

目次

第7章	CCUSに関する法規制・他プロジェクトの動向調査	1
7.1	2021年度の調査スコープ	1
7.1.1	15箇国およびEUの基本情報	1
7.1.2	世界のCCS施設	11
7.1.3	CCSとハブ	16
7.1.4	CCSのコスト構造	17
7.2	ASEANおよびインドにおけるCCSの兆し	19
7.3	水素とCCS（世界の最新動向）	23
7.4	アンモニアとCCS	29
7.5	バイオエネルギーとCCS（BECCS）	34
7.6	DACCS（CO ₂ 貯留を伴う空気からの直接回収技術）	39
7.7	国際協力	40
7.8	CO ₂ Utilization（CO ₂ の有効利用）	41
7.8.1	各国のCCUS政策（現状と展望）	41
7.8.2	排出算定におけるCCUの扱い	46
7.8.3	成功・非成功プロジェクトの例と要因分析	52
7.8.4	炭素回収利用プロジェクトの現状	53
7.9	CO ₂ 船舶輸送の最新情報	57
7.10	2006年版IPCC国別温室効果ガスインベントリに関するガイドライン：ケーススタディ	66
7.10.1	共通報告様式（CRF）表におけるCCS関連排出削減量の報告	67
7.10.2	回収されたCO ₂ 量の報告	68
7.10.3	CO ₂ の輸送・圧入・貯留に関する報告	69
7.10.4	CO ₂ 輸出：2006年IPCC報告ガイドラインにおける取り扱い	70
7.10.5	CO ₂ 越境輸送の場合の報告義務	71
7.10.6	ケーススタディ：Longshipプロジェクト（ノルウェー）	71
7.11	将来のCCSビジネスモデル（海外の事例）	73
7.12	まとめ	87

第7章 CCUSに関する法規制・他プロジェクトの動向調査

日本における今後のCCS事業を検討するため、本事業の国際活動の一環として、海外のCCSの最新動向を中心とする情報収集を継続的に実施している。2021年度は、2030年頃のCCSの社会実装を見据えて日本政府が取り組むCCSの課題検討および制度設計等に資する情報を海外先行事例から入手するため、2020年度に引き続き、各国における以下の基本情報（GHG政策、石炭火力発電に対する政策、CCS政策とインセンティブ）および最新のCCSプロジェクト情報やビジネスモデル、CO₂の越境輸送、船舶輸送に関する検討状況等について調査を実施した。

7.1 2021年度の調査スコープ

2021年度は、2020年度の調査成果として、下記の1)~7)の更新を図るとともに、新たなスコープとしてCO₂回収利用プロジェクトの現状について8)~10)に関する追加調査を実施した。

- 1) 15 箇国（オーストラリア、ブラジル、カナダ、中国、フランス、ドイツ、イタリア、インドネシア、メキシコ、オランダ、ノルウェー、サウジアラビア、アラブ首長国連邦、英国、米国）およびEUの基本情報（GHG政策、石炭火力発電に対する政策、CCS政策とインセンティブ）
- 2) CO₂貯留の長期貯留責任に関する最新動向
- 3) ロンドン議定書におけるCO₂越境輸送等に関する調査
- 4) 米国、カナダ、オーストラリアの州別のCCS制度
- 5) 操業中の大規模CCSプロジェクトにおけるビジネスモデル
- 6) 将来のCCSビジネスモデル（海外事例）
- 7) ASEAN（東南アジア諸国連合）およびインドにおける最新動向
- 8) 炭素回収利用プロジェクトの現状および成功・非成功プロジェクトの例と要因分析
- 9) 水素またはアンモニアとCCS
- 10) 2006年版IPCC（気候変動に関する政府間パネル）

国別温室効果ガスインベントリに関するガイドライン（ケーススタディ）

上記スコープに基づき、本章では2020年度からの更新および追加調査の結果の概要について報告する。

7.1.1 15 箇国およびEUの基本情報

15 箇国およびEUにおけるGHG政策、石炭火力発電に対する政策、CCS政策とイン

センチブに関する最新動向に関し、2020年度の調査結果の更新、追加情報を報告する。

(1) オーストラリア

① GHG 政策

2021年10月、オーストラリア政府は長期戦略として2050年までのネットゼロエミッションを達成するための経済全体計画「オーストラリア長期排出削減計画（Australia's Long-Term Emissions Reduction Plan）」を発表した。CCSはネットゼロを達成するための重要な低排出技術の一つとして含まれている。なお各州政府は、表7.1-1に示す通り、連邦政府に先行し、ネットゼロへの計画を掲げている。

表 7.1-1 オーストラリアの各州政府によるネットゼロエミッション計画

発表年月	州	計画	目標年
2016年10月	ニューサウスウェールズ州	NSW Climate Change Policy Framework	2050年
2017年6月 →（更新） 2021年10月	タスマニア州	<ul style="list-style-type: none"> ・ Action Plan 21 (Tasmania's Climate Change Action Plan 2017–2021) ・ TASMANIA – NET ZERO BY 2030 	2050年から 2030年に 引上げ
2017年11月	ビクトリア州	Climate Change Act 2017	2050年
2017年7月	クイーンズランド州	Pathways to a clean growth economy	2050年
2019年5月	オーストラリア首都特別地域	ACT Climate Change Strategy 2019～25	2045年
2020年11月	西オーストラリア州	Western Australian Climate Policy	2050年
2019年 2021年10月	南オーストラリア州	<ul style="list-style-type: none"> ・ South Australia's greenhouse gas emissions ・ South Australian Government Climate Change Action Plan 2021 – 2025 	2050年
	オーストラリア北部準州	コミットしていない唯一の州政府	

出典：各州政府のホームページ情報に基づき JCCS 作成

② 政策メカニズム

a. 「Technology Investment Roadmap: First Low Emissions Technology Statement 2020」

オーストラリア政府は、低排出技術の開発と商業化を加速するための戦略として、2020年に CCS を含む技術ロードマップ「Technology Investment Roadmap: First Low Emissions Technology Statement 2020」を公表した。本ロードマップを支えるインセンティブ等の具体的なスキームは以下のとおりである。

- 1) 排出量削減基金制度（ERF : Emission Reduction Fund）
- 2) セーフガードメカニズム（Safeguard Mechanism）
- 3) 再生可能エネルギー目標（Renewable Energy Target : RET）スキーム
- 4) クリーンエネルギー金融公社（Clean Energy Finance Corporation : CEFC）
- 5) オーストラリア再生可能エネルギー機関（Australian Renewable Energy Agency : ARENA）
- 6) 国家エネルギー生産性計画（National Energy Production Plan : NEPP）

なお、1)の ERF に関して、オーストラリア政府は、2020年3月時点で23億豪ドルの ERF を確約し、平均コスト約12豪ドル/t-CO₂で1億9,300万tの温室効果ガス排出削減量を購入している。ほぼすべてのクレジットは、農業および廃棄物セクターのプロジェクトに付与されている。2021年10月、ERFにCCSが含まれ、CCSプロジェクトがオーストラリア炭素クレジット単位（Australian Carbon Credit Units : ACCUs）を生み出し、それによって収入を生み出せるようにした。

また4)のクリーンエネルギー金融公社（CEFC）について、オーストラリア政府は、2021年6月時点でエネルギーおよび産業プロセスからの排出量削減と太陽エネルギーおよびエネルギー貯蔵への投資に関連して、328億豪ドル以上の価値を有するプロジェクト（220件）の取引をとおして95.4億豪ドルの累積投資をコミットした。さらにオーストラリア政府は国内企業の投資を促すため、2021年11月にクリーンエネルギー金融公社からの新規資本5億豪ドルと民間部門投資家からの5億豪ドルを合わせた10億豪ドルの「低排出技術商業化ファンド（Low Emissions Technology Commercialisation Fund）」の設立を発表した。

上記スキームのほか、州と特別地域の政府も新規の再生可能発電を促進するための政策の策定、公表を行っている。

(2) ブラジル

① 政策メカニズム

a. エタノール製造者のための脱炭素クレジット「CBIO」

バイオ燃料の生産増大を見据えて、ブラジル鉱山エネルギー省（Ministry of Mines and Energy (Ministério de Minas e Energia) : MME) が 2016 年 12 月に初めて計画を打ち出したイニシアチブ「Renova BIO」は、GHG 排出の削減におけるセクターの役割に対して、バイオ燃料の環境的便益および報酬の認定を公式なものとする市場メカニズムの導入に向けて設計され、その要素にエタノール製造者自身で発行、市場取引できる脱炭素クレジット「CBIO」がある。これはエタノール製造者のための脱炭素クレジット（インセンティブ）となる。RenovaBIO は 2019 年 12 月 24 日に発足し、CBIOs の取引は 2020 年 4 月に開始された。ブラジルの脱炭素化クレジット市場では、2020 年 12 月 30 日時点までに合計 1,887 万 CBIOs クレジットが取引されており、同プログラムの 2019 年および 2020 年の総目標よりも 26.7%高い値を達成した。

② 石炭火力に関する政策

ブラジルでは、新エネルギーへの入札には石炭を含むなど、石炭火力発電に関する政策を維持している。同国の石炭埋蔵量は百年間にわたって 18.6 GW の電力を供給できると推計される中、2021 年 8 月にはブラジル鉱山エネルギー省が、今後 10 年間にわたる石炭利用への投資額 39 億ドルを発表した。支援は 2050 年までで、特にブラジル南部州の石炭部門を対象としている。

(3) カナダ

① GHG 政策

カナダ政府がパリ協定を踏まえて 2021 年 4 月に新たに公表した NDCs (Nationally Determined Contributions) は、2030 年までに 2005 年を基準年として少なくとも 40～45%削減することを目標にしているが、カナダ政府独自のモデリングでは、NDCs で概説されている緩和策は不確実であり、さらなる政策策定および実施が必要とされている。

② 石炭火力に関する政策

a. 石炭火力の段階的廃止

連邦政府は 2012 年に初めて導入した「石炭火力発電の温室効果ガス規制」を 2018 年に改正し、カナダ全土で従来型の石炭火力発電の段階的な廃止を、当初の 2050 年から

2030年までに加速させている。

(4) 中国

① GHG 政策

中国はGHG政策の中期目標として、パリ協定に関連する刊行物「the Paris Agreement, Enhanced Actions on Climate Change: China's Intended Nationally Determined Contributions, China（気候変動に対する強化された行動：中国のNDCs）」（2015年）の中でも、2030年までに、またはそれ以前にCO₂排出量のピークアウトを達成すると明記した。

② 政策メカニズム

a. 新型コロナウイルス感染症に対する刺激策パッケージ

中国の新型コロナウイルスの影響（中国GDPの約4.5%）の世界的流行に対する刺激策パッケージには、充電インフラ、エレクトロモビリティ等の環境対策を含む予算が含まれた。

(5) 欧州

① GHG 政策

欧州委員会は欧州グリーンディールの一環として、2020年9月に、排出量と除去量を含めた2030年の温室効果ガス排出削減目標（中期目標）を少なくとも55%に引き上げることを提案した。さらに2020年12月、EU議会は2030年までに排出量削減60%という新しい目標に賛成票を投じた。

② 政策メカニズム

a. EU-ETS

EU排出量取引制度（EU-ETS）は、気候変動対策のための欧州経済圏における排出権取引制度（キャップアンドトレード制度（Cap-and Trade Scheme））で、EUの排出量のおよそ45%をカバーする。EU-ETS排出枠の価格は、過去5年間にわたって順調に上昇しており、最も急激な上昇は新型コロナウイルスの世界的大流行中に見られた。2021年9月の欧州中央銀行の予測によると¹⁾、EU-ETSの下における排出枠の価格は、12箇月前の約26ユーロから62ユーロまで上昇しており、排出枠の価格は2030年までに120ユーロに到達すると分析されている。

b. 次世代 EU（NextGenerationEU）

次世代 EU は、EU の長期予算（特に 2021～2023 年分）から拠出される 8,069 億ユーロ規模の一時的な復興手段である。資金の大部分（時価 7,238 億ユーロ）は、復興・回復ファシリティ（Recovery and Resilience Facility : RRF）プログラムを通して、複数のプログラムに出資され、EU 加盟国および受益者らに助成金（4,075 億ユーロ）およびローン（3,858 億ユーロ）の形で配分される。RRF は、公共投資および環境、ないしデジタルプロジェクト等の分野に対する大規模資金支援から成る。支援は、助成金（3,380 億ユーロ）およびローン（3,858 億ユーロ）の形で提供される（それぞれ時価）。次世代 EU に必要な資金を調達するため、欧州委員会は EU 名義で資本市場から最高で時価約 8,000 億ユーロを借り入れる。2021 年 9 月には欧州委員会が、第三者評価の行われた「グリーンボンド（Green Bond）」枠組を採択し、次世代 EU の合計発行数の 30%に当たる、最高 2,500 億ユーロのグリーンボンドの発行に向けて一歩を踏み出した。

(6) フランス

① GHG 政策

フランス政府は、2050 年までに気候中立を達成するという長期戦略が記載された「第 2 次国家低炭素戦略」を 2020 年 4 月に採択し、2015 年 12 月に発表の「第 1 次戦略」における目標であった、2050 年までに排出量の 75%を削減する目標の引き上げを行った。

② 政策メカニズム

a. フランス国家低炭素戦略

フランス政府は「グリーン成長のためのエネルギー移行法（Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte : LTECV）」（2015 年 8 月発効）を進める上での重要なツールとして、気候変動緩和のための計画「国家低炭素戦略（Stratégie Nationale Bas-Carbone : SNBC）」を採択した。同戦略は 2050 年までの温室効果ガス排出量を削減するための行程を定義し、炭素予算（カーボンバジェット）の短期および中期的目標を設定している。

その後フランスは 2020 年 4 月に「第 2 次国家低炭素戦略」を採択し 2050 年までのカーボンニュートラル達成と、フランスの消費から発生する CO₂ 排出量削減という、二つの大胆な目標を掲げた。中央・地域政府の意思決定者はこれを考慮しなければならない。この戦略は、2050 年までにフランスの GHG 排出量を CO₂ 換算で年間 80 百万 t に削減することを目指している。ネットゼロを実現するために、同量のネガティブエミッション

（排出されたCO₂の回収・除去）が使用される予定である。CCS、CCUの取組みについては、フランス国内の工業部門の化学工業分野で使用可能なCCSまたはCCUの技術を開発、一般化し、さらに「製品利用によるGHG強度を抑制」するため、鉄鋼・セメント等の部門における工業プロセス向けCCSの開発などが示されている。

(7) ドイツ

① 政策メカニズム

a. 炭素価格

ドイツ政府は排出量削減目標を達成するための対策として2019年9月に企業や家庭に炭素排出量の削減を促すための540億ユーロの支出パッケージを発表したが、2020年5月に輸送やエネルギーも対象とすることが議会で可決された。導入当初の炭素価格は少なくともEU-ETSと同水準として2021年に25ユーロ/t-CO₂から開始し、2025年には55ユーロ/t-CO₂まで引き上げる計画である。

2021年、ドイツ政府は、運輸部門および建設部門の温室効果ガス排出量に価格を付けることを決定した。これらの部門は2020年においてドイツの温室効果ガス排出量の1/3以上を占めていた。価格は、当初は固定で排出枠当たり25ユーロから開始し、2026年以降に排出枠が競売にかけられるようになるまで毎年引き上げられる。

価格付け：

2021年は固定価格：排出枠当たり25ユーロ

2022年：30ユーロ

2023年：35ユーロ

2024年：45ユーロ

2025年：55ユーロ

2026年：55-65ユーロ（プライスコリドー付きの競売による）

2027年以降：市場価格。2025年に決定されるプライスコリドーを適用するオプションがある。

(8) イタリア

① GHG政策

イタリア政府はGHG政策の中期目標として2021年3月に、2030年までに排出量を60%削減する計画をNDCsとして報告した。ただし正式な承認には至っていない。

② CCS 政策

a. 国家エネルギー戦略

イタリアは CCS プロジェクトの開発を目指し、この分野における研究に貢献し、またこの機会の進展を注意深くモニターすることも意図した新しい国家エネルギー戦略 10 箇年計画を、2013 年 3 月に承認した。

b. Eni 社による CCS 事業への EU イノベーション基金の申請について

北イタリアの Ravenna 沖で開発初期段階の CCS プロジェクトを推進しているイタリア大手石油会社である Eni 社は、本プロジェクトに対する支援獲得のため、「EU イノベーション基金」に申請を実施していたが承認されなかった。プロジェクトの計画は 2021 年現在も進行中であり、2021 年後半の新しい資金提供の申請のための準備が行われている。

(9) インドネシア

① 石炭火力に関する政策：石炭火力発電を対象とした炭素税

インドネシア財務省は、クリーンエネルギープロジェクトの資金調達を助け、税収入を増加させると共に、排出量を削減する努力の一環として、カーボンプライシングを導入する計画を発表した。エネルギー鉱物資源省によると、そのためにインドネシアは、80 箇所の石炭火力発電所を対象に 2020 年 8 月まで、排出量取引制度のトライアルを実施した。

(10) メキシコ

① 石炭火力に関する政策

a. 「国家電気システムにおける信頼性、安全性、継続性および品質に関する方針への合意協定」

メキシコ政府は 2020 年 5 月、電力産業の持続可能な発展を促進し、利用者の利益のために電力産業の継続的かつ効率的で安全な運営を保証するためのエネルギー産業法の規定を遵守することを目的とした法案である国家電力システムにおける信頼性、安全性、継続性、品質に関する方針に関する合意書（ACUERDO por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional）を発表した。本法案の決定は、「メキシコの政府所有の化石燃料発電部門への投資を再生可能エネルギーよりも有利にするという政府の支持のバランスをシフトさせる」と報じられている。

(11) オランダ

① 政策メカニズム

a. SDE++

SDE++制度（持続可能なエネルギー移行インセンティブ制度、Stimulerend Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie, SDE++）は、SDE+制度を拡張した持続可能なエネルギー移行インセンティブ制度で、プロジェクトの運営期間中に、より幅広い用途のために補助金を提供する制度である。SDE++は、以下の生産に利用できる。

- 1) 再生可能エネルギー（電力、ガス、熱と熱電供給システム（コージェネレーション(CHP)）
- 2) 低炭素エネルギー
- 3) CCSや電気分解による水素等の低炭素生産

SDE++スキームの第1ラウンドは2020年11月に開始され、50億ユーロの予算が設定された。プロジェクトの1t当たりのCO₂削減量に対する補助金には上限額が設定されている。CCSについては、他にコスト競争力を有する代替え技術、プロセス、分野がない場合に適用される。補助金としての予算すべてが配分された場合、補助金の程度が最も低いプロジェクトにインセンティブが付与される。

オランダ政府は、Porthosプロジェクト関係企業4社（Air Liquide社、Air Products社、ExxonMobil社、Shell社）に対し、21億ユーロの助成金を用意する予定である。資金は、CCSのコストとEUの許容値とのギャップを埋めるもので、15年間の補助金により、234万tの貯留が可能となり、1tあたり60ユーロとなる。

(12) ノルウェー

① GHG 政策

ノルウェーはEUの全体目標と揃えるため、2020年2月に自国のNDCsを更新し、中期目標として、2030年までに排出量を1990年比で少なくとも50%、可能であれば55%を目指して削減するという目標を掲げた。EU加盟国が持つ権利のクレジットの有効性の標準を超える成果を出す可能性があることも考慮しており、その場合、ノルウェーは、排出削減量の差を埋めるため、パリ協定6条における任意の協力を利用する意向である。

(13) サウジアラビア

① 政策メカニズム

a. 再生可能エネルギーに関する政策

サウジアラビア政府は、エネルギー効率化、再生可能エネルギー、CCS等のエネルギー経済の多様化による化石燃料からの脱却を計画している。特に再生可能エネルギーについては、2030年までには57.8GWの再生可能エネルギーの設置を計画し、2021年3月には政府が、2030年までに同国で生産されるエネルギーの50%を再生可能エネルギーで賄うこと、および今後数十年間にわたって100億本の植林を行うことを発表した。

(14) アラブ首長国連邦

① GHG政策

UAE政府は、2017年に発表した「2050年UAEエネルギー戦略（Energy Strategy 2050）」において、2050年までに総エネルギーミックスにおけるクリーンエネルギーの寄与度を25%から50%まで高めることを目指している。構成する要素は、クリーンエネルギー（44%）、ガス（38%）、クリーンコール（12%）、原子力（6%）である。

(15) 英国

① GHG政策

英国におけるGHG排出量の中期目標（基準年：1990年）では、第6次炭素予算の下で要求された平均削減である2035年目標（1990年比で78%削減）と並行して、2030年までに68%削減する計画である。

② 政策メカニズム

a. 英国植林戦略（England Tree Strategy）

英国政府はネットゼロ達成の長期計画としての取り組みとなる「英国植林戦略（England Tree Strategy）」の一環で、2021年5月に「The England Trees Action Plan 2021 to 2024」を公表し、2025年までに年間3万ヘクタールの土地に植林する目標を自らに課した。これに先駆け、2020年7月～9月の間に英国政府による樹木、森林地帯および林業に関する政策更新のためにコンサルテーションを実施した。

b. 上場企業、大規模非公開企業および有限責任事業組合による義務的な気候関連財務情報開示

英国は2025年までに経済全体で気候関連情報公開を義務化する予定である。要件の

大半は2023年までに揃うが、これにあわせて英国政府は、上場企業、大規模非公開企業および有限責任事業組合（Limited Liability Partnerships : LLPs）に対し、義務的に気候関連財務情報開示を求める提案についてのパブリックコンサルテーションも実施している。

(16) 米国

① GHG 目標

米国は2021年2月にパリ気候協定に復帰した。以前のNDCsでは、温室効果ガスの排出削減目標の範囲を、2005年比で、2020年までに17%、2025年までに26~28%、2050年までに80%とすることを提案していたが、パリ気候協定に復帰後には、自国の正味GHG排出量を2005年比で2030年に50~52%削減する新しい経済全体規模の目標を設定した。

② 政策メカニズム

a. 電気自動車

米国バイデン政権下では、50万箇所の充電ステーションを設置するなどの全国ネットワーク構築のための150億ドル規模の投資計画が進んでいる。州、地方自治体政府、民間部門への助成金とインセンティブプログラムを組み合わせ、集合住宅、公共駐車場、コミュニティ全体における充電拠点、および米国道路沿いにおける高速充電拠点をミックスで普及加速させることを目指す。米国内での排ガス規制強化により、2030年までに米国で販売される全車両のうち半数を電気自動車にするという目標が設定され、販売台数が20万台未満の企業から電気自動車を購入した場合、最高で7,500ドルの連邦税額控除も受けられる。

7.1.2 世界のCCS施設

本調査の参照先であるGlobal CCS InstituteのデータベースではCCS施設を商業用CCS施設とパイロット施設やデモ施設に分類している。

商業用CCS施設の定義

- 1) CO₂は、継続的な商業活動の一環として、恒久的な貯留のために回収される。
- 2) CO₂の貯留は、第三者が行う場合と、回収施設の所有者が行う場合がある。
- 3) これらの施設は一般的に、CO₂回収施設のようなホスト施設と同様の経済的活動を実施している。
- 4) これらの施設は、その運転中に商業的収益を得ること、および／または規制要件を満たすことが求められている。

パイロット施設、デモ施設の定義

- 1) CO₂は、CCS技術やプロセスの試験、開発、実証のために回収、貯留される。
- 2) 回収したCO₂は、永久に貯留されることもあれば、されないこともある。
- 3) これらの施設の耐用年数は一般に大規模産業施設よりも短く、テストや開発プロセスの完了、あるいは実証のマイルストーン目標の達成に必要な時間に応じて決まる。
- 4) 操業中に商業的利益を出すことは期待されていない。

(1) 世界の商業用 CCS 施設の概観

前述の定義に基づく2021年度の世界の商業用CCS施設の動向を以下①、②に示す。

① 世界の CCS 施設（商業用）（135 件）

2021年にGlobal CCS Instituteが公開した「CCSの動向2021年版報告書」によると、世界には、135件の商業用CCS施設が存在する。このうち71件の新規商用施設が進行中のプロジェクトとして新たに加わっている（新規商用施設については、次の②で報告する）。

世界の商業用施設135件を段階ごとに分類した件数は以下のとおりである。操業中27件および操業停止中2件を合計すると年間約40百万tのCO₂を回収し、恒久的に貯留することができる。

- 1) 操業中 : 27 件
- 2) 建設中 : 4 件
- 3) 開発後期段階 : 58 件（開発後期：フロントエンドエンジニアリング設計（FEED）段階に到達している施設）
- 4) 開発初期段階 : 44 件
- 5) 休止中（操業停止）：2 件（1 件は景気低迷、もう 1 件はホスト施設の火災による）

図7.1-1「各種開発段階にある商用CCS施設のワードマップ」は、上記1)~5)の世界における展開状況を、色分けで示した分布図である。「操業中」および「建設中」を赤いドット、「開発段階」を青いドット、「停止中」水色のドットで示す。



出典：Japan Country Review 2021, Global CCS Institute, 2021¹⁾

図 7.1-1 各種開発段階にある商用 CCS 施設

なおこれまで中国における進行中の商用 CCS 施設として確認されてきた Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration は、パイロット実証施設の分類に変更された。

② 2021 年に新規追加された商業施設（71 件）

2021 年に Global CCS Institute が公開した「CCS の動向 2021 年版報告書」によると、71 箇所の新規商用施設が進行中のプロジェクトとして加わっている。新規の CCS 開発で世界をリードしているのは米国であり、71 件中 37 件が米国に存在する。このほか英国で 9 件、オランダ 5 件、ベルギー 4 件、カナダ 4 件、インドネシア 2 件、イタリア 2 件、スウェーデン 2 件、オーストラリア 1 件、中国 1 件、デンマーク 1 件、ハンガリー 1 件、マレーシア 1 件、ノルウェー 1 件で新規事業が提案された。

