

電力広域的運営推進機関
将来の電力需給シナリオに関する検討会
2025年5月21日

資料1-1

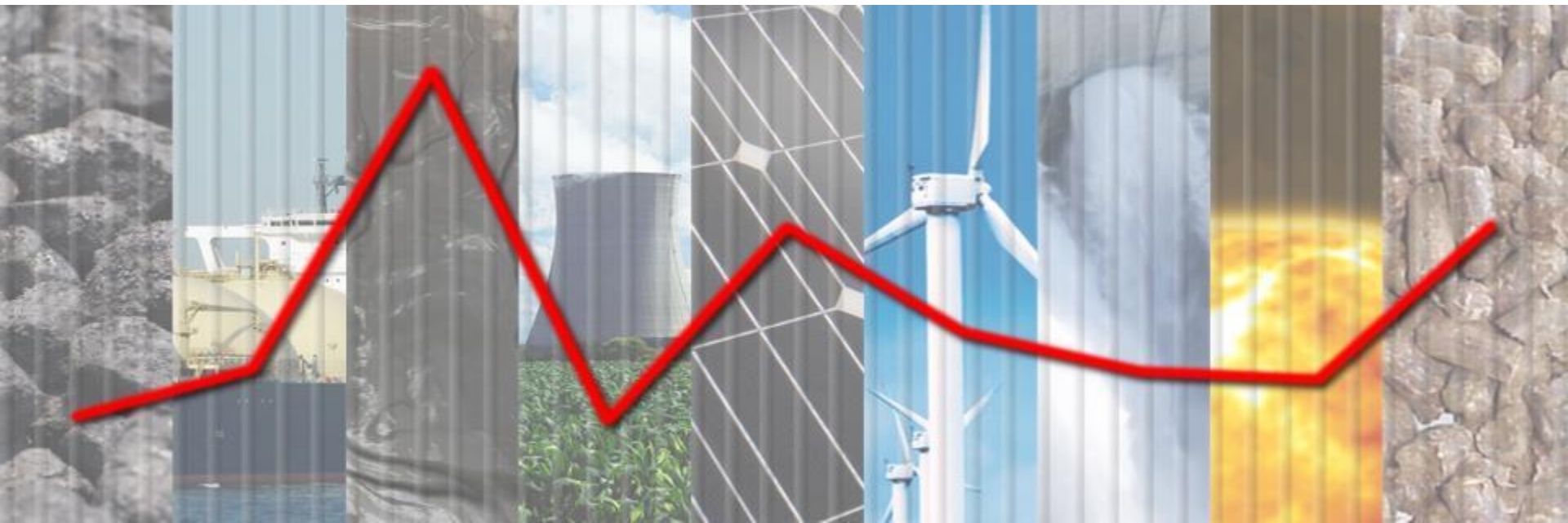
2050年に向けた日本の電力需給の見通し： 火力

(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



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+)

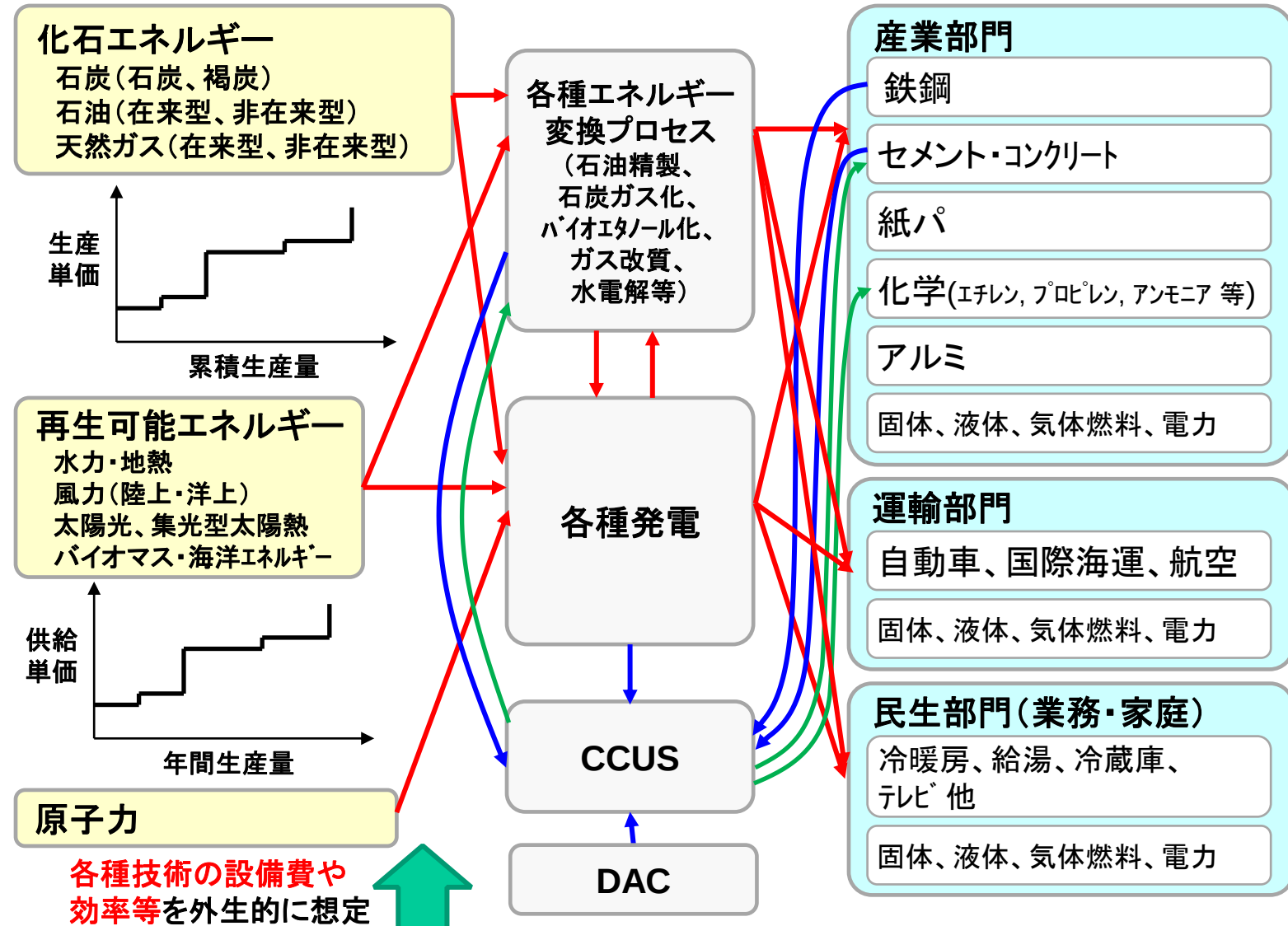
- ◆ 各種エネルギー・CO₂削減技術のシステムの的なコスト評価が可能なモデル
- ◆ 線形計画モデル(エネルギーシステム総コスト最小化。決定変数:約1千万個、制約条件:約1千万本)
- ◆ モデル評価対象期間: 2000~2100年(代表時点:2005, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 70, 2100年)
- ◆ 世界地域分割: 54 地域分割(米国、中国等は1国内を更に分割。計77地域分割)
- ◆ 地域間輸送: 石炭、原油・各種石油製品、天然ガス・合成メタン、電力、エタノール、水素、CO₂(ただしCO₂は国外への移動は不可を標準ケースとしている)
- ◆ エネルギー供給(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、第4回、第7回、第8回 将来の電力需給シナリオに関する検討会にRITE提供の資料もあわせて参照されたい。



