

2024年12月25日

2050年カーボンニュートラルに向けた 我が国のエネルギー需給分析

(2024年12月3日提示の分析の更新版)

(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

秋元 圭吾、佐野 史典、本間 隆嗣



分析モデル、手法、シナリオ の概要

分析・評価スキーム：全体概要

日本の実績排出量

	1990年度	2013年度	2021年度	2022年度		
	排出量	排出量	排出量	排出量	変化量 《変化率》	
	〔シェア〕	〔シェア〕	〔シェア〕		2013年度比	2021年度比
合計	1,275 〔100%〕	1,407 〔100%〕	1,164 〔100%〕	1,135 〔100%〕	-271.9 《-19.3%》	-28.6 《-2.5%》
二酸化炭素 (CO ₂)	1,163 〔91.2%〕	1,318 〔93.6%〕	1,064 〔91.4%〕	1,037 〔91.3%〕	-280.9 《-21.3%》	-27.0 《-2.5%》
エネルギー起源	1,068 〔83.7%〕	1,235 〔87.8%〕	987 〔84.8%〕	964 〔84.9%〕	-271.3 《-22.0%》	-23.0 《-2.3%》
非エネルギー起源	95.3 〔7.5%〕	82.2 〔5.8%〕	76.6 〔6.6%〕	72.6 〔6.4%〕	-9.6 《-11.7%》	-4.0 《-5.2%》
メタン (CH ₄)	49.8 〔3.9%〕	32.7 〔2.3%〕	30.4 〔2.6%〕	29.9 〔2.6%〕	-2.8 《-8.6%》	-0.51 《-1.7%》
一酸化二窒素 (N ₂ O)	28.9 〔2.3%〕	19.9 〔1.4%〕	17.6 〔1.5%〕	17.3 〔1.5%〕	-2.6 《-13.3%》	-0.34 《-1.9%》
代替フロン等4ガス	33.4 〔2.6%〕	37.2 〔2.6%〕	52.4 〔4.5%〕	51.7 〔4.5%〕	14.5 《+39.0%》	-0.71 《-1.4%》
ハイドロフルオロカーボン類 (HFCs)	13.4 〔1.1%〕	30.3 〔2.2%〕	46.9 〔4.0%〕	46.1 〔4.1%〕	15.8 《+52.1%》	-0.76 《-1.6%》
パーフルオロカーボン類 (PFCs)	6.2 〔0.5%〕	3.0 〔0.2%〕	2.9 〔0.2%〕	3.0 〔0.3%〕	0.06 《+2.1%》	0.14 《+4.9%》
六ふっ化硫黄 (SF ₆)	13.8 〔1.1%〕	2.3 〔0.2%〕	2.2 〔0.2%〕	2.1 〔0.2%〕	-0.21 《-8.9%》	-0.10 《-4.6%》
三ふっ化窒素 (NF ₃)	0.0 〔0.0%〕	1.5 〔0.1%〕	0.3 〔0.0%〕	0.3 〔0.0%〕	-1.2 《-77.6%》	0.00 《+1.4%》

(注) 排出量"0.0"は5万トン未満、シェア"0.0"は0.05未満

(単位: 百万トンCO₂換算)

【分析手法】

DNE21+による内生的計算 [I]
(生産量等の経済フィードバック: DEARS [V])

外生シナリオ+CCUについて
DNE21+による内生的計算 [I]

EPAデータベースを基にした
コスト・ポテンシャル関数を利用。
DNE21+とソフトリンクによる
内生的計算 [II]

外生シナリオ(ギガリ改正) [III]

土地利用モデルGLaWにより、ポテンシャル・コスト推計。残渣系バイオマスは別途、ポテンシャルを推計し、コストを想定。DNE21+による内生的計算 [III]

吸収源活動	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2013年度 排出量比	2022年度 排出量比
合計	-63.1	-60.1	-58.8	-59.5	-59.0	-54.1	-52.1	-53.6	-50.2	-3.6%	-4.4%

温暖化対策評価モデルDNE21+の概要

(Dynamic New Earth 21+)

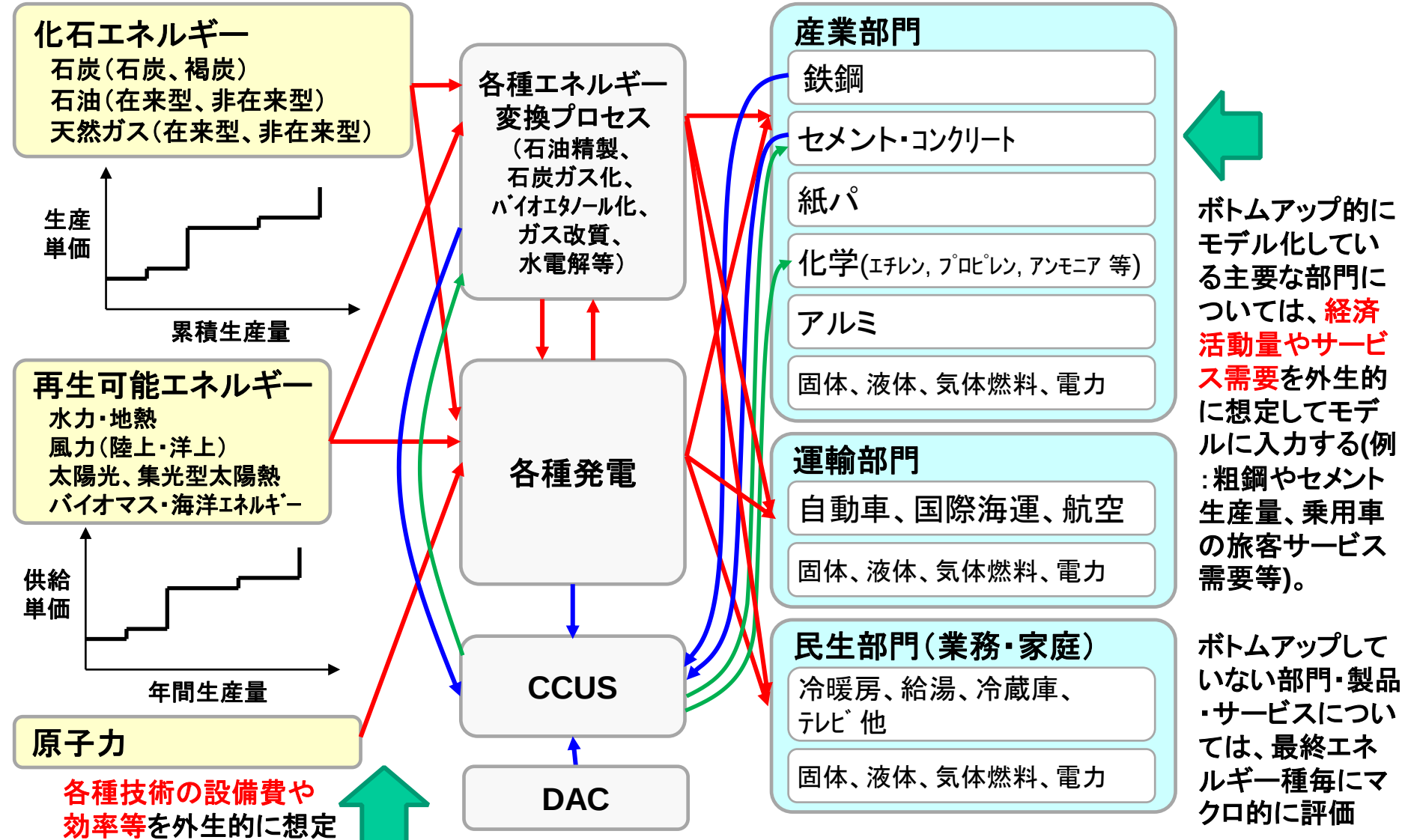
- ◆ 各種エネルギー・CO₂削減技術のシステムの的なコスト評価が可能なモデル
- ◆ 線形計画モデル(エネルギーシステム総コスト最小化。決定変数:約1千万個、制約条件:約1千万本)
- ◆ モデル評価対象期間: 2000~2100年(代表時点:2005, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 70, 2100年)
- ◆ 世界地域分割: 54 地域分割(米国、中国等は1国内を更に分割。計77地域分割)
- ◆ 地域間輸送: 石炭、原油・各種石油製品(e-fuels含む)、天然ガス・合成メタン、電力、エタノール、水素、アンモニア、CO₂
- ◆ エネルギー供給(発電部門等)、CO₂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)
- ◆ モデル内でのコストは、実質価格で想定しており、1 USD=110円(2000-10年の平均値)を採用

- ・ 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
- ・ 第6次エネルギー基本計画策定時において基本政策分科会への2050年CN分析の提示はじめ、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。関連の査読論文多数

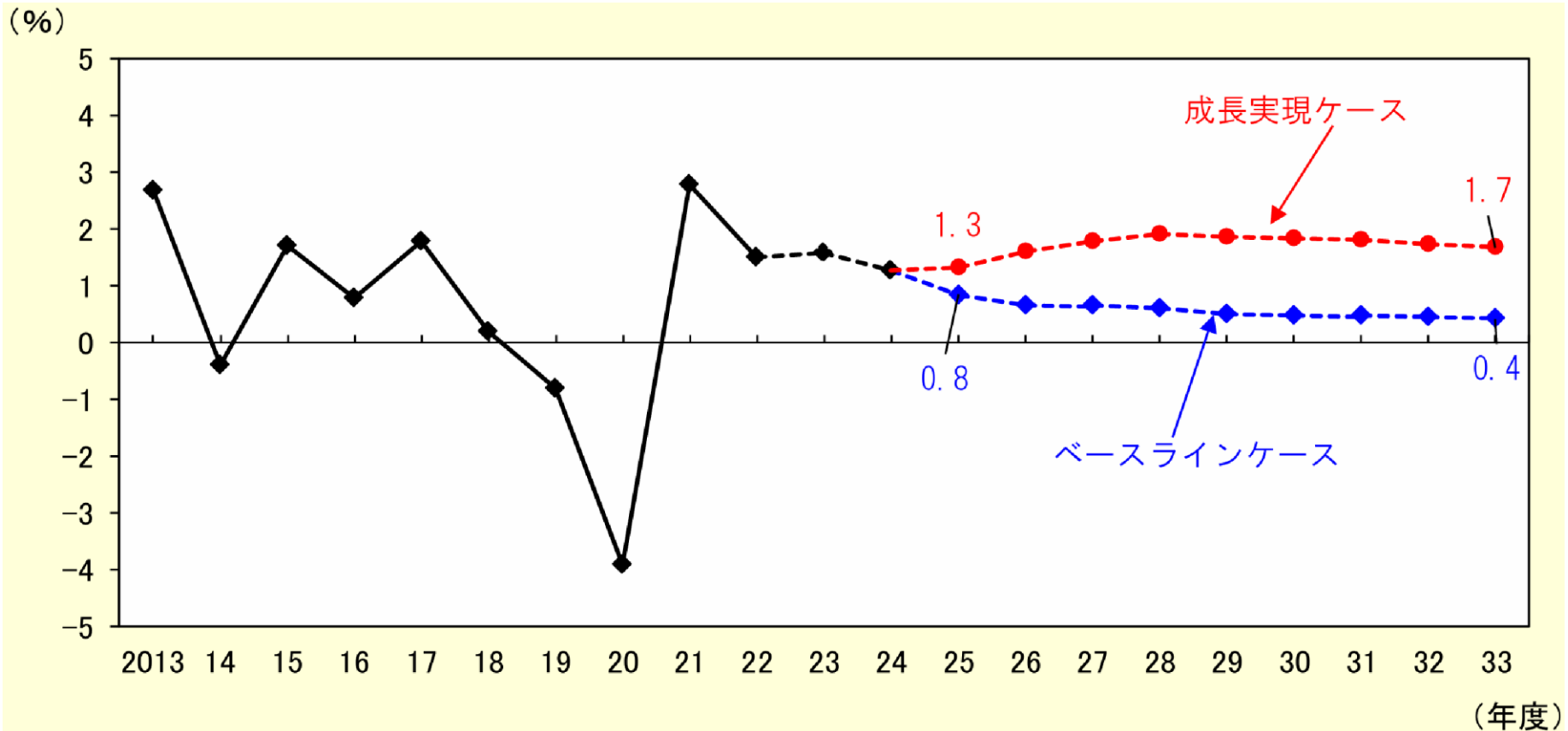
DNE21+のエネルギーフロー概略

温暖化対策を想定しないベースラインにおける化石燃料価格は外生的に想定し、生産単価や利権料等のその他価格要因を調整する。排出削減を想定したケースでは、それに伴う化石燃料利用量の変化に従って、モデルで内生的に価格が決定される。



- ◆ DNE21+モデルは、エネルギーの輸出入の量・価格の整合性を有しながら、世界全体を評価できる特徴を有する。モデルは、世界全体の整合性を重視し、前提条件の想定を行っている。例えば、太陽光、風力発電やCO₂貯留ポテンシャル推計は、世界全体のGISデータをベースに、同じ推計ロジックによって、世界各国のポテンシャルを推計している。
- ◆ そのため、技術・経済ポテンシャルは国間で比較評価しやすいものの、それを超えた各国の事情（例えば、日本における原子力や再エネに対する社会・物理的制約など）はあまり考慮していない。
- ◆ 動学的な最適化を行うモデルであるため、2100年までの将来の姿を踏まえた上で、2040年、2050年などの途中時点の評価がなされるという長所がある。また、コスト最小化という基準での評価であり、恣意的なシナリオ設定は極力排除される一方、経済合理性が成立した途端に、急に技術が完全代替するなど、極端な変化を示すこともあることに注意が必要。（現実世界は、多様な選択者がいるため、急激に変化せず、普及曲線に従うようなことは多い。そのような表現に優れた計量経済モデルと比べると、本最適化型モデルは、極端な変化を示す場合がある。）
- ◆ モデルは、需給バランスが常にとれるように計算がなされる。モデル分析結果からは、発電設備容量が不足するといった結果は導出されない。
- ◆ モデルで内生的に評価されていない事項（上記の留意点やエネルギー安全保障など）は、モデル分析結果を見た上で、別途、検討・評価が必要

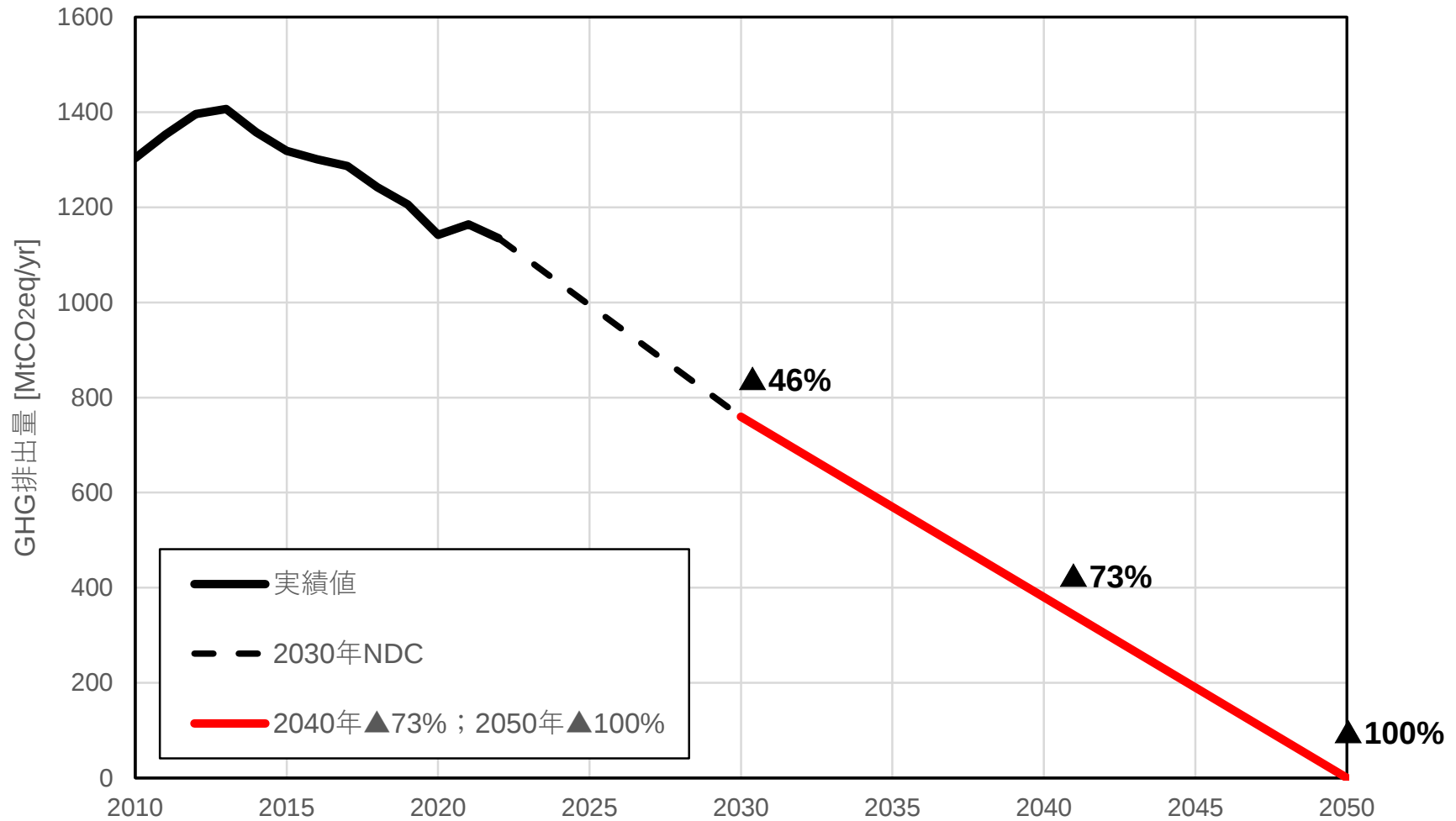
GDP想定:内閣府展望



出典)内閣府「中長期の経済財政に関する試算」(2024年1月)

✓ 「成長実現ケース」をベースに試算。2034年以降については、「成長実現ケース」における2020-33年平均の一人当たりGDP成長率(1.8%/yr)が継続するものと想定

GHG排出量削減経路の想定



※ 排出削減率の数値は、すべて2013年比

世界全体では、1.5℃シナリオ+2030年各国NDCs+主要先進国は2050年CN
(線形排出削減)を想定

シナリオの想定：定性的な記述

技術進展が想定ほど進まなかった場合でも、3Eの達成に資する情報を提供すべく、以下の複数シナリオを分析

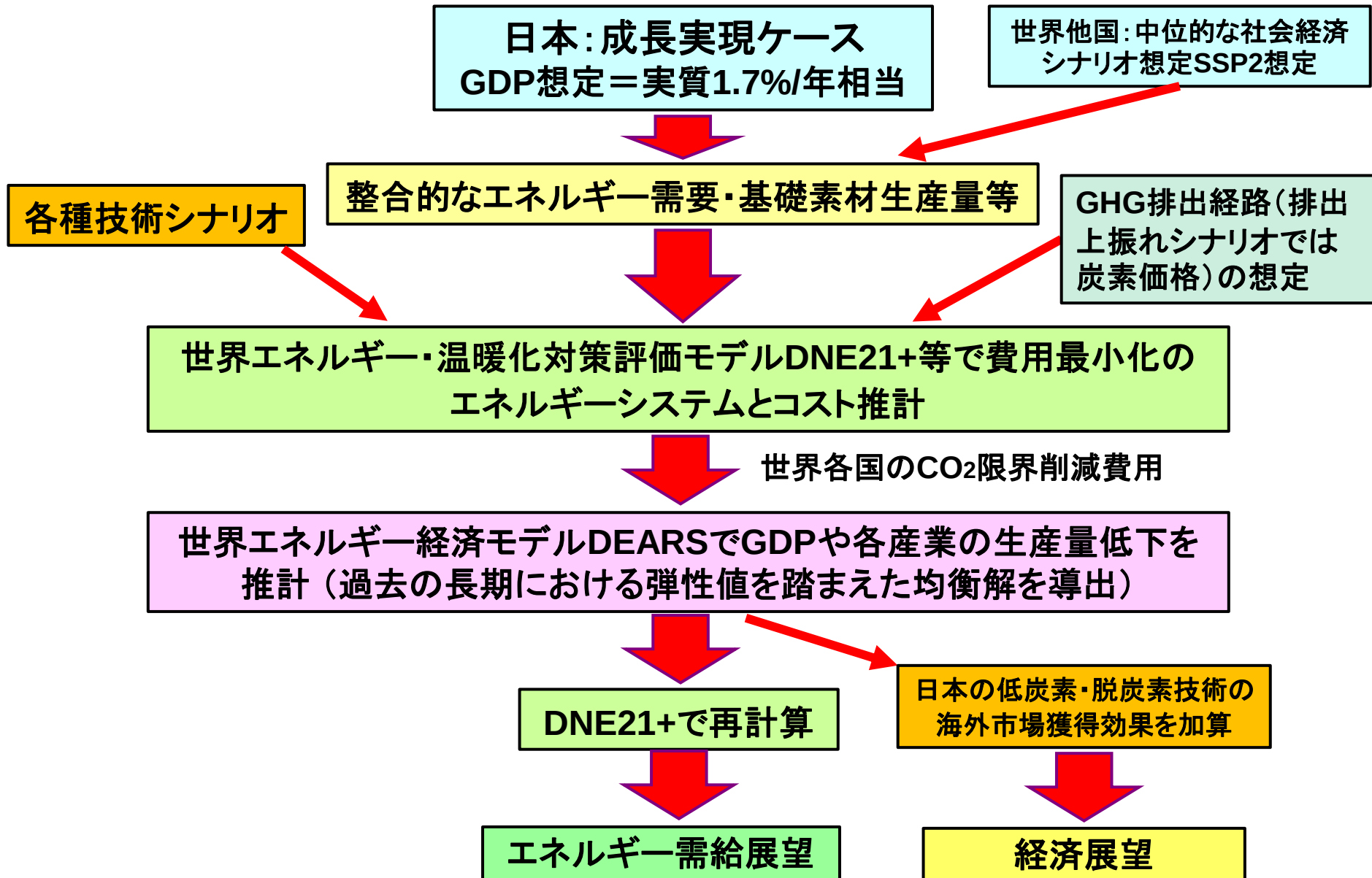
排出削減シナリオ	シナリオ名	シナリオ概要
2040年▲73%+2050年CN (世界1.5℃未満)	成長実現 シナリオ	排出削減対策が広範に順調に技術進展する。国際的な排出削減協調も順調で、日本の国際的な相対的エネルギー価格差が適度に収まる。日本の温暖化対策技術が海外にも広く普及。経済と環境の好循環を実現し得る。
	再エネシナリオ	再エネの社会共生制約小・コスト低減加速
	水素系燃料 シナリオ	合成メタン(e-methane)・合成燃料(e-fuels)・アンモニアを含め、水素系エネルギーのコスト低減加速
	CCSシナリオ	CO2貯留の社会障壁小。経済合理的な範囲で広範に普及
炭素価格シナリオ：技術進展等の不確実性下でのリスク対応の経済と環境の好循環シナリオ (政策目標としては、2040年▲73%+2050年CNだが、政策変数としては排出削減費用をターゲットとし、技術・社会情勢の不確実性により、結果としての排出量は変化)	排出上振れ リスクシナリオ	技術進展は「成長実現シナリオ」相当が実現できず、再エネ、CCS・CDR、水素系エネルギー、原子力等の技術進展・普及が抑制的。そのため、海外との相対的なエネルギー価格差が広がることから、経済と環境の好循環維持のため、炭素価格政策水準も抑制的となる社会像

【付録に掲載：極端リスクシナリオ】

付録に別途、データセンター需要等の感度解析も掲載

排出削減シナリオ	シナリオ名	シナリオ概要
2040年▲73%+2050年 CN(世界1.5℃未満)	原子力ゼロシナリオ	2040年までに原子力ゼロ
	低成長シナリオ	技術進展が漸進的。CN対策のため、他国との日本の国際的な相対的エネルギー価格差が拡大。産業の海外移転進展し、経済の大幅な停滞リスク発現

