

エネルギー・環境技術の
ポテンシャル・実用化評価検討会

報告書

2019年6月

経済産業省
文部科学省

はじめに

COP21（2015年11月-12月）において、「2℃目標」の達成や今世紀後半（2050年以降）に世界全体の温室効果ガスの排出量と除去量のバランスを達成することなどを目的とした「パリ協定」が採択された。この目的を踏まえて、全ての締約国が長期戦略を作成するよう努力すべきとされている。

パリ協定の長期目標の実現に向け、我が国では、地球温暖化対策推進本部（2015年11月26日）及びCOP21（2015年11月30日-12月11日）において、内閣総理大臣指示で、エネルギー・環境イノベーション戦略を取りまとめる旨が表明された。これを受け、2016年4月、内閣府総合科学技術・イノベーション会議で、「エネルギー・環境イノベーション戦略」が取りまとめられた。同戦略では、エネルギー・システム全体が最適化されることを前提に、2050年を見据え、①これまでの延長線の技術ではなく、非連続的でインパクトの大きい革新的な技術、②大規模に導入することが可能で、大きな排出削減ポテンシャルが期待できる技術、③実用化まで中長期を要し、かつ産学官の総力を結集すべき技術、④我が国が先導し得る技術、我が国が優位性を発揮し得る技術の観点から、8つの有望分野（エネルギー・システム統合技術、システムを構成するコア技術（次世代パワーエレクトロニクス、革新的センサー、多目的超電導）、革新的生産プロセス、超軽量・耐熱構造材料、次世代蓄電池、水素などエネルギーキャリアの製造・貯蔵・利用、次世代太陽光発電、次世代地熱発電、CO₂固定化・有効利用）を特定した。これらにより、2℃目標達成に世界に必要な約300億トン超のCO₂削減量のうち、数10億～100億トン超の削減（IEA試算を踏まえて、選定した分野において既に開発・実証が進んでいる技術の運用と合わせた数字）を期待できるものとした。2017年9月には、エネルギー・環境イノベーション戦略に関するロードマップが策定され、関係府省庁が一体となって協力することが求められている。

また、「地球温暖化対策計画」（2016年5月閣議決定）においては、我が国はパリ協定を踏まえ、全ての主要国が参加する公平かつ実効性ある国際枠組みの下、主要排出国がその能力に応じた排出削減に取り組むよう国際社会を主導し、地球温暖化対策と経済成長を両立させながら、長期的目標として2050年までに80%の温室効果ガスの排出削減を目指すとしている。

更に、2018年7月に閣議決定された第5次「エネルギー基本計画」においては、初めて2050年について言及し、パリ協定発効に見られる脱炭素化への世界的なモメンタムを踏まえ、エネルギー転換・脱炭素化への挑戦を掲げ、あらゆる選択肢の可能性を追求する方向性を示している。

今般、パリ協定長期成長戦略懇談会（2018年8月-2019年4月）では、当該長期戦略に関する基本的考え方について有識者による議論が行われるとともに、提言が取り纏められ、既存技術のコストダウンも含めたイノベーションが重要であると指摘された。上述のように、技術シーズに着目した戦略や技術ロードマップは既に存在するところであるが、パリ協定を踏まえ、2050年を見据えて「脱炭素社会」を今世紀後半のできるだけ早期に実現するためには、官民の投資を促進し、脱炭素化技術の実用化を促進する必要がある。よって、研究開発・実用化状況の確認などにより、2050年の社会が求める当該技術の需要・ポテンシ

ル¹※を再評価し、脱炭素社会の実現に向けたボトルネック課題を抽出し、見える化することが重要である。

こうした観点から、エネルギー・環境イノベーション戦略やエネルギー基本計画などで言及されている主要な革新的な技術、特に CO₂ 大量削減に貢献する技術について、2050 年のあるべき社会像に対する実用化の進捗状況の確認、実用化を阻害している内的・外的要因の抽出、個別技術シーズのポテンシャル評価などを行い、需要があり脱炭素化のポテンシャルを有する技術の実用化に求められる基礎基盤研究から社会実装までのボトルネック課題、有望な技術オプションを客観的に抽出するため、本検討会を設置した。

今般とりまとめた主要な革新的な技術分野における課題については、2019 年に日本政府として国連に提出する「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」に反映していく。

また、本年中に策定することとされた「革新的環境イノベーション戦略」に活用していく。

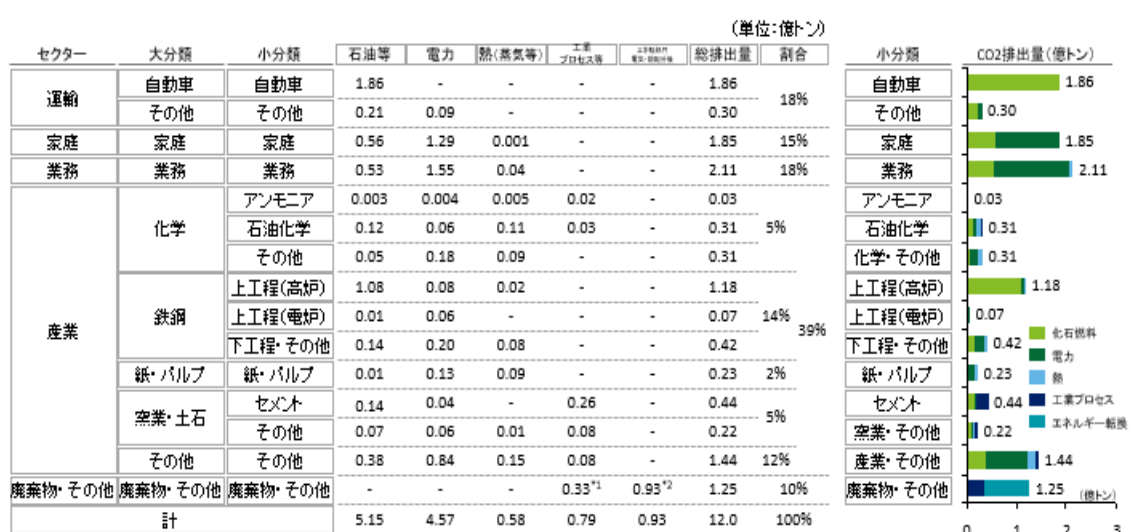
¹ 本検討会においては、その技術が到達しうる性能・コストの理論値と現状のペースで研究開発を実施した場合に 2050 年頃に到達が予測される性能・コストとの間の差分を技術ポテンシャルと定義する。

1. CO₂の大量排出源とその原因

1.1 全体像

2050 年を見据えた脱炭素化技術の実用化を促進するに当たっては、当該技術による温室効果ガス削減ポテンシャルを客観的に評価しつつ、効果的に技術開発を進めていくことが必要である。まず、温室効果ガスの大部分を占める CO₂ に着目し、我が国における部門別排出量について俯瞰する。

2016 年度の我が国のセクター別 CO₂ 排出量は、総排出量 12.0 億トンのうち、家庭・業務以外の大量排出セクターとしては、運輸 (2.16 億トン、18%)、化学 (0.65 億トン、5%)、鉄鋼 (1.66 億トン、14%)、窯業・土石 (0.65 億トン、5%)、電力 (4.6 億トン、38%) が挙げられる。



*1)内訳：焼却などの廃棄物処理 (0.29億トン)、農業+燃料からの漏出+直接CO₂ (0.03億トン)
 *2)内訳：事業用自家発電 (0.44億トン)、石油精製 (0.34億トン)、および石炭製品+ガス製造+地域熱供給+沼澤。

図 1-1 国内のセクター別 CO₂ 排出量 12.0 億トンの内訳 (詳細表)

注釈：国立環境研究所「日本の温室効果ガス排出量データ」、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計 2016 年」を基に Deloitte 作成
 出所：経済産業省 (第 9 回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 4)

1.2 生産プロセスにおける CO₂ 排出源

(1) 電力

まず、電力セクターについては、発電量の 8 割以上を占める火力発電から CO₂ が大量に排出されている。火力発電の方式は、大きく石炭火力、ガス火力、石油火力が存在する。発電量はガス火力が 4,248 億 kWh と最も大きく、次いで石炭火力が 3,498 億 kWh、石油火力が 976 億 kWh である。一方、CO₂ 排出量は石炭火力が 2.6 億トンと最も大きく、次いで、ガス火力が 1.7 億トン、石油火力が 0.4 億トンである。石炭火力がガス火力に対して、発電量が少ない一方で CO₂ 排出量が大きい理由は、石炭火力がコンバインド LNG 火力の約 2.3 倍程度の CO₂ 排出原単位を有しているためである。

大量排出セクターにおけるCO₂排出概要(電力セクター)

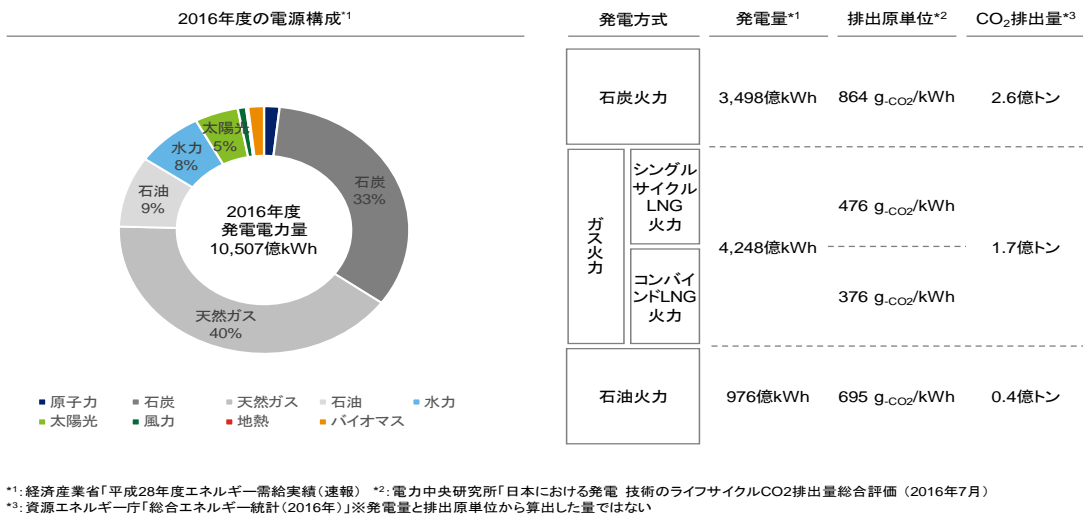


図 1-2 電力セクターの CO₂ 排出の概要

出所: Deloitte 作成

(2) 高炉製鉄

産業セクターの中で最も CO₂ 排出量が多いのは高炉製鉄プロセスである。高炉において鉄鉱石を還元するプロセスが最も多くの CO₂ 排出を伴っており、年間 0.9 億トンの CO₂ が排出されている。その他にも、コークス炉、焼結炉、圧延工程において、多量の CO₂ 排出を伴いながら(製鉄プロセス全体で年間 1.39 億トン)、生産活動が行われている。

大量排出セクターにおけるCO₂排出概要(高炉製鉄)

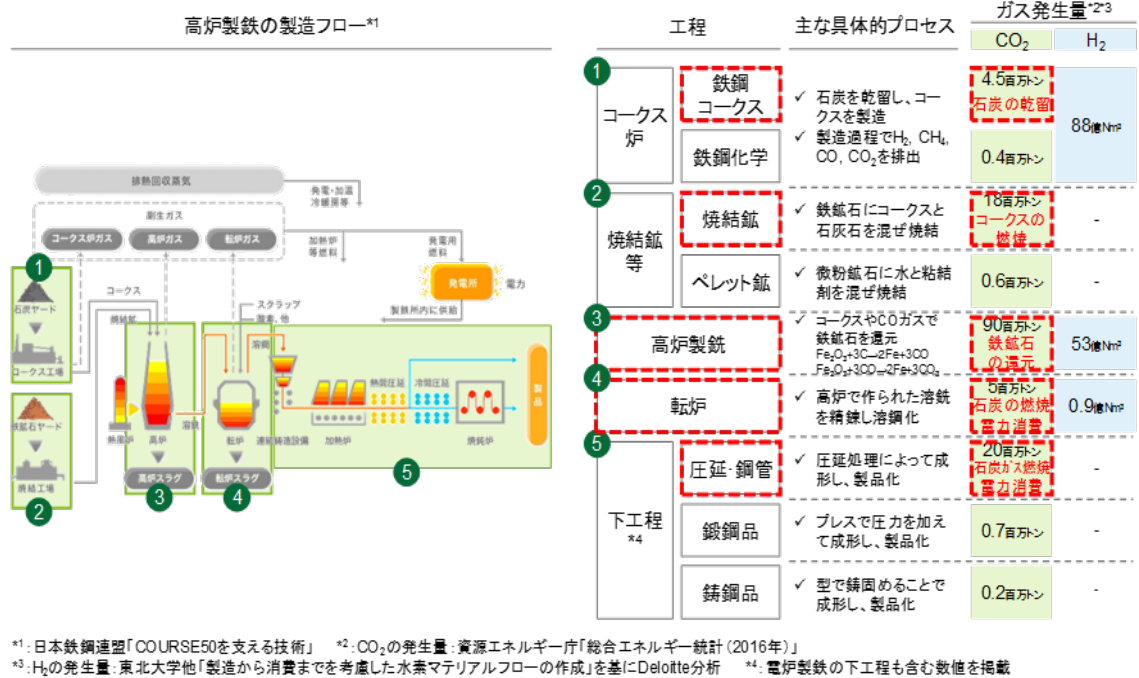


図 1-3 高炉製鉄プロセスの CO₂ 排出の概要

出所: 経済産業省(第9回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料4)

(3) 石油精製

石油精製セクターの CO₂ 排出の内訳では、蒸留などの分離精製プロセスや水蒸気改質の工程で発生する原料由来の CO₂ に加え、各工程の投入エネルギーに由来する CO₂ が排出要因である。なお、水蒸気改質および接触改質の工程では水素も発生しており、脱硫工程などで使用されている。

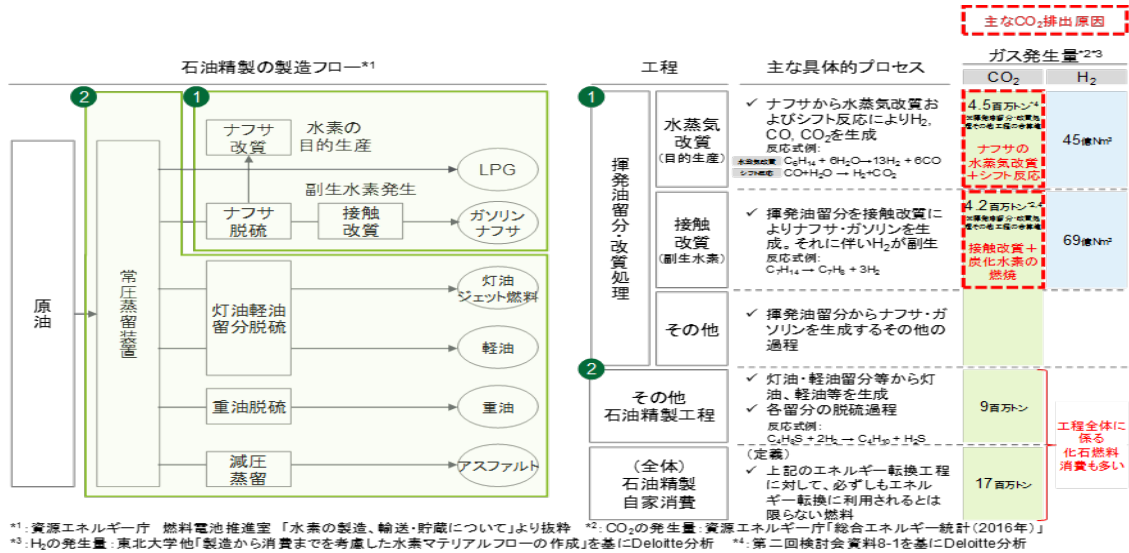


図 1-4 石油精製の CO₂ 排出の概要

出所: 経済産業省 (第9回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料4)

(4) セメント

産業セクターの中で高炉製鉄に次いでプロセスとして CO₂ 排出量が多いのが、セメント製造に係るプロセスである。CO₂ 発生源の特徴としては、CaCO₃ など原料由来の CO₂ が全体の 60%程度を占めている。また、焼成工程で投入される石炭などの化石燃料に由来する CO₂ も一定量を占めている。最終的に、全プロセスの排ガスは一つにまとめ、原料工程付近の設備から排出される。

