

2024年12月25日

DNE21+モデルを含むRITEの シナリオ分析モデルの概要

(2024年12月25日基本政策分科会提示シナリオ算定用)

(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

E-mail: sysinfo@rite.or.jp



分析・評価スキーム

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〕		〔シェア〕	2013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%

I. 世界エネルギー・温暖化対策評価 モデルDNE21+

温暖化対策評価モデルDNE21+の概要

(Dynamic New Earth 21+)

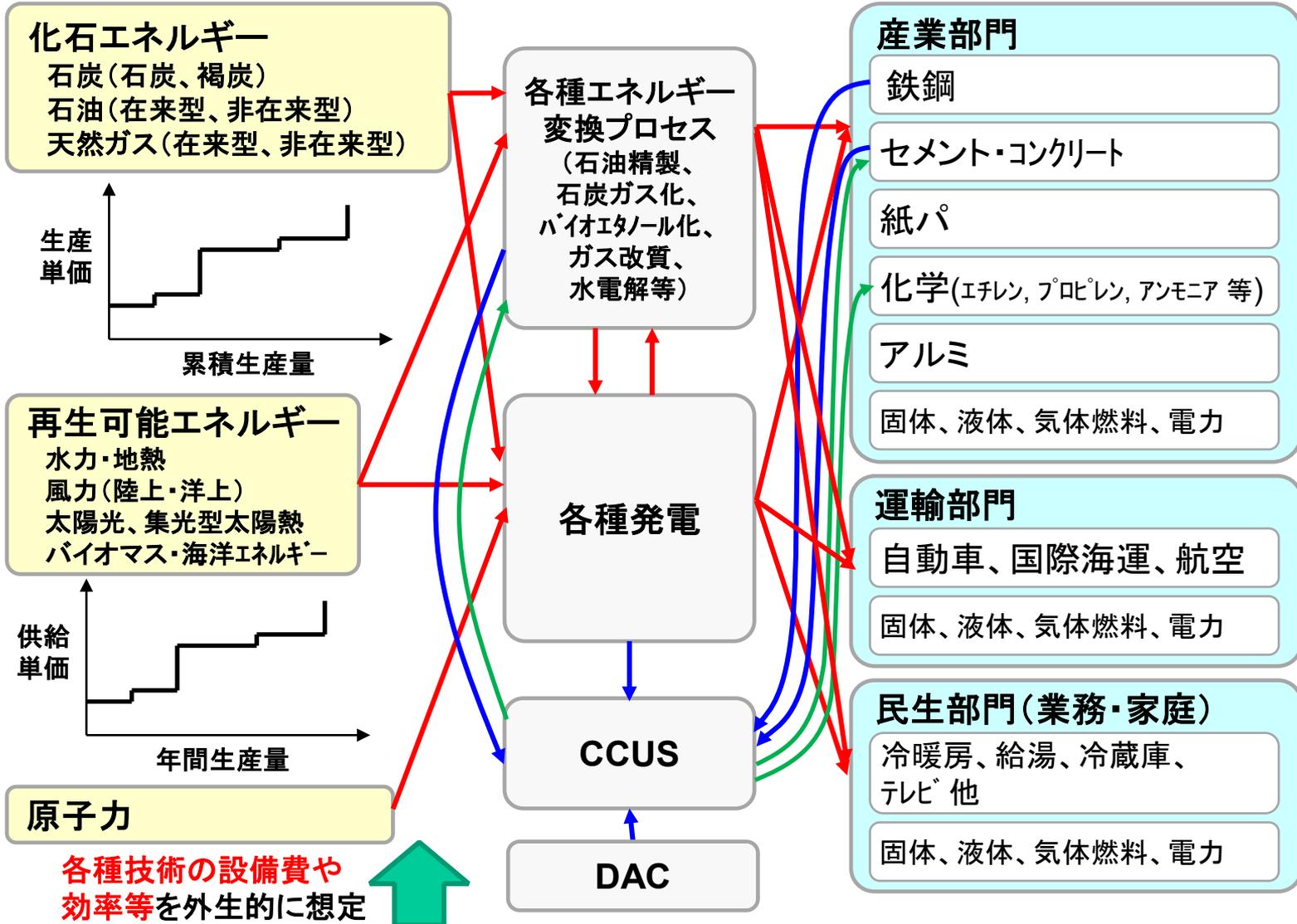
- ◆ 各種エネルギー・CO₂削減技術のシステムの的なコスト評価が可能なモデル
- ◆ 線形計画モデル(エネルギーシステム総コスト最小化。決定変数:約1千万個、制約条件:約1千万本)
- ◆ モデル評価対象期間: 2000~2100年(代表時点:2005, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 70, 2100年)
- ◆ 世界地域分割: 54 地域分割(米国、中国等は1国内を更に分割。計77地域分割)
- ◆ 地域間輸送: 石炭、原油・各種石油製品(e-fuels含む)、天然ガス・合成メタン、電力、エタノール、水素、アンモニア、CO₂
- ◆ エネルギー供給(発電部門等)、CO₂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



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の需要等)。

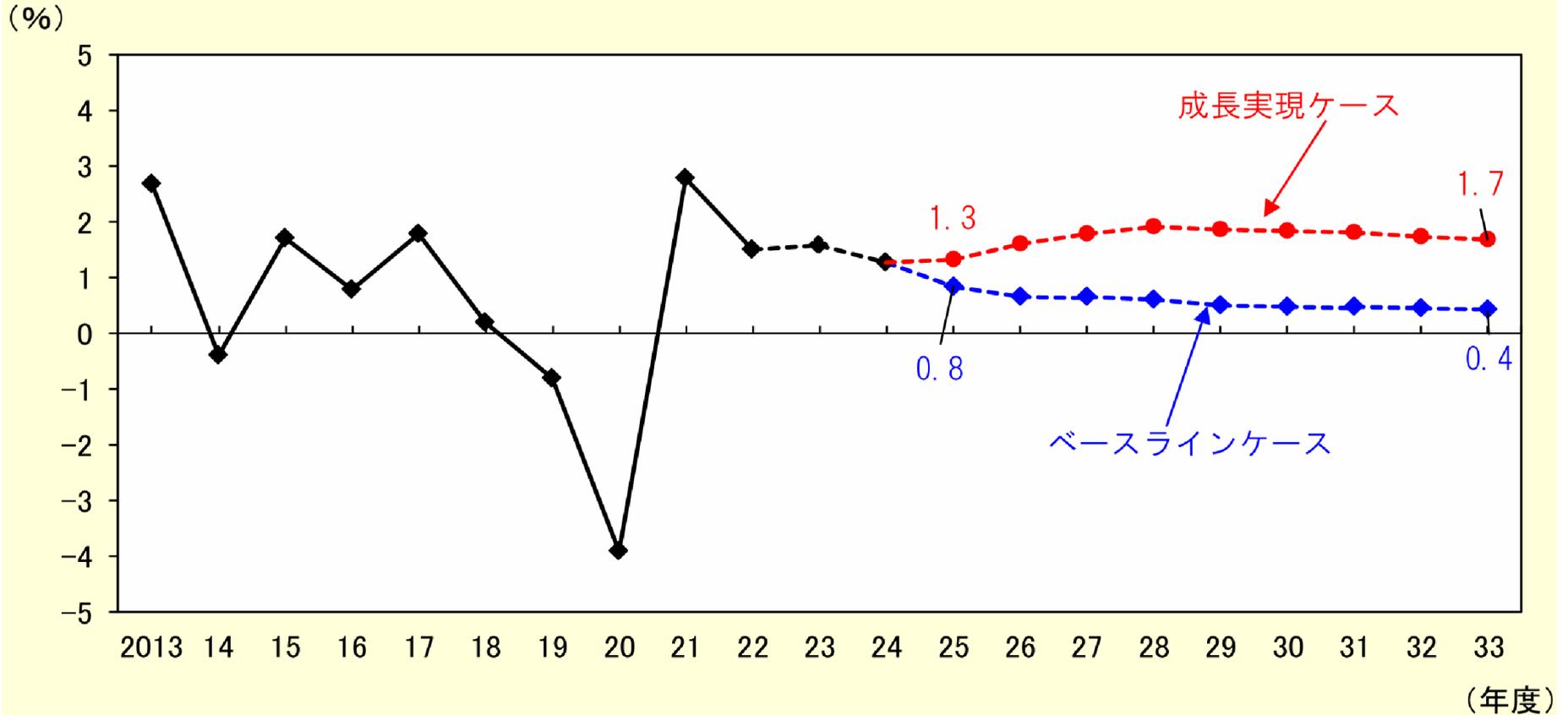
ボトムアップしていない部門・製品・サービスについては、最終エネルギー種毎にマクロ的に評価

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等に対する社会・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の、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

社会経済シナリオ等の想定

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

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。

投資における主観的割引率の想定

技術選択における主観的割引率の想定

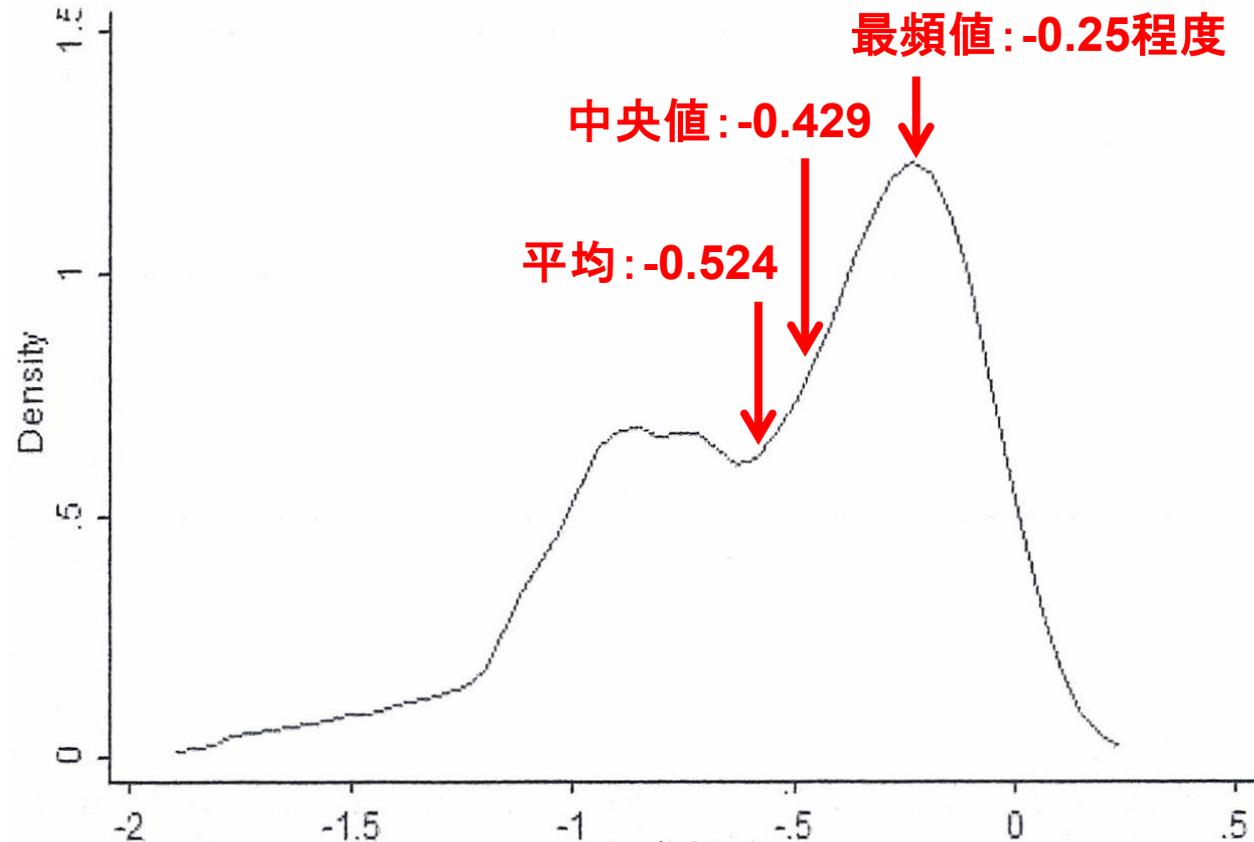
		中位シナリオ (SSP2ベース)
発電		8% ~ 20%
その他エネルギー転換		15% ~ 25%
エネルギー集約産業		15% ~ 25%
運輸	自動車	30% ~ 45%
	(環境購買層)	10%
	トラック、バス等	20% ~ 35%
民生 (業務・家庭)	コジェネ	15% ~ 25%
	給湯、冷暖房等	20% ~ 35%
	冷蔵庫、照明等	25% ~ 40%

注1) 一人当たりGDPに応じ、地域別・時点別に記載の範囲内で想定。日本は時点に依らず、下限値(赤字)

注2) 投資リスクが高い国(一人当たりGDPが低い国)は投資の割引率が高い傾向があり、また、エネルギーや基礎素材は、普遍的な製品の傾向が強いため、設備の減耗率が小さく、投資の割引率は低い傾向がある。一方、製品の変化が激しい、運輸や民生部門では、機器の減耗率が高いなどの理由により、製品購入にあたっての主観的割引率は高い傾向が見られる。

注3) 例えば、発電では、米国PJMでは容量市場のNet CONE算定においてはWACCとして8.2%/yrが用いられている。また、英国National Gridでは7.8%/yrが用いられており、発電部門の日、米、欧等に該当する8%/yrの水準はこれらと整合的な水準

95%タイル推計の分布(1990~2016年に報告された959推計)



X. Labanderian et al. (2017)

- 価格弾性値の推計は、既往文献で大きな幅がある。

価格弾性値の想定

	DNE21+ の標準想定	DEARS (内生)	Hunt and Ninomiya (2005)	Otsuka (2024)	Al-Rabbai and Hunt (2006)	Nrayan et al. (2007)	Chang et al. (2019)	Labanderi an et al. (2017)	Liddle et al. (2022)	Csereklyei (2020)
対象国	全世界	日本/ EU/ OECD	日本	日本 (都道府 県別)	OECD	G7	先進国20 国	世界各国 (既往文献 428本の サーベイ)	高所得国	EU
推計期間		GTAP9 (2011)	1887-2001	1990- 2015	1960-2003	1978- 2003	1978- 2013	1990-2016 (文献年)	1978- 2016	1996-2016
全エネルギー		-0.40~ -0.62	-0.2		-0.4	[民生] -1.45~ -1.563	-0.234 (別推計の 提示も有)	-0.52 (平均値)		
電力	[マクロ評 価の需要 (主にエネ 寡消費産 業,民生)] -0.3	-0.21~ -0.30		[産業] -0.25~ -0.74 [民生] -0.55~ -1.0				-0.37 (平均値)	-0.25~ -0.27	[産業] -0.75~ -1.01 [民生] -0.53~ -0.56
非電力	[マクロ評 価の需要 (主にエネ 寡消費産 業,民生)] -0.4	-0.56~ -0.60								
エネルギー 多消費	基本的に 内生	-0.36~ -0.70					-0.529			
エネルギー 寡消費	基本的に 外生(上記 どおり: -0.4~-0.3	-0.27~ -0.56					-0.299			

注)いずれも長期弾性値

發電部門

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(p.24-28)

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

原子力発電コストの想定

	設備費用 (\$/kW)		発電単価 (\$/MWh)	
	2000年価格	2018年価格	2000年価格	2018年価格
2020年	2763	4029	75	110
2030年	2779	4053	76	111
2050年	2794	4075	78	114
2100年	2824	4117	79	115

*1 表の数字は、日本の想定値。世界では国によるロケーションファクターを乗じており、若干差異をもった想定を行っている。

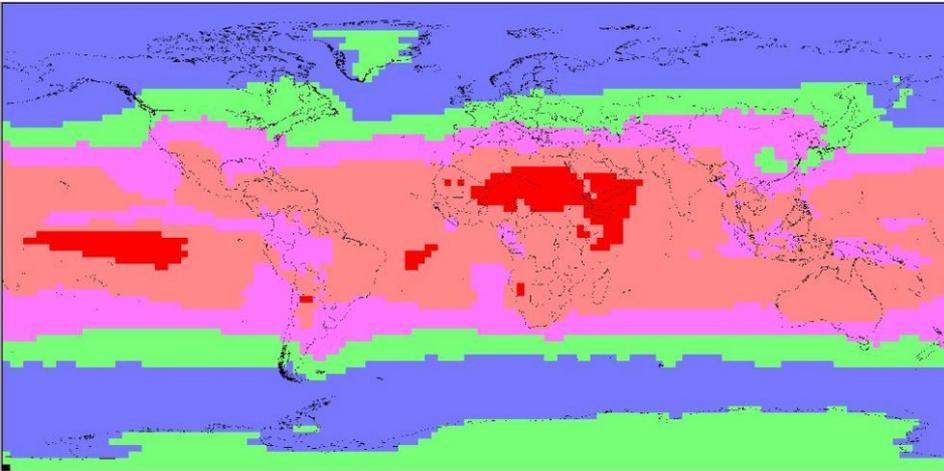
*2 モデルの基準年は2000年であるため、2000年価格も表示。2000年価格から2018年価格への換算は1.46を乗じたもの(米国CPIから)。

*3 発電電力量当たり費用への換算は、設備利用率85%を用いたもの

発電部門(再エネ)

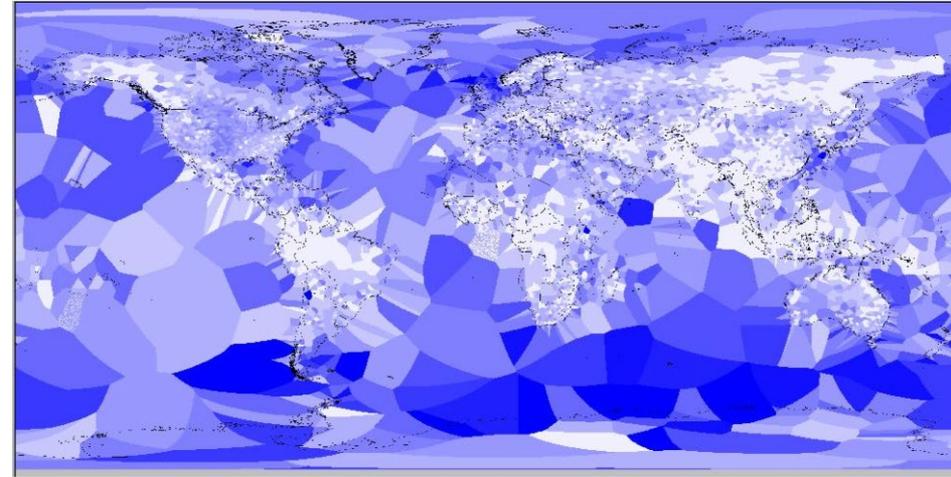
変動性再エネコスト・ポテンシャル推計のベースと している日射量、風速のGISデータ