エネルギー需給・経済影響分析の手法



世界エネルギー経済モデルDEARS

(Dynamic Energy-economic Analysis model with multi-Regions and multi-Sectors)

- ◆ トップダウン型経済モジュールとボトムアップ型エネルギーシステムモジュールの統合モデル
- ◆ 動的な非線形最適化モデル(世界全体の消費効用最大化)
- ◆ モデル対象期間: 21世紀中頃まで(最適化時点間隔 10年)
- ◆ 世界地域分割: 18地域分割
- ◆ 非エネルギー産業分類: 16分類(貿易は輸入財・国内財の代替性を考慮[アーミントン構造])
- ◆ エネルギー分類: IEA統計に基づき、一次エネルギー8種、二次エネルギー4種。(IEA統計の鉄鋼部門のエネルギー消費のバウンダリーの修正。)
- ◆ GTAP (Global Trade Analysis Project) モデル・データベースに基づく、貿易マトリックスを含む国際産業連関構造を明示した経済モジュール
- ◆ 簡略化ながら、ボトムアップ化したエネルギーシステムモジュール
 - ✓ ボトムアップ的にエネルギー供給技術(発電技術等)、CO₂回収・貯留技術をモデル化
 - ✓ 一次エネルギー供給: 8種類をモデル化(石炭、原油、天然ガス、水力・地熱、風力、太陽光、バイオマス、原子力)
 - ✓ トップダウン的にエネルギー需要サイドをモデル化(家計: エネルギー価格・所得弾性、産業・運輸: エネルギー価格弾性、これらはすべて経済モジュールとリンク)
 - ✓ 最終エネルギー消費: 4種類をモデル化(固体燃料、液体燃料、気体燃料、電力)

政府のエネルギー・環境会議選択肢の経済分析等にも活用された。

- T. Homma & K. Akimoto(2013), "Analysis of Japan's energy and environment strategy after the Fukushima nuclear plant accident", *Energy Policy* 62, 1216–1225
- 本間他(2020)、現状の気候・エネルギー政策を考慮した、パリ協定国別貢献における国際競争力に関する分析、エネルギー・資源、41-5

- 「成長実現シナリオ」は、世界に先行して低炭素・脱炭素技術の開発、実証、商用化が進展し、各種技術のコスト低減等が加速する世界観である。
- 他方、DEARSモデルは国際産業連関表をベースにモデルが構成されているが、分割された部門内において、日本の環境に優れた技術の比率が高いことが考慮できず、世界への低炭素・脱炭素技術の展開に伴う経済効果は含まれない。そこで、この効果を考慮するため「海外での排出削減対策の設備投資額増に伴う日本製品の輸出増分」を別途推計

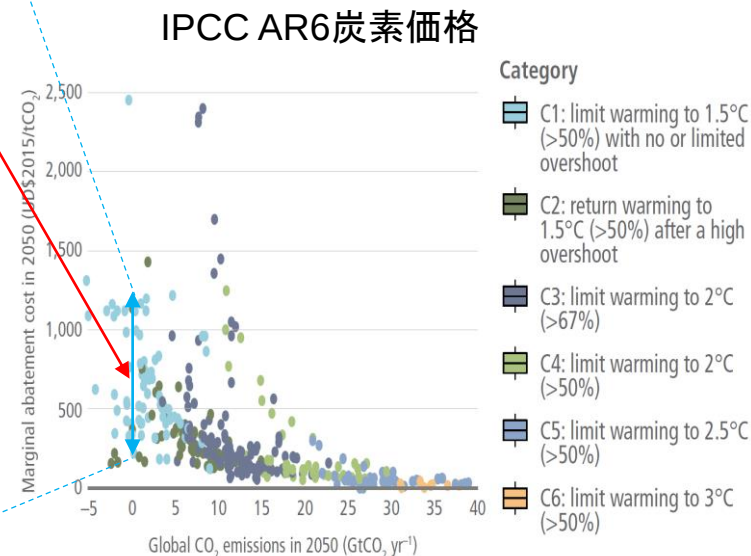
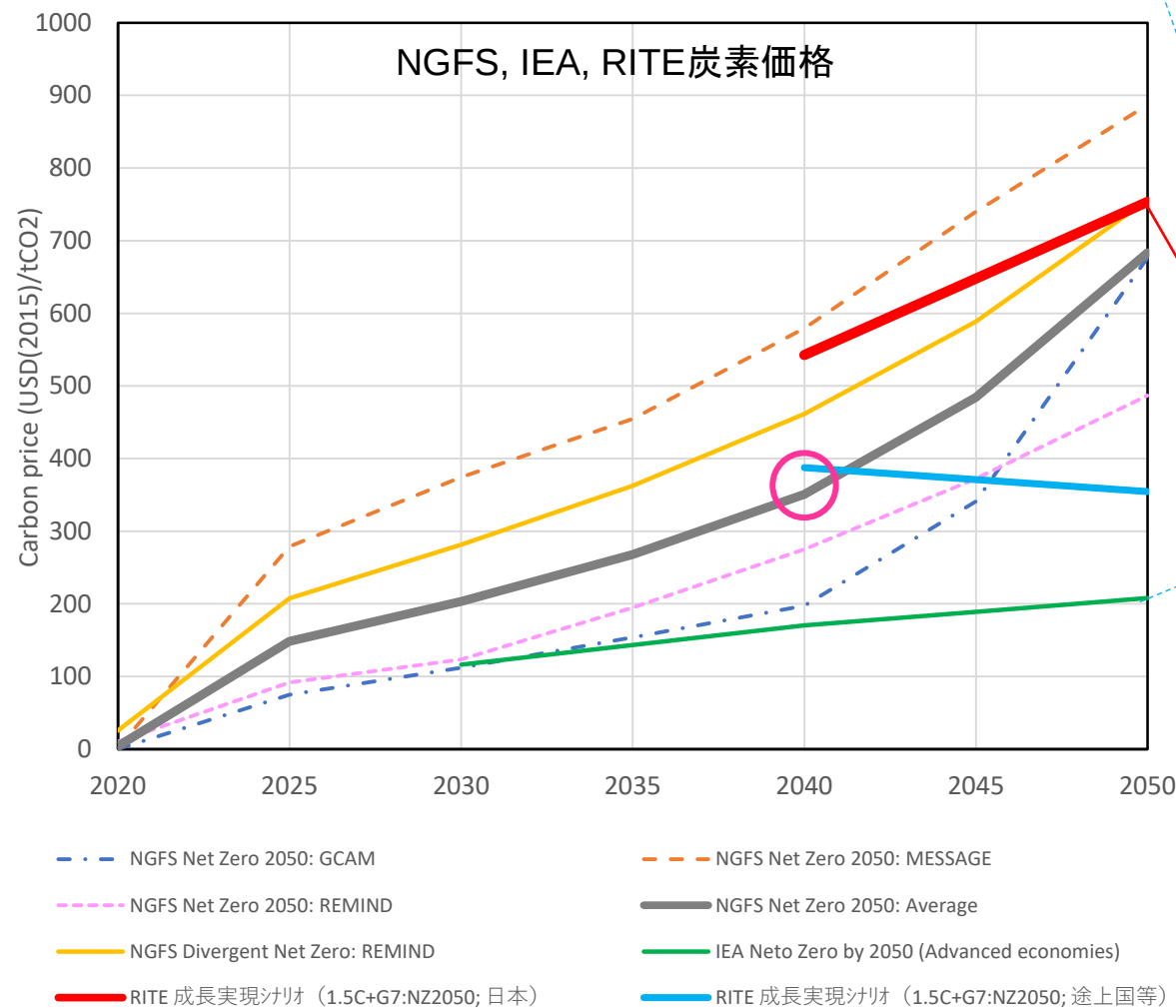
【推計手順】

- (1) DNE21+モデルから「成長実現シナリオ」で推計された、世界における低炭素・脱炭素技術の設備費を整理
- (2) 日本の各種機器の輸出シェアを実績値を基に想定し、(1)を用いて、日本の設備・機器の海外での投資増を推計(なお、海外での工事費相当額として26%を想定し、日本の投資増分から除外)
- (3) (2)を、輸送機械産業[運輸関連技術の寄与]、電気機械産業[家電機器技術の寄与]、汎用機械産業[発電他、その他の技術の寄与]の3分類に整理
- (4) (3)を基に、産業連関表の波及効果分析(当該設備投資増加による2次効果まで考慮、2015年表[大分類]を利用)を用いて、GDPへの波及効果(誘発GDP)を推計

排出上振れシナリオの想定

- ◆ 「成長実現シナリオ」、「再エネシナリオ」、「水素系燃料シナリオ」、「CCSシナリオ」の4つのシナリオは、2040年▲73%（線形削減）、2050年▲100%（CN）を前提（排出量固定）とした上で、各種技術進展の不確実性によって、経済合理的なエネルギーミックスや対策コストがどのように変化するかを分析した。
- ◆ これに加え、排出量ではなく、炭素価格を固定した上で、各種技術進展が「成長実現シナリオ」ほど進まない場合について、リスクシナリオの分析を行った（「排出上振れシナリオ」）。
- ◆ 「排出上振れシナリオ」では、主要先進国の（明示的もしくは暗示的）炭素価格が高まらず、また「成長実現シナリオ」の想定ほど技術が進展しないことによって、産業リーケージの懸念が大きくなり、「成長実現シナリオ」相当の炭素価格相当までは高めることが困難になるリスクを想定。このシナリオでは、1.5°C未満シナリオで世界限界削減費用均等化時の炭素価格の国際的な幅広いモデル分析の平均的な炭素価格を採用した（次頁）。

排出上振れシナリオで想定した炭素価格(1.5°C/2050年CN)



注1)NGFS: Network for Greening the Financial System (気候変動リスク等に係る金融当局ネットワーク)

注2)表示は、米国消費者物価指数を用いて2015年価格に変換している。

注3)IEA NZEシナリオも著名だが、特異に安価な炭素価格推計となっている。

- ✓ NGFSでは3モデルによってシナリオ分析・策定している。RITEの成長実現シナリオの日本のCO₂限界削減費用は、REMINDモデルのDivergent Net Zero(国間で限界削減費用の差異有)に近い。
- ✓ 他方、Net Zero 2050シナリオ(国間の炭素価格均等化)の限界削減費用の3つのモデル平均値は少し低い水準。NGFS Net Zero 2050シナリオの3つのモデルの平均炭素価格の場合の日本の排出量を推計

シナリオの想定(各種技術展望等)

シナリオ	潜在的 経済成長	GHG排出 削減制約	原子力	再エネ		CCS／CDR	水素・アン モニア	合成燃料	データセン ター等 IT 需要	自動車	鉄鋼	鉄鋼・化 学・自動車 等の生産 量の展望： 炭素価格 による生産 量低下
	所得効果、人口・なり ゆき産業 構造変化等	GHG排出 削減によ って誘発 される炭 素価格	【上限 (2050年)】 低位：現状 60年運転 延長炉 中位：10% (2040年 20%程度) 高位：20%	【ポテンシャル】 低位：太陽光(上 限：現状比2倍)、 陸上風力制約強 (上限：3倍) 高位：太陽光、陸 上風力制約弱(上 限：現状比4倍)	【コスト】 中位/ コスト低減 加速	【年間貯留ポ テンシャル(2050 年)上限】 低位：1.2億トン 高位：2.4億トン	【コスト】 中位/ コスト低減 加速	【コスト】 中位/ コスト低減 加速	将来シ ナリオ (外生)	【EV】 中位/ コスト低減 加速	水素 DRI 普 及速度	
成長実現シナリオ	GDP高 位 (内閣府 「成長実現 ケース」)	世界全体 で1.5℃目 標、日本 2030年 ▲46%+ 2040年 ▲73%+ 2050年 CN	高位	高位 (最適化計算結果として中位)	コスト低減 加速・洋 上収斂	高位	コスト低減 加速	コスト低減 加速	高位	コスト低減 加速	高位	小 (中弾性 (DEARS)) ： 成長実現 シナリオの 結果をす べてに適 用
再エネシナリオ			中位	高位 (最適化計算結果として高位)	コスト低減 加速・洋 上収斂	低位	中位	中位	高位	コスト低減 加速	高位	
水素系燃料シナリオ			中位	高位	中位	低位	コスト低減 加速	コスト低減 加速	高位	中位	高位	
CCSシナリオ			中位	高位	中位	高位	中位	中位	高位	中位	高位	
排出上振れリスクシナリオ		炭素価格： NGFS NZ2050 相当	中位	高位	中位	低位	中位	中位	高位	中位	中位	

※ 2024年8月9日GX専門家ワーキンググループに提示した「成長実現シナリオ」から、各種技術の前提条件の精査を実施しており、「成長実現シナリオ」についても、分析結果に若干の差異が生じている。

社会経済シナリオの想定(概略)

IPCCの招請を受けて、共有社会経済経路(SSPs: Shared Socioeconomic Pathways)を策定中(SSP1~5の5種類のシナリオ)。SSPsのストーリーラインに沿った定量的なシナリオを策定している。本分析では、その内、**中位的なSSP2の社会経済シナリオを想定**

【世界】

	2030年	2050年	2100年
人口(億人)	83.6 (81.4-85.9)	92.1 (86.1-100.5)	93.1 (70.0-127.3)
GDP(%/年)	2.7 (2.4-3.1) [2010年~]	2.2 (1.3-2.8) [2030年~]	1.4 (0.6-2.2) [2050年~]
粗鋼生産量(億トン)	19.0 (18.8-20.0)	20.7 (19.3-22.7)	22.7 (14.7-26.5)
セメント生産量(億トン)	41.0 (39.0-43.0)	43.4 (38.5-46.6)	44.1 (29.4-59.1)
道路部門の旅客輸送需要(兆p-km)	30.2 (31.2-37.3)	60.0 (56.8-74.2)	83.3 (66.8-88.8)

注) 括弧内は、SSP1~5までのシナリオの幅

【日本】(下記、記載のGDP想定は「成長実現ケース」ベース)

	2030年	2050年	2100年
人口(億人)	1.18	1.02	0.84
GDP(%/年)	1.7 [2023年~]	1.2 [2030年~]	0.4 [2050年~]
粗鋼生産量(億トン)	0.88	0.90	0.84
セメント生産量(億トン)	0.53	0.43	0.39
道路部門の旅客輸送需要(兆p-km)	0.77	0.64	0.51

注1) 記載は潜在的なGDP、生産量等。本分析では、経済分析も行い、GDPの見通しや各種生産量の見通しを別途、推計

注2) エネルギー需要や発電電力量はモデルで内生的に計算される。

発電設備費の想定

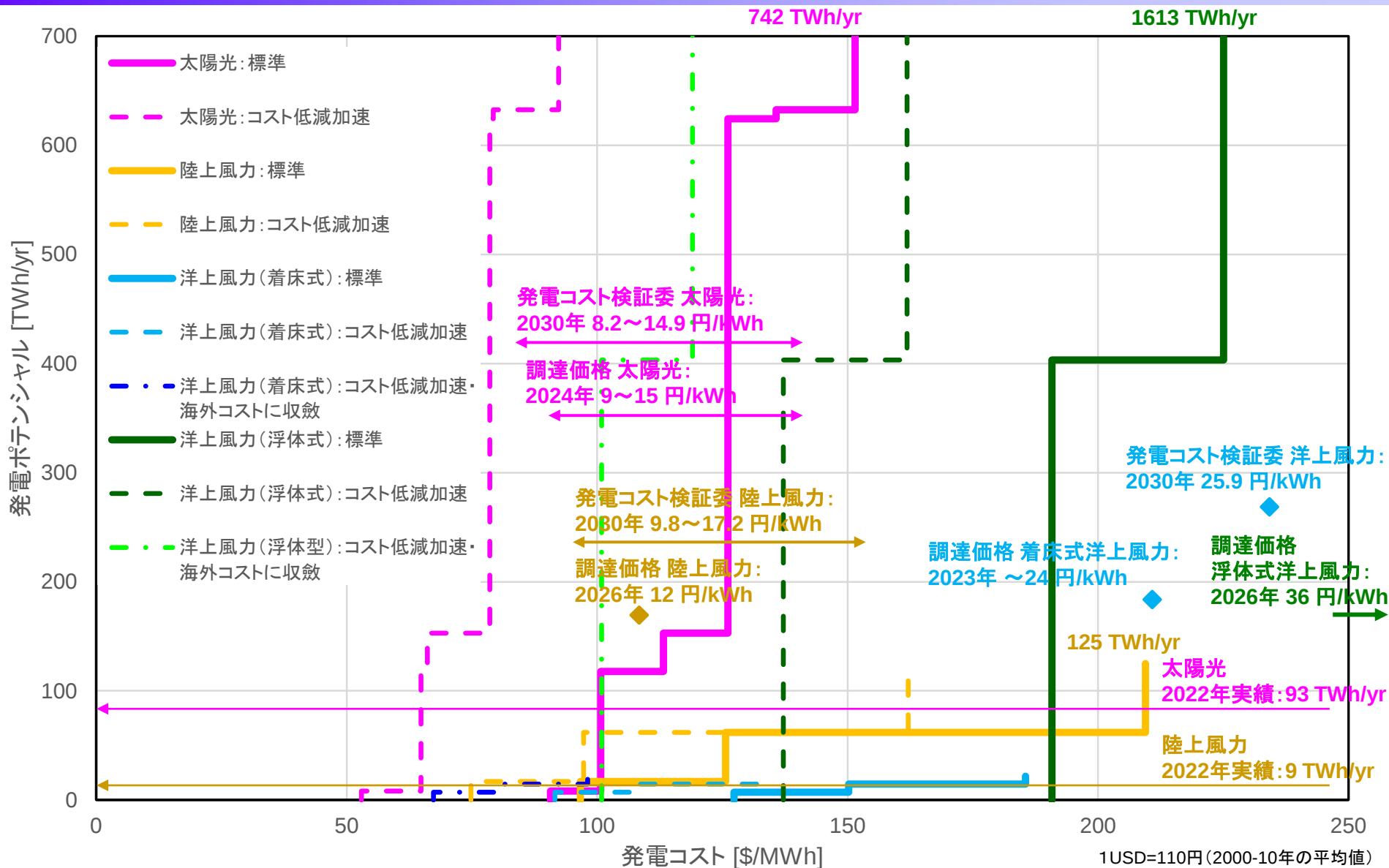
			2000年価格設備費 [US\$/kW]	2018年価格設備費 [US\$/kW]
石炭発電	低効率(在来型(亜臨界)、現在の途上国での利用)		1000	1458
	中効率(主に現在の先進国での利用(超臨界)～将来、複合発電化(IGCC)を含む)		1500	2187
	高効率(現在先進国で利用～将来、複合発電化(IGCC、IGFC))		1700	2479
石炭・バイオマス混焼	(中、高効率石炭発電への追加費用)	バイオマス混焼率: ～5%	+85	+124
		バイオマス混焼率: ～30%	+680	+992
石炭・アンモニア混焼	(中、高効率石炭発電への追加費用)	アンモニア混焼率: ～20%	+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。

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%)。

日本の変動性再エネコスト・ポテンシャルの想定（2050年）



※ 当該時点(当グラフでは2050年)で運用されている設備の平均的なコスト曲線(ストックベースのコスト)

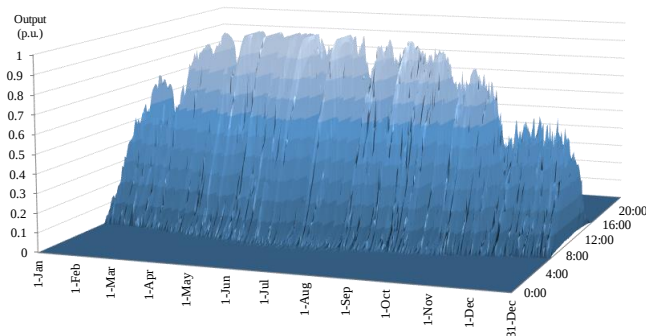
注) 太陽光のポテンシャルには、原則的に、強度の足りない屋根設置のポテンシャルが含まれている。営農型太陽光のポテンシャルは原則含まれない。
ただし、GISの土地利用評価の精度によるため厳格な区分ではない。

- ◆ 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

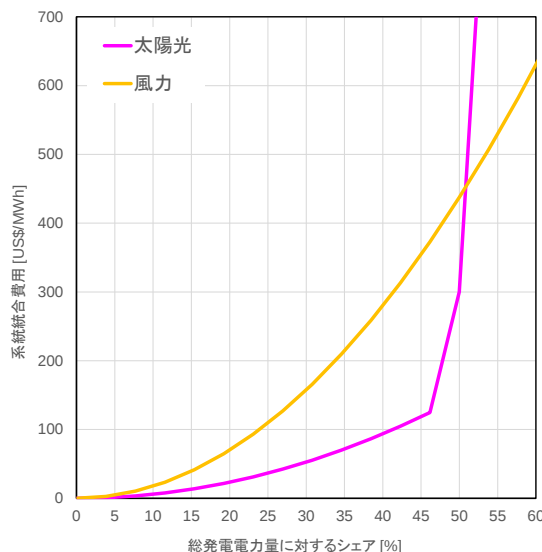
モデル計算で考慮されているもの・・・出力抑制、電力貯蔵システム(揚水発電、リチウムイオン電池、水素貯蔵)、発電設備の利用率低下、地域間連系線、貯蔵や送電に伴う電力ロス

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)

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。

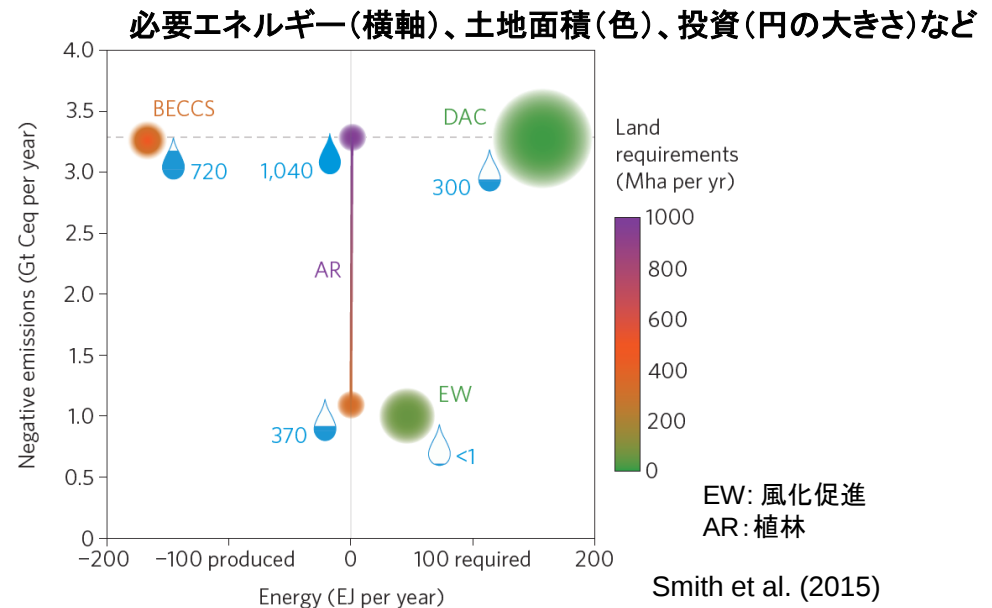
・発電部門における各種CO₂回収の他、ガス化CO₂回収(水素製造時)と製鉄所高炉ガス、クリンカ製造からのCO₂回収を具体的にモデル化している。

大気CO₂直接回収（DAC）技術の想定

- 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、化石燃料燃料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。
- 一方、DACCS（貯留まで）をすれば、負排出となる。
- CO₂貯留層に近く、エネルギーが安価に入手できる地域（安価なPV供給が可能な地域など）での実施が経済的



