



デロイト・トーマツコンサルティング合同会社

濱崎博、大屋昌士、大久保辰哉、Lee HyoJae

2025年06月25日

1 背景

1	背景
2	前提条件
3	試算結果
4	これまでの検討経緯

2050年CNを前提として原子力や再エネ、蓄電技術、火力の導入見通しを検討した

The diagram illustrates the energy flow from primary supply to final consumption, categorized by three discussion sessions (第8回検討会, 第8回検討会, 第9回検討会) and three infrastructure types (電力インフラ, 水素インフラ, 化石燃料インフラ).

Primary Energy Supply (一次エネ供給):

- 第9回検討会:** 化石燃料 (Fossil Fuels)
- 第8回検討会:** 輸入水素 (Imported Hydrogen)
- 第8回検討会:** 国内再エネ (Domestic Renewable Energy)
- 第8回検討会:** 原子力 (Nuclear)

Use of Energy (用途内訳):

- 第9回検討会:** 化石燃料 (Fossil Fuels), 電力 (Electricity), 発電ロス (Generation Loss)
- 第8回検討会:** 水素 (Hydrogen), 電力 (Electricity), 発電ロス (Generation Loss)
- 第8回検討会:** 電力 (Electricity)
- 第8回検討会:** 電力 (Electricity)

Infrastructure (インフラ):

- 電力インフラ (Electricity Infrastructure):** 火力の脱炭素化の見通しを検討 (Review prospects for decarbonization of thermal power), 蓄電池 (Batteries), 揚水 (Pumped storage), 水電解 (Water electrolysis), 再エネの導入見通しを検討 (Review prospects for introduction of renewable energy), 原子力の導入見通しを検討 (Review prospects for introduction of nuclear), DAC (Direct Air Capture), CCS (Carbon Capture and Storage).
- 水素インフラ (Hydrogen Infrastructure):** 蓄電技術の導入見通しを検討 (Review prospects for introduction of energy storage technology).
- 化石燃料インフラ (Fossil Fuel Infrastructure):** (No specific infrastructure details shown).

Final Energy Consumption (最終エネ消費):

- 第9回検討会:** 電力 (Electricity)
- 第8回検討会:** 水素 (Hydrogen), 化石燃料 (Fossil Fuels)
- 第8回検討会:** 電力 (Electricity), 水素 (Hydrogen), 化石燃料 (Fossil Fuels)
- 第8回検討会:** 電力 (Electricity), 水素 (Hydrogen), 化石燃料 (Fossil Fuels)

End Use (最終用途):

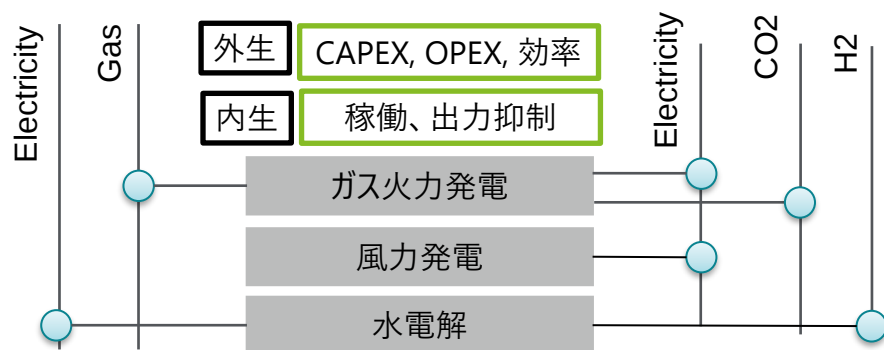
- 第9回検討会:** 産業 (Industry)
- 第8回検討会:** 民生 (Household)
- 第8回検討会:** 運輸 (Transportation)

