

# 2050年シナリオ分析の結果比較

令和3年7月13日  
資源エネルギー庁

# <2050年シナリオ分析の結果 比較（標準的なシナリオを抽出）>

		RITE (参考値のケース)	国立環境研究所	自然エネルギー財団	デロイトトーマツコンサルティング	日本エネルギー経済研究所 (標準ケース)
分析における想定	モデルの特徴	世界モデル コスト最適化 電力需給：地域別はなし 時間解像度：1時間モデルと接合	日本モデル 一般均衡・技術積上・電源モデルの組み合わせ コスト最適化（技術積上・電源モデル） 電力需給：全国10地域（電源モデル） 時間解像度：1時間（電源モデル）、他は1年	世界一地域モデル 総エネルギーシステムコスト最小化 エネルギー（電力・熱・運輸）需給：全国9地域 時間解像度：1時間刻み（8760時間）	日本モデル コスト最適化 電力需給：全国351ノード 時間解像度：4季節、4時間帯	日本モデル コスト最適化 電力需給：全国5地域 時間解像度：1時間刻み
	マクロフレーム	GDP成長率：30年まで1.6%成長、50年まで0.4%成長（SSP2シナリオ）	GDP成長率：30年まで1.7%成長、50年まで0.5%成長（内閣府成長実現ケース、SSP2シナリオ参照）	人口減少（2050年～20%）を目安に、需要レベルを一定の割合で減少	部門別で業種・用途ごとにサービス需要を推計 人口動態を反映	GDP成長率：50年まで年率平均1.0% マクロ経済モデルによって部門別で業種・用途ごとにエネルギーサービス需要を推計
	電力システムの想定	エネ研の統合費用を考慮（蓄電池、系統増強あり） DRは考慮 水素製造などP2Gも考慮	電力需給は1時間の解像度で分析し、地域間融通、系統増強、出力抑制などは考慮。 V2Gは考慮せず。	電力・熱・運輸を統合的に分析、電力・熱・燃料の製造・貯蔵・配送を時間ごとに需給バランス「柔軟な需要」（グリーン水素製造等、EVのスマートチャージ・V2G）を活用、プロシューマの動きをモデルに取り込み	電力需給における統合費用を考慮 蓄電池、系統増強あり DR、V2G（充電のみ）を考慮 水素製造などP2Gも考慮	電力需給は1時間の解像度で分析。 再エネの統合技術・費用を考慮。 DR、V2G考慮、蓄電池・系統増強あり。 水素製造などP2Gも考慮。
	技術・需要想定	モデル内で500の技術を想定し積み上げ	モデル内において600の技術を想定して積み上げ 民生：電化7-9割+断熱向上 運輸：自動車8-10割電動化 +リモートワーク進展・物流効率改善 産業：電化・水素化+マテリアル利用効率改善	民生・産業部門はマクロで需要のサービスレベルを想定、その後モデルにより想定される技術導入で、 電化・エネルギー転換を算定 運輸はモード毎のエネルギー種別・消費と そのエネルギー転換を別途算定 高温熱需要向けグリーン水素の50%を輸入	P2GやV2G（充電のみ）等のセクターカップリングを想定 再エネ、火力、原子力等の電力供給、 蓄電池、水素等のエネルギー貯蔵 給湯、空調等の需要をインプット	300超の需要側・供給側技術を考慮。 産業・運輸・民生部門を合計37のサービス需要区分で表現し、需要側の技術選択に応じてエネルギー効率改善や燃料転換を表現。 民生ヒートポンプ給湯器のDRおよびV2Gを考慮。
	一次エネルギー供給量 エネルギー消費	総量：14.2EJ 再エネ22%、原子力10%、化石燃料46%、水素等21% 最終エネルギー消費：31%減（2015年比） 電化率：46%	総量：15-17EJ 再エネ67-65%、原子力7%、化石燃料14-15%、新燃料輸入12-13% 最終エネルギー消費：42-49%減（2018年比） 電化率：49-51%	総量：7.7EJ 国内再エネ68%、輸入グリーン水素等26%、 輸入グリーン電力6% 最終エネルギー消費：54%減（2020年比）	総量：11.6EJ 再エネ37%、原子力13%、天然ガス39%、石油11% 最終エネルギー消費：約20%減（2020年比） 電化率：約41%	総量：13.9EJ 再エネ34%、原子力14%、化石燃料36%、水素・アンモニア等16% 最終エネルギー消費：42%減（2019年比） 電化率：41%