Climeworks



M. Fasihi et al., (2019)におけるDACのエネルギー消費量と設備費の推計:

本モデル分析では、Fasihi et al.らによるBaseとConservative 2種類のシナリオのうち、Conservativeを採用

		エネルギー消費量 (tCO ₂)		設備費 (Euro/(tCO ₂ /yr))	
		2020年	2050年	2020年	2050年
高温(電化)システム(HT DAC)	電力 (kWh)	1535	1378	815	326
低温システム(LT DAC) 熱は水素もしくはガス利用を想定した	熱 (GJ)	6.3 (=1750 kWh)	4.6	730	292
	電力 (kWh)	250	201		

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**、日本は国内の総貯留ポテンシャルに対し、**2030年までは年間0.01%、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、2050年の最大貯留可能量は96 MtCO₂/yr）。

【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。

【CO₂貯留量上限】

- 日本の国内貯留、海外へのCO₂輸送の合計（CO₂貯留量上限）は、CCS長期ロードマップの展望を基に、**2050年に低位シナリオでは年間120 MtCO₂、高位シナリオでは年間240 MtCO₂とした。**

水素系エネルギー関連の想定例：水素（水電解）、 e-methane（メタネーション）生産エネルギー効率とコスト

エネルギー転換効率

			2020	2030	2040	2050	2100
水電解	中位シナリオ		64%	69%	71%	74%	85%
	コスト低減加速シナリオ				85%	85%	85%
メタネーション	従来技術（サバティエ）		53%	57%	59%	61%	70%
	革新的技術（SOEC 等）	中位	64%	69%	71%	74%	85%
		コスト低減加速			85%	85%	85%

設備費 [million US\$/(ktoe/day)]

			2020	2030	2040	2050	2100
水電解	中位シナリオ		479	345	267	207	207
	コスト低減加速シナリオ				147	147	147
メタネーション	従来技術（サバティエ）		606	473	395	335	335
	革新的技術（SOEC 等）	中位	1973	857	546	370	370
		コスト低減加速		730	229	229	229

注)

水電解は、電気から水素までの効率、設備費

メタネーションは、電気から合成メタンまでの効率、設備費（ただしCO₂回収に要するエネルギー、設備費は別途考慮（CO₂回収の項に記載））

自動車車両コストの想定：小型乗用車

【標準の技術想定シナリオ】

(EVバッテリーコスト：2050年：1万円/kWh相当)

	2015	2020	2030	2050
在来型内燃自動車	170	170	180	185
ハイブリッド車(ガソリン)	210	209	202	201
プラグインハイブリッド車(ガソリン)	270	248	219	210
純電気自動車(BEV)	311	305	265	225
燃料電池自動車(FCEV)	598	514	388	244

単位) 万円/台

【EVコスト低減加速シナリオ】

(EVバッテリーコスト：2030年：6千円/kWh、2050年：5千円/kWh相当)

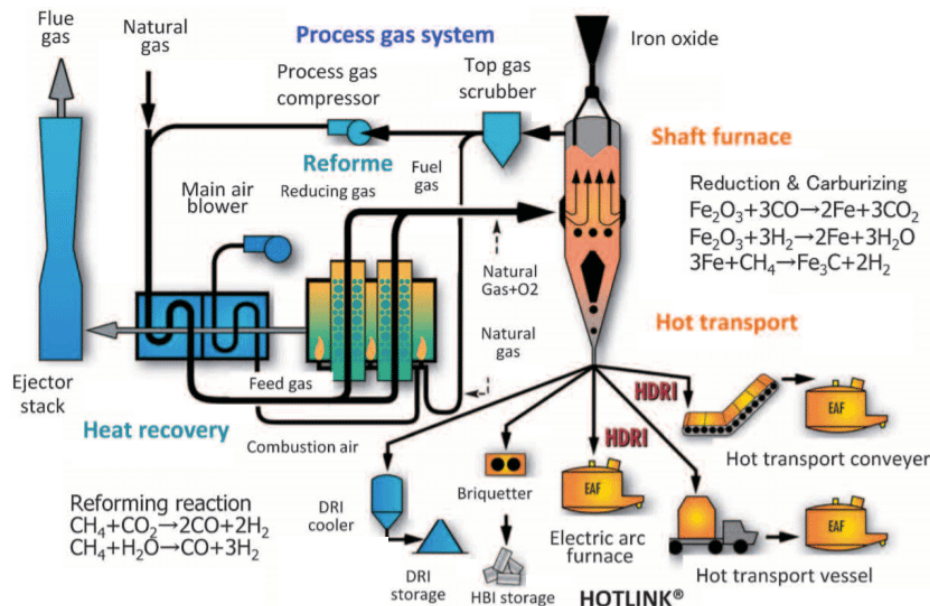
	2015	2020	2030	2050
在来型内燃自動車	170	170	180	185
ハイブリッド車(ガソリン)	210	208	201	201
プラグインハイブリッド車(ガソリン)	270	244	210	205
純電気自動車(BEV)	311	285	210	205
燃料電池自動車(FCEV)	598	412	244	205

単位) 万円/台

水素直接還元製鉄のモデル化と想定

- ✓ 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)
- ✓ 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】
- ✓ 2041年から、新規建設・運開可能と想定
- ✓ 高位シナリオでは2041~50年の10年間で、想定したCO2排出削減制約下で経済合理性が成立すれば全設備が更新可能と想定。中位シナリオでは最大50%の設備が更新可能と想定

天然ガスを利用した直接還元鉄の製鉄プロセスの例



水素を利用した直接還元鉄の実証プラントの例

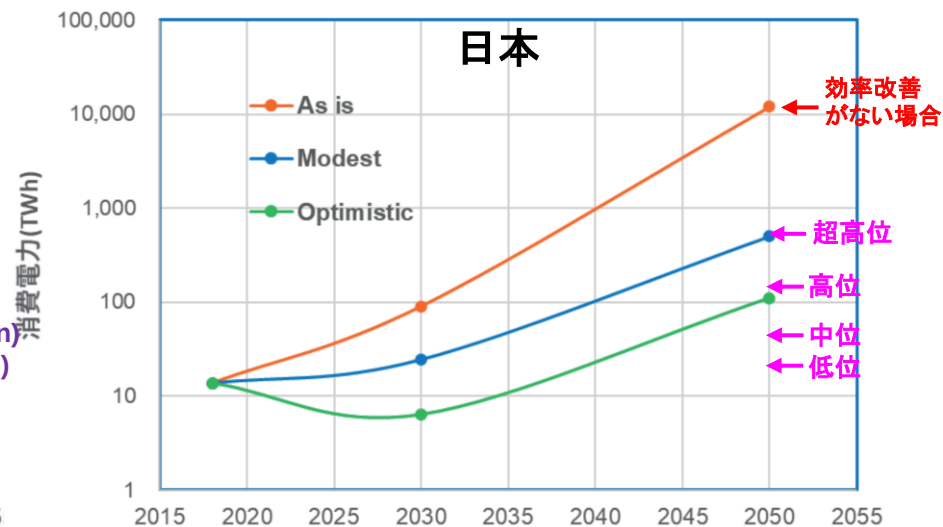
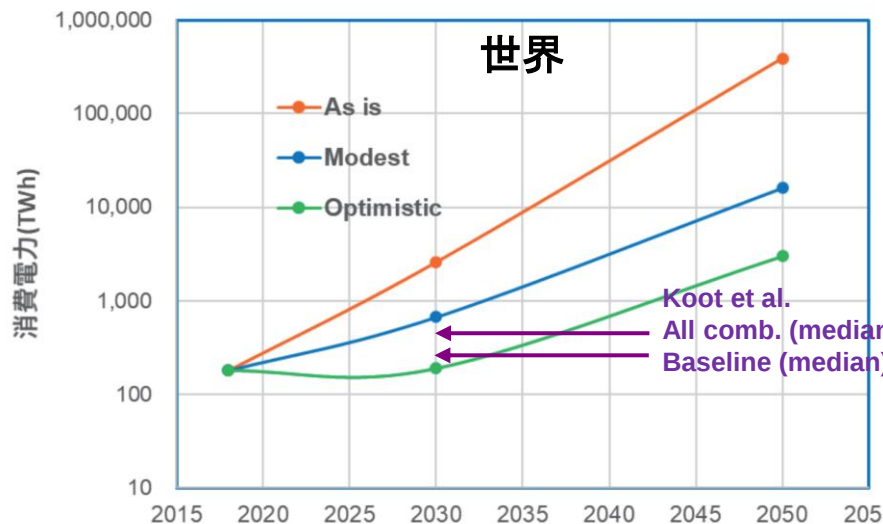


<https://www.midrex.com/>

https://www.kobelco.co.jp/releases/1201993_15541.html

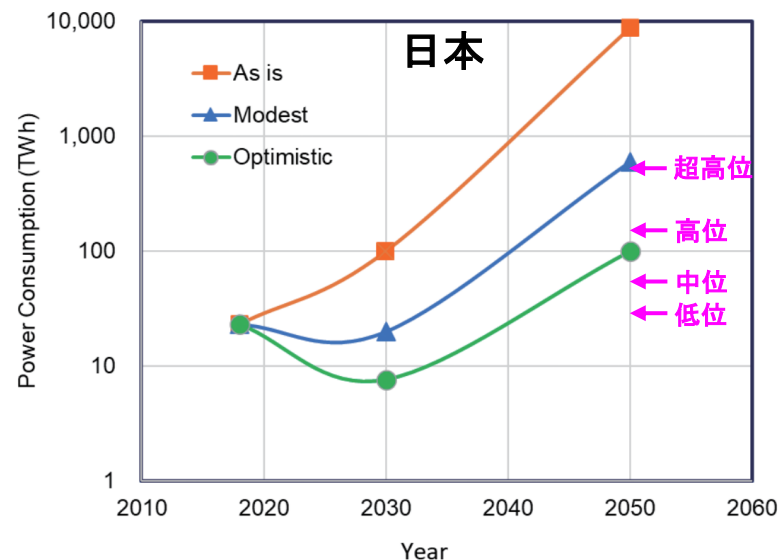
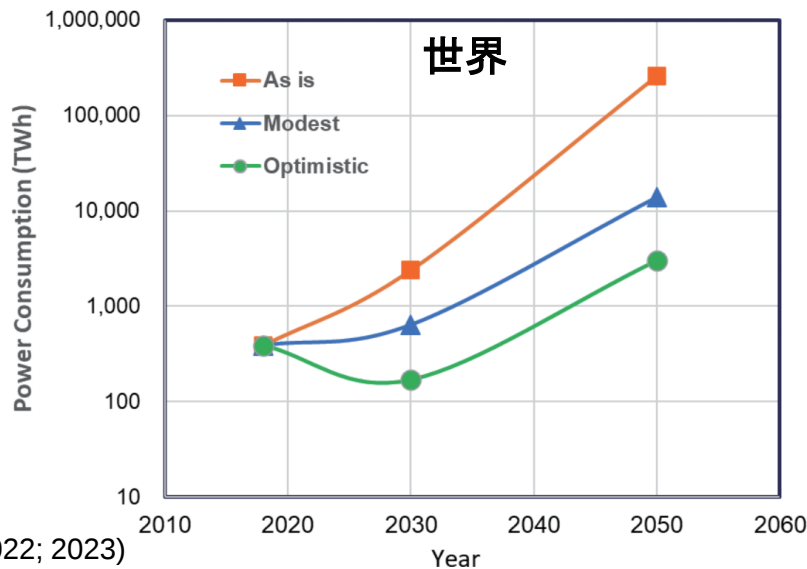
データセンター・ネットワークの電力消費想定

データセンター電力需要



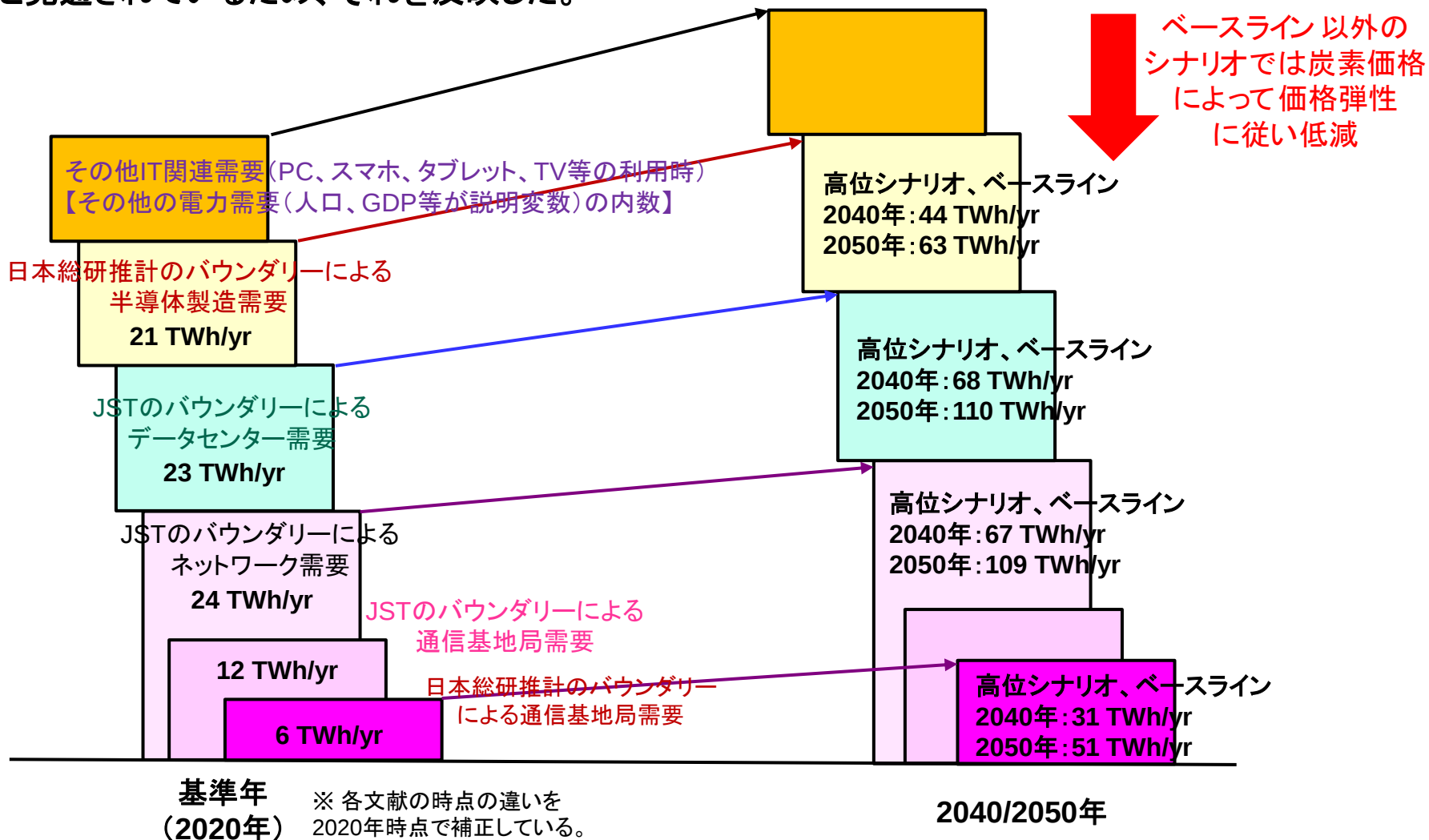
情報通信ネットワーク(ルーター・無線基地局)電力需要

JSTではネットワークについてもデータセンターとほぼ同程度の需要を推計



IT関連の需要想定：高位シナリオ

- ◆ とりわけネットワーク需要内のバウンダリーは、文献毎で異なっていて不明瞭なところがある。本分析では、以下のように区分し、各需要を想定した。
- ◆ 通信キャリア基地局の電力需要の伸びが、その他の通信ネットワーク関連需要の伸びよりも大きいと見通されているため、それを反映した。



モデル分析結果としてのシナリオ

【参考】世界全体の排出量・気温上昇

		2040年GHG 排出削減率 (2019年比)	CO ₂ 排出量の 正味ゼロ 排出実現時期	気温上昇	
				ピーク	2100年
IPCC C1:1.5°C オーバーシュート無もしくは小		69 [58–90] %	2050–55年	1.6°C [1.4–1.6]	1.3°C [1.1–1.5]
IPCC C2:1.5°C オーバーシュート有		55 [40–71] %	2055–60年	1.7°C [1.5–1.8]	1.4°C [1.2–1.5]
本分析 シナリオ	2040年▲73%+ 2050年CN	62 % (エネ起CO ₂ : 71–72%)	2050–55年	1.7°C	1.4°C
	炭素価格シナリオ (排出上振れシナリオ)	52 % (エネ起CO ₂ : 54%)	2050–55年	1.7°C	1.5°C

出典) IPCCの数字は、IPCC WG3第6次評価報告書 Table SPM.2より

- ✓ 本分析シナリオは、いずれも世界全体では1.5°Cシナリオ(IPCC C1もしくはC2カテゴリー)と整合的
- ✓ 炭素価格を想定した「排出上振れシナリオ」では、分析結果として排出量や気温上昇が推計されるが、この場合でも1.5°Cシナリオと整合的(世界全体が想定炭素価格相当の対策を実施することが前提となるが)。ただし、炭素価格が他のシナリオよりも抑制的かつ技術進展を保守的に見込んだシナリオのため、負排出(CDR)が抑制的となること等が影響し、2100年の気温上昇は少し高め

CO₂限界削減費用(経済フィードバック計算前)

	成長実現シナリオ		再エネシナリオ		水素系燃料シナリオ		CCSシナリオ		排出上振れシナリオ	
	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050
日本	301	578	369	716	467	742	396	892	257	500
米国	294	262	350	348	409	454	362	350	257	500
英国	294	317	350	387	419	558	369	452	257	500
EU	298	413	350	516	409	648	362	541	257	500
その他	294	262	350	348	409	454	362	350	257	500

単位:USD/tCO₂ (2000年価格)

注)一部の国抜粋表示

- ✓ 「成長実現シナリオ」では、技術開発・普及が進展すると想定。2050年CNに向けて、相応のCO₂限界削減費用が推計される。他方、技術開発・普及の一部が滞ると想定した各種技術シナリオでは、限界削減費用は増大
- ✓ 排出上振れシナリオでは、1.5℃目標相当の国際的な分析の中位値的な炭素価格を想定
- ✓ なお、CO₂限界削減費用は、理論的な炭素価格であるが、CO₂排出削減技術への補助金との組み合わせがなされるため、炭素価格政策において排出削減達成に直接的に必要な炭素価格というわけではない。

日本のエネルギーシステムコスト増分、電力費用 (経済フィードバック計算前)

	成長実現シナリオ		再エネシナリオ		水素系燃料シナリオ		CCSシナリオ		排出上振れシナリオ	
	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050
エネルギーシステムコスト増分 [billion US\$/yr]* ¹	[+48]	[+129]	[+61]	[+193]	[+105]	[+256]	[+85]	[+226]	[+97]	[+166]
電力限界費用 [US\$/MWh]* ²	212	197	224	258	251	287	242	279	213	244
電力平均費用 [US\$/MWh]* ³	139	134	141	168	155	186	146	147	130	147

*¹ □(青字)はベースラインからのコスト増分。

*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166 US\$/MWh

*³ 発電端での平均費用。ただし、系統統合費用は含む。2020年のモデル推計の電力平均費用は95 US\$/MWh

- ✓ 「成長実現シナリオ」では、2040年に年間70 billion US\$(モデル基準の1\$=110円換算では、年間8兆円程度)の対策費用が見込まれる。
- ✓ 技術開発・普及の一部が滞ると想定した各種技術シナリオでは、エネルギーシステムコスト、電力コストが「成長実現シナリオ」よりも増大
- ✓ 「排出上振れシナリオ」では、コスト増は、「成長実現シナリオ」と大きな差異がない水準

電力限界費用：各国間比較（経済フィードバック計算前）

	2020	ベースライン		成長実現シナリオ		再エネシナリオ		水素系燃料シナリオ		CCSシナリオ		排出上振れシナリオ	
		2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050
日本	166	127	105	212	197	224	258	251	287	242	279	213	244
米国	40	38	53	98	102	118	103	125	136	116	113	127	127
英国	114	135	119	180	160	195	165	223	217	203	210	201	218
ドイツ	114	119	108	175	155	191	162	202	216	198	202	194	207
フランス	114	133	116	171	144	165	147	172	185	173	171	174	159
韓国	103	103	99	174	142	173	151	194	167	195	168	184	177
中国	61	66	81	143	110	152	121	213	171	192	172	173	171
インド	105	121	134	187	167	190	183	236	223	239	207	223	207

単位：USD/MWh（2000年価格）

注）一部の国抜粋表示。発電端での限界費用。ただし、系統統合費用は含む。2020年値はすべてモデルでの推計値

※ 本分析では、世界各国の原子力を含め個別電源の政策は考慮していないことに留意されたい。

✓ **CNに向けた対策のため、現状水準よりは電力コストの上昇は避けられない。ただし、少なくとも、他の主要国も日本と同様、1.5℃目標に向かって取り組む限りにおいては、海外との相対価格が高まるわけではない。**

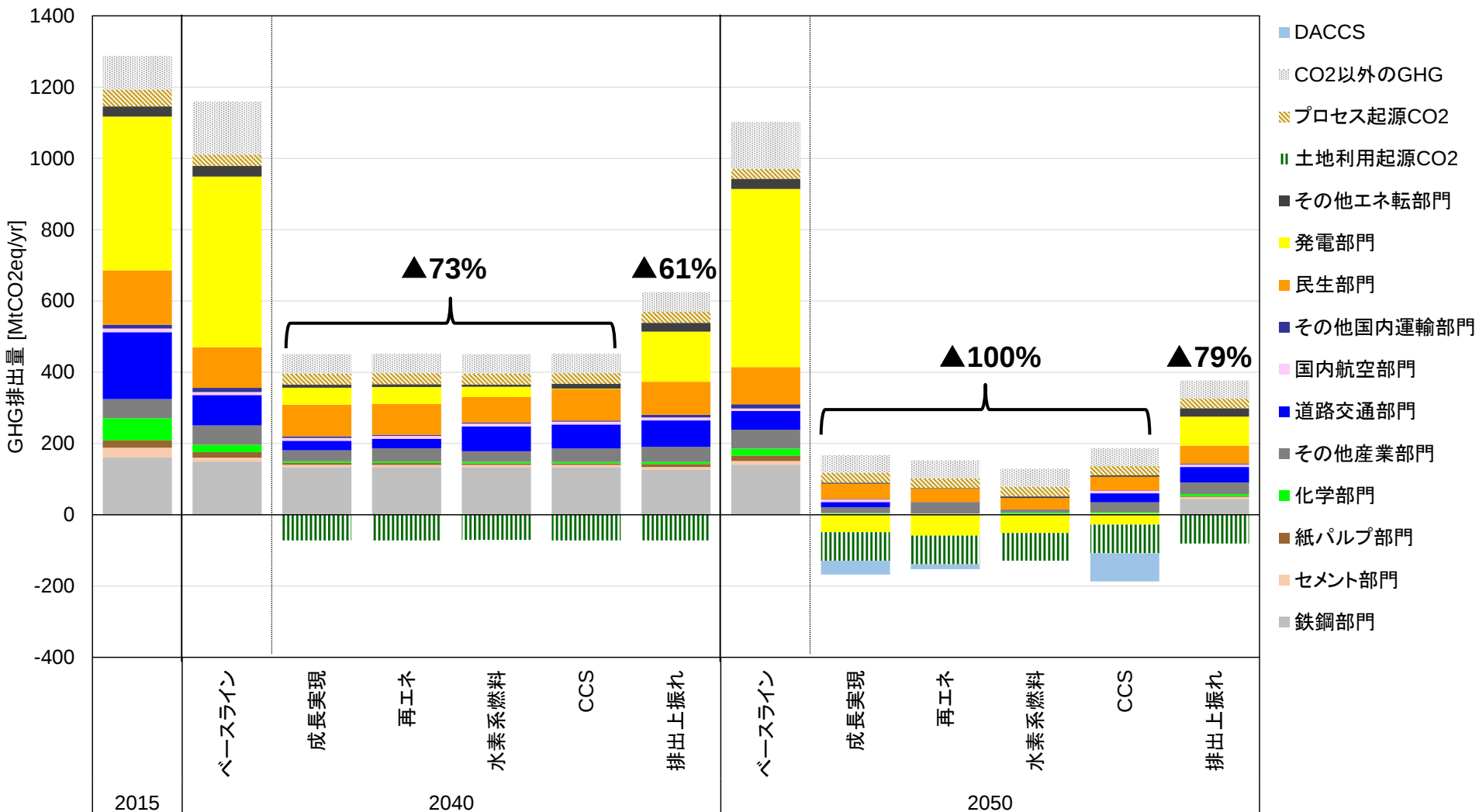
生産量・GDPの低下：成長実現・排出上振れシナリオ

ベースラインからの低減率	成長実現シナリオ		排出上振れシナリオ	
	2040	2050	2040	2050
鉄鋼	-3.9%	-11.0%	-3.6%	-11.0%
(生産量 [億トン/年])	(0.86)	(0.80)	—	—
化学	-3.7%	-11.2%	-3.3%	-10.7%
窯業土石(セメント含)	-2.1%	-2.7%	-1.7%	-3.8%
非鉄金属	-1.4%	-2.7%	-1.2%	-5.0%
紙パ	-3.5%	-6.3%	-3.1%	-7.2%
輸送機械	-4.1%	-6.9%	-4.7%	-8.2%
GDP (CO2削減技術の海外市場獲得効果含まず)	-4.1%	-5.6%	-3.6%	-5.9%
GDP, GNI (海外市場獲得効果含む)	内閣府「成長実現ケース」の一人当たり GDP成長率を若干上回る水準 (海外市場獲得効果：+4%～5%程度)		内閣府「成長実現ケース」の一人当たり GDP成長率とほぼ同等の水準 (海外市場獲得効果：+3～4%程度)	
経済成長率：2023年からの年成長率 ※ 人口低減見通しが含まれる	+1.5%/年	+1.2%/年	+1.4%/年	+1.2%/年

