

IEA CCUS 特別報告書の概要 2021年1月5日
Special Report on Carbon Capture Utilization and Storage IEA ETP 2020

山口光恒

目次	1
前書き	2
要旨 (Executive Summary)	2
第1章 CCUS 新時代	3
初めに	3
CCUS の戦略的価値	3
CCUS の現状	6
高まる CCUS の重要性	7
経済復興計画の元での CCUS	10
第2章 ネットゼロへの移行と CCUS	10
持続可能シナリオの元での CCUS	10
CCUS の役割	11
CCU の役割	14
既存施設からの排出対策	14
削減困難な排出への取り組み	16
低炭素水素生産と CCUS	19
大気中からの炭素除去	20
BECCS と DAC のコスト	22
土地と水の使用量	25
第3章 CCUS 技術のイノベーション	25
CCUS と技術の状況	25
CO ₂ 捕捉	28
CO ₂ 輸送	28
CO ₂ 再利用	30
CO ₂ 貯留	31
コスト削減の可能性	33
CO ₂ 捕捉段階	34
CO ₂ 輸送・貯留段階	34
第4章 地域ごとの機会	34
欧州	35
第5章 利用の加速 政策の進め方	36
今後10年の重要性	37
政策面	37
CCUS 促進の優先順位	40
民間投資条件の整備	41
共有の CO ₂ インフラ付きハブの促進	42
貯留場所の選定と推進	42
技術革新促進	42

(下線：山口)

Foreword

- ・現時点で世界での CCUS の商業運転は 20 程度しかない。
- ・Norway の Northern Lights 貯留場所は二つの異なる Norway のプラントで捕捉した CO₂ を貯留するが、近隣の欧州諸国からの受け入れも可能である。
- ・過去 3 年で 30 の商業的 CCUS プラントの建設が発表されたが、中心は欧州とアメリカ、次いで豪州、中国、韓国、中東、ニュージーランドにも計画がある。日本は無し
- ・CCUS 進展のためには、国と国、政府と産業の協力は不可欠
- ・市場に任せただけでは CCUS の進展は期待できない。しかし CCUS 無しでは目標達成は事実上不可能である。

要旨 (Executive Summary) 本文 p.13

- ・現在世界で 30 の商業施設。捕捉量は 40Mt

Reaching net zero will be virtually impossible without CCUS

最大の焦点は CCUS のうちどれだけが貯留でどれだけが CCU に回るのかである (山口)。

- ・セメント生産に伴う CO₂ の大幅削減には CCUS が唯一の手段、この他鉄鋼、化学など。捕捉した CO₂ の一部は水素に反応させて合成燃料とし、特に航空燃料に使用
- ・捕捉 CO₂ は低炭素水素製造に用いる (輸送、産業、建物)
- ・貯留して net-zero に役立てる

CCUS grows and evolves on the path to net zero

- ・SDS の場合、CCUS は 2030 年までは火力発電、産業、低炭素水素製造、後半はバイオエネルギーと DAC、それに航空機用の気候中立合成燃料製造に焦点が移る。
- ・SDS では水素需要は 2070 年には現在の 7 倍の 520Mt になる。この 60%は脱炭素電気による水の電解で 3300GW の electrolyser が必要 (現状は 0.2GW)。残りの 40%は CCUS 着き化石燃料である。CCUS つき化石燃料からの水素生産は現在 7 カ所で実施、0.4Mt の水素を生産、これは水の電解に比べ 3 倍の量である。
- ・SDS の場合累計削減量の 15%は CCUS、2050 年ゼロならこの 5 割増しが必要。
山口：CCU はどの程度削減に貢献すると計算しているのか？

Carbon removal is part of the net-zero equation

- ・SDS では 2070 年に net-zero が達成される場合、2070 年の残留排出量は運輸と産業を中心に 2.9Gt で、これを BECCS と DACS で相殺。
- ・DACs は現状ではコストが高い。しかし Backstop Technology あるいは Hedge にはなる。

CCUS is up and running in some sectors – but lagging in the most critical ones

- ・CCUS は一部で使われているが、削減の代替手段のない鉄鋼やセメントなどではほとんど普及していない。

With ample storage available, success will hinge on getting the infrastructure right

- CO₂ の輸送と貯留を安全且つきちんで行うためのインフラが必須だ。世界で豪州、欧州、米国で 12 の CCUS のハブが進められているが、その多くは低炭素水素生産関連である。ノルウェーの Northern Lights project は北海の大型 offshore CO₂ 貯留施設だが、これは近隣諸国の排出削減の解決策になるかも知れない。
- 主要な CO₂ 排出源は潜在的貯留可能地の近くに立地している。IEA の中国、欧州、アメリカに関する詳細な調査では、排出量の 7 割は潜在的貯留地から 100km 以内でこの程度なら輸送上の問題はない。アメリカでは既存施設で捕捉された CO₂ の平均輸送距離は 180km である。世界での技術的貯留能力は広大だが、各場所別の詳細な調査が必要だ。

Government action this decade is crucial

- CCUS の早急な実施が必要で、net-zero 実現にはこれからの 10 年間で重要だ。これに向けた政府の役割は重要だが、産業界もこれを前向きに捉えることが必要である。石油・ガス会社は CCUS 促進のエンジニアリング、プロジェクト管理、資金を保有している。
- 政府と産業界の 4 つの優先順位
 - 1、CCUS への投資条件の整備。例えば削減への価値の付与等
 - 2、CO₂ インフラを整えた産業ハブの発展促進
 - 3、主要地域での CO₂ 貯留進展の推進
 - 4、コスト引き下げと削減が困難な部門での CCUS 技術の商業化のイノベーション促進

第 1 章 CCUS 新時代 p.17~

ハイライト

- CCUS の進展は遅くクリーンエネルギーと省エネ技術への投資の 0.5%以下
- 厳しい目標と投資誘因が CCUS の新たな刺激になっている。

CCUS は
- 既存の火力発電或いは産業プラントに後付け可能
- 代替削減手段がない部門での削減が可能（セメント、鉄鋼、化学及び長距離航空用合成燃料）。
- 最小コストでの低炭素水素生産
- バイオエネルギー或いは DAC と組み合わせて Negative Emissions が可能
- Covid-19 は CCUS にとりピンチとチャンス両面あり。

Introduction p.18

- CCUS は従来の進展は遅かったがここに来て期待が高まっている。
- CCUS は
鉄鋼、化学、セメント、航空、陸上輸送、海運部門からの避けられない排出の除去に必要

もう一つは既存の設備に付帯が可能なことがメリット

また、最小費用の低炭素水素生産手段である。

捕捉した CO₂ はクリーンな航空燃料生産などいろいろなことに再利用できる。

Box1.1 What is CCUS and how does it work?

- CO₂ 削減度合いは CCS の CO₂ 捕捉率と、その CO₂ がどのように再利用されるかによる
- 従来 CO₂ の売り先は石油会社の EOR 用だったが、これ以外に多々使い道がある。例えば合成燃料・化学品・建材の原料だ
- CCUS は BECCS、DACS で Negative Emissions となる。DAC では CO₂ は合成燃料等の原料として再利用されることもある。BECCS と DACS に加えて植林・再植林が NE となる。
- 本レポートでは (定義)
CCS は炭素捕捉後貯留
CCU または CO₂ use は CO₂ を例えば燃料や化学品として使用される場合
CCUS は CCS、CCU に加えて CO₂ が貯留され利用される場合を指す。例えば EOR や建築材料として使用される場合で、CO₂ として利用される全量或いは一部が永久に貯留される場合を指す。

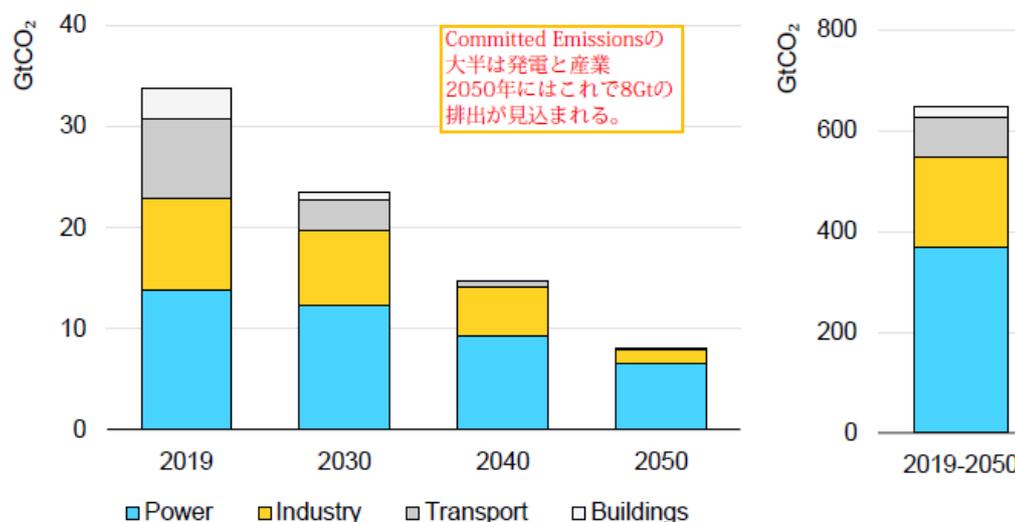
Strategic value of CCUS p.21

CCUS の net-zero への 4 つの方法。①既存エネルギー施設からの排出削減、②削減が困難な部門の解決策、③低炭素水素生産、④大気中からの CO₂ 捕捉。以下この 4 点を中心に。

①既存エネルギー施設からの排出対策

- 既存火力発電所、産業プラントからの排出は設備の寿命終了まで稼働すると 600GtCO₂ (現在の世界の排出 20 年分) を排出する。上記以外の業種からの Committed Emissions を考えると、人口増と成長が見込まれる中で目標達成には何らかの対策を考えない限り設備新設の余地は全くない。
- 石炭火力は特に問題。石炭火力からの排出量は 2019 年に世界の 1/3 を占めるが、このうち 60% は 2050 年に至るも稼働している。特に問題は中国で、石炭火力の平均年齢は 13 年と若い。アジアの新興国がこれに次ぐ。世界全体では既存エネルギー設備だけで 2050 年に 8Gt の排出 (大部分は発電)。図 1-1
- CCUS が無ければ既存設備を早期に破棄するか稼働率を下げるか、燃料転換のどれかをしなければならぬ
- 以下 Retrofit のメリット。火力発電の場合エネルギー安全保障にも役立つ。また、失業その他特定地域への経済的打撃を回避できる。

Figure 1.1 Global energy sector CO₂ emissions from existing power and industrial facilities, 2019-50



②削減が困難な部門の解決策

- ・削減困難な排出を抱える部門の解決策になる。具体的には重工業、長距離輸送（陸海空）。前者は化石燃料代替手段が電気で高熱を作り出したり（これは極端に高価）、後者は電気飛行機やタンカーなど実際のでない
- ・セメント部門はプロセス排出（世界で約 1.6GtCO₂）があるが、これは代替削減手段がなく、CCUS が唯一の削減策である。
- ・鉄鋼部門では CCUS は限られた削減策の一つである（他の手段は？）。Virgin steel は世界の鉄鋼生産の 7 割を占めるが、この削減には CCUS が必要。化学は肥料（アンモニア）とメタノールからの排出削減に CCUS が最小費用の選択肢である。
- ・天然ガス製造プロセスでも CCUS が唯一の削減策。天然ガスには時には 90%もの CO₂ が含まれており、LNG として販売の前にこれを除去せねばならない。CO₂ は従来は大気中に放出されていたが CCUS により貯留或いは EOR として再利用される。
- ・長距離運輸、とりわけ航空機では CCUS による合成水素燃料を用いる。（エネルギー密度の関係でバッテリーでは駄目なので）バイオ燃料と合成燃料が CO₂ 削減の手段である。

③低炭素水素生産 p.23

- ・CCUS により低炭素水素製造が可能となる。
- ・現在のところ CCS 付き化石燃料からの水素製造コストは再エネによる水の電解による水素製造の半値である。後者の価格低下は予想されるが、化石燃料が安く貯留が容易な地域では低炭素水素は引き続き競争力を保とう。
100%化石燃料に頼る既存の水素製造（年間 800Mt 排出）にとっても CCUS は良い技術である。

④大気からの CO₂ 除去

- ・炭素除去 (negative emissions) は AF/RF、BECCS、DACs 等。IPCC/SR1.5 がこの役割を強調。炭素除去はこの他技術革新が期待通り進まなかった場合のヘッジとなる。
- ・BECCS には持続可能なバイオマス供給問題がある。DACs の問題点は低コストエネルギーの有無である (第 2 章参照)

CCUS Deployment today p.25

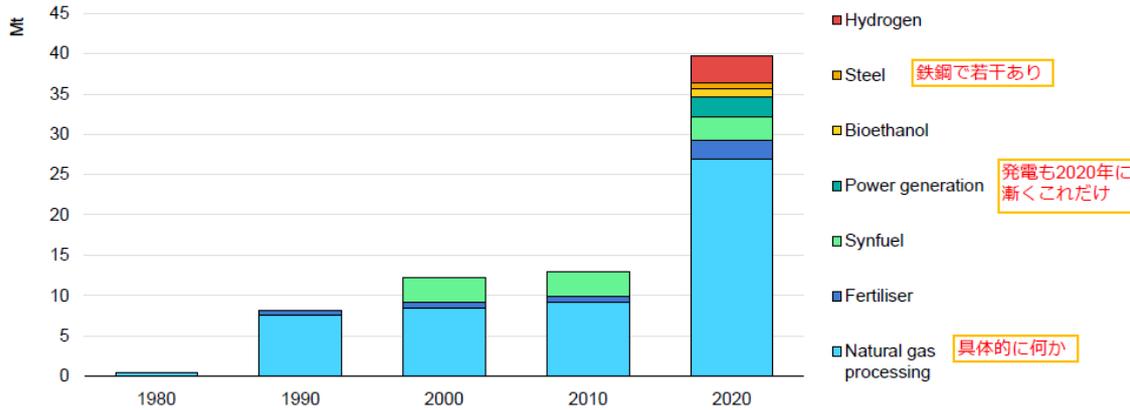
- ・現在世界では CCUS 施設が 21 存在し年間 40MtCO₂ を捕捉している。
はじめの CCUS は EOR で、所謂 CCS は Norway の Sleipner offshore gas field in 1996 をもって嚆矢とする。1991 年に offshore oil and gas 活動に対する炭素税が導入され、CCS が可能となった。
- ・以下 2020 年時点での操業中の大規模商業 CCUS の例。なお、EOR の対象は必ずしも人為的 CO₂ 排出ではない点に注意が必要。この点今後精査が必要
下記以外に 16 の Project が挙げられている。

Table 1.1 Large-scale commercial CCUS projects in operation in 2020

Country	Project	Operation date	Source of CO ₂	CO ₂ capture capacity (Mt/year)	Primary storage type
United States (US)	Terrell natural gas plants (formerly Val Verde)	1972	Natural gas processing	0.5	EOR
US	Enid fertiliser	1982	Fertiliser production	0.7	EOR
US	Shute Creek gas processing facility	1986	Natural gas processing	7.0	EOR
Norway	Sleipner CO ₂ storage project	1996	Natural gas processing	1.0	Dedicated
US/Canada	Great Plains Synfuels (Weyburn/Midale)	2000	Synthetic natural gas	3.0	EOR

- ・CO₂ 捕捉はアメリカ中心。これは長距離 CO₂ pipeline と EOR 用の CO₂ 需要があったから (つまり CO₂ 削減ではない)。この他政府の資金支援もある。
- ・最近 10 年間では豪州、ブラジル、カナダ、中国、サウジ、UAE で操業開始
- ・初期の多くの CCUS プロジェクトはトンあたり \$ 15 程度の安い追加コストで捕捉されていた。例えば天然ガス processing 過程でガスに含まれている CO₂ は市場の要求で、あるいは LNG 生産前に CO₂ が凍結して生産設備を損傷するのを防ぐため、に分離される。この他バイオエタノール生産 (イリノイのケース) や Quest のように SMR で水素を製造する場合、CO₂ 濃度は濃いので捕捉のコストとエネルギーが安い。
- ・2000 年代までは全ての大規模 CO₂ 捕捉はガス Process プラントにおいてであったが現在はそれ以外が 1/3 を占めるに至った。

