

# 2050年カーボンニュートラルの 対応策: CCUSの役割と課題

(公財)地球環境産業技術研究機構(RITE)

システム研究グループ グループリーダー

秋元 圭吾



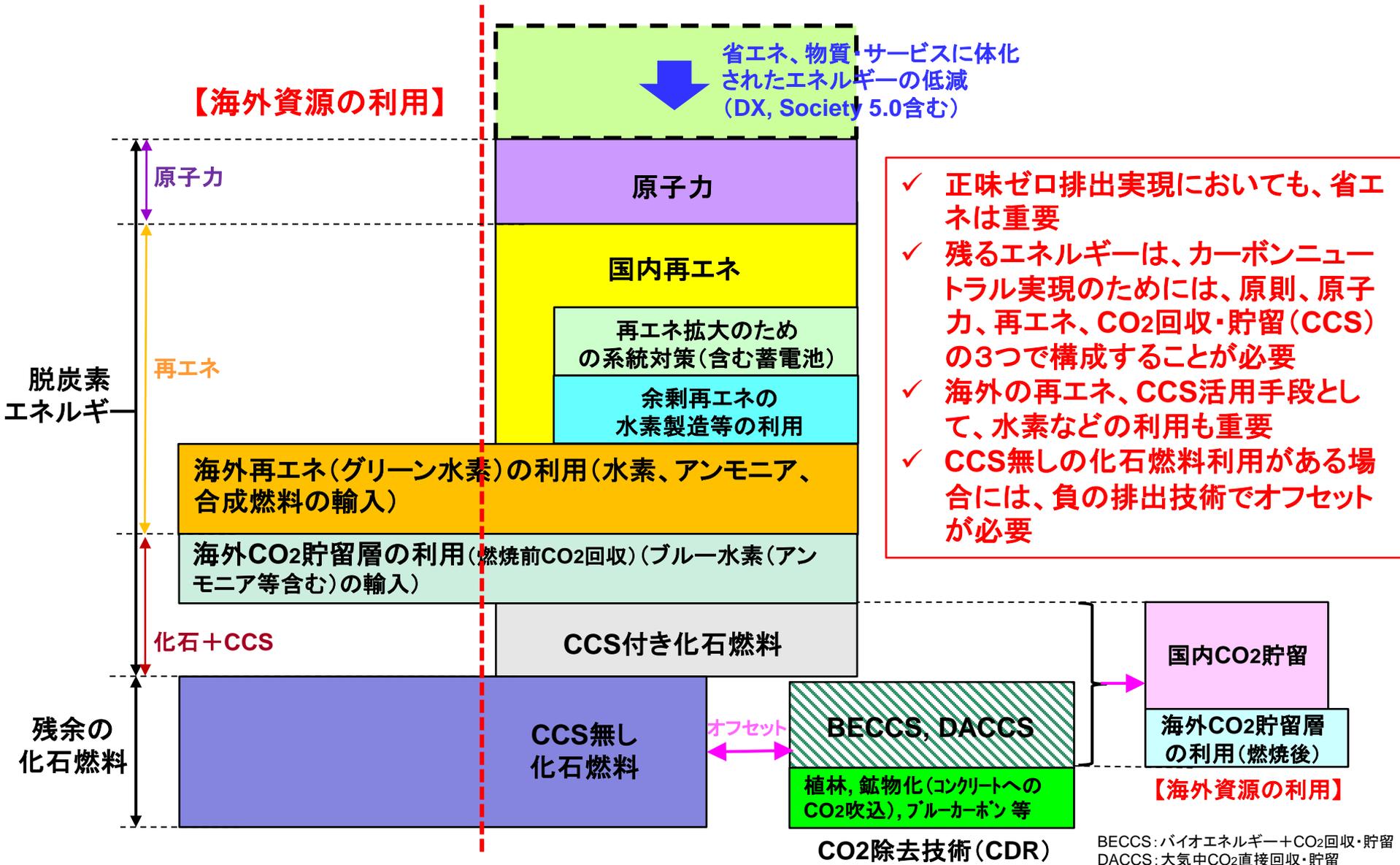
# 1. カーボンニュートラルの関連動向 および対策の全体概要



# 日本の正味ゼロ排出のイメージ (1/2)

## 【国内の一次エネルギー供給】

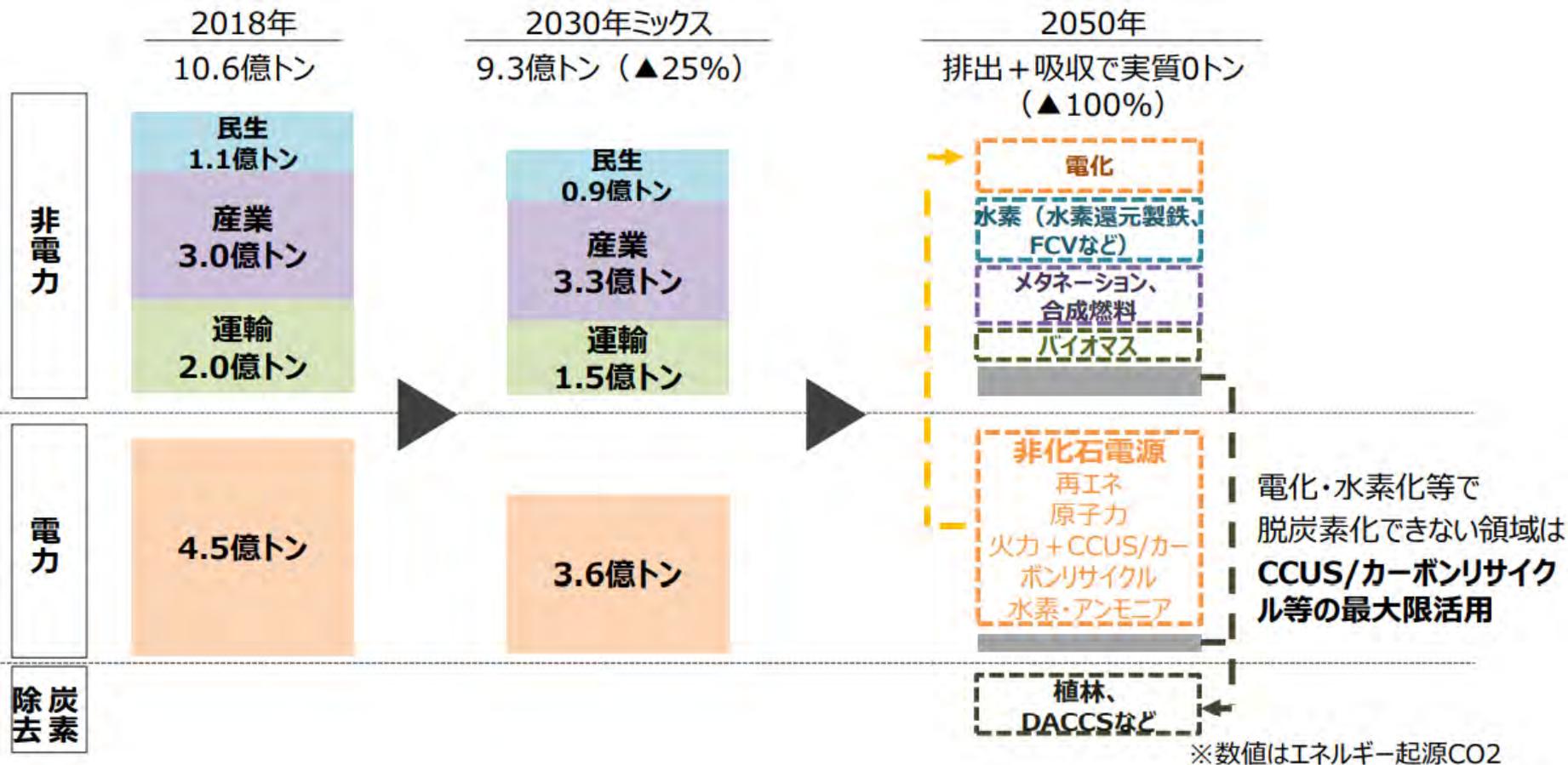
### 【海外資源の利用】



- ✓ 正味ゼロ排出実現においても、省エネは重要
- ✓ 残るエネルギーは、カーボンニュートラル実現のためには、原則、原子力、再エネ、CO<sub>2</sub>回収・貯留(CCS)の3つで構成することが必要
- ✓ 海外の再エネ、CCS活用手段として、水素などの利用も重要
- ✓ CCS無しの化石燃料利用がある場合には、負の排出技術でオフセットが必要

BECCS: バイオエネルギー+CO<sub>2</sub>回収・貯留  
DACCS: 大気中CO<sub>2</sub>直接回収・貯留

# 日本の正味ゼロ排出のイメージ (2/2)

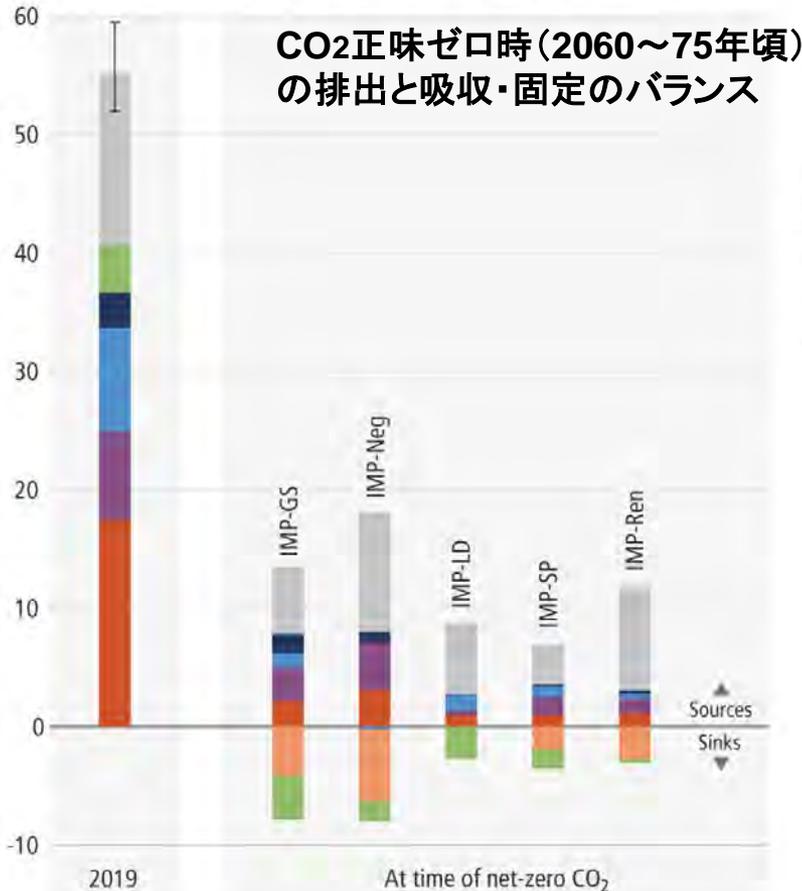


出典)総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会, 2020

- ✓ 電化は重要だが、すべてが電化で対応できるわけではないし、必ずしも費用対効果が高いわけでもない。
- ✓ 水素、合成液体燃料、合成メタン、バイオマス等の活用も重要。また、負の排出技術でのオフセット手段も存在するので、全体システムでの費用対効果の高い対策を、時間軸も意識しながらとっていくべき。

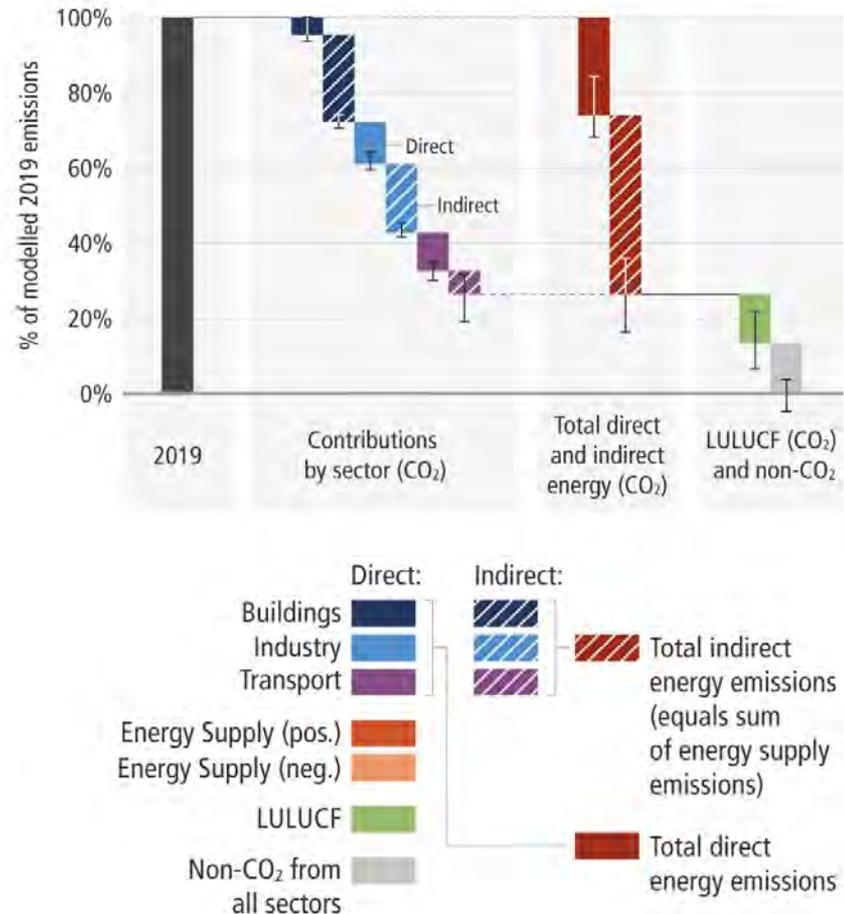
# IPCC第6次評価報告書:様々なCNの達成手段

e. Sectoral GHG emissions at the time of net-zero CO<sub>2</sub> emissions (compared to modelled 2019 emissions)



f. Contributions to reaching net zero GHG emissions (for all scenarios reaching net-zero GHGs)

