

CCS長期ロードマップ検討会

2022年1月28日

2050年カーボンニュートラルの シナリオ分析

(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

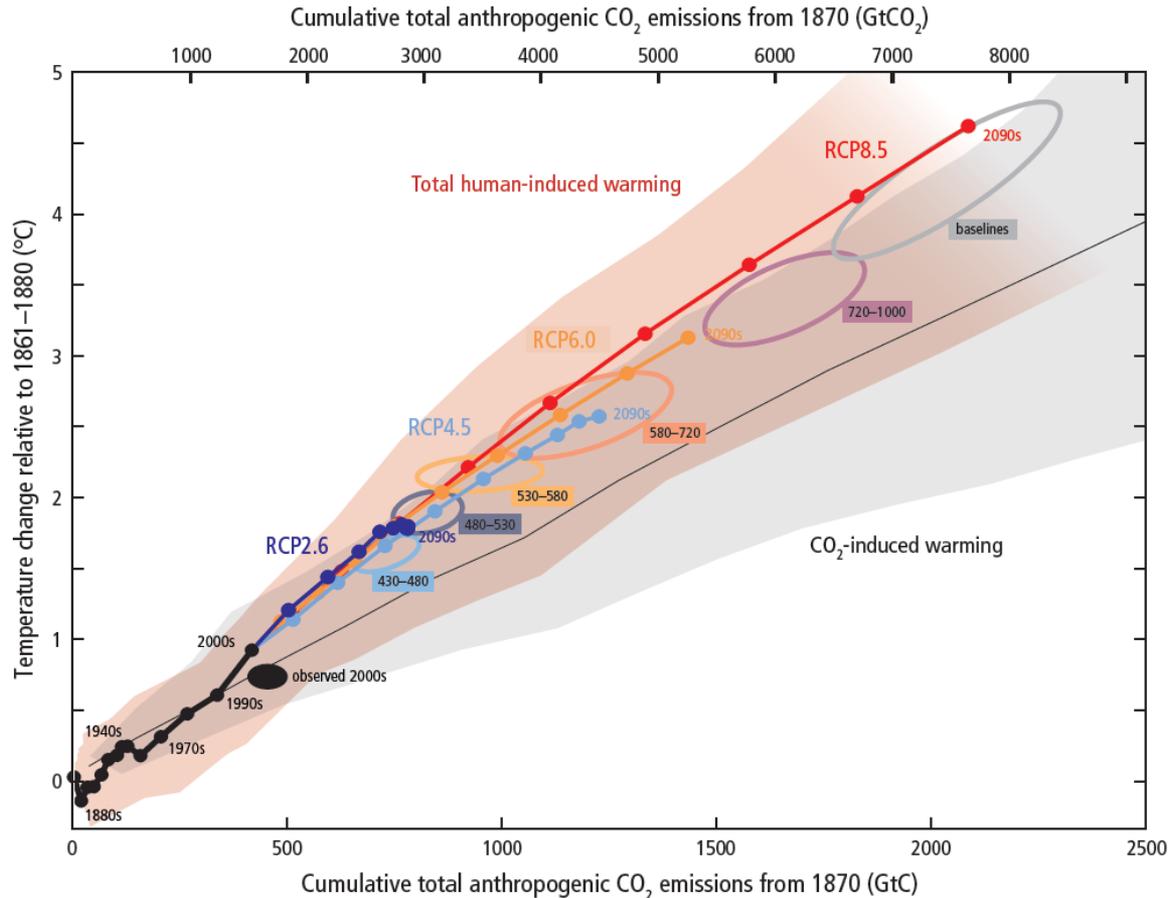


1. **カーボンニュートラルに向けた動向と対策の全体概要**
2. **カーボンニュートラルに向けた各種対策技術の役割と課題**
 - 2.1. **再生可能エネルギー、蓄電池、水素の役割と課題**
 - 2.2. **CCUS、DACの役割と課題**
 - 2.3. **原子力発電の役割と課題**
 - 2.4. **省エネ：DXによる低エネルギー需要社会の実現の可能性**
3. **日本の2050年カーボンニュートラルに向けたシナリオ分析例**
4. **まとめ**

1. カーボンニュートラルに向けた 動向と対策の全体概要



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。CO₂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CO₂の正味ゼロに近い排出が必要**。長期的には正味でCO₂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CO₂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**

気候変動対応の目標

【パリ協定 (COP21)】(2015年)

- ◆ 全球平均気温上昇を産業革命前に比べ2°C未満に十分に低く(“well below”)抑える。また1.5°Cに抑えるような努力を追求
- ◆ 今世紀後半には、温室効果ガスについて人為的起源排出とシンクによる吸収をバランス

【地球温暖化対策計画】(2016年)

- ◆ パリ協定を踏まえ、全ての主要国が参加する公平かつ実効性ある国際枠組みの下、主要排出国がその能力に応じた排出削減に取り組むよう国際社会を主導し、地球温暖化対策と経済成長を両立させながら、長期的目標として2050年までに80%の温室効果ガスの排出削減を目指す。
- ◆ 2030年は2013年度比26%削減

【菅首相所信表明演説】(2020年10月)

- ◆ 「2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指す」と宣言

【菅首相表明】(2021年4月)

- ◆ 2030年に2013年度比46%減、さらに50%減の高みを目指して挑戦

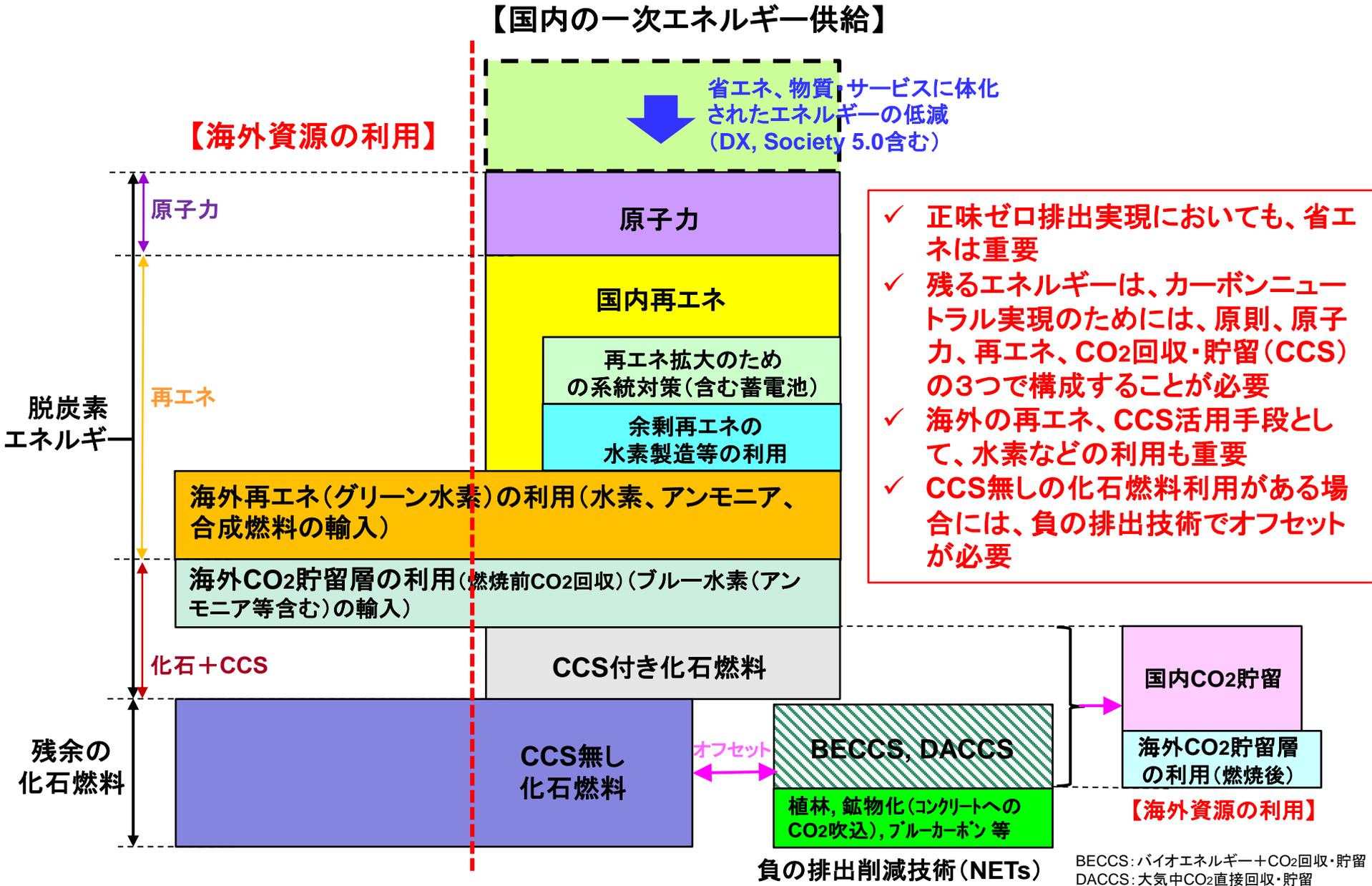
【日本政府】(2021年10月)

- ◆ エネルギー基本計画、地球温暖化対策計画、パリ協定長期戦略の改定

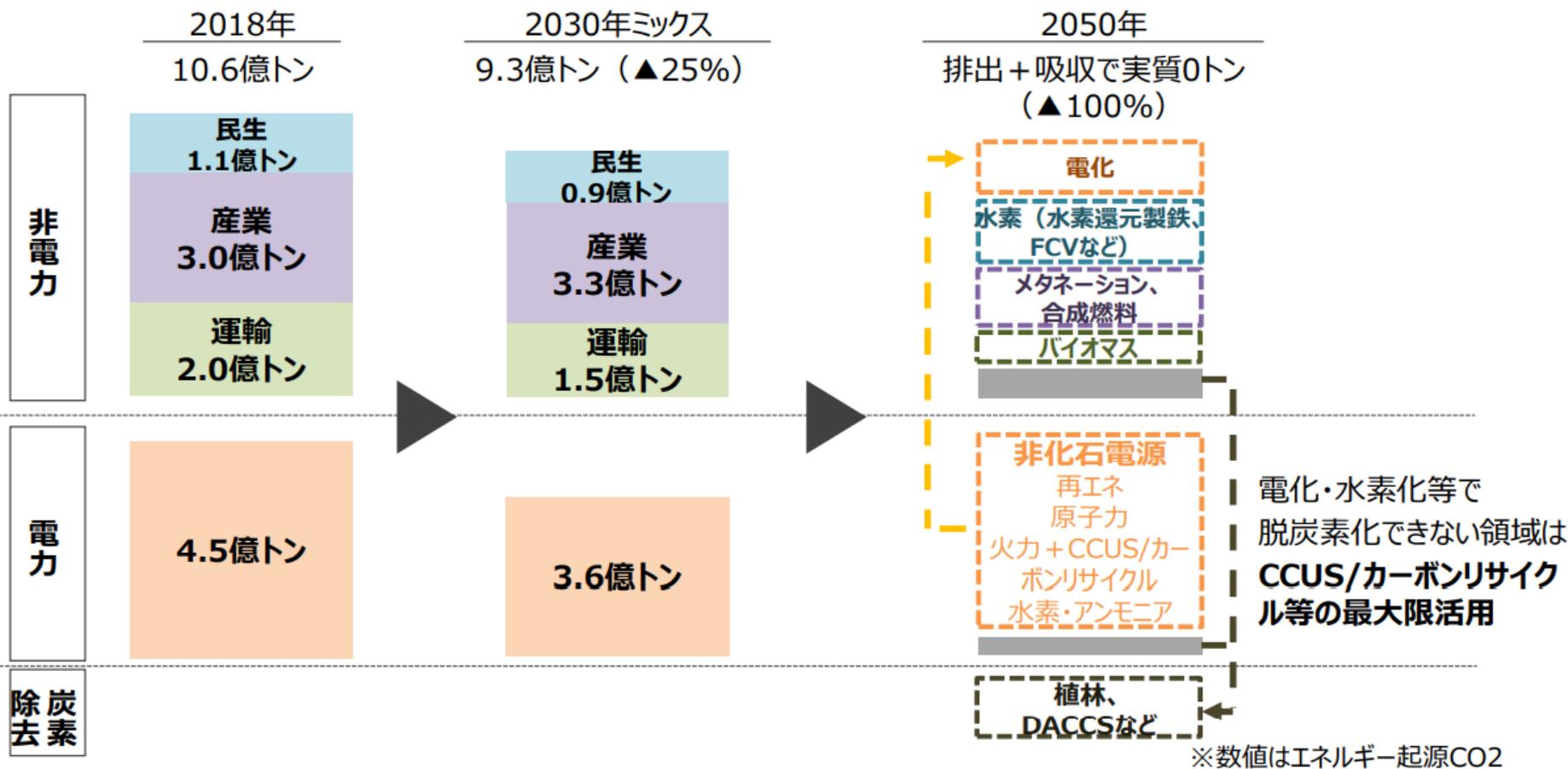
【COP26】(2021年11月)

- ◆ 世界の平均気温の上昇を1.5度に抑える努力を追求することを決意する。
- ◆ 排出削減対策が取られていない石炭火力発電の段階的な削減の努力を加速する。

日本の正味ゼロ排出のイメージ (1/2)



日本の正味ゼロ排出のイメージ (2/2)



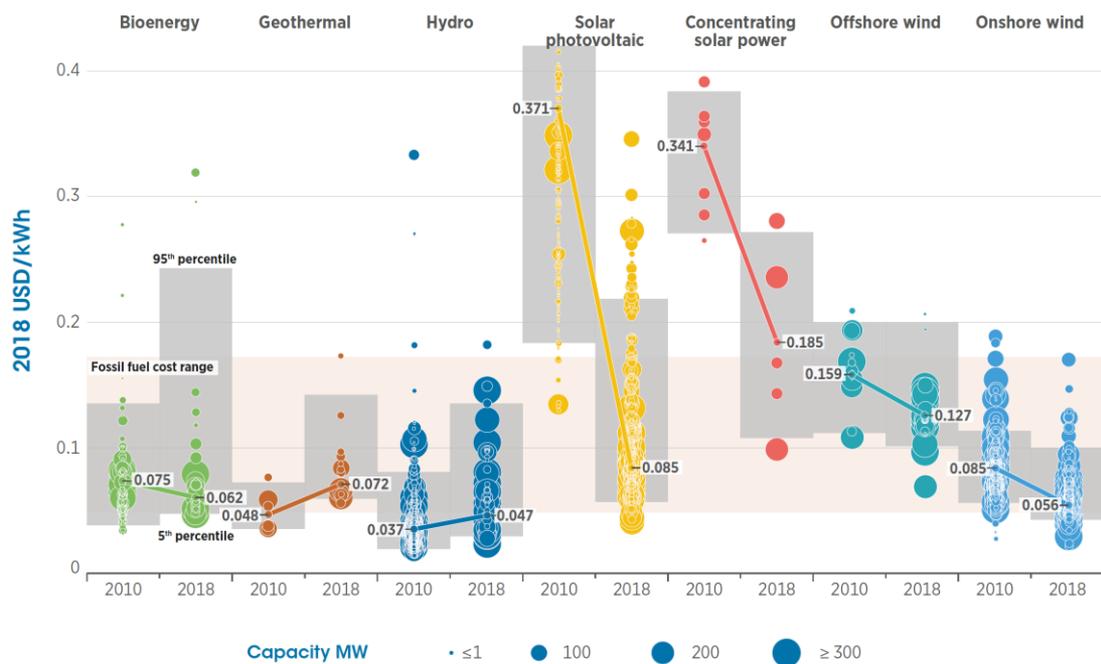
2. カーボンニュートラルに向けた 各種対策技術の役割と課題



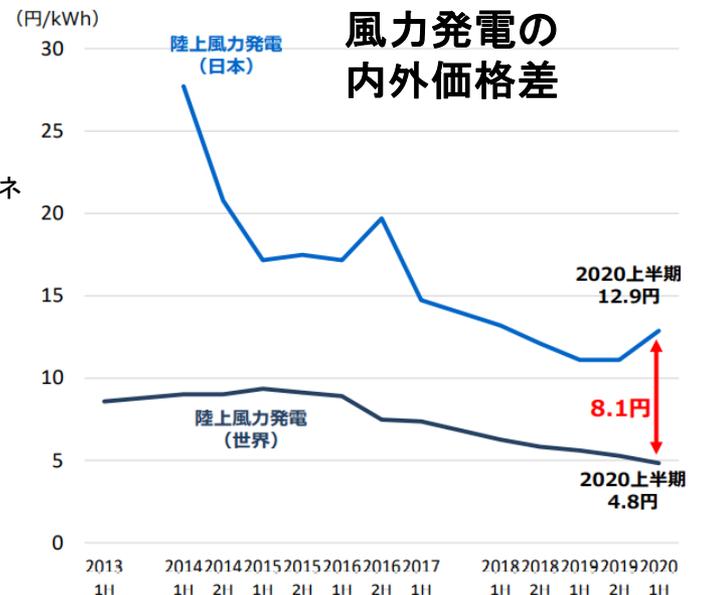
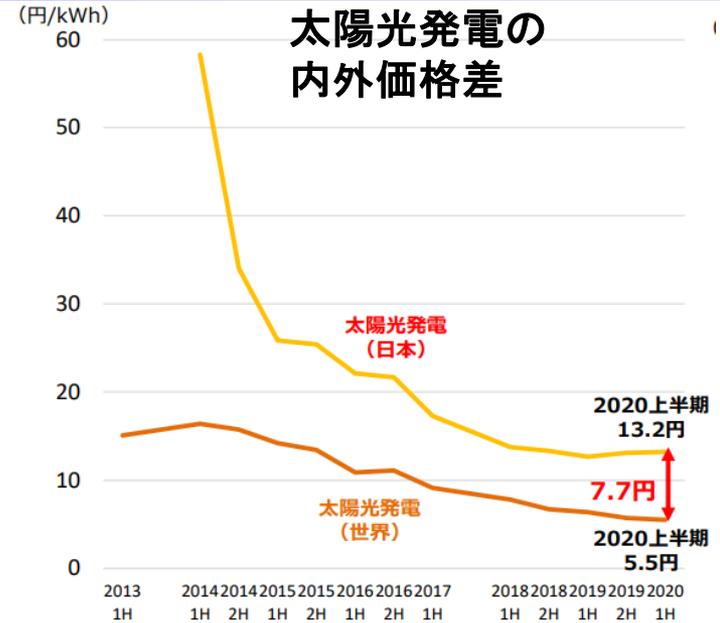
2.1. 再生可能エネルギー、蓄電池、 水素の役割と課題



