

日本鑄造協会 秋季大会講演会  
2021年10月26日

# エネルギーミックスと電力料金の 今後の動向について

(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



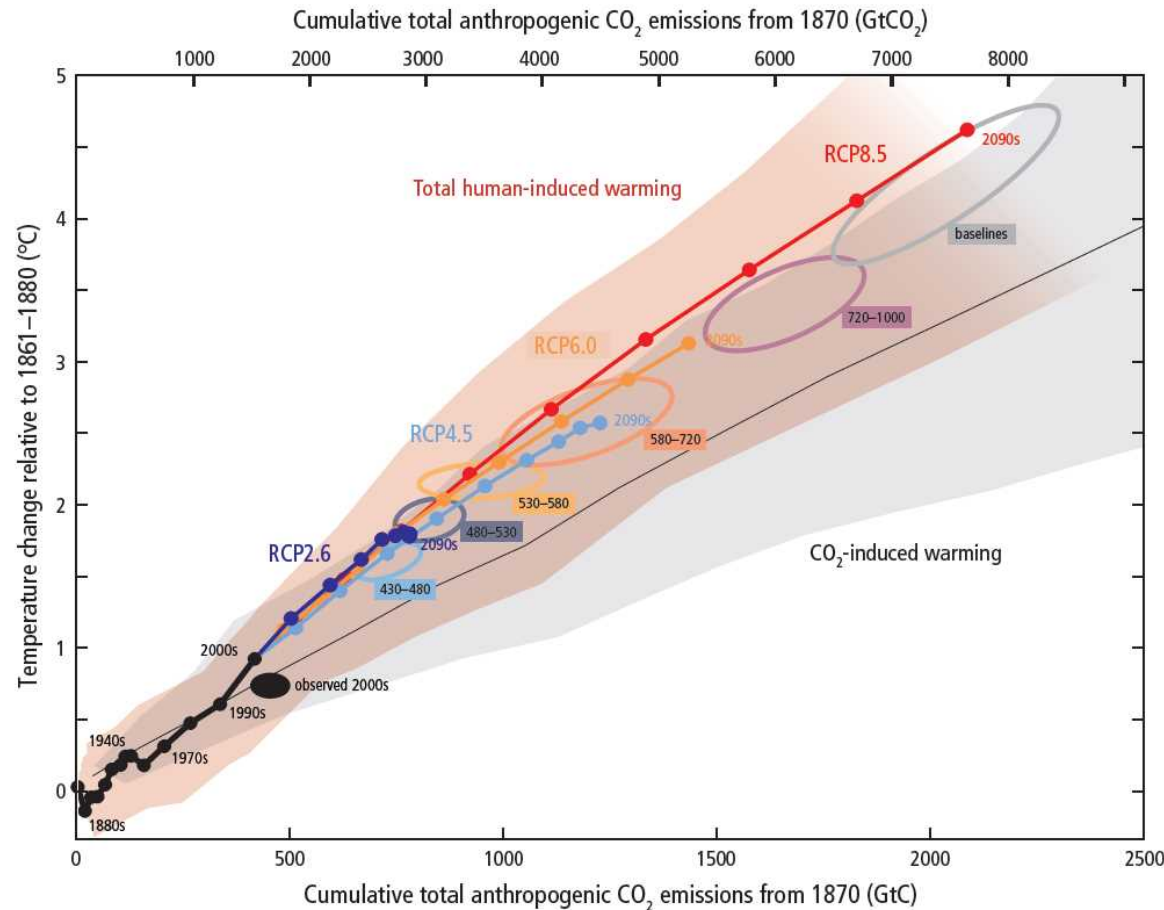
# 目次

1. カーボンニュートラルに向けた対策の全体概要
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. 2030年の展望：電力コストの課題等
5. まとめ

# 1. カーボンニュートラルに向けた 対策の全体概要



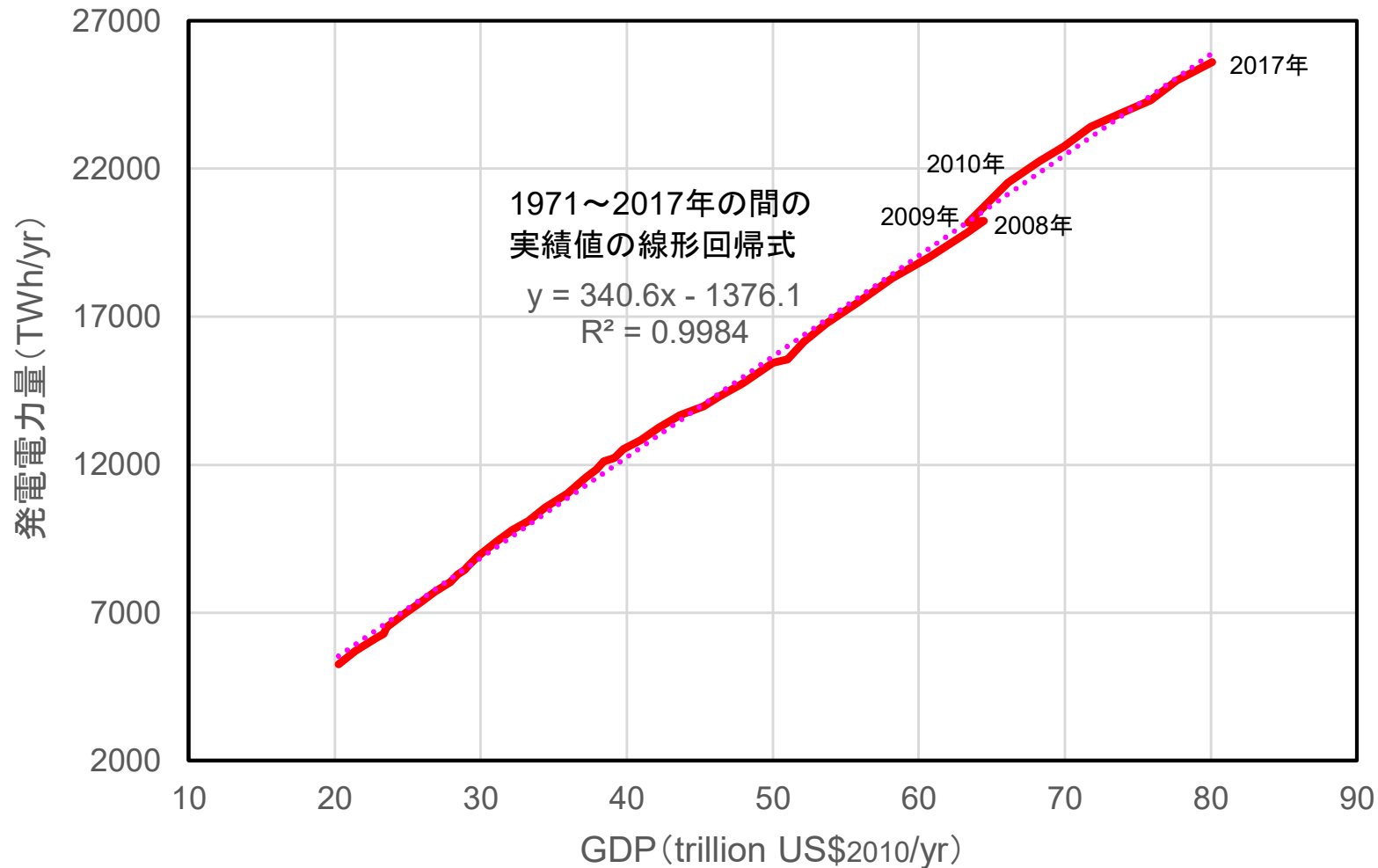
# 累積排出量と気温上昇の関係



**【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**

# 世界の経済成長と電力消費量の関係

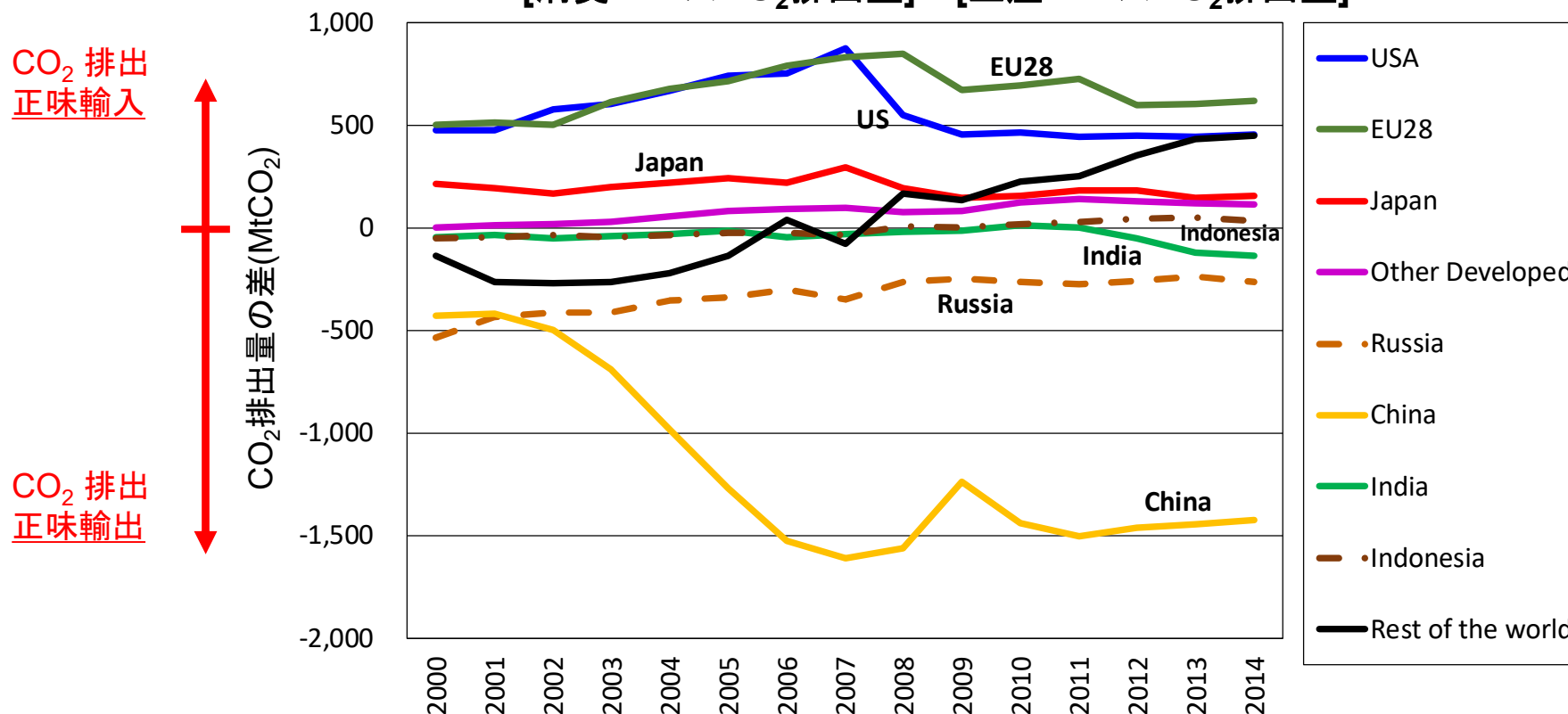


出典) 国際エネルギー機関 (IEA) 統計、2019

世界GDP(経済成長)と電力消費量の関係は、強い正の相関関係が見られる。経済成長と電力消費量は密接な関係。

# 生産ベースと消費ベースCO<sub>2</sub>排出量の差： 貿易に体化されたCO<sub>2</sub>排出量（2000～2014年）

貿易に体化されたCO<sub>2</sub>排出量：  
[消費ベースCO<sub>2</sub>排出量]－[生産ベースCO<sub>2</sub>排出量]

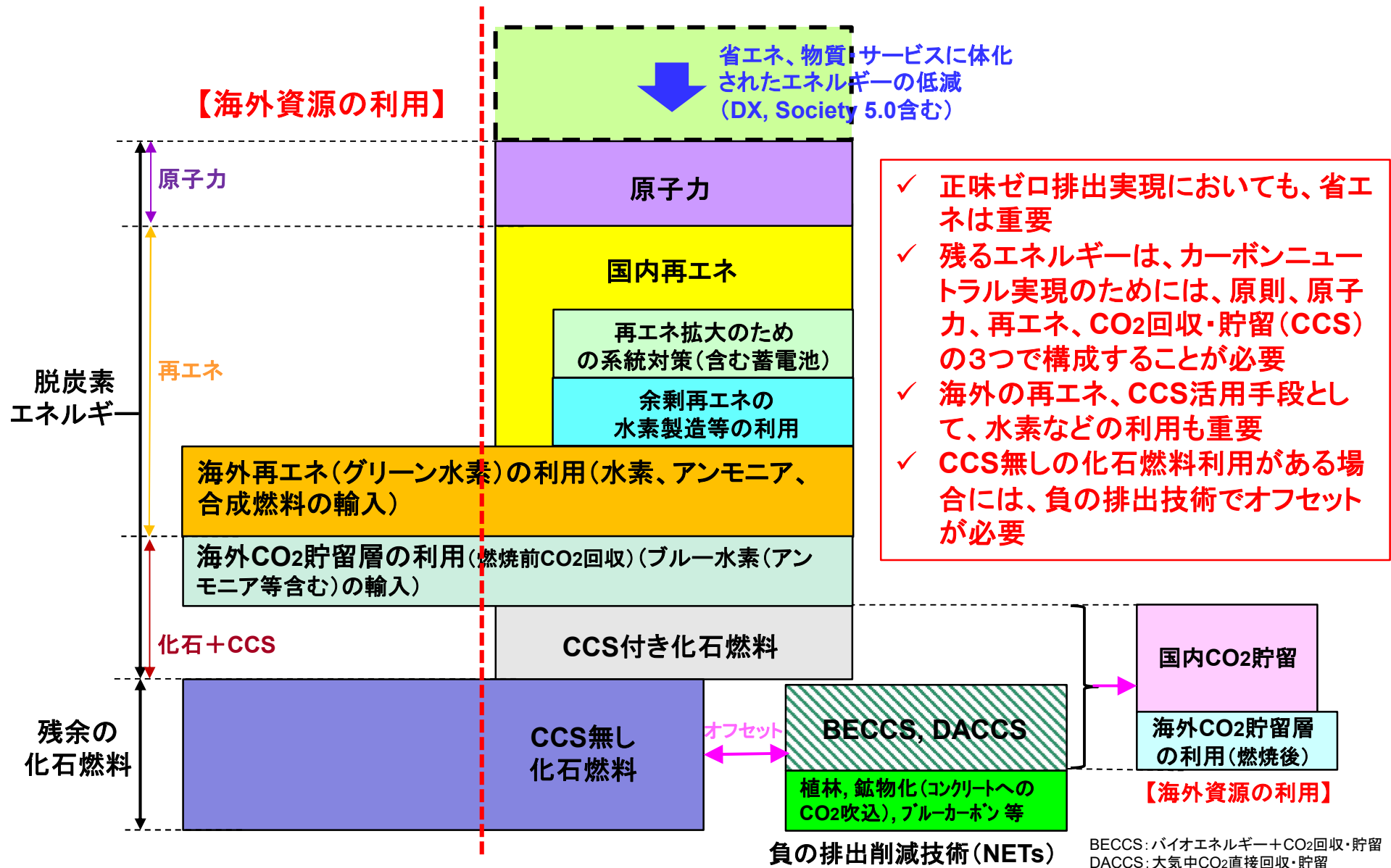


出典) RITEによる推計、[http://www.rite.or.jp/system/global-warming-ouyou/download-data/Analysis\\_Consumption-Based-CO2.pdf](http://www.rite.or.jp/system/global-warming-ouyou/download-data/Analysis_Consumption-Based-CO2.pdf)  
本間他、エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス、2019