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)			
A1-Mh			今回事務局の比較に提供のシナリオ			h. 高位	
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、世界のエコシステム最小化(=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

【参考】第7回検討会RITE提示資料より 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
	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)
シナリオ名	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%	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)			

需要中位、高位、低位の需要側想定を、それぞれ、
今回分析の再エネ中位、高位、低位の想定に活用

火力シナリオ設定の考え方

- ◆ RITE DNE21+による推計は、エネルギー、電力需給一体で、需給が合致するように導出される。
- ◆ 電力では、原子力、再エネ量と同時に、火力量（CCS、水素系エネルギーを含む）は決定される。
- ◆ よって基本的に、第8回検討会で再エネ分析として提示した結果と同様である。
- ◆ 第7回検討会（電力需要）、第8回検討会（原子力、再エネ）で提示したシナリオは、2050年▲90%の排出削減シナリオのみを分析
- ◆ 一方、2023年度のシナリオ分析では、RITEからは、2050年▲90%以外にも、CN（▲100%）など、異なる排出削減水準も提示
- ◆ CCSや水素系エネルギーを含む、火力発電構成は排出削減の水準によって、変わるので、追加的に、排出削減水準の違いについても分析を行った。

試算シナリオ【第8回検討会(再エネ)資料と同一】

- ◆ GHG排出削減目標は、世界全体で1.5℃目標、日本とG7各国は、それぞれNDC+2050年▲90%と想定(第8回検討会におけるシナリオ想定と同様)。
- ◆ 火力発電における各種排出削減対策の導入順序を確認するために、再エネ中位をベースに、日本とG7各国の排出削減目標をNDC+2050年▲80%、NDC+2050年CNとしたシナリオも分析

シナリオ名	電力需要	原子力	CCS／CDR	再エネ	
	中位: RITE中位、 低位、高位: OCCTO 事務局提示のシナリオ の上下限幅で設定	中位シナリオ 20%の設備容量固定 (シェアはシナリオにより 変化)	CCS長期ロード マップの幅(上限) 【2050年】 低位: 1.2億トン/年 高位: 2.4億トン/年	コスト・ポテンシャル	年間拡大制約 (想定ポテンシャル に対する比率)
再エネ 低位	低位 2040年: 9000億kWh 2050年: 9500億kWh	2040年: 20% 2050年: 23%	H. 高位	VREのコスト見通し: 標準、 太陽光、陸上風力ポテン シャル上限: 現状導入量比4 倍	太陽光: 0.75%/yr 陸上風力: 1.25%/yr 洋上風力: 0.1%/yr 一般水力: 0.25%/yr
再エネ 中位	中位 2040年: 9800億kWh 2050年: 11000億kWh	2040年: 20% 2050年: 20%			太陽光: 1.0%/yr 陸上風力: 1.5%/yr 洋上風力: 0.2%/yr 一般水力: 0.5%/yr
再エネ 高位	高位 2040年: 11000億kWh 2050年: 12500億kWh	2040年: 20% 2050年: 18%			太陽光: 1.5%/yr 陸上風力: 2.0%/yr 洋上風力: 0.3%/yr 一般水力: 0.75%/yr

注) 洋上風力発電については、現時点で形成されている5.5GWの案件(公募中も含む)を2030年の下限値として、別途想定

試算シナリオ：排出削減強度

シナリオ名	排出削減水準	電力需要	原子力	CCS／CDR	再エネ	
		中位：RITE中位、 低位、高位： OCCTO事務局 提示のシナリオ の上下限幅で設 定	中位シナリオ 20%の設備 容量固定 (シェアはシ ナリオにより 変化)	CCS長期ロード マップの幅(上限) 【2050年】 低位：1.2億トン/年 高位：2.4億トン/年	コスト・ポテ ンシャル	年間拡大制約 (想定ポテンシャ ルに対する比率)
排出削減 低位	2040年▲63% 2050年▲80%	中位 2040年：9800億 kWh 2050年：11000 億kWh	2040年：20% 2050年：20%	H. 高位	VREのコスト 見通し：標準、 太陽光、陸上 風力ポテン シャル上限： 現状導入量 比4倍	太陽光：1.0%/yr 陸上風力：1.5%/yr 洋上風力：0.2%/yr 一般水力：0.5%/yr
排出削減 中位 (=再エ ネ中位と 同じ)	2040年▲68% 2050年▲90%					
排出削減 高位	2040年▲73% 2050年▲100%					

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%)。再エネは別途想定

各種火力発電の発電効率の技術進展の想定

発電効率(%LHV)