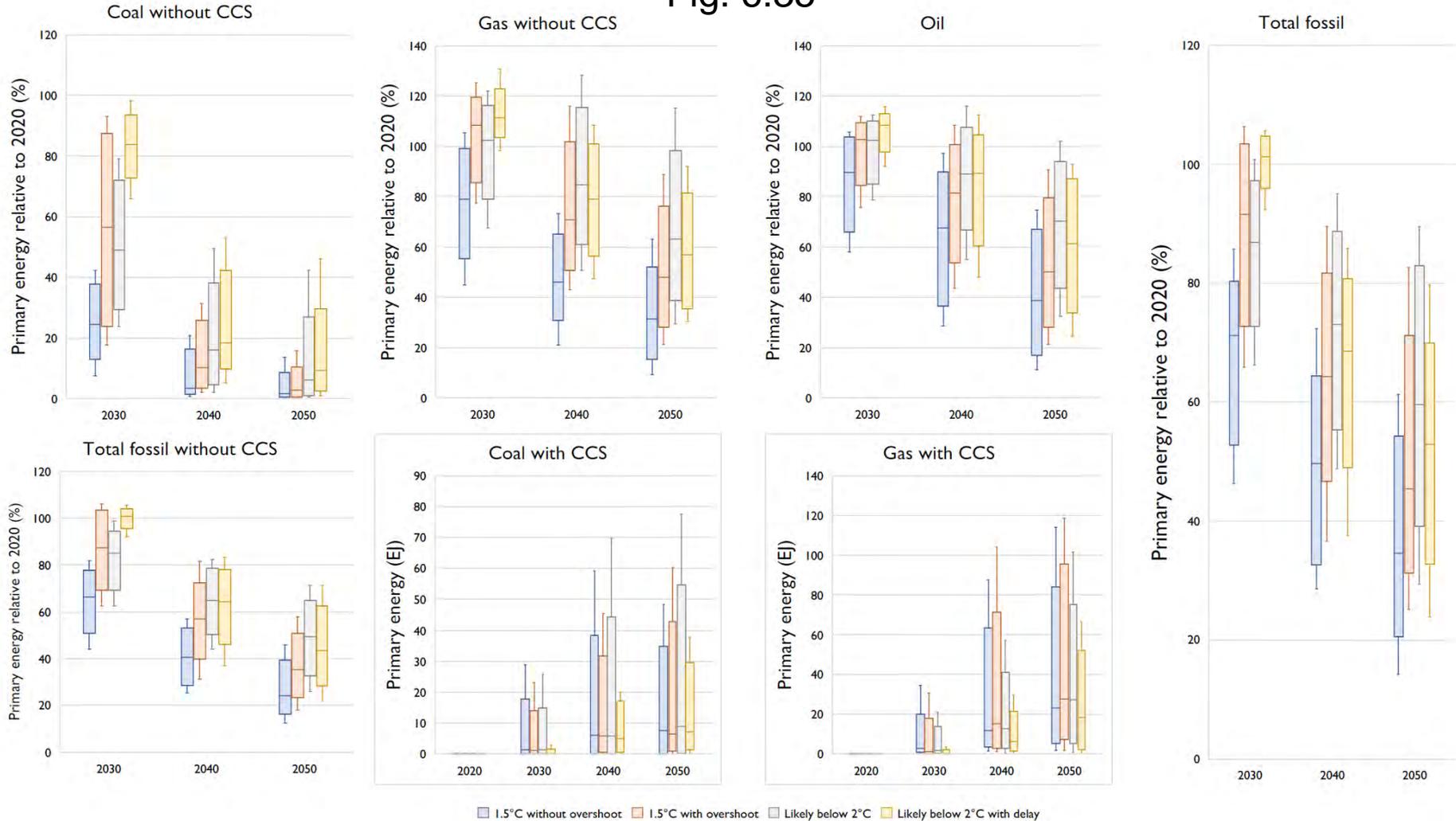
Fig. SPM.5



「CO<sub>2</sub>又はGHGの正味ゼロを達成しようとするならば、削減が困難な残余排出量を相殺するCDRの導入は避けられない。」(SPM C.11)

- ✓ LD(低需要)を除くいずれのシナリオにおいても、正味CO<sub>2</sub>ゼロ時に、大規模植林以外のCDRも活用
- ✓ 更に温室効果ガスでの正味ゼロにおいては、CDRが不可欠

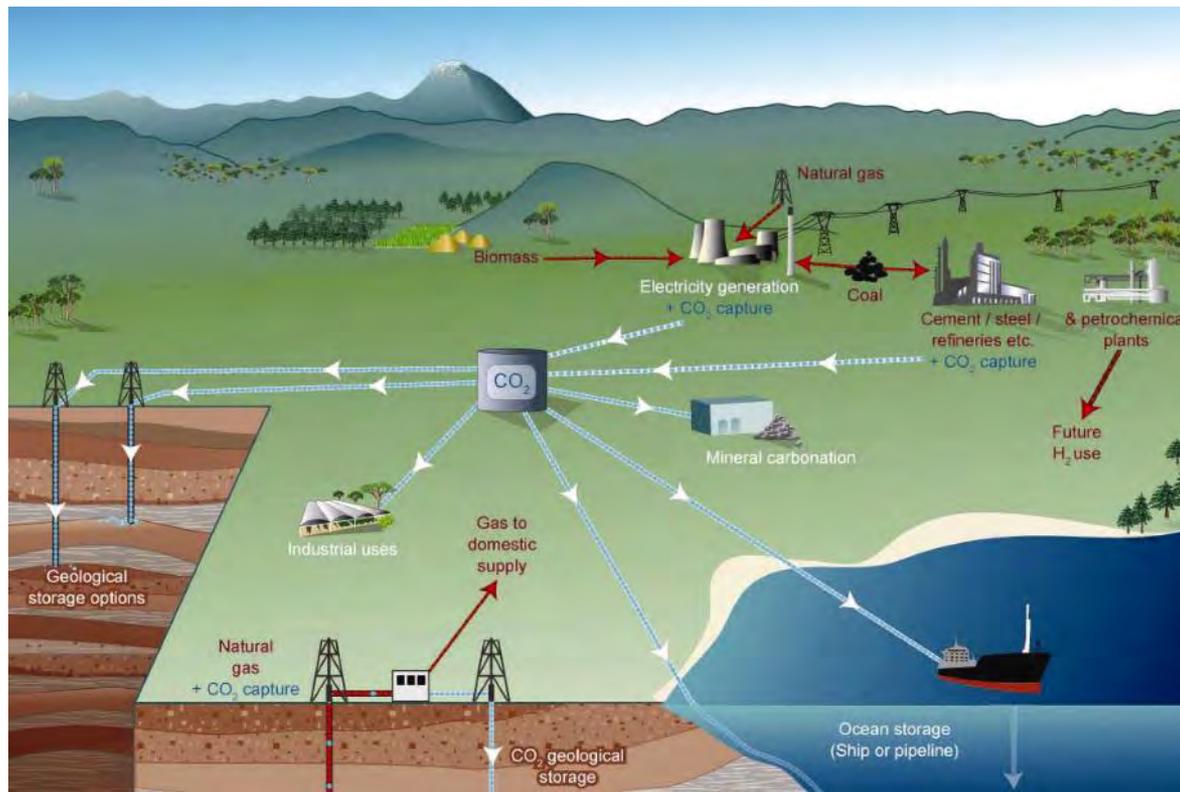
Fig. 6.35



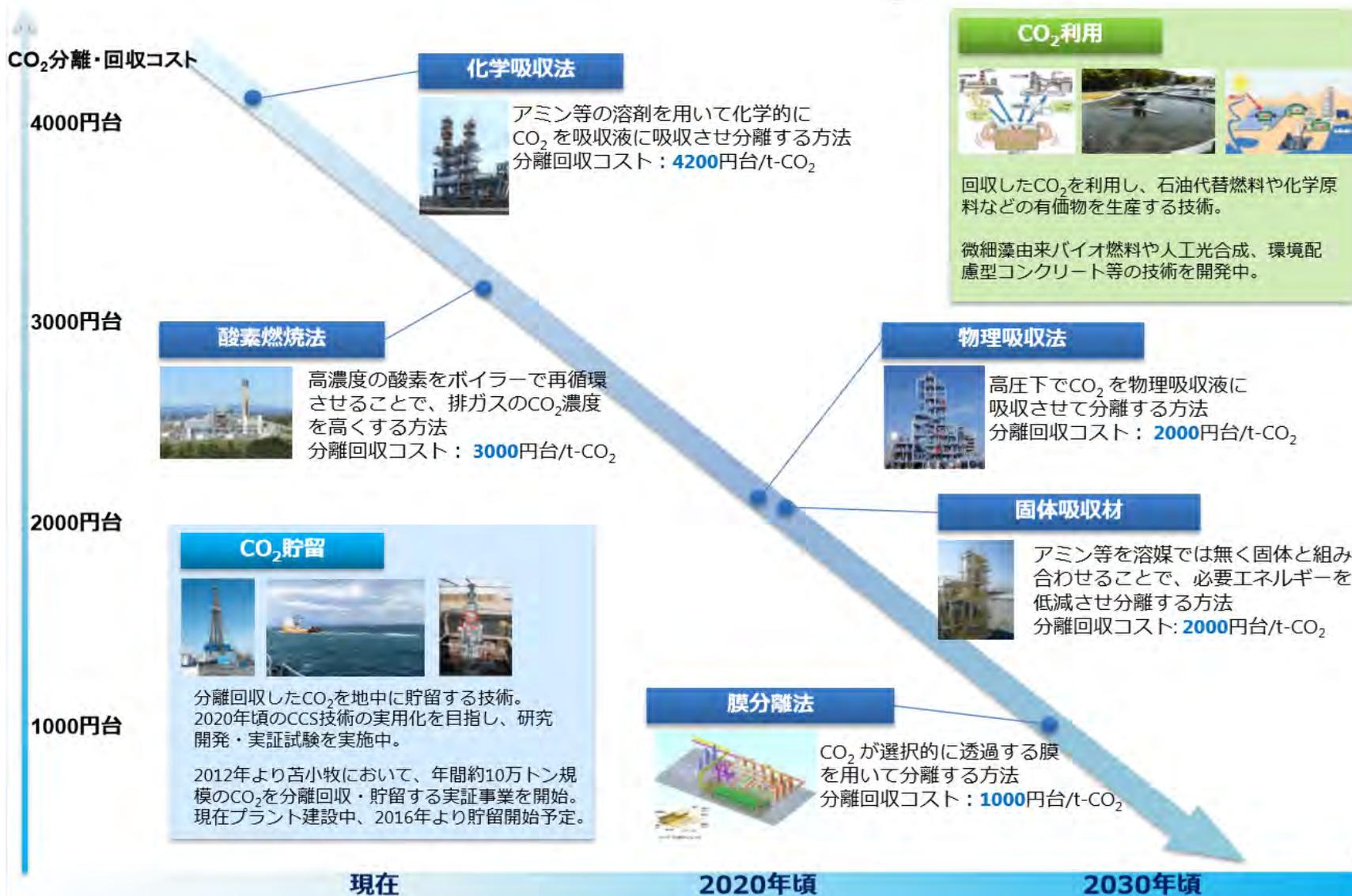
✓ 1.5°Cにおいては、CCS無しの石炭利用は2050年までにかかなり限定的にしなければならない、という結果だが、1.5°Cとしても、一次エネルギー供給としては、化石燃料フェードアウトが必要といった状況にはない。CCSの利用は増大が見込まれる。