日射量データ



Source: NASAによる日射量データ

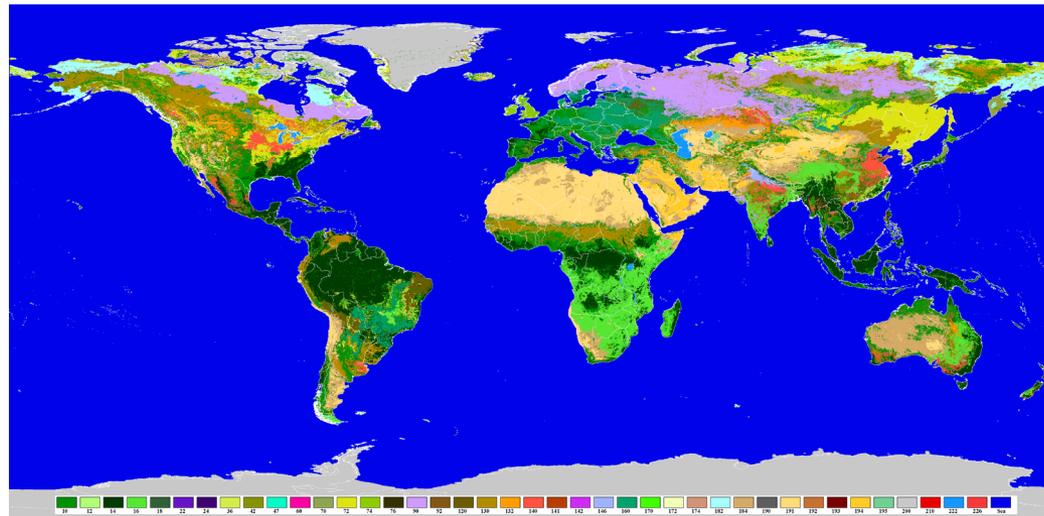
風速データ



Source: NOAAによる風速データ

×

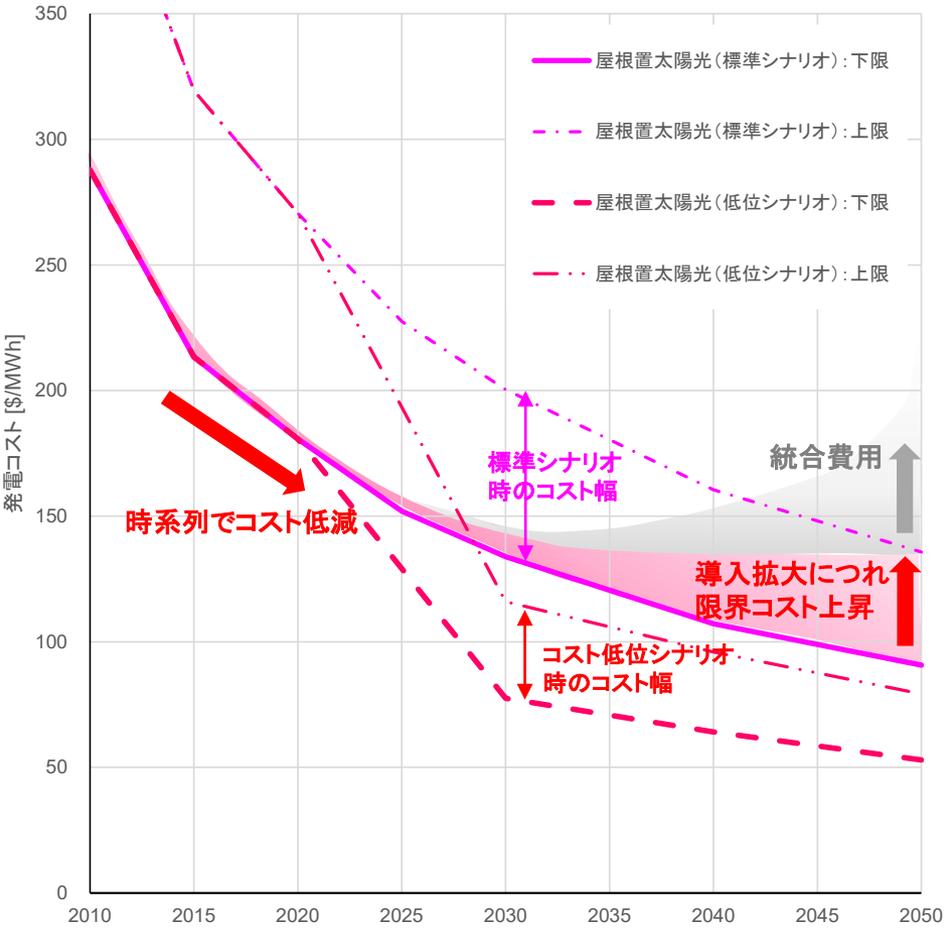
土地利用データ



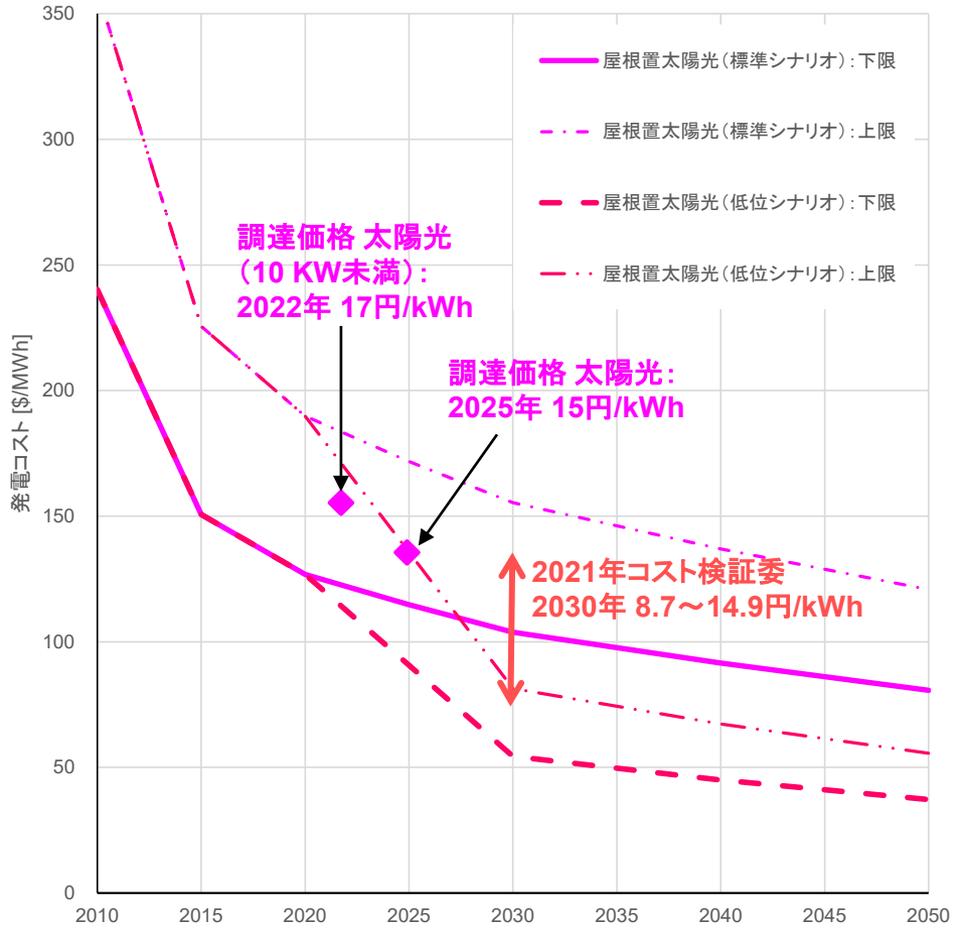
Source:千葉大

日本の屋根置太陽光発電コストの想定：時系列

ストック



フロー

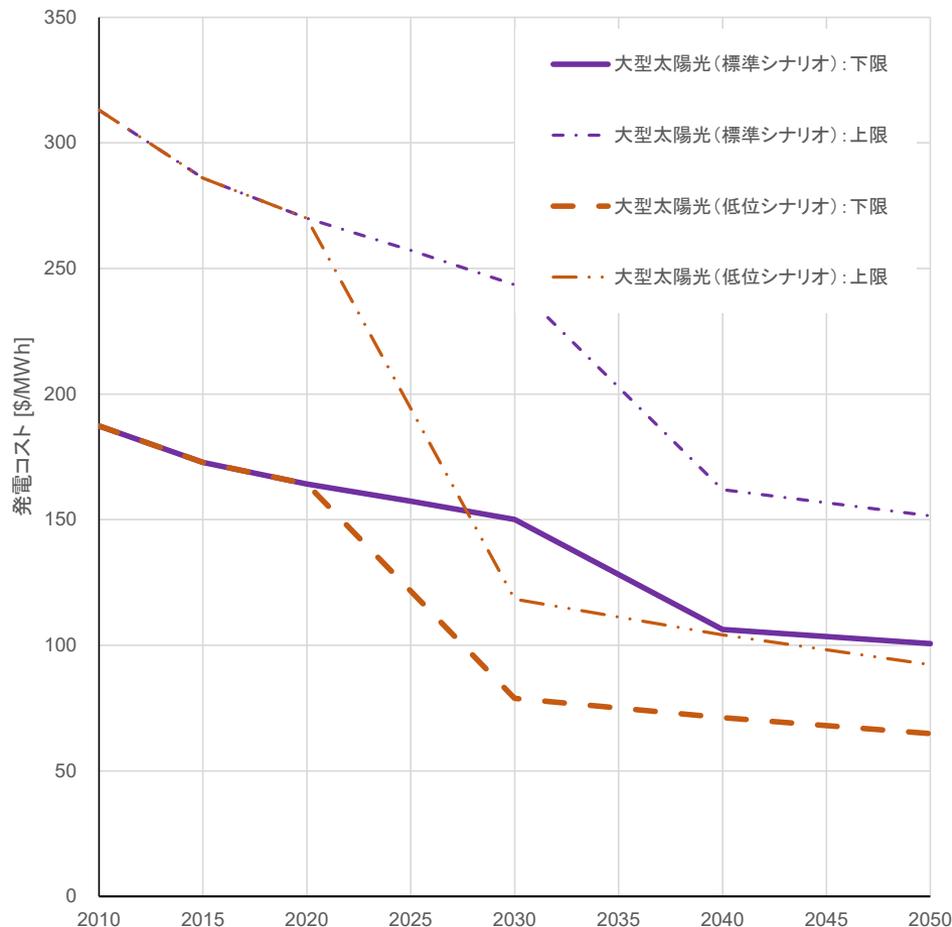


※ 左図にはコストとポテンシャルの関係、統合費用の関係のイメージも記載。大型太陽光、風力も同様

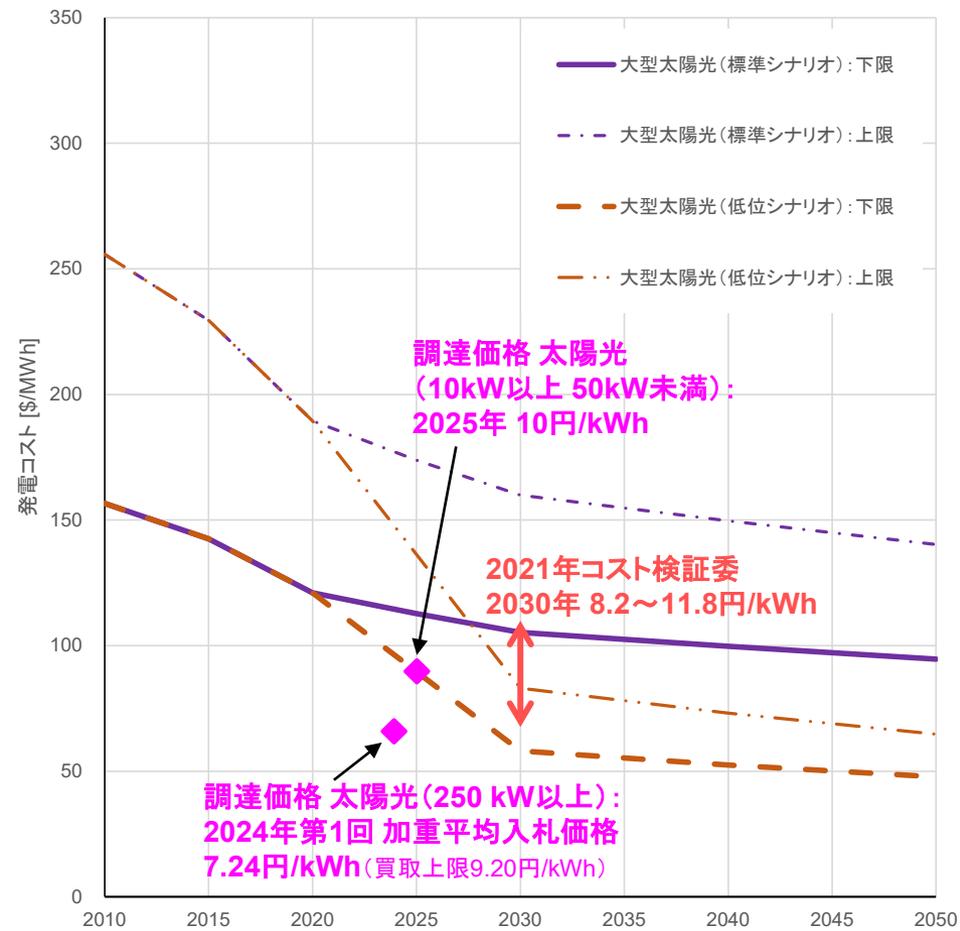
✓ 実績値との比較では、標準シナリオではほぼ整合的。コスト低位シナリオとのギャップは現状では大きい。

日本の大型太陽光発電コストの想定：時系列

ストック



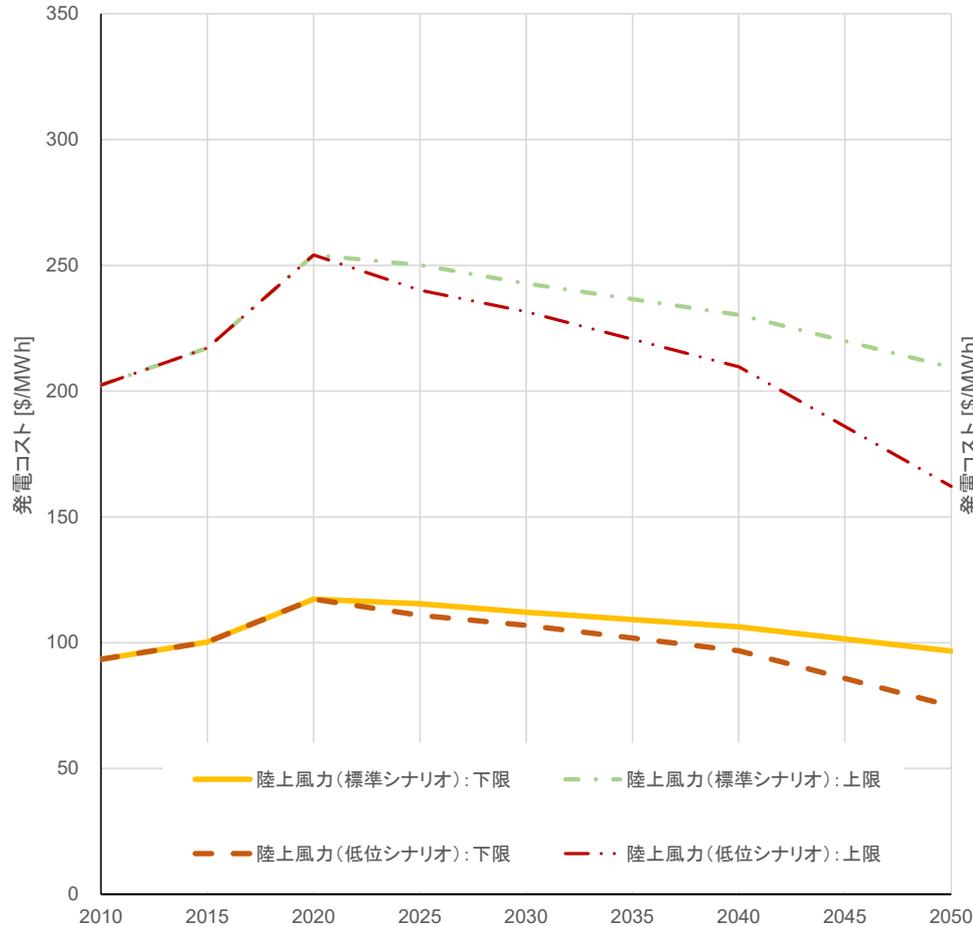
フロー



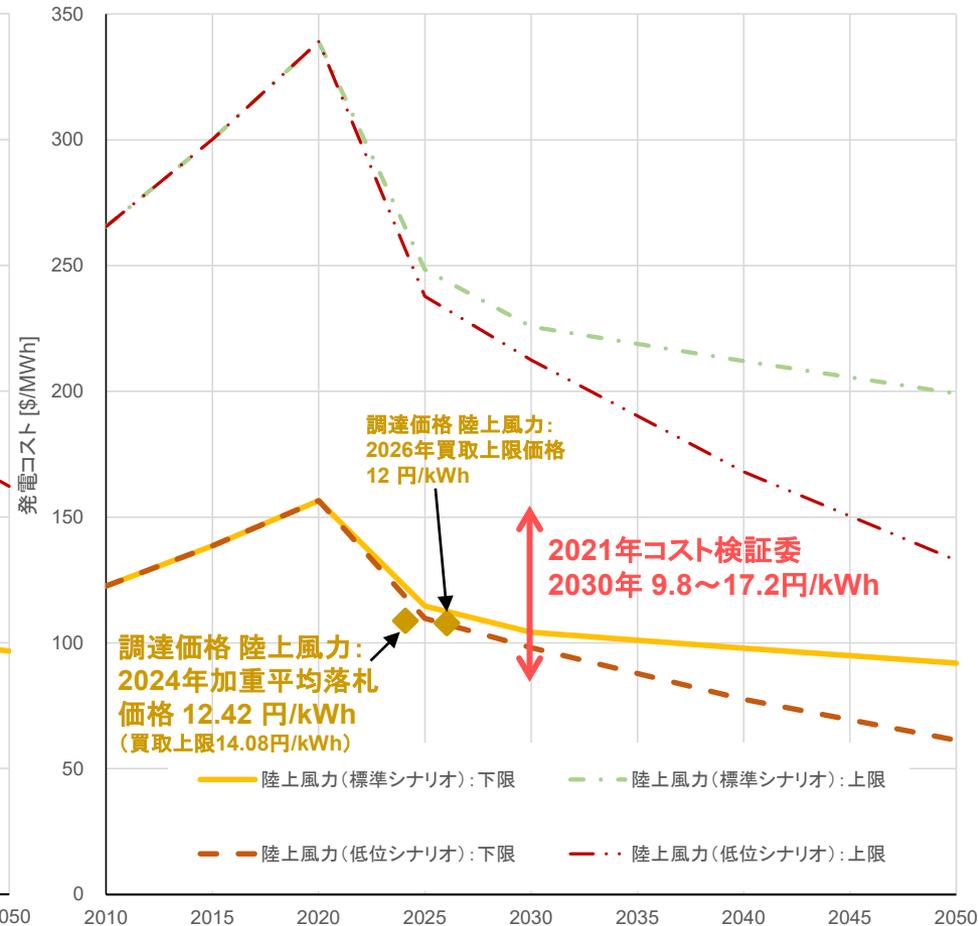
- ✓ 実績値との比較では、標準シナリオよりも若干低位に推移。コスト低位シナリオとはほぼ整合的。
- ✓ 他方、社会制約の強まりにより、社会制約を考慮せずに推定しているポテンシャルを実現しにくくなってきている。

日本の陸上風力発電コストの想定：時系列

ストック



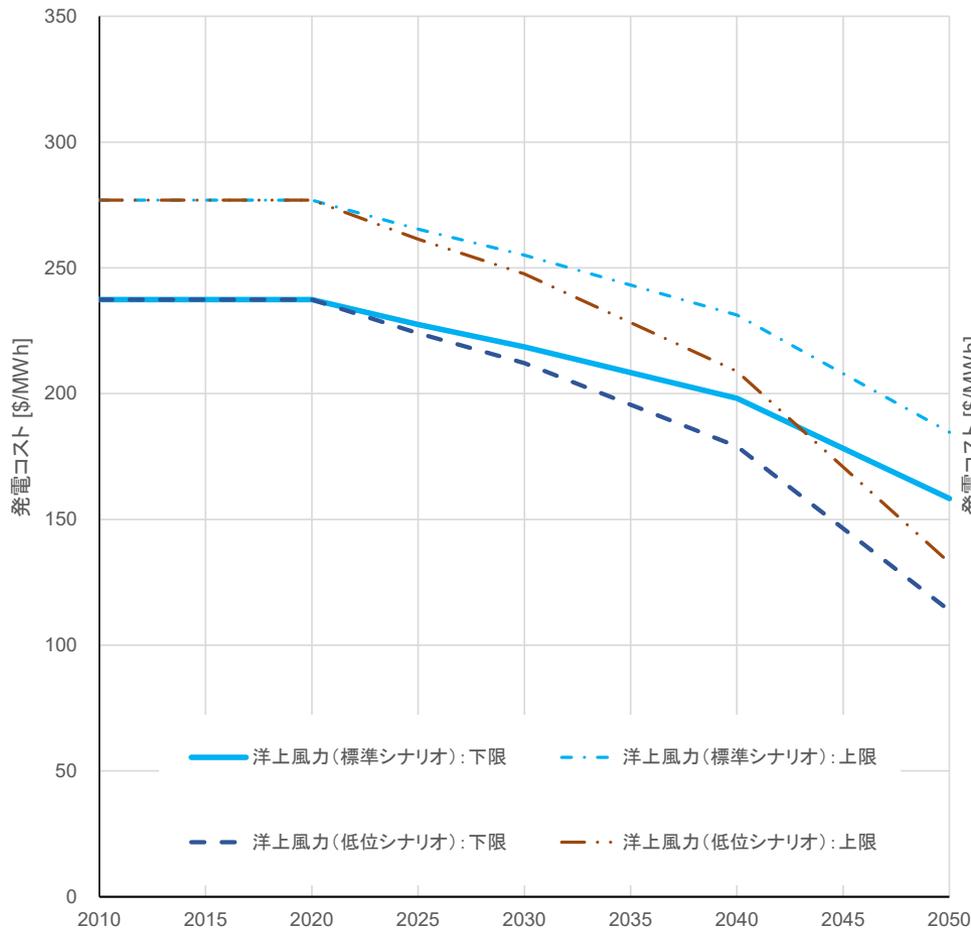
フロー



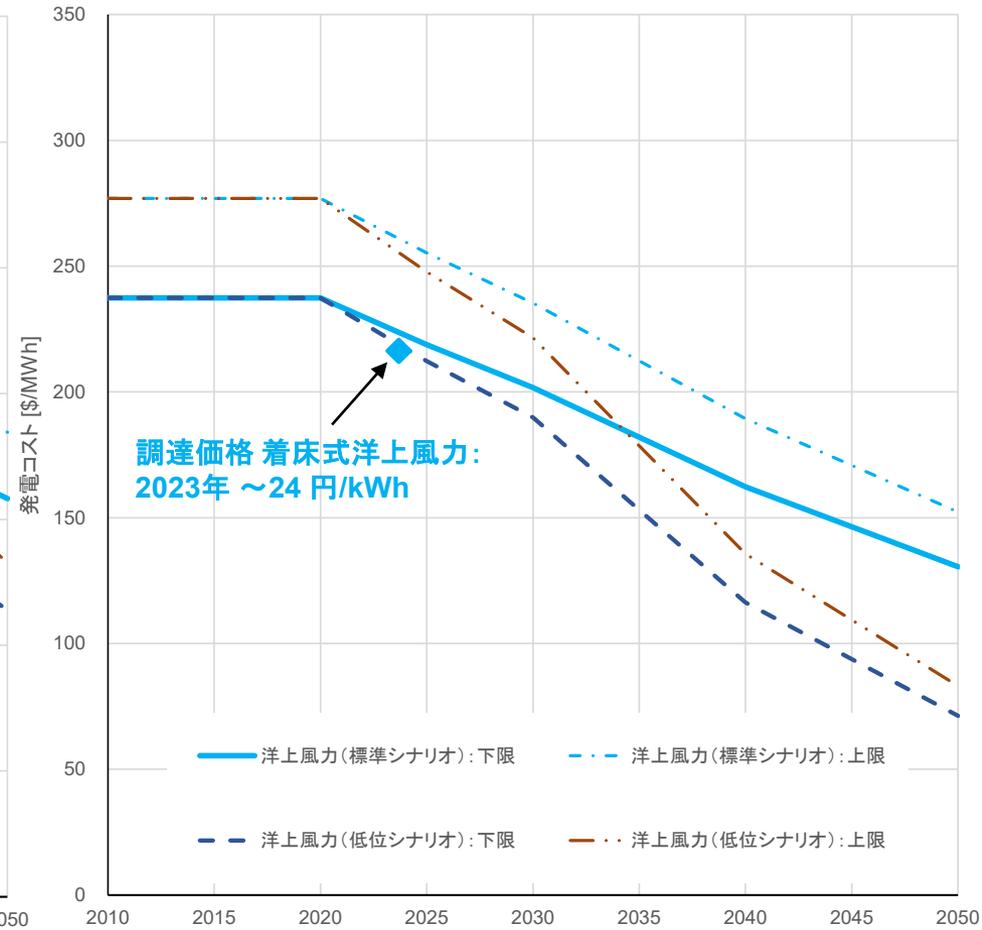
- ✓ 実績値との比較では、想定シナリオとほぼ整合的
- ✓ 社会制約の強まりにより、社会制約を考慮せずに推定しているポテンシャルを実現しにくくなってきている。

日本の洋上風力発電コストの想定：時系列

ストック



フロー



- ✓ 実績値との比較では、想定シナリオとほぼ整合的
- ✓ EEZでの浮体式洋上風力の展望も開けてきており、別途、次頁以降で、ポテンシャルの再試算含め、検討

洋上風力発電コスト：内外価格差

- 秋田県能代市・三種町・男鹿市沖、秋田県由利本荘市沖及び千葉県銚子市沖における着床式洋上風力発電の公募については、**競争的な公募結果**であったものの、**国内の商用案件のコスト実績データは少なく**、また、**海域毎の自然条件等の差異**もあることから、こうした**競争的な公募結果**も念頭に置きつつ、**関連するデータを参照し、内外価格差を考慮してはどうか。**
- 具体的には、これまでと同様に、**発電設備や事業者の類似性が一定程度ある陸上風力発電にかかる価格差**を参考にするということも考えられるが、一方で、**欧州ほどに洋上風力発電に係るインフラ・サプライチェーンが構築されていない台湾や米国**といった日本と比較的、類似の状況にある国においても、**落札案件の運転開始に向けたプロセスの進捗**が見られることから、こうした国の**着床式洋上風力発電のコストデータを参考**にすることも考えられる。
- 具体的には、民間の調査会社のデータに基づく、**欧州諸国と、欧州諸国ほどに洋上風力発電に係るインフラ・サプライチェーンが構築されていない台湾・米国**における、**直近の着床式洋上風力発電の大規模・商用プロジェクトの資本費**を比較すると、**約1.36倍の差異**が見られた。こうした点や、**運転維持費や撤去費では、インフラ・サプライチェーンの差異に基づく内外価格差が資本費より小さいことが考えられること**をふまえて、**資本費・運転維持費・撤去費のいずれも、1.36倍の内外価格差を考慮すること**としてはどうか。

対象	資本費 CAPEX
台湾・米国における着床式洋上風力発電プロジェクトの資本費	6.91 \$m/MW
欧州諸国における着床式洋上風力発電プロジェクトの資本費	5.07 \$m/MW
価格差（台湾・米国／欧州諸国）	1.36 倍

※2020年以降の1MW以上の案件のCAPEXデータを参照。

洋上風力の設備費の想定

【コスト想定の方法】

- 2018年平均の着床式の設備費は4,353USD/kW（出典：IEA Off Shore Wind Outlook）を基に想定⇒2020年47.9万円/kW（110円/USD）
- 浮体式は、JST LCSのレポート（2019）等を参考に、設備費は着床式の1.38倍になると想定

新設の設備費(フローベース)

2020年の①を47.9万円/kWとし、
②③では深さと距離をコスト反映

		2020	2025	2030	2040	2050
①離岸20km 深度20m	着床	47.9	44.2	40.7	32.7	26.4
② // 40km // 40m		56.5	52.1	48.0	38.6	31.1
③ // 60km // 60m		69.8	64.3	59.3	47.7	38.4
④ // 20km // 100m	浮体	77.8	71.7	66.1	53.2	42.8
⑤ // 40km // 200m		91.8	84.6	78.0	62.7	50.5
⑥ // 60km // 2000m		113.3	104.5	96.3	77.4	62.4

単位) 万円/kW

2020年の①②③×1.38
他の年は、パーセンテージに合わせて算出

洋上風力設備費の想定(ストック)

標準

		2020	2025	2030	2040	2050
離岸20km 深度20m	着床	47.9	45.9	44.1	40.0	31.9
離岸40km 深度40m		56.5	54.2	52.1	47.2	37.7
離岸60km 深度60m		69.8	66.9	64.3	58.3	46.5
離岸20km 深度100m	浮体	71.8	68.8	66.1	59.9	47.9
離岸40km 深度200m		84.7	81.2	78.0	70.7	56.5
離岸60km 深度2000m		104.5	100.2	96.3	87.3	69.7

コスト低減加速

		2020	2025	2030	2040	2050
離岸20km 深度20m	着床	47.9	45.2	42.8	36.1	23.0
離岸40km 深度40m		56.5	53.3	50.5	42.6	27.1
離岸60km 深度60m		69.8	65.9	62.4	52.6	33.5
離岸20km 深度100m	浮体	71.8	68.8	64.2	54.1	34.4
離岸40km 深度200m		84.7	81.2	75.7	63.9	40.6
離岸60km 深度2000m		104.5	100.2	93.5	78.9	50.1

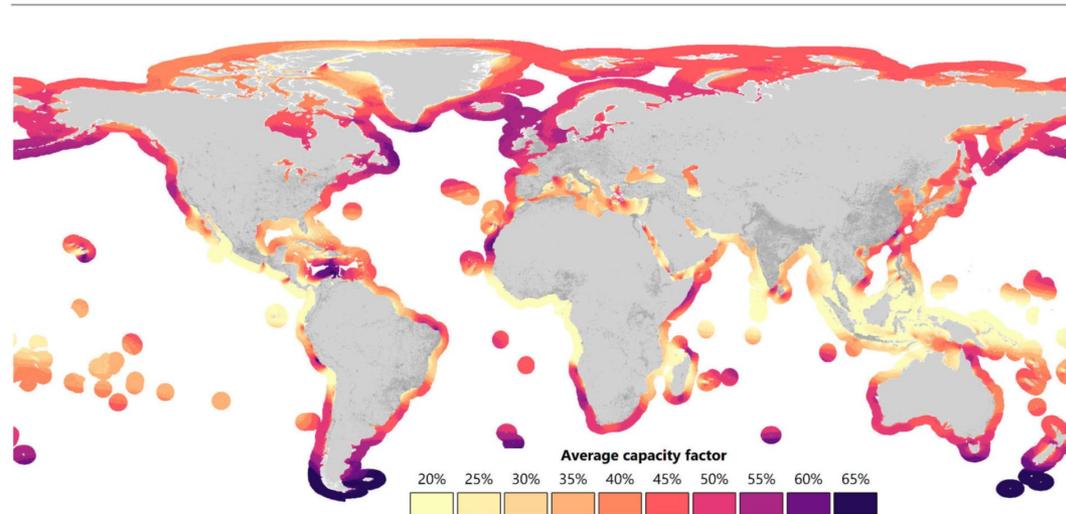
コスト低減加速・海外コストに収斂(2050年までに欧州との価格差1.36倍が無くなると想定)

		2020	2025	2030	2040	2050
離岸20km 深度20m	着床	47.9	42.7	37.6	27.2	16.9
離岸40km 深度40m		56.5	50.4	44.3	32.1	19.9
離岸60km 深度60m		69.8	62.3	54.7	39.7	24.6
離岸20km 深度100m	浮体	71.8	64.0	56.3	40.8	25.3
離岸40km 深度200m		84.7	75.5	66.4	48.1	29.8
離岸60km 深度2000m		104.5	93.3	82.0	59.4	36.9

単位: 万円/kW

洋上風力ポテンシャル(設備利用率)の推計例

Figure 25 ▶ Average simulated capacity factors for offshore wind worldwide



Average capacity factors reflect the quality of the wind resources available offshore around the world

Notes: Inland dots depict population density of more than 500, 2 000 and 8 000 people per km² with darker shades of grey.