注) 気候変動による負の影響の緩和による便益は含んでいない。成長実現シナリオでは上記に追加的にGX⇒DXの正の経済効果もあり得る。

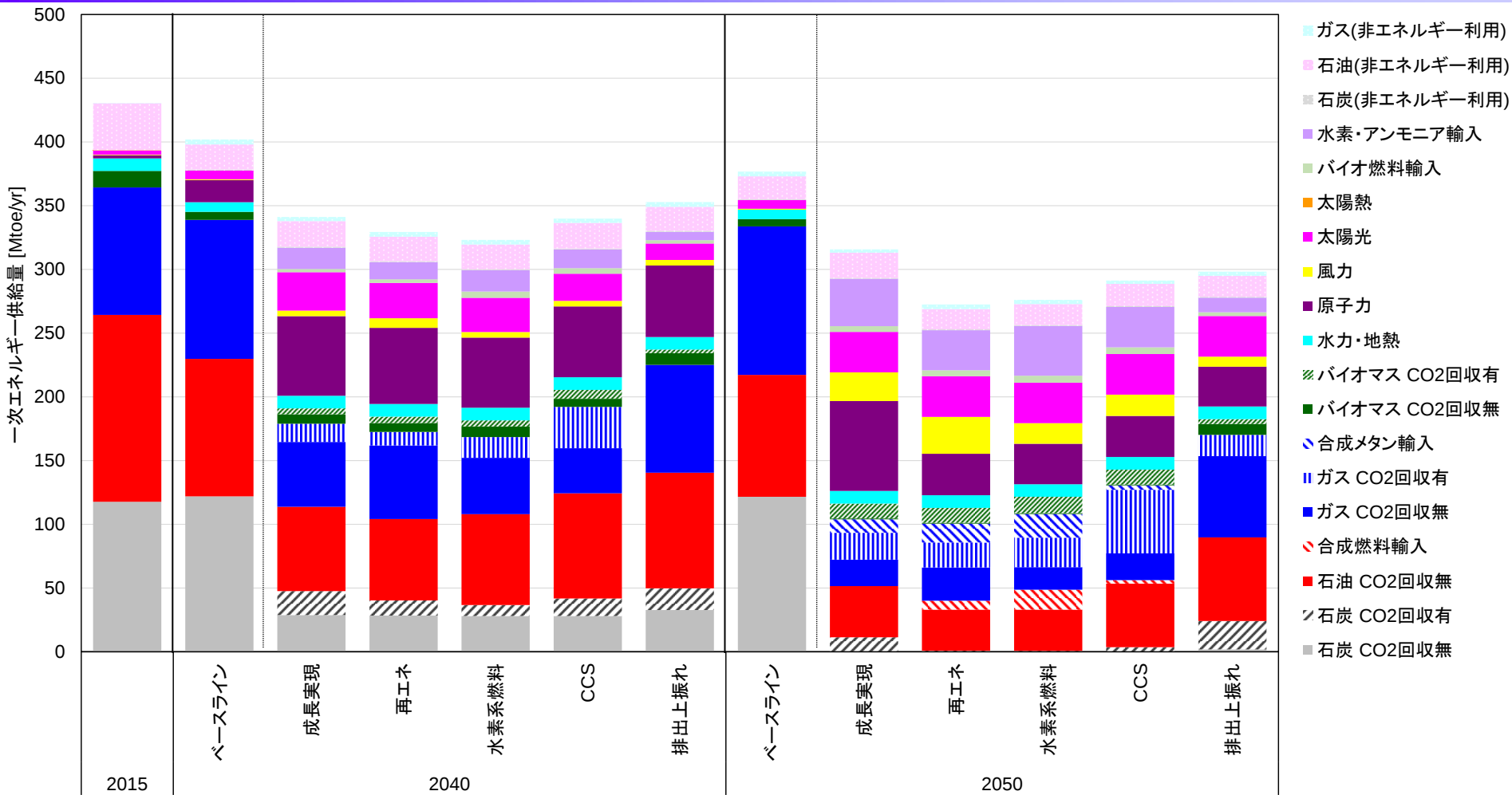
- ✓ 「成長実現シナリオ」では、CO2削減対策技術の国際的な優位性が加わることで、CNを実現しつつ内閣府の成長実現ケースの経済成長率(2040年まで1.4%/年)を若干上回る成長を達成
- ✓ 「排出上振れシナリオ」は国内のGDP低下は小さいが、海外市場獲得効果も「成長実現シナリオ」よりも低位

GHG排出量（経済フィードバック計算後）



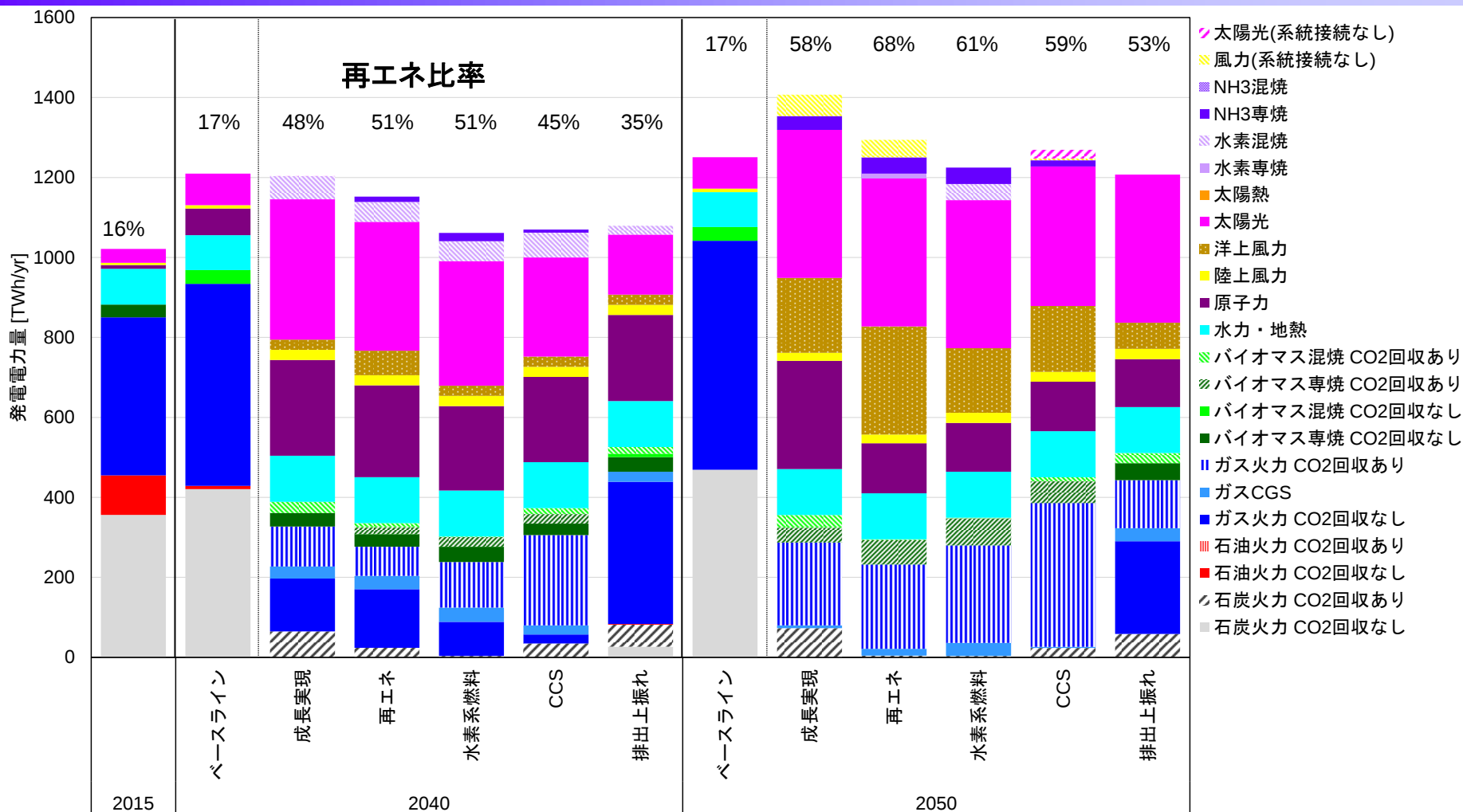
✓ 「排出上振れシナリオ」を除いて、2040年には発電部門からのCO2排出量はほぼゼロに。2050年にはBECCS、e-methane+CCSで、負排出に。

一次エネルギー供給量（経済フィードバック計算後）



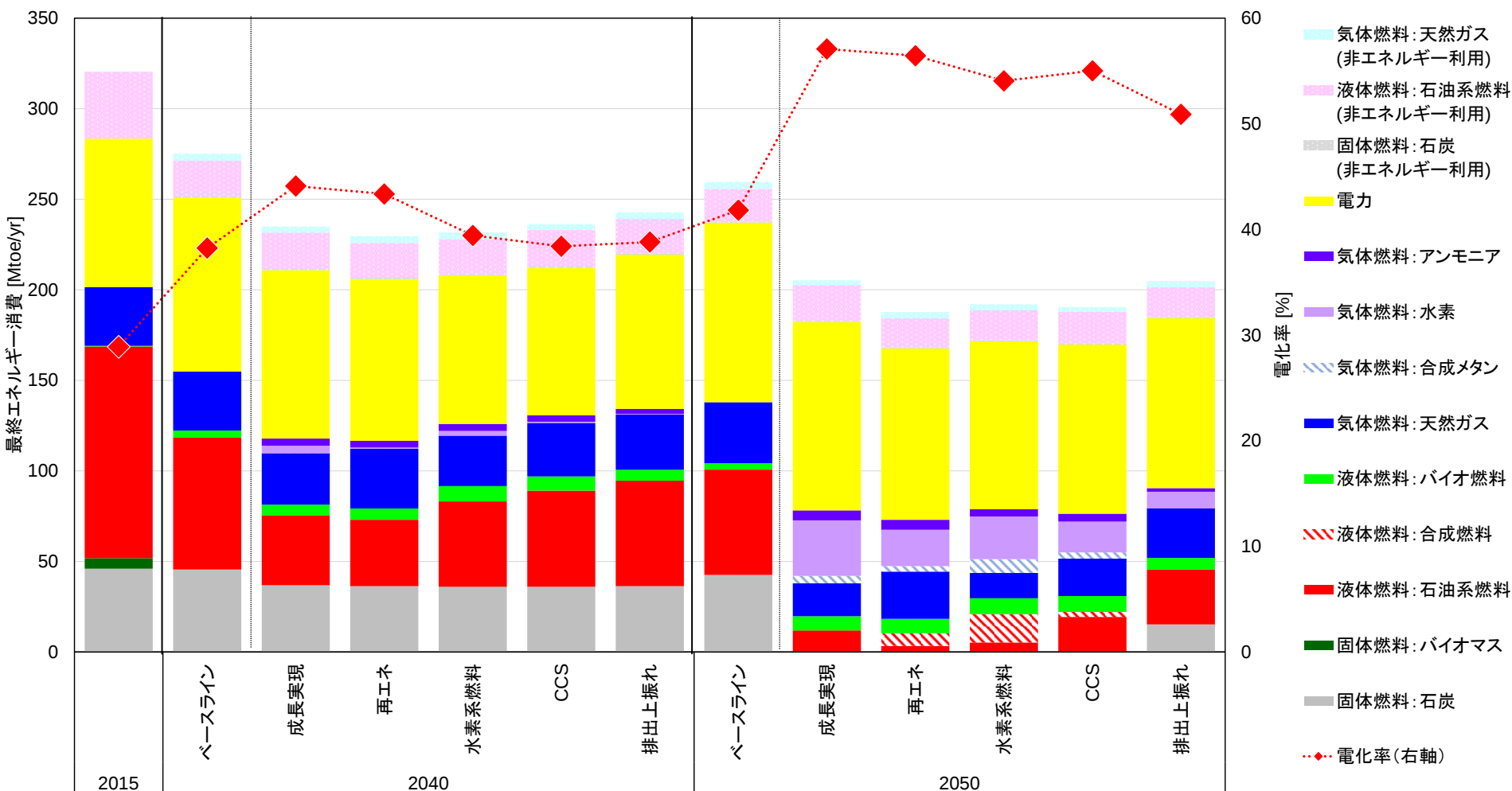
- ✓ 一次エネルギー供給量は、2040、2050年にかけて、いずれのシナリオでも低減
- ✓ 再エネの拡大、CCSの利用が経済合理的。アンモニア、e-methane、e-fuelsの輸入も経済的な対策と評価される。
- ✓ 「排出上振れシナリオ」では、水素系エネルギーの輸入は小さくなる。

発電電力量（経済フィードバック計算後）



- ✓ 2040年▲73%では、発電部門はほぼゼロ排出が経済的（非CO₂ GHGやその他hard-to-abateの産業部門などが存在するため）
- ✓ 再エネ、原子力、CCSの組み合わせが経済合理的
- ✓ 「排出上振れシナリオ」では、2050年までは、LNG発電（コジェネ、CCS付き含む）の比率は現状レベル程度が経済合理的

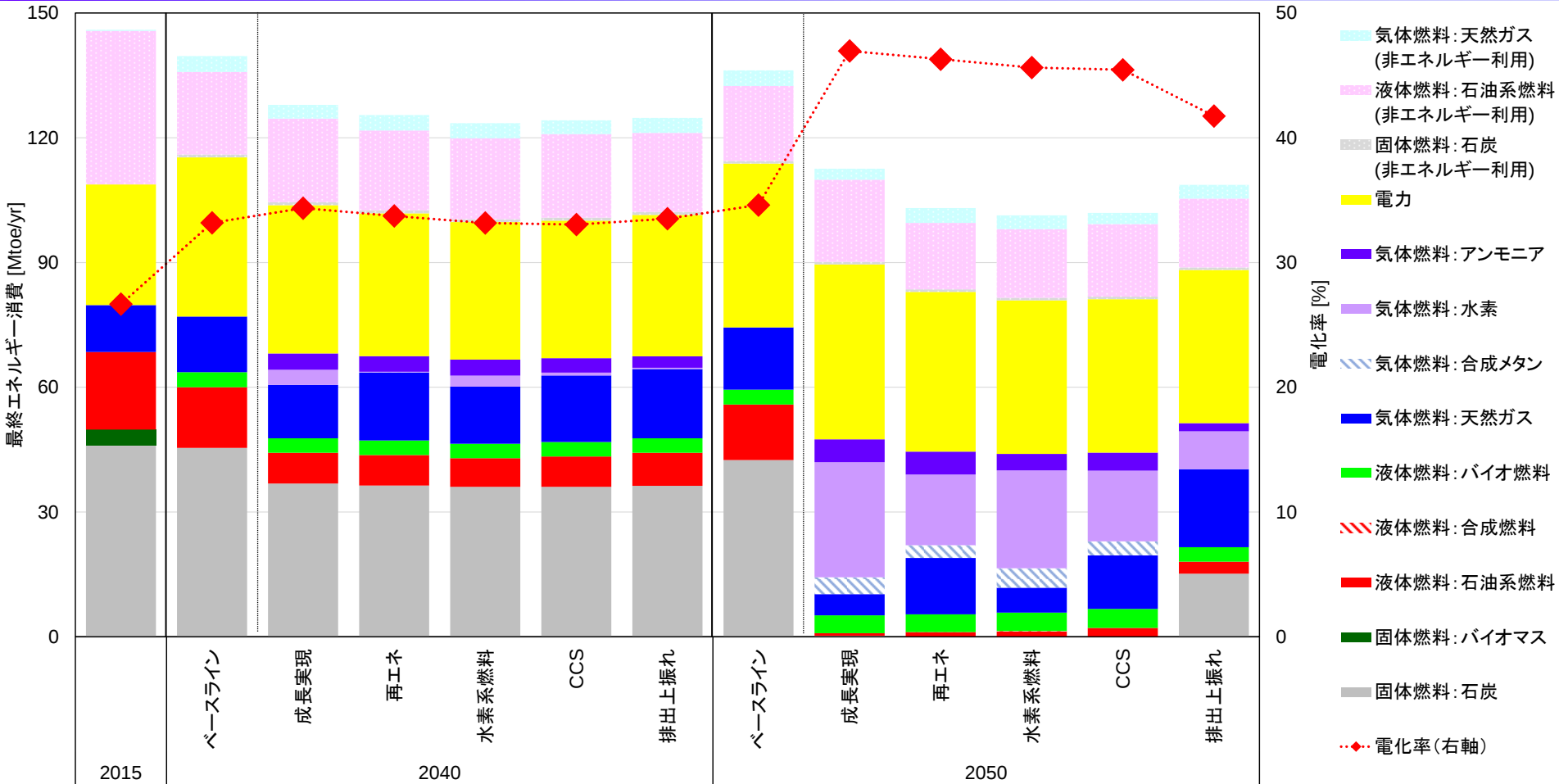
最終エネルギー消費量計（経済フィードバック計算後）



※ 電化率算定には非エネルギー利用分は含めていない。

- ✓ 2040年の電化率は、▲73%シナリオでは、38～44%。2050年CN時では54～57%
- ✓ 2040年の最終エネルギー消費量合計は、▲73%シナリオでは、2015年比▲26～▲28%。2050年CN時では▲36～▲41%
- ✓ 2040年では、石油の低減の一部を電力とアンモニアで代替傾向にあり。2050年では、それに加え、石炭の多くを水素＋電力に代替傾向有

