

令和 2 年度

地球温暖化・資源循環対策等に資する調査委託費
(我が国における C C S 事業化に向けた制度設計や
事業環境整備に関する調査事業)

調 査 報 告 書

2 0 2 1 年 3 月

公益財団法人 地球環境産業技術研究機構

目 次

はじめに	1
第 1 章 海外 CCS プロジェクト事例	5
1.1. 海外 CCS プロジェクト動向	5
1.2. 海外 CCS プロジェクト事例にみる普及障壁	9
1.3. CCS プロジェクト導入障壁の考察	15
1.4. 本章まとめ	16
第 2 章 CCS 制度の枠組み	18
2.1. 米国・英国の CCUS 関連政策	18
2.2. 実施体制事例	34
2.3. CCS 導入のための立法の必要性	44
2.4. CCS 導入に必要な枠組み・事業環境整備（案）	47
2.5. 本章まとめ	53
第 3 章 検討会	57
3.1. 検討会概要	57
3.2. 開催状況	57
第 4 章 まとめ	59
4.1. まとめ	59
4.2. 事業環境整備のあり方に関するアンケート結果	67
（別添資料）CCS の経済波及効果と負の影響	89
1.1. CCS 経済波及効果分析のための CCS 導入モデル検討	89
1.2. CCS 導入による経済波及効果と製品コスト等の上昇による負の影響	95
1.3. 別添資料まとめ	113

はじめに

2020 年から本格運用開始されているパリ協定（2016 年 11 月発効）¹⁾では、世界共通の長期目標として、世界の平均気温上昇を産業革命以前と比較し、2℃より十分に低く保つとともに、1.5℃に抑えることを努力することとしている。また、できる限り早く世界の温室効果ガス（GHG; Greenhouse Gas）の排出をピークアウトし、今世紀後半には、GHG 排出量と吸収量のバランスを取ることも明記されている。

我が国においても、2019 年 6 月 11 日に「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」²⁾が閣議決定され、最終到達点として「脱炭素社会」を掲げ、2050 年までの GHG 80%削減に向けて大胆に施策に取り組むことが示された。さらに、2020 年 1 月 21 日には「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」および「統合イノベーション戦略 2019」³⁾に基づき、我が国が強みを有するエネルギー・環境分野において革新的なイノベーションを創出し、社会実装可能なコストを実現、これを世界に広めていくために、「革新的環境イノベーション戦略」⁴⁾を策定している。

加えて、2020 年 10 月 26 日、菅内閣総理大臣の所信表明演説⁵⁾（第 203 回臨時国会）において「2050 年カーボンニュートラル」を目指すことが宣言された。本宣言の中で、温暖化への対応は経済成長の制約ではなく、積極的に温暖化対策を行うことが、産業構造や経済社会の変革をもたらし、大きな成長につながるという発想の転換が必要であると述べられている。また、菅内閣総理大臣の所信表明演説を受け、梶山経済産業大臣は、カーボンニュートラルへの挑戦は日本の新たな成長戦略であり、あらゆるリソースを最大限投入し、経済と環境の好循環を生み出していくと言及⁶⁾した。このような状況から、現在、2050 年カーボンニュートラルに向けた動きが加速しており、2020 年 12 月 25 日には、「経済と環境の好循環」を作っていく産業政策として、「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」⁷⁾が策定された。同成長戦略において、2050 年カーボンニュートラルに向けては、温室効果ガス排出の 8 割以上を占めるエネルギー分野の取組が特に重要とされている。

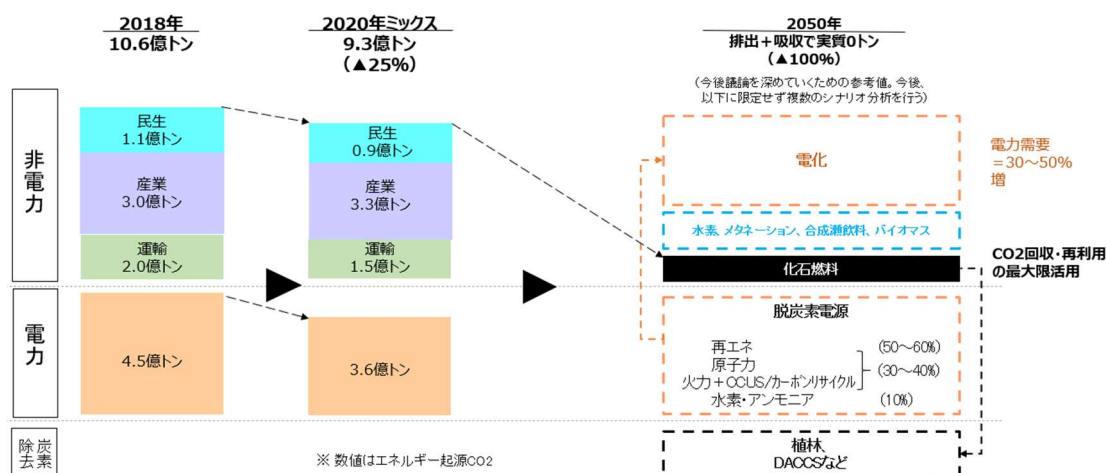


図 1 (参考)カーボンニュートラルへの転換イメージ⁷⁾

図 1 は「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」に示されている「(参考) カーボンニュートラルへの転換イメージ」である。この図のとおり、2050 年カーボンニュートラルを目指す場合、2050 年の電力需要は、産業・運輸・家庭部門の電化によって、現状の 30～50%増加するとの試算がある⁷⁾。この時、最終エネルギーは、原則、電気か水素（または、バイオエネルギーおよび太陽熱等の直接熱利用）の利用とすることが必要である。ただし、CO₂フリー水素と回収 CO₂による合成燃料（合成メタンや合成液体燃料）の利用は可能である。これは、水素の利用形態の一つであり、水素をそのまま利用する場合よりも輸送や貯蔵が容易になるとともに、都市ガスやガソリン等の既存の供給インフラや既存の機器をそのまま活用できる利点がある。

また、電気、水素製造においては、脱炭素化が必要となる。一次エネルギーとしては、再生可能エネルギー、原子力、CCS（Carbon dioxide Capture and Storage：二酸化炭素分離回収・貯留）付き化石燃料での構成となっている。

なお、完全に化石燃料を使わないことは現実的ではないため、カーボンニュートラルにおいても、ある程度の CO₂ 排出は許容し、許容した CO₂ を吸収するために植林、BECCS（Bio-energy with Carbon capture and storage：バイオエネルギーCCS）、DACCS（Direct Air Capture with Carbon Storage：直接大気回収・貯留）等の負の排出技術（NETs；Negative Emissions Technologies）を活用することが必要となる。

このように、CCS は脱炭素化電源、CO₂フリー水素製造、さらには BECCS、DACCS 等の負の排出技術としても重要な役割を果たすことが期待されている。

一方で、温暖化対策としての CCS は収益メカニズムが構築されていない等の理由により、民間事業者は事業の見通しを立てることができない。また、地下の不確実性に伴う事業リスク等、導入に向けての課題がある。温暖化対策としての CCS が広範に普及するためには、これらの課題を整理した上で適切な事業環境（制度設計・インセンティブ施策等）の整備が必要である。

本調査事業では、海外 CCS プロジェクト事例等を参考に CCS の導入障壁を調査するとともに、温暖化対策としての CCS 導入のための事業環境整備（案）について、整理を行った。各章の概要は以下のとおりである。

第 1 章では、CCS 事業化に向けた制度設計の枠組みや事業環境整備の検討のため、海外の CCS プロジェクト事例を調査し、操業中のプロジェクトの特徴を整理するとともに、中止事例を参考に CCS の導入障壁の整理を行った。プロジェクト中止事例の調査から CCS の導入障壁としては、①政策の不透明性、②法制度、③将来的な事業収益（事業見通し）、④資金調達、⑤社会受容性、⑥貯留性能、に係る不確実性がプロジェクトの実施の可否に影響していることが考えられる。また、現在、操業中の CCS プロジェクトの多くは、これらの不確実性が相対的に低いことが実施につながった要因になっていると考えられる。

第 2 章では、CCS 制度の枠組みについて、米国・英国の CCUS 関連政策を調査整理した。調査時（2020 年 12 月）において、米国における CCUS の普及政策は、エネルギーあるいは安全保障政策に立脚したものであり、一方、英国の政策は、経済成長や雇用確保を念頭に置きつつ、温暖化に関する目標達成を念頭においたものである。

また、CCS 制度の枠組みを検討する上で CCS 実施体制が重要な要素となることから、海外事例として、ノルウェーの Longship プロジェクトを調査整理した。Longship プロジェクトの実施体制は、分離回収（2 ヶ所（各々1 社））と輸送・貯留（3 社の共同事業）である。輸送・貯留については、将来的に他国からの CO₂ を受入れることで、操業費用を賄うことを想定している。

なお、CO₂ は廃棄物・大気汚染物質ではないものの、公平なコスト負担のあり方、官民の役割分担の参考情報として、国内での廃棄物処理実施体制についても概要を整理した。これらの結果および 1 章（1.3.節）での CCS プロジェクト導入障壁から CCS 導入に必要な枠組みとして、①CCS 事業の見通し、②CCS の意義・許認可、③CCS 事業の前提、を抽出し、それぞれに関する事業環境整備（案）を整理した。

第 3 章では、本調査事業で設置した検討会の開催状況を整理している。学識経験者、産業界、関係機関等からの有識者 12 名を委員として、計 6 回（内、書面開催 1 回）の検討会を開催し、CCS 事業化に向けた制度設計及び事業環境整備のあり方に関する議論を行った。

第 4 章では、検討会での議論を補足する目的で、CCS 事業環境整備のあり方に関し、各委員へのアンケート調査を行った結果を整理している。CCS 事業展開に関連する法整備、官民の役割分担、インセンティブ施策等に関して、広く意見を募集した。

さらに、別添資料として、CCS の経済波及効果分析と負の影響評価を行った。CCS 導入モデルとしては、4 つのケースを想定した（RITE にて任意に設定）。本調査事業では、海外文献や NEDO 調査事業等で公開済みのコストデータが比較的豊富な石炭火力発電所を排出源とする CCS モデルを想定したが、実際には CCS は様々な産業部門に適用できる CO₂ 排出削減技術であるため、他の産業部門からの回収コストについても今後は調査を広げる必要がある。

また、経済波及効果分析と製品コスト等の上昇による負の影響においては、上述のとおり、排出源と貯留地点が 1 対 1 である 4 つのケースのプロジェクトを導入した場合を想定し、CCS 実施に伴って誘発される生産額や雇用者数などを評価、比較した（詳細は別添資料参照）。さらに、経済波及効果だけではなく CCS 実施に伴う電気代上昇及び 2050 年日本 80%削減の下でのエネルギー消費コスト増加による製品コスト増加による負の影響についても評価を行った。

なお、本調査事業におけるこれらの分析は一例に過ぎないため、今後は他の排出源および CCS 導入規模の増大等の場合における経済波及効果分析及び負の影響評価も必要になると考えられる。

参考文献（「はじめに」に関するもの）

- 1) 2020 年以降の枠組み：パリ協定，https://www.mofa.go.jp/mofaj/ic/ch/page1w_000119.html，（アクセス日：2021 年 1 月）
- 2) パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略，https://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/global_warming/long-term_strategy.html，（アクセス日：2021 年 1 月）
- 3) 統合イノベーション戦略 2019，https://www8.cao.go.jp/cstp/togo2019_honbun.pdf，2019.
- 4) 革新的環境イノベーション戦略，<https://www.kantei.go.jp/jp/singi/tougou-innovation/pdf/kankyosenryaku2020.pdf>，2020.
- 5) 第二百三回国会における菅内閣総理大臣所信表明演説，https://www.kantei.go.jp/jp/99_suga/statement/2020/1026shoshinhyomei.html，（アクセス日：2021 年 1 月）
- 6) 梶山経済産業大臣の臨時記者会見の概要，<https://www.meti.go.jp/speeches/kaiken/2020/20201026001.html>，（アクセス日：2021 年 1 月）
- 7) 2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略，<https://www.meti.go.jp/press/2020/12/20201225012/20201225012-2.pdf>，2020.

第 1 章 海外 CCS プロジェクト事例

1.1. 海外 CCS プロジェクト動向

CCS は、CO₂ の排出削減対策として、火力発電や製鉄、セメント製造等の CO₂ 発生源から CO₂ を回収し、それを輸送し、地中に恒久的に貯留する一連のプロセスである。

パリ協定発効後の 2018 年に国連の気候変動に関する政府間パネル（IPCC）により発表された「1.5℃特別報告書」では、気温上昇を 2℃よりも 1.5℃に抑える方が、温暖化による様々なリスクを低減させ、人類に便益をもたらすとされている¹⁾。この報告書では、気温上昇を 1.5℃以下に抑えるためには、21 世紀の中頃までに世界全体の CO₂ の排出を正味ゼロ（以降、ネットゼロと表記）にする必要があるとし、そのための 4 種類の排出シナリオを提示している。そのうち、3 つのシナリオで CCS は排出削減手段として不可欠なものとなっている（図 1.1.-1）。

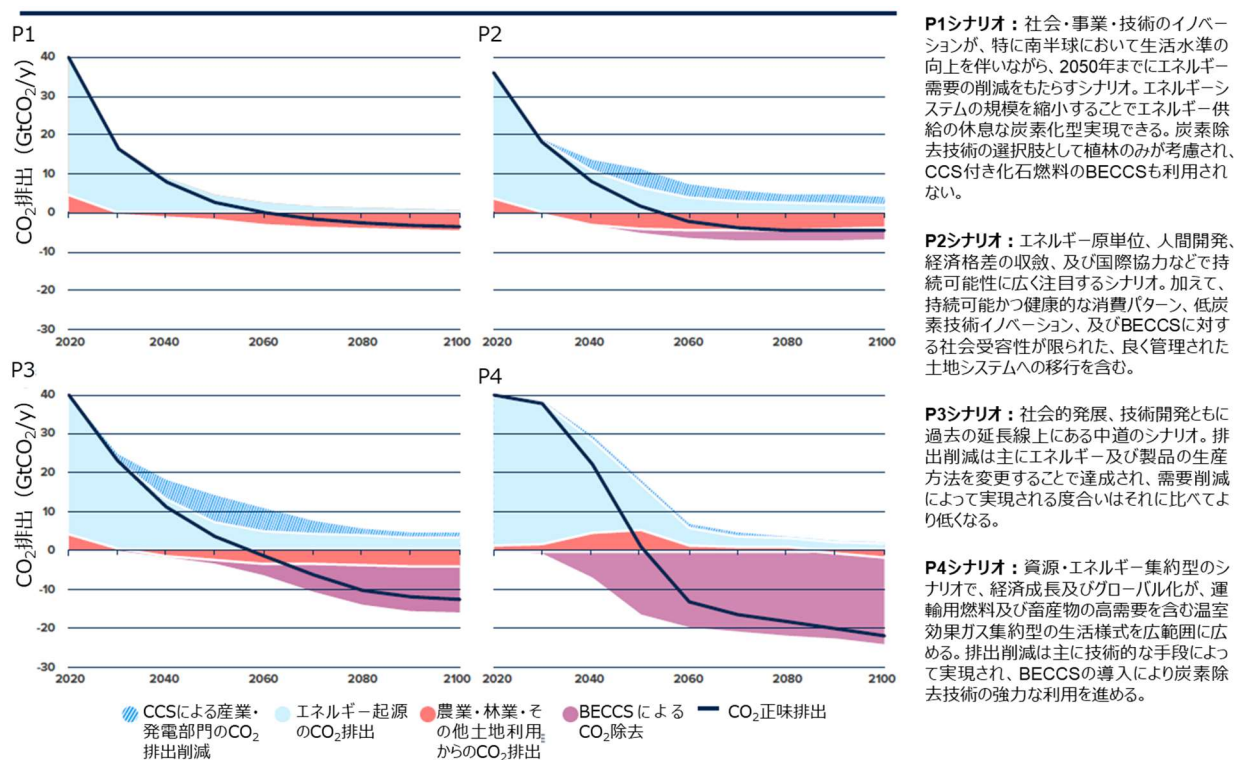


図 1.1.-1 IPCC「1.5℃特別報告書」における目標達成のための削減経路

（GLOBAL STATUS OF CCS 2020（GCCSI）²⁾/IPCC「1.5℃特別報告書」の概要（環境省）³⁾を RITE にて統合）

Global CCS Institute（GCCSI）のデータベースによると 2020 年 12 月末現在、世界全体で運用中の商用 CCS プロジェクトは 26 件存在し、年間約 4,000 万トンの CO₂ を回収・貯留するポテンシャルを有している²⁾。CO₂ の発生源は、天然ガス精製、肥料製造、化学製品製造、水素製造、発電、鉄鋼、セメント製造等、様々である（図 1.1.-2）。

この運用中 26 件のプロジェクトから Qatar LNG CCS が除かれた 25 件に建設段階のプロジェクト 3 件を加えた商用 CCS プロジェクト 28 件について、貯留先、回収コスト、実施体制等で整理した表を示す（表 1.1.-1）。

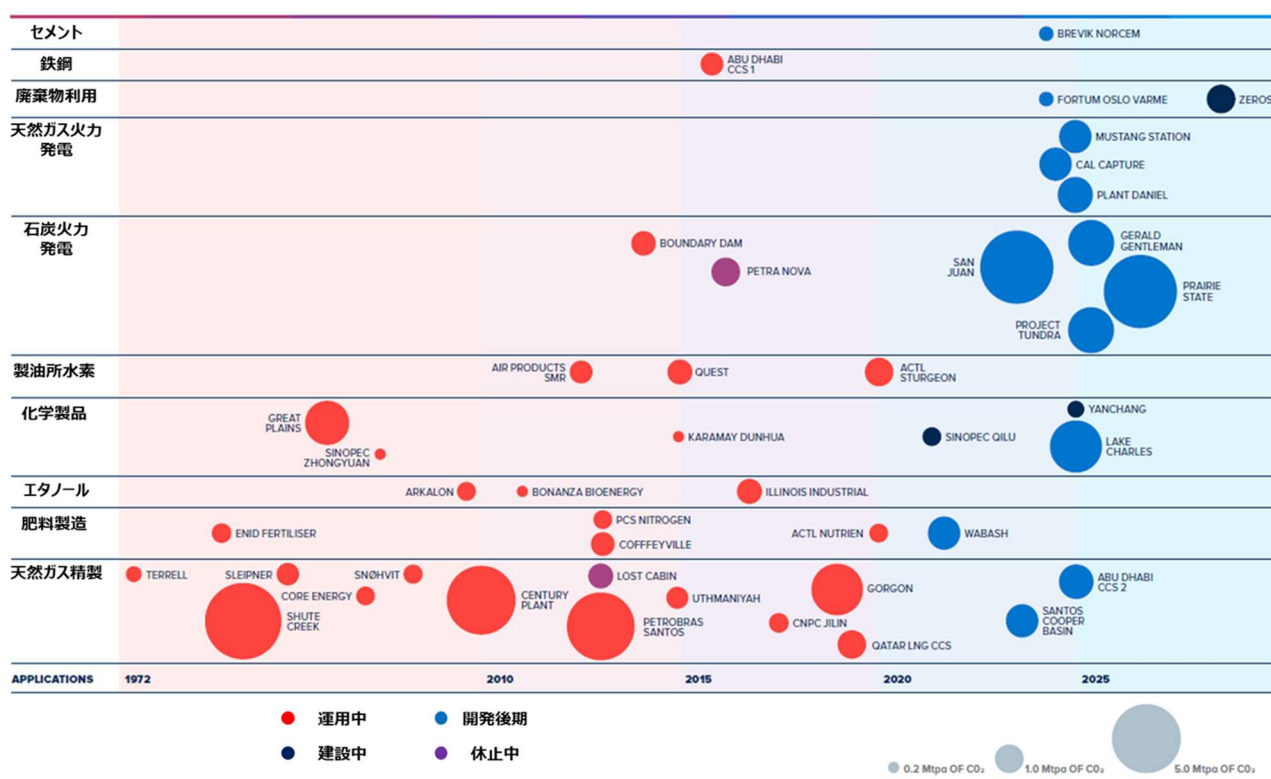


図 1.1-2 世界の CCS 商用プロジェクト ²⁾

表 1.1-1 運転中および建設段階の商用 CCS プロジェクト

	地域	プロジェクト	運用開始	EOR	回収コスト 相対的に低い	T&Sコスト 相対的に低い	補助金	税控除など	規制要件	炭素税	政府・ 国有企業	事業体制 垂直統合
1	USA	Terrell Natural Gas Processing Plant	1972	●	●	●						
2		Enid Fertilizer	1982	●	●	●						
3		Shute Creek Gas Processing Plant	1986	●	●	●			●			
4		Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale	2000	●	●	●						
5		Core Energy CO ₂ -EOR	2003	●	●	●						
6		Arkalon CO ₂ Compression Facility	2009	●	●	●	●					
7		Century Plant	2010	●	●	●		●				
8		Bonanza BioEnergy CCUS EOR	2012	●	●	●						
9		Coffeyville Gasification Plant	2013	●	●	●		●				
10		Air Products Steam Methane Reformer	2013	●	水素製造	●	●	●				
11		PCS Nitrogen	2013	●	●	●						
12		Illinois Industrial Carbon Capture and Storage	2017	●	●	●	●	●				●
13		The ZEROS Project ※建設中	2020年代後半	●	●	●						
14	Canada	Boundary Dam	2014	●	石炭火力	●	●		●		●	
15		Quest	2015	●	水素製造	●	●	●				●
16		ACTL Sturgeon Refinery	2020	●	●	●	●					
17	Brazil	ACTL Nutrien	2020	●	●	●	●					
18		Petrobras Santos	2011	●	●	●					●	●
19	Norway	Sleipner	1996	●	●	●				●	●	●
20		Snøhvit	2008	●	●	●			●	●	●	●
21	UAE	Abu Dhabi CCS	2016	●	鉄鋼	●					●	●
22	Saudi Arabia	Uthmaniyah CO ₂ -EOR	2015	●	●	●					●	●
23		Sinopec Zhongyuan CCUS	2006	●	化学産業	●					●	
24		Karamay Dunhua Oil Technology CCUS EOR	2015	●	メタノール製造	●					●	
25		CNPC Jilin Oil Field CO ₂ EOR	2018	●	●	●					●	●
26		Sinopec Qilu Petrochemical CCS ※建設中	2021	●	●	●					●	
27	Australia	Yanchang Integrated CCS ※建設中	2020年代前半	●	●	●					●	
28		Gorgon Carbon Dioxide Injection	2019	●	●	●	●		●			●
				23 (3)	22 (3)	14 (1)	8	5	4	2	10 (2)	8

表中の()内の数値は建設中のプロジェクト件数を示す。

(出典: GLOBAL STATUS OF CCS 2020 (GCCSI) ²⁾を基に RITE にて作成)

また、表 1.1.-1 に示した 28 件の商用 CCS プロジェクトについて、EOR (Enhanced Oil Recovery：石油増進回収技術) の有無および分離・回収コストによって整理した結果、世界の商用 CCS プロジェクトは、EOR による収益確保および追加の投資コストが低い組合せのケースから導入が進んでいることがわかる (図 1.1.-3)。

	分離・回収コスト低い		分離・回収コスト高い	
	EORあり		EORなし	
	18件 製造プロセスでCO2を回収+CO2-EOR - 天然ガス・石油精製 8件 - 肥料製造 4件 - 化学品・エタノール製造 4件 - 合成ガス製造他 2件		5件 追加でCO2を回収+CO2-EOR - 水素製造 (Air Products) - 製鉄 (Abu Dhabi)、発電 (Boundary Dam) - 化学品製造 (Sinopec Zhongyuan) - メタノール製造 (Karamay Dunhua)	
	4件 製造プロセスでCO2を回収+帯水層貯留 - 天然ガス精製 (Sleipner, Snøhvit, Gorgon) - バイオエタノール (Illinois Industrial)		1件 追加でCO2を回収+帯水層貯留 水素製造 (Quest)	

図 1.1.-3 運転中および建設段階の商用 CCS プロジェクトの整理

(GLOBAL STATUS OF CCS 2020 (GCCSI)²⁾ /

2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた検討 (経済産業省)⁴⁾を基に RITE にて作成)

なお、近年の CCS プロジェクト特徴は、米国におけるプロジェクト数の伸長が挙げられる。これは、2018 年に改定された CO₂ 回収・利用・貯留事業に対する税額控除措置 (セクション 45Q) が誘発要因と考えられる。また、新規案件の中に、複数の排出源に対して、輸送あるいは貯留を共有することで、全体コスト低減を目指すとともに事業リスクの低減を図る CCUS ネットワークプロジェクトの数が増加してきている。

表 1.1.-2 米国における建設中・計画段階の CCS プロジェクト

	プロジェクト名	状態	運用開始 (見込)	CO2発生源	貯留	インセンティブ
1	ZEROS	建設段階	2020年代後半	廃棄物発電	EOR	EOR/45Q
2	Wabash	開発後期	2022	肥料製造	帯水層	45Q/LCFS
3	Lake Charles Methanol	開発後期	2025	ガス化プラント	EOR/帯水層	EOR/45Q
4	Dry Fork	開発初期	2025	石炭火力発電	EOR/帯水層	EOR/45Q
5	Tundra	開発後期	2025-2026	石炭火力発電	EOR/帯水層	EOR/45Q
6	San Juan Generating	開発後期	2023	石炭火力発電	EOR/帯水層	EOR/45Q
7	Gerald Gentleman	開発後期	2020年代半ば	石炭火力発電	評価中	45Q
8	Cal Capture	開発後期	2020年代半ば	天然ガス発電	EOR	EOR/45Q/LCFS
9	Velocyt Bayou Fuels	開発初期	2024	バイオマス発電	帯水層	45Q/LCFS
10	Clean Energy Systems	開発初期	2025	バイオマス発電	評価中	45Q/LCFS
11	Illinois Clean Fuels	開発初期	2025	廃棄物発電	帯水層	45Q/LCFS
12	CarbonSafe Illinois Storage Hub	開発後期	2025	産業クラスタ	EOR/帯水層	EOR/45Q
13	Mid-Continent Storage Hub	開発後期	2025-2035	産業クラスタ	EOR/帯水層	EOR/45Q
14	ECO2S Storage Hub	開発初期	2026	産業クラスタ	帯水層	45Q

(GLOBAL STATUS OF CCS 2020 (GCCSI)²⁾/GCCSI ホームページ⁵⁾を基に RITE にて作成)

図 1.1.-4 は、2010 年以來の世界の CCS 商用プロジェクトにおける CO₂ の回収・貯留可能量の推移を示している。各プロジェクトの CO₂ の回収・貯留可能量の合計をみると、2011 年をピークに 2017 年に向け漸減し、2018 年以降増加に転じている。2018 年以降における CCS の新規商用プロジェクトの増加は、パリ協定により削減目標が明確化され、さらに、そのために将来的な GHG 排出のネットゼロが条件となることが各国政府、民間企業、一般社会で認識され、ネットゼロ達成のための技術的手段として CCS の重要性が浸透してきたことが一因と考えられる。

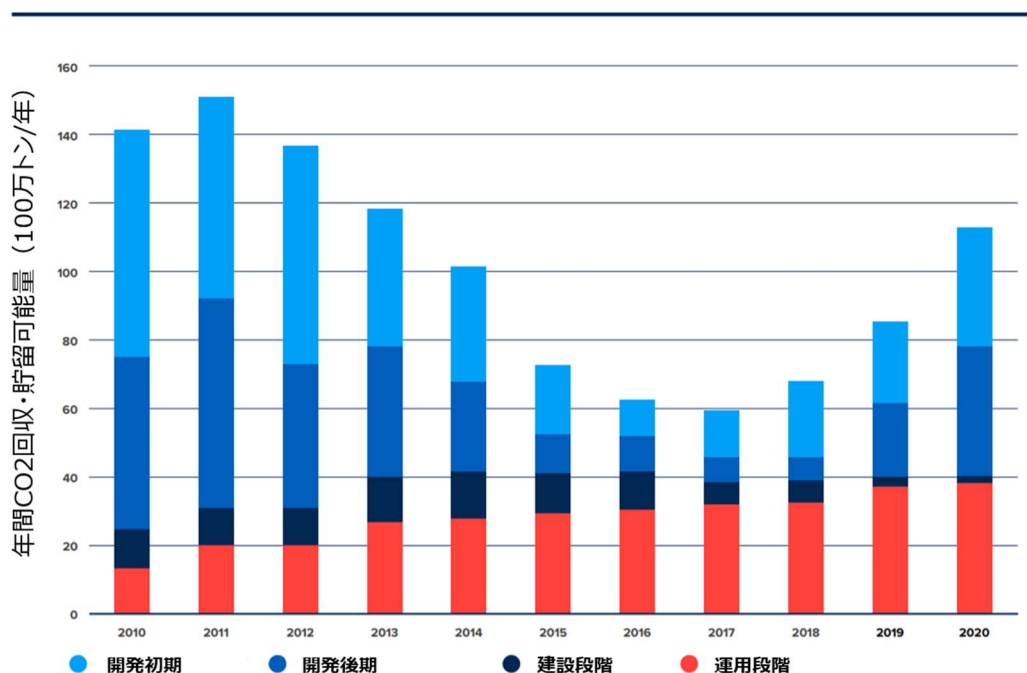
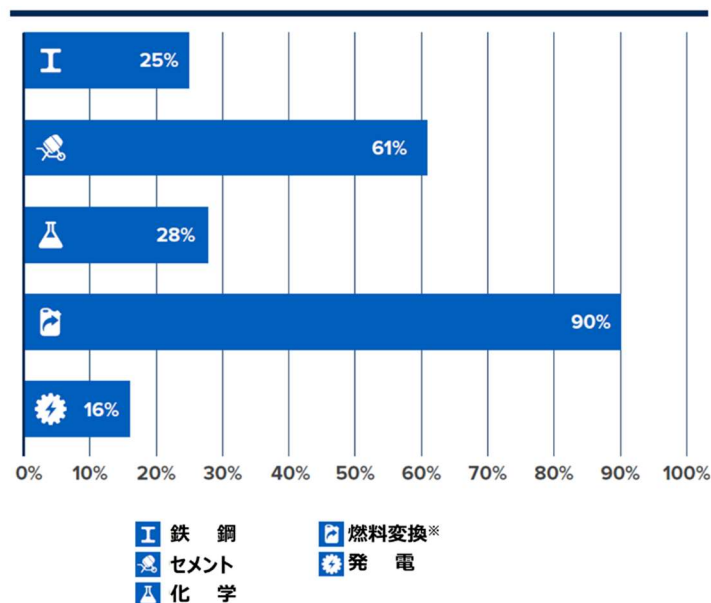


図 1.1.-4 CCS 商用プロジェクト数の CO₂ 回収・貯留ポテンシャルの推移 ²⁾

また、GCCSI のデータ ⁵⁾によると 2020 年 12 月時点での、建設中、開発初期、開発後期にある CCS プロジェクトの CO₂ 回収・貯留可能量について、最も多い国は米国で約 7,000 万トン（22 件）、その後は順に、英国（約 2,900 万トン（8 件））、オランダ（約 700 万トン（2 件））、豪州（約 200 万トン（2 件））、中国（約 180 万トン（2 件））と続く。

なお、国連が掲げる持続可能な開発目標（SDGs; Sustainable Development Goals）を達成するための国際エネルギー機関（IEA; International Energy Agency）のシナリオ（SDS; Sustainable Development Scenario（SDS シナリオ））では、2020 年時点の運用中の CCS による CO₂ の回収・貯留量約年間 4,000 万トンに対して、2050 年時点では年間約 56 億トンが必要になる（今後、約 30 年間で現時点の 140 倍程度まで拡大する必要がある）⁶⁾。図 1.1.-5 は、SDS シナリオにおける 2070 年までの各部門における CO₂ 排出削減の CCS への寄与率を示すが、各部門で 16%～90%と CO₂ 削減に占める CCS の割合の大きさがわかる。



※燃料変換には、石油・ガス精製、バイオ燃料、水素製造、アンモニア製造を含む

図 1.1.-5 IEA SDS シナリオでの 2070 年までの各部門の CO₂ 削減に対する CCS の寄与率 ²⁾

1.2. 海外 CCS プロジェクト事例にみる普及障壁

1.2.1. 海外 CCS プロジェクト中止事例

1.1.節 図 1.1.-4 に示されているとおり 2010 年時点で運用・建設・計画されていた CCS プロジェクトの CO₂ 回収・貯留可能量は約 1 億 4,000 万トンである。しかし、2020 年時点における運用中の CCS プロジェクトの CO₂ 回収・貯留可能量は約 4,000 万トンと 1/3 程度に留まっている。この間、CCS プロジェクトは、様々な理由により見直しもしくは中止に至っている。これらの理由を整理し、CCS 導入に必要と考えられる枠組みを検討するため、過去に計画された CCS プロジェクト事例を調査した。

CCS プロジェクト事例に関する情報収集は、主に米国エネルギー省 (DOE; Department of Energy) の国立エネルギー技術研究所 (NETL; National Energy Technology Laboratory) の CCS プロジェクトに関連したデータベース ⁷⁾ と、マサチューセッツ工科大学 (MIT; Massachusetts Institute of Technology) のデータベース ⁸⁾ を基に実施した。データベースはそれぞれ、2018 年と 2016 年までのプロジェクトの情報が集約されたものである。これらのデータベースを基に、中断あるいは中止した CCS プロジェクトについて、プロジェクト名、排出源、国、決定年および中止理由を整理した (表 1.2.-1)。中止理由については、将来的な収益等が見通せない (事業見通し難)、資金不足、計画遅延、政策の不透明性、景気悪化等の経済社会環境の変化、採用した技術の成熟度不足、法規制による制限、反対運動等の社会的受容性、貯留の不確実性、等に分類される。その中で、資金不足および事業見通し難によるプロジェクトの中止が約半分を占めている。

表 1.2.-1 各国の CCS プロジェクト中止事例 ⁷⁾⁸⁾

	地域	プロジェクト名	排出源	中止	概要	主な中止理由
1	米国	American Electric Power - Mountaineer	石炭火力	2011	超過コストの電気料金への転嫁許可の不透明性、景気悪化、温暖化政策の不透明性	事業見通し難
2	米国	Sweeny Polygeneration with CO ₂ Capture	石炭火力 (IGCC)	2012	国内の温暖化政策の不透明性から DOE 資金支援の第 2 フェーズを辞退	政策の不透明性
3	米国	Taylorville Energy Center	石炭火力 (IGCC)	2013	経済性が見通せないために事業ポートフォリオから除外（再エネ、ガス火力優先）	事業見通し難
4	米国	Trailblazer Energy Center	石炭火力 (IGCC)	2013	経済性が見通せないために事業ポートフォリオから除外（再エネ、ガス火力優先）	事業見通し難
5	米国	Leucadia Energy Capture Project - Louisiana	合成ガス製造	2014	州議会は州財務局がプロジェクトからの合成ガスを購入することを正当化する法律を可決。その後、州最高裁が購入契約を取り消す判決を出したため事業見通しが悪化	事業見通し難
6	米国	FutureGen 2.0	石炭火力 (酸素燃焼追設)	2016	2009 年に決定した復興・再投資法による 10 億ドルの資金援助の執行期間が 2015 年に超過し失効	資金不足
7	米国	Hydrogen Energy California Project	水素製造	2016	EOR 事業者との回収 CO ₂ の取引契約の遅延 政府資金援助の執行遅延による援助金の減額	計画遅延 資金不足
8	米国	Kemper County IGCC Project	石炭火力 (IGCC)	2017	計画遅延によるプロジェクトコスト増加と電気料金への転嫁不可	計画遅延 事業見通し難
9	カナダ	Pioneer Project	石炭火力	2012	CO ₂ 販売価格等、事業の見通し難	事業見通し難
10	カナダ	Swan Hills In-Situ Coal Gasification/Sagittawah Power Project	合成ガス生成	2013	天然ガス価格の下落	事業見通し難
11	カナダ	Bow City Power Project	石炭火力	2011 以降	景気／経済状況の見通し難	事業見通し難
12	英国	Scottish Power - Longannet CCS	石炭火力	2011	事業性の見通し難 政府からの支援不足（政府支援 10 億ポンドに対し 15 億ポンドが必要と試算）	事業見通し難 資金不足
13	英国	Hunterston Station CCS	石炭火力	2012	景気後退 資金調達の見通し難	社会経済環境変化 資金不足
14	英国	Coastal Energy IGCC Project (Teesside)	石炭火力 (IGCC)	2013	政府支援プログラム不採択	資金不足
15	英国	E.ON Ruhrgas Killingholme IGCC	石炭火力 (IGCC)	2015	IGCC から天然ガスコンバインドへの変更 欧州資金公募の不採択	技術成熟度 資金不足

	地域	プロジェクト名	排出源	中止	概要	主な中止理由
16	英国	White Rose	石炭火力 酸素燃焼	2015	英国政府の 10 億ポンド CCS 商用プログラムの中止	資金不足 政策の不透明性
17	英国	Peterhead	ガス火力 トロフィット	2015	英国政府の 10 億ポンド CCS 商用プログラムの中止	資金不足 政策の不透明性
18	オランダ	RWE CCS Eemshaven	石炭火力	2009 以降	政府支援の打ち切り	資金不足
19	オランダ	Pernis Refinery Project	水素製造	2010	貯留に対する住民反対運動 政府に対する地域住民の不満	社会受容性
20	オランダ	Nuon Magnum IGCC Plant with Capture Option	石炭火力 (IGCC)	2011	Nuon 社の石炭ガス化技術採用 延期 環境団体の反対	技術成熟度 社会受容性
21	オランダ	Rotterdam ROAD project	石炭火力	2017	政府による石炭火力への長期的な コミットがなされなかったため、事業者 がプロジェクトの中止を決定	政策の不透明性
22	ドイツ	Vattenfall Janschwalde	石炭火力	2011	住民・環境団体等の反対 CO ₂ 貯留に係る法整備	社会受容性 法規制
23	ドイツ	RWE IGCC Plant with CO ₂ Storage	石炭火力 (IGCC)	2015	CO ₂ 貯留に係る法整備	法規制
24	ノルウェー	Halten CO ₂ Project (Draugen- Heidrun)	石炭火力	2007	FS の結果による EOR 収益性の見 通し難	事業見通し難
25	デンマーク	Aalborg - Northern Jutland Power Station Project	石炭火力 既設微粉 炭	2009	景気悪化 貯留予定地近隣住民の反対 CO ₂ 漏洩の不安	社会経済環境変化 社会受容性
26	ポーランド	Belchatow CCS Project	石炭火力	2013	資金調達難	資金不足
27	フィンランド	FINNCAP - Meri Pori CCS Project	石炭火力 (IGCC)	2010	経営戦略変更（プロジェクトに関 する技術的および財政的リスクが決 定に影響）	技術成熟度 資金不足
28	イタリア	Porto Tolle	石炭火力	2011	イタリア国務院による環境省プロジェ クト実施許可の取消（環境団体の 石炭火力発電に対する反対が 判断の背景）	社会的受容性
29	フランス	ULCOS Florange	製鉄	2012	欧州財政支援（NER300）不 採択	資金不足
30	豪州	ZeroGen Project	石炭火力 (IGCC)	2011	期待した圧入性能が得られないこと （貯留の不確実性）による貯留 コストの上昇	貯留の不確実性 事業見通し難
31	豪州	Kwinana Project	石炭火力 (IGCC)	2011	貯留可能量の不足	貯留の不確実性
32	UAE	Hydrogen Power Abu Dhabi Project	水素発電	2011	プロジェクト優先度の低下	社会経済環境変化

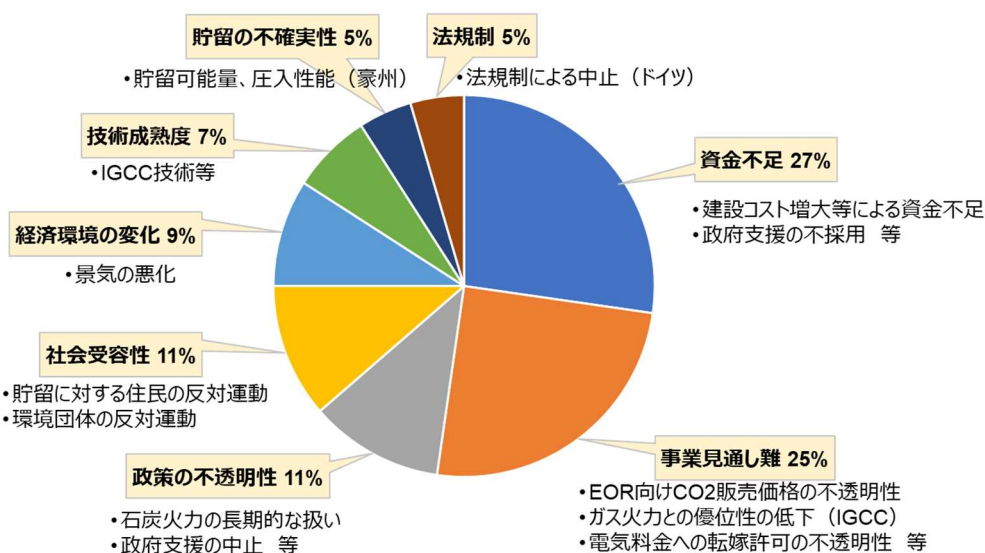


図 1.2.-1 調査した 32 件のプロジェクトの主な中止理由

ドイツの中止理由にある法規制について補足する。2008 年頃、ドイツでは、大手電力会社・エネルギー会社より提案されていた 2 件の石炭火力の CCS プロジェクト計画に対して、CO₂ 貯留の候補地域で住民による反対運動が起こった。この反対運動は、国政に大きな影響を与え、連邦議会の CCS に対する支持を後退させる結果となった。これらの要因により、EU の CCS 指令のドイツ国内への法制化が大幅に遅れ、より厳しく規制された条件での国内法制化となった⁹⁾。さらに資金支援は研究活動に限定された内容であったため、当時、欧州で最も進展していた CCS 実証プロジェクトの一つであった Vattenfall の Jämschwalde プロジェクトを含む 2 件は中止となった (表 1.2.-1)。