大量排出セクターにおけるCO₂排出概要(セメント)

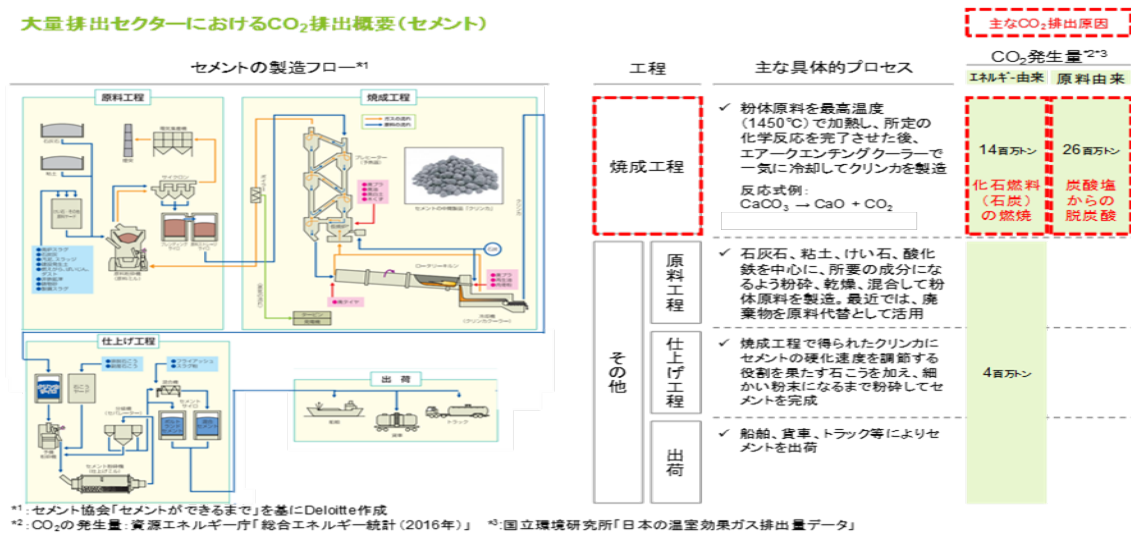


図 1-5 セメント製造プロセスの CO₂ 排出の概要

出所: 経済産業省 (第9回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料4)

2. CO₂ 排出量を大幅に削減できる技術分野の特定

これらの CO₂ 排出を多く排出するプロセスで既存技術を代替しうる革新的な技術例から、水素、Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage (CCUS)、再生可能エネルギー・蓄エネルギー、パワーエレクトロニクスについて、CO₂ 排出量を大幅に削減できる共通の技術分野として、検討することとした。

CO ₂ 大量排出セクター	プロセス・製品	排出量	主要な排出要因	代替技術例	技術分野
電力	火力発電	4.6億トン	✓ 石炭・石油の燃焼	✓ 再生エネ・蓄エネ ✓ CCS ✓ パワエレ ✓ 原子力	
自動車	内燃機関	1.86億トン	✓ ガソリン・ディーゼルの燃焼	✓ 電気自動車 ✓ 燃料電池	
鉄鋼	高炉	1.2億トン	✓ 石炭の燃焼 ✓ 石炭による還元	✓ CCS ✓ 水素還元	
	電炉	0.07億トン	✓ 電気の使用	✓ 再生可能エネルギー	
化学	石油化学	0.31億トン	✓ ナフサの分解	✓ CCU ✓ CO ₂ フリー水素	
	アンモニア	0.03億トン	✓ 水素製造のための天然ガス改質	✓ CO ₂ フリー水素	
窯業・土石	セメント	0.4億トン	✓ 炭酸カルシウムの焼成	✓ 燃焼灰 + CCU ✓ CCS	
合計		8.2億トン	※電力と各セクターとのCO ₂ 排出量の重複分は除いて集計		

図 2-1 CO₂ 大量排出セクターと技術領域の関係

出所：経済産業省（第 9 回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会検討会資料 4）

3. 温室効果ガスの大幅削減に向けた技術選択・実用化の方策

温室効果ガス排出削減は、不確実な未来に対し、極めて難しく広範な課題であり、一つの革新的技術で世界を変えることは難しく、長期的な研究開発が必要な技術に対する民間投資も難しい。これまで複数の技術や手法が提案されているが、それぞれ一長一短があり、前提条件によって優劣が変わるので、一つに絞れないケースも多い。

そこで、基盤となる国内外の最新の科学的知見を充実させ、技術の絶え間ない見直しを行うとともに、国による支援措置を含め、技術開発の在り方も常に検証することが必要である。

他方、技術が広く普及するためには、高効率といった科学的な価値観だけではなく、低コストであることが絶対条件である。市場が求めるコストと脱炭素技術のコストのギャップは依然相当大きいというのが現状であり、脱炭素技術を大規模に社会導入するには、環境価値を含め、より一層のコスト削減や導入を促す仕組みの構築が不可欠である。

3.1 技術選択の方策

(排出削減インパクト)

重視すべき技術選択に当たっては、温室効果ガス排出の大幅削減につながり得る技術であるとともに、その適用先も一つのプロセス、分野を超えて、社会やより多くの産業への適用が可能でインパクトが大きいものであるといった視点が重要である。例えば、水素は、化石燃料に依存している自動車燃料の代替だけでなく、石炭・LNG火力発電の代替、更には製鉄分野の還元剤として使われているコークスの代替や、地球温暖化の最大の原因であるCO₂と反応させることで、石油化学産業の原料である原油・ナフサや都市ガスの原料である天然ガスの代替に利用されるなど、極めて多岐にわたる利用が想定できる。パワーエレクトロニクス技術は、電力変換・制御性が高まることで、系統全体のエネルギー消費の低減だけでなく、機動的な電力需要の調整弁として系統安定化のための調整力の向上（Virtual Power Plant (VPP)）や、再生可能エネルギーの導入によって変動する発電量に対する需要側での電力使用量の応答（Demand Response (DR)）などの分散・デジタル制御技術の性能向上にも貢献することが期待される。同様に、蓄電池を始めとする蓄エネルギー技術についても、変動性がネックとなり大規模導入が遅れている再生可能エネルギーの普及を加速させるために極めて重要な技術である。蓄エネルギー技術は、電動車の動力源として利用できる他、変動する再生可能エネルギーと接続した水素製造用水電解装置との組合せにより、水電解装置設備の利用率の向上に資するなど、化石資源利用から電力利用へと社会を転換していく上での活用も期待される。その際、前提条件を開示した上で、市場での普及までを見通した客観的なライフサイクルベースでの温室効果ガス削減効果の評価（Life Cycle Assessment (LCA)）の下に、技術選択・開発の注力をしなければ本末転倒である。現状においては、そもそも温室効果ガス排出量のLCA分析が行われていない場合が多いことに加え、仮に分析が行われていたとしても、コスト分析と温室効果ガス排出量のLCA分析が別に実施され、比較分析も困難である場合も多いことが実態である。また、技術の導入に当たっては、全体の熱マネジメントや副生物の有効利用（例えば、水電解で水素に加えて発生する酸素の有効利用の検討など）などによりシステム全体の最適化を早い段階から念頭に置くという観点が必要である。

(排出が避けられない CO₂ 対策・利活用、物質循環・サーキュラーエコノミー)

また、温室効果ガス排出を大幅に削減可能な技術を導入し、化石燃料利用を削減できたとしても、脱炭素社会を実現する過程においては、CO₂等の温室効果ガスの排出は避けられないため、これを回収し、貯留または有効利用、リサイクルすることも必要となってくる。また、このような CO₂ の貯留や有効利用、リサイクルという取組と共に、我々人類が過去の経済・産業活動で膨大なエネルギーを投入し生み出してきた金属製品やプラスチック製品などは、既に存在する重要な資源とも言えるものであり、あらゆる分野での資源循環を進めることで、資源制約に対応できるだけでなく、温室効果ガス排出削減にも貢献できる。欧米においても循環経済の構築は重要な政策課題となっており、我が国としても技術面、制度面の両面でこの循環型社会を構築していくことが重要である。

3.2 技術実用化の方策

温室効果ガス排出の大幅削減を可能とする技術をいかに社会に普及させていくかが今後の鍵となる。最大の課題は、前述の通り、ユーザーが求めるコストと現在の技術で実現可能なコストのギャップが極めて大きいことである。技術開発を通じてコスト削減を図る努力を継続することが必要であるが、技術開発などが追い付かず、必要とされるタイミングでの大幅なコストダウンが難しい場合には、温室効果ガス排出の大幅削減を実現するための何らかの取組も必要となってくると考えられる。加えて、優れた技術の開発に向けて研究開発の基盤を引き続き構築することも重要である。

ある程度技術が確立した後は、その技術を最適な舞台（市場、生産拠点など）で実証することが重要である。利用可能なリソースの観点から最適な舞台が海外であることもある。我が国での市場や生産拠点の立ち上げに固執せずに、国際連携を含め最適な舞台での技術実証を行っていく。実証事業を進めていくうちに、新たな課題が浮かび上がることも多い。場合によっては基礎研究にまで立ち返る必要もあり、産学連携で対応を進めることが重要である。

また、技術開発や実証の段階を待つだけでなく、コストの観点を意識しながら、社会・産業での実用化を図っていくという視点も重要である。水素などでは、①市場の立ち上がりの時期は、CO₂削減効果が少ないが製造コストの影響が比較的小さい高付加価値品をターゲットとする、②既存インフラを最大限活用する（例えば、既設ガス供給システムの許容範囲での、水素やエネルギーキャリアとしてのメタネーションガスの混入や、発電・自動車燃料（化石燃料）へのバイオ燃料の混入など）、③LCA 分析により CO₂ 排出削減効果が薄い手法であっても、安価な価格が実現できる手段を使って市場の拡大を図る（化石燃料由来の水素の活用など）、④熱マネジメントや副生物の有効利用（例えば、水電解で水素に加えて発生する酸素の有効利用の検討など）などセクター間連携を含めシステム全体の最適化を図る、⑤政策的な導入支援を実施するなどの方策により、まずは市場を立ち上げていくという観点も検討に値する。

4. 横断的技術分野におけるポテンシャル・実用化評価

本検討会では、CO₂排出源を踏まえ、大規模にCO₂排出削減につながり得る以下の代替技術分野に特に着目し、その現状、削減ポテンシャル、実用化に向けたボトルネック課題などを検討した。もちろん、CO₂排出削減技術はこれら技術以外にもあること（熱の有効利用など、革新的技術というイメージが薄いものを含む）、また、地球温暖化問題の対応には、個々の技術の最適な組合せが必要となることは言うまでもない。さらには、これも先述したように、技術の効果を高めるための、政策的仕組み作り・支援が必要となる。

- 水素
- CCUS
- 再生可能エネルギー・蓄エネルギー
- パワーエレクトロニクス

4.1 水素

水素は、自動車や発電のような燃料用途だけでなく、鉄鋼や化学の生産プロセスでの原料用途、石油精製の脱硫など、産業プロセスを含め様々な分野で大規模なCO₂排出削減に資する共通解の一つとなり得る。また、単なるエネルギー源の代替だけでなく、脱炭素化した多様な製造法を可能とする戦略物質となる可能性を秘めたものである。

政府としても、水素基本戦略を策定し、水素社会構築のため、各種取組を精力的に行っているところである。

水素基本戦略のシナリオ

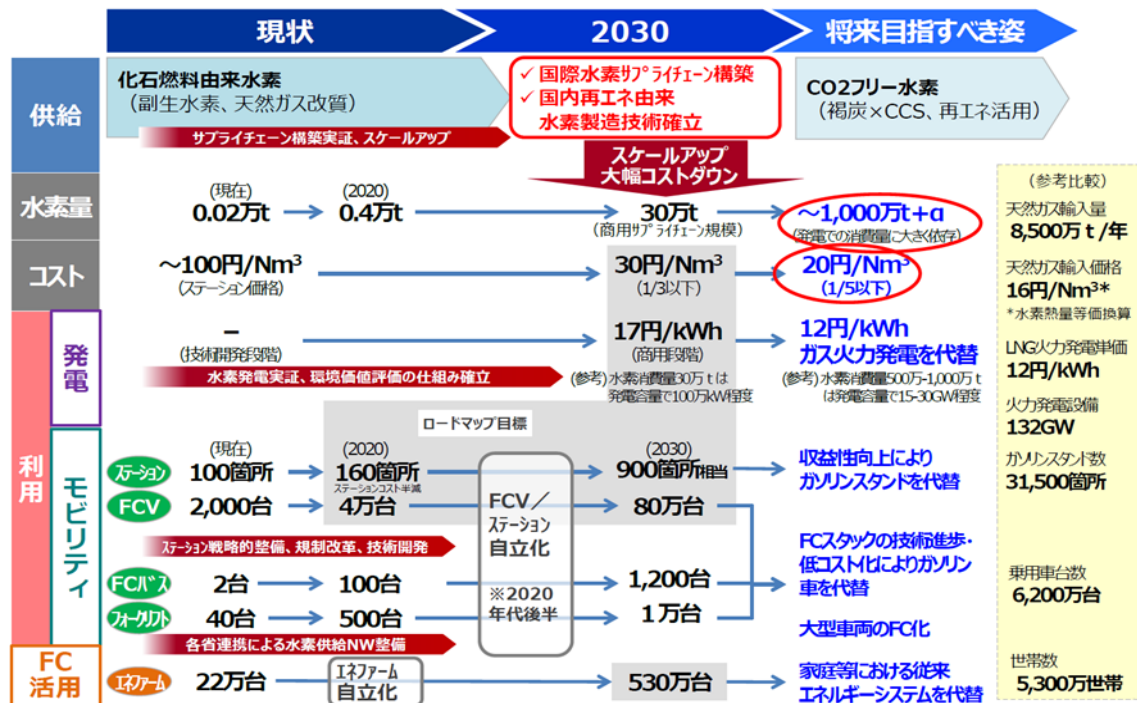


図 4-1 水素基本戦略のシナリオ

出所：「水素基本戦略（概要）」経済産業省(2017)

4.1.1 ポテンシャル・実用化評価

現状の市場は決して大きくはないものの、既に水素利用として、エネファームや燃料電池自動車、燃料電池フォークリフト、燃料電池バスは社会導入され、水素発電についても実証段階である。

現在の我が国の代表的な水素ユーザーは、石油精製、鉄鋼、石油化学、アンモニアである。石油精製、鉄鋼業界を中心として、自家供給と自家消費が多くの割合を占めており、水素の流通量（外販量）が少ないといった特徴がある。

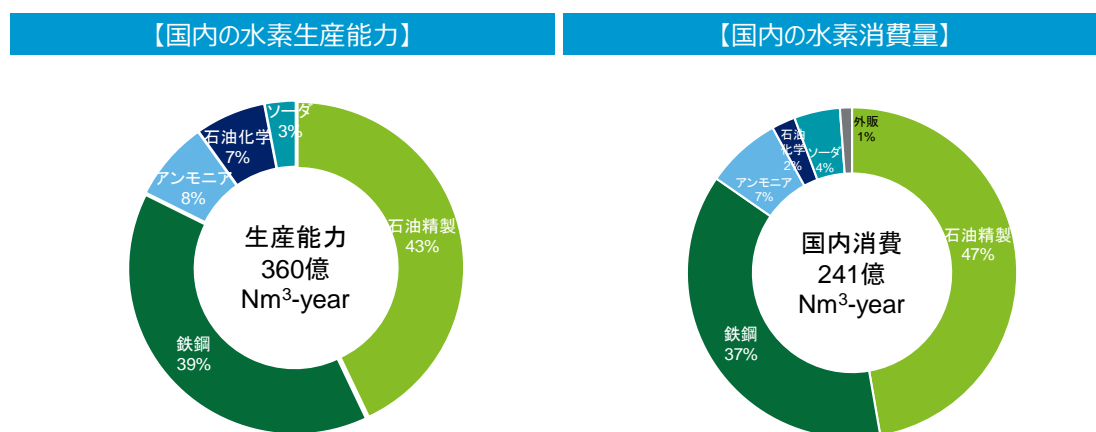


図 4-2 現在の国内水素生産能力と消費量

注釈 1：各数値の算出前提となる生産量の数値は 2016 年の値を使用。なお、水電解の総量は小さく統計も存在しないため、取り扱っていない。ソーダ工業の消費量は化学製品などにてマテリアル利用される前提が置かれている。供給余力・供給ポテンシャル算出時に外販水素分は考慮していない。

