

# 2030年・2050年の脱炭素化に向けたモデル試算

令和4年9月28日 第50回基本政策分科会

立命館アジア太平洋大学/日本エネルギー経済研究所

松尾 雄司

日本エネルギー経済研究所

遠藤 聖也, 尾羽 秀晃, 森本 壮一, 柳澤 明

横浜国立大学/日本エネルギー経済研究所

大槻 貴司

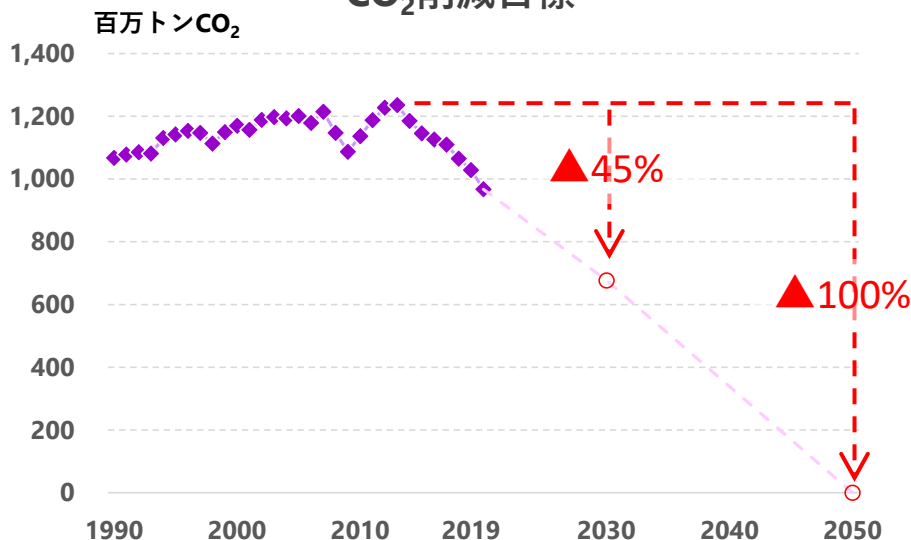
※ 本研究の一部は文部科学省原子力システム研究開発事業JPMXD0220354480、ならびに環境省・（独）環境再生保全機構の環境研究総合推進費(JPMEERF20212004)により実施しています。

# 試算の背景

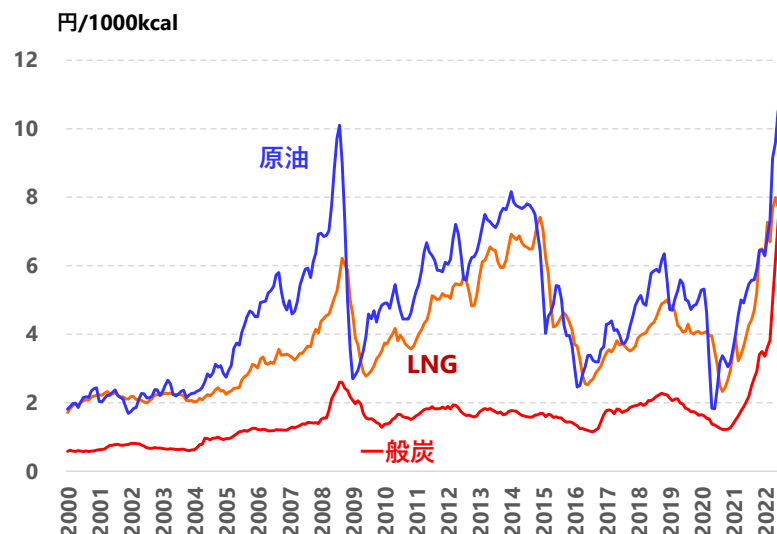
- 日本政府はエネルギー起源二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）の排出量を2030年までに2013年度比で45%減（温室効果ガス排出量では46%減）、更に2050年までに温室効果ガス排出量を正味でゼロとする目標を掲げている。これらの目標は非常に野心的であり、その実現は容易ではない。
- 他方、足元ではエネルギー価格の高騰が進んでおり、その先行きは不透明である。
- これを踏まえ、本検討ではエネルギーシステムにかかるコストの上昇を可能な限り抑制しつつ温室効果ガス削減目標を達成する道筋について、複数のシナリオを対象としてモデル分析を実施した。
- 8月24日の第二回GX実行会議における岸田首相発言※を踏まえ、第44回基本政策分科会（昨年6月）で示した試算ケースに加え、原子力・再生可能エネルギーにつき更に異なるケース設定を想定して試算を行った。

※「再エネや原子力はGXを進める上で不可欠な脱炭素エネルギーです。これらを将来にわたる選択肢として強化するためのあらゆる方策について、年末に具体的な結論を出せるよう検討を加速してください。」（一部略）