世界の再生可能エネルギーの動向



出典) IRENA



出典) 総合資源エネルギー調査会

- ✓ 特に変動性再生可能エネルギー(太陽光、風力)のコスト低減は大きく進展してきている。
- ✓ ただし、国間によって大きなコストの差異があり、日本の価格は依然として高い。

日本の再生可能エネルギー導入急拡大のひずみ

発電電力量の国際比較（水力発電除く）

出典) 調達価格等算定委員会

単位: 億kWh

	2012年	2019年
日本	309	1,056 3.4倍
EU	3,967	6,600 1.7倍
ドイツ	1,213	2,227 1.8倍
イギリス	359	1,146 3.2倍
世界	10,586	27,938 2.8倍

出典: IEA データベースより資源エネルギー庁作成

災害に起因した太陽光発電設備に係る被害例



景観に影響を及ぼしている事例



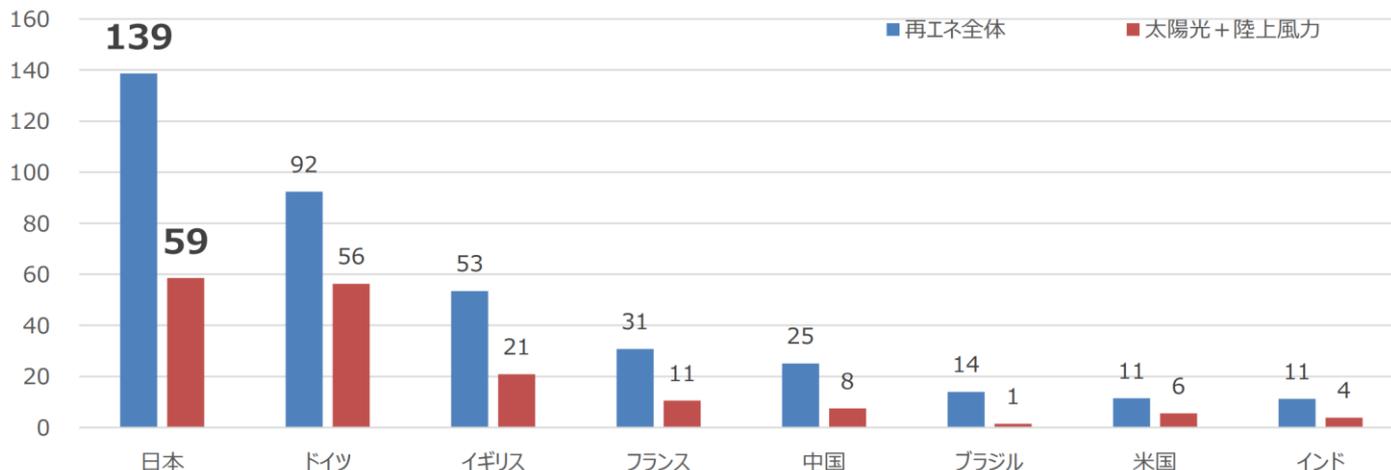
観光地へのアクセス道路からの景観



- 平地あたりの再エネ発電量でみると、**日本は世界最大。限られた国土の中で導入が進展。**

(万kWh/km²)

【平地面積あたりの各国再エネ／太陽光・陸上風力の発電量】



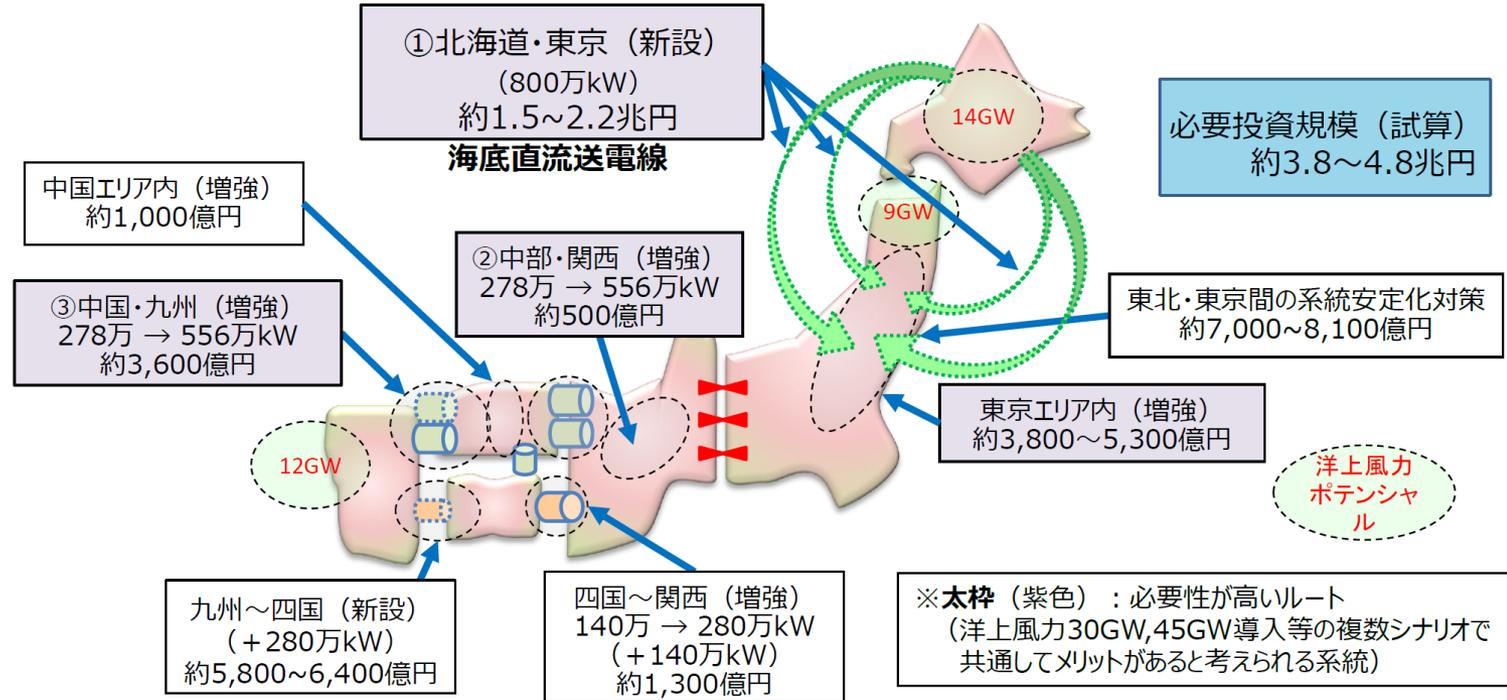
再エネの拡大は必須だが、国内での導入規模は楽観視できない。調和した拡大が必要

出典) 総合資源エネルギー調査会

再エネの拡大に向けて：プッシュ型の電力系統形成

- 再エネ主力電源化に向けて、系統制約を克服する取組は重要。
- 再エネポテンシャルへの対応、電力融通の円滑化によるレジリエンス向上に向けて、全国大での広域連系系統の形成を計画的に進めるため、マスタープランの中間整理を2021年5月にとりまとめた。新たなエネルギーミックス等をベースに、2022年度中を目途に完成を目指す。
- 北海道と本州を結ぶ海底直流送電等の必要性が高いルートは、順次、具体化を検討。

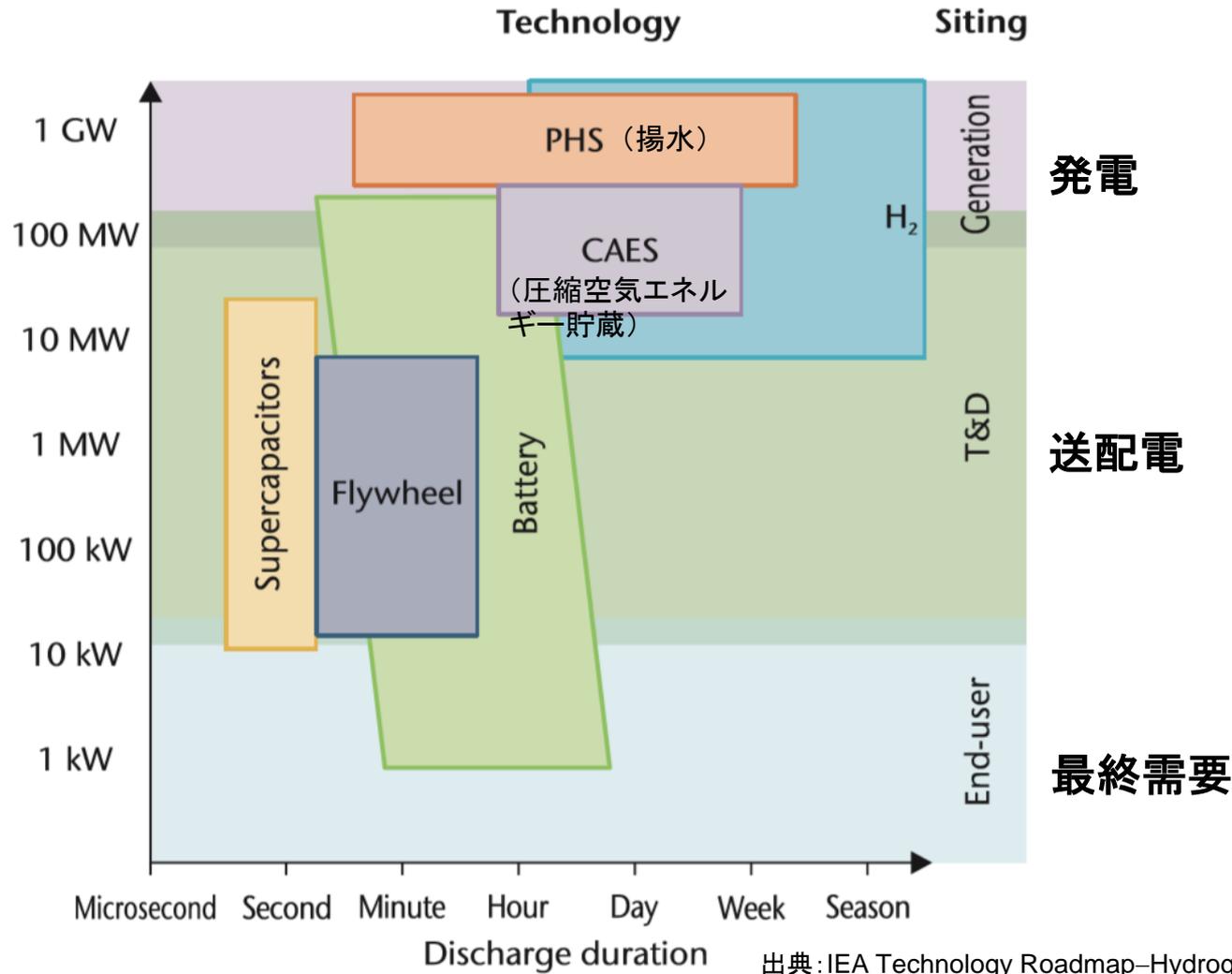
マスタープランの中間整理（電源偏在シナリオ45GWの例）



出典：広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 中間整理

プッシュ型での系統形成を行う方針(費用便益分析を実施)。偏在する再エネの大量導入によって、系統増強への大きな投資が必要(電力コスト増大のリスクもある一方、ビジネス機会でもある)。

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^{ハイストラ}“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

