

広域系統整備に関する長期展望のレビューについて (進め方・費用便益評価手法)

2025年5月30日

広域系統整備委員会 事務局

- 第88回本委員会（2025年3月21日）では、2025年2月に閣議決定された第7次エネルギー基本計画（以下「第7次エネ基」という。）や昨今の電力システムに関する課題などの環境変化等を踏まえて、第3次広域系統長期方針に向けて、下記の検討を深めていくこととした。

- ① 広域系統整備に関する長期展望のレビュー
- ② 高経年化設備更新ガイドラインのバージョンアップ
- ③ 既設連系線設備の更新の評価及び実施スキーム
- ④ 同時市場を見据えた基幹系統及びローカル系統の混雑処理に関する検討

- 本日は、「①広域系統整備に関する長期展望のレビュー（以下「長期展望レビュー」という。）」の検討の進め方、「広域連系系統に係る将来動向の見通し」を紹介したうえで、まずは、費用便益評価の精緻化等の内容を踏まえ、長期展望レビューにおける基本的な考え方（費用便益評価手法）を整理したため、本日までご議論いただきたい。

1. 第3次広域系統長期方針の検討開始について

3

- これまで広域系統長期方針では、系統整備や混雑に対して環境変化を捉えた不断の改革を提起してきた。第7次エネルギー基本計画や昨今の電力システムに関する課題などの環境変化等も分析し、改めて検討を深める時期にあるのではないか。
- まずは、第3次の広域系統長期方針策定も念頭に、以下の事項の検討に着手してはどうか。
- こうした検討を進めていくことで第3次の広域系統長期方針としての取りまとめを検討するが、できるものは取りまとめを待たずに順次実装していくこととする。
- なお、これら検討は広域機関だけに閉じるものではなく、資源エネルギー庁と電力・ガス取引監視等委員会、一般送配電事業者とも連携して対応するものである。

第3次広域系統長期方針に向けた検討事項

- ① 広域系統整備に関する長期展望のレビュー
- ② 高経年化設備更新ガイドラインのバージョンアップ
- ③ 既設連系線設備の更新の評価及び実施スキーム
- ④ 同時市場を見据えた基幹系統及びローカル系統の混雑処理に関する検討

1. 第3次広域系統長期方針の検討開始について

①広域系統整備に関する長期展望のレビュー

■ 第2次の広域系統長期方針では、2050年カーボンニュートラルを実現するための広域系統整備に関する長期展望を費用便益評価を用いて評価し示したところ。第7次エネルギー基本計画や費用便益評価の精緻化等の結果も踏まえて、まずは、どのような変化があるかレビューを行う。

▼広域系統長期方針の概略構成

広域系統長期方針の前提が変化し得る国の政策方針等
第7次エネルギー基本計画/GX2040ビジョン/2025年度供給計画取りまとめ など

第2次広域系統長期方針（広域連系システムのマスタープラン）： 国民負担を抑制しつつ再エネの導入拡大を図るとともに、電力ネットワークの強靱化の実現に向けた取組の方向性を示すもの

広域連系 系統のあるべき姿

- I. 適切な信頼度の確保
- II. 電力ネットワーク利用の円滑化・低廉化
- III. 電力流通設備の健全性確保

広域連系システムに係る将来動向の見通し

【需要】2050年CN社会における電化進展、脱炭素化による電力需要増加予想

【電源】再エネ電源の主力電源、火力休廃止の増加など

【NW】高度経済成長期に施設された流通設備が、本格的に経年更新時期を迎えつつある

広域系統整備に関する長期展望（2050年CNを見据え、様々な将来の不確実性にも配慮し、3つのシナリオを設定）



(需要立地誘導シナリオ)



(ベースシナリオ)



(需要立地自然体シナリオ)

長期展望の具体化に向けた取組

(1) ネットワーク利用の高度化（日本版コネク&マネージ） (2) 高経年設備更新ガイドライン (3) 個別整備計画の具体化

今後の広域連系システムのあるべき姿の実現に向けて

今後の国のエネルギー政策との関係、既設連系線の更新計画との関係、あるべき姿に向けての具体的検討

将来動向の変化による影響を評価
(広域系統整備に関する長期展望のレビュー)

1. 長期展望レビューの進め方（案）
2. 広域連系系統に係る将来動向の見通し
3. 長期展望レビューの基本的な考え方（費用便益評価手法）
 3. 1 便益項目
 3. 2 燃料費 + CO2対策コスト
 3. 3 アデカシー面
 3. 4 費用項目
 3. 5 費用便益評価の考え方
4. 今後の進め方

1. 長期展望レビューの進め方（案）
2. 広域連系系統に係る将来動向の見通し
3. 長期展望レビューの基本的な考え方（費用便益評価手法）
 3. 1 便益項目
 3. 2 燃料費 + CO₂対策コスト
 3. 3 アデカシー面
 3. 4 費用項目
 3. 5 費用便益評価の考え方
4. 今後の進め方

- 現行の広域系統長期方針では、広域連系系統に係る将来動向の見通しを踏まえ、費用便益評価手法などの基本的な考え方に基づいて、将来的に想定され得るシナリオ毎に系統増強方策（**長期展望**）を整理している。
- 今後、本委員会では、まず**2025年内を目途に長期展望の基本的な考え方やシナリオ設定の変更要否を整理**したうえで、**2026年以降、長期展望への具体的な影響をレビューしていくこと**としたい。

「広域系統長期方針（広域連系システムのマスタープラン）（2023年3月）」目次抜粋

章	節	項
広域連系系統に係る将来動向の見通し	前回広域系統長期方針からの情勢変化	—
	電力需要の見通し	—
	電源構成の動向	—
	高経年化対応	② 高経年化設備更新ガイドラインのバージョンアップで整理
広域系統整備に関する長期展望	長期展望の基本的な考え方	費用便益評価手法
		系統増強の考え方 変更なし
	シナリオ設定	シナリオの考え方
		各シナリオの前提条件
	シナリオの系統増強方策と費用便益評価結果	東地域の増強方策
		中西地域の増強方策
		FC及び全国の増強方策
		各シナリオにおける全国の増強方策
		調整力・慣性力
	感度分析	感度分析の結果
		感度分析からの考察
今後の検討課題	—	

【第89回】供給計画や第7次エネ基等を踏まえた現行見通しからの変化を紹介

【第89回】足元の計画策定プロセス等を踏まえた考え方の見直し要否を整理
(但し、便益項目は第90回以降)

【第90回～】第7次エネ基等を踏まえた現行の見通しからの変化を整理
(2025年内を目途)

【2026年～】
2025年内までに整理した考え方およびシナリオに基づいて、現行の長期展望の費用便益分析等を検討

1. 長期展望レビューの進め方（案）
2. 広域連系系統に係る将来動向の見通し
3. 長期展望レビューの基本的な考え方（費用便益評価手法）
 3. 1 便益項目
 3. 2 燃料費 + CO₂対策コスト
 3. 3 アデカシー面
 3. 4 費用項目
 3. 5 費用便益評価の考え方
4. 今後の進め方

- 現行の広域系統長期方針は、「第6次エネ基（2021年3月閣議決定）」で示されたエネルギー政策の道筋等を踏まえ、広域連系系統のあるべき姿の展望と実現に向けた取組の方向性を示した。
- その後、2025年2月に閣議決定された第7次エネ基では、**我が国を取り巻くエネルギーに関する情勢の変化として、以下の①～④が示された。**
- 本章では、これらの情勢変化を踏まえた**電力需要の見通し**や**電源構成の動向**について紹介する。

1. 第3次広域系統長期方針の検討開始について

5

①広域系統整備に関する長期展望のレビュー

- 「第7次エネルギー基本計画」では、我が国を取り巻くエネルギーに関する情勢の変化として、以下の①～④を示している。こうした変化は『広域系統整備に関する長期展望』に対しても影響を及ぼすことが想定される。

①ロシアによるウクライナ侵略等による経済安全保障上の要請の高まり

ロシアのウクライナ侵略開始（2022年2月25日）等により、我が国では、電力需給ひっ迫やエネルギー価格の高騰が生じるなど、石油危機以来のエネルギー危機が危惧される極めて緊迫した事態に直面。「2040年度エネルギー需給見通し（2025年2月）」では、**2022年度1割程度から2040年度エネルギー自給率3～4割程度までの向上**が見込まれている。

②DXやGXなどの進展に伴う電力需要増加の可能性

「World Energy Outlook 2024（2024年10月）」では、世界の電力需要が、**STEPS（公表政策シナリオ）で、2023年から2035年にかけて年率約3%で増加**することが予想（データセンター需要、平均気温の上昇、EV需要など）され、広域機関においても、**電力需要が増加に転じ、2033年度にかけて電力需要が増加する想定を公表**したところ。

③気候変動の野心維持と現実的かつ多様な対応

G7広島サミット（2023年5月）において、エネルギー安全保障、気候危機、地政学的リスクに一体的に対応し、各国の事情に応じた多様な道筋を認めつつ、**ネット・ゼロ実現という共通のゴールを目指す方針が明記**された。この方針は、2024年6月に開催されたG7プーリアサミットでも継承されており、アジア・ゼロエミッション共同体（AZEC）においても、「AZEC原則」としてパートナー国との間で合意されている。

④エネルギー政策と産業政策の一体化

GXを、産業革命以来の化石エネルギー中心の経済・社会、産業構造から、グリーンエネルギー中心のものに移行させ、経済社会システム全体の革新を行うものと位置づけ、GX産業構造、GX産業立地、エネルギーを一体的に政策展開するため、**新たに「GX2040ビジョン」が2024年2月に策定**されたところ。



- 第7次エネ基で示された4つの情勢変化を踏まえた「電力需要の見通し」・「電源構成の動向」は、以下のとおり（次頁以降、詳細を説明）。

（電力需要の見通し）

- ・ 足元では、すでにDXやGXなどの進展が顕在化しはじめており、これまで減少傾向であった需要想定を、2024年度以降、**データセンターや半導体工場の新增設に伴う増加影響により増加傾向に見直している。**
- ・ 2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、**2035年度、2040年度のCO2排出削減目標が表明され、これを前提としてバックキャストした試算では、2040年頃の年間電力需要は、0.9～1.1兆kWh程度となる見通しが公表**されており、「将来の電力需給シナリオに関する検討会」においても、同程度の電力需要モデルケースを設定している。
- ・ なお、2050年頃の電力需要の見通しは、2025年度の需要想定や「将来の電力需給シナリオに関する検討会」の電力需要モデルなどを踏まえ、今後、試算を進めていく。

（電源構成の動向）

- ・ 再生可能エネルギーは、FIT／FIPやコネクタ&マネージ等の取り組みにより、**設備量・発電電力量比率は堅調に増加傾向**にある。
- ・ 「**2040年度におけるエネルギー需給の見通し**」では、GXの基本的な考え方と整合的する需給見通しの分析結果が示され、これを踏まえ、第7次エネ基では、電源構成の基本的な考え方として再エネの主力電源化（発電電力量比率4割～5割程度）の必要性が示されている。
- ・ 上記は、「将来の電力需給シナリオに関する検討会」においても、概ね同程度の2040年の概算kWhバランスの算定結果が示されており、**2040年にかけて再エネ比率は更に高まると**が考えられる。
- ・ 他方、火力電源は、2024年1月から開始された長期脱炭素電源オークションによる**LNG火力の新設・リプレイス及び非効率石炭火力や石油火力のフェードアウト等が促進される**ものと考えられる。
- ・ なお、**2050年の電源構成は、国の政策目標を基本**としつつ、「将来の電力需給シナリオに関する検討会」における各モデルケースの概算kWhバランス等も参考に、今後、長期展望におけるシナリオ設定や感度分析の中で検討を深めていく。

- 現行の広域系統長期方針では、広域機関が2023年1月に公表した「2023年度 全国及び供給区域ごとの需要想定について（以下、「2023年度 需要想定」という。）」を踏まえ、**今後10年間の最大需要電力（夏季）は、年平均▲0.1%で推移し、年間需要電力量は0.86兆kWhとなる減少見通し**とした。
- しかし、2024年度需要想定以降、経済成長およびデジタルトランスフォーメーション（DX）やGXの進展に伴うデータセンターや半導体工場の新增設に伴う増加見通しへ転じ、**足元の需要想定では、今後10年間の最大需要電力（夏季）は、年平均+0.4%で推移し、年間需要電力量は0.89兆kWhとまで増加する見通し**とした。

2. 電力需要想定 9

- 2024年度の夏季の最大需要電力は、節電・省エネ影響等の弱まりや経済回復などにより、前年度を上回った。
- 2025年度以降については、**人口減少や節電・省エネ影響等の減少影響よりも、経済成長及びデータセンター・半導体工場の新增設に伴う増加影響が大きくなると考えられることから、2034年度まで増加傾向**が続くものと想定した。

● 需要想定的前提となる全国の経済見通し

	2024年度	2034年度
国内総生産 GDP 2015暦年価格	559.8兆円	603.8兆円 [+0.8%]
鉱工業生産指数 IIP 2020暦年=100	102.5	110.5 [+0.8%]
人口	1.24億人	1.17億人 [▲0.5%]

● 需要想定（全国合計、送電端）

	2024年度 実績	2025年度 見通し	2034年度 見通し
最大需要電力 (万kW)	15,760	15,916	16,459 [+0.4%]
年間需要電力量 (億kWh)	8,417	8,496	8,944 [+0.6%]
年負荷率	61.0%	60.9%	62.0%

・2024年度実績は気象補正後。
 ・2024年度の年間需要電力量及び年負荷率は推定実績を示す。
 ・[]内は2024年度実績に対する年平均増減率

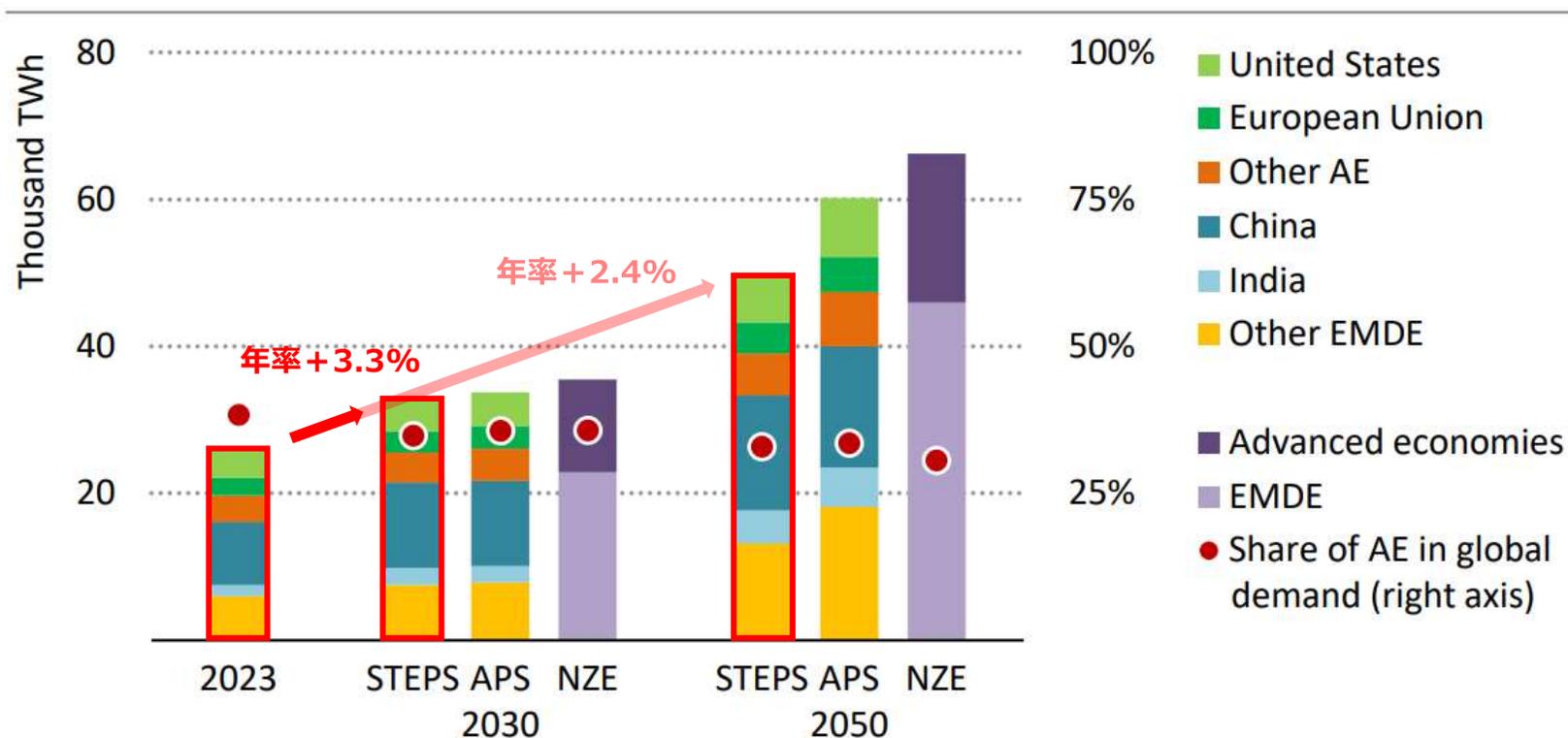
(万kW)

