

広域系統整備に関する 長期展望のレビューについて

2026年9月28日

広域系統整備委員会 事務局

- 第89回本委員会（2025年5月30日）において、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）の基本的な考え方や検討の進め方を整理し、検討を開始した。
- 第94回本委員会（2025年10月31日）および第100回本委員会（2026年4月22日）において、長期展望レビューのシナリオの設定および需要（年間総電力量およびロードカーブ、エリア配賦）と電源（電源ごとの設備量、エリア配賦）の前提条件について整理した。
- 本日は、需要や電源等の前提条件をもとにシミュレーションを実施し、**第2次広域系統長期方針の広域系統整備に関する長期展望**（以下「現行の長期展望」という）**に及ぼす影響の確認結果をお示しするとともに、これを踏まえた第3次広域系統長期方針策定に向けた今後の検討について整理したためご議論いただきたい。**

＜長期展望レビューにおける前提条件＞

- | | |
|---------------------------|----------------|
| ・ 需要の設定（年間総電力量およびロードカーブ） | ： 第94回本委員会で整理 |
| ・ 電源の設定（電源ごとの設備量） | ： 第94回本委員会で整理 |
| ・ シナリオの設定、需要・電源のエリア配賦の考え方 | ： 第100回本委員会で整理 |

＜長期展望レビューの結果（本日）＞

- ・ 費用便益評価結果、感度分析等
- ・ 第3次広域系統長期方針策定に向けた今後の検討

1. 前提条件（シナリオの設定、需要や電源の設定等）
 - 1-1 シナリオの設定
 - 1-2 需要の設定（年間総電力量、エリア配賦の考え方等）
 - 1-3 電源の設定（電源ごとの設備量、エリア配賦の考え方等）
 - 1-4 その他（燃料費＋CO2対策コスト、費用算定方法に用いる単価等）
2. 費用便益評価結果
3. 長期展望レビューの結果および第3次広域系統長期方針に向けた今後の検討

- 長期展望レビューでは、第7次エネルギー基本計画（以下「第7次エネ基」という）等の状況変化を踏まえ、下表の内容にてシナリオおよび需要・電源を設定する。

項目		長期展望レビューにおける需要と電源の設定
需要	年間総電力量	将来の電力需給シナリオの12,500億kWhモデル（2050年）
	要素ごとのロードカーブ	- 将来の電力需給シナリオの考え方を基本に設定 - 現行の長期展望と同様、水素製造・DACの可制御需要を模擬
	シナリオ・エリア配賦	- ベースシナリオ：将来の電力需給シナリオのエリア配賦にて設定 - データセンター地方分散ケース（データセンターのエリア配賦を変化）および電源立地地域への需要誘導が限定的なケース（半導体、水素製造、DACのエリア配賦を変化）※：政策誘導等による需要と電源のアンバランス度合の変化を設定
電源	電源ごとの設備量	第7次エネ基や国の審議会における政策的議論等を踏まえて設定
	シナリオ・エリア配賦	- 電源のエリア配賦は各ケース共通とし、供給計画最終年度の設備量や契約申込済の電源を考慮するなど、現行の長期展望と同様の考え方で設定 - 再エネ（太陽光・陸上風力・洋上風力）の一部を需要比率で配置した場合や蓄電池の設備量を変化させた場合で感度分析を実施 - 再エネ（太陽光・陸上風力・洋上風力）の設備量を変化させた場合（将来の電力需給シナリオでの値を活用）の結果を参考として示す

※ 長期展望レビューは、現行の長期展望に及ぼす影響を評価することが目的であるため、「シナリオ」ではなく「ケース」として、需要のエリア配賦を変化させ、ケースの幅で増強方策等を評価する。

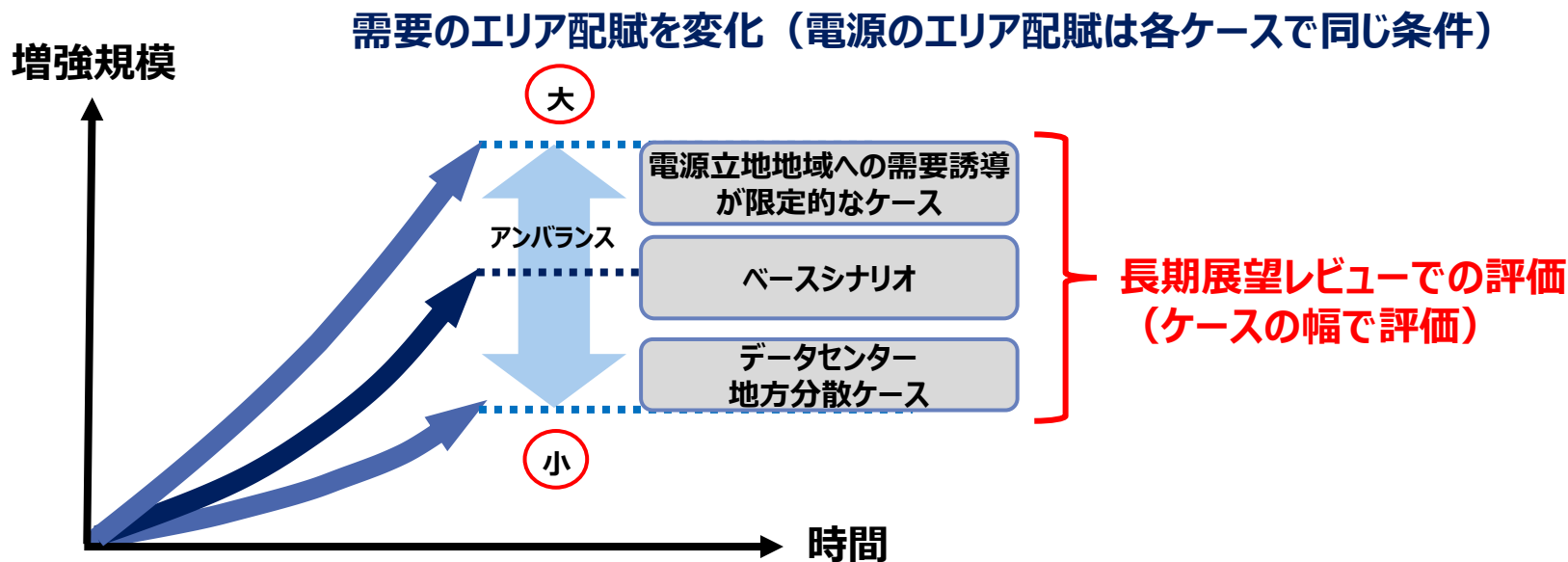
- 長期展望レビューでは、ベースシナリオ※1を設定したうえで、需要と電源のアンバランス度合が異なる複数のケース（データセンター地方分散ケース※2、電源立地地域への需要誘導が限定的なケース※3）の幅で増強方策等を評価する。
- なお、電源のエリア配賦は各ケースで同じ条件とし、感度分析の中で再エネ（太陽光・陸上風力・洋上風力）の一部を需要比率で配置した場合や蓄電池の設備量を変化させる。

※1 ベースシナリオ：政策誘導等により、需要と電源のアンバランスが一定程度解消されるシナリオ

※2 データセンター地方分散ケース：政策誘導等により、データセンターの地方分散が進展し、需要と電源のアンバランスが更に解消されるケース

※3 電源立地地域への需要誘導が限定的なケース：政策誘導等による需要誘導が限定的で、需要と電源のアンバランスが継続するケース

<長期展望レビューでのシナリオ（イメージ）>



【振り返り】 長期展望レビューにおける需要の設定について① (年間総電力量・ロードカーブ、ベースシナリオでのエリア配賦)

6

- 長期展望レビューの年間総電力量は、現行の長期展望の算定方法で状況変化を反映した試算値と同水準である、将来の電力需給シナリオでの12,500億kWhモデルを活用する。ロードカーブは、現行の長期展望と考え方は同様だが、より精緻な設定を行っている将来の電力需給シナリオの考え方を基本に設定する。(第94回本委員会で整理)
- ベースシナリオにおける需要のエリア配賦は、年間総電力量・ロードカーブと同様に、将来の電力需給シナリオで示された値を設定する。(第100回本委員会で整理)

<ベースシナリオにおける需要のエリア配賦>

[単位：億kWh]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
ベースシナリオ (将来の電力需給シナリオの エリア配賦※にて設定)	610	1,020	4,350	1,850	330	1,930	900	310	1,210	12,500

※ 2050年の12,500億kWhケース

長期展望レビューにおける需要の設定について②

(データセンター地方分散/電源立地地域への需要誘導が限定的なケースでのエリア配賦)

7

- データセンター地方分散ケースでは、GX戦略地域の議論等を踏まえ、データセンターのエリア配賦は別途設定することとした。電源立地地域への需要誘導が限定的なケースでは、半導体・水素製造・DACのエリア配賦を需要実績比率を用いて変化させる。（第100回本委員会で整理）
- GX戦略地域制度ではGW級の集積拠点の実現を目指しており、GX戦略地域（第1弾）として、9地域（10地点）が認定された（2026年9月11日）。そのため、**データセンター地方分散ケース**では、**地点ごとに1GW相当※1を当該エリアの需要として配賦**する※2。

＜ケースごとのエリア配賦の設定内容（エリア配賦を変化させる需要要素のみ記載）＞

エリア配賦を変化させる需要要素	データセンター地方分散ケース （需要と電源のアンバランスが縮小）	ベースシナリオ	電源立地地域への 需要誘導が限定的なケース （需要と電源のアンバランスが継続）
データセンター※3	GX戦略地域制度における 認定地点ごとに1GW相当※1を 各エリアに配賦※2	将来の電力需給シナリオで想定した供給計画個別計上値（2035年度） をベースに個別計上のないエリアに関しても一定量を配賦	
半導体※3	今回整理	将来の電力需給シナリオで想定した 供給計画個別計上値（2035年度）ベース	各エリアの需要実績比率
水素製造		再エネ拡大割合の大きいエリアに配賦	各エリアの需要実績比率
DAC		再エネ拡大割合が大きく、 かつ貯蔵適地のあるエリアに配賦	各エリアの需要実績比率

※1 負荷率は80%と仮定（電力中央研究所資料より）

※2 認定地点ごとに1GW相当を当該エリアに配賦し、2050年想定値（1,400億kWh）との差分は将来の電力需給シナリオで想定したエリアごとの2035年度値等を用いて配賦

※3 エリア配賦を変化させる電力量は、2050年想定値と供給計画における2035年度個別計上値との差分

- 2026年4月24日に有望地域が選定され、2026年9月11日にGX戦略地域 (第1弾) として、9地域 (10地点) が認定された。

認定結果

(1) コンビナート等再生型 : 1地域

川崎市

同市 南渡田 (みなみわたりだ) 地区において、既存インフラを活用したGX関連スタートアップの生産拡大拠点を形成するとともに、扇島地区において大規模なGX関連産業集積拠点の形成を目指す計画

▶ [【参考】有望地域選定時点の計画概要 \(PDF形式 : 2.1MB\)](#) 

(2) データセンター集積型 : 9地域 (10地点)