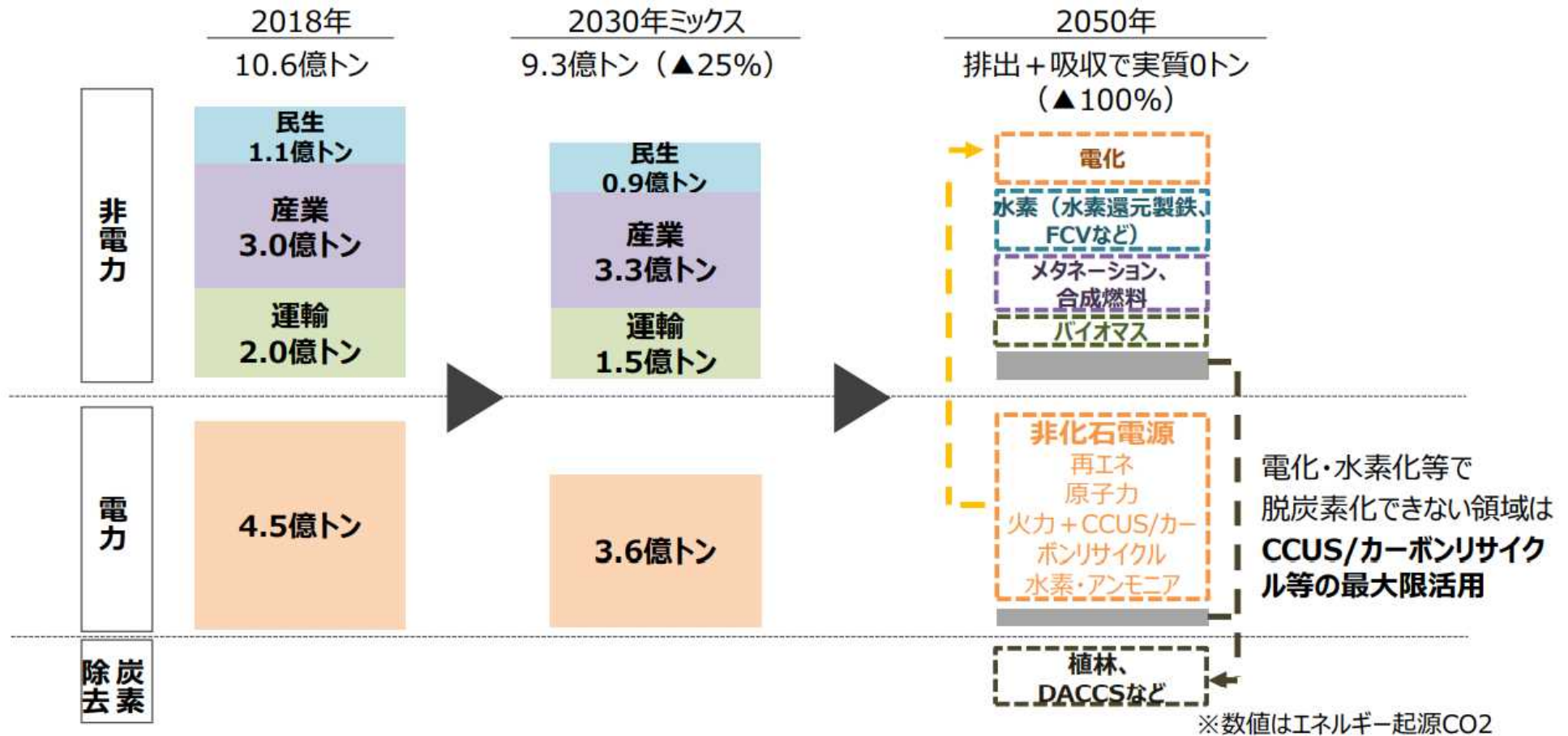
ドイツを除けば、特にEUは、製造業を海外に依存し、サービス産業化する傾向が強まっている（貿易に体化されたCO<sub>2</sub>は増大。近年、低下傾向が見られるが、体化されたCO<sub>2</sub>の輸入元の中国等のCO<sub>2</sub>原単位改善による部分が多い。）。一見、先進国を中心にCO<sub>2</sub>が減っているように見えても、消費構造はあまり変化していない。日本など少数国がエネルギーコストを大きく上昇させた対策をとれば、生産拠点が変わるだけで、グローバルには排出減が進まない。

# 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】

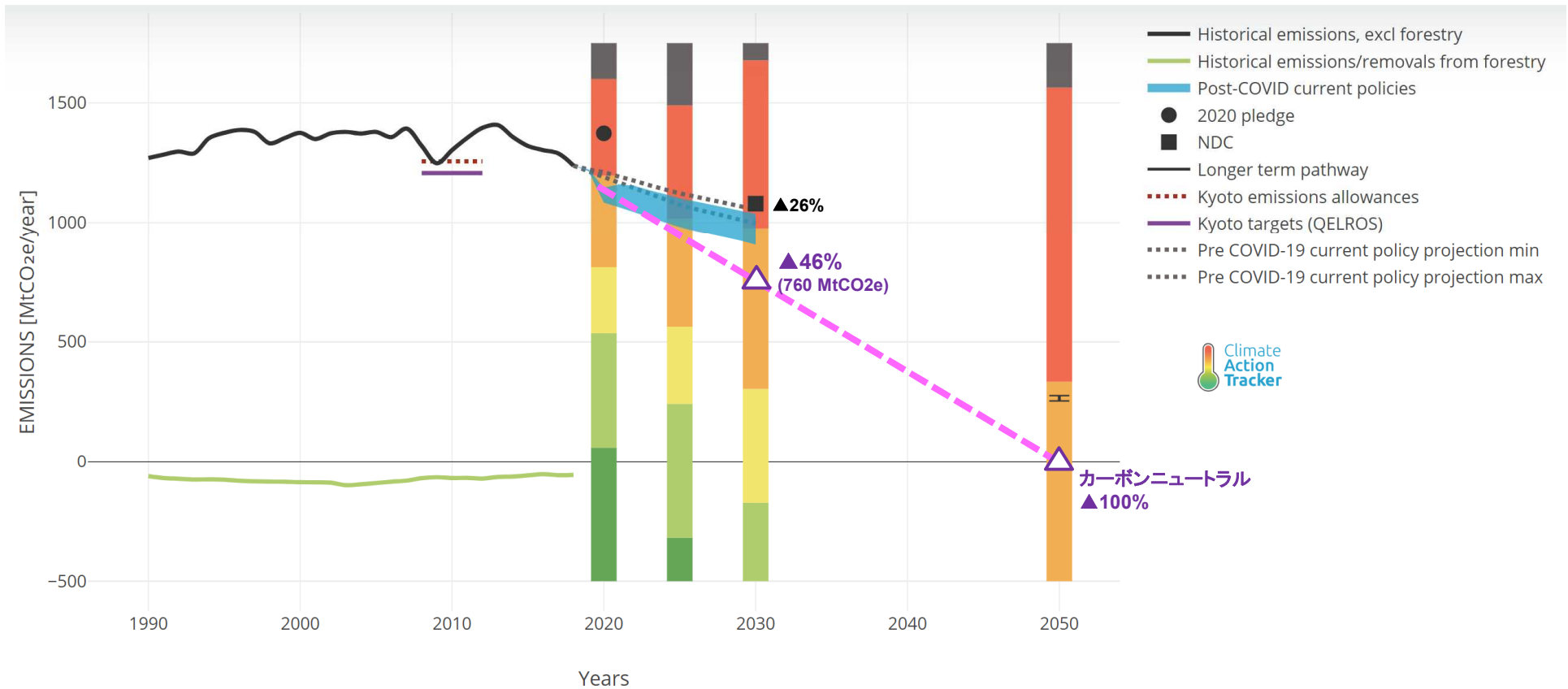


# 日本の正味ゼロ排出のイメージ (2/2)





# 日本の2030年、2050年の温室効果ガス排出削減目標



出典) Climate Action Tracker(に加筆)

- ✓ 2030年▲46%は、2050年正味ゼロのほぼ線形での延長線上
- ✓ エネルギーインフラのストック、設備導入のリードタイム、イノベーションの余地が限定的なことなどからすると、2050年カーボンニュートラル以上に難しい目標と考えられる。

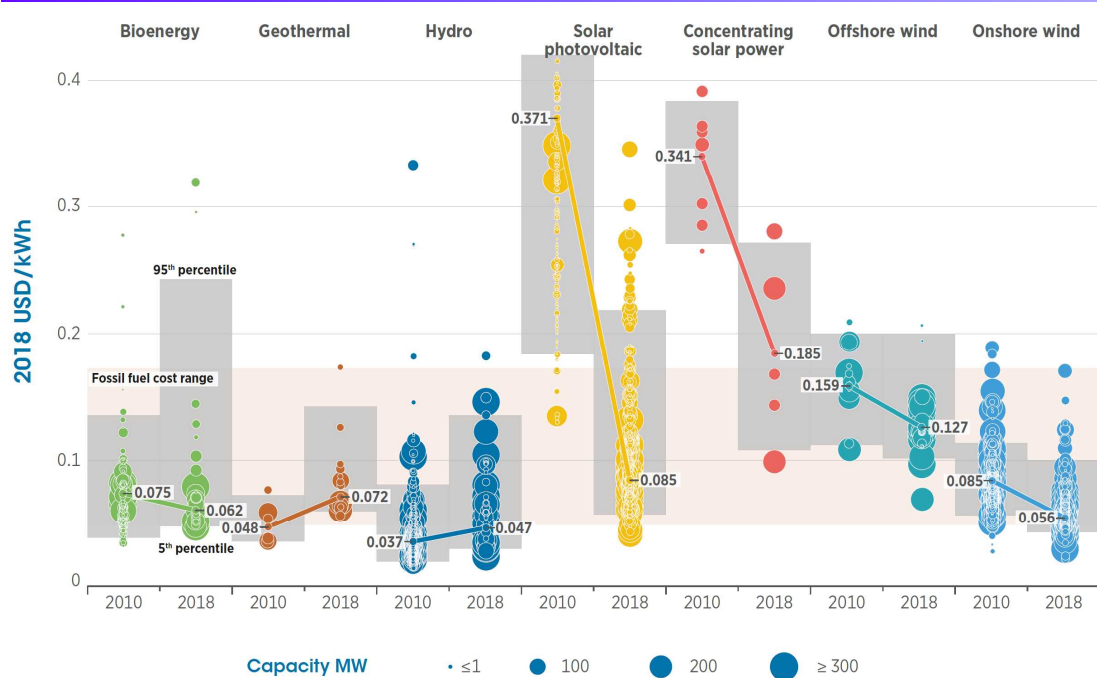
## 2. カーボンニュートラルに向けた 各種対策技術の役割と課題



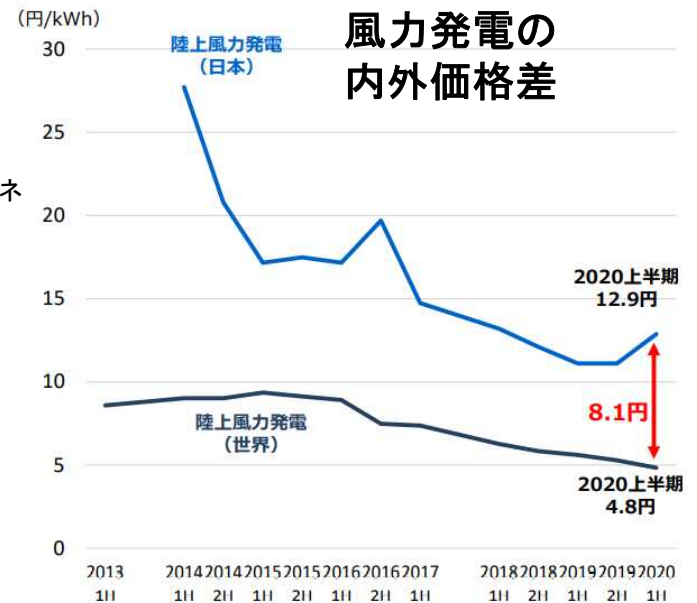
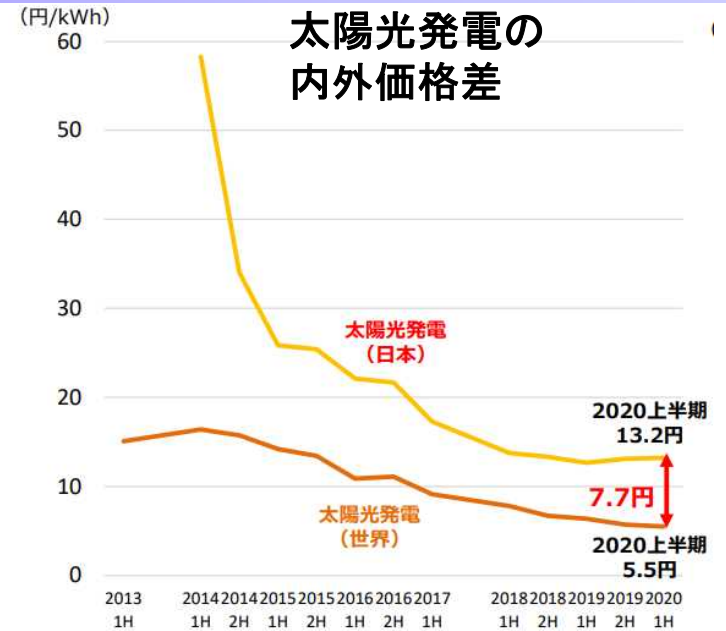
## 2.1. 再生可能エネルギー、蓄電池、 水素の役割と課題



# 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）

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

出典) 調達価格等算定委員会

## 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



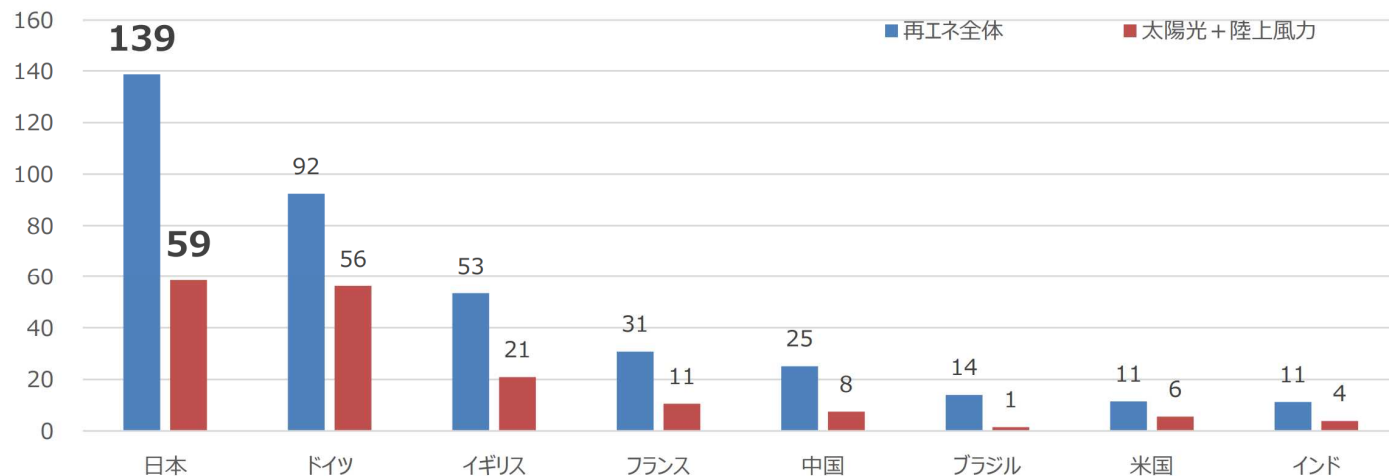
観光地へのアクセス道路からの景観



- 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/km<sup>2</sup>)