最大3日平均電力（8月・送電端・全国合計）

※現時点でのデータセンター・半導体工場の申込状況をもとに想定した結果、2031年度を境に伸びが減少しているが、将来の新增設申込の動向により変わる可能性がある。

■ 国際エネルギー機関（IEA）の「World Energy Outlook 2024（2024年10月公表）」においても、世界の電力需要は、STEPS（公表政策シナリオ）で、**データセンター需要、平均気温の上昇、EV需要などの要因から2023年から2030年にかけて年率+3.3%で増加傾向と想定**されている。

Figure 3.18 ▶ Electricity demand by country/region and scenario, 2023, 2030 and 2050



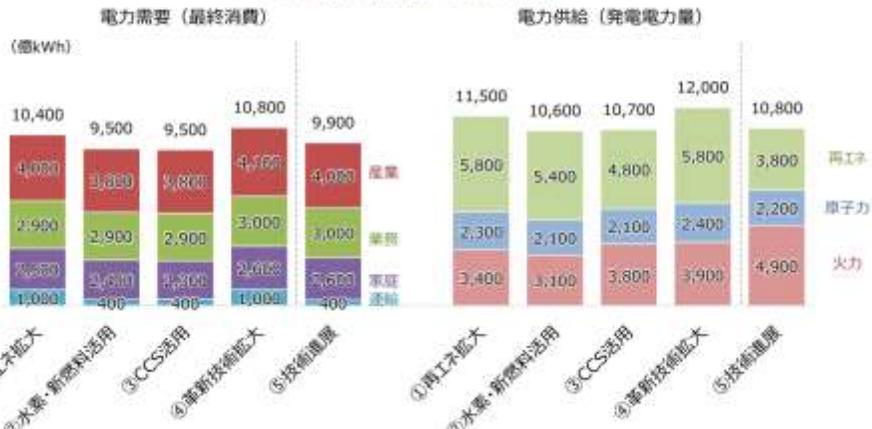
- わが国では、2025年2月にパリ協定で示された目標値（世界平均気温の上昇を2℃以下に、**できる限り1.5℃に抑える**）と総合的で、2050年ネット・ゼロの実現に向けた直線的な経路にある**2035年度、2040年度で、温室効果ガスを2013年度からそれぞれ60%、73%削減を目指すことを表明**※している。
- これを前提として、「2040年度におけるエネルギー需給の見通し」では、将来シナリオ毎にバックキャストして試算した**年間の電力需要は0.9～1.1兆kWh程度**であることが示されており、加えて、「将来の電力需給シナリオに関する検討会」においても、同程度の電力需要のモデルケースを設定している。

※「日本のNDC（国が決定する貢献）」を、気候変動に関する国際連合枠組条約事務局（UNFCCC）へ提出

シナリオ別 電力需給

- **2040年度の電力需要は0.9～1.1兆kWh程度、発電電力量は1.1～1.2兆kWh程度。**

シナリオ別 電力需給（2040年度）

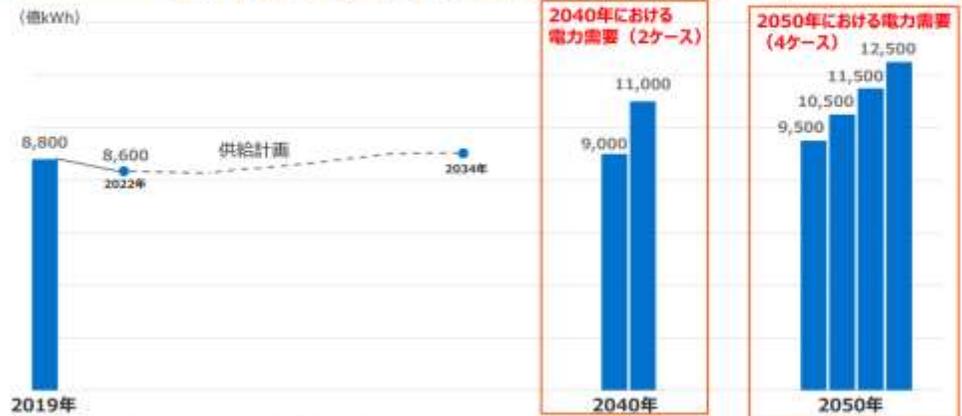


※ 合計は四種五入の関係で一致しない場合がある。
 ※ 第6次エネルギー基本計画において、2050年の発電量の約50～60%を太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス等の再生可能エネルギー、水素・燃料アンモニア発電を約10%、原子力・CO₂回収前処理の火力発電を約30～40%とすることを、議論を深めていくための参考値として示した。

2040年・2050年の電力需要のモデルケースの設定

- ・ 技術検討会社の想定に基づく案B,Cのコア・リスクの想定幅をベースに、2040年では、9,000億、11,000億kWhの2つ、2050年では、9,500億、10,500億、11,500億、12,500億kWhの4つのモデルケースを設定する。
- ・ 関係者がそれぞれの目的に沿ってモデルを選択し、かつそのモデルを必要に応じてカスタマイズできるように、各モデルの内訳も要素毎に設定する。

従来の電力需要の想定ケース（需要地併設型PVによる自家消費控除前：送電電）

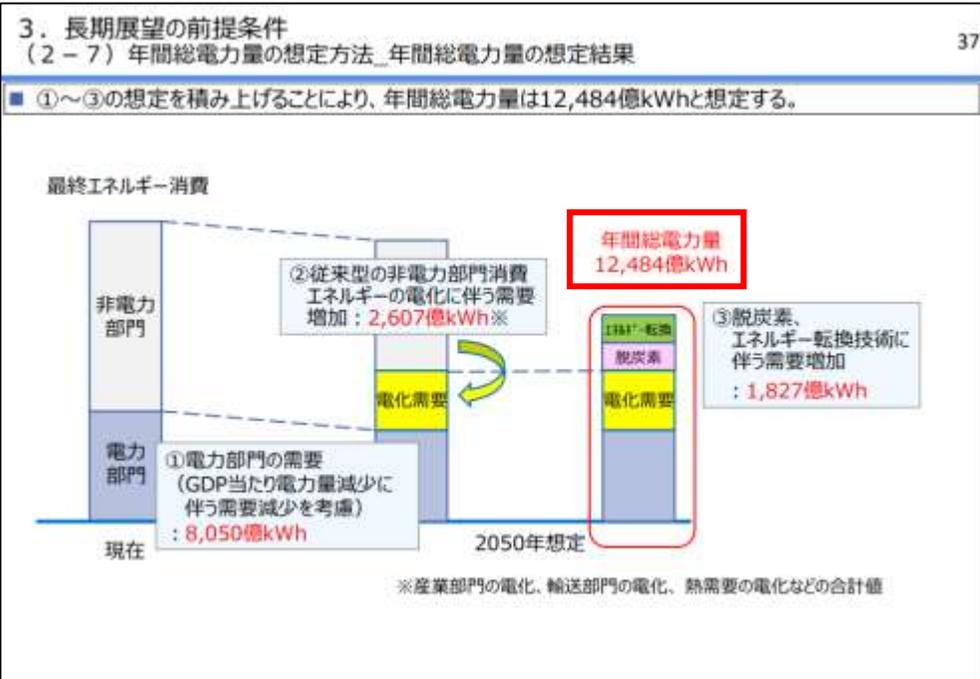


※ 2019、2022年度は総合エネルギー統計の事業用電力を送電電に交換。2023～2034年度は、全国及び供給区域ごとの需要想定（2025年度、OCCTO）の送電前電力量を採用。なお、いずれの数値にも日本総研独自の自家消費電力量を考慮

出所) 2040年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）（2025年2月）をもとに作成
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20250218_03.pdf
 出所) 第7回将来の電力需給シナリオに関する検討会（2025年2月28日）資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/shorai_jukyu/2024/files/shoraijukyu_07_03.pdf

- 2050年カーボンニュートラル時代のエネルギー需給構造は、徹底した**省エネ**に加え、脱炭素電源により電力部門は**脱炭素化**され、非電力部門では電化可能な分野は**電化**され、電化困難部門では、**水素や合成メタン、合成燃料の活用などによる脱炭素化が進む**方向性※が第6次エネ基等で示されている。
- 現行の長期展望では、2022年度の需要想定等を参考に**年間総電力量を1.25兆kWh程度と試算**しており、「将来の電力需給シナリオに関する検討会」においても、同程度の電力需要モデルを設定している。
- なお、2025年度の需要想定を踏まえた年間総電力量の見通しは、今後、試算を進めていく。

※ CO2排出が避けられない分野からの排出は、DACCSやBECCSなどによりCO2が除去されるとされた



出所) 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日公表) をもとに作成 https://www.occto.or.jp/kouikikeitou/chokihoushin/files/chokihoushin_23_01_02.pdf

出所) 第7回将来の電力需給シナリオに関する検討会 (2025年2月28日) 資料3をもとに作成 https://www.occto.or.jp/iinkai/shorai_jukyu/2024/files/shoraijukyu_07_03.pdf

- 足元から2030年頃までの再エネは、発電コストの低減や日本版コネクト&マネージやFIT／FIP等の施策が後押ししたことで、**設備量・発電電力量比率は堅調に増加傾向**にある。
- 2025年度 供給計画における最終年度（2034年度）では、再生可能エネルギーの送電端発電電力量の電源構成比率は3割を超える水準に達し、第7次エネ基においても、引き続き各種施策を進めていくことが示されていることから、**2050年のカーボンニュートラルに向けた着実な導入拡大が進むことが期待**される。

2025年度供給計画における再生可能エネルギーの電源構成比

	2024年度	2025年度	2029年度	2034年度
再エネの 電源構成比 (送電端電力量)	24.0% (2,142億kWh)	25.6% (2,289億kWh)	29.2% (2,621億kWh)	32.4% (2,890億kWh)
太陽光	10.5% 934億kWh	10.9% 972億kWh	12.3% 1,110億kWh	14.1% 1,257億kWh
風力	1.3% 117億kWh	1.5% 135億kWh	2.7% 245億kWh	3.9% 351億kWh
水力	8.1% 720億kWh	8.2% 732億kWh	8.6% 776億kWh	8.8% 781億kWh
地熱	0.3% 26億kWh	0.3% 27億kWh	0.3% 30億kWh	0.3% 31億kWh
バイオマス	3.9% 345億kWh	4.7% 423億kWh	5.1% 460億kWh	5.3% 470億kWh

■ 2030年頃までの火力電源は、2024年1月から開始された長期脱炭素電源オークションにより、**LNG火力の新設・リプレース及び非効率石炭火力のフェードアウト等が促進され**、2025年度供給計画では、今後10年間の新設計画960万kW（内、LNGが950万kW）に対して、1,030万kWの廃止が予定されている。

表3-2 2034年度末までの電源開発計画（全国合計）
【出力：万kW】

種類	新設計画		増減出力計画		廃止計画	
	出力	地点数	出力	地点数	出力	地点数
水力	20.5	32	11.8	68	△ 3.2	7
一般水力	20.5	32	10.3	67	△ 3.2	7
揚水	-	-	1.5	1	-	-
火力	958.7	33	0.5	2	△ 1,032.4	48
石炭	-	-	-	-	△ 446.3	18
LNG	945.8	18	2.7	1	△ 385.7	10
石油	12.9	15	-	-	△ 200.4	20
LPG	-	-	-	-	-	-
歴青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
その他火力	-	-	△ 2.2	1	-	-
原子力	1,018.0	7	15.2	1	-	-
新エネルギー等	1,153.0	342	△ 0.8	1	△ 72.7	159
風力	764.4	98	-	-	△ 38.2	32
太陽光	149.0	160	-	-	△ 26.2	120
地熱	5.0	4	-	-	-	-
バイオマス	84.0	24	△ 0.8	1	△ 2.9	1
廃棄物	7.5	5	-	-	△ 5.4	6
蓄電池	128.5	50	-	-	-	-
水素	14.6	1	-	-	-	-
アンモニア	-	-	-	-	-	-
合計	3,150.2	414	26.7	72	△ 1,108.3	214

注）小数点第二位を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。

4. 電源構成の変化に関する分析：火力発電の新増設及び休廃止計画の推移 25

- 2024・2025年度供給計画との比較において、**長期脱炭素電源オークションによるLNG火力のリプレース及び石炭火力のフェードアウトの影響により状況は大きく変化。**
- 全体として、休廃止が増加することから、新増設から休廃止を差し引いた設備量は減少。

● 長期の電源開発及び休廃止計画（設備量ベース、2025年度からの累計値）

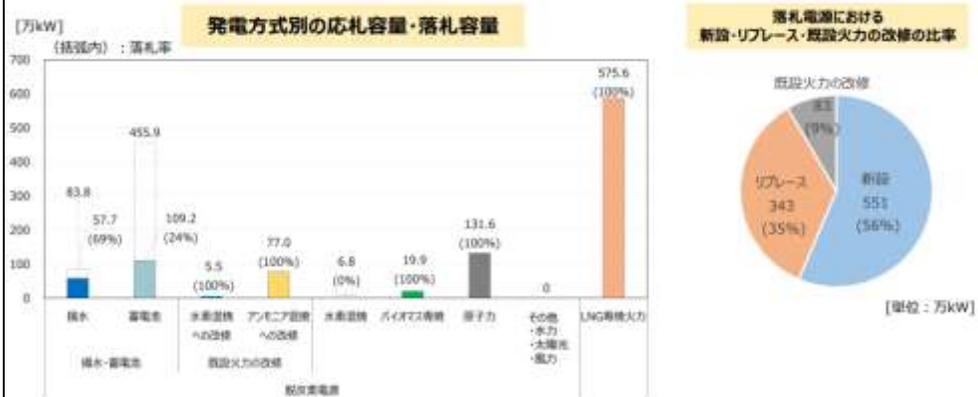


※1 「発電所及び蓄電所の開発等についての計画書」に基づき、原則1,000kW以上の発電設備（離島設備を除く）を対象に集計
 ※2 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物・その他火力の合計値
 ※3 休廃止には長期計画停止を含み、休止・長期計画停止からの再稼働による減少分を含む