以降に今回調査した CCS プロジェクト事例のうち 3 つの中止事例について、プロジェクトの概要、経緯、要因等をより詳細に整理した。また現在、休止中の Petra Nova CCUS プロジェクトについても概要を整理した。

① Kemper County IGCC プロジェクト

米国の大手公益企業 Southern Company 社の子会社である Mississippi Power 社が運営する石炭ガス化複合発電 (IGCC) プラントにおける CCS プロジェクトであり、年間 300 万トン程度の CO₂ を回収し、パイプライン輸送後に EOR に利用される予定であった (表 1.2.-2)。2010 年に 2014 年の運用を目指して建設が開始され、総プロジェクトコストは 22 億米ドルを予定し、DOE から 3 億米ドルを超える資金支援も行われた。また、1.3 億米ドルの税額控除申請も採択されたが、運用開始が予定の 2014 年以降にずれ込むことになったために取り消しとなった。運用開始遅延の理由は、プラント配管等の設計見直しによるもので、そのため最終的な総プロジェクトコストは 70 億米ドルを超える見通しとなった。一方で、ミシシッピ公共事業委員会は、プロジェクトコストの電気料金への転嫁上限を 22 億米ドルに設定したために、IGCC と CCS による発電事業の見通しが困難となった。最終的に 2017 年に発電プラントのうち、IGCC の開発は中止され、天然ガス複合発電 (NGCC) による 58MW の発電のみが継続されることとなった⁸⁾¹⁰⁾。

表 1.2.-2 Kemper County IGCC プロジェクトの概要

プロジェクト概要	
運営	Mississippi Power
サイト	米国ミシシッピ州
排出源	石炭火力発電(IGCC)：534MW
回収方式	燃焼前回収(TRIG TM ※)
回収量	300 万トン/年
輸送	パイプライン
貯留	EOR
副産物	硫酸、アンモニア

※Transport Integrated Gasification(低品位炭向けに設計された石炭ガス化法)¹¹⁾

② Pernis Refinery プロジェクト

Shell が運用するプロジェクトで、オランダ政府が約 4,000 万米ドルの資金支援を計画していた。石油精製プラントの水素製造で発生する年間 40 万トンの CO₂ を陸域枯渇ガス田に貯留する計画であった(表 1.2.-3)。2008 年に貯留サイトである Barendrecht で開催されたプロジェクトに関する住民説明会では、住民側から安全性や技術に関する質問が出されたが、Shell 側からはそれらに対する明確な回答がなされなかったため、地元政治家がプロジェクト反対を表明した。その後、政府の資金支援の決定、環境影響評価の承認、と必要なプロセスが進行したが、一方で住民側の反対は継続した。最終的に、2010 年 11 月に政府は地域の反対を理由にプロジェクト中止を発表した。地域住民の反対を招いた理由としては、プロジェクト初期段階における住民関与の欠如、地域ベネフィットの不足、温暖化問題等の CCS の背景情報の提供不足、情報の信頼性欠如、等とされている^{8) 12)}。

表 1.2.-3 Pernis Refinery プロジェクトの概要

プロジェクト概要	
運営	Shell
サイト	オランダロッテルダム Barendrecht
排出源	製油所水素製造
回収量	40 万トン/年
輸送	パイプライン
貯留	陸域枯渇ガス田

③ ZeroGen IGCC プロジェクト

2003 年に豪州クイーンズランド州が運営する発電事業者 Stanwell 社によって立ち上げられたプロジェクトで、当初は机上検討による低 CO₂ 排出発電技術の調査結果をもとに、CO₂ 回収付き IGCC のパイロットプロジェクトとして始まった。Stanwell 社は、2006 年に子会社としてプロジェクトを運営する ZeroGen 社を立ち上げ、2007 年にパイロットスケールによる IGCC・CCS のフィージビリティ・スタディ(FS)の実施における資金支援について州政府と合意した。FS の対象は、パイロットスケール IGCC 発電プラント、関連インフラ、貯留サイトの探査および評価であった(表 1.2.-4)。

一方、2008年には三菱重工(株)から53万kWの商用規模IGCC・CCSの提案を受け、パイロットスケールを経由せずにフルスケールを実施する計画に変更され、運用開始を2015年とした。しかし、2010年に行ったフルスケールを対象としたプレFSの結果を受けて、プロジェクトの中止が決定された。プロジェクトの中止要因は、貯留地候補の貯留ポテンシャル不足、代替貯留候補地の探査および評価実施の資金不足および借地権取得の不確実性、建設および運用コストの高騰、プロジェクトの計画変更、等とされる¹³⁾。

表 1.2.-4 ZeroGen プロジェクトの概要

プロジェクト概要	
運営	ZeroGen (QI 州運営)
サイト	豪州クイーンズランド州
排出源	石炭火力発電 (IGCC)
回収量	6,000~8,000 万トン/30 年
輸送	パイプライン
貯留	帯水層

④ Petra Nova CCUS プロジェクト

NRG Energy 社と JX 日鉱日石開発(株)の折半出資によって設立された Petra Nova Parish Holdings がテキサス州で運営するプロジェクトで、既設 65 万 kW の石炭火力発電プラントの一部燃焼排ガス (24 万 kW 相当分) から、三菱重工 (株)と関西電力(株)が開発した化学吸収液 KS-1 を用いた燃焼後回収システム (KM-CDR プロセス) により、年間約 160 万トンの CO₂ が回収される。回収された CO₂ は約 130km 長のパイプラインにより輸送され EOR に利用される。このプロジェクトには、DOE から約 2 億米ドルの資金支援が行われており、また、日本からは国際協力銀行やみずほ銀行も融資を行っている。2017 年の運用開始以来、合計で 380 万トンの CO₂ が回収されたが、世界的な新型コロナウイルスパンデミックの影響により原油価格が下落したため EOR の採算が不透明となり 2020 年 5 月に CO₂ の回収を中断している。経済状況の好転に合わせて運転を再開する予定見込み⁸⁾¹⁴⁾¹⁵⁾。

表 1.2.-4 Petra Nova CCUS プロジェクトの概要

プロジェクト概要	
運営	Petra Nova Parish Holdings
サイト	米国テキサス州
排出源	石炭火力発電 : 650MW
回収方式	燃焼後回収 (MHI : KM-CDR)
輸送	パイプライン
貯留	EOE
運用開始	2017 年 1 月
運用中断	2020 年 5 月

1.3. CCS プロジェクト導入障壁の考察

1.2.1 節の CCS プロジェクト事例の調査結果から、主に以下の項目に係る不確実性が CCS 実施の障壁として挙げられる。

① 政策の不透明性

CCS はリードタイムおよび運用期間が長いために、実施判断においては公的支援や規制動向の長期的な見通しがなければ CCS の導入は困難である。温暖化あるいは CCS に係る国の政策の長期的な視点と一貫性が必要となる。

② 法制度

CCS は、回収、輸送、貯留と関連する要素が広く、それぞれに対応すべき法規的な事項も多岐にわたる。CCS に係る法制度が未整備のままだと、土地利用の権利や法的責任等が不明確となり、回収、輸送、貯留それぞれの事業者は CCS 導入の見通しが困難となる。また、住民理解（社会受容性）が進まない可能性もある。

③ 事業収益（事業見通し）

CCS を導入することによって生じる追加コストを考慮した上でも、将来的な収益を確保できる事業見通しが立たなければ、CCS の導入は困難である。そのため、運用に対する公的支援のスキーム等の構築が必要となる。

④ 資金調達

CCS は投資規模が大きく、運用期間も長期となる。特に、温暖化対策のための CCS はビジネスモデル（投資回収の仕組み）が確立されておらず、投資回収できないリスクがあるため資金調達が困難となる。

⑤ 社会受容性

CCS に対し、国民が温暖化対策のための合理的な技術としての認知が低いままであれば、CCS プロジェクトへの補助金等の公的資金あるいは社会実装そのものに否定的になる可能性がある。

⑥ 貯留性能

貯留可能量や貯留の安全性等に係る貯留性能が、CCS プロジェクト実施判断の前提となる。

前述の CCS 導入障壁を考慮した上で、現在、運用中の Boundary Dam プロジェクトにおいて、それぞれの導入障壁に対し、どのような状況であるか整理する。

カナダのサスカチュワン州でカナダ政府 100%資本の SaskPower 社が所有する Boundary Dam 石炭火力発電所 3 号機で実施されている Boundary Dam プロジェクトは、出力 11 万 kW の燃焼排ガスから年間約 100 万トンの CO₂ を回収し、60km 長のパイプ

ライン輸送を経由して EOR に利用される世界で初めての商用石炭火力発電所における CCS プロジェクトである（表 1.3.-1）。

CCS プロジェクトの導入障壁として 6 つの不確実性に対する Boundary Dam プロジェクトの状況は次の通りである¹⁶⁾¹⁷⁾。

① 政策の不透明性

→ カナダ政府による補助金および CO₂ 排出規制の導入（2015 年発効）

② 法制度

→ 既存法（サスカチュワン州石油・ガス保全法）の改定による CO₂ 貯留の実施

③ 将来的な事業収益（事業見通し）

→ 電力販売、CO₂ の EOR 向け販売、および副産物である硫酸、石炭灰の売却による利益補填

④ 資金調達

→ 連邦政府より約 2 億 4,000 万カナダドルによる資金支援（全体の約 2 割）

⑤ 社会受容性

→ 地域コミュニティによる支援

⑥ 貯留性能

→ EOR 向けと貯留プロジェクト向けのためいずれも地層に関する情報（知見）が豊富

表 1.3.-1 Boundary Dam プロジェクトの概要

プロジェクト概要	
運営	Sask Power
サイト	カナダサスカチュワン州
排出源	石炭火力発電：120MW
回収方式	燃焼後回収（Cansolv のアミン回収液）
輸送	パイプライン
貯留	EOＲ（一部、陸域帯水層貯留）
運用開始	2014 年 10 月

1.4. 本章まとめ

本章では、国内における CCS 事業化に向けた制度設計の枠組みや事業環境整備の検討に資することを目的に、海外の CCS プロジェクト事例を調査し、中止となった事例から、CCS を実施する際の CCS 導入障壁の整理を行った。

プロジェクト中止事例の調査の結果、CCS の導入障壁としては、①政策の不透明性、②法制度、③将来的な事業収益（事業見通し）、④資金調達、⑤社会受容性、⑥貯留性能に係る不確実性が CCS プロジェクトの実施の可否に影響していると考えられる。

特に民間主導で CCS を実施する場合には、これらの障壁への対応策が講じられていることが必要となる。現在、運用中の CCS プロジェクトは、これらの障壁が相対的に低いことが、成功要因になっていると考えられる。

参考文献（第 1 章に関するもの）

- 1) IPCC, Global Warming of 1.5°C an IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty, 2018.
- 2) GCCSI, Global Status of CCS 2020, 2020.
- 3) 環境省, IPCC「1.5°C特別報告書」の概要, http://www.env.go.jp/earth/ipcc/6th/r6_sr1.5_overview_presentation.pdf (アクセス日: 2021 年 2 月)
- 4) 経済産業省, 2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた検討, https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/035/035_004.pdf (アクセス日: 2021 年 2 月)
- 5) GCCSI ホームページ (CCS 施設), <https://co2re.co/> (アクセス日: 2020 年 12 月)
- 6) IEA, World Energy Outlook 2018, 2018.
- 7) NETL, CCS-database, <https://netl.doe.gov/coal/carbon-storage/worldwide-ccs-database> (アクセス日: 2021 年 2 月)
- 8) MIT, Carbon Capture and Sequestration Project Database, <https://sequestration.mit.edu/tools/projects/index.html> (アクセス日: 2021 年 2 月)
- 9) 世界の CCS の動向:2012 年 (GCCSI), <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/107176/global-status-ccs-2012-japanese.pdf> (アクセス日: 2021 年 1 月)
- 10) Utility Dive, <https://www.utilitydive.com/news/after-kemper-new-clean-coal-plants-face-long-odds/446288/> (アクセス日: 2021 年 2 月)
- 11) 世界の CCS の動向:2014 年 (GCCSI), <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/138363/global-status-ccs-february-2014-jp.pdf> (アクセス日: 2021 年 1 月)
- 12) 下田 他, CCS の普及障壁に係る不確実性の事例調査, 電力中央研究所報告 V10012, 2011.
- 13) A. J. Garnett et. al, ZeroGen IGCC with CCS –A case history-, 2014.
- 14) NRG Web Page, <https://www.nrg.com/case-studies/petra-nova.html> (アクセス日: 2021 年 2 月)
- 15) Reuter, <https://jp.reuters.com/article/us-usa-energy-carbon-capture-idINKCN2523K8> (アクセス日: 2021 年 2 月)
- 16) Z. Kapetaki and J. Scpwcroft, Overview of Carbon Captrue and Storage demonstration project business models, GHGT-13, Energy Procedia, 2017.
- 17) 電力中央研究所環境科学研究所コラムトレンドウォッチ, <https://criepi.denken.or.jp/jp/env/research/eetw/201707.html> (アクセス日: 2021 年 2 月)
- 18) Reuter, <https://jp.reuters.com/article/us-usa-energy-carbon-capture-idINKCN2523K8> (アクセス日: 2021 年 2 月)
- 19) ZeroCO2, <http://www.zeroco2.no/projects/nordjylland-power-station> (アクセス日: 2021 年 2 月)

第2章 CCS 制度の枠組み

2.1. 米国・英国の CCUS 関連政策

パリ協定により世界的に CO₂ 削減目標が共有されたことにより、各国では、目標達成における CCUS（Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage：CO₂ 回収・利用・貯留）の位置付けを明確にしつつ、普及に向けた様々な施策が動員されつつある。本章では、CCUS の普及で先行する米国と、CCUS を温暖化対策の重要技術として早くから位置付け、普及政策を実施する英国について、CCUS に関連した政策を整理する。政策の枠組みとしては、以下に示す①～④の項目別に整理する。

- ① 間接的な CCUS 普及のための政策
 - 温暖化政策を通じた CO₂ 排出に関する規制等
- ② 直接的な CCUS 普及のための政策
 - インセンティブ、義務化等
- ③ CCUS プロジェクトの許認可のための政策
 - CCUS プロジェクトの探査許可、建設、運用、閉鎖等
- ④ CCUS 技術進展のための政策
 - 技術開発や実証プロジェクトへの財政的支援等

なお、近年は、CCS とともに CCU も温暖化対策技術として注目されつつあり、政策議論の中でも CCUS として言及されることが多いことから、本章では特段に CCS と CCU を区別する理由がない限りは CCUS と記載する。

2.1.1. 米国の CCUS 関連政策の枠組み

米国での CCUS の普及は、CO₂ を利用して石油生産性の向上を図る EOR の進展に付随したものであり、温暖化政策よりもエネルギーあるいは安全保障政策に主導された経緯がある。先に設定した政策枠組みに沿って、主な政策を表 2.1.-1 に示す。米国では、連邦レベルと州レベルの政策の両輪で普及促進が図られていることが特徴である。以下に表に示された政策の詳細を述べる。

表 2.1.-1 米国における CCUS 関連政策の構成

1. 間接的なCCUS普及のための政策
➢ 大気浄化法（連邦）
➢ クリーンエネルギー基準（カリフォルニア州）等
2. 直接的なCCUS普及のための政策
➢ 内国歳入法セクション45Q税額控除（連邦）
➢ 低炭素燃料規則クレジット付与（カリフォルニア州）
➢ HB2419税制優遇（カンザス州）
➢ SB1416電力費用回収メカニズム（バージニア州）、他
3. CCUSプロジェクトの許認可のための政策
➢ 安全飲料水法地下注入管理プログラムクラスVI（連邦）
➢ 大気浄化法のGHG排出報告（連邦）
➢ 各州の長期的責任に関する規定
4. CCUS技術進展のための政策
➢ DOE /化石燃料関連部門 CCUS R&Dプログラム

① CCUS 普及のための間接的な政策

米国においては、2021年2月時点では連邦レベルにおけるCO₂排出に係る規制は存在しない。米国では、固定発生源や移動発生源からの大気汚染物質の排出を Clean Air Act (大気浄化法) によって規制し、環境保護庁 (EPA; Environmental Protection Agency) に環境大気質基準を設定する権限を付与している。

2007年に連邦最高裁判所は、EPA に対するマサチューセッツ州訴訟において、EPA は温室効果ガス (GHG) が国民に悪影響がある場合、規制を行う義務があるとの判断を示した。2009年に EPA は、GHG が国民に悪影響を与えるとの報告を行い、GHG が大気汚染物質として認定され規制対象となり、それ以降、CO₂ 排出規制の法制化の議論が続いた。2015年のオバマ大統領政権下で大気浄化法を改正し既存の火力発電所からのCO₂ 排出を規制するクリーン・パワー・プランと、新設火力発電所に対するCO₂ 排出基準である炭素汚染基準 (CPS; Carbon Pollution Standards) が施行に至ったが、2016年に連邦最高裁判所は、石炭産出州の政府、業界団体等の、クリーン・コール・プランの制定が EPA の法的権限を逸脱した行為とする提訴に対し、訴訟が結審するまで執行を停止する命令を下した。2018年には、EPA がトランプ大統領政権下において、既設石炭火力に対するCO₂ 排出削減に関する新ルール (Affordable Clean Energy Rules) を提案 (クリーン・コール・プランよりも緩い規制) するに至っている¹⁻³⁾。

一方、CO₂ 排出制限に準ずる規制を導入する州も存在する。カリフォルニア州では、2018年に、同州内で使用される電力について、2030年までに60%を再生可能エネルギーで、2045年までに100%を再生可能エネルギーとCO₂ を排出しないクリーンエネルギーで賄うよう、電気事業者に義務付ける法案 (SB 100) が成立した。ここでのクリーンエネルギーの候補は原子力やCCS付き火力発電とされる⁴⁾。また、ミシガン州のRPS (Renewable Portfolio Standards) 制度では、電力全体の10%の再生可能エネルギーと1%のクリーンエネルギー (効率向上、IGCC、85%回収率のCCS、等が候補) が設定されている⁵⁾。

② CCUS 普及のための直接的な政策

米国では、2008年にCCUS事業に対する税額控除が、内国歳入法 (Internal Revenue Code) のセクション45Qに規定され発効した。2018年には、この規定の改正により適用範囲が拡大された。具体的な変更は、控除額の拡大、適用対象の年間貯留量下限を縮小 (規模の小さいプロジェクトへの適用拡大)、適用制限をトータル貯留量から運用開始からの経過年数への変更である。この結果、より長期の支援が可能となった⁶⁾ (表2.1.-2)。

表 2.1.-2 45Q の改定前後の税額控除適用範囲⁶⁾

	改正前	改正後
EORおよびCO ₂ 産業利用	\$10/tCO ₂ + 物価補正分	\$12.83/tCO ₂ ~\$35/tCO ₂ + 物価補正 (2026年まで線形上昇、その後物価補正)
	7,500万t (トータル) の適用上限	運用開始から12年間継続
	年間50万tの適用下限	年間10万tの適用下限
CO ₂ 貯留	\$20/tCO ₂ + 物価補正分	\$22.66/tCO ₂ ~\$50/tCO ₂ + 物価補正 (2026年まで線形上昇、その後物価補正)
	7,500万t (トータル) の適用上限	運用開始から12年間継続
	年間50万tの適用下限	年間10万tの適用下限

一方、カリフォルニア州は、州域内の運輸用燃料群に起因する CO₂ 排出削減を目的として低炭素燃料規則（LCFS; Low Carbon Fuel Standards）を制定し、燃料生産者に対してガソリン、ディーゼル、およびそれらの代替燃料に関するライフサイクル全体の炭素強度を規定している。これにより、ベンチマーク基準より低い炭素強度の燃料を販売する燃料生産者にはクレジットが付与され、高い燃料強度の燃料を販売する生産者はクレジットが欠損することになる。2019 年に、カリフォルニア州大気資源局が LCFS に CCUS プロジェクトに関する付属書を追加したことにより、ベンチマーク基準に対する CCUS プロジェクトの CO₂ 削減に対しクレジットが付与されることとなった⁷⁾(表 2.1.-3)。ちなみに、2020 年のクレジットの取引価格は約 200 米ドル/tCO₂ であった。

表 2.1.-3 カリフォルニア州低炭素燃料規則 CCS 付属書の概要⁷⁾

	大気直接回収(DAC)	EOR・EGR	石油・ガス精製	その他（バイオエタノール製造等）
プロジェクト実施場所	制限なし	カリフォルニアで販売される運輸燃料の起源地	カリフォルニアで販売される運輸燃料の起源地	カリフォルニアで販売される運輸燃料の起源地
貯留場所	陸域帯水層、枯渇ガス・油田あるいはEORを伴うガス・油田			
クレジット付与対象	プロジェクトベース	プロジェクトベース	プロジェクトベース	プロジェクトベースあるいは燃料のライフサイクル
既存プロジェクトの適用期限	制限なし	2010年	2016年	制限なし
適用条件	CCSプロトコルに規定された条件			
追加条件	なし	最低炭素強度（CI）あるいは排出削減が条件	なし	なし

③ CCUS プロジェクトの許認可のための政策

EPA は安全飲料水法（Safe Drinking Water Act）のもと、地下飲料水の汚染を防止することを目的として、地下への液体の貯留または廃棄に利用する圧入井の建築、操業、許可、閉鎖、を地下注入管理プログラム（UICP; Underground Injection Control Program）により規定している。UICP では、圧入井を以下の 6 クラスに分類し、事業者は、事業実施に当たり、該当する各クラスの許認可を EPA あるいは権限移譲がなされた州当局から取得する必要がある。なお、クラス IV については、2010 年に新設されている⁸⁾。

- I. 産業・自治体の廃棄物処理用坑井
- II. 石油・ガスに係る圧入坑井
- III. 溶解採鉱の圧入坑井
- IV. 有害物質・放射性物質を圧入する浅い坑井
- V. 非有害物質を地下飲料水源の中あるいは上位に圧入する坑井
- VI. CO₂ 地中貯留のための坑井

図 2.1.-1 は UIC プログラムの認可プロセスを示す。

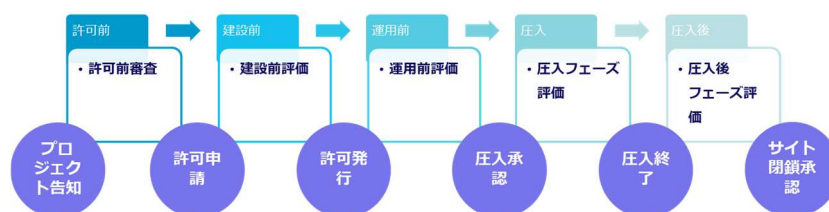


図 2.1.-1 UIC プログラムの認可プロセスの概略⁹⁾

また、2010 年に EPA は大気浄化法のもと、温室効果ガス報告プログラム（GHGRP; Greenhouse Gas Reporting Program）を制定し、指定された事業者に年間の温室効果ガス排出量の EPA への報告を義務化したことにより、UIC プログラムで許可されたクラス VI およびクラス II への CO₂ の注入も報告対象となっている¹⁰⁾。

一方、州レベルにおいても CO₂ 貯留に係る法的枠組みが規定されている。例えば、CO₂ 貯留に係る長期的責任に関して、モンタナ州、テキサス州、ノースダコタ州、イリノイ州、ルイジアナ州の 5 州は、何らかの形で定義された期間の経過後に CO₂ 貯留サイトの責任を州に移管するとしている。事業者は、州への責任移管が終了するまではモニタリングの義務を負うことになる。EPA の CO₂ 貯留のための圧入井クラス VI の許可取得に際しては、圧入終了後 50 年間のモニタリング期間が設定されているが、期間については調整可能との立場をとっている¹¹⁾（表 2.1.-4）。表 2.1.-5 はその他の CO₂ 関連法規の整備状況を示す。

表 2.1.-4 各州の長期的責任に関する規定¹¹⁾

州（法規）	内容
モンタナ (SB 498, 2009)	- 圧入終了後、15年の経過措置期間においてCO₂の貯留層外への移動、漏洩がないことを実証することにより貯留サイトの閉鎖認証を取得 - 認証取得後、さらに15年の経過措置を経て州への移管が可能
テキサス (HB 1796, 2009)	圧入終了後は即州への移管が可能（海底下貯留；陸域貯留の規定はなし）
ノースダコタ (SB 2095, 2009)	- 圧入終了後、最低10年間の経過措置を経てサイト閉鎖の認証を取得し、州への移管が可能 - サイト閉鎖認証は圧入井の堅固性の証明が条件
イリノイ (SB 1704, 2007)	- FutureGenプロジェクトに特化した規定 - 圧入終了後は即州への移管が可能
ルイジアナ (HB 661, 2009) (HB 1220, 2008)	- 圧入終了後、最低10年間の経過措置を経てサイト閉鎖の認証を取得し、州への移管が可能 - サイト閉鎖認証は圧入井の堅固性の証明が条件 - 圧入井の機械的な堅固性が示せない場合、貯留サイトの所有権のみが州政府に移管
カンザス (HB2418, 2010)	CO₂貯留に係る如何なる責任の移管なし

表 2.1.-5 各州の CCUS 関連法規の整備状況¹¹⁾

	長期的責任	貯留基金*	空隙所有権	CO2所有権	ユニット化*・ジョン*	優先権***	越境****
モンタナ	○	○	○	○	○	○	
ワイオミング		○	○	○	○	○	
ノースダコタ	○	○	○	○	○		
オクラホマ				○		○	
カンザス	○	○					
イリノイ	○						
ルイジアナ	○	○		○			
テキサス（陸域）		○		○		○	
テキサス（海域）	○	○					
ウェストバージニア						○	○

*貯留基金：長期的責任の移行後に発生する非常事態等に資金対応するための基金
 **ユニット化（Unitization）：一つの油田が複数の鉱区にまたがっている場合に、その開発の合理性・経済性を保つために、関係する複数の鉱業権者が互いにその権益の全部または一部を持ち寄って一つの採掘単位として共通の開発・生産計画の下に採掘すること（引用：JOGMECホームページ）
 ***優先権：資源開発などの競合を想定
 ****越境：貯留したCO2が州境を越えて移動すること

④ CCUS 技術進展のための政策

米国における CCUS の研究開発は、DOE 主導で行われている。1997 年から DOE の化石エネルギー局（Office of Fossil Energy）は、化石エネルギー技術開発ポートフォリ

オの予算枠組みにおいて炭素貯留プログラム（Carbon Storage Program）の下、CCUS の技術開発およびパイロットプロジェクトを開始している。2005 年には、石炭活用を目的としてエネルギー政策法（Energy Planning Act）の炭素回収研究開発プログラム（Carbon Capture Research and Development Program）の下、技術開発のための 10 年間の基金を設置している。2007 年にエネルギー自立・安全保障法（Energy Independence and Security Act）により DOE に対して「産業由来 CO₂を年間 100 万トン以上圧入または数百万トン以上を長期に渡って圧入および隔離できる事業」を 7 件以上実施すること、および、米国陸域内の CCUS による貯留ポテンシャル評価方法を策定することが規定された。2009 年には、米国復興・再投資法（American Recovery and Reinvestment Act）によりクリーン・コール発電イニシアティブ（第 3 次）に 8 億米ドル、産業 CCUS プロジェクトへ 15.2 億米ドル、FutureGen2.0 プロジェクトへ 10 億米ドル、貯留サイト特性評価等へ 0.8 億米ドルが配分されるなど、エネルギー安全保障政策に立脚した技術開発が実施されてきた¹⁰⁾¹²⁾。

一方、FutureGen2.0 等の大型プロジェクトの失敗により、多額の予算をつぎ込む大型プロジェクトへの批判もあり、近年はより基礎的な研究プロジェクトへの支援に軸足が置かれているが、連邦議会は 2020 年度 CCUS 関連予算として 217.8 百万米ドルを割り当て、DOE は昨年予算割り当てと合わせて 270 百万米ドルを共同出資契約により資金提供している¹³⁾。

DOE における CCUS 関連技術開発は石炭技術開発の一部として行われている（図 2.1.-2）。



図 2.1.-2 DOE における CCUS 関連技術開発の概要¹⁴⁾

2.1.2. 英国の CCUS 関連政策の枠組み

英国は、世界に先駆けて法的拘束力のある GHG の排出削減目標を設定するなど、温暖化に関連した政策を積極的に導入し、その中で対策技術オプションの一つとして CCUS を位置付け普及を模索してきた。主な関連政策の構成を表 2.1.-6 に示し、以下に詳細を述べる。

表 2.1.-6 英国における CCUS 関連政策の構成

1. 間接的なCCUS普及のための政策

- 気候変動法
- 電力市場改革（エネルギー法2013）

2. 直接的なCCUS普及のための政策

- クリーン成長戦略
- CCUS Action Plan
- Ten Point Plan（グリーンリカバリー）
- 電力市場改革・CfD（エネルギー法2013）

3. CCUSプロジェクトの許認可のための政策

- EU CCS指令（EU）
- エネルギー法2008
- Carbon Dioxide Regulation (Licensing etc.) 2010

4. CCUS技術進展のための政策

- CCUS Innovation Program
- Industrial Energy Transformation Fund
- Innovation Fund (EU)、他

① CCUS 普及のための間接的な政策

英国は、2008 年に気候変動法（Climate Change Act 2008）を制定し、2050 年までに温室効果ガスの排出を 1990 年比で少なくとも 80%削減する法的拘束力のある目標を設定した。その達成のために、毎年排出制限値を 5 年毎で設定するカーボンバジェットを導入するとともに、カーボンバジェットの達成状況を確認し、政府への助言等を行う独立機関気候変動委員会（CCC; Climate Change Committee）を設立した。さらに、2019 年には気候変動法を改正して、2050 年までに排出を 1990 年比で少なくとも 100%削減（ネットゼロ）する目標に変更した¹⁵⁾¹⁶⁾。図 2.1.-3 は、英国の GHG 排出の実績およびネットゼロに向けた排出経路と第 1 フェーズから第 6 フェーズまでのカーボンバジェットを示す。なお、第 6 フェーズ（2033~2037 年）は、気候変動委員会が提言した値であり、ネットゼロの達成を視野にしている。2035 年の排出は 1990 年比で 78%減を見込んでいる¹⁷⁾。

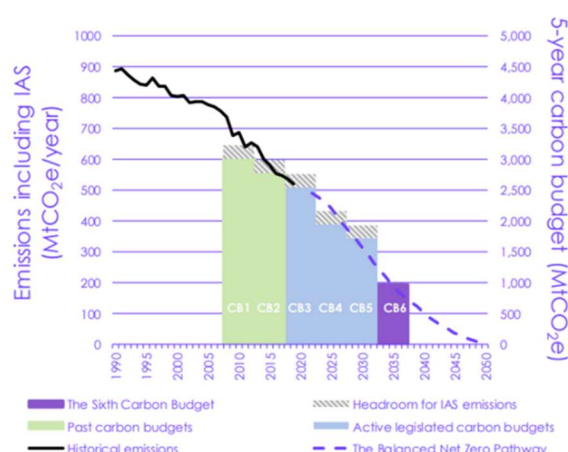


図 2.1.-3 英国の GHG 排出経路とカーボンバジェット¹⁷⁾

一方、2013 年にはエネルギー法（Energy Act 2013）を制定し、低炭素エネルギーへのシフトと安定供給を目的として電力市場改革（Electricity Market Reform）に着手した。具体的な施策は、①低炭素電源の固定価格買取制度における差額決済契約（CfD;

Contracts for Difference) の導入、②CO₂ 排出価格の下限值設定、③新設火力の CO₂ 排出基準の設定、④容量市場制度の導入、である（表 2.1.-7）。これらは、いずれも間接的に CCUS 普及を促すものである¹⁸⁾¹⁹⁾。

表 2.1.-7 電力市場改革の概要

電力市場改革の概要	
① 低炭素電源の固定価格買取制度 (FIT) における差額決済契約 (CfD; Contracts for Difference) 導入	再生エネのほか、原子力やCCS付石炭火力等も対象とした固定価格買取制度の枠組みに、設定価格 (Strike Price) と市場価格の差額を事業者に補填
② CO ₂ 排出価格の下限值設定	政府が設定するCO ₂ 排出価格の下限值 (CPF: Carbon Price Floor) とEU排出権の見通し価格 (先物価格の平均) との差額が英国独自のCO ₂ 排出価格 (CPS: Carbon Price Support) として上乗せ
③ 新設火力のCO ₂ 排出基準の設定	新設火力のCO ₂ 排出基準値を年間で450g/kWhに設定するもの (実際には、450g/kWhを基準値とする年間排出上限量で規制)。これにより、石炭火力はCCSの設置を伴わなければ基準値を満たすことは困難
④ 容量市場制度 (Capacity Market) の導入	設置した容量 (kW) に対して一定の報酬を支払い、これにより設備利用率が低くても一定利益の確保を担保

② CCUS 普及のための直接的な政策

英国政府は、2017 年に気候変動法 2008 による 80%削減目標の下、目標と経済成長を達成する包括的な施策であるクリーン成長戦略 (Clean Growth Plan) を発表した。具体的な対応としては、低炭素関連事業への投資推進、業務・産業部門における生産効率の向上、家庭部門におけるエネルギー効率の向上、運輸部門の低炭素化、発電部門の低炭素化・スマート化・柔軟化、等である。この中で、CCUS に関連した戦略に関する記述は以下の通りである²⁰⁾。

- ・ 国際間協力、コスト削減のための先端技術への資金支援を通して CCUS における国際的なリーダーシップを発揮
- ・ 産業部門との協業による英国における CCUS の大規模普及の達成
- ・ 産業部門における CCUS 技術の低コスト化
- ・ 2050 年に向けて、暖房、自動車、等での水素利用拡大を想定し、天然ガスを用いた水素製造で CCUS を適用

2018 年には、クリーン成長戦略を達成するための、CCUS に関連したアクションプランを発表している。行動計画の概要は以下の通りである²¹⁾。

【ビジネス環境の整備】

- ・ 産業部門と協働で発電部門における CCUS がどのように発電システムに貢献し広範な脱炭素化に繋がるかを 2019 年中に検証
- ・ 既存の石油、ガス関連インフラの CCUS への再利用の可能性を 2019 年中に検証
- ・ CO₂ 輸送・貯留のインフラへの投資および普及を促進する市場原理を基本としたビジネスモデル、フレームワークの構築

【関連インフラ整備】

- ・ 産業集積地 (クラスター) での経済効率を向上させるための CO₂ 関連インフラの共有に関する検討
- ・ 産業部門の脱炭素化への転換に関連した 3.15 億ポンドの投資

【コスト削減のための戦略的アプローチ】

- 2021年3月までに英国の産業プラントにおけるCCUS関連の建設に2,000万ポンドを投資

【国際的な普及を目指した国際間協力】

- CO₂の越境輸送に関する障壁の明確化とロンドン条約批准の推進

さらに、2020年の新型コロナウイルスパンデミック下において、英国ジョンソン首相は、国内で25万人の雇用を創出するグリーン産業革命（Green Industrial Revolution）のための計画（10ポイント計画）を表明した。2050年に向けて英国産業活動の気候変動への関与を排除することを目的とし、計画の遂行により、120億ポンドの公的資金が注入される予定である。計画の10分野は、洋上風力、水素、原子力、電気自動車、公共交通・サイクリング・徒歩、航空・船舶、家庭・公共建物、CO₂回収、自然、技術革新とファイナンス、である。CO₂回収に関する具体的な計画は以下の通りである²²⁾。

- 2030年までに年間1,000万トンのCO₂回収能力を保有するCCUSセクタの創出
- 4カ所のCCUS産業クラスタ構築のために10億ポンドを融資（2020年中頃に2カ所、2030年までにさらに2カ所（費用対効果を条件））
- 2030年までに運用開始する少なくとも1カ所のCCUS発電プラントの建設に資金提供
- 2030年までに5GW規模の水素普及

①の項で述べた電力市場改革の中で、差額決済契約はCCUSを直接対象とした政策である。電気の市場価格と、CCUS技術への投資に必要な推定値（ストライク価格）との差額を政府が発電事業者に支払う契約である。市場価格がストライク価格を上回る場合、発電事業者はその差額を政府に支払うことになる（図2.1.-4）²³⁾。差額決済契約は、CCUSを含む再生可能エネルギー発電技術が対象となるが、これまでにCCUSを対象とした契約はない。

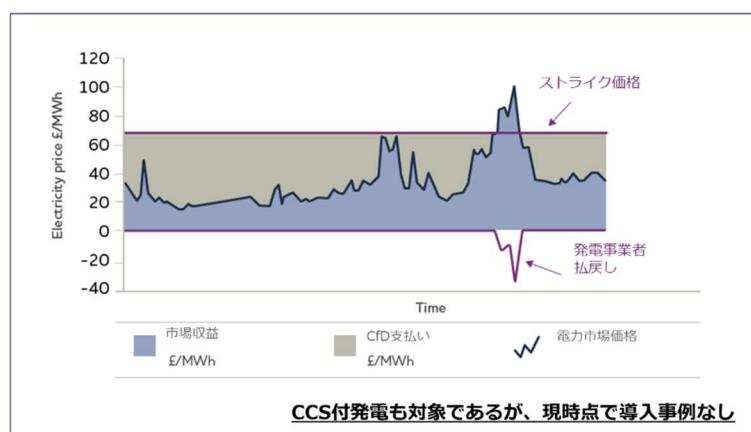


図 2.1.-4 英国の差額決済契約（CfD）の概略²³⁾

③ CCUS プロジェクトの許認可のための政策

英国は、2008 年にエネルギー法（Energy Act 2008）を成立させ、世界で初めて CCS 実施に係る法的枠組みを規定した。これに続いて、2009 年に EU の CCS 指令(Directive) が公布され、EU の野心的な CO₂ 排出削減目標の達成手段として CCS が位置付けられ、EU 加盟国は EU-CCS 指令遵守のための国内法規制整備を義務付けられることになったが、実質的には英国が先んじたことになる。英国は 2010 年に Carbon Dioxide (Licensing etc.) Regulation 2010 で CO₂ 海底下貯留のライセンス取得等の手続きについて規定することにより、EU-CCS 指令の国内移転手続きを終了させた¹⁵⁾²³⁾。エネルギー法 2008 における CO₂ 貯留関連規定の概要は表 2.1.-8 の通りである。

表 2.1.-8 エネルギー法 2008 における CO₂ 貯留関連規定の概要¹⁵⁾

エネルギー法2008におけるCO ₂ 貯留関連規定
・ 英国沖合200海里までにおいて英国がCO ₂ を貯留する権利の主張
・ 英国の海底下CO ₂ 貯留の際の許可に関する規定
・ CO ₂ 貯留の実施におけるCO ₂ 貯留ライセンスおよびCO ₂ 貯留許可の取得
・ ライセンス取得による貯留候補サイトの評価・選定の担保
・ クラウンエステートとの借地契約締結による貯留に必要な空隙空間の利用権利取得
・ 坑井の閉鎖に関する規定
・ 許可の失効等に関する規定
・ 貯留に関する長期的責任の国への移管の規定

④ CCUS 技術進展のための政策

英国の CCUS の技術開発への支援の代表的なものの一つとして、2018 年に創設された CCUS 革新技术プログラム（Innovation Program）がある。CCUS に係るコストの大幅削減と英国および世界での普及拡大を目的としており、2021 年までに総額 2,400 万ポンドの支援が計画されている。対象分野は、関連するフィージビリティ・スタディ（FS）、産業分野研究、実験的開発プロジェクト、インフラプロジェクト、等である²⁴⁾。

同じく 2018 年に創設されたエネルギー多消費産業の低炭素化に向けたコスト削減に対する資金支援プログラムである Industrial Energy Transformation Fund も支援対象として CCUS を含んでおり、2024 年までの支援総額は 3.15 億ポンドを予定している²⁵⁾。