## 2. CCUSの役割と課題

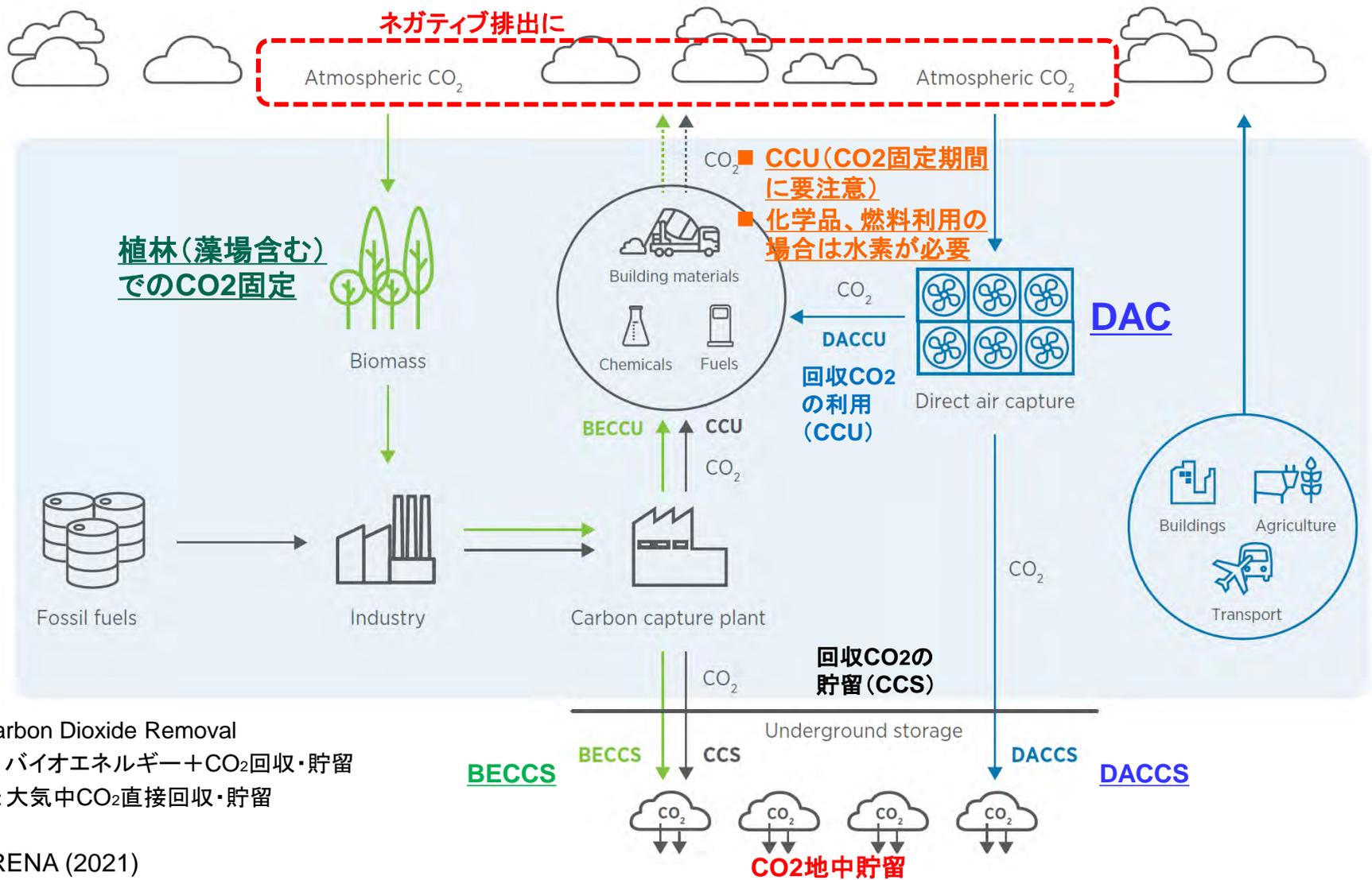
\* CCUS: 二酸化炭素回収・利用・貯留



# CO<sub>2</sub>回収関連技術の概要



# 二酸化炭素除去技術（CDR）によるネガティブ排出



CDR: Carbon Dioxide Removal  
BECCS: バイオエネルギー+CO<sub>2</sub>回収・貯留  
DACCS: 大気中CO<sub>2</sub>直接回収・貯留

出典) IRENA (2021)

✓ 植林や、将来的にはDACCSで、化石燃料からのCO<sub>2</sub>排出をオフセットし得る。全体システムでの最適化を図ることが効果的な排出削減、カーボンニュートラル化のために重要

# 世界のCO<sub>2</sub>貯留の動向とコスト・ポテンシャル

- 経産省萩生田大臣が、2022年1月29日に苫小牧のCCS実証試験フィールドを視察
- 経産省は、CCS長期ロードマップ検討会を、2022年1月28日にスタート。5月27日に中間とりまとめが公表
- CCSの本格的な展開に向けて動きを加速

注) 日本の技術的なポテンシャルとして、146 GtCO<sub>2</sub> といった推計(2005)もあるが、実際的なポテンシャルは不透明で詰めていく必要有

	貯留ポテンシャル (GtCO <sub>2</sub> )		【参考値】 IPCC SRCCS (2005) (GtCO <sub>2</sub> )	貯留費用 (\$/tCO <sub>2</sub> )* <sup>1</sup>
	日本	世界		
廃油田 (石油増進回収)	0.0	111.5	675-900	57 - 69* <sup>2</sup>
廃ガス田	0.0	147.4 - 665.5		9 - 59
深部帯水層	11.4	3042.6	10 <sup>3</sup> -10 <sup>4</sup>	5 - 38
炭層 (メタン増進回収)	0.0	143.4	3-200	27 - 122* <sup>2</sup>

注1) 廃ガス田の貯留ポテンシャルの幅は、将来のガス探掘量が増加するに従って、表中の上限値までポテンシャルが増大し得ると想定している。

注2) 貯留費用の幅は、表中に示す範囲において累積貯留量の増大と共に上昇するように想定している。

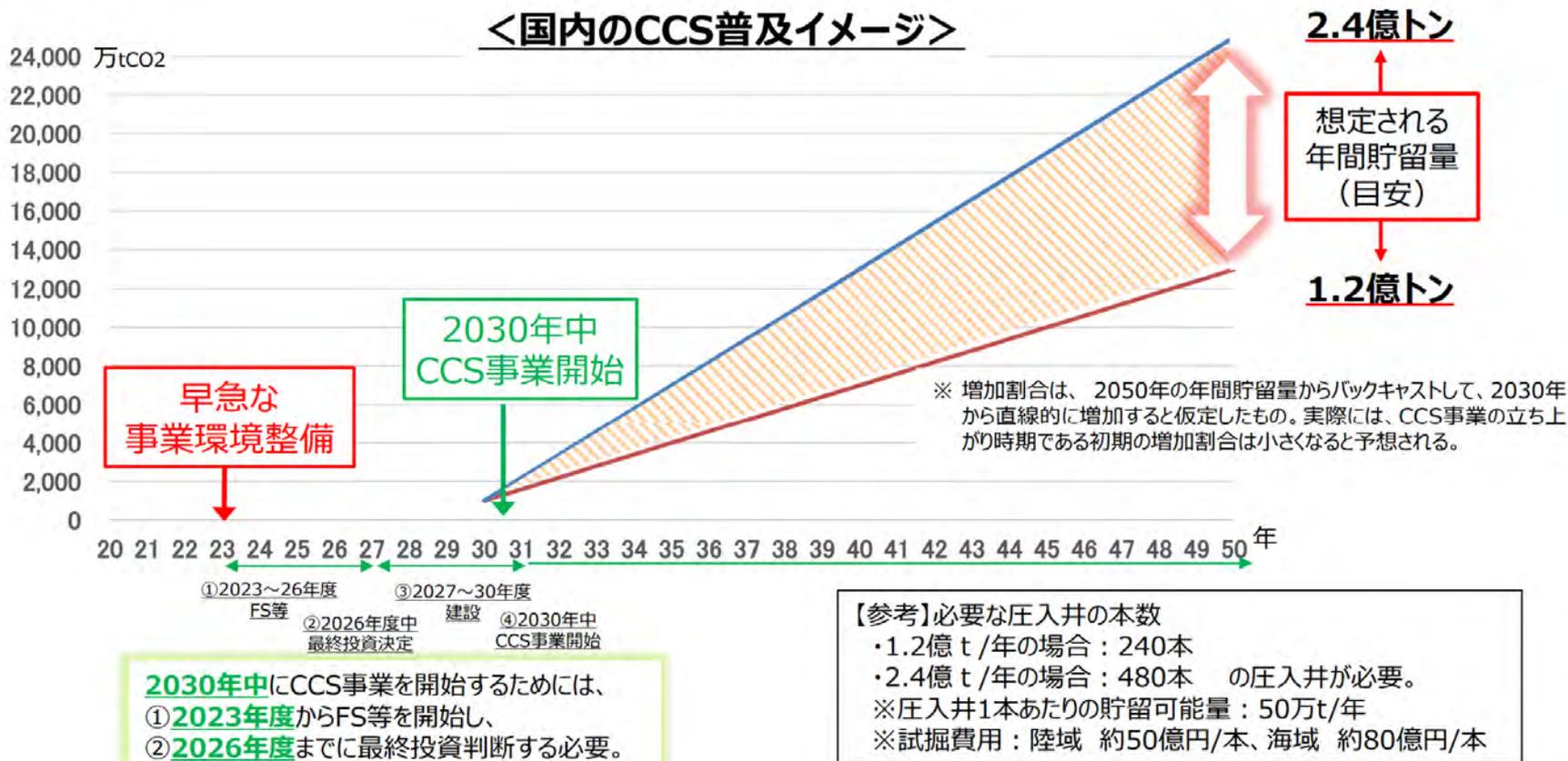
\*1 本数値にはCO<sub>2</sub>回収費用は含まれていない。別途想定している。

\*2 石油増進回収、メタン増進回収における石油やガスの利益は本数値に含めていないが、別途考慮している。

出典) K. Akimoto et al., GHGT-7, 2004: USGSデータ等を用いて推計したもの。理論的ポテンシャルのうち、陸域の10%、海域の20%を実際のポテンシャルと想定した場合のポテンシャル推計値が表の数値

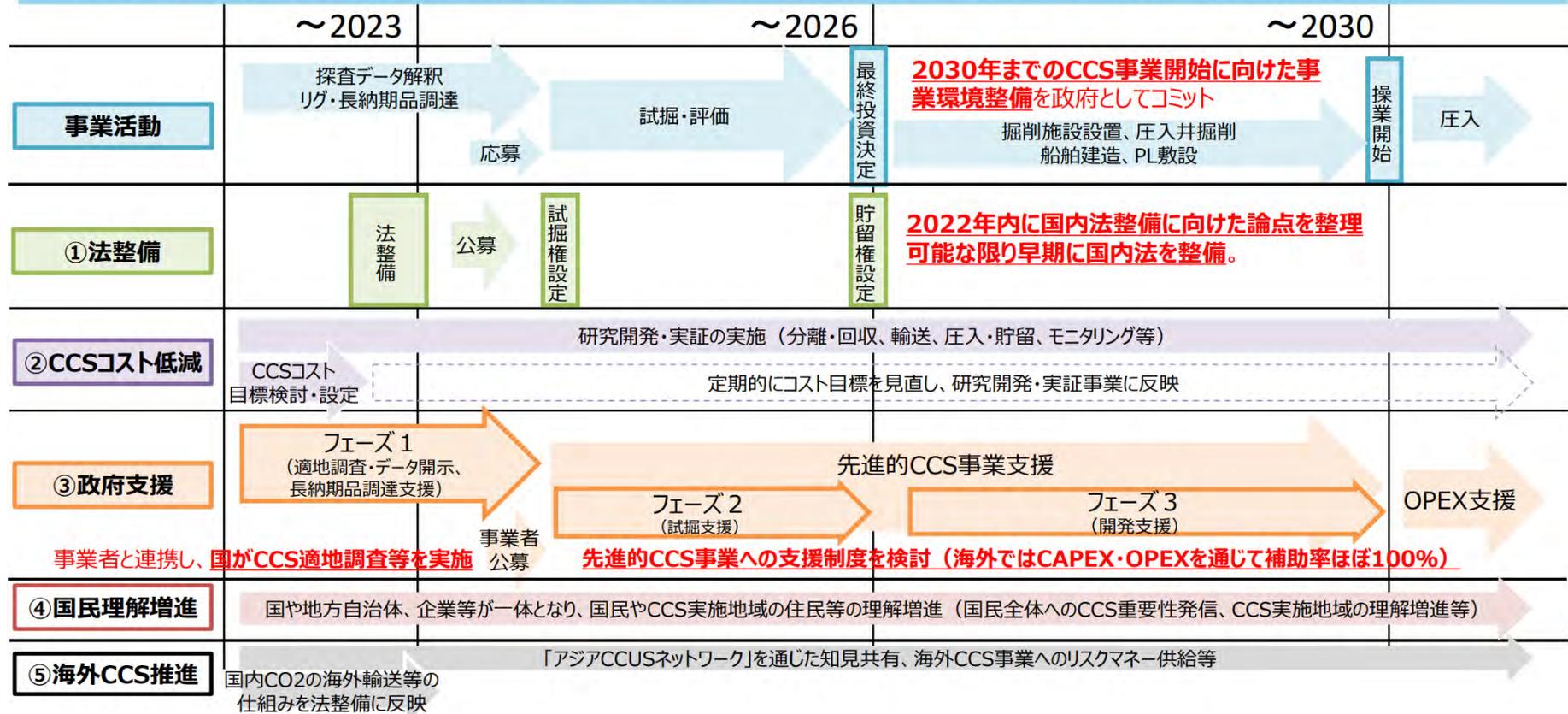
# 国内のCCS普及のイメージ

- IEA試算から推計すると、我が国のCCSの想定年間貯留量は、2050年時点で年間約1.2～2.4億tが目安。2030年にCCSを導入する場合、2050年までの20年間で、毎年12本～24本ずつ圧入井を増やす必要。
- 事業者としては、2030年中にCCS事業を開始するためには、2023年度からFS等を開始し、2026年度までに最終投資判断する必要。



# 資源エネルギー庁のCCS長期ロードマップ(中間とりまとめ)

- **2030年までのCCS事業開始に向けた事業環境整備を政府目標として明確に掲げる。**
- その達成に向けて、
  - ① **2022年以内にCCS国内法整備の論点を整理し、可能な限り早期にCCSに関する国内法を整備する。**
  - ② **CCSバリューチェーンそれぞれの将来のコスト目標を設定し、研究開発や実証等により、コスト低減を図る。**
  - ③ **事業者と連携し、国が積極的にCCSの適地調査を実施する（既存データの開示を含む）。先進的なCCS事業について、欧米などCCS先進国で措置している手厚い補助制度（CAPEX・OPEXを通じた補助率がほぼ100%）等の支援制度を参考にし、政府支援の在り方を検討する。商業化の段階等を踏まえ、米国等における支援措置も参考にしつつ、更なる政府支援の在り方を柔軟に検討する。**
  - ④ **国や地方自治体、企業等が一体となり、国民やCCS実施地域の住民等の理解増進を図る。**
  - ⑤ 「アジアCCUSネットワーク」を通じた知見共有、海外CCS事業へのリスクマネー供給等を通じて、**海外CCSを推進する。**