【平地面積あたりの各国再エネ／太陽光・陸上風力の発電量】



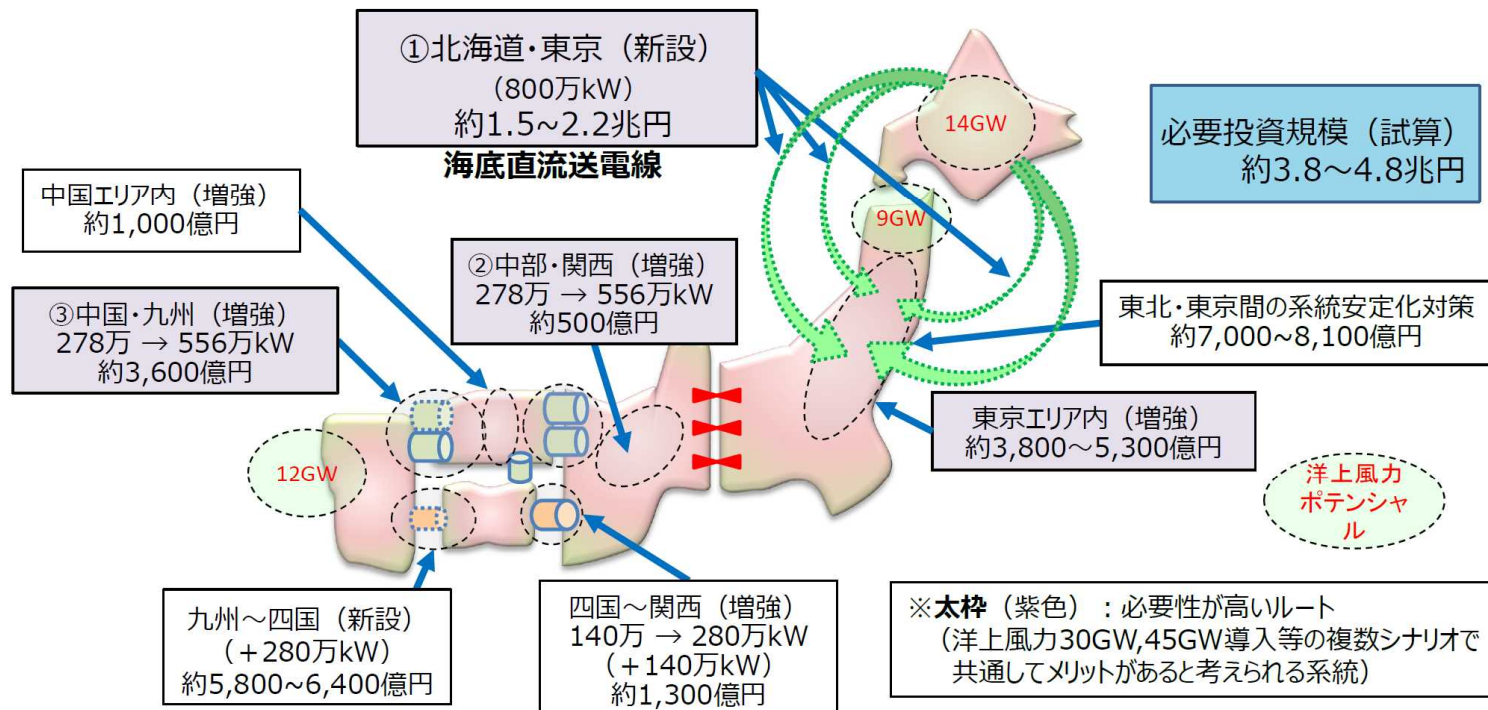
再エネの拡大は必須だが、国内での導入規模は楽観視できない。調和した拡大が必要

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。

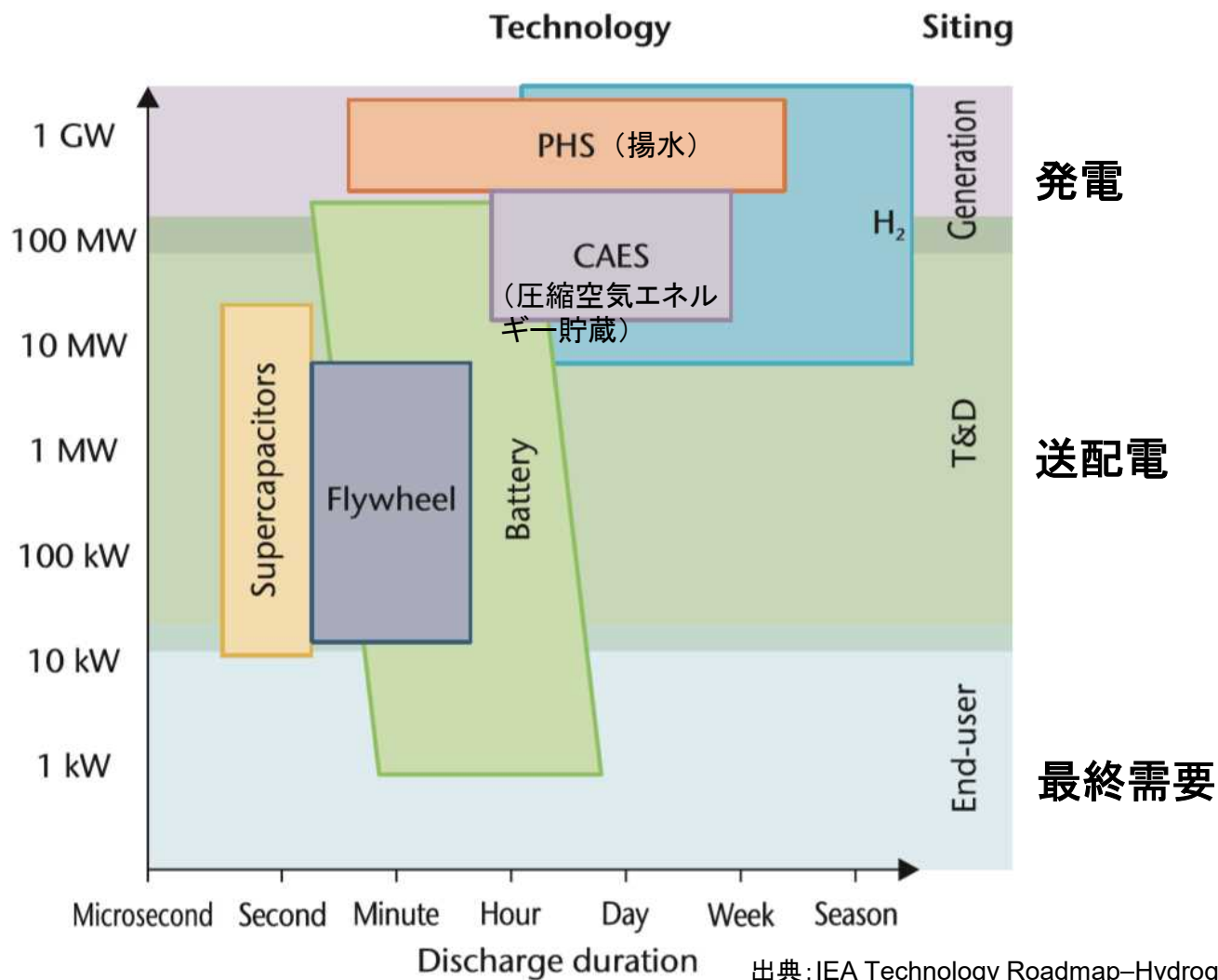
## マスタープランの中間整理（電源偏在シナリオ45GWの例）



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“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

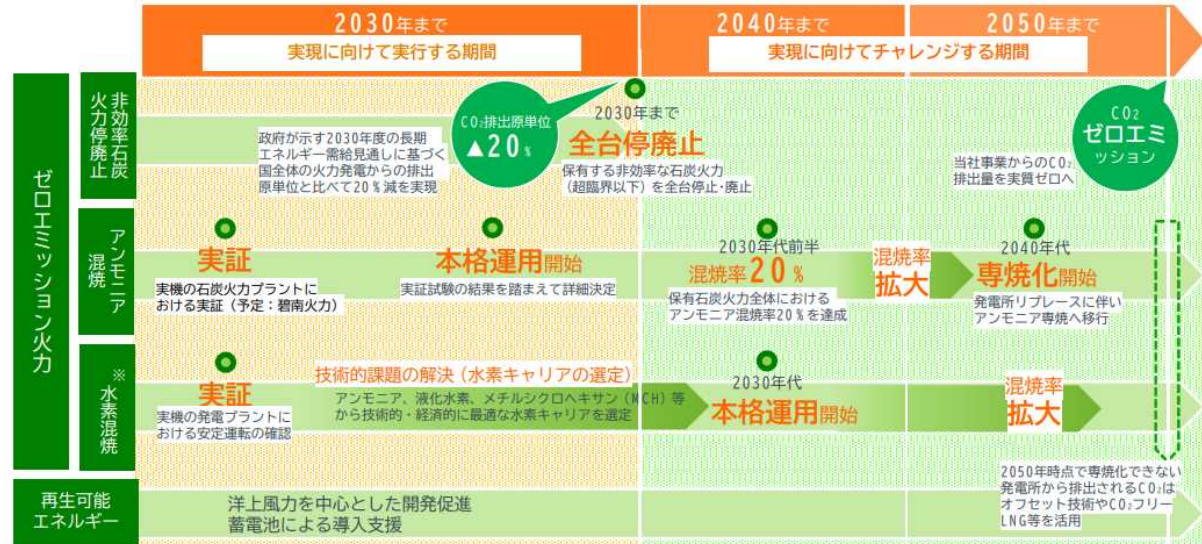
## その他の施設の進捗

- 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



## JERAゼロエミッション2050 日本版ロードマップ

出典)政府資料



出典)JERA

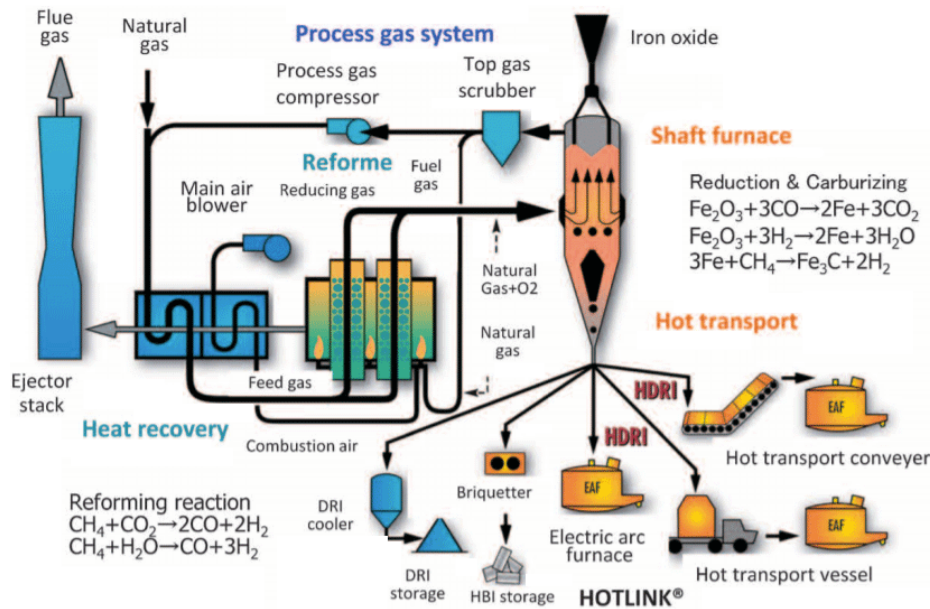
本ロードマップは、政策等の前提条件を踏まえて段階的に詳細化していきます。前提が大幅に変更される場合はロードマップの見直しを行います。 ※ CO<sub>2</sub>フリー-LNGの利用も考慮しております。



# 水素直接還元製鉄の展望とモデル想定

- ✓ 直接還元鉄の製造において、現状では天然ガス(左図を参照)等を利用
- ✓ 水素直接還元製鉄は燃料を水素に代替したプロセスである(右図を参照)
- ✓ 後述のDNE21+では水素直接還元製鉄の製造プロセスに加え電炉・熱間圧延までのプロセス一式を集約しモデル化【資本費:438.1\$/(t-cs/yr)、水素消費:12.1GJ/t-cs、電力消費:695kWh/t-cs】
- ✓ **2031年から(同2040年以降)、新規建設・運開可能と想定**

天然ガスを利用した直接還元鉄の製鉄プロセスの例



J. Kopfle et al. Millenium Steel 2007, p.19

水素を利用した直接還元鉄の実証プラントの例

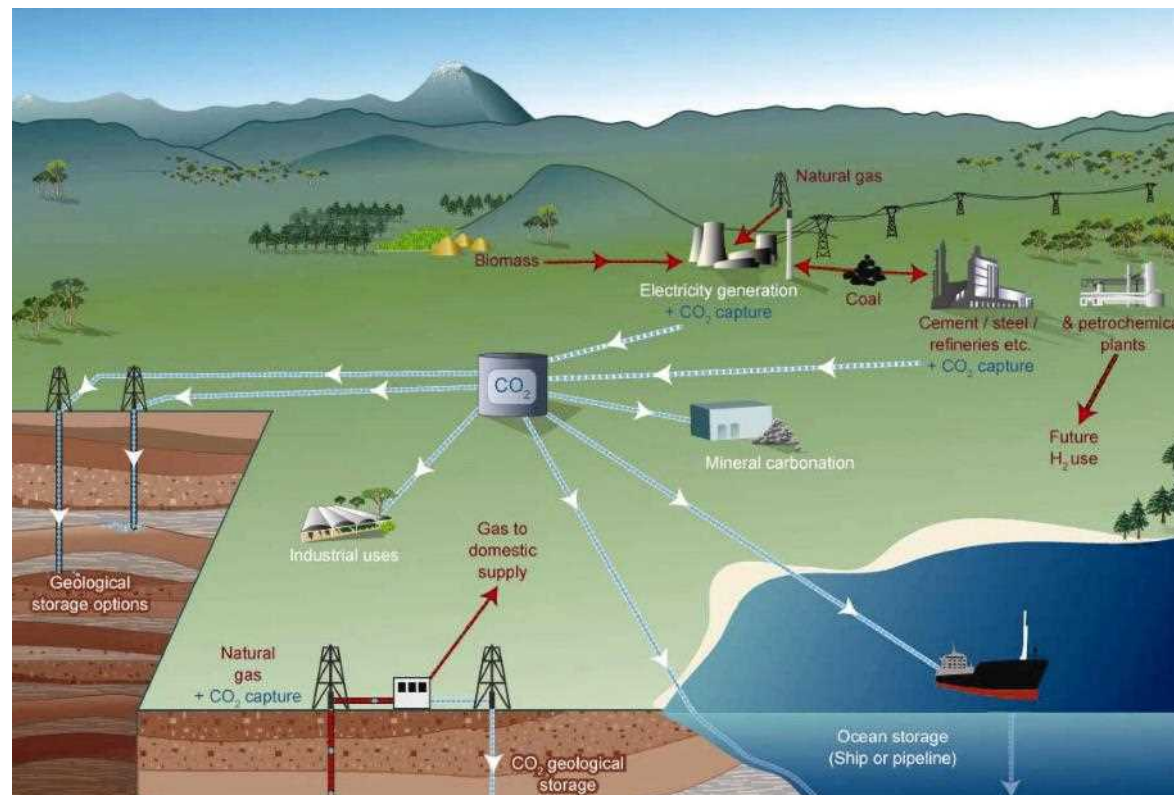


<https://www.midrex.com/>

[https://www.kobelco.co.jp/releases/1201993\\_15541.html](https://www.kobelco.co.jp/releases/1201993_15541.html)