注釈 2：東北大学他「製造から消費までを考慮した水素マテリアルフローの作成」、経済産業省「生産動態統計」、経済産業省「石油統計」、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に Deloitte 作成

出所：経済産業省（第 2 回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 3）

国内の水素需給バランスに着目すると、製造プロセスでの CO₂ の排出を考慮しなければ、2016 年時点においては水素生産能力が水素需要を上回り、一定の供給余力および供給ポテンシャルが存在している。また、石油化学など副生水素による供給余力が発生している産業においては、水素を燃料として活用している場合があり、熱源を水素から代替すれば、外部への水素供給拡大が可能となる。

しかしながら、燃料電池自動車（Fuel Cell Vehicle (FCV)）や水素発電、水素還元製鉄や化学分野での CO₂ 原料化 (CCU) など、水素を活用する分野を拡大し、水素社会を実現しようとする、水素ユーザーの観点からは、下記のような各々が抱える水素利用時に生じる課題に加え、コスト、供給量、品質といった水素供給に起因する課題がボトルネック課題として挙げられており、現状では水素社会構築を困難にしている。また、水素社会の構築に当たっては、これまで大量の水素を広範囲に扱うといった経験がないため、異常時の対応等、様々な課題に対応していく必要があると考えられる。

表 4-1 水素利用分野の検討会で挙げられた技術的なボトルネック課題一覧

分野	技術的なボトルネック課題
石油精製	・ 製油所における大量かつ長期間の水素貯蔵
製鉄	・ 吸熱反応への対応 ・ 高炉内における水素分布の均一化 ・ 水素脆化への対応
化学(CCU)	・ 水素の貯蔵 ・ 触媒被毒の克服
水素発電	・ 水素発電設備の耐久性向上 ・ 急速起動・出力変動への対応 ・ 水素の貯蔵 ・ 調達安定性の確保
FCV	・ 水素ステーションホースの耐久性向上
燃料電池	・ 高効率化 ・ 信頼性向上 ・ 耐久性向上

出所：エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会第2回議論を元に Deloitte 作成

また、本検討会で、現在・将来において、水素ユーザーとなる業界・事業者から提示された水素に求める内容は、以下のとおりである。水素社会を構築する上での根本的な課題は、安価で大量のCO₂フリー水素の安定供給である。

利用先	プロセス	実用化の高純度化(99.9999%)	プロセス上有害物質	圧力	求める水素量(国内)	求める水素コスト(/Nm ³)	水素製造の消費電力(水電解の場合) ※日本の消費電力は約1兆kWh/年	利用上の課題
製鉄	水素還元	不要	(リン、亜鉛) ※通常の水素製造では混入しないと想定	10気圧	800億Nm ³ /700万トン ※100%水素還元に必要な量	7.7円(8.5円) ※原料炭を100%水素に置換えた場合で、100%水素還元に必要なとなる設備コスト除く	3600億kWh	吸熱反応対応 水素脆化 均一混ぜ方
化学	化学合成	不要	硫黄化合物 ※天然ガス改質水素は要脱硫	50-110気圧	772億Nm ³ /695万トン ※置換可能量	18.5円未満 ※設備・プロセスコスト除く	3500億kWh	水素貯蔵 触媒
石油	脱硫	不要	なし	20気圧	77億Nm ³ /69万トン ※2030年想定 ※置換可能量	20-25円 ※現状置換え	350億kWh	水素貯蔵
発電	燃焼	不要	二酸化炭素(4万ppm) 硫黄化合物(5000ppm)	34-54気圧程度	33億Nm ³ /30万トン ※2030年頃 557億Nm ³ /500万トン ※将来 (水素基本戦略)	30円 ※2030年見込 20円※将来 (水素基本戦略)	150億-2500億kWh	長期耐久性 出力変動対応 水素貯蔵 調達安定性
業務・家庭用燃料電池(SOFC・PEM)	電気化学反応	不要	S、Cr(SOFC) CO 10ppm(PEM)	1気圧	— (エネファーム530万台)	30円 ※2030年見込 20円※将来 (水素基本戦略)	—	効率 信頼性 耐久性向上
FCV	燃料	必要 ※現在のISO要求基準	—	700気圧	8億Nm ³ /7万トン ※2030年想定 77億Nm ³ /69万トン ※2050年	30円 ※2030年見込 20円 ※将来 (水素基本戦略)	35億-350億kWh	コスト(FCV、ノズル等STコスト)

水素コストは、需要先に届くコストの価格。原料水素価格以外の調達コスト等も含む。消費電力は一律4.5kWh/Nm³で計算。

図 4-3 水素ユーザーとなる業界・事業者が求める水素

出所：経済産業省（第3回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料3）

天然ガスと遜色ないまたはこれを下回る熱量当たりの水素価格が求められ、現在の CO₂フリー水素の調達コストとの間に膨大なギャップがあるのが実態である。

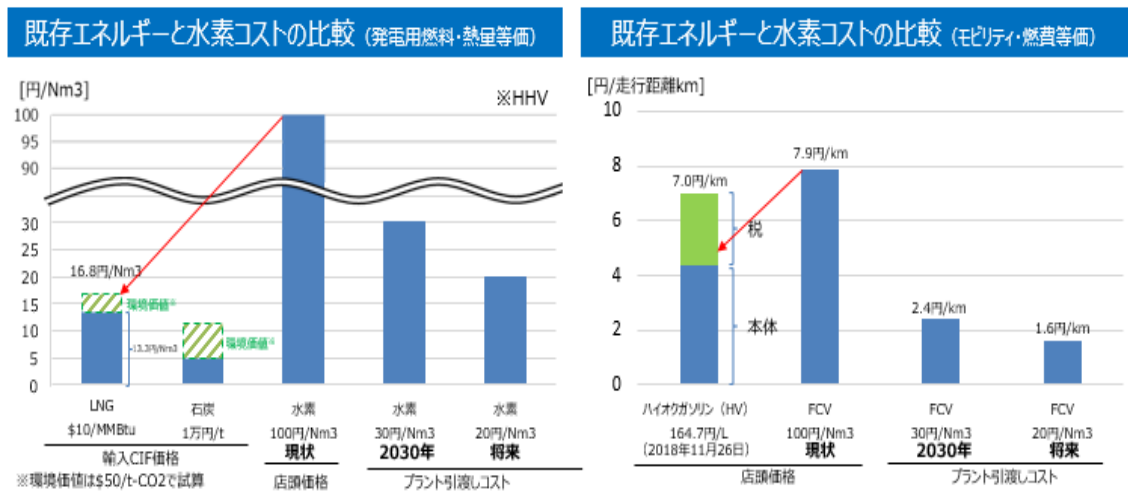


図 4-4 水素の製造・輸送コストと LNG、石炭、ガソリン価格との比較

出所：資源エネルギー庁（第 3 回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 4）

また、コスト問題に加え、膨大な水素供給量が必要となる点も課題である。

CO₂フリーな水素社会として、水素発電の実装や、既存の産業プロセスを水素利用で脱炭素化する場合を想定し、水素の利活用が大規模に拡大した場合、将来の水素需要に大きなギャップが存在する。現在の供給力と将来の需要量のイメージを表すと、需給ギャップが大きく開いており、将来的に水素によるゼロエミッション化を実現するためには、水素供給力を大幅に増強させる必要がある。

究極的な脱炭素化の水素製造方法の一つとして、全世界的に再生可能エネルギー電源からの電力による水電解の水素製造が想定され、既に多くの研究開発・実証事業が行われている。供給量の観点では、再生可能エネルギー電源からの電力による水電解の水素製造能力は、定格運転（6MW）でなく、最大水電解能力（10MW）及び最大水素製造量（2000Nm³/h）から最大供給量（設備利用率 100%）を試算すると、1 設備あたり約 1560t/年（福島 FH2R でのアルカリ水電解実証）である。1 設備あたり約 1560t/年 を前提にすると、水素基本戦略で求める年間 30 万トン（2030 年）、1000 万トン（2030 年以降）の供給を水電解のみで賄う場合に必要となる設備数は、約 190 台、約 6400 台が必要となる。また、水素発電の実装や、既存の産業プロセスを水素利用で脱炭素化する場合に必要な数 100 万トン～1000 万トンを超える水素を作り出すのに必要な膨大な電気量をいかに確保するかという課題も抱えている。

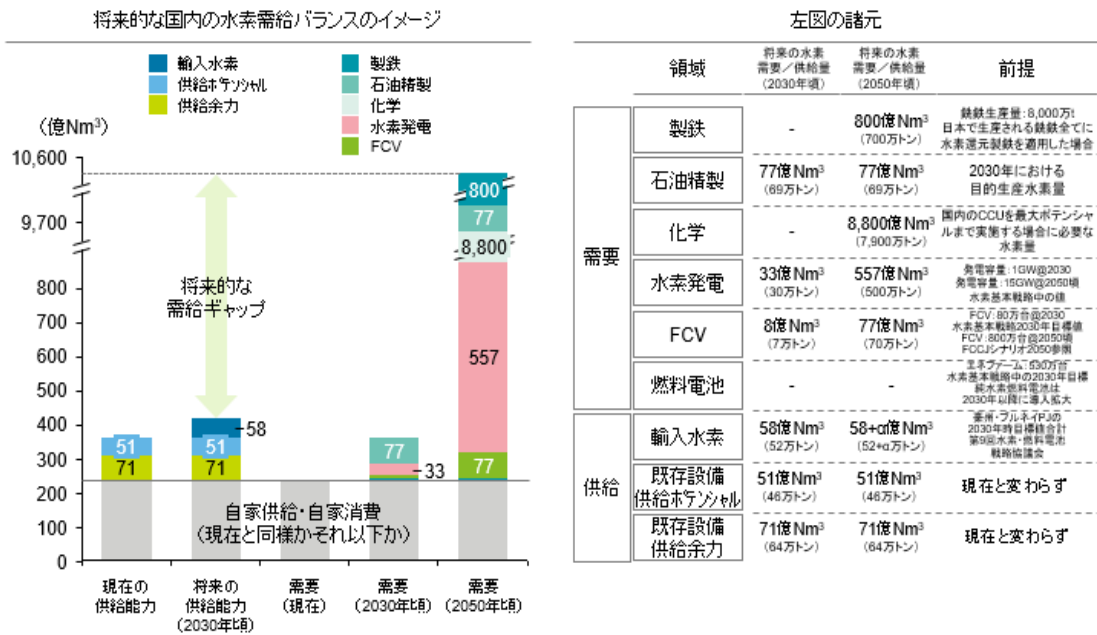


図 4-5 将来的な国内の需給バランスイメージ

出所：経済産業省（第3回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料3）

また、コストの観点では、太陽光・風力など変動性の再生可能エネルギーでは設備稼働率が比較的低いことに加え、再生可能エネルギーの発電コストが十分には低下していないため、ユーザーが求める水素価格の実現には一層のコスト削減が求められる。

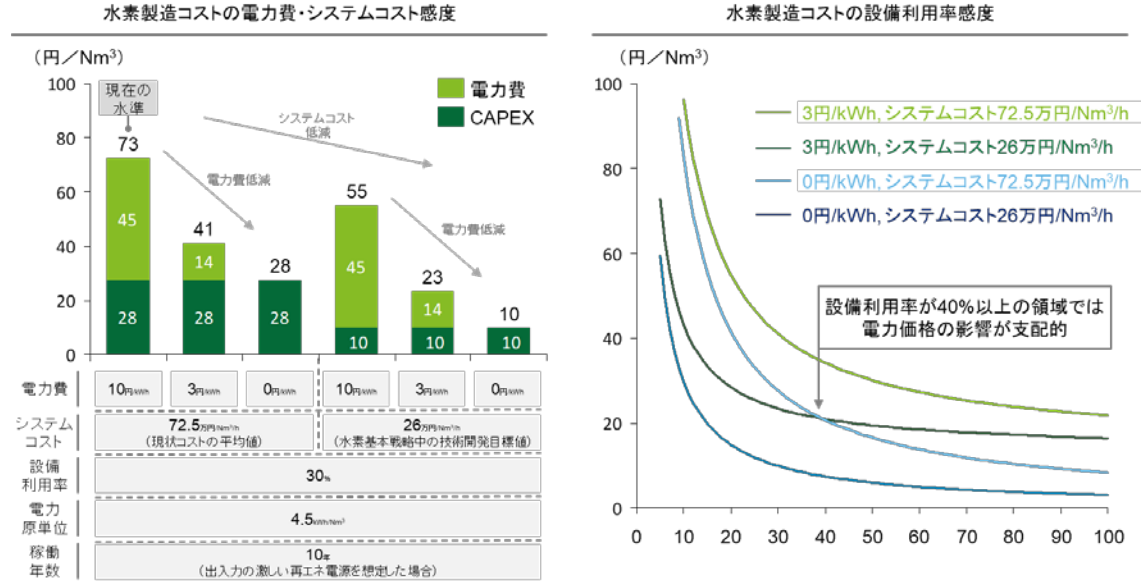


図 4-6 水電解のコスト感度分析

出所：経済産業省（第3回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料3）

4.1.2 実用化を見据えた長期的な研究開発等の方向性

以上の課題は一朝一夕に解決されるものではなく、技術開発を始め、長期的な取組が必要となる。

(水素製造技術)

CO₂フリーの水素製造として、再生可能エネルギー電源からの水電解（高温で電解する場合は水蒸気電解とも言われる）による水素製造コストは、電力費（OPEX: オペレーションコスト）と設備費（CAPEX: キャピタルコスト）の両者に左右される。そこで、前者の低減には再生可能エネルギーを始めとするゼロエミッション電源の低コスト化の他、電解システムの高効率化も必要となる。また、後者の低減には構成部材も含めたシステム全体の低コスト化が欠かせない。

水電解技術として、主にアルカリ電解質形水電解、固体高分子形水電解、固体酸化物形水蒸気電解などが挙げられる。アルカリ電解質形は国内外で大型システムの商用化と低コスト化が最も進んでおり、普及段階に至っている。他方、固体高分子形はより高効率で、実用化もしているが、電極に用いる貴金属触媒やチタン基材の使用量低減・代替など、システムコストの大幅低減につながる技術開発課題が残っている。固体酸化物形は、貴金属が不要で、高温作動のため、現状では最も高い電解効率を実現できるポテンシャルを有しているが、長時間の耐久性や大型化、システム実証を含めてまだ研究開発段階にある。これらの課題に挑戦する低温駆動の固体酸化物やアルカリ性の高分子膜なども今後の技術開発が期待される領域である。国内外での再生可能エネルギーによる発電のコストが低減すれば、これらの水電解・水蒸気電解の技術革新によるCO₂フリー水素の製造コストの大幅低減も視野に入ってくる。

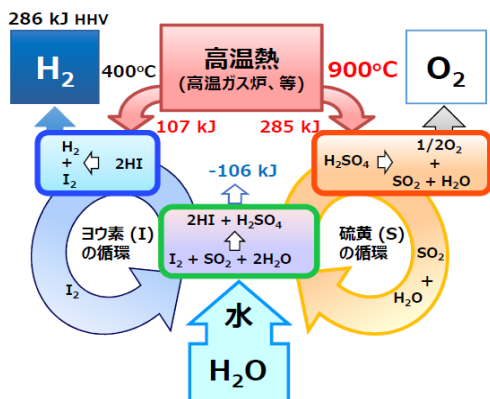
再生可能エネルギーの発電コストが高い間は、CO₂を排出しない水電解とは別の水素製造方法についても模索することが現実的なオプションとなると考えられる。例えば、CCS や Enhanced Oil Recovery (EOR) を伴う化石燃料からの水素製造、メタンなどの化石燃料を使った CCS を必要としない水素製造（メタン熱分解など）、人工光合成による水素製造、高温の熱源を利用した水の熱分解、バイオマス利用による水素製造など、水素製造のより一層のコストダウンのための絶え間なき技術シーズの発掘・創出が必要である。

水電解以外の革新技术の位置づけにある技術として、IS プロセス、メタンからの水素製造新技術、人工光合成などが挙げられる。ここでは、メタンからの水素製造新技術は、既に商用化が進んでいる水蒸気改質に加えて、熱分解、水素を副生するベンゼン生産、ドライ改質、部分酸化などを挙げることができるが、いずれも反応の低温化や高温での水素分離技術など、現在実現できていない技術の確立が強く求められている。