Figure 1.2 Global CO₂ capture capacity at large-scale facilities by source

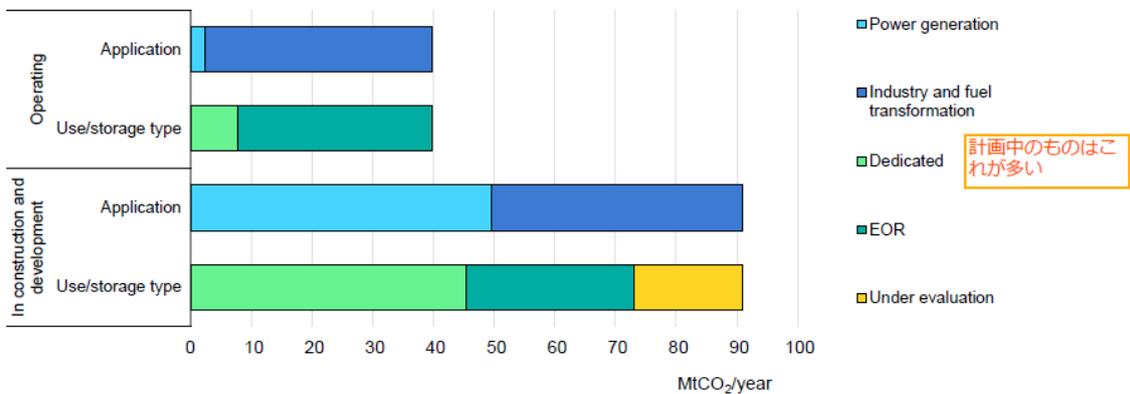


- ・ 2020 の CCUS 能力合計はたった 40MtCO₂ (IEA の Roadmap の目標のたった 13%)
- ・ 2010 年代の CCUS の伸びが期待外れだった理由は、CO₂ に価格がつかなかったこと (原料としての価値がほとんど無かったこと) で、これでは商業的にこれを行うインセンティブがない。
- ・ 欧州では特に public resistance が影響した。

Growing CCUS momentum p.28

- ・ 2017 年以来少し持ち直してきた。
- ・ 最近では天然ガス processing といった low-hanging fruit 以外、具体的には石炭やガス火力発電、セメント生産に用いられ出した。
- ・ また、EOR への依存も減少気味だ。現時点で 21 の内 16 が EOR 関連である。計画中のプロジェクトで EOR は半分以下だ。図 1.4

Figure 1.4 Large-scale CCUS projects in development worldwide by application and storage type



- ・ CO₂ を使用する施設も増加している (第 3 章参照)
- CCUS に対する近年の関心の高まりはなぜか
- ・ 政府によるコミットメントの強化

①投資環境の好転。

- アメリカの 45Q Tax Credit の拡充（貯留：\$50/tCO₂、\$35：EOR を含む CCU）
Project 開始から 12 年間
- EU では EUETS を財源に CCUS を含む技術に現行 CO₂ 価格で 100 億ユーロが CCUS も対象としている。
- この他 Norway、オランダ、イギリスの例の記述あり
- 最近の傾向として大規模で単独の CCUS 施設ではなく、共用の CO₂ 輸送・貯留インフラを備えた産業ハブの推進がある。これはコスト低下、商業リスクと融資コストの低減につながる。
- 例えば Norway の Northern Lights CO₂ Storage Project は欧州の少なくとも 9 つの捕捉設備とリンクし、その中には 4 つのセメント工場と 1 つの鉄鋼プラントがある。CO₂ 貯留設備がなければこうした捕捉設備の付帯はなかったであろう。
- Norway のケースでは Capture と Storage を分けている。

(Box 1.2)

共有の CO₂ 輸送と貯留ハブは CCUS の発展の鍵だが、現在世界で最低 12 箇所で始まっている。それらは初めは年間 25Mt だが 50Mt まで拡大可能である。これに対する主たる法的問題は 2019 年にノルウェーとオランダが London Protocol を修正して国境を越えた CO₂ 輸送を可能とすることに成功したので解決された（第 4 章参照）。

Hub のメリットとしてはコスト低下。また、小規模な産業施設からの CO₂ 回収も可能とする。ただし初期投資が高いため特に新たな CO₂ 輸送・貯留インフラへの政府支援が極めて重要（第 5 章）。

政府のリーダーシップと支援は鶏と卵問題を解決する。貯留場所がなければ捕捉は行われないし、捕捉がなければ貯留場所がない。

カナダの Alberta Carbon Trunk Line は 2020 年 6 月に稼働したが、これは CO₂ 輸送への政府支援の例である。240km のパイプラインは 90%が overcapacity でこれは将来 CO₂ 輸送が増えることを想定している。

②技術の進歩

- CCUS は経験によって技術が進歩し、コストも下がる。2017 年に CCS をつけた Houston の石炭火力は捕捉コストが \$65/tCO₂ だが、これは 2014 年に操業を開始したカナダの Boundary Dam（Houston 以外で捕捉装置を付けた唯一の商業的の石炭火力発電所）より 30%も安い。
- 現在世界の 10 の石炭火力で捕捉装置をつける計画がある（中国、韓国、アメリカ）。将来的には RD&D と経験の積み重ねで更なる必要エネルギー減少とコスト低下が見込まれる。
- EOR 以外の例えば合成燃料生産や建材などに対する CCU が浮上してきている。これらは CO₂ 需要を喚起する。政府、産業、投資家、CO₂ use start ups などからの資金は過

去 10 年で 10 億ドルにもなった。

- 政府による CO₂ の conversion 技術への支援もある。例として日本が挙げられている。
- DAC への関心も高まっている。2019 年以降民間資金が 1.8 億ドル投資され、政府の R&D1.7 億ドルを上回った。

小規模な商業施設が数件動いており、アメリカで 1 か所年間 100 万トンを超える大型 DAC が 2020 年代に動き出すかもしれない。

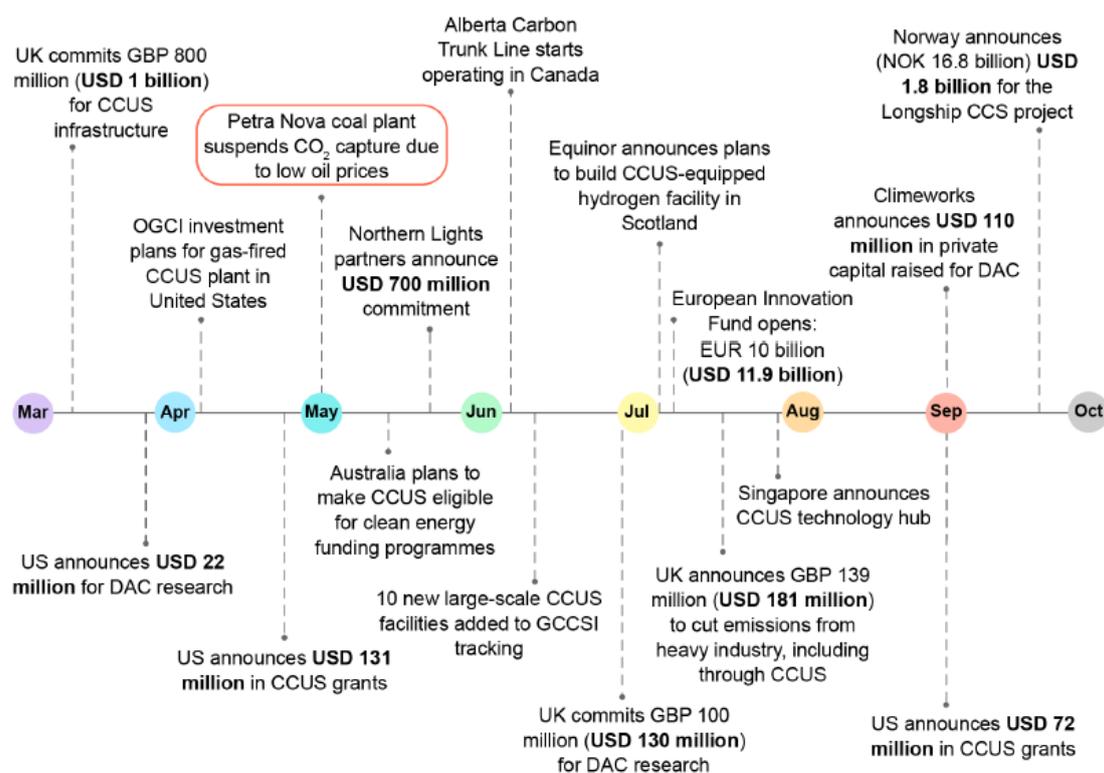
Covid-19 の影響

Covid-19 で投資は減退するが、経済はいずれ回復する。IEA は Clean Energy を中心に据えた経済刺激策を提案した。

①2020 年の CCUS の発展 各国とも相当本腰を入れてきている。日本は CCU のみ

- Covid-19 の最中の今年でも CCUS には前向きの動きが多々ある。図 1.6 参照
- アメリカの動き CCUS 用に\$46M の Grant
- オーストラリア、既存の基金の対象に CCUS を含める
- Norway は Longship CCS project に\$1.8B の資金を用意

Figure 1.6 Timeline of CCUS developments, March-September 2020



- 次に Equinor, Shell and Total による政府の支援を前提とした Offshore CO₂ 貯留の \$700M 投資プロジェクトなど民間投資の例が挙げられている。
- 次に DAC への政府と民間の投資の例。アメリカ\$22M、イギリス\$128M、Climate Works

は\$110M。但し全体として CCS のほうが遙かに大きい。

景気後退と原油価格低迷の影響

- Covid-19 は CCUS への投資に影響している。実際 CCUS への投資の半分以上を占める石油・ガス企業は 2020 年に投資を削減する旨宣言している。
- アメリカでは 45Q tax credit が CCUS への投資に大きな役割を果たしているが利益減少と税負担の低下でこの魅力が薄れている。また、この利益を受けるには 2024 年 1 月 1 日以前に建設が始まっていなければならないが、間にあわなければ進まないだろう。
- もう一つの要素は原油価格低下の EOR 用 CO₂ の需要と価格への影響だ。CCUS 施設の 2/3 は EOR 用の CO₂ 売り上げに依存しており、計画中のプロジェクトの 1/3 以上が EOR がらみである。EOR 用 CO₂ 価格は原油価格に連動しており、CCUS の収入減になっている。
- 原油価格が安いので Texas の Petro Nova 石炭火力では 2020 年 5 月に CO₂ 捕捉作業を休止した。ここでは年 1.4Mt の CO₂ を捕捉し Pipeline で 132km 離れた場所で EOR 用を使用していた。Petro Nova を運営している会社によると原油価格は \$60~65/bbl 以上が必要だが、今年は \$17-40/bbl であった。運営会社は原油価格が回復すれば CCUS を再開するといっている。これは EOR からの収入を当て込んだモデルのリスクである。

経済復興計画の中での CCUS

経済再生プログラムに CCUS を加えれば Covid-19 による経済活動低下が CCUS にマイナスにはならない。政府は新たな CO₂ 輸送と貯留インフラへの投資に誘因を与え、コーディネートする大きな役割がある。

第 2 章 ネット zero への移行と CCUS

ハイライト

- SDS では 2070 年迄の累計削減量の 15% を CCUS が占める。2070 年には捕捉量は 10.4Gt
- 最初は既存の火力発電と産業への CCUS の付帯、及び化石燃料からの水素生産に伴う CO₂ 捕捉、次いで BECCS と DAC での NEs 及び合成燃料用の気候中立な CO₂ 捕捉へ
- 2070 年までに捕捉 CO₂ の約 4 割が発電部門で、その半分はバイオエネルギーである。1/4 は産業 (CO₂ 削減が困難或いはセメントのプロセス排出のように不可能な業種)、30% は水素・アンモニア・バイオ燃料の生産、残りの 7% は DAC
- 世界の水素使用量は 2070 年までに現在の 7 倍の 520Mt で運輸、産業、建物、発電での脱炭素化に使用。2070 年には水素の 4 割は CCS 付化石燃料からの水素で賄う。
- BECCS はエネルギー部門の削減困難な部門及び CO₂ 以外 GHG の排出相殺に使う。DAC も同様だが、エネルギー使用量が大きくコストが非常に高いのが難点

SDS での CCUS

技術進歩、コスト低減、他の安価な削減の選択肢が狭まる中で CCUS の役割は増大

2070年にはCCSが9.5Gt、CCUは0.9Gt（捕捉の8.4%）。DACの役割は合成航空燃料製造の原料としてのCO2提供およびNEの手段。DACはCCUの方が大きい。Table2.1

Figure 2.1 Global energy sector CO₂ emissions reductions by measure in the Sustainable Development Scenario relative to the Stated Policies Scenario, 2019-70

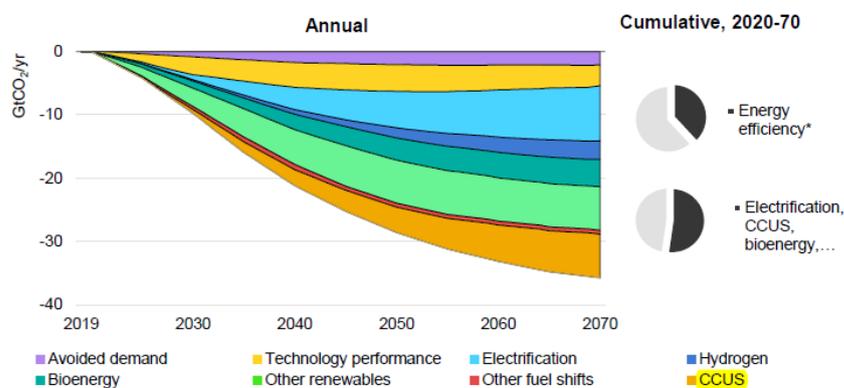


Table 2.1 Key global CCUS indicators in the Sustainable Development Scenario

	2030	2050	2070	Cumulative
Total CO₂ capture (Mt)	840	5 635	10 409	240 255
of which from coal	320	1 709	2 145	64 399
of which from oil	21	141	230	5 301
of which from natural gas	96	1 733	3 209	72 948
of which from biomass	81	955	3 010	52 257
of which from industrial processes	312	979	1 073	36 562
of which direct air capture	11	117	741	8 788
of which stored	650	5 266	9 533	220 845
of which used	189	369	877	19 409
CO₂ capture by sector (Mt)				
Industry	453	2 038	2 724	77 092
Iron & Steel	16	394	723	15 772
Chemicals	178	461	571	18 363
Cement	258	1 174	1 411	42 614
Pulp & Paper	0	8	18	343
Power generation	223	1 877	4 050	87 529
from coal	201	895	1 031	34 378
from natural gas	21	605	1 175	26 942
from biomass	0	377	1 844	26 209
Other fuel transformation	153	1 603	2 895	66 846
CO₂ removal (Mt)	76	821	2 920	47 739
Bioenergy with CO ₂ capture and storage (BECCS)	75	802	2 649	45 000
Direct air capture with CO ₂ storage (DACS)	1	19	271	2 739
CCUS contribution to sector CO₂ emissions reductions				
Iron & Steel	4%	25%	31%	25%
Cement	47%	63%	61%	61%
Chemicals	10%	31%	33%	28%
Fuel transformation	86%	86%	92%	90%
Power generation	3%	13%	25%	15%

CCUS の役割 49 頁

・ SDS では CCUS の役割が段階によって異なる。Figure 2.3 ハイライト参照

- SDS では 2030 年までの第 1 段階では、2030 年の捕捉は 840Mt、累計削減量では 4% を占める。
- 第 2 段階は累計排出削減の 12% を占める。セメント、鉄鋼、化学、ガスからの水素製造、2050 年では BECCS の半分は発電、残りは代替低炭素燃料(特にバイオ燃料)製造で使われる。
- 第 3 段階には捕捉が急増し 85% を占め、このうち BECCS、DAC の NE はそれぞれ 45% と 15% を占める。他方化石燃料からの捕捉は安価なガスを使つての水素製造と発電が主となる。
- 2070 年には捕捉 CO₂ の 35% はバイオエネルギーと DAC。捕捉の大部分は貯留で NE、1/5 はクリーン水素とともに主として航空機用の合成炭化水素燃料に使う。これは航空燃料の 40% 程度にあたる。 Figure 2.4 p.53

Figure 2.3 Growth in global CO₂ capture by source and period in the Sustainable Development Scenario