【モデル概要】

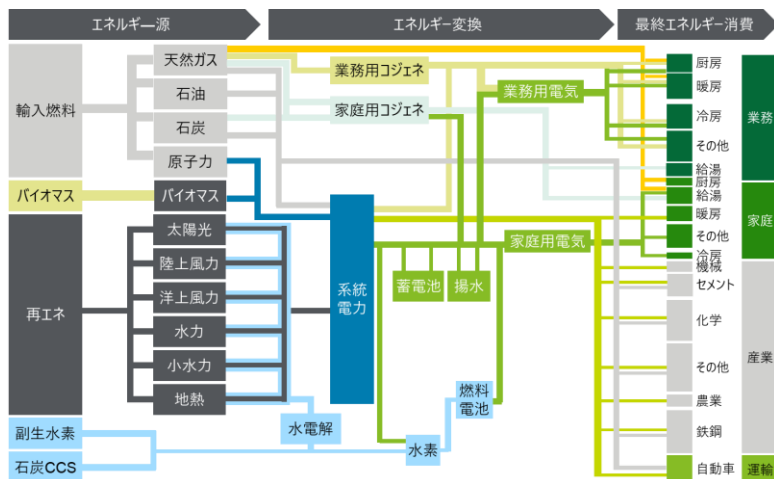
日本を高地域粒度で表現したモデルで将来のエネルギー需給の推計を行う

モデル概要

技術とコモディティーの組み合わせ



エネルギーを一つのシステムとして再現



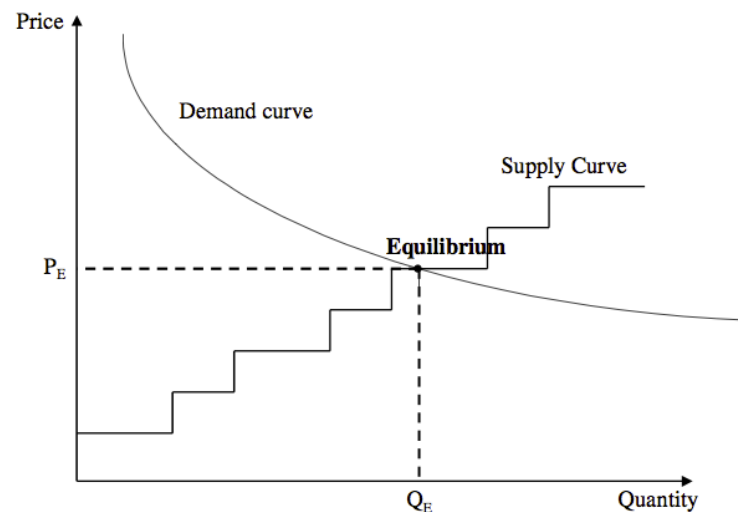
シナリオを与え将来のエネルギーシステムを推計

カーボンニュートラルが達成されるかどうか

CCSがどの程度利用できるのか

再生可能エネルギーの価格はどこまで下がるのか

⋮



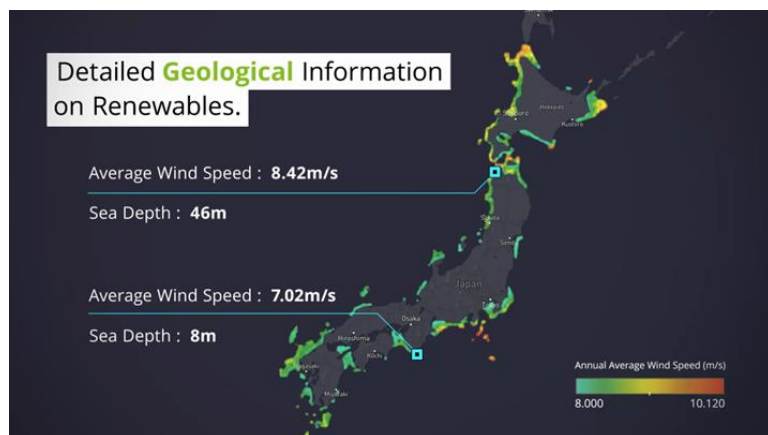
【モデル概要】

変電所単位での再エネポテンシャルに加え、多様な柔軟性メカニズムをモデルに反映した

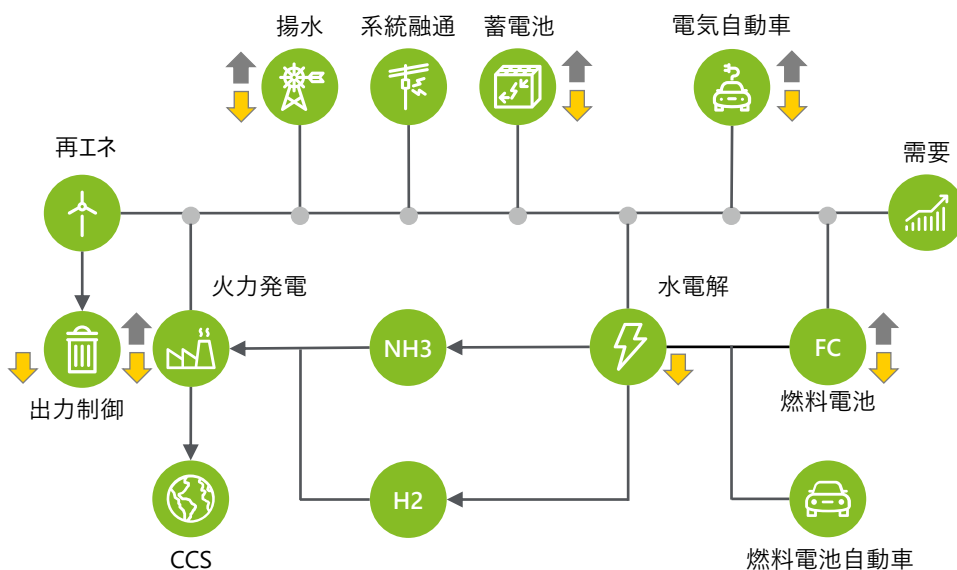
モデル概要

GIS再エネポテンシャル情報の反映

例) 風速/水深の分布



柔軟性メカニズムの反映



↑ 発電 (上げ調整)
↓ 充電 (下げ調整)

2 前提条件

1	背景
2	前提条件
3	試算結果
4	これまでの検討経緯

【前提条件 | シナリオの考え方】

2050年カーボンニュートラルを前提として将来のエネルギー需給を推計する

前提条件 | シナリオの考え方

- 2050年カーボンニュートラルを前提とし、電力需要の大小によって以下のケースをシミュレーションした
 - 電力需要 小ケース | 2040年：約9,000億kWh、2050年約9,500億kWh（供給力 小ケース）
 - 電力需要 中ケース | 2040年：約1,0000億kWh、2050年約11,500億kWh（供給力 中ケース）
 - 電力需要 大ケース | 2040年：約1,1000億kWh、2050年約12,500億kWh（供給力 大ケース）

シナリオ名	シミュレーション条件					
	CO2削減目標*1 (2013年比)	CCS貯留量*2	原子力	水素輸入量	蓄電技術等	
					揚水*3	蓄電池
電力需要 小 (供給力 小)	2030年： 46%削減	2030年： 0.13億トンを上限	2050年：23 GW	輸入量 上限なし 価格 2030年：約51円/Nm3 2050年：約37円/Nm3	停止率：7.7%	コスト最小化のもと 導入量を内生計算
電力需要 中 (供給力 中)			2050年：33 GW		停止率：17.6%	
電力需要 大 (供給力 大)	2050年： カーボンニュートラル	2050年： 1.80億トンを上限	2050年：37 GW		停止率：30.4%	

*1 CO2削減目標は鉄道や船舶、航空を除くエネルギー起源の排出源を対象

*2 モデル上、国内貯留と海外貯留を明示的に区別していない

*3 再エネの導入拡大が進むにつれて揚水発電所の点検等による停止頻度が増加すると想定

【前提条件 | 電源】

CO2削減目標や再エネ情報、系統情報等を入力して将来のエネルギー需給を推計する

前提条件 | 電源

分類		前提条件	参照元
CO2	削減目標	■ 2030年：46%削減（2013年比） ■ 2050年：カーボンニュートラル（森林吸収等によるCO2吸収を考慮）	■ 環境省「2021年度の温室効果ガス排出・吸収量について」 ■ 環境省「地球温暖化対策計画」（2021年10月）
	CCS貯留量	■ 2030年：0.13億トンを上限 ■ 2050年：1.80億トンを上限 ■ 回収および貯留を含めて約20000円/t-CO2の追加コストがかかると想定	■ JOGMEC「先進的CCS事業の実施に係る調査」に選定した案件の概要（2023） ■ 経済産業省「CCS長期ロードマップ検討会 最終とりまとめ」 ■ RITE「CCSバリューチェーンコスト」
再エネ導入可能量		■ CO2削減目標に合わせてコスト最小化計算	■ 環境省や経済産業省の日射量・風況データに基づく
再エネコスト	住宅太陽光	■ 2030年以降：20.1～26.8万円/kW（発電コスト約9.8円/kWh）	■ 経済産業省 資源エネルギー庁 発電コスト検証WG（令和3年4月）
	非住宅太陽光	■ 2030年以降：13.7～21.1万円/kW（発電コスト約7.3円/kWh）	
	洋上風力	■ 2030年以降：40.2～59.4万円/kW（発電コスト約10.0円/kWh）	
	陸上風力	■ 2030年以降：14.0～38.0万円/kW（発電コスト約5.2円/kWh）	
火力 + CCS		■ 現在稼働中（および計画済）のものは経年45年で廃止されると想定 ■ CCS石炭火力、CCSガス火力、アンモニア発電、水素発電の新設を考慮	—