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

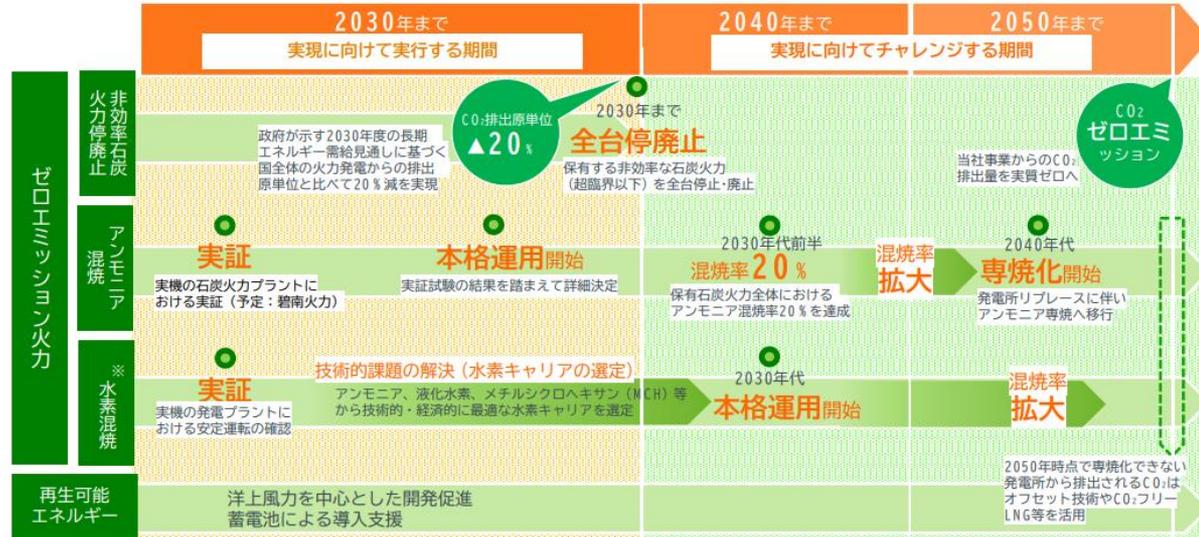


③ 神戸荷役基地
の完成
2020.6



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

JERAゼロエミッション2050 日本版ロードマップ



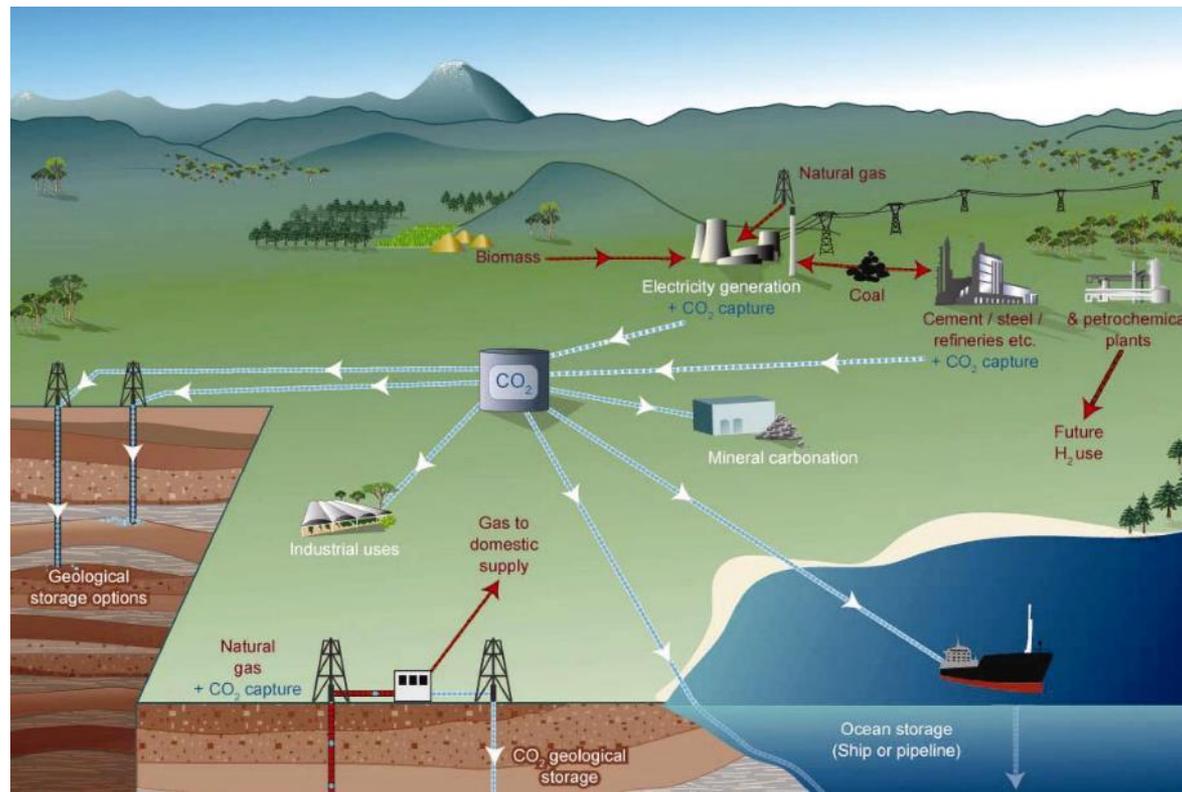
出典)JERA

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。 ※ CO₂フリーLNGの利用も考慮しております。

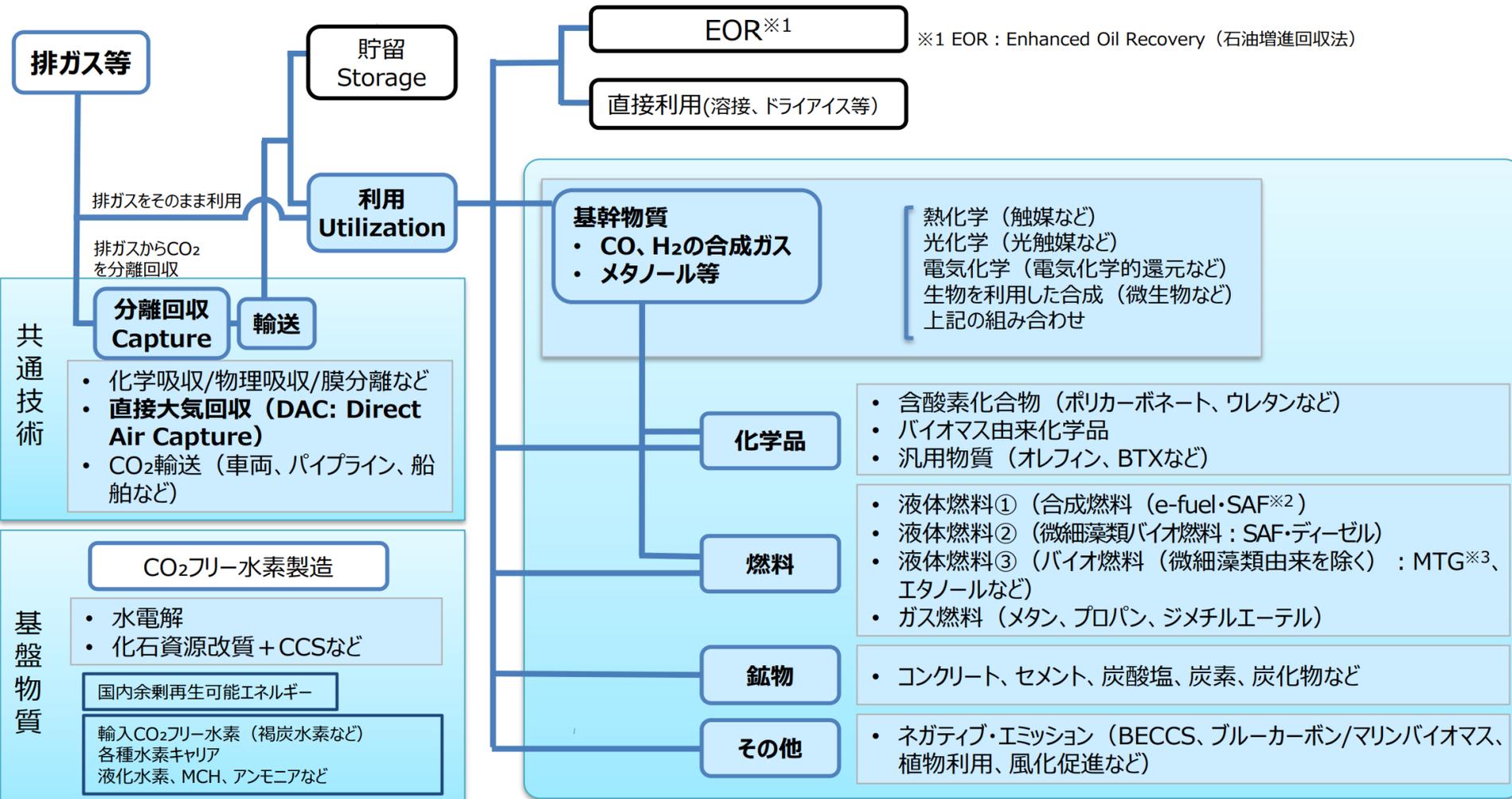
出典)政府資料

2.2. CCUS、DACの役割と課題

* CCUS: 二酸化炭素回収・利用・貯留、DAC: 大気中CO₂直接回収



CCUS／カーボンリサイクル関連技術



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CO₂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.

Chemical synthesis

In the first step, hydrogen and CO₂ 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

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

O₂
CO₂ from sustainable sources or from the air.

3. Conversion
A two-step process turns CO₂ and hydrogen into hydrocarbon chains.

Heat for use in residential areas or in industry.

Renewable waxes for cosmetics, foodstuffs and chemical industries

Almost CO₂-neutral e-diesel for mobility

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

➤ 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 ₂ 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 ₂ CO ₂ 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"> リアクター形状 再生合成燃料の性状確認 	<ul style="list-style-type: none"> プロセス最適化 規格適合性検討 	<ul style="list-style-type: none"> 商用化 規格認定

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※
ガス自体の脱炭素化	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	

※上記数値はインバージ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CO₂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

大気CO₂直接回収(DAC)技術

- DACは、大気中からCO₂を回収する。400 ppm程度の濃度の低いCO₂を回収するため、化石燃料燃焼時排ガス等からの回収と比べ、より大きなエネルギーが必要。
- ただし、VREが余剰、安価となった場合などにおいて大きな役割も期待できるかもしれない。
- 一方、DACS(貯留まで)をすれば、負排出となる。



Climeworks

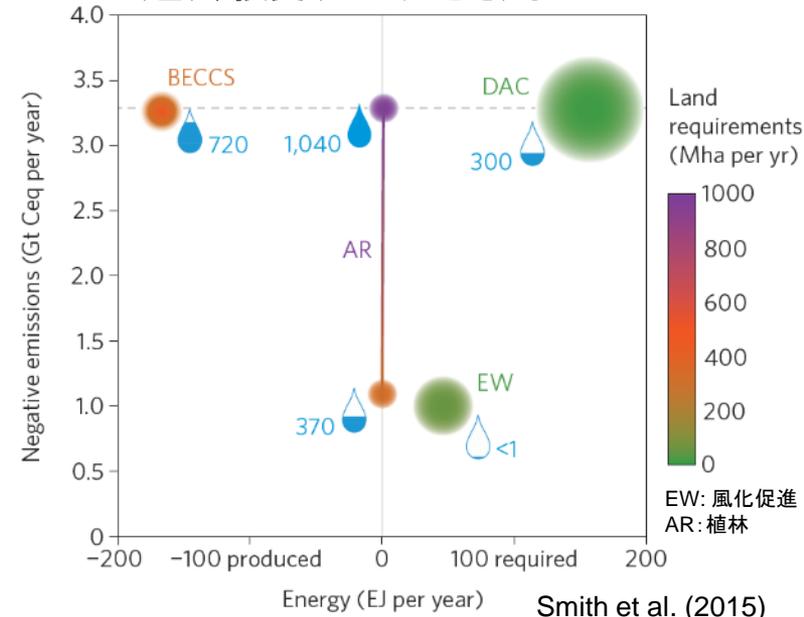
ICEFロードマップ2018 DACによる、DACのエネルギー消費量推計

Company	Thermal energy/ tCO ₂ (GJ)	Power/ tCO ₂ (kWh)
Climeworks	9.0	450
Carbon Engineering	5.3	366
Global Thermostat	4.4	160
APS 2011 NaOH case	6.1	194

M. Fasihi et al., (2019)による2020年のDACのエネルギー消費量と設備費の推計

	エネルギー消費量 (tCO ₂)		設備費 (Euro/(tCO ₂ /yr))
	電力 (kWh)	熱 (GJ) (=1750 kWh)	
高温(電化)システム(HT DAC)	1535		815
低温システム(LT DAC)		6.3 (=1750 kWh)	730
	電力 (kWh)	250	

必要エネルギー(横軸)、土地面積(色)、投資(円の大きさ)など



2.3. 原子力発電の役割と課題



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0.6km²</u>
火力	<u>約0.5km²</u>
太陽光	約58km ² ※山手線の内側の面積が約63km ²
風力	約214km ²

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

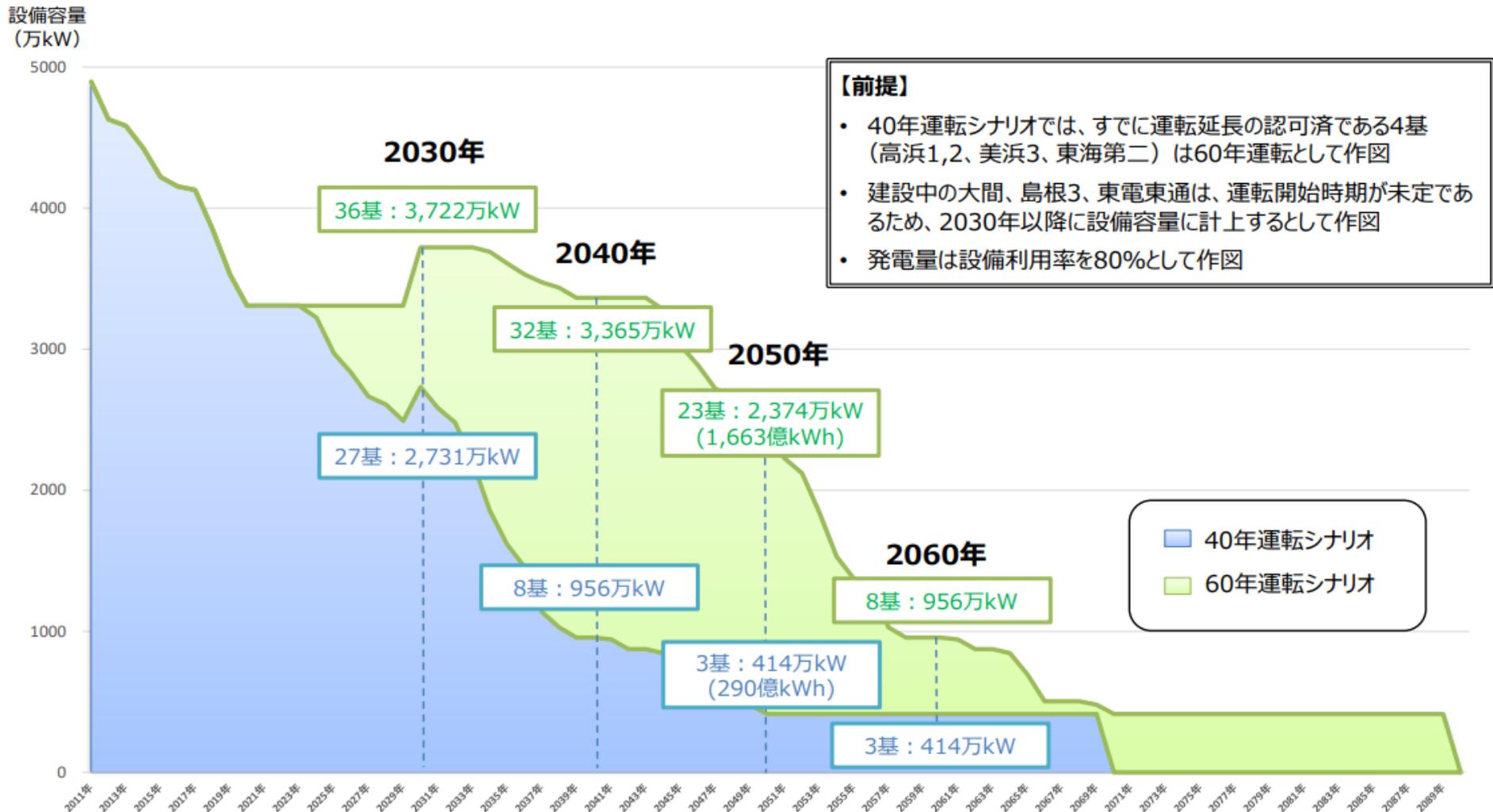
原子力 (濃縮ウラン)	<u>21トン</u>
天然ガス	950,000トン
石油	1,550,000トン
石炭	2,350,000トン

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。**

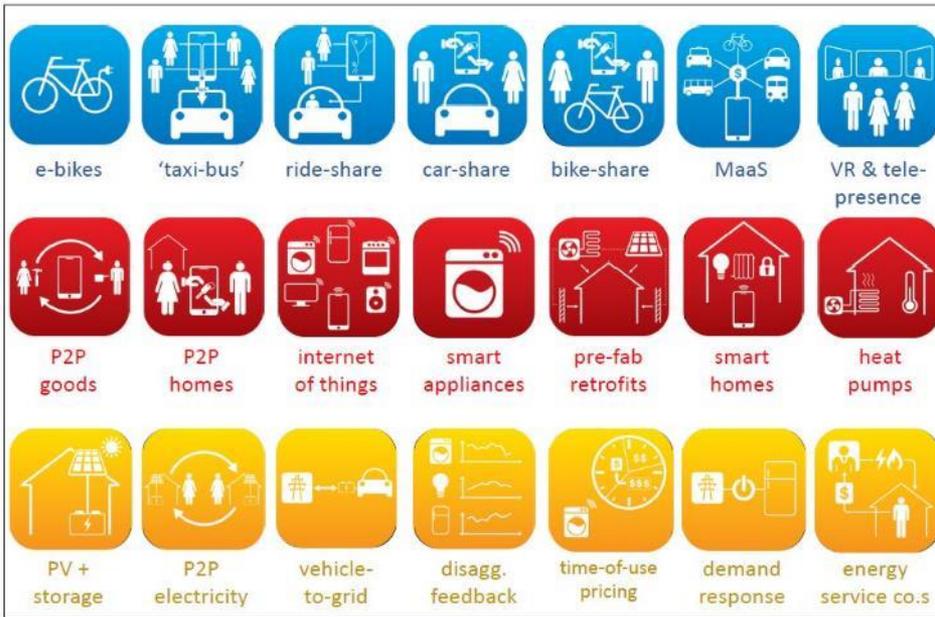


2.4. 省エネ:DXによる低エネルギー 需要社会の実現の可能性

DX: デジタルトランスフォーメーション



エンドユース技術の破壊的イノベーション

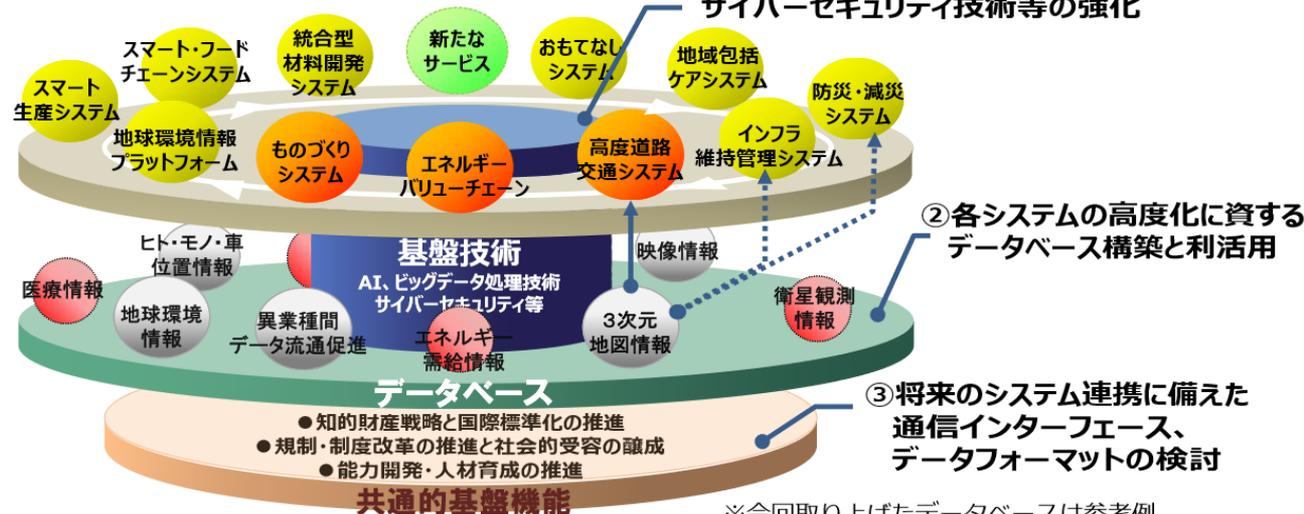


Source: C. Wilson (IIASA)