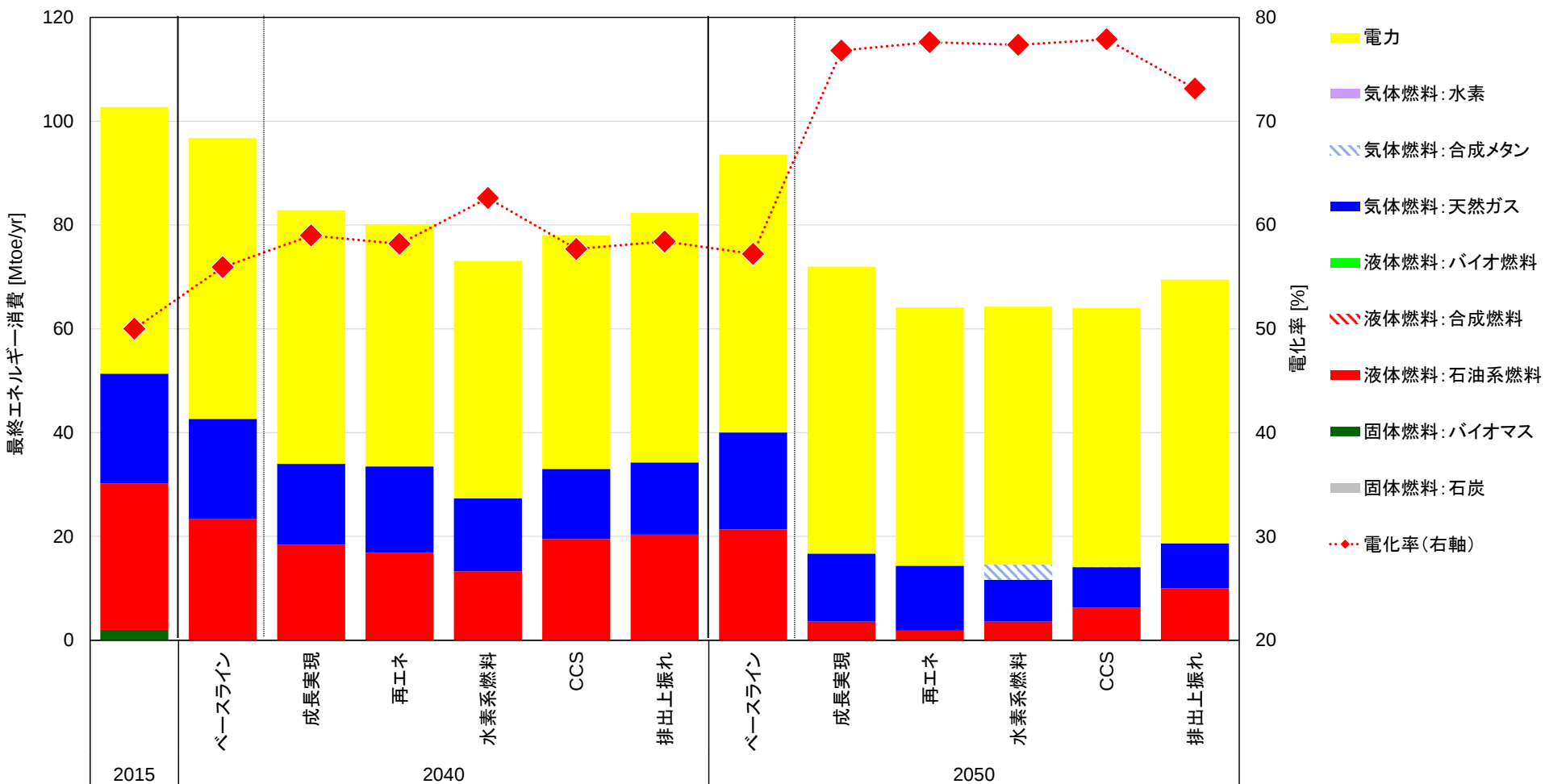
産業部門最終エネルギー消費量（経済フィードバック計算後）



※ 電化率算定には非エネルギー利用分は含めていない。

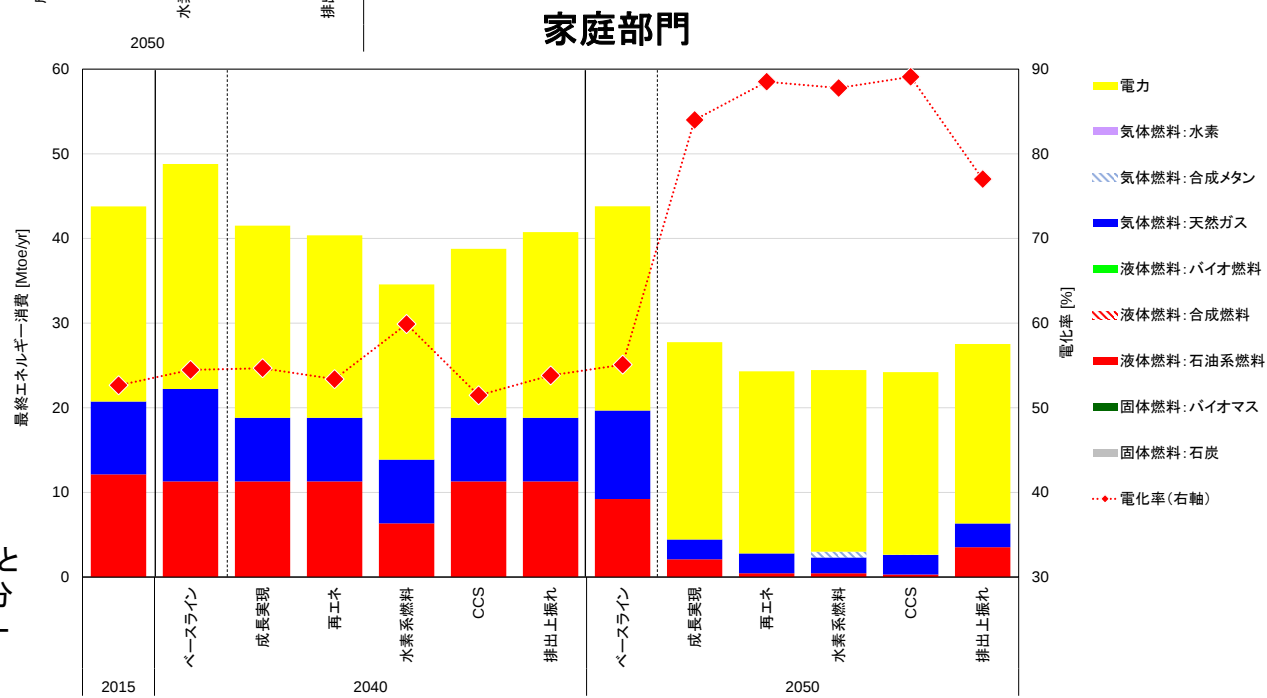
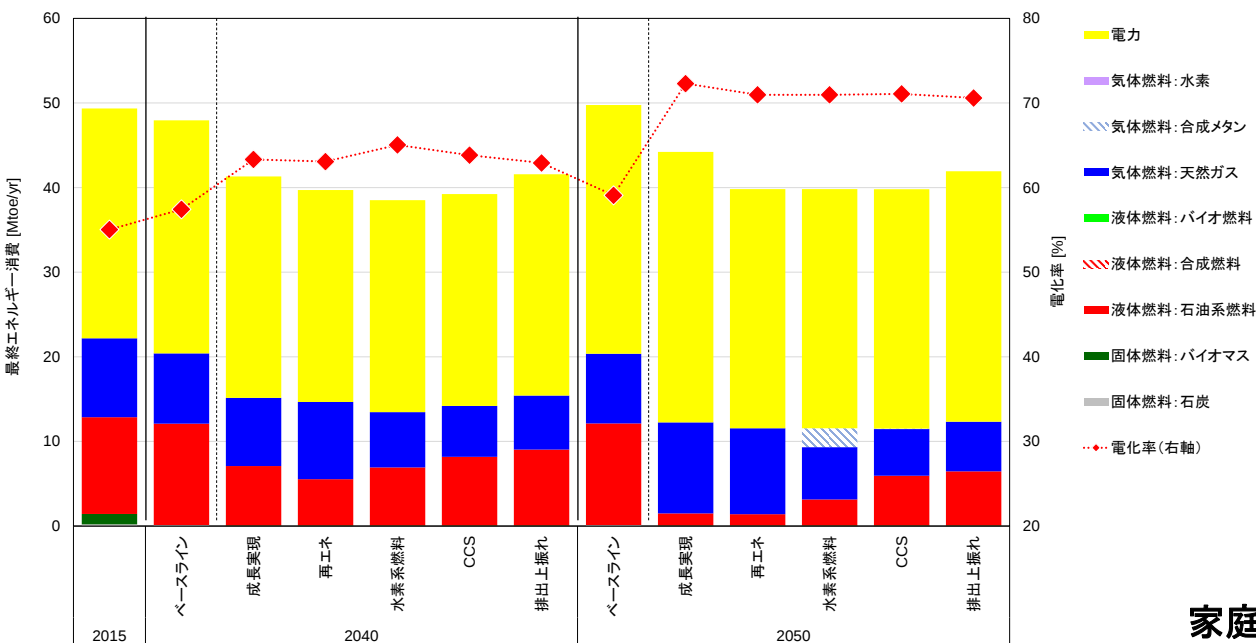
- ✓ 産業部門でも電化率は高まるが、2040年までは、石炭、石油が微減。LNGは現状レベルもしくは微増
- ✓ 2040年までは高炉・転炉法が継続。2041年以降、水素直接還元製鉄(+電炉)が拡大
- ✓ 水素、アンモニア、合成メタン(e-methane)の利用が混在

民生部門最終エネルギー消費量（経済フィードバック計算後）



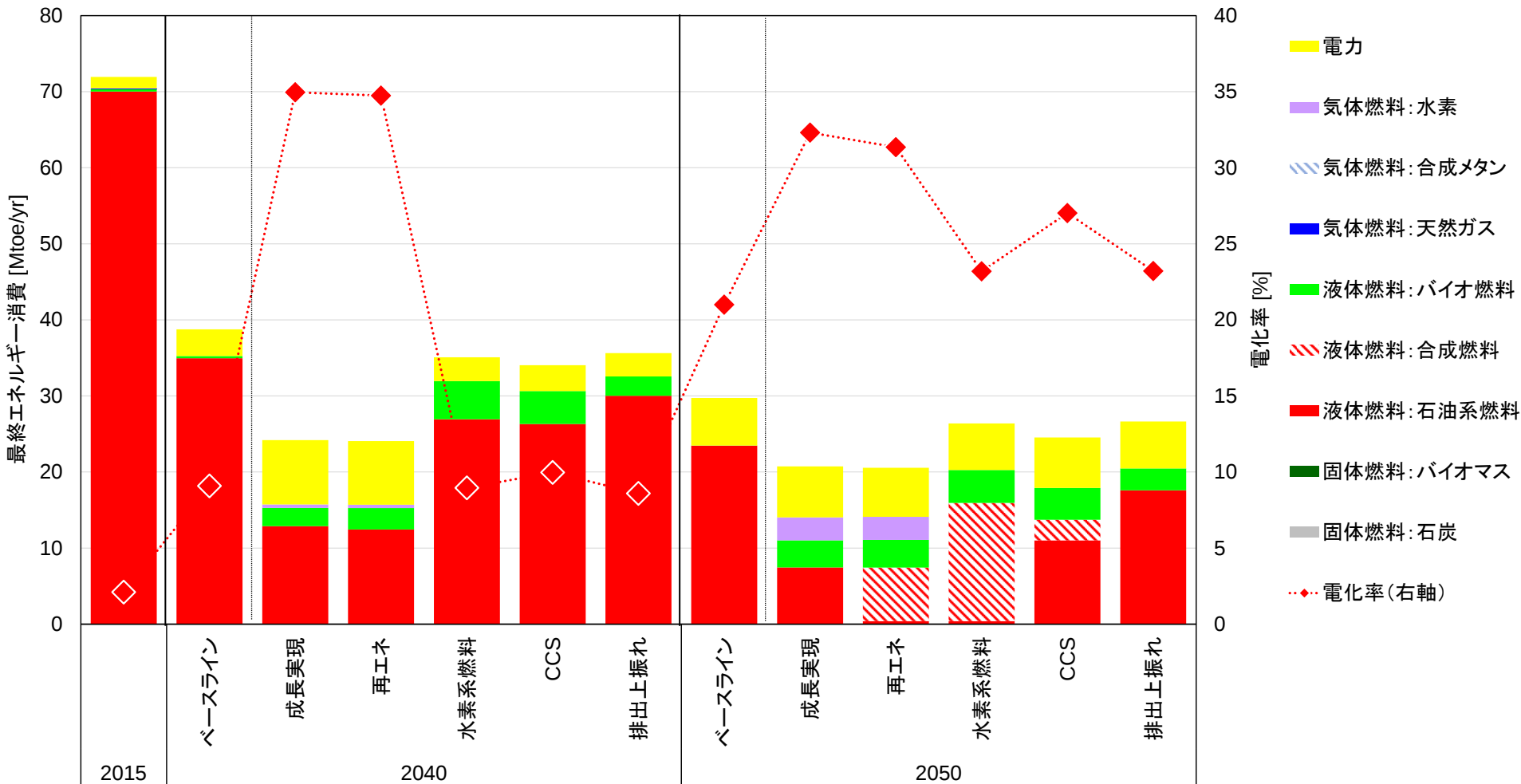
- ✓ 2040年さらに2050年にかけて電化率拡大
- ✓ 石油の利用低減。ガスは微減。多くのシナリオで、合成メタン(e-methane)が拡大

業務・家庭部門最終エネルギー消費量（経済フィードバック計算後）



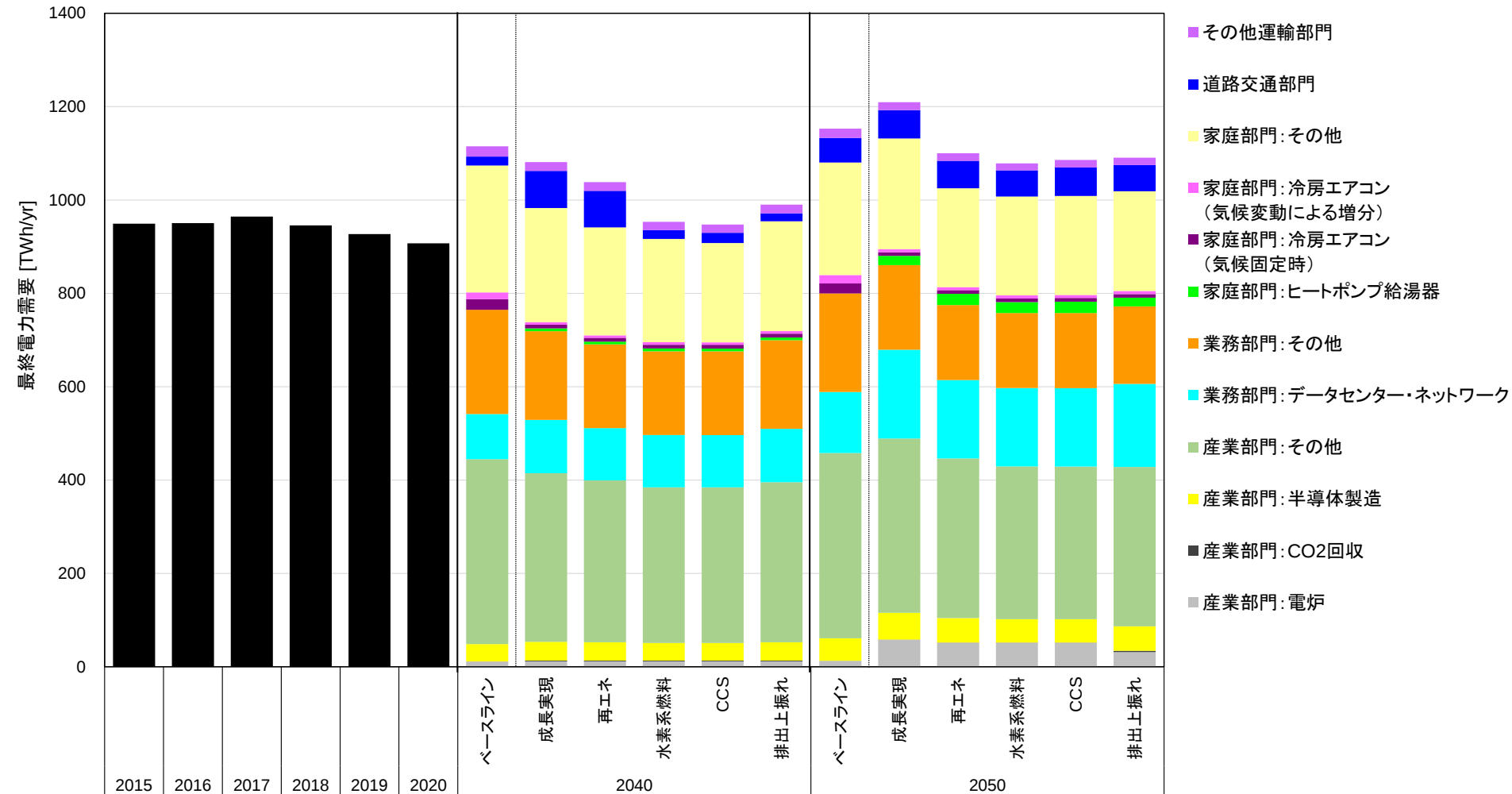
注) 業務と家庭はモデル上は、民生需要内の需要として業務、家庭の別に分離して評価していない部分があり、本グラフは一定の仮定の下で、エネルギー消費量を分離したもの

運輸部門最終エネルギー消費量（経済フィードバック計算後）



- ✓ 電化拡大(PHEV、BEV化)
- ✓ 2031年以降、バイオ燃料拡大
- ✓ 2041年以降、e-fuelsは多くのシナリオで拡大。水素利用が経済的となるシナリオも

最終エネルギー消費量：部門別電力需要 (経済フィードバック計算後)



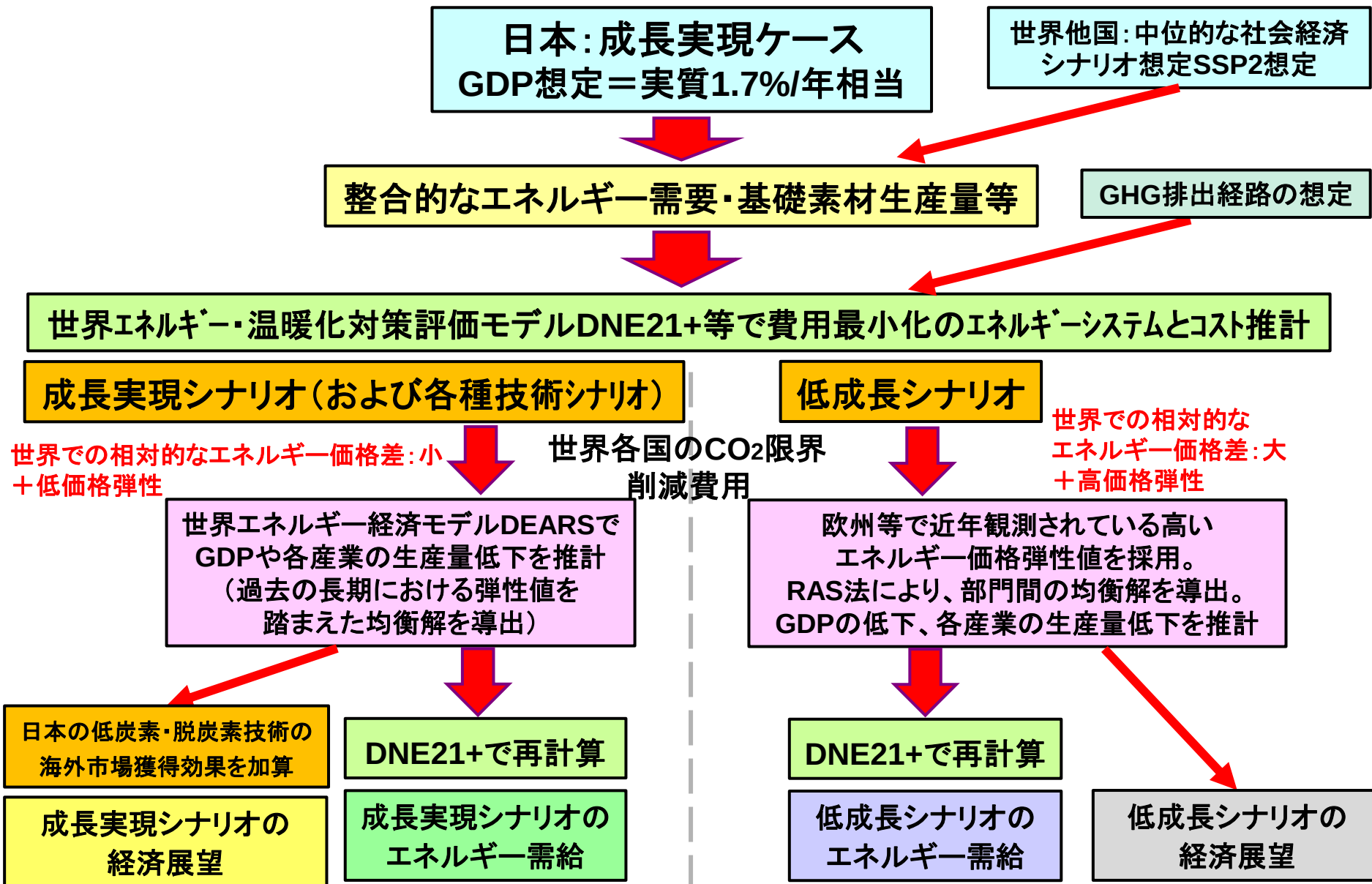
- ✓ いずれのシナリオも2040年に向けて電力需要は増大。2050年に向けては、IT需要、電化需要の一層の高まりにより、さらに増大。「成長実現シナリオ」では、2040年1081、2050年1210 TWh/年
- ✓ 2040年については、「水素系燃料シナリオ」、「CCSシナリオ」は、CO2限界削減費用が他シナリオよりも相対的に高いことから、電力需要も相対的には抑制的に

まとめ

まとめ

- ◆ 1.5°Cシナリオと整合的で、日本が2050年CNを達成する排出経路を想定し、世界全体のエネルギーシステムと整合性を有した経済合理的なエネルギー需給を分析
- ◆ 電化促進効果も相まって、最終エネルギー需要量は低下が見込まれるが、IT関連の需要増と電化によって、電力需要量は大きく増大する可能性がある。「成長実現シナリオ」では、2040年1081、2050年1210 TWh/年(2019年比それぞれ+17%、+30%)程度の見通し。そして、2050年CNを達成しつつ、経済と環境の好循環を実現可能
- ◆ 技術開発・普及が「成長実現シナリオ」ほど、広範に実現できなかった場合を想定した複数のシナリオも分析した。現状では技術の見通しは不確実性が高く、2040年▲73%、2050年CN実現のためには、「あらゆる選択肢」を追求しておくことは重要
- ◆ GXをすすめる日本の低炭素・脱炭素技術の海外展開が加速すれば、日本経済の成長に大きく寄与する可能性があるため、海外市場獲得の取組は、いかなるシナリオ下においても重要
- ◆ 他方、技術開発が「成長実現シナリオ」のように進展しないリスクも考慮することは重要。このとき、エネルギー安全保障・安定供給と経済性を踏まえると、環境(温室効果ガス排出)について若干の上振れリスクも認識しておくことも重要。このとき、LNGの安定的な調達確保は重要。リスクに対応した柔軟性を有した対応も重要(「排出上振れシナリオ」)
- ◆ いずれのシナリオであっても、2040年そして2050年に向けて電力需要は増大。増大する電力需要に対して安定供給が可能となる、政策的措置等は重要。他方、政策を誤れば「低成長シナリオ」(参考)のように、電力需要は低位に、経済成長も低位となるリスクも存在。「低成長シナリオ」が実現しない予見性を高める政策的措置も重要

**参考：原子力ゼロシナリオ、
低成長シナリオ**



- DNE21+では、原則的には、エネルギー価格上昇による需要低減効果は内生的に計算される。
- しかしながら、エネルギー多消費産業の生産量（粗鋼生産量、エチレン生産量等）については、国別に外生的に想定を行っており、相対的なエネルギー価格変化に伴う、国際的な産業の移転については考慮できない。相対的な価格差が小さい場合は、この扱いで大きな問題はないが、国間で相対的なエネルギー価格差が大きく生じる場合では、別途考慮が必要である。
- 先述のように、「成長実現シナリオ」では国際産業連関表GTAP9（基準年2011年）をベースとした一般均衡モデルDEARSモデルを利用して、生産量の低下を推計
- 「低成長シナリオ」では、最近の先進国でエネルギー多消費産業で見られる産業の海外移転を踏まえた、価格弾性値を反映した分析を実施。所得弾性値1.0、価格弾性▲1.0と想定した上で、産業部門間の均衡はKEO-RAS法を用いて推計
- エネルギー多消費産業の生産量を上記の「成長実現シナリオ」と「低成長シナリオ」別に推計。DNE21+での想定生産量を修正して、再計算し、エネルギー需要を推計

「低成長シナリオ」推計の手順について

【手順1】

長期価格弾性値▲1.0の想定の下、最終エネルギー消費量を推計

【手順2】

1.で得られた**最終エネルギー消費量**（ベースラインと低成長シナリオ）と、想定所得弾性値（付加価値弾性値）、価格弾性値から、**付加価値**変化を算定

産業連関表の各項目の推計

			需要サイド							
			中間需要				最終消費	投資	輸出入	国内生産
			産業1	産業2	・・・	エネルギー				
供給サイド	中間投入	産業1								
		産業2								
		・・・								
		エネルギー								
	付加価値									
	国内生産									

【手順3】

KEO-RAS法*やDEARSモデル想定関数を活用しつつ、部門別**国内生産**変化や**輸出入**変化(他国との貿易価格の相対変化を考慮)などを算定。

KEO-RAS法とは、未知の産業連関表を推計する最適化手法（黒田他，1997）。産業連関表の中ですでに決定・推計されている数値を利用して、他の未知数を推定するための手法で、産業連関分析では伝統的によく用いられるRAS法（収束計算法）の近似解が得られる。最終的に得られた推計結果は、産業連関表の枠組みに基づき、各産業の需給が均衡している。

- 未知の産業連関表の行列A（産業×産業）に対して各行の比率（投入比率）及び各列の比率（配分比率）の残差自乗和を同時に最小化する最適化問題を解き、未知の変数が決定される。

参考シナリオの想定(各種技術展望等)

シナリオ	潜在的 経済成長	GHG排出 削減制約	原子力	再エネ		CCS／CDR	水素・アン モニア	合成燃料	データセン ター等 IT 需要	自動車	鉄鋼	鉄鋼・化 学・自動車 等の生産 量の展望： 炭素価格 による生産 量低下
	所得効果、人口・なり ゆき産業 構造変化等	GHG排出 削減によ って誘発 される炭 素価格	【上限 (2050年)】 低位：現状 60年運転 延長炉 中位：10% (2040年 20%程度) 高位：20%	【ポテンシャル】 低位：太陽光(上 限：現状比2倍)、 陸上風力制約強 (上限：3倍) 高位：太陽光、陸 上風力制約弱(上 限：現状比4倍)	【コスト】 中位/ コスト低減 加速	【年間貯留ポ テンシャル(2050 年)上限】 低位：1.2億トン 高位：2.4億トン	【コスト】 中位/ コスト低減 加速	【コスト】 中位/ コスト低減 加速	将来シ ナリオ(外 生)	【EV】 中位 コスト低減 加速	水素 DRI 普 及速度	
成長実 現シナ リオ (再掲)	GDP高 位 (内閣府 「成長実 現ケー ス」)	世界全体 で1.5℃目 標、日本 2030年 ▲46%+ 2040年 ▲73%+ 2050年 CN	高位	高位 (最適化計算結果とし て中位)	コスト低減 加速・洋 上収斂	高位	コスト低減 加速	コスト低減 加速	高位	コスト低減 加速	高位	小 (中弾性 (DEARS))
原子力 ゼロシ ナリオ			2040年 ゼロ	低位	中位	低位	中位	中位	高位	中位	高位	： 成長実現 シナリオ の結果を すべてに 適用
低成長 シナリ オ			低位	低位	中位	低位	中位	中位	中位	中位	中位	大 (高弾性+ RAS法)

※ 2024年8月9日GX専門家ワーキンググループに提示した「成長実現シナリオ」と「低成長シナリオ」から、各種技術の前提条件の精査を実施しており、両シナリオについても、分析結果に若干の差異が生じている。

日本のCO₂限界削減費用、エネルギーシステムコスト増分、電力費用 (経済フィードバック計算前)