## 課題① 事業者がCCSで地下を利用する権利の設定

CCS事業において事業者は、我が国の地下又は海底下に対して井戸を掘削し、地質構造への海水及びCO<sub>2</sub>の圧入を行う。我が国の地下又は海底下については土地の所有権や鉱業法による鉱業権が及ぶため、これら権利とのバッティング回避の観点から、新たに「CO<sub>2</sub>圧入貯留権」を設定する必要があるのではないか。

## 課題② 事業者が負う法的責任の明確化

CCS事業を行う事業者は、保安責任、民事責任、気候変動対応責任を問われる可能性がある。他方で、これら事業者が負うべき責任の範囲や期間（現在の海防法では事業者の無限責任）が不明確であることから事業リスクを評価することが難しく、事業者や金融機関によるCCS事業への投資判断の妨げとなっているのではないか。

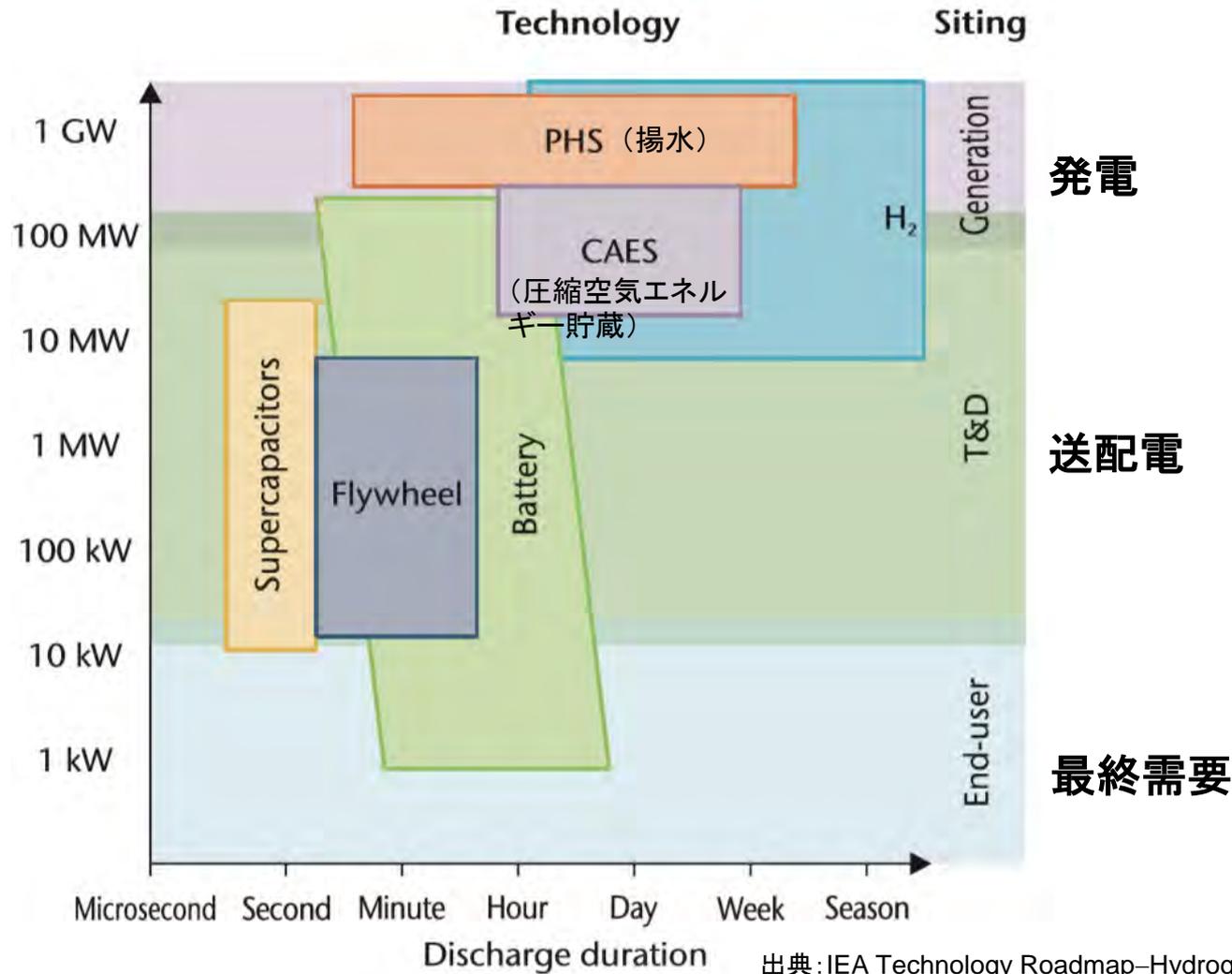
## 課題③ 我が国の貯留層の適正な管理

これまでの調査により我が国の排他的経済水域内でCCS適用の可能性のある地域が確認され、今後、我が国周辺の海域においてCCSが商業的に開発される可能性が出てきていることから、CCSの探査を許可制とするなど貯留層を適正に管理し、我が国のCCS事業を円滑にする必要があるのではないか。

## 課題④ CO<sub>2</sub>の海外輸出に係るロンドン議定書の担保

ロンドン議定書について、輸出先の国との合意又は取決めを条件にCO<sub>2</sub>の貯留を目的とした海外への輸出を可能とする改正が採択されたが、発効要件（締約国の3分の2以上の批准書の寄託）が満たされずに未発効となっている。「アジアCCUSネットワーク」における我が国のリーダーシップを発揮するため、今後の発効に向けて、国内法による担保が必要となるのではないか。

# 変動性再エネの増加に伴うエネルギー貯蔵の重要性



- ✓ 技術、エネルギー種によって、エネルギー貯蔵における得意領域は異なる。
- ✓ 電子は移動がしやすいため、それを蓄電池という仕組みの中に抑え込むことは、原理的に困難さが増す。貯蔵の難しさ(コスト)は、電気(電子) > 水素 > 天然ガス > 石油 > 石炭 > ウラン のような順。

# 水素・アンモニアの技術開発、展望等

- 液化水素による国際輸送実証を実施中 (実施主体: 技術研究組合CO2フリー水素サプライチェーン推進機構<sup>ハイストラ</sup>“HySTRA”)。
- 2019年12月11日に液化水素運搬船「すいそ ふろんていあ」の命名・進水式を開催。
- 褐炭ガス化炉(豪州)、液化積荷基地(豪州)、荷役基地(神戸)が竣工し、実証運転を開始している。「すいそ ふろんていあ」は、今後、**世界初の液化水素の大規模海上輸送による褐炭水素を日本に輸送する予定。**

## 液化水素運搬船 命名・進水式の様子



2019年12月11日 川崎重工 神戸工場  
・一般参加者を含め約4000人規模の式典

## その他の施設の進捗

① 褐炭ガス化施設の完成  
2020.10



② 豪州液化基地の完成  
2020.6



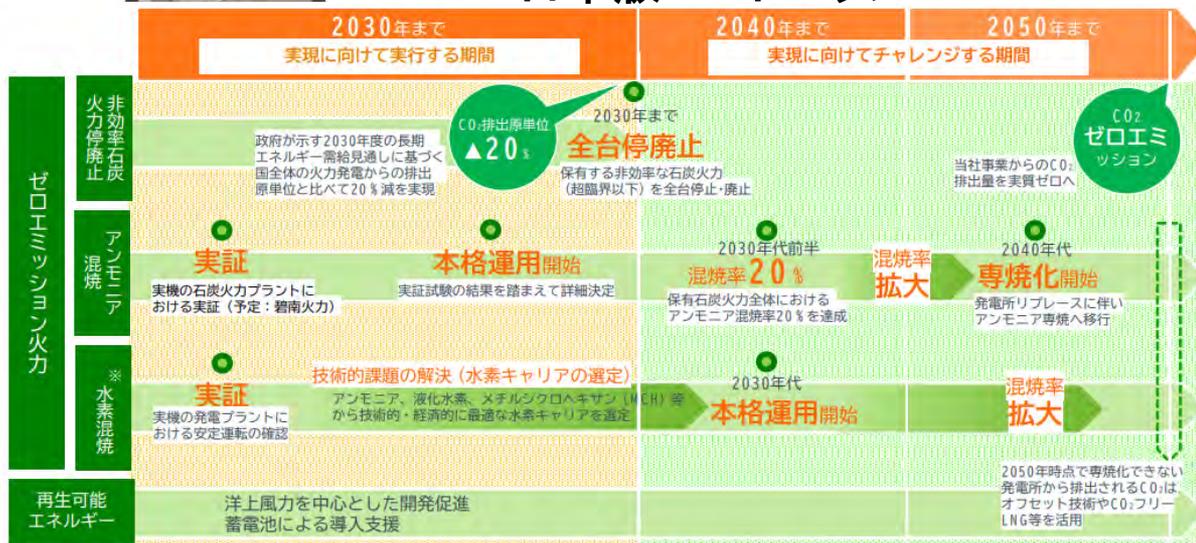
③ 神戸荷役基地の完成  
2020.6



未利用褐炭由来水素大規模海上輸送サプライチェーン  
日豪サプライチェーン完遂

出典) 首相官邸

## JERAゼロエミッション2050 日本版ロードマップ



出典) JERA

本ロードマップは、政策等の前提条件を踏まえて段階的に詳細化していきます。前提が大幅に変更される場合はロードマップの見直しを行います。 ※ CO<sub>2</sub>フリーLNGの利用も考慮しております。

出典) 政府資料

# 合成石油・合成メタン(エネルギー利用のCCU)

- ✓ 水素の更なる利便性向上のため、合成石油・合成メタンも検討されている(既存インフラ、機器が利用可能)。
- ✓ 合成に利用の回収CO<sub>2</sub>は、化石燃料もしくはバイオマス燃焼排出、もしくはDACからのオプションあり。

1. Renewable electricity  
Renewable energy obtained from hydropower.

## 2. Electrolysis

Electrolysis splits water into hydrogen and oxygen. Oxygen dissipates into the surrounding air.

## Chemical synthesis

In the first step, hydrogen and CO<sub>2</sub> are converted to synthesis gas in the reverse water-gas shift reactor.

The Fischer-Tropsch reactor then uses this to build hydrocarbon chains.

出典) Audi

## 3. Conversion

A two-step process turns CO<sub>2</sub> and hydrogen into hydrocarbon chains.

## Infrastructure compatibility

e-diesel is compatible with existing infrastructure and engine technologies. It replaces fossil fuel.

Heat for use in residential areas or in industry.

Renewable waxes for cosmetics, foodstuffs and chemical industries

Almost CO<sub>2</sub>-neutral e-diesel for mobility

➤ 2030年頃の商用化・規格認定を目指し、実証等の取組みを推進

	2022~	2025~	2030~
規模	~1 BPD	~100 BPD	~10,000 BPD
H <sub>2</sub> 水素源	国内再生電力 + 水電解	海外再生電力 + 水電解 + 大規模輸送	
CO <sub>2</sub> CO <sub>2</sub> 源	製油所 (ポンペ)	製油所 (排ガス)	
装置イメージ			
目的	<ul style="list-style-type: none"> <li>●リアクター形状</li> <li>●再生合成燃料の性状確認</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>●プロセス最適化</li> <li>●規格適合性検討</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>●商用化</li> <li>●規格認定</li> </ul>

出典) ENEOS

## 日本ガス協会の2050年展望(目標)

	脱炭素化の手段	2050年*
脱炭素化 ガス自体の	水素 (直接利用)	5%
	カーボンニュートラルメタン	90%
	バイオガス	
脱炭素化に資する 手立て	天然ガス + CCUS	5%
	カーボンニュートラルLNG	
	海外貢献	
	DACCS	
	植林	

※上記数値はイノベーションが順調に進んだ場合の到達点の一例を示すもの  
水素やCO<sub>2</sub>等は政策等と連動し、経済的・物理的にアクセス可能であるという前提

# 3. 日本の2050年カーボンニュートラル に向けたシナリオ分析

(世界エネルギーシステム・温暖化対策評価モデルによる分析例)

注)2021年5月13日の総合資源エネルギー調査会基本政策分科会に提示のシナリオに一部シナリオを追加したもの。  
ただし、この分析においては、エネルギーのレジリエンスの価値については考慮していない。



# シナリオ想定（概略）

		2050年GHG排出削減	各種技術の想定(コスト・性能)
海外クレジット活用ケース (世界費用最小化＝世界限界削減費用均等化)		世界全体でカーボンニュートラル、国内削減率はモデルで <b>内生的に決定</b>	モデルの標準想定  (注:ただし、再エネ比率が高いシナリオでは、疑似慣性力が実現し、普及していることが暗黙の前提となる)
参考値のケース		▲100%	
参考値のケースのモデル想定下で再エネ比率が変化した場合のコスト等を推計	① 再エネ100%	(日本以外については、欧米はそれぞれ▲100%、それ以外は、CO <sub>2</sub> について全体で▲100%を想定(GHGは2065年頃▲100%):1.5°Cシナリオ)	再エネのコスト低減加速
それぞれの技術課題が克服され、より利用が拡大すると想定したシナリオ	② 再エネイノベ		原子力の導入拡大
	③ 原子力活用		水素のコスト低減加速
	④ 水素イノベ		CO <sub>2</sub> 貯留可能量拡大
	⑤ CCUS活用		再エネのコスト低減加速 +水素・合成メタンのコスト低減加速 +CO <sub>2</sub> 海外輸送無
	⑥ 合成燃料活用		カー・ライドシェア拡大
	⑦ 需要変容		