北海道 (石狩市、苫小牧市)、秋田県 (秋田市)、宮城県 (富谷市)、栃木県 (矢板市)、茨城県 (常総市/つくば市)、
富山県 (南砺市)、香川県 (綾川町/坂出市/丸亀市)、福岡県 (北九州市/直方市/鞍手町)、鹿児島県 (薩摩川内市)

※太字は申請自治体を示し、括弧内はGW級のデータセンター集積地を形成する地点を示しています。

なお、北海道2地点それぞれにおいてGW級のデータセンター集積地を形成します。

※認定に当たっては、計画の着実な推進及び地域共生の確保等を留保条件として付しています。

※各地域の計画概要は後日公表します。

- **電源ごとの設備量およびエリア配賦は下表の内容で設定**する。
- 電源の立地誘導等による影響を確認するために、**ベースシナリオにて再エネ（太陽光・陸上風力・洋上風力）の一部を需要比率で配置した場合や蓄電池の設備量を変化させた場合の感度分析**を行う。

＜電源ごとの設備量およびエリア配賦＞

電源	設備量		電源のエリア配賦
太陽光	260GW	第43回基本政策分科会にて、2050年カーボンニュートラル実現に向け、議論を深めて行くにあたって示された参考値	供給計画最終年度における設備量に加え、洋上風力の開発動向、電源開発動向調査および契約申込済の電源等を考慮して設定
陸上風力	41GW		
洋上風力	45GW		
水力、バイオマス、地熱等	34GW	2030年度のエネルギーミックス水準（供給計画最終年度の年度末設備量を考慮）	
揚水	27GW	供給計画最終年度の年度末設備量	供給計画最終年度における設備量を考慮して設定
火力	139GW	供給計画最終年度の年度末設備量および一般送配電事業者へ契約申込済の電源等を考慮し、リプレースされるものと仮定。なお、水素・アンモニアは脱炭素電源オークションの公表結果も考慮	供給計画最終年度における設備量に加え、契約申込済の電源等を考慮して設定
原子力	37GW	既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定した際の2030年時の水準が維持されるものと仮定	既存もしくは建設中の設備を考慮して設定
蓄電池	24GW	足元の状況（導入実績のトレンド、脱炭素電源オークション等）を踏まえ、将来の電力需給シナリオの値を使用	導入実績および再エネ設備量を考慮して設定

1. 前提条件（シナリオの設定、需要や電源の設定等）
 - 1-1 シナリオの設定
 - 1-2 需要の設定
 - 1-3 電源の設定
 - 1-4 その他（燃料費＋CO2対策コスト、費用算定方法に用いる単価等）
2. 費用便益評価結果
3. 長期展望レビューの結果および第3次広域系統長期方針
に向けた今後の検討

■ **長期展望レビューで用いる燃料費 + CO2対策コスト**は、CO2対策コストの上昇により**石炭が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。なお、第89回本委員会（2025年5月30日）で示した値から、参照する為替を2025年暦年平均に更新する。

見直し後における燃料費 + CO2対策コストの範囲 [単位：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		14.4～19.3	16.7～22.2	17.3～23.9	17.7～25.9	19.7～26.3	23.3～31.1	31.5～36.3
燃料費		9.7～14.2	11.2～16.4	10.5～15.4	6.3～13.7	13.2～19.4	15.6～22.9	18.2～19.6
CO2対策コスト	CO2対策費用	1.2～1.5	1.4～1.7	6.8～8.5	2.8～3.5	1.6～2.0	1.9～2.4	13.3～16.7
	CO2輸送&貯留費用	3.6	4.1	—	8.6	4.9	5.7	—

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、為替150円/\$、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2025年度下期実質値へ補正（2023年暦年費用×1.08）
水素（専焼）・アンモニア（専焼）についても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をもとに算出

（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 [単位：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）

- 長期展望レビューで用いる単価は、近年の物価上昇等の趨勢を反映させ、広域機関が公表した「送变电設備の標準的な単価」（2026年3月10日）を参照し、各工事の種別に応じて現行の長期展望の工事費を見直す。（第89回本委員会で整理）
- また、「送变电設備の標準的な単価」に含まれていないHVDC単価等は、現行の長期展望で設定している単価をベースに建設工事費デフレーターで至近実質値へ補正した値等を用いる。

送变电設備の標準的な単価の見直し

1

- 本機関では、「系統情報の公表の考え方」に基づき、一般送配電事業者が提示する接続検討回答の適切性について、発電事業者が検証を行えるよう、送变电設備の標準的な単価を公表している。
- 前回の公表（2016年3月）から10年が経過し、近年の物価上昇等の社会情勢を反映しきれていない状況にあった。そのため、今般、現在の趨勢を反映させるべく新たに調査を行い、2026年3月10日にその結果を公表した。
- 本調査結果は、あくまで一般送配電事業者各社が作成する契約実績等に基づく標準単価をまとめたものであり、物価上昇の影響を直接的に指数化したものではない。しかしながら、間接的にその傾向が表れていることから、本委員会での今後の評価・検証の参考として、主要設備における前回調査との比較・変化を報告する。

系統情報の公表の考え方（令和6年12月改定）

（目） 接続検討後提示情報

接続検討後提示情報は、発電等設備設置者の求めに応じ、一般送配電事業者及び配電事業者が、詳細な接続検討（有料）を行った上で提示する情報である。提示される情報については、送配電等業務指針において以下のとおり項目が定められているところであるが、特に再生可能エネルギーの系統連系に関して、工事の概要や工事費の内訳等について、更なる提示の要望があること等を踏まえ、更なる改善を図る。

これにより、系統連系可否の検討結果の回答について、その適切性を申請者において検証可能とするため、一般送配電事業者及び配電事業者はこれまで以上に誠意ある対応を行っていくことが重要となることから、一般送配電事業者及び配電事業者は、工事費負担金に含まれる送变电設備の標準的な単価を策定し、電力広域的運営推進機関が内容を確認の上、これを公開する。

標準的な単価の公表（2026年3月10日公表）

情報提供・公開 ・系統プロセス・系統利用

「系統情報の公表の考え方」に基づき一般送配電事業者が策定した工事費負担金に含まれる送变电設備の標準的な単価の確認・公表について

更新日：2026年3月10日
「系統情報の公表の考え方」（令和6年12月改定）に基づき、一般送配電事業者が策定した工事費負担金に含まれる送变电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、別紙の通り公表いたします。
以下
別紙：送变电設備の標準的な単価の公表について（2026年3月）

- 費用便益評価を行うにあたり、評価期間・割引率等の内容は下表のとおり設定する。
- 評価期間は36年、割引率は4%に加え1%または2%も考慮し、アデカシー便益は停電コストベースや調達コストベースの幅で評価する。（第89回本委員会で整理）

項目		長期展望レビューでの設定
費用 便益 評価	評価期間	・ 現行の長期展望と同様、36年
	割引率	・ 現行の長期展望と同様に割引率4%に加え、割引率1%または2%も考慮
	アデカシー便益 の考え方	・ 停電コストベースや調達コストベースの幅で評価 ※ 調達コスト単価（Net CONE）は発電コスト検証ワーキンググループの公表値に基づき見直しが行われた後のNet CONEを使用
	工事内容 （地内系統含む）	・ 現行の長期展望と同様の内容を基本的に設定。
	連系線の運用容量	・ 現行の長期展望と同様としつつ、一部の連系線（東北東京間、関西中国間等）は最新の運用容量を設定。

1. 前提条件（シナリオの設定、需要や電源の設定等）
2. 費用便益評価結果
 - 2-1 Without（増強前）の設定
 - 2-2 東地域の増強方策
 - 2-3 中西地域の増強方策
 - 2-4 FC及び全国の増強方策
 - 2-5 感度分析
3. 長期展望レビューの結果および第3次広域系統長期方針に向けた今後の検討

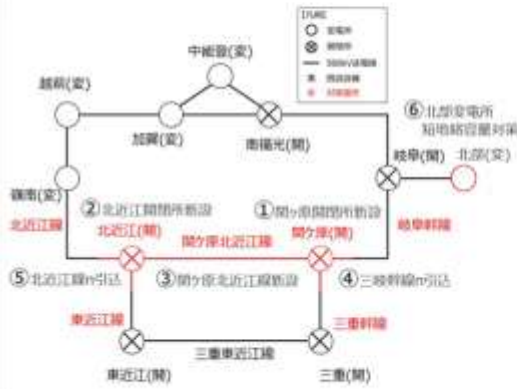
- 現行の長期展望の取りまとめ以降、中部関西間連系線に係る広域系統整備計画や中国九州間連系設備に係る広域系統整備計画を策定した。
- **今回の長期展望レビューでは、中部関西間連系線・中国九州間連系設備の増強および中地域交流ループを反映したWithoutとし、WithとWithoutの差分にて各地域の増強方策等の評価を行う。**

（参考）中部関西間連系線に係る広域系統整備計画の工事概要

5

■ 中部関西間連系線運用容量を300万kW程度（300万kW程度⇒600万kW程度）増強する。

- ◆費用の概算額：1,218億円
 工事費の概算額：590億円
 運転維持費の概算額：628億円
- ◆工事完了予定時期：2030年6月
- ◆事業実施主体：中部PG、関西送配電



個別工事件名	事業実施主体
① 関ヶ原開閉所新設	中部PG
② 北近江開閉所新設	関西送配電
③ 関ヶ原北近江線新設	中部PG
④ 三岐幹線n引込	中部PG
⑤ 北近江線n引込	関西送配電
⑥ 北部変電所短地絡容量対策	中部PG
- 電磁誘導対策	中部PG・関西送配電
- 給電システム改修	中部PG・関西送配電
- 通信設備	中部PG・関西送配電

（参考）中国九州間連系設備に係る広域系統整備計画の工事概要

6

■ 中国九州間連系設備の運用容量を100万kW程度増強する。

- ◆費用の概算額：9,796億円
 工事費の概算額：4,412億円
 運転維持費の概算額：5,384億円
- ◆工事完了予定時期：2039年3月
※工期13年6ヶ月程度から11年程度への短縮の可能性について検討し可能な限り早期運転を目指す。2030年度末を目途に工事の完了時期の見直し可否を検討。
- ◆事業実施主体：中国NW、九州送配電、電発NW



増強後の運用容量

＜5月平日昼間＞
・九州→本州直送運用容量：301万kW
 （うち201万kW）
・本州→九州直送運用容量：115万kW
 （うち15万kW）

＜8月平日昼間＞
・九州→本州直送運用容量：322万kW
 （うち222万kW）
・本州→九州直送運用容量：127万kW
 （うち27万kW）

*交流区間は2回線を1本線で表示

凡例：
○ 変電所
● 開閉所
⊗ 短地絡容量対策
— 送電線
→ 交流送電線

個別工事件名	事業実施主体
① 本州側交流変換所新設	電発NW
② 九州側交流変換所新設	九州送配電
③ 本州側開閉所新設	中国NW
④ 九州側開閉所新設	九州送配電
⑤ 本州側直流架空送電線新設	電発NW
⑥ 直流海底送電線新設	九州送配電
⑦ 九州側直流架空送電線新設	九州送配電
⑧ 中国西幹線本州側開閉所n引込	中国NW
⑨ 本州側交流架空送電線新設	中国NW
⑩ 九州側交流架空送電線新設	九州送配電
⑪ 北九州幹線九州側開閉所n引込	九州送配電
- 調相設備新設	中国NW
- 系統安定化装置取替他	中国NW
- 系統安定化装置新設他	九州送配電
- 通信設備	中国NW・九州送配電