Source: IEA analysis developed in collaboration with Imperial College London based on Renewables.ninja.

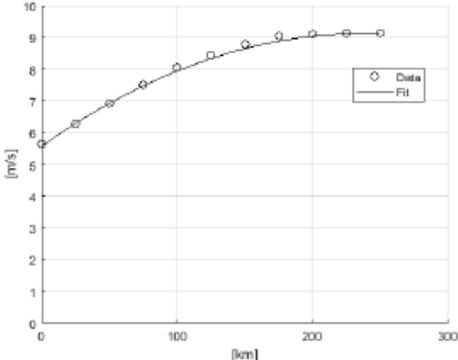
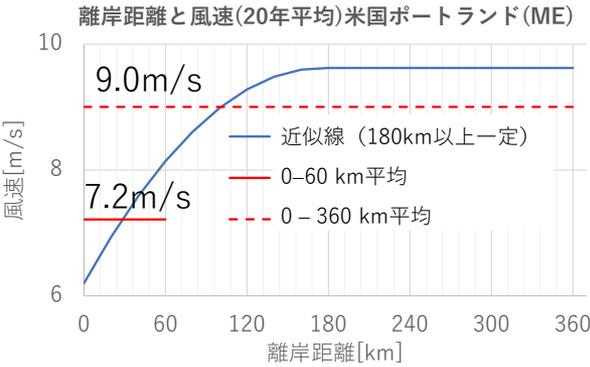
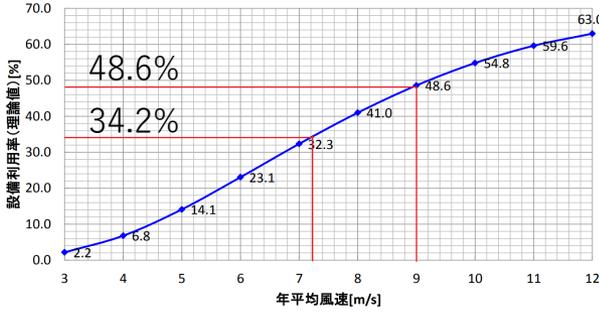
出典) IEA, Offshore Wind Outlook 2019

国・海域	設備利用率(%)
米国	40~55
北海、ノルウェー海等	45~65
日本	35~45
ニュージーランド	50~65
中国	35~45
インド	30~40

洋上風力ポテンシャルの想定：設備利用率の補正

IEAの洋上風力の設備利用率は、離岸距離360 kmまでで推計。RITEではより現実的に離岸距離60 kmまでのポテンシャルを推計。そのため、設備利用率を以下で補正

(出典: A.M.Annan et.al; Wind Trawler: operation of a wind energy system in the far offshore environment, Journal of Physics Conference Series. (<https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1452/1/012031>))

Step1	Step2	Step3
<ul style="list-style-type: none"> 離岸距離と風速の近似式の調査 風速$\approx(-1.11 \times 10^{-4})x^2+0.039x+6.2$  <p>Figure 5.2. 100-m 20-year Average Wind Speed Data for Several Distances Offshore Directly East of Portland, ME. Data is Superimposed on a Quadratic Expression of Wind Speed U as a Function of Distance from Shore x. $U(x) \approx [-1.11e-4]x^2 + 0.039x + 6.2; U [m/s], x [km]$</p>	<ul style="list-style-type: none"> Step1の近似式を用い、 0-60kmの平均風速 0-360kmの平均風速 を計算  <p>離岸距離と風速(20年平均)米国ポートランド(ME)</p>	<ul style="list-style-type: none"> 平均風速から設備利用率→比率を計算 EEZ全区域と60km以内平均の比は0.7(=34.2%/48.6%) 
<p>Step4</p> <ul style="list-style-type: none"> 引用文献における日本の利用率44%に0.7を乗じると30.8% → 日本近海の利用率と同等(2020年モデルプラント=30%) 		



10%程度[※]の技術革新を織り込み、0.78を乗じること算定
 ※：2030モデルプラント想定利用率=33.2% → $70 \times (33.2/30.0) = 0.78$

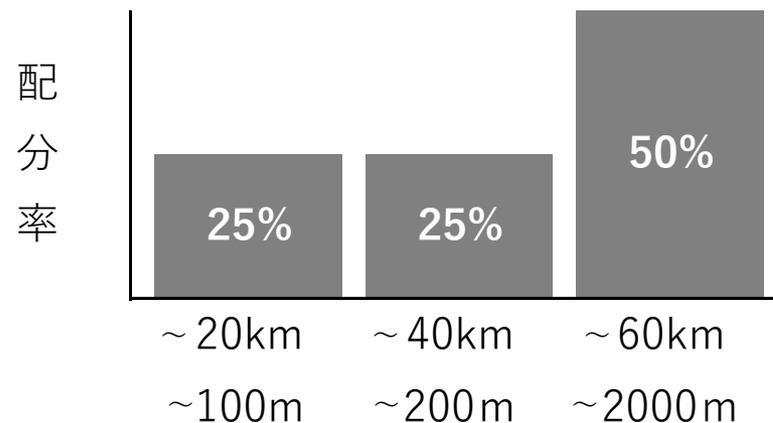
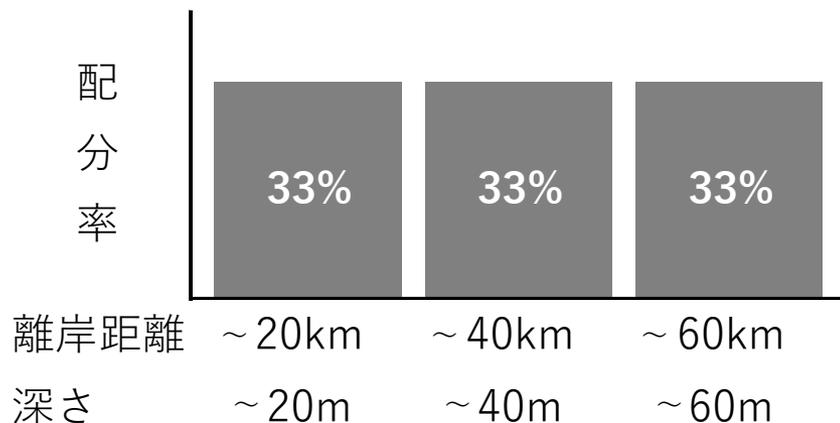
洋上風力のコスト・ポテンシャルの想定

【コストとポテンシャルの推計に関する想定】

- 着床式（深度60m未満）については、緩やかに深度が変化すると考え、離岸距離に応じて深度を想定
- 浮体式（深度60m以深）については、海底の深さの面積比で、200m以浅が7.6%、200~2000mが8.5%であることから、~100mを25%、~200mを25%、~2000mを50%と想定

着床(浅海)

浮体(深海)



(深度60m以下の浅海は
緩やかに傾斜と想定)

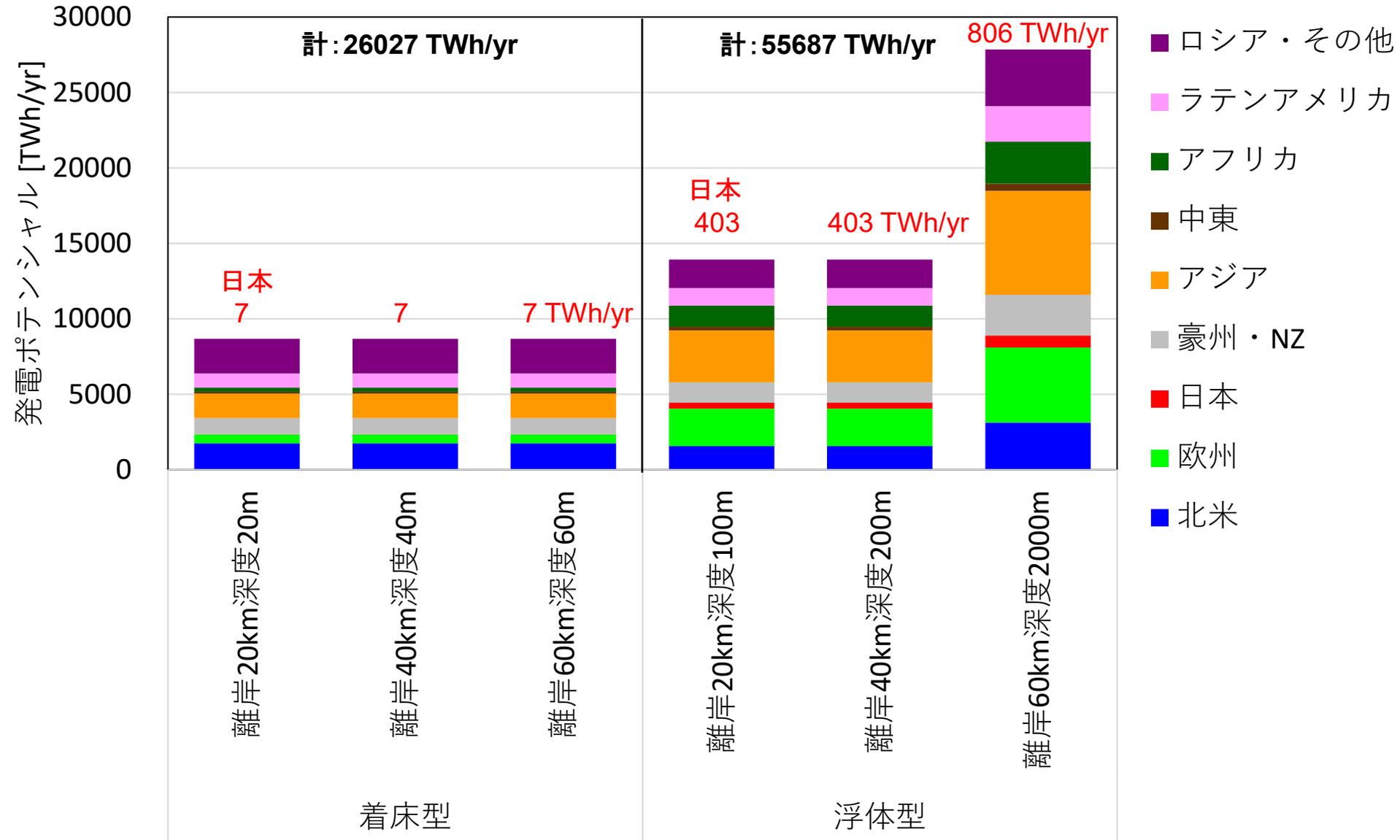
(~200mと~2000mの面積比はほぼ同
等であることから~2000mを50%)

注1) 排他的経済水域 (EEZ) は離岸距離24海里 (約44.4 km) 以上

注2) 海底の深さの面積比は、200m以浅が全海洋の7.6%、200~2000mが8.5%、2000~6000mが82.7%、6000m以深が1.2%、平均は3795m。

出典:百科事典マイペディア <https://kotobank.jp/word/%E6%B5%B7%E5%BA%95%E5%9C%B0%E5%BD%A2-42703>

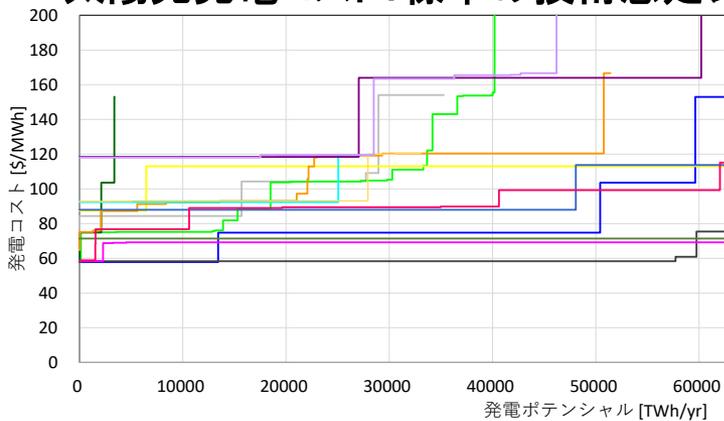
洋上風力ポテンシャル推計：国・地域別



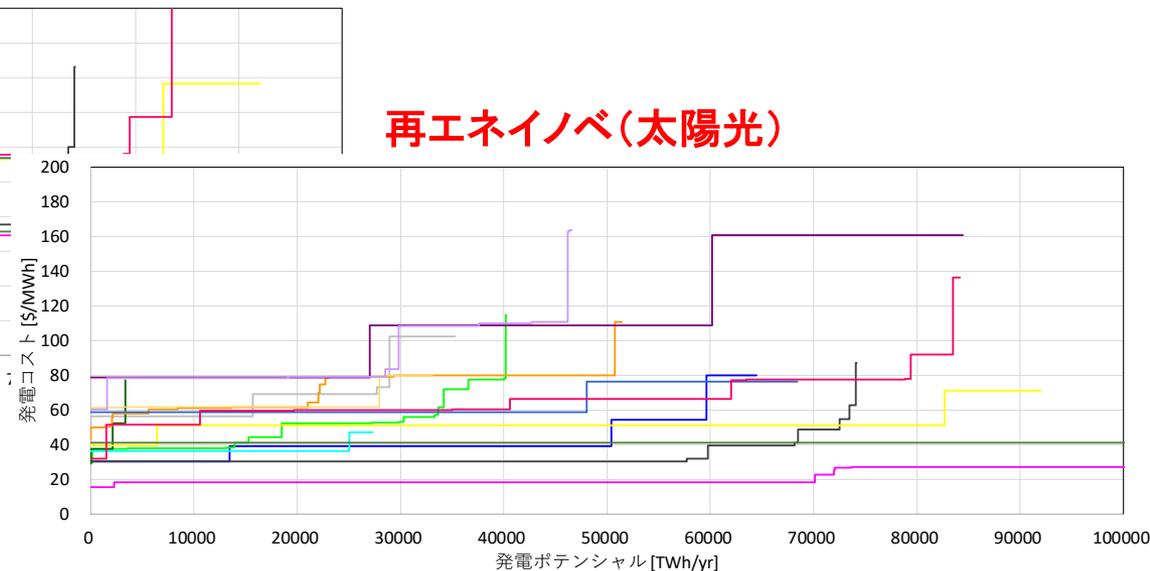
※ 管制レーダー等への干渉制約による設置困難となり得るポテンシャルを世界一律で考慮後のポテンシャル

太陽光、風力発電のコスト・ポテンシャルの想定

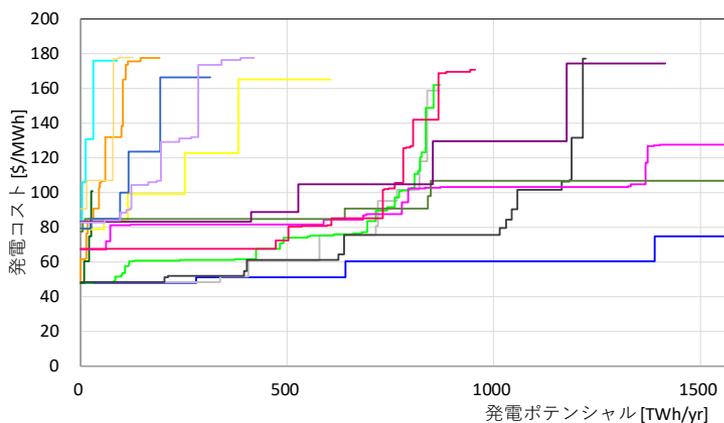
太陽光発電コスト: 標準の技術想定シナリオ



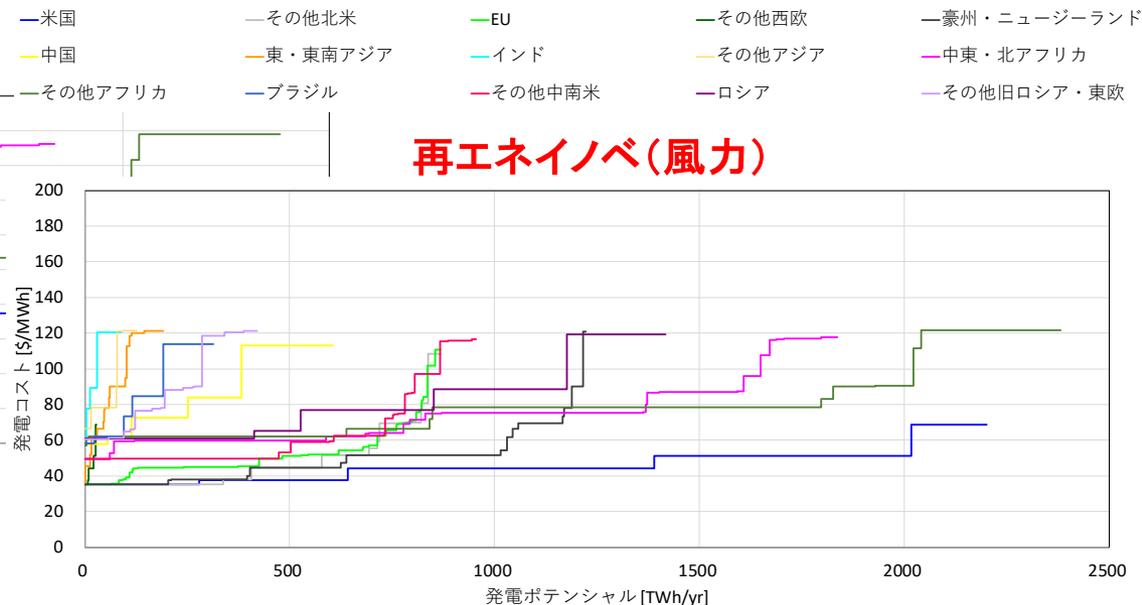
再エネイノベ(太陽光)



風力発電コスト: 標準の技術想定シナリオ

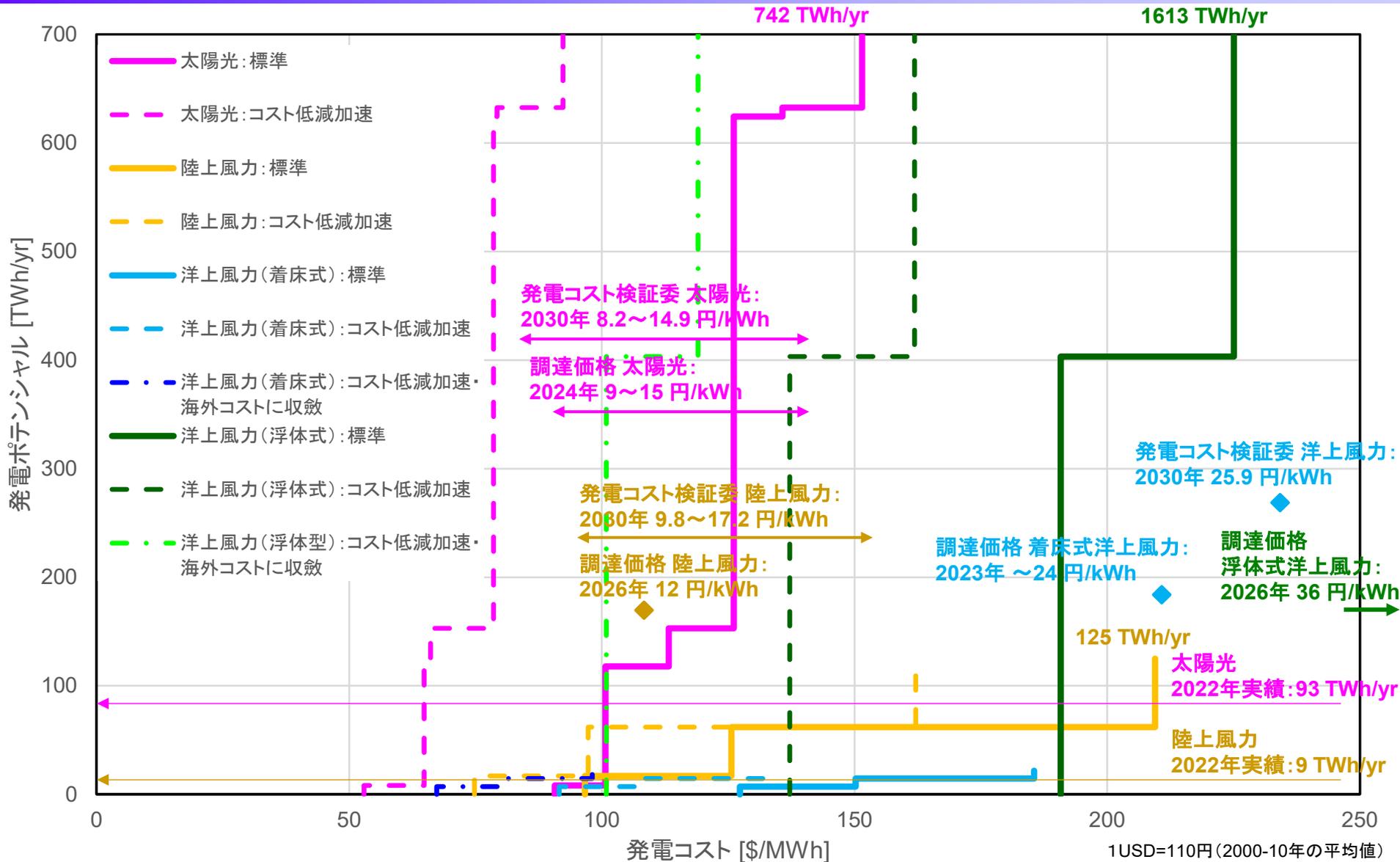


再エネイノベ(風力)



- 米国
- その他北米
- EU
- その他西欧
- 豪州・ニュージーランド
- 中国
- 東・東南アジア
- インド
- その他アジア
- 中東・北アフリカ
- その他アフリカ
- ブラジル
- その他中南米
- ロシア
- その他旧ロシア・東欧

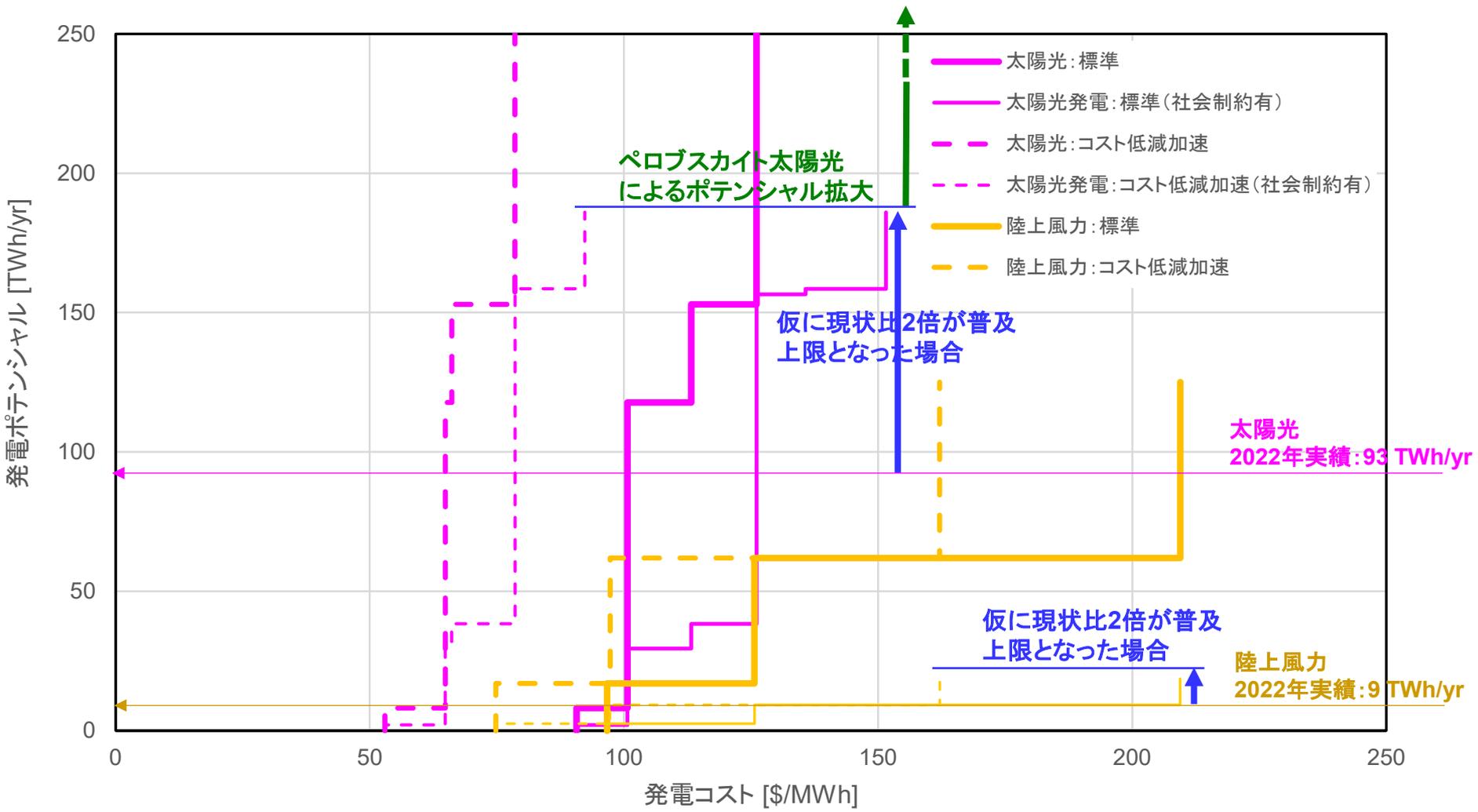
日本の変動性再エネコスト・ポテンシャルの想定 (2050年)