IS プロセスは、高温ガス炉水素製造システムの一部として開発が進められており、エネルギー政策の基本的視点(3E+S)に応えることが可能である点が特徴である。

熱化学水素製造法ISプロセスの特徴

- ヨウ素(I)と硫黄(S)を利用して 約900℃^{※1}の熱で水を熱分解
- 高温吸熱反応と低温発熱反応で高い理論熱効率 73%^{※2}



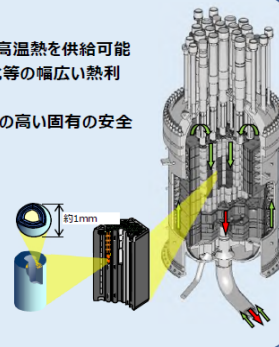
- 大規模オフサイト製造に適しているため大量の水素製造が可能
- 高温ガス炉との組み合わせにより炭酸ガスの排出なし
- ヨウ素及び硫黄はプロセス内で循環することから有害物質の排出なし

※1：900℃程度の排熱（熱源）があれば、ISプロセスの適用が可能
 ※2：実用システムの熱効率は、熱回収等の限界から最大で60%程度

高温ガス炉の特徴

- 多様な熱利用：900℃を超える高温熱を供給可能で、水素製造、発電、海水淡水化等の幅広い熱利用が可能
- 優れた安全性：高温ガス炉は、その高い固有の安全性により、炉心溶融が起こらない

- ヘリウム冷却材
高温でも安定（温度制限なし）
- 黒鉛構造材
耐熱温度2500℃
- セラミックス被覆燃料
1600℃でも放射性物質を閉じ込める



経済効率性の向上 (E)

- 80%近い熱利用率（水素製造と発電とのコジェネレーションなどによる効率的なエネルギー利用）
- 約50%の発電効率

環境への適合性 (E)

- 軽水炉の1/4程度となる使用済燃料量
- 製鉄、燃料電池への水素供給によるCO₂排出量の大幅削減

エネルギーの安定供給 (E)

- 原子力エネルギー（単国産）を用いたIS法によるCO₂フリー水素の安定供給

安全性 (S)

- 高い固有の安全性により炉心溶融が起こらない

高温ガス炉は、エネルギー基本計画のエネルギー政策の基本的視点（3E+S）に応えることが可能なシステム

図 4-7 高温ガス炉水素製造システムの概要

出所：日本原子力研究開発機構（第3回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 7-3）

メタンからの水素製造新技術は、メタンは重量あたりの水素含有量が水やバイオマスより大きく、可採埋蔵量も豊富であるため、有望視されている技術である。メタンからの水素製造新技術のうち、メタンの熱分解および部分酸化は、水素製造方法の中で最も一般的であるメタンの水蒸気改質に比べ、エンタルピーが小さい特徴がある。実用化に至るためには、実用触媒の開発による反応の低温化（熱分解、部分酸化）、効率的な熱供給（熱分解）などが求められている。

メタンからの水素製造		反応温度(°C)	ΔH(kJ/mol)
水蒸気改質	$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$	750-900	+206*
熱分解	$\text{CH}_4 \rightarrow 1/6\text{C}_6\text{H}_6 + 3/2\text{H}_2$ ベンゼン	650-750	+89
	$\text{CH}_4 \rightarrow \text{C} + 2\text{H}_2$	550-900	+75
ドライ改質	$\text{CH}_4 + \text{CO}_2 \rightarrow 2\text{CO} + 2\text{H}_2$	800-900	+247
部分酸化	$\text{CH}_4 + 1/2\text{O}_2 \rightarrow \text{CO} + 2\text{H}_2$	850-1650	-36

*自己熱改質法によりΔH=+45~+85 kJ/mol, H₂/CO=2~2.5

原理的に可能な反応⇒ 実用触媒・プロセス技術化可能

反応の低温化と効率的な熱供給がキー

図 4-8 メタンからの水素製造技術

出所：三井化学株式会社（第3回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 7-5）

欧州では再生可能エネルギーの大量導入を背景に、再生可能エネルギーの余剰電力が増加し、水素はその有効利用の一つとして、再生可能エネルギー由来水素を生み出す Power to Gas の社会認知度が高まっている。このような背景のもと、水素は様々な方法で製造されるが、消費者に CO₂ フリー水素利用の普及を促すため、欧州委員会を主体として民間機関と共に Green H₂ の定義及びその認証スキームを議論する CertifHy プロジェクトでは、水素の種類をその製造方法に基づき分類している。CO₂ 排出原単位の閾値を超える Grey H₂（例：CCUS 処理をしていない天然ガス改質水素）、閾値を下回る水素のうち、再生可能エネルギーが起源でない Blue H₂（例：CCUS 処理をした天然ガス改質水素）、閾値を下回る水素のうち、再生可能エネルギーが起源である Green H₂（例：再生可能エネルギー電源水電解水素）の3種類の最終分類、分類前の状態として、化石燃料由来の水素は一様に Brown H₂ と分類している。

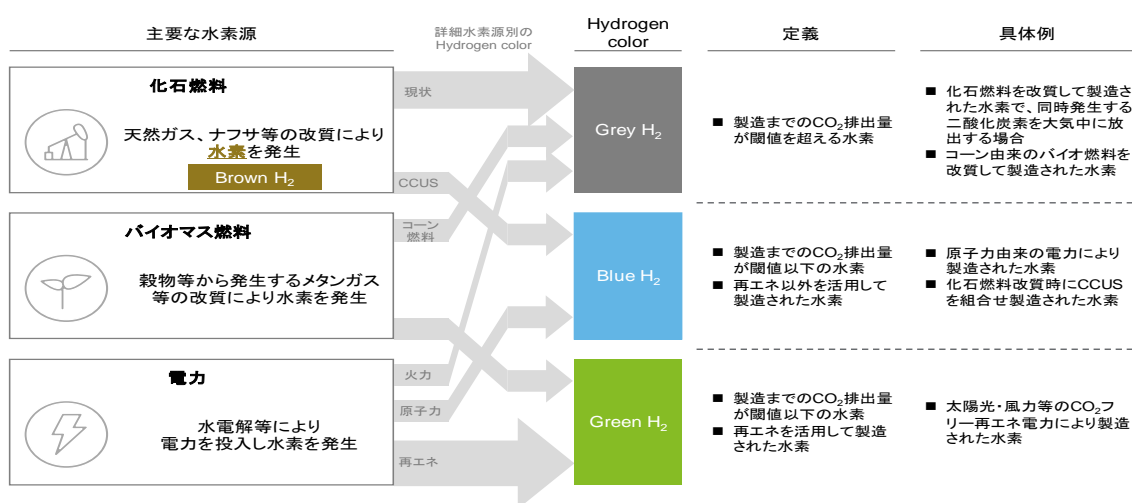


図 4-9 欧州を中心に広がりを見せている CertifHy での水素の分類
 出所：経済産業省（第3回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料3）

（ユーザーの求めに応じた純度、圧力などの適正化）

さらには、ユーザーの求める水素の品質に応じて、水素の純度や圧力などの適正化を図り、コストダウンの可能性を追求していかなければならない。

（エネルギーキャリア）

また、海外で水素を製造する場合などに必要となる水素キャリアについても、液化や合成、脱水素のプロセス、輸送などにおいて多大なエネルギー投入が必要であることなどを背景に高コストとなっており、コスト低減の取組が必要となる。

メタンから脱炭素して水素分をアンモニアとして輸送し、アンモニアとして直接利用する場合には低コスト・低炭素であるが、水素として利用するには脱水素が必要となり、エネルギーコストを要し、CO₂ 排出量も増大する。常温常圧により、長期保存に適している MCH も脱水素が必要となる点では同様に、エネルギーコストを要し、CO₂ 排出量も増大する。

液化水素は、水素のまま利用可能であるが、多くのエネルギーを投入して-253 度にまで下げる液化が必要不可欠であり、高効率な液化技術として磁気冷凍などの開発がなされているが、大規模化が難しい。

	重量密度	融点、沸点	反応温度	反応熱	製造、脱水素におけるCO2排出の要因
圧縮水素	100%	融点：13.55 K 沸点：20.38 K	—	—	圧縮用電力
液化水素	100%	融点：13.55 K 沸点：20.38 K	—	24 kJ/mol-H2 (液化の最小仕事)	液化電力
アンモニア	17.8%	融点：194.95 K 沸点：239.81 K	約773 K (合成) 約1123 K (分解)	30.7 kJ/mol-H2 (合成：発熱、 分解：吸熱)	電力、反応熱
メチルシクロ ヘキサン	6.2%	融点：144.6 K 沸点：374.0 K	約623 K (脱水素)	68.3 kJ/mol-H2 (合成：発熱、 脱水素：吸熱)	電力、反応熱
メタン	25.1%	融点：89.7 K 沸点：111 K	約523 K (サバティエ反応) 約1173 K (水蒸気改質)	63.3 kJ/mol-H2 (サバティエ反応：発熱) 41.3 kJ/mol-H2 (水蒸気改質：吸熱)	電力、反応熱
メタノール	12.5%	融点：176 K 沸点：337.8 K	約500-673 K (合成) 約473-623 K (水蒸気改質)	16.6 kJ/mol-H2 (合成：発熱) 16.3 kJ/mol-H2 (水蒸気改質：吸熱)	電力、反応熱
水素吸蔵合金	1-3%	—	約313-613 K (材料による)	約40 kJ/mol-H2 (吸蔵：発熱、 放出：吸熱)	電力

出典：エネルギー総合工学研究所資料をもとにNEDO作成 8

図 4-10 主要な水素輸送・貯蔵技術の特性一覧

出所：NEDO（第2回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料5）

これに加えて、例えば、水素から水素キャリアを合成のうえ脱水素するというプロセスにこだわらず、水素の形態を経ずに、再生可能エネルギー電源からの電力を用い、水（水中のプロトン H）と CO₂ などから、直接に炭化水素やアンモニアなどを合成する共電解技術の可能性も検討されている。

(LCA)

水素製造や輸送で用いる技術選択に当たっては、コスト、供給可能量に加えて、ユーザーへの供給に至るまでのトータルの CO₂ 排出量を考慮することが必要である。その上で、CO₂ 排出が多いプロセスがどこなのかを特定し、排出削減する手段を検討していくことが重要である。

褐炭ガス化水素の製造に伴う CO₂ 排出量を示した分析によると、CO₂ 削減の余地は十分に存在し、例えば、化学吸収による CO₂ 回収に必要となる蒸気エネルギーの削減や蒸気ボイラ用燃料の C 重油から天然ガスへの代替による CO₂ 低炭素化、CO₂ 圧縮時に用いる系統電力の低炭素化により、更なる水素の低炭素化が実現するものと考えられる。

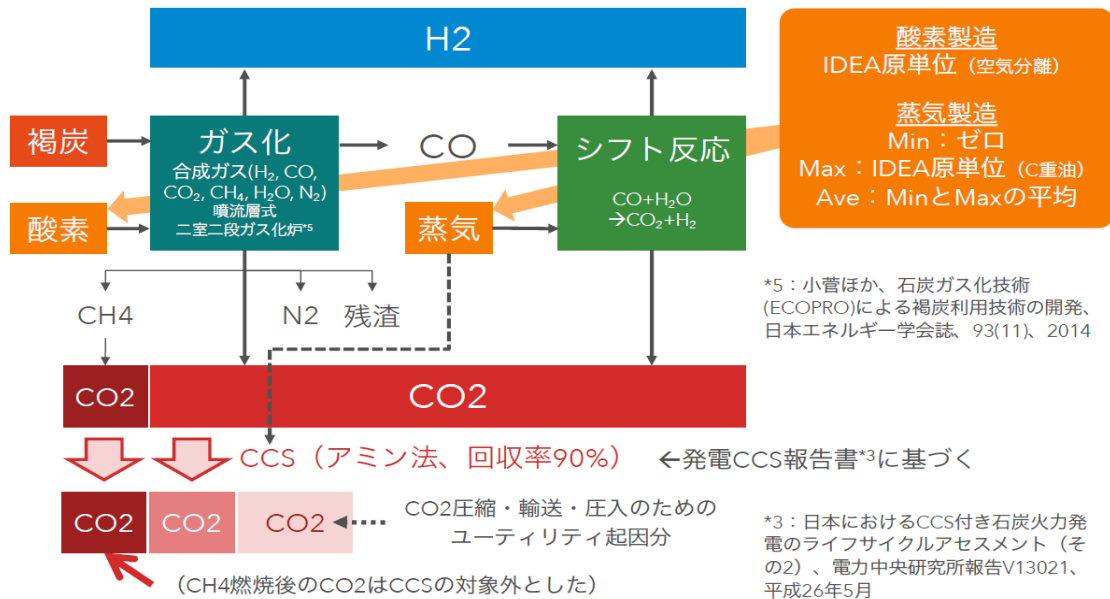
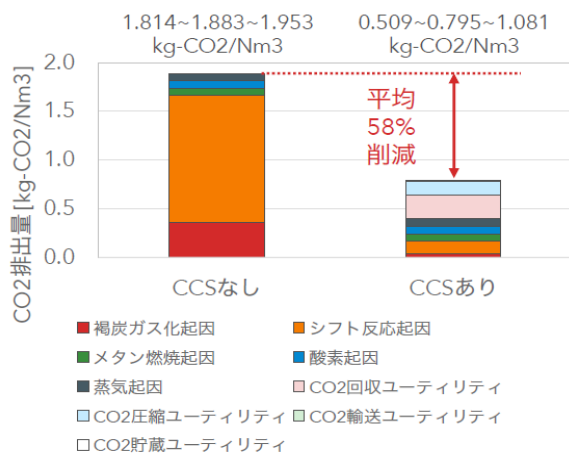


図 4-11 褐炭ガス化水素の CO₂ 排出量の考え方

出所：産業技術総合研究所（第3回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 6-2）



[kg-CO ₂ /Nm ³]	CCSなし	CCSあり
褐炭ガス化起因	0.355	0.0355
シフト反応起因	1.30	0.130
メタン燃焼起因	0.0729	0.0729
酸素起因	0.0840	0.0840
蒸気起因	0.0693	0.0693
CO ₂ 回収	アミン	0.006
	NaOH	0.000
	活性炭	0.001
	豪州電力	0.027
	蒸気	0.217
CO ₂ 圧縮	豪州電力	0.145
CO ₂ 輸送	豪州電力	5.47.E-05
CO ₂ 貯蔵	豪州電力	7.88.E-03
合計	1.88	0.795

CO₂削減の可能性

- 蒸気起因：C重油→天然ガスで約30%削減
- CO₂回収：
 - ✓ 蒸気の低炭素化
 - ✓ CO₂回収に必要なエネルギー（3GJ/t-CO₂）の削減
- CO₂圧縮：
 - ✓ 系統電力（755g-CO₂/kWh）→低炭素電力

図 4-12 褐炭ガス化水素の CO₂ 排出量試算

出所：産業技術総合研究所（第3回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 6-2）

また、水素の分野に限った話ではないが、技術選択に当たっては、前提条件を開示した中立的・客観的な LCA 分析も含めて、コスト、供給可能量、CO₂ 排出量など、総合的な観点から最適な技術選択を検討することが肝要である。

5. CCUS／ネガティブ・エミッション

CO₂などの温室効果ガスの排出は避けられないため、排出削減のための努力を最大限行いつつも、CO₂を回収し、貯留または有効利用、リサイクルするCCUS、ネガティブ・エミッション技術を追求しなければならない。

IEA 報告書においても、CO₂を大量回収・貯留する抜本的な方策として、2060年までの世界の累積CO₂削減量の14%をCCSが担うことが期待されている（2060年時における年間のCO₂削減量の16%をCCSが占め、年間49億トンに及ぶ）。