【前提条件 | 燃料、インフラ】

CO2削減目標や再エネ情報、系統情報等を入力して将来のエネルギー需給を推計する

前提条件 | 燃料、インフラ

分類		前提条件	参照元
化石燃料	石炭	■ 2010~2019年の輸入価格の平均値：124 USD/tonne	■ 財務省「貿易統計」
	原油	■ 2010~2019年の輸入価格の平均値：80 USD/barrel	
	天然ガス	■ 2010~2019年の輸入価格の平均値：12 USD/Mbtu	
国内水素	アルカリ水電解	■ 2030年以降：初期費用22.3万円/Nm3/h、エネルギー消費量4.3kWh/Nm3	■ 経済産業省「水素基本戦略」 ■ 経済産業省「2050年CNに伴うグリーン成長戦略」
	PEM水電解	■ 2030年以降：初期費用29万円/Nm3/h、エネルギー消費量4.5kWh/Nm3	
輸入水素		■ 2030年：36 USD/GJ（約51円/Nm3-H2） ■ 2050年：26 USD/GJ（約37円/Nm3-H2）	■ IEA (2023)「World Energy Outlook 2023」 ■ NEDO (2017)「水素利用等船頭研究開発事業 エネルギーキャリアシステム調査・研究」
輸入アンモニア		■ 2030年：34 USD/GJ ■ 2050年：25 USD/GJ	
インフラ	系統	■ 一次変電所（上位から2つ目）までの変電所の系統容量を考慮 ■ 「広域連系系統のマスタープラン」の増強計画に準拠し、それ以上の系統拡充なしと想定	■ OCCTOデータベースおよび広域系統長期方針
	蓄電池	■ 2030年：約13.4万円/kW ■ 2040年：約11.2万円/kW ■ 2050年：約9.1万円/kW	■ NREL「Annual Technology Baseline」
	電気自動車	■ スマートチャージングあり	—
	揚水発電	■ 各発電所が現状の設備利用率（約3%）以下で稼働すると想定	■ 経済産業省 資源エネルギー庁「電力調査統計」

【前提条件 | 基礎的需要】

基礎的需要の前提条件は以下の通り

前提条件 | 基礎的需要

需要種別		概要	算定方法
基礎的需要	家庭用	■ 単位人口あたりkWh：2.00TWh/百万人（2019年度実績値） ■ 人口：社人研の出生および死亡の高中低位シナリオを基に人口の小中大ケースを想定	人口 × 単位人口あたりkWh
	業務用	■ 過去トレンドを基に床面積の小中大ケースを想定 （業務床面積の過去トレンド：2012~2019年の年平均変化率+0.56%/年） ■ 単位業務床面積あたりkWh：0.17TWh/百万m²（2019年度実績値）	業務床面積 × 単位業務床面積あたりkWh
	産業用（鉄鋼）	■ 粗鋼生産量：2040年89mt、2050年84mt （社会における鉄利用が飽和し、粗鋼生産量は減少すると想定） ■ 粗鋼生産量あたりkWh：0.77TWh/mt（2019年度実績値）	粗鋼生産量 × 単位粗鋼生産量あたりkWh
	産業用（化学）	■ オレフィン生産量：2040年9.6mt、2050年8.0mt （国内の化学製品需要が減少し、原料となるオレフィン生産量も減少すると想定） ■ 単位オレフィン生産量あたりkWh：2.5TWh/mt（2019年度実績値）	オレフィン生産量 × 単位オレフィン生産量あたりkWh
	産業用（その他）	■ 鉱工業指数：2040年103、2050年104（2019年の鉱工業指数を100とする） （2012~2019年の年間平均変化率+0.14%/年が2050年まで継続すると想定） ■ 単位鉱工業指数あたりkWh：3.4TWh/IIP（2019年度実績値）	鉱工業指数 × 単位鉱工業指数あたりkWh
	運輸用（自動車）	■ 電気自動車の2019年度電力需要はほぼ0であり、基礎的需要としては計上せず （電気自動車による電力需要増分は電化分として計上）	-
	運輸用（自動車以外）	■ 電車の2019年度電力需要17TWhを基礎的需要として計上	-

【前提条件 | 省エネ、自家消費、電化】

省エネや自家消費、電化の前提条件は以下の通り

前提条件 | 省エネ、自家消費、電化

需要種別		概要	算定方法
追加的要素	省エネ（家庭）	■ トップランナー制度の目標値に向けて部門別各サービス（給湯、暖房、冷房、照明）の機器効率が2050年まで現状より約1.5倍増加すると想定 ■ 各機器の効率改善による電力需要の減少分の合計を省エネ量として推計	-
	省エネ（業務）		-
	省エネ（産業）		-
	自家消費（民生）	■ 太陽光発電と燃料電池の自家消費を想定	自家消費量はコスト最小化のもと内生的に計算
	自家消費（産業）	■ 「自家発動向」を参照	-
	電化（民生）	■ 給湯や空調、調理における電化を想定 （給湯用および空調用ヒートポンプのCOPを3.0に設定）	電化による需要増分はコスト最小化のもと内生的に計算
	電化（産業）	■ 化石燃料ボイラの電化を想定 （産業用ヒートポンプのCOPを3.0に設定）	
	電化（運輸）	■ 電気自動車を想定	

【前提条件 | 産業構造変化、自家発動向】

産業構造変化や自家発動向の前提条件は以下の通り

前提条件 | 産業構造変化、自家発動向

需要種別		概要	算定方法
産業構造変化	データセンター	■ データセンターの増設によって消費電力が増加すると想定	-
	ネットワーク	■ 5G基地局の整備が進み、ネットワークの消費電力が増加すると想定	-
	半導体工場	■ 半導体産業の規模拡大によって消費電力が増加すると想定	-
	鉄鋼業	■ 鉄鋼業では粗鋼生産量は減少するものの、スクラップ鉄電炉や水素直接還元製鉄の導入が進み、消費電力が増加すると想定	-
	化学工業	■ 化学工業ではオレフィン生産規模は縮小するものの、メタノールからのオレフィン製造が進み、消費電力が増加すると想定	-
	自動車産業	■ 電気自動車製造が進み、自動車産業の消費電力が増加すると想定	-
	工業炉	■ 600-1000度の燃焼加熱の一部が電気加熱に転換し、消費電力が増加すると想定	-
自家発動向		■ セメントや製紙、繊維工業は自家発電設備は現状維持されるものの、鉄鋼や化学を除くその他産業はカーボンニュートラルに向けて化石燃料由来の自家発電設備が廃止され、全て系統電力に置き換わると想定	-

【前提条件 | 原子力】

原子力の発電設備容量に応じて、供給力小および中ケースを想定した

前提条件 | 原子力

項目		供給力小ケース	供給力中ケース	供給力大ケース
2040年	設備容量 ^{*1}	26 GW	32 GW	新增設等により定量的評価が困難のため、 想定不可とした
	備考	総発電電力量が約900TWhの場合において約20%が原発由来になるときの設備容量に相当する	総発電電力量が約1100TWhの場合において約20%が原発由来になるときの設備容量に相当する	
2050年	設備容量	23 GW	37 GW	
	備考	原子力小委員会資料 ^{*2} を参考に全ての原発について原則60年運転を仮定した場合の設備容量に相当	原子力小委員会資料 ^{*2} を参考に2030年以降は原発のリプレースを認めるとした場合の設備容量に相当	

*1 稼働率80%、所内率4%適用

*2 第43回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 原子力小委員会、資料2、p79、https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/genshiryoku/pdf/043_02_00.pdf