## CO<sub>2</sub>削減目標

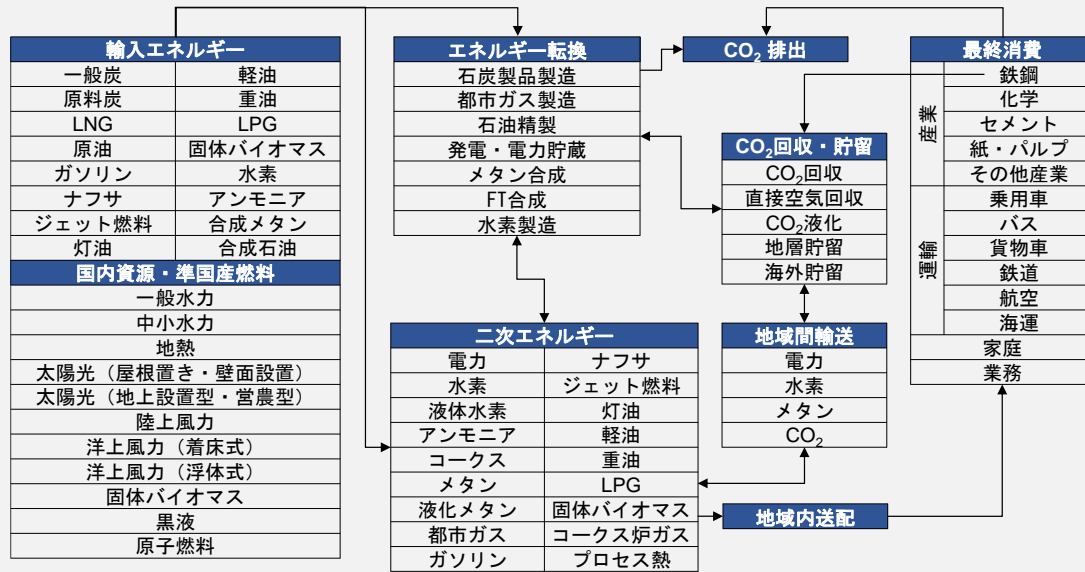


## 一次エネルギー価格の推移（日本の輸入CIF）



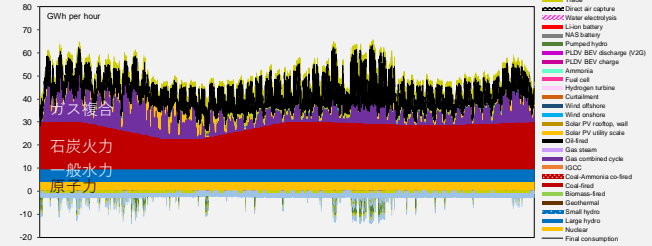
# 使用したモデル：IEEJ-NE\_Japan

## エネルギーシステム全体のモデル化

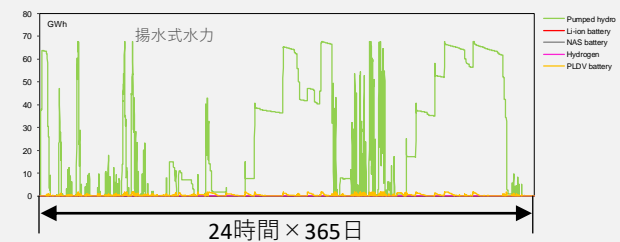


## 詳細な電力需給分析

1時間値電力需給



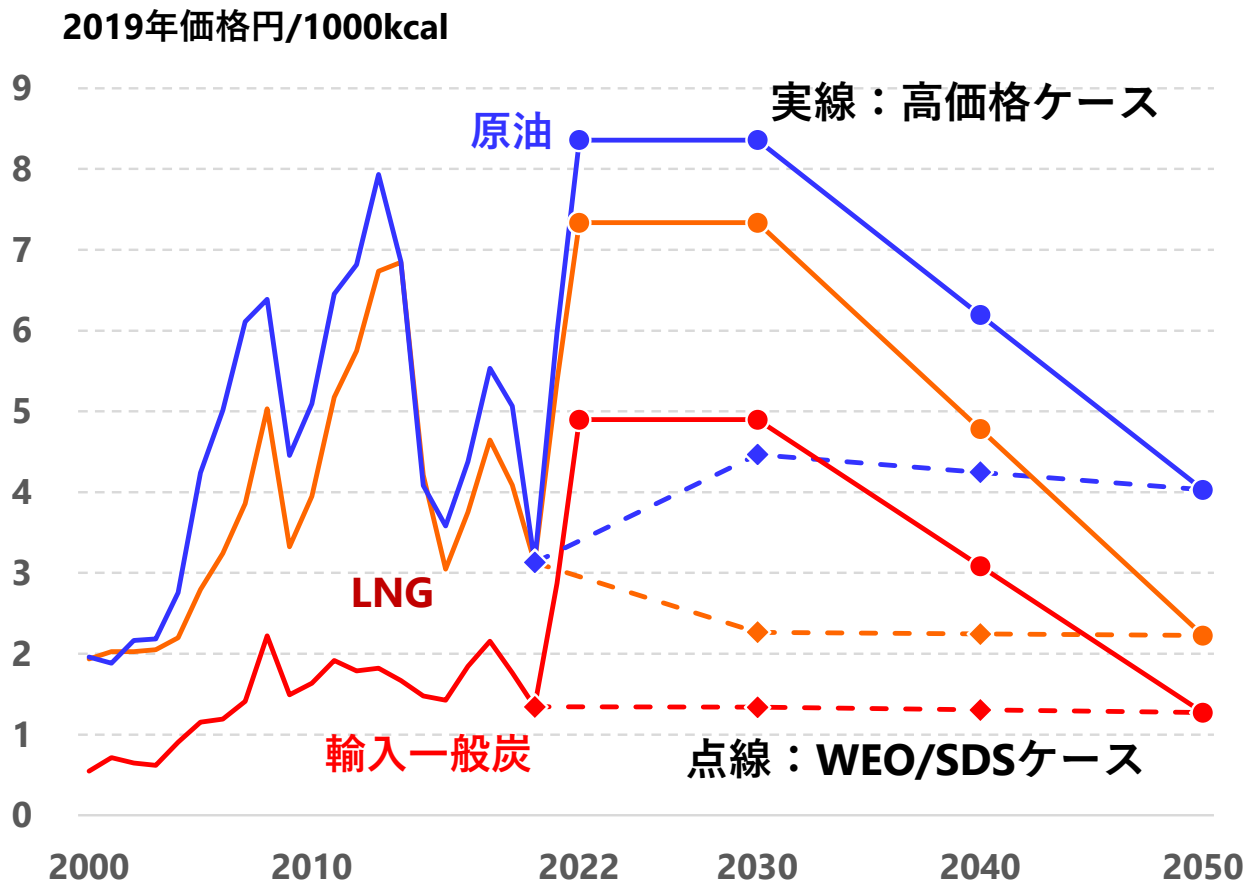
1時間値エネルギー貯蔵量



- 第44回基本政策分科会で示した線形計画法によるエネルギーシステムモデル（IEEJ-NE\_Japan）を利用し、実績値やコストデータの更新等を行った上で試算を実施した。
- 二酸化炭素回収・貯留（Carbon Capture and Storage：CCS）については、CCS長期ロードマップ検討会の想定に準じて2050年までに国内1億トン/年、海外1億トン/年の貯留が可能となると仮定。
- 主観的割引率は第43回基本政策分科会における地球環境産業技術研究機構（RITE）の想定に準じて設定、また別途社会的割引率として実質5%を想定した。なお、本資料ではすべて2019年実質値での貨幣価値を示している。

# 一次エネルギー価格の想定

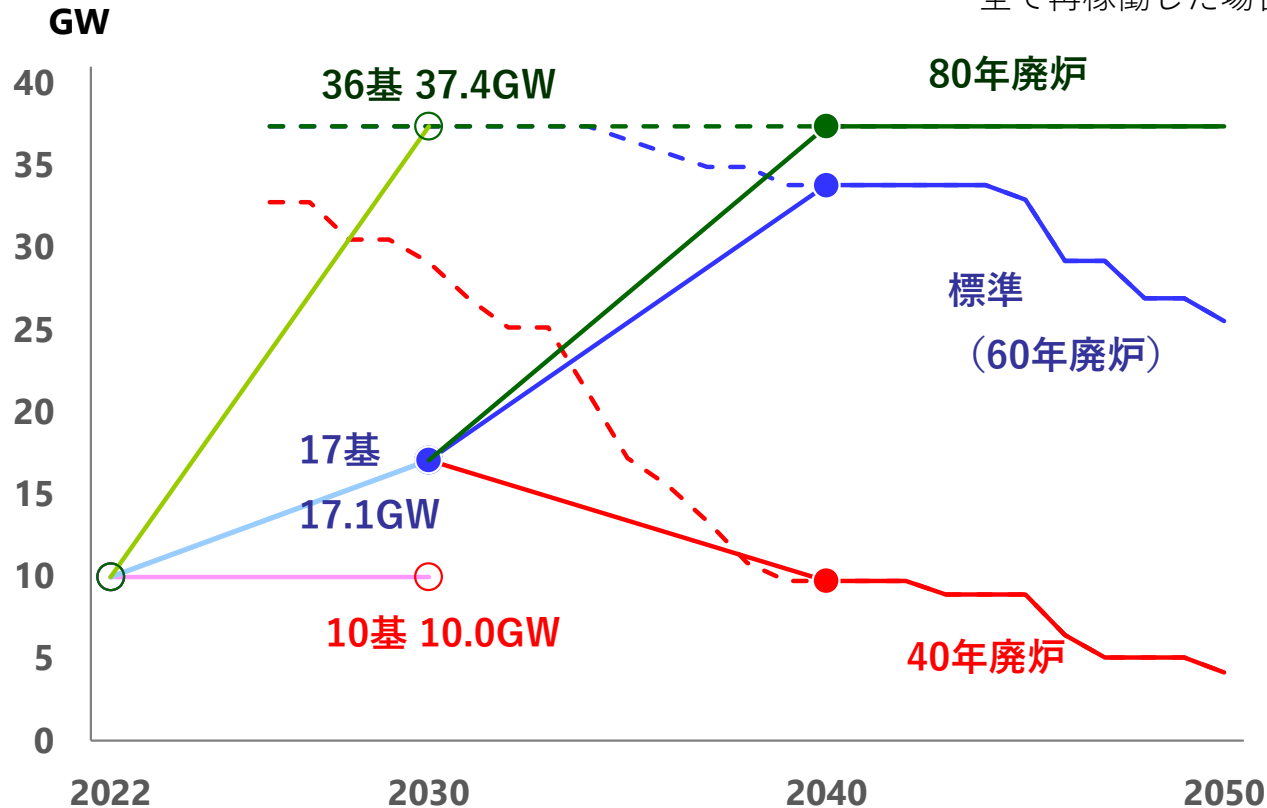
※ 2022年実績値は1月～7月の単純平均



- 一次エネルギー価格（日本の輸入CIF価格）につき、国際エネルギー機関（IEA）のWorld Energy Outlook 2021におけるSustainable Development Scenario（SDS）相当の将来見通しを想定するケースの他、足元の高価格\*が2030年まで継続するケースを想定。

# 原子力発電設備容量の想定

※点線は40年・60年80年ケースでそれぞれ  
全て再稼働した場合の設備容量



- 現状の10基から、2030年までに設置変更許可手続済みの全17基までの再稼働が進むケースの他、10基に止まるケース、建設中3基を含む36基全てが運転開始するケースを想定。
- 2050年に向けて、標準的なケースでは仮に利用可能な全ての原子炉が60年までの運転期間延長を行うものと機械的に想定した。これに対し、建設中3基を含んで全ての原子炉が40年で稼働を停止するケースの他、参考として海外（米国等）の制度を踏まえ、仮に80年まで運転延長が可能となる場合を想定した。

# 原子力発電の運転期間延長に伴うコスト

(出所) OECD/NEA, IEA, "Projected costs of generating electricity 2020 edition"

## 新規建設

**Table 3.4a: Nuclear generating technologies – New build**

Country	Technology	Net capacity (MWe)	Overnight costs (USD/kWe)	Investment costs (USD/kWe)		
				3%	7%	10%
France	EPR	1 650	4 013	4 459	5 132	5 705
Japan	ALWR	1 152	3 963	4 402	5 068	5 633
Korea	ALWR	1 377	2 157	2 396	2 759	3 066
Russia	VVER	1 122	2 271	2 523	2 904	3 228
Slovak Republic	Other nuclear	1 004	6 920	7 688	8 850	9 837
United States	LWR	1 100	4 250	4 721	5 435	6 041
<b>Non-OECD countries</b>						
China	LWR	950	2 500	2 777	3 197	3 554
India	LWR	950	2 778	3 086	3 552	3 949

## 運転期間延長 (LTO)

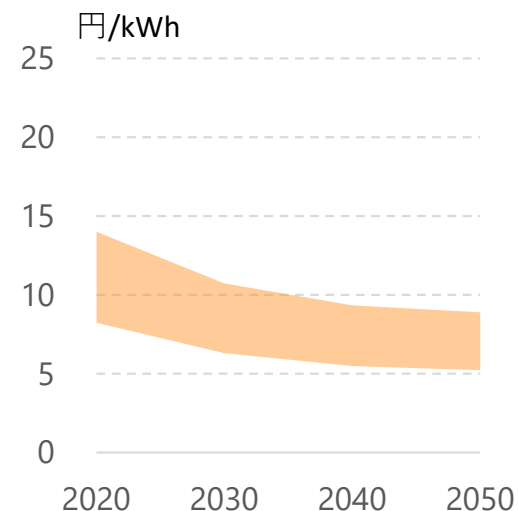
**Table 3.4b: Nuclear generating technologies – Long-Term Operation (LTO)**

Country	Technology	Net capacity (MWe)	Overnight costs (USD/kWe)	Investment costs (USD/kWe)		
				3%	7%	10%
Switzerland	LTO	1 000	550	567	589	606
France	LTO	1 000	629	648	673	693
Sweden	LTO	1 000	444	457	475	489
United States	LTO	1 000	391	403	419	431

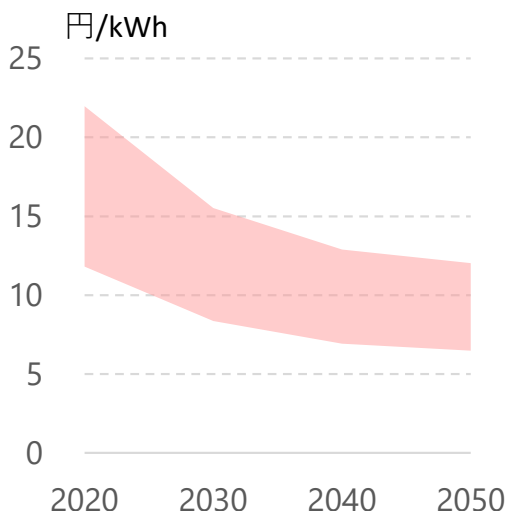
- 2021年の発電コスト検証ワーキンググループでは原子力発電の運転期間延長に伴う工事等の費用を示しておらず、その正確な評価は今後の重要な課題となる。
- OECD/NEA, IEAの報告書では概ね建設費の15%程度のコストがかかると評価されている。ここでは、60年までの運転期間延長には新規原子力発電所建設費の15%相当、80年までの延長にはその1.5倍相当の費用がかかると暫定的に想定した。