比較の参考として、2020 年に新たに立ち上がった商業用 CCS 施設は 17 件であり、その内訳は米国 12 件、英国 2 件、カタール 1 件、オーストラリア 1 件、ニュージーランド 1 件であった。

a. 米国（37 件）

- 1) Fairmont Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 2) York Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 3) Aberdeen Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 4) Atkinson Biorefinery Carbon Capture and Storage

- 5) Casselton Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 6) Central City Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 7) Dave Johnston Plant Carbon Capture
- 8) G2 Net-Zero LNG
- 9) Galva Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 10) Goldfield Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 11) Grand Junction Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 12) Granite Falls Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 13) Heron Lake Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 14) Huron Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 15) Lamberton Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 16) Lawler Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 17) Marcus Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 18) Mason City Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 19) Merrill Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 20) Midwest AgEnergy Blue Flint ethanol CCS
- 21) Mina Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 22) Nevada Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 23) NextDecade Rio Grande LNG CCS
- 24) Norfolk Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 25) One Earth Energy facility Carbon Capture
- 26) Onida Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 27) Otter Tail Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 28) Plainview Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 29) Redfield Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 30) Shenandoah Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 31) Sioux Center Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 32) Steamboat Rock Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 33) Superior Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 34) Watertown Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 35) Wentworth Biorefinery Carbon Capture and Storage
- 36) Wood River Biorefinery Carbon Capture and Storage

37) Coyote Clean Power Project

b. カナダ（4件）

38) Nautical Energy Blue Methanol

39) Saskatchewan NET Power Plant

40) Polaris CCS Project

41) Caroline Carbon Capture Power Complex

c. 英国（9件）

42) Acorn Hydrogen

43) Humber Zero - Phillips 66 Humber Refinery CCS

44) Humber Zero - VPI Immingham Power Plant CCS

45) HyNet North West - Hanson Cement CCS

46) Net Zero Teesside -BP H2Teesside

47) Net Zero Teesside - NET Power Plant

48) Net Zero Teesside - Suez Waste to Energy CCS

49) ZERO Carbon Humber - Keadby 3 CCS Power Station

50) Acorn Direct Air Capture Facility

d. オランダ（5件）

51) Air Liquide Refinery Rotterdam CCS

52) Air Products Refinery Rotterdam CCS

53) ExxonMobil Benelux Refinery CCS

54) Shell Refinery Rotterdam CCS

55) Tata Steel project EVEREST

e. ベルギー（4件）

56) Antwerp@C - BASF Antwerp CCS

57) Antwerp@C Borealis Antwerp CCS

58) Antwerp@C Exxonmobil Antwerp CCS

59) Antwerp@C - Ineos Antwerp CCS

f. イタリア（2件）

60) Adriatic Blue - ENI Hydrogen CCS

61) Adriatic Blue - ENI Power CCS

g. ハンガリー（1件）

62) MOL Szank field CO2 EOR

h. デンマーク（1件）

63) CopenhillWaste to Energy CCS

i. ノルウェー（1件）

64) Barents Blue Clean Ammonia with CCS

j. スウェーデン（2件）

65) Preem Refinery CCS

66) Stockholm Exergi BECCS

k. 中国（1件）

67) Guodian Taizhou Power Station Carbon Capture)

l. マレーシア（1件）

68) Petronas Kasawari Gas Field Development Project

m. インドネシア（2件）

69) PAU Central Sulawesi Clean Fuel Ammonia Production with CCUS

70) Repsol Sakakemang Carbon Capture and Injection

n. オーストラリア（1件）

71) Bridgeport Energy Moonie CCUS project

(2) CCSパイロット・実証施設

2021年時点で、世界中で46の重要なCCSパイロット実証施設が操業中、建設中および開発中である。

7.1.3 CCSとハブ

CCSのハブとは、複数の排出源からのCO₂ストリームを集約し、単一または複数の貯留サイトへ輸送・分配する施設である。スケールメリットによりCO₂貯留の単価を大幅に低減し、投資リスクを低減する商業的シナジーを創出する。特に、圧縮プラント（最大約50MWの消費電力）の資本コストと、年間約10百万～15百万tの容量までのパイプラインの資本

コストには、大きなスケールメリットがある。また、CCS ハブは、各排出源に個別の圧縮設備を設置した場合よりも大きな負荷低減運転（流量の減少）を可能にすることで、より柔軟な圧縮設備の操業を可能にする。

なお CCS クラスタとは、一定の区域内に複数の CO₂ 回収施設が存在することである。

昨今、CCS 投資の次の波として CCS ハブが浮上している。米国内の 12 の新規商業施設のほとんどは、DOE が開発・支援する「CarbonSAFE」を通じて、CO₂ 貯留ハブにアクセスする機会を得ている。また英国における二つの新しい商業施設も、いずれも英国初のネットゼロ産業クラスターを目指す Zero Carbon Humber に関連している。

以下 1)~8)は、2019 年、2020 年に Global CCS Institute により特定された CCS ハブとクラスターである。

- 1) The Alberta Carbon Trunk Line (ACTL)
- 2) CarbonNet
- 3) CarbonSAFE Illinois – Macon County
- 4) Integrated Midcontinent Stacked Carbon Storage Hub
- 5) Net Zero Teesside
- 6) Northern Lights
- 7) Porthos (CO₂ の輸送と貯留)
- 8) Project ECO₂S (Kemper 郡の初期の CO₂ 貯留施設)

なお上記以外にも、開始されたばかりで関連する公開情報は限られているが、以下の CCS ハブ構想が進んでいる。

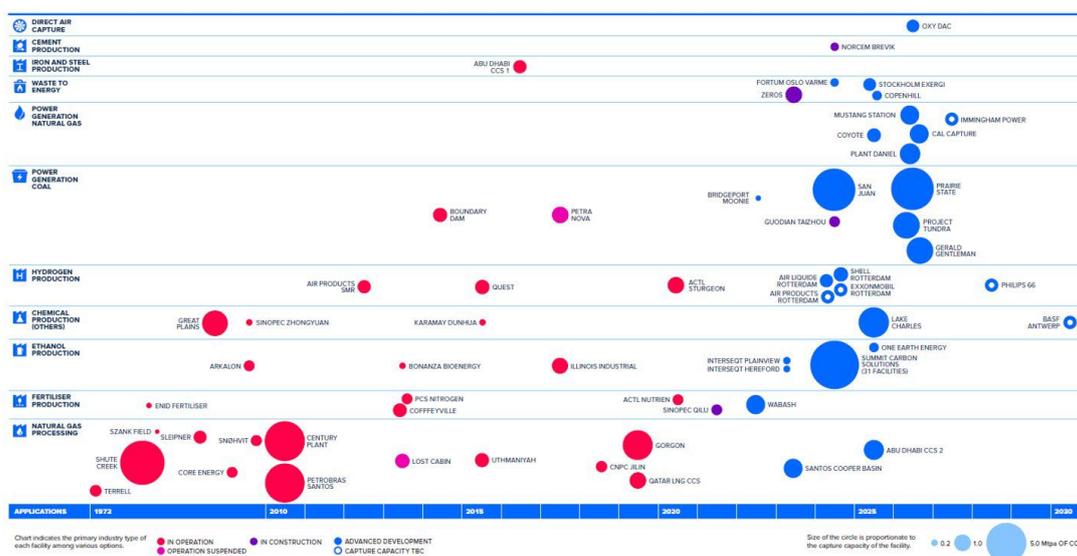
- 1) Gulf of Mexico CCUS Hub (米国、メキシコ湾における CCUS ハブ)
- 2) ATHOS (オランダ、Noordzeekanaal (北海運河地域))
- 3) Zero Carbon Humber (英国、英国の東海岸にある River Humber 流域の三角州地帯)
- 4) Xinjiang Junggar Basin CCS Hub (中国、新疆ウイグル盆地における CCS ハブ)

7.1.4 CCS のコスト構造

図 7.1-2 は世界の CCS 事業を用途別（セクター別）、時系列に並べた図である。今後はセメント、鉄鋼、産業廃棄物、石炭からの発電等への CCS 導入開発の展開が期待される。従来 CCS 施設の総コストは、発生源での CO₂ 回収、CO₂ 脱水圧縮、CO₂ 輸送、CO₂ 圧入、貯留された CO₂ の監視・検証などのコストを合計したものである。コストはプロジェクト

によって異なり、主に CCS 施設の規模や設置場所、CO₂ 発生源の特性の違いによって異なってくる。

2021 年時点で操業中の CCS 施設の多くは、図 7.1-2 に示すとおり、CO₂ 回収コストが低いか無視できる程度の産業である。合計すると操業中の 27 件の CCS 施設のうち全体の 81%にあたる 22 件は、製油所、天然ガス処理、肥料生産、エタノール生産に適用されている。これらの産業は、CO₂ 濃度がほぼ 100%のガストリームを生成するため、CO₂ を回収するコストが非常に低い。またこれらの産業では、CO₂ の分圧が高いガスが CO₂ 源となっている。



出典：Japan Country Review 2021, Global CCS Institute, 2021¹⁾

図 7.1-2 用途別の操業中・建設中・開発後期段階の CCS 施設

残りの 5 件の操業中の CCS 施設は、発電、鉄鋼生産、セメント生産、廃棄物処理など、CO₂ 回収コストが高い分野にある。これらの産業では、一般的にガストリーム中の CO₂ 濃度が、製油所、天然ガス処理、肥料生産、エタノール生産に比べて、はるかに低いため、CO₂ を除去するためにはより多くのエネルギーと設備が必要となる。例えば発電では、典型的な石炭火力発電所では排ガス中の CO₂ 濃度は約 14%、典型的な天然ガス火力発電所では約 4%となっている。よって、商業的に成立するためには政府等による支援措置が特に必要となると考える。

回収コストの高い施設の割合は、操業中や建設中の施設よりも開発中の施設の方が多い。これは政府の重点的な支援政策の結果であることが一因である。たとえば、発電部門で開発後期にある全 10 件の CCS 施設のうち、ほぼすべてが米国内にあり、米国エネルギー省の

2019年度発表の「Funding Opportunity Announcement 2058」においてFEEDのための資金提供を受けている。なおこれらの高コスト事案への投資案件は、時間の経過とともにCO₂価格とCO₂規制の厳しさが増すにつれて、商業的に実行可能なものにするために政府からの直接的な支援も緩和されるようになると推察される。

回収したCO₂を圧縮して貯留場所まで輸送し、CCSのバリューチェーンを完成させる最も低コストとなる輸送手段はパイプライン輸送で、大量のCO₂の短距離輸送に適した選択肢となっている。操業中または建設中の施設のうち24件がCO₂輸送にパイプラインを使用し、開発段階中の62件の施設もCO₂輸送にパイプラインを使用している。中国では少量のCO₂輸送目的でローリー等も利用されている。ノルウェーでは二つの施設が、ノルウェーのLongshipネットワークに接続する船舶を利用し、残りの施設はCO₂を回収した地点から地下に直接圧入し輸送インフラの必要性を軽減している。

世界では多くのCCS施設がCO₂輸送・貯留専用のソリューションを導入している一方で、前述のハブ化構想の検討が進むなど、海外では共有の輸送・貯留インフラに接続する施設も増加しており、これらの利点としてパイプラインの資本集約と、それによる規模の拡大に伴うCO₂輸送単価の大幅な削減がある。例えば、CO₂CRCの報告によると、複数の回収源を接続して年間100万tのパイプラインを5百万tに拡大しフル稼働を想定した場合、パイプラインの単価を約半分から3分の2に下げることが可能との検討結果もある。またCO₂輸送と貯留の単価を削減するだけでなく、インフラの共有化によって回収プラントの所有者が既存のネットワークに直接接続できることから、CCSのバリューチェーンに沿った投資と運用上の意思決定の調整から生じるクロスチェーンリスク（連鎖的リスク：バリューチェーンの一つのセクターのリスクがバリューチェーン全体のリスクになる）を軽減することが可能となる。排出事業者が主要港の近くに集中して存在する欧州では、インフラ共有モデルが、同地域で開発中のCCS施設として特に普及している。

7.2 ASEAN およびインドにおけるCCSの兆し

ASEANの一部政府は、2021年時点、および今後の排出削減に向けたCCSの可能性は認めているものの、技術の短期、中期的な導入を示した政策例はほぼない。政策面の不確実性は、CCS技術の可能性を政策文書で高く評価しているタイとカンボジアの事例で確認できる。例えばタイは気候変動基本計画の中でCCSの実現可能性調査の実施を確約しているものの、それ以上の政治公約やCCS技術に関する導入目標は確認されていない。カンボジアもそのエネルギー基本計画において、将来の石炭火力発電所から排出されるGHGを削減するための選択肢としてCCSを候補に挙げ、また必須の技術としているが、国家の政策綱領

では導入が確約されていない。なお CCS の機運が高まりつつあるシンガポール、マレーシア、インドネシアならびにインドにおける CCS に関する最新動向は、以下のとおりである。

(1) シンガポール

① CCS に関する政策「長期低排出ガス開発戦略（Long-Term Low-Emissions Development Strategy : LEDES）」

シンガポール政府は 2020 年 3 月に発表した政策「長期低排出ガス開発戦略（Long-Term Low-Emissions Development Strategy : LEDES）」の中で、以下の三つの必要性を示し、重要戦略として推進することを発表した。

- 1) 第一に、産業的、経済的、社会的な変革の必要性
- 2) 第二に、CCUS や低炭素燃料等、未成熟技術の利用の必要性
- 3) 第三に、正しく機能している炭素市場、炭素貯留、地域電力網等の分野における国際協力の必要性

なおシンガポールにおける CCS 関連事業は FS 前ではあるものの以下のプロジェクトが 1 件存在する。

② CCS 関連プロジェクト（1 件）

a. ExxonMobil Jurong Island Refining and Petrochemical Complex Carbon Capture

- 1) 事業提唱者 : ExxonMobil
- 2) 場所 : シンガポール Jurong Island
- 3) 概要 : ExxonMobil 社がシンガポール Jurong Island に所有する、同社世界最大の複合産業施設の石油化学品工場からの分離・回収。同社はジュロン島の低炭素化実現に向けてシンガポール政府と協議中である。

(2) マレーシア

Petronas 社はマレーシアで自社初の CCS プロジェクトと 2 件の地域沖合 CCS ハブ候補への取り組みを開始した。この地域のハブ化構想には、東南アジアおよび広域アジア太平洋地域の他の国々からの CO₂ を貯留できるポテンシャルがある。以下に、初期検討段階にあるマレーシアの CCS の可能性について示す。

① 検討中のCCSプロジェクト

a. Petronas Kasawari Gas Field Development Project

- 1) マレーシア国有石油企業 Petronas 社の完全子会社である Petronas Carigali 社が推進する開発初期のプロジェクトで、2025年から操業開始予定である。
- 2) マレーシアの Sarawak 海岸沖南シナ海における天然ガス処理のための CCS で、Kasawari 中央処理プラットフォームまたはマレーシア LNG 複合施設 (MLNG) における分離・回収能力、輸送手段は評価中である。成熟ガス田や枯渇ガス田など、専用地中貯留を検討中である。
- 3) Petronas Carigali 社は、南シナ海のマレーシア領におい Kasawari ガス田の開発を行っている。炭素回収貯留は、同ガス開発プロジェクトにおける CO₂ 管理技術の一つと考えられている。

b. CCS Opportunity at Malaysian Gas Fields

- 1) 推進者：Petronas 社、(独)石油天然ガス・金属鉱物資源機構 (JOGMEC)、JX 石油開発(株)
- 2) 場所：Petronas K5 プロジェクト (マレーシア・Sarawak 州 Bintulu 沖合 230 km)
- 3) 概要：3社共同で、CCS 技術の利用による天然ガス開発を検討中

(3) インドネシア

長期的導入に向けた政策的立場は明らかにしていないものの、東南アジアで CCS 技術に対して、おそらく最も前向きな政策環境に取り組むのはインドネシアである。同国の Centre of Excellence の設立や Gundih プロジェクトへの関与や支援が、CCS の役割に期待する同政府の判断の表れと推察する。大統領規則の発布は重要な一歩であり、将来的に同国の CCS プロジェクトの規制枠組となることが予想される。なお 2021 年に同政府は、CO₂ 1 トンあたり約 5.2 ドルの炭素税を設定する法律案を発表した。この炭素税はまだ発効されていないものの、2030 年までに約 16.6%の排出削減がもたらされると見込まれており、同国が大幅排出削減達成に向け機運を高めていることのほか、CCS などの低排出技術に広範かつ良好な影響を与えると期待されている。

Repsol 社はスペインを本拠とする多国籍企業であるが、インドネシアの南スマトラ州 Sakakemang において、年間 25 百万 t のプロジェクト (Repsol 社の天然ガス処理プラントから CO₂ を回収し、それを近隣の油田に恒久的に貯留する予定) を発表した。同施設

は、南スマトラ CCS ハブにおけるアンカーとして良好なポジションにあり、ガス処理、発電所、その他の排出部門からの排出を削減する。

Repsol 社は、政策支援が無い状態でも、途上国における操業排出の削減のために CCS プロジェクト開発を行うことでネットゼロを公約する、本拠を先進国に置く大企業の一つの事例である。PT Panca Amara Utama 社（PAU）中部 Sulawesi 州 CCUS 付設型クリーン燃料アンモニア製造に関する実現可能性調査が、日本とインドネシアのコンソーシアムによって開始されている。その目的は、アンモニア製造からの CO₂ 排出を回収し、インドネシアの中部 Sulawesi 州周辺に CO₂ を貯留することである。

① 検討中の CCS プロジェクト（4 件）

a. Repsol Sakakemang Carbon Capture and Injection

- 1) 事業推進者：Repsol 社、事業パートナー（予定）：PETRONAS 社、MOECO 社
- 2) 場所：インドネシア南スマトラ陸上 Sakakemang 鉱区
- 3) 概要：Sakakemang ガス田開発（高 CO₂ 濃度ガス田）の一環で CO₂ 分離・回収を実施予定。回収量は年間 1.5～2 百万 t で、2026 年の創業開始に向けて Repsol 社は 2021 年 3 月に事前調査の実施を発表。2026 年から操業開始予定

b. PAU Central Sulawesi Clean Fuel Ammonia Production with CCUS PAU

- 1) 事業推進者：JOGMEC、三菱商事（MC）、国立バンドン工科大学（ITB）、PAU 社
- 2) 場所：インドネシア Central Sulawesi 州 Luwuk
- 3) 概要：中部 Sulawesi 州における CCUS 付設型クリーン燃料アンモニア製造として三菱商事が、インドネシア共和国中部 Sulawesi 州におけるクリーン燃料アンモニア製造の合同 CCUS 実現可能性調査を主導（2021 年 3 月に、クリーン燃料アンモニア製造のための CCUS に関する 4 社共同調査について覚書を締結）。

c. Tangguh LNG Carbon Capture

- 1) 事業推進者：BP 社
- 2) 場所：インドネシア West Papua 州 Tangguh 天然ガス田
- 3) 概要：概念設計（初期段階）、PB 社は Tangguh LNG における CO₂ 分離・回収、再圧入に関するメカニズムの調査およびテストを実施中である。

d. Gundih CCS Pilot

- 1) 事業推進者：インドネシア国有石油天然ガス会社 PERTAMINA 社、エネルギー鉱物資源省（MEMR）、ITB、アジア開発銀行（ADB）、国際協力機構（JICA）、科学技術振興機構（JST）（ともに SATREPS イニシアチブを運営）等
- 2) 場所：インドネシア中部ジャワ州 Blora 地区
- 3) 概要：日本の二国間クレジット（Joint Credit Mechanism：JCM）を目指す開発後期プロジェクト。インドネシアの中部ジャワ州で行われ、Gundih ガス田で回収した CO₂を2年間にわたり、非経済的石油・ガス貯留層に日量約 30 t 圧入する（合計約 2 万 t）。CO₂を圧入する陸上施設的设计・建設は 2020 年代までに実施する目標。

(4) そのほかの ASEAN 諸国の動向

ASEAN 諸国のうち、タイ、ブルネイ、ベトナム、フィリピン、カンボジア、ラオス、ミャンマーでは、CCS 関連のプロジェクト開発は確認されていない。

(5) インド

インドでは Chennai 市内において、Carbon Clean Solutions 社による操業中の CCU プロジェクトが 1 件ある。

① 操業中の CCU プロジェクト（1 件）

a. Tuticorin CCU Project (Carbon Clean Solutions)

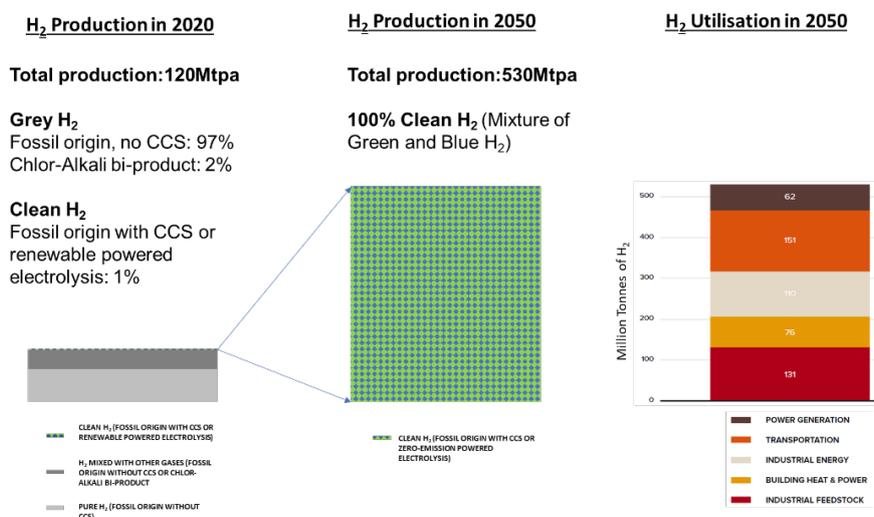
- 1) 事業提唱者：Carbon Clean Solutions Limited 社（CCSL 社）、Tuticorin Alkali Chemicals and Fertilisers 社（TACFL 社）
- 2) 場所：インド Chennai
- 3) 概要：Carbon Clean Solutions 社は、2016 年に Chennai 市内の石炭火力発電所に分離・回収、利用設備（6 万 t/年）を導入した。回収した CO₂はソーダ灰製造に利用する。

7.3 水素と CCS（世界の最新動向）

近年化石燃料の代替となるクリーンエネルギーとして需要が高まる水素について調査を実施したほか、新規調査としてアンモニアから発電までのサプライチェーンプロジェクトの詳細について調査を行った。

(1) 概況と世界の展望

2019年のIEAの報告によると、世界の水素市場はすでに確立されており、2050年までに2.5兆ドル規模の市場を創出すると予想されている。また2020年のIEAの報告では、2020年の純水素の生産量は70百万t、総水素量（合成ガスを含む）は1億2,000万tに達している。図7.3-1「2020年と2050年の水素生産と利用の比較」に示す通り、水素協議会（Hydrogen Council）の2017年時点の推計²⁾では、2050年には水素需要が5億tを超え、年間最大60億tのCO₂の削減がもたらされると分析されている。



出典：Japan Country Review 2021, Global CCS Institute, 2021¹⁾

2050年の利用率は「Hydrogen Council 2017」²⁾から引用

図 7.3-1 2020年と2050年の水素生産と利用の比較（すべての数字は概算）

2020年と2050年の水素の生産と利用（数字はすべて概算）。2050年の利用率は（Hydrogen Council 2017）から引用。

2021年時点の水素の97%は、石炭のガス化、または天然ガスからの水蒸気メタン改質（SMR）により生産されている、すなわち「グレー水素」と呼ばれるもので、2019年時点のIEAの報告では8億3千万t/年のCO₂を排出している。このCO₂をCCSで削減したものが「ブルー水素」である。石炭や天然ガスからの水素製造に適用されるCCSは、費用対効果に優れ、ゼロエミッションを実現することが可能である。また使用した際の副産物は水のみである。

CCSを導入した商業用の水素製造施設の最新の概要を(2)に、2020年度に概要を調査した開発中の水素プロジェクト（6件）の更新情報を含む最新動向については(3)に、さらに開発中のブルー水素製造施設（商業用）（17件）について(4)にまとめる。

(2) CCS 付き水素製造施設（商業用）（7+1 件）

Global CCS Institute の 2020 年度のデータベースに基づき、CCS 設備を付設した、商業用に低炭素水素を生産中の水素商業施設（7 件、1 件は建設中）を表 7.3-1 に示す。全体の水素の年間製造能力は 1.3 百万 t~1.5 百万 t、CO₂の年間回収能力は 7 百万 t となっている。これらの商業施設のほか、世界には本事業のような実証施設も数多く存在する。

表 7.3-1 CCS を導入した水素製造施設（商業用）（7+1 件）

施設	製造能力 (H ₂ /日)	製造プロセス	水素利用	運転 開始
Enid Fertiliser	合成ガスで 200 t	メタン改質	肥料製造	1982
Great Plains Synfuel	合成ガスで 1,300 t	石炭ガス化	合成天然ガス製 造	2000
Air Products	500 t	メタン改質	石油精製	2013
Coffeyville	200 t	石油コークス・ガ ス化	肥料製造	2013
Quest	900 t	メタン改質	ビチューメン・ アップグレー ディング（合成 石油製造）	2015
Alberta Carbon Trunk Line - Sturgeon	240 t	アスファルト残滓 ガス化	ビチューメン・ アップグレー ディング（合成 石油製造）	2020
Alberta Carbon Trunk Line - Nutrien	800 t	メタン改質	肥料製造	2020
Sinopec Qilu	100 t (推計-建設中)	石炭ガス化	肥料製造	2021