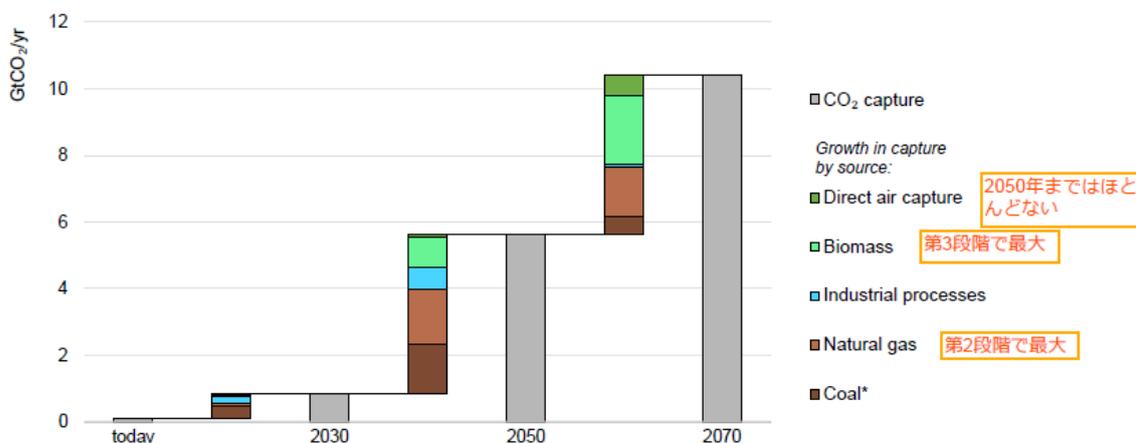
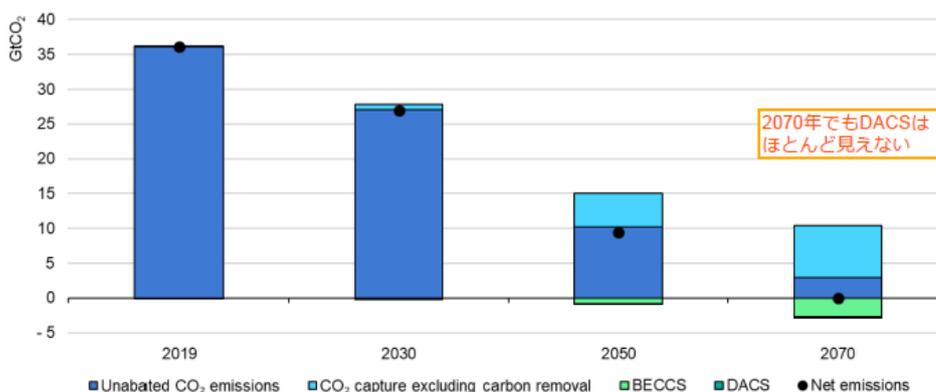


Figure 2.4 Global CO₂ emissions and capture across the energy system in the Sustainable Development Scenario, 2019-70

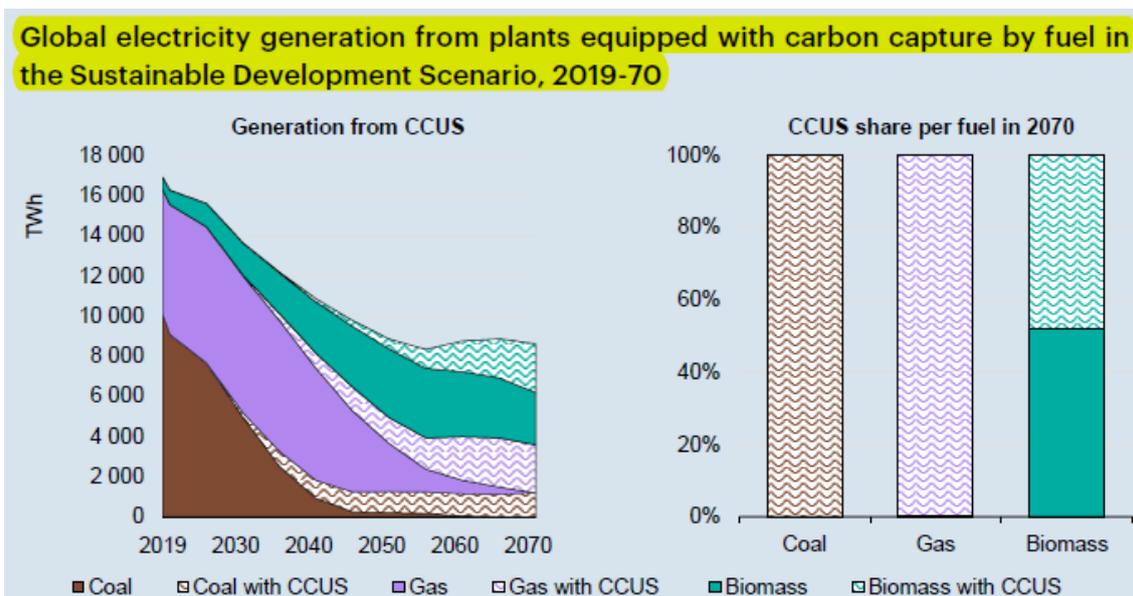


- SDS では年 1Mt の BECCS が 50、DACs が 5 つずつ今年から 50 年間増設される必要がある。

- ・BECCS と DAC の問題点はコストと貯留場所、それに BECCS はバイオマス入手可能性、DAC は低コスト電気と熱入手可能性

Box 2.2 発電と CCUS p.51-52

- ・発電部門での CCUS は火力による Flexibility のために必要。バッテリーでは季節調整ができないなどが理由である。
- ・SDS での年ごとの推移は下記の通り



2070年に石炭及び天然ガスは基本的に CCS 付き。バイオマスは約半分が BECCS (NE)
石炭とガスの CCS 付帯は 2030 年頃から始まる。

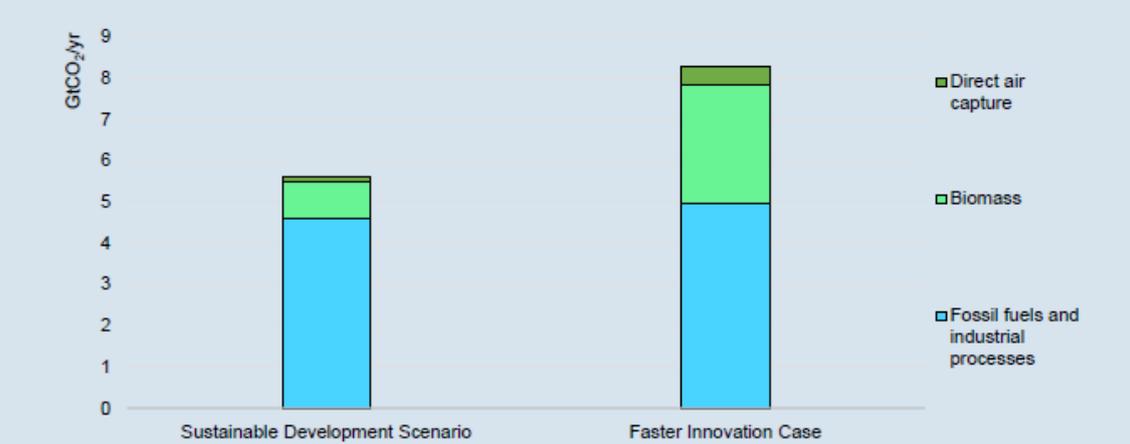
FIC First Innovation Case

SDS は今後 50 年かけて net-zero を実現するシナリオだが、FIC はあと 20 年でこれを実現するシナリオ。この場合持続可能なバイオマス供給の拡大を含む新技術の早期普及を想定している。

Box 2.3 FIC と CCUS の関係

- ・ FIC は SDS の特別ケースだが、SDS 対比でどの程度違うのか
- ・ FIC では BECCS の大幅増が必須 (SDS との比較は次頁の図参照)
- ・ DACCS と BECCS は長距離輸送と重工業からの排出相殺に必須
- ・ 2050 年の BECCS と DACS は SDS の 3 倍。2050 年まで毎年 1Mt の DACS が 7 つずつ必要。SDS の場合には 2 年間に 3 つの設備
- ・ 現在検討中の最大の DAC 設備は 1Mt の能力であるが、現状はこの 0.4% (4000t) 程度が実験的に動いている程度。

Global CO₂ capture in the Sustainable Development Scenario and Faster Innovation Case, 2050



CO₂ 利用の役割 55 頁

- SDS では 2020-2070 年の捕捉 CO₂ の 90%は貯留され(つまり CCU は 1 割以内)、このうち 80%は化石燃料と産業プロセス。残り 20%がバイオエネルギーと DAC
- CCU のうち 95%は合成燃料の原料 (CCU は基本的に燃料)。現在 CCU の大部分は EOR か肥料など化学品の生産だが、後者は最終的には大気中に排出される。
- 建物の材料としての CCU はこの報告書の対象外だが、これは排出削減には役立っても脱炭素化への貢献は大きくない。P.55 脚注
- CCU が net-zero に貢献するかどうかは何から CO₂ を入手するかによる。BECCS と DAC からの CO₂ の再利用ならゼロ排出だが、CCS 付化石燃料からの CO₂ では排出とカウントされる。
- 化石燃料や産業プロセスからの CO₂ の再利用の場合、運輸や産業での化石燃料直接使用依存の減少により排出削減にはなる。第 3 章参照

既存施設からの排出対策 56 頁

既存施設からの排出削減策の一つはその施設に CO₂ 捕捉装置を付帯するのが一つの方法
 既存の発電所と工場が耐用期間まで使用されると 2070 年までに累計 600Gt の CO₂ 排出となる。既存の輸送手段と建物を使い続けるとさらに 150Gt が追加される。これだけで SDS での 2070 年の炭素予算が費消されてしまう。次頁図 2.6 参照

既存設備の年齢別分布

- 既存設備の主要なものは発電所で 2070 年までに累計で 410Gt、この 8 割が石炭。既存設備からの排出の半分は中国、残りの大半も途上国である。設備が新しいからである (図 2.7)。
- 既存火力の 1/3 は過去 10 年以内に建設されたものである。

Figure 2.6 Global CO₂ emissions from existing fossil fuelled power and industrial plants against the CO₂ emissions trajectory of the Sustainable Development Scenario, 2019-70

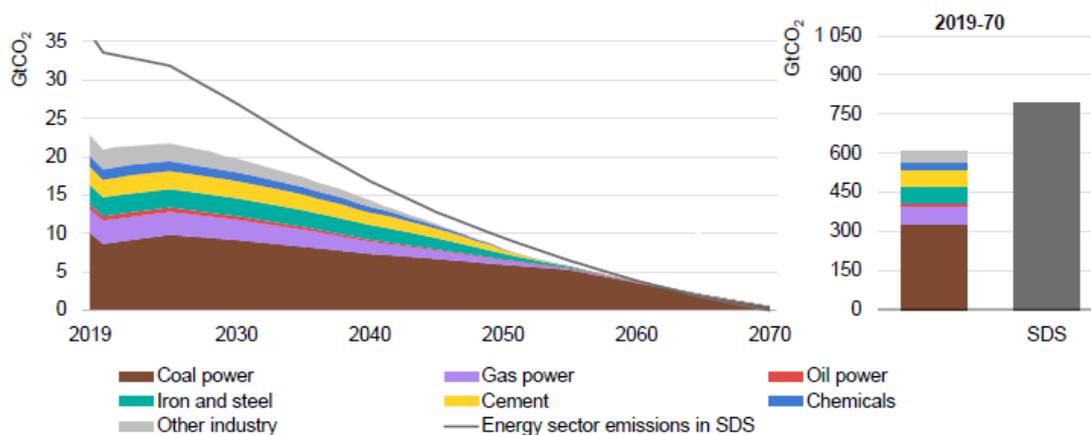
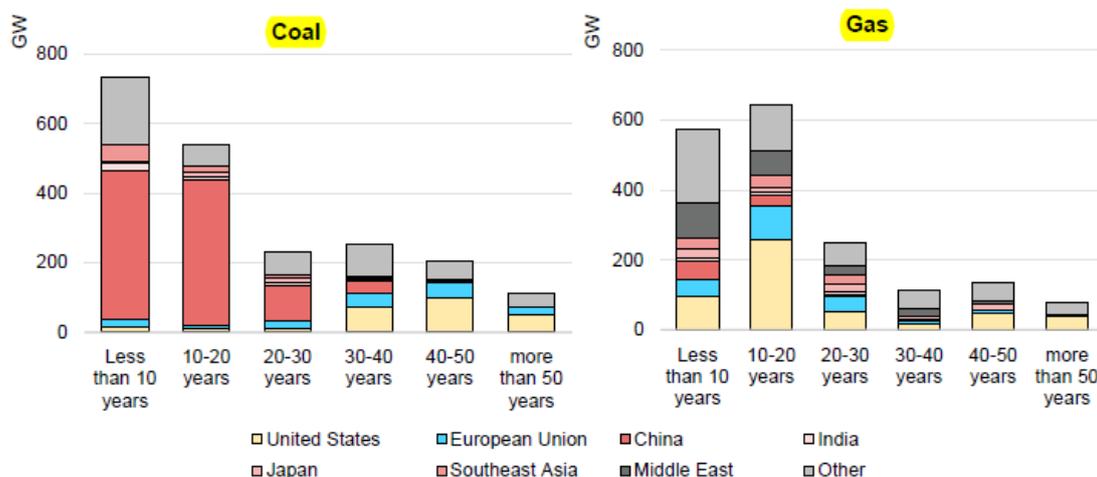


Figure 2.7 Age structure of existing coal and gas power capacity by region



SDS での既存設備への CCUS 付帯

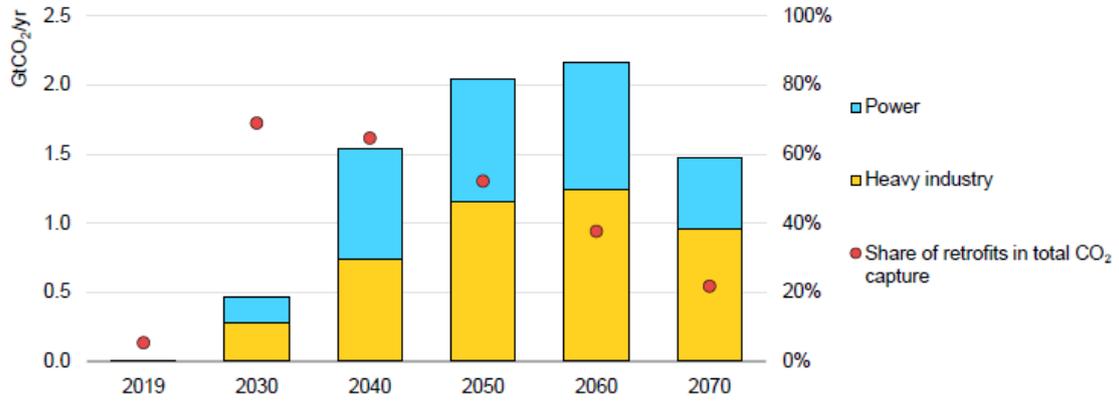
発電所及び工場の既存設備からの Committed emissions を減らすには次の 3つの方法がある。

- ①燃料転換省エネ
- ②耐用年数前の廃棄、使用頻度減（化石燃料発電を peak-load とするなど
- ③CO₂ 捕捉装置を付帯しての CO₂ 貯留か再利用

SDS では③が主である。

CCUS 付帯による世界の発電及び重工業での排出減の内訳及び全 CO₂ 捕捉での付帯分のシェアは次頁図 2.8 参照

Figure 2.8 Global CO₂ emissions reductions from CCUS retrofits in power generation and heavy industry in the Sustainable Development Scenario



削減困難な排出への取り組み

鉄鋼、セメント、化学それに長距離輸送（トラック、海運・空運）がこの典型例。

CCUS は電化、バイオエネルギー、水素と共にこうした部門での大幅削減の主要技術（表 2.2 から抜粋）。

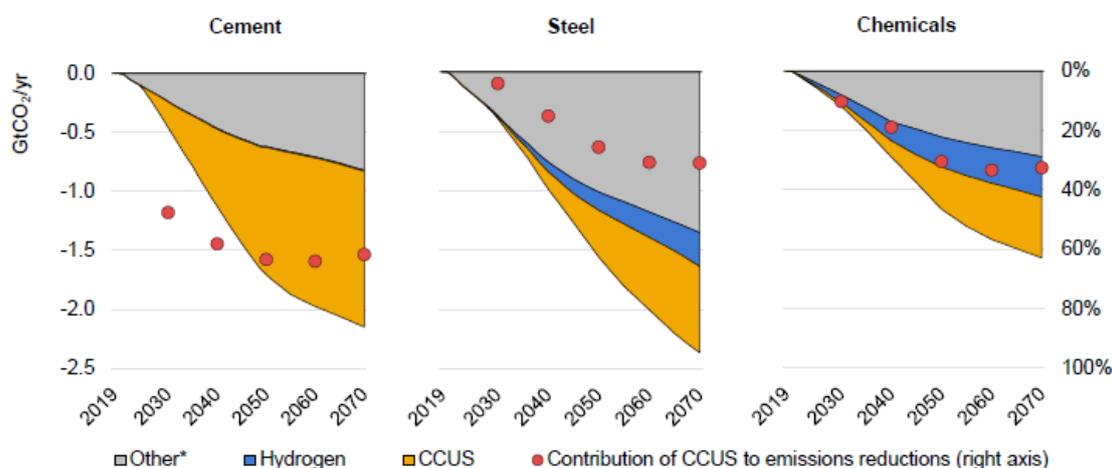
Sector	Barriers	Technology options (year available in the SDS [TRL])
Steel	<ul style="list-style-type: none"> High reliance on coal for high temperature heat and iron reduction <u>Limits to the availability of scrap for steel recycling</u> Globally traded commodity with relatively low margins 	<p>CCUS</p> <ul style="list-style-type: none"> DRI: natural gas-based with CO₂ capture (today [TRL 9]) Smelting reduction with CCUS (2028 [TRL 7]) Blast furnace: process gas hydrogen enrichment and/or CO₂ removal for use or storage (2030 [TRL 5]) <p>Alternatives</p> <ul style="list-style-type: none"> Blast furnace: electrolytic hydrogen (H₂) blending (2025 [TRL 7]) Ancillary processes: H₂ for high temperature heat (2025 [TRL 5]) DRI: Natural gas-based with high levels of electrolytic H₂ blending, or solely based on electrolytic H₂ (2030 [TRL 5])
Long-distance transport	<ul style="list-style-type: none"> Dense energy carriers are required Direct electrification is difficult, particularly for aviation and shipping Biofuels are limited by sustainability constraints 	<p>CCUS</p> <ul style="list-style-type: none"> Synthetic hydrocarbon fuels (2025 [TRL 5-7]) <p>Alternatives</p> <ul style="list-style-type: none"> Biofuels in shipping, aviation and trucks (some today [TRL 3-10]) Electrification of trucks (today [TRL 8-9]) Ammonia in shipping (2024 [TRL 4-5]) Hydrogen in shipping and trucks (2021 [TRL 4-8])