【前提条件 | 水力】
現在の工事状況やこれまでの導入実績を基に供給力小/中/大ケースを想定した

前提条件 | 水力

項目		供給力小ケース	供給力中ケース	供給力大ケース
考え方		① 足元の設備容量 + ② 工事中の設備容量	供給力小と大の平均値	① 足元の設備容量 + ② 過去のFIT・FIPの導入実績に基づく年 当たり導入量 + ③ 既設設備のリパワリングによる出力増加
前提条件の詳細		① 足元の設備容量 ➢ 2023年度の実績値*1 ➢ リプレースによって今後も容量は維持 されると想定 ② 工事中の設備容量 ➢ 工事中の計1GWの設備が2030年 までに導入されると想定*2 ③ リパワリングによる出力増加 ➢ 2050年までに0.43GWに増加すると 想定	-	① 足元の設備容量 ➢ 2023年度の実績値*1 ➢ リプレースによって今後も容量は維持さ れると想定 ② 過去トレンドに基づく導入量 ➢ 2019~2023年度の導入実績について、 出力区分ごとに中央値を算出し、合 計値162MW/年を使用*3 ③ リパワリングによる出力増加 ➢ 2050年までに0.43GWに増加すると 想定
足元の設備容量*1		21.9GW		
導入量の推定 (足元からの増加量)	2040年	22.9 GW (+1.0 GW)	23.9GW (+2.0 GW)	24.9GW (+3.0 GW)
	2050年	22.9 GW (+1.0 GW)	24.8 GW (+2.9 GW)	26.7 GW (+4.8 GW)

*1 電力広域的運営推進機関「2024年度供給計画の取りまとめ」
*2 経済産業省「発電出力調査・包蔵水力」
*3 再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法 情報公表用ウェブサイト

【前提条件 | バイオマス】
FIT・FIPの認定状況やこれまでの導入実績を基に供給力小/中/大ケースを想定した

前提条件 | バイオマス

項目		供給力小ケース	供給力中ケース	供給力大ケース
考え方		① 足元の設備容量 + ② 現状FIT・FIP認定されているものの未導入の設備容量	供給力小と大の平均値	① 足元の設備容量 + ② 現状FIT・FIP認定されているものの未導入の設備容量 + ③ 過去のFIT・FIPの導入実績に基づく年当たり導入量
前提条件の詳細		① 足元の設備容量 ➢ 2023年度の実績値*1 ➢ リプレースによって今後も容量は維持されると想定 ② 未導入の設備容量 ➢ 2023年12月時点の認定量（8.4GW）と導入量（5.1GW）から約3.4GWが2030年にかけて導入されると想定*2	-	① 足元の設備容量 ➢ 2023年度の実績値*1 ➢ リプレースによって今後も容量は維持されると想定 ② 小ケースと同じ未導入量約3.4GWが2030年まで導入されると想定 ③ 年度別FIT・FIP導入量の内、除外対象（一般木材1万kW以上、液体燃料）を除外した導入量の2018-2023年のトレンドが2050年まで続くと想定*3
足元の設備容量*1		5.9GW		
導入量の推定 (足元からの増加量)	2040年	9.3 GW（+3.4 GW）	9.5GW（+3.6 GW）	9.7GW（+3.8 GW）
	2050年	9.3 GW（+3.4 GW）	9.7GW（+3.8 GW）	10.2GW（+4.3 GW）

*1 電力広域的運営推進機関「2024年度供給計画の取りまとめ」
*2 再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法 情報公表用ウェブサイト
*3 経産省、「令和7年度以降の調達価格等に関する意見」、調達価格等算定委員会（2025）、p78

【前提条件 | 地熱】

現在の開発状況や今後の運転開始の予想を基に供給力小/中/大ケースを想定した

前提条件 | 地熱

項目		供給力小ケース	供給力中ケース	供給力大ケース
考え方		① 足元の設備容量 + ② 現状開発・建設中の設備容量	供給力小と大の平均値	① 足元の設備容量 + ② 新規に運転開始が予想される設備容量
前提条件の詳細		① 足元の設備容量 ➢ 2023年度の実績値*1 ➢ リプレースによって今後も容量は維持されると想定 ② 開発・建設中の設備容量 ➢ FIT事業計画認定状況及び日本地熱協会調査に基づき、開発・建設中のものが2035年までに導入されると想定（合計82MW）*2	-	① 足元の設備容量 ➢ 2023年度の実績値*1 ➢ リプレースによって今後も容量は維持されると想定 ② 新規に運転開始される設備容量 ➢ 日本地熱協会による事業者へのアンケートに基づき、2029年までに43MW、2030~2039年に568MW、2040~2050年に150MWの導入を想定*3
足元の設備容量*1		0.50GW		
導入量の推定 (足元からの増加量)	2040年	0.58 GW（+0.08 GW）	0.89 GW（+0.39 GW）	1.19 GW（+0.69 GW）
	2050年	0.58 GW（+0.08 GW）	0.96 GW（+0.46 GW）	1.34 GW（+0.84 GW）

*1 電力広域的運営推進機関「2024年度供給計画の取りまとめ」
*2 日本地熱協会 第88回調達価格算定委員会 資料6「主力電源としての地熱発電導入の展望」
*3 日本地熱協会 第64回再エネ大量小委 資料2「地熱発電の推進に向けて」

【前提条件 | 揚水】

再エネ導入拡大に伴い、揚水は点検等による停止頻度が増加すると想定した

前提条件 | 揚水

項目	供給力小ケース	供給力中ケース	供給力大ケース
前提条件の詳細	① 足元設備容量 ➢ 2024年 5月時点実績*1 ➢ 他文献でも同様な値(27.4 GW) ② 停止率 ➢ 2019年から2022年までの停止率の実績値のトレンドが2040年まで続くとし、2040年以降の停止率を30.4%と想定 ③ 実稼働可能容量 ➢ 停止率を考慮した揚水発電容量 = 足元設備容量 × (1 - 停止率*3)	① 足元設備容量 ➢ 2024年 5月時点実績*1 ➢ 他文献でも同様な値(27.4 GW) ② 停止率 ➢ 2019年から2022年までの停止率の実績値のトレンドが2030年まで続くとし、2030年以降の停止率を17.6%と想定 ③ 実稼働可能容量 ➢ 停止率を考慮した揚水発電容量 = 足元設備容量 × (1 - 停止率*3)	① 足元設備容量 ➢ 2024年 5月時点実績*1 ➢ 他文献でも同様な値(27.4 GW) ② 停止率 ➢ 現状（2024年）の停止率7.7%が将来にわたって続くと想定 ③ 実稼働可能容量 ➢ 停止率を考慮した揚水発電容量 = 足元設備容量 × (1 - 停止率*3)
停止率の定義	➢ 停止率 = 年間揚水発電所の計画停止※による停止時間*3(h) / 8760(h) ➢ JEPX発電情報公開システムに水力発電停止情報*3より推算 ➢ 2019年から2022年までの各年度の停止率を計算し、そのトレンドを基に将来の停止率を推計		
足元の設備容量*1	27.4 GW		
実稼働可能容量	19.2 GW	21.9 GW	23.6 GW