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

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

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。

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。

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

		2040年	2050年
第8回検討会提示分析 (2050年▲90%) [経済フィードバック計算後]	再エネ低位	366	760
	再エネ中位(=排出削減中位)	390	735
	再エネ高位	422	576
第9回OCCTO分析: 排出削減水準分析 [経済フィードバック計算後]	排出削減中位(▲80%)	366	452
	排出削減高位(▲100%)	389	870
【参考】 第7次エネルギー基本 計画へのRITE提示シ ナリオ [経済フィードバック計算前]	成長実現、再エネ、水素系燃料、 CCSシナリオ (2050年:▲100%)	301~467	578~892
	排出上振れリスクシナリオ (2050年:▲79%)	257	500

単位: USD/tCO₂

- ✓ 前回の第8回検討会時に提示した分析は、エネ基分析に提示の「成長実現シナリオ」等(排出削減目標:2050年▲100%)と比べ、排出削減目標が2050年▲90%と少し緩やかな一方、再エネの年拡大ペースの制約を追加したことにより、CO₂限界削減費用は同等水準から若干高めとなった。
- ✓ 再エネ中位について、排出削減目標を2050年▲80%に緩めるとCO₂限界削減費用は500\$/tCO₂を下回る一方、CNの場合には870\$/tCO₂と2050年▲90%時の再エネ低位を上回る水準となった。

日本のエネルギーシステムコスト増分、電力費用

	第8回検討会提示分析 (2050年▲90%) [経済フィードバック計算後]						第9回OCCTO分析: 排出削減水準分析 [経済フィードバック計算後]				【参考】第7次エネ基 RITE提示シナリオ [経済フィードバック計算前]			
	再エネ低位		再エネ中位		再エネ高位		排出削減中位 (▲80%)		排出削減高位 (▲100%)		成長実現 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	2040	2050
エネルギー システム コスト増分 [billion US\$/yr]* ¹	[+45]	[+114]	[+57]	[+125]	[+86]	[+116]	[+39]	[+78]	[+83]	[+218]	[+48]	[+129]	[+97]	[+166]
電力限界費用 [US\$/MWh]* ²	234	294	239	254	244	247	232	232	233	258	212	197	213	244
電力平均費用 [US\$/MWh]* ³	134	148	134	140	132	133	131	142	151	176	139	134	130	147