重工業と長距離輸送で現在 10Gt（エネルギー起源 CO2 の 30%）を排出。これを 2070 年には 1.5Gt にまで減らす。この両部門とも CCUS が鍵である。

①重工業

- ・ process emissions はセメントが最多。現状では CCS 以外に代替削減手段はない
- ・ 鉄鋼と化学では水素による代替手段よりも CCUS の方が技術が成熟している。
- ・ 鉄鋼で水素直接還元が経済的に可能になるときは来るかも知れないが、それは水を電気分解する再エネのコストが安い場所に限られるだろう。
- ・ 鉄鋼で、化石燃料を使った DRI（水素直接還元）と ISR（innovative smelting reduction process）に CCUS をつけると 8-9%高いが 100%電気分解水素を用いると 35-70%ほど高くなる（ということは技術的には現在でも可能ということか）。100%電解水素でアンモニアやメタノールを作ると CCS なしで化石燃料から製造した水素を使う場合の 50-115% 高いが CCS 付だと 20-40%ほど高くなるだけである。
- ・ 産業部門での CCS と 100%水電解水素を用いた場合のコスト差については本文 65 頁の図 2.9 参照（本メモでは省略）
- ・ 鉄鋼、セメント、化学での SDS の削減総量の 40%が CCUS によるものである。
- ・ CCUS での削減は 2050 年までに急速に拡大するが、その後平原状態になる、とあるが鉄鋼は必ずしもそうではない。
- ・ 2070 年には CCUS の割合は 2070 年にはセメントの削減量の 61%、鉄鋼 31%、化学 33% に達する（図 2.11、p.67）。

Figure 2.11 Global CO₂ emissions reductions by abatement measure in heavy industry in the Sustainable Development Scenario relative to the Stated Policies Scenario



②長距離輸送 67 頁

- ・ 長距離大型トラック、海運、空運は最も脱炭素化が困難な分野で、CCUS はこの手段だ。トラックの電化、海運での水素やアンモニアの直接使用はバイオ燃料（土地の問題あり）や合成燃料の主たる代替手段である。航空での電化はエネルギー密度の濃いバッテリー

(リチウムイオン電池の3倍)がないと難しい。

- CCUSは合成炭化水素燃料への原料としてのCO₂提供の意味で長距離輸送の脱炭素化に貢献する。捕捉したCO₂は低炭素水素の合成燃料(ディーゼル、ガソリン、ケロシン)への改質に使われる。これは貯蔵、輸送、使用が容易で化石燃料よりもライフサイクルでのCO₂排出が少なくすむ。しかしこれはエネルギー集約度が高く、大量の水素を必要とし、結果として高いものとなる。
- CO₂排出制約が厳しくなるにつれ、原料となるCO₂はバイオマスやDACから入手の必要性が高まる。
- CO₂由来の合成炭化水素燃料は長距離輸送の脱炭素化の数少ない手段だが、政策による強力な支援が必要。例えば炭素価格なしでは化石燃料よりかなり高く、\$150でも化石燃料との競争は苦しく、またバイオ燃料より高い(Fig. 2.12 本文68頁参照)
- 合成燃料製造が高いのでこれが大量に使用されるのは航空部門以外では困難。航空では化石燃料かバイオ燃料以外の代替案は合成燃料以外になく、コストは運賃上乗せで吸収可能だからである。

合成燃料のコストはケロシンの2-7倍も高くバイオケロシンは1.5-4倍である。DACで捕捉されるCO₂は135-345/tCO₂で将来コストは現時点では不明だ。合成燃料に占める電力コストは30-80%、これは再エネ電気\$20-60/MWhを想定した計算である。

Box 2.4 合成燃料生産におけるCCUSの役割

- 輸送用燃料でLi-onバッテリーが困難な理由(詳細は本文69頁)
- 合成燃料は間接的にバッテリーの問題を解決する
- 水素とCO₂の合成燃料が炭素中立であるにはCO₂はBECCS(又はバイオ燃料生産)、あるいはDACでの捕捉が必要。
- 合成燃料生産には膨大な電力が必要。水電解水素とDACによるCO₂で1リットルの合成燃料を製造するのに25kWhの電力が必要。この8割は水素製造、15%はDACでの捕捉のための熱と電気である。現在の技術では投入エネルギーの4割しか合成燃料にならない。45%を超える可能性はあるが。

SDSの下で合成燃料のためのCO₂

- CCUSは運輸の長距離3部門の排出削減に間接的に貢献する。SDSでは2070年には燃料のうちバイオ燃料が17%、CCUCO₂からの合成炭化水素燃料が10%となる。
- 合成燃料の大部分は航空燃料で、2070年にはケロシン需要の40%を占める(バイオ燃料は35%)。
- 2070年までに合成燃料生産は120Mtの電解水素、830MtのCO₂、5500TWhの電力を必要とし、この電力量は世界の発電量の8%に相当する。
ここでのCO₂はBECCSかDACによる捕捉なので、これによる航空燃料は炭素中立である。もちろん化石燃料も残る(図2.3)
- (山口) 回収CO₂のうち900MtがCCUなのでこれはほとんどすべて合成燃料=航空燃料

に使われるという計算になる。

この後に図 2.13 として 2070 年にかけての航空の燃料別内訳と CO2 原料の伸び及びその内訳がある（省略）

低炭素水素生産と CCUS

CCUS は低炭素水素製造に有用な役割を果たす。水素は長距離輸送、化学や鉄鋼生産、発電や熱の分野で脱炭素化の手段を提供する。具体的には

- ・既存水素プラントからの排出削減

現状では 75Mt の水素が天然ガスと石炭から生産されている。ここで排出される CO2 は 800Mt だ。

現在 CCUS 付き化石燃料による水素製造は 7つのプロジェクトがある。生産量は年間 40 万トン H2 で捕捉 CO2 は 6 Mt。このうち 4つは石油精製工場、残り 3つは肥料工場である。

水素製造での CCUS 付帯のコストは低く、また既存の工場は海岸地帯に集中している。これは共同で CO2 の運搬と貯留インフラを共有するためのコストも比較的安い。

- ・新規水素生産の規模拡大に際して最低コスト製造方法の提供
再エネ電気で水を電解して水素を製造するよりも安い。

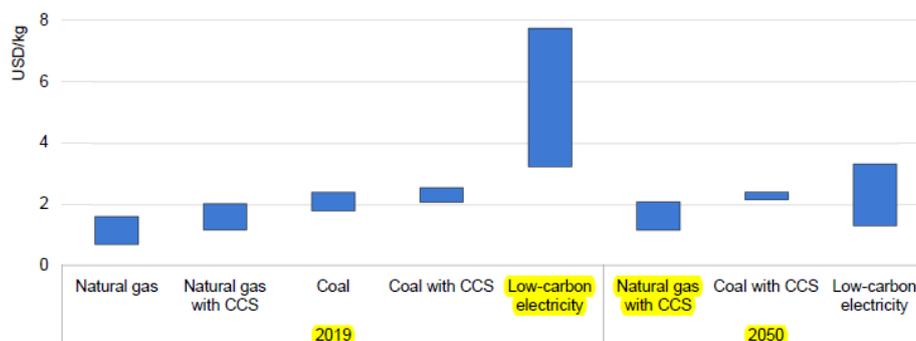
①技術 Options

- ・天然ガス及びガス化石炭からの水素生産は確立した技術である。ガスの場合は SMR (Steam Methane Reforming) が主流である。以下この技術的説明があるが省略。特に産業集積地で数件の SMR CCUS プロジェクトが 2030 年までの操業を目指して feasibility study を行っている。

次に代替技術としての Auto-thermal reforming (ATR) に関する説明あり。さらに石炭のガス化

CCUS 付きで化石燃料から水素を生産するのが低コストの国内炭やガスが入手可能で CO2 貯留場所がある中東、北アフリカ、ロシア、アメリカでは最小コストの生産となろう。この場合のコストは\$1.2~2.6/kgH2 程度である。

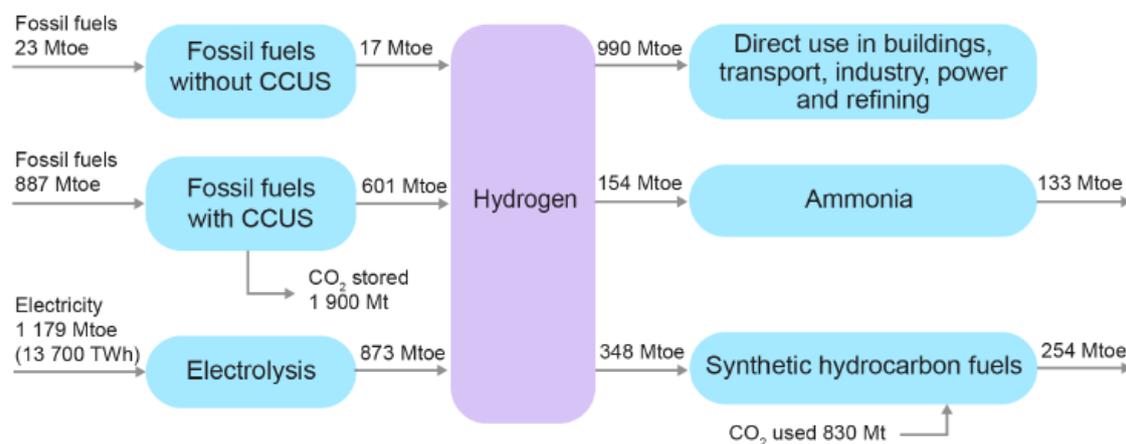
Figure 2.14 Global average levelised cost of hydrogen production by energy source and technology



②SDS での CCUS つき水素 75 頁

- ・2070 年の水素需要のうち運輸、建物、産業、発電用が全体の 2/3、1/4 は合成燃料用、10% は海運用のアンモニアになる。

Figure 2.15 CCUS in hydrogen and synthetic fuel production for energy purposes in the Sustainable Development Scenario, 2070



- ・全体として CCUS 付水素生産とその利用で、2070 年までに累計約 40GtCO₂ が削減され、これは累積 CO₂ 削減量の 3.5%に相当する。(この CCS と CCU の内訳は不明)
- ・低炭素水素における水の電解と CCS 付き化石燃料の割合は 2030 年までは半々、その後は電解槽と再エネの価格低下によりわずかに前者が伸びる。
- 2070 年までに CCS 付化石燃料による低炭素水素生産は 210Mt でこれは現在の CCS 付水素生産の 500 倍である。2070 年に水素生産によって捕捉・貯留される CO₂ は 1.9Gt にもなる。

大気中からの炭素の除去 (negative emissions, NE) 77 頁

①アプローチと技術

- ・NE は削減困難部門からの残存排出を相殺するのに必要。一部の CO₂ は生産物に含有されるが大規模 NE 達成には絶対に地中貯留が必要
- ・今世紀後半 net NE 達成にも必要。削減が遅れた場合のヘッジにもなる。

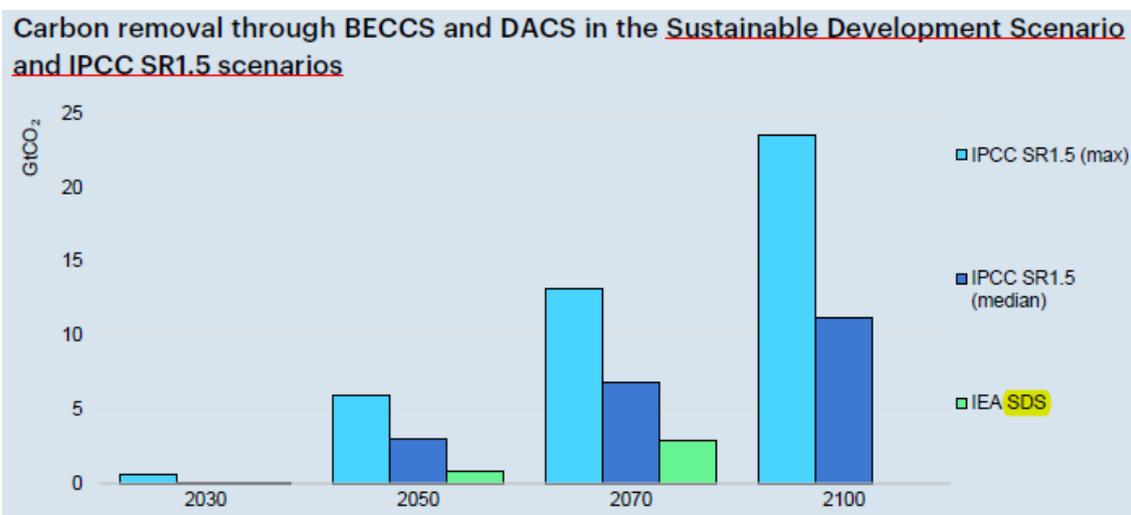
Box 2.5 異なる削減経路での炭素除去への依存

- ・IPCC/AR5、SR1.5 共に NE 技術に中心的な役割を与えており、これに頼らないシナリオは前例のないほどの需要の減少のみである。
- ・SR1.5 では 2100 年に 66%の確率で 1.7-1.8°Cを達成するシナリオだが、NE に最も多く依存するシナリオでは 2050 年に 6Gt、2070 年には 13Gt だ。これに対して SDS では 2070 年に BECCS、DAC 合計で 3Gt なので遙かに小さい。IPCC/SR1.5 の 2070 年の NE の Median は SDS の 2 倍以上である。
- ・反対に、DACs は SDS では 2070 年に 270Mt だが、SR1.5 の中でこれに対応するシナリ

オで DAC を用いたシナリオは一つだけで 2060 年以降 9Mt と少ない。

(山口：SDS では 2070 年の BECCS と DACS は 9:1 の割合で、圧倒的に DACS が少ない。IPCC ではこの差が更に大きい)

- ・SR1.5 では DAC は 6 つのシナリオのみ



以上 Box 2.5

- ・NE には Table 2.3 の通り植林も含み何種類かあるが、このうちエネルギー関連の BECCS と DACS に焦点を当てる。

Table 2.3 Main carbon removal approaches and technologies

Approach	Approach type	Current maturity category	Carbon removal potential (cumul. to 2100, GtCO ₂)*	CO ₂ capture cost (USD/tCO ₂)
Bioenergy with CCS	Technology	Demonstration	100-1170	15-85
Direct Air Capture and Storage	Technology	Demonstration	108-1000	135-345
Enhanced weathering of minerals	Enhanced natural processes	Fundamental research	100-367	50-200
Land management and biochar production	Enhanced natural processes	Early adoption	78-1468	30-120
Ocean fertilisation/alkalinisation	Enhanced natural processes	Fundamental research	55-1027	-
Afforestation/reforestation	Nature-based	Early adoption**	80-260	5-50

- ・BECCS と DACS のその他の NE に対する優位は、森林火災等による排出がなく土地面積も少なくて済む。また、それ以外の手段はまだ調査段階で不確実性が極めて大きい点

である。

- ・各 NE の短所のうち BECCS は土地と種の多様性、 DACS はコストが高いこと

BECCS について

- ・ BECCS は NETs のうちで最も成熟した技術
- ・ バイオマス発電とエタノール製造での CO₂ 捕捉が最も進んでいるが、産業部門では未だプロトタイプ段階
- ・ 現時点で世界でバイオエネルギーからの CO₂ を捕捉しているのは 10 カ所以上 (図 2.4)。
このうちイリノイのプロジェクトが年間百万トンで最大かつ純粹の BECCS。その他は EOR その他への再利用や実験段階