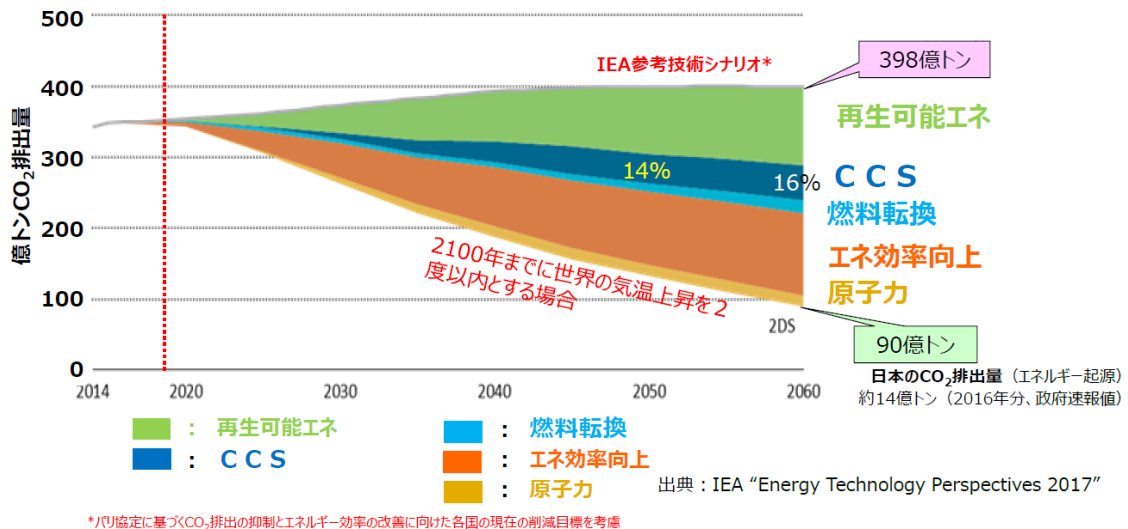


図 5-1 2060年にかけてのCO₂削減量見通し

出所：経済産業省（第4回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料5）

CCUSの全体像及び期待は次のように整理される。様々な産業活動などから発生する排ガスから分離回収したCO₂を地下に貯留するのがCCSであり、上述のように大規模にCO₂を削減することが期待されている。一方、分離回収したCO₂を利用するのがCCUであり、後述するようにEORを伴わない限り単体では経済メリットが無いCCSに対して、市場価値のある製品が生み出される点に特徴がある。最近ではネガティブ・エミッション技術も注目されており、例えば大気から直接CO₂を回収して利用する技術が存在する。

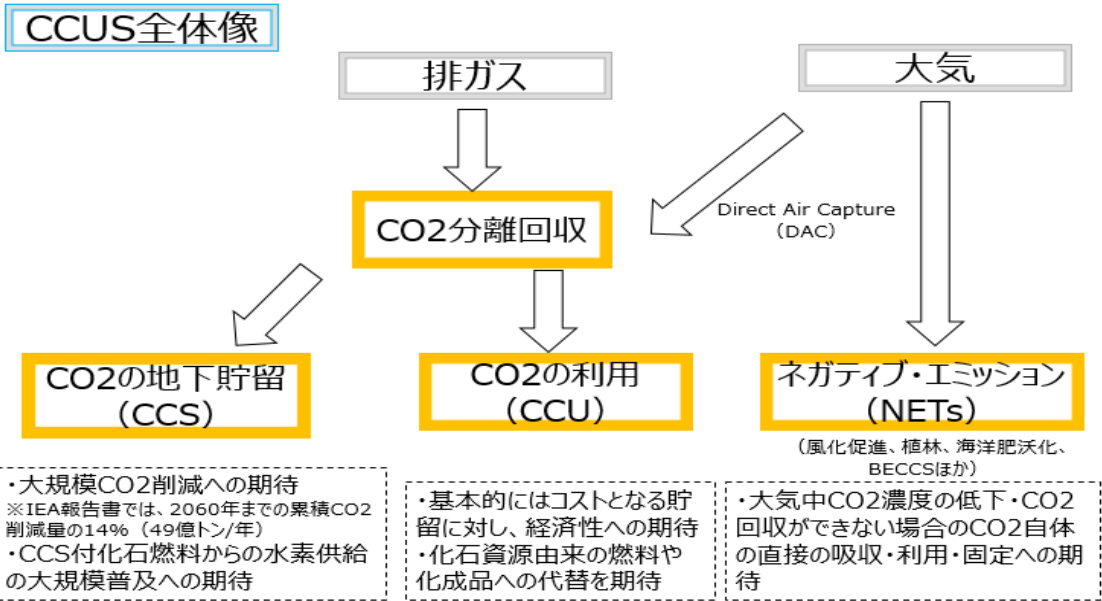
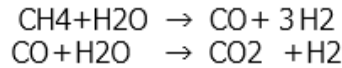


図 5-2 CCUS などに対する期待

出所：経済産業省（第4回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料4）

また、CO₂の回収は、排ガスのみならず、水素利用を拡大させていく上でもきわめて重要な技術になる。水素を化石燃料から調達する場合、特に水蒸気改質の場合はCO₂を排出してしまうため、カーボンフリーとするためにCCUSが必要となる。

ケース：CCSを備えた天然ガス水蒸気改質による水素製造



水素の供給目標に対し、仮に全量をCCS付水素製造（天然ガスの水蒸気改質）の供給で想定した場合、物質収支上、水素製造に伴い排出され、CCSが期待されるCO₂量

	2030年	2030年以降
水素製造量	30万t/年	~1000万t/年 + α
CO ₂ 貯留量	0.0165億t/年	0.55億t/年

※実際には、これに、外部加熱・動力等のCCSプロセスから出るCO₂も追加で回収・貯留が必要となる。

図 5-3 CCUS に求められる水素量

出所：経済産業省（第4回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料4）

5.1 CCS

5.1.1 ポテンシャル・実用化評価

石油増進回収法（EOR）を伴う CCS は、1970 年代から米国で商用化されているが、米国では税額控除や補助金のような経済的なインセンティブの仕組みが存在する。また、EOR を伴わない CCS には単独では経済的メリットがないため、社会導入されている国では、補助金や税、規制などのインセンティブの仕組みが存在する。

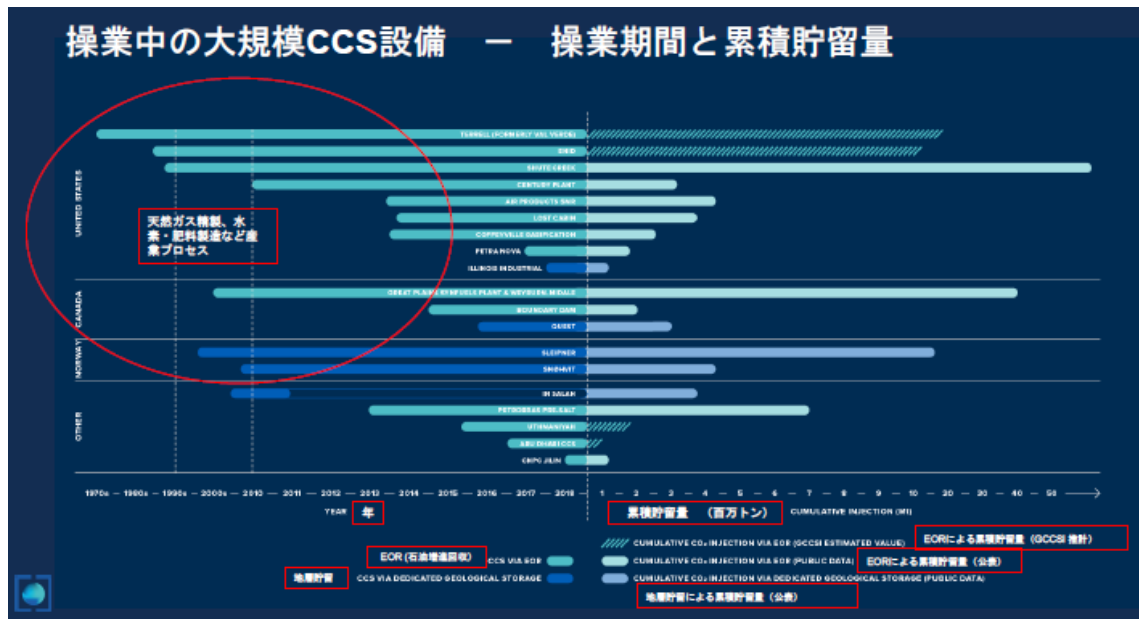


図 5-3 操業中の CCS の期間び貯留量

出所：GCCSI（第 4 回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 5-1）

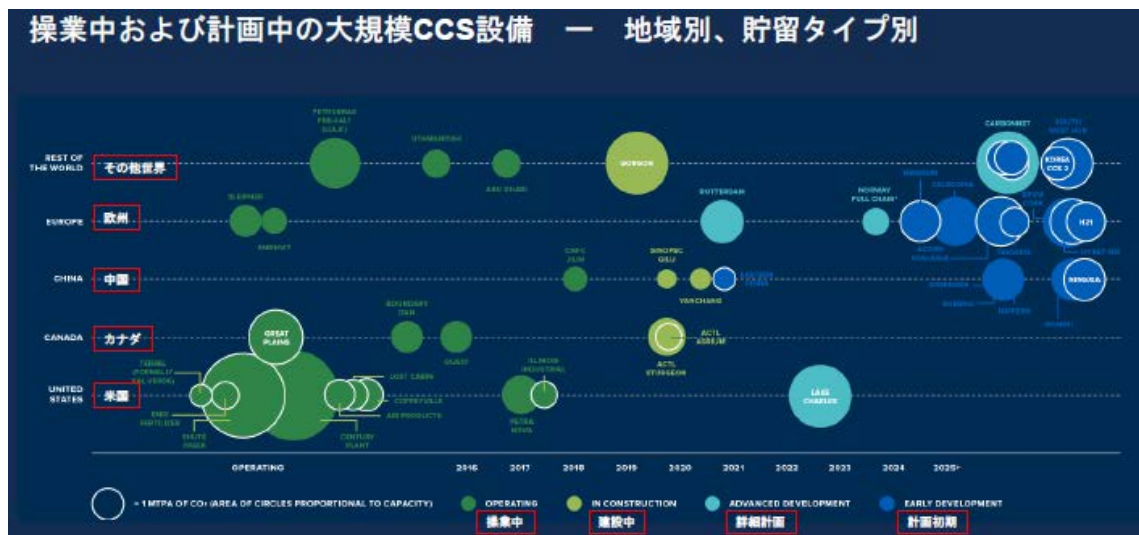


図 5-4 地域別、貯留タイプ別の CCS 事例

出所：GCCSI（第 4 回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 5-1）

機能している政策

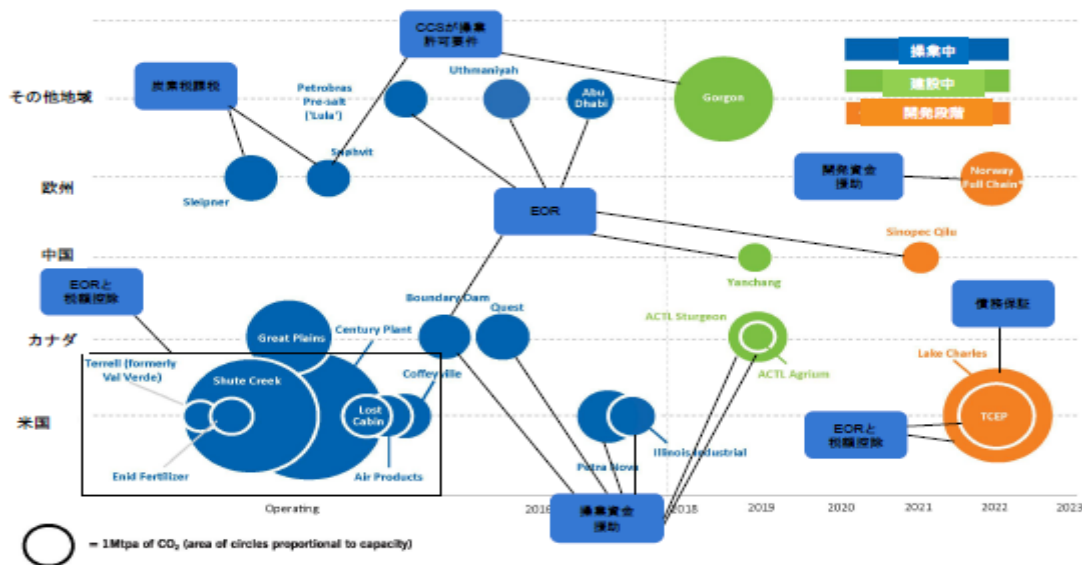


図 5-5 諸外国の CCS 事例での導入を促進する政策

出所：GCCSI（第 4 回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 5-1）

また、堆積層中や玄武岩層など CO₂ を海底下地下で貯留する場合においては、現在、海洋環境保護を目的に、船舶からの廃棄物などの海洋投棄などを規制するロンドン議定書（「1972 年の廃棄物その他の物の投棄による海洋汚染の防止に関する条約の 1996 年の議定書」1996 年採択、2006 年発効）では、廃棄物などの海洋投棄などを原則禁止したうえで、例外を限定列挙し、海洋環境の影響評価などを踏まえ、規制当局が許可を行う仕組みを設けることを規定している。国内では、海底下貯留については海洋汚染など防止法が対応しており、（環境大臣の許可・環境影響評価・海洋環境の監視が義務化）、より安全かつ適正な監視期間の設定やモニタリング方法を、今後検討していく必要がある。

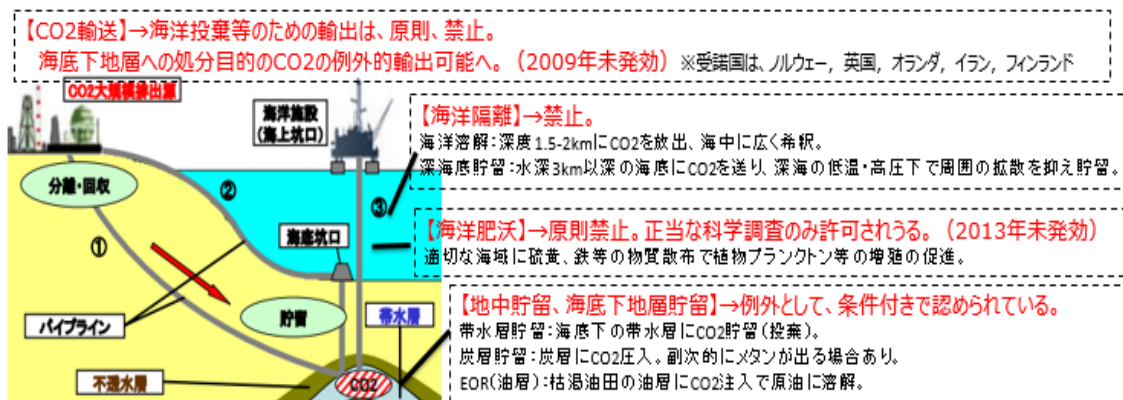


図 5-6 ロンドン議定書による制約

出所：経済産業省（第 4 回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 3）

更に、CCS を社会実装するに当たり、CO₂ の貯留適地に関する更なる調査、貯留適地の確保及び CO₂ 排出源と貯留地が離れていることに伴う CO₂ の輸送、更には貯留に対する社会受容性の確保などの課題があり、官民で取り組む必要がある。社会受容性については、早期

からのパブリックコミュニケーションが重要である。国内では、大規模な CO₂ 排出源の多くは太平洋側の沿岸域を中心に位置しているが、これまでの CO₂ の貯留適地調査の結果を勘案すると、必ずしも排出源と CO₂ の貯留適地が近接しているとは限らない。

