 万 USD）の削減に値するとされている。本調査で、シミュレーションを実施した 1 工場においても、提案技術の導入により、2MW のピーク需要の抑制が可能なことから、本提案技術が普及した際の、ベトナムにもたらす経済効果の大きさが分かる。今後、EVN の算定方法等についても精査を行い、提案技術によるベトナム政府への経済効果を、より定量化した上で、ベトナム政府への提言を継続することが重要と考えている。

2.1.5 に記載のとおり、GIZ、ADB 等は、主に供給側の蓄電池利用に関する調査や、MOIT への政策提言を行っている。需要側での蓄電池利用を検討する提案事業についても、その重要性について理解をいただいている。また、本調査では実データに基づくシミュレーションを実施していることから、その結果について関心を示しており、今後引き続き協議を行うことや、ワークショップ等の機会を通じて、MOIT に提案を行っていくなど、今後の協力についても話し合った。

8. 総括

本調査を通じて、技術導入可能性、及び技術導入による需要家側での、電力料金削減効果が確認された。また、約 2.5MWp の屋根置き太陽光発電設備に加え、蓄電池と SDS を導入することにより、約 2MW のピーク需要抑制が可能なことも確認された。提案技術は、産業需要家の再生可能エネルギーの自家消費を促し、系統に負荷をかけず、再生可能エネルギーの拡大に資する技術として有効といえる。また、ピーク需要の抑制効果は、ベトナム政府にとって、電力システムの建設・拡張のための投資資金需要の低減にも貢献するものである。

一方で、現状の蓄電池コスト、及び電力料金では、事業採算性が低く、技術の普及のためには、経済性の向上が課題である。そのため、事業の経済性の課題解決に資する対応策として、制度整備、改善案を検討の上、再生可能エネルギーに関連する政府機関、再生可能エネルギーの拡大や蓄電池の活用の検討を行う二国間・多国間のドナー機関との面談を行い、提案技術や事業に関する意見交換、政策に関する提言を行った。

自然電力としては、本 FS 終了後は、まずは TPO モデルによる屋根置き太陽光発電の PPA ビジネスに取り組む計画である。その後再生可能エネルギー比率の向上に強い関心を有する企業を対象に、パイロット的に蓄電池を導入することを検討している。本調査で得られた結果、及びパイロット事業を通じて得られる結果を提示しながら、ベトナムの関係機関とは引き続き、制度整備、改善について協議を行うこととしている。ベトナムの再生可能エネルギーへの移行に資するべく、提案技術の普及を目指したいと考えている。

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名　ベトナム国・再生可能エネルギー導入拡大のための
デジタル技術を活用したマイクログリッド制御ソリューション
実現可能性調査事業

委託事業名：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（CEFIA国内事務局業務及びCCUS普及展開支援等業務））

受注事業者名　自然電力株式会社

頁	図表番号	タイトル
11	図5-1	リチウムイオン電池の価格構成及び価格低下の可能性、2016年と2030年の比較

FY2021 Research project on infrastructure development for the acquisition of Joint Crediting Mechanism (JCM), etc.
Feasibility study on JCM in the field of low carbon and decarbonization (Feasibility study project on microgrid control solutions utilizing digital technology for the expansion of introduction of renewable energy in Vietnam)

Implementing organization: Shizen Energy

1. Objectives and implementation structure, etc.

In Vietnam, there is an urgent need to develop power sources to meet the increasing demand for electricity in line with economic growth. At the United Nations Climate Change Conference (COP26) held in the United Kingdom in November 2021, the Prime Minister of Vietnam declared the country to be virtually carbon-neutral in terms of greenhouse gas (GHG) emissions by 2050, and also agreed to abolish coal-fired power generation and halt the construction of new coal-fired power plants.
While expanding the introduction of renewable energies to achieve these goals, the rapid increase in renewable energy generation in recent years, especially rooftop solar power generation, has caused difficulties in the operation of the power system, and output curtailment has been unavoidable. In the future, to use renewable energy as the main power source and to meet the increasing demand for electricity, demand-side control is expected to be an important solution, along with grid reinforcement and control of the generation side.

Shizen Energy is aiming to implement a project that will enable industrial estate tenants to use electricity derived from renewable energy sources without placing a load on the grid by introducing a microgrid control solution that utilizes its own digital technology for industrial estate in Vietnam. If the proposed project can be developed, it is expected to contribute to Vietnam's transition from fossil fuels to renewable energy and to the realization of carbon neutrality. In this study, we will investigate the feasibility of the project.

2. Analysis of trends in related policies and systems

2.1 Energy Policy and Institutions

2.1.1 National Power Development Plan 8 (PDP8)

The National Power Development Plan 8 (PDP8) sets out the plan for power development in Vietnam in 2021-2030. Although it was originally intended to be published during 2020, it has been reviewed several times. In particular, following the announcement by Prime Minister Pham Minh Chinh at the COP26 summit meeting in November 2021 that Vietnam would aim to be carbon neutral by the end of 2050, the plan was reviewed again and has not yet been formulated as of February 2022.

The draft as of September 2021sets a goal of limiting the number of plans for new plans of coal-fired power plants and reducing the share of coal-fired power in the power source mix over the long term, while increasing renewable energy sources such as wind and solar (Table 2-1).

Table 2-1 Ratio of each major power source to total installed power source capacity

Power source	Track records	Plan		
	2020	2025	2030	2045
Hydraulic power	29.9	24.1 - 24.7	17.7 - 19.5	9.1 - 11.1
Coal-fired power	29.5	28.0 - 28.7	28.3 - 31.2	15.4 - 19.4
Gas-fired power	10.2%	13.5 - 13.9	21.2 - 22.3	20.6 - 21.2
Renewable energy *excluding hydraulic power	25.8	29.0 - 30.0%	24.3 - 25.7	40.1 - 41.7
(of which solar power)	(24.0%)	(16.8 - 17.6%)	(14.3 - 15.3%)	(19.3 - 19.7%)

Source: Japan External Trade Organization[1] (values in 2020) and the draft of September 2021 version of PDP8 (valued in 2025-2045)

As for solar power, the draft of September 2021 version plans to triple the capacity (from 17,240-18,540 MW to 51,540-63,640 MW). On the other hand, the installed capacity of solar power generation in 2020 has already reached 16,640 MW, which is 24.0% of the total installed power sources capacity, exceeding the planned percentage for the 2045. This is due to the rapid increase in the development of solar power generation facilities in 2020, as the Feed-in Tariff (FIT) system for the solar power generation was due to expire at the end of December 2020, and in some areas, output curtailment has been imposed due to the delay of development of the power grid.[2] In response to this situation, the government has been reviewing the FIT, as described in the next chapter.

2.1.2 Policies related to the promotion of solar power generation

(1) FIT system

The FIT system to promote solar power generation was introduced by the Prime Minister's decision (Decision No. 11/2017/QD-TTg) in 2017, and initially the purchase price was set at 9.35 cents per kWh. The unit price was later revised by the Prime Minister's Decision (No.13/2020/QD-TTg) in 2010, and it was decided that the unit price of 7.69 cents/kWh (floating solar power on water), 7.09 cents/kWh (ground-mounted solar power), and 8.38cents/kWh (rooftop solar power) would be applied to the electricity generated by the facilities that started operation between July 1, 2019 and December 31, 2020, depending on the type of facilities, for 20year.

However, as of February 2022, no decision has been made on the policy for facilities to be put into operation from 2021 onwards. Among the solar power projects, a bidding system has been introduced

[1] JETRO (2021) "Special Feature: Global business trends over green growth, the reduction of greenhouse gases by 9% by 2030, focus on renewable energy" https://www.jetro.go.jp/biz/areareports/special/2021/0401/95af12c1d66_af1b4.html (last viewed on: February 7, 2022)

[2] The electricity distribution company in Ho Chi Ho Chi Minh City (EVN HCMC), a subsidiary of EVN, has requested in the notification dated November 18, 2021, to power companies in its service area to stop accepting applications for grid connection from rooftop solar power producers until new regulations are established.

for ground-mounted type, and for rooftop type, there is a growing prospect that unit prices will be reduced, and self-consumption will be encouraged, but no decision has been made yet.[3]

(2) Direct Power Purchase Agreement system

At the same time as the movement of "China Plus One" to disperse production bases in countries and regions other than China, the Vietnamese government is actively attracting foreign companies to grow its manufacturing industry. In 2009, Samsung Group of South Korea entered the Vietnamese market, and major electronic equipment manufacturers such as Intel, LG, and Panasonic also set up production bases in the country, and that made Vietnam the second largest exporter of ASEAN after Singapore.[4] In addition, labor-intensive industries such as apparel and shoes are developing, and the export value of textiles and apparel is the third largest in the world after China and India. Global brands such as GAP, H & M, Nike, Adidas, ASICS, and FAST RETAILING have manufacturing bases in the country. For some brands such as GAP, Nike and ASICS, Vietnam accounts for more than 20% of all manufacturing bases.[5]

In the past, Vietnam's electricity market only envisioned transactions in which Vietnam Electricity (EVN) was the sole power purchaser. However, in December 2020, a consortium of 29 fashion brands, including H&M and Nike, sent a letter to the Vietnamese Prime Minister urging him to hasten the introduction of a Direct Power Purchase Agreement (DPPA) system that would allow consumers to purchase power directly from renewable energy producers[6].

In response to this, the Ministry of Industry and Trade (MOIT) of Vietnam is now preparing to implement the pilot project. According to the draft notification released in April 2021, solar and wind power projects, which have the installed capacity of 30 MW or more, and are included in the government's power source development plan, are eligible to participate in the DPPA pilot project, while companies that use electricity for industrial production are targeted as consumers. In the draft notification, it was planned to implement the pilot project for up to a total of 1,000 MW of installed capacity, with the aim of issuing the notification in 2021, but the timing of the issuance is not clear as of December 2021. The MOIT is planning to conduct a pilot project from 2021 to 2023, and formally apply it from 2024 after evaluating the results.

(3) Private power sales agreements for rooftop solar power generation

Although various decisions and notifications are under consideration anew for the promotion of solar power generation from 2021 onwards, the current latest regulations are based on the aforementioned Prime Minister's Decision (No. 13/2020/QD-TTg). The decision defines rooftop solar power generation as "a solar power generation system with solar power generation panels installed on the rooftop and connected directly or indirectly to the electricity purchaser by transmission and distribution lines with a capacity of 1 MW or less and a voltage of 35 kV or less". The decision acknowledges that for rooftop solar power generation, the power purchaser does not necessarily have to be EVN. In other words, this decision allowed for Power Purchase Agreements (PPAs) between

---

[3] VietBiz (2021) "Future of solar power generation in Vietnam [2022 version] Bidding, FIT and DPPA" https://vietbiz.jp/solar-vn/ (Last viewed on February 7, 2022)

[4] Yano Research Institute Ltd. https://www.yano.co.jp/press-release/show/press_id/2787 (Last viewed on February 7, 2022)

[5] VietBz, Vietnam's sewing and shoe industry, Aug 18, 2021, https://vietbiz.jp/sewing-shoemaking-vn/

[6] Nikkei Asia (2020) "Nike and H&M to Vietnam: More renewables, please" Nike and H&M to Vietnam: More renewables, Please - Nikkei Asia (Last viewed on February 7, 2022)

private parties without the involvement of EVN.

This will enable a business model based on the Third Party Ownership (TPO), in which a third party installs solar power generation facilities in factories, etc., in addition to the conventional format of selling surplus electricity from self-owned facilities to EVN. The TPO model generally consists of an on-site PPA model, in which the power generation company that owns the solar power generation system concludes a private PPA with the consumers at the factory, etc., and another model, in which the solar power generation company installs the PV system at the factory, etc. through the lease agreement, and the factory consumes the power in-house and sells the surplus power to EVN.[7]

2.1.3 Storage battery

At present, Vietnam does not have any specific regulations or standards regarding storage batteries, but the draft of PDP8 (February 2021 version) plans to use pumped storage power generation and storage facilities to provide 1% of the total power source capacity for 2030, and 3% in 2045, respectively. In addition, in response to the rapid increase in solar power generation and the resulting instability in the power system, MOIT officials are positive about developing policies for energy storage and storage battery.[8] In addition, EVN, the U.S., the Asian Development Bank (ADB), and other organizations are conducting pilot projects to introduce storage batteries in power transmission and distribution systems.

2.1.4 Policies related to demand-side management

In Vietnam, the increasing demand for electricity has not been met by the expansion of power generation and transmission / distribution facilities, and the problem is to reduce the peak demand for electricity. Therefore, the implementation of Demand Response (DR) is planned. The MOIT Decision (No. 175/QD-BCT), "Approval of Roadmap and Plan for Implementation of Demand Response Program", issued on January 28, 2019, sets a target of reducing the peak demand in the power system by 30%, i.e., 300 MW by 2025, and 600 MW by 2030, respectively.

In addition, in this roadmap, encouraging consumers to invest, especially in rooftop solar power generation and energy storage systems, by implementing the programs and providing incentives for the most effective implementation of DR programs is stated as one of its objectives.

Since the end of 2018, DR pilot programs have been implemented for major customers consuming more than 1,000 MWh per year of the electricity distributed by the distribution companies under EVN. As a result, a total of 513.9 MW of peak demand reduction and a total of 6,373MWh of electricity consumption reduction have been achieved.

---

[7] Asia Counsel "C&I Rooftop Solar Investment Guidelines for Viet Nam: Legal Framework and Feasible Business Models for C&I Rooftop Solar" (Webinar on 16 October 2020)
http://vepg.vn/wp-content/uploads/2020/10/2.-RTS-Guidelines_Webinar_Asia-Counsel-presentation_final.pdf

[8] Cong Thuong (2021) The Ministry of Industry and Trade is studying mechanisms and policies to develop renewable energy storage systems
https://congthuong.vn/bo-cong-thuong-dang-nghien-cuu-co-che-chinh-sach-de-phat-trien-he-thong-tich-tru-nang-luong-tai-tao-159039. html (last viewed on: February 7, 2022)

Currently, the Electricity Regulatory Authority of Vietnam (ERAV), with the support of Germany's Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), is considering financial incentives and Critical Peak Pricing (CPP) to promote DR.[9]

2.2 Climate change-related policies and systems

2.2.1 Nationally Determined Contribution (NDC)

Under the NDC[10] prepared in September 2015, Vietnam has set a target to reduce its GHG emissions by 8% by 2010 through domestic voluntary efforts compared to the situation without climate change measures, and also a target to reduce 25% with international support, including Japan's Joint Crediting Mechanism (JCM). Subsequently, the NDC was revised in July 2020, and the reduction target by 2030 was revised upward to 9% through its domestic voluntary efforts and to 27% through these efforts together with international assistance.

In addition, as mentioned above, at the COP26 summit held in November 2021, Vietnam stated that it would aim to be carbon neutral by 2050. It has stated that it will embark on a roadmap to reduce coal-fired power generation while taking measures in the renewable energy sector, such as doubling the installed capacity of wind and solar power generation to 31-38 GW by 2030.[11]

2.2.2 Revised Environmental Protection Law

On November 17, 2020, the National Assembly of Vietnam passed the Law on Environmental Protection (Law 72/2020/QH14) and amended the Environmental Protection Law of 2014. The amended Environmental Protection Law has been in effect since January 1, 2022. The revised Environmental Protection Law, Chapter 7, Article 91, stipulates the contents regarding the mitigation of GHG emission, including the implementation of Measurement, Reporting and Verification (MRV) and GHG inventory at national, regional and sectoral levels, as well as the formation of a domestic carbon market. The Environmental Protection Law, Article 91, Section 7 stipulates the implementation of reporting systems on the amount of emission and emission reduction plans for each GHG emitting facility, and Chapter 11, Article 139 stipulates the allocation and trading of emission allowances to these GHG emitting facilities.

It is expected that the allocation of allowances will be based on facility-level GHG emissions reporting that will be implemented in 2023-2025. The domestic carbon market is expected to be implemented from 2028 onwards following a period of preparation of regulations and guidelines, pilot projects, and capacity development of stakeholders, which will be done by 2027. It is also planned that domestic carbon credits can be traded in conjunction with regional and international carbon markets.

---

[9] TUEWAS (2020) Summary recommendations on incentive and financial mechanisms for demand response programmes - TUEWAS (Transport, Environment, Energy and Water in Asia) (tuewas-asia.org) (Last viewed on: February 7, 2022)

[10] It was prepared as a draft as of September 2015, and formalized in November 2016 after the subsequent adoption of the Paris Agreement and the signing of the agreement by Vietnam.

[11] REUTERS (2021) Vietnam targeting carbon emission neutrality by 2050, minister says https://www reuters.com/business/environment/vietnam-targeting-carbon-emission-neutrality-by-2050-minister-says-2021-11-01/ (Last viewed on February 7, 2022)

3. Examination of commercialization plan

3.1 Outline of introduced technology

The proposed project aims to provide optimal micro-grid control solutions that utilize storage batteries and digital technology on the demand side where rooftop solar power generation is installed. This is an important solution to reduce the load on the grid by controlling the demand side and to expand the use of renewable energy in the future.

The Shizen Digital Service (SDS) developed by Shizen Energy is a total solution that manages in succession the edge server that acquires data from meters and the cloud service that is linked to external systems and data. The management is possible through the combination of the necessary control functions, from the site control for each consumer to the micro-grid control that includes power interchange between facilities.

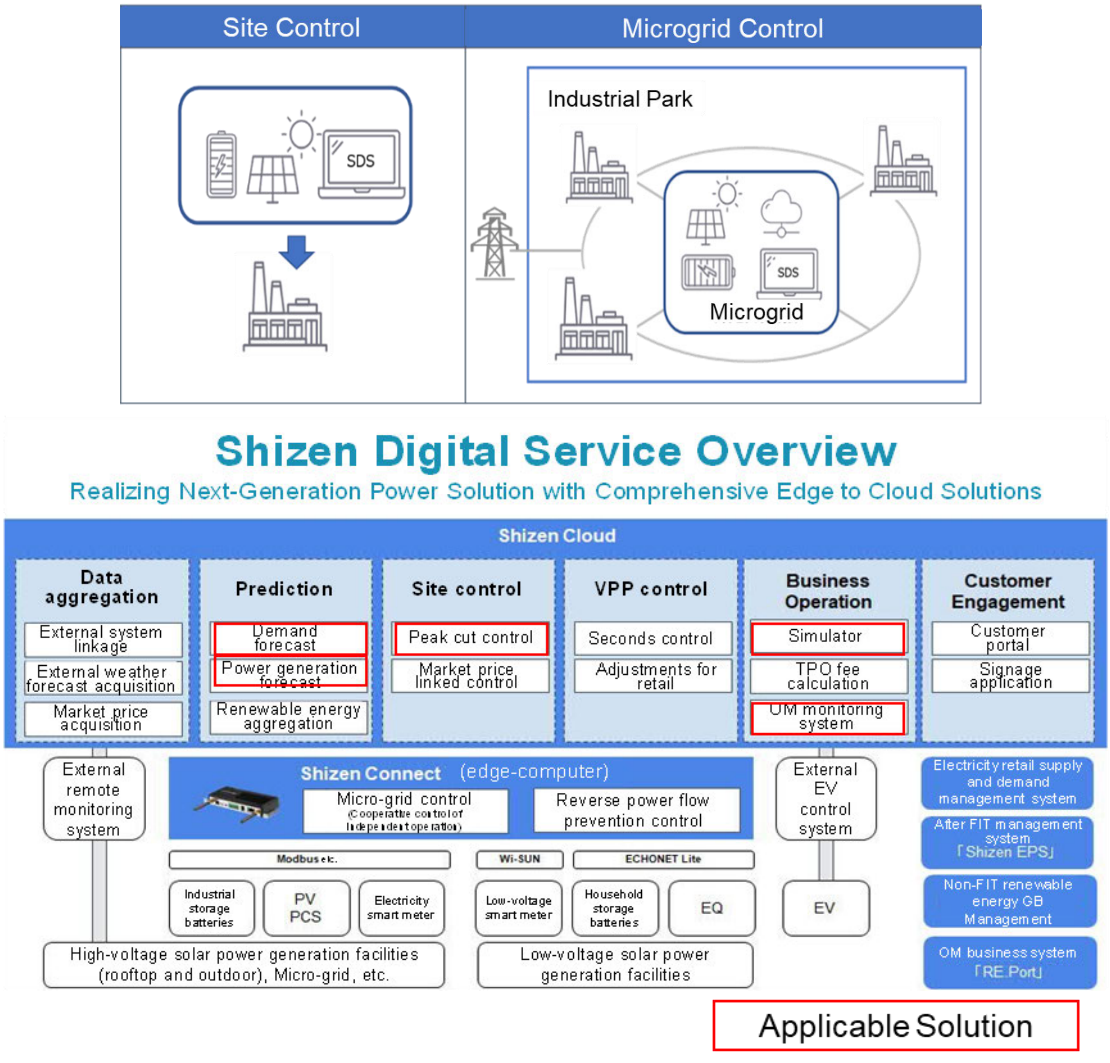


Figure 3-1 Outline of Shizen Digital Service (SDS)

3.2 Feasibility study of technology introduction

One of the features of SDS is that it has the flexibility of not being restricted by the manufacturers of storage batteries, power conditioners (PV PCS), and solar power generation systems, etc. On the other hand, in the case of SDS, it is a prerequisite for the provision of services that the edge computers installed at the site can communicate with Shizen Cloud without any problems. As a result of this survey, we have confirmed that there are no technical constraints on its introduction in Vietnam, including the communication environment.

3.3 Examination of economic benefits of site control and microgrid control

The survey was conducted with the cooperation of Binh Duong Province, located in the north of Ho Chi Minh City and industrial estate located in the province, as well as their tenant companies.

In this study, first of all, we planned the installation of rooftop solar power generation facilities for one factory located in the industrial estate, and at the same time, made a trial calculation of the annual power generation based on the monthly data of annual solar radiation in the area. Table 3-1 shows the results of the trial calculation of the rooftop solar power generation facilities and the annual power generation.

Table 3-1 Rooftop solar power generation facilities and annual power generation for one factory

Rooftop solar power generation (kWp)	Annual power generation (MWh)
2,473	3,629

In addition, based on the information obtained here, we conducted a trial calculation of the business viability of the proposed project based on the scenarios shown in (1) and (2) below. Figure 3-2 shows the image of the economic benefit calculation conducted this time.

(1) In Vietnam, electricity prices are set for peak hours, normal hours, and non-peak hours depending on the time of day. This price difference is used to calculate the economic benefits of storing electricity from EVN in storage batteries during non-peak hours and discharging the batteries for use during peak hours.

(2) The economic benefits of maximizing the use of electricity from rooftop solar power generation facilities are calculated by storing the excess electricity generated in storage batteries and discharging the batteries during periods in which electricity rates are particularly high, even though the amount of electricity generated from rooftop solar power generation may exceed electricity demand at certain times of the day.

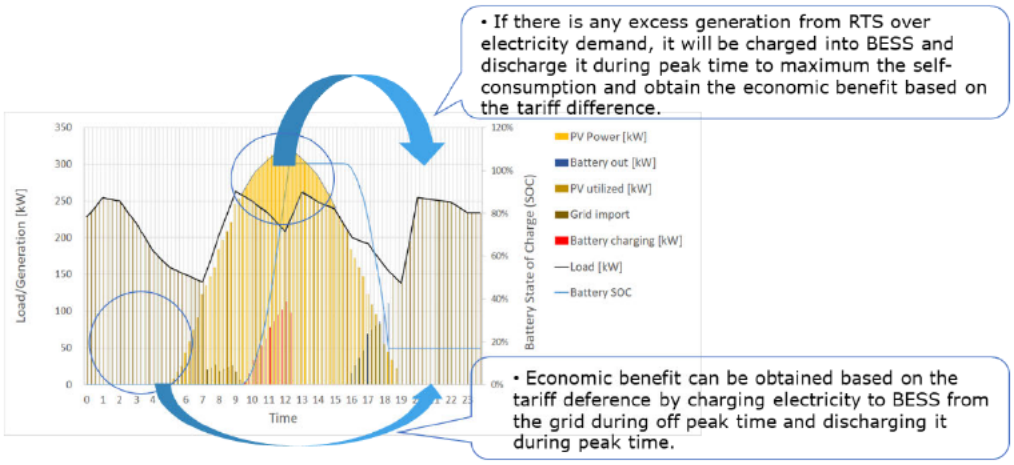


Figure 3-2 Schematic diagram of economic benefit calculation

Assuming that a rooftop solar power generation system of 2,473 kWp would be introduced in the factory and that all electricity would be consumed in-house in the factory, we performed the verification of the scale of multiple storage batteries, taking into account the diminishing economic effects of additional investment in storage batteries and concluded that the optimal storage battery level would be 16,000 kWh.

Table 3-2 Installed capacity of rooftop solar power and storage batteries

Rooftop solar power generation facilities (kWp)	Optimal storage battery capacity (kWh)
2,473	16,000

Using these results as a premise, we calculated the effect of reduction in annual electricity usage rates for the EVN at the plant. As a result, it was calculated to be 87,803 USD for the solo-introduction of solar power generation and 419,160 USD for the solar power generation together with the storage battery installation, respectively. Since there is no basic rate based on power capacity, it was found that the system also has a function to reduce peak demand by 16%, although this does not affect the effect of reducing usage rates.

As mentioned above, by using storage batteries and SDS control, it is possible to consume the power generated by the rooftop solar system in-house and utilize it without placing a load on the grid. In addition, it has been confirmed that peak shaving and time shifting can achieve higher electricity rate reductions and peak shaving than the introduction of rooftop solar power generation alone. However, the current cost of storage batteries and electricity rates do not provide sufficient returns to recover the cost of storage batteries. It is expected that electricity rates will rise and storage battery costs will fall in the near future, but in addition to these, the following measures are considered to be important for solving the economic issues: (1) economic incentive to reduce the cost of storage batteries, (2) revising the peak electricity rate setting, (3) setting basic rates, and (4) providing additional incentives through DR.

Furthermore, in this study, in order to simulate the case of providing a microgrid in the entire industrial estate, we acquired the power consumption data of the entire industrial estate, performed data processing, and calculated the annual power consumption, annual electricity rate, and maximum power consumption. In addition, under certain assumptions, we examined the installation plan, etc. of rooftop solar power generation facilities for the entire industrial estate, and obtained the results shown in Table 3-3.

Table 3-3 Rooftop solar power generation facilities and annual power generation for the entire industrial estate

Rooftop solar power generation facilities (kWp)	Annual power generation (MWh)
59,760	87,706

Based on these assumptions, we decided to set the storage battery level to 16,000 kWh as a result of conducting a simulation similar to the simulation conducted for one factory. The effect of reducing the annual rate for power consumption for the entire industrial estate was calculated to be 2,111,750 USD when the rooftop solar power generation was introduced alone, and 2,494,852 USD when the storage battery was introduced in addition to the rooftop solar power generation. Since the effect of reducing electricity rates by introducing solar power generation is already large, the effect of reducing additional electricity rates obtained by introducing additional storage batteries is not relatively large (increase of 383,102 USD). However, compared to the simulation results for one factory, the additional reduction effect per 1 kWh of storage battery capacity has improved by about 15.6% (one factory: 20.71 USD / kWh, microgrid: 23.94 USD / kWh). Therefore, it is considered that the effect is due to the increase in the targeted power demand.

However, it cannot be said that the investment return is sufficient to recover the investment cost of the storage battery, and its economic viability continues to be an issue.

3.4 Examination of the business model

In the proposed project, we plan to promote the project through the Third-Party Ownership (TPO) PPA business model, which does not require any initial investment for the companies occupying the industrial estate. Shizen Energy plans to provide not only project development but also the asset management after the commissioning and the operation and maintenance (O&M) services, including optimization and control by SDS, as a service.

3.5 Collection of information on finance

Since the proposed project is not sufficiently profitable, especially in the initial phase, we believe that it is necessary to utilize equipment subsidies of JCM, etc. that will reduce the initial investment. On the other hand, when the business environment which will be discussed later in Chapter 4, is established and a certain level of profitability can be secured, the use of public funds, such as loans from the Japan Bank for International Cooperation (JBIC) and the Japan International Cooperation

Agency (JICA) for high quality infrastructure, etc. that contributes to a decarbonized society, will be considered in addition to private sector finance. Since we assume that all of them are targeting large-scale projects, we collected information within this study on the premise that the proposed project will be considered when a certain scale of users such as the entire industrial estate can be secured.

3.6 Examination of the possibility of the spread and expansion of proposed project in the ASEAN region

Shizen Energy already has experience in implementing PPA projects for solar power generation in Indonesia and Thailand. In addition, both countries are working to expand the introduction of renewable energies with the aim of becoming carbon neutral, and as in Vietnam, there are concerns about insufficient capacity in the power transmission and distribution networks for the mass introduction of renewable energies in the future. There is an ample room to consider storage batteries and demand-side control technology using digital technology. There are many Japanese companies operating in both countries, and the need for renewable energy is high due to the global trend, and in fact, projects to install rooftop solar power generation facilities in industrial estate are already underway. In parallel with Vietnam, we will also consider the spread of the proposed project in Indonesia and Thailand.

4. Consideration of issues and countermeasures

4.1 Economic viability of the project

As a result of the analysis of economic viability in above 3.3, the current price of storage batteries and electricity rates alone are not sufficient to recover the investment cost of storage batteries with a sufficient return on investment, and the challenge is to improve the economic viability of the project. The following measures can be taken to improve the economic viability of the project.

(1) Reduction of storage battery costs

It is estimated that if the cost of storage batteries can be reduced from 350 UDS/kWh used in the current estimation to about 230 USD/kWh, it will be at a level where the return on investment can be recovered.

(2) Revision of peak pricing

The results of the trial calculations show that setting the peak price at around 19 cents/kWh (currently 14 cents/kWh) or setting the difference between the peak price and the non-peak price at around 14 cents/kWh (currently 9 cents/kWh) will increase the effect of shifting the peak by storage batteries and improve the profitability to a level where the investment can be recovered.

(3) Basic rate setting

Currently, Vietnam does not have a basic rate based on capacity. The establishment of a base rate would increase the economic benefits of peak shaving.

(4) Incentives for DR

Although it is not a permanent solution, storage batteries are expected to be an effective technology for DR, as described in the following section 2.1.3, and if financial incentives that respond to DR instructions are developed, it will be an additional incentive to (1) to (3).

By combining the measures mentioned described in (1) - (4), we believe that it is possible to improve the economic viability of the project to the extent that the investment in storage batteries can be recovered. The specifics will be discussed in Chapter 5.

4.2 Storage battery

In Vietnam, both the demand side and the grid side have only just begun to consider the introduction of storage batteries. As a result, regulations and standards related to storage batteries have not yet been developed. At present, there are no regulations or technical issues related to the introduction of storage batteries on the demand side. Therefore, the introduction of storage batteries is considered to be possible, but if new regulations, standards, and specifications are established in the future, that will pose a risk to the investment decisions of businesses. For this reason, the early development of regulations and standards for storage batteries is expected as a countermeasure.

5. Examination of specific system development and improvement plans

5.1 Improvement of the economic viability of the business

5.1.1 Subsidy system to cover the initial cost of storage batteries

Development of storage batteries is progressing all over the world, and their prices are declining mainly due to the reduction of material costs through the expansion of demand and the improvement of technology. According to International Renewable Energy Agency (IRENA), the price of lithium-ion batteries is expected to drop to about 200 USD/kWh by 2030.[12]

As mentioned above, the proposed project expects to be able to recover its investment costs once the cost of storage batteries falls to 230 USD/kWh. For the period until the market price of storage batteries declines, a pilot project is being considered as a way to demonstrate the superiority of the technology while utilizing the initial investment support provided by subsidies, including the JCM facility subsidy system.

Figure 5-1 Lithium-ion battery price structure and the potential for price decline, comparison between 2016 and 2030

Source: IRENA

[12] IRENA (2017), Electricity Storage and Renewables: Costs and markets to 2030

5.1.2 Revision of Peak Pricing

In Vietnam, the current price is set at 14 cents/kWh during peak hours, which is 9 cents/kWh higher than 5 cents/kWh during non-peak hours, setting a difference of 2.83 times set (Table 5-1). Setting the peak price at around 19 cents/kWh or setting the difference between the peak price and the non-peak price at around 14 cents/kWh will expand the effect of the peak shift by storage batteries and improve the profitability to a level where the investment can be recovered.

Table 5-1 Industrial Electricity Prices in Vietnam

Type	Target days and times	Electricity rate (cents/kWh)
Peak hour	Monday-Saturday 9:30-11:30, 17:00-20:00	14.08
Normal hours	Monday-Saturday 4:00-9:30, 11:30-17:00, 20:00-22:00, Sunday 4:00-22:00	7.62
Non-peak hours	Daily: 10:00-4:00 p.m.	4.94

Source: EVN website[13]

5.1.3 Basic rate setting

Currently in Vietnam, basic rates are not set according to capacity (kW), making it difficult for incentives for peak shaving to work. By setting a basic rate, it will be possible to increase the economic benefits of peak shaving.

5.1.4 Incentives for DR

As described in Section 2.1.4, rooftop solar power generation and energy storage systems are expected to be effective technologies for DR, and MOIT and ERAV are working with GIZ on financial incentives and Critical Peak Pricing (CPP) to promote DR. Once financial incentives to respond to DR instructions are in place, they will provide additional incentives to 5.1.1.-5.1.3

Electricity rates in Vietnam are among the lowest in ASEAN countries, especially for industrial use. However, the Vietnamese government has been continuously raising its electricity rates, and they are expected to continue to rise. With the power supply development plan undecided, it is not possible to predict future electricity rate trends, but considering the future increase in electricity rates, the economic viability of the proposed project to maximize self-consumption of electricity using storage batteries is also expected to improve. By considering the additional measures in 5.1.2 -5.1.4, we believe that the economic viability of storage batteries will be improved even without an extreme increase in peak prices.

[13] EVN (2022) Retail Electricity Tariff, https://en.evn.com.vn/d6/gioi-thieu-d/RETAIL-ELECTRICITY-TARIFF-9-28-252.aspx (Last viewed on October 1, 2021)

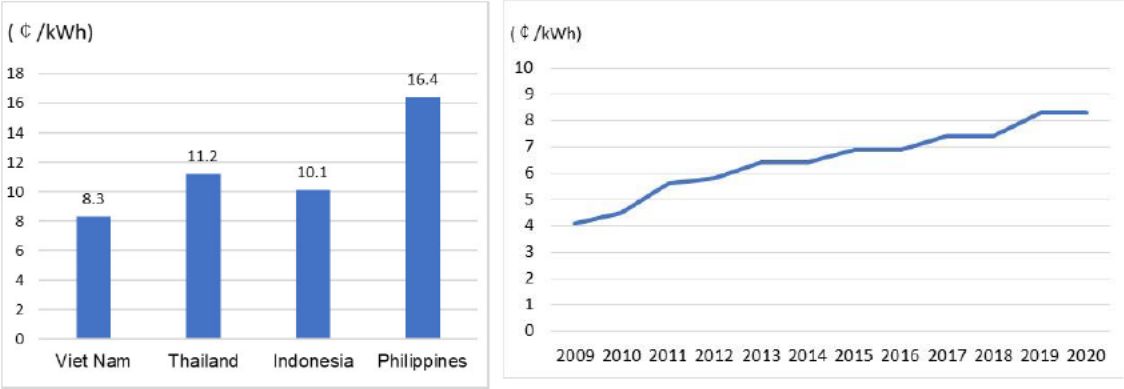


Figure 5-2 Electricity prices in Vietnam, in comparison with ASEAN countries (as of June 2021) (left), the changes in 2009-2020 (average retail price) (right)

Source: Prepared by the research trustee based on the material of Global Petro Price.com

5.2 Development of regulations and standards for storage batteries

Currently, regulations and standards related to storage batteries are not yet in place in Vietnam. In particular, storage batteries that are introduced for the purpose of self-consumption on the demand side without being connected to the power system, as is the case with the proposed project, are not subject to any regulations or technical issues, and their introduction is considered to be feasible. On the other hand, the fact that regulations and standards are not yet in place itself poses a risk to the investment decisions of business operators. For this reason, it is important that regulations, standards, and specifications related to safety, materials, performance, recycling, etc. be established as soon as possible, with reference to international examples.

6. Trial calculation of estimated emission reductions and consideration of contribution to emission reductions

6.1 Estimated emission reductions in the case of commercialization

The JCM methodology for solar power generation with storage battery has not been approved in Vietnam. However, as ID_AM017 "Installation of Solar PV System and Storage Battery System" has been approved in Indonesia, the estimated emission reductions were calculated by referring to this methodology.

This study simulates the introduction of solar power generation systems and storage batteries in factories located in an industrial estate in Binh Duong Province. As described in 3.3, the estimated amount of emission reductions was calculated based on the following scenario, which is the most economical due to the peak shift and time shift as described below.

Table 6-1 Simulation Result for one Factory

Item	Value
Introduced solar power system capacity	2,473 kWp

Introduced storage battery capacity	16,000 kWh
Annual power generation	3,629 MWh
Amount of reverse tide control loss	52 MWh
Amount of PPA electricity sales	3,577 MWh

The reference emissions are obtained as follows.

$RE_p = \sum_{i,j}\{EG_{i,p} - (EC_{i,j,p} + ED_{j,p} \times EC_{i,j,p} \div ECA_{j,p})\} \times EF_{RE}$ = (3,639 - 52) x EF_{RE} =3,577 xEF_{RE}

RE_p : Reference emissions in period *p* [tCO/p_2].

$EG_{i,p}$: Amount of electricity generated by solar power generation system *i* in period *p* [MWh/p].

$EC_{i,j,p}$: Amount of electricity charged from solar power generation system *i* to project energy storage system *j* in period *p* [MWh/p].

$ED_{j,p}$: Amount of electricity to be discharged from the project energy storage system *j* in period *p* [MWh/p].

$ECA_{j,p}$: Amount of electricity charged to the project energy storage system *j* from all power sources in period *p* [MWh/p].

EF_{RE} : Reference CO $_2$emission factor for the project system [tCO2/MWh].

Here, the emission factor for grid electricity in Vietnam that is replaced by the introduced system is 0.8458 (tCO2/MWh) according to the data[14] for 2019 presented by MONRE.

EF_{RE}=0.8458

Therefore, the reference emissions are calculated as 3,025t of CO2 per year from the following equation.

RE_p=3,577×0.8458 =3,025 (tCO/$year_2$)

$$ER_p = RE_p - PE_p = RE_p$$

Here,

ER_p : Emission reductions in period *p* [tCO/p_2].

PE_p : Project emissions in period *p* [tCO/p_2].

In other words.

$$ER_p = RE_p - PE_p = 3,025\text{-}0 = 3,025$$

Therefore, the expected annual emission reduction if the project is realized at this factory is estimated to be 3,025 tons of CO_2

[14] Ministry of Natural Resources and Environment (MONRE), Vietnamese DNA for CDM unless otherwise instructed by the Joint Committee (2019) http://www.dcc.gov.vn/van-ban-phap-luat/1067/Nghien-cuu,-xay-dung-he-so-phat-thai-(EF)-cua-luoi-dien-Viet-Nam-nam-2019-(k%C3%A8m-CV-116/BDKH-TTBVTOD).html (Last viewed on: February 7, 2022)

6.2 Contribution to emission reduction during the spread and expansion period

As described in Chapter 3, it is assumed that a total of approximately 60 MWp of solar power generation and 16,000 kWh of storage batteries will be introduced and optimally controlled when a microgrid is developed for the targeted industrial estate.

Table 6-2 Simulation Result for Targeted Industrial Estate

Item	Value
Introduced photovoltaic power generation system capacity	59,760 kWp
Introduced storage battery capacity	16,000 kWh
Annual power generation	87,706 MWh
Amount of reverse tide control loss	3,197 MWh
Amount of PPA electricity sales	84,509 MWh

As a result of the calculation according to the formula shown in 6.2, taking into account the amount of reverse tide control loss, the CO2 emission reduction effect for the entire industrial estate is calculated to be approximately 71,000 t of CO2 per year, as shown below.
(87,706 (MWh) - 3,197 (MWh)) x 0.8458 (tCO2/MWh) = 71,477 (tCO2/year)

7. Activities to propose the system development and improvement plans to counterpart country officials

In order to exchange opinions and make proposals on the significance of the proposed project, its potential contribution to the challenges of Vietnam, and the institutional development and improvement plans for its realization, through this study, we met not only with the MOIT, Electricity and Renewable Energy Authority (EREA), which is in charge of renewable energy policy, and the Electricity Regulatory Authority of Vietnam (ERAV), which is in charge of the electricity market and electricity price regulation, but also with various organizations, including bilateral and multilateral donor organizations, which are considering similar measures.

Table 7-1 Proposed system development and improvement plans, Expected Effect, Organizations to which proposals for institutional development and improvement plan are made, and organizations in which similar considerations are made

Proposed system development and improvement plans	Expected Effects (Benefits)		Proposals	Agencies to consider the same
	Demand Side	Grid Side ((EVN/MOIT)		
(1) Revision of peak pricing	Increased incentive for time-shifting	Peaker generation cost containment by reducing peak	MOIT/EREA・ERAV	GIZ、ADB

	utilizing storage batteries	demand		
(2) Basic rate setting	Increased incentives for peak shaving with storage batteries and controls		MOIT/EREA ・ERAV	ADB
(3) Incentives for DR	Compensation from negawatt transactions		MOIT/EREA ・ERAV	GIZ
(4) Development of regulations and standards for storage batteries	Avoiding the risk of business changes due to the introduction of future regulations and standards	Promote private investment by presenting clear regulations and standards	MOIT/EREA	ADB

In the discussions with EREA, the importance of the proposed technology, which will contribute to the expansion of renewable energy mainly for self-consumption and not to load on the grid, has been understood. In addition, we have received comments such as "It is not economically profitable at present, but it will be a useful technology for Vietnam in the future." ERAV, with the support of GIZ, is considering financial incentives for DR and setting peak prices, which are in line with the proposed system. In addition, according to the results of the DR pilot program conducted by EVN, a total of 513.9 MW of peak demand reduction and a total of 6,373,361 kWh of electricity consumption reduction were achieved, and the resulting economic impact is worth a reduction of 2.4 billion VND (approximately 105 million USD). In the factory where the simulation was conducted in this study, the introduction of the proposed technology can reduce the peak demand by 2MW, which shows the great economic effect that the proposed technology can bring to Vietnam when it becomes widespread. In the future, it will be important to continue to make proposals to the Vietnamese government after further quantifying the economic effect of the proposed technology on the Vietnamese government by carefully examining the calculation method, etc. of EVN.

As stated in 2.1.5, GIZ, ADB, etc. are mainly conducting research on the use of storage batteries on the supply side and making policy proposals to MOIT. The importance of the proposed project to study the use of storage batteries on the demand side has also been well understood. They have also expressed interest in the results of this study, as simulations based on actual data are being conducted, and have discussed future cooperation, such as continuing consultations and making proposals to the MOIT through workshops and other opportunities.

8. Summary

Through this study, we confirmed the feasibility of introducing the technology and the effect of reducing electricity prices on the consumer side by introducing the technology. It was also confirmed that the introduction of storage batteries and SDS, in addition to a rooftop solar power generation system of about 2.5 MWp, can reduce peak demand by about 2MW. The proposed technology is effective as a technology that encourages industrial customers to consume renewable energy on their own and contributes to the expansion of renewable energy without placing a burden on the grid. In addition, for the Vietnamese government, the effect of the peak demand suppression will contribute to the reduction of the demand for investment funds for the construction and expansion of the power system.

On the other hand, the current cost of storage batteries and electricity rates make the business unprofitable and improving the economics of the business is an issue that must be addressed in order to promote the spread of the technology. Therefore, as a measure to contribute to solving the issue of the economic viability of the project, institutional arrangements and improvement plans were examined, and meetings were held with governmental organizations related to renewable energy and bilateral and multilateral donor organizations that are considering the expansion of renewable energy and the use of storage batteries. We exchanged opinions on proposed technologies and projects and made recommendations on policies.

After the completion of this FS, Shizen Energy plans to work first on the PPA business for rooftop solar power generation using the TPO model. After the completion of this study, we will first start working on the PPA business for rooftop solar power generation using the third-party ownership model, and then will consider introducing storage batteries on a pilot basis for companies that have a strong interest in increasing the ratio of renewable energy. While presenting the results obtained from this survey and those acquired through the pilot project, we will continue to discuss the development and improvement of the system with the relevant organizations in Vietnam. We hope to spread the proposed technology to contribute to the transition to renewable energy in Vietnam.

Secondary use unapproved list

Title of the report: Feasibility Study on Microgrid control solutions utilizing digital technology for the expansion of introduction of renewable energy in Vietnam

FY2021 study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits, work conducted by the CEFIA Japan Secretariat and work for CCUS dissemination and development support)

Shizen Energy Inc.

Page	Figure and table	Title
11	Figure 5-1	Lithium-ion battery price structure and the potential for price decline, comparison between 2016 and 2030

「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」

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、ASEAN 諸国では高炉・コークス炉の新規導入の動きが加速しており、鉄鋼業界における CO2 削減が喫緊の課題となっている。

本調査では、①インドネシアのコークス炉において省エネ効果が大きい「コークス乾式消火設備(CDQ :Coke Dry Quenching)」導入による効果調査、②CDQ 導入を後押しする政策・制度の分析、を実施する。

2. 関連政策・制度の動向分析

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。2021 年 4 月には同 NDC は更新され、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流れに影響を与えると考えられる。

2021 年 10 月末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 回締結国会議(COP26: 国連気候変動枠組み条約第 26 回締結国会議)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炭素減少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

上記のうちすでに①は実施されており、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。本調査に関係すると考えられる②については、具体的にはまだ進んでいない。

3. 事業化計画の検討

3.1 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年の初旬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、経済成長率はベトナムを除きマイナスに転じた。(表 3-1)

表 3-1 ASEAN各国 GDP成長率

単位：%

	2019,	2020	2021(Q1)	2021 (予測)
インドネシア	5.0	-2.1	-0.7	4.5
ベトナム	7.0	2.9	4.5	6.0
タイ	2.4	-6.1	-2.6	1.2
マレーシア	4.3	-5.6	-0.5	6.0
フィリピン	5.9	-9.6	-4.2	6.0

出所）各種資料をもとに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。(表 3-2) また、鋼材消費を支える建設業成長率、自動車生産台数は軒並み低下した。(表 3-3)

表 3-2　ASEAN-6 鋼材需要

単位：百万 t

	2017	2018	2019	2020	2021 (予測)
生産量	37	43	44	45	46
輸入量	49	50	51	42	49
輸出量	10	13	15	17	15
消費量	76	80	80	70	80

出所）各種資料をもとに日鉄エンジニアリングにて作成

表 3-3　ASEAN 建設業・自動車需要

単位：(%、万台)

	建設業成長率 (%)			自動者生産台数 (万台)		
	2019	2020	2021(F)	2019	2020	2021(F)
インドネシア	5.8	-3.3	7.2	129	69	80
ベトナム	9.1	6.8	8.2	18	17	—
タイ	2.0	2.0	1.9	201	143	75
マレーシア	-1.0	-19.4	14.6	57	49	57
フィリピン	9.4	-26.0	26.9	10	7	29

出所）各種資料をもとに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は、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 3-4)

表 3-4 インドネシア鋼材需要

単位：百万 t

	2017	2018	2019	2020	2021(F)
生産量	7.9	10.0	9.3	7.8	8.0
輸入量	11.4	11.6	13.4	9.6	9.8
輸出量	2.4	3.8	4.2	5.7	5.9
消費量	13.6	15.8	15.9	15.1	15.5

出所）各種資料をもとに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(Tsingshan Steel)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[1])」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。

鋼材消費のポテンシャル
- ✓ 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)

事業コストの低さ
- ✓ 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
- ✓ 環境規制が厳格ではないため環境対策にかける費用を制限できる
- ✓ 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にある

インドネシアにおける大型の「高炉(一貫製鉄所)」としては、中国の徳龍集団が約 1,300 億円を投じてインドネシアのスラウェシ島モロワリ県に建設した一貫製鉄所があり、同一貫製鉄所は、徳龍集団(Delong Steel Group)のインドネシア子会社である「徳信鋼鉄(Dexin Steel)」が運営を担っている。

他の大型の「高炉(一貫製鉄所)」としては、「KRAKATAU-POSCO 社」が挙げられる。KRAKATAU-POSCO 社は、インドネシア国営製鉄会社である KRAKATAU 社と韓国鉄鋼最大手 POSCO 社の合弁会社である。同社は、2014 年にインドネシアにおいて一貫製鉄所の稼働を開始させている。

本調査では、インドネシアにおいて大型高炉(一貫製鉄所)を保有する 2 大会社である KRAKATAU-POSCO 社及び徳信鋼鉄(Dexin Steel)を対象に、CDQ 導入の可能性を探った。

3.2 KRAKATAU-POSCO 社について

KRAKATAU-POSCO 社の製鉄設備は高炉 1 基、コークス炉 1 基で構成される。高炉(3800m3)は年間 300 万 t の粗鋼生産能力を保有しており、高炉の下には溶銑の成分調整をする転炉(300t)があり、溶銑を固める連続鋳造設備 CC、圧延をして熱延材を製造する熱延設備までがある。同社のコークス炉には現在 CWQ が設置されている。

KRAKATAU-POSCO 社は生産拡大のため設備投資を継続し、2021 年には既存の熱延設備

[1] 一貫製鉄所とは、高炉・コークス炉～製鋼～鋳造～熱延を保有する製鉄所のこと。

に加えて、新規に熱延設備を建設・稼働させたことにより、電力需要の大幅な増加が見込まれる。

3.3 Dexin Steel 社について

Dexin Steel 社は、中国の徳龍集団、青山集団、日本の阪和興業、インドネシアのモロワリ工業団地が出資する一貫製鉄所である。2020 年に高炉(1,780m3)を、2021 年に高炉(1,780m3)を稼働させている(生産能力 350 万 t/年)。現在、同社のコークス炉には CWQ が導入されている。

表 3-5　Dexin Steel 概要

社名	PT. Dexin Steel Indonesia (徳信鋼鉄)
所在地	中部スラウェシ島
製鉄設備	高炉一貫 (高炉~熱延) 第一高炉　：　2020 年 3 月稼働 第二高炉　：　2021 年 2 月稼働
生産品目	ビレット、丸棒、線材、スラブ
出資	徳龍鋼鉄 65% 青山集団 25% 阪和興業 10% その他(モロワリ工業団地)

出所）各種資料をもとに日鉄エンジニアリングにて作成

3.4 事業化の課題

3.4.1 現地調査の必要性

日鉄エンジニアリングでは、KRAKATAU-POSCO 社と Dexin Steel 社における CDQ 事業化の為の重点施策として、(1)CDQ 導入メリット提案(対 KRAKATAU-POSCO 社、Dexin 社)と、(2) CDQ 導入を後押しする政策・制度の分析を実施する。

CDQ 導入メリットの提案に関しては、CDQ は CWQ と比較して初期投資が 5 倍以上する設備であり、鉄鋼会社としては初期投資を抑えたい理由から CDQ の投資を望まないケースも多い。一方、一度 CDQ を導入すれば、様々な経済的効果(発電、コークス品質向上等)から、2~3 年で投資回収でき、その経済的メリットを長年にわたり(CDQ の寿命は数十年)享受できることから、CDQ を一度保有した製鉄会社は CWQ には戻らず、CDQ を保有し続けることが一般的である。

導入に向けた第一ステップとして、KRAKATAU-POSCO や Dexin Steel 社に CDQ の導入メリットを定量的・具体的に理解して頂く必要がある。これを実施するためには、現地調査と各顧客に対する CDQ 導入メリット提案が有効と考えられる。

3.4.2 政策・制度の分析の必要性

インドネシア政府への政策提言は、早期の CDQ 導入実現に向けて重要である。CDQ の投資費用は設備のみでも 40 億円、工事等を含むと総額は 80 億円～100 億円規模となり、事業者が CDQ の導入メリットを理解しても、投資の決断が先延ばしされるケースが多くみられる。

CWQ の使用が継続されることで、大量の熱が大気に放散され莫大なエネルギーロスにつながる。また CWQ は大量のダストも放散することから環境問題にもつながる。CDQ 導入がインドネシア政府に齎す効果を理解し、積極的導入推進に向けた規制を制定することによって、インドネシア鉄鋼会社の CDQ 導入を後押しすることに繋がりうる。このため、CDQ 導入を後押しする政策・制度の分析、を実施する。

4. 課題と対応策の検討

4.1 CDQ について

日鉄エンジニアリングは、省エネ・CO2 削減効果を有する CDQ 導入の国際展開を推進してきた。

多くの既存鉄鋼プラントで導入されている「コークス湿式消火設備(CWQ：Coke Wet Quenching) 」と置き換えることで、大幅な省エネ・CO2 削減が実現される。本章では、CWQ と対比し、CDQ 技術および導入効果について述べる。

4.1.1 CWQ と CDQ の違いについて

鉄をつくるための燃料として高炉に投入される「コークス」を製造するためには、石炭を「コークス炉」で蒸して「赤熱コークス」にした後、これを冷却するプロセスが用いられている。赤熱コークスを冷却する設備(方法)として CWQ と CDQ がある。

CWQ は大きな煙突のような構造で、赤熱コークスを冷却する際に散水する。散水の際、大量の熱エネルギーが蒸気となり煙突から大気に放散される。(図 4-1)一方、CDQ は、設備そのものが密閉構造で、水を使わず冷却ガスで赤熱コークスを冷却する。冷却の際に発生する熱エネルギーは回収され、ボイラーで蒸気を発生させるために利用され、その蒸気を使いタービン＆ジェネレーター(TG)での発電を可能にする。(図 4-2)

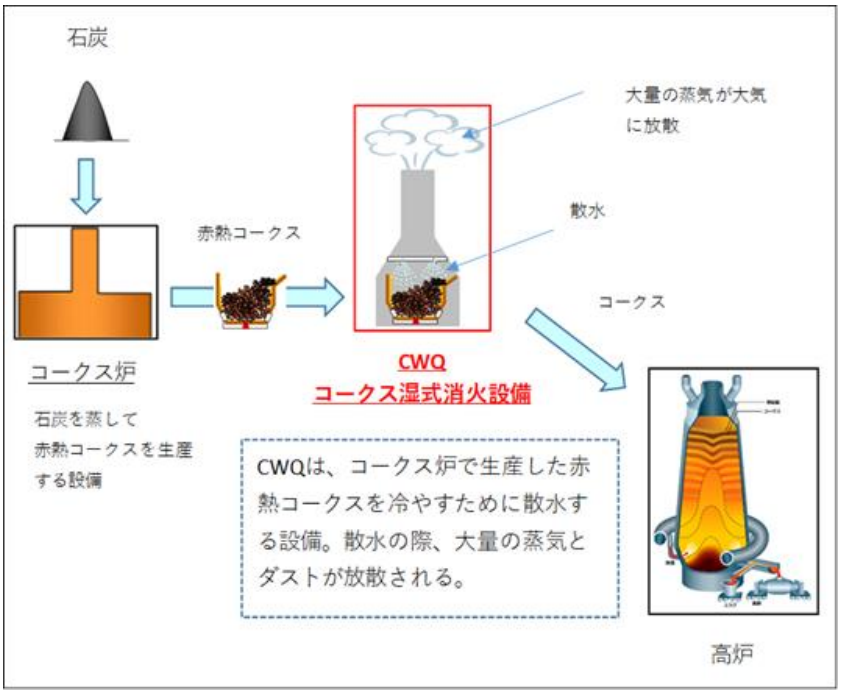


図 4-1　コークス湿式消火設備(CWQ)

出所）日鉄エンジニアリングにて作成

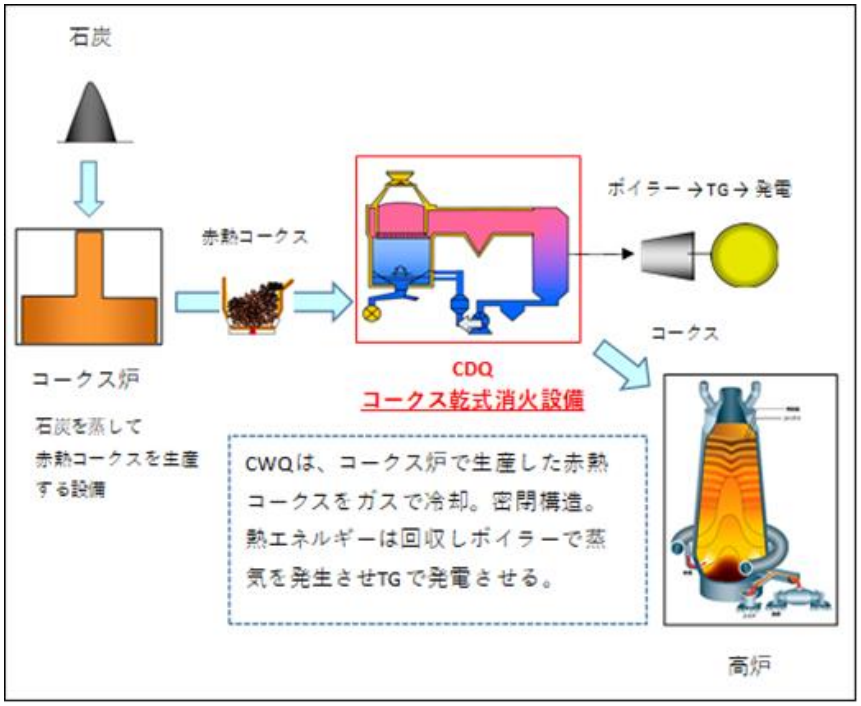


図 4-2　コークス乾式消火設備(CDQ)

出所）日鉄エンジニアリングにて作成

4.1.2 CDQ の特徴

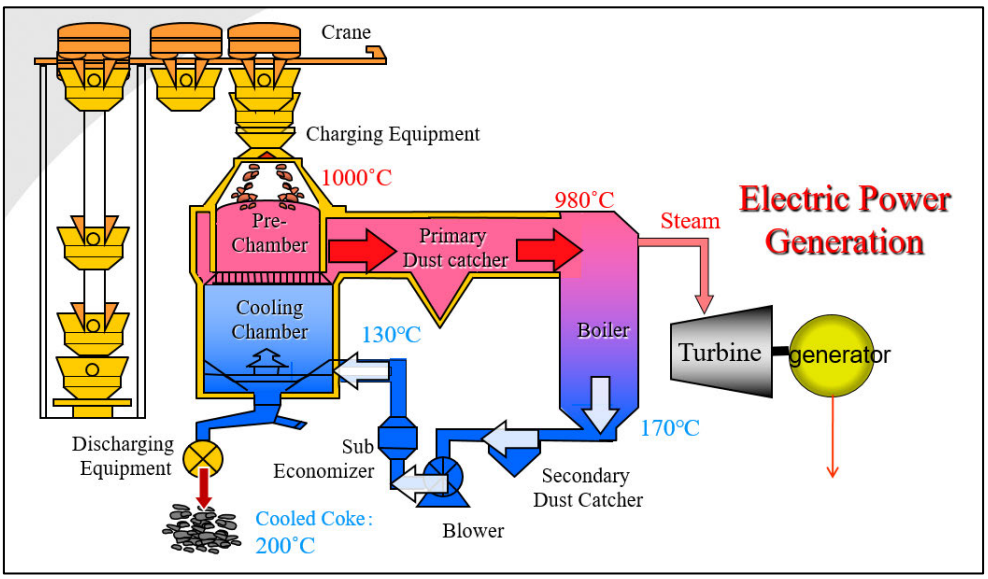


図 4-3　CDQ 設備構成

出所）日鉄エンジニアリングにて作成

(1) 発電

コークス炉で約1000℃まで蒸し焼きにされた赤熱コークスは、CDQチャンバーにて200℃以下に冷却される。この冷却過程で回収された熱エネルギーは、CDQ ボイラーにて高温・高圧の蒸気に変換される。そこで生成された蒸気はタービン＆ジェネレーター（TG）に送気され、発電に利用される。CDQ を導入した多くの製鉄所では、製鉄所で利用する電力エネルギーの約 40%を供給する発電設備として重要な役割を担っている。

(2) 環境改善

CWQ は、赤熱コークスに水をかけ湿式冷却するが、CDQ では水を使わずに不活性ガスでコークスを冷却する。CDQ は冷却工程が完全に閉じた構造になっており、水で急冷する CWQ のようなダスト混じりの白煙が発生せず、コークス炉周辺環境の改善に寄与する。ダスト発生量削減の概算値として、CWQ の場合のダスト発生量 300g/t-coke に対して CDQ の場合は 3g/t-coke と、99%の大幅改善を実現する。

(3) コークス品質改善

コークスは、高炉内で容易に変形しない硬さと粒度を保つことで、高炉内の溶銑と還元ガスの通路を確保する役割を有するが、CDQ では不活性ガスにてコークスを徐々に冷却する

ことで、水冷で起こるコークスの多孔化や内部亀裂の発生を抑えるとともに、冷却過程のコークス同士の摩擦で脆弱部が剥離してコークスの強度が高まり、高炉の還元効率（反応効率）を向上させる効果がある。さらに、コークスに含まれる水分を極限まで減らすことで、高炉で必要とされる熱量を押さえ、熱源としてのコークスの使用量の低減に寄与する。

4.1.3 日鉄エンジニアリングの CDQ 技術発展経緯

(1) 大型化

日鉄エンジニアリングにおける CDQ の技術開発は、省エネルギーに対するニーズが高まった第一次オイルショック当時、ロシア(当時ソビエト連邦共和国)からの技術導入に端を発する。当初 56 トン/時であった処理能力をコークス生産量の増加に対応するため、設備の大型化と信頼性の向上を実現するための技術開発を進めた。技術開発の効果として、処理能力は 80 年代に 100 トン/時、150 トン/時、180 トン/時と向上させ、2009 年には世界最大となる 280 トン/時の最新設備を中国の京唐鋼鉄に納入した。

CDQ の大型化の課題は、チャンバー内部のコークスを均一に冷却することにあるが、日鉄エンジニアリングは、コークスと冷却ガスが均一に流動するためのシミュレーション解析、フルスケール実験機での検討など長年にわたる研究開発により、大規模施設においても冷却効率を低下させず、安定した操業が実現できる独自の技術開発に成功した。(図 4-4)

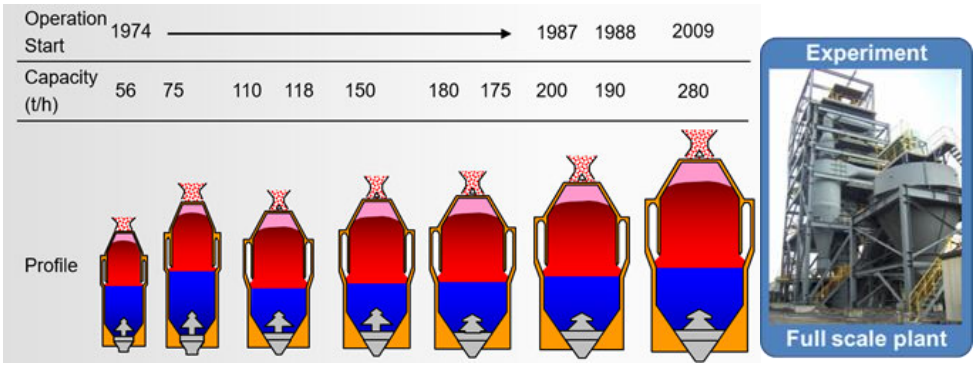


図 4-4　CDQ 大型化の経緯・フルスケール実験機

出所）日鉄エンジニアリングにて作成

280 トン/時設備の開発により、従来の処理量 140 トン/時の CDQ を 2 基設置する場合と比較して、約 20～25%の建設コストの削減を実現した。更に約 20%のランニングコストが低減される。導入に必要な敷地面積も約 25%削減することが可能で、導入時に課題とされるスペース（敷地確保）の問題の改善にも繋がる。

(2) 自動化技術

CDQ は CDQ チェンバー内での赤熱コークスの高効率冷却と CDQ ボイラーからの安定的

な蒸気発生を実現するために、自動運転システムを導入している。コークス炉の生産量が変化して CDQ の運転状態が変動しても、監視データに基づいて自動的に安全で安定した運転を行う。自動化による安定した操業は、チャンバー内の温度変化を抑制することで耐火物へのダメージを軽減するとともに、操業作業者による頻繁で煩雑な操作を不要とする。

4.2 KRAKATAU-POSCO 社における現地調査

本来であれば日鉄エンジニアリングの本邦スタッフにより、KRAKATAU-POSCO 社を訪問し現地調査を実施することが望まれるが、新型コロナウィルスの影響により、本事業では WEB 会議によるヒアリングによる対応を余儀なくされた。本調査でも一定の効果検証が実施されたが、今後の本格導入に際し、コロナウィルスの動向を鑑み、より詳細な調査(レイアウト検討等)を行う予定である。

KRAKATAU-POSCO に出資をしている韓国の POSCO 社は、昨今の世界的な脱炭素化の動きを受け、脱炭素技術の投資を積極的に検討している。また、KRAKATAU-POSCO 社で熱延設備が稼働し追加で電力が必要となったことや、2025 年までに KRAKATA-POSCO に新たな高炉の建設計画が持ち上がったことで CDQ の重要性が増してきている。

日鉄エンジニアリングでは、POSCO 社及び KRAKATAU-POSCO 社に対し、WEB 形式の面談にて、CDQ 導入の有効性を説明するとともに、JCM 制度下での実施の可能性について協議を行った。

以下に KRAKATAU-POSCO 社のコークス炉の諸元を示す。(表 4-1)

表 4-1　KRAKATA-POSCO 社 コークス炉 諸元

Descriptions		Unit	Battery of Coke Oven		Remarks
			1	2	* batteries
Number of ovens		-	42	42	
Size of Chamber	Height	mm	7,600	7,600	
	Length	mm	20,000	20,000	
	Ave. width	mm	550	550	
Type of coke oven		-	Top Charging Type		
Coking time		h	24.5h		
Coke weight per chamber/oven		ton	44 ton/chamber		
Pushing times per day		times/day	82.3 times/day (1,321,000ton/y base)		

出所）日鉄エンジニアリングにて作成

4.3 Dexin Steel 社における現地調査

KRAKATAU-POSCO 社同様、新型コロナウィルスの影響により、Dexin Steel 社とは WEB 会議でのヒアリングにて調査を実施した。

Dexin Steel 社は徳龍集団や青山鋼鉄といった中国企業が出資する企業であることから、中国の CDQ サプライヤーの採用を基本に検討しており、本調査事業を通じて、中国系企業の技術と比較した日鉄エンジニアリングの CDQ 導入のメリットを明らかにするとともに、JCM 制度活用による更なる優位性を説明した。

5. 具体的な制度整備・改善案の検討

5.1 関連政策と制度分析

5.1.1 中国の政策

日鉄エンジニアリングは、1980 年代より、CDQ を中国に供給しており、コークス品質向上、エネルギー消費低減および環境保全に於いて中国コークス産業の発展に貢献してきた。
中国政府も CDQ の有効性を認識し、2005 年頃より環境規制や設備補助金制度等の政策発動により、CDQ の普及を進めており、現在の中国においてはコークス炉への CDQ 導入は必須条件となっている。

中国のコークス産業発展の歴史をたどると、1978 年の中国のコークス生産量はわずか 4,690 万 t であったが、1990 年以降、世界経済の回復による国際市場でのコークス需要の激増と中国経済の発展に伴う中国鉄鋼業の成長により、コークス産業は目覚ましい発展を遂げた。コークス生産量は、1991 年にロシアを上回って世界一になり、1994 年には、1 億 t を突破した。以降もコークス産業の設備投資は進み 2005 年末までに、中国内のコークス生産能力は 3 億 t を突破したが、同時に環境汚染の深刻化が問題となった。

環境汚染の深刻化や生産能力の過剰化等の問題を受け、2004 年 5 月 27 日、国家発展と改革委員会、商務省、環境保全総局などの 9 部門共同による“コークス産業を規範化する為の通知”の発出を契機とし、環境政策が強化されていくこととなった。

2005 年、国家発展と改革委員会より、CDQ 建設を伴わないコークス炉の新設を制限する通知がなされた。本通知は、同年、規制強化されており製鉄企業において、新設コークス炉と CDQ は同時に建設することが義務付けされた。2010 年には、2007 年以降に建設した CDQ には国から支援金が与えられることとなった。その後も環境規制は強化され、2019 年には製鉄企業において、CDQ を付帯していない既設コークス炉は淘汰されていくこととなった。

コークス品質向上、省エネ、環境保全により CDQ 技術の役割はより重視されており、2017 年末までに、中国国内累計で 200 基以上の CDQ 設備が立ち上がり、CDQ 全体の処理能力は 2.6 万 t/h に達している。これらの CDQ の導入は、中国のコークスの品質向上、製鉄生産用

のコークス消費の節約、高炉の生産効率の改善、鉄鋼・コークス業の省エネ・排出低減に大いに貢献した。

5.1.2 ベトナムの政策

ASEAN 地域ではじめて CDQ を導入したのはベトナムである。ベトナムには CDQ 導入に直接言及した環境規制はなく、製鉄の一部の設備に対応する環境規制が存在しているにすぎない。しかし、ベトナム政府は既存の環境規制に補足や改正をしてきており、結果、新規に高炉やコークス炉を建設する場合、事実上、CDQ を導入せざるを得ない状況である。

ベトナムではじめて CDQ を導入したのは FHS（Formosa Ha-Tinh Steel）社である。FHS 社は台湾資本の会社であり、同社はベトナムのハティン省に一貫製鉄所を建設したが、建設直後 2016 年に大きな環境問題(海洋汚染による魚の大量死)を引き起こした。結果、FHS 社はベトナム政府に多額の賠償金(500 億円相当)を支払った。賠償金に加えて FHS 社は高炉を稼働させる条件として環境対策(53 項目)を自費で対策することとなった。その対策の中で最重要課題として CDQ があげられた。ベトナム政府が、海洋汚染の主要因が CWQ にあると主張したことが理由である。FHS 社もそれを認めた。結果、FHS 社は CDQ の導入をベトナム政府に約束することで、ベトナム政府から一貫製鉄所の操業を許可された。FHS 社への CDQ は技術評価の結果、日鉄エンジニアリング製が採用された。

上記の環境問題以降、ベトナム政府は産業に対する環境保全に関わる規制に追加や補足を行うことで強化をしている。ベトナムにおける産業に対する規制に関しては、天然資源環境省 (MONRE: Ministry of Natural Resource and Environment)とその下部組織であるベトナム環境総局(VEA : Vietnam Environment Administration)が国家レベルの規制を立案している。地方レベルでは天然資源環境局(DONRE: Department of Natural Resources and Environment)が産業や工場に対する環境ライセンスの発行、モニタリング、立入検査などを実施している。

ベトナムでは工場への投資やプロジェクト承認前の「事前対応」として、環境影響報告書(EIA: Environment Impact Assessment)の提出と政府承認が求められている。同報告書の中では以下の記載が求められている。

1. プロジェクト実施のために選択された技術評価
2. プロジェクトの環境影響評価
3. 環境影響を抑えるための方策(環境保全設備)

製鉄所の稼働後に関しては、環境規制として QCVN(Circular No.78/2017/TT-BTNMT)がある。同規定の中には以下 1 や 2 が含まれる。

1 QCVN 51:2017/BTNMT - National Technical Regulation on Emission for Steel Industry
2 QCVN 52:2017/BTNMT - National Technical Regulation on Wastewater of Steel Industry.

QCVN 51:2017/BTNMT は製鉄業の排出基準であり、焼結、高炉、コークス炉、転炉、熱延設備における排出基準を規定している。

QCVN 52:2017/BTNMT は製鉄業における「排水基準」を詳細に規定している。

FHS 社の環境問題はベトナム政府によると CWQ による排水等が主な原因と考えられており、上記規定の QCVN 52:2017/BTNMT と QCVN 51:2017/BTNMT に照らし合わせると CWQ では規定値を達成するのが困難となる。

5.2 インドネシア政策との比較分析

5.1.1 中国の政策で述べたように、中国においてはコークス炉の急増による環境汚染の深刻化に対応するための切り札として 2005 年より政府主導で CDQ の導入が進められた。また、5.1.2 ベトナムの政策に記載の通り、ベトナムにおいては FHS 社で大きな環境問題が起こり、政府はその原因が CWQ にあると認識した。結果、政府は製鉄所における環境規制を強化させ、その後、新規設立のプラントにおいては、CDQ の設置は実質的に不可避なものとなった。このように、それぞれの政府が、製鉄業における環境対策には CDQ 導入が欠かせないと認識し、環境規制を強化したことが、CDQ 普及を後押しすることとなった。

インドネシアにおいては､製鉄業に対するエネルギー監査などがはじまったばかりである。今後､インドネシアにおいて一貫製鉄所が増加していく中で､インドネシアの製鉄会社にとって CDQ 導入は、CWQ と比較して大きな投資負担となるため投資に踏み切れない企業が出ると予想する。一方で、世界的な温暖化対策の高まりの中で、インドネシアにおいても、製鉄会社の意思に関わらず、今後、CDQ 導入は、避けられないものと考える。

6. 排出削減見込量の試算及び排出削減貢献の検討

本事業に適用する承認済みのJCM方法論は存在しない。一方で、国連に登録されたCDQ技術を利用したCDM事業は15件あり､その多くは大規模統合方法論ACM0012(最新バーション6.0: Waste Heat Recovery)が採用されている。当該方法論において、本事業を適用させた場合、これまで大気に放出されていた廃熱を有効活用し、発電する事業と位置付けられる。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。

6.1 事業化した場合の削減見込み量

6.1.1 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、KRAKATAU-POSCO社、Dexin Steel社の製鉄施設における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をバウンダリーとする。

鉄鉱石を溶融する熱源と酸化鉄を金属鉄に還元する役割として高炉に投入される「コークス」を製造過程において、石炭を「コークス炉」で蒸して「赤熱コークス」にした後、これを冷却するプロセスがある。リファレンスシナリオは、現在の導入技術であるCWQの継続利用となる。CWQは大きな煙突のような構造で、赤熱コークスを冷却する際に散水する。散水の際、大量の熱エネルギーが蒸気となり煙突から大気に放散される。

一方、CDQは、設備そのものが密閉構造で、水を使わず冷却ガスで赤熱コークスを冷却する。冷却の際に発生する熱エネルギーを回収し、ボイラーで蒸気を発生させるために利用し、その発生蒸気によりタービン＆ジェネレーター(TG)で発電する。発電された電力は、一部所内利用され、電力グリッドに送電される。

このCDQによる発電施設及び電力グリッドへの送電端システムがGHG削減対象範囲となり、グリッド電力の代替によるGHG排出削減を行う。

6.1.2 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	鉄鋼高炉における CDQ 導入による廃熱利用発電プロジェクト
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鉄鋼高炉施設で実施されるプロジェクト活動に適用され、廃棄エネルギーを、既存またはグリーンフィールドの受電施設で消費若しくはグリッドに共有される有用な電力に変換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	事業が実施されない場合、廃熱は回収されないため、既存またはグリーンフィールド鉄鋼高炉施設では大気	本方法論は、廃熱全ての利用若しくは部分利用をしている事業は除外し、事業がなければ全て大気放出されていることを前提

	放出される事業を対象とする。	に開発する。
3	CDQ の効率等、仕様基準により、技術の差別化が出来る指標として蒸気量原単位がある。 蒸発量原単位：CDQ ボイラーから発生する蒸気量の大小を表す指標で、コークス 1ton 冷却する当たりに発生させることが出来る蒸気量を示す(t-steam/t-coke)。CDQ での熱交換性能が高い為、蒸発量原単位が他社と比して 3% 程度高い。（例：当社 0.58t-steam/t-coke 、他社 0.56 t-steam/t-coke)	GHG 削減効果を確かなものとするため、一定の効率を担保することを要件とする。

(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	本事業で発電されグリッドに供給される電力量に相当する従来のグリッドで供給される電力量発電時に排出される GHG	CO2
プロジェクト排出量	ゼロ	N/A

(4) リファレンス排出量の算定方法

リファレンスシナリオで使用される技術であるCWQは、赤熱コークスを散水急冷するため、この水分は高炉の中で加熱され蒸気化する。これに対し、CDQ処理することで水分率はほぼ0%となるため、水分を加熱・蒸気化するために必要となる熱源としてのコークス使用量の削減が可能となる。

さらに、コークスは高炉内で簡単に潰れない硬さと粒度を持つことで高炉内の溶銑と還元ガスの通路を確保する役割を持つが、CDQ は不活性ガスで徐々に赤熱コークスを冷却することで、水冷で起こるコークスの多孔化や内部亀裂の発生を抑えるとともに、冷却過程のコークス同士の摩擦で脆弱部が剥離してコークスの強度が高まり、高炉の還元効率(反応効率)を向上させる効果がある。これにより、還元剤としてのコークス使用量の削減も可能となる。

このコークス削減により、CO2 排出量が削減されるが、本方法論では、このコークス強度向上による高炉における CO2 削減をリファレンス排出量としてカウントしないことで、排出削減量の保守性を担保する。

✓ **算定式等**

$RE_p = EG_p \times EF_{elec,p}$・・・・・・(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_p	=	期間pのプロジェクトによるグリッド供給電力量[MWh]	電力計により測定
$EF_{elec,p}$	=	期間 p の電力系統 CO2 原単位[t-CO2/MWh]	(7)主なデフォルト値パラメータ参照

(5) プロジェクト排出量の算定方法

$PE_p = 0$・・・・・・(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-CO2]	式(2)より算出

(6) 排出削減量の算定方法

$ER_p = RE_p - PE_p$・・・・・・(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

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 CO2 排出係数 [tCO2/MWh] 右に示すソースから検証時に入手可能な最新の値	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。 JCM 合同委員会より特に指示がない場合、インドネシアのエネルギー鉱物資源省の電力総局によって取得された

		データに基づいて、クリーン開発メカニズムに関する合同委員会（クリーン開発メカニズム DNA）より提供される。

(8) 主要なモニタリング項目

パラメータ	測定機器	備考
EG_p	電力計によりリアルタイムで把握	電力計詳細 機器名称：デジタル多機能リレー 有効電力 / 測定精度：±1.5% 測定可能項目：電圧、電流、電力、電力量、無効電力、有効電力、力率 規格：JIS、JEM、JEC、IEC

6.1.3 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) KRAKATAU-POSCO 社の製鉄施設における CDQ 技術導入による GHG 排出量削減の試算

6.1.2 に記載した JCM 方法論に基づき、KRAKATAU-POSCO 社の GHG 削減量を試算する。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する。各種検討の前提条件を以下に記載する。

表 6-1 KRAKATAU-POSCO パラメータ

パラメータ	値	備考
年間コークス炉生産能力	132 万トン/年	
年間発電量	190,074MWh/年	
CDQ 年間消費電力	17,107MWh/年	
EG_p	172,967MWh/年	年間発電量－CDQ 年間消費電力
$EF_{elec,p}$	0.79 t-CO2/MWh	KRAKATAU-POSCO 所在地域における DNA 提供値

✓ リファレンス排出量の算定

$RE_p = EG_p \times EF_{elec,p} = 172{,}967 \times 0.79 = 136{,}644$（$\mathrm{t-CO2/年}$）・・・・・・(1)

✓ プロジェクト排出量の算定

$PE_p = 0$（$\mathrm{t-CO2/年}$）・・・・・・・・・・・・(2)

✓ 排出削減量の算定

$ER_p = RE_p - PE_p = 136{,}644 - 0 = 136{,}644$（$\mathrm{t-CO2/年}$）・・・・・・・・・・・・(3)

(2) Dexin Steel 社の製鉄施設における CDQ 技術導入による GHG 排出量削減の試算

6.1.2 に記載した JCM 方法論に基づき、Dexin Steel 社の GHG 削減量を試算する。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する。各種検討の前提条件を以下に記載する。

表 6-2 Dexin Steel パラメータ

パラメータ	値	備考
年間コークス炉生産能力	130 万トン/年	
年間発電量	187,194MWh/年	
CDQ 年間消費電力	16,848MWh/年	
EG_p	170,346MWh/年	年間発電量－CDQ 年間消費電力
$EF_{elec,p}$	0.59 t-CO2/MWh	Dexin Steel 社所在地域における DNA 提供値

✓ リファレンス排出量の算定

$RE_p = EG_p \times EF_{elec,p} = 170{,}346 \times 0.59 = 100{,}504$（$\mathrm{t-CO2/年}$）・・・・・・・・・(1)

✓ **プロジェクト排出量の算定**

$PE_p = 0$（t − CO2/年）・・・・・・・・・・・・(2)

✓ **排出削減量の算定**

$ER_p = RE_p - PE_p = 100{,}504 - 0 = 100{,}504$（t − CO2/年）・・・・・・・・・・・・(3)

7. 総括

本調査では、①インドネシアのコークス炉において省エネ効果が大きい「コークス乾式消火設備（CDQ :Coke Dry Quenching）」導入による効果調査、②CDQ 導入を後押しする政策・制度の分析、をみてきた。

上記①の CDQ 導入による CO2 削減効果に関しては、KRAKATAU-POSCO 社及び Dexin Steel 社両社でともに大きな CO2 削減効果が見込めることを検証した。(KRAKATAU-POSCO 社 136,644tCO2/年、Dexin Steel 社では 100,504 tCO2/年)。上記②の CDQ 導入を後押しする政策・制度の分析に関しては、CDQ をすでに導入している中国、ベトナムの政策・制度を調査・整理し、インドネシアの政策・制度と比較整理した。

本調査において、今後、CDQ がインドネシアの鉄鋼業界にとって必要となることを検証した。

The GHG Emission Reductions Project by Installing CDQ Equipment for Coke Oven in Indonesia

Nippon Steel Engineering Co. Ltd

1. Objectives and implementation organization of the study

ASEAN countries have set the GHG reduction targets as a Nationally Determined Contribution (NDC) under the Paris Agreement . Meanwhile, new blast furnaces and coke ovens are increasingly introduced in the ASEAN region, which makes it an urgent issue to reduce CO2 in the steel industry.