※ 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。

日本の変動性再エネコスト・ポテンシャルの想定（2050年） — 太陽光、陸上風力の地域共生の制約が強い場合 —



※ 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）

統合費用の想定：東大-IEEJ電源構成モデルの分析結果を活用

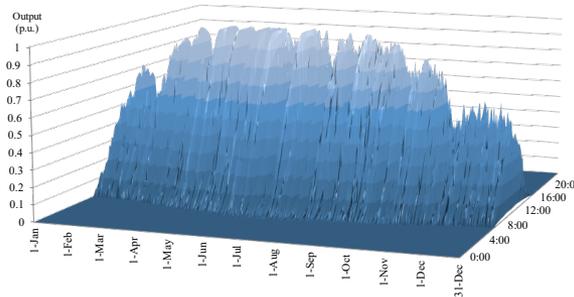
- ◆ DNE21+モデルは世界モデルであるため、国内の電力系統や再エネの国内での地域偏在性を考慮した分析は難しい。そこで系統対策費用については、別途、東京大学藤井・小宮山研究室および日本エネルギー経済研究所による最適電源構成モデル^{1),2)}による、変動性再生可能エネルギーが大量に導入された場合の電力システム費用の上昇分(統合費用)を推計結果を活用
- ◆ 全国のAMeDASデータ等をもとに変動性再生可能エネルギーの出力の時間変動をモデル化し、線形計画法によって電力部門の最適な設備構成(発電設備及び蓄電システム)及び年間の運用を推計
- ◆ 今回は日本全体を5地域(北海道、東北、東京、九州、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

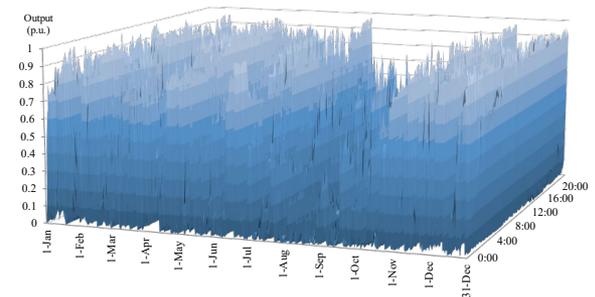
モデル計算で考慮されていないもの・・・地内送電線、配電網、回転慣性の低下の影響、EVによる系統電力貯蔵、再生可能エネルギー出力の予測誤差、曇天・無風の稀頻度リスクなど



気象データ
(AMeDAS: 全国1300地点)



太陽光発電の出力例



風力発電の出力例

1) R. Komiyama and Y. Fujii, (2017). *Energy Policy*, 101, 594-611.
2) Y. Matsuo et al., (2020). *Applied Energy*, 267, 113956.

謝辞: 分析に協力頂いた、日本エネルギー経済研究所 松尾雄司氏に感謝申し上げます。

地域区分

日本全体を5地域(①北海道、②東北、③東京、④九州以外の西日本、⑤九州)に区分。

対象時点

2050年時点のコスト及び電力需給を想定して評価。

各電源の発電コスト

RITE DNE21+の想定に基づき設定。

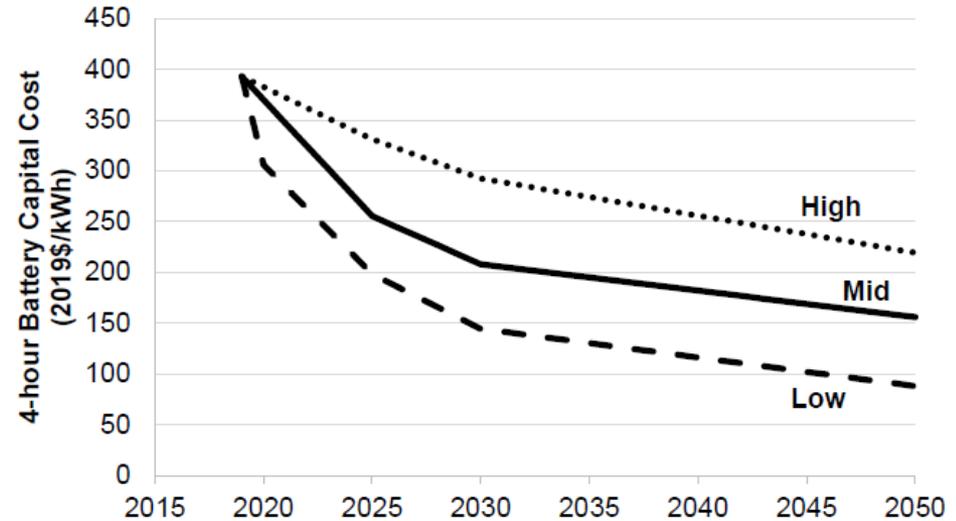
蓄電システム

リチウムイオン電池(米国立再生可能エネルギー研究所(NREL)の評価に基づき2050年に150ドル/kWhと設定)を中心に、既設揚水発電と水素貯蔵を併用すると想定。

送電線費用

電力広域的運営推進機関資料等をもとに、地域①②間及び③④間では20万円/kW、それ以外では3万円/kWと想定し、年経費率8%として評価。地内送電線や北海道・東京間の海底ケーブルは考慮していない。

リチウムイオン電池のコスト低減見通し(NREL)

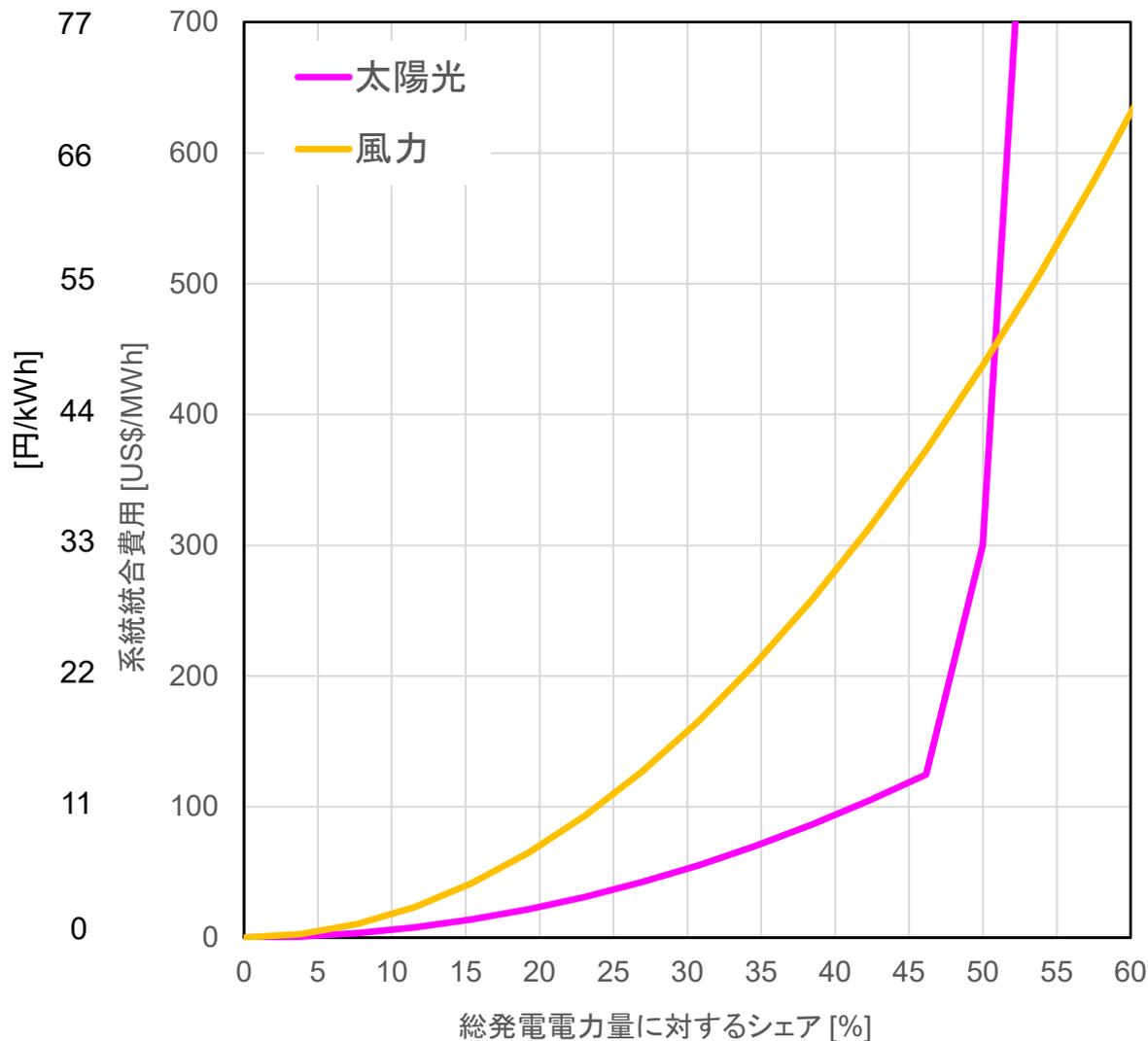


(出所)W. Cole and A. W. Frazier, "Cost projections for utility-scale battery storage: 2020 update," NREL/TP-6A20-75385.

系統対策における統合費用の想定（2050年）

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**）

※ 総費用は積分値



- 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）

※ IEEJモデル分析結果は、風力、太陽光導入シェアの組み合わせによって統合費用には差異が生じる。DNE21+での想定では、IEEJモデル分析結果の風力、太陽光のシェアの組み合わせの統合費用から、風力、太陽光それぞれのシェアのみによる関数として近似的に想定した上で、シェア毎に差分値を算定して、各シェアにおける統合費用の限界値を推計して、DNE21+に組み入れた。

注)各VREのポテンシャルは先のスライド記載のとおりであり、本グラフの記載のシェアは、想定ポテンシャルによって制約を受けるため、実現不可能な場合もある。

水素、CCUS/CDR関連

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	中位シナリオ	64%	69%	71%	74%
コスト低減加速		85%			85%	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	中位シナリオ	49%	53%	54%	56%
コスト低減加速		56%			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	中位シナリオ	479	345	267	207	207
		コスト低減加速			147	147	147
アンモニア	石炭－低効率		657				
	石炭－中効率		756				
	石炭－高効率	中位シナリオ	2267	2267			
		コスト低減加速		1133			
	ガス－低効率		410				
	ガス－中効率		472				
	ガス－高効率	中位シナリオ	1415	1415			
		コスト低減加速		707			
	水電気分解	中位シナリオ	604	604	604	604	604
		コスト低減加速		461	300	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

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。

合成メタン・合成燃料関係の想定 (1/2)

製造技術エネルギー転換効率

		2020	2030	2040	2050	2100	
合成メタン	従来技術(サバティエ反応)	53%	57%	59%	61%	70%	
	革新的技術	中位シナリオ	64%	69%	71%	74%	85%
		コスト低減加速			85%	85%	85%
合成燃料	従来技術(FT合成)	51%	54%	56%	58%	67%	
	革新的技術	中位シナリオ	62%	67%	69%	71%	82%
		コスト低減加速			82%	82%	82%

注1) CO₂回収用のエネルギー消費は含んでいない。

注2) 従来技術は、水素製造用の電力(水電気分解)も含んだ数値

注3) 必要CO₂量は、合成メタン:2.29tCO₂/toe、合成燃料:3.02tCO₂/toe

合成燃料(e-fuels)のエネルギー製品の得率の想定

	2020	2030	2040	2050	2070	2100
中位シナリオ	50%	56%	62%	68%	80%	
コスト低減加速			80%			

合成メタン・合成燃料関係の想定 (2/2)

設備費 [million US\$/(ktoe/day)]

		2020	2030	2040	2050	2100	
合成メタン	従来技術(サバティエ反応)	606	473	395	335	335	
	革新的技術	中位シナリオ	1973	857	546	370	370
		コスト低減加速		730	229	229	229
合成燃料	従来技術(FT合成)	903	691	560	451	451	
	革新的技術	中位シナリオ	2057	1122	955	708	708
		コスト低減加速		1032	574	574	574

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。

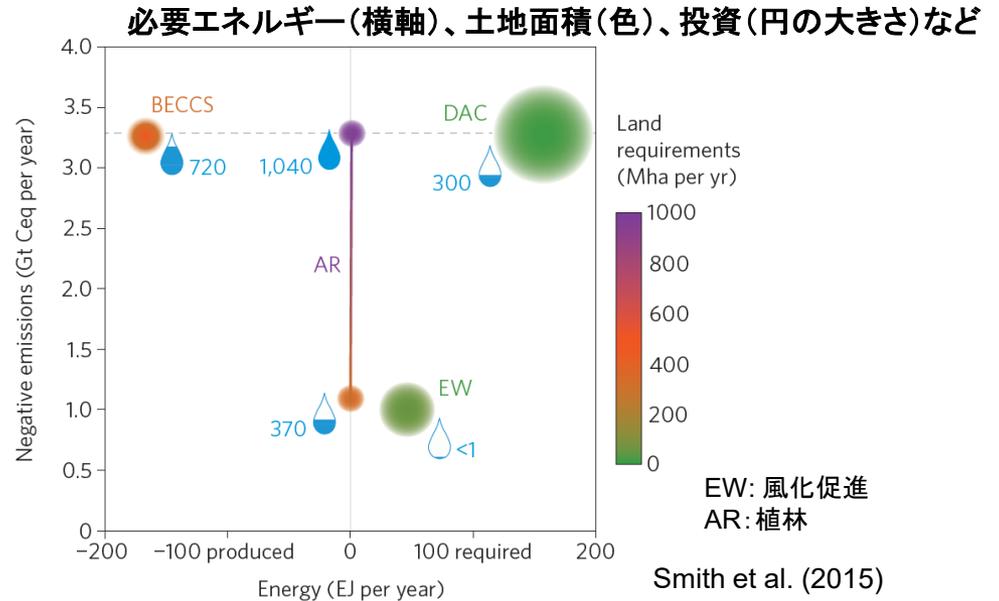
・ 発電部門における各種CO₂回収の他、ガス化CO₂回収(水素製造時)と製鉄所高炉ガス、クリンカ製造からのCO₂回収を具体的にモデル化している。

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

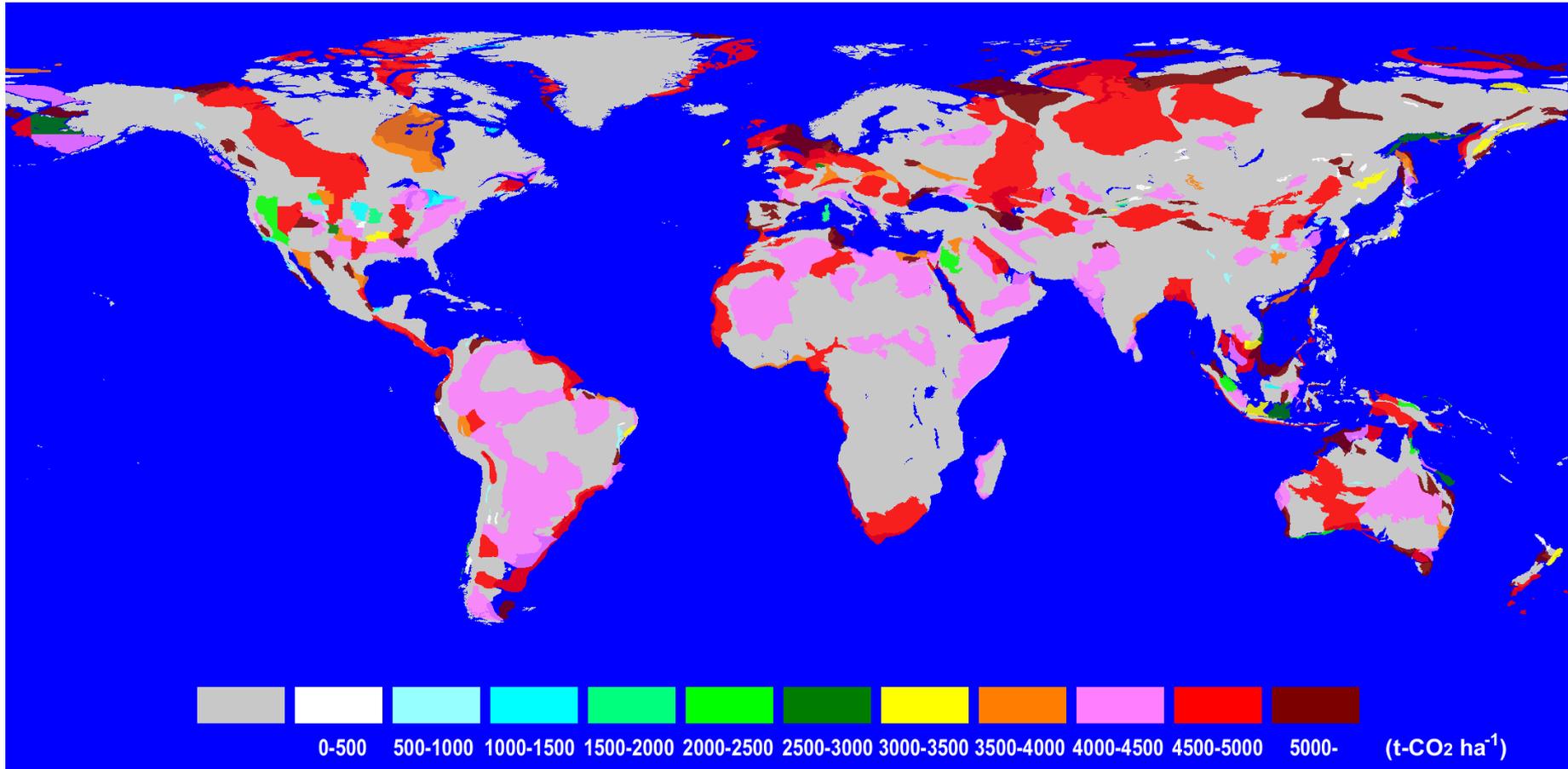


M. Fasihi et al., (2019)におけるDACのエネルギー消費量と設備費の推計:

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		

帯水層へのCO₂貯留ポテンシャルの推定



究極的なCO₂貯留可能容量： 陸域 5,600 GtC、沿岸海域 1,500 GtC

そのうち10%のみが利用できるとしても、CO₂排出量100年分程度の貯留が可能

注) RITEにて推定 (Akimoto et al., Proc. of GHGT7, 2004)

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。**

産業部門

産業部門の生産活動量の想定：日本

経済モデルDEARSによる経済影響のフィードバック前の潜在的な見通し

	2020	2030	2040	2050	2100
粗鋼	79	88	89	90	84
セメント	55	53	47	43	39
紙・板紙	23	23	21	20	15
エチレン・プロピレン	11	10	10	9	8
BTX	10	11	10	9	8
アンモニア(化成品)	1	1	1	1	1

[百万トン／年]

※ 国内の需要見通しのみならず、世界の需要見通しも基に想定。日本を含む世界各国の需要見通しは、一人当たりGDP、人口等から、過去の実績値の回帰分析および将来のシナリオ想定等を基に想定。既存設備容量も踏まえ、世界各国の輸出入量の見通しも踏まえ、各国の生産活動量のシナリオを策定

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

CO₂排出原単位 [tCO₂/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)。

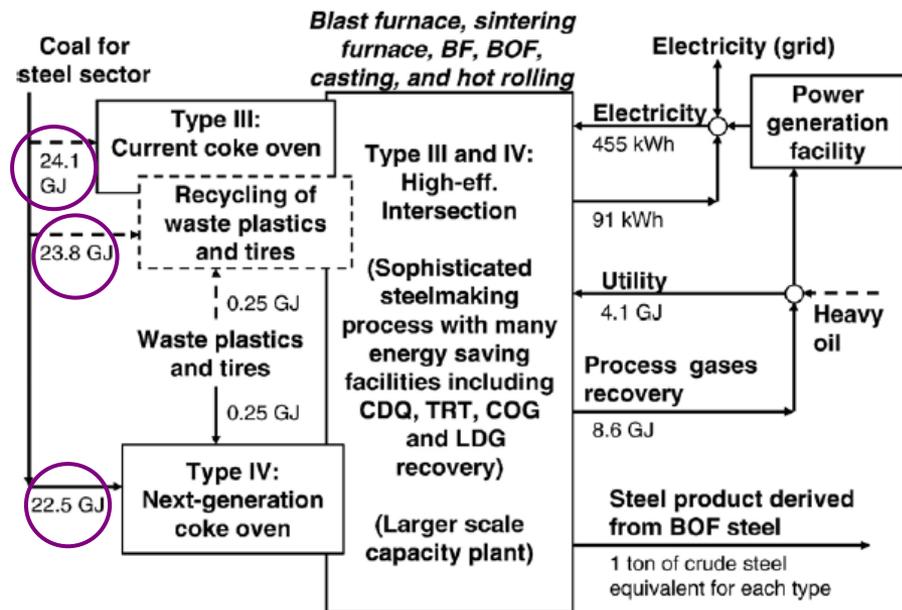


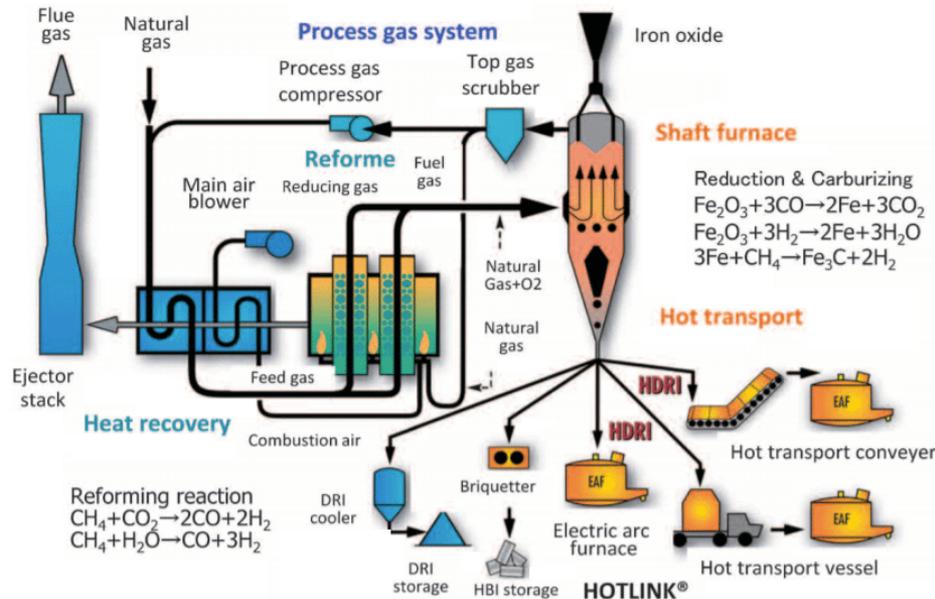
Fig. 4. Assumed energy use of high-efficiency BOF steelmaking (type III and IV).

