

資 料

2 0 2 3 年 4 月 2 8 日

趣旨・目的

- 再生可能エネルギーの拡大等に伴う事業環境の悪化（市場価格低下・稼働率低下）や、設備の高経年化に伴い、火力電源の休廃止が進展。供給力は減少の傾向。
- こうした中、将来にわたり安定供給に必要な供給力を確実に確保していくためには、電源建設リードタイムを踏まえた計画的な電源投資を進めていくことが必要。
- 今後、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、新たな電源投資の支援制度（長期脱炭素電源オークション）を通じ、安定供給を確保しつつ、計画的に電源の脱炭素化を進めることとしているが、その円滑な実施に当たっては、計画的な電源投資支援の基礎となる、10年を超える長期の電力需給の見通しがあることが望ましい。
- このため、10年超先の電力需給のあり得るシナリオを関係者間で共有することを目指し、多様な関係者の関与の下、前提を変えて複数のシナリオを示すことを見据え、論点や課題の共有を行うこととする。
- なお、本勉強会は、将来的に電力広域的運営推進機関において行う本格的な検討の前段階と位置付け、その成果は電力広域的運営推進機関に引き継ぐ。

【参考】供給力の維持・開発を計画する枠組みの形成

第56回 電力・ガス基本政策小委員会
(2022年11月24日) 資料4-1

- 現行制度上、電力広域機関が毎年度取りまとめる供給計画は、向こう10年間の電力需給見通しを示す一方、大規模な電源開発に有用な10年を超える先の見通しはなく、電力自由化の下で、発電事業者が新規の電源投資を躊躇する一因ともなっている。
- こうした中で、今後、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、新たな電源投資の支援制度（長期脱炭素電源オークション）を通じ、安定供給を確保しつつ、計画的に電源の脱炭素化を進めることとしている。その円滑な実施に当たっては、計画的な電源投資支援の基礎となる、10年を超える長期の電力需給の見通しが欠かせない。
- このため、現行の供給計画と別の形で、10年超先の電力需給のあり得るシナリオを関係者間で共有することを目指し、供給力の維持・開発を計画する新たな枠組みを形成することとしてはどうか。
- 具体的には、2023年度から長期脱炭素電源オークションが導入されることを念頭に、2023年度早期に検討を開始することとし、2022年度中を目途に、必要な体制整備を含めた検討の準備を進めていくこととしてはどうか。
- なお、新たな枠組みの下でのシナリオは、政府の目標や不確実な将来を正確に予測しようとするものではなく、計画的に電源開発を進める上で参考にすることを目的に、多様な関係者の関与の下で作成するものとし、その際、例えば、前提を変えて複数のシナリオを作成するなどとしてはどうか。
- また、需要の想定については、過去のトレンドの延長ではなく、電化の進展やデータ・通信の爆発的増加等、社会経済の構造変化も見据えたものとすることとしてはどうか。

検討事項の例①（論点案）

1. 長期的な電力需給見通しの方法・手法について

✓ 検討のレンジをどの程度とするか。

※ 大規模電源の建設は10年を超えるリードタイムを要する場合があることを踏まえると、例えば20年程度のレンジで検討を進めることが一案か。

✓ こういったリソース・データを参照することが考えられるか（社会・経済指標等）。

2. 長期的な電力需給見通しの方法・手法について

※ 例えば、足元の実績や、事業者の個別計画を前提としたフォワードルック的な想定、2050年カーボンニュートラル達成からのバックキャスト的な想定を行うことが一案か。

3. 中長期的な電力需要／電力供給の見通しの考え方について

✓ 中長期的な電力需要／電力供給の検討に際し、特にどのような要素を考慮する必要があるか（経済成長の織り込み、産業構造の変化）。

※ 需要面：電化の進展、データセンターの立地、電動車の普及拡大等

※ 供給面：エネルギー全体の脱炭素化（再エネの進展、化石燃料の扱い等）等

検討事項の例②（論点案）

4. その他

- ✓ 電力自由化を踏まえ、各事業者は今後の投資計画の在り方をどのように考えているか。
- ✓ 供給力の確保だけでなく、調整力や燃料の確保の在り方についてどのように考えるか。
(供給力 (=kW) のみではなく、発電量 (=kWh) や調整力 (=ΔkW) も重要)
- ✓ 一次エネルギー源の変化として、水素やアンモニアの伸び（需要面／供給面）をどのように考えるか。
- ✓ 大口自家発電設備の扱いをどのように考えるか。

