

ESIシンポ「エネルギー需給ひっ迫への取り組み」

2022年9月5日

---

# エネルギー安定供給とカーボン ニュートラルの実現への長期的な対 策

---

(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



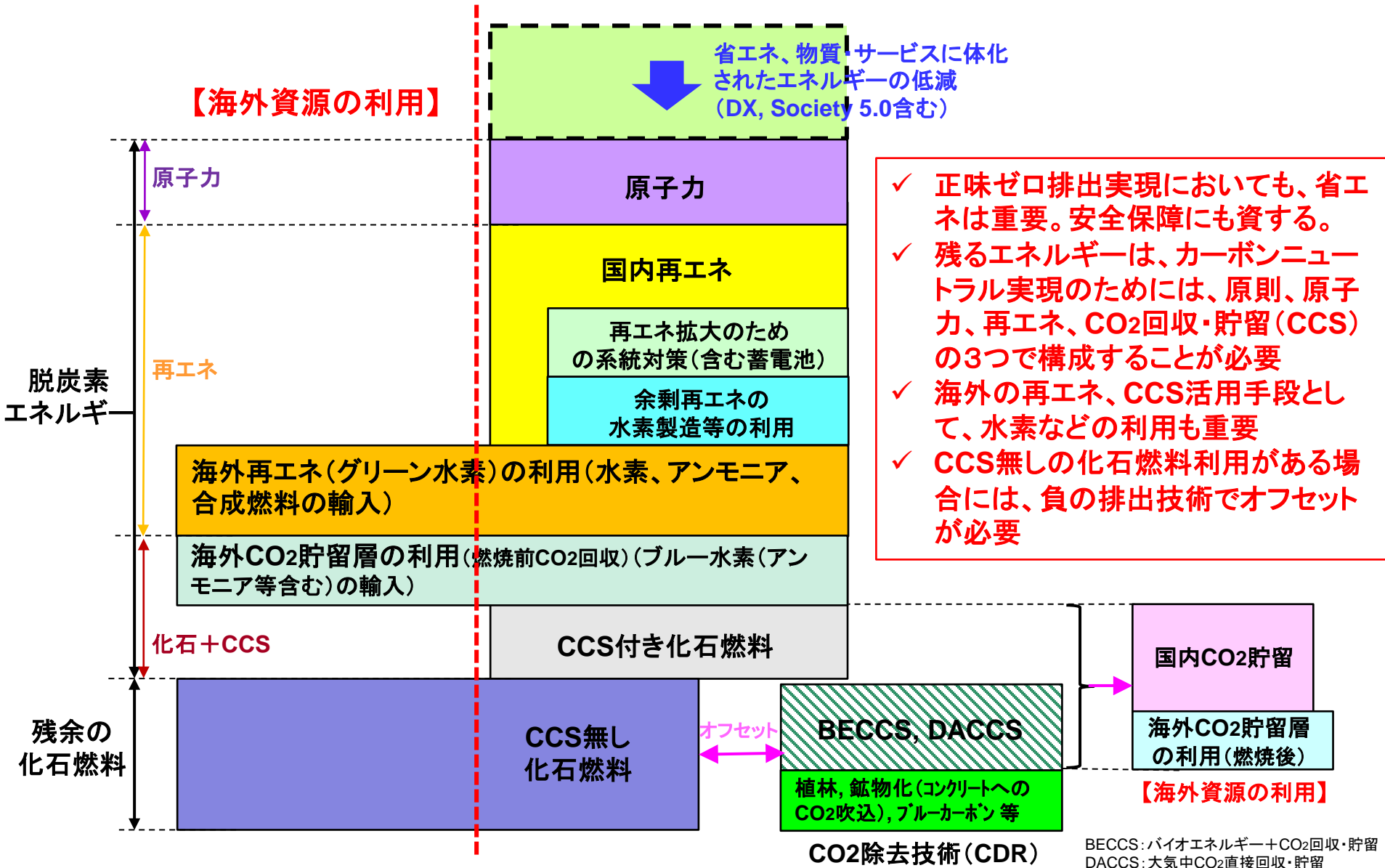
# 1. カーボンニュートラル対策の 全体概要



# 日本の正味ゼロ排出のイメージ

## 【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。安全保障にも資する。
- ✓ 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、CO2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+CO2回収・貯留  
DACCS: 大気中CO2直接回収・貯留

# 原子力の安定供給等における優位性

- 原子力は、燃料投入量に対するエネルギー出力が圧倒的に大きく（燃料交換後1年以上、発電の継続が可能）、数年にわたって国内保有燃料だけで生産が維持できる。

火力・原子力発電所(100万kW)と  
同量の発電量を得るための面積

原子力	<u>約0.6km<sup>2</sup></u>
火力	<u>約0.5km<sup>2</sup></u>
太陽光	約58km <sup>2</sup> ※山手線の内側の 面積が約63km <sup>2</sup>
風力	約214km <sup>2</sup>

原子力発電所(100万kW)の年間発電量  
を代替する場合に必要な燃料

原子力 (濃縮ウラン)	<u>21トン</u>
天然ガス	950,000トン
石油	1,550,000トン
石炭	2,350,000トン

国内在庫日数

原子力 (ウラン)	<u>約2.9年分</u>
天然ガス	約20日分
石油	約200日分
石炭	約29日分

# 日本の原子力発電容量の見通し

- 廃炉が決定されたものを除き、**36基の原子力発電所（建設中を含む）が60年運転すると仮定しても、自然体では、2040年代以降、設備容量は大幅に減少する見通し。**

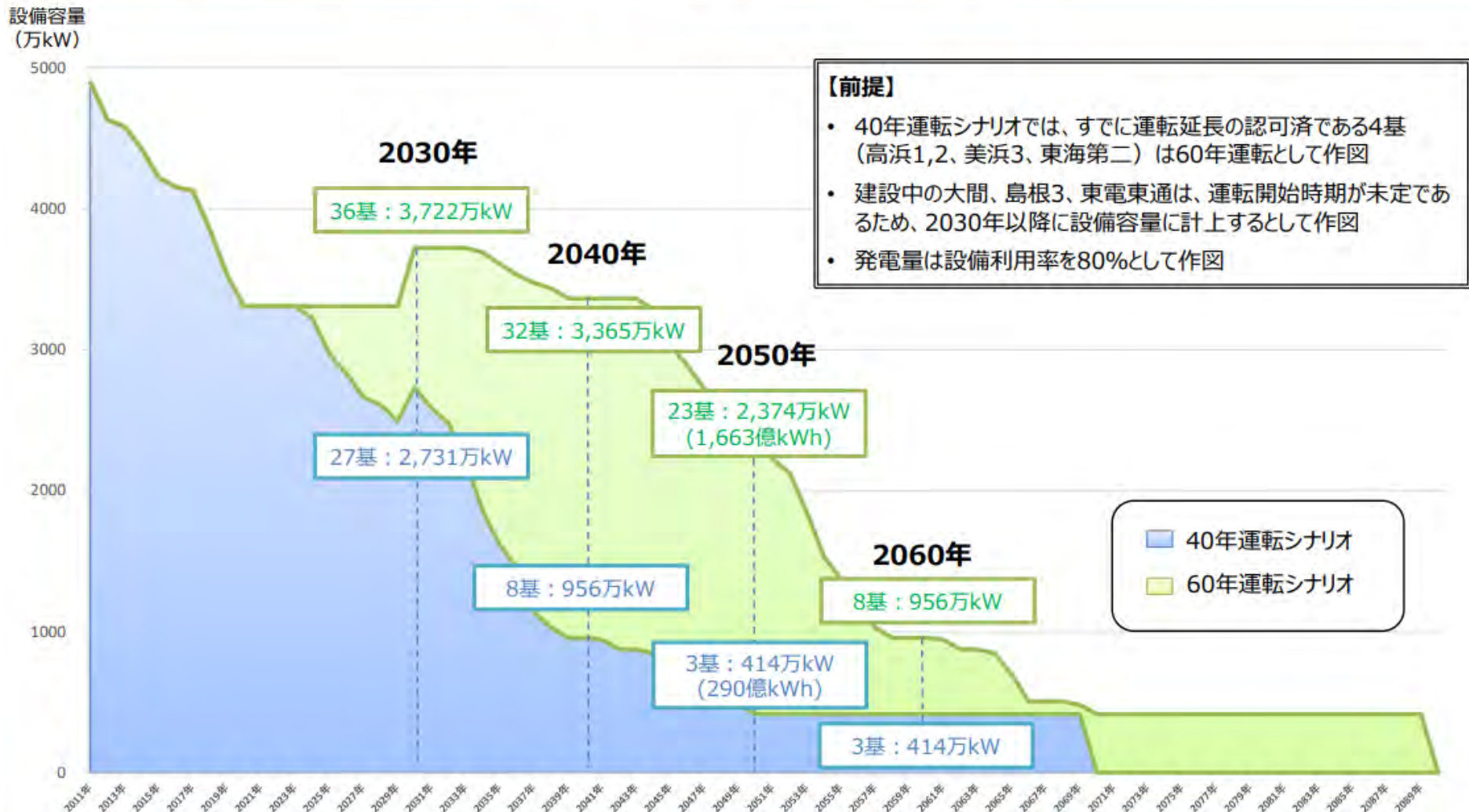
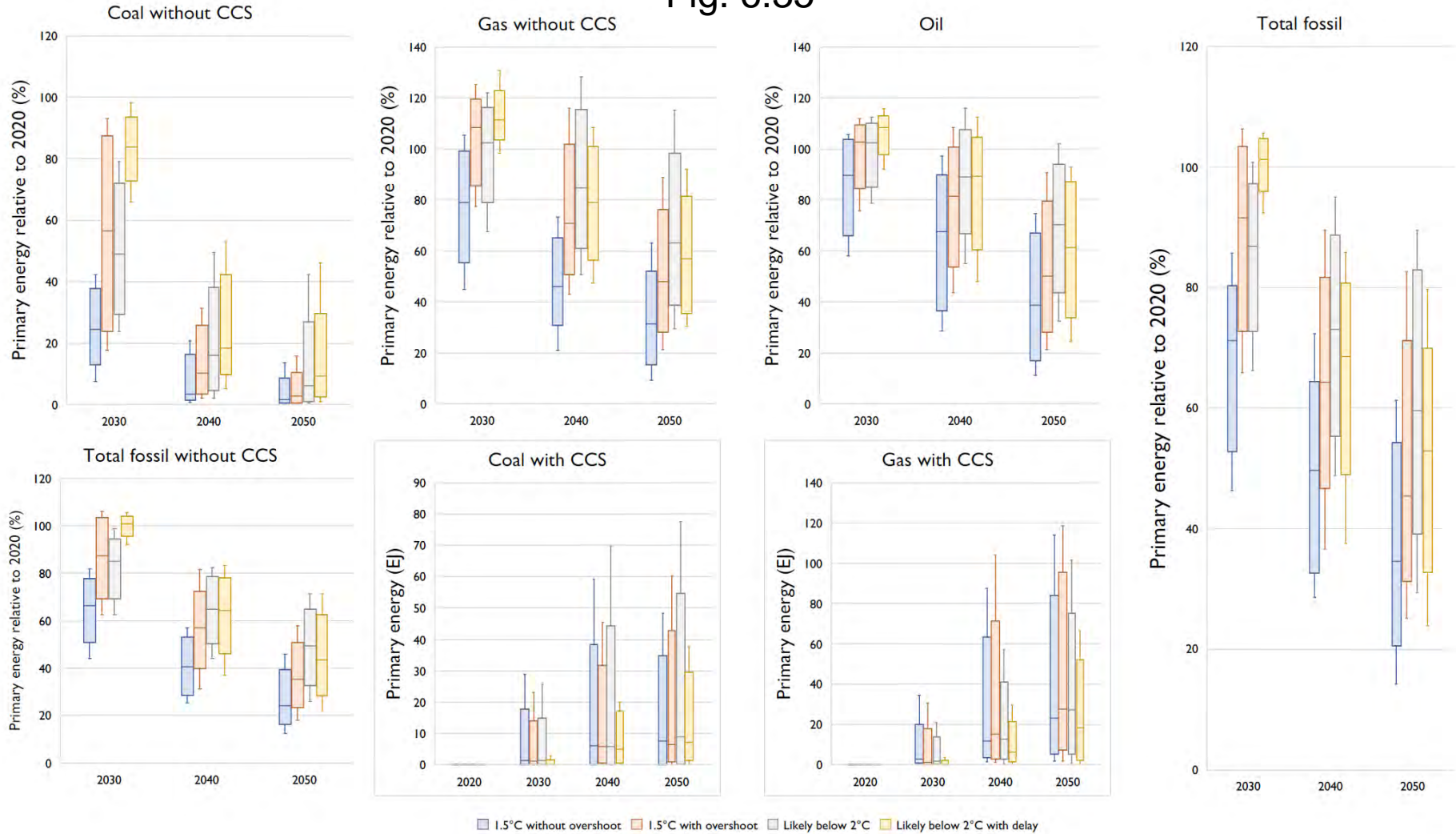