2. 長期脱炭素電源オークション(応札年度:2023年度)の約定結果
(2) 発電方式別の応札容量・落札容量

14

- 発電方式別の応札容量・落札容量とその比率は、下記のとおり。
- 応札容量(落札率)は、揚水が83.8万kW(69%)、蓄電池が455.9万kW(24%)、水素混焼への改修が5.5万kW(100%)、アンモニア混焼への改修が77.0万kW(100%)、水素混焼(リプレイス)が6.8万kW(0%)、バイオマス専焼(新設)が19.9万kW(100%)、原子力(新設)が131.6万kW(100%)、LNG専焼火力が575.6万kW(100%)であった。
- また、落札容量のうち新設・リプレイスが91%であった。



2. 長期脱炭素電源オークション(応札年度:2024年度)の約定結果
(2) 発電方式別の応札容量・落札容量

14

- 発電方式別の応札容量・落札容量とその比率は、下記のとおり。
- 応札容量(落札率)は、揚水が85.4万kW(42%)、蓄電池が695.6万kW(20%)、アンモニア混焼への改修が9.5万kW(100%)、原子力(既設原子力の安全対策投資)が434.8万kW(73%)、一般水力(調整式)が5.2万kW(100%)、LNG専焼火力が131.5万kW(100%)であった。
- また、落札容量のうち新設・リプレイス等が約99%であった。



出所) 容量市場 長期脱炭素電源オークション約定結果(応札年度:2023年度)

https://www.occto.or.jp/market-board/market/oshirase/2024/files/240426_longauction_youryouyakujoekka_kouhyou_ousatsu2023.pdf

出所) 容量市場 長期脱炭素電源オークション約定結果(応札年度:2024年度)

https://www.occto.or.jp/market-board/market/oshirase/2025/files/250428_longauction_youryouyakujoekka_kouhyou_ousatsu2024.pdf

- 2025年2月公表の「**2040年度におけるエネルギー需給の見通し**」では、エネルギー安定供給、経済成長、脱炭素を同時実現するというGXの基本的な考え方と整合する需給見通しの分析結果が示されている。
- これを踏まえ、第7次エネ基では、電源構成の基本的な考え方として**再エネが主力電源（発電電力量比率4割～5割程度）となることの必要性**が示されており、2040年において再エネ比率は更に高まることが考えられる。
- なお、「将来の電力需給シナリオに関する検討会」においても、概ね同程度の2040年の概算kWhバランス※1の算定結果が示されている。

※1「将来の電力需給シナリオに関する検討会」では、2040年モデルで計4ケースの概算kWhバランス等の算定結果が示されており、右下図は、その内の1ケース

電力需要・電源構成

	2013年度 (実績)	2022年度 (実績)	2040年度 (見通し)
電力需要	0.99兆kWh	0.90兆kWh	0.9～1.1兆kWh程度
産業	0.36兆kWh	0.32兆kWh	0.38～0.41兆kWh程度
業務	0.32兆kWh	0.31兆kWh	0.29～0.30兆kWh程度
家庭	0.29兆kWh	0.26兆kWh	0.23～0.26兆kWh程度
運輸	0.02兆kWh	0.02兆kWh	0.04～0.10兆kWh程度
発電電力量	1.08兆kWh	1.00兆kWh	1.1～1.2兆kWh程度
再エネ	10.9%	21.8%	4～5割程度
太陽光	1.2%	9.2%	23～29%程度
風力	0.5%	0.9%	4～8%程度
水力	7.3%	7.7%	8～10%程度
地熱	0.2%	0.3%	1～2%程度
バイオマス	1.6%	3.7%	5～6%程度
原子力	0.9%	5.6%	2割程度
火力	88.3%	72.6%	3～4割程度

29

2040④ 11,000億kWh | 火力すべて経年リプレイス

kWバランス				kWhバランス			
各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載				仮に火力で補充した場合のkWhバランスを記載			
単位: 万kW	需要	2040 夏季 各ケース		需要	2040 設備容量 利用率 kWh/バランス		
		夏期	冬期		夏期	冬期	
	17,600			11,000			
供給力	設備容量		19,900	設備容量	11,000		
太陽光 (商業地併設型除く)	8,500	0%	0	太陽光 (商業地併設型含む)	15,500	17%	
風力	3,500	19%	350	風力	3,500	30%	
一般水力	2,500	44%	1,100	一般水力	2,500	54%	
バイオマス	900	80%	720	バイオマス	900	73%	
地熱	100	85%	90	地熱	100	66%	
原子力	3,300	76%	2,510	原子力	3,300	76%	
水力	2,000	100%	2,000	火力	13,000	34%	
蓄電池	1,000	81%	810				
石炭 (CCS)	3,030	87%	2,480				
石炭 (CCS以外)	750	90%	680				
LNG (CCS)	1,900	86%	1,290				
LNG (CCS以外)	2,930	94%	2,760				
LNG (専焼)	4,330	94%	4,070				
石油 (CCS)	0	83%	0				
石油 (専焼)	830	91%	760				
共同火力 (CCS)	0	82%	0				
共同火力 (CCS以外)	340	90%	310				
予備率			13.1%				
予備率13.9%との差分(万kW)			▲150				
同上(火力で補充する場合の設備容量)			160				

出所) 2040年度におけるエネルギー需給の見通し (関連資料) (2025年2月) をもとに作成
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20250218_03.pdf

出所) 第9回将来の電力需給シナリオに関する検討会 (2025年5月21日) 資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/shorai_jukyuu/2025/files/shoraijukyuu_09_03.pdf

- 第7次エネ基は、あくまでも**2050年のネット・ゼロの実現に向けた直線的な経路にある2035年・2040年の野心的な目標を実現することの方向性が示されたものである。**
- このため、**2050年頃は、第43回基本政策分科会（2021年5月）で示された国の政策目標を基本**としつつ、「将来の電力需給シナリオに関する検討会」における各モデルケースの概算kWhバランス※1等も参考に、今後、長期展望におけるシナリオ設定や感度分析のなかで検討を深めていく。

※1「将来の電力需給シナリオに関する検討会」では、2050年モデルで計16ケースの概算kWhバランス等の算定結果が示されており、右下図は、その内の1ケース

(参考) 2050年における各電源の整理 令和2年12月21日
基本政策分科会資料(抜粋)

- 2050年カーボンニュートラルを目指す上で、脱炭素化された電力による安定的な電力供給は必要不可欠。3E+Sの観点も踏まえ、今後、以下に限定せず複数のシナリオ分析を行う。議論を深めて行くに当たり、それぞれの電源の位置づけをまずは以下のように整理してはどうか。

電源	再エネ	原子力	化石+CCUS	水素・アンモニア
再エネ	<ul style="list-style-type: none"> 2050年における主力電源として、引き続き最大限の導入を目指す。 最大限導入を進めるため、調整力、送電容量、慣性力の確保、自然条件や社会制約への対応、コストを最大限抑制する一方、コスト増への社会的受容性を高めるといった課題に今から取り組む。 こうした課題への対応を進め、2050年には発電電力量(※1)の約5~6割を再エネで賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値(※2)としてはどうか。 	<ul style="list-style-type: none"> 確立した脱炭素電源として、安全性を大前提に一定規模の活用を目指す。 国民の信頼を回復するためにも、安全性向上への取組み、立地地域の理解と協力を得ること、バックエンド問題の解決に向けた取組み、事業性の確保、人材・技術力の維持といった課題に今から取り組んでいく。2050年には、再エネ、水素・アンモニア以外のカーボンフリー電源として、化石+CCUS/カーボンサイクルと併せて約3~4割を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値(※2)としてはどうか。 	<ul style="list-style-type: none"> 供給力、調整力、慣性力の利点を持つ一方で、化石火力の脱炭素化が課題。 CCUS/カーボンサイクルの実装に向け、技術や適地の開発、用途拡大、コスト低減などに今から取組み、一定規模の活用を目指す。2050年には、再エネ、水素・アンモニア以外のカーボンフリー電源として、原子力と併せて約3~4割を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値(※2)としてはどうか。 	<ul style="list-style-type: none"> 燃焼時に炭素を出さず、調整力、慣性力の利点を持つ一方で、大規模発電に向けた技術確立、コスト低減、供給量の確保が課題。今からガス火力、石炭火力への混焼を進め、需要・供給量を高め安定的なサブイチェーンを構築にも取り組む。 産業・運輸需要との親合も踏まえつつ、カーボンフリー電源として一定規模の活用を目指す。水素基本戦略で将来の発電向けに必要な調達量が500~1000万トンとされていることを踏まえ、水素・アンモニアで2050年の発電電力量の約1割前後を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値(※2)としてはどうか。

※1: 2050年の発電電力量は、第33回基本政策分科会で示したRITEによる発電電力量推計を踏まえ、約1.3~1.5兆kWhを想定(※2)とする。
 ※2: 政府目標として定めたものではなく、今後議論を深めて行くための一つの目安・指標値。今後、複数のシナリオを検討していく上で、まず検討を加えることになるもの。

2050 12,500億kWh | 原子力大、火力すべて経年リプレース

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWhバランスを記載 2050 夏季
複数ケース
2050 夏季

単位: 万kW

供給力	設備容量	占付	18,700
太陽光 (需要地併設型除く)	9,000	0%	0
風力	4,250	10%	430
一般水力	2,700	44%	1,190
バイオマス	900	60%	720
地熱	150	85%	130
原子力	3,700	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,300	81%	1,050
石炭 (CCS)	3,020	82%	2,480
石炭 (CCS以外)	750	90%	680
LNG (CCS)	4,150	96%	3,570
LNG (CCS以外)	4,610	94%	4,340
火力 (専焼)	0	94%	0
石油 (CCS)	830	83%	690
石油 (専焼)	0	91%	0
共燃火力 (CCS)	270	82%	220
共燃火力 (CCSなし)	0	90%	0
予備率	-	-	8.6%
予備率13.9%との差分(万kW)	-	-	▲1,000
同上(火力で補充する場合の設備容量)	-	-	1,070

仮に火力で補充した場合のkWhバランスを記載 2050
設備容量 利用率 kWh/バランス

単位: 億kWh

需要	-	-	12,500
供給力	44,400	-	12,500
太陽光 (需要地併設型含む)	18,000	17%	2,680
風力	4,250	30%	1,120
一般水力	2,700	54%	1,280
バイオマス	900	73%	580
地熱	150	66%	90
原子力	3,700	76%	2,460
火力	14,700	38%	4,290

日本総研 71 Copyright (C) 2025 The Japan Research Institute, Limited. All Rights Reserved.

1. 長期展望レビューの進め方（案）
2. 広域連系系統に係る将来動向の見通し
3. 長期展望レビューの基本的な考え方（費用便益評価手法）
 3. 1 便益項目
 3. 2 燃料費 + CO₂対策コスト
 3. 3 アデカシー面
 3. 4 費用項目
 3. 5 費用便益評価の考え方
4. 今後の進め方

- 現行の長期展望における便益項目は、下表の通り。
- 本章では、費用便益評価の精緻化、あるいは足元の計画策定プロセスの整理などを踏まえ、長期展望レビューにおいて、**評価方法（前提条件）の見直しが必要と考えられる項目について整理**する。

1. 費用便益評価手法

(1) 便益項目

4

- 長期展望における便益項目は、**貨幣価値指標として、燃料費・CO2対策コスト、アデカシー及び送電ロス**を考慮し、**非貨幣価値指標として、システムの安定性、再エネ出力制御率及びCO2排出量**を考慮する。
- また、**調整力や慣性力**といった再エネ大量導入というシナリオを成立させるための前提条件となるコストについては、**系統増強の便益項目には織り込まず、政策目標実現のための社会コストとして示す**。

【凡例】 「○」…貨幣価値指標、「◆」…非貨幣価値指標、「-」…指標なし

便益項目	長期展望における扱い
燃料費	○
CO2対策コスト	○
アデカシー面*1	○ (調達コストベース・停電コストベースの双方を算出し、少なくとも確実に見込める便益を評価)
送電ロス	○ (送電ロス費用を評価*2)
システムの安定性	◆ (信頼度基準を充足した上で、さらにシステムの安定性に寄与する効果を定性的に評価)
再エネ出力制御率*3	◆*4
CO2排出量	◆*4
調整力	- (再エネ大量導入に必要な社会コストとして示す)
慣性力	- (再エネ大量導入に必要な社会コストとして示す)

*1 系統増強による供給力確保量の節減効果 *2 送電ロス費用が減少する場合はプラスの便益、増加する場合はマイナスの便益 *3 出力制御率は太陽光・風力の合計 *4 系統増強に伴う再エネと他の電源との差替による発電コストの削減効果は、燃料費及びCO2対策コストの貨幣価値指標として織り込み済み

- 長期展望レビューにおける基本的な考え方（費用便益評価手法）の整理結果は、下表の通りである。
- 次頁以降、各整理項目ごとの詳細について説明する。

整理項目	現行の長期展望	長期展望レビュー
便益項目 (⇒3.1節)	(貨幣価値指標) <ul style="list-style-type: none"> ・燃料費・CO2対策コスト ・アデカシー ・送電ロス (非貨幣価値指標) <ul style="list-style-type: none"> ・システムの安定性 ・再エネ出力制御率 ・CO2排出量 (政策目標実現のための社会コスト) <ul style="list-style-type: none"> ・調整力・慣性力 	(貨幣価値指標) 現行と同様を基本とし、費用便益の精緻化で検討中の「 系統制約の緩和効果 」は、 別途扱いを整理 (非貨幣価値指標) 費用便益の精緻化の 検討結果を踏まえ、別途扱いを整理 (政策目標実現のための社会コスト) 現行の長期展望と同様 (第3次広域系統長期方針での扱いは別途検討)
燃料費 + CO2対策コスト (⇒3.2節)	2021年度 発電コストWG報告書を参照 (安価な順：石炭⇒MACC⇒ACC⇒水素混焼)	2024年度 発電コストWG報告書を参照 (足元の価格に見直した値で算定) (安価な順：MACC⇒ACC⇒水素混焼⇒ 石炭)
アデカシー面 (⇒3.3節)	(アデカシー便益の考え方) 停電・調達コストベースの確実に見込める便益 (EUE算定諸元 (供給力)) 各エリアが 供給信頼度基準0.048 [kWh/kW・年]を満たす量	(アデカシー便益の考え方) 停電・調達コストベースの幅 (EUE算定諸元 (供給力)) 各エリアが 最新の供給計画における停電予測量 (年間EUE) を満たす量
費用項目 (⇒3.5節)	広域機関が公表する標準的な単価 (HVDC関連コストは海外文献を参考に試算)	現行と同様 但し、 足元の価格に見直し した値で算定
費用便益評価の考え方 (⇒3.6節)	(評価期間) 一律 36年 (割引率) 4%	(評価期間) 現行と同様 (割引率) 4% (1%または2%も考慮)

1. 長期展望レビューの進め方（案）
2. 広域連系系統に係る将来動向の見通し
3. 長期展望レビューの基本的な考え方（費用便益評価手法）
 3. 1 便益項目
 3. 2 燃料費 + CO₂対策コスト
 3. 3 アデカシー面
 3. 4 費用項目
 3. 5 費用便益評価の考え方
4. 今後の進め方