出典：Global CCS Institute, Japan Country Review, 2021¹⁾

(3) 開発中の水素+CCS プロジェクト（6件）

2021年にGlobal CCS Instituteのデータベースの開発段階にある複数の水素+CCSプロジェクトには、2020年時点の2件に対し新たに4件のプロジェクトが追加された。

① オーストラリア HESC-CarbonNet

2018年4月に発表された日豪共同事業であるオーストラリア、ビクトリア州での世界初の5億豪ドル規模の水素エネルギーサプライチェーン（Hydrogen Energy Supply Chain：HESC）プロジェクトで、日本政府、川崎重工業、J-Power、オーストラリア連邦政府、ビクトリア州政府、そしてHESC業界のパートナーである岩谷産業、丸紅、Shell社、AGL社が参加する共同ベンチャー事業である。

2021年3月、川崎重工業の専用船で日本に輸出に向けて、HESCはLatrobe ValleyとHastingの両サイトでのパイロットプロジェクトの運転を開始した。

ビクトリア州政府地球資源局（Victorian Government Energy and Earth Resources）の2019年時点の報告では、HESCは世界最大級の褐炭鉱床の一つにアクセスし、650億tと推定されるLatrobe Valleyの広大な褐炭資源の継続的な商業化のための持続可能で低排出量の経路を提供する世界的に重要な計画とされている。

ビクトリア州Latrobe Valleyでの将来の商業規模の水素プロジェクトでは、CO₂を回収し、パイプラインでGippsland盆地の沖合の深部にあるCarbonNet CCSネットワークに輸送する。

CarbonNetプロジェクトでは2021年時点で、「Pelican」と呼ばれる貯留層を評価中で、経過は良好であり、貯留ポテンシャルも125百万t-CO₂から500百万t-CO₂に更新された。また二つ目のサイトKookaburraの評価中である。

② ニュージーランド Pouakai Project

8 Rivers Capital社が所有するPouakai Projectで、ニュージーランドのTaranaki地域に水素・肥料・発電の複合施設を建設することを提案している。天然ガスを原料とし、CCSを利用する。三つのプロセスを統合した一つの天然ガス処理施設を通じ、以下を目指す。

- 1) NET Power社のアラムサイクル発電
- 2) 8 Rivers社の8RH₂水素製造技術
- 3) アンモニア合成と合成窒素肥料製造プロセス技術の確立

2024年に運転開始予定で、年間約100万tのCO₂を回収し、Taranaki盆地の枯渇ガス田または深部塩水層のいずれかを貯留地点とする予定である。

③ 英国 HyNet North West Project

英国 Cadent 社と Progressive Energy 社が英国北西部において共同開発中の、低炭素型の水素製造、流通、CCUS を統合した水素 CCS プロジェクトである。天然ガスを自己熱改質（Autothermal Reforming : ATR）によって水素ガスに転換し、主要な大型産業ガスユーザーや工業用地に供給予定である。ATR ユニットの数は 2 基予定され、総容量は 890 MWth となる。製造した水素は、既存の天然ガスネットワークに混合して注入され、また輸送用燃料として使用する。

水素製造・炭素回収（HPCC）プラントで回収した CO₂ は、近隣の既存の工業用地から回収した CO₂ と共に、Eni 社所有、運営のリバプール湾の廃鉱中の Hamilton ガス田と Lennox ガス田への貯留に向けて輸送する（CO₂ 用に再利用される既存の天然ガスパイプラインに接続する新しいパイプラインの一区間を経由）。

将来さまざまなフェーズやタイプの開発に拡張できるような設計としており、他の貯留サイトや産業クラスターのために事業コンセプトの地理的拡張も可能となる。

2021 年 10 月に英国政府は、HyNet North West を英国の CCUS クラスタープロセスにおける二つの「Track 1」プロジェクトの一つとして発表した。これにより、同プロジェクトは 2020 年代半ばまでに 2 つの産業クラスターの一つとして進められる。

④ 英国 H21 North of England Project

2018 年 11 月に Cadent 社、Northern Gas Networks、Equinor 社が「H21 North of England」計画を発表し、英国が 12.15 GW の天然ガスベースの水素製造施設を建設し、既存の天然ガス流通網を通じて、英国北部の産業界や家庭のユーザーに水素を供給することを提案している。

ATR 技術を用いて天然ガスを水素に改質し、このプロセスで発生する CO₂ を北海の沖合で隔離するため CCS を実施する。北海で採取した天然ガスを陸揚げし処理する英国東海岸の Easington または Teesside に、建設費 85 億ポンドの水素製造プラントを設置し、1.3 GW の ATR 装置 9 基が並行して稼働する計画である。

2021 年時点では、Leeds の既存の天然ガスネットワークを 100%水素に転換する実現可能性調査を実施中である。季節間や日中の需要に対応するため、岩塩洞窟への水素貯蔵が行われており、クリーンエネルギーの柔軟な供給を保証する。

2026～28 年の開始見込みで、2035 年には本プロジェクトが世界最大の CCUS プロジェクトとなる可能性がある。

⑤ オランダ Hydrogen 2 Magnum (H2M)

オランダのエネルギー電力供給では天然ガス発電所がその信頼性と柔軟性を理由として重要な役割を果たすことから、Vattenfall社所有のMagnumガス発電所に、CO₂回収・輸出施設を伴う天然ガス水素製造プラントを新設する。製造した水素はドイツのEemshavenに送られ、転換ガス発電所の燃料となる。

Equinor社、Vattenfall社、Gassunie社は、ガスタービン複合発電所の3ユニットを水素発電ユニットに転換する実現可能性を評価している。Magnumガス発電所は、さまざまな種類の燃料で運転できるように設計されているため、絶好の候補となっており、年間最大2百万tのCO₂を回収可能と考えられている。液化したCO₂はノルウェーの沖合貯留層に輸送され、地中貯留される予定である。2023年に最終投資決定がされ、2027年後半から2028年前半までに最初の水素製造が計画されている。

⑥ スウェーデン Preem CCS Project

スウェーデン西海岸のLysekill製油所にあるPreem社の水素ガスプラントのCO₂排出量の削減のためのCCS技術の導入で、フルスケールのCCSにより、製油所の年間総CO₂排出量の約1/3に相当する年間0.5百万tの製油所CO₂排出量を削減する。

Preem社、Aker Carbon Capture社、Chalmers工科大学、Equinor社、SINTEFの共同プロジェクトで、スウェーデンエネルギー庁と、ノルウェーの研究開発プログラムであるCLIMITが、パイロット試験プラントに資金提供する。パイロット試験では、Preem社の水素ガスプラントの排ガスからのCO₂についての試験が行われた。実現可能性調査は、2025年から2026年までに稼働可能となるフルスケールのCCSプラントの基礎となる。

(4) 開発中のブルー水素プロジェクト商業用（16件）

水素製造の新たな展開として、産業、固定燃焼エネルギー、輸送産業の脱炭素化として化石燃料をクリーン水素に転換するため、ブルー水素プロジェクトの新規発表が相次いでいる。2021年6月末時点で、Global CCS Instituteのデータベースには、表7.3-2に記載のとおり、16件の開発中の商業用ブルー水素プロジェクトが含まれている。これらの施設では、クリーンな水素を製造し第三者に販売、またはアンモニア、肥料、電力などの製造プロセスで使用している。これらの施設におけるブルー水素の総生産能力は、年間2百万t以上となる可能性がある。またCO₂回収容量については、17施設の内、報告された12施設の合計が14.6百万t/年となり、水蒸気メタン改質による水素製造でのおよそ90%のCO₂回収率に相当する、製造水素1kgあたり7.6kgのCO₂が回収されると仮定すると、これら12施設の合計水素製造能力は1.9百万t/年となる。残り五つの施設の平均水素製造能力が

0.1 百万 t/年であると仮定すると、製造能力は合計 2.4 百万 t/年となる。

表 7.3-2 開発中のブルー水素製造施設（商業用）（16件）

施設	国	運転開始年
Wabash Valley Resources Hydrogen Plant	米国	2022 年
Air Liquide Refinery Rotterdam	オランダ	2024 年
Project Pouakai Hydrogen Production	ニュージーランド	2024 年
Shell Refinery Rotterdam	オランダ	2024 年
ExxonMobil Benelux Refinery	オランダ	2024 年
Air Products Refinery Rotterdam	オランダ	2024 年
Acorn Hydrogen	英国	2025 年
Clean Energy Systems Carbon Negative Energy Plant-Central Valley	米国	2025 年
Preem Refinery	スウェーデン	2025 年
Barents Blue Project Clean Ammonia	ノルウェー	2025 年
H21 North of England	英国	2026 年
Adriatic Blue Clean Ammonia	イタリア	2026 年
Hydrogen to Hum 9 ber Saltend	英国	2026-2027 年
HyNet North West	英国	2020 年代中頃
Net Zero Teessid BP H2Teesside	英国	2027 年
Humber Zero - Phillips 66 Humber Refinery	英国	2028 年

出典：Global CCS Institute, Japan Country Review, 2021¹⁾

注：操業中、建設中を除く：2021 年 6 月時点

7.4 アンモニアと CCS

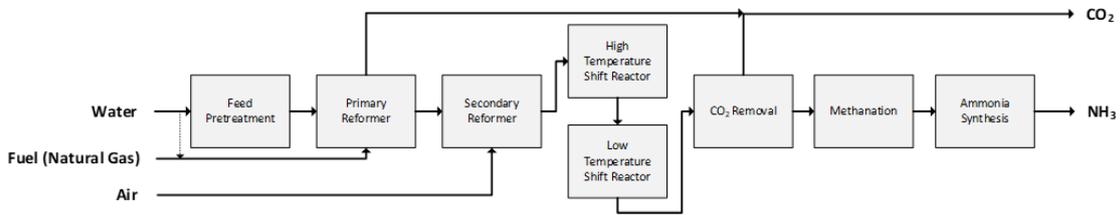
(1) 概要

① 製造プロセス・主な用途

国際水素市場と同様に、国際アンモニア市場も確立されている。アンモニアは主に肥料産業で使用されており、2020 年には年間 180 百万 t/年が生産されている³⁾。アンモニアは、水素と窒素をハーバー・ボッシュ法で結合して製造される。アンモニア合成の代表的なプロセスを、図 7.4-1 に示す。2020 年に製造されたアンモニアの大半は、炭素回収を行わずに化石燃料を原料として作られた「ブラウン」アンモニアや高炭素アンモニアと呼ばれること

の多いものである。

今日、世界ではCCSによってCO₂が削減された「ブルー」アンモニアの製造が、脱炭素化技術を伴うアンモニア開発として進んでいる。



参照先：Global CCS Institute, Japan Country Review, 2021¹⁾

図 7.4-1 CCS 無しの代表的なアンモニア合成プロセスのフロー図

② 国際的な需要および開発の展望

2020年にIEAは、「アンモニアは、海運業の脱炭素化のための重要な手段として関心が高まっており、「持続可能な開発シナリオ」において、2070年までに海運燃料需要の半分をアンモニアが占めるようになる」と予測している。この海運燃料需要の1/3以上は、CCSを用いて天然ガスから製造されたアンモニアでまかなわれている。

また最近では、アンモニアは電力業界の代替燃料としても検討されている。日本は、経済産業省が2021年に公表した「燃料アンモニアのロードマップ」において、開発を主導している。海外の石油化学市場に関する情報(ICIS)によると、韓国もグリーンアンモニアコンソーシアムをこのたび立ち上げ、電力用燃料としてのアンモニアの可能性を検討中である。

(2) 世界の取組み状況

このように国際社会では、ブルーアンモニアとグリーンアンモニアの製造、およびアンモニアを生産者から消費者までグローバルに運ぶための関連バリューチェーンの活動が活発化している。

① 操業中のCCS付設型アンモニア製造施設（商業用施設）（3件）

2021年時点で北米を中心に、表7.4-1に示す3件の商業用ブルーアンモニア施設が稼働しており、その総生産能力は年間2.1百万t、年間のCO₂の回収量は0.6百万t以上である。

表 7.4-1 CCS 付設型アンモニア製造施設（商業用施設）（3件）

施設名	アンモニア製造能力 (年間百万 t)	H ₂ 製造プロセス
米国（オクラホマ州）Enid Fertilizer	1.7（輸出または尿素製造利用）	メタン改質
米国（カンザス州）Coffeyville - Geismar, Louisiana Low Carbon Ammonia	0.2	石油コークス・ガス化
カナダ（アルバータ州）Alberta Carbon Trunk Line – Nutrien's Alberta Low Carbon Ammonia	0.2	メタン改質

出典: Global CCS Institute, Japan Country Review, 2021¹⁾

② 計画中の CCS 付き商業用アンモニア製造施設

上記の商業用施設のほか、2021年現在、複数の新規計画が進展中である。また2020年と2021年には、新しいブルー水素とそれに関連するバリューチェーン開発のための実現可能性調査を目的として複数の覚書（MOU）が締結され、エネルギーキャリアや燃料候補としてアンモニアが重視されている。開発中の施設とMOUの詳細は、以下のとおりである。

a. （カナダ）Itochu's Blue Ammonia

伊藤忠はこのほど、マレーシアのPetronas社のカナダ子会社およびカナダ本拠のインフラ企業と合同で、カナダ・アルバータ州を拠点とする年間1百万tのブルーアンモニアプラントの実現可能性調査を行うことに合意した（Nikkei Asia、2021年）。プラントの完成は2026年を目指している。このブルーアンモニアは、日本の発電や産業顧客用とされる予定である。

b. （フランス）Clean Energy Industrial Basin Normandy

Air Liquide社、Borealis社、Esso S.A.F.、TotalEnergies社、Yara International ASAの間で、Clean Energy Industrial Basin Normandyを脱炭素化するために、CCSを含むCO₂インフラの利用を検討するMOUが締結された（YARA、2021年）。このMOUで提示された目標は、2030年までに年間3百万tのCO₂排出量を削減することである。MOUには、2021年現在のYara Le Havreアンモニアプラントから年間0.2百万tのCO₂削減、あるいは年間10万tのブルーアンモニアを生産することが含まれる。

c. （ノルウェー）Project Barents Blue

Horisont Energi社は2021年現在、ノルウェーのFinnmark州Markoppnesetに建設

する日量 3,000t のブルーアンモニアプラントの設計段階にある。このブルーアンモニアプラントは、Haldor Topsoe 社の SynCOR アンモニア技術と、CO₂ を回収して水素を製造する ATR を使用する予定である。Horisont Energy 社と Equinor 社の合意により、予想される年間 200 万 t の CO₂ 生産に対して、Finnmark 沖の Polaris 貯留地での CO₂ 輸送・貯留開発が予定されている（Horisont Energi 社、2021 年）。このプロジェクトの最終投資決定は 2022 年になると見込まれており、スタートアップは 2025 年を目標としている。もし成功すれば、Horisont Energi 社は、将来的にこのプロジェクトに二つの並列ブルーアンモニアプラント（トレイン 2 と 3）を追加する計画である。2021 年 Horisont Energi 社は、ロッテルダム港と MOU を締結し、Barents Blue プラントからロッテルダムまでブルーアンモニアを輸送する回廊を設置して、そこからさらに北西ヨーロッパに流通させる予定である。

d. （ロシア）Obsky Gas Chemistry Complex

2021 年、ロシア最大の独立系ガス生産者である Novatek 社は、ロシア Yamal 半島での Obsky LNG プロジェクトはもはや進行させず、代わりにブルーアンモニアとメタノールを製造し、Obsky ガス化学コンプレックスを通じて国際市場に供給することを発表した。

Novatek はは、年間 2.2 百万 t のブルーアンモニアの製造を見込んでいる。回収した CO₂ は Yamal 半島の沖合に貯留される予定で、Novatek 社はすでに検討されている炭素回収貯留プロジェクトを活用する。本プロジェクトの最終投資決定は 2022 年を予定しており、スタートアップは 2026 年を目標としている。

e. （アラブ首長国連邦）ADNOC World-Scale Blue Ammonia

2021 年にアブダビ国営石油会社（Abu Dhabi National Oil Company : ADNOC）は、アブダビの Ruwais で世界規模のブルーアンモニア製造施設を進めると発表した。設計段階に移行したこの施設は、Ruwais の新しい TA'ZIZ 産業ハブで開発される。この開発段階における施設の能力は、ブルーアンモニアで年間 1 百万 t である。METI や韓国の GS Energy 社などの潜在的な顧客と、すでに複数の供給契約が締結されている。この施設は、2020 年に ADNOC に与えられた指令に基づき、UAE を世界の水素リーダーとして位置づけることを目的としている。本プロジェクトの最終投資決定は 2022 年に行われると見込まれており、スタートアップは 2025 年を目指している。

f. （アラブ首長国連邦）ADNOC Blue Ammonia Supply Chain

ADNOC は、日本の国際石油開発帝石（INPEX）、JERA、政府機関である JOGMEC と共同で、設計段階にある ADNOC World-Scale Blue Ammonia plant と合わせて、UAE でのブルーアンモニア製造を検討するための共同研究を開始した。この共同研究は、ADNOC とそのパートナーが、アブダビで製造されたブルーアンモニアを、日本の電力会社に供給することを検討するための基盤となる。

g. （サウジアラビア）Saudi Aramco and ENEOS Blue Hydrogen and Ammonia Supply Chain

2021 年に Saudi Aramco 社と日本の ENEOS は、ブルー水素とアンモニアのサプライチェーン開発の可能性を探るための MOU を締結した。両社は MOU を通じて、サウジアラビアにおけるブルー水素とアンモニアの製造の可能性を探る。ENEOS は、日本の発電所などのエンドユーザーに供給するために、水素とアンモニアの輸入など日本の水素ネットワーク開発の可能性を探ることを計画している。

h. （米国）Mitsui and CF Industries Blue Ammonia Supply Chain

2021 年に日本の三井物産は、世界規模でアンモニアを製造している CF Industries 社と MOU を締結し、米国でのブルーアンモニア製造のための実現可能性調査を完了した。この MOU では、日本やそのほかの国にブルーアンモニアを供給するための、ブルーアンモニア用サプライチェーンと関連インフラについても調査する予定である。

i. （オーストラリア）JERA and Yara Blue Ammonia Supply Chain

2021 年度、JERA と Yara International 社は、オーストラリアと日本の間のアンモニアのバリューチェーンの実現可能性と、ブルーアンモニアおよびグリーンアンモニアの開発に焦点を当てた MOU を締結した。

（MOU の対象）

- 1) Yara 社のオーストラリア、Pilbara 肥料工場をブルーアンモニア製造用に改造
- 2) ブルーアンモニアおよびグリーンアンモニアの新規製造プロジェクトの共同開発
- 3) アンモニア輸送の最適化
- 4) 日本における発電用を含むアンモニアの新規需要の供給と開発

j. （オーストラリア）Clean Fuel Ammonia Supply Chain from Australia to Japan for Ammonia-fired Power

オーストラリアから日本へのクリーンなアンモニアのサプライチェーンの実現可能性

調査が、Woodside Energy Ltd.、JOGMEC、丸紅(株)、北陸電力(株)、関西電力(株)の間で結ばれたMOUによって実施される。各当事者は同MOU下において、オーストラリアでのCCSを利用した天然ガスからのアンモニア製造から日本への海上輸送、発電用燃料や船舶用燃料としてのアンモニアの利用に至るまで、それぞれの技術や知識に注力する。

7.5 バイオエネルギーとCCS (BECCS)

(1) 世界の動向

Bio-energy with Carbon Capture and Storage (BECCS) には莫大な可能性がある。最大の（エネルギー生産量の点で）商業的に最も魅力的なBECCSアプリケーションは、CCSを用いたバイオエタノールの生産である。米国は世界のバイオ燃料の半分以上を生産しているが、南米、サハラ以南のアフリカ、東南アジアの発展途上国等、世界中で気運が高まっている。輸送部門でのバイオ燃料の利用が増加すれば、従来、脱炭素化が困難であった部門におけるCO₂排出量の削減が可能になると考えられている。

① 世界のBECCS施設（商用施設）（48件）

Global CCS Institute のデータベースによると、商業用のBECCS施設は2020年当時の12件から、2021年には表7.5-1に示すとおり48件に増加した。このうち3件が運転中で約140万tのCO₂貯留を行っている。BECCSが最も拡大している地域は米国で、2020年の10件から2021年には44件に増加している。その大半はエタノール製造等が目的で、2024年の操業開始を目指した開発後期の段階である。そのほかの地域では、英国で2件（Drax BECCS Project、Net Zero Teesside - Suez Waste to Energy CCS）、ノルウェーで1件（Langskip CCS - Fortum Oslo Varme）、スウェーデンで1件（Stockholm Exergi BECCS）、デンマークで1件（Copenhill (Amager Bakke) Waste to Energy CCS) となっている。

表 7.5-1 世界の商業用BECCS施設（施設48件）

	事業名 / (操業開始年 : ステージ)	回収能力 (百万 t/年-CO ₂)
1	米国 : Arkalon CO ₂ Compression Facility (2009年 : 操業中)	0.29 百万 t/年-CO ₂
2	米国 : Bonanza BioEnergy CCUS EOR (2012年 : 操業中)	0.1 百万 t/年-CO ₂

	事業名／（操業開始年：ステージ）	回収能力 （百万 t/年-CO ₂ ）
3	米国：Clean Energy Systems Carbon Negative Energy Plant - Central Valley（2025年：開発初期）	0.32 百万 t/年-CO ₂
4	英国：Drax BECCS Project（2027年：開発初期）	4 百万 t/年-CO ₂
5	米国：Illinois Industrial Carbon Capture and Storage（2017年：操業中）	1 百万 t/年-CO ₂
6	米国：Project Interseqt - Hereford Ethanol Plant（2022年：開発初期）	0.3 百万 t/年-CO ₂
7	米国：Project Interseqt - Plainview Ethanol Plant（2022年：開発初期）	0.33 百万 t/年-CO ₂
8	米国：Red Trail Energy BECCS Project（2025年：開発初期）	0.18 百万 t/年-CO ₂
9	米国：The Illinois Clean Fuels Project（2025年：開発初期）	2.7 百万 t/年-CO ₂
10	米国：ZEROS Project（2020年代後半：建設中）	1.5 百万 t/年-CO ₂
11	米国：Velocys' Bayou Fuels Negative Emission Project（2024年：開発初期）	0.5 百万 t/年-CO ₂
12	米国：Midwest AgEnergy Blue Flint ethanol CCS（2022年：開発初期）	0.18 百万 t/年-CO ₂
13	英国：Net Zero Teesside - Suez Waste to Energy CCS（2027年、開発初期）	不明
14	米国：Fairmont Biorefinery Carbon Capture and Storage（2024年、開発後期）	0.33 百万 t/年-CO ₂
15	米国：York Biorefinery Carbon Capture and Storage（2024年、開発後期）	0.14 百万 t/年-CO ₂
16	米国：Aberdeen Biorefinery Carbon Capture and Storage（2024年、開発後期）	0.14 百万 t/年-CO ₂
17	米国：Atkinson Biorefinery Carbon Capture and Storage（2024年、開発後期）	0.16 百万 t/年-CO ₂
18	米国：キャセルトン Biorefinery Carbon Capture and Storage（2024年、開発後期）	0.5 百万 t/年-CO ₂

	事業名／（操業開始年：ステージ）	回収能力 （百万 t/年-CO ₂ ）
19	米国：セントラルシティ Biorefinery Carbon Capture and Storage（2024年、開発後期）	0.33 百万 t/年-CO ₂
20	デンマーク：Copenhill (Amager Bakke) Waste to Energy CCS（2025年、開発後期）	0.5 百万 t/年-CO ₂
21	米国：Galva Biorefinery Carbon Capture and Storage（2024年、開発後期）	0.11 百万 t/年-CO ₂
22	米国：Goldfield Biorefinery Carbon Capture and Storage（2024年、開発後期）	0.22 百万 t/年-CO ₂
23	米国：Grand Junction Biorefinery Carbon Capture and Storage（2024年、開発後期）	0.34 百万 t/年-CO ₂
24	米国：Granite Falls Biorefinery Carbon Capture and Storage（2024年、開発後期）	0.18 百万 t/年-CO ₂
25	米国：Heron Lake Biorefinery Carbon Capture and Storage（2024年、開発後期）	0.19 百万 t/年-CO ₂
26	米国：Huron Biorefinery Carbon Capture and Storage（2024年、開発後期）	0.09 百万 t/年-CO ₂
27	米国：Lamberton Biorefinery Carbon Capture and Storage（2024年、開発後期）	0.16 百万 t/年-CO ₂
28	米国：Lawler Biorefinery Carbon Capture and Storage（2024年、開発後期）	0.57 百万 t/年-CO ₂
29	米国：Marcus Biorefinery Carbon Capture and Storage（2024年、開発後期）	0.46 百万 t/年-CO ₂
30	米国：Mason City Biorefinery Carbon Capture and Storage（2024年、開発後期）	0.34 百万 t/年-CO ₂
31	米国：Merrill Biorefinery Carbon Capture and Storage（2024年、開発後期）	0.16 百万 t/年-CO ₂
32	米国：Mina Biorefinery Carbon Capture and Storage（2024年、開発後期）	0.4 百万 t/年-CO ₂