英国はこれまで EU の研究開発支援プログラムも利用可能であった。例えば、EU-ETS（EU 排出量取引）を財源とする革新的低炭素技術の実証プロジェクトへの資金支援プログラムとしてイノベーションファンド（Innovation Fund）がある。支援規模は 2030 年までに 100 億ユーロで、支援対象として CCUS が含まれる。ただし、英国は EU 離脱により今後利用できるかどうかは不透明である²⁶⁾。

これらの資金支援のもと、現在計画中の英国における主な CCUS プロジェクトを表 2.1.-9 に示す。

表 2.1.-9 英国の CCUS プロジェクト ²⁷⁾

プロジェクト	タイプ	概要	回収量/年	開始年 期 間	ステータス	参加機関
Acorn	産業プロセス	天然ガス精製におけるCO ₂ 回収と北海貯留	20万トン	2022	FS	Pale Blue Dot Energy
Caledonia Clean Energy	発電	天然ガス発電におけるCO ₂ 回収と北海貯留	300万トン	2023	FS	Summit Power
H21 North of England	天然ガス水素改質	天然ガス改質水素製造におけるCO ₂ 回収と北海および岩塩空洞貯留	300万トン	2020年台	FS	Northern Gas Networks, Cadent and Equinor
Liverpool-Manchester H ₂ Cluster	天然ガス水素改質	天然ガス改質水素製造におけるCO ₂ 回収と北海貯留	150万トン [10%H ₂] 950万トン [100%H ₂]	2020年台	FS	CADNET
Teesside	産業プロセス	産業クラスタにおけるCO ₂ 回収と北海貯留	1000万トン	N/A	FS	Tees Valley Combined Authority
OGCI Clean Gas Project	発電	天然ガス発電におけるCO ₂ 回収と北海貯留	500万トン	2026	技術評価と ビジネスモデル探索	OGCI

2.1.3. 英国の CCUS ビジネスモデル

英国ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）が 2019 年に発表した意見募集用の「Business Models for Carbon Capture, Usage and Storage（CCUS に関するビジネスモデル）」について、2020 年 12 月に意見を反映した更新版 ²⁸⁾が公開された。2020 年代の CCUS 普及に関する政府見解、CCUS（輸送&貯留、電力・産業部門の CO₂ 回収）のビジネスモデルの提案。また、水素ビジネスモデルの進捗状況についての最新情報が提供されている。各 Section の主な概要を以降に示す。

Section 1：イントロダクション

Section 2：CCUS の普及

Section 3：CO₂ 輸送・貯留の規制投資モデル

Section 4：CCUS 付発電との調整電源契約

Section 5：産業部門における CO₂ 回収

Section 6：水素ビジネスモデルの最新情報

Section 7：次のステップ

① Section 1：イントロダクション

a. 本書の目的

- CCUS（輸送&貯留、電力・産業部門の CO₂ 回収）のビジネスモデルのための商業的枠組みの提案について、最新情報の提供。また、水素ビジネスモデルの進捗状況についての最新情報の提供。
- CCUS のビジネスモデルの開発の指針となる原則を再確認するとともに、その目的を定めている。
- 英国首相の 10 ポイント計画（2020/11/18）と英国エネルギー白書（2020/12/14）と整合を取っている。

b. CCUS の位置づけ

- CCUS は、英国がネットゼロを達成するために不可欠である。これを可能にするために、ガス火力発電、産業、低炭素水素製造、バイオエネルギー、直接空気回収を含む様々な回収プロジェクトのためのインフラとして機能する輸送&貯留ネットワークを有する CCUS クラスタの開発を模索している。

- CCUS のアプリケーションは、産業地域のクリーンで持続可能な成長を促進し、低炭素経済への変革の機会を創出する駆動力となり得る。また、英国の新しいサプライチェーンの開発を刺激し、対内投資を誘致することも可能である。
- 英国は、国内の重要な CO₂ 貯留ポテンシャルを利用することを含め、他国に脱炭素化サービスを提供することにより、世界の CCUS 市場でリーダーとなる可能性を持っている。英国で CCUS 技術を展開することは、
 - － ネットゼロ目標の達成
 - － 英国経済の底上げに貢献

c. CCUS の見通し・目標

- 2030 年までに年間 1,000 万トン CO₂ を回収する運用能力を持つ CCUS セクタの創出。
- 4 つの CCUS 産業クラスタ構築を支援するために最大 10 億ポンドを投資 (CCUS 産業クラスタ：北東部、ハンバー、北西部、スコットランド、ウェールズ等の地域にクリーン産業、電力、水素、輸送を集結させる)。
- 2020 年代半ばまでに 2 つの CCUS 産業クラスタを構築し、さらに 2030 年までに 2 つの CCUS 産業クラスタを構築することを目標としている。
- Value for Money (金額に見合った価値) を考慮した上で、消費者補助金を利用して 2030 年までに少なくとも 1 つの CCUS 発電所の建設を支援。
- 2021 年には、CCUS 産業クラスタを展開するためのアプローチを発表する。これは、2030 年までに 5GW の水素を導入するという英国の野心を実現するのにも役立つ。

② Section 2 : CCUS の普及

a. ビジネスモデル設計の原則 (ビジネスモデル設計のためのアプローチの指針)

- 脱炭素化
 - － 政策は、CO₂ の効率的な回収、利用、貯留を奨励すべきである。
- 持続可能な資金調達
 - － 政策は、投資家に信頼感を与え、持続可能な方法で国内外の新規参入者を市場に引き付け、補助金なしで市場に参入できる可能性を持つべきである。
- 経済
 - － 政策は、英国経済に価値を創造し、価値の高い仕事を支援すべきである。
- コスト削減
 - － 政策は、イノベーション、学習効果、競争を通じたコスト削減の機会を適切に活用すべきである。
- 市場と柔軟性
 - － 政策は、市場に基づいたものであるべきであり、既存の市場への影響を最小限に抑えるものでなければならない。市場の状況、経済発展、国民ニーズに対応できる柔軟性を保持すべきである。
- 金額に見合った価値
 - － 政策は、費用対効果が高く、納税者と消費者に価値あるものを提供し、投資家に公正なリターンを提供する。また、産業部門での初期段階 (FOAK) の性質を認識した上で、開発する必要がある。
- 適正なコスト
 - － CCUS の導入コストは、利用者に反映され公正であるべきであり、英国の産業競争力を損なうものではない。

b. CCUS の機会

- CCUS は英国経済にとって大きなチャンス。英国の CO₂ 排出量を削減し、2050 年までにネットゼロを達成する上で重要な役割を果たす。一部の産業にとって

は、CCUS は国際的な競争力を維持しながら排出量を削減する唯一の実行可能な方法となる。

- CCUS の投資によって新たな産業が発展し、英国経済は新技術、新技能、雇用機会を創出することができる。また、英国企業が CCUS に関する技術を他国に輸出する機会を生み出すことにもつながる（英国内の貯留地点に他国の CO₂ を受入れることも想定）。
- CCUS は、投資家がネットゼロ経済の中核となる新たなインフラを開発する機会を提供し、産業の発展に合わせて長期的に収入を得ることができる。

c. CCUS への政府支援

- 10 ポイント計画、エネルギー白書、国家インフラ戦略は、ネットゼロを達成するための CCUS の重要性を示している。再生可能エネルギー、CCUS、低炭素産業、水素製造が一体となった Super Places を実現するためには、CCUS の導入が重要となる。
- 政府は、CCUS の普及を支援するために、CCS Infrastructure Fund (CIF) の創設を通じて最大 10 億ポンドを割り当てている。また、これらのプロジェクトを支援するための新しいビジネスモデルを通じた Industrial Carbon Capture (ICC) と水素への民間投資を誘致するための収益メカニズムの詳細を 2021 年に発表することを約束している。
- ビジネスモデルへの取り組みを通じて、投資家が必要とする持続可能な商業的枠組みを構築していく。英国における洋上風力発電は、政府の行動が、新技術と市場を刺激、コストを低減し、展開を促進した例である。
- 輸送&貯留ネットワークのための規制を確立することで、投資家が予測可能で安定した枠組みの下で公正なリターンを得ることを可能とする。
- CCUS には固有のリスクがあり、投資判断に影響を与える。このような状況を認識した上で、CCUS の展開のための適切なリスク配分の枠組みの開発に取り組んでいる。
- 2020 年代半ばからの CCUS 導入という野心を実現するため、Industrial Strategy Challenge Fund (ISCF) と Industrial Decarbonisation Challenge Fund (IDCF) を通じて、計画、設計、プロジェクト実行準備等のフロントエンドのプロジェクト開発活動を支援するために、1 億 3,000 万ポンドの資金を提供している。
- 私たちの目的は、初期開発の性質を認識した公正なリターンを投資家に提供する CCUS 市場を創出すること。ただし、CCUS 市場の信頼が高まるにつれ、開発にかかるコストの削減が期待される。

なお、ビジネスモデルは以下のような包括的な目的を持って開発されている。

1) 新しい CCUS セクタの確立

- 投資を誘致するためには、プロジェクト開発者や投資家にとって明確で予測可能な枠組みが必要である。CCUS の性質を考えると、現段階では市場が耐えられないようなリスクに政府が対処する必要がある。これを認識した上で、政府は以下のようないくつかの形で支援を行う。
 - － CIF を通じての直接出資
 - － CIF を通じた直接出資、強固な収益メカニズムのセット
 - － CO₂ 回収を支援するビジネスモデル
 - － 輸送&貯留ネットワークのための経済規制体制 (ERR: Economic Regulatory Regime) を構築する。
- さらに、政府支援パッケージ (GSP: Government Support Package) は、座礁資産や貯留施設からの CO₂ 漏洩リスク等、輸送&貯留ネットワークへの影響度は高いが、発生確率の低いリスクに対処することを目的としている。

2) 複数セクタによる低コストの脱炭素化

- CCUS は、Super Places の実現を可能にし、共有される輸送&貯留ネットワークは、産業界がネットゼロ経済で競争力を持つことを可能にする。
- 統合されたモデルは、すべての産業部門に対応するように設計され、投資家にとって魅力的である。CCUS はまた、低炭素発電と水素製造の供給を可能にする。
- ビジネスモデルの設計では、以下のようなことを考慮している。
 - － 既存資産の再利用と、適切な政府出資
 - － リスク配分（リスク管理のために最も適切な当事者にリスクを配分）
 - － 適切な段階での効果的な競争（国際競争力の維持）とクリーンな成長の促進
 - － 初期プロジェクトの普及にインセンティブを与えるモデルの開発（政府の資本拠出による）
 - － 後継のクラスタが普及していく中で、利益の実現及び知識の共有

3) CO₂ 回収市場の開拓

- 初期のクラスタを選定する際には、Super Places を構築し、脱炭素化の波及効果を促進し、時間の経過とともにクラスタを超えて地理的な範囲を拡大することを目指していく。
- 民間投資のための市場開発を支援するための介入には、以下のようなものがある。
 - － 資金支援の配分のための透明性の高いプロセス
 - － リスク選好度に応じて複数の投資エントリーポイントを持つ新しい資産クラスの新設
 - － 長期的なインフレに連動した収益源であり、投資期間中に予測可能な収益プロファイルを提供すること
 - － 規制上の意思決定のアプローチに関する透明性の高いガイダンスを備えた安定した一貫した規制体制
 - － 需要拡大に対応した輸送&貯留ネットワークの拡大を可能にする仕組み

③ Section 3 : CO₂ 輸送・貯留の規制投資モデル

a. ビジネスモデル検討の前提

- CO₂ の輸送・貯留は CCUS 普及のための基本
- 新領域である CCUS セクタへ民間が参入するためには、初期段階において政府の介入が必要
- CO₂ 輸送・貯留インフラを整備する上では、予め将来的な CCUS セクタの規模拡大を想定することが必要
- CO₂ Transportation and Storage Regulatory Investment Model（TRI Model : CO₂ 輸送・貯留の規制投資モデル）を軸に検討する。

b. Transport and Storage Company（輸送&貯留事業）の想定

- 輸送&貯留ネットワークの開発、建設、ファイナンス、運用、メンテナンス、事業拡張、廃止を担う事業主体を想定し、以下の項目等を検討
 - － 収益モデル
 - － 輸送&貯留事業への経済規制体制（ERR : Economic Regulatory Regime）
 - － 投資家への影響大・発生確率低のリスクに対する政府保証パッケージ（GSP : Government Support Package）

輸送&貯留事業に提案された収益モデルは利用者負担モデルである。このモデルでは、輸送&貯留事業の収益源は、回収した CO₂ を輸送・貯留するために、輸送&貯留ネットワークを利用する事業者からの支払いで構成される。

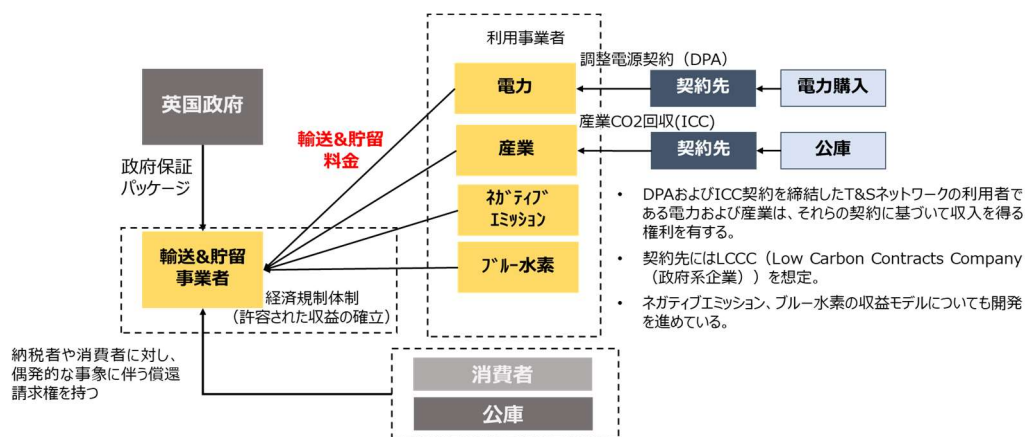


図 2.1.-4 CO₂ 輸送&貯留モデル ²⁸⁾

④ Section 4 : CCUS 付発電との調整電源契約

a. ビジネスモデル検討の前提

- 本セクションでのビジネスモデルは、CCUS 技術を火力発電所に適用した技術を対象としている。これには、燃焼前、燃焼後、酸素燃焼が含まれる。
- 英国における今後の主力電源は再生可能エネルギー。
- 一方で、再生可能エネルギーの間欠性を補完するための調整電源が必須。
- CCUS 火力発電は調整電源オプションの一つ。
- 政府は、CCUS 付発電の発電容量に応じた固定支払い (availability payment) と発電電力量に応じた変動支払いで構成される収益メカニズムの制定を検討。

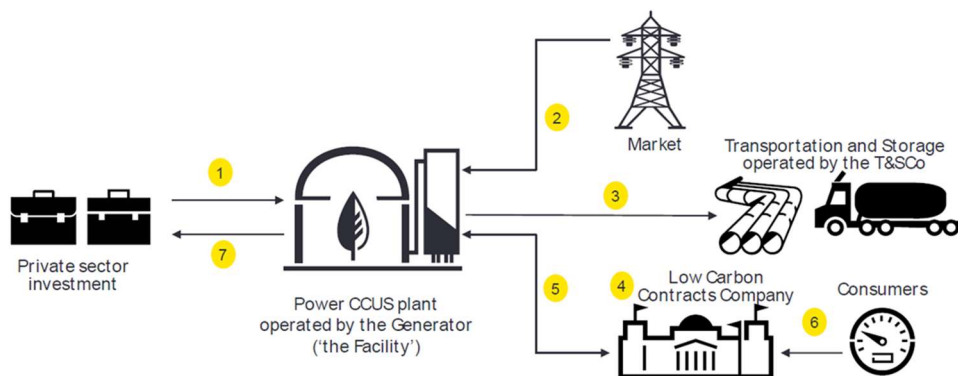


図 2.1.-5 CCUS 付発電との調整電源契約 ²⁸⁾

- ① 民間による CCUS への投資
- ② 調整電力、低炭素電力を卸市場、調整市場に提供し電力システム運用者にアンシラリーサービスを提供
- ③ CCUS 発電事業者は輸送&貯留事業者に輸送&貯留利用料金を支払う
- ④ 取引 (調整電源契約) 先は LCCC (政府系企業)
- ⑤ 調整電源契約により CCUS 発電事業者は固定支払い、変動支払いを受け取る
- ⑥ CCUS 発電事業者への対価は電気料金
- ⑦ 投資家へのリターン

⑤ Section 5：産業部門における CO₂ 回収

本セクションでは、次のようなインセンティブを与えることができるビジネスモデルを検討している。

- 英国で将来性のある既存の産業施設が、国際競争力を維持しながら CO₂ 回収に投資すること
- 英国の新しい産業施設への投資を行い、英国経済のレベルアップに貢献すること

a. ビジネスモデル検討の前提

- 産業部門の CO₂ 回収（ICC：Industrial Carbon Capture）は、産業部門の脱炭素化に重要
- ICC により、英国のエネルギー多消費産業が長期的な競争力確保の可能性を持つ
- ただし、現状では、産業部門に脱炭素化にかかるコストを製品価格に転嫁することは困難

初期段階における産業部門 CCUS のビジネスモデルを図 2.1.-5 に示す。

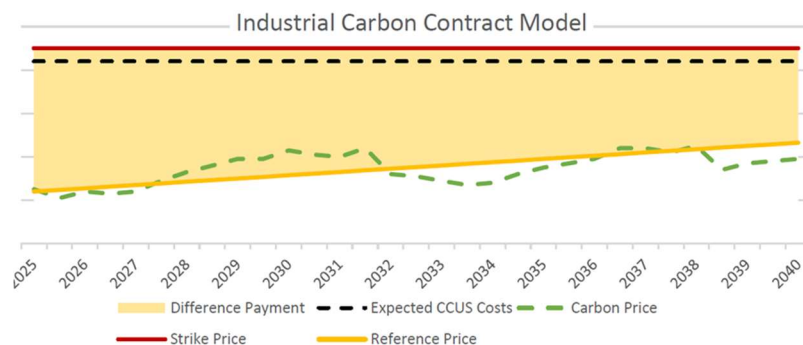


図 2.1.-5 初期段階における産業部門 CCUS のビジネスモデル(ICC Contract)²⁸⁾

初期プロジェクトについては、収益支援のため、産業部門での差金決済取引（CfD）と並行して政府が資本費用を共同出資する。また、ICC 契約の契約期間は全体で 15 年を想定（最初の 10 年（回収設備費、回収設備の運用費、輸送&貯留の利用料金）、後の 5 年（回収設備の運用費、輸送&貯留の利用料金））となっている。将来的な収益構造の見込みについては、産業部門における CO₂ 回収コストと CCS 事業リスクの低減により、民間が負担するコストが低下するため、電力市場における差額決済契約（CfD）と同様に市場主導によるストライク価格が設定されることを期待している。さらに、最終的には CO₂ の市場価格のみで維持される可能性があると予想している。

⑥ Section 6：水素ビジネスモデルの最新情報

- 本セクションでは、低炭素水素ビジネスモデルに関連した政策展開への政府の取り組みを紹介。
- これは、水素に関する章を含む前回の CCUS ビジネスモデルコンサルテーションと、2020 年 8 月に公表された低炭素水素製造ビジネスモデルに関する Frontier Economics レポートへの対応を基にしている。
- 本アップデートでは、CCUS 対応と電解水素製造技術の両方の開発を支援する意向、政策開発に関連する主な考慮事項、大規模水素製造のための 規制的支援

よりも契約的支援の方が現段階では望ましいということに言及している。

- 我々は、2021 年に望ましい水素ビジネスモデルについて協議する予定である。
- 2022 年の最終決定に向けて、2021 年第 2 四半期に「望ましい」水素ビジネスモデルを協議することを目指している。これと並行して、2021 年には、ビジネスモデルを支援するための収益メカニズムの詳細を提示する。

⑦ Section 7：次のステップ

2021 年中に以下のとおり、アップデートすることを計画している。

表 2.1.-10 英国 CCUS ビジネスモデル次のステップ²⁸⁾

No	CCUS policies	Indicative date
1	Cluster consultation	Q1/2 2021
2	Hydrogen Business Model consultation	Q2 2021
3	TRI Model update (including revenue model, ERR and GSP)	Q2 2021
4	DPA model update	Q2 2021
5	Industrial Carbon Capture business model update	Q2 2021
6	Supply chain update	Q2 2021
7	T&S decommissioning regime	Q3 2021
8	Biomass Strategy Position Paper	Q3 2021
9	CCUS Regulatory framework update	Q3 2021
10	T&S connection arrangements	Q3 2021

2.1.4. CCUS 関連政策に関するまとめ

米国および英国における CCUS 政策の枠組みの整理においては、① CCUS 普及のための間接的な政策、② CCUS 普及のための直接的な政策、③ CCUS プロジェクト許可のための政策、④ CCUS 技術を進展のための政策、それぞれを CCUS 導入に必要な枠組みとして設定し、CCUS への取り組みで先行する米国および英国を対象に整理した。米国における CCUS の普及政策は、エネルギーあるいは安全保障政策に立脚したものであること、英国では、経済成長や雇用確保を念頭に置きつつ、温暖化に関する目標達成を念頭においたものであることがそれぞれ特徴として考えられる。

米国：

- 現時点において、連邦レベルで CO₂ 排出に関する規制はない（※カリフォルニア州等の一部の州には CO₂ 排出規制がある）。
- CCS 導入政策としては 45Q の効果大きい。運用開始から 12 年間に亘り適用される等、事業の予見可能性を高めている。
- 米国では 1970 年代より CO₂-EOR が実施されており、EOR のための CO₂ の市場が既にある。このような背景に加え、45Q によって事業の予見可能性が高まることから、CCS の導入が進んでいる要因と考えられる。

英国：

- 2019年に気候変動法を改正し、2050年までに1990年比80%削減からネットゼロに大幅に目標を引き上げている。英国は法的強制力を以ってCO₂排出削減に取り組んでいる。
- 2008年にエネルギー法を制定。世界に先駆けCCSに関する法制度を構築（2013年のエネルギー法改正により、CfD等を導入）
- 気候変動法、エネルギー法等により、CO₂排出削減は進むもののCCSの導入には至っていない（現時点で、英国内においてCCSプロジェクトの実績なし）。
- 2050年ネットゼロを目指す上でCCSは必須。ハブ&クラスタでのCCUSを検討（英国CCUSビジネスモデル）。輸送&貯留ネットワークは、効率的かつコスト効果的なCCUSを可能にする。

2.2. 実施体制事例

CCS制度の枠組みである補助金等のインセンティブ施策や長期的責任の移行等を検討する上で、CCSの実施体制をどのようにするかは重要な要素となる。ここでは、CCS実施体制の参考事例として、現在、複数排出源からのCO₂回収および液化CO₂輸送船による輸送、海底下貯留の計画が進められているノルウェーのLongshipプロジェクトについて、整理を行った。

また、CO₂は常温常圧で気体であり、「廃棄物の処理及び清掃に関する法律」における「廃棄物」ではなく、また「大気汚染防止法」における「ばい煙」および「特定物質」にも該当しないが、公平なコスト負担のあり方や事業を進める上での官民の役割を整理するため、参考情報として、国内における廃棄物処理体制の中から、「ポリ塩化ビフェニル廃棄物の適正な処理の推進に関する特別措置法（PCB特措法）」、「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律（最終処分法）」における処分実施体制について概要を整理した。

2.2.1. Longship プロジェクト

ノルウェーの温室効果ガス（GHG）排出削減目標は、2030年までに1990年比で少なくとも50%削減、最大55%削減することである。さらに、政府の政治綱領に則した低排出戦略（2019）において、2050年のGHG排出量を1990年比で90～95%削減することを提案している²⁹⁾。

図2.2.-1にノルウェーのGHG排出量（CO₂換算）の推移を示す。近年は概ね5,000万トン程度で推移している。ノルウェーは水力発電による発電量が95%以上あり、上記のと通りのGHG削減目標を達成するためには、産業部門における低炭素化が必要となる。

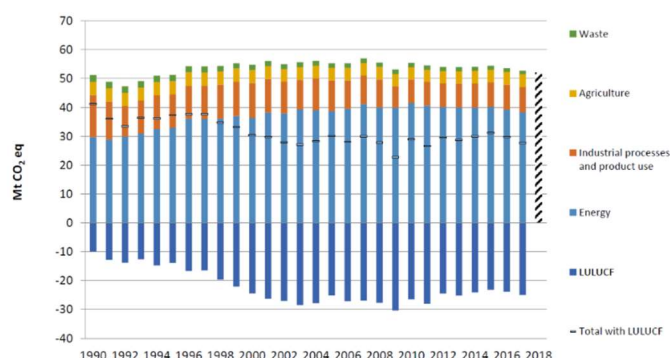


図 2.2.-1 ノルウェーの GHG 排出量の推移 ²⁹⁾

Longship プロジェクトは、産業部門からの CO₂ を回収、輸送、貯留するプロジェクトである。セメント工場（Norcem）、廃棄物焼却場（Fortum Oslo Varme）で回収された CO₂ がそれぞれの近くの港まで輸送されたのち、液化 CO₂ 船によって CO₂ 貯留サイト近くの陸上に設置された中間貯蔵施設サイトまで輸送され、同サイトから海域パイプライン（100km）により貯留層（海底下約 2,500m）に圧入される。

輸送と貯留を担う Northern Lights は Equinor、Shell、Total の 3 社による共同事業であり、CO₂ の船舶輸送以降が所掌となる。貯留サイトの概略検討および FEED（Front End Engineering Design）が、2017 年 6 月 30 日に Gassnova から Equinor（旧 Statoil）に発注されて Northern Lights プロジェクトは開始された。Longship プロジェクトの実施体制は、回収と輸送・貯留に区分される。回収および輸送・貯留に係る事業者の概要について以降に述べる。

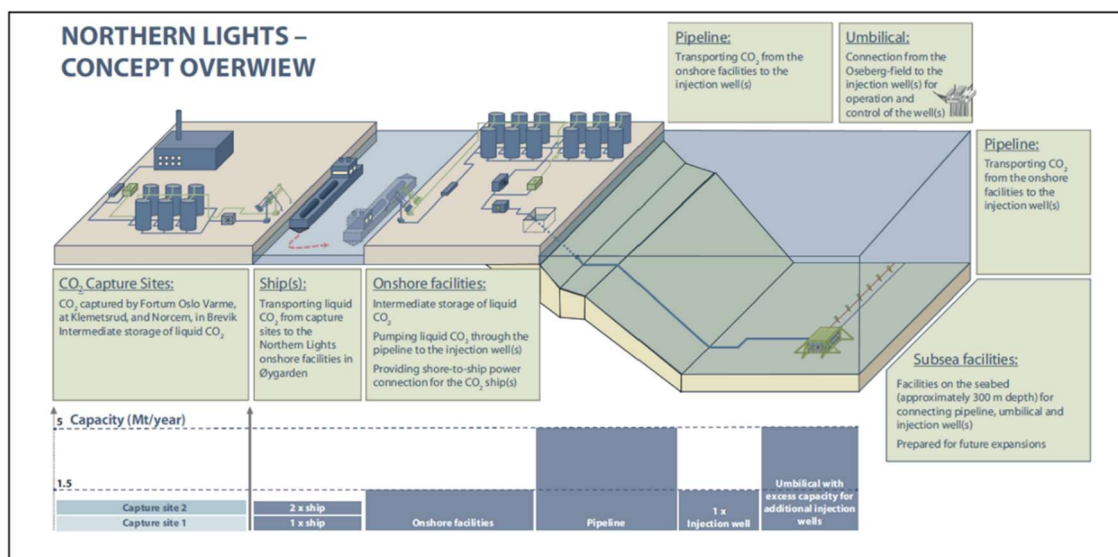


図 2.2.-2 Longship プロジェクト概要 ³⁰⁾

① 回収事業の実施体制

a. NORCEM（セメント工場）

HeidelbergCement Group の完全子会社で、1916 年から Brevik でセメントを生産している。ヨーロッパで最も近代的なセメント生産施設の 1 つである。Brevik のセメント工場からは約 90 万トンの CO₂ を排出している（2019 年）。

NORCEM は、年間約 40 万トンの CO₂ を回収する回収設備の設置と運営を行う予定であり、回収工程にはセメント工場からの廃熱を利用することを計画している。

CO₂ 回収技術の主契約者およびサプライヤーとしては、Aker Carbon Capture を選択している。CO₂ は回収された後、Grenland 港の一次貯蔵タンク（4 日分）に貯蔵される。

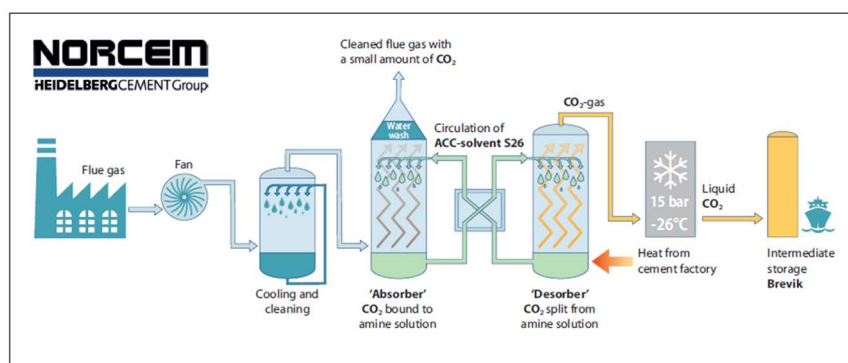


図 2.2.-3 回収設備（NORCEM）概要 ³⁰⁾

b. Fortum Oslo Varme（廃棄物焼却）

Fortum Oslo Varme は、フィンランドの電力会社の Fortum とオスロ市が 50%ずつ所有している。Klemetsrud 廃棄物焼却施設では、発電と地域暖房用の蒸気を供給しており、この施設で焼却される廃棄物の約半分は植物由来のものである。

Fortum Oslo Varme は、年間約 40 万トンの CO₂ を回収する回収設備の設置と運営を行う予定である。回収された CO₂ は液化され Klemetsrud 廃棄物焼却施設内にある液化 CO₂ 貯蔵タンクに一時的に貯蔵される。ここから Oslo 港にある一次貯蔵タンク（4 日分）への液化 CO₂ の輸送はトラックによる陸送となる。Fortum Oslo Varme は TechnipFMC を主契約者とし、CO₂ 回収技術のサプライヤーには Shell を選択している。

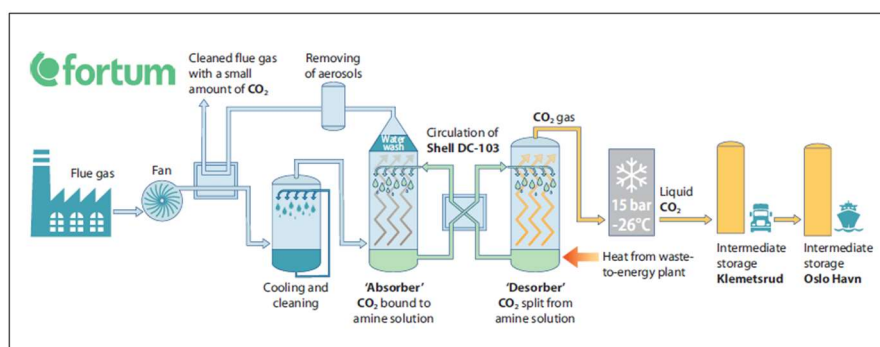


図 2.2.-4 回収設備（Fortum Oslo Varme）概要 ³⁰⁾

② 輸送・貯留事業の実施体制

c. Northern Lights（輸送・貯留）

Northern Lights は、Equinor、Shell、Total の共同事業である。貯留は Equinor が 2019 年 1 月に操業許可を得ている。水深 300m、海底下約 2,500m の帯水層である。各社の概要は次のとおりである。

- Equinor：ノルウェーに本社を置く北欧最大のエネルギー企業であり、2018 年 Statoil から改称。ノルウェー政府が 67%の株式を保有。

- Shell：オランダのハーグに本社を置くエネルギーおよび石油化学企業で構成されるグローバル企業。ヨーロッパ最大のエネルギー企業グループ。
- Total：石油・ガス・電気の生産&供給会社。フランスに本社を置く多国籍企業。



図 2.2.-5 輸送・貯留概要 ³⁰⁾

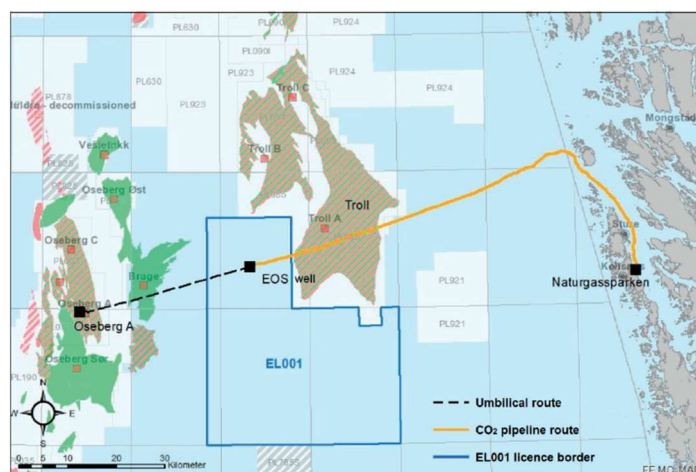


図 2.2.-6 貯留地点概要 ³⁰⁾

③ Longship Project の事業展望

前節で示すとおり、ノルウェーの GHG 排出量は CO₂ 換算で 5,000 万トン程度で推移している。一方、ノルウェー国内の貯留可能量は約 700 億トン ³¹⁾と評価されている。GHG 排出量と比較すると豊富な貯留可能量を有している。

表 2.2.-1 ノルウェーの貯留可能量³¹⁾

合計 72.35 Gt-CO ₂			
Aquifers		Field related	
45.35 Gt-CO ₂		27 Gt-CO ₂	
Basin/reservoir	Storage capacity		
	Total		
Utsira and Skade	15.8	Abandoned fields	3
Bryne/Sandnes southern parts	13.6	Fields in production 2030	4
Sognefjord Delta east	4.1	2050	6
Statfjordfm øst	3.6	Sognefjord delta including Troll	14
Gassum	2.9		
Bryne/Sandnes Farsund basin	2.3		
Johansen and Cook	1.8		
Fiskebank	1		
Hugin East	0.1		
Stord basin, Jura	0.1		
Stord basin, mounds	0.05		

ノルウェー政府は、この豊富な貯留可能量を先行して開発し、将来的には、他国（ノルウェー政府が直接出資していない第三者）がこれを利用することを望んでいる。また、Longship プロジェクトにおいて、液化 CO₂ 船による輸送・貯留の運用ノウハウを得ることで、CCS 市場を先導することを目指している。

図 2.2.-7 に示すとおり欧州では、幾つものプロジェクトが連携することで、CCS 市場の創出を目指している。

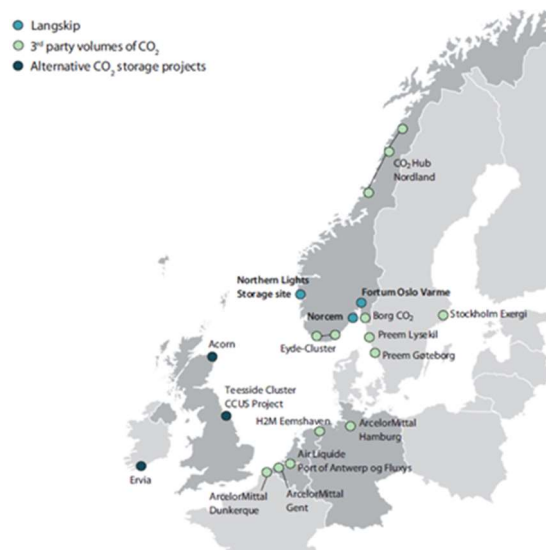


図 2.2.-7 Northern Lights プロジェクトと EU の共通利益プロジェクト(PCI)³⁰⁾

CCS のバリューチェーンを開発することを目的に 2019 年 9 月、Equinor は欧州にある 7 社との間で MoU (Memorandum of Understanding) を締結している。MoU は、Northern Lights プロジェクトへの輸送に関する協力を含んでいる。

MoU を締結している 7 社は次のとおり、① Air Liquide（産業ガス）、② Arcelor Mittal（鉄鋼）、③ Ervia（ガス・水道インフラ）、④ Fortum Oyj（熱・電力）、⑤ HeidelbergCement AG（セメント）、⑥ Preem（石油およびバイオ燃料）、⑦ Stockholm Exergi（暖房・冷房・電力）。以下に先に紹介している Fortum および HeidelbergCement を除いた 5 社の概要を述べる。

- Air Liquide は、ガス、技術、産業等の分野でヨーロッパをリードする企業。また、Air Liquide は、ベルギーで進められている CCUS プロジェクト「Antwerp@C」コンソーシアムの一員でもある。本プロジェクトの目標は、2030 年までに現在同地域で排出されている 1,800 万トンの CO₂ 排出量を半減させること。早ければ 2025 年に Northern Lights プロジェクトへ CO₂ を送り出す計画である。
- Arcelor Mittal は、ルクセンブルクに本社を置く世界最大の鉄鋼メーカー。2050 年までに全世界でカーボンニュートラルを目指している³²⁾。この MoU は、欧州産業の脱炭素化の成功に向けた重要なステップとし、物流の開発、商業モデルの検討、CCS の提唱等多くの協力が含まれている。
- Ervia は、アイルランドにおけるガスと水道のインフラ事業を担っている。Ervia は 2050 年までにネットゼロエミッションのガスネットワークを持つことを目指している。CCS はこの目標を達成するための重要な要素である。ネットゼロエミッションのガスネットワークにおける CCS の役割を評価するための実現可能性調査では、Kinsale Head ガス田での貯留可能性やノルウェーへの CO₂ 輸出（Northern Lights）を検討している。
- Preem はスウェーデン最大の燃料会社である。現在、Lysekil 製油所で、Aker Carbon Capture の技術を使った実証プロジェクト「Preem CCS」を実施している。このプロジェクトの一環として、Northern Lights への輸送を含む CCS のバリューチェーン全体の分析を実施している。
- Stockholm Exergi は、ストックホルム市が 50%、Fortum が 50%を所有し、ストックホルム地域へ暖房を供給している。スウェーデンのエネルギー当局からの資金提供を受けて、Värtaverket でバイオ燃料を燃料とするコージェネレーションから CO₂ を分離する技術の実証試験を実施している。

④ 資金支援策

Longship プロジェクトの総費用は 251 億 NOK（設備費：171 億 NOK、10 年間の運営費：80 億 NOK）である。このうち、ノルウェー政府からの補助は 168 億 NOK となっている。現状では、産業部門からの CCS は十分なインセンティブがないため、ノルウェー政府が多くの補助金で支援している。

ノルウェー政府は、Longship プロジェクトを実施することにより、先行して CO₂ 貯留インフラを開発することで、他国がこれを利用することを望んでいる。また、ノルウェー政府は、CCS が効率的で競争力のある気候政策手段となり、CCS 市場を創出するためには、Longship に続くプロジェクトが欧州や世界各地で導入されることが必要であると考えている。

表 2.2.-2 資金支援の概要 ³⁰⁾

Bill. 2021 NOK with exchange rates at 2 June 2020	Expected costs (P50)		Parliament's cost frame (P85)	
	Total QA2 ¹	Industry/ other sources	State aid	State aid
Northern Lights	14.2	3.8	10.4	
Norcem	4.5	0.7	3.8	
Fortum Oslo Varme	6.4	3.8 ²	2.6 ³	
Total	25.1	8.3	16.8	Investments: 13.1 Operation: 6.1

¹ Construction and ten years' operation.