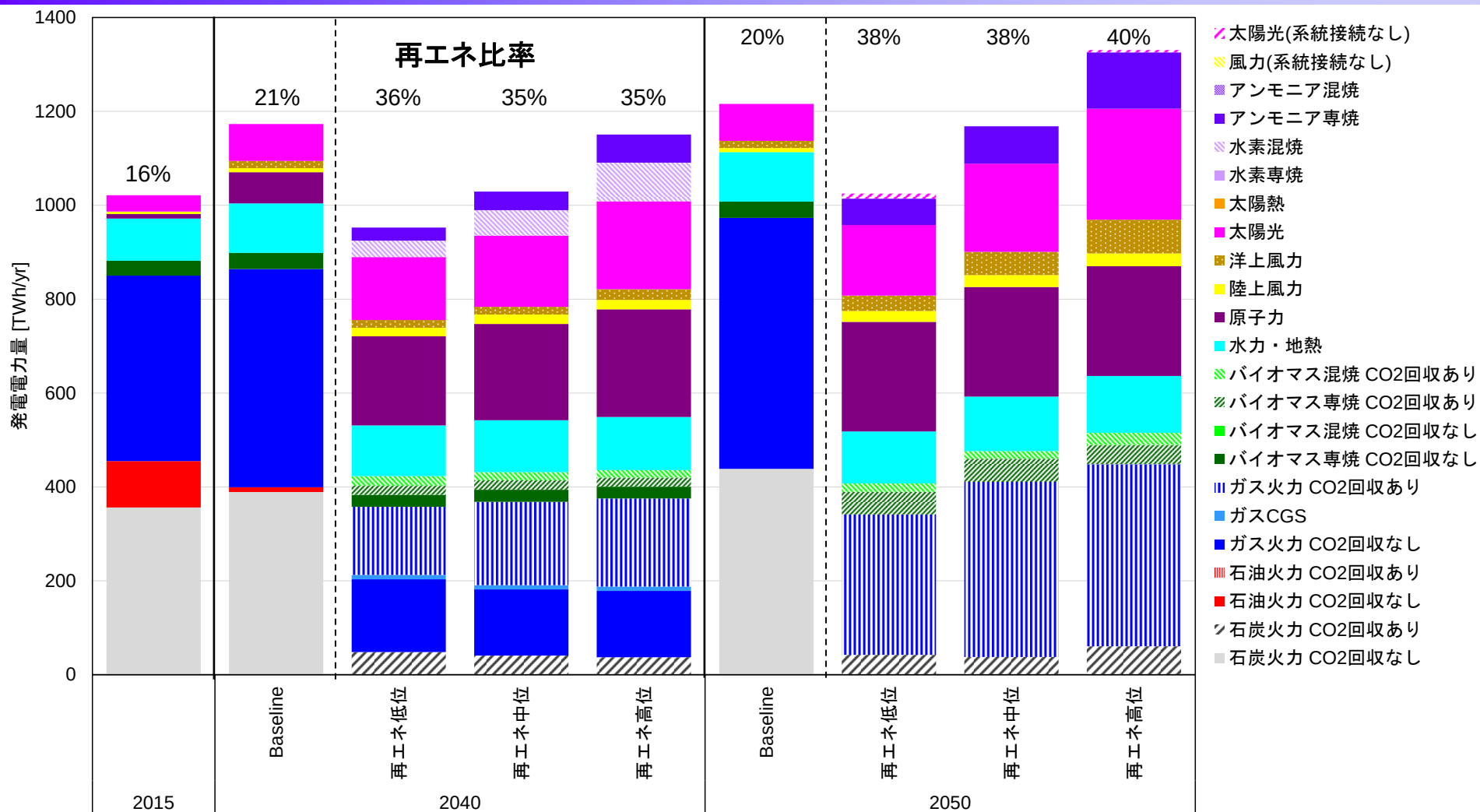
*1 [(青字)]はベースラインからのコスト増分。

*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

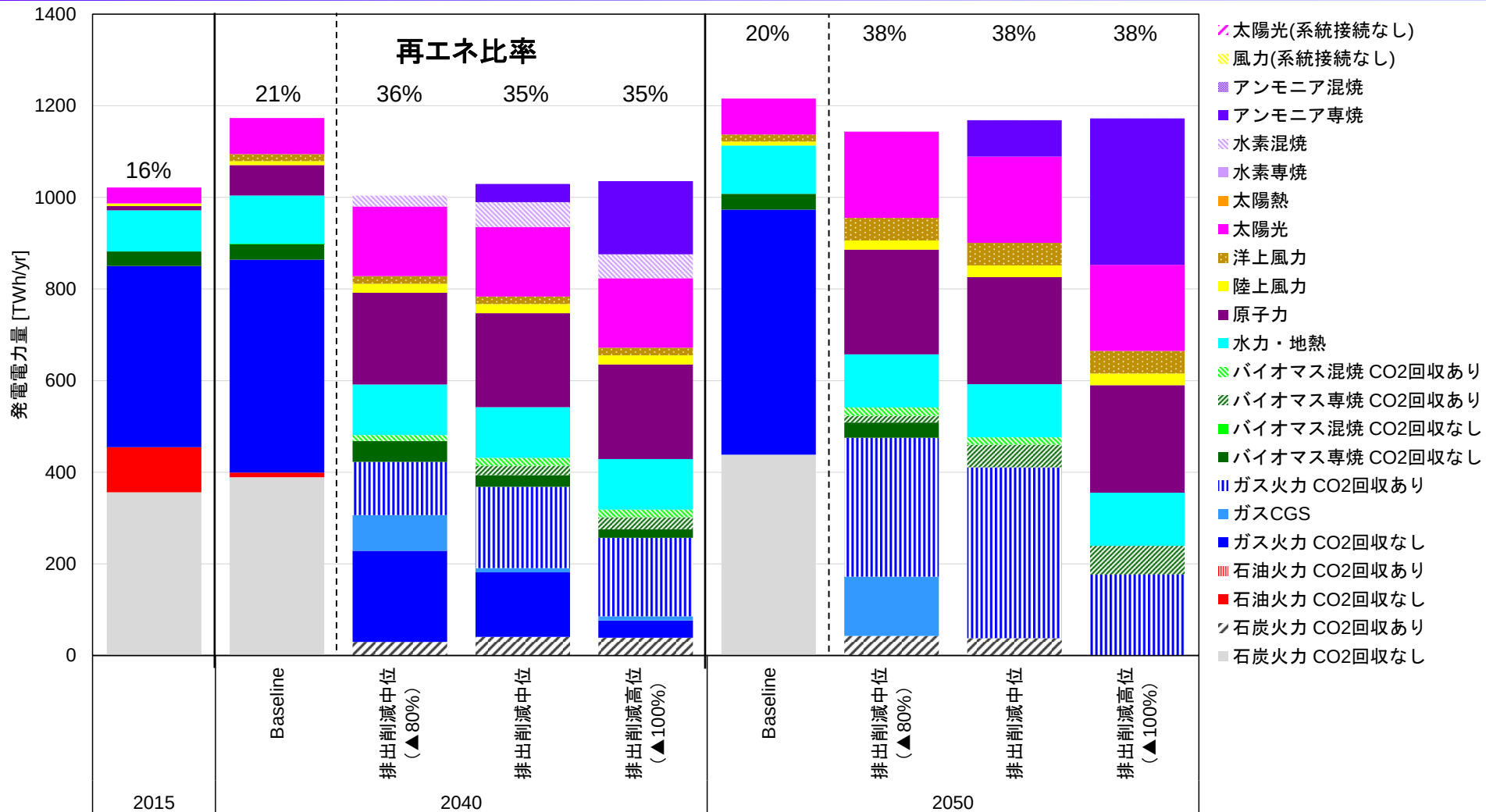
- ✓ 前回の第8回検討会時に提示した分析は、エネ基分析に提示の「成長実現シナリオ」等(排出削減目標: 2050年▲100%)と比べ、排出削減目標が2050年▲90%と少し緩やかな一方、再エネの年拡大ペースの制約を追加したことにより、エネルギーシステムコスト増分(排出削減費用)、電力限界費用、電力平均費用についても、同等水準から若干高めとなった。
- ✓ 再エネ中位について、排出削減目標を2050年▲80%に緩めるとエネルギーシステムコスト増分は100 billion US\$/yrを大きく下回る一方、CNの場合には200 billion US\$/yrを超える水準と評価された。