- 国の要請で計画策定プロセスを開始した「①北海道本州間連系設備（日本海ルート）」、「②中国九州間連系設備」、「③中部関西間連系線」の増強計画では、前頁の考え方を基本としつつ、「**増強の目的**」や「**期待される効果**」として**定性的な便益**（例：下図赤線）も合わせて公表してきた。

II. 広域系統整備の基本要件

1. 増強の目的

北海道本州間連系設備（日本海ルート）を活用した**広域的な電力取引の活性化**、**再エネの導入促進**と**レジリエンス強化**

2. 必要な増強量

北海道東北間及び東北東京間で設備容量 200 万 kW を増強する。

3. 期待される効果

今回の増強により、東地域の各エリア間の運用容量拡大が図られることで、広域的な電力取引の活性化による総コスト（燃料費+CO2 対策費）の削減、再エネの出力制御の緩和効果等が見込まれる。

また、**稀頻度事故に対する供給信頼度の向上**のほか、今後予定される**既設の北本連系線の変換器を更新する場合の電力の安定供給維持等**の観点からも効果が期待される。

4. 広域系統整備が必要となる時期

広域的な電力取引の活性化や、再エネの導入促進及びレジリエンス強化の観点から、できるだけ早期の系統整備が望まれる。

II. 広域系統整備の基本要件

1. 増強の目的

中国九州間連系設備を活用した**広域的な電力取引の活性化**、**再エネの導入促進**と**レジリエンス強化**

2. 必要な増強量

九州から本州向きの運用容量（最大）を現状の 278 万 kW から、100 万 kW 程度増加させる。

3. 期待される効果

今回の増強により、中国九州間の運用容量拡大が図られることで、広域的な電力取引の活性化による総コスト（燃料費+CO2 対策費）の削減、再エネの出力制御の緩和効果等が見込まれる。

また、**稀頻度事故に対する供給信頼度の向上**のほか、今後予定される**既設の中国九州間連系線（関門連系線）の改修工事における電力の安定供給維持等**の観点からも効果が期待される。

4. 広域系統整備が必要となる時期

広域的な電力取引の活性化や、再エネの導入促進及びレジリエンス強化等の観点から、できるだけ早期の系統整備が望まれる。

- 「①北海道本州間連系設備（日本海ルート）」、「②中国九州間連系設備」の計画策定プロセスでは、国の審議会において、現行の費用便益評価では考慮しきれていない項目等があることを踏まえ、将来的な再エネ導入拡大の見込みや電力のレジリエンス強化の観点のほか社会的なニーズ等を加味して増強が判断された。
- このような背景・経緯から、系統整備の社会的な便益を適切に説明していくことの重要性が高まっていることから、**第84回本委員会以降、便益項目の精緻化について継続的に議論を進めているところ。**

3. 費用便益評価について

- 再エネ大量導入や電力のレジリエンス強化のために重要となる系統整備については、その整備に係る国民負担を抑制する観点等を踏まえ、費用便益の評価等*を行い、整備を進めることとしている ※電力広域機関において、系統整備が行われない場合と行われる場合の差分によって実施
- この点、北海道本州間海底直流送電と関門連系線については、現行の費用便益の評価では考慮しきれていない項目等があることを踏まえ、将来的な再エネ導入拡大の見込みや、電力のレジリエンス強化の観点のほか、社会的なニーズ等を加味して増強を判断した。
- 一方で、今後、計画策定プロセスを進める中では、増強の社会的便益を適切に示すことも重要であり、費用便益の評価そのものの精緻化や定性的な便益の整理について、以下の方向性で進めている。

【費用便益評価の精緻化の方向性】

- 総合エネルギー調査会基本政策分科会の下に設置された、発電コスト検証ワーキンググループでの議論等も踏まえつつ、燃料費・CO2対策コスト等に関する精緻化を進めていく。

【定性的便益の整理の方向性】

- 系統整備の効果として貨幣価値換算や定量化が難しい定性的効果について、便益としての扱いを精査していく。

- 費用便益評価の精緻化のうち、便益項目に関する検討項目は、下図赤枠のとおり。
- 従来、定性効果として説明してきた「**系統制約の緩和効果**」を新たに**貨幣価値効果に織り込むこと**や、新たな定性効果として「**電気料金の高騰リスク低減**」を**何らかの形で示す等**の検討を進めている。
- その他、従来から定性効果として示してきた「**市場分断緩和による競争促進等**」、「**再エネ導入促進**」、「**系統の安定性向上**」の**新たな説明視点の追加や定量化など**について**あわせて検討**を進めている。

費用便益評価の精緻化等に係る検討の視点（貨幣価値項目）

12

- 費用便益評価の精緻化については、これまで本委員会や国の審議会において、様々なご意見をいただきました。それらご意見を貨幣価値項目と非貨幣価値項目に分けて整理した。
- 貨幣価値項目については、主にシミュレーションに用いる変数の見直しと、シミュレーションの設定条件の精緻化に関するものがあった。現在シミュレーションに用いている変数や設定条件の見直しにより対応可能な以下の項目について、早期に検討を進め、具体化したい。

	検討項目	主な検討の視点	検討の方向性	検討番号
シミュレーションに用いる変数の見直し	最新想定への反映 (燃料費等 [※] の単価の更新) <small>※CO2対策コスト</small>	燃料費等の単価の設定時点と評価時点が大きすぎると、為替や物価指数等が変化し、燃料費等の単価も変わるのではないか	早期に具体化	(1)
	実勢価格の反映	物価変動により、コストが変動すれば、同様に便益も変動するのではないか	早期に具体化	(2)
	CO2対策コストの設定	CO2対策コストには幅があり、真のCO2対策コストはもっと高いのではないか	早期に具体化	(3)
シミュレーションの設定条件の精緻化	系統制約の緩和効果の追加	1回線作業時の系統制約の緩和効果があるのではないか	早期に具体化	(4)

費用便益評価の精緻化等に係る検討の視点（非貨幣価値項目）

13

- 非貨幣価値項目については、主に定性効果の説明性向上と、定性効果の追加検討に関するものがあった。
- このうち、定性効果の説明性向上については、これまで同様、情報提示を継続するとともに、新たな視点の追加や定量化などの可能性について継続して検討していきたい。
- また、定性効果の追加検討については、現在未検討の電気料金の高騰リスク軽減等の効果を、新たに何らかの形で示すことができないか、今後、中長期的に検討していきたい。

	検討項目	主な検討の視点	検討の方向性	検討番号
定性効果の説明性向上	市場分断緩和による競争促進等	市場分断の緩和により、市場支配力が抑制されることによる競争促進や、エリアをまたぐ調整力の活用等の定性的な効果が期待されるのではないか	継続検討	(5)
	再エネ導入促進	市場分断や出力制御の緩和効果を定量的に示すことで事業予測性が高まり、再エネ導入促進につながる定性的な効果が期待されるのではないか	継続検討	(6)
	系統の安定性向上	大規模災害等の事故ケースにおける信頼度の向上効果について数値などを用いて具体的に示すことができないか	継続検討	(7)
定性効果の追加検討	電気料金の高騰リスク軽減	連系線整備は電気料金の変動を軽減する効果があるのではないか	今後検討	(8)

- 貨幣価値指標としては、足元の計画策定プロセスでも考慮している**燃料費・CO2対策コスト、アデカシー及び送電ロス**は、**現行の長期展望と同様に考慮することとし**、本委員会で**継続検討中の「系統制約の緩和効果」や、非貨幣価値指標は、別途、検討結果を踏まえ扱いを整理する。**
- なお、調整力や慣性力といった再エネ大量導入というシナリオを成立させるための前提条件となるコストは、現行の長期展望と同様に、**政策目標実現のための社会コストとしてお示しする。**
(第3次広域系統長期方針における扱いは、関連する審議会等の議論を参考に別途検討)

【凡例】 「○」…貨幣価値指標、「◆」…非貨幣価値指標、「-」…指標なし

便益項目	長期展望における扱い	
燃料費	○	 現行の長期展望と同様 (「系統制約の緩和効果」は別途整理)
CO2対策コスト	○	
アデカシー面※1	○ (調達コストベース・停電コストベースの双方を算出し、少なくとも確実に見込める便益を評価)	
送電ロス	○ (送電ロス費用を評価※2)	
系統の安定性	◆ (信頼度基準を充足した上で、さらに系統の安定性に寄与する効果を定性的に評価)	 費用便益の精緻化の議論を踏まえて別途、整理
再エネ出力制御率※3	◆※4	
CO2排出量	◆※4	
調整力	- (再エネ大量導入に必要な社会コストとして示す)	 現行の長期展望と同様 (第3次広域系統長期方針での扱いは別途検討)
慣性力	- (再エネ大量導入に必要な社会コストとして示す)	

※1 系統増強による供給力確保量の節減効果 ※2 送電ロス費用が減少する場合はプラスの便益、増加する場合はマイナスの便益 ※3 出力制御率は太陽光・風力の合計

※4 系統増強に伴う再エネと他の電源との差替による発電コストの削減効果は、燃料費及びCO2対策コストの貨幣価値指標として織り込み済み

1. 長期展望レビューの進め方（案）
2. 広域連系系統に係る将来動向の見通し
3. 長期展望レビューの基本的な考え方（費用便益評価手法）
 3. 1 便益項目
 3. 2 燃料費 + CO2対策コスト
 3. 3 アデカシー面
 3. 4 費用項目
 3. 5 費用便益評価の考え方
4. 今後の進め方

- 現行の広域系統長期方針では、**単一の燃料単価をそのまま使用することにより実態と乖離する可能性**があるため、**燃料費に幅を持たせ、その幅の中で増強規模を選定**することとした。

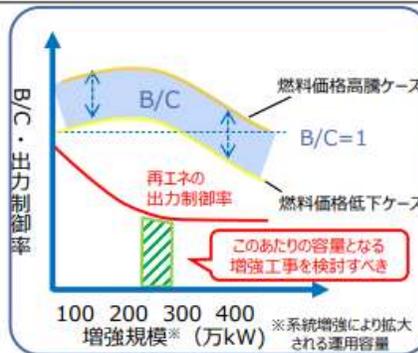
1. 費用便益評価

(3-1) 燃料費 + CO2対策コスト

7

- 燃料費については、世界情勢等の変化により大きく変動することから、単一の燃料単価をそのまま使用すると、シナリオが実態と乖離する可能性がある。長期展望における費用便益評価においては、**各シナリオにおいて幅を持たせる**ことによって、将来の系統増強の可能性について、適切に評価を行う。
- 具体的な幅の範囲は、**現状の燃料価格水準※1を基準として、燃料価格が低下したケース※2、高騰したケース※3を設定**し、その幅の中で増強規模を選定する。
- なお、CO2対策コストについても変動する可能性はあるものの、今回の検討においては燃料費の幅を見る中でその変動の影響について確認する。

費用便益評価のイメージ



- ※1 至近の燃料価格高騰影響として至近6か月平均を考慮
- ※2 発電コスト検証ワーキンググループで採用している2019年平均値の水準
- ※3 2019年平均値から現在の水準への増加分を加算した水準

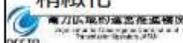
燃料費 + CO2対策コストの範囲

	石炭 (CCS)	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1350℃級 (CCS)	水素 (混焼)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT コンベンショナル (CCS)	石油
燃料費 + CO2対策コスト	7.7~12.5	7.9~14.6	8.0~14.8	9.0~16.3	9.3~17.2	10.9~20.1	16.6~29.4
燃料費	4.9~9.7	6.7~13.4	6.8~13.6	7.3~14.6	7.9~15.9	9.2~18.5	12.9~25.8
CO2対策コスト	CO2対策費用	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	0.4
	CO2輸送 & 貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	1.2

発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2021年9月14日掲載版）における発電コストレビューシートでの2030年に熱効率及び所内率を入力して算出（既設をCCU付火力へ改造すると仮定したLNG火力については、CO2分離回収型LNG火力にそれぞれの熱効率及び所内率を入力して算出）

- 第87回本委員会では、第7次エネ基の検討に際して設置された発電コスト検証ワーキンググループ（以下、「発電コストWG」）の「発電コスト検証に関するとりまとめ」（2025年2月6日）における費用構成等を参考に、**燃料費・CO2対策コストに関する下図赤枠の検討項目を整理することで精緻化を図った。**

今後の費用便益評価について				22
<ul style="list-style-type: none"> ■ 今回、費用便益評価の精緻化等の方法のうち、貨幣価値項目に関し、具体的内容をお示した。 ■ 以降の費用便益評価においては、今回の内容を踏まえた精緻化等を反映させ評価していくこととして、今回お示した内容をより適当なものとしていくため、新たな項目や考え方などについて継続的に考えていくこととしたい。 				
貨幣価値項目の精緻化等に係る具体内容のまとめ				
	検討項目	検討の具体内容	検討結果のまとめ	検討番号
シミュレーションに用いる変数の見直し	最新想定への反映	・ 燃料価格（CIF）の設定と幅の考え方	・ 高騰ケース：高騰が一定程度（3年）継続した期間の平均 ・ 低下ケース：現状から低下する将来推計である発電コストWGの推計値	(1)
	実勢価格の反映	・ CO2輸送貯留費用、燃料諸経費の補正方法	・ 物価や労務費を包括しているデフレーター（建設総合）により補正	(2)
	CO2対策コストの設定	・ CO2排出権購入費用の設定と幅の考え方 ・ CO2輸送方法の設定の考え方 ・ 燃料価格とCO2排出権購入費用の組み合わせ方	・ 2050カーボンニュートラルを踏まえ、更なる政策が実施されるシナリオ（APSシナリオ）での想定値を上振れとして設定 ・ 国内貯留分をパイプライン、海外貯留分を船舶輸送と仮定し、エネルギー見通しのシナリオの貯留量比率で加重平均 ・ 燃料価格は様々な要因で変化することから、燃料価格の幅とCO2排出権購入費用の幅の組み合わせは、それぞれの最大・最小の幅で評価	(3)
シミュレーションの設定条件の精緻化	系統制約の緩和効果の追加	・ 1回線作業時の系統制約の緩和効果の考え方	・ 1回線作業時の系統制約をシミュレーションに反映	(4)