Fig. 6.35



- ✓ 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。
- ✓ そもそも、CNというイメージによって、化石燃料退出の圧力が強まり過ぎてきたのではないか。

- 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。

# 2. 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。





# 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

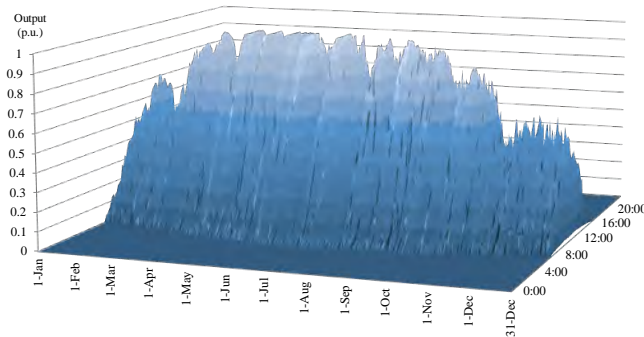
# 統合費用の想定：東大-IEEJ電源構成モデルの分析結果を活用

- ◆ 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

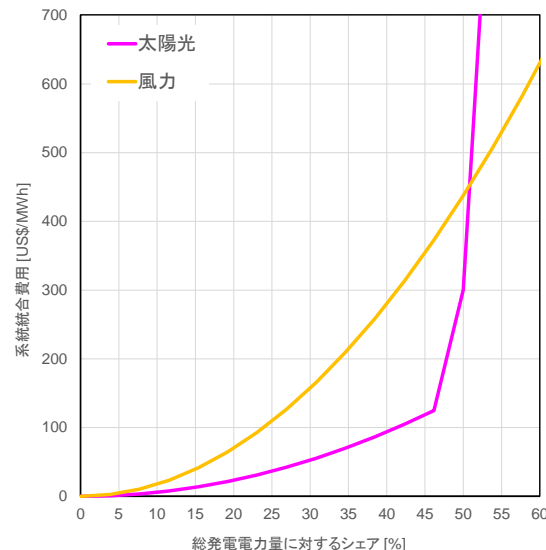
モデル計算で考慮されているもの・・・出力抑制、電力貯蔵システム（揚水発電、リチウムイオン電池、水素貯蔵）、発電設備の利用率低下、地域間連系線、貯蔵や送電に伴う電力ロス

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）

# 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)

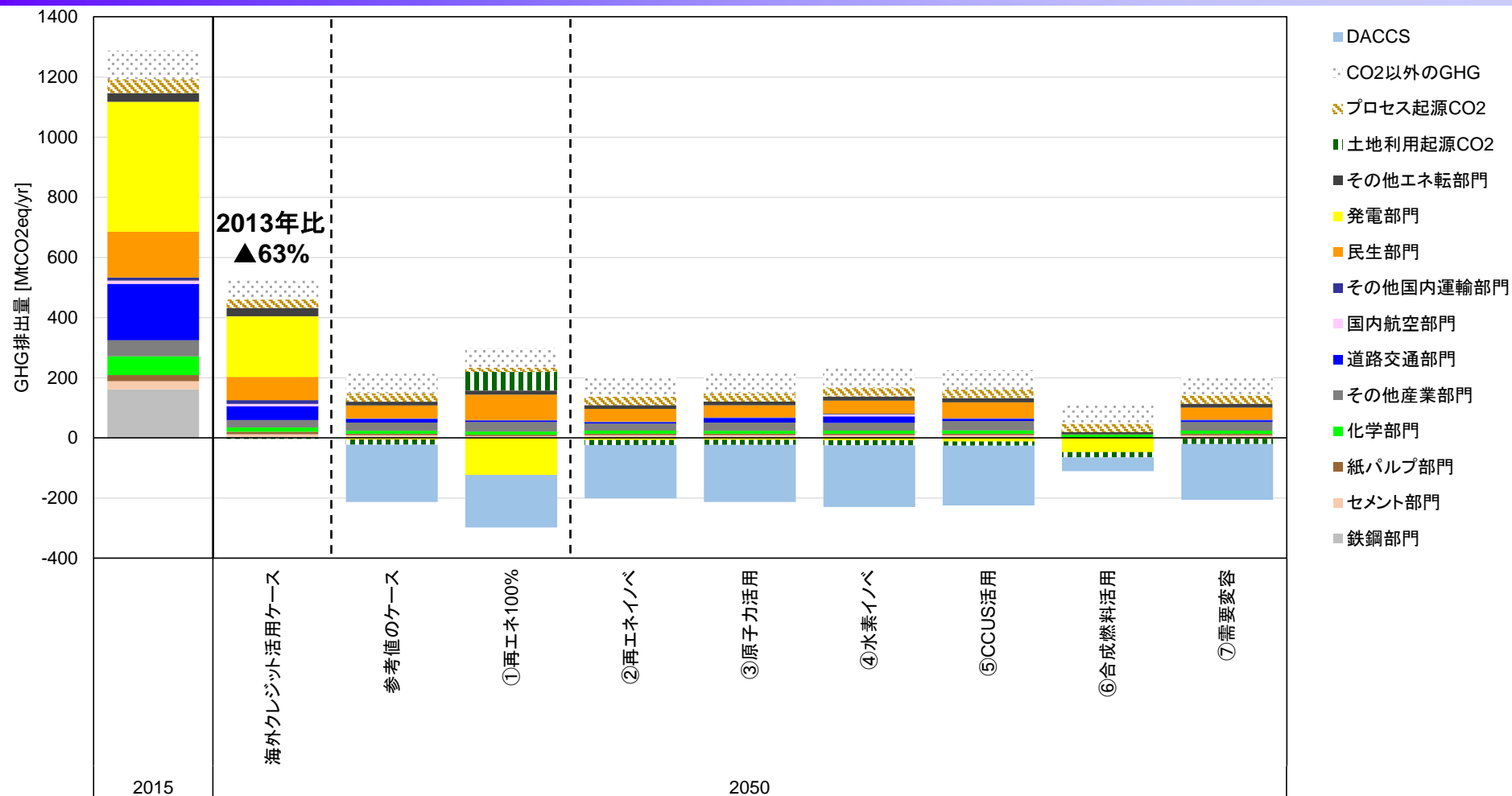
シナリオ名	再エネコスト	原子力比率 (上限値)	水素コスト等	CCUS (貯留ポテンシャル、上限値)	完全自動運転 (カーライドシェア)
参考値のケース*1	標準コスト	10%	標準コスト	国内貯留: 91MtCO <sub>2</sub> /yr、 海外への輸送: 235MtCO <sub>2</sub> /yr	標準想定 (完全自動運転車 実現・普及想定せず)
①再エネ100%		0%			
②再エネイノベ	低位コスト	10%			
③原子力活用*2	標準コスト	20%	水電解等の水素製造、 水素液化設備費: 半減	国内貯留: 91MtCO <sub>2</sub> /yr、 海外への輸送: 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。