※「計画停止」は、発電停止情報上の「停止・定期検査等」、「停止・長期計画停止」、「停止・設備故障」、「停止・その他」を含むケースとして定義した

*1 経済産業省、「電力調査統計表2024年 5月時点データ」（2024）

*2 経済産業省、日本の水力エネルギー量 | (meti.go.jp)、

*3 JEPX発電情報公開システム、<https://hjks.jepx.or.jp/hjks/outages>

3 試算結果

1	背景
2	前提条件
3	試算結果
4	これまでの検討経緯

【試算結果まとめ】

2050年に風力は27-46GW、太陽光は166-172GW、蓄電池は21-24GWの水準となった

各電源の供給力見通し

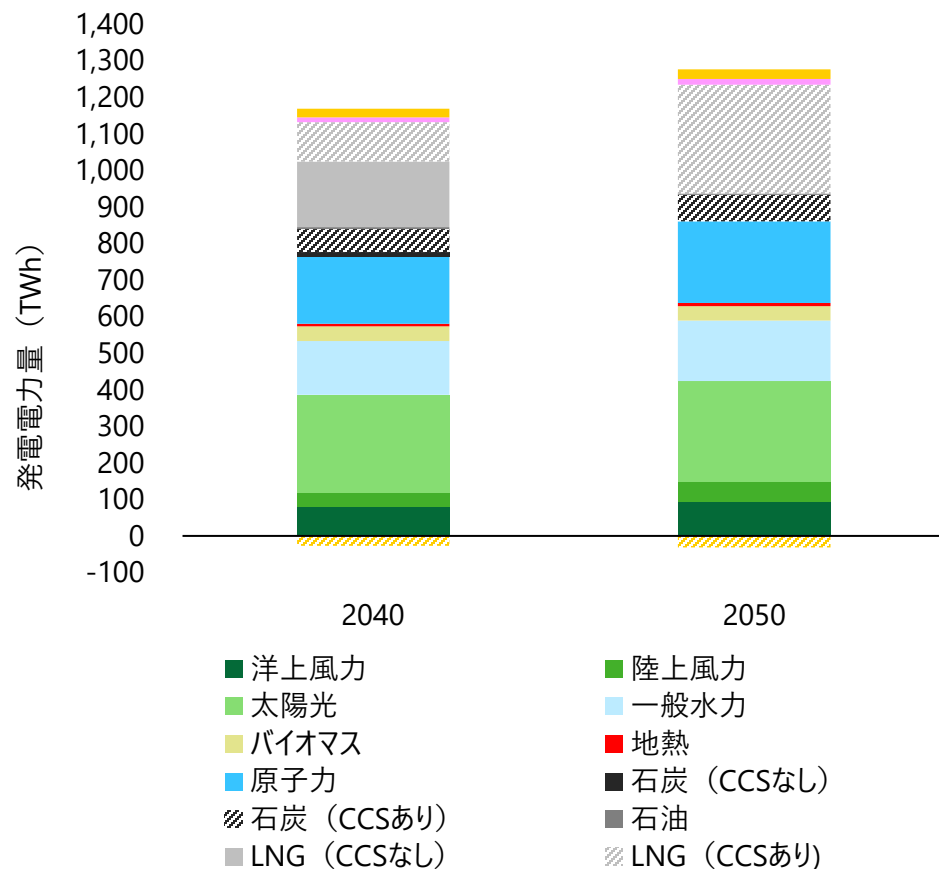
電源種別			設備容量（GW）			想定方法等
			現状	2040年	2050年	
原子力			12	26－32	23－37	2040年は総発電電力量（900-1100TWh）のうち約20%が原発由来になるときの設備容量の変動幅を想定。2050年については原発を原則60年運転とした場合を最小値、2030年以降リプレースを認めるとした場合を最大値として設備容量の変動幅を想定。
再エネ*	風力	陸上	4.0	8－13	8－16	2017-2022年の導入実績のトレンドが2030年まで続くとした場合を「供給力小」、2050年まで続くとした場合を「供給力大」の上限とした
		洋上	0.0	16－23	19－30	コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算 ※2030年は計画済のもの、2040年は公募中を含む計画済の導入量を下限、2050年は2030-2040年トレンドで伸ばした値を下限とした
	太陽光	建物系	15	58－77	80－93	コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算 （戸建・集合住宅、工場、公共施設を含む）
		土地系	55	72－77	80－86	コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算 （地上設置型のみとし、営農型は含まない）
	水力		13	23－25	23－27	「供給力小」 CNに向けて、水力やバイオマス、地熱は現状計画済や工事中のものは導入されるものの、それ以上の導入は進展しないと想定
	バイオマス		6.0	9－10	9－10	「供給力大」 CNに向けて再エネの積極導入が進み、水力やバイオマス、地熱については現状の導入実績のトレンドが2050年まで続く想定
	地熱		0.5	0.6－1.2	0.6－1.3	※バイオマスはFIT・FIP除外対象の入札区分（一般木材1万kW以上、液体燃料）を考慮したトレンドを想定
	蓄電	揚水		27.4	19－24	
蓄電池		系統用	1.1	8－9	10－13	コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算 ※系統用蓄電池の接続契約における受付実績値8GWを2030年以降の下限値として想定
		需要地併設	2.0	7.9	10.9	2013-2021年の家庭、業務、産業用の定置用蓄電池の導入実績のトレンドが2050年まで続く想定
火力 ※「供給力大」ケースにおける設備容量を記載			146	120	122	既設または計画済の発電所は経年45年で廃止とし、新設分はコスト最小化の条件のもと導入量を内生計算。