電力需要	発電量：1.4兆kWh弱 電力最終消費は25%増（2015年比） DACCS用の電力需要が総発電電力量の3%程度ある	発電量：1.4-1.6兆kWh 電力最終消費は横ばい 水素製造用の需要が6000億kWh程度	総電力需要：1,470TWh、51%増（2020年比） 【内訳】一般電力需要：679TWh、 熱需要：230TWh、運輸需要：100TWh、 水素製造：431TWh、送電蓄電ロス等：30TWh	発電量：1.45兆kWh 電力最終消費は約11%増（2020年比） 例えば、水素製造用の電力需要が総発電電力量の約9%程度ある	発電量：1.3兆kWh 電力最終消費は2019年比で微減 DACCS用の電力需要が2000億kWh	
エネルギー需給分析 (2050)	電源構成	再エネ54%、原子力10%、CCS火力23%、水素等13%	再エネ76-74%、原子力8-9%、CCS火力9-10%、アンモニア6-7%	再エネ100% 【発電量】太陽光48%、風力：陸上18%・洋上18%、 水力・地熱・バイオマス8%、グリーン電力輸入8% 【設備容量】太陽光524GW、風力：陸上88GW・ 洋上63GW、水力・地熱・バイオマス28GW 再エネ(ストック)COE2050年、2020年より減速)	再エネ70%、原子力10%、CCS火力20%	再エネ50%、原子力13%、CCS火力19%、水素等18%
	電源想定	再エネ（フロー） 太陽光 9-15円 風力 10-22円 ポテンシャル：地域別別に風況日射量考慮 （→量と価格に反映） 想定根拠：習熟曲線からコスト低減を見込む ※割引率：8%	再エネ（フロー） 太陽光 6円 風力 陸上 8円、洋上 13円 ポテンシャル：容量上限を考慮 （→価格への反映なし） 想定根拠：IRENAやコストWGに基づき想定 ※割引率：LCOE推計3%、発電選択10%	再エネ100% 太陽光 地上 3.6円、屋根 4.6円 風力 陸上 4.5円、洋上 6.8円 ポテンシャル：地域別に風況、日照、流況、サステイナブルバイオマス量考慮、ポテンシャルによる発電設備容量の上限を設定 想定根拠：習熟曲線によるコスト低減を見込む世界価格に対して、技術ごとに収斂度設定 ※割引率：7%	再エネ(ストック) 太陽光 住宅 8.7-13.0円、メガソーラー 3.5-9.0円 風力 陸上 5.5-17.8円、洋上 11.0-28.2円 ポテンシャル：地点別に風況日射量考慮 （→量と価格に反映） 想定根拠：発電コスト検証WGの数値を引用 ※割引率：3% ※変動再エネに関しては、出力抑制等の実際に発電された電力量を考慮している	再エネ(フロー) 太陽光 地上 6-8円、屋根 7-11円 風力 陸上 6-13円、洋上 11-18円 ポテンシャル：地点別に風況日射量考慮 （→量と価格に反映） 想定根拠：再エネは習熟曲線にしたがった収斂 ※割引率：3%
	蓄電池等の想定	蓄電池：870GWh（1.5万円/kWh） 系統増強：21GW（3-20万円/kW）	蓄電池：70GWh（1.5万円/kWh） 系統増強：1-2GW（3-20万円/kW）	蓄電池等（2050年コスト、2020年より減速） 蓄電池事業用：42GW、178GWh（8.2千円/kWh）、 蓄電池プロシューマ用：45GW、276GWh （9.3-16千円/kWh）、 V2G:30GW、180GWh 揚水発電：30GW、180GWh 地域間連系線:82GW（既設を含む）、 国際連系線：20GW、水素製造電解装置：73GW	蓄電池：約37GWh（15万円/kWh） 系統増強：約20GW（20万円/MW/km） V2G（充電のみ）：約107TWh	蓄電池：15GWh V2G可能なEV蓄電池：139GWh 系統増強：北海道・東北間は2.4GW増強、 50Hz/60Hz間は2.0GW増強
経済指標* (2050)	電力限界費用	25円/kWh	(分析対象としていないため本分析では非開示)	(平均費用の最小化を目的関数として設定しており、限界費用は評価事項にいない)	23円/kWh	16-17円/kWh（地域毎に異なる）
	電力平均費用	13円/kWh（概算値）	12円/kWh ※原子力を除く	9.18円/kWh	12円/kWh	19円/kWh (16円/kWh（割引率3%）)
エネルギーコスト	エネルギー総コスト 110兆円/年 → 130兆円/年 (2015年 → 2050年)	再エネ、蓄電池、新燃料、CCUSのコスト 11-13兆円/年（2050年）	エネルギーシステム総コスト 25兆円/年 → 18兆円/年 (2020年 → 2050年) ※電力・熱供給の資本費・運用費、燃料、系統運用	電力システム総コスト 8.0兆円/年 → 18兆円/年 (2020年 → 2050年) ※発電設備、系統、蓄電池、燃料費等	エネルギーシステム総コスト 72兆円/年 → 76兆円/年 (2020年 → 2050年)	