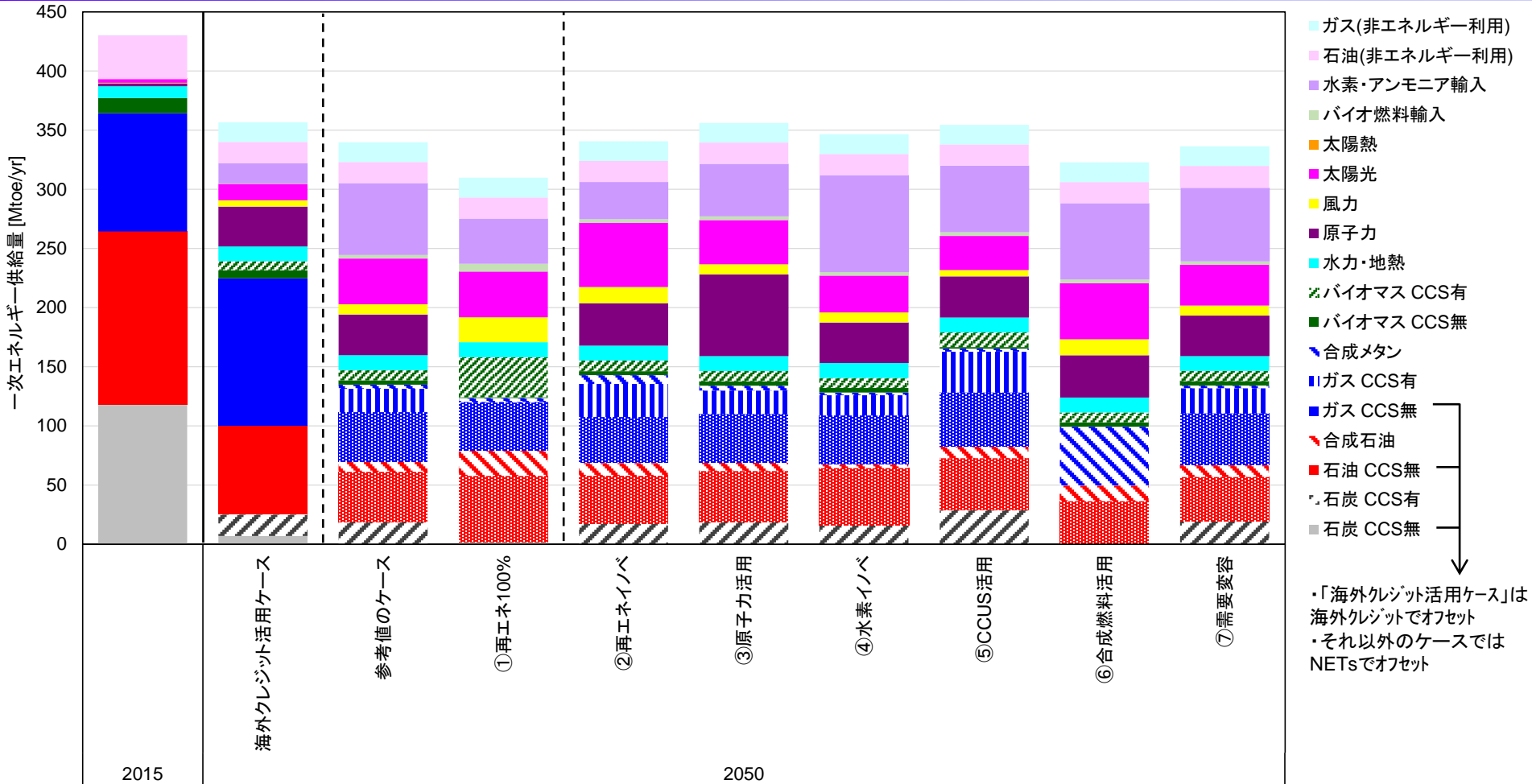
\*3: 国内は②再エネイノベと同じコスト・ポテンシャル想定。海外は更に安価な再エネコスト・ポテンシャルを想定。

# 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）

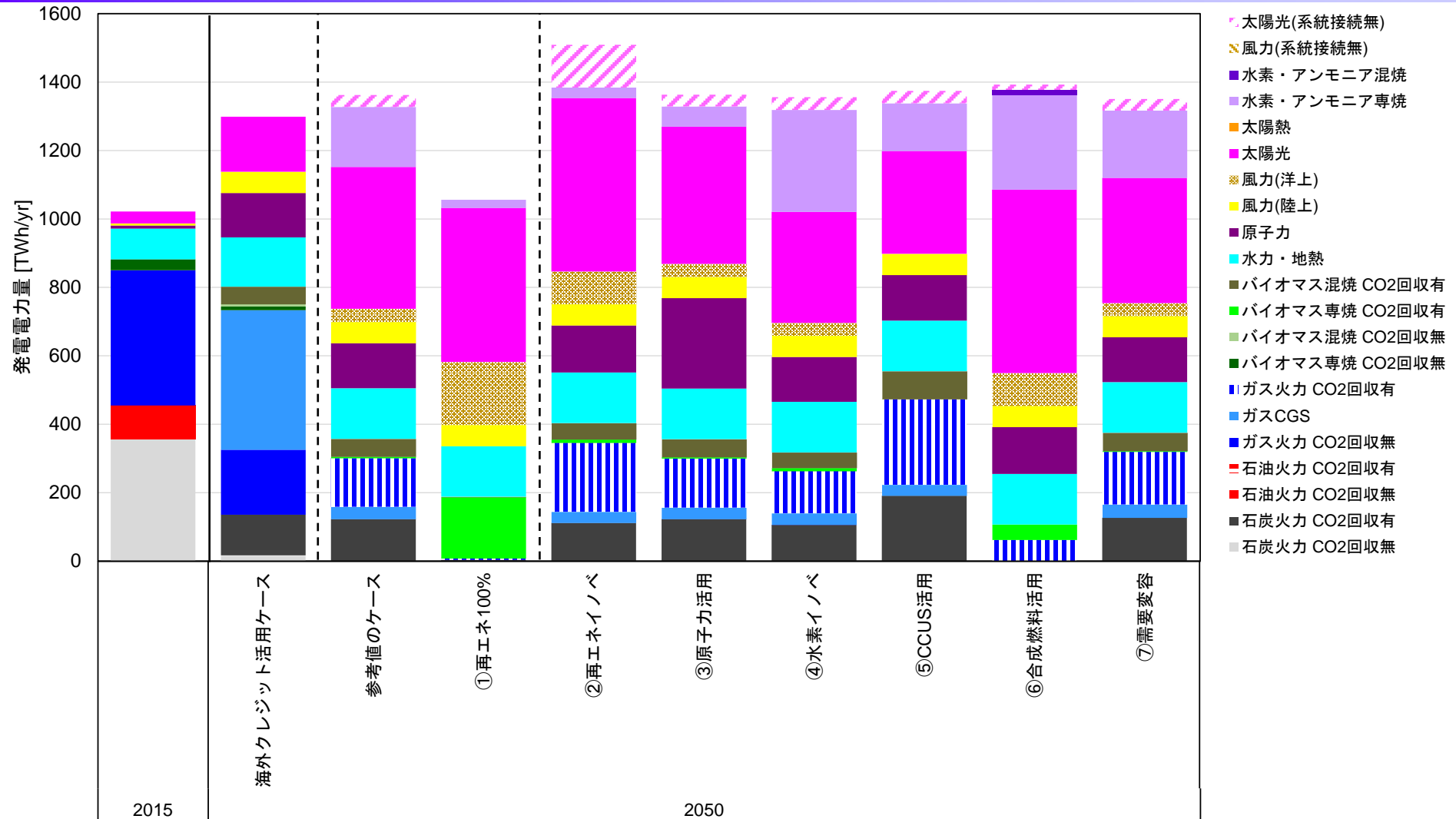


注1) 一次エネルギー換算はIEA統計に準じている。バイオマス以外の再エネ: 1 TWh=0.086 Mtoe、原子力: 1TWh=0.086÷0.33 Mtoe

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

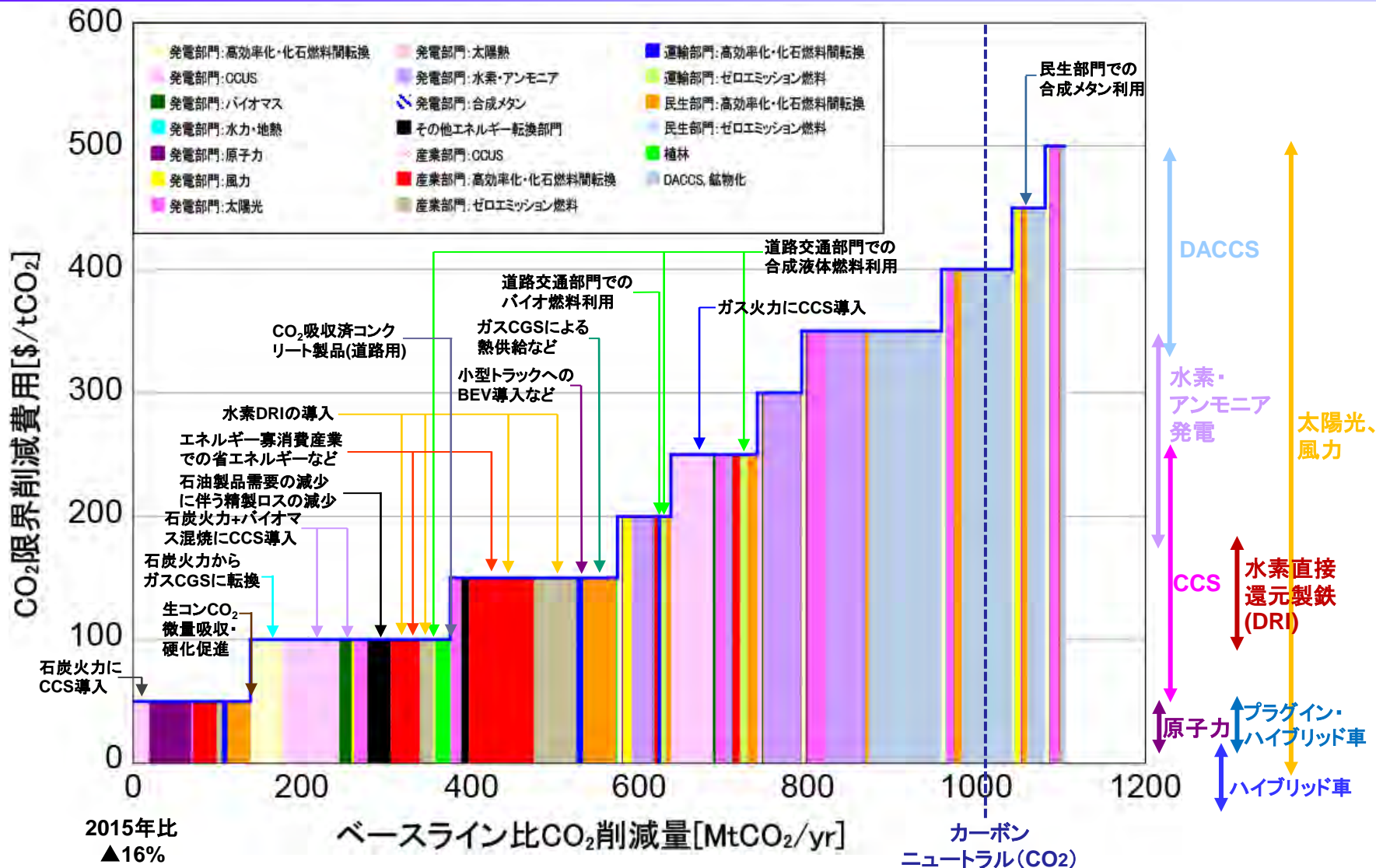
\*1 [] (青字) はベースラインからのコスト増分。() 赤字は「参考値のケース」からのコスト変化