1. 前提条件（シナリオの設定、需要や電源の設定等）
2. 費用便益評価結果
 - 2-1 Without（増強前）の設定
 - 2-2 東地域の増強方策
 - 2-3 中西地域の増強方策
 - 2-4 FC及び全国の増強方策
 - 2-5 感度分析
 - 2-6 結果の評価
3. 長期展望レビューの結果および第3次広域系統長期方針に向けた今後の検討

- 現行の長期展望では、北海道・東北エリアに他エリアと比較して大量の再エネが導入される想定のもと、再エネの電気を大消費地である東京エリアへ送るために、北海道東北間HVDC・東北東京間HVDC・東北東京間連系線（交流系統）等の増強方策を示した。

4. 東地域の増強方策

(3) ベースシナリオの系統課題を踏まえた増強方策

ベースシナリオ

53

■ 系統課題を踏まえ、再エネの電気を効率的に大消費地へ送るには、大規模な系統増強が必要となる。

東地域増強イメージ図

※増強イメージ図であり、送電線等の新設や増強を確定したものではありません。

HVDC対策コスト

約2.5～3.4兆円

○HVDC送電線新設ほか

✓HVDC構成は、同期安定性等の制約の影響を受けない接続箇所の選定を行うとともに、レジリエンス面も考慮して分散させる。また、ルートについては、長期展望から整備計画を具体化する中で海と陸との比較や既存インフラの活用等についても考慮のうえ、より効率的な設備形成を検討していく。

➢北海道～東京間のHVDC直送案も考えられるが、東北の再エネの導入見込みも多く、交流系統の増強だけでなくHVDCも活用した大需要地への送電を検討していく。（長距離HVDCルート断時のリスクも分散）

✓洋上風力の導入見込みが多い、北海道・東北エリアでは、多端子システムは、交直変換器など設備数も削減可能で有効な手段となる。長期展望の想定する将来において多端子システムは実現可能と想定するが、多用途多端子など開発中の技術でもあるため、開発動向等により取りうる選択肢としておき、長期展望から整備計画を具体化する中で詳細検討していく。

東北東京間連系線対策コスト

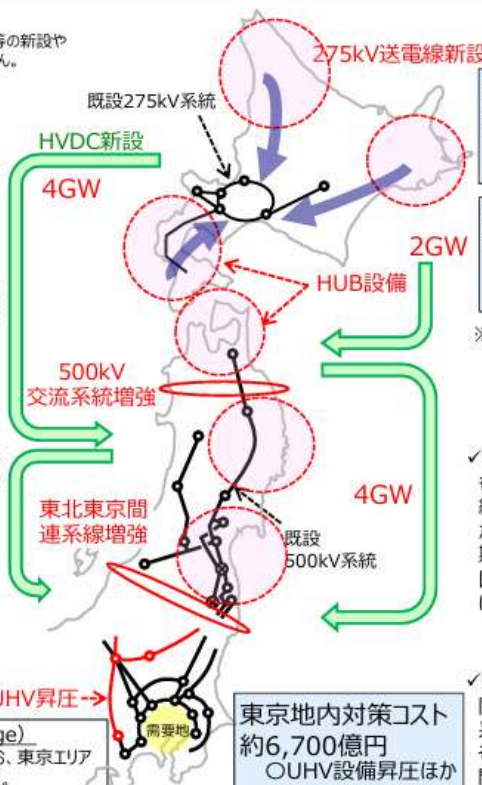
約2,000億円

○500kV送電線新設

○既設275送電線昇圧ほか

✓東北東京間連系線の運用容量は、東北北部に連系する電源の導入見込みに応じた同期安定性の制約によって変わる。そのため、連系線増強については、長期展望から整備計画を具体化する中で詳細検討していく。

UHV（Ultra high voltage）
800kVを超える電圧階級。なお、東京エリアの設計電圧は1,000kVを採用。



北海道地内対策コスト

約1.1兆円※

○275kV送電線新設
○HUB設備、開閉所新設ほか

東北地内対策コスト

約6,500億円※

○500kV送電線新設
○HUB設備新設ほか

※北海道、東北エリアは、再エネを既設の広域連系系統に送電する上で必要となる上位2電圧階級の系統増強費用として、北海道4,000億円、東北2,200億円程度のコストを含む。

✓再エネ大量導入のためには、広域連系系統以外にも増強が必要となる。東北エリアでは、広域連系系統とループ運用している第3電圧階級の系統増強が、追加で2,000億円程度と試算されている。長期展望は広域連系系統を対象としているため、今回の地内対策コストには含んでいないが費用負担については今後整理が必要。

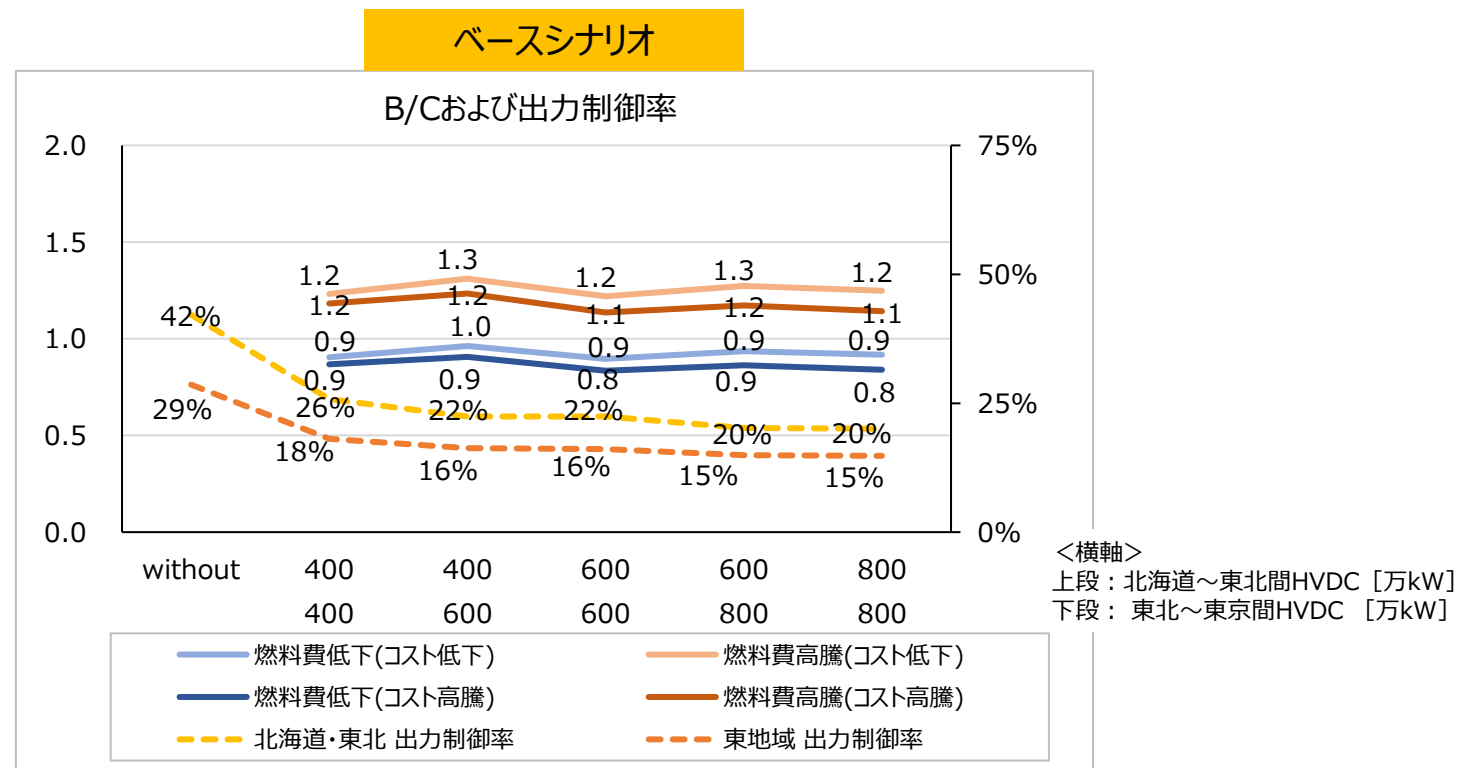
✓UHV昇圧は、潮流増加に対する対策のみでなく、同期安定性の制約により低下する東北東京間連系線の運用容量の拡大等にも効果が見込まれる。そのため、電源の導入見込み等に応じて東北東京間連系線増強やUHV設備の昇圧を選択していく。

東京地内対策コスト

約6,700億円

○UHV設備昇圧ほか

- 今回の長期展望レビューにおいても、再エネの導入に関しては現行の長期展望と同様の考え方であることから、現行の長期展望と同様の増強方策に対して、費用便益評価（B/C）を実施した。
- ベースシナリオにおいてB/Cの観点では、北海道～東北間400万kW・東北～東京間600万kWが一番大きな結果となった。**再エネ出力制御率の低減効果も加味すると、北海道～東北間600万kW、東北～東京間800万kWが有力**となった。当該傾向については、現行の長期展望と同様である。また、**再エネ出力制御率は北海道・東北エリア**でみると、**系統増強により約40%から約20%まで低下**。



※ 上図は、現行の長期展望と同様、アデカシー便益は下限、割引率は4%で示す。

4. 東地域の増強方策

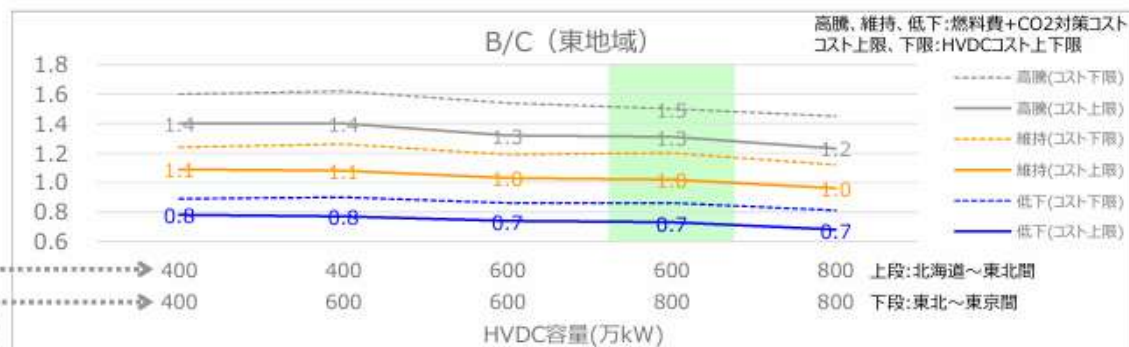
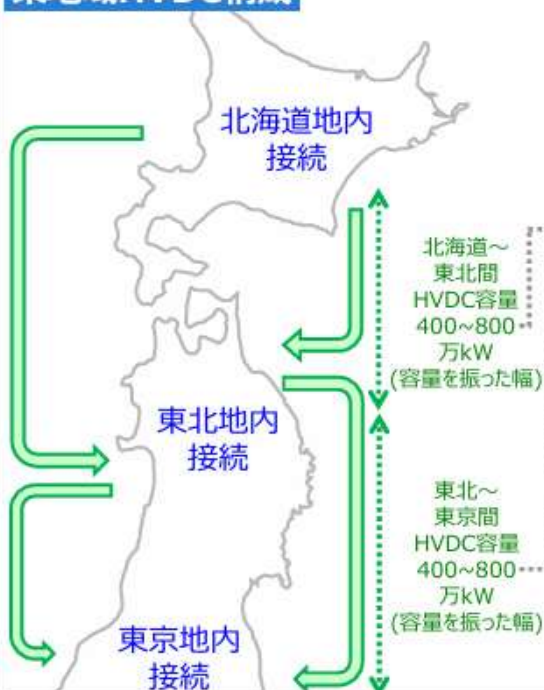
(4-1) ベースシナリオの費用便益評価