	事業名／（操業開始年：ステージ）	回収能力 （百万 t/年-CO ₂ ）
33	米国：Nevada Biorefinery Carbon Capture and Storage （2024年、開発後期）	0.4 百万 t/年-CO ₂
34	米国：Norfolk Biorefinery Carbon Capture and Storage （2024年、開発後期）	0.15 百万 t/年-CO ₂
35	米国：Nevada Biorefinery Carbon Capture and Storage （2024年、開発後期）	0.4 百万 t/年-CO ₂
36	米国：One Earth Energy facility Carbon Capture （2025年、開発後期）	0.5 百万 t/年-CO ₂
37	米国：イリノイ州 Onida Biorefinery facility Carbon Capture and Storage （2024年、開発後期）	0.23 百万 t/年-CO ₂
38	米国：Otter Tail Biorefinery Carbon Capture and Storage （2024年、開発後期）	0.16 百万 t/年-CO ₂
39	米国：Plainview Biorefinery Carbon Capture and Storage （2024年、開発後期）	0.32 百万 t/年-CO ₂
40	米国：Redfield Biorefinery Carbon Capture and Storage （2024年、開発後期）	0.17 百万 t/年-CO ₂
41	米国：Shenandoah Biorefinery Carbon Capture and Storage （2024年、開発後期）	0.23 百万 t/年-CO ₂
42	米国：Sioux Center Biorefinery Carbon Capture and Storage （2024年、開発後期）	0.19 百万 t/年-CO ₂
43	米国：Steamboat Rock Biorefinery Carbon Capture and Storage （2024年、開発後期）	0.23 百万 t/年-CO ₂
44	スウェーデン：Stockholm Exergi BECCS（2025年、開発後期）	0.8 百万 t/年-CO ₂
45	米国：Superior Biorefinery Carbon Capture and Storage （2024年、開発後期）	0.17 百万 t/年-CO ₂
46	米国：Watertown Biorefinery Carbon Capture and Storage （2024年、開発後期）	0.37 百万 t/年-CO ₂
47	米国：Wentworth Biorefinery Carbon Capture and Storage （2024年、開発後期）	0.26 百万 t/年-CO ₂

	事業名／（操業開始年：ステージ）	回収能力 （百万 t/年-CO ₂ ）
48	米国：Wood River Biorefinery Carbon Capture and Storage （2024年、開発後期）	0.34 百万 t/年-CO ₂

出典：Global CCS Institute, Japan Country Review, 2021¹⁾

② 世界の BECCS 施設（パイロット・実証 CCS 施設）（3 件）

①に示した商業用施設のほかに、世界では表 7.5-2 に示す通り 3 件のパイロット・実証施設が操業中である。

表 7.5-2 世界の BECCS 施設（パイロット・実証 CCS 施設 3 件）

事業名（操業開始年：ステージ）	回収能力（百万 t/年-CO ₂ ）
カナダ：Husky Energy Lashburn and Tangleflags CO ₂ Injection in Heavy Oil Reservoirs Project （2012年：操業中）	0.08 百万 t/年-CO ₂
日本：三川燃焼後回収設備（2020年：操業中）	0.15 百万 t/年-CO ₂
英国：Drax bioenergy carbon capture pilot plant （2019年：操業中）	2019年運用開始時点：最大 1t/ 日-CO ₂ 、2020年運用開始時 点：300kg/日-CO ₂

出典：Global CCS Institute, Japan Country Review, 2021¹⁾

(2) 廃棄物エネルギー（Waste to Energy）施設（4 件）

廃棄物エネルギー（Waste to Energy：WtE）施設は、BECCS のもう一つの潜在的な成長分野である。WtE 施設は、選別された一般の固形廃棄物を燃料として、火力発電や近隣の家庭や企業向けの低品位熱源として利用するもので、計画中の主要なプロジェクトは、表 7.5-3 に示す 4 件である。

表 7.5-3 世界の廃棄物エネルギー（WtE）施設（主要4件）

	施設名	回収能力（百万 t/年-CO ₂ ）
1	オランダ：Twence WtE plant (2021年試運転開始予定)	0.1 百万 t/年--CO ₂
2	米国：The ZEROS project	1.50 万 t/年の CO ₂ 回収を目標（酸素燃焼により排ガス中の CO ₂ 濃度が高くなるため、従来の WtE プラントより経済的な CO ₂ 回収が可能）
3	デンマーク：Copenhill (Amager Bakke) Waste to Energy CCS) (～2025年稼働開始予定)	0.5 百万 t/年-CO ₂ 回収可能なプラントを開発中
4	英国：Net Zero Teesside - Suez の英国における廃棄物エネルギー回収 CCS	廃棄物エネルギー回収プラントから排出される化石起源および生物起源の CO ₂ の 90%を削減し排出をマイナスにすることが目的

出典：Global CCS Institute, Japan Country Review, 2021¹⁾

7.6 DACCS（CO₂貯留を伴う空気からの直接回収技術）

(1) 世界的な動向

大気から CO₂ を直接回収（Direct Air Capture：DAC）の革新的な技術では、CO₂ の回収媒体として塩基性溶剤または固体吸着剤を使用する。DACCS は、DAC で回収した CO₂ を輸送し、貯留する。DACCS プラントの環境負荷は小さく、また、長距離の圧縮・輸送を排除するために貯留地点付近への配備が可能である。DACCS には、技術的、資源的、空間的な制約がほぼなく、気候モデルシナリオへの適用が大幅に増加している。

IEA の 2019 年版「World Energy Outlook」によると、世界の DACCS の展開に対する投資は 1 億 8,000 万ドル、研究開発費については 1 億 7,000 万ドルが調達された。また直近では英国政府は DACCS 技術開発に 1 億 2,800 万ドルを配分した。

① 主要な技術サプライヤー

- 1) カナダの Carbon Engineering 社
- 2) スイスを拠点とするベンチャー企業 Climeworks 社
- 3) 米国 Global Thermostat 社等

② 稼働中および稼働予定の主なプラント（3件）

- 1) 2019年5月、米国 Occidental 社とカナダ Oxy Low Carbon Ventures, LLC による共同事業「1PointFive（CO₂回収能力：1百万t/年）」（CO₂は Occidental 社の EOR 事業で使用予定）
- 2) 2021年、Storegga 社（旧 Pale Blue Dot Energy 社）と Carbon Engineering 社が英国スコットランドにおける DACCS（2026年稼働見込み）の Pre-FEED 調査の開始を発表
- 3) 2021年9月、Climeworks 社は、自社の DACCS 技術を使用し、年間 4,000 t の CO₂回収能力を有する Orca プラントの導入開始を発表。近隣の Hellisheidi 地熱発電所が、本プロセスに再生可能エネルギーを供給予定。回収した CO₂は全て Carbfix 社により専用圧入井から玄武岩層に圧入し恒久的に石化する。

(2) DACCS の技術的課題

DAC は大気中の低濃度の CO₂を回収するために大量の回収溶媒（またはそれに相当するもの）とエネルギーを要するため、導入の最も大きな課題は高額なコストで、削減の鍵は大規模展開、技術革新、政策支援に伴う規模の経済である。Carbon Engineering 社は、将来的な回収・貯留コストが、150 ドル/t・CO₂に達する可能性を示している。

7.7 国際協力

世界には CSLF、Global CCS Institute、IEAGHG、Mission Innovation、Clean Energy Ministerial CCUS イニシアチブなど、CCUS に明確な重点を置いて制定された複数の多国間合意およびイニシアチブがある。このほか国際協力による CCUS の推進に向けて二国間協力等のパートナーシップやフォーラムも立ち上がっている。なお以下の 14)、15)の多国間イニシアチブは地域的に焦点を絞り、加盟できる国を制限している。

- 1) Australia-China research partnership
- 2) Canada-U.S. Clean Energy Dialogue
- 3) EU and China Partnership on Climate Change
- 4) EU-Korea Climate Action
- 5) U.K.-China research partnership
- 6) U.S.-China Collaboration in Fossil Energy R&D
- 7) U.S.-China Clean Energy Research Center
- 8) U.S.-China Energy & Environmental Technology Center
- 9) U.S.-China Oil and Gas Industry Forum

- 10) U.S.-India Energy Dialogue
- 14) North Sea Basin Task Force
- 15) North American Energy Ministers Trilateral

7.8 CO₂ Utilization (CO₂の有効利用)

CCUS技術がもたらすCO₂緩和効果は、大きく以下の三つのカテゴリーに分類される。

- 1) ゼロ緩和：CO₂を大気中に放出する途上で単に利用する。消火器、挿入剤、冷媒、ならびにCO₂の吸収剤／抽出剤としての利用など。
- 2) 部分緩和：緩和されるCO₂の正味量が利用するCO₂のトン数の一部である場合。EOR、バイオ燃料生産の強化、回収したCO₂の化学品原料としての利用など。
- 3) 大半またはすべてのCO₂の緩和：一般的に熱力学的に安定し、地質学的な時間スケールでもCO₂を放出しない炭酸塩（CO₃²⁻基を含む化合物）の形成を意味する。このカテゴリーには、CO₂の利用と貯留の両方を含む。

これらのさまざまなレベルの緩和は、CCUのオペレーションによる緩和（またはその不足）を正確に反映するために必要なカーボンアカウンティングの種類に直接関係している。

しかし（IPCCガイドラインにもとづく）大半のCO₂報告制度では、非常に特殊なケース（後述）を除き、EOR以外のCCUによる緩和を認めていない。CCUがIPCCガイドラインで具体的にカバーされていないのであれば、緩和に対するクレジットは認められないと考えられる。

7.8.1 各国のCCUS政策（現状と展望）

海外にはCCUSの政策として、「プロジェクトを商業的に成立させるための」措置、研究、事業がある。CO₂利用製品の需要増加を促し、従来の製品と比較してコスト競争力を高めるための追加収入や費用補助を提供する等のさまざまな政策は、CCU技術の普及において重要な役割を果たすと考えられる（一方で、一部のCCU技術はCO₂の恒久的な貯留を行わず、排出削減にも貢献しないためCO₂利用市場は、人為的CO₂排出量のごく一部にすぎないことに留意すべきという見方もある）。以下は、世界の特定の国や地域におけるCCU技術やプロジェクトを支援するための政策例である。

(1) オーストラリア

オーストラリアではCCUが特に鉄鋼やセメント製造などの削減が困難な部門の脱炭素

化に関し、ネットゼロ気候目標の達成に重要な役割を果たすとの位置づけで、その可能性に向けてCO₂利用ロードマップ（CO₂ Utilisation Roadmap）が2021年に発表され、以下の用途におけるCCUの利用が定義された。

1) CO₂の直接利用：

食品、飲料、農業で確立されたCO₂需要を、新しい点汚染源回収プラントの開発やDAC、および浄化技術の実証のための最初のオフテイカーとして活用することができる。

2) CO₂鉱物化：

（CO₂を固体の炭酸塩ベースの製品に転換すること）の短期的なコスト競争力は、重工業や鉱業からの廃棄物を利用する機会を促進し、長期的にCO₂を封じ込め、建築業界の炭素原単位を低下させることができる。

3) CO₂の化学品および燃料への転換：

オーストラリアでは水素産業が台頭してきており、エネルギー輸出国としての歴史もあるため、低排出型の化学品や燃料への長期的な移行をサポートする体制が整っているが、短期的にはグリーンプレミアムが高いため、戦略的な投資が必要になるかもしれない。

4) CO₂の生物学的転換：

世界的な食糧輸出国であるオーストラリアは、ニッチで高価値な製品の生産など、新たな生物学的転換経路を活用する機会に恵まれている。

CO₂利用ロードマップでは、意思決定者への重要な提言とともにオーストラリアがCCUのリーダーになるための立ち位置を明らかにするため、以下のような一連の比較優位性と傾向を浮き彫りにしている。

1) 二国間CCU協力：

オーストラリアはCCUSを含む低排出技術に関し、日本およびシンガポールと二国間協定を締結。

2) 大量のフィードストック：

特に産業ハブや周辺地区では大量の必要原料（水素や産業廃棄物など）を生産する能力があり、再生可能エネルギーやDAC技術のための土地の確保が可能。

3) 低コスト電力の見込み：

国際的競争力のある低コスト再生可能電力のポテンシャルがあり、CCUなど低排出技術の普及を支える。

4) 資源輸出の実績：

国際的競争力のある産業の発展の歴史は、国内のCCU能力と相まって、炭素ベースの製品に対する世界的な需要に応えることが可能。

5) 削減困難な全産業の脱炭素化コミットメント：

国内産業がネットゼロのコミットメントを追求する中、産業用地をCCUの大規模実証の支援に使用可能。

6) 製造ベースの増大：

政府は低排出型製造経路への移行を想定した「現代製造業戦略（Modern Manufacturing Strategy）」を通じ、国内の確立された製造業の基盤を強化。

(2) ブラジル

Petrobras CCS プロジェクトのような国有企業に関連した特別政府命令以外には、CCUSの導入を支援する政策はほとんど存在しないと考えられるが、一方ブラジル政府は、低炭素燃料基準（Low Carbon Fuel Standard：LCFS）である「Renovabio」を策定し、これにより間接的にCCUS、CCUを支援できる可能性がある。Renovabioは炭素クレジット制度で、バイオエタノールやバイオガスを生産してクレジット（Crédito de Descarbonização：CBIO）に引き換えることを奨励しており、このことが発酵プロセスにおける低コストのCO₂回収機会につながる。クレジットの価格（2020年6月に10ドル/CBIO（ブラジルの炭素クレジットはまず10ドル/CBIO付近で取引される。）は、カリフォルニア州のLCFS（2021年1月に200ドル、カリフォルニア州LCFSクレジット価格/Neste、日付なし）に比べてまだ比較的低いが、発生して回収されたCO₂は再生可能とみなすことができる。したがって、Renovabioプログラムは、バイオエタノールやバイオガスの生産者が利用目的でCO₂ガスの市場価値を活用することができるため、CCUの間接的なインセンティブになる。

(3) カナダ

カナダのCCUS政策は、「Carbon capture, utilization and storage strategy」においてEORのための利用に限定されている。電力部門からの排出量には、連邦政府とアルバータ州政府から税金が課せられており、大規模排出者は税金を回避するために、より炭素集約度の低い技術に投資して排出量を削減するか、CCUSへの投資を選択することができる。連邦政府とアルバータ州政府はいずれもCCUSへの投資を、直接的な資本助成や、アルバータ州炭素幹線パイプラインの場合は、輸送・貯留ネットワークの建設費用を負担することにより支援している。回収されたCO₂はその後、EORに利用することができる。

(4) 中国

中国はCCUを気候変動緩和目標のための重要な技術として挙げているが、2021年時点では、CCUの大規模な普及を可能にする明確なビジネスモデルは確認されていない。しかし、政府の要請に応じて、国有企業がCCUSにより広く投資する取組みは行われている。2021年現在において、中国におけるCCUの唯一の形態は、回収されたCO₂ガスをCO₂-EORに使用することであるが、その価値は石油価格に連動しており、公共政策手段によるインセンティブは与えられていないとみられる。

(5) EU（フランス、ドイツ、イタリア、オランダ、ノルウェー）

2021年時点におけるEU-ETSの法律では、回収、地中に貯留されるCO₂のみを考慮し、建築材料やeFuelのような材料や化学品の製造におけるCO₂の回収と利用には報酬を与えていない（唯一の例外は、沈降炭酸カルシウムの製造である）。さらにCO₂を利用し、製品に貯留することで得られるCO₂排出削減量は、多くの排出削減政策（特にEU-ETS）では考慮されないことが多い。このためEORや食品・飲料産業などの活動に利用するために、第三者がCO₂の回収に価値をつけるという商業的な取決め以外に、CCUを大規模に普及させる経済的なインセンティブはほとんどない。ただし個別のCCUプロジェクトは、EUイノベーション基金を通じて助成金を申請することができる。欧州委員会は2021年現在において、CCUのバリューチェーンの各セグメントに適用されうる障壁、インセンティブ、公的資金援助を明らかにするために、契約に基づくステークホルダーへの説明を実施しているとみられる。

オランダは、SDE++スキームを通じて、CCUプロジェクトにローカル・サポートを提供している。「15箇国の基本情報」で紹介したSDE++は、CCUSプロジェクトを直接支援するものである。これは、産業、モビリティ、電力、農業、建築環境などの部門の企業や組織（非営利団体ほか）に提供される補助金制度である。この補助金は、排出量削減のための追加コストをカバーするもので、CCUの場合はCO₂の回収・圧縮・輸送に関するものである。

(6) インドネシア

インドネシアは世界銀行CCS信託基金からの支援を受けており、これを通じてCCUSを支援するための法規制的枠組を構築することができた。CCUプロジェクトを直接サポートする政策はないが、インドネシア政府はEOR事業のケースでCCUをサポートしている。Tangu地域において、EORプロジェクトを開発しているBPのような投資家は、こうしたプロジェクトの条件をその場の状況に応じて交渉しているとみられる。

(7) メキシコ

メキシコでは世界銀行のCCSトラストファンドの支援により、CCUS支援のための法規制枠組みが構築可能となった。このほかにCCUへの投資にインセンティブを付与する支援的政策は無い。

(8) サウジアラビア

サウジアラビアでは、カーボン・フットプリントを削減するために、2021年時点でCCUプロジェクトへの投資を行っているとみられる。CCUは国の政策ではなく、国有企業(SOEs)の投資によって導入されることになっている(これらの投資によりCCUのバリューチェーン全体にわたる多くのイニシアチブの開発がサポートされている)。回収されたCO₂は、製品開発や、EOR事業に利用される。具体的な政策は未整備だが、同国は循環型炭素経済(CCE: Circular Carbon Economy: Reduce (削減)、Reuse (再利用)、Recycle (リサイクル)、Remove (除去)の四つのRで構成)の一環として、CCU起源のCO₂の価値を活用するという野心を表明している。CCUはCO₂の再利用とリサイクルをサポートするために使用される。

(9) アラブ首長国連邦

UAEのCCU関連事業はEORにおけるCO₂利用と結びついている。世界初のCCUS鉄鋼事業「アブダビCCS」への投資は、EOR向けCO₂の商業的価値によってインセンティブが付与された。政府はほかにもさまざまなCO₂の利用法を検討中だが、CCUの広範な普及にインセンティブを与える政策は未確立である。

(10) 英国

英国政府のビジネス・エネルギー・産業戦略省 (Department for Business, Energy & Industrial Strategy: BEIS) を中心に、CCUのビジネスモデルの開発、発表が進んでおり、この10年間で複数の資金調達に関連するプログラムが立ち上げられている。

- 1) CCUS Infrastructure fund : 10 億ポンド
- 2) Industrial Decarbonisation Challenge : 1.7 億ポンド
- 3) Industrial Energy Transformation Fund : 2.89 億ポンド
- 4) UKRI Greenhouse Gas Removal Demonstration Programme) : 3,000 万ポンド
(2020-2024 年)
- 5) BEIS DAC and GGR Innovation Programme : 7,000 万ポンド (2020-2024 年)

CCUS インフラ基金 (CCUS Infrastructure Fund : CIF) は、CCS プロジェクトの中

でも、産業用炭素回収（Industrial Carbon Capture : ICC）を支援するよう設計されている。

(11) 米国

CCU を認める既存のメカニズムは以下の二つである。

1) 45Q 税控除

45Q 税控除は、回収されて EOR やそのほかの利用プロセスに利用された CO₂ 量につき、回収施設に対して取り引き可能な税額控除（トンあたり）を与えるものである。2021 年の 24 ドル/t-CO₂ から 2026 年には 35 ドル/t-CO₂ に増額される。本価格は、その後もインフレ率に連動して増加し続ける。45Q は内国歳入法で規定された最低資格要件を満たす発電所、産業プラント、DAC 施設が利用可能である。これには、新規プロジェクトが 2024 年 1 月 1 日までに建設中であることや、年間回収量の最低基準を満たすことが含まれる。

2) カリフォルニアの低炭素燃料基準（Low Carbon Fuel Standard : LCFS）

カリフォルニア州における低炭素燃料基準（Low Carbon Fuel Standard : LCFS）は、カリフォルニア州で販売されるすべての輸送用燃料に対し、ライフサイクル炭素原単位目標値を設定して、州内の燃料構成の多様化、石油依存度の低減、GHG 排出量やそのほかの大気汚染物質の削減を目指している。炭素原単位目標値よりも炭素原単位が低い燃料はクレジットを生み、炭素原単位目標値よりも炭素原単位が高い燃料は赤字となる。CCU プロジェクトは、回収した CO₂ を EOR に使用する場合に限り、LCFS において適格となる。LCFS のクレジット価格は、2021 年中に 160 ドルから 200 ドルの範囲で推移している。

3) 45Q と LCFS クレジットの合算

LCFS と 45Q のクレジットの「合算」が保証されることで、CCU プロジェクト開発の支援を後押しすることができる。しかし、LCFS は輸送用燃料の炭素原単位の削減に直接関連するプロジェクトのみをサポートしており、発電や、セメントや製鉄などの削減困難な部門の CCUS をクレジット化するための経路は提供していない。このため、クレジットの「合算」は、比較的少数の CCU 利用に限られることになるだろう。

7.8.2 排出算定における CCU の扱い

(1) 背景

CCU に関する日本の政策を検討するための参考情報として、海外における CCU に関す

るインベントリ上の取り扱いについて調査を行った。

UNFCCC 附属書 I 締約国は、CO₂ など国内の人為的温室効果ガスの大気中排出量について収集し報告することが求められている。これらの報告書は、国別インベントリ報告（National Inventory Report : NIR）と共通報告フォーマット（Common Reporting Format : CRF）により構成され、これらが UNFCCC によって集められて配布される。報告書は IPCC によって作成され、UNFCCC によって採択された国際ガイドラインに則った手法を用いてとりまとめられる。

- 1) 国別温室効果ガス目録のための IPCC ガイドライン（IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories）（Intergovernmental Panel on Climate Change 2006 年）および
- 2) 議定書補足的的方法論ガイダンス（Revised Supplementary Methods and Good Practice Guidance Arising from the Kyoto Protocol）（平石および Intergovernmental Panel on Climate Change 2014 年）

全附属書 I 国（本報告書の対象となるすべての国を含む）は、これらのガイドラインに従う。国によって非常に細かな違いがあるものの、それは（利用が恒久貯留に繋がらない限り、いずれにしてもゼロになるべき）CCU を考慮した排出量に対する個別の調整方法の違いというよりも、CO₂ 排出量の測定方法（排出係数、サンプリングや分析の基準など）の違いである。

(2) CO₂ 利用

CO₂ の回収は、利用であろうと恒久貯留であろうと、自然の炭素吸収源から大気中の CO₂ 炭素吸収源へ向けた従来の炭素の流れを中断させるものである。

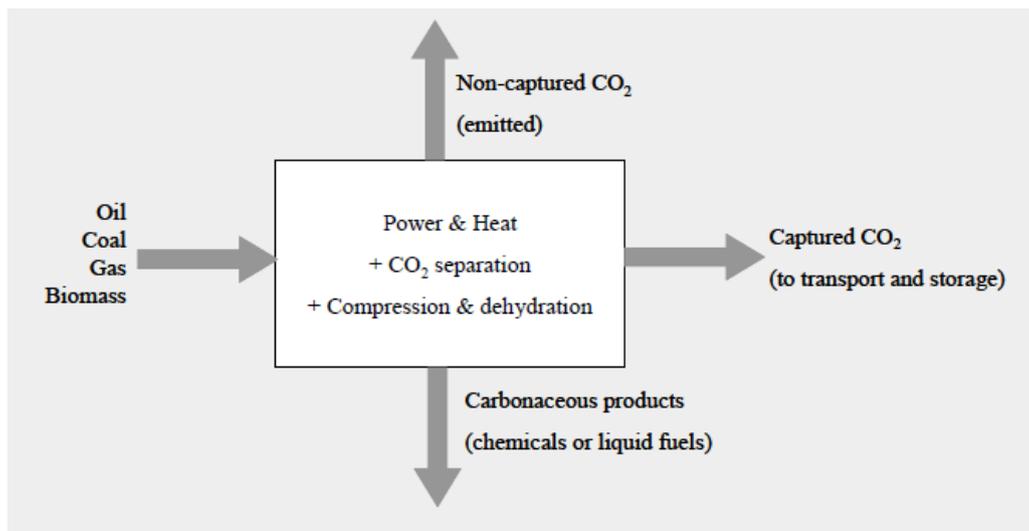
CO₂ を利用できるようにする前に、通常は、CO₂ を十分に高い分圧と純度でガストリームから分離して回収する必要がある。

CO₂ が何らかの目的で利用される場合、その結果、何らかの形での短期的または恒久的な貯留に繋がるかどうかにかかわらず、これは CO₂ 利用と呼ばれる。

CO₂ の利用は、附属書 I 国の CO₂ 排出量算定に若干の影響を与えるが、一般的には、恒久的な貯留でない限り、その影響は小さい。

(3) IPCC ガイドライン固定燃焼

2006 年の IPCC ガイドラインは、特に固定燃焼（Stationary Combustion）における CO₂ 回収に言及しており、回収について図 7.8-1 のように概念化している。



出典：Intergovernmental Panel on Climate Change、2006年、p. 235⁴⁾

図 7.8-1 固定燃焼利用における CO₂ 回収および CO₂ フロー

この概念では恒久的な貯留に送られるものと、一方で一部は「化学品や液体燃料」（すなわち利用用途）にも送られる可能性があるものとの CO₂ を区別していることに注意する必要がある。

なお同文献では、CO₂ 排出量を次のように推計している。

CO₂ 排出量の推計式

(式 1) 排出量 = 生成量 - 回収量

生成量 = 回収されないとした場合の推定排出量

回収量 = 回収された量

同じ文献では「後で使用するための CO₂ や短期貯留のための CO₂ 量は、CO₂ 排出量がインベントリの他の場所で計上されている場合を除き、CO₂ 排出量から差し引くべきではない」（Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006, p. 237）と明確に説明されている。これは、ほとんどの CO₂ 利用用途をカバーしており、非永久的な貯留となる利用のために CO₂ を回収した場合、報告される CO₂ 排出量は、CCU の用途によって変更されないことを意味する。