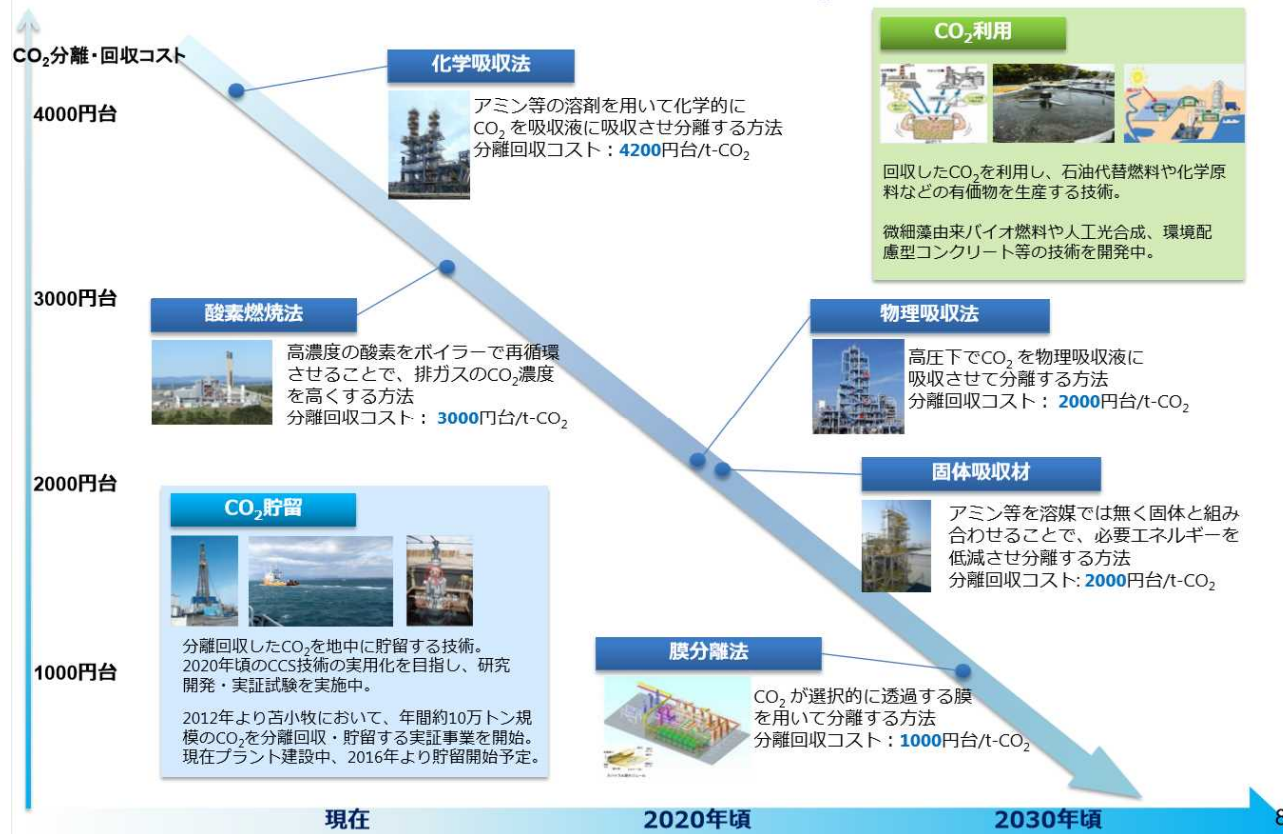
## 2.2. CCUS、DACの役割と課題

\* CCUS: 二酸化炭素回収・利用・貯留、DAC: 大気中CO<sub>2</sub>直接回収



# CO2回収・貯留関連技術

出典) 資源エネルギー庁



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。

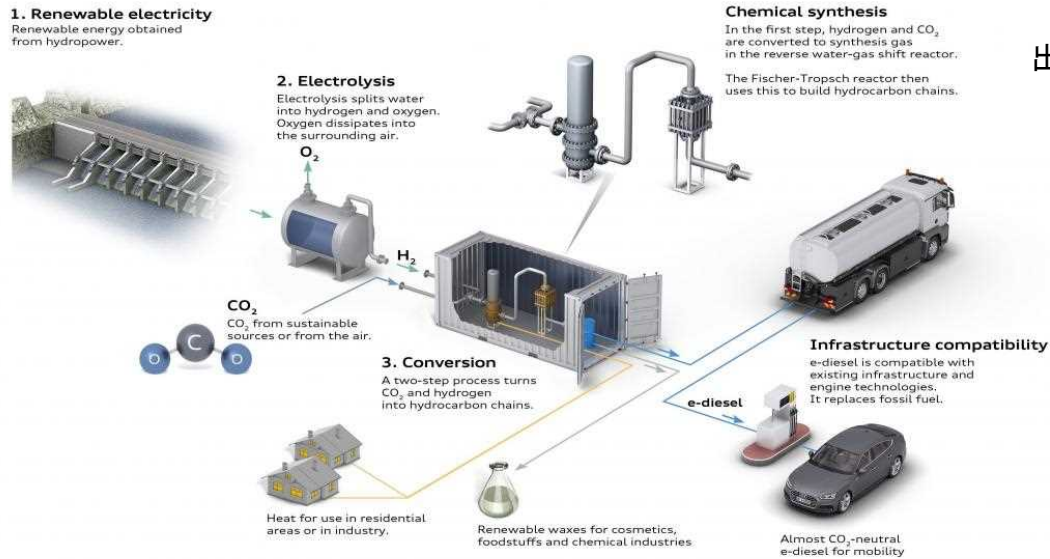
注2) 貯留費用の幅は、表中に示す範囲において累積貯留量の増大と共に上昇するように想定している。

\*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。

# 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。



出典) Audi

➤ 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 (ポンプ)	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

# 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。

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

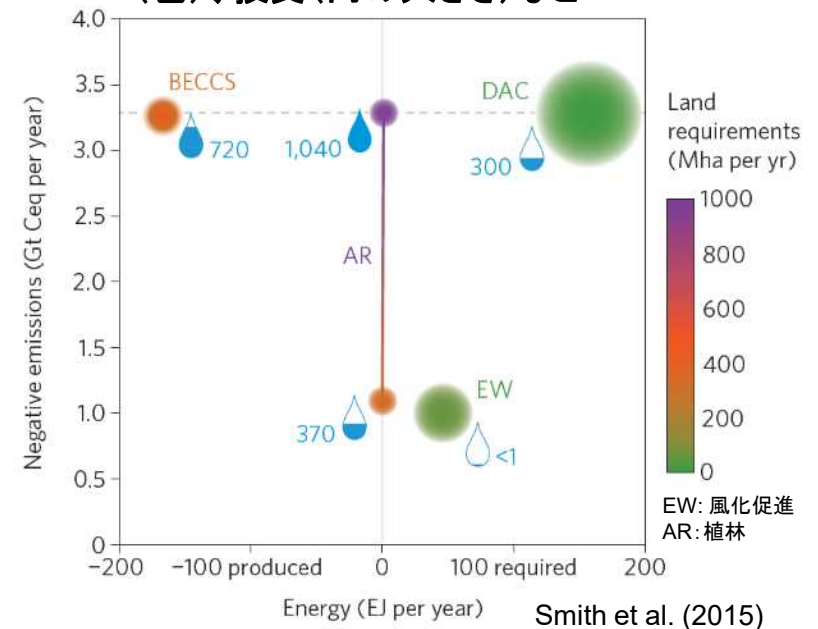
M. Fasihi et al., (2019)による2020年のDACのエネルギー消費量と設備費の推計

	エネルギー消費量 (/tCO <sub>2</sub> )		設備費 (Euro/(tCO <sub>2</sub> /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	



Climeworks

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	約0.6km <sup>2</sup>
火力	約0.5km <sup>2</sup>
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)	21トン
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)	約2.9年分
天然ガス	約20日分
石油	約200日分
石炭	約29日分

出典)総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会資料(2020)

# 原子力発電の審査と再稼働状況

**再稼働**  
**10基**

稼働中 9基、停止中 1基 (起動日)

**設置変更許可**  
**6基**

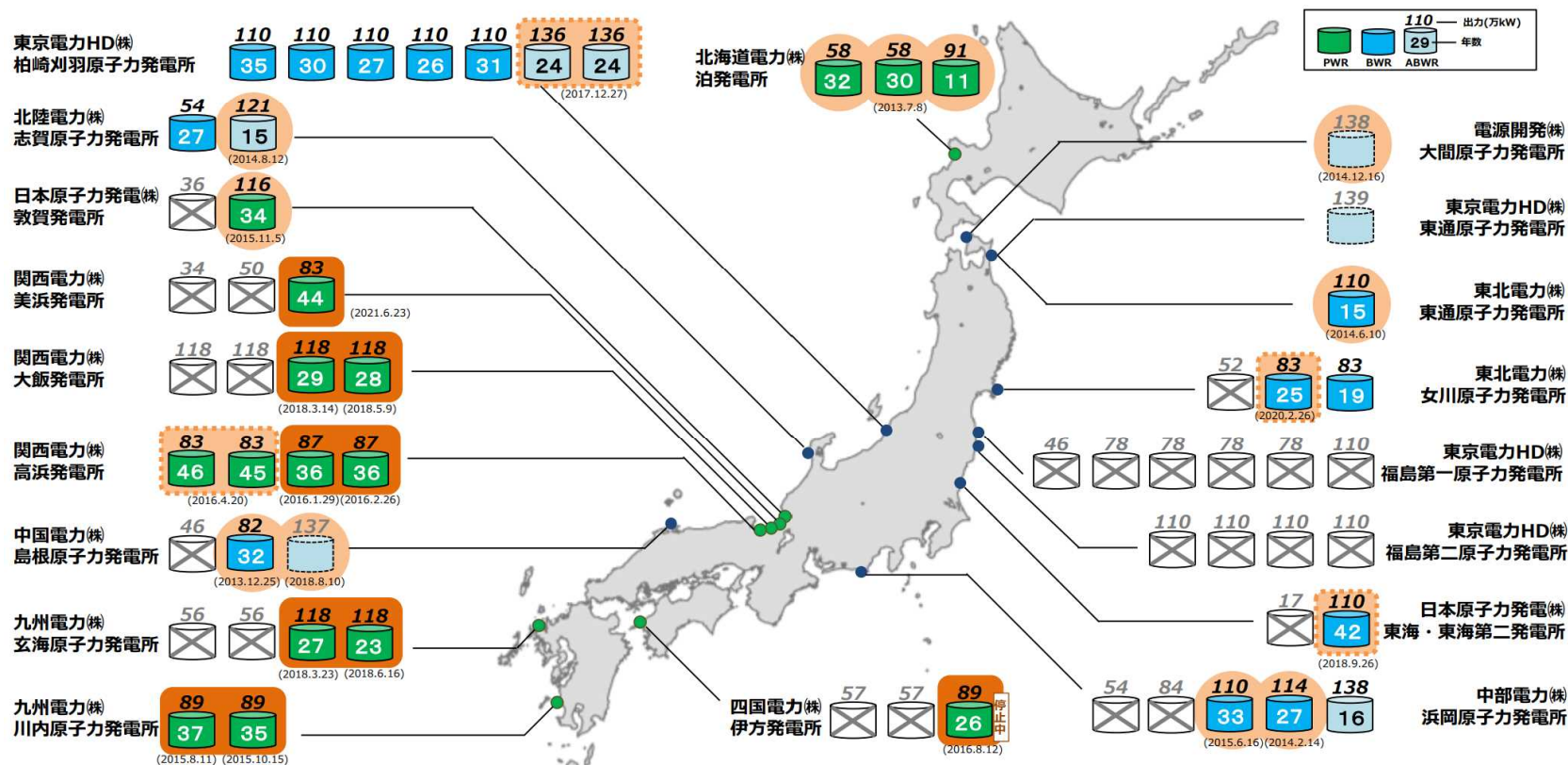
(許可日)

**新規制基準  
審査中**  
**11基**

(申請日)

**未申請**  
**9基**

**廃炉**  
**24基**



2021年7月5日現在

## 再稼働の影響

### 1基稼働:

燃料コスト → 350~630億円/年 削減\*

CO2 → 260~490万トン/年 削減\*

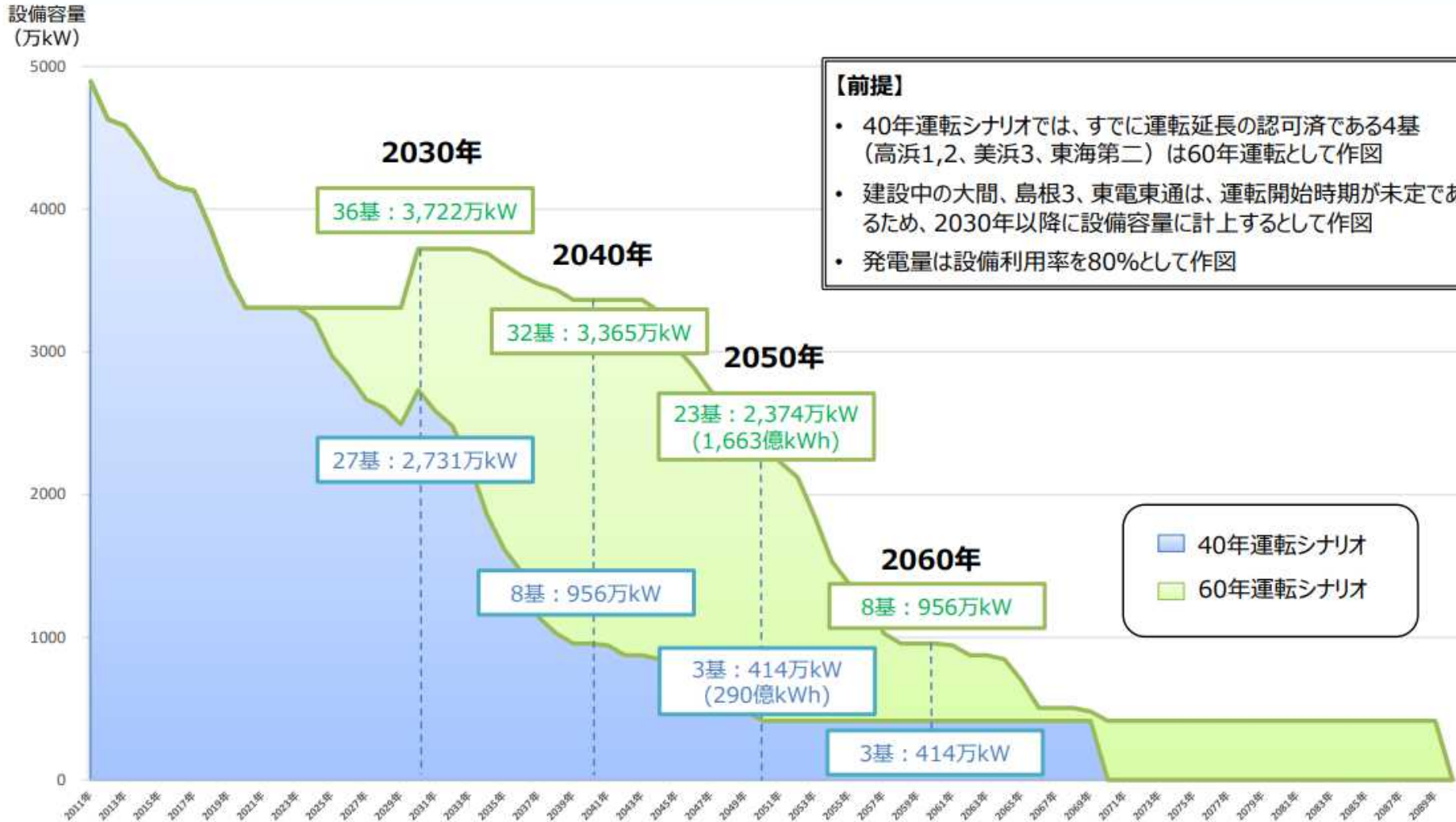
(日本の年間CO2排出量: 約11億トン)

※100万kW級原発(稼働率80%)がLNGまたは石油火力を代替した場合(2016年度推計値による)



# 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

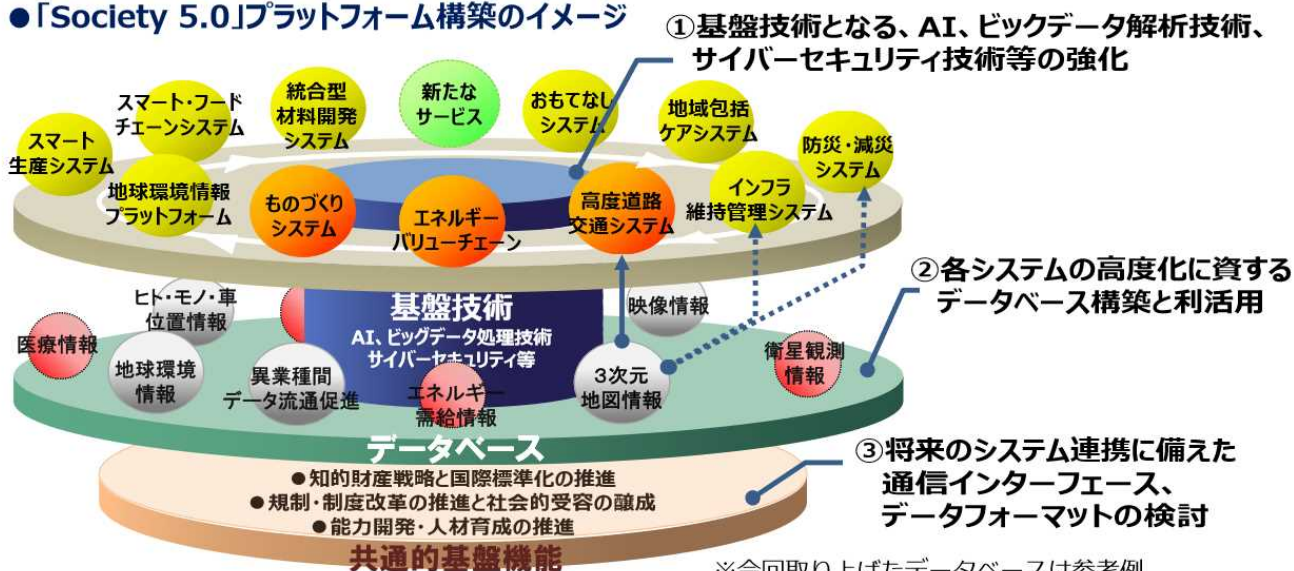


Source: C. Wilson (IIASA)