	成長実現シナリオ		原子力ゼロシナリオ		低成長シナリオ	
	2040	2050	2040	2050	2040	2050
CO ₂ 限界削減費用 [USD/tCO ₂ eq]	301	578	618	867	538	951
エネルギーシステムコスト増分 [billion US\$/yr] ^{*1}	[+48]	[+129]	[+148]	[+322]	[+152]	[+337]
電力限界費用 [US\$/MWh] ^{*2}	212	197	337	314	311	318
電力平均費用 [US\$/MWh] ^{*3}	139	134	177	212	154	213

*1 □(青字)はベースラインからのコスト増分。

*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166 US\$/MWh

*3 発電端での平均費用。ただし、系統統合費用は含む。2020年のモデル推計の電力平均費用は95 US\$/MWh

※ いずれも2000年価格で表示

電力限界費用：各国間比較（経済フィードバック計算前）

	2020	ベースライン （再掲）		成長実現シナリオ （再掲）		原子力ゼロ シナリオ		低成長 シナリオ	
		2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050
日本	166	127	105	212	197	337	314	311	318
米国	40	38	53	98	102	126	141	126	139
英国	114	135	119	180	160	224	217	222	217
ドイツ	114	119	108	175	155	205	216	204	216
フランス	114	133	116	171	144	173	184	173	184
韓国	103	103	99	174	142	194	174	194	173
中国	61	66	81	143	110	213	171	213	171
インド	105	121	134	187	167	238	223	237	224

単位：USD/MWh（2000年価格）

注）一部の国抜粋表示。発電端での限界費用。ただし、系統統合費用は含む。2020年値はすべてモデルでの推計値

※ 本分析では、世界各国の原子力を含め個別電源の政策は考慮していないことに留意されたい。原子力ゼロシナリオは、日本のみ2040年以降原子力ゼロの制約を追加で課している。

✓ 「成長実現シナリオ」では、少なくとも、他の主要国も日本と同様、1.5℃目標に向かって取り組む限りにおいては、海外との相対価格が高まるわけではないが、「原子力ゼロシナリオ」、「低成長シナリオ」では、世界全体が1.5℃目標に向かって取り組んだとしても、日本は、他国との相対価格でも上昇する可能性大

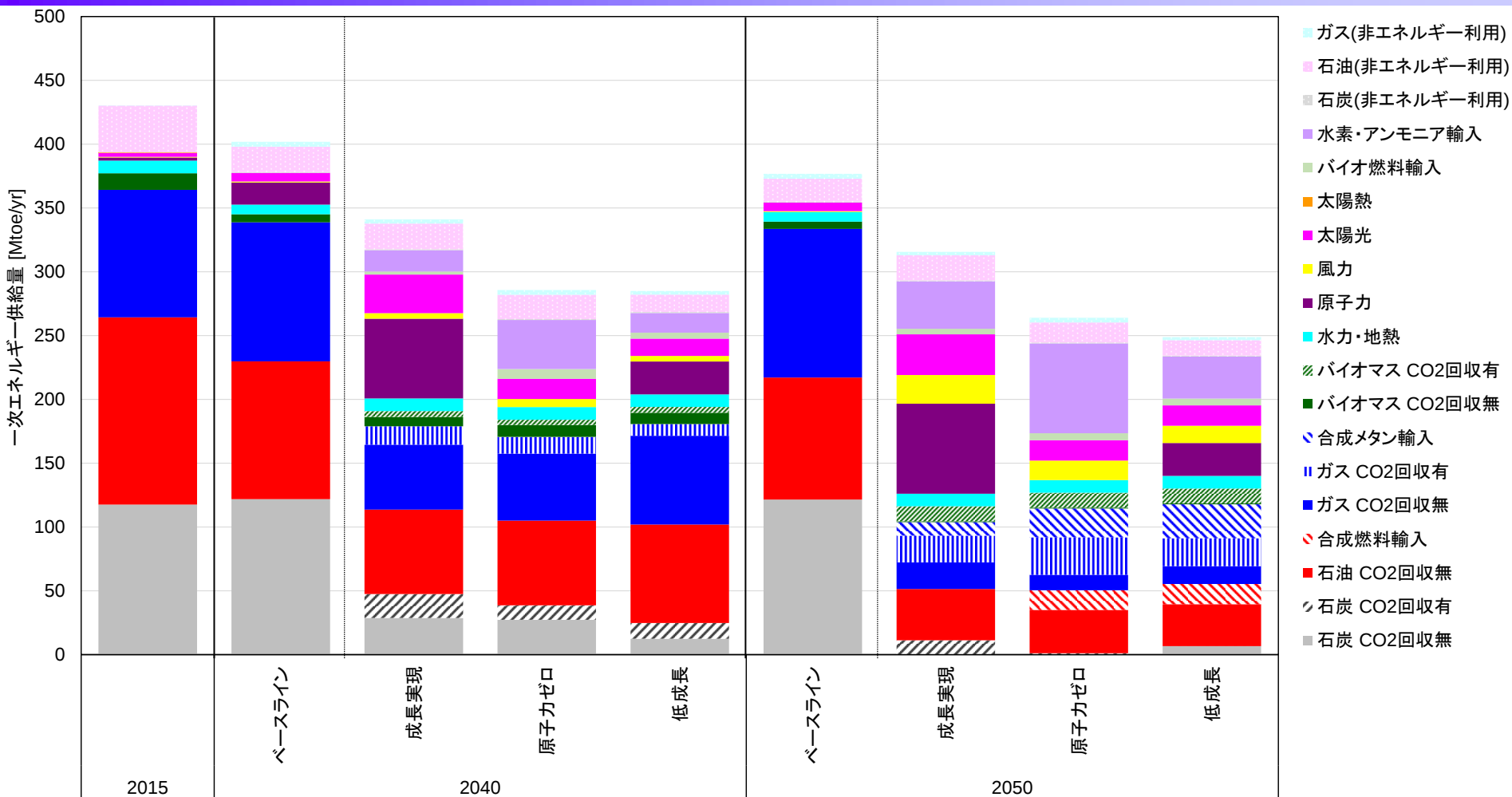
生産量・GDPの低下：成長実現・低成長シナリオ

ベースラインからの低減率	成長実現シナリオ (DEARS) [再掲]		低成長シナリオ (価格弾性: ▲1.0、所得 弾性: 1.0 + RAS法)	
	2040	2050	2040	2050
鉄鋼	-3.9%	-11.0%	-41%	-46%
(生産量 [億トン/年])	(0.86)	(0.80)	(0.53)	(0.49)
化学	-3.7%	-11.2%	-35%	-40%
窯業土石(セメント含)	-2.1%	-2.7%	-30%	-34%
非鉄金属	-1.4%	-2.7%	-35%	-39%
紙パ	-3.5%	-6.3%	-33%	-37%
輸送機械	-4.1%	-6.9%	-42%	-47%
GDP (CO2削減技術の海外市場獲得効果含まず)	-4.1%	-5.6%	-13%	-14%
GDP, GNI (海外市場獲得効果含む)	内閣府「成長実現ケース」の一人当 たりGDP成長率を若干上回る水準 (海外市場獲得効果: +4%~+5%程度)		上記とほぼ同様 (海外市場獲得効果は期待できず)	
経済成長率: 2023年からの年成長率 ※ 人口低減見通しが含まれる	+1.5%/年	+1.2%/年	+0.6%/年	+0.7%/年

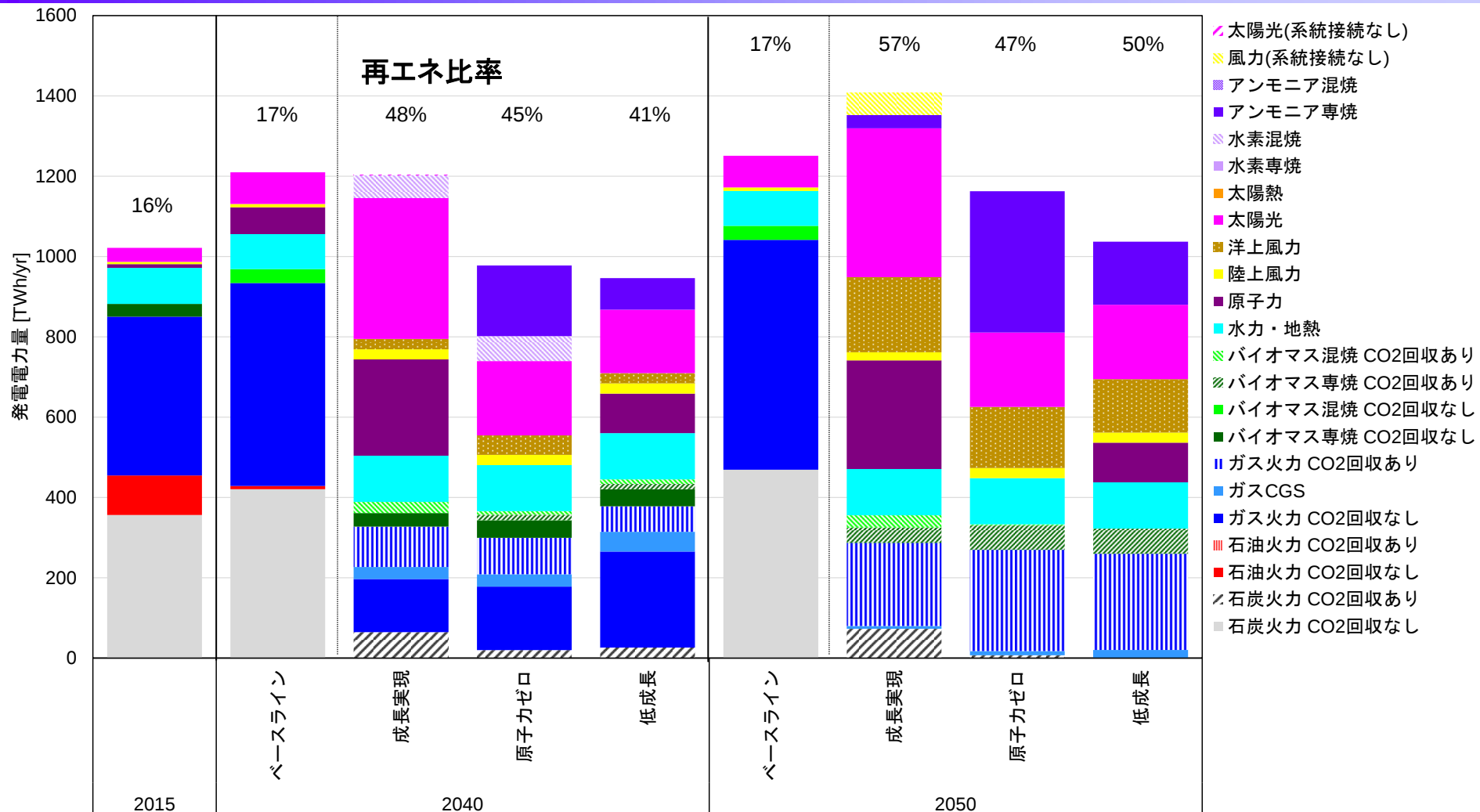
注) 気候変動による負の影響の緩和による便益は含んでいない。成長実現シナリオでは上記に追加的にGX⇒DXの正の経済効果もあり得る。

日本の相対的なエネルギー価格が高くなる「低成長シナリオ」では、経済成長率は低位。相対的なエネルギー価格差が小さい「成長実現シナリオ」では、排出削減対策の影響は相対的に小さく、CO2削減対策技術の国際的な優位性が加わることで、CNを実現しつつ内閣府の成長実現ケースの経済成長率(2040年まで1.4%/年)を若干上回る成長を達成

一次エネルギー供給量（経済フィードバック計算後）

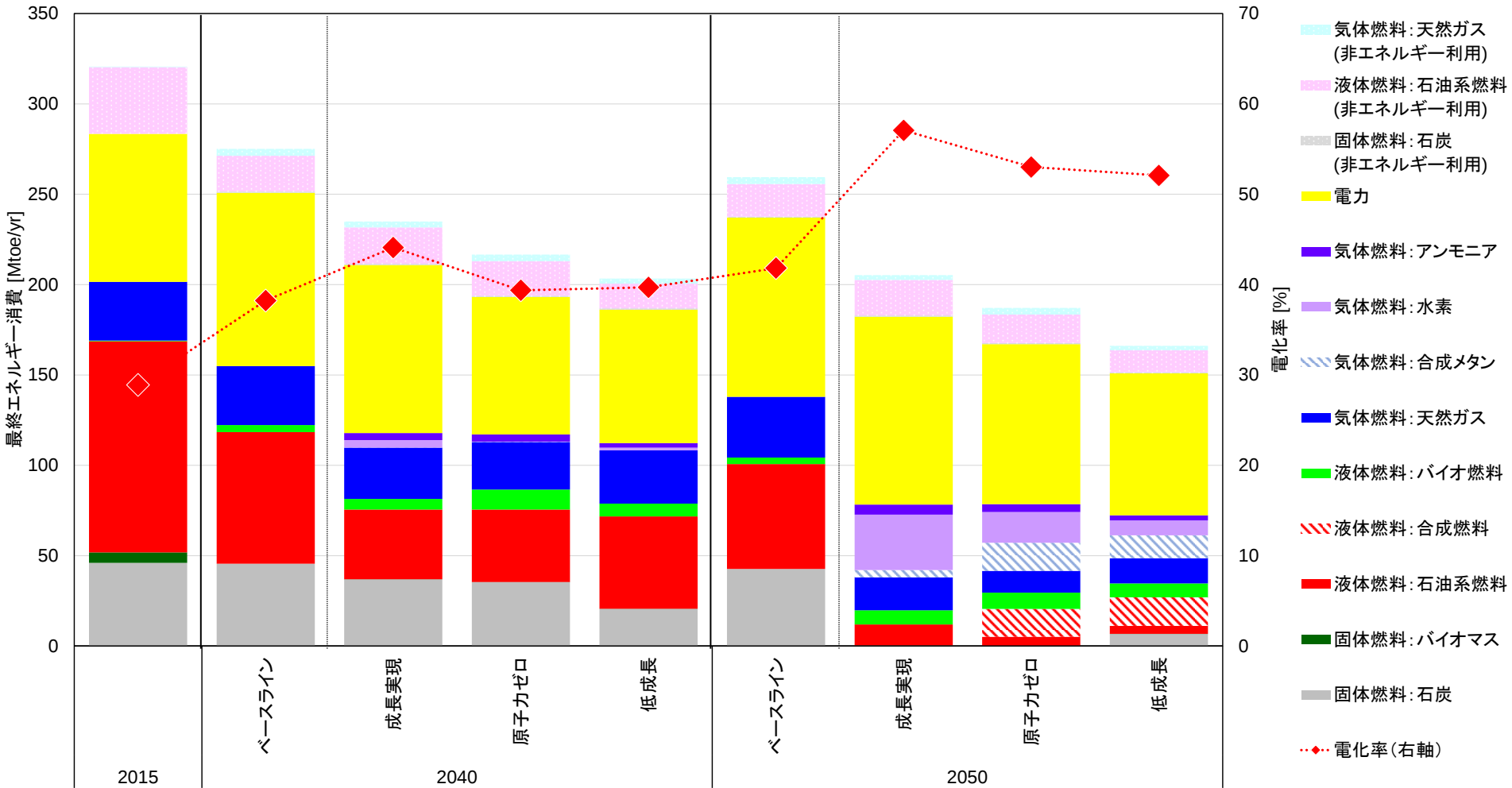


発電電力量（経済フィードバック計算後）

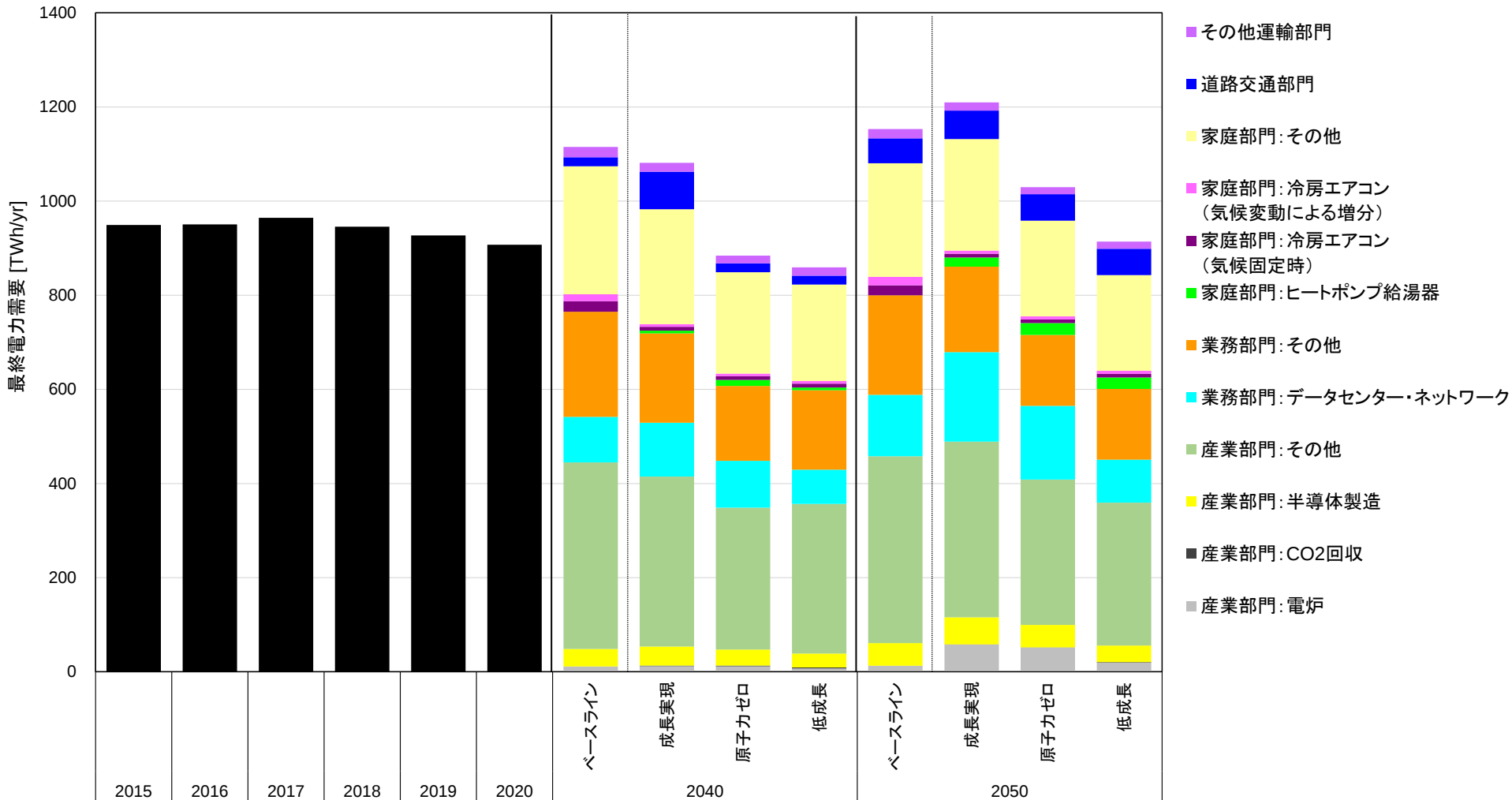


✓ 2040年原子力ゼロの場合、排出量▲73%を経済性も有して達成するには、ブルーアンモニア発電の活用を強めることが合理的

最終エネルギー消費量計（経済フィードバック計算後）



最終エネルギー消費量：部門別電力需要 (経済フィードバック計算後)



✓ 「原子力ゼロシナリオ」、「低成長シナリオ」とともに、2040年の電力需要は低下。2050年にかけても電力需要低位(経済成長率も低位)

参考：データセンター等のIT需要 の感度解析

※ データーセンター・ネットワーク需要は、不確実性が大きいため、感度解析を実施

データセンター需要感度解析の想定

シナリオ	潜在的 経済成長	GHG排出削減 制約	原子力	再エネ		CCS／CDR	水素・アン モニア	合成燃料	データセン ター等 IT 需要	自動車	鉄鋼	鉄鋼・化 学・自動車 等の生産 量の展望： 炭素価格 による生産 量低下
	所得効果、人口・なりゆき産業構造変化等	GHG排出削減によって誘発される炭素価格	【上限(2050年)】 低位：現状60年運転延長炉 中位：10% (2040年20%程度) 高位：20%	【ポテンシャル】 低位：太陽光(上限：現状比2倍)、 陸上風力制約強(上限：3倍) 高位：太陽光、 陸上風力制約弱(上限：現状比4倍)	【コスト】 中位/ コスト低減加速	【年間貯留ポ テンシャル(2050年)上限】 低位：1.2億トン 高位：2.4億トン	【コスト】 中位/ コスト低減加速	【コスト】 中位/ コスト低減加速	将来シナ リオ (外生)	【EV】 中位/ コスト低減加速	水素 DRI 普及 速度	
成長実現 シナリオ (再掲)	データセン ター 超高位	世界全 体で 1.5℃目 標、日本 2030年 ▲46%+ 2040年 ▲73%+ 2050年 CN	高位	高位 (最適化計算結果として中位)	コスト低減 加速・洋 上収斂	高位	コスト低減 加速	コスト低減 加速	高位	コスト低 減 加速	高位	小 (中弾性 (DEARS)) ： 成長実現 シナリオの 結果をす べてに適 用
									超高位			
									低位			
低成長 シナリオ (再掲)	データセン ター 超高位		低位	低位	中位	低位	中位	中位	中位	中位	中位	大 (高弾性+ RAS法)
									超高位			

低位：Masanet et al. (Science, 2020), や Koot et al., Base scenario (Applied Energy, 2021) 程度の伸び率を想定（過去とほぼ同様の伸び率）

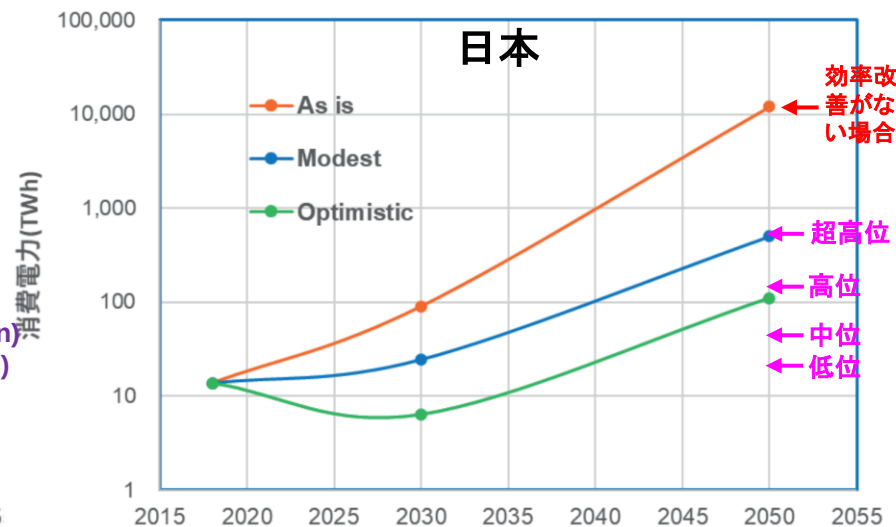
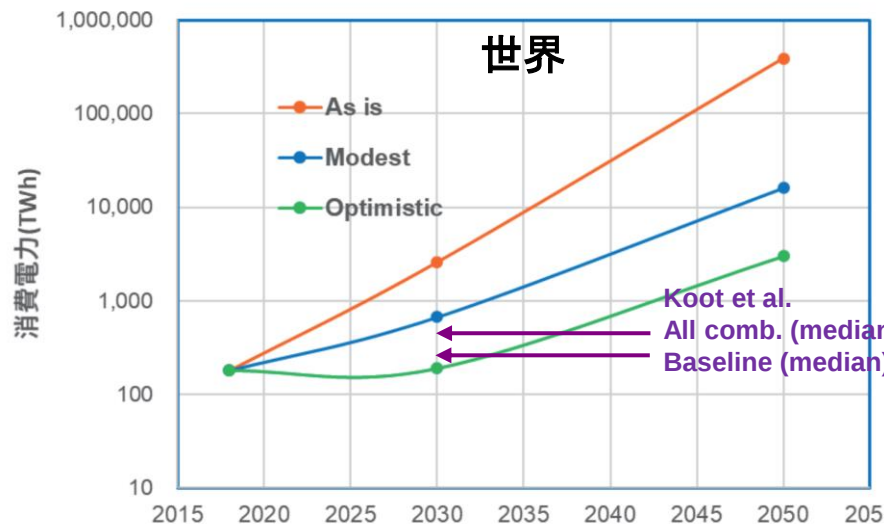
高位：Koot et al., All combination scenario (Applied Energy, 2021) 程度の伸び率を想定（データセンター、ネットワーク需要）