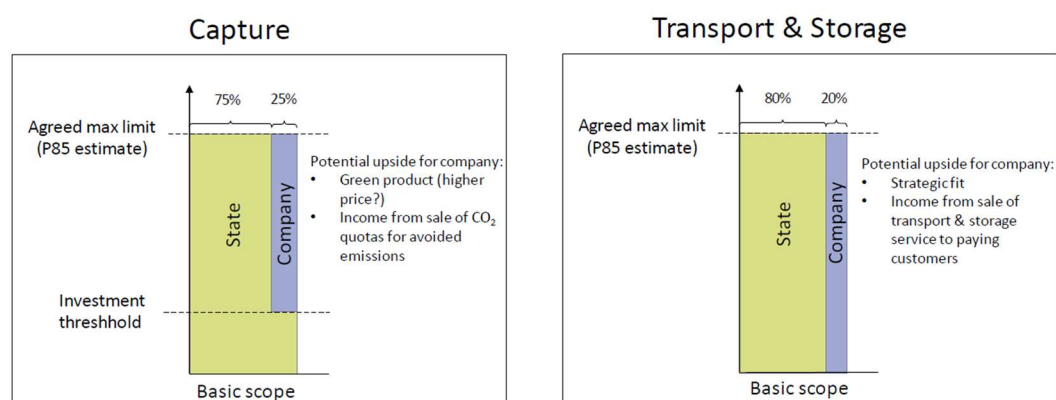
² Based on the external quality assessors' estimate excluding the Government's recommendation

³ Based on the external quality assessors' estimate excluding the Government's recommendation

図 2.2.-8 は、回収および輸送・貯留それぞれのノルウェー政府の負担割合を示す。

回収は、投資の閾値まではノルウェー政府が 100%補助し、それを超える部分については、ノルウェー政府 75%、事業者 25%の負担割合となっている。輸送・貯留では、ノルウェー政府の負担割合は 80%、事業者は 20%で固定されている。

運営費についても設備費と同じような仕組みとなっている。



- Similar sharing mechanism for OPEX (state support for 10 years of operation)

図 2.2.-8 設備費の負担割合 ³³⁾

⑤ Longship プロジェクト実施体制の整理

ノルウェーの Longship プロジェクトの実施体制に関して、表 2.2.-3 のように整理した。

表 2.2.-3 Longship プロジェクト実施体制の整理

		Longshipプロジェクト (ノルウェーCCSプロジェクト)
背景		①ノルウェーCO ₂ 削減目標 ②産業界のCO ₂ 削減（ロードマップ） ③CCS事業の創出 ④北海貯留地点、油ガス田設備の有効利用 ⇒CCSフルチェーン実証。将来のCCS事業展開。
官民の 役割	国	・事業計画等の精査 ・プロジェクト費用負担（全体の約70%） ・操業の許可（国内法に基づく許認可）
	民間	・事業計画等の策定 ・回収：設備の設置、運用 ・輸送&貯留：設備の設置、運用
処分実施		全て民間（輸送&貯留は3社の共同事業）
資金・費用		ノルウェー政府：168億NOK EUインフラ基金、イノベーション基金等。 現状収益メカニズムなし。将来のCO ₂ 排出源拡大による輸送&貯留の処理費用を見込む
事業規模		251億NOK（10年間の運用含む） ※設備費171億NOK、運用費80億NOK

2.2.2. 国内廃棄物処理における実施体制

前述のとおり、CO₂は常温常圧で気体であり、「廃棄物の処理及び清掃に関する法律」における「廃棄物」ではなく、また「大気汚染防止法」における「ばい煙」および「特定物質」にも該当しないが、公平なコスト負担のあり方や事業を進める上での官民の役割を整理するため、参考情報として、以下のとおり処分実施体制について、概要を整理した。

① 「ポリ塩化ビフェニル廃棄物の適正な処理の推進に関する特別措置法」の処分体制

ポリ塩化ビフェニル（PCB）廃棄物の処理については、民間主導による PCB 処理施設設置の動きが幾度かあったが、施設の設置に関し住民の理解が得られなかったこと等から、ほぼ 30 年の長期にわたりほとんど処理が行われず、結果として保管が続いた。保管の長期化により、紛失や漏洩による環境汚染の進行が懸念されたことから、それらの確実かつ適正な処理を推進するため、「ポリ塩化ビフェニル廃棄物の適正な処理の推進に関する特別措置法」（PCB 特別措置法）制定された。この法律により、国が中心となって PCB 廃棄物の処理が進められることとなった。³⁴⁾

PCB 廃棄物の処分実施主体は、中間貯蔵・環境安全事業株式会社（JESCO（国策会社））である。全国の各拠点にある高濃度 PCB 廃棄物処理施設の設備費は国が出資している。処理費については保管事業者が各々支払っている。また中小企業の支援のために PCB 廃棄物処理基金を造成し、資金管理は、環境再生保全機構が担う。JESCO を活用した処理体制および中小企業ための基金等、全国的な処理体制は図 2.2.-10 に示すとおりである。

③ 国内廃棄物処理における実施体制の整理

「ポリ塩化ビフェニル廃棄物の適正な処理の推進に関する特別措置法」の処分体制、「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」の処分体制の実施体制に関して、表 2.2.-4 のように整理した。

いずれも廃棄物処理が目的である。ただし、処分実施主体は国および民間で異なるが、官民の役割としては、国が処分に関する基本計画の策定や処分状況の管理、許認可・監督等の共通点がある。民間はいずれも処分の履行（処理費の負担）といった点が共通点である。

また、処理費の透明性、公平性を確保するため資金管理を独立している別組織としている点も共通点である。

表 2.2.-4 国内廃棄物処理における実施体制の整理

		PCB廃棄物処理 (JESCO・環境再生保全機構)	特定放射性廃棄物の最終処分 (NUMO・原環センター)
背景		①公害問題 ②民間主導での処理断念の経緯 ③PoPs条約（加盟国の処分努力義務） ⇒国の責任で処分、処理費は保管事業者負担 (特措法、国策会社、無利益、設備補助)	①発生者責任の原則 ②安全性の確保 ③他の原子力利用国においても実施主体を設立 ⇒国による監督と安全規制の下、民間実施 (国は立法措置などによる制度と体制の整備)
官民の 役割	国	・PCB廃棄物処理体制の整備 ・国策会社の設立（全額出資）、整備費等 ・処理基本計画の策定 ・代執行	・基本方針の策定、最終処分計画の策定 ・拠出金単価の決定 ・不測の事態への対応、解散の歯止め ・資金管理団体の指定・監督
	民間	・確実かつ適正な処理、国への協力 ・製造事業者は基金への出金等の協力	・処分地の選定 ・最終処分の実施 ・拠出金の納付／徴収
処分実施		JESCO（国の出資。環境省） ・輸送（収集運搬）は都道府県等から許可を得た会社	NUMO（民間の発意により設立。経済産業大臣が認可・監督）
資金・費用		現状で受益者なし 設備費は国、処理費（収集運搬含む）は保管事業者 ※中小企業へは補助制度あり。	受益者負担の考え方 ⇒拠出金（電気料金の一部が拠出金の原資）
資金管理		（独）環境再生保全機構 ①積立金の管理 ②中小企業への補助、代執行の費用	（公財）原子力環境整備促進資金管理センター ①資金の安定管理・透明性 ②適切な支出の担保（経済産業大臣の承認）
事業規模		約9,300億円（内約7千億円は処理費用）	約4兆円

2.3. CCS 導入のための立法の必要性¹

2.3.1. CO₂ の地下貯留事業に関する立法の必要性

本件検討会において、CCS 事業の一つである CO₂ の地下への圧入及び貯留（以下「CO₂ 地下貯留事業」という。）については、少なくとも以下の点に関する立法的手当てが必要であることが指摘された。

（１）地中の利用のための立法的手当て

CO₂ 地下貯留事業。は、CO₂ を地中に圧入し、貯留する行為である。そのため、地下に圧入された CO₂ が不特定多数の他人の土地の地下に流入する可能性があるところ、それら不特定多数の土地の所有者から利用権を取得しなければならないとすると、CO₂ 地下貯留事業が事実上不可能になってしまう虞がある。よって、圧入された CO₂ が他人の土地に流入することを許容する立法的手当てが、まず必要である。同様な場合が生じる可能性がある石油や天然ガスの開発に関しては、鉱業法によって地下の利用権が制定されている。

（２）海底下貯留のための立法的手当て

海（海面の上空、海面、海水部分、海底下を含む。以下同じ）は、民法上の「土地」に該当しないので、立法による区画設定などの措置がない限り、私法上の所有権の客体とならず、国の公法的管理に服する。よって、海底下貯留の可否は、海を公法的管理する国が、これを許すか否かの問題になる。

国の許可の在り方については、大きく分けて、一定の要件を満たした場合に許可を与える「積極的許可」と、一定の事由に該当しない限り禁止しない「消極的許可」に分けられる。

「消極的許可」のほうで、一定の事由に該当しない限り海底下貯留は禁止されず、自由に行うことができる点で、海底下貯留の参入が容易になる。

ただし、作業従事者の保安、公害の防止の観点から、CO₂ 地下貯留事業の事業者に一定の技術的要件及び経済的要件等が求められ、それらの要件を満たさなければ CO₂ 地下貯留事業を遂行できなという取扱いになった場合には、結果として、国の許可の在り方としては、陸域地下貯留及び海底下貯留の双方で「積極的許可」の形態になると解される。

なお、海は民法上の「土地」ではなく、私人の所有権は存在しないことから、海底下貯留については、上記（１）で述べたような他人の土地の利用や他人の土地の地下への CO₂ の流入の問題は生じない。

（３）海洋汚染防止法との関連

海洋汚染防止法第 3 条第 7 の 2 号は「海底下廃棄」を「物を海底の下に廃棄すること（貯蔵することを含む。）をいう。」と定義している。この括弧書きの「貯蔵」に該当

¹西村あさひ法律事務所 紺野弁護士（本調査事業検討会委員）の原稿を基に RITE にて編集

するため、CO₂の海底下貯留は海洋汚染防止法の適用対象となる。しかし、海洋汚染防止法制定当時から現在までにおいて、CO₂地下貯留の国家的位置付けは変化している。海洋汚染防止法は、海洋汚染や海上災害の防止を目的とする法律であり、温暖化対策としてのCCS導入を考慮して制定されたものではない。

また、CO₂地下貯留事業の作業に係る公害の防止の観点から、事業者がCO₂地下貯留事業を遂行するために一定の技術的要件及び経済的要件等の充足が求められ、それらの要件を満たさなければCO₂地下貯留事業を遂行できなという取扱いが導入されたならば、当該取扱いの中で海洋汚染の防止の要請を図れば足り、重複する形で海洋汚染防止法を適用する必要性はなくなると考えられる。

したがって、例えば、CO₂地下貯留事業の作業に係る公害防止のための要件を満たしてCO₂地下貯留事業を実施することについて許可を得た事業者による海底下貯留については、海洋汚染防止法の適用から除外されるような仕組み（立法的手当）の検討が必要となる。

（４）長期的責任の移管に関する立法的手当

CCS事業における長期的責任とは、貯留サイトに係る法的責任（例えば、環境影響、人間の健康、第三者の財産権、等へ影響を与えることによって生ずる民法上の責任）、貯留サイトの改善や修復に係るコストを負担する責任、大気中へのCO₂漏洩を低減するための責任等を意味している。民間事業者がCCS事業を実施する場合、この長期的責任に関して、国との何らかの取り決めが無ければ、事業への責任負担の範囲について見通しが立てられず、CCS導入の障壁となる。例えば、EU-CCS指令では、貯留サイトの閉鎖後に次の条件が満足された場合に、CCS事業者から各国それぞれの管轄当局へ長期的な責任が移管される。

- ・ 貯留したCO₂が完全および恒久的に貯留層に封入されることの確認
- ・ 貯留サイト閉鎖後から一定期間の経過（目安20年）
- ・ 責任移管後の管轄当局の義務に対する財政拠出が可能

また、責任移管後に発生する管轄当局の義務は、①モニタリング、②漏洩等の重大異常に対する修復措置、③排出枠割当ての放棄、④環境損害の防止および回復、とされており、移管はCCS指令に基づく責任の範囲に限定されている³⁹⁾。

さらに、長期的責任に係るコスト負担の面からも長期的責任を移管する制度が必要である。民間事業者にとって、長期的責任に関するコストが賄われる目途が立たない限り、民間事業者が長期的責任を負担する仕組みは成立しない。よって、そのような目途が立つまでは、CCS事業において地下に貯留したCO₂を長期的に管理し、モニタリングする事業を国又は公的機関に移管する制度が必要である。

なお、このような国又は公的機関への長期的責任の移管は、結局は、長期的責任にかかるコストを日本国民が負担することを意味する。かかる日本国民の負担を軽減する上では、CCUSを前提とした収益構造や英国等で検討されているように隣国からCO₂を受け入れることで収入を得る仕組みなども検討に値する。

（５）地下に貯留されたCO₂のモニタリングについての立法的手当

気候変動枠組条約に基づき日本政府が条約事務局に提出する温室効果ガスインベントリにおいて、圧入貯留された CO₂ の漏洩があるとその量を報告することが必要になる。

したがって、CO₂ 地下貯留に関しては、圧入貯留された CO₂ の漏洩の有無・量をモニタリングする必要がある。また、貯留サイトの安全性や健全性を担保するためにモニタリングが必要である。

これらのことから、適正な監視期間の設定やモニタリング方法など、モニタリングのルールを立法的に手当てする必要がある。

（６）CO₂ 地下貯留事業の作業に係る公害防止のための立法的手当て

CO₂ 地下貯留事業においては、試掘井、圧入井及び観測井の掘削、CO₂ の圧入、井戸の閉塞、CO₂ のモニタリング等の作業が実施される。これらの作業に伴って発生する排気、粉じん、捨石、排水などを防止するために必要な措置を事業者が講じ、CO₂ 地下貯留事業による公害を防止するための立法が必要である。

CO₂ 地下貯留事業には鉱業法と鉱山保安法の適用がないため、鉱山保安法が定める鉱害（鉱業による公害）の定めは CO₂ 地下貯留事業には適用がない。

なお、CO₂ 自体は高濃度ではない限り有害物質ではない。したがって、公害防止のための立法的手当てが必要であるとしても、それは CO₂ 自体が有害であることを理由とするものではないことを明確にした上で検討を進めることが、無用の誤解を避け、CCS 事業に対する社会受容性確保の観点から重要と考える。

（７）CO₂ 地下貯留事業の作業に係る作業従事者の保安のための立法的手当て

CO₂-EOR や CO₂-EGR であれば、鉱物である石油天然ガスの掘採に付属する業務に該当して鉱業法と鉱山保安法の適用があり、作業従事者の保安についての法規が存在することになる。しかし、純粋な CO₂ 地下貯留事業は、石油天然ガスの掘採という側面がないので鉱業法と鉱山保安法の適用がない。

なお、CO₂ 自体は高濃度ではない限り有害物質ではない。したがって、従事者の保安のための立法的手当てが必要であるとしても、それは CO₂ 自体が有害であることを理由とするものではないことを明確にした上で検討を進めることが、無用の誤解を避け、CCS 事業に対する社会受容性確保の観点から重要と考える。

2.3.2. CO₂ の地下貯留事業に関する立法の方法（鉱業法の改正か、新法の制定か）

CO₂ 地下貯留事業は、井戸を掘削し、CO₂ を圧入するという側面において、CO₂-EOR や CO₂-EGR における石油天然ガスの掘採と同様の側面を有することから、鉱業法及び鉱山保安法が定めるこれらの作業の従事者の保安や公害の防止に関する規定等は、CO₂ 地下貯留事業においても応用できるところが少なからず存在すると考えられる。

他方、「鉱物資源の合理的な開発」（鉱業法第 1 条）を目的とする鉱業法と、気候変動枠組条約上の CO₂ 排出量の削減を目的とする CO₂ 地下貯留事業は、法の目的が異なる。CO₂ 地下圧入権、CO₂ 地下貯留権などの基本的な権利に相当する仕組みも鉱業法にはな

い。CO₂ 地下圧入権に付属するものとして、圧入された CO₂ が他人の土地に流入することを許容する定めも鉱業法にない。

前述のように、地下に貯留した CO₂ を長期的に管理し、モニタリングする事業は国又は公的機関に移管されることが必要と解されるところ、そのような仕組みも鉱業法にない。

以上のとおり、CO₂ の地下貯留事業に対する立法的手当てが必要だとして、それを鉱業法及び鉱山保安法の改正で行うのがよいのか、新法の制定で行うのがよいのかについては、一長一短があることが本検討会で確認された。

2.4. CCS 導入に必要な枠組み・事業環境整備（案）

1.3.節で整理した海外 CCS プロジェクト事例の中止要因から、CCS 導入に必要な事業環境整備の枠組み（案）として、表 2.4.-1 右欄に記す、①CCS の意義・許認可、②CCS 事業の見通し、③CCS 事業の前提、を抽出した。

まず、それぞれの枠組み（案）の必要性を述べた後、3つの枠組みに関する事業環境整備（案）について、海外事例等も参考として検討した。

表 2.4.-1 CCS 導入のための事業環境整備の枠組み(案)

中止要因	概要	事業環境整備の枠組み(案)
①政策の不透明性	CCS はリードタイムおよび運用期間が長いために、実施判断においては公的支援や規制動向の長期的な見通しがなければ CCS の導入は困難である。	① CCS の意義・許認可 ② CCS 事業の見通し ③ CCS 事業の前提
②法制度	CCS は、回収、輸送、貯留と関連する要素が広く、それぞれに対応すべき法規的な事項也多岐にわたる。CCS に係る法制度が未整備のままだと、土地利用の権利や法的責任等が不明確となり、回収、輸送、貯留それぞれの事業者は CCS 導入の見通しが困難となる。また、住民理解(社会受容性)が進まない可能性もある。	
③事業収益(事業見通し)	CCS は投資規模が大きく、運用期間も長期である。特に温暖化対策のための CCS はビジネスモデルが確立されておらず、投資回収できないリスクがある。	
④資金調達	CCS を導入することによって生じる追加コストを考慮した上でも、収益を確保できる事業見通しが立たなければ、CCS の導入は困難である。	
⑤社会受容性	CCS に対し、国民が温暖化対策のための合理的な技術としての認知が低いままであれば、CCS プロジェクトへの補助金等の公的資金あるいは社会実装そのものに否定的になる可能性がある。	
⑥貯留性能	貯留可能量や貯留の安全性等に係る貯留性能が、CCS プロジェクト実施判断の前提となる。	

① CCS の意義・許認可

a. 本枠組みの必要性

- CCS はリードタイムおよび運用期間が長く、最終投資決定の段階において、公的支援や規制動向の長期的な見通しが立たなければ CCS 実施の判断ができない。そのため、CCS 実施の意義に関する枠組みが必要になる。例えば、政策における明確な位置づけ、CCS 導入時期・CCS コスト目標の目安等を示すロードマップの検討等が必要になる。
- 温暖化対策を目的とした CCS を安全かつ円滑に実施するためには、CCS のライフサイクルに対応した包括的な法制度が必要になる。これらの法制度が未整備のままだと、探査等のための土地利用や実施の妥当性、貯留した CO₂ の法的責任(長期的責任の移管)等が不明確となり、CCS 導入の見通しが困難になる。

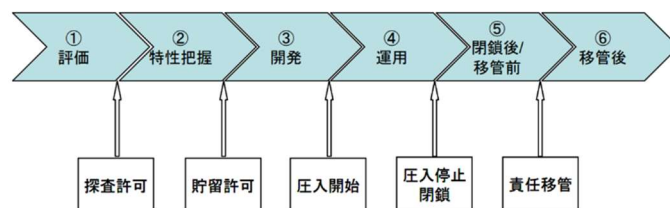


図 2.4.-1 CCS プロジェクト期間のフェーズ分類とマイルストーン ³⁹⁾

b. 本枠組みに関する事業環境整備（案）

i) 海外事例

CCS に関する包括的な法制度に関する検討のため、表 2.4.-2 のとおり海外事例の概要を整理した。

表 2.4.-2 CCS に関する包括的な法制度 ³⁹⁾

	主な法制度（概要）
英国	エネルギー法2008（Energy Act 2008） 英国沖合200海里までにおいて英国がCO₂を海底貯留する権利の主張。海底下CO₂貯留の許可、許可条件に関する規則の策定、坑井を閉鎖規定、許可の失効等についての規定、貯留に関する法的責任の将来的な国への移管等。
EU	EU-CCS指令 CCS指令は、CO₂貯留サイトの探査および貯留に関する許可手続き等を規定したもので、安全かつ環境に健全な貯留を行うことを目的としている。この指令は、貯留サイトの選定、事前探査許可、貯留許可、閉鎖と閉鎖後の義務、法的責任の移管、等で構成されている。
豪州	海域石油（温室効果ガス貯留）改正（GGS法） CO₂海底下貯留層への輸送、圧入、貯留に正当性を与えるための権利システム及び石油産業との調整が可能な権利システムの構築を目的として、石油開発関連の法律を改定したもの。CO₂圧入及び貯留に関する探査許可取得、保有リース取得、圧入許可取得、等に関する規定が示されている。
アルバータ州	CCS規則改正法（Carbon Capture and Storage Statutes Amendment Act, 2010） 既存の石油・ガスの枠組みを改正し、CCSの商業化を阻む障壁をなくすため、CCSに係る法規制を一括して改正。

ii) 事業環境整備（案）

「CCS 実施の意義・許認可」に関する事業環境整備（案）としては、「意義」と「許認可」を包含して、(1) CCS に関する包括的な法制度に関する検討が必要と考えられる。

(1) CCS に関する包括的な法制度の検討

- 温暖化対策として CCS を行うためには、温暖化対策を目的とした CCS を安全かつ円滑に実施することを担保する CCS に関する包括的な法制度の検討が必要。
- 包括的な法制度の検討においては、温暖化対策としての CCS の位置づけを明確にし、苫小牧実証試験等の国内外でのこれまでの実証試験の経験を踏まえた議論・検討が必要。

② CCS 事業の見通し

a. 本枠組みの必要性

- 温暖化対策としての CCS は、現時点では有効な収益構造がないため、民間事業者が CCS を導入するには CCS に伴う追加コストを考慮しても収益が得られる収益構造（ビジネスモデル）、資金調達の枠組みが必要になる。
- 事業の見通しを得るためには、CCS の実施体制および事業責任の範囲についても明確化にする必要がある。加えて、事業期間を明確にするためには長期的責任の移管の検討も必要になる。
- 実施体制の検討については、分離回収、輸送・貯留、それぞれライフサイクルを考慮した検討が必要になる。（例、Longship プロジェクト、英国ビジネスモデルでは、回収／輸送・貯留事業で区分）



図 2.4.-2 CCS のライフサイクル
(GCCSI 資料⁴⁰⁾を基に RITE にて加筆)

b. 本枠組みに関する事業環境整備（案）

i) 海外事例

収益構造（ビジネスモデル）、資金調達の枠組み、実施体制、長期的責任の移管に関する検討のため、表 2.4.-3～表 2.4.-5 のとおり海外事例の概要を整理した。

表 2.4.-3 収益構造（ビジネスモデル）、資金調達の枠組み

	CAPEX支援	OPEX支援	ビジネスモデル	排出規制など
米国	・ 政府借入保証	・ 45Q（12年間）	・ EORがベース。1970年代からEORを実施し、既に北米に4,500マイル（約7,200km）のCO₂パイプライン網がある。45Qが更に新規プロジェクトの導入を促進している。 ・ 2025年以降の新たな圧入のための貯留サイトの開発（Carbon SAFEプロジェクト）を進めている。	・ 新設火力排出規制 ・ 州による排出規制
カナダ	・ 基金（補助金）	・ 基金（補助金） ・ 排出権取引	・ 資源開発に伴うCCS（EOR）。CO₂幹線パイプラインを起点にネットワーク化の拡大を進める。 ・ 帯水層貯留のQuestプロジェクトはCO₂削減量の2倍のクレジット付与がインセンティブとなっている。	・ 炭素税 ・ 火力排出規制 ・ 州による排出規制
英国	・ 基金（補助金）	・ 基金（補助金） ・ 排出権取引 ・ 電力市場：CfD	・ CCUSクラスター。回収と輸送・貯留を区分することで、回収事業者のCCUS参入の障壁を下げている。 ・ 輸送・貯留は利用料収入、電力と産業についても差額を補償する収益構造を検討。 ・ 将来はETSによる運用、国外のCO₂受入れを検討。	・ 炭素税 ・ UK-ETS
ノルウェー	Longship PJ ・ 基金（補助金）	Longship PJ ・ 補助金（10年）	・ 運用中のスライプナー／スノービットは一貫体制。天然ガス生産に伴うCCS。天然ガス販売が収益。 ・ 新たに、産業部門の低炭素のためCCUSネットワーク（船舶輸送）を検討。 ・ 将来はETSによる運用、国外のCO₂受入れを検討。	・ 炭素税 ・ EU-ETS

海外プロジェクトにおける収益構造（ビジネスモデル）の概要は以下のとおりである。

- 米国：EORでの収益確保が基本となっている。既に北米を中心に7,200 km程度のCO₂パイプライン網がある。さらに45Qが新規プロジェクトの導入を促進している。
- カナダ：米国同様にEORでの収益確保が基本となっている。ACTLプロジェクトでは幹線パイプラインによる拡大を計画している。
- 英国：CCUSクラスターによる検討。回収／輸送・貯留を区分することで、回収事業者の参入障壁を下げている。輸送・貯留については利用料の収入、電力・産業については差額を補償するような収益構造を検討している。将来は国外のCO₂受入れを検討している。

- ノルウェー：Longship プロジェクトは、産業部門の低炭素化のための CCUS ネットワークで、船舶輸送を検討している。将来は国外の CO₂ の受入れを検討している。

表 2.4.-4 海外プロジェクト実施体制

主なプロジェクト	実施体制			排出源と貯留地点	備考
Sleipner・Snøhvit（ノルウェー）、Gorgon（豪州）、Illinois Industrial（米国）、Quest（カナダ）	一貫体制			1 対 1	商用運転中のCCSプロジェクトの内、帯水層貯留のプロジェクトは全て一貫体制。拡大計画なし
Boundary Dam（カナダ）	回収・輸送		貯留	1 対 2ヶ所	拡大計画なし
ACTL（カナダ）	回収	輸送	貯留	2ヶ所 対 1ヶ所	拡大計画あり
Longship（ノルウェー）	回収		輸送・貯留	2ヶ所 対 1ヶ所	拡大計画あり

表 2.4.-5 長期的責任の移管

	関連法規	責任移管の主な条件	移管までの期間
米国・カナダ	ルイジアナ州、テキサス州、アルバータ州等で規定 ※連邦法では閉鎖後の長期的責任の免除や責任移管に関して定められていない。	- 貯留層の健全性と貯留CO₂の安定性の確認 - 貯留終了から一定期間の時間経過 - 閉鎖後管理のための資金拠出 ※各州によって異なる	貯留停止から最低15年の経過（モンタナ州）
EU	EU-CCS指令 （加盟国で関連法規を整備）	- CO₂の完全・恒久的な貯留層への封入 “最低期間”の経過（目安20年） - 責任移管後の主管当局の義務履行に対する資金拠出	最低20年 （加盟国によっては30年）
豪州	連邦：海域石油（温室効果ガス貯留）改正（GGS法） ※海岸より3海里以遠（5,556m以遠） 各州：陸域・沿岸貯留は州政府が管轄（ビクトリア州、南オーストラリア州等）	【GGS法に基づく責任】 - サイト閉鎖認証の申請・取得（最長5年） 【GGS法以外の連邦法に基づく責任】 - サイト閉鎖認証から最低15年経過 - 貯留CO₂の正常な挙動、重大リスクの不存在	最長5年 （GGS法に基づく責任） 最低15年 （GGS法以外の連邦法に基づく責任）

ii) 事業環境整備（案）

「CCS 事業の見通し」に関する事業環境整備（案）としては、(1) 国内における CCS ビジネスモデル、(2) 将来の CCS 市場創出、それぞれの観点から検討することが必要と考えられる。

(1) 国内における CCS ビジネスモデルの検討

- CCS は既存設備を残しつつ、産業部門の低炭素化、低炭素電源、ネガティブエミッション（BECCS）を可能とする。
- 国内では、北米のような大規模な EOR 市場は望めないため CCS に費やすエネルギーの低減と設備利用率の向上によるコスト低減を目指した CCUS クラスタでのビジネスモデルの検討が必要と考える。

(2) 将来の CCS 市場創出の検討

- CCS ビジネスモデルの検討と平行して、将来の CCS 市場創出^{注)}の検討が必要。市場を創出することで CCS は継続的な事業となる。
- 排出源：CO₂ を減らすことに価値を生み出す制度の検討。例えば、非化石電源、グリーン調達制度、クレジットなど。
- 貯留地点：利用促進に係る制度の検討。例えば、米国の 45Q のような制度。
- また、先行して CCS を導入する事業者やネガティブ・エミッション（BECCS や DACCS）を優遇する制度の検討も必要。

注) ただし、CCS コストが十分に下がらなければこれらの市場は成立せず、国際競争力を低下させるとともに最終消費者の負担が増すだけである。そのため CCS に関する革新的な技術開発の促進(コスト低減)が必要となる。

③ CCS 事業の前提

a. 本枠組みの必要性

- 欧州における CCS プロジェクトの中止事例のように、国民が CCS に対し、温暖化対策のための合理的な技術としての認知が低いままであれば、CCS への公的支援(補助金等)あるいは社会実装そのものに否定的になる可能性がある。そのため、社会受容性の向上に関する枠組みが必要になる。
- 豪州プロジェクトの中止事例に見られるように、貯留可能量等の貯留性能に係る不確実性は、CCS 導入実施判断の前提となる。貯留適地の探査・評価等に関する枠組みが必要になる。

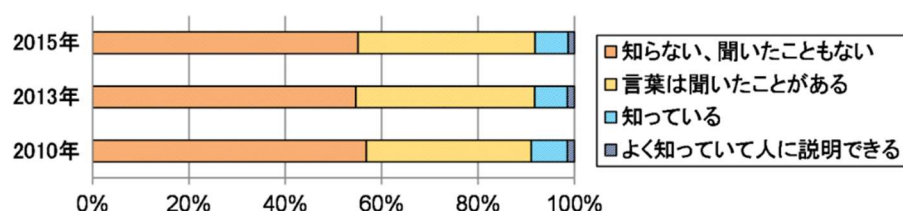


図 2.4.-3 CCS に対する認知度の推移(回答者の自己評価) ⁴¹⁾

b. 本枠組みに関する事業環境整備(案)

i) 海外事例

貯留地点探査のデータ整備状況に関する海外事例に関しての概要を表 2.4.-6 に示す。各国とも政府の支援を受け、公的機関(NETL、地質調査所等)が中心となってデータを整備し公開している。

表 2.4.-6 各国の貯留地点探査のデータ整備状況

	米国	英国	豪州
資金提供	USDOE	DECC Energy Technology Institute	Department of Resources and Tourism
データ整備と公開	NETL	British Geological Survey (BGS), The Crown Estate	Geoscience Australia

ii) 事業環境整備(案)

「CCS 事業の前提」に関する事業環境整備(案)としては、(1) 社会受容性向上、(2) 貯留適地、それぞれのから検討することが必要と考えられる。

(1) 社会受容性向上

- CCS に関する社会的受容性の向上が重要。

- CCS に関するリスク情報の理解と対処の向上には、伝えたい情報、伝えるべき情報のみだと興味を持ってもらえない。相手の視点、相手が知りたい情報、役に立つ情報も盛り込まないと、定着しないで短期情報として忘れ去られてしまう⁴¹⁾。
- 今後、CCS の理解向上のためには、情報の受け手が知るべき情報だけでなく知りたい情報も含めること。ただ、そもそも CCS に対する興味・関心が低いため、まずは必要最低限の知識と、もっと CCS を知りたいというモチベーションの部分の土台を上げることが重要⁴¹⁾。

(2) 貯留適地確保と情報公開

- 貯留適地の確保は国内での CCS 事業の前提条件である。現在進められている適地調査事業の成果について、効果的な情報発信が必要。
- 貯留地点の不確実性に伴う事業リスクの懸念及び社会受容性の向上に対しては、海外で行われているような貯留層データの公開制度が効果的と考えられる。適地調査事業の成果等を含む CCS 貯留層に特化したデータ整理を行い、公開することで第三者による評価が可能となる。

2.5. 本章まとめ

本章では、CCS 制度の枠組みについて、米国・英国の CCUS 関連政策を調査整理した。米国における CCUS の普及政策は、エネルギーあるいは安全保障政策に立脚したものであり、一方、英国では、経済成長や雇用確保を念頭に置きつつ、温暖化に関する目標達成を念頭においたものである。

また CCS 制度の枠組みを検討する上で CCS 実施体制が重要な要素となることから、参考事例として、ノルウェーの Longship プロジェクトを調査整理した。Longship プロジェクトの事業実施体制は、回収（2ヶ所（各々1社））と輸送・貯留（3社の共同事業）である。将来的には他国からの CO₂ を受入れることで、輸送・貯留の費用を賄うことを想定している。なお、CO₂ は廃棄物・大気汚染物質ではないものの、公平な負担のあり方、官民の役割分担の参考情報として、国内での廃棄物処理実施体制についても概要を整理した。

これらの結果および1章（1.3.節）での CCS プロジェクト導入障壁から CCS 導入に必要な枠組みとして、①CCS 事業の見通し、②CCS の意義・許認可、③CCS 事業の前提、を抽出し、それぞれに関する事業環境整備のアイデアを整理した。

参考文献（２章に関するもの）

- 1) National Association of Regulatory Utility Commission, Carbon Capture, Utilization and Storage: Technology and Policy Status and Opportunities, 2018.
- 2) 栗山昭久 他, 米国における火力発電所排出規制の概要と今後の動向, IGES Issue Brief, 2015.
- 3) JPEC News, 米国における化石燃料をめぐる GHG 削減政策の最近の動向, 一般財団法人石油エネルギー技術センター, 2019.
- 4) K. Cleary, Clean Energy Standards, Resources for the future, 19-01, 2019.
- 5) National Association of Regulatory Utility Commission, Carbon Capture, Utilization and Storage: Technology and Policy Status and Opportunities, 2018.
- 6) Bellona, Will changes the US Budget Act of 2018 incentivize CCS in the US ?, Feb. 2018.
- 7) Global CCS Institute, THE LCFS and CCS Protocol: An Overview for Policymaker and Project Developer, June, 2019.
- 8) Federal Requirement Under the Underground Injection Control Program for CO2 Geologic Sequestration Wells Final Rule.
- 9) EPA, Geologic Sequestration of Carbon Dioxide, Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Implementation Manual for UIC Program Directors, 2018.
- 10) 中村健太郎, 米国における CCS 推進の法構造と実体, 明治大学法学研究集, 第 53 号, 25-44, 2020.
- 11) H. Javedan, Regulation for Underground Storage of CO2 Passed by U. S. States, 2013.
- 12) DOE-Office of Fossil Energy Web Page, <https://www.energy.gov/fe/office-fossil-energy>. (アクセス日 : 2021 年 2 月)
- 13) GCCSI, Global Status of CCS 2020, 2020.
- 14) J. Daniel, DPE CCUS program overview, PCOR partnership Annual Membership Meeting, 2019.
- 15) 下田 他, 英国における CCS の普及政策について, 電力中央研究所報告, V09010, 2010.
- 16) Institute for Government Web page, <https://www.instituteforgovernment.org.uk/explainers/net-zero-target>. (アクセス日 : 2021 年 2 月)
- 17) Climate Change Committee, The Six Carbon Budget –The UK’s pathway to Net Zero, 2020.
- 18) 英国政府ホームページ, The Energy Act received Royal Assent on 18 December 2013, <https://www.gov.uk/government/collections/energy-act>. (アクセス日 : 2021 年 2 月)
- 19) 電気事業連合会ホームページ, 電力自由化動向, https://www.fepc.or.jp/library/kaigai/kaigai_jigyo/britain/detail/1231573_4785.html. (アクセス日 : 2021 年 2 月)
- 20) The Clean Growth Strategy: Presented to Parliament pursuant to Sections 12 and 14 of the Climate Change Act 2008, Oct. 2017.