ベースシナリオ

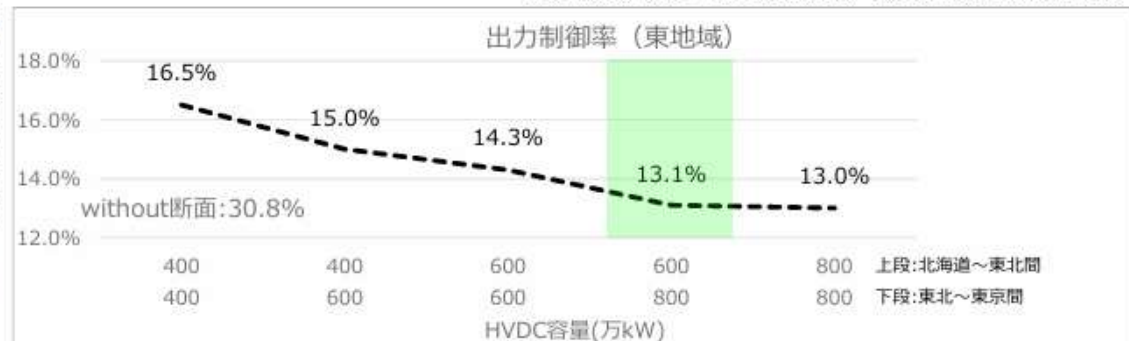
54

- ベースシナリオにおけるHVDC構成は、各エリアの再エネの配置や増強後の再エネ出力制御率を考慮して、日本海側、太平洋側で容量を分散して配置。HVDC容量は、 $B/C > 1$ を確保しつつ、再エネ出力制御率の低減効果が飽和する北海道～東北間600万kW、東北～東京間800万kW程度が有力と考える。なお、長期展望から整備計画を具体化していく中で、既存系統への影響や同期安定性による東北東京間連系線の運用容量制約などを考慮した費用便益評価を行い、HVDCの構成及び容量等を詳細検討していく。

東地域HVDC構成

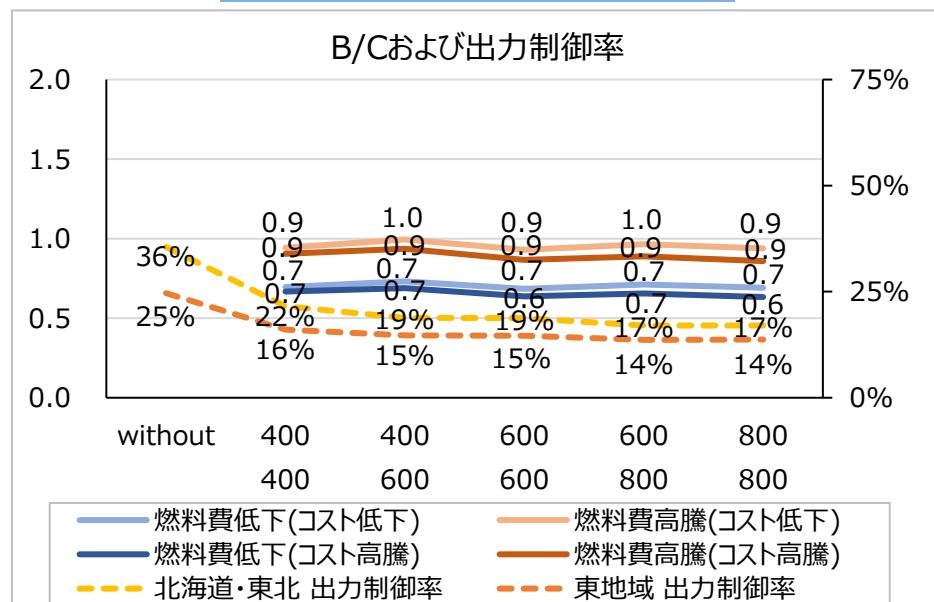


※便益にはアデカシー、送電ロスを含む ※コストには地内増強を含む



- **データセンター地方分散ケース**では、ベースシナリオと比較し、北海道・東北エリアの需要が増加する一方、東京エリアの需要が減少するため、**B/Cは全体的に低下した**。**電源立地地域への需要誘導が限定的なケース**では、東京エリアの需要がベースシナリオよりも増加するため、**B/Cは増加した**。
- また、データセンター地方分散ケースにおける再エネ出力制御率はベースシナリオよりも低減する。このため、**データセンターの地方分散が進展する場合には再エネの有効活用を図りつつも、増強規模の適正化が必要になる可能性**も考えられる。

データセンター地方分散ケース

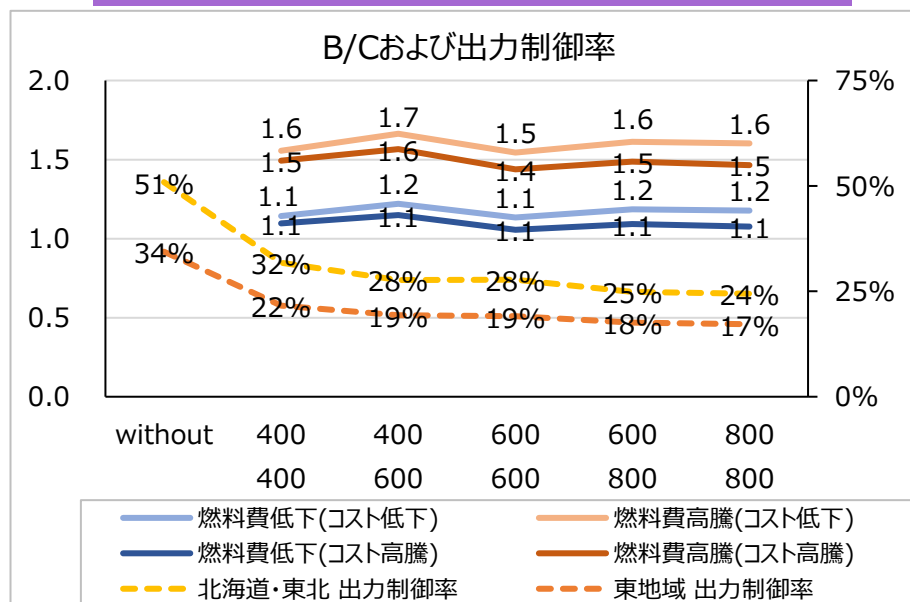


<横軸>

上段：北海道～東北間HVDC [万kW]

下段：東北～東京間HVDC [万kW]

電源立地地域への需要誘導が限定的なケース



<横軸>

上段：北海道～東北間HVDC [万kW]

下段：東北～東京間HVDC [万kW]

※ 上図は、現行の長期展望と同様、アデカシー便益は下限、割引率は4%で示す。

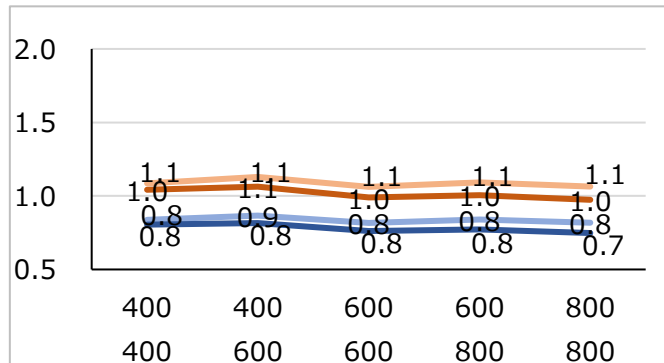
- アデカシー便益を上限值とし、割引率4%に加え1%も考慮したB/Cは下図のとおり。
- アデカシー便益上限の場合は大半のケースでB/C>1となる。

<横軸> 上段：北海道～東北間HVDC [万kW]
下段：東北～東京間HVDC [万kW]

燃料費低下(コスト低下) 燃料費高騰(コスト低下)
燃料費低下(コスト高騰) 燃料費高騰(コスト高騰)

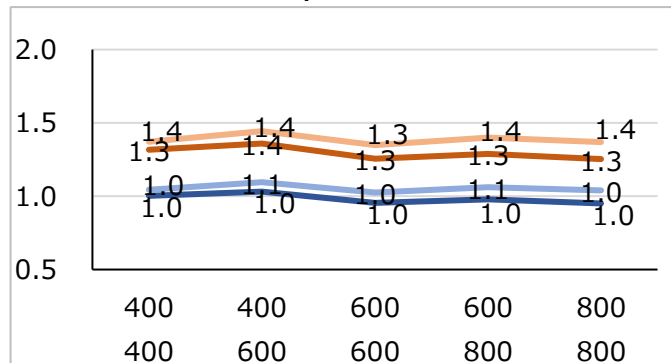
データセンター地方分散ケース

(割引率4%,アデカシー便益上限)



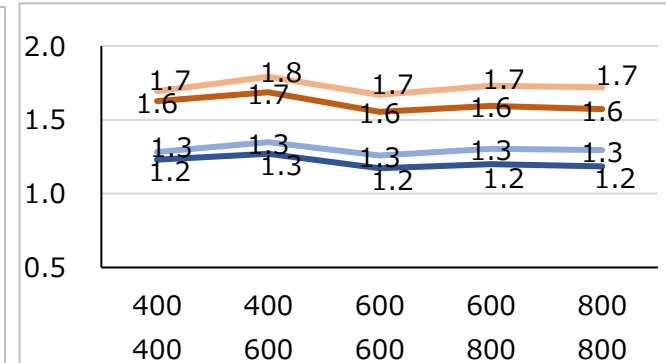
ベースシナリオ

(割引率4%,アデカシー便益上限)