DAC p.82

- ・ DAC は大気から捕捉した CO₂ を貯留・再利用する技術であるが、合成燃料等 CCU の場合はいずれ CO₂ が排出される。以下 Carbon Engineering 社や Climeworks 社の技術を紹介している。
- ・ 既存の DAC は熱用燃料と設備を動かす電力の両方に頼っているが、Climeworks の固体による DAC は電気だけで動く。これを再エネ電気とすることも可能である。Carbon Engineering の液体 DAC はシリンダーで高熱が必要なのでガスのような熱源が必要だ。現在のところ熱を低炭素で提供できる方法はない。この場合、ガスから出る CO₂ も同時に捕捉・貯留しなければならない。
- ・ DAC の利点は立地の自由さで、貯留地点のすぐそばに設けることも可能である。
- ・ DAC の欠点は濃度が薄い大気からの捕捉のためエネルギー集約的でコストが高くなる点である。
- ・ カナダ、欧州、アメリカで 15 の DAC プラントが操業中である。その大部分は貯留ではなく再利用で小規模の実証プラントである。
- ・ 現在スイスで 2 つのプラントが商業運転をしている。捕捉した CO₂ やその他 GHG を飲料用に販売している。CO₂ を貯留しているのは Iceland の実証プラントだけで、ここでは大気から捕捉した CO₂ を地熱の液体から捕捉した CO₂ と混ぜて地中に貯留して鉱物化している。
- ・ 北米ではいくつかの実験プラントがあるが、計画中の一つは年間 100 万トンを捕捉可能な世界最大のプラントで EOR 用である。しかし表 2.5 の通り最大のプラントは年間 4000t と極めて小さい。

BECCS と DAC のコスト p.84

- ・ 現時点では図 2.18 の通り Capture のコストは BECCS のほうが安い。
- ・ 捕捉費用は DACS のほうが 2-25 倍高い。これは捕捉する CO₂ 濃度の差である。DAC コストは固体化液体ベースの別、それに捕捉した CO₂ を輸送と貯留用に高圧で圧縮するかまたはそのまま再利用するかによって異なる。

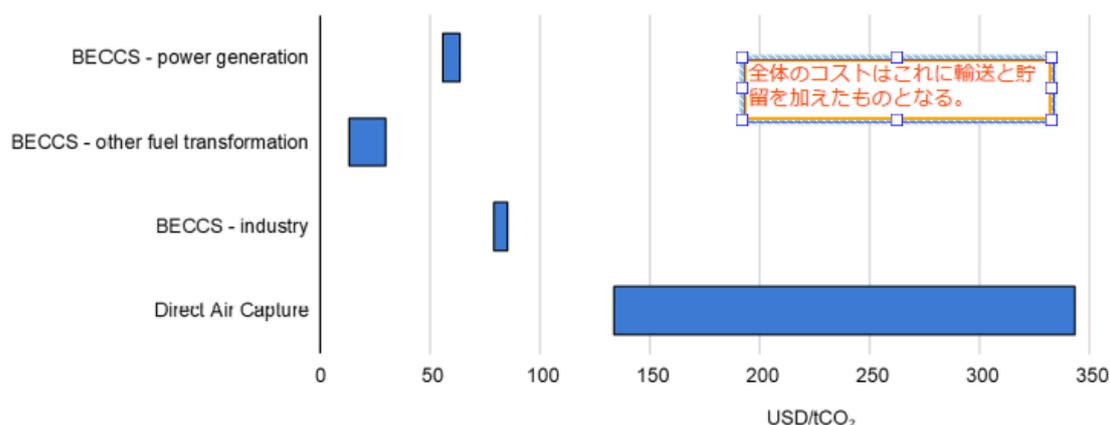
大規模なプロジェクトはまだないので将来のコストの不確実性は高い。文献では \$100-1000 の範囲である。Keith et al. 2018 ではもう少し安く見ているが。

Table 2.5 DAC plants in operation worldwide, 2020

Company	Country	Sector	CO ₂ storage or use	Start-up year	CO ₂ capture capacity (tCO ₂ /year)
Climeworks	Switzerland	Greenhouse fertilisation	Use	2017	900
Climeworks	Switzerland	Beverage carbonation	Use	2018	600
Climeworks	Germany	Power-to-X	Use	2019	3
Climeworks	Netherlands	Power-to-X	Use	2019	3
Climeworks	Germany	Power-to-X	Use	2019	3
Climeworks	Switzerland	Power-to-X	Use	2018	3
Climeworks	Germany	Customer R&D	Use	2015	1
Climeworks	Switzerland	Power-to-X	Use	2016	50
Climeworks	Italy	Power-to-X	Use	2018	150
Climeworks	Germany	Power-to-X	Use	2020	50
Climeworks	Iceland	Mineralisation of CO ₂	Storage	2017	50
Carbon Engineering	Canada	Power-to-X	-	2015	365 (max)
Global Thermostat	United States	-	-	2013	2500
Global Thermostat	United States	-	-	2010	500
Global Thermostat	United States	-	-	2019	4000

Note: Power-to-X refers to a suite of technologies that convert electricity into other forms of energy such as ammonia or hydrogen.

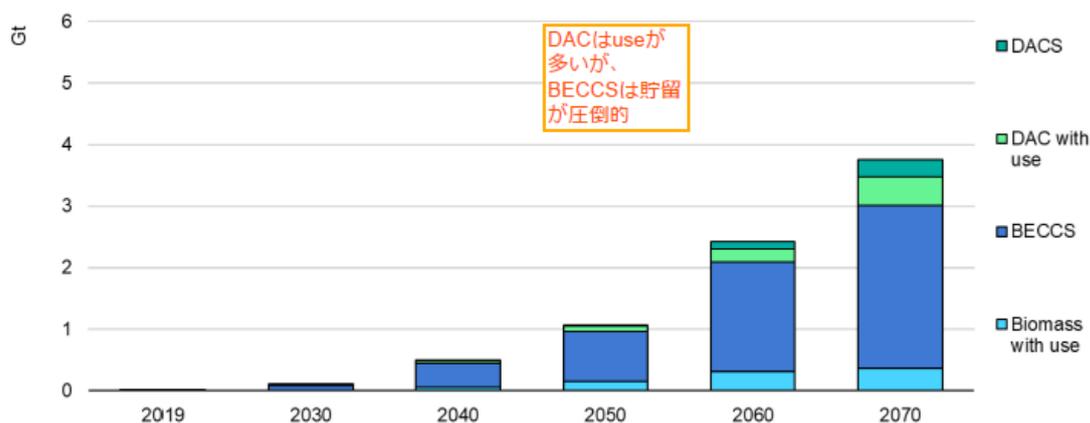
Figure 2.18 Current cost of CO₂ capture for carbon removal technologies by sector



②SDS における炭素除去 86 頁

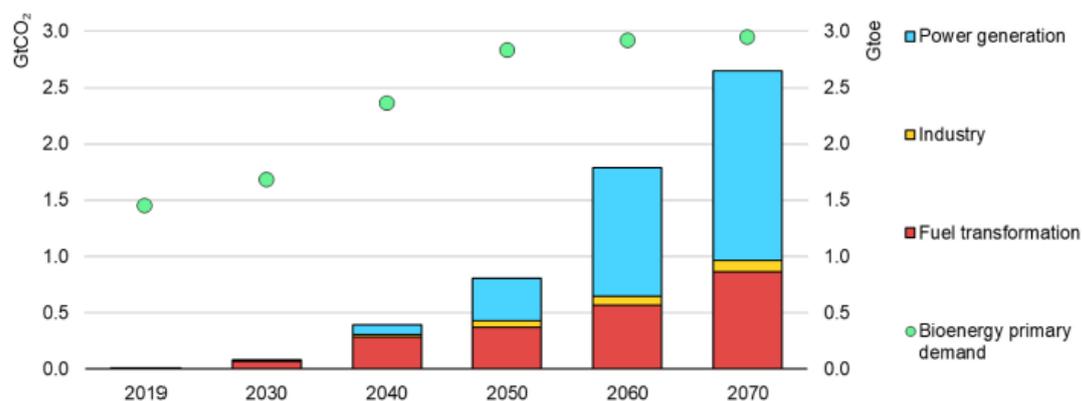
- ・ SDS では 2070 年迄に CCS/CCU 付きバイオエネルギー及び DAC で累積捕捉量の 25% を占める。BECCS と DAC で捕捉されたうち 77% (48Gt) が貯留され NE となる。2070 年には BECCS で 2.7Gt、DAC で 0.3Gt が貯留される (図 2.19、原文 86 頁)。
- ・ 持続可能なバイオマス供給は年 3000Mtoe と想定されるが、SDS では高い炭素価格などの政策で BECCS がさらに増加することが想定されている。

Figure 2.19 Global CO₂ capture from biomass and DAC for use or storage in the Sustainable Development Scenario



- ・ SDS では 2030 年から BECCS が始まり、2070 年までに累計 45GtCO₂ が捕捉される。設置は発電所 (55%) と燃料改質 (40%) が主たるところだ。2070 年迄にはバイオマス発電の半分は CCUS 付きである。BECCS が燃料転換部門で用いられるときはバイオ燃料製品に炭素が半分残り削減困難な輸送分野に脱炭素燃料を提供する (ここのロジック分ならず)

Figure 2.20 Global CO₂ capture from BECCS by sector (left) and bioenergy primary demand (right) in the Sustainable Development Scenario



- ・ SDS で BECCS は累計で 53Gt を捕捉、対象は主として発電と fuel transformation

③土地と水の必要量

- ・しかし BECCS と DACS には不確実性が伴う。特に将来のコストやどの程度のスピードで商業化が可能になるか、PA 問題、持続可能なバイオマス入手可能性、輸送と貯留がどの程度の速度で整備されるか等である。RD&D が必要な所以である。
- ・土地面積は特に重要だ。BECCS はトン CO₂ 当たり 1000-17000km² 程度だが、バイオマスの種類（エネルギー作物か森林・農業残渣か）に依存する。DAC はトン当たり 15km² と少ない。
- ・SDS で DAC は 2070 年には 740Mt、太陽光を使うのなら面積は 10500km²（ベルギーの 1/3 程度）必要。これと同量を植林で行うと 0.5-11.5Mkm² の土地が必要で、これはアメリカより広い。

(山口コメント)

ETP2020 本体では 2070 年の BECCS は約 2.7GtCO₂、本体 p.117 ではバイオエネルギーの 3 割を energy crop とし、この場合の必要面積を 0.9-2.1Mkm² (90-200Mha) としている。すべて energy crop の場合の面積は 3-6.7Mkm² (300-670Mha) となるが、CCUS 特別報告書では MtCO₂ 当たり 1000-17000km² (0.1Mha-1.7Mha) とある。これに SDS の BECCS の量 2.7Gt を乗じると必要面積は 276Mha-4600Mha と一応整合性はある。ただし ETP2000 はすべて energy crop を仮定しているが、実際にはこれは 3 割としている点を念頭に置く必要がある。

第 3 章 CCUS 技術のイノベーション 92 頁

ハイライト

- ・CCUS の net-zero への貢献は技術進歩次第である。例えば石炭火力や水素製造の CCUS は既に成熟しているが、他の CCUS 技術はそこまではしていない。
- ・SDS では 2070 年にかけての CCUS での累計削減量の 2/3 は現在 Prototype あるいは実証段階の技術であり、商業化のためのイノベーションが必要。
- ・特にイノベーションが必要なのはセメント、化学、鉄鋼、ガス火力、BECCS と DAC である。
- ・輸送と貯留にはイノベーションによる改善の余地がある。大規模海上輸送、貯留 CO₂ モニタリング、CCU のイノベーションはコスト削減につながる。
- ・地下貯留の理論上の Capacity は net-zero に必要な量をはるかに上回る。SDS では理論値の 3%しか貯留していない。

CCUS と技術の状況 (Technology readiness) 93 頁

- ・技術の状況 (Technological Readiness Level) ・については Concept、Small Prototype、Large Prototype、Demonstration、Early Adoption、成熟の各段階がある（この簡単な内容は 94 頁 Box 3.1 参照。IEA による詳細な分類は IEA ETP 2020 参照）。CCUS のす

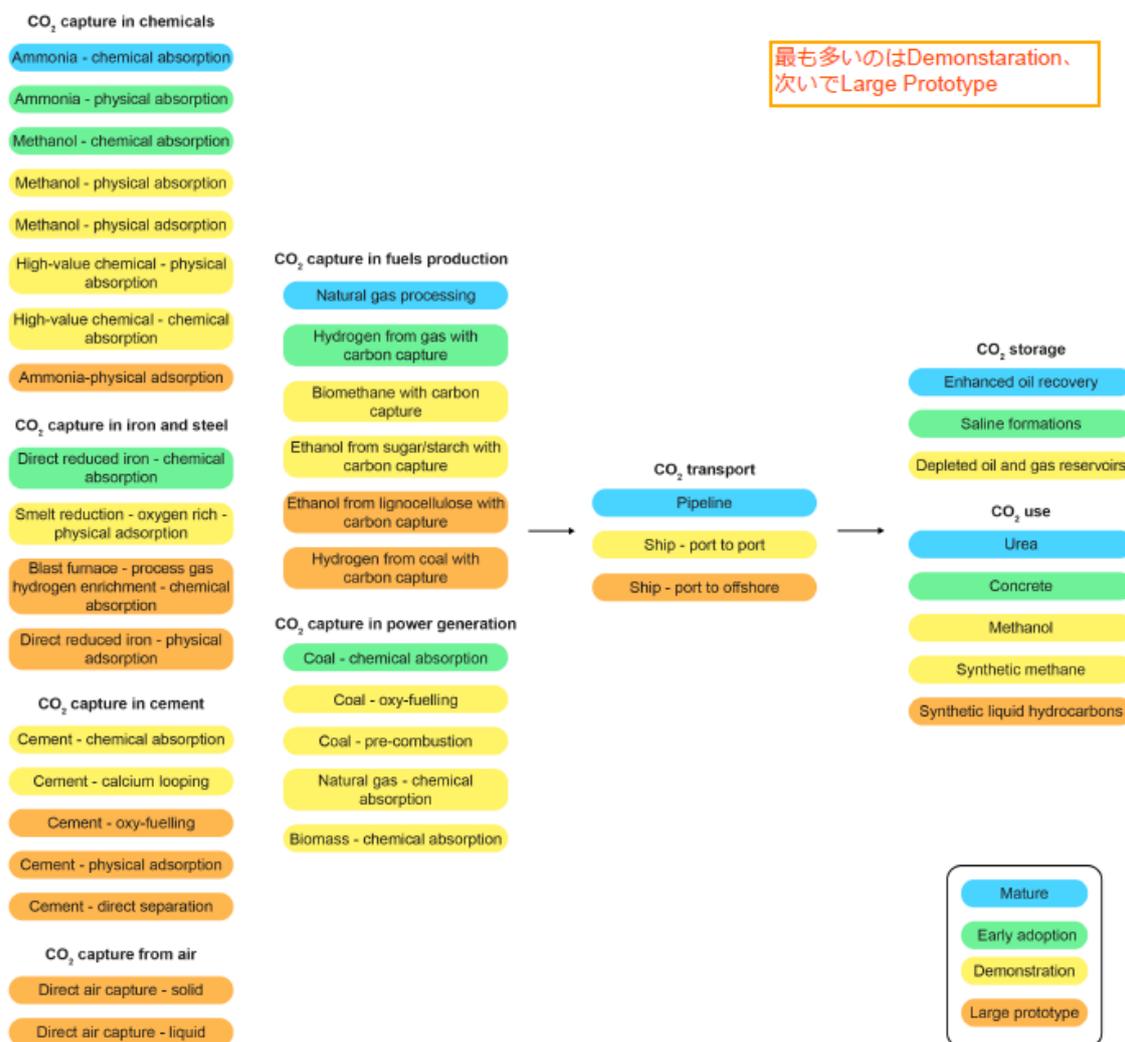
すべての技術は **Prototype** 以上である。

- ここで **TRL** とは単なる技術的内容のみならず市場で行きわたるかどうかの観点も考慮している。

CCUS の場合に多いのだが、**early adoption** 段階の技術は技術的には十分進化しているが、幅広く利用されていないので **Early Adoption** に分類されている。陸上風力、PV など商業的には競争力があっても更なる **integration effort** が必要な技術も同様。 **early adoption** の技術は必要な政策導入と法制度の整備があればすぐにでも大量導入が可能となる。