貨幣価値項目：シミュレーションに用いる変数の見直し (3) CO2対策コストの反映

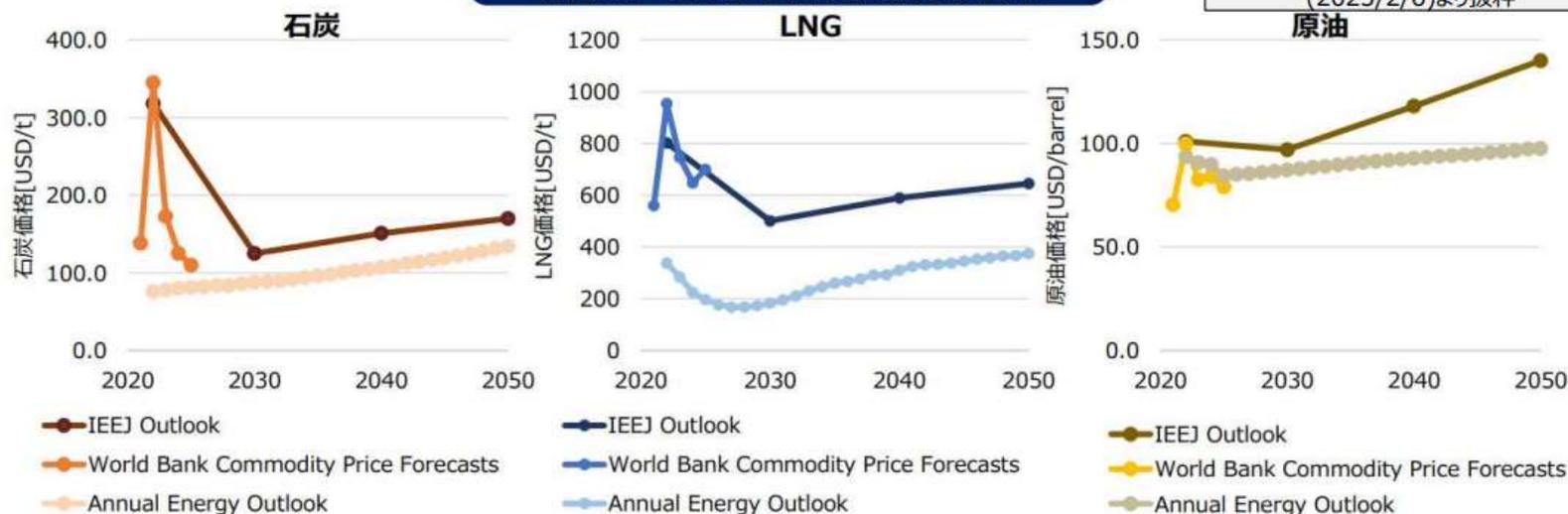
燃料価格とCO2排出権購入費用の組み合わせ

16

- 発電コストWGで参照しているWEO2024では、2050年に向けて、燃料価格が低下しCO2排出権取引価格が上昇する想定となっているが、燃料価格は様々な要因で変化することから、WEO2024以外の各国政府や国際機関等のレポートには、2050年にかけて上昇する想定もある。
- このように必ずしもWEO2024と同様の傾向になると限らないことから、燃料価格の幅とCO2排出権購入費用の幅の組み合わせは、それぞれの最大・最小の幅で評価してはどうか。
 <燃料費 (CIF) との組み合わせ>
 上限：燃料費 (CIF) 高騰 + CO2排出権購入費用 (APSシナリオ)
 下限：燃料費 (CIF) 低下 + CO2排出権購入費用 (STEPSシナリオ)

各種レポートにおける燃料価格推移シナリオ

発電コスト検証に関するとりまとめ
(2025/2/6)より抜粋



出典 (一財) 日本エネルギー経済研究所「IEEJ Outlook 2024」 (原油：日本、石炭：日本、天然ガス：日本) ※レファレンスシナリオを参照
 世界銀行「Commodity Market Forecast」(April 2024) (原油：EU (Brent)、石炭：豪ニューカッスル港出一般炭FOB価格、天然ガス：日本)
 EIA「Annual Energy Outlook 2023」 (原油：米国、石炭：米国、天然ガス：米国 (HH))

97

- 費用便益の精緻化検討の結果を踏まえ、長期展望レビューにおける燃料費 + CO2対策コストは下表のとおり。
- CO2対策コストの上昇により**石炭の総燃料費がLNG (MACC・ACC) よりも高価な想定となり、燃種毎のメリットオーダーが現行の長期展望から変化**する。

長期展望レビューにおける燃料費 + CO2対策コストの範囲

[円/kWh]

		LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1300℃級 (CCS)	LNG MACC 国産水素 10%混焼	石炭 (CCS)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT Conv (CCS)	石油
燃料費 + CO2対策コスト		13.7~19.1	15.8~22.0	16.2~23.4	16.9~25.4	18.7~26.0	22.1~30.7	29.8~35.2
燃料費		9.1~14.2	10.6~16.4	9.9~15.4	5.9~13.7	12.5~19.4	14.7~22.9	17.3~19.5
CO2対策コスト	CO2対策費用	1.1~1.4	1.3~1.6	6.4~8.0	2.7~3.3	1.5~1.9	1.8~2.2	12.5~15.7
	CO2輸送&貯留費用	3.5	4.0	—	8.3	4.7	5.6	—

発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2025年2月）における発電コストレビューシートの2040年に熱効率及び所内率を入力して算出
 （既設をCCS付火力へ改造すると仮定したLNG火力については、CO2分離回収型LNG火力にそれぞれの熱効率及び所内率を入力して算出）
 CO2輸送貯留費用、燃料諸経費は、建設工事費デフレーター（2015年基準）を基に至近6カ月（2024年度8月-1月）実質値へ補正（2023年暦年費用×1.049）

（参考）現行の長期展望における燃料費 + CO2対策コストの範囲

[円/kWh]

		石炭 (CCS)	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1300℃級 (CCS)	水素 (混焼)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT Conv (CCS)	石油
燃料費 + CO2対策コスト		7.7~12.5	7.9~14.6	8.0~14.8	9.0~16.3	9.3~17.2	10.9~20.1	16.6~29.4
燃料費		4.9~9.7	6.7~13.4	6.8~13.6	7.3~14.6	7.9~15.9	9.2~18.5	12.9~25.8
CO2対策コスト	CO2対策費用	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	0.4	3.7
	CO2輸送&貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	1.2	—

発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2021年9月）における発電コストレビューシートの2030年に熱効率及び所内率を入力して算出
 （既設をCCS付火力へ改造すると仮定したLNG火力については、CO2分離回収型LNG火力にそれぞれの熱効率及び所内率を入力して算出）

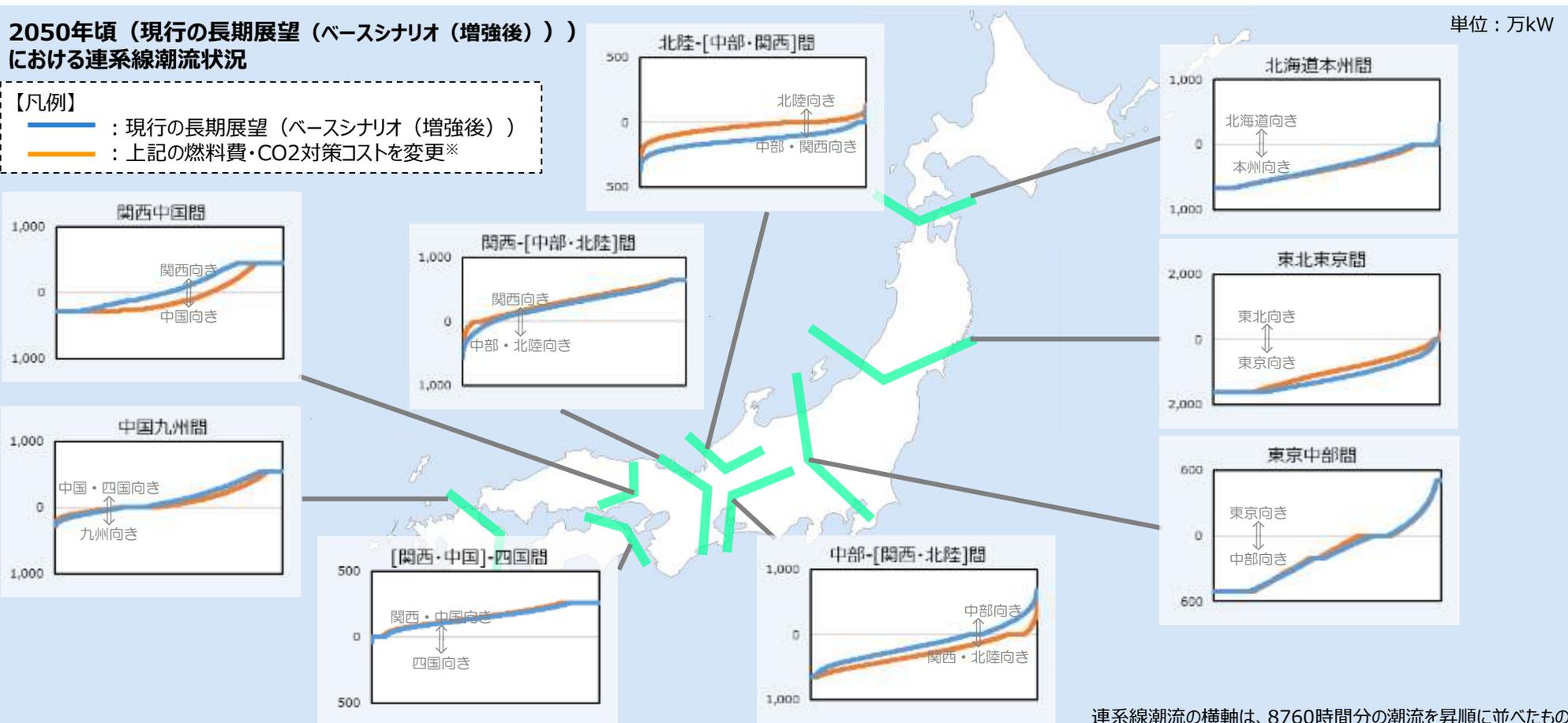
- 前頁のメリットオーダーの変化が連系線潮流へ与える影響として、現行の長期展望（ベースケース（増強後））において前提条件（燃料費・CO2対策コスト）※を変更した場合の連系線潮流状況を比較した。
- 東地域では、東京エリアのLNGが広域的に取引されることで、**北向き潮流がやや増加し**、中西地域では、主に関西・中部エリアのLNGが広域的に取引されることで、**西向き潮流がやや増加する傾向**となった。

※ 燃料費・CO2対策コストの変更に伴い、関連する所内率・熱効率も発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2025年2月6日）を反映

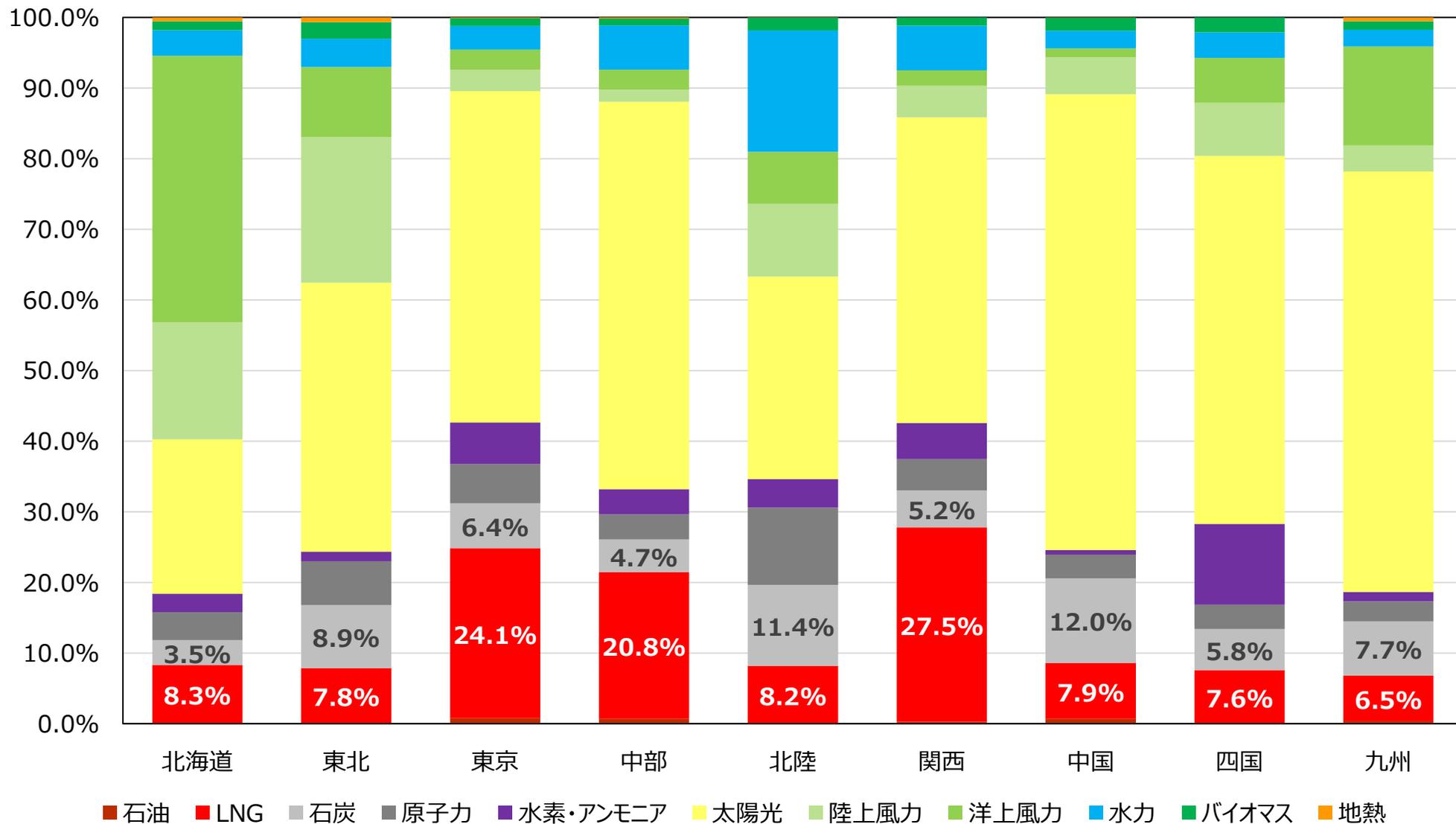
2050年頃（現行の長期展望（ベースシナリオ（増強後）））における連系線潮流状況

【凡例】
— : 現行の長期展望（ベースシナリオ（増強後））
— : 上記の燃料費・CO2対策コストを変更※

単位：万kW



連系線潮流の横軸は、8760時間分の潮流を昇順に並べたもの



1. 長期展望レビューの進め方（案）
2. 広域連系系統に係る将来動向の見通し
3. 長期展望レビューの基本的な考え方（費用便益評価手法）
 3. 1 便益項目
 3. 2 燃料費 + CO₂対策コスト
 3. 3 アデカシー面
 3. 4 費用項目
 3. 5 費用便益評価の考え方
4. 今後の進め方

- 現行の長期展望では、系統増強によるエリア間融通拡大効果のうち**電源予備力削減（調達コストベース）**や**見込み不足電力量削減（停電コストベース）**の観点から得られる便益を貨幣価値換算するものとし、過大な評価による判断をミスリードしないよう、**少なくとも確実に見込める便益を織り込む**こととしている。
- また、上記の調達・停電コストベースの便益は、EUE算定により試算しており、その諸元は長期展望のシナリオにおける再エネや需要等を反映し、供給力は各エリアが供給信頼度基準0.048[kWh/kW・年]を満たす量とした。
- 足元の計画策定プロセスでは、**アデカシー便益の織り込み方**や**EUE算定における供給力**を上記とは異なる考え方で整理していることから、長期展望レビューにおけるアデカシー評価方法を整理する。

1. 費用便益評価
(4-2) アデカシー便益の考え方 10

■ アデカシー便益は、系統増強により削減できる電源予備力の観点から算出する調達コストベースの便益、系統増強により削減できる見込み不足電力量の観点から算出する停電コストベースの便益の両手法を併せて算出する。

■ 上記の手法で算出された便益には幅があるため、過大な評価によって判断をミスリードしないよう、**算出された便益の幅の中で少なくとも確実に見込める便益を見積もって織り込む。**