- 21) UK Government, Clean Growth 2018.
- 22) UK Government, The Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution, <https://www.gov.uk/government/publications/the-ten-point-plan-for-a-green-industrial-revolution>. (アクセス日 : 2021 年 2 月)
- 23) U.K. Government, U.K. Government White Paper, 2011.
- 24) Department for Business, Energy & Industry Strategy, 2018 Call for CCUS Innovation, Guidance Notes, 2018.
- 25) UK Government ホームページ, <https://www.gov.uk/government/collections/industrial-energy-transformation-fund>. (アクセス日 : 2021 年 2 月)
- 26) 金子寿太郎, ブレグジット後の欧州経済・金融, 月刊資本市場, No.406, 2019.
- 27) IOGP, The potential for CCS and CCU in Europe, 2019.
- 28) 英国ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS), Carbon Capture, Usage and Storage (An update on business models for Carbon Capture, Usage and Storage), 2020.
- 29) Norway's Fourth Biennial Report, https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Norway_BR4%20%282%29.pdf, 2020.
- 30) ノルウェー石油エネルギー省, Longship-Carbon capture and storage, <https://www.regjeringen.no/contentassets/943cb244091d4b2fb3782f395d69b05b/en-gb/pdfs/stm201920200033000engpdfs.pdf>, 2020.
- 31) ノルウェー石油管理局, CO2 Storage Atlas Norwegian North Sea, <https://www.npd.no/globalassets/1-npd/publikasjoner/atlas-eng/co2-atlas-north-sea.pdf>, 2019 更新.
- 32) 日本経済新聞, ミタル、2050 年までに「CO2 ゼロ」水素や貯蔵技術で, (2020 年 10 月 1 日)
- 33) Gassnova, The Norwegian Full-scale CCS project, https://netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/20CCUS_Carpenter.pdf, 2020.
- 34) 環境省ホームページ, <http://pcb-soukishori.env.go.jp/>, (アクセス日 : 2021 年 2 月)
- 35) 環境省, PCB 廃棄物処理事業評価検討会 (H15 年 1 月 17 日), 資料『PCB 廃棄物の全国的な処理体制の構築について』, <https://www.env.go.jp/recycle/poly/kento/01/mat03.pdf>
- 36) JESCO ホームページ, <http://www.jesconet.co.jp/index.html>, (アクセス日 : 2021 年 2 月)
- 37) 経済産業省, 特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律の概要, http://www.polano.org/13_f1/img/01_hosoku2_200005xx.pdf, H13 年 4 月
- 38) 一般財団法人日本原子力文化財団, 原子力・エネルギー図面集, <https://www.ene100.jp/zumen/8-3-10>, (アクセス日 : 2021 年 2 月)
- 39) 電力中央研究所, 各国における CCS に係る長期的責任の取り扱い (H24 年 1 月)
- 40) GCCSI, THE GLOBAL STATUS OF CCS 2013, <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/115198/Global-Status-CCS-2013.pdf>
- 41) 電力中央研究所, CCS に関する一般市民向け情報提供方策 (H28 年 5 月)
- 42) GCCSI, CO2RE, <https://co2re.co>.
- 43) JOGMEC ホームページ, 石油天然ガス資源情報, <https://oilgas-info.jogmec.go.jp/term1ist/1001772/1001803.html>. (アクセス日 : 2021 年 2 月)

- 44) 英国政府ホームページ, The Storage of Carbon Dioxide (Licensing etc.) Regulations 2010, <https://www.legislation.gov.uk/ukxi/2010/2221/contents/made>. (アクセス日: 2021 年 2 月)

第 3 章 検討会

学識経験者、産業界、関係機関の有識者から 12 名の委員の参加を得て、検討会を開催し、CCS 事業化に向けた制度設計及び事業環境整備に関して、議論を行った。

3.1. 検討会概要

検討会名称：我が国における CCS 事業化に向けた制度設計及び事業環境整備検討会

検討会メンバー：12 名

		氏名	所属
1	委員長	松岡 俊文	公益財団法人深田地質研究所 顧問 京都大学 名誉教授
2	委員	安楽 敏行	石油資源開発株式会社 技術本部 副本部長
3	委員	小田 直樹	電気事業連合会 立地環境部長
4	委員	小野 透	一般社団法人日本鉄鋼連盟 特別顧問
5	委員	海江田 秀志	一般財団法人電力中央研究所 地球工学研究所 首席研究員
6	委員	川端 尚志	日本 CCS 調査株式会社 取締役総務部長
7	委員	岸本 幸雄	日本エヌ・ユー・エス株式会社 取締役会長
8	委員	工藤 拓毅	一般財団法人日本エネルギー経済研究所 理事、電力・新エネルギーユニット担任
9	委員	紺野 博靖	西村あさひ法律事務所 パートナー弁護士
10	委員	中垣 隆雄	早稲田大学 創造理工学部 総合機械工学科 教授
11	委員	野口 嘉一	電源開発株式会社 火力エネルギー部 部長（技術企画担当）
12	委員	和久田 肇	独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構 CCS 推進グループ グループリーダー

3.2. 開催状況

第 1 回検討会：

- ・ 日時：2020 年 10 月 30 日（金）13:00～15:00
- ・ 場所：経済産業省 別館 6 階（626／628 会議室）
- ・ 出席：委員出席者（12 名）
- ・ テーマ：

- ① 本検討会の開催について（趣旨説明）（METI）
- ② 本検討会の論点と議論整理に向けた方針 案（METI）
- ③ 昨年度事業の概要説明（RITE）
- ④ 苫小牧 CCS 実証試験を踏まえた法制度の課題（JCCS 川端委員）
- ⑤ 経済波及効果分析の実施概要説明（RITE）

第 2 回検討会：

- ・ 日時：2020 年 11 月 30 日（月）15:00～17:00
- ・ 場所：経済産業省 別館 6 階（626／628 会議室）
- ・ 出席：委員出席者（11 名、代理出席 1 名）
- ・ テーマ：
 - ① 海外プロジェクトの事例紹介（ACTL（カナダ）等）（RITE）
 - ② ロンドン条約 96 年議定書と海洋汚染防止法の概要（JANUS：岸本委員）

第 3 回検討会：

- ・ 日時：2020 年 12 月 25 日（金）10:00～12:00
- ・ 場所：経済産業省 別館 6 階（626／628 会議室）
- ・ 出席：委員出席者（12 名（会場 11 名、オンライン 1 名））
- ・ テーマ：
 - ① 地下利用に係る既存の法規制とリスクの軽減策について
（JOGMEC 和久田委員）
 - ② CCS 事業化に向けた法整備に係る「法的視点からの一考察」
（西村あさひ法律事務所 紺野委員）

第 4 回検討会：オンライン開催

- ・ 日時：2021 年 2 月 1 日（月）13:30～15:30
- ・ 出席：委員出席者（オンライン 12 名）
- ・ テーマ：
 - ① CCS の経済波及効果と影響（RITE）
 - ② 海外事例報告（CCS 導入障壁と制度の枠組み）（RITE）

第 5 回検討会：オンライン開催

- ・ 日時：2021 年 3 月 5 日（金）13:00～15:00
- ・ 出席：委員出席者（オンライン 12 名）
- ・ テーマ：
 - ① CCS 実施体制の検討のための事例紹介（RITE）
 - ② CCS 制度設計及び事業環境整備のあり方の整理（案）（RITE）

第 6 回検討会：書面開催

- ・ 日時：2021 年 3 月 19 日（金）※各委員へ書面にて開催を通知
- ・ 出席：書面参加（12 名）
- ・ テーマ：本調査事業 調査報告書の確認

第 4 章 まとめ

4.1. まとめ

本調査事業では、CCS 事業化に向けた制度設計の枠組みや事業環境整備の検討に資することを目的に、下記の第 1 回検討会で示した「検討会における論点整理に向けた 5 つの方針」に従い、調査・整理を行った。

①長期的責任

苫小牧 CCS 実証事業は、海洋汚染防止法に基づく無限責任。諸外国の動向や、官民での役割分担の議論を踏まえつつ、今後の長期的責任のあり方について整理する。

②CCS 事業展開における海洋汚染防止法のあり方

苫小牧 CCS 実証事業において海洋汚染防止法を適用した背景を踏まえつつ、同法を適用したことによる課題を整理する。

③地下所有権

鉱業法では鉱業権がある（CO₂-EOR は、石油資源が鉱物にあたるため、同法の規制下にある）。大深度地下利用法の規定も参照しつつ、CO₂ 貯留を含め地下の利用の権利を定めるべきか整理する。

④CCS 実施体制の検討

CCS 導入の実施体制として、海外事例や国内の他の参考となりうる事例（PCB 廃棄物処理体制など）を整理する。

⑤導入を促進する施策・制度整備とビジネスモデル

諸外国の制度を参照にしながら、④の実施体制や、CCS 導入を促進する施策・制度を研究し、CCS 導入のビジネスモデルについて整理する。

これらの調査・整理の結果として、本調査報告書では、第 1 章にて「海外の CCS プロジェクト事例」、第 2 章にて「CCS 制度の枠組み」、第 3 章にて「検討会（開催状況等）」および第 4 章「まとめ」にて、各委員からのアンケートの結果を整理している。

4.2 節に示す各委員からのアンケートに対する意見について、以下のとおり項目ごとに整理する。

I. 将来的な CCS 事業展開（事業の確実性の担保）に関連する法整備等

海域や陸域での CCS に関する法整備の早急な検討が必要であるとの意見が多く見られる。CCS を行う場合、法的根拠の後ろ盾がないと、貯留事業に手を挙げる民間の事業者が現れない。さらに、国が CCS 事業を推進していく政策を示すことが、制度設計や

事業者のインセンティブ、社会受容性などから必須であり、規制法ではなく CCS を促進していくことを目的とした法整備が望ましいとの意見があった。

また、一定の長期的責任が事業に課されるとすると、民間資本にとっては投資ハードルが大変高くなることから、圧入した CO₂ の長期的責任の国への移管については、民間が実施する限りにおいて必要であるとの認識が大半である。併せて一定期間後に監視（モニタリング）義務を国に移管することも必須という認識であった。脱炭素という国策のもと、貯留した CO₂ に関連して、中長期的に周辺地域への環境問題、災害等が起きた場合の責任を民間事業者が負うことは困難であり、ひいては周辺住民や地域への補償や対応が十分にできない可能性があるので、国や国が管理する法人が責任を持つように明確化すべきとの意見もあった。このように、法整備の検討にあたっては、実施体制を如何にするかによって長期的責任のあり方等必要な措置が変わるため、具体的なビジネスモデルを考えながら行うことが必要との意見があった。

なお、2050 年以降もネガティブ・エミッションのための CCS は残るとしても、化石燃料使用量の減少に応じて貯留量そのものは減少する可能性が大きいと想定され、貯留事業は 2050 年以降、国内では非成長産業となると考えるべきであり、これらの状況を踏まえた上での検討が必要であるとの意見もあった。一方、海外において貯留ビジネスは成長の可能性があり、海外ビジネス展開も視野に入れるべきとの意見もあった。

海洋汚染防止法との関わりについては、CO₂ を廃棄物とみなすのではなく、CCS の包括的な制度の検討の際には適用除外にできるような法律構成を検討することが必要であるとの意見がある。その際は、CCS 事業の実施と海洋環境保全のバランスをとるべきである。なお、ロンドン条約 96 年議定書とその CO₂-WAG によって縛られることも留意しなければならない。苫小牧 CCS 実証事業での経験から改善が必要と考えられる課題は、①陸上からの CO₂ の海底下貯留がロンドン議定書の範囲外と解されるにもかかわらず、海洋汚染防止法では適用対象とされること、②モニタリング期間に定めがなく、5 年ごとの許可申請手続きが必要なこと、③CO₂ の分離回収方法が限定されており、ロンドン議定書では規定されていない高い CO₂ 濃度基準が設定されていること、④海洋汚染防止法が廃棄物を海中廃棄する際の手続き及び環境保全について定めた法令であって、CO₂ 地下貯留のための法令となっていないこと、である。これらの問題を解決するため、海洋汚染防止法の改正も含め、陸域貯留も包含した CCS 実施のための特別措置法を措置して、CCS を地球温暖化対策のための有効策と位置づけ、環境汚染防止との両立を図る内容とするべき、という意見があった。

地下の利用に関しては「地下利用の権利」という概念が包含される鉱業法をベースに検討することが合理的であるとの意見がある一方で、鉱業法では目的そのものの見直しが必要なことや最終鉱業権者が無期限責任を負うことが定められており、鉱業法の改正では難しいとの意見もある。また、土地の所有者のいない海底下と陸上の事業者所有地では状況が異なるため、分けて整備する必要があるとの意見もある。さらに、大深度地下の利用に関する特別措置法は想定深度、適用地域が CCS と異なり、CCS の根拠

法として利用することが困難との意見もあった。いずれにしても迅速かつ効率的な立法手当てができる方法（新法／既存法改正）が良いとの意見があった。

CCS の立法については必要との認識が多数であった。CCS 実施のための事業法としての必要性和、CCS 導入のインセンティブとしての国の役割等を明確にするための必要性の両面からの意見があった。また、民法との関係を整理する権利義務関係を規定する「業法」と資金提供を規定する「負担スキーム」についての制度構築が必要との意見があった。

立法的手当てが必要な事項としては、①従事者の保安、②公害の防止／環境保全、③作業に必要な範囲での他人の土地の利用及び収用、④土地所有者の所有権とは無関係にその地下に CO₂ を貯留することの許容、⑤貯留された CO₂ のモニタリング、⑥海洋汚染防止法の適用除外、⑦長期的責任の移管などといった意見があった。

許認可については、他の大規模事業同様、法、規則、ガイダンス等に則り適正に実施されたことを確認する必要がある、従事者の保安や公害防止が必要となる掘削開始段階から適用することで良いのではないかと、との意見であった。また許認可付与のため、CCS 事業者の技術能力や CO₂ 削減量を認証する制度、スキームの構築が必要で、ISO（国際標準化ルール）を認証の条件にするという意見もあった。認証システムはファイナンスや保険評価に有効と考えられる、とのコメントもあった。

II. CCS 導入の実施体制並びに官民の役割分担等

CCS の実施体制としては、回収は民間、輸送・貯留の共通的な部分については国（もしくは国が委託する事業者）が主体で行うケースを支持する意見が多い。理由としては、日本においては、CCS の回収／輸送／貯留の各プロセスについて、それぞれ強みを持つ事業者が異なり、排出事業者の多くが必ずしも貯留に係る技術的知見を持ち合わせていないこと、および事業のライフサイクル、事業リスクが異なることなどがあげられた。ただし、輸送については、民間が行うこともあり得るとの意見もあった。CO₂ を回収した事業者は、削減した CO₂ 量に応じて得られるクレジットを財源として、輸送・貯留事業者に処理してもらうアイディアの提示もあった。官民の役割について、CCS に限らないことではあるが、CCS の各フェーズにおいて、民がビジネスとして参入できるようになるまでの初期段階には、国主導による十分な研究開発の推進で、技術確立およびコスト低減を進めていくことが重要であるとの意見があった。

また、導入初期と社会実装が進んだ段階で分けて考えるべきとの意見もあった。導入初期においては国が主導で CCS を進め、民間主体で進められるような状況（経済性等）となった段階で民間へ移行する意見もあった。ただし、リスクの高い圧入サイトの調査などは、民間に移行した後も国の関与は相当程度残ることを想定しているとの意見があった。また適地調査についても調査井の試掘までは国が実施すべきとの意見があった。CO₂ 貯留サイトは洋上風力の場合と同様に有望サイトをゾーニングし、事業者が国から使用権を与えられるというスキームが参考になるとの意見もあった。

CCS が複数のプレーヤーによる市場として機能するためにはリスクに見合うリターンが必要であり、EOR 市場が期待できない日本においては、排出者にとっては純粋なコストであるという点に留意が必要で、適地選定に関する高い不確実性や、事業規模の大きさ、また、長期的な貯留責任の担保といった観点から、少なくとも貯留に関しては国が担うことが適切との意見もあった。また、インセンティブの設計も含め、ビジネスとしての自律的な市場形成はハードルが高いとの意見があった。

CCS のビジネスモデルに関しても、費用負担等の観点から回収は民間、輸送・貯留は国主導で行うケースを支持する意見が多い。また、CCS そのものは温暖化対策としてのためであり、その効果は日本の「公共益」と考えられ、国内での事業機会や雇用を創出することから、公共事業として実施することが相応しく、民間事業にはなじまないとの意見もあった。CO₂ が化石エネルギーを利用する全ての利用者から排出されるものであることを考慮すると、ビジネスモデル・費用負担としては、CCS の共通基盤である輸送・貯留については公共事業とし、その費用についても社会全体で負担する仕組みが望ましいとの意見があった。

CCS は、分離・回収，輸送，貯留のフローのどれか一つでも欠けると、サプライチェーン全体が機能しなくなるリスクがあるので、それぞれの技術・コスト課題が解決され、確実性が確保されることが重要で、ビジネスモデル構築にあたっても、これらのリスクの排除、最小化を考えることが重要であるとの意見もあった。

一方で、民間主導で実施するためには、CCS に伴い十分な収入を得る仕組みが重要であるとの意見もあった。ここでは、海外 CO₂ を受入れ、収入を得る方法がアイデアとして示された^{補足説明参照}。

社会受容性については、環境や健康への影響に対するものの他、費用負担に対するものがあると考えられるが、これらの国民や地域への理解促進・受容性の向上については、CO₂ が化石エネルギーを利用する全ての利用者から排出されるものであることを考慮すると、PA 活動やステークホルダーとのコミュニケーション等についても、国が前面に立って対応するのが望ましいとの意見があった。

Ⅲ. CCS 導入を促進する施策・インセンティブ等

CCS 事業に関するインセンティブとしては補助金が効果的であるとの意見が多くあった。また、CCS 産業創生の初期段階では税制優遇、国の債務保証などの方策も有効であるが、将来 CCS 業界が成熟した段階では、CO₂ オフセットクレジットなどを活用した CCS 市場を創出すべきとの意見もあった。その他、例えば先行企業には免税、後発企業には導入を促す仕組みを確立することも CCS の早期実現を促すインセンティブになり得るとの意見があった。

ただし、具体的な CCS 事業を想定した上で、経済性も含め検討を行わなければ真に必要な施策・インセンティブは構築できないとの考え方も示された。現時点では既に概念的な議論の段階は過ぎ、精緻な計画を立てつつ議論する段階にあると考えるとの意

見があった。また、CCS が複数のプレーヤーによる市場として機能するためにはリスクに見合うリターンが必要であるとの意見もあった。そのためには、2050 年でのエネルギー基本計画の中に、CCS の明確な目標を記載し、目標達成のためのロードマップの精緻化を進めることが必要であり、さらには国内において、苫小牧の次のプロジェクトとなる 100 万トン級の CCS 事案を進めるべきとの意見があった。

なお、CCS は「コスト」であるため、収益性ドリブンな施策は考えにくく、また、カーボンプライシングは、生産拠点の海外移転など国内 CCS 以外の手法の選択を招く可能性があり、CCS 促進施策として適当ではなく、CCS を公共事業と位置づけ、必要コストの公的負担や事業終了後の国への責任移管などを明確にすることが、CCS 促進につながると考えるとの意見があった。

その他、費用負担のあり方については、受益者負担を原則としつつも、このことが国際競争力を阻害しないような税制上等の仕組みが必要であることも意見としてあげられた。

Ⅳ．その他（CCS 導入に向けての必要事項等）

CCS コストの削減に係る技術研究および実装規模でのインフラ整備への取り組みが必要であるとの意見が多くあった。また社会受容性の面からは、CO₂ は高濃度でない限り有害ではないことを広く知らせ、必要であれば CO₂ が有害ではないことの議論を深める取り組みをすべきであるとの意見もあった。さらに CCS 全体のチェーンリスク（分離回収、輸送、貯留のどれか一つでも欠けると全体が機能しなくなるリスク）があるため、それぞれの技術、コスト面の課題が解決されて、確実性が確保されることが重要で、ビジネスモデル構築にあたっても、これらのリスクの排除、最小化を考えることが重要との意見であった。官民の役割の観点では、民間がビジネスとして参入できるように、分離回収、輸送、貯留のいずれも初期段階においては、国の指導・支援により十分な研究開発が推進され、CCS の技術確立、コスト低減を進める事が重要であるとの意見もあった。

ただし、CO₂ 削減には様々な手法があり、技術開発が進んだ安いものから順次導入されていくことを考慮すると、あくまで複線シナリオの中での取組であることに留意する必要があるとの意見があった。

また国内 CCS のコスト競争力は十分に維持できる余地があることから、国内での CCS 実施の必要性に関する意見も多くあった。安易に CCS を海外に依存することは、日本の国益に反する場合もあるので、長期的には持続可能なシステムとは言えないとの意見もあった。国内 CCS に経済的メリットがある限りにおいては官民一体となって推進すべきで、どうすれば競争力を維持して国内で CCS を実施できるのかを徹底的に追求すべきであるとの意見があった。

その他、国内で技術開発や CCS を着実に進め、技術知見を蓄積していくことが、国際貢献においても有効であり、そのためにも、海外 CCUS 事業の二国間クレジット制度の枠組み整備を進めていく必要があるとの意見や、2050 年カーボンニュートラルを確実に実施するためには、まずは国内 CCS 事業に係る議論と制度設計を早急に進めな

ければ、間に合わなくなる危険が高く、リスクの高い海外 CCS 事業への依存を検討している時間的余裕はないとの意見もあった。

今回、経済波及効果のモデル分析の対象とした石炭火力への適用については、CO₂回収コストも高いなか、長期運転による耐久性確認など解決すべき技術的な課題も多く、初期導入の投資規模が大きいことから、成功しなかった場合、損失も大きいという課題提起があった。また、日本の電気料金には既に FIT が賦課されていることも踏まえ、電気料金が過度に高騰し、将来のカーボンニュートラルに不可欠であると考えられている「電化の促進」を阻害することがないように留意が必要との意見もあった。

(補足説明)

CO₂を貯留することによる収入は、理論的には、以下の方法が考えられる。

- ① 国内の CO₂ 排出者から CO₂ を引き取ることの対価として得られる CO₂ 引取料収入
(以下「国内 CO₂ 引取収入」という。)
- ② 海外の CO₂ 排出者から CO₂ を引き取ることの対価として得られる CO₂ 引取料収入
(以下「海外 CO₂ 引取収入」という。)
- ③ CO₂ を原料とする製品の生産者に対して地下貯留した CO₂ を販売して得られる収入
(以下「CO₂ 販売収入」という。)

まず、①の国内 CO₂ 引取収入について言えば、国内の CO₂ 排出者（以下「国内 CO₂ 排出者」という。）が CO₂ 地下貯留事業者に支払う CO₂ 引取料は、当該国内 CO₂ 排出者が生産する製品（例えば、ガス火力発電事業者の電力、ガス改質事業者の水素等）の製造コストになるので、結局、当該製品（例えば、電力、水素等）の価格に盛り込まれることになる。よって、国内 CO₂ 引取収入によって長期的責任コストを賄う仕組みにすると、累積していく長期的責任コストの結果、当該国内 CO₂ 排出者が生産する当該製品（例えば、電力、水素等）の価格は上昇し続け、当該国内 CO₂ 排出者の競争力は失われ、事業が立ち行かなくなる可能性がある。したがって、①の国内 CO₂ 引取収入で長期的責任コストを賄う仕組みは採りがたい。加えて、当該国内 CO₂ 排出者が生産する当該製品（例えば、電力、水素等）の消費者が主に日本国民の場合には、結局は、長期的責任コストを日本国民が負担する構造にもなり、長期的責任コストを民間の CO₂ 地下貯留事業者から国又は公的機関が引き取る仕組みと、国民負担の観点からは大きく変わらないこととなる。

次に、②の海外 CO₂ 引取収入について言えば、海外の CO₂ 排出者（以下「海外 CO₂ 排出者」という。）が CO₂ 地下貯留事業者に支払う CO₂ 引取料は、当該海外 CO₂ 排出者が生産する製品の製造コストになるので、結局、当該製品（例えば、電力、水素等）の価格に盛り込まれることになる。よって、海外 CO₂ 引取収入によって長期的責任コストを賄う仕組みにすると、累積していく長期的責任コストの結果、当該海外 CO₂ 排出者が生産する当該製品（例えば、電力、水素等）の価格は上昇し続け、当該海外 CO₂ 排出者の競争力は失われ、事業が立ち行かなくなる可能性がある。また、当該海外 CO₂ 排出者が生産する当該製品の消費者が主に当該海外の国民の場合には、長期的責任コストを当該海外の国民が負担する構造にもなる。

国内 CO₂ 排出者の競争力を向上させ、長期的責任コストに対する日本国民の負担を軽減する観点からは、②の海外 CO₂ 引取収入を原資として長期的責任コストを賄うことが望ましいが、海外の CO₂ 排出者から CO₂ を引き取ることについての検討は進んでおらず、その可能性は明らかになっていない。

③の CO₂ 販売収入について言えば、CCUS の技術開発及び CO₂ を原料とする製品の市場規模の状況から、当該収入の規模が長期的責任コストを賄うのに十分となる見通しは現時点でない。また、仮に、CCUS の技術開発が進み、且つ CO₂ を原料とする製品の市場規模が大きくなったとしても、そもそも一度地下に圧入され、貯留されている

CO₂ を原料とするよりも、地下に圧入される前の CO₂ を原料とした方がコストが安いことから、CO₂ 地下貯留事業者が販売する CO₂ は価格競争力が相対的に低くなるという課題がある。

このように、海外 CO₂ 引取料収入（②）や CO₂ 販売収入（③）によって長期的責任コストが賄われる目途が立たない限り、民間主体で無限責任の CCS を実施することは難しいと解する。

4.2. 事業環境整備のあり方に関するアンケート結果

事業環境整備のあり方に関し、本調査事業の検討会（3章）の各委員に次の項目に沿って、アンケート調査を行った。アンケート項目は以下のとおりであり、それぞれについて、自由に意見を募集した。

I. 将来的な CCS 事業展開（事業の確実性の担保）に関連する法整備等

- ① 貯留された CO₂ の長期的責任（責任移管）・廃坑管理の明確化
- ② CCS 事業展開における海洋汚染防止法との関わり
- ③ CO₂ 貯留を含めた地下利用の権利
- ④ CCS に係る立法の必要性等

II. CCS 導入の実施体制並びに官民の役割分担等

- ① CCS 実施体制並びに CO₂ 回収・輸送・貯留における官民の役割分担
- ② ビジネスモデル

III. CCS 導入を促進する施策・インセンティブ等

- ① CCS 事業の資金調達等
- ② 貯留性能の不確実性リスク低減等
- ③ 温暖化対策における CCS の位置づけ

IV. その他（CCS 導入に向けての必要事項）

- ① コストダウン、安全性向上等
- ② 国内 CCS 事業が海外 CCS 事業に対して競争力を維持できる方策等

各項目への委員からの意見について、以降に示す。

I. 将来的な CCS 事業展開（事業の確実性の担保）に関連する法整備等

- ・ まずは大枠の法整備（貯留地点を海上とか陸上とかには限らない）が必須であり、早急に新法作りに着手すべきと考える。海防法との関連では、新法では CCS 事業を廃棄物処理ではなく、全く別の枠組みとして、海防法の適用外にできるような法律的な構成が必要と考える。法整備が進まないと CCS 事業を考えようとしている民間企業は着手の糸口もつかめないのが現状である。その理由は、CCS は初期投資が他の事業と比べて膨大となるからである。法整備が後からついてきても、事業のやり方を途中で変更できるような事業形態ではないため、ベンチャー的に着手できない。さらに、現在検討が進んでいるカーボンプライシングの議論を踏まえ、具体的なビジネスモデル（補助金の入れ方や、インセンティブの与え方など）を考えながら、法的な詳細事項作っていくのが良い。許認可は、環境省と経済産業省が共同で行うシステムにした方が良く、ISO の認証を条件にするか、国内での別の認証システムの構築の検討も必要となる。認証システムはファイナンスや保険評価には必要と思われる。

I-① 貯留された CO₂ の長期的責任（責任移管）・廃坑管理の明確化

- ・ 貯留者（民間企業）のリスクをモニタリング義務と漏洩時の責任とに分けて整理す

る。モニタリング義務については、その費用を公的資金により賄い続けることが保証されるのであれば、貯留行為を民間企業が行う場合であっても、大きな問題はないと考えられるが、貯留者が民・民ベースの契約（例えば、貯留する者がその費用・報酬を貯留委託者である排出源者に対して請求するなど）により、モニタリング費用を含めて回収することが求められるのであれば、特に圧入停止後のモニタリング費用を、民間企業である排出源者から民間企業である貯留者が永遠に徴収し続ける契約を締結することは非現実的であり、貯留行為を行う者の事業リスクと事業成立のハードルは極めて高くなると思料される。民・民モデルを前提にするのであれば、モニタリング義務は、圧入終了後一定期間で貯留実施者から国等に移管されるか、又は、一定期間経過後の監視費用は国が直接負担することを確約する等の措置が取られることは、貯留事業コスト回収の予見可能性確保の観点からは”必須”である。

- CO₂漏洩リスクについては、鉱業法・鉱山保安法においては、最終鉱業権者にその責を帰すことになっているため、最終鉱業権者は廃坑処理を的確に遂行することにより対応してきている。他方、CO₂の地下貯留においては、圧入停止後の漏洩リスクは坑井を介するものには限られないものの、一般的には、圧入中及び圧入終了直後の漏洩リスクが最も高く、以後リスクは低下していくことや、そもそも漏洩リスクの小さい貯留地点・貯留レート・累計貯留量が選択されていることを前提とすれば、半永久的な漏洩リスクを（現行鉱業法との対比において）民間企業が全く取れないとまでは言えない。しかしながら、上述のとおり、モニタリング義務を圧入終了後一定期間内で免除（国等に移管）する必要性からは、同じタイミングで漏洩責任も国等に移管することが整合的であると考えられ、また、貯留事業に投融資する資金提供者の立場からもファイナンスが容易になる効果が期待される。尚、モニタリング、漏洩時対応（貯留者の過失による漏洩を除く）ともに、その金銭的負担を公的資金で賄うことが担保されるのであれば、その実質的な責任は最初から国にあると考えられるので、移管等の措置の必要性は低下すると思われる。
- 脱炭素という国策のもと、貯留したCO₂に関連して、中長期的に周辺地域への環境問題、災害等が起きた場合の責任を民間事業者が負うことは困難であり、ひいては周辺住民や地域への補償や対応が十分にできない可能性がある（その地で事業を継続していない可能性、企業が存続していない可能性も）。したがって、国や国が管理する法人が責任を持つように明確化すべき。
- 貯留の実行は民間が行うにしても、事業終了後の管理責任は速やかに国に移管されるべきと考える。その際、事業期間においてCO₂圧入・貯留が、法制度や規則、国が定めたガイダンス等に則り実行されたことの確認（事業実施前の検査、実施中の検査、事業終了時の検査等）が行われることを条件とすべきではないか。また、必要であれば、事業終了後一定のモニタリング期間を課すことも考えられるが、その期間については、民間企業が十分に対応できる期間とすべきではないか。
- 民間企業が無限責任を負うことは、その企業がいつまで存続するか不明であり不可能と思われる。また、現状では無限責任だけでなく、5年毎の監視計画や実施が永遠に続くため、費用も膨大なものとなり、これも対応は不可能と思われる。米国のいくつかの州で定められているように、①貯留層の健全性と貯留したCO₂の安定性

の確認、②閉鎖後管理のための資金拠出を責任移管の条件として、貯留終了から一定期間（10年くらい）後に移管するのが望ましいのではないかと思います。

- CCSの貯留部分については全て国の責任(または費用負担)において実施するのであれば大きな問題はないが、民間が事業ベースで実施する場合には、無限責任とされた場合には事業として成立しない。監視義務に関しては、例えば貯留を請け負う事業者が、排出事業者から貯留したCO₂の監視費用を永遠に受け取って監視を続けるような契約を締結することは現実的ではない。貯留を請け負う事業者としても、無限責任のままでは事業コストが無限大となることから、投資判断ができず、民間は実施することは不可能であり、一定期間後に監視義務を国に移管することは必須。また、廃坑管理に関しては、CCSは圧入中及び圧入終了直後の漏出リスクが最も高く、以後リスクは低下していくことから、圧入条件等に応じ、圧入終了後一定期間後、監視義務の終了と同時に国への責任移管とするか、若しくは監視の必要性自体を無しとすべき。
- 回収・輸送・貯留の事業主体をどうするかによって、長期責任移管のあり方は異なる。まず国内での貯留事業であるが、2050年カーボンニュートラルに向けて将来の化石燃料の使用量が大きく減少する（期待）ことが考えられ、特に50年以降もネガティブ・エミッションのためのCCSは残るとしても、化石燃料使用量の減少に応じて貯留量そのものは減少する可能性が大きいと想定される。したがって、（閉鎖後管理を除く）貯留事業は2050年以降、非成長産業となると考えるべきである。貯留を民間事業として成立させる場合、2030年前後から始まる成長期が15～20年程度続いて、その後は停滞・衰退期に入る可能性が高い。このように成長後の早い段階で国内市場では衰退期を迎えることが予想されて、かつ一定の長期的責任が事業に課されるとすると、民間資本にとっては投資ハードルが大変高いものになるように感じる。一方、海外においては、日本から輸出するCO₂の貯留もあるが、ブルー水素・アンモニアの製造においてCCSの需要は膨らみ、2050年以降も続くはずである。国内市場においては2050年以降に衰退のおそれがあり、一方海外においてはむしろ成長の可能性のある、というのが貯留ビジネスであろう。このような可能性を考えると、貯留ビジネスについては海外ビジネス展開も可能な国直轄の特殊会社の形態を現実的なものとして考えていくべきではないか。CO₂貯留という行為が、地球環境保全を踏まえた（化石）エネルギーの効率的利用のためのある種の「資源開発、資源確保の一環」ととらえれば、かつての国策会社としての石油資源開発（株）と似たような役割を持つことも考えられ、海外でのCCS事業開発や貯留層管理を行い得る主体たりえる位置づけも考えられる（JESCO型であるが海外での事業も行える会社）。この場合、貯留者は事実上「国」であるので長期的責任移管の問題は生じないが、CCSを事業として考える上では、プロジェクト期間内の収支計算ができるように貯留後の長期的責任は事業とは切り離し、長期的責任に関連するコスト負担については、全額を税で賄う場合は別として、貯留を依頼する企業・団体からの出捐金なり拠出金、あるいは貯留料を、どの程度、いつまで負担するのか、を決める必要がある。
- CO₂を貯留することによる収入、又は貯留したCO₂を販売することによる収入が十

分でなければ民間主体で無限責任の CCS を実施することは難しいと考える。十分な収入を得られる方法として、理論的には、以下の収入獲得方法が考えられる。

- ①国内の CO₂ 排出者から CO₂ を引き取ることの対価として得られる CO₂ 引取料収入（以下「国内 CO₂ 引取収入」という。）
- ②海外の CO₂ 排出者から CO₂ を引き取ることの対価として得られる CO₂ 引取料収入（以下「海外 CO₂ 引取収入」という。）
- ③CO₂ を原料とする製品の生産者に対して地下貯留した CO₂ を販売して得られる収入（以下「CO₂ 販売収入」という。）

このうち、海外 CO₂ 引取料収入（②）や CO₂ 販売収入（③）によって長期的責任コストが賄われる目途が立たない限り、民間主体で無限責任の CCS を実施することは難しいと解する。その上で、国の負担を軽減するためには、国内の CO₂ 貯留ポテンシャルの確認と開発を進め、海外 CO₂ 引取料収入の獲得可能性を追求することが必要と解する。日本国内の CO₂ 排出者にとって、「海外の事業者から CO₂ を引き取ってもらう」或いは「海外から脱炭素化されたエネルギー、原料を調達する」よりも、国内に CO₂ を貯留した方が経済的にメリットのある状況を確認する範囲内で、国が費用と責任を負担すべきと考える（補足説明参照）。

- 陸上であれ、海底下であれ、地下貯留は安定に貯留できる地層を選定して実施するのが大前提である。民間が主体となって貯留層を運営したとしても、閉止後の一定期間のモニタリングは必要であるが、無限責任の必要はないと考える。ファイナンス面で目途が付かない限り、民間単独での貯留層の事業運営の道はないと思われるが、その場合でも 1 つの貯留層に対する全圧入井が閉止した後に、例えば 10 年程度の監視モニタリングを経て、データと共に国＋民間出資の機構（例えば NDF 廃炉支援機構のような主体）に引き渡し、その後 30 年程度最低限のモニタリングを継続などが考えられる。いずれにせよ、貯留事業は切り分けて非競争的に進めるべきと考える。
- CO₂ 貯留の超長期に亘るリスク評価は難しく、かつリスクテイクの手段（保険付保も難しいと考えられる）も限られるので、無限責任では民間事業者は投資判断できないと考える。海外事例が参考になるが、CCS 終了後一定期間のモニタリングの後に、事前に定めた判定条件で国に責任を移管するのが一般的と考えられる。なお、CCS 終了後のモニタリングは必要最小限の内容とし、移行期間も海底下地下貯留は陸域貯留より安全性が高いと考えられるため、年数は少なくとも良いと考える。
- CO₂ の長期的責任については、生じうる責任をリストアップした上で、それを誰がどのように受け持つのか、諸外国の例や国内法令との整合性も踏まえ、丁寧に検証していくことが必要である。廃坑管理についても同様。民間が廃坑管理を半永久的に担うことになれば、大きな参入障壁となることから、国が担うべき役割は大きい。しかしながら一方で、全ての責任を国に移転すれば解決するというでもない。例えば、長期的安定性のモニタリングであればノウハウとコンピテンシーを有する政府機関が貯留された CO₂ をモニタリングすることが効率的、周辺環境への影響が生じた場合の原状回復費用については事業者から応分の負担による基金造成を行うなど、個別事象に照らして対応策を検討していくべき。

I-② CCS 事業展開における海洋汚染防止法との関わり

- CCS は、海域に限定されるものではなく、陸域も候補となりうると考えられるため、海域に特化した海防法およびその改正に準拠し続けるのは妥当ではなく、陸域と海域を体系的・一元的にカバーする法整備が必要であると考え。海域の CCS には海防法の適用を行う場合、現行過度に保守的な海洋環境保全の考えと考えられるため、モニタリングの頻度など、規制を緩める方向での整理は可能であると考え。
- CO₂ 海底下貯留に特化した新たな規制法を策定し、海防法の適用除外することは考えられないか（例えば発電用ボイラーは電事法の規制を受ける代わりに労安法ボイラー則の規制は受けない）
- CO₂ 貯留を廃棄ではなく、何十年後かに再利用するために貯蔵する物とすれば、海防法の適用を受けずに実施できる可能性もあるかもしれない。しかし、現状では一般社会の同意を得るのは無理だと思われる。我が国の地質・水理構造やテクトニクス環境に基づくと、海底下の地中貯留より海洋貯留（もしくは隔離）の方が貯留可能量や貯留の安全性から見ても望ましいのではないかと思う。しかし、海洋貯留は海洋環境への影響評価や 96 年議定書の付属書 1 の改正が必要とのことで、国際的な交渉が必要となると実現は難しそうと思われる。苫小牧での実証試験により現状の海防法で実施できることは示されたと思うが、貯留する CO₂ の濃度(99%)など、規制を見直すことにより CO₂ 回収や貯留に係わる手続きの期間やコスト削減に寄与するのではないかと思われる。
- 日本政府としてロンドン議定書を批准している以上、CO₂ の海底下貯留を全て海防法の適用除外とすることは現実的ではないものの、現行の海防法の規定には、大きくは下記 4 点の問題があり、改善が計られる必要がある。

①陸上からの坑井掘削による海底下貯留は、ロンドン議定書の適用範囲外と解されている一方、海防法では適用対象とされていること

②モニタリングの義務に期間の定めがなく永続的で、5 年ごとの許可申請手続きが求められており、かつ、科学的根拠に疑問の残る過剰なモニタリング項目の設定等が存在すること

③貯留する CO₂ の分離回収方法が科学的根拠なく限定されており、また、ロンドン議定書では規定されていない高い CO₂ 濃度基準が規定されていること

④海防法は、元来海底下（海中）に廃棄物を投棄する際の手続き及び環境保全について定めた法令であり、CO₂ 地下貯留を行うための法令となっていないこと。

これら現行海防法上の問題点に加え、陸域で CCS を実施するための法的根拠についても存在していないことから、CCS 実施の根拠法令となる特措法（既存法の改正を含む）を措置し、陸上・海上を問わず漏出を防止する一定の規制を課した上で、海防法からも当該規制を引用し、真に海洋環境の汚染の防止に必要な措置のみ、漏出の監視を前提としない形で追加的に規定する方法が考えられる。

- 海底下貯留を前提とするならば、海洋汚染防止法云々よりもむしろロンドン条約 96 年議定書とその CO₂-WAG によって縛られることに留意しなければならない。同議定書に縛られない方法は唯一、「海底下貯留は（議定書適用外である）陸地からの

直接封入以外は実施しない」とすることだが、今の時代、だからといって同じ海底下を利用する CO₂ 貯留行為について、96 年議定書にそぐわない海洋環境管理方法が国際的に受容されるとは到底思われない。個人的見解として、気候変動対策の重要な手段である CCS を「海洋環境保全のための規制法たる海洋汚染防止法」のみしか規定していないのは全く不自然であって、やはり CCS 事業法のようなもので推進と環境保全のバランスをとるべきであろう。したがって、その中で海洋環境保全をも担うべきと考えるが、そうであっても上述のように 96 議定書の CO₂-WAG は無視できないものである。部分的な軽減やより一層の明確化等の必要性はあるものの、今後の CCS 事業、あるいは CCS 事業法においても、現在の海洋汚染防止法の太宗は活かさざるを得ないのではないかと考える

- 適用除外を検討すべき、と考える。CO₂を地下に圧入し、貯留する権利を付与するにあたり、鉱業法と同様に、従事者の保安と公害の防止に必要な技術的要件と経済的要件等を求めることにすれば、海防法は重複になることから、海防法の適用除外を検討できることになるかと解する。CCS については、気候変動枠組条約の下で、CO₂が吸収されたと計量できる方法であれば、技術要件としては足りる。そのような手法の CCS は、海洋汚染防止法第 3 条第 7 の 2 号が定義する「海底下廃棄」、すなわち「物を海底の下に廃棄すること（貯蔵することを含む。）をいう。」に該当しない、という整理も可能性があるのではないかと考える。
- 海洋汚染防止法制定の経緯から、海洋汚染防止法だけでは CCS を縛る法律として適当ではないと考える。
- ロンドン条約批准を受けた現行海防法での CCS 適用除外は困難と考える。ただ、国内外での CCS の経験から CCS の安全性が確認されれば、将来的にはロンドン条約の CO₂-WAG 改定に向けた働きかけは行うべきと考える。また、苫小牧 CCS 実証成果を反映すれば、より柔軟な運用は可能と考える。CO₂は海水中に自然に存在し、生物活動や海流の動きなどによって濃度はたえず変動しており、万一 CO₂が微小漏洩してもモニタリングは困難だと推定される。ただし、地下の状態を監視することで貯留の安全性をモニタリングできるため、海域のモニタリングは必要最小限とすべきである。また、海外の海底下 CO₂貯留におけるロンドン条約適用事例を調査する必要もある。
- CO₂貯蔵を廃棄として、海洋のみの法令で規制するのは無理があるのではないかと考える。別法令を適用すべき。

1-③ CO₂貯留を含めた地下利用の権利

- 土地の所有権に関しては、民法第 206 条によれば、所有者は、法令の制限内において、自由にその所有物の使用、収益及び処分をする権利を有し、民法第 207 条によれば、土地の所有権は、法令の制限内において、その土地の上下に及ぶとされている。そのため、陸域で CCS を行う場合には、地下の地質構造を利用する等の権利を法令により貯留者に付与しない限り、地下に CO₂が分布することが想定される広大なエリアに該当する不特定多数といっても過言ではない土地の所有者の承諾を逐一得ることが必要になり、現実的には陸域での CCS は実施不可能となる。この点、鉱業法においては、地下の特定鉱物に関する権利に関して、民法 207 条による土地

所有者の権利が及ばないことが明確であること、また、鉱業法の姉妹法である鉱山保安法において、坑井掘削等の地下に関する技術・保安基準が設けられていることは、鉱業法改正により CCS の根拠法とするメリットであると考ええる。一方、土地の所有者の権利を制限するもう一つの現行法である大深度地下の利用に関する特別措置法は、想定する深度、適用地域が CCS とは大きく異なることから、その改正により CCS の根拠法とすることは不適當と思われ、別途、新法を制定することが必要になると考えられる。その場合、当該新法は、新たに土地所有者の私権を制限する性格を持つものであることから、地下道路建設に伴う調布陥没事件の発生などとも相俟って、立法のハードルは高いことが懸念される。

- 鉱業法をベースに検討する場合には、目的自体から見直す必要が生じる。また、同法では CO₂ 貯留に関する長期的責任について、最終鉱業権者が無期限で責任を負う旨が定められているが（鉱業法第 109 条 1 項）、事業終了後の管理責任は民間から国へと速やかに移管されるべきであり、法の見直しが必要になることから、これらの条件を満たす、温暖化対策としての CCS 事業の実態により則した内容とする「CCS 新法」が必要と考える。
- CO₂ 貯留は石油や鉱物などの資源とは異なり、採掘するのではなく蓄える物であり、鉱業法の適用には無理があると思われるが、とりあえずは鉱業法および鉱山保安法をベースに検討して、いずれ新法の制定により確立すべきではないかと思う。
- 民法第 207 条の規定により、他の法令で制限されない限り、土地の所有者の権利は地下にも及ぶこととなる。このため、陸上で CCS を行う場合には、貯留地点の権利を法令で設定しない限り、不特定多数の土地の所有者の承諾を得ることが必要になる。この前提を踏まえれば、「地下利用の権利」という概念が既に包含されている鉱業法を活用すれば、民法第 207 条との関係の整理は容易。また、地下利用の保安については、鉱山保安法の規定の大部分を活用することが可能。全くの新法にてこの点を解決することも不可能ではない。その際は、民法の規定との関係で、「地下利用の権利」の概念を明確に新法に規定することが必要。なお、民法上の土地所有者の地下の権利を制限する法令として、もう 1 つ、大深度地下の利用に関する特別措置法があるが、想定する深度や適用地域が CCS と大きく異なり、CCS の根拠法として利用することは困難。
- 国内でも新潟、山形、秋田のように廃油・ガス田があり、陸上の貯留可能資源を有効に活用することが望まれる。鉱業法の適用可否については専門外なので承知しないが、封入する CO₂ を将来の利用のために「一時的に貯留する」ものだとすれば、天然ガスの地下貯留のようなイメージで実施できる可能性があると考ええる。これが鉱業権でいけるのであれば、地下利用の権利は規定できることになろう。ただしその場合、あくまでも「一時的な貯留で先々取り出す」ことになるので、相当時間経た後に CO₂ を取り出すことが技術的に可能であることが前提となる。また、永久に閉じ込めることを前提にするわけではないので、いわゆる削減量としてカウントできるのか否かに疑問が生じる。一方、鉱業権的な権益に頼らずに新法（CCS 事業法）で陸地下貯留を実施することを考えると、相当の貯留量をひとつのサイトで確保する場合には、CO₂ は大深度の地下空間で水平的に広がることは避けられない。しか