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

出典:内閣府

※今回取り上げたデータベースは参考例

# 運輸部門: CASE



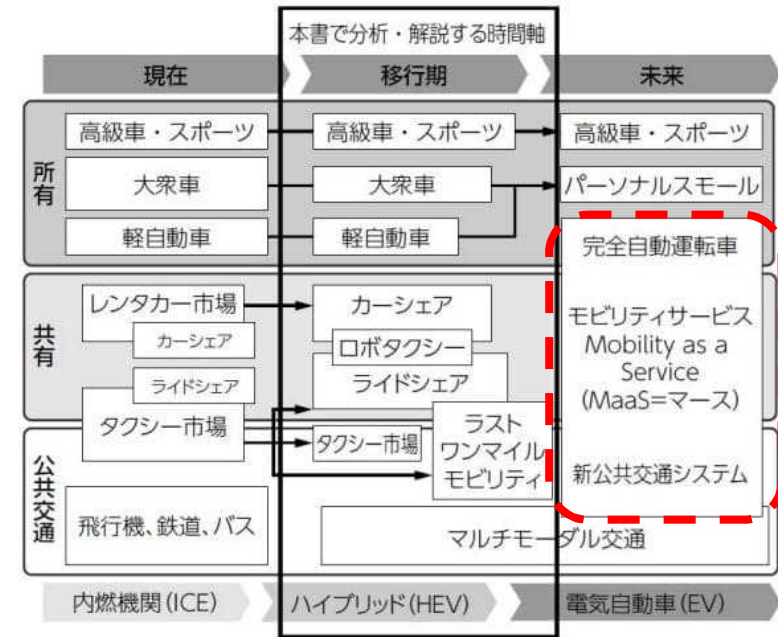
## Connected; Service & Shared



## 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



Airbus, Audi

V2G



日産

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



出典) Jari Kauppila, ALPSシンポジウム(2019)

# 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)



# 【参考】 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

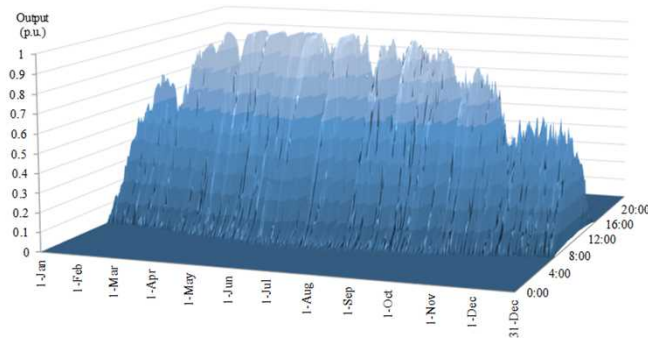
# 【参考】 統合費用の想定:東大-IEEJ電源構成モデルの分析結果を活用

- ◆ 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

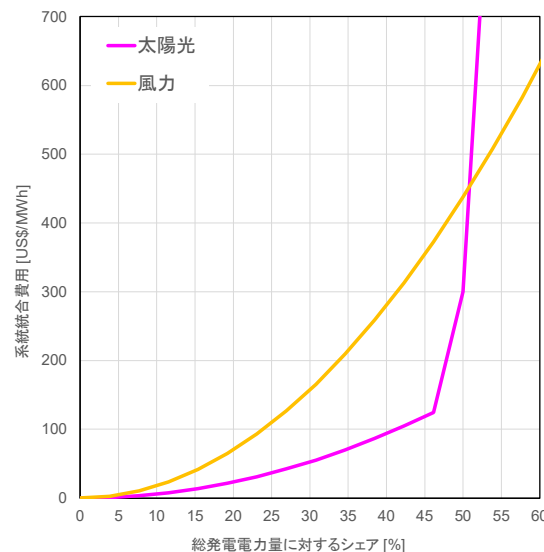
モデル計算で考慮されているもの・・・出力抑制、電力貯蔵システム(揚水発電、リチウムイオン電池、水素貯蔵)、発電設備の利用率低下、地域間連系線、貯蔵や送電に伴う電力ロス

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**)

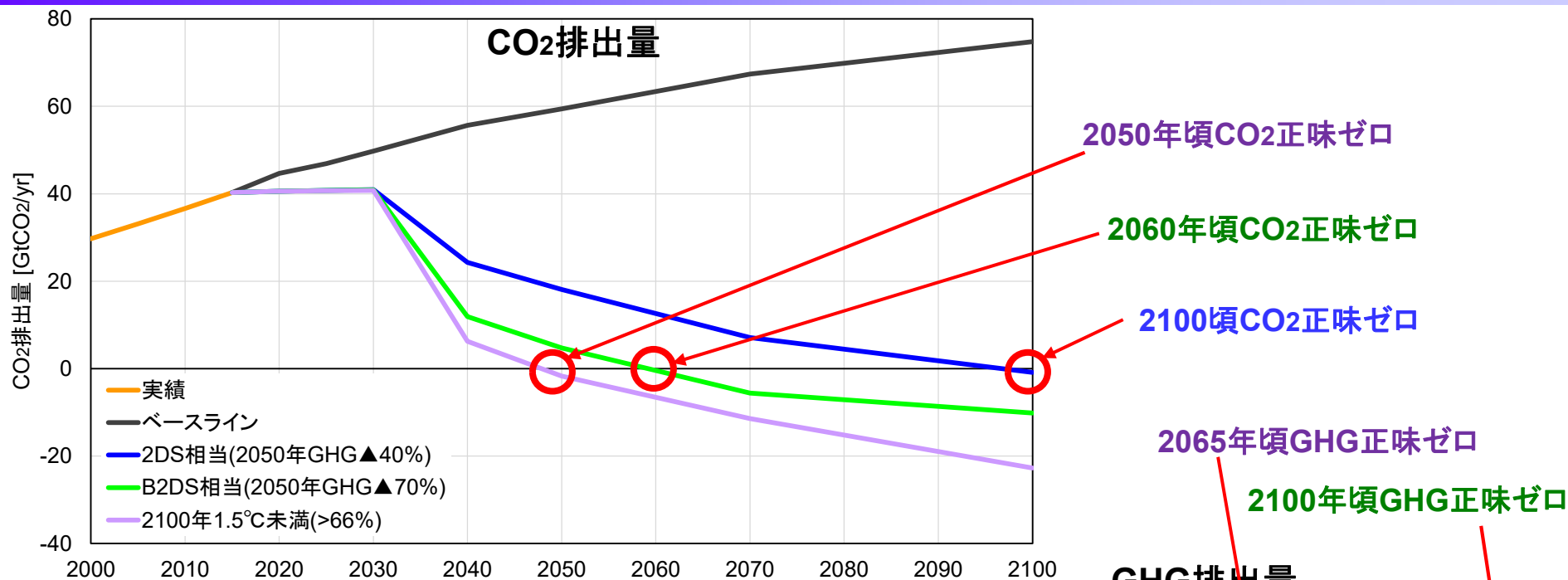


太陽光発電の出力例



- 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)

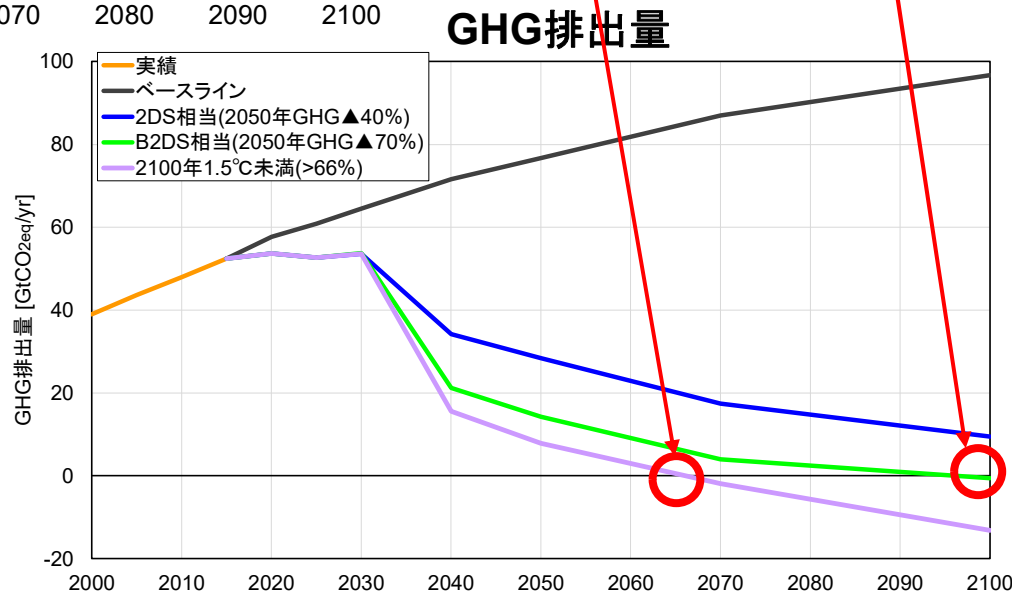
# ベースラインの世界排出量と2°C、1.5°C排出シナリオ



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"> <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>
イン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。

# 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
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)		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	モデルで <b>内生的に決定</b> (コスト最小化)。ただし <b>原子力は上限10%</b> で制約。 <b>CO2貯留量制約</b> 想定
参考値のケース		▲100%		<b>再エネほぼ100%</b> (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	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、CO2について全体で▲100%を想定(GHGは2065年頃▲100%):1.5°Cシナリオ)	(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)	
	② 再エネイノベ		<b>再エネのコスト低減加速</b>	モデルで <b>内生的に決定</b> 。ただし原子力は上限10%で制約。 <b>CO2貯留量制約</b> 想定
	③ 原子力活用		<b>原子力の導入拡大</b>	モデルで <b>内生的に決定</b> 。ただし <b>原子力の上限を20%</b> と感度を想定。 <b>CO2貯留量制約</b> 想定
	④ 水素イノベ		<b>水素のコスト低減加速</b>	モデルで <b>内生的に決定</b> 。ただし原子力は上限10%で制約。 <b>CO2貯留量制約</b> 想定
	⑤ CCUS活用		<b>CO2貯留可能量拡大</b>	モデルで <b>内生的に決定</b> 。ただし原子力は上限10%で制約。 <b>CCS可能量を大きく</b> 想定
	⑥ 需要変容		<b>カー・ライドシェア拡大</b>	完全自動運転車実現・普及により、 <b>カーシェア・ライドシェアが劇的に拡大</b> すると想定。その他は参照シナリオの想定と同じ

# シナリオ想定と再エネ比率 (2050年)

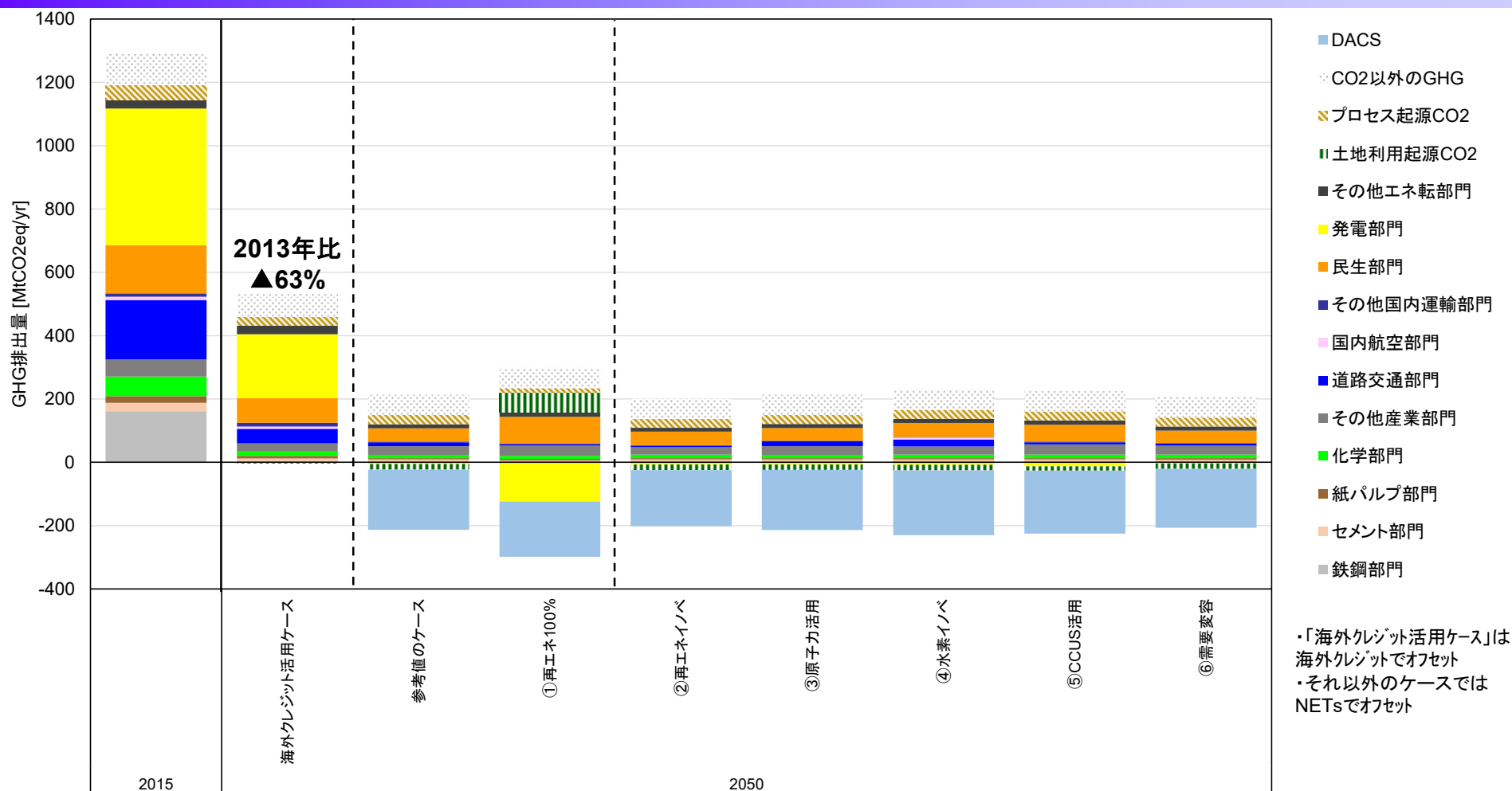
シナリオ名	再エネコスト	原子力比率	水素コスト	CCUS (貯留ポテンシャル)	完全自動運転 (カー・ライドシェア)	電源構成に占める 再エネ比率
参考値のケース <sup>*1</sup>	標準コスト	10%	標準コスト	国内貯留: 91MtCO <sub>2</sub> /yr、 海外への輸送: 235MtCO <sub>2</sub> /yr	標準想定 (完全自動運転車実 現・普及想定せず)	54% (最適化結果)
①再エネ100%		0%				ほぼ100% (シナリオ想定)
②再エネイノベ	低位コスト	10%				63% (最適化結果)
③原子力活用 <sup>*2</sup>	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