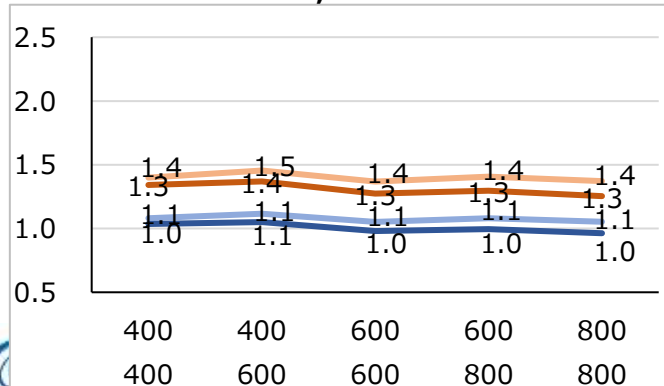


電源立地地域への需要誘導が限定的なケース

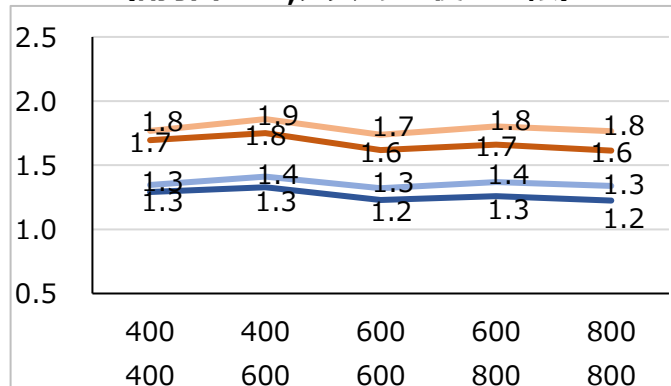
(割引率4%,アデカシー便益上限)



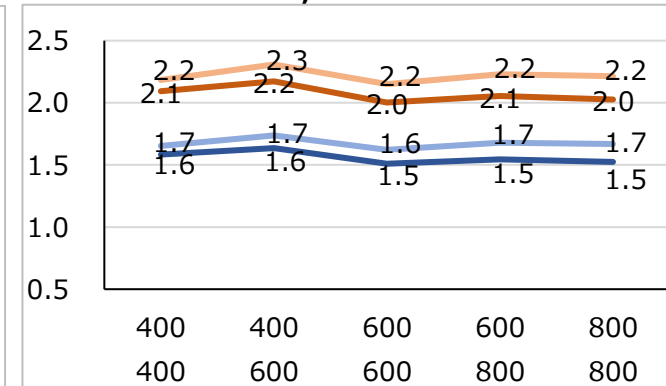
(割引率1%,アデカシー便益上限)



(割引率1%,アデカシー便益上限)



(割引率1%,アデカシー便益上限)



1. 前提条件（シナリオの設定、需要や電源の設定等）
2. 費用便益評価結果
 - 2-1 Without（増強前）の設定
 - 2-2 東地域の増強方策
 - 2-3 中西地域の増強方策
 - 2-4 FC及び全国の増強方策
 - 2-5 感度分析
 - 2-6 結果の評価
3. 長期展望レビューの結果および第3次広域系統長期方針に向けた今後の検討

- 現行の長期展望では、関門連系線の交流連系による増強は、技術的課題が存在していることから直流連系案も選択肢として位置付け、整備計画を具体化していく中で検討を深めることとした。
- 上記以外の増強方策（四国九州間連系線増強等）は、将来、情勢変化が生じた場合の選択肢として位置付けた。

5. 中西地域の増強方策

(3) 系統課題を踏まえた増強方策

66

- 既に2022年7月より計画策定プロセスが開始されている関門連系線及び中地域の増強方策については、運転コスト※やHVDCコスト次第では $B/C > 1$ となる。
- 一方、関門連系線を交流連系した場合は、現時点では技術的課題も存在していることから直流連系案も選択肢として位置付ける。将来、電源や需要の構造変化が生じる可能性もあるため、具体的な増強規模や設備形態については、計画策定プロセスにおいて整備計画を具体化していく中で検討を深める。
- 上記以外の増強方策については、将来、情勢変化が生じた場合の選択肢と位置付ける。



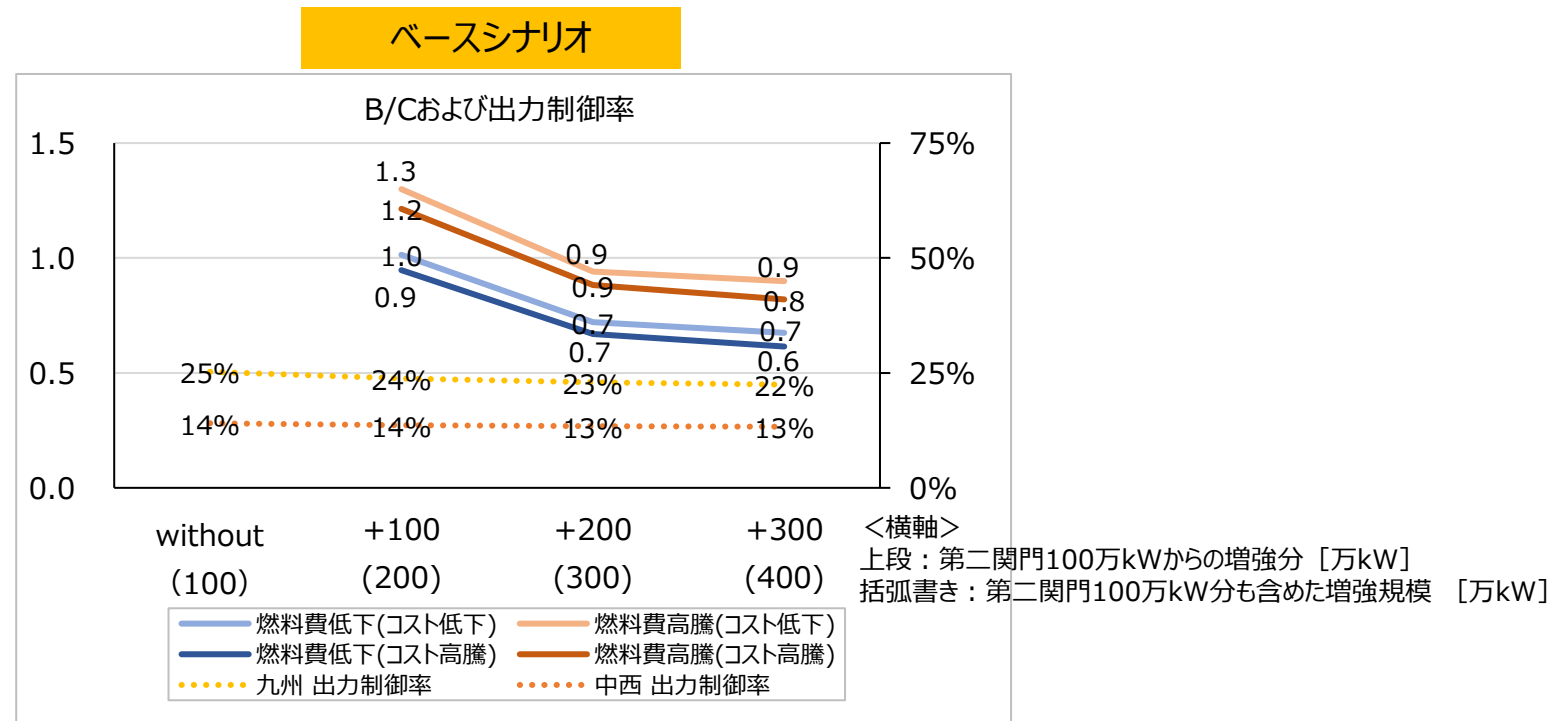
- 中国九州間連系設備に係る広域系統整備計画が策定され、中国九州間の連系線増強は、既設の連系線が横断する関門海峡の周辺が市街化区域であり、架空線によるルート確保が難しいことから、直流海底ケーブル連系による増強（以下「第二関門」）として、現在、工事が進められている。
- そのため、長期展望レビューでは、中国九州間の連系線増強は直流連系を前提に費用便益評価を行う。なお、選択肢である四国九州間の新ルート構築（関西四国間連系設備の増強有無考慮）は、ベースシナリオにて費用便益評価の結果を確認する。

3. 流通設備の整備の必要性

2018 年以降、九州エリアでは再エネの出力制御が増加傾向であり、今後、洋上風力を中心に更なる再エネ導入拡大が想定される中では、出力制御は更に増加するものと考えられる。加えて、九州エリアでは、容量市場において需要規模に対する容量拠出金が高額になる傾向があることや、スポット市場において、例えば 2024 年度実績では年間の約 24%の時間帯で中国九州間連系線の制約により市場分断が発生していることなどを踏まえても、需要面・供給面での対策に加えて、系統面での対策を早期に進めることが有効である。

中国九州間の連系線増強については、既設の連系線が横断している関門海峡の周辺は市街化区域であり架空線ルート確保が難しいことから、交流での海底ケーブル連系を前提として検討を進めたが、500kV 交流海底ケーブルについては製造・工事面で実現性に課題があることを確認したため、直流でのケーブル連系を前提として検討を進めることとした。関門海峡を横断している橋梁・トンネルなど既設インフラを活用したケーブル敷設の可能性について検討したものの、建築限界内（法規制）となることや狭隘であること等により実現性に乏しいことを確認した。一方、海底ケーブルルートについては、大きな障害は確認されなかったことから、直流海底ケーブルでの連系とすることとし、将来的な 200 万 kW 双極構成への拡張性を考慮したうえで、まずは 100 万 kW 単極構成とすることとした。

- ベースシナリオにおけるB/Cは、**第二関門100万kWからさらに100万kW増強する場合（第二関門も含めた増強規模として200万kW）が $B/C > 1$** となった。他方、100万kW以上の増強ではB/Cは1を下回った。
- 現行の長期展望では、第二関門も含めた増強規模として200万kWの場合がB/Cが最も大きく、それ以上増強する場合はB/Cは低下傾向となっており、今回の長期展望レビューと同様の傾向であった。連系線を増強することで、九州エリアの再エネ出力制御率は低減された。



※ 上図は、現行の長期展望と同様、アデカシー便益は下限、割引率は4%で示す。

5. 中西地域の増強方策

(4-2) 中国ルート(直流連系)の費用便益評価

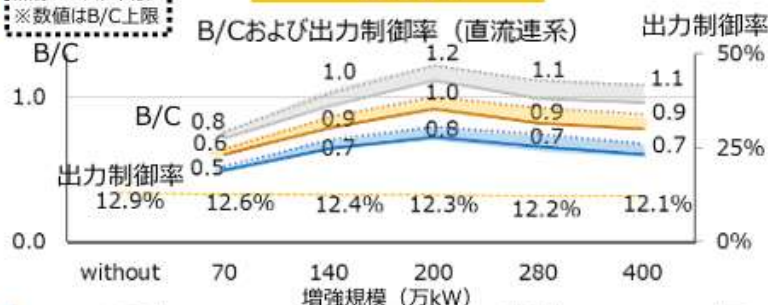
68

- どのシナリオにおいても、交流連系の場合と同様、運転コスト及びHVDCコスト次第では $B/C > 1$ となる。
- 長期展望においては、一旦、周波数制約解消の効果もある交流連系をベースとするものの、交流連系にも様々な技術的課題等が存在することから、今後の計画策定プロセスにおいて整備計画を具体化していく中で、直流連系の選択肢や増強規模も含め検討する。