\*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



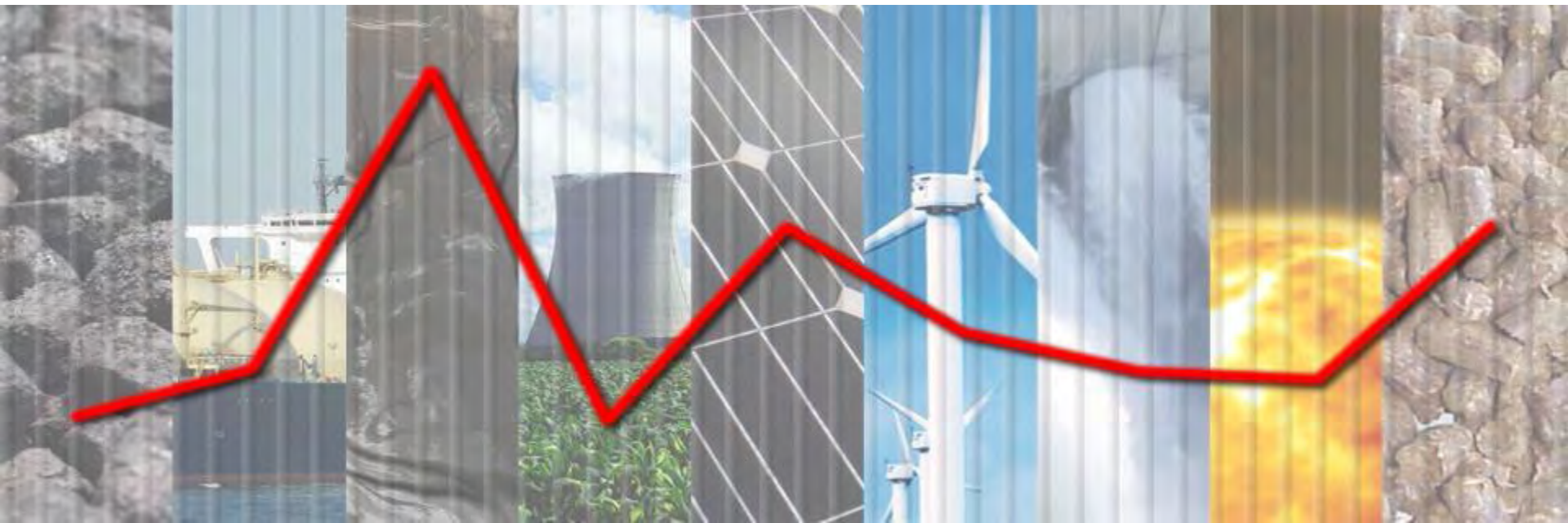
# 2050年の部門別・技術別の排出削減ポテンシャル・コスト推計：日本



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。

### 3. エネルギー—安全保障・安定供給、 経済性も踏まえた政策動向



# 2030年に関するエネルギー基本計画の記述： 基本方針と需要サイド

## 2030年に向けた政策対応のポイント【基本方針】

出典)エネルギー基本計画の概要(2021年10月)

- エネルギー政策の要諦は、安全性を前提とした上で、エネルギーの安定供給を第一とし、経済効率性の向上による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合を図るS+3Eの実現のため、最大限の取組を行うこと。

## 2030年に向けた政策対応のポイント【需要サイドの取組】

- 徹底した省エネの更なる追求
  - 産業部門では、エネルギー消費原単位の改善を促すベンチマーク指標や目標値の見直し、「省エネ技術戦略」の改定による省エネ技術開発・導入支援の強化などに取り組む。
  - 業務・家庭部門では、2030年度以降に新築される住宅・建築物についてZEH・ZEB基準の水準の省エネ性能の確保を目指し、建築物省エネ法による省エネ基準適合義務化と基準引上げ、建材・機器トップランナーの引上げなどに取り組む。
  - 運輸部門では、電動車・インフラの導入拡大、電池等の電動車関連技術・サプライチェーンの強化、荷主・輸送事業者が連携した貨物輸送全体の最適化に向け、AI・IoTなどの新技術の導入支援などに取り組む。
- 需要サイドにおけるエネルギー転換を後押しするための省エネ法改正を視野に入れた制度的対応の検討
  - 化石エネルギーの使用の合理化を目的としている省エネ法について、非化石エネルギーも含むエネルギー全体の使用の合理化や、非化石エネルギーの導入拡大等を促す規制体系への見直しを検討。  
→事業者による非化石エネルギーの導入比率の向上や、供給サイドの変動に合わせたデマンドリスポンス等の需要の最適化を適切に評価する枠組みを構築。
- 蓄電池等の分散型エネルギーリソースの有効活用など二次エネルギー構造の高度化
  - 蓄電池等の分散型エネルギーリソースを活用したアグリゲーションビジネスを推進するとともに、マイクログリッドの構築によって、地産地消による効率的なエネルギー利用、レジリエンス強化、地域活性化を促進。

## 2. 脱炭素に向かうファイナンスと化石依存リスクの増大

(1) 化石資源からのダイベストメントの結果、化石資源は趨勢的に「ひっ迫、不安定化」

→化石依存度が高い経済ほど経済の不安定化要因が大きくなる構造に

(2) ESG投資が拡大する中、トランジション投資も増加傾向だが、未だ限定的

→国内ESG投資が2020年で約310兆円\*に達する中、トランジション投資は限定的

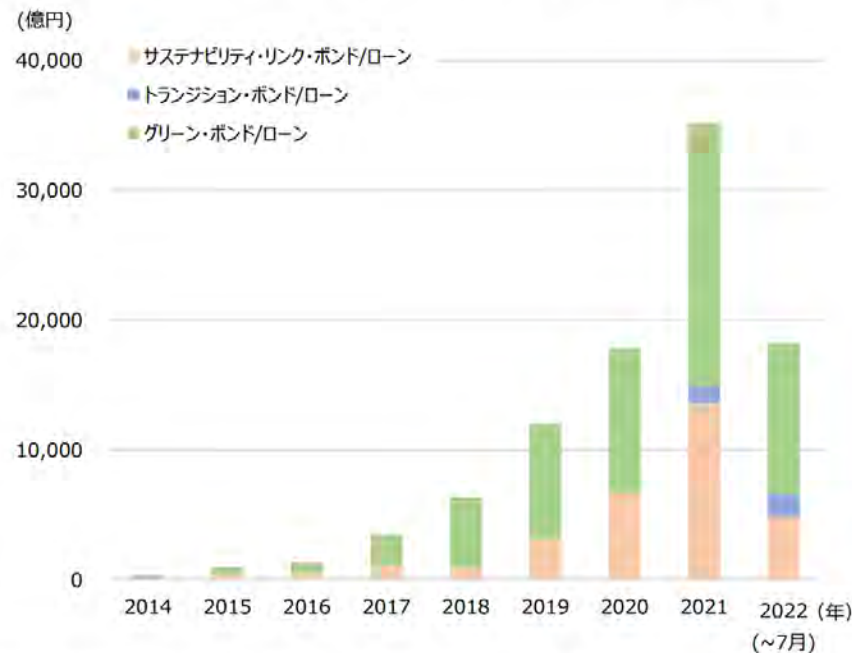
\*国内ESG投資額については、Global Sustainable Investment Review 2020より抜粋

### 化石資源開発への投資額推移



出所：IEA World Energy Investment 2021

### 国内脱炭素関連ファイナンス案件の拡大



出所：金融機関のウェブサイトなど公表情報を基に経済産業省作成

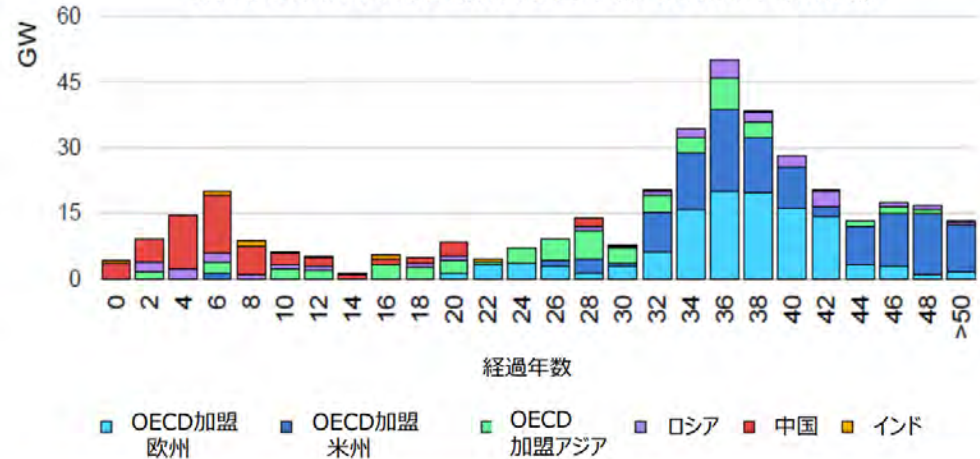
# 国際エネルギー機関IEAによる 原子力利用国の政策担当者への勧告

- **2022年6月、IEAは報告書「原子力発電と確実なエネルギー移行」を公表。**カーボンニュートラル実現やエネルギー安全保障の要請で再注目される原子力を取りまく現状を分析し、**原子力を利用する国の政策立案担当者に向けた政策勧告を公表。**