- 図 3.1 は CCUS 関連の技術の成熟度（鍵となる多くの技術は未だに実証事件中華 **Large Prototype** のそれである）

Figure 3.1 TRL of select technologies along the CCUS value chain

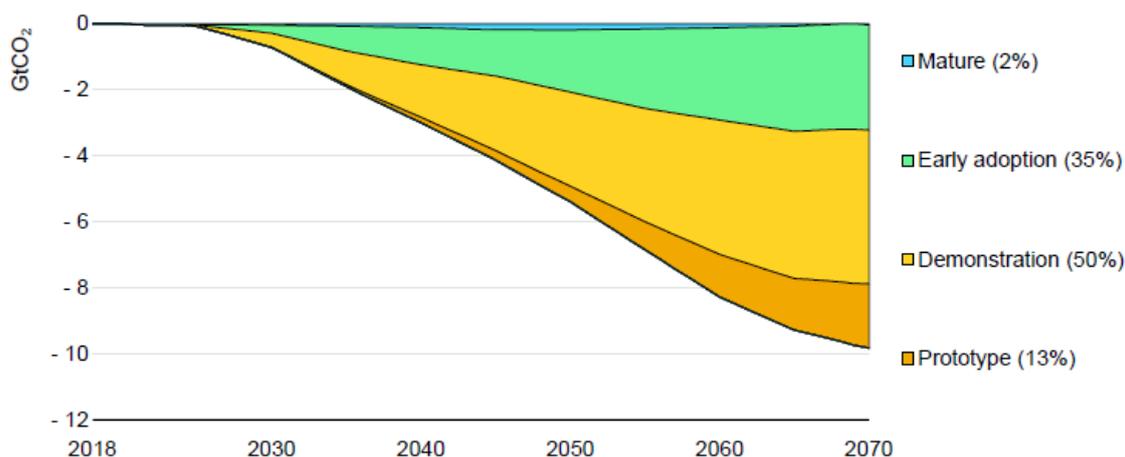


- CCUS の一部は広く採用されている。例としてアンモニアや天然ガス精製での CO₂ の化

学吸収、肥料での CO2 利用、EOR のための長距離パイプラインと圧入など。

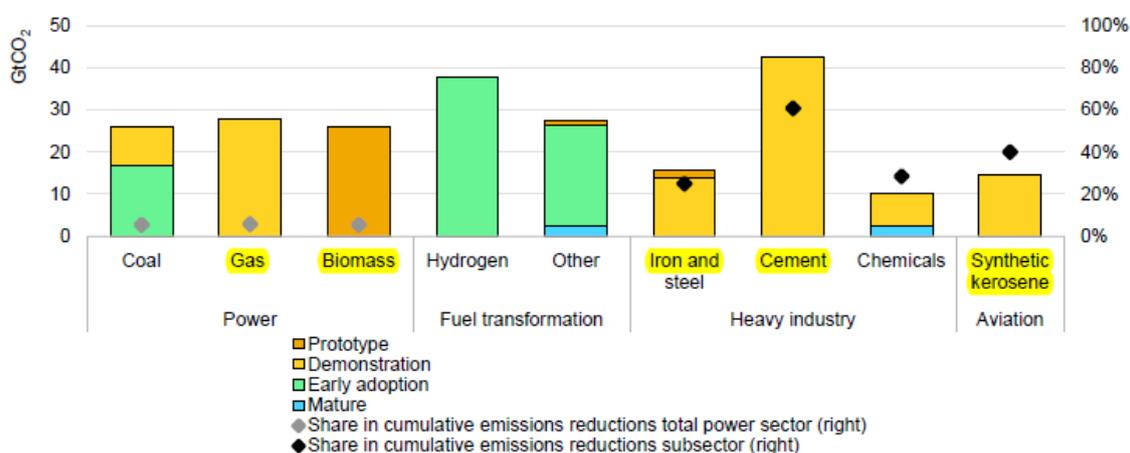
- ・石炭火力発電やガスからの水素製造、それに帯水層への貯留は大規模での実証が実施されているが未だに early adoption 段階にある。
- ・DAC、セメントや鉄鋼での CO2 捕捉は実証或いは Prototype 段階である。
- ・図 3.2 の通り SDS では 2070 年までの CCUS の累計削減量の 2/3 は prototype と実証段階の技術である。残りの大部分は early adoption で mature は 2% しかない。

Figure 3.2 World CO₂ emissions reductions from CCUS by technology readiness category in the Sustainable Development Scenario relative to the Stated Policies Scenario



- ・従って prototype や実証段階の技術の幅広い進歩が必要である。まず実施すべき RD&D はガス火力発電・セメント・化学品生産からの化学吸収、それに BECCS と鉄鋼からの CO2 捕捉である。図 3.3 は 2020~2070 年の累計分野別・技術別削減量

Figure 3.3 World cumulative CO₂ emissions reductions from CCUS by application and technology readiness in the Sustainable Development Scenario relative to the Stated Policies Scenario, 2020-70

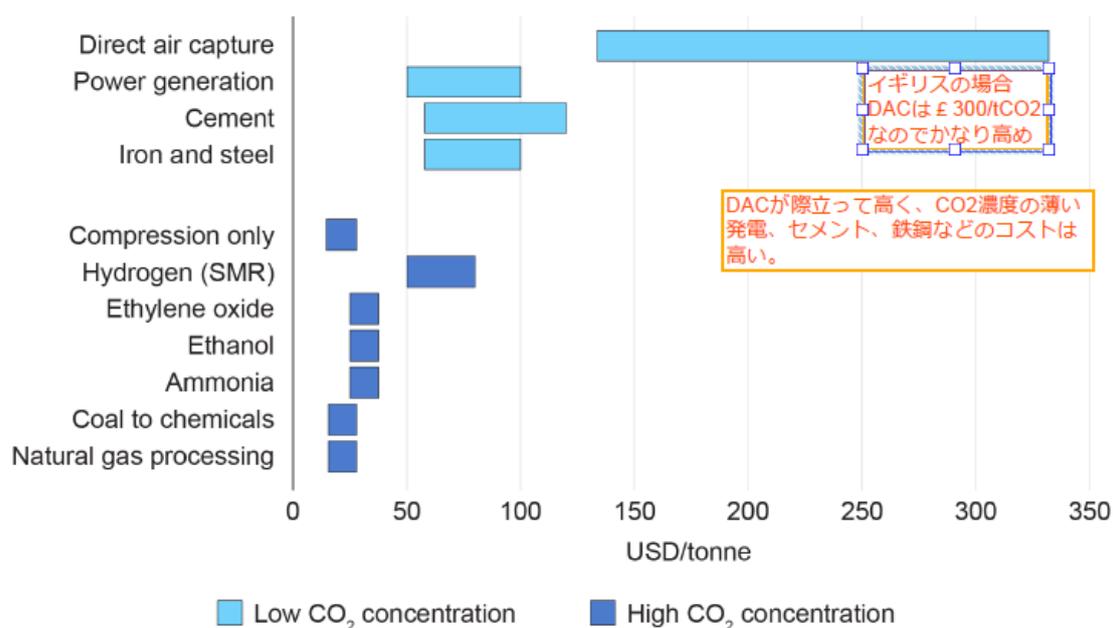


- DAC と CO₂ の合成炭化水素燃料への改質も巨額の RD&D が必要な分野。DAC を早期に進めることはほかの技術がうまく進まなかった時のヘッジにもなる。

①CO₂ 捕捉 本文 98 頁

- CO₂ を捕捉する技術は数十年前から商業的に入手可能であった。最も進んでおり且つ使われているのは化学吸収法と物理的隔離法である。ほかに膜分離等もある。実際にどれが使われるかは初期及び最終 CO₂ 濃度、圧力と温度、ガスの構成と流れのスピード、既存の設備との整合性、それにコスト等による。
- Box 3.2 で主たる捕捉技術（例えば化学吸収法や物理的分離法など）の解説をしているがここでは省略
- CO₂ 捕捉のコストは業種別且つ初期の CO₂ 濃度で異なる。図 3.4

Figure 3.4 Levelised cost of CO₂ capture by sector and initial CO₂ concentration, 2019



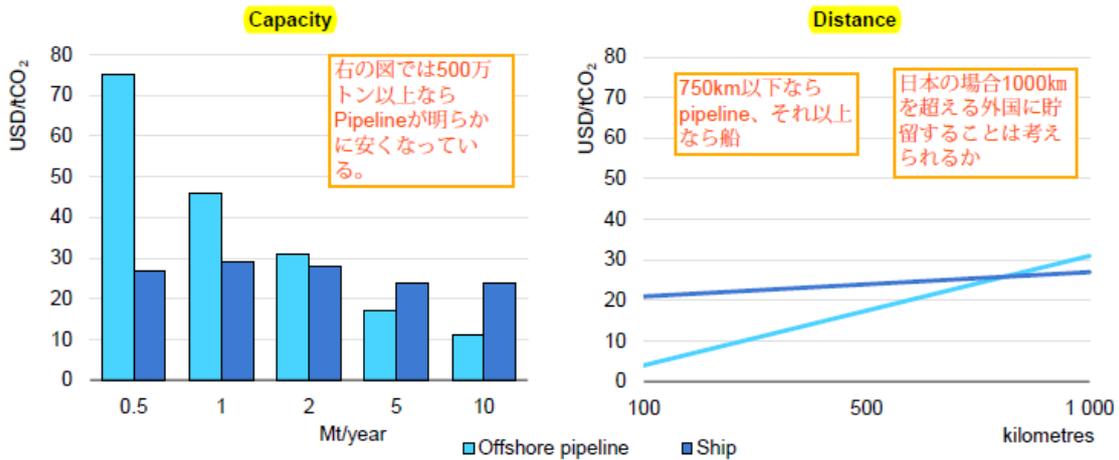
- 多くの CCS での捕捉率は 85-90%でこれが最も安い。ただし net-zero では 100%に近いところになければならないがこれは技術的・経済的に可能との研究がある (Box 3.3)。
- Box 3.3 には下記の記述あり「現時点では火力発電や産業部門からの CO₂ のような低濃度ガスからの CO₂ 捕捉は 85-90%程度である。しかし net-zero ではこの割合を高めねばならない。捕捉率を 90%以上にするのに技術的な障害はない。98%は可能だが、CO₂ 分離プロセスの変更が必要であり、これはコスト上昇要因となる。しかし割合は低い(ガス火力の場合 99%で 4-10%の上昇

②CO₂ 輸送 本文 103 頁

- 大規模 CO₂ 輸送は Pipeline か船舶輸送のどちらかだ。Pipeline 輸送は実績があるが船舶の大規模輸送は前例がない (TRL 4-7)。LPG や LNG

- と似た形態となろうが、洋上での CO2 荷下ろしなどでイノベーションの余地は大きい。
- 輸送手段に影響を与えるのは経済性と規制の枠組みだ。陸上大量輸送は Pipeline が最も安い、洋上の場合距離と量次第だ。
- 北米ではすでに陸上は 8000km の Pipeline が敷設済で、主として EOR 用に年に 70Mt の CO2 を輸送している。
- 米国では 45Q 税額控除など新たな政策措置も相俟って、こうした輸送網が最近の CCS プロジェクトを後押ししている。
 - 2020 年にはカナダでも大容量の Pipeline が完成しこの 9 割は将来の CCUS サイトからの輸送を当てにしている。1000 億円の資金の約半額は連邦および州からの支援である。現在欧州と中東でそれぞれ Pipeline Project が 2 つずつある。
- Table 3.1 には世界の pipeline システム一覧がある。距離はアメリカが圧倒的
- Pipeline 輸送の CCUS 全体に占めるコストは輸送の量、管の太さ、輸送距離、pipeline 自体の材料等により千差万別である。場所にも関係してくる。
 - 多くの場合輸送コストは全体の 1/4 以下だ。過疎地では人口密集地の 50-80% 程度だ。海底は陸上より 40-70% 高い。
 - Pipeline による CO2 の輸送はガスの高圧輸送と似ている。既存のガスや石油 pipeline を CO2 用に転用した方が新設よりもかなり安い (Box 3.4)。
- (Box 3.4 既存石油/ガス用 pipeline の CO2 輸送への転用 p.107)
- 既存の石油・ガス Pipeline の CO2 輸送用への転用。これにより CO2 インフラ展開のコストは大幅に減少する。Pipeline 新設に比べて 1-10% のコストである。また、既存設備の廃棄に係る巨額なコストを避けることも出来る。
- 石油とガス用に膨大なネットワークが既にある。アメリカは 300 万 km、カナダが 100 万 km、北海 4.5 万 km
- (以上 Box3.4)
- 船による洋上の貯留場所への CO2 の輸送は特に貯留場所が複数の時には Flexibility が大きい。
 - 近年欧州、日本、韓国等で洋上での貯留が提案されており (これは事実か)、船での輸送への関心が高まっている。
 - 大規模な CO2 海上輸送はこれまで例はないが LPG、LNG の輸送と似た点がある。CO2 はまず液化され船に乗せるまでタンクに貯蔵される。輸送先はほかの港か洋上だ。陸上での荷下ろしは LNG や LPG の経験がある。洋上での荷下ろしは洋上の Platform か貯留場所への直接圧入かは経験がなくプロセスもよくわかっていない。
 - 貯留場所が少ない国の場合、長距離輸送は Pipeline と海運の間の競争になるだろう。初期投資は Pipeline のほうが高いので例えば年間 200 万トン以下の小規模輸送なら船舶だろう (輸送距離は 1000km)。これは初期の欧州の産業クラスターに当てはまる(第 4 章参照)。

Figure 3.7 Shipping and offshore pipeline transportation costs



左の図は 1000km を前提、右は念 200 万トンを想定

③CO₂ 再利用

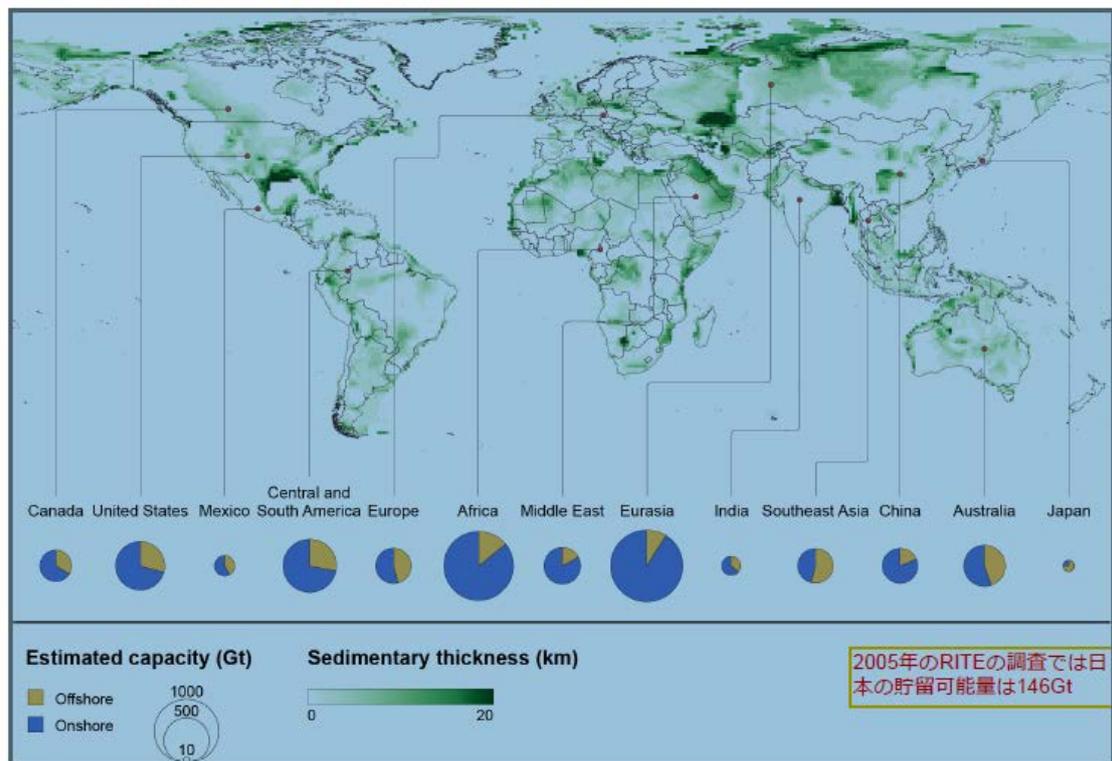
- CO₂ 再利用は CO₂ の直接利用と有用な生産物への転換の 2 つの方法がある。
- 現在 CCU は年 230Mt。最大の需要先は肥料業界で尿素生産に年 125Mt、次いで石油ガス業界で EOR に 80Mt。新たな利用先は化学と生物技術だ。
- CCU (CO₂ ベースの生産物) の 3 つのカテゴリー
 - 1、燃料 (メタネーション)
水素を合成炭化水素燃料に変える働き。使いやすくガスや液体の化石燃料と同じように扱える。エネルギー集約的なので再エネと CO₂ コストが安い場所が望ましい。既存の最大のプラントは Iceland で年に 5600t の CO₂ を再エネ電気で製造した水素を用いてメタノールに変換 (convert) している。
 - 2、化学
CO₂ 中の炭素は構造上炭素を必要とする化学品の生産に化石燃料代替として使われる。具体的にポリマー、エチレン、メタノールといったものである。
 - 3、建築材料
CO₂ はコンクリートでの水代替として建材の生産に使われる。また、セメントの材料にも使われる。このプロセスは上の二つに比べてエネルギー集約的では無い。中には建材中に永久に CO₂ が閉じ込められる場合もある。この中には在来の材料より性能が優れたものもある。
- CO₂-based 製品はその多くの技術が開発の初期段階なので評価が難しい。
エネルギー集約的なため代替品よりコストが高く、政策支援が必須だ。市場は当面狭いが将来は広がる可能性がある。理論的可能性としては化学と建材で年 5GyCO₂、合成燃料ではそれ以上であるが、現実には主として経済性の面からここまではとても達成できない。