# 【参考】 技術シナリオ想定 (2050年)

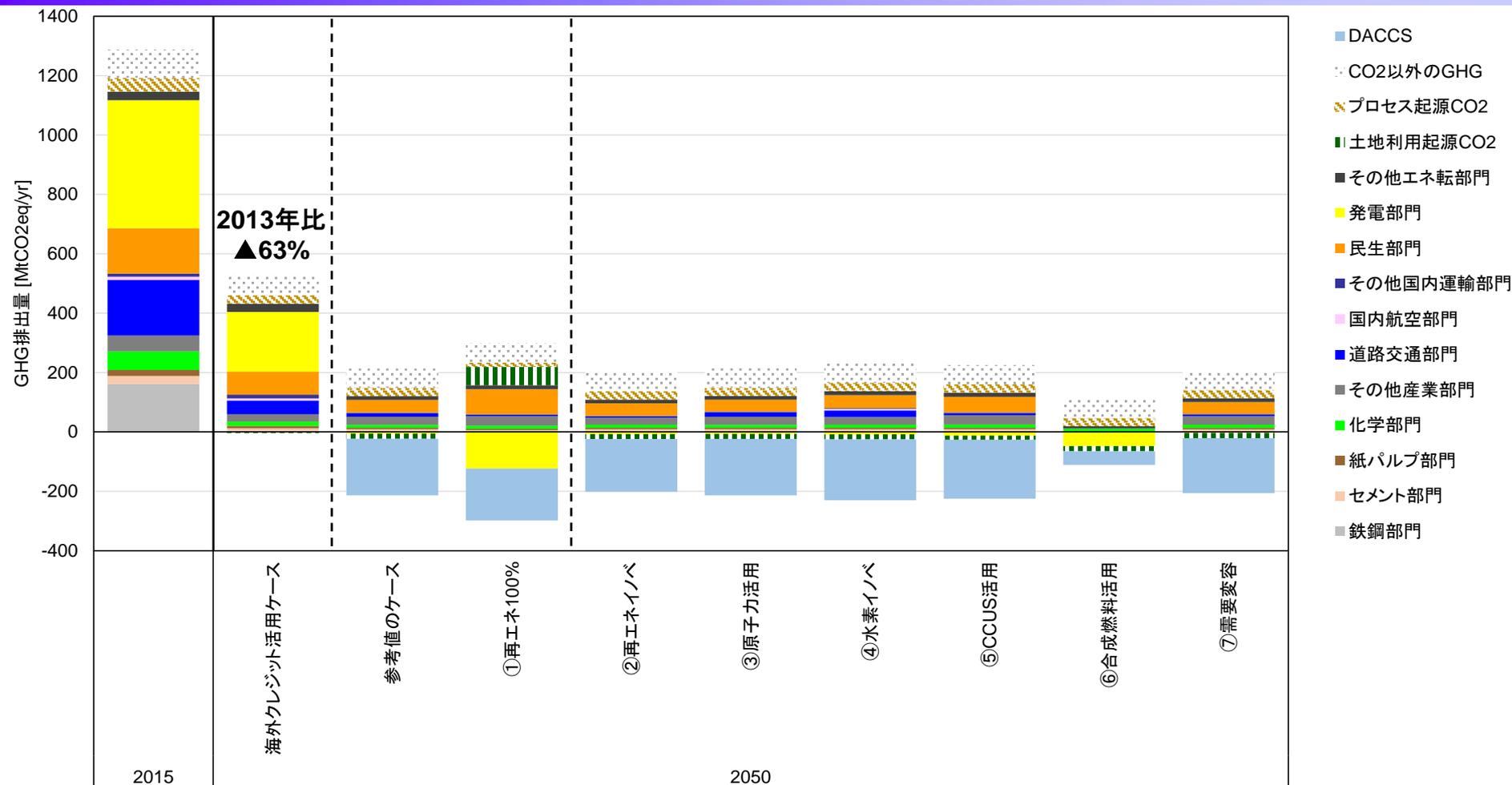
シナリオ名	再エネコスト	原子力比率 (上限値)	水素コスト等	CCUS (貯留ポテンシャル、上限値)	完全自動運転 (カーライドシェア)
参考値のケース*1	標準コスト	10%	標準コスト	国内貯留: 91MtCO <sub>2</sub> /yr、 海外への輸送: 235MtCO <sub>2</sub> /yr	標準想定 (完全自動運転車 実現・普及想定せず)
①再エネ100%		0%			
②再エネイノベ	低位コスト	10%			
③原子力活用*2	標準コスト	20%	水電解等の水素製造、 水素液化設備費: 半減	国内貯留: 91MtCO <sub>2</sub> /yr、 海外への輸送: 235MtCO <sub>2</sub> /yr	
④水素イノベ		10%			
⑤CCUS活用			低位コスト*3	水電解等の水素製造: 半減 革新的メタネーション技術: 効率向上+設備費低減	
⑥合成燃料活用		標準コスト			
⑦需要変容	2030年以降完全自動運転 実現・普及し、カーライド シェア拡大、自動車台数 低減により素材生産量 低下				

\*1: DAC無しでは実行可能解が無く、全てのシナリオでDACが利用可能と想定。

\*2: 原子力活用シナリオは別途、比率50%まで分析を実施。

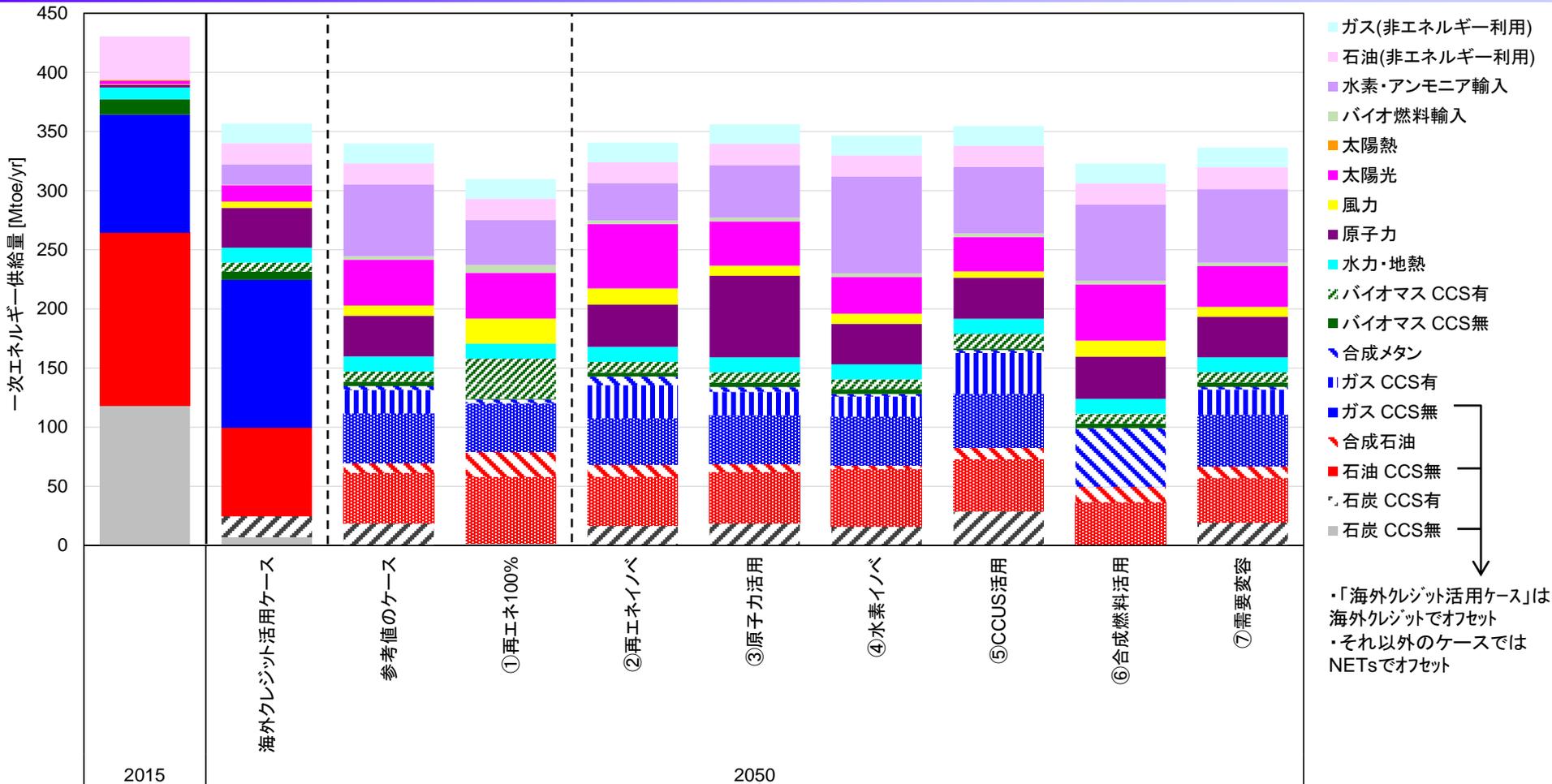
\*3: 国内は②再エネイノベと同じコスト・ポテンシャル想定。海外は更に安価な再エネコスト・ポテンシャルを想定。

# 日本の部門別GHG排出量（2050年）



- ✓ 世界の限界削減費用均等化の「海外クレジット活用ケース」では、日本の2050年の正味GHG排出量は2013年比▲63%に留まる（海外に、国内▲63%を超える排出削減に対応する排出削減費用以下の、植林、BECCS、DACCS等のオプションが十分存在すると推計されるため）。
- ✓ その他のケースでは、いずれもDACCSの活用が見られる。（CO<sub>2</sub>以外のGHG、プロセス起源CO<sub>2</sub>排出量のオフセットも必要）

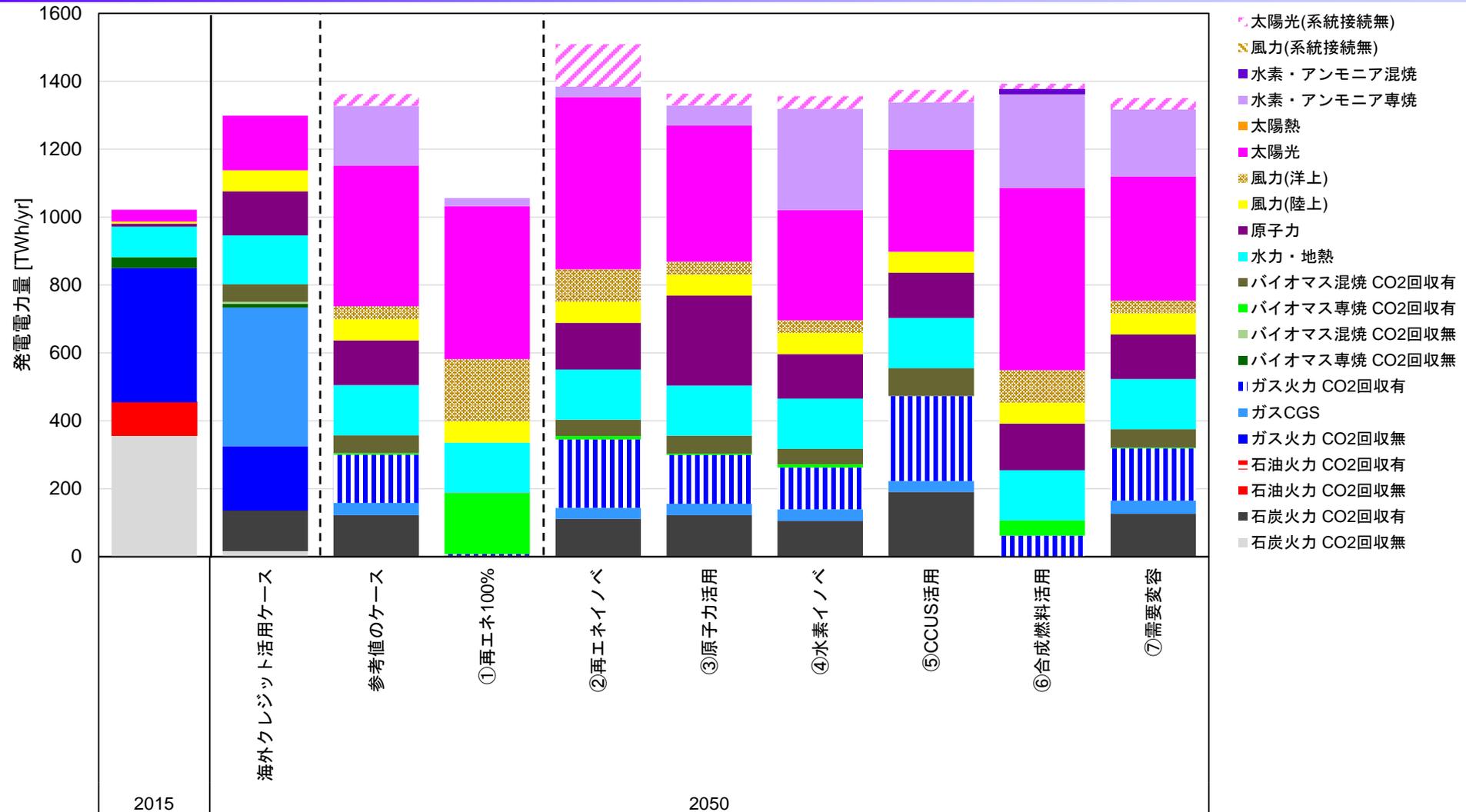
# 日本の一次エネルギー供給量（2050年）



注1) 一次エネルギー換算はIEA統計に準じている。バイオマス以外の再エネ: 1 TWh=0.086 Mtoe、原子力: 1TWh=0.086÷0.33 Mtoe  
 注2) CCSなしの化石燃料は、負排出技術でオフセットされており、カーボンニュートラル化石燃料となっている。