* シミュレーションの結果、「電力需要小」ケースから「電力需要大」ケースにかけて基本的に再エネの導入量が増大する。

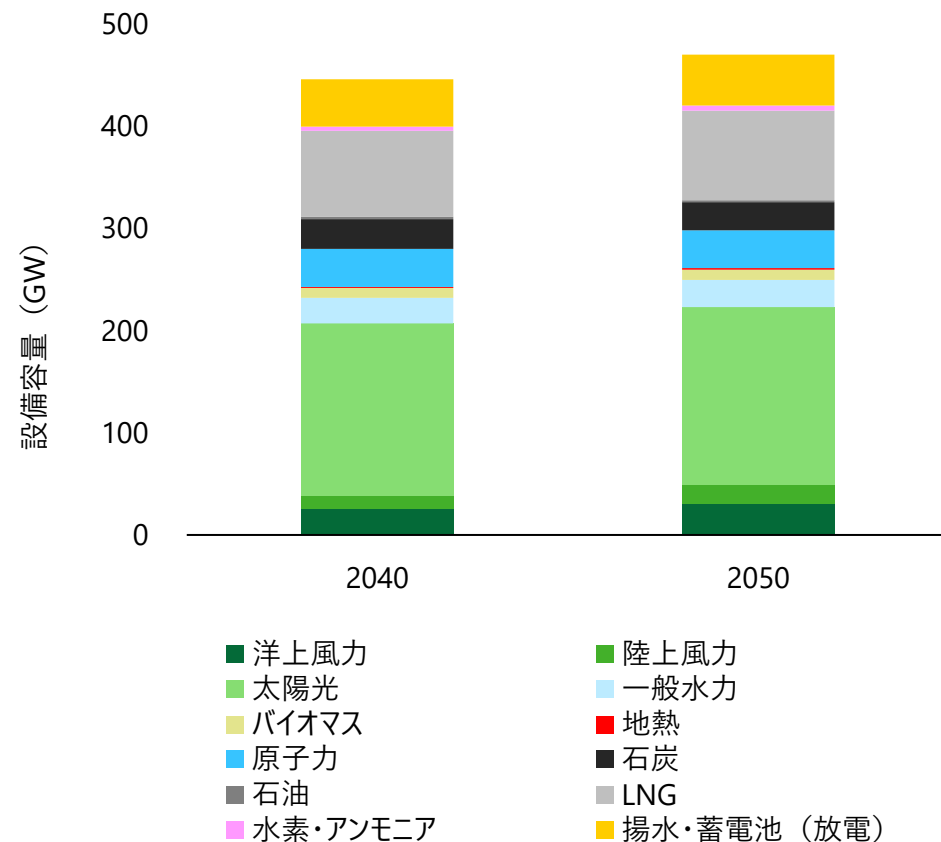
【試算結果 | 火力の脱炭素化】

燃料価格の安い石炭火力からガス火力の順番でCCSが導入される

発電電力量* (TWh)



設備容量* (GW)



シミュレーションの結果、CO2貯留量を十分に確保できれば、水素・アンモニアよりもCCSが優先され、より具体的には、燃料価格の安い石炭火力からガス火力の順番で既設火力発電所に対してCCS設備を導入しつつ、CCS火力を新設することが経済効率性の観点から選択された。

* 「供給力 大」ケースにおける発電電力量と設備容量を記載。CCS貯留量は2050年1.8億トンを上限として想定。

4 これまでの検討経緯

1	背景
2	前提条件
3	試算結果
4	これまでの検討経緯

【検討経緯】

2050年CNを前提として原子力や再エネ、揚水、蓄電池の将来見通しを検討した

検討経緯

	第8回検討会 (R7/04/18)	第9回検討会 (R7/5/21)
目的	■ 原子力や再エネ、揚水、蓄電池の見通しを検討	■ 火力の脱炭素化の進展の見通しを検討
分析サマリ	■ 2050年カーボンニュートラルを前提として、総電力需要の小中大ケースに応じて3つのシナリオを設定し、それぞれのシナリオにおける原子力、再エネ、揚水、蓄電池の導入量を推計した。 ■ 揚水については今後の再エネ導入拡大によって点検や修理の頻度が増加することを考慮し、現状よりも停止率（1年間のうち揚水発電所が点検等で作業停止する期間の割合）が増加すると見込んだ。 ■ その結果、原子力、再エネ、揚水、蓄電池の導入量はそれぞれ2050年断面で以下の水準となった。 - 原子力：23 – 37 GW - 風力（陸上）：8 – 16 GW - 風力（洋上）：19 – 30 GW - 太陽光：166 – 172 GW - 揚水：19 – 24 GW - 蓄電池：21 – 24 GW	■ 本検討では、2050年カーボンニュートラルを前提として、火力発電の脱炭素化の進展に関して、エネルギーモデルを用いて定量的に分析した。 ■ シミュレーションの結果、CO2貯留量を十分に確保できれば、水素・アンモニアよりもCCSが優先され、より具体的には、燃料価格の安い石炭火力からガス火力の順番で既設火力発電所に対してCCS設備を導入しつつ、CCS火力を新設することが経済効率性の観点から選択される。

第8回検討会 資料抜粋

【シナリオの考え方】

2050年カーボンニュートラルを前提として将来のエネルギー需給を推計する

想定したシナリオ

■ 2050年カーボンニュートラルを前提とし、電力需要の大小によって以下のケースをシミュレーションした

- 電力需要小ケース（9,500億kWh）
- 電力需要中ケース（11,500億kWh）
- 電力需要大ケース（12,500億kWh）

シナリオ名	シミュレーション条件					
	CO2削減目標*1 (2013年比)	CCS貯留量	原発力	水素輸入量	蓄電技術等	
					揚水*2	蓄電池
電力需要小	2030年： 46%削減	2030年： 0.13億トンを上限	2050年：23 GW	輸入量 上限なし 価格 2030年：約51円/Nm3 2050年：約37円/Nm3	停止率：7.7%	コスト最小化のもと 導入量を内生計算
電力需要中			2050年：33 GW		停止率：17.6%	
電力需要大	2050年： カーボンニュートラル	2050年： 1.80億トンを上限	2050年：37 GW		停止率：30.4%	

*1 CO2削減目標は鉄道や船舶、航空を除くエネルギー起源の排出源を対象

*2 再エネの導入拡大が進むにつれて揚水発電所の点検等による停止頻度が増加すると想定

【前提条件】

CO2削減目標や再エネ情報、系統情報等を入力して将来のエネルギー需給を推計する

前提条件（電源）

分類		前提条件	参照元
CO2	削減目標	■ 2030年：46%削減（2013年比） ■ 2050年：カーボンニュートラル（森林吸収等によるCO2吸収を考慮）	■ 環境省「2021年度の温室効果ガス排出・吸収量について」 ■ 環境省「地球温暖化対策計画」（2021年10月）
	CCS貯留量	■ 2030年：0.13億トンを上限 ■ 2050年：1.80億トンを上限 ■ 回収および貯留を含めて約20000円/t-CO2の追加コストがかかると想定	■ JOGMEC「先進的CCS事業の実施に係る調査」に選定した案件の概要（2023） ■ 経済産業省「CCS長期ロードマップ検討会 最終とりまとめ」 ■ RITE「CCSバリューチェーンコスト」
再エネ導入可能量		■ CO2削減目標に合わせてコスト最小化計算	■ 環境省や経済産業省の日射量・風況データに基づく
再エネコスト	住宅太陽光	■ 2030年以降：20.1～26.8万円/kW（発電コスト約9.8円/kWh）	■ 経済産業省 資源エネルギー庁 発電コスト検証WG（令和3年4月）
	非住宅太陽光	■ 2030年以降：13.7～21.1万円/kW（発電コスト約7.3円/kWh）	
	洋上風力	■ 2030年以降：40.2～59.4万円/kW（発電コスト約10.0円/kWh）	
	陸上風力	■ 2030年以降：14.0～38.0万円/kW（発電コスト約5.2円/kWh）	
火力 + CCS		■ 現在稼働中（および計画済）のものは経年45年で廃止されると想定 ■ CCS石炭火力、CCSガス火力、アンモニア発電、水素発電の新設を考慮	—