## <原子力発電を取りまく現状>

- 欧米における最近の原子力発電所建設プロジェクトは**大幅な遅延とコスト超過**を経験
- 先進国の原子炉の**老朽化が進み、市場の主導権は中国・ロシアに移行**  
(2017年以降に世界中で着工された31基のうち27基がロシア又は中国製)

地域ごとの原子力発電所の経過年数（2021年末時点）



## <原子力を利用する国の政策立案担当者に向けた政策勧告>

- ① 既存炉を安全が保障される限り、**できるだけ長期に運転を継続**すべき。
- ② CO2を排出せず、継続的に電力供給が可能な**原子力発電の長所が認められるよう電力市場を設計**すべき
- ③ 新設炉の建設計画を支援するため、**新設計画の投資を促す資金確保枠組みを構築**すべき。
- ④ 新設計を含め、**効率的で実効性のある安全規制を確保**するための十分な財源と能力を確保すべき。
- ⑤ **廃棄物処分施設の認可・建設**に向け市民理解を促進すべき。
- ⑥ 小型モジュール炉(SMR)の開発と実装を加速するため、**実証炉計画やサプライチェーンへの投資を支援**すべき。
- ⑦ 事業のパフォーマンスに応じて支援を見直すべき。

“原子力が振り返るかどうかは、各国政府が原子力発電所を安全に運転させ、新たな原子力技術への投資を支持する政策を打ち出せるかにかかっている” (IEAビロル局長、IEAプレスリリースより)

## 2022年5月19日「クリーンエネルギー戦略」に関する有識者懇談会での総理発言要旨

- ◆ 「クリーンエネルギー中心の経済・社会、産業構造に転換し、気候変動問題に対応していくことは、これまでの資本主義の負の側面を克服していく、新しい資本主義の中核的課題。こうした取組は、投資拡大を通じた経済の成長を実現し、国民生活に裨益(ひえき)するもの。
- ◆ **ロシアによるウクライナ侵略により、エネルギー安全保障をめぐる環境は一変。**産業革命以来の長期的な化石燃料中心社会から、炭素中立型社会へ転換するため、少なくとも今後10年間で、官民協調で150兆円超の脱炭素分野での新たな関連投資を実現していく。
- ◆ 『官も民も』の発想で、今後10年超を見通して、脱炭素に向けた野心的な投資を前倒しで大胆に行っていくため、政府は、まず、規制・市場設計・政府支援・金融枠組み・インフラ整備などを包括的に、GX投資のための10年ロードマップとして示す。企業投資の予見可能性を高め、多くのプレイヤー間の市場取引を最大限活用することを可能とする5つの政策イニシアティブを盛り込む。
- ◆ 大きな柱は、前例のない支援の枠組み。従来の本予算・補正予算を毎年繰り返すのではなく、**複数年度にわたり、予見可能性を高め、脱炭素に向けた民間の長期巨額投資の呼び水とするため、可及的速やかにGX促進のための支援資金を先行して調達し、民間セクターや市場に、政府としてのコミットメントを明確にする。**今後10年間に150兆円超の投資を実現するため、成長促進と排出抑制をともに最大化する効果を持った、成長志向型カーボンプライシング構想を具体化する中で、裏付けとなる将来の財源を確保しながら**20兆円とも言われている必要な政府資金をGX経済移行債(仮称)で先行して調達し、速やかに投資支援に回していくことと一体で検討する。**
- ◆ 規制・支援一体型の投資促進策として、省エネ法などの規制対応、**水素・アンモニアなどの新たなエネルギーや脱炭素電源の導入拡大に向け、新たなスキームを具体化**させる。企業の排出削減に向けた取組を加速させるためのGXリーグの段階的発展・活用、民間投資の呼び水として、トランジション・ファイナンスなどの新たな金融手法の活用、アジア・ゼロエミッション共同体などの国際展開戦略も含め、企業の投資の予見可能性を高められるよう、具体的なロードマップを示す。

現状

## グローバル

- ロシアによるウクライナ侵略に起因する「石油・ガス市場攪乱」
- エネルギーをめぐる世界の「断層的変動」  
⇒ 構造的かつ周期的に起こり得る「安保直結型エネルギー危機」の時代へ



## 日本

- エネルギー政策の遅滞  
⇒電力自由化の下での事業環境整備、再エネ大量導入のための系統整備、原子力発電所再稼働 などの遅れ



対応

- まず、「足元の危機」を「施策の総動員」で克服
- 並行して、「不安定化する化石エネルギーへの過度の依存が安保・経済両面での国家リスクに直結」「2050年CN、2030年▲46%目標達成にもGXは不可欠」との認識の下で、GXを前倒し・加速化
- 「GXの前倒し・加速化」（第3回以降で議論）
  - ①産業転換 ⇒成長志向型カーボンプライシング と 支援・規制一体での早期導入
  - ②グローバル戦略 ⇒アジア大での「トランジション投資（GX移行投資）」の拡大 など
- 「エネルギー政策の遅滞」解消のために政治決断が求められる事項
  - ①再エネ ⇒送電インフラ投資の前倒し、地元理解のための規律強化
  - ②原子力 ⇒再稼働への関係者の総力の結集、安全第一での運転期間延長、次世代革新炉の開発・建設の検討、再処理・廃炉・最終処分のプロセス加速化

など

# 再エネ政策の今後の進め方

～2023春

～2025

2030年

2050年

## 【次世代ネットワークの構築】

- 北海道等の再エネポテンシャルを活用するための**北海道～本州間の海底直流送電の整備**（200万kW新設）
- **東西の更なる連系**に向けた50/60Hz変換設備の増強(210→300万kW(2027年度))
- 2022年度中に策定予定の**マスタープランに基づく系統整備**（約3.8～4.8兆円：中間整理試算）
- 系統投資に必要な**資金（数兆円規模）の調達環境の整備**

## 【調整力の確保】

- **定置用蓄電池の導入加速**
  - 低コスト化、DRでの活用、接続ルールの整備等
- **長期脱炭素電源オークション**
  - 蓄電池、揚水、水素等の脱炭素電源に対する投資を促す仕組みの早期具体化
- **水素・アンモニアの活用**
  - 国際水素サプライチェーンの構築
  - 余剰再エネ等を活用した水電解装置による国産水素の製造

①再エネ大量導入  
に向けた系統整備/  
調整力の確保

## 【イノベーションの加速】

- **国産 次世代型太陽電池**（ペロブスカイト／屋根や壁面などの有効活用）
  - 実証（2023～）→社会実装（2025～）→早期に大規模活用
- **洋上風力**
  - 浮体式大規模実証（2023～）、セントラル方式導入による案件組成（2025～）

太陽光  
2030年:104-118GW

洋上風力案件組成  
2030年:10GW  
2040年:30-45GW

## ②国産再エネの 最大限の導入

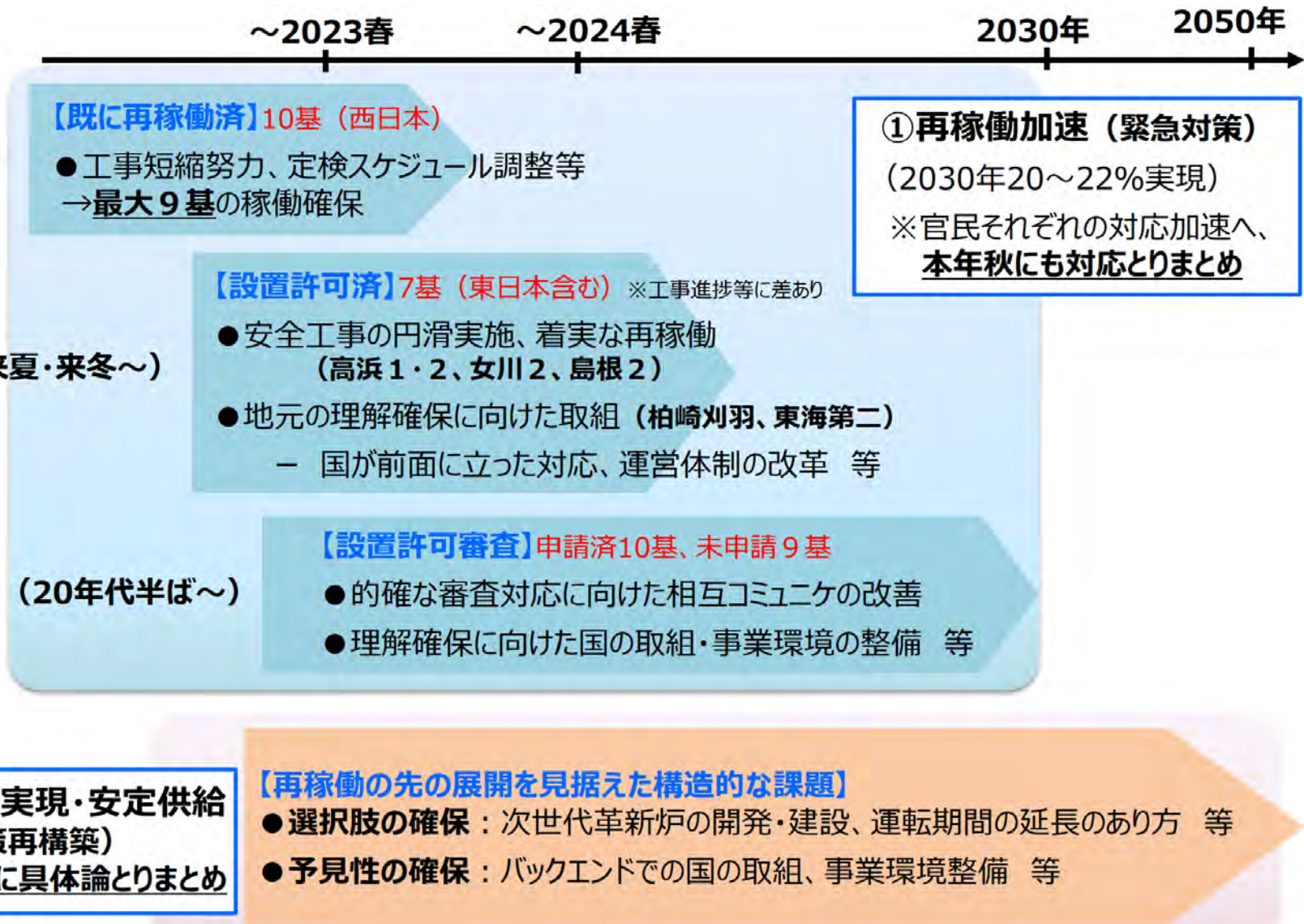
2030年36～38%実現  
(2021年10月閣議決定)