も現状ではサイト周辺地下において（いわゆる所有権侵害に伴う補償に供することができ）精緻な長期にわたる水平分布を事前予測することは困難であろうこと、サイト周辺の私有地でそれぞれにモニタリングすることにも大きな困難があることから、陸地下で貯留を実施する場合には、大深度地下利用法の適用を可能とするような法改正、あるいはそれを盛り込んだ新法が必要ではないかと考える。

- 鉱業法の改正に拘る必要はないと解する。迅速かつ効率的に立法的手当てができる方法であればよいと解する。
- CO₂貯留サイトについては、洋上風力と同様に国が主体となって幾つかの有望サイトをゾーニング指定するのが良いと考える。従って、CCS事業者が国から使用権を一定期間与えられるスキームが良いと考える。
- CO₂-EOR が鉱業法で規制されていること等に鑑みれば、鉱業法をベースに検討することが合理的。一方で、CO₂を鉱物と同列で定義できるか等を考えると、鉱業法の改正で対応できるかどうか法制的に難しい可能性もある。いずれにせよ、法律が事業化を後押しする内容であることが重要。なお、仮に鉱業法の改正で対応するとしても、CO₂貯留に関する保安ルールは鉱山保安とは異なり、別途作成する必要がある。

I-④ CCSに係る立法の必要性等

- CCSに関する社会的制度としては、CCSのうち特に貯留行為に係る法規制（地下の地質構造の利用に関する権利を含む）と、CCS（分離回収、輸送、貯留）が経済性を持ったための制度・枠組みに区分したうえで、その両方を国が用意することは必須である。なお、許認可プロセスについて、仮に鉱業法を適用する場合、現行鉱業法の特定区域制度に基づくことを想定すると、以下のタイミングで許認可が発生すると考えられる。
 - 特定開発者選定時（エリア選定～公募～選定）
 - 試掘権取得時（24条協議～許可通知～登録免許税納付～取得、試掘権延長申請）
 - 採掘権転願（転願受理～生産開始後に鉱産税支払い）
 - 試掘権及び採掘権の消滅登録申請

鉱業法においては、既に一定の許認可の仕組みが整っていることも、これをCCSに適用することの利点と考えられるが、他方、CCS（特に貯留のみを目的とする場合）に特有の事項について、調整を行う必要はあると思われる。また、特定区域制度については、先の鉱業法改正による特定区域制度の導入以降、陸域での温泉開発に伴う小規模な水溶性天然ガスに係る手続きが行われたのみで、本格的な運用が行われているとは言い難い状況にあり、手続きに時間を要すること等の課題が業界からは指摘されているところ、CO₂の貯留に係る権利付与手続き制度の検討に際しては再考されるべきである。

- CCSの政策上の位置づけについては、既存のエネルギー政策基本法や同法に基づくエネルギー基本計画への明記で十分ではないか。CO₂海底下貯留を安全に行うための規制法や規則・ガイダンス、またCCSを円滑に進め、かつ海防法除外や事業終了後の国への移管を可能とするためのCCSに特化した「CCS新法」が必要と考える。

- 新法の制定が望ましいと思うが、これには時間がかかると予想されることから、まずは鉱業法と鉱山保安法の両方の改正による適用が妥当ではないかと思う。また、許認可制度は実証試験の実施時から必要になると思う。
- CCS に関する立法は必須。前述の民法との関係整理を始めとした、権利義務関係（＝推進及び規制の両面）について規定する「業法」と、分離回収・輸送・貯留のそれぞれに対して誰がどのように資金を出すのかを規定する「負担スキーム」の２点についての制度構築が必須。なお、許認可制度、技術基準等は、制度の大枠の設計をする中で考慮していくべきものとする。
- 基本的には CCS 事業法をもって貯留事業主体を事実上は官と定め、環境保全措置をも取り込んだ包括的な仕組み、かつ海外実施に資するような枠組みを制定すべきと考える。また、その中に高圧ガス規制や防災等も含めて、ワンストップで事業が推進できるように組み立てるのが望ましい。なお、前述のように貯留というものを「化石燃料を利用するために必要となる資源の一部」ととらまえば、鉱業法の一部援用もあり得ると考える。また、許認可制度としては、当然ながら事業申請にあたっての各種事項が必ず必要であり、これは他の大規模事業と同じである。また事業中のモニタリング（貯留層）は必至であり、社会合意形成の必要性、継続のためにも、その結果を一定期間で評価・公表し、それに基づく許可更新の仕組みが求められる（これも 96 年議定書で求められるものである）。
- ①従事者の保安、②公害の防止、③作業に必要な範囲での他人の土地の利用及び収用、④貯留した CO₂ が他人の土地に流入（土地所有者の所有権とは無関係にその地下に CO₂ を貯留）することの許容、⑤貯留された CO₂ のモニタリング、⑥海洋汚染防止法の適用除外、⑦長期的責任の移管といった事項について立法的手当てが必要と解する。①②⑤は規制法的性質を有するが、③④⑥⑦は促進法的性質を有する。これらの立法的手当てについては、鉱業法の改正に拘る必要はないと解する。迅速かつ効率的に立法的手当てができる方法であればよいと解する。また、許認可のタイミングについては、従事者の保安や公害の防止が必要となる掘削開始段階から許認可を要求することでよく、それよりも前の適地選定のための他人の土地の立入については許認可を要しなくてよいのではないかと考える。すなわち、鉱業法と同様の取扱いでよいのではないかと考える。
- CCS の地下貯留のみに係る法的整備として、第 1 回で説明のあった CCS 関連法（既存法の解釈例示、改訂を含む）をパッケージとして早期に立法し、整備する必要がある。法的根拠の後ろ盾がないと、一向に貯留事業に手を上げる民間の事業体が現れず、CCS の性質から遅くなれば遅くなるほどその効果が出にくくなると思われる。この場合、土地の所有者のいない海底下と陸上の事業者所有地では状況が異なるため、分けて整備する必要がある。
- 国が CCS 事業を推進していく政策を示すことが、制度の設計や事業者のインセンティブ、社会受容性などから必須である。規制法ではなく CCS を促進していくことを目的とした法整備が望ましい。国によるゾーニングを前提とすれば、ゾーニングの後に CCS 事業者が希望のサイトを応募し、国の決定を受けた後で許認可手続きとなる。

- CCSに係る許認可を行うことが事業の信頼性確保のために必要であり、そのための立法措置が望まれる。許認可付与のためには、CCS事業に係る①事業者の技術的能力の認証、②プロジェクトのCO₂削減量（排出量）の認証、の制度と認証スキーム構築が必要。制度・スキーム構築により、安全性が担保され、かつ、プロジェクトのマネタイズが可能となる。

II. CCS導入の実施体制並びに官民の役割分担等

- 理想的な形は Longship Project の民間主導型のやり方である。CCS に関して、競争原理が働かない完全な公共事業型を採用している国は無いと理解している。Longship Project では、回収は CO₂ 排出者が行い、それを輸送・貯留事業者に費用を渡して貯留するケースである。この際、排出者は削減した CO₂ 量に応じて、カーボンプライシングから一定の対価が入手できるので、それで貯留事業者への経費として利用するという構図であると思う。さらに排出者は、将来的には、回収した CO₂ を欲しい事業者（例えばメタネーションなどのカーボンリサイクリング事業者）に、別に売却できる可能性も出てくる。国の関与の基本は補助金であり、カーボンプライシングの制度設計において、CCS を民間が事業として出来る形にすることが必須である。例えば、税制優遇や補助金（45Q）債務保証などが官の役割と考える。但し、輸送・回収事業者が必要になる圧入サイトの調査などに関しては、リスクがあるため、国がかなりの部分を担う必要がある。

II－① CCS 実施体制並びに CO₂ 回収・輸送・貯留における官民の役割分担

- 導入期と実装期に分けて整理する。2030 年くらいまでは、CCS の実装を行うための仕組みを作る段階であり、導入期と位置付けると、この期間は、国が主導・先導したビジネスモデルの構築と、それに向けた技術開発・貯留適地の抽出については、相当程度の公的資金支援が必要である。次に、実装期については、分離回収と輸送・貯留に分けて整理する。分離回収に関しては、CO₂ 排出源者の燃料燃焼あるいは製品製造設備、若しくは水素等の製造設備等に隣接し、当該排出設備との密接な連携運転が必要と考えられ、分離回収行為を行う主体は排出源者自身となる可能性が高い。他方、輸送（パイプライン、船舶等異なる形態が想定される）、地下貯留については、それぞれの行為を行う者は、排出源者とは異なる専門技術・設備等を具備する者がそれぞれのパートを担うことが想定される。これらの行為を行う者は、いずれも国や公的機関が直接これを行うのではなく、民間企業がこれらを分担し、あるいは各行為において民間企業間の競争原理が働く形で実行されることが望ましいと考えられる。そのうえで、これらの行為、特に、排出源者が直接行う分離回収以外の輸送及び貯留行為は、その成果物として有価物の生産を伴わないことから、誰が・どのような形で輸送者や貯留者に対価（コスト+フィー）を支払うのか、その仕組みが明確化されない限り、誰も輸送や貯留を行おうとはせず、仮に罰則的排出規制が課され排出源者による分離回収が行われたとしても、CCS は全体として成立しない。
- 温暖化対策による恩恵は、CO₂ の処理を行う行為者ではなく、最終的には国民ひと

り一人が享受することになるため、広く国民がその負担を負う仕組みが必要であり、CCS の費用負担は、税負担によるか、または電気その他の製品の料金・価格に適切に転嫁される仕組みを確立する必要がある。尚、排出権取引の併用（CCS 実施者への対価として付与）も移行期においては考え得るが、カーボンニュートラル（CN）が達成された状態においては、ネガティブ・エミッションによる排出削減分のみしか取引の対象とならないと思料されるところ、CCS はカーボンニュートラル（CN）到達後も継続される必要があると想定されることから、最終的には、上記のとおり、税負担か、電力・製品価格への転嫁か、その併用か、ということになるものと考えられる。従って、官の役割としては、以下が考えられる。

- ①そのような費用負担・資金還流の枠組み・仕組みを制度として形成すること
 - ②それぞれのパートの技術開発に対する資金支援を行うこと
 - ③特に、導入初期～普及段階において、各行為を行う者に対して相当程度の公的資金支援を行うこと
 - ④上記に加え、分離回収～輸送～貯留を結ぶ実装プロジェクトの組成を支援すること
- 日本においては、CCS の回収／輸送／貯留の各プロセスについて、それぞれ強みを持つ事業者が異なり、CO₂を排出する事業者が、回収／輸送／貯留の一貫した技術を持っているわけではない。排出事業者は分離回収技術の知見を深めてきているところだが、一方で、輸送・貯留に関する知見は少ない。官民の役割について、CCS に限らないことではあるが、CCS の各フェーズにおいて、民がビジネスとして参入できるようになるまでの初期段階には、国主導による十分な研究開発の推進で、技術確立およびコスト低減を進めていくことが重要。特に、日本には EOR のような事業性のある案件が無く、排出者にとっては純粋なコストであるという点に留意が必要。また、適地選定に関する高い不確実性や、事業規模の大きさ、また、長期的な貯留責任の担保といった観点から、少なくとも貯留に関しては国が担うことが適切。
 - Longship Project は EOR を伴わない CCS であるが、将来外国からの参加を期待しつつ、ノルウェー政府が多額の補助を実施しながら推進されている事業と理解。日本の場合、近隣諸国から CCS を呼び込める可能性は、EU に位置するノルウェーよりは相当に低いと考えられ、この点が大きな違いとなりえる。JESCO は、PCB が健康被害に直結する有害物質であり、かつ広く一般に利用されていた設備に含有されていたことから、国主導の事業となったと理解。CO₂も我々の生活の周りに広く存在するものではあるが、PCB のように健康被害を起こすものではないところが異なる。高レベル放射性廃棄物は、PCB 同様に、健康被害に直結する可能性がある物質と言えるが、排出源が公益事業たる電力会社に特定されており、またその処理コストも適正に料金転嫁できるシステムとなっている。以上の通り、CCS はいずれのケースにも当てはまるものではなく、「公益事業」としての色彩が強いと考えられることから、それを前提とした体制、官民役割分担を考えるべき。
 - CO₂回収事業については排出源が多岐に渡り、回収技術も多様化すると思われるので、民間で実施するのが適当と思われる。輸送については、パイプラインの設置や

輸送船の開発等、主体は民間が良いと思うが、万一の事故などに備えて国のバックアップも必要だと思う。貯留については、我が国の地質・水理構造は複雑で調査・評価が難しく、事業としての不確定性も大きい上に、万一の漏洩時の対策等も考慮すると国が主体となった組織による実施が適当と思う。また、CCS 事業がビジネスとして成り立つまでは、国による技術開発やその実証など、コスト評価も含めて実施することが必要と思う。

- 導入当初から官民の役割分担を意識するよりも、当初 10～15 年は国の主導で CCS の社会実装を進め、時間の経過とともに民間主導で事業が独り立ちできるような支援体制とすべき。諸外国においても、経済的インセンティブを得られる EOR 以外は、国及び地方自治体等のほぼ全面的な支援により実施されている。なお、社会実装が進んだ後においても、後述の通り、国の役割が小さくなるものではないと想定している。
- 貯留事業主体は国の直営か特殊会社が担うのが現実的ではないかと考えている。
(BECCS は別として、) CCS が化石燃料の利用動向、加えて原子力発電の動向に左右され、水素やアンモニア等への燃料転換が進むと考えれば、CCS 事業の成長期間はそれほど長くはない可能性もある（少なくとも国内は）。その場合、回収、輸送も含めて誰が担いうるのかは慎重に検討する必要がある。CO₂ 対策は排出者が多岐にわたり、事業のみならず生活者個々も排出源たる要素があるので、全体としては官主導＋汚染者負担（受益者負担？）とならざるを得ない気がする。例えば化石燃料電力の場合、発生源たる発電所での回収は基本的に自己責任（委託はあり。費用は当然電力料金転嫁）、輸送は許可を受けた民間事業者（もしくは官に準ずる組織）、貯留は国の直営か特殊会社が考えられる。この場合、発電所は輸送事業者に運搬費用と貯留費用を支払って、それも電気料金に転嫁することになる。なお、貯留の長期費用も分担金として一定総額なり一定期間なり拠出することになる。
- CO₂ 回収分離については、CO₂ 排出者の現場に装置を設置する必要があるので、CO₂ 排出者が自ら行う一方で、装置の設置については補助金を出すなどの促進策を導入するのがよいかと考える。CO₂ の輸送及び貯留については、「海外の事業者から CO₂ を引き取ってもらう」或いは「海外から脱炭素化されたエネルギー、原料を調達する」よりも、国内に CO₂ を貯留した方が経済的にメリットのある状況を確保する範囲内で、国が費用と責任を負担すべきと考える。
- Capture と Storage ハブをわけたクラスター＆ハブの構成を基本形として考えることに異論はないと思われる。その中で貯留ハブは法整備が比較的容易な海底下を念頭におくが、民間が全額資金調達して運営する絵姿が描きにくいと思う。したがって、国と主要排出源産業（電力、鉄鋼、石油精製・石油化学、セメントなど、当面 CCS に依存できるならそうしたい企業）が出資する「二酸化炭素地下貯留機構」などの公的な特定事業体が主体となるべきかと想像する。この機構は貯留とモニタリングにおいて、排出事業者から累積受け入れ量に応じた課金で運営する。輸送は託送と同じ構図になるため、海運事業者が排出事業者（荷主）から CO₂ 量に応じて輸送費として料金を徴収すればよく、これは場合によっては市場競争領域となり得る。陸上（港湾地区）にも Capture ハブが必要で、排出事業者から CO₂ を受け入れて荷

捌きをすることになる（海運事業者の物流配送センターとしてもよい）。ここでは、Pure な CO₂ を扱うため、貯留の他、直接利用や CCU などにも CO₂ を卸すこともあり得る。排出事業者の現場での Capture の実装についてはエンジ会社や分離回収素材メーカーなどの市場原理に基づく競争領域である。これら、分離回収、輸送、圧入貯留と監視の費用は排出事業者が支払うことになるが、そのコストは受益者が負担するのが原則であり、必然的に排出事業者の製品やサービスに転嫁されることとなるため、同様のサービスに対し、CCS のコスト負担の有無で競争力（海外も含む）上、不利あるいは不公平とならないように、例えば税制上のインセンティブ（45Q のような）が必要と思われる。

- CO₂ 回収は民間が主体で実施することになる。一方、輸送・貯留は、一体的に管理した方が効率的であること、貯留は民間にはリスクが高く国の関与が望ましいことから、輸送・貯留は国が関与する機関が実施するのが良いと考える。
- CCS を持続可能にするためには、政府丸抱え型ではなく、民間主導型にする必要があり、その環境づくりとして初期には国がインセンティブをつけるなど支援し、民間参入を促す必要がある。CO₂ に価値が付けば、ノルウェーの Longship のように、回収フェーズは CO₂ 排出事業者（例：電力会社、工場）による競争領域になりえる。他方、輸送・貯留は、排出事業者とは別の、ノウハウを有する事業者が行うことが効率的（たとえば、地下に知見をもつ石油ガス企業など）。

II-② ビジネスモデル

- 導入初期～普及段階において相当程度の公的資金支援を行う方法として、CO₂ のフロー全体またはその一部（輸送、貯留）を「公共事業」として実施することが考えられ、輸送者、貯留者の観点からは、費用回収の予見可能性の観点からは、好ましい面がある。他方、初期段階は手厚く公的資金を投入したうえで、一定のビジネスモデルが確立した後は、公的資金負担を減額又は廃止し、民・民の取引に委ねることを指向することも可能であろうと思われるが、その場合も、価格転嫁が的確に行われる事業環境を整備することは官の役割になると考えられる。
- CO₂ が化石エネルギーを利用する全ての利用者から排出されるものであることを考慮すると、ビジネスモデル・費用負担としては、CCS の共通基盤である輸送・貯留については公共事業とし、その費用についても社会全体で負担する仕組みが望ましいのではないかと。また、分離・回収に必要な設備投資についても、座礁資産にならないようにする支援やインセンティブが重要ではないかと。CCS は、分離・回収、輸送、貯留のフローのどれか一つでも欠けると、サプライチェーン全体が機能しなくなるリスクがあるので、それぞれの技術・コスト課題が解決され、確実性が確保されることが重要。海外のプロジェクト中止事例では、プロジェクトを進めていくうちに、コストが当初の見通しよりも増えて行って行き詰った事例も多く、このリスクが大きいことがわかる。ビジネスモデル構築でもこれらのリスクの排除、最小化を考える必要。NUMO や JESCO の事例は、対象物が核廃棄物や PCB など特殊であり、取扱いに専門的な知見が必要である。また、核廃棄物は排出者が原子力事業者に限られるという特殊な事情もあり、該当する事業者が処分の主体となっている。CO₂ は物質としては一般的なものであることからそのような制約は無いが、一方で、

貯留は長期にわたる管理責任があるため、国による管理が適切ではないか。

- EOR に期待できない日本において CCS は「コスト」となる。一方、CCS は、我が国がパリ協定における長期戦略を達成するための有力な手立ての一つでありその効果は我が国にとっての「公共益」となる。また、RITE の経済性分析にもあった通り、様々な国内産業セクターに対して事業機会や雇用を創出する。かかる観点から、CCS は「公共事業」としての色彩が強く、民間主導にはなじまないと考える。
- CO₂ 貯留と輸送については民間主導型で、貯留については公共事業型がふさわしいと思う。ノルウェーの Longship プロジェクトは参考になる良い例である。
- 少なくとも導入当初 10～15 年は公共事業型とすべき。特に、輸送・貯留部分に関しては現状では何ら収入を生み出す要素がなく、事業として成立する制度が整い、一定規模の市場創出がなされるまでの間は、公共事業型以外で成り立つとは考えがたい。また、分離・回収についても、製品等を生み出す設備（工場、発電所等）からの排出であれば、当該製品等に対する価格転嫁を行うことにより費用を回収することが理論上可能ではあるものの、国際競争力の低下を防ぐ等、価格転嫁を可能とする制度や社会環境を国が整備しない限り、ビジネスモデルとしては成立し得ない。社会実装が進んだ後のビジネスモデルについては、公共事業型（委託事業等）、インセンティブ型（例：米国 45Q など）、規制&ペナルティ型（例：ノルウェー炭素税など）の全てが考えられるが、いずれの手法を用いるにしても諸外国の温暖化対策規制との足並みを揃えなければ、カーボンリーケージの問題が発生する可能性が高い。
- 民間主導型を目指すのであれば、経済性の観点から、それに見合う十分な収入が必要になる。理論的には、以下の収入獲得方法が考えられる。
 - ① 国内の CO₂ 排出者から CO₂ を引き取ることの対価として得られる CO₂ 引取料収入（以下「国内 CO₂ 引取収入」という。）
 - ② 海外の CO₂ 排出者から CO₂ を引き取ることの対価として得られる CO₂ 引取料収入（以下「海外 CO₂ 引取収入」という。）
 - ③ CO₂ を原料とする製品の生産者に対して地下貯留した CO₂ を販売して得られる収入（以下「CO₂ 販売収入」という。）
- CO₂ 回収は民間主導型、輸送・貯留は公共事業型が望ましい。CO₂ 回収事業者は、回収サイトで輸送事業者に CO₂ を引き渡すことになり、対価については今後の制度設計による。また、輸送・貯留の実施体制に関しては、苫小牧 CCS を成功裡に実施した日本 CCS 調査㈱が参考になると考える。

Ⅲ. CCS 導入を促進する施策・インセンティブ等

- 補助金、税制優遇、国の債務保証など、CCS 産業創生の初期段階では、これらの方策は必須である。しかし、将来 CCS 業界が成熟した段階では、徐々にこれらの制度の見直しを進めて、エネルギー産業の一部として CCS 市場が自活できる形を作るべきである。CO₂ オフセットクレジットはカーボンプライシングの議論の一部であり、これは CO₂ 市場の創出も必須と考える。このためには、まず 2050 年でのエネ

ルギー基本計画の中に、CCS での削減量を明確な目標として書き込むことが必要である。そして目標達成のためのロードマップの精緻化を進めることが次に必要であると考えられる。しかしながらこのロードマップ作成も包括的、概念的な議論の段階は過ぎたと考えられる。2050 年カーボンニュートラルを実現するには、現在のロードマップを具体的な事例に落とし込んでいく段階にきているようにも考えられる。海外でも多くの CCS の具体例が検討され、FS や FEED まで進んでも、最終的に実施されなかった例が数多くあり、国内においてもまず具体的な CCS 事案の検討を進め、経済性など無理であればやめれば良い。その過程で何が問題であるかなど、多くのことを学べるはずである。

Ⅲ－① CCS 事業の資金調達等

- 補助金は、有効なインセンティブとなり得る。税制優遇は、民・民ベースの契約により、分離回収、輸送、貯留のそれぞれの実施者の収入（課税所得）が担保されていることが前提であれば、有効なインセンティブとなり得る。公共事業型で実施される場合にもインセンティブとなり得るが、国の支援としては重複感が生じる恐れがある。CCS に係る固定資産税等、地方税の減免措置であればその懸念が緩和される可能性はあると思われる。尚、CCS にかかる収入確保が担保されないまま税制優遇措置が設けられる場合、当該措置は CCS 以外からの事業所得に対する減税策となることを意味し、CCS コストの必要回収規模との比較衡量や、他事業からの将来課税所得の不確実性（当該税制優遇措置が享受できないリスク）の観点からは、それだけで CCS へのインセンティブとして機能する可能性は極めて低いと思われる。国の債務保証については、CCS 事業に対する融資金が CCS 事業から回収できる見込みが立たない限り、金融機関は融資しない。CCS 行為に対してコスト回収・報酬が得られる仕組みがないまま、国の債務保証制度だけが創設されても、適用可能な事例は発生しない。CCS 事業のキャッシュフローが一定の確実性を伴って見通すことが可能な事業環境が整備されたうえで、国等による出資・債務保証、利子補給等の金融支援が行われることは、事業期間が長期にわたることや、特に貯留事業においては、貯留適地が抽出されていてもなお、貯留層性状の不均一性や坑井掘削に伴うトラブルなど、大深度の地下を扱うことに特有の不確実性が存在するため、有効であると考えられる。
- CCS が複数のプレーヤーによる市場として機能するためにはリスクに見合うリターンが必要となる。EOR 地点が無い日本においては、インセンティブの設計も含め、ビジネスとしての自律的な市場形成はハードルが高いが、CCS に係る技術面・コスト面の課題解決に向けた取組・開発に対する支援的措置（補助金，税控除）が考えられる。
- CCS は「コスト」であるため、収益性ドリブンな施策は考え難い。またカーボンプライシングは、生産拠点の海外移転など国内 CCS 以外の手法の選択を招く可能性があり、CCS 促進施策として適当ではない。CCS を公共事業と位置づけ、必要コストの公的負担や事業終了後の国への責任移管などを明確にすることが、CCS 促進につながると思う。

- 事業に対する国の補助金が最も効果的であると考え。また、税制優遇や、債務保証、クレジットなども有効かもしれないが、CCS 事業の必要性を国民が理解し支持してくれれば、事業者のやりがいやインセンティブになると考える。
- 補助金や税制優遇があっても、現行制度下では事業としての経済性が成り立つ目処はなく、当面は国による委託事業等の全面的支援によらざるを得ない。現段階においてクレジットは一定の有効な手段であるが、2050 年に排出量実質ゼロを達成するためには、単なる排出”削減”によるクレジットは意味をなさず、ネガティブ・エミッションにおいてのみクレジットが発生しうる構造にならざるを得ない点に留意すべきである。
- 貯留事業主体を国の直営か特殊会社が担う前提では、一番ストレートなのは炭素税であり、回収装置等の整備のための補助金との併用が仕組みとしては一番単純になるのではないかと。各国の国境措置動向に留意する必要があるが、炭素税の導入とエネルギー関連諸税や所得税の減税で、可能な限り税中立をはかることにより、価格上昇を抑えつつ、脱炭素をより進めた事業者が果実を得られる仕組みも考えられる（諸外国のように排出権取引との併用もあるだろう）。また、仮に炭素税を選択する場合には、CO₂ トン当たりの税額（税率）が 2050 年に向けて段階的に上昇するプログラムを明示することによって、CCS だけではなく CO₂ 削減の早期実施を促進するインセンティブにできるであろうこと、炭素税の税収が温暖化対策の技術開発・事業開発として企業にフィードバックする仕組みを確実にすることで、先行企業には免税を、後発企業には開発・導入を促す仕組みとすることを考慮すべきである。
- 補助金、税制優遇、債務保証、クレジットのいずれも、「海外の事業者に CO₂ を引き取ってもらう」或いは「海外から脱炭素化されたエネルギー、原料を調達する」よりも、国内に CO₂ を貯留した方が経済的にメリットのあるように設計する必要がある。また、脱炭素機能を海外に依存すること（日本で発生した CO₂ を海外に貯留すること、或いは海外で脱炭素化されたクリーンエネルギーや原料を輸入すること）は、将来の日本の貿易支出、電力料金の上昇、国内製造業の相対的地位低下、クリーンエネルギーセキュリティの不安定化、国内の脱炭素技術開発現場の喪失といった深刻な問題をもたらすと考え。
- CO₂ 回収については、初期導入時は設備投資のリスクを低減させる方策（回収設備に対する補助金、税制優遇、国の債務保証などの施策、運用に関しては投資回収を担保する電力市場での制度優遇など）が必要となる。一方、将来的には CO₂ の環境価値を顕在化させた市場により、他の CO₂ 対策技術と競合する制度設計が望ましい。また、CO₂ 輸送・貯留インフラは国主体で整備を行うとして、運用経費の負担方法については今後議論していく必要がある。
- CCS を持続可能にするためには、充実したインセンティブ（クレジット、補助金、税優遇、債務保証）と、その前提として、マーケットが存在し、CO₂ 価格と量が可視化される必要がある。支援措置としては、CCS 適地調査や、技術支援、ファイナンス提供などが想定される。また、CCS オフセットクレジットを与え、それが市場

で売買できたり、政府が買い取るスキームが整備されれば、インセンティブとして効果がある。

- 何らかの形で受益者負担としない限り、CCS は導入が進まないと考える。
- 受益者負担で費用が製品やサービスに転嫁された場合、CCS コスト負担の有無で競争力が変わることにより、不公平とならないような税制上の仕組みが必要である。

Ⅲ－② 貯留性能の不確実性リスク低減等

- 有価物の生産収入が期待できる石油・天然ガスの探査においてさえ、有望な構造の存在が不明な状態では民間の探査は進まず、国による基礎調査（国の調査船を保有したうえでの弾性波探査や、基礎試錐（試掘））が長年にわたり行われてきており、そのうえで近年になって補助試錐の枠組みが設けられたところ、有価物を生まない CCS において、調査井の掘削を伴った貯留適地の抽出は、国等の全面的な資金提供がない限り、民間の発意と費用負担により調査井の掘削が行われる可能性は無い。
- 日本では、排出者にとって CCS は純粋なコストであり、民間が現状の貯留性能の不確実性のリスクを受け入れる余地が低いことを考慮すると、貯留の確実性が確保されるまでは、国が実施主体となるべきではないか。
- CCS は国主導の公共事業であり、民間は国の発注に基づいて、与えられた業務を遂行すべきと考える。
- 国による国内の貯留適地調査および貯留可能量の評価が必要である。この調査や評価には調査井の掘削も含み、確度の高い貯留可能量評価が必要である。また、貯留の実施主体による注入井の掘削についても、導入初期はリスクもコストも大きいことが予想されるため、補助金が必要と考える。
- 貯留適地調査に係る有識者委員会による「貯留適地の選定フロー」では、弾性波探査に加えて調査井を掘削し、検層・コアデータの分析、圧入テストによる貯留性状等の解析が行われ、それらデータをもとに総合評価を行った地点が適地として選定されることとなっている。これらの評価が行われても地下のリスクがゼロになる訳ではないが、少なくとも、調査井の存在しない状態で、民間企業が自らのリスクで調査井を掘削することは想定し難い。以降商業活動に繋がる基礎試錐も国により掘削されている状況を鑑みれば、事業として成り立つ余地のない貯留適地の試掘までは国により行うべき。
- 貯留事業は国の直営か特殊会社が担うべきで、民間事業者が貯留を行うとしても、試掘まで国が行うのがよい。環境事前調査も国が行い、確実性の高い場所について入札で事業者を決めれば良いのではないか。
- 電力・ガス会社等の発表するカーボンニュートラル、ゼロエミッションなどの計画では、その殆どが、日本国内の CO₂ 貯留ポテンシャルを当てにしていない。「海外の事業者に CO₂ を引き取ってもらう」或いは「海外から脱炭素化されたエネルギー、原料を調達する」ことの方が現実的であり、経済的であると判断していると言える。しかし、脱炭素機能を海外に依存すること（日本で発生した CO₂ を海外で貯留、或いは海外で脱炭素化されたクリーンエネルギーや原料を輸入）は、将来の日本の貿易支出、電力料金の上昇、国内製造業の相対的地位低下、クリーンエネルギーセキュリティの不安定化、国内の脱炭素技術開発現場の喪失といった深刻な問

題をもたらすことから、貯留適地の確保は国が積極的に進める必要があると考える。

- 少なくとも最初の 1 億トン級の貯留層は関連法整備後に海底下とし、場所の選定は適地調査結果を最大限利用し、試掘以降は貯留機構が運営するようなスキームでないと、民間のみでは貯留層の不確実性のみならず、ファイナンスのリスクもあるため、進まないと考える。また、万が一に引当可能な保険側の体制も必要と考える。
- 有望サイトのゾーニングのためには、試掘による評価までは国が主体で実施することが望ましい。
- 国が基礎調査をし、企業に対して情報開示することも民間参入促進のひとつの方策と言える。

Ⅲ－③ 温暖化対策における CCS の位置づけ

- 第 31 回総合資源エネルギー調査会資源燃料分科会（2021.3.2 開催）において、CCS の位置づけや課題と取組みのロードマップが一定程度明確化されたが、CCS に期待する定量的な目標規模の設定とその実現に対する政府予算配分に関する内容が不足していた。今後は、CCS の定量目標が改定エネルギー基本計画にしっかりと盛り込まれるとともに、必要な予算措置がしっかりと講じられる必要がある。また、CCS の貢献を実現するためには、貯留適地の確保が大きな課題の一つであり、かつその抽出にはリスクマネーを伴うので、国による調査井の掘削までを終えた貯留地の確立は、日本のカーボンニュートラルを達成するための国としての課題と認識される。
- CO₂ 削減には様々な手法があり、技術開発が進んだ安いものから順次導入されていくものと認識する。CCS の導入を目的とすることは本末転倒であり、あくまで複線シナリオの中での取組であることに留意する必要がある。
- 検討会では石炭火力発電所を対象として経済波及効果のモデル分析を行ったが、石炭火力への CCS 適用については、まだ回収コストも高く、長期運転による耐久性確認など解決すべき技術的な課題も多い。また、初期導入として投資規模が大きいことから成功しなかった場合の損失も大きいという課題もあることから、決め打ちでない政策議論が必要である。
- 温暖化対策として CCS の必要性や役割について、企業や国民のコンセンサスを得る必要がある。
- 政府としてどの程度 CCS の寄与を期待しているのかを明確にした上で、その寄与を実現するための支援をお願いしたい。
- ブルー・グリーンの水素・アンモニアの輸入量拡大や、価格や安定性を維持するために合理的な原子力利用の動向によって、急速に化石燃料の国内需要が減少することも十分に予想されるというような視点も入れるべきである。
- 2050 年カーボンニュートラル達成のためには、再エネ及び原子力発電を最大限度活用しても、国内 CCS が不可欠であることの説明をロードマップやエネルギー基本計画において明確に示すべき。
- 第 6 次エネ基では、グリーン成長戦略を受けて、CC(U)S は積極的に推進すると明記されるものと期待している。それに合わせ、法整備、貯留側の実施体制の確定な

ど排出事業者が CO₂ 分離回収を積極的にやる気にさせる「CO₂ の行先」のロードマップを明確に示すべきと考える。

- 2050 年カーボンニュートラルに向けて、CCS は必須と考える。エネルギー基本計画などエネルギー・環境政策上での位置づけの明確化が必要である。
- パリ協定 2℃目標達成のためには、2050 年に CCS で年間 40 億トンの CO₂ 削減が必要である(IEA)などのように、日本のカーボンニュートラル目標における位置づけが明確化されれば、制度デザインへの影響が大きい。他方、小さく位置づけられると普及阻害になるため、慎重な検討が必要である。
- 海外 CCS 事業の JCM 化、(JCM 適用国ではない) 先進国での CCS 事業のクレジット化などにより、海外市場を国内温暖化対策に積極的に導入していく施策も重要である。

IV. その他（CCS 導入に向けての必要事項等）

- CCS 事業は、広い分野の技術を統合した事業規模も大きい新しい事業である。このような事業においてこそ、学習効果による大きなコスト削減が期待できる。また安全性の担保に関しても、学習効果が大きく影響すると考えられ、CCS の事例が多く集まれば、誘発地震や漏洩などの監視と対策に関しても、大きくコスト削減が期待できると考える。
- 海外で CCS を行い、水素やアンモニアを輸入する議論があるが、既存のインフラやシステムを利用し、排出される CO₂ を国内で CCS するのが、経済的であり、また国富の海外流出という点でも良いと考える。水素時代に向かって、国内で CCS 付きブルー水素の製造を進める方が、海外からブルー水素を輸入するよりも競争力を持つ構造を作り上げることが重要である。
- CCS 実用化の検討において、①カーボンプライシングの議論で CCS の事業化に必要な CO₂ 削減に対する価値を作り出すこと、②CCS 事業に対する新法の整備に着手すること、③CCS 事業はエネルギー産業の一部であり、削減目標量をエネルギー基本計画に明記すること、④現在のロードマップ（2030 年の 100 万トン実現）は可能であれば前倒しで進めること、が重要である。

IV－① コストダウン、安全性向上等

- コストダウンのための技術研究および実装規模でのインフラ整備が必要で、国の支援、制度設計による後押しが必要である。また、調査井掘削を含む貯留適地調査、苫小牧に次ぐ、規模を拡大したプレ実装プロジェクトの推進（排出源～輸送～貯留を結ぶ一貫操業・ビジネスモデルの確立）、社会的制度整備（特に貯留に係る法規制と、CCS が経済性を持つための制度・枠組み（費用の官民分担）の確立）が必須である。
- 分離・回収技術は、コスト面でまだ十分低い水準に達していないことから、コスト削減は非常に重要である。

- コスト削減は重要。安全性については事業実行までにきちんと確認し、地域や国民にきちんと理解してもらうことが前提であり、ここに疑義があれば事業着手は不可能である。
- 現状では CCS はコスト高であり、更なるコストダウンを図る必要がある。貯留事業実施においては、誘発地震監視や漏洩監視などの環境調査のためのガイドラインの設定や、万一を想定した漏洩対策のシナリオ構築も必要である。また、CCS についての国民の理解促進も重要である。
- 社会実装のためにコストダウンは必須であり、大きなリスクを伴う貯留適地調査や調査井の掘削は民間では困難であることから、こうした取り組みは引き続き国として実施すべきである。
- 安全対策は勿論必要であるが、十分に拡散されて低濃度になっていることが想定できれば、健康やその場の環境に致命的な影響はない。また、仮に数百万トン、数千万トンが漏洩したとしても、そのことが気候変動に致命的な影響を引き起こすとは考えられない。
- CO₂ それ自体は高濃度でない限り有害ではないことを広く知らせ、必要であれば CO₂ が有害ではないことの議論を深める取り組みをすべきである。
- コストダウンは重要であり、我が国の技術力を向上させるためにも、技術開発への支援を拡大すべきと考える。特に CO₂ 回収技術のコストダウンへの期待は大きい。
- 全体プロセス最適化によるコスト削減の可能性は大きいため、最適化に資する DX の推進が必要である。
- CCS は分離回収、輸送、貯留のどれか一つでも欠けると全体が機能しなくなるリスクがあるので、それぞれの技術、コスト面の課題が解決されて、確実性が確保されることが重要で、官民の役割の観点では、分離回収、輸送、貯留のいずれも初期段階においては、国の指導・支援により十分な研究開発が推進され、民としてビジネスとして参入できるように、技術確立、コスト低減を進める事が重要である。
- プレーヤーが複数出てきて競争し、コストダウンを図るような市場が形成されるのか、或いは国が一括管理するのかなど、さまざまなバリエーションを踏まえた検討が必要である。

IV－② 国内 CCS 事業が海外 CCS 事業に対して競争力を維持できる方策等

- 化石燃料燃焼後の CCUS に関しては、国内に十分な貯留適地が確保されれば、日本で排出される CO₂ をわざわざ海外に移送し、貯留を外国に委託することは、国富の海外流出でしかなく、エネルギー安全保障の観点からも海外依存を高めることになるものであり、これに対する国内 CCS のコスト競争力は十分に維持できる余地がある。ブルー水素・アンモニアの日本国内への供給という観点では、化石資源を既存のインフラを利用して輸入し国内でブルー水素/アンモニア製造（CCS を含む）を行うことと、海外でブルー水素/アンモニアを製造し新たな輸入（物流）インフラを構築したうえで、国内で水素/アンモニアを利用することとのコスト競争となるが、国内製造が競争力を持つ可能性はあると考える。また、BECCS、DACCS の国内実施は、国内産業における排出削減が困難な CO₂ 排出量をオフセットするうえで必須と考える。