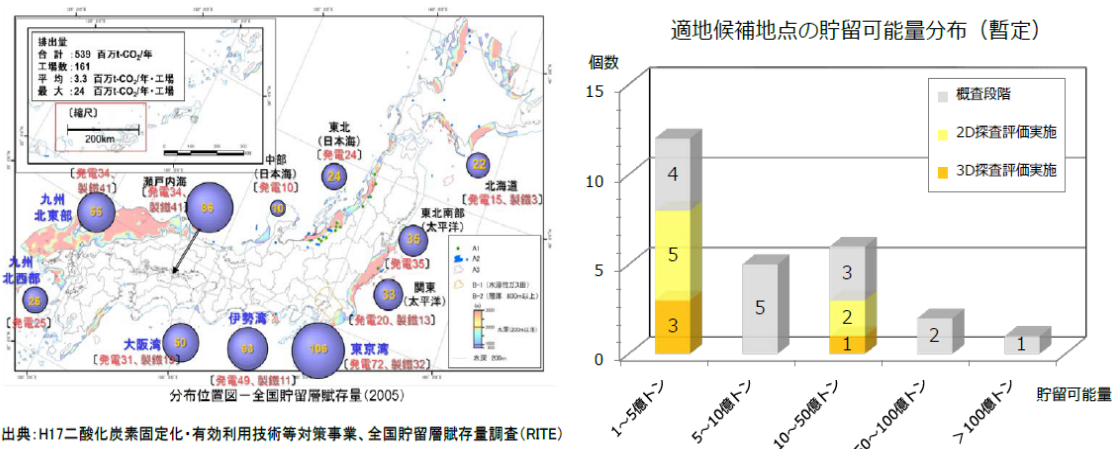
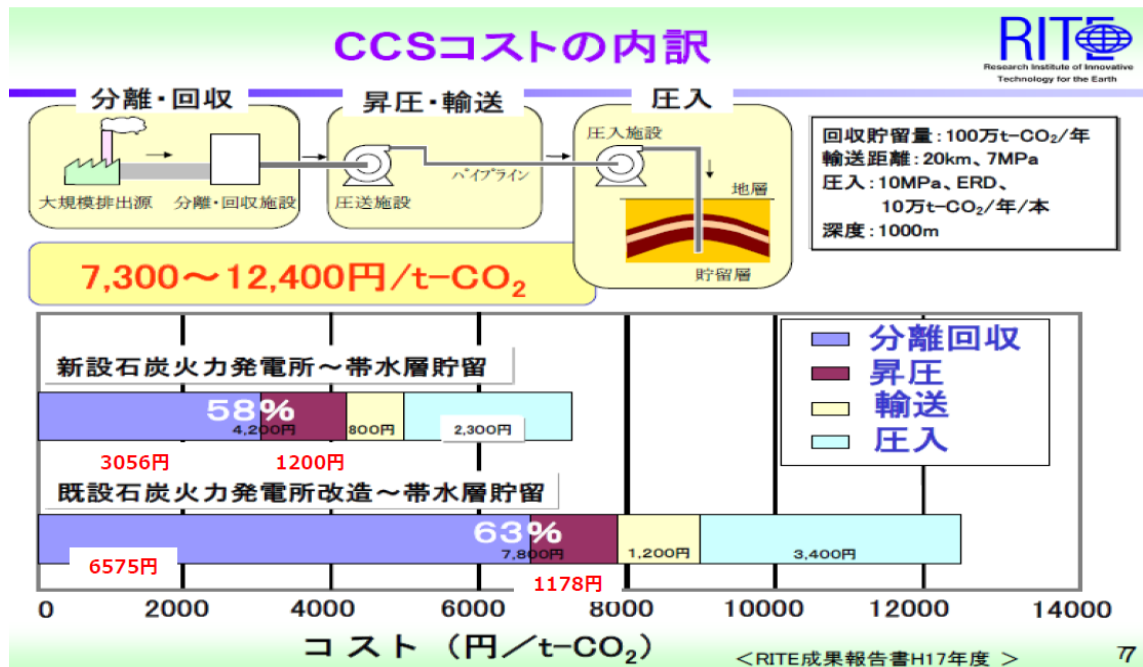


図 5-7 水深 200m 以浅の海底下貯留適地と調査中の適地候補地点の貯留可能量推定規模
出所: 経済産業省 (第 4 回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 4)

5.1.2 実用化を見据えた長期的な研究開発等の方向性

CCS の導入を進めるためには、技術的には更なる低コスト化を進めることが必要である。CCS のコストの内訳では、特に分離した CO₂ を回収する際に熱を投入しなければならないため、CO₂ 分離回収のエネルギーコストの割合が大きくなっている。



出典: 平成17年度RITE「二酸化炭素地中貯留技術研究開発成果報告書」二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業 (1546頁 (表3.3-8))

図 5-8 CCS コストの内訳

出所: 経済産業省 (第 4 回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 3)

CO₂分離回収・輸送・圧入の各プロセスでの動力・熱生成により、全体のエネルギーコストの25%から50%程度の膨大なエネルギーを要し、NET回収量（正味のCO₂貯留量）が失われている。結果として、石炭火力発電所の場合には、2割から3割の発電効率が低下するとされている²。この計算では、低圧の石炭火力発電所の排ガスで、KS-1（現在商用化されている化学吸収法）で3GJ/t-CO₂の熱量（液体からCO₂を回収する多くの熱量が必要）を前提としている。昇圧機の省エネ化は頭打ちになっているところ、様々なCO₂分離回収手法を追求し更なる低コスト化を図ることが求められている。

1000千t（100万t）CO₂/年のCCSを念頭においた分離回収コストの構成比

新設石炭火力からの分離回収				石炭火力既設改造、石炭焚補助ボイラーからの分離回収			
項目	キャプチャー 円/t-CO ₂	アポイデイト 円/t-CO ₂	構成比	項目	キャプチャー 円/t-CO ₂	アポイデイト 円/t-CO ₂	構成比
コスト合計	3,207	4,256	100	コスト合計	3,925	7,752	100
■エネルギー	1,569	2,082	49	蒸気(燃料+設備)	1,772	3,500	45
■熱	776	1,030	24	エネルギー	418	825	11
■動力	141	188	4	■熱			
■昇圧	572	759	18	■動力	74	147	2
■圧入	79.59	106	2	■昇圧	301	596	8
■吸収液	431	572	13	■圧入	42	83	1
■分離回収設備	954	1,266	30	脱硫(設備+アルカリ)	209	412	5
■昇圧設備	253	335	8	吸収液	282	556	7
NET貯留量	754	千t-CO ₂ /年		分離回収設備	992	1,960	25
				昇圧設備	253	499	6
				NET貯留量	506	千t-CO ₂ /年	

出典：平成17年度RITE「二酸化炭素地中貯留技術研究開発成果報告書」二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業（1546頁(表3.3-8)）

図 5-9 CCS を念頭においた CO₂ 分離回収コストの構成比

出所：経済産業省（第4回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料3）

様々なCO₂分離回収手法を追求し更なる低コスト化を図る必要があるが、その際、CO₂排出源ごとの特徴（CO₂濃度・圧力・温度、排ガス中のその他物質の性状など）・規模や、逆にCO₂利用・貯留サイドの要求スペックを踏まえた排ガスの熱や圧力の活用など分離回収の精査が必要となる。

主な排出源	火力発電所		セメント工場	鉄鋼	石油精製 化学工業	天然ガス	
	石炭火力等	IGCC	セメント	高炉 熱風炉	石油精製・ 化学工業	天然ガス	
圧力/CO ₂ 濃度	大気圧/ 10~15%	2.5~ 4.0MPa/ 40~50%	大気圧/ 15~30%	大気圧/ 20~30%	大気圧/ 5~20%	大気圧~ 4.0MPa/ 10~100%	7.0~ 10MPa/ 10~70%
発生プロセス	燃料燃焼後	燃料燃焼前	燃焼後	高炉ガス、熱風 炉燃焼後	加熱炉燃焼後	水素製造 (燃焼前) アンモニア 製造時(燃 焼前)	天然ガス精 製時(燃焼 前)
適合しうる分離回収法	化学吸収法 固体吸収法 物理吸着法	化学吸収法 物理吸収法 固体吸収法 物理吸着法 膜分離	化学吸収法 固体吸収法 物理吸着法	化学吸収法 固体吸収法 物理吸着法	化学吸収法 固体吸収法 物理吸着法	化学吸収法 物理吸収法 固体吸収法 物理吸着法 膜分離	化学吸収法 物理吸収法 固体吸収法 物理吸着法 膜分離

図 5-10 CO₂ 排出源別の排出圧力および CO₂ 濃度

出所：NEDO（第4回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料6-1）

² 平成25年電中研研究報告V12012(表7)

CCS 導入コスト(米国)(業界初の技術を適用:FOAK)

	燃焼後回収 超臨界	酸素燃焼 超臨界	IGCC	NGCC	鉄鋼	セメント	天然ガス	肥料	バイオマスエタ ノール製造
均等化コスト	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/トン	US\$/トン	US\$/GJ	US\$/トン	US\$/リットル
CCS なし	75~77	-	95	49	280~370	101	3.75	400~450	0.40~0.45
CCS 付き - FOAK	124~133	118~129	141	78	114	89	0.061	13	0.018
CCS 付き - NOAK	108	107	102	62	95	58	0.058	12	0.017
CCS 付き FOAK への移行に伴う 増加	80~70%	51~64%	45%	57%	30~41%	68%	2%	3~4%	4~5%
FOAK から NOAK 減少割合%	-13~-19%	-9~-16%	-28%	-21%	-17%	-16%	-5%	-8%	-6%
削減される CO ₂ のコスト (US\$/トン CO ₂)									
FOAK	74~83	66~75	97	89	77	124	21.5	25.4	21.5
NOAK	55	52	46	43	65	103	20.4	23.8	20.4

注: 産業プロセスにおける均等化コストは現在の市場製品価格(CCSなしの生産コストで近似)からの増分で表される。複数の施設に馴染みのある技術には幅を持たせている。これには変動する工業製品(鉄鋼など)価格も含まれる。輸送および貯留コストは発電技術において7~12 US \$ /CO₂トンである。産業部門の輸送および貯留コストには合計 11 US \$ /CO₂トンが含まれている。

CCS導入コストが大きい産業では回収技術の開発が行われている。こうした産業では将来の大幅なコスト削減の可能性が高い。

コスト増加が大きい産業(発電、鉄鋼、セメント)は現状CO₂の分離が行われていない。既にCO₂分離プロセスを伴う産業と比較するとCO₂分離のための追加コストが発生する。

コスト増加が最も少ない施設は、プロセスの一環として濃縮CO₂流がすでに生成されている。

図 5-11 CCS 導入と排出産業の親和性

出所: GCCSI (第4回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 5-1)

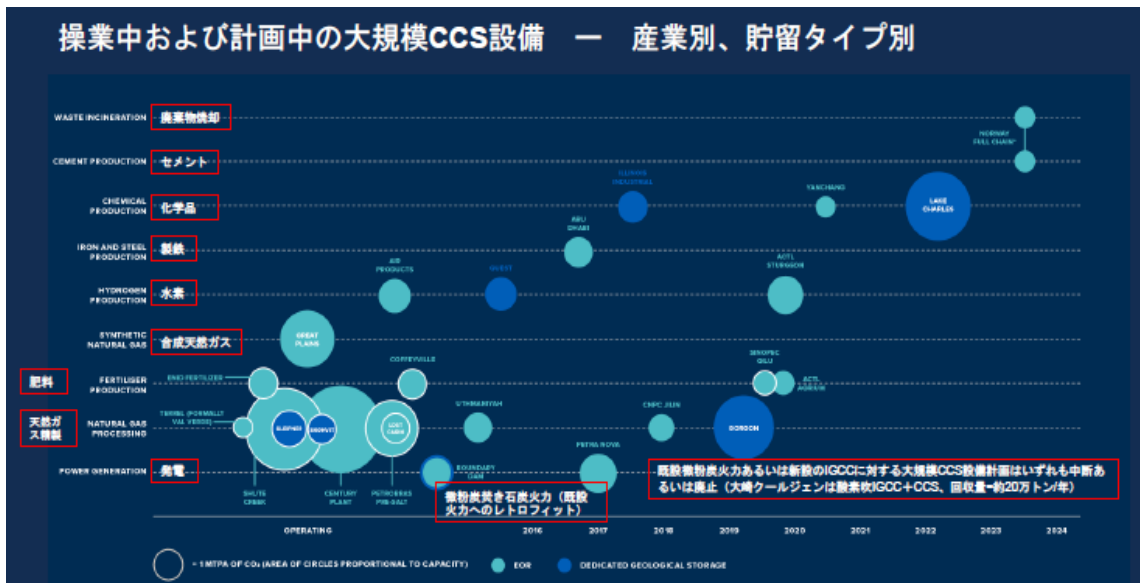


図 5-12 産業別、貯留タイプの操業中及び計画中の別大規模 CCS 設備の傾向

出所: GCCSI (第4回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 5-1)

また、適地の確保への対応として、CO₂の貯留に適した安定的な地質構造の特定やCO₂を適切に貯留するために必要なインフラ整備に要する時間と経費を考慮すれば、スケールメリットが活かされるよう可能な限り大規模な貯留適地を確保し、CO₂排出源から貯留適地への輸送、更には貯留まで一貫して CCS を実施するビジネスモデルが必要である。

そのため、CO₂を安全に、かつ低コストで輸送するための適切な事業設計を行い、民間事業者が投資判断を行うことができるような状況を作り出す必要がある。

これらを踏まえ、官民の適切な役割分担の下で、経済的かつ安全に、分離回収・輸送・貯留まで一貫して進めていくための環境整備が必要となる。あわせて、早い段階からの積極的

な情報発信などにより、地元自治体など関係者の理解を高めて、CCS に対する社会受容性を高めていく。また、研究開発、実証、標準化などのルール設計などにかかる国際的な連携も進めていく。

(CO₂分離回収)

ここで、CCS・CCUに共通なCO₂分離回収技術について整理する。

期待される分離回収技術には、分離回収技術そのものではなく、CO₂排出濃度を高める機能を持つ酸素富化燃焼および超臨界CO₂クローズドタービンも候補技術としてある。実用化段階の技術を中心に投入エネルギーや投入コストを下げる目標が示されている。

それぞれの分離回収方法の特徴としては、吸収法については化学反応を利用して熱スイングする化学吸収法や、あるいは吸収液の中にCO₂を溶解させ、それを圧カスイングしCO₂を取り出す物理吸収法がある。そのほか、吸着材にCO₂分圧の高いところで吸着させて圧力の低いところに取り出すという物理吸着法、プロセス圧を使用して膜透過によりCO₂を分離する膜分離などが存在する。

商用化されているCO₂分離回収技術として、化学吸収法、物理吸着法、膜分離法が挙げられるが、排ガスのCO₂回収コストの観点から、商業プラントで現在採用されている方式は、アミン吸収液を使う化学吸収法のみである。

表 5-1 主な CO₂ 分離回収技術の特徴と開発ステージ

分離法		吸着剤 / 分離剤	開発ステージ	熱効率 (GJ/t-CO ₂)	目標コスト (円/t-CO ₂)	メリット	デメリット
分離回収装置あり	液体吸収	物理吸収液	実用化	現状 0.4~1.7	2,000 円台	CO ₂ 抽出に係るエネルギーが小さい	CO ₂ 溶解に係る加圧が大きい 常圧・低圧ガスには不向き
		化学吸収液 (アミン系) (Na/K 炭酸塩系)	実用化 (アミン系) 研究開発中 (その他)	現状 2.3~4 目標 1.5	2,000 円台	吸収は比較的 低圧で可能	再生用の熱源が必要
	固体吸収	固体吸収材アミン担持	実用化 開発中	現状 1.5	2,000 円	加熱時に液体の潜熱の影響がないため、 CO ₂ 抽出の加熱量が小さい	固体のためプロセス内で一様な状態での循環が困難 (目詰まりなど)
	物理吸着	活性炭、ゼオライト	実用化	現状 1.8	2,000 円台	CO ₂ 抽出に係るエネルギーが小さい	吸着させる加圧が大きい スケールアップの経済性向上が見込めない
	化学吸着	炭酸塩系	研究開発中	N/A	N/A	N/A	配管の摩耗、金属粒子の耐久性に課題
	膜分離	高分子膜	実用化 (CO ₂ /CH ₄) 実用化開発中 (CO ₂ /H ₂)	現状 0.3~0.5	1,000 円台	CO ₂ 抽出の加熱冷却が不要	分離の加圧が大きい 常圧・低圧ガスには不向き
		ゼオライト膜	実用化開発中 (CO ₂ /CH ₄)				
金属膜 (水素分離膜)		研究開発中					
深冷分離	必要としない	CO ₂ 含む産業ガス精製では実用化 CCUS 向けは未商用化	N/A	2,500 円	吸着剤・分離剤が不要	CO ₂ が固化しないように加圧が必要で投入エネルギーが大きい LNG など冷却設備との併設が前提	
分離回収装置なし	純酸素燃焼 (超臨界 CO ₂ サイクル、クローズド IGCC、微粉炭燃焼)	必要としない	研究開発中	N/A	1,000 円	排ガスがほぼ CO ₂ と蒸気のみ	必要となる酸素製造装置 (深冷分離) が高価 システムが複雑化し、動特性が低下

出所：第 4 回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 3 (経済産業省)、資料 6-1(NEDO)、資料 7-2(RITE)を元に Deloitte 作成

