

需要編： 将来の電力需給シナリオに関する検討会

(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、望月則孝

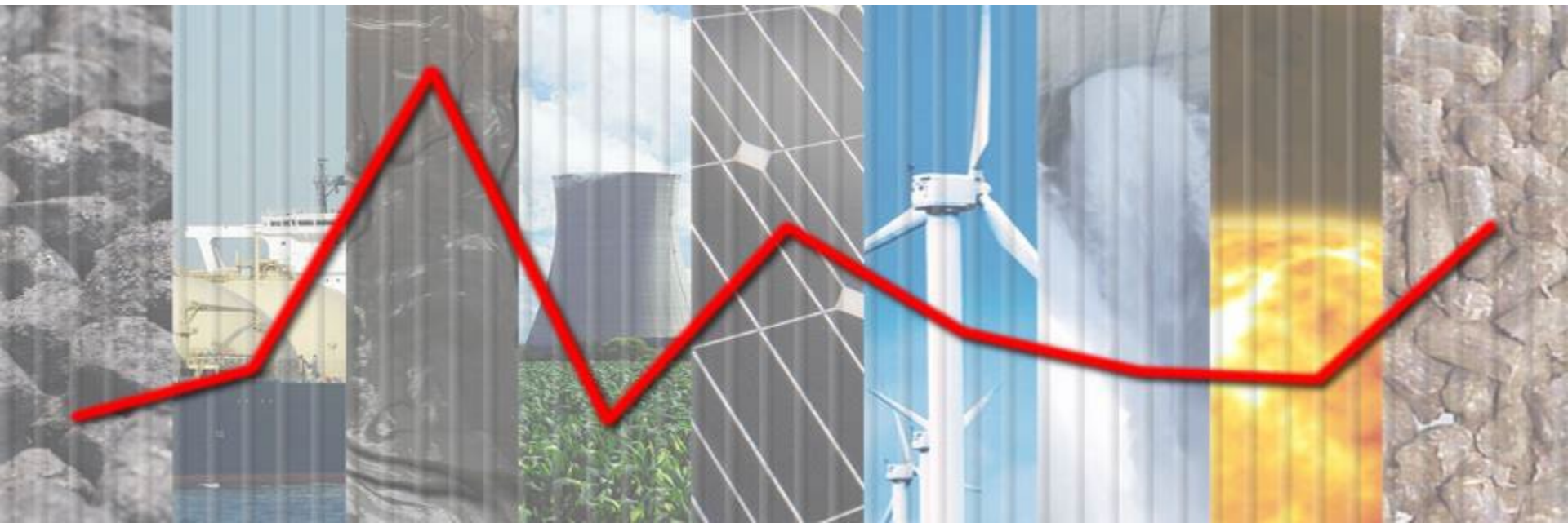


目 次

1. 分析モデルDNE21+の概要
 2. シナリオ設定
 3. DNE21+を用いたシナリオ分析結果
 4. まとめ
- 付録

1. 分析モデルDNE21+の概要

(過去の検討会で提示済みのスライドの再掲)



温暖化対策評価モデルDNE21+の概要

(Dynamic New Earth 21+)

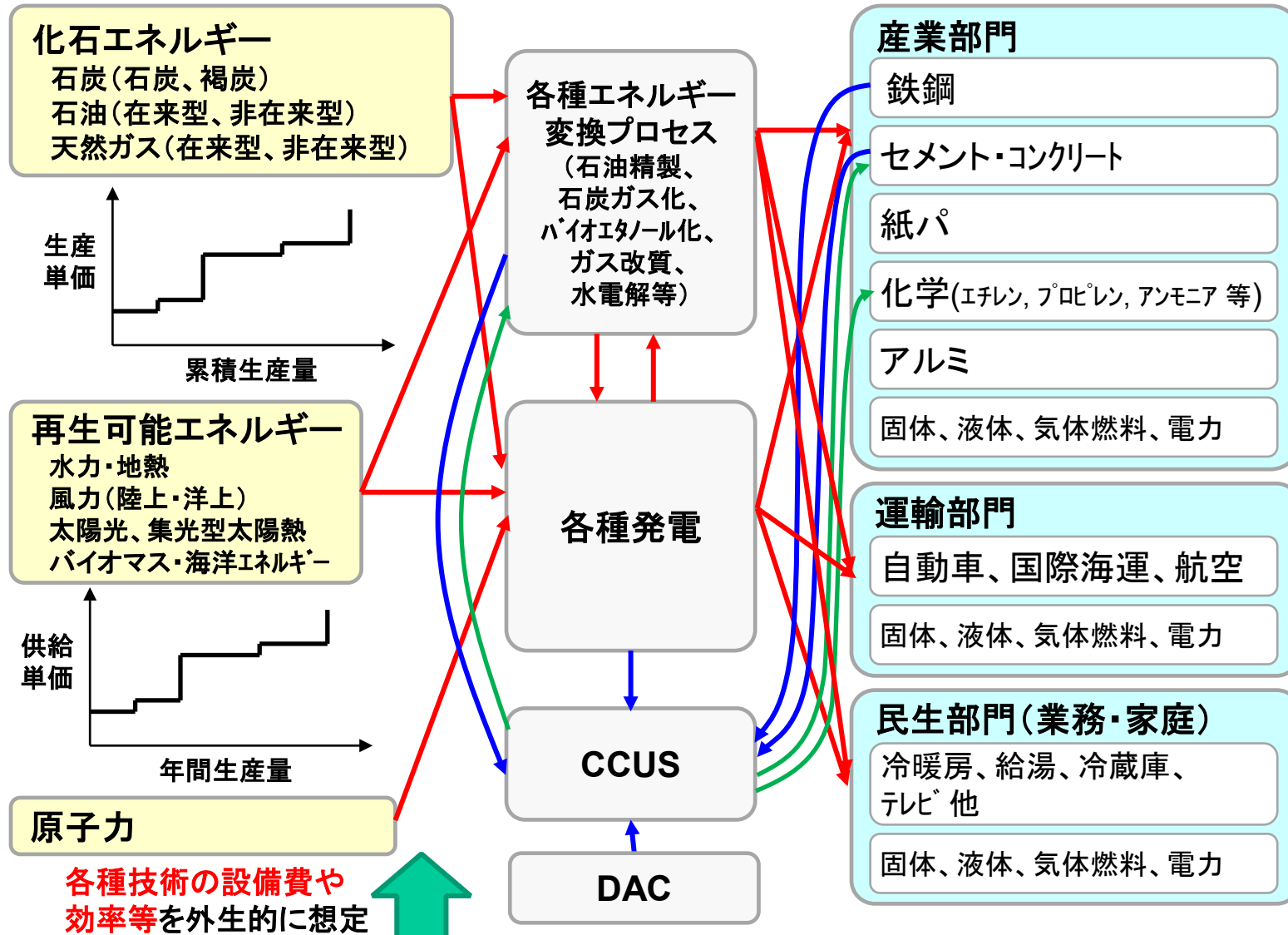
- ◆ 各種エネルギー・CO₂削減技術のシステムの的なコスト評価が可能なモデル
- ◆ 線形計画モデル(エネルギーシステム総コスト最小化。決定変数:約1千万個、制約条件:約1千万本)
- ◆ モデル評価対象期間: 2000~2100年(代表時点:2005, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 70, 2100年)
- ◆ 世界地域分割: 54 地域分割(米国、中国等は1国内を更に分割。計77地域分割)
- ◆ 地域間輸送: 石炭、原油・各種石油製品、天然ガス・合成メタン、電力、エタノール、水素、CO₂(ただしCO₂は国外への移動は不可を標準ケースとしている)
- ◆ エネルギー供給(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)
- ◆ 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
- ・ 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、第7次エネルギー基本計画のエネルギーミックスの分析はじめ、エネルギー・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

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。



ボトムアップ的にモデル化している主要な部門については、**経済活動量やサービス需要**を外生的に想定してモデルに入力する(例：粗鋼やセメント生産量、乗用車の旅客サービス需要等)。

ボトムアップしていない部門・製品・サービスについては、最終エネルギー種毎にマクロ的に評価

モデル分析の限界・留意事項（例）

- ◆ 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。モデル分析結果を見た上で、別途、検討・評価が必要。

2. シナリオ設定

※ モデルの前提条件等については、第2回 将来の電力需給シナリオに関する検討会(2023年11月30日)にRITE提供の資料もあわせて参照されたい。



将来の発電電力量の主要な要因

【発電電力量の上昇要因】

- ✓ 所得効果による電力需要の増大
- ✓ 世帯数の増加による電力需要の増大
- ✓ 気候変動要因による電力需要の増大
- ✓ デジタル化社会(BEV/PHEVの増大、データセンターの増大など)への変化による電力需要の増大【EVはDNE21+内生、ただし技術見通しは外生】
- ✓ 発電効率の低下:CCUSの増大等【DNE21+内生、ただし技術見通しは外生】
- ✓ 蓄電等の増大による効率低下:VRE増大に伴う、蓄電池、揚水等の増大【DNE21+内生、ただし技術見通しは外生】
- ✓ 産業部門でのCCS、水素製造、DACCS等のための電力需要の増大【DNE21+内生、ただし技術見通しは外生】
- ✓ 電力と他エネルギー種間における相対価格の変化:通常は脱炭素化の中で電力が優位で、電化進展【DNE21+内生】。ただし、政策に歪みが生じた場合、電化進展の程度に影響

【発電電力量の減少要因】

- ✓ 人口の低下に伴う、直接的および間接的(製品等に体化される電力需要)電力需要の低下
- ✓ (途上国等に対する)労働生産性の相対的な低下に伴う、エネルギー多消費・電力多消費産業の低下
- ✓ 気候変動要因による電力需要の低下(冬季)
- ✓ デジタル化進展による低エネルギー需要社会のシフト:シェアリング経済等
- ✓ 価格効果による需要側の高効率化(低炭素、脱炭素対策による電力コスト上昇見通し)【DNE21+内生】
- ✓ 国際的な相対的な電力コスト上昇に伴う、エネルギー多消費・電力多消費産業の低下

【その他、系統発電電力量の減少要因】

- ✓ 自家消費再エネの増大による系統発電電力量の低下【DNE21+内生】
- ✓ 産業自家発の低下【DNE21+内生】

電力需要の ドライバー シナリオ名	基礎的需要	省エネ／電化	データセンター・ ネットワーク・半 導体製造の電力 需要展望	鉄鋼の電力需 要：水素DRI 電炉の展望	産業CO ₂ 回収 ／産業自家 発：電炉(水素 DRI)展望	自動車の 電化	鉄鋼・化学等の 生産量の展望： 炭素価格による 生産量低下
	所得効果、人 口・なりゆきと しての産業構 造変化等	GHG排出削減 (外生)によって誘発 される炭素価格(内 生)	技術進展・国内 IT産業育成政 策等(外生)、炭 素価格(内生)	水素DRI建設普及のタイミン グ・リードタイム(外生)、炭 素価格(内生)		バッテリーの技 術進展(外 生)、炭素価 格(内生)	(国間での相対 的な)炭素価格 (内生)
A1-Mm(f)						m. 中位	(f) 低位 (DEARSフィード バック計算有)
A1-Mm	【A】GDP中位 (ベースライン ケース)	【1. 中庸排出削減シナ リオ】世界全体で2℃ 目標、日本はNDC +2050年▲90% (CNまでの10%分は海外 クレジットの活用等もあり 得る)	M. 中位	M. 中位 (普及速度制約：弱)	今回事務局の比較に提供のシナリオ		
A1-Mh							
A1-Hm			H. 高位	H. 高位 (普及速度制約：無)			
A1-Lm			L. 低位	L. 低位 (普及速度制約：強)			高位 (DEARSフィード バック計算無)
B2-Mm	【B】GDP高位 (成長実現ケー ス)	【2. 公式排出削減シナ リオ】世界全体で 1.5℃目標、日本は NDC+2050年CN	M. 中位	H. 高位 (普及速度制約：無)			m. 中位
A3-Mm	【A】GDP中位 (ベースライン ケース)	【3. 世界調和シナリオ】 2℃目標、世界のエコス ト最小化(=世界CO ₂ 限界削減費用均等)	M. 中位	M. 中位 (普及速度制約：弱)			

※ 比較参照として、これらシナリオ以外に、特段のCO₂排出削減を想定しない、【0.排出なりゆきシナリオ】(ベースラインシナリオ)も想定。
「A0-Mm」(GDP中位)、「B0-Mm」(GDP高位)と表記

シナリオ設定の考え方

- ◆ 2024年度に提示した推計では、不確実性の範囲を広めに想定（GDP想定は中位と高位、CO₂排出削減制約は2050年CNから2°C限界削減費用均等化（分析結果として2050年▲60%） など）
- ◆ 今回の推計では、最新のデータセンター需要の見通しも踏まえつつ、また、これまでのOCCTO検討会での議論を踏まえ、不確実性
の見通しの範囲を狭めたシナリオ想定を行った。
- ◆ 排出削減シナリオは、世界全体1.5°C＋日本は2050年▲90%（CNのためには海外での排出削減）のみを想定。第7次エネルギー基本計画案のエネルギーミックスの革新技术シナリオと技術進展シナリオの排出水準の間

注) 第7次エネルギー基本計画の議論のために、RITEから政府に提示した2024年12月25日版のシナリオ分析では、森林吸収源を林野庁による新見通しを反映して分析しているが、本分析では森林吸収源については、それを反映しておらず、RITEのモデルで内生的に推計している。

電力需要推計のためのシナリオ想定：需要側

電力需要 のドラ バー	基礎的需要	省エネ／電化	データセンター・ ネットワーク・半 導体製造の電力 需要展望	鉄鋼の電力 需要:水素 DRI電炉の 展望	産業CO ₂ 回 収／産業自 家発:電炉 (水素DRI) 展望	自動車の 電化	鉄鋼・化学等の 生産量の展望: 炭素価格による 生産量低下
	シナリオ名	所得効果、 人口・なりゆ きとしての産 業構造変化 等	GHG排出削減 (外生)によって 誘発される炭素 価格(内生)	技術進展・国内 IT産業育成政 策等(外生)、 炭素価格(内 生)	水素DRI建設普及のタイミ ング・リードタイム(外生)、 炭素価格(内生)	バッテリーの技 術進展(外 生)、炭素価 格(内生)	(国間での相対 的な)炭素価格 (内生)
需要中位	[A] GDP中位 (ベースライン ケース)	【4. 日本▲90% シナリオ】 世界全体で1.5℃ 目標、日本とG7 各国は NDC+2050年 ▲90%	M. 中位	M. 中位 (普及速度制約:弱)	m. 中位	DEARSフィード バック計算有(中 位の計算結果を 全シナリオに適 用)	
需要高位			H. 高位	H. 高位 (普及速度制約:無)			
需要低位			L. 低位	L. 低位 (普及速度制約:強)			

注) データセンターの見通しは、OCCTOの最新実績報告・将来展望(2025)に基づき、**低位と中位の見通しをFY2023想定よりも上方修正**
(後述)

電力需要推計のためのシナリオ想定：供給側

シナリオ名	原子力	CCS／CDR	再エネ
	【上限値】 2040年：第7次エネ基の数値 2050年：RITE提示（エネ基 「成長実現シナリオ」）	【上限値】 CCS長期ロードマップの幅 （2050年） 低位：1.2億トン/年 高位：2.4億トン/年	【上限値】
需要中位	2040年：20% 2050年：20%	H. 高位 （国内貯留上限： 1.0億トン/年）	VREのコスト見通し：標準 陸上VRE導入上限：現状導入量比2.5倍 一般水力成長制約： 0.5%/yr
需要高位			
需要低位			

注) 全てのシナリオで供給側は同じ想定を採用

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】

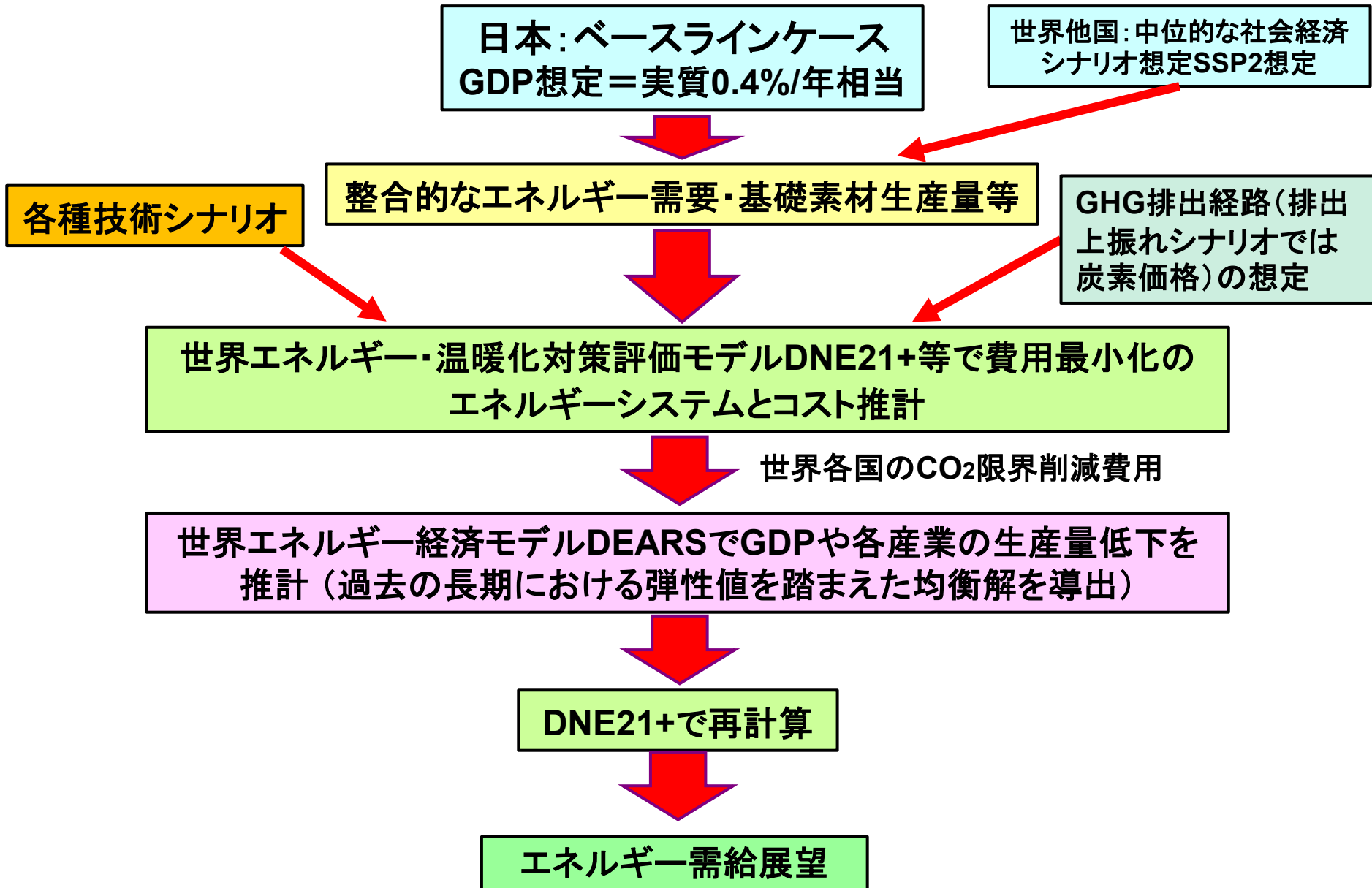
	2030年	2050年	2100年
人口(億人)	83.6 (81.4-85.9)	92.1 (86.1-100.5)	93.1 (70.0-127.3)
GDP(%/年)	2.7 (2.4-3.1) [2010年~]	2.2 (1.3-2.8) [2030年~]	1.4 (0.6-2.2) [2050年~]
粗鋼生産量(億トン)	19.0 (18.8-20.0)	20.7 (19.3-22.7)	22.7 (14.7-26.5)
セメント生産量(億トン)	41.0 (39.0-43.0)	43.4 (38.5-46.6)	44.1 (29.4-59.1)
道路部門の旅客輸送需要(兆p-km)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

【日本】

	2030年	2050年	2100年
人口(億人)	1.18 (1.16-1.26)	1.02 (0.96-1.22)	0.84 (0.47-1.05)
GDP(%/年)	0.9 (0.7-1.9) [2010年~]	0.4 (-0.1-1.2) [2030年~]	0.4 (-0.9-1.5) [2050年~]
粗鋼生産量(億トン)	0.88 (0.81-0.97)	0.94 (0.73-1.11)	0.84 (0.45-0.90)
セメント生産量(億トン)	0.53 (0.50-0.68)	0.43 (0.31-0.75)	0.39 (0.23-0.65)
道路部門の旅客輸送需要(兆p-km)	0.77 (0.69-0.85)	0.64 (0.61-0.82)	0.61 (0.51-0.70)

注) 括弧内は、SSP1~5までのシナリオの幅。なお、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。

エネルギー需給・経済影響分析の手法



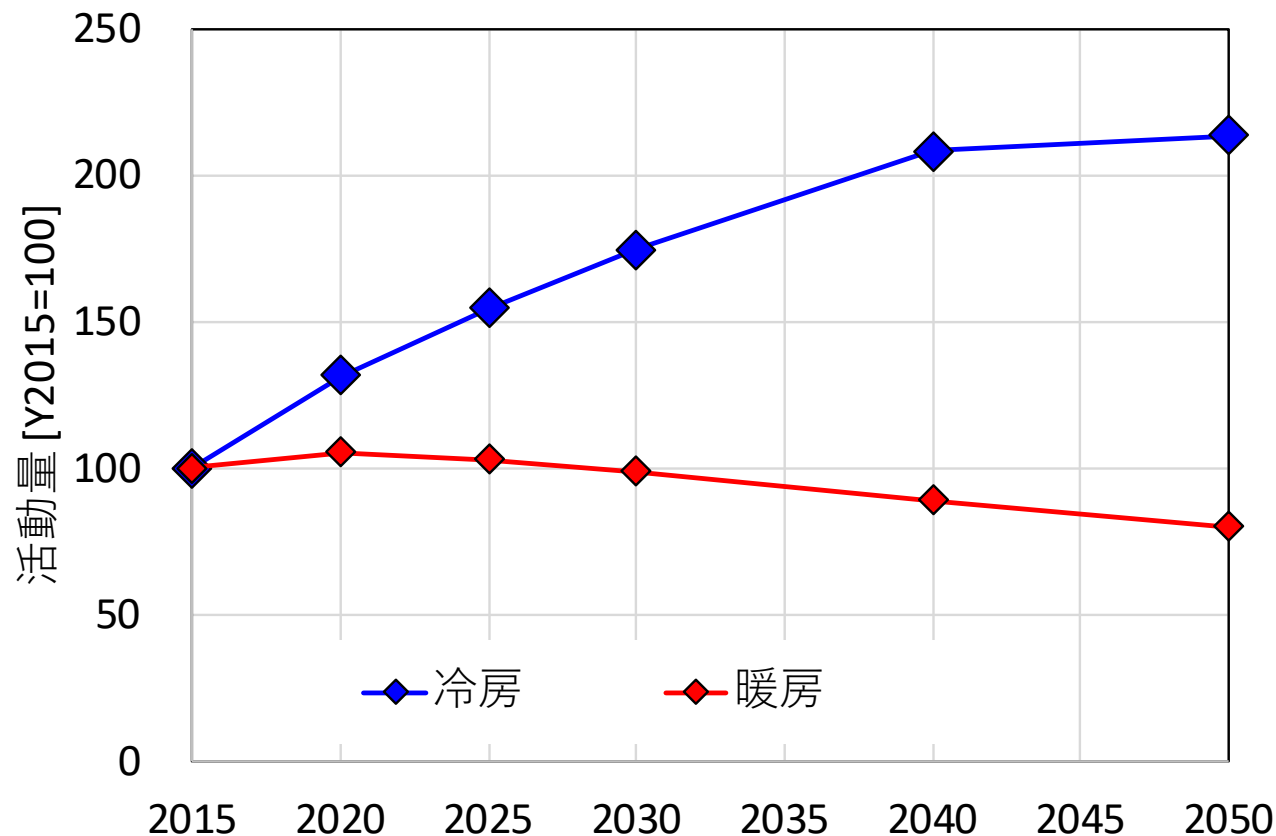
家庭の暖房および冷房エネルギー需要の見通し

	一人当たりGDP [1000 USD/capita]		HDD6°C		世帯当たり暖房 需要 [toe/household]		CDD22°C		世帯当たり冷房 需要 [toe/household]	
	2020	2050	2020	2050	2020	2050	2020	2050	2020	2050
日本	42	69	39	19	0.343	0.301	136	195	0.064	0.143
米国	42	66	281	182	1.189	1.073	349	438	0.509	0.618
英国	29	42	274	174	0.959	0.871	1	1	0.000	0.001
フランス	24	38	184	130	1.069	1.058	44	68	0.028	0.056
ドイツ	29	44	583	466	1.057	0.991	46	67	0.010	0.028
イタリア	18	27	94	59	0.718	0.757	170	246	0.024	0.203
韓国	22	36	586	454	0.471	0.472	180	247	0.047	0.204
中国	5	13	199	129	0.218	0.425	307	378	0.074	0.132
インド	1	4	1	1	0.031	0.031	1828	2031	0.061	0.174
サウジアラビア	12	18	1	1	0.001	0.001	2500	2748	1.407	2.268
メキシコ	7	13	1	1	0.036	0.036	57	203	0.059	0.086
ブラジル	4	11	1	1	0.000	0.000	651	789	0.119	0.249
ロシア	3	7	2162	1970	1.270	1.561	213	307	0.056	0.066