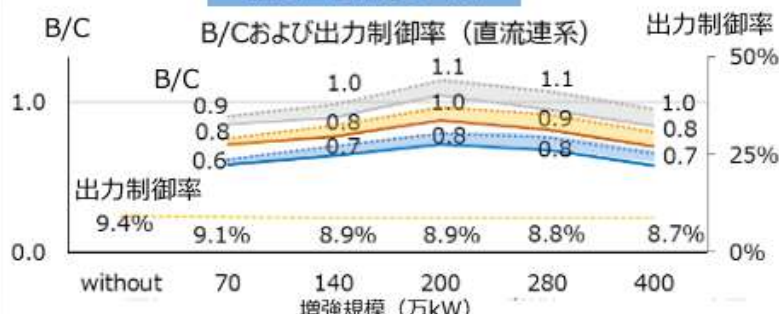
関門連系線の増強規模

実線：コスト上限
点線：コスト下限
※数値はB/C上限

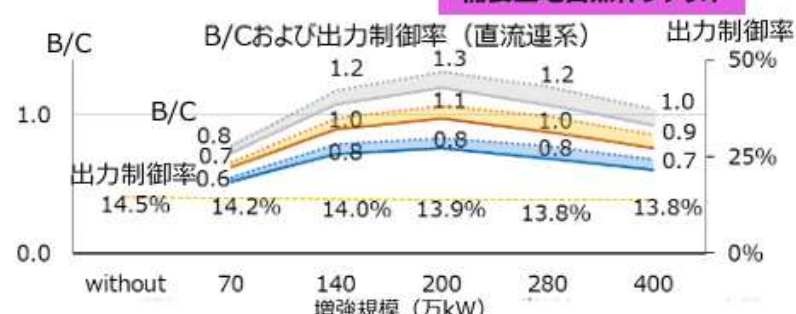
ベースシナリオ



需要立地誘導シナリオ



需要立地自然体シナリオ

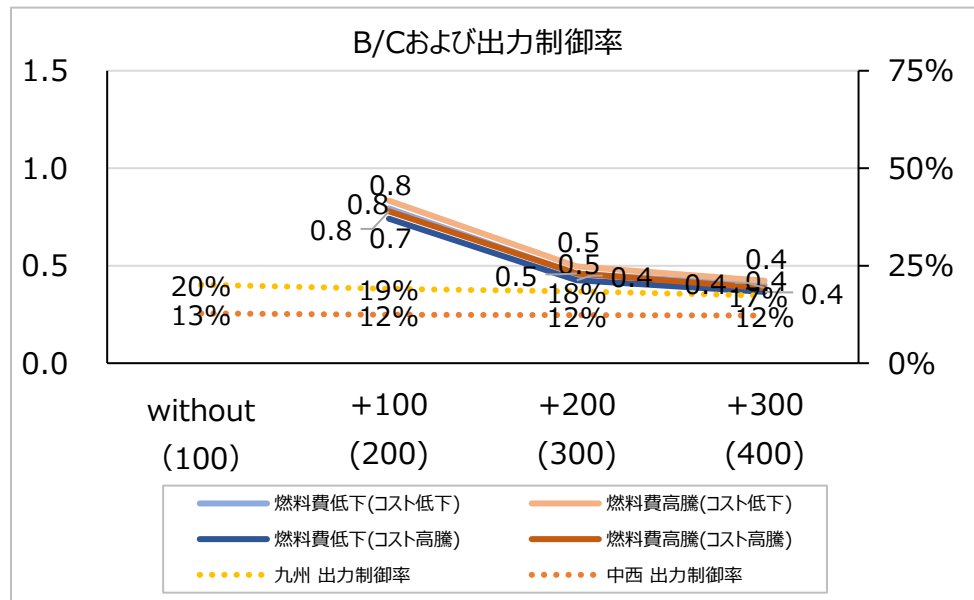


高騰、維持、低下：燃料費+CO2対策コスト
コスト上限、下限：HVDCコスト上下限

※便益にはアデカシー、送電ロスを含む
※コストには地内増強を含む（代表ケースで抽出し、各増強規模に適用）

- データセンター地方分散ケースでは、ベースシナリオと比較し、九州エリアの需要が大きくなるため、B/Cは低下した。電源立地地域への需要誘導が限定的なケースでは、関西エリアの需要が大きくなり、九州エリアの需要が小さくなるため、B/Cは増加した。
- データセンター地方分散ケースにおいて、九州エリアの再エネ出力制御率はベースシナリオよりも低減されており、データセンターの地方分散が進展することでより再エネの有効活用につながることがわかる。

データセンター地方分散ケース

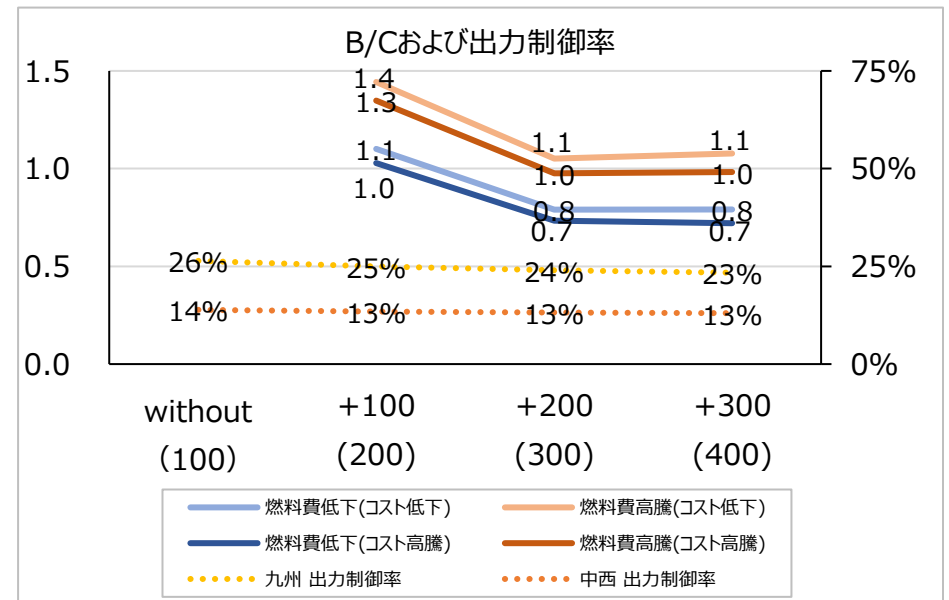


<横軸>

上段：第二関門100万kWからの増強分 [万kW]

括弧書き：第二関門100万kW分も含めた増強規模 [万kW]

電源立地地域への需要誘導が限定的なケース



<横軸>

上段：第二関門100万kWからの増強分 [万kW]

括弧書き：第二関門100万kW分も含めた増強規模 [万kW]

※ 上図は、現行の長期展望と同様、アデカシー便益は下限、割引率は4%で示す。

中西地域の増強方策：中国九州間の連系線増強 割引率（4%および1%）やアデカシー便益の幅を考慮した費用便益評価

28

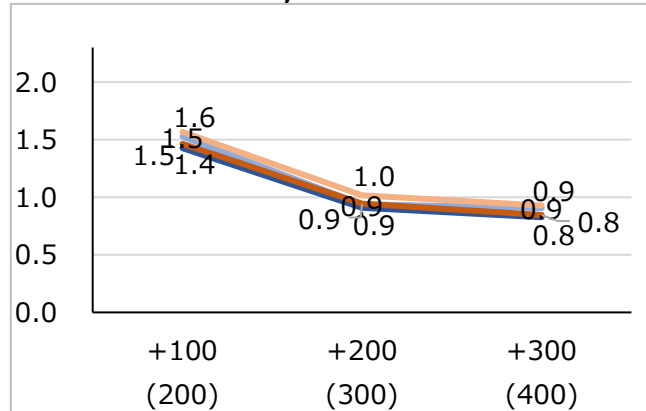
- アデカシー便益を上限值とし、割引率4%に加え1%も考慮したB/Cは下図のとおり。
- 各ケースにおいて、第二関門100万kWからさらに100万kW増強する場合は $B/C > 1$ となった。

＜横軸＞ 上段：第二関門100万kWからの増強分 [万kW]
括弧書き：第二関門100万kW分も含めた増強規模 [万kW]

燃料費低下(コスト低下) 燃料費高騰(コスト低下)
燃料費低下(コスト高騰) 燃料費高騰(コスト高騰)

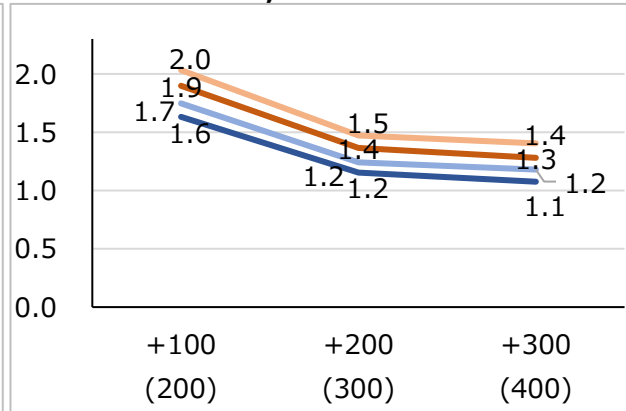
データセンター地方分散ケース

(割引率4%, アデカシー便益上限)



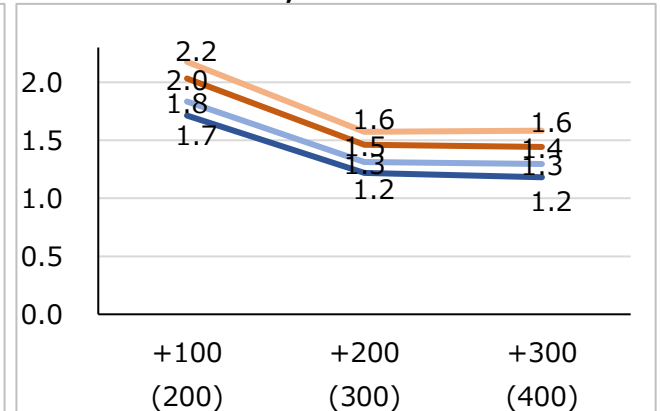
ベースシナリオ

(割引率4%, アデカシー便益上限)