これにより CO₂ が利用された場合、大気中への最終的な（後の）排出量は、燃焼時に CO₂ が生成された元の排出源プラントに割り当てられたままとなる。この規則では、排出源プラントから下流の施設への排出量の再配分は認められていない。CO₂ の利用が恒久的な貯留に結びつかない限り、燃焼源からの回収と利用の結果として報告された排出量が差し引かれることは通常はない。

恒久貯留の選択肢としては、地中貯留、EOR、CO₂鉱物化（すなわち炭酸塩物質の形成）がある。しかし、IPCCのガイドラインに沿った算定制度では、地中貯留またはEORのみが適切な恒久的貯留経路として考えられている。

(4) IPCC ガイドライン – 工業プロセスおよび製品使用（PPU）排出量

産業／化学部門の非燃焼型CO₂排出量の報告において、回収したCO₂の扱いは、固定燃焼エネルギーの場合に使用されたものと同様である。回収されたCO₂が非恒久的な貯留となる場合は、その分を排出源におけるCO₂排出量から差し引くべきではない。

IPCCガイドラインから引用すると、「後で使用するためや短期的貯留のための（回収）CO₂量は、CO₂排出量がインベントリの他の場所で計上されている場合を除き、CO₂排出量から差し引くべきではない」、また「例としては、最終製品によるCO₂が計上されている場合の尿素製造（3.2項）やメタノール製造におけるCO₂の使用（3.9項）がある」ということである。（Intergovernmental Panel on Climate Change、2006年 vol. 3, p. 1.7）。この一般的な原則は、IPCCのガイドラインに基づいて、尿素、アンモニア、アジピン酸といった特定の化学物質の製造に関する具体的なCO₂排出量の算定において、さらに詳述されている。

① アンモニア

2006年版のIPCCガイドライン第3巻（p.3.11）によれば、アンモニア製造時に回収したCO₂の処理について「CO₂回収技術が（アンモニア）プラントに導入され使用された場合、より高いレベルの排出量計算において、回収されたCO₂を差し引くことは良好な手法である。デフォルトでは、CO₂回収貯留（CCS）がないことを前提としている。ほとんどの場合、CO₂回収を考慮する方法論では、プロセスで回収されたCO₂排出量は燃焼とプロセスの両方に関連する可能性があると考えられるべきである。しかし、アンモニア製造の場合、燃料と原料の排出を区別せず、IPPU（Industrial Processes and Product Use）部門ですべての排出を計上している。同様に、回収されたすべてのCO₂はIPPU部門で計上されるべきである」との概説がある。この記述は回収された全CO₂を、発生源である産業（この場合はアンモニア工場）に割り当てるよう示唆しているという点でやや曖昧である。しかしCCS有りの場合のCO₂推計式については、さらに詳細な情報が記載されている。

$$(式2) \text{ECO}_2 = \Sigma(\text{TFR}_i \cdot \text{CCFi} \cdot \text{COFi} \cdot 44/12) - \text{RCO}_2 \text{ (ibid, Eq. 3.3)}$$

式2の第1項は、各燃料の燃焼によって発生するCO₂（TFR、総必要燃料量）を、燃料エネルギーベースからCO₂・kgに換算して推計するものである。

RCO₂係数は、アンモニア工場で報告されたCO₂排出量から「下流域（尿素製造およびCO₂

回収貯留（CCS）で回収されたCO₂」を差し引いたものである。

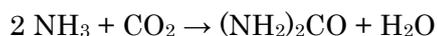
これは、回収した燃焼CO₂の扱いと大きく異なる点であり、恒久貯留のために回収したCO₂はアンモニアCO₂排出量から差し引かれるだけでなく、尿素製造で回収したCO₂（CO₂の一時貯留）も差し引かれるのである。

尿素製造でのCO₂が差し引かれるのは、尿素製造に利用されたCO₂は、農業に利用されている間に尿素が分解されて大気中に再放出されるからである。そのため、尿素利用によるCO₂排出量は、IPPU部門ではなく農業部門に帰属する（最終的には、アンモニア製造時に発生して回収・貯留されないCO₂は、すべて大気中に放出されることになる。この算定は、これらの排出量を製品の恩恵を受ける部門、つまり農業に再配分しているに過ぎない）。

② 尿素

尿素（CO(NH₂)₂）の製造に使われる回収CO₂の扱いに関し、尿素製造は、CO₂の短期貯留となるCCU用途の一つである。尿素製造では、アンモニアとCO₂（通常、アンモニアを製造する工場から回収される）を用いて、式3に示す反応全体により尿素を製造する（注：実際の反応経路は複数のステップを要し、これよりも複雑である）。

（式3）アンモニアとCO₂から尿素への転換式



この反応ではCO₂が取り込まれ、固体の状態で尿素に蓄えられる。農業に使われると、尿素は土壌中の水と接触して分離し、最終的にアンモニア（植物に取り込まれる）とCO₂に改質される。つまり、尿素はアンモニアを運ぶ仕組みにすぎない。

尿素的目的は、利用可能な窒素を植物に供給し、農業の生産性を高めることである。また尿素は、アンモニア（常温では有毒ガス）のような衛生上・安全上のリスク無しに容易に取り扱うことができる。そのため、尿素に含まれるCO₂は一時的に蓄えられるだけで、最終的には大気中に放出されることになる。2006年版のIPCCガイドライン（vol. 4, p. 11.32）では、尿素の使用によるCO₂の排出量を、CO₂の回収源（通常はアンモニア工場）や尿素工場に割り当ててのではなく、「農業」という見出しで特別に計上している。

尿素からのCO₂排出量を推計するにはさまざまな方法があるが、最も単純な方法（Tier1）では、最も保守的なケースである100%の尿素が分離すると仮定している。尿素1tにつき0.20tのCO₂が発生する（同書、p.11.32）。

③ その他の化学物質

ある種の他の化学品工業（メタノールなど）では、CO₂は原料として使用され、ある工場で回収されて別の工場で使用されることがある。IPCCガイドラインでは、排出量の二

重計上（排出源プラントで1回、利用プラントでもう1回）の可能性を避けるために、このようなガイダンスを示している（Intergovernmental Panel on Climate Change、2006年、vol. 3, p. 3.57）：

「石油化学プロセスでは、他の場所で回収されたCO₂を原料として利用したり、石油化学プロセスからCO₂を回収したりすることもある。これにより、二重計上の問題が生じる可能性がある。例えば、メタノール工場の中には、他の産業プロセスから回収された副産物のCO₂をメタノール製造の原料として利用している場合がある。二重計上を避けるために、回収されたCO₂は、CO₂を回収したプロセスからのCO₂排出量として報告すべきではない」。すなわちCO₂がメタノールのような工業化学品の製造に使用されている限り、工業プラントの報告排出量は、回収されたCO₂の量だけ減らすことができるということである。

(5) 二重計上の回避

工業プロセスでは、燃料の燃焼（反応を促進するための熱供給など）およびプロセス化学からもCO₂が発生しうる。二重計上を避けるために、IPCCは各産業（セメント、製鉄など）について、プロセスのCO₂を同時に発生する燃料の燃焼とは別に推計する方法を提供している。CCUプロセスについては、いずれも排出量算定に影響しない。すなわちアンモニアを除く他の方法は、CO₂の回収と利用について、いかなる形でも排出量の削減として考慮されない。

(6) 2019年IPCC規則改良版

2006年温室効果ガスインベントリに関するIPCCガイドラインの2019年改良版（2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories）が、2019年5月にIPCCにより採択された。これらの改良は、さまざまな産業や化学反応の温室効果ガス排出量を推計するために使用された方法の一部を更新するものであるが、CCUに関して割当量を調整するものではない。たとえば「固定燃焼エネルギー第2巻 セクション2.3.4,二酸化炭素回収」では、「改良なし」となっている。工業排出のセクションは、2006年のIPCCガイドラインの内容を繰り返しているだけであり、変更はない。

(7) 総括

一般的に排出量の算定は、IPCCのガイドラインに沿ったルールで各国が行う。これらの総則では、恒久的貯留のために回収されたCO₂のみが長期的な緩和効果を持つという理解に沿って、利用目的で回収されたCO₂は調整がされない。

CCU利用の大半は、CO₂を回収した施設の報告可能なCO₂排出量を差し引くことにはならない。

アンモニアは特記すべき例外である。尿素製造に使用するためにアンモニア製造から回収したCO₂は、アンモニア工場の排出量から差し引くことが認められている。すべての排出量を確実に計上するためには、農業における尿素の使用では、尿素が土壌に施用された後の回収CO₂の再放出を考慮しなければならない。

7.8.3 成功・非成功プロジェクトの例と要因分析

本セクションでは、特定のCCUプロジェクトの要因分析で公開されている情報から、さまざまな規模のCCU技術プロバイダーや施設のケーススタディについて幾つかの調査論文に基づき概説する。

① ケーススタディ 1：「EUROPEAN CCS: LEARNING FROM FAILURE OR FAILING TO LEARN?」による欧州連合におけるCCSプロジェクトの失敗例についての調査「EUROPEAN CCS: LEARNING FROM FAILURE OR FAILING TO LEARN?」⁵⁾

(2020年、著者：Joseph Dutton、Johanna Lehne、Chirs Littlecott)による調査によると、CCSに重点を置いたものであったがCCUとの共通点からの分析結果として、NGOや一般社会からのサポート不足が、CCSプロジェクトに対する政治的サポートに影響を与えていることが指摘されている。例としてドイツのような国々では、CCSプロジェクトと石炭火力発電部門との歴史的関係が民間のCCSに対する不人気要素となり、公的支援獲得を阻害し、一方、オランダのような国では、このような関係があまり明白ではなく、よりスムーズに進行しているとしている。

② ケーススタディ 2：「Getting Profitable CCU off the Ground: Contingent Pathways and Bergen Carbon Solutions」におけるノルウェーのCCUプロジェクト「Bergen Carbon Solutions (BCS)」に関する定性評価

2016年から2019年にかけて行われたノルウェーのBergen Carbon Solutions (BCS)というCCUプロジェクトの定性評価を行った「Getting Profitable CCU off the Ground: Contingent Pathways and Bergen Carbon Solutions」⁶⁾ (2021年、著者：Siddharth Sareen、Jan Sagmo)においては、CO₂からカーボンナノファイバーを開発するために立ち上げられたBergen Carbon Solutions (BCS)のソフトキャピタル(人的資本と知識)へのアクセス、ハードキャピタル(資金)へのアクセス、急速な拡大の舵取りという3つの重要な要素の影響について検証が行われた。BCSの設立当初から、知識と熟練した人材

へのアクセスが障壁となっていたことから、ノルウェーの主要な産業研究機関である SINTEF と提携し、社内のパイロットプラントの結果の検証が実施された。このことが、BCS が資金調達の際に信頼を得るのに役立ったこと、また新しい CCU 技術にとってこのような検証が投資家の心の中で技術の信頼性を拡大したことを指摘し、実績と信頼のある既存組織と連携することは、スムーズな資金調達や投資家の信頼性にも繋がり、また、急速な事業拡大を舵取りすることも重要な要素であったと考察している。

7.8.4 炭素回収利用プロジェクトの現状

(1) CO₂ 利用プラントへの回収技術プロバイダー

CO₂ 回収プラントは世界中に多数存在するが、ここでは主要な技術提供者である Fluor 社の技術を採用した事例を表 7.7-1 に、三菱重工の技術の採用事例を表 7.7-2 に示す。

① Fluor 社（Econamine FG Process）

表 7.8-1 Fluor の Econamine FG Process を採用したプロジェクト 4 例

年	(国) 所有者	CO ₂ 排出源、CO ₂ 利用 CO ₂ 回収能力
1991-2005 年 2005 年閉鎖	米国マサチューセッツ州ベリンガム 所有者：スタートアップ時は Northeast Energy Associates 社	天然ガスタービン 食品・飲料利用 日量 320 t
1988 年	インド、ウッタル・プラデーシュ州ジャグディシュプール 所有者：Indo Gulf Fertiliser 社	天然ガス改質 尿素製造 日量 150 t
1994 年	日本、千葉県 所有者：住友化学者	精製ガス混合/重油 食品・飲料利用 日量 165 t
1997 年	ブラジル、リオデジャネイロ 所有者：QPC Quimica 社、旧 Prosint 社	蒸気改質装置 メタン製造 日量 90 t

出典：Global CCS Institute, Japan Country Review, 2021¹⁾

② 三菱重工のKM CDR プロセス

三菱重工が開発した「KM CDR プロセス」を採用した商業規模のCO₂回収プラントは、世界各地で多数稼働中であり、主に尿素やメタノールの製造促進に関わっており、合計で年間約1.6百万tのCO₂回収能力を有している。本プロセスは、2017年前半に操業予定の米国で建設中のPetra Novaプロジェクトのような大規模な統合CCSプロジェクトのCO₂回収技術としても採用されている。このプロジェクトのCO₂回収能力は年間1.4百万tである。

また、日量500t、年間約0.2百万t相当のCO₂回収能力を持つ米国の大型実証プラントでも、KM CDR プロセス®を採用している。

以下、表7.8-2にKM CDR プロセス®を採用している主要施設を記す。

表 7.8-2 KM CDR プロセス®を採用している主要な施設（14件）

年	(国) 所有者	CO ₂ 排出源、CO ₂ 利用 CO ₂ 回収能力
1999年	マレーシア、Kedah Darul Aman 州 所有者: Petronas Fertiliser Kedah Sdn Bhd 社	天然ガス火力蒸気改質装置 尿素製造、日量 200 t
2005年	日本、九州、黒崎 化学会社「A」社	天然ガスおよび重油焚きボイラー排ガス 一般利用製品のドライアイス、飲料炭酸化、溶接など 日量 330 t
2006年	インド、Aonla Indian Farmers Fertiliser Cooperative (IFFCO)社	天然ガス火力水蒸気改質装置排ガス 尿素製造 日量 450 t
	インド、Phulpur Indian Farmers Fertiliser Cooperative (IFFCO)社	天然ガス火力水蒸気改質装置排ガス 尿素製造 日量 450 t
2009年	インド、Kakinada Nagarjuna Fertilizers and Chemicals 社	天然ガス火力水蒸気改質装置排ガス 尿素製造 日量 450 t

年	(国) 所有者	CO ₂ 排出源、CO ₂ 利用 CO ₂ 回収能力
	バーレーン Sitra Island 島 Gulf Petrochemical Industries Company (GPIC)社	天然ガス火力水蒸気改質装置排ガス 尿素製造 日量 450 t
	アラブ首長国連邦 Ruwais Fertilizer Industries (FERTIL)社	天然ガス火力ボイラーおよび水蒸気 改質装置 尿素製造 日量 400 t
2010 年	ベトナム、ホーチミン市近郊 Phu My PetroVietnam Fertilizer and Chemicals Corporation (PVFCCo)	天然ガス火力水蒸気改質装置排ガス 尿素製造 日量 240 t
2011 年	パキスタン Ghotki 県 Sindh 州 Engro Fertilizers Limited	天然ガス火力水蒸気改質装置排ガス 尿素製造 日量 340 t
2012 年	インド、Vijaiapur National Fertilizers Limited (NFL)	天然ガス火力水蒸気改質装置排ガス 尿素製造 日量 450 t
2014 年	カタール、Mesaieed Qatar Fuel Additives Co. Ltd. (QAFAC)	天然ガス火力水蒸気改質装置排ガス メタノール製造 日量 500 t
2017 年 建設中	日本、本州、倉敷 日本液炭(株)	三菱化学水島プラントで発生した低 密度炭酸ガス 一般利用製品 日量 283 t
	米国テキサス州 NRG Energy 社と JX 石油開発(株) 合併事業である Petra Nova（大規 模統合 CCS プロジェクト）	石炭火力ボイラー EOR 日量>4,500 t

年	(国)所有者	CO ₂ 排出源、CO ₂ 利用 CO ₂ 回収能力
	米国アラバマ州 Alabama Power 社、Southern Company Service 社と三菱重工(株) の合同 R&D プロジェクト (大規模実証プロジェクト)	石炭火力発電所 炭素回収隔離 日量 500 t

出典：Global CCS Institute, Japan Country Review, 2021¹⁾

7.8.5 CO₂利用プラントのケーススタディ

2021年時点で、CO₂の再利用を目的として稼働しているCO₂精製施設は、北米のアンモニア工場やエタノール工場内での展開が最も多く、次いで欧州、アジア、中東アフリカ地域に幾つか存在する。

(1) 北米

これまで、北米の商業CO₂市場における主要プレーヤーは、Air Liquide 社、Praxair 社、Airgas 社、Linde 社である。Air Liquide 社は、カリフォルニア州 Calgren Renewable Fuels 社所有のエタノール工場内で日量 450 t の施設を稼働するほか、米国内に 12 箇所、カナダに 5 箇所の液体 CO₂ プラントを所有、運営している。また Praxair 社は米国東部地域のアンモニア工場等において CO₂ 精製・液化プラントなどを多数運営している。北米では井戸や EOR からの CO₂ 以外では、エタノールベースの副産物である未精製 CO₂ が最も重要な CO₂ 源であり、次いでアンモニア、水素／精製プラントとなっている。以下は、北米地域における主要な CO₂ 利用プラントの概要である。

(2) 欧州

欧州の CO₂ 回収市場における主要プレーヤーは、Air Liquide 社、2016 年に Yara International ASA の欧州 CO₂ 事業を買収した Praxair 社、そして Linde Group である。

Air Liquide 社は、欧州に 20 以上の生産拠点を持ち、日量 3,500 t 以上の CO₂ を供給している。Praxair 社はイギリス、アイルランド、スカンジナビア、ドイツ、ベネルクス、フランス、イタリアに広がる Yara 社の CO₂ 液化プラントおよびドライアイス製造施設を買収した。また Yara 社の欧州事業もドイツなどで主に食品・飲料業界向けに、約 85 万 t の液体 CO₂ と約 5 万 t のドライアスを販売している。

(3) アジア太平洋地域

アジア太平洋地域では、CO₂利用プラントが数少ないものの、オーストラリアではビクトリア州の Air Liquide 社所有の回収設備において天然ガス開発の過程で処理する CO₂ を、ニュージーランドでは BOC Gas 社が石油精製の過程で発生する CO₂ を、シンガポールでは Neste Oil 社がパーム油や動物性脂肪などの 100%再生可能な原料からバイオディーゼルの生成過程で発生する CO₂ を、それぞれ食品用等に再利用している事例がある。そのほかアジア圏では佐賀市廃棄物焼却プラントで回収された CO₂ の栽培施設への供給されており、中国では北京の華能高碑店火力発電所内、華能高碑店発電所炭素回収パイロットプロジェクトほか、重慶市、河北等の発電所で回収された CO₂ が食品用やドライアイス製造などに再利用されている。

(4) 中東、アフリカ

中東では、サウジアラビアの SABIC 社 (Saudi Basic Industries Corporation) の SABIC 炭素回収利用プロジェクト (SABIC Carbon Capture and Utilisation Project) で回収された CO₂ の一部が、食品用に利用されている。アフリカ地域ではエンジニアリング会社の Swayana 社が、南アフリカ Mpumalanga 州 Middelburg にある Samancor Chrome 社の Middelburg Ferrochrome 施設 (MFC) に設置するエタノール製造プラント開発の実現可能性について調査中である。

7.9 CO₂ 船舶輸送の最新情報

(1) 開発中の船舶輸送の商業用 CCS 施設 (6 件)

2021 年 8 月現在で CO₂ を船舶輸送している CCS 施設はないが、以下の六つの CCS プロジェクトが CO₂ 輸送方法として船舶輸送を特定している。

- 1) Northern Lights Project (ノルウェー)
- 2) ACORN CCS and Hydrogen Project (英国)
- 3) Dunkirk 工業地域 (フランス) から、ノルウェーの CO₂ 貯留サイトに CO₂ を輸送する計画
- 4) Coda Terminal : アイスランド南西部の Straumsvík に建設される越境 CO₂ 輸送ターミナル) から貯蔵ハブ (アイスランド) へと CO₂ を船舶輸送する計画
- 5) 韓国現代重工業ホールディングス社 (HHIH) と Saudi Aramco 社間の MOU に基づく水素プロジェクトの開発に伴う CO₂ の船舶輸送計画
- 6) deepC Store Project (オーストラリア) : オーストラリアとアジア太平洋地域の複数の産業資源から回収された CO₂ を、オーストラリア北部の沖合にある世界

初の浮体式CO₂貯留・圧入（Floating Storage Injection : FSI）ハブへCO₂を船舶輸送する計画

① ノルウェー「Northern Lights Project」

船舶輸送を伴うCCS施設として最も進んでいるのは、後述する(5)で詳しく説明するノルウェーのフルチェーンである。

② 英国「ACORN CCS and Hydrogen Project」

Global CCS Institute のデータベースによると、英国北海に位置するACORN CCS and Hydrogen Project は、2021年時点では初期の開発段階にある。拡張計画「CO₂ Sapling」のもと、将来的にPeterhead 港を経由しCO₂を船舶で出荷輸送する予定である。2018年のACTの情報によると、CO₂はその後、ACORNプロジェクトの一環として、北海のCO₂貯留サイトにパイプライン輸送される。最初の貯留サイトの候補地はTeeside（英国）で、さらに国際的な拡大が予定されている。

③ フランス「Dunkirk」

フランスのDunkirk からCO₂を出荷し、ノルウェーのフルチェーンCO₂貯留サイトに出荷する計画である。Dunkirk 地域は複数の排出産業で構成するCO₂排出ハブとなる。2025年には年間150万tでのフルチェーンCCS運転が計画されている。本プロジェクトは、EUの「Horizon 2020」の資金提供を受け、コンセプトの実現可能性を検討している。

④ アイスランド「Coda Terminal と貯蔵ハブ」

Carbfix 社（2021年）が発表した船舶輸送プロジェクトで、Coda Terminal—アイスランド南西部のStraumsvík に建設される越境CO₂輸送ターミナルと貯蔵ハブである。このターミナルは、北欧からのCO₂の船舶輸送を受け入れ、そこでCO₂を降ろして陸上で貯蔵することになっている。商業運転は2025年の開始を予定しており、計画容量は30万t/年（1隻稼働）で、徐々に拡大し、2030年には300万t/年のフル稼働（6隻稼働）を予定している。Carbfix 社は、デンマークの海運会社であるDan-Unity 社と、12,000–20,000 tのCO₂を積載できる専用船でCO₂を輸送する契約を締結している。Dan-Unity 社の船は、当初はメタノールを主な輸送燃料源として利用するが、事業が進むにつれ、最終的にはゼロカーボンのアンモニアに燃料を切り替える予定である。

⑤ 韓国、サウジアラビア間の水素プロジェクトの開発に伴うCO₂の船舶輸送

韓国でブルー水素を製造する際に回収したCO₂をサウジアラビアに船舶輸送し、EORプロジェクトで使用、貯留するプロジェクトである。現代重工業ホールディングス（HHIH）とSaudi Aramco社の間で、水素プロジェクトの開発に関する覚書が2021年に締結された。HHIHの造船部門は、このプロジェクトのために、液化石油ガス（LPG）とCO₂の両方を積載できる世界初の船を開発する予定である。この船は、LPGをサウジアラビアから韓国に運んで処理し、回収したCO₂を積載しサウジアラビアに戻る循環輸送である。

⑥ オーストラリア北部「deepC Store プロジェクト」

パースを拠点とするTransborder Energy社がプロジェクト実施主体で、オーストラリアやアジア太平洋地域の複数の産業排出源から回収したCO₂を、オーストラリア北部の沖合に設置された世界初の浮体式貯蔵圧入（Floating Storage Injection：FSI）ハブに船舶輸送する予定である。

deepC StoreのCO₂圧入能力は15百万t/年と報告されているが、CO₂船やFSI施設を追加して圧入能力を高めることができるモジュール式の拡大可能な設計になっている。Transborder Energy社は、JX石油開発(株)および東邦ガス(株)と共同研究契約を締結し、Transborder社の既存パートナー（オーストラリア連邦科学産業研究機構（CSIRO）、九州電力、商船三井、大阪ガス、オーストラリア大阪ガス、オーストラリア東京ガス、Technip Energies社、Add Energy Groupとともに、deepC Storeプロジェクトの共同開発を行う。

(2) 海運業の脱炭素化に向けた取り組み

近年、海運業界が海運産業の脱炭素化に向けて、クリーンエネルギーへの燃料転換や、船上に設置するCO₂回収装置の開発などを進めている。最近の状況を①、②に示す。

① クリーンエネルギーへの燃料転換と事例

従来の船舶のバッテリーを、グリーン水素に転換する燃料オプションの増加がみられる。以下はその一例である。

a. Trafigura社とYara International社（グリーン水素への燃料転換）

世界有数の商品取引・物流企業であるオランダのTrafigura社と世界最大級のアンモニア取扱事業者であるノルウェーオスロに本社を置くYara International社は、2021年に海運におけるクリーン燃料としてアンモニアを開発するための覚書を締結した。これにより、船舶用燃料としてのグリーンアンモニアとブルーアンモニアの双方の研究開発

と、海運用のクリーンアンモニアのインフラ開発を検討することとしている。

② 船上CO₂回収ユニットの開発と事例

船の排気ガスからCO₂を分離する船上CO₂回収ユニットの開発・試験には、三菱造船、TECO 2030 ASA（ノルウェー）、Alfa Laval社（スウェーデン）、Calix社（等の複数の大手船舶企業が取り組んでいる。船上システムの利点は、回収した大量のCO₂を積載貨物として荷揚げが可能なことである。

a. 三菱造船、川崎汽船、日本海事協会共同事業「CC-Ocean（Carbon Capture on the Ocean project）」プロジェクト

「洋上におけるCO₂回収装置検証のための小型デモプラント試験搭載と装置コンパクト化の研究開発」を行い、船上でCO₂を回収するデモプラントを石炭運搬船（CORONA UTILITY）に搭載完了し、実証試験を開始することを発表した。

b. TECO 2030 ASA と Chart Industries, Inc.