- ✓ 一次エネルギーで25%程度の正味省エネは必要(蓄電池、CCUS、DACCS等での増エネも含む)
- ✓ ▲100%のいずれのシナリオにおいても、相当量の水素・アンモニア・合成燃料の輸入・利用が見られる。
- ✓ CO2の海外輸送を想定しない⑥合成燃料活用ケースでは、DACCSのオフセットが小さくなるため、ガス供給の大部分は合成メタンに。

# 日本の発電電力量（2050年）



- ✓ 再エネ100%ケースのBECCSを含め、いずれもCCSは経済合理的なオプション
- ✓ 世界全体でCNを費用最小で実現するケース(海外クレジット活用ケース)ではCCS無のガス比率が高い。
- ✓ 再エネ比率が参考値のケースから上昇すると、統合費用が上昇。「①再エネ100%」では統合費用の急上昇により電力限界費用が相当上昇するため、電力需要が大きく低減。需給調整等のためBECCSが増大。

# CO2限界削減費用、エネルギーシステム総コスト、 電力限界費用：日本

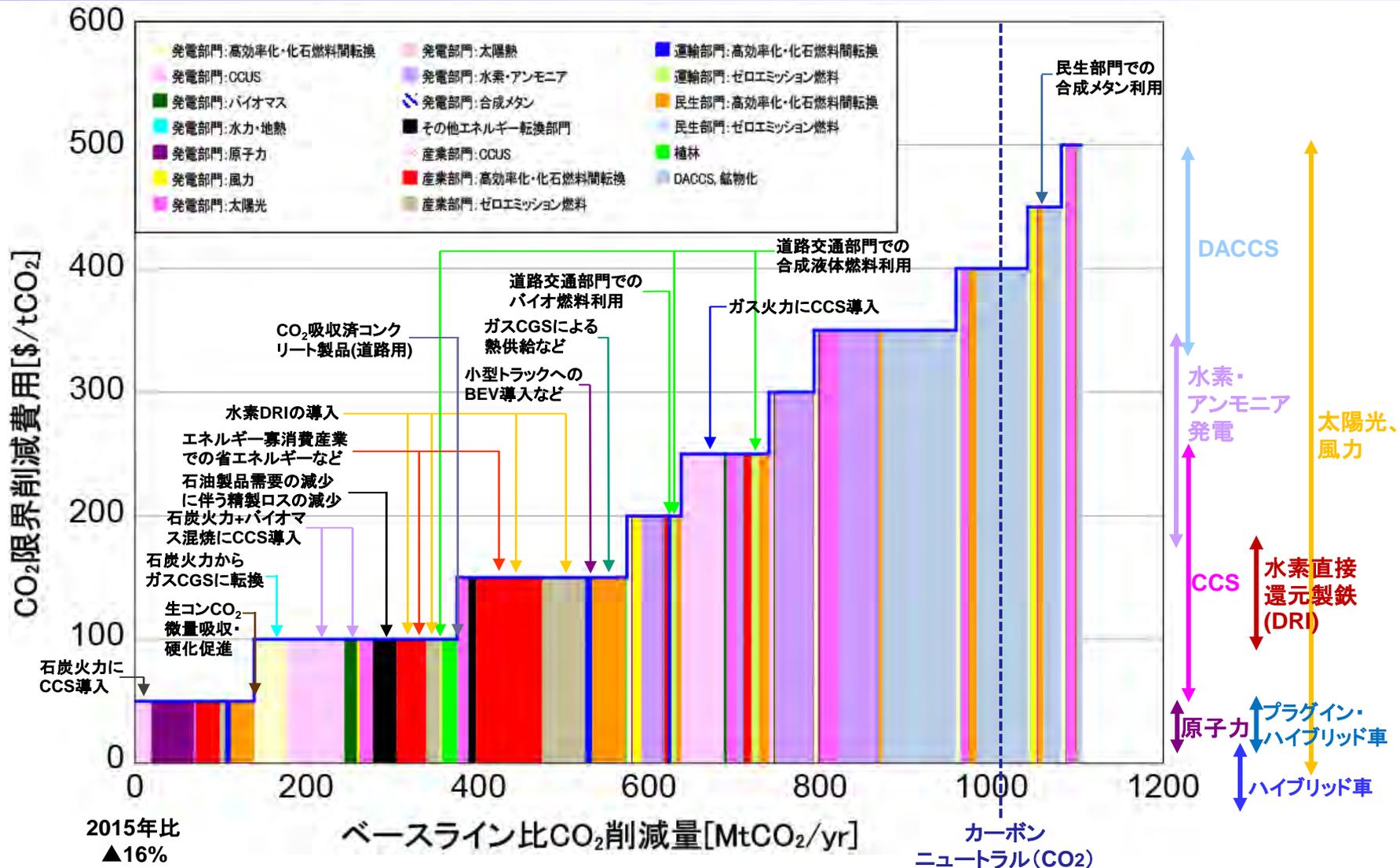
	2050年のCO2限界 削減費用 [US\$/tCO2]	2050年の エネルギーシステムコスト [billion US\$/yr]*1		2050年の電力 限界費用 [US\$/MWh]*2
ベースライン	—	986	—	121
海外クレジット活用	168	1044	[+58]	184
参考値のケース	525	1179	[+193]	221
①再エネ100%	545	1284	[+299]	485
②再エネイノベ	469	1142	(-37)	198
③原子力活用*3	523～503	1166～1133	(-13～-45)	215～177
④水素イノベ	466	1160	(-19)	213
⑤CCUS活用	405	1150	(-29)	207
⑥合成燃料活用	507	1175	(-4)	190
⑦需要変容	509	909	(-270)	221

\*1 [] (青字) はベースラインからのコスト増分。() 赤字は「参考値のケース」からのコスト変化

\*2 発電端での限界費用。ただし、系統統合費用は含む。2020年のモデル推計の電力限界費用は123 US\$/MWh

\*3 原子力活用シナリオは、原子力比率20%～50%の下での結果

# 2050年の部門別・技術別の排出削減ポテンシャル・コスト推計：日本



注1) 本分析は、「参考値のケース」で用いた、技術想定の下での推計結果

注2) 部門別・技術別の排出削減効果は、交差項の部門や対策、技術に割り当てる際の定義によって、部門・技術毎の削減効果の大きさは変化する。推計の削減ポテンシャルは目安として理解されたい。

- 2050年に向けては、温室効果ガスの8割を占めるエネルギー分野の取組が重要。
  - ものづくり産業がGDPの2割を占める産業構造や自然条件を踏まえても、その実現は容易なものではなく、実現へのハードルを越えるためにも、産業界、消費者、政府など国民各層が総力を挙げた取組が必要。
- 電力部門は、再エネや原子力などの実用段階にある脱炭素電源を活用し着実に脱炭素化を進めるとともに、水素・アンモニア発電やCCUS/カーボンリサイクルによる炭素貯蔵・再利用を前提とした火力発電などのイノベーションを追求。
- 非電力部門は、脱炭素化された電力による電化を進める。電化が困難な部門（高温の熱需要等）では、水素や合成メタン、合成燃料の活用などにより脱炭素化。特に産業部門においては、水素還元製鉄や人工光合成などのイノベーションが不可欠。
  - 脱炭素イノベーションを日本の産業界競争力強化につなげるためにも、「グリーンイノベーション基金」などを活用し、総力を挙げて取り組む。
  - 最終的に、炭素の排出が避けられない分野については、DACCSやBECCS、植林などにより対応。
- 2050年カーボンニュートラルを目指す上でも、安全の確保を大前提に、安定的で安価なエネルギーの供給確保は重要。この前提に立ち、2050年カーボンニュートラルを実現するために、再エネについては、主力電源として最優先の原則のもとで最大限の導入に取り組み、水素・CCUSについては、社会実装を進めるとともに、原子力については、国民からの信頼確保に努め、安全性の確保を大前提に、必要な規模を持続的に活用していく。
- こうした取組など、安価で安定したエネルギー供給によって国際競争力の維持や国民負担の抑制を図りつつ2050年カーボンニュートラルを実現できるよう、あらゆる選択肢を追求する。

# 4. まとめ



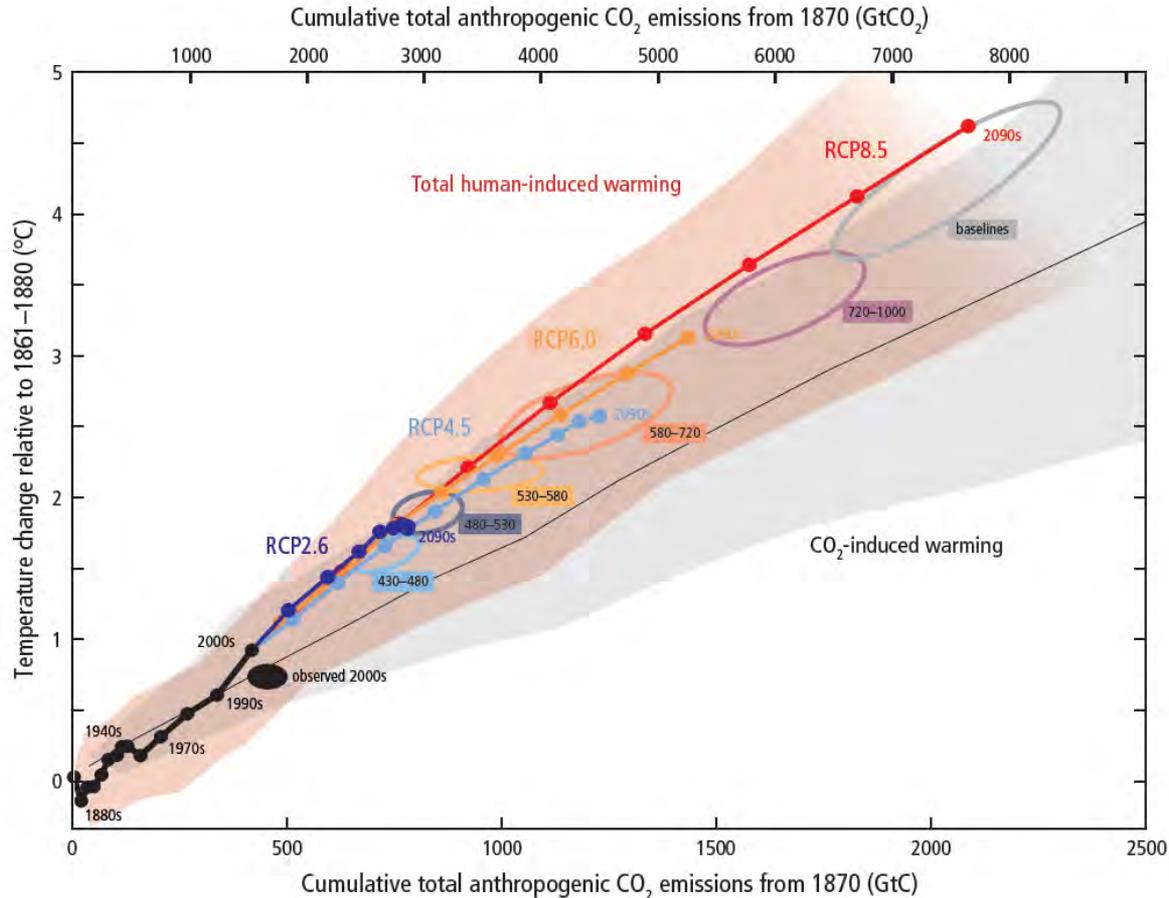
- ◆ 脱炭素化(ゼロ排出)のためには、原則的には、一次エネルギーは、再エネ、原子力、化石燃料+CCSのみとすることが求められる。
- ◆ 電力化率の向上と、低炭素、脱炭素電源化は、対策の重要な方向性。いずれにしてもこれら脱炭素の各種技術のミックスが重要
- ◆ 再エネの大幅な拡大は、必須であるとともに、頑強な見通しがある。太陽光のコスト低減は進んでおり、洋上風力では安価な価格形成も見られつつあり、良い兆しはある。ただし多くの課題もある。
- ◆ 化石燃料+CCSは需給調整が比較的容易なため、CCSも重要。ただし、CO<sub>2</sub>の地中貯留には、地層の自然構造を利用することもあって、事業の予見性の点等で、課題も多く、特に国内においては一定の投資リスクは存在
- ◆ 再エネの拡大が重要となる中、蓄電池、水素(アンモニア含む)は重要なオプション。更に、水素とCO<sub>2</sub>からの合成メタン、合成液体燃料(水素の一形態でもあり、CCUの一つでもある)も重要なオプション
- ◆ 特に日本の場合、再エネ、CCSともに、海外と比較してコスト高と見られるため、海外再エネ、海外CCS活用手段として、水素等はとりわけ重要性が高い。
- ◆ ネットゼロエミッションにおいては、化石燃料は一部利用しながらDACCS等のCDRで排出をキャンセルアウトする方が、費用対効果が高い対策となる可能性が高いし、活用は不可避と見られる。

# まとめ(2/2)

- ◆ 将来的には費用対効果を見極め技術を絞り込んでいくことも必要だが、現時点では、万能な技術はなく、「あらゆる選択肢を追求」することが必要
- ◆ ただし、環境と経済の好循環のためには、①原子力の活用、②需要側の対策が最重要。資本、労働、土地、エネルギーといった投入要素に、情報の投入を明確化し、情報生産性を高めることが必要
- ◆ ロシアのウクライナ侵略や、2022年3月の電力需給逼迫など、エネルギー安定供給・安全保障を脅かす事象も生じている。第6次エネルギー基本計画でも書かれているように、カーボンニュートラルを目指した対応は必須であるが、S+3Eが大原則であり、3Eの中でもエネルギー安定供給・安全保障は、第一に考えるべきであり、また、エネルギー価格高騰の中、経済性への配慮は、少なくとも短中期では、より重要性が高い課題である。この文脈でも、①原子力の活用、②需要側の対策の重要性は特に高い。