# 太陽光・風力発電コスト（LCOE）の想定 （基準ケース）

## 太陽光（地上設置・営農型）

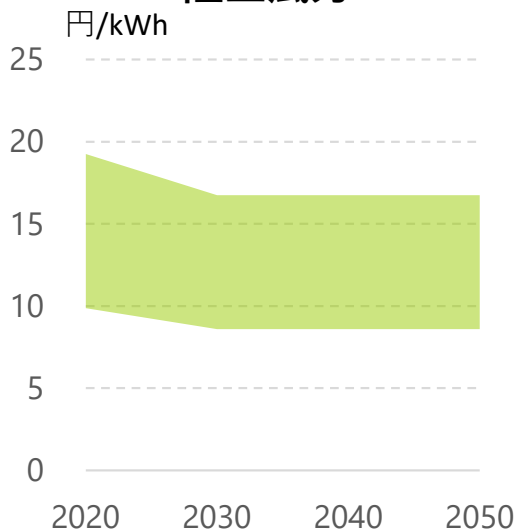


## 太陽光（屋根・壁面）

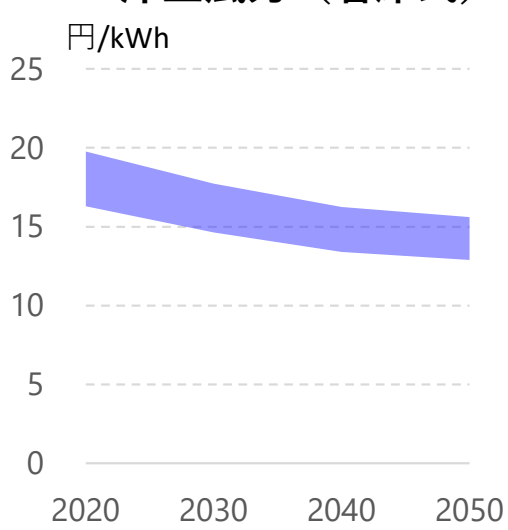


- 太陽光・風力発電の発電単価（Levelized Cost of Electricity：LCOE）については2021年発電コスト検証WG・調達価格等算定委員会等の資本費をもとに、GISデータのメッシュ毎の日射量・風況条件を考慮して推計。
- ここではパネルやタービンの価格が2050年まで低下を続けるものの、内外価格差が解消するには至らないケースを想定。

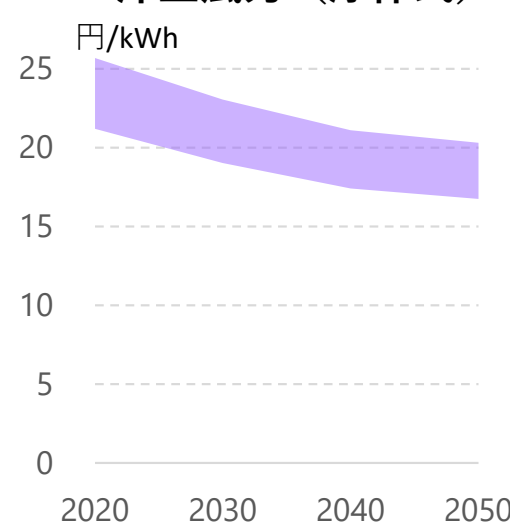
## 陸上風力



## 洋上風力（着床式）

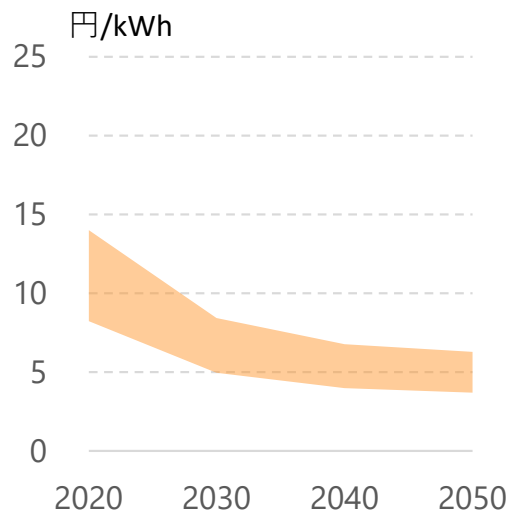


## 洋上風力（浮体式）

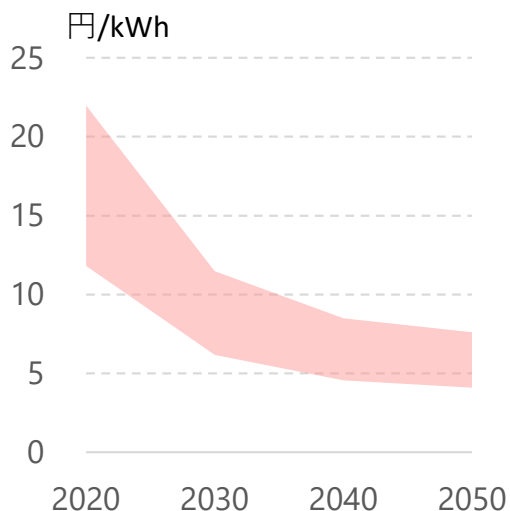


# 太陽光・風力発電コスト（LCOE）の想定 （低コストケース）

## 太陽光（地上設置・営農型）

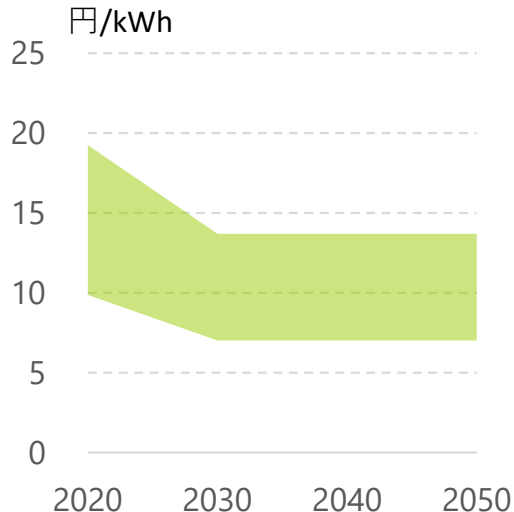


## 太陽光（屋根・壁面）

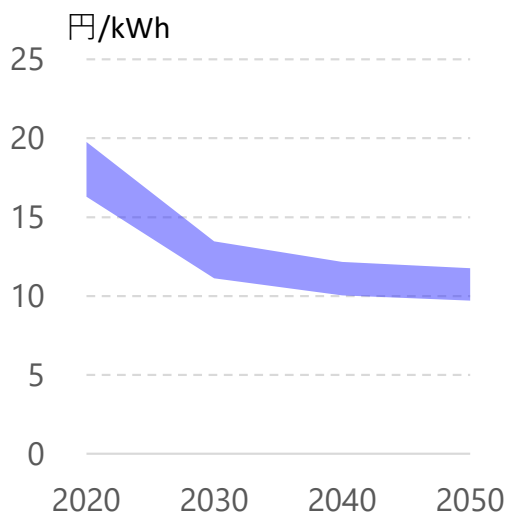


- 「低コストケース」では国内のパネル・タービン価格が国際価格へと収斂してゆくことを想定。
- 洋上風力発電は開発プロジェクトの大規模化に伴い、コストWG想定 of 2020年値から大幅に低下すると想定。

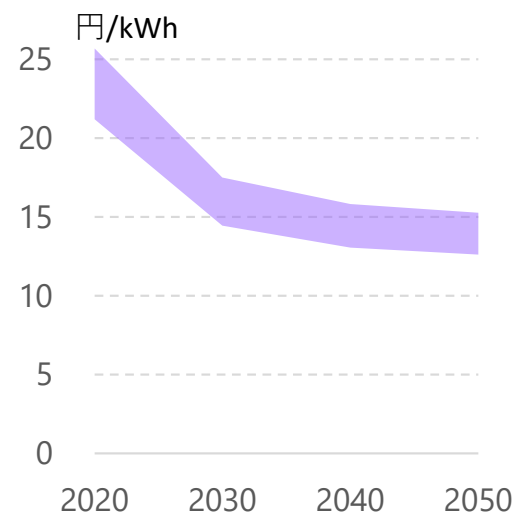
## 陸上風力



## 洋上風力（着床式）



## 洋上風力（浮体式）





# 変動性再生可能エネルギーの導入量上限

区分	上限値 [GW]	考え方	参考文献
地上設置型太陽光 (メガソーラー)	65.7	雑草地・裸地・しの地・再生困難な荒廃農地に設置。陸上風力との競合場所を除外*1。	H.Obane et al[1] 尾羽他 (電中研報告)[2]
戸建住宅太陽光	166.9	屋根の全てに設置。北側屋根なども含む。	環境省[3]
建物設置太陽光 (戸建住宅以外)	288.3	屋根の全てに設置。	環境省[3]
陸上風力	23.4	雑草地・裸地・しの地・再生困難な荒廃農地の年間平均風速5m/s以上に設置。	H.Obane et al[1] 尾羽他 (電中研報告)[2]
着床式洋上風力 (領海)	150.2	再エネ海域利用法の「促進区域」の対象となる海域のうち水深60m未満に設置	H.Obane et al[4] 尾羽他 (電中研研究資料)[5]
浮体式洋上風力 (領海)	254.9	再エネ海域利用法の「促進区域」の対象となる海域のうち水深60m以上200m未満に設置	H.Obane et al[4] 尾羽他 (電中研研究資料)[5]
営農型太陽光	54.6	2020年度における全農業経営体(109万経営体)が50kWの太陽光発電システムを設置する想定。	朝野他[6]の考え方を参考
陸上風力 (森林設置)	272.5	保安林を除く民有林・国有林のうち傾斜角20度未満・年間平均風速5.5m/s以上に設置	文献[1][2][6]のデータベースの考え方を参考にした独自推計
着床式洋上風力 (接続水域)	14.8	接続水域のうち水深60m未満に設置	H.Obane et al[4]
浮体式洋上風力 (接続水域)	230.7	接続水域のうち水深60m以上200m未満に設置	H.Obane et al[4]