TECO 2030 ASA（ノルウェー）と Chart Industries, Inc.（米国）は2021年6月、元々は Sustainable Energy Solutions（SES）（米国ユタ州、2020年に Chart Industries, Inc.が買収）が開発し、2020年12月に Chart社が買収した Cryogenic Carbon CAPTURE（CCC）技術を活用した船上炭素回収システムを共同開発する3年契約を発表した。CCCのプロセスでは高純度の液体CO₂が生成され、船内で低温貯蔵タンクに貯蔵される。

c. Alfa Laval（スウェーデン）

Alfa Laval社（スウェーデン）は、改良型 PureSO_x スクラバーを新たな日本の大型船に搭載し、入港中の補助ディーゼルエンジンからCO₂を回収する試験に成功した。

d. Windship Technology社（英国）と Calix Limited社（オーストラリア）共同開発事業

両者は、排出されたCO₂を回収するだけでなく、船舶の動力システムから排出されるNO_x、SO_x、粒子状物質の除去も目的とした Calix社の RECAST 回収システムを統合に向け共同開発契約を締結した。

(3) CO₂船舶輸送コスト

Roussanaly社他による輸送の最適条件についてのモデルケーススタディ（輸送量は0.5～20百万tCO₂/年、輸送距離は100～2,000km、輸送圧力は8baraおよび16baraで検

討)によると、パイプライン輸送よりも船舶輸送の方が、コスト効率が高い場合、すべてのケースで8 baraでの輸送の方が16 baraでの輸送よりもコスト効率が高いという結果である。8 baraで輸送した場合の潜在的なコスト削減効果は、16 baraで輸送した場合と比較して15~30%高い。表7.8-1に示した推定コストは、2港間で100 km以上20百万tCO₂/年を輸送した場合（低位、約21ドル/t-CO₂）と、2,000 km以上0.5百万tCO₂/年を輸送した場合（高位、約47ドル/t-CO₂）のモデル結果である。8 baraで、2港間輸送する場合と港と沖合のサイトの間で輸送する場合とを比較すると、小容量（約0.5百万tCO₂/年）の場合は後者のコストが40~60%高くなるが、輸送量が約2.5百万tCO₂/年を超えると急激に低下して2港間の輸送コストと同等まで近づくことが分析で示されている。

表 7.9-1 公表された船舶輸送費用推定の概要

参照先	体積（百万 t/年）	距離	費用（ドル/t-CO ₂ ）
IEAGHG（2004年）	6.2	200~12,000 km	10~44
Aspelund ほか（2006年）	2以下	該当なし	20~30
Decarre ほか（2010年）	1~3	1,000 km	31~42
ZEP（2011年）	2.5	180~1,500 km	17~24
Kang ほか（2015年）	1~3	530~720 km	21~33
Kjärstad ほか（2016年）	1~20	100~1,100 km	15~24
CATO（2016年）	4.7以下	200~1,200 km	14~36
Element Energy（2018年）	1	600 km	9~15
IEAGHG（2020年）	1.8-1.37	1,000 km	44-41
Roussanaly ほか（2021年）	0.5-20	100~2,000 km	21-47※1

出典：Japan Country Review 2021, Global CCS Institute, 2021¹⁾

※1 さまざまな距離と輸送量でモデル化された8 baraで2港間輸送する場合のCO₂調整・輸送コストの範囲

(4) 最新の概念調査：IEAGHG「CO₂船舶輸送インフラの現状と課題」（2020年）

CO₂の船舶輸送に関する概念調査は、これまで日本、欧州北海、韓国を含む世界のさまざまな地域を対象としたCO₂輸送の技術的・経済的実現可能性の評価研究が実施されている。直近では、2020年7月にIEAGHGが、対象地域をノルウェーとした船舶輸送の評価報告

書「The Status and Challenges of CO₂ Shipping Infrastructures、IEAGHG Technical Report、(2020-10, July 2020)」⁷⁾を公開した。実際の調査は Element Energy 社と SINTEF Industry 社、Brevik Engineering 社、IOM Law が受諾し、国際輸送を含むノルウェーの大規模な CO₂ 輸送のためのインフラ、規制枠組み、コストの評価を行った。また調査ではさまざまなケーススタディを通じて不定条件下でのインフラの要件やコストの理解を図るため、以下の四つの技術経済のモデルシナリオを設定し、異なる変数を係数とした。

- 1) ロッテルダムからノルウェー陸上への低圧船の設計で、港で荷下ろしを行い、沖合貯留サイトへのパイプラインを使用するシナリオ。
- 2) ロッテルダムからノルウェー陸上への中圧船の設計で、港で荷下ろしを行い、沖合貯留サイトへのパイプラインを使用するシナリオ。
- 3) ロッテルダムからノルウェー沖への、低圧船の設計とノルウェー沖の貯留サイトへの直接圧入を採用したシナリオ。
- 4) ロッテルダムからノルウェー沖へ、低圧船の設計とノルウェー沖の貯留サイト上に浮体式貯蔵施設を利用したシナリオ。

各シナリオでは、以下に詳述するように、異なるインフラ、輸送方法によるコストへの影響が必要となる。主要な評価結果は、以下のとおりである。

- 1) インフラに関しては、CCS のための海運チェーンとすべての構成要素が成熟しており、十分に理解されていることがわかった。しかし陸上での荷下ろしに比べて海上での荷下ろしは 2021 年現在まで実証されていなく、実施のためには、特定の沖合インフラと船の設計が必要である。
- 2) 洋上における貯留層への直接圧入が最も時間を要し、CO₂ の圧入効率が最も低くなった。陸上荷下ろしの低圧船が最も高い圧入効率が得られた。
- 3) 四つのシナリオでは、欧州における CCS の船舶輸送コストは 32~41 ポンド/t-CO₂ であった。洋上直接圧入が最も低い CAPEX と OPEX で 32 ポンド/t-CO₂ であった。
- 4) 陸上で荷下ろしし、港から沖合貯留サイトに配管した場合のコストは、低圧と中圧でそれぞれ 34、37 ポンド/t-CO₂ である。しかし、同報告書の著者らの指摘では貯留サイトへのパイプラインを 1 本にすることで、複数のパイプライン利用者にも機会が生まれ、複数利用者のシナリオでは、インフラや「利用者負担」を共有するシステムによって経済性を向上させる可能性がある。
- 5) 浮体式貯蔵施設のシナリオでは、沖合貯留施設のため、CAPEX と OPEX が最も高く、41 ポンド/t-CO₂ となっている。

本研究では、シナリオモデリングから以下のような結論を得られた。

- 1) CO₂の船舶輸送は、CO₂の圧力が低い長距離輸送が経済的である。
- 2) 液化は全体のコストに占める割合が高い。
- 3) 船舶の容量を 10,000 t-CO₂以上に増しても、全体コストを大幅に下げることができない。
- 4) 国際的な法的枠組みは成熟しており、CO₂出荷のハードルは低い。

(5) ケーススタディ：ノルウェー「Longship」

分離・回収事業者（セメント工場、廃棄物燃焼施設）および輸送・貯留事業者であるノルウェーEquinor社、英国Shell社、フランスTotalEnergies社の3社が事業者となり、セメント工場、廃棄物燃焼施設よりCO₂を回収し、中間貯留地点に船舶輸送し、海底パイプラインを経て貯留するという構想である。Phase Iは、廃棄物燃焼発電施設とセメント製造設備から排出されるCO₂を各々40万t/年回収して、船舶でノルウェー西海岸の中間貯蔵施設まで約700km輸送し、西海岸のCO₂受入基地から海底パイプラインにて110km輸送し、沖合の圧入井からCO₂を、貯留層（北海のAurora licence地域内の沖合にあるJohansen層）に圧入・貯蔵するものであり、2020年12月に投資決定がなされた。

① 開発から得られた教訓

Longshipプロジェクトの開発者であるGassnova社は、プレ実現可能性調査から最終投資決定（FID）に至るまでのLongshipの開発から得られた教訓を2020年に公表しており、CO₂の船舶輸送に関する教訓は次のようなものである。

- 1) プロジェクトの開発を回収・輸送（船舶やパイプライン）・貯留の三つのセグメントに分けたことが成功の重要な要因となった。これにより各チームはほかのセグメントの開発に負担をかけることなく、それぞれのセグメントの開発に集中することができた。プロジェクトのスケジュールを維持し、プロジェクトセグメント間の橋渡しを調整するためプロジェクトのまとめ役が必要であった。
- 2) 船舶とグリーンフィールドCO₂貯留を利用した輸送・貯留施設のエンジニアリングと建設の期間は36箇月であった。
- 3) 2019年のロンドン議定書の改正により、CO₂の越境輸送の障壁が取り除かれたが、越境輸送を行う際にはできるだけ早期に二国間の合意を確立することが重要である。
- 4) プロジェクトでは、液体CO₂輸送船をほとんど改修することなく典型的なLPGタイプの輸送船（すなわち、「完全加圧型」の液化ガス輸送船）として設計する

ことができた。Longshipプロジェクトの船は、約15 bargの液体CO₂につき貨物容量7,500 m³で設計された。

- 5) EU-ETSの規制では、回収事業者が報告された排出量を削減するために、CO₂を地中貯留サイトに直結したパイプラインや施設に直接輸送することが求められている。そのため輸送手段として船舶を利用する場合には、CO₂の所有権を回収プラントから船舶に移転する必要がある。

(6) CO₂船舶輸送についての法的ガイドライン

船舶によるCO₂輸送はまた、船舶運航を管理する広範な地域法および国内法の対象となる。ここで適用される全ての法律を網羅的に分析することは不可能であるが、CCSに特化した法律や規制モデルの下での事業者の責務に加えて、多くの追加的な法律への遵守が必要になると思われる。CO₂輸送事業に適用される法律、規制、基準には、船舶の荷役、健康と安全、沿岸と環境保護、海上航行と漁業の権利と管理などが含まれるが、これらに限定されるものではない。これらの法規制の範囲と影響は、間違いなく管轄区域によって異なるが、事業者は、これらの法規制モデルの規模と影響に精通している可能性が高い¹⁰⁾

このような広範な要件に加えて、事業者は、CCSに特化した法律の中に見出される輸送に関する具体的な約束事や、これらの制度が地域や国内の環境法制の広範囲にわたる体系に与える結果的な修正にも準拠する必要がある。このような改正のために船会社が直面する課題の一例として、EU排出権取引制度（EU ETS）が挙げられる。CO₂の船舶輸送は2021年時点ではこの制度には含まれていないが、以下のEUのCCS指令において事業者の問題をもたらしている。

「ある設備が、排出枠を引き渡す義務から解放されるためには、CO₂が回収、輸送、貯留される際に検証されなければならない。CO₂を船舶に積載すると、EU排出枠

（European Union Allowance : EUA）に伴う排出量を監視し網羅するチェーンが壊れてしまう。CO₂の船舶輸送は、必要な方法で『輸送されたことが検証された』とみなされる可能性は低い。排出枠を引き渡す義務から解放される条件は、CO₂が回収、輸送、貯留されたことが検証されることである。このためCO₂を海洋タンカーに積載する重大な法的障壁はないと思われる。次に、例えばスウェーデンがEU-ETSに一方的に船舶輸送を含めることは可能だろうか。これは、重大な法的障壁はないが、CO₂を船に積載する場合CCSチェーン全体に対するインセンティブが奪われるということの意味する」（LangletおよびOlsen-Lundh、2012年）⁸⁾。以上をまとめるとCO₂の船舶輸送はEU-ETSにより「放出された」とみなされ、そのCO₂についての排出枠を引き渡す義務は残ることにな

る。しかし、2021年7月、欧州委員会は、EUの温室効果ガス排出量目標を達成するためには、海上CO₂排出量を削減する必要があるとの認識から、EU-ETSに海事部門を含めるよう改定することを提案した。この提案は2023年の発効に向けて、海運会社に検証された排出量の一部について排出権を納付することを義務付けることから始まり、その後2023年から2025年の3年間で徐々に増やし、2026年には検証された排出量の100%に達するという段階的なアプローチを取るもので、対象となるのは、EU域内の航海中に発生するすべての排出量、EU域外の航海中に発生する排出量の50%、EUの港に停泊中のすべての排出量である。本提案によると報告期間2期以上連続して排出権の納付を行わなかった船会社は、EU加盟国から追放、または船の拘束、入国を拒否などの措置を受ける可能性がある。

欧州委員会が最近発表した「Fit for 55」法案は、2030年にEUの温室効果ガス排出量を1990年比で55%正味削減するという目標の達成を目的としており、既存のEU気候法に対する幾つかの重要な変更が含まれている。本法案にはEU-ETSの改正案が幾つか含まれ、今後数年間で同制度の範囲と野心を拡大しようとしている。また提案には、制度全体の排出量上限を引き下げ、年間削減率を引き上げることに加えて、前節で述べたパイプライン以外の手段によるCO₂の輸送に関するかつての除外事項を事実上覆す修正が含まれている。EU-ETS指令の修正案では、付属書Iが拡張され、地中貯留を目的とする輸送であれば、温室効果ガス輸送についてすべての輸送手段を認めることになっており、実現すれば、これらの変更によってプロジェクトの提案者は、EU-ETSを完全に遵守した上で、CO₂を貯留サイトに移送する手段として、船舶と道路輸送の両方を使用することができるようになる。

(7) ロンドン議定書に基づくCO₂の越境輸送

2006年の改正では、海底下の地層へのCO₂の貯留が認められたが、完全には解決していない。議定書第6条は、主に非締約国への廃棄物の輸出を防止することを目的としているが、同様にCO₂の地中貯留を目的としたCO₂の越境輸送を締約国に禁止していることが明らかになった。その経過は以下のとおりである。

- 1) 2009年10月には、ロンドン議定書の署名国によって議定書第6条の正式な改正が採択され、地中貯留用のCO₂が国境を越えて輸送・輸出できるようになったが、議定書の発効には議定書締約国の2の批准が必要であり、これまでのところ、ノルウェー、英国、オランダ、フィンランド、エストニア、イランのみが

批准している。その結果、改正案は発効せず、2019年10月まで行き詰まりが続いた。

- 2) 2019年の議定書締約国会議で、暫定的な解決策として2009年修正案の暫定適用を認めることでようやく合意に達した。この合意により、CO₂を他国の領海に貯留するために輸出することを希望する国は、2009年改正の発効に先立ち、2009年改正の規定を実施することができるようになる。この決議の採択は前例を作るものではなく、修正案に暫定的に拘束されることを選択した締約国にのみ効力を与える。しかし、締約国は、議定書に定められた基準を満たすことが求められる。
- 3) さらにスウェーデン政府が2009年修正を正式に批准したが、2009年修正の完全な発効には不十分なままである。越境的要素を持ち、議定書の締約国が受入国となるプロジェクトについては、各国政府が2019年に締約国が合意した暫定的な申請要件を確実に遵守することが不可欠となる。各国の規制当局や政策立案者は、これらのプロジェクトを支援し、必要な協定を締結し、その後、国際海事機関（International Maritime Organization : IMO）にその協定について通知することが求められる。2021年までのところでは、ノルウェーおよびオランダ政府のみが「第41回ロンドン条約締約国諮問会議および第14回ロンドン議定書締約国会議（LC 41/LP 14）」において、2009年修正の暫定的な適用に関する正式な宣言を提出している。そのほかの欧州諸国の政府もノルウェーとオランダに続き、同会議後の数箇月のうちに宣言書を提出する意向を示唆した。

7.10 2006年版IPCC国別温室効果ガスインベントリに関するガイドライン：ケーススタディ

IPCCの「2006年版国別温室効果ガスインベントリに関するガイドライン」（2006年IPCCガイドライン）は、エネルギー、工業プロセス、農業、廃棄物など、経済のさまざまな部門における温室効果ガス（GHG）の排出源による排出量と吸収源による除去量を推計するための方法論を示している。本ガイドラインは、IPCCが、2002年に国連気候変動枠組条約（UNFCCC）の科学的・技術的助言に関する補助機関（Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice : SBSTA）からの要請を受けて作成したものである。SBSTAの要請に基づき、IPCCは2003年2月に協議プロセスを開始し、2006年4月のIPCC会合において、改訂版（1996年のIPCC国別温室効果ガスインベントリに関するガイドラインを改訂）として本ガイドラインを承認・採択した。本ガイドラインは、

UNFCCC、京都議定書、パリ協定において、締約国が報告義務の履行のため、自国の年次国別温室効果ガスインベントリを作成する際に使用することができる。またCO₂の回収・輸送・地中貯留を含むCCSのバリューチェーンに起因する温室効果ガスの排出量および除去量の算定に関するガイダンスも含まれ、2005年のIPCCのCCSに関する特別報告書で採用されたアプローチに合わせ、CCS活動を大気中への排出を削減するための緩和オプションとして扱い、CO₂の回収・輸送・圧入・貯留プロセスに続く排出量が、CCSプロジェクトライフサイクルにおけるさまざまな段階を通じ、複数の発生源や国境を越えて追跡できるようにしている。

7.10.1 共通報告様式（CRF）表におけるCCS関連排出削減量の報告

2006年IPCCガイドラインでは、産業活動やエネルギーから回収されたCO₂排出量について、回収されたCO₂排出量がその後貯留され、長期的なモニタリングや報告手続きが行われていることを条件に、これらの部門からの総排出量を計算する際に除外することを規定している。エネルギー部門や産業部門から回収された排出量は、回収されたCO₂がIPCCガイドラインで規定されたモニタリングや報告手続きに従って地層中に貯留されていることが実証されなければ、CO₂を発生させた各部門に割り当てられる。このように、モニタリングと報告に関する関連ガイドラインが遵守されている場合には、回収・貯留された排出量は「排出されていない」と見なされる。CO₂が回収された産業活動の排出量を推計するためにIPCCが発行したガイダンスでは、図7.10-1のような式が示されている⁸⁾。

排出量 = [潜在的排出量] - [回収量]

この場合:

潜在的排出量 = CO₂を回収しなかった場合の排出量に、CCSを稼働させるために追加で使用したCO₂を加えたもの。この量は、燃料の炭素含有量（または産業プロセスへの投入量）から推計するか、または適切なガス流において連続排出モニタリングシステム（CEMS）を使用して測定することができる。

回収量 = 回収され、長期地中貯留のために輸送システムに送られた量。総排出量計算のため、回収されたCO₂は潜在的排出量から差し引かれる。

参照先：Eggleston, H. S. (2006) Estimation of Emissions from CO₂ Capture and Storage: the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Workshop on Carbon Dioxide Capture and Storage.⁹⁾

図 7.10-1 IPCCによるガイダンス「CO₂が回収された産業活動の排出量を推計」

UNFCCCは、締約国が自国の年次国別GHGインベントリを提出する際には、GHGの

排出量と除去量に関する定量的データを記録する標準フォーマットである共通報告様式（Common Reporting Format：CRF）表を使用することが求めている（UNFCCC、日付無し UNFCCC COP 19、2013年）。2013年の UNFCCC 締約国会議で採択された決定 24/CP.19 に基づき、締約国は、UNFCCC のウェブサイト入手可能な CRF Reporter ソフトウェアを使用しインベントリを作成することが求められている（UNFCCC COP 19、2013年）¹⁰⁾。

7.10.2 回収された CO₂ 量の報告

CRF 表において、締約国はエネルギーに関する CRF の部門別報告書における別個のメモ項目として、回収された CO₂ 量を「エネルギーに関する部門別報告」として報告することが求められている。しかし、回収された CO₂ は、排出量合計には記録されない。回収された CO₂ の総量は、回収された CO₂ がどこに貯留されるかにより、さらに二つのメモ項目に分割される。これらのメモ項目は、「国内貯留」と「他国貯留」と名付けられている。図 7.10-2 に、エネルギーに関する CRF の部門別報告と回収された CO₂ が記録されている関連メモ項目のスナップショットを示す。

TABLE 1 SECTORAL REPORT FOR ENERGY
(Sheet 1 of 2)

Year
Submission
Country

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Total Energy							
A. Fuel combustion							
1. Energy industries							
a. Public electricity and heat production							
b. Petroleum refining							
c. Manufacture of solid fuels and other energy industries							
2. Manufacturing industries and construction							
a. Iron and steel							
b. Non-ferrous metals							
c. Chemicals							
d. Pulp, paper and print							
e. Food processing, beverages and tobacco							
f. Non-metallic minerals							
g. Other (please specify)							
3. Transport							
a. Domestic aviation							
b. Road transportation							
c. Railways							
d. Domestic navigation							
e. Other transportation							

Common Reporting Format for the provision of inventory information by Annex I Parties to the UNFCCC

34

出典：UNFCCC COP 19 (2013) ‘Report on COP 19 (FCCC/CP/2013/10/Add.3)’, in UNFCCC Conference of the Parties, pp. 1-54.^{1 0)}

TABLE 1 SECTORAL REPORT FOR ENERGY
(Sheet 2 of 2)

Year
Submission
Country

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
	(kt)						
4. Other sectors							
a. Commercial/institutional							
b. Residential							
c. Agriculture/forestry/fishing							
5. Other (as specified in table 1.A(a) sheet 1)							
a. Stationary							
b. Mobile							
B. Fugitive emissions from fuels							
1. Solid fuels							
a. Coal mining and handling							
b. Solid fuel transformation							
c. Other (as specified in table 1.B.1)							
2. Oil and natural gas and other emissions from energy production							
a. Oil							
b. Natural gas							
c. Venting and flaring							
d. Other (as specified in table 1.B.2)							
C. CO₂ Transport and storage							
1. Transport of CO ₂							
2. Injection and storage							
Navigation							
Multilateral operations							
CO ₂ emissions from biomass							
CO ₂ capture							
For domestic storage							
For storage in other countries							

全エネルギー部門で回収されたCO₂の総量をここで報告。

回収されたCO₂総量は、回収CO₂の貯留場所に関してさらに2つのカテゴリーに分割される。このため、CO₂輸出量は、「他国貯留」のメモ項目のところに記録される。

¹⁰⁾ Countries are asked to report emissions from international aviation sector. Amounts of biomass used as fuel are included in the national net CO₂ emissions are accounted for as a loss of biomass stocks in the land use, land-use change and forestry sector.

Documentation Box:
Parties should provide detailed explanations on the energy sector in chapter 3, energy (IPCC sector 1) of the national inventory report. Use this documentation box to provide references to relevant sections of the NIR if any additional information and/or further details are needed to understand the content of this table.

出典：UNFCCC COP 19 (2013) ‘Report on COP 19 (FCCC/CP/2013/10/Add.3)’, in UNFCCC Conference of the Parties, pp. 1-54.^{1 0)}

図 7.10-2 CRF の部門別報告と回収されたCO₂が記録されている関連メモ項目のスナップショット

7.10.3 CO₂の輸送・圧入・貯留に関する報告

締約国は、CO₂の輸送・圧入・貯留に関連する排出量を CRF 表の表 1C でも報告する。表 1C では、パイプラインシステム、船舶、そのほかのシステムなど、排出源から圧入サ

イトまでの回収CO₂の輸送に使用されるシステムからの漏排出、および圧入サイトやCO₂が貯留された後の最終隔離における活動や機器からの漏排出について規定している。

CRFの表1Cでは、締約国は、貯留目的の総輸入量、貯留目的の総輸出量、貯留サイトでのCO₂の総圧入量、および輸送・圧入・貯留からの総漏出量を記録するようにも定められている。図7.10-3に、表1Cの概要と、CCSに関連する排出量と削減量にかかわる情報項目を示す。

TABLE 1.C SECTORAL BACKGROUND DATA FOR ENERGY
CO₂ Transport and storage
(Sheet 1 of 1)

Year
Submission
Country

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	ACTIVITY DATA	IMPLIED EMISSION FACTORS	EMISSIONS
	CO ₂ transported or injected ⁽¹⁾ (kt)	CO ₂ (kg/kt)	CO ₂ ⁽²⁾ (kt)
1. Transport of CO₂			
a. Pipelines			
b. Ships			
c. Other			
2. Injection and storage⁽³⁾			
a. Injection			
b. Storage			
3. Other			
Information item ^(4,5)			
Total amount captured for storage			
Total amount of imports for storage			
			<i>Total A</i>
Total amount of exports for storage			
Total amount of CO ₂ injected at storage sites			
Total leakage from transport, injection and storage			
			<i>Total B</i>
			<i>Difference (A-B)⁽⁶⁾</i>

⁽¹⁾ Excluding recycled carbon dioxide (CO₂) for enhanced recovery.

⁽²⁾ Corrected for baseline background fluxes.

⁽³⁾ Fugitive emissions during above-ground operations such as processing and CO₂ recycling during enhanced oil and gas recovery operations should be reported as fugitive emissions from oil and natural gas and reported under the appropriate categories for that sector.

⁽⁴⁾ Once captured, there is no differentiated treatment between biogenic carbon and fossil carbon. Emissions and storage of both biogenic and fossil carbon will be estimated and reported.

⁽⁵⁾ It should be checked that the mass of CO₂ captured does not exceed the mass of CO₂ stored plus the fugitive emissions (leakage) reported for the inventory year.

⁽⁶⁾ Ideally the value should be zero (see page 5.19, volume 2 of the 2006 IPCC guidelines).