IoT, AI等の技術進展は、最終エネルギー需要側の社会イノベーションを誘発するポテンシャルあり

- 1) 独立した技術から、接続へ
- 2) 所有から、利用へ
- 3) シェアリングエコノミー、サーキュラーエコノミーの誘発

●「Society 5.0」プラットフォーム構築のイメージ



サイバー空間(仮想空間)とフィジカル空間(現実空間)を高度に融合させたシステムにより、経済発展と社会的課題の解決を両立する、人間中心の社会

運輸部門: CASE



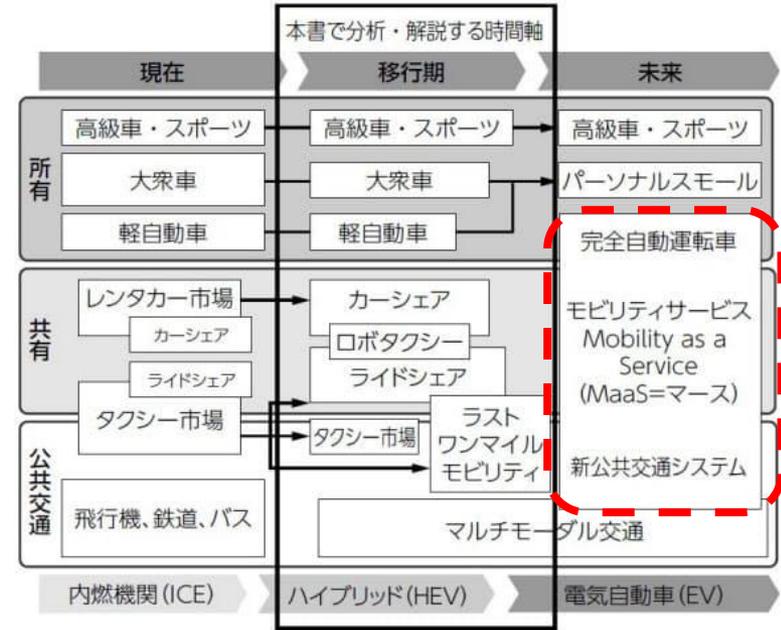
Connected; Service & Shared



Autonomous; Electric



自家用車の稼働率は5%前後。
完全自動運転でシェアリングで稼働率上昇の余地大



Autono-MaaS専用EV「e-Palette」

出所: ナカニシ自動車産業リサーチ

出典)トヨタ



車の形が変わる

自動車と近距離航空の融合の可能性も

シェア化に伴い、車両台数低減が、素材生産量を低減し、また都市の形を変える可能性も

V2G



Airbus, Audi



日産



出典) Jari Kauppila, ALPSシンポジウム(2019)

+20%
kerb-to-kerb street space

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例

(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)

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したシナリオ



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・CO₂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、CO₂(ただしCO₂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)、CO₂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CO₂ 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

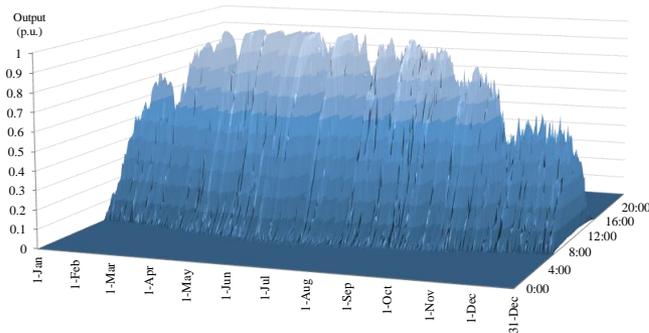
統合費用の想定：東大-IEEJ電源構成モデルの分析結果を活用

- ◆ 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

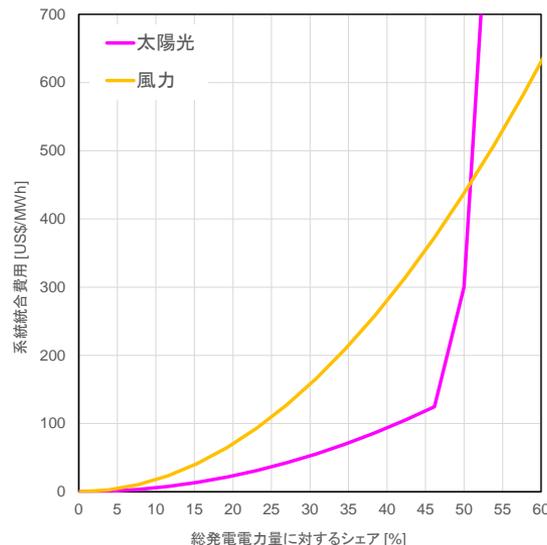
モデル計算で考慮されているもの・・・出力抑制、電力貯蔵システム（揚水発電、リチウムイオン電池、水素貯蔵）、発電設備の利用率低下、地域間連系線、貯蔵や送電に伴う電力ロス

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**）



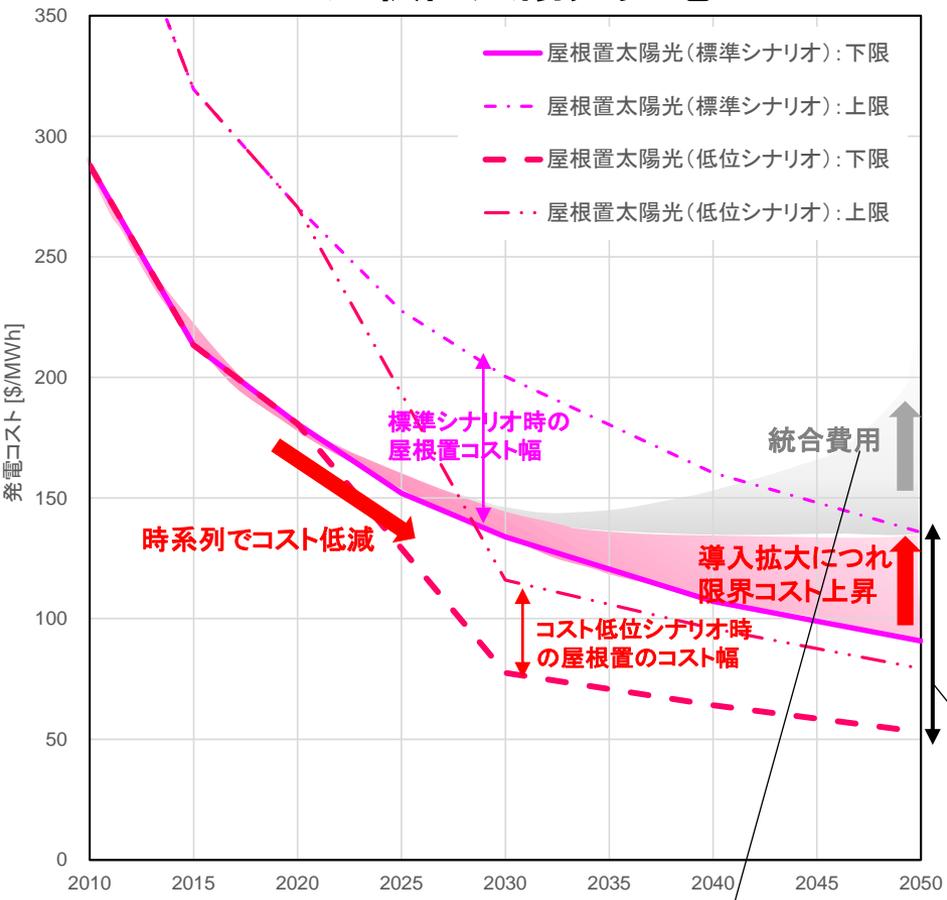
太陽光発電の出力例



- 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）

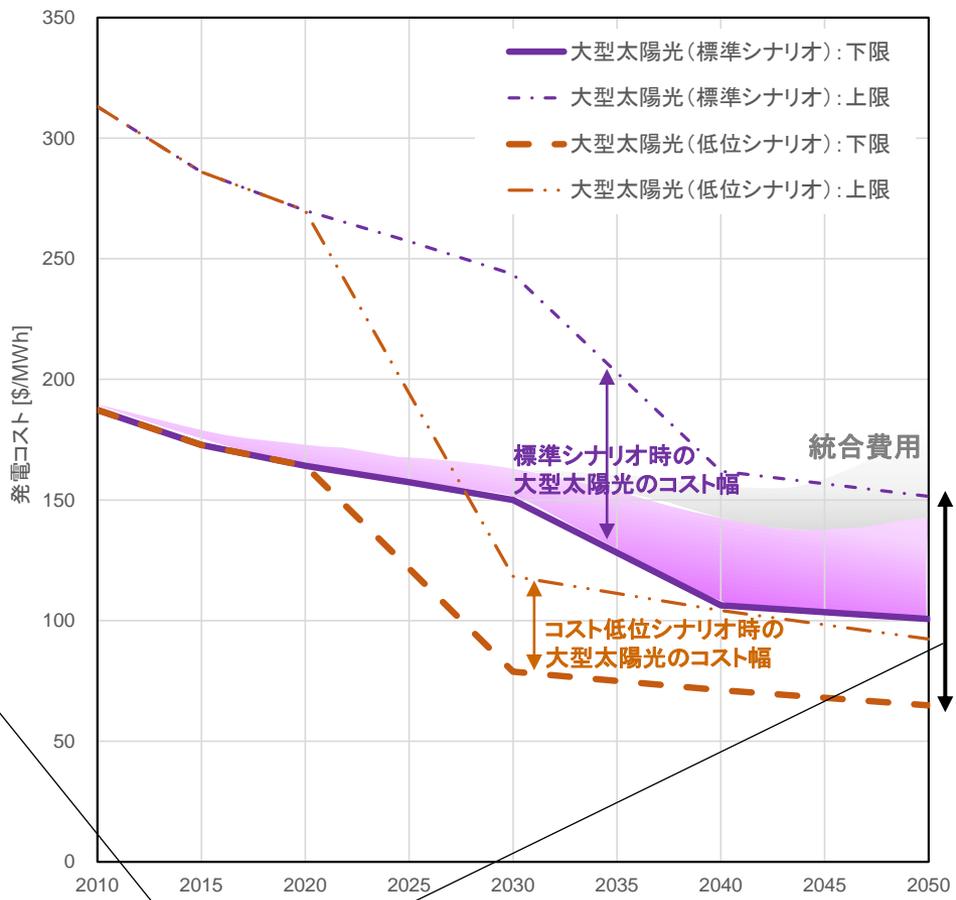
日本の太陽光発電コストの想定：時系列

屋根置太陽光発電



統合費用の想定はp.30

大型太陽光発電

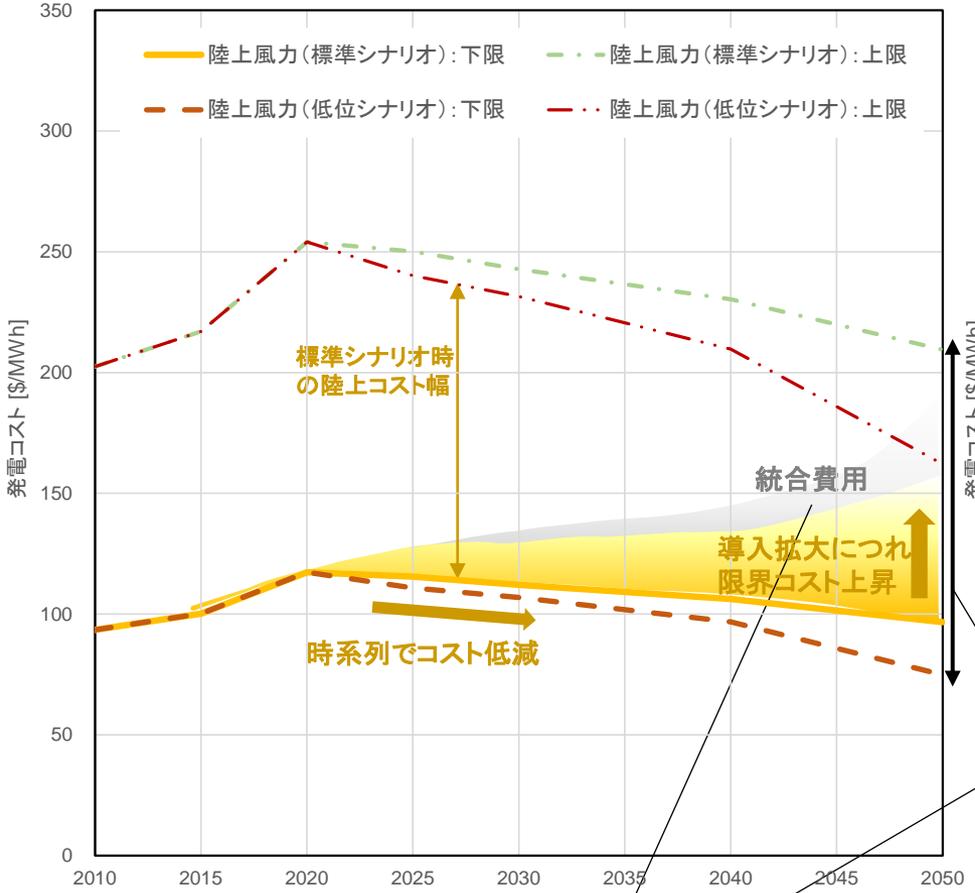


2050年のコスト・ポテンシャル曲線はp.28

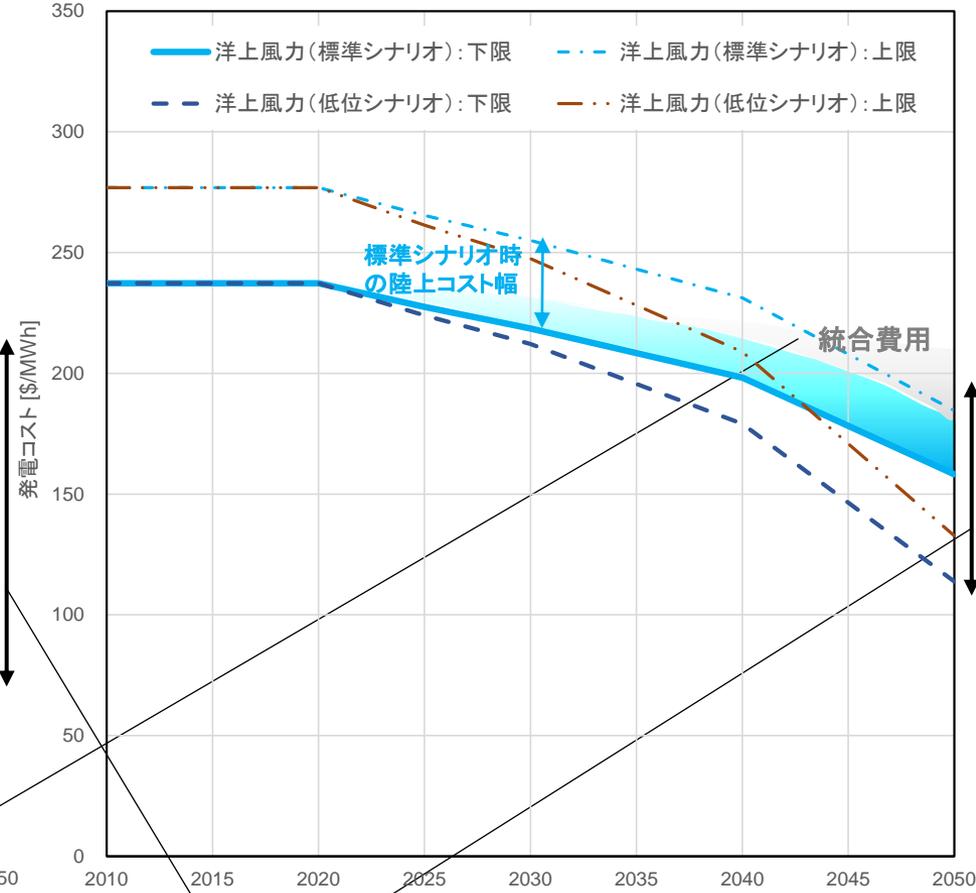
※ 各時点の導入設備ストックの平均的なコストであり、当該時点に導入される新規設備に限ったコストを表示ではないことに注意されたい。
注) グラデーション部分はあくまでモデル計算のイメージ