発電電力量（原子力、再エネの見通しの違い）



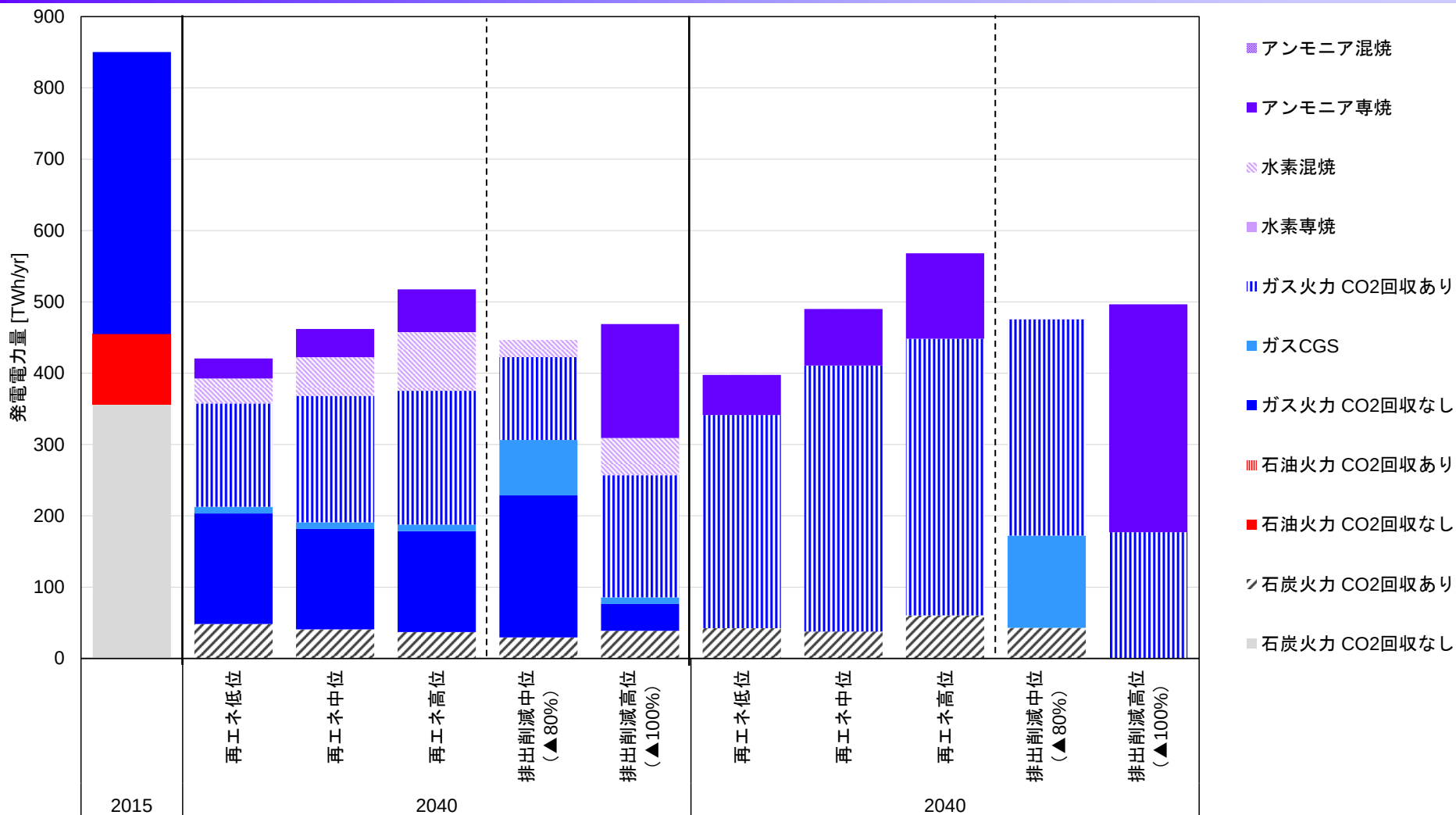
- ✓ 再エネ比率は、2040年で35～36%、2050年で38～40%。2040年比率は、RITEエネ基分析の「排出上振れリスクシナリオ」並み
- ✓ 2050年▲90%に対応するため、CCS付き石炭およびLNG発電、アンモニア発電、BECCSも経済合理的な対策と評価される。

発電電力量（排出削減水準の違い）

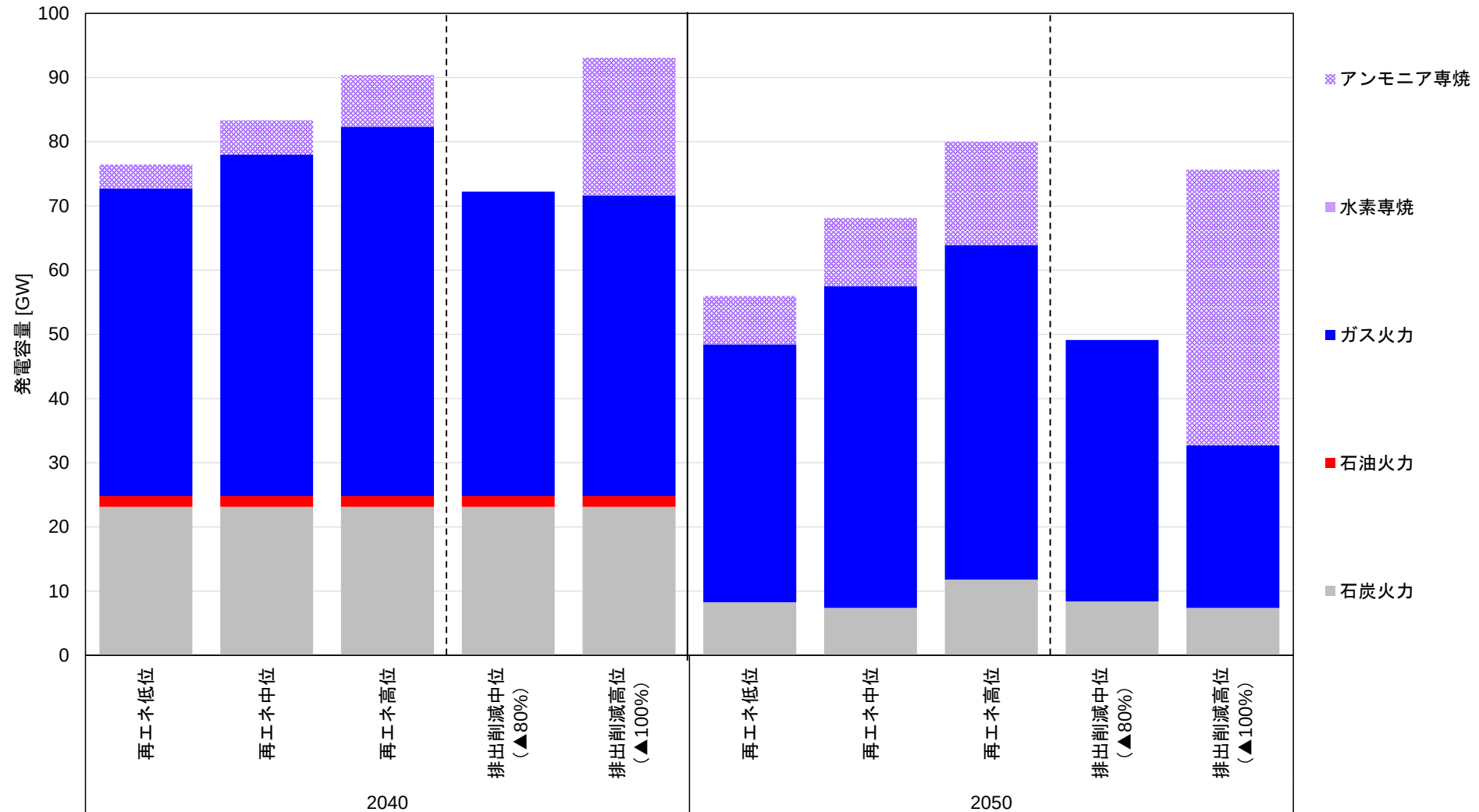


- ✓ ▲80%では、CCS付き石炭およびLNG発電、水素混焼発電が導入されている。
- ✓ ▲100%では、後に示すようにBECCS、DACCSが優先されるため、▲90%に比べ、CCS付き石炭およびLNG発電が相対的に減少し、アンモニア専焼発電が増加している。