This study will verify (1) GHG emission reductions effects by the introduction of CDQ (Coke Dry Quenching), which has a significant energy-saving effect on coke ovens in Indonesia and (2) Analysis of trends in related government policies and systems which support introduction of CDQ.

2. Analysis of trends in related government policies and systems

2.1 Trends in Climate Change Measures in Indonesia

In 2016, the Indonesian government set in its NDC a target of reducing greenhouse gas emissions by 29% (unconditional) to 41% (conditional with international supports) by 2030 compared to the case with no additional measures. In April 2021, the NDC was updated to include the conservation and management of wetlands (mangrove forests), improved waste management, and more efficient energy consumption in industry, commerce, transportation, and housing. We expect the NDC to influence the Indonesian government down the road in regulations for the industry and other sectors.

At the 26th Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change (COP26) held in Glasgow, UK at the end of October 2021, President Joko Widodo showed his commitment to reducing deforestation and forest fires, building solar power, using renewable energy, and building green industrial parks. In this context, the President announced that the government would seek carbon reduction in the industrial sector as well by 2030, which accounts for about 60% of Indonesia's carbon emissions now. The Indonesian government has also set a goal of achieving carbon neutrality by 2060.

2.2 Trends in Climate Change Measures by the Steel Sector in Indonesia

Efforts related to the Indonesian steel sector include the "Low Carbon Approach" in the "Medium-term National Development Plan (RPJMN) 2020-2024". There is a description in the "development of green industry" section of the "Low Carbon Approach" that the government will set green industry standards and proposed greenhouse gas reduction criteria on the industrial sector to reduce gas emissions.

Measures to achieve this include the following:
a) Audit of energy usage
b) Application of process and technology changes
c) Industrial waste management

Of the above, measure a) has already been put into practice, and hearings with steel companies and installation of measuring equipment are in progress. Measure b), which is considered to be associated with this survey, has made no concrete progress yet.

3. Feasibility studies for the business plan

3.1 Current Status of Indonesian Steel Industry

The new coronavirus (Covid-19) spread around the world and caused a pandemic in just a few months after the report of infected people in Wuhan, China, in early December 2019. The ASEAN countries were growing steadily boosted by large-scale infrastructure investment projects and overseas capital investment during the period of 2019 to early 2020. From April 2020 onwards, however, the impacts of Covid-19 spread and there were lockdowns and shutdown of factories in those countries, resulting in pushing growth rates down to negative territory except for Vietnam. (Table 3-1)

Table 3-1 GDP Growth Rate of ASEAN Countries

Unit: %

	2019,	2020	2021(Q1)	2021 (Forecast)
Indonesia	5.0	-2.1	-0.7	4.5
Vietnam	7.0	2.9	4.5	6.0
Thailand	2.4	-6.1	-2.6	1.2
Malaysia	4.3	-5.6	-0.5	6.0
Philippines	5.9	-9.6	-4.2	6.0

Source: Compiled by Nippon Steel Engineering based on various data.

As Covid-19 impacts became more serious, the decline in steel consumption and crude steel production also became more pronounced in the ASEAN steel industry, with ASEAN-6 steel consumption in 2020 standing at 70 million tons, down 12.1% YoY. (Table 3-2) In addition, the growth rate of the construction industry, which supports steel consumption, and automobile production declined across the board. (Table 3-3)

Table 3-2　ASEAN-6 Steel Demand

Unit: million tons

	2017	2018	2019	2020	2021 (Forecast)
output	37	43	44	45	46
import volume	49	50	51	42	49
export volume	10	13	15	17	15
Consumption	76	80	80	70	80

Source: Compiled by Nippon Steel Engineering based on various data.

Table 3-3　ASEAN Demand for Construction and Automobiles

Unit: (%, ten thousand units)

	Construction industry growth rate (%)			Automobile Production (ten thousand units)		
	2019	2020	2021(F)	2019	2020	2021(F)
Indonesia	5.8	-3.3	7.2	129	69	80
Vietnam	9.1	6.8	8.2	18	17	—
Thailand	2.0	2.0	1.9	201	143	75
Malaysia	-1.0	-19.4	14.6	57	49	57
Philippines	9.4	-26.0	26.9	10	7	29

Source: Compiled by Nippon Steel Engineering based on various data.

Steel demand was on an upward trend until 2020 supported by infrastructure investment and other factors in Indonesia, but production, imports, and consumption declined due to the Covid-19. Meanwhile, the export volume increased (Table 3-4).

Table 3-4 Indonesia Steel Demand

Unit: million tons

	2017	2018	2019	2020	2021(F)
output	7.9	10.0	9.3	7.8	8.0
import volume	11.4	11.6	13.4	9.6	9.8
export volume	2.4	3.8	4.2	5.7	5.9
Consumption	13.6	15.8	15.9	15.1	15.5

Source: Compiled by Nippon Steel Engineering based on various data.

The rapid increase in Indonesia's exports can be attributed to the expansion of Chinese companies, such as Tsingshan Steel, into Indonesia. As part of its decarbonization policy, the Chinese government has been consolidating and downsizing steel mills in China. As a result, Chinese companies are shifting their production bases to outside of China. Those Chinese companies focus their shift mainly in the domain of "blast furnaces (integrated steel works[1])" and "stainless steel manufacturing bases."

Chinese companies are expanding their business to Indonesia for the following reasons:

Steel consumption potential

- ✓ Per capita steel consumption in Indonesia is still at the level of 60 kg (one-tenth of China's).

Low business costs

- ✓ Inexpensive raw materials (nickel)
- ✓ Sea transportation cost per ton is 42.3 yuan in Indonesia, compared to 66.9 yuan in China.
- ✓ Corporate tax reduction measures
- ✓ Less stringent environmental regulations that allow saving expenses on environmental measures.
- ✓ Less competition in the local market
- ✓ The fact that, in Indonesia, small-sided manufacturers with electric furnaces and single-pressure manufacturers with no electric furnace are dominant in Indonesia; their business is on a downward trend due, in part, to a recent surge in scrap prices.

Take an integrated steelworks in Morowali, Sulawesi, Indonesia that China's Delong Group invested about 130 billion Japanese yen in. It is an example of a large-scale company with blast furnaces in Indonesia and is run by Dexin Steel, the Delong Steel Group's subsidiary in Indonesia.

Another large company with "blast furnaces" (integrated steel plant) is KRAKATAU-POSCO. KRAKATAU-POSCO is a joint venture between KRAKATAU, an Indonesian state-owned steel company, and POSCO, the largest steel company in South Korea. KRAKATAU-POSCO started the operation of the integrated steel mill in Indonesia in 2014.

This study focuses on KRAKATAU-POSCO and Dexin Steel, two major companies with large blast furnaces (integrated steelworks) in Indonesia, searching for the possibility of introducing CDQ.

3.2 KRAKATAU-POSCO

KRAKATAU-POSCO's steelmaking facilities consist of a blast furnace and a coke oven. The blast

[1] An integrated steelwork refers to a steelwork that owns ranging from blast furnaces, coke ovens, steel making, casting to hot rolling.

furnace (3,800m3) has an annual production capacity of three million tons of crude steel. Below the blast furnace is there a converter (300t) that adjusts the composition of hot metal, equipped with a continuous casting facility that solidifies hot metal, and a hot rolling facility that produces hot rolled material as well. Currently, a coke wet quenching (CWQ) system is installed in the company's coke oven.

KRAKATAU-POSCO has continued to invest in facilities for production expansion. KRAKATAU-POSCO expects a substantial increase in electricity demand after new hot-rolling facilities were constructed and operated in 2021 in addition to the existing hot-rolling facilities.

3.3 Dexin Steel

Dexin Steel is an integrated steel mill owned by China's De Long Group and Tsingshan Group, Japan's Hanwa Co., Ltd., and Indonesia's Morowali Industrial Park. The company started the operation of a blast furnace (1,780m3) in 2020 and another one (1,780m3) in 2021, resulting in an annualized production capacity of three and a half million tons. Currently, a CWQ system is installed in the company's coke ovens.

Table 3-5 Dexin Steel Overview

Company name	PT. Dexin Steel Indonesia (Dexin Steel)
Location	Central Sulawesi
Steelmaking equipment	Integrated blast furnace (blast furnace to hot rolling) Blast Furnace No. 1: Start operation in March 2020 Blast Furnace No. 2: Start operation in February 2021
Production Items	Billet, round bar, wire rod, slab
Investments share	De Long Steel 65%. Tsingshan Group 25% Hanwa Co., Ltd. 10% Others (Morowari Industrial Park)

Source: Compiled by Nippon Steel Engineering based on various data.

3.4 Issues for launching the business

3.4.1 Necessity for field surveys

Nippon Steel Engineering will (1) make a proposal on the benefits of introducing CDQ (to KRAKATAU-POSCO and Dexin) and (2) Analysis of trends in related government policies and systems which support introduction of CDQ.

In proposing the benefits of introducing CDQ, it should be noticed that there are many steel companies reluctant to invest in CDQ in terms of reducing initial costs of investment, as the costs in the case of CDQ are five times or more as much as CWQ investment. On the other hand, once steel

companies introduce a CDQ system, those companies will typically not switch back to CWQ but keep using the CDQ because the investment can be recovered in a couple of years and its economic benefits, such as power generation and the improvement in coke quality, will last as long as the life of the CDQ of several decades.

It is necessary, as a first step before its introduction, for KRAKATAU-POSCO and Dexin Steel to understand the benefits of introducing CDQ quantitatively and specifically. Field surveys and making a proposal to each customer of the benefits of introducing CDQ will be effective to put it into practice.

3.4.2 Necessity of Analysis of trends in related government policies

Policy recommendations to the Indonesian government will be important to make early introduction of CDQ come true. CDQ investment costs amount to four billion yen for equipment only, and even to as much as eight to ten billion yen including construction. Thus, there are many cases where investment decisions are postponed even though entrepreneurs are convinced of the merits of CDQ introduction.

Continued use of CWQ, as its result, could lead to a large volume of heat being dissipated into the atmosphere, and hence enormous energy losses. Moreover, CWQ could cause environmental problems as it dissipates a large amount of dust. Indonesian government's new regulations for the purpose of promoting positive CDQ introduction, based on their understanding of the merits for the government, could help encourage Indonesian steel companies to introduce CDQ. We hope, therefore, that our workshops will help government officials and steel industry related persons of Indonesia deepen the understanding of the effects of introducing CDQ, Analysis of trends in related government policies and systems which support introduction of CDQ.

4. Review of issues and countermeasures

4.1 CDQ (Coke Dry Quenching)

Nippon Steel Engineering has globally promoted the introduction of CDQ, which works positively in energy saving and carbon dioxide emissions reduction.

Replace the Coke Wet Quenching (CWQ) system, which has been installed in many existing steel plants, to save energy and reduce CO2 significantly. In this chapter, the CDQ technology and its implementation effects are described in comparison with CWQ.

4.1.1 Difference between CWQ and CDQ

In the production of "cokes", which are fed into a blast furnace as fuels to make iron, there is a process where coal is steamed in a "coke oven" to make "red-hot cokes" and then is cooled. In this red-hot coke cooling process, two types of equipment (methods) are used: CWQ and CDQ.

CWQ is a large chimney-like structure, and sprays water when cooling red-hot cokes. When water is sprayed, a large amount of heat energy is turned into steam and dissipated into the atmosphere through the chimney. (Fig. 4-1a) CDQ, on the other hand, has a closed structure as facilities and uses

no water but cooling gas to cool red-hot cokes. Thermal energy that is generated during the cooling process is recovered and used to generate steam in the boiler, which can then be used to generate electricity in the turbine and generator (TG). (Fig 4-1b, Fig. 4-2)

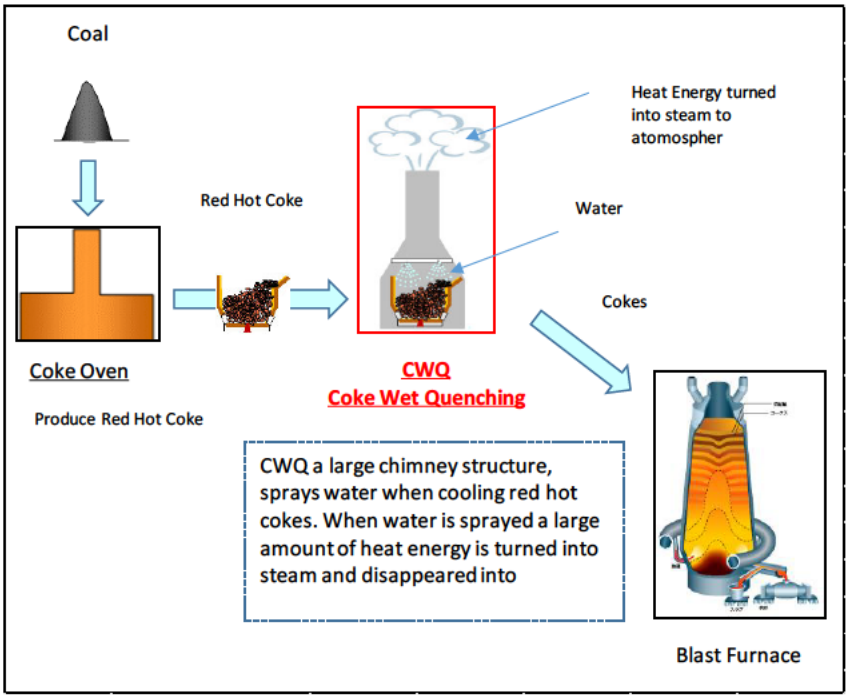


Figure 4-1a Coke Wet Quenching (CWQ)

Source: Compiled by Nippon Steel Engineering

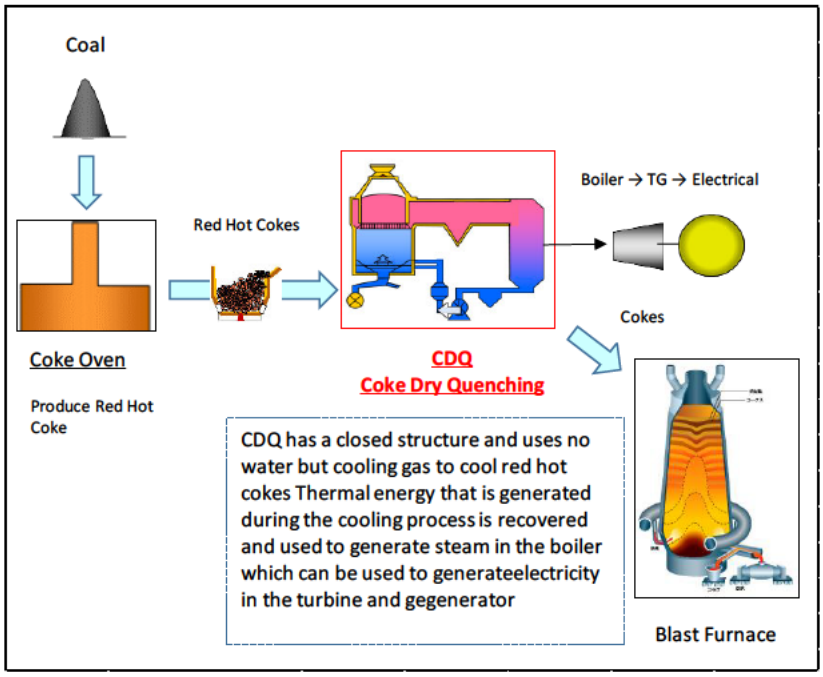


Figure 4-1b Coke Dry Quenching (CDQ)

Source: Compiled by Nippon Steel Engineering

4.1.2 Features of CDQ

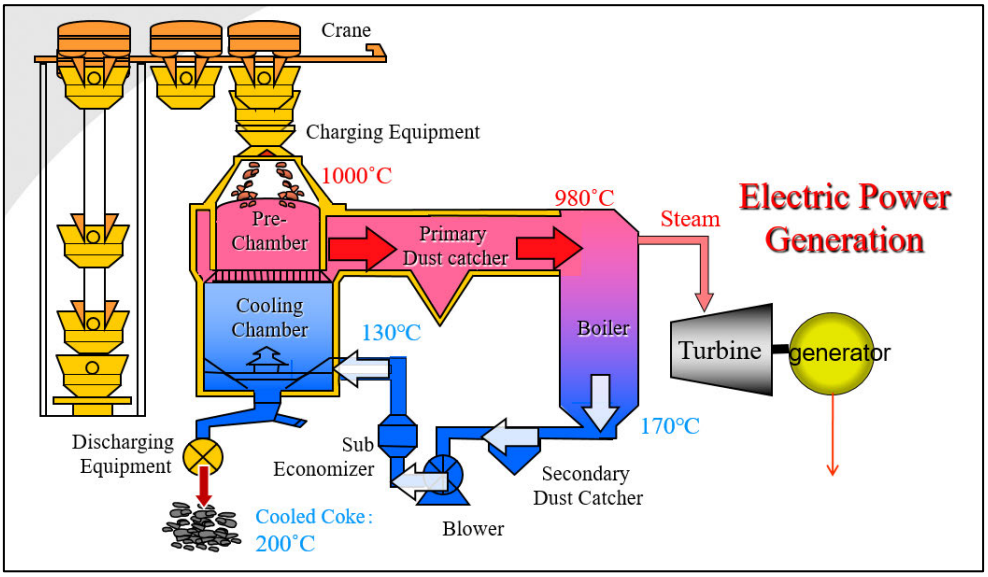


Figure 4-2 CDQ equipment configuration

Source: Compiled by Nippon Steel Engineering

(1) Electricity generation

Red-hot cokes that have been steamed to about 1,000°Cin the coke oven are cooled to below 200°Cin the CDQ chamber. Heat energy recovered from this cooling process is converted into high-temperature, high-pressure steam in the CDQ boiler. Steam produced in the process is pumped into the turbine & generator (TG) and used to generate electricity. Thus, CDQ plays an important role as power generation facilities, supplying about 40% of electric energy used in steel mills that have installed CDQ.

(2) Environmental improvement

In CWQ, water is applied to red-hot cokes for wet cooling, while in CDQ, no water but inert gas is applied to cool red-hot cokes. The cooling process of CDQ is completely closed, and it does not generate white smoke mixed with dust unlike CWQ, which is quenched with water. CDQ, therefore, contributes to the improvement of the environment around the coke oven. The estimated dust generation is 3g/t-coke for CDQ compared to 300g/t-coke for CWQ, which is a significant improvement of 99% in dust generation reduction.

(3) Coke quality improvement

Cokes play a role of securing pathways for hot metal and reduction gas in a blast furnace with their hardness and particle size maintained, which prevents themselves from being deformed easily in the oven. In this respect, CDQ prevents cokes from becoming porous and internal cracks that occurs in water cooling because the cokes are cooled gradually by inert gas. CDQ also improves the reduction efficiency (reaction efficiency) of blast furnaces as friction between cokes during the cooling process causes their fragile parts to peel off, which increases the strength of the cokes. Furthermore, CDQ suppresses required amount of heat in a blast furnace by reducing water contained in cokes to the utmost limit, which helps reduce the amount of cokes used as a heat source.

4.1.3 History of Nippon Steel Engineering's CDQ technology development

(1) Increasing in size

The development of CDQ technology at Nippon Steel Engineering stemmed from the introduction of Russian (then the Republic of the Soviet Union) technologies at the time of the first oil crisis, when the needs for energy conservation were growing. Nippon Steel Engineering was in need of expanding processing capacity from the original 56 tons/hour to cope with growing cokes output, and started technologies development that would make the equipment larger and more reliable. As a result of the technological development, the processing capacity has increased from 100 tons/hour to 150 tons/hour and finally to 180 tons/hour in the 1980s, and reached the world's largest capacity of 280 tons/hour in 2009, which was embodied in the latest facilities in those days that the company delivered to Jingtang Iron and Steel in China.

The issue of increasing the size of CDQ lies in cooling of cokes uniformly in a chamber. Nippon Steel Engineering has succeeded in developing a unique technology that enables stable operation without lowering the cooling efficiency even in large-scale facilities through many years of research and development, including simulation analyses and full-scale experiments to ensure uniform flow of coke and cooling gas. (Fig. 4-3)

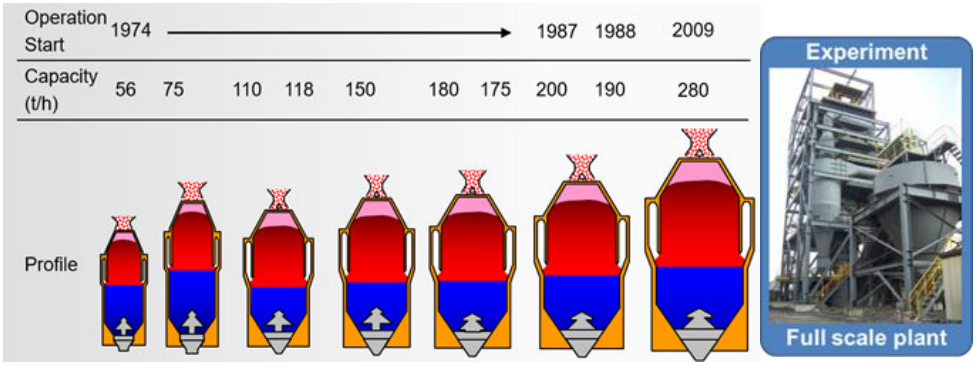


Figure 4-3 Background of the enlargement of CDQ

Source: Compiled by Nippon Steel Engineering

The development of the 280-tons/hour facilities has reduced construction costs by approximately 20-25% compared to the installation of two conventional CDQs with a processing capacity of 140 tons

per hour. Furthermore, running costs were lowered by about 20%. The facilities can also reduce the site area required for installation by about 25%. It could improve the problem of securing space (site), which often matters when installing the system.

(2) Automation technology

CDQ adopts an automatic operation system in order to achieve highly efficient cooling of red-hot cokes in a CDQ chamber and stable steam generation from a CDQ boiler. It means that even if CDQ operation conditions are volatile due to changes in the output in coke ovens, CDQ automatically runs safe and stable operation based on the monitoring data. Automated stable operation reduces damage to refractory materials with controlled temperature changes in the chamber, and also eliminates the need for frequent and complicated manual operations.

4.2 Field survey at KRAKATAU-POSCO

Normally, it would have been desirable if Nippon Steel Engineering's staff had visited KRAKATAU-POSCO from Japan to conduct a field survey; we reluctantly had to conduct hearings via web meetings due to Covid-19 effects. Part of the effectiveness was verified in this survey, but going forward, we plan to conduct a more detailed survey (e.g., layout study) when preparing for its full-scale introduction, while paying attention to the Covid-19 trends.

Korean company POSCO, which has invested in KRAKATAU-POSCO, is actively considering the investment in decarbonization technology responding to the recent global decarbonization moves. In addition, CDQ is becoming more important at KRAKATAU-POSCO against such a background that the launch of hot-rolling facilities has created additional electric power needs, and that a new construction plan of a blast furnace has come up.

NIPPON STEEL ENGINEERING accounted for the effectiveness of CDQ introduction to POSCO and KRAKATAU-POSCO at web-based interviews and discussed with them over the possibility of implementation under the JCM.

The list below shows specifications of Coke Oven in KRAKATAU-POSCO. (Table 4-1)

Table 4-1 Coke Oven Specifications of KRAKATA-POSCO

Descriptions		Unit	Battery of Coke Oven		Remarks
			1	2	* batteries
Number of ovens		-	42	42	
Size of Chamber	Height	mm	7,600	7,600	
	Length	mm	20,000	20,000	
	Ave. width	mm	550	550	

Descriptions	Unit	Battery of Coke Oven		Remarks
		1	2	* batteries
Type of coke oven	-	Top Charging Type		
Coking time	h	24.5h		
Coke weight per chamber/oven	ton	44 ton/chamber		
Pushing times per day	times/day	82.3 times/day (1,321,000ton/y base)		

Source: Compiled by Nippon Steel Engineering

4.3 Field survey at Dexin Steel

As was the case with KRAKATAU-POSCO, we also conducted an interview survey of Dexin Steel through a web conference due to Covid-19 effects.

Dexin basically considers Chinese CDQ suppliers as it is a company in which Chinese companies such as De Long Group have invested. In this respect, taking an opportunity of this research project, we did clarify the merits of introducing Nippon Steel Engineering's CDQ compared to the technologies of Chinese companies, and demonstrated further advantages of utilizing the JCM.

5. Review of plans for specific system maintenance and improvement

5.1 Relevant policies and institutional analysis

5.1.1 China's Policy

Nippon Steel Engineering has been supplying CDQ to China since the 1980s, contributing to the development of the Chinese coke industry for coke quality improvement, energy consumption reduction, and environmental protection.

The Chinese government has also recognized the effectiveness of CDQ and has been promoting the use of CDQ since around 2005 through environmental regulations, equipment subsidy programs, and other policies. Now, CDQ introduction to coke furnaces has become a requisite in China.

Tracing back the history of the development of China's coke industry, China's coke production in 1978 was only 46.9 million tons, but since 1990, the coke industry has made remarkable progress driven by the dramatic increase in demand for coke in the international market reflecting global economic recovery, and the growth of China's iron and steel industry along with Chinese economic development. In 1991, coke production surpassed that of Russia to become the world's largest, and in 1994, it surpassed 100 million tons. Since then, capital investment in the coke industry has been increasing, and the coke production capacity in China had surpassed 300 million tons by the end of 2005, but at the same time, environmental pollution became more serious.

In response to problems of worsening environmental pollution and overcapacity, China’s nine government authorities including the National Development and Reform Commission, the Ministry of Commerce, and the General Administration of Environmental Protection jointly issued on May 27, 2004, the "Notice for Standardizing the Coke Industry," which led to the strengthening of environmental policies.

In 2005, the National Development and Reform Commission issued a notice restricting the construction of new coke ovens without CDQ installed. In the same year, this notice was tightened to enforce simultaneous construction of new coke ovens and CDQ facilities. In 2010, it was decided that CDQs built after 2007 would be subsidized from the government. Environmental regulations continued to be tightened afterward, and by 2019, it had been regulated that existing coke ovens with no affiliated CDQ facilities needed to be eliminated in steel companies.

The role of CDQ technology is becoming more and more important due to the improvement of coke quality, energy saving, and environmental protection. More than 200 CDQ facilities had been launched in China by the end of 2017, and the overall processing capacity of CDQ has reached 26,000 tons per hour. The introduction of these CDQs has greatly contributed to improving the quality of coke in China, saving coke consumption in steel production, improving the production efficiency of blast furnaces, and saving energy and reducing emissions in the steel and coke industries.

5.1.2 Policies in Vietnam

Vietnam introduced CDQ for the first time among the ASEAN countries. There are no environmental regulations in Vietnam that directly refer to the introduction of CDQ except some regulations in relation to part of steelmaking facilities. However, the Vietnamese government has been supplementing and amending the existing environmental regulations; as a result, it has become virtually mandatory to introduce CDQs when newly constructing blast furnaces or coke ovens.

The company that introduced CDQ for the first time in Vietnam was FHS (Formosa Ha-Tinh Steel). FHS is a Taiwanese-owned company. The company built an integrated steel mill in Ha-Tinh Province, Vietnam, causing a major environmental problem (massive fish deaths due to ocean pollution) in 2016 immediately after construction. And consequently, FHS paid a large sum of compensation (50 billion yen worth) to the Vietnamese government. In addition to the payment, FHS was forced to implement 53 environmental measures at its own expense as conditions for operating the blast furnaces. CDQ was referred to as the most important issue to be addressed. The reason is that the Vietnamese government claimed that the CWQ was the main cause of the marine pollution. FHS acknowledged this. As its result, FHS committed to CDQ introduction and hence was permitted by the Vietnamese government to operate the integrated steel mill. As a result of technical evaluations, Nippon Steel Engineering's CDQ was selected as the one to be introduced to FHS.

Since the environmental problems mentioned above, the Vietnamese government has been strengthening the regulations in relation to environmental protection for industries through additions and supplements. The Ministry of Natural Resource and Environment (MONRE) and its subordinate organization, the Vietnam Environment Administration (VEA), formulate regulations at the national level for the industry of Vietnam. At the local level, the Department of Natural Resources and Environment (DONRE) issues environmental licenses to industries and factories, and conducts monitoring and on-site inspections.

In Vietnam, the submission of an Environmental Impact Assessment (EIA) report and its government approval are required as a "pre-action" before the government's approval of factory investment and the project. The following statements are requested to make in the report.

1. Technology assessment selected for project implementation
2. Environmental impact assessment of the project
3. Measures to restrain environmental impacts (environmental protection equipment)

QCVN (Circular No. 78/2017/TT-BTNMT), which is an environmental regulation for post-operation of steel mills. The following 1 and 2 are included in the provisions.

1 QCVN 51:2017/BTNMT - National Technical Regulation on Emission for Steel Industry Industry
2 QCVN 52:2017/BTNMT - National Technical Regulation on Wastewater of Steel Industry

QCVN 51:2017/BTNMT is an emission standard for the steel industry, specifying the standards for sintering, blast furnace, coke oven, converter and hot rolling facilities.

QCVN 52:2017/BTNMT specifies the "effluent standards" for the steel industry in detail.

According to the Vietnamese government, FHS's environmental problems are mainly caused by the effluent from CWQ, etc. In light of the above-mentioned regulations of QCVN 52:2017/BTNMT and QCVN 51:2017/BTNMT, it concludes that the specified values cannot be achieved with CWQ.

5.2 Comparative Analysis with Indonesian Policies

5. As described in 1.1 about China's policy, the introduction of CDQ in China was initiated by the government in 2005 as a trump card to deal with the worsening environmental pollution caused by the rapid increase in coke ovens. In Vietnam, as mentioned in 5.1.2, a major environmental problem occurred at FHS and the government recognized that it was caused by the use of of CWQ. It resulted in government's stricter environmental regulation in steel mills, and subsequently, the installation of CDQs became practically inevitable in newly established plants. It indicates that the respective governments recognized that the introduction of CDQ was indispensable for environmental measures in the steel industry and strengthened environmental regulations, which encouraged the spread of CDQ.

In Indonesia, energy audits in the steel industry have just begun. Going forward, as integrated steel mills increase in Indonesia, there will be some Indonesian steel companies reluctant to invest in CDQ because CDQ is more costly than CWQ. Meanwhile, in the midst of global warming requiring more countermeasures, the introduction of CDQ will be inevitable down the road in Indonesia too, regardless of steel companies' intentions.

6. Estimation of expected emission reductions and considerations of an emission reductions contribution

There are no approved JCM methodology applicable to this project. On the other hand, there are 15 CDM projects using CDQ technology registered with the United Nations, most of which use the large-scale integrated method ACM0012 (latest version 6.0: Waste Heat Recovery). If the project is applied in the methodology, the project will be regarded as a project to generate electricity by effectively utilizing waste heat that has been discharged into the atmosphere.

The following is a methodological summary of the project in accordance with the JCM Methodological Guidelines, which will be the basis of launching the JCM business after the completion of this project.

6.1 Projected emission reductions after launching the business

6.1.1 Project scope and GHG emission reductions

The GHG reduction targeted by this project is set as ranging from the reduction in the waste heat recovery and power generation system by the introduction of CDQ technology to that of the end of transmission to the electricity grid in the steelmaking facilities of both KRAKATAU-POSCO and Dexin Steel.

In the process of producing "cokes", which is fed into a blast furnace as a heat source for melting iron ore and reducing iron oxide to metallic iron, coal is steamed in a "coke oven" to make "red hot coke", which is then cooled in the process. The reference scenario will be to continue to use CWQ, the currently deployed technology. CWQ is a large chimney-like structure and sprays water when cooling red-hot cokes. When water is sprayed, a large amount of heat energy is turned into steam and dissipated into the atmosphere through the chimney.

CDQ, on the other hand, has a closed structure, using not water but cooling gas to cool red-hot cokes. The thermal energy generated during the cooling process is recovered and used to generate steam in the boiler, which is then used to generate electricity in the turbine and generator (TG). The generated electricity is partially used internally with the remainder being transmitted to the power grid.

The power generation facility using CDQ and the transmission end system to the power grid mentioned above will be the scope of the GHG reduction, where GHG emissions are reduced substituted for by grid power generation.

6.1.2 Methodology for the project

(1) Targeted Project

Project Title	Power generation project using waste heat by introducing CDQ in a

	steelmaking blast furnace
Whether or not the company is interested in using JCM	interested

(2) Eligibility requirements for using JCM

number	eligibility requirements	necessity
1	To be applied to projects conducted at existing or greenfield steel blast furnace facilities that convert waste energy into useful electricity that can be consumed at existing or greenfield power receiving facilities or shared with the grid.	In order to clarify the scope and process of GHG reduction facilities of this project, which is required as registration conditions for a JCM project.
2	To be applied to projects where waste heat will not be recovered but be released into the atmosphere from existing or greenfield steel blast furnace facilities unless the project is implemented.	In order to develop this methodology on the premises that projects using all or part of the waste heat are excluded and that the waste heat will be released into the atmosphere unless the project is implemented.
3	To be applied to projects where evaporation intensity unit is available, which differentiates technologies in accordance with specification standards including CDQ efficiency. Evaporation intensity: a measure that indicates the amount of steam generated from a CDQ boiler, which is the amount of steam that can be generated per 1 ton of coke cooled (t-steam/t-coke). The evaporation intensity per unit of production is about 3% higher than that of other companies because of its high heat exchange performance of the CDQ. (e.g., 0. 58 t-steam/t-coke for our company ; 0. 56 t-steam/t-coke for other companies)	In order to ensure the GHG reduction effect, with a certain level of guaranteed efficiency required.

(3) Emission sources and targeted gases

Classification	source of emissions	Targeted GHG
Reference emissions	Amount of GHG emitted from where electricity is generated and supplied by the conventional grid, whose volume is equivalent to that generated by this project and supplied to the grid.	CO2
Emissions from the	zero	N/A

project		

(4) Calculation method of reference emissions volume

CWQ technology used in the reference scenario quenches red-hot coke by sprinkling water, where the water is heated and vaporized in the blast furnace. In contrast, CDQ treatment reduces the moisture content to almost 0%, thus reducing the consumption of cokes that are used in CWQ as a heat source for heating and vaporizing moisture.

In addition, cokes play a role of securing pathways for hot metal and reduction gas with their hardness and particle size that cannot be easily crushed in a blast furnace. In this respect, CDQ cools red-hot coke gradually with inert gas, which prevents cokes from becoming porous and internal cracks that occurs in water cooling. Friction between cokes during the cooling process causes the fragile parts to peel off, which increases the strength of the cokes and improves the reduction efficiency (reaction efficiency) of the blast furnace. This will also enable a reduction in the amount of cokes used as a reducing agent.

This cokes reduction reduces CO2 emissions. In the methodology, the conservativeness of calculated emission reductions is secured by not counting this CO2 reduction in the blast furnace due to improved coke strength as reference emissions.

✓ Calculation Formula, etc.

$$RE_p = EG_p \times EF_{elec,p} \cdots\cdots (1)$$

Parameters		Description/Unit	Techniques
RE_p	=	Reference emissions during the period [t-CO2].	Calculated from equation (1)
EG_p	=	Amount of electricity supplied to the grid by the project during the period [MWh].	Measured by power meter
$EF_{elec,p}$	=	CO2 intensity of power system during the period [t-CO2/MWh].	See parameters in (7) Key default values.

(5) Method of calculating emissions from the project

$$PE_p = 0 \cdots\cdots (2)$$

Parameters		Description/Unit	Techniques
PE_p	=	Emissions from the project during the period [t-CO2].	Calculated from equation (2)

(6) Calculation method for emission reductions

$$ER_p = RE_p - PE_p \cdots\cdots (3)$$

Parameters		Description/Unit	Techniques
ER_p	=	Emission reductions during the period [t-CO2].	Calculated from equation (3)
RE_p	=	Reference emissions during the period [t-CO2].	Calculated from equation (1)
PE_p	=	Emissions from the project during the period [t-CO2].	Calculated from equation (2)

(7) Key default values

Parameters	Description/Unit	Source of data
$EF_{elec,p}$	CO2 emission coefficient of grid electricity supplied to the targeted facilities [tCO2/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 fixed during the monitoring period thereafter. Unless otherwise directed by the JCM Joint Committee, the data will be provided by the Joint Committee on Clean Development Mechanism (Clean Development Mechanism DNA) as obtained by the Directorate General of Electricity of the Ministry of Energy and Mineral Resources of Indonesia.

(8) Main monitoring items

Parameters	Measuring equipment	Remarks
EG_p	Real-time monitoring by power meter	Power meter Details Equipment name: Digital multi-function relay Effective power / measurement accuracy: ±1.5% Measurable items: voltage, current, electric power, reactive power, active power, power factor

		Standards: JIS, JEM, JEC, IEC

6.1.3 Estimated emission reductions (contribution to reduction by project implementation)

(1) Estimation of GHG emission reductions by introducing CDQ technology in steelmaking facilities of KRAKATAU-POSCO

6. Based on the JCM methodology described in 1.2, the GHG reductions of KRAKATAU-POSCO are estimated. The boundary of this project is set at a waste heat recovery power generation system by introducing CDQ technology in steelmaking facilities and a transmission end to a power grid. The preconditions for the examinations concerned are described below.

Table 6-1 KRAKATAU-POSCO parameters

Parameters	value	Remarks
Coke oven annual production capacity	1.32 million tons/year	
Annual power generation	190, 074MWh/year	
CDQ annual power consumption	17, 107MWh/year	
EG_p	172, 967MWh/year	Annual power generation - CDQ annual power consumption
$EF_{elec,p}$	0.79 t-CO2/MWh	DNA donation values in the area where KRAKATAU-POSCO is located

✓ Calculation of reference emissions

$$RE_p = EG_p \times EF_{elec,p} = 172{,}967 \times 0.79 = 136{,}644 \ (\mathrm{t-CO2/year}) \quad \cdots\cdots (1)$$

✓ Calculation of emissions from the project

$$PE_p = 0 \ (\mathrm{t-CO2/year}) \quad \cdots\cdots\cdots\cdots (2)$$

✓ Calculation of emission reductions

$$ER_p = RE_p - PE_p = 136{,}644 - 0 = 136{,}644 \ (\mathrm{t-CO2/year}) \quad \cdots\cdots\cdots\cdots (3)$$

(2) Estimated GHG emission reductions by introducing CDQ technology at Dexin Steel's steelmaking facility

6. Based on the JCM methodology described in 1.2, we will estimate the GHG reductions of Dexin Steel. The boundary of this project is set at a waste heat recovery power generation system by introducing CDQ technology in steelmaking facilities and a transmission end to a power grid. The preconditions for the examinations concerned are described below.

Table 6-2 Dexin Steel Parameters

Parameters	value	Remarks
Coke oven annual production capacity	1.3 milliontons/year	
Annual power generation	187, 194MWh/year	
CDQ annual power consumption	16, 848MWh/year	
EG_p	170, 346MWh/year	Annual power generation - CDQ annual power consumption
$EF_{elec,p}$	0.59 t-CO2/MWh	Values of DNA provided in the region where Dexin Steel is located

✓ Calculation of reference emissions

$$RE_p = EG_p \times EF_{elec,p} = 170{,}346 \times 0.59 = 100{,}504 \ (\mathrm{t-CO2/year}) \quad \cdots\cdots\cdots (1)$$

✓ Calculation of emissions from the project

$$PE_p = 0 \ (\mathrm{t-CO2/year}) \quad \cdots\cdots\cdots\cdots (2)$$

✓ Calculation of emission reductions

$$ER_p = RE_p - PE_p = 100{,}504 - 0 = 100{,}504 \ (\mathrm{t-CO2/year}) \quad \cdots\cdots\cdots\cdots (3)$$

7. Conclusion

In this survey we have verified (1) GHG emission reductions effects by the introduction of CDQ (Coke Dry Quenching), which has a significant energy-saving effect on coke ovens in Indonesia and (2) Analysis of trends in related government policies and systems which support introduction of CDQ.

Above (1) GHG emission reductions effects by the introduction of CDQ, we verified a significant CO2 Reduction possibility for KRAKATAU POSCO and Dexin Steel. (KRAKATAU-POSCO 136,644tCO2/y, Dexin Steel 100,504tCO2/y). Above (2) Analysis of trends in related government policies and systems which support introduction of CDQ. We have organized related government policies of China and Vietnam and compared with Indonesian government policies.

In this survey we have verified that CDQ shall be necessary technology for Indonesian steel industry.

水素燃料貫流ボイラーの普及展開可能性に関する調査

実施者：日本テピア株式会社
共同実施者：三浦工業株式会社

1. 目的及び実施体制等

安全性・省エネ性ともに優れた日本発の技術である貫流ボイラーは、工業分野の多くで未だ使用されている従来型の煙管・水管ボイラーに比べて構造上の安全性が高く重大事故につながる危険性が低い上、高い省エネルギー効果を持つ技術である。2017 年に商用化された水素燃料貫流ボイラーは、燃焼が段階的で周期の早い水素量の変動にあわせて追従し、水素を無駄なくかつ安全に活用することができるボイラーであり、産業部門における水素の利活用技術として期待されている。

同技術に対しては、脱炭素技術として海外、とりわけ工業化の進む ASEAN 地域からも期待が寄せられているが、これまでは各国における輸入・製造・設置・運転時における規制、基準・標準などの制定に関する動向が不確かであることや、燃焼速度の速い水素を燃料とするボイラーの使用を前提とした配管施工技術レベルが各国で確保できるか、導入後のメンテナンス体制をどのように確立するか、またそのメンテナンス体制を維持するだけの収益性を確保できる価格設定と顧客の価格受容性・弾力性検証といった各種課題が障害となり、普及が進まなかった。逆にこれら諸課題が解決されれば、水素燃料貫流ボイラーの技術を保有する日本企業の海外展開の道が開けると同時に、ASEAN 地域の環境ニーズの充足、ひいては地球全体の脱炭素化に向けて大きく貢献するものと考えられる。

そこで本調査は、水素燃料貫流ボイラーの ASEAN 地域への普及展開に向けた諸課題を解決することを目的として実施したものである。

2. 関連政策・制度の動向分析

本調査では、工業化の進む ASEAN 地域のうち、その工業集積の進展度合いから将来的に水素ボイラーの普及が見込まれるタイ、インドネシア、マレーシア、ベトナムの 4 カ国について、関連する政策・制度の動向（現状・将来）及び課題等を調査した。以下、各国についてその概要を報告する。

2.1 タイ、インドネシア、マレーシア、ベトナムの水素機器に関する規制、基準等の制定動向

水素ボイラーの展開を目指す ASEAN4 カ国（タイ、インドネシア、マレーシア、ベトナム）において、水素を燃料として使用する機器を導入・利用する際に関係する規制、基準等が現在既に存在するか、また現在存在していない場合でも今後制定する予定があるかについて、文献調査および関係機関等へのヒアリングによって調査を行った。

調査に際しては、本調査の趣旨である水素燃料貫流ボイラーの普及展開という観点から、現在、各国で既に普及している天然ガス燃料貫流ボイラーに対して適用されている各規制、基準を洗い出し、これらの規制、基準が水素燃料貫流ボイラーに対しても適用されるかを確認する手法を用いて調査を実施した。

タイにおいては、工業用途で使用される蒸気ボイラーは、工業省工場局（DIW; Department of Industrial Works）が管理・監督しており、設置及び運用に際しては同局からの許可取得が必要となる。これらの事項は、工場法および工業省省令第 2 号(1992 年)、同法に基づいて布告された各告示によって規定されている。また工業省による規制の他に、天然資源環境省（Ministry Of National Resource and Environment; MONRE）によってボイラーからの排気に関する規制が発出されている。工業省による布告と天然資源環境省による布告の規制値を比較すると、2011 年 10 月 13 日以降に許可を得た新しい石油精製工場に設置するボイラーの NOx 規制値が NO2 相当値で 120ppm となっている点が相違点であり、石油精製工場への設置の際にはより厳しい値である 120ppm 以下とする必要があることを確認した。

工業用ボイラーの設置・運転に際しては、一般的に上記の法規が適用されることとなる。水素燃料のボイラーに特に言及した法規制は確認されず、工業省担当部局へのヒアリングを実施した際も、現段階ではそのような法規制は存在しないとの回答であった。これらのことから、水素燃料貫流ボイラーに関しても、上記のボイラー関連法規が適用されるものであると考えられる。

これら一連の規制のうち、既にタイ国内で導入が進む天然ガス燃料小型貫流ボイラーとの比較において、水素燃料貫流ボイラーの特性から特に注意が必要となるのが NOx 規制値である。水素燃料貫流ボイラーで水素と空気の混合気を燃焼する際には、燃焼温度が高温になることから NOx が発生しやすいため、水素燃料貫流ボイラーの普及に向けては、NOx 規制値のクリアがひとつの鍵となる。タイの苛性ソーダ工場を含む一般工場への導入のケースでは、上記の石油精製工場における規制値 120ppm よりも緩やかな 200ppm をクリアすれば足りることとなり、三浦工業株式会社の水素燃料貫流ボイラーの標準仕様での排気 NOx 値は 150ppm 程度と規制値を下回っていることから、同国での展開に際しての障害とはならないことが確認された。その他の規制についても、現在同社が展開している天然ガス燃料焚き小型貫流ボイラーと同様の規制であることから、特段の障害とはならないものと考える。

以上が副生水素の発生する工場に対して水素燃料貫流ボイラーを導入する際に関係する法規制であるが、他方で、将来的に水素サプライチェーンが構築され、各事業者が安価に水素を調達できる環境が整った後に、一般工場に水素燃料貫流ボイラーを導入するケースについても、法制度上の論点を整理しておきたい。

対象が一般工場に拡大すると、これまでガス類を取り扱っていない工場が、水素という最大燃焼速度が速く逆火の危険性のある燃料を取り扱うこととなる。この点に加え、対象工場数の観点からも副生水素発生工場への導入とは大きく異なることから、一般工場への普及段階においては、水素燃料機器の安全性や水素貯蔵・輸送に関してより厳格な規制や規格が導入されることになる可能性がある。現時点で存在していない安全面での規制・標準をどのような内容にし、形成していくべきかについて、本調査内でのオンラインワークショップ実施を契機として現地工業省他関係省庁に対する働きかけを行っていくことが、水素燃料貫流ボイラーの普及に向けて非常に重要な課題となる。

また、インドネシア、マレーシア、ベトナムにおいても水素特有の規制の存在は確認されなかった。

2.2 タイ、インドネシア、マレーシア、ベトナムの水素関連政策（普及策）動向

水素ボイラーの展開を目指す ASEAN4 カ国（タイ、インドネシア、マレーシア、ベトナ

ム）において、水素燃料および水素を燃料として使用する機器の普及に向けた政策が現在既に存在するか、また現在存在していない場合でも今後立案される予定があるかについて、文献調査および関係機関等へのヒアリングによって調査を行った。

調査に際しては、まず、各国がパリ協定に基づき UNFCCC 事務局に提出した最新の NDC や各国のエネルギー計画に示された水素の位置づけについて確認した後、具体的な水素普及策の有無について調査を実施した。

タイ、インドネシア、マレーシア、ベトナムとも、中長期的な計画の中では新エネルギーのひとつとして水素を位置付けてはいるものの、水素燃料に対する補助等、具体的な政策にまでは落とし込まれていない状態であることを確認した。

なお、タイにおいては、長期的な水素燃料の普及策とは異なるが、省エネルギー、脱炭素に資する機器のタイ国内での導入に際しては、設備導入時の補助金支給および法人税の減免措置による補助がタイ政府から行われている。現在行われている補助は以下の 2 種類がある。

1 つ目は、タイ投資委員会（Board of Investment; BOI）による法人税減免恩典である。BOI はタイの産業振興を目的として、特定の産業、業種に対して法人税減免等の恩典を付与しているが、2014 年に発令された「効率向上措置に対する恩典」[1]により、BOI の奨励対象業種企業が、省エネルギー、代替エネルギー使用または環境負荷の軽減に資する設備投資を行う場合には法人所得税を 3 年間免除するとしている。同布告は 2021 年に内容が一部更新されて現在も継続中である。BOI の奨励対象業種は第 1 類の「農業および農産品分野」から、第 8 類の「技術およびイノベーション開発分野」まで 2021 年 7 月時点で合計 123 業種ある[2]が、苛性ソーダ製造を含む各種の化学品製造は、第 6 類の「化学工業、紙およびプラスチック分野」6.1「工業用化学品の製造」によって恩典対象とされている。このため、本事業のターゲットである苛性ソーダ製造工場が水素燃料貫流ボイラーを導入する際には、同恩典を申請して、3 年間の法人所得税免税を中心とした以下の恩典を受けることが可能である。

- BOI　効率向上措置に対する恩典内容
  - ✓ 法人所得税を 3 年間免除。ただし、土地代および運転資金を除く生産効率向上のための投資金額の 50%を上限とする。（国内の自動化機械設備が 30%以上の場合には 100%を上限とする。）
  - ✓ 機械輸入税の免除

2 つ目は、エネルギー省代替エネルギー開発局（DEDE）によるエネルギー効率改善に資する設備・技術導入の際に支給される補助金制度である。同制度はエネルギー保護奨励法 2007 年改正版の第 24 条・第 25 条に従い設立されているエネルギー保護奨励基金の予算によって実施されているものであり、現時点で有効な最新の布告は「仏暦 2564 年度[3]エネルギー保全に資する機械設備の改修、改善投資に対する補助プロジェクトの実施方法細則に関する代替エネルギー開発局布告」（2021 年 10 月 8 日）であり、その概要は以下のとおりである。

---

[1] BOI 布告 No.1/2557

[2] 独立行政法人日本貿易振興機構　https://www.jetro.go.jp/world/asia/th/invest_03.html　最終確認日 2021 年 12 月 23 日

[3] タイ政府の会計年度は 10 月から 9 月まで。

- 2021 年 DEDE による補助金の概要
  - ✓ 補助率はエネルギー管理指定工場の場合は最大 20%、エネルギー管理指定工場以外の一般工場およびエネルギーに関する新規技術(Smart IoT Products)を使用している管理工場への補助額は 30%まで
  - ✓ 補助金額は最大 300 万バーツ
  - ✓ 申請は布告発令日から 2022 年 1 月 21 日まで
  - ✓ 計画から投資補助を受けることができる機械・資材・装置は、エネルギー省が指定している品目であること

2021 年度の指定対象品目は表 2-1 に示すとおりである。

表 2-1　2021 年度 DEDE 補助金対象機器リスト

No,	機器・技術名
1	Light Reflector
2	Compact Fluorescent Lamp: rated lamp life 12,000 hrs. type
3	High Efficient Motor
4	Variable Speed Drive: Low Harmonic Type
5	Variable Speed Drive: High Harmonic Type
6	Oil Immersed Power Transformer
7	Dry Type Power Transformer
8	Capacitor
9	Voltage Regulator
10	Automatic Condenser Tube Cleaning System
11	Liquid to Liquid Heat Exchanger: Plate Heat Exchanger
12	Air to Air Heat Exchanger: Plate Heat Exchange
13	Air to Air Heat Exchanger: Heat Wheel
14	Controller of Air Supply for Combustion
15	Steam Boiler
16	Light Oil Burner
17	Heavy Oil Burner
18	Gas Burner
19	Steam Trap: Mechanical Type
20	Steam Trap: Thermostatic Type
21	Steam Trap: Thermodynamic Type
22	High Efficient Air-Cooled Water Chiller
23	High Efficient Water Cooled Water Chiller (Airless Laminated Insulating Glass)
24	Window Film

出所）DEDE「Specifications of Energy Efficient Equipments」目次 p.25-26 から日本テピア作成

本リストの No.15 に「Steam Boiler」の項目があるものの、同項目の詳細説明[4]において、「陸上の工場で使用され、石炭、油、天然ガス、LPG、バイオガス、残渣(籾殻、バガス、木くず等)を燃料とする一般的なボイラーに限定する。船舶、電車で使用されるボイラーおよび木材または放射性物質を燃料として使用するボイラーは対象外」と記載されており、使用燃料が限定列挙されていることから、現状のままでは水素燃料貫流ボイラーは補助対象外となっている。

また、本布告は 2022 年 1 月 21 日申請分までに対する補助を定めたものであり、それ以降についての継続の有無については未だ確認できていないため、2022 年度以降も本制度が

[4] DEDE「Specifications of Energy Efficient Equipments」p.25-26

継続するか否かについては今後、確認する必要がある。

タイにおいては、以上 2 種類の低炭素型設備導入に対する補助制度を、顧客の要望に合わせて提案しながら普及を進めていくことで、水素燃料貫流ボイラーの普及を促すことができるものと考えられるため、それぞれの補助対象機器として水素燃料貫流ボイラーが認定されるよう、タイ政府機関に対する働きかけを行っていく必要がある。

3. 事業化計画の検討

水素燃料貫流ボイラーの ASEAN 地域展開事業化に向けてその市場性を確認するとともに、導入の際の JCM の活用可能性、各コストを折り込んだ現地での製品販売・保守価格レベルの算出、顧客から見た投資効果の観点からの検証を行った上で、最終的に本製品の ASEAN 地域における具体的な展開戦略を検討し、とりまとめた。

3.1 タイ、インドネシア、マレーシア、ベトナムの現時点での市場分析

本項目では、タイ、インドネシア、マレーシア、ベトナムにおいて、水素燃料貫流ボイラーの導入可能性が高い副生水素が発生している可能性のある工場について、副生水素発生状況等を確認しとりまとめた。

副生水素が発生している可能性の高い業種としては、まず苛性ソーダ製造工場が挙げられる。次に製造工程の中で水素を使用する塩酸、硫酸の製造工場では、水素を外部から調達するか工場内で水素を製造するか、いずれかの方法をとっていると考えられるため、副生水素が発生している可能性がある。以上の化学工場類がもっとも可能性が高いと考えられるが、その他では石油精製工場、製鉄所、半導体製造工場においても発生している可能性があることから調査対象とした。（表 3-1）

表 3-1　調査対象とした業種

対象業種	考えられる副生水素発生源
苛性ソーダ製造化学工場	苛性ソーダ電気分解精製時に水素が発生
硫酸･塩酸製造化学工場	硫酸･塩酸製造時に水素を使用している
石油精製工場	石油精製プロセスで水素を製造･利用して水素化処理を実施
製鉄所	製鉄副生ガスに水素が含有されている
半導体製造工場	半導体製造時に高純度水素ガスを使用している

出所）日本テピア作成

調査手法としては、調査期間および調査資源が限られていることから全数調査を実施することが困難なため、可能な限りの対象企業を抽出して調査を行う形式をとった。まず各地域とも、上記の業種のうち一定程度以上の規模に該当する企業を各国政府のデータベースやインターネット、企業録等から検索し、各地域 50 社程度を目途に、企業名、資本金額、従業員数､ウェブサイトといった基礎的な情報を含んだリスト(ロングリスト)を作成した。ただし作成の際、副生水素発生確率がもっとも高いと考えられる苛性ソーダ工場については、企業規模等を問わず見つかった企業をすべてリストアップした。

次に、製品や規模、体制、資本等の観点から導入可能性が高いと考えられる企業を同ロングリストの中から 10 社を抜き出し、リスト（ショートリスト）を作成、実際の副生水素の発生有無や現在の処理方法、蒸気ボイラーの有無、使用燃料と必要蒸気量などの詳細項目に

関するヒアリング調査を実施した。なお、ヒアリング調査は、新型コロナウィルス感染症の状況に鑑み、電話、メール、オンライン会議にて実施した。

タイでは、ロングリスト化した 44 社の中から、取り扱い製品、資本金額、従業員数、その他各社ウェブサイト内の情報をもとに、副生水素発生可能性が高いと推測される企業として 10 社をさらに抽出しショートリスト化した。ただし、もっとも水素発生可能性が高いと思われる苛性ソーダ工場を中心に、その他石油化学、半導体製造、鉄鋼分野それぞれの状況を確認するために各分野から 1 社ずつを選定したものである。そして、これらのショートリスト掲載企業に対して、現地調査会社を活用して電話によるヒアリング調査の実施を試みた。この結果、タイの苛性ソーダは 15 社程度の事業者によって製造されており、苛性ソーダを製造している工場ではほぼすべての工場において副生水素が発生している模様であることがわかった。ただしその全量を大気放散している工場はなく、一部を大気に放散しているケースは確認された。既にボイラー燃料として使用しているか、他製品の製造に使用しているケースが多い模様である。また、苛性ソーダを製造しているか否か明確ではない比較的規模の大きい石油化学工場においても、少数ではあるが、副生水素が発生している工場はある。その他可能性のあると考えられる鉄鋼業、半導体製造業においては、ヒアリングサンプル数が少なかったこともあり、余剰の副生水素は確認できなかった。

インドネシアにおいても、ロングリスト化した 53 社の中から 10 社を抽出しショートリスト化した。このうち副生水素が発生していると回答した企業が 5 社あり、そのうちの 4 社は苛性ソーダ生成プロセスからの発生、残りの 1 社はアンモニア製造プロセスからの発生であった。またタイでの調査結果同様、既にボイラー燃料として使用しているという回答の企業が 2 社あった。水素を大気放散していると明確に回答した企業はなかったものの、製品製造用途に使用していると回答した苛性ソーダ工場 2 社については、吸収しきれない変動分を一部大気放散している可能性があるものと考えられる。

マレーシアでは、ロングリスト化した 52 社の中から 10 社を抽出しショートリスト化した。このうち副生水素が発生していると回答した企業が 4 社あった。そのうちの 3 社は苛性ソーダ、硫酸、酢酸等を製造する化学工場で、残り 1 社は製鉄会社であった。またタイでの調査結果同様、既にボイラー燃料として使用しているという回答の企業が 1 社あった。また、水素発生量が少量であるため大気放散していると回答した企業が 3 社あった。

ベトナムでは、ロングリスト化した 41 社の中から 10 社を抽出しショートリスト化した。うち、苛性ソーダ製造者は 5 社あったものの、ヒアリングを実施した企業における水素に対する関心が低かったためか、明確に副生水素が発生していると回答した企業は 1 社もなかった。

以上のように対象 4 カ国においては、苛性ソーダ工場を中心に副生水素の発生および一部大気への放散が確認された。

3.2 タイの将来市場分析

副生水素発生工場ではないものの、製造工程で蒸気を必要とし現在蒸気ボイラーを使用している事業者が、水素を外部から調達して水素燃料貫流ボイラーを使用するケースを想定し、タイの将来市場規模を検討した。タイの工業用ボイラーは 2014 年時点で 12,481 台存在していることが、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構「平成 26 年度地球温暖化対策技術普及等推進事業 JCM プロジェクト実現可能性調査／タイ国における超

高効率小型貫流ボイラーおよび関連技術普及プロジェクト案件調査」の中で明らかになっている。ただし、使用している燃料ごとの統計は存在していないため、同調査の中で 52 社をサンプルとして実施したヒアリング調査によって判明した使用燃料別内訳数を利用し、タイの工業用ボイラーの使用燃料種別台数を表 3-2 に示す通り推計した。

表 3-2　使用燃料別タイ工業用ボイラー　推計

使用燃料	サンプル調査での割合（%）	合計（台）
LPG	55.9	6,977
天然ガス	22.9	2,858
石炭	8.3	1,036
ディーゼル油	8.3	1,036
重油	4.6	574
合計	100	12,481

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「平成 26 年度地球温暖化対策技術普及等推進事 JCM プロジェクト実現可能性調査／タイ国における超高効率小型貫流ボイラーおよび関連技術普及プロジェクト案件調査　報告書」をもとに日本テピア作成

なお、現在のタイにおける水素調達価格は、現地市場関係者への非公式ヒアリングによると 30 バーツ/Nm^3 程度である。一方、天然ガスの調達価格は同 12 バーツ/Nm^3 程度であり、熱量ベースで比較した場合、その価格にはおよそ 9 倍の開きがある。（表 3-3）

表 3-3　タイにおける現在の水素と天然ガス価格比較

	水素	天然ガス
価格（バーツ/Nm^3）	30	12
熱量（MJ/Nm^3）	10.78488	38.06
熱量比価格（バーツ/Nm^3）	2.782	0.315

水素熱量は質量比 98.78%、体積比 99.86%の組成の場合の値
出所）関係者から聴取した情報をもとに三浦工業作成

こうした状況から、副生水素発生工場以外での外部調達水素を燃料とした水素燃料貫流ボイラーの市場については当面の間は発現しないものと予測されるが、将来的に再生可能エネルギーが余剰となって生成されるグリーン水素や、褐炭等化石燃料から製造し CCS によって二酸化炭素排出を回収し生成した、いわゆるブルー水素の調達価格が熱量（MJ/Nm^3）あたり 0.3 バーツ以下となれば、理論的にはすべての工業用ボイラーが水素燃料貫流ボイラーの入れ替え対象市場となる。このため本調査の中では、将来的に水素調達価格が低減することを前提としたタイにおける将来的な水素燃料貫流ボイラー普及可能性のある台数、市場規模を 12,481 台とした。

3.3 JCM 実証、設備補助実施の場合のカウンターパート候補選定・諸条件確認

タイにおける市場ヒアリング調査の中で、副生水素の発生および蒸気ボイラーの使用が確認され、水素ボイラーに対して関心を持つ可能性がもっとも高いと考えられた硫酸・塩酸および苛性ソーダを製造する企業に対し、同社における副生水素の発生及び利活用状況、蒸気需要等を確認した上で、水素燃料貫流ボイラー導入の提案を行った。同社から示された情報をもとにマッチングした結果、最大 5 台程度の水素燃料貫流ボイラーが必要となる計算となった。また、JCM の基本的な考え方、制度概要、NEDO による民間主導による低炭素

技術普及促進事業を実施する際の条件、JCM 設備補助事業を利用して設備を導入する際の条件等について説明し、議論を行った。未だ明確な結論は出ていないが、JCM 実証事業または設備補助事業を実施する際の有力なカウンターパート候補のひとつとなるものと考える。

3.4 顧客から見た導入時価格感度分析・競合比較

3.4.1 副生水素発生工場から見た投資回収計算

水素燃料貫流ボイラーの販売価格は、無論、顧客工場の導入環境条件や規模等によっても変わってくるが、日本での販売価格をベースに現地向けの輸送経費および輸出関連経費、諸掛、関税、現地法人経費等を考慮して、タイにおけるモデル販売価格を検討し、設定した。また、導入後のメンテナンス価格についても、日本におけるメンテナンス経費を参考にし、現地人件費や管理経費等からモデルとなるメンテナンス経費を算出した。また部品交換費用、ボイラー水の水質安定化のために使用する薬剤費用についてもモデル価格を算出した。機器設置にかかる EPC 費用については現地日系エンジニアリング会社に概算算定を依頼し、提示された価格をモデル価格として設定した。以上から、現地での設備設置一式にかかる費用を概算し、顧客となる副生水素発生工場（以下、「モデル工場」）から見た投資効果について検討を行った。

モデル工場では現在、重油を燃料とした蒸気ボイラーを使用しており、水素燃料貫流ボイラーの導入によって、重油燃料費用が削減される。この効果は大きく、副生水素発生工場側から見た水素燃料貫流ボイラー設備投資の回収期間を回収期間法で算出したところ、約 1.2 年程度であった。同数値は、工場のユーティリティ設備に関する投資回収期間としては十分な数値であり、投資適格であると判断する工場が多いものと考える。

3.4.2 一般工場における導入時の投資回収計算（参考）

なお、現時点で一般工場に水素燃料貫流ボイラーを導入し一般工場が水素を外部から調達するケースを想定した場合の投資回収期間計算を表 3-4 に示す。ボイラーの相当蒸発量を 8 トン/時と仮定し、水素と各化石燃料での年間の燃料費を比較した。

表 3-4　顧客（一般工場）から見た各種燃料費比較

	水素		重油		ディーゼル	
価格	30	バーツ/Nm^3	20	バーツ/L	30	バーツ/L
熱量 *1	10.78	MJ/ Nm^3 *2	39.77	MJ/L	36.42	MJ/L
ボイラー効率	95	%	85	%	95	%
ボイラー燃料使用量*4	1,762.3	Nm^3/時	534.1	L/時	521.9	L/時
	3,454,130	Nm^3/年	1,046,895	L/年	1,022,855	L/年
燃料費用*5	362,684	千円/年	73,283	千円/年	107,400	千円/年

	LNG		LPG		石炭	
価格	12	バーツ/Nm^3	18	バーツ/kg	3.0	バーツ/kg
熱量	38.06	MJ/ Nm^3	50.84	MJ/ Nm^3 *3	26.37	MJ/kg
ボイラー効率	98	%	98	%	80	%
ボイラー燃料使用量	484.1	Nm^3/時	362.4	Nm^3/時	855.9	kg/時
	948,818	Nm^3/年	710,307	Nm^3/年	1,677,558	kg/年
燃料費用	39,850	千円/年	44,749	千円/年	17,614	千円/年

*1　水素以外は Energy Statistics of Thailand 2013 p.332 の NCV 一覧から取得

*2　水素熱量は質量比 98.78%、体積比 99.86%の組成の場合の値。

*3　LPG 熱量は 26.62MJ/kg を比重 1.85 で計算。

*4　工場稼働 245 日×8 時間/日で計算

*5　3.5 円/バーツ換算

出所）各種情報をもとに三浦工業作成

以上のように、現時点における年間の水素燃料費と他の燃料費を比べると、もっとも差が小さいディーゼルとの間でも約 3.4 倍の開きがあり、もっとも安価な石炭とは約 20.6 倍もの開きがある。従い、一般工場側から見た水素燃料貫流ボイラー設備投資の回収期間を、燃料費削減分を収益と考えて回収期間法によって算出したとしても、数値はマイナスとなり、投資を検討する対象にはなり得ないものと考える。

また、仮に水素調達価格が、天然ガス他の化石燃料と同じレベルにまで下がった場合でも、年間燃料経費の削減効果はゼロとなり、副生水素発生工場のケースのような投資回収期間計算にはならないことは明らかである。その際には JCM によって燃料転換効果による二酸化炭素排出削減分を評価し、設備補助事業による補助金支給やクレジット収入によって設備投資費用を軽減する仕組みを活用することが不可欠となる。

3.5 事業化計画、普及戦略の作成

事業化計画の概要を図 3-1 に示す。まずは技術的課題の現地での技術実証を行い、同技術課題の解決を確認でき次第、今回確認できた ASEAN 地域の副生水素発生工場でのニーズ取り込みを進めていく。また同時に、技術実証の結果を活用して水素燃料貫流ボイラーの安全性を立証し、タイ政府規制当局である工業省工場局ほかとの対話によって、水素の安全利用に関する規制、標準の確立を目指していく。また、タイ以外のインドネシア、マレーシア、ベトナムにおいてもタイでの活動の進展状況を踏まえながら、これに準じた活動を実施して行く。こうした活動を通じて、タイを中心とした ASEAN 地域の市場における水素燃料貫流ボイラーのポジションを確立し、将来の水素社会到来時の一般工場への大規模な普及を目指していく。

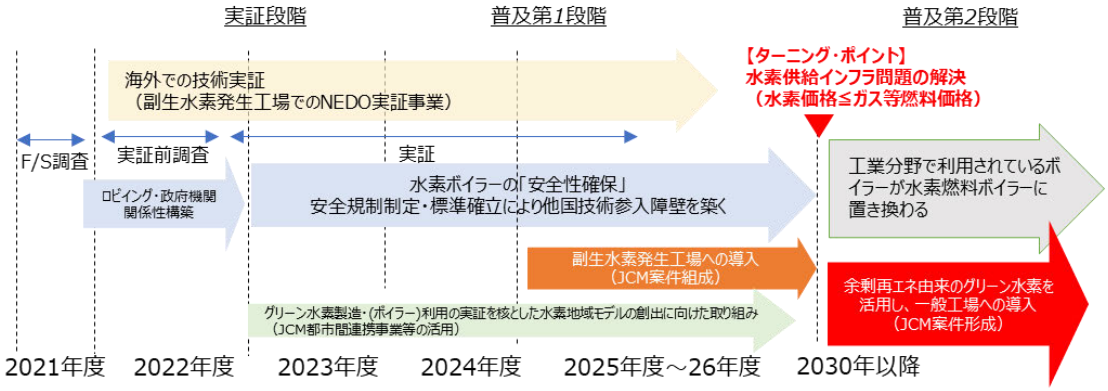


図 3-1　事業化に向けたスケジュール

出所）日本テピア株式会社作成

4. 課題と対応策の検討

タイを中心とした ASEAN 地域への水素燃料貫流ボイラー普及に向け、製品・技術面での課題の有無を検証するとともに対応策を検討した。具体的には、製品自体の現地環境適応性のほか、工場への設置の際の製造設備側を含めた現地配管工事技術レベル、そして水素燃料貫流ボイラーの現地でのメンテナンス実施における課題の有無を検証した。

4.1 海外での導入時の技術的課題洗い出し（気温・湿度差等要因）

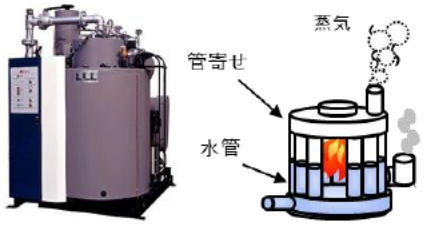
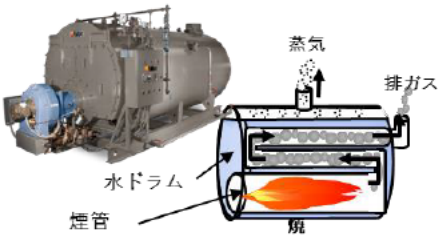
三浦工業の水素燃料貫流ボイラーは、日本国内においては、主に苛性ソーダ工場に設置され、既に実用されている技術である。しかしながら、これまで海外での設置・運用実績はないことから、今回の調査対象地域であるタイを中心とした ASEAN 地域特有の状況の下でも日本と同様の運用が可能か否か、導入の際の技術的課題の整理を行った。

水素燃料貫流ボイラーは、密度が小さく上方へ拡散しやすいという水素の特性から、開放空間であれば爆発の懸念がほとんどなく、屋外での設置を標準としている。このため、まずはタイにおける気温、湿度、風の強さ、地震発生時の震度といった自然環境に対して、水素燃料貫流ボイラーの仕様が耐えられるかの確認を行った。

課題に入る前に、まず水素燃料貫流ボイラーの特徴について述べる。水素燃料貫流ボイラーの特徴には、大きく分けて貫流ボイラー全般としての特徴と、水素を燃料として使用する貫流ボイラー独自の特徴がある。

貫流ボイラーと炉筒煙管ボイラー比較を表 4-1 に示す。まず、貫流ボイラーとしての一つ目の特徴は、特に炉筒煙管ボイラーや水管ボイラーとの比較において保有水量が少なく、これにより万一、圧力破壊が起きた際の被害が大きく異なるという点である。

表 4-1　貫流ボイラーと炉筒煙管ボイラー比較

	貫流ボイラー	炉筒煙管ボイラー
外観		
ボイラー効率	～98%	～90%
ボイラーサイズ	コンパクト	大きい
保有水量	少ない（約 120 L）	多い（約 2500 L）
起動時間	短い（約 5 分）	長い（約 50 分）
放熱損失	少ない	多い

出所）三浦工業株式会社作成

二つ目の特徴は、蒸気負荷変動に対する追従性と運転効率である。炉筒煙管ボイラーの場合、一定の蒸気量を常時発生させることは得意とするものの、生産ライン等で必要となる蒸気の量が一時的に減少するようなケースにおいては、ボイラーの定格ガス流量と制御可能な最小ガス流量の比率であるターンダウン比が小さいため、ボイラーを一時停止せざるを得ず、再稼働のロスが大きくなる。これに対して貫流ボイラーの場合はターンダウン比が大きいため連続運転が可能となり、ボイラー発停時のロスがなく、運転効率が高いという特徴がある。さらに、大型の炉筒煙管ボイラー1 台を設置した場合と比較し、小型貫流ボイラーを多缶設置し制御することで、低負荷時のボイラー発停を抑えてさらに大きな省エネ効果を得ることが可能となる。

次に、水素燃料貫流ボイラー独自の特徴であるが、一つ目は、水素を燃料として使用する際の安全性確保のため、逆火防止装置（フレームアレスタ）と窒素パージ技術を採用している点である。逆火防止装置は、水素の特性である高燃焼速度による逆火（バックファイアー）の発生を防止するために特に重要な装置であり、消炎性能の高い波板構造の逆火防止器を採用することで、万一の逆火に対しても万全な対策を講じている。これに加え、水素は可燃範囲が広いことから、空気との混合に注意が必要であるため、ガス配管の窒素パージを実施している。燃焼を停止した際に、配管中で残留水素と空気が可燃混合気とならないよう、窒素にてパージする機能を設けることで、残留水素を完全除去し安全性を確保している。

水素燃料貫流ボイラー独自の二つ目の特徴は、水素の供給量変動に対する追従性の確保である。貫流ボイラーは一般的に蒸気負荷変動に対して追従性を持ち、必要な蒸気分を創り出すことができる。しかし、水素燃料貫流ボイラーを副生水素燃料で使用する場合、水素燃料側の供給量も変動する可能性があることから、水素供給量の変動に対して、一時的に貯蔵する水素タンク内の圧力に応じて水素燃料貫流ボイラーの運転負荷を制御する仕組みを採用している。

水素燃料貫流ボイラー独自の三つ目の特徴は、NOx の抑制のための対策である。水素は断熱火炎温度が高いため、サーマル NOx 値が高くなる。この対策として、排ガス再循環方式での燃焼を行うことで、NOx の低減を図っている。

4.2 海外での導入時の技術的課題確認（気温・湿度差等要因）

以上の貫流ボイラーとしての特徴および水素燃料貫流ボイラー独自の特徴が、日本と異なる環境等条件下においても問題なく発揮されるか否かという点に留意しながら、気温、湿度、風、地震（耐震性）の各項目から確認を行った。結果として、一部制御系機器が高温に耐えられる形に改修が必要であること以外は、ほぼ問題がないことが確認された。従って、日本に比べて気温の高いタイを中心とした ASEAN 地域において水素燃料貫流ボイラーを稼働させることは、技術的には可能であると考えられる。ただし、水素燃料貫流ボイラーの特徴のひとつである水素発生量と蒸気負荷必要量とを切れ目なく調整し、蒸気生成量をコントロールする「追従性」性能の実現等、水素燃料貫流ボイラーが現在日本で発揮している100%の性能を、気象条件の異なるタイを中心とした ASEAN 地域においても一連のシステムとして同様に発揮できるか否かは、最終的には現地への実機の設置と検証によって立証される事項であると考える。

4.3 現地施工（配管等）委託先候補の技術レベルテスト、選定

タイでの水素燃料貫流ボイラー設置に際しては、ボイラー本体の設置のほかに水素源からボイラーまでの配管をする必要がある。その工程の中には、水素を一時貯留するタンク（ホルダー）を設置し、一定以上に昇圧してから水素燃料貫流ボイラーに送り込む工程も含まれる。タイでの水素燃料貫流ボイラーの導入には、これら一連の設計、調達、建設を実施できる現地のエンジニアリング会社を確保する必要がある。

そこで、日本において水素配管施工実績のある企業 2 社をピックアップし、タイでの施工実施可否および現地施工技術のレベルが水素燃料貫流ボイラー設置に十分か否かを調査したところ、うち 1 社は現地日系施工会社を活用する形で同社による対応が可能であることが判明した。そこで同社の技術レベルを確認すべく、表 4-2 に示す項目のチェックを実施した。

表 4-2　現地施工会社の技術レベル確認事項および回答

確認事項	現地施工会社の回答
水素をボイラーの仕様範囲の圧力に調整するシステム設計、施工が可能か	可能
水素をボイラーの仕様範囲の温度に調整するシステム設計が可能か	可能
逆火防止のための安全器を 1 次側に設置することが可能か	可能
運転や負荷の変動時にも圧力超上昇がないシステム設計、施工が可能か	可能
腐食性ガスや異物がある場合、それらを取り除くシステム設計、施工が可能か	可能

出所）三浦工業株式会社作成

三浦工業株式会社側から確認した必要項目については、すべて対応が可能であるとの回答であり、理論上は水素燃料貫流ボイラーの設置に必要な技術レベルはあることが確認できた。しかしながら、新型コロナウィルス感染症の影響もあり、本調査の中で現地事業者による実際の製作を確認することはできていない。確実に施工ができることを確認するためには、施工部分を含めた技術的な実証の実施が必要である。

また、現地での配管施工に際して日本での施工と異なる点として、キャノピー等遮光板の設置や瞬停対策としての無停電電源装置の設置、一次電源の状況を考慮した上で復電時に

正常にプラントが稼働するような制御ロジックの構築、さらには万一の洪水等による浸水対策として各種機器設置の際の高さの確保といった点にも考慮が必要である。これらの項目への対処を含めたエンジニアリング・施工について、現地施工会社による対応が実際に可能であるか否かの技術的実証は必要であると考えられるものの、本調査においては現地施工委託先候補企業が特定でき、理論上は対応が可能であることを確認できたものと考える。