日本の風力発電コストの想定：時系列

陸上風力発電



洋上風力発電

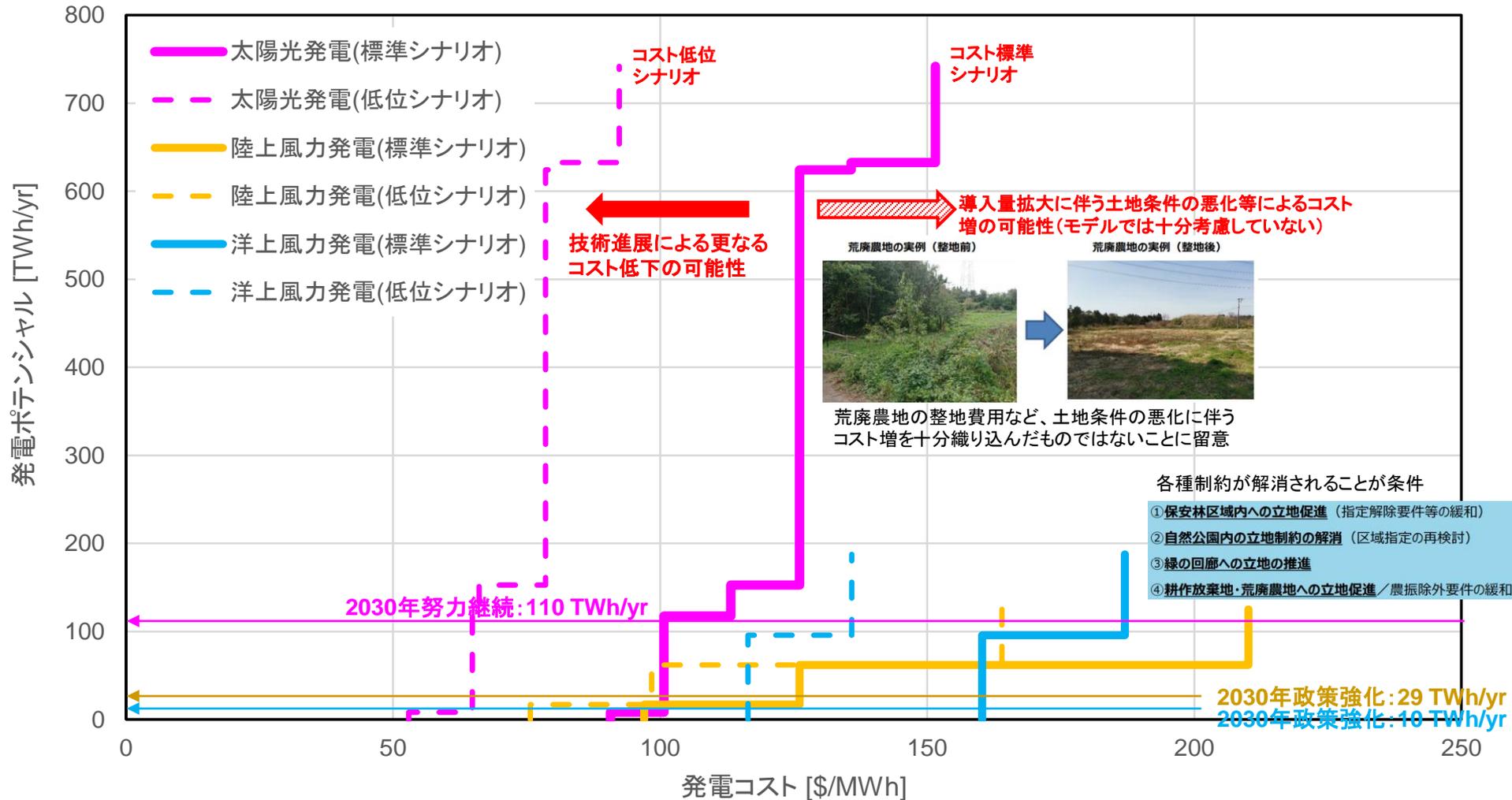


統合費用の想定はp.30

2050年のコスト・ポテンシャル曲線はp.28

※ 各時点の導入設備ストックの平均的なコストであり、当該時点に導入される新規設備に限ったコストを表示ではないことに注意されたい。
 注) グラデーション部分はあくまでモデル計算のイメージ

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。

水素製造・輸送関連技術の想定（標準想定）

水素製造技術

	設備費 (US\$/(toe/yr))	転換効率 (%)
石炭ガス化	1188~752	60%
ガス改質	963~733	70%
バイオマスガス化	1188~752	60%
水電気分解	2050~667	64~84%

液化技術

	設備費 (US\$/(toe/yr))	消費電力 (MWh/toe)
天然ガス/合成メタン	226	0.36
水素	1563	1.98

輸送費用

		設備費	可変費*1
		電力:\$/kW その他エネルギー:US\$/(toe/yr) CO ₂ :US\$/(tCO ₂ /yr)	エネルギー:US\$/toe CO ₂ :US\$/tCO ₂
電力*2		283.3+1066.7L	-
水素	パイプライン*3	210.0L	5.0L
	タンカー	69.5L	7.26+0.60L
CO ₂	パイプライン*3	99.4L	2.35L
	タンカー	47.5L	1.77L
天然ガス (合成メタンも同様)	パイプライン*2	128.3L	3.5L
	タンカー	35.1L	8.09+0.39L

L: 地域間の距離(1000km)

*1 船舶については、距離非依存項は燃料費を想定している。パイプラインについては、距離依存項は燃料費、圧縮動力費をそれぞれ想定している。

*2 海底送電線の場合、固定費は上記の10倍と想定している。

*3 海底パイプラインの場合、固定費は上記の3倍と想定している。

CO₂回収技術の想定

	2000年価格設備費 (\$/kW)	発電効率(LHV%)	CO ₂ 回収率(%)
CO ₂ 回収付IGCC/IGFC* ¹	2800 – 2050	34.0 – 58.2	90 – 99
天然ガス酸素燃焼発電* ¹	1900 – 1400	40.7 – 53.3	90 - 99
	2000年価格 設備費(1000\$/(tCO ₂ /hr))	必要電力量(MWh/tCO ₂)	CO ₂ 回収率(%)
石炭発電からの 燃焼後CO ₂ 回収* ¹	851 – 749	0.308 – 0.154	90
天然ガス発電からの 燃焼後CO ₂ 回収* ¹	1309 – 1164	0.396 – 0.333	90
バイオマス発電からの 燃焼後CO ₂ 回収* ¹	1964 – 1728	0.809 – 0.415	90
ガス化CO ₂ 回収* ¹	62	0.218	90 – 95
製鉄所高炉ガスからの CO ₂ 回収* ¹	386 – 319	0.171 – 0.150	90
	2000年価格 設備費(1000\$/(tCO ₂ /hr))	必要燃料(GJ/tCO ₂) 回収電力量(MWh/tCO ₂)	CO ₂ 回収率(%)
クリンカ製造からの CO ₂ 回収* ²	2485 – 2246	4.87 – 3.66 0.199 – 0.150	90

*1 想定値は表中の範囲で2015～2100年に渡って改善すると想定している。

*2 想定値はキルン本体、CO₂回収・圧縮設備で利用する燃料種によって表中に示す幅があると想定している。

注) 表示価格は2000年価格。米国の消費者物価指数は、2000年を1とすると、2018年は1.46。

・ 発電部門における各種CO₂回収の他、ガス化CO₂回収(水素製造時)と製鉄所高炉ガス、クリンカ製造からのCO₂回収を具体的にモデル化している。

CO₂輸送、貯留の想定

	貯留ポテンシャル (GtCO ₂)		【参考値】IPCC SRCCS (2005) (GtCO ₂)	貯留費用 (\$/tCO ₂)* ¹
	日本	世界		
廃油田 (石油増進回収)	0.0	112.4	675–900	92 – 227* ²
廃ガス田	0.0	147.3 – 241.5		10 – 132
深部帯水層	11.3	3140.1	10 ³ –10 ⁴	5 – 85
炭層 (メタン増進回収)	0.0	148.2	3–200	47 – 274* ²

注1) 廃ガス田の貯留ポテンシャルの幅は、将来のガス採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CO₂回収費用は含まれていない。別途想定している。

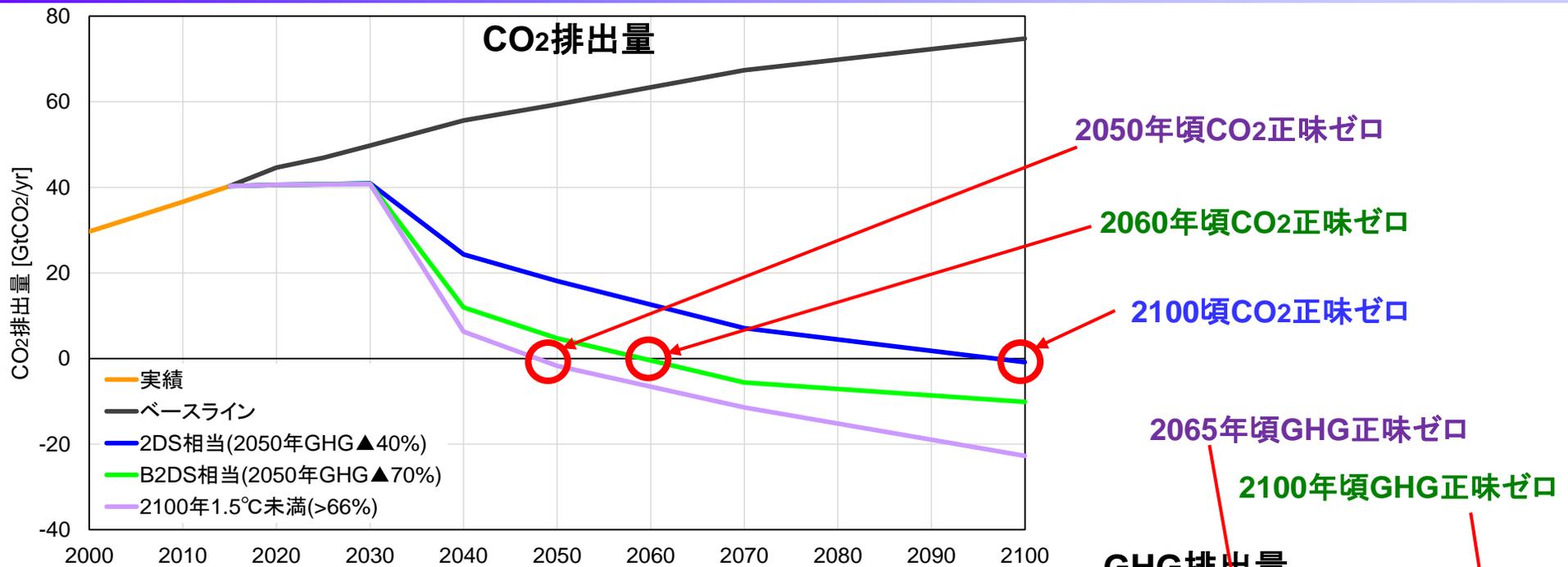
*2 石油増進回収、メタン増進回収における石油やガスの利益は本数値に含めていないが、別途考慮している。

- **掘削リグの台数に制約がある等、その急拡大には困難が伴うことを鑑み、CO₂貯留の拡大率に制約を想定。具体的には、標準の技術想定シナリオでは、国内／地域の総貯留ポテンシャルに対し、2030年までは年間0.02%、それ以降は年間0.04%ずつ貯留量を拡大可能と想定（日本の場合、2030年以降CCSを利用可能と想定したため、2050年の最大貯留可能量は91 MtCO₂/yr）。**
- **CCUSイノベシナリオでは、その3倍(273 MtCO₂/yr)まで可能と想定（総貯留ポテンシャルは不変）**

【CO₂輸送費】

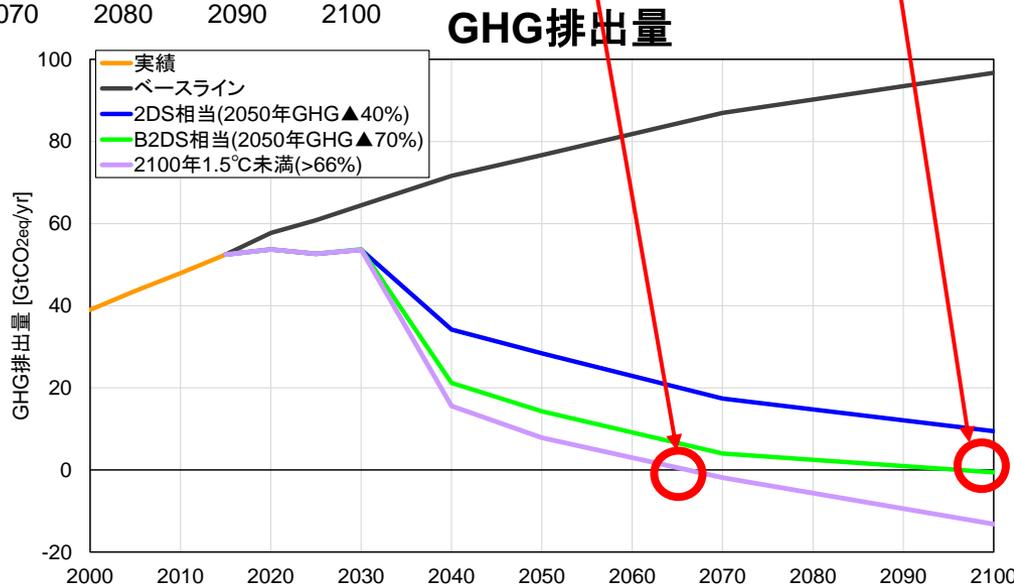
- CO₂排出源から貯留地点への輸送費については、日本の場合、1.36\$/tCO₂ (100km当たり)、平均輸送距離300kmと想定し、別途考慮している。
- 土地面積が大きな国で、モデルで一国を更に詳細分割している国(米国、ロシア、中国、豪州)の分割地域間のCO₂輸送は別途輸送距離に応じた費用を考慮。
- 国をまたがるCO₂輸送も想定。なお、参考値のケースなどのCCUSの標準シナリオにおいては、日本は年間235 MtCO₂ (2013年GHG排出量の6分の1相当)の輸出を上限とした (CCUS活用シナリオでは、2013年排出量の5分の1相当の282 MtCO₂)。

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)

【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"> 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。 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。 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。
	原子力	<ul style="list-style-type: none"> 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。 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。
イノベーションが必要な電源	火力	<ul style="list-style-type: none"> 化石+CCUS 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。 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。
	水素・アンモニア	<ul style="list-style-type: none"> 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。 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。

※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。

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)	各種技術の導入シナリオ
参考値のケース		▲100% (日本以外については、欧米はそれぞれ▲100%、それ以外は、CO2について全体で▲100%を想定(GHGは2065年頃▲100%))	モデルの標準想定	モデルで 内生的に決定 (コスト最小化)。ただし 原子力は上限10% で制約。 CO2貯留量制約想定
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%		(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)	再エネほぼ100% (原子力0%)
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		再エネのコスト低減加速	モデルで 内生的に決定 。ただし原子力は上限10%で制約。CO2貯留量制約想定
	③ 原子力活用		原子力の導入拡大	モデルで 内生的に決定 。ただし 原子力の上限を20% と感度を想定。CO2貯留量制約想定
	④ 水素イノベ		水素のコスト低減加速	モデルで 内生的に決定 。ただし原子力は上限10%で制約。CO2貯留量制約想定
	⑤ CCUS活用		CO2貯留可能量拡大	モデルで 内生的に決定 。ただし原子力は上限10%で制約。 CCS可能量を大きく想定
	⑥ 需要変容		カー・ライドシェア拡大	完全自動運転車実現・普及により、カーシェア・ライドシェアが劇的に拡大すると想定 。その他は参照シナリオの想定と同じ