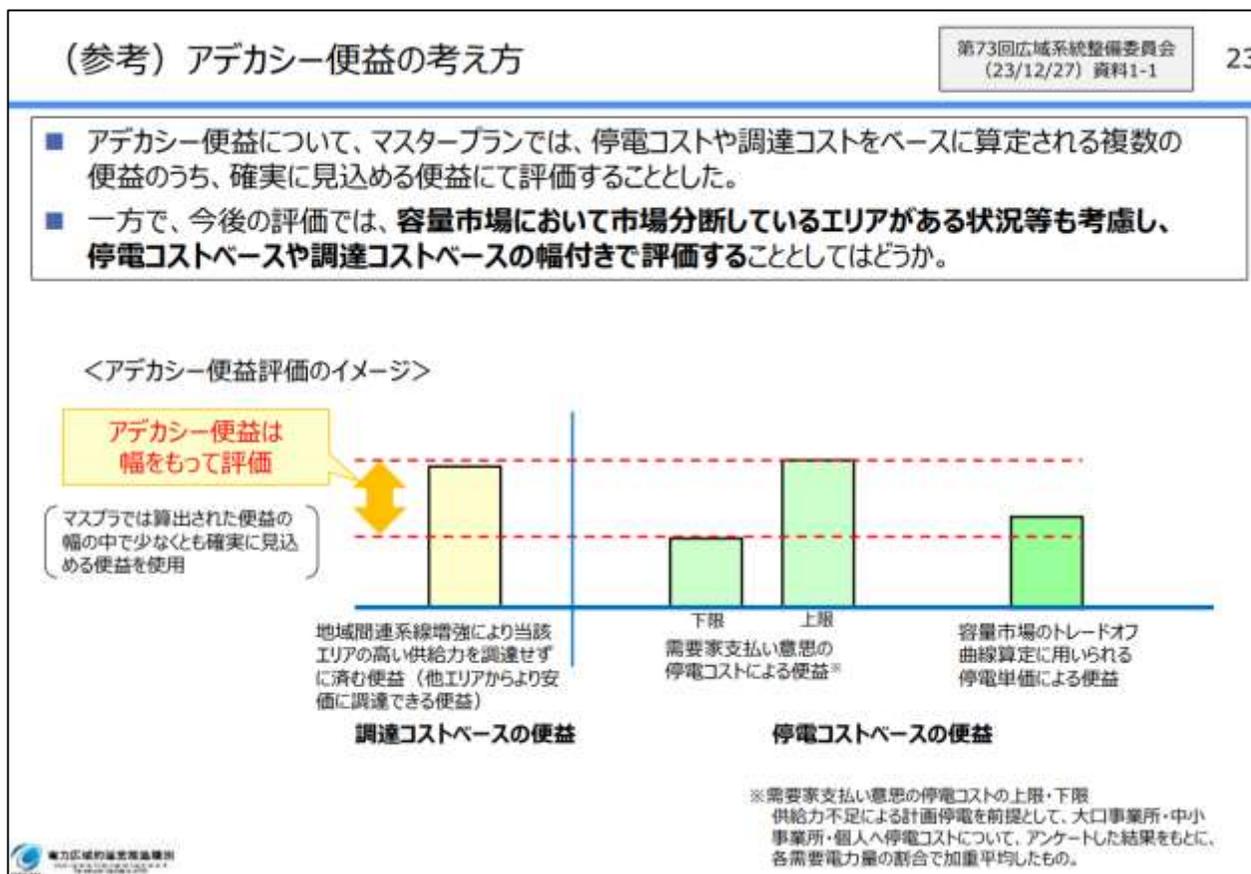
1. 費用便益評価
(4-7) EUE算定における諸元 15

- 長期展望のシナリオにおける再エネや需要等を反映して算定。
- 調達コスト単価は2022年度容量市場のNet CONE 9,557[¥/kW]とし、停電コスト単価は2013年ESCJ調査の3,050(下限)~5,890(上限) [¥/kWh]、及び2022年度容量市場のトレードオフ曲線の算定に用いられた停電コスト単価3,059[¥/kWh]を使用。

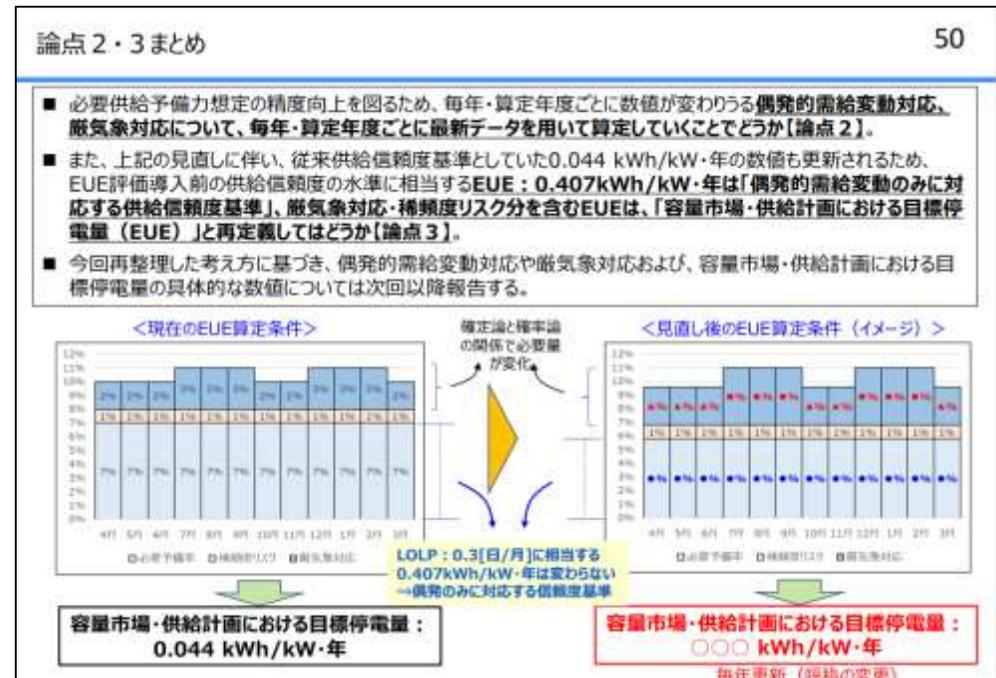
項目	説明
供給力	・夏季、冬季を除く各月の予備率は一定とし、年間の供給信頼度がEUE=0.048[kWh/kW・年]となる予備力を各エリアで算定。
電源ラインナップ	・長期展望の電源ラインナップを反映。
再エネ	・長期展望の再エネ設備量を反映。
需要	・長期展望の各シナリオにおける需要をベースラインとして設定。
連系線	・空き容量＋マージンの範囲内で応用できるものとする。 ・増強前の容量は、2030年度時点の運用容量の長期計画をベースに、時間帯による運用容量は2021年度当初計画の平常値を基に算出したものとする。 ・連系線作業による空き容量の減少は考慮していない。 ・マージンはB、Cマージンを考慮する。(北本、FC)
地内系統	・地内系統制約は未考慮。
電源の計画外停止率	・2020年度の調査結果を設定する。(2017~2019年度実績)
目的関数	・全国と各エリアの供給信頼度の基準値は同じ値を設定する。
確率変動のエリア間の相関	・需要(気候影響による需要変動)、太陽光、風力、水力はエリア間の相関を考慮(全時間帯) ・需要(その他要因による需要変動)はエリア間で無相関(全時間帯)
エリア間の広域ロジック	・全エリア不足率一定ロジック

※同率的に導入が拡大すると想定される水素発電やDAC等の電源は、供給状況に応じて一定程度可変的な運用も考えられるが、今回の検討においては、従来需要と同様の扱いとしていることにご留意が必要。

- 足元の計画策定プロセスは、市場分断するエリアがある状況等も考慮し、**停電コストベースや調達コストベースの幅付きで評価することと整理**（下図）した。
- 現行の長期展望におけるアデカシー評価では、前述のとおり、少なくとも確実に見込める便益を織り込むこととしたが、過小評価によって増強の可能性を逸してしまうことのないよう、計画策定プロセスと同様に**停電コストベースや調達コストベースの幅で評価することとする**。



- 他方、現行の長期展望の便益算定以降、供給信頼度基準0.048[kWh/kW・年]は、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下、「調整力等委」という。）の供給信頼度における課題検討結果を踏まえ、0.044[kWh/kW・年]へ見直された。
- さらに、同委員会で更なる精度向上を図るべく、偶発的需給変動対応、厳気象対応分について、毎年・算年度ごとに最新データを用いて算定することとし、「容量市場・供給計画における目標停電量（EUE）」と定義された。



出所) 第83回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年2月20日）参考資料
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_83_81_01.pdf

出所) 第94回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年1月24日）資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_94_01.pdf

- このような状況の下、足元の計画策定プロセスでは、停電予測量（年間EUE）が「容量市場・供給計画における目標停電量」を上回る実態も踏まえ、アデカシー便益評価における供給力は、最新の供給計画における停電予測量（年間EUE）を満たす供給力とすることと整理した。
- 以上を踏まえ、今回の長期展望のレビューでは、**EUE算定の供給力は最新の供給計画における停電予測量（年間EUE）を満たす量へ見直したうえで評価**する。

I-4 供給信頼度等向上（アデカシー）について

21

- 連系線増強に伴うアデカシー便益は、広域予備率の管理の下、連系線を介したエリア間応援電力（kW）の増加により生じる。増加したエリア間応援電力は、増強される連系線に接続するエリアだけではなく、他の連系線の活用により全国に供給されるものであることから、その便益は全国に及ぶものと考えられる。
- このため、連系線増強における各エリアのアデカシー便益は、各エリアの最大需要電力（kW）比率に応じて特定し、当該受益に相当する費用については、当該特定者の負担として整理する。
 ※ 東京中部間連系設備（FC）に係る整備計画においても、安定供給確保に係る各エリアの受益に相当する費用については、エリアの最大需要電力（kW）比率を用いて特定している。
- なお、今回は、アデカシー便益の算定で基準とする供給信頼度については、2024年度供給計画の取りまとめにおいて、中部関西間連系線の工事の完了の予定時期である2030年以降の供給信頼度が、容量市場における目標停電量や供給計画における供給信頼度基準（0.015kWh/kW・年）を満たしていない実態も踏まえ、2024年度供給計画の取りまとめにおける供給力（kW）の見直し（長期）の値を用いる。（次頁参照）
- ただし、本基準については、今後、より適切な値があると考えられる等の場合には、見直しについても検討する。

（参考）2024年度供給計画における供給力の見直し（短期・長期）

22

2024年度供給計画の取りまとめ
(2024年3月)

(kWh/kW・年)

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	0.024	0.085	0.035	0.214	0.024	0.021	0.014	0.011	0.012	0.010
東北	0.001	0.004	0.104	0.002	0.029	0.027	0.010	0.008	0.009	0.008
東京	0.009	0.043	0.612	0.047	0.029	0.027	0.011	0.009	0.009	0.008
中部	0.001	0.017	0.022	0.010	0.006	0.006	0.003	0.005	0.006	0.006
北陸	0.009	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.003	0.004
関西	0.000	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.004	0.005
中国	0.000	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.004	0.005
四国	0.000	0.000	0.003	0.003	0.003	0.003	0.001	0.002	0.002	0.003
九州	0.002	0.039	0.803	0.701	0.726	0.567	0.240	0.234	0.213	0.193
9エリア計	0.005	0.024	0.303	0.093	0.085	0.068	0.029	0.028	0.027	0.025
沖縄	0.069	0.094	3.385	1.163	3.745	1.276	1.364	1.462	1.521	1.354

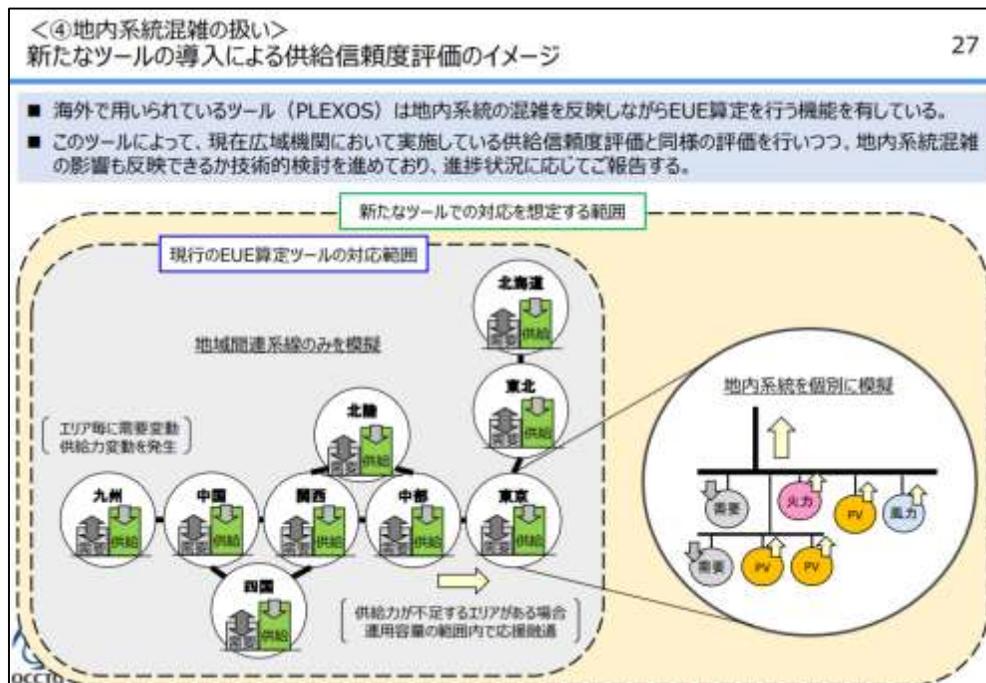
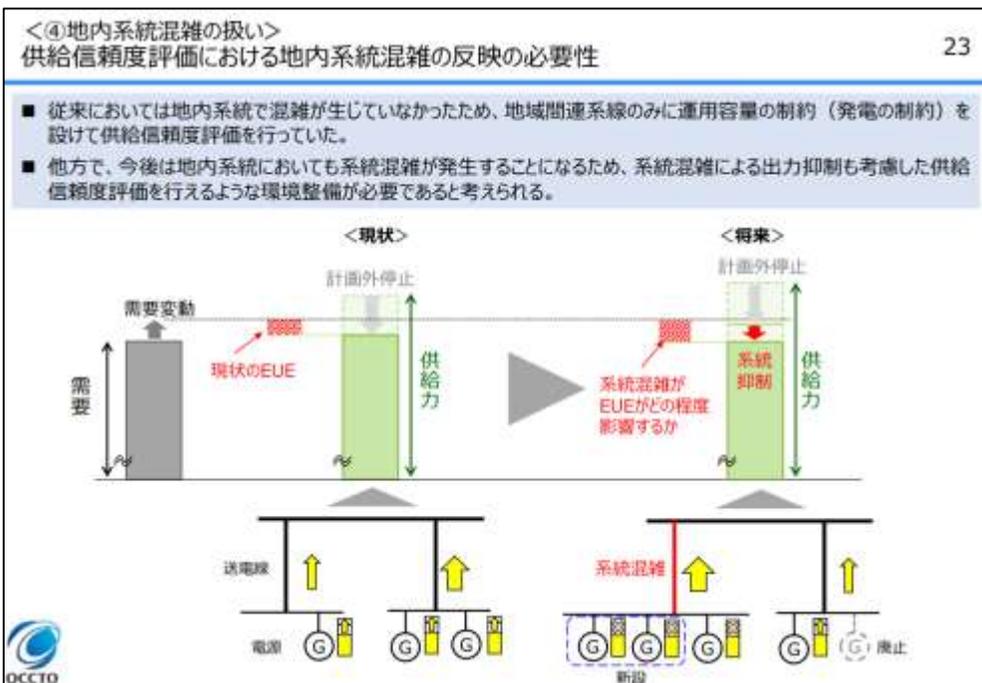
<容量市場・供給計画における目標停電量>