4.4 社内メンテナンス実施体制検討・整備

タイに水素燃料貫流ボイラーを導入した場合、導入以降のメンテナンスを、現地人材を活用してどのように実施すべきか、その際の課題について整理を行った。三浦工業株式会社は、現地法人を有しており、日々のメンテナンス業務を実施しているが、水素燃料貫流ボイラーのメンテナンス対応を考えるにあたっては、水素燃料ボイラー特有の項目のみならず、貫流ボイラーの基礎知識の底上げも含めて考えていく必要がある。

また、三浦工業のボイラーは故障をオンラインで検知する通信システム MIURA ONLINE MAINTENANCE システムを採用しており、何か問題が生じた際には、同社のメンテナンス要員が現場に向かうこととなるが、故障時等以外の普段のメンテナンスについては、ボイラー設備を導入した工場側で実施していただくというのが通常の運用となる。ボイラー設備のために三浦工業メンテナンス技術者を常駐させるというのは、工場側のコスト的にも現実的ではない。そこで、タイにおける水素燃料貫流ボイラーのメンテナンス運用についても、通信システム MIURA ONLINE MAINTENANCE 等の活用を前提として、日常管理は顧客側に行っていただく必要がある。このため、設備を導入する顧客に対しても一定程度の教育を行う必要がある。そこで、本調査の中ではメンテナンス要員、顧客のそれぞれに必要な知識を習得させるための教育カリキュラムおよび使用教材の構成について検討し、教育カリキュラム案を作成した。ただし、水素ボイラー特有の教育項目については机上教育だけでは十分な教育が実施できないため、メンテナンス要員向けの教育は、実機を使用しての教育が必要である。

タイにおける水素燃料貫流ボイラーの導入に向け、メンテナンス体制の確立は必要不可欠な要素である。新型コロナウィルス感染症の影響が落ち着き次第、まずはメンテナンス要員向け教育を進める。メンテナンス要員向け教育が完了し、実際に顧客工場に水素燃料貫流ボイラーを導入する際には、設置作業にあわせて顧客向け教育を実施する予定である。

5. 具体的な制度整備・改善案の検討

タイにおける制度的な課題は、高い安全性確保が必要となる水素利用機器である水素燃料貫流ボイラーに対して、本来必要であると考える安全面での規制、工業標準等が未だ確立されていないことである。このため、水素を他の燃料と混焼させる混焼型の炉筒煙管ボイラー等、安全性確保や環境保護の観点で水素燃料貫流ボイラーに劣る製品が市場の一部を占めている状況である。このような状況を踏まえ、ボイラーを含む水素燃料使用機器の安全規制・標準化案について検討した。

また、将来の水素社会到来時の一般工場へ普及に向け、地域での水素戦略について検討した。

5.1 ボイラーを含む水素燃料使用機器の安全規制・標準化案の検討

タイにおいて、水素に関する標準は未だ質に関する標準（TIS1229-2537）しかないものの、ISO での標準化の動きやその他主要国による動きについても注視しておく必要がある。標準化への注視を怠れば、気づけば他国主導によって制定された標準に従わざるを得ないという状況も生じうる。そこで本調査の中では、水素燃料を使用する機器に関する ISO の制定動向について調査し、また他国の標準化に向けた動向についても可能な範囲で調査を行った。

水素に関する国際標準については、ISO の TC-197「Hydrogen Technologies」で議論および制定が行われている。この TC-197 の日本国内での審議団体を担っているのが、一般社団法人水素供給利用技術協会（HySUT）である。HySUT は 2016 年に一般社団法人に改組して TC-197 の国内審議団体となって以降、事務局として水素機器関連の ISO のメンテナンス・見直し等を行っている。水素利用に関する標準化は、これまで燃料電池や燃料電池自動車の分野において、コンポーネントの安全性や性能試験に関する部分で進んできている一方、水素燃料の品質、パイプラインによる輸送や家庭用ボイラー等水素利用機器に関する標準化に関しては未だ確立されていない。

このため、副生水素が発生する化学工場等を中心に限定的に使用されている現状においては未だ問題は発生していないが、将来的に一般工場が水素を調達して水素を燃料とするボイラーを使用する際に、一定の安全性、環境基準の確保は必要不可欠な要素である。

5.2 地域水素戦略の検討

水素燃料の普及に向けては、ある特定の地域をモデル地域として定め、同地域における水素燃料利用の促進のためのインフラ整備や規制緩和、さらには市民の意識の醸成を行う「水素モデル地域」を創出することがひとつのステップとして重要となると考える。日本国内においても、2014 年 4 月に閣議決定された第 4 次エネルギー基本計画の中で、水素エネルギー推進の方向性が示されて以来、各地で水素普及に向けた取り組みが進められている。（表 5-1）

表 5-1　主な自治体による水素普及に向けた取り組み

自治体	主な取組
東京都	2017 年 11 月に「Tokyo スイソ推進チーム」を民間企業とともに発足。水素エネルギー利用の見える化に向けたプロジェクト等を実施中。このほか燃料電池自動車や水素ステーションの整備等に対する補助金支給も実施。
大阪府	2016 年 3 月に水素エネルギーの利活用に向けた取り組みの方向性として「H2Osaka ビジョン」を策定。推進会議を年 1 回程度実施し、水素プロジェクトの創出に向けた活動を行っている。
神奈川県	横浜市、川崎市とともに、京浜臨海部における「低炭素水素」利活用プロジェクトを推進。
福岡県	2004 年 8 月に産学官で福岡水素エネルギー戦略会議を設立。2021 年 12 月 1 日現在、862 の企業・機関が参加し、研究開発、社会実証、人材育成等を実施している。
川崎市	「川崎水素戦略」を 2015 年 3 月に策定。臨海部地域が持つパイプラインの優位性を活かしたプロジェクトを展開している。
横浜市	2014 年 12 月に改訂した「横浜港港湾計画」の中で定めた港のスマート化の一環として、自立型水素燃料電池システム（H2One）の設置や HCV 導入などによる水素エネルギーの利活用を推進している。

福岡市	「水素リーダー都市プロジェクト」として、下水汚泥の処理過程で発生するバイオガスから水素を生成し、水素ステーションに供給するプロジェクトを実施。
北九州市	東田地区での「北九州水素タウンにおける実証・PR の拠点化」、響灘地区での「CO2 フリー水素の製造・供給の拠点化」、市域全体での「燃料電池自動車や水素ステーション等の普及」の 3 本の柱で推進。

出所）各自治体のウェブサイト掲載情報をもとに日本テピア作成

タイにおいて、地域水素戦略の先導となりえる可能性のある地域としては、まず、東部経済回廊地域（Eastern Economic Corridor ;EEC）が考えられる。2021 年 1 月にプラユット首相によって国家戦略モデルとして位置付けられた「バイオ・循環型・グリーン経済（BCG）」の実現に向けて、タイ政府はクリーンエネルギー分野の投資に対して法人税減免恩典の付与を打ち出している。その中でも EEC は高度化した産業の集積地として今後さらなる発展が見込まれる地域とされ、今後も集積が進展していくことが期待されているところである。

ただし、同地域では、本年度、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に採択され、カーボンニュートラル工業団地建設の計画を立てており、送電を巡る規制緩和などの制度改革提言を含めたプロジェクトが進行しつつある状況である。[5] 同プロジェクトが工業団地内での水素の製造、貯蔵、水素電池車（FCV）の導入による活用などを中心としたプロジェクトであるのに対し、本事業独自の観点としては、まず蒸気ボイラーを使用する企業が多く立地していること、さらには太陽光発電やバイオマス由来等のグリーン水素を創出するためにプロジェクトを実施できる土地があることなどが地域選定の鍵となる。無論、地域の自治体や住民による環境意識が高いといった要素も重要となる。

6. 排出削減見込量の試算及び排出削減貢献の検討

化学工場での水素燃料貫流ボイラー導入による燃料転換（本件においては副生水素による重油の代替）時の二酸化炭素排出削減量算定のための JCM 方法論案を作成し、選定した工場に同方法論案を当てはめ年間排出削減量を算出した。同結果および市場調査結果をもとに、タイの他、インドネシア、マレーシア、ベトナムの化学工場のうちポテンシャルのある工場に導入した場合の年間排出削減量を算出した。

6.1 事業化した場合の排出削減見込量

化学工場での水素燃料貫流ボイラー導入による燃料転換（重油から副生水素）時の二酸化炭素排出削減量算定のための JCM 方法論案を作成し、同方法論案を選定したモデル工場のケースに当てはめ、年間排出削減量を算出した。

6.1.1 JCM 方法論案の検討

JCM 方法論申請書に沿った、本件における水素貫流ボイラー導入の JCM 化方法論について述べる。

方法論における必須項目は以下である

[5] NNA（2021）「【タイ】東部に脱炭素のモデル工業団地　日系４社、タイ政府に政策提言へ」https://news.yahoo.co.jp/articles/94ce318ea22f9716778acf7a2d43cbb90b3d65d4（最終閲覧日：2022 年 1 月 5 日）

A) 方法論の題名
B) 方法論中に用いる用語の定義
C) 方法論の要約
D) 適格要件
E) 排出源と排出される GHG の種類
F) レファレンス排出量の算定式
G) プロジェクト排出量の算定式
H) 排出削減量の算定式
I) 事前に求められるデータ及びパラメータ

本件において、もっとも重要となるのが D の適格要件であり、以下に示す。

1. 本件で導入する新規もしくは増設の水素貫流ボイラーは既存の化石燃料を用いるボイラーを代替する。
2. 本件で導入する水素貫流ボイラーは、導入以前には使用されていなかった電解水素を用いる。
3. 本プロジェクトにおいて導入される水素貫流ボイラーへの外部からの水素供給は無い。

本プロジェクトにおいては、適格要件 2. を基に副生水素が過去の最大使用量を上回った分のみを未利用と定義し、未利用水素に対して有価価値がないとする。その場合、プロジェクト排出量算定における、電解による水素生成時の GHG 案分をゼロとして削減量を計算している。

以下が本方法論における削減量の算定式である。

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

ここで、RE_pはレファレンス排出量であり、以下で求められる。

$$RE_p = D_p \times \frac{HG_p}{\eta_{RE}} \times EF_{RE}$$

$$D_p = \frac{\min\left(H_{cons,p}, H_{gf,hist} \times NaOH_p, H_{gf,def} \times NaOH_p\right) - \left(H_{out,hist-}\ H_{out,p}\right)}{H_{cons,p}}$$

また、PE_pはプロジェクト排出量であり、以下より求められる。

$$PE_p = FC_p \times NCV_{fuel} \times EF_{fuel} + EC_p \times EF_{elec}$$

各式内に登場するパラメータの説明は詳細版にて行う。

6.1.2 モデル工場における排出削減量算定

以上の方法論案を、モデル工場のケースに当てはめると、排出削減量は以下の通りとなる。

$$D_p = \frac{\min\left(\ 840,840 \times 80{,}000\ ,280 \times 80{,}000\right) - max\ [0,(1{,}102.5 - 1{,}102.5)]}{840}$$

= 1

$$RE_p = D_p \times \frac{103{,}154}{85\%} \times 0.0711$$

= 1 × 121,357× 0.0711

= 8,628

$PE_p = 0 \times 44.8 \times 0.0616 + 134.75 \times 0.5664$

= 76.33

$ER_p = RE_p - PE_p$

= 8,628 – 76.33

= 8,551 トン CO_2

6.2 普及拡大時における排出削減への貢献

タイの他、インドネシア、マレーシア、ベトナムの化学工場のうちポテンシャルのある工場に導入した場合の年間排出削減量を算出した。

6.2.1 製品普及拡大シナリオ

(1) 副生水素発生工場での展開

本調査の対象 4 カ国において当面の普及展開先と想定される副生水素発生工場での水素燃料貫流ボイラーの市場規模は、タイ 15 社、インドネシア 13 社、マレーシア 7 社、ベトナム 5 社の合計 40 社、水素燃料貫流ボイラー（2 トン/時）台数にして合計 200 台と算定した。しかしながら、これらの工場の中には既に炉筒煙管型の水素混焼ボイラーを導入しているケースや、他社に外販しているケースもあり、すべてが未利用水素として二酸化炭素排出削減対象とはならないことに留意する必要がある。

そこで、本項にて二酸化炭素排出削減効果を算定するに際しては、上述した工場のうち、現在ボイラー燃料として使用せずに大気放散している未利用水素の存在が明確に確認された工場と、ヒアリングの際に「発生していない」と回答しているものの、工場側担当者の理解不足であり、状況を鑑みて高確率で副生水素が発生していると目される工場のみを対象とする。この条件にあてはまる工場はタイで 4 工場、インドネシア 3 工場、マレーシア 3 工場、ベトナム 2 工場、合計 12 工場となる。

それぞれの工場で現在使用されているボイラー燃料種別や副生水素発生量、必要蒸気量規模等の条件は異なってくるが、本調査の中で入手できた情報に限りがあるため、各種条件についてはモデル工場と同じものと仮定して算出した。

(2) タイでの一般工場の蒸気ボイラー市場への展開

化石燃料価格に比べて水素価格が圧倒的に高い現状においては、水素燃料貫流ボイラーの展開先は副生水素発生工場に限られることとなる。一方で、将来、水素の調達価格がより安価になり、また化石燃料の使用がより制限される状態になった場合には、蒸気を使用する一般工場においても水素を外部から調達して燃料として使用することで、水素燃料貫流ボイラーを使用できる状況になると予想できる。

これに向けて、タイでの水素の安全利用に関する提言や、タイにおける水素社会構築に向けた活動を進めることで、タイの水素燃料貫流ボイラー将来市場規模として設定した現在工場で使用されている蒸気ボイラー12,481 台分の水素燃料貫流ボイラーへの設備更新が起

こる可能性が高まるものと考える。

6.2.2 排出削減見込量（製品普及による削減貢献）の試算

上述した工場のうち、副生水素の発生状況等の確認を行う中で事業者の回答から時間がかかると判断されるベトナムの 2 工場を除き、2030 年までの間に計 10 工場に対して水素燃料貫流ボイラーを展開することを想定し、モデル工場と同規模の規模で水素燃料貫流ボイラーを導入した場合の年間二酸化炭素排出削減効果の試算を表 6-1 に示す。

表 6-1　タイ、インドネシア、マレーシアにおける製品普及による削減貢献試算

国・地域	対象工場数	年間二酸化炭素排出削減効果（トン CO_2）
タイ	4	34, 204
インドネシア	3	25, 563
マレーシア	3	25, 563
合計	10	85, 510

出所）日本テピア株式会社作成

6.3 まとめと課題

水素燃料貫流ボイラーの普及は、第 1 段階である副生水素発生工場向けの普及と、第 2 段階である水素社会到来後の一般工場向けの普及とに分けて考える必要がある。今回の方法論は副生水素発生工場での未利用水素の利用に焦点を当てて作成されたものであり、今後、一般工場が水素を外部から調達して水素燃料貫流ボイラーを利用する場合には、その状況に応じた方法論をあらためて作成することとなる。

副生水素発生工場への導入に関する方法論案としての課題としてもっとも大きな点は、電解時の電力使用量をプロジェクト排出量として水素に案分するか否かと、案分する場合の割合に関する考え方である。これについては、日本国内でも未だ議論が行われている状況と認識しており、今後の状況を注視する必要がある。また、設備更新の際のみならず増産時の場合のリファレンスの設定についても検討の余地があると考える。

以上のような課題はあるものの、未利用副生水素とグリーン水素を利用した際のプロジェクト排出量をゼロとする前提に立てば、水素燃料貫流ボイラーの導入による化石燃料の代替は大きな削減効果を生むものと期待できる。

7. 相手国関係者への制度整備・改善案の提案活動

本調査の実施を通じて明らかになった水素燃料貫流ボイラーのタイにおける普及展開に向けた制度的な課題等について、タイ政府関係者向けのワークショップを開催し、提言を行った。

7.1 ワークショップの開催

本調査で明らかになったタイにおける制度的な課題は、高い安全性確保が必要となる水素利用機器である水素燃料貫流ボイラーの普及に向け、本来必要であると考える安全面で

の規制、工業標準等が未だ確立されていないことである。このため、水素を他の燃料と混焼させる混焼型の炉筒煙管ボイラー等、安全性確保や環境保護の観点で水素燃料貫流ボイラーに劣る製品が市場の一部を占めている状況である。副生水素が発生する化学工場等を中心に限定的に使用されている現状においては未だ問題は発生していないが、将来的に一般工場が水素を調達して水素を燃料とするボイラーを使用する際に、一定の安全性、環境基準の確保は必要不可欠な要素である。

そこで本調査の中では、タイ政府に対し、水素の安全利用をテーマとしたワークショップを開催した。開催方法は、新型コロナウィルス感染症の影響を考慮し、オンライン形式での開催となった。

ワークショップでは、基調講演として日本における水素社会の実現を目指した政策・制度面での取り組みを経済産業省から紹介した後、地域における水素普及のための取り組み事例として、取り組み先進地域である北九州市の事例を紹介した。その後、調査を実施した日本テピア株式会社ならびに三浦工業株式会社から、水素燃料貫流ボイラーの技術および本調査の実施結果概要を紹介するとともに、水素の安全利用の重要性について言及した。また、水素利用側の技術のみならず水素製造に関する技術をあわせて紹介することで、タイ側に水素の製造から利用までのイメージを持たせる狙いで、バイオマスからのグリーン水素製造技術を持つ株式会社翼エンジニアリングサービスから技術紹介を実施した。

これらの発表に対し、質疑応答のセッションでは、タイ側からは活発な意見、質問が寄せられ、水素の利活用に対する強い関心が示された。

8. 総括

本調査では、大きく①市場性、②制度面での障害有無、③技術適応可能性、④二酸化炭素排出削減効果算定を含めた JCM 案件化可能性の 4 つの観点から、水素燃料貫流ボイラーのタイを中心とした ASEAN 地域への展開可能性を検証した。

① 水素燃料貫流ボイラーの市場性については、本調査の対象国であるタイ・マレーシア・インドネシア・ベトナムの各国において、当面のターゲットとなる苛性ソーダ工場を中心とした副生水素発生工場での水素の一部大気放散が確認され、一定の市場が確認された。しかしながら苛性ソーダ工場以外での副生水素発見は限定的であった。将来的に水素が他の化石燃料と同等もしくはより安価に入手できる状況になった場合には、一般工場でも使用が見込まれ、大きな市場となる可能性が示された。ただし、既に競合製品となる炉筒煙管型の混焼ボイラーを導入して副生水素を燃焼している工場も一部で確認された。

② 制度面での障害有無については、本調査の対象国であるタイ・マレーシア・インドネシア・ベトナムの各国において水素燃料機器の普及を後押しする政策の有無、また逆に水素燃料貫流ボイラーを普及する際の障害の有無について確認した。各国とも水素に関する法制度は未だ整備の途上であるものの、4 カ国の中ではマレーシアにおいて水素の普及に向けた政策が存在し、普及に向けた計画が定められていることを確認した。その他の 3 カ国における水素普及に向けた政策はほぼ未整備であり、今後の課題とされていることが確認できた。規制という観点では、水素燃焼時に発生しやすい NOx 値や、逆火の危険性がある水素を取り扱う機器としての安全性から、水素機器に関して一定の規制を設けるべきという課題も浮かび上がった。

③ 技術適応可能性については、東南アジアの気温の高さを考慮した一部の設計変更等の措置が必要であることを確認したものの、発生する副生水素の質等については、設計上は対応が可能であることが確認できた。ただし、日本と異なる環境下で同じ性能が発揮できるかについては実証が必要であり、また、現地での保守実施およびそのための要員教育についても、現在のコロナ禍で移動が制限される中での実施に課題が残る。

④ 二酸化炭素排出削減効果算定を含めた JCM 案件化可能性については、工場における未利用水素の活用による一定の排出削減効果が確認され、一定の可能性はあることが確認できた。ただし、本調査対象国 4 カ国の苛性ソーダ工場における未利用水素量のみの活用では普及には限界があるため、将来的には副生水素以外のグリーン水素、ブルー水素の活用も視野に入れる必要がある。

以上の結果から、水素燃料貫流ボイラーの ASEAN 地域における普及に向けての今後の展開を次の通り整理した。

- まずは、明らかになった技術的課題を現地での実証実施による解決を試みる。2022 年度の技術実証実施に向けて準備を進める。
- 実証期間の中で確実・継続的な設備稼働が確認された後、タイ、インドネシア、マレーシア、（ベトナム）の副生水素発生工場へのビジネスベースでの販売を進め、毎年 1 件程度の組成を目指す。
- 事業採算性については、水素ボイラー限定かつ短期的な観点で捉えず、天然ガスほか化石燃料焚き貫流ボイラー事業の中に位置づけて、同地域における水素ボイラー導入実績を着実に残していく。
- 今後、同地域でも電力グリッド運用上の課題から余剰再生エネルギーが増えることを見据え、将来的には一般工場でのグリーン水素やブルー水素の調達・利用で発生する水素ボイラー需要を取り込んでいく。

また、以上の普及展開実現に向けて、制度整備の側面を含めた課題解決に向けて次のような取組を実施して行くこととしたい。

- 「安全性の高い技術による水素利用」に向けた制度（規制、標準）整備に向け、タイ政府との間で「水素燃料貫流ボイラー」の安全性・環境性評価の認識を共有すべく、対話を進める。また、水素燃料ボイラーのタイでの安全規制・標準確立に向け、タイ政府と協議を行う。
- タイ政府補助制度に関し、両機関の補助スキーム対象技術に水素燃料貫流ボイラーが問題なく認定されるよう、両機関との対話を進める。
- 水素地域モデルの創出に向けた取り組みとして、水素地域としての取り組みに関心を示すタイ側自治体と交渉を進め、日本の自治体との間で、水素地域の構築をテーマとした JCM 都市間連携の構築可能性を探る。

参考文献

第 2 章

- 環境省（2016）「インドネシアにおける法制度の整備・執行」 https://www.env.go.jp/air/tech/ine/asia/indonesia/files/law/files/law2016.pdf（最終閲覧日：2021 年 12 月 9 日）
- 三菱総合研究所（2019）「平成 30 年度主要国の大気環境分野における環境規制等動向」（最終閲覧日：2021 年 12 月 9 日）
- 独立行政法人日本貿易振興機構（2018）「マレーシアの環境法令 最新の改正と今後のビジネスの可能性」 https://www.jetro.go.jp/ext_images/_Reports/02/2018/3bfa359341928820/201803_Malaysia_Environment.pdf（最終閲覧日：2021 年 12 月 9 日）
- Wan Ramli Wan Daud (2021)「The latest Hydrogen Energy Trends in Malaysia（2021 年 4 月 22 日 NEDO Webinar “Future Outlook for Hydrogen Energy in Southeast Asia”発表資料）」
- Mohd Abdullah bin Zaidel (2021)「Sarawak – Spearheading the Hydrogen Economy in Malaysia（2021 年 4 月 22 日 NEDO Webinar “Future Outlook for Hydrogen Energy in Southeast Asia”発表資料）」

第 3 章

- 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（2015）「地球温暖化対策技術普及等推進事業 JCM プロジェクト実現可能性調査／タイ国における超高効率小型貫流ボイラーおよび関連技術普及プロジェクト案件調査」

第 5 章

- 川崎市（2015）「水素社会の実現に向けた川崎水素戦略　～水素 to 人が暮らすまち」 https://www.city kawasaki.jp/590/cmsfiles/contents/0000082/82981/kawasakisuisosenryaku.pdf（最終閲覧日：2021 年 12 月 2 日）
- 川崎市（2021）「水素社会の実現に向けた川崎水素戦略」https://www.city kawasaki.jp/shisei/category/57-1-16-0-0-0-0-0-0-0.html（最終閲覧日：2021 年 12 月 2 日）
- 経済産業省資源エネルギー庁 (2021)「今後の水素政策の課題と対応の方向性中間整理（案）（第 25 回水素・燃料電池戦略協議会委員会発表資料）」 https://www meti.go.jp/shingikai/energy_environment/suiso_nenryo/pdf/025_01_00.pdf （最終閲覧日：2021 年 12 月 7 日）
- 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（2015）「NEDO 水素エネルギー白書」p.35-46.
- 東京都環境局（2021）「水素社会の実現」ページ番号：739-971-761 https://www kankyo metro.tokyo.lg.jp/climate/hydrogen/ （最終閲覧日：2021 年 12 月 7 日）
- 福岡水素エネルギー戦略会議（2021）「戦略会議について」http://www.f-suiso.jp/outline（最終閲覧日：2021 年 12 月 7 日）
- 福岡水素エネルギー戦略会議（2021）「福岡のこれまでの水素の歩み」http://www.f-suiso.jp/pdf/history.pdf（最終閲覧日：2021 年 12 月 7 日）
- 大阪府（2021）「Ｈ２Ｏｓａｋａ（エイチツーオオサカ）ビジョン」 https://www.pref.osaka.lg.jp/energy/h2osakav/index html（最終閲覧日：2021 年 12 月 7 日）
- 神奈川県（2020）「水素エネルギーの導入拡大に向けた取組」 https://www.pref kanagawa.jp/docs/e3g/cnt/f460114/index html（最終閲覧日：2021 年 12 月 7 日）

・ 北九州市（2020）「北九州市の水素に関する取り組み」
https://www.city kitakyushu.lg.jp/kankyou/28900005 html（最終閲覧日：2021 年 12 月 7 日）
・ 福岡市（2020）「福岡市水素リーダー都市プロジェクト～下水バイオガスから作った水素を地産地消！～」https://www.city fukuoka.lg.jp/keizai/kagakugijutsu/business/suisoleader html（最終閲覧日：2021 年 12 月 7 日）

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名 水素燃料貫流ボイラーの普及展開可能性に関する調査

委託事業名：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（CEFIA国内事務局業務及びCCUS普及展開支援等業務）

受注事業者名　日本テピア株式会社

頁	図表番号	タイトル
4	表2-1	2021年度DEDE補助金対象機器リスト
7	表3-2	使用燃料別タイ工業用ボイラー　推計

Research on the Feasibility of Extensive Adoption of Hydrogen-fueled Once-through Boilers

Research conducted by: TEPIA Corporation Japan Co., Ltd.
Joint Researcher: MIURA CO., LTD.

1. Objectives and Implementation System, etc.

The once-through boiler, a technology which originated in Japan, that is superior in both safety and energy efficiency, is structurally safer and less likely to cause serious accidents than the conventional fire-tube and water-tube boilers that are still used in many industrial fields. The hydrogen-fueled once-through boiler, which became commercially available in 2017, is a boiler that can utilize hydrogen safely and without wastage, as its combustion is staged and follows fast-cycling fluctuations of the amount of hydrogen. It is expected to become one of the prominent technologies for the utilization of hydrogen in the industrial sector.

Although there are high expectations particularly from the ASEAN region, where industrialization is advancing, the widespread adoption of this technology has been hampered by a number of issues such as uncertainty of trends in the establishment of regulations, quality standards, and import compliance, manufacturing, installation, and operation requirements in each country, as well as the question of whether the level of piping and construction technology required for the use of fast-burning hydrogen-fueled boilers can be secured in each country; how to establish a maintenance system after installation of the technology; and how to set a sale price ensuring a level of profitability to secure viability of the maintenance system and verification of the price scale which is acceptable to customers, while fulfilling their technology and business needs.

Therefore, this research was conducted with the aim of addressing various issues related to the extensive placement of hydrogen-fueled once-through boilers in the ASEAN region.

2. Analysis of Trends in Related Regulations, Frameworks, etc.

In this research, we investigated the trends (current and future) of related regulations, standards, existing frameworks (industrial and other), etc., as well as the issues to be addressed, in the four countries of Thailand, Indonesia, Malaysia, and Vietnam, where the adoption of hydrogen-fueled boilers is expected to occur in future due to the degree of progress in industrialization in the ASEAN region. The following is an overview of each country.

2.1 Trends in the Establishment of Regulations and Standards, etc., for Hydrogen Equipment in Thailand, Indonesia, Malaysia, and Vietnam

In the four ASEAN countries (Thailand, Indonesia, Malaysia, and Vietnam) that are aiming to develop hydrogen boilers, we conducted a survey of related documentation, reports, etc. available in the public domain and consultation with relevant organizations to determine whether regulations and standards, etc., related to the introduction and use of such hydrogen-fueled equipment already exist, and if not, whether they are planned to be established in the future.

Considering the practicalities of widespread distribution of hydrogen-fueled once-through boilers, as the purpose of this research, the survey above-mentioned was conducted by identifying the regulations and guidelines and so forth that are currently applied to natural gas-fueled once-through boilers already widely in use in various countries, and confirming whether these regulations and guidelines are also applicable to hydrogen-fueled once-through boilers.

In Thailand, steam boilers used for industrial purposes are managed and supervised by the Ministry of Industry's Department of Industrial Works (DIW), and it is necessary to obtain a permit from DIW for their installation and operation. These matters are regulated under the Factory Act 1992, Ministry of Industry, Ministerial Regulation No. 2 (1992) and various public notices issued based on the Law. In addition to regulations issued by The Ministry of Industry, The Ministry of Natural Resources and Environment has issued regulations on boiler emissions. Comparing the regulation values in the notification issued by the Ministry of Industry and that issued by The Ministry of Natural Resources and Environment, the difference is that the NOx regulation values for boilers installed in new oil refineries licensed after 13 October 2011 is 120 ppm NO2 equivalent. It was confirmed that the more stringent value of 120 ppm or less is required for installation in oil refineries.

In general, the above laws and regulations apply to the installation and operation of industrial boilers. No laws or regulations specifically referring to hydrogen-fueled boilers were identified, and when consultations/interviews were conducted with the department in charge at the Ministry of Industry, the response was that no such laws or regulations exist at this stage. Therefore, it is assumed that the above-mentioned boiler-related laws and regulations will be applied to hydrogen-fueled once-through boilers.

Among these regulations, the NOx regulation value is one that requires special attention due to characteristics of hydrogen-fueled once-through boilers in comparison with natural gas-fueled small once-through boilers, which are already being introduced in Thailand. Since NOx is easily generated when burning a mixture of hydrogen and air in a hydrogen-fueled once-through boiler due to the high combustion temperature, one of the keys to the ubiquitous use of hydrogen-fueled once-through boilers is to meet NOx regulation values. In the case of installation in general factories, including caustic soda factories in Thailand, it will be necessary to clear the 200 ppm level, which is less stringent than the above regulation value of 120ppm at petroleum refineries, but the exhaust NOx value of the standard specification of the hydrogen-fueled once-through boiler of MIURA CO., LTD. is about 150 ppm, which is lower than the regulation value, thus it was confirmed that this will not be a barrier to deployment in Thailand. Other regulations are similar to those currently in place for the company's natural gas-fired small once-through boilers, so we do not foresee any particular obstacles.

The above are the laws and regulations related to the introduction of hydrogen-fueled once-through boilers in factories that generate byproduct hydrogen. On the other hand, we would like to discuss the legal issues regarding the introduction of hydrogen-fueled once-through boilers in general factories after a hydrogen supply chain is established in future, and the environment in which hydrogen can be procured at low cost by each business operator after set-up.

When the scope of the project is expanded to include general factories, factories that have never handled gases before will need to handle hydrogen, a fuel with a high maximum combustion speed and the risk of backfiring. In addition to this point, during the installation stage in general factories, due to the number of factories to be covered, introduction of hydrogen-fueling equipment is very different from the installation in byproduct hydrogen generation plant factories, and therefore, more stringent regulations and standards may be introduced for safety of hydrogen-fueling equipment, and for hydrogen storage and transportation. In order to promote the use of hydrogen-fueled once-through boilers, it will be very important to conduct an online workshop based on this research to encourage the local Ministry of Industry and other related ministries to formulate regulations and standards on safety aspects that do not exist at present.

In Indonesia, Malaysia, and Vietnam, hydrogen-specific regulations were not identified.

2.2 Trends in hydrogen-related policies (promotion measures) in Thailand, Indonesia, Malaysia, and

Vietnam

In the four ASEAN countries (Thailand, Indonesia, Malaysia, and Vietnam) that are aiming to achieve the widespread use of hydrogen boilers, we conducted a survey of documents, reports, information, etc. in the public domain, and had consultations with relevant organizations to determine whether initiatives for diffusion of hydrogen fuel and equipment that use hydrogen as fuel already exist, and in those countries where such policies are not currently existing, whether plans exist to formulate them in future.

In the survey, we first confirmed the status of hydrogen as indicated in the latest nationally determined contributions (NDCs) submitted by each country to the UNFCCC secretariat based on the Paris Agreement, and in the energy plans of each country, and then conducted a survey on publicly-available reports, etc., on the existence of specific measures to promote hydrogen.

Thailand, Indonesia, Malaysia, and Vietnam have all identified hydrogen as one of the new energy sources in their mid- to long-term plans, but have not yet adopted specific policies such as subsidies for hydrogen fuel.

The government of Thailand provides subsidies for the introduction of equipment that contributes to energy conservation and decarbonization in Thailand, as well as corporate tax exemptions, although this is different from long-term measures to promote the use of hydrogen fuel. There are two types of subsidies currently available.

The first is a corporate tax reduction and exemption benefit provided by The Thailand Board of Investment (BOI). The BOI grants corporate tax exemptions and other incentives to certain industries and sectors for the purpose of promoting Thai industry. Under the "Measure for Improvement of Production Efficiency"[1] issued in 2014, companies in industries eligible for BOI incentives are exempted from corporate income tax for three years if they make capital investments that contribute to energy conservation, alternative energy use, or environmental impact mitigation. This BOI Announcement was partially updated in 2021 and is still in force. As of July 2021, there are a total of 123 industries eligible for BOI incentives[2], ranging from Section 1, "Agriculture and Agricultural Products" to Section 8, "Technology and Innovation Development". The production of various chemicals, including the production of caustic soda, is classified in Section 6, "Chemicals, Paper and Plastics," 6.1, "Manufacture of Industrial Chemicals," and is accordingly eligible for the incentive. Therefore, when a caustic soda manufacturing plant, which is the target of this project, installs a hydrogen-fueled once-through boiler, it will be able to apply for and receive the following benefits, which mainly constitute a three-year corporate income tax exemption.

- BOI benefit package for efficiency improvement measures
  - ✓ Exemption from corporate income tax for three years. However, this exemption will apply to a limit of 50% of the amount invested to improve production efficiency, excluding land costs and working capital. (An exemption of up to 100% applies, if 30% or more of the investment is in domestic automated machinery or equipment.)
  - ✓ Machinery Import Tax Exemption

The second is a subsidy program provided by Thailand's Ministry of Energy's Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE) for the installation of equipment and technologies that contribute to improved energy efficiency. The program is funded by the Energy Conservation Promotion Fund, established in accordance with Sections 24 and 25 of The Energy

[1] BOI Announcement No.1/2564

[2] Japan External Trade Organization (JETRO) https://www.jetro.go.jp/world/asia/th/invest_03 html Last checked on 23 December 2021

Conservation Promotion Act of 2007, as amended. The most recent notification currently in effect is the "Decree of the Department of Alternative Energy Development on the Detailed Rules for Implementing Subsidized Projects for Investments in the Renovation and Improvement of Machinery and Equipment Conducive to Energy Conservation B.E.2564[3]." (8 October 2021) ". Its summary is as follows.

- Overview of grants by DEDE in 2021
  - ✓ Subsidy rates are up to 20% for designated energy management factories, and up to 30% for general factories (other than designated energy management factories) and energy managed factories using new energy-related technologies (smart IoT products).
  - ✓ The maximum subsidy amount is 3 million Thai Baht.
  - ✓ Applications will be accepted from the date of issuance of the BOI Announcement to 21 January 2022.
  - ✓ The machinery, materials, and equipment eligible for investment subsidies based on the BOI Announcement, must be those items as designated by Thailand's Ministry of Energy.

The items designated for FY2021 are as shown in the Table 2-1.

Table 2-1 List of Equipment Eligible for FY2021 DEDE Subsidies

No.	Name of equipment/technology
1	Light Reflector
2	Compact Fluorescent Lamp: rated lamp life 12,000 hrs. type
3	High Efficient Motor
4	Variable Speed Drive: Low Harmonic Type
5	Variable Speed Drive: High Harmonic Type
6	Oil Immersed Power Transformer
7	Dry Type Power Transformer
8	Capacitor
9	Voltage Regulator
10	Automatic Condenser Tube Cleaning System
11	Liquid to Liquid Heat Exchanger: Plate Heat Exchanger
12	Air to Air Heat Exchanger: Plate Heat Exchange
13	Air to Air Heat Exchanger: Heat Wheel
14	Controller of Air Supply for Combustion
15	Steam Boiler
16	Light Oil Burner
17	Heavy Oil Burner
18	Gas Burner
19	Steam Trap: Mechanical Type
20	Steam Trap: Thermostatic Type
21	Steam Trap: Thermodynamic Type
22	High Efficient Air-Cooled Water Chiller
23	High Efficient Water Cooled Water Chiller (Airless Laminated Insulating Glass)
24	Window Film

Source: Compiled by TEPIA Corporation Japan from DEDE: "Specifications of Energy Efficient Equipment", p. 25-26.

Despite there being an entry for "Steam Boiler" in No. 15 of the above list, the detailed

[3] The government of Thailand's fiscal year is from October to September.

description of the entry[4] states that "This category is limited to general boilers used in land-based factories and fueled by coal, oil, natural gas, LPG, biogas, and residues (rice husks, bagasse, woodchips, etc.). Boilers used in ships and trains and boilers using wood or radioactive materials as fuel are not eligible." This limited scope of fuels used means that hydrogen-fueled once-through boilers are not eligible for subsidies in their current form.

In addition, this BOI Announcement only provides for subsidies for applications submitted on or before 21 January 2022, and it has not yet been confirmed whether the program will continue beyond this date.

In Thailand, it is believed that the sales of hydrogen-fueled once-through boilers can be promoted by offering the above two types of subsidies for the low-carbon equipment introduced in accordance with the needs of customers, and it is necessary to lobby the government of Thailand's agencies to approve hydrogen-fueled once-through boilers as equipment eligible for these subsidies.

3. Examination of Commercialization Plan

In addition to confirming the marketability of the hydrogen-fueled once-through boilers for commercialization in the ASEAN region, the feasibility of using the JCM (Joint Crediting Mechanism; Ministry of Foreign Affairs of Japan) for the introduction of the boilers, locale-specific calculation of the product sales and maintenance price level that takes each cost into account, verification of the investment effect from the customer's perspective were examined, and ultimately a concrete deployment strategy for this product in the ASEAN region was contemplated and created.

3.1 Market analysis of Thailand, Indonesia, Malaysia, and Vietnam at the present time

In this section, we reviewed and summarized the status of the factories in Thailand, Indonesia, Malaysia, and Vietnam, where hydrogen-fueled once-through boilers are likely to be installed, and the status of byproduct hydrogen generation.

Regarding the industries where byproduct hydrogen is likely to be generated, caustic soda manufacturing plants are mentioned first. Secondly, plants producing hydrochloric acid or sulfuric acid, which use hydrogen in the manufacturing process, are thought to either procure hydrogen from sources outside the plant, or produce hydrogen in the plant, and thus may be generating byproduct hydrogen. The above chemical plants are considered to be the most likely to produce byproduct hydrogen, but other plants such as oil refineries, steel mills, and semiconductor manufacturing plants may also produce byproduct hydrogen, and were therefore included in the survey. (See Table 3-1)

Table 3-1 Industries Surveyed

Target industry	Possible sources of byproduct hydrogen
Chemical plants manufacturing caustic soda	Hydrogen generated during the electrolysis and refining of caustic soda
Chemical plants producing sulfuric acid and hydrochloric acid	Hydrogen used in the production of sulfuric acid and hydrochloric acid
Oil refinery plants	Hydrogeneration using hydrogen produced in the oil refining process
Steel mills	Hydrogen contained in the gas byproduct of steel-making
Semiconductor manufacturing	High-purity hydrogen gas used in semiconductor manufacturing

[4] DEDE: "Specifications of Energy Efficient Equipment" p.25-26

plants	

Source: Compiled by TEPIA Corporation Japan

As for the survey method, since it was difficult to conduct a survey of all companies due to time and resource constraints, we selected as many target companies as possible in order to conduct the survey. Firstly, in each region, we searched government databases, the Internet, and corporate records for companies of a certain size or larger in the industries listed above, and prepared a longlist of approximately 50 companies in each region, including basic information such as company name, capital amount, number of employees, and website. However, for caustic soda plants, which are considered to have the highest probability of generating byproduct hydrogen, all companies found were listed, regardless of their size.

Next, a shortlist of 10 companies was created from the companies of above-mentioned longlist, which were considered to have a high capacity to introduce this system in terms of products, scale, organization, capital, etc. Consultations were conducted to determine in detail, items such as whether or not byproduct hydrogen was actually generated, current treatment method, whether or not a steam boiler was used, what fuel was used, and the amount of steam required. In view of restrictions imposed by the novel coronavirus, the consultations were conducted via telephone, e-mail, and online conference.

In Thailand, from the longer list of 44 companies surveyed, 10 companies were selected as companies with a high potential to generate byproduct hydrogen based on the products handled, amount of capital, number of employees, and other information on their websites, respectively. However, an caustic soda plant, which is deemed to have the best potential of generating hydrogen, was the main focus, and one company from each field was selected in order to confirm the situation in the petrochemical, semiconductor manufacturing, and steel fields. We then attempted to conduct telephone interviews with the companies on the 10-company shortlist by using services of a local survey company. As a result, it was found that about 15 companies manufacture caustic soda in Thailand, and that almost all of the factories that manufacture caustic soda appear to be generating byproduct hydrogen. However, none of the factories discharge all of the byproducts into the atmosphere, but it was confirmed that some byproducts are to be discharged into the atmosphere. In many cases, the byproduct hydrogens are already being used as boiler fuel or in the manufacture of other products. In addition, some relatively large petrochemical plants, regarding which it is not clear whether they produce caustic soda or not, also produce a small amount of byproduct hydrogen. As for the iron and steel industry, and the semiconductor manufacturing industry, where such possibility exists, no excess byproduct hydrogen was confirmed due to the small number of available interview samples.

Following the same method, in Indonesia, 10 companies were selected to be shortlisted from among the 53 companies that were longlisted. Of these, five companies responded that they are generating byproducts of hydrogen, four of which were from the caustic soda production process and the other from the ammonia production process. Similar to the results of the survey in Thailand, two companies reported that they are already using hydrogen as boiler fuel. While there were no companies that unequivocally responded that they are emitting hydrogen into the atmosphere, the two caustic soda plants that responded that they are using hydrogen for product manufacturing, may be emitting some of the unabsorbed fluctuation portion into the atmosphere.

Similarly, in Malaysia, 10 companies were selected from the longlisted 52 companies, and then shortlisted. Of these, four companies responded that they are generating byproduct hydrogen. Three of them were chemical plants each producing caustic soda, sulfuric acid, and acetic acid, and the remaining one was a steel company. Comparable to the results of the survey in Thailand, one company responded that they are already using byproduct hydrogen as boiler fuel. In addition, three

companies responded that they are releasing hydrogen into the atmosphere due to the small amount of hydrogen generated.

In Vietnam, 10 companies were shortlisted from an original longlist of 41 companies. Of these, five were caustic soda producers, but none of them answered definitively that they are generating byproduct hydrogen, probably due to the lack of interest in hydrogen among the companies interviewed.

As described above, the generation and partial release of byproduct hydrogen into the atmosphere was confirmed in the four target countries, mainly in caustic soda plants.

3.2 Future market analysis in Thailand

The scale of the future market in Thailand was examined based on the assumption that businesses that are not byproduct hydrogen generating plants, but require steam in their manufacturing processes and currently use steam boilers, will procure hydrogen from outside the plant or factory, and use hydrogen-fueled once-through boilers. As of 2014, there were 12,481 industrial boilers in Thailand, according to a survey conducted by The New Energy and Industrial Technology Development Organization entitled "FY 2014 JCM Project Feasibility Study on the Promotion of Global Warming Countermeasure Technologies / Survey on the Project for the Promotion of Ultra-High Efficiency Small Once-through Boilers and Related Technologies in Thailand." However, since there are no statistics specific to each type of fuel used, the number of industrial boilers in Thailand by fuel type was estimated as shown in Table 3-2, using the number of boilers by fuel type as identified in the interview survey conducted with the sample of 52 companies in the same survey.

Table 3-2 Thailand Industrial Boilers by Fuel Used (estimated)

Fuel used	Percentage in sample survey (%)	Total (units)
LPG	55.9	6,977
Natural gas	22.9	2,858
Coal	8.3	1,036
Diesel oil	8.3	1,036
Heavy oil	4.6	574
Total	100	12,481

Source: Compiled by TEPIA Corporation Japan, based on "FY 2014 JCM Feasibility Studies on the Promotion of Global Warming Countermeasure Technologies / Survey on the Project for the Promotion of Ultra-High Efficiency Small Once-through Boilers and Related Technologies in Thailand" by The New Energy and Industrial Technology Development Organization

The current hydrogen procurement price in Thailand is about 30 Baht/Nm^3, according to an informal interview with a local market participant. On the other hand, the natural gas procurement price is about 12 Baht/Nm^3, which is about nine times higher than the price of hydrogen on a calorific value basis. (See Table 3-3)

Table 3-3 Comparison of Current Hydrogen and Natural Gas Prices in Thailand

	Hydrogen	Natural gas
Price (Baht/Nm^3)	30	12
Calorific value (MJ/Nm^3)	10.78488	38.06
Price to Calorific Value (Baht/Nm^3)	2.782	0.315

Hydrogen calorific value is based on a composition of 98.78% by mass and 99.86% by volume.

Source: Compiled by MIURA CO., LTD. based on information obtained from related parties.

Given these circumstances, the market for hydrogen-fueled once-through boilers fueled by externally procured hydrogen, other than byproduct hydrogen generating plants, is not expected to emerge in the foreseeable future. However, in the future, if the procurement price of green hydrogen produced from surplus renewable energy, or so-called blue hydrogen produced from fossil fuels such as lignite and carbon dioxide emissions captured by carbon capture and storage (CCS), is less than 0.3 Baht per calorific value (MJ/Nm^3), theoretically, all industrial boilers will be eligible for replacement by hydrogen-fueled once-through boilers. Therefore, in this research, the potential number of hydrogen-fueled once-through boilers in Thailand in the future and the market size is determined as 12,481 units, assuming that the hydrogen procurement price will decrease in the future.

3.3 Selection of counterpart candidates and confirmation of various conditions in the case of JCM demonstration project and implementation of equipment subsidy

During market interviews in Thailand, we found one company producing sulfuric acid, hydrochloric acid, and caustic soda as the most likely to be interested in hydrogen boilers, due to the generation of byproduct hydrogen and use of steam boilers. After confirming the generation and utilization of byproduct hydrogen and the steam demand of that company, we proposed the introduction of a hydrogen-fueled once-through boiler. As a result of matching the information provided by the company, it was calculated that a maximum of about five hydrogen-fueled once-through boilers would be required. The basic concept of JCM, the outline of the system, the conditions for implementing the private sector-led low-carbon technology promotion project by The New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), and the conditions for introducing equipment using the JCM equipment subsidy project, were also explained and discussed. In the absence of a clear conclusion being reached thus far, we believe that the project will be one of the most promising counterpart candidates for the implementation of the JCM demonstration project or the equipment subsidy project.

3.4 Price-sensitivity analysis and competitive comparison at the time of implementation from the customer's perspective

3.4.1 Return on investment calculation from the perspective of a byproduct hydrogen generation plant

The selling price of a hydrogen-fueled once-through boiler will, of course, vary depending on the environmental conditions and size of the customer's plant, but the model selling price in Thailand was examined and set based on the selling price in Japan, taking into account local transportation and export-related expenses, other costs, tariffs, and local company expenses. For the post-installation maintenance price, the model maintenance cost was calculated based on local labor costs and administrative costs, referring to maintenance costs in Japan. Model prices were also calculated for the replacement of parts and the cost of chemicals used to stabilize the boiler water quality. As for the engineering, procurement and construction (EPC) cost for installation of the equipment, we asked a local Japanese engineering company to calculate a rough estimate, and the price provided was set as the model price. Based on the above, we estimated the installation cost of the complete set of equipment at the site, and examined the investment effect from the customer’s perspective, namely a byproduct hydrogen generation plant (the model plant).

The model plant currently uses a heavy oil-fueled steam boiler, and the introduction of a hydrogen-fueled once-through boiler will eliminate the need for heavy oil fuel costs - which is a significant benefit. The payback period for the investment in the hydrogen-fueled once-through boiler

from the perspective of the byproduct hydrogen generation plant was calculated using the method applicable for a payback period of about 1.2 years. This figure is sufficient for the payback period of the plant's utility equipment, and we believe that many plants will consider it to be investment-grade.

3.4.2 Calculation of payback for installation in general factories (reference)

Assuming that a hydrogen-fueled once-through boiler is installed in a general factory and the general factory procures hydrogen from sources external to the factory, the payback period calculation method is as indicated in Table 3-4. Based on the assumption that the equivalent evaporation rate of the boiler is 8 tons/hour, the annual fuel costs for hydrogen and each fossil fuel were compared.

Table 3-4 Comparison of Various Fuel Costs from the Customer's (general factory) Perspective

	Hydrogen		Heavy oil		Diesel	
Price	30	Baht/Nm^3	20	Baht/L	30	Baht/L
Heat value *1	10.78	MJ/ Nm^3 *2	39.77	MJ/L	36.42	MJ/L
Boiler efficiency	95	%	85	%	95	%
Boiler fuel consumption *4	1,762.3	Nm^3/hour	534.1	L/hour	521.9	L/hour
	3,454,130	Nm^3/year	1,046,895	L/year	1,022,855	L/hour
Fuel cost *5	362,684	Thousand yen/year	73,283	Thousand yen/year	107,400	Thousand yen/year

	LNG		LPG		Coal	
Price	12	Baht/Nm^3	18	Baht/kg	3.0	Baht/kg
Heat value	38.06	MJ/ Nm^3	50.84	MJ/ Nm^3 *3	26.37	MJ/kg
Boiler efficiency	98	%	98	%	80	%
Boiler fuel consumption	484.1	Nm^3/hour	362.4	Nm^3/hour	855.9	kg/hour
	948,818	Nm^3/year	710,307	Nm^3/year	1,677,558	kg/year
Fuel cost	39,850	Thousand yen/year	44,749	Thousand yen/year	17,614	Thousand yen/year

*1 Figures other than hydrogen are obtained from the net carbon value (NCV) list in the Energy Statistics of Thailand 2013, p.332.

*2 Hydrogen calorific value is based on a composition of 98.78% by mass and 99.86% by volume.

*3 LPG calorific value is calculated using 26.62MJ/kg with specific gravity of 1.85.

*4 Calculated based on 245 days of plant operation x 8 hours/day.

*5 Calculated at 3.5 yen/Baht.

Source: Compiled by MIURA CO., LTD. based on various information.

As shown above, when comparing at the present time, the annual cost of hydrogen fuel to other fuels, there is a difference of about 3.4 times even with diesel, which has the smallest comparative difference, and a difference of about as much as 20.6 times with coal, which is the fuel with most cheap price. Consequently, even if the payback period for investment in a hydrogen-fueled

once-through boiler from the perspective of a general factory was calculated using the payback period method, considering the fuel cost reduction as profit - the figure would be negative, and the investment would not be a viable option.

Even if the hydrogen procurement price were to drop to the same level as that of natural gas and other fossil fuels, the effect of reducing the annual fuel cost would be zero, and it is clear that the payback period calculation would not be the same as in the case of the byproduct hydrogen generation plant. In such a case, it is essential to evaluate the carbon dioxide emission reduction due to the fuel conversion effect by JCM, and to utilize a mechanism to reduce the capital investment cost, by providing subsidies through equipment subsidy projects or credit income.

3.5 Preparation of commercialization plan and dissemination strategy

A summary of the commercialization plan of the project outlined in Illustration 3-1. First, we will conduct on-site technical demonstrations of the technical issues, and as soon as we have confirmed that the technical issues have been resolved, we will proceed to meet the needs of byproduct hydrogen generation plants in the ASEAN region. At the same time, we will use the results of the technical demonstrations to prove the safety of the hydrogen-fueled once-through boiler, and aim to have established regulations and standards for the safe use of hydrogen through dialogue with the government of Thailand's regulatory authority, the Ministry of Industry - Department of Industrial Works, and others. We will also implement similar activities in Indonesia, Malaysia, and Vietnam, based on the progress of the activities in Thailand. Through these activities, we aim to establish the position of hydrogen-fueled once-through boilers in the ASEAN market, centering on Thailand, and to achieve large-scale deployment in general factories with the rise of the "hydrogen society" in the future.

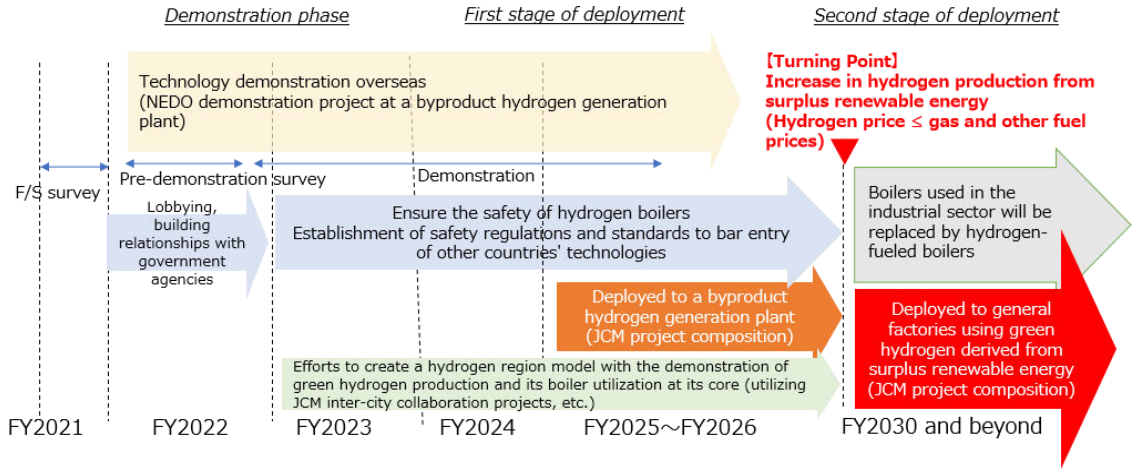


Illustration 3-1 Schedule for Commercialization

Source: Compiled by TEPIA Corporation Japan

4. Examining the Issues and Countermeasures

In order to promote the use of hydrogen-fueled once-through boilers in the ASEAN region, mainly in Thailand, we verified whether or not there are any issues in terms of products and technologies, and examined the countermeasures. Specifically, this research examined the adaptability of the subject product itself to the local environment, the technical skill level of local piping work, including that required for the installation of the product in the factory, and whether or not there were

any issues in the local maintenance of the hydrogen-fueled once-through boiler.

4.1 Identifying technical issues when installing the system overseas (factors such as climate temperature and humidity differences)

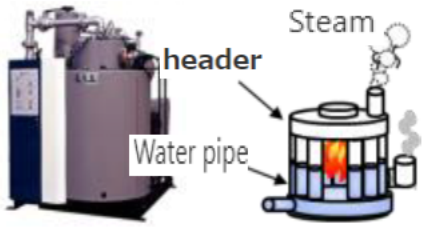
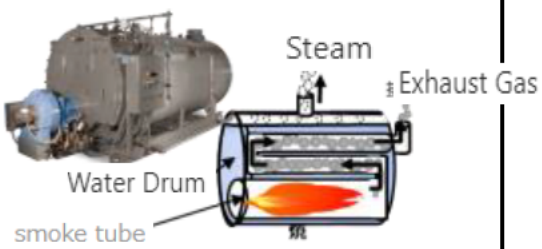
MIURA's hydrogen-fueled once-through boiler is a technology that is already in practical use in Japan, installed mainly in caustic soda plants. However, since there is no track record for installation and operation in overseas countries, we examined whether it is possible to operate the boiler in the same way as in Japan under the unique conditions of the ASEAN region, mainly in Thailand, which is the target region of this research, and identified the technical issues to be addressed when introducing the boiler.

Hydrogen-fueled once-through boilers are designed to be installed outdoors as a standard feature of hydrogen, which has a small density and can easily diffuse upward, so there is little concern about an explosion in an open space. For this reason, we first checked whether the specifications of the hydrogen-fueled once-through boiler could withstand the natural environment in Thailand, such as climate temperature, humidity, wind strength, and seismic intensity during an earthquake.

Before examining the above task in more detail, we will first discuss the characteristics of the hydrogen-fueled once-through boiler. There are two main types of characteristics of hydrogen-fueled once-through boilers: characteristics of once-through boilers in general, and characteristics unique to once-through boilers that use hydrogen as fuel.

Comparison of Once-through Boilers and Firetube Boilers is provided in Table 4-1. The first characteristic of a once-through boiler is that it holds less water, especially in comparison with a furnace flue gas tube boiler or a water tube boiler, and this makes the damage in the event of pressure breakdown very different.

Table 4-1 Comparison of Once-through Boilers and Firetube Boilers

	Once-through boiler	Firetube boiler
Appearance		
Boiler Efficiency	～98%	～90%
Boiler Size	Compact	Large
Water Holding	Small (approx. 120 L)	Big (about 2,500 L)

Capacity		
Start-up Time	Short (about 5 minutes)	Long (approx. 50 min)
Heat Dissipation Loss	Low	High

Source: Compiled by MIURA CO., LTD.

The second feature is the followability to steam load fluctuation and operating efficiency. In the case of flue gas tube boilers, even though they are efficient at generating a constant amount of steam at all times, in cases where the amount of steam required by a production line, etc., temporarily decreases, the boiler has to be temporarily shut down because the turndown ratio, which is the ratio of the boiler's rated gas flow rate to the minimum controllable gas flow rate, is small, and the loss in restarting the boiler becomes large. In contrast, in the case of once-through boilers, continuous operation is possible due to the large turndown ratio, and consequently no loss from the boiler starts and stops, resulting in high operating efficiency. Furthermore, compared to the case where a single large flue gas tube boiler is installed, the installation and control of multiple small once-through boilers can reduce boiler startup and shutdown at low loads, resulting in even greater energy savings.

The first is the use of a backfire prevention device (flame arrester) and nitrogen purging technology to ensure safety when using hydrogen as fuel. The backfire prevention device is particularly important in preventing backfires caused by the high combustion rate, which is a characteristic of hydrogen, and by adopting a backfire prevention device with a corrugated plate structure that has high flame extinguishing performance, we have taken all possible measures against backfires. In addition to this, the gas piping is purged with nitrogen, as hydrogen has a wide flammable range and must be carefully mixed with air. When combustion is stopped, a nitrogen purge function is installed to prevent residual hydrogen and air from becoming a combustible mixture in the piping, thereby completely removing residual hydrogen and ensuring safety.

The second feature unique to hydrogen-fueled once-through boilers is the ability to keep up with fluctuations in the hydrogen supply. In general, once-through boilers have the ability to follow steam load fluctuations and create the required amount of steam. However, when a hydrogen-fueled once-through boiler is used with byproduct hydrogen fuel, the supply of hydrogen fuel may also fluctuate, so the operating load of the hydrogen-fueled once-through boiler is controlled according to the pressure in the hydrogen tank, which is temporarily stored in response to fluctuations in the hydrogen supply.

The third feature unique to hydrogen-fueled once-through boilers is the measurement for the suppression of NOx. Hydrogen has a high adiabatic flame temperature, which results in a high thermal NOx value. As a countermeasure to this problem, NOx is reduced by using the exhaust gas recirculation method of combustion.

4.2 Confirmation of technical issues when introducing the system overseas (factors such as climate

temperature and humidity differences)

While paying attention to whether or not the above features of once-through boilers and the unique features of hydrogen-fueled once-through boilers can be demonstrated under environmental conditions that differ from those in Japan, we confirmed that there are almost no problems except for the fact that some of the control system equipment needs to be modified to withstand high climate temperatures. Therefore, we believe that it is technically feasible to operate a hydrogen-fueled once-through boiler in the ASEAN region, mainly in Thailand, where the climate temperature is higher than in Japan. However, whether or not the hydrogen-fueled once-through boiler can achieve 100% of its current performance in Japan, such as the ability to adjust the amount of hydrogen generated and the amount of steam load required without interruption, which is one of the features of hydrogen-fueled once-through boilers, and realization of "followability" performance to control the amount of steam generation, as a series of systems in the ASEAN region, especially in Thailand, where the weather conditions are different - is a matter that will ultimately be proven through the installation and verification of actual equipment in the ASEAN region.

4.3 Technical level test and selection of contractor candidates for local construction (piping, etc.)

When installing a hydrogen-fueled once-through boiler in Thailand, in addition to the installation of the boiler itself, piping from the process where hydrogen is generated to the boiler is necessary. This process includes the installation of a tank (holder) to temporarily store the hydrogen, and the process of raising the pressure above a certain level before feeding it to the hydrogen-fueled through-flow boiler. For the introduction of hydrogen-fueled through-flow boilers in Thailand, it is necessary to secure a local engineering company that can carry out the sequence of design, procurement, and construction. Therefore, we selected two companies that have experience in installing hydrogen piping in Japan, and investigated whether or not they could implement the installation in Thailand, and whether or not the level of local construction technology was sufficient for the installation of a hydrogen fuel through-flow boiler. One of the companies was found to be able to handle the project by using a local Japanese construction company. In order to confirm the technical level of the company, the items shown in Table 4-2 were checked.

Table 4-2 Points for Checking the Technical Level of Local Construction Companies and Responses

Points to be checked	Response of the local construction company
Is it possible to design and install a system to adjust the hydrogen pressure to the boiler's specification range?	Possible
Can the system be designed to adjust the temperature of hydrogen to the boiler's specification range?	Possible
Is it possible to install a safety device on the primary side to prevent backfire?	Possible
Can the system be designed and installed so that there is no pressure increase even when the operation or load changes?	Possible
Is it possible to design and install a system that removes corrosive gases and foreign substances, if any?	Possible

Source: Compiled by MIURA CO., LTD.

MIURA CO., LTD. responded that all of the required items could be handled, and it was confirmed that theoretically, the technical level required for the installation of a hydrogen-fueled once-

through boiler was available. However, due to the restrictions imposed by the novel coronavirus, we have not been able to confirm the actual fabrication by the local operator during this research. In order to confirm that the installation can be done reliably, it is necessary to conduct a technical demonstration including the installation part.

In addition, it is necessary to consider the following points when constructing piping in the field, which are different from those in Japan: installation of light shields such as canopies, installation of uninterruptible power supplies to prevent momentary power failure, construction of control logic to ensure that the plant will operate normally when power is restored after considering the status of the primary power supply, and securing the height of various equipment to prevent flood damage in the event of flooding. Although it is necessary to technically demonstrate whether or not it is actually possible for a local construction company to handle the engineering and construction work, including the handling of these issues, in this research we were able to identify a candidate company for the local construction contractor, and we believe that we were able to confirm that it is theoretically possible.

4.4 Study and development of in-house maintenance implementation system

In the case of installing a hydrogen-fueled once-through boiler in Thailand, we examined how the maintenance should be carried out after the installation, employing local personnel, and the issues to be addressed. MIURA CO., LTD. has a local subsidiary that performs daily maintenance work, but when considering how to handle the maintenance of hydrogen-fueled once-through boilers, it is necessary to consider not only the items specific to hydrogen-fueled boilers but also to raise the level of basic knowledge of once-through boilers.

MIURA's boilers use the MIURA ONLINE MAINTENANCE system, a communication system that detects malfunctions online, with the company's maintenance staff being deployed to the site when a problem arises. But for normal maintenance other than in the event of a breakdown, the factory employees of the factory where the boiler equipment was installed will perform the work. It is not practical for the plant to have MIURA’s maintenance technicians stationed at the site for the boiler equipment, due to the cost. Therefore, the maintenance operation of the hydrogen-fueled once-through boilers in Thailand also needs to be managed by the customer on a daily basis, assuming the use of the MIURA ONLINE MAINTENANCE communication system. For this reason, it is necessary to provide a certain level of instruction to customers installing the equipment. Therefore, in this research, we examined the instructional curriculum and materials to be used in order for maintenance personnel and customers to acquire the necessary know-how, and prepared a draft of the instructional curriculum. However, it is necessary to use actual equipment for such training of maintenance personnel because it is not possible to provide sufficient training in a “classroom setting” for the training items specific to hydrogen boilers.

The establishment of a maintenance system is an essential element for the installation of hydrogen-fueled once-through boilers in Thailand. As soon as the effects of the novel coronavirus have subsided, we will start training the maintenance staff, and when the training is completed and the hydrogen-fueled once-through boiler is actually installed in the customer's plant, we plan to conduct training for the customer in conjunction with the installation work.

5. Consideration of Standard/Regulation Development Proposals

One of the regulatory issues in Thailand is the lack of safety regulations and industrial standards for hydrogen-fueled once-through boilers, which require a high level of safety. For this reason, some products that are inferior to hydrogen-fueled once-through boilers in terms of safety and

environmental protection, such as mixed-firing firetube boilers that mix hydrogen with other fuels, still occupy a part of the market. Based on this situation, we considered safety regulations and standardization proposals for hydrogen-fueled equipment, including boilers.

In addition, we examined regional hydrogen strategies to achieve deployment in general factories with the rise of the “hydrogen society” in the future.

5.1 Consideration of safety regulations and standardization proposals for hydrogen-fueled equipment, including boilers

In Thailand, there is still only one standard for hydrogen (TIS 1229-2537), but if we do not keep close scrutiny on the standardization movement of the International Organization for Standardization (ISO) and that of other major countries, we may find ourselves in a situation where we are obligated to comply with the standards established by other countries. Therefore, in this research, we surveyed the trend of ISO enactment regarding hydrogen-fueled devices, and we also surveyed the trend of standardization in other countries to the extent possible.

The international standard on hydrogen is being discussed and established by ISO TC-197 "Hydrogen Technologies". The Association of Hydrogen Supply and Utilization Technology (HySUT) is the deliberating body for TC-197 in Japan. HySUT was reorganized as a general incorporated association in 2016, and since becoming the domestic deliberative body for TC-197, it has been engaged in the maintenance and review of ISO related to hydrogen equipment as the secretariat. Standardization of hydrogen utilization has been progressing in the field of fuel cells and fuel cell vehicles in terms of component safety and performance testing, but standardization of hydrogen fuel quality, pipeline transportation, and hydrogen utilization equipment such as household boilers, has yet to be established.

The use of hydrogen-fueled once-through boilers is still limited to chemical plants that generate byproduct hydrogen, and no problems have occurred. However, when general factories procure hydrogen and use hydrogen-fueled boilers in the future, it is essential to ensure a certain level of safety and environmental standards.

5.2 Examination of regional hydrogen strategies

In order to promote the use of hydrogen fuel, it will be important to create a "hydrogen model region" by designating a specific region as a model region, and to develop infrastructure and deregulation to promote the use of hydrogen fuel in that region, as well as to create awareness among citizens. In Japan as well, since the direction of promoting hydrogen energy was published in the fourth Basic Energy Plan approved by the Cabinet in April 2014, efforts to proliferate the use of hydrogen have been progressing in various regions. (See Table 5-1)

Table 5-1 Initiatives by Major Local Governments to Promote Hydrogen

Local Government	Main Initiatives
Tokyo	The Tokyo Hydrogen Promotion Team was launched in November 2017 together with private companies. A project to promote focus on the use of hydrogen energy is currently underway. In addition, subsidies are being provided for the development of fuel cell vehicles and hydrogen stations.
Osaka	In March 2016, the H2Osaka Vision was formulated as the direction of efforts toward the utilization of hydrogen energy. A promotion meeting is held about once a year, and activities are being carried out to create hydrogen projects.

Kanagawa	Together with Yokohama City and Kawasaki City, a project is being promoted to utilize "low-carbon hydrogen" in the Keihin coastal area.
Fukuoka	The Fukuoka Hydrogen Energy Strategy Council was established in August 2004 by industry, academia, and government, and as of 1 December 2021, 862 companies and organizations are participating in research and development, presentations to society, and human resources development.
Kawasaki City	The Kawasaki Hydrogen Strategy was formulated in March 2015, and projects are being developed that leverage the pipeline advantages of the coastal area.
Yokohama City	As part of the Smart Port in Yokohama plan, which was revised in December 2014, the Port of Yokohama is promoting the use of hydrogen energy by installing stand-alone hydrogen fuel cell systems (H2One) and introducing FCVs (defined below).
Fukuoka City	As part of the "Hydrogen Leader City Project," a project to generate hydrogen from biogas generated in the sewage sludge treatment process and supply it to hydrogen stations has been implemented.
Kitakyushu City	This project is being promoted in three main areas: "Kitakyushu Hydrogen Town" in the Higashida area to serve as a base for presentations and PR, "Hibikinada area" to serve as a base for the production and supply of CO2-free hydrogen, and "the spread of fuel cell vehicles and hydrogen stations" throughout the city.

Source: Compiled by TEPIA Corporation Japan based on information posted on each municipality's website.

In Thailand, the Eastern Economic Corridor (EEC) has the potential to be a leading region for the regional hydrogen strategy. Toward the realization of the Bio-Circular-Green Economic Model (BCG), which was positioned as a national strategic model by Prime Minister Prayut in January 2021, the EEC is considered to be an area where further development is expected in a cluster of advanced industries, and this cluster is expected to grow in the future.

This year, however, the EEC was selected for a feasibility study project for the overseas development of high-quality energy infrastructure, and plans are being made to construct a carbon-neutral industrial park. This project, which includes proposals for regulatory reforms such as deregulation of power transmission, is now underway.[5]

While the above project focuses on the production and storage of hydrogen in an industrial park and its use through the introduction of hydrogen cell vehicles (FCVs), the key to selecting the area for our project is that such area has many companies located there that use steam boilers, and also that the area has land that can be used for the project to create green hydrogen from solar power, biomass, etc. Of course, it is also important to have a high level of environmental awareness among the local government and residents.

6. Estimation of Emission Reduction Potential and Consideration of Contributions to Emission Reduction

We prepared a draft JCM methodology for calculating carbon dioxide emission reductions from fuel conversion (from heavy oil to byproduct hydrogen in this case) by introducing a hydrogen-fueled once-through boiler at a chemical plant, and applied the methodology to the case of the selected plant to calculate the annual emission reductions. Based on the results of this research and the results of a market survey, we calculated the annual emission reductions that would result from the introduction of JCM at chemical plants with potential in Thailand, Indonesia, Malaysia, and Vietnam.

[5] NNA (2021) "[Thailand] Model industrial park for decarbonization in eastern Thailand: Four Japanese companies to make policy proposals to Thai government"
https://news.yahoo.co.jp/articles/94ce318ea22f9716778acf7a2d43cbb90b3d65d4 (Last viewed on 5 January 2022)

6.1 Projected emission reductions in case of commercialization

We developed a draft JCM methodology for calculating carbon dioxide emission reductions from fuel conversion (from heavy oil to byproduct hydrogen) by introducing hydrogen-fueled once-through boilers at a chemical plant, and applied the methodology to the case of the selected model plant to calculate annual emission reductions.

6.1.1 Examination of the draft JCM methodology

This section describes the JCM methodology for the installation of a hydrogen-fueled once-through boiler, in accordance with the JCM methodology application.

The required items in the methodology are as follow:

A) Title of the methodology
B) Definition of terms used in the methodology
C) Summary of the methodology
D) Eligibility requirements
E) Sources and types of greenhouse gases (GHGs) to be emitted
F) Formula for calculating reference emissions
G) Formula for calculating project emissions
H) Formula for calculating emission reductions
I) Pre-requisite data and parameters

In this case, the most important requirement is "D) Eligibility requirements" as described below.

1. The new or additional hydrogen-fueled once-through boilers to be installed under this project will replace existing fossil-fueled boilers.
2. The hydrogen-fueled once-through boiler to be introduced in this project will use electrolytic hydrogen that was not used before the introduction of this project.
3. There will be no external hydrogen supply to the hydrogen-fueled once-through boiler installed in this project.

In this project, based on the eligibility requirement 2. above, only the amount of byproduct hydrogen exceeding the maximum historical use is defined as "unused", and economical value to be allocated to unused hydrogen is considered as zero. In such a case, the GHG emission reductions from hydrogen production by electrolysis are calculated as zero in the project emissions calculation.

The following is a formula for calculating the amount of reduction in this methodology.

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

Here, RE_p is the reference emission, which is calculated as follows.

$$RE_p = D_p \times \frac{HG_p}{\eta_{RE}} \times EF_{RE}$$

$$D_p = \frac{\min\left(H_{cons,p}, H_{gf,hist} \times NaOH_p, H_{gf,def} \times NaOH_p\right) - \left(H_{out,hist} - H_{out,p}\right)}{H_{cons,p}}$$

In addition, PE_p is the project emissions, which can be obtained from the following equation.

$$PE_p = FC_p \times NCV_{fuel} \times EF_{fuel} + EC_p \times EF_{elec}$$

The parameters appearing in each equation are explained in the detailed version.

6.1.2 Calculation of emission reductions in the model factory

Applying the above methodology to the case of the model factory, the emission reductions are as follows:

$$D_p = \frac{\min\,(\,840, 840 \times 80{,}000\,, 280 \times 80{,}000) - max\,[0, (1{,}102.5 - 1{,}102.5)]}{840}$$

$= 1$

$$RE_p = D_p \times \frac{103{,}154}{85\%} \times 0.0711$$

$= 1 \times 121{,}357 \times 0.0711$

$= 8{,}628$

$$PE_p = 0 \times 44.8 \times 0.0616 + 134.75 \times 0.5664$$

$= 76.33$

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

$= 8{,}628 - 76.33$

$= 8{,}551\ tCO_2$

6.2 Contribution to emission reduction during utilization and expansion

We calculated the annual emission reductions when the system is introduced in chemical plants with prospects of success in Thailand, Indonesia, Malaysia, and Vietnam.

6.2.1 Product utilization and expansion scenario

(1) Adoption for plants that generate byproduct hydrogen

The market size of hydrogen-fueled once-through boilers at plants generating byproduct hydrogen, which are assumed to be the immediate target of widespread deployment in the four countries covered in this research, is estimated to be 40 companies in total (15 companies in Thailand, 13 companies in Indonesia, 7 companies in Malaysia, and 5 companies in Vietnam), with a total of 200 units of hydrogen-fueled once-through boilers (2 tons/hour). However, it should be noted that some of these plants have already installed mixed-firing firetube boilers or have sold them to other companies, so not all will be eligible for carbon dioxide emission reductions as unused hydrogen.

Therefore, when calculating the carbon dioxide emission reduction benefits in this section, we will only include those plants that have clearly confirmed the existence of unused hydrogen that is not currently used as boiler fuel but is released into the atmosphere, and those plants that have answered that they do not produce hydrogen (due to a lack of understanding by the plant staff at the time of the interviews), but are considered highly likely to be producing byproduct hydrogen, given

the circumstances. The total number of factories that meet these conditions is 12: four in Thailand, three in Indonesia, three in Malaysia, and two in Vietnam.

The boiler fuel type, the amount of byproduct hydrogen generated, and the scale of the required steam volume at each plant are different, but because of the limited information available during this research, the various conditions were assumed to be the same as those at the model plants.

(2) Expansion into the general factory steam boiler market in Thailand

Under the current situation where the price of hydrogen is much higher than that of fossil fuels, the deployment of hydrogen-fueled once-through boilers will be limited to plants that generate byproduct hydrogen. However, in the future, when the price of hydrogen becomes cheaper and the use of fossil fuels becomes more prohibitive, it is expected that hydrogen-fueled once-through boilers can be used in general factories that use steam by procuring hydrogen externally and using it as fuel.

In order to achieve this goal, we believe that by advocating the safe use of hydrogen in Thailand and promoting activities for establishment of a "hydrogen society", there is greater probability that the 12,481 steam boilers currently used in factories in Thailand, which we have set as the size of the future market for hydrogen-fueled once-through boilers in Thailand, will be upgraded to hydrogen-fueled once-through boilers.

6.2.2 Estimated emission reduction (contribution to emission reduction due to product utilization)

Of the above factories, excluding the two factories in Vietnam, (where it is assessed to take some time to receive the response of business operators), while checking the generation of byproduct hydrogen, etc., and assuming that hydrogen-fueled once-through boilers will be deployed to a total of 10 factories by 2030, the estimated annual carbon dioxide emission reductions if hydrogen-fueled once-through boilers are installed on the same scale as the model factories is as shown in Table 6-1.

Table 6-1 Trial Calculation of Emission Reduction Contribution due to Product Utilization in Thailand, Indonesia, and Malaysia

Country/Region	Number of Factories	Annual Carbon Dioxide Emission Reduction (CO_2/ton)
Thailand	4	34,204
Indonesia	3	25,563
Malaysia	3	25,563
Total	10	85,510

Source: Compiled by TEPIA Corporation Japan

6.3 Summary and issues

The extensive adoption of hydrogen-fueled once-through boilers needs to be divided into two stages: the first stage is the adoption for plants that generate byproduct hydrogen, and the second stage is the adoption for general plants after growth of a "hydrogen society". This methodology was developed with a focus on the use of unused hydrogen in a byproduct hydrogen generation plant. If a general plant procures hydrogen from outside sources and uses a hydrogen-fueled once-through boiler, a new methodology will be developed for that situation.

The most important issue to be addressed in the proposed methodology for introduction of

hydrogen-fueled once-through boilers to plants that generate byproduct hydrogen is to determine whether or not the electricity consumption during electrolysis should be allocated to the project emissions, and if so, how the allocation should be determined. We understand that this is still under discussion in Japan, and it is necessary to monitor the situation closely. In addition, there is room for consideration of setting the reference not only for the renewal of equipment, but also for the case of additional installation of the boiler.

Despite the above issues, based on the premise that project emissions are zero when using unused byproduct hydrogen and green hydrogen, the replacement of fossil fuels by the introduction of hydrogen-fueled once-through boilers can be expected to produce significant emission reduction effects.

7. Standard/Regulation Proposals to Thai government

A workshop was held for Thai government officials to discuss the regulatory issues for the widespread utilization of hydrogen-fueled once-through boilers in Thailand, which were revealed through this research, and recommendations were made.

7.1 Organizing the workshop

One of the regulatory issues identified in this research is the lack of safety regulations and industrial standards that are necessary for the wide diffusion of hydrogen-fueled once-through boilers, which require a high level of safety. As a result, the market is dominated by products that are inferior to hydrogen-fueled once-through boilers in terms of safety assurance and environmental protection, such as mixed-fuel firetube boilers that mix hydrogen with other fuels. At present, the use of such boilers is limited, to mainly chemical plants where byproduct hydrogen is generated, and no problems have occurred yet. However, when general factories procure hydrogen and use hydrogen-fueled boilers in the future, it is essential to ensure a certain level of safety and environmental standards.

Therefore, in this research, a workshop on the safe use of hydrogen was held for the Thai government. The workshop was held in an online format given the restrictions imposed by the novel coronavirus.

The workshop started with a keynote speech by the Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) on policy and institutional efforts to realize a "hydrogen society" in Japan, followed by a case study of Kitakyushu City, a city making advanced efforts to promote hydrogen in the region. After that, the two companies that conducted this research, TEPIA Corporation Japan Co., Ltd. and MIURA CO., LTD., introduced the technology of hydrogen-fueled once-through boilers and the outline of results of this research, highlighting the importance of the safe use of hydrogen. In addition, TSUBASA Engineering Service Co., Ltd. which has a green hydrogen production technology derived from biomass, introduced its technology in order to give the Thai side a conceptual foundation of hydrogen production and utilization by introducing not only the technology for hydrogen utilization, but also the technology for hydrogen production.

In response to these presentations, during the Q&A session, opinions and questions were actively received from the Thai side, demonstrating their strong interest in the utilization of hydrogen.