※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。

\*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

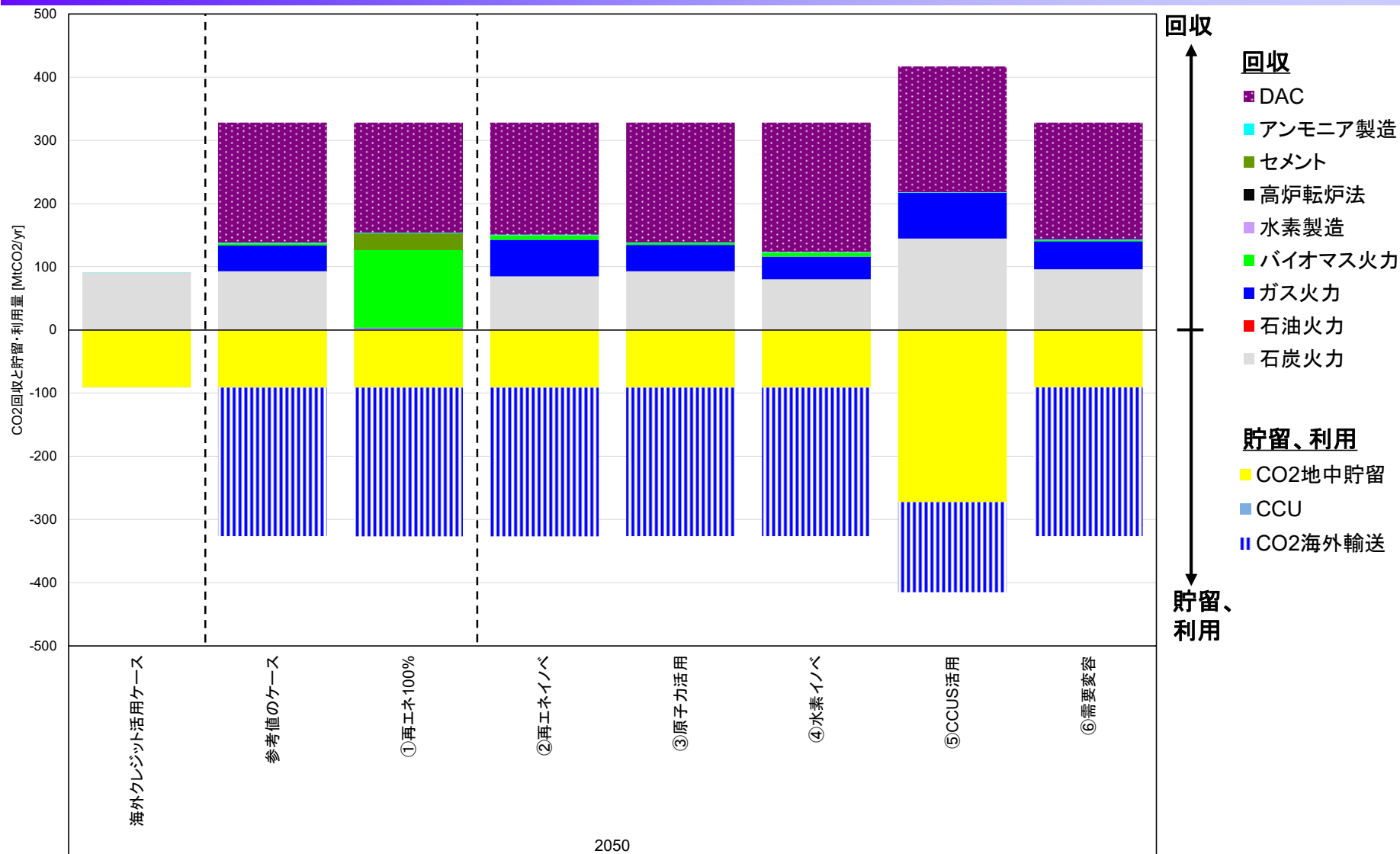
\*2: 原子力活用シナリオは別途、比率50%まで分析を実施

# 日本の部門別GHG排出量（2050年）



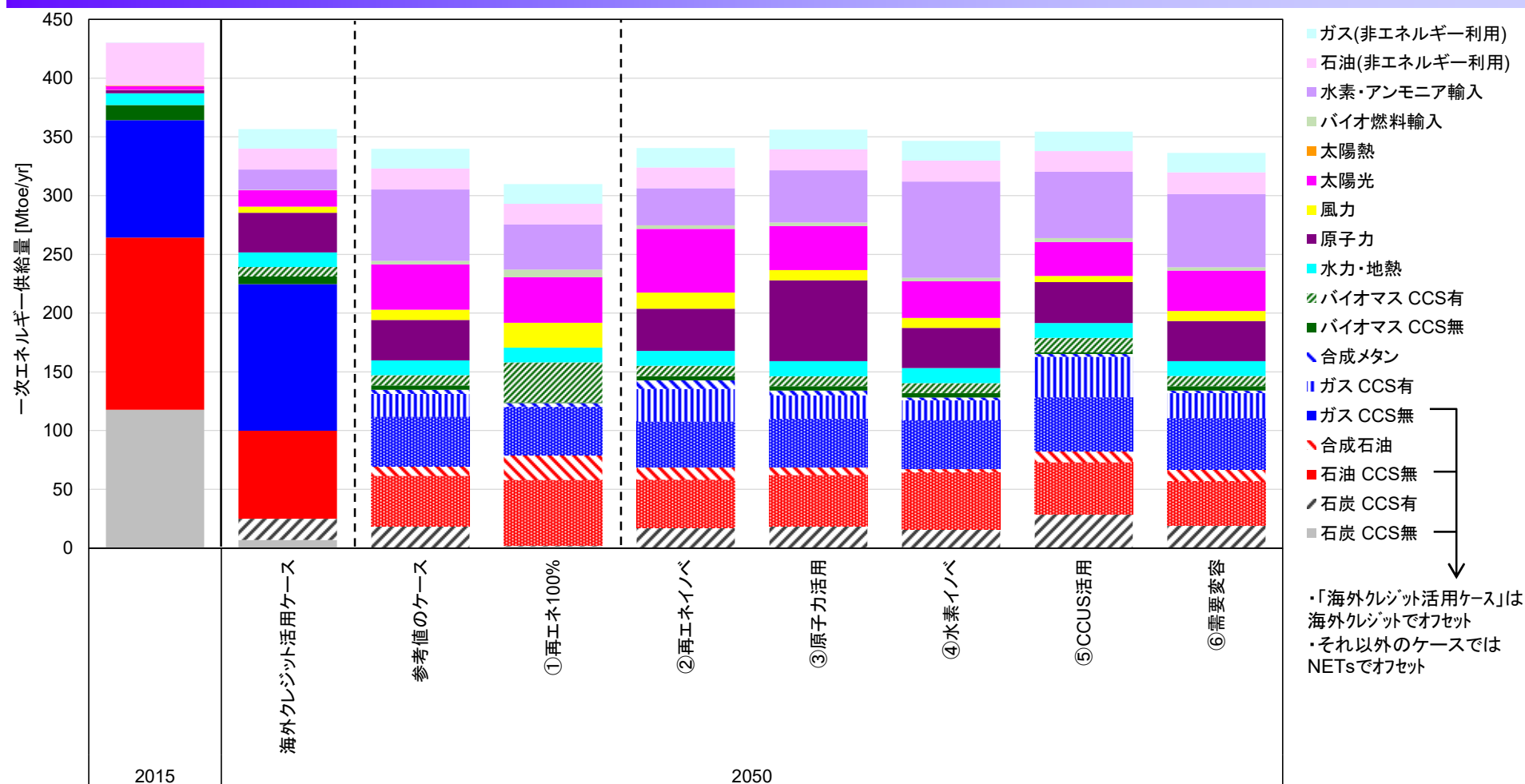
- ✓ 世界の限界削減費用均等化の「海外クレジット活用ケース」では、日本の2050年の正味GHG排出量は2013年比▲63%に留まる（海外に、国内▲63%を超える排出削減に対応する排出削減費用以下の、植林、BECCS、DACCS等のオプションが十分存在すると推計されるため）。
- ✓ その他のケースでは、いずれもDACCSの活用が見られる。（CO<sub>2</sub>以外のGHG、プロセス起源CO<sub>2</sub>排出量のオフセットも必要）

# 【参考】日本のCO2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。CO2の海外輸送も経済合理性はなくなる。

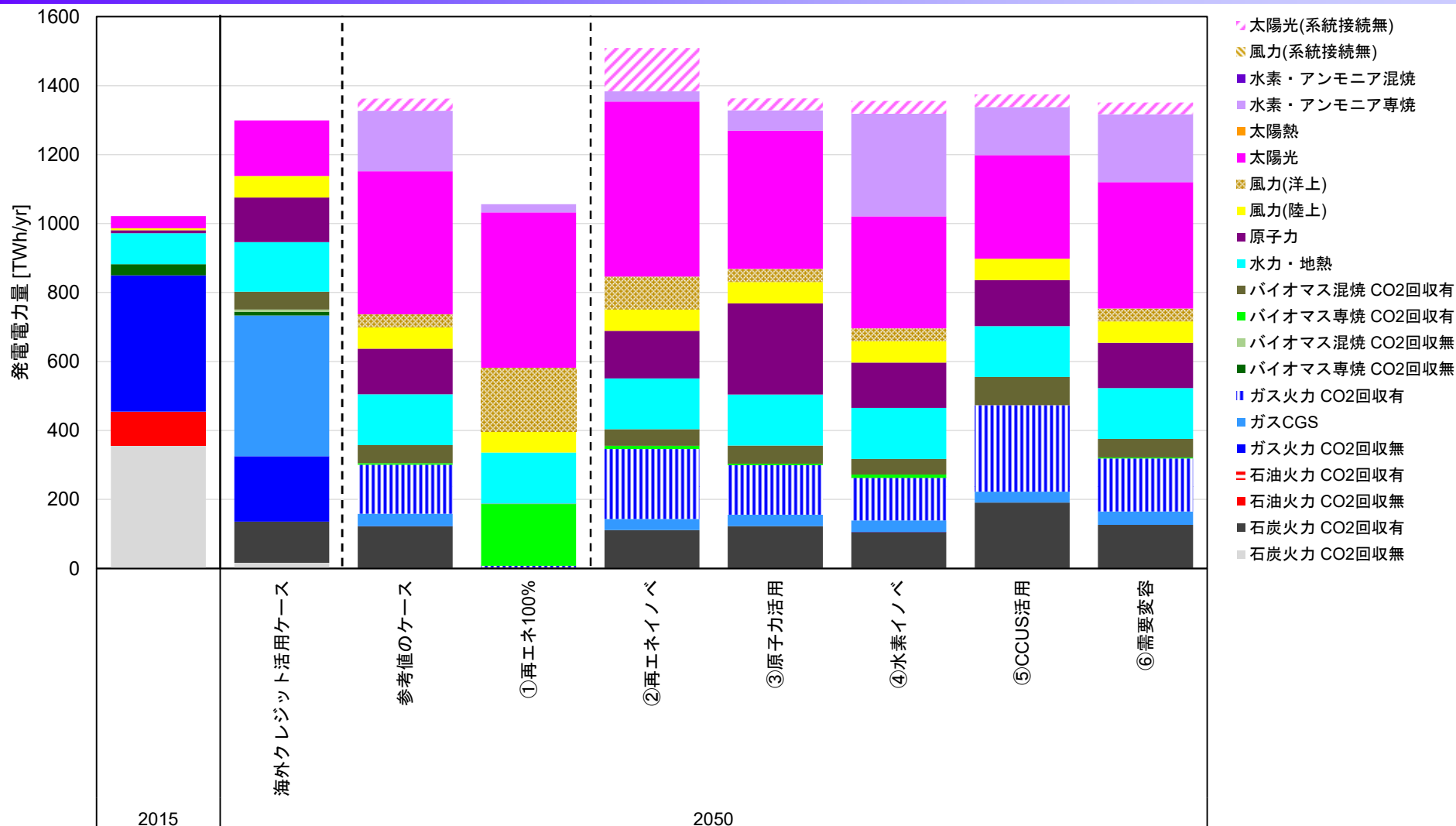
# 日本の一次エネルギー供給量（2050年）



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。

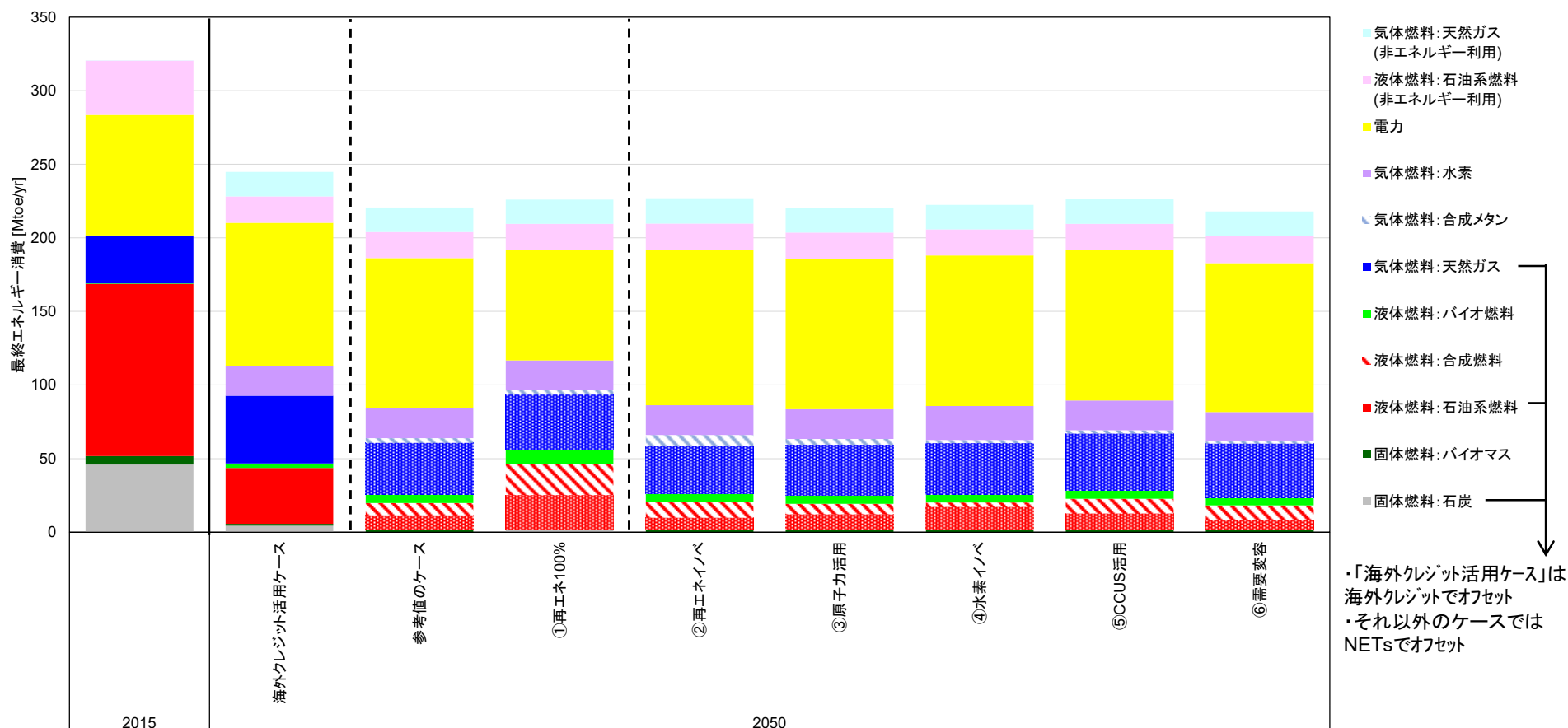
✓ ▲100%のいずれのシナリオにおいても、相当量の水素・アンモニア・合成燃料の輸入が見られる。

# 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。

# 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。



# 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 (特段の排出制約無)	—	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

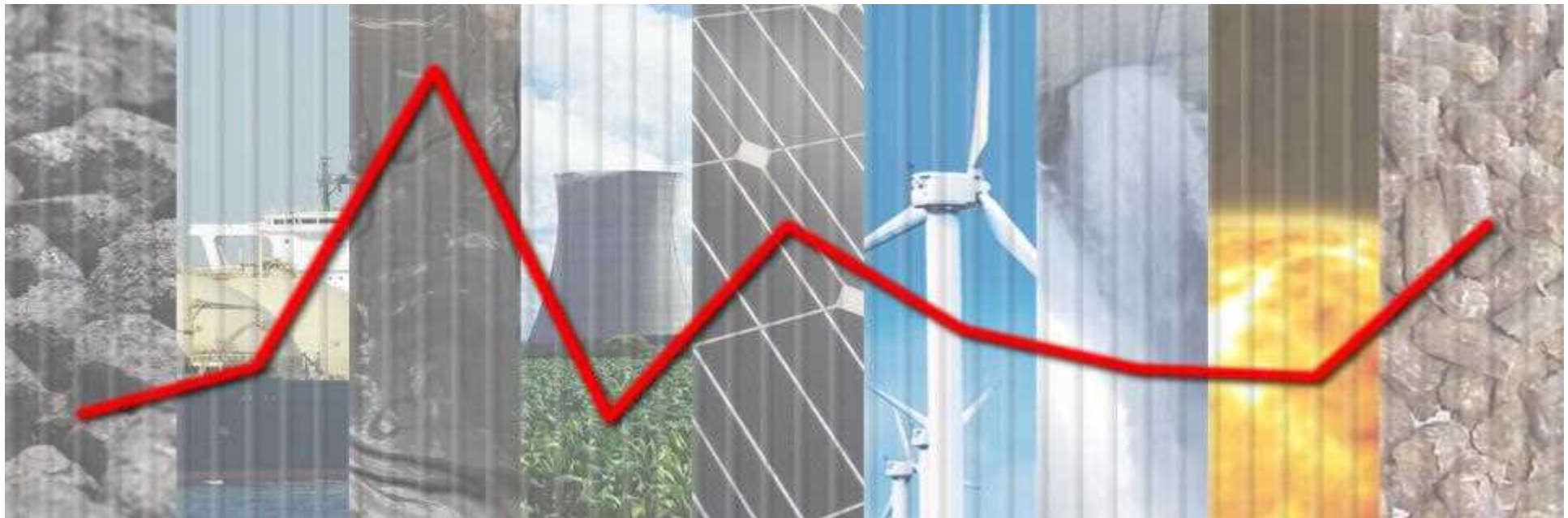
\*2 発電端での限界費用。ただし、系統統合費用は含む。2020年のモデル推計の電力限界費用は123 US\$/MWh