超高位：データセンター、ネットワーク需要が、高位の伸び率の2倍を想定

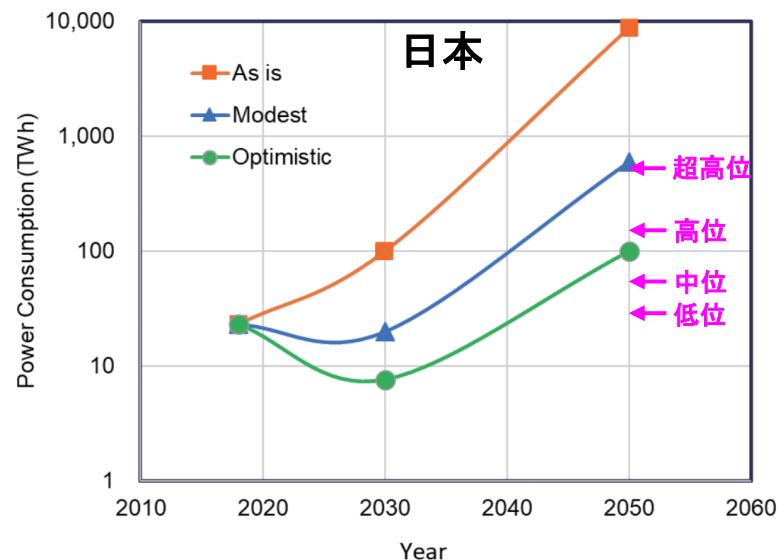
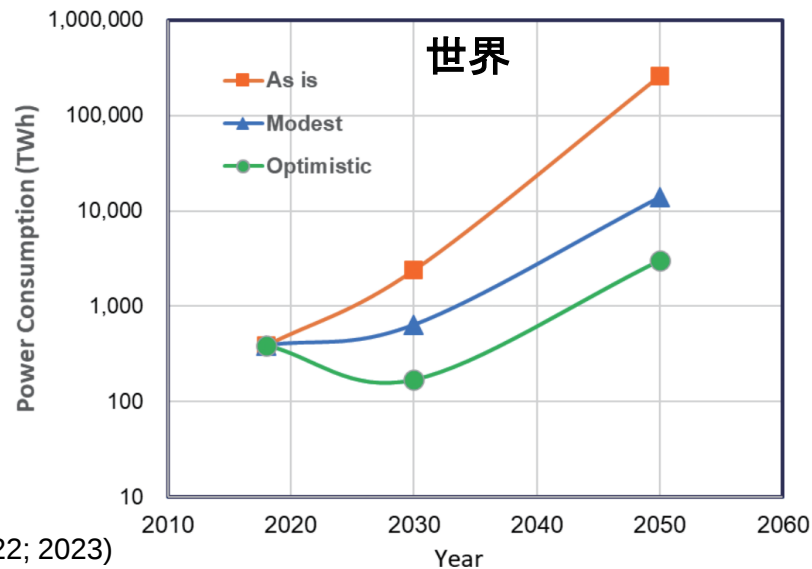
※ 本想定は、潜在的需要に対する想定であり、実際のシナリオ分析では、CO₂排出削減対策に伴う電力価格の上昇の際には価格弾性が働き（データセンター等の省電力効果＋需要抑制効果）、需要は抑制され得る。

データセンター・ネットワークの電力消費想定【再掲】

データセンター電力需要



情報通信ネットワーク(ルーター・無線基地局)電力需要



CO₂限界削減費用(経済フィードバック計算前)

	成長実現シナリオ						低成長シナリオ			
	データセンター・ネットワーク需要超高位		データセンター・ネットワーク需要高位		データセンター・ネットワーク需要低位		データセンター・ネットワーク需要超高位		データセンター・ネットワーク需要中位	
	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050
日本	306	577	301	578	293	570	534	881	538	951
米国	298	272	294	262	293	260	425	484	410	467
英国	299	326	294	317	293	313	463	602	428	579
EU	309	424	298	413	294	410	425	678	410	664
その他	298	272	294	262	293	260	425	484	410	467

単位:USD/tCO₂ (2000年価格)

注)一部の国抜粋表示

✓ CO₂限界費用は、データセンター・ネットワーク需要の大小に対する影響は小さい。厳しい排出削減目標下では、CO₂限界費用の対策は、非電力の対策費用で決まることが大きいと考えられる。

日本のエネルギーシステムコスト増分、電力費用

(経済フィードバック計算前)

	成長実現シナリオ						低成長シナリオ			
	データセンター・ネットワーク需要超高位		データセンター・ネットワーク需要高位		データセンター・ネットワーク需要低位		データセンター・ネットワーク需要超高位		データセンター・ネットワーク需要中位	
	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050
エネルギーシステムコスト増分 [billion US\$/yr]* ¹	[+70]	[+200]	[+48]	[+129]	[+43]	[+119]	[+156]	[+496]	[+152]	[+337]
電力限界費用 [US\$/MWh]* ²	210	215	212	197	212	181	314	349	311	318
電力平均費用 [US\$/MWh]* ³	138	140	139	134	139	140	163	241	154	213

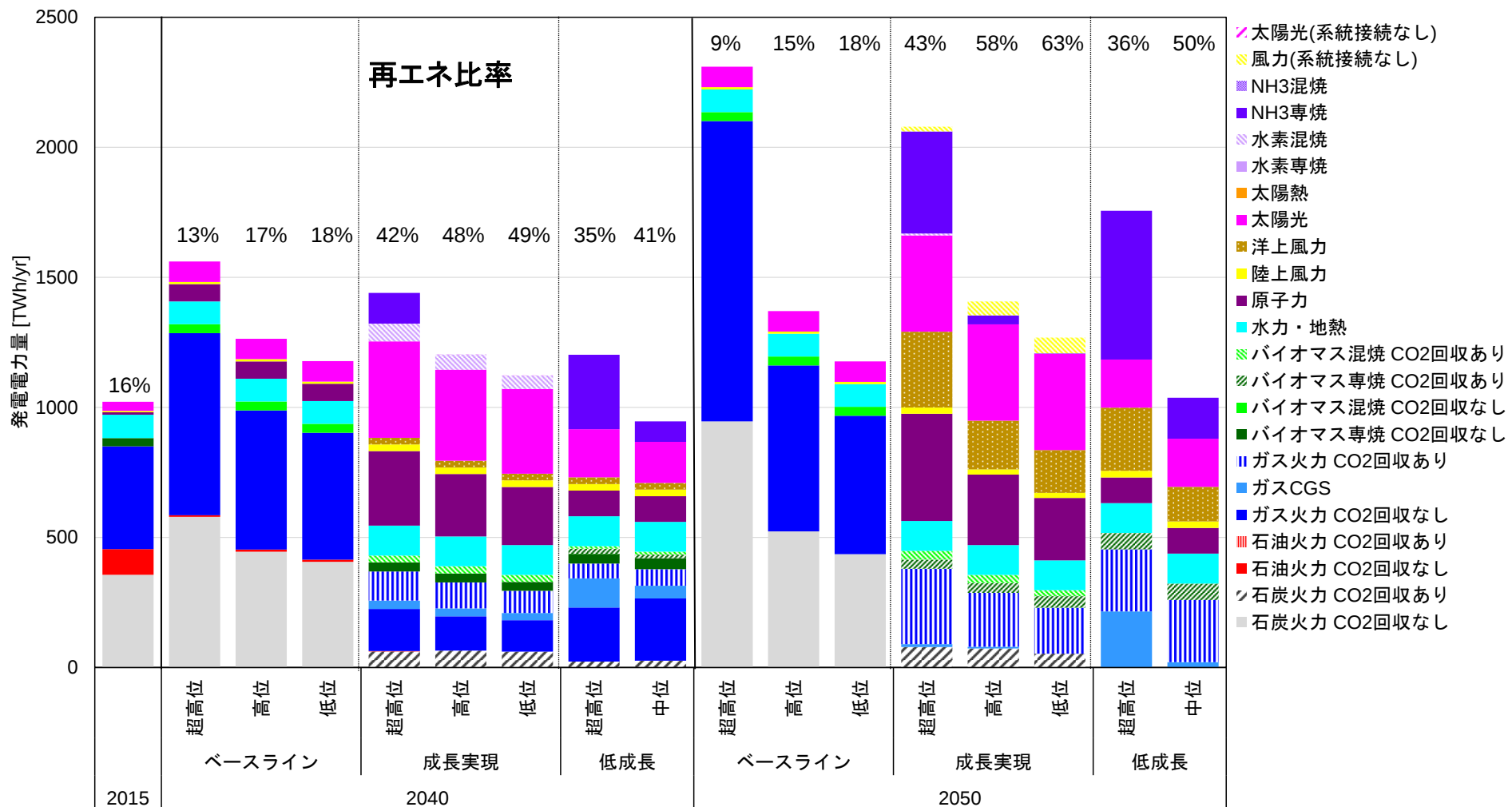
*¹ □(青字)は、それぞれの技術シナリオのベースライン(特段のCO₂削減無し)からのコスト増分。

*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166 US\$/MWh

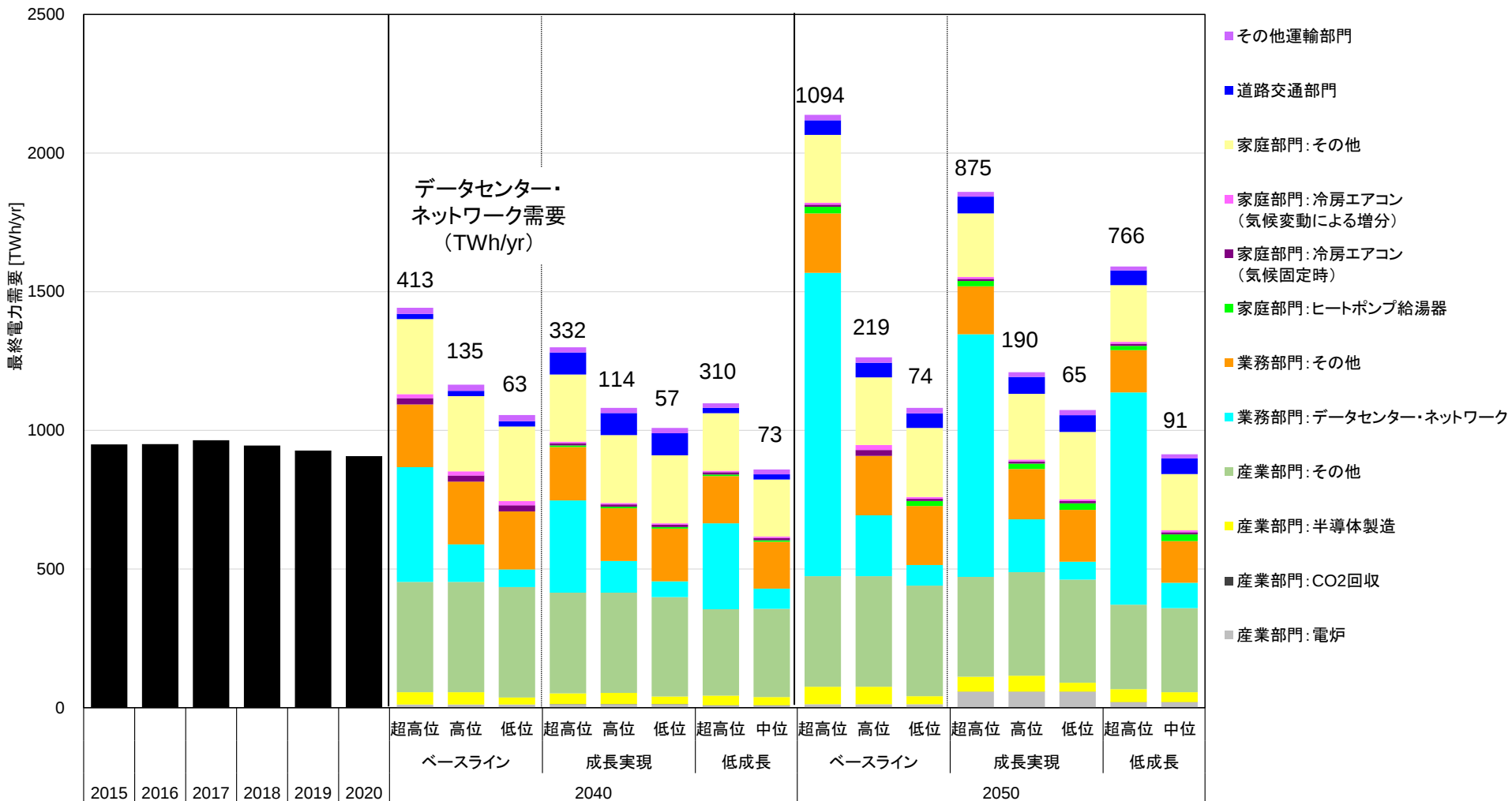
*³ 発電端での平均費用。ただし、系統統合費用は含む。2020年のモデル推計の電力平均費用は95 US\$/MWh

- ✓ エネルギーシステムコスト増(温暖化対策コスト)は、超高位の場合、標準の成長実現シナリオ比で、2040年、2050年、それぞれ、29%、43%の増が見込まれる。
- ✓ 電力限界費用は、データセンター等の需要が大きくなると増大するが、「成長実現シナリオ」の技術想定下においては、平均費用としては大きな変化は見られない。他方、「低成長シナリオ」では、限界、平均費用ともに一定程度増加。「成長実現シナリオ」では原子力の上限を総発電電力量の20%と想定している。原子力、CCS、水素・アンモニアの利用の制約が緩ければ、費用は抑制可能

発電電力量（経済フィードバック計算後）



最終エネルギー消費量：部門別電力需要 (経済フィードバック計算後)

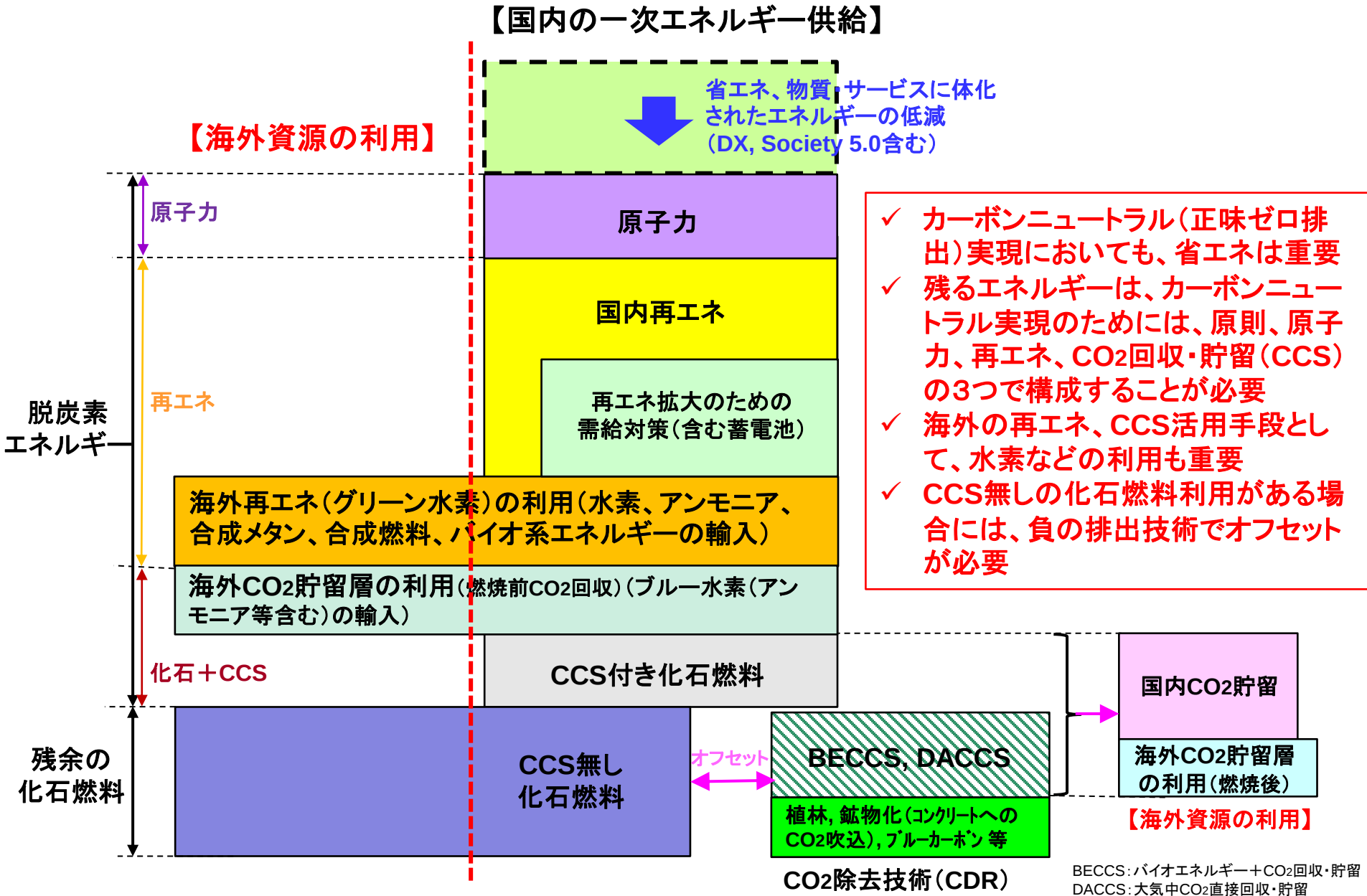


- ✓ 2040年の最終電力需要は「成長実現シナリオ」のデータセンター超高位、低位で、それぞれ、1300、1009 TWh/yr（それぞれ2019年比+40%、+9%）
- ✓ 成長実現シナリオにおけるデータセンター・ネットワーク需要の省電力効果(ベースライン比)は、2040年では超高位、低位で、それぞれ、20%、11%。低成長シナリオでは、超高位で37%と推計され、一層の省電力が求められる。

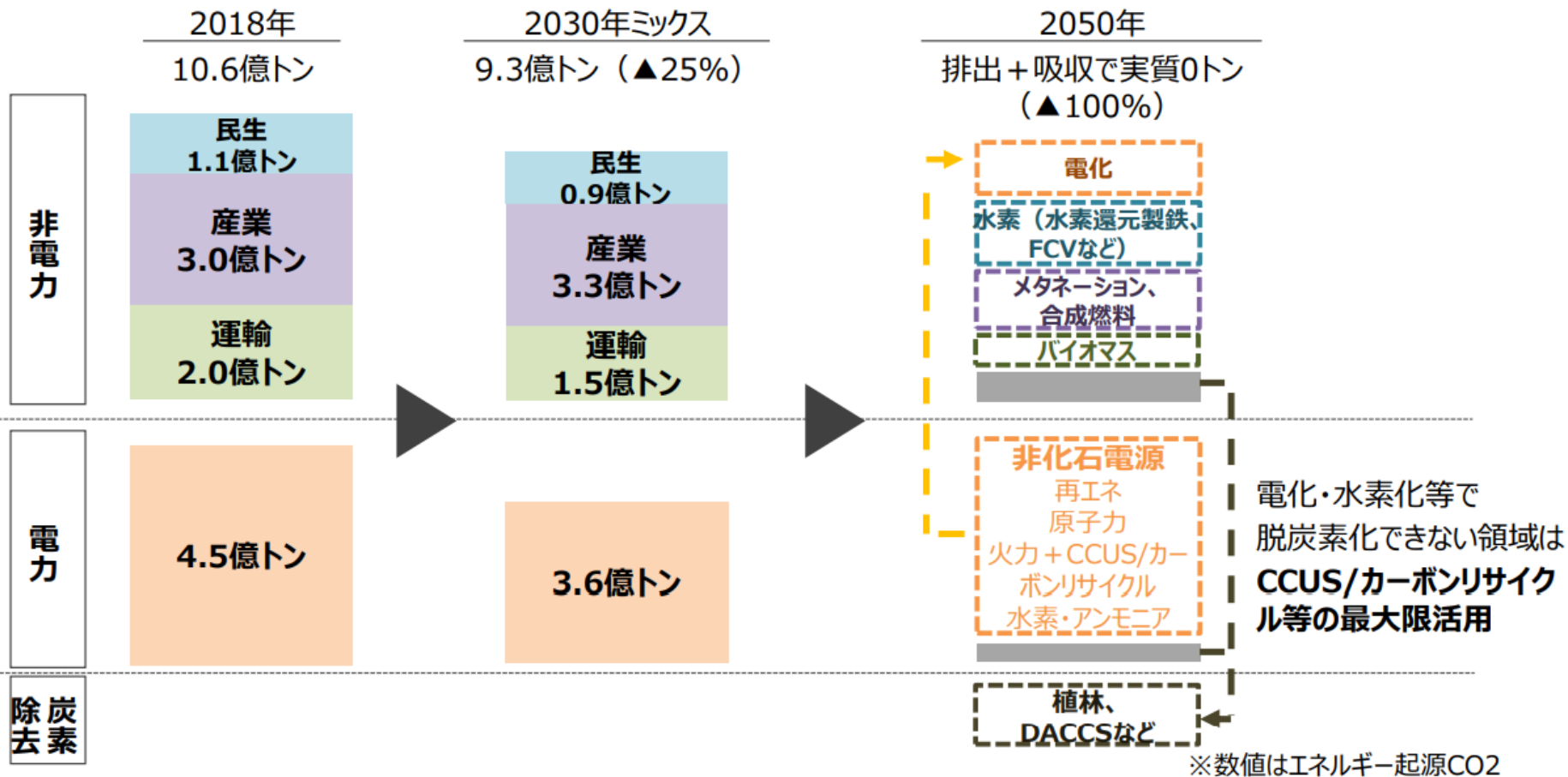
付録1：CN達成のオプション

※ モデル分析の理解のため、定性的な達成イメージとIPCC分析例の紹介

日本のCNのイメージ：一次エネルギー供給



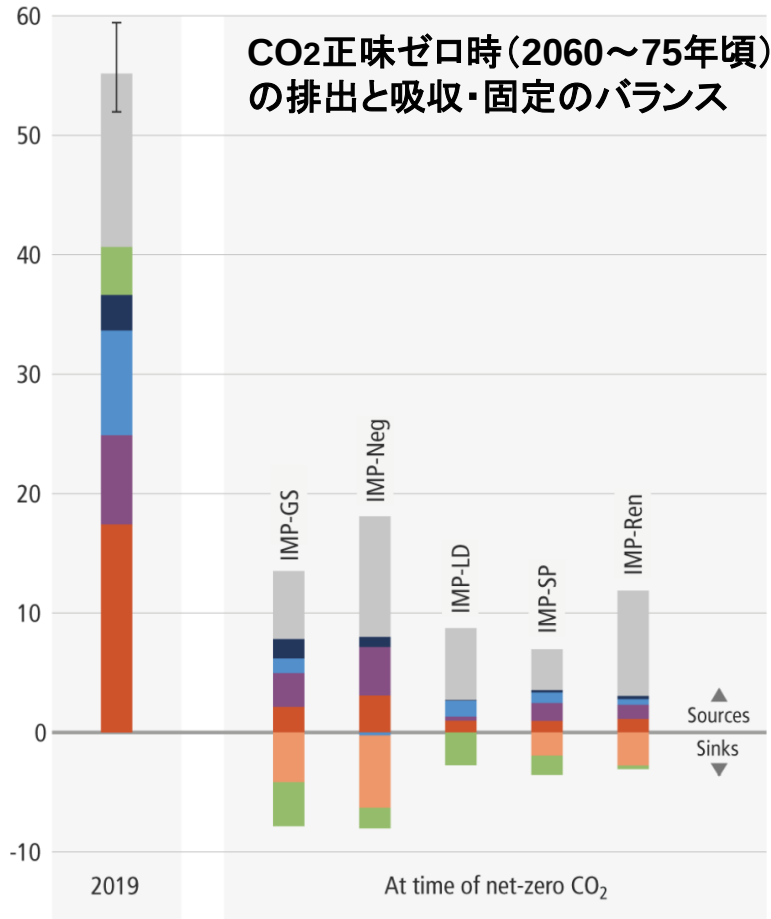
日本のCNのイメージ：最終エネルギー消費



出典)総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会, 2020

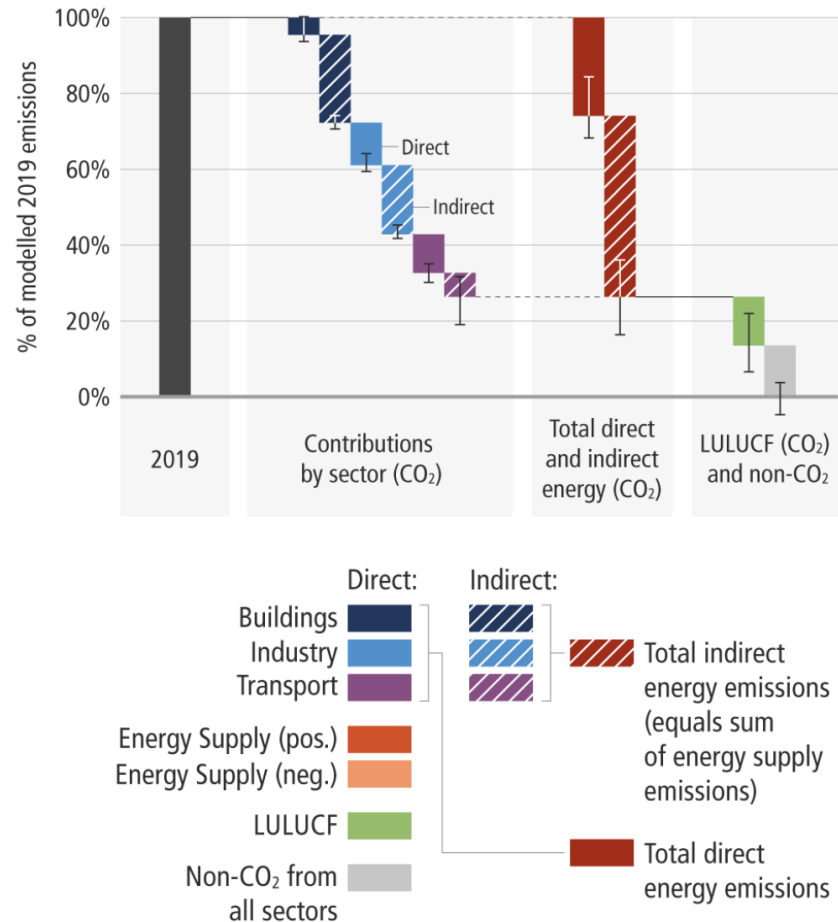
IPCC第6次報告書：シナリオで異なるCNの達成手段

e. Sectoral GHG emissions at the time of net-zero CO₂ emissions (compared to modelled 2019 emissions)