また、今後の研究開発の方向性においては、CO₂排出源によって濃度・圧力・温度が異なり、それぞれに適合する分離回収技術が変わることもあるため、研究開発は全方位的に進めるべきである。また、同一のCO₂排出源に対しても、濃度帯ごとに2つの技術を1つのラインで使うことが有望となるケースも指摘されていることから、それらをうまく組み合わせるシステム化が課題となってくる。さらに、酸素富化燃焼や超臨界CO₂クローズドタービンは火力発電システムに係る技術開発であり、CO₂回収効率向上だけでなく、火力発電の発電効率向上も大きな課題である。

表 5-2 CO₂の分離回収技術に係るボトルネック課題

分離法	吸着剤 /分離剤	ボトルネック課題	
分離回収装置あり	液体吸収	物理吸収液	・ CO ₂ 溶解の加圧が大きい
		化学吸収液 (アミン系) (Na/K 炭酸塩系)	・ 設備費低減 ・ 運転費(CO ₂ 回収エネルギー)低減 ・ 装置サイズ敷地面積の縮小 ・ 吸収塔塔頂からのアミンエミッションの低減 ・ CO ₂ 回収時の廃熱利用
	固体吸収	固体吸収材アミン担持	・ 材料の大量合成手法の開発 ・ システムのスケールアップ ・ 実条件下における耐久性向上 ・ 回収CO ₂ の性状(不純物)影響評価
	物理吸着	活性炭、ゼオライト	・ 脱水工程に係る前処理エネルギーの削減
	化学吸着	炭酸塩系	・ 配管の摩耗対策 ・ 金属粒子の耐久性向上
	膜分離	高分子膜 ゼオライト膜 金属膜	・ CO ₂ 濃度が高い領域では安価に分離回収可能であるが、濃度が低い領域では、吸収法と組み合わせたハイブリッド化が今後の課題となる ・ 量産化技術の確立
	深冷分離	なし	・ 冷却および圧縮エネルギーの低減 ・ 設備費低減 ・ 油脂分含有ガス対策
分離回収装置なし	純酸素燃焼(超臨界CO ₂ サイクル、クローズドIGCC、微粉炭燃焼)	なし	・ 酸素製造動力低減・低コスト化 ・ 酸素燃料GTの実現

出所：第4回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料3（経済産業省）、資料6-1(NEDO)、資料7-2(RITE)を元に Deloitte 作成

5.2 CCU

CCU は、CO₂ の大規模利用として、化石資源由来の化学品や燃料の代替、炭酸塩化を利用したコンクリート製品など、経済的価値を満たしつつ脱炭素化にも資する可能性を持つ。CO₂ の回収コスト低減や、分離回収した CO₂ を炭素由来の有用な素材・資源（化学品、燃料、鉱物など）に転換する技術の開発などに取り組み、イノベーションを伴った新しい社会システムを創出することが期待されている。

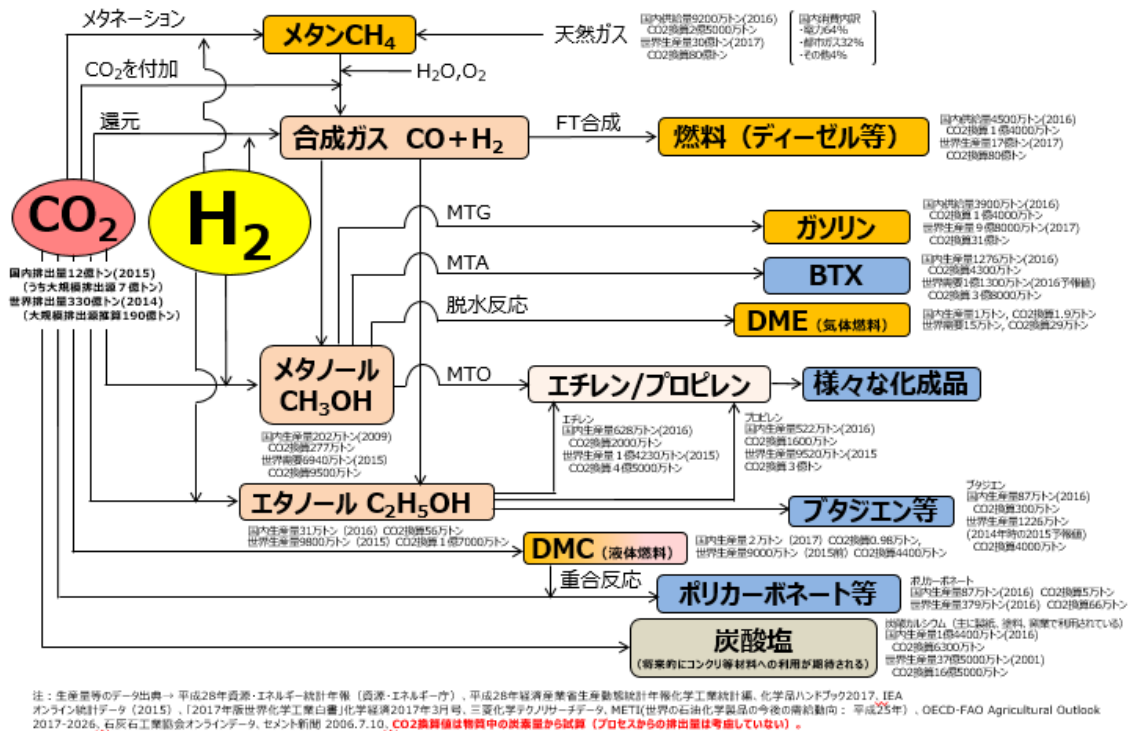


図 5-13 CO₂ 大規模利用の全体像

出所：経済産業省（第5回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会検討会資料3）を最新情報に更新

5.2.1 ポテンシャル・実用化評価

CO₂ は安定的な物質であり、他の物質を合成する場合、ほとんどのケースで多大なエネルギー投入が必要であるため、CCU により、CO₂ 削減を目指す上では、プロセス全体を見通した客観的・中立的な LCA 分析が求められる。CCU の包括的な LCA 分析は、世界でもまだ検討が深まっていないことから、LCA の観点も念頭に置いて研究開発を進めることが重要である。

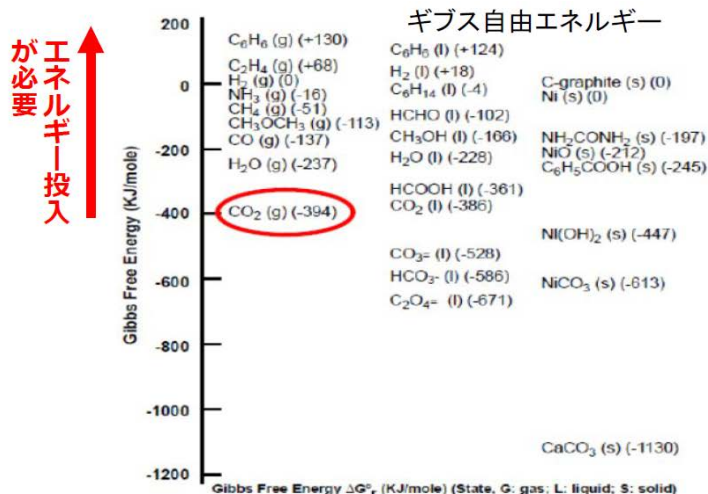


図 5-14 CCU に係る主要物質のギブス自由エネルギー

出所：経済産業省（第 5 回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 3）

また、CO₂ 排出削減の観点からは、CO₂ の固定期間についても考慮が必要である。燃料は、バイオ由来であっても、分離回収した CO₂ であっても、燃焼時に CO₂ を排出してしまうが、化石資源を地中から取り出さずに生産できるため、カーボンニュートラルではある。

CO ₂ 利用 カテゴリー	技術 適用先	長期需要	CO ₂ 固定期間
		ポテンシャル MtCO ₂ /y	CO ₂ 貯留ポテンシャル
燃料	藻類栽培	>300	燃料生産使用時に永続しない
	再生可能メタノール	>300	燃料燃焼時CO ₂ 放出
	ギ酸	>300	燃料燃焼時CO ₂ 放出
	微生物から抽出される炭化水素	>300	燃料燃焼時CO ₂ 放出
生産増進	尿素増産	5-30	6 か月
	メタノール増産	1-5	6 か月
	CO ₂ 利用の地熱増産	5-30	CCS経由で永続した貯蔵可能
炭化水素生産増進	石油増進回収 (EOR)	30-300	CCS組み合わせで永続
	コールベッドメタン増進回収 (ECMB)	30-300	CCS組み合わせで永続
ミネラル化	ミネラル化	>300	数十年から数百年
	コンクリート養生	30-300	数十年から数百年
	ポーキサイト残渣処理	5-30	数十年から数百年
化学品生産	ポリマー加工	5-30	数十年から数百年
	炭酸ナトリウム	<1	半永久的
	その他非燃料化学合成	1-5	プロセスによって変わる

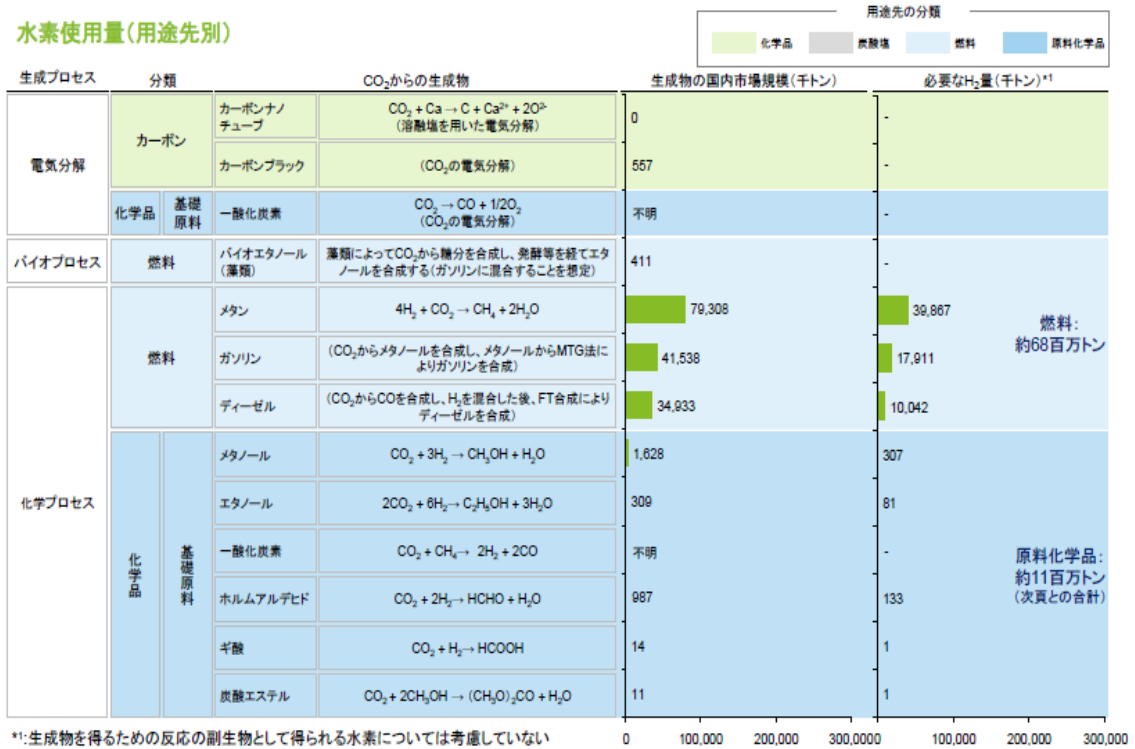
出典：Table5 'Implications of the Reuse of Captured CO₂ for European Climate Action Policies Final report' CARBON COUNTS, ECOFYS

図 5-15 CO₂ の固定期間

出所：経済産業省（第 5 回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 3）

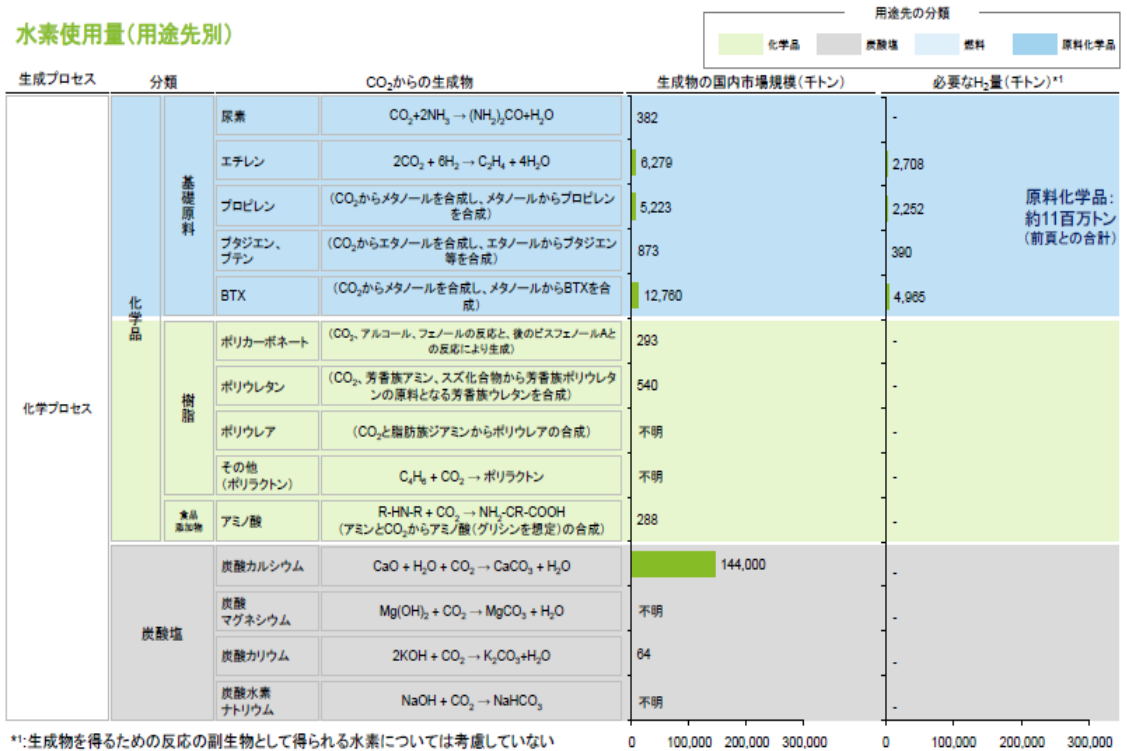
更に、水素を用いた化学反応により化学品や燃料に転換する場合には、安価な CO₂ フリー水素を別途調達することが大きな課題となるため、CO₂ 利用に必要な技術開発とともに、水素製造コストの低減に向けた取組も必要である。

水素使用量(用途先別)



*1:生成物を得るための反応の副生物として得られる水素については考慮していない

水素使用量(用途先別)



*1:生成物を得るための反応の副生物として得られる水素については考慮していない

図 5-16 CO₂利用ポテンシャルに対し必要となる水素量

注釈: CO₂利用ポテンシャルとは、CCUにより製造可能な製品需要を全てCCUで置きかえた場合、CO₂が最終製品にどれぐらい固定化されるかを生成物別に国内市場規模を基準として、量的に見積もったもの(化学品2.4百万トン、炭酸塩63百万トン、燃料465百万トン、原料化学品86百万トン)。生成物に固定される量でありプロセスで発生する量は未考慮。

出所: Deloitte (第5回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 6-1)

例えば、CO₂からメタネーションを介してメタンを製造する場合、直近のLNG価格である\$10/MMBTUの水準の価格を実現するためには、水素価格を約¢3/Nm³まで低下させる必要があるという分析もある。