【参考】電源種別の建設リードタイム（イメージ）

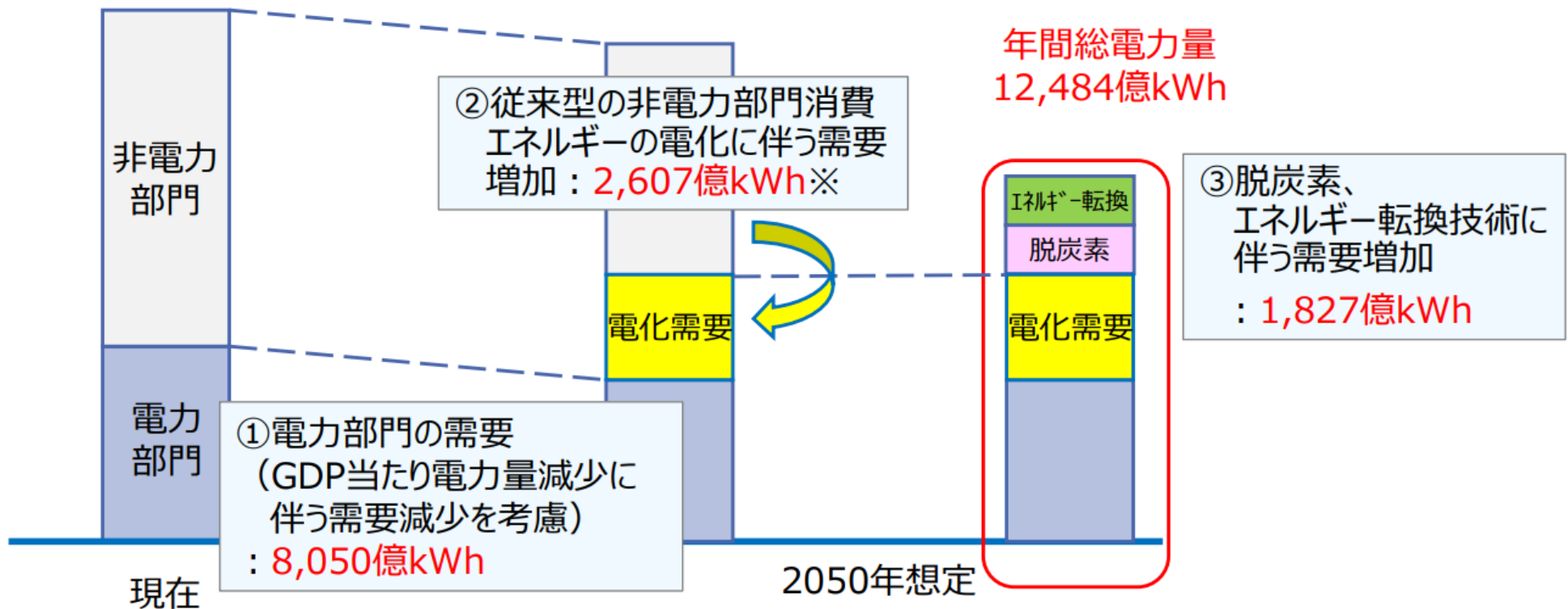


【参考】マスタープランにおいて前提とした電力需要想定

- 2050年カーボンニュートラルも見据えた、将来の広域連系系統の絵姿を示すものとして、**広域連系系統のマスタープランを2023年3月に策定・公表。**
- 将来的な技術革新や社会実装等の不確実性に対し、将来的な情勢変化を考慮した複数シナリオを公表。