※ 2°Cシナリオ(>50%確率): 2DSの場合

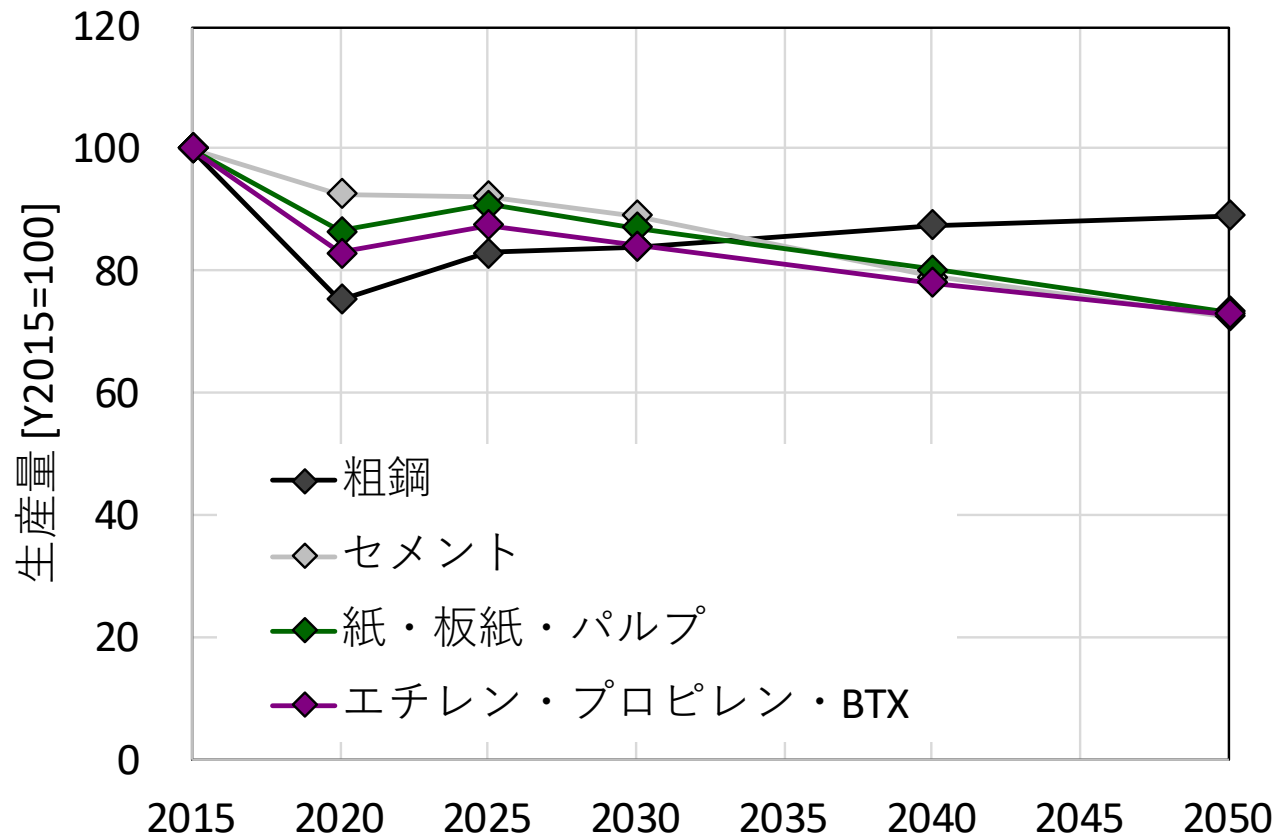
家庭部門冷暖房需要の想定

- 基礎的需要内において、2℃目標相当の気温上昇を見込んでおり、世帯当たりの冷房需要は増加する一方、暖房需要は減少するため、両者で推移は異なる。



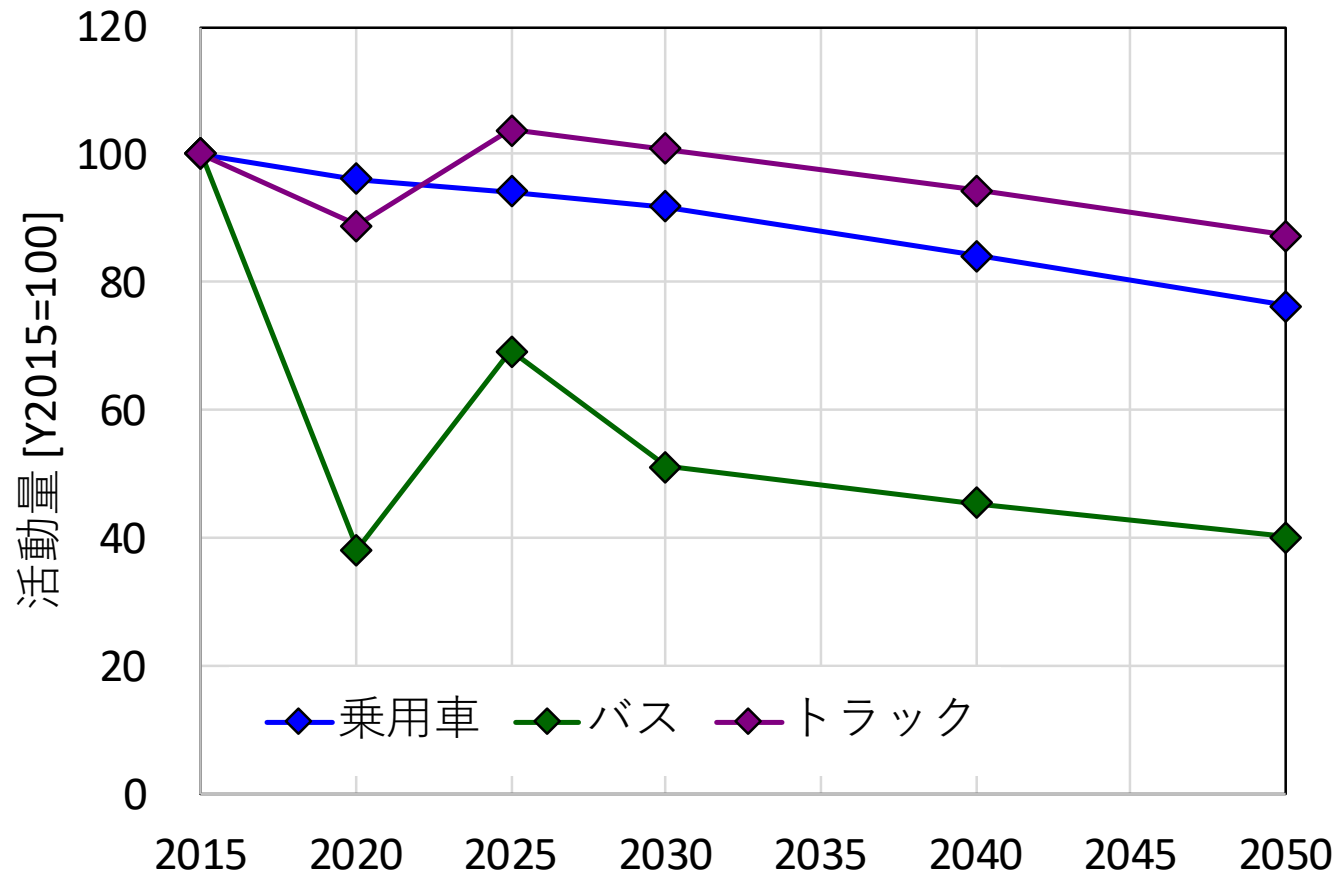
主要産業の生産量の想定

- ・ ボトムアップ的にモデル化している主要産業の生産量は、第2回検討会で報告した、経済モデルDEARSによるフィードバックを考慮しない場合、シナリオによらず一定と想定
- ・ 各部門の生産量は、2020年に新型コロナウイルス感染症の影響を受けて落ち込んだ後は、緩やかに減少すると想定（粗鋼は輸出が回復すると想定）。



道路交通部門活動量の想定

- 道路交通部門の活動量(人・km、トン・km)は、シナリオによらず一定と想定
- 日本の旅客部門の活動量は、人口減少の影響もあり、将来に向けて減少すると想定



自動車車両コストの想定：標準技術想定シナリオ

【小型乗用車】

	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

【大型乗用車】

	2015	2020	2030	2050
在来型内燃自動車	370	370	380	385
ハイブリッド車(ガソリン)	418	415	404	402
プラグインハイブリッド車(ガソリン)	521	482	429	414
純電気自動車(BEV)	622	550	490	430
燃料電池自動車(FCEV)	1046	902	682	467

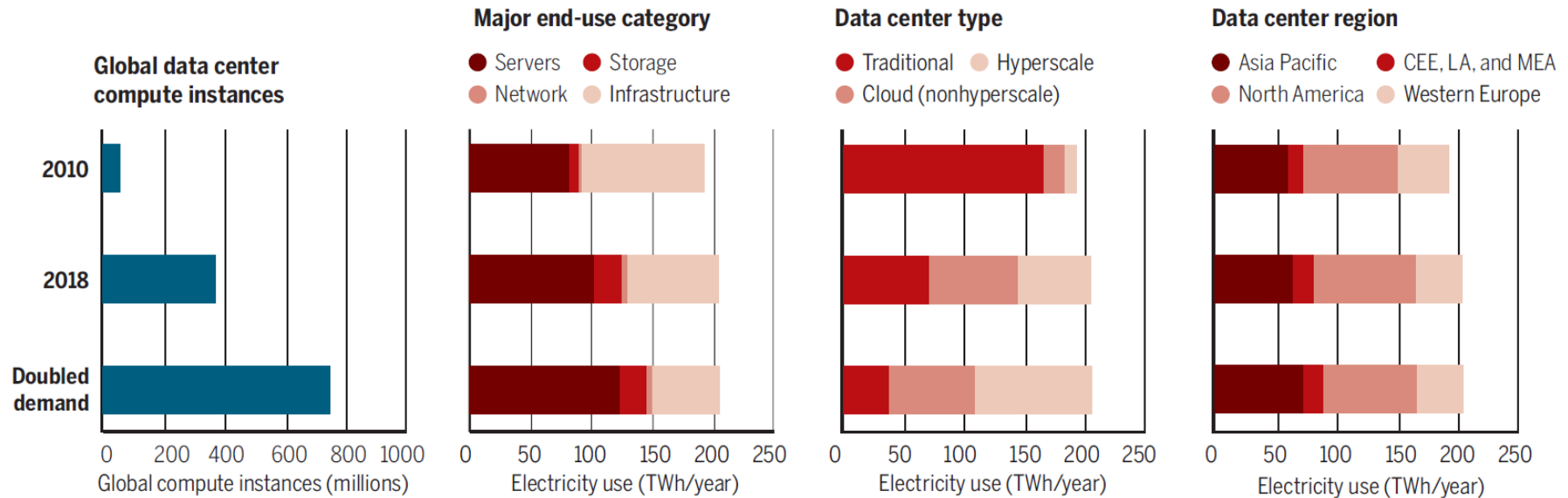
単位) 万円/台

データセンターの電力消費：消費増大はそれほど大きくないとする論文

[出典] Masanet et al., “Recalibrating global data center energy-use estimates”, Science (2020)

Historical energy usage and projected energy usage under doubled computing demand

Doubled demand (relative to 2018) reflects current efficiency trends continuing alongside predicted growth in compute instances.

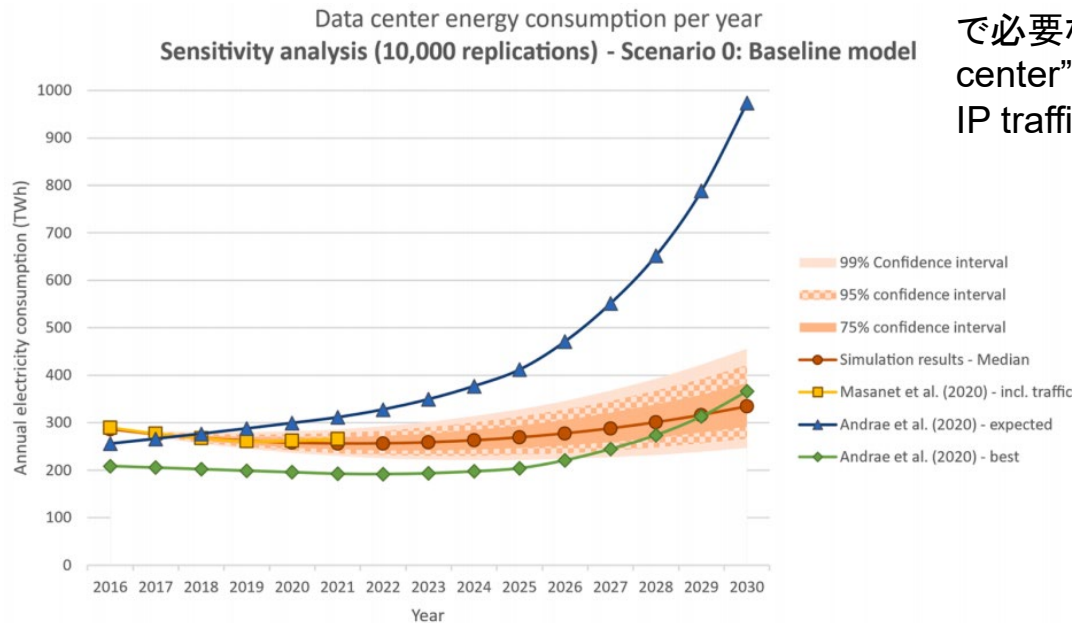


- 世界のデータセンターの電力消費量は2010年に194TWhであり、2018年には205TWh(世界全体の電力消費量の約1%)に増加したと推計。同時期の計算インスタンスは+550%になったのに対し、電力消費量は+6%。
- エネルギー効率向上の主な要因は、サーバー効率化、仮想サーバー化、ストレージドライブ効率化・高密度化、データセンターインフラの効率化、サーバータイプの変化
- 数年先まではデータセンターによる電力消費の増加はそれほど大きくないと推計されるが、将来に向けては、政策補助、新規技術への公的投資、公的なデータ取得・モデリング能力の増強、といった政策立案者の行動も重要になるとされている。

データセンターの電力消費：消費増大は大きいとする論文

[出典] M. Koot & F. Wijnhoven, “Usage impact on data center electricity needs: A system dynamic forecasting model”, Applied Energy (2021)

Scenario 0: Baseline



Masanet et al.では、データセンターの外で必要なエネルギー(“user-to-data center” and “data center-to-data center” IP traffic)を含んでいないとも指摘している

Sensitivity analysis for all data center electricity forecasts.

Data center electricity consumption (TWh)	Scenario 0: Baseline	Scenario 1: Moore's law	Scenario 2: IIoT	All scenarios combined
Number of replications	10,000	10,000	10,000	10,000
95% Lower bound	266.75	326.22	322.86	343.25
Median	334.26	445.03	382.00	565.87
95% Upper bound	421.59	712.63	489.17	1031.27

ムーアの法則終焉 & IoT加速のコンビネーションシナリオのモンテカルロシミュレーション結果

データセンター需要増シナリオのモデル想定と論拠

Masanet et al., や Koot et al., Base scenario的シナリオ

Koot et al., Combined scenario (median) 的シナリオ

	低位ケース		高位ケース	
	世界	日本	世界	日本
2016年 (全電力消費量) データセンター分	286 TWh/yr (25,000 TWh/yr) 1.15%	21 TWh/yr (1,050 TWh/yr) 2% (想定)	286 TWh/yr	21 TWh/yr 2% (想定)
2030年	(+0.8 %/yr)		(+4.9 %/yr)	
	321 TWh/yr	24 TWh/yr	566 TWh/yr	42 TWh/yr
2050年	年上昇率一定 (+0.8 %/yr)		年上昇率一定 (+4.9 %/yr)	
	377 TWh/yr	28 TWh/yr	1497 TWh/yr	110 TWh/yr

高位ケースでの追加電力需要: **+83 TWh/yr**

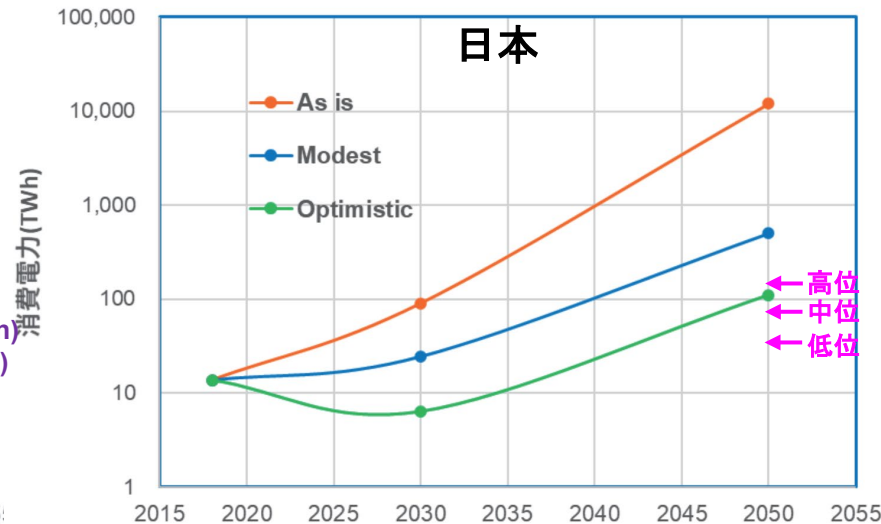
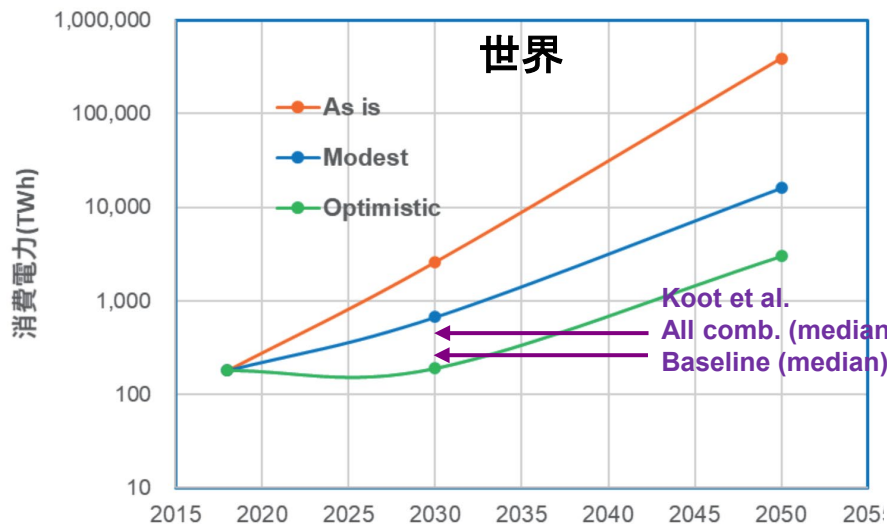
※ 2023年度は、中位ケース、低位ケースの年上昇率を3.2%/yr、1.6%/yrと想定していたが、OCCTOの全国及び供給区域ごとの需要想定(2025年度)を参考に、4.3%/yr、3.3%/yrと上方修正。

【参考】JST (2022) LCS-FY2021-PP-01 における推計

	Optimisticケース		Modestケース	
	世界	日本	世界	日本
2030年	190 TWh/yr	6 TWh/yr	670 TWh/yr	24 TWh/yr
2050年	3000 TWh/yr	110 TWh/yr	16000 TWh/yr	500 TWh/yr

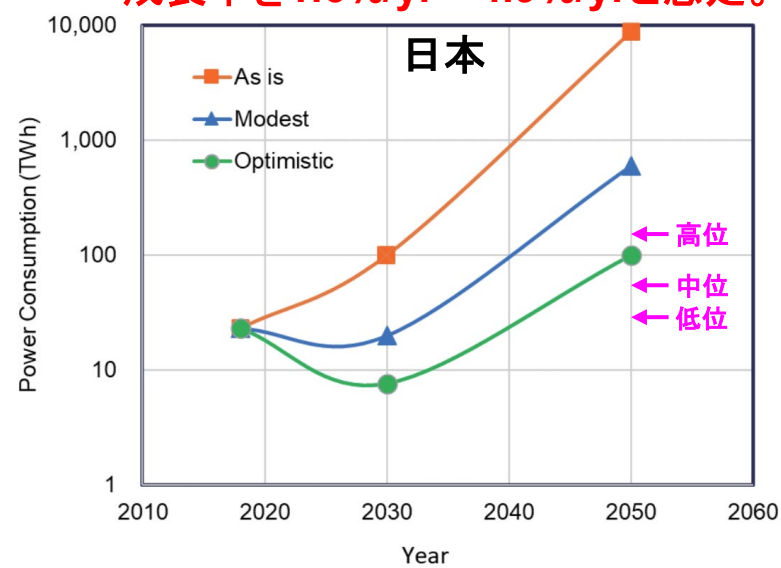
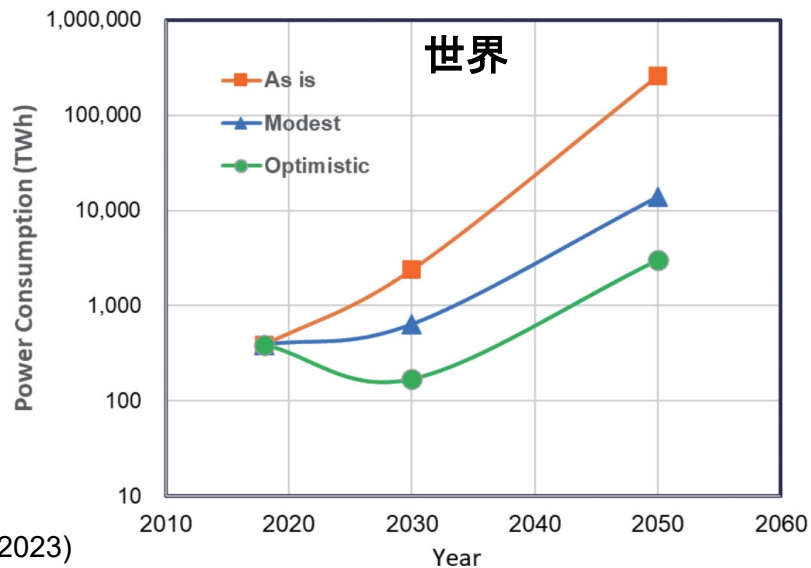
データセンター・ネットワークの電力消費想定

データセンター電力需要

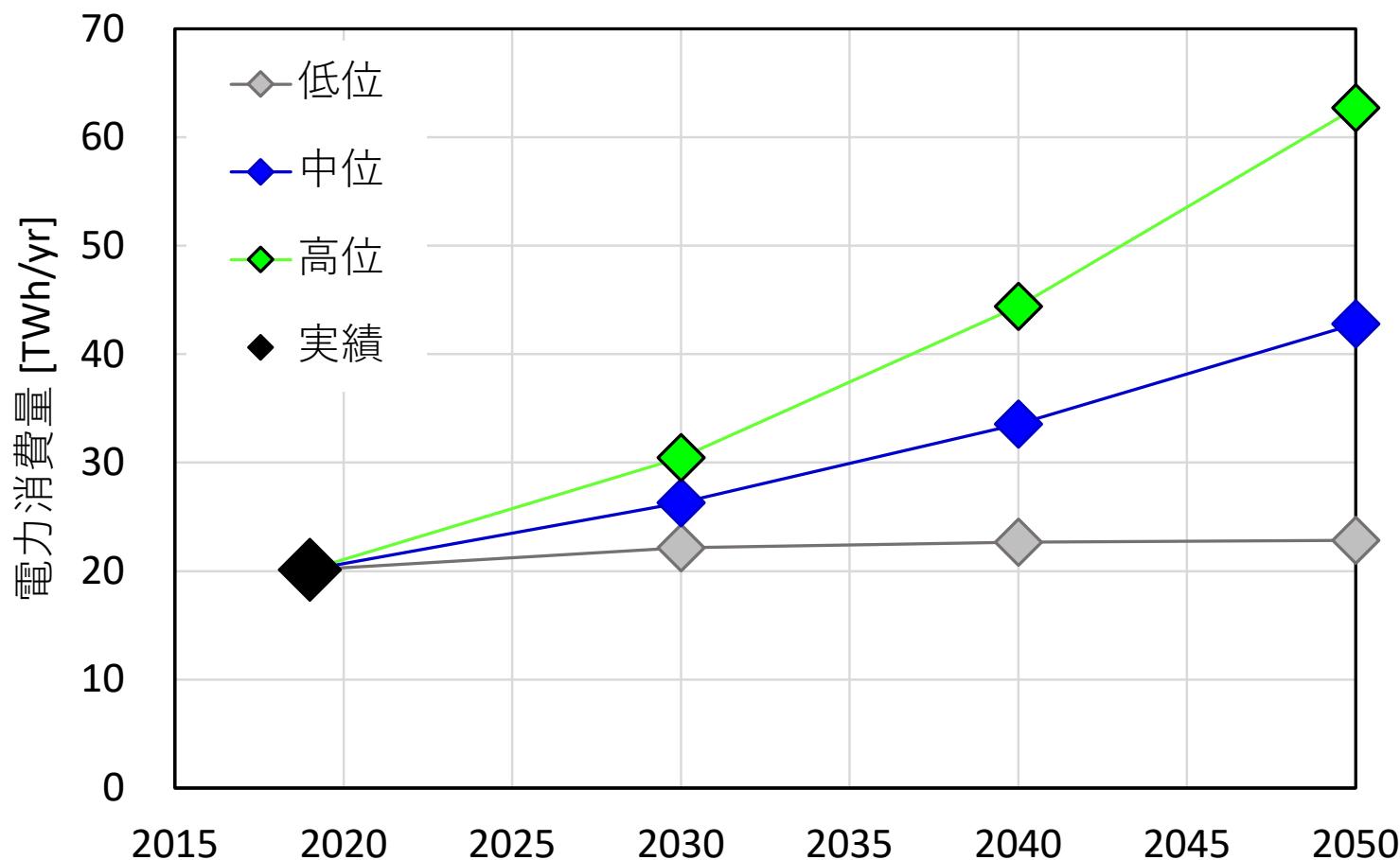


情報通信ネットワーク(ルーター・無線基地局)電力需要

ネットワークについては昨年度同様、成長率を1.6%/yr~4.9%/yrと想定。



半導体需要増シナリオのモデル想定



- ✓ 成り行きでの半導体工場の推移はモデルのベースラインとして織り込んでいる(低位)。
- ✓ 中位は、年上昇率を2.4%/yrと想定。
- ✓ 高位は、中位と低位の差分を中位に足すことで想定した。