8. Overall Summary

In this research, we examined the viability and practicability of introducing hydrogen-fueled once-through boilers in the ASEAN region, mainly in Thailand, from the following four

perspectives: (1) marketability, (2) existence of regulatory barriers, (3) viability of technological adaptation, and (4) feasibility of JCM projects, including the calculation of carbon dioxide emission reduction effects.

1. With regard to the marketability of hydrogen-fueled once-through boilers, a certain market was confirmed in the target countries of this research, namely Thailand, Malaysia, Indonesia, and Vietnam, as some of the hydrogen was released into the atmosphere at byproduct hydrogen generation plants, mainly caustic soda plants, which are the immediate targets. However, the discovery of the existence of byproduct hydrogen outside caustic soda plants was limited. When hydrogen becomes available at the same or lower cost than other fossil fuels in the future, it is expected to be used in general factories, indicating a potentially large market. However, it was confirmed that some factories have already introduced competitive mixed-firing firetube boilers to burn byproduct hydrogen.
2. As for the existence of regulatory obstacles, we checked whether or not there are any policies or initiatives that encourage adoption of hydrogen-fueled equipment in the countries covered by this research, namely Thailand, Malaysia, Indonesia, and Vietnam, and conversely, whether or not there are any obstacles to adoption of hydrogen-fueled once-through boilers. Although the respective legal regulations, etc. for hydrogen are still in the process of development in each country, it was confirmed that among the four countries, Malaysia has both a policy and a plan for the adoption of hydrogen. In the other three countries, it was confirmed that the policies and initiatives for adoption of hydrogen are still in the process of being developed, and that this is an issue to be addressed in the future. From the viewpoint of regulations, issues were identified in establishing certain regulations for hydrogen equipment in terms of NOx values, which are easily generated during hydrogen combustion, and for the safety of equipment that handles hydrogen, which has the risk of backfiring.
3. As for the technical applicability, it was confirmed that some design changes and other measures would be necessary, to take into account the high climate temperatures in Southeast Asia, but the quality of the byproduct hydrogen generated and other factors could be addressed in the product design. However, it remains to be demonstrated whether the same performance can be achieved under different environments from those prevailing in Japan, and issues in implementation of locally-provided maintenance and training of personnel for that purpose remain, given the current restrictions on movement due to the corona situation.
4. With regard to the potential for JCM projects, including calculation of carbon dioxide emission reduction effects, it was confirmed that there are a certain amount of emission reduction effects from the use of unused hydrogen at the plant, and that there is a certain amount of further potential. However, there is a limit to the extensive adoption of the project if only the amount of unused hydrogen is utilized in caustic soda plants in the four countries of this research, so it is necessary to consider the utilization of green and blue hydrogen, other than byproduct hydrogen, in the future.

Based on the above results, the future development of hydrogen-fueled once-through boilers in the ASEAN region is summarized as follows.

- First of all, we would like to solve the technical problems that have been identified through local presentations, and thus we will make preparations for implementation of technical demonstrations in 2022.
- After reliable and continuous operation of the facilities is confirmed during the demonstration

period, we will promote sales on a business basis to byproduct hydrogen generation plants in Thailand, Indonesia, Malaysia, and (Vietnam), aiming to establish about one case every year.

- Business profitability will not be limited to hydrogen boilers and will not be viewed from a short-term perspective, but will be positioned as part of the natural gas and other fossil fuel-fired once-through boiler business, and the company will steadily build up a track record of introducing hydrogen boilers in the above countries.
- In anticipation of increased surplus renewable energy in the region in future due to issues related to operation of the electric power grid, we will meet general factories' future demands for hydrogen boilers that are powered by procurement and use of green and blue hydrogen.

In order to achieve the above adoption and deployment, the following efforts will be made to resolve outstanding issues including the aspect of establishing regulations.

- To develop a system (regulations and standards) for "the use of hydrogen with safe technology," we will promote dialogue with the government of Thailand for a mutually shared understanding of the safety and environmental evaluation for hydrogen-fueled once-through boilers. In addition, we will have discussions with the government of Thailand to establish safety regulations and standards for hydrogen-fueled boilers in Thailand.
- With regard to the government of Thailand's subsidy, we will promote dialogue with both BOI and DEDE to ensure that the hydrogen-fueled once-through boiler is recognized as a technology eligible for their subsidy schemes.
- As part of efforts to create a "hydrogen region model", negotiations will be promoted with local governments in Thailand that have expressed interest in working on a "hydrogen region"; and the viability of establishing JCM inter-city collaboration with local governments in Japan on the theme of establishing a hydrogen region, will be explored.

References

Chapter 2

- Ministry of the Environment (2016), "Development and Enforcement of Legal System in Indonesia," https://www.env.go.jp/air/tech/ine/asia/indonesia/files/law/files/law2016.pdf (last viewed on 9 December 2021)
- Mitsubishi Research Institute, Inc. (2019) "Trends in Environmental Regulations in the Field of Air Quality in Major Countries in Fiscal Year 2018" (last viewed on 9 December 2021)
- Japan External Trade Organization (2018), "Malaysia's Environmental Laws and Regulations: Latest Amendments and Future Business Potential", https://www.jetro.go.jp/ext_images/_Reports/02/2018/3bfa359341928820/201803_ Malaysia_Environment.pdf (last viewed on 9 December 2021)
- Wan Ramli Wan Daud (2021) "The latest Hydrogen Energy Trends in Malaysia" (Presentation material for NEDO Webinar "Future Outlook for Hydrogen Energy in Southeast Asia", 22 April 2021)
- Mohd Abdullah bin Zaidel (2021) "Sarawak - Spearheading the Hydrogen Economy in Malaysia" (Presentation material for NEDO Webinar "Future Outlook for Hydrogen Energy in Southeast Asia", 22 April 2021)

Chapter 3

- New Energy and Industrial Technology Development Organization (2015) "Feasibility Study on JCM Project for Promotion of Global Warming Countermeasure Technology Dissemination/Project Study on Dissemination of Ultra-High Efficiency Small Once-through Boilers and Related Technologies in Thailand".

Chapter 5

- Kawasaki City (2015) "Kawasaki Hydrogen Strategy for the Realization of a Hydrogen Society: A City Where People Live with Hydrogen" https://www.city kawasaki.jp/590/cmsfiles/contents/0000082/82981/kawasakisuisosenryaku.pdf (last viewed on 2 December 2021)
- Kawasaki City (2021) "Kawasaki Hydrogen Strategy for the Realization of a Hydrogen Society" https://www.city kawasaki.jp/shisei/category/57-1-16-0-0-0-0-0-0-0 html (last viewed on 2 December 2021)
- Ministry of Economy, Trade and Industry, Agency for Natural Resources and Energy (2021) "Interim report on future hydrogen policy issues and directions for action (draft) (25th meeting of the Hydrogen and Fuel Cell Strategy Council Committee Presentation Material)". https://www meti.go.jp/shingikai/energy_environment/suiso_nenryo/pdf/025_01_00.pdf (Last viewed on 7 December 2021)
- New Energy and Industrial Technology Development Organization (2015) "NEDO Hydrogen Energy White Paper" p.35-46.
- Bureau of Environment, Tokyo Metropolitan Government (2021) "Realization of Hydrogen Society" Page number: 739-971-761 https://www kankyo metro.tokyo.lg.jp/climate/hydrogen/ (Last viewed on 7 December 2021)
- Fukuoka Hydrogen Energy Strategy Council (2021) "About the Strategy Council" http://www f-suiso.jp/outline (Last viewed on 7 December 2021)
- Fukuoka Hydrogen Energy Strategy Council (2021) "History of Hydrogen in Fukuoka" http://www f-suiso.jp/pdf/history.pdf (last viewed on 7 December 2021)
- Osaka Prefecture (2021) "H2Osaka Vision" https://www.pref.osaka.lg.jp/energy/h2osakav/index.html (last viewed on 7 December 2021)
- Kanagawa Prefecture (2020) "Efforts to expand the introduction of hydrogen energy" https://www.pref kanagawa.jp/docs/e3g/cnt/f460114/index html (last viewed on 7 December 2021)
- Kitakyushu City (2020) "Kitakyushu's Approach to Hydrogen" https://www.city kitakyushu.lg.jp/kankyou/28900005 html (Last viewed on 7 December 2021)

- Fukuoka City (2020) "Fukuoka City Hydrogen Leader City Project - Local production and local consumption of hydrogen made from sewage biogas! ~"
https://www.city fukuoka.lg.jp/keizai/kagakugijutsu/business/suisoleader.html (last viewed on 7 December 2021)

Secondary use unapproved list

Title of report; Research on the Feasibility of Extensive Adoption of Hydrogen-fueled Once-through Boilers

Title of the project; FY2021 study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits, work conducted by the CEFIA Japan Secretariat and work for CCUS dissemination and development support)

Tepia Corporation Japan

Page	Figure and table	Title
4	Table 2-1	List of Equipment Eligible for FY2021 DEDE Subsidies
7	Table 3-2	Thailand Industrial Boilers by Fuel Used (estimated)

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）

添付資料 VI：CCUS-FS の実施課題の概要報告書

目　次

EY 新日本有限責任監査法人による実施課題（日本語版・英語版）

株式会社フジタによる実施課題（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）

日本エヌ・ユー・エス株式会社による実施課題（日本語版・英語版）

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）」JCM 実現可能性調査（CCUS 分野）
タイ国セメント産業のネット CO2 排出ゼロ化に向けた炭酸塩鉱物化を利用した CCUS（カーボンリサイクル）技術の実現可能性調査
概略報告書

実施者：EY 新日本有限責任監査法人

1. 目的及び実施体制等

セメント産業は、タイで最大の CO_2 排出産業であり、CO_2 排出削減、さらにはネットゼロ排出達成に向け、工業プロセスからの排出削減が喫緊の課題となっている。本調査では、二酸化炭素回収・有効活用・貯留（Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage: 以下、CCUS）の一種である鉱物炭酸化・有効利用（Mineral Carbon Capture and Utilization: 以下、MCC&U）技術をタイのセメント産業に導入することを検討した。MCC&U 技術は、セメント工場のキルンやボイラーなどから排出される CO_2 を塩基性廃棄物（コンクリート製品工場及び生コンクリート工場等で発生するコンクリートスラッジ等）を利用して鉱物固定する技術であり、工業プロセス由来の CO_2 排出削減ならびに資源循環に寄与することが期待できる。

本調査は、タイにおいて MCC&U 技術の導入によるセメント産業の CO_2 排出削減及び資源循環ループの形成を目指し、事業化課題に対応するため技術面、事業面及び政策面の調査・検討、温室効果ガス（以下、GHG）排出削減の定量化の検討、技術の普及に向けた政策提言を行うことを目的に実施した。

調査実施体制（以下、調査チーム）は、EY 新日本有限責任監査法人（以下、EY）を幹事法人とし、外注先として、日本側は SD イノベイションズ（以下、SDIs）、東北大学、日本コンクリート工業（以下、日本コンクリート社）、タイ側は SCG Cement Co., Ltd.（以下、SCG 社）、Full Advantage Co., Ltd.（以下、Full Advantage 社）が参画した。

2. 関連政策・制度・規制

2.1 関連する環境・エネルギー・気候変動政策

2.1.1 MCC&U 技術・セメント産業に関連する気候変動政策

(1) タイにおける気候変動政策

タイ政府は、地域社会の生活や経済成長、持続可能な開発の達成に影響を与える重要な課題の 1 つとして気候変動を重視しており、2007 年以降、気候変動対策を国家経済社会開発計画に組み込んできた。現在は国家戦略（2018～2037 年）の下で最高の政策レベルで対策に取り組んでいる。

気候変動政策を所管する組織として、首相を議長とする気候変動政策に関する国家委員会（National Committee on Climate Change Policy: NCCC）が設置されている。NCCC の下には 4 つの小委員会があり、中でも「気候変動政策・計画統合小委員会」は、議長の天然資源

環境省（Ministry of Natural Resources and Environment: MONRE）を中心として、中長期の緩和目標を達成するためのメカニズムや対策を準備・提案することを任務としている。

(2) NDC における MCC&U 技術・セメント産業関連情報

タイが 2016 年に国連へ提出、2020 年に更新した「国が決定する貢献（以下、NDC）」では、GHG 排出量を 2030 年までに予測される成り行き（business-as-usual: BAU）レベルより 20%削減する目標を宣言している。また、技術開発・移転、財源やキャパシティビルディングの支援を十分に受けられる場合にはその割合を 25%まで高めるとしている。

この目標の達成に向けて 2017 年に策定された NDC ロードマップ（2021～2030 年）は、エネルギー、運輸、工業プロセス・製品使用、廃棄物管理の各セクターにおける具体的なアクションプランが示されている。同ロードマップでは、2030 年の BAU 比で、エネルギー・運輸セクターで 113.0 $MtCO_2eq$（20.4%）、工業プロセス・製品使用セクターで 0.6 $MtCO_2eq$（0.1%）、廃棄物セクターで 2.0 $MtCO_2eq$（0.3%）の GHG 排出削減目標が設定されている。各セクターについて削減に向けた対策が示されているが、工業プロセス・製品使用セクターでは、セメント生産における原材料の代替が対策の 1 つとして挙げられている。

なお、タイのプラユット首相は、2021 年の国連気候変動枠組条約（UNFCCC）第 26 回締約国会議（COP26）において、2050 年に「カーボンニュートラル」、2065 年までに「ネット・ゼロ・エミッション」の達成を目指すという新たな目標を表明した[1]。

(3) 気候変動マスタープランにおける MCC&U 技術・セメント産業関連情報

気候変動マスタープラン（2015～2050 年）は、MONRE により作成され、気候変動に関する長期の統合的な政策と行動計画の枠組みを示したもので、適応、緩和と低炭素型発展、気候変動対応の環境整備、の 3 つを主要戦略としている。「緩和と低炭素型発展」の戦略は 8 つのセクターにおける対策から成り、そのうちの産業セクターでの対策の中で、資金的インセンティブ導入による高効率・クリーンな技術の利用促進、資源回収とリサイクルの能力の向上、二酸化炭素回収・貯留（Carbon dioxide Capture and Storage: 以下、CCS）技術の開発・管理に向けた調査実施、といった事項が掲げられている。

2.1.2 MCC&U 技術・セメント産業に関連するタイの長期計画

本調査に関連するタイ国内の長期計画としては、前述の気候変動マスタープラン（2015～2050 年）に加え、20 ヵ年の「国家戦略」及びその下の 5 年ごとに策定される「国家経済社会開発計画」が挙げられる。

現在の国家戦略（2018～2037 年）では、6 つの戦略目標のうちの 1 つに「環境に優しい開発及び成長」が挙げられている。同戦略目標における 6 つのガイドラインのうち、「グリ

[1] JETRO（2021）「ビジネス短信：プラユット首相、COP26 で新たな目標発表」
https://www.jetro.go.jp/biznews/2021/11/31957a2537a226eb html（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

ーン成長及び持続可能な発展の推進」の中では、資源を効率的に利用し汚染物質の排出を最小限にとどめる製造プロセスの推進、また、「持続可能な成長に焦点を当てた都市・農村・農業・工業の開発」の中では、環境影響を低減するためのイノベーション・技術の開発・活用が掲げられている。

また、第 12 次国家経済社会開発計画（2017～2021 年）における 10 の戦略のうちの 1 つが「持続可能な発展に向けた環境に優しい成長」に関するものとなっている。同戦略における 8 つのガイドラインのうち、「持続可能な消費と生産の奨励」の中では、汚染物質排出を最少化し資源を効率的に利用するための製造基準の適用への資金的支援、クリーン技術活用のための投資の促進、環境に優しい製造システム設計の奨励、サプライチェーン全体における環境負荷の軽減のための管理アプローチの構築、製造工程における GHG 排出削減の推進、といった事項が掲げられている。

加えて、上記を補足する計画として、持続可能な生産と消費に関するロードマップ（2017～2036 年）が策定されおり、イノベーションの活用、原料や資源の効率的利用、持続可能な生産と消費を支援する経済的措置の導入といった事項が掲げられている。

これら国家計画・戦略に伴い、タイ工業省（Ministry of Industry: MOI）は、①製造プロセスの向上、②廃棄物管理・再利用・リサイクル、③循環型企業の成長を促進するためのプロモーションの 3 つを重要分野としている[2]。

2.1.3 廃棄物の処理及び資源循環に関する政策

廃棄物処理及び資源循環に関する主な計画としては以下がある。

① 汚染管理戦略（2017～2036 年）及び汚染管理計画（2017～2021 年）[3]：MONRE の汚染管理局（Pollution Control Department: PCD）が中心となって実施している 20 年間の戦略及びその下での 5 ヶ年計画である。産業セクターに関しては、環境にやさしい生産技術、エコ産業都市の開発や地域単位での汚染管理策推進を目的とした地域指定、汚染源の検査・管理に関する効率性向上といった事項を推進することとされている。

② 国家廃棄物管理ロードマップ（2016～2021 年）：固形廃棄物及び有害廃棄物の管理に係る方針策定と行政、民間企業、コミュニティーの協力に基づく実施を目的としている。方針として、廃棄物管理に係る規定・基準設置、効率改善を目的とする固形廃棄物・有害廃棄物関連法律の改訂、固形廃棄物の削減、分別、処理における協力体制の確立などが挙げられている。

③ 国家廃棄物管理マスタープラン（2016～2021 年）：国家廃棄物管理ロードマップを元に策定されたもので、民間の取り組みにより廃棄物を排出源にて抑制することを目標としている。

[2] Thailand Board of Investment (2019) “Thailand Investment Review Vol.29: Circular Economy” http://www.boi.go.th/upload/content/TIR5_2019_5e2e95134a76b.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[3] NBSAP Forum (2018) “Combating Industrial Pollution in Thailand” http://www nbsapforum.net/knowledge-base/best-practice/combating-industrial-pollution-thailand（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

2.2 廃コンクリート等の廃棄処理に係る法規制

タイの固形廃棄物を規定する主な法律としては、基本法である国家環境保全推進法に加え、公衆衛生法、国家清潔秩序法、工場法、有害物質法が挙げられる[4]。

産業廃棄物の処理は主として MOI が所管しており、同省工場局（Department of Industrial Works: DIW）は、工場からの廃棄物排出許可や有害産業廃棄物・非有害産業廃棄物の基準の選定といった事項に権限を有している。また、工業標準局（Thai Industrial Standards Institute）は、工業標準の策定や製品の標準への準拠の監督を担当しており、セメント製品に関しても標準を定めている[5]。また、工場以外で発生した廃棄物は一般廃棄物の区分となるため、市中の建築物の解体等から発生する塩基性廃棄物（廃コンクリート等）は一般廃棄物に含まれる。一般廃棄物の収集、運搬、処分の主体は、地方自治体と定められている。

なお、廃コンクリート等の塩基性廃棄物に関し、現在のところ、回収して有効利用を求める法規制やインセンティブ制度はない。

2.3 政策提言内容の検討

本事業に関連する政策及び法規制を踏まえ、今後、MCC&U 技術をタイで普及させるための政策・制度等の整備に係る提言を検討し、オンラインワークショップ（詳細は 6 節参照）という形でタイ側政府関係者、業界団体及びその他有識者への提言を行った。表 1 のとおり、政策レベル、具体的な施策レベル、民間レベルという 3 つの観点から提言内容を検討した。

---

[4] 環境省（2016）「タイの基本情報：廃棄物処理・3R 関連情報」 https://www.env.go.jp/recycle/circul/venous_industry/pdf/thailand.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）；経済産業省・三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング株式会社（2019）「アジアにおける国際資源循環型リサイクル事業拡大に向けた調査　報告書」及び（2021）「アジア型循環経済モデルに関する 調査事業　報告書」；JICA・星尊有限会社（2021）「タイ国 コンクリート廃材の無害化・再資源化による資源循環ループの確立 案件化調査 業務完了報告書」

[5] Thai Industrial Standards Institute ウェブサイト　https://www.tisi.go.th/website/standardlist/comp_thai/en（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

表 1　政策提言内容及び想定される提言先

観点	提言内容	想定される提言先
政策レベル	MCC&U 技術の気候変動政策への反映 ● 具体的な緩和策として MCC&U を含めた CCUS 技術を国の気候変動政策やロードマップに取り入れる。 ● 国の政策への反映後（2040 年以降）、国の GHG インベントリに MCC&U を含めた CCUS 技術による固定分を反映する。	● MONRE 天然資源・環境政策計画局（ONEP） ● TGO
具体的な施策レベル	廃コンクリート処理と炭素リサイクルを調和させた循環型経済モデルの提言 ● 塩基性廃棄物の収集・運搬を含め、塩基性廃棄物の取扱について関連する法規制に反映する、あるいは収集がなされるようインセンティブ制度を設定する。 ● 公園をはじめとした公共施設の水質浄化など、環境浄化材の公共利用を促進する。	● 工業省 ● 内務省土木・土地計画局 ● 運輸省
民間レベル	MCC&U 技術の普及促進 ● MCC&U 技術の普及のため、現地の業界団体等に技術紹介を行い、将来的な普及促進へとつなげる。	● タイコンクリート協会（TCA） ● タイセメント製造協会（TCMA）

出所）EY 作成

3. 事業化計画の検討

3.1 副生成物（$CaCO_3$）の物理・化学的評価

MCC&U 技術は、コンクリートスラッジ等に含まれる反応性の高い塩基性カルシウム化合物を利用して CO_2 固定する技術であり、コンクリートスラッジ中に含有されるカルシウム（Ca）分を水溶液に抽出する工程（反応槽 A：Ca 抽出槽）と、Ca を抽出した水溶液に CO_2 を含む排ガスを注入して炭酸カルシウム（$CaCO_3$）を生成する工程（反応槽 B：炭酸化反応槽）から構成される（図 1）。

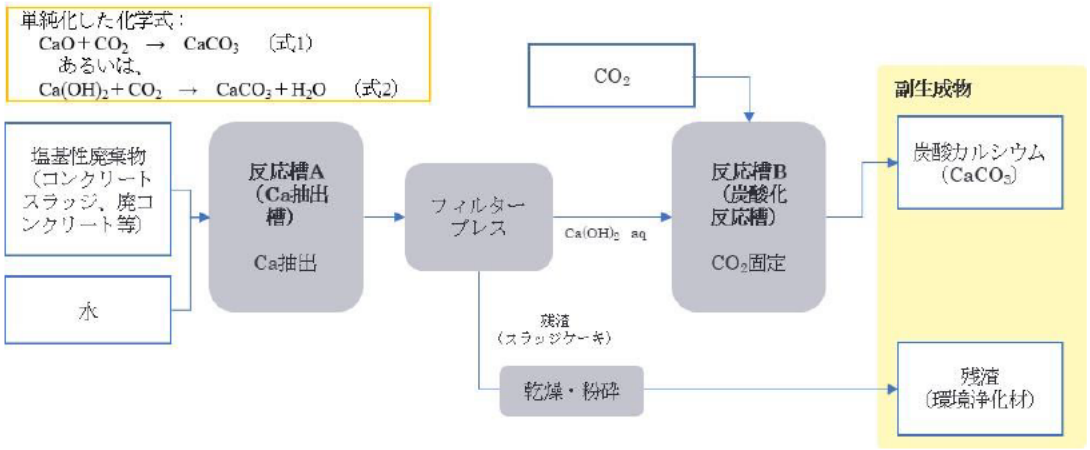


図 1　MCC&U 技術の概念

出所）調査チーム作成

副生成物のうち、$CaCO_3$ はセメント製造に再利用し、残渣は環境浄化材として新たな資源循環ループを形成させる。$CaCO_3$ はセメント製造原料として自家消費することによる原料費削減に、環境浄化材は販売収益にそれぞれ寄与することで、投資回収期間の短縮につながる。さらに、設備構成（2 つの反応槽と付随設備）は比較的シンプルで途上国でも調達可能であり、運用・メンテナンスが容易であること、常温常圧で CO_2 固定反応が進行し、酸やアルカリ等の化学物質の添加が不要であることから、途上国においても普及しやすい技術である。

本調査では、外注先の SCG 社において、現地生コン工場及びコンクリート製品製造工場から発生したコンクリートスラッジを用いて、MCC&U 技術の反応実験（ラボレベル）を行い、副生成物となる $CaCO_3$ の物理・化学的評価を行った。

まず、反応実験に先立って、現地の生コン工場及びコンクリート製品製造工場で採取したコンクリートスラッジ 4 試料の元素組成分析を行った。その結果、生コン工場で採取したスラッジ試料の 1 つは、K、Na、Cr 濃度が高かったが、MCC&U 技術の反応実験を行うにおいては、問題ない数値であることが確認された。

次に、MCC&U 技術の反応実験を行った（日本側調査チームは、オンラインにて実験手順の説明、指導を行った）。反応実験に用いた試料は、元素分析の試料を採取した生コン工場及びコンクリート製品製造工場より再び採取した（生コン工場より 5 試料、コンクリート製品製造工場より 4 試料）。その結果、日本と同じようなスラッジ試料（Ca 含有率）であるものの、抽出槽における Ca 抽出量が少なく、また、炭酸化反応槽における $CaCO_3$ の生産量も少ないことが判明した。原因としては、スラッジ試料の採取方法、スラッジ採取から実験までに時間が経ち固化が進んだこと、スラッジの保管状況、気温により固化が促進されたこと、実験器具内に不純物が残っていたことなどが想定される。本調査では、日本側チームによる現地確認が実施できなかったため、原因は特定できなかったことから、実験条件の最適化は今後の検討課題となった。

3.2 副生成物のセメント製造への再利用のための技術的・経済的評価

副生成物となる $CaCO_3$ について、物理・化学的評価に加え、現地セメント製造へ再利用するための技術的・経済的評価も実施した。

技術的な面においては、再利用可能性の指標として、前項の 9 試料（生コン工場より 5 試料、コンクリート製品製造工場より 4 試料）より生成された $CaCO_3$ の純度を確認した。その結果、Ca が抽出されなかった試料を除き、いずれも約 9 割以上の高純度で良質な $CaCO_3$ が生成されていることがわかった。現在タイで主流となっている普通ポルトランドセメント（OPC）の規格（TIS 15-2562）においては、少量混合成分に利用できる材料は石灰石のみとなっており、少なくとも 70wt%は $CaCO_3$ の 1 つまたは複数の鉱物形態により構成されている必要があるが、本実験で得られた $CaCO_3$ はいずれもこの基準をクリアしている。したがって、セメント製造の少量混合成分として再利用することが十分に可能である。OPC の TIS 15-2562 に準じたセメントでは最大 5wt%まで、また 2013 年に制定された低炭素型セメントである水硬性セメントの規格 TIS 2594-2556 に準ずれば 15～30wt%まで少量混合成分として再利用できる。加えて、この良質な $CaCO_3$ はクリンカ原料として再利用することも考えられ、さらには販売することで収益を得ることも可能だと思われる。

経済的な面においては、仮に本事業で生成された $CaCO_3$（ターゲット工場において年間 44 万トンのポテンシャルと試算）を優先的にセメントの少量混合成分として再利用し、余剰分を他の用途として販売した場合の利益を試算した。ターゲット工場では OPC の TIS 15-2562 に準じているとし、すでに規定の最大混合率のうち 3wt%が使用されていることを踏まえ、残り 2wt%に $CaCO_3$ を再利用すれば、約 37 万トンの $CaCO_3$ が余剰となる。現在の石灰石の販売価格は 2,300 バーツ/トン（1 バーツ 3.5 円とし、8,050 円/トン相当）であり、本事業で生成された $CaCO_3$ を同等の価格で販売することができれば、年間約 30 億円の利益が見込める。

3.3 タイ国内における各種エネルギー・気候変動政策によるセメント産業への影響調査

3.3.1 セメント産業の GHG 排出削減に関する推進策

タイにおける GHG 排出削減の推進は主に市場メカニズムを通じて行われているが、MONRE 傘下の温室効果ガス管理機構（TGO）が運営している以下の 2 つが主要なものとして挙げられる。

(1) タイ自主的排出削減プログラム（Thailand Voluntary Emission Reduction Program: T-VER）

TGO が 2014 年から運営しているベースライン・アンド・クレジット方式のプログラムである。プロジェクト実施による GHG 排出削減／吸収量がクレジットとして認証され、同じく TGO が運営しているカーボンオフセット・プログラム（Thailand Carbon Offsetting Program: T-COP）など、タイ国内において取引がなされている。

登録対象となるプロジェクトの分野は代替・再生可能エネルギー、廃棄物管理などの 7 つとされており、工業プロセスは個別分野としては挙げられていないものの、「その他」分野で現在設けられている 4 つの方法論はいずれも工業プロセスに関するものである[6]。特に「Carbon Dioxide Recovery and Utilization」の方法論に基づき、石油化学工場から排出される CO_2 を CO_2 精製装置により取り出し、炭酸水素ナトリウム製造工場の原料として活用するプロジェクトが 1 件登録されている[7]。

[6] TGO ウェブサイト　http://ghgreduction.tgo.or.th/th/tver-method/tver-methodology-for-voluntary-greenhouse-gas-reduction/oth html（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[7] TGO ウェブサイト　http://ghgreduction.tgo.or.th/th/tver-database-and-statistics/t-ver-registered-project/item/838-co2-recovery-plant-for-sodium-bicarbonate-production-by-genius-integrated-solutions-co-ltd-co2 html（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

(2) タイ自主的排出量取引制度（Thailand Voluntary Emissions Trading Scheme: V-ETS）[8,9,10,11]

TGO が世界銀行や日本・韓国政府の支援の下、2013 年から検討・開発を進めているキャップ・アンド・トレード方式の制度である。同制度は、2 つのフェーズに分けてパイロットプログラムが実施されている。第 1 フェーズ（2015～2017 年）では、GHG 排出量の多い 4 つの産業（石油化学、セメント、鉄鋼、パルプ・製紙）において、企業の GHG 排出量の上限設定、産業別の算定・報告・検証（MRV）ガイドライン策定、MRV の枠組みの試行が実施された（セメント産業は、2016 年から 4 社[12]が参加している）。第 2 フェーズ（2018～2020 年）では、合計 9 つの産業[13]に対象を拡大し、第 1 フェーズから継続して MRV の枠組みを実証したことに加え、登録・取引用のプラットフォームも試験導入し、排出量取引が試行された。V-ETS のこれまでの成果として、上記のパイロットプログラムを通して、セメント産業[14]を含む各産業について個別に MRV ガイドラインが策定されたことが挙げられる。

現時点では、タイ政府は、国家排出量取引制度など市場メカニズムを採用することについてまだ正式決定していない。一方、V-ETS の試験運用及び世界銀行の支援プログラムの終了後には、方針がより明確になることが期待されている。加えて、TGO は法的拘束力のある排出量取引制度の実施に関する検討を進めており、2020 年には、指定工場・ビルの GHG 排出量報告のための草案を MONRE/ONEP に提出している。こうした取組の成果や TGO の提言内容は、2022 年に閣議決定される予定の気候変動法に反映される見込みである[15]。

3.3.2 セメント産業の GHG 排出削減に関する規制

セメント産業を対象とした GHG 排出削減に関する規制は、2022 年 2 月現在、確認されていない。なお、2022 年 1 月 26 日に実施した政策提言ワークショップにおいて今後の規制の整備可能性について確認したところ、MONRE/ONEP からは、法規制で強制するより、推進策（インセンティブ）を優先して GHG 排出削減を促進したいとの回答があった。

---

[8] TGO ウェブサイト　http://carbonmarket.tgo.or.th/index.php?lang=EN&mod=Y29uY2VwdF92ZXRz（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[9] King Mongkut's University of Technology Thonburi (2017) “Pilot Project for Voluntary Emissions Trading System in Thailand – Final Report” http://carbonmarket.tgo.or.th/admin/uploadfiles/document/ts_4456723b8f.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[10] International Carbon Action Partnership “ETS Detailed Information: Thailand” (Last Update: 17 November 2021) https://icapcarbonaction.com/en/ets-map?etsid=81（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[11] UNFCCC (2018) “Study on cooperative MRV as a foundation for a potential regional carbon market within ASEAN - Thailand Country Report” https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Thailand%20Country%20Report%20final.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[12] セメント産業の参加企業：TPI Polene Public Company Limited、Siam City Cement Public Company Limited、The Siam Cement (Lampang) Company Limited、The Siam Cement (Thung Song) Company Limited。

[13] 石油化学、セメント、鉄鋼、パルプ・製紙、ガラス、精製所、セラミックス、プラスチック、食品・飼料の 9 つの産業。2015 年（第 1 フェーズ）には発電産業も参加したが、1 年でパイロットから離脱した。

[14] TGO ウェブサイト　http://carbonmarket.tgo.or.th/admin/uploadfiles/download/ts_6f7d33b239.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[15] IEA (2020) “Putting a price on carbon – an efficient way for Thailand to meet its bold emission target” https://www.iea.org/articles/putting-a-price-on-carbon-an-efficient-way-for-thailand-to-meet-its-bold-emission-target（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

3.4 副生成物（環境浄化材）の用途調査及び市場調査

MCC&U による副生成物のうち、固体分は環境浄化材として再資源化・再利用が可能となる。環境浄化材の用途として、①鉱山（稼働中及び廃坑）からの酸性坑廃水（Acid mine drainage: AMD）の浄化、②ヒ素等の有害物質を含む汚染土壌の浄化、③産業排水・生活排水の浄化、④畜産場の浄化が想定され、本調査において各用途の法規制や市場性を確認した。

3.4.1 鉱山（稼働中及び廃坑）からの酸性抗廃水（Acid mine drainage: AMD）の浄化

MONRE/ONEP の環境影響評価（Environmental Impact Assessment: EIA）データベース[16]によると、現在、タイでは 716 の鉱山プロジェクトが実施中である。例えばタイ発電公社（Electricity Generating Authority of Thailand: EGAT）が所有するタイ北部ランパーン県の Mae Moh 亜炭鉱では、地下排水処理システムにより 1 日あたり 37,300 m^3 の排水が処理されている。処理に際しては水酸化ナトリウムが排水の pH 調整に用いられている。また、タイ東北部ルーイ県の Tung Kham 社所有の金鉱では、一日あたり 8,320m^3 程度の地下排水が処理されているが、pH 調整剤として石灰石（炭酸カルシウム）及び硫酸第二鉄が用いられている。

AMD の浄化材として利用される水酸化カルシウム及び石灰石の年間消費量や参考市場価格は表 2 のとおりである。

表 2　水酸化カルシウム及び石灰石の年間消費量（2020 年）及び参考市場価格

製品	年間国内消費量（トン）	年間輸入量（トン）	参考市場価格（バーツ/トン）
水酸化カルシウム	不明	不明	2,300
石灰石	8,675,260[17]	1,807	2,300

出所）Mineral Statistics of Thailand 2016 – 2020[18]及び現地販売店の情報

3.4.2 ヒ素等の有害物質を含む汚染土壌の浄化

タイでは特に中部の、バンコクの北に位置する地域などで土壌の酸性化が確認されており、農業生産性を低下させている[19]。また一部の地域ではヒ素による汚染も確認されており、農業地域で取得したサンプルの 1 割以上はヒ素の環境基準値（25mg/kg）を超過している。

土壌環境は国家環境保全推進法の規制対象となっており、2021 年には国家環境委員会が最新の土壌品質基準を公表し、土壌に含まれる重金属の環境基準値を設定している[20]。酸性土壌の処理に関しては、農業普及局（Department of Agriculture Extension）が公表しているガ

[16] ONEP “EIA Database” https://eia.onep.go.th/index.php（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）
[17] 石灰石全体の消費量より、セメント産業及び建設産業における使用量を除いたもの。
[18] Department of Primary Industries and Mines (2021) “Mineral Statistics of Thailand 2016 – 2020” http://www1.dpim.go.th/dt/pper/000001637539743.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）
[19] Ministry of Agriculture and Cooperatives “Agri-Map Online” https://agri-map-online.moac.go.th/（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）
[20] The National Environmental Board of Thailand (2021) “Notification of the National Environmental Board: Soil Quality Standard” in the Royal Gazette on 11 March B.E.2564

イダンス[21]によると、白石灰、泥灰土、微粉末石灰石等の石灰製品を酸性土壌に適用することが挙げられており、また、処理に必要な石灰製品の量も提案されている。加えて、土地管理局（Department of Land Development）は石灰製品の品質基準を定めている[22]。

汚染土壌の浄化材として利用される主な流通製品の年間供給量や参考市場価格は表 3 のとおりである。

表 3　汚染土壌の浄化材として利用される主な流通製品の年間供給量（2020 年）及び参考市場価格

製品	年間国内生産量（トン）	年間輸入量（トン）	参考市場価格（バーツ/トン）
石灰石	7,222,187[23]	1,807[24]	2,300
方解石	1,430,044	47	1,080
苦灰石	3,731,507	1,232	2,300
泥灰土	8,000	不明	1,500

出所）現地販売店の情報及び各種資料を基に EY 作成[25]

3.4.3 産業排水・生活排水の浄化

タイの水域における水質はおおよそ良好であるが、工業・農業排水や人口密集地の生活排水を受け入れているチャオプラヤ川下流などの水域では水質が悪化している[26]。MONRE/PCD が 2020 年に 375 の水質観測所を設置し検査を行ったところ、39%の観測所では水質が良好、43%で許容範囲内、18%で悪化しているとの結果となった。特に中部地域で水質が悪化している。

2020 年の同調査によると、居住地域における排水中の全リン濃度は、102 ある観測所のうち 18 か所で国の環境基準を超過している[26]。家庭から排出されるリンの 50.1%は調理・入浴によるもので、25.3%が排泄、24.6%が洗濯によるものとされる[27]。畜産業からの排水もリンを多く含有しており、家畜の糞尿に由来するリンの排出量は年間で 46 百万トン程度と推測される[28]。一方、農業はリンの主要な消費セクターであり、世界的にもリンの需要の 80～

---

[21] Department of Agriculture Extension “การใช□วัสดุปรับปรุงดินเปรี้ยว（酸性土壌改良剤の使用）” http://eto ku.ac.th/neweto/e-book/other/other7.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[22] Department of Land Development “การใช้วัสดุปนเพ ็ Éือการเกษตร (Agricultural lime) ในการปรับปรุงดน（土壌を改善するための農業用石灰の使用）” http://r01.ldd.go.th/bkk/Links/service/องค์ความรู้ส่วนดินเปรี้ยว.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[23] 石灰石の生産量より、セメント産業及び建設産業を除いたもの。

[24] 石灰石の輸入量は、セメント産業及び建設産業分も含む。

[25] Department of Primary Industries and Mines (2021) “Mineral Statistics of Thailand 2016 – 2020” http://www1.dpim.go.th/dt/pper/000001637539743.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）；
World Chemical Center ウェブサイト http://www.worldchemwcc.com/（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[26] Pollution Control Department (2020) “The Operation Report of the Water Quality Management Division, B.E. 2563” https://www.pcd.go.th/wp-content/uploads/2021/03/pcdnew-2021-03-25_03-41-42_132209.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[27] Chiang Mai University https://archive.lib.cmu.ac.th/full/T/2547/biol0947kr_ch2.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[28] Department of Livestock Development http://docimage.dld.go.th/FILEROOM/CABDLD_BOOKSHELF2/DRAWER26/GENERAL/DATA0000/00000082.PDF（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）；

90%を占めるとされる。農業局（Department of Agriculture）は、いくつかの作物についてリン酸肥料の使用量の基準を設けており、その基準値に各作物の作付面積を掛けることでリンの需要が予測される[29]。農地から流出するリンの割合は年間で 0.015 kg-P/km^2 であるため、流出量は年間 644kg という計算になる。また、農業地域からの排水中のリン濃度は平均して 0.20mg/L 程度と見られている。最後に、工業セクターに関しては、洗剤製造業が最も多くのリンを排出しており、金属処理や食品・飲料が続く結果となっている[30]。

主な排水の脱リン方法としては、①水酸化カルシウム、硫酸アルミニウムあるいはフライアッシュを用いて化学的に沈殿させる方法と、②アルミナイトを用いた吸収プロセスや回分式活性汚泥法による物理的な除去方法の 2 つが挙げられる。水酸化カルシウム及び硫酸アルミニウムの年間供給量や参考市場価格は表 4 のとおりである。

表 4　水酸化カルシウム及び硫酸アルミニウムの年間供給量及び参考市場価格

製品	年間国内生産量（トン）	年間輸入量（トン）	参考市場価格（バーツ/トン）
水酸化カルシウム	不明	不明	2,300
硫酸アルミニウム	不明	不明	28,000-38,000

出所）各種資料[31]

3.4.4 畜産場の浄化

農業・協同組合省（Ministry of Agriculture and Cooperatives: MOAC）の家畜規格・認証局（Bureau of Livestock Standards and Certification）によると、タイ国内の家畜数及び畜産場数は、乳牛、ブロイラー、豚の畜産場が最も多くなっている[32]。畜産場の管理について直接規制する国の法規は少なく、公衆衛生法[33]第 29 条において、動物に由来する疫病を防止する目的で、地方自治体が動物の飼育または放牧の管理区域の指定等に関して権限を有すると

Department of Agriculture http://lib.doa.go.th/multim/e-book/EB00279.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）；
Prince of Songkla University https://kb.psu.ac.th/psukb/bitstream/2553/3377/7/262454_ch1.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[29] Department of Agriculture https://www.doa.go.th/apsrdo/wp-content/uploads/2021/03/คำแนะนำการใช้ปุ๋ยตามค่าวิเคราะห์ดินสำหรับพืชไร่เศรษฐกิจ.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）；
Office of Agricultural Economics https://www.oae.go.th/view/1/ข้อมูลการผลิตสินค้าเกษตร/TH-TH（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）；
Office of The Cane and Sugar Board http://www.ocsb.go.th/upload/journal/fileupload/923-9200.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[30] Prince of Songkla University https://kb.psu.ac.th/psukb/bitstream/2553/3377/7/262454_ch1.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[31] Department of Primary Industries and Mines (2021) “Mineral Statistics of Thailand 2016 – 2020” http://www1.dpim.go.th/dt/pper/000001637539743.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）；
Lazada “สารส้มฆ่าเชื้อ ขนาด 1 kg（硫酸アルミニウム 1 kg）” https://www.lazada.co.th/products/1-kg-i1780438185-s5202464721 html（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[32] Bureau of Livestock Standards and Certification “Annual Report 2020” http://certify.dld.go.th/certify/images/sthiti/Book%20year%20report/2021/ReportY2020.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[33] PUBLIC HEALTH ACT（英語訳） https://data.opendevelopmentmekong.net/dataset/87d42150-1fdd-406f-b712-5e2a7a6b5f2a/resource/b0be0cbd-adc6-450e-a339-48bff998c047/download/public_health_b.e.2535_1992_english.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

定められている程度である。他方で、MOAC の農産・食品規格基準局（National Bureau of Agricultural Commodity and Food Standards）が鶏[34]、豚[35]、牛[36]の飼育に関するガイダンスを公表しており、その中で畜舎の消毒についても説明されている。畜舎の消毒剤については、ガイダンス上では特段言及されておらず、畜舎主は各畜舎の実態に応じて使用する消毒剤を選択するべき、としている。

現在、畜産場の消毒剤として利用されるのは水酸化ナトリウム及びペルオキシ一硫酸カリウムであり、その年間供給量や参考市場価格は表 5 のとおりである。

表 5　水酸化ナトリウム及びペルオキシ一硫酸カリウムの年間供給量及び参考市場価格

製品	年間国内生産量（トン）	年間輸入量（トン）	参考市場価格（バーツ/トン）
水酸化ナトリウム	不明	不明	42,000-44,000
ペルオキシ一硫酸カリウム	不明	不明	450,000

出所）各種資料[37]

3.4.5 環境浄化材の市場性

前項の各用途の現状を踏まえ、特に①AMD の浄化材、②汚染土壌の浄化材、③排水の脱リン剤、④家畜資材として、MCC&U の副生成物である環境浄化材が活用可能であることが明らかになった。

3.5 コンクリートスラッジ以外の塩基性廃棄物の収集可能性調査

塩基性廃棄物は、石炭火力発電、廃棄物焼却、鉄鋼やアルミニウムの生産や建設作業などにおいてスラグ、灰、泥などの形で生成される。以下、塩基性廃棄物の発生場面ごとに、発生量及び処理の現状についてまとめる。

3.5.1 石炭火力発電の焼却灰（フライアッシュ、ボトムアッシュ）[38]

石炭火力発電所はタイ国内に 10 基存在し（1 基が EGAT、残り 9 基は独立系発電事業者

[34] GOOD AGRICULTURAL PRACTICES FOR FREE RANGE INDIGENOUS CHICKEN FARM https://www.acfs.go.th/standard/download/GUIDANCE_GAP_FREE_INDIGENOUS_CHICKEN_FARM.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[35] GOOD AGRICULTURAL PRACTICES FOR PIG FARM http://certify.dld.go.th/certify/images/laws/standard_farm/StandardFarm62/3/11.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[36] GOOD AGRICULTURAL PRACTICES FOR DAIRY FARM http://certify.dld.go.th/certify/images/laws/standard_farm/StandardFarm62/3/14.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[37] Thaimetallic https://www.thaimetallic.com/2021/02/10/อัพเดทราคาโซดาไฟ-ปี-2563/（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）；

Shopee https://shopee.co.th/อ๊อกซิโปร-Oxipro-ขนาด-1-kg-ยาฆ่าเชื้อด้านปฺสัตว์-potassium-peroxymonosulfate-i.442343801.6393911867（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[38] 石炭の燃焼によって発生する焼却灰は、ボイラーの底などから回収される焼却主灰（ボトムアッシュ）

の所有）、EGAT の Mae Moh 石炭火力発電所では、亜炭灰が 1 日あたり 10,000 トン（フライアッシュが 1 日あたり 6,000 トン、ボトムアッシュが 1 日あたり 4,000 トン）生成されている。

タイでは、石炭火力発電所で生成されるフライアッシュの一部が売却されており、その多くはセメント産業向けで、コンクリート用混和剤として用いられる。取引価格は相対で決められており、フライアッシュの品質や輸送距離により異なるが、EGAT の Mae Moh 石炭火力発電所のフライアッシュは、販売価格が 70 バーツ/トン、運送料が 1,000 バーツ/トンとなっている[39]。これらフライアッシュのうち品質の高いものについては、既に有価取引されていることから本事業用途とはしないが、EGAT は売却可能な品質に達していないフライアッシュについてもその有効利用の方法を検討中であり、そちらは本事業に活用できる可能性がある。ただし、タイでは電源開発計画（Thailand Power Development Plan 2018）において石炭火力の設備容量を 2018 年から 2037 年に 15.7%減少させ、全電源に占める比率も同期間で 5.1%へほぼ半減させることを掲げており、今後フライアッシュの入手可能量は減少していくものと思われる。

3.5.2 廃棄物焼却施設の焼却灰

廃棄物焼却施設では通常、燃焼過程でボトムアッシュが生成される。例えばバンコク市内にあるノンカム廃棄物焼却プラントは、1 日あたり 500 トンのごみを処理して灰成分 50 トンを生成している。1 日あたり 50 トン以上の処理能力を有する廃棄物焼却施設については、工場法の規定によりボトムアッシュの有効利用方法を定める必要があり、土地の平坦化や埋め立て、セメントと混合させて建設資材として利用される。ただし、MOI/DIW の検査基準値を超過したボトムアッシュは、有害廃棄物として埋め立て等の方法で適切に処理される必要がある。また、廃棄物焼却施設ではフライアッシュも生成されるが、無条件に有害廃棄物として扱われ、埋め立て処理、もしくは建設ブロックの原材料や肥料として用いられる（有資格企業による処理が可能）。

3.5.3 鉄鋼生産の高炉スラグ

塩基性廃棄物は、鉄鋼生産の過程でも多量に発生する。タイでは年間 500,000 トン程度の高炉スラグが発生し、MOI の Announcement no. 6 / B.E. 2540 において規制対象となっている。通常、高炉スラグはブロックに圧縮してから埋め立てられ、そのコストは 1 トンあたり 1,230 バーツとみられるが[40]、高炉スラグをコンクリートに混和して活用することで、高炉スラグの処分費用が 125 バーツ程度にまで抑えられるとの研究結果もある。

と焼却廃ガス中に浮遊する飛灰（フライアッシュ）に分けられる。

[39] Mahasarakram University “เรื่อง เถ้าถ่านหิน（石炭灰について）” http://www raungrut.com/pic/2015-05-16%2020:36:42-1qbf40l7gui.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[40] ONEP “Common Treatment Process / Application” http://eiadoc.onep.go.th/eialibrary/monitor/flood/Audit0504_2598.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

3.5.4 建設・解体作業の廃コンクリート

上記に加え、建設・解体作業等においては廃コンクリートが発生し、それを収集・破砕処理して骨材としたものをセメントに混ぜ、道路の舗装材として使用するなどリサイクルの試みが進められている[41]。25m×6m の道路建設に 100 トンの廃コンクリートが活用可能とされる。

3.5.5 塩基性廃棄物の収集可能性

タイにおける塩基性廃棄物の現状を踏まえ、①石炭火力発電所のフライアッシュのうち Ca を多く含むもの、②鉄鋼生産の高炉スラグ、③廃コンクリートのうち微粉コンクリートは MCC&U に活用可能であることを明らかにした。一方、石炭火力発電所のボトムアッシュに関しては、重金属が多く含まれており、各重金属の処理技術が確立されれば、MCC&U への適用を検討できる。また、廃棄物焼却施設で発生するフライアッシュ及びボトムアッシュは、他の塩基性廃棄物より発生量が少ないことに加え、既存事例も少ないことから、現時点では活用可能性について判断できない。今後、サンプルの Ca 成分分析を行い、重金属を多く含んでいる場合の処理技術を検討したうえで、活用可能性を判断すべきだと思われる。

3.6 ビジネスモデルの検討

3.6.1 ビジネスモデル

MCC&U 技術の導入においては、3 つのビジネスモデルが想定される。いずれの場合も、基本はこれまで中和処理して廃棄していたコンクリートスラッジを、処理せずにそのまま回収し、粗骨材を取り除いて Ca 抽出槽に投入し、攪拌して Ca を抽出した後、Ca 水溶液を炭酸化反応槽で CO_2 と反応させて、炭酸塩（$CaCO_3$）を生成する。その後、$CaCO_3$ は石灰石の代替となるクリンカ原料としてセメントキルンに投入するか、少量混合成分としてセメントに混入することで、資源循環ループを形成することができる。また、反応槽の下部に沈殿した残渣は、除去後、乾燥させて環境浄化材として有効活用できる。以下に、ビジネスモデルの詳細をまとめる。

①大規模設備事業
セメント工場に大型の鉱物炭酸塩化設備（以下、MCC 設備）を設置し、セメントキルンより排出される排ガスに含まれる CO_2 とコンクリート工場等で発生するコンクリートスラッジを同工場まで輸送して反応させる。

②サテライト型事業
コンクリート工場や生コン工場内、またはその近郊に小型の MCC 設備を設置して、コンクリートスラッジは発生後ただちに Ca 抽出槽に投入し、固形残渣を分離する。工場のボイ

[41] Monrudee Topisit and Salinee Acharry “How to Make Use of Concrete Waste” http://j.cit kmutnb.ac.th/storage/attachments/034/2_20181402_08_2-005-60_p88-99.pdf（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

ラー等から燃焼ガスが発生する場合は、CO_2 を含む排ガスを炭酸化反応させる。

一方、工場にボイラー等の設備が無く、CO_2 を含む排ガスが発生しない工場では、小型 Ca 抽出槽のみを設置して Ca 抽出を行い、Ca 水溶液を、セメント工場等炭酸化反応槽を設置した場所まで輸送し、そこで炭酸化反応させることも考えられる。

③CCU（セメント工場排ガスからの CO_2 分離・回収技術）併用型事業

セメント工場で発生した CO_2 を、コンクリート工場に設置した MCC 設備に持ち込み炭酸塩化させるビジネスモデルも考え得るが、セメント工場の排ガスにおける CO_2 濃度は 20%前後であり、輸送効率が悪いことから、高濃度化させた上で CO_2 ガスをボンベに入れ輸送するという手法が想定される。その場合、コンクリート工場等に小型 MCC 設備を設置し Ca 抽出後、CCU 設備を導入したセメント工場で回収された CO_2 濃度が 95%以上のボンベを持ち込み、炭酸化反応槽に注入する。その際、注入する CO_2 は再リリースしないよう、密閉型の反応槽、十分長さのある反応槽、または並列タイプの反応槽とするなど工夫が必要となる。なお、本ビジネスモデルは、セメント工場の排ガスから CO_2 を分離・回収する CCU 技術の実用化時期によるため、2040 年以降に可能となると想定される。

表 6　ビジネスモデル

事業モデル	①大規模設備事業	②サテライト型事業	③CCU 併用型事業
Ca 抽出槽設置場所	セメント工場	コンクリート工場等、スラッジ発生場所	
炭酸化反応槽設置場所	セメント工場（セメントキルン付近）	スラッジ発生場所	スラッジ発生場所またはその付近
炭酸化反応に用いる CO_2	100℃以下に冷却されたセメントキルン排ガス（濃度 18～22%程度）	ボイラー設備などからの燃料ガス	CCU 設備を装備したセメントキルンで分離回収された高濃度 CO_2（濃度 95%以上）

出所）調査チーム作成

本調査では、上記ビジネスモデルのうち、①大規模設備事業を前提に、SCG 社の既存セメント工場（セメント生産量は年間 350 万トン）をターゲット工場として、検討を行った。ターゲット工場周辺の生コン工場やコンクリート製品製造工から、セメント工場に設置した MCC 設備へ輸送されたスラッジは、ターゲット工場のセメントキルン排ガス中に含まれる CO_2 と鉱物炭酸塩化させることで CO_2 を固定する。一方、副生成物のうち、$CaCO_3$ は少量混合成分としてセメントに混合し、余剰となる $CaCO_3$ や環境浄化材は外部へと販売する。

3.6.2 本調査後の展開

本調査後は、実証を経て、商業化を目指す。MCC&U 技術は、日本においては商業化に成功しているが、日本の事業モデルをそのまま移転するのではなく、現地事情や経済環境にあった最適な事業モデルを確立することが重要である。実証では、まず、パイロット設備を用いて、セメントキルンから排出される実際の排ガスを用いた炭酸化実験、炭酸化反応槽に使用する水の再利用の頻度確認やコンクリートスラッジを発生する工場でのスラッジ処理方

法などの開発を行い、最適なデモンストレーション設備へ段階的に移行する。さらに、移動式のパイロット設備を用いることで、各工場において様々な実証実験が出来る上、今後、セメント産業全体でトレーニングなどにより共有できるというメリットがあり、合わせてかかる費用を最小限にとどめて、同技術の事業化への可能性が確認できる。

なお、移動式パイロット設備（反応槽規模：1 ㎥）を導入するには、技術指導も含めて約 5,000～6,000 万円程度、デモンストレーション設備（反応槽規模：40～60 ㎥）を導入するために必要な設備投資金額は、設備規模にもよるが約 2～3 億円となる。

デモンストレーション設備による実証終了後は、実証フェーズの結果を踏まえ、反応槽規模や運用方法を確定し、商業化へ移行する。

3.7 資金計画の検討

次の実証フェーズは、事業者単独でのファイナンスは難しく、日本政府または国際機関の支援スキームの利用を前提としている。活用を検討している支援スキーム及び検討課題は以下のとおりである。

- GCF：簡易承認プロセス（SAP: Simplified Approval Process Pilot Scheme）：コンセプトノート案は作成済みであるが、認証実施機関（AE）が見つかっていない。
- NEDO：民間主導による低炭素技術普及促進事業：事業者側の実施体制の検討が必要である。また、実証規模では排出削減見込量が少ない。
- 環境省：コ・イノベーションによる脱炭素技術創出・普及事業：エネルギー起源の CO_2 排出抑制が目的となるため、CO_2 排出源の整理が必要である。また、補助金以外の資金拠出及び実施体制の検討も必要となる。
- IFC：アップストリーム支援：実施主体は現地事業者及び IFC となり、IFC の融資が前提となる。なお、アップストリームの注力テーマとしてはエネルギー（CCS 含む）があるが、現状ではまだ当該分野を対象とした開発段階支援はない。

いずれの支援スキームも、活用における検討課題があり、現時点ではどのスキームを活用するか決定に至っていないため、本調査後も継続的に検討を進める。なお、商業化フェーズにおいては、現地事業者によるファイナンスを前提とする。

3.8 事業性評価

デモンストレーション設備と同等の反応槽規模（40 ㎥）における事業性を確認した。前提条件として、初期投資額は、設計費 15 百万円、機材購入費 155 百万円、工事・試運転調整費 30 百万円の計 200 百万円とし、維持管理費は年間 540 万円とした（いずれも日本コンクリート社実績に基づく）。減価償却期間は日本の法定耐用年数より 9 年とした。また、収入として副生成物のうち $CaCO_3$ は年間 840 トン、環境浄化材は輸送スラッジ量の 30%が環境浄化材になるとし年間 5,256 トンがそれぞれ生成されるとし、価格は石灰石の既存流通価格よりいずれも 8,000 円/トンとした。

上記前提より試算したところ、事業開始後 10 年間の IRR は 17%、投資回収は 4.6 年となった。さらなる事業性の向上のため、①効率的な Ca 抽出による副生成物生成量の向上、②副生成物の販売単価の向上、③設備投資費及び維持管理費の抑制、設備投資等に係る支援スキームの活用などが対策として挙げられる。

3.9 事業化スケジュールの検討

本調査後は実証フェーズに向け、事業者間で検討・案件形成を進める。実証フェーズでは、前述のとおり、移動式パイロット設備、デモンストレーション設備の段階的な実証を想定しており、合わせて 3～4 年程度の期間を見込んでいる。実証フェーズでは、平行してタイ政府への政策提言内容のフォローアップを行う。実証フェーズの後、本格的な商業化は 2028 年以降を想定する。

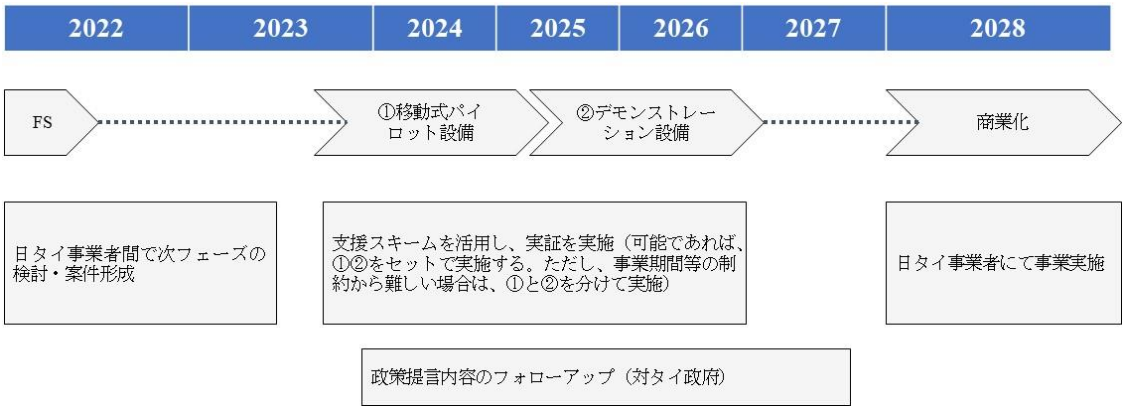


図 2　事業化スケジュール

出所）調査チーム作成

4. 課題と対応策の検討

提案事業においては、セメントキルン排ガスの温度管理と、コンクリートスラッジの事前処理が課題となる。

4.1 セメントキルン排ガスの温度管理

セメントキルン内は 1,400℃の高温であるが、排ガスは複数の設備を経由して熱エネルギーを有効活用して大気に放出される。一方、MCC 設備の炭酸化反応槽には水を使用することからガス温度の管理が必要となる。今回ターゲットとする工場にはすべて廃熱発電設備が備わっていることから、煙突から排出される排ガス温度は 130～150℃になるが、さらに、電気集塵機による排ガスに含まれるダスト除去などを経由し、可能な限り 100℃以下の温度に調整する必要がある。

セメントキルン排ガスに含まれる CO_2 は、通常 18～22%の濃度範囲にあり、ボイラー排

ガスなどの燃焼設備からの CO_2 濃度の約 2 倍である。CO_2 濃度が高ければ、排ガスの気泡は水への溶け込み速度が速くなり、炭酸化反応は早くなることが予想されるが、一方、溶存カルシウムの飽和溶解度も上昇し、濃度が変化すると予想される。

また、排ガス中に含まれる窒素酸化物（NOx）や硫黄酸化物（SOx）は微量であるため反応槽内の水を再利用しない限り、MCC 反応には特段影響されないと考えるが、反応槽内の水を再利用すると、NOx は水溶液に溶け込み、繰り返し使用することによって濃縮していくため、炭酸化反応に影響を与える可能性がある。そこで、次フェーズでは、1 ㎥程度の反応槽を備えたパイロット設備を用いて、最適なオペレーション条件を検討する必要がある。

4.2 コンクリートスラッジの事前処理

コンクリートスラッジなどの輸送は、発生する工場と MCC 設備の設置場所によって距離や時間が異なるが、スラッジの輸送費用と燃料消費に伴う CO_2 排出量を低減するために、費用対効果の高い方法を検討する必要がある。理想的には、コンクリートスラッジに含まれる Ca のみを MCC 設備に輸送することが望ましく、例えば、コンクリートスラッジから粗骨材を除去するなどの前処理を行うことが重要である。

(1) 粗骨材の分離

コンクリート製品工場で、遠心成型技術を用いたコンクリート製品を製造している場合、粗骨材を含まないコンクリートスラッジが得られるため、Ca 抽出工程は容易である。一方、多くのコンクリート製品工場や生コン工場で発生するコンクリートスラッジには、コンクリート成形に伴う細骨材や粗骨材などが含まれるため、MCC 設備の炭酸化反応槽に投入する前に粗骨材を除去する必要がある。

具体的な手法として、スラッジに含まれる粗骨材を物理的に分離するか、または沈降による自然分離方式がある。前者による分離方法は、生コンスラッジの場合、生コン車のドラム洗浄後、回収されるスラッジから湿式分級装置を用いて粗骨材を分離することが可能となる。この装置はコンパクトであるため広い敷地は不要で、最近では多くの生コン工場で採用されている。一方、後者の分離方式は、生コン車のドラム洗浄後のスラッジなどを大型の水槽内に投入し、連続的に攪拌した後、上澄み液だけをポンプで吸い上げて次のスラッジ水槽に移し、沈殿した粗骨材を含む固形物を分離する方法であるが、水槽そのものが大型となり広い敷地を必要とする。このように、粗骨材の除去設備は、敷地の広さやスラッジが発生する量などの様々な条件を考慮して、コンクリート工場か、あるいは MCC 設備に併設するといった選択肢があり、経済性やインフラ設備などの状況に応じて判断する必要がある。

(2) コンクリートスラッジ硬化の遅延対策

粗骨材の有無に関わらず、コンクリートスラッジを数時間そのまま放置するとセメント成分の水和反応が進み、硬化していく。長時間スラリー状況を保持する手段として、基本的に、コンクリートスラッジを水で希釈して、連続的に撹拌すれば、スラリー性状を長時間保

持できることは知られている。一方、生コン車のドラムには、通常 4 ㎥のコンクリートを入れて現場まで輸送するが、多量のコンクリートを希釈することはできない。仮に、生コン車のドラム内に 0.5 ㎥の残コンがあるとすれば、少なくとも 1 ㎥の水を加え、まず高速回転でコンクリートスラッジの状態に希釈してから、通常の回転数で連続的に攪拌する必要があるため、あまり有効な遅延方法とは言えない。また、残コン量が十分把握できないと、水の希釈量も決めることができず、さらに硬化時間の想定も難しくなり、生コン車の運転手の作業時間が増えるなどの問題が起こる。

これに対し、生コン車の代わりに、コンクリートスラッジ専用の輸送車を検討することも 1 つの選択肢となりうるが、水の希釈量と硬化時間との関係を調べる必要がある。

そこで、水の希釈に替わって、現状、最も確実な対応と考えられるのが、セメント用の遅延材の利用である。トロンメル分級機を用いて粗骨材だけを取り除いたスラッジに約 1wt% 程度の遅延材を添加することで、1 日程度硬化時間を遅延させることができる。ただし、遅延剤を添加することによって、炭酸化反応にどの程度影響するかについては検討が必要となる。そのため、次フェーズでは、1 ㎥程度の反応槽を備えたパイロット設備を用いて、炭酸化反応槽に使用する水の再利用の頻度などを確認する必要がある。

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

MCC 設備を用いてコンクリートスラッジ等の塩基性廃棄物から抽出されるカルシウム（Ca）と、セメント工場のキルンにおけるクリンカ原料の燃焼及び廃熱発電設備由来の排ガス中に含まれる CO_2 が反応して炭酸塩（$CaCO_3$）が生成されることで、CO_2 固定が可能となる。また、生成された炭酸塩はセメントの少量混合成分に使用することで、セメント量を低減し、以てセメント生成に係る CO_2 の排出量を削減することができる。

プロジェクト排出量に関しては、MCC 設備稼働に係る CO_2 排出量と、塩基性廃棄物の輸送に係る CO_2 排出量より算定する。このうち、輸送については、生コン工場から建設現場等へ生コンを運び、残渣が戻りコンクリートとして工場に持ち帰られるが、この輸送については JCM プロジェクトが無くとも通常の事業過程で発生する輸送のためプロジェクト排出量の算定対象とせず、生コン工場やコンクリート製品製造工場等から MCC 設備へ塩基性廃棄物を運搬する輸送のみを対象とする。

5.1.2 対象プロジェクトに関する方法論の検討内容

本方法論案は、タイのセメント製造工場に MCC 設備を設置し、コンクリートスラッジ等の塩基性廃棄物から抽出されるカルシウム（Ca）に CO_2 を炭酸塩（$CaCO_3$）の形で固定するプロジェクトを対象とする。

適格性要件として、以下をまとめた。

表 7　方法論案における適格性要件

番号	適格性要件	必要性
1	本事業では、セメント製造工場において、大気中に放出していた排ガス中の CO_2 を、塩基性廃棄物に含まれる Ca と反応させて炭酸塩に固定する鉱物炭酸化（MCC）設備を導入する。	提案技術及び事業内容の定義として設定した。
2	MCC 設備により生成される炭酸塩（生成物）を、事業対象敷地内でセメントの少量混合成分として混合する。	炭酸塩は、事業対象敷地外で使用されることも想定されるが、その場合輸送に係る GHG 排出が想定されることから、事業対象敷地内での使用に限定した。
3	MCC 設備によって生成される炭酸塩は、以下のすべての条件を満たすものとする。 大気圧下で、825℃以下で保管または使用されなければならない。 水媒体に混入する場合は、pH7 以上でなければならない。	炭酸塩として固定された CO_2 が再放出されないための要件として設定した。 炭酸塩は、真空、高温下等の特定条件に置かれると常温でもわずかに分解する可能性があるため、大気圧下、825℃以下と定めた。 炭酸塩が強酸から弱酸性の溶液に浸された場合、固定した CO_2 の一部が放出される可能性があるため、pH7 以上と定めた。

出所）調査チーム作成

リファレンス排出量は、(A)セメントの製造工程において、セメントキルンにおけるクリンカ原料の燃焼及び廃熱発電設備由来の排ガスから MCC 設備によって鉱物固定された CO_2 排出量のうち、セメントの少量混合成分として使用された分、及び(B)プロジェクトによる生成物が代替したセメントの製造にかかる CO_2 排出量から求める。

(A)は、鉱物固定によって生成された炭酸塩の重量より、固定された CO_2 を割り戻し（$CaCO_3$ は 100g/mol、CO_2 は 44g/mol）、$CaCO_3$ の純度を掛けて算定される。なお、純度は、生成物の品質保証の観点から下限値は設定できるものの、全ての生成物において必ずしも一定ではない。したがって、純度の下限値（例：純度 X%以上）を適用することで GHG 排出削減量算定の保守性を担保する。

また、Ca の抽出源となる塩基性廃棄物は、本事業の用途のために従来の発生量より意図的に多く発生させることを避けるため、本事業に使用できる量の上限値を設定する（個別プロジェクト毎に、塩基性廃棄物の提供先より各工場の従来の発生量を確認し、提供先毎に上限値を定める方法を提案する）。

(B)は、プロジェクトによる生成物を、セメントの少量混合成分として混合した量と同量のセメント（生成物によって代替されたセメント量）の製造にかかる CO_2 排出量を、セメント製造の排出原単位（tCO_2/t-セメント）より算定する。

$$RE_p = Q_{PJ-mix,p}\left(44/100 \times F_{purity,p}\right) + \left(Q_{PJ-mix,p} \times EF_{cement}\right)$$

RE_p	期間 p におけるリファレンス排出量 [tCO_2/p]
$Q_{PJ\text{-}mix,p}$	期間 p においてプロジェクトが生成し工場敷地内で少量混合成分として混合した生成物の重量 [t/p]
$F_{purity,p}$	生成物における $CaCO_3$ の純度（品質保証の純度の下限値）[-]

EF_{cement}　　セメント製造に係る GHG 排出量の原単位 [tCO_2/t-セメント]

プロジェクト排出量は、MCC 設備稼働に必要な電力消費に係る CO_2 排出量と、塩基性廃棄物の MCC 設備までの運搬に係る燃料消費による CO_2 排出量の和より算定する。

燃料消費に関しては、燃料消費量を直接測定する方法（オプション①）と、運搬距離と積載量（輸送トン・キロ）により算出する方法（オプション②）を設定した。

オプション①　測定された燃料消費量を基に算出する場合

$$PE_p = \left(EC_{PJ,p} \times EF_{ele}\right) + \sum_{i=1}\left(FC_{PJ,i,p} \times EF_{fuel,i}\right)$$

PE_p	期間 p におけるプロジェクト排出量 [tCO_2/p]
$EC_{PJ,p}$	期間 p においてプロジェクトが消費した電力量 [MWh/p]
EF_{elec}	プロジェクトが消費した電力の排出係数 [tCO_2/MWh]
$FC_{PJ,i,p}$	期間 p においてプロジェクトで使用した車両による燃料 i の消費量 [kL/p]
$EF_{fuel,i}$	燃料 i の排出係数 [tCO_2/kL]
i	プロジェクト使用車によって消費される燃料の種類

オプション②　運搬距離と積載量（輸送トン・キロ）を基に算出する場合

$$PE_p = \left(EC_{PJ,p} \times EF_{ele}\right) + \sum_{j=1}\left(DW_{PJ-out,k,p} \times EF_{DW-out,j} + DW_{PJ-return,k,p} \times EF_{DW-return,j}\right)$$

PE_p	期間 p におけるプロジェクト排出量 [tCO_2/p]
$EC_{PJ,p}$	期間 p におけるプロジェクトが消費した電力量 [MWh/p]
EF_{elec}	プロジェクトが消費した電力の排出係数 [tCO_2/MWh]
$DW_{PJ-out,k,p}$	期間 p においてプロジェクト使用車による運搬番号 k による輸送トン・キロ（往路）[tkm/p][空車の場合は km/p]
$EF_{DW-out,j}$	運搬番号 k のプロジェクトで使用する車両タイプ j のトン・キロ排出係数（往路）[tCO_2/tkm][空車の場合は tCO_2/km]
$DW_{PJ-return,k,p}$	期間 p においてプロジェクト使用車による運搬番号 k による輸送トン・キロ（復路）[tkm/p][空車の場合は km/p]
$EF_{DW-return,j}$	運搬番号 k のプロジェクトで使用する車両タイプ j のトン・キロ排出係数（復路）[tCO_2/tkm][空車の場合は tCO_2/km]
j	プロジェクトで使用する車両タイプ
k	運搬番号

排出削減量は、リファレンス排出量よりプロジェクト排出量を差し引くことで求める。

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

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]

なお、CCS プロジェクトでは、100～1,000 年の超長期に渡って 1%以下の漏洩率であることが前提となり、また植林などのプロジェクトでも長期間消失しないことを担保するための対策が講じられるなど、永続性の確保が求められる。この点、MCC&U 技術から生成した炭酸塩（$CaCO_3$）では、セメント原料等に適切に使用すれば、長期間安定した状態を維持することができる。また、適格性要件 3 では、再放出を防ぐための要件を定めた。

一方、MCC 設備では、塩基性廃棄物に含まれる Ca を水溶液に抽出し鉱物固定に用いるが、コンクリート工場で粗骨材を取除く工程や各種スラッジの処理中に、大気が混入しわずかに鉱物炭酸化することがある。生コン 1 ㎥を全て炭酸化するには、少なくとも 44 万㎥の大気が必要となることから、ほとんど炭酸塩は発生しないと考えられるが、塩基性廃棄物をコンクリート工場から出荷する前に予めスラッジに含まれる炭酸化量を測定し、MCC 設備によって生成された炭酸塩量から差し引くという対応が考えられる。この場合、都度計測は煩雑であることから、事前に工場ごとに十分なサンプリング数を測定し、デフォルト値を設定する方法が想定される。

また、石灰石（$CaCO_3$）を主原料として製造されるセメントは、水と反応しセメント水和物となり、硬化する。この硬化体に含まれるセメント水和物は大気中の CO_2 と徐々に反応して炭酸カルシウム（$CaCO_3$）を生成し、ゆるやかに CO_2 が固定される。そこで、発生したコンクリートスラッジを本プロジェクトに用いず自然界に放置した場合であっても、何らかの理由で大気がスラッジ中に混入して長期間たてば炭酸塩化して CO_2 固定することがあることを考慮する必要がある。

したがい、本プロジェクトにおいて、CCS プロジェクト等と同程度の時間軸で永続性を求められ、上記が課題となった場合の対応策としては、塩基性廃棄物のサンプルより自然の吸収量を計測し、一定期間の吸収値を基に長期間（例えば 100 年程度等、より長期が望ましい）での吸収量を推計する手法が考えられる。

5.2 排出削減見込量の試算

デモンストレーション設備（反応槽規模 40 ㎥）における排出削減見込量を試算した。

(1) リファレンス排出量

MCC 設備は、抽出槽における Ca 抽出に 1 時間程度、炭酸化反応槽における炭酸化反応に 1 時間程度かかるため、抽出槽に塩基性廃棄物と水を投入し、炭酸化反応槽出の反応が終了するまで約 2 時間を所要する。実際の操作は、抽出槽における Ca 抽出と炭酸化反応槽における炭酸塩化を同時並行で行えるため、1 日当たり、最大で 23 回の炭酸塩化反応が行えるとする。

Ca 抽出槽及び炭酸化反応槽の規模を 40 ㎥とした場合、40 ㎥の水に、Ca が 40kg 抽出さ

れるため、1 回当たりに炭酸化反応槽で固定される CO_2 は 44kg、生成される炭酸塩（$CaCO_3$）は 100kg となる（Ca は 40g/mol、CO_2 は 44g/mol、$CaCO_3$ は 100g/mol）。そのため、年間で 369.4t-CO_2 が固定され、839.5t の $CaCO_3$ が生成される。

$CaCO_3$ の純度を 95%、生成された炭酸塩を全量セメントの少量混合成分に使用するとし、セメント製造に係る CO_2 排出係数を 0.679t-CO_2（GCCA 公表値：2019 年[42]）とすると、

$$RE_p = Q_{PJ-mix,p}\left(44/100 \times F_{purity,p}\right) + \left(Q_{PJ-mix,p} \times EF_{cement}\right)$$

より、

$$839.5 \times (44/100 \times 0.95) + (839.5 \times 0.679) = 920.9$$

したがって、リファレンス排出量は、1 年間当たり 920.9t-CO_2 となる。

(2) プロジェクト排出量

電力使用量は、日本コンクリート社の国内同規模の MCC 設備稼働実績より、コンクリートスラッジ 1t につき 52kWh とする（MCC 設備の付帯設備を含むシステム全体の消費電力）。SCG 社で行ったラボ実験の結果、生コンからのコンクリートスラッジにおける Ca 含有率は 9.43%であったため、40 ㎥に 40kg の Ca が抽出できることを前提に、1 回当たりに投入するコンクリートスラッジ量は約 0.424t、1 回当たりの消費電力は 22kWh となる。系統電力の CO_2 排出係数は 0.5664tCO_2/MWh（TGO 公表値[43]）より、電力消費に伴う年間 CO_2 排出量は 107.5t-CO_2/年となる。

また、輸送に伴う CO_2 排出量については、骨材を含むコンクリートスラッジ（1 回当たり 2.1t）を生コン車（最大積載量 16t）で 1 日当たり 6 回輸送するとし、片道輸送距離は 30km、往路は積載率 50%、復路は空車を前提に TGO が公表する CO_2 排出係数（表 8）を用いて計算したところ、往路で年間 48.3t-CO_2、復路で年間 41.5t-CO_2、合わせて 89.8t-CO_2 が輸送に伴う CO_2 排出量と試算された。

表 8　運搬車両における CO_2 排出係数

車両タイプ	生コン車 （ディーゼル使用）	単位
最大積載量	16	t
CO_2 排出係数（空車時）	0.6316	kgCO_2eq/km
CO_2 排出係数（積載率 50%）	0.0918	kgCO_2eq/t･km
CO_2 排出係数（積載率 75%）	0.0625	kgCO_2eq/t･km
CO_2 排出係数（積載率 100%）	0.0471	kgCO_2eq/t･km

[42] GCCA “GNR Project Reporting CO_2” https://gccassociation.org/gnr/Thailand/GNR-Indicator_59cAGWct-Thailand.html（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

[43] IGES (2021) “IGES List of Grid Emission Factors: Version 10.11” https://www.iges.or.jp/en/pub/list-grid-emission-factor/en?_ga=2.54682345.390519240.1644891703-1879604960.1610957740（最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

出所：TGO 公表値[44]を基に EY 作成

その結果、プロジェクト排出量は 1 年間当たり、電力消費と輸送を合わせ、194.6t-CO_2 と試算される。

(3) プロジェクト実施による CO_2 排出削減見込量

上記(1)及び(2)より、プロジェクト実施による CO_2 排出削減見込量は、1 年間当たり 728t-CO_2 となる。

(4) プロジェクト実施による副次的効果

提案事業は、鉱物炭酸塩化による CO_2 固定の効果に加え、本来廃棄物となるコンクリートスラッジ等を有効活用し、炭酸塩と環境浄化材を生成するという観点で、資源循環にも貢献する。

上記の試算に基づくと、年間の輸送スラッジ 17,520t のうち骨材を除いて 2 割（3,559t）のコンクリートスラッジが提案事業のために有効活用され、輸送スラッジの 3 割にあたる 5,256t の環境浄化材が生成される。タイでは前述のとおり、GHG 排出削減だけでなく、資源循環の意識も向上しており、このような副次的効果を示すことも重要と考える。

(5) ターゲット工場における排出削減ポテンシャル

合わせて、ターゲット工場における塩基性廃棄物発生量から見た排出削減ポテンシャルも以下のとおり試算した。

表 9　ターゲット工場における MCC による CO_2 固定ポテンシャル

	スラッジ発生量 [Mt]	スラッジ中 Ca 含有率	スラッジ中 Ca 含有量 [Mt]	$CaCO_3$ 生成量 [Mt]	CO_2 固定量 [Mt-CO_2]
RMC	0.30	9.43%	0.028	0.07	0.031
PCa	0.46	32.2%	0.148	0.37	0.163
合計	0.76	-	0.176	0.44	0.194

前提条件は以下のとおり。

- **ターゲット工場では、塩基性廃棄物としてコンクリートスラッジのみを使用する。**
- **コンクリートスラッジ中の Ca 含有量は、生コン（RMC）とプレキャストコンクリート（PCa）の両工場から収集されたコンクリートスラッジサンプルを SCG 研究所で化学分析を行った値を基に算出した。**
- **セメントの少量混合成分に使用する炭酸塩の量は、タイ規格 TIS 15 に準じたセメントの場合は 2wt%（上限 5%のうち現在すでに 3wt%分使用されているため、残りの 2wt%として使用）、2030 年以降は TIS 2594 に準じた新たな低炭素セメント（上限 15wt%）として使用。**

出所：調査チーム作成

[44] TGO (2021) "ค่า Emission Factor แบ่งตามประเภทกลุ่มอุตสาหกรรม （業種別排出係数）" http://thaicarbonlabel.tgo.or.th/admin/uploadfiles/emission/ts_b934985782.pdf （最終閲覧日：2022 年 2 月 1 日）

表 10　ターゲット工場におけるセメント少量混合成分への使用による CO_2 排出削減ポテンシャル

	セメント製造量 [Mt]	少量混合成分比率 [%]	セメント混合量 [Mt]	CO_2 原単位 [t-CO_2/t-セメント]	CO_2 排出削減量 [Mt-CO_2]
2020 年現在	3.5	2%	0.07	0.679	0.048
2030 年以降	3.5	15%	0.53	0.679	0.360

出所：調査チーム作成

表 11　ターゲット工場における CO_2 排出削減ポテンシャル

	現状	2030 年以降
塩基性廃棄物	コンクリートスラッジ	
MCC による CO_2 固定量 [Mt]	0.19	0.19
セメント少量混合成分への使用による CO_2 排出削減量 [Mt]	0.04	0.36
CO_2 排出削減量合計 [Mt]	0.23	0.55
ターゲットプラントにおける CO_2 削減率 [%]	11.5%	27.5%

出所：調査チーム作成

上記条件で算出した結果、RMC および PCa 工場から回収する年間スラッジ量は 76 万 t となり、これらから抽出した Ca により 44 万 t の $CaCO_3$ が生成されると計算され、その結果固定される CO_2 量は、年間 19 万 t と想定される。さらに、副生成物である $CaCO_3$ をセメントへの少量混合成分として同工場のセメント製品に 2wt%を添加する場合、ターゲット工場の年間 CO_2 排出量を 11.7%削減する効果があると推定された。また、2030 年以降は TIS 2594 に準じた新たな低炭素セメントに 15%混合するとして、55 万 t 程度の CO_2 排出削減が期待されるが、工場周辺のコンクリートスラッジを全量回収できたとしても、$CaCO_3$ の生成量で 9 万 t 相当が不足するため、不足分を補うためには使用したコンクリート構築物の解体コンクリートなどの塩基性廃棄物を利用することが必要となる。

一方、これらのスラッジ量を処理するためには、40～60 ㎥の反応槽規模では、年間 50～100 基の設備を必要とする。1 基の設置に必要な面積は最低 5m×5m 必要であるため、膨大な設置面積が必要となる。そこで、次フェーズの実証では、プロトタイプの反応槽を用いて、効果的な Ca 抽出方法や連続稼働設備などを含めた量産設備の検討を行う必要がある。また、塩基性廃棄物ではなく、Ca 抽出溶液水のみを受け入れ、セメントキルン排ガスとの炭酸化反応をセメント工場敷地内で行うようなビジネスモデルも検討する必要があると思われる。

6. 相手国関係者との連携事業等

MCC&U 技術をタイで普及させるための政策・制度等の整備に係る提言を検討し、2022 年 1 月 26 日（水）に、オンラインワークショップ形式でタイ側政府関係者、業界団体及びその他有識者への提言を行った。

表 12 にワークショップの開催概要を示す。本ワークショップを通じ、MCC&U 技術の概要及びタイにおける普及課題に対する参加者の理解促進、タイにおいて同技術を普及させるために取るべき次のステップの明示、同技術の普及に向けた日・タイ関係者間のネットワ

ーク構築を目指した。

表 12　政策提言ワークショップの開催概要

開催日時	2022 年 1 月 26 日（水）日本時間 15:30～17:30（タイ時間 13:30～15:30）
開催形式	オンライン（日・タイ同時通訳）
アジェンダ	● タイにおける気候変動政策（ONEP）、セメント産業の排出削減の取組（TCA） ● MCC&U 技術及び本調査の概要紹介（調査チーム） ● MCC&U 技術の普及促進に向けた政策提言（調査チーム）及び意見交換
提言内容	● 表 1 参照

出所）EY 作成

同ワークショップには、タイ側政府関係者・業界団体・大学から 24 名、通訳 2 名、調査チームから 12 名の計 38 名が参加した。タイ側政府関係者としては、ONEP、PCD、TGO、DIW、内務省土木・土地計画局（DPT）、運輸省交通政策計画局（OTP）からの参加が見られた。質疑応答では、タイ側から、本格導入時の MCC&U プラントの想定コスト、技術の普及に向けた課題、JCM プロジェクト化の進捗について質問があった。また、日本（調査チーム）側からは、タイのセメント産業の排出削減を対象とした推進策や規制等について質問した。得られた情報や意見を踏まえつつ、今後の本事業の計画を検討することとした。

7. 総括

MCC&U 技術は、技術的な導入のしやすさや塩基性廃棄物を用いて CO_2 を固定できるという技術的特徴から、セメント産業への貢献可能性が高い。一方で、第 4 章のとおり、セメントキルン排ガスの温度管理や、粗骨材の分離やスラッジ硬化の遅延対策等コンクリートスラッジの事前処理に関しては、今後の検討課題として、MCC 設備を用いて詳細を分析・検討していく必要がある。また、第 5 章記載のとおり、排出削減ポテンシャルを最大化するためにも、効果的な Ca 抽出方法や連続稼働設備などを含めた量産設備の検討を行う必要がある。

したがって、本調査後は、上記課題に対応するため、移動式パイロット設備、デモンストレーション設備と段階的に実証を行い、技術的な課題の対応策を確立することを目指している。

日本及び南アフリカにおける研究・開発結果等も活用し、タイにおける事業化を日本・タイ両国の事業者間で継続的に検討していきたい。また、タイ政府や現地のセメント及びコンクリート協会とも政策提言の内容を継続的に協議することで、本技術普及の素地を確立していくことが望まれる。

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：タイ国セメント産業のネットCO2排出ゼロ化に向けた炭酸塩鉱物化を利用したCCUS（カーボンリサイクル）技術の実現可能性調査概略報告書

委託事業名：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）」

受注事業者名：EY新日本有限責任監査法人

頁	図表番号	タイトル
		該当なし

Feasibility Study project for the JCM (2021FY)

Feasibility Study on Mineral Carbon Capture and Utilization (MCC&U) Technology in the Cement Industry of Thailand

Summary Report

Implementing Organization: Ernst & Young ShinNihon LLC

1. Objectives and implementation structure

The cement industry is the largest CO_2 emitting industry in Thailand. In order to reduce CO_2 emissions from this industry and achieve net zero emissions, measures to reduce emissions from industrial processes have become an urgent issue. In this study, the Mineral Carbon Capture and Utilization (MCC&U) technology, a type of Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage (CCUS) technology, is considered as a potential measure. The MCC&U technology fixates CO_2 emitted from kilns and boilers in cement plants using concrete wastes (such as concrete sludge from concrete product plants and ready-mixed concrete plants) and is expected to contribute to the reduction of CO_2 emissions from industrial processes as well as material recycling.