※需要サイドの変化については、カーシェアリング以外の要素も踏まえた更なるシナリオ分析を継続する。

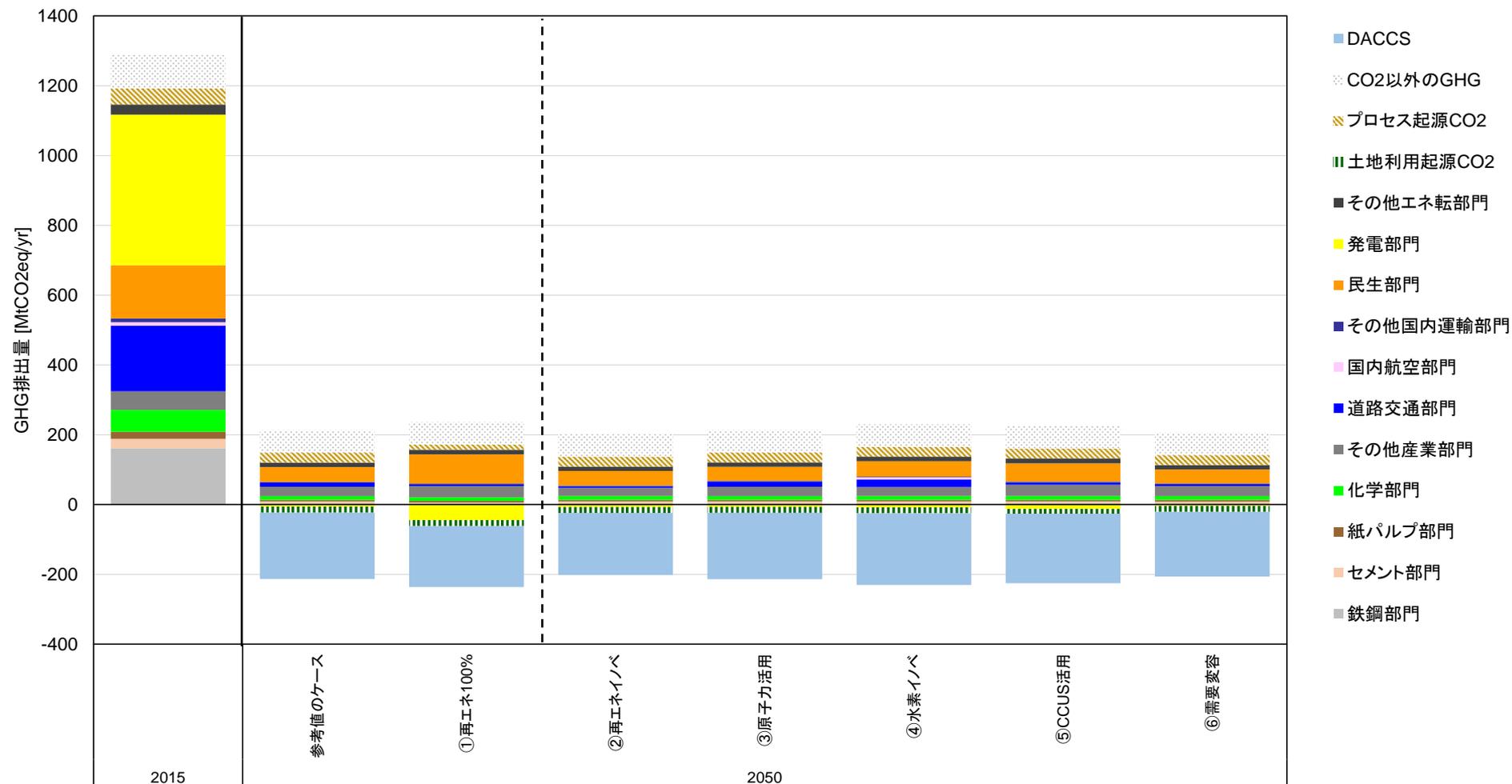
シナリオ想定と再エネ比率 (2050年)

シナリオ名	再エネコスト	原子力比率	水素コスト	CCUS (貯留ポテンシャル)	完全自動運転 (カー・ライドシェア)	電源構成に占める 再エネ比率
参考値のケース ¹	標準コスト	最大10%	標準コスト	国内貯留:最大 91MtCO ₂ /yr、 海外への輸送: 最大235MtCO ₂ /yr	標準想定 (完全自動運転車実 現・普及想定せず)	54% (最適化結果)
①再エネ100%		0%				ほぼ100% (シナリオ想定)
②再エネイノベ	低位コスト	最大10%				63% (最適化結果)
③原子力活用 ²	標準コスト	最大20%				53% (最適化結果)
④水素イノベ		水電解等の水 素製造、水素液 化設備費:半減				47% (最適化結果)
⑤CCUS活用		国内:最大 273MtCO ₂ /yr、 海外:最大 282MtCO ₂ /yr				44% (最適化結果)
⑥需要変容		国内:最大91Mt、 海外:最大235Mt	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	51% (最適化結果)		

*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

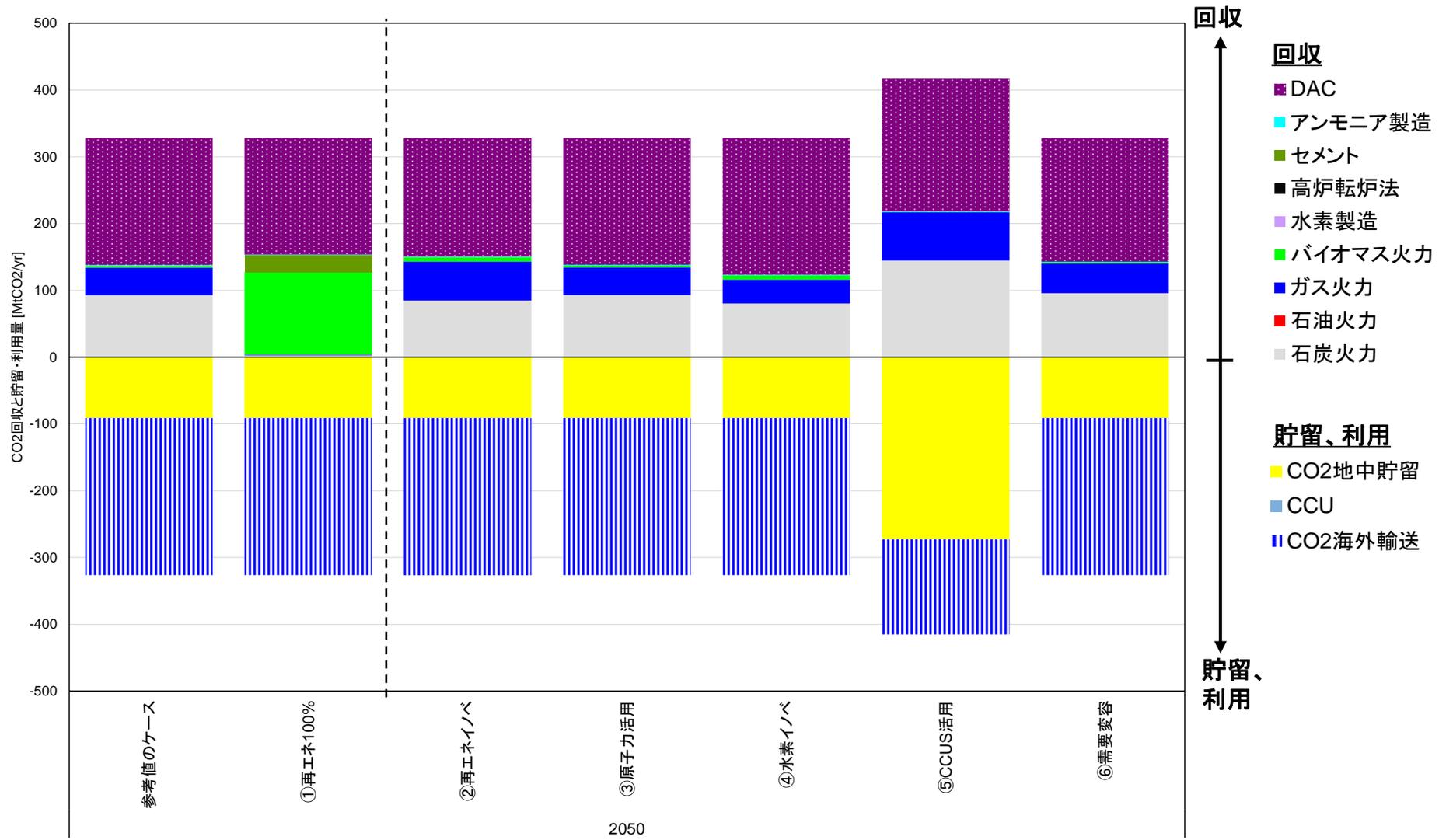
*2: 原子力活用シナリオは別途、比率50%まで分析を実施

日本の部門別GHG排出量（2050年）



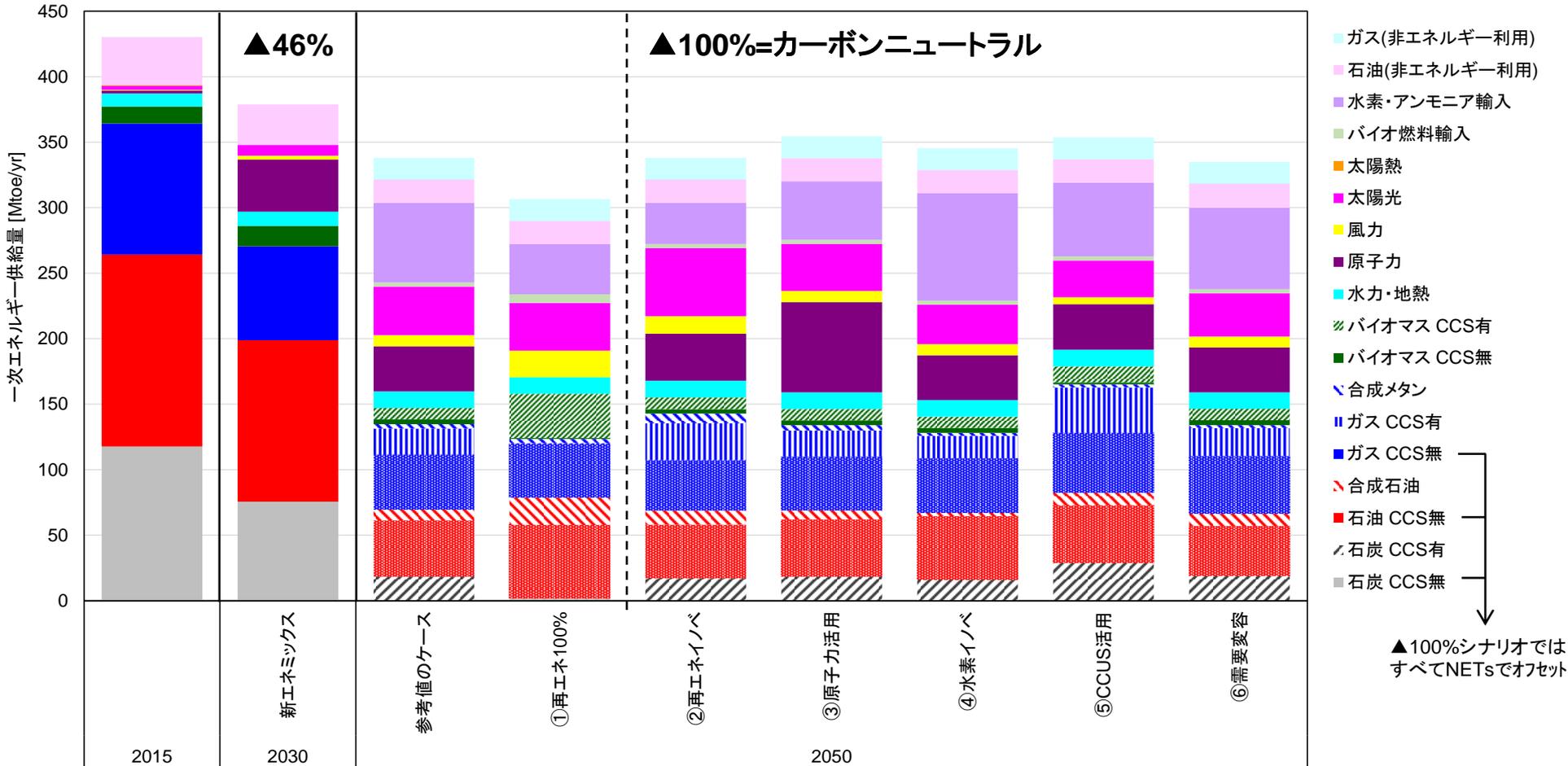
✓ 2050年カーボンニュートラル(▲100%)ではいずれのシナリオでも相当大きなDACCSの利用が見られる。(エネ起CO₂以外のGHG排出量も結構残り、それをオフセットする必要性もある。)

日本のCO₂バランス (2050年)



- ✓ いずれのシナリオにおいても、CCSの利用が見られる。
- ✓ 「再エネ極大」では、化石燃料発電+CCSは除かれるため、BECCSを利用

日本の一次エネルギー供給量（2050年）



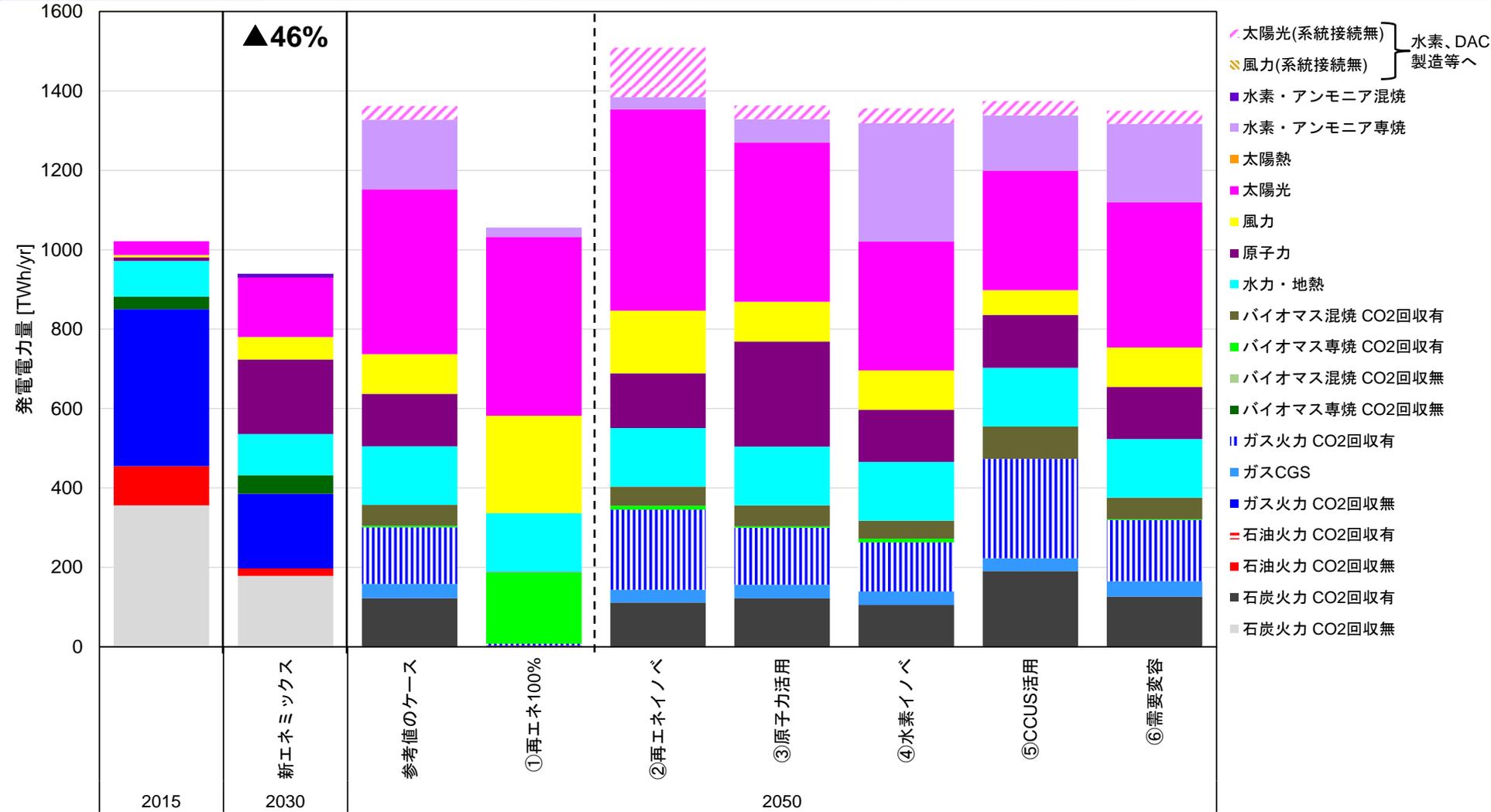
注1) 一次エネルギー換算はIEA統計に準じている。バイオマス以外の再エネ: 1 TWh=0.086 Mtoe、原子力: 1TWh=0.086÷0.33 Mtoe

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。

注3) 2030年の新エネルギーミックスは、政府提示の見通し

- ✓ カーボンニュートラル(▲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・合成燃料の輸入が見られる。
- ✓ 再エネ拡大は無論のこと、省エネ、CCUS、DACCSでのオフセット(一部CCS無し化石燃料も残る)等も重要