## 【国産再エネの最大限導入】

- **事業規律の強化**に向けた制度的措置の強化
- 国民負担軽減も見据え、**入札制度の活用・新制度（FIP）の導入**（2022年～）  
（FIT/FIP制度に基づく2022年度再エネ買取見込額：4.2兆円）
- **地域と共生した再エネの導入拡大**
  - 公共部門の率先実行：設置可能な建築物等の約50%の導入（6.0GW）
  - 改正温対法に基づく促進区域制度等を通じた地域共生型再エネの推進（8.2GW）
- **既設再エネ（太陽光約60GW）の最大活用**：増出力・長期運転に向けた追加投資の促進



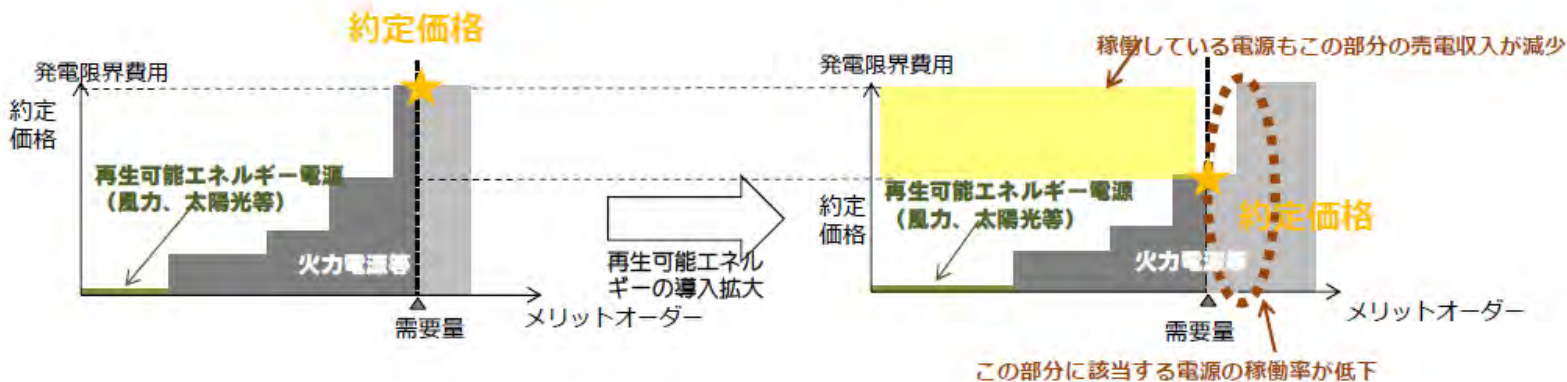
# 原子力政策の今後の進め方



# 電源退出・新規電源投資過少の構造的課題

再生可能エネルギーの導入拡大によるメリットオーダーへの影響

出典) 政府資料



こうした電源について、投資回収の予見性が低下

- 供給力の不足が顕在化するまでの流れは以下のとおり整理され、供給力不足に陥る前に、適切なタイミングで電源投資が行われるよう、投資回収の予見性を高める必要がある。

投資回収の  
予見性低下

- ・ 総括原価方式から、卸電力市場を通じた投資回収への移行
- ・ FIT制度等を通じた再エネ導入等による売電収入の低下



電源投資意欲  
の減退

- ・ 電源投資（新設・リプレイス等）の停滞
- ・ 既存発電所の閉鎖（早期の閉鎖も含む）



供給力不足・  
料金高止まり

- ・ 需給逼迫期間における料金高止まり
- ・ 需給を調整するための電源の不足

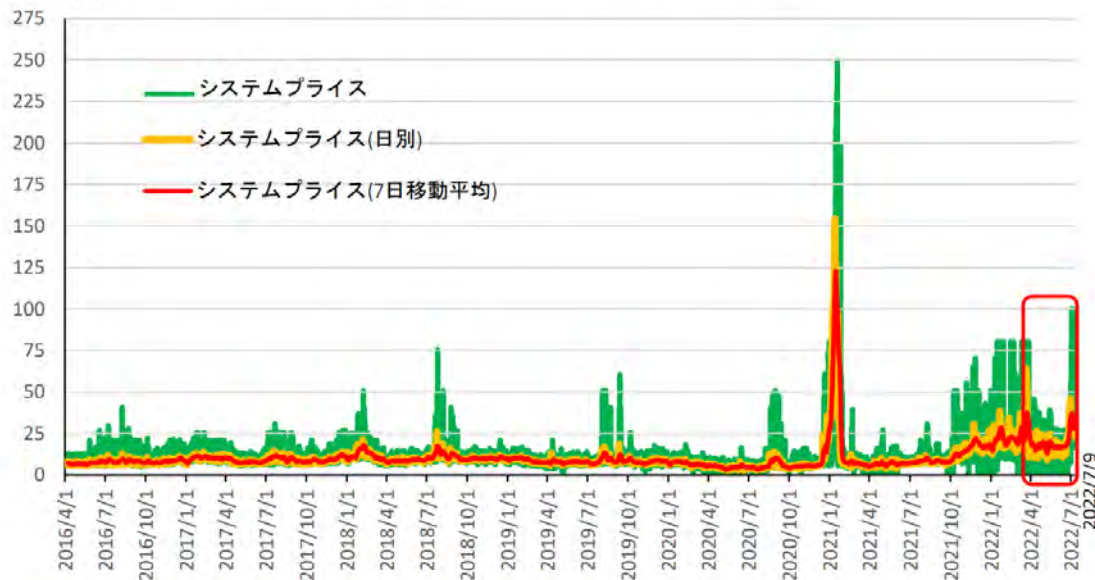
適切なタイミングで電源投資が行われるよう、投資回収の予見性向上策が必要

- ✓ 電源維持や新規電源投資が過少化する課題への認識があり、2024年度からの容量市場での容量確保の制度もスタート
- ✓ しかし、容量市場では、経過措置として旧一般電気事業者が受け取る容量拠出金を減じる措置も取られ、電源維持の経済合理性が低下
- ✓ 発電事業が、持続的に電源に新陳代謝を行える仕組みにしていかなければならない。

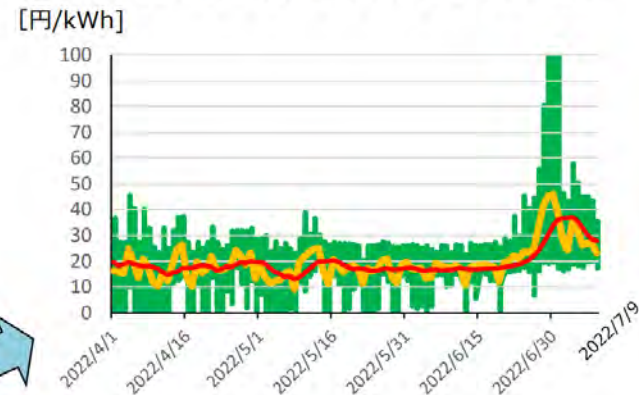
# 電力卸取引市場(スポット市場)の価格変化

## 取引価格 (スポット市場)

[円/kWh]



出典) 電力・ガス基本政策小委員会資料 (2022)  
 <2022年4月1日~2022年7月9日分>



(出所) JEPXホームページ

	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
平均価格 (円/kWh) ※	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5	19.6
最高価格 (円/kWh)	55	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0	80.0	100.0
200円/kWh超えの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	56	0	0
100~200円/kWhの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	287	0	8
(参考)0.01円/kWhの時間帯	0	0	0	0	0	0	22	266	284	276

※2022年度の平均価格は2022年7月9日時点までの価格

- ✓ 卸取引市場の価格変動は激しい。変動性再生可能エネルギーの拡大によって、一層、0円/kWh近傍の極めて安価な価格と極めて高価な価格の2極化が進む可能性。
- ✓ 長期の期間を要することが多い電源投資において、ボラティリティの高い市場に委ねることは適切なのか。
- ✓ 市場の適切な設計が重要であるとともに、水素や蓄電池の導入など、電力需要、供給両面で需給バランスを図りやすい対策をとっていくことが求められる。

# 脱炭素長期電源容量市場の導入に向けて

- 英国等の制度を参考に、脱炭素電源への新規投資を対象とした電源種混合の入札を実施し、容量収入を得られる期間を複数年間とすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する制度措置を、2023年度の導入を目的として、検討中。

## 現行の容量市場

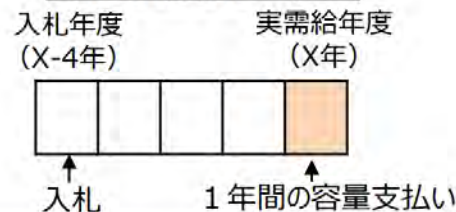
### ①目標調達量



### ②対象

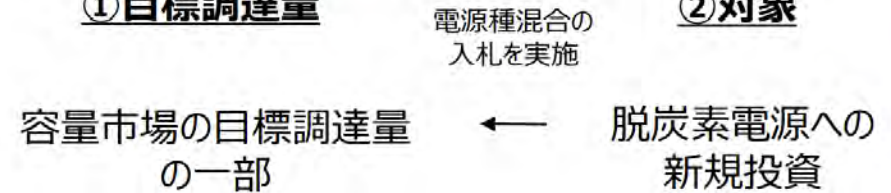
既設  
+  
新設

### ③落札案件の収入



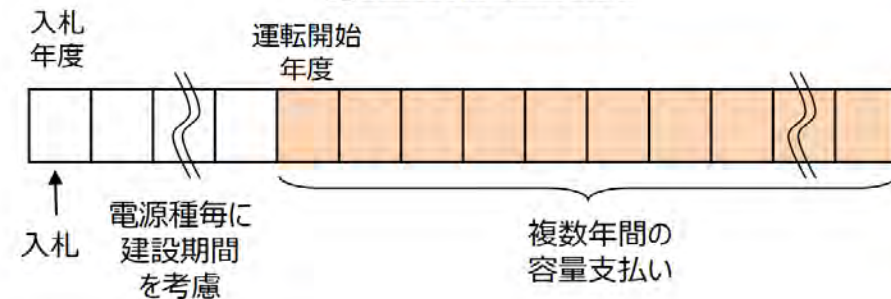
## 新たな制度措置案

### ①目標調達量



### ②対象

### ③落札案件の収入



## 【電源設備容量の買取期間】

- 以上の基礎的な考え方を前提として、制度適用期間を検討するにあたっては、更に、**全電源種共通とするか否か**といった論点を検討することが必要。
- この点については、以下の評価を踏まえ、**「全電源種共通」とすることとし、その期間**は、FIT・FIPでも多くの電源種の制度適用期間となっている**20年を基本**とすることとしてはどうか。
- なお、その上で、**20年よりも長期又は短期の適用期間を希望する事業者が存在する場合**、以下の観点を踏まえ、**事業者の任意に委ねることについて、どのように考えるべきか**。
  - 落札した脱炭素電源の長期稼働を促す観点
  - 国民負担の平準化の観点
  - 資金調達の柔軟性の観点