9エリア	0.033	0.033	0.028	0.027	0.016	0.016	0.015	0.015	0.015	0.015
沖縄	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996

※ 2024年度供給計画に基づく結果であり、算定値元が変更となれば結果は変化します



- 他方、供給信頼度評価（EUE）における地内系統制約は、現時点で技術的制約から反映ができていないが、調整力等委において、系統制約を考慮した供給信頼度評価（EUE）の実現性の検討が進められているところ。
- このため、今年度実施する長期展望レビューでは、**地内系統制約を考慮しないが、第3次広域系統長期方針への反映に向けて、引き続き、連携していくこと**としたい。



1. 長期展望レビューの進め方（案）
2. 広域連系系統に係る将来動向の見通し
3. 長期展望レビューの基本的な考え方（費用便益評価手法）
 3. 1 便益項目
 3. 2 燃料費 + CO₂対策コスト
 3. 3 アデカシー面
 3. 4 費用項目
 3. 5 費用便益評価の考え方
4. 今後の進め方

- 現行の長期展望における各エリアの増強コストは、広域機関が公表する**標準的な単価※を用いる**こととし、実績の少ない**HVDC関連コストは海外文献を参考に試算**することと整理した。
- 長期展望レビューにおいても、上記の算定方法を見直す必要はないと考えられるが、算定に用いる標準的な単価が、公表から約10年ほど経過していること等を踏まえ、今回、**長期展望レビューにおける費用算定方法に用いる単価を整理**する。

※ 送変電設備の標準的な単価の公表について

1. 費用便益評価 (8-2) 長期展望で扱うHVDC単価 21

■ 各エリアでの増強コストについては、**広域機関が公表している標準的な単価※1**や、実績の少ない**HVDC送電コストにおいては海外文献を参考に試算**する。

■ なお、上記コストはヒアリングを踏まえ、2050年頃における**スケールメリット**や、**技術革新のコスト低減**を先取りしたものになること、また、**海底ケーブル工事は漁業補償費や水深等を考慮したルート変更によるコスト増**があることに留意が必要。

■ このため、長期展望から整備計画を具体化するに当たっては、コスト増の可能性について確認が必要。

海外文献調査結果

※1 送変電設備の標準的な単価の公表について

※2 CVケーブル（単極または2極で接続される3芯または4芯ケーブル）
HVケーブル（単相または三相の電線と接地されたケーブル）

※3 CVケーブルは現時点では市場価格と変動することに留意が必要

【参考文献】 ENTSO-E, Offshore Transmission Technology P36, National Grid, Electricity Ten Year Statement 2015 Appendix E PR0

- 海外プロットは契約金額ベースであり、送電容量に換算する必要がある。
- 資料は2020年平均値（TTH）を使用（107円/Wh, 122円/Wh, 137円/Wh）
- 交流変換機については、双極の場合、1極あたりの変換器容量、コストをプロットしており、土木・建築コストは含まれていない。

1. 費用便益評価 (8-1) HVDC単価 20

■ HVDC送電の機器構成としては、対称単極と双極の組合せとなるが、将来大規模増強を予定している場合、**海底ケーブルは現時点で最大容量の1GW/条であることから、kW単価からは2GW単位の増強が経済的となり、最も安価な構成は4GW(400万kW)となる。**

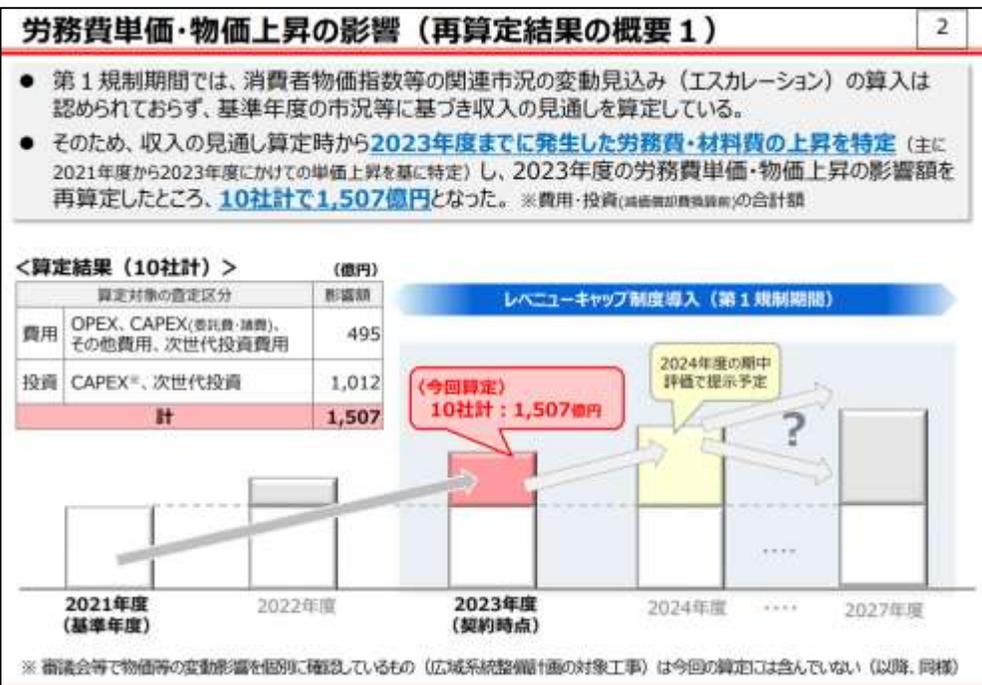
■ なお、1GWと2GWを比較すると、N-1事故発生時にも一部送電できることから、**供給信頼度の観点からは2GW単位で拡張することが望ましい。**

容量	機器構成	本線数	増設数	1,000kmあたりケーブル費用[億円]	変換器費用[億円]	合計費用[億円] (1万kW換算で比較したものの、1,000kmベース)
100万kW (1GW)	1回線100万kW 1回線100万kW	2	0	2,000 ~3,600	260 ~360	2,260~3,960 (22.6~39.6)
200万kW (2GW)	1回線100万kW 1回線100万kW 1回線100万kW	2	1	3,000 ~5,400	520 ~720	3,520~6,120 (17.6~30.6)
300万kW (3GW)	100万kWと200万kWの組合せ	4	1	5,000 ~9,000	780 ~1,080	5,780~10,080 (19.3~33.6)
400万kW (4GW)	1回線100万kW 1回線100万kW 1回線100万kW 1回線100万kW	4	1	5,000 ~9,000	1,040 ~1,440	6,040~10,440 (15.1~26.1)

距離を変えた費用算出の際は、変換器費用を変えず、ケーブル費用のみ変えて算定することに留意

※500万kW以降は、100~400万kWの構成の組合せ。上記400万kWの機器構成は、双極2GWと対称単極2GWと比較検討が必要。コストは、交流変換器と海底ケーブルのみを計上。実際は、土木・建築費用、据付点~変換所ルートの工事費や地内増強等も必要となる。

- 第65回料金制度専門会合でも示されたように、足元でも労務費単価・物価上昇が進んでいるが、費用便益評価においては、費用・便益の双方で労務費単価・物価上昇の考慮有無の条件を揃える必要がある。
- このため、長期展望レビューでは、従来通り、将来的な上昇は費用・便益の双方で見込まないこととする。
- 他方で、増強コスト算定に用いている**広域機関が公表している標準的な単価や、海外文献を参考にしたHVDC送電コストについて、至近の市況等の上昇傾向を踏まえ、単価の更新要否を次頁以降で整理**する。



- 広域機関が公表している標準的な単価は、2016年3月に公表しており、前頁の労務費や材料費に関連する市況が2017年度から上昇傾向にあることを踏まえれば、**足元の標準的な単価よりも低くなっているおそれがある。**
- このため、当該単価を用いた場合、費用便益を過大評価し判断をミスリードすることが危惧されることから、今回の長期展望レビューでは、**2025年内を目途に、あらためて広域機関が算定・更新する標準的な単価を用いること**をしたい。

別紙

平成28年3月29日
電力広域的運営推進機関

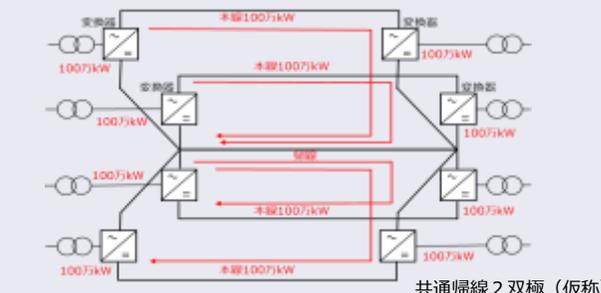
送変電設備の標準的な単価の公表について

「系統情報の公表の考え方」(平成27年11月改定)に基づき、一般電気事業者が策定した工事費負担金に含まれる送変電設備の標準的な単価について、その内容を確認しましたので、公表いたします。

以上

 電力広域的運営推進機関
Organización de Centros regionales Operadores de la Transmisión Operadora JAPSA

- 現行の長期展望におけるHVDC単価は、2020年度調査結果をもとに設定した単価であり、**2050年頃におけるスケールメリットや、技術革新のコスト低減を考慮した単価としていた。**
- **このため、長期展望レビューで扱うHVDC単価は、現行の長期展望で設定している単価をベースとし、CO2輸送貯留費用や燃料諸経費と同様に、建設工事費デフレーター（2015年基準）で至近6カ月（2024年度8月-1月）実質値へ補正（2020年平均暦年費用×1.192）した値を用いることとしてはどうか。**

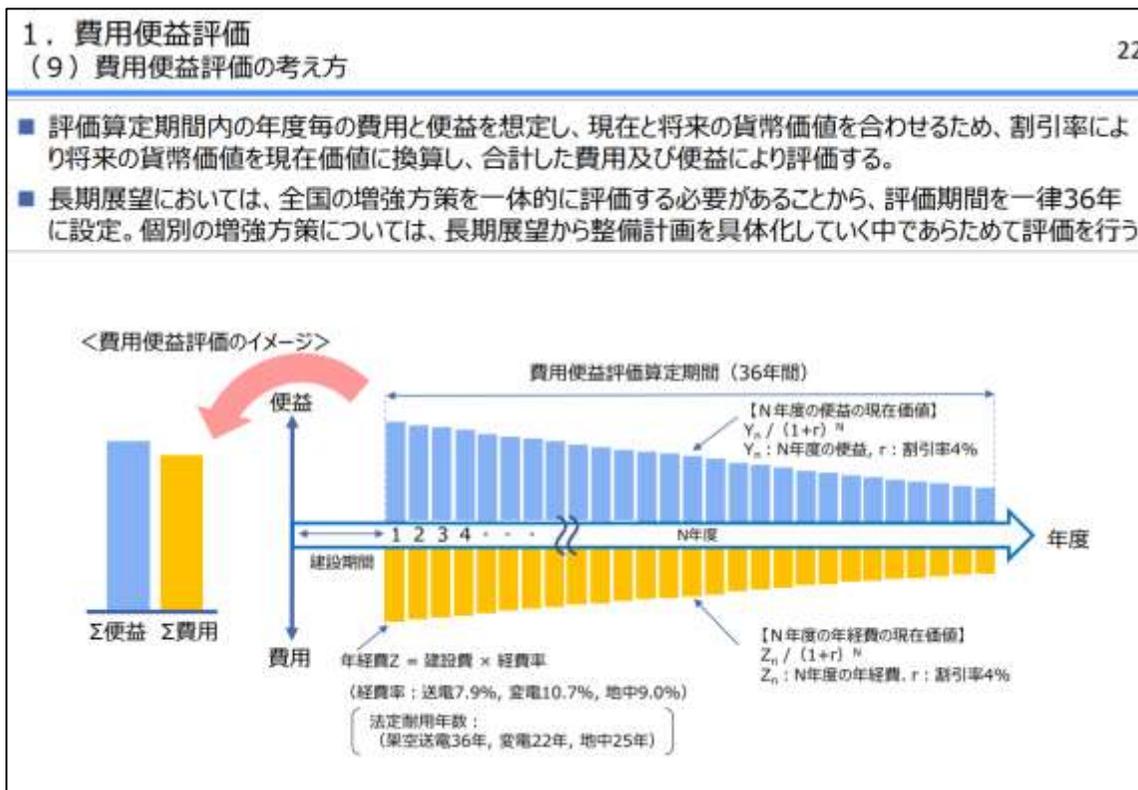
容量	機器構成	本線数	帰線数	1,000km あたりケーブル費用[億円]	変換器費用 [億円]	合計費用[億円] (1万kW換算で比較したものの、1,000kmベース)
100万kW (1GW)		2	0	2,400 ~4,300	310 ~430	2,710~4,730 (27.1~47.3)
200万kW (2GW)		2	1	3,600 ~5,700	620 ~860	4,220~6,560 (21.1~32.8)
300万kW (3GW)	100万kWと200万kWの組合せ	4	1	6,000 ~10,000	930 ~1,290	6,930~11,290 (23.1~37.6)
400万kW (4GW)		4	1	6,000 ~10,000	1,240 ~1,720	7,240~11,720 (18.1~29.3)

距離を変えた費用算出の際は、変換器費用を変えず、ケーブル費用のみ変えて算定することに留意

500万kW以降は、100~400万kWの構成の組合せ。上記400万kWの機器構成は、双極2GWと対称単極2GWと比較検討が必要。コストは、交直変換器と海底ケーブルのみを計上。実際は、土木・建築費用、揚陸点~変換所ルート工事費や地内増強等も必要となる。

1. 長期展望レビューの進め方（案）
2. 広域連系系統に係る将来動向の見通し
3. 長期展望レビューの基本的な考え方（費用便益評価手法）
 3. 1 便益項目
 3. 2 燃料費 + CO2対策コスト
 3. 3 アデカシー面
 3. 4 費用項目
 3. 5 費用便益評価の考え方
4. 今後の進め方

- 現行の長期展望における評価期間は、第31回本委員会でお示した「主要設備の法定耐用年数とする基本的な考え方」を踏まえつつ、全国の増強方策を一体的に評価する必要性も鑑み、**一律36年とした。**
- また、割引率は、社会インフラ設備である電力流通設備の特徴を踏まえ、公共事業の費用便益評価でも採用されている4%（公共事業評価の費用便益分析に関する技術指針（共通編））とした。
- 足元の計画策定プロセスでは、**評価期間**や**割引率**について、上記とは異なる考え方で整理していることから、長期展望レビューにおける扱いを整理する。

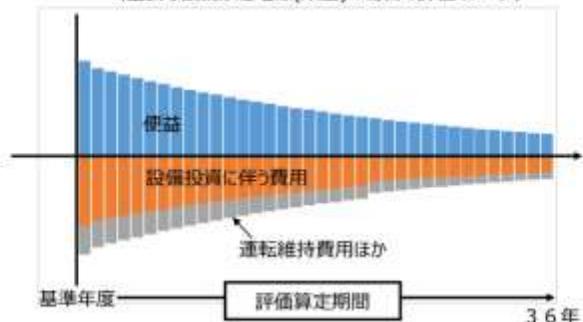


2-1. 費用対便益評価の算定期間について

11

- 費用対便益評価の算定期間については、設備の投資回収を判断するための期間で設定すべきと考えられる。
- 法定耐用年間は当該設備は存続し、投資に伴う一定の費用が発生することから、評価の算定期間は主要な設備の法定耐用年数としてはどうか。
- 検討開始適否判断の段階では、例えば、送電設備(架空)が主となる場合には(変電設備があっても)、送電線(架空)の法定耐用年数の36年で評価することとしてはどうか。
- 必要により算定期間を変化させて、評価への影響について感度分析を行うこととしてはどうか。