【前提条件】

CO2削減目標や再エネ情報、系統情報等を入力して将来のエネルギー需給を推計する

前提条件（燃料、インフラ）

分類		前提条件	参照元
化石燃料	石炭	■ 2010~2019年の輸入価格の平均値：124 USD/tonne	■ 財務省「貿易統計」
	原油	■ 2010~2019年の輸入価格の平均値：80 USD/barrel	
	天然ガス	■ 2010~2019年の輸入価格の平均値：12 USD/Mbtu	
国内水素	アルカリ水電解	■ 2030年以降：初期費用22.3万円/Nm3/h、エネルギー消費量4.3kWh/Nm3	■ 経済産業省「水素基本戦略」 ■ 経済産業省「2050年CNに伴うグリーン成長戦略」
	PEM水電解	■ 2030年以降：初期費用29万円/Nm3/h、エネルギー消費量4.5kWh/Nm3	
輸入水素		■ 2030年：36 USD/GJ（約51円/Nm3-H2） ■ 2050年：26 USD/GJ（約37円/Nm3-H2）	■ IEA (2023)「World Energy Outlook 2023」 ■ NEDO (2017)「水素利用等船頭研究開発事業 エネルギーキャリアシステム調査・研究」
輸入アンモニア		■ 2030年：34 USD/GJ ■ 2050年：25 USD/GJ	
インフラ	系統	■ 一次変電所（上位から2つ目）までの変電所の系統容量を考慮 ■ 「広域連系系統のマスタープラン」の増強計画に準拠し、それ以上の系統拡充なしと想定	■ OCCTOデータベースおよび広域系統長期方針
	蓄電池	■ 2030年：約13.4万円/kW ■ 2040年：約11.2万円/kW ■ 2050年：約9.1万円/kW	■ NREL「Annual Technology Baseline」
	電気自動車	■ スマートチャージングあり	—
	揚水発電	■ 各発電所が現状の設備利用率（約3%）以下で稼働すると想定	■ 経済産業省 資源エネルギー庁「電力調査統計」

【設備容量】

2050年において風力は27-46GW、太陽光は166-172GWとなり、揚水は19-24GW、蓄電池は21-24GWの水準となった

各電源の供給力見通し

電源種別			設備容量（GW）			想定方法
			現状	2040年	2050年	
再エネ	風力	陸上	4.0	8－13	8－16	2017-2022年の導入実績のトレンドが2030年まで続くと想定した場合を「供給力小」の、2050年まで続くと想定した場合を「供給力大」の上限とした
		洋上	0.0	16－23	19－30	コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算 ※2030年では計画済のもの、2040年では現在公募中を含む計画済の導入量を下限とし、2050年は2030年から2040年のトレンドで伸ばした導入量を下限とした
	太陽光	建物系	15	58－77	80－93	コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算 （戸建・集合住宅、工場、公共施設を含む）
		土地系	55	72－77	80－86	コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算 （地上設置型のみとし、営農型は含まない）
	水力		13	23－25	23－27	「供給力小」 CNに向けて、水力やバイオマス、地熱は現状計画済や工事中のものは導入されるものの、それ以上の導入は進展しないと想定
	バイオマス		6.0	9－10	9－10	「供給力大」 CNに向けて再エネの積極導入が進み、水力やバイオマス、地熱については現状の導入実績のトレンドが2050年まで続くと想定
	地熱		0.5	0.6－1.2	0.6－1.3	※バイオマスはFIT・FIP除外対象の入札区分（一般木材1万kW以上、液体燃料）を考慮したトレンドを想定
蓄電	揚水		27.4	19－24		年間停止率を考慮した揚水発電容量を想定 （発電実績より停止率7.7% - 30.4%と想定）
	蓄電池	系統用	1.1	8－9	10－13	コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算 ※系統用蓄電池の接続契約における受付実績値8GWを2030年以降の下限値として想定
		需要地併設	2.0	7.9	10.9	2013-2021年の家庭、業務、産業用の定置用蓄電池の導入実績のトレンドが2050年まで続くと想定

第9回検討会 資料抜粋

【シナリオの考え方】

2050年カーボンニュートラルを前提として将来のエネルギー需給を推計する

想定したシナリオ

■ 分析目的

- どのような手法、どのような順番、どのような比率、どのような制約のもと、火力発電の脱炭素化が進むのかを分析する

■ 分析条件

- 2050年カーボンニュートラルを前提として、2030年以降、CCSの貯留可能量が政府目標に達するシナリオを想定

シミュレーション条件			
CO2削減目標* (2013年比)	CCS貯留量	水素・アンモニア輸入量	原子力
2030年：46%削減 2050年：カーボンニュートラル	2030年：0.13億トンを上限 2040年：0.96億トンを上限 2050年：1.80億トンを上限	上限なし	2050年：37 GW

* CO2削減目標は鉄道や船舶、航空を除くエネルギー起源の排出源を対象

【前提条件】

CO2削減目標や再エネ情報、系統情報等を入力して将来のエネルギー需給を推計する

前提条件（電源）

分類		前提条件	参照元
CO2	削減目標	■ 2030年：46%削減（2013年比） ■ 2050年：カーボンニュートラル（森林吸収等によるCO2吸収を考慮）	■ 環境省「2021年度の温室効果ガス排出・吸収量について」 ■ 環境省「地球温暖化対策計画」（2021年10月）
	CCS貯留量	■ 2030年0.13億トン、2050年1.8億トンを上限 ■ 回収および貯留を含めて約20000円/t-CO2の追加コストがかかると想定	■ JOGMEC「先進的CCS事業の実施に係る調査」に選定した案件の概要（2023） ■ 経済産業省「CCS長期ロードマップ検討会 最終とりまとめ」 ■ RITE「CCSバリューチェーンコスト」
再エネ導入可能量		■ CO2削減目標に合わせてコスト最小化計算	■ 環境省や経済産業省の日射量・風況データに基づく
再エネコスト	住宅太陽光	■ 2030年以降：20.1～26.8万円/kW（発電コスト約9.8円/kWh）	■ 経済産業省 資源エネルギー庁 発電コスト検証WG（令和3年4月）
	非住宅太陽光	■ 2030年以降：13.7～21.1万円/kW（発電コスト約7.3円/kWh）	
	洋上風力	■ 2030年以降：40.2～59.4万円/kW（発電コスト約10.0円/kWh）	
	陸上風力	■ 2030年以降：14.0～38.0万円/kW（発電コスト約5.2円/kWh）	
火力 + CCS		■ 現在稼働中（および計画済）のものは経年45年で廃止されると想定 ■ CCS石炭火力、CCSガス火力、アンモニア発電、水素発電の新設を考慮	—