データセンター等の価格弾性の考慮方法

- ◆ 各文献における、データセンター、ネットワーク、半導体工場の電力需要の想定には、エネルギー効率改善が想定されている。一般的に、技術の進展等に伴う自律的エネルギー効率改善(AEEI)と炭素価格で誘発される電力価格上昇による追加的な省エネに区分けされるが、元文献ではこれらを分離して提示しているわけではない。
- ◆ しかし、Masanet et al.の論文では、相当な省エネが継続的に進展すると想定しており、これは炭素価格の上昇に伴う電力価格の上昇も含んだ環境下の想定と考えることも妥当である。他方、Koot et al.の論文は、省エネの進展が進みにくくなると想定しており、電力価格の追加的上昇を想定していないと想定することもできる。
- ◆ DNE21+では、モデル全体の整合性を確保するため、ベースライン(炭素価格ゼロ)時の電力需要想定を与える必要がある。そこで、以下の仮定をして、ベースライン時の電力需要想定を行った。

	根拠 (データセンター、ネットワーク需要)*	RITEにおける仮定(エネルギー効率改善)	
		自律的エネルギー効率改善(AEEI): 技術進展	炭素価格により誘発される電力価格上昇に伴う追加的な省エネ
高位	Koot et al. (Applied Energy誌) の成長率	低位	低位(0.ベースライン(炭素価格ゼロ)相当)
中位	両文献の中間想定	中位	中位(3.世界調和シナリオ(2°C MAC均等化)相当)
低位	Masanet et al. (Science誌)の成長率	高位	高位(1. 中庸排出削減シナリオ(2°C、日本2050年▲90%)相当)

DNE21+ 想定の電力の長期価格弾性値 -0.3を用いてベースライン(炭素価格ゼロ)時の各シナリオの電力需要を想定

* 半導体需要の高位は、別想定(前頁参照)

【参考】JSTの通信ネットワーク需要想定(実績と展望)

表 8 ICT インフラの消費電力予測

			Japan			Worldwide		
			2018	2030	2050	2018	2030	2050
Core/Metro Traffic		EB/Y	106	1,900	223,000	2,400	39,000	4,640,000
Radio access Traffic		EB/Y	10	200	21,000	264	6,000	714,000
Power consumption of	As is	TWh	37	190	21,000	570	5,000	650,000
ICT infrastructure	Modest	TWh	37	44	1,100	570	1,300	30,000
	Optimistic	TWh	37	13	200	570	400	6,000
Power consumption of	As is	TWh	14	90	12,000	180	2,600	390,000
Datacenter	Modest	TWh	14	24	500	180	670	16,000
	Optimistic	TWh	14	6	110	180	190	3,000
Power consumption of	As is	TWh	23	100	8,800	390	2,400	260,000
Network	Modest	TWh	23	20	600	390	640	14,000
	Optimistic	TWh	23	7	100	390	170	3,000

ネットワーク関連

表 6 国内アクセス系ネットワーク消費電力予測

Japan			2018	2030	2030	2030	2050	2050	2050
Year				As is	Modest	Optimistic	As is	Modest	Optimistic
Radio access traffic		EB/Y	10.0	200	200	200	21,000	21,000	21,000
Power consumption of access network		TWh	18.0	80	20	5	7,000	440	90
Power consumption of wired access network		TWh	2.5	3	0	0	4	0	0
Power consumption of wireless access network		TWh	15	75	17	5	7,040	440	90
Power consumption of base station		TWh	12	71	16	4	7,000	340	70
Power consumption of base station hardware		TWh	12	71	41	18	7,000	1,700	700
Hardware	Packet processor	TWh	1.2	7	2	1	700	40	7
	Power amplifier	TWh	8.3	50	35	15	4,900	1,500	700
	Optics	TWh	1.2	7	2	1	700	70	7
	Others	TWh	1.2	7	2	1	700	70	7
Assumed power consumption efficiency	Packet processor			1	0.3	0.10	1	0.05	0.01
	Power amplifier			1	0.7	0.30	1	0.30	0.15
	Optics			1	0.3	0.15	1	0.10	0.01
	Others			1	0.3	0.15	1	0.10	0.01
System architecture				1	0.4	0.20	1	0.20	0.10

通信キャリア基地局等

JSTの2030年の評価は、省エネの進展を大きく見込んでおり、電力消費量の低減を推計しているところもあって評価が難しいが、より長期の2050年で見ると、JSTでは、通信キャリア基地局の電力需要の伸びが、その他、ネットワーク電力需要の伸びよりも大きいと推計している。

出典) JST (2023)

【参考】世界のIT関連の電力需要量(実績と展望)

出典) Schneider Electric, Digital economy and climate impact (2021)

[]: 通信キャリア基地局需要を1.0としたときの相対的な需要

Electricity demand IT (TWh)		2015	2020	2023	2030
データセンター関連	Compute	89	114	150	331
	Storage	16	18	37	108
	DC infrastructures	179	209	242	280
ネットワークその他: 固定ネットワーク他*	Fixed networks	99	160	211	239
	Mobile networks 通信キャリア基地局等	84	87	135	409
	IT devices use PC, スマホ、タブレット端末等	195	178	171	144
	Network equipment use	83	117	143	229
	IoT devices use スイッチングハブ、wifiルーター等	30	70	98	290
半導体製造関連	TVs and peripherals use TV, TV周辺機器等	498	456	433	387
	Device manufacturing	509	527	577	759
Total		1,782	1,935	2,198	3,177

ネットワークその他:
固定ネットワーク他*

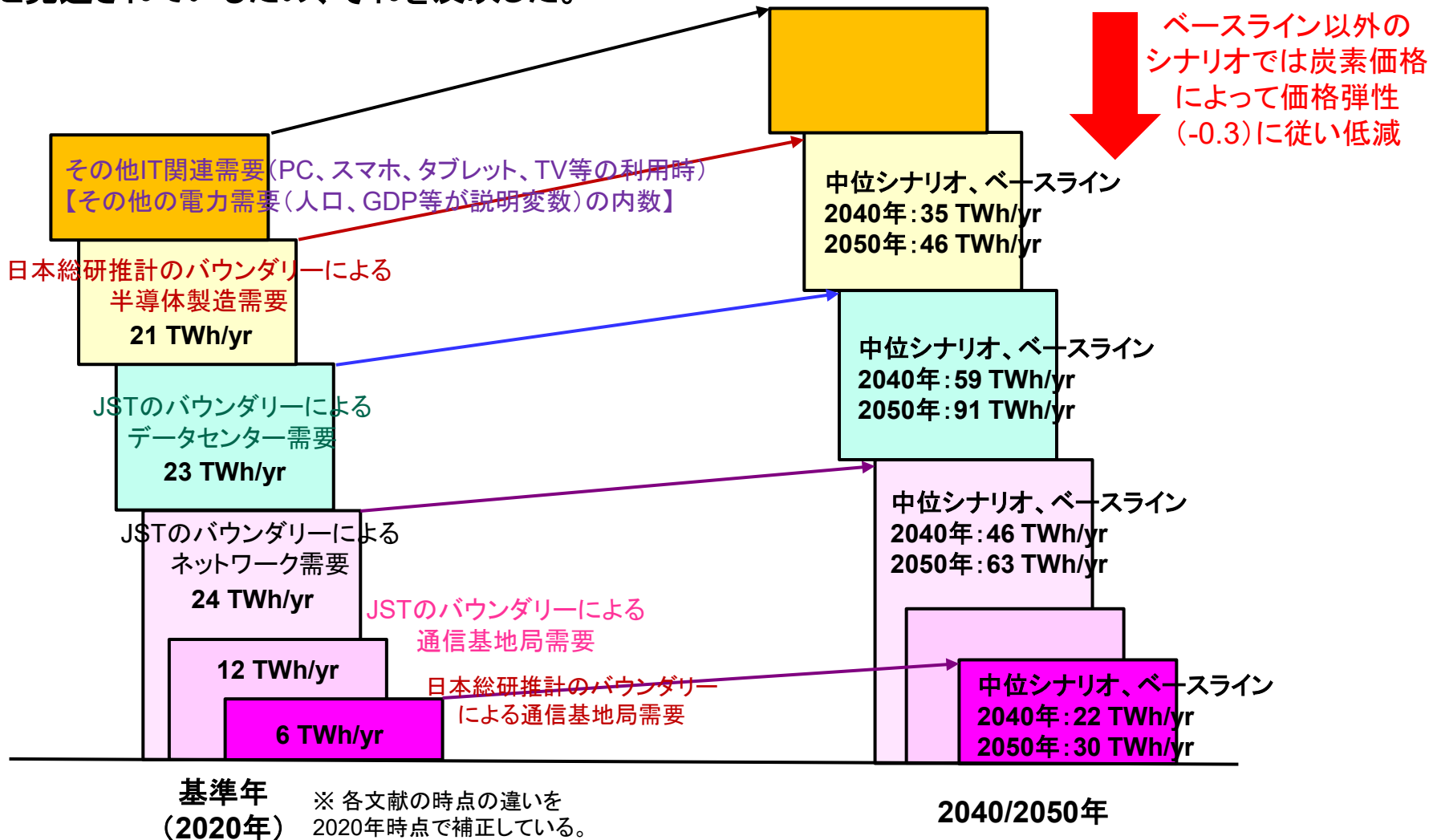
上記では考慮しておらず、
その他民生需要等のマクロ
としての電力需要内で考慮*

※ 一部JSTのバウンダリーとの関係が不明瞭な部分有

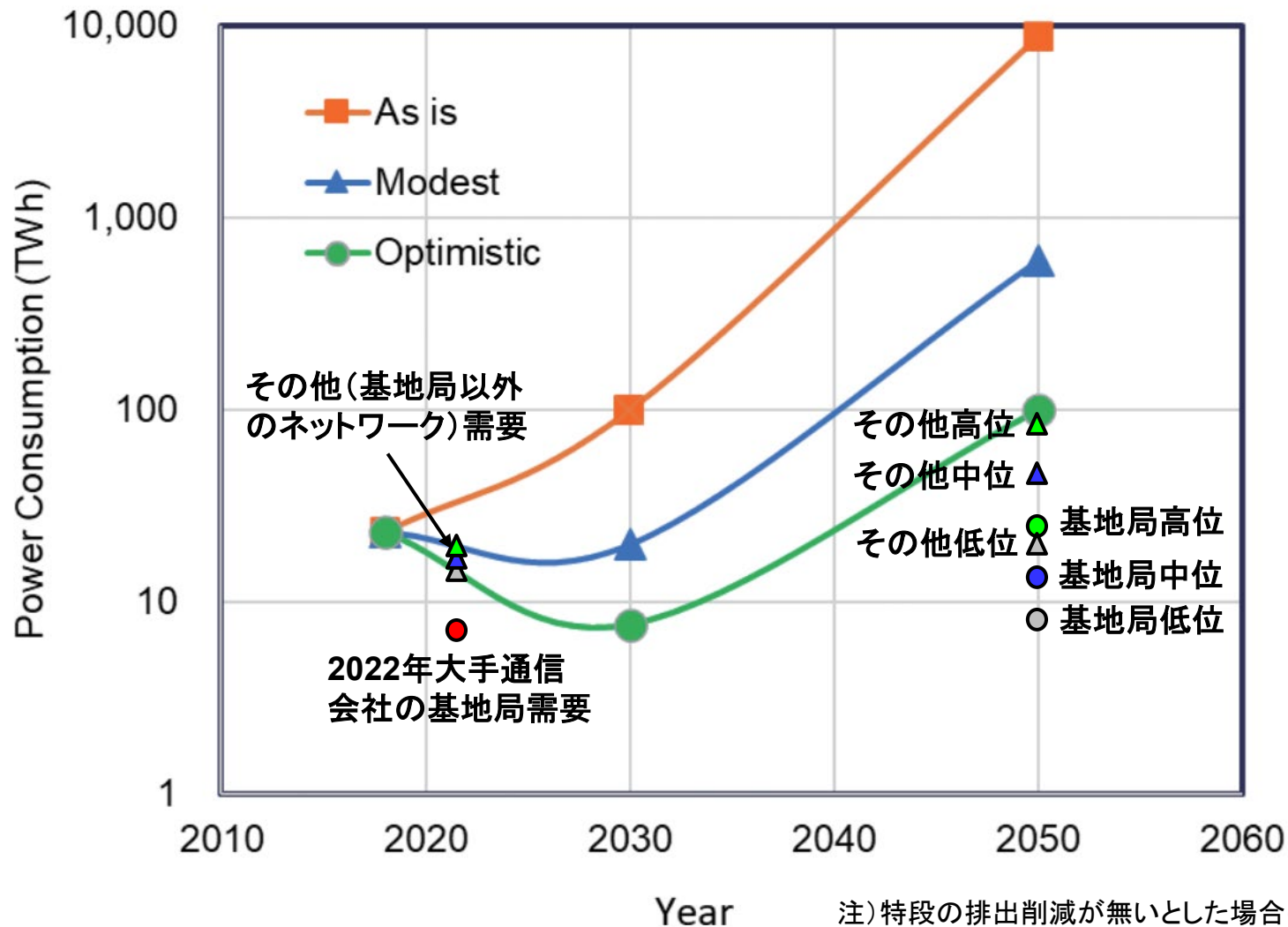
- ✓ バウンダリーが少し不明瞭だが、通信キャリア基地局需要と、その他ネットワークの実績での需要の比率は、1:3程度と推計されている。(JSTは、1:1程度となっており、少し通信キャリア基地局の需要比率が高め)
- ✓ 本文献でも、通信キャリア基地局の電力需要の伸びが、その他、ネットワーク電力需要の伸びよりも大きいと推計されている。

IT関連の需要想定：中位シナリオ

- ◆ 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。



ネットワークの電力消費想定：通信基地局とその他



注) 特段の排出削減が無いとした場合のベースラインの需要

- ✓ 基地局分は日本総研推計のバウンダリーを採用。その他は、JSTのネットワークの2018年値を低位、中位、高位の成長率(0.8、2.4、4.9%/yr)に基づき2022年まで延長し、基地局分を差し引いて2022年値を想定。
- ✓ 以降はこれまで同様に成長率に沿って推計。人口は減少しても一人当たり通信量は増加する可能性があるため、人口減少の影響は明示的には考慮していない。

鉄鋼の生産プロセスの転換

- ◆ 鉄鋼の電力需要について、主に以下の要因が考慮されている。
 - ◆ 基本的に、想定したCO₂制約(によって生じる炭素価格)の下、経済合理的な対策としてモデルが内生的に技術を選択し、結果として、電力需要量、自家発電量が決定される。
- ① 高炉プロセスにおけるCO₂回収に要する電力需要量の発生
 - ② スクラップ鉄・電炉の増大: CO₂排出制約が厳しくなると、高炉・転炉法⇒スクラップ鉄・電炉法に経済合理的に転換がおきやすくなり、電力需要量が増大し得る。ただし、スクラップ鉄の供給量(過去の鉄の蓄積過程に依存)に制約がある。
 - ③ 水素直接還元(DRI)・電炉の増大: スクラップ鉄・電炉法では、スクラップ鉄の供給制約や高級鉄の製造制約が存在するが、水素DRI・電炉では、その制約がほぼ無くなる。高炉・転炉鋼からの転換により、電炉による電力需要が増大。なお、水素製造でも電力需要が増大する可能性があるが、モデル分析結果では海外水素の方が経済合理的になりやすく、水素製造のための国内の電力需要増とはなりにくい。
- 水素DRIは、大規模には商用化されておらず、不確実性が大きい。商用化のタイミング、また、建設のリードタイム等の不確実性が伴うため、想定したCO₂制約下での費用最小化の解以外に、水素DRI(・電炉)の拡大制約シナリオを想定した。
- 具体的には、モデル分析の最適解では2050年▲90%時には、高炉すべてが水素DRIに転換することが経済合理的な解となっている(高位)ため、中位としてその50%、低位として25%まで転換できる、とする拡大制約を想定
- ④ 自家発電の展望: 高炉プロセスでは、エネルギー効率が極めて高いことから、自家発電として系統側へと電力が流れている。他方、CO₂排出制約が厳しくなると、①、②、③の結果として、自家発電が低減する可能性がある。

鉄鋼以外のエネルギー多消費産業の生産プロセスの転換

- ◆ 各産業部門で以下のような電力需要変化等につながる対策オプションを考慮
- ◆ 基本的に、化石燃料価格変化やCO₂制約(によって生じる炭素価格)の下、経済合理的な対策としてモデルが内生的に技術を選択し、結果として、電力需要量、自家発電量が決定される。

【セメント】

- ◆ 燃料転換(石炭 ⇒ 天然ガス ⇒ e-methaneなど)
- ◆ CCS

【紙・パルプ】

- ◆ 燃料転換(石炭 ⇒ 天然ガス ⇒ バイオマス・アンモニア・e-methane・電気など)

【化学:アンモニア製造】

- ◆ 天然ガス ⇒ e-methane・電気など

【化学:エチレン、プロピレン、BTX製造】

- ◆ 石油 ⇒ 天然ガス ⇒ アンモニア・e-methane・電気など

【その他産業(工業炉等の熱需要)】

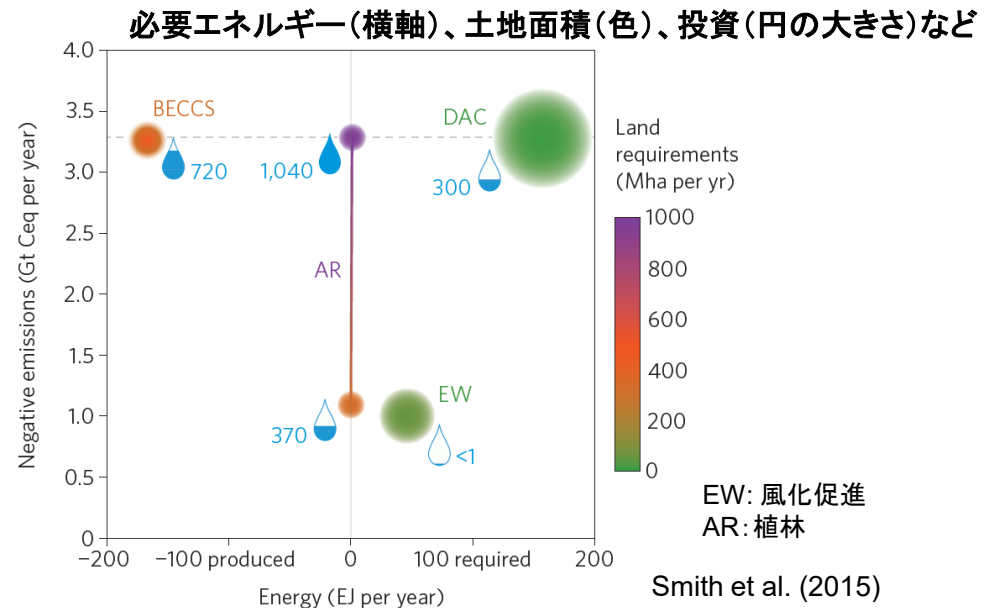
- ◆ 技術を積み上げでは評価していないが、マクロのエネルギー需要として、石油 ⇒ 天然ガス ⇒ バイオマス・水素・アンモニア・e-methane・電気 等への転換

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。
- 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		

水素、アンモニア製造関連技術の想定（1/2）

製造技術エネルギー転換効率

		2020	2030	2040	2050	2100
水素	石炭ガス化	60%				
	ガス改質	70%				
	バイオマスガス化	60%				
	水電気分解	64%	69%	71%	74%	85%
アンモニア	石炭－低効率	31%				
	石炭－中効率	41%				
	石炭－高効率	46%	46%	47%	48%	48%
	ガス－低効率	42%				
	ガス－中効率	57%				
	ガス－高効率	66%	66%	67%	69%	69%
	水電気分解	49%	53%	54%	56%	56%

注1) 化石燃料由来の製造プロセスでは、CO₂回収に伴うエネルギー損失は含まれていない。別途、計上。

注2) アンモニア製造には、窒素合成に伴うエネルギー消費も含まれる。

水素、アンモニア製造関連技術の想定（2/2）

製造技術設備費 [million US\$/ (ktoe/day)]

		2020	2030	2040	2050	2100
水素	石炭ガス化	611	504	456	413	413
	ガス改質	459	372	361	350	350
	バイオマスガス化	611	504	456	413	413
	水電気分解	479	345	267	207	207
アンモニア	石炭－低効率	657				
	石炭－中効率	756				
	石炭－高効率	1133				
	ガス－低効率	410				
	ガス－中効率	472				
	ガス－高効率	707				
	水電気分解	604	461	380	300	300

注1)化石燃料由来の製造プロセスでは、CO₂回収設備費は含まれていない。別途、計上。

注2)アンモニア製造には、窒素合成の設備費も含まれる。

水素、アンモニア等の輸送関連技術の想定

液化技術

	設備費 (million US\$/(ktoe/day))	消費電力 (MWh/toe)
天然ガス/合成メタン	85	0.36
水素	588	1.98

国・地域間輸送費用

		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
アンモニア	パイプライン ^{*3}	52.1L	1.4L
	タンカー	4.1L	8.58+0.28L
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。

✓ 水素の国内輸送に係るコストも、内陸部に立地していることが多いと見込まれるその他産業部門では369\$/toeとする等、別途想定している。

炭素価格による日本のエネルギー多消費産業の生産への影響：需要中位シナリオの場合

DNE21+モデルによるCO₂限界削減費用(炭素価格)推計：
需要中位シナリオ(日本 2050年▲90%+世界1.5℃目標)

	2040年	2050年
日本	410	735
米国	366	359
英国	366	359
EU	366	514
その他	366	359

単位: USD/tCO₂
注)一部の国抜粋表示

世界エネルギー経済モデルDEARSによる推計

※ 特段の排出削減を考慮 しないベースライン比	2040年	2050年
鉄鋼	▲13%	▲16%
化学	▲12%	▲16%
窯業土石(セメント含)	▲2%	▲3%
非鉄金属	▲3%	▲4%
紙パ	▲6%	▲8%
GDP	▲4%	▲6%
鉄鋼 粗鋼生産量(億トン/年)		
基準想定	0.92	0.94
炭素価格影響考慮	0.80	0.79

3シナリオすべてにこの想定を適用

エネルギー供給側の想定

- ◆ DNE21+モデルは、想定する排出削減目標の下、エネルギー供給側、需要側一体で、世界全体での費用が最小となるようなエネルギーシステムを解いている。
- ◆ よって、エネルギー供給側の対策の想定によって、エネルギー供給側での費用対効果の高いポテンシャルが増大(もしくは減少)すると、需要側の対策(各種の電化、省エネ、電炉・水素直接還元製鉄など)の費用対効果は変化し、モデル分析結果としてのシナリオは異なってくる。
- ◆ ただし、先述のように、本分析では、エネルギー供給側は不確実性の幅を考慮していない。
- ◆ 本分析では、第2回検討会(2023年11月30日)で提示の技術シナリオの内、「標準」としたエネルギー供給側技術の想定を採用しつつ、第7次エネルギー基本計画のエネルギーミックスも踏まえ、原子力発電は2040年以降、総発電電力量の20%上限、CO₂貯留はCCS長期ロードマップ提示の2050年に1.2~2.4億トン／年の目標値のうちの上位の2.4億トン／年をモデル想定の上限とした。

3. DNE21+を用いたシナリオ分析結果

※ 分析結果はモデル前提条件の想定により変化し得る。



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

シナリオ名	排出削減シナリオ	CO ₂ 限界削減費用 [US\$/tCO ₂]		エネルギーシステム コスト増分 [billion US\$/yr]* ¹		電力限界費用 [US\$/MWh]* ²	
		2040年	2050年	2040年	2050年	2040年	2050年
ベースライン	【0.特段の排出削減無】	—	—	—	—	123	104
需要中位	【4. 日本▲90%シナリオ】 世界全体で1.5℃目標、 日本とG7各国は NDC+2050年▲90%	410	735	[+76]	[+149]	244	253
需要高位		454	681	[+89]	[+148]	256	244
需要低位		392	749	[+67]	[+141]	240	255