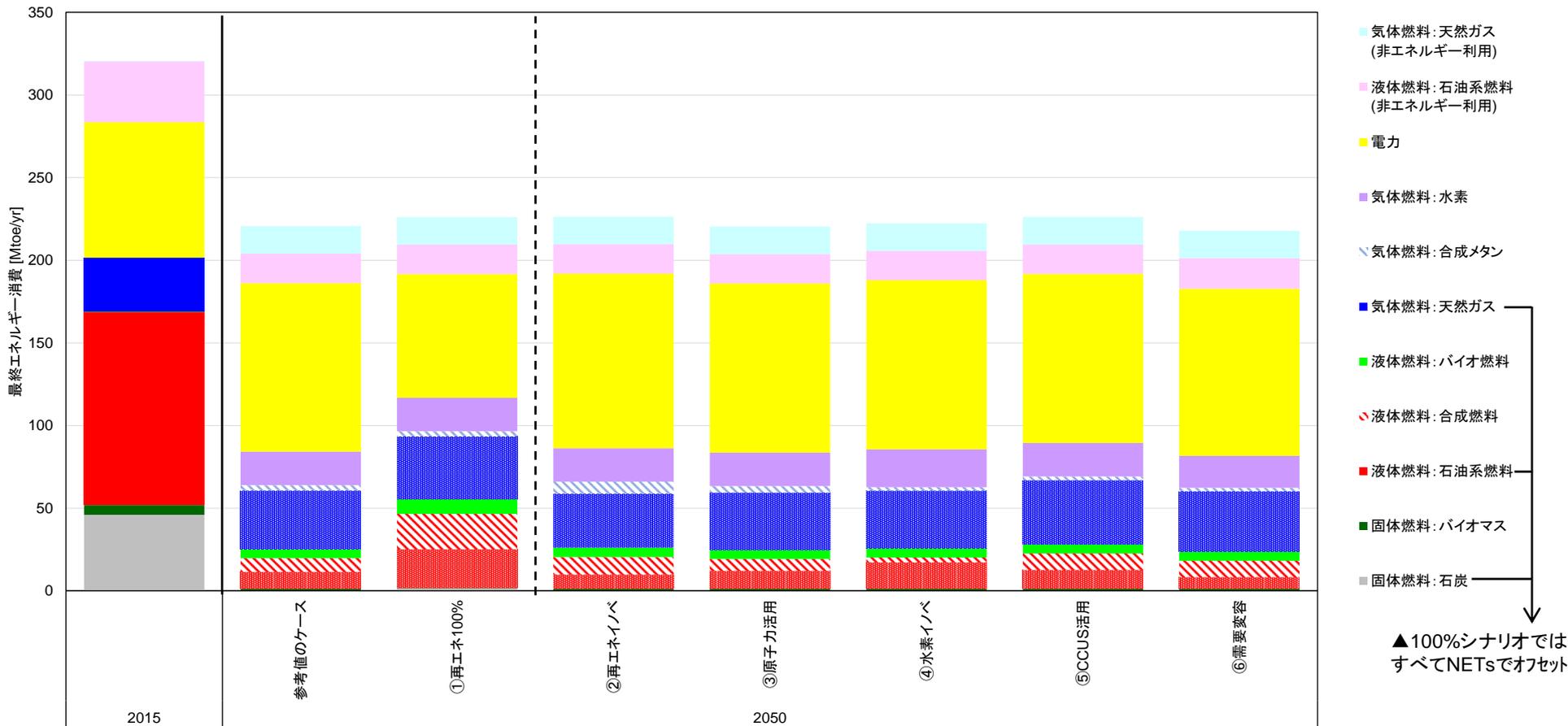
日本の発電電力量（2050年）



注)2030年の新エネルギーミックスは、政府提示の見通し

- ✓ 大部分のCNシナリオでは発電電力量が大幅に増加(電化促進による需要増に加え、蓄電、CCUS等による)
- ✓ 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「再エネ100%」では統合費用の急上昇により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。

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年カーボンニュートラル(▲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「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。

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
参考値のケース	525	1179	—	221
①再エネ100%	545	1284	(+106)	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需要変容	509	909	(-270)	221

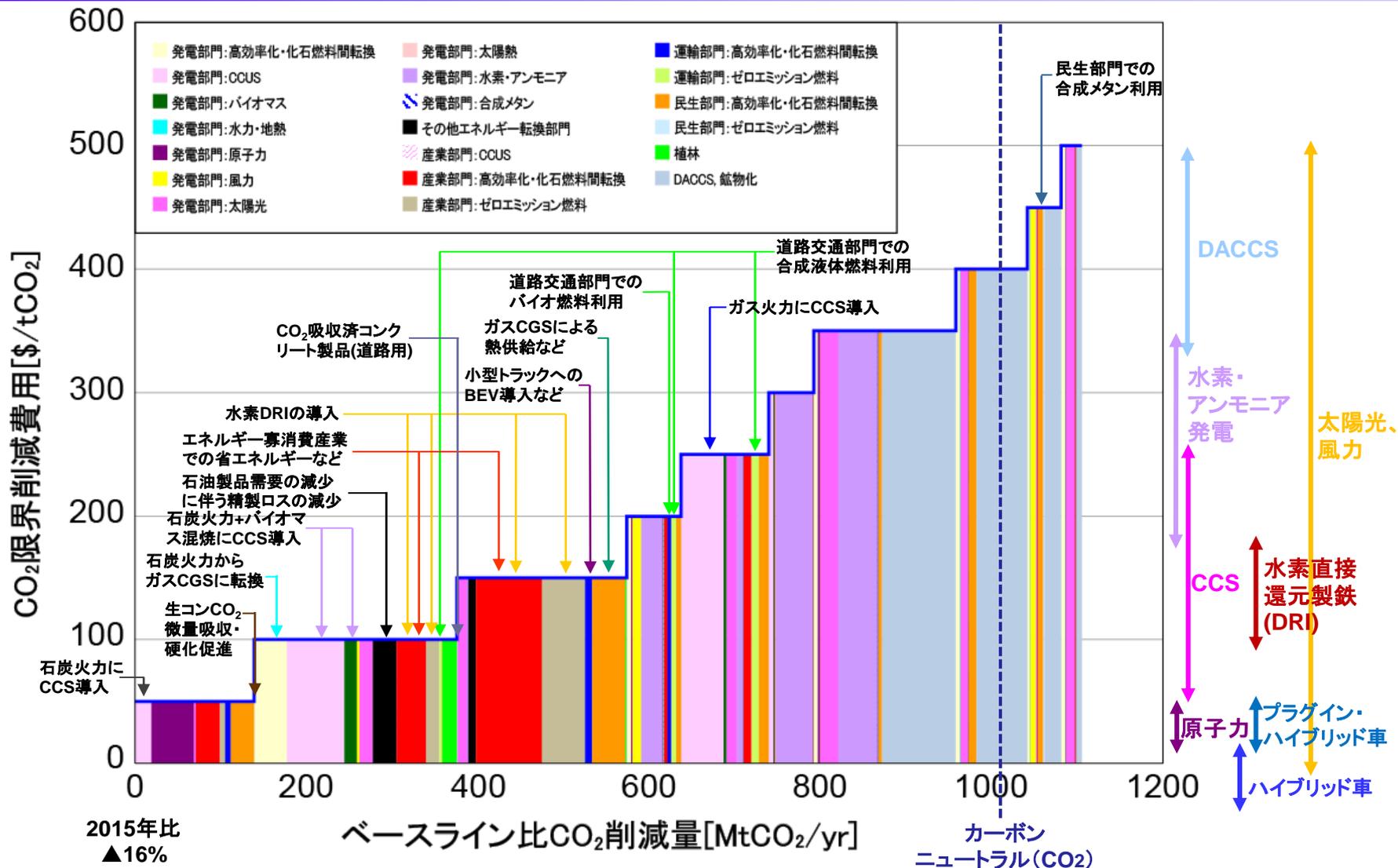
*1 ()赤字は「参考値のケース」からのコスト変化

*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



- ◆ パリ協定では、2°C目標、1.5°C目標や21世紀後半に実質ゼロ排出目標等に言及。また、早期のネットゼロエミッション実現への要請が強まっている。日本政府も2050年実質ゼロを目標に。
- ◆ 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。しかし、様々な課題も存在しており、コストを見極めながら適正な拡大幅を模索することが重要。
- ◆ 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、非電力部門で、再エネ、CCSを間接的に利用するためにも、水素とCO₂からの合成燃料（合成液体燃料、合成メタン）も重要なオプションとなり得る。
- ◆ 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、合成燃料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、BECCS、DACCS等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も高い。
- ◆ エネルギー供給サイドは無論のこと、デジタル技術等を利用したエネルギー需要サイドの技術イノベーションとそれに誘発されるシェアリングエコノミー等の社会イノベーションも極めて重要。
- ◆ それぞれの技術に大きな課題が残っていることから、多くのオプションを持ち、開発成功のリスクヘッジをしつつ、全体のコスト抑制を図る必要あり。
- ◆ それでも、2050年正味ゼロ排出は大きな技術進展を見込んでも相当高い排出削減費用が必要と見られる。真の国際協調が難しい中、このような高い費用負担が許容できるのか、カーボンリーケージの懸念もあり、真に温暖化抑制に効果を持つのかは慎重な見極めが必要であり、柔軟性を有したカーボンニュートラル戦略を持っておくことが重要。グローバルな削減の視点も重要。

付録

発電設備費の想定

		2000年価格設備費 [US\$/kW]	2018年価格設備費 [US\$/kW]	
石炭発電	低効率(在来型(亜臨界)、現在の途上国での利用)	1000	1458	
	中効率(主に現在の先進国での利用(超臨界)~将来、複合発電化(IGCC)を含む)	1500	2187	
	高効率(現在先進国で利用~将来、複合発電化(IGCC、IGFC))	1700	2479	
石炭・バイオマス混焼	(中、高効率石炭発電への追加費用)	バイオマス混焼率: ~5%	+85	+124
		バイオマス混焼率: ~30%	+680	+992
石炭・アンモニア混焼	(中、高効率石炭発電への追加費用)	アンモニア混焼率: ~20%	+264 - +132	+385 - +193
		アンモニア混焼率: ~60%	+271 - +135	+395 - +197
石油発電	低効率(ディーゼル発電等)		250	365
	中効率(亜臨界)		650	948
	高効率(超臨界)		1100	1604
	CHP		700	1021
天然ガス発電	低効率(蒸気タービン)		300	437
	中効率(複合発電)		650	948
	高効率(高温型複合発電)		1100	1604
	CHP		700	1021
天然ガス・水素混焼	(中、高効率天然ガス発電への追加費用)	水素混焼率: ~20%	+55	+80
バイオマス発電 (専焼)	低効率(蒸気タービン)		2720-2400	3967-3500
	高効率(複合発電)		3740-3030	5454-4419
原子力発電		2743	4000	
CO ₂ 回収付IGCC/IGFC		2800-2050	4083-2989	
天然ガス酸素燃焼発電		1900-1400	2771-2042	
水素発電(FC/GT)		1160	1692	
アンモニア発電(専焼)		3040-1444	4433-2106	
電力貯蔵(揚水発電等)		1000	1458	

注1) DNE21+モデルでは基準年としている2000年価格で想定。表示の2018年価格は米国のGDPデフレーターを用いて換算して表記したものの。

注2) 設備費は表中に示す範囲において時点の経過と共に低減するように想定している。

注3) 本数値は米国の想定値であり、国・地域によってロケーションファクターを乗じており若干の差異がある(日本は最大+3%)。再エネは別途想定(p.24-28)

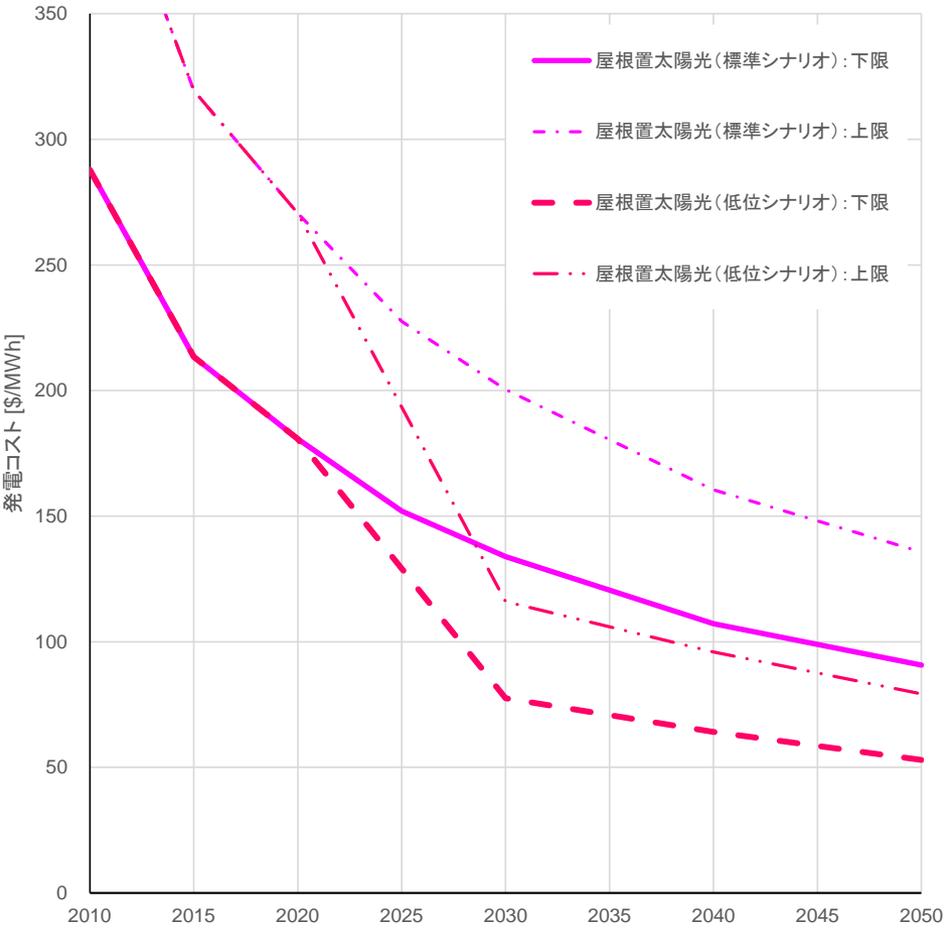
各種火力発電の発電効率の技術進展の想定

		2010	2020	2030	2050
石炭 火力	低効率(在来型(亜臨界)、現在の途上国での利用)	23.0	24.0	25.0	27.0
	中効率(主に現在の先進国での利用(超臨界)～将来、複合発電化(IGCC)を含む)	37.8	39.6	41.4	45.0
	高効率(現在先進国で利用～将来複合発電化(IGCC、IGFC))	44.0	46.0	48.0	58.0
	CO ₂ 回収付IGCC/IGFC	34.0	35.5	38.5	50.3
石油 火力	低効率(ディーゼル発電等)	23.0	24.0	25.0	27.0
	中効率(亜臨界)	38.6	40.2	41.8	45.0
	高効率(超臨界)	52.0	54.0	56.0	60.0
	CHP*1	39.0	41.0	43.0	47.0
ガス 火力	低効率(蒸気タービン)	27.2	28.4	29.6	32.0
	中効率(複合発電)	39.8	41.6	43.4	47.0
	高効率(高温型複合発電)	54.0	56.0	58.0	62.0
	CHP*1	40.0	42.0	44.0	48.0
	天然ガス酸素燃焼発電	40.7	41.7	43.7	48.7
バイオ マス	低効率(蒸気タービン)	22.0	22.5	23.5	25.5
	高効率(複合発電)	38.0	40.0	42.0	46.0
水素発電(GT/FC)		54.0	56.0	58.0	62.0