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

Fig. SPM.5



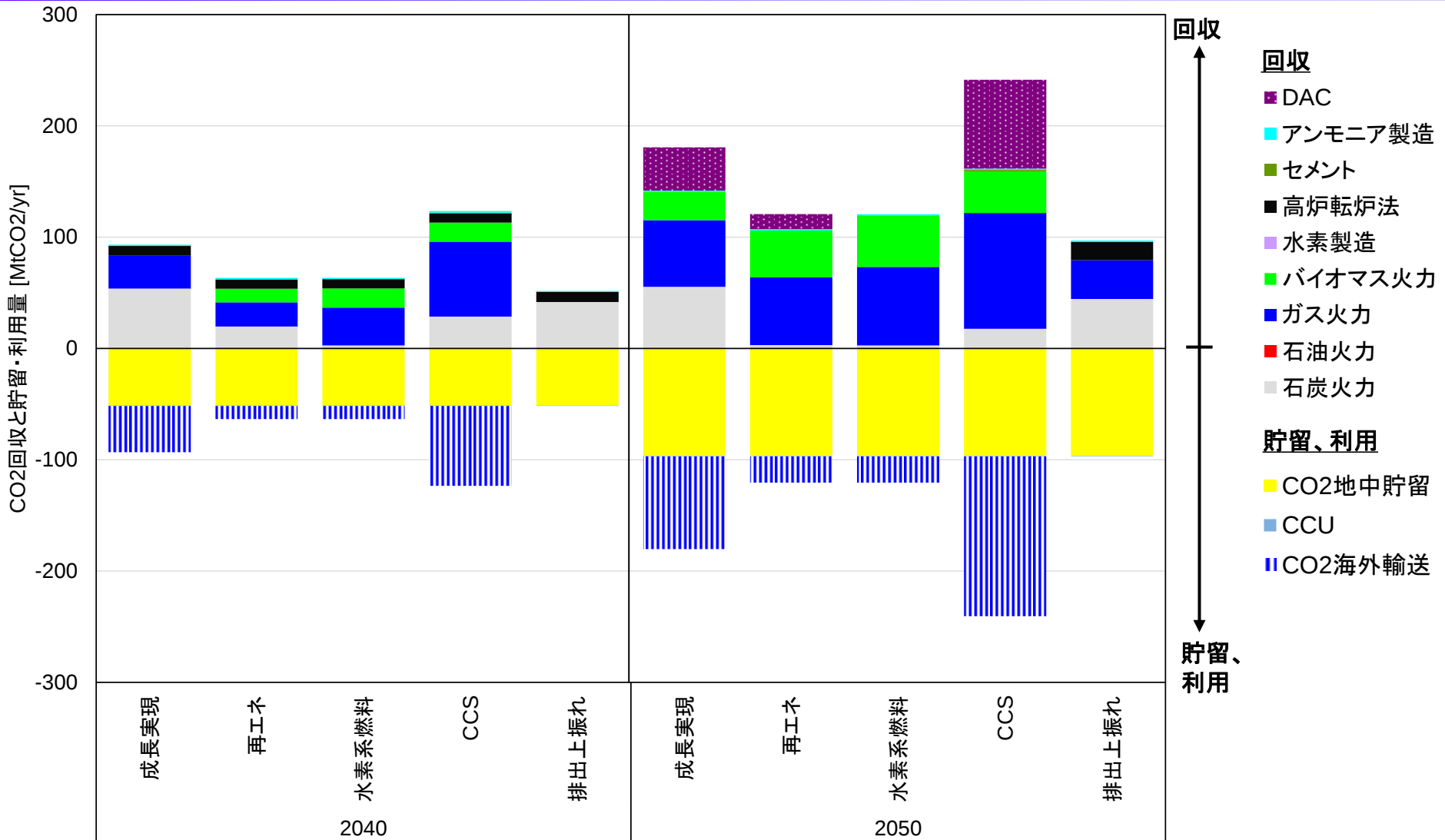
GS: Gradual strengthening of near-term mitigation actions
Neg: Negative emissions (CDR)
LD: Low demand for energy
SP: Shifting development pathways
Ren: Renewables

「CO₂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)

多くの提供されたシナリオの中から、いくつかの代表的なシナリオをピックアップ。CN達成の複数の可能性が提示されている。

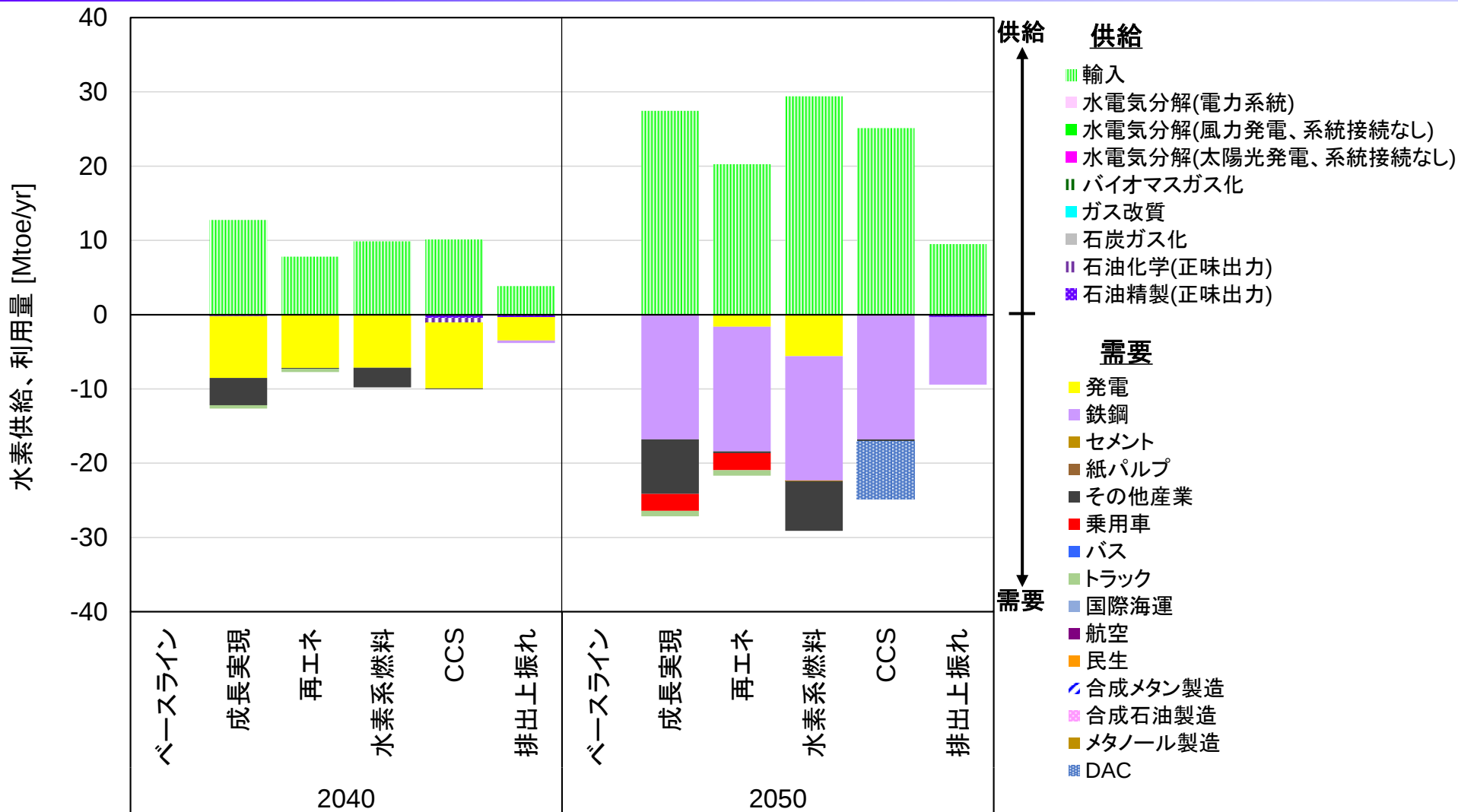
付録2：分析結果（CO₂、水素系 エネルギー需給バランス）

CO₂バランス（経済フィードバック計算後）



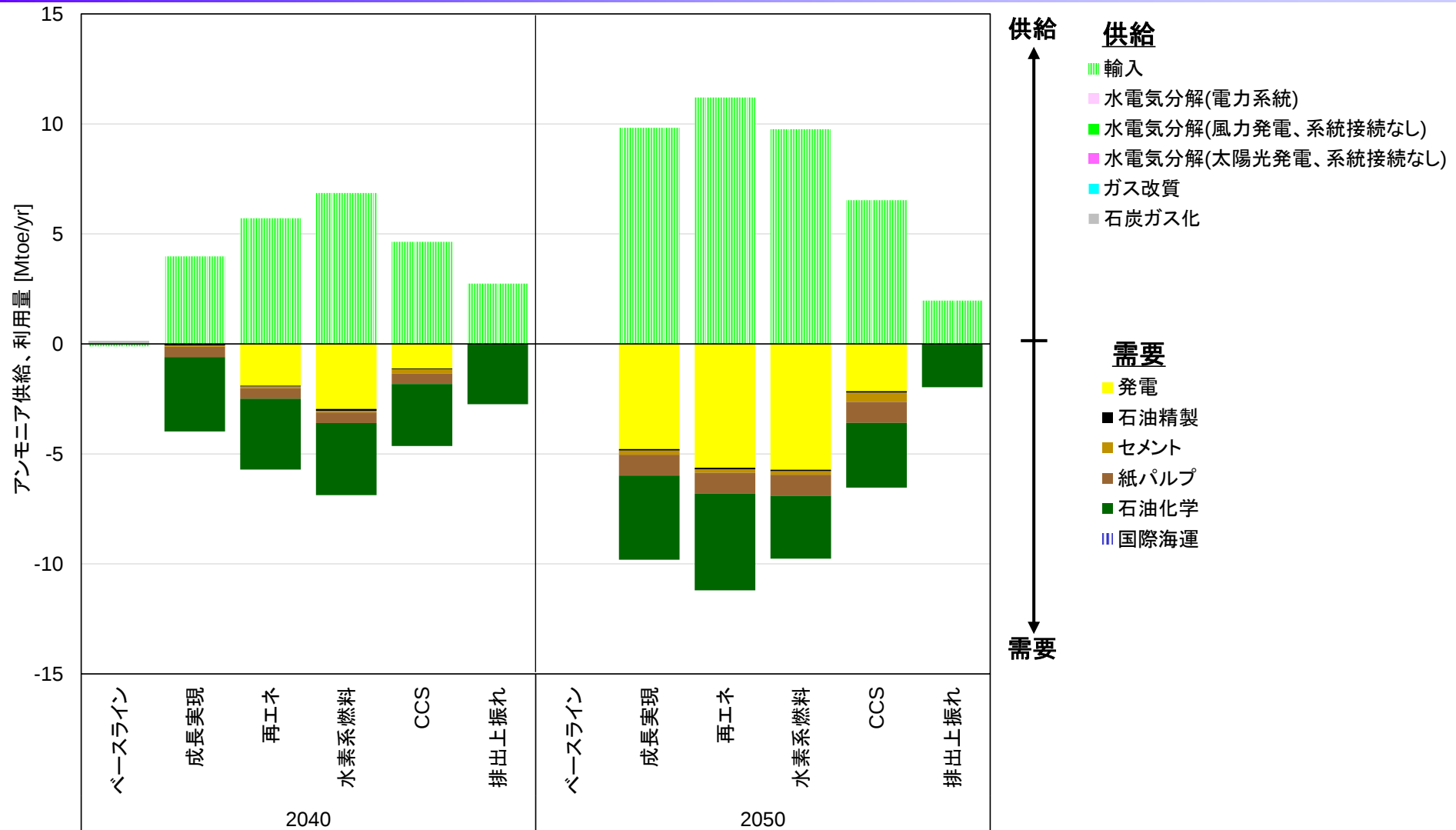
- ✓ 「成長実現シナリオ」では、想定した2050年上限の年間2.4億トンまでは張り付いていない。他のシナリオ（再エネ～CCS）では、想定 of 年間利用上限に張り付いている。
- ✓ すべてのシナリオで、国内CCSについては、想定した年間利用上限に張り付いている。

水素バランス (経済フィードバック計算後)



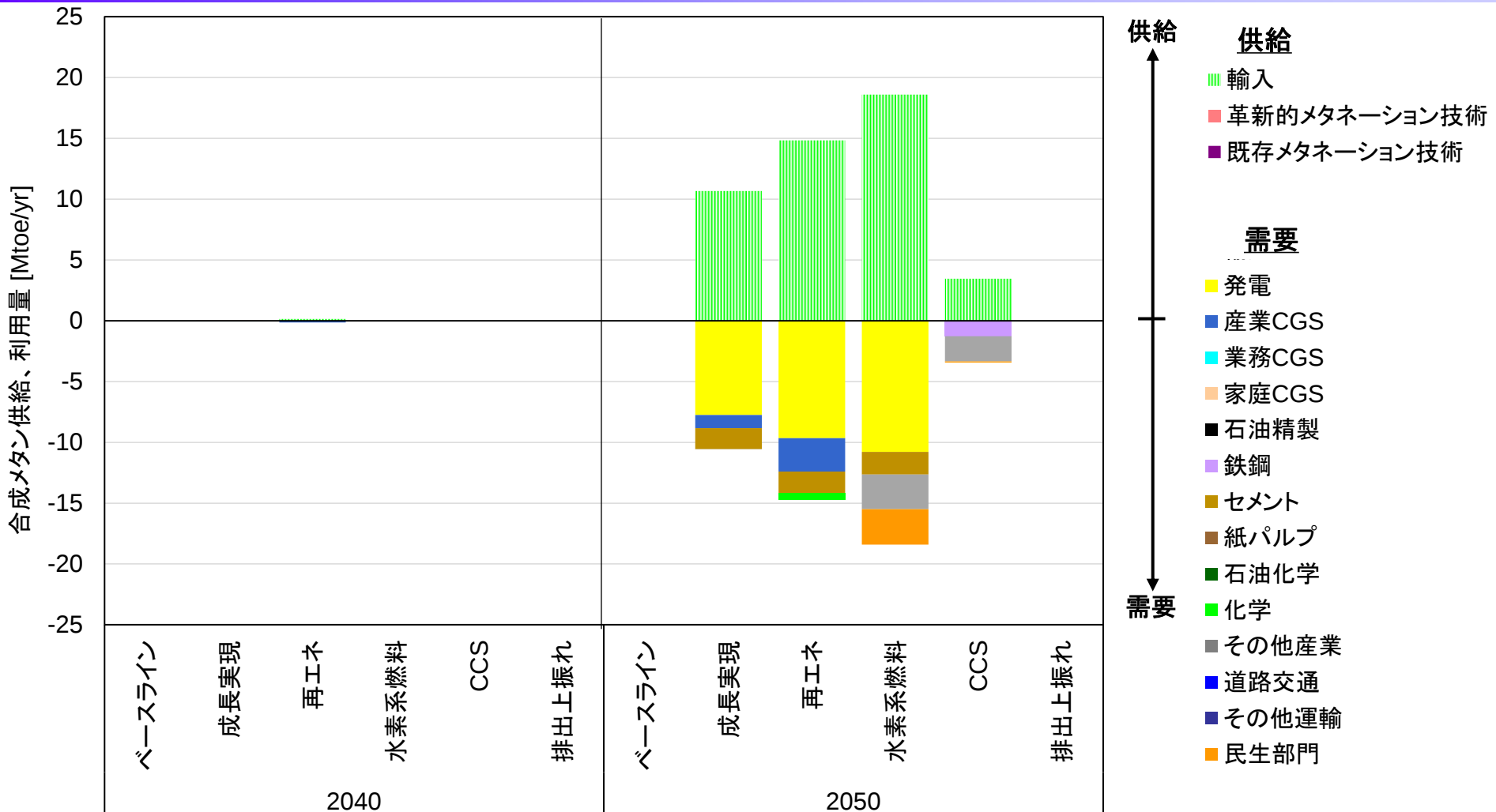
- ✓ 輸入水素の方が経済的
- ✓ 2040年では発電での利用が大きい。2050年では鉄鋼の水素直接還元鉄の利用が大きい。

アンモニアバランス（経済フィードバック計算後）



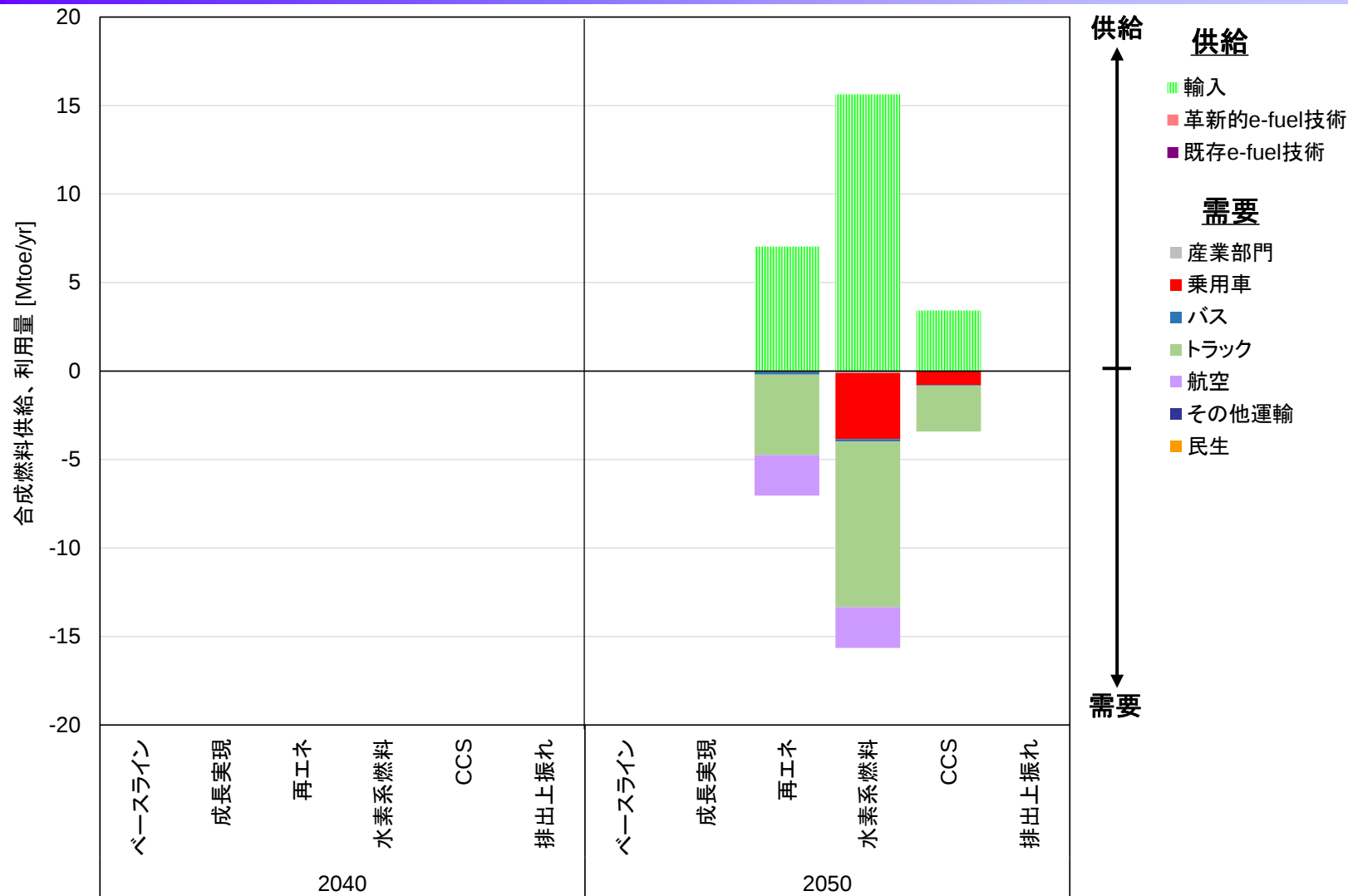
- ✓ 再エネ、水素燃料シナリオで、アンモニア利用量が比較的大きく推計
- ✓ 成長実現シナリオ、排出上振れシナリオでは、アンモニアの主な用途は石油化学

e-methaneバランス（経済フィードバック計算後）



- ✓ 再エネシナリオでは、2040年時点で利用されている。
- ✓ 成長実現シナリオ、水素系燃料シナリオ、CCSシナリオでは、2041年以降に利用が見られる。

e-fuelバランス（経済フィードバック計算後）



- ✓ 成長実現シナリオ、水素系燃料シナリオ、CCSシナリオでは、2041年以降に利用が見られる。
- ✓ 水素系燃料シナリオでは、トラック利用に加え、乗用車、航空での利用も大きい。