(主要な設備が送電線(架空)の場合の評価イメージ)



2-2. 費用対便益評価の割引率について

12

- 割引率が費用、便益に与える影響は将来になるほど大きくなるため、事業の後半に相対的に大きな費用、便益が発生する事業については、割引率の設定が費用対便益評価の結果を大きく左右する。
- 社会インフラ設備である電力流通設備の特徴を踏まえ、検討開始適否判断段階での割引率については、公共事業の費用対便益評価でも採用している4%とすることではどうか。(参考:公共事業評価の費用便益分析に関する技術指針(共通編))
- 必要により割引率を変化させて、評価への影響について感度分析を行うこととしてはどうか。
- なお、計画実施判断段階では、実際の市場金利や借入金の利率、事業報酬率等を参考に各プロジェクトの実態に応じた見直しを行うことではどうか。

(100の価値を割引率により現在価値換算)

割引率	現在価値	10年後	20年後	30年後	40年後
4%	100	64.6	45.6	30.8	20.8
3%	100	74.4	55.4	41.2	30.7
2%	100	82.0	67.3	55.2	45.3
1%	100	90.5	82.0	74.2	67.6

(過去の国債利回り)

	国債(10年物)利回り平均
平成元年~5年	5.57
平成元年~10年	4.21
平成元年~15年	3.28

(平成16年以降は概ね利回りが1.5%以下となる)

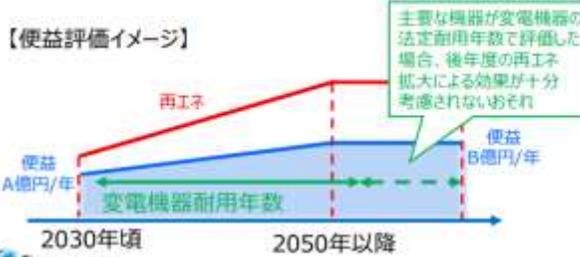
- 足元の計画策定プロセスでは、交流変電設備の標準期待年数が40年～50年であることを踏まえ、**主要工事の法定耐用年数22年（変電）に加え、40年間でも評価することとした。**
- 長期展望レビューで上記の考え方を適用し、現行の架空送電線路の法定耐用年数36年に加え、標準期待年数60年でも評価する場合、**交流変電設備の期待年数やHVDCの想定使用年数（次頁・次々頁）と大きく乖離するため、評価期間中にこれら設備の更新が必要となる。**
- この点、費用便益評価における評価期間は、対象設備が法定耐用年数を経過し（減価償却を終え）、かつ経年更新なく使用可能と見込める期間とすることが望ましいと考えられるため、長期展望レビューでは、**現行と同様に一律36年で評価することとしてはどうか**（個別の計画策定プロセスでは、実態等も踏まえ、必要に応じて、標準期待年数もあわせて検討）

(参考) 費用便益評価 (B/C) の評価期間

13

- これまで費用便益評価においては、主要工事の法定耐用年数を評価期間としてきた。中部関西間連系線では、変電工事が主要工事となり、その法定耐用年数は22年となる。
- 一方、既存の交流設備では、法定耐用年数を超過して使用している実績もある。また、「高経年化設備更新ガイドライン」では、交流各設備に劣化兆候が表れ始めると想定される標準的な年数（標準期待年数）は、40～50年程度と示されている。GISについては、具体的な標準期待年数は示されていないが、1970年代に本格的に使用開始されており、40年を超える使用実績も確認されている。
- 増強する設備が法定耐用年数を超過して使用される可能性や再エネ連系の拡大見通しを踏まえると、法定耐用年数での評価だけでは十分にその効果を評価できない可能性もある。
- このため、費用便益評価の期間として、主要工事の法定耐用年数に加え、使用実績のある40年でも評価する。

【便益評価イメージ】



【主な機器の法定耐用年数】

	法定耐用年数
変電機器	22年
架空送電線路	36年
直流海底ケーブル (地中電線路)	25年

(参考) 高経年設備の標準期待年数

高経年化設備更新ガイドライン (2021/12/17) 14

設備区分	設備種別		標準期待年数	値設定の考え方	
	大分類 (品目)	小分類 (電圧・仕様)			
工務設備	鉄塔	11kV～500kV・鋼管、山形鋼	120年	塗装による影響が大きく、日本では劣化による倒壊事故がないことから、イギリスにおけるガイドラインの鉄塔の標準期待年数を参考に、塗装等の適切なメンテナンス等を実施した状態での劣化進捗として設定	
		電線	11kV～500kV・ACSR/st系 11kV～500kV・ACSR/AC系 11kV～500kV・HDCC系		61年 108年 69年
	ケーブル	220/275kV・CV	49年	イギリスにおけるガイドラインのケーブルの標準期待年数を参考に、一般送配電事業者における撤去品調査に基づく絶縁耐力 (破壊電界) を基に設定	
		110/154kV・CV	56年		
		66/77kV・CV	38年		
		22/33kV以下・CV	44年		
	変圧器	11kV～500kV・油入	50年	イギリスにおけるガイドラインの変圧器の標準期待年数を参考に、日本電機工業会規格 (DEM) ①や一般送配電事業者における運用実績等を基に設定	
	遮断器	11kV～500kV・ガス	50年	イギリスにおけるガイドラインの遮断器の標準期待年数を参考に、電気協同研究 ②や一般送配電事業者における運用実績等を基に設定	
	配電設備	電柱	6.6kV以下・コンクリート	65年	電気学会 調査専門委員会における撤去品調査結果や電気学会論文 ③等を参考に設定
			6.6kV以下・鋼	52年	
電線		6.6kV以下・アルミ	56年		
		6.6kV以下・CV	54年		
		ケーブル (地中)	6.6kV以下・CV	54年	
柱上変圧器	6.6kV・全仕様	48年			

※1 実M146「富山県用送電線の平均重量評価結果」 ※2 第70巻第2号「ガス絶縁開閉装置の保全高度化」 ※3 論文誌 vol.140 No.4 (2020) P.243～252

■ HVDCシステムは様々な機器・システムで構成されており、EPRI (Electric Power Research Institute) による調査では、**主要設備である交直変換器やサイリスタバルブの耐用年数は30年～40年**とされている。

Category	Typical Percent of Cost (%)	Equipment	Items	Estimated Service Life (Years)	Representative Replacement Outage Time (Hours)
AC & Auxiliary Equipment	9%	a) AC Filters	Capacitors	25	Maint.
			Resistors	40	Maint.
			Air Reactors	25	Maint.
			Oil Reactors	35	Maint.
		b) Reactive Compensation	Capacitors	25	Maint.
			Air Reactors	25	Maint.
			Oil Reactors	35	Maint.
		c) AC Circuit Breakers		35	64 †
		d) Interrupting Switches		20	32 ††
		e) Circuit Switchers		25	32 ††
		f) Disconnecting Switches		35	32 †
		g) Surge Arresters		35	8
		h) Carrier Wave Traps		20	8
		i) Buswork, Insulators & Structures		50	Maint.
		j) AC Control & Protection		15	Maint.
		k) Instrument Transformers		30	12
		l) Cooling Systems		15	*
19%	m) Converter Transformers		40	†††	
13%	n) Civil Works		50	Maint.	
2%	n) Auxiliary Power & Equipment	Chargers	20	12	
		Batteries	15	24	
		Transformer	40	12	

Category	Typical Percent of Cost (%)	Equipment	Items	Estimated Service Life (Years)	Representative Replacement Outage Time (Hours)
Thyristor Valves	20%	Thyristor Levels		30	670
HVDC Control and Protection	7%	a) Analog Electronics		25	Maint.
		b) Digital Electronics		15	670
		c) Power Supplies	UPS	10	Maint.
		d) DFR and SER		15	Maint.
		e) SCADA		10	Maint.
		f) Communication Systems		10	Maint.
HVAC System		Boilers		20	
		Unitary Packaged Equipment		15	
DC Equipment	5%	a) DC Smoothing Reactor	Oil	35	120
			Air	25	40
		b) DC Switching Equipment		35	Maint.
		c) DC Ground Electrode		40	Maint.
		d) DC Surge Arresters		35	Maint.
		e) DC Filters		20	Maint.
		f) DC Wall Bushings		35	Maint.
		g) DC Instrumentation	Current	30	Maint.
	Voltage	30	Maint.		
h) Buswork, Insulators & Structures		50	Maint.		

- CIGRE技術報告書 (TB 496) では、定格電圧500 kVまでの電力送電用DCケーブルシステムの事前認定 (PQ) 試験 (長期的な性能と信頼性を実証するために設計された長期間にわたる試験) が詳述されており、40年の設計寿命 (Design Life) に基づいている。
- また、国内ケーブルメーカーが過去実施した「±500kV級の直流用架橋ポリエチレン絶縁ケーブル (XLPEケーブル)」の長期試験においても、**等価換算寿命40年に相当する試験条件が採用されたことが公表**されている。

表2 DC-XLPE ケーブルと付属品の長期試験実績

試験終了年	運転電圧	CIGRE TB	試験種別	供試物
1995	250kV	—	長期試験	ケーブル、FJ
2001	500kV	—*1	長期試験	ケーブル、FJ
2007	250kV	219	Type 試験	ケーブル、FJ、気中終端接続箱
2009	250kV	219	PQ 試験	ケーブル、FJ、気中終端接続箱
2010	250kV	219	Type 試験	ケーブル、FJ、気中終端接続箱、なぎさジョイント*4
2011	250kV	219	PQ 試験	ケーブル、FJ、気中終端接続箱、なぎさジョイント*4
2011	320kV	219*2	課通電試験*2	ケーブル、FJ、気中終端接続箱、なぎさジョイント*4、陸上ジョイント
2013*3 (実施中)	400kV	496	PQ 試験	ケーブル、FJ、気中終端接続箱、なぎさジョイント*4、陸上ジョイント

1995年実施の長期試験は、導体最高温度85℃で実施。その他の試験は、導体最高温度90℃で実施した。

全ての試験は、極性反転試験を含む条件で実施した。

*1：寿命指数 $n = 15$ を用いた等価換算寿命40年に相当する試験条件とした。($V^n \times t = \text{const.}$)

*2：CIGRE Type 試験のロードサイクル試験を実施

*3：2013年に試験終了する予定

*4：海底ケーブルと陸上ケーブルを海岸近くの陸上(なぎさ)で接続するジョイント

- 足元の計画策定プロセスでは、現行の長期展望で参照している公共事業に適用された割引率4%が、実勢を反映していないことが国交省の委員会で議論された結果を踏まえ、**割引率1%または2%も考慮**することとした。
- 2050年頃を評価基準年度とする長期展望（レビュー）においても、上記の考え方を踏まえ、**現行の長期展望と同様に割引率4%での評価に加え、割引率1%または2%も考慮**することとしたい。

2. 割引率の考え方

7

- これまで策定済みの整備計画やマスタープランでは、割引率4%を用いて費用便益評価をしてきた。
- 一方で、本年6月の国交省の委員会（公共事業評価手法研究委員会）においては、これまで公共事業に適用された割引率4%が実勢を反映していないとして、技術指針の改定について議論され、参考比較のために割引率1%または2%を設定してもよいとされた。
- また、**国債金利の至近の推移や物価上昇も勘案し、今後の費用便益評価では、割引率4%での評価に加えて、割引率1%または2%の場合についても考慮**することとしてはどうか。

技術指針の改定方針(案) 国土交通省

前回まで(令和2年度、令和5年度第1回)の主なご意見【再掲】

- ・ 過去の比較・継続性の観点から、社会的割引率を4%として維持することは妥当。
- ・ 社会的割引率は頻繁に変えるべきではないものの、状況の変化に応じて適切な見直しを行うことも必要。
- ・ 4%の社会的割引率は当時の情勢等から決めたことなので、時代にそぐわないのも事実。制度策定から20年経ち、4%が固定観念化してしまったことが問題。
- ・ 理論面の課題と運用面の課題の2段階の間がある。理論的にはRamsey式に基づく設定(時間選好率)の考え方もあるが、パラメータの設定が難しいので、これまで実際の運用としては市場金利(資本の機会費用)を用いるという考え方を採用。
- ・ 社会的割引率は変動するものと考えなければならず、感度分析の対象要因に実務。
- ・ 社会的割引率は継続性のため4%は残すべき、実情と合っていないという両方の意見があることから、複数の社会的割引率の由・Cの併記を提案。等

改定方針(案)

- 社会的割引率は、全事業において当面4%を適用する。
- ただし、最新の社会経済情勢等を踏まえ、比較のための参考とすべき値を設定してもよい。
- 社会的割引率の設定については、今後の研究事例等を参考にしながら、必要に応じてその見直しを行う。

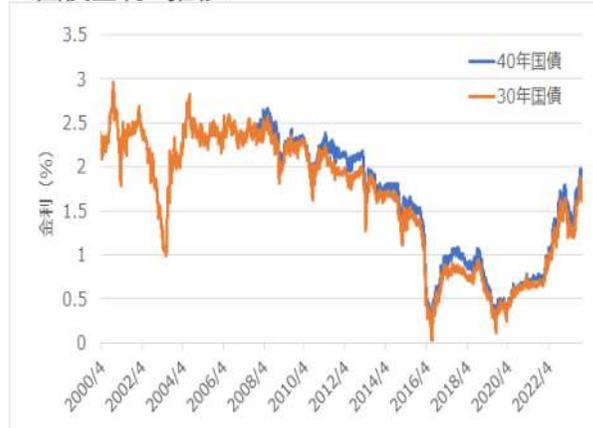
(社会的割引率の考え方)

- ・ 4%については、平成16年(2004年)の本技術指針策定時における過去複数年にわたる国債等の実質利回りを参考値として設定。
- ・ 社会的割引率については、参考値として用いられている国債等の実質利回りが物価等の影響を受け変動することや、諸外国において社会的時間選好に関する研究の進捗等により社会的割引率の設定が変更されていること等、最新の社会経済情勢等を踏まえ、参考比較のための値を設定してもよい。その値の適用は設定時点以降とする。
- ・ 参考比較のための値は平成19年(2007年)～令和4年(2022年)の期間の国債の実質利回りを踏まえた1%、及び、平成6年(1993年)～令和4年(2022年)の期間の国債の実質利回りを踏まえた2%を標準とし、令和5年度(2023年度)以降に適用する。

(赤字は従来技術指針からの変更部分)

電力広域的運営推進機関
第2回公共事業評価手法研究委員会 資料2 (2023/6/22)

＜国債金利の推移＞



出典元：財務省HPデータより作成

1. 長期展望レビューの進め方（案）
2. 広域連系系統に係る将来動向の見通し
3. 長期展望レビューの基本的な考え方（費用便益評価手法）
 3. 1 便益項目
 3. 2 燃料費 + CO₂対策コスト
 3. 3 アデカシー面
 3. 4 費用項目
 3. 5 費用便益評価の考え方
4. 今後の進め方

- 本日は、「長期展望レビューの進め方」および「広域連系系統に係る将来動向の見通し」を紹介したうえで、まずは、長期展望レビューにおける**基本的な考え方（費用便益評価手法）の整理結果**をお示しした。
- 次回以降、長期展望レビューにおける**「シナリオ設定（考え方・前提条件）」の整理を進めていく。**