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**
- ✓ **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

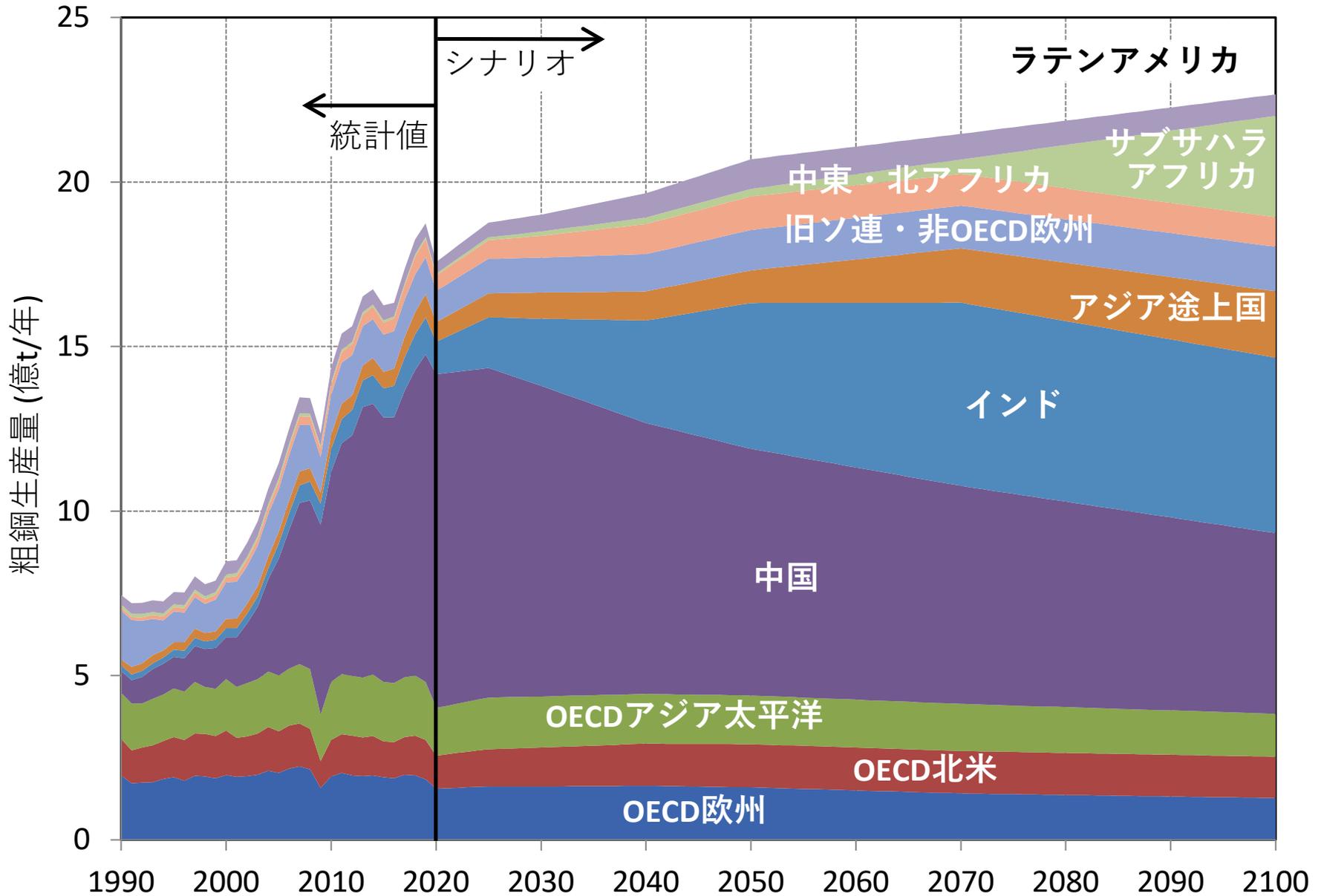
水素を利用した直接還元鉄の実証プラントの例



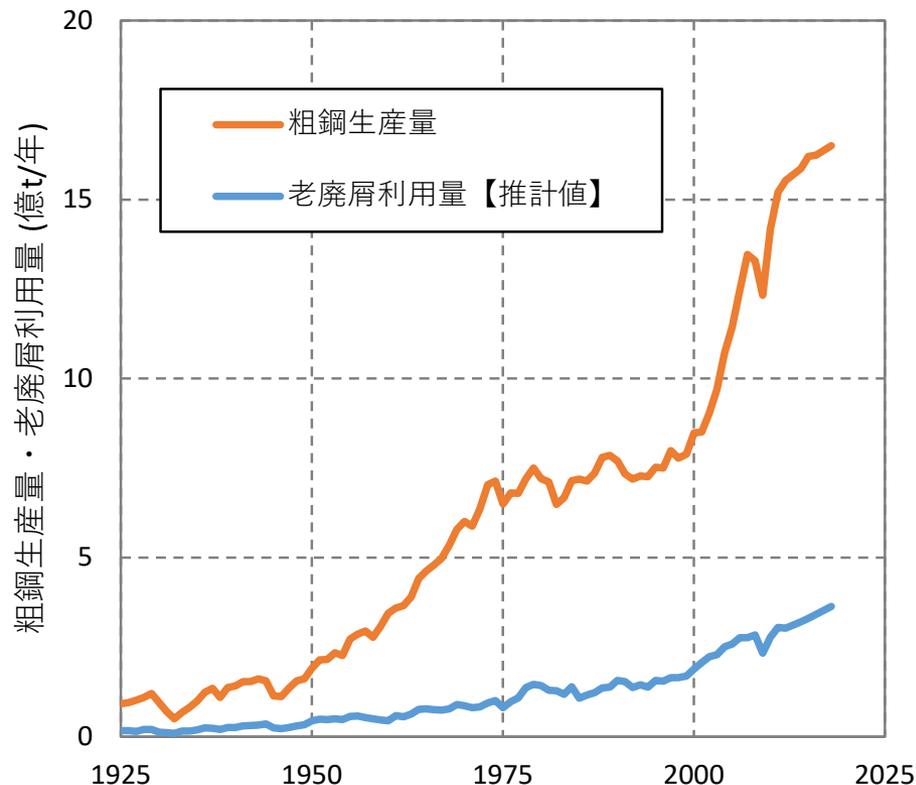
<https://www.midrex.com/>

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

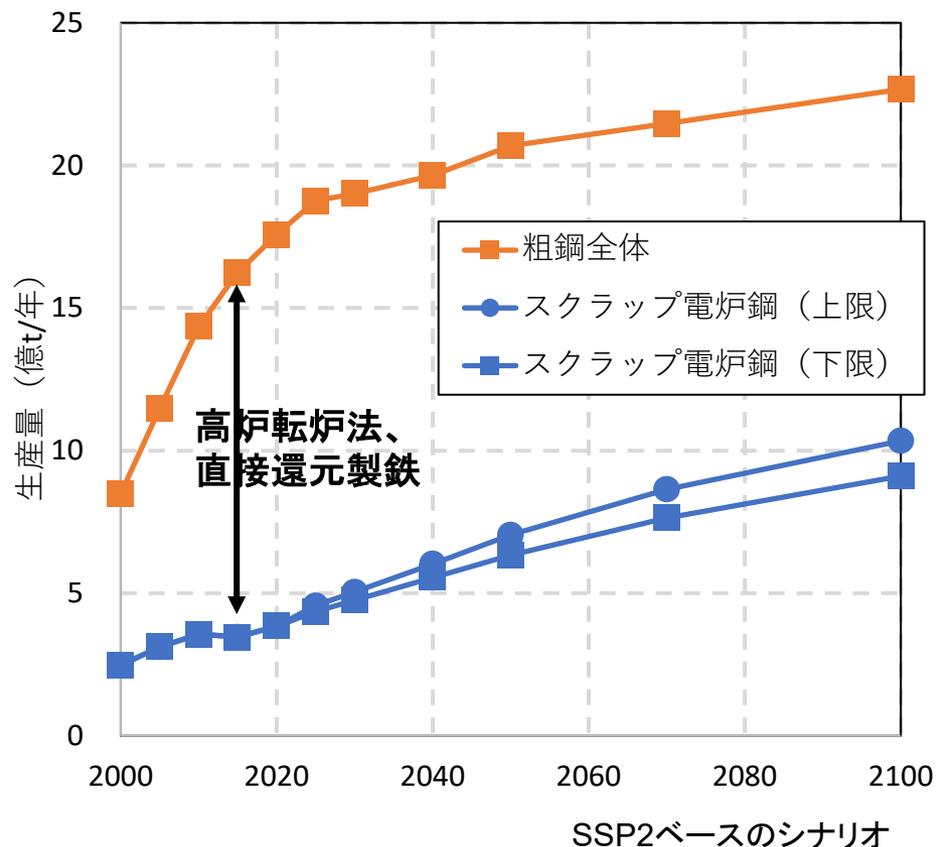
世界の粗鋼生産シナリオ



過去の老廃屑利用量【推計値】



将来のスクラップ電炉鋼【シナリオ想定】



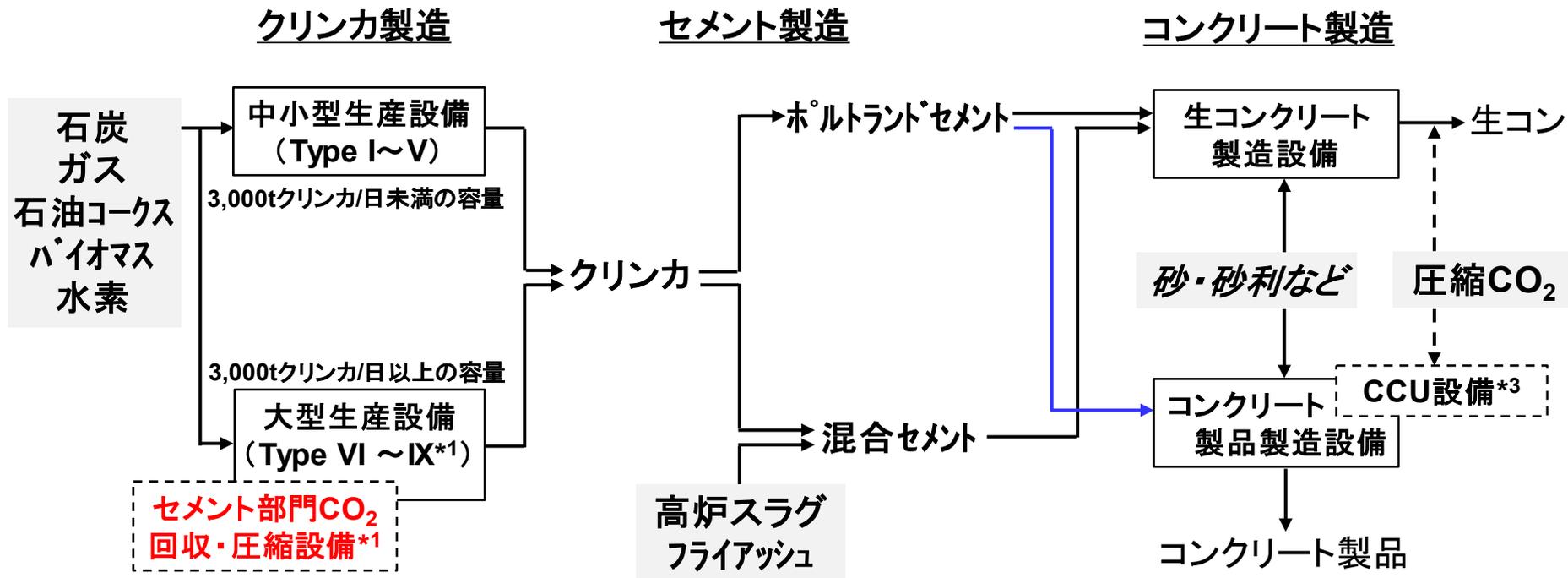
補足)スクラップ電炉鋼の主要鉄源となる「老廃屑」は、過去、ゆるやかに上昇。

将来においても、鉄鋼蓄積量の増大を受け、老廃屑利用量はゆるやかに上昇する見込み。

なお、将来のスクラップ電炉鋼生産量について若干ながら幅を持たせた。

注)電炉の拡大は、低炭素化、脱炭素化の一つの方策であるが、鉄の質の問題も存在するが、老廃屑鉄の利用可能量の制約が大きいことに注意が必要。鉄鋼の脱炭素化のためには、直接水素還元製鉄のような新規の技術が必要

セメント・コンクリート部門のモデル化(1/2)

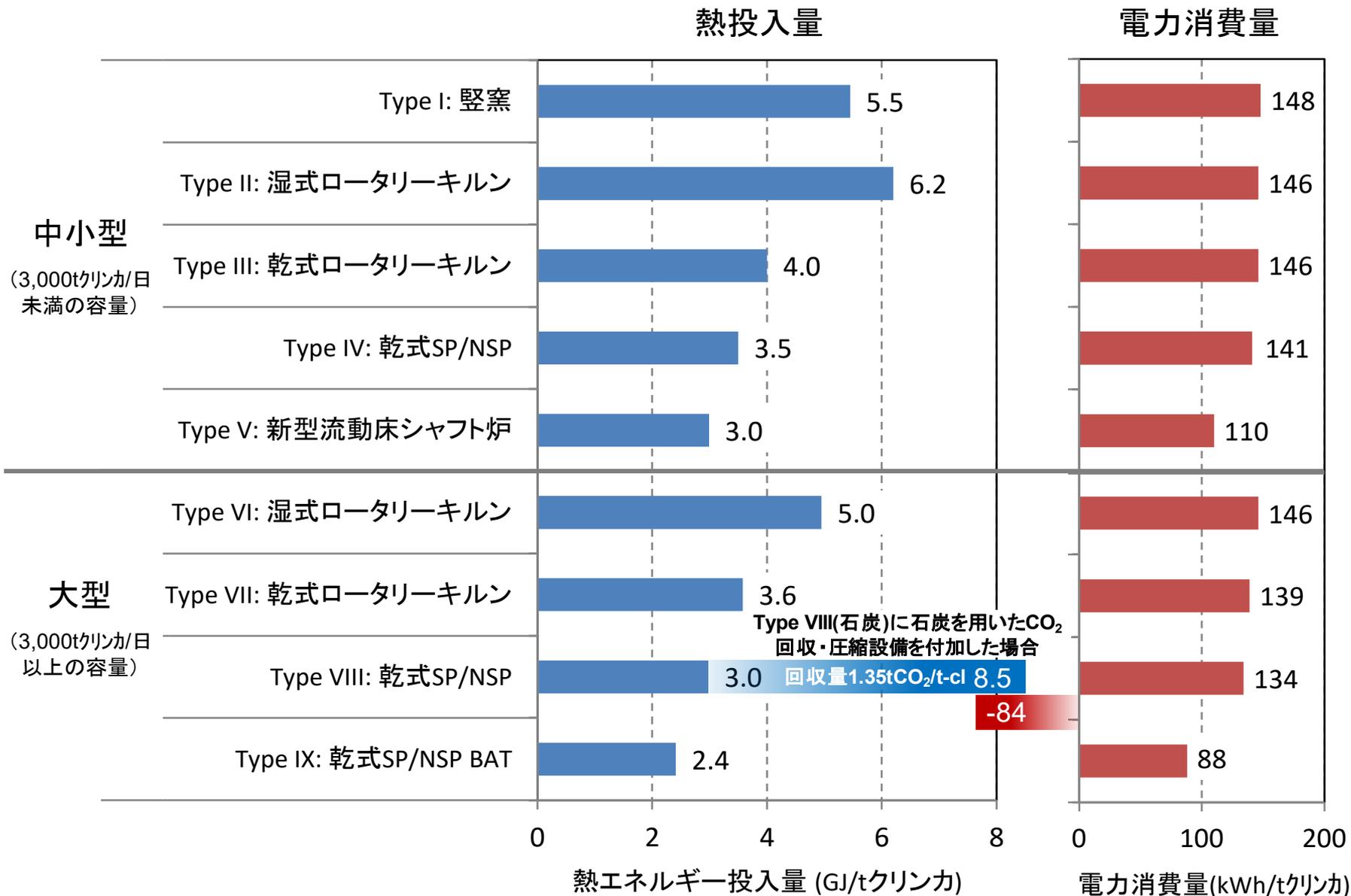


*1 CO₂回収・圧縮設備はType VIIIに導入可能とする
(CO₂回収・圧縮設備の後付けも可)

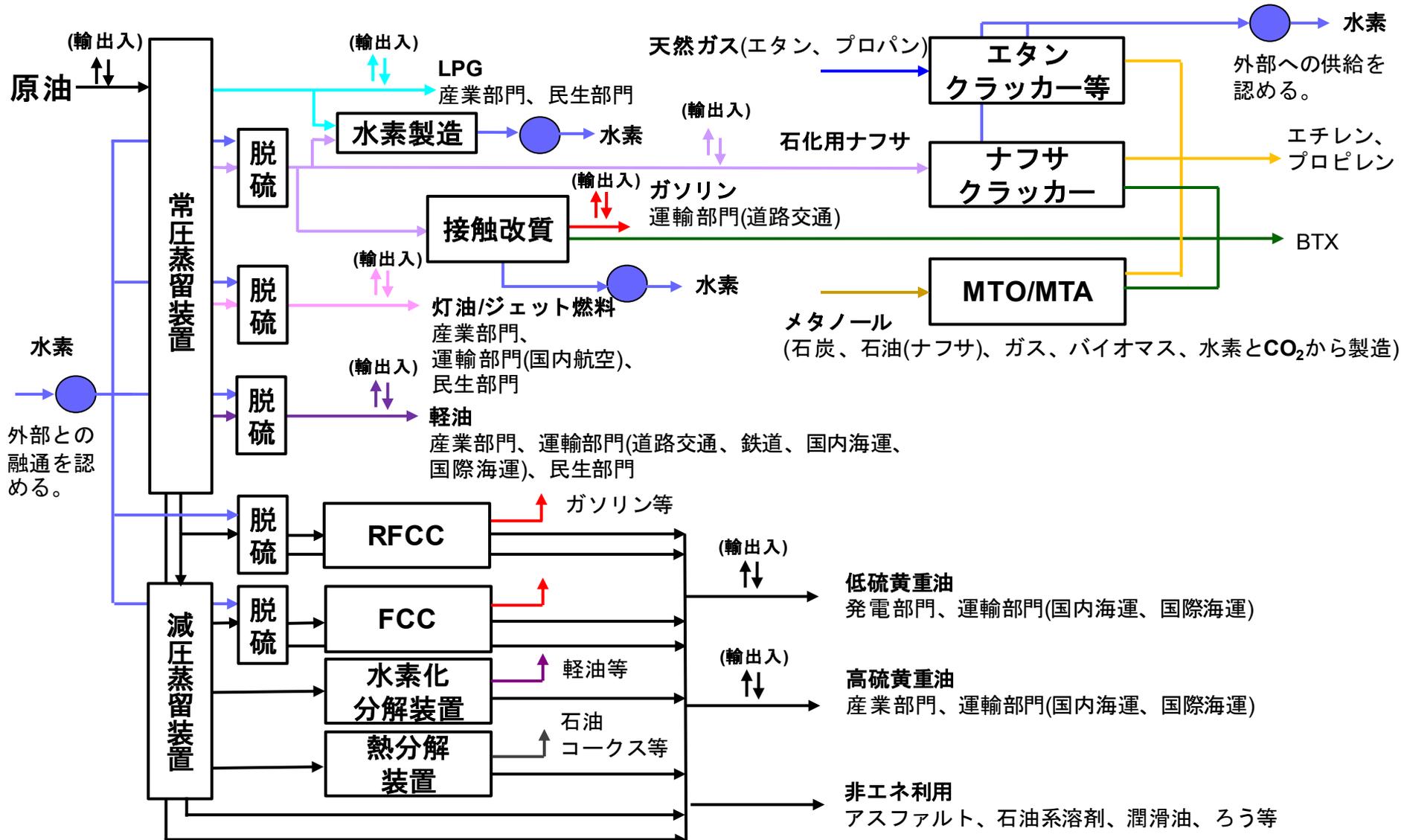
【中小型】容量2,000tクリンカ/日, CO₂排出量53万tCO₂/年

【大型】容量8,200tクリンカ/日, CO₂排出量215万tCO₂/年

セメント・コンクリート部門のモデル化(2/2)



石油精製部門、石油化学部門のモデル化(1/3)



石油精製部門、石油化学部門のモデル化(2/3)

	設備費 (M\$/(kton/day))	フィードストック (toe/t-olefin)	エネルギー (toe/t-olefin)	電力 (MWh/t-olefin)	得率%
エタン クラッカー* ₁ など	292~438	1.37	0.75~0.29	0.53~0.08	エチレン、 プロピレンを80%、 水素を7%* ³
ナフサ クラッカー* ₂	431~767	1.84~1.47 (toe/t-olefin+BTX)	0.48~0.23 (toe/t-olefin+BTX)	0.42~0.08 (MWh/t- olefin+BTX)	エチレン、 プロピレンを45%、 BTXを12.5%、 水素を2%* ³
MTO	263	1.28	0.22	0.06	エチレン、プロピレ ンを80%

石油精製部門、石油化学部門のモデル化(3/3)

	設備費 (M\$/ (kton/day))	フィードストック (toe/t-BTX)	エネルギー (toe/t-BTX)	電力 (MWh/t-BTX)	得率%
ナフサ改質 生成油	538	0.96	0.22	0.06	BTXを75%
MTA	263	1.28	0.22	0.06	BTXを80%

	設備費 (M\$/ (ktoe/day))	フィードストック (toe/toe-Methanol)	エネルギー (toe/toe-Methanol)	電力 (MWh/toe-Methanol)
石炭	392	0.88	1.08	2.17
石油	163	1.03	0.60	1.17
ガス	163	0.99	0.65	0.18
バイオマス	2705	0.83	1.11	2.93
水素とCO ₂	274	水素: 1.21 CO ₂ : 0.84 tC/toe- Methanol	-	0.36

紙パルプ部門のモデル化(1/3)

大工程	小工程	技術	設備コスト [thousand \$/ (ton/day)]	生産量当たり 蒸気消費量 [toe/ton]	生産量当たり 電力消費量 [MWh/ton]
化学パルプ 製造	蒸解	低効率	62.0	0.111	-
		中効率	63.0	0.080	-
		高効率	70.0	0.045	-
		BAT	84.0	0.043	-
	洗浄+漂白	低効率	17.0	-	0.326
		中効率	18.0	-	0.244
		高効率	22.0	-	0.146
		BAT	26.4	-	0.139
	その他	-	-	0.115	0.275
	機械パルプ 製造*1	-	-	-	0.010
半化学パルプ 製造*1	-	-	-	0.400	0.800

*1 機械パルプ、半化学パルプは生産量が少ないため、複数の技術オプションは想定していない。

紙パルプ部門のモデル化(2/3)

大工程	小工程	技術	設備コスト [thousand \$/ (ton/day)]	生産量当たり 蒸気消費量 [toe/ton]	生産量当たり 電力消費量 [MWh/ton]
古紙再生	古紙再生	低効率	38.7	-	0.125
		中効率	40.8	-	0.090
		高効率	45.0	-	0.050
		BAT	54.0	-	0.048
	その他	-	-	0.013	0.275
抄紙	搾水+乾燥	低効率	13.5	0.173	-
		中効率	15.0	0.136	-
		高効率	18.0	0.088	-
		BAT	21.6	0.084	-
	塗工+巻取	低効率	7.3	-	0.478
		中効率	8.2	-	0.357
		高効率	10.0	-	0.213
		BAT	12.0	-	0.202
	その他	-	-	-	0.340

紙パルプ部門のモデル化(3/3)

大工程	技術		設備コスト [thousand \$/ (toe/day)]	発生蒸気 当たり黒液 消費量 [toe/toe]	発生蒸気 当たり電力 消費量 [MWh/toe]
動力	黒液利用	従来型	52.0	3.318	0.807
		高効率	55.0	1.682	0.278
	ボイラ*1		0.1	効率:90%	
	蒸気タービンCGS		850\$/kW	発電効率:43% 熱効率:42%	

*1 燃料として、石炭、重油、ガス、水素、アンモニアをモデル化している。

熱電併給システム(CGS)の想定

設備費 (\$/kW, 2000年価格)

	2015年	2030年	2050年
産業 (5MW相当)	1250		
業務1 (1~2MW)	1875		
業務2 (0.5MW)	2500		
家庭 (PEFC/SOFC)	15167	3575	3575

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、2015年は1.46。

効率想定 (LHV%)

		2015年	2030年	2050年
産業 (5MW相当)	発電効率	49.0	51.0	54.5
	熱回収効率	36.2	34.8	31.2
業務1 (1~2MW相当)	発電効率	42.3	47.5	50.7
	熱回収効率	36.2	31.0	27.8
業務2 (0.5MW相当)	発電効率	41.0	44.0	47.0
	熱回収効率	34.0	31.0	28.0
家庭 (PEFC/SOFC)	発電効率	39.7	47.8	55.0
	熱回収効率	55.3	45.0	37.8

民生(業務・家庭)部門

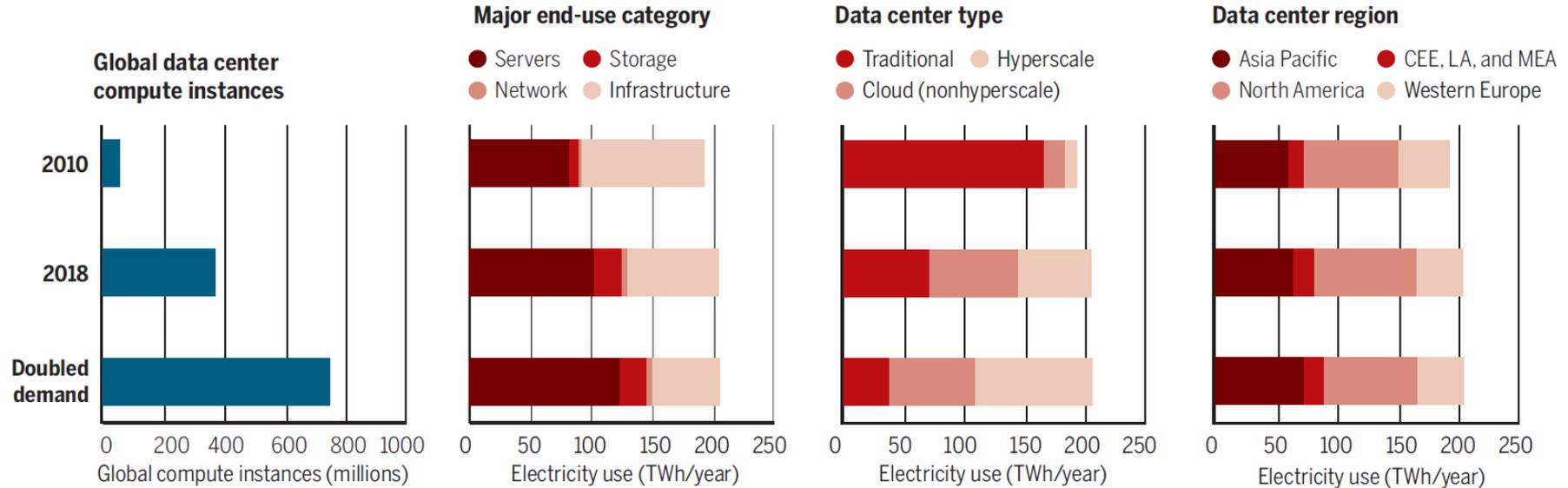
(1) IT需要想定

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.