This study was conducted with the aim to reduce CO_2 emissions from the cement industry and help formulate a material recycling loop by introducing MCC&U technology in Thailand. The objectives of the study are to conduct technical, operational and policy studies to address the feasibility issues, to quantify the greenhouse gas (GHG) emission reductions, and to make policy recommendations for the dissemination of the technology.

The implementation scheme of this study (the Study Team) was led by Ernst & Young ShinNihon LLC (EY) as the implementing organization and subcontracted to SD Innovations (SDIs), Tohoku University, and Nippon Concrete Industries Co., Ltd. (Nippon Concrete) in Japan, and SCG Cement Co., Ltd. (SCG) and Full Advantage Co., Ltd. (Full Advantage) in Thailand.

2. Relevant policies and regulations

2.1 Relevant environment, energy and climate change policies

2.1.1 Climate change policies relevant to MCC&U technology and cement industry

(1) Climate change policy in Thailand

The Thai government has been focusing on climate change as one of the key issues affecting the livelihoods of local communities, economic growth, and the achievement of sustainable development, and has incorporated climate change measures into the National Economic and Social Development Plan since 2007. Currently, the country is addressing the issue at the highest policy level under the National Strategy (2018-2037).

The National Committee on Climate Change Policy (NCCC), chaired by the Prime Minister, has been established as the body responsible for climate change policies in Thailand. Under the NCCC, there are four sub-committees, among which the subcommittee on Climate Change Policy and Planning, chaired by the Ministry of Natural Resources and Environment (MONRE), is tasked with preparing and proposing mechanisms and measures to achieve medium and long-term mitigation goals.

(2) Information related to MCC&U technology and cement industry in NDC

Thailand's Nationally Determined Contributions (NDC), submitted to the United Nations in 2016 and updated in 2020, declares a target of reducing GHG emissions by 20% below projected business-as-usual (BAU) levels by 2030. It also states that the target will be increased to 25% if sufficient support is available for technology development and transfer, financial resources and capacity building.

The NDC Roadmap (2021-2030), developed in 2017 to achieve the NDC targets, provides specific action plans in the energy and transportation, industrial process and product use (IPPU), and waste management sectors. The roadmap sets a GHG emission reduction target of 113.0 $MtCO_2eq$ (20.4%) in the energy and transportation sector, 0.6 $MtCO_2eq$ (0.1%) in the IPPU sector, and 2.0 $MtCO_2eq$ (0.3%) in the waste management sector, relative to BAU in 2030. In the IPPU sector, substitution of raw materials (clinker) in cement production is mentioned as one of the key measures to be taken.

Furthermore, at the 26th Conference of the Parties (COP26) to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) held in 2021, Thai Prime Minister Prayut Chan-o-cha announced a new goal of achieving carbon neutrality by 2050 and net-zero emissions by 2065[1].

(3) Information related to MCC&U technology and cement industry in the Climate Change Master Plan

The Climate Change Master Plan (2015-2050), prepared by MONRE, provides a framework for a long-term integrated policy and action plan on climate change, with three main strategies – "Adaptation", "Mitigation and Low-carbon Development", and "Enabling Environment for Climate Change Management". The strategy for "Mitigation and Low-carbon Development" consists of measures in eight sectors, including measures in the industrial sector to encourage the use of high efficiency technologies with financial incentives, develop resource recovery and recycling capabilities further, and conduct feasibility studies on the development and management of Carbon dioxide Capture and Storage (CCS) technology in appropriate industries.

2.1.2 Long-term plans in Thailand relevant to MCC&U technology and cement industry

In addition to the aforementioned Climate Change Master Plan (2015-2050), other long-term plans in Thailand which are relevant to this study include the 20-year National Strategy and the five-yearly National Economic and Social Development Plan developed under the National Strategy.

The current National Strategy (2018-2037) lists "Eco-friendly Development and Growth" as one of its six strategic goals. Among the six guidelines in this strategic goal, "Promoting Green Growth and Sustainable Development" promotes manufacturing processes that use resources efficiently and minimize pollutant emissions, while "Developing Urban, Rural, Agricultural, and Industrial Areas with a Key Focus on a Sustainable Growth" encourages the development of innovations and technologies to reduce environmental impacts.

In addition, one of the ten strategies in the 12th National Economic and Social Development Plan (2017-2021) is the "Environmentally Friendly Growth for Sustainable Development". Among the

[1] Ministry of Foreign Affairs, Thailand (2021) "The Prime Minister participated in the World Leaders Sum mit during the 26th United Nations Framework Convention on Climate Change Conference of the Parties (U NFCCC COP26) in Glasgow, United Kingdom" https://www.mfa.go.th/en/content/cop26-glasgow?page=5d5bd3cb15e39c306002a9ac&menu=5d5bd3cb15e39c306002a9ad (Last Viewed: 1 February, 2022)

eight guidelines in the strategy, "Promoting Sustainable Consumption and Production" includes financial support for the application of manufacturing standards to minimize pollutant emissions and use resources efficiently, encouraging investment in clean technologies, encouraging the design of environmentally friendly manufacturing systems, developing management approaches to reduce environmental impacts throughout the supply chain, and promoting GHG emission reductions in manufacturing processes.

Furthermore, the Sustainable Consumption and Production Roadmap (2017-2036) has been developed as a supplement to the above plan, which includes the integration of innovation, efficient use of raw materials and resources, and the introduction of economic measures to support sustainable production and consumption.

In line with these national plans and strategies, the Ministry of Industry (MOI) of Thailand has identified three key areas for the industrial sector – (1) improving manufacturing processes, (2) waste management, reuse and recycling, and (3) encouraging the growth of circular enterprises[2].

2.1.3 Policies on waste management and material recycling

The main policies for waste management and recycling include the following.

(1) Pollution Management Strategy (2017-2036) and Pollution Management Plan (2017-2021)[3]: A 20-year strategy and a 5-year plan developed under the strategy, implemented mainly by the Pollution Control Department (PCD) of MONRE. For the industrial sector, the plan is to promote environmentally friendly production technologies, develop eco-industrial cities, designate regions to promote pollution control measures on a regional basis, and improve efficiency in inspection and control of pollution sources.

(2) National Waste Management Roadmap (2016-2021): A roadmap which aims to formulate policies for solid and hazardous waste management and implement through cooperation among government, private companies, and communities. The policies include establishment of regulations and standards for waste management, revision of laws related to solid and hazardous waste to improve management efficiency, and establishment of a cooperative system in the reduction, segregation, and disposal of solid waste.

(3) National Waste Management Master Plan (2016-2021): A master plan formulated on the basis of the National Waste Management Roadmap, which aims to manage waste at the source through private sector initiatives.

2.2 Laws and regulations governing the disposal of waste concrete and other materials

The main laws governing solid wastes in Thailand are the Public Health Act, Maintenance of the Cleanliness and Orderliness of the Country Act, Factories Act, and Hazardous Substances Act, in addition to the basic law, the Promotion and Conservation of National Environmental Quality Act[4].

---

[2] Thailand Board of Investment (2019) "Thailand Investment Review Vol.29: Circular Economy" http://www.boi.go.th/upload/content/TIR5_2019_5e2e95134a76b.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)

[3] NBSAP Forum (2018) "Combating Industrial Pollution in Thailand" http://www nbsapforum.net/knowledge-base/best-practice/combating-industrial-pollution-thailand (Last Viewed: 1 February, 2022)

[4] Ministry of Environment Japan "Basic information on Thailand: Waste disposal/3R related information" https://www.env.go.jp/recycle/circul/venous_industry/pdf/thailand.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022); Ministry of Economy, Trade and Industry/Mitsubishi UFJ Research & Consulting Co., Ltd. (2019) "Survey Report for Expansion of International Material Recycling Business in Asia" (Last Viewed: 1 February, 2022); Ministry of Economy, Trade

The disposal of industrial waste is mainly under the jurisdiction of MOI, and the Department of Industrial Works (DIW) has authority over matters such as permits for the discharge of waste from factories and the selection of standards for hazardous and non-hazardous industrial waste. The Thai Industrial Standards Institute is in charge of setting industrial standards and supervising product compliance with these standards, including standards for cement products[5]. Waste generated outside of factories is classified as municipal waste, therefore concrete wastes generated from the demolition of buildings in the city is included in municipal waste. Local municipalities are responsible for the collection, transportation, and disposal of general wastes.

At present, there are no laws, regulations, or incentive systems which oversee the collection and effective utilization of concrete wastes.

2.3 Consideration of policy recommendations

Based on the policies and regulations in the aforementioned sections, the Study Team considered recommendations for the development of policies and systems to promote the MCC&U technology in Thailand in the future. The team has also made recommendations to the Thai government agencies, industry associations, and other experts in the form of an online workshop (see Section 6 for details). As shown in Table 1, the team considered the recommendations from three perspectives – policy level, specific measures level, and private sector level.

and Industry/Mitsubishi UFJ Research & Consulting Co., Ltd. (2021) "Survey Project Report on Asian Recycling Economy Model" (Last Viewed: 1 February, 2022); JICA/Saezone Inc. (2021) "SDGs Business Model Formulation Survey with the Private Sector for Creating a Safe Recycling Loop for Recycled aggregate for Concrete in Thailand" (Last Viewed: 1 February, 2022)

[5] Thai Industrial Standards Institute website https://www.tisi.go.th/website/standardlist/comp_thai/en (Last Viewed: 1 February, 2022)

Table 1 Recommendations and assumed recipients

Perspective	Recommendations	Assumed Recipients
Policy level	<u>Reflection of MCC&U Technology in Climate Change Policy</u> • Incorporate CCUS technologies including MCC&U into NDCs and other climate change policies as one of the mitigation measures for GHG emission reduction. • In the long-term perspective (beyond 2040), reflect the amount of GHG reduction (fixation) by CCUS technologies including MCC&U in the National Inventory Report of Thailand.	• Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning (ONEP), MONRE • Thailand Greenhouse Gas Management Organization (TGO)
Specific measures level	<u>Proposal of a Material Recycling Model that Harmonizes Concrete Waste Treatment and Carbon Recycling</u> • Reflect in regulations or create incentive schemes for the handling of concrete wastes, including collection and transportation. • Propose incorporation of environmental remediation agent into specifications in public procurement, such as water purification for parks and other public facilities.	• Ministry of Industry (MOI) • Department of Public Works and Town & Country Planning (DPT), Ministry of Interior (MOI) • Ministry of Transport (MOT)
Private sector level	<u>Promotion of MCC&U Technology</u> • Introduce MCC&U technology to local stakeholders such as industry associations, and promote its adoption in Thailand in the future.	• Thailand Concrete Association (TCA) • Thai Cement Manufacturers Association (TCMA)

Source: Prepared by EY

3. Consideration of business plan

3.1 Physical and chemical evaluation of byproduct ($CaCO_3$)

MCC&U technology is a technology for CO_2 fixation using highly reactive basic calcium compounds contained in alkali wastes such as concrete sludge. It consists of a process to extract calcium (Ca) content in concrete sludge into an aqueous solution (reactor A: Ca extraction reactor) and a process to generate calcium carbonate ($CaCO_3$) by inserting exhaust gas containing CO_2 into the Ca-extracted aqueous solution (reactor B: carbonation reactor) (Figure 1).

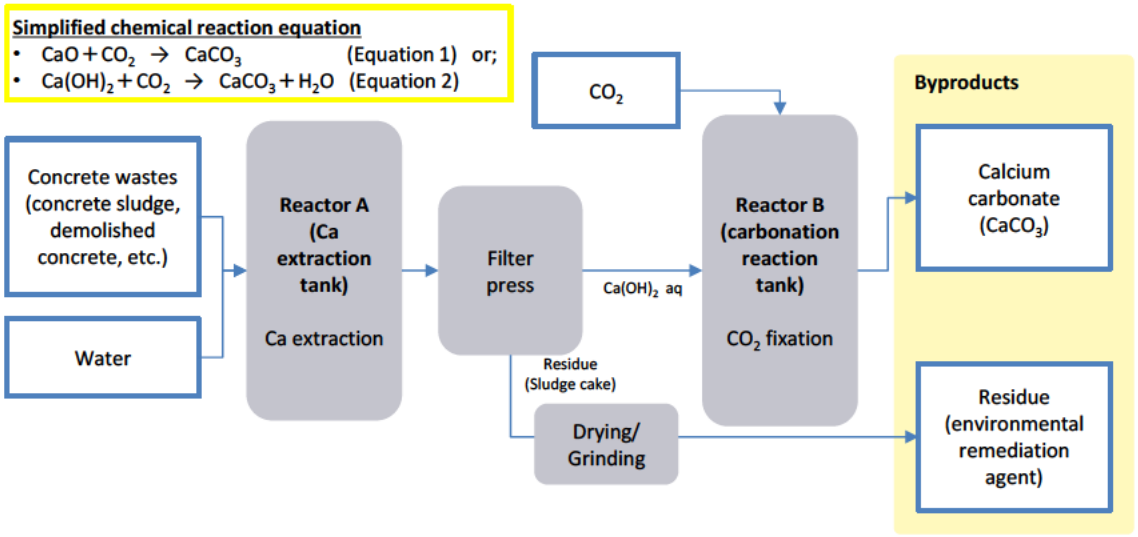


Figure 1 Concept of MCC&U technology

Source: Prepared by the Study Team

Among the byproducts, $CaCO_3$ can be reused for cement production, and the residue can be used as environmental remediation agent, forming a new material recycling loop. $CaCO_3$ will be consumed in-house as a raw material for cement production, thereby reducing the cost of raw materials, and the environmental remediation agent will contribute to sales revenue, thereby shortening the payback period of the investment for MCC&U technology. In addition, the equipment configuration (two reactors and ancillary facilities) is relatively simple and can be procured in developing countries, and operation and maintenance are easy. The CO_2 fixation reaction proceeds under normal temperature and pressure, and no chemical substances such as acids or alkalis are required in the process, making the technology easy to disseminate even in developing countries.

In this study, reaction experiments (laboratory level) of MCC&U technology were conducted at the subcontractor, SCG, using concrete sludge generated from local ready-mixed concrete plant and concrete product manufacturing plant. Physical and chemical evaluations of the byproduct, $CaCO_3$, were conducted.

Prior to the experiment, composition analysis of four concrete sludge samples collected from the local ready-mixed concrete plant and concrete product manufacturing plant was conducted. One of the samples collected from the ready-mixed concrete plant had high concentrations of K, Na, and Cr. However, it was confirmed that the concentrations were not an issue for the experiment.

Following the analysis, reaction experiments of the MCC&U technology were conducted (the Japanese side of the Study Team explained and guided the experimental procedures online). Samples for the experiment were collected again from the same ready-mixed concrete plant and the concrete product manufacturing plant where the samples for composition analysis were collected – five samples from the ready-mixed concrete plant and four samples from the concrete product manufacturing plant. Results showed that although the samples were similar to those in Japan in terms of Ca content, the amount of Ca extracted in the extraction reactor was low, and the amount of $CaCO_3$ produced in the carbonation reactor was also low. The factors are assumed to be the collection method of the samples, the time passed between the sample collection and the experiment which possibly accelerated the solidification, the storage conditions of the samples and the ambient temperature which possibly accelerated the solidification, and the impurities that remained in the experimental apparatus. Since

the Japanese side of the team was not able to confirm the cause of the problem on-site, optimization of the experimental conditions is identified as an issue to be considered in future studies.

3.2 Technical and economic evaluation of byproduct ($CaCO_3$)

In addition to physical and chemical evaluation of the byproduct $CaCO_3$, technical and economic evaluations for its reuse in cement production were also conducted.

From the technical standpoint, the purity of the $CaCO_3$ generated from the nine samples mentioned in the previous section was examined as an indicator for reusability. Results showed that, with the exception of the sample from which no Ca was extracted, all of the samples produced high-quality $CaCO_3$ of approximately 90% or more in purity. According to the standard for Ordinary Portland Cement (OPC) (TIS 15-2562), which is currently the mainstream type of cement in Thailand, limestone is the only material that can be used as a minor additional constituent in cement production, and at least 70 wt% must consist of one or more mineral forms of $CaCO_3$. $CaCO_3$ from all samples in this experiment met this criterion. Therefore, it is feasible to reuse the $CaCO_3$ produced as minor additional constituent in cement production. Up to 5 wt% of minor additional constituents are allowed in the production of OPC according to TIS 15-2562, and up to 15-30 wt% for low-carbon hydraulic cements according to TIS 2594-2556, a standard established in 2013. Moreover, the high quality $CaCO_3$ can also be reused as a clinker material or sold for profit.

From the economic standpoint, the profit was estimated, assuming that the $CaCO_3$ generated by the project (generation of 440,000 tons per year is estimated at the target plant) is preferentially reused as minor additional constituent, and the surplus is sold for other uses. Assuming that the plant follows TIS 15-2562 and given that 3 wt% of the minor additional constituent blending ratio has already been used presently, utilizing $CaCO_3$ for the remaining 2 wt% would result in a surplus of about 370,000 tons of $CaCO_3$. Considering that the current market price of limestone is 2,300 Baht/ton (about 8,000 yen/ton), if the $CaCO_3$ produced by this project can be sold at the same price, an annual profit of about 3 billion yen can be expected.

3.3 Impact of energy and climate change policies on the cement industry in Thailand

3.3.1 Policies which promote GHG emission reductions in the cement industry

The promotion of GHG emission reductions in Thailand is mainly done through market mechanisms, the two main ones being the following, which are operated by TGO under MONRE.

(1) Thailand Voluntary Emission Reduction Program (T-VER)

T-VER is a baseline-and-credit system operated by TGO since 2014. Amount of GHG emission reductions/sequestrations due to project implementation is certified as carbon credits and traded within Thailand via the Thailand Carbon Offsetting Program (T-COP), another program operated by TGO.

There are seven project areas that are eligible for registration, including alternative and renewable energy, and waste management. Although industrial processes are not clearly listed as a target area,

the four methodologies currently available in the "Other" area are all related to industrial processes[6]. In particular, based on the methodology for "Carbon Dioxide Recovery and Utilization," one registered project extracts CO_2 emitted from a petrochemical plant using a purification system and utilize it as a raw material for a sodium bicarbonate production plant[7].

(2) Thailand Voluntary Emissions Trading Scheme (V-ETS)[8,9,10,11]

V-ETS is a cap-and-trade system that TGO has been developing since 2013, with the support of the World Bank and the governments of Japan and Korea. The pilot program has been implemented in two phases. In the first phase (2015-2017), corporate GHG emission caps were set, industry-specific Measurement, Reporting and Verification (MRV) guidelines were developed, and the MRV framework was piloted in four industries with high GHG emissions, namely petrochemicals, cement, steel, and pulp and paper (four companies in the cement industry[12] participated in the pilot since 2016). In the second phase (2018-2020), the scope was expanded to a total of nine industries[13], and in addition to demonstrating the MRV framework continuously from the first phase, a platform for registration and trading was also introduced on a trial basis for emissions trading. One of the achievements of the V-ETS so far is that MRV guidelines were formulated individually for each industry including the cement industry[14] through the above pilot program.

At the moment, the Thai government has not yet made an official decision on adopting market mechanisms such as the national-level emissions trading scheme. On the other hand, the government's policy is expected to become clearer after the completion of the pilot program of V-ETS and the World Bank-supported program. In addition, TGO has been considering the implementation of a legally binding emissions trading system, and have submitted a draft proposal to MONRE/ONEP in 2020 regarding the GHG emissions reporting of designated factories and buildings. The results of these efforts and the recommendations of TGO are expected to be reflected in the Climate Change Law which is scheduled to be approved by the Cabinet in 2022[15].

---

[6] TGO website http://ghgreduction.tgo.or.th/th/tver-method/tver-methodology-for-voluntary-greenhouse-gas-reduction/oth html (Last Viewed: 1 February, 2022)
[7] TGO website http://ghgreduction.tgo.or.th/th/tver-database-and-statistics/t-ver-registered-project/item/838-co2-recovery-plant-for-sodium-bicarbonate-production-by-genius-integrated-solutions-co-ltd-co2 html (Last Viewed: 1 February, 2022)
[8] TGO website http://carbonmarket.tgo.or.th/index.php?lang=EN&mod=Y29uY2VwdF92ZXRz (Last Viewed: 1 February, 2022)
[9] King Mongkut's University of Technology Thonburi (2017) "Pilot Project for Voluntary Emissions Trading System in Thailand – Final Report" http://carbonmarket.tgo.or.th/admin/uploadfiles/document/ts_4456723b8f.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)
[10] International Carbon Action Partnership "ETS Detailed Information: Thailand" (Last Update: 17 November 2021) https://icapcarbonaction.com/en/ets-map?etsid=81 (Last Viewed: 1 February, 2022)
[11] UNFCCC (2018) "Study on cooperative MRV as a foundation for a potential regional carbon market wit hin ASEAN - Thailand Country Report" https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Thailand%20Country%20Report%20final.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)
[12] Participants from cement industry: Polene Public Company Limited, Siam City Cement Public Company Limited, The Siam Cement (Lampang) Company Limited, The Siam Cement (Thung Song) Company Limited.
[13] The nine industries are petrochemicals, cement, iron and steel, pulp and paper, glass, refineries, ceramics, plastics, and food and feed. Power generation industry participated in 2015 (in phase one) but left the pilot after one year.
[14] TGO website http://carbonmarket.tgo.or.th/admin/uploadfiles/download/ts_6f7d33b239.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)
[15] IEA (2020) "Putting a price on carbon – an efficient way for Thailand to meet its bold emission target" https://www.iea.org/articles/putting-a-price-on-carbon-an-efficient-way-for-thailand-to-meet-its-bold-emission-target (Last Viewed: 1 February, 2022)

3.3.2 Regulations on GHG emission reductions for the cement industry

As of February 2022, no regulations on GHG emission reductions for the cement industry have been identified. On the other hand, when the Study Team asked about the possibility of developing regulations in the future at the policy recommendations workshop in January 2022, the response from MONRE/ONEP was that they would prefer to promote GHG emission reductions through promotional measures (incentives) rather than enforcing through laws and regulations.

3.4 Application and market survey of byproducts (environmental remediation agent)

Of the byproducts of MCC&U, the solid portion can be recycled and reused as environmental remediation agent. Potential applications of the environmental remediation agent are 1) purification of acid mine drainage (AMD) from operating and disused mines, 2) purification of contaminated soil containing toxic substances such as arsenic, 3) purification of industrial and domestic wastewater, and 4) purification of livestock farms. In this section, the regulations and marketability of each application method have been studied.

3.4.1 Purification of acid mine drainage (AMD) from operating and disused mines

According to the Environmental Impact Assessment (EIA) Database[16] which is managed by MONRE/ONEP, there are currently 716 ongoing mining projects in Thailand. For example, at the Mae Moh lignite mine in Lampang Province, northern Thailand, owned by the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), an underground wastewater treatment system treats 37,300m^3 of wastewater per day. Sodium hydroxide is used to adjust the pH of the wastewater during treatment. At a gold mine owned by Tung Kham in northeastern Loei Province, about 8,320m^3 of underground wastewater is treated per day, and limestone and ferric sulfate are used as pH adjusters.

The annual supply and reference market prices of calcium hydroxide and limestone used as purifiers for AMD are shown in Table 2.

Table 2 Annual supply of calcium hydroxide and limestone and reference market prices

Product	Annual domestic production amount (t)	Annual import amount (t)	Reference market price (Baht/t)
Calcium hydroxide	Data not available	Data not available	2,300
Limestone	8,675,260[17]	1,807	2,300

Source: Mineral Statistics of Thailand 2016 – 2020[18] and information from local dealers

3.4.2 Purification of contaminated soil containing arsenic and other toxic substances

Soil acidification has been observed in Thailand, especially in the central region of the country,

[16] ONEP "EIA Database" https://eia.onep.go.th/index.php (Last Viewed: 1 February, 2022)
[17] Total amount of limestone excluding the amount used in cement and construction industries.
[18] Department of Primary Industries and Mines (2021) "Mineral Statistics of Thailand 2016 – 2020" http://www1.dpim.go.th/dt/pper/000001637539743.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)

north of Bangkok, and this has reduced agricultural productivity[19]. Arsenic contamination has also been confirmed in some areas, and more than 10% of the samples obtained in agricultural areas exceeded the environmental standard value for arsenic (25mg/kg).

The soil environment is regulated by the Promotion and Conservation of National Environmental Quality Act, and in 2021, the National Environmental Board of Thailand has published the latest soil quality standards and set the environmental standard values for heavy metals in soil[20]. As for the treatment of acidic soils, guidance published by the Department of Agriculture Extension mentions the application of lime products such as slaked lime, marl, and fine limestone to acidic soils, and suggests the amount of lime products needed for treatment[21]. In addition, the Department of Land Development has set quality standards for lime products[22].

Table 3 shows the annual supply and reference market prices of the main distributed products that are used as remediation materials for contaminated soil.

Table 3 Annual supply of major products used for purification of contaminated soil and reference market prices

Product	Annual domestic production amount (t)	Annual import amount (t)	Reference market price (Baht/t)
Limestone	7,222,187[23]	1,807[24]	2,300
Calcite	1,430,044	47	1,080
Dolomite	3,731,507	1,232	2,300
Marl	8,000	Data not available	1,500

Source: Prepared by the Study Team based on information from local dealers and various sources[25]

3.4.3 Purification of industrial and domestic wastewater

Water quality of water bodies in Thailand is generally good, but water quality is deteriorating in specific areas such as the lower reaches of the Chao Phraya River, which receives industrial and agricultural wastewater and domestic wastewater from densely populated areas[26]. In 2020, MONRE/PCD set up 375 water quality monitoring sites for testing, and found that 39% of the sites had good water quality, 43% had acceptable quality, and 18% had deteriorating quality. The water quality is deteriorating especially in the central region.

According to a survey conducted in 2020, the concentration of total phosphorus in wastewater in

[19] Ministry of Agriculture and Cooperatives "Agri-Map Online" https://agri-map-online.moac.go.th/ (Last Viewed: 1 February, 2022)

[20] The National Environmental Board of Thailand (2021) "Notification of the National Environmental Board: Soil Quality Standard" in the Royal Gazette on 11 March B.E.2564

[21] Department of Agriculture Extension "การใช วัสดุปรับปรุงดินเปรี้ยว (Use of acidic soil amendments)" http://eto ku.ac.th/neweto/e-book/other/other7.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)

[22] Department of Land Development "การใช้วัสดุปนเพ ื Éือการเกษตร ในการปรับปรุงดน (Use of agricultural lime to improve soil quality)" http://r01.ldd.go.th/bkk/Links/service/องค์ความรู้ส่วนดินเปรี้ยว.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)

[23] Total amount of limestone excluding the amount used in cement and construction industries.

[24] Total amount of limestone which includes the amount used in cement and construction industries.

[25] Department of Primary Industries and Mines (2021) "Mineral Statistics of Thailand 2016 – 2020" http://www1.dpim.go.th/dt/pper/000001637539743.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022);
World Chemical Center website http://www.worldchemwcc.com/ (Last Viewed: 1 February, 2022)

[26] Pollution Control Department "The Operation Report of the Water Quality Management Division, B.E. 2563 (2020)" https://www.pcd.go.th/wp-content/uploads/2021/03/pcdnew-2021-03-25_03-41-42_132209.pdf

residential areas exceeded the national environmental standard at 18 out of 102 monitoring stations[27]. It is estimated that 50.1% of the phosphorus discharged from households is from cooking and bathing, 25.3% from defecation, and 24.6% from laundry[28]. Wastewater from the livestock industry also contains a large amount of phosphorus, and it is estimated that the amount of phosphorus emitted from livestock manure is about 46 million tons per year[29]. On the other hand, agriculture is a major consumer of phosphorus in Thailand, accounting for 80-90% of the global demand for phosphorus. The Department of Agriculture has set standards for the use of phosphate fertilizer for several crops, and the demand for phosphorus can be estimated by multiplying the standard value by the area planted to each crop[30]. The rate of phosphorus runoff from agricultural land is 0.015 kg-P/km^2 per year, which translates to an annual runoff of 644 kg. The average phosphorus concentration in wastewater from agricultural areas is estimated to be around 0.20 mg/L. Finally, as for the industrial sector, the detergent manufacturing industry discharges the highest amount of phosphorus, followed by metal processing and food and beverages[31].

The two main wastewater dephosphorization methods are (1) chemical precipitation using calcium hydroxide, aluminum sulfate or fly ash, and (2) physical removal through an absorption process using aluminite or a batch-activated sludge process. The annual supply and reference market prices of calcium hydroxide and aluminum sulfate are shown in Table 4.

Table 4 Annual supply of calcium hydroxide and aluminum sulfate and reference market prices

Product	Annual domestic production amount (t)	Annual import amount (t)	Reference market price (Baht/t)
Calcium hydroxide	Data not available	Data not available	2,300
Aluminum sulphate	Data not available	Data not available	28,000-38,000

Source: Prepared by the Study Team based on various sources[32]

[27] Pollution Control Department (2020) "ระบบบำบัดน้ำเสียชุมชน (Community wastewater treatment system)" http://www.oic.go.th/FILEWEB/CABINFOCENTER3/DRAWER056/GENERAL/DATA0000/00000973.PDF (Last Viewed: 1 February, 2022)

[28] Chiang Mai University https://archive.lib.cmu.ac.th/full/T/2547/biol0947kr_ch2.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)

[29] Department of Livestock Development http://docimage.dld.go.th/FILEROOM/CABDLD_BOOKSHELF2/DRAWER26/GENERAL/DATA0000/00000082.PDF (Last Viewed: 1 February, 2022);
Department of Agriculture http://lib.doa.go.th/multim/e-book/EB00279.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022);
Prince of Songkla University https://kb.psu.ac.th/psukb/bitstream/2553/3377/7/262454_ch1.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)

[30] Department of Agriculture https://www.doa.go.th/apsrdo/wp-content/uploads/2021/03/คำแนะนำการใช้ปุ๋ยตามค่าวิเคราะห์ดินสำหรับพืชไร่เศรษฐกิจ.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022);
Office of Agricultural Economics https://www.oae.go.th/view/1/ข้อมูลการผลิตสินค้าเกษตร/TH-TH (Last Viewed: 1 February, 2022);
Office of The Cane and Sugar Board http://www.ocsb.go.th/upload/journal/fileupload/923-9200.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)

[31] Prince of Songkla University https://kb.psu.ac.th/psukb/bitstream/2553/3377/7/262454_ch1.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)

[32] Department of Primary Industries and Mines (2021) "Mineral Statistics of Thailand 2016 – 2020" http://www1.dpim.go.th/dt/pper/000001637539743.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022);
Lazada "สารส้มชุ่นผง ขนาด 1 kg (Aluminum sulphate 1 kg)" https://www.lazada.co.th/products/1-kg-i1780438185-s5202464721 html (Last Viewed: 1 February, 2022)

3.4.4 Purification of livestock farms

According to the Bureau of Livestock Standards and Certification of the Ministry of Agriculture and Cooperatives (MOAC), the number of livestock and livestock farms in Thailand are dominated by dairy cattle, broiler and pig farms[33]. There are few national laws and regulations that directly regulate the management of livestock farms, such as Article 29 of the Public Health Act[34] which stipulates that local governments have the authority to designate management areas for animal breeding and grazing for the purpose of preventing epidemics originating from animals. On the other hand, the National Bureau of Agricultural Commodity and Food Standards of MOAC has published guidance on the management of poultry[35], pigs[36] and cattle[37], as well as the disinfection of barns. The guidance does not specify disinfectants for livestock barns, but states that the owner of the barn should select the disinfectant to be used according to the actual conditions of each barn.

Currently, sodium hydroxide and potassium peroxymonosulfate are used as disinfectants in livestock farms, and their annual supply and reference market prices are shown in Table 5.

Table 5 Annual supply of sodium hydroxide and potassium peroxymonosulfate and reference market prices

Product	Annual domestic production amount (t)	Annual import amount (t)	Reference market price (Baht/t)
Sodium hydroxide	Data not available	Data not available	42,000-44,000
Potassium peroxymonosulfate	Data not available	Data not available	450,000

Source: Prepared by the Study Team based on various sources[38]

3.4.5 Marketability of environmental remediation agent

Based on the current status of the applications described in the previous sections, the environmental remediation agent from MCC&U has potential to be utilized especially as (1) remediation agent for AMD, (2) remediation agent for contaminated soil, (3) phosphorus removal agent for wastewater, and (4) livestock materials.

[33] Bureau of Livestock Standards and Certification "Annual Report 2020" http://certify.dld.go.th/certify/images/sthiti/Book%20year%20report/2021/ReportY2020.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)

[34] PUBLIC HEALTH ACT (English translation) https://data.opendevelopmentmekong net/dataset/87d42150-1fdd-406f-b712-5e2a7a6b5f2a/resource/b0be0cbd-adc6-450e-a339-48bff998c047/download/public_health_b.e.2535_1992_english.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)

[35] GOOD AGRICULTURAL PRACTICES FOR FREE RANGE INDIGENOUS CHICKEN FARM https://www.acfs.go.th/standard/download/GUIDANCE_GAP_FREE_INDIGENOUS_CHICKEN_FARM.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)

[36] GOOD AGRICULTURAL PRACTICES FOR PIG FARM http://certify.dld.go.th/certify/images/laws/standard_farm/StandardFarm62/3/11.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)

[37] GOOD AGRICULTURAL PRACTICES FOR DAIRY FARM http://certify.dld.go.th/certify/images/laws/standard_farm/StandardFarm62/3/14.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)

[38] Thaimetallic https://www.thaimetallic.com/2021/02/10/อัพเดทราคาโซดาไฟ-ปี-2563/ (Last Viewed: 1 February, 2022);
Shopee https://shopee.co.th/อ๊อกซิโปร-Oxipro-ขนาด-1-kg-ยาฆ่าเชื้อด้านปศุสัตว์-potassium-peroxymonosulfate-i.442343801.6393911867 (Last Viewed: 1 February, 2022)

3.5 Collection of alkali wastes other than concrete sludge

Alkali wastes are generated in the form of slag, ash, mud and other forms in coal-fired power generation, waste incineration, steel and aluminum production, and construction work. The following is a summary of the current status of alkali waste generation and treatment for each situation.

3.5.1 Incinerated ash from coal-fired power plants (fly ash and bottom ash)[39]

There are ten coal-fired power plants in Thailand, one owned by EGAT and the remaining nine are owned by independent power producers. EGAT's Mae Moh coal-fired power plant generates 10,000 tons of incinerator ash per day (6,000 tons of fly ash and 4,000 tons of bottom ash per day).

In Thailand, a portion of the fly ash produced by coal-fired power plants is sold, mostly to the cement industry, where it is used as an admixture for concrete. The selling price is determined on a relative basis and varies depending on the quality of the fly ash and transportation distance. Fly ash from EGAT's Mae Moh coal-fired power plant has a selling price of 70 Baht/ton and shipping cost of 1,000 Baht/ton[40]. Of these, high-quality ones are not considered for MCC&U because they have already been traded in value. On the other hand, EGAT is considering the effective use of fly ash that is not of saleable quality, and there is a possibility that this type of fly ash can be used for MCC&U. However, it should be noted that the Thailand Power Development Plan 2018 calls for a 15.7% reduction in the installed capacity of coal-fired power plants between 2018 and 2037, and for the share of coal-fired power plants in the total power supply to be almost halved to 5.1% over the same period. The availability of fly ash is expected to decrease in the future.

3.5.2 Incinerator ash from waste incineration plants

In waste incineration plants, bottom ash is usually produced during the combustion process. For example, the Nongkham waste incineration plant in Bangkok processes 500 tons of waste per day and produces 50 tons of ash components. For waste incineration plants with a processing capacity of more than 50 tons per day, the Plants Act requires that the effective use of bottom ash be specified, and it can be used for land flattening, landfilling, or mixed with cement as a construction material. However, bottom ash that exceeds the inspection standard value of MOI/DIW has to be properly disposed of as hazardous waste through methods such as landfill. Fly ash is also produced in waste incineration facilities, but is unconditionally treated as hazardous waste, and disposed of in landfills or used as raw material for construction blocks or fertilizer (disposal is conducted by qualified companies).

3.5.3 Blast furnace slag in steel production

A large amount of alkali waste is also generated in the process of steel production. In Thailand, about 500,000 tons of blast furnace slag is generated annually and is regulated in MOI Announcement No. 6/B.E. 2540. Generally, blast furnace slag is compacted into blocks and then buried in landfills at

[39] The incinerator ash generated by coal combustion is divided into incinerator ash collected from the bottom of the boiler (bottom ash) and ash floating in the incinerator exhaust gas (fly ash).

[40] Mahasarakram University "เรื่อง เถ้าถ่านหิน (Regarding coal ash)" http://www raungrut.com/pic/2015-05-16%2020:36:42-1qbf40l7gui.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)

an estimated cost of 1,230 Baht/ton[41], but studies have shown that the disposal cost can be reduced to about 125 Baht by mixing it with concrete.

3.5.4 Waste concrete from construction and demolition sites

In addition to the above, construction and demolition sites generate concrete waste, which is collected and crushed to create aggregate, which is then recycled via mixture with cement or used as paving material for roads[42]. 100 tons of waste concrete is estimated in building a 25m x 6m road.

3.5.5 Collection potential of alkali wastes

Based on the current status of generation of alkali wastes in Thailand, (1) fly ash from coal-fired power plants that contains sufficient amount of Ca, (2) blast furnace slag from steel production, and (3) fine-grained waste concrete generated at construction and demolition sites are potential materials to be utilized for MCC&U. As for the bottom ash from coal-fired power plants, which potentially contains a significant amount of heavy metals, if the treatment technology for heavy metals is established, it can be considered for application to MCC&U as well. As for the fly ash and bottom ash from waste incineration plants, since they are generated in smaller quantities than other alkali wastes, and there are few existing examples of their use, the possibility of utilizing for MCC&U cannot be determined at the moment. In future studies, the possibility of using these wastes can be determined through analyzing the Ca content of the samples and studying the treatment technology for wastes should they contain a large amount of heavy metals.

3.6 Consideration of business model

3.6.1 Potential business models

Three business models can be envisioned for the introduction of MCC&U technology. In all cases, the basic idea is to collect concrete sludge (which was previously disposed of after neutralization treatment) as it is without treatment, remove the coarse aggregate, insert into Ca extraction reactor, stir to extract Ca, then react the Ca solution with CO_2 in a carbonation reactor to produce carbonate ($CaCO_3$). The $CaCO_3$ produced can then be utilized to form a material recycling loop, either by feeding into the cement kiln as a clinker material to replace limestone, or mixing into cement as a minor additional constituent. In addition, the residue that settles at the bottom of the reactor can be removed and dried for effective use as an environmental remediation agent. Details of the business models are summarized below.

(1) Large-scale facility

A large-scale mineral carbonation facility (MCC facility) installed at a cement plant, and CO_2 contained in the exhaust gas emitted from the cement kiln and concrete sludge generated at concrete

[41] ONEP "Common Treatment Process / Application" http://eiadoc.onep.go.th/eialibrary/monitor/flood/Audit0504_2598.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)

[42] Monrudee Topisit and Salinee Acharry "How to Make Use of Concrete Waste" http://j.cit kmutnb.ac.th/storage/attachments/034/2_20181402_08_2-005-60_p88-99.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)

plants and other sources are transported to the facility for reaction.

(2) Satellite type business

A small MCC facility installed in or near a concrete or ready-mixed concrete plant. Concrete sludge is fed into the Ca extraction reactor immediately after it is generated, and the solid residue is separated. If combustion gas is generated from boilers or other equipment in the plant, the exhaust gas containing CO_2 is subjected to carbonation reaction.

If the plant does not have a boiler or other equipment and does not generate exhaust gas containing CO_2, a small Ca extraction reactor can be installed to extract Ca, and the Ca solution can be transported to a cement plant or other locations where a carbonation reactor is installed, where the carbonation reaction takes place.

(3) CCU-integrated (CO_2 separation/recovery technology from cement plant exhaust gas) business

Although it is possible to consider a business model in which CO_2 generated at a cement plant is brought into the MCC facility installed at the concrete plant for carbonation, since the concentration of CO_2 in the exhaust gas from cement plants is around 20%, making transportation inefficient, it is assumed that CO_2 gas is transported in cylinders after increasing the concentration. A small MCC facility is installed at a concrete plant, and after Ca extraction, cylinders with a CO_2 concentration of 95% or higher collected at the cement plant where the CCU facility is installed are brought in and injected into the carbonation reactor. In this case, it is necessary to devise a closed reactor, a sufficiently long or parallel type reactor to prevent re-release of CO_2. This business model is dependent on when the CCU technology for separating and recovering CO_2 from the exhaust gas of cement plants is put to practical use, and currently it is assumed to be possible after 2040.

Table 6 Business models considered

Business Model	(1) Large-scale facility	(2) Satellite type business		(3) CCU-integrated business
Location of Ca extraction reactor	Cement plant	Concrete plant or other generation sites of concrete sludge		
Location of carbonation reactor	Cement plant (near cement kiln)		Generation site of concrete sludge	Generation site of concrete sludge or nearby locations
Type of CO_2 used for carbonation reaction	Cement kiln exhaust gas cooled to 100 °C or less (concentration 18-22%)		Fuel gas from boiler etc.	High-concentration CO_2 (95% or more) separated and recovered in a cement kiln equipped with CCU

Source: Prepared by the Study Team

In this study, the existing cement plant of SCG (cement production capacity of 3.5 million tons per year) was considered as the target plant, assuming that the (1) large-scale facility business model is adopted. Concrete sludge transported from ready-mixed concrete and concrete product manufacturing plants in the vicinity of the target plant to the MCC facility at the cement plant is subjected to mineral carbonation with CO_2 contained in the exhaust gas from the cement kiln at the target plant for CO_2 fixation. On the other hand, among the byproducts, $CaCO_3$ is utilized as minor additional constituent for cement, and surplus $CaCO_3$ and environmental remediation agent are sold to external parties.

3.6.2 Prospects after this study

After this study, the goal is to commercialize the technology through demonstration. Although the MCC&U technology has been commercialized in Japan, it is important to establish an optimal business model that suits the local circumstances and economic environment, rather than transferring the Japanese business model as it is. In the demonstration, first, carbonation experiments using actual exhaust gas emitted from the cement kiln, consideration of the reuse frequency of water used in the carbonation reactor, and development of sludge treatment methods in plants that generate concrete sludge are necessary, and then the project will be transferred to the optimal demonstration facility in stages. Furthermore, by using a mobile pilot facility, various demonstration tests can be carried out at each plant, which has the advantage of being shared by the entire cement industry through training. This will also minimize the cost of the project and confirm the feasibility of commercializing the technology.

The capital investment required to introduce the mobile pilot facility (scale of reactor: 1 m^3), including technical guidance, will be approximately 50 to 60 million yen, and the capital investment required to introduce the demonstration facility (scale of reactor: 40 to 60 m^3) will be approximately 200 to 300 million yen, depending on the scale of the facility.

After the demonstration is completed, the scale of the reactor and operation method will be determined based on the demonstration results, and then the project will proceed to commercialization.

3.7 Consideration of the financing plan

In the following demonstration phase, it is difficult to finance the project by the implementers alone, and it is assumed that the support scheme of the Japanese government or international organizations will be used. The support schemes that are being considered for use and some of the issues identified are as follows.

- Green Climate Fund (GCF) – Simplified Approval Process Pilot Scheme (SAP): A draft concept note has been prepared, but an Accredited Entity (AE) has not yet been found.
- New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) – Program to Facilitate Private-Sector-Led Promotion of Low Carbon Technology Overseas: The implementation scheme needs to be examined. It is noted that the expected emission reductions may be small for the scale of the demonstration using this scheme.
- Ministry of the Environment of Japan – Financing Program to Demonstrate Decarbonization Technology for Realizing Co-Innovation: Since the objective of this scheme is to reduce CO_2 emissions originated from energy sources, it is necessary to consider the sources of CO_2 emissions for MCC&U. It is also necessary to consider funding other than subsidies as well as the implementation scheme.
- International Finance Corporation (IFC) – Upstream support scheme: The main implementers will be local companies and IFC, and financing by IFC is a prerequisite. Energy (including CCS) is one of the key themes for upstream support, however, currently no development stage support has been identified.

All of the support schemes have issues to be considered, and at this point, no decision has been made on which scheme to use, and further studies are required. In the commercialization phase, it is assumed that local partner companies will finance the project.

3.8 Evaluation of business feasibility

The feasibility of the demonstration facility at the same scale of the reactor ($40m^3$) has been considered. As a prerequisite, the initial investment was set at 200 million yen, consisting of 15 million yen for design and planning, 155 million yen for purchase of equipment, and 30 million yen for construction and commissioning, and 5.4 million yen for annual maintenance cost (all based on the track record of Nippon Concrete). The depreciation period was assumed to be 9 years, which is longer than the legal useful life in Japan. As income, it is assumed that 840 tons of $CaCO_3$ and 5,256 tons (30% of the transported sludge) of environmental remediation agent would be generated annually, and that the price would be 8,000 yen/ton, based on the existing market price of limestone.

Based on the above assumptions, the IRR for the first 10 years of operation is 17%, and the payback period is 4.6 years. In order to further improve the business potential, the following measures can be taken: (1) increase the amount of byproducts generated by efficient Ca extraction, (2) increase the unit sales price of byproducts, (3) reduce capital investment and maintenance costs, and (4) utilize support schemes for capital investment.

3.9 Consideration of commercialization schedule

After this study, discussions will be conducted by the Study Team regarding the demonstration phase. As mentioned above, the demonstration phase is expected to include a step-by-step demonstration of the mobile pilot facility and the demonstration facility, and is expected to take three to four years in total. During the demonstration phase, the project will also follow up on the policy recommendations made to the Thai government. Upon completion of the demonstration phase, full-scale commercialization is expected after 2028.

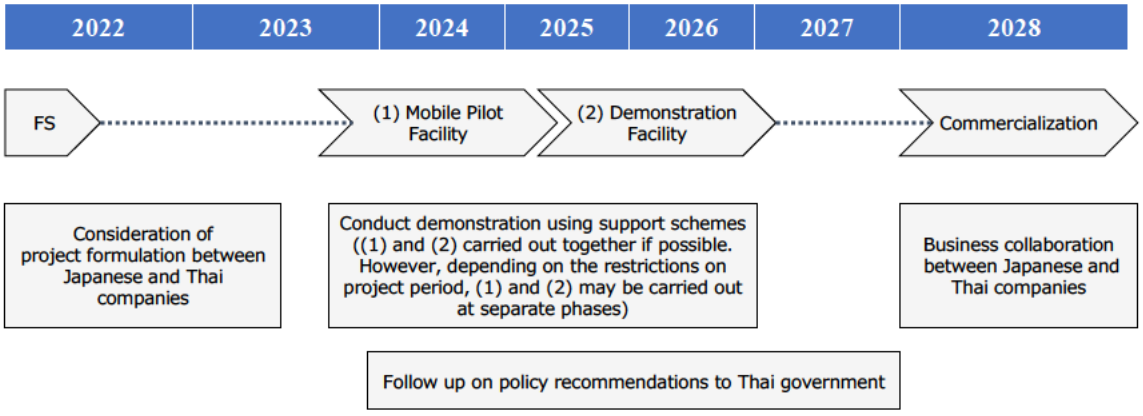


Figure 2 Commercialization schedule

Source: Prepared by the Study Team

4. Consideration of issues and measures

In the proposed project, temperature control of kiln exhaust gas and pre-treatment of concrete sludge are identified as issues to be addressed.

4.1 Temperature control of cement kiln exhaust gas

Temperature in a cement kiln is as high as 1,400°C. The exhaust gas is discharged to the atmosphere through several equipment with effective use of thermal energy. On the other hand, since water is used in the carbonation reactor of the MCC facility, it is necessary to control the gas temperature. Considering that all of the plants targeted in this project are equipped with waste heat power generation facilities, the temperature of the exhaust gas emitted from the stack will be 130 to 150°C. In addition, it is necessary to adjust the temperature to below 100°C as much as possible via removal of dust contained in the exhaust gas by electrostatic precipitator.

CO_2 contained in the cement kiln exhaust gas is usually in the concentration range of 18-22%, which is about twice the concentration of CO_2 from combustion equipment such as boiler exhaust gas. If the CO_2 concentration is high, the bubbles in the flue gas are expected to dissolve into the water at a faster rate and the carbonation reaction will be faster, but on the other hand, the saturated solubility of dissolved calcium is also expected to increase and its concentration will change.

In addition, since the nitrogen oxides (NOx) and sulfur oxides (SOx) contained in the exhaust gas are present only in minute amounts, we believe that they will not particularly affect the MCC reaction unless the water in the reactor is reused. However, if the water in the reactor is reused, NOx will dissolve into the aqueous solution and become concentrated through repeated use, which may affect the carbonation reaction. Therefore, in the next phase, it is necessary to study the optimal operating conditions using the pilot facility with a reactor of about $1m^3$.

4.2 Pre-treatment of concrete sludge

Although the distance and time for transporting concrete sludge and other materials vary depending on the plant where it is generated and the location of the MCC facility, it is necessary to consider a cost-effective method to reduce the cost of transporting the sludge and the CO_2 emissions associated with fuel consumption. Ideally, only the Ca contained in the concrete sludge should be transported to the MCC facility, and it is important to perform pre-treatment, for example, removing coarse aggregate from the concrete sludge.

(1) Separation of coarse aggregate

If the concrete product manufacturing plant uses centrifugal casting technology, the Ca extraction process is easy because concrete sludge without coarse aggregate is obtained. However, the concrete sludge generated in many concrete product plants and ready-mixed concrete plants contains fine and coarse aggregates resulting from concrete molding, and it is necessary to remove the coarse aggregates before feeding them into the carbonation reactor of the MCC facility.

Specific methods include physical separation of coarse aggregate in the sludge or natural separation method by sedimentation. In the case of ready-mixed concrete sludge, the coarse aggregate can be separated using a wet classification system from the sludge collected after washing the drums of ready-mixed concrete trucks. This equipment is compact and does not require a large site, and has recently been adopted by many ready-mixed concrete plants. As for the latter separation method, sludge and other materials after washing the drums of ready-mixed concrete trucks are put into a large water tank, continuously stirred, and then the supernatant liquid is pumped up and transferred to the next sludge tank to separate the solids including the settled coarse aggregate. In this case, the water tank itself is

large and requires a large site. Thus, the coarse aggregate removal facility has the option of being attached to a concrete plant or an MCC facility, taking into account conditions such as the area of the site and the amount of sludge generated.

(2) Measures to delay the hardening of concrete sludge

Regardless of the presence or absence of coarse aggregate, if concrete sludge is left as it is for several hours, the hydration reaction of cement components will proceed and it will harden. As a countermeasure, it is known that the slurry condition can be maintained for a long time if the concrete sludge is diluted with water and continuously stirred. On the other hand, a ready-mixed concrete truck usually carries $4m^3$ of concrete in its drum to the site, and it is not possible to dilute a large amount of concrete. If there is $0.5m^3$ of remaining concrete in the drum of the ready-mixed concrete truck, at least $1m^3$ of water must be added and first diluted to the state of concrete sludge by high-speed rotation, and then continuously stirred at the normal rotation speed, which is not an effective delay method. In addition, if the amount of remaining concrete is not fully known, the amount of water dilution cannot be determined, causing it to be difficult to assume the hardening time, which results in issues such as increased work for the ready-mixed concrete truck driver.

Instead of ready-mixed concrete trucks, one alternative could be to consider a dedicated concrete sludge truck. However, the relationship between the amount of water dilution and the hardening time needs to be investigated.

The most reliable alternative to water dilution is the use of cement retarder. By adding about 1 wt% retarder to the sludge from which only coarse aggregate was removed using a trommel classifier, the hardening time can be delayed by about one day. However, the extent to which the addition of the retardant affects the carbonation reaction needs to be examined. In the next phase, it is necessary to confirm the frequency of reuse of water used in the carbonation reactor using the pilot facility equipped with a reactor of about 1 m^3.

5. Quantification of emission reductions

5.1 Consideration of methodology for GHG emission reductions

5.1.1 Overview

Ca extracted from alkali wastes such as concrete sludge using MCC plant reacts with CO_2 contained in the exhaust gas from the combustion of clinker materials in the kiln of a cement plant and waste heat power generation plant, to produce carbonate ($CaCO_3$) which enables CO_2 fixation. The generated carbonate is used as a minor additional constituent of cement, which reduces the amount of cement required, and thus reduces the CO_2 emissions from cement production.

The project emissions are calculated from the CO_2 emissions due to the operation of the MCC facility and the CO_2 emissions due to the transportation of alkali waste. Of these, for transportation, ready-mixed concrete is transported from the ready-mixed concrete plant to the construction site, and the residue remains and is brought back to the factory. This amount is not considered in the calculation because it occurs even without the implementation of the project. In the calculation, only the transportation of alkali waste from ready-mixed concrete plant and concrete product manufacturing plants to the MCC equipment is considered.

5.1.2 Proposed methodology for the target project

The proposed methodology targets a project to install MCC facility in a cement manufacturing plant in Thailand to fixate CO_2 in calcium (Ca) extracted from alkali wastes such as concrete sludge, in the form of carbonate ($CaCO_3$). The eligibility criteria are summarized below.

Table 7 Eligibility criteria of proposed methodology

No.	Eligibility Criteria	Rationale of the Criteria
1	In this project, a mineral carbonation (MCC) facility will be installed at a cement plant to fixate CO_2 from the exhaust gas, which has been released into the atmosphere, into carbonate by reacting it with Ca contained in alkali waste.	This has been set to define of the proposed technology and project contents.
2	The carbonate produced by the MCC facility will be used as minor additional constituent for cement production at the project site.	Alternatively, it is assumed that carbonate is used outside the project site. However, in that case, GHG emissions related to transportation occur, therefore the use of carbonate is limited to the project site.
3	The carbonate produced by the MCC facility shall meet all of the following conditions • It shall be stored or used at atmospheric pressure and below 825°C. • When mixed with aqueous media, it shall have a pH of 7 or higher.	This is a requirement to prevent the re-release of CO_2 fixated as carbonate. Since carbonate decomposes when placed under specific conditions such as vacuum or high temperature, and even slightly decomposes at room temperature, the temperature was set to be below 825°C under atmospheric pressure. pH of the carbonate was set to be 7 or higher, because some of the fixated CO_2 may be released if the carbonate is immersed in a strong to weak acidic solution.

Source: Prepared by the Study Team

The reference emissions are determined from (A) the portion of CO_2 emissions from the combustion of clinker raw materials in the cement kiln and from the exhaust gas from the waste heat power generation plant that is fixated by the MCC facility as mineral fixation, and used as minor additional constituent of cement in the cement production process, and (B) the CO_2 emissions from the production of cement that is replaced by the product of the project.

(A) is calculated by dividing back the fixated CO_2 from the weight of carbonate produced by mineral fixation (100 g/mol for $CaCO_3$ and 44 g/mol for CO_2) and multiplying by the purity of $CaCO_3$. Although the lower limit of purity can be set from the viewpoint of quality assurance of products, it is not necessarily constant for all products. Therefore, the lower limit of purity (for example, purity of X% or more) is applied to ensure the conservativeness of the GHG emission reductions calculation.

In addition, in order to avoid intentionally generating more alkali wastes (source of Ca extraction) than the conventional amount generated for the application of the project, the upper limit of the amount that can be used for the project is set. For each project, a method should be considered to check the amount generated at each plant from the source of alkali wastes and set the upper limit for each source.

In (B), the CO_2 emissions from the production of cement (the amount of cement substituted by the products) equal to the amount of byproducts from the project mixed as a minor additional constituent of cement are calculated from the CO_2 intensity of cement production (unit: tCO_2/t-cement).

$$RE_p = Q_{PJ-mix,p}\left(44/100 \times F_{purity,p}\right) + \left(Q_{PJ-mix,p} \times EF_{cement}\right)$$

RE_p	Reference emissions during period p [tCO_2/p]
$Q_{PJ\text{-}mix,p}$	Weight of byproduct generated by the project and used as minor additional constituent in the plant premise during period p [t/p]
$F_{purity,p}$	Purity of byproduct $CaCO_3$ generated (lower limit for quality assurance) [-]
EF_{cement}	GHG emissions per unit cement produced [tCO_2/t-cement]

The project emissions are calculated from the sum of the CO_2 emissions due to the electricity consumption required for the operation of the MCC facility and the CO_2 emissions due to the fuel consumption for the transportation of alkali wastes to the MCC facility.

As for fuel consumption, two methods have been set up: one is to directly measure fuel consumption (Option 1), and the other is to calculate fuel consumption based on transport distance and loading (transport ton/kilometer) (Option 2).

Option 1: Calculation based on measured fuel consumption

$$PE_p = \left(EC_{PJ,p} \times EF_{ele}\right) + \sum_{i=1}\left(FC_{PJ,i,p} \times EF_{fuel,i}\right)$$

PE_p	Project emissions during period p [tCO_2/p]
$EC_{PJ,p}$	Electricity consumption by the project during period p [MWh/p]
EF_{elec}	Emission factor of electricity consumed by the project [tCO_2/MWh]
$FC_{PJ,i,p}$	Amount of consumption of transportation fuel i by the project during period p [kL/p]
$EF_{fuel,i}$	Emission factor of transportation fuel i [tCO_2/kL]
i	Type of fuel used for transportation in the project

Option 2: Calculation based on transportation distance and loading capacity (transportation tons/kilometers)

$$PE_p = \left(EC_{PJ,p} \times EF_{ele}\right) + \sum_{j=1}\left(DW_{PJ-out,k,p} \times EF_{DW-out,j} + DW_{PJ-return,k,p} \times EF_{DW-return,j}\right)$$

PE_p	Project emissions during period p [tCO_2/p]
$EC_{PJ,p}$	Electricity consumption by the project during period p [MWh/p]
EF_{elec}	Emission factor of electricity consumed by the project [tCO_2/MWh]
$DW_{PJ\text{-}out,k,p}$	Ton-kilometers transported in transport number k in the project during period p (outbound trip) [tkm/p] [km/p if empty vehicle]
$EF_{DW\text{-}out,j}$	Emission factor of ton-kilometers transported in transport number k by vehicle type j in the project (outbound trip) [tCO_2/tkm] [tCO_2/km if empty vehicle]
$DW_{PJ\text{-}return,k,p}$	Ton-kilometers transported in transport number k in the project during period p (return trip) [tkm/p] [km/p if empty vehicle]

$EF_{DW\text{-}return,j}$	Emission factor of ton-kilometers transported in transport number k by vehicle type j in the project (return trip) [tCO_2/tkm] [tCO_2/km if empty vehicle]
j	Type of vehicle used in the project
k	Transportation number

The emission reductions are obtained by subtracting the project emissions from the reference emissions.

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

ER_p	GHG emission reductions during period p [tCO_2/p]
RE_p	Reference emissions during period p [tCO_2/p]
PE_p	Project emissions during period p [tCO_2/p]

It should be noted that in CCS projects, it is assumed that the leakage rate will be less than 1% for a very long period of time (100 to 1,000 years), and in projects such as afforestation, measures are taken to ensure that the fixation will not disappear for a long period of time, thus ensuring permanence. In this regard, carbonate ($CaCO_3$) generated from MCC&U technology can maintain a stable state for a long period of time if it is used appropriately as a raw material in activities such as cement production. In addition, the eligibility criterion 3 stipulates the requirements to prevent re-emission.

On the other hand, in the MCC facility, Ca contained in the alkali waste is extracted into an aqueous solution and used for mineral fixation. During the process of removing coarse aggregate and treatment of various sludges in the concrete plant, air may enter the system and cause a small amount of mineral carbonation. Since at least 440,000 m^3 of air is required to carbonate 1 m^3 of ready-mixed concrete, it is thought that very little carbonate is generated. However, it is possible to measure the amount of carbonation in the sludge before shipping the alkali waste from the concrete plant, and subtract it from the amount of carbonate generated by the MCC facility. In this case, since it is complicated to measure each time, a method to measure a sufficient number of samples for each plant in advance and to set a default value is assumed.

Cement, which is manufactured using limestone ($CaCO_3$) as the main raw material, reacts with water to form cement hydrate, which hardens. The cement hydrate in this hardened product gradually reacts with CO_2 in the atmosphere to produce calcium carbonate ($CaCO_3$), which slowly fixates CO_2. Therefore, even if the generated concrete sludge is not used in the project and is left in the natural world untreated, it is necessary to take into account that if the atmosphere is mixed with the sludge for some reason and left for a sufficiently long period of time, it may become carbonated and fixates CO_2.

Therefore, if the permanence of this project is required on the same time scale as that of the CCS projects, and the above is an issue, a method should be considered to measure the natural absorption from samples of alkali waste and to estimate the absorption over a long period of time (for example, 100 years or longer is desirable) based on the absorption value over a certain period of time.

5.2 Estimation of emission reductions

The estimated emission reductions for the demonstration facility (40 m^3 reactor) were calculated.

(1) Reference emissions

In the MCC facility, it takes about one hour for Ca extraction in the extraction reactor and about one hour for carbonation in the carbonation reactor, therefore, overall it takes about two hours from the time alkali waste and water are inserted into the extraction reactor until the reaction in the carbonation reactor is complete. In actual operation, since Ca extraction in the extraction reactor and carbonation in the carbonation reactor can be carried out in parallel, a maximum of 23 carbonation reactions can be carried out per day.

If the scale of the Ca extraction reactor and carbonation reactor is 40 m^3, 40 kg of Ca can be extracted in 40 m^3 of water, thus the CO_2 fixated in the carbonation reactor per reaction is 44 kg, and the carbonate ($CaCO_3$) produced is 100 kg (assuming 40 g/mol for Ca, 44 g/mol for CO_2, 100g/mol for $CaCO_3$). Therefore, 369.4t-CO_2 can be fixated, and 839.5t of $CaCO_3$ is expected to be produced yearly.

Assuming that the purity of $CaCO_3$ is 95%, all of the produced carbonate is used as a minor additional constituent in cement, and that the CO_2 emission factor for cement production is 0.679 t-CO_2 (GCCA published value in 2019[43]);

$$RE_p = Q_{PJ-mix,p}\left(44/100 \times F_{purity,p}\right) + \left(Q_{PJ-mix,p} \times EF_{cement}\right)$$

Thus,

$$839.5 \times (44/100 \times 0.95) + (839.5 \times 0.679) = 920.9$$

As a result, the reference emissions are estimated at 920.9t-CO_2 per year.

(2) Project emissions

Electricity consumption is assumed to be 52 kWh/ton of concrete sludge (electricity consumption of the entire system including ancillary equipment of the MCC facility), based on the actual operating results of Nippon Concrete's MCC facility of the same scale in Japan. As a result of the laboratory experiment conducted by SCG, the Ca content in the concrete sludge from ready-mixed concrete was 9.43%. Assuming that 40 kg of Ca can be extracted in 40 m^3, the amount of concrete sludge to be input per reaction is approximately 0.424 tons, and the electricity consumption per reaction is 22 kWh. Based on the CO_2 emission factor of grid electricity of 0.5664tCO_2/MWh (TGO published value[44]), the annual CO_2 emission from electricity consumption is expected to be 107.5t-CO_2/year.

As for CO_2 emissions from transportation, it is assumed that concrete sludge including aggregate (2.1 tons per transportation) is transported six times per day by ready-mixed concrete trucks (maximum loading capacity: 16 tons), the one-way transportation distance is 30 km, the loading ratio is 50% on the outbound trip, and the return trip is empty. Using the CO_2 emission factor published by TGO (Table 8), the amount of CO_2 emissions due to transportation is 48.3t-CO_2 per year for the outbound trip and 41.5t-CO_2 per year for the return trip, totaling at 89.8t-CO_2 annually.

---

[43] GCCA "GNR Project Reporting CO_2" https://gccassociation.org/gnr/Thailand/GNR-Indicator_59cAGWct-Thailand.html (Last Viewed: 1 February, 2022)

[44] IGES (2021) "IGES List of Grid Emission Factors: Version 10.11" https://www.iges.or.jp/en/pub/list-grid-emission-factor/en?_ga=2.54682345.390519240.1644891703-1879604960.1610957740 (Last Viewed: 1 February, 2022)

Table 8 CO_2 emission factor for vehicle transportation

Type of vehicle	Ready-mixed concrete truck (diesel oil)	Unit
Maximum load	16	t
CO_2 emission factor (empty)	0.6316	$kgCO_2eq/km$
CO_2 emission factor (50% load)	0.0918	$kgCO_2eq/t \cdot km$
CO_2 emission factor (75% load)	0.0625	$kgCO_2eq/t \cdot km$
CO_2 emission factor (100% load)	0.0471	$kgCO_2eq/t \cdot km$

Source: Prepared by EY based on data published by TGO[45]

As a result, the project emissions are estimated to be 194.6 t-CO_2 per year, including electricity consumption and transportation.

(3) Estimated CO_2 emission reductions due to project implementation

Based on (1) and (2) above, the estimated amount of CO_2 emission reduction by the project implementation is 728t-CO_2 per year.

(4) Secondary effects of project implementation

Apart from the effect of CO_2 fixation by mineral carbonation, the proposed project will also contribute to material recycling in terms of generating carbonate and environmental remediation agent by effectively utilizing concrete sludge and other materials that are originally wastes.

Based on the above calculations, of the 17,520 tons of sludge transported annually, 20% (3,559 tons) of concrete sludge, excluding aggregate, will be effectively used for the proposed project, and 5,256 tons, or 30% of the transported sludge, will be generated as environmental remediation agent. In Thailand, as mentioned earlier, awareness is increasing regarding material recycling as well as GHG emission reductions, and it is important for the project to demonstrate such secondary effects.

In addition, the emission reductions potential based on the amount of alkali waste generated at the target plant was also estimated as follows.

[45] TGO (2021) "ค่า Emission Factor แบ่งตามประเภทกลุ่มอุตสาหกรรม (Emission factor by industry type)" http://thaicarbonlabel.tgo.or.th/admin/uploadfiles/emission/ts_b934985782.pdf (Last Viewed: 1 February, 2022)

Table 9 CO_2 fixation potential using MCC at target plant

	Amount of sludge generated [Mt]	Percentage of Ca content in sludge	Ca content in sludge [Mt]	Amount of $CaCO_3$ generated [Mt]	Amount of CO_2 fixation [Mt-CO_2]
RMC	0.30	9.43%	0.028	0.07	0.031
PCa	0.46	32.2%	0.148	0.37	0.163
Total	0.76	-	0.176	0.44	0.194

Assumptions:
· Only concrete sludge will be used as alkali waste in the target plant.
· Ca content in concrete sludge is calculated based on the values obtained from chemical analysis of concrete sludge samples collected from both ready-mixed concrete (RMC) and precast concrete (PCa) plants at SCG laboratory.
· The amount of carbonate used as minor additional constituent of cement is 2 wt% according to Thai standard TIS 15 (of the 5% upper limit, currently 3 wt% is already in use, therefore the project assumed to use the remaining 2 wt%), and after 2030 shifting to low carbon cement governed by Thai standard TIS 2594 (upper limit of 15 wt%).

Source: Prepared by the Study Team

Table 10 CO_2 emission reductions potential due to utilization of minor additional constituent at target plant

	Amount of cement produced [Mt]	Minor additional constituent ratio	Amount mixed in cement [Mt]	CO_2 emission factor [t-CO_2/t-cement]	CO_2 emission reductions [Mt-CO_2]
Current basis in 2020	3.5	2%	0.07	0.679	0.048
After 2030	3.5	15%	0.53	0.679	0.360

Source: Prepared by the Study Team

Table 11 CO_2 emission reductions potential at target plant

	Current basis	After 2030
Alkali waste used	Concrete sludge	
CO_2 fixation due to MCC [Mt]	0.19	0.19
CO_2 emission reductions due to utilization of minor additional constituent in cement [Mt]	0.04	0.36
Total CO_2 emission reductions [Mt]	0.23	0.55
CO_2 emission reductions rate at target plant [%]	11.5%	27.5%

Source: Prepared by the Study Team

As a result of the calculation based on the above conditions, the annual amount of sludge collected from the RMC and PCa plants is 760,000 tons, and it is calculated that 440,000 tons of $CaCO_3$ will be generated by the Ca extracted from the collected sludge, and the amount of CO_2 fixated as a result is assumed to be 190,000 tons per year. Furthermore, if the byproduct $CaCO_3$ is added as minor additional constituent to the cement produced at the plant at a rate of 2 wt%, it is estimated that the annual CO_2 emissions of the target plant can be reduced by 11.7%. However, even if all of the concrete sludge around the plant could be recovered, the amount of $CaCO_3$ produced would be insufficient by 90,000 tons. In order to make up the shortage, it is necessary to use alkali waste such as demolished concrete from concrete structures.

On the other hand, in order to treat these sludge volumes, 50 to 100 units per year are required for a reactor scale of 40 to 60 m^3. Since the area required for the installation of one unit is at least 5 m x

5 m, a large installation area is required. Therefore, in the next phase of the demonstration, it is necessary to consider the details of mass production facilities, including effective Ca extraction methods and continuous operation facilities, using the prototype reactor. It will also be necessary to consider a business model in which only the Ca extraction solution water, not the alkali waste, is accepted, and carbonation reaction with cement kiln exhaust gas is carried out on the cement plant site.

6. Collaborations with counterpart country

Recommendations for the development of policies and systems to promote MCC&U technology in Thailand were discussed and presented to Thai government officials, industry associations, and other experts in the form of an online workshop on Wednesday, January 26, 2022.

Table 12 shows the summary of the workshop. The workshop aimed to promote understanding of the MCC&U technology and issues regarding its dissemination in Thailand, clarify the next steps to be taken for the dissemination of the technology in Thailand, and to build a collaborative network among entities in Japan and Thailand for the dissemination of the technology.

Table 12 Overview of the policy recommendation workshop

Date and time	26 January 2022 (Wednesday) 15:30-17:30 Japan time (13:30-15:30 Thai time)
Workshop style	Online (with Japanese-Thai simultaneous interpretation)
Agenda	• Climate change policies in Thailand (by ONEP), efforts to reduce CO_2 emissions in cement industry in Thailand (by TCA) • Introduction of MCC&U technology and feasibility study (by the Study Team) • Policy recommendations to promote MCC&U technology (by the Study Team) and discussions
Recommendations	Refer to Table 1.

Source: Prepared by EY

The workshop was attended by 38 participants, 24 from Thai government agencies, industry associations, and universities, 2 interpreters, and 12 from the Study Team. As for the Thai government officials, there were participants from MONRE/ONEP, MONRE/PCD, TGO, MOI/DIW, MOI/DPT, and MOT/Office of Transport Policy and Planning (OTP). During the discussions, the Thai side asked about the estimated cost of the MCC&U plant at the time of full-scale introduction, issues for the dissemination of the technology, and the progress of the JCM projectization. In addition, the Japanese side (the Study Team) asked about prospects of the promotional measures and regulations targeting emission reductions in the cement industry in Thailand. The future plan of this project will be considered while taking into account information and opinions obtained during the workshop.

7. Summary

The MCC&U technology has a high potential to contribute to the cement industry because of its ease of technological implementation and the technical feature that CO_2 can be fixated using concrete wastes. On the other hand, as described in Section 4, temperature control of cement kiln exhaust gas and pre-treatment of concrete sludge (such as separation of coarse aggregate and measures to delay

the hardening of sludge) are identified as issued to be considered in future studies, through analysis using MCC facilities. In addition, as described in Section 5, it is necessary to study mass production facilities, including effective Ca extraction methods and continuous operation, in order to maximize the emission reductions potential.

After this survey, in order to deal with the above issues, establishment of countermeasures by conducting step-by-step demonstrations, including a mobile pilot facility and a demonstration facility is considered.

Utilizing the preceding research and development findings in Japan and South Africa, it is desirable to continue examining the feasibility of commercialization in Thailand through collaboration between Japanese and Thai companies. At the same time, the basis for the dissemination of this technology is expected to be established, by continuously discussing the content of policy recommendations with the Thai government and local cement and concrete associations.