出典：UNFCCC COP 19 (2013) ‘Report on COP 19 (FCCC/CP/2013/10/Add.3)’, in UNFCCC Conference of the Parties, pp. 1–54.^{1 0)}

図 7.10-3 2006 年 IPCC 報告ガイドラインの CRF 表における CO₂ 輸送・貯留からの排出量を示す表 1C

7.10.4 CO₂ 輸出: 2006 年 IPCC 報告ガイドラインにおける取り扱い

回収されて他国での貯留のために輸出される CO₂ は、CRF のエネルギーに関する部門別報告内のメモ項目「他国貯留」に記録される。輸出される CO₂ 量は回収された CO₂ の総量に含まれており、独立した、あるいは別の算定カテゴリーではない。前述のように、回収した CO₂ は、産業プロセスやエネルギーに関連する総排出量にはカウントされない。

2006 年 IPCC 国別温室効果ガスインベントリに関するガイドラインでは、国の温室効果ガス排出量を算出するために、排出が発生した部門で排出量を推計することが定められている。つまり、2006 年のガイドラインでは、総排出量を推計する際、特定のセクターで

地中貯留のために回収され他国に輸出されたCO₂は、「排出されていない」、つまり言い換えれば温室効果ガスの削減として扱われるようである。

7.10.5 CO₂越境輸送の場合の報告義務

ある国（A国）で回収されたCO₂が他の国（B国）での貯留のために輸送される場合、ガイドラインでは、A国は、回収されたCO₂の量、A国の領域内で行われた輸送や一時的な貯蔵に伴う排出量、B国に輸出されたCO₂の量を報告することが求められる。一方、B国は、輸入されたCO₂の量、（B国の領域内で行われた）輸送や一時的な貯蔵からの排出量、圧入や地中貯留サイトからの排出量を報告することが求められている。

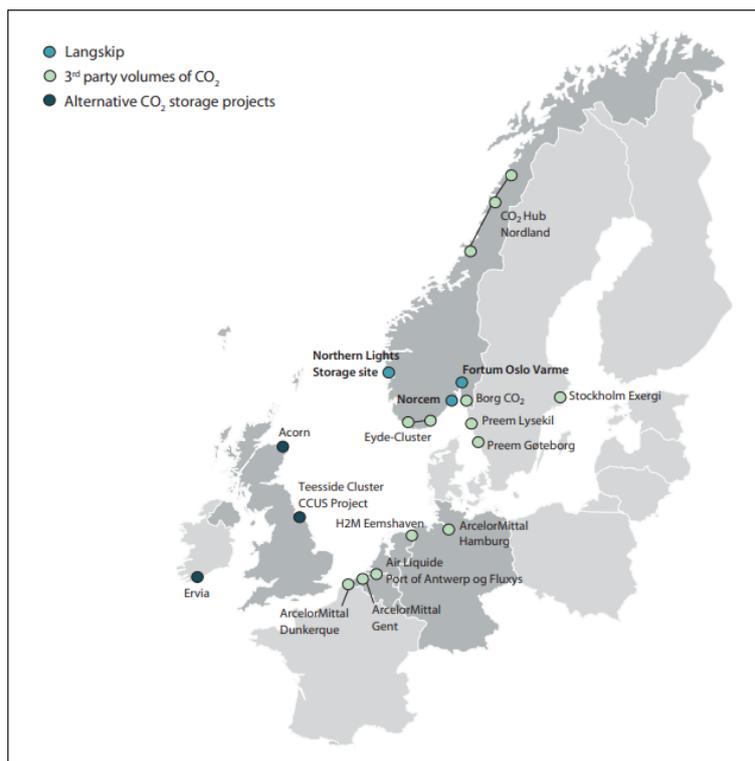
7.10.6 ケーススタディ：Longshipプロジェクト（ノルウェー）

Longshipプロジェクトは、CCSのバリューチェーンのうち炭素回収・輸送・貯留面を網羅したフルスケールのCCSプロジェクトを実施するというノルウェー政府による計画の集大成である。このプロジェクトは、ノルウェーおよび欧州全体でのCCS技術普及を促進することを目的としている。

Longshipプロジェクトでは、さまざまな事業からCO₂を調達し、圧縮・液化した後、船で北海の貯留地に輸送する。このプロジェクトは、ノルウェー国内外の企業が利用できる専用のCO₂輸送・貯留施設など、バリューチェーン全体をサポートするための主要なインフラを提供する。

このプロジェクトのうち、輸送・貯留インフラ面の開発の部分は「Northern Lightsプロジェクト」として知られている。ノルウェー政府は、ヨーロッパ諸国のプロジェクト、特に「EU Projects of Common Interest for CCS（CCSのためのEU共通利益プロジェクト）」に参加しているCCSプロジェクトが、Northern Lightsプロジェクトで開発された貯留インフラに接続する可能性があると予想している。図7.10-4は、EU Projects of Common Interest for CCSに参加している国とプロジェクトの概要を示している。

Longshipプロジェクトで沖合貯留するために、回収したCO₂を輸出する可能性のある国には英国、フランス、オランダ、スウェーデン、ドイツ、ベルギーがある。しかし、現段階では、ノルウェー政府はこれらの国からCO₂の越境輸出を促進するための合意を完成させてはいない。CO₂の越境輸出を促進するための具体的な国家間の合意がないことから、各国が自国の温室効果ガスの算定制度の中でCO₂の輸出をどのように扱うかはまだ不明である。しかし、CO₂の輸出が現状どのように扱われているかを説明するために、以下のセクションでは、Longshipプロジェクトの一環としてCO₂をノルウェーに輸出することを選ぶ可能性のある国として、英国とスウェーデンの国別温室効果ガス算定制度について検討する。



出典：Ministry of Petroleum and Energy, Norway 2020年¹⁾

図 7.10-4 EU Projects of Common Interest for CCS 参加国とプロジェクトの概要

(1) 英国

英国の温室効果ガス国内インベントリ制度は、京都議定書と国連気候変動枠組条約締約国会議（United Nations Framework Convention on Climate Change : UNFCCC）の報告義務を遵守するために、温室効果ガス排出権取引制度（修正）および 2005 年国内排出インベントリ規則に基づいて制定された。英国の温室効果ガスインベントリは、英国のほかの国際的な温室効果ガス報告義務に準拠するために使用されている英国の国内大気中排出インベントリで使用されているものと同じデータ集に基づいている。どちらのインベントリも、排出量の計算には IPCC の 2006 年報告ガイドラインを活用している。

英国は、現状国内で操業中の CCS プロジェクトが無いことから、UNFCCC への年次国別インベントリ報告書において、CO₂の回収量を報告していない。

(2) スウェーデン

スウェーデンにおける国内温室効果ガス算定システムの法的根拠は「気候報告に関する条例」であり、そこにはさまざまな国際協定に基づく国の報告義務を果たす上でのさまざまな政府機関の役割と責任が記載されている。排出量を推計する国のシステムは、2006 年 IPCC 報告ガイドラインに基づいている。そのため、CO₂の輸出は、この点において 2006

年 IPCC 報告ガイドラインに沿って扱われている。しかしスウェーデンでは操業中の CCS プロジェクトが無いことから、国の温室効果ガスインベントリでは CO₂ 回収量に関する情報を報告していない。

7.11 将来の CCS ビジネスモデル（海外の事例）

(1) （英国）クラスターの順位付けに対する英国のアプローチの概要

海外でビジネスモデルの検討が最も先行している英国政府は、BEIS（Department for Business, Energy & Industrial Strategy）により CCS のビジネスモデルを開発し、英国における CCS の普及方法を定義・主導する任務を課している。以下は、BEIS が取っている「投資対象となる産業クラスターを二つのフェーズに分けて特定するというアプローチ」の概要である。

各フェーズでは、業界固有のビジネスモデルを通じて CCS に投資する排出者のクラスターを選択することになる。二つのフェーズが発表されており、フェーズ 1 では開発を優先するクラスターを選定し、フェーズ 2 では同クラスターに接続する CO₂ 回収プロジェクトを選定する。2021 年時点でフェーズ 1 が進行している。クラスター順位付けのプロセスにおけるフェーズ 1 の評価段階に進むために、各クラスターは適格性審査を受けた。この適格性審査に合格するには、クラスターが以下の三つの適格性基準を満たしていることを示す必要があった。

- 1) 2030 年までに稼働可能であることを確実に証明すること
- 2) 英国内に立地していること
- 3) BEIS が定義する CCUS クラスターの定義（輸送・貯留（T&S）ネットワークとそれに接続する 2 件以上の CO₂ 回収プロジェクトが確保されている）を満たしていること。T&S ネットワークは、陸上パイプライン、海上パイプライン、関連する沖合貯留施設がセットになったものとして定義される。パイプラインは、貯留サイト（例えば、塩水層や枯渇した石油・ガス田）に CO₂ を輸送することができなければならない、貯留層はこの CO₂ を安全かつ恒久的に貯留することができなければならない。

BEIS は、フェーズ 1 の一環として、5 件のクラスター（DelpHYnus、East Coast Cluster、Hynet、Scottish Cluster、V Net Zero）から評価申請を受けた。これらの適格性審査を行った結果、5 つのクラスターすべてが、フェーズ 1 の文書に記載された適格性基準を満たし、評価段階に進んだ。クラスター順位付けプロセスのフェーズ 1 では、2020 年代半ばの普及に適した CCS クラスターが特定され、優先するクラスター（トラック 1 クラスターと呼ば

れる）として2021年10月19日、HynetとEast Coast Clusterが発表された。BEISはまたバックアップが必要な場合の予備クラスターとして、Scottish Clusterを発表した。予備クラスターとは、適格性基準を満たし、評価基準に照らして良好な水準のパフォーマンスを示したクラスターである。そのため、BEISはScottish Clusterが開発と計画を確実に継続できるように、順位付けプロセスのフェーズ2全体を通じて関与を継続していく。これは、（トラック1クラスターの不備等により）BEISがトラック1クラスターとの関係を中止することを選択した場合、代わりにこの予備クラスターに関与することができることを意味する。

(2) CCS ビジネスモデルに対する英国のアプローチに関する概要

2020年、BEISは、英国におけるCCUS投資を可能とするために使用されるビジネスモデルについてのパブリックコンサルテーションを開始した。

コンサルテーション文書の中で、BEISはCCSを商業化するための包括的な戦略を発表（幅広い非発電産業の排出者を含む産業クラスターをターゲットにするというもの）した。これらの産業クラスターが中心的な役割を果たすのは、CCSに削減困難な部門を脱炭素化する力があるからであり、2030年までに二つのCCSクラスターと少なくとも一つのガス火力発電所を稼働させ、最初のクラスターは2020年代半ばまでに稼働させることを目標としている。

ビジネスモデルと英国のCCSインフラファンド（The Carbon Capture and Storage Infrastructure Fund：CIF）の主な特徴は、市場の歪みを最小限に抑えながら、脱炭素化とコスト削減のインセンティブを与えることである。ビジネスモデルは、産業が成熟したときに、完全な市場主導の解決策への移行を可能にするものでなければならない。この時点ではリスクも進化している。これらの要素を考慮して、英国CCSビジネスモデルの開発では、以下のプログラム目標が採用された。

1) プログラム目標1：新たなCCS部門の確立

投資家やプロジェクト開発者は、CCSプロジェクトへの投資を正当化するために、透明で予測可能な枠組を必要としている。BEISは、民間部門が負担できない重大なリスクを認識しており、このため、以下を通じたサポートを利用できるようにする。

- i) CIFを通じた直接資本支援
- ii) 堅牢な収益メカニズム
- iii) CO₂回収をサポートするビジネスモデル

iv) 輸送・貯留ネットワークのための経済規制制度（Establishing an Economic Regulatory Regime : ERR)

これらの対策により、CO₂に十分な価値が与えられないことから生じる収益リスクを低減し、細分化されたCCSモデルにおけるバリューチェーンのさまざまな部分の相互依存から生じるクロスチェーンリスクを低減する。さらにBEISは、座礁資産リスクと長期貯留責任リスクを克服するための対策も講じている。そのために、これらの影響度が高く確率が低いリスクに対処することを目的とした政府支援パッケージ（Government Support Package : GSP）が提案されている。CIFとGSPからの直接出資は、時間の経過とともに、これらのリスクに対する市場ベースの解決策を刺激し、必要な政府支援レベルを低下させるように設計される可能性がある。

2) プログラム目標2：複数部門における低コスト脱炭素化の実現

BEISは、CCSを複数の部門が同じ輸送・貯留ネットワークを共有することで、主要部門がゼロカーボン経済の中で競争できるようになる「SuperPlaces」（CCSプロジェクトにおいては、「SuperPlaces」は、地域や地方の発展に貢献する能力があれば、地方自治体レベルで割り当てられる資金の一部を要求できる可能性があることを意味する）を実現するものと見ている。この目的のために、BEISは関連するすべての部門に対応する統合モデルを設計し、投資家にとってCCSへの投資が魅力的なものになるようにしている。このアプローチでは、低炭素型出力調整可能発電の実現におけるCCSの重要性も考慮している。これを達成するために、ビジネスモデルは以下を目指している。

- i) 必要に応じて既存の資産と政府の資本拠出を再利用する。
- ii) 効率的なリスク配分（リスクを管理するのに最も適した者にリスクを配分すること）を活用する。
- iii) 関連産業が適切な段階で競争力を維持し、クリーンな成長を促進すると同時に、国際競争力を損なわないよう保証する。
- iv) 早期プロジェクトの展開を奨励し、早期ユーザーの高コストを回避する（政府の資本拠出による）一方で、後の普及段階に向けて発展する柔軟性を持ち、さまざまな産業部門の幅広いプロジェクトをサポートできるようにする。
- v) 後続のクラスターが開発される際に、そのメリットと知識共有を実現する。

3) プログラム目標 3：炭素回収市場の開拓

英国におけるクラスターの選定は、「SuperPlaces」を作り出せるポテンシャルに基づいて行われている。BEISは、民間部門投資のための市場の発展を支援するために、以下のような施策を盛り込んでいる。

- i) 資金援助の割り当てに関する透明性の高いプロセス
- ii) リスク選好次第で複数の投資参入ポイントを持つ、新しい資産クラスの創出
- iii) 投資期間中に予測可能な収益プロファイルを提供する、長期的なインフレ連動型の収益ストリーム
- iv) 安定した一貫性のある規制体制と、規制上の意思決定に対するアプローチについての透明性あるガイダンス
- v) 増加する需要に対応するための輸送・貯留ネットワークの拡大を可能にするメカニズム

(3) 英国の輸送・貯留関連規制投資 (TRI) ビジネスモデル

輸送・貯留 (T&S) インフラに対する BEIS のアプローチは、民間部門による供給モデルによって CCS がより高い開発スピードと高いコスト効率で提供されるようになるという見解に基づいている。これに基づき BEIS は民間部門による CCS 開発を可能にする規制システムと契約枠組みの開発に重点を置くことを選択した。ほかのネットワーク型産業では、以前からこのようなアプローチが採用されており、英国では過去 30 年にわたり投資と普及を成功させてきた。

英国の輸送・貯留関連規制投資 (T&S Regulatory Investment : TRI) のビジネスモデルは、経済規制による資金調達モデルに基づいている。このアプローチにより、民間部門の投資家は、制限された範囲内ではあるが、比較的予測可能で安定したリターンで長期的な信頼を得ることができる。輸送・貯留企業 (T&SCo) は、T&S ネットワークの開発・建設・資金調達・運用・保守・拡張・廃止を担当する。T&SCo は、確実に CO₂ の輸送と長期貯留を安全かつ効率的に行い、定められた要件を遵守できるようにするのに必要なプラント、設備、運用リソースも担当する。T&SCo の主な役割は以下のとおりである。

- 1) 資産所有者：T&SCo は、陸上・海上のネットワークを所有し、貯留サイトのライセンスを取得する。
- 2) システムオペレーター：T&SCo は T&S ネットワークを運用し、運転パラメータが特定された制限値内にあることを保証し、ネットワークへのアクセスを管

理し、ネットワークのプランニングを行い、部門ごとのタスク（関連の接続コードなど）を管理する。

また、T&SCoは、ユーザーが接続ポイントに設置したCO₂計測・成分分析装置のレビューも行う。T&SCoは、T&Sネットワークに関連する健康、安全、環境コンプライアンスに責任を持つことになる。

TRIモデルは、T&Sネットワークへの投資に道を開き、プログラム目標を達成するように開発された。BEISは、ほかの産業から得た教訓、その前身であるCCS商業化コンペ、国際的なプログラム、CCUSアドバイザリーグループ（CAG）からの提言、CCUSビジネスモデルのコンサルテーションプロセスに基づいて、TRIモデルの主要な目標の幾つかを設定した（商業化コンペは、英国におけるCCS普及を促進することを目的として、前政権により2010年に開催された。コンペは優先入札者が発表されて終了したが、その後、これらのプロジェクトに資金を提供する計画は中止された）。

1) TRIモデル目標1：T&Sネットワークへの投資を呼び込み、新たなCCUS部門を確立する。

i) 適切な財務構造と資金調達の仕組みを構築することが不可欠である。これにより、投資家は長期的な収益モデルを明確に把握することができ、その投資に対し規制された妥当な収益を得ることができるようになる。

2) TRIモデル目標2：複数の部門で低コストによる脱炭素化を実現する。

TRIモデルは以下について認識している。

i) 各T&Sネットワークは、さまざまな需要プロファイルを持つ複数の異なるタイプのユーザーに対応でき、さまざまなネットワーク設計や成長プロファイルを実現するための十分な柔軟性を備えていなければならない。

ii) T&Sネットワークのディベロッパー、投資家、ユーザーは、座礁資産リスク、回収プラントとT&Sネットワーク間のビルドアウト率の違い、長期貯留による漏出の可能性など、T&S特有のリスクの配分を可視化する必要がある。

TRIモデルは以下を行う。

iii) T&Sネットワークの将来の需要に対応するための先行投資の必要性と、短期的なユーザーにとってのネットワークの経済的魅力とのバランスを取ることの重要性を反映する。

iv) 脱炭素化を支援するために、T&SCoがT&Sネットワークにより多くのユーザーを引き付けるためのインセンティブをどのように与えることができるかを検討する。

3) TRIモデル目標3：炭素回収市場の開拓 – 長期的ビジョン

規制当局は経済規制制度（Economic Regulatory Regime：ERR）を管理し、コストが経済的かつ効率的であることを保証する一方で、利用率を高めてコストを分散し規模の経済の恩恵を受けるよう、より多くのユーザーをT&Sネットワークに呼び込むようにT&SCoに対しインセンティブを与える。ERRは、ユーザーにとっての手頃な価格を確保しつつ、将来のCO₂市場の拡大（輸送されたCO₂を含む可能性あり）を可能にするべく十分な柔軟性を持つように設計されるだろう。

4) これらの目標の達成において、TRIモデルは、CCSへの民間投資の障壁となっている削減困難なリスクを克服することができる。削減困難なリスクは、主に以下の3点である。

- i) 収益リスク：需要が不確実で、ユーザー数が少ない可能性があるということは、まず、既存のガスや電気のネットワークに比べて高い低利用リスクや取引先リスクにT&SCoが直面する可能性があるということである。
- ii) クロスチェーンリスク：CO₂回収とT&Sのプロジェクトが同時に進行することを想定しているため、予想される早期ユーザーがT&Sネットワークに接続するのが計画よりも遅くなるかもしれないというリスクがある。
- iii) 長期貯留責任リスク：CO₂の長期貯留と貯留層からの漏出の可能性の低さは、いくつかの特有のリスクをT&SCoにもたらす。

TRIは、低減困難な三つのリスクすべてに適切な対策を講じることで、民間投資家のためにこれらのリスクを管理し、克服する。収益リスク、クロスチェーンリスク、長期貯留責任リスクは、それぞれ「収益モデル」、「ERR」、「政府支援パッケージ（Government Support Package：GSP）」によって対処される。

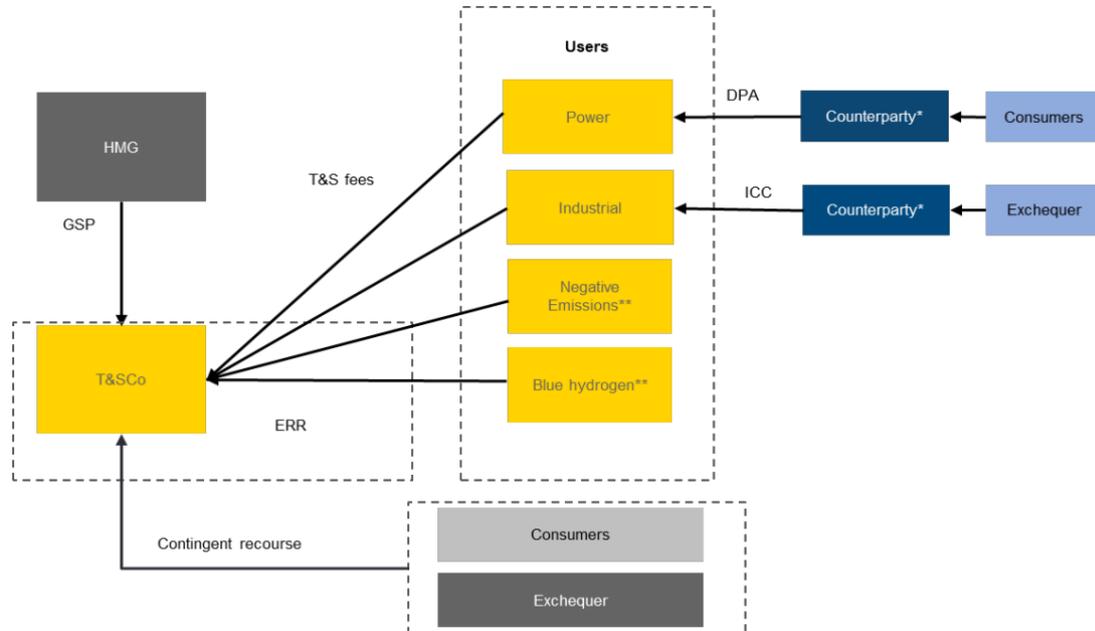
① 収益モデル

T&SCoの収入の根源は、予測可能な投資収益により、民間投資家に信頼を与えることである。また、将来の市場の発展に対応し適応する柔軟性を持った共有T&Sネットワークに将来のユーザーが参加できるようにもすべきである。これを目的として、BEISは「User

「Pays（利用者負担）」モデルを提案している。このモデルでは、T&SCoの収入源は、ネットワークに接続された利用者からの支払いであり、限られた状況下では消費者や納税者への償還もありうる。

図 7.10-5 の図解は 2020 年の BEIS による検討であり、T&SCo が四つの主要部門のさまざまな利用者からどのように収益を得るかを示している。利用者負担モデルは三つの要素で構成されている。

- 1) 輸送・貯留料金：T&SCo に対し、T&S ネットワークおよび貯留サイトの使用に対して利用者から支払われる料金
- 2) 出力調整可能発電契約（Dispatchable Power Agreement：DPA）および産業炭素回収（Industrial Carbon Capture：ICC）契約の収益：DPA および ICC 契約を締結した T&S ネットワークの電力会社および産業用利用者は、これらの契約に基づいて収益を得ることができる。
- 3) 消費者による支払いと納税者による支払い：消費者や納税者は、DPA および ICC 契約や、限られた状況下であるが直接 TRI モデルを通じて、最終的にコストに貢献することになる。



出典：Carbon Capture, Usage and Storage-An update on business models for Carbon Capture, Usage and Storage, BEIS, 2020^{1,2)}

注：LCCC は、潜在的な取引相手として検討されている。ブルー水素とマイナス排出（バイオエネルギーと直接空気回収）の収益モデルを開発中。

図 7.10-5 定常運転段階における利用者負担の収益モデルの図解と関連する前提条件

② 経済規制制度（Economic Regulatory Regime : ERR）

経済規制制度（Economic Regulatory Regime : ERR）は、効率的なコストと合理的な収益率を反映した年間許容収入を T&SCo に提供する枠組である。また ERR には、上記の施策に加えて、一連のパフォーマンス目標（アウトプット）やリスクを配分・管理する仕組み（インセンティブ）が含まれることも想定されている。許容収入を設定し、T&SCo の事業活動が規制当局による定期的な価格コントロールを通じて監視されるよう定める全体的な枠組が ERR によって構築されることが想定されている。

許容収入とは、T&SCo の活動に資金を供給するために、価格制御期間の各年に T&SCo が受け取る権利のある収入のことである。許容収入は、以下に示す複数の「構成要素」の関数である。

$$\text{許容収入} = (\text{RWACC} \times \text{RAV}) + \text{減価償却費} + \text{Opex} + \text{デコミ費} + \text{税} + \text{調整}$$

ここでは、

- 1) RWACC : T&SCo の設備投資コストを補償するための、操業中の規制加重平均資本コスト（RWACC）
- 2) RAV : T&SCo の負債および株式投資家へのリターンは、確立された規制上の先例に基づいて、 $\text{RAV} \times \text{WACC}$ の構成要素によってもたらされる。RAV は、建設、資産拡張、資本コストの「ロールアップ」など、プロジェクトに効率的に課される資本投資である。
- 3) 減価償却費 : 運用期間中の資産の減価償却費を賄うために利用者から徴収する収入。プロジェクトの初期段階をサポートするために、運用開始初期に早めに支払いを減らすようにプロファイルすることができる。
- 4) デコミッション費 : 資産寿命終了時の T&S ネットワークのデコミッション費用をカバーするための引当金
- 5) 調整 : 許容収入を調整する項目で、パススルーコスト（例：保険料）、漏出、適時接続、可用性に関してなどの調整やインセンティブが必要であればそれが含まれる。

T&S ネットワークの運転開始が成功すると、T&SCo はプロジェクトのリファイナンスを検討する可能性がある。規制当局は RWACC を設定する際に、潜在的な過剰利益と融資可能性のバランスを取るよう、リファイナンスの可能性を慎重に検討することになることが考えられる。