## 【供給力提供開始期限】

電源によって投資リスク(それに応じたリターン)が異なるため、差異をつける

電源種	供給力提供開始期限 (案)
太陽光	5年 (法・条例アセス済の場合：3年)
風力、地熱	8年 (法・条例アセス済の場合：4年)
水力	12年 (法・条例アセス済の場合：8年) (多目的ダム併設型についてはダム建設の遅れを考慮)
水素・アンモニア (専焼)、バイオマス 水素・アンモニア混焼のLNG、CCS火力 既設火力の改修 (水素・アンモニア混焼、バイオマス専焼)	11年 (法・条例アセス済・不要の場合：7年)
原子力	17年 (法・条例アセス済の場合：12年)
蓄電池	4年
LNG (時限的に対象)	6年 ※21頁のとおり、早期に供給力を提供開始できる新設・リプレース案件のみを対象とするため、供給力提供開始期限を短く設定



# 4. まとめ



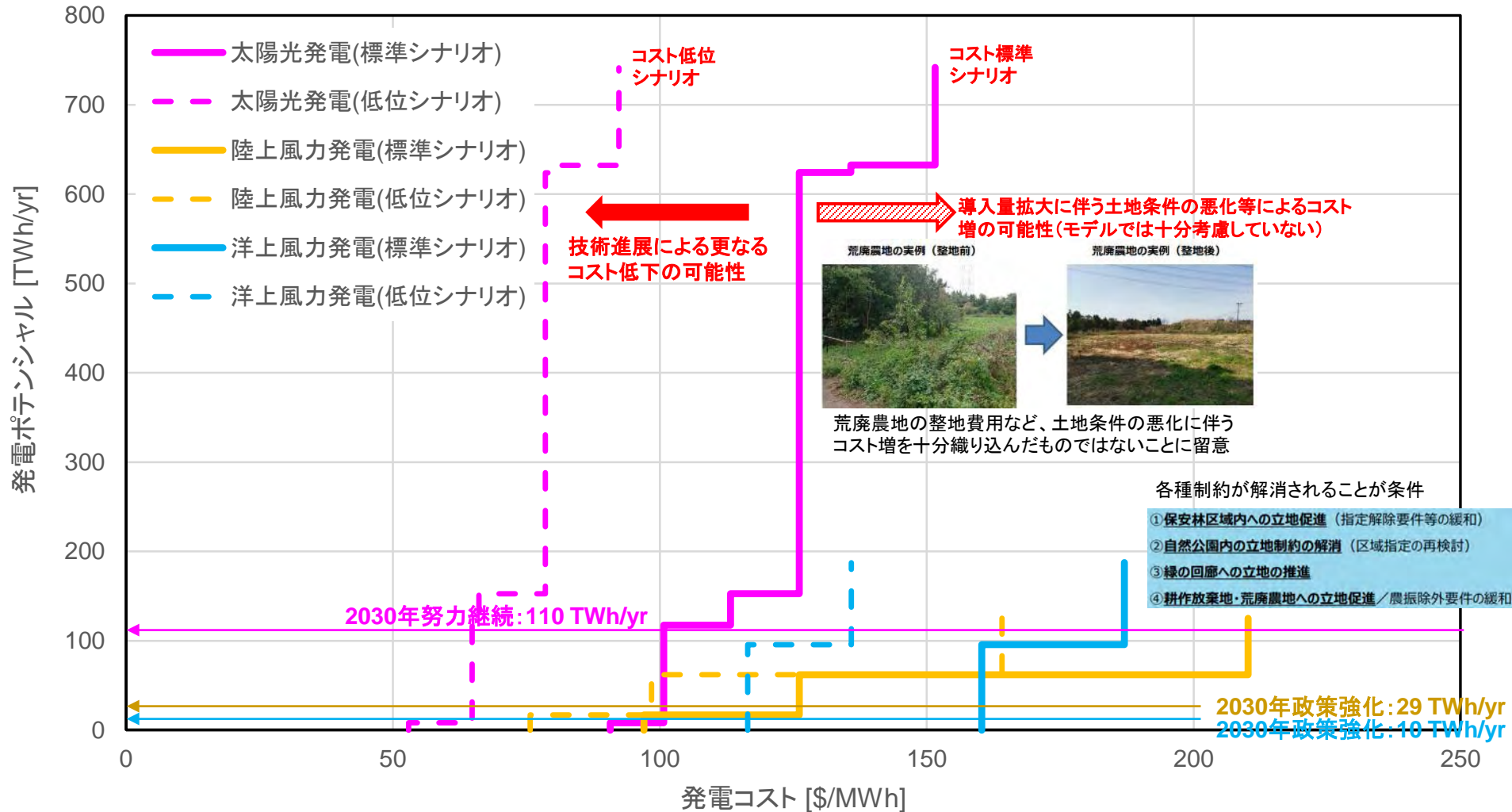
- ◆ **カーボンニュートラル早期実現の要請が強まっている。脱炭素化(ゼロ排出)のためには、原則的には、一次エネルギーは、再エネ、原子力、化石燃料+CCSのみとすることが求められる。**
- ◆ **電力化率の向上と、低炭素、脱炭素電源化は、対策の重要な方向性。いずれにしてもこれら脱炭素の各種技術のミックスが重要**
- ◆ **再エネの大幅な拡大は、必須であるとともに、頑強な見通しがある。太陽光のコスト低減は進んでおり、洋上風力では安価な価格形成も見られつつあり、良い兆しはある。ただし多くの課題もある。**
- ◆ **再エネの拡大が重要となる中、蓄電池、水素(アンモニア含む)は重要なオプション。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(IPCC第6次評価報告書でもCDRは不可避としている)。**
- ◆ **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**

- ◆ 各技術の相当な技術進展、コスト低減を見込んだとしても、現時点では2050年カーボンニュートラル達成には相当な費用が推計される。カーボンニュートラルは、ビジネス機会、リスク双方があり、国際的な制度構築を含め賢い戦略が必要。常に、国際的な競争条件を意識した対応策が必要
- ◆ 短期的な効率性(市場)に偏り過ぎず、長期的な高効率性を目指したエネルギーシステムの実現を目指すべき。ある程度柔軟性を有したシステムが必要
- ◆ 「環境と経済の好循環」、またエネルギー安全保障、安定供給の点でも、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、「環境と経済の好循環」には重要。
- ◆ サービスに体化されたエネルギーの低減、再エネ導入に伴う需給調整のためにも、需要側対策でDX活用の機会は多くあるはず。
- ◆ 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

# 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」

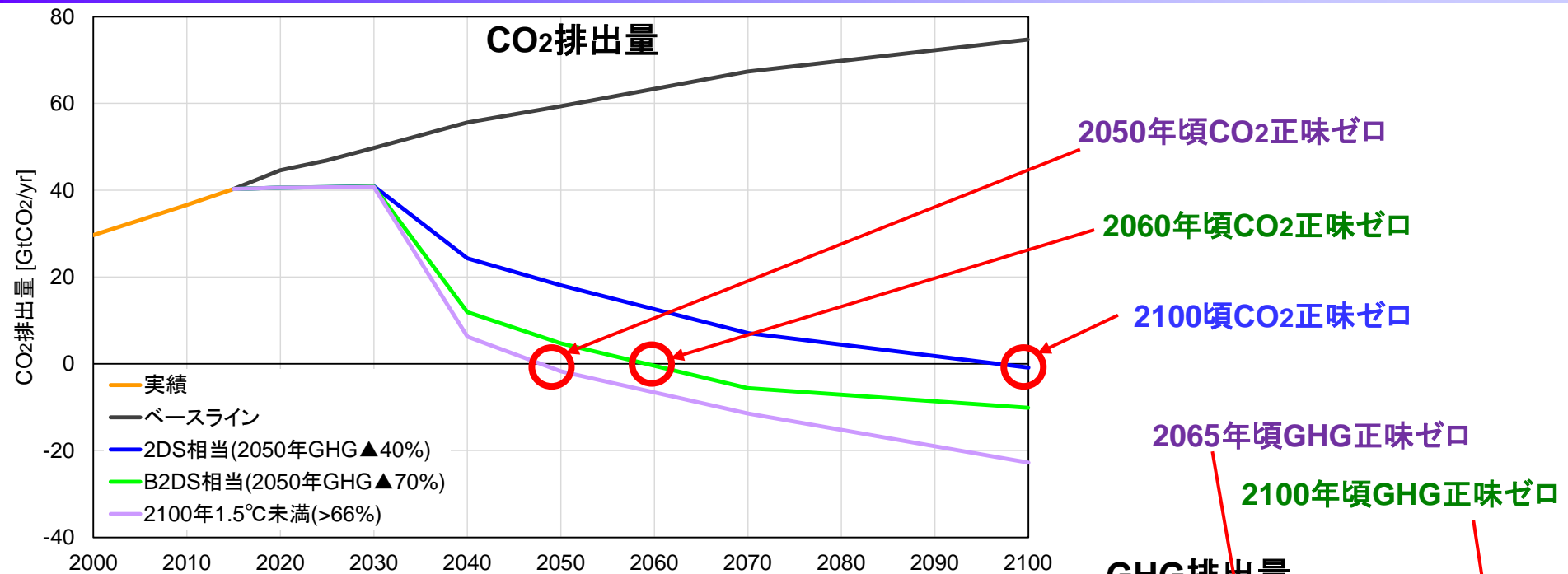
- 2050年カーボンニュートラルを目指す上で、脱炭素化された電力による安定的な電力供給は必要不可欠。3E+Sの観点も踏まえ、今後、以下に限定せず複数のシナリオ分析を行う。議論を深めて行くに当たり、それぞれの電源の位置づけをまずは以下のように整理してはどうか。