Secondary use unapproved list

Title of the report: Feasibility Study on Mineral Carbon Capture and Utilization (MCC&U) Technology in the Cement Industry of Thailand Summary Report

Title of the project: FY2021 study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (work conducted by the CEFIA Japan Secretariat and work for CCUS dissemination and development support)

Ernst & Young ShinNihon LLC

Page	Figure and table	Title
		Not applicable

令和３年度二国間クレジット取得等のための整備調査事業（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）
CCUS 分野における JCM 実現可能性調査
木質バイオマスガス化発電の小規模地域分散型電源システムにおける
バイオ炭の炭素貯留の事業化検討（対象国：タイ/ケニア）

実施者：株式会社フジタ

1. 目的及び実施体制等

地域バイオマス（タイにおいてはサトウキビ梢頭部等、ケニアにおいてはメスキートを想定）を燃料としたガス化発電システムでのバイオチャーの貯留の事業化、未利用バイオマスを利用したガス化発電とバイオチャー貯留の一体的な事業モデルの普及展開が期待されている。

そこで本調査は、バイオマスガス化発電の小規模地域分散型電源システムにおけるバイオ炭の炭素貯留の事業化に向けた調査・検討を実施した。実施に当たっては、ケニア産業技術開発研究所等の現地関係者の協力を得た。

2. 関連政策・制度・規制

2.1 タイの関連政策・制度・規制

2.1.1 地球温暖化対策

タイ政府は、2015 年 10 月に国連気候変動枠組条約（UNFCCC: United Nations Framework Convention on Climate Change）に各国が自主的に決定する約束草案（INDC: Intended Nationally Determined Contribution）を提出し、2016 年 9 月にパリ協定に批准することで、自国が決定する貢献（NDC）として正式に登録された。NDC では、2030 年までに対策を講じない場合（BAU: Business as Usual）と比較して、温室効果ガス（GHG: Greenhouse Gas）排出量を 20%削減、また、UNFCCC の下でのバランスがとれ野心的なグローバルな合意を通じて、技術開発と移転、資金源、能力構築支援への適切で強化されたアクセスがある場合には、25%まで引き上げ得るとしている[1]。タイの NDC は、2030 年を目標年としているが、この目標の設定にあたっては、INDC 提出時点で既に議会から承認を受けていたタイ政府の各種マスタープランや計画、ロードマップを基に策定された[2]。

NDC の策定にあたっては、2005 年を基準年として、主要な気候変動政策が無かった場合の BAU の予測をベースラインとしている。2030 年の BAU での排出量は 555Mt-CO_2e であ

[1] UNFCCC“Thailand’s intended nationally determined contribution”
https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Thailand%20First/Thailand_INDC.pdf
（閲覧日：2022 年 2 月 10 日）

[2] Department of Mineral Fuels, Ministry of Energy “CCS-M S6: Workshop on CO_2 geological storage and CO_2 for EOR Country Presentation: Thailand”
http://www.ccop.or.th/ccsm/data/31/docs/TH-report-S6.pptx.pdf （閲覧日：2022 年 2 月 10 日）

ることから、NDC 目標では 2030 年までにその 20%にあたる 111Mt-CO_2e を削減することとなる。NDC の達成にあたっての優先セクターは、エネルギーと交通、廃棄物、産業プロセスと製品利用（IPPU: Industrial process and product use）としている。

2017 年にはタイの緩和に関する NDC ロードマップ 2021-2030（Thailand's NDC Roadmap on Mitigation 2021 – 2030）が議会に承認された。ここでは、2021 年から 2030 年までにエネルギーと交通分野で 113 Mt-CO_2e、廃棄物分野で 2 Mt-CO_2e、IPPU 分野で 0.6 Mt-CO_2e と、2030 年までに優先 3 分野で合計 115.6 Mt-CO_2e の GHG を削減する目標を掲げている。

2.1.2 エネルギー政策

PDP 及び AEDP

タイのエネルギー省は 2015 年に、2015 年から 2036 年までの電源開発計画（PDP2015）を公表した。同計画では、2036 年末時点におけるタイの総設備容量は 70,335MW としている。2015 年から 2036 年までに新たに追加される電源は合計 57,459MW である。同計画では、2014 年 9 月時点で総設備容量のうち 8%であった再生可能エネルギーを、2026 年に 10～20%、2036 年に 15～20%とする計画を立てている。なお、同計画は 2018 年に PDP2018 として改定されている。2037 年末時点におけるタイの総設備容量は 77,211MW としている。2018 年から 2037 年までに新たに追加される電源は合計 56,431MW であり、うち再生可能エネルギーは 20,766MW（約 37%）を占める。

PDP2015 の策定と同時期に、2015 年から 2036 年の代替エネルギー（再生可能エネルギー）の導入計画を定めた代替エネルギー開発計画（AEDP: Alternative Energy Development Plan）2015 が策定された。同計画では、再生可能エネルギーの設備容量を、2014 年の 7,490.4MW から 2036 年の 19,634.4MW と、約 2.6 倍とすることを目標としている。内訳として、太陽光発電は 2014 年の 1,298MW の約 4.6 倍の 6,000MW の目標が設定されており、他の再生可能エネルギーと比較し、最大の導入目標が掲げられている。また、太陽光発電に匹敵する導入目標がバイオマス発電で設定されており、2014 年の設備容量 2,541MW から、2036 年には 5,570MW と、約 2.2 倍になる見込みである。

2.1.3 現地のニーズ

(1) サーキュラーエコノミーに対する取り組み

タイの天然資源環境省は、2017 年に持続可能な消費と生産（SCP: Sustainable Consumption and production）の 20 年ロードマップ（2017～2036）を策定した。同ロードマップでは、リソースの効率的な使用、汚染の削減、および食料とエネルギーのセキュリティをさらに促進することを目的としている。タイでは、SCP を様々な国家政策の枠組みと統合し、サーキュラーエコノミーを積極的に推進している[3]。

また、タイが ASEAN の議長国であった 2019 年 11 月には、ASEAN サミットの期間に、

[3] MNRE "The Sustainable Consumption and Production Roadmap 2017-2036" https://www.oneplanetnetwork.org/sites/default/files/thailand_sustainable_consumption_and_production_roadmap.pdf （閲覧日：2022 年 2 月 10 日）

国連産業開発機関（UNIDO）、東部経済回廊（EEC）、タイ温室効果ガス管理機関（TGO）が共同で、サーキュラーエコノミー、廃棄物管理、持続可能性に関するセミナーを開催した。東部経済回廊におけるサーキュラーエコノミー、持続可能な産業都市発展モデルの普及を目的としており、持続可能な経済の強調、ASEAN 諸国への拡大なども期待されることから、ASEAN 諸国の中でもリーダーシップを発揮し、サーキュラーエコノミーを進めていることが伺える[4]。

(2) サトウキビの野焼き問題

タイで広がる収穫直前のサトウキビに火を放つ「キビ焼き」と呼ばれる作業がある。火をつけるのは収穫をしやすくするためで、次の作物の栽培のために土壌の養分を高めようとする、いわゆる焼き畑農業とは目的が異なる。タイ国内のサトウキビ農家に広く普及しており、2019 年から 20 年にかけての収穫期には、タイ全土で収穫されたサトウキビの 50%、半分がキビ焼きによる収穫だったとされている。

タイ政府は、サトウキビの梢頭部や葉を燃やした後に収穫する焼き畑が大気汚染悪化につながっているとし、その抑制策にのりだし、ハーベスタ導入を促進する計画である。ハーベスタを導入した場合には、梢頭部や葉の処理・処分が課題となる。2018/2019 期におけるサトウキビ栽培面積は、1,792 千 ha、収穫量は 13,100 万 t、単収は 73.1t/ha であった。梢頭部比率の比率を 25%と設定すると梢頭部量は 3,275 万 t/年（約 90,000t/日に相当）と試算され、非常に多量の未利用バイオマスが発生する。

タイの農村部においては、世帯電化率が低い地域も存在していることから、サトウキビ梢頭部等を用いたガス化発電による小規模地域分散型電源の展開は、サトウキビの野焼き対策の推進と農村の電化対策の推進という 2 つの課題解決につながることが期待される。

作付面積が多い県（40 万ライ（約 640km2）以上）では、サトウキビ作付とトウモロコシ作付が重複するエリアが中部では多い。サトウキビの収穫は、12 月～4 月にかけて行われるため、梢頭部の発生は季節性が強い。このため、同一エリアにおいてトウモロコシ収穫残渣で補完するモデルを検討することとし、双方の栽培面積が多い県（Province）を抽出した。

2.2 ケニアの関連政策・制度・規制

2.2.1 電力関係政策

(1) 電力需給動向

ケニアの総発電容量は、2021 年 6 月時点で 2,984MW である。その内、発電公社（KenGen: Kenya Generating Company Limited）で 60.9%分の 1,818MW を供給している。総発電量の内訳容量（総発電に対する割合）は、地熱 863MW（28.9%）、水力 838.4MW（28.1%）、火力 752.5MW（25.2%）、風力 436.1MW（14.6%）、太陽光 91MW（3.0%）、熱電併給（コージェネ）2MW（0.1%）である。ケニアでは総発電容量の約 4 分の 3 が再生可能エネルギ

[4] UNIDO“UNIDO-EEC-TGO seminar promote circular economy, waste management and sustainability” https://www.unido.org/news/unido-eec-tgo-seminar-promote-circular-economy-waste-management-and-sustainability（閲覧日：2022 年 2 月 10 日）

ーで占められているのが特徴である。

過去 10 年間の電力需給動向について、ピーク需要/発電容量比 65%から 77%の間で常に供給過剰の状況で推移している。主に地熱開発を中心に再生可能エネルギーの割合は増加していることに起因する。

2021 年にケニアエネルギー省の下、各実施機関において、コロナ禍の事情も考慮に入れた上で、中期計画が見直され、Least Cost Power Development Plan (LCPDP) 2021-2030 計画書が策定された。現行の発電計画通りに進むと 2030 年には発電容量量は 4,847MW となり、電力需要との開きが生じ、供給サイドよりも需要サイドにおいて、産業促進を通して電力需要増加を目指す事が、ケニア政府にとって重要な課題となる。

また、都市・地方間のバランス是正を含む地方電化での配電網整備等での電化普及に係る課題がある。

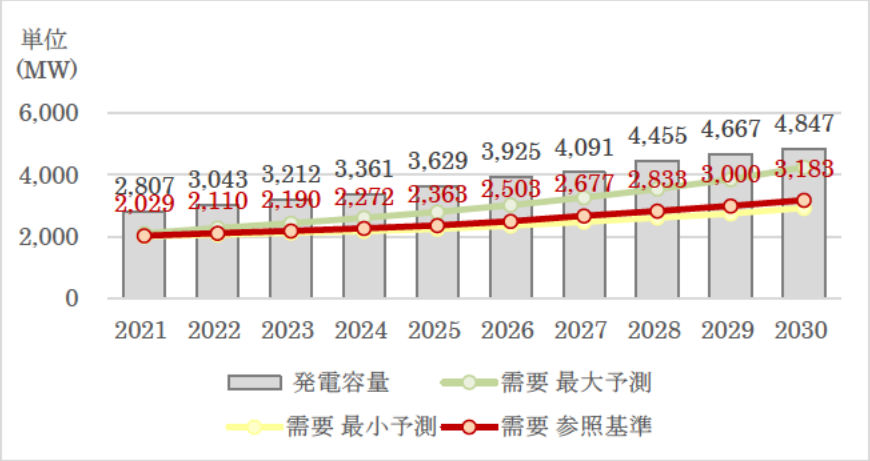


図 1　電力需給動向予測（2021 年以降）

出所）Least Cost Power Development Plan 2021-2030（Ministry of Energy, Kenya: 2021）

(2) 電力・エネルギー政策

1) 組織ストラクチャー・事業体

ケニア電力セクターでは、政策は中央政府のエネルギー省にて計画・策定され、同省傘下となる各機関により実施される。

電力事業体として、i) 発電事業、ii) 送電事業、iii) 配電・小売電気事業は 3 分割されており、それぞれの事業体は、i) Kenya Generating Company（KenGen）、ii) Kenya Electricity Transmission Company （KETRACO）、iii) Kenya Power and Lighting Company（KPLC）である。ケニア政府の出資率は、KenGen：70%、KETRACO：100%、KPLC：50.1%となっている。Geothermal Development Company (GDC)は 2008 年に設立され、オルカリア以北の地熱開発を行い、独立系発電事業者（IPP）との交渉を進めている。Rural Electrification and Renewable Energy Corporation (REREC)は 2019 年に Rural Electrification Authority (REA)から名称変更され、地方電化に際し、再生可能エネルギーによる方向性が加えられた。Mini-grids を保有（運営は KPLC）し、ディーゼル燃料から太陽光・風力発電への改修が進められている。

2) エネルギー政策

ケニアでは最上位政策書にあたる中長期的国家開発戦略書に Kenya Vision 2030（2008 年公開）がある。電力セクターでは同戦略書に加え、「National Energy Policy（2018 年）」、「Kenya National Electrification Strategy（2018 年）」、「Feed-in-Tariffs Policy on Renewable Energy Resource Generated Electricity (Small-hydro, Biomass and Biogas) 3rd Revision（2021 年 1 月）」、「Renewable Energy Auctions Policy（2021 年 1 月）」、「Least Cost Power Development Plan: 2021-2030」が策定されている。

3) 送配電事業

電力供給過多という状況の他、電化率が低いのも問題点となっている。都市部では 90.8%を記録している一方、地方電化率が 61.7%と都市部とのギャップがまだある。人口集中エリアには配電網が整備される一方、人口が少ない地域には Off-grids で対応しているため、Off-grids 需要も高くなっている。発電施設の建設計画と並行して、送配電事業として National Grid への接続・新規敷設が続いている。配電網については、都市部の配電網整備の他、地方の電化・普及を目指す案件の成果もあり、国全体では電化率が増加しており、2026 年までに電化率 100%を目指している。

2.2.2 FIT に係る制度

FIT 制度は 2008 年にケニアで導入され、2010 年、2012 年、2021 年と改訂を重ねてきており、現時点で最新となる 21 年版の FIT 制度では、1）小水力　2）バイオマス　3）バイオガスに限定されている。地熱、太陽光、風力は 2021 年版より外され、太陽光、風力は 2021 年に策定の Renewable Energy Auctions Policy（REAP）に移行された。

2021 年改訂前は発電量 10MW を境に異なる Tariff を定め、発電上限はなく、累積で 100、200、500MW であったが、今般、発電容量が 20MW に上限設定されている。20MW を超える場合、太陽光、風力と同じく REAP に従う。買取保証期間は変更なく、電力購入契約（PPA）に基づき 20 年間となる。送配電網・変電施設に係る費用は開発者側負担となり、事前協議を通し、買取側となるオフテイカーで受電を満たすよう機器のアップグレードを行う。

表 1　FIT ストラクチャー（Fit Policy 2021 年）

	発電容量 (MW)	FIT (US ¢ /kWh)	Escapable Portion of the Tariff (%)
小水力	0.5 10	9.00 8.20	8
	10-20	8.20	8
バイオマス	0.5-10	9.50	15
	10.1-40	9.50	15
バイオガス	0.2-10	9.50	15
	10.1-20	9.50	15

出所）Feed-in-Tariff Policy on Renewable Energy Resource Generated Electricity (Small-hydro, Biomass and Biogas)　2021 年改訂

他方、電力供給過多で電力需要を上げるべく、ケニア政府は産業振興を優先 4 課題に位置

付け（他に住宅開発、医療、食糧保障）ている。また、人口が集中する地域の配電網は問題ないが、末端への電化が進んでいないことから、ケニア政府はその対策を検討している。地方での分散型発電に民間投資があるも、現地需要との費用対効果（規模感）が課題となっている。

2.2.3 投資関連政策

(1) 投資環境

ケニアは日本からアフリカ市場とみる際、インド洋に面し、交通アクセスを含む地理的優位性もあり、アフリカの中ではインフラも整備され、安定した経済成長をしているため、投資拠点になり、日系に限らず外資進出は東部アフリカ地域の中で最も進んでいる。

インフラだけでなく法制度・環境も整備されており、投資関連法については、i) 投資促進法（The Investment Promotion Act）では、投資を円滑に進めるべく促進を実施し、必要な許認可の取得支援、インセンティブの提供を含む投資庁を通しての支援が定められている。ii) 外資保護法（The Foreign Investment Protection Act）では、海外投資家の権利を定め、投資許認可証を発行（最低 10 万米ドルの投資ケース）し、個々の承認・各種ライセンスに対する早期承認されるべく優遇措置が取られ、投資家へのインセンティブを与えている。

為替に関して為替管理法が廃止され、貿易や投資への障害が取り除かれ、自由化されている。利益や配当金の海外送金に制限はなく、為替取引は現地でライセンスを持つ銀行を経由して送金が実行できる。

ケニアは、実質的に認可要件数を減らすこと、許可制度を簡素化・透明化させ、規制が正当な目的であることを重視するよう目指して行われた広範囲な行政改革によって、ビジネスを行うコストを下げる努力が行われている[5]。

他アフリカ近隣諸国と異なり、後発開発途上国（Least Development Countries）区分ではないため、ケニアは世界貿易機構（WTO）から特別特恵受益国と取り扱われず、自由貿易の枠組みづくりに積極的である[6]。

(2) 投資優遇の業種

ケニア政府は、農業生産、製造業、インフラおよび公益事業（水道整備、衛生、電力、通信網等を含む）、住宅部門、情報通信技術その他の知識集約型産業、天然資源・石油・鉱物の探査事業などの分野への投資を奨励している[7]。

特定業種に対して投資優遇はなく、税制面において一部優遇措置が取られている。また、土地管理に関し、外国人または外国企業が所有する場合は、最大 99 年間のリースが可能となる。無期限で土地所有できるのはケニア人またはケニア企業に限定される。

ケニアにおいては、銀行業や保険業等を除き、一般的な外資規制がなく、最低資本要件等

---

[5] ケニア投資の魅力（駐日ケニア共和国大使館ウェブサイト）
http://www kenyarep-jp.com/business/investing_j html（閲覧日：2022 年 2 月 10 日）
[6] 「ケニアと英国、EPA に署名、2021 年 1 月に発効予定」 JETRO ビジネス短信（2020 年 12 月 16 日）
https://www.jetro.go.jp/biznews/2020/12/c0a7dd1879087f67 html（閲覧日：2022 年 2 月 10 日）
[7] 外資に関する奨励（JETRO ウェブサイト）
https://www.jetro.go.jp/world/africa/ke/invest_03 html（閲覧日：2022 年 2 月 10 日）

の資本に関する規制はない。外資出資比率等に関する規制がとられる業種には、銀行業、保険業、通信業、航空業、建設業、鉱業等が当てはまる。これら規制が取られる業種での事業は、現地企業との協業、合弁等が必要となる。

独立系発電事業者（Independent Power Producer: IPP）による発電事業が多く提案がなされているが、当局との契約交渉次第であり、提案が必ずしも採択されるとは限らない。太陽光、風力発電については、2021 年に FIT 方式から Auction 方式に変更されたため、事業競争力が必要となる。

(3) 投資優遇措置

税制、投資控除に係る優遇措置としては、下記が挙げられる。

- 資本財に対する付加価値税（VAT）が免税
- 再輸出及び免税品としての国内販売を目的に、材料を輸入し商品製造を行う場合、材料の輸入課税が免税
- 500 万米ドルを超える民間投資の場合、政府からの承認を得ることにより、資本財輸入に係る輸入税控除額を所得税と相殺可能
- 農業分野における機械等の設備に対する VAT と関税が免税
- ナイロビ、キスム、モンバサへの投資には、100%の投資控除、その他の地域への投資には、150%の投資控除（投資控除の繰り越しが可能）
- ナイロビ証券取引所（Nairobi Securities Exchange）へ新規上場する場合、法人税率は上場後 5 年間 25%に減税

2.2.4 砂漠防止用導入外来種（メスキート）

英語名がメスキート（Mesquite）、学名がプロソピス（Prosopis juriflora）は、熱帯アメリカ、西インド諸島に分布するマメ科の亜高木である。耐乾性があり、生育がよく材は薪炭材などに利用される。豆のさや状の果実は甘く、家畜の飼料になる。枝にはトゲがある。種子の発芽はよく、苗木は作りやすい。

プロソピス属は、マメ科の亜高木～低木で約 44 種と数多くの雑種がある。一般的にはメスキートあるいは アルガロボと呼ばれ（以下「メスキート」という）、アメリカ合衆国南西部からメキシコ、チリ中央部を経てアルゼンチンに至る南北両アメリカ大陸、西アジア、アフリカ大陸中部の乾燥地から半乾燥地に分布する。

メスキートの成木は，砂質から粘土質、礫質に至る広範な土壌環境で生育することができる。実生は高い耐塩性を示し、海水に等しい塩濃度の土壌でも生存可能である。成長の最適温度は 20～30℃であるが、アジア地域に導入されたメスキートは 50℃以上の 温度に耐えることが知られている。また窒素固定能をもつため、栄養分の乏しい土地でも生き延びることができる。

メスキートはその高い乾燥耐性と旺盛な豆果生産性を生かして、世界各地の乾燥地への移植導入が推進された。その主な目的は薪炭の供給による地域住民の生活向上と砂丘の安定化による砂漠化対策であった。しかし、その経済効果は期待したほど上がらず、かわりに農地への侵入による農業生産の減少、草地への侵入による家畜放牧の阻害、湿地や湖岸への侵入により、現在では国際自然保護連合（IUCN）「世界の侵略的移入種ワースト 100」のひ

とつに数えられている[8]。

発芽から短期間のあいだに繁殖段階へと移行して旺盛に繁殖し、大量の豆果を生産するとともに、地中深くに垂直根を伸ばす典型的な深根性と土壌水分・栄養分の吸い上げや水の再分配などにより、乾燥に対する高い適応性を持っている。

およそ 11,658 km2 の地域がメスキートの侵略の脅威にさらされている。メスキートの侵入は乾燥地域の流域に沿って見られる。雨期に河川が氾濫し、河川ぞいに種子が拡散する。

メスキートの利用の可能性がある地域においては、メスキート植生地の多くは、グリッド未整備であるため、オフグリッドでディーゼル発電機により電力供給されているエリアがあることから、発電用のバイオマスとしての利用が有望である。

3. 事業化計画の検討

事業計画として、以下の項目を検討した。

- 農業系残渣等の未利用バイオマスを燃料としたガス化発電システムと地域分散型電源の構築
- 上記システムから副生物として排出されるバイオチャーの利用先の構築
- メスキート等の侵略性バイオマスを燃料としたガス化発電システムと地域分散型電源の構築
- 上記システムから副生物として排出されるバイオチャーの利用先の構築

3.1 導入技術（ガス化発電システム）

ガス化発電システムは、木質バイオマスをチップ化またはペレット化した燃料を使用し、熱分解・還元反応によりガス化し、そのガスを燃料として、エンジンで発電を行うシステムである。この方式の小型（発電能力 20～400kW）のクラスは欧米において 1,000 基以上の豊富な実績を有し、東南アジアでも盛んに開発導入され始めている。また、2MW のクラスも実績は少ないが、欧州で稼働している。

ガス化発電は、小規模でも発電効率が 20～30%と高いのが特徴である。さらに、発電出力に対して 2～2.5 倍の熱が回収され、総合効率は 70～80%になる。熱は、80～90℃の温水として供給され、地域熱供給、給湯、冷暖房、温泉・プールの加温、温室の冷暖房、食品加工、木材加工などに利用され、小規模な地産地消型のエネルギーシステムに適しており、欧州では数百の事例がある。

商業化された小型ガス化システムは、燃料と空気の流れ方により大きく固定床式（移動床式）と流動床式に分類される。固定床式（移動床式）では下向並行流型（ダウンドラフト型）の Spanner 社や Volte 社、上向並行流型では Burkhard 社、下向並行流型と上向並行流型の混合型（A.H.T 社）、上向行流型（アップドラフト型）では Babcok & Wilcox Vølund 社などがある。また、流動床式では循環流動床型の Gussing Renewable Energ 社や Tyssenkrup Otto 社などがある[9]。

---

[8] 依田清胤，3.6 星野仏方、砂漠に広がる外来樹種メスキート、『砂漠誌 人間・動物・植物が水を分かち合う知恵』東海大学出版部、2014 年 4 月

[9] 国内で販売されている小規模木質バイオマス発電機器の一覧（一般社団法人日本木質バイオマス協会 web サイト）https://www.jwba.or.jp/database/list-small-woody-biomass-generation/（閲覧日：2022 年 1 月 6 日）

発電容量は超小型から 600kW 程度まで幅広く対応しており、選定したバイオマス燃料の成分が制約に適合してくるかがポイントになる。バイオマス燃料は当然年間を通して入手可能であることが事業成立条件として必須である。発電の選定は概ね想定しているバイオマス燃料（樹種等）と発電規模で決定される。今回は、比較的設備費が安価なダウンドラフト型のものを使用することとした。

3.2 農業系残渣のガス化発電の検討

本調査では、対象燃料をチップ化等した後、発電を実際に行うことなく Syngass （合成ガス、一酸化炭素と水素の混合ガス）の組成によってガス化発電の可能性を検討した。

実験は、インドの B 社に委託した。インドは、タイと同様にサトウキビ栽培が行われており、また砂漠化防止対策でメスキートも導入されている。B 社は、バイオマス発電システムのエンジニアリング分野では 30 年以上の経験と木質バイオマスのガス化反応に関して約 20 年の経験がある。サトウキビの収穫期は 12 月から 3 月であり、またトウモロコシの収穫期とややずれがあったため、ネピアグラスを使用することとした。

(1) ネピアグラスの収集及びペレット化

水分量が多いため、刈取り後天日乾燥させた後、実験に供した。ネピアグラス単独でのペレット化は十分可能であったが、水素濃度が低く、また熱量も低いことから、ネピアグラス単独での燃料化はガス化には不向きであった。また、バイオチャーも比表面積及び固定炭素が極めて小さく、灰分が多いことからも、目的とするバイオマス燃料としては不向きであった。

(2) ネピアグラス＋メスキート混合ペレット化

ネピアグラス単独では、ガス化発電の燃料としては不向きであったため、メスキートをパルプ化したものを混合してペレット化を試みた。農村部にも生育している木質バイオマスを利用することを想定したものである。ペレット化が可能であり、ガス組成も発電に適する性状であった。また、バイオチャーの組成も良好なものであった。以下の点が明らかとなった。

- 草本系のみのペレット化は可能であったが、ガス組成が悪く（低水素濃度）ガスエンジン燃料として不向きであった。
- 木質バイオマスを 50%程度混合することで、ガスエンジン燃料として利用可能であることを確認した。
- これら地域は、ほぼ低地であり、森林資源は極めて少なく、通常の木質バイオマスの調達は困難と判断した。
- 早生樹栽培による木質バイオマス調達のアイデアとして考えられるが、換金作物として市場形成がまだできていない。

上記の検討結果を踏まえると、本モデルは、現段階においては、事業化が難しいと考えられる。

3.3 未利用木質バイオマス（メスキート）のガス化燃料化

通常の樹木と同様にチップ化に関して問題はなかった。
ガス組成分析においてもメスキート単体でも十分ガス化発電の燃料として利用可能であり、一般木質バイオマスとほぼ遜色がなかった。ネピアグラスに同量のメスキートを混合したペレット燃料においても、バイオチャーも一般木質バイオマスとほぼ遜色なかった。

3.4 事業化計画

想定導入システムの経済性評価、タイ及びケニアにおける小規模地域電源開発の事業化検討を行なった。

3.4.1 経済性評価

メスキートを燃料とした場合とネピアグラス 50%＋メスキート 50%を燃料とした場合の経済性評価を行った。JCM ファイナンススキームを活用しない場合と活用した場合に分けて試算した。

ガス化装置の発電端規模としては、225kW、所内消費電力が 30kW であるため、送電端規模としては 195kW/基をモデルとした。年間仮想時間を 8,000 時間とした場合、年間総発電量は 1,560,000kWh/年となる。一人当たりの年間電気消費量は、2014 年時点で 164kWh であるため、現在は消費量が増加していると想定し 250kWh/年（約 1.5 倍の増加率）とすると、約 6,000 人規模、5 人家族とすると 1,200 世帯の集落の消費量に相当する。

(1) JCM 設備補助を利用しないケース（225kW/1 ヶ所）

建設費については、ウッドチッパーマシン、ネピアグラスのカティングマシンとその標準付属品および制御部品等を含む費用を計上した。

ネピアグラス 50%とメスキート 50%混合燃料の場合、ペレット化設備分が高めになっている。但し、土建費用及び据付工事費用に関しては、メスキートの場合、約 175 百万円で、ケニアの実情を加味したものであるが、やや高めに計上されている可能性もある。

発電端規模 225kW から所内消費量を除いた Net 発電量を 1,560,000 kWh/年（195kW×8,000hrs/年）とした場合の年間運転管理費を算出したところ（オペレーション人件費は、インド人のエンジニアを派遣するという設定でやや高めに見積もられている）、発電単位量当たりに換算すると 6.9～8.1 円/kWh となった。

National Grid からの買電単価は、約 10 円/kWh である（これは民生用でも産業用でも大きな違いはない）。この価格は、GDP から考えると非常に高いと言える。225kw/1 ヶ所では、バイオチャーの販売収入を見込まないで売電収入のみの場合は、20 円/kWh 程度でなければ事業は成立しない。送電網が仮にない無電化地域であっても、この価格帯で買電する市場はないと思われる。

(2) JCM 設備補助を利用したケース（225kW/1 ヶ所）

JCM 設備補助金を設備費の 50%活用したケースの試算をした。年間運転管理費及び発電

単位当たりの運転管理費は、JCM 設備補助を活用したケースでも同様である。売電単価を 15 円/kWh にしても PIRR は 7.8%、投資回収年も 11 年であり、事業性は低い。

(3) 4 基/1 ヶ所に設置したケース（900kW）

建設費は、若干割安になり、4 基合計の約 86%程度になる。更に運転管理費は、メンテナンス費用が約半分、オペレーション人件費が 1 基でも 4 基でも同額なので 1/4 と大きな減額となり、運転管理費も 4.1～4.9 円/kWh となる。

従って、12 円/kWh での売電スキームであれば、PIRR は、9.0%で、11 年程度で資金回収が可能となる。しかし、この売電価格でもケニアで普及拡大を図るには高い価格である。

(4) バイオチャーを収益に加えたケース（900kW）

ガス化は、発電とともに熱利用が可能で、経済性検討には必要であるが、具体的熱需要が計画予定地にはないため、副生物のバイオチャーの販売を含めた経済性検討を行った。バイオチャーの販売価格は、以下の市場価格 214 千円/t を参考とした。この価格は、後述するケニアの木炭市場価格とほぼ同額である。従って、その後の流通・加工等の経費を考慮して本施設での販売価格は 100 千円/t と設定した。

JCM 設備補助を考慮し、バイオチャーを収益に加えた場合は、売電単価を 5 円/kWh まで下げたケースでも PIRR は 7.6%、投資回収年も 11 年となることから、普及タイプになり得るといえる。

なお、225kW を 1 基設置し、JCM 設備補助を利用したケースでは、バイオチャーの販売利益を加味し売電単価を 8 円/kWh にした場合、P-IRR が 6.6%、投資回収年が 12 年と普及タイプとはなりえない。

表 2 バイオチャーを収益に加えた事業収支の概要

売電単価（円/kWh)	5	7	10
Net 利回り	11.4%	14.8%	19.8%
PIRR	7.6%	12.1%	18.2%
投資回収年	11	9	7

(5) 燃料必要量及び燃料確保必要面積

1 ヶ所に 4 基（225kW×4 基＝900kW）設置した場合の燃料必要量及び燃料確保必要面積を試算した。メスキートを燃料としたガス化発電では、メスキート伐採地エリアの面積は、年 3 回伐採するとして、約 2.2km2 となった。

3.5 タイにおける農業系残渣による小規模地域電源開発

タイの村落電化率は高いものの世帯電化率が低い地域も存在している。これらの村落地域でシュガートップ等の農業系残渣を燃料としたガス化発電による地域分散型電源の開発を意図した。また、シュガートップが発生する時期は 12 月～4 月頃に限定されるため、トウモロコシ収穫残渣も合わせて活用する事を検討し、同一エリアでトウモロコシ収穫残渣

で補完するモデルを検討した。しかし、農業系残渣（草本系）のみでは、ガス組成が悪く（低水素濃度）ガス化発電に不向きであり、何らかの木質系バイオマスを混合してペレット化する必要があることが明らかとなった。

このため、サトウキビ栽培及びトウモロコシ栽培が盛んな地域はほとんどの場合は低地であり、森林資源は極めて少なく、通常の木質バイオマスの調達は困難と判断した。最近パルプ原料としてではなく、再生可能エネルギー燃料として早生樹栽培の動きがある。近隣エリアでの早生樹栽培による木質バイオマス調達のアイデアとして考えられるが、現地ヒアリングによると換金作物として市場形成がまだできていない。

以上の分析を踏まえると、本モデルは、現段階での事業化は難しいと判断した。

3.5.1 ケニアにおけるメスキートによる小規模地域電源開発

建設予定用地は、メスキートによる侵略度合いが高い地域から、メスキートの生産量を考慮して導入施設の建設地および設備規模を設定することとする。

初めにメスキートによる侵略に直面している地方を選定する。ケニア国内の各郡のメスキートの分布調査から、メスキートの侵入割合が高く、比較的治安が良いと考えられるBaringo（バリンゴ）カウンティを候補予定地として選定した。

バリンゴ湖（バリンゴカウンティ）におけるメスキートの植生域の年変化と当該地域での植生域の拡大割合を調査した。7 年ごとの植生域の拡大割合の 7 年間の移動平均において、7 年ごとの拡大割合では 1988 年までは 4.7%～13.7%まで増加し、2002 年ごろから 27%で安定している。年平均では、3.8～4.0%の拡大割合になる。この拡大割合はプロソピスの利用による管理を行っている状態での数値であり、ケニア国内では年間 4～15%の割合で拡大していると考えられている。

メスキートの適正管理（拡大しない範囲）でメスキートを収穫する場合には、メスキートの拡大割合の範囲で伐採可能なバイオマス量に合わせた事業用地および事業規模を設定する必要がある。

4. 課題と対応策の検討

主にメスキートを燃料としたケニアにおける地域分散型電源システムに関する以下の課題と対策を検討した。

- 導入するガス化発電システムの導入方式等の違い
- メスキート類の伐採すべきエリアの選定と燃料化及び燃焼条件の検討
- 事業化に適した有望場所の特定とバイオチャーの CO_2 固定量の把握
- 事業化に際しての環境社会配慮等の吟味

4.1 ガス化発電の各種制約

ガス化発電システムには多くの様式があり、それらの違いにより燃料仕様の違いや副生物のバイオチャーの性状等にも影響する。これらを取りまとめたものは少ないが、入手可能な情報を取りまとめた。

4.1.1 ガス化反応と水分・サイズの関係

ガス化発電では燃料の品質がガス化反応に大きく影響する。燃料の含水率の条件が 10%以上あるものは原料をチップ化した後に乾燥させ所定の含水率まで下げる必要があり、乾燥にコストがかかる。それを怠ると炉内温度が維持できずガス化に至らない。ガス化発電に伴い生成される炭の灰分含有割合は、炭の用途によって許容量が異なるため、予めガス化方式による灰分含有量を確認しておく必要がある。

4.1.2 運転性と燃料の関係

ガス化の運転安定性と燃料の均一性は密接に関係している。そもそも規格外の燃料を投入すればガス化は起こらないし、一定以上の割合で規格外の燃料が混ざっていると炉の温度を一定に保つことができずガス化が不安定となる。規格外の燃料や状況がどの程度まで許容できるかは、運転性の要素の一つである。

4.1.3 安定運転とバイオマス燃料の関係

バイオマス燃料を基準に発電方式や規模を選定する場合、バイオマス燃料の成分(含水量や灰分含有量)に大きく左右される。また均質な燃料であれば安定的な運転も期待できる。ガス化発電がこうした状況の中、様々なバイオマス燃料の候補があるが、このような制限で候補から漏れていくものも少なくない。

燃料ごとの特性をみてみると、燃料のペレット化によって生木よりも含水率が下がり、かさ密度が上がるなど、燃料としての性能が上がっているのが確認できる。これはどのようなバイオマス燃料を採用しても一様に言えることである。新たなバイオマスを燃料とする場合にチップ化できるか、また単位体積当たりの発熱量が十分かなど、採用するハードルはそれなりに存在するが、ペレット化することによってバイオマス燃料選定時のハードルを一様に下げてくれることが期待できる。

4.1.4 ガス化発電システム別のバイオ炭の組成比較

ガス化方式が種々の装置で発生するバイオ炭の組成比較を行った。分析は XRF(蛍光 X 線分析装置：Supermini200)を用いて行った。まず灰分の含有量については 4.5~13%と 22~42%に大きく分かれていることを確認できた。それぞれは発電規模によらず、機差及び燃料(木材)の違いによるところが大きいと推察される。

4.1.5 副生物（バイオチャー）の収率

ガス化発電で発生するバイオ炭の発生量を調査した。装置規模でみると比較的小型の 45～165kW でバイオ炭の発生割合は 3～4%、また中～大型の 270～440kW でバイオ炭の発生割合は 5～10%で装置規模による収率の差に開きがあった。

バイオチャー利用の観点からは炭素含有量が多ければ良いが、バイオチャーが売電価格よりも高価でない限りは、発電効率を優先した選定となるために、バイオ炭利用については、実際に使用する燃料（木材）と発電装置で検証し、その収集率と成分を確認する必要がある。

4.2 燃料の長期安定的調達方策の検討

メスキートの利用では、既にメスキートの駆除対策として木材や木炭としての利用が進められている。しかし、前記の利用が進められているにもかかわらず、年間 4%前後の割合でメスキートの植生域が拡大しているため、植生域の 4%前後から得られるメスキートについては既存の利用目的と競合する可能性は少ないと考えられる。また、木炭の利用においては、長期的には利便性の高い他の燃料などへの置き換わりが進むと考えられるため、利用可能なメスキートのバイオマスは増加すると期待できる。

メスキートの植生域の適正管理が行われている場合、メスキートの調達価格に影響を与える要因は伐採・収集・運搬の費用と考えられる。ケニアの物価上昇率は 5〜6%/年程度であり、メスキートの調達価格も連動して上昇すると考えられる。同様に電力、販売物価も連動すると考えられるので、メスキート植生域の過剰伐採などが起きない状態では事業性に対する燃料の調達価格は大きな影響を及ぼさないと考えられる。

メスキートの植生域は 4〜15%/年の割合で拡大するとされているので、拡大する地域のメスキートを伐採・利用管理を行えば長期的にメスキートの拡大を抑制とともに安定した燃料の安定供給が可能と考えられる。メスキートバイオマス推定賦存量を示す。管理されたメスキート植生地のバイオマス賦存量は 28〜44t/ha である。

仮に年間 10%の割合で植生域のメスキートを伐採して 225kW のガス化発電機に必要な燃料（約 3,500t-FW/年）を確保するために必要なメスキートの管理植生域は約 1,500ha と考えられる（この考え方は、現状の植生域の拡大を抑制するという前提である）。

4.3 類似プロジェクトの取り組みの分析

4.3.1 類似プロジェクトの概要

メスキートを燃料とした Cummins のガス化発電プロジェクトが取り組まれたが、事業としては失敗している。その状況に関する現地ヒアリング結果を以下に示す。

- 地元住民のヒアリングによると、この施設は 1 billion ケニアシリング（10 億円相当）のプロジェクトで、メスキートを 1.5Ksh/kg（1.5 円/kg）で買い取るはずだったが、メスキートを持ってきても支払いはなかったという。費用をかけて輸送しても、利用するまで支払いされず敷地外に放置されていた。
- オペレーターは、海外からの技術者で、地元の雇用はほとんどなかった。従業員 200 名も、現地雇用は運転手、警備員のみであった。試運転の時に煙の排出がひどく、周辺からクレームが上がった。

KEFRI Baringo でのヒアリングでは、以下のような情報が得られた。

- 2017 年から Cummins のガス化炉はストップしている。原因は、生成ガスの洗浄設備の能力が不十分でガスエンジンがストップした。2 時間動かしてエンジンがダウンし、洗浄に 1 か月かかり、再起動したら、またすぐに停止する状態であった。ボイラに変更しようとしたが、プロジェクトは止まっている。発電容量 2MW。Cummins は施設の売却を希望している模様。現在、発電所は無人で警備員のみである。
- CBO（Community Based Organization）ベースでプロジェクトを進めようとした。CBO では伐採して売却することにしたが、あまりに大量に木材が提供されて Cummins は

買取を停止してしまった（8,000t/年を消費する予定だったが、チップは 200,000t も集まってしまったためである）。

- Cummins が来るまでに 2 社がプロジェクトを立ち上げようとして地元に一部お金を落としたが、調査のみで何も実現されなかった。3 番目の Cummins に対しても、地元はお金を期待したが期待外れだった。食肉工場がここから 10 ㎞のところにあるので電力需要が期待できる産業があるが稼働に至っていない。

4.3.2 既存プロジェクトの失敗事例を踏まえた課題と対策の整理

(1) システムの完成度

4.1 で既述したようにガス化発電システムには多くの様式があり、商用稼働が始まってからまだ日が浅い。タールや排水問題の解決法は、燃料の水分、サイズ、比重等によっても影響を受ける。導入前の検証は不可欠である。従って、導入前には現地燃料による最終検証が必要である。本事業で活用予定のガス化発電システムは、既にインドでメスキートを燃料としたガス化実験を実施しているため、ケニアのメスキートの各種成分、比重等を測定することで事前対策を講じることが可能である。

(2) 地元経済への貢献

外国から新しいビジネス等が導入された場合、地元住民は雇用等の地元経済への貢献を期待するが、Cummins のガス化発電プロジェクトでは、地元雇用がほとんどなかった（これは、意図的に行われたものではないと推測される）。

地元住民の知識レベル及び経験不足から、直ぐにガス化発電設備のオペレーションができることはないと思われる。これは開発途上国において共通にある課題である。新しい技術の導入と職業的教育はセットで実施されるべきものである。

具体的には、初期 3 ヶ年ほどは、海外エンジニアを（オペレーション＋指導）という位置付で採用し、ローカルスタッフを教育する。その後、初期のローカルエンジニアがケニア国内の指導員となって展開していく。なお、そもそもガス化発電設備のオペレーションには多くのスタッフを必要としない。本計画では 1 ヶ所に数人程度である。

4.4 ビジネススキームと普及戦略

4.4.1 ビジネススキーム

メスキートは、侵略的植物である一方でメスキート利用のメリットとして地域住民に①薪、炭などエネルギー源、②建設用木材、③家畜飼料（豆・さや）を提供している。

ビジネススキームの設定においては、既存のプロソピス利用体系と共存可能なスキームの設定が必要であると考え、以下のような事業モデルを検討した。

- メスキートの伐採および炭化・販売が行われているコミュニティでは既存の伐採・炭化スキームを活かしてガス化発電事業を地域コミュニティの仕組みに組み込む。
- 地域コミュニティで伐採・収集を委託し、ガス化発電事業はメスキートを受け入れて

ガス化発電､バイオチャーを生産する｡電力は地域内の既存電力網（11kV または 33kV を想定）に給電する。

・ バイオチャーは地域コミュニティで販売されている燃料炭の代替として地域コミュニティに販売または伐採･収集料金の一部として支払を相殺する。余剰のバイオチャーは地域の農地に施用する。さらに余剰のバイオチャーが生産された場合は地域外の需要地域に販売する。

4.4.2 普及戦略

メスキートは侵略的植物とされているが、適切な管理が実現できれば地域コミュニティに貢献できる可能性があるので、全駆除を目指すのではなく、地域のコミュニティ・経済・農業の状況に応じて事業モデルの最適な構成比を検討して普及戦略を策定することが重要である。

普及対象エリアの主な要件はメスキートの侵略圧が高く、コミュニティの生活圏に近いことと考えられる。コミュニティの生活圏では基本的に送電網が整備されているので、送電網直近に設備を設置すれば独立送配電網の整備と比較して送配電に必要なコストを削減可能である。ケニアでは地域の治安条件を考慮してバリンゴカウンティのバリンゴ湖南岸エリアを初期の普及対象エリアとする。

4.5 事業化に際しての環境配慮の吟味

現在メスキートは駆除対象とはなっているが、もともと砂漠化防止対策として導入された植物であるので、その観点を軽視できない。メスキートの特性を十分把握して管轄行政機関の指導の元、エリアや伐採時期を考慮していく必要がある。

5. 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を検討し課題整理を行うとともに、排出削減見込量の試算を行った。

5.1 温室効果ガス排出削減方法論の検討

5.1.1 対象プロジェクト

対象プロジェクトは、未利用バイオマスを利用したガス化発電とバイオチャー貯留の一体的な事業モデルであり、適格性要件の設定に当たっては、以下の点を条件として設定することが想定される。

・バイオマスを原料としたガス化発電施設から発生するバイオチャーを農地等の鉱質土壌に施用すること。
・施用するバイオチャーは、炭素含有率及び 100 年後の炭素残存率のデフォルト値が適用できるものであること。
・ガス化発電に用いるバイオマスは、未利用のバイオマスであること。
・ガス化発電施設で発電された電力が系統電力等を代替すること。

5.1.2 排出削減の定量化にあたっての課題整理

本事業での GHG 排出削減を検討する際には、原料バイオマスのカーボンニュートラルの問題が課題となり、ライフサイクル全体での CO2 削減に寄与するためには、バイオチャーの原料はカーボンニュートラル性を有するバイオマスであることが必要となる。

メスキート利用においては、原料として利用した伐採地において、バイオマス原料が再生されない場合には排出削減とみなされない可能性がある。メスキートを利用する事業モデルの構築においては、バイオマス再生を担保する観点から、各地域でのメスキートの拡大割合を把握し、管理された伐採事業の展開が重要である。

また、プロジェクトを実施しない場合に木炭等に利用されていたと想定されるバイオマスについては、追加的な排出削減とみなされない可能性があることも課題として挙げられる。

ライフサイクル全体での CO2 削減に寄与する観点を踏まえた排出削減の定量化においては、以下の対応も検討する必要がある。

1）原料バイオマスの調達に関する状況（例：利用するバイオマスの伐採地でバイオマス再生の状況、当該地域でのメスキートの利用によるバイオマス炭素ストック量の変化等）を考慮し、カーボンニュートラルを担保できていないバイオマスに由来する炭素固定量については、その分を排出削減量から除外する。

2）対象とするバイオマスを地域住民等が薪等の燃料として利用している場合には、その分を排出削減量から除外する。

5.2 排出削減見込量の試算

排出削減量は以下により算定できる。

（排出削減量）＝（プロジェクト実施後の CO2 貯留量）＋（電力供給に起因する削減量）－（プロジェクト排出量）

- （プロジェクト実施後の CO2 貯留量）＝（土壌に投入されたバイオチャーの投入量）×（炭素含有率）×（100 年後の炭素残存率）×44/12
- （電力供給に起因する削減量）＝（系統に給電された電力量）×（系統の CO2 原単位）
- （プロジェクト排出量）： 原料バイオマス及びバイオチャーの輸送に伴う排出、ガス化発電施設等での補助燃料としての化石燃料の使用等を考慮する。

CO2 排出削減量試算結果を次表に示す。バイオチャー固定量を含めた排出削減見込量は、メスキートを燃料としたガス化発電 225kW を 1 ヶ所 4 基、全国で 25 ヶ所設置した場合の年間 CO2 削減量は 103,250t と試算された。

表 3　排出削減見込量の試算表

項　目	単位	ケニア	タイ
		メスキート100%	サトウキビ梢頭部50%＋早生樹50%
発電端出力	kW	225	225
送電端出力	kW	195	195
年間稼働時間	時間	8,000	8,000
発電設備台数	基/ヶ所	4	4
想定設置数	ヶ所	25	25
年間総売電量	MWh/年	156,000	156,000
グリッド排出原単位	CO2-t/MWh	0.533	0.319
グリッド代替削減量	CO2-t/年	83,148	49,764
燃料消費量	kg/時間	250	250
バイオチャー収率	%	5.6	5.6
固定炭素比率		55	53
100年残存率		89	89
バイオチャー貯留量	t/年	5,482	5,283
CO2換算		20,102	19,371
合計CO2削減量	CO2-t/年	103,250	69,135

（グリッド代替による排出削減見込量の試算について）

タイ及びケニアにおけるグリッド排出原単位は、それぞれ 0.319 CO2-t/MWh、0.533 CO2-t/MWh を用いた[10]。試算に当たっては、225kW/基のガス化発電システムを 1 ヶ所 4 基設置し、全国で 25 ヶ所建設する計画とした。ケニアでは 1 ヶ所の面積は約 2.2km2、タイでは、4.2km2 であるから、それぞれ 55km2、105km2 となり、十分実現可能性がある面積である。

（農地による炭素固定による排出削減量の試算について）

2019 年改良 IPCC ガイドラインの附属書 4 のデフォルト値を参照し、100 年後の炭素残存率は 89%（＞600 度のデフォルト値）を用いた。炭素含有率及びバイオチャーの収率は、実測値を用いた。また、バイオチャーの施用量の上限値の目安は、未熟土の PH6.5 以下とする作物の 22.7t/ha を参照した。

バイオチャーは、アルカリ性（pH8～10 程度）とされていることから酸性土壌を好む作物に多量施用することは注意が必要である。トウモロコシ、きゅうり、ゴーヤ、玉ねぎなどは、比較的 pH が高め（＜pH7）を好むため施用効果は期待できる。

メスキート繁茂地はもともと砂漠化が進行している地帯であり、土壌も未熟であること

[10] 公益財団法人地球環境センター「令和 3 年度 JCM 設備補助事業　電力 CO2 排出係数（tCO2/MWh）一覧表」https://gec.jp/innovation/R3/S.CO2EmissionFactor_20210407.pdf （閲覧日：2022 年 2 月 12 日）

から大きな問題はないと言えるが、地元農民の経験も参考にしていく必要がある。

（プロジェクト排出量について）

本事業は、地域で発生するバイオマスの隣接地にガス化発電設備（225kW の比較的小規模な発電施設）を設置し、生成するバイオチャーは近隣の農地等に施用する事業モデルであるため、今回の試算では加味していない。ただし、事業モデルによっては、原料であるバイオマス及び生成物であるバイオチャーの輸送時の燃料消費起源の排出量を加味する必要があるケースも想定されることに留意する必要がある。

6. 相手国関係者との連携事業等

ケニアの政府関係者及び民間関係者へのヒアリング結果を以下にまとめた。

表 4　相手国関係者へのヒアリング結果（政府関係者）

実施日	実施場所	実施対象機関	聞き取り内容
2021/10/18	Baringo, Marigat	KEFRI(Kenya Forestry Research Institute) Baringo	1)Cummins Project の失敗要因 設備性能不足（タールによる運転障害） 材料供給とプラントの所在地の部族が異なり、収集運転の連携不足 周辺住民への貢献不足　環境影響 2)メスキートの分布地域、利用の可能性 3)メスキートに対する国の戦略 侵入初期の排除 適正管理 侵略性の低い種の導入
2021/10/19	Nairobi	KIRDI(Kenya Industrial Research and Development Institute)	1)メスキートのバイオマス利用 ガス化炉またはバイオマスボイラ利用 ガス化炉にはタールの問題がある 2)ガス化炉生産物の利用 バイオチャーは農地利用が期待できる 生成ガスを自動車　家庭燃料への利用を検討している 3)メスキートのバイオマス利用可能性調査依頼 仕様決定後正式な依頼を受けて実施する

メスキートを活用した地域電源システムと副生物のバイオチャーの農地等への利用に関しては複数のケニア政府系機関との連携が不可決である。メスキートの管理された計画的伐採にはケニア森林研究所（KEFRI）、バイオチャーの農地等への施用に関しては農業研究所、そしてガス化発電設備設置及び電力利用に関しては産業技術開発研究所との連携事業が不可欠である。

また、燃料調達とバイオチャーの農地施用、ガス化発電システムに関する政策・制度提案のアイデアを整理した。

〔燃料調達とバイオチャーの農地施用に関する分野〕

カーボンニュートラルが担保されたバイオマスの持続的な調達を実現するためには、メスキートの伐採指導・管理を KEFRI 等が積極的に担うための制度構築が必要である。

また、バイオチャーによる炭素貯留を定着させるためには、農務省・農業研究所、KEFRI が連携して、営農指導を行う体制の整備が不可欠である。

＜具体的な提案事項＞

・メスキートの持続可能な利活用に関する計画策定（伐採エリア、伐採量等）
・バイオチャーの農地施用（炭素貯留）のマニュアルの作成（例：施用量、施用場所、施用時の留意事項）
・地域での営農指導の仕組みづくり（例：農家への啓発活動、適正施用のモニタリング）

〔ガス化発電システムに関する分野〕

発電事業を実施する当事者と行政を含めた関係者の事前の協議や認可制度を構築していくことが必要である。また、発電関係のエンジニアの育成への取り組みが必要である。

＜具体的な提案事項＞

・ガス化発電の燃料規格の整備
・ガス化発電施設に関する許認可に関する事前協議プロセスの構築
・発電関係のエンジニアの育成
・国内での導入施設（例：JCM 案件での導入設備）での実地研修プログラムの創設

7. 普及展開にあたっての視点

現在ケニアでは、ジャガイモ農家が急増している。ケニア農業研究所（KARI）では需要に追い付くために種イモや新たな品種の確保に奮闘している。年間で 60,000t の種イモが必要とされており、栽培用の土地が不足しているという問題も残っているが、KARI は長期的に計画を立ててジャガイモの普及に貢献することを目指している。栄養価が高く厳しい環境にも耐え得るジャガイモ栽培は、ケニア国内での需要拡大とともに今後も世界的な需要増加が期待される。

上記の政策の下支えには農村地域での電源開発が不可欠である。ジャガイモは、貯蔵中にでん粉が糖化して糖分が増加する。この糖化の程度は、貯蔵温度が低いほど進む。このため、用途に応じて種子用は 3℃、青果用は 5℃、チップス用では 7～13℃で貯蔵される。

経済発展途上にあるケニアで高度な低温倉庫を各地域に建設することは、あまり現実的ではない。ジャガイモ圃場近くの貯蔵倉庫は、一時的な貯蔵施設としてパッシブ空調を活用した安価な倉庫とし、ターミナルとなるようなエリアでは、用途に合わせた低温倉庫を建設し、市場価値を上げていく方策が有効であるといえる。そのために、安価な自前電力が不可欠である。家庭用電源の需要のみでは事業的に不安定さを内包している。スモールグリッドではない１ヶ所 900kW の電源開発のためには、一定の電力需要を有する施設等をコアとして、その農村地域の電源開発をしていくことが横展開していく上でも重要な観点と考える。

メスキートを燃料としたガス化発電と上記の観点を組み合わせたビジネスモデルには、３つの関係行政機関（森林研究所、農業研究所、産業技術開発研究所）の連携した事業でなければならない。そして、メスキートの伐採等は、コミュニティレベルで行う。電力及びバイオチャーを供給するガス化発電設備等の投資額が大きなものに関しては、初期の段階においては、外国資本や先進国の支援を得て行う。その後、拡大等水平展開を図っていく場合、

内製化していく方向とする。このことにより、農村地域の電化率の向上と農村経済の発展につながり、自立した脱炭素社会の形成へのドライブになると言える。このビジネスモデルを遂行するためには、複数の行政機関の協力が不可欠である。

メスキートの収集にはコミュニティレベルとの協働作業が不可欠で、更にもう一つ成功のキーとなるのは、住民説明である。過去の類似事業の失敗は地域住民に不信感をもたらしている。また、ケースによっては、メスキート繁茂地とガス化発電等のエリアの部族が異なるケースがある。双方の部族にとって利益をもたらせるようなスキームを構築し、丁寧な説明を行うことが不可欠である。

途上国での事業展開に当たっては、単に省エネ設備の導入や再生可能エネルギーの導入のみでは水平展開は期待できないため、当該地域経済の発展をもたらす持続可能な事業スキームとすることが重要である。

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：木質バイオマスガス化発電の小規模地域分散型電源システムにおけるバイオ炭の炭素貯留の事業化検討　（対象国：タイ/ケニア）

委託事業名：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（CEFIA国内事務局業務及びCCUS普及展開支援等業務）

㈱フジタ

頁	図表番号	タイトル
4	図1	電力需給動向予測（2021年以降）
5	表1	FITストラクチャー（Fit Policy 2021年）

FY2021 Research and Development Project for Bilateral Credit Acquisition (JCM Feasibility Study (including CCUS), CEFIA Domestic Secretariat Operations, and CCUS Dissemination and Deployment Support Operations)

Feasibility Study on Commercialization of Biochar Carbon Sequestration in a Small-Scale Distributed Power Generation System Using Woody Biomass Gasification (Target Country: Thailand/Kenya)

Performed by: Fujita Corporation

1. Purpose and implementation system structure

It is expected to commercialize biochar storage in the gasification power generation system fueled by local biomass (e.g., sugar cane green top heads in Thailand and mesquite in Kenya), and to develop an integrated business model of gasification power generation and biochar storage using unused bios.

Therefore, this study aims to investigate and examine the following items for the commercialization of biochar carbon sequestration in a small-scale regional distributed power supply system for biomass gasification power generation. We implemented the study with the support of experts in the Kenya Industrial Research and Development Institute (KIRDI).

2. Relevant policies, institutions, and regulations

2.1 Relevant policies, institutions, and regulations in Thailand

2.1.1 Global Warming Countermeasures

The Thailand's government submitted a draft of Intended Nationally Determined Contribution (INDC) to UNFCCC (the United Nations Framework Convention on Climate Change) in October 2015 which was officially registered as the NDC by ratifying the Paris Agreement in September 2016. Under the NDC, by 2030 countries are expected to reduce their greenhouse gas (GHG) emissions by 20% compared to what they would have achieved if they had taken no action (BAU: Business as Usual), and up to 25% with appropriate and enhanced access to technology development and transfer, financial resources, and capacity building support through a balanced and comprehensive global agreement under the UNFCCC[1]. Thailand's NDC has set 2030 as target year, and these targets have been developed based on the various master plans, programs and roadmaps of the Thailand's government, which had already been approved by Parliament at the time of submission of the INDC[2]. When developing the NDC, 2005 has been set as the base year, and the baseline is being set as the projection of BAU in the absence of major climate change policies. Because emissions under BAU

[1] UNFCCC, "Thailand's intended nationally determined contribution." https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Thailand%20First/Thailand_INDC.pdf (Accessed 10 February 2022)

[2] Department of Mineral Fuels, Ministry of Energy, "CCS-M S6: Workshop on CO_2 geological storage and CO_2 for EOR Country Presentation: Thailand." http://www.ccop.or.th/ccsm/data/31/docs/TH-report-S6.pptx.pdf (Accessed 10 February 2022)

by 2030 was 555Mt-CO_2 e, NDC's goal is reducing those 20% equal to 111Mt-CO_2e by the end of 2030. The priority sectors for achieving the goals of the NDC are energy and transportation, waste, and IPPU (industrial process and product use).
In 2017, Thailand's NDC Roadmap of Mitigation 2021 - 2030 was approved by the Parliament. The roadmap sets a target in period from 2021 to 2030 to reduce GHG emissions by 113 Mt-CO_2e in the energy and transportation sectors, 2 Mt-CO_2e in the waste sector, and 0.6 Mt-CO_2e in the IPPU sector, total of 3 priority sectors are 115.6 Mt-CO_2e.

2.1.2 Energy Policy

PDP and AEDP

In 2015, Thailand's Ministry of Energy has released the Power Development Plan (PDP2015) of period from 2015 to 2036. According to the plan, the total installed capacity in Thailand by the end of 2036 is 70,335 MW. From 2015 to 2036 the new power source to be added is totally 57.459 MW.

This plan sets the schedule of increasing ratio of renewable energy sources which was 8% of installed capacity at the time of September 2014 to 10-20% by 2026, 15-20% by 2036.

However, this plan was revised as PDP2018 in 2018. By the end of 2037, the total installed capacity in Thailand is estimated to be 77,211 MW. From 2018 to 2037, the new power source to be added is 56,431 MW, of which renewable energy sources will account for 20,766 MW (37%).

At the same time when the PDP 2015 was formulated, the Alternative Energy Development Plan (AEDP) 2015 was formulated, which established the plan of implementation of Alternative Energy (Renewable Energy) from 2015 to 2036. The plan aims to increase the installed capacity of renewable energy from 7,490.4 MW in 2014 to 19,634.4 MW in 2036 which is 2.6 times the initial amount. As a breakdown, the target for photovoltaic power generation is set at 6,000 MW, 4.6 times of 1,298MW in 2014, which is the largest installation target compared to other renewable energies. In addition, biomass power generation has set an implementation target that is comparable to that of photovoltaic power generation, and is expected to increase from 2,541 MW in 2014 to 5,570 MW in 2036 which is 2.2 times the amount.

2.1.3 Local demand

(1) Approaches to the Circular Economy

In 2017, Thailand's Ministry of Natural Resources and Environment has developed a 20-year roadmap of sustainable consumption and production (SCP) (2017-2036). The roadmap aims to further promote efficient use of resources, pollution reduction, and security of food & energy. Thailand has integrated the SCP with various national policy frameworks and promoted actively the Circular Economy[3].

In November 2019, when Thailand was the chair of ASEAN, the United Nations Industrial Development Organization (UNIDO), the Eastern Economic Corridor (EEC), and the Thailand Greenhouse Gas Management Organization (TGO) jointly organized a seminar about circular economy, waste management, and sustainability during the ASEAN Summit. The purpose of the seminar is to promote the circular economy and sustainable industrial city development model in the Eastern Economic Corridor, which is expected to emphasize sustainable economy and expand the model to ASEAN countries, indicating the EEC is taking a leadership role in promoting the circular

[3] MNRE, "The Sustainable Consumption and Production Roadmap 2017-2036." https://www.oneplanetnetwork.org/sites/default/files/thailand_sustainable_consumption_and_production_roadmap.pdf (Accessed 10 February 2022)

economy among ASEAN countries[4].

(2) The problem of burning fields of sugarcane

In Thailand, there is a process called "sugarcane burning" in which sugarcane is set on fire just before harvest. The purpose of setting the cane on fire is to make it easier to harvest, which is different from agricultural burning, which aims to increase the nutrients in the soil for the cultivation of the next crop. It is widespread among sugarcane farmers in Thailand, and during the 2019-20 harvest season, it is estimated that 50% or half of the sugarcane harvested across Thailand was harvested by sugarcane burning.

The Thailand government has recognized sugarcane burning including burning the heads and leaves before harvesting caused the air pollution, so they plan to promote the implementation of harvesters as a solution for controling. Even with the implementation of harvesters, the processing and disposal of shoot heads and leaves become a problem. In 2018/2019 season, sugarcane cultivation area was 1,792 thousand hectares, yield was 13.1 million tons, and average yield was 73.1t/ha. If the ratio of green top is set as 25%, the green top volume will be 32.75 million tons. This is equivalent to about 90,000 tons/day, and an extremely large amount of unused biomass is generated.

Using sugarcane green top and the development of small-scale distributed power sources by gasification is expected to solve the two problems of promoting measures against field burning of sugarcane and promoting measures against electrification in rural areas.

At the area which is considered as biggest cultivated areas with more than 40,000Lai (about 640km2), there are many sugarcane and corn cultivating area which is at Central of the country. Since sugarcane is usually harvested from December to April, the occurrence of green top heads is highly seasonal. Therefore, we planned a model to use the corn harvest residue as supplementing at the same area, and selected province with a large area under both crops.

2.2 Relevant policies, institutions, and regulations in Kenya

2.2.1 Electricity-related policies

(1) Power Supply and Demand Trends

The total power generation capacity in Kenya was 2,984 MW as of June 2021. And 1,818 MW (60.9%) is supplied by Kenya Generating Company Limited (KenGen). The breakdown capacity (as a percentage of total power generation) is: geothermal 863 MW (28.9%), hydro 838.4 MW (28.1%), thermal 752.5 MW (25.2%), wind 436.1 MW (14.6%), solar 91 MW (3.0%), and combined heat and power (cogeneration) 2 MW (0.1%). Kenya is characterized by the fact that renewable energy accounts for about three-quarters of the total power generation capacity.

Regarding the electricity supply and demand trend over the past 10 years, the peak demand / power generation capacity ratio has been constantly oversupplied between 65% and 77%. This is mainly due to the increasing share of renewable energy sources, especially geothermal development.

In 2021, the Least Cost Power Development Plan (LCPDP) 2021-2030 was formulated by the Ministry of Energy of Kenya after a review of the mid-term plan by each implementing agency, taking into account the corona disaster situation. The medium-term forecast figures relating to supply and demand trends are being reported in the plan.

[4] UNIDO, "UNIDO-EEC-TGO seminar promote circular economy, waste management and sustainability." https://www.unido.org/news/unido-eec-tgo-seminar-promote-circular-economy-waste-management-and-sustainability (Accessed 10 February 2022)

If it is processed exactly according to the current plan, the power generation capacity will reach 4,847MW by 2030 but the gap with the power demand will remain, and it will be important for the Kenyan government to increase the power demand through promoting the industry on the demand side rather than the supply side.

In addition, the LCPDP`s supply and demand forecast show figures for whole country, and issues related to the spread of electrification through the development of distribution networks in rural electrification, including the correction of the balance between urban and rural areas, still remain.

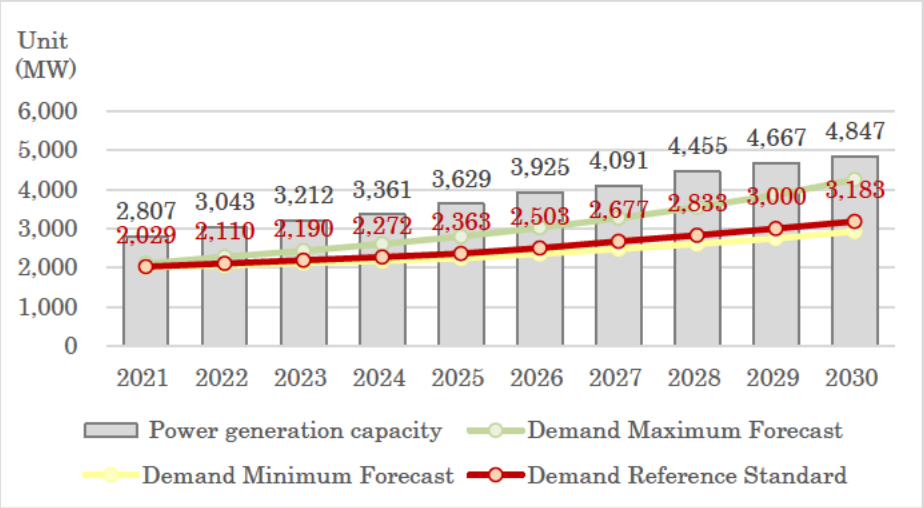


Figure 1: Forecast of electricity supply and demand trends (2021year onward)

Source: Least Cost Power Development Plan 2021-2030 (Ministry of Energy, Kenya: 2021)

(2) Electricity and Energy Policy

1) Organizational structure/business entity

In the Kenyan power sector, policies are planned and formulated by the Ministry of Energy of the central government and implemented by the various agencies under the Ministry.

As a power business entity, i) Generation Business, ii) Transmission Business, and iii) Distribution/Retail Electricity Business are divided into three separate entities, which are named i) Kenya Generating Company (KenGen), ii) Kenya Electricity Transmission Company (KETRACO), and iii) Kenya Power and Lighting Company (KPLC). The Kenyan government have had a majority stake in all of the entities, in detail, 70% of KenGen, 100% of KETRACO, and 50.1% of KPLC.

Geothermal Development Company (GDC) was established in 2008 in North Olkaria to do geothermal development and negotiate with independent power generation (IPP). Rural Electrification and Renewable Energy Corporation (REREC) was renamed from the Rural Electrification Authority (REA) in 2019 to reflect a renewable energy orientation for rural electrification. REREC owns Mini-grids (operated by KPLC) and is on the process of converting from diesel fuel to solar and wind power.

2) Energy Policy

There is Kenya Vision 2030 (published in 2008) in the medium-term to long-term national development strategy document, which is the highest-level policy document in Kenya. In the electric power sector, in addition to the strategy document, the National Energy Policy (2018), "Kenya National Electrification Strategy (2018)", "Feed-in-Tariffs Policy on Renewable Energy Resource

Generated Electricity (Small-Hydro, Biomass and Biogas) 3rd Revision (January 2021)", "Renewable Energy Auctions Policy (January 2021)", and "Least Cost Power Development Plan: 2021 -2030" have been formulated.

3) Power transmission and distribution business

Besides the situation of oversupply of electricity, another problem is the low electrification rate. In urban areas, the electrification rate has been recorded as 90.8%, while the rural electrification rate is 61.7%, and there is still a gap with urban areas. As shown in the figure below, the demand for off-grids is also high because the power distribution network is being built in the populated areas, while off-grids are being used in the less populated areas.

In parallel with the construction plan of power generation facilities, the connection and new installation to the National Grid continues as a power transmission and distribution project. As for the electricity distribution network, due to the development of the distribution network in urban areas as well as the results of projects aimed at electrification and promotion in rural areas, the electrification rate is increasing in the country as a whole, with the goal of achieving a 100% electrification rate by 2026.

2.2.2 System for FIT

The FIT system was implemented in Kenya in 2008 and has been revised in 2010, 2012 and 2021, as of present, the newest FIT system 2021 version has limited to 1, Hydro Power; 2, Biomass; and 3, Biogas. Geothermal power, solar power, and wind power have been removed from the 2021 version, and solar and wind power have been shifted to the Renewable Energy Auctions Policy (REAP) formulated in 2021.

Before 2021 revised version, tariff was established for each the capacity of 10MW, not the maximum capacity but the accumulation of 100, 200 or 500 MW, and in current version, In the new version, 20 MW will be the maximum capacity. If the capacity exceeds 20 MW, it will be subjected to REAP as in the case of solar and wind. The purchase guarantee period will remain unchanged and be for 20-year based on the power purchase agreement (PPA). The cost of the transmission and distribution network and facilities will be paid by the developer, and the equipment will be upgraded to meet the power requirements of the off-taker through prior consultation.

Table 1: FIT Structure (Fit Policy 2021)

	Power generation capacity (MW)	FIT (US¢/kWh)	Escapable Portion of the Tariff (%)
small hydro	0.5	9.00	8
	10	8.20	
	10-20	8.20	8
Biomass	0.5-10	9.50	15
	10.1-40	9.50	15
Biogas	0.2-10	9.50	15
	10.1-20	9.50	15

Source: Feed-in-Tariff Policy on Renewable Energy Resource Generated Electricity (Small-hydro, Biomass and Biogas), revised in 20212006

On the other hand, in order to increase the demand for electricity due to oversupply, the Kenyan government has positioned industrial development as four priority issue (in addition to housing development, medical care, and food security). Although there is no problem with the distribution

network in the densely populated areas, the Kenyan government is considering measures to address the lack of electrification at the end of the line. There is private investment in decentralized power generation in rural areas, but cost effectiveness (scale) in relation to local demand is an issue.

2.2.3 Investment-related policies

(1) Investment Environment

Regarding the African market from Japan's perspective, because Kenya has geographical advantages such as easy - access to the Indian Ocean, well-developed infrastructure among African countries, and stable economic growth, the investment from foreign countries, not only Japan, are being most active at the Eastern Africa.

In addition to the infrastructure, the legal system and environment are also well developed, and with regard to investment-related laws: i) The Investment Promotion Act provides for promotion to facilitate investment, assistance in obtaining the necessary permits and licenses, and support through the Investment Authority, including the provision of incentives; ii) The Foreign Investment Protection Act provides for the rights of foreign investors. The Foreign Investment Protection Act sets out the rights of foreign investors, issues investment permits (for investment cases with a minimum of US$100,000), provides incentives for investors to obtain individual approvals and early approval for various licenses.

The Exchange Control Law has been abolished, and obstacles to trade and investment have been removed and liberalized. There are no restrictions on the overseas remittance of profits and dividends, and foreign exchange transactions can be executed through locally licensed banks.

According the website of Embassy of the Republic of Kenya in Japan[5], Kenya is making efforts to lower the cost of doing business by conducting extensive business regulatory reforms intended to substantially reduce the number of licensing requirements and to make the licensing regimes more simple and transparent and focused on legitimate regulatory purposes.

As Kenya is not classified as the LDC (Least Developed Countries) like other neighboring African countries, it is not treated as a GSP-LDC（Generalized System of Preference - Least Developed Countries) by the World Trade Organization (WTO). Kenya is more active in creating a framework for free trade[6].

(2) Industries with investment incentives

The Kenyan government encourages investment in the following sectors: agricultural production; manufacturing; infrastructure and utilities (including water supply, sanitation, electricity, and telecommunications networks); the housing sector; information and communication technology and other knowledge-intensive industries; and exploration projects for natural resources, petroleum, and minerals[7].

There will be no investment incentives for specific industries, but some tax incentives will be applied. With respect to land management, leases can be granted for up to 99 years if the land is owned by a foreigner or a foreign company. Only Kenyans or Kenyan companies will be allowed to own land

---

[5] website of Embassy of the Republic of Kenya in Japan, "Why Invest in Kenya." http://www kenyarep-jp.com/business/investing_e html (Accessed 10 February 2022)

[6] JETRO, "Kenya-UK signed EPA, scheduled to take effect in January 2021." (in Japanese), JETRO Business Brief report, Dec. 16, 2020. https://www.jetro.go.jp/biznews/2020/12/c0a7dd1879087f67 html (Accessed 10 February 2022)

[7] JETRO website, " Kenya, Encouragement of foreign investment." (in Japanese) https://www.jetro.go.jp/world/africa/ke/invest_03 html (Accessed 10 February 2022)

indefinitely.

In Kenya, there are no general restrictions on foreign investment, except the banking industry and insurance industry, and there are no minimum capital requirements or other capital-related restrictions. Banking, insurance, telecommunications, aviation, construction, and mining are among the industries that are subject to foreign investment restrictions. Businesses in these regulated sectors require collaboration or joint ventures with local companies.

In addition, many proposals have been made by Independent Power Producer (IPP) in the power generation business as an investment target industry. Depending on the contract negotiations with the authorities, the proposal may not necessarily be adopted. In the case of solar and wind power generation, the FIT system has been changed to an auction system in 2021 which will require competitiveness with other projects.

(3) Investment incentives

Incentives for tax and investment deductions include the following

- VAT exemption on capital goods
- In the case of importing materials to manufacture goods for re-export and domestic sale as duty-free goods, the materials are exempt from import taxation.
- In case of private investment exceeding US$5,000,000, import tax credit on capital goods import can be offset against income tax with government approval.
- VAT and duty exemption for machinery and equipment in the agricultural sector.
- Investment in Nairobi, Kisumu and Mombasa is subject to a 100% investment tax credit, while investment in other regions is subject to a 150% investment tax credit (investment tax credits can be carried forward).
- For new listings on the Nairobi Securities Exchange, the corporate income tax rate will be reduced to 25% during a period of 5 years after listing.

2.2.4 Invasive species cultivated for desert prevention (mesquite)

Mesquite, or Prosopis Juriflora, is a subtropical legume found in tropical America and the West Indies. It is drought tolerant and grows well, and its wood is used for firewood and charcoal. The pea pod-like fruit is sweet and can be used as livestock feed. The branches have spines. Seeds germinate well, and seedlings are easy to grow.

The genus Prosopis is a subshrub to shrub of the legume family with about 44 species and numerous hybrids. The genus Prosopis, commonly called mesquite or algarrobo (hereafter referred to as "mesquite"), is distributed in arid to semi-arid areas of both the Americas, West Asia, and central Africa, from the southwestern United States through Mexico and central Chile to Argentina.
Adult mesquite trees can grow in a wide range of soil environments ranging from sandy to clayey to gravelly. Seedlings are highly salt tolerant and can survive in soils with salinity equal to seawater. The optimum temperature for growth is 20-30°C, but mesquite introduced to Asia is known to tolerate temperatures higher than 50ºC. It can also survive in nutrient-poor soil due to its nitrogen-fixing ability.

Mesquite's high drought tolerance and vigorous bean-fruit productivity led to the introduction of transplants to arid regions around the world. The main objectives were to improve the livelihoods of local residents by providing firewood and charcoal, and to combat desertification by stabilizing the dunes. However, the economic benefits were not as great as expected, and instead, the invasion of the species into farmland reduced agricultural production, the invasion of the species into grasslands interfered with livestock grazing, and the invasion of the species into wetlands and lakeshore led to

the species being listed as one of the 100 most invasive species in the world by the IUCN[8].
It is highly adaptable to drought due to in a short period of time from germination, it shifts to the breeding stage and proliferates vigorously, producing a large amount of legumes, and in addition, its typical deep-rooting habit and its ability to soak up soil moisture and nutrients and redistribute water. An area of approximately 11,658 km^2 is threatened by mesquite invasion. Mesquite invasions are found along the watersheds in arid regions. Rivers overflow during the rainy season, spreading the seeds along the rivers.
One area of potential use is the area of mesquite vegetation that is off-grid and powered by diesel generators, as much of the area is off-grid. The use of biomass for power generation is promising.

3. Examination of commercialization plan

The following items were discussed as business plans.

- Gasification power generation system using unused biomass such as agricultural residues as fuel and construction of a locally distributed source
- Establishment of a destination for the biochar emitted as a byproduct of the above system.
- Gasification power generation system using invasive biomass such as mesquite as fuel and construction of a locally distributed power source
- Establishment a destination for the biochar emitted as a byproduct of the above system.

3.1 Implemented technology (gasification power generation system)

The gasification power generation system uses woody biomass chips or pellets as fuel, which is gasified by pyrolysis and reduction reaction, and the gas is used as fuel to generate electricity with an engine. The small size class of this system (power generation capacity of 20 to 400 kW) has an extensive track record of more than 1,000 units in Europe and the United States, and is also being actively developed and implemented in Southeast Asia. The 2MW class is also in operation in Europe, although there is not much record.

Gasification power generation is characterized by high power generation efficiency of 20-30% even on a small scale. Furthermore, 2 to 2.5 times as much heat is recovered as the power output, resulting in an overall efficiency of 70 to 80%. The heat is supplied in the form of hot water at a temperature of 80 to 90 degrees Celsius, and is used for district heat supply, hot water supply, heating and cooling of hot springs and swimming pools, heating and cooling of greenhouses, food processing, wood processing, etc. It is suitable for small-scale, locally produced and locally consumed energy systems, and there are hundreds of examples in Europe.

Commercialized small gasification systems can be broadly classified into fixed-bed (moving-bed) and fluidized-bed systems according to the way fuel and air flow. Among the fixed-bed (moving-bed) systems, there are downward parallel flow (downdraft) systems from Spanner and Volte, upward parallel flow systems from Burkhard, mixed downward parallel flow and upward parallel flow systems from A.H.T., and upward flow (updraft) systems from Babcok & Wilcox Vølund. (A.H.T.), and Babcok & Wilcox Vølund, Inc. In the fluidized bed type, there are circulating fluidized bed type plants such as Gussing Renewable Energ and Tyssenkrup Otto[9].

The power generation capacity ranges from very small to about 600kW, and the key point is whether

[8] Kiyotsugu Yoda, Buho Hoshino, "3.6 Mesquite tree expansion in desert (in Japanese) ", Desert history: strategies of humans, animals, and plants for sharing water, Tokai University Press, April 2014.
[9] website of Japan Woody Bioenergy Association, "List of small-scale woody biomass power generation equipment sold in Japan. " (in Japanese). https://www.jwba.or.jp/database/list-small-woody-biomass-generation/ (Accessed 6 January 2022)

the composition of the selected biomass fuel is compatible with the restrictions. Naturally, the availability of biomass fuel throughout the year is an essential condition for the project to be viable. The selection of the power generation system is generally determined by the biomass fuel (tree species, etc.) and the scale of power generation. In this project, we used a downdraft system, which is relatively inexpensive.