\*各団体で対象技術のバウンダリーや計算方法が異なるため、単純比較出来ない点に留意。

# <2050年シナリオ分析の結果 比較（再エネ100%シナリオ）>

	RITE	自然エネルギー財団	デロイトトーマツコンサルティング	日本エネルギー経済研究所	
分析における想定	モデルの特徴	世界モデル コスト最適化 電力需給：地域別はなし 時間解像度：1時間モデルと接合	世界—地域モデル 総エネルギーシステムコスト最小化 エネルギー（電力・熱・運輸）需給：全国9地域 時間解像度：1時間刻み（8760時間）	日本モデル コスト最適化 電力需給：全国351ノード 時間解像度：4季節、4時間帯	日本モデル コスト最適化 電力需給：全国5地域 時間解像度：1時間刻み
	マクロフレーム	GDP成長率：30年まで1.6%成長、50年まで0.4%成長（SSP2シナリオ）	人口減少（2050年－20%）を目安に、需要レベルを一定の割合で減少	部門別で業種・用途ごとにサービス需要を推計 人口動態を反映	GDP成長率：50年まで年率平均1.0% マクロ経済モデルによって部門別で業種・用途ごとにエネルギーサービス需要を推計
	電力システムの想定	エネ研の統合費用を考慮（蓄電池、系統増強あり） DRは考慮 水素製造などP2Gも考慮	電力・熱・運輸を統合的に分析、 電力・熱・燃料の製造・貯蔵、配送を時間ごとに需給/バランス「柔軟な需要」（グリーン水素製造等、EVのスマートチャージ・V2G）を活用、プロシユーマの動きをモデルに取り込み	電力需給における統合費用を考慮 蓄電池、系統増強あり DR、V2G（充電のみ）を考慮 水素製造などP2Gも考慮	電力需給は1時間の解像度で分析。 再エネの統合技術・費用を考慮。 DR、V2G考慮、蓄電池・系統増強あり。 水素製造などP2Gも考慮。
	技術・需要想定	モデル内で500の技術を想定し積み上げ	民生・産業部門はマクロで需要のサービレベルを想定、その後モデルにより想定される技術導入で、電化・エネルギー転換を算定 運輸はモード毎のエネルギー種別・消費とそのエネルギー転換を別途算定 高温熱需要向けグリーン水素の50%を輸入	P2GやV2G（充電のみ）等のセクターカップリングを想定 再エネ、火力、原子力等の電力供給、蓄電池、水素等のエネルギー貯蔵 給湯、空調等の需要をインプット	300超の需要側・供給側技術を考慮。 産業・運輸・民生部門を合計37のサービス需要区分で表現し、需要側の技術選択に応じてエネルギー効率改善や燃料転換を表現。 民生ヒートポンプ給湯器のDRおよびV2Gを考慮。
エネルギー需給分析（2050）	一次エネルギー供給量	総量：13.0EJ 再エネ37%、化石燃料43%、水素等20%	総量：7.7EJ 国内再エネ68%、輸入グリーン水素等26%、輸入グリーン電力6%	総量：8.9EJ 再エネ60%、原子力3%、天然ガス25%、石油11%	総量：10.7EJ 再エネ52%、化石燃料24%、水素・アンモニア等25%
	エネルギー消費	最終エネルギー消費：29%減（2015年比） 電化率：33%	最終エネルギー消費：54%減（2020年比）	最終エネルギー消費：約24%減（2020年比） 電化率：約47%	最終エネルギー消費：46%減（2019年比） 電化率：35%
	電力需要	発電量：1.1兆kWh弱 電力最終消費は9%減（2015年比） DACCS用の電力需要が総発電電力量の3%程度ある	総電力需要：1,470TWh、51%増（2020年比） [内訳]一般電力需要：679TWh、熱需要：230TWh、運輸需要：100TWh、水素製造：431TWh、送電蓄電ロス等：30TWh	発電量：1.45兆kWh 電力最終消費は約33%増（2020年比） 例えば、水素製造用の電力需要が総発電電力量の約31%程度ある	発電量：1.2兆kWh 電力最終消費は2019年比で27%減 充放電ロスや地域間送電ロスが1000億kWh