CEE, LA, and MEA, Central and Eastern Europe, Latin America, and Middle East and Africa; TWh, terrawatt-hour.

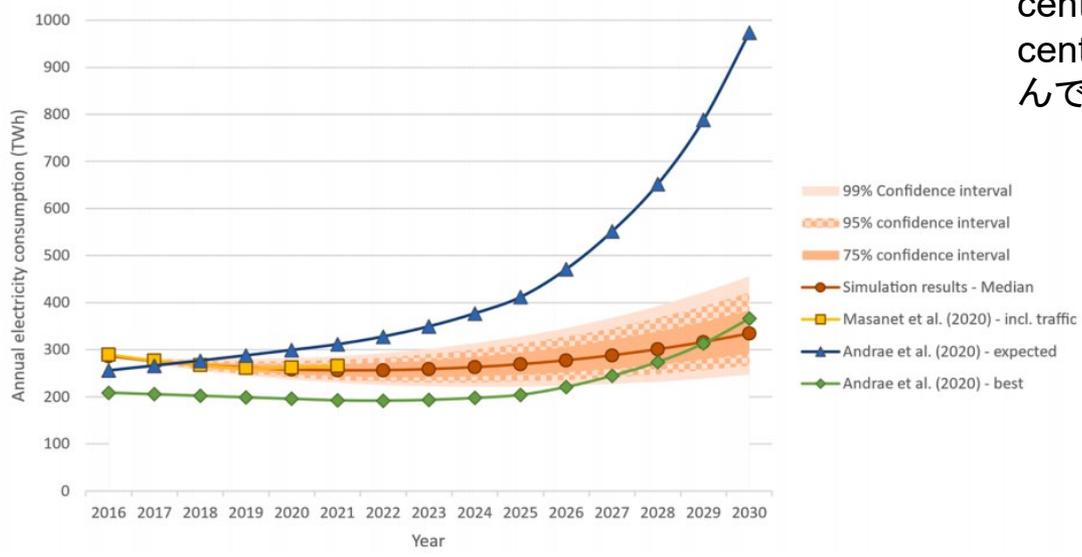
- 世界のデータセンターの電力消費量は2010年に194 TWhであり、2018年には205 TWh(世界全体の電力消費量の約1%)に増加したと推計。同時期の計算インスタンスは+550%になったのに対し、電力消費量は+6%。
- エネルギー効率向上の主な要因は、サーバー効率化、仮想サーバー化、ストレージドライブ効率化・高密度化、データセンターインフラの効率化、サーバータイプの変化
- 数年先まではデータセンターによる電力消費の増加はそれほど大きくないと推計されるが、将来に向けては、政策補助、新規技術への公的投資、公的なデータ取得・モデリング能力の増強、といった政策立案者の行動も重要になるとされ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

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

Data center energy consumption per year
Sensitivity analysis (10,000 replications) - Scenario 0: Baseline model



Masanet et al.では、データセンターの外に必要なエネルギー(“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

	標準シナリオ		データセンター電力消費量加速化ケース	
	世界	日本	世界	日本
2016年	286 TWh/yr	21 TWh/yr	286 TWh/yr	21 TWh/yr
(全電力消費量) データセンター分	(25,000 TWh/yr) 1.15%	(1,050 TWh/yr) 2% (想定)		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

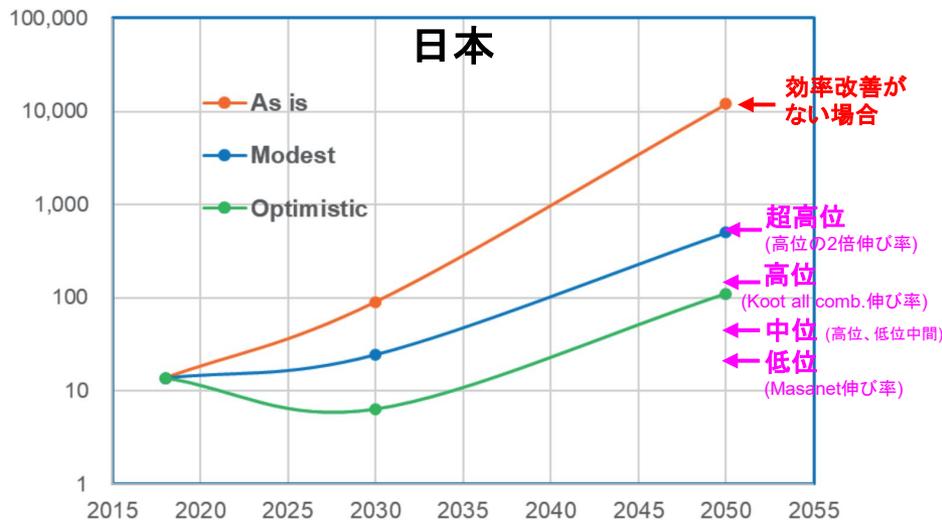
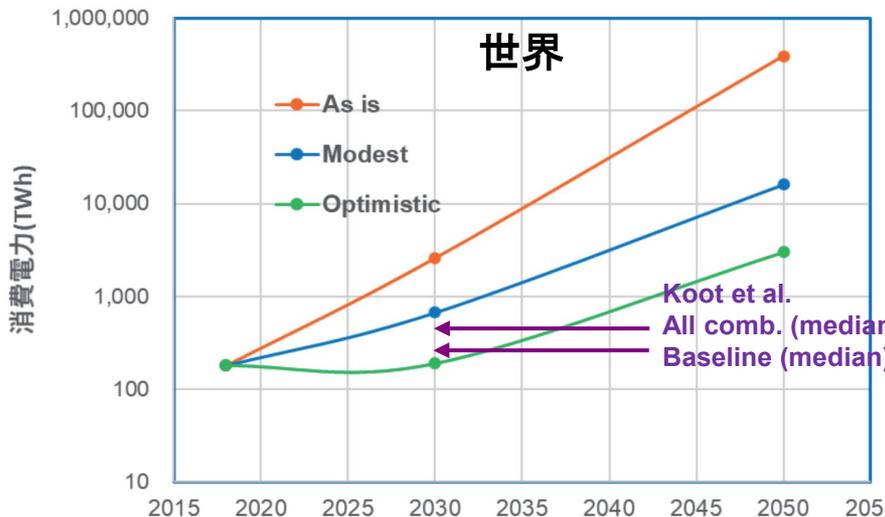
データセンター電力消費量加速ケースでの追加電力需要: **+83 TWh/yr**

【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

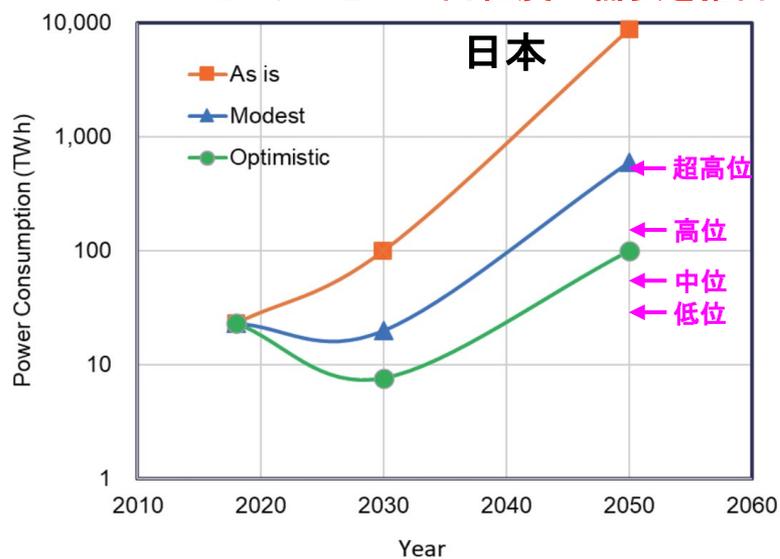
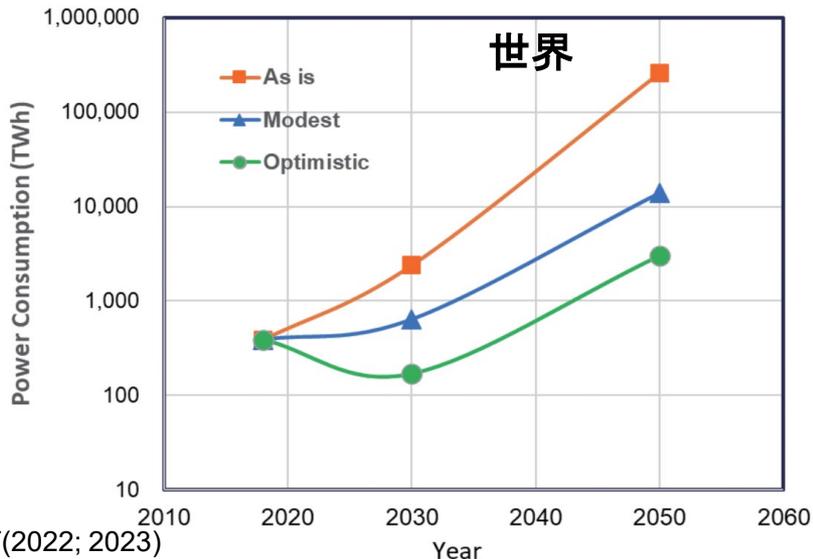
データセンター・ネットワークの電力消費想定

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

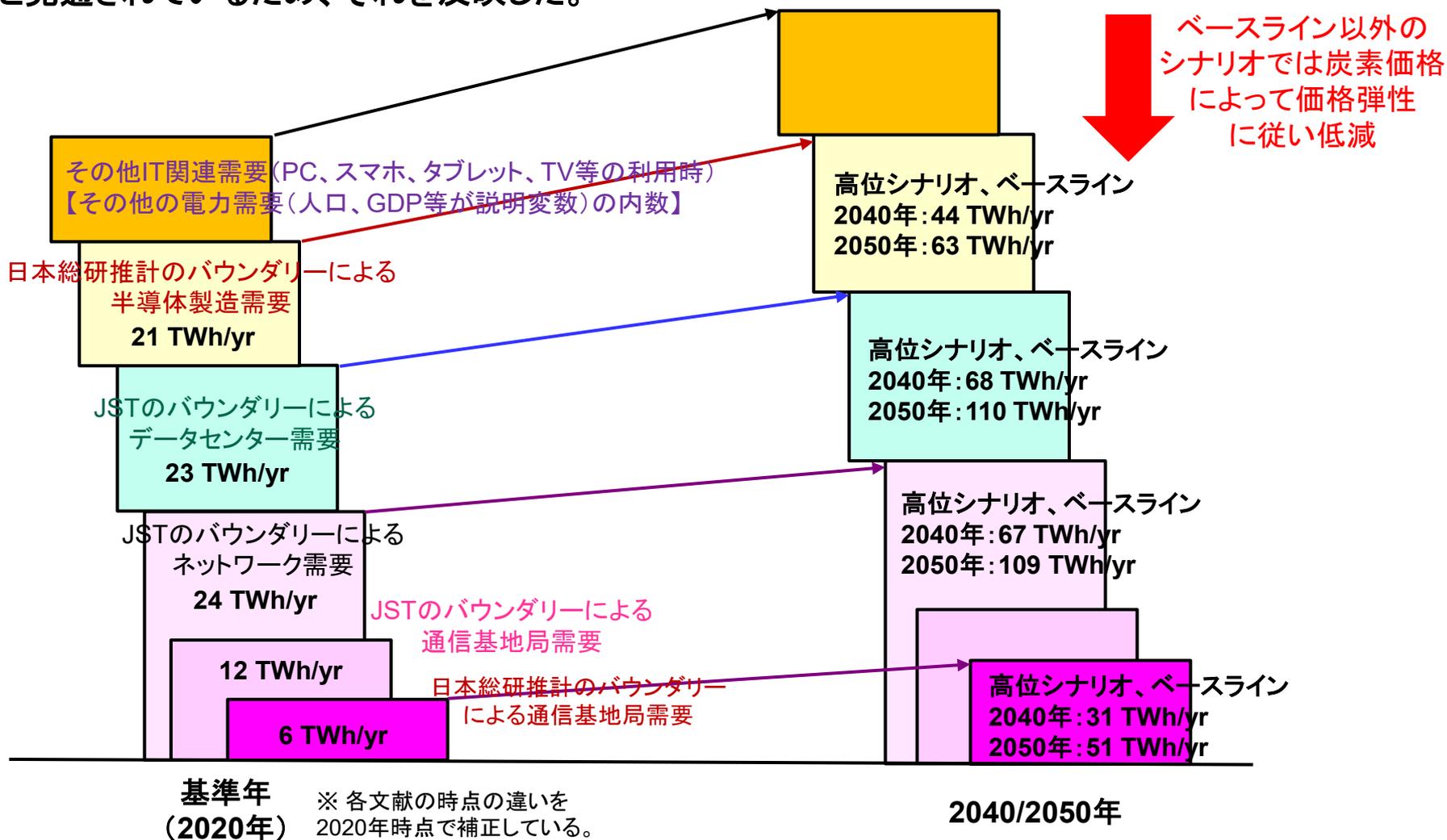
JSTではネットワークについてもデータセンターと同程度の需要を推計



出典) JST(2022; 2023)

IT関連の需要想定：高位シナリオ

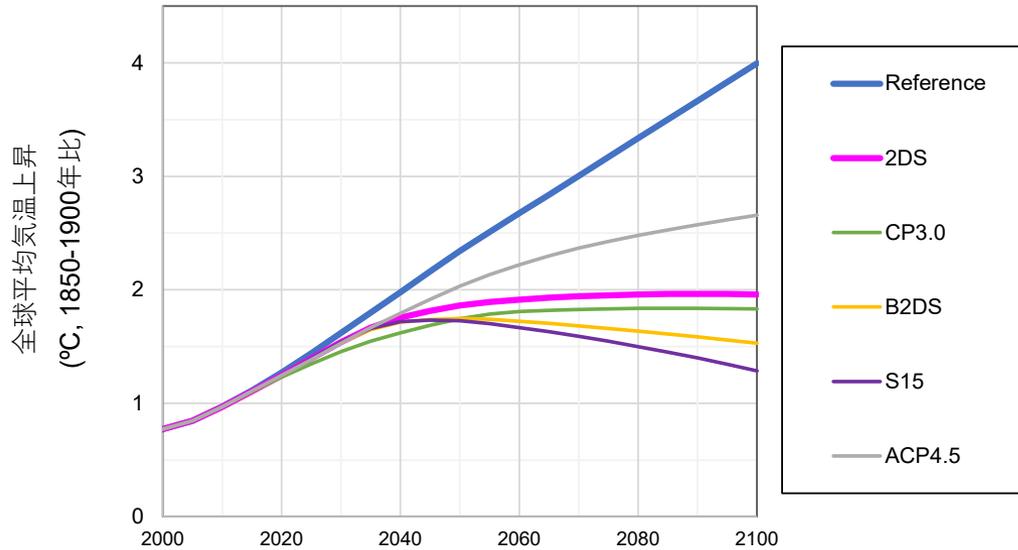
- ◆ とりわけネットワーク需要内のバウンダリーは、文献毎で異なっていて不明瞭なところがある。本分析では、以下のように区分し、各需要を想定した。
- ◆ 通信キャリア基地局の電力需要の伸びが、その他の通信ネットワーク関連需要の伸びよりも大きいと見通されているため、それを反映した。



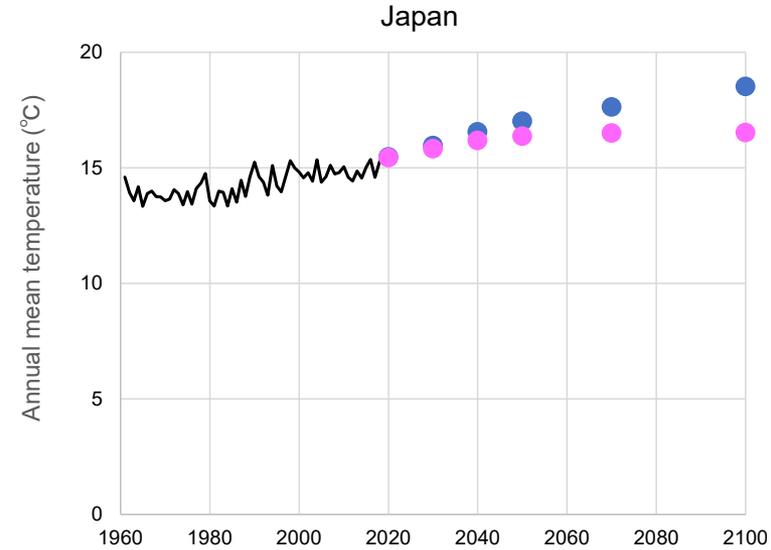
(2) 暖冷房・給湯関連のモデル化、想定

気温上昇の展望とデグリーデー (DDs)

全球平均気温上昇シナリオ



日本の気温上昇



DDsの定義

$$HDD_{reg,t} = \sum_t (T_{ref,hdd} - T_{reg,t}) (T_{reg,t} < T_{ref,hdd}) \quad (1)$$

$$CDD_{reg,t} = \sum_t (T_{reg,t} - T_{ref,cdd}) (T_{reg,t} > T_{ref,cdd})$$

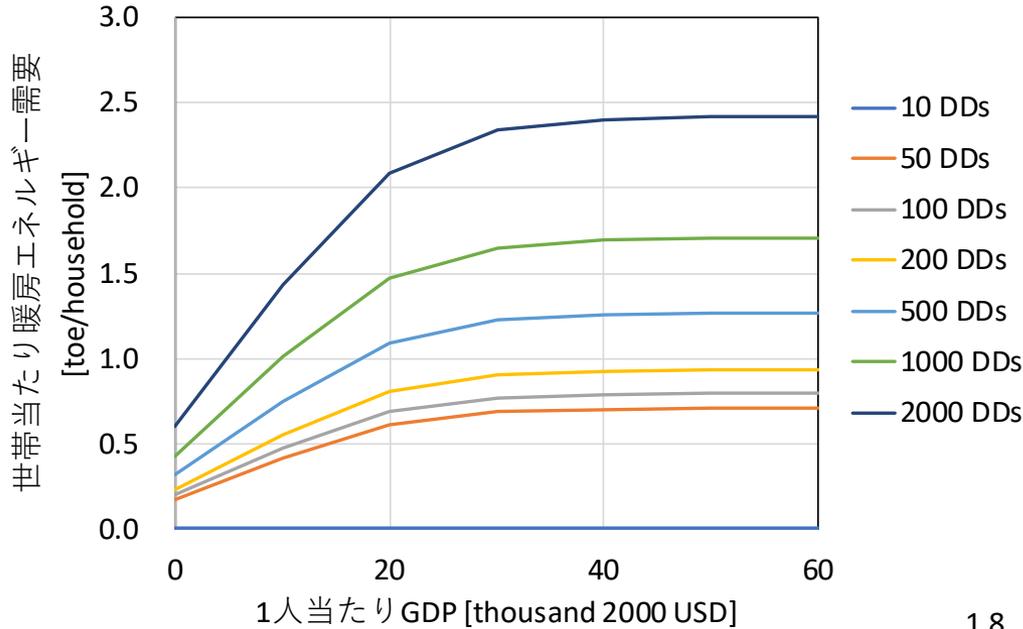
- $T_{ref,hdd}$ (暖房): 6°C
- $T_{ref,hdd}$ (給湯): 14°C
- $T_{ref,cdd}$ (冷房): 22°C

DDs推計式

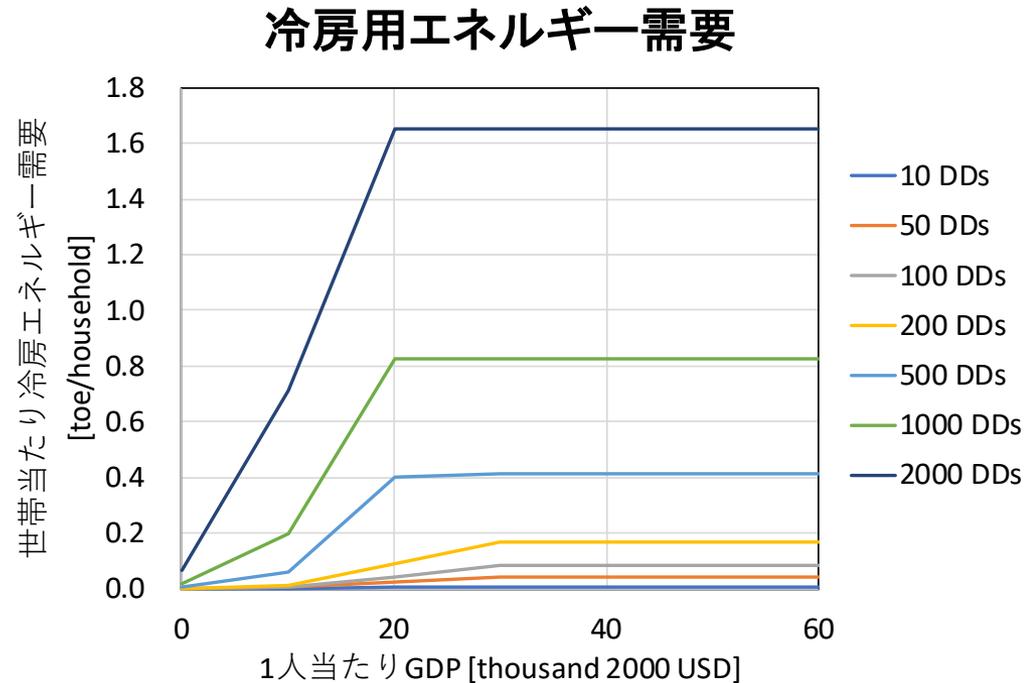
$$\ln(DD_{d,reg}) = \alpha_{d,reg} \times \ln(T_{ave,reg}) + \beta_{d,reg} \quad (2)$$

- 地域別の年平均気温と係数 α , β より、DDsを算出

家庭部門の暖房・冷房エネルギー需要： 一人当たりGDP、DDs、エネルギー需要の関係式



暖房用エネルギー需要



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

(本分析では、すべての分析シナリオにおいて、2DS相当の気温を前提とした需要で固定)

- ◆ 主要な機器（ルームエアコン、コジェネ、ヒートポンプ給湯器、冷蔵庫、テレビ等）について積み上げでモデル化
- ◆ その他については、長期価格弾性値（電力：-0.3、非電力：-0.4）を用いて省エネ効果をモデル化

熱電併給システム(CGS)の想定(再掲)

設備費 (\$/kW, 2000年価格)

	2015年	2030年	2050年
産業 (5MW相当)	1250		
業務1 (1~2MW)	1875		
業務2 (0.5MW)	2500		
家庭 (PEFC/SOFC)	15167	3575	3575

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、2015年は1.46。

効率想定 (LHV%)

		2015年	2030年	2050年
産業 (5MW相当)	発電効率	49.0	51.0	54.5
	熱回収効率	36.2	34.8	31.2
業務1 (1~2MW相当)	発電効率	42.3	47.5	50.7
	熱回収効率	36.2	31.0	27.8
業務2 (0.5MW相当)	発電効率	41.0	44.0	47.0
	熱回収効率	34.0	31.0	28.0
家庭 (PEFC/SOFC)	発電効率	39.7	47.8	55.0
	熱回収効率	55.3	45.0	37.8

家庭用ヒートポンプ(暖房、給湯)の想定(日本)

暖房

	効率	設備費 [US\$/kW _{th}]
空気熱源低効率	3.0	644
空気熱源中効率	4.5	738
空気熱源高効率	6.0	833
地中熱源中効率	5.6	8674
地中熱源高効率	7.5	9783

給湯

	効率	設備費 [US\$/kW _{th}]
中効率	3.0	1813
高効率	4.0	1936

ヒートポンプ以外の機器効率の想定(家庭用暖房、給湯)

用途	技術	2020年	2030年	2040年	2050年
個別式暖房	電気ヒータ	1.00	1.00	1.00	1.00
	ガスヒータ	0.89	0.90	0.90	0.90
	石油ヒータ	0.89	0.90	0.90	0.90
	バイオマスヒータ	0.69	0.76	0.81	0.86
	石炭ヒータ	0.69	0.76	0.81	0.86