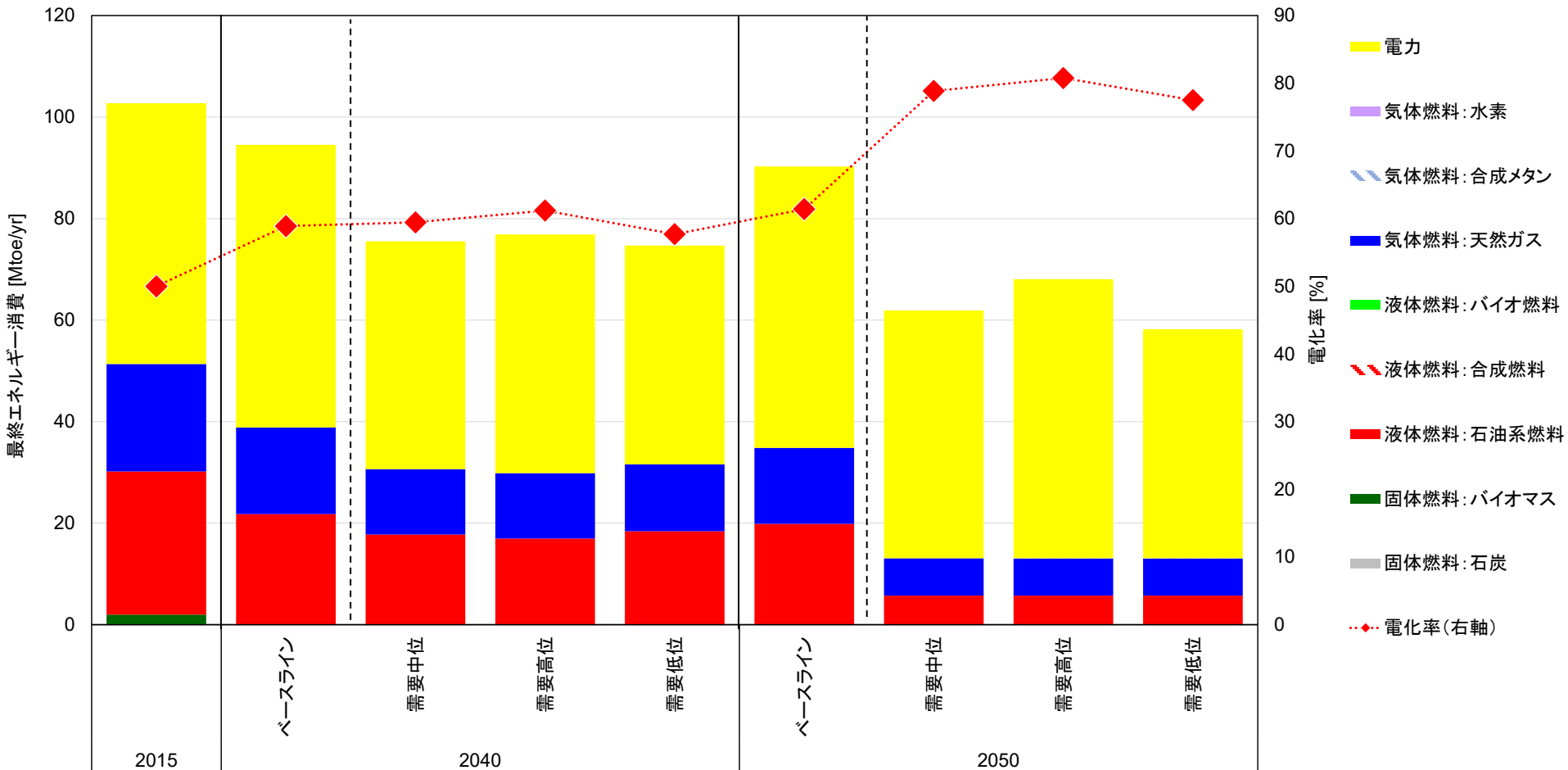
※ 経済モデルDEARSによる、経済フィードバック前の推計

*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123 US\$/MWh

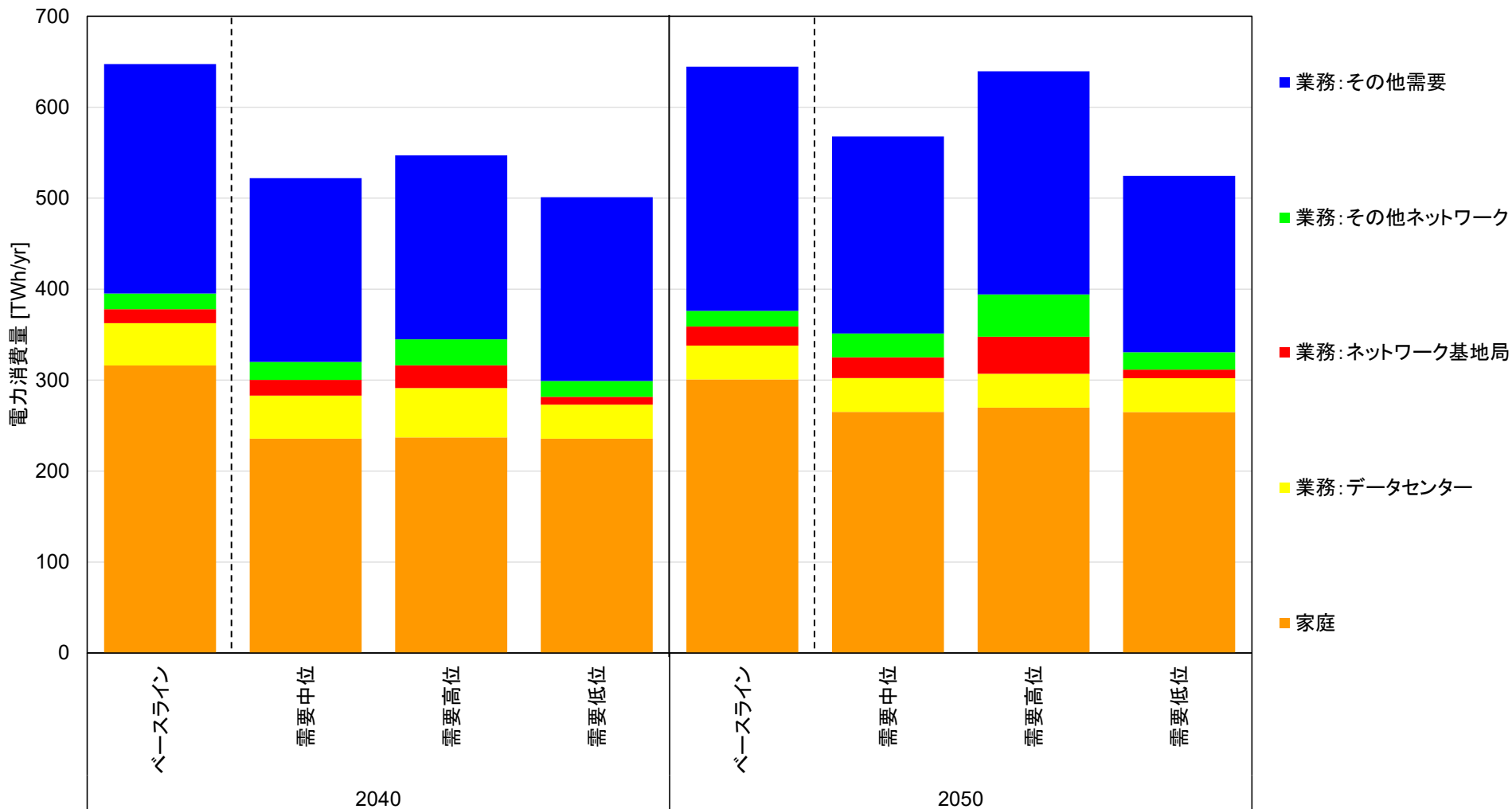
民生部門(業務・家庭)

最終エネルギー消費量：民生部門



- ✓ 民生部門の電化率は、2040年では60%程度、2050年では80%前後に。
- ✓ とりわけ2050年では、ベースラインに比べて電化率は大幅に上昇（CO₂の大幅な削減に対応した電化）

民生部門の電力消費量（需要別）



- ✓ データセンターとネットワークの電力需要計は、2040年においては需要中位:84TWh/yr、需要高位:108TWh/yr、需要低位:63TWh/yr。また、2050年においては需要中位:86TWh/yr、需要高位:124TWh/yr、需要低位:66TWh/yr。
- ✓ 民生部門全体の電力消費量に占める割合は、需要中位では20%程度と見込まれている。

民生：基礎的需要、電化、省エネ（省電力）

2040年

2050年

【需要中位】

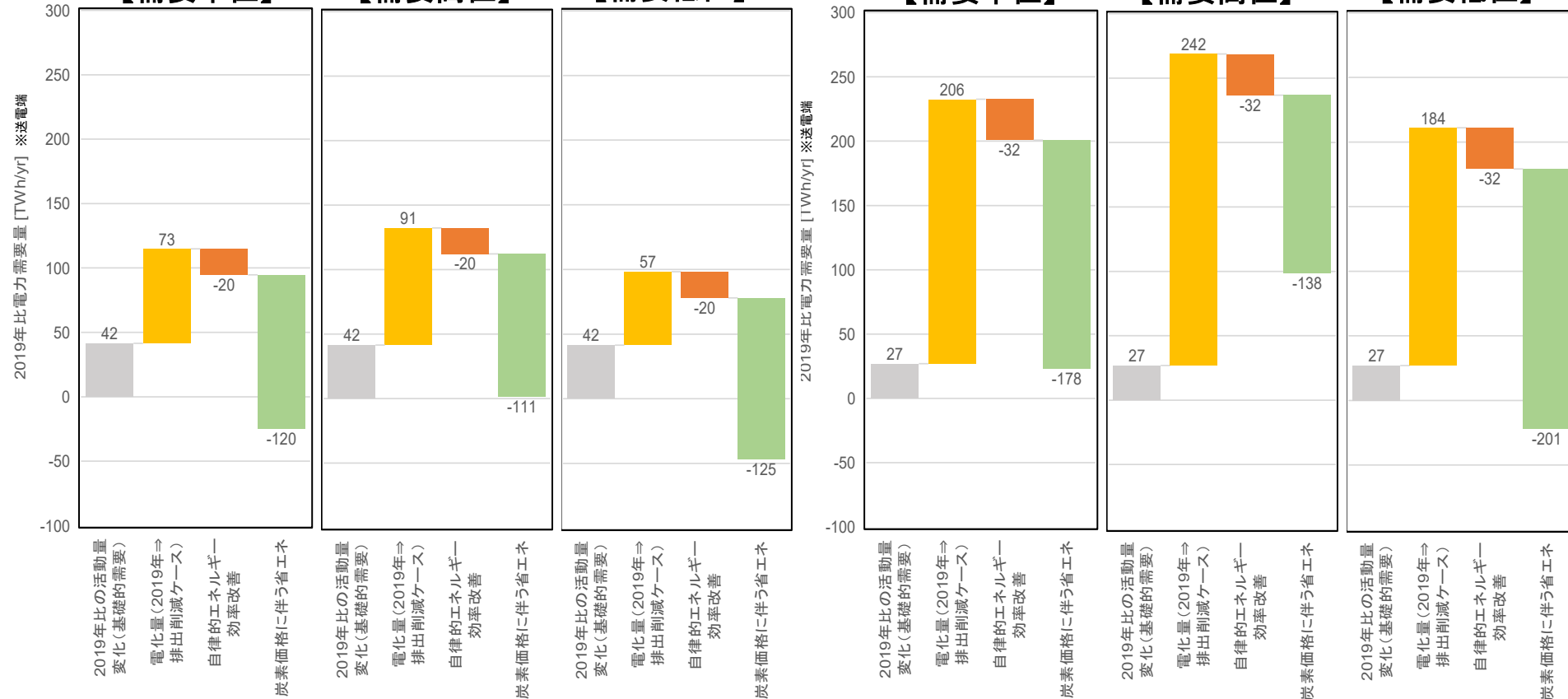
【需要高位】

【需要低位】

【需要中位】

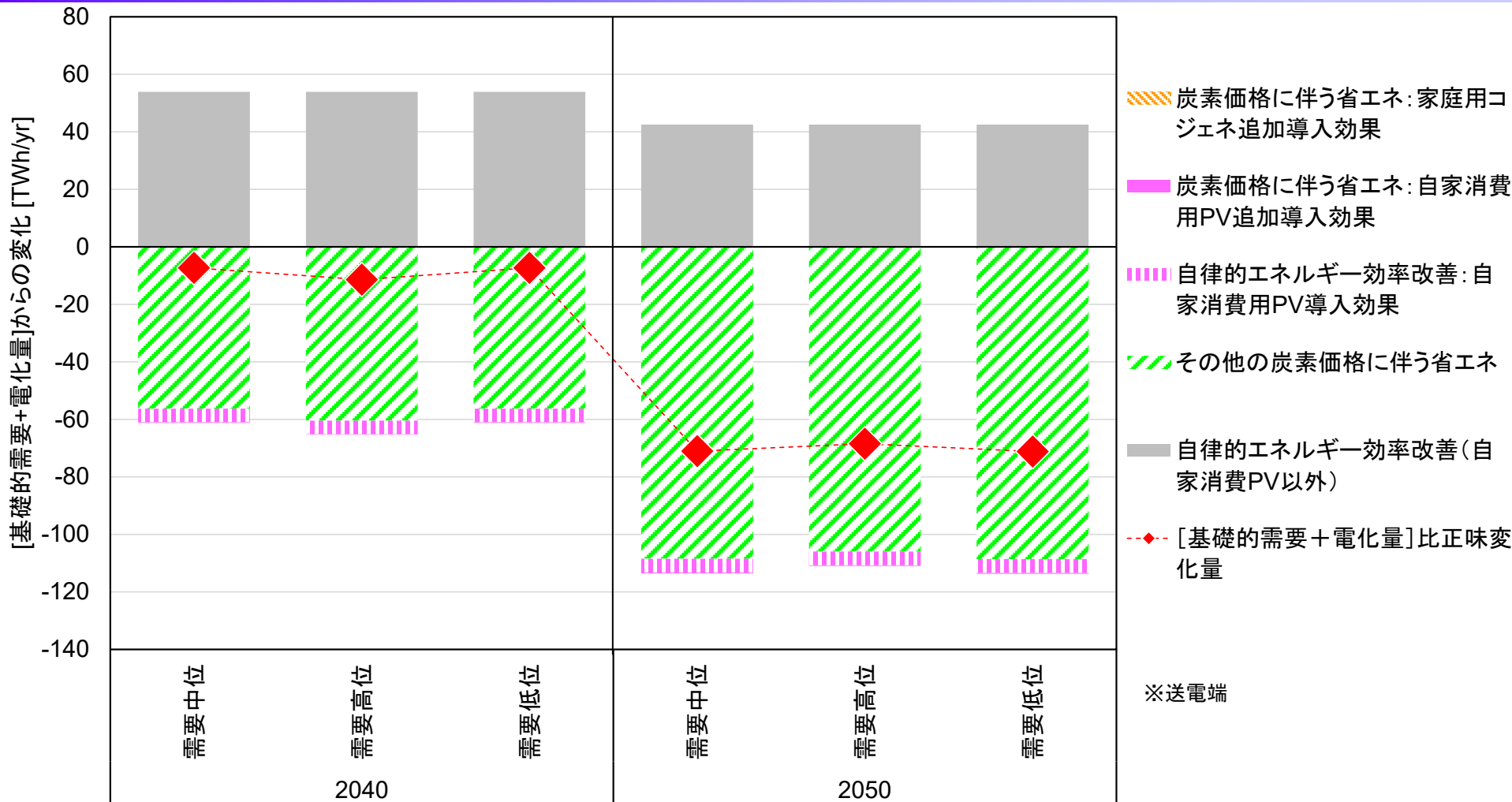
【需要高位】

【需要低位】



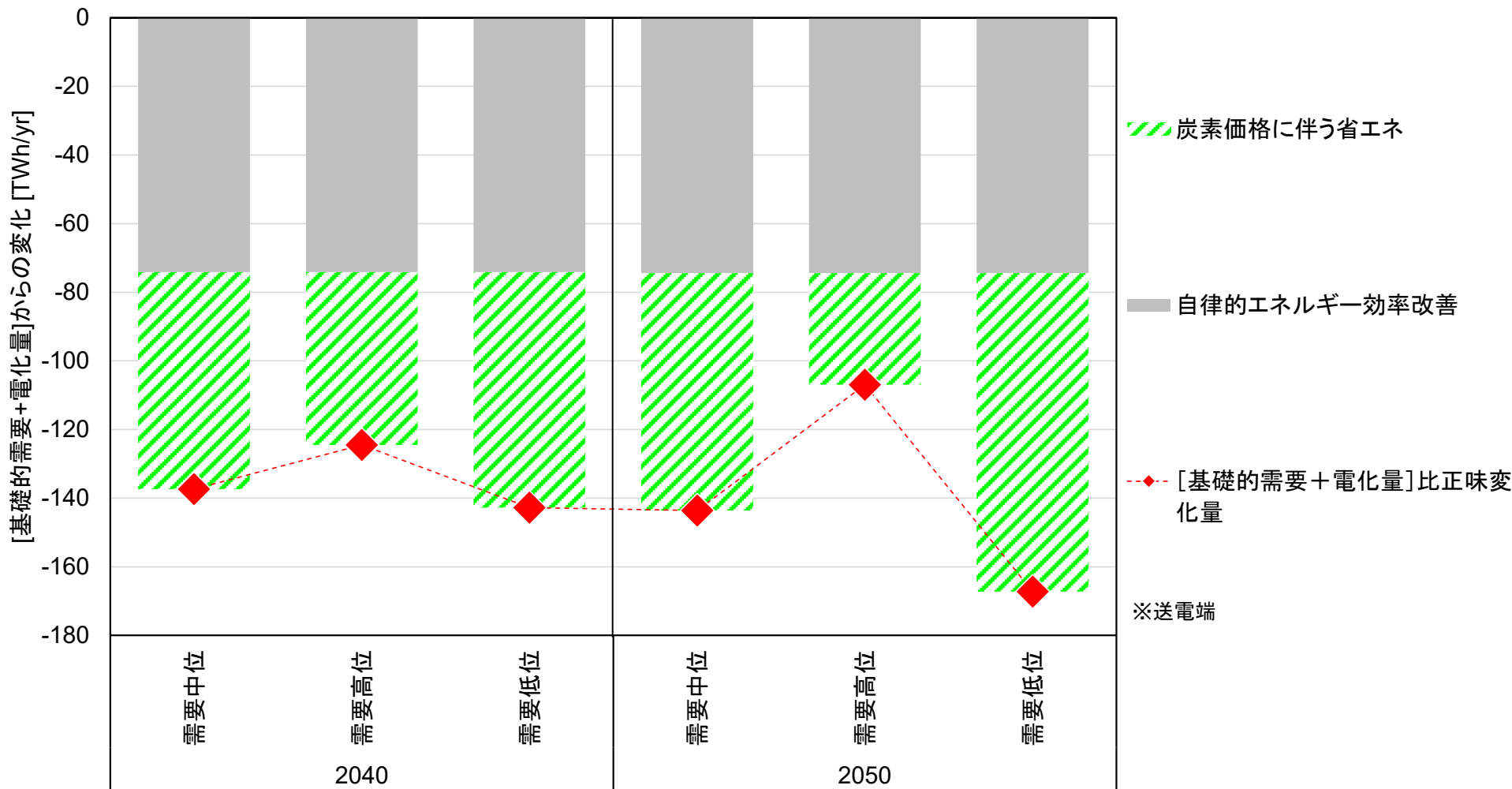
- ✓ 全体の傾向として、電化促進効果は大きいですが、排出削減目標達成のための炭素価格が高いことから、省エネも大きく進展し、結果、3つのいずれのシナリオでも、2019年比ではほぼ同水準程度
- ✓ 炭素価格により電化が進展しつつ、同時に省エネが進展する傾向が見られることから、電化（発電量の増加が伴っている）と省エネ（省電力。化石燃料から電力へ代替すれば最終エネルギー量としては必然的に低減）を別々に複数シナリオ策定し、その組み合わせで電力需要量を推計することには注意が必要である。

省エネ（省電力）効果：家庭



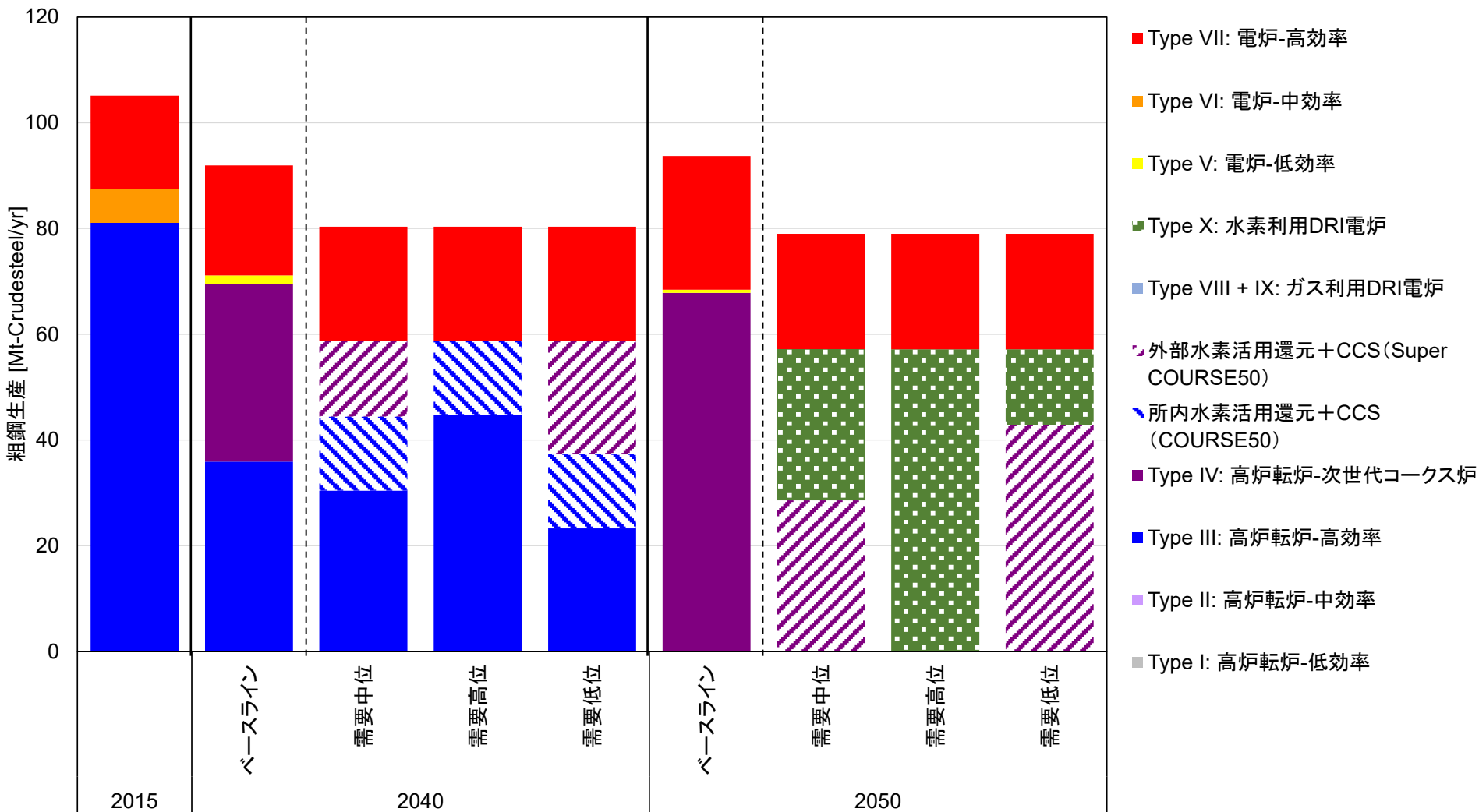
- ✓ 自律的エネルギー効率改善が正になっているのは、ベースラインでの各機器の効率改善よりも、気候変動影響による冷房需要の増加等、エネルギーサービスがそれを超えて大きくなると推計しているためである。
- ✓ 炭素価格に依らない自律的な太陽光発電の導入効果が見られる。炭素価格に伴う追加的な太陽光発電の導入効果も一部見られる。