【前提条件】

CO2削減目標や再エネ情報、系統情報等を入力して将来のエネルギー需給を推計する

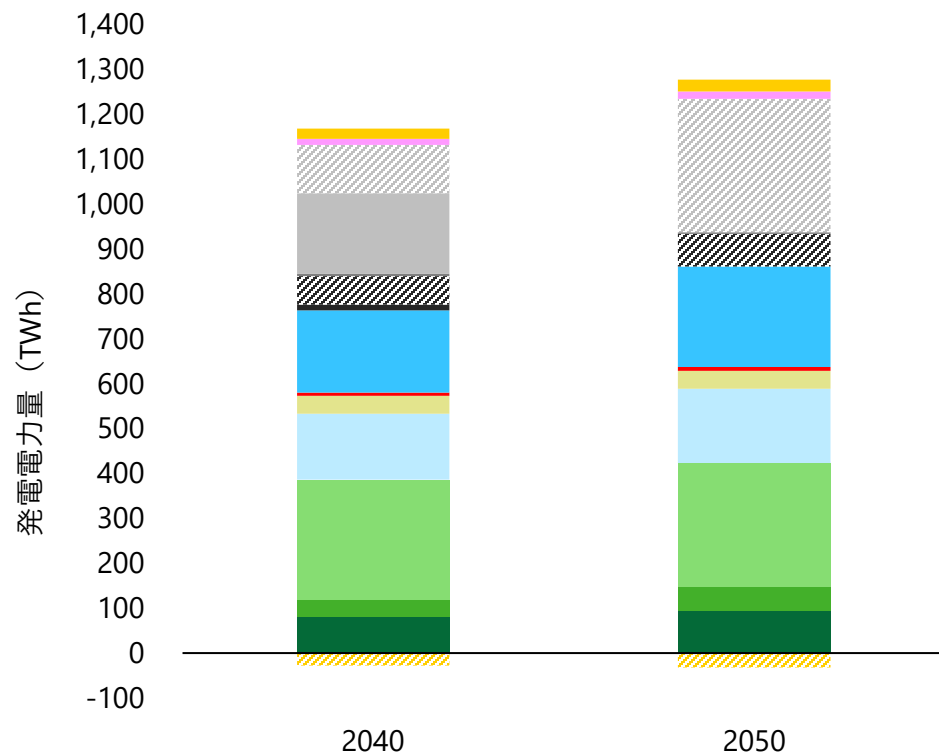
前提条件（燃料、インフラ）

分類		前提条件	参照元
化石燃料	石炭	■ 2010~2019年の輸入価格の平均値：124 USD/tonne	■ 財務省「貿易統計」
	原油	■ 2010~2019年の輸入価格の平均値：80 USD/barrel	
	天然ガス	■ 2010~2019年の輸入価格の平均値：12 USD/Mbtu	
国内水素	アルカリ水電解	■ 2030年以降：初期費用22.3万円/Nm3/h、エネルギー消費量4.3kWh/Nm3	■ 経済産業省「水素基本戦略」 ■ 経済産業省「2050年CNに伴うグリーン成長戦略」
	PEM水電解	■ 2030年以降：初期費用29万円/Nm3/h、エネルギー消費量4.5kWh/Nm3	
輸入水素		■ 2030年：36 USD/GJ（約51円/Nm3-H2） ■ 2050年：26 USD/GJ（約37円/Nm3-H2）	■ IEA (2023)「World Energy Outlook 2023」 ■ NEDO (2017)「水素利用等船頭研究開発事業 エネルギーキャリアシステム調査・研究」
輸入アンモニア		■ 2030年：34 USD/GJ ■ 2050年：25 USD/GJ	
インフラ	系統	■ 一次変電所までの変電所の系統容量を考慮 ■ 「広域連系系統のマスタープラン」の増強計画に準拠し、それ以上の系統拡充なしと想定	■ OCCTOデータベースおよび広域系統長期方針
	蓄電池	■ 2030年：約13.4万円/kW ■ 2040年：約11.2万円/kW ■ 2050年：約9.1万円/kW	■ NREL「Annual Technology Baseline」
	電気自動車	■ スマートチャージングあり	—
	揚水発電	■ 各発電所が現状の設備利用率（約3%）以下で稼働すると想定	■ 経済産業省 資源エネルギー庁「電力調査統計」

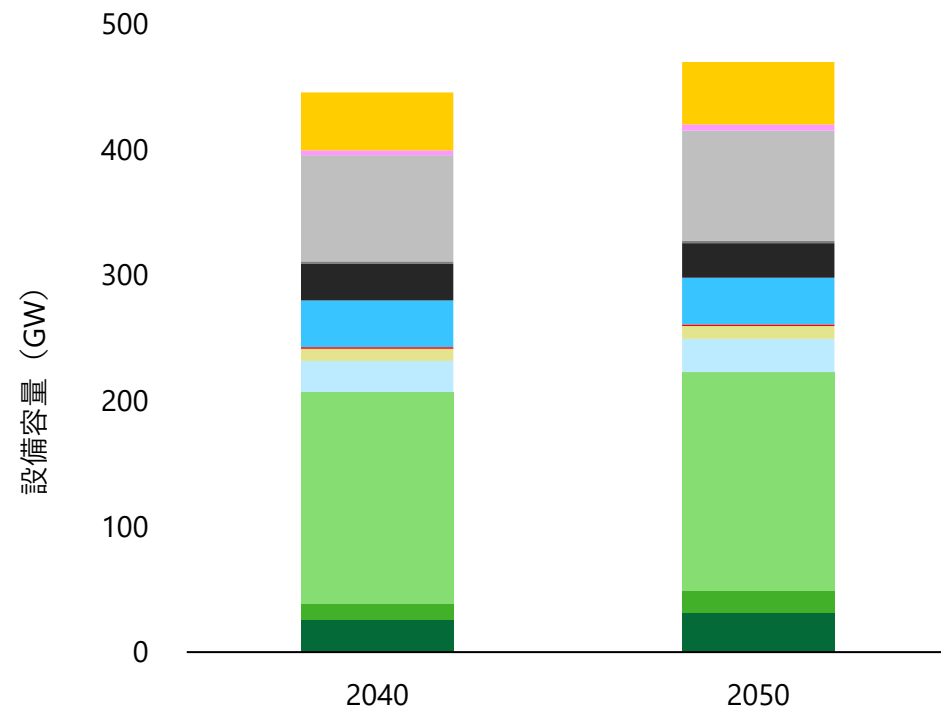
【電源構成】

燃料価格の安い石炭火力からガス火力の順番でCCSが導入される

発電電力量 (TWh)



設備容量 (GW)



- 洋上風力
- 太陽光
- バイオマス
- 原子力
- 石炭 (CCSあり)
- 石油
- LNG (CCSなし)
- 水素・アンモニア発電
- 揚水・蓄電池 (充電)

- 陸上風力
- 一般水力
- 地熱
- 石炭 (CCSなし)
- 石炭 (CCSあり)
- LNG (CCSあり)
- 揚水・蓄電池 (放電)

- 洋上風力
- 太陽光
- バイオマス
- 原子力
- 石油
- 水素・アンモニア
- 揚水・蓄電池 (充電)

- 陸上風力
- 一般水力
- 地熱
- 石炭
- LNG
- 揚水・蓄電池 (放電)

参考資料

【CO2限界削減費用および限界発電費用】
各ケースにおけるCO2限界削減費用および限界発電費用は以下の通り

各ケースにおけるCO2限界削減費用および限界発電費用

	電力需要 小ケース		電力需要 中ケース		電力需要 大ケース	
	2040	2050	2040	2050	2040	2050
CO2限界削減費用 (円/t-CO2)	19,569	31,367	19,569	31,367	19,569	31,367
限界発電費用* (円/kWh)	11.7	14.4	11.8	13.9	12.6	13.7

*足元値：8.7円/kWh