ベースケース

上限拡大ケースのみ

\* 地上設置型太陽光・陸上風力・洋上風力の導入量上限は、各種文献の考え方を参考に、2021年4月時点のGISデータで更新しているため、推計値は各種文献と必ずしも一致しない。

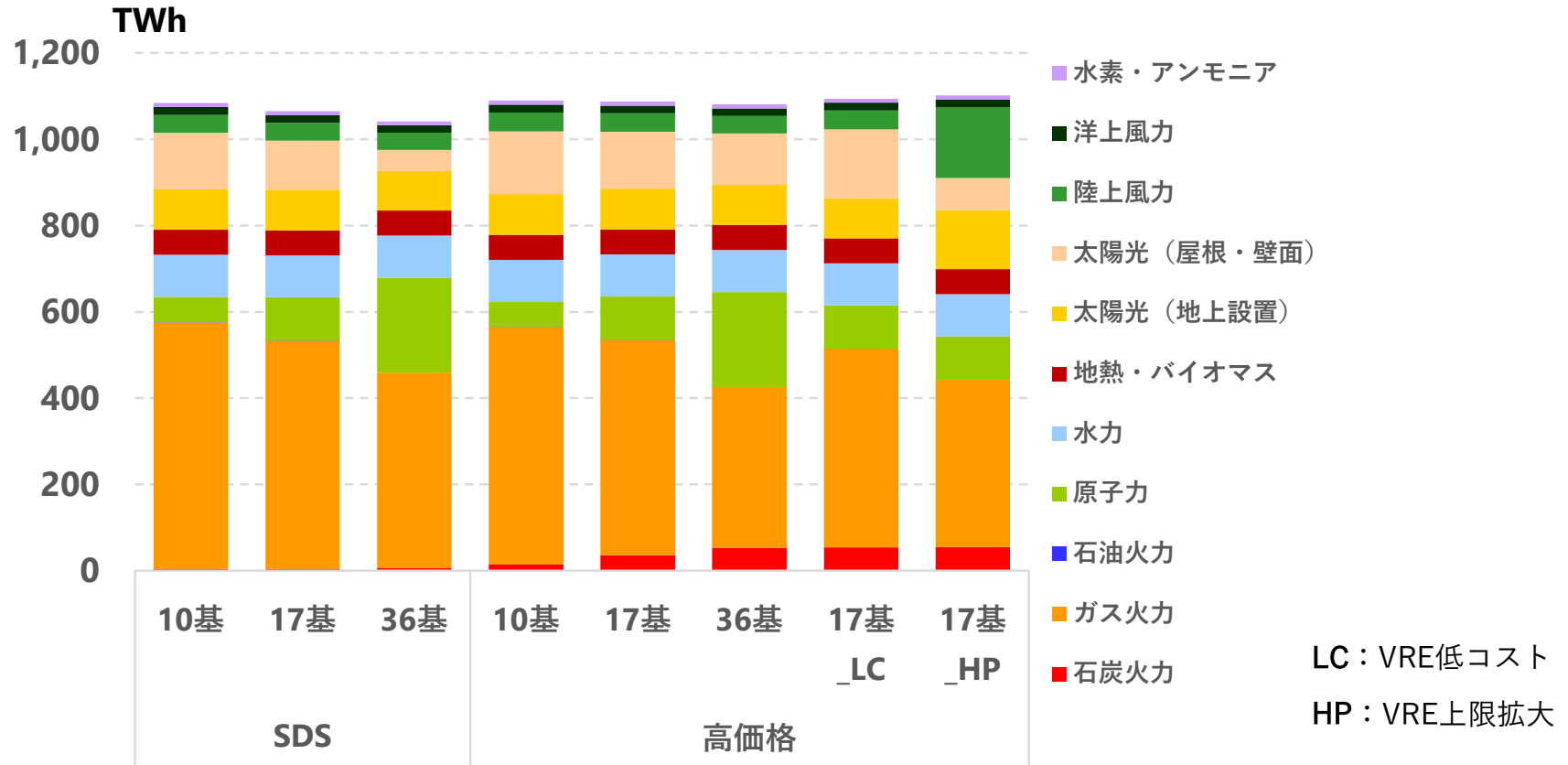
# ケース設定

	化石燃料 価格	2030年の原子力 発電所運転基数	運転期間延長※	その他
1	SDS	10基	60年	(主に2030年を対象とした分析)
2	SDS	17基	60年	
3	SDS	36基	60年	
4	高価格	10基	60年	(主に2050年を対象とした分析)
5	高価格	17基	60年	
6	高価格	36基	60年	
7	高価格	17基	40年	VRE低価格
8	高価格	17基	80年	
9	高価格	17基	60年	VRE上限拡大
10	高価格	17基	60年	

※標準ケースでは仮に利用可能な原子炉が全て60年までの運転延長を行うものと機械的に想定

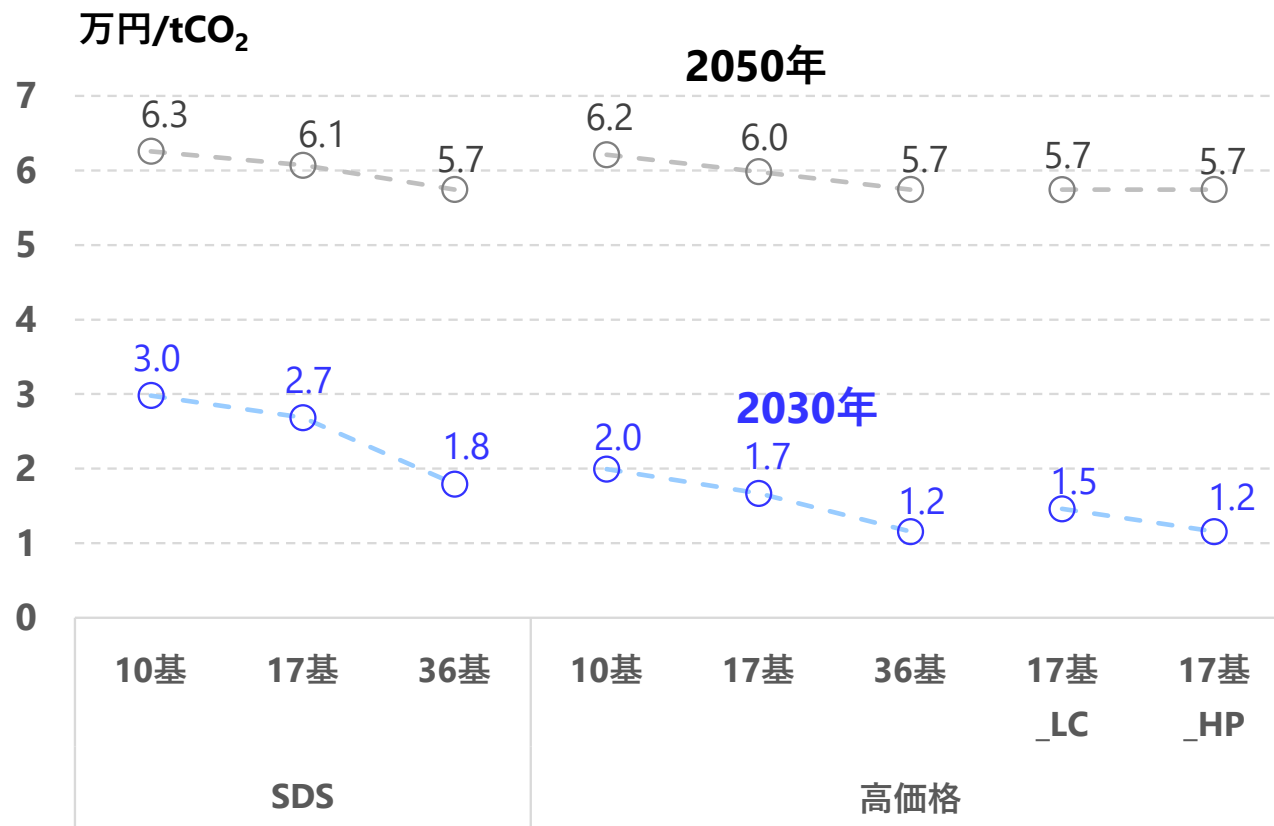
- WEO/SDS・高価格それぞれに対し、2030年の原子力発電所運転基数を10基～36基と想定。また再生可能エネルギーについては、全ての種類について2030年目標以上の導入を達成すると想定した。
- 2050年に向けては原子力の運転期間を延長する/しないケースや、変動性再生可能エネルギー（VRE）のコストや導入上限量（ポテンシャル）の想定を変えて試算を実施した。

# 2030年の発電構成



- 2030年には全ての再生可能エネルギー電源について「2030年度におけるエネルギー需給の見通し」に掲げられた目標以上が達成されるものと想定。電源構成に占める再生可能エネルギーの比率は36%以上、原子力の稼働が少ないケース等では40%を超える結果となる。
- 火力発電比率及びその内訳は各種条件に強く依存する。最適なエネルギーミックスの検討のためには、別途エネルギー・セキュリティなどからの検討も必要となる。