- 安易に CCS を海外に依存することは、日本の国益に反するものであり、どうすれば競争力を維持して国内で CCS を実施できるのかを徹底的に追求すべきであり、その際には、単に分離回収や貯留を切り出して比較するのではなく、輸送を含むエネルギー供給チェーン全体を俯瞰し、かつ、供給の安全性・安定性を含むエネルギーセキュリティの問題として捉える必要がある。
- 競争力を有するには、分離・回収、輸送、貯留それぞれにおいて高い技術力を有することが重要であり、技術開発の支援等が有効である。また、地理的な観点からは、排出源からの近距離に確実性の高い貯留適地を確保することが重要であるが、日本では EOR がないため、CCS が不可避な場合、国家間で海外の貯留地を共有する共同事業体制を構築し、周辺国と連携して貯留拠点を拡大運用するなど、グローバル視点での方策も必要ではないか。
- EOR で先行した海外に大きく劣後したところからのスタートであり、まずはキャッチアップしていくことが肝要である。CO₂分離や海上輸送など、個別技術については、我が国がリードしている部分もあると考えられ、経験を通して日本がリードする技術エリアを拡大していくことが現実的である。
- CO₂回収技術や船輸送技術は、我が国の技術の強みを発揮できる分野と思われるので、技術開発や実証を国の事業などで早急に実施し、我が国の技術を世界にアピールすべき。
- 海外 CCS 事業は、地政学的リスク、価格変動リスク、CO₂の受け入れを突然止められるリスク等、継続に当たってのリスクが極めて大きく、また法規の解釈、資機材調達、税制面等、課題が多く解決に年数や事例も必要となることから、単純に現行条件下での価格競争力をもって安易に実施を検討すべきものではない。むしろ、国内 CCS 事業で得られた知見を、貯留地の確保と引き替えに東南アジア島嶼国等に技術移転する等、戦略をもって海外 CCS 事業を実施すべき。
- 2050 年カーボンニュートラルを確実に実施するためには、まずは国内 CCS 事業に係る議論と制度設計を早急に進めなければ、間に合わなくなる危険が高く、リスクの高い海外 CCS 事業への依存を検討している時間的余裕はないと考える。
- 我が国の現状を見ると、CCS のコストダウンや安全性に係る技術論に終始し、CCS 導入を促進する包括的なビジネス環境を整える議論や政策が具体的にほとんど進んでこなかったように感じられる。今後もこの状況が続けば、先行する国々との差が開き、この分野で大きく立ち遅れることを懸念せざるを得ない。したがって、第一に実施すべきことは、我が国の企業（公営、民間問わず）が CCS をビジネスとして考慮できる環境を早急に整え、具体化することである。議論しやすい技術論に終始することなく、導入を促進する具体的な方法を早急に決め、行動に移すことが海外に後れをとらないためにも最優先であると考ええる。
- 日本国内に CCS 技術の研究開発及び適用を行う「現場」を確保することが極めて重要。そのためには、脱炭素機能を海外に依存すること（日本で発生した CO₂を海外に貯留すること、或いは海外で脱炭素化されたクリーンエネルギーや原料を輸入すること）を回避しなければならない。日本国内に地下貯留の現場をつくれるよう

な制度設計（国内で貯留した方が得だと思ってもらえるような制度設計）が必要と考える。

- ノルウェーや英国は国の戦略として CCS を促進している。上流資源開発における低炭素化・脱炭素化には CCUS は必須技術となる。資源輸入国である我が国として、自国の CCUS 技術を活用した資源開発といった国際戦略として CCS を位置付けることも考えられる。また、我が国は地下の地質構造が複雑な地震国であり、世界的に見れば CCS の適用が難しい地域である。我が国が CCS を安全に実施した知見は、海外に CCS を展開するにあたり重要なアピールポイントになる。国内で技術開発や CCS を着実に進め、技術知見を蓄積していくことが、国際貢献においても有効となる。そのためにも、海外 CCUS 事業の二国間クレジット制度の枠組み整備を進めていく必要がある。
- 日本企業の技術蓄積・向上のためには、日本企業が海外で実績を積み、その技術を日本へ導入することが重要。貯留については、石油メジャーの独占を防ぐためにも、国が内外における日本企業の CCS への参画を支援する必要がある。
- モニタリングやその他の知見の高度化を通じて、エンジニアリングビジネスとして海外展開する可能性があるのではないか。

以上

(別添資料) CCS の経済波及効果と負の影響

ノルウェーLongship プロジェクトに関する報告書¹⁾によると、同プロジェクトでは、回収、輸送・貯留の開発および運営において、建設段階で約 1,500～3,000 人のフルタイムの雇用を創出し、運営段階では約 170 人の雇用が創出されると見込まれている。また、カナダの ACTL (Alberta Carbon Trunk Line)^{2)*1} プロジェクトでもフェーズ 1^{*2} の段階で、年間 3 万人の雇用が創出されることが見込まれている。

※1: ACTL プロジェクト(カナダ)は、石油化学工業地帯と EOR に適した油田を結ぶ 240km の CO₂ パイプラインを核とするプロジェクト。パイプラインの CO₂ 輸送容量は 1,460 万トン/年。2020 年 6 月に操業を開始した。

※2: EOR の運用を 3 つのフェーズに分けて実施する予定。それぞれの期間は 3 から 5 年を想定。フェーズ 1 では、圧入井と生産井はそれぞれ 8 本ずつとなる予定。

ここでは、国内において CCS プロジェクトを実施した場合の経済波及効果と製品コスト等の上昇による負の影響について分析を行う。

1.1. CCS 経済波及効果分析のための CCS 導入モデル検討

本節では、経済波及効果分析を行うための CCS 導入モデルの検討を行った。

はじめに、国内における CO₂ 排出状況について、環境省の公開データ「地球温暖化対策の推進に関する法律に基づく温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度による平成 28 (2016) 年度温室効果ガス排出量の集計結果」, 「都道府県別排出量 特定事業所」³⁾を基に、エネルギー起源 CO₂、非エネルギー起源 CO₂、エネルギー起源 CO₂ (発電所等配分前) の値を RITE にて、各地方別に再集計した (表 1.1.-1)。

表 1.1.-1 地方別排出量 (特定事業所)¹⁾

単位: トン	非エネルギー起源 CO ₂	エネルギー起源 CO ₂	エネルギー起源 CO ₂ (発電所等配分前)
北海道地方	2,803,763	18,223,512	17,351,641
東北地方	3,659,397	23,625,882	58,564,294
関東地方	11,093,754	124,388,744	105,815,077
中部地方	6,037,407	71,138,473	79,583,492
近畿地方	6,369,580	76,632,526	65,564,873
中国地方	10,171,469	93,991,510	41,275,078
四国地方	2,060,637	17,903,593	25,923,081
九州・沖縄地方	10,316,620	58,472,139	60,505,799

なお、特定事業所排出者³⁾とは、以下のとおりである。

- 全ての事業所のエネルギー使用量合計が 1,500kl/年以上となる事業者
- 省エネ法の特定事業者
- 省エネ法の特定連鎖化事業者

- 省エネ法の認定管理統括事業者又は管理関係事業者のうち、全ての事業所のエネルギー使用量合計が 1,500k1/年以上の事業者
- 上記以外で全ての事業所のエネルギー使用量合計が 1,500k1/年以上の事業者

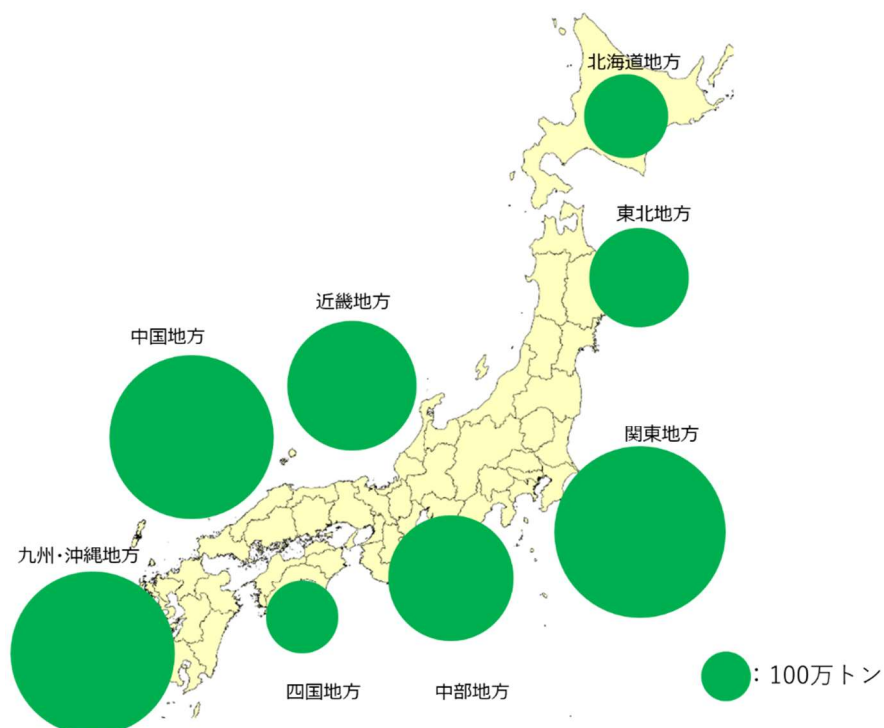


図 1.1.-1 地方別非エネルギー起源 CO₂ 排出量

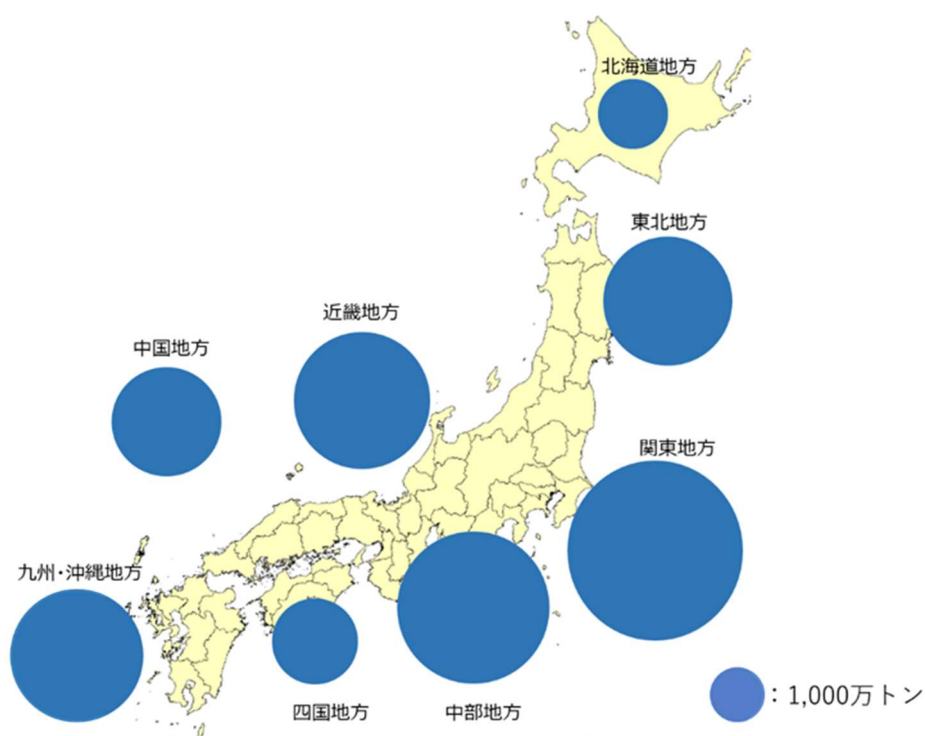


図 1.1.-2 地方別エネルギー起源（発電所等配分前）CO₂ 排出量

2016 年度の特定事業所排出者による非エネルギー起源 CO₂ 排出量は約 5,250 万トンで、関東地方、中国地方、近畿地方、中部地方の順となっている。また、同じく特定事業所排出者によるエネルギー起源 CO₂（発電所等配分前）は約 4 億 5,460 万トンで、関東地方、中部地方、近畿地方、九州・沖縄地方の順となっている。

CCS の回収コストを抑えるには、一般的に高濃度の CO₂ が発生するプロセスからの回収がコスト効果的である。非エネルギー起源 CO₂ の中には、製造プロセスの過程等で発生する CO₂ を高濃度で分離しているケースもあると想定されるが、公開情報には個別排出者の詳細情報は含まれておらず、非エネルギー起源 CO₂ を排出源とした CCS コストを評価するためには、改めて詳細な調査が必要となる。そのため、本調査事業においては、海外文献⁴⁾や NEDO 調査事業⁵⁾等で公開済みのコストデータが比較的豊富な石炭火力発電所を排出源とする CCS モデルを想定し、表 1.1.-2～表 1.1.-6 に示す条件等から CCS コストを試算した。

なお、石炭火力発電所の仕様、回収、輸送、貯留、それぞれの設定はすべて仮想的な条件であり、実際のデータを用いた試算ではないことに留意が必要である。また、今後、国内での CCS 導入の経済性を検討・評価するためには、石炭火力発電所のみならず、様々な排出源からの CO₂ 分離・回収コストの調査について、充実を図る必要がある。

1.1.1. 設定条件

表 1.1.-2 排出源条件（新設石炭火力）

項目	単位	値
設備運転率	%	70%
発電端出力（CCS 無し）	MW	800
送電端出力（CCS 無し）	MW	749
送電端効率（CCS 無し）	%	40%
送電電力量（CCS 無し）	MWh	4,591,642
排出係数（CCS 無し）	t-CO ₂ /MWh	0.820
年間排出量（CCS 無し）	千 t-CO ₂ /年	3,765
発電単価（CCS 無し）	円/kWh	10.75
年間運転時間	hr/年	6,132
プロジェクト期間（運転）	年	40
割引率	%	7%

表 1.1.-3 回収条件（化学吸収法）

項目	単位	値
CO ₂ 回収率	%	90
CO ₂ 回収量	千 t-CO ₂ /年	3,388
時間当たりの CO ₂ 回収量	t-CO ₂ /hr	553
回収 CO ₂ 温度	℃	25
回収 CO ₂ 圧力	MPaA	0.1

表 1.1.-4 陸上パイプライン輸送条件

項目	単位	値
年間輸送量	千 t-CO ₂ /年	3,388
輸送距離	km	100
輸送圧力	MPaA	10.1
パイプライン内径	m	0.406

表 1.1.-5 船舶輸送条件

項目	単位	値
年間輸送量	千 t-CO ₂ /年	3,388
輸送距離	k m	1,000
隻数	隻	2
所要日数	日	4
輸送圧力	MPaA	0.8
輸送温度	℃	-46
タンカートン数	t	27,000
タンク容量（払い出し）	t	30,000
タンク容量（受け入れ）	t	30,000
再昇圧圧力	MPaA	10.6
再昇圧温度	℃	15

表 1.1.-6 貯留地点条件

項目	単位	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
貯留層（垂直深度）	m	2,000	2,000	2,000	2,000
圧入レート	千 t-CO ₂ /年・井	500	500	500	500
離岸距離	km	0	3	5	15
水深	m	0	15	20	150
圧入地点		陸域	海域 （陸から圧入）	海域 （着底式）	海域 （浮体式）

1.1.2. 設定した CCS 導入ケース

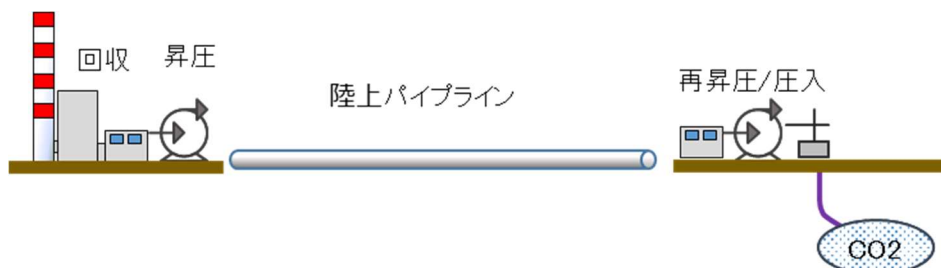


図 1.1.-3 ケース 1; PL 輸送 100 km、陸上からの圧入

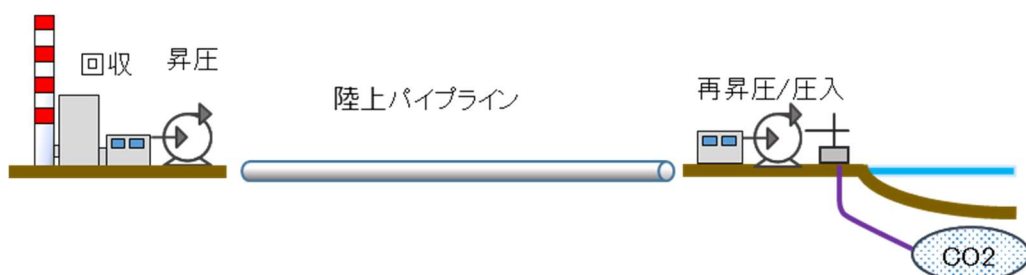


図 1.1.-4 ケース 2; PL 輸送 100 km、陸から海域への圧入

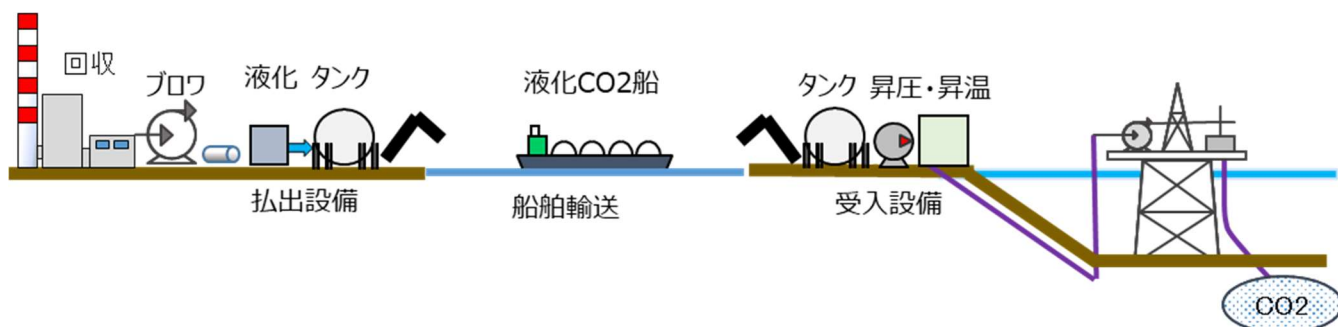


図 1.1.-5 ケース 3; 船舶輸送 1,000 km、着底式・海域（浅）への圧入

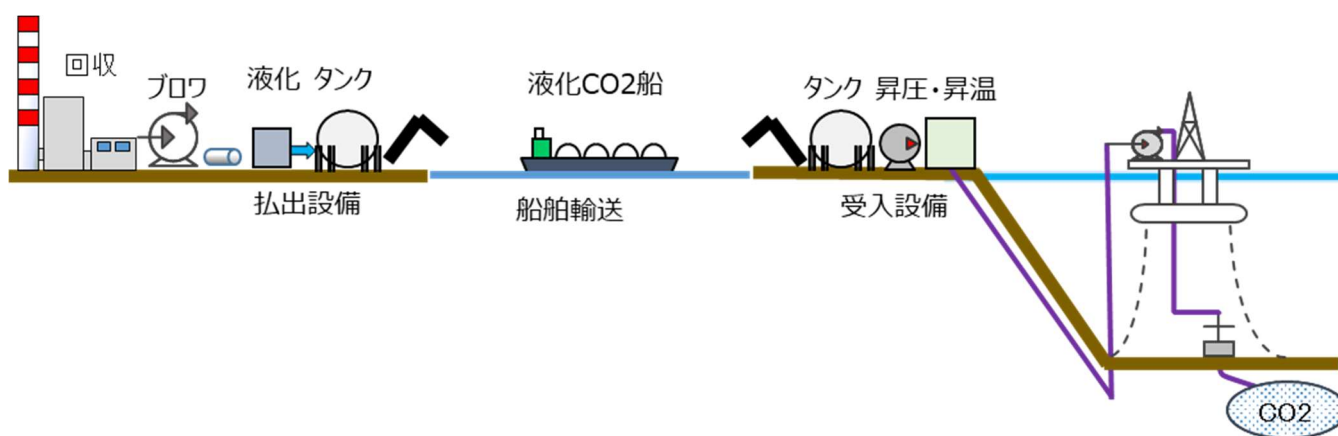


図 1.1.-6 ケース 4 ; 船舶輸送 1,000 km、浮体式・海域（深）への圧入

1.1.3. 試算結果

表 1.1.-7 CCS コスト試算結果（百万円/年）

		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
回収	設備(年配分)	4,032	4,032	4,032	4,032
	修繕	1,613	1,613	1,613	1,613
	運転費（吸収液等）	3,328	3,328	3,328	3,328
	回収電気代※	6,157	6,157	6,157	6,157
昇圧	設備(年配分)	1,082	1,082		
	修繕	433	433		
	昇圧電気代	2,577	2,577		
PL輸送	設備(年配分)	2,396	2,396		
	修繕	958	958		
液化	設備(年配分)			1,688	1,688
	修繕			675	675
	運転費			581	581
	液化電気代			6,107	6,107
船輸送	タンカー(年配分)			1,352	1,352
	その他設備(年配分)			5,082	5,357
	修繕			2,462	2,572
	タンカー燃料			169	169
	ポンプ等電気代			178	178
貯留	設備(年配分)	1,551	1,551	3,688	7,193
	修繕	329	329	1,563	6,097
	ポンプ電気代	266	266	266	359
事前探査	調査（年配分）	258	258	350	207
モニタリング（運転中）	設備(年配分)	74	74	204	297
	修繕	29	29	82	119
	調査（年配分）	3,769	3,769	3,769	2,451
モニタリング(運転後)	調査（年配分）	3,085	3,085	3,085	1,438
廃坑	調査（年配分）	105	105	525	656
	プロジェクト合計	32,040	32,040	46,954	52,626

※ 再生に必要な蒸気を抽気したことによる発電ロスと回収に必要な動力を加算し、電気料金に変換。

※ 各種データより RITE にて試算

1.2. CCS 導入による経済波及効果と製品コスト等の上昇による負の影響

1.2.1. はじめに

CCS は、現時点で CCS に特化した産業連関表が作成されておらず、その経済波及効果の評価が困難である。本調査事業では、既存の産業連関表を参考に、CCS 産業の各プロセス（事前探査、分離回収、輸送、貯留、モニタリングなど）の特色を反映した上で、CCS に特化した産業連関表を作成し、CCS の波及効果を簡便に定量的評価することを目的とする。

まず、波及効果を分析するための準備として、産業連関表で分類された産業部門と合致するように、CCS 導入に関する総費用をもとに、各プロセスの費用に関する投入係数を推計し、産業連関表を構築した。次に、構築した産業連関表を用いて、CCS の導入に係る経済波及効果の評価を行った。経済波及効果の分析では、CCS 実施に伴って誘発される生産額や雇用者数などの影響評価を行った。また、CCS 実施に伴う電気代上昇などの製品コスト増加による評価など負の影響についても分析した。

1.2.2. CCS に特化した産業連関表の構築

総務省・産業連関表（2015 年・107 産業分類）をベースに、CCS 事業の各プロセス「CCS 回収」、「CCS 輸送」、「CCS 貯留」（事前探査とモニタリングの費用を含む）を 3 産業部門として追加し、2015 年・110 産業分類の投入係数表に更新する（図 1.2.-1）。また、想定するシナリオによって、費用構成（投入係数）が大きく異なる事が予想されたため、ケース別・プロセス別に投入係数を想定した。ここでは、1.1.2.節で示す 4 ケースを想定した（図 1.1.-3～図 1.1.-6）。各ケースは CO₂ 回収量 3,388[千 tCO₂/年]である。ケース 1 では陸上パイプラインを用いて 100km 輸送し、陸上から圧入するケースを想定した。ケース 2 は、ケース 1 と同様に陸上パイプラインを用い、陸上から海域へ圧入するケースを想定した。ケース 3 は船舶輸送 1,000km とし、海域（浅）への圧入するケースを想定した。ケース 4 では、ケース 3 と同様に船舶輸送で、浮体式で海域（深）への圧入するケースを想定した。

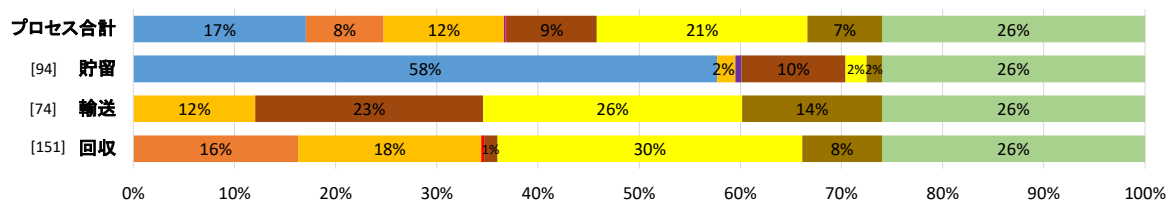
図 1.2.-2 には、ケース別・CCS プロセス別に想定した、産業連関表の投入係数（単位 1 生産当たりの費用構成比）を示した。ここでは、CCS 産業の人件費については不確実性が高いと予想されるが、CCS 費用に占める人件費割合を日本の全産業平均値 26% と想定し、企業利潤についてはゼロと想定した。今後の課題として、想定した CCS 産業の投入係数の精査などが重要と考えられる。

		1	...	21	22	23	...	...	67	68	...	108	109	110
		耕種農業	...	無機化学工業製品	石油化学基礎製品	有機化学工業製品	...	...	電力	ガス・熱供給	...	CCS産業(1): CO2回収	CCS産業(2): 輸送	CCS産業(3): 貯留(事前探査、モニタリング含)
中間費用	1 耕種農業													
	...													
	21 無機化学工業製品													
	22 石油化学基礎製品													
	23 有機化学工業製品													
	...													
	...													
	67 電力													
	68 ガス・熱供給													
	...													
	108 CCS産業(1): CO2回収	0	0	0	0	0	0	0		0	0			
付加価値生産額	109 CCS産業(2): 輸送	0	0	0	0	0	0	0		0	0			
	110 CCS産業(3): 貯留(事前探査、モニタリング含)	0	0	0	0	0	0	0		0	0			
	雇用者所得(人件費)													
営業余剰他(企業所得)														
総生産額		1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

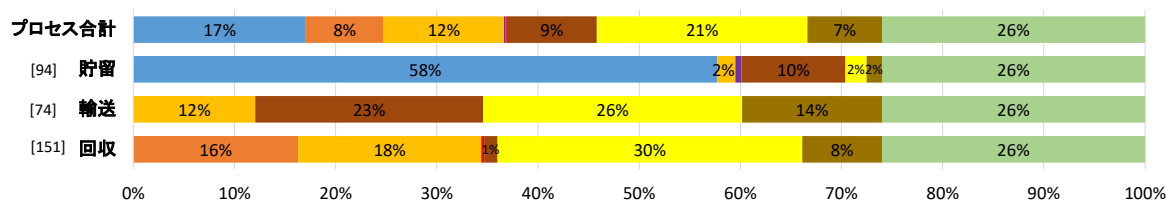
図 1.2.-1 CCS 事業を明示的に表した、新たな産業連関表

注：2015 年時点では CCS 産業の生産額をゼロとして扱った（CCS 産業の投入係数のみを推計）。
CCS 産業が実施された場合には、（CO₂ 回収源となる）電力を排出源と想定し、電力産業の中間投入費用として CCS 費用を考慮した。

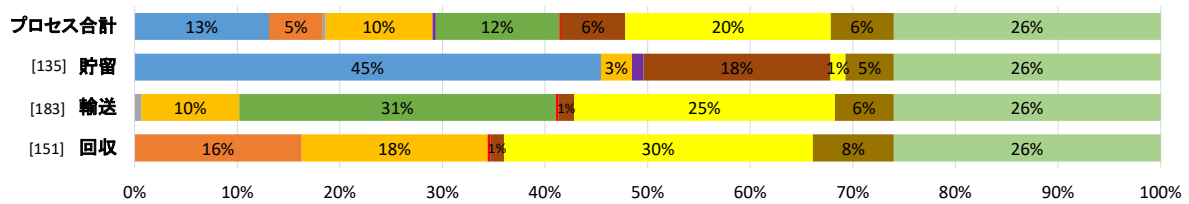
(a) ケース 1



(b) ケース 2



(c) ケース 3



(d) ケース 4

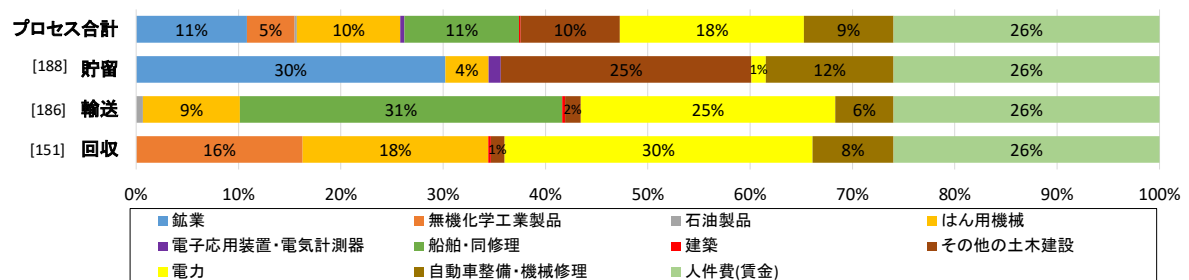


図 1.2.-2 想定したケース別・プロセス別の投入係数

注：[]内の数値は、各プロセスの費用[億円/年]を表す。

1.2.3. CCS 導入に係る経済波及効果と製品コスト等の上昇による負の影響評価

① 日本全体における CCS 導入の経済波及効果の評価

前節で構築した CCS 産業の投入係数を追加した新しい産業連関表に基づき、日本国内で CCS 導入した際の経済波及効果について分析した。

a. 分析手法

CCS 実施に関して複数のケースを想定し、前節で作成した CCS 産業を明示化した産業連関表のレオンチェフ逆行列を利用して、CCS 導入によって誘発される付加価値額・雇用への波及効果を評価する（図 1.2.-3）。本分析では、以下のように、二次波及効果まで含めてその波及効果を分析した。以下に手順 1～3 を示す。

最終需要増加による生産誘発額の導出式：

$$(I - (I - M) \cdot A)^{-1} \cdot \{(I - M) \cdot F_1\}$$

I : 単位行列、 A : 投入係数行列、 M : 輸入行列、 F : 最終需要、
 $(I - (I - M) \cdot A)^{-1}$: レオンチェフ逆行列

最終需要増加による付加価値の誘発額の導出式：

$$VA \cdot (I - (I - M) \cdot A)^{-1} \cdot \{(I - M) \cdot F_1\}$$

VA : 付加価値率「付加価値額/総生産額」の対角行列
(付加価値額を人件費に置き換えれば、所得の誘発額が推計される。)

図 1.2.-3 レオンチェフ逆行列による生産誘発額の推計

注：宮沢⁹⁾をもとに作成。

手順 1. 一次波及効果の推計

- 想定した CCS 産業の費用に伴う需要増加が生じ、CCS 産業を追加した産業連関表のレオンチェフ逆行列 $[I - (I - M)A]^{-1}$ 型（中間費用の国産・輸入比率（各産業平均値）を想定。ただし、CCS 貯留プロセスの主産業である鉱業については、国産率 100%と想定。）を用いて、CCS 実施によって誘発された産業部門別の国内生産額（中間費用含む）を推計する。
- 産業部門別に、国内生産誘発額と、付加価値率（付加価値額/国内生産額）を用いて、付加価値額誘発額を推計する。産業別の付加価値額の合計が、GDP に相当する。
- CCS 実施による誘発雇用量は、産業別の「雇用者数/国内生産額」を用いて、推計する。CCS 産業の「雇用者数/国内生産額」は、日本の全産業平均値（0.07[人/百万円]）を代理値として想定した。

- 上記想定により CCS 産業の雇用者所得は 381[万円/人/年]($=1/0.07*26\%$) (全産業平均値と同値) と想定したことに相当する。

手順 2. 二次波及効果の推計

- 「手順 1」で推計された GDP 増加（直接・一次波及効果）の雇用者所得増に対して、限界消費性向¹0.3 を想定し、消費構造（部門別消費/総消費）と国産財比率は基準年一定とし、国産財・民間消費を推計する。次に、推計した民間消費をもとに、「手順 1」と同様に、二次波及効果として、誘発された国内生産額・付加価値額（GDP）・雇用者数を推計する。

手順 3. 波及効果全体の推計

- 一次波及効果と二次波及効果を合算し、経済波及効果全体を評価する。

分析の留意点

- 価格変化を考慮しないと仮定している。
- 投入係数表を用いているので、生産に要する費用構成は一定（2015 年の数値に基づく）とし、産業間の代替効果などは想定していない。
- 波及効果が達成される期間は考慮していない。
- この分析では CCS 実施による需要増加の経済波及効果のみを評価し、CCS 実施に伴う電気代上昇などの影響は考慮していない（コスト増などの経済影響については、後述する）。

b. 分析結果

表 1.2.-1 は、各ケースの誘発額・誘発雇用量について示す。CCS の実施費用が大きいほど波及効果が大きい結果となり、二次波及までを考慮した GDP 誘発係数（直接費用に対して誘発された GDP の割合）はいずれのケースにおいても約 1.03 と推計された。産業別にみると、一次波及として、鉱業やエネルギー産業、機械産業、対事業所サービスなどへの誘発額が比較的大きく、二次波及として、サービス産業への誘発額が推計された（図 1.2.-4～図 1.2.-7）。

ただし、本分析においては、CCS 実施による需要増加の経済波及効果のみを評価し、CCS 実施に伴う電気代上昇などの負の影響は考慮していない。

¹ 追加的所得を 1 単位増加させたときの消費の増分。H22 年度年次経済財政報告の年収階層別平均値を利用した。

表 1.2.-1 CCS 実施により誘発された国内生産額・GDP・雇用
(CO₂回収量 3,388 千 tCO₂/年 想定時の試算)

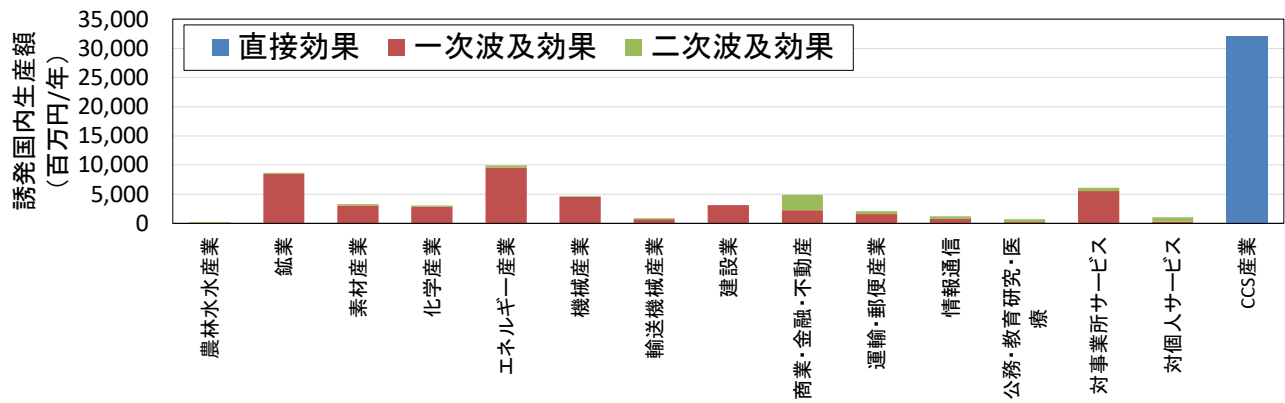
分析ケース (CO ₂ 回収量: 3,388[千tCO ₂ /年])	想定したCCS 実施費用(新規投資) (百万円/年)	国内生産誘発額 (百万円/年) []は誘発係数	GDP誘発額 (百万円/年) []は誘発係数	誘発雇用量 (人)
ケース1: PL輸送100km-陸上からの圧入	32,040	+82,982 [2.59]	+33,102 [1.03]	+4,373
ケース2: PL輸送100km-陸から海域への圧入	32,040	+82,982 [2.59]	+33,102 [1.03]	+4,373
ケース3: 船舶輸送1,000km-着底式・海域(浅)への圧入	46,954	+123,605 [2.63]	+48,195 [1.03]	+6,395
ケース4: 船舶輸送1,000km-浮体式・海域(深)への圧入	52,626	+139,077 [2.64]	+54,194 [1.03]	+7,432

注1: 本分析の各誘発値は、二次波及効果まで評価。

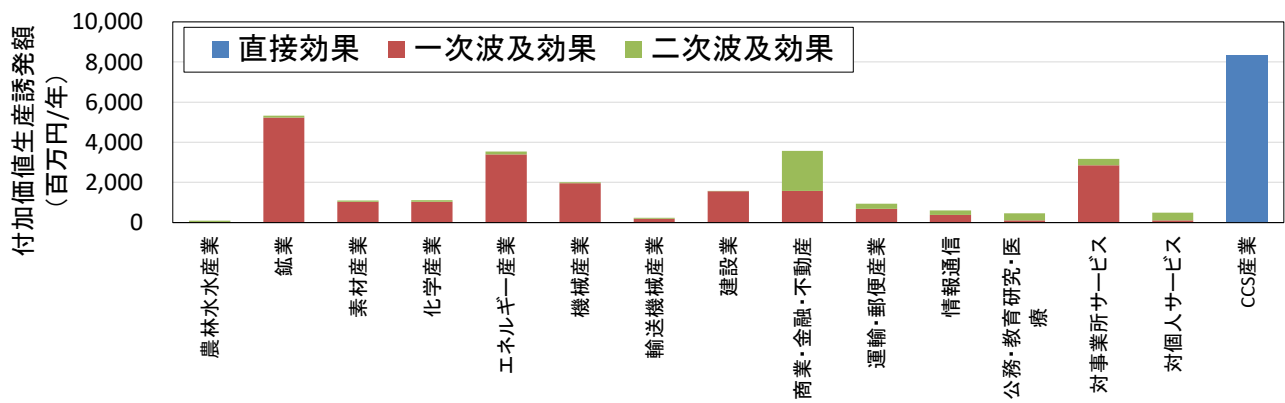
注2: 国内生産誘発額は、中間費用を含む。

注3: CCS 実施による需要増加の経済波及効果のみを評価し、CCS 実施に伴う電気代上昇などの負の影響は考慮していない。

(i) 国内生産誘発額



(ii) 誘発付加価値額



(iii) 誘発雇用者数

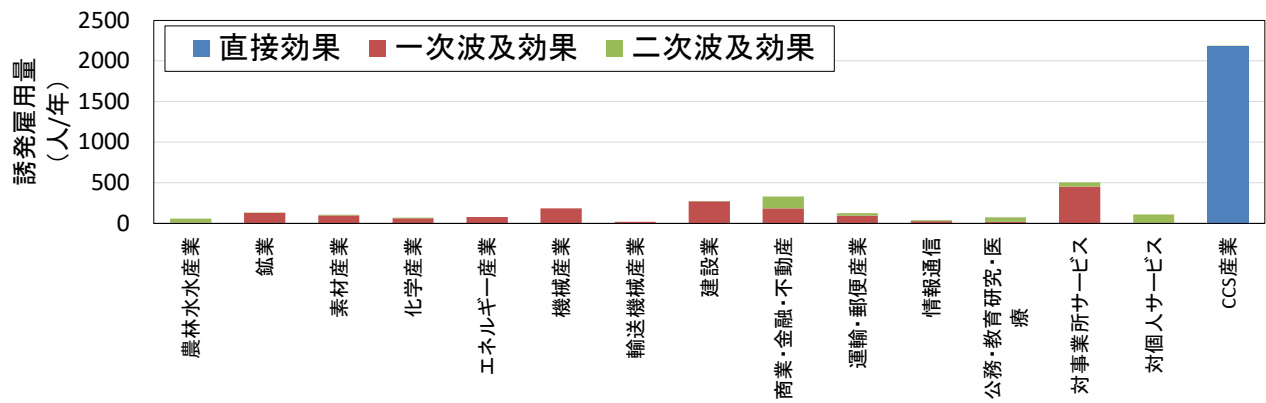
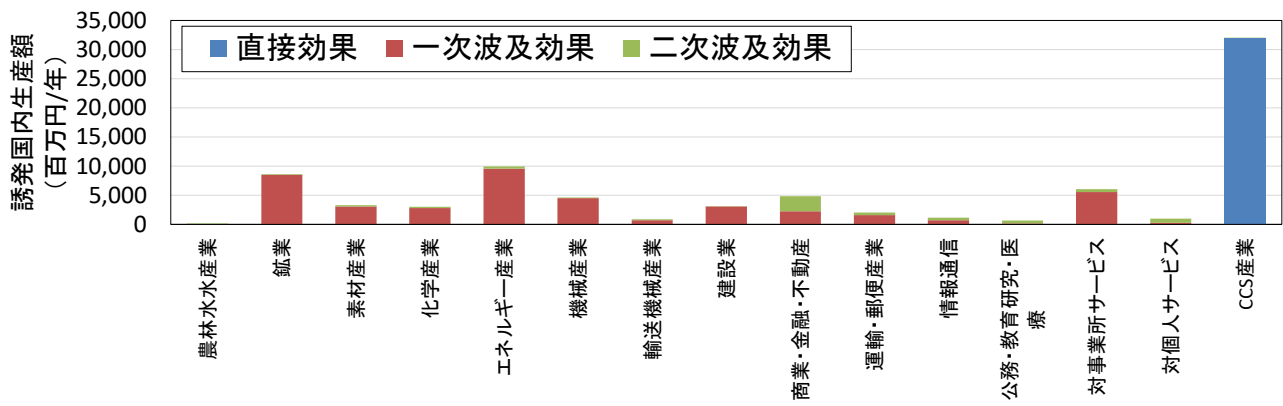
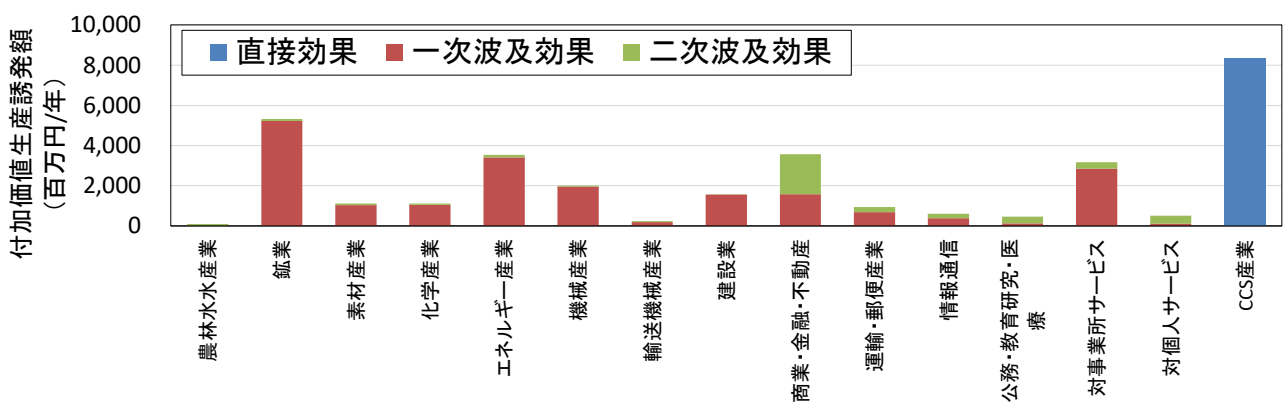