省エネ（省電力）効果：業務



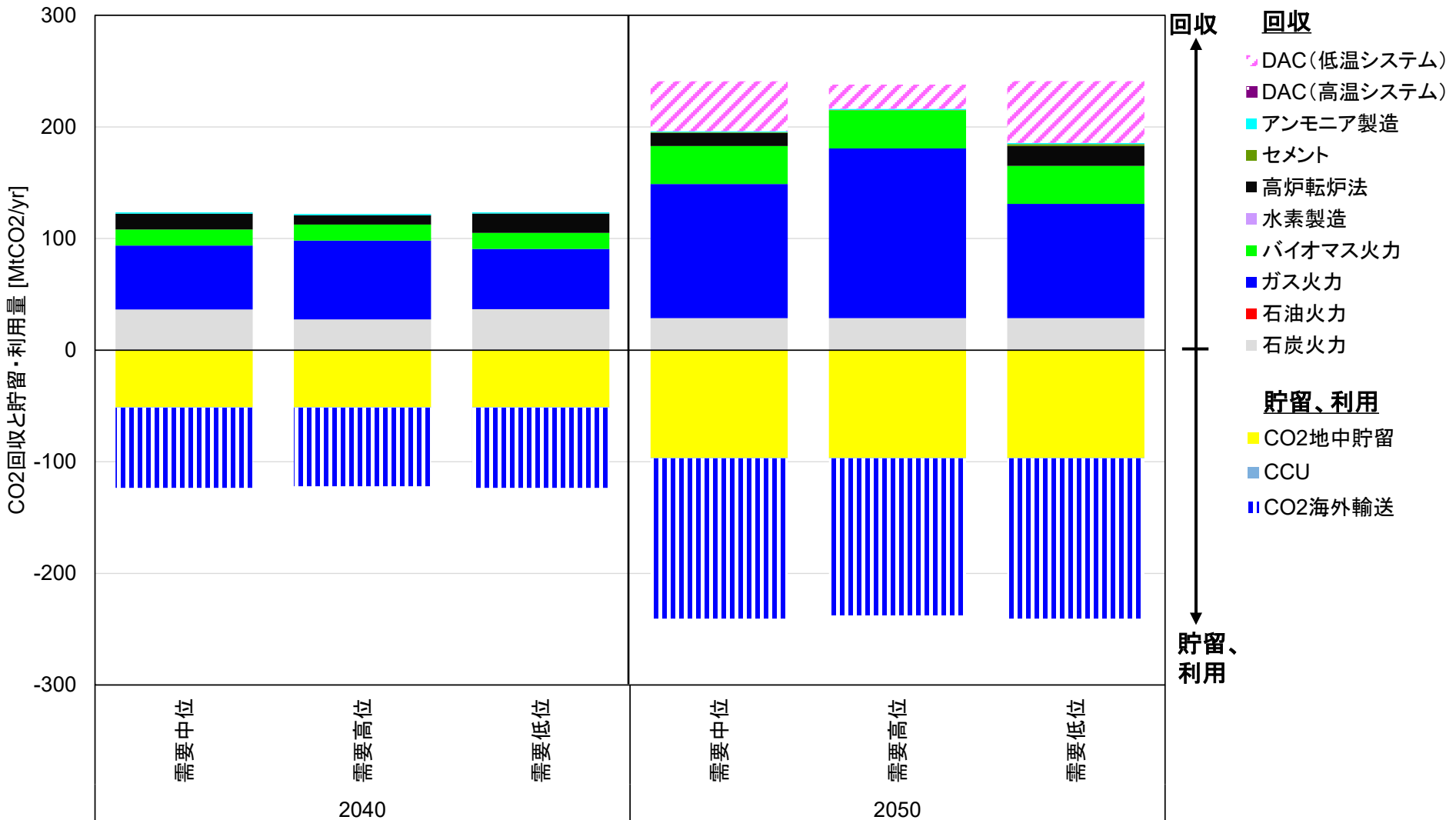
産業部門

技術別粗鋼生産量



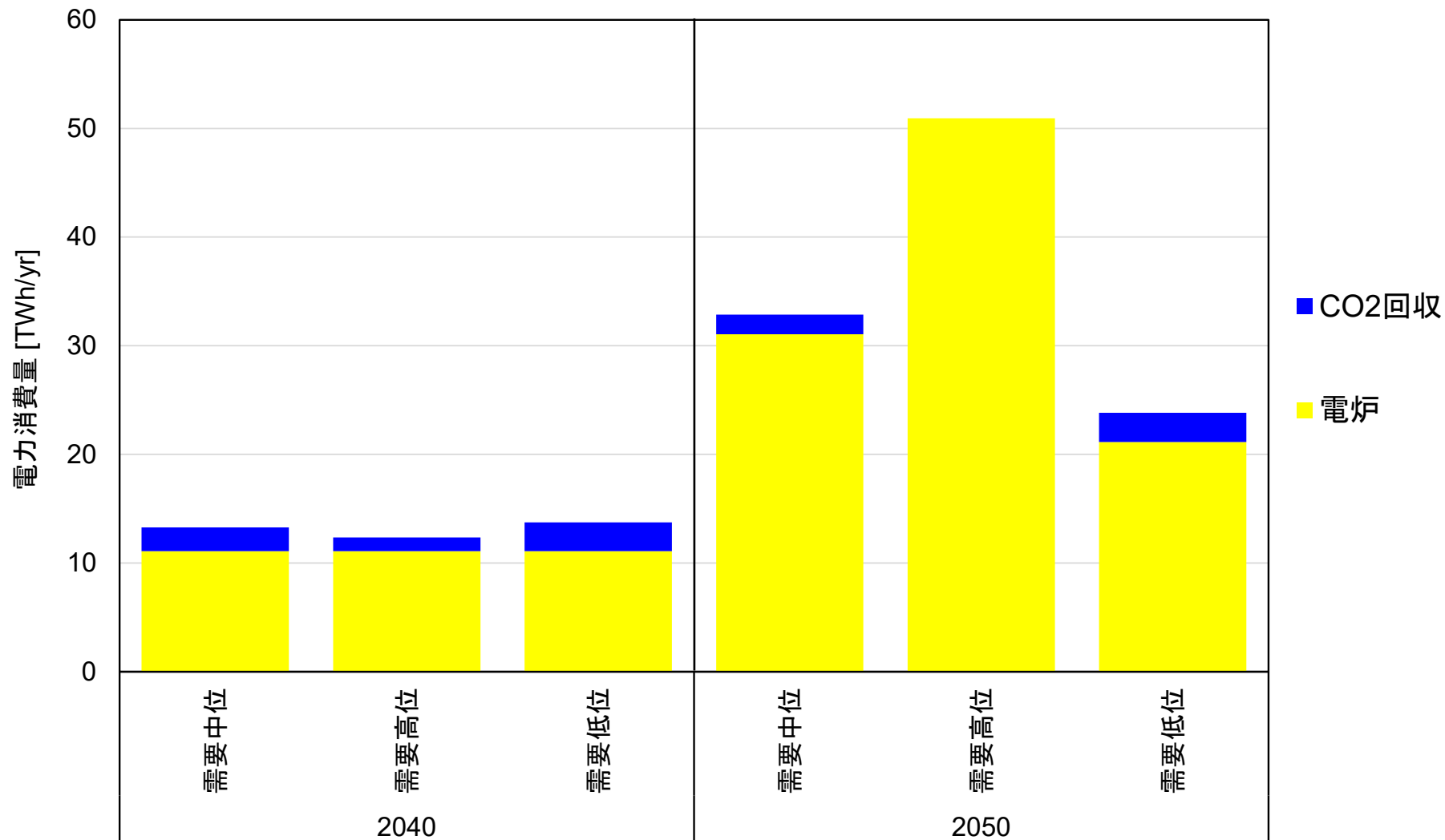
- ✓ 想定した排出削減シナリオ下では、2040年においては、高炉へのCCS導入が費用効率的
- ✓ 2050年にむけては、CO₂排出削減制約を満たすため、2041年以降新規建設・運開可能と想定している水素利用DRI電炉に代替される結果(電炉等需要増高位シナリオ)。その導入に制約を課した電炉等需要増の中位シナリオ、低位シナリオでは、外部水素を活用して還元するSuper COURSE50が導入されている。

CO₂バランス



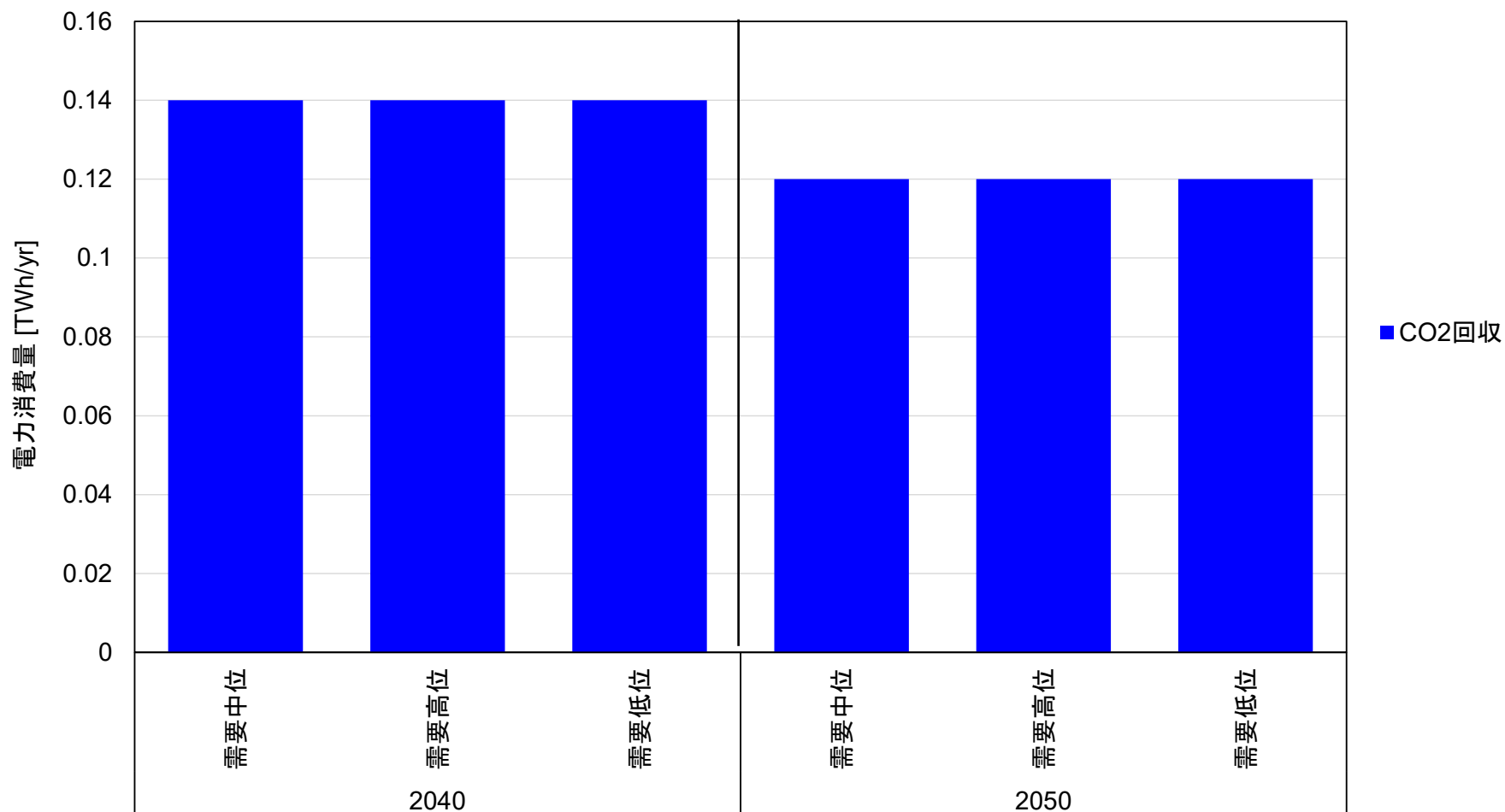
- ✓ 2040年における高炉からのCO₂回収量は8～17MtCO₂/yr
- ✓ 2050年では、水素利用DRI電炉に代替されるため需要増中位、高位ではCO₂回収量は減少し、0～18MtCO₂/yr
- ✓ 2050年ではDACによるCO₂回収も。今回の条件では、低温システムが選択

電炉とCO₂回収用の電力消費量（鉄鋼部門）



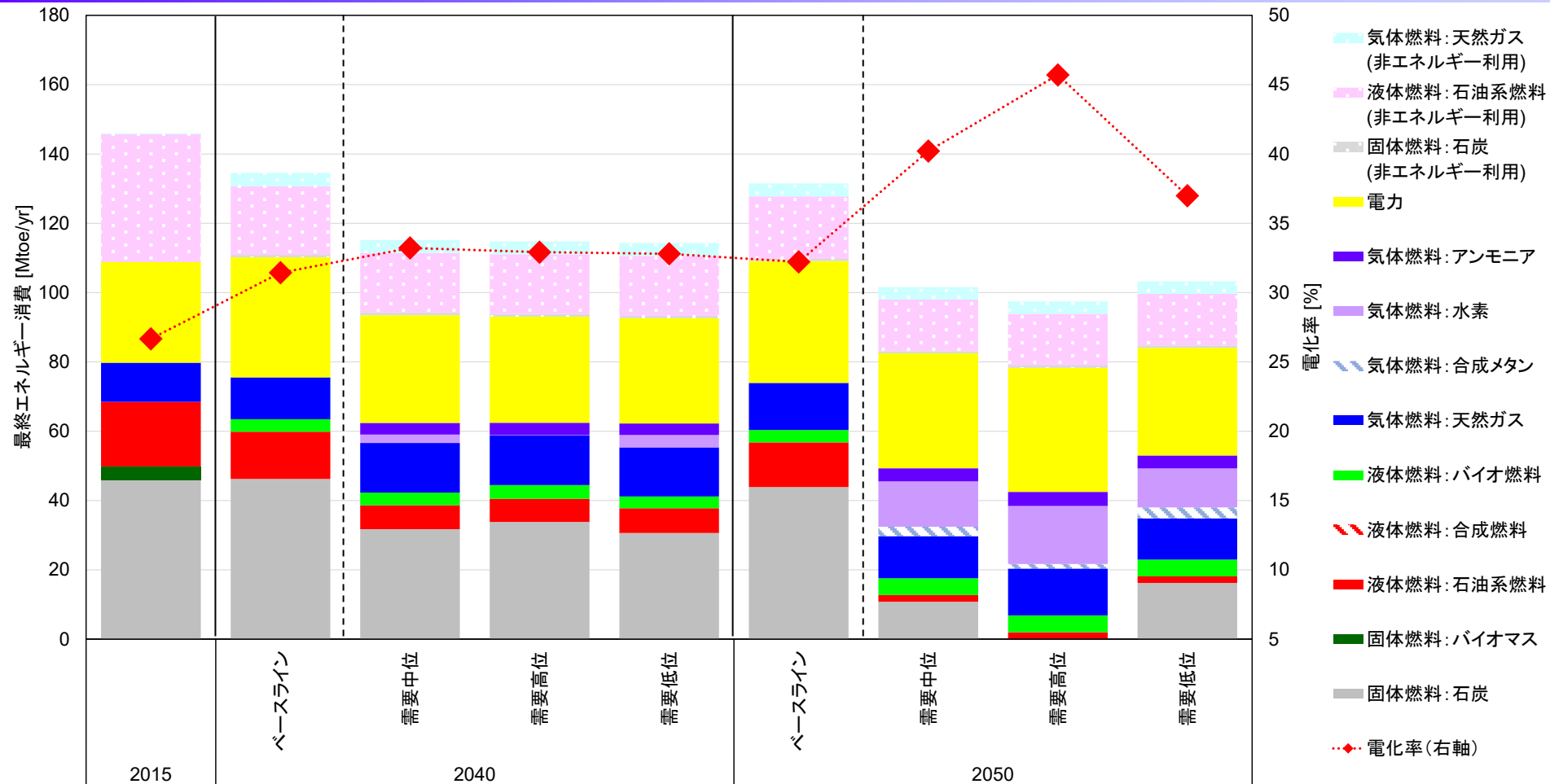
✓ 先の頁で示しているように、2050年の電力消費量の電炉による増分の大部分は、水素直接還元製鉄+電炉によるもの

CO₂回収用の電力消費量（その他産業部門）



✓ その他産業部門のCO₂回収は、化学部門のアンモニア製造時のCO₂回収

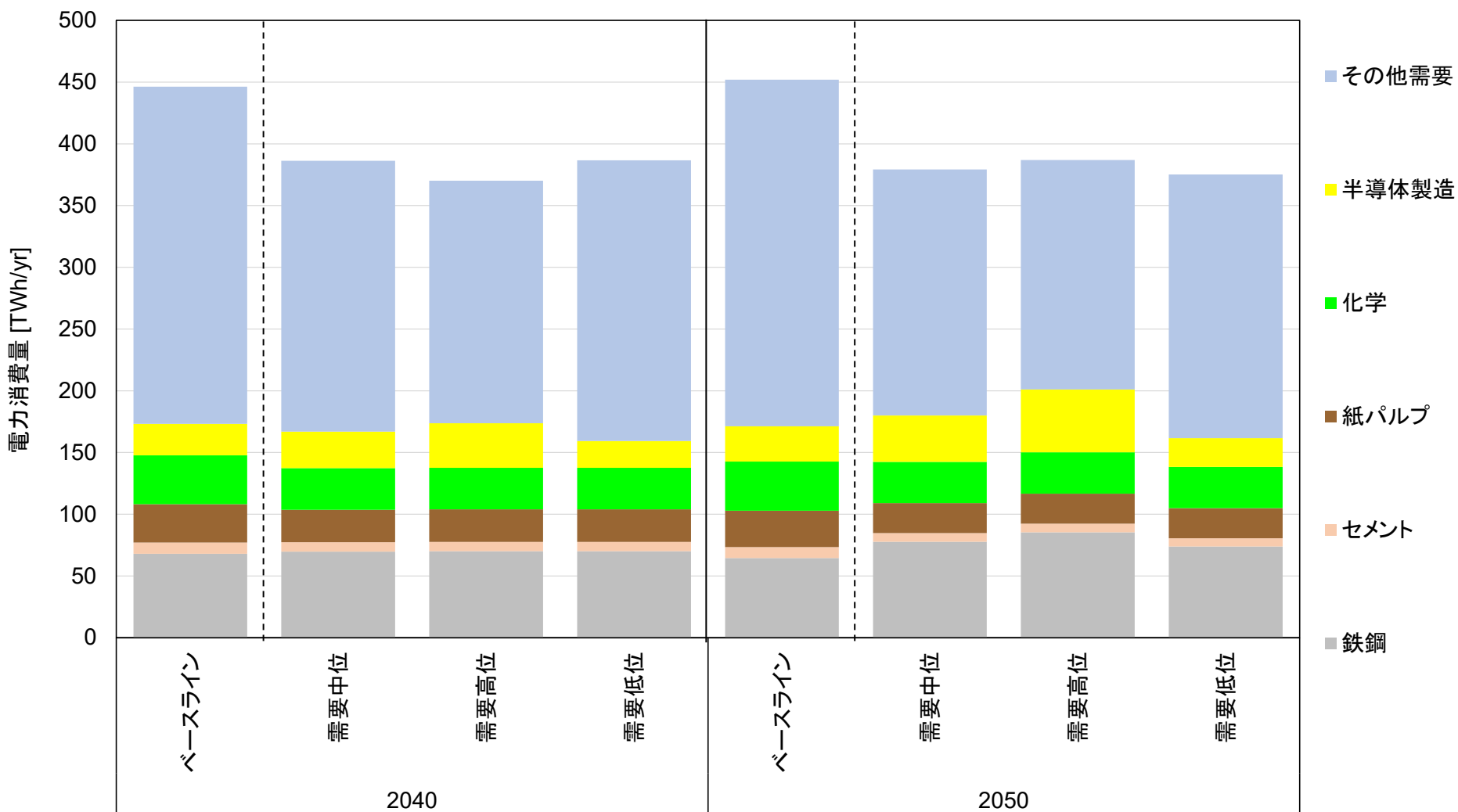
最終エネルギー消費量：産業部門



※ 電化率算定には非エネルギー利用分は含めていない。

✓ 2050年の産業部門の電化率は、37～45%程度

産業部門の電力消費量（部門別）



産業：基礎的需要、電化、省エネ（省電力）

2040年

2050年

【需要中位】

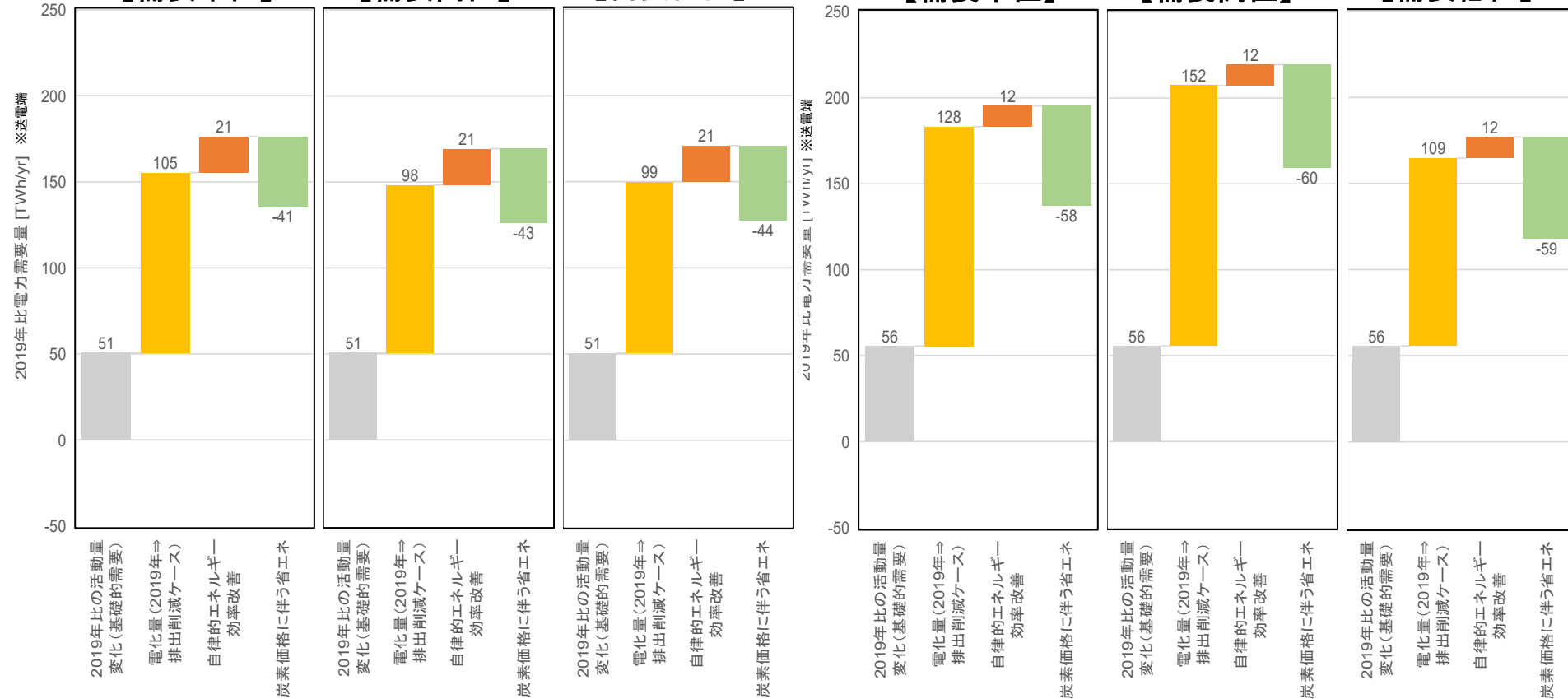
【需要高位】

【需要低位】

【需要中位】

【需要高位】

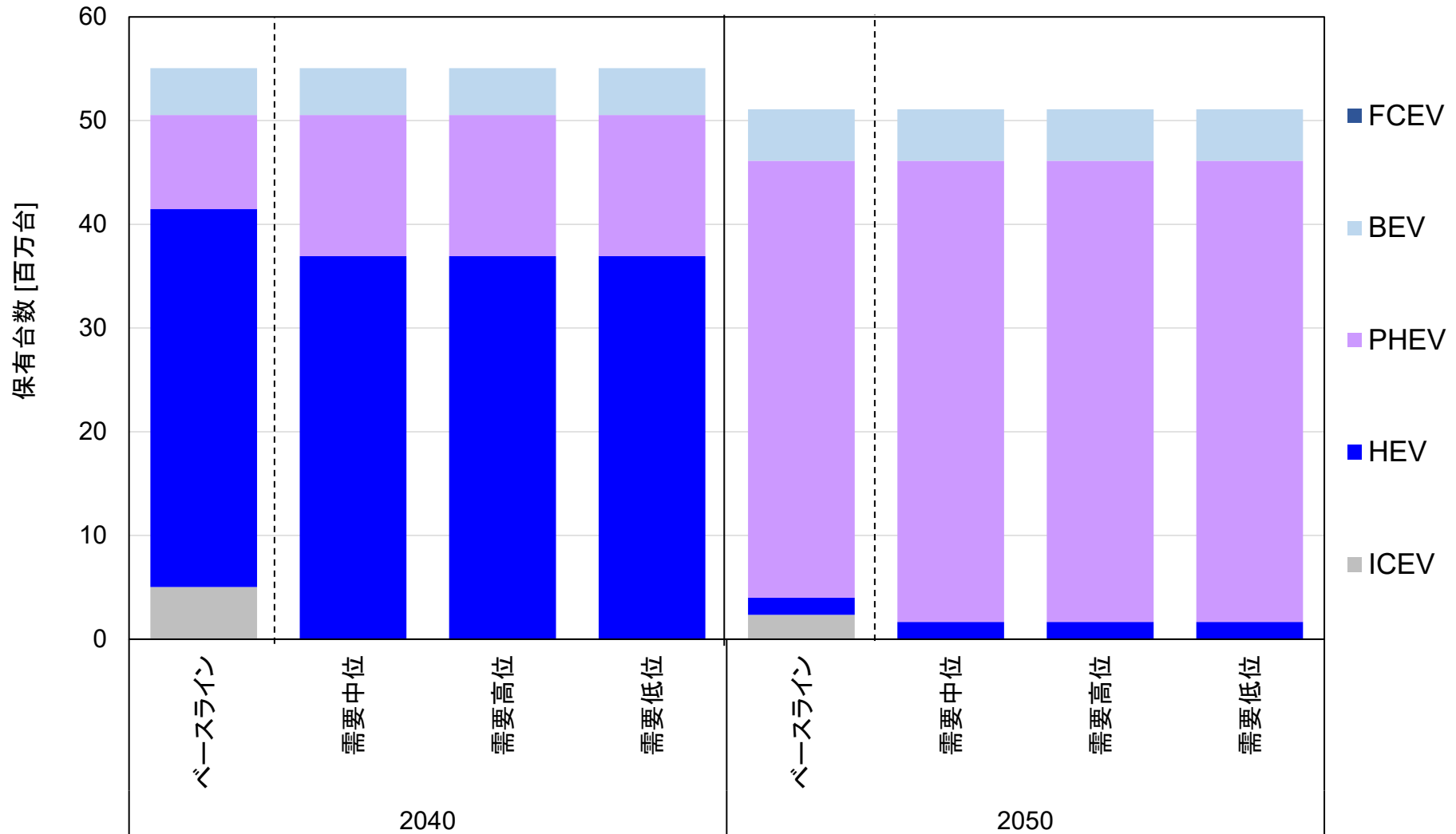
【需要低位】



- ✓ 各産業部門内での電化（低温熱需要の電化等）に加え、産業部門全体としての産業構造変化において、電力化率が大きく高まると推計
- ✓ 省エネ効果は見込まれるものの、限定的で、2040～50年にかけて、提示の3つのシナリオすべてで電力需要は2019年比で増大