# 限界削減費用（2030年・2050年）

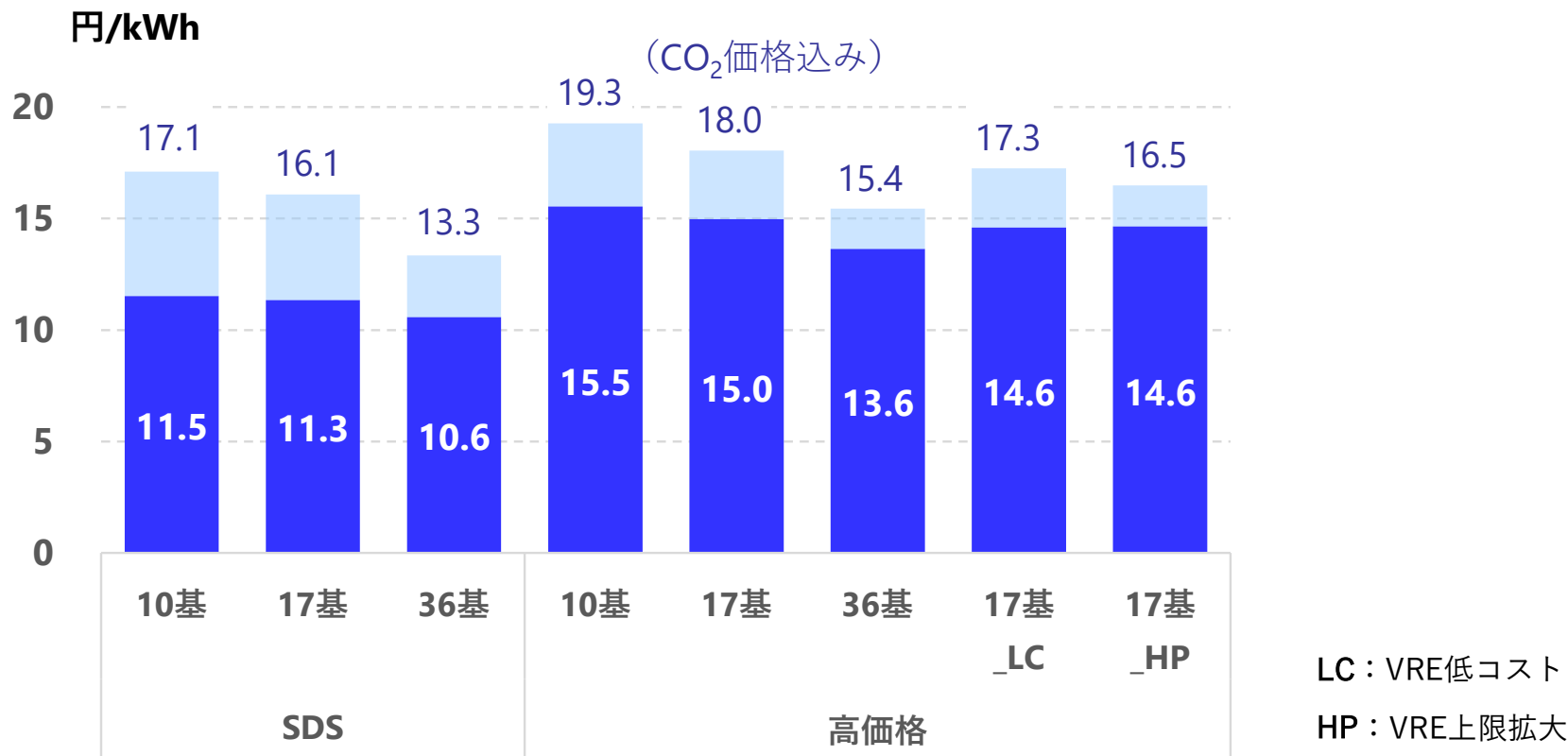


※ 高価格ケースではモデル上のCO<sub>2</sub>価格（限界削減費用）の他に、高い化石燃料価格自体によって1万円/tCO<sub>2</sub>相当程度の炭素価格が暗示的にかかっている。

- 限界削減費用（モデル上の炭素価格）はWEO/SDSの36基運開ケースで1.8万円/tCO<sub>2</sub>、10基運開ケースでは3.0万円/tCO<sub>2</sub>まで上昇。
- 2050年にゼロ・エミッション化を達成する場合、全てのケースにおいて6万円/tCO<sub>2</sub>前後まで上昇する。但しこの値は各種の前提条件によって感度よく変化することに注意が必要。

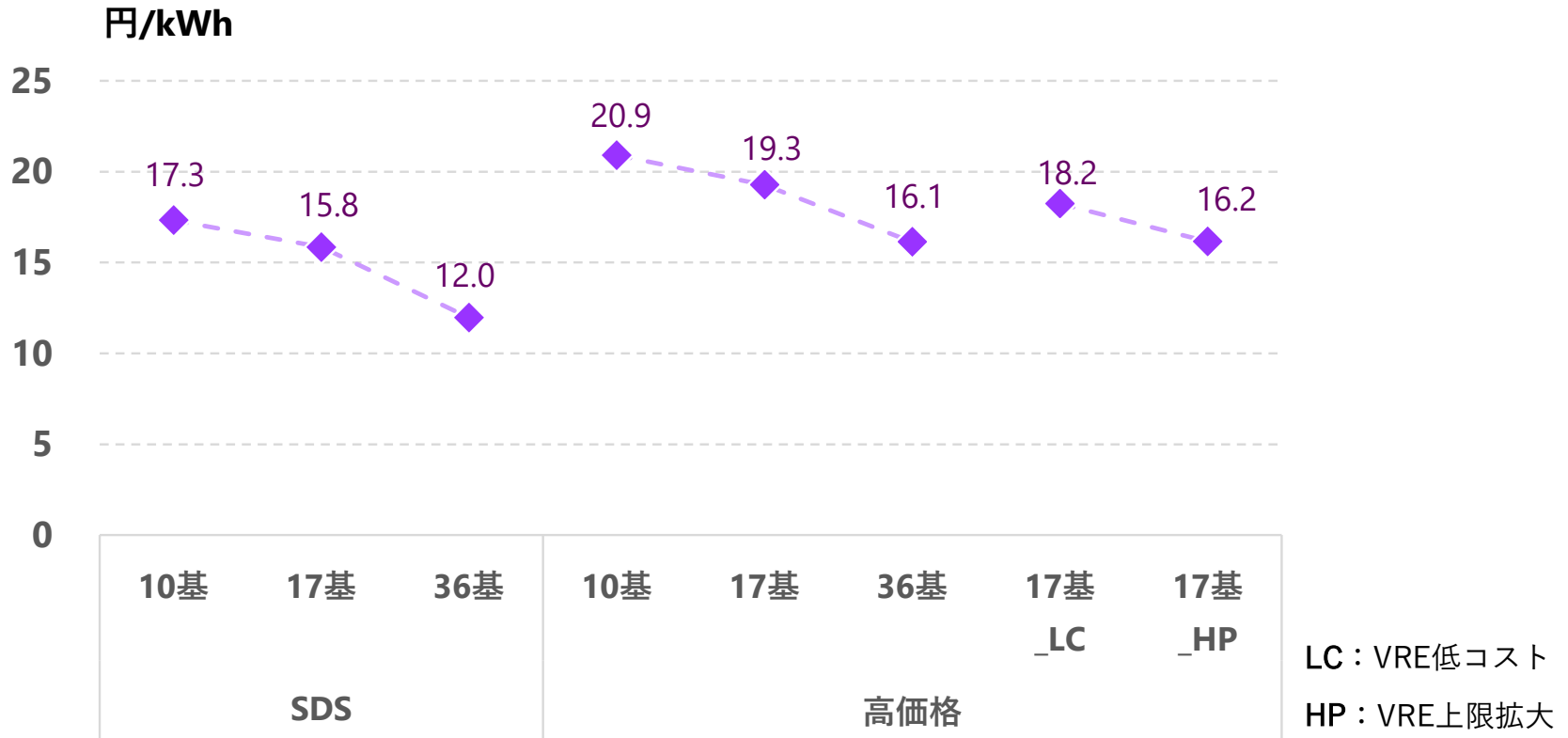
# 2030年の平均電力単価

※ 実質割引率3%に換算



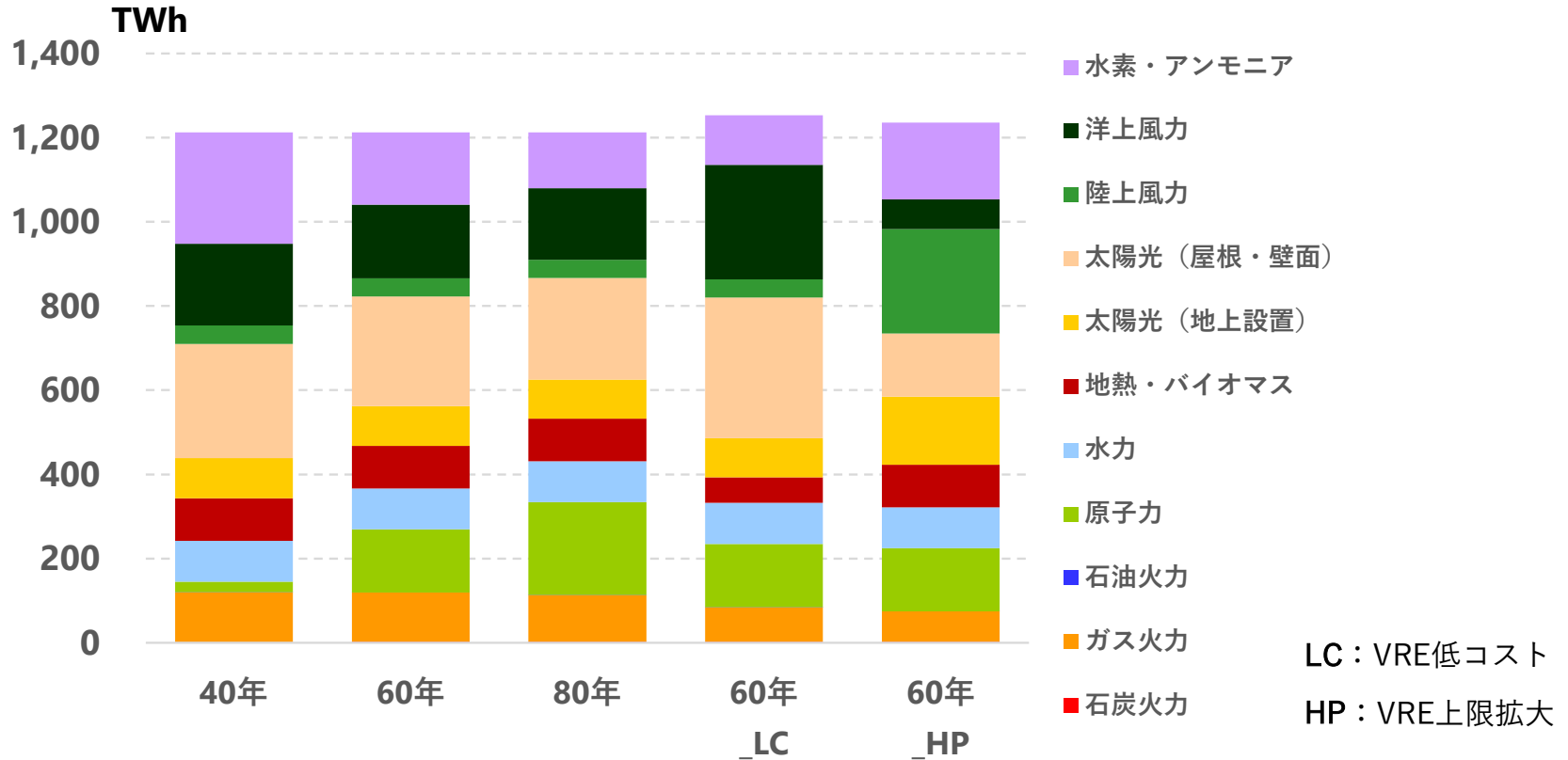
- 平均電力単価（1kWh当りの発電単価：蓄電設備等に必要となる、いわゆる「統合コスト」も部分的に含む）はCO<sub>2</sub>価格分を含まない場合、36基運開で10.6円/kWh（SDSケース）及び13.6円/kWh（高価格ケース）となる。高価格ケースでは炭素（CO<sub>2</sub>）価格は小さくなるが、高い燃料費により、SDSケースよりも平均電力単価は高くなる。
- モデル内では炭素価格分を含んだ電力単価により最適化が行われており、原子力の稼働が小さいケースではこれが大幅に上昇する。これは、原子力の利用を低めるケースでは2030年のCO<sub>2</sub>削減目標の達成がより難しくなることを示している。