3.2 Consideration of power generation by gasification of agricultural residues

For the consideration of gasification power generation, the possibility of gasification power generation was examined based on the composition of syngas (synthesis gas, a mixture of carbon monoxide and hydrogen) without actually generating power after converting the target fuel into chips. The experiment was outsourced to Company B in India. Company B has more than 30 year of experience in the engineering of biomass power generation systems and about 20 year of experience in the gasification reaction of woody biomass. Since the harvesting season of sugar cane is from December to March and there is a slight gap with the harvesting season of corn, it was decided to use Napier grass.

(1) Collection and pelletization of Napier grass

Because of its high moisture content, the grass was dried in the sun after harvesting before being used in the experiment. Although it was possible to pelletize only Napier grass, the low hydrogen concentration and low calorific value made it unsuitable for gasification as a fuel by itself. Biochar was also unsuitable as the target biomass fuel due to its extremely low specific surface area and fixed carbon, and its high ash content.

(2) Pelletization of mixture of Napier grass + mesquite

Since Napier grass by itself was not suitable as a fuel for gasification power generation, we tried to make pellets by mixing it with pulped mesquite. The project was designed to use woody biomass, which also being grown in rural areas.
Sufficient pelletizing was possible, and the gas composition was suitable for power generation. The composition of the biochar was also good. The following points were identified.

- It was possible to pelletize herbaceous plants only, but the gas composition was poor (low hydrogen concentration), making it unsuitable as a gas engine fuel.
- It was confirmed that it can be used as a gas engine fuel by mixing about 50% woody biomass.
- These areas are almost all lowland and there are very few forest resources, so it was concluded that it is difficult to supply ordinary woody biomass.
- It is possible to think of idea of supplying wood biomass by cultivating fast-growing trees, but it is not able to create market as a crash crop.

Based on the results of the above consideration, it is difficult to commercialize this model at this stage.

3.3 Conversion of unused woody biomass (mesquite) into gasification fuel

There was no problem with processing chip as with normal trees. The gas composition analysis showed that mesquite by itself could be used as a fuel for gasification power generation and was almost the same as general woody biomass. In the case of pellet fuel made by mixing mesquite and nepia grass with the same amount of mesquite, the biochar was almost the same as that of general woody biomass.

3.4 Commercialization plan

We conducted an economic evaluation of a hypothetical installation system and a feasibility study of development small-scale regional power in Thailand and Kenya.

3.4.1 Economic evaluation

The economic evaluation for the case of using mesquite as Fuel, and for the case of using 50 % of Napier grass + 50% of Mesquite as fuel was conducted. The calculations were made based on case study of without and with the use of the JCM Financing Programme.

The capacity of power generation for gasifier facility is 225 kW, and the power consumption inside the plant is 30 kW, so the transmission capacity is modeled at 190 kW/unit. The total annual power generation is 1,560,000 kWh/year when the annual virtual time is defined as 8,000 hours. The annual consumption of electricity per person was 164 kWh as of 2014, so it is assumed that the current consumption is increasing, if it were 250 kWh/year (approximately1.5 times increase), it would be equivalent to the consumption of a village of approximately 6,000 people with 1200 families with each 5 people per family.

(1) Case study without using JCM Program (225 kW/one site)

The construction costs include wood chipper machine, Napier grass cutting machine and its standard accessories and control components. In the case of Napier grass 50 % and mesquite 50% mixed fuel, the pelletizing equipment portion is higher.

However, in the case of Mesquite, the cost of construction and installation was approximately 175,000,000 JPY, which is based on the actual situation in Kenya, but they may have been calculated slightly higher.

The annual operation and maintenance cost was calculated assuming that the power generation end-scale 225kW and a net power generation of 1, 560,000kWh/year (195kW x 8,000 hrs/year). The operation labor cost is estimated to be slightly higher because Indian engineers will be dispatched at first.

When converted to JPY per unit of electricity generated, it became 6.9-8.1 JPY/kWh. The unit price of electricity purchased from National Grid is about 10JPY/kWh. This is not a big difference between consumer and industrial use. This price is very high in terms of GDP in Kenya. In the case of 225kw/site, if the income from biochar sales is not expected but only the income from electricity sales, the business is not viable unless the price is about 20JPY/kWh. Even in non-electrified areas where there is no power grid, there is no market to buy electricity in this price range.

(2) Case study of using JCM Financing programme (225 kW/one site)

It is calculated for the case study in which using a 50% of equipment cost support from JCM Financing programme. Annual operation and management costs and operation and management costs per unit of electricity generated are the same for the case using JCM Financing Programme. Even if the unit cost of electricity sales is set to 15 JPY kWh, the P-IRR is 7.8%, and the payback period will be 11 years, so the business feasibility is low.

(3) Case study of installing 4 units at each location (900 kW)

The construction cost will be slightly cheaper, and will be about 86% of the total cost of the 4 units. Furthermore, because the maintenance cost is about half and the operation labor cost is the same for either 1 unit or 4 units so will be greatly reduced to ¼, operation and management cost will be 4.1-4.9

JPY/kWh.

Therefore, if it is scheme of power sales at price 12 JPY/kWh, the P-IRR is 9.0%, and investment cost can be returned for 11 years. However, even at this power sales price, it is too high to expand the diffusion of the system.

(4) Case study of adding biochar to revenue (900 kW)

Gasification can be used for heat as well as power generation, which is necessary for the economic study, but since there is no specific heat demand at the planned site, it was added to the economic study including the sale of biochar, a byproduct. The sales price of biochar was referred with following market price as 214,000 JPY/t. This price is almost the same as the market price of charcoal in Kenya, as described below. Therefore, the sales price at this facility was set at 100,000 JPY/t, with considering the cost of processing and distribution after that.

Considering JCM Financing Programme, when biochar is added to the revenue, even if the unit price of electricity sales is lowered to 5 JPY/ kwh, the PIRR is 7.6% and the payback period is 11 years, it can be said to be an acceptable type.

In the case of the installation of one 225kW unit and using JCM Financing Programme, if the unit sales price is set at 8JPY/kWh, taking into account the profit from biochar sales, the P-IRR is 6.6% and the payback period is 12 years, which cannot be considered as an acceptable type.

Table 2: Summary of Business Income and Expenditure with Biochar Added to Revenue

Unit price (Yen/kWh)	5	7	10
Net yield	11.4%	14.8%	19.8%
PIRR	7.6%	12.1%	18.2%
Investment payback year	11	9	7

(5) Required Fuels quantities and required area to secure fuels

The fuel requirement and the area required to secure fuel when a 4 unit- (225 kW x4 unit = 900 kW) system is installed at one site. For gasification power generation using mesquite as fuel, the value of area of cutting down mesquite was about 2.2km^2, assuming to cut down 3 times per year.

3.5 Development of Small-scale local power projects using agricultural residues in Thailand

There are still areas in Thailand where the village electrification rate is high but the household electrification rate is low. We intended to develop a locally distributed power source using gasification of agricultural residues such as sugar tops as fuels in these villages. Because season of sugar top occurrence is only from December to March, we have considered using corn harvest residue as well, and planned a model to supplement the sugar tops with corn harvest residue at the same area.

However, it was found that only agricultural residue (herbaceous) is not suitable for gasification power generation due to its poor gas composition (low hydrogen concentration), it is necessary to mix with some kind of wood biomass to be pelletized, somehow.

Most of the areas where sugarcane and corn cultivation are popular, are lowland areas in which forest resources are extremely low, making it difficult to supply ordinary wood biomass.

Recently, there is a movement to grow fast-growing trees not for pulp material but for renewable energy fuel material. It can be considered as an idea to supply wood biomass by cultivating fast-growing trees in the neighboring area, but the market has not yet been formed as a cash crop. This model is judged to be difficult to commercialize at this stage, at this time.

3.5.1 Development project of Small-Scale Local Power by Mesquite in Kenya

The expected construction land and the scale of the facility to be constructed shall be set in consideration of the production volume of mesquite from the area where the degree of invasion by mesquite is high.

Initially, we will select rural areas that are facing invasion by mesquite. Based on a survey of the distribution of mesquite in each county in Kenya, we will select candidate sites in Baringo County, which is considered to be relatively safe, from the counties with the highest percentage of mesquite invasion.

The annual change of vegetation area of mesquite in Baringo Lake (Baringo County) and the rate of expansion of vegetation area in the area were investigated. In the 7 years span average, the rate of expansion was increasing from 4.7% to 13.7 % until 1988. And since 2002, it has stabilized to about 27%. The annual average rate of expansion is around 3.8% –4.0 %. This rate of expansion is under the control of Prosopis, and it is thought that the rate of expansion in Kenya is considered to be 4%-15% per year.

If mesquite is harvested with proper management of mesquite (the scope that does not expand), the project land and powerplant scale should be set according to the amount of biomass that can be harvested within the mesquite expansion ratio.

4. Consideration of issues and countermeasures

The following issues and measures related to the local distributed power supply system in Kenya, which is mainly fueled by mesquite, were examined.

- Differences in installation methods, etc. of gasification power generation systems to be implemented
- Selection of areas for mesquite cutting and consideration of fuel conversion and combustion conditions
- Identification of promising sites for commercialization and understanding of CO_2 fixation by biochar
- Examination of environmental and social considerations for commercialization.

4.1 Various limitations of gasification power generation

There are many different types of gasification power generation systems, and these differences affect the fuel specifications and the properties of the biochar by-products. Although there is little information available on these systems, we have compiled the information available.

4.1.1 Relationship between gasification reaction, and water content & size

In gasification power generation, the quality of the fuel has a significant impact on the gasification reaction. If the moisture content of the fuel is more than 10%, the material must be dried after being chipped to reduce the moisture content to the specified level. If this is not done, the temperature in the furnace cannot be maintained and gasification cannot be achieved. Since the allowable amount of ash content of charcoal produced by gasification power generation differs depending on the use of charcoal, it is necessary to confirm the ash content by the gasification method in advance.

4.1.2 Relationship between drivability and fuel

The operational stability of gasification is closely related to the uniformity of the fuel. Firstly, if

fuels which are out-of-specification, are put in, gasification will not occur, and if a certain percentage of out-of-specification fuels are mixed up, the temperature of the furnace cannot be maintained at a constant level, and gasification will become unstable. The extent to which out-of-specification fuels and situations can be tolerated is one of the main factors of operability.

4.1.3 Relationship between Stable Operation and Biomass Fuels

When selecting a power generation system and scale based on biomass fuel to set the standard, the composition of the biomass fuel (water content and ash content) will be greatly affected. Also, if the fuel is homogeneous, stable operation can be expected. In this situation of gasification power generation, there are various biomass fuels, but many of them are rejected from the candidate fuels due to these limitations.

Regarding the characteristics of each fuel, it can be confirmed that the pelletizing of fuel improves its performance as a fuel, such as lowering its moisture content and increasing its bulk density compared to raw wood. It is true no matter what kind of biomass fuel is used. When using new biomass as fuel, there are some hurdles to be overcome, such as whether it can be chipped or not, and whether the calorific value per unit volume is sufficient, but chipping is expected to lower the hurdles in the selection of biomass fuel uniformly.

4.1.4 Comparison of biochar composition by gasification power generation system

A comparison of the composition of the biochar generated by the different gasification systems was conducted. The analysis was carried out using XRF (X-ray fluorescence spectrometer: Supermini200). First of all, it can be confirmed that the ash content is largely divided into 4.5-13% and 22-42%. It is inferred that the difference in ash content is not due to the scale of power generation, but is largely due to the difference in machine and fuel (wood).

4.1.5 Yield of byproducts (biochar)

The amount of biochar generated by gasification power generation was investigated. In terms of the scale of the equipment, the ratio of biochar generated was 3% - 4% for the small scale 45-165 kWh equipment, and 5% - 10% for the medium to large 270-400 kWh equipment.

From the point of view of biochar utilization, the higher the carbon content, the better. However, unless biochar is more expensive than the selling price of electricity, it is necessary to verify the collection rate and composition of biochar utilization with the actual fuel (wood) and power generation equipment to be used.

4.2 Consideration of measures for long-term stable procurement of fuel

In the use of mesquite, the use of mesquite as wood and charcoal has already been promoted as a measure against mesquite. However, in spite of the aforementioned utilization being promoted, the vegetation area of mesquite is expanding at a rate of around 4% per year so there is little possibility of conflicts with existing utilization purposes for mesquite obtained from around 4% of the vegetation area. In addition, the available mesquite biomass can be expected to increase as charcoal is expected to be replaced by other fuels and other materials that are more convenient in the long term.

If the vegetation area of mesquite is properly managed, the factors affecting the procurement price of mesquite are considered to be the cost of logging, collection and transportation. The price increase rate in Kenya is about 5-6% per year, and the procurement price of mesquite is expected to increase in tandem. Similarly, electricity and sales prices are also expected to be linked, so the fuel procurement price is not expected to have a significant impact on business viability in the absence of excessive

logging in the mesquite vegetation area.

Since the vegetation area of mesquite is said to expand at a rate of 4-15 % per year logging and utilization management of mesquite in the expanding area will suppress the expansion of mesquite in the long term and ensure a stable supply of fuel. We will show estimated amount of mesquite biomass. The biomass availability of the managed mesquite vegetation is 28-44t/ha.

If we were to cut down mesquite in the vegetation area at the rate of 10 % per year, the mesquite management vegetation area required to secure the fuel needed for a 225kW gasification generator (about3,500 t-FW/year) would be about 1,500 ha. This concept is based on the assumption that the expansion of the current vegetation area will be controlled.

4.3 Examples of failures in existing similar projects

4.3.1 Overviews of existing similar projects

The results of hearing on the Cummins gasification power project using mesquite as fuel were as follows.

- According to interviews with local residents, this is the project which the facility is one billion Kenyan shilling (equivalent to one billion JPY) and was supposed to buy mesquite at 1.5 Ksh/kg (1.5 JPY/kg), but no payment was made when the mesquite was brought to the site. Even though it was transported at a cost, it was not paid until it was used and left outside the site for long time.
- The operators were technicians from overseas, and there was few employment opportunities locally. Breakdown of 200 of employees, only drivers and security guards were employed from local people. During the trial operation, the smoke emission was so bad that complaints were raised from the surrounding area.

In the interviews at KEFRI Baringo, the information was collected as following.

- The Cummins gasifier has been shut down since 2017. The cause was that due to insufficient capacity of the cleaning system for the produced gas, gas engine had stopped. the engine went down after running for two hours, and it took a month to clean, restarted, and then stopped again immediately. They tried to change to a boiler, but the project was stopped. Electric capacity was 2 MW. It is stated that Cummins wanted to sell the current facilities. The plant is recently no staffs, but only guarded.
- They intended to process the project based on CBO (Community Based Organization). The CBO decided to cut and sell the wood, but the amount of wood provided was so large that Cummins stopped buying. The plan was to consume 8,000 tons/year, but 200,000 tons of chips were collected.
- By the time Cummins started, two companies had dropped some money on the local community to try to get a project off the ground, but only surveys were done, with nothing implemented, instead. Even with the 3rd Cummins, the local community also expected money, but it was out of expectation. There was a meat packing manufacture located at 10 km from here, so it was industry which could be expected to have demand of electricity, but it has not yet started.

4.3.2 Countermeasures against failures in existing projects

The failures and issues are summarized in two main areas as below.

(1) Level of completion of the system

As already mentioned in 4.1, there are many styles of gasification power generation systems, and it

is still early days since commercial operation started. The solution to tar and wastewater problems is affected by the moisture content, size, and specific gravity of the fuel. Verification prior to introduction is essential. Therefore, final verification with local fuel is necessary before implementation. Since gasification experiments using mesquite as a fuel have already been conducted in India, specifically, preliminary measures can be taken by measuring various components, specific gravity, etc. of mesquite in Kenya.

(2) Contribution to the local economy

When a new business is implemented by a foreign country, it is thought that the spread of benefits to the economy such as employment of local residents. However, the fact that there was little local employment in the Cummins gasification power project shall be presumed that this was not occurred on purpose.

Due to the lack of knowledge and experience of the local people, it is impossible for local people to operate the gasification power generation facilities immediately. This is a common problem in developing countries. The implementation of new technology and vocational education should be implemented as a set.

In detail, for the first three years, overseas engineers will be hired in the position of (operations + guidance) to train local staff. After that, the initial local engineers will become instructors in Kenya and expand the project.

However, the operation of a gasification power generation facilities does not require a large number of staffs. Even in this project, only a few people are needed at each location.

4.4 Business schemes and dissemination strategies

4.4.1 Business Scheme

While mesquite is an invasive plant, the benefits of using mesquite include providing local residents with (1) energy sources such as firewood and charcoal, (2) wood for construction, and (3) livestock feed (beans and pods) and sometimes food.

In setting up the business scheme, we considered that it is necessary to set up a scheme that can coexist with the existing Prosopis usage system, and considered the following business model.

- In communities where mesquite is harvested, carbonized and sold, existing logging and carbonization schemes will be utilized to integrate gasification and power generation projects into local community structures.
- Logging and collection will be contracted by the local community, and the gasification and power generation project will accept mesquite to produce gasification power and biochar. The electricity will be fed into the existing power grid in the community (assuming 11kV or 33 kV).
- Biochar will be sold to the local community as a substitute for fuel coal sold in the local community or to offset payments as part of logging and collection fees. Surplus biochar will be applied to local agricultural land. If more surplus biochar is produced, it will be sold to demand areas outside the region.

4.4.2 Dissemination Strategy

Although mesquite is considered to be an invasive plant, it has the potential to contribute to the local community if proper management can be achieved. Therefore, instead of aiming at total eradication, a dissemination strategy will be developed by considering the best mix of business models according to the local community, economy, and agricultural situation.

The main requirements for the target area are high invasion pressure of mesquite and proximity to the community living area. The cost of power transmission and distribution can be reduced by installing facilities in the immediate vicinity of the power grid, compared to the construction of an independent power transmission and distribution network, since the power grid is basically in place in the community's living area. In Kenya, the initial target area is the south shore area of Lake Baringo in Baringo County, considering the security conditions of the area.

4.5 Investigation of environmental considerations as commercialized

Although mesquite is currently targeted for extermination, it was originally implemented as a measure to prevent desertification, so we cannot neglect this aspect of the plant. It is necessary to fully understand the characteristics of mesquite and to consider the area and timing of cutting under the guidance of the competent administrative agencies.

5. Consideration of quantification of emission reductions

We discussed the GHG emission reduction methodologies that could be applied in case of commercialization, sorted out the issues, and estimated the amount of emission reductions.

5.1 Study of Greenhouse Gas Emission Reduction Methodology

5.1.1 Target Project

- The target project is an integrated business model of gasification power generation using unused biomass and biochar storage, and it is assumed that the following points are set as conditions for setting eligibility requirements.
- To apply biochar generated from a gasification power generation facility using biomass as a raw material to soil such as farmland.
- The applied biochar should be compatible with default values for carbon content and carbon residue after 100 years.
- Biomass used for gasification power generation shall be unused biomass.
- Electricity generated by gasification power generation facilities substitutes for grid electricity, etc.

5.1.2 Issues in quantifying emission reductions

When considering GHG emission reduction in this project, the issue of carbon neutrality of raw material biomass becomes an issue. In order to contribute to the reduction of CO2 throughout the life cycle, the raw material of biochar needs to be carbon neutral biomass.

In the case of mesquite use, if biomass feedstock is not regenerated in the harvested land used as feedstock, it may not be considered as emission reduction. In developing a business model using mesquite, it is important to grasp the expansion rate of mesquite in each region and develop a controlled logging business from the viewpoint of securing biomass regeneration.

Another issue is that biomass that would otherwise have been used for fuel may not be considered as additional emission reductions.

In order to quantify emission reductions from the perspective of contributing to CO2 reductions throughout the life cycle, the following measures should also be considered.

1)Taking into account the status of raw biomass procurement (For example, the status of biomass regeneration at logging sites for biomass use, changes in biomass carbon stock due to mesquite use in the area, etc.), carbon sequestration from biomass that is not carbon neutral will be

excluded from emissions reductions.

2)If the target biomass is used by local residents as fuel such as firewood, etc., it will be excluded from the emission reduction amount.

5.2 Trial calculation of estimated emission reductions

Emission reductions were calculated as follows.

(Emission reduction) = (CO2 storage after project implementation) + (Emission reduction due to electricity generation) - (Project emission)

- (CO2 storage after project implementation) = (Total biochar from the project incorporated in the mineral soil) x (Organic carbon content of biochar) x (Fraction of biochar carbon remaining after 100 years) x 44/12
- (Emission reduction due to electricity generation) = (Electricity supplied to the grid) x (CO2 emissions factor of the grid)
- (Project emissions): Project emissions due to transport of biomass and biochar, use of fossil fuels as auxiliary fuels in gasification power generation facilities, etc. are considered.

The results of the CO2 emission reduction trial calculation are shown below. We have summarized a trial calculation of the estimated amount of emission reduction including the biochar fixation amount mentioned above. It was estimated that the annual CO2 reduction would be 103,250t for total 4 plants which each of plant is 225 kW gasification power plants using mesquite as fuel, and established 25 sites for whole country.

Table3: Trial calculation of estimated emission reductions

Item	Unit	Kenya	Thailand
		Mesquite100%	Sugar top50%＋Early tree50%
Power generation scale	kW	225	225
Power transmission scale	kW	195	195
Annual operation hours	Hour	8,000	8,000
Number of power generation facilities	unit/location	4	4
Estimated number of location	Location	25	25
Annual total electricity sales	MWh/year	156,000	156,000
Grid emission unit	CO2-t/MWh	0.533	0.319
Grid Alternative reduction	CO2-t/year	83,148	49,764
Fuel consumption	kg/hour	250	250
Biochar yield	%	5.6	5.6
Fixed carbon ratio		55	53
100 year residual ratio		89	89
Biochar storage	t/year	5,482	5,283
CO2 conversion		20,102	19,371
Total amount of CO2 reduction	CO2-t/year	103,250	69,135

(Estimated emission reductions due to grid substitution)

The grid emission intensity unity used in Thailand and Kenya is 0.319 CO2-t/MWh and 0.533 CO2-t/MWh[10], respectively. For the estimation, it was assumed to set up 4 units of 225kWh gasification power generation system per unit would be installed in each site and 25 sites would be constructed nationwide. In Kenya, each unit requires 2.2km^2 while Thailand needs 4.2km^2, this means that Kenya needs 55km^2 while Thailand needs 105km^2. These are areas that are highly feasible.

(Estimation of emission reductions by carbon fixation of agricultural land)

Referring to the default value in Appendix 4 of the 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories, 89% (default value of High temperature pyrolysis and gasification (> 600 °C)) was used for fraction of biochar carbon remaining after 100 years. Actual measurements were used for the value for organic carbon content of biochar and biochar yield. As a guideline for the upper limit of biochar application, we referred to 22.7 tons/ha for crops with PH less than 6.5 for immature soil.

Biochar is considered to be alkaline (pH 8-10), so it should be considered cautiously when applying

[10] Global Environment Centre Foundation, "List of CO2 emission factors for electricity in the guidelines for JCM model projects from FY2021." (in Japanese)
https://gec.jp/innovation/R3/S.CO2EmissionFactor_20210407.pdf (Accessed 10 February 2022)

large amounts to crops that prefer acidic soil. Corn, cucumber, bitter melon, and onion are expected to be effective because they prefer relatively high pH (< pH 7).

Although it is said that there is no major problem in the mesquite flourishing area because it is originally a desertification zone and the soil is immature, we intend to refer to the experiences of local farmers.

(Project emission)

In this project, a biomass gasification power generation facility (a relatively small power generation facility with a capacity of 225 kW) is installed in the area adjacent to the biomass generated in the area, and the biochar generated is applied to farmland in the neighborhood, etc. Therefore, it is not considered in this calculation. However, it should be kept in mind that, depending on the business model, it may be necessary to consider emissions from fuel consumption during transportation of biomass as a raw material and biochar as a product.

6. Collaboration with counterpart countries, etc.

The results of the interview survey targeting Kenyan Government officials and Players in Private Sectors were summarized as shown in the table below.

Table 4: Results of Interview survey targeting counterpart country (Government Officials)

Date of interview	Place of Interview	Interview authorities	Interview content
18 October 2021	Baring, Marigat	KEFRI (kenya Forestry Research Institute) Baringo	1)Failure reasons of Cummins Project ・Lack of equipment performance (Impairment of operating by tar ・Lack of cooperation for operation and collection due to the difference of tribes for material supply and plant location ・Lack of contribution for reginal-local community and environmental effect 2) Distributional areas of mesquite, and possibility for use 3) National strategy to mesquite ・Elimination of early invasion ・Appropriate management ・Implementation of less - invasive species
19 October 2021	Nairobi	KIRD (Kenya Industrial Research and Development Institute)	1) Biomass utilization of mesquite ・Use of biomass boiler or gasifier ・Problem with tar inside gasifier 2) Use of products of gasifier ・ Biochar can be expected to use agricultural land ・Consideration the use of generated gas for car and household fuel

With regard to the use of a regional power supply system using mesquite and the use of biochar as a by-product on agricultural land, etc., cooperation with multiple government agencies in Kenya is needed. Collaboration with government institutions, the Kenya Forest Research Institute (KEFRI) for the controlled and systematic cutting of mesquite, the Agricultural Research Institute for the application of biochar to agricultural land, and the National Institute of Advanced Industrial Science and Technology for the installation of gasification power generation facilities and the use of electricity,

are indispensable.

Ideas of policy and system proposal on fuel procurement, farmland application of biochar, and gasification power generation system were identified.

[Field related to fuel procurement and agricultural application of biochar]

In order to realize the sustainable procurement of carbon neutral biomass, it is necessary to establish a system for KEFRI and other organizations to actively undertake the guidance and management of mesquite logging.

In addition, in order to establish carbon storage by biochar, it is essential to establish a system for providing agricultural management guidance in cooperation with the USDA, the Agricultural Research Institute, and KEFRI.

< Specific proposals >

- Formulation of a plan for the sustainable use of mesquite (Logging area, amount of logging, etc.)
- Preparation of a manual on the application of biochar to farmland (carbon storage) (Example: application rate, application site, and precautions to be taken when applying)
- Establishing a framework for agricultural management guidance in local communities (Examples: Awareness-raising activities for farmers and monitoring of proper application)

[Field of Gasification Power Generation Systems]

It is necessary to establish a prior consultation and authorization system between the parties involved in power generation projects and the government. It is also necessary to develop engineers for power generation.

< Specific proposals >

- Development of fuel standards for gasification power generation
- Establishment of a prior consultation process for permission of gasification power generation facilities
- Training engineers in power generation
- Establishment of on-the-job training programs at facilities installed in Japan (e.g., equipment installed in JCM projects)

7. Perspectives on Dissemination

Recently, the number of potato farmers in Kenya is increasing rapidly. The Kenya Agricultural Research Institute (KARI) is struggling to secure seed potatoes and new varieties to keep up with the demand. Although 60,000 tons of seed potatoes are needed per year and there is still a shortage of land for cultivation, KARI has a long-term plan to contribute to the spread of cultivating potatoes. Potato cultivation which is high nutritional value and high ability to withstand harsh environments, is expected to increase in demand in Kenya as well as worldwide in the future.

Development of power sources in rural areas is essential to underpin the above policies. The sugar content of potatoes increases during storage due to the saccharification of starch. The degree of this saccharification increases with lower storage temperatures. For this reason, depending on the use, potatoes are stored at 3°C for seeds, 5°C for fruit and vegetables, and 7°C - 13°C for chips.

It is not very practical to build advanced cold storage warehouses in developing country like Kenya. The storage warehouses near the potato fields should be inexpensive warehouses with passive air conditioning as temporary storage facilities. In areas where they are used as terminals, it is effective to build low-temperature warehouses according to the application and increase market value. For this

purpose, inexpensive self-generated electricity is necessary.

The demand for only household power source encompasses instability in terms of business. In order to develop a power source of 900 kW at one location that is not a small grid, it is important to develop power sources in rural areas using facilities with a certain level of power demand as the core.

For a business model that combines the above perspectives with gasification power generation using mesquite as fuel, the project must be a collaborative effort of the three relevant government agencies (Forest Research Institute, Agricultural Research Institute, and Industrial Technology Development Institute). Logging of mesquite will be done at the community level. For large investments such as gasification power generation facilities to supply electricity and biochar, the initial phase of the project will be supported by foreign capital and developed countries.

After that, when the project is expanded or otherwise developed horizontally, the direction will be toward in-house production. This will lead to an increase in electrification rate of rural areas and development of the rural economy, which will drive the formation of a self-reliant, decarbonized society. In order to implement this business model, the cooperation of multiple government agencies is essential.

Collaborative work with the CBs is essential for the collection of mesquites, and another success key is explanation to the residents of the area. The failure of similar projects in the past has created a sense of distrust among local residents. In some cases, the tribes in the area are different from the tribes in the area where the gasification power generation is to be carried out. It is essential to have a scheme that will benefit both tribes and to have a detailed explanation.

Decarbonization policies in developing countries will not be sustainable unless they are schemes that bring about the development of the local economy. Simply implementing energy-saving equipment or renewable energy is not enough to achieve development.

Secondary use unapproved list

Title of the report: Feasibility Study on Commercialization of Biochar Carbon Sequestration in a Small-Scale Distributed Power Generation System Using Woody Biomass Gasification (Target Country: Thailand/Kenya)

Title of the project; FY2021 study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits, work conducted by the CEFIA Japan Secretariat and work for CCUS dissemination and development support)

Fujita Corporation

Page	Figure and table	Title
4	Figure 1	Forecast of electricity supply and demand trends (2021 year onward)
5	Table 1	FIT Structure (Fit Policy 2021)

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）
CCUS 分野における JCM 実現可能性調査報告書
インドネシア共和国東ジャワα油田における JCM CCUS 実現可能性調査

実施者：石油資源開発株式会社

1. 目的及び実施体制等

以下の本調査事業の目的及び実施体制を述べる。

1.1 目的

我が国は、これまで JCM 等を活用し、途上国において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。

昨今では、JCM プロジェクトの大規模化や JCM の更なる活用に繋がり得るものとして、日本企業が要素技術に強みを有する二酸化炭素回収・利用・貯留（CCUS: Carbon dioxide Capture, Utilization & Storage）技術の活用が注目されており、CCUS 技術の普及展開を通じて世界全体での地球温暖化対策に貢献することが期待されている。その一方で、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。このような背景から、2020 年 11 月の東アジアエネルギー大臣会合において、我が国は ASEAN/東アジア域での CCUS 普及に向けた環境整備や知見を共有するプラットフォームとして「アジア CCUS ネットワーク」の構築を提案し、2021 年 6 月にはアジア CCUS ネットワークの第一回会合が開催された。

本事業では、JCM 等を活用した CCUS プロジェクトを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、インドネシア共和国における CCUS 案件の実現可能性に関する調査を行う。

1.2 実施体制

実施体制を図 1-1 に示す。

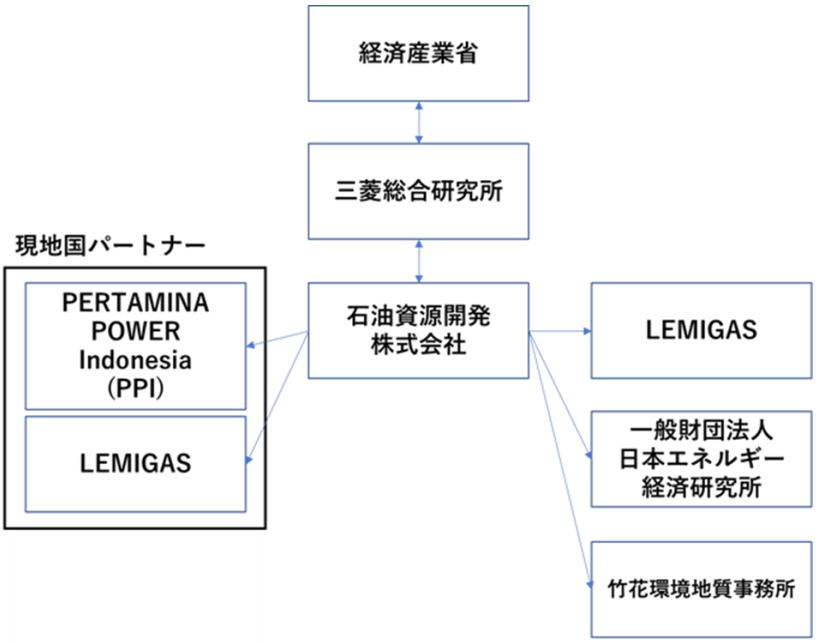


図 1-1　実施体制

出所）石油資源開発株式会社

2. 関連政策・制度・規制

2.1 JCM 関連政策・制度・規制の動向

2.1.1 パリ協定第 6 条と JCM

2021 年 10 月 31 日から同 11 月 13 日までの約 2 週間、英国グラスゴーにおいて国連気候変動枠組条約第 26 回締約国会議（COP26）が開催された。

2015 年に採択されたパリ協定では、温暖化の対策として CDM、JCM 等をはじめとする市場メカニズムの導入と活用が謳われた（協定第 6 条）ものの、ルールブック（実施指針）の策定を巡って参加各国の思惑が錯綜し、これまで実施ルールの合意（全会一致）には至らなかった。今回 COP26 において排出削減量の国際移転が正式に認められたことから、各国が JCM 等の枠組みを通じて獲得した GHG 排出削減量（炭素クレジット）を自国の NDC に組み込む道が開かれたことより、JCM に対する各国の要求は一層高まるものと考えられる。

2.1.2 NDC 達成とカーボンプライシングに関するインドネシア大統領令

COP26 開催直前の 2021 年 10 月 29 日、インドネシア共和国大統領は、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 2021 年大統領令第 98 号に署名した。同大統領令では、NDC 達成を目的とした国家開発における GHG 排出量削減努力に指針を与えると同時に、排出量削減の方策としてカーボンプライシング（GHG 排出削減量を経済価値に転換する）制度導入の基礎となることを目指している。

この大統領令は、全 10 章 90 条の条文からなり、気候変動の緩和策（実際に発生する気候変動に対する緩和措置）、気候変動への適応（気候変動耐性の常備）について、各々の計画の立案・策定、計画の実施、施策のモニタリングと評価等を規定した「NDC 目標達成のための努力事項」、及び炭素取引、GHG 排出削減の実績ベースの支払い、炭素税、その他のメカニズム（大臣裁量）などによるカーボンプライシングに関する「カーボンプライシング実施手順」について、その概括の枠組みを規定している。

これらの施策は、a. エネルギー、b. 廃棄物、c. 産業プロセス、製品使用、d. 農業、e. 林業、及び f. その他（大臣裁量）など、多くのセクター並びにサブセクターでの実施が想定されている。

2.2 CCUS のインセンティブに関する検討

インドネシア国内外のインセンティブについて、インドネシア国外、国内の観点から整理を行った。

2.2.1 インドネシア国外の動向

インドネシアにおいては多くの CCS/CCUS プロジェクトの検討が開始されているが、インセンティブ制度についてはまだ整っている状態ではない。インセンティブ制度に関しては欧米をはじめとした先進国において検討が進んでおり、以下のような制度が現状存在している。

- 米国「Section45Q」
- EU「イノベーション基金」
- ノルウェー「Longship プロジェクト」
- オランダ「SDE++」
- 英国「CCS インフラストラクチャ基金」
- 豪州「CCUS 開発基金」

インセンティブは、CAPEX 支援、OPEX 支援、税制控除の 3 つに大別される。欧州は CAPEX および OPEX への支援が主であり、米国は税制控除による支援制度が存在している。CCS/CCUS の自律的な市場が形成されるまでの期間は、上記のようなインセンティブをプロジェクトに付与していくことが事業化には重要であり、インドネシアにおいても上記制度を参考にしたうえでの制度設計が求められる。

2.2.2 インドネシア国内の動向

インドネシアでは 2.1.2 で述べたように大統領令第 98 号を制定し、CCS/CCUS 導入に向けた制度設計へと動き出した。炭素税は 2022 年に最低税率 30,000Rp/t-CO_2 (2.1US$/t-$CO_2$)の金額にて石炭火力発電所を対象とした排出上限超過分への課税(cap and tax)が開始され、2025 年には全産業への適用に対象範囲を拡大させる見込みとなっている。一方、2021 年に石炭火力発電所を対象として取引量 42,000t-CO_2、取引金額 15.4 億ルピアで試験的に排出量取引が開始された。排出量取引は 2024 年には義務化が見込まれている。今後は炭素税と排出量取引の価格が連動するような形で、全産業へと対象範囲が広がっていくことが予想される。

2.2.3 インドネシアにおける CCUS 事業へのインセンティブの導入（案）

上記 2.2.1 及び 2.2.2 において記述したインドネシア国内外の現況を基に、CCUS 事業としてどのようなインセンティブが必要になるか検討を行った。

CCUS 事業については、現時点において政策による何らかの補助が必要な段階であるが、徐々に炭素税や排出量取引等のカーボンプライシングの制度が整うことが期待される。最終的には、CO_2 排出者と CO_2 圧入事業者の 2 者間において代金の授受が行われるような取引が成立し、インセンティブが不要となる自主的な市場の形成に至ると推測している。

上記において記載した「現時点で必要となるインセンティブ」の想定を行うために、以下のようなインセンティブ案を想定した。

【インセンティブ案】

案 1：CAPEX50％補助ケース

案 2：CAPEX50％補助、OPEX50％補助(10 年間)ケース

案 3：CAPEX50％補助、$35/t-$CO_2$ 税制控除ケース

3.3.1 においては、上記 3 つの案について、その経済性の検証を実施している。

2.3 アウトリーチ活動の検討

2.3.1 アウトリーチ活動

CCUS 実用化のためには、幅広い世代に対して CCUS を実施する意義、温暖化対策における CCUS の位置付けとその重要性等を認知させるべく、以下のようなアウトリーチ活動を通じて社会的受容性の醸成を図る必要がある。

1) 社会的・政策的な受容性の醸成：地球温暖化やエネルギー問題等の関連情報を通じて CCUS の必要性を伝える。

2) 地域の受容性の醸成:信頼を獲得するための継続的なコミュニケーション活動に加え、二酸化炭素の漏洩、誘発地震等に関するリスクコミュニケーションや万が一の際の対応に備える。

3) 事業の受容性の醸成：実用化に際しては事業として成り立つために、国の政策等の支援が必要である。

これらを実現するためには、地方自治体や各市町村などの利害関係者や地元関係者に対して先進各国の事例紹介や温暖化対策への貢献度などについて説明会・集会など直接会って双方向での意見交換を行うこと、またマスコミや事業主体のホームページ等で広く公開することなどを通じて、利害関係者等社会への浸透をはかることが必要となる。

社会的受容性を醸成するには、早い段階からの住民参加や住民とのコミュニケーションが必要であり、①宗教、経済状況、教育や職業などの社会構成、②革新に対する地域社会の態度と行動、③地域でのリーダーシップのあり方、④コミュニティの文化と習慣や、⑤どのようなメディアを通じて情報を得ているか、などを把握することが大事な一歩となる。

したがって、これらを調査するための詳細な計画を作成する必要がある。

2.3.2 α油田でのアウトリーチ活動案

本事業で CO_2 圧入の対象となるα油田は、インドネシア国営石油ガス会社である Pertamina Exploration and Production (Pertamina EP) によって運営されており、行政上はインドネシアの東ジャワ州に位置している。

CCUS 事業にはリスクがあるため、対象地域社会の理解を得るためには、プロジェクト実施の法的裏付けとして地方自治体、この場合は県から許可を得ることが重要である。そのうえで、アウトリーチ活動の焦点を CCUS に関連する利益の認識に合わせる必要がある。

実証段階では、α油田で回収された随伴ガスはβ油田の中央処理施設 (CPA) に送られ、そこで CO_2 が分離され、パイプラインを通じてα油田まで輸送し、圧入される。主に、これらのパイプラインを含む施設や圧入対象となるα油田エリア及びその周辺地域に対して社会的受容性を図るためのアウトリーチ活動が必要となる。

これらの地域に対して表 2－1 に示す地域特性に関して調査・評価を行い、利害関係者に合わせた受容性醸成プログラムを作成する。

表 2-1　ソーシャルサイトの特性調査項目

1	地域経済活動
2	Local Empowerment（地域の権威構造(公式及び非公式のコミュニティベースの組織/ Comunnity Based Organizations(CBO)の存在、ポリシー作成プロセス、及び根底にある見解や態度)）
3	環境(地球物理学的環境、生物的環境)
4	エネルギー事情(サイト周辺住民への需要と供給)
5	信頼(CCUS活動に影響を与える可能性のある周辺住民の"信念"、"伝統"、"社会的条件")
6	(ローカル)メディアの状況
7	地域の教育や知識
8	地域の交通事情
9	CCUS 活動を妨げる可能性のある地域の自然災害

出所）ADB（2019）より Mulyasari et al.,2015

これら地域の特性を踏まえたうえで、社会的受容性醸成プログラムの策定、それぞれの利害関係者へのメッセージ、また活動で使用する資料の作成などを行う。アウトリーチ活動を行うα油田地域での主な利害関係者候補としては、行政機関、地方自治体などのサービス機関、コミュニティの代表（α油田の場合は農業関係者など）、地方のメディア及び Pertamina があげられる。

2.4 環境モニタリングの適用法令の検討

インドネシアでは 1986 年に環境影響評価制度（AMDAL）が導入された。環境影響評価の対象となる事業については、1994 年の大臣令で工業部門、公共事業部門など 14 部門に分けて、それぞれの部門ごとに具体的な事業名とその規模が示されている。UKL-UPL は「Environmental Management Efforts-Environmental Monitoring Efforts」のインドネシア語略で、実行されている事業または活動のリスクに基づく環境文書の AMDAL の 1 つであり、事業または活動の実施に関する承認プロセスに対して要求される、環境管理及び監視である。

UKL-UPL は、事業または活動の前提条件として使用される事業ライセンス、または中央政府または地方政府からの承認に含まれる標準形式のプロセスである。

AMDAL 提出の必要な事業または活動には 9 つの基準があるが、これに含まれておらず、環境影響を管理するための技術基準があり、計画された活動の場所が保護地域に直接隣接または配置されていない事業または活動が UKL-UPL の対象となる。

AMDAL では事業または活動の量や範囲など、特定の規模に基づく基準も含まれている。そのうち、CCS/CCUS の実証時及び商業時に関連する基準として、「陸上石油ガス探鉱・開発・生産」の項目に油生産の場合全坑井併せて 7,500BOPD 以上、ガス生産の場合 50MMCFD 以上の場合に AMDAL の対象になるとの記載があり、α油田プロジェクトの場合、EOR による増油分から判断すると実証時には UPL/UKL、商業時には AMDAL が適用されることとなる。

2.5 まとめ

インドネシア共和国における JCM CCUS (CO_2-EOR)の導入、促進にあたり、本年度は以下の課題を抽出し、それぞれの解決策を提示した。

- CCUS の事業化における課題として、JCM 関連政策・制度・規制の整備が挙げられてきた。本年度はその動向について情報収集を行い、法整備の進展状況を整理し、パートナーと共有した。
- CCUS の事業化において、インセンティブの整備は重要な課題であり、欧米などの海外の事例調査を踏まえて、CAPEX および OPEX への政府補助、並びに税制控除の導入案を提示した。
- 地元住民をはじめとする利害関係者へのアウトリーチ活動の円滑な推進が課題として抽出され、その解決に向けて活動の対象となる行政区、および地域特性の把握を目的とした調査項目を提示した。
- 実証試験時に適用される環境調査の法令の明確化が課題として抽出されていたが、最新情報の収集を行い、UKL-UPL が適用されることを確認し、解決に至った。

3. 事業化計画の検討

3.1 対象事業の概略

CO_2 の貯留対象地とするα油田は、東ジャワ陸上に位置し、前期中新世の炭酸塩岩中に油層が発見され、テストにより原油 4,800bbl/d、ガス 1.3MMscf/d の産出を確認した。

α油田の原油の初期賦存量（OOIP: original oil in place）は 308 MMbbl と推定され、累積生産量は 110 MMbbl を超えている。2019 年時点では原油約 11,000 bbl/d、ガス 15 MMscf/d、水 18,000 bbl/d と報告されている（ADB, 2019）。現在、α油田には 36 坑井が存在し、このうち 27 坑が原油を生産中、8 坑は生産休止中、1 坑が水圧入井として稼働中である。

随伴ガスには CO_2 が 20～25%含まれており、約 10km 北東方に位置するβ油田で分離後、放散されている。実証試験ではパイプラインを敷設の上、この CO_2 を輸送し、α油田の貯留層に圧入する計画である。

一方、商業時の CO_2 の排出源はα油田の南西約 30km に位置するγガス田を想定する。ガスの初期賦存量（OGIP: original gas in place）は約 2.53TCF であり、CO_2 が 30～33%、H2S が 1.3～1.7%含まれている。2022 年第 2 四半期のガスの生産開始とともに約 110 MMscf/d の CO_2 が大気中に放散される予定である。本ガス田はPertamina EP Cepu がオペレータであり、権益の 100%を保有している。

α油田の CO_2 圧入対象となる貯留層は前期中新世 A 層および後期漸新世 B 層の礁性炭酸塩岩からなり、油層の有効層厚は 450ft、平均孔隙率は 33%、平均浸透率は 156mD と報告されている（ADB, 2019）。主要な遮蔽層としてその上位の中期中新世 C 層の泥岩、二次的な遮蔽層として後期中新世 D 層の泥岩が考えられる。

3.2 既存モデルを用いた CO_2 貯留量および増油量の検討

商業時の CO_2 圧入による CO_2 貯留量および増油量の検討については、Pertamina の既存モデル（PT. Pertamina, 2017）を使用し、10 坑の圧入井で CO_2 の圧入レートを 53MMscf/d、77MMscf/d、100MMscf/d の 3 ケース、15 年間の圧入を想定し、貯留層シミュレーションを実施した。その結果、CO_2 貯留量は 7.2～14.1MMton、増油量は 27.7～40.5MMbbl と算定された（表 3-1）。

表 3-1　CO_2 貯留量および増油量

CO_2 圧入レート (MMscfd)	CO_2 貯留量 (MMton)	増油量 (MMbbl)
53	7.2	27.7
77	10.4	37.7
100	14.1	40.5

出所）石油資源開発株式会社（LEMIGAS からの情報提供をもとに作成）

圧入レートが 100MMscf/d のケースでは、遮蔽層においてフラクチャー形成圧力に近い圧力上昇が予想されるが、77 MMscf/d で圧入するケースでは圧入井の坑底圧力の上昇は低く、遮蔽層のフラクチャー形成リスクは小さいと考えられる。本ケーススタディでは、フラクチャー形成による遮蔽層外への CO_2 漏洩のリスクを考慮し、CO_2 を 77 MMscf/d で圧入するケースをベースケースとして、経済性評価で使用した。

3.3 事業スキームと経済性の検討

本プロジェクトの事業内容については、以下項目を契約内容へ含有することが必要と考える。

(1)増油/増ガス分のステークホルダー間での適切な配分
(2)CO_2 クレジットのステークホルダー間での適切な配分
(3)CAPEX および OPEX のコストリカバリー

また、事業スキームとしては下図のような形を想定している（図 3-1）。

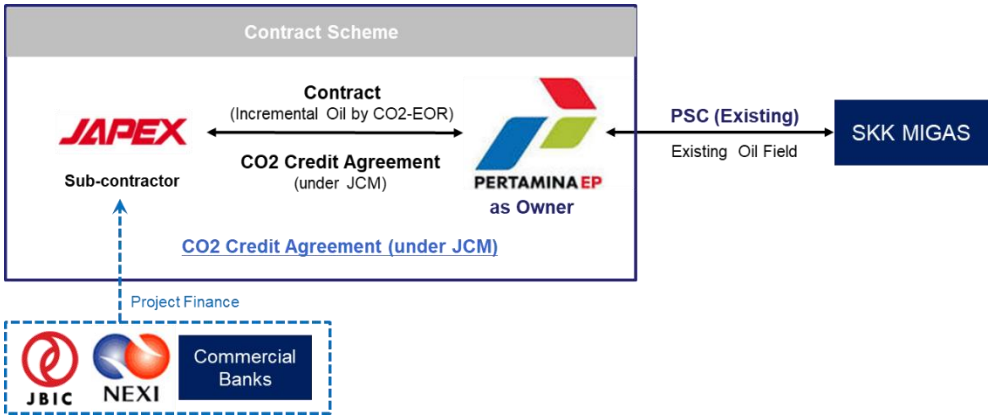


図 3-1　東ジャワ JCM CCUS 事業モデル

出所）石油資源開発株式会社

3.3.1 経済性評価

本年度の事業において、以下表にとりまとめているような形で経済性計算を実施した（表 3-2）。特に、CCUS 事業は油価の影響を受けやすいことから、保守的に事業性評価を行うことを考慮して、昨年以降 70USD/bbl を超える高値で推移している油価については、ベースケースでは 50USD/bbl と想定した。

表 3-2　経済性の諸元・検討結果

ベース	Real ベース（インフレを考慮しない）
コスト回収対象	石油増分収益に対する 100%
国内供給義務	石油増分に対して 25%の量を国際価格の 25%の価格で供給 但し石油増分産出から当初 5 年は免除
原油価格	50 USD/bbl
資本費	516 MMUSD
OPEX	956 MMUSD（15 年間）

原油増産量	37.7 MMbbl（15 年間）
CO_2ネット貯留量	10.1 MMton（15 年間）
JCM クレジット価格	50 USD/t-CO_2
法人税	40.5%
Unlevered IRR	15.3%

出所）石油資源開発株式会社

上記ベースケースの IRR は 15.3%を示しており経済性は十分あるが、これは JCM クレジットが＄50/t-CO_2 で販売できることを想定した数字であり、このクレジット価格以上が実現するような日本及びインドネシアでのカーボンプライシング制度が確立される必要がある。制度の確立が不確実な状況では、CAPEX/OPEX の補助金等のインセンティブ無しには、商業投資を決定することは難しい。

また、同 IRR はプロジェクトベースであり、3.3 でも述べたとおり、今後 Pertamina と協議を行い、(1) 増油/増ガス分のステークホルダー間での適切な配分、(2)CO_2 クレジットのステークホルダー間での適切な配分、(3)CAPEX および OPEX のタイムリーなコストリカバリーを実現することが重要である。

また、ベースケースに与える油価及び CO_2 削減価値の事業性の感応度分析を行った（表 3-3）。本調査事業においては、油価の影響も大きいが、CO_2 削減価値が事業性に与える影響が大きいことが見受けられる。

表 3-3　石油価格および CO_2 削減価値による IRR の感度分析

		Oil Price[$/BBL]					
		40	50	55	60	65	70
CO2 Reduction Value [$/CO2-Ton]	2	-5.7%	4.7%	7.8%	10.6%	13.2%	15.8%
	5	-3.8%	5.5%	8.5%	11.3%	13.9%	16.3%
	10	-1.1%	6.8%	9.7%	12.4%	14.9%	17.3%
	25	3.3%	10.2%	12.9%	15.4%	17.7%	20.0%
	50	9.0%	15.3%	17.7%	19.9%	22.1%	24.3%
	75	14.0%	19.7%	21.9%	24.1%	26.2%	28.2%
	100	18.4%	23.8%	26.0%	28.0%	30.0%	31.9%

出所）石油資源開発株式会社

4. 課題と対応策の検討

4.1 Pertamina による貯留層シミュレーションの検討

2019 年以降、Pertamina は既存の貯留層モデルで課題となっていた二次孔隙の影響を考慮した Dual porosity システム等を含む新規貯留層モデルの構築作業を行ってきた。二次孔隙の影響を分析するため、新たに CO_2 フラッディングにおける流体飽和率のデジタルコア解析を行った。

新しいシミュレーションモデルはヒストリーマッチング作業を実施後、α油田全体の将来予測のためのケーススタディを行う。ケーススタディでは、CO_2 圧入のシナリオに加え、水と CO_2 の交互圧入(WAG, Water-Alternating Gas)のシナリオなど様々なシナリオの検討、および CO_2 圧入坑井配置による CO_2 貯留量、増油量の最適化の検討を実施予定である。

4.2 ジオメカニクスの検討

4.2.1 概要

ジオメカニクスが関与する CO_2 の漏洩経路への影響として、遮蔽層毛細管圧力の変動、引張型開口き裂の発生、断層再活動に伴う断層浸透率の上昇が挙げられる。今年度の検討においては、昨年度の作業の改善と CO_2 漏洩評価の信頼性向上を目的として以下を実施した。

① 断層浸透率の振れ幅に関する文献調査
② カッティングス試料に対する水銀圧入試験及びインデンテーション試験の実施と遮蔽層物性評価（流動特性、力学特性）
③ α油田構造を表現した流動シミュレーションモデルの構築
④ ①～③の成果を用いた流動シミュレーションと感度解析
⑤ ②の成果に基づくジオメカニカルモデルの更新とジオメカニカルシミュレーション及び流動 - 力学連成解析の準備

4.2.2 遮蔽層・貯留層の物性値

遮蔽層の物性は CO_2 の貯留健全性に大きな影響を与えるが、コア試料が乏しいため、弾性率、スレッショルド圧力、浸透率などの物性値の推定に大きな不確実性をともなう。本年度の調査では、この不確実性の低減を目的として、カッティングス試料からの物性情報の取得を試みた。

微細な物質の硬度や弾性率などの力学的な物性を測定する技術として、インデンテーション試験という技術が知られており、0.1nm の高分解能でカッティングス試料の変形を計測し、精度の高い弾性率評価を行うことができる。JOGMEC の技術支援の下、インデンテーション試験によって得られたカッティングス試料の弾性率データをもとに、2 つの岩相モデルを設定の上、アップスケーリングを行い、遮蔽層の弾性率を 17.0GPa および 7.5GPa と推定した。貯留層および上載層の弾性率は、物理検層および既往スタディを参考に、それぞれ 20GPa、5GPa と設定した。

カッティングス試料への水銀圧入による毛細管圧力試験（MICP）から、遮蔽層のスレッシ

ョルド圧力を決定することができる。C 層泥岩のスレッショルド圧力は 1.54～7.84MPa と推定され、保持可能な CO_2 コラム長は 320～1,800m と優れた遮蔽性を有することが確認された。

4.2.3　遮蔽層からの漏洩

遮蔽層からの CO_2 漏洩リスクを検討するためにα油田構造を対象とした 3 次元流動シミュレーションを実施した。油層内の油のコラムによって生じる浮力と遮蔽層のスレッショルド圧力が平衡していると仮定して算出されるスレッショルド圧力 0.94Mpa および浸透率 2.69×10^{-5} を設定したベースケースでは、100 年後に遮蔽層内へ流入する CO_2 の量は 0.1%であり、かつ遮蔽層外へは漏洩しないことが示唆された（図 4-1、図 4-2）。また、カッティングス試料の MICP 試験によって新たに取得されたスレッショルド圧力（1.57MPa）および浸透率（5.60×10^{-6}）を設定したケースでは、遮蔽層への漏洩はほぼ認められない。

CO_2 が万が一、遮蔽層から漏洩した場合の状況を理解するために、極端なケースとして遮蔽層の浸透率を 2mD、スレッショルド圧力を 0.47MPa と設定して、シミュレーションを行なった。本ケースでは圧入した CO_2 全体の約 10%が遮蔽層に流入するが、その広がりも限定的であり、遮蔽層より上位の層には CO_2 が漏洩していないことが分かる。これらの結果は、α油田の遮蔽層が高い CO_2 の遮蔽能力を有することを示唆している。

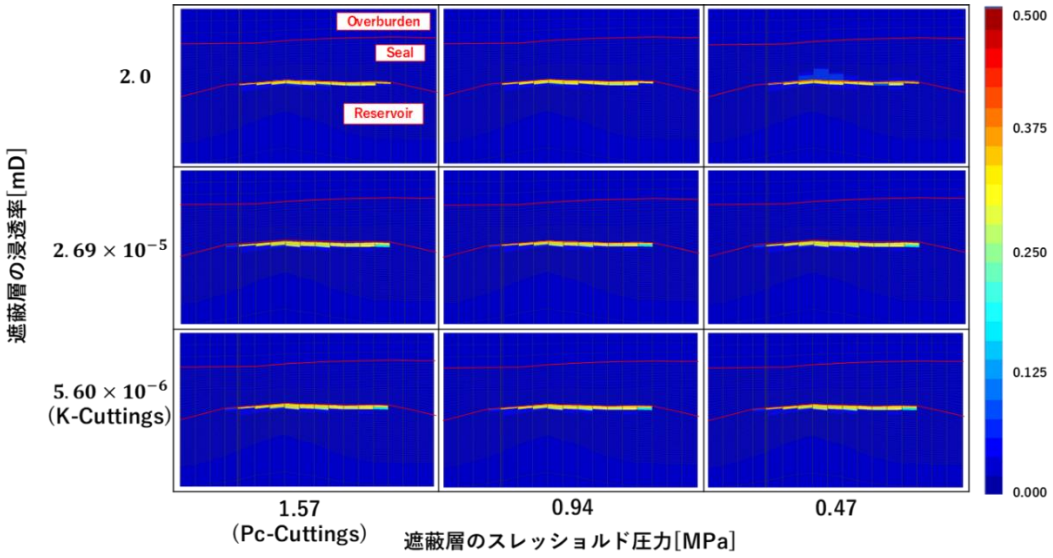


図 4-1　100 年後の CO_2 ガス飽和率（東西断面）

出所）石油資源開発株式会社

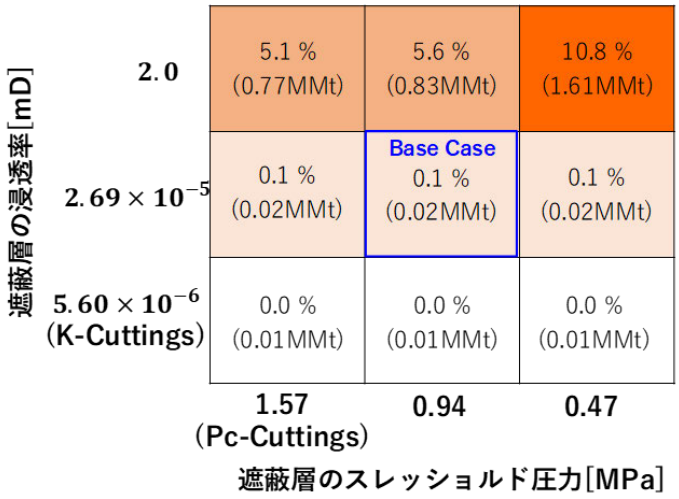


図 4-2　100 年後の遮蔽層内の CO_2 量

出所）石油資源開発株式会社

4.2.4　断層からの漏洩

α 油田の北部に位置する断層 1、構造の頂部に位置する断層 3、南部に位置する断層 6 を対象に、断層からの CO_2 漏洩の可能性を検討した。シミュレーションの結果、CO_2 の漏洩量という点では 3 つの断層のうち、α 油田構造の頂部に位置する断層 3 の影響が大きい。圧入開始から 10 年後、100 年後に、圧入した CO_2 全体のそれぞれ 1.5%、2%が遮蔽層内に流入しているが（図 4-3）、遮蔽層より上位の層には CO_2 が漏洩しないとの結果が得られた。

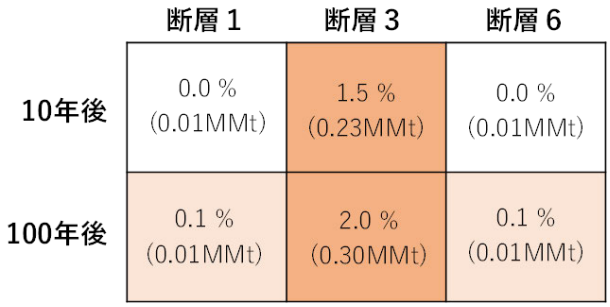


図 4-3　10 年後および 100 年後の各断層における遮蔽層内の CO_2 量

出所）石油資源開発株式会社

上記の断層 3 について、本調査で推定された応力と間隙圧力を用いて滑り傾向係数（Slip Tendency）を計算した結果、想定する圧力上昇では、この断層がせん断滑りを起こす可能性は低いと評価される。

4.3 貯留層内での地化学反応に関する予察検討

CO_2 の臨界温度は 31.1℃、臨界圧力は 7.38MPa に対して、現在の α 油田の貯留層は温度 126℃、圧力 17.9MPa の超臨界状態（ADB, 2019）であり、貯留層内に存在する油に CO_2 が溶解することから、基本的には圧入された CO_2 と岩石との間での反応はほとんど発生しないと

考えられる（Rochelle et al., 2004）。

しかしながら、同油田では長年の原油生産および水攻法の実施により、油層中にも水の浸入が認められることから、圧入したCO_2が地層水に溶けて酸性流体を形成する可能性も考慮する必要がある。CO_2を圧入した坑井の近傍では溶解反応(4.3-1)が進行するが、圧入井からの距離とともに次第に逆方向の反応(4.3-2)が進行し、炭酸塩鉱物が沈殿する。なお、多くの場合、沈殿よりも溶解反応が卓越すると指摘されている（徂徠, 2013）。

$$CaCO_3 + CO_2\ (aq) + H_2O \rightarrow Ca^{2+} + 2HCO_3^- \cdots\cdots (4.3\text{-}1)$$

$$Ca^{2+} + 2HCO_3^- \rightarrow CaCO_3 + CO_2\ (aq) + H_2O \cdots\cdots (4.3\text{-}2)$$

溶脱反応は貯留層の孔隙および孔隙スロートを拡大し、孔隙率や浸透率が増加すること（André ほか, 2007、下河原, 2019）、および孔隙内でのCO_2圧の増加によりフラクチャーが形成される可能性があること（Gunter ほか, 2004）などによって、CO_2貯留量および圧入レートを改善することが期待される。

一方、炭酸塩貯留層および上位の遮蔽層の力学的強度を低下させ、これらの地層の変形や破壊を引き起こす可能性もある。また、炭酸塩の沈殿は貯留層の孔隙スロート径を狭めて浸透率の低下を招くことが予想される。

したがって、現在想定しているCO_2圧入計画を実行した場合に、貯留層内においてどのような反応が起こりうるかを把握し、あらかじめ必要な対策を準備しておくことが重要である。

4.4 坑井健全性の検討

Pertamina から提供を受けたデータをもとに、昨年度は掘削終了時点での坑井健全性の検討を実施したが、本年度は現時点における坑井健全性の検討を実施した（表 4-1、図 4-4）。

表 4-1　坑井健全性検討に必要なデーター覧

No.	データ	詳細	用途
1	坑口装置＆クリスマスツリー状態	・バルブやリングガスケットのリークの有無 ・チュービングハンガーやケーシングハンガーのシールダメージが原因と考えられるアニュラスとの圧力導通の有無	・坑口装置＆クリスマスツリーの健全性評価 ・CO2漏洩リスクの評価
2	セラーの状態	・オイルやガスリークの有無	・サーフェスケーシング＆セメントの健全性評価 ・CO2漏洩リスクの評価
3	スリックライン作業履歴	・スリックラインがタグした深度や負荷のあった深度	・チュービング＆パッカーの健全性評価 ・チュービング内外圧導通可能性の評価
4	アニュラスA,B,C圧力履歴	・生産開始以降(直近5年分でも可)のアニュラス圧力記録（アニュラスAはTBG～9-5/8"CSG間、Bは9-5/8"CSG～13-3/8"CSG間、Cは13-3/8"CSG～20"CSG間）	・チュービング、パッカー、ケーシング＆セメントの健全性評価 ・CO2漏洩リスクの評価
5	生産履歴	・アニュラス圧力変化の原因究明の際に必要な生産量、内圧、温度等	・アニュラス圧力変化の原因究明 ・CO2漏洩リスクの評価
6	生産流体組成	・生産流体の成分分析結果	・プロダクションケーシング裏側セメントの健全性評価 ・貯留層と他層との圧力導通可能性の評価
7	アニュラス流体組成	・アニュラス圧力を払った際のサンプリング＆払い流体成分分析結果、およびシャットイン後の圧力回復状況	・チュービング、パッカー、ケーシング＆セメントの健全性評価 ・CO2漏洩リスクの評価
8	チュービング＆パッカー状態	・チュービングやパッカーリークの可能性有無 ・有りの場合は可能性の高い原因、および現況	・チュービング内外圧、およびパッカー上下導通可能性の評価

出所）石油資源開発株式会社

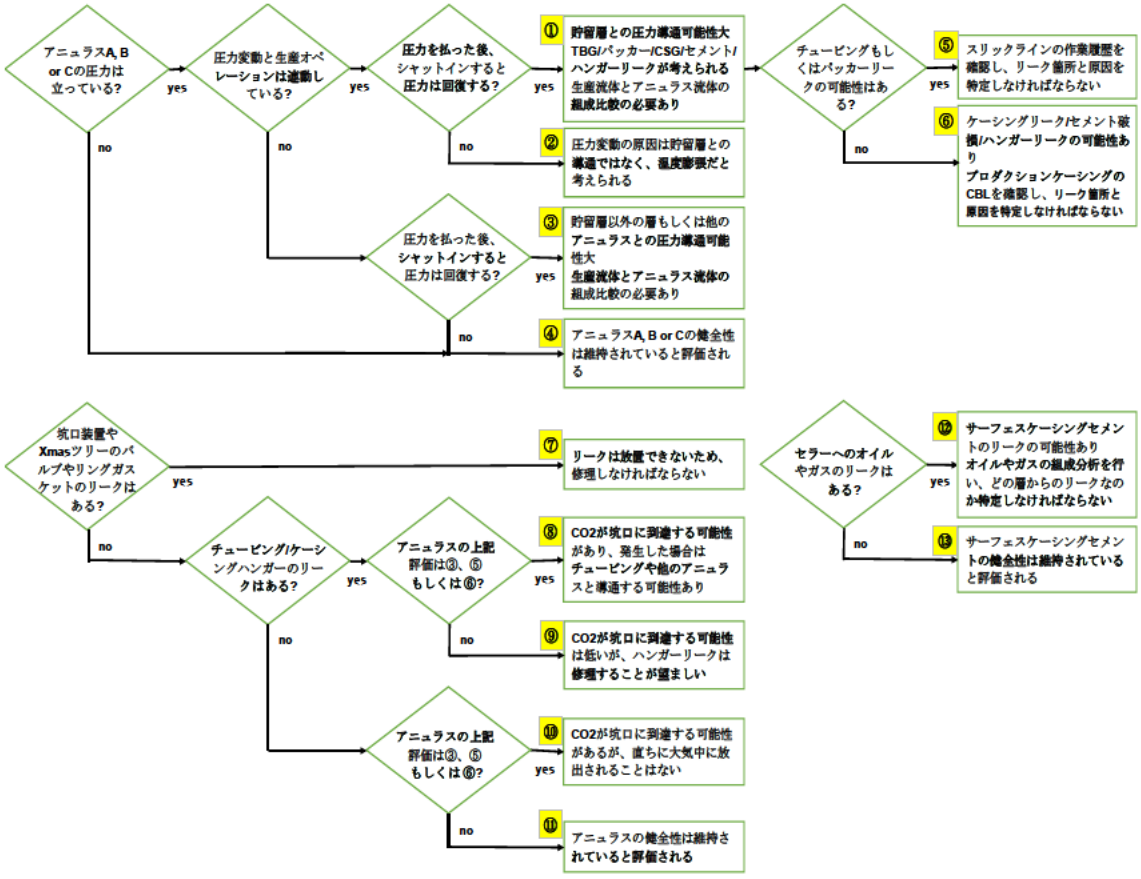


図 4-4　坑井健全性検討フローチャート

出所）石油資源開発株式会社

入手したデータの範囲では、特に大きな問題は認められていないものの、必要なデータが不足していることから、坑井の健全性を的確に把握するためには追加調査を行う必要があると判断する。

現時点における坑井健全性に関する検討結果は以下のとおり要約される。

1) 実証試験時に圧入井として使用することが検討されている坑井については、追加調査の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) 実証試験時にモニタリング井として使用することが検討されている坑井のうち、1坑については、セラー内に油が確認されており、追加調査の結果によっては改修作業を検討しなければならない。
3) 他の坑井については、追加調査の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。

4.5 モニタリング計画の検討

主に今年度行ったジオメカニクス・スタディ結果（「4.2 ジオメカニクスの検討」参照）を踏まえて令和 2 年度に策定したモニタリング計画の見直しを行った。

スタディの結果より不確定要素がある程度解消されたために、令和 2 年度では詳細が不明なため「Middle」としていた「リスク発生確率」が「Low」になった項目が 1 つ、「Low-

Middle」になった項目が３つ、「High」から「Middle」になった項目が１つとなり「High」のカテゴリーの項目が無くなった。

モニタリング仕様のうち頻度に関して、スタディ結果に加え実証時には圧入期間が 1 年であり十分短いこと、また対象構造ではこれまで油を胚胎してきたこと（構造頂部からの油の漏洩がないこと）などより、特に地表付近でのモニタリング項目、土壌ガス分析及び浅層地下水分析用試料のサンプリング頻度をベースライン調査時、圧入期間中、圧入後とも年 4 回から 2 回に削減した。また土壌ガス分析のサンプリングポイントも再検討し実証時には当初計画の 11 点から 17 点に、商業時では 30 点から 25 点に変更した。

4.6 周辺油ガス田における CO_2 貯留量及び健全性の検討

α 油田の周辺には、炭酸塩岩を貯留層とする複数の油ガス田が近接して存在する。これらの油ガス田は、α 油田の CO_2 貯留量が想定よりも下振れした場合の代替貯留層となる可能性、並びに東ジャワ地域を対象とする CCUS の将来の貯留地となる可能性が考えられることから、その実態を把握することは本地域における CCUS の事業性を評価する上で重要である。

これらの油ガス田の埋蔵量情報をもとに、CO_2 貯留可能量を概算した結果、その総量は 1 億トンを超え、膨大なアップサイドポテンシャルが存在することが判明した。

これらの油ガス田はいずれも漸新世～中新世の炭酸塩岩を貯留層とし、その上位を中新世の細粒堆積相からなる遮蔽層で被覆されている。α 油田と同じ構造区に位置し、大局的な構造発達史が共通していることから、CO_2 の貯留健全性についても α 油田と共通点が多いものと推察され、一定程度の貯留健全性を有することが期待されるが、詳細については個々のサイト毎に評価する必要がある。

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、インドネシアの石油・天然ガス開発事業における環境負荷低減の取り組みの継続、拡大によって、CO_2 排出量が現状維持より少なく推移する想定で算定された排出量（以下、リファレンス排出量とする）から、JCM 補助事業によって導入された手法を用いてプロジェクト活動を実施した際に貯留サイトからの漏洩等によって排出される CO_2 排出量（以下、プロジェクト排出量とする）を減じたもの、すなわち、

排出削減量 = リファレンス排出量 − プロジェクト排出量

と定義される。

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。本事業では図 5-1 のような CO_2 リサイクリングを想定している。

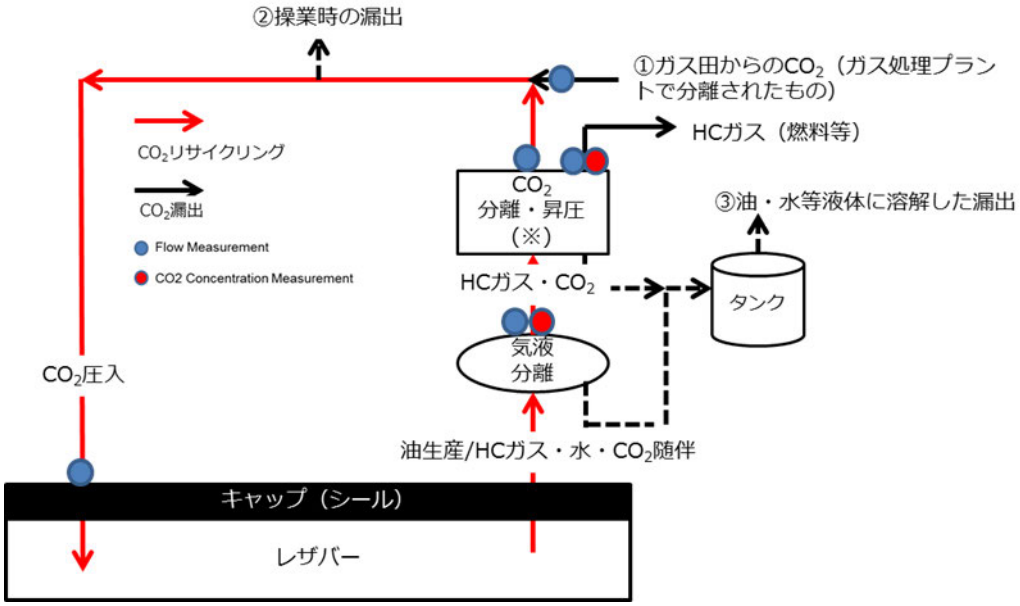


図 5-1　CO_2 リサイクリング概念図

出所）石油資源開発株式会社

リファレンス排出量は、油ガス田から供給される CO_2（①）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（②）、油・水等の液体に溶解することによる損失（③）、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

$$RE_p = \Sigma (M_{injected_CO_2,p} + M_{in-situ_CO_2,\,p} - M_{recycled_CO_2,\,p}) \cdots (1)$$

$$M_{injected_CO_2,\,p} = V_{injected_gas,\,p} \times F_{injected_CO_2} \times \rho CO_2 \cdots (2)$$

$$M_{in-situ_CO_2,\,p} = V_{produced_gas,\,p} \times F_{produced_CO_2,\,i} \times \rho CO_2 \cdots (3)$$

$$M_{recycled_CO_2,\,p} = M_{produced_CO_2,\,p} - M_{in-situ_CO_2,\,p} \cdots (4)$$

$$M_{produced_CO_2,\,p} = V_{produced_gas,\,p} \times F_{produced_CO_2} \times \rho CO_2 \cdots (5)$$

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
$F_{injected_CO_2}$	圧入ガス中に含まれる CO_2 濃度（%）	モニタリング
$M_{in-situ_CO_2,\,p}$	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
$F_{produced_CO_2}$	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

$$PE_p = PE_{capture,\,p} + PE_{trans,\,p} + PE_{eor,\,p} \cdots (6)$$

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。既知の問題ではあるが、インドネシア-日本二国間 JCM 下では JCM の Sectoral scope（産業分野・技術分野）に CCS/CCUS が含まれていないため、CCS/CCUS プロジェクトの検証作業を実施できる団体がない。今後、Sectoral scope の追加・拡大などが行われれば、検証作業を行うことが可能となるため、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 5-2）。

排出削減量 = BaU 排出量 − プロジェクト排出量

一方、JCM では環境十全性を十分に考慮した活動を目指し、国際的に移転される緩和成果（ITMOs : Internationally Transferred Mitigation Outcomes）の活用が、結果的に温室効果ガス排出量の増加にならないようにとの視点から、BaU 排出量をより保守的に設定する（少なく算定する）こととし、これを 「リファレンス排出量」と定義している。既述のとおり（5.1.1 参照）、JCM における排出削減量は、「リファレンス排出量」と「プロジェク

ト排出量」の差として算定される。

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

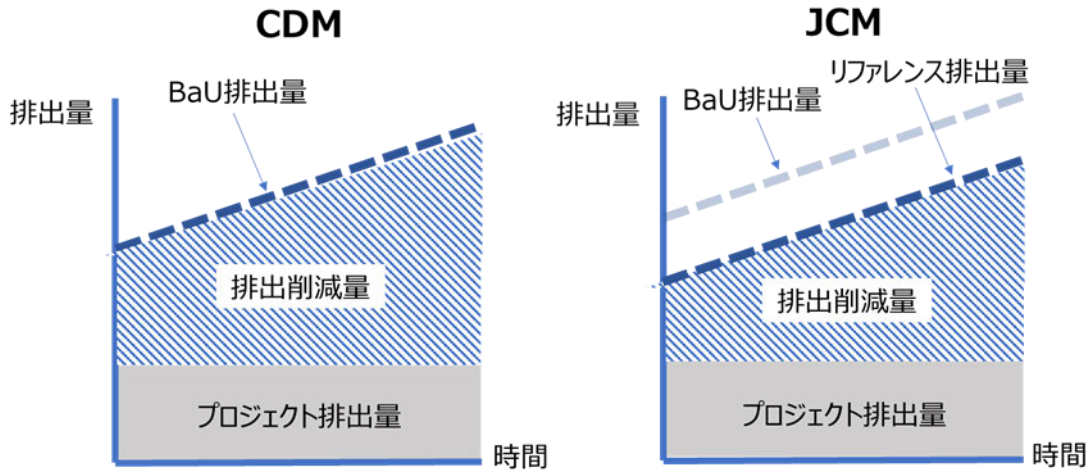


図 5-2　CDM と JCM における排出削減量の違い

出所）一般財団法人　日本エネルギー経済研究所（2022)を一部改変

リファレンス排出量が過大評価になる一因として、貯留層における CO_2 の長期挙動の不確実性を挙げることができる。原油・天然ガスの生産量の実績が事前の予測を下回ることは珍しいことではなく、CCUS プロジェクトにおいて総圧入量が当初の予測を下回り、リファレンス排出量が過大評価になることを想定することは妥当と考える。たとえば、当初計画よりも早期に CO_2 圧入が終了した場合、上式の総圧入量が減少し、リファレンス排出量が下方修正されることになる。このような事態を考慮し、事前のシミュレーション等によって合理的に予想された CO_2 圧入終了時期よりも一定期間早く圧入を停止するケースを想定し、総圧入量を堅めに見積もることによってリファレンス排出量を保守的に設定する方法を検討する価値があるだろう。

なお、一般的には排出削減量の過大評価を回避するという目的に対して、リファレンス排出量を保守的に設定する以外に、プロジェクト排出量を厳しく設定する（多めに算定する）という方法も取られている。たとえば、本事業にかかわる施設から排出される CO_2 量に関して、設計上の年間稼働率である 90%（稼働日数 328.5 日）を想定する代わりに、稼働率を 100%と想定し、排出削減量の保守性を担保するという選択肢もある。

今後、他の事例を参照しつつ、具体的な算定方法および基準を提案することとしたい。

5.1.3 貢献度把握の算定手法

本事業においては、以下の技術導入によって、CO_2 排出削減、事業リスク（CO_2 の漏洩など）

の軽減、CO_2 貯留・原油増産計画の最適化などへの貢献が期待される。これらの CO_2 排出削減への貢献度はこれらの技術の総和として体現されるが、その多くは前節と重複するため、本節では超臨界 CO_2 パイプラインの導入にともなう CO_2 排出削減の貢献度に着目した算定方法を記載する。

- CO_2 回収・輸送システム（超臨界 CO_2 パイプライン）
- CO_2 貯留・原油増産技術
- CO_2 貯留健全性評価技術（ジオメカニクス、モニタリングなど）

超臨界 CO_2 パイプラインの導入によって削減される CO_2 は主として圧入工程におけるコンプレッサーの容量の低減によるものである。通常の CO_2 ガスパイプラインを使用した場合に必要となるコンプレッサーの電力使用による CO_2 排出量を $PEcomp_elec_gas,\ p$ とし、超臨界 CO_2 パイプラインを使用した場合に必要となるコンプレッサーの電力使用による CO_2 排出量を $PEcomp_elec_sc,\ p$ とすると、CO_2 削減における貢献度は、以下の式で算定される。

（貢献度）$= PEcomp_elec_gas,\ p - PEcomp_elec_sc,\ p$ ・・・・・・(8)

5.2 排出削減見込量の試算

α 油田の事業化計画案にもとづき、現時点で見込まれる削減量を表 5-1 に示す。

リファレンス排出量のうち、CO_2 圧入量については、圧入開始前に設置する流量計によって測定するが、今回の試算においては、既存モデルを用いた CO_2 圧入スタディの中間ケースにあたる 77MMscf/d の圧入レートを保守的な暫定値として採用し、15 年間の圧入量とした。リサイクル 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が、二重計上を避けるため、CO_2 の圧入量からは除いた。α 油田では CO_2 原油生産操業によって随伴ガスに含まれる In-situ CO_2 は処理施設でセールスガスと分離後、放散されている。本計画ではこの In-situ CO_2 も圧入することを想定していることから、リファレンス排出量として加算した。原油生産にともない産出した水は、油層の圧力維持のため、再び地下に圧入されるため、水に溶解した CO_2 による漏出量は 0 とした。

プロジェクト排出量については、施設からの漏洩量を FS レベルでは把握できないため、回収・輸送・EOR 工程における電気の使用に伴う CO_2 排出量を算定した。油層外への CO_2 漏洩量については、IPCC で設定されている漏洩率（1%）を適用し、試算した。

その結果、JCM 方法論にもとづく本事業の CO_2 排出量は、約 1,000 万トンと試算される。

表 5-1　JCM 方法論に基づく CO_2 削減量（単位：t CO_2）

リファレンス排出量	
パラメータ	CO_2 数量
γ ガス田から排出された CO_2 の圧入量	9,503,211
α 油田から排出された CO_2 の圧入量	864,070
計	10,367,281

プロジェクト排出量	
パラメータ	CO_2 数量
電気使用に伴う CO_2 排出量	243,460
油層外への CO_2 漏洩量	103,673
計	347,133
排出削減量	
（リファレンス排出量）-（プロジェクト排出量）	10,020,148

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

令和 3 年 6 月 22 日、23 日に経済産業省と東アジア・アセアン経済研究センター（ERIA）が主催した「第 1 回アジア CCUS ネットワークフォーラム」に参加し石油資源開発（株）の取り組みの紹介を行った。令和 3 年 12 月 16 日には LEMIGAS、Pertamina 及び現地国関係者向けにインドネシア共和国での JCM に関する理解を深めるために JCM に関する啓蒙的なセミナーを開催し JCM に関しての理解を促進した。また、令和 4 年 2 月 9 日にはインドネシア共和国での CCUS の実装及び普及をはかるために、現地国パートナー（LEMIGAS）を通じてプロジェクトワークショップを開催の上、本事業の総括及び調査結果の共有を図った。

7. 総括

インドネシア共和国では 2021 年 10 月にカーボンプライシングに関する大統領令が制定され、国としての CO_2 排出削減の取り組みにかかわる大綱がまとめられた。石炭火力発電所に対しては CO_2 排出権取引の試験的実施、並びに 2022 年 4 月からの炭素税の導入が決定されるなど CCUS の事業化に必要な関連制度の整備に着実な進展が見られた。

本調査の対象事業は、東ジャワ陸上で新たに生産が開始されるγガス田から放散が予定されている CO_2 を超臨界状態でα油田にパイプライン輸送し、その貯留層に圧入することによって、CO_2 排出量の削減を実現するとともに、原油の増産に貢献することを目的としている。

本年度の調査では、実証試験および商業化を円滑に推進するため、地元住民および自治体へのアウトリーチ活動の実績や石油・天然ガス事業において適用される環境影響評価作業について調査し、今後必要となる対策を整理した。

既存の貯留層モデルにもとづくシミュレーションによって、CO_2 削減量、原油増産量の検討を行うとともに、CO_2 輸送、圧入関連施設や操業にかかわるコストを試算の上、プロジェクトの経済性検討を行った。その結果、本事業の経済性に対する CO_2 クレジットおよび油価の影響が明らかになり、CCUS 事業に対するインセンティブ等の政策、制度の整備が重要であることが示唆された。

CO_2 の貯留健全性評価については、坑井で採取された岩石試料を活用した新たな遮蔽層評価手法の導入によるジオメカニカル・シミュレーションの精緻化を実施し、その結果をもとにモニタリング計画を一部修正した。また、坑口圧力に関する長期計測データを入手、分析し、既存坑井の健全性評価を行うとともに、追加調査の必要性を明らかにした上で具体的方

法を提案した。

JCM CCUS 方法論については、CO_2 排出削減量の過大評価を避けるため、リファレンス排出量およびプロジェクト排出量について検討を行い、適正な設定方法について整理した。本事業による CO_2 排出削減量については、15 年間で約 1,000 万トンとの試算値を得た。

今後は、実証試験および商業化の実現に向けて、CCUS の商業化に資する効果的なインセンティブの検討、貯留層シミュレーションの修正、ならびにその結果にもとづく実証試験および商業時の開発計画の最適化、経済性評価、商業時の事業スキームに関する検討、JCM 方法論の策定など残された課題の解決に取り組む。

本事業は東ジャワ α 油田における CCUS の商業化を目指すものであるが、その実現によって CO_2 排出削減にかかわる JCM 方法論の確立、並びに CO_2 排出源と貯留地を結ぶインフラストラクチャの整備に貢献するものであり、東ジャワからインドネシア共和国全体への CCUS 事業の拡大、および同国内で 130 億トンの貯留ポテンシャルが見込まれる CCS の商業化の駆動力になることを期待する。

参考文献

- André, L., Audigane, P., Azaroual, M. and Menjoz, A., 2007, Numerical Modeling of Fluid-rock Chemical Interactions at the Supercritical CO_2-liquid Interface during CO_2 Injection into a Carbonate Reservoir, the Dogger Aquifer (Paris Basin, France). Energy Convers. Manag., p.1782-1797.
- Asian Development Bank, 2019, Pilot CCUS Enhancement Study, Retrieved from https://www.adb.org/sites/default/files/project-documents/49204/49204-002-tacr-en_1.pdf
- Gunter, W. D., Bachu, S. and Benson, S., 2004, The Role of Hydrogeological and Geochemical Trapping in Sedimentary Basins for Secure Geological Storage of Carbon Dioxide. In Baines, S. J. and Worden, R. H. eds., Geological Storage of Carbon Dioxide, The Geological Society, London, p.129-145.
- 日本エネルギー経済研究所, 2022, 2021 年度 JCM 方法論検討支援作業 JCM クレジットの現状と課題, 15p.
- PT. Pertamina, 2017, Laporan Akhir Pre-feasibility Study CO_2 EOR, Upstream Technology Center Pertamina.
- Rochelle, C. A., Czernichowski-Lauriol, I. and Milodowski, A. E., 2004, The Impact of Chemical Reactions on CO_2 Storage in Geological Formations: a Brief Review. In Baines, S. J. and Worden, R. H. Eds., Geological Storage of Carbon Dioxide, The Geol. Soc., London, p.59-85.
- 下河原麻衣, 2019, 原油増進回収法適用時における貯留層特性に関する研究, 北海道大学大学院工学院博士課程学位論文, 105p.
- 徂徠正夫, 2013, CO_2 地中貯留における長期地化学プロセス, 地質学雑誌 第 119 巻 第 2 号, p.139-152

（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東ジャワα油田におけるJCM CCUS実現可能性調査

委託事業名：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）

受注事業者名：石油資源開発株式会社

頁	図表番号	タイトル
20	図5-2	CDMとJCMにおける排出削減量の違い

FY2021 Study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (Feasibility studies for JCM (including CCUS), Secretariat work for international contribution quantification, and CCUS promotion and deployment support work): JCM feasibility study in the CCUS sector

JCM CCUS Feasibility Study in α Oil Field, East Java, Republic of Indonesia

Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

1. Purpose and implementation structure

The purpose and implementation system of the project are described below.