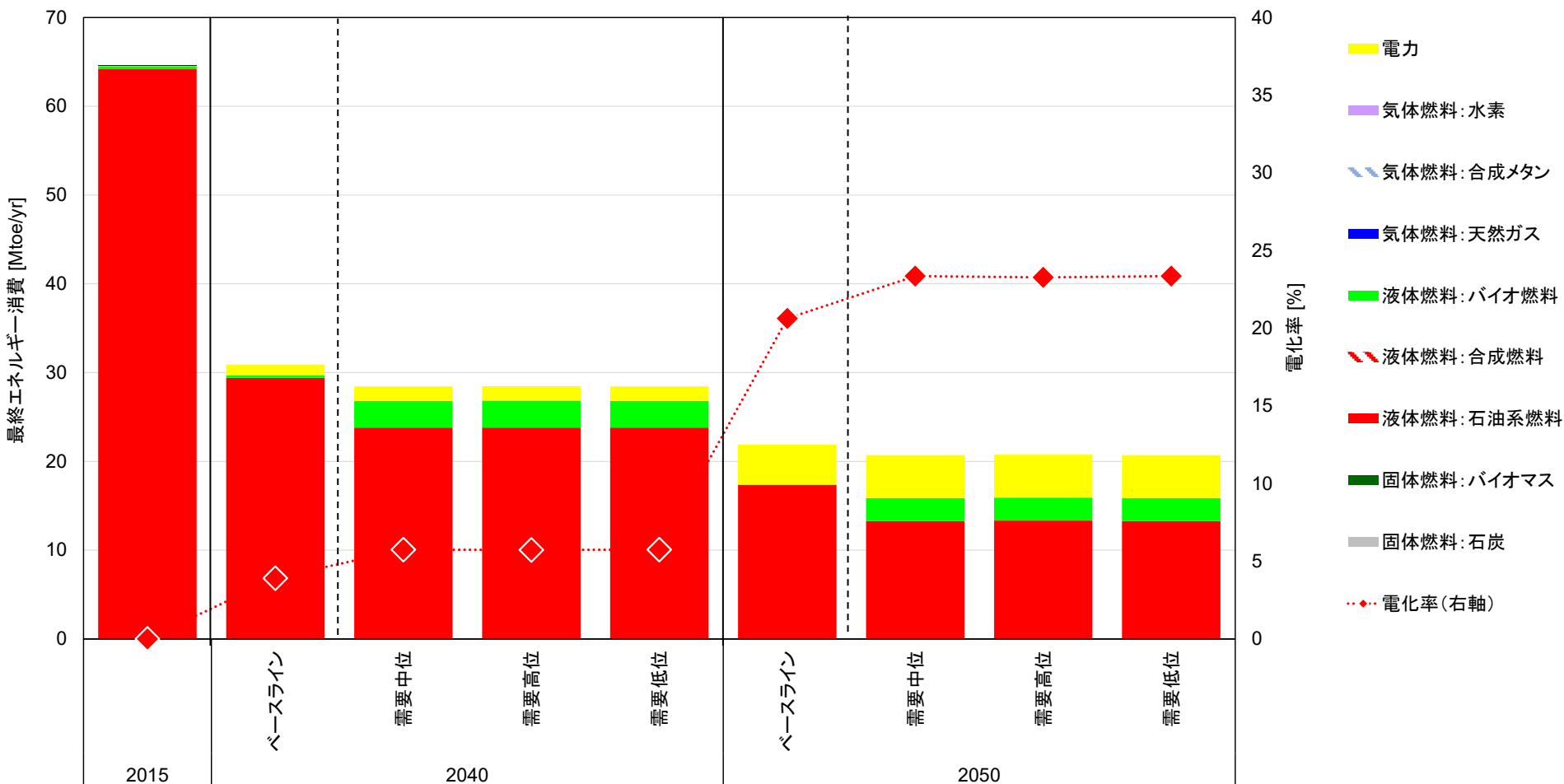
運輸部門

乗用車車種構成（保有台数）



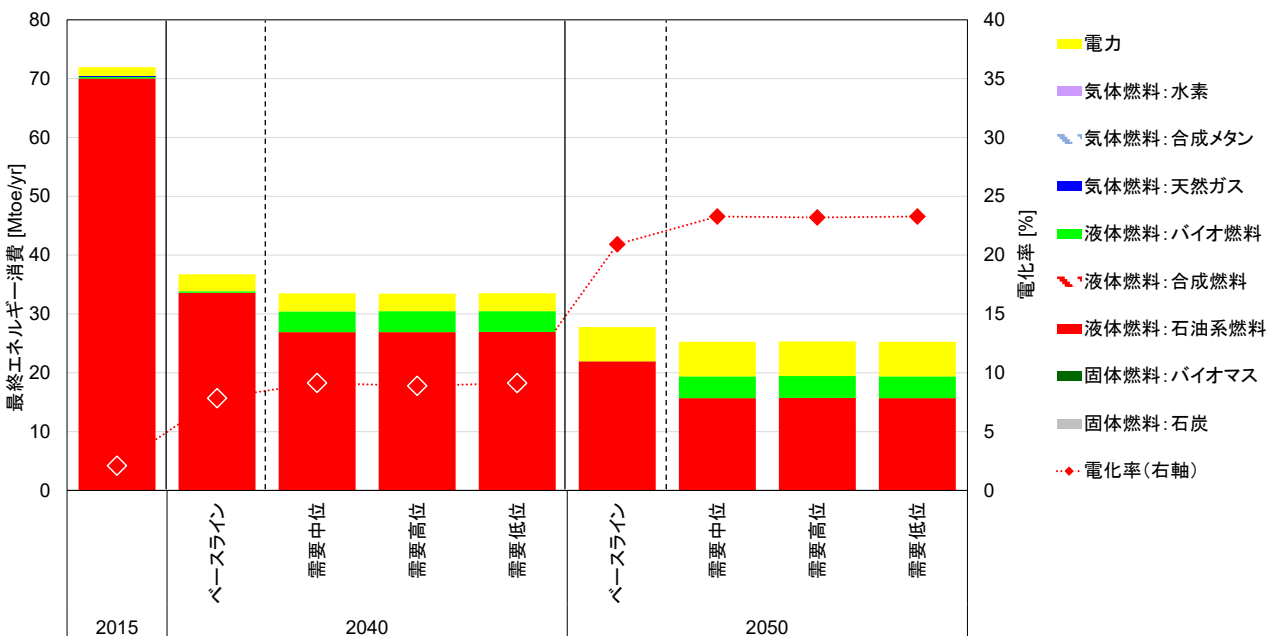
- ✓ 2050年のストックではPHEVが主
- ✓ なお、他の対策も同様であるが、ビンテージ(設備寿命)は考慮しているものの、線形モデルであり、また多様な消費者をモデルで表現しているわけではないので、費用効率的になると、極端に変化しやすいことに注意されたい。

最終エネルギー消費量：道路交通部門

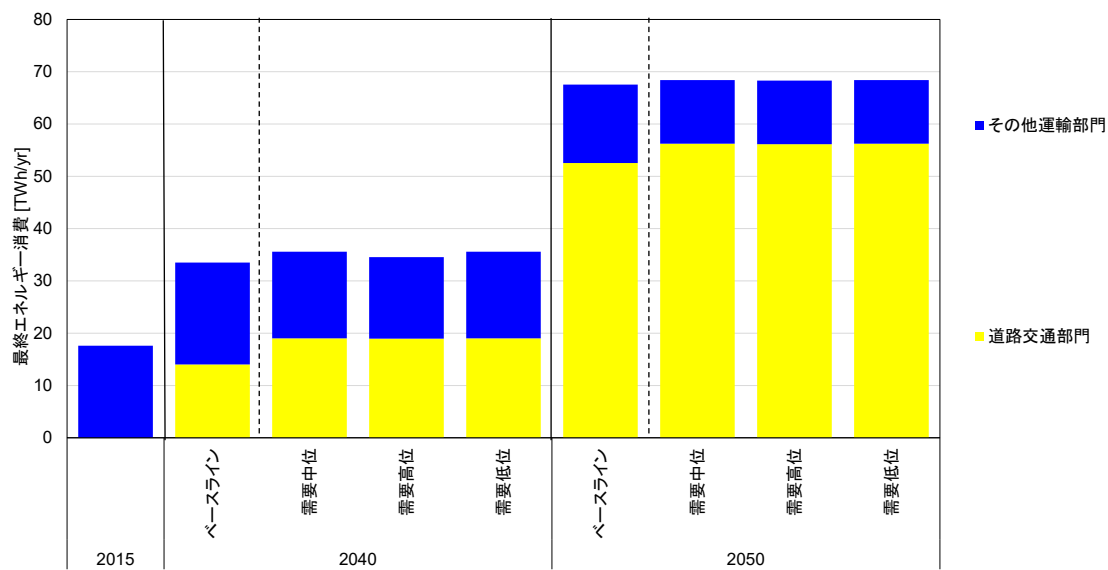


✓ 道路交通部門の電化率は、2050年には23%程度

最終エネルギー消費量：運輸部門



電力消費量(道路交通部門とその他運輸部門別)



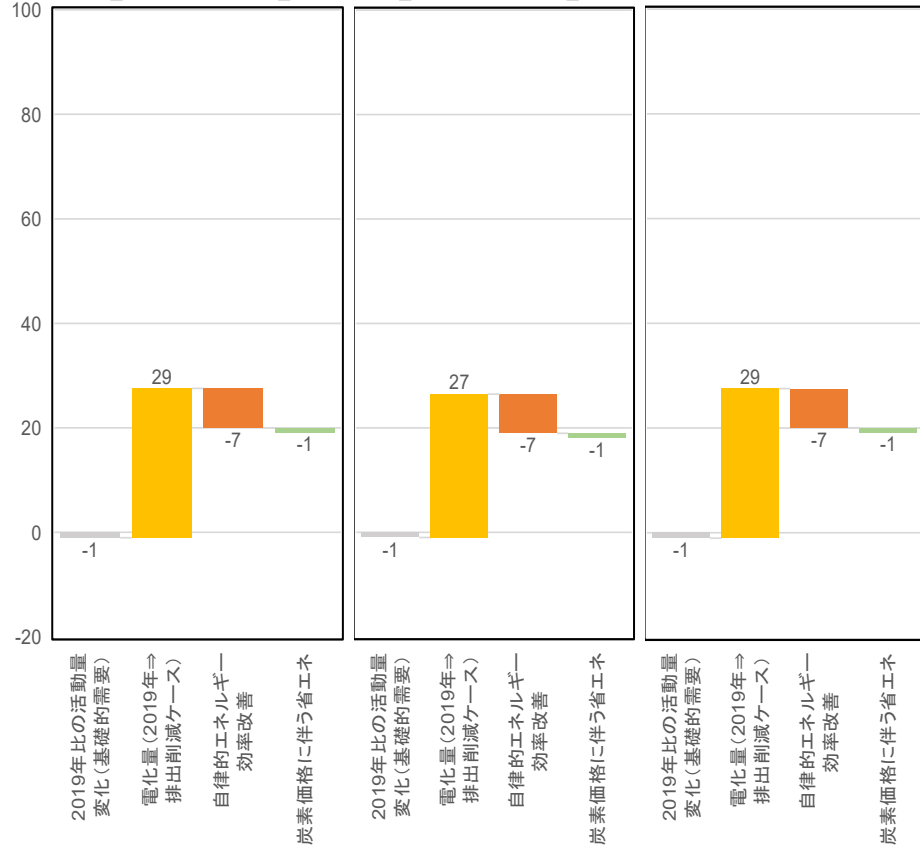
運輸：基礎的需要、電化、省エネ（省電力）

2040年

【需要中位】

【需要高位】

【需要低位】

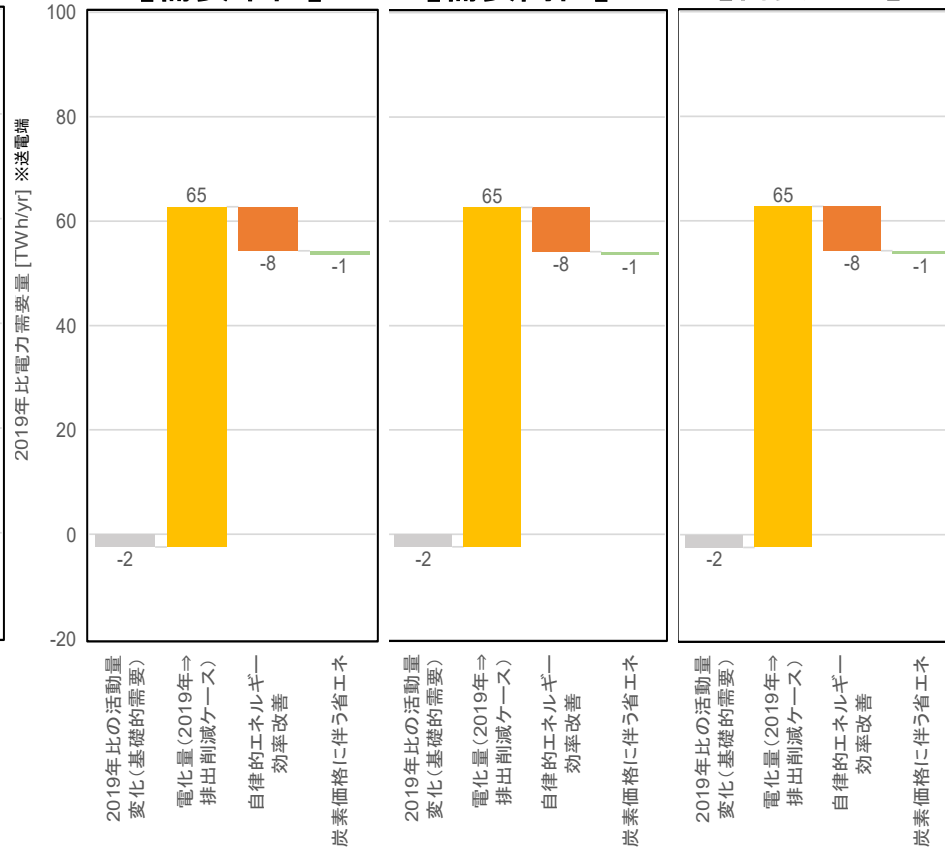


2050年

【需要中位】

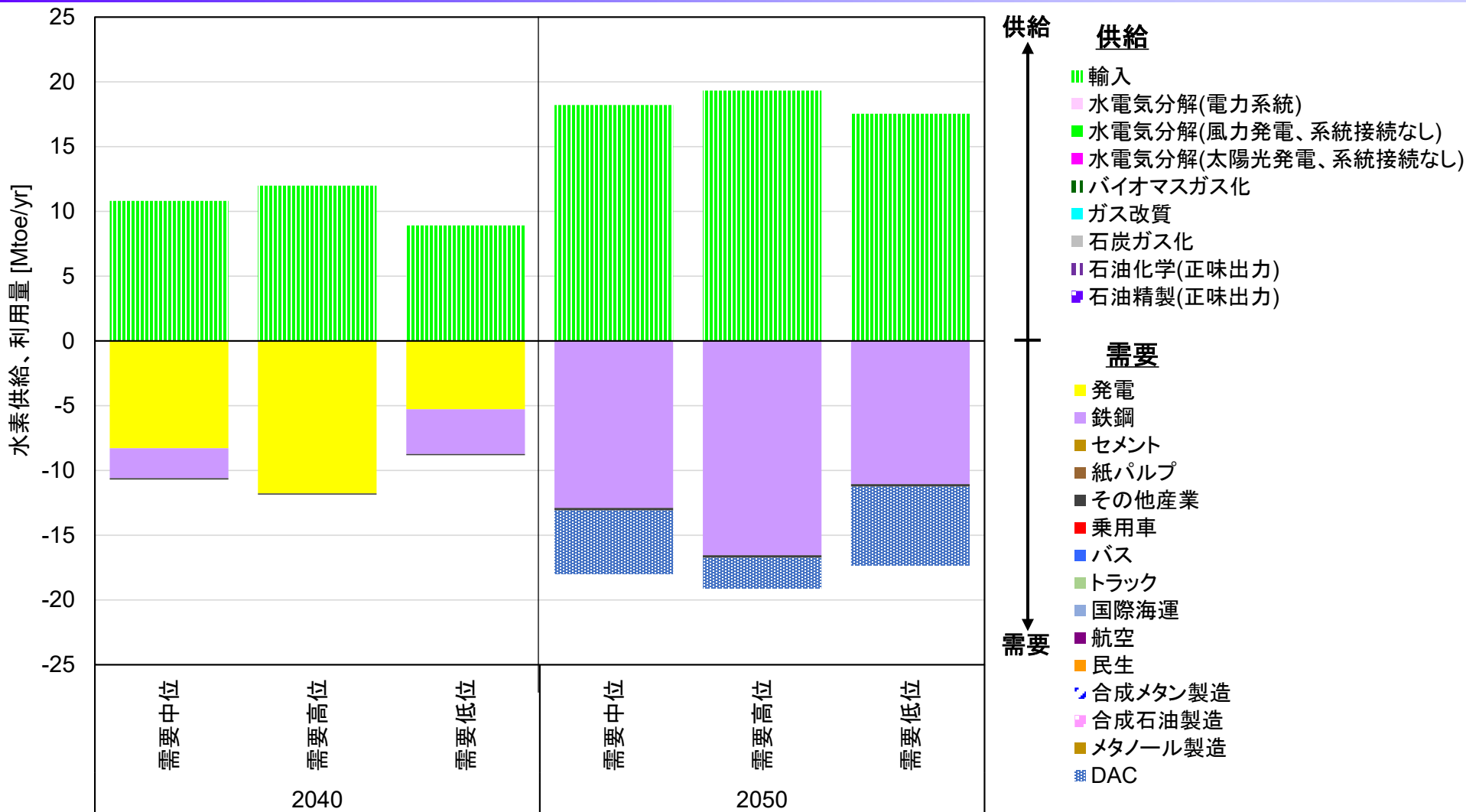
【需要高位】

【需要低位】



エネルギー転換

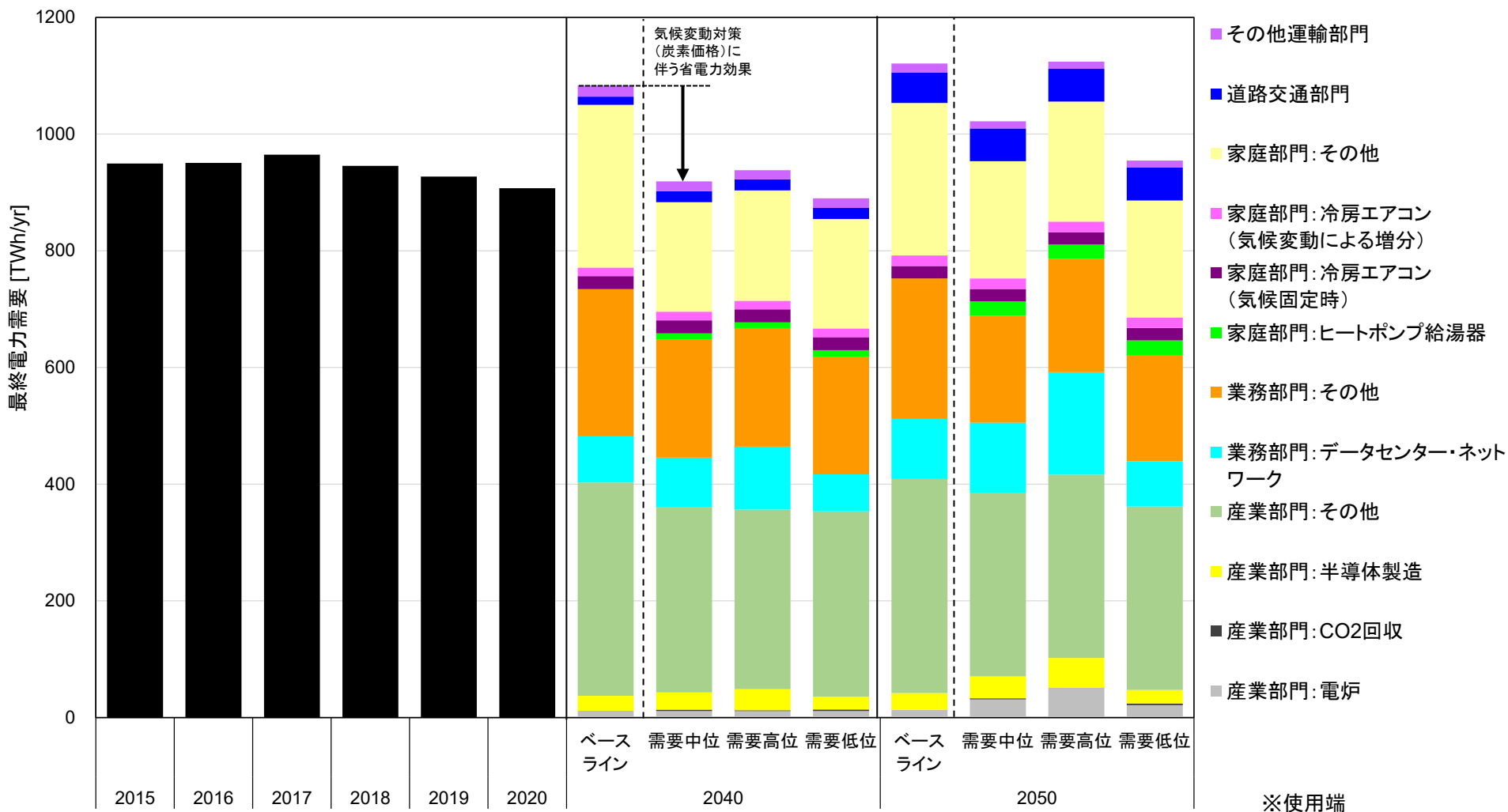
水素バランス



✓ 今回のシナリオ分析の前提条件の下では、経済性を有する水素は、輸入水素のみ。なお、DNE21+は年負荷持続曲線を利用し、時間分割が簡略なため、本来経済合理的となり得る水素でも少量の場合は、モデルの解となりにくく、ゼロと評価されやすいことに注意が必要

最終エネルギー需要(部門横断)

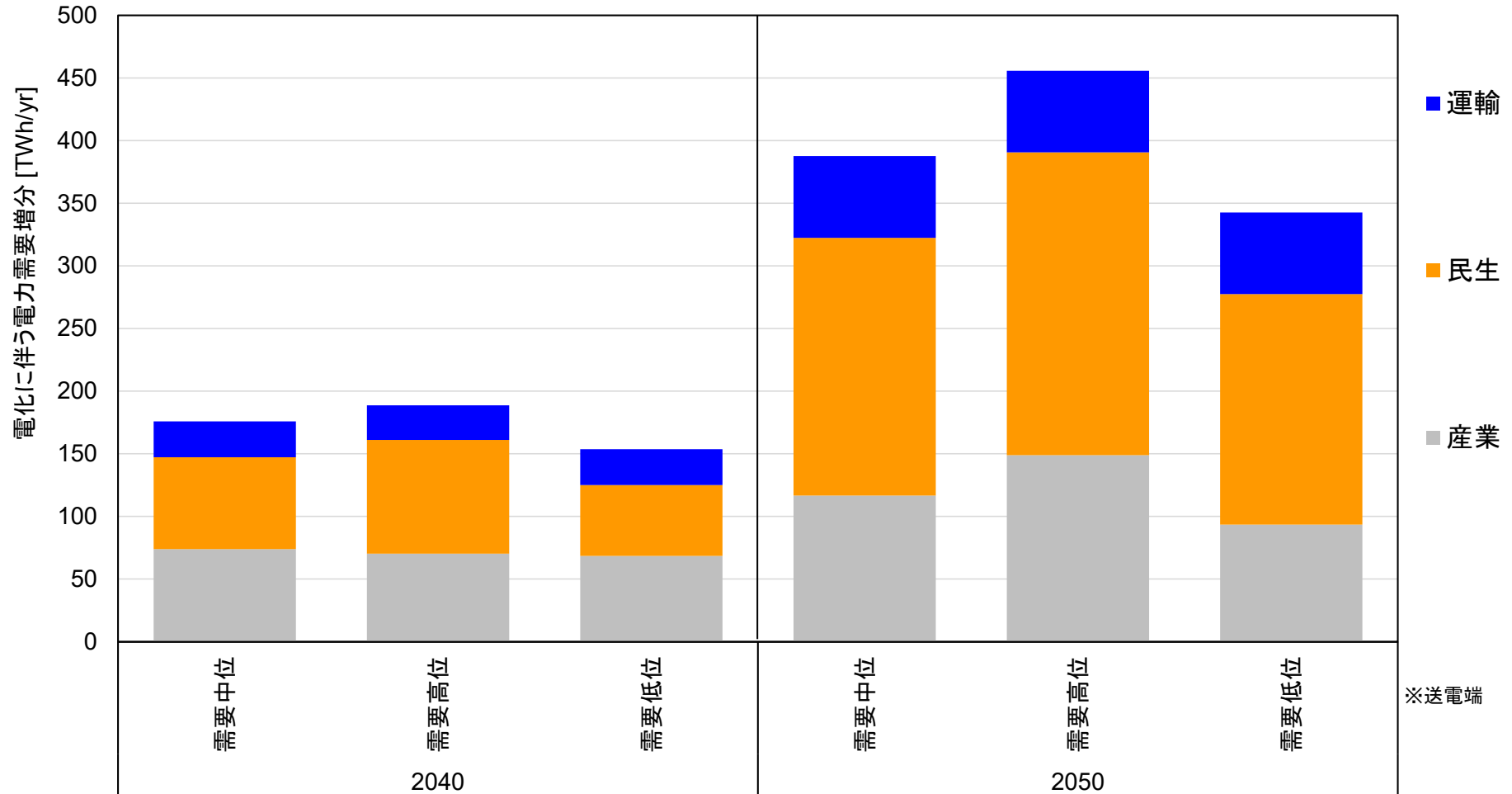
最終エネルギー消費量：部門別電力需要



- ✓ 本分析条件下では、2040年の電力需要量は2019年比で微減から微増までだが、ほぼ横ばいの推計
- ✓ 2050年は、2019年比で30～200 TWh/yr増