- ・ 合成燃料は多くの場合、低炭素水素や電力と競争は出来ないが、エネルギー部門がゼロエミに近づき代替燃料が無い部門（例航空）には重要性を増す。
- ・ SDS では合成ケロシンは 2070 年の航空のエネルギー需要の 40%を満たす。この場合 830Mt の CO2 を必要とする。
- ・ CO2-based 化学品や燃料の大量使用はその生産のために再エネ電力を多量に使用する。SDS では合成航空燃料だけで 2070 年に 5500TWh の電力を必要とするが、これは世界の発電量の 8%に相当する（第 2 章）
- ・ CCU の削減効果は CO2 の由来と CO2 の用途によって大きく異なる。Box 3.5 参照 (Box 3.5 CO2 再利用の気候便益（削減効果）)
- ・ CCS 自体は必ず CO2 の削減につながるわけではない。削減効果は Life Cycle で見る必要がある。環境効果は LCA で CO2 排出が大きい製品（化石燃料ベースの燃料・化学品・建材など）を代替することから生じる。
- ・ 判断基準は下記
- ・ 代替する製品、サービス、炭素が製品にとどまる期間、CO2 の由来（化石燃料かバイオマス、大気か）、CO2 改質必要エネルギー、CCU の規模
- ・ 建材と EOR 以外では CO2 は一時的に再利用されるが短期間で大気中に放出されるので環境効果は少ない。
- ・ エネルギーシステムの観点からは、化石燃料や産業からの CO2 からの製品は最大 50%の削減となる。理由は CO2 排出は 1 回のみ排出がなくなるからだ。具体的には化石燃料からの排出を回収した時、または最終製品の排出を減らすかのどちらかで、両方はできない。将来的に化石燃料が減少すると CO2 の入手先はバイオマスか DAC になる。

④CO2 貯留 本文 p.112

- ・ 貯留適地の説明、帯水層など。また石油やガスを数百万年閉じ込めていた場所も対象となる（EOR）。
- ・ 捕捉した CO2 を閉じ込めるには 800m 以上深い場所で密度の濃い液状にしておく必要がある。
- ・ 世界全体での貯留可能性の規模は未知だが、潜在的にはかなり大きく、CCS への制約にはならない。
- ・ 世界全体の貯留能力は 8000-55000GtCO2 と推定されている（Kearns et al., 2017）。
- ・ 地域差が大きく、ロシア、北米、アフリカは特に大きい（図 3.8）。
- ・ 貯留場所の大部分は陸上 onshore の帯水層と破棄された油田/ガス田である。6000-42000Gt 程度。Offshore は 2000-13000Gt（山口、日本と全く状況が異なる）。
- ・ 8000Gt であっても SDS の 2020-70 年の累計貯留量 220Gt を大きく超える(図 3.9、略)。国別にみても上記期間に国内で貯留場所不足があるのはごく少数の国だ。

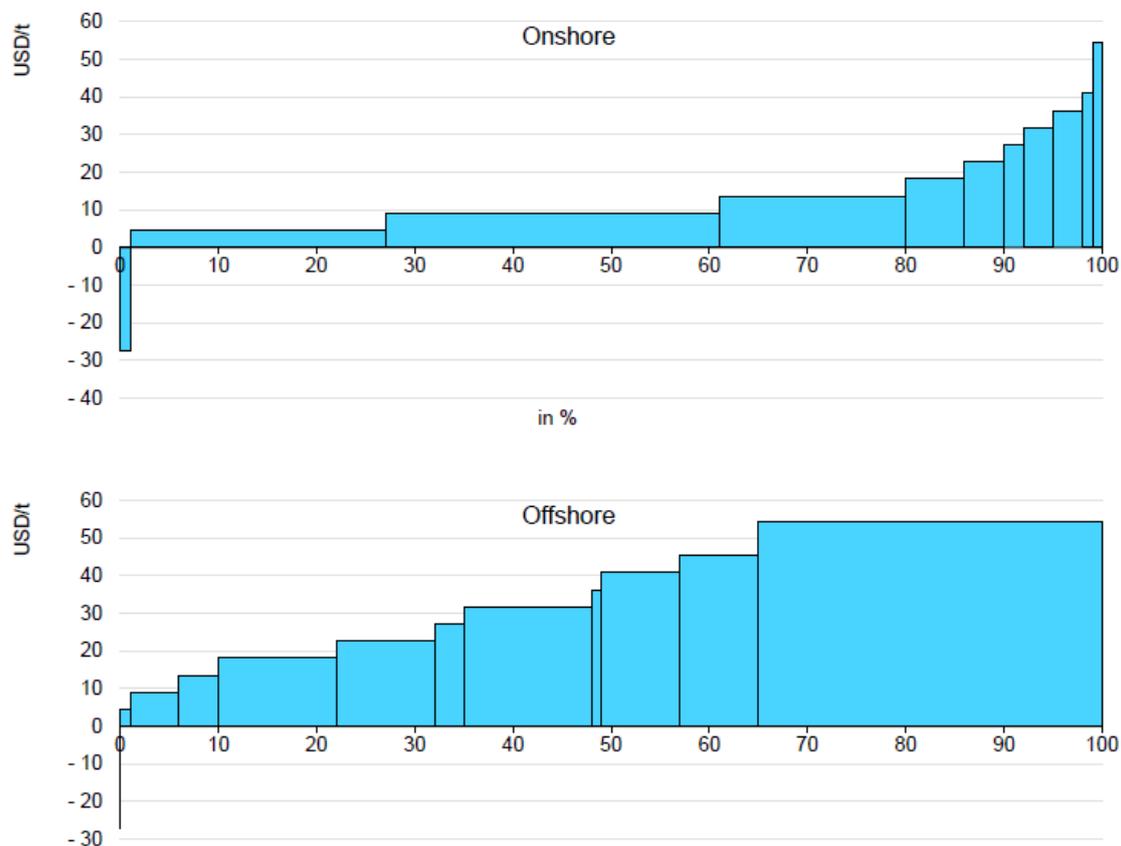
Figure 3.8 Theoretical CO₂ storage capacity by region



- ・ 理論的な貯留能力は大量とはいえ、そのごく一部しか技術的或いは商業的に利用できない。CO₂ 貯留能力はそれが自然資源であり膨大なデータを収集して探索と評価を行うという意味で石油やガスと同様である。石油・ガス探索よりは成功率は高いが、失敗の確率、コストの高さ、事業の遅延などは重要な要素である。
- ・ CO₂ の漏洩問題は CCUS の環境効果に疑問を提起する。これまでの経験から CO₂ の大気中への漏れや地下水の汚染は防止可能だ。
- ・ とはいえ貯留場所の慎重な選定、徹底した評価は安全性確保に必須でリスク軽減につながる。
- ・ きちんとした法規制枠組みが貯留場所選定と安全操業に必要だがこれは多くの国でできている(山口、本当か。賠償責任は?)。このほか PA にも注意を払う必要あり
- ・ 貯留コストは一般に捕捉コストよりは安い、今後数十年でどの程度 CCUS が進むかの重要な要因だ。現時点及び推定貯留コストは CO₂ 圧入率、貯留場所の性質等により大きく変わる。従来経験がない新規サイトでのコストは不確実である。
- ・ EOR の場合は Negative Cost もありうる。アメリカの地中貯留 (onshore) プロジェクトの半分以上は貯留コストが\$10/tCO₂ 以下である。廃棄された石油・ガス田での貯留が最も安い。
- ・ それより条件の悪い貯留場所についてのコストは図 3.10 の通り。Offshore 貯留のうち半

分の Storage cost は\$35/tCO₂である (図 3.10)。しかしこの点は更なる検証が必要

Figure 3.10 Indicative CO₂ storage cost curve for the United States (onshore and offshore)



・ (Box 3.6 EOR の貯留の評価)

EOR による貯留は気候便益を生む可能性があるが、net での影響は LCA を通したライフサイクルでの数量的評価が必要である。続いてバイオマス或いは DAC 由来の CO₂ が EOR に使われる場合には NE となると説明している。当然のこと

⑤コスト削減の可能性 本文 118 頁

- ・年を経るごとにコストが下がる。Petra Nova は数年前に作られた Boundary Dam より 35%安い。
- ・技術の浸透も一つの要素。SDS ではほかの要素も入れて今後 50 年間で 35%減を見込んでいる。
- ・初期の後付けの CCS の場合、資本費が 5 割以上だが、スケールメリット、場所の選定、技術進歩等で下がる。運転費用はエネルギーコスト、溶剤コスト等がかかるが最適化等で下げることが可能。
- ・AI や IoT などデジタル化もコスト引き下げ要因。
- ・共通の輸送及び貯留インフラは規模の経済やリスク分散などでコスト引き下げ要因とな

る。

(CO2 捕捉段階)

- ・ 捕捉面でのコスト引き下げ（エネルギー需要低減を含む）には大量の R&D 資金が投じられている。資本費と運営費の削減には規格化などいくつかの案がある。
- ・ TRL (Technical Readiness Level) が低い技術のコストは不確実だが、このほうが市場で定着している技術よりも潜在削減量は大きい。
今後 10-20 年は現在より 30-50%ほど下がるとの予測もある。
- ・ SDS では産業や発電の化学吸収法の経験によりこの技術のコストを約 12%削減可能と見ている。
- ・ 発電では捕捉コストは例えば電気化学分離法など新たな技術の採用で下がることが期待される（例えば LCOE で 30%程度）。この他化学吸収法の技術で 10-30%、その他で 10%程度のコスト低下が見込める。

(輸送と貯留段階)

- ・ CO2 の pipeline での輸送は成熟技術で 1980 年代以降コスト低下は見られない。
- ・ コスト引き下げの見通しは輸送と貯留をプールすることである。場合によっては既存の石油・ガス pipeline インフラの改造もコスト低下に寄与する。
- ・ 現在石油ガス業界が直面している技術革新とデジタル化により CO2 輸送と貯留も益を得るかもしれない。
- ・ コスト低下の最大の要因は advanced sensing、real-time monitoring 技術でこれらにより CO2 の移動や漏洩の早期発見により非稼働時間の減少が可能となる。この他ドローンやロボットは洋上での作業員の削減を促進し、Smart Drilling や地震分析の進展もコスト低下につながる。
- ・ イノベーションによるコスト低下は特に貯留で発生し、新規プロジェクトでは 2040 年までに 20-25%程度と見込まれる。

第 4 章 地域ごとの機会

ハイライト

- ・ 北米の貯留ポテンシャルは 800Gt、アメリカのエネルギー部門排出の 160 年分
- ・ 欧州では北海は CCS の中心地だ。既に 2 カ所、年間貯留量 1.7Mt/CO2 の施設があり、他に 11 カ所建設途上だ。これを合わせると年 30Mt にもなる。発電所と産業設備からの CO2 の 70%は貯留場所から 100km 以内、50%は 50km 以内である。貯留場所は onshore で一般市民の反対がこの進展を阻止する可能性はある。総貯留能力は 300Gt、つまり現在の排出量の 80 年分に当たる。
- ・ 中国の貯留ポテンシャルは 425Gt、現在の排出量の 40 年分
(RITE の 2005 年の調査では日本は 146Gt とされている)

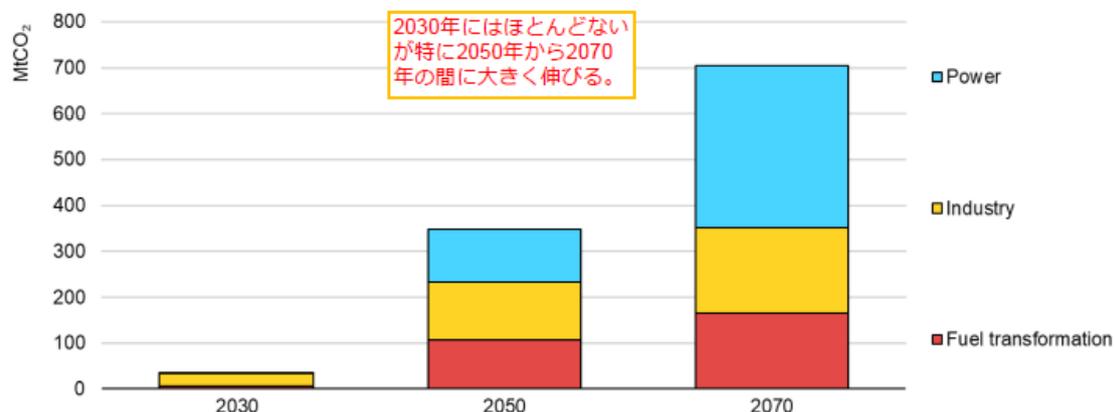
アメリカ 省略

欧州 原文 134 頁

今日の CCUS と SDS シナリオ

- ・現在欧州では Sleipner と Snohvit の二つの大規模 CCUS プロジェクトが動いている。両方とも Norway にあり天然ガス精製過程で CO₂ を捕捉し専用の貯留場所に圧入している。二つ合わせて年に 1.7Mt の能力である。この他 UK、Iceland、Sweden、Spain、Croatia で小規模の実証実験が行われている。
- ・SDS では欧州で CO₂ 捕捉は 2030 年 35Mt、2050 年 350Mt、2070 年 700Mt と見込んでいる (図 4.5)。部門別累計 (2019-2070 年) でみると発電 42%、産業 31%、燃料精製 26%。2050 年までは CO₂ は化石燃料起源だが、それ以降は BECCS と DAC が伸び、合わせて 330Mt、これに対して化石燃料は 380Mt、2070 年には発電からの捕捉の 2/3 は BECCS によるもの。

Figure 4.5 CCUS in Europe in the Sustainable Development Scenario



既存プラントからの排出対策

- ・発生源から貯留場所まで割に近く発電および産業からの CO₂ の場合 68%が 100km 以内だ。
- ・欧州の貯留場所の多く (約 160Gt) は onshore なので PA が困難。
- ・欧州の潜在的 offshore 貯留場所は北海で、ここには廃石油ガス田と帯水層があり貯留に適切である。これらの場所はベルギー、デンマーク、オランダ、ノルウェー、UK、スエーデンの多くの産業集積場所に近い。Norway のある場所は 16Gt の貯留 Capacity があり、欧州最大である (山口: 16Gt ではそれほど大きくはないのでは?)。

CCUS の直近の機会

- ・政策として EU ベースでは EU イノベーション基金(\$11,9B)や EU Horizon 2000(\$83B)、国としてはオランダ、イギリスの支援がある。イギリスは CCUS インフラ整備のため最低\$1B の基金設置を表明し、2025 及び 2030 年までに 1 か所ずつ 2 か所で CCUS の支援を行う。
- ・上記基金で CCUS project が活発化している。このうちには産業ハブ設置を目的としたも

のもある。

- ロッテルダム港当局と国営エネルギー会社 2 社が北海で年に年 2-5Mt、将来は 10Mt の貯留を計画中で欧州諸国からの CO2 受け入れを見込んでいる。
- Norway の Longship CCS プロジェクトは 2 つの捕捉施設と 1 か所の輸送・貯留ハブからなる。この他セメント会社などが CO2 捕捉装置を自社内に作り、これを石油会社の Northern Lights consortium に運び、ここが輸送と最終貯留地までを引き受けるとの構想もある。
- UK では 2 か所。Zero Carbon Humber project は Humber 地区のガス管を水素に転換し、水素製造からの CO2 やその他の排出減からの CO2 を捕捉し北海の offshore に貯留する計画である。当初能力は年 10Mt/CO2
- 同じくイギリスの Net Zero Teesside project は Teesside 所在の産業からの CO2 を年 6Mt 貯留する Project だ。この地域にはイギリスの上位 25 位内の CO2 排出量がある。貯留地域は北海の offshore で最低でも 1Gt の Capacity を有する見込み
- 上記のほかイギリスでは低炭素水素生産のための多くの CCUS インフラが予定されている。
- 欧州のいくつかの offshore 貯留設備への輸送は pipeline ではなく船を予定している。これで場所の Flexibility が高まる。
- CO2 の国境を越えた移動については 2019 年の Norway とオランダの国境を越えた CO2 輸送がロンドン条約上可能となり障害が消えた。