1.1 Purpose

Japan has used CO_2 reduction mechanism including JCM to promote the spread of excellent low-carbon and decarbonization technologies and products in developing countries, and to reduce greenhouse gas emissions in those countries. It has contributed to emission reduction.

In recent years, carbon dioxide capture, utilization and storage (CCUS) technology, in which Japanese companies have strengths in elemental technologies, can lead to the expansion of JCM projects and the further utilization of JCM. Utilization of these Japanese CCUS technology is paid attention, and it is expected that it will contribute to global warming countermeasures throughout the world through the spread of CCUS technology. On the other hand, in promoting the spread and development of CCUS, the development of related policies, systems, and business models have become issues. Against this background, at the Energy Ministers' Meeting of East Asia Summit in November 2020, Japan proposed the launching of the "Asia CCUS Network" as a platform for sharing knowledge and developing environment for the spread of CCUS in the ASEAN and East Asia region. After that, in June 2021, the first meeting of the Asian CCUS Network was held.

In this feasibility study, with the aim of creating a business environment in which CCUS projects utilizing JCM will be disseminated and developed under the initiative of the private sector, the feasibility of CCUS in the Republic of Indonesia is investigated.

1.2 Implementation Structure

The diagram below shows the implementation structure for this feasibility study.

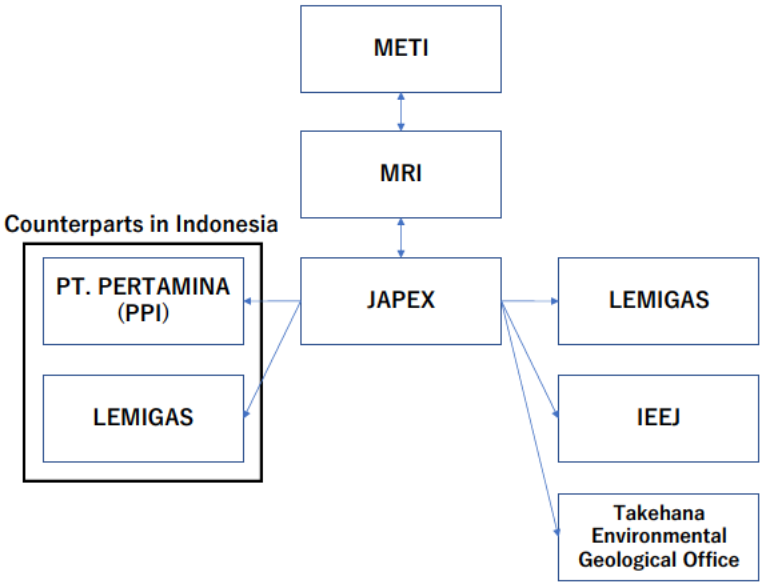


Figure 1-1 Implementation Structure

Source) Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

2. Related policies, systems and regulations

2.1 Trends in JCM-related policies, systems and regulations

2.1.1 Paris Agreement Article 6 and JCM

The 26th session of the Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change (COP26) was held in Glasgow, UK, for about two weeks from October 31, 2021 to November 13, 2021. In the Paris Agreement adopted in 2015, the introduction and utilization of market mechanisms such as CDM and JCM were stated as measures against global warming (Article 6 of the Agreement). But a rulebook (implementation guideline) was not formulated, due to the confusion of the speculations of the participating countries, thus it has not been possible to reach an agreement on implementation rules. Since the international transfer of emission reductions was officially approved at COP26, the way to incorporate the GHG emission reductions (carbon credits) acquired by each country through the framework of JCM into their own NDC was opened. In consequence, it is expected that the demands of each country for JCM will increase further.

2.1.2 Indonesian Presidential Decree on Achieving NDC and Carbon Pricing

On October 29, 2021, just before COP26, the President of the Republic of Indonesia signed 2021 Presidential Decree No. 98 on the implementation of carbon pricing to achieve NDC and reduce GHG emissions. The presidential decree provides guidance on GHG emission reduction efforts in national development aimed at achieving NDC, and at the same time, the basis for introducing a carbon pricing (converting GHG emission reduction to economic value) system as a measure to reduce emissions.

This presidential decree consists of 10 chapters and 90 articles, and each plan describes climate change mitigation measures (mitigation measures against actual climate change) and adaptation to climate change (preparation of climate change tolerance). "Efforts to achieve NDC goals" that stipulate planning, formulation, implementation of plans, monitoring and evaluation of measures, carbon trading, performance-based payments for GHG emission reductions, carbon taxes, and other mechanisms (at the discretion of the Minister) stipulates a general framework for the "carbon pricing implementation procedure".

It is supposed that these measures are implemented in many sectors and sub-sectors which include Energy, Waste, Industrial processes and Product use, Agriculture, Forestry, and Others (at the discretion of the Minister).

2.2 Consideration of CCUS incentives

Incentives of Indonesia were summarized below from the perspectives outside and inside Indonesia.

2.2.1 Trends outside Indonesia

Many CCS and CCUS projects have begun being considered in Indonesia, but the incentive system has not yet been in place. The incentive systems have been scrutinized in developed countries such as Europe and the United States, and the following systems exist currently.

- US "Section 45Q"
- EU “Innovation Fund”

• Norway “Longship Project”
• Netherlands "SDE ++"
• UK "CCS Infrastructure Fund"
• Australia "CCUS Development Fund"

Incentives are broadly divided into three categories: CAPEX, OPEX, and tax deduction. Europe mainly supports CAPEX and OPEX, and the United States has a tax deduction support system (Section 45Q). It is important for a project to be commercially viable to be given such incentives, until the self-sustaining market of CCS/CCUS is established. Designing incentive system referring to the above systems is required in Indonesia as well.

2.2.2 Trends inside Indonesia

As mentioned in 2.1.2, Indonesia enacted Presidential Decree No. 98 and started designing the system for the introduction of CCS/CCUS. In 2022, the carbon emission will be capped and the emission above the cap will be taxed on coal-fired power plants at a minimum tax rate of 30,000 Rp / t-CO_2 (about 2.1 US $ / t-CO_2). It is expected to expand the scope of application to all industries in 2025.

On the other hand, in 2021, emissions trading was started for coal-fired power plants on a trial basis with a trading volume of 42,000 t-CO_2 and a trading value of 1.54 billion Rp. Emissions trading is expected to become mandatory in 2024. In the future, it is expected that the scope will be expanded to all industries in such a way that the carbon tax and the price of emissions trading are linked.

2.2.3 Introducing incentives for CCUS business in Indonesia (draft)

Based on the current situation in Indonesia and abroad described in 2.2.1 and 2.2.2 above, we examined what kind of incentives would be needed for the CCUS business.

The CCUS business is at the stage where some kind of policy assistance is needed at this point, but it is expected that a carbon pricing system such as carbon tax and emissions trading will be gradually established. It is considered that in the end, a self-sustaining market will be formulated where transactions are made between the CO_2 emitters and the CO_2 storage companies on a commercial basis without necessity of incentives.

In order to make the assumptions of "incentives required at present" described above, the following incentive proposals are assumed.

[Proposed incentive]
Proposal 1: CAPEX 50% subsidy case
Proposal 2: CAPEX 50% subsidy and OPEX 50% assistance for 10 years case
Proposal 3: CAPEX 50% subsidy and $ 35 / t-CO_2 tax deduction case

In 3.3.1, the economic efficiency of the above three proposals is verified.

2.3 Investigation of outreach activities

2.3.1 Outreach activities

In order for a wide range of generations to recognize the significance of implementing CCUS and the position of CCUS in global warming countermeasures, it is necessary to foster social acceptance

through the following outreach activities.

1) Fostering social and policy acceptability: Communicate the need for CCUS through related information such as global warming and energy issues.
2) Fostering regional acceptability: In addition to continuous communication activities to gain trust, prepare for risk communication regarding carbon dioxide leaks, induced earthquakes, etc. and emergency response.
3) Fostering business acceptability: In order to obtain business profitability, it is necessary to support by national policies.

In order to achieve these goals, holding meetings with stakeholders such as local governments, municipalities and local stakeholders and mutual communication for introducing case studies in developed countries and contribution to the global warming must be necessary. In addition, to spread the message through the media and the homepages of the project entities seems to be effective.

Fostering social acceptance requires early participation of residents to understand ① social composition such as religion, economic situation, education and occupation, ② attitudes and behaviors of local communities toward innovation, ③the ideal way of leadership in the region, ④ the culture and customs of the community, and ⑤the media from which they obtain information.

Therefore, it is necessary to make a detailed plan to investigate these.

2.3.2 Outreach activity plan at α field

The α oil field, which is the target of CO_2 injection in this project, is operated by Indonesia's state-owned oil and gas company, Pertamina Exploration and Production (Pertamina EP), and located in East Java, Indonesia.

Due to the risks associated with CCUS projects, it is important to obtain permits from local governments, as legal backing for project implementation in order to gain the understanding of the target community. In addition, outreach activities need to be focused on recognizing the benefits associated with CCUS.

At the pilot stage, the associated gas recovered in the α oil field is sent to β's Central Process Area (CPA), where CO_2 is separated. The isolated CO_2 is transported to the α oil field through a pipeline and is injected. Outreach activities are mainly required for social acceptance in and around facilities including these pipelines and in the α oil field area and its surrounding areas targeted for injection.

In these areas it is important to make solid Outreach program tailored to stakeholders through investigating and evaluating regional characteristics such as local economic activities, local physical and biological environment, energy situation of residents around the site, traditions and social conditions of local residents, how local residents get and share information, local education and knowledge status and local transportation (refer Table 2-1).

Table 2-1 Survey items regarding the characteristics of social sites

1	Local Economic Condition
2	Local Empowerment (The existence of Formal and Non-Formal Community Based Organizations /CBOs, Policy making process, and Underlying views / attitude)
3	Environment (Geophysical environment and Biotic environment)
4	Energy condition (demand and supply of people around the project site)
5	Trust (beliefs, tradition, and social condition of people around the project site that may influence the CCUS activities)
6	Local Media Landscape

7	Local Education / Local Knowledge
8	Local Traffic Condition
9	Local Natural Hazard(s) that may hamper the CCUS activities

Source) Mulyasari et al.,2015 (ADB (2019))

Based on the characteristics of these regions, a social acceptability development program, creation of messages to each stakeholder, and preparation for materials to be used in activities will be formulated. The main stakeholder candidates in the outreach area are government agencies, service agencies such as local governments, community representatives (such as agricultural personnel in the case of α oil field), local media and Pertamina.

2.4 Applicable laws and regulations for environmental monitoring

In Indonesia, the Environmental Impact Assessment System (AMDAL) was introduced in 1986. The projects subject to environmental impact assessment are divided into 14 sectors such as the industrial sector and the public works sector by the Ministerial Law of 1994, and the specific project name and scale are indicated for each sector. UKL-UPL which stands for 'Environmental Management Efforts - Environmental Monitoring Efforts' is one of the environmental documents such as AMDAL (Environmental Impact Analysis) based on the risk of the business or activity being carried out., which is the environmental management and monitoring required for the approval process for the implementation.

UKL-UPL is a series of environmental management and monitoring processes that are set forth in standard form to be used as a prerequisite for decision-making and are contained in Business licensing, or approval from the Central Government or the Local Government.

There are nine criteria for business or activity that is required to submit AMDAL. Business or activity that is not included in the former and has a technical standard to manage environmental impact, and whose planned area for activity is not located within or in the vicinity of environmental conservation area, is covered by UKL-UPL.

The ministerial regulation contains criteria based on a certain scale, for example; area, length, volume and reach of the business or activity.

Among them, as the criteria related to CCS / CCUS Pilot Test and Commercialization, there is a statement that it will be subject to AMDAL in the case that " Onshore Oil and Gas Exploitation and Production Development " activity includes 7,500 BOPD or more for all wells in the case of oil production and 50MMCFD or more in the case of gas production. In the case of the α project, UPL / UKL will be applied at the time of demonstration and AMDAL will be applied at the time of commercialization, judging from the increase in oil production due to EOR.

2.5 Summary of related policies, systems and regulations

In introducing and promoting JCM CCUS (CO_2-EOR) in the Republic of Indonesia, the following issues were extracted and their solutions were presented.

- One of the challenges in commercializing CCUS has been the development of JCM-related policies, systems, and regulations. This year, we gathered information on the trends, organized the progress of legal development, and shared it with our partners.
- Development of incentives is an important issue in the commercialization of CCUS, and based on overseas case studies such as Europe and the United States, introduction plans such as government subsidies to CAPEX and OPEX, and tax deductions were presented.

- The smooth promotion of outreach activities to stakeholders including local residents was identified as an issue. To solve this problem, we extracted the administrative districts that are the targets of activities, and presented the survey items for the purpose of understanding the characteristics of the regions.
- Clarification of the laws and regulations of the environmental survey applied at the pilot test was extracted as an issue. The latest information was collected and it was confirmed that UKL-UPL was applied, and the issue was resolved.

3. Study on the plans for commercialization

3.1 Overview of the project

The α oil field, which is the target area for CO_2 storage in this project, is located on land in East Java and an oil reservoir was discovered in early Miocene carbonate, and tests confirmed the production of 4,800 bbl/d of crude oil and 1.3 MMscf/d of gas.

The initial reserves (OOIP: original oil in place) of crude oil in the α oil field are estimated to be 308 MMbbl, and the cumulative production exceeds 110 MMbbl. As of 2019, it is reported that crude oil is about 11,000 bbl/d, gas is 15 MMscf/d, and water is 18,000 bbl/d (ADB, 2019). Currently, there are 36 wells in the α oil field, of which 27 are producing crude oil, 8 are out of production, and 1 is in operation as a water injector.

The associated gas contains 20-25% CO_2 and is separated and emissioned in the β oil field located about 10km northeast. In the pilot test, a pipeline will be laid between the two fields for transportation and injected into the reservoir of the α oil field.

On the other hand, the CO_2 emission source in the commercial phase is assumed to be the γ gas field located about 30 km southwest of the α oil field. The initial gas in place (OGIP) is about 2.53 TCF, which contains 30-33% CO_2 and 1.3-1.7% H_2S. With the start of gas production in the 2Q of 2022, approximately 110 MMscf/d of CO_2 will be emissioned into the atmosphere.

The main CO_2 reservoir of the α oil field consists of reef carbonate rocks of the Early Miocene A Formation and the Late Oligocene B Formation. It is reported that the effective thickness of the oil reservoir is 450ft, the average porosity is 33%, and the average permeability is 156mD (ADB, 2019). The mudstone of the Middle Miocene C Formation is considered as the primary seal, and the mudstone of the Late Miocene D Formation is considered as the secondary seal.

3.2 Study of CO_2 storage and enhanced oil recovery using existing model

For the study of CO_2 storage and enhanced oil recovery by CO_2 injection during commercial phase, the existing model (PT. Pertamina, 2017) created by Pertamina was used. Reservoir simulation was carried out assuming 3 injection rates of 53MMscf/d, 77MMscf/d and 100MMscf/d, with 10 injection wells and injection period for 15 years. As a result, the CO_2 storage was calculated to be 7.2 to 14.1MMton, and the oil increment was calculated to be 27.7 to 40.5MMbbl (Table 3-1).

Table 3-1 CO_2 storage and oil increment

CO_2 injection rate (MMscfd)	CO_2 storage (MMton)	Oil increment (MMbbl)
53	7.2	27.7
77	10.4	37.7
100	14.1	40.5

Source) Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. (created based on information provided by LEMIGAS)

In the case where the injection rate is 100 MMscf/d, a pressure increase close to the fracture gradient is expected in the seal layer, but in the case of injection at 77 MMscf/d, the rise in the bottom hole pressure of the injection well is low and the risk of fracture formation in the seal layer is considered to be small. In this case study, considering the risk of CO_2 leakage to the outside of the seal layer due

to fracture formation, the case of injecting CO_2 at 77 MMscf/d was used as the base case in the economic evaluation.

3.3 Examination of Project Scheme

Regarding the business contents of this project, it is necessary to include the following items in the contract.

(1) Appropriate distribution of incremental oil and among stakeholders
(2) Appropriate distribution of CO_2 credits among stakeholders
(3) Cost recovery for CAPEX and OPEX

In addition, the business scheme is assumed to be as shown in the figure below(Figure 3-1).

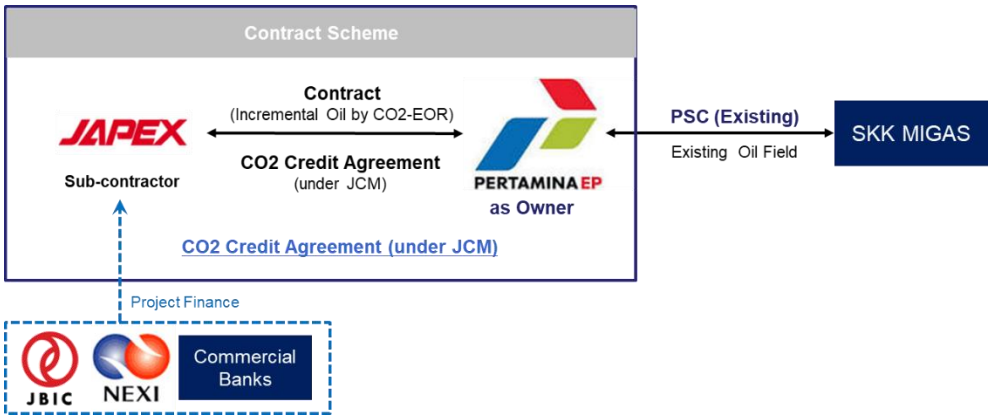


Figure 3-1 JCM CCUS Project Model of East Java

Source) Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

3.3.1 Economic Evaluation

In this year's study, economic calculation was carried out in the form summarized in the table below (Table 3-2). In particular, since the CCUS business is affected by oil prices, we considered conducting a conservative feasibility evaluation. The oil price, which has been high above 70 USD / bbl since last year, is assumed to be 50 USD / bbl in the base case.

Table 3-2 Economic specifications and examination results

Base	Real Base (Without considering inflation)
Cost Recovery	100% of oil incremental revenue
Domestic supply obligation	Supply 25% of oil increments at 25% of international prices However, it is exempted for the first 5 years from the incremental production of oil.
(Crude) Oil Price	50 USD/bbl
Capital Cost	516 MMUSD
OPEX	956 MMUSD（15 years）
(Crude) Oil Incremental Volume	37.7 MMbbl（15years）
CO_2 net storage volume	10.1 MMton（15years）
JCM credit price	50 USD/t-CO_2

Corporate Tax	40.5%
Unlevered IRR	15.3%

Source) Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

IRR of the above base case is 15.3%, which looks economical enough. However, this figure is based upon the assumption that JCM credit can be sold for \$50/t-CO_2, for realization of which establishment of carbon pricing system over \$50/t-CO_2 in Japan and Indonesia will be necessary. In situations where the establishment of such system is uncertain, it is difficult to make a decision on commercial investment without incentives such as CAPEX / OPEX subsidies.

In addition, the IRR is the one as "project". It is important for us to continue discussions with Pertamina to agree to the following three perspectives mentioned.

(1) Appropriate distribution of incremental oil and gas among stakeholders
(2) Appropriate distribution of CO_2 credits among stakeholders
(3) Cost recovery for CAPEX and OPEX

We also conducted the sensitivity analysis in terms of the oil price and CO_2 reduction value in comparison with the base case (Table 3-3). In this study, it is observes that the impact of oil prices is large, but it can be seen that the CO_2 reduction value has also a large impact to business feasibility.

Table 3-3 Sensitivity analysis of oil prices and CO_2 reduction values

		Oil Price[$/BBL]					
		40	50	55	60	65	70
CO2 Reduction Value [$/CO2-Ton]	2	-5.7%	4.7%	7.8%	10.6%	13.2%	15.8%
	5	-3.8%	5.5%	8.5%	11.3%	13.9%	16.3%
	10	-1.1%	6.8%	9.7%	12.4%	14.9%	17.3%
	25	3.3%	10.2%	12.9%	15.4%	17.7%	20.0%
	50	9.0%	15.3%	17.7%	19.9%	22.1%	24.3%
	75	14.0%	19.7%	21.9%	24.1%	26.2%	28.2%
	100	18.4%	23.8%	26.0%	28.0%	30.0%	31.9%

Source) Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

4. Examination on the Problematic Issues and Their Solutions

4.1 Examination of Pertamina's reservoir simulation

Since 2019, Pertamina has been working on the construction of new reservoir models, including the Dual porosity model, which takes into account the effects of secondary porosity, which has been an issue in existing reservoir models. In order to analyze the effect of secondary porosity, a new digital core analysis of fluid saturation in CO_2 flooding was performed.

After performing history matching work for the new simulation model, a case study will be conducted for future prediction of the entire α oil field. In the case study on CO_2 injection strategy, various scenarios such as the Water-Alternating Gas (WAG) scenario will be examined, and the CO_2 storage capacity and oil increment will be optimized by examining the plan of the CO_2 injection wells.

4.2 Examination of geomechanics

4.2.1 Overview

Impacts of CO_2 leakage pathways involving geomechanics include changes in capillary pressure of seal, occurrence of tensile open cracks, and increased fault permeability due to fault reactivation. In this year's study, the following was implemented for the purpose of improving the work of last year and improving the reliability of CO_2 leakage assessment.

(1) Literature search on the range of the fault permeability

(2) Implementation of mercury injection test and indentation test on cuttings sample and evaluation of physical properties of seal (flow characteristics, mechanical characteristics)

(3) Construction of flow simulation model expressing α structure

(4) Flow simulation and sensitivity analysis using the results of (1) to (3)

(5) Update of geomechanical model based on the result of (2) and preparation for coupled analysis of geomechanics and fluid flow

4.2.2 Physical properties of the seal and reservoir rocks

The physical properties of the seal have a great effect on the geological integrity of CO_2 storage, but due to the lack of core samples, there is great uncertainty in estimating physical properties such as elastic modulus, threshold pressure, and permeability. In this year's survey, we attempted to obtain physical property information from cuttings samples in order to reduce this uncertainty.

Indentation test is known as a technique for measuring mechanical properties such as hardness and elastic modulus of fine substances. It measures deformation of cuttings samples with high resolution of 0.1 nm, and provides high accuracy data on elastic modulus.

With the technical support of JOGMEC, based on the elastic modulus data of the cuttings sample obtained by the indentation test, two lithological models were set and upscaled, and the elastic modulus of the seal layer was estimated 17.0 GPa and 7.5 GPa. The elastic moduli of the reservoir and the overburden were set to 20 GPa and 5 GPa, respectively, with reference to the well log analysis and previous studies.

The threshold pressure of the seal can be determined from the capillary pressure test by injecting mercury (MICP) into the cuttings sample. The threshold pressure of the C mudstone was estimated to be 1.54 to 7.84 MPa, and the CO_2 column height that could be held is 320 to 1,800 m, indicating that it has excellent sealing properties.

4.2.3 CO_2 leakage from the seal layer

Three-dimensional flow simulations were performed on the α structure to examine the risk of CO_2 leakage from the seal layer. The base case is set with a threshold pressure of 0.94Mpa and a permeability of 2.69×10^{-5}. This is calculated assuming that the buoyancy generated by the initial oil column in the reservoir and the threshold pressure of the seal layer are in equilibrium. It was suggested that the amount of CO_2 flowing into the seal layer after 100 years was 0.1%, and that it would not leak out from the seal layer (Figure 4-1, Figure 4-2).

In addition, in the case where the threshold pressure (1.57MPa) and permeability (5.60×10^{-6}mD) newly obtained by the MICP test of the cuttings sample were set, almost no leakage to the seal layer was observed.

In order to understand the situation when CO_2 leaks from the seal layer, the simulation was performed by setting the permeability of the seal layer to 2mD and the threshold pressure to 0.47MPa as an extreme case. In this case, about 10% of the total injected CO_2 migrates into the seal layer, but the spatial distribution is limited, and it can be seen that CO_2 does not leak to the layer above the seal layer. These results suggest that the seal layer in the α oil field has a high CO_2 sealing capacity.

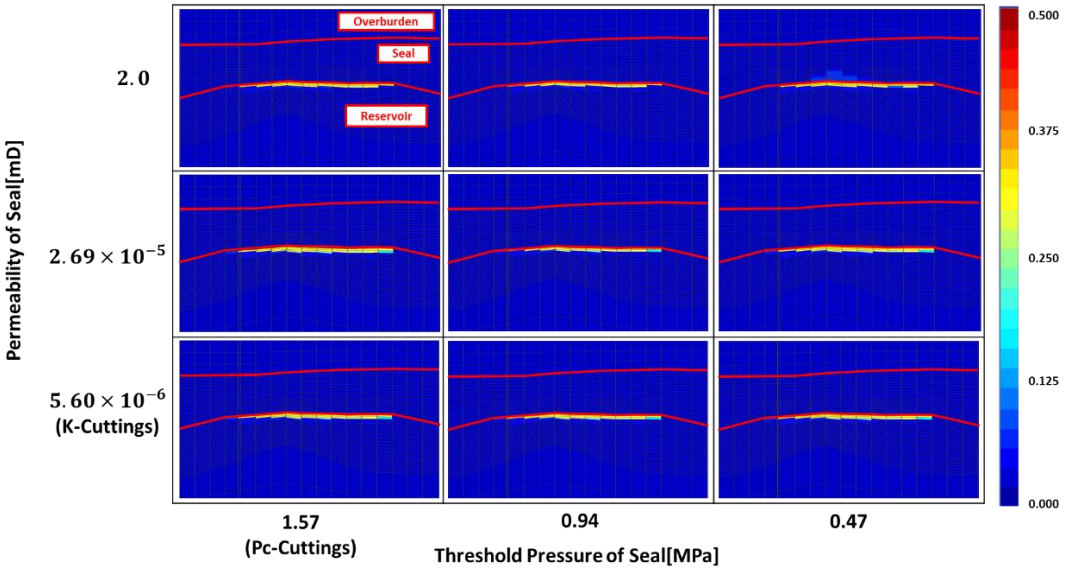


Figure 4-1 CO_2 gas saturation after 100 years (east-west section)

Source) Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

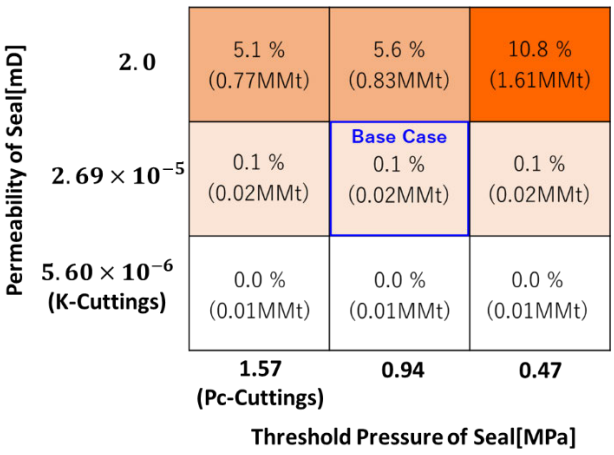


Figure 4-2 CO_2 amount in the seal layer after 100 years

Source) Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

4.2.4 CO_2 leakage through fault

The possibility of CO_2 leakage through the faults was evaluated for the fault 1 located in the northern part of the α oil field, the fault 3 located at the top of the structure, and the fault 6 located in the southern part. As a result of the simulation, of the three faults, the fault 3 has a larger impact on the amount of CO_2 leakage. It is suggested that 1.5% and 2% of CO_2 migrate into the seal layer (Fig. 4-3) 10 and 100 years after the start of injection, and that no CO_2 leaks to the layer above the seal layer.

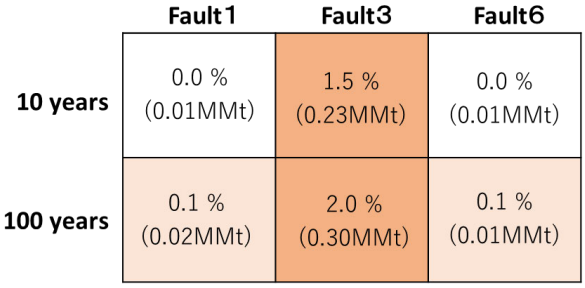


Figure 4-3 CO_2 amount in the seal layer of each fault after 10 and 100 years

Source) Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

As a result of calculating the slip tendency coefficient for the above fault 3 using the stress and pore pressure estimated in this survey, it is evaluated that this fault is unlikely to cause shear slip at the assumed pressure rise.

4.3 Preliminary study on reservoir geochemistry of α oil field

The critical temperature of CO_2 is 31.1 ºC and the critical pressure is 7.38MPa, while the reservoir of the current α oil field is in a supercritical state with a temperature of 126 ºC and a pressure of 17.9MPa. Since the injected CO_2 is dissolved in the oil in the reservoir, it is considered that almost no reaction occurs between the CO_2 and the rock (Rochelle et al., 2004).

However, since water has already migrated into the oil reservoir due to long-term oil production and water injection, it is necessary to consider the possibility that the injected CO_2 will dissolve in water

and form acidic carbonated water. The dissolution reaction (4.3-1) proceeds in the vicinity of the well in which CO_2 is injected, but the reaction (4.3-2) in the opposite direction gradually proceeds with the distance from the well, and the carbonate minerals precipitate. In many cases, it has been pointed out that the dissolution reaction is superior to precipitation (Sorai, 2013).

$$CaCO_3 + CO_2\ (aq) + H_2O \rightarrow Ca^{2+} + 2HCO_3^- \cdots\cdots (4.3\text{-}1)$$
$$Ca^{2+} + 2HCO_3^- \rightarrow CaCO_3 + CO_2\ (aq) + H_2O \cdots\cdots (4.3\text{-}2)$$

The leaching reaction expands the pores and pore throats of the reservoir, increasing porosity and permeability (André et al., 2007, Shimogawara, 2019). Increasing CO_2 pressure in the pores can form fractures (Gunter et al., 2004). Therefore, it is expected to improve CO_2 storage and injection rate.
On the other hand, it may reduce the mechanical strength of the carbonate reservoir and the seal layer, causing deformation and destruction of these formations. In addition, it is expected that the precipitation of carbonate will narrow the pore throat diameter of the reservoir and lead to a decrease in porosity.

Therefore, it is important to understand what kind of reaction may occur in the reservoir when the current CO_2 injection plan is executed, and to prepare necessary measures in advance.

4.4 Examination of well integrity

Based on the data provided by Pertamina, the well integrity at the time of drilling and completion of each well was examined last year. This year, the present state of well integrity was examined. (Table 4-1,Figure 4-4).

Table 4-1 List of data required for well integrity study

No.	Data	Objective	Description
1	Wellhead and Xmas tree conditions	・ Wellhead and Xmas tree integrity ・ Possibility of CO2 gas emission to the atmosphere	Is there a leak from the valve or ring gasket? Is there pressure communication with the annulus under the hanger, which may be caused by seal damage on the tubing hanger or casing hanger?
2	Cellar status	・ Surface casing and cement integrity ・ Possibility of CO2 gas emission to the atmosphere	Is there oil and/or gas leak?
3	Slickline work history	・ Tubing and packer integrity ・ Possibility of pressure communication between inside and outside of the tubing	Are there any reports of slick line tag depth and/or drag interval depth?
4	Pressure history of annulus A*, B* & C*	・ Tubing, packer, casing and cement integrity ・ Possibility of CO2 gas migration to the surface	Data since the commence of production is desirable. If not, data of last 5 to 10 years is acceptable.
5	Production history	・ Cause of pressure change in Item No.4 ・ Possibility of CO2 gas migration to the surface	If there is a pressure change in Data No.4, data such as production rate, tubing pressure and temperature etc. are required to investigate the cause.
6	Tubing fluid sampling data	・ Cement integrity of behind 9-5/8" casing ・ Possibility of pressure communication between reservoir and other formation	If you have performed sampling of produced fluid in tubing, please report the fluid composition analysis results.
7	Annulus fluid sampling data	・ Tubing, packer, casing and cement integrity ・ Possibility of CO2 gas migration to the surface	If you have performed pressure bleed-off and/or sampling of annulus fluid from annulus A, B and C, please report the pressure bleed-off status and fluid composition analysis results.
8	Tubing and packer conditions	・ Possibility of pressure communication between inside and outside of the tubing and/or above and below the packer	Is there a possibility of tubing or packer leaks? If yes, please report the probable cause and current status.

* Annulus A: between tubing and 9-5/8"casing, B: between 9-5/8" casing and 13-3/8" casing, C: between 13-3/8" casing and 20" casing

Source) Japan Petroleum Exploration CO., LTD.

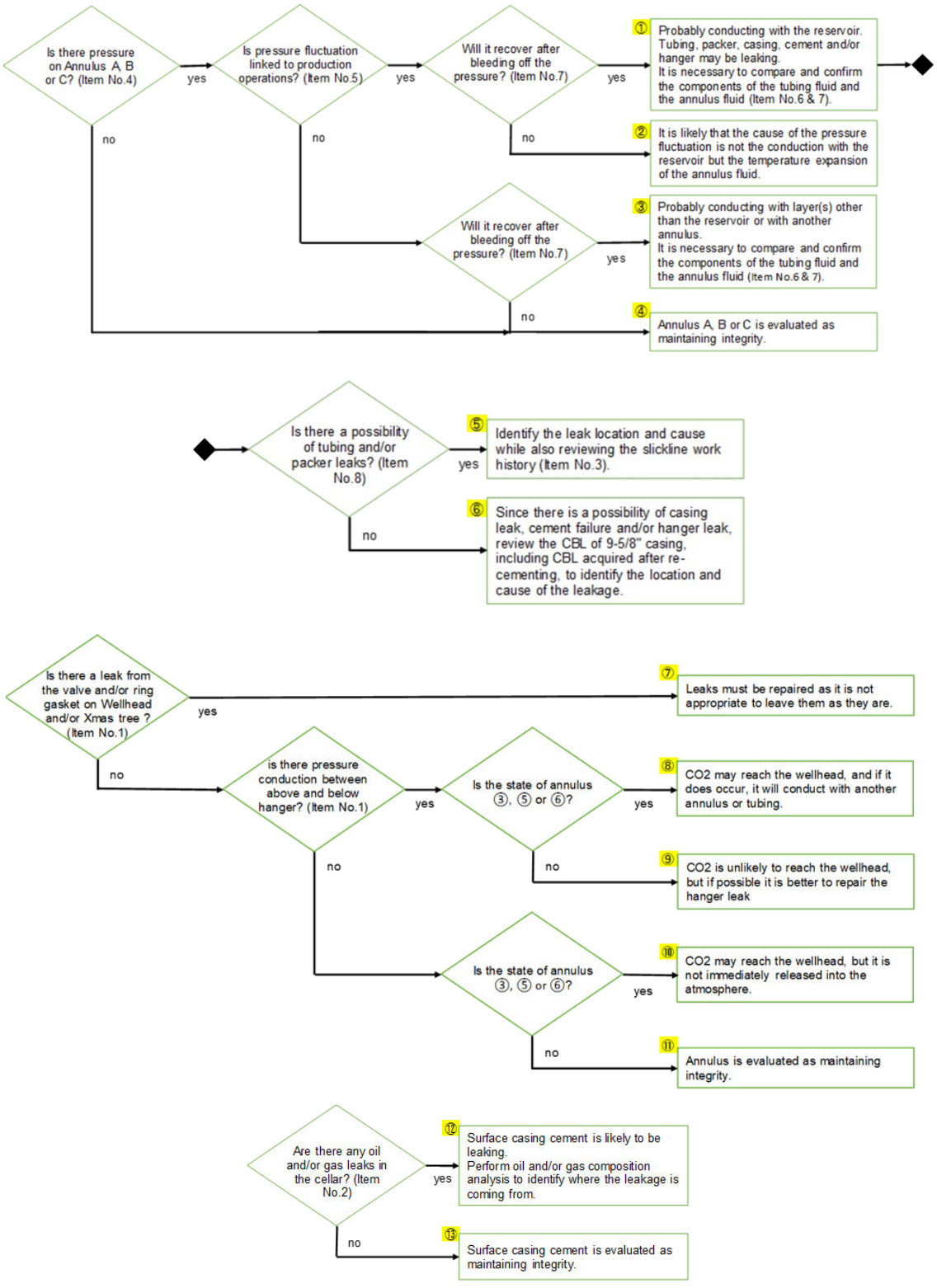


Figure 4-4 Flow chart of well integrity study

Source) Japan Petroleum Exploration CO., LTD.

Although no major problems were found in the obtained data, it is considered that additional investigation is necessary to properly understand the well integrity because the necessary data is insufficient.

The results of the study on the present state of well integrity are summarized as follows.

1) Regarding the well that is being considered for use as an injection well during the pilot test, no major problems have been found at this time, although it depends on the results of additional investigations.
2) Of the wells considered to be used as monitoring wells during the pilot test, oil has been confirmed in the cellar in a well, and workover must be considered depending on the results of additional investigations.
3) Regarding other wells, no major problems have been found at this time, although it depends on the results of additional investigations.

4.5 Examination of Monitoring program

The monitoring plan formulated in the FY2020 was reviewed mainly based on the results of the geomechanics study conducted this year (see "4.2 Examination of Geomechanics").

Since the uncertainties have been resolved to some extent from the results of the study, there is one item in which the "risk occurrence probability", which was set to "Middle" because the details are unknown in the FY2020, became "Low", "Low-Middle". and there are 3 items that have changed to "High" and 1 item that has changed from "High" to "Middle", and there is no item in the "High" category.

Regarding the frequency of the monitoring specifications, in addition to the study results, the injection period was one year at the time of pilot phase, which was sufficiently short, and the target structure had been reserved with oil so far (no oil leakage from the top of the structure), in particular, the monitoring items near the surface of the earth, the sampling frequency of samples for soil gas analysis and shallow groundwater analysis were reduced from four times a year to twice a year during and after the injection at the baseline survey.

The sampling points for soil gas analysis were also reexamined and changed from the initial plan of 11 points to 17 points at the time of demonstration and from 30 points to 25 points at the time of commercial use.

4.6 Examination of CO_2 storage and geological integrity in surrounding oil and gas fields

Around the α oil field, there are several oil and gas fields with carbonate reservoirs of the same geological age. It may become an alternative reservoir, if the CO_2 storage capacity of the α oil field is lower than expected, and it will contribute to the future development of CCUS in the East Java region. Therefore, it is important to understand these storage capacities in assessing the feasibility of CCUS in the region.

As a result, the total estimated CO_2 storage capacity in these oil and gas fields around α oil field exceeds 100 million tons, and there is enormous upside potential for CO_2 storage in the area.

They have Oligocene to Miocene carbonate reservoirs overlain by a seal layer consisting of Miocene fine-grained sediments. Since it is located in the same tectonic zone as the α oil field and has a common history of structural development, it is inferred that it has much in common with the α oil field in terms of integrity of CO_2 storage. But details need to be evaluated for each individual site.

5. Calculation and estimation of expected emission reduction

5.1 Study on the methodology of GHG emission reduction

5.1.1 Overview

Emission reduction in this project is the reference emission minus the project emission.

Emission reduction = Reference emission - Project emission

The reference emission is calculated on the assumption that CO_2 emissions will remain lower than the current status due to the continuation and expansion of efforts to reduce the environmental burden in Indonesia's oil and natural gas development projects.

Project emission is CO_2 emissions emitted due to leaks from 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. In this project, CO_2 recycling is assumed as shown in Figure 5-1.

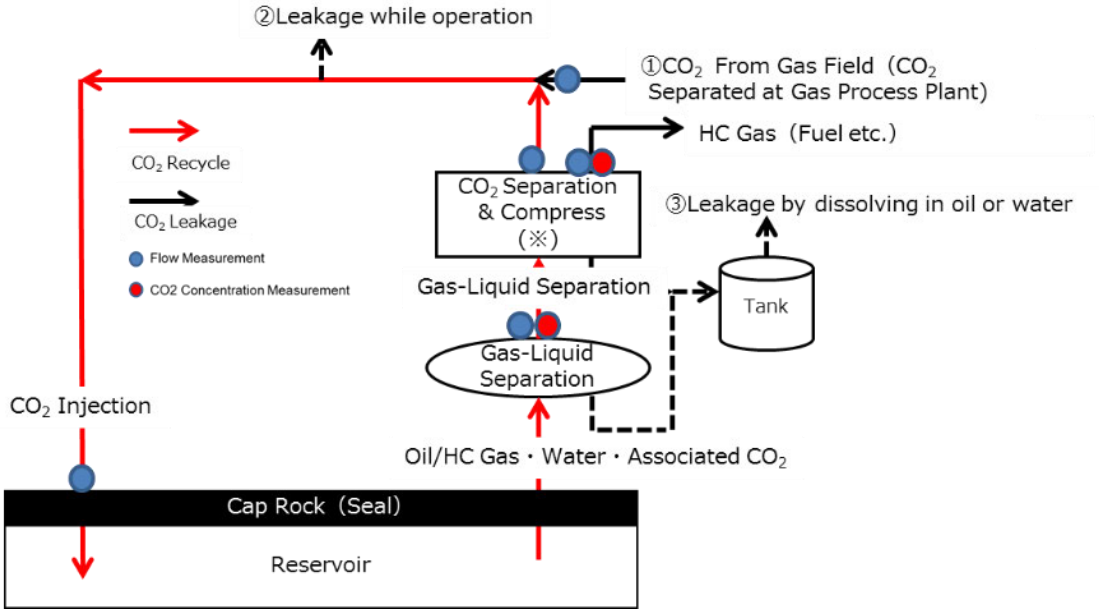


Figure 5-1 Conceptual diagram of CO_2 recycling

Source) Japan Petroleum Exploration CO., LTD.

Reference emission is calculated by deducting recycled CO_2 from CO_2 (①) supplied from oil and gas fields. Then, leakage during operation (②), loss due to dissolution in liquids such as oil and water (③), 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, in the Indonesian oil market, the crude oil that emits CO_2 by Business as Usual (hereinafter referred to as BAU) will be CO_2 by introducing CCUS. It is not considered in this methodology because it is replaced by crude oil whose emission is

suppressed.

5.1.2 CO_2 emission reduction methodology for the α oil 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) $= RE_p$

$$RE_p = \sum (M_{injected_CO_2,p} + M_{in\text{-}situ_CO_2,p} - M_{recycled_CO_2,p}) \cdots\cdots (1)$$

$$M_{injected_CO_2,p} = V_{injected_gas,p} \times F_{injected_CO_2} \times \rho CO_2 \cdots\cdots (2)$$

$$M_{in\text{-}situ_CO_2,p} = V_{produced_gas,p} \times F_{produced_CO_2,i} \times \rho CO_2 \cdots\cdots (3)$$

$$M_{recycled_CO_2,p} = M_{produced_CO_2,p} - M_{in\text{-}situ_CO_2,p} \cdots\cdots (4)$$

$$M_{produced_CO_2,p} = V_{produced_gas,p} \times F_{produced_CO_2} \times \rho CO_2 \cdots\cdots (5)$$

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)
$M_{injected_CO_2,p}$	The amounts of injected CO_2 during p periods (t CO_2/p)	Calculated from equation (2)
$V_{injected_gas,p}$	The amounts of injected gas during p periods (m^3/p)	Monitoring
$F_{injected_CO_2}$	The fraction of CO_2 included in injected gas (%)	Monitoring
$M_{in\text{-}situ_CO_2,p}$	The amounts of produced in-situ CO_2 during p periods (t CO_2/p)	Calculated from equation (3)
$V_{produced_gas,p}$	The amounts of gas production during p periods (m^3/p)	Monitoring
$F_{produced_CO_2,i}$	The fraction of CO_2 included in initial (before breakthrough) gas production (= the fraction of in-situ CO_2) (%)	Monitoring
$M_{recycled_CO_2,p}$	The amounts of recycled CO_2 during p periods (t CO_2/p)	Calculated from equation (4)
$M_{produced_CO_2,p}$	The amount of produced CO_2 during p period (t CO_2 /p)	Calculated from equation (5)
$F_{produced_CO_2}$	The fraction of CO_2 included in gas production (%)	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) $= PE_p$

$$PE_p = PE_{capture,p} + PE_{trans,p} + PE_{eor,p} \cdots\cdots (6)$$

Parameter	Description and Unit	Method
PE_p	Project emission during p period (t CO_2/p)	Calculated from equation (6)
$PE_{capture,p}$	The amounts of discharged CO_2 by the consumption of fossil fuel in the capture facilities during p periods (t CO_2/p)	
$PE_{trans,p}$	The amounts of discharged CO_2 in the process of	

	transportation during p periods (t CO_2/p)	
$PE_{eor, p}$	The amounts of discharged CO_2 in EOR operation process 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)	The amounts of GHG reduction during p periods (t CO_2/p)	Calculated from equation (7)
RE, p (t CO_2/p)	The amounts of reference emission during p periods (t CO_2/p)	Calculated from equation (1)
PE, p (t CO_2/p)	The amounts 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. Although it is a well-known problem, under the Indonesia-Japan bilateral JCM, CCS/CCUS is not included in the sectoral scope (industrial field / technical field) of JCM, so there are no organizations that can carry out verification work of CCS/CCUS projects. If the sectoral scope is expanded in the future, it will be possible to carry out verification work, and 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 5-2).

Emission reduction = BaU emission – Project emission

On the other hand, JCM aims to carry out activities that fully consider environmental integrity, and from the perspective of not increasing greenhouse gas emissions by utilizing Internationally Transferred Mitigation Outcomes (ITMOs) that are transferred internationally. Therefore, the BaU emission is set more conservatively (calculated less), and this is defined as "reference emission". As mentioned above (see 5.1.1), the emission reduction in JCM is calculated as the difference between “reference emission” and “project emission”.

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

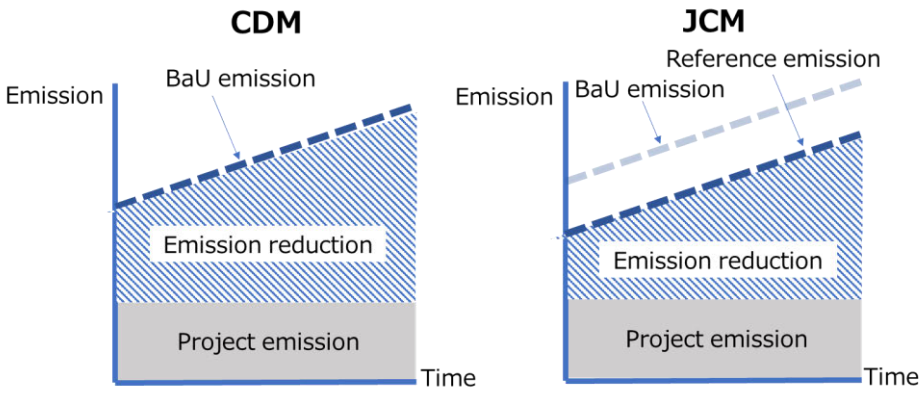


Figure 5-2 Difference between CDM and JCM

Source) Modified after IEEJ (2022)

Uncertainty in the long-term behavior of CO_2 in the reservoir can be cited as one of the causes of overestimation of reference emission. It is not uncommon for crude oil and natural gas production to fall below previous forecasts, and it is reasonable to assume that the CCUS project will underestimate total injections and overestimate reference emission. For example, if CO_2 injection is completed earlier than originally planned, the total injection in the above equation will decrease and the reference emission will be revised downward. In consideration of such a situation, it is worth considering a method of conservatively setting the reference emission by assuming a case where the injection is terminated earlier than the injection period reasonably predicted by the simulation in advance.

In general, for the purpose of avoiding overestimation of emission reduction, in addition to setting the reference emission conservatively, the project emission is set strictly (calculate more). For example, when calculating the amount of CO_2 emitted from the facilities in the project, the emission reduction will be calculated conservatively by assuming the operating rate is 100% instead of assuming the design operating rate of 90% (328.5 working days).

In the future, we would like to propose specific calculation methods and standards while referring to other cases.

5.1.3 Calculation method for the degree of contribution

In this project, it is expected that the following technologies will be provided from the Japanese side.

- CO_2 capture and transportation system (supercritical CO_2 pipeline)
- CO_2 storage and enhanced oil recovery technology
- Technology for assessing integrity of CO_2 storage (geomechanics, monitoring, etc.)

The introduction of these technologies is expected to contribute to the reduction of CO_2 emissions, the reduction of risks (CO_2 leakage, etc.), and the optimization of plan of CO_2 storage and enhanced oil recovery. Contributions to reducing CO_2 emissions are achieved through the integration of all these technologies. This section describes a calculation method that focuses on the contribution of CO_2 emission reduction associated with the introduction of the supercritical CO_2 pipeline.

The CO_2 reduced by the introduction of the supercritical CO_2 pipeline is mainly due to the reduction of the compressor capacity in the injection process. Assuming the CO_2 emissions from the compressor power usage required when using a conventional CO_2 gas pipeline are set to *PEcomp_elec_gas, p*, and the CO_2 emissions from the compressor power usage required when using the supercritical CO_2 pipeline are set to *PEcomp_elec_sc, p*, the degree of contribution to CO_2 reduction is calculated by the following formula.

(Degree of contribution) = *PEcomp_elec_gas, p* - *PEcomp_elec_sc, p* ・・・・・・(8)

5.2 Estimated amount of expected emission reduction

Table 5-1 shows the amount of reduction currently expected based on the α oil field commercialization plan.

Of the reference emission, the CO_2 injection amount is measured by a flow meter installed before the start of injection, but in this estimation, the injection rate of 77MM scf/d, which is the intermediate case of the CO_2 injection study using the existing model, is used. It was adopted as a conservative provisional value and has been used as the injection amount for 15 years. We plan to re-inject and store the entire amount of recycled CO_2, but we have excluded it from the amount of CO_2 injection to avoid double counting. In the α oil field, the in-situ CO_2 contained in the associated gas is released after being separated from the sales gas at the facility. Since this plan assumes that this in-situ CO_2 will also be injected, it is added as a reference emission. The water produced during crude oil production is injected underground again to maintain the pressure of the oil reservoir, so the amount of leakage due to CO_2 dissolved in the water was set to zero.

As for the project emission, since the amount of leakage from the facility cannot be obtained in the feasibility study, the CO_2 emissions associated with the use of electricity in the CO_2 recovery, transportation, and EOR processes were calculated. The amount of CO_2 leakage to the outside of the oil reservoir was assigned by applying the leakage rate (1%) set by the IPCC.

As a result, the CO_2 emissions of this project based on the JCM methodology are estimated to be approximately 10 million tons.

Table 5-1 CO_2 reduction volume based on JCM methodology (unit: t-CO_2)

Reference emission	
Parameter	CO_2 volume
Injected CO_2 volume supplied from γ gas field	9,503,211
Injected CO_2 volume supplied from α oil field	864,070
Total	10,367,281
Project emission	
Parameter	CO_2 volume
CO_2 emission by electricity	243,460
CO_2 leakage from seal/reservoir complex	103,673
Total	347,133
CO_2 reduction	
(Reference emission) - (Project emission)	10,020,148

Source) Japan Petroleum Exploration CO., LTD.

6. Cooperation with the Partner Country

Participated in the "1st Asia CCUS Network Forum" hosted by the Ministry of Economy, Trade and Industry and the Economic Research Institute for ASEAN and East Asia (ERIA) on June 22 and 23, 2021, and Japan Petroleum Exploration Co., Ltd made an introduction of its efforts of. CCS/CCUS.

On December 16, 2021, an enlightening seminar on JCM was held for LEMIGAS, Pertamina and

local officials to deepen their understanding of JCM in the Republic of Indonesia to promote their understanding of JCM.

In addition, on February 9, 2022, in order to implement and disseminate CCUS in the Republic of Indonesia, a project workshop was held through a local partner (LEMIGAS), and the project was summarized and the survey results were shared.

7. Conclusion

In October 2021, the Republic of Indonesia enacted a presidential decree on carbon pricing, which outlines the national efforts to reduce CO_2 emissions. Steady progress has been made in the development of related systems necessary for the commercialization of CCUS, such as the trial implementation of CO_2 emission trading for coal-fired power plants and the decision to introduce a carbon tax from April 2022, was done.

This project is to pipeline CO_2, which is scheduled to be emitted from the γ gas field, which will be newly produced onshore East Java, to the α oil field in a supercritical state and inject it into the reservoir. The purpose is to reduce CO_2 emissions and contribute to increasing crude oil production.

In this year's study, in order to smoothly promote the pilot test and commercialization, we will investigate the previous outreach activities to local residents and local governments, and the environmental impact assessment work applied to the oil and gas industry, which will be necessary in the future.

Through simulations based on the existing reservoir model, the amount of CO_2 reduction and the amount of crude oil production increased were examined, and the economic efficiency of the project was examined after estimating the costs related to CO_2 transportation, injection related facilities and operations. As a result, the effects of CO_2 credits and oil prices on the economic efficiency of this project were clarified, and it was suggested that it is important to develop policies and systems such as incentives for CCUS projects.

Regarding the evaluation of CO_2 storage integrity, the geomechanical simulation was refined by introducing a new seal evaluation method using cutting samples collected in the well, and a monitoring plan was corrected based on the results. In addition, long-term measurement data on wellhead pressure was analyzed, the integrity of existing wells was evaluated, and additional surveys with a concrete method was proposed.

Regarding the JCM CCUS methodology, in order to avoid overestimation of CO_2 emission reduction, reference emission and project emission were examined, and appropriate setting methods were suggested. Regarding the amount of CO_2 emission reduction by this project, we obtained an estimated value of about 10 million tons in 15 years.

In the future, we will work to resolve remaining issues such as effective incentives to contribute to the commercialization of CCUS, modifying the reservoir simulation, optimizing the pilot test and commercial plan of development, the economic evaluation, examining business schemes and formulating JCM methodologies.

This project aims to commercialize CCUS in the α oil field in East Java, and by realizing it, it will contribute to the establishment of JCM methodologies related to CO_2 emission reduction and the development of infrastructure connecting CO_2 emission sources and storage areas. We hope that it will be a driving force for the expansion of the CCUS business from East Java to the entire Republic of Indonesia and the commercialization of CCS, which is expected to have a storage potential of 13 billion tons in the country.

Reference

- André, L., Audigane, P., Azaroual, M. and Menjoz, A., 2007, Numerical Modeling of Fluid-rock Chemical Interactions at the Supercritical CO_2-liquid Interface during CO_2 Injection into a Carbonate Reservoir, the Dogger Aquifer (Paris Basin, France). Energy Convers. Manag., p.1782-1797.
- Asian Development Bank, 2019, Pilot CCUS Enhancement Study, Retrieved from https://www.adb.org/sites/default/files/project-documents/49204/49204-002-tacr-en_1.pdf
- Gunter, W. D., Bachu, S. and Benson, S., 2004, The Role of Hydrogeological and Geochemical Trapping in Sedimentary Basins for Secure Geological Storage of Carbon Dioxide. In Baines, S. J. and Worden, R. H. eds., Geological Storage of Carbon Dioxide, The Geological Society, London, p.129-145.
- IEEJ, 2022, FY2021 JCM Methodology Review; Current Status and Issues of JCM Credit (in Japanese), 15p.
- PT. Pertamina, 2017, Laporan Akhir Pre-feasibility Study CO_2 EOR, Upstream Technology Center Pertamina.
- Rochelle, C. A., Czernichowski-Lauriol, I. and Milodowski, A. E., 2004, The Impact of Chemical Reactions on CO_2 Storage in Geological Formations: a Brief Review. In Baines, S. J. and Worden, R. H. Eds., Geological Storage of Carbon Dioxide, The Geol. Soc., London, p.59-85.
- Shimogawara M., 2019, Study on the reservoir properties for Enhanced Oil Recovery (EOR) (in Japanese), Doctoral Dissertation, Faculty of Engineering, Hokkaido University, 105p.
- Sorai M., 2013, Long-term geochemicalprocessesrelatedtogeologicalCO₂ sequestration (in Japanese), Jour. Geol. Soc. Japan, Vol.119, No.2, p.139-152

（様式２）

Secondary use unapproved list

Title of the report:JCM CCUS Feasibility Study in α Oil Field, East Java, Republic of Indonesia

Title of the project: FY2021 study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (work conducted by the CEFIA Japan Secretariat and work for CCUS dissemination and development support)

Company name：Japan Petroleum Exploration CO., LTD.

Page	Figure #	Title
20	Figure 5-2	Difference between CDM and JCM

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

実施者：日本エヌ・ユー・エス株式会社（JANUS）
共同実施者：日揮グローバル株式会社（JGC）
共同実施者：電源開発株式会社（J-POWER）

インドネシア国（以後、「尼国」）中部ジャワ州のグンディガス田における二酸化炭素地中貯留（CCUS）の検討は、2011 年に JICA-JST の SATREPS プロジェクトとして開始され、5 年間の国際共同研究が実施された後、アジア開発銀行（ADB）が支援して検討が続けられ、基本検討が完了した。その後、二国間クレジット制度下でグンディガス田における CCUS を実施すべく、2020 年度には経済産業省支援の下、過去の基本検討を踏まえた実現可能性調査が開始された。本報告書は、この実現可能性調査の中で、2 年目となる 2021 年度の調査概要を説明するものである。

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である。国営石油会社プルタミナ社、国立バンドン工科大学ともに日本側 3 社は、必要となるスタディを役割分担して、調査に取り組んだ。以下には、本調査で実施した各項目の概要を示す。

1. 関連政策・制度・規制

グンディガス田において CCUS を実施する上で、インドネシアの各種法規制に関連して、事業の支障となり得る課題がないかを確認した。

1.1 炭素の経済価値に関する大統領令

インドネシアでは、パリ協定に基づき、国別削減目標である「国が決定する貢献（NDC：Nationally determined contributions）」として、2030 年までに 29～41%（国際的な支援を受けた場合は、最大 1,185 百万トン）の GHG 排出量を削減するという目標を自主的に定め、国連気候変動枠組条約事務局に提出している。

2021 年 10 月 29 日には、NDC 目標及び GHG 排出抑制の達成のために、炭素の経済価値に関する大統領令 2021 年第 98 号を制定した。これはインドネシア政府が気候変動対策のため、資金調達を受ける機会を増やすためのものであり、同大統領令で以下の排出量削減スキームを定めている。

- 排出量取引の枠組みを定める。
- 温室効果ガス排出量の削減実績に応じてインセンティブを与える。
- 炭素排出量に炭素税を課す。

同大統領令は、国内及び国際市場の両方を対象としており、日本の二国間クレジット制度（JCM：Joint Crediting Mechanism）も対象に含まれる。取引を実施するための手続き等の詳細な規定は、今後、大臣規則において別途定めるとしている。また、同大統領令では、CCUS は GHG 排出量削減のための対策の一つとして含まれることが明記されている。

1.2 税務規則の調和に関する法律

インドネシアは、2021 年 10 月 7 日に、税制の調和に関する法律 2021 年第 7 号を制定し、個人又は法人が炭素を含む物品を購入し、又は炭素を排出させる活動を行った場合の課税を導入している。同法において、炭素税は 1 kg-CO_2eq 当たり 30 IDR（インドネシア・ルピア）に設定されている。これは日本円に換算すると、1 トン当たり約 240 円である。また、市場での炭素価格は、1 kg-CO_2eq 当たり 30 IDR が最低価格となることが明記されている。炭素税は、財務省が制度設計を進めており、2022 年 4 月 1 日から段階的に実施される。第一段階では、石炭火力発電所に対して炭素税が課される予定である。

1.3 CCUS に関する大臣規則

エネルギー鉱物資源省は、CCUSに関する大臣規則について、作業部会を設置して草案の作成を進めている。引き続き、これらの法規制の策定動向に注視する必要がある。

2. 事業化計画の検討

以下に、実施した調査について示す。なお、本調査では、インドネシア政府に帰属する資産の情報を用いた調査であり、かつ、対象は生産中のガス田であるため、調査結果、方法、実施体制についても明記できない点について、ご留意頂きたい。

2.1 サブサーフェスの検討支援

尼国側が実施するサブサーフェスの検討に対し、日本側は、技術的アドバイスを行った。

2.2 H_2S の地層水への影響の検討

Gundih CCUS では CO_2 と合わせて微量の不純物も圧入される計画である。圧入ガスが地層水および岩石-水反応に与える影響を検討した。

2.3 設備検討

現地調査を実施し、条件を確認した上で、コンプレッサー、脱水装置、パイプライン、ユーティリティ供給施設から成る設備の設計を行い、コストを見積もった。

2.4 モニタリング検討

CO_2 モニタリングの主な目的は、CO_2 プルームを正確に特定し、CO_2 量を定量化し、潜在的な漏出の早期検出を可能にし、注入を安全に停止することにより、CO_2 貯留の安全性を向上させることである。Gundih CCUS に必要なモニタリングシステムを構成する各種モニタリング技術を特定し、これに基づいて、通常圧入前、圧入中、圧入後の 3 つのステージから成る基本モニタリング計画を策定した。

3. 今後の検討項目

本調査が完了したことにより、グンディ CCUS の実現可能性について、一定の認識を得ることができた。一方で、今後、CO_2圧入に関する不確実性をどのように扱い、どのように判断するかについて議論を継続し、今後の対応・計画へ反映させる。

また、CCUS 実証に向けた検討として、大規模・長期間、かつ、地中貯留を担保するためのモニタリング等、他分野の JCM 実証には無い項目がいくつか存在する。これらの項目については、経済産業省殿/NEDO 殿と引き続き協議し、かつ、尼国側とも協議して内容を詰めていく。

4. 排出削減の定量化の検討

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は、METI（2020）において実施した。METI（2020）の内容に影響を与える設計もしくは計画変更はないため、本報告では割愛する。

5. 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、月一回を定期会合およびスタディ毎の専門家会合を適宜する形で調査を進めた。調査の終わりには、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 地球環境連携室 殿および地球環境対策室殿の出席の下、2022 年 2 月 14 日に開催した。最終的な調査結果ならびに今後のアクションについて報告した。表 5-1 に会合の概要および成果を示す。

表 5-1　尼日最終会合の開催概要と成果

会合の名称	グンディ CCUS 尼日最終報告会合
開催日時	2022 年 2 月 14 日（月）13:00～14:30（日本時間）
開催方式	ウェブ会議（Microsoft Teams）
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 ・　バンドン工科大学 【日本側】 ・　経済産業省 産業技術環境局 地球環境連携室 ・　経済産業省 産業技術環境局 地球環境対策室 ・　日揮グループ（日本エヌ・ユー・エス㈱、日揮グローバル㈱） ・　電源開発株式会社
議題	1.　Opening remarks 2.　Study outcomes 3.　Discussions 4.　Closing Remarks
成果	・　予定していた調査の完了。 ・　以下について確認。 　✓　不確実性の取扱いについて検討方針を決定する。 　✓　決定した方針に従ってアクションする。

出所）JANUS 作成

また、本調査に関しては、関係者内の会合だけでなく、対外的な活動として、国際セミナー等への参加依頼に対応して、以下の会合に参加して、本調査概要の説明を行った。

- アジア CCUS ネットワークフォーラム（2021 年 6 月）
- COP 26 ジャパンパビリオン（2021 年 11 月）

6. 総括

国営石油会社プルタミナ社、国立バンドン工科大学ともに日本側 3 社は、必要なスタディを役割分担して、調査に取り組んだ。その結果、当初に予定していた全ての調査項目を完了することができ、年間 30 万トンの CO_2 圧入に必要な設備の設計、モニタリング計画、それらに必要なコストの規模を把握することができた。今後は、FEED 段階に進められるように、今後は議論を継続する。

参考文献

・ METI（2020）：「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）」のうち CCUS 国際連携事業（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），2021 年 3 月.

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：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

z

委託事業名：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、CEFIA国内事務局業務及びCCUS普及展開支援等業務）

受注事業者名：日本エヌ・ユー・エス株式会社、日揮グローバル株式会社、電源開発株式会社

頁	図表番号	タイトル

Feasibility Study on JCM-CCUS Demonstration in Gundih Gas Field in Indonesia

JAPAN NUS Co., Ltd. (JANUS)
JGC Corporation (JGC)
Electric Power Development Co., Ltd. (J-POWER)

The study of CCUS in the Gundih gas field in Central Java, Indonesia started in 2011 as a JICA-JST SATREPS project, and after five years of international collaboration, the study has continued with the support from Asian Development Bank and the basic study has been completed. After that, in order to implement CCUS in the Gundih gas field under the bilateral credit system, a feasibility study based on the past basic study was started in FY2020 with the support of the Ministry of Economy, Trade and Industry. This report describes the summary of this feasibility study for FY2021, the second year of the study.

Under the plan, all of the CO_2 emitted into the atmosphere from the gas production and processing facilities of the Gundih gas field will be transported through a 4 km pipeline, and 300,000 tons of CO_2 per year will be injected underground. Pertamina, the state-owned oil company, and the Bandung Institute of Technology, as well as the three Japanese companies, worked together on the necessary studies.

The following is the summary of each item conducted in this study.

1. Related Laws and Regulations

In order to implement CCUS in the Gundih gas field, we checked whether there are any issues related to the various laws and regulations in Indonesia that may hinder the project.

1.1 Presidential Decree on Carbon Pricing

Based on the Paris Agreement, Indonesia has submitted to the Secretariat of the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) a target to reduce GHG emissions by 29-41% (up to 1,185 million tons with international support) by 2030 as Nationally Determined Contributions (NDC), which is a national reduction target.

On October 29, 2021, the government enacted Presidential Decree No. 98 of 2021 on Carbon Pricing in order to achieve the NDC target and GHG emission reduction. This is to increase the opportunities for the Indonesian government to receive funding to combat climate change, and the presidential decree establishes the following emission reduction schemes.

- Establish a framework for emissions trading.
- Provide incentives based on actual reductions in greenhouse gas emissions.
- Impose a carbon tax on carbon emissions.

The Presidential Decree covers both domestic and international markets, including Japan's Joint Crediting Mechanism (JCM). The detailed regulations on the procedures to implement the transactions will be set separately in the ministerial regulations in the future. The Presidential Decree also clearly states that CCUS will be included as one of the measures to reduce GHG emissions.

1.2 Law on Harmonization of Tax Regulations

On October 7, 2021, Indonesia enacted Law No. 7 of 2021 on Harmonization of Tax Rules, which introduces taxation when an individual or legal entity purchases goods that contain carbon or engages in activities that cause carbon emissions. Under this law, the carbon tax is set at 30 IDR (Indonesian Rupiah) per kg-CO_2eq, which is about 240 yen per ton when converted to Japanese yen. It is also specified that the minimum carbon price in the market will be 30 IDR per kg-CO_2eq. The carbon tax system is being designed by the Ministry of Finance and will be implemented in phases starting April 1, 2022. In the first phase, the carbon tax will be imposed on coal-fired power plants.

1.3 Ministerial Regulation on CCUS

Based on the above-mentioned Presidential Decree on Carbon Pricing, the Ministry of Energy and Mineral Resources is currently drafting the Ministerial Regulation on CCUS. We need to continuously pay close attention on it so that Gundih CCUS could be implemented without issues under the regulation.

2. Studies toward Gundih CCUS Implementation

The studies conducted by Japanese parties are described as follows. However, the details, e.g. methodologies, implementing entities, etc., are not disclosed here since the studies were based on the confidential information of gas field in operation that belongs to Indonesian Government.

2.1 Technical Support to Subsurface Study

Technical advice on subsurface study was provided based on its experience and professional expertise of Japanese parties.

2.2 Geochemistry Study

CO_2 is to be injected with a slight amount of impurities in Gundih CCUS. The geochemical study was conducted to evaluate impacts of the injected gas on water-rock reactions in the reservoir.

2.3 Surface Facility Study

The surface facility consisting of compressors, dehydration units, pipeline and auxiliary/utility facilities were designed after discussions and confirmations among the parties on the design basis.

2.4 Monitoring Study

The main objective of the CO_2 monitoring is to improve CO_2 storage safety by accurately localizing the CO_2 plume, quantifying CO_2 volumes, enabling early detection of potential leakage, and shutting down of injection safely. The necessary monitoring was identified, and then the basic monitoring plan was constructed for three stages of operation: pre-injection, during injection and post-injection.

3. Items to be studied

With the completion of this study, we have gained a certain level of awareness about the feasibility

of the Gundih CCUS. For the next stage, how to handle the uncertainty regarding CO_2 injection will be an important item to study. Discussions will be continued to have a common understanding among the parties, and it will be reflected in future actions and plans.

There are also several items to be considered for the JCM-CCUS demonstration that have not been considered in other JCM projects, such as monitoring to ensure large-scale, long-term, and geological storage. Discussions will be continued with METI and NEDO as well as with Indonesia side to finalize the details.

4. Quantification of GHG emission reduction

The quantification of emission reductions was conducted in METI (2020). It is not included in this report as there are no design or planning changes that would affect the content of METI (2020).

5. Cooperation between Indonesia and Japan

During the study, Pertamina, Bandung Institute of Technology, and the three Japanese companies held monthly meetings and regular expert meetings for each study. At the end of the study, the final reporting meeting was held on February 14, 2022, with the attendance of the Directorate General of the Oil and Gas, Ministry of Energy and Mineral Resources, Directors of the Global Environment Partnership Office and the Global Environment Affairs Office, Ministry of Economy, Trade and Industry. The outcomes of the studies and future actions were reported at the meeting. The summary of the meeting is shown in Table 5-1.

Table 5-1 Summary of the Indonesia-Japan Final Reporting Meeting

Name of the meeting	Indonesia-Japan Final Reporting Meeting for Gundih CCUS
Date and time	Monday, February 14, 2022, 13:00-14:30 (Japan time)
Method	Web Conference (Microsoft Teams)
Participants	【Indonesia side】 ・ Directorate General of Oil and Gas, Ministry of Energy and Mineral Resources ・ PT Pertamina (persero) and its group companies ・ Bandung Institute of Technology 【Japan side】 ・ Global Environmental Partnership Office, Ministry of Economy, Trade and Industry ・ Global Environmental Affairs Office, Ministry of Economy, Trade and Industry ・ JGC Group (JAPAN NUS Co., Ltd., JGC Corporation) ・ Electric Power Development Co., Ltd.
Agenda	1. Opening remarks 2. Study outcomes 3. Discussions 4. Closing Remarks
Outcomes	・ The planned studies were completed. ・ The following points were confirmed. ✓ To discuss on handling uncertainties ✓ To take actions according to the discussion

Source) JANUS

Apart from the meetings among related parties, in response to Japanese government's requests for participation in international conferences, we participated in the following conferences to explain the outline of this study activity.

- Asia CCUS Network Forum (June 2021)
- COP 26 Japan Pavilion (November 2021)

6. Conclusions

Pertamina, Bandung Institute of Technology, and the three Japanese companies conducted the study. As a result, all of the initially planned study items have been completed. The surface facility to inject 300,000 tons of CO_2 per year and the basic monitoring plan were designed. The costs required for construction of the facility and the monitoring activities were estimated. Further discussions will be held with the parties concerned so that it will be possible to proceed to the FEED phase.

References

- METI (2020): CCUS International Collaboration Project (Study for JCM Demonstration of CCS Project in Gundih Gas Field, Indonesia) under "FY2020 Research Project on Infrastructure Development for Bilateral Credit Acquisition, etc. (International Contribution Quantification and JCM Feasibility Study (including CCUS), Human Resource Development Project Support Secretariat, and CEFIA Domestic Secretariat Work)", March 2021.

Secondary use unapproved list

Title of the report: Feasibility Study on JCM-CCUS Demonstration in Gundih Gas Field in Indonesia

Title of the project: FY2021 study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (work conducted by the CEFIA Japan Secretariat and work for CCUS dissemination and development support)

JAPAN NUS Co., Ltd., JGC CORPORATION, Electric Power Development Co., Ltd.

Page	Figure and table	Title

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：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

委託事業名：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）」

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
2-10～2-11		図、写真
2-15～2-16		図、写真
3-11～3-12		図、写真
3-16～3-17		図、写真
5-8	表5-2	東南アジア諸国の貯留量推定値
5-17	表5-3	インドネシアの炭素税の段階的導入ロードマップ
5-19	表5-4	インドネシアのCCUS活動
5-19	図5-1	持続可能な開発シナリオにおける、地域別のCO2回収の年間平均投資額
5-30	図5-2	ペトロナス社ロードマップ
5-49	図5-3	石油・天然ガス開発事業におけるタイCCSロードマップ
5-80	図5-6	CCS/CCUSプロジェクトの一般的なライフサイクル