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	化石 + CCUS	<ul style="list-style-type: none"> <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。

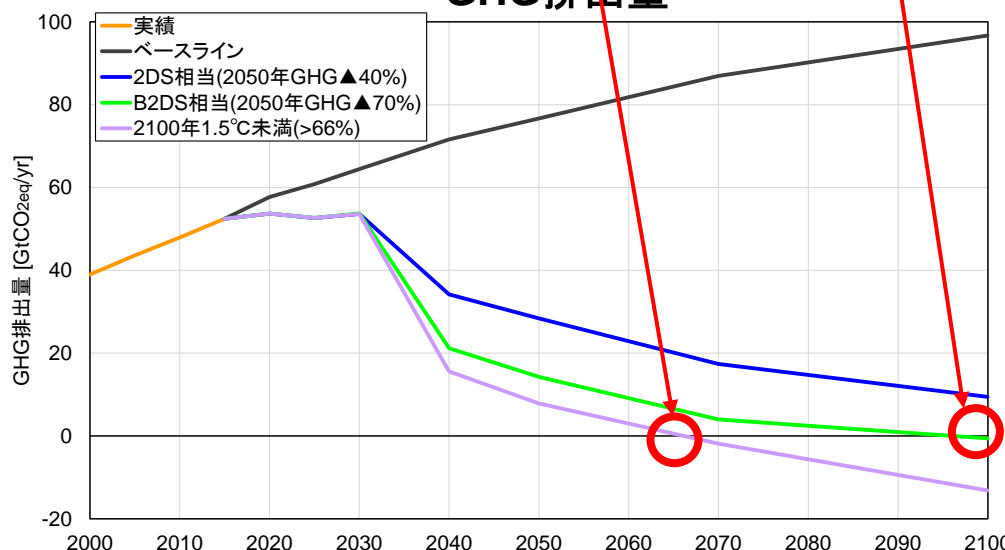
※2：政府目標として定めたものではなく、今後議論を深めて行くための一つの目安・選択肢。今後、複数のシナリオを検討していく上で、まず検討を加えることになるもの。

# ベースラインの世界排出量と2°C、1.5°C排出シナリオ



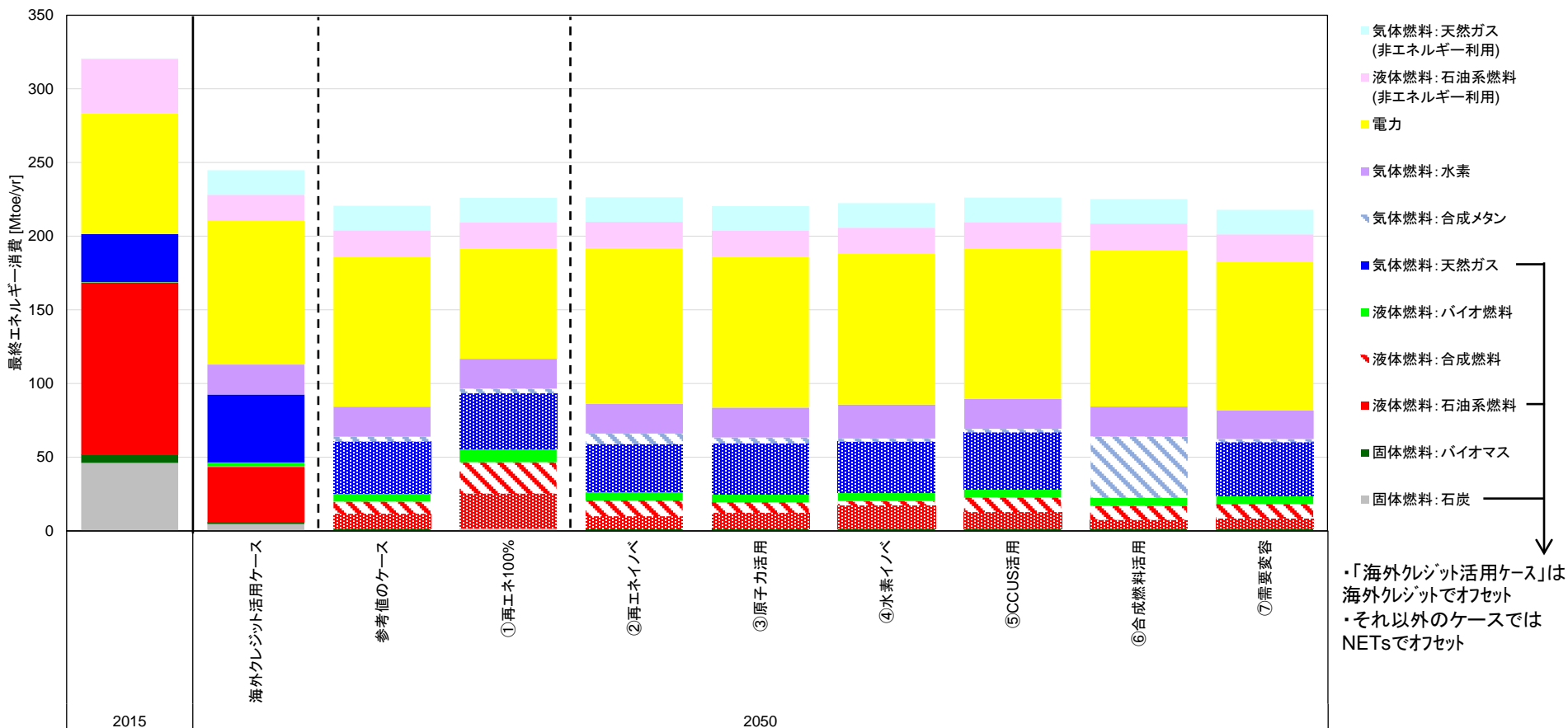
注) ベースライン排出量は前提とする想定シナリオではなく、モデル計算結果(SSP2シナリオを表示)

※ 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)

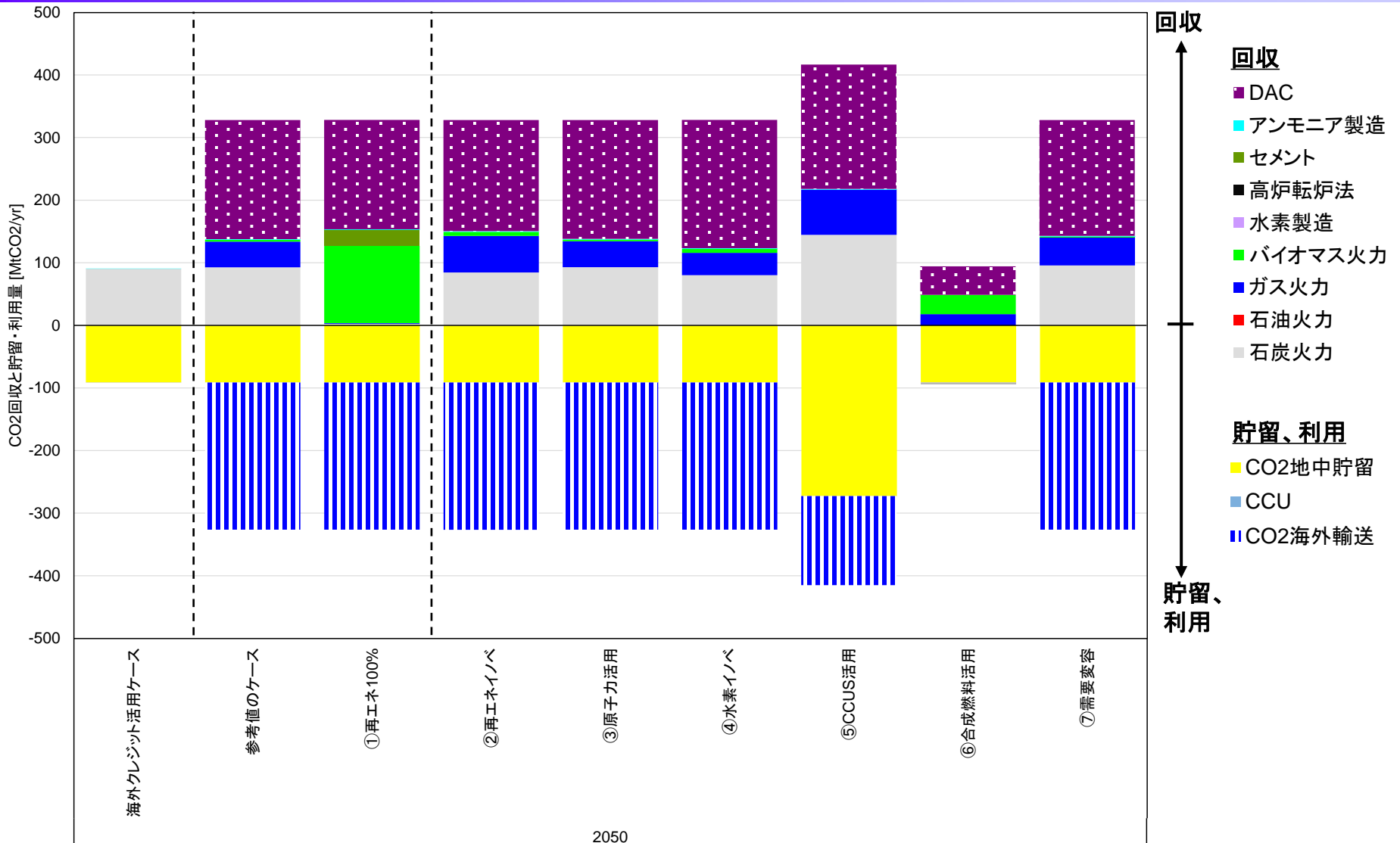
# 最終エネルギー消費量 (2050年)



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。