図 1.2.-4 ケース 1 の誘発額・誘発雇用量 (CO₂ 回収量 3,388 千 tCO₂/年 想定時の試算)

(i) 国内生産誘発額



(ii) 誘発付加価値額



(iii) 誘発雇用者数

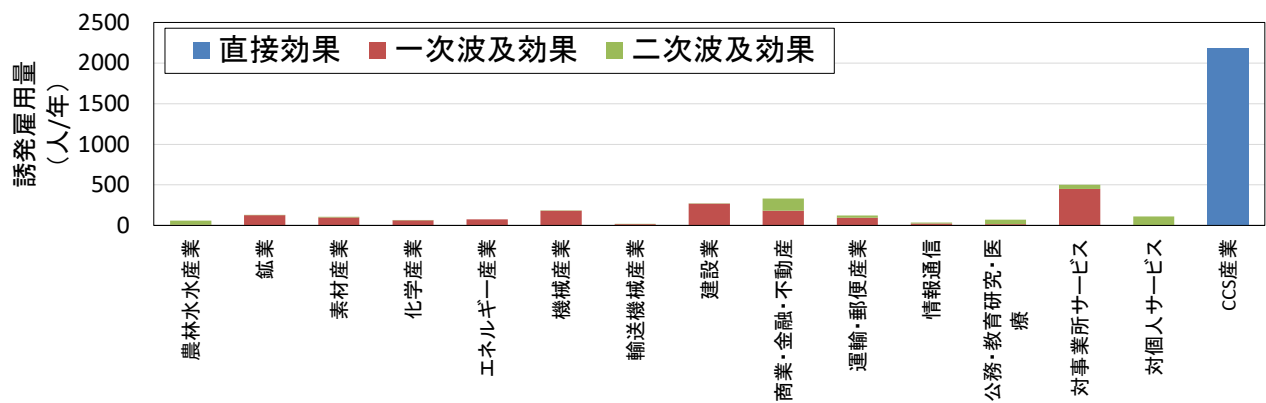
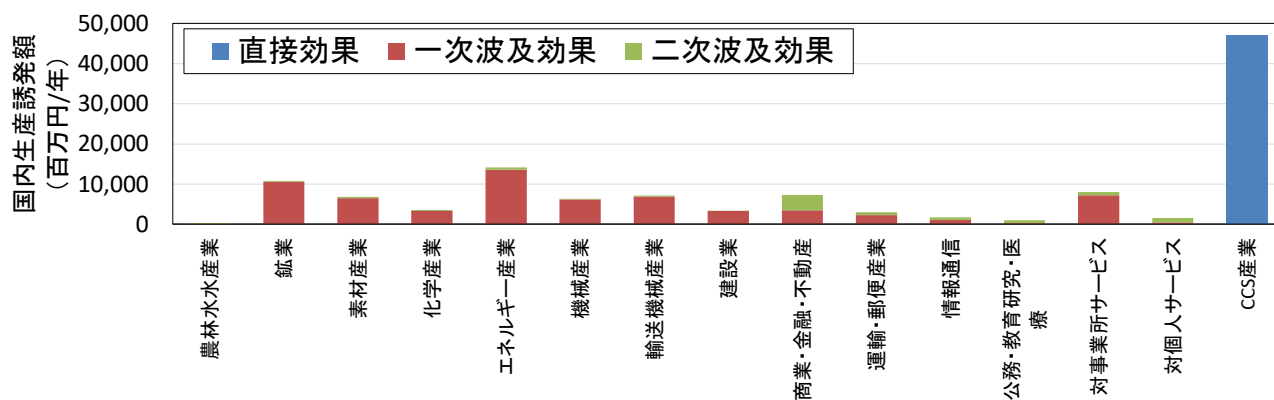
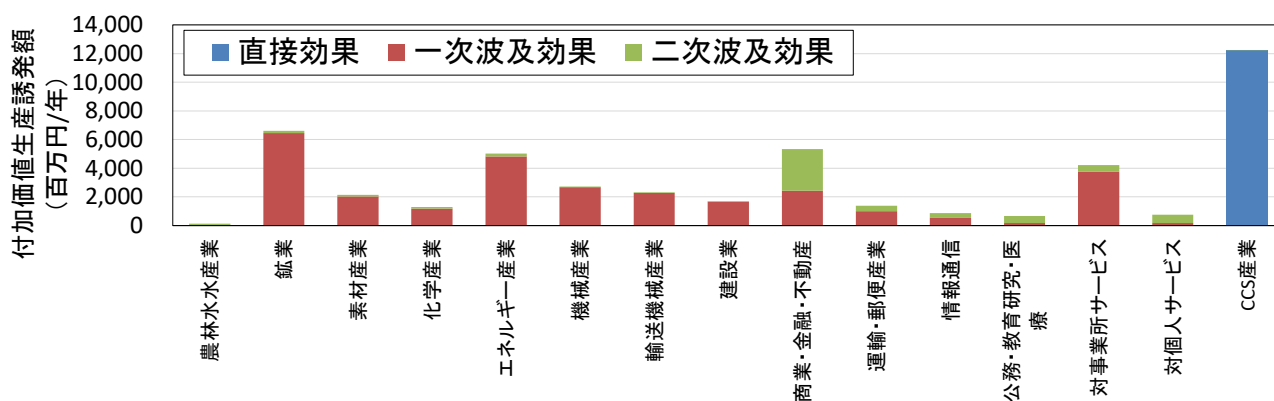


図 1.2.-5 ケース 2 の誘発額・誘発雇用量 (CO₂ 回収量 3,388 千 tCO₂/年 想定時の試算)

(i)国内生産誘発額



(ii)誘発付加価値額



(iii)誘発雇用者数

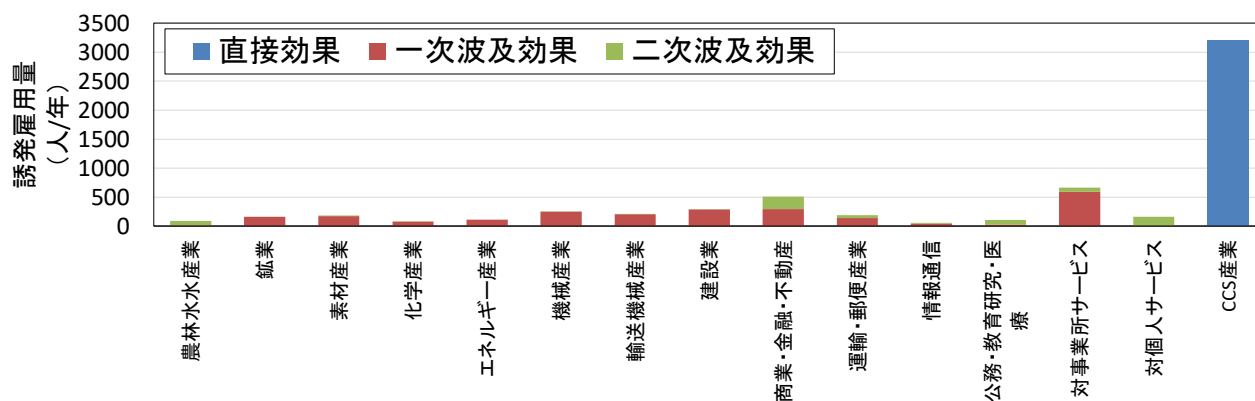
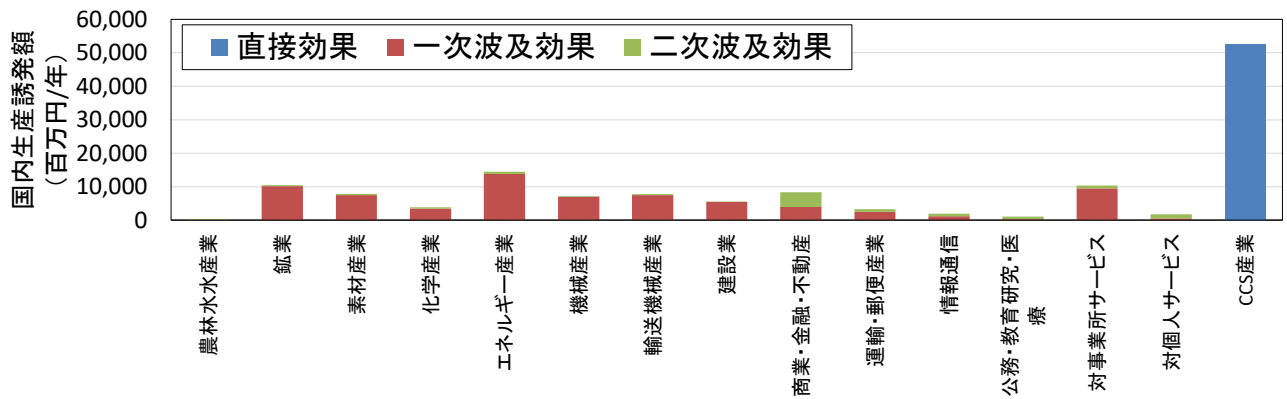
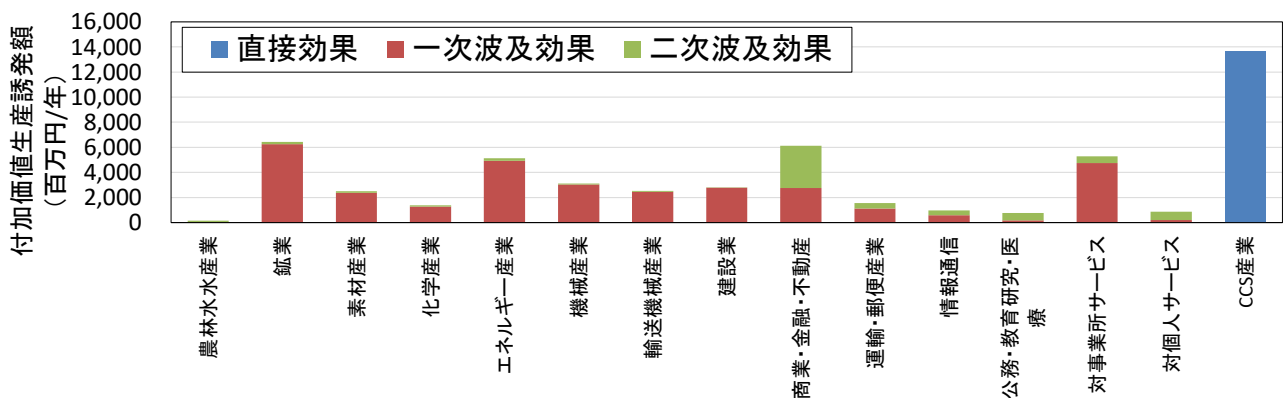


図 1.2.-6 ケース 3 の誘発額・誘発雇用量 (CO₂回収量 3,388 千 tCO₂/年想定時の試算)

(i)国内生産誘発額



(ii)誘発付加価値額



(iii)誘発雇用者数

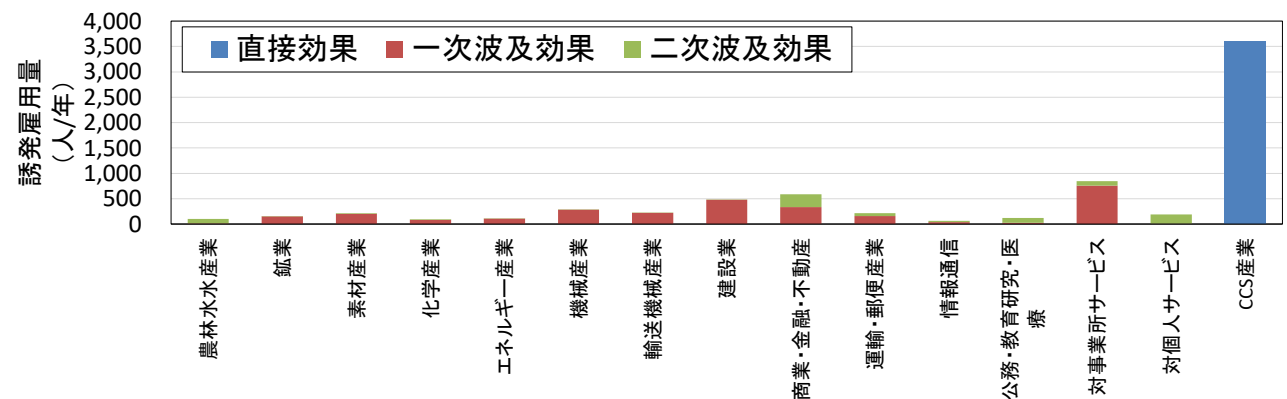


図 1.2.-7 ケース 4 の誘発額・誘発雇用量 (CO₂回収量 3,388 千 tCO₂/年想定時の試算)

表 1.2.-2 は、経済波及効果に関して CCS 産業と他産業を比較した結果を示す。ここでは、ケース 1 の CCS 投資額 (32,040[百万円/年]) と同額を、公共事業または乗用車産業へ投資した場合との比較を行った。本分析では、新規投資の財源は明示的に考慮しない。一般的な産業連関分析では、財源まで考慮した整合的な分析が難しいためである。CCS 産業では、公共事業や自動車産業と比較すると、生産誘発額や GDP 誘発額が中位的であると推計された。ただし、想定した CCS 産業の人件費などの費用内訳の想定などに依存する可能性がある点には留意が必要である。公共事業では、誘発雇用者数が大きいと推計された。土木関係の産業は、労働集約的な産業であるため、雇用者数へ

の影響が大きいと考えられる。また、乗用車産業では、国内生産誘発額が大きい。これは、乗用車産業では、中間費用割合が大きく、他産業への波及効果が大きいことが要因である。

表 1.2.-2 波及効果に関する、CCS 産業と他産業の比較

分析ケース	想定した実施費用(新規投資) (百万円/年)	国内生産誘発額 (百万円/年) []は誘発係数	GDP誘発額 (百万円/年) []は誘発係数	誘発雇用量 (人)
ケース1(再掲): PL輸送100km-陸上からの圧入 (CO2回収量: 3,388[千tCO2/年])	32,040	+82,982 [2.59]	+33,102 [1.03]	+4,373
ケースA: 公共事業	32,040	+67,068 [2.09]	+34,049 [1.06]	+5,020
ケースB: 乗用車産業	32,040	+94,692 [2.96]	+28,748 [0.90]	+2,751

注：公共事業は、総務省・産業連関表・107 産業分類の 1 分類で、道路/河川・下水道等/農林関係の公共事業が該当する。

② 都道府県における CCS 導入の経済波及効果の評価

a. 分析手法

CCS 導入による地域別評価については、前節で想定したケース別・プロセス別・投入係数に基づき、地域別に評価する。地域別の影響評価を行うために、各都道府県で公開されている都道府県別産業連関表を利用した。

CCS 貯留プロセスの主産業である鉱業については、当該県内生産率 100%と想定した(多くの都道府県の鉱業産業が大きな輸入依存であるため)。CCS 産業以外の産業別の「雇用者数/国内生産額」は、各都道府県の付帯表数値を利用した。

表 1.2.-3 ケース別・プロセス別の都道府県別の担当比率
(CCS プロセスが直接実施される都道府県(CO₂回収量 3,388 千 tCO₂/年想定時の試算))

ケース	回収	輸送	貯留
ケース1: PL輸送100km-陸上からの 圧入	(A県)100%		
ケース2: PL輸送100km-陸から海域 への圧入	(B県)100%		
ケース3: 船舶輸送1,000km-着底式・ 海域(浅)への圧入	(C県)100%	(C県)50% (D県)50%	(D県)100%
ケース4: 船舶輸送1,000km-浮体式・ 海域(深)への圧入	(C県)100%	(C県)50% (D県)50%	(D県)100%

注1: CCS 実施による需要増加の経済波及効果のみを評価し、CCS 実施に伴う電気代上昇などの負の影響は考慮していない。

分析の留意点 (①の留意点に追加して)

- CCS プロセスを実施する当該県以外への波及効果は評価しない。各都道府県表には、都道府県間の取引マトリックスがないために、CCS を直接実施しない地域への波及効果は都道府県別には分析が難しい。
- 本分析では、各都道府県で公開されている都道府県別産業連関表（以下、都道府県表）を利用した。これらは、前述の総務省・（日本合計）産業連関表（以下、総務省表）と、必ずしも整合的ではない点に留意が必要である。
 - 産業分類：都道府県表は、総務省表の産業分類と必ずしも一致はしていない。都道府県によっても産業分類・項目等が異なる。
 - 数値：都道府県表を集計しても、総務省表（日本合計）と必ずしも整合的ではない。
 - 都道府県取引の扱い：都道府県表は、移輸出（当該県から他県への移出＋国外への輸出）・移輸入（移輸出の逆）で表示されている。一方、総務省表（日本全体表）では、移出・移入（国内の都道府県同士での取引）は輸出財・輸入財ではなく中間財として扱われる。

b. 分析結果

表 3.2.-4～表 3.2.-7 は、CCS プロセスを実施する都道府県における、各ケースの誘発額・誘発雇用量についてそれぞれ示す。日本全体の分析と同様に、CCS 実施費用が大きいほど誘発額や誘発雇用量が大きい結果となる。二次波及までを考慮した都道府県内 GDP 誘発係数（直接費用に対して誘発された都道府県内 GDP の割合）は、CCS プロセスを 1 都道府県ですべて実施するケース 1 では A 県が約 0.71、同様のケース 2 では B

県が約 0.69 と推計された（これは、A 県と B 県の持つ産業構造の違いによるものと考えられる。この例では A 県の方が地元での GDP 誘発率は高いが、誘発雇用量は低い結果となった）。ケース 3 では、回収・輸送（50%）を行う C 県の GDP 誘発係数は約 0.60、輸送（50%）・貯留を行う D 県では約 0.83 と推計された。同様の比率でプロセスを実施する浮体式のケース 4 では、C 県の GDP 誘発係数は約 0.60、D 県では約 0.83 と推計された。いずれも前述の日本全体の誘発係数よりも小さい要因は、各都道府県で CCS プロセスを実施したとしても、すべての財をその都道府県で生産しているわけではなく、国内での他の都道府県同士の交易（移出入）を通じて、都道府県への波及があるためと考えられる。

なお、本分析においては、CCS 実施による需要増加の経済波及効果のみを評価し、CCS 実施に伴う電気代上昇などの負の影響は考慮していない。

表 1.2.-4 ケース 1 の都道府県別の波及効果（CO₂回収量 3,388 千 tCO₂/年想定時の試算）

	想定したCCS実施費用 (新規投資) (百万円/年)	生産誘発額 (百万円/年) []は誘発係数	GDP誘発額 (百万円/年) []は誘発係数	誘発雇用量(人)
日本全体	+32,040	+82,982 [2.59]	+33,102 [1.03]	+4,373
A県	+32,040	+62,519 [1.95]	+22,705 [0.71]	+4,010

注1：本分析の各誘発額・誘発雇用量は、二次波及効果まで評価。

注2：生産誘発額は、中間費用を含む。誘発係数は、1 単位の新規投資需要が発生した場合、誘発される生産波及の大きさを示す。

注3：誘発雇用量は、各産業の「雇用者数/国内生産額」を一定と想定した場合に、生産誘発額に伴って推計される雇用者数を表す。

注4：CCS 実施による需要増加の経済波及効果のみを評価し、CCS 実施に伴う電気代上昇などの負の影響は考慮していない。

表 1.2.-5 ケース 2 の都道府県別の波及効果（CO₂回収量 3,388 千 tCO₂/年想定時の試算）

	想定したCCS実施費用 (新規投資) (百万円/年)	生産誘発額 (百万円/年) []は誘発係数	GDP誘発額 (百万円/年) []は誘発係数	誘発雇用量(人)
日本全体	+32,040	82,982 [2.59]	+33,102 [1.03]	+4,373
B県	+32,040	+59,940 [1.87]	+22,227 [0.69]	+4,140

注1：本分析の各誘発額・誘発雇用量は、二次波及効果まで評価。

注2：生産誘発額は、中間費用を含む。誘発係数は、1 単位の新規投資需要が発生した場合、誘発される生産波及の大きさを示す。

注3：誘発雇用量は、各産業の「雇用者数/国内生産額」を一定と想定した場合に、生産誘発額に伴って推計される雇用者数を表す。

注4: CCS 実施による需要増加の経済波及効果のみを評価し、CCS 実施に伴う電気代上昇などの負の影響は考慮していない。

表 1.2.-6 ケース 3 の都道府県別の波及効果 (CO₂ 回収量 3,388 千 tCO₂/年 想定時の試算)

	想定したCCS実施費用 (新規投資) (百万円/年)	生産誘発額 (百万円/年) []は誘発係数	GDP誘発額 (百万円/年) []は誘発係数	誘発雇用量(人)
日本全体	+46,954	+123,605 [2.63]	+48,195 [1.03]	+6,395
C県	+24,276	+43,535 [1.79]	+14,567 [0.60]	+3,030
D県	+22,678	+45,315 [2.00]	+18,927 [0.83]	+2,630

注1: 本分析の各誘発額・誘発雇用量は、二次波及効果まで評価。

注2: 生産誘発額は、中間費用を含む。誘発係数は、1 単位の新規投資需要が発生した場合、誘発される生産波及の大きさを示す。

注3: 誘発雇用量は、各産業の「雇用者数/国内生産額」を一定と想定した場合に、生産誘発額に伴って推計される雇用者数を表す。

注4: CCS 実施による需要増加の経済波及効果のみを評価し、CCS 実施に伴う電気代上昇などの負の影響は考慮していない。

表 1.2.-7 ケース 4 の都道府県別の波及効果 (CO₂ 回収量 3,388 千 tCO₂/年 想定時の試算)

	想定したCCS実施費用 (新規投資) (百万円/年)	生産誘発額 (百万円/年) []は誘発係数	GDP誘発額 (百万円/年) []は誘発係数	誘発雇用量(人)
日本全体	+52,626	+139,077 [2.64]	+54,194 [1.03]	+7,432
C県	+24,469	+43,818 [1.79]	+14,656 [0.60]	+3,053
D県	+28,158	+55,594 [2.01]	+23,261 [0.83]	+3,427

注1: 本分析の各誘発額・誘発雇用量は、二次波及効果まで評価。

注2: 生産誘発額は、中間費用を含む。誘発係数は、1 単位の新規投資需要が発生した場合、誘発される生産波及の大きさを示す。

注3: 誘発雇用量は、各産業の「雇用者数/国内生産額」を一定と想定した場合に、生産誘発額に伴って推計される雇用者数を表す。

注4: CCS 実施による需要増加の経済波及効果のみを評価し、CCS 実施に伴う電気代上昇などの負の影響は考慮していない。

③ CCS 導入に伴う製品コスト上昇による影響評価

CCS 導入の費用を電気料金に含めた場合には、エネルギー消費のコストが増加し、各種製品の生産コストが増加する影響が予想される。ここでは、複数のケースを想定

し、エネルギー代上昇に伴う製品生産コスト上昇による影響について、次の 2 点について評価する。

(a) 家計への影響：前項の産業連関表に対して価格波及モデルを用いて、各財の価格上昇を推計し、家計の負担増分を評価する。

(b) 国際競争力への影響：エネルギー多消費産業の一つである鉄鋼産業の国際競争力の観点に基づき、日本の鉄鋼製品の輸出入への影響を、定量的に評価する（日本▲80%ケース）。

(a) CCS 実施に伴う電気代増による、家計負担への影響

前述の①で構築した産業連関表を用いて、ケース 1～4 の CCS 費用が産業（運輸含）・家計の電気代に 100%上乗せされた場合に、（産業連関表に基づく）価格波及を考慮して（数量は固定）、日本全体の家計消費支出（民間消費支出）の増額分（家計の負担増分）を評価した。

産業連関表の価格波及モデルを用いて、「CCS 費用/電力産業の国内生産額」比率を電力産業の価格上昇分と想定し、それが産業連関構造を通じて、各財の価格を上昇させる波及効果を推計し、家計への影響を評価した。分析の前提として、生産量や消費量などの各産業の需給量は変化しないと仮定し、価格上昇による支出増額のみを評価した。2015 年の世帯数は、平成 27 年国勢調査人口等基本集計に基づく世帯数調査に基づき 5344 万世帯と想定した

分析の留意点

- 本分析は、CCS を 1 ケースのみ導入した場合による分析である（CO₂回収量 3,388 千 tCO₂/年想定時の試算）。CCS 導入ケース、導入規模等に応じ、家計負担への影響は変化する。
- CCS 費用を、産業・家計の電気代の増分として 100%転嫁されることを仮定している（増加率は産業・家計によらず一律を想定）。
- ここで扱う価格は、市場の需給関係によって決定される市場理論に基づく市場価格ではなく、産業連関表の中で中間費用である電気代の価格波及から計算された価格である。
- 需給量は一定と仮定し、価格上昇に伴う需給関係の変化（需要の減少や代替効果など）は想定していない。
- 輸入品の価格は変化しないものと仮定している。
- CCS 費用を上乗せした電気代の増加分は、日本全体の電気代を平均的に上昇させると仮定している。
- 家計支出への影響は、2015 年の民間最終消費の品目の構成比に基づく。
- 民間最終消費の変化は、価格変化の影響のみを考慮している。所得変化による影響は含まれていない。
- 価格波及の中断や、便乗値上げなどによる価格波及の増加（または減少）などは仮定していない。

前述のケース 1～4（CO₂回収量：約 3.3 百万 tCO₂/年）の際に、CCS 導入に伴う電気代増加による家計への影響を示した。増加した家計消費支出が、家計の負担増分とみなすことができる。ケース 1、2、3、4 の日本全体の電気代上昇率は、それぞれ+0.18%、+0.18%、+0.26%、+0.30%であり、その時の年間家計支出増分（世帯当たり）は、それぞれ+387、+387、+567、+636 [円/世帯]と推計された。消費量は変化しないという前提のもとでの評価であり、これらの増分が家計の負担増額に相当する。費目別にみると、CCS 導入に伴う電気代増加によって、光熱費への影響が最も大きく（家計支出増分の約半分の寄与）、次に、その他消費支出、食料費、交通・通信費が大きいと推計された。

表 1.2-8 CCS 実施に伴う電気代増加による家計負担への影響
（CO₂回収量 3,388 千 tCO₂/年想定時の試算）

分析ケース	CO ₂ 回収量 (千tCO ₂ /年)	想定したCCS 実施費用 (新規投資) (10億円/年)	増額した 家計消費支出の 合計 (10億円/年)	増額した 世帯当たりの 家計消費支出の合計 (円/世帯/年)
ケース1: PL輸送100km-陸上からの圧入	3,388	+32.0	+20.8	+387
ケース2: PL輸送100km-陸から海域への圧入		+32.0	+20.8	+387
ケース3: 船舶輸送1,000km-着底式・海域(浅)への圧入		+46.9	+30.5	+567
ケース4: 船舶輸送1,000km-浮体式・海域(深)への圧入		+52.6	+34.2	+636

注 1: CCS 費用が産業（運輸含）・家計の電気代に 100%上乗せされた場合を想定。

注 2: 価格が上昇した場合においても、需給量は変化しないと想定。

(b) 国際競争力への影響：日本の鉄鋼製品への影響評価

CCS 等の温暖化対策技術導入の費用を電気料金に含めた場合には、エネルギー消費のコストが増加し、各種製品の生産コストが増加し、国際競争力への悪影響が予想される。本節では、2050 年日本 ▲80% ケースに焦点を当て（前節までの分析ケースとは異なる）、エネルギー多消費産業の一つである鉄鋼産業の国際競争力への影響について定量的に評価した。ただし、本節で考慮した電気料金上昇には、CCS 以外の再エネ、原子力、海外水素などの対策費用も含まれている点に留意されたい。

日本国内にて製造した鉄鋼製品の 3 割から 4 割がこれまで直接輸出されてきた。一方、鉄鋼製品の輸入量は少ない（国内生産量比で見て 5%程度）。つまり、日本鉄鋼業は大幅な輸出超過となっている。輸出の多くは一貫製鉄所で製造された圧延鋼材（厚板、熱延薄板、冷延鋼板、めっき鋼板など）であり、続いてステンレスシームレスパイプ、自動車や機械用途の特殊鋼が挙げられる。

電力料金が上昇した場合、一貫製鉄所で生産される製品の国内、海外市場における国際競争力への影響はもとより、電力需要のすべてを系統電力に頼っている普通鋼電炉メーカー、特殊鋼電炉メーカーへの影響は、さらに大きくなる。普通鋼電炉メーカーの

主要生産品は棒鋼、形鋼であり、輸出量は比較的少量であり概して国内需要に見合った生産を行っている。これまで、日本国内の建築・土木向けの鋼材の多くを日本の普通鋼電炉メーカーが供給してきた。

ただし電力料金上昇により日本の普通鋼電炉メーカーの価格競争力が相対的に低下し、輸入材が増加することもあると考えられる。そこで、本報告書では 2000 年度から 2019 年度における棒鋼、形鋼の輸入量、輸入単価（CIF 価格）などに基づき、代替の価格弾力性を測定し、今後、電力料金が上昇した際の影響を評価する。

既往の分析⁶⁾を参考としつつ設定した推定式を次に示す。

$$\ln\left(\frac{\text{輸入量}_i[\text{t/y}]}{\text{国内生産材}_i\text{の国内需要量}[\text{t/y}]}\right) = c + \text{価格弾力性}_i \cdot \ln\left(\frac{\text{輸入 CIF 価格}_i[\text{yen/t}]}{\text{国内生産単価}_i[\text{yen/t}]}\right) + g_i \cdot \text{year}$$

i は鋼材の種類であり棒鋼、形鋼を指す。 g_i はタイムトレンド係数、 year は西暦である。輸入量、輸入 CIF 価格は貿易統計⁷⁾に基づき算定した。国内生産材 i の国内需要量は輸出入量⁷⁾、国内生産量⁸⁾から算定した。国内生産単価は産業用特高電力単価とスクラップ単価に基づき推定した。

2000 年度～2019 年度の実績データに基づき推定した結果を表 1.2.-9 に示す。国内市場に占める輸入材比率は最大で棒鋼 4%、形鋼 3%にとどまるが（2000 年度～2019 年度）、今後、電力単価上昇に伴い電炉材製造コストが 1 ポイント上昇すると、輸入材が 1～3 ポイント上昇することが示唆される。タイムトレンド係数は何れも正である。これは国内生産単価、輸入 CIF 価格以外の要因により、時間の経過に伴い輸入比率が上昇傾向にあることを示している。

表 1.2.-9 日本の鋼材生産・輸入の価格弾力性の推定結果（2000 年度～2019 年度）

2000年度～2019年度	価格弾力性	タイムトレンド係数 (g)	補正 R ²
棒鋼	-2.8**	0.13**	0.48
形鋼（鋼矢板含む）	-1.9*	0.09**	0.50

注：**は有意水準 5%で有意、*は有意水準 10%で有意

次に電力単価が上昇した場合の将来の見通しについて検討する。図 1.2.-9 には、日本 ▲80%ケースにおける棒鋼、形鋼別の「国内市場」における国産材・輸入材への影響を示す。日本 ▲80%ケースは、DNE21+モデルによる推計に基づき、+26.4 円/kWh の電気代上昇と推計されるが、これは、現状の電炉における夜間シフトによる電力価格が 3 倍超になることを意味する。この電気代上昇には CCS 以外による要因（再エネ、原子力、海外水素など）も含まれる。

2050 年にはベースラインにおいて特に棒鋼で輸入比率が 2010 年～2019 年と比較し上昇する。+26.4 円/kWh の電気単価上昇により、何れの鋼材もさらに輸入比率が上昇する結果である。これらの結果は、既往の分析⁶⁾と同様の手法で、2000 年度～2019 年

度の価格弾力性に基づき、価格弾力性を一定と想定した場合の推計結果であるが、+26.4 円/kWh は、2000 年度～2019 年度を含め、過去には観測されたことのない非常に高い電気単価上昇であるため、国際競争力に、非連続で致命的な悪影響が発生する可能性がある点には留意が必要である²。

日本鉄鋼連盟の資料¹⁰⁾によると、普通鋼電炉の粗鋼当たり電気使用原単位（標準的な普通鋼電炉業の原単位）は、およそ 700kWh/t 程度であり、+26.4 円/kWh の電気代上昇による影響は、約 18,500 円/t となる。また、普通鋼電炉では平均すると電気料金 1 円の上昇は経常利益の約 3 割に相当するため、例えば、3 円の上昇は経常収益が得られないということになる。このように、+26.4 円/kWh の電気代上昇は、経常利益の数倍に相当するインパクトとなるため、厳しい国際競争の現況の中で、将来の国内の鉄鋼製品は、国際競争力を大きく喪失するものと考えられる。

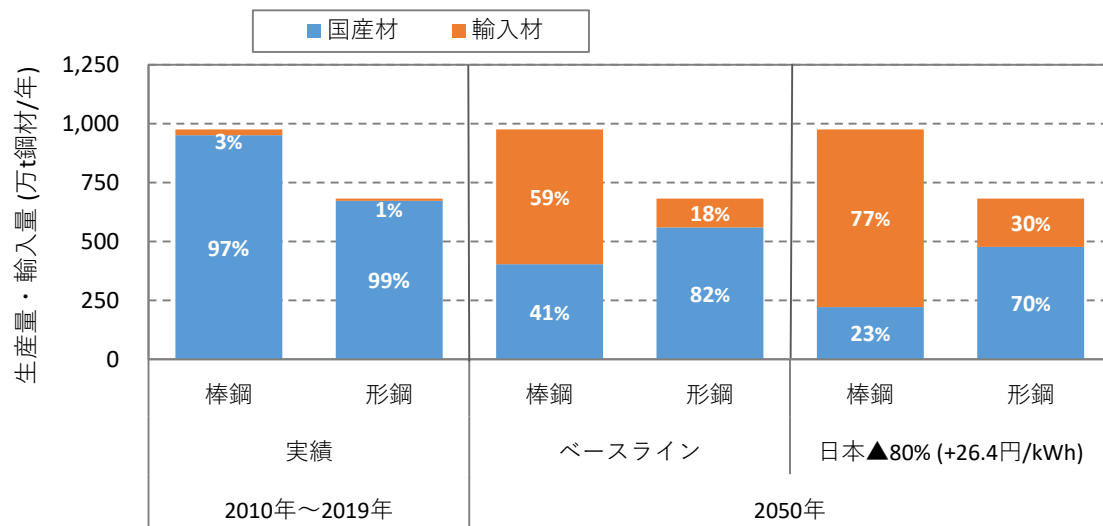


図 1.2.-8 日本の電力単価上昇による鉄鋼への影響評価

注 1: 2050 年日本 GHG 排出 ▲80%[DNE21+モデルによる推計],日本の CCS 貯留量 113(MtCO₂/年),2050 年の日本の限界削減費用: 2268(\$/tCO₂), 海外: 259(\$/tCO₂)。

注 2: 本表は、CCS 以外の影響も含まれた日本全体の排出削減に対する影響分析である点に留意。

1.2.4. 本節まとめ

本節では、CCS 産業の各フェーズ（本分析では、回収、輸送、貯留（事前調査、モニタリングの費用を含む）の 3 プロセスに分類）の特色を反映した上で、CCS に特化した産業連関表を作成し、CCS の波及効果を定量的に評価した。経済波及効果の分析では、CCS 実施に伴って誘発される生産額や雇用者数などを評価した。CCS の実施費用

² 本分析は普通鋼電炉メーカーが製鉄所内で使用する電力単価の上昇を明示的に評価した。ただし、電力単価上昇による機械設備費の上昇、黒鉛電極などの消耗が避けられない部材・資材の購入費上昇、原材料や製品の輸送コスト上昇などは考慮していない点に留意が必要である。

が大きいほど波及効果が大きい結果となるが、CO₂ 回収量が約 3,388[千 tCO₂/年]の場合、二次波及までを考慮した日本全体の GDP 誘発係数（直接費用に対して誘発された GDP の割合）はいずれのケースにおいても約 1.03 と推計された。

一方、CCS 実施に伴う電気代上昇などの製品コスト増加による影響力評価など負の影響についても分析した。輸送距離 100km、陸上からの圧入による CCS（CO₂ 回収量：3,388[千 tCO₂/年]）の導入を想定した場合の電気代増加による家計の負担増分として、増加した年間家計支出増分（世帯当たり）は、+387～+681 [円/世帯]と推計された。ただし、2050 年に向け、例えば、数億トン規模で CCS を導入する場合は、この数十倍以上の負担となる可能性があることに留意が必要である。また、2050 年日本 GHG 排出 ▲80% ケースにおける、2050 年の鋼材への影響として、電気単価上昇により、何れの鋼材もさらに輸入比率が大きく上昇する結果が示された。

1.3. 別添資料まとめ

この別添資料では、CCS の経済波及効果分析のため、CCS 導入モデルとして 4 つのケースを想定した。本調査事業では、海外文献や NEDO 調査事業等で公開済みのコストデータが比較的豊富な石炭火力発電所を排出源とする CCS モデルを想定したが、実際には CCS は様々な排出源に適用できる CO₂ 排出削減技術であるため、他の産業部門からの回収コストについても今後は調査を広げる必要がある。

また、経済波及効果分析と製品コスト等の上昇による負の影響においては、排出源と貯留地点が 1 対 1 の 4 つのケースのプロジェクトを導入した場合を想定し、CCS 実施に伴って誘発される生産額や雇用者数などを評価、比較した（詳細は前節 1.2.4.参照）。

さらに、経済波及効果だけではなく CCS 実施に伴う電気代上昇及び 2050 年日本 80% 削減の下でのエネルギー消費コスト増加による製品コスト増加による負の影響についても評価を行った。

なお、本調査事業におけるこれらの分析は、一例に過ぎないため、今後は他の排出源および CCS 導入規模の増大等の場合における、経済波及効果分析及び負の影響評価も必要になると考えられる。

以上

参考文献（別添資料に関するもの）

- 1) ノルウェー石油エネルギー省，Longship-Carbon capture and storage, <https://www.regjeringen.no/contentassets/943cb244091d4b2fb3782f395d69b05b/en-gb/pdfs/stm201920200033000engpdfs.pdf>, 2020.
- 2) Alberta Carbon Trunk Line (ACTL) ホームページ, <https://actl.ca/>, (アクセス日：2021年2月)
- 3) 環境省，地球温暖化対策の推進に関する法律に基づく温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度による平成28（2016）年度温室効果ガス排出量の集計結果, https://ghg-santei.kohyo.env.go.jp/files/result/h28/result_H28_20200331.pdf
- 4) Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Supplement: Sensitivity to CO₂ Capture Rate in Coal-Fired Power Plants, https://www.netl.doe.gov/projects/files/SupplementSensitivitytoCO2CaptureRateinCoalFiredPowerPlants_062215.pdf, 2015.
- 5) NEDO，平成20年度－平成24年度成果報告書，革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト発電からCO₂貯留までのトータルシステムのフィジビリティ・スタディー，全体システム評価（発電からCO₂貯留に至るトータルシステムの評価），https://www.nedo.go.jp/library/seika/shosai_201310/20130000000954.html, 2013.
- 6) 小田潤一郎，本間隆嗣，秋元圭吾：鉄鋼貿易に関する代替の価格弾力性の評価，第34回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス、23-5、Jan. 26, 2018.
- 7) 財務省：貿易統計，2021.
- 8) 日本鉄鋼連盟：鉄鋼統計要覧 2020，2020.
- 9) 宮沢健一，産業連関分析入門、日本経済新聞出版，2002.
- 10) 日本鉄鋼連盟：カーボンプライシングのあり方に関する検討会第5回会合（平成29年10月13日）説明資料、「カーボンプライシングについて」