# 2030年の限界電力単価



- 本モデルによる本試算条件下では、2030年の限界電力単価（= 電力需給制約式のシャドウプライスの加重平均値）はCO<sub>2</sub>価格を含んだ平均電力単価と概ね似た挙動を示す。
- 再生可能エネルギーのコストを低く（LC）、もしくは導入上限を高く（HP）想定した場合には平均・限界電力単価が低下する。但し高いポテンシャル想定の場合には地域の受容性に伴う問題がより強く顕在化することに注意が必要。

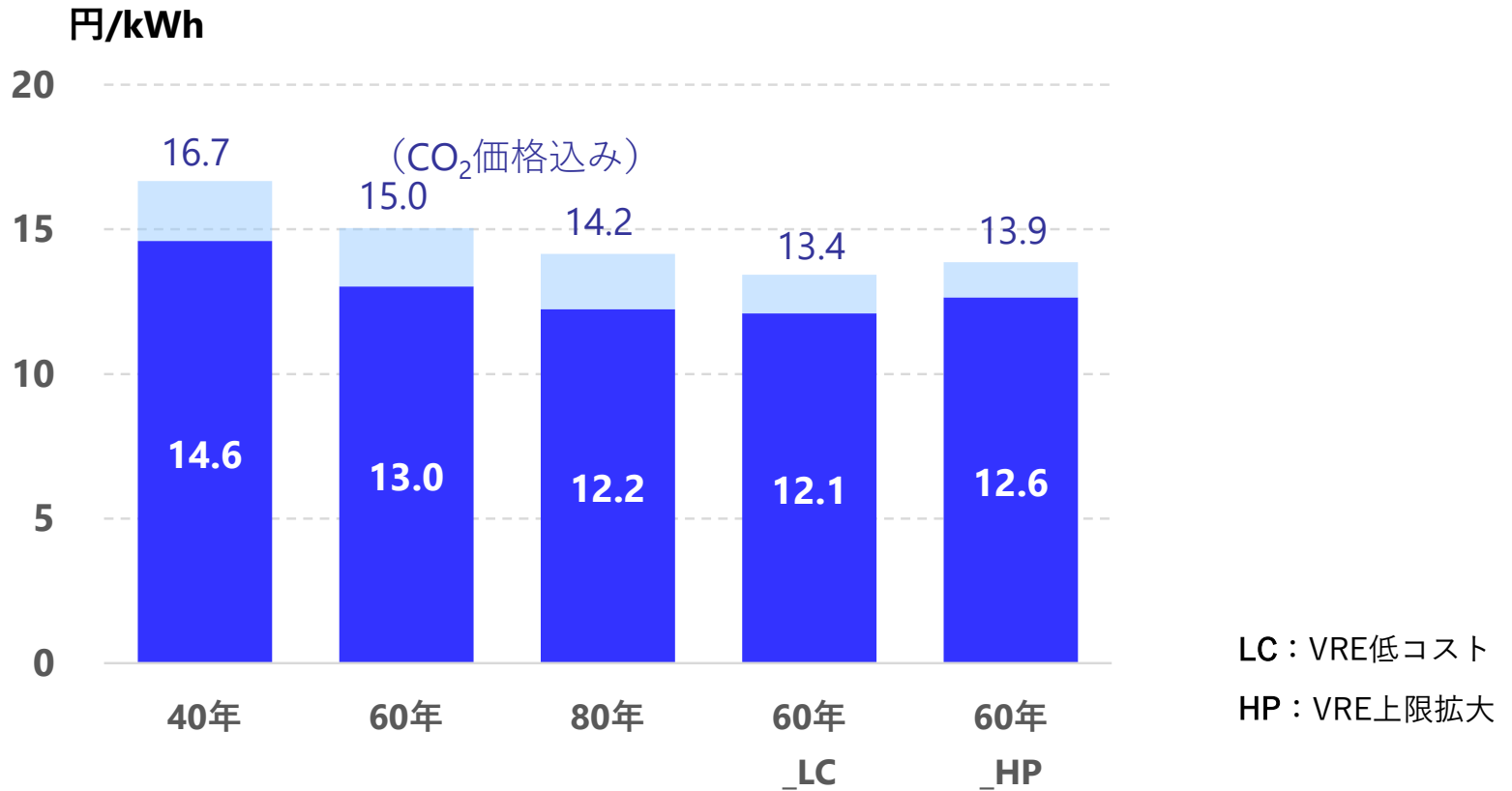
# 2050年の発電構成



- 2050年の再生可能エネルギー比率は40年・60年・80年稼働ケースでそれぞれ62%・64%・66%。原子力の稼働が小さいケースでは特にアンモニア火力の導入が大きくなる。
- 再生可能エネルギーのコストが低いケース（LC）では再生可能エネルギー比率は72%となり、洋上風力の導入が拡大。ポテンシャルが大きいケース（HP）では陸上風力の導入が大きくなる。