最終エネルギー消費

広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）別冊
（資料編）（2023年3月29日）

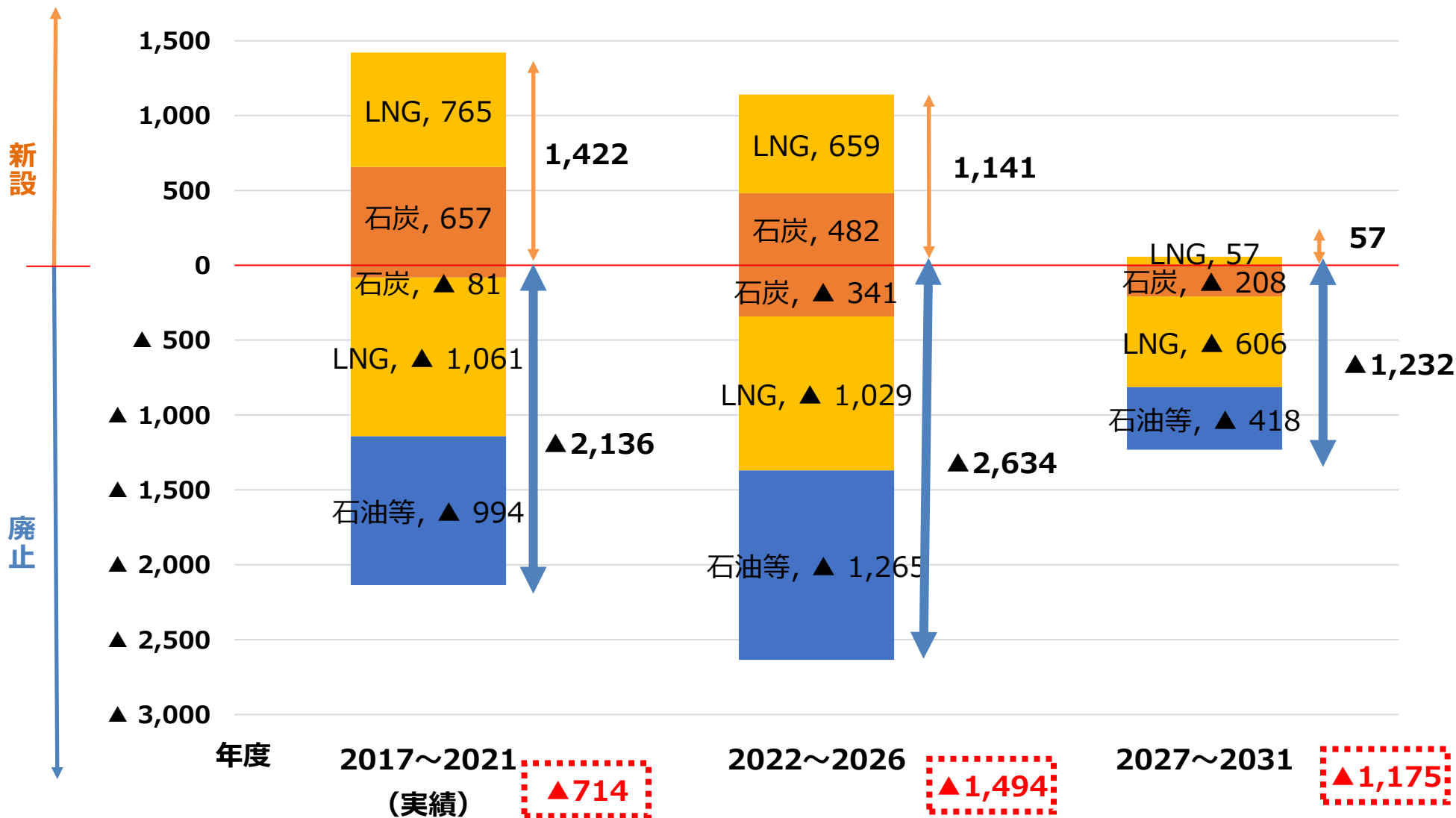


※産業部門の電化、輸送部門の電化、熱需要の電化などの合計値

【参考】火力発電の設備容量の増減見通し

第54回電力・ガス基本政策小委員会
(2022年10月17日) 資料4-1 一部修正

設備容量：万kW



- 注1. 2017～2021年度：新設実績は資源エネルギー庁「石炭火力発電所一覧」および電気事業便覧（2021年版）、廃止実績は各年度供給計画および各社HP等より。
- 注2. 2022年度以降（新設）：2022度供給計画より
- 注3. 2022年度以降（廃止）：大手電力が保有する電源のうち、運転開始から45年経過した電源＝廃止と仮定。

【参考】2050年シナリオ分析の結果比較

＜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)
モデルの特徴	世界モデル コスト最適化 電力需給：地域別なし 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・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 人口動態を反映	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
分析における想定	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	部門別で需給・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年まで年平均1.0% マクロ経済モデルによって部門別で需給・用途ごとにエネルギーサービス需要を推計
技術・需要想定	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。
一次エネルギー供給量	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%	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：1.4TWh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：1.4-1.6TWh 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、送電ロス等：30TWh	発電量：1.45TWh 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：1.3TWh 電力最終消費は2019年比で微減 DACCs用の電力需要が2000億kWh
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%
エネルギー需給分析（2050）	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・風況・日照量考慮（→量と価格に反映） 想定根拠：蓄熱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%、発電選別10%	再エネ（ストック）COE2050年、2020年より減額 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、潮流、サステ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：蓄熱曲線によるコスト低減を見込む世界価格に対して、技術ごとに収容度設定 ※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：地点別に風況日照量考慮（→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：地点別に風況日照量考慮（→量と価格に反映） 想定根拠：再エネは蓄熱曲線にしたがって収容 ※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年より減額） 蓄電池事業用：42GW、178GWh（8.2千円/kWh）、蓄電池フロー用：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/kW） 系統増強：約720GW（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
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依らない）	23円/kWh	16-17円/kWh（地域毎に異なる）
経済指標*（2050）	電力平均費用 13円/kWh（概算値） 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）	12円/kWh ※原子力を除く 再エネ、蓄電池、新燃料、CCUSのコスト 11-13兆円/年（2050年）	9.18円/kWh 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	12円/kWh エネルギーシステム総コスト 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	19円/kWh （16円/kWh（割引率3%）） 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パラメータや計算方法が異なるため、単純比較出来ない点に留意