# 付録

# 累積排出量と気温上昇の関係



出典) IPCC AR5 統合報告書

**【長期のビジョン】** 累積排出量と気温上昇には線形に近い関係が見られる。CO<sub>2</sub>排出に対する気温応答は減衰に非常に長い時間を要する。すなわち、いずれのレベルであろうとも、**気温を安定化しようとするれば、いずれはCO<sub>2</sub>の正味ゼロに近い排出が必要**。長期的には正味でCO<sub>2</sub>排出をゼロに近づけていくことは重要(時間スケールの問題は残る)

**【現実におけるとるべき方策】** 一方、気候感度には大きな不確実性あり。長期でCO<sub>2</sub>正味ゼロ排出に近づけていく**過程は大きな排出経路の幅が存在し得る。総合的なリスクマネジメントが重要**

# 温暖化対策評価モデルDNE21+の概要

## (Dynamic New Earth 21+)

- ◆ 各種エネルギー・CO<sub>2</sub>削減技術のシステムの的なコスト評価が可能なモデル
- ◆ 線形計画モデル(エネルギーシステム総コスト最小化。決定変数:約1千万個、制約条件:約1千万本)
- ◆ モデル評価対象期間: 2000~2100年(代表時点:2005, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 70, 2100年)
- ◆ 世界地域分割: 54 地域分割(米国、中国等は1国内を更に分割。計77地域分割)
- ◆ 地域間輸送: 石炭、原油・各種石油製品、天然ガス・合成メタン、電力、エタノール、水素、CO<sub>2</sub>(ただしCO<sub>2</sub>は国外への移動は不可を標準ケースとしている)
- ◆ エネルギー供給(発電部門等)、CO<sub>2</sub>回収・利用・貯留技術(CCUS)を、ボトムアップ的に(個別技術を積み上げて)モデル化
- ◆ エネルギー需要部門のうち、鉄鋼、セメント、紙パ、化学、アルミ、運輸、民生の一部について、ボトムアップ的にモデル化。その他産業や民生においてCGSの明示的考慮
- ◆ 国際海運、国際航空についても、ボトムアップ的にモデル化
- ◆ 500程度の技術を具体的にモデル化、設備寿命も考慮
- ◆ それ以外はトップダウン的モデル化(長期価格弾性値を用いて省エネ効果を推定)

- 地域別、部門別に技術の詳細な評価が可能。また、それらが整合的に評価可能
- 非CO<sub>2</sub> GHGについては、別途、米EPAの技術・コストポテンシャル推計を基にしてRITEで開発したモデルを利用

- ・中期目標検討委員会およびタスクフォースにおける分析・評価
- ・国内排出量取引制度の検討における分析・評価
- ・環境エネルギー技術革新計画における分析・評価

はじめ、気候変動政策の主要な政府検討において活用されてきた。またIPCCシナリオ分析にも貢献

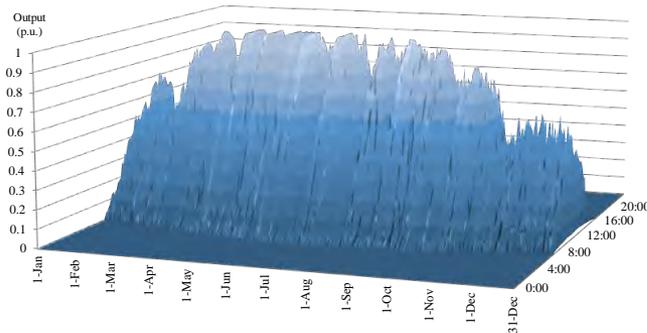
# 統合費用の想定：東大-IEEJ電源構成モデルの分析結果を活用

- ◆ DNE21+モデルは世界モデルであるため、国内の電力系統や再エネの国内での地域偏在性を考慮した分析は難しい。そこで系統対策費用については、別途、東京大学藤井・小宮山研究室および日本エネルギー経済研究所による最適電源構成モデルによる、変動性再生可能エネルギーが大量に導入された場合の電力システム費用の上昇分(統合費用)を推計結果を活用
- ◆ 全国のAMeDASデータ等をもとに変動性再生可能エネルギーの出力の時間変動をモデル化し、線形計画法によって電力部門の最適な設備構成(発電設備及び蓄電システム)及び年間の運用を推計
- ◆ 今回は日本全体を5地域(北海道、東北、東京、九州、その他)に区分し、1時間刻みのモデル化により計算を実施。発電コストや資源制約などの前提条件はDNE21+の想定に合わせて設定

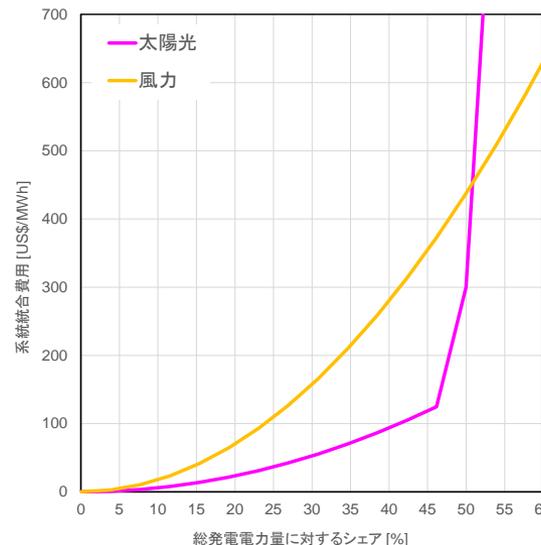
モデル計算で考慮されているもの・・・出力抑制、電力貯蔵システム(揚水発電、リチウムイオン電池、水素貯蔵)、発電設備の利用率低下、地域間連系線、貯蔵や送電に伴う電力ロス

モデル計算で考慮されていないもの・・・地内送電線、配電網、回転慣性の低下の影響、EVによる系統電力貯蔵、再生可能エネルギー出力の予測誤差、曇天・無風の稀頻度リスクなど

東大-IEEJ電源構成モデルの分析結果から近似した系統統合費用  
 =DNE21+で想定した系統統合費用の想定(各導入シェア実現時の**限界費用**)

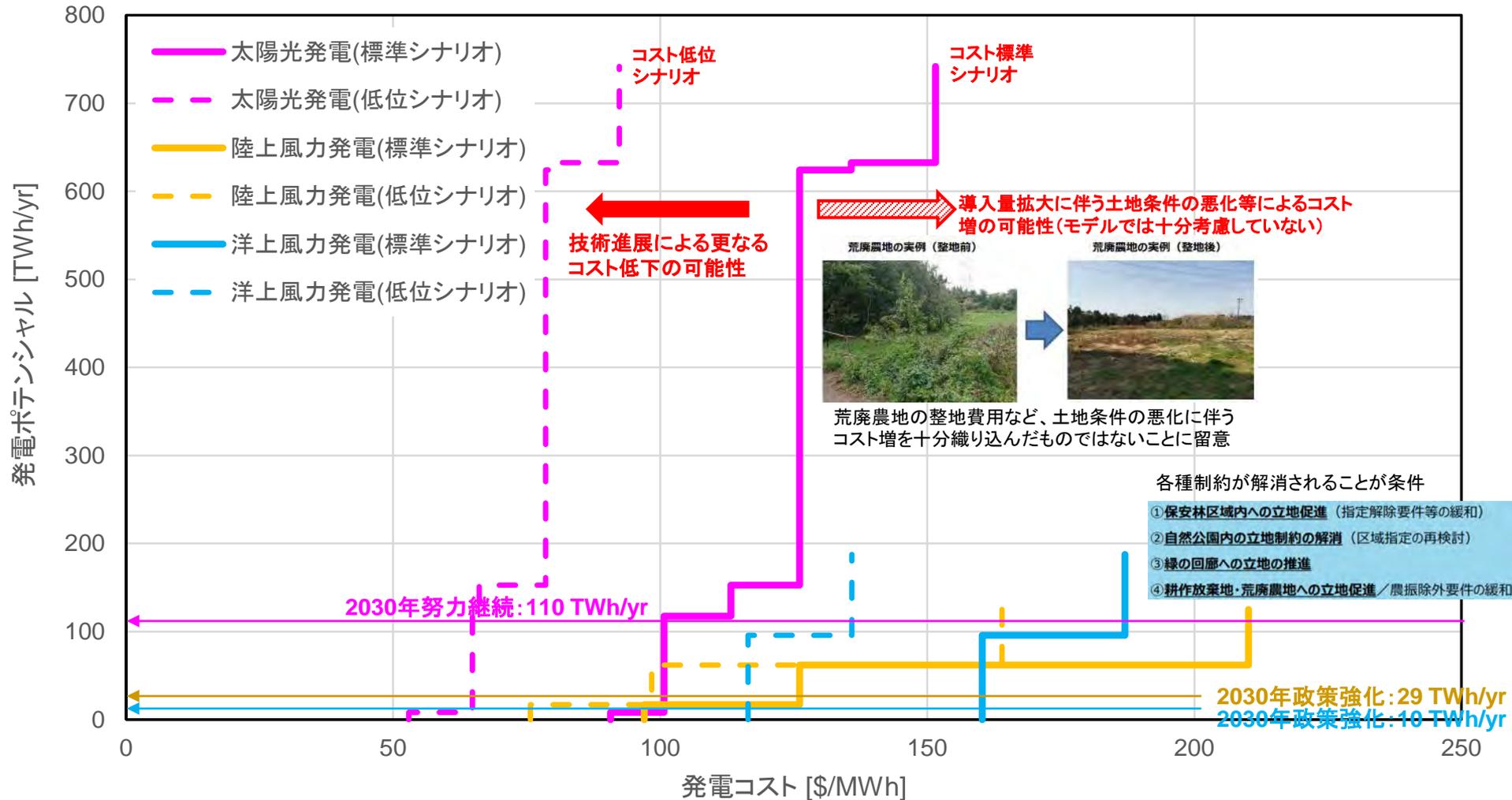


太陽光発電の出力例



- VRE比率が高まると、**限界統合費用は比較的急速に上昇傾向有**。これは、既にVREが大量に導入されている状況で更に導入を進める場合、曇天・無風状態が数日以上継続するリスクに対応するため、利用頻度の低い蓄電システムや送電線を保持することが必要となることによる。
- 例えば、再エネ比率50%程度(太陽光約400TWh、風力約100TWh)のケースにおいては、蓄電池導入量は最適化計算の結果、**870GWh**、再エネ100%程度(VRE56%)のケースでは**3980GWh**程度となる。(足下導入量約10GWh程度)

# 日本の変動性再エネコスト・ポテンシャルの想定 (2050年)



※ 太陽光発電は、日射量と土地利用のGISデータ、および設備費用等からRITEで推計。グラフは屋根置、大型太陽光発電の両者を含んで表示したもの。陸上風力発電は、風況と土地利用のGISデータ、および設備費用等からRITEで推計。

# 【参考】資源エネルギー庁が提示の「参考値」

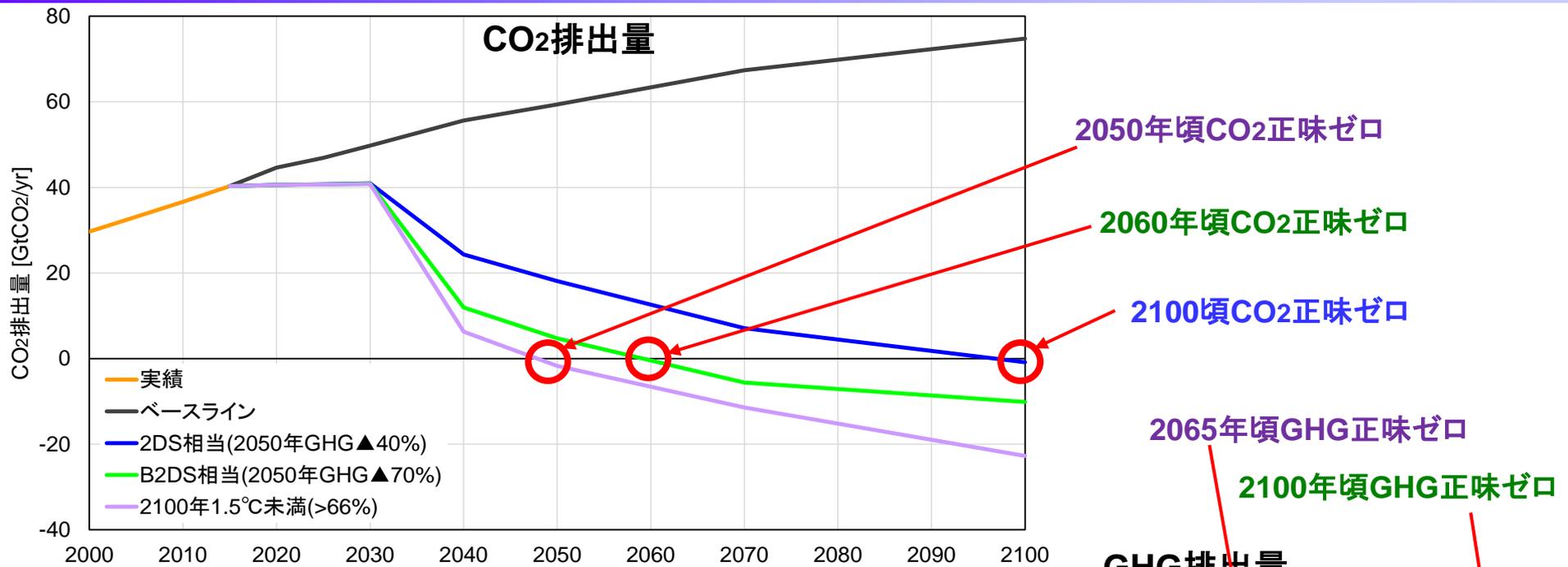
- 2050年カーボンニュートラルを目指す上で、脱炭素化された電力による安定的な電力供給は必要不可欠。3E+Sの観点も踏まえ、今後、以下に限定せず複数のシナリオ分析を行う。議論を深めて行くに当たり、それぞれの電源の位置づけをまずは以下のように整理してはどうか。