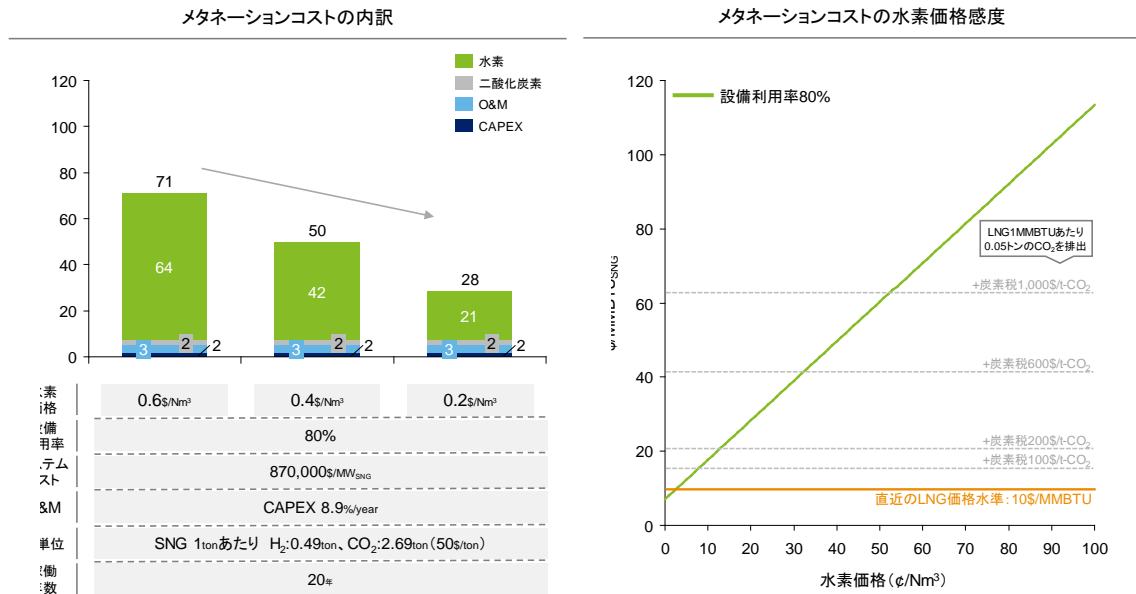


図 5-17 メタネーションのコスト分析

出所：Deloitte（第5回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 6-1）

CO₂の炭酸塩化を利用したコンクリート製品は、我が国において、限定的な用途において商用化されているものもあるが、既存の商品を代替できるほどのコストダウンには至っておらず、更なるコストダウンや適用範囲を広げるための技術開発も求められる。

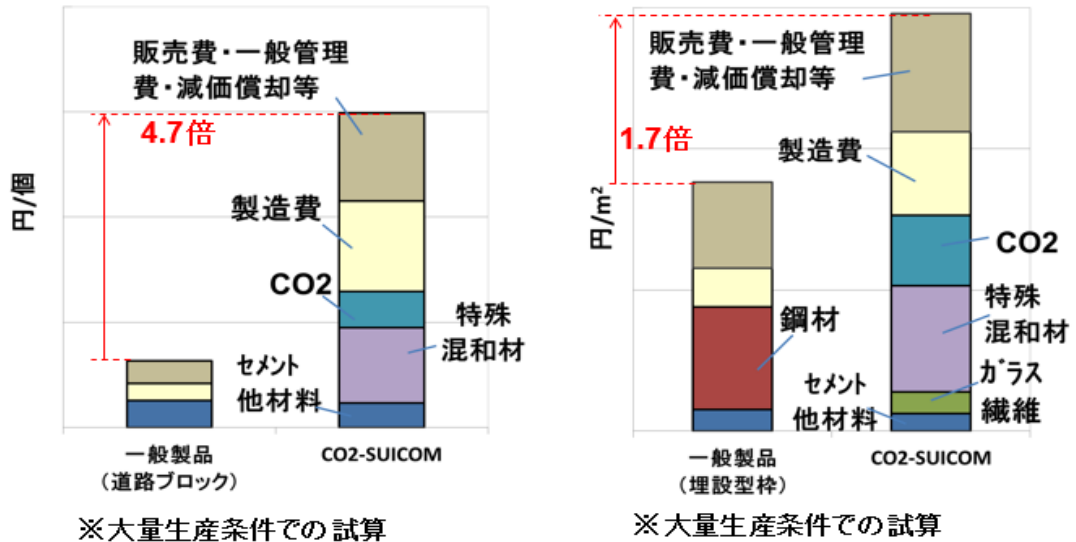


図 5-18 SUICOMにおけるコスト分析

出所：鹿島建設・中国電力ほか（第5回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 6-4）

5.2.2 実用化を見据えた長期的な研究開発等の方向性

現時点ではCCUによる製品と既存品の価格差は極めて大きいため、CCU製品の普及のためには、基幹原料ともいえる水素の調達コストの低減や官民連携による環境価値の訴求が重要となる。研究開発の方向性としては、CO₂を活用した高付加価値品の追求や、水素を必要としない化合物の合成プロセスの研究開発（炭酸塩、含酸素化合物など）、また、共電解など、CO₂と水から直接炭化水素を製造する技術開発、更には、将来のCO₂利用を念頭に置いた橋渡しの取組として、メタン利用の化学分野であるC1化学を発展させることも必要となると考えられる。

新たなCO₂利用技術の開発に当たっては、CO₂排出のLCA分析を客観的に行い、真にCO₂削減につながっているのかを検証する必要があることは言うまでもない。

5.3 ネガティブ・エミッション技術

これら CCS・CCUに加え、昨今では、大気中に既に蓄積された CO₂ を様々な手法で回収するネガティブ・エミッション技術についても着目されている。

5.3.1 ポテンシャル・実用化評価

ネガティブ・エミッション技術には、空気中の CO₂ を人工的に直接分離回収する Direct Air Capture (DAC) の他、植林、海洋肥沃化による植物プランクトンや有用水性植物への固定、沸昇流・沈降流の促進、風化促進、Bio-energy with CCS (BECCS)、バイオチャーの活用による農地土壌での炭素貯留などが挙げられている。これらネガティブ・エミッション技術の研究自体は従前からあるが、パリ協定で掲げられている長期目標の達成のためにはネガティブ・エミッション技術も必要となるとされており、近年、議論が盛んになってきている。

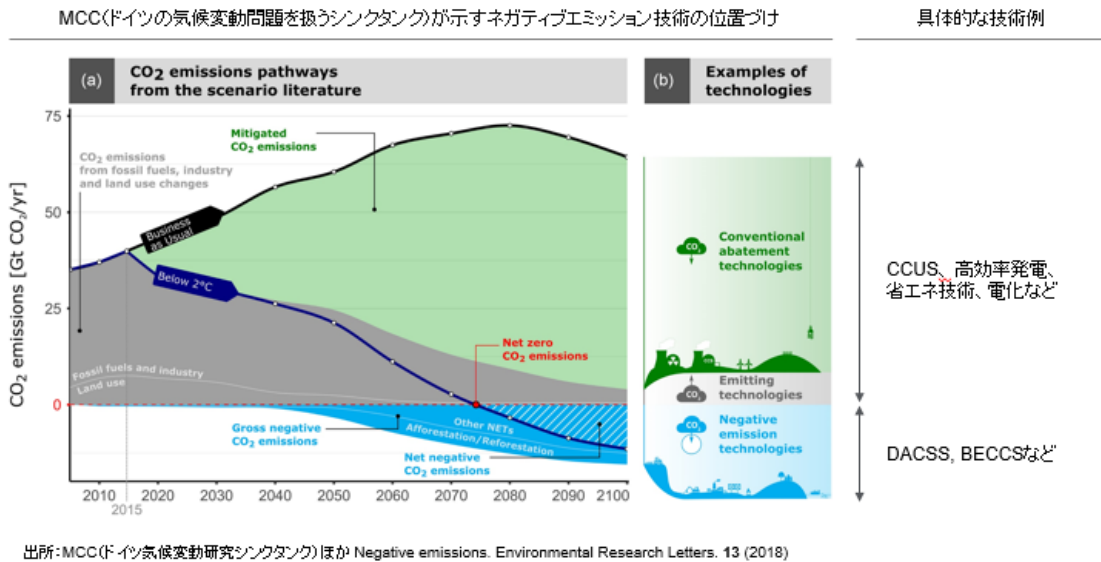


図 5-19 2°Cシナリオにおけるネガティブ・エミッション技術の位置づけ

出所: Deloitte (第5回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 8-1)

ネガティブエミッションによるCO₂削減ポテンシャルとコスト(全世界)

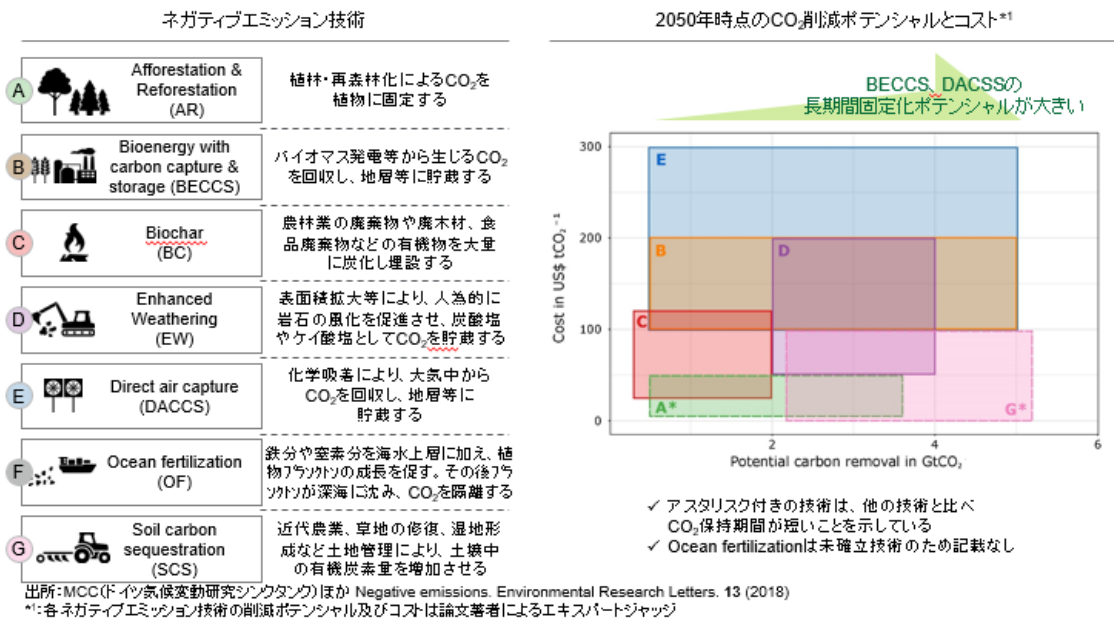


図 5-20 主要なネガティブ・エミッション技術の概要

出所：Deloitte（第5回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 8-1）

5.3.2 実用化を見据えた長期的な研究開発等の方向性

ネガティブ・エミッション技術では、LCAの観点でのCO₂削減効果の評価がまだ少ない他、DACなどは相当程度のエネルギー投入・コスト削減が必要とみられるなど多くの課題が挙げられており、国際連携含め、効果・社会受容性などの点からも、基盤技術の確立や多次元による客観的な精査が必要となる。

ネガティブ・エミッション技術の中でも有望視されているDACとBECCSでは、それぞれ下記のような問題も抱えている。

DACでは、現在のエネルギー原単位情報を基に、1億トンのCO₂を処理する場合を考えると、投入エネルギーは440~900PJの熱エネルギー（我が国の100~200度の工場廃熱の61~126%に相当）および16~45TWhの電力（2030年エネルギー基本計画における発電量の1.5~4.2%に相当）が必要となり、膨大なエネルギーが必要となることが分かる。今後の本格的な導入に当たっては、これらで安価かつ大量にCO₂フリーエネルギーを確保する必要がある。また、同様にBECCSでは、1億トンのCO₂を処理する場合に必要な土地面積は25~33千km²となり、膨大な土地面積が必要となることが分かる。

コストについても解決すべき課題が多い。ICEFのレポートによれば、現在のCO₂回収に係るコストは\$300~600/ton-CO₂程度であり、将来は投入エネルギー量の削減と設備コストの削減を実現し\$60~250/ton-CO₂を目標としている。注意すべき点として、CO₂回収コストの公表結果には幅があることが挙げられ、他の分析では\$1,000/ton-CO₂を超える場合もある。

ネガティブ・エミッション技術については、このような課題を解決するために、技術開発、副作用を含めて効果の評価分析などが求められる。









ネガティブエミッション技術	年間CO ₂ 処理量(2100年)	必要な土地面積	投入(発生)エネルギー量
 Direct air capture (DACCS)	2度シナリオ達成に必要な量 121億トン	Very low (unless solar PV is used for energy)	投入エネルギー 156EJ
 Bioenergy with carbon capture & storage (BECCS)	121億トン	5,500千km ²	発生エネルギー -170EJ
 Enhanced Weathering (EW)	処理ポテンシャル 7億トン	20千km ²	投入エネルギー 46EJ
 Afforestation & Reforestation (AR)	40億トン	3,200千km ²	投入エネルギー Very low

図 5-21 ネガティブ・エミッション技術の供給限界

注釈：2°Cシナリオ実現に向けて、2100年においては年間121億トンのネガティブ・エミッションが必要とされており、年間121億トンのCO₂を処理するための土地面積や投入エネルギー量

出所：Deloitte（第5回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 8-1）

DAC設備・研究論文	CO ₂ 回収コスト*1 (\$/tCO ₂)	CO ₂ 回収原単位*2		投入エネルギー	
		熱エネルギー 原単位(GJ/tCO ₂)	電力原単位 (kWh/tCO ₂)	熱エネルギー	電力
 Climeworks 処理能力：900ton/year	現在のコスト 600 2025年頃の目標コスト 100	9.0	450	900 PJ 126%	45 TWh (162 PJ) 4.2% 154km ²
 Carbon Engineering 処理能力：365ton/year	現在のコスト 94-232	5.3	366	530 PJ 74%	37 TWh (132 PJ) 3.4% 125km ²
 Global Thermostat 処理能力：4,000ton/year	現在のコスト 150 将来達成可能なコスト 50	4.4	160	440 PJ 61%	16 TWh (58 PJ) 1.5% 55km ²
 APS 2011 NaOH case	-	6.1	194	610 PJ 85%	19 TWh (70 PJ) 1.8% 66km ²

※事業者側の発表値であり、詳細コストは不明

【参考】ICEFレポート 現在：300-600\$/tCO₂ 将来：60-250\$/tCO₂

【参考】琵琶湖面積：約669km²

1億トンのCO₂を回収する場合

【参考】熱エネルギー 100-200°Cの工場廃熱716PJ³⁾に対する割合
電力 2030年エネ基国内全発電量10,650億kWhに対する割合

【参考】太陽光で全量発電した場合の必要面積 日射量：4.0kWh/m²・day 発電効率：20%の条件下

図 5-22 DACに必要な投入エネルギー

出所：Deloitte（第5回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 8-1）

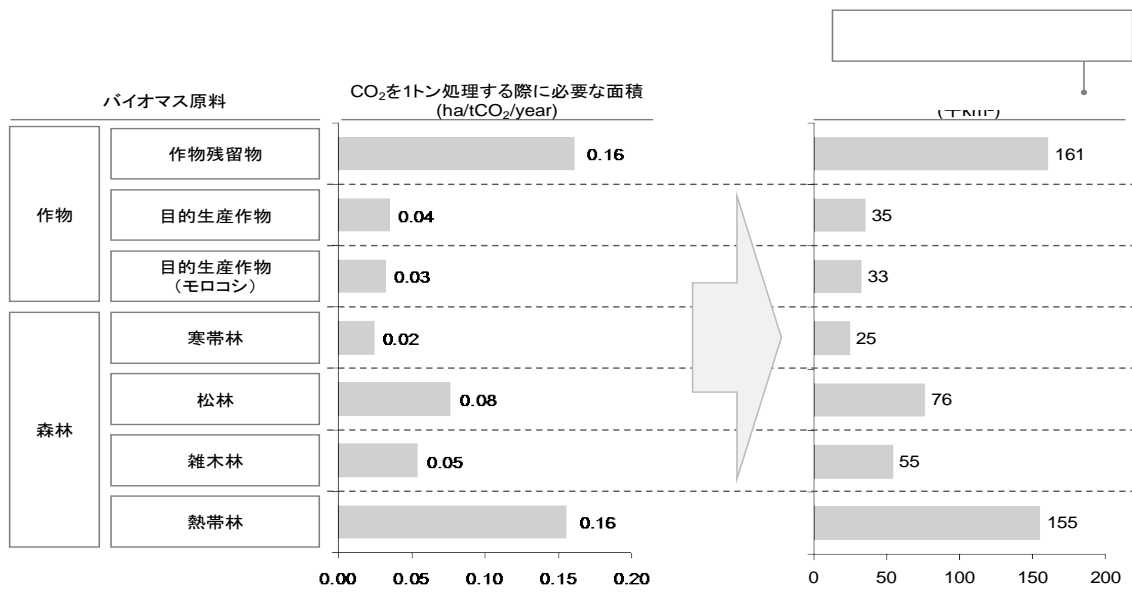


図 5-23 BECCS に必要な面積

出所: Deloitte (第 5 回エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会資料 8-1)