中国：省略

第 5 章 利用の加速（政策をどう進めるか）

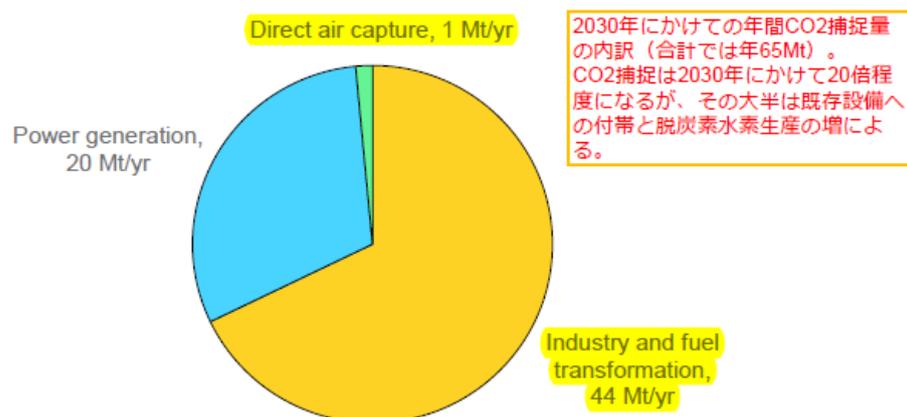
ハイライト

- CCUS への早期投資が必要。投資が 5 年遅れると 2030 年の CO2 捕捉量が SDS 比半減となる。
- CCUS の大量導入には政府が経済再生の一環としてこれを進めることが必要。
- 鍵となるのは CCUS の市場の創設で政府の政策はそれを支援する枠組みの制定である。国ごとに内容は異なる。技術中立の炭素税のみでは不十分で CCUS 向けの、例えば資金支援や運営支援が必要。
- 4 つの優先順位
 - ①民間投資を刺激する条件を作り出す
 - ②複数の CO2 を受け入れ可能な産業ハブの進展目標を設ける
 - ③CO2 貯留場所の特定
 - ④コスト削減のイノベーションの推進と、排出削減が困難な部門を中心にそうした技術が使えるようにする

今後 10 年間の重要性

- ・ 今後 10 年が CCUS 及びゼロエミ達成に決定的に重要な時期である。数年以内に CCUS のイノベーションと利用を進めねば 2070 年ゼロエミはほぼ不可能になる。
- ・ Covid-19 からの回復に政府の支援を行うことは経済環境両面から良いことである。将来の大規模な CCUS 発展に貯留やそれに関するイノベーションは不可欠だ。

Figure 5.1 World CO₂ capture capacity average annual additions to 2030 by sector in the Sustainable Development Scenario



- ・ 目標達成に向けて CCUS の導入スピードは大変挑戦的だ。現在年 40Mt の捕捉量を 2030 年には 20 倍の 800Mt に引き上げねばならない (図 5.1)。これは大変挑戦的だが Flue gas の脱硫黄化の前例がある。
- ・ SDS での今後 10 年間の CO₂ Capture の内容
 - ① アジアを中心に既存の発電・産業施設への付帯
 - ② CCUS 着き低炭素水素製造、2030 年までに 18Mt の水素製造
 - ③ 重工業など従来利用されていなかった部門での利用。DAC も合成燃料生産で現在の 9000t から 2030 年には 10Mt へ
- ・ 2030 年までに予定通り普及しないと 2030 年の捕捉量が 50%低下する。更にコスト低下効果も弱まる。

政策面

加速的普及の支援

- ・ CCUS が期待通り進展するかどうかは政府の支援と官民の投資にかかっている。
- ・ CCUS の初期には特別な注意が必要。具体的には多くの部門と関係者の協力、捕捉と関連施設への高額な初期投資、長期に亘る責任問題の不確実性、保険や金融市場の動向、特に on shore の場合に住民の反対がそれである。
- ・ 政策上重要な点は CCUS の持続した市場の創設だ。民間は強制されぬ限り、或いは CO₂

の販売、または排出削減で Credit を得られない限り進んで投資はしない。

- 政策としてはいくつかの手法が mix したものとなろう。例えば投資への優遇措置、税制上の優遇、炭素価格、規制、政府調達などだ。表 5.1 参照

Table 5.1 Main policy instruments for CCUS development and deployment

Category	Types	Examples
Grant support	Capital funding provided directly to targeted projects or through competitive programmes to overcome high upfront costs.	<ul style="list-style-type: none"> UK CCUS infrastructure fund EU Innovation Fund
Operational subsidies	<ul style="list-style-type: none"> Tax credits based on CO₂ captured/stored/used. Contracts-for-difference (CfD) mechanisms covering the cost differentials between production costs and a market price. Feed-in tariff mechanisms with long-term contracts with low-carbon electricity producers. Cost-plus open book mechanisms in which governments reimburse some costs as they are incurred, reducing risk for the contractor. 	<ul style="list-style-type: none"> US 45Q and 48A tax credits Netherlands' SDE++ scheme UK power sector CfD arrangements
Carbon pricing	<ul style="list-style-type: none"> Carbon taxes, which impose a financial penalty on emissions. ETSs involving a cap on emissions from large stationary sources and trading of emissions certificates. 	<ul style="list-style-type: none"> Norway carbon tax on offshore oil and gas European ETS China ETS Canada federal Output-Based Pricing System

上記は一例で、これ以外に需要抑制、CCUS 独自の市場メカニズム、規制・基準、リスク軽減策、イノベーションと RD&D に関して上記と同様の詳細な説明が付されている。

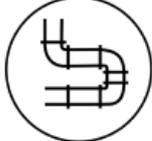
- ほぼ全ての CCUS プロジェクトは主として初期投資の補助、次いで操業上の補助を得ている。前者の例としては豪州の Gorgon Project の \$55M、カナダの Quest の C\$840B の 亜イアでの補助を受けている。操業上の補助とは税制優遇と補助金だ。表 5.2 参照
(表 5.2 には現時点で操業している 21 の大規模 CCUS プロジェクトへの政策補助の状況がまとめられている。この中で Carbon Pricing の例は Norway の Sleipner と Snohvit の 2 件のみである。

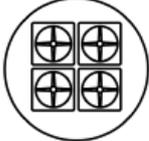
CCUS については一つで全てをカバーする政策はない (地域ごとにやり方は異なる)

- 欧州では未だ Norway の 2 件しかないが、pipeline は産業設備に隣接し、貯留設備をシェアしている。参加はセメント、ガス火力、廃棄物、水素生産である (米中中東は略)。
- 政策手法も様々だが、特に国際競争に直面している鉄鋼は捕捉コストが高く競争力に影響するのでまだまだ初期の段階で、この競争力問題が CCUS 採用のネックである。

- ・ 輸送と貯留インフラには多額の資金が必要で捕捉施設の必要性も不確実なので投資家や Project Developer には大きなリスクとなる。CCUS の増加に伴い、輸送と貯留インフラ整備には政府の支援と協力が必要。

Table 5.3 Policy implications of CCUS deployment by sector

	Sector characteristics	Implications for policy
Transport and storage 	Likely monopolistic market for CO ₂ transport	Transport and storage assets may need to be regulated or owned/operated by governments
	High capital costs of transport and storage infrastructure	Grant funding or financing support may be needed
	Co-ordination and alignment of timelines with capture development needed	Targeted funding of integrated projects (e.g. around industrial hubs) or volume guarantees
	Uncertainties over long-term ownership and liability for stored CO ₂	May require public liability cap or transfer of ownership to governments post-closure
Industry 	International competitiveness for traded commodities with low profit margins	Compensate for additional cost; mitigate additional cost along the value chain; consider border adjustments; create demand for low-carbon products
	Range of applications, technologies and scale	Policies and implementation models must be flexible
	Current high cost of capture in many applications	RD&D required
	High credit risk, uncertain markets and expected short payback	Capital financing and operational support may be required
Hydrogen production 	Low cost of CO ₂ capture	Smaller financial incentive for CO ₂ capture than in other sectors may be needed
	Uncertainty over future demand	Policy support to stimulate demand for low-carbon hydrogen in heat, industry and/or transport
	End use may be in clusters of high energy demand and/or production	Focus on early opportunities by incentivising production in industrial clusters with CCUS infrastructure

	High capital cost of retrofits	Capital support or guaranteed operational revenue
 <p>Power generation</p>	Power markets vary significantly among regions and countries	Different policies required nationally; experience in other regions not always transferable
	Load factors for plants equipped with CCUS may fall over time as more renewables are integrated	Flexibility to accommodate a potential transition from baseload to flexible generation
 <p>CO₂ use</p>	Uncertain climate benefits	Policy incentives need to be linked to robust life-cycle assessments of emissions savings
	Uncertain demand for CO ₂ use	Public procurement measures to consider CO ₂ -derived products
	High energy needs and costs for CO ₂ conversion to fuels and chemicals	RD&D support to reduce costs and prove feasibility of technology at scale
 <p>Carbon removal</p>	Immature application with uncertain costs and demand	Focus on proving feasibility at scale and lowering costs; stimulate demand through targets or CO ₂ certificate trading
	No recognition of value of negative emissions	Include carbon removal in emissions trading frameworks or other tradeable credits
	Measurement and verification of carbon removal	Policy incentives need to be linked to robust life-cycle assessments of emissions savings

本文 159-160

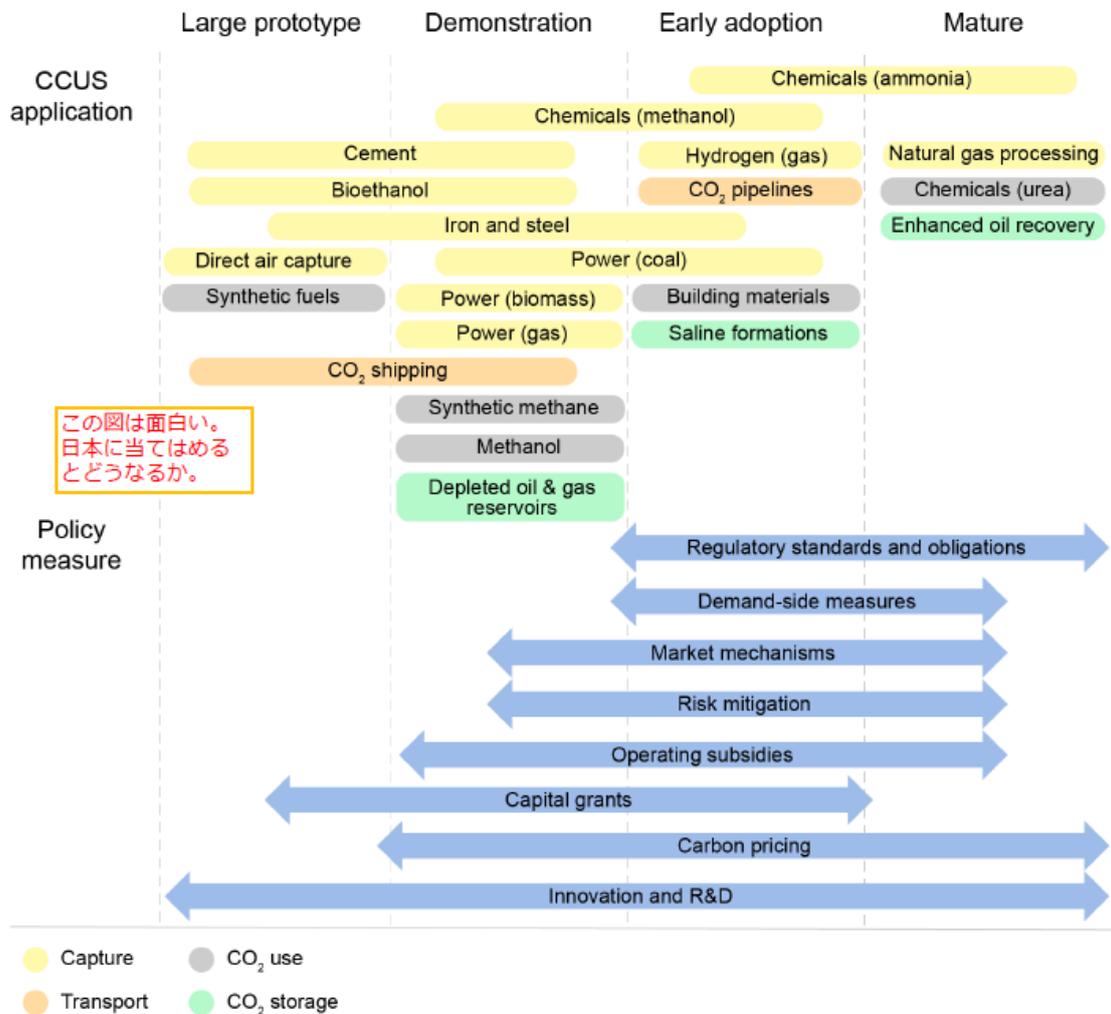
- ・現状では CCUS は商業化の初期段階で実証実験や導入初期段階。技術中立的な炭素税のみでは不十分で資金支援や運営上の補助など直接 CCUS を優遇するような政策が必要である。
- ・次頁図 5.2 は CCUS の各種技術の TML の状況とそれぞれに適用される政策を図示したもの

CCUS 促進の優先順位

政府による支援の 4つのポイント。以下これに沿って議論を進める。

- ①民間投資促進条件整備
- ②共有の CO₂ インフラ付きハブの促進
- ③貯留場所の選定と推進
- ④コスト低下にむけたイノベーションの促進と鍵となる技術が 20 年代に活用できるための方策

Figure 5.2 CCUS policy measures by stage of technology development



この図は面白い。
日本に当てはめると
どうなるか。

①民間投資促進条件の整備

- SDS シナリオでは 2030 年に累計\$160B の投資が必要 (2020 年までの 10 倍)。このための政策として削減に価値をつける、初期投資と運営費支援資金投入、民・官間のリスク配分の 3 点の整備が必要。以下この 3 点について述べる
- 排出削減に価値を付与するのは炭素価格や低炭素製品の公共調達、それに貯留に関する税制上の優遇措置などがある。
- 初めて実施するような種類の CCUS と輸送・貯留インフラの促進のための政府の資金支援プログラムも重要である。ただ財政制約もあるので件数は限られる。増やすには市場メカニズムに則ったやり方が必要
- CCUS のリスクは基本的には民間が負うが、サイト閉鎖後の貯留漏洩のリスク等は政府も責任をシェアする必要がある。リスクの全貌が不明で保険手配もできないからだ。サイト閉鎖後一定期間経過後に貯留 CO₂ の状況が安定しているとの前提で政府に責任を

移転する方法もある。

- ・また貯留施設は完成したが CO₂ のサプライチェーンが未整備で CO₂ が集まらないというリスクもある。こうしたことが発生しないようにするのも政府の役割である。

②共有の CO₂ インフラ付きハブの促進

- ・産業ハブを作り CO₂ の輸送と貯留を共用するのは規模の経済の面から決定的に重要である。
- ・CCUS のインフラは **Start-up** コストの高さ、規模の経済の両面から独占的になる。また、輸送と貯留は公的機関が所有する機関か政府が規制する機関により運営される。例外としては大量の CO₂ を排出する火力発電所を中心としてハブで、ここでは第三者によるアクセスが可能である。

③貯留場所の選定と推進

- ・実際に始めるとなると理論と実際の間を埋める必要がある。例えば理論的貯留可能量と実際の圧入量、年間最大圧入量、ガスが閉じ込められる状況や漏洩リスクなどの調査が必要。勿論これに加えてしっかりした法的枠組みと住民等との十分なコミュニケーションが必要
- ・CO₂ 貯留場所の評価には 10 年程度かかることもあり得るので早く取り掛かる必要あり。政府は貯留可能場所の地図を作成するが、その際廃棄油田・ガス田については石油・ガス会社が重要なパートナーとなりうる。なお、貯留場所地図はすでにいくつかの地域で完成している。
- ・CCUS 促進には法的枠組みと規制が必要。その際 ISO の Standard が参考になる。
- ・地元住民とコミュニケーションの良い例として苫小牧が挙げられている。

④技術革新促進

- ・IEA の SDS では 2070 年にかけての累計削減量の 60%は現在 **Prototype** か実証段階の技術によるもの。その中には BECCS /DACS、CCU(燃料製造)、セメント鉄鋼での捕捉などが含まれる。イノベーションが必要な由来である。
- ・CO₂ 捕捉は CCUS のコストのうち 75%を占め、濃度により t 当たり \$15-25~120 である。更なるコスト低下に RD&D が必要。
- ・輸送と貯留技術はセンサーやリアルタイムモニター技術などデジタル化の恩恵を受ける。
- ・いくつかの CCUS 技術は **Prototype** や実証段階から早急に商業化されねばならない。セメント、鉄鋼、合成燃料作成の CCU などの技術は遅れているが、重要な技術。
- ・国際共同活動も必要
- ・一国で **First Move** をするのは危険。特に予算や規模の少ない国では国際協調が大切。国際的にいろいろな組織があるのでそれを利用する。

完