\*3 原子力活用シナリオは、原子力比率20%~50%の下での結果

# 第6次エネルギー基本計画案：2050年CNに向けて

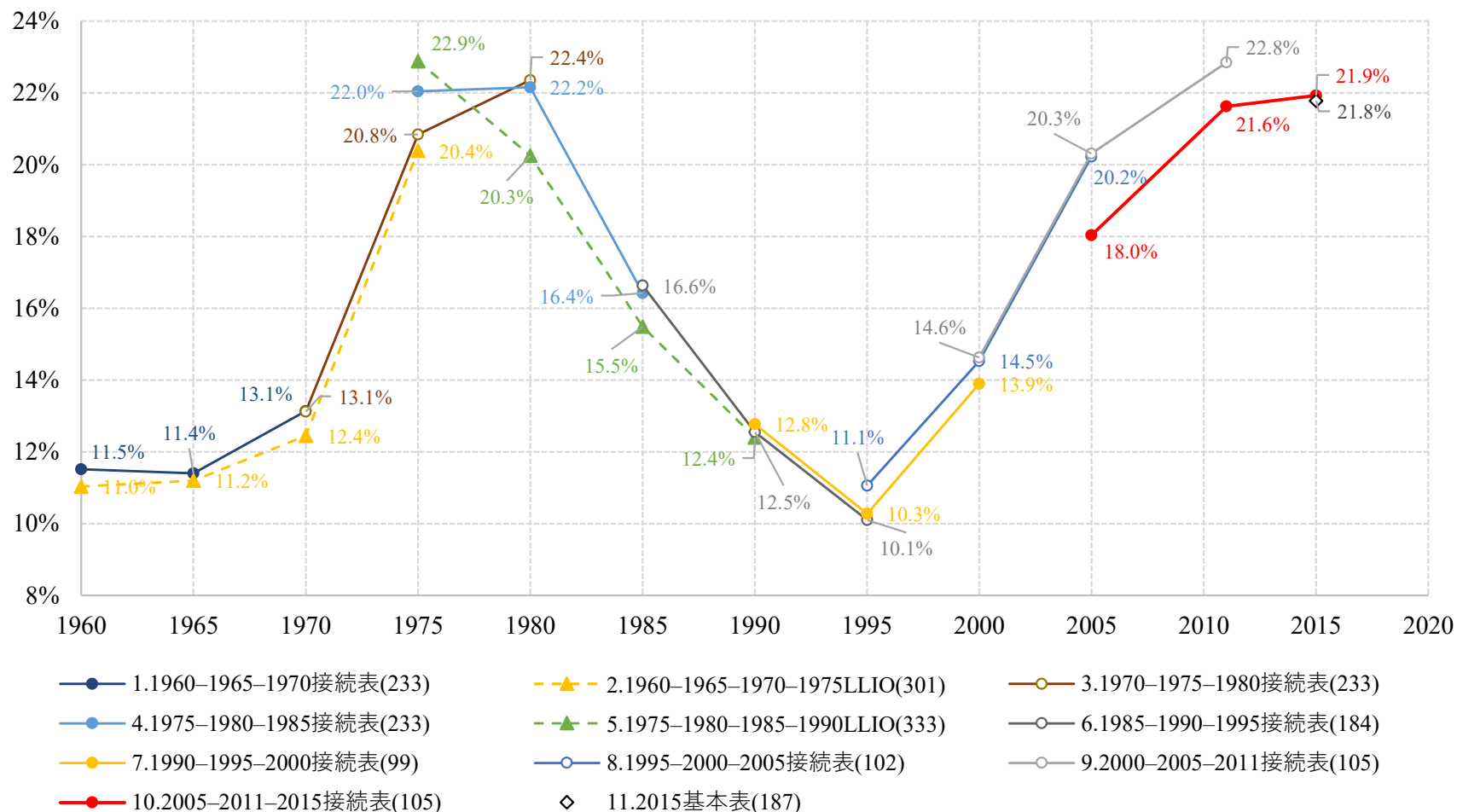
- 2050年に向けては、温室効果ガスの8割を占めるエネルギー分野の取組が重要。
  - ものづくり産業がGDPの2割を占める産業構造や自然条件を踏まえても、その実現は容易なものではなく、実現へのハードルを越えるためにも、産業界、消費者、政府など国民各層が総力を挙げた取組が必要。
- 電力部門は、再エネや原子力などの実用段階にある脱炭素電源を活用し着実に脱炭素化を進めるとともに、水素・アンモニア発電やCCUS/カーボンリサイクルによる炭素貯蔵・再利用を前提とした火力発電などのイノベーションを追求。
- 非電力部門は、脱炭素化された電力による電化を進める。電化が困難な部門（高温の熱需要等）では、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. 2030年の展望：電力コストの課題等



# 製品に体化された電力の輸入（間接的電力輸入）

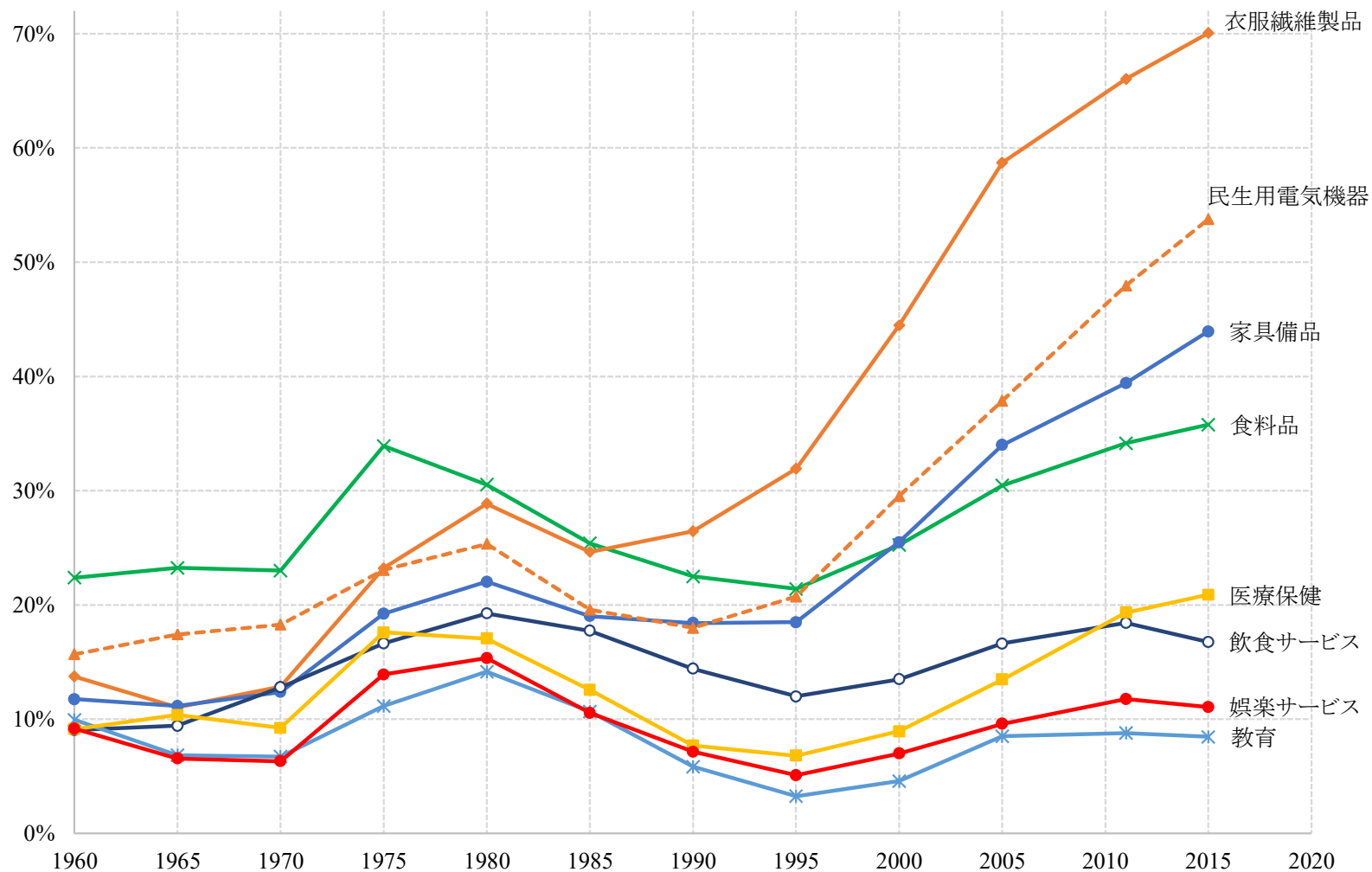
出典)RITE ALPS報告書(2021), 野村浩二教授執筆



- ✓ 1980年にかけて、オイルショックによる電力価格上昇に伴って、間接的電力輸入比率が増大
- ✓ 1980～1995年の間は、LNG、原子力など、電力のバランスを図り、電力価格は安定し、間接的電力輸入比率も低下
- ✓ 1995年以降、中国等の新興国の競争力向上も伴って、間接的電力輸入比率が再び増大

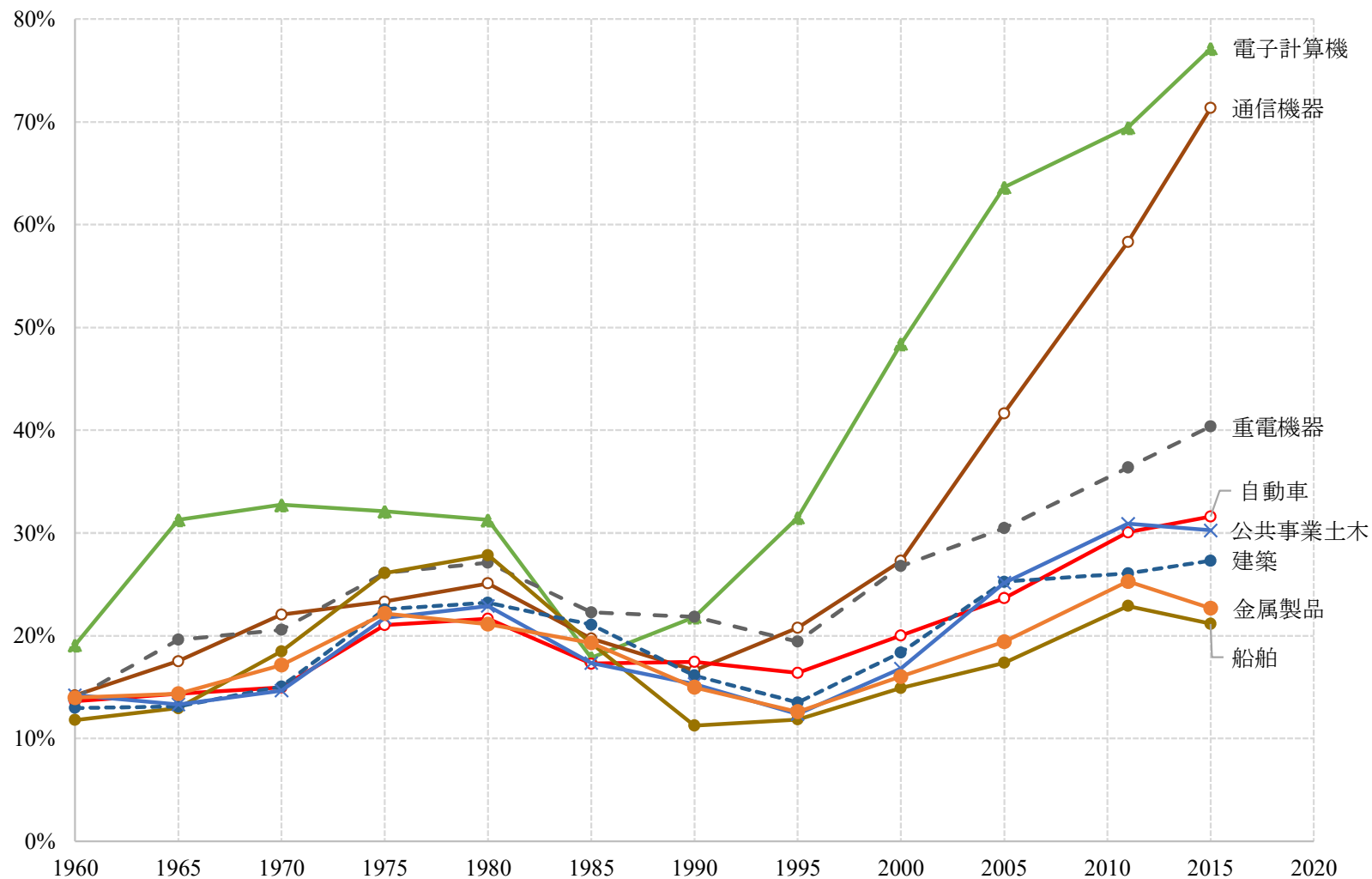
# 製品に体化された電力の輸入（間接的電力輸入）： 消費財

出典) RITE ALPS報告書(2021), 野村浩二教授執筆



# 製品に体化された電力の輸入（間接的電力輸入）： 資本財

出典) RITE ALPS報告書(2021), 野村浩二教授執筆



# 第6次エネルギー基本計画案における 2030年におけるエネルギー需給の見通し

出典)エネルギー基本計画(案)の概要(2021年9月)

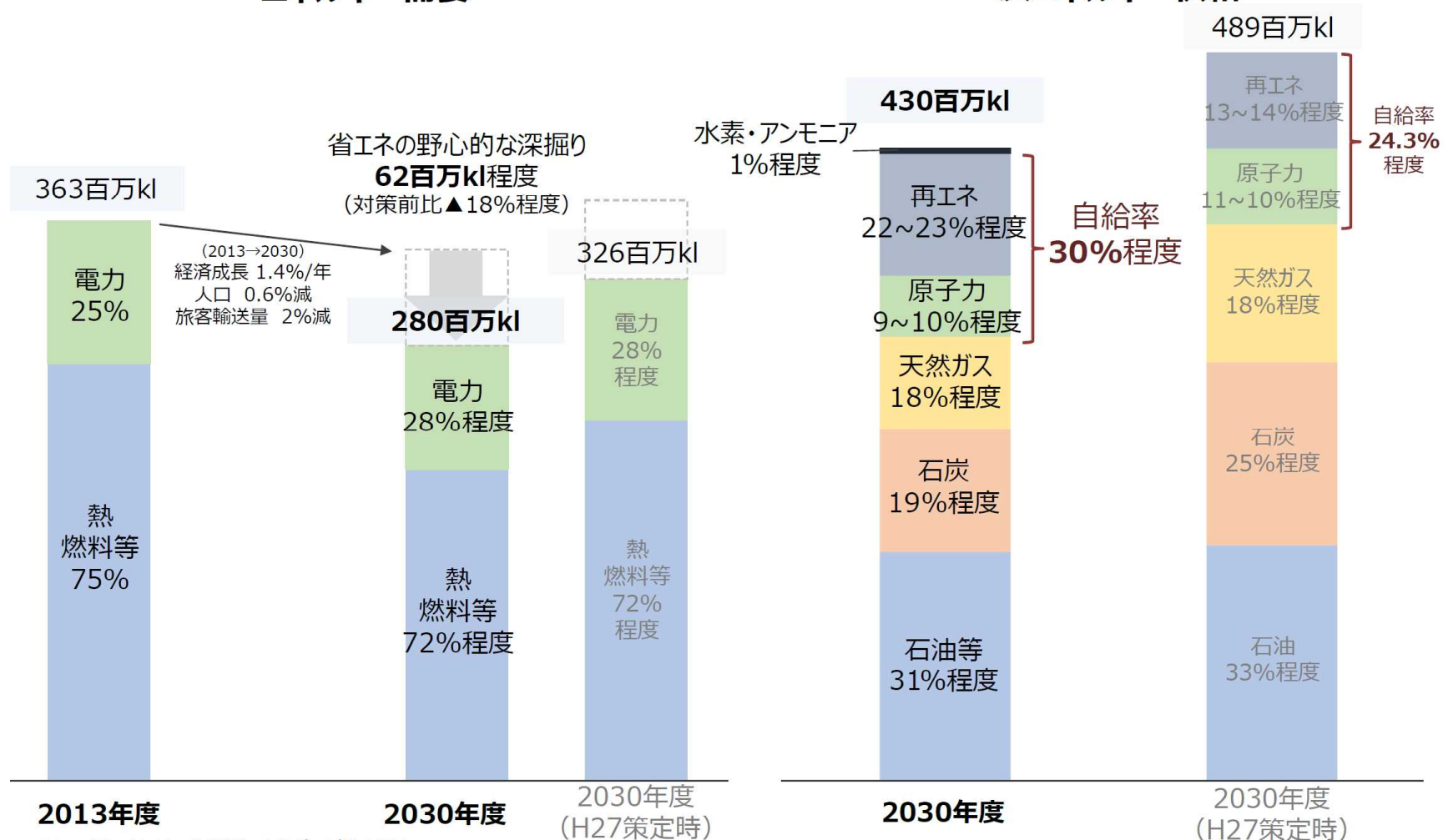
- 今回の見通しは、2030年度の新たな削減目標を踏まえ、徹底した省エネルギーや非化石エネルギーの拡大を進める上での需給両面における様々な課題の克服を野心的に想定した場合に、どのようなエネルギー需給の見通しとなるかを示すもの。
- 今回の野心的な見通しに向けた施策の実施に当たっては、安定供給に支障が出ることのないよう、施策の強度、実施のタイミングなどは十分考慮する必要。(例えば、非化石電源が十分に導入される前の段階で、直ちに化石電源の抑制策を講じることになれば、電力の安定供給に支障が生じかねない。)