用途	技術	2020年	2030年	2040年	2050年
集中式暖房	電気ヒータ	1.00	1.00	1.00	1.00
	ガスボイラ	0.89	0.90	0.90	0.90
	石油ボイラ	0.89	0.90	0.90	0.90
	バイオマスボイラ	0.76	0.79	0.80	0.80
	石炭ボイラ	0.76	0.79	0.80	0.80

用途	技術	2020年	2030年	2040年	2050年
給湯	電気ボイラ	0.90	0.90	0.90	0.90
	ガスボイラ	0.89	0.90	0.90	0.90
	石油ボイラ	0.89	0.90	0.90	0.90
	バイオマスボイラ	0.76	0.79	0.80	0.80
	石炭ボイラ	0.76	0.79	0.80	0.80

ヒートポンプ以外の設備費の想定(家庭用暖房、給湯)

用途	技術	設備費 [US\$/kW _{th}]
個別式暖房	電気ヒータ	116
	ガスヒータ	161
	石油ヒータ	161
	バイオマスヒータ	2012
	石炭ヒータ	2213

用途	技術	設備費 [US\$/kW _{th}]
集中式暖房	電気ヒータ	259
	ガスボイラ	161
	石油ボイラ	182
	バイオマスボイラ	2012
	石炭ボイラ	2213

用途	技術	設備費 [US\$/kW _{th}]
給湯	電気ボイラ	771
	ガスボイラ	95
	石油ボイラ	95
	バイオマスボイラ	73
	石炭ボイラ	81

家庭用冷房機器の想定

	効率	設備費 [US\$/kW _{th}]
低効率	2.0	889
中効率	4.5	912
高効率	5.5	914

✓ 冷房用と暖房用のヒートポンプは別オプションとしてモデル化している。

運輸部門

道路交通部門の輸送需要の想定：日本

	2020	2030	2040	2050	2100
旅客需要	830	801	735	665	532
乗用車(小型)	663	633	581	526	421
乗用車(大型)	141	134	123	112	89
バス	26	34	31	27	22
貨物需要	213	242	227	210	172
トラック(小型)	101	115	108	100	82
トラック(大型)	112	127	119	110	90

単位) 旅客 [billion person-km/yr]、貨物 [billion ton-km/yr]

- 旅客需要については、一人当たりGDPシナリオに基づき、一人当たり乗用車保有台数シナリオを想定し（保有台数が飽和するシグモイド関数を利用）、一台当たり走行距離は足下から変わらないとして、乗用車の輸送活動シナリオを作成。バスの輸送活動シナリオは、輸送モードの分担率に基づき想定
- 貨物需要については、一人当たりGDPシナリオに基づき、一人当たり貨物輸送サービス需要シナリオを想定し、トラックの輸送活動シナリオを作成
- 乗用車については、日本自動車工業会の世界自動車統計年報を参考に気筒容積が2,001cc以上を大型と区分した。トラックについては、IEA/SMP Model Documentation and Reference Case Projection (2004)等を参考に、小型と大型に区分した。
- 世界全体では、既往の文献(Yeh et al. 2017など)における推計と大きな差異がないことを確認している。

【参考】バッテリー価格の実績と将来見通し例

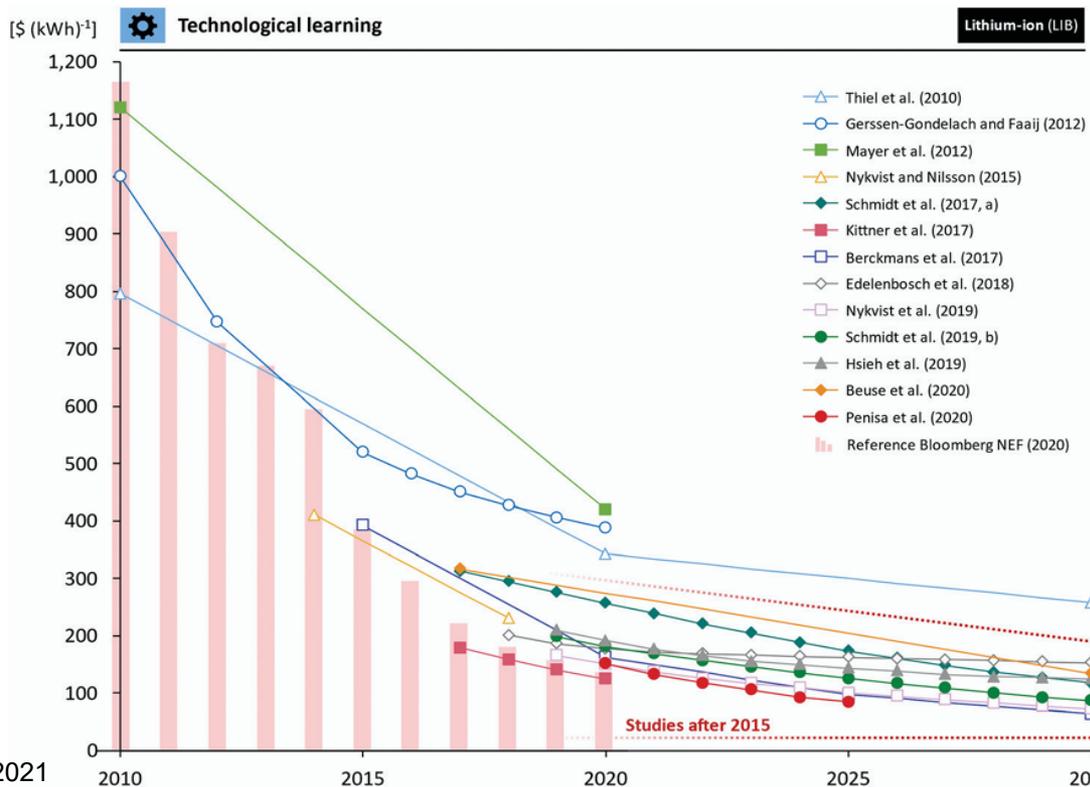


実績

Source: BloombergNEF. Historical prices have been updated to reflect real 2023 dollars. Weighted average survey value includes 303 data points from passenger cars, buses, commercial vehicles, and stationary storage.

出典) BloombergNEF, 2023

実績と将来見通し



出典) L. Mauler et al., Energy & Environmental Science, 2021

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

自動車車両コストの想定：大型乗用車

【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	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

【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	370	370	380	385
ハイブリッド車(ガソリン)	418	415	392	391
プラグインハイブリッド車(ガソリン)	521	471	404	397
純電気自動車(BEV)	622	520	407	400
燃料電池自動車(FCEV)	1046	748	467	402

単位) 万円/台

乗用車燃費の想定

小型乗用車

	2015	2020	2030	2050
在来型内燃自動車	12.7	13.0	13.5	14.1
ハイブリッド車(ガソリン)	31.0	32.2	34.9	36.3
プラグインハイブリッド車(ガソリン)	57.9	59.0	61.3	62.2
純電気自動車(BEV)	80.1	88.5	101.7	106.6
燃料電池自動車(FCEV)	41.3	43.9	49.6	55.0

単位) km/L(ガソリン等価換算)

大型乗用車

	2015	2020	2030	2050
在来型内燃自動車	10.8	11.0	11.4	11.9
ハイブリッド車(ガソリン)	20.6	21.5	23.3	24.2
プラグインハイブリッド車(ガソリン)	38.6	39.4	40.9	41.5
純電気自動車(BEV)	53.4	59.0	67.8	71.1
燃料電池自動車(FCEV)	27.6	29.3	33.1	36.7

単位) km/L(ガソリン等価換算)

自動車車両コストの想定：小型トラック

【標準の技術想定シナリオ】

	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)	520	482	429	414
純電気自動車(BEV)	933	924	843	761
燃料電池自動車(FCEV)	1793	1382	1105	829

単位) 万円/台

【EVコスト低減加速シナリオ】

	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	392	391
プラグインハイブリッド車(ガソリン)	520	471	404	397
純電気自動車(BEV)	933	855	629	615
燃料電池自動車(FCEV)	1793	1235	733	616

単位) 万円/台

自動車車両コストの想定：大型トラック

【標準の技術想定シナリオ】

	2015	2020	2030	2050
在来型内燃自動車	1295	1295	1330	1348
純電気自動車(BEV)	3070	2813	2071	2023
燃料電池自動車(FCEV)	5897	4062	2412	2027

単位) 万円/台

【EVコスト低減加速シナリオ】

	2015	2020	2030	2050
在来型内燃自動車	1295	1295	1330	1348
純電気自動車(BEV)	3070	3041	2772	2503
燃料電池自動車(FCEV)	5897	4546	3637	2728

単位) 万円/台

トラック燃費の想定

小型トラック

	2015	2020	2030	2050
在来型内燃自動車 (ディーゼル)	7.4	7.6	7.9	8.2
ハイブリッド車 (ディーゼル)	14.2	14.8	16.0	16.7
プラグインハイブリッド車 (ディーゼル)	24.7	25.2	26.0	26.4
純電気自動車(BEV)	32.0	35.4	40.7	42.6
燃料電池自動車(FCEV)	16.5	17.6	19.8	22.0

単位) km/L(ガソリン等価換算)

大型トラック

	2015	2020	2030	2050
在来型内燃自動車 (ディーゼル)	4.6	4.7	4.9	5.1
純電気自動車(BEV)	20.2	22.1	23.7	25.4
燃料電池自動車(FCEV)	10.3	11.0	12.4	13.8

単位) km/L(ガソリン等価換算)

II. Non-CO₂ GHG評価モデル

Non-CO2 GHGの排出削減ポテンシャルの推計

Non-CO2 GHG排出削減推計は、対策オプション別コストに関する、EPA(2019)のデータベースを利用。ベースライン排出からのNon-CO2 GHG削減ポテンシャルを、以下の近似式で推計。(割引率5%/yr、AR4-GWP100)。ただし、HFCシナリオについては、EPA2019では考慮されていないため、キガリ改正の排出目標を別途外生的に想定(次々頁)

Hyman et al. (2003)によるNon-CO2 GHG削減量の近似曲線
(時点別・地域別・セクター・ガス別) :

$$\text{Abatement}(\%) = 1 - \left(\frac{1}{\text{MAC}_{\text{GHG}}} \right)^{\sigma}$$

Abatement(%): ベースラインからの削減率、
MAC:限界削減費用(エネ起CO2と同レベル)、
σ: 削減パラメータ(EPA(2019)から推計)。

削減ポテンシャル推計式に必要なパラメータσを、EPA2019データベース(*1)から回帰分析により推計
(時点別(*2) × 地域別(*3) × セクター別(*4))

*1: MACは、5,10,...,500, 1000\$/tCO2の10レベル

*2: 8時点(2015~2050; 5年間隔)。2015年値はUNFCCC実績値排出量と概ね整合的(ただし、2015年・米国値など、不整合な地域もある)。

*3: EPA2019のSummary表の各国別データを、DNE21+の54地域別に集計。

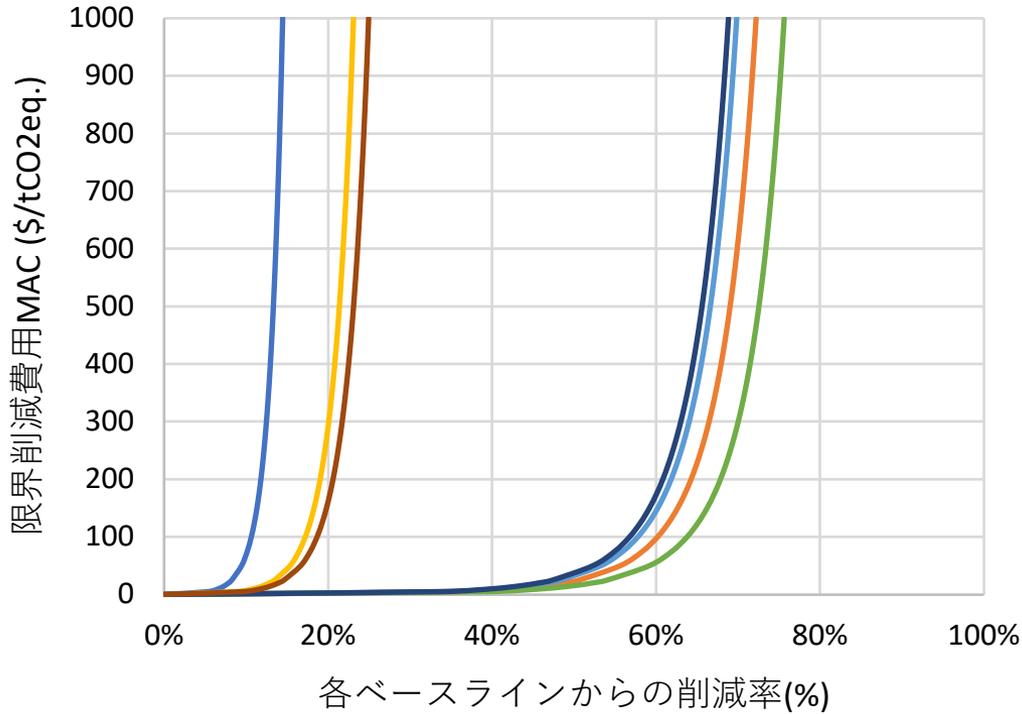
*4: 以下のセクター・ガス種に集約。農業[CH4・N2O]、産業プロセス1[HFCs]、産業プロセス2[PFCs]、産業プロセス3[SF6]、産業プロセス4[N2O]、石炭[CH4]、石油ガス[CH4]、その他[CH4・N2O合計]

文献:

[1] Hyman et al. (2003), Modeling non-CO2 greenhouse gas abatement, Environmental Modeling & Assessment volume 8, pp.175–186

[2] US-EPA(2019), Global Non-CO2 Greenhouse Gas Emission Projections & Mitigation Potential: 2015-2050

セクター別・ガス種別のNon-CO2-GHG排出削減費用曲線： 日本、2040年

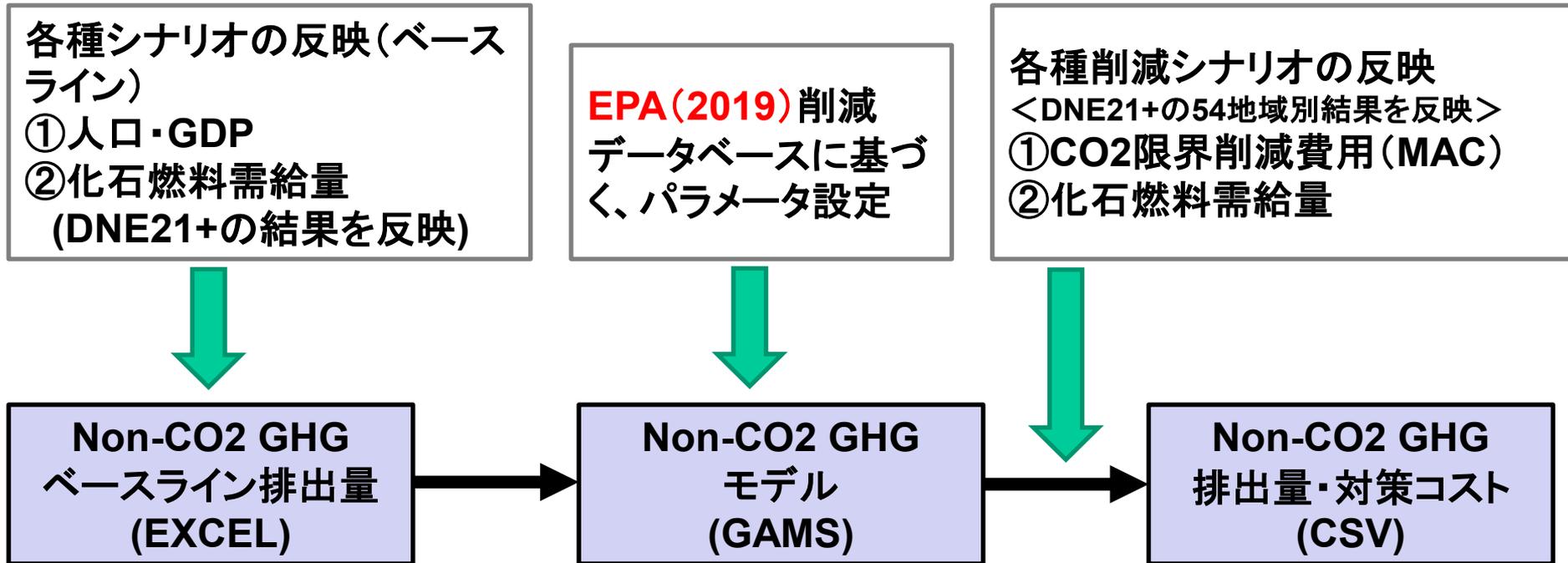


- Agriculture-CH4,N2O
- Industrial Process-N2O
- Industrial Process-PFCs
- Industrial Process-SF6
- Coal-CH4
- Oil & Gas-CH4
- Others-CH4,N2O

2040年・日本の削減パラメータσの想定 (EPA2019より推計)

セクター	ガス種	2040年	2050年
Agriculture	CH4	0.02	0.02
	N2O	0.02	0.02
Industrial Process	N2O	0.16	0.16
	PFCs	0.03	0.03
	SF6	0.15	0.14
Coal	CH4	0.17	0.17
Oil & Gas	CH4	0.14	0.18
Others	CH4	0.04	0.04
	N2O	0.04	0.03

Non-CO₂GHG排出量・削減量推計モデルの構造



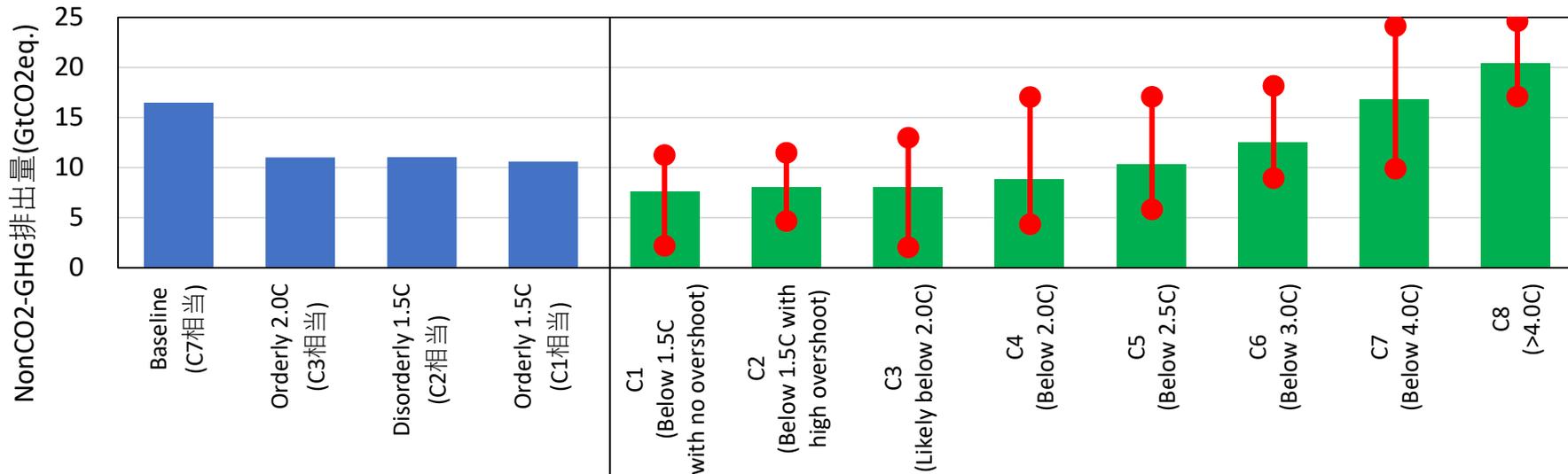
※ HFCは、キガリ改正の排出目標に従い、
外生的に想定(次頁参照)

HFC: キガリ改正による排出削減目標の想定(外生)

HFCについては、モントリオール議定書キガリ改正で合意されている排出削減を外生的に想定

	削減目標の基準年	2030	2040	2050
日本・先進国	2011-2013年	▲80%	▲85%	▲85%
中東・インド・パキスタン	2025年	-	▲20%	▲85%
その他途上国	2020年	▲10%	▲50%	▲80%

2050年



RITE Non-CO2 GHGモデル (EPA2019ベース)
 [キガリ改正目標は未考慮]

IPCC-AR6

AR6 Scenario Explorer and Database(ver1.0)より作成。
 グラフは、データベースの平均値を表す。
 エラーバーの上限・下限は、最大値・最小値を表す。
 *C1,C2,C3の最上位値は、米GCAM。
 (C4の上位値は、米GCAMや米MIT-EPPA。)
 **C1,C2,C3の最下位値は、EC-POLES (Non-CO2推計に関しては、農業部門はIIASAモデル(比較的楽観的な結果を示す)、産業・エネルギー部門はEPA分析に基づく)。

⇒ RITE Non-CO2 GHGモデル(EPA2019ベース)の結果は、米GCAMの結果に近い。

III. 世界バイオエネルギー・土地利用 分析モデルGLaW

RITEの土地利用、バイオマス評価：推計の概要

温暖化対策評価モデル (DNE21+)

◆ エネルギー技術・CO₂削減技術のシステムのコスト評価 (エネルギーシステム総コスト最小化)

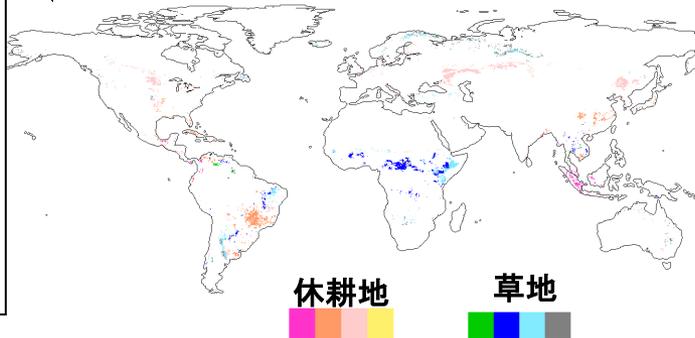
- エネルギー供給部門
- エネルギー需要部門
- CO₂回収貯留
- **土地利用**
 - バイオエネルギー生産
 - 炭素固定用植林 (エネルギー利用も可)

* 最適な導入量をDNE21+で分析

残渣系バイオマス
ポテンシャル

・気候変動推計
・単収シナリオ
(単収向上余地の推計)

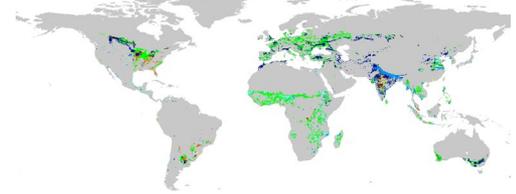
エネルギー作物生産(サウキビ、トウモロシ、パーム
オイル、セルロース系バイオマス)・植林用の潜在地



農業土地利用・水資源評価モデル (GLaW)

※ 水資源評価部分は未記載

- 食料消費量(食品種別)
- 食料用作物必要生産量(作物別)
- 食用作物生産性推計(グリッド別)
- 食用作物生産必要地(グリッド別)



- エネルギー作物生産・植林用の潜在地(グリッド別)
- 食用作物生産土地利用変化に伴うCO₂排出

エネルギー作物生産・
炭素固定森林面積

食料アクセス評価 モジュール

穀物生産量・輸出入量、
食用作物生産面積、
食料消費量

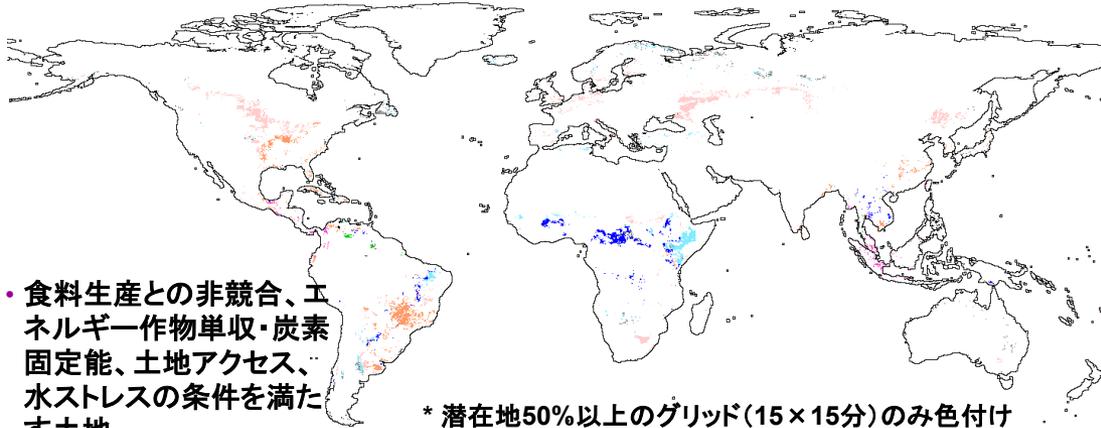
緩和策によるGDPロス (DNE21+と
ハーモナイズしたDNE21で推計)

- CO₂排出制約下での食料価格
- 食料アクセス指標: 食料消費額 / GDP

ベースラインの穀物価格
(国際価格、地域生産価格)

RITEの土地利用、バイオマス評価：セルロース系エネルギー作物生産・植林の潜在的利用可能地

潜在的利用可能地分布 (SSP2-Baseline、2030年)