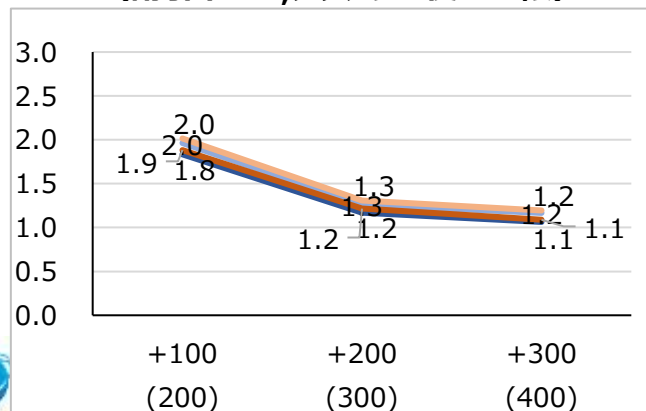


電源立地地域への需要誘導が限定的なケース

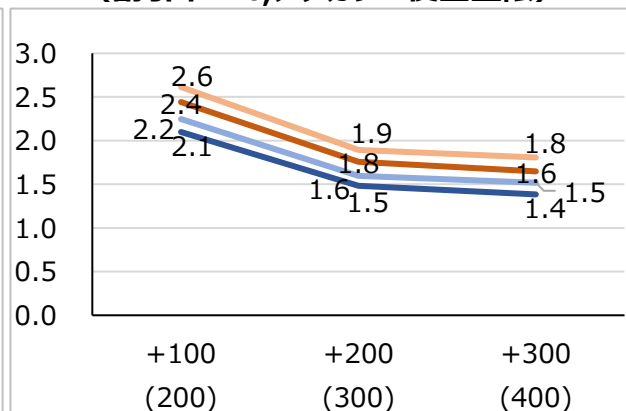
(割引率4%, アデカシー便益上限)



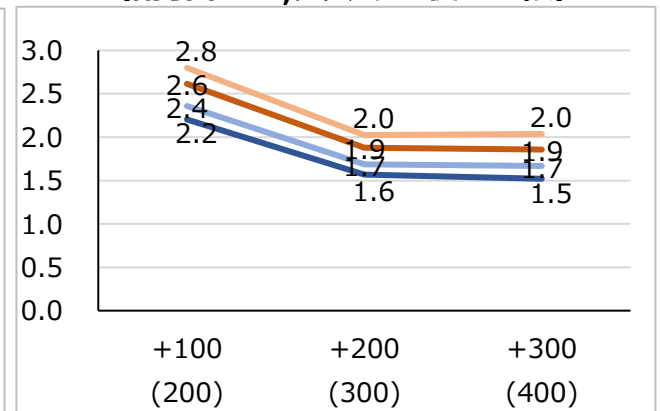
(割引率1%, アデカシー便益上限)



(割引率1%, アデカシー便益上限)

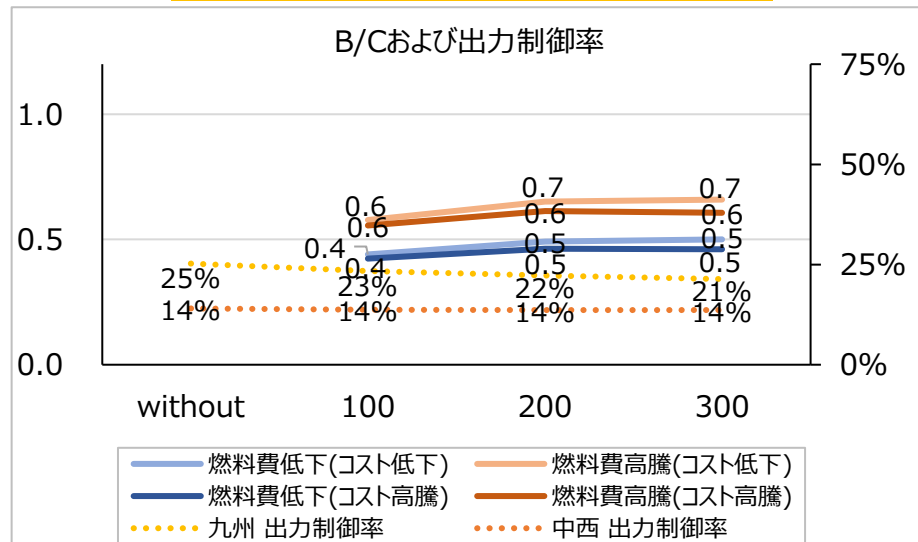


(割引率1%, アデカシー便益上限)

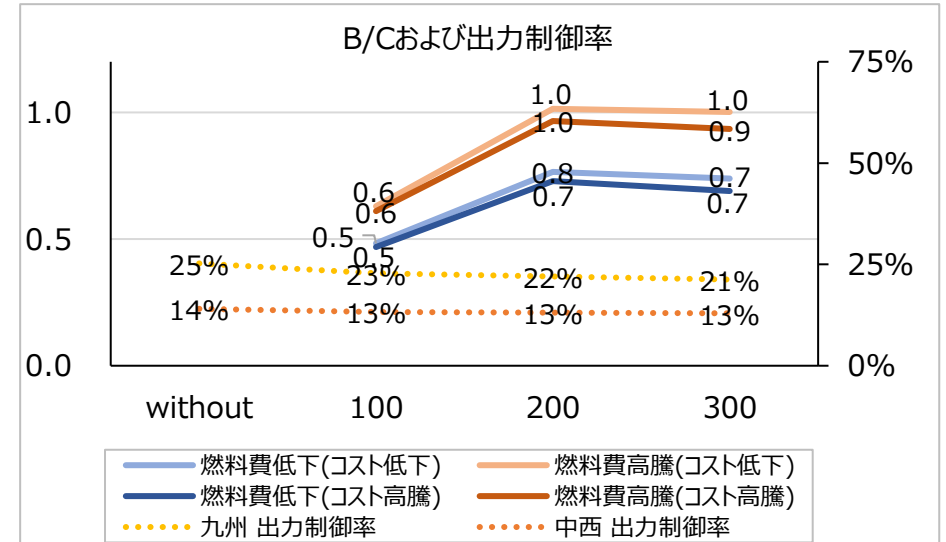


- 四国九州間の新ルート構築（直流連系）におけるB/Cを確認した結果、どの増強規模に対してもB/Cは1を下回ることとなり、現行の長期展望と同様であった。
- 次に、四国九州間の新ルート構築に加え、現行の長期展望と同様、既設の関西四国間連系設備を増強（280万kW）した場合は、燃料費等によっては200万kW程度で $B/C > 1$ となった。なお、既設の関西四国間連系設備の増強規模は足元の状況も踏まえ別途検討する。
- 四国九州間の連系線新設は、引き続き選択肢として需要動向等も踏まえながら検討していく。

ベースシナリオ
(関西四国間連系設備の増強なし)



ベースシナリオ
(関西四国間連系設備の増強あり)



※ 上図は、現行の長期展望と同様、アデカシー便益は下限、割引率は4%で示す。

1. 前提条件（シナリオの設定、需要や電源の設定等）
2. 費用便益評価結果
 - 2-1 Without（増強前）の設定
 - 2-2 東地域の増強方策
 - 2-3 中西地域の増強方策
 - 2-4 FC及び全国の増強方策
 - 2-5 感度分析
 - 2-6 結果の評価
3. 長期展望レビューの結果および第3次広域系統長期方針
に向けた今後の検討

■ 現行の長期展望では、東地域と中西地域の有望な増強方策を組み合わせ、FC容量を300万kWからさらに+90万kW～+270万kWの増強を織り込んで費用便益評価を行った。

6. FC及び全国の増強方策
(1) 費用便益評価

75

■ 各シナリオにおける東地域と中西地域の有望な増強システムを組み合わせ、FC容量を300万kWからさらに+90万kW～+270万kWの増強を織り込んで費用便益評価を行った。

■ 東地域増強

- ・北海道東北間HVDC
- ・東北東京間HVDC
- ・東北東京間連系線増強（交流連系）
- ・東地域地内系統増強

■ 中西地域増強

- ・関門連系線増強
- ・中地域交流ループ
- ・中部関西間第二連系線
- ・中西地域地内系統増強

HVDC 400万kW

HVDC 400万kW

HVDC 誘導シナリオ 200万kW
ベースシナリオ 200万kW
自然体シナリオ 400万kW

HVDC 誘導シナリオ 400万kW
ベースシナリオ 400万kW
自然体シナリオ 600万kW

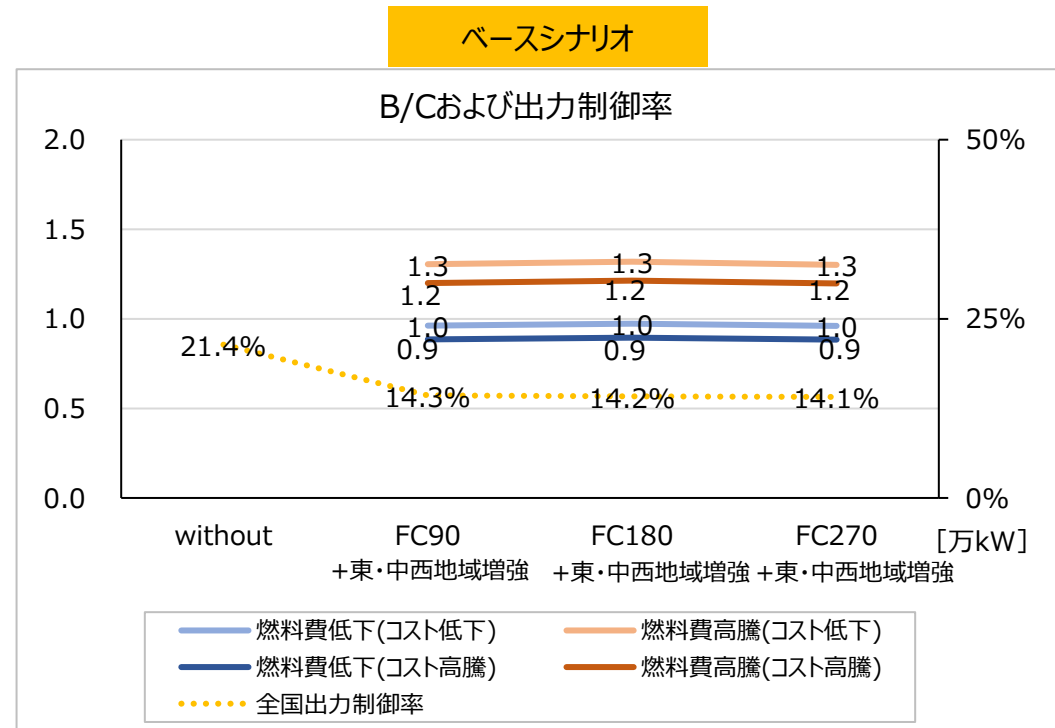
（参考）現行のFC増強計画

ステータス	設備	容量(kW)
既設	新信濃	60万
既設	佐久間	30万
既設	東清水	30万
既設	飛騨信濃	90万
2027年度末予定	佐久間	+30万増強
2027年度末予定	東清水	+60万増強
合計容量		300万

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination in Electricity Transmission and Operation (OCCTO)

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）
https://www.occto.or.jp/assets/kouikikeitou/chokihoushin/files/chokihoushin_23_01_02.pdf

- 今回の長期展望レビューにおいても現行の長期展望と同様、東地域と中西地域の有望な増強方策（北海道～東北間600万kW、東北～東京間800万kW、第二関門からさらに100万kW増強等）を組み合わせ、FCの増強を織り込んでB/Cを算出した。
- **ベースシナリオ**では、現行の長期展望と同様、**FCを最大+270万kWまで増強する幅の中で、全体でB/C>1となることを確認した。**