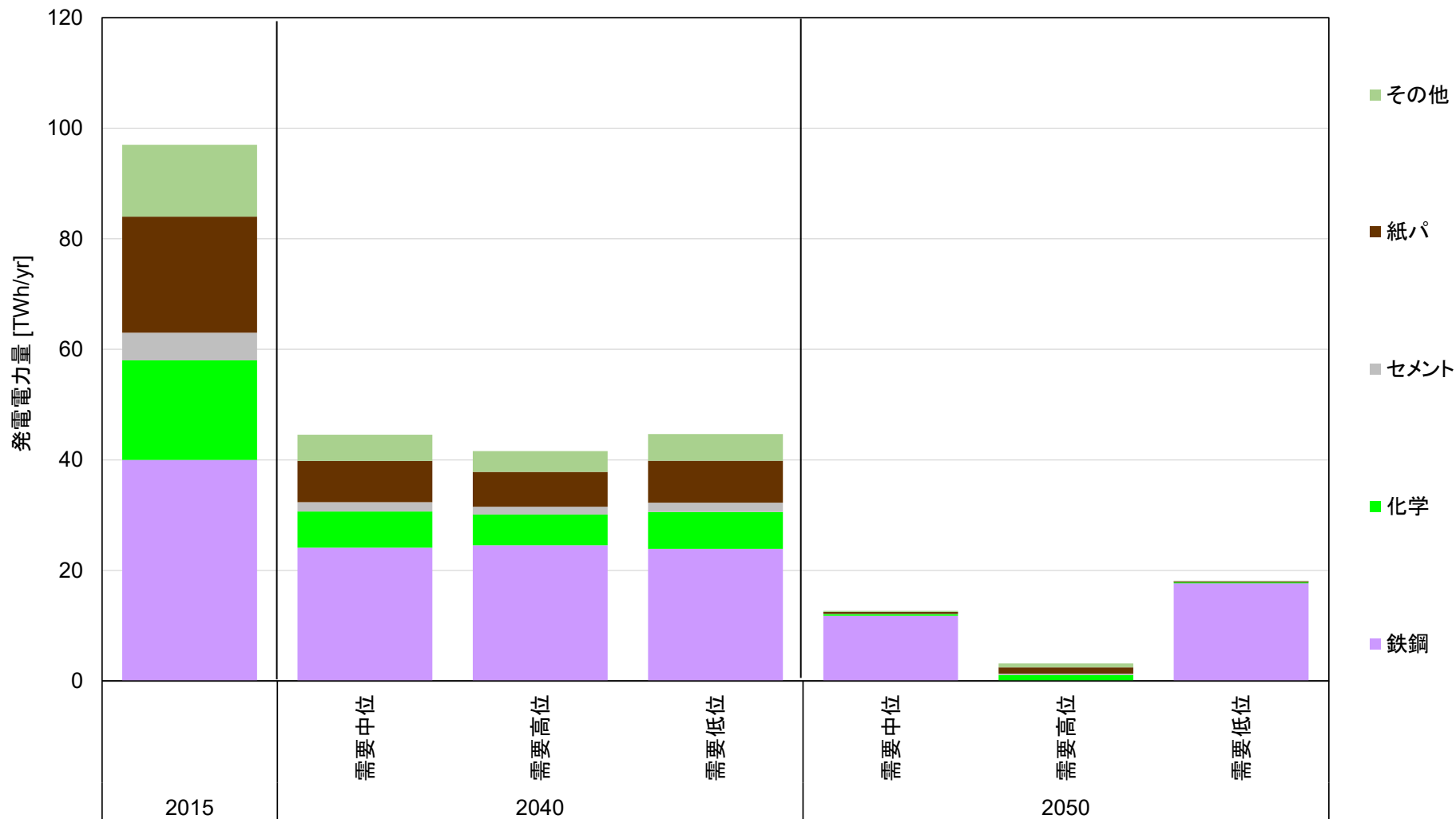
電化に伴う電力需要増分

【定義】電化に伴う電力需要増分＝基準年（2019年）比での電化率の上昇分×最終エネルギー消費量



- ✓ 本定義では、電化に伴う電力需要増は2040年では150～190 TWh/yr相当、2050年では340～460 TWh/yr程度
- ✓ ここでの電化は、個別機器としての電化（ヒートポンプ給湯器等）のみならず、先に説明のとおり、産業構造変化に伴う電化も含まれていることに留意。また炭素価格に伴って、発電側の低炭素化・脱炭素化とあいまって進展する電化量も含んでいる。

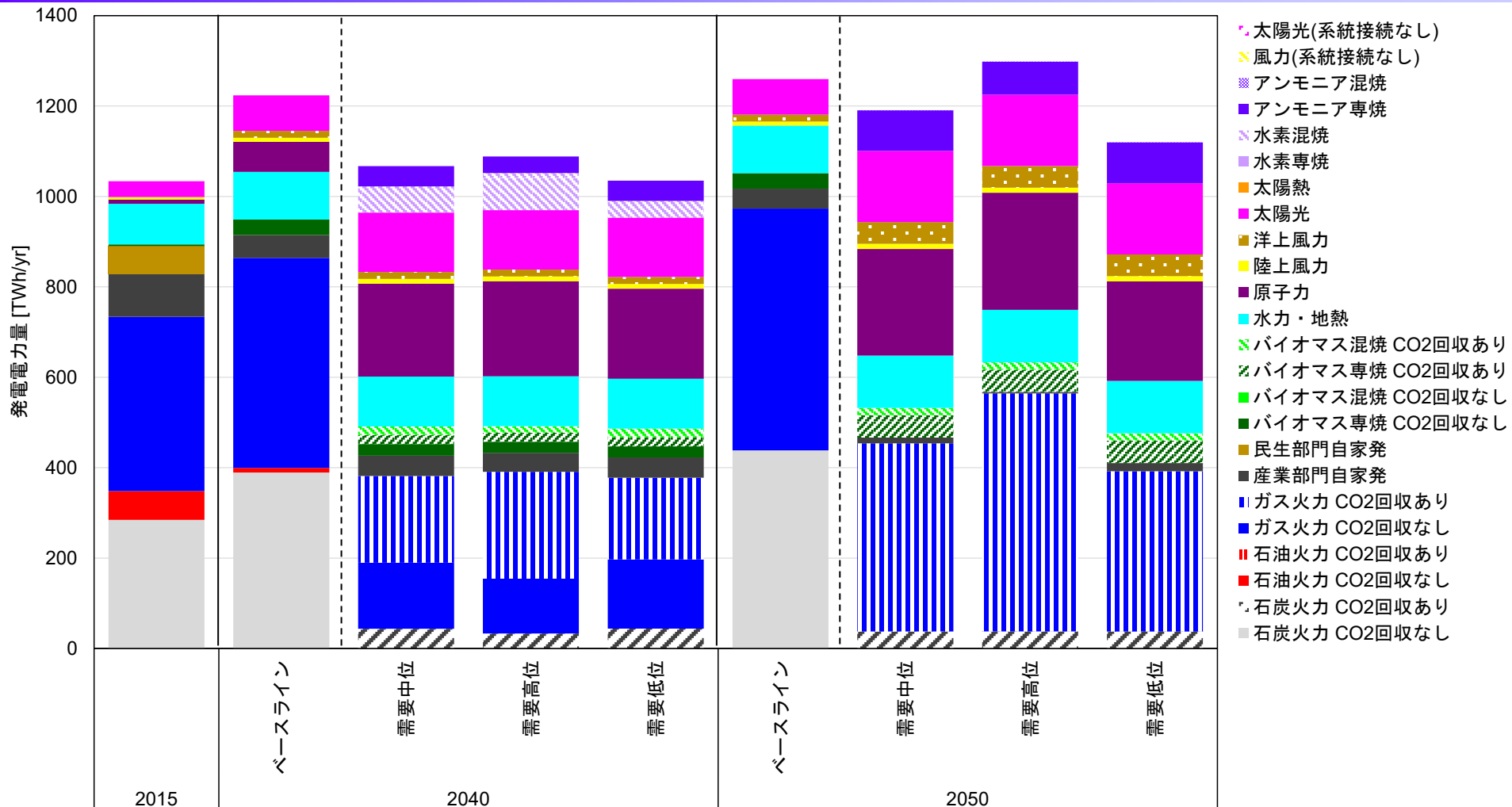
自家発電電力量



✓ 今回の分析では、排出削減目標が厳しい2050年▲90%のみを分析しており、この条件下では、自家発の費用効率性は小さくなり、自家発量は小さく算定される。

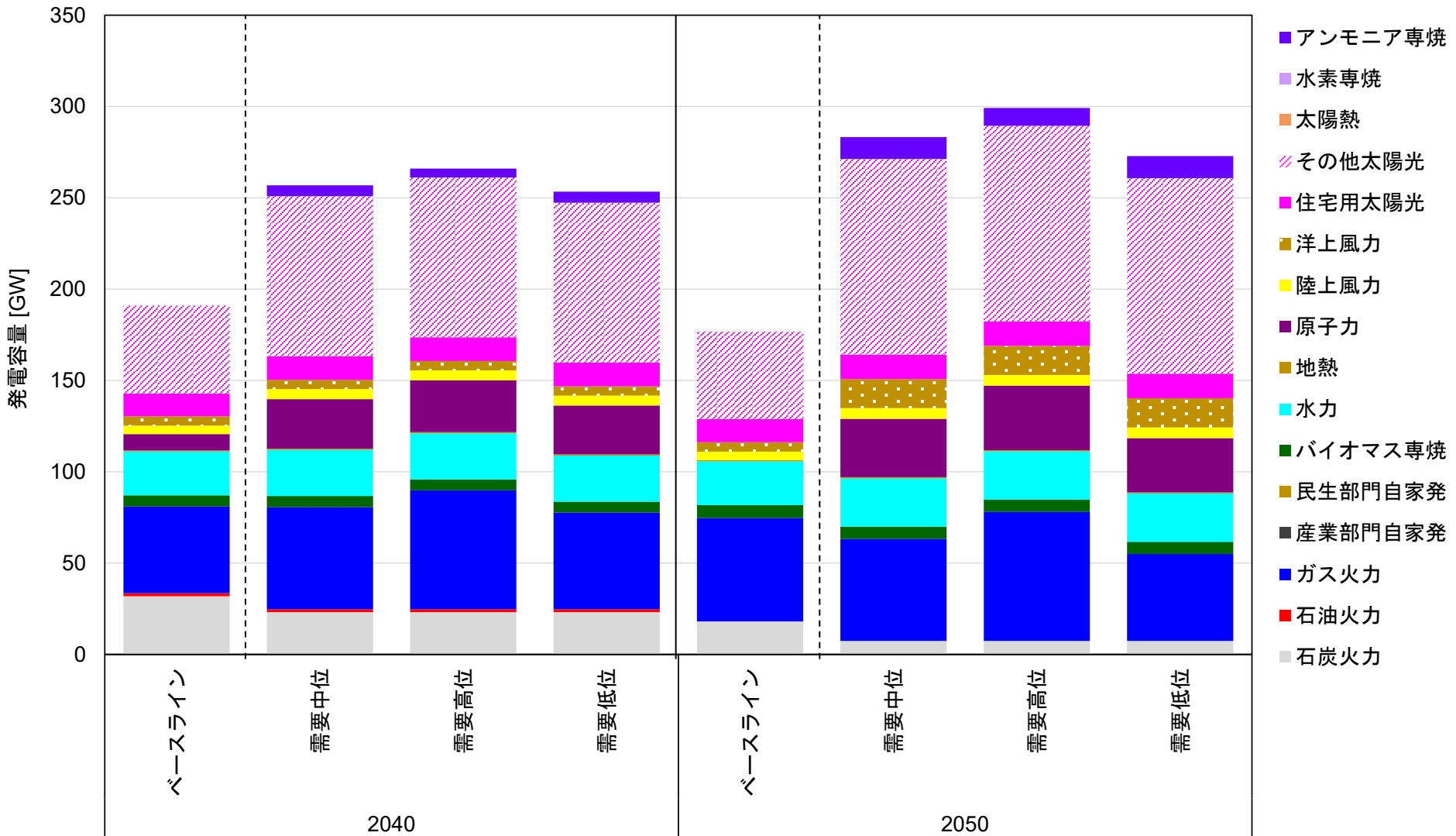
エネルギー供給・CO₂排出量

発電電力量：電源種別



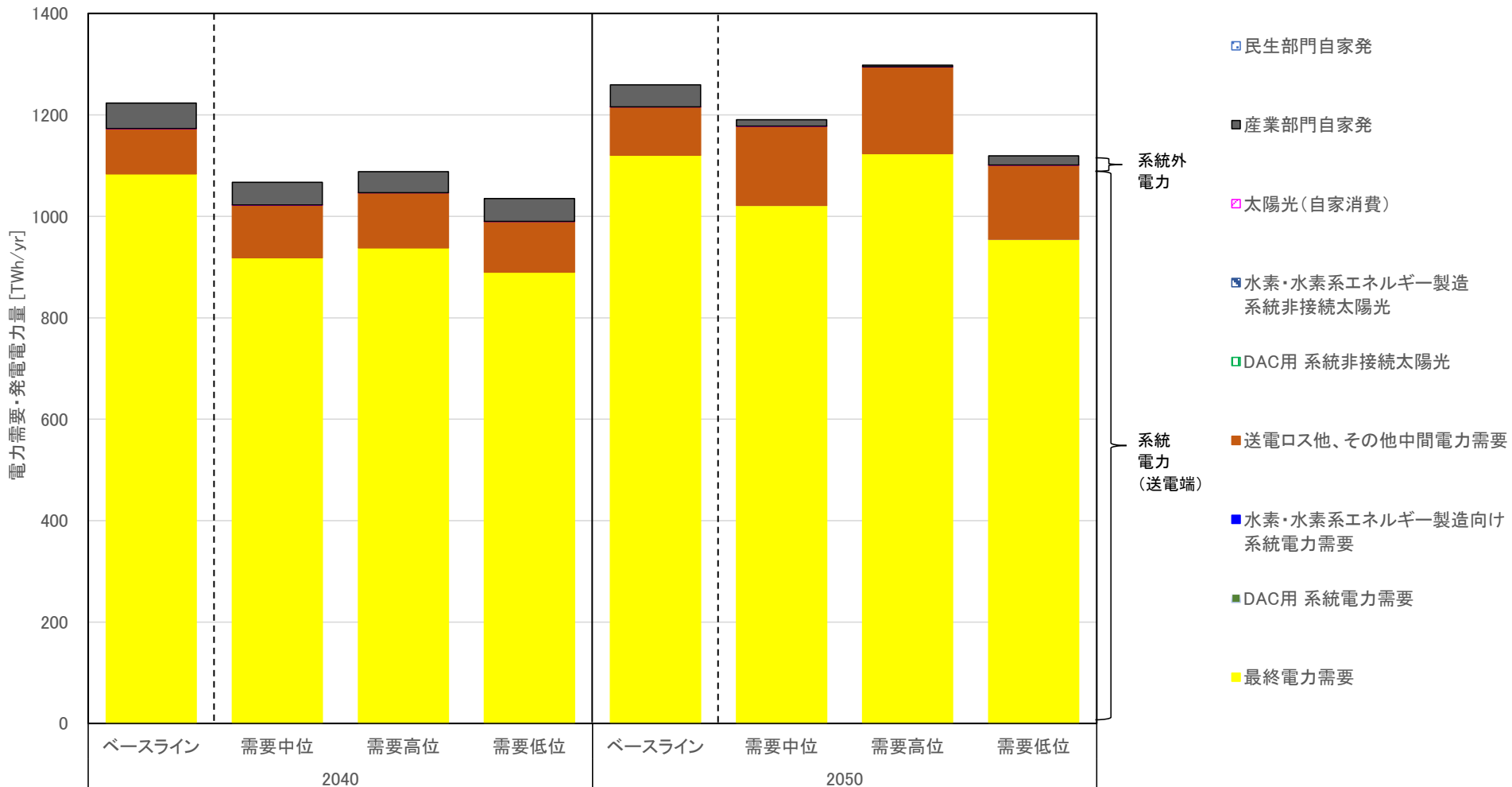
- ✓ 今回の分析条件下では、発電電力量は、2040年では2015年比で+1～+55 TWh/yr、2050年では+85～+264 TWh/yrと推計
- ✓ なお、今回の分析では、供給側についての不確実性については考慮、分析を行っていない。

発電設備容量

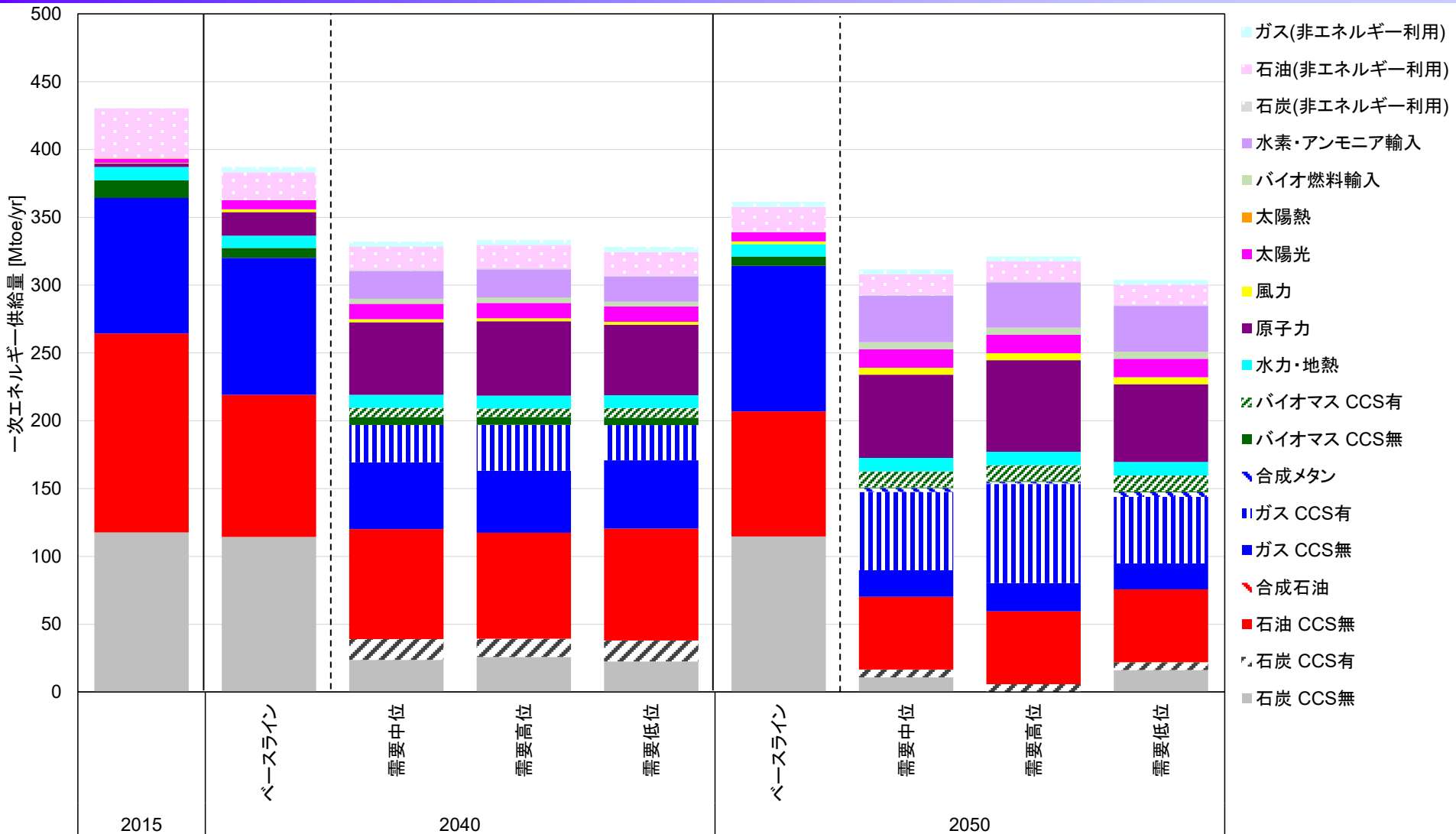


- ✓ LNG発電の設備容量は微増
- ✓ 石炭は2040年にかけて微減。2050年では大幅減

発電電力量～最終エネルギー消費量の関係

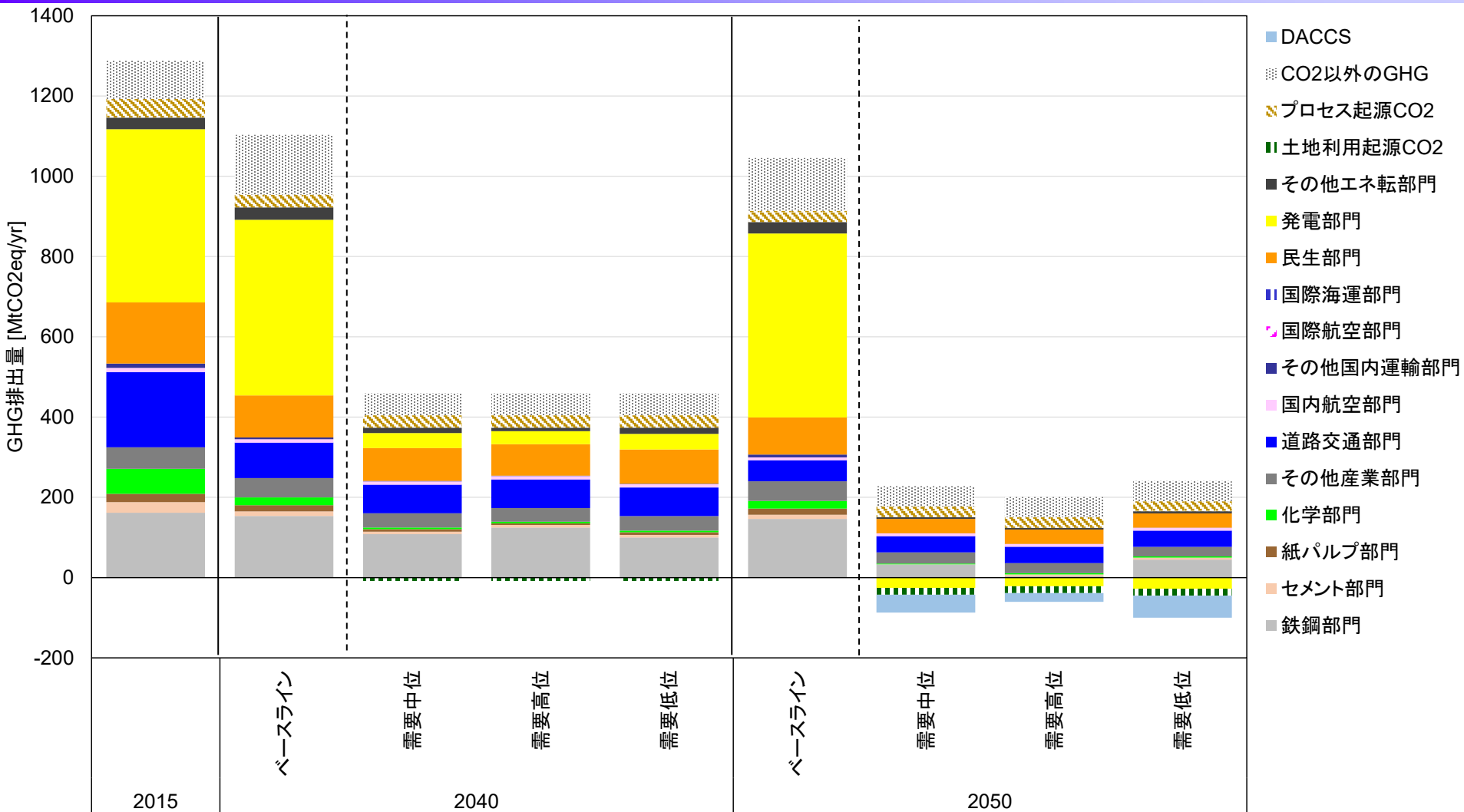


一次エネルギー供給量



- ✓ 一次エネルギー供給量は、いずれのシナリオでも大幅に低減
- ✓ 水素、アンモニア、合成メタン(e-methane)の輸入も経済合理的な対策と評価される。

部門別GHG排出量



✓ 2050年は▲90%(2013年比)を想定。このとき、BECCS、DACCSの負排出と植林によるCO₂固定によって一部排出をオフセット

他のシナリオとの比較評価

想定炭素価格(限界削減費用)

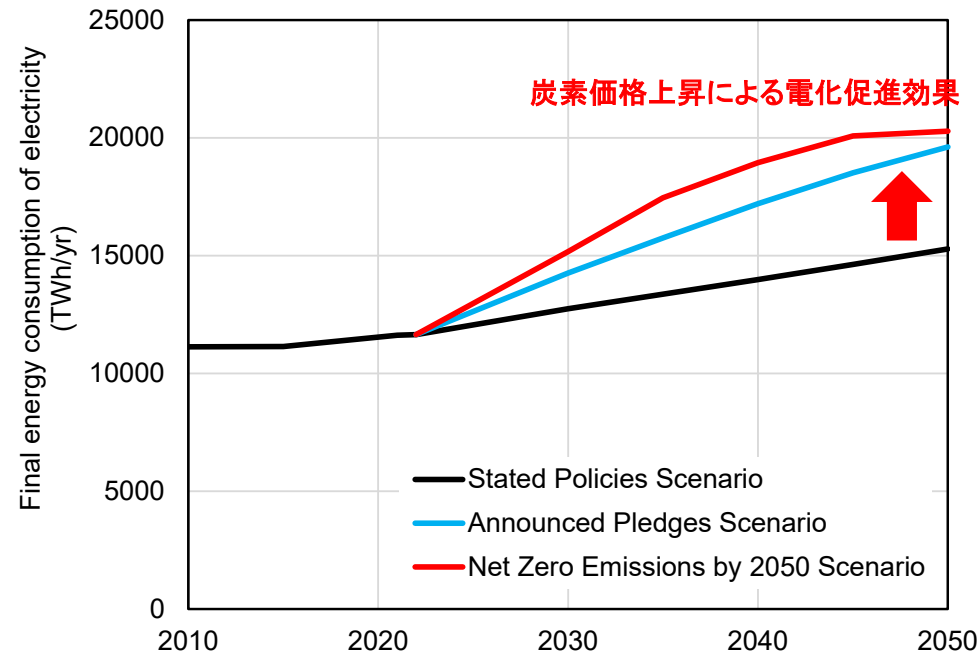
USD (2022, MER) per tonne of CO ₂	2030	2040	2050
Stated Policies Scenario			
Canada	130	150	155
Chile and Colombia	13	21	29
China	28	43	53
European Union	120	129	135
Korea	42	67	89
Announced Pledges Scenario			
Advanced economies with net zero emissions pledges*	135	175	200
Emerging market and developing economies with net zero emissions pledges**	40	110	160
Other emerging market and developing economies	-	17	47
Net Zero Emissions by 2050 Scenario			
Advanced economies with net zero emissions pledges	140	205	250
Emerging market and developing economies with net zero emissions pledges	90	160	200
Selected emerging market and developing economies (without net zero emissions pledges)	25	85	180
Other emerging market and developing economies	15	35	55

- ✓ **STEPS (Stated Policies Scenario)** 現在とられている政策を考慮するシナリオ
- ✓ **APS (Announced Pledges Scenario)** 各国政府が発表しているエネルギー、気候コミットメント目標(ネットゼロ、エネルギーアクセスなど)が計画通り導入されるシナリオ
- ✓ **NZE (Net Zero Emissions by 2050) Scenario** 1.5°Cを達成し、主要なエネルギー関連のSDGsを達成する規範的シナリオ