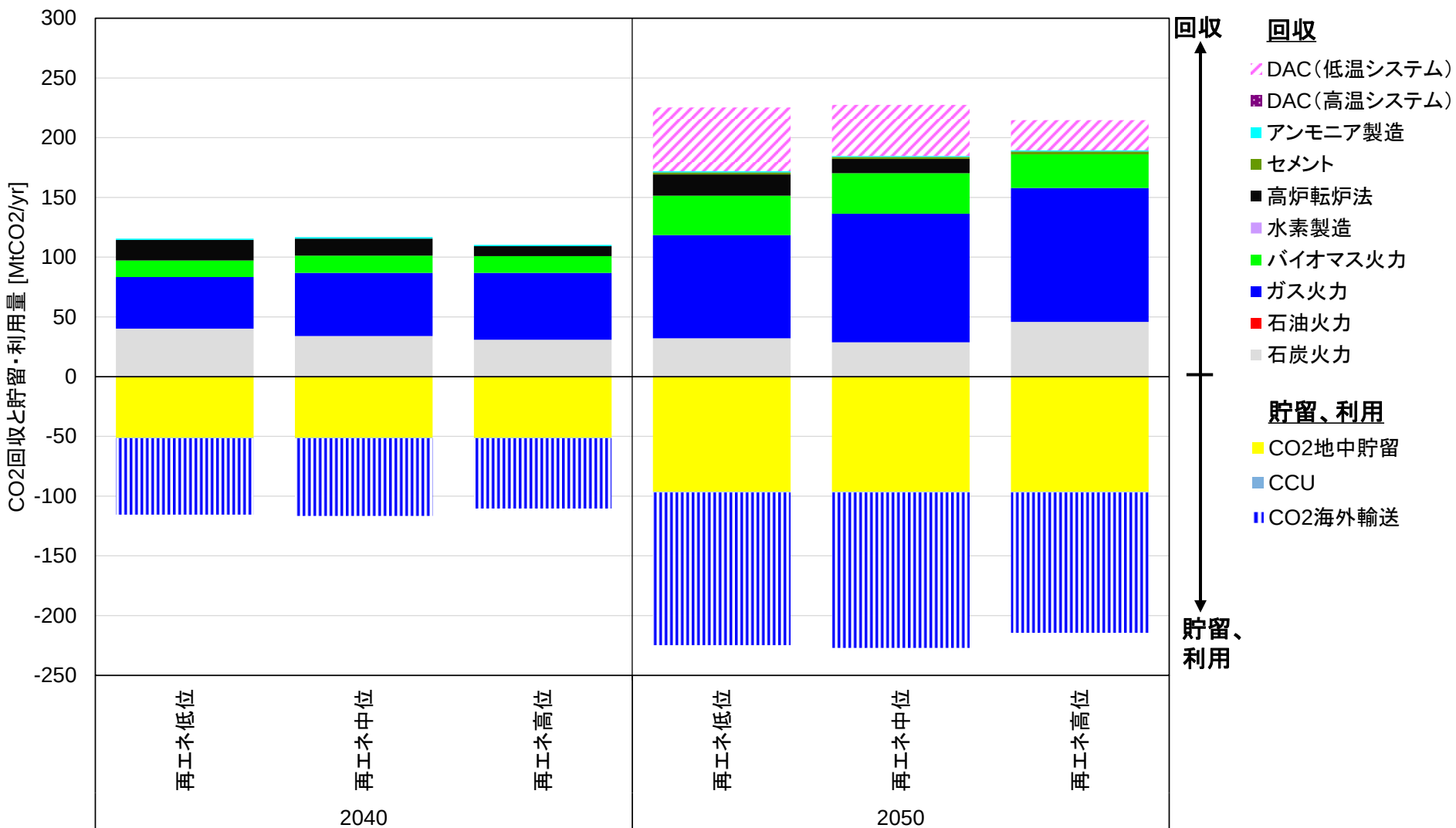
発電電力量 [TWh/yr]