# 2050年の平均電力単価

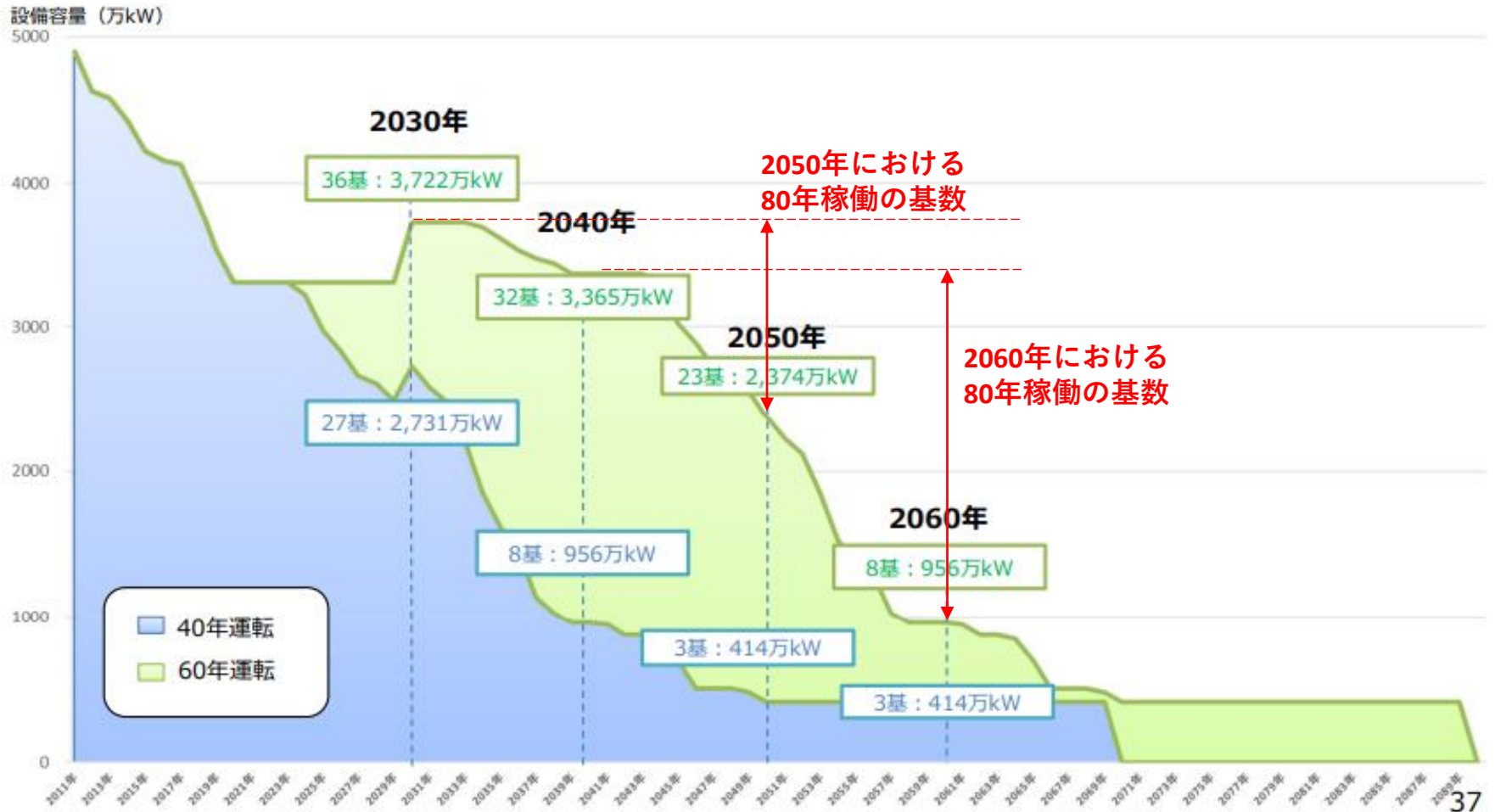
※ 実質割引率3%に換算



- 原子力の運転期間がより長いケースで平均電力単価が低下。
- また、再生可能エネルギーのコストが低いケース（LC）で平均電力単価が顕著に低下する。

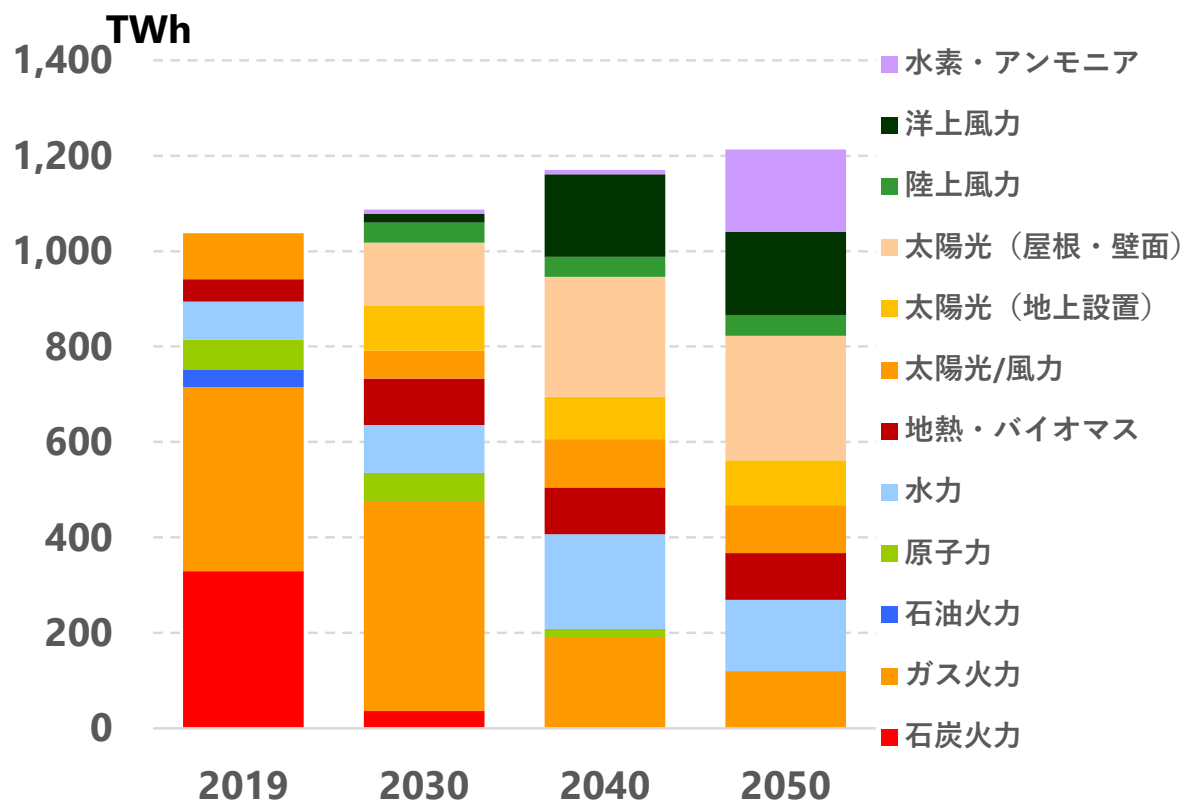


# 参考：原子力発電の既存設備の残存容量イメージ



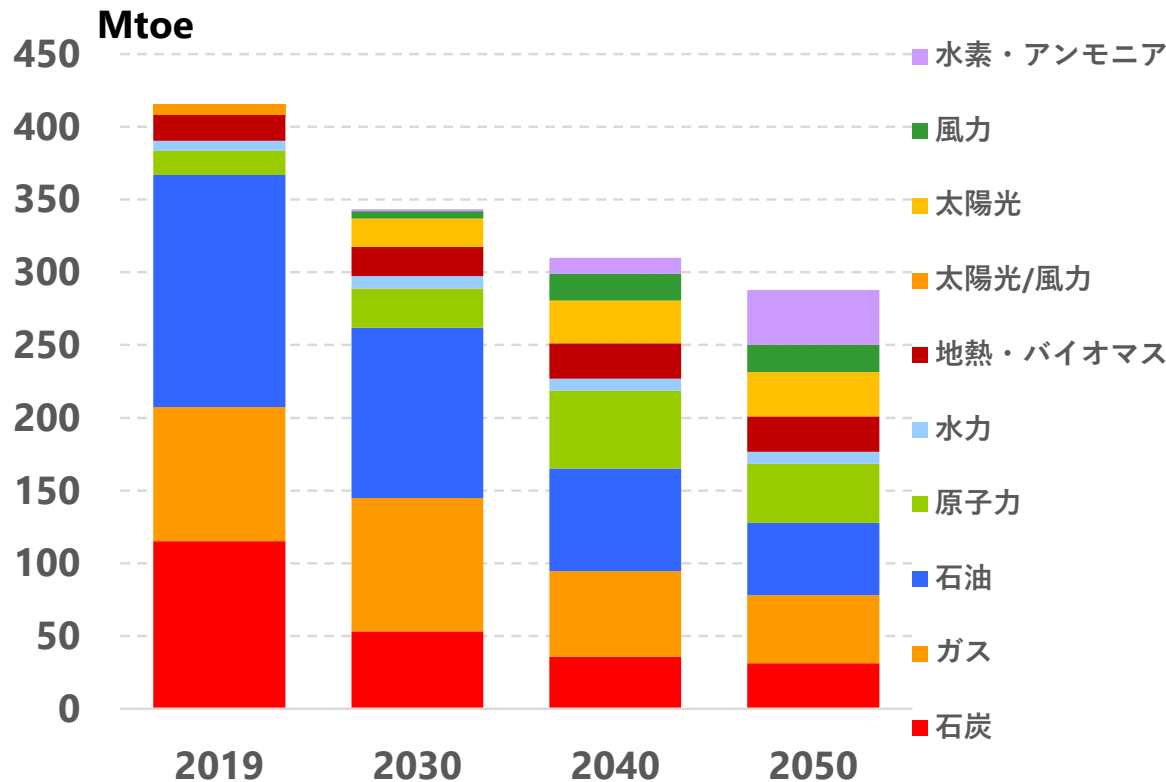
(出所) 第31回原子力小委員会資料に加筆

# [参考] 発電構成 (17基稼働+60年ケース)



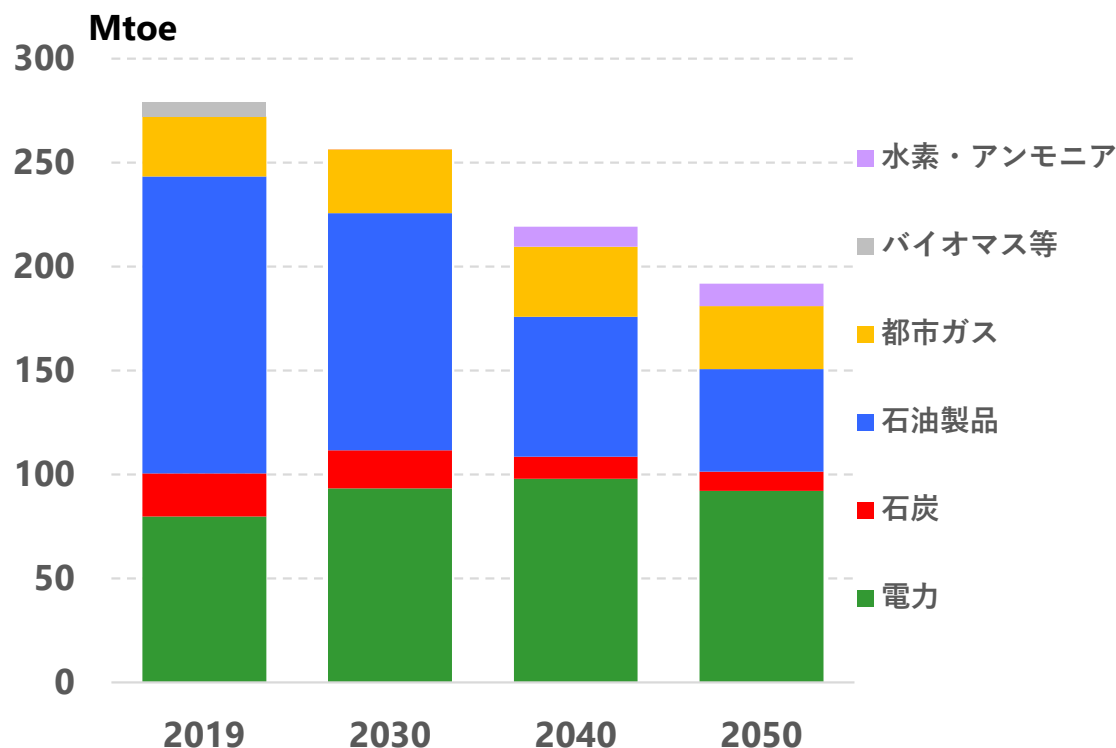
- 省エネルギーの進展にもかかわらず、CO<sub>2</sub>の大幅削減に向けて発電電力量は増加。2050年までには火力発電のほとんど全てがゼロ・エミッション火力となる。
- 本モデル解ではアンモニア火力が主に選択されているが、実際には**現実的に最も安価なゼロ・エミッション火力発電**が利用されると考えられる。水素・アンモニアやカーボンニュートラルな燃料輸入の他、CCS付き火力発電を行い国内に貯留する方法や、発生したCO<sub>2</sub>を国外に輸送して埋める方法など、**さまざまな発電方式が考えられる**。