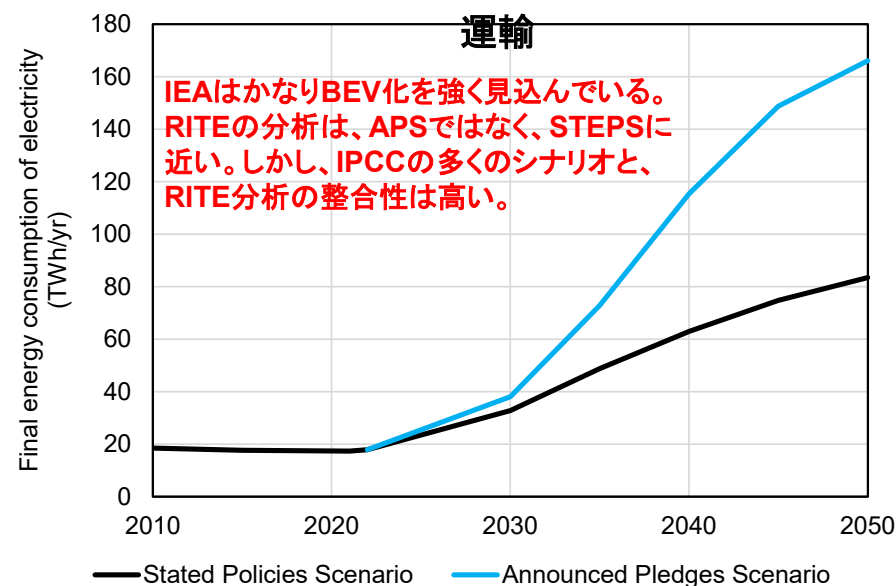
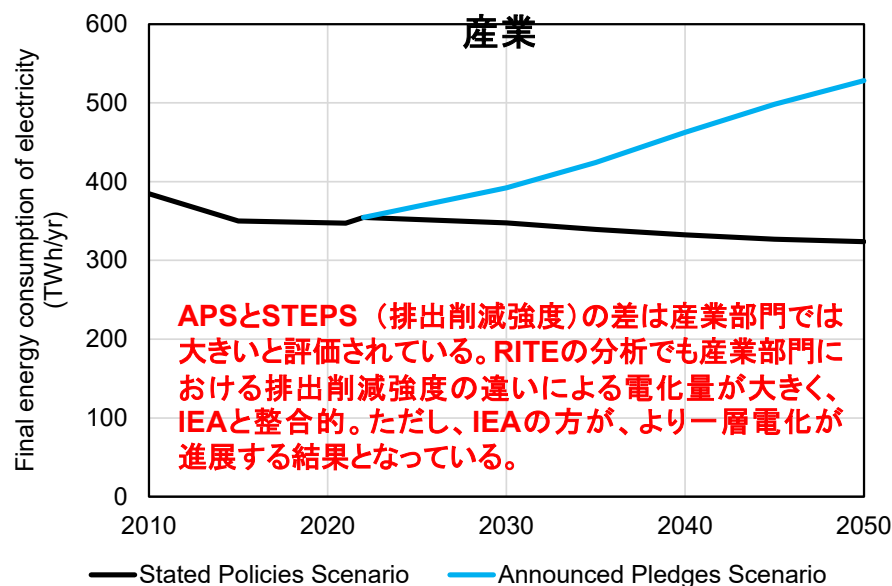
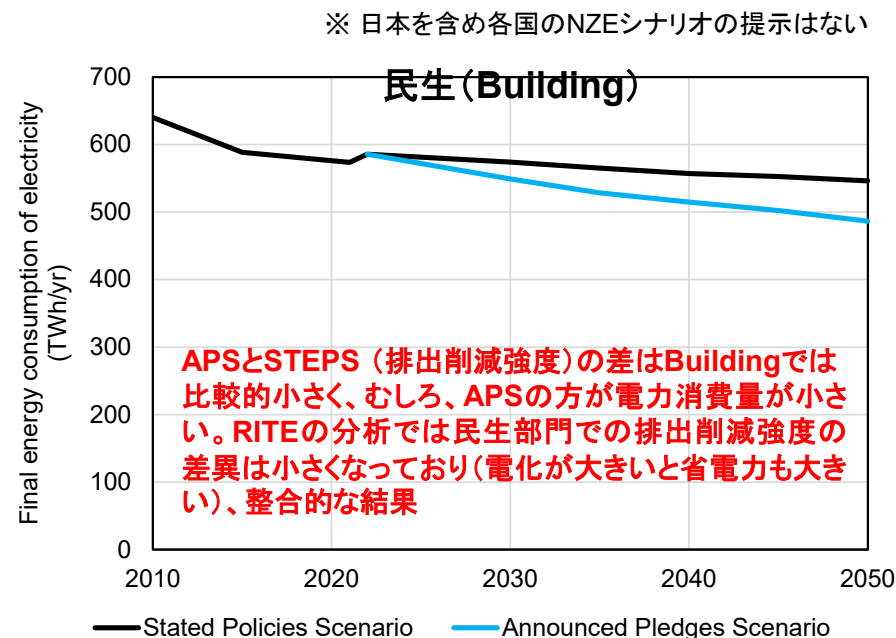
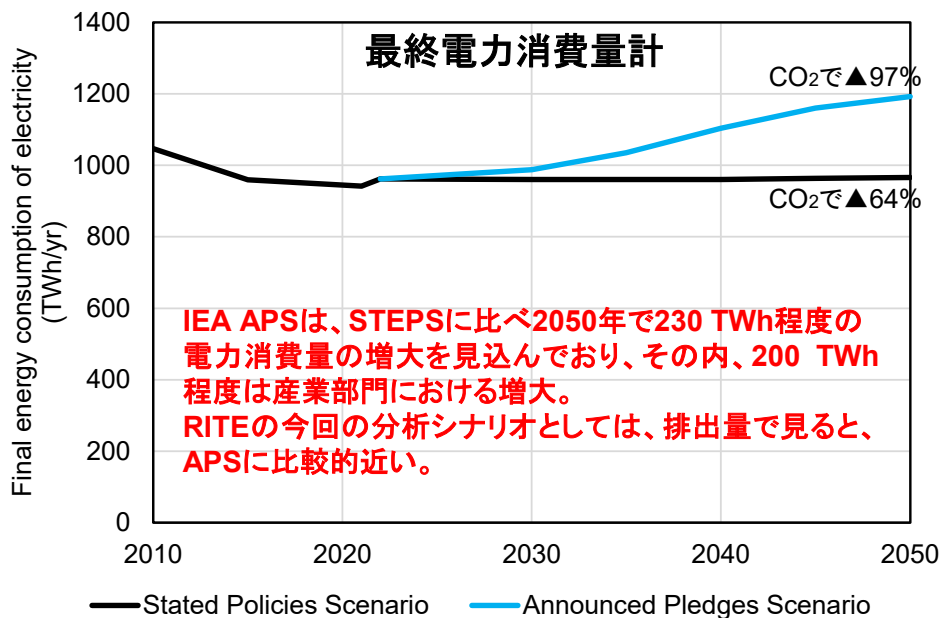
注1) IEA NZEシナリオの炭素価格想定は、IPCCで広く収集された1.5°Cシナリオの炭素価格(限界削減費用)との比較でかなり安価であることに留意が必要

注2) 全般にIEA NZEシナリオは、IPCCで広く収集されたシナリオと比較して、再エネ+電化(とりわけBEV)にかなり寄っているシナリオであることに留意が必要

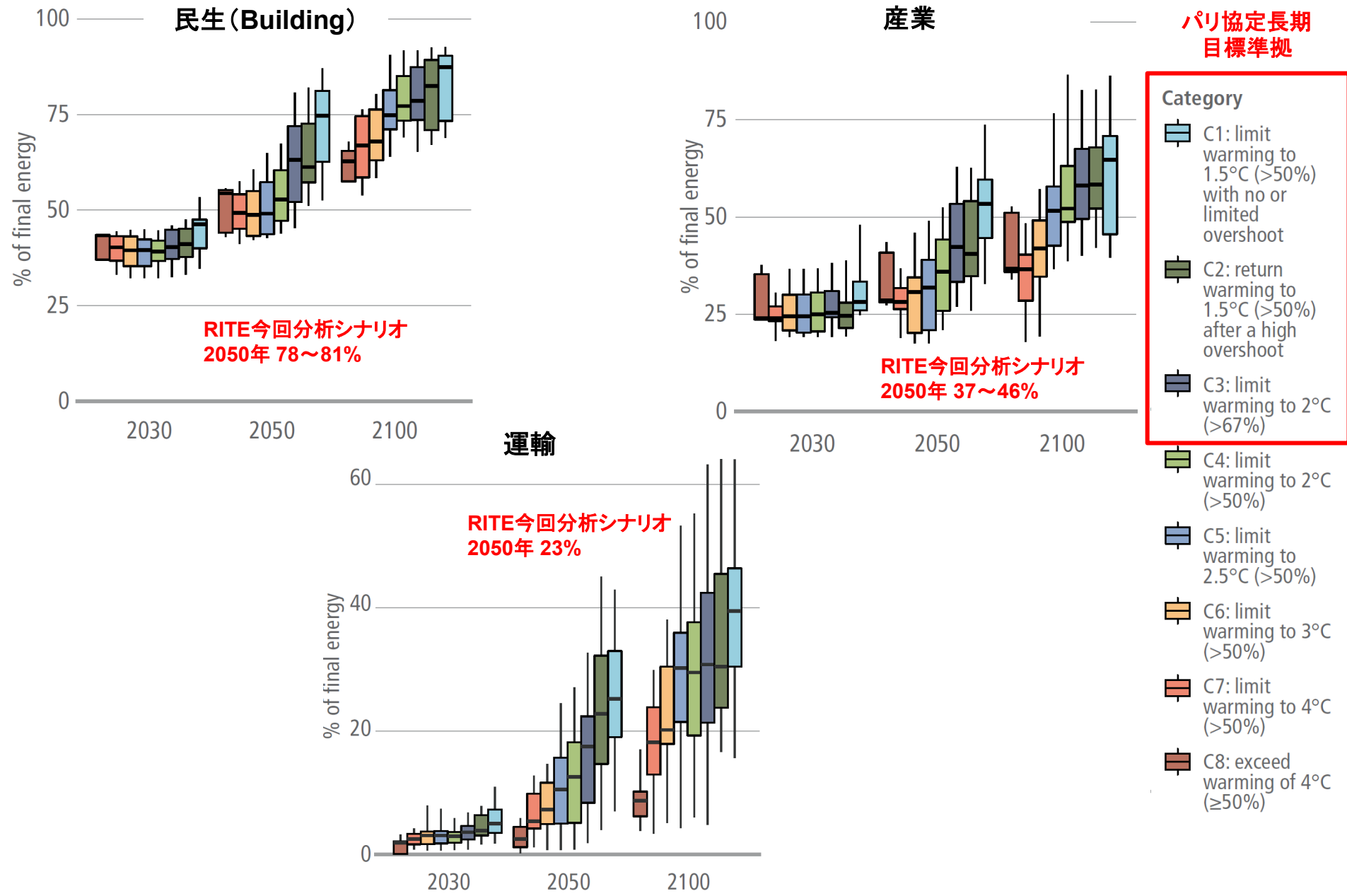
主要先進国の電力消費量の見通し



IEA World Energy Outlook 2023 : 日本の見通し



IPCC第6次評価報告書におけるシナリオ評価：世界全体



4. まとめ



まとめ

- ◆ 2024年度開催の第3回検討会では、2種類のGDPシナリオ＋3種類の排出削減目標シナリオの試算を提示。シナリオ間での基礎的需要、電化、省エネ量の差異を明示した。
- ◆ 同じく2024年度開催の第4回検討会では、データセンター・ネットワーク・半導体製造需要展望の不確実性、排出削減制約の強化に伴う産業プロセスの転換に伴うエネルギー需要変化、また、自動車の電化に焦点を当て、それら不確実性に関する感度分析を実施
- ◆ 第7回検討会用のシナリオ分析では、2024年度提示のシナリオよりも、不確実性の想定幅を絞ったシナリオ分析を実施した。不確実性の幅を敢えて絞ったシナリオ提示であることを理解して、シナリオを解釈することが重要
- ◆ いずれの分析においても、モデルを用いて、需要部門間、燃料種間、エネルギー供給・需要間、国間、時点間などにおいて、エネルギー量と価格の全体整合性を図った分析としている。すなわち、提示しているシナリオ内で、各要素間の整合性を有しており、異なるシナリオで要素毎を個別に取り出してその推計幅を別々に議論することは適切ではない。
- ◆ なお、一定の前提条件の下での経済性に基づくモデル試算であり、前提条件の違いによって、数値は相当の幅で変動するので、数値の取り扱いには注意されたい。本分析は、供給側の不確実性については考慮していない。
- ◆ また、今回提示のシナリオ分析では、パリ協定長期目標の2°C、1.5°C目標の実現を前提とし、日本は2050年▲90%(＋必要に応じて海外クレジットを活用してCN)を前提としている。しかしながら、足下では、世界の排出量はまだ増大しており、国連に提出されている2030年NDCsがすべて達成されたとしても、2°C、1.5°Cの排出経路とは大きなギャップがあるとされており、ある種、理想的な排出削減目標の下での分析となっており、現実とのギャップは一定程度認識して、シナリオ分析結果を解釈することも重要と考えられる。

付録1 : DNE21+モデルにおける鉄鋼部門 のモデル化

DNE21+モデルにおける鉄鋼部門の技術想定

表1 鉄鋼生産設備/省エネ設備/CCSの設備費、投入・回収エネルギー量（トン粗鋼当たり）

	設備費 (US\$/ (t-CS/yr))	原料炭・一般炭 投入量 (GJ/t-CS)*1	その他の投入・ 回収エネルギー (GJ/t-CS)*1	投入・回収電力 (kWh/t-CS)*1
高炉電炉法				
Type I: 低効率設備（一部、野焼きコークス、平炉を含む）	276.2	-29.85	-1.18	-490
+ コークス炉ガス (COG) 回収設備	11.6		+1.86	
Type II: 中効率設備	295.4	-26.92	-0.22	-465
+ コークス炉ガス (COG) 回収設備	9.3		+2.21	
+ 転炉ガス (LDG) 回収設備	16.2		+0.87	
+ コークス乾式消化設備 (CDQ)	16.1			+63
+ 高炉炉頂圧発電設備 (TRT)	13.6			+48
Type III: 高効率設備 (COG, LDG 回収設備, CDQ, TRT 含む)	386.5	-24.09	+4.53	-361
+ 廃プラ・廃タイヤ利用設備	1.5	+0.22		
+ BFG 中 CO ₂ の回収・圧縮装置 (0.6tCO ₂ /tCS 回収)	30.0*2		-0.98*2	-111*2
Type IV: 高効率設備 (Type III + 次世代コークス炉)	377.1	-22.51	+4.53	-361
+ BFG 中 CO ₂ の回収・圧縮装置 (0.6tCO ₂ /tCS 回収)	30.0*2		-0.98*2	-111*2
電炉法				
Type V: 低効率アーク炉（一部、誘導炉を含む）	143.0		-3.58	-623
Type VI: 中効率（三相交流アーク炉）	174.0		-2.50	-551
Type VII: 高効率（直流式水冷炉壁アーク炉）	183.7		-2.40	-513
直接還元法（ガス改質）				
Type VIII: 中効率（一部、水蒸気改質設備を含む）	374.3		-15.92	-705
Type IX: 高効率（CO ₂ 改質設備、直流式水冷炉壁アーク炉）	438.1		-12.12	-695

*1 正味のエネルギー投入量(消費量)を「-」、回収量を「+」として記載。

*2 2010年時点の値。時点の経過と共に設備費、投入エネルギー量は改善され、2030年時点で1t-CS当たりそれぞれ26.4\$、0.47GJ、92kWhとなる。

高炉プロセスにおける水素利用、CO₂回収の想定

	CO ₂ 排出原単位 [tCO ₂ /t-crude steel]		
	w/o CCS	w/ CCS COURSE50 (内部水素利用)	w/ CCS Super COURSE50 (外部水素利用)
Type III	2.23	1.63 (w/o CCS比▲27%)	1.14 (w/o CCS比▲49%)
Type III + 廃プラ・廃タイヤ利用	2.21	1.61 (w/o CCS比▲27%)	1.13 (w/o CCS比▲49%)
Type IV	2.09	1.49 (w/o CCS比▲29%)	1.04 (w/o CCS比▲50%)

- ✓ COURSE50 では、CO₂ 回収量は 0.6 tCO₂/t-crude steelと想定
- ✓ Super COURSE50では、石炭の投入量を右図の70%に抑制し、残りの30%を水素(外部から)で供給可能(その他のエネルギーバランスは不変)と想定
- ✓ Super COURSE50では、上記に対応し、CO₂回収量も COURSE50 の 0.6 tCO₂/t の 70% (0.42 tCO₂/t)と想定
- ✓ 石炭の投入を水素で代替することを可能にするための高炉設備費の上昇は考慮していない(水素を供給するために必要となる外部の水素製造設備費等は考慮されている)。

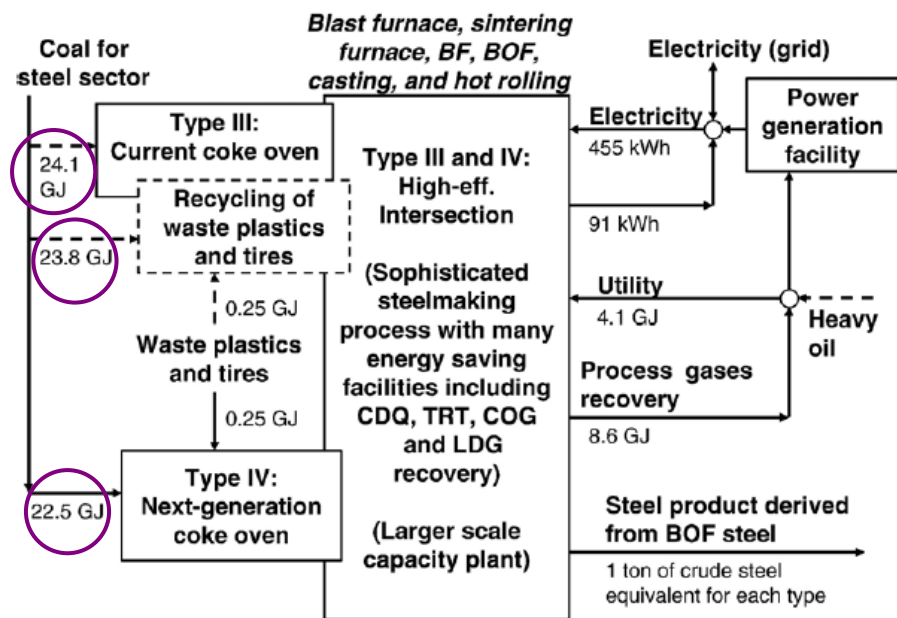
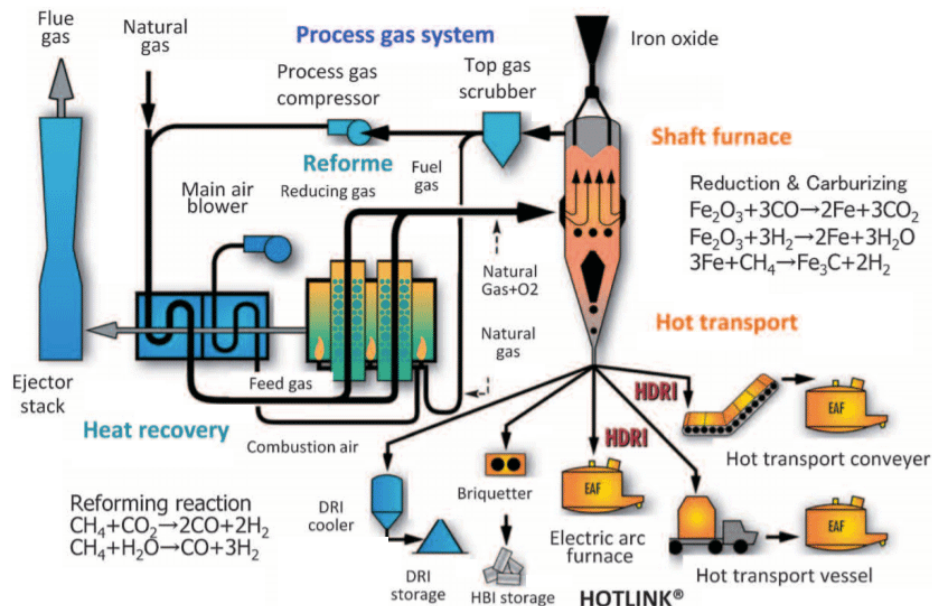


Fig. 4. Assumed energy use of high-efficiency BOF steelmaking (type III and IV).

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

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

付録2：世界エネルギー経済モデル DEARS概要（第2回検討会提供資料）

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

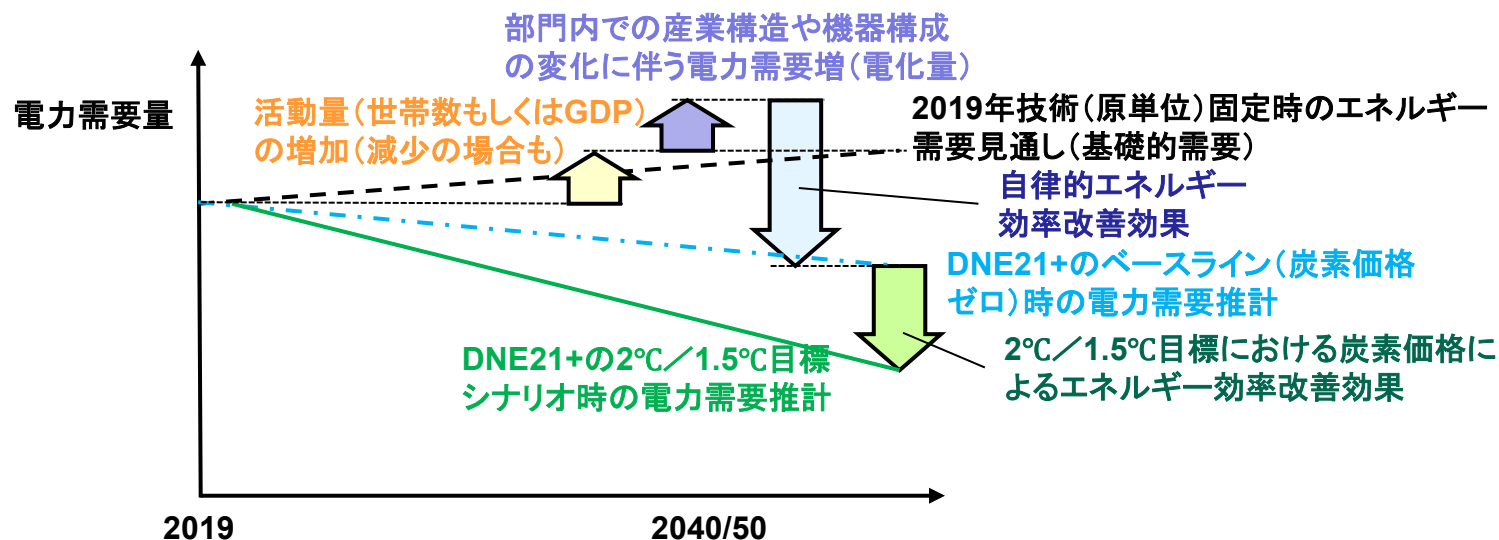
付録3：省エネ・電化の定義

（第3回検討会提供資料）

省エネ（省電力）量、電化量の算定（概要）

以降の省エネ(省電力)量、電化量の算定は、以下のような定義に基づく。

- ◆ 各部門の基準需要量を、各部門の基準年(2019年)のエネルギー原単位(世帯当たり、もしくは、GDP当たりの最終エネルギー消費量)に、2040年もしくは2050年の世帯数もしくはGDPを乗じたもので定義(家庭部門:世帯数利用、業務、産業部門:GDP利用)。技術固定ケースと呼ぶ(基礎的需要に相当)。
- ◆ 電化量は、基準年(2019年)比での電化率の上昇分に最終エネルギー消費量で定義
- ◆ 化石燃料価格の上昇や設備や機器の時系列的なエネルギー効率改善に伴って生じる省エネ効果である、自律的エネルギー効率改善(AEEI)効果は、[(技術固定ケースの電力需要量+電化量)－ベースライン時の電力需要量]。炭素価格に伴うエネルギー効率改善効果は、[ベースライン時の電力需要量－排出削減シナリオ(炭素価格時)の電力需要量]として定義
- ◆ 家庭部門においては、別途、PVの自家消費分、コジェネの自家消費分の基準年からの追加的省電力量を分解して表示



省エネ（省電力）量、電化量の詳細定義

【電力需要の茅恒等式分解】

$$ED = \frac{ED}{FD} \times \frac{FD}{ACT} \times ACT \quad \text{右辺第1項は電化に関連、第2項は総最終エネルギー需要における省エネ関連}$$

ED: 電力需要量、FD: 総最終エネルギー需要量、ACT: 活動量（世帯数もしくはGDP）

以降の添え字、TF: 技術固定ケース（2019年基準）、BL: ベースラインシナリオ（炭素価格ゼロ）、CP: 排出削減シナリオ

【電化量の定義】

$$Electrification = \left(\frac{ED_{CP}}{FD_{CP}} - \frac{ED_{TF}}{FD_{TF}} \right) \times FD_{CP} \quad \text{TF} \Rightarrow \text{CP} \text{の間の電化量の場合}$$

注) FDは排出削減シナリオ（CP）を利用した。FDを技術固定ケース（TF）とすることも可能なので注意されたい。

【省電力量の定義】

$$\text{電力需要量の変化: } ED_{TF} - ED_{CP} = \frac{ED_{TF}}{FD_{TF}} \times FD_{TF} - \frac{ED_{CP}}{FD_{CP}} \times FD_{CP}$$

ここで定義する省電力量には、電化による電力需要量の増大効果が含まれ、かつ交差項となり一義的な分離は不可能だが、上記でCPケースを用いたFDで定義した電化量を差し引くことで、省電力効果を定義した。

$$\text{省電力量: } (ED_{TF} - ED_{CP}) + Electrification = \frac{ED_{TF}}{FD_{TF}} \times (FD_{TF} - FD_{CP})$$

なお、省電力量は、技術固定ケースからベースラインまでの自律的エネルギー効率改善効果と、炭素価格による省エネ効果に更に分離できる。

$$\text{自律的エネルギー効率改善効果: } ED_{TF} - ED_{BL}$$

$$\text{炭素価格効果による省エネ効果: } ED_{BL} - ED_{CP}$$