		(2019年 ⇒ 現行目標)	2030年ミックス (野心的な見通し)
<b>省エネ</b>		(1,655万kl ⇒ 5,030万kl)	<b>6,200万kl</b>
最終エネルギー消費 (省エネ前)		(35,000万kl ⇒ 37,700万kl)	35,000万kl
<b>電源構成</b>  発電電力量: 10,650億kWh ⇒ 約9,340 億kWh程度	<b>再エネ</b>	(18% ⇒ 22~24%)	<b>36~38%*</b> ※現在取り組んでいる再生可能エネルギーの研究開発の成果の活用・実装が進んだ場合には、38%以上の高みを目指す。
	<b>水素・アンモニア</b>	( 0% ⇒ 0%)	<b>1%</b> (再エネの内訳)
	<b>原子力</b>	( 6% ⇒ 20~22%)	<b>20~22%</b> (太陽光 14~16%)
	<b>LNG</b>	(37% ⇒ 27%)	<b>20%</b> (風力 5%)
	<b>石炭</b>	(32% ⇒ 26%)	<b>19%</b> (地熱 1%)
	<b>石油等</b>	( 7% ⇒ 3%)	<b>2%</b> (水力 11%)
<b>( + 非エネルギー起源ガス・吸収源 )</b>			
<b>温室効果ガス削減割合</b>		( 14% ⇒ 26%)	<b>46%</b> 更に50%の高みを目指す

# 第6次エネルギー基本計画案：2030年エネミックス RITE Research Institute of Innovative Technology for the Earth

## エネルギー需要

## 一次エネルギー供給



- ※ 再エネには、未活用エネルギーが含まれる
- ※ 自給率は総合エネルギー統計ベースでは31%程度、IEAベースでは30%程度となる
- ※ H27以降、総合エネルギー統計は改訂されており、2030年度推計の出発点としての2013年度実績値が異なるため、単純比較は出来ない点に留意

出典) 総合資源エネルギー調査会 (2021)

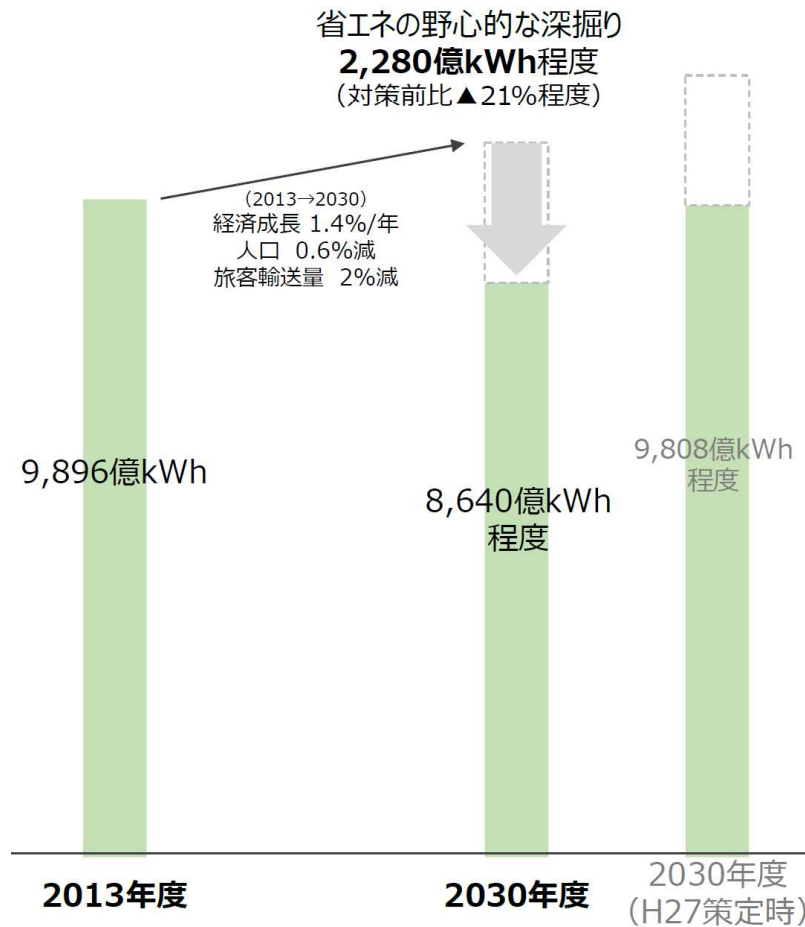
✓ ▲46%目標が先に決定されたため、ミックスの数字は、「帳尻合わせ」的であることは否めない。



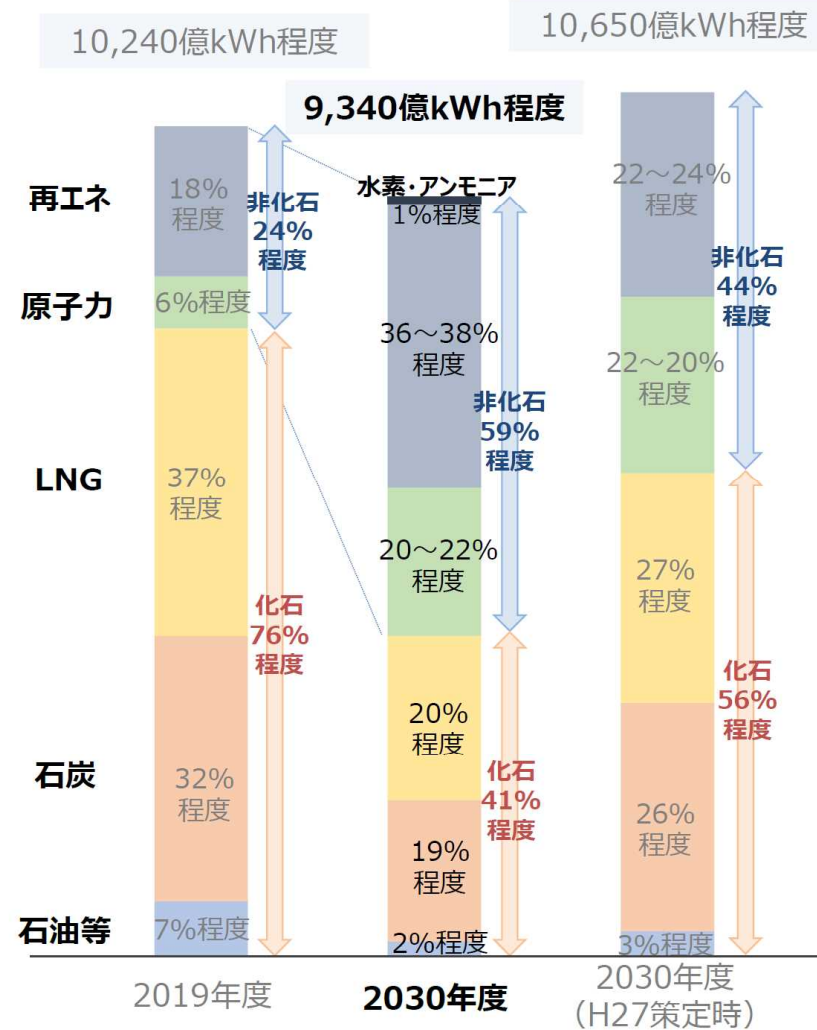
# 第6次エネルギー基本計画案：2030年エネミックス

## 電力需要

出典)総合資源エネルギー調査会(2021)



## 電源構成



- ✓ 再エネの大幅な拡大(旧目標:22~24%⇒新目標:36~38%)を見込んだが、日本での再エネコスト、土地の制約からの住民とのトラブルの増大状況などからして、達成は容易ではない。
- ✓ エネルギー基本計画案では、ミックスの数値は、「野心的な見通し」としている。

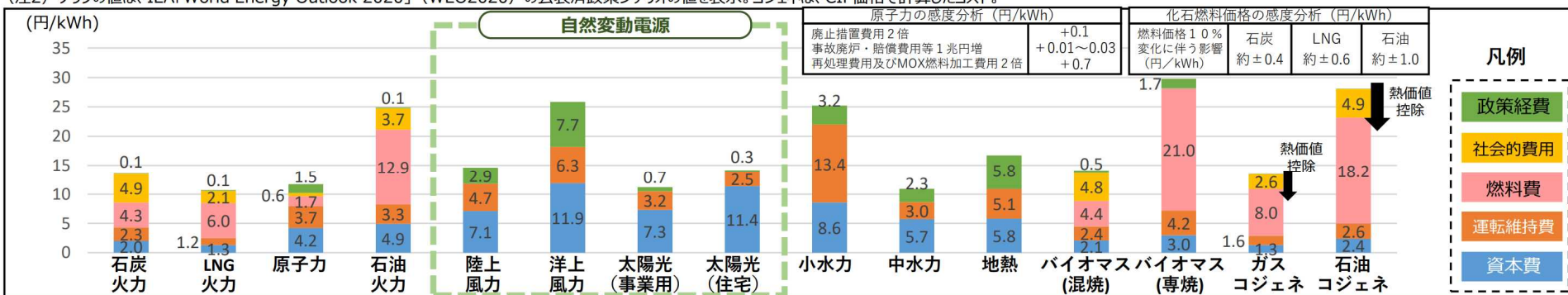
# 2030年時点の新設時の電源別コスト推計

出典) 発電コスト検証に関する報告(2021年9月)

電源	石炭火力	LNG火力	原子力	石油火力	陸上風力	洋上風力	太陽光(事業用)	太陽光(住宅)	小水力	中水力	地熱	バイオマス(混焼、5%)	バイオマス(専焼)	ガスコジェネ	石油コジェネ
発電コスト(円/kWh) ※( )は政策経費なしの値	13.6~22.4 (13.5~22.3)	10.7~14.3 (10.6~14.2)	11.7~ (10.2~)	24.9~27.6 (24.8~27.5)	9.8~17.2 (8.3~13.6)	25.9 (18.2)	8.2~11.8 (7.8~11.1)	8.7~14.9 (8.5~14.6)	25.2 (22.0)	10.9 (8.7)	16.7 (10.9)	14.1~22.6 (13.7~22.2)	29.8 (28.1)	9.5~10.8 (9.4~10.8)	21.5~25.6 (21.5~25.6)
設備利用率	70%	70%	70%	30%	25.4%	33.2%	17.2%	13.8%	60%	60%	83%	70%	87%	72.3%	36%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年

(注1) 表の値は、今回検証で扱った複数の試算値のうち、上限と下限を表示。将来の燃料価格、CO2対策費、太陽光・風力の導入拡大に伴う機器価格低下などをどう見込むかにより、幅を持った試算としている。例えば、太陽光の場合「2030年に、太陽光パネルの世界の価格水準が著しく低下し、かつ、太陽光パネルの国内価格が世界水準に追いつくほど急激に低下するケース」や「太陽光パネルが劣化して発電量が下がるケース」といった野心的な前提を置いた試算値を含む。

(注2) グラフの値は、IEA「World Energy Outlook 2020」(WEO2020)の公表政策シナリオの値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコスト。



**参考① 電源立地や系統制約を考慮しない機械的な試算 (2015年の手法を踏襲)**

「系統が日本全国で大幅に増強され、日本全体で電力需給が瞬時に調整される」前提を置いてもおお生じる追加費用(火力効率低下や揚水活用等の費用)追加費用として試算。

自然変動電源の導入量・割合※1	生じる追加費用
1450億kWh (15%)程度	年間8,470億円
1850億kWh (20%)程度	年間1兆1,580億円
2350億kWh (25%)程度	年間1兆4,780億円

※1 検証時点では、洋上風力の時間変動実データが得られないため、洋上風力の追加費用の計算には、陸上風力の諸元を流用した。

**参考② 電源立地や系統制約を考慮した、モデルによる分析・試算 (委員による分析※2)**



- 2030年エネルギーミックスが達成された状態から、さらに各電源を微少追加した場合に、電力システム全体に追加で生じるコストを計算し、便宜的に、追加した電源で割り戻してkWh当たりのコスト(統合コストの一部を考慮した発電コスト(仮称))を算出。
- どの電源を追加しても、電力システム全体にコストが生じる。これを、どう抑制していくのか、誰がどう負担するのかを議論していくことが重要。

青棒: 発電コスト(上の積上げ棒グラフの値と同じ)  
黄色ドット: 統合コストの一部を考慮した発電コスト(仮称)

※2 第8回発電コスト検証WGにおける委員発表資料より引用。

- ✓ 変動性再エネは、たしかに安価になってきているし、更なるコスト低減も期待される。ただし、導入量の拡大に伴い、土地利用における各種軋轢や、系統安定化のための統合費用の増大は避けられない。
- ✓ 統合費用をいかに低減できるかは極めて重要な技術開発課題

# 第6次エネルギー基本計画案における 2030年における電力コストの見通し等

## ● 野心的な見通しが実現した場合の3E

出典) エネルギー基本計画(案)の概要(2021年9月)

### ➤ エネルギーの安定供給(Energy Security)

エネルギー自給率(\*1) ⇒ 30%程度 (現行ミックス: 概ね25%程度)

### ➤ 環境への適合(Environment)

温室効果ガス削減目標のうちエネルギー起源CO2の削減割合 ⇒ 45%程度 (現行ミックス: 25%)

### ➤ 経済効率性(Economic Efficiency)

①コストが低下した再エネの導入拡大や②IEAの見通し通りに化石燃料の価格低下(\*2)が実現した場合の電力コスト

⇒ 電力コスト全体 8.6~8.8兆円程度 (現行ミックス: 9.2~9.5兆円) (\*3)

kWh当たり 9.9~10.2円/kWh程度 (現行ミックス: 9.4~9.7円/kWh) (\*4)

- \*1 資源自給率に加え、サプライチェーンの中でコア技術を自国で確保し、その革新を世界の中でリードする「技術自給率」(国内のエネルギー消費に対して、自国技術で賄えているエネルギー供給の程度)を向上させることも重要である。
- \*2 世界銀行やEIA(米国エネルギー情報局)は、直近の見通しにおいて、化石燃料の価格が上昇すると見込んでいる。
- \*3 発電コスト検証WGを踏まえ(IEA「World Energy Outlook 2020」の公表政策シナリオ(STEPS)の値を採用)、FIT買取費用、燃料費、系統安定化費用についてそれぞれ約5.8~6.0兆円、約2.5兆円、約0.3兆円と試算(系統安定化費用には自然変動再エネの導入に伴う火力発電の熱効率低下による損失額及び起動停止コストのみ算入。実際の系統の条件によって増加する可能性がある。)
- \*4 「電力コスト」÷「発電電力量から送電によるロス等を除いた電力需要量」により機械的に算出。電気料金とは異なる。実際の電気料金は、託送料金なども含まれ、また、電源の稼働状況、燃料価格、電力需要によって大きく左右されるため正確な予測は困難。

✓ この試算では、化石燃料価格の低下を前提にしているが、少なくとも足元ではそうっておらず、より大きな電力コストの増大となる可能性もある。

# 5. まとめ



# 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と言及。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。菅首相も2050年実質ゼロ宣言。
- ◆ 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CO<sub>2</sub>からの合成燃料(CCU)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が高い。
- ◆ デジタルの活用は重要。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だが、製造業に大きなインパクトをもたらす可能性あり。
- ◆ 電力の間接輸入は増大してきている。2030年▲46%は電力コストの上昇をもたらす懸念があり、電力の間接輸入の更なる増大となる危険性もある。
- ◆ 真に気候変動抑制につなげるためには、グローバルな協調が不可欠であり、日本など、一部の先進国だけが強力な排出削減を行っても、効果は小さいことに留意が必要。