余剰耕地 草地

- カテゴリ 1
- カテゴリ 2
- カテゴリ 3
- カテゴリ 4

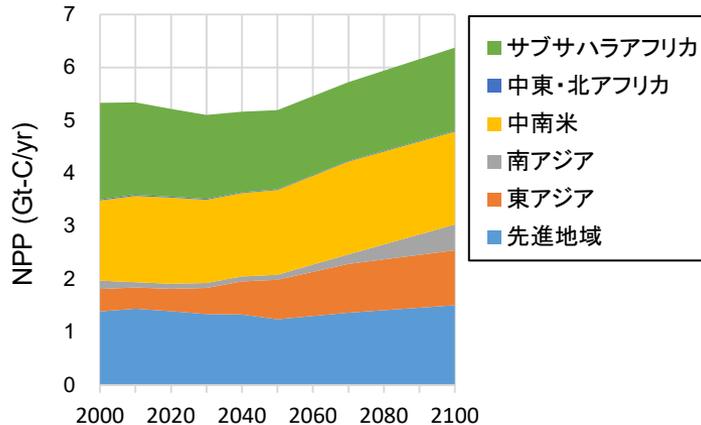
	NPP [g-C m ⁻² yr ⁻¹]	土地アクセス(グリッド毎の人口密度から想定し輸送コストに反映)
カテゴリ1	1,000 ≤	良(輸送距離: 50 km程度)
カテゴリ2	600 ~ 1,000	
カテゴリ3	300 ~ 600	
カテゴリ4	300 ≤	やや悪い(100km程度)

・食料生産との非競合、エネルギー作物単収・炭素固定能、土地アクセス、水ストレスの条件を満たす土地

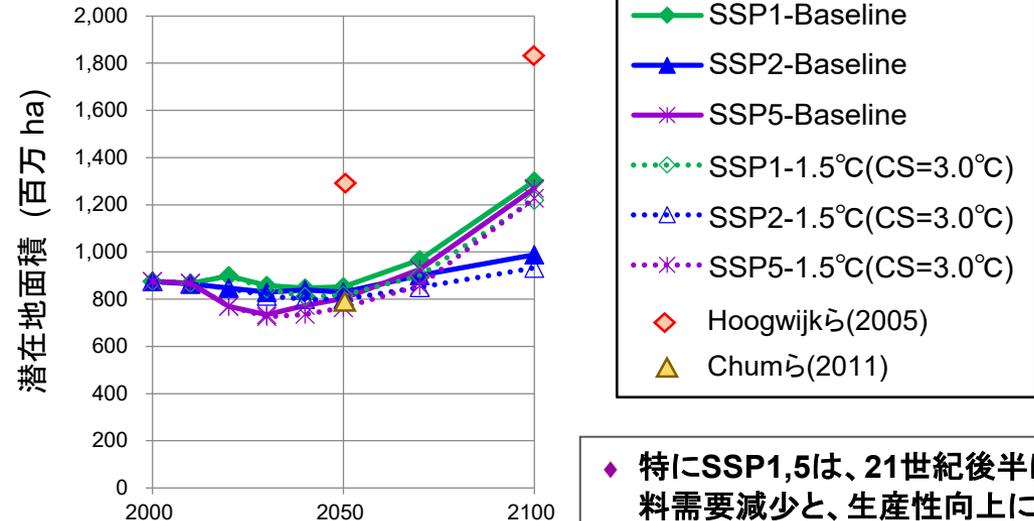
* 潜在地50%以上のグリッド(15×15分)のみ色付け

潜在的利用可能地における

NPP (SSP2-Baseline)



潜在地面積 (SSP1,2,5)



◆ 特にSSP1,5は、21世紀後半に、食料需要減少と、生産性向上に伴い余剰耕地が増大し、潜在地増大。

参考：陸域 biome NPP
59.9~62.6 GtC/yr (IPCC WG1 TAR Table 3.2)

森林吸収量に係る算定方法の改善方向について(中間とりまとめ)

林野庁では、政府が毎年報告する森林吸収量の算定方法を改善するため、有識者7名からなる検討会を設けて議論。今般、同検討会の「中間とりまとめ」を公表。

中間とりまとめのポイント

- 森林吸収量の算定に関して、**主に林業目的で植えられた樹種ごとに作成された成長モデルを利用して推計する方法を採用**。この方法は、京都議定書が採択された当時のデータ整備の水準や知見等を踏まえたものであるが、**高齢級人工林や天然林において、森林蓄積の推定に誤差が出やすいなどの課題**。
- 林野庁では、全国約1.5万点の固定調査点を5年周期で一巡し、**全ての立木を測定する標本調査(NFI)を継続的に実施**。実測データの集積を図るとともに、第三者機関によるデータ品質の管理・保証を通じた統計的信頼性の向上等に取り組み。この結果、**NFI調査の時系列データを比較することで森林蓄積の増加量を直接推定することがようやく可能に**。
- このため、森林吸収量の算定方法について、炭素動態の実態をよりの確に反映できるよう、国際的な標準に合わせ、**NFI調査データを活用した直接推定方法へ見直すことが適当**。
- 新たな算定方法は、2025年度分の森林吸収量の算定から適用可能となるよう詳細を検討。

出典) 林野庁、2024年11月29日

	2030年	2035年	2040年
政府森林吸収量見通し	3800万トン	8000万トン	7200万トン



基準シナリオのモデル推計値と本政府推計の差は、本モデルで考慮できていない既存森林の吸収量と考え、その差分を外生シナリオとして想定。2050年以降は2040年の差分が固定と想定

IV. 世界エネルギー・経済分析モデル

DEARS

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関連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)

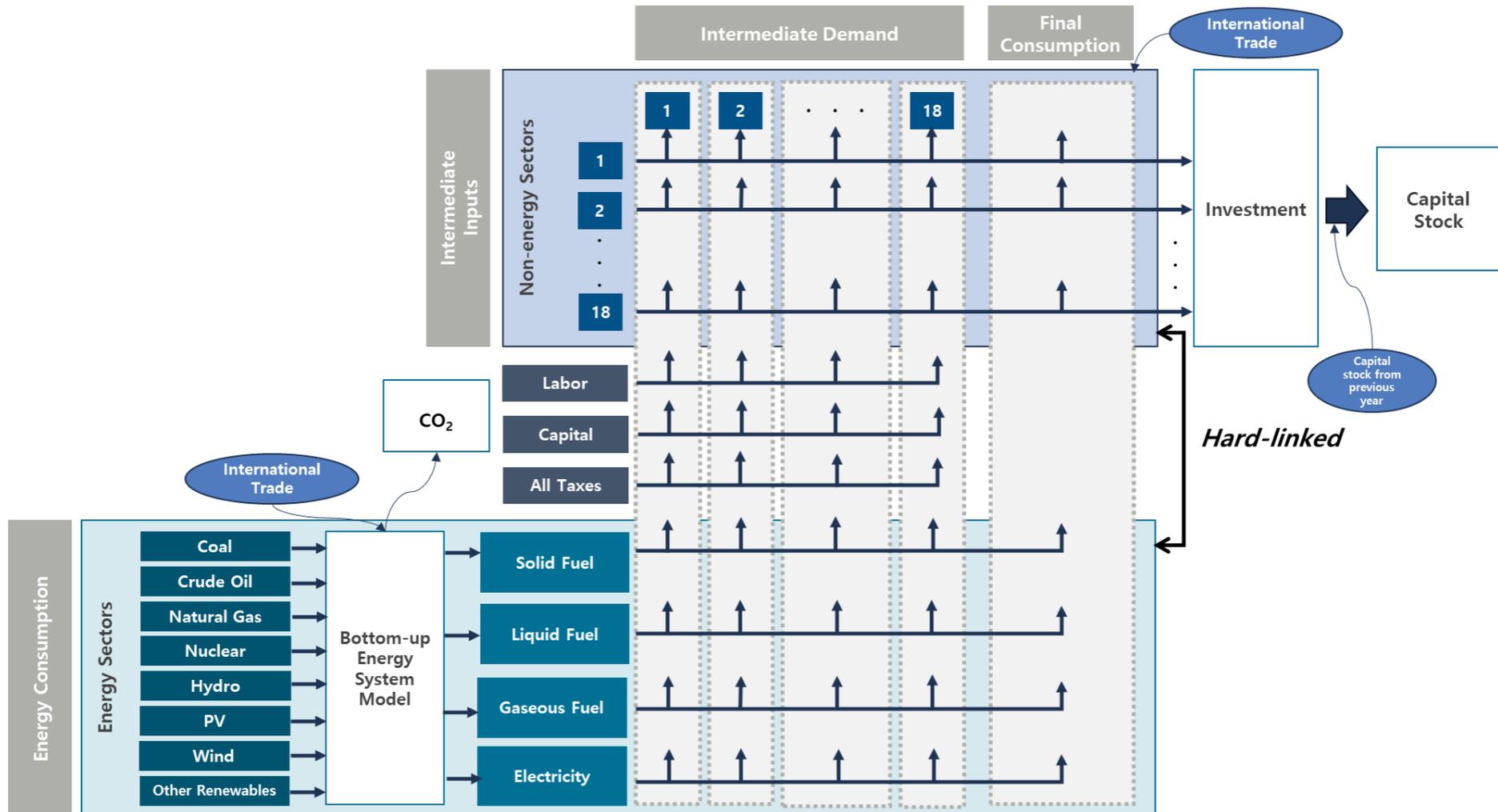
政府のエネルギー・環境会議選択肢の経済分析等にも活用された。

- 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

世界エネルギー経済モデルDEARSの構造

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

経済システム(国際産業連関表)とエネルギーシステムの統合



付録：DNE21+モデル分析に関する 査読論文例

- K. Akimoto, M. Nagashima, F. Sano, T. Ando, Gaps between costs and potentials estimated by bottom-up assessments versus integrated assessment models, *Energy Strategy Reviews*, 55, 101521, 2024.
- K. Akimoto, Assessment of road transportation measures for global net-zero emissions considering comprehensive energy systems, *IATSS Research*, 47(2), 196-203, 2023.
- K. Akimoto, F. Sano, T. Homma, M. Nagashima, N. Onishi, Analysis of the 2030 emissions reduction targets of the previous and current nationally determined contributions of Japan, and a comparison between countries using energy-technology and energy-economic models, *Asia-Pacific Sustainable Development Journal*, 30(1), 2023.
- K. Akimoto, F. Sano, Y. Nakano, Assessment of comprehensive energy systems for achieving carbon neutrality in road transport, *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 112, 103487, 2022.
- Y. Nakano, F. Sano, K. Akimoto, Impacts of decarbonization technologies in air transport on the global energy system, *Transportation Research Part D*, 110, 103417, 2022.
- F. Leblanc, R. Bibas, S. Mima, M. Muratori, S. Sakamoto, F. Sano, N. Bauer, V. Daioglou, S. Fujimori, M. J. Gidden, E. Kato, S. K Rose, J. Tsutsui, D. P. Van Vuuren, J. Weyant, M. Wise, The contribution of bioenergy to the decarbonization of transport: a multi-model assessment, *Climatic Change*, 170, 2022.
- K. Akimoto, F. Sano, J. Oda, Impacts of ride and car-sharing associated with fully autonomous cars on global energy consumptions and carbon dioxide emissions, *Technological Forecasting and Social Change*, 174, 121311, 2022.
- K. Akimoto, F. Sano, J. Oda, H. Kanaboshi, Y. Nakano, Climate change mitigation measures for global net-zero emissions and the roles of CO2 capture and utilization and direct air capture, *Energy and Climate Change*, 2, 100057, .2021.
- M. Harmse, E. Kriegler, D. Vuuren, K. Wijnst, G. Luderer, R. Cui, O. Dessens, L. Drouet, J. Emmerling, J. Morris, F. Fosse, D. Fragkiadakis, K. Fragkiadakis, P. Fragkos, O. Fricko, S. Fujimori, D. Gernaat, C. Guivarch, G. Iyer, P. Karkatsoulis, I. K. Kimon, Keramidas, A. Koberle, P. Kolp, V. Krey, Christoph Kruger, F. Leblanc, S. Mittal, S. Paltsev, P. Rochedo, B. Ruijven, R. Sands, F. Sano, J. Streffer, E. Arroyo, K. Wada, B. Zakeri, Integrated assessment model diagnostics: key indicators and model evolution, *ENVIRONMENTAL RESEARCH LETTERS*, 16(5), .2021.
- H. Kanaboshi, F. Sano, J. Oda, K. Akimoto, N. Onishi, Cost-efficient measures in the oil refinery and petrochemical sectors for the reduction of CO2 emissions under the Paris Agreement and air pollution under the MARPOL Convention, *Energy and Climate Change*, 2, 100027, 2021.
- 佐野史典、永田敬博、秋元圭吾、長期的な脱炭素社会を目指したシナリオ下での水素とメタネーションの役割の分析、*エネルギー・資源*、42(1), 2021.
- V. Daioglou, S. K. Rose, N. Bauer, A. Kitous, M. Muratori, F. Sano, S. Fujimori, M. J. Gidden, E. Kato, K. Keramidas, D. Klein, F. Leblanc, J. Tsutsui, M. Wise, D. P. van Vuuren, Bioenergy technologies in long-run climate change mitigation: results from the EMF-33 study, *Climatic Change*, 163, 1603-1620, 2020.
- M. Harmsen, O. Fricko, J. Hilaire, D. van Vuuren, L. Drouet, O. D.-Lasserve, S. Fujimori, K. Keramidas, Z. Klimont, G. Luderer, L. A. Reis, K. Riahi, F. Sano, S. Smith, Taking some heat off the NDCs? The limited potential of additional short-lived climate forcers' mitigation, *Climatic Change*, 163, 1443-1461, .2020.
- N. Bauer, S. K. Rose, S. Fujimori, D. P. van Vuuren, J. Weyant, M. Wise, Y. Cui, V. Daioglou, M. J. Gidden, E. Kato, A. Kitous, F. Leblanc, R. Sands, F. Sano, J. Streffer, J. Tsutsui, R. Bibas, O. Fricko, T. Hasegawa, D. Klein, A. Kurosawa, S. Mima, M. Muratori, Global energy sector emission reductions and bioenergy use: overview of the bioenergy demand phase of the EMF-33 model comparison, *Climatic Change*, 163, 1553-1568, .2020.
- R. Schaeffer, A. Köberle, H. L. van Soest, C. Bertram, G. Luderer, K. Riahi, V. Krey, D. P. van Vuuren, E. Kriegler, S. Fujimori, W. Chen, C. He, Z. Vrontisi, S. Vishwanathan, A. Garg, R. Mathur, S. Shekhar, K. Oshiro, F. Ueckerdt, G. Safonov, G. Iyer, K. Gi, V. Potashnikov, Comparing transformation pathways across major economies, *Climatic Change*, 162, 1787-1803, .2020.
- 永田敬博、佐野史典、秋元圭吾、世界および日本における中長期温暖化対策としての天然ガスの貢献に関する分析、*エネルギー・資源*、41(5), 2020.

- M. Roelfsema, H. van Soest, M. Harmsen, D. van Vuuren, C. Bertram, M. den Elzen, N. Höhne, G. Jacobuta, V. Krey, E. Kriegler, G. Luderer, K. Riahi, F. Ueckerdt, J. Despres, L. Drouet, J. Emmerling, S. Frank, O. Fricko, M. Gidden, F. Humpenöder, D. Huppmann, S. Fujimori, K. Fragkiadakis, K. Gi, et al., Taking stock of national climate policies to evaluate implementation of the Paris Agreement, *Nature Communications*, 2096, 2020.
- K. Gi, F. Sano, K. Akimoto, R. Hiwatari, K. Tobita, Potential contribution of fusion power generation to low-carbon development under the Paris Agreement and associated uncertainties, *Energy Strategy Reviews*, 27, 2020.
- 魏啓為、佐野史典、秋元圭吾、日渡良爾、飛田健次、核融合開発ロードマップを反映した世界エネルギーシステムモデルによる日本の長期エネルギーシステム分析、*エネルギー・資源*、40(5)、170-179、2019.
- M. Sugiyama, S. Fujimori, K. Wada, S. Endo, Y. Fujii, R. Komiyama, E. Kato, A. Kurosawa, Y. Matsuo, K. Oshiro, F. Sano, H. Shiraki, Japan's long-term climate mitigation policy: Multi-model assessment and sectoral challenges, *Energy*, 167, 1120-1131, 2019.
- K. Akimoto, F. Sano, T. Tomoda, GHG emission pathways until 2300 for the 1.5 °C temperature rise target and the mitigation costs achieving the pathways, *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 23(6), 2018.
- D. L. McCollum, C. Wilson, M. Bevione, S. Carrara, O. Y. Edelenbosch, J. Emmerling, C. Guivarch, P. Karkatsoulis, I. Keppo, V. Krey, Z. Lin, E. O Broin, L. Paroussos, H. Pettifor, K. Ramea, K. Riahi, F. Sano, B. S. Rodrigues, D. P. van Vuuren, Interaction of consumer preferences and climate policies in the global transition to low-carbon vehicles, *Nature Energy*, 3, 664-673, 2018.
- 魏啓為、佐野史典、本間隆嗣、小田潤一郎、林礼美、秋元圭吾、現行の気候・エネルギー政策および国別貢献による世界全体のエネルギー起源CO2排出削減とエネルギーシステムの評価、*日本エネルギー学会誌* 6月号、2018
- K. Gi, F. Sano, A. Hayashi, T. Tomoda, K. Akimoto, A global analysis of residential heating and cooling service demand and cost-effective energy consumption under different climate change scenarios up to 2050, *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 23(1), 51-79, 2018.
- D. Victor, K. Akimoto, D. Cullenward, C. Hepburn, Y. Kaya, M. Yamaguchi, Prove Paris was more than paper promises, *Nature*, 548, 25-27, 2017.
- H. L. van Soest, L. A. Reis, L. Drouet, D. P. van Vuuren, M. G.J. den Elzen, M. Tavoni, K. Akimoto, K. V. Calvin, P. Fragkos, A. Kitous, G. Luderer, K. Riahi, Low-emission pathways in 11 major economies: comparison of cost-optimal pathways and Paris climate proposals, *Climatic Change*, 142(3), 491-504, 2017.
- K. Akimoto, F. Sano, B. Shoai Tehrani, The analyses on the economic costs for achieving the nationally determined contributions and the expected global emission pathways, *Evolutionary and Institutional Economics Review*, 14(1), 193-206, 2017.
- O.Y. Edelenbosch, K. Kermeli, W. Crijns-Graus, E. Worrell, R. Bibas, B. Fais, S. Fujimori, P. Kyle, F. Sano, D.P. van Vuuren, Comparing projections of industrial energy demand and greenhouse gas emissions in long-term energy models, *Energy*, 122, 701-710, 2017.
- 秋元圭吾、佐野史典、パリ協定2°C目標から見た我が国の2050年排出削減目標に関する分析、*エネルギー・資源*、38(1)、2017.
- J. Aldy, B. Pizer, M. Tavoni, L.A. Reis, K. Akimoto, G. Blanford, C. Carraro, L.E. Clarke, J. Edmonds, G.C. Iyer, H.C. McJeon, R. Richels, S. Rose, F. Sano, Economic tools to promote transparency and comparability in the Paris Agreement, *Nature Climate Change*, 6, 1000-1004, 2016.
- Y. Kaya, M. Yamaguchi, K. Akimoto, (The uncertainty of climate sensitivity and its implication for the Paris negotiation, *Sustainability Science*, 11(3), 515-518, 2016.
- 佐野史典、秋元圭吾、本間隆嗣、徳重功子、日本の2030年温室効果ガス排出削減目標の評価、*エネルギー・資源*、37(1)、2016.
- E. Kriegler, K. Riahi, N. Bauer, V. J. Schwanitz, N. Peterman, V. Bosetti, A. Marcucci, S. Otto, L. Paroussos, S. Rao-Skirbekk, T. A. Curras, S. Ashina, J. Bollen, J. Eom, M. Hamdi-Cherif, T. Longden, A. Kitous, A. Mejean, F. Sano, M. Schaeffer, K. Wada, et al., A short note on integrated assessment modeling approaches: Rejoinder to the review of "Making or breaking climate targets - The AMPERE study on staged accession scenarios for climate policy", *Technological Forecasting & Social Change*, 99, 273-276, 2015.

- F. Sano, K. Wada, K. Akimoto, J. Oda, Assessments of GHG emission reduction scenarios of different levels and different short-term pledges through macro- and sectoral decomposition analyses, *Technological Forecasting & Social Change*, 90, Part A, 153-165, 2015.
- E. Kriegler, K. Riahi, N. Bauer, V. J. Schwanitz, N. Petermann, V. Bosetti, A. Marcucci, S. Otto, L. Paroussos, S. Rao, T. Arroyo-Currás, S. Ashina, J. Bollen, J. Eom, M. Hamdi-Cherif, T. Longden, A. Kitous, A. Méjean, F. Sano, M. Schaeffer, Making or breaking climate targets: The AMPERE study on staged accession scenarios for climate policy, *Technological Forecasting & Social Change*, 90, Part A, 24-44, 2015.
- E. Kriegler, N. Petermann, V. Krey, V. J. Schwanitz, G. Luderer, S. Ashina, V. Bosetti, J. Eom, A. Kitous, A. Méjean, L. Paroussos, F. Sano, et al., Diagnostic indicators for integrated assessment models of climate policy, *Technological Forecasting & Social Change*, 90, Part A, 45-61, 2015.
- N. Bauer, V. Bosetti, M. Hamdi-Cherif, A. Kitous, D. McCollum, A. Méjean, S. Rao, H. Turton, L. Paroussos, S. Ashina, K. Calvin, K. Wada, D. van Vuuren, CO2 emission mitigation and fossil fuel markets: Dynamic and international aspects of climate policies, *Technological Forecasting & Social Change*, 90, Part A, 243-256, 2015.
- K. Riahi, E. Kriegler, N. Johnson, C. Bertram, M. den Elzen, J. Eom, M. Schaeffer, J. Edmonds, M. Isaac, V. Krey, T. Longdon, G. Luderer, A. Méjean, D. L. McCollum, S. Mima, H. Turton, D. P. van Vuuren, K. Wada, V. Bosetti, P. Capros, Locked into Copenhagen pledges - Implications of short-term emissions targets for the cost and feasibility of long-term climate goals, *Technological Forecasting & Social Change*, 90, Part A, 8-23, 2015.
- F. Sano, K. Akimoto, K. Wada, Impacts of different diffusion scenarios for mitigation technology options and of model representations regarding renewables intermittency on evaluations of CO2 emissions reductions, *Climatic Change*, 123(3-4), 665-676, 2014.
- G. Luderer, V. Krey, K. Calvin, J. Merrick, S. Mima, R. Pietzcker, J. Van Vliet, K. Wada, The role of renewable energy in climate stabilization: results from the EMF27 scenarios, *Climatic Change*, 123(3-4), 427-441, 2014.
- K. Akimoto, T. Homma, F. Sano, M. Nagashima, K. Tokushige, T. Tomoda, Assessment of the emission reduction target of halving CO2 emissions by 2050: macro-factors analysis and model analysis under newly developed socio-economic scenarios, *Energy Strategy Reviews*, 2(3-4), 246-256, 2014.
- K. Akimoto, K. Wada, F. Sano, A. Hayashi, T. Homma, J. Oda, M. Nagashima, K. Tokushige, T. Tomoda, Consistent assessments of pathways toward sustainable development and climate stabilization, *Natural Resources Forum*, 36(4), 231-244, 2012.
- K. Akimoto, F. Sano, T. Homma, K. Wada, M. Nagashima, J. Oda, Comparison of marginal abatement cost curves for 2020 and 2030: longer perspectives for effective global GHG emission reductions, *Sustainability Science*, 7(2), 157-168, 2012.
- K. Wada, K. Akimoto, F. Sano, J. Oda, T. Homma, Energy-efficiency opportunities in the residential sector and their feasibility, *Energy*, 48(1), -8, 2012.
- K. Wada, F. Sano, K. Akimoto, T. Homma, K. Tokushige, M. Nagashima, T. Tomoda, Assessment of Copenhagen Pledges with Long-term Implications, *Energy Economics*, 34(3), S481-S486, 2012.
- K. Akimoto, F. Sano, T. Homma, J. Oda, M. Nagashima, M. Kii, Estimates of GHG emission reduction potential by country, sector, and cost, *Energy Policy*, Vol. 38,(7), 3384-3393, 2010.
- K. Akimoto, F. Sano, J. Oda, T. Homma, U.K. Rout, T. Tomoda, Global Emission Reductions through a Sectoral Intensity Target Scheme, *Climate Policy*, 8, S46-S59, 2008.
- K. Akimoto, M. Takagi, T. Tomoda, Economic Evaluation of the Geological Storage of CO2 Considering the Scale of Economy, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1(2), 271-279, 2007.
- F. Sano, K. Akimoto, T. Homma, T. Tomoda, Analysis of Technological Portfolios for CO2 Stabilizations and Effects Technological Changes. *The Energy Journal*, 27, Special Issue, 141-161, 2006.
- K. Akimoto, T. Tomoda, A High Productivity and Flexibility Modeling Methodology for Energy and Environment Systems, *Journal of the Operations Research Society of Japan*, 48(1), 9-23, 2005.