# [参考] 一次エネルギー供給（17基稼働+60年）



- 一次エネルギー消費量は2050年まで減少し、再生可能エネルギーの比率が高まる。
- カーボンニュートラルな化石燃料の利用（CCS、カーボンリサイクル、水素・アンモニア・合成メタン・合成石油の利用、CO<sub>2</sub>輸送など）のうちどれが用いられるかは前提条件に依存する。エネルギーシステムの観点から**最も効率的なカーボンニュートラル技術を特定**することは目下最も重要な課題の一つであると言える。

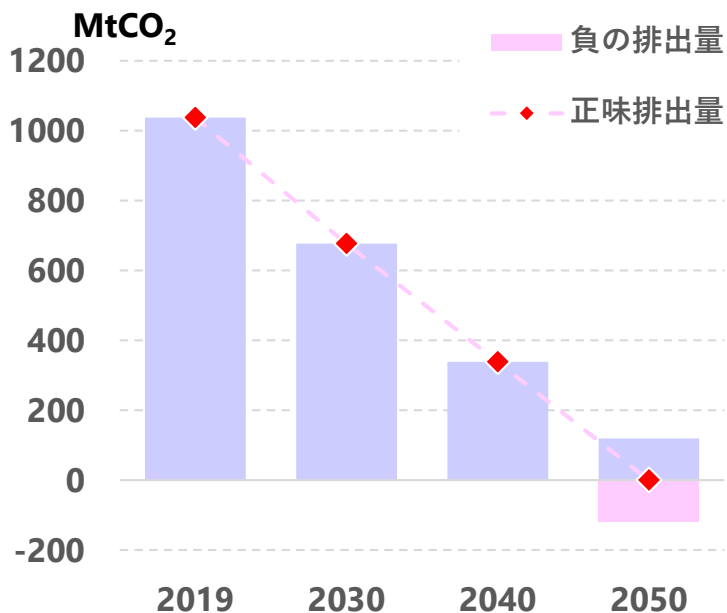
# [参考] 最終エネルギー消費（17基稼働+60年）



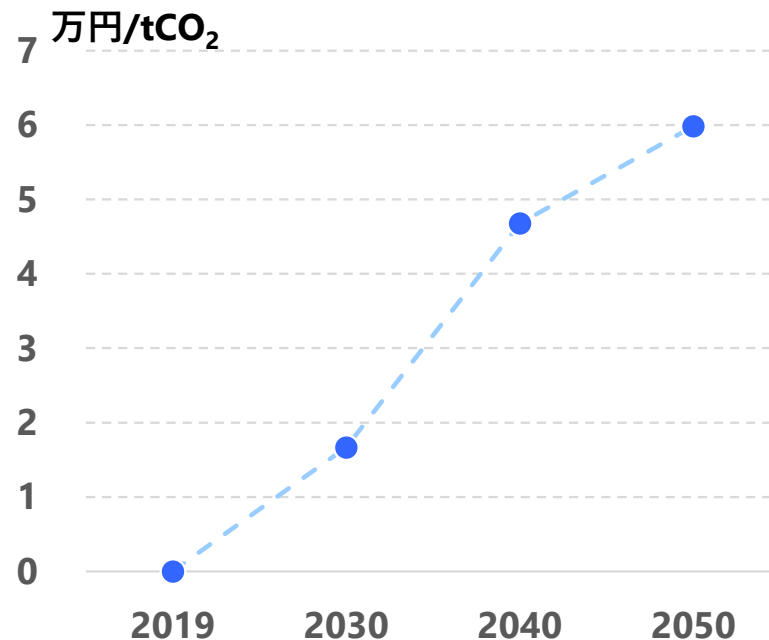
- 省エネルギーが進む一方で、電化率が上昇し、電力需要は長期に概ね横ばいとなる。
- 都市ガスについては、モデル計算上、①水素・アンモニア等で代替する、②CCS技術や大気からの直接回収（Direct Air Capture：DAC）などを用いて製造されたカーボンフリーな都市ガス（メタン）を利用する、③従来と同様の都市ガスを使用し、別途負の排出技術（DACやバイオマス+CCS）でオフセットする、④完全電化する、などの選択肢が考えられる。

# [参考] CO<sub>2</sub>排出量と限界削減費用（17基稼働+60年）

## CO<sub>2</sub>排出量



## 限界削減費用



- 2050年には1億トン以上のCO<sub>2</sub>が大気からの直接回収（DAC）+ CCS、バイオマス発電+ CCSなどの負の排出技術によって大気から地球内部へと戻される。カーボンニュートラル達成のためには**負の排出技術の大規模利用はほぼ不可欠**である。
- 限界削減費用は急速に上昇し、2030年には概ね2万円/tCO<sub>2</sub>前後、2050年には6万円/tCO<sub>2</sub>前後となる。

# まとめと今後の課題： 2050年のカーボンニュートラル実現に向けて

- 2030年及び2050年の野心的な**低炭素化・脱炭素化目標を達成するためには多大なコストが必要**となる。今回の試算条件下では、CO<sub>2</sub>の限界削減費用は2030年に1～3万円/tCO<sub>2</sub>程度、2050年には6万円/tCO<sub>2</sub>程度まで上昇し、平均電力単価は13円/kWh～19円/kWh程度まで上昇する。このような中で、可能な限りコスト上昇を抑制する方策を採ることが今後の政策立案の上では重要である。
- 中期的（2030年まで）には、**原子力発電所の再稼働**の可否が電力単価や限界削減費用（≒2030年のCO<sub>2</sub>削減目標の実現可能性）に大きく影響する。また、長期的（2050年まで）には**原子力発電所の運転期間延長**の他、**変動性再生可能エネルギー（太陽光及び陸上・洋上風力）の発電単価**をいかに低減させ得るかがエネルギーシステム全体の経済性に大きく影響する。
- 脱炭素化された2050年のエネルギーシステムは現在とは大きく異なるものとなる。その中で、**二酸化炭素回収・貯留（CCS）、水素・アンモニア、大気からの炭素捕集（DAC）、カーボンリサイクル（合成メタン・合成燃料等含む）、CO<sub>2</sub>の海外輸送などCNに貢献し得る多数の技術**のうち、どれがどのような条件下で有効に作用し得るのかを特定することが今後必要と思われる。この目的のためには、別途**世界モデルを用いた詳細な分析**が必要となり、それを精緻に行うことは目下極めて重要な課題である。
- また、今後世界各国がカーボンニュートラル・サーキュラーエコノミーの実現に向けた産業政策を展開する中で、**日本がいかに競争力のある産業を育成してゆくか**が重要な政策課題であると言える。

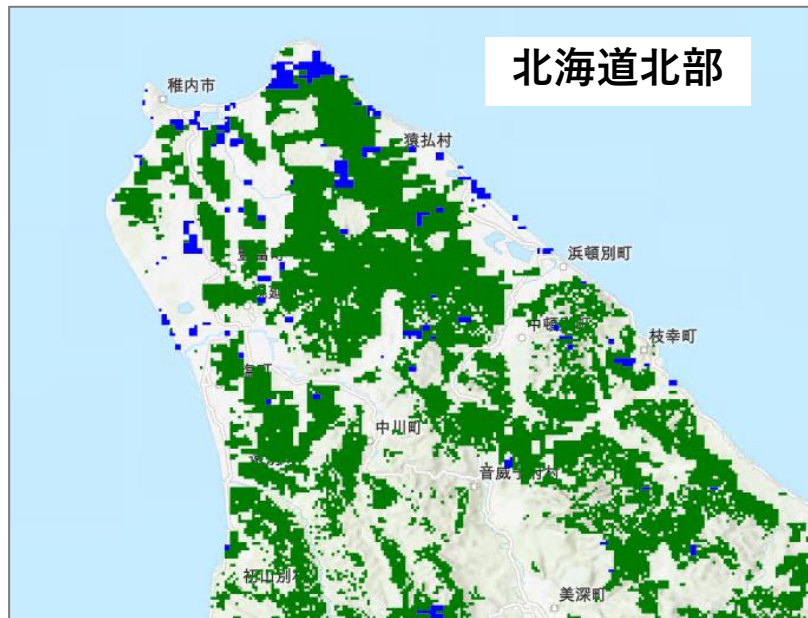
# 参考文献（再エネ導入上限）

- [1] H.Obane, Y.Nagai, K.Asano, Assessing land use and potential conflict in solar and onshore wind energy in Japan, Renewable Energy, Vol160, pp842-851,2020  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148120309125>
- [2] 尾羽秀晃, 永井雄宇, 朝野賢司, 「土地利用を考慮した太陽光発電および陸上風力の導入ポテンシャル評価」, 電力中央研究所報告, Y18003, 2019  
<https://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y18003.html>
- [3] 環境省, 令和3年度再エネ導入ポテンシャルに係る情報活用及び提供方策検討等調査委託業務報告書  
<http://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/report/r01.html>
- [4] H.Obane, Y.Nagai, K.Asano, Assessing the potential areas for developing offshore wind energy in Japanese territorial waters considering national zoning and possible social conflicts, Marine Policy, Vol 129, 2021  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0308597X21001251>
- [5] 尾羽秀晃, 永井雄宇, 豊永晋輔, 朝野賢司, 「再エネ海域利用法を考慮した洋上風力発電の利用対象海域に関する考察」, 社会経済研究所研究資料 Y19502, 2019  
<https://criepi.denken.or.jp/jp/serc/source/Y19502.html>
- [6] 朝野賢司, 永井雄宇, 尾羽秀晃, 「ネットゼロ実現に向けた風力発電・太陽光発電を対象とした大量導入シナリオの検討」, 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会(第34回会合)資料  
[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/034/](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/034/)



# (参考) VRE拡大ケースにおける陸上風力発電の導入上限設定での想定設置地域 (緑+青) ※

※ モデルの前提条件であり、スライド11等を示す解とは異なる。



■ 保安林を除く民有林・国有林  
■ 雑草地・裸地・しの地・再生困難な荒廃農地