	電源構成	再エネ約100%	再エネ100% [発電量]太陽光48%、風力：陸上18%・洋上18%、水力・地熱・バイオマス8%、グリーン電力輸入8% [設備容量]太陽光524GW、風力：陸上88GW・洋上63GW、水力・地熱・バイオマス28GW	再エネ95%、原子力2%、CCS火力3%	再エネ100%
	電源想定	再エネ（フロー） 太陽光 9-15円 風力 10-22円 ポテンシャル：地域別別風況日射量考慮（→量と価格に反映） 想定根拠：習熟曲線からコスト低減を見込む ※割引率：8%	再エネ（ストック） 太陽光 地上3.6円、屋根4.6円 風力 陸上4.5円、洋上6.8円 ポテンシャル：地域別別風況、日照、流況、サスティナブルバイオマス量考慮、ポテンシャルによる発電設備容量の上限を設定 想定根拠：習熟曲線によるコスト低減を見込む世界価格に対して、技術ごとに収斂度設定 ※割引率：7%	再エネ（ストック） 太陽光 住宅 8.8-14.3円、メガソーラー 3.8-9.0円 風力 陸上 5.8-23.8円、洋上 11.4-37.4円 ポテンシャル：地点別に風況日射量考慮（→量と価格に反映） 想定根拠：発電コスト検証WGの数値を引用 ※割引率：3% ※変動再エネに関しては、出力抑制等の実際に発電された電力量を考慮している その他 再エネが95%となるよう設定 原子力耐用年数に応じて導入量を設定 稼働を最適化	再エネ（フロー） 太陽光 事6-8円、屋7-11円 風力 陸6-13円、洋11-18円 ポテンシャル：地点別に風況日射量考慮（→量と価格に反映） 想定根拠：再エネは習熟曲線にしたがい収斂 ※割引率：3%
	蓄電池等の想定	蓄電池：3980GWh（1.5万円/kWh） 系統増強：570GW（3-20万円/kWh）	蓄電池等（2050年コスト、2020年より減速） 蓄電池事業用：42GW、178GWh（8.2千円/kWh）、蓄電池プロシユーマ用：45GW、276GWh（9.3-16千円/kWh）、V2G:30GW、180GWh 揚水発電：30GW、180GWh 地域間連系線:82GW（既設を含む）、国際連系線：20GW、水素製造電解装置：73GW	蓄電池：約44GW（15万円/kWh） 系統増強：約945GW（20万円/MW/km） V2G（充電のみ）：約129TWh	蓄電池：398GWh 圧縮水素貯蔵：3434GWh V2G可能なEV蓄電池：468GWh 系統増強：北海道・東北間14GW、東北・東京間31GW、東京・中部間18GW、西日本・九州間1.4GW
	電力限界費用	53円/kWh	（平均費用の最小化を目的関数として設定しており、限界費用は評価事項にいれていない）	52円/kWh	28-33円/kWh（地域毎に異なる）
経済指標*（2050）	電力平均費用	18円/kWh（概算値）	9.18円/kWh	19円/kWh	27円/kWh（22円/kWh（割引率3%））
	エネルギーコスト	エネルギー総コスト 110兆円/年 → 141兆円/年（2015年 → 2050年）	エネルギーシステム総コスト 25兆円/年 → 18兆円/年（2020年 → 2050年） ※電力・熱供給の資本費・運用費、燃料、系統運用	電力システム総コスト 8.0兆円/年 → 27兆円/年（2020年 → 2050年） ※発電設備、系統、蓄電池、燃料費等	エネルギーシステム総コスト 72兆円/年 → 87兆円/年（2020年 → 2050年）

\* 各団体で対象技術のパウナクリーや計算方法が異なるため、単純比較出来ない点に留意。