発電設備容量（火力）

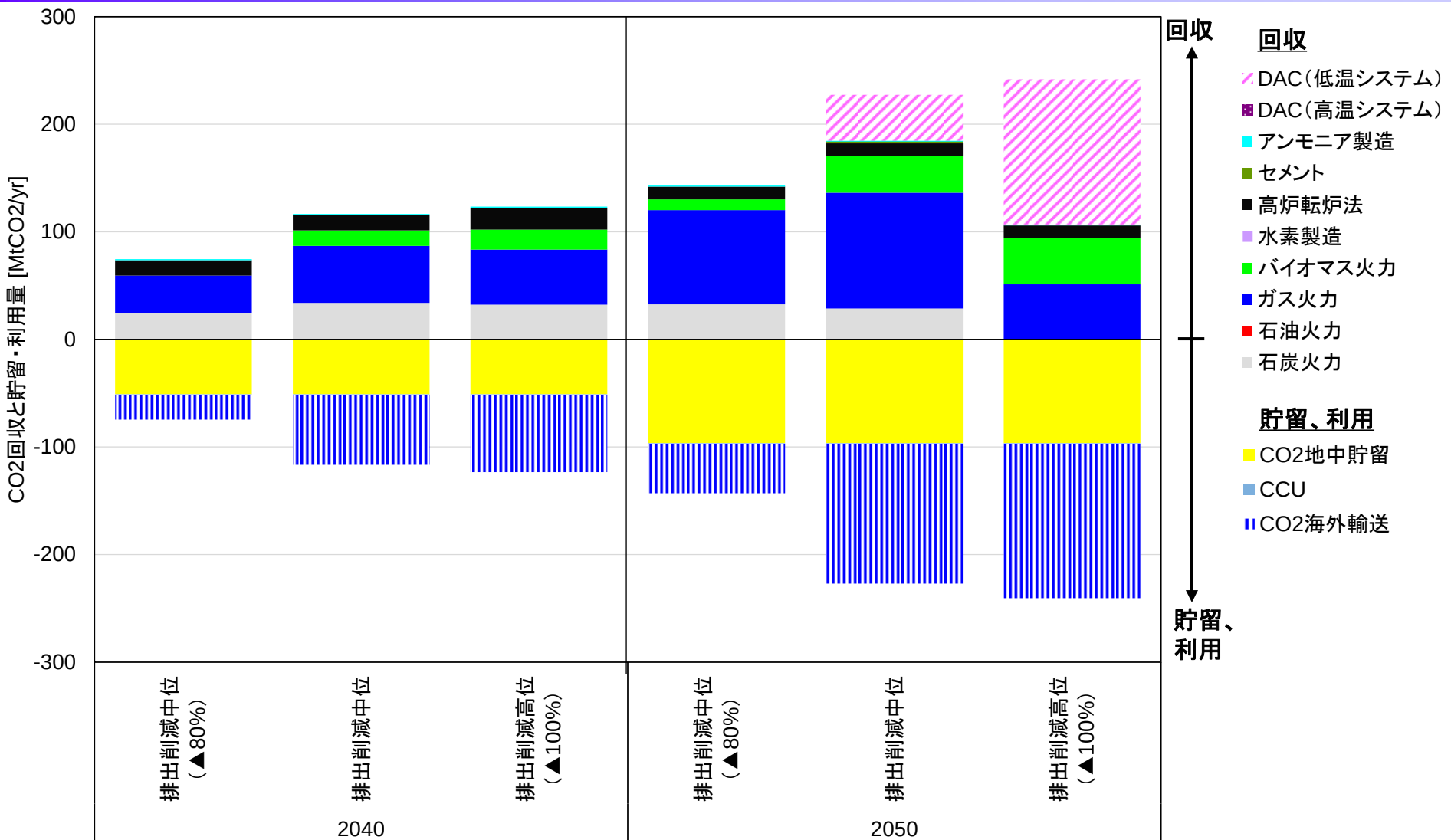


CO₂バランス（原子力、再エネの見通しの違い）



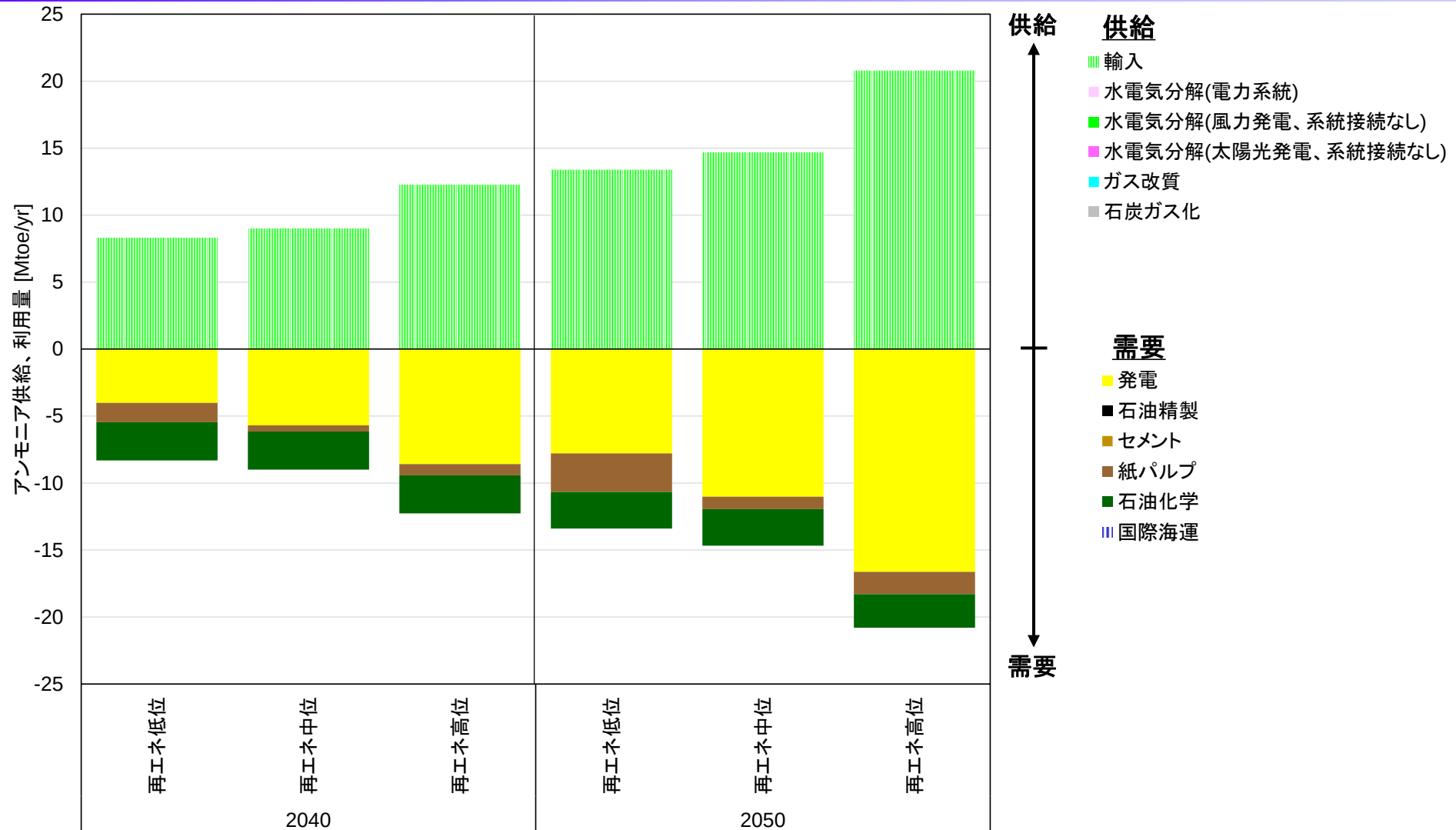
✓ 電力需要が多いシナリオでは、石炭およびLNG発電からのCCSも多い。

CO₂バランス（排出削減水準の違い）



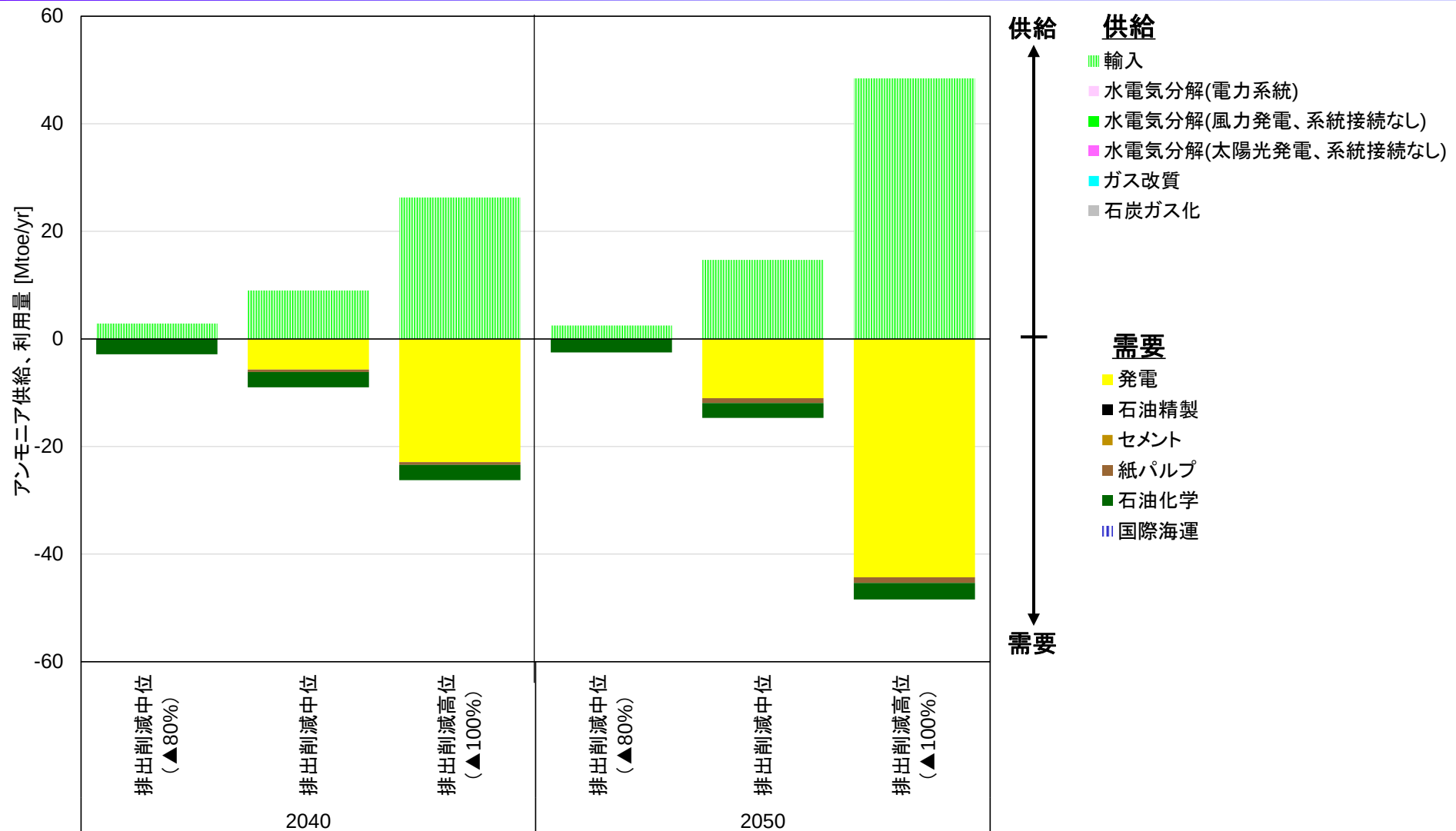
- ✓ 国内におけるCO₂貯留は、全てのシナリオで上限まで利用している（上限は、2040年：0.51億トン、2050年：0.96億トン）。
- ✓ 2050年CNを想定したシナリオでは、▲90%に比べると、BECCS、DACCSが優先され、石炭およびLNG発電からのCCSは減少。

アンモニアバランス (原子力、再エネの見通しの違い)



✓ 電力需要が多いシナリオでは、発電でのアンモニア利用も多い。

アンモニアバランス（排出削減水準の違い）



✓ 2050年CNを想定したシナリオでは、先に述べたように、▲90%に比べると、BECCS、DACCSが優先されるため、発電でのアンモニア利用が増加。

火力発電における排出削減対策の傾向

- ◆ CCSとして、初めに導入されるのは、国内で貯留する石炭発電へのCCS。次いで、国内で貯留するLNG発電へのCCS。但し、CO₂回収率は100%ではないこと、回収しても安価な国内での貯留ポテンシャルは限られていることから、排出削減制約が厳しい場合には、排出原単位や発電電力量当たりの貯留量で劣る石炭発電よりも、LNG発電が利用される。
- ◆ 次いで、海外へCO₂を輸送して貯留するCCSや、海外から輸入した水素、アンモニアの混焼が導入される。専焼での水素、アンモニアの利用は、更に排出削減目標を厳しくした際に導入されている。
- ◆ 水素とアンモニアのいずれがコスト優位になるかは、海外の再生可能エネルギーのコスト低減見通しにも依存する(今回の想定では、専焼についてはブルーアンモニアの方が安価であるとして導入されている)。また、海外の国々がどれだけ排出削減を行うと見込むかによっても、水素、アンモニアの利用可能性は影響を受ける(日本と海外の国々との間でCO₂限界削減費用の差が小さい場合には、日本が輸入して利用することは困難となる)。