③ 政府支援パッケージ（GSP）

GSPは、投資家や利用者に影響が大きい、または確率の低い輸送・貯蔵リスク（座礁資産や貯留施設からのCO₂漏出のリスク）から保護するために提供されうる。重要なのは、補償金は非常に限られた状況（商業保険が利用できないなど）でのみ支払われ、その場合でもT&SCoはリスクを軽減するために行動した場合のみである。保険が利用できない場合、政府は最後の拠り所となる保険者としてT&SCoに残りの運営費を補償する、あるいは座礁資産の場合は残りの規制資産価値を上限として補償することがありうるが、CO₂漏出の場合はT&SCoがリスクを軽減するための措置を取った場合に限られる。GSPの下で支払われる補償のレベルはまだ定義されていないが、GSPの発動には、以下に示す例のようなさまざまな条件が必要となる。

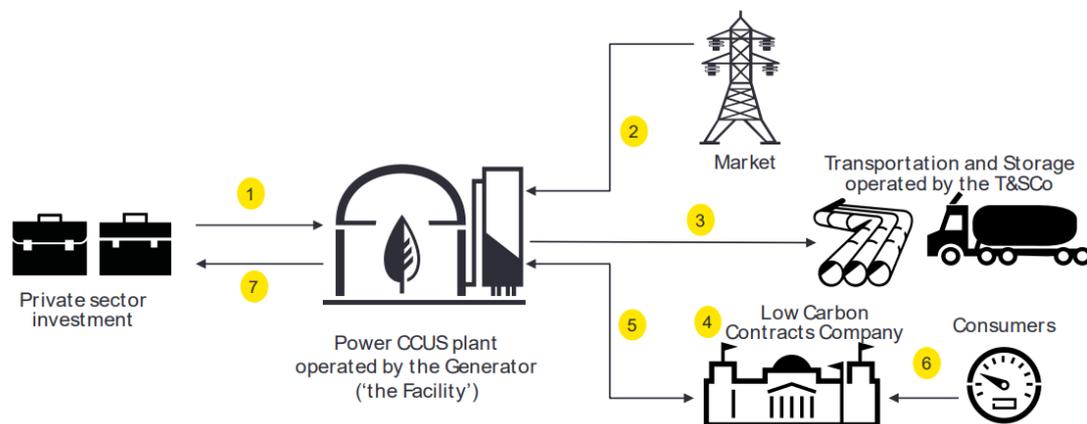
- 1) 「商業保険」が利用できない、あるいは不適切である。
- 2) 「クロスチェーンリスク」が、新たな接続を通じて積極的に最小化されている。
- 3) 「不適切な規制上の関与。」適切な時期に、資産の用途変更や輸入市場の開拓（新しいタイプの利用者を効果的に獲得する）を支援するために、規制面での介入が行われる可能性がある。
- 4) 「それ以上の収益オプションが尽きている。」活用されていない、タイミングが合わないというシナリオにおいて、消費者や納税者が収益をサポートするという選択肢が検討されている。
- 5) 「コストプロファイルが、資産座礁の可能性を減らすよう適合させてある。」運用期間中の座礁資産のリスクプロファイルに合わせて減価償却（およびデコミッション）プロファイルに調整を施すことができる。
- 6) 「GSPのエクスポージャーが、資産売却と支出削減によって相殺されている。」T&S資産を売却して残存価値を投資家から回収するとともに、利用者が回収装置の構築の進展を実証していないことが明らかになった場合には、建設を中止する可能性がある。

貯留施設からの「CO₂漏出リスク」については、閉鎖後に政府に責任が移転されるまでT&SCoがコストを負担することになる。T&SCoはこのリスクへのエクスポージャーを軽減するために、可能であれば民間の保険を利用することが期待されている。そのような保険が利用できない場合は、GSPが最後の手段として保険を提供する。

(4) 電力CCUSのための出力調整可能電力契約（Dispatchable Power Agreement : DPA)

BEISは、電力CCUSプラントの役割を、再生可能エネルギーや原子力などの限界費用ゼロの低炭素技術を実現するものと考えている。そのため、残留CO₂を一部排出する電力CCSプラントには、これらの技術を駆逐するほどまでにインセンティブを与えるべきではない。このため、電力CCSのために開発されたビジネスモデルは、電力市場に対して反応的であると同時に、同程度の容量の高炭素代替プラントと競合することが保証されるものである。

電力CCSのビジネスモデルには、CCS技術を火力発電所に直接適用する技術が含まれており、燃焼前、燃焼後、酸素燃料技術が含まれる。電力CCSプロジェクト会社と政府系企業である低炭素契約会社（Low Carbon Contract Company Ltd : LCCC）との間で出力調整可能電力契約（DPA）が結ばれることが想定されており、補助金は既存のSupplier Obligation（電力供給者負担金）の枠組を通じて消費者から資金調達される可能性がある。なおSupplier Obligationの仕組みは、差金決済取引（Contracts for Difference : CFD）の費用を賄うために電力供給会社に課せられる強制的な賦課金である。このメカニズムは、CCSへの投資に関連する主要なリスクと課題に対処するよう設計されている。



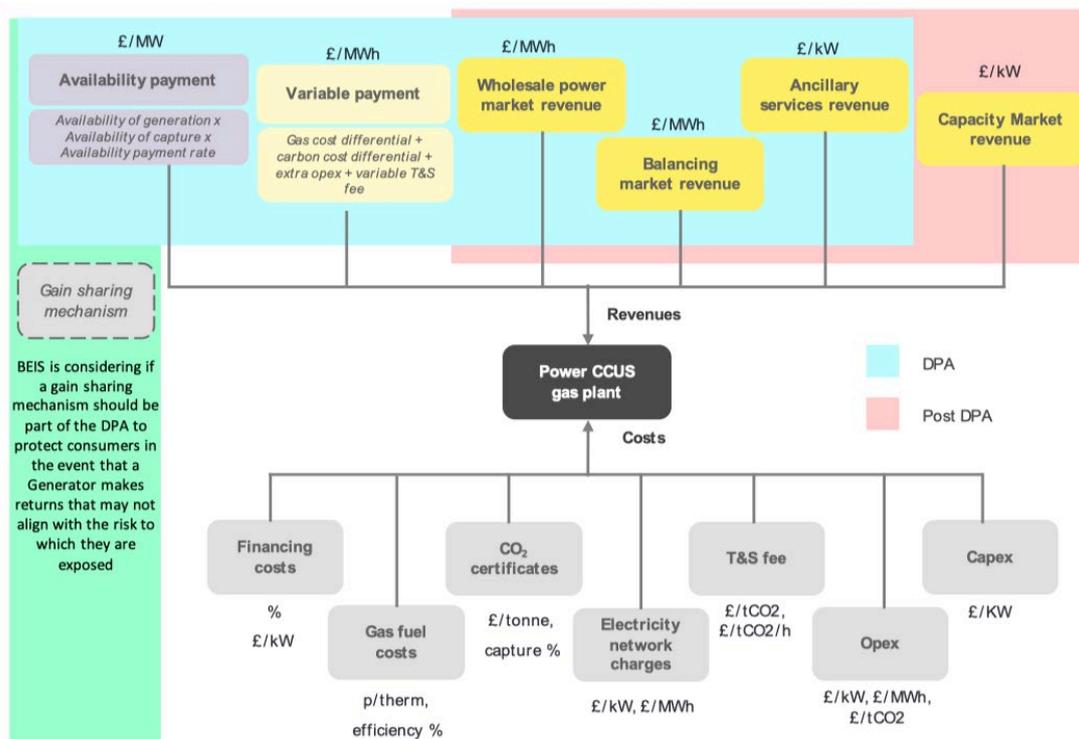
出典：Carbon Capture, Usage and Storage-An update on business models for Carbon Capture, Usage and Storage, BEIS, 2020^{1, 2)}

図 7.10-6 DPA の概要、矢印は資本の流れを示す

図 7.10-6 によると、DPA により、(1)民間部門が CCS を付設した施設の投資・建設を行う、(2)電力 CCUS プラントは、卸売市場とバランス市場において市場価格で出力調整可能な低炭素電力を供給し、電力系統運用会社に補助サービスを提供する、(3)LCCC が DPA のカウンターパーティを務める、(4)DPA が発電事業者に「Availability

payment」と、「Variable payment」から成る支払いを行う、(5)発電事業者がT&SCoに回収したCO₂のT&S料金を支払う、(6)消費者補助金が「Availability payment」と「Variable payment」に充当される、(7)民間部門に投資収益が還元される。

2021年現在、DPAの定量的な側面は伝えられていないが、電力CCUSプラントに関連するコストと収益、それらの支払いの構造は、図7.10-7に示す通りである。電力CCUSのガスプラントは、ほかの収入ラインに加えて、低炭素発電施設に対する「Availability payment」と、「Variable payment」という二つの支払い方法によって、DPAに依存している。



出典：Carbon Capture, Usage and Storage-An update on business models for Carbon Capture, Usage and Storage, BEIS, 2020^{1,2)}

図 7.10-7 電力 CCUS プラントに関連するコストと収益、およびそれらの支払い構造を全体的に示した図

Availability payment とは、電力 CCS プラントが同等の容量で削減措置を施されていないプラントよりも先に発電するようにインセンティブを与えるよう設計された仕組みである。風力、太陽光、原子力などの限界費用の低い技術が電力需要を満たせない場合に、Variable payment の仕組みが発動する。その値は、電力 CCS プラントと理論上の基準となる削減措置の施されていないプラントとの短期的な限界費用の差を考慮して算出され

る。これには、ガスコストは高めに、炭素コストは低めに、T&S料金および電力CCSプラントが直面するそのほかのコストは高めに考慮される。これにより、全体的な短期的限界費用は、電力CCSプラントの方が、通常運転中の基準プラントよりも低くなる。

図7.10-7に示すように、BEISは「利益配分」の仕組みも検討している。この目的は、電力CCSプラントの投資家と消費者の間で、より公平な財務収益とリスクの共有を可能にすることである。BEISは、利益配分メカニズムの仕組みについて引き続き検討しながら、そのメカニズムに関する情報をさらに提供していく予定である。

(5) 産業炭素回収（Industrial Carbon Capture : ICC）

ICCのビジネスモデルでは、2030年までに産業CO₂年間300万tを目標としている。BEISは、ICCが企業に多大なコスト（設備投資と資金調達、回収装置を稼働させるための継続的な運用コスト、T&Sネットワークを利用するためのT&S料金などのシステム・コスト）を課していることを認識している。これらのコストは、低炭素であることが製品価値の増加につながらないことと結びついている。カーボンプライシングの回避や低炭素製品を利用するための有利な立場という利点があるにもかかわらず、そのコストを産業施設の消費者に転嫁することはできない。さらに、ICCは当初、資本コストが高くなり、リスクプレミアムが付く可能性があるため、潜在的な投資家にさらなるリスクと不確実性をもたらす。

BEISは、こうした市場の失敗や課題を克服するために、ICC契約を提案している。この契約は、産業施設の所有者と、BEISに代わって活動する民間の取引先との間で結ばれる。このビジネスモデルの目的は以下のとおりである。

- 1) 既存の産業施設が脱炭素化のために炭素回収に投資するインセンティブを与えること
- 2) 英国での新規産業施設への投資を奨励すること

BEISはまだビジネスモデルを最終化していないが、詳細な契約書作成のベースとなる主要な販売方針条件について暫定的な詳細を提供することができた。より詳細な議論は、潜在的なプロジェクトや投資家と直接行われる予定である。BEISは、初期プロジェクトの建設費を支援するためにのみ設備投資の共同出資が可能であると、確認することができる。

① 炭素回収・利用（CCU）

BEISは、CO₂排出量を恒久的に削減する結果となる場合にICCのビジネスモデルがCCUに適用可能であることを意図しているというのが、BEISの意図する立場であること

を確認した。2021年現在、BEISは、さらなる作業とセクターへの関与を経て、ICCビジネスモデルによる継続的な収益支援がCCUに最も適した支援形態であるかどうかを判断するために、より詳細な分析が行われると考えている。結果として、産業CCUプロジェクトは、現状の制度ではICCビジネスモデルの支援を受けるのに適格ではない。

(6) ケーススタディ：PORTHOS CCS プロジェクトのビジネスモデル

PORTHOS プロジェクトの公開情報は、限定的であるため、同プロジェクトのビジネスモデルをより詳細に検討するため、ロッテルダム港湾公社（Port of Rotterdam Authority）にインタビューを実施した。以下は事業担当者の見解である。

- 1) ロッテルダムに位置する PORTHOS は、排出者と北海の一連の枯渇ガス田をつなぐ共有の輸送・貯留（T&S）ネットワークで構成されている。このプロジェクトは、2024年の操業開始を目指しており、15年間で推定3,700万tのCO₂を回収・貯留することが期待されている。
- 2) PORTHOS のイニシアチブは、EBN社、Gasunie社、そしてT&Sインフラと貯蔵資産を所有するロッテルダム港湾公社が主導した。T&Sネットワークは、Air Liquide社、Air Products社、ExxonMobil社、Shell社が所有する回収施設にサービスを提供するが、ほかの港との接続を検討する作業が進行中であるため、より多くの排出者に接続すべく拡張が可能である。また、EUはT&Sネットワークの建設費として1億200万ユーロの拠出を確約している。
- 3) オランダはEUの一部であるため、特定の部門の大規模排出者はEU-ETSの下にある。EU-ETSは、経済のある一部分に排出量上限（キャップ）を設定するキャップアンドトレード制度である。EU-ETSを遵守しなければならない排出者には、無料またはオークションによって排出枠が割り当てられ、保有者に1排出枠あたり1tのCO₂換算量を排出する権利が与えられる。毎年末、排出者は自らの総排出量に相当する排出枠を納付しなければならず、割り当てられた排出枠を超えた排出者は、EU-ETS市場から追加の排出枠を購入しなければならない。



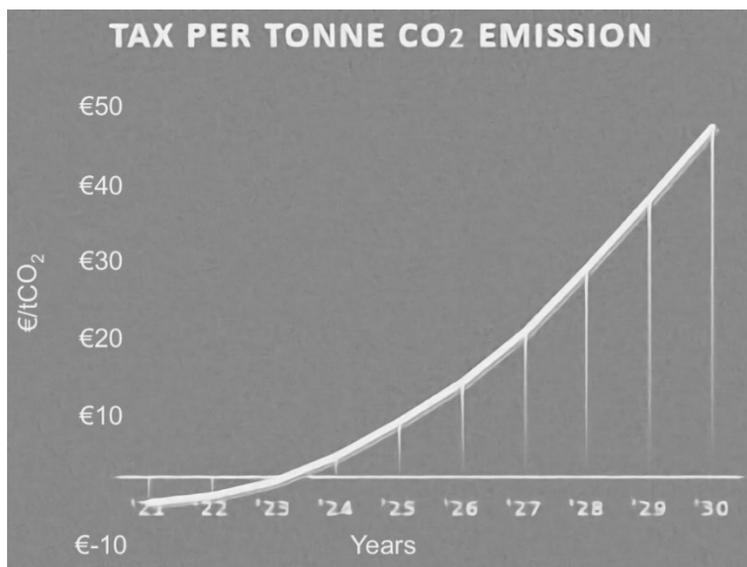
出典：[Refinitiv, Bloomberg and ECB calculations.](#)^{1 3)}

EU emissions allowance prices in the context of the ECB's climate change action plan (europa.eu)

注 年間のEUETS先物価格は、任意の年の四半期先物価格の平均として計算される。最新の観測値：
EU ETS スポット価格（月次データ）は2021年8月、EU ETS 先物価格（四半期データ）は2023年12月。

図 7.10-8 EU-ETS のスポットおよび先物価格（€/t-CO₂）

EU-ETS は 2005 年に運用を開始し、さまざまな「フェーズ」で実施されてきた。フェーズごとにキャップが徐々に引き下げられ、同時に制度の範囲が拡大されてきた（地理的、部門別、対象となる GHG 排出量の種類別）。これには、排出枠の価格を上昇させる効果がある。図 7.10-8 は、過去に価格がどのように推移してきたか、また、制度のフェーズ 4 では価格がいかに大幅に上昇することになっているかを示している。EU-ETS に加えて、オランダ政府は 2021 年に独自の CO₂ 税も導入しており、現状は実効価格が無いものの、オランダの排出量目標を確実に達成するために、図 7.10-9 に示す通り、今後 10 年間で大幅に値上がりする予定である。



出典：Dentons - The Dutch carbon dioxide emission tax^{1,4)}（最初の数年間は価格が低く、削減率が高いため、2023年までは税金がかからないが、そこから先はCO₂排出量に応じて税金が急上昇することを曲線が示している）

図 7.10-9 2030 年にかけてのオランダの CO₂ 税 (€/t-CO₂)

将来の EU-ETS 価格とオランダの炭素税が合わされば、排出者が CCS プロジェクトへの投資を検討する上での強力な価格シグナルが生まれる。これが PORTHOS プロジェクトの基盤となっているが、早期の投資家にインセンティブを与えるために、オランダ政府は既存の SDE++ スキームも拡張して CCS 投資を支援している。

SDE++ スキームは、炭素税と EU-ETS 価格の組み合わせにかかわるコストと合わせて、早期の投資にインセンティブを与えるべく十分なリターンをもたらす現金補助金を提供することで、オランダにおける CCS 普及を支援している。SDE++ は最大 5% の IRR を目標としているため、補助金の額は割当期間中、回避された排出コストの変化を考慮して調整される。昨年末までに、PORTHOS プロジェクトに参加している 4 件の排出者は、SDE++ に合計 20 億ユーロを申請した。

PORTHOS プロジェクトは、長期貯留責任を扱う法的枠組にも支えられている。閉鎖後最長 20 年間、サイトの管理やプロジェクトに関連する CO₂ の漏出の修復のために、偶発損失準備金がある。この期間を過ぎると、貯留責任は国に移転される。

7.12 まとめ

2021 年度の調査による「世界の CCS 関連の最新動向」を以下のとおりまとめる。

- 1) 調査を実施した 15 箇国および EU では、COP26 に合わせて、2050 年またはさらに早い段階におけるネットゼロの達成目標が各国政府、州政府、企業により打ち出されている。いくつかの政策文書やロードマップでは、石炭火力発電の

政策、電気自動車の展開、再生可能エネルギー事業への投資拡大による計画とともに、CCSに対する支援メカニズムの確立につながる前向きな動きもみられる。

- 2) 脱炭素化への世界的顕著な動向として、水素をエネルギー源とする動きも加速しており、現状年間 70 百万 t の水素製造は、今世紀半ばには大幅に拡大することが予測されている。このうち石炭や天然ガスから水素を精製し随伴する CO₂ を CCS により処理する方法は、現状費用対効果が高いとされ、ブルー水素製造における CCS は必須の技術として開発が進んでいる。
- 3) アジア圏等の一部の潜在的 CCS の開発国等においては、CCS 設備を付設した石炭火力発電所が再生可能エネルギーよりもグリッド全体のエネルギー供給の安定化を担保するということから石炭火力発電所への CCS 導入検討も進んでいる。
- 4) CCS 支援策を背景に、世界では商用目的の CCS プロジェクトが立ち上がり、特にエネルギーの集約部門である発電や産業プロセス、特にセメント、鉄鋼等の削減困難な産業部門では、CCS の技術導入が費用対効果の高い技術として展開が進んでいる。
- 5) 世界には建設中、開発中を含めて 135 件の商業用 CCS 施設が存在する。このうち 71 件は新規プロジェクトである。2021 年時点で稼働中の 29 件のプロジェクト（休止中の 2 件を含む）を合計すると、年間約 4 百万 t の CO₂ を回収し、恒久的に貯留することができる。
- 6) BECCS、DACCS 等の CCS 施設の開発も進む中、米国では 45Q 法案によるインセンティブを背景に、エタノール製造等を主とする BECCS 事業が 2020 年の 10 件から 2021 年には 44 件に増加している。
- 7) これまでの世界の操業中の CCS 事業は、製油所、エタノール生産、肥料生産、天然ガス生成セクター等、分離・回収コストが低価格となる文やで進んでいたが、今後はセメント、鉄鋼、廃棄物や石炭からの発電等の大規模な排出削減が求められる部門への CCS 導入開発の展開が期待される。
- 8) 欧米を中心に CCS のハブ&クラスター事業が急拡大している。ハブとなる CO₂ 貯留サイトと、クラスターとなる複数の CO₂ 供給源の組み合わせにより、輸送インフラを共通化し CCS コストの低減化を図ることが本スキームの特徴である。具体的なケースとしてノルウェーの Longship プロジェクトでは CO₂ の供給源をノルウェー国内のみならずオランダ、ベルギー、ドイツ、スウェーデン、英国に

拡大しつつある。2019年にはCO₂の国境間輸送を定めた2009年版のロンドン議定書の改定の暫定摘要、すなわちCO₂の越境輸送が認められ、政策面の後押しがハブ&クラスターの急速な拡大につながっていると考えられる。世界ではこのほか米国DOEが推進するCarbon Safe事業、オーストラリアのCarbon Net Project、オーストラリア-シンガポール間のMOUによるシンガポールで回収したCO₂のオーストラリアにおける貯留の構想、英国のNet Zero Teessideプロジェクト等の展開がみられる。

- 9) 各地域のCCSの展開と法整備の関係性について考察すると、米国では45Q税額控除やカリフォルニア州低炭素燃料基準等の政策による商業目的のCCS事業の急拡大が認められ、カナダではアルバータCO₂幹線の稼働がCCSの急速な立ち上げに貢献するなど、政府のCCS政策による効果がみられる。

欧州では、気候変動対策のみならず産業、雇用を守るためのCCSの必要性に対する理解が深まりつつあり、英国、デンマーク、スウェーデン、イタリア等でCCSへの参入がみられる。アジア諸国では、中国が初の海域におけるCCSに着手したほか、天然ガス田などの資源開発が進むインドネシア、マレーシアでCCSの開発や政策面での環境整備が進んでいる。

サウジアラビアでは天然ガス処理、UAEでは鉄鋼セクターにおけるCCSが稼働中である。

- 10) 米国、カナダ、オーストラリアの州政府レベルのCCSの制度設計に関しては、既存の資源開発に係る法案を拡大する事例が多数みられる。またCCSに特化した制度設計、実施、規制開発や、連邦政府による許可制度を補完する技術規制や許可の制度は、連邦政府と協調するものの、州政府が主導するケースが多く、州内の商業規模のCCSプロジェクトのスムーズな展開に寄与している。
- 11) 英国は2020年代半ば迄に2箇所でCCUSクラスターを、2030年迄に更に2箇所でCCUSクラスターを展開することを政策目標に掲げている。政府はCCUSクラスターを構成するCO₂輸送・貯留事業、電力CCUS事業、産業炭素回収事業のビジネスモデルを検討するとともに、先行する2つのクラスター（トラック1クラスター）を立ち上げるべく、クラスターシーケンシングのプロセス（コンペ）を推進している。

【参考文献】

- 1) Japan Country Review 2021, Global CCS Institute, 2021（非公開資料）
- 2) “Hydrogen could contribute to 20% of CO2 emissions reduction targets by 2050” ,
Hydrogen Council
https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/EMBARGOED-13112017-1830CET_HydrogenCouncil_Press-Release.pdf
- 3) <https://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/2020/ee/c9ee02873k#cit25>
- 4) Intergovernmental Panel on Climate Change、2006年
- 5) 「EUROPEAN CCS: LEARNING FROM FAILURE OR FAILING TO LEARN?」
(2020年、著者：Joseph Dutton、Johanna Lehne、Chirs Littlecott)
https://www.e3g.org/wp-content/uploads/04_06_20_CCS_learning_from_failure.pdf
- 6) 「Getting Profitable CCU off the Ground: Contingent Pathways and Bergen Carbon Solutions」(2021年、著者：Siddharth Sareen、Jan Sagmo)
<https://www.semanticscholar.org/paper/Getting-Profitable-CCU-off-the-Ground%3A-Contingent-Sareen-Sagmo/26748c2c1e29d855c0f06968c08dd4a0de0436e8>
- 7) 「The Status and Challenges of CO2 Shipping Infrastructures、IEAGHG Technical Report、(2020-10, July 2020)」
<https://ieaghg-publications.s3.eu-north-1.amazonaws.com/Technical+Reports/2020-10+The+Status+and+Challenges+of+CO2+Shipping+Infrastructures.pdf>
- 8) Legal Issues concerning Carbon Capture and Storage, Chapter 5 in Carbon Capture and Storage in the Skagerrak/Kattegat region-Final Report (Langlet and Olsen-Lundh, 2012)
- 9) Estimation of Emissions from CO2 Capture and Storage: the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Eggleston, H. S. (2006)
https://unfccc.int/sites/default/files/ccs_20060723.pdf
- 10) UNFCCC COP 19 (2013) ‘Report on COP 19 (FCCC/CP/2013/10/Add.3)’ , in UNFCCC Conference of the Parties, pp. 1-54.
- 11) <https://www.regjeringen.no/en/topics/energy/carbon-capture-and-storage/id86982/>
<https://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A1590598&dswid=-8480>

- 12) Carbon Capture, Usage and Storage-An update on business models for Carbon Capture, Usage and Storage, BEIS, 2020
<https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5fe07923d3bf7f3a3590db2b/ccus-business-models-commercial-update.pdf>
- 13) Refinitiv, Bloomberg and ECB calculations/ EU emissions allowance prices in the context of the ECB' s climate change action plan Prepared by Giovanna Bua, Daniel Kapp, Friderike Kuik and Eliza Lis Published as part of the ECB Economic Bulletin, Issue 6/2021.
https://www.ecb.europa.eu/press/economic-bulletin/focus/2021/html/ecb.ebbox202106_05~ef8ce0bc70.en.html
- 14) Dentons - The Dutch carbon dioxide emission tax
<https://www.dentons.com/en/insights/alerts/2020/november/26/the-dutch-carbon-emission-tax>