確立した脱炭素の電源	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> <li>2050年における主力電源として、引き続き最大限の導入を目指す。</li> <li>最大限導入を進めるため、調整力、送電容量、慣性力の確保、自然条件や社会制約への対応、コストを最大限抑制する一方、コスト増への社会的受容性を高めるといった課題に今から取り組む。</li> <li>こうした課題への対応を進め、2050年には発電電力量（※1）の約5～6割を再エネで賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値（※2）としてはどうか。</li> </ul>
	原子力	<ul style="list-style-type: none"> <li>確立した脱炭素電源として、安全性を大前提に一定規模の活用を目指す。</li> <li>国民の信頼を回復するためにも、安全性向上への取組み、立地地域の理解と協力を得ること、バックエンド問題の解決に向けた取組み、事業性の確保、人材・技術力の維持といった課題に今から取り組んでいく。2050年には、再エネ、水素・アンモニア以外のカーボンフリー電源として、化石+CCUS /カーボンリサイクルと併せて約3～4割を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値（※2）としてはどうか。</li> </ul>
イノベーションが必要な電源	火力	<ul style="list-style-type: none"> <li>化石+CCUS</li> <li>供給力、調整力、慣性力の利点を持つ一方で、化石火力の脱炭素化が課題。</li> <li>CCUS /カーボンリサイクルの実装に向け、技術や適地の開発、用途拡大、コスト低減などに今から取組み、一定規模の活用を目指す。2050年には、再エネ、水素・アンモニア以外のカーボンフリー電源として、原子力と併せて約3～4割を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値（※2）としてはどうか。</li> </ul>
	水素・アンモニア	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃焼時に炭素を出さず、調整力、慣性力の利点を持つ一方で、大規模発電に向けた技術確立、コスト低減、供給量の確保が課題。今からガス火力、石炭火力への混焼を進め、需要・供給量を高め安定したサプライチェーンを構築にも取り組む。</li> <li>産業・運輸需要との競合も踏まえつつ、カーボンフリー電源として一定規模の活用を目指す。水素基本戦略で将来の発電向けに必要な調達量が500～1000万トンとされていることを踏まえ、水素・アンモニアで2050年の発電電力量の約1割前後を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値（※2）としてはどうか。</li> </ul>

※1：2050年の発電電力量は、第33回基本政策分科会で示したRITEによる発電電力推計を踏まえ、約1.3～1.5兆kWhを参考値（※2）とする。

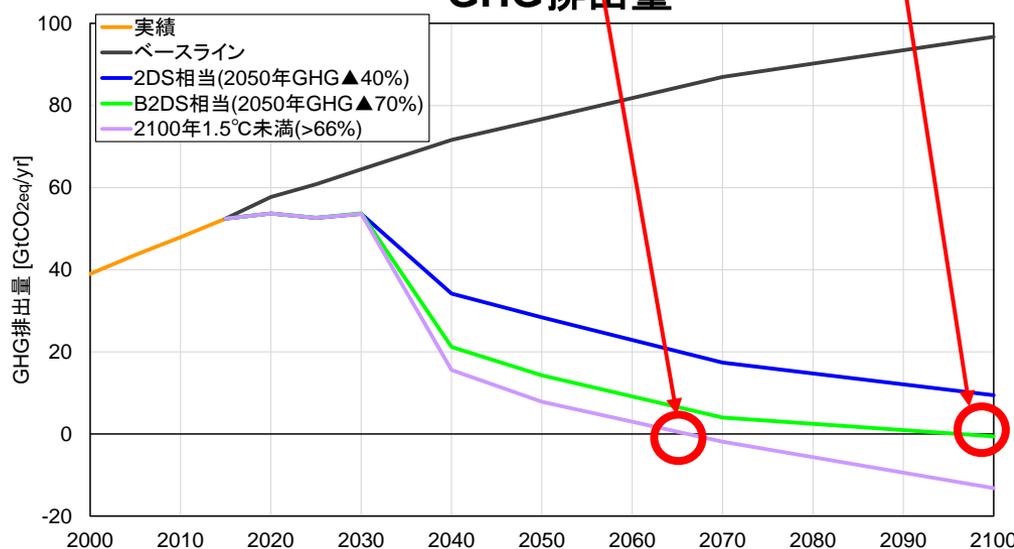
※2：政府目標として定めたものではなく、今後議論を深めて行くための一つの目安・選択肢。今後、複数のシナリオを検討していく上で、まず検討を加えることになるもの。

# ベースラインの世界排出量と2°C、1.5°C排出シナリオ



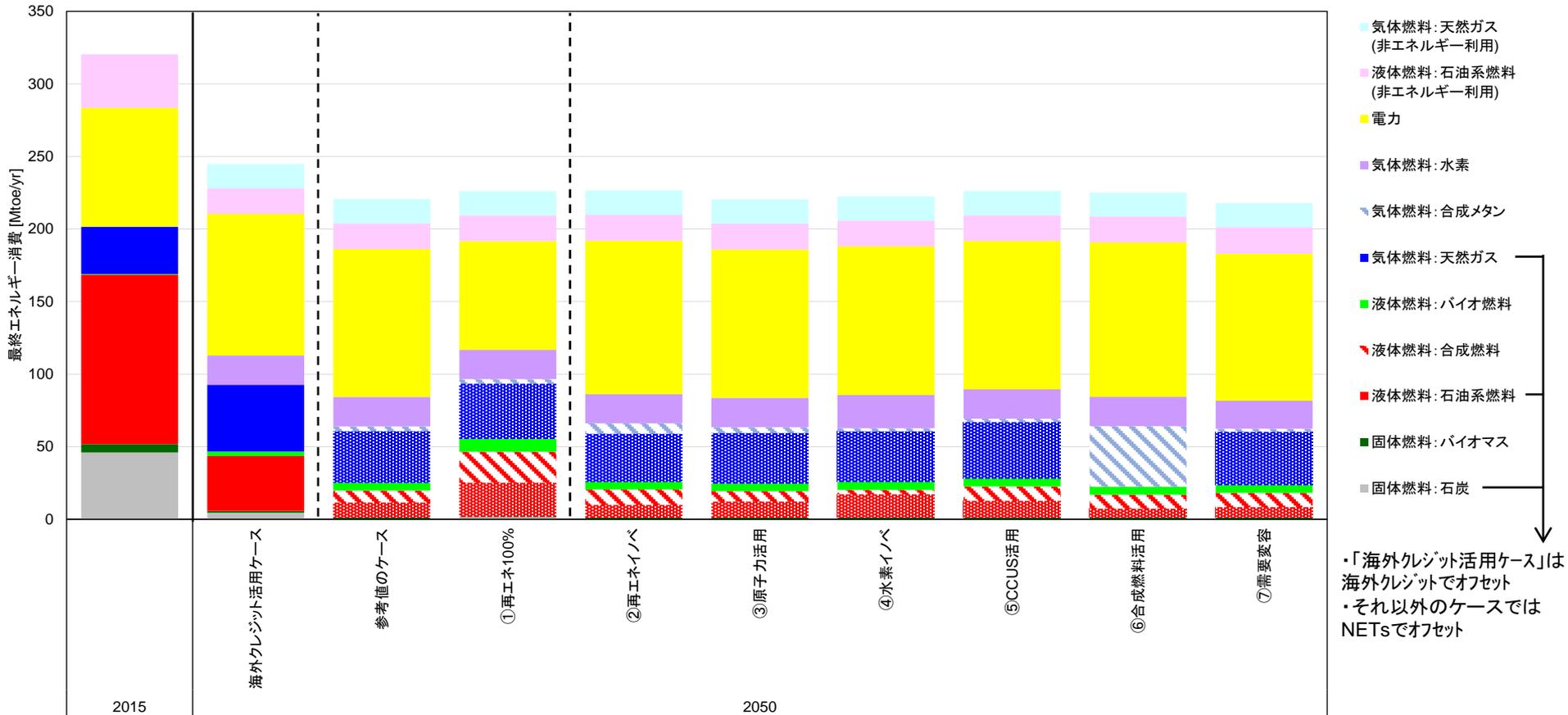
注) ベースライン排出量は前提とする想定シナリオではなく、モデル計算結果(SSP2シナリオを表示)

※ 2DS、B2DS、B1.5OSシナリオについては、2030年までは各国NDCs相当の排出制約を想定



日本の2050年カーボンニュートラルシナリオの分析では、日本の排出削減シナリオに加えて、世界全体について1.5°Cシナリオを併せて想定(世界のカーボンニュートラルエネルギー資源の取り合いも踏まえた分析)

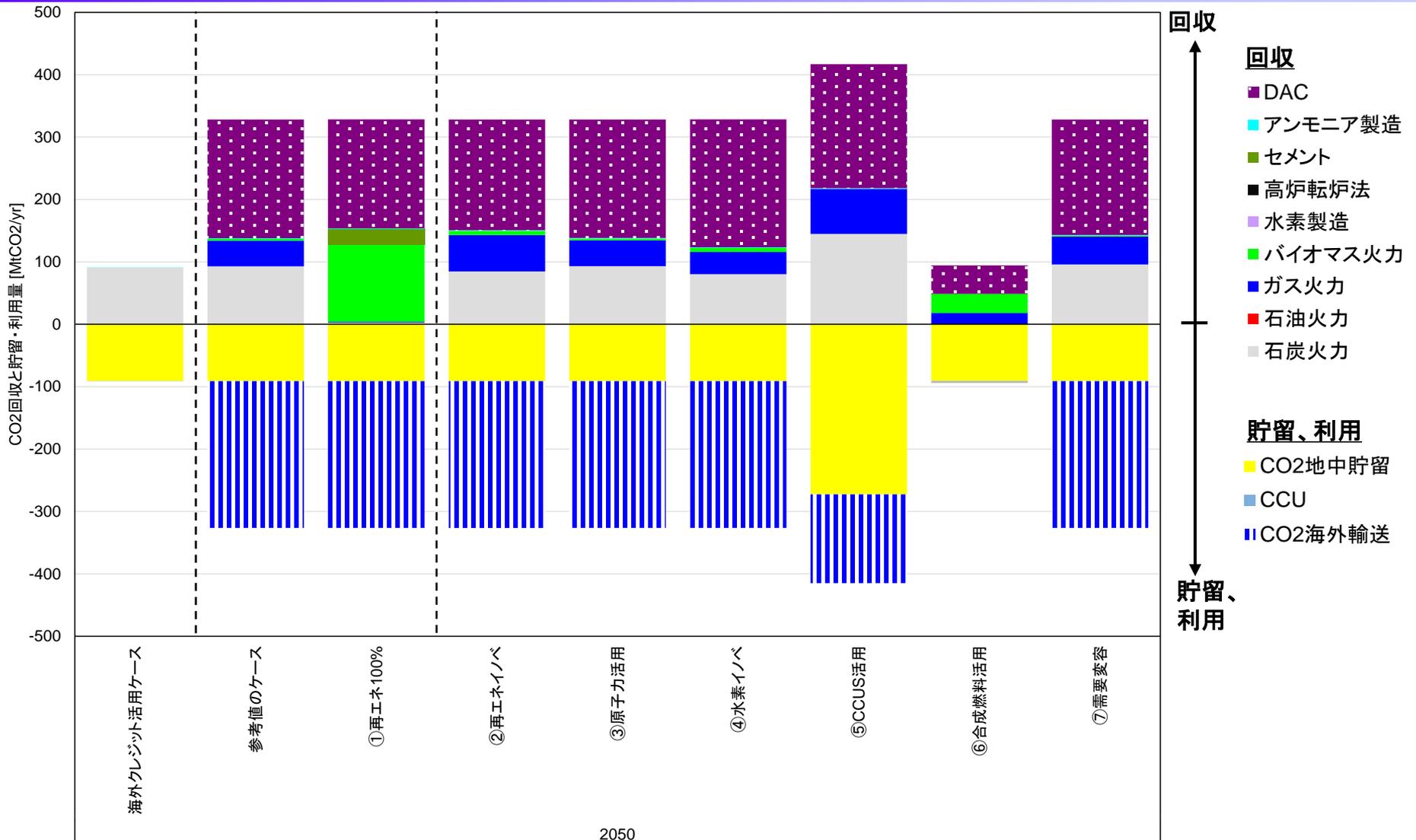
# 最終エネルギー消費量 (2050年)



注) CCSなしの化石燃料は、負排出技術でオフセットされており、カーボンニュートラル化石燃料となっている。産業部門などでは石炭からガスへの転換が見られるが、電化が難しい部門もあり、ガスが残りやすい。

- ✓ 2050年▲100%ではいずれのシナリオでも相当大的な省エネルギーが見られる。
- ✓ 再エネ比率が参考値のケースから上昇すると、統合費用が上昇。特に「①再エネ100%」では電力供給の限界費用が相当上昇するため、電力需要を大きく低減させる結果に。民生部門などで、電化が進みにくく、参考値のケース比で石油需要が上昇。

# 日本のCO<sub>2</sub>バランス（2050年）



- ✓ 「①再エネ100%」では、化石燃料発電+CCSは除かれるため、BECCSを利用
- ✓ 世界の限界削減費用均等化の「海外クレジット活用ケース」では、日本においてはDACは経済的なオプションにはなっていない(海外でのDACCS等を実施)。CO<sub>2</sub>の海外輸送も経済合理性はなくなる。