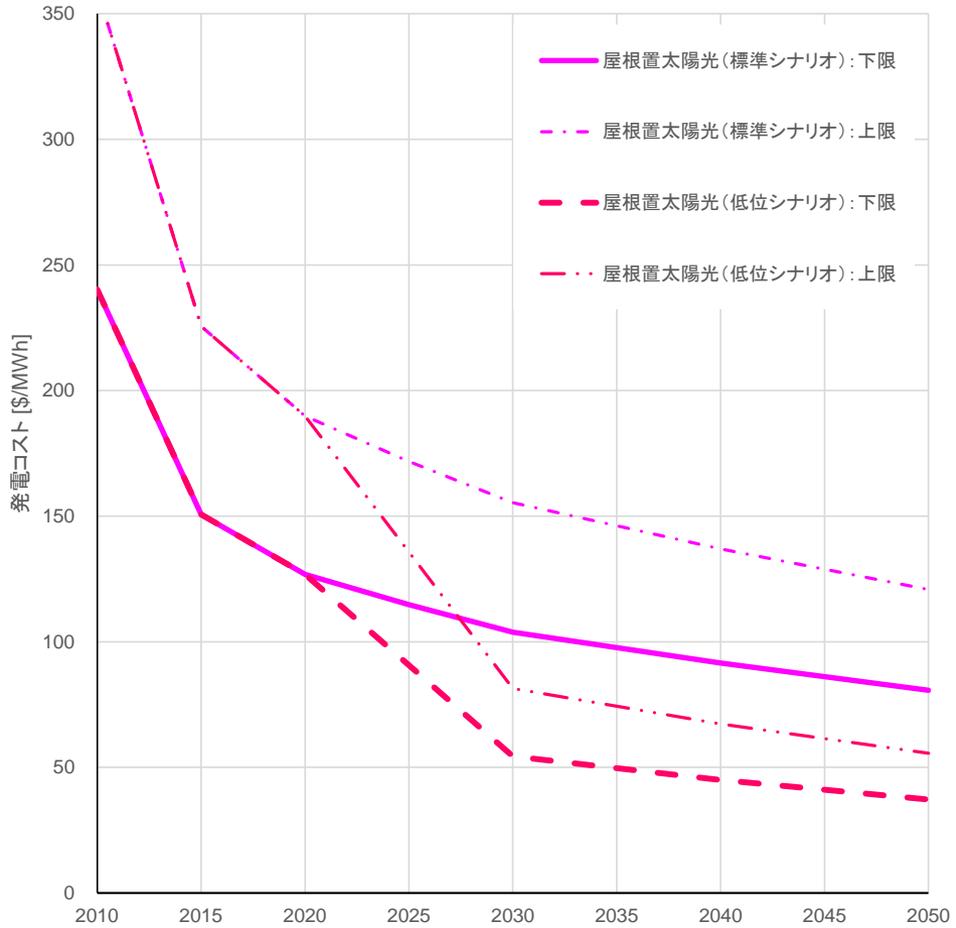
*1 排熱回収効率はエネルギー需給バランスを考慮して想定することとし、地域によって5～20%の範囲で想定

日本の屋根置太陽光発電コストの想定：時系列

ストック

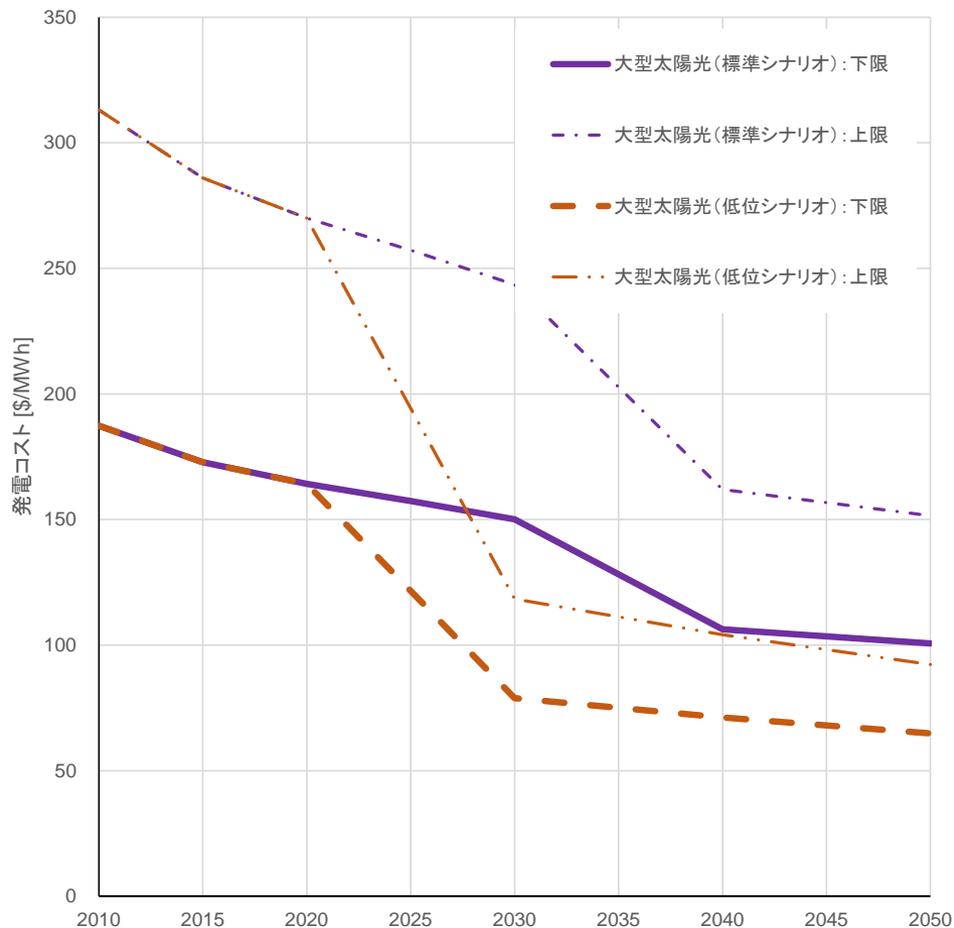


フロー

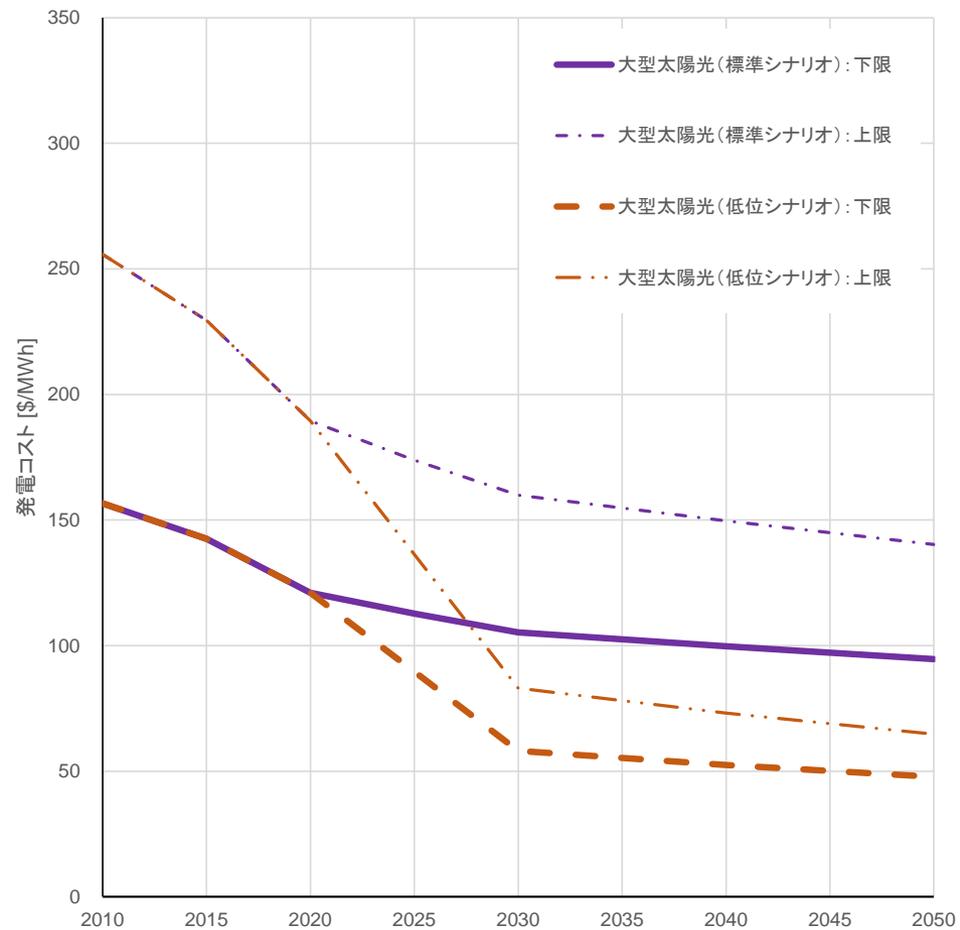


日本の大型太陽光発電コストの想定：時系列

ストック

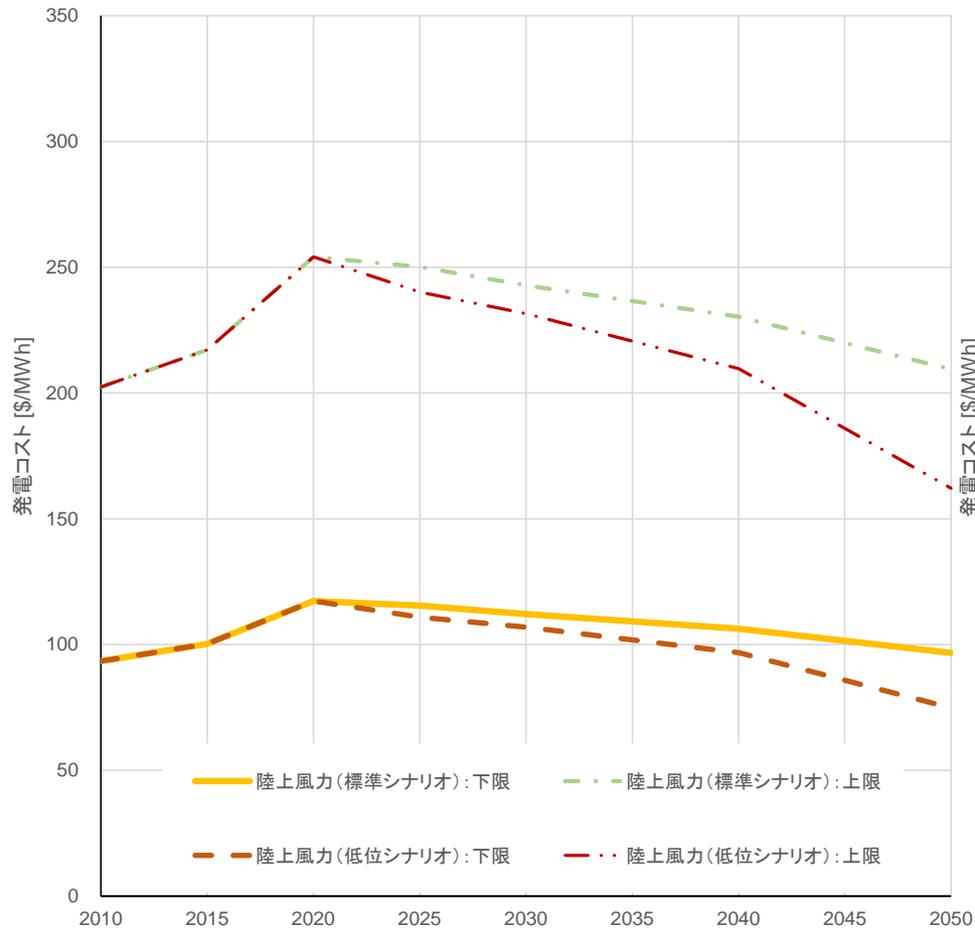


フロー

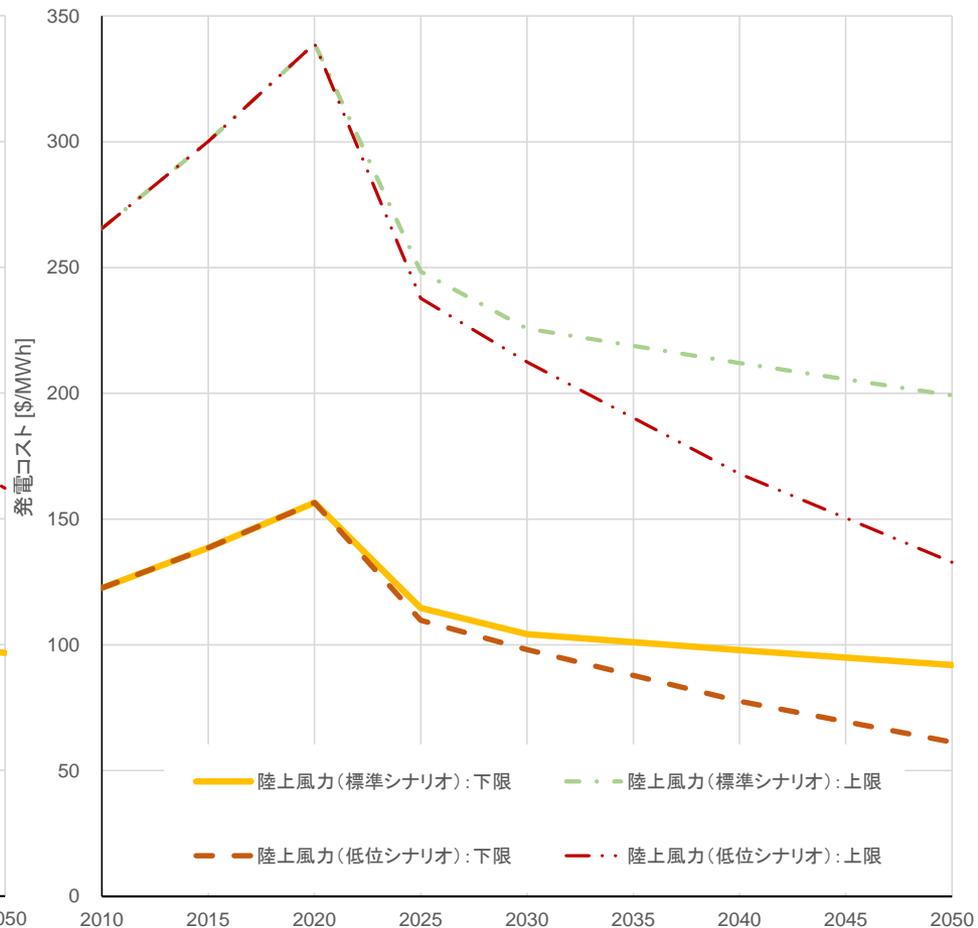


日本の陸上風力発電コストの想定：時系列

ストック

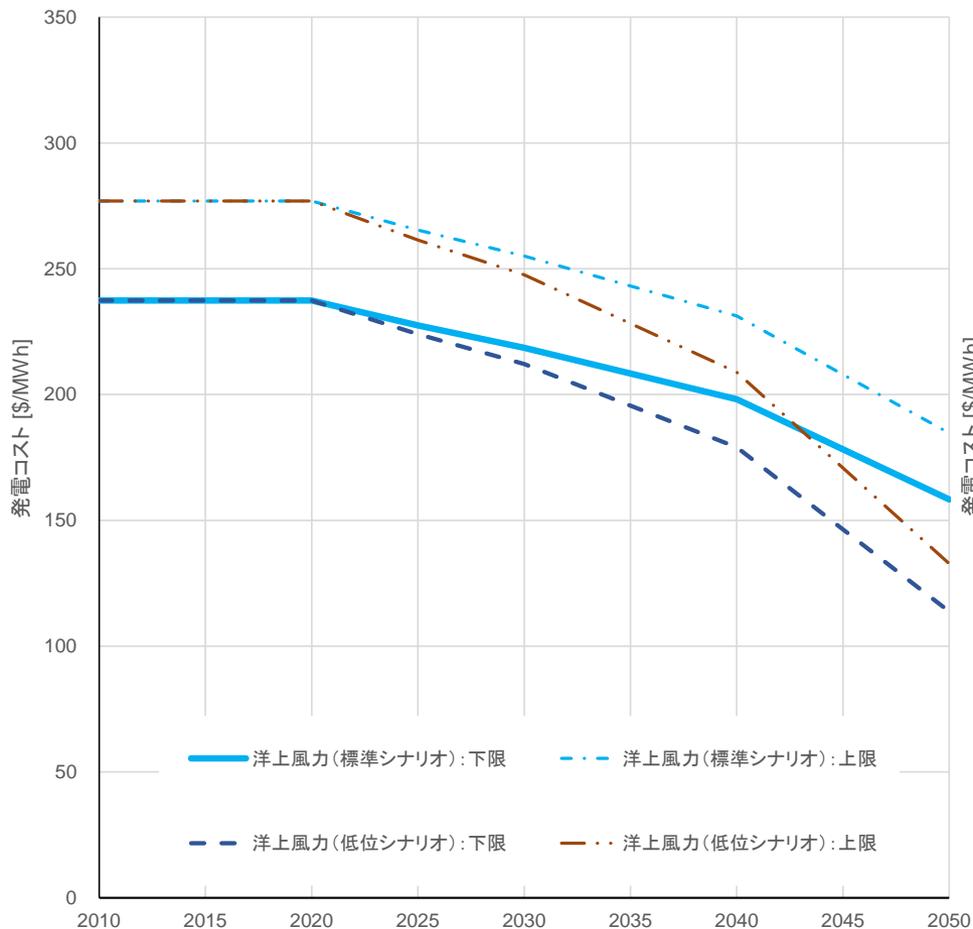


フロー



日本の洋上風力発電コストの想定：時系列

ストック



フロー