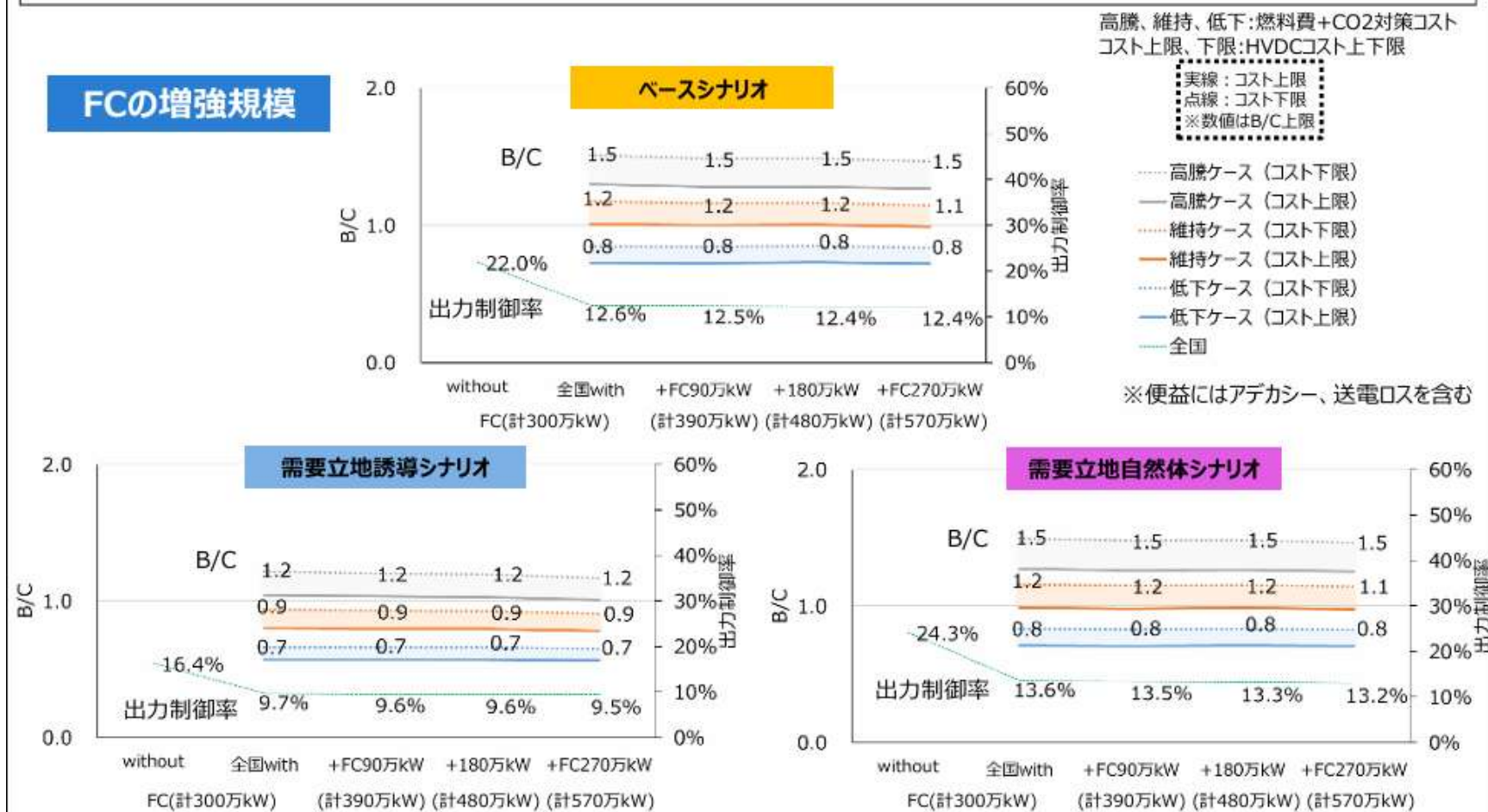
※ 上図は、現行の長期展望と同様、アデカシー便益は下限、割引率は4%で示す。

6. FC及び全国の増強方策

(2) 各シナリオにおける費用便益評価結果

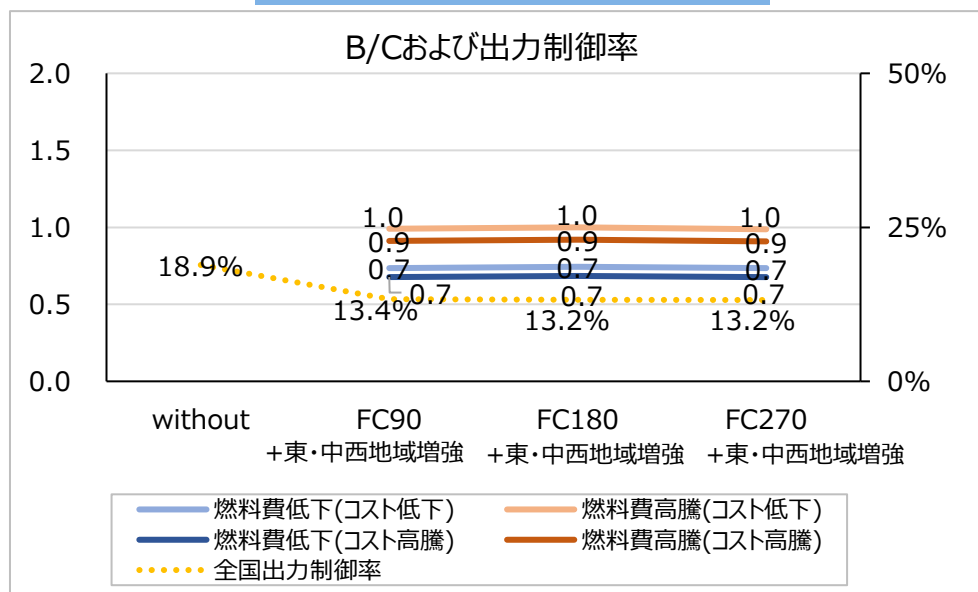
76

- どのシナリオにおいても、FCを最大+270万kWまで増強する範囲及び運転コスト等の幅の中で、日本全体でB/C>1となることを確認した。

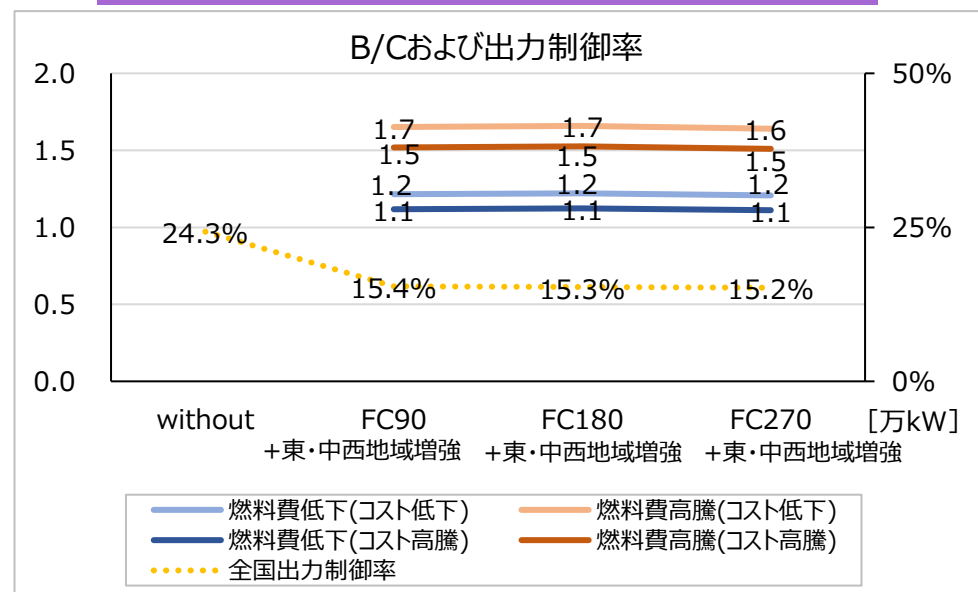


- 両ケースにおいて、FCを最大+270万kWまで増強する幅の中で、燃料費等の状況次第では全体でB/C>1となることを確認した。
- データセンター地方分散ケースでは、北海道・東北・九州エリア内での電源の地産地消によりB/Cは低下する傾向となった。電源立地地域への需要誘導が限定的なケースでは、東京・関西エリアをはじめとする大都市に再エネの電気を送ることによりB/Cは増加する傾向となった。

データセンター地方分散ケース

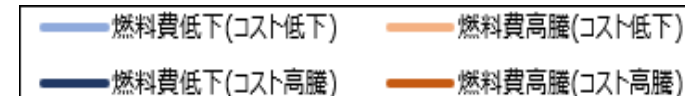


電源立地地域への需要誘導が限定的なケース



※ 上図は、現行の長期展望と同様、アデカシー便益は下限、割引率は4%で示す。

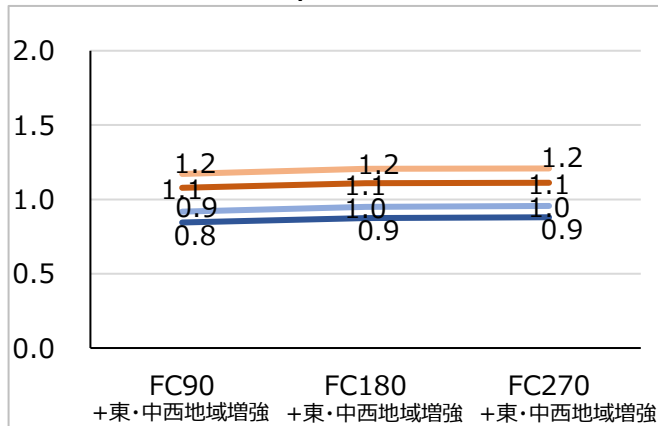
- アデカシー便益を上限值とし、割引率4%に加え1%も考慮したB/Cは下図のとおり。
- アデカシー便益上限の場合は大半のケースで $B/C > 1$ となる。



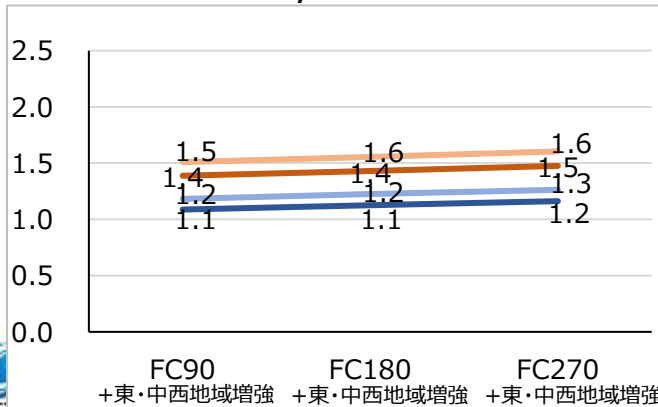
電源立地地域への需要誘導が限定的なケース

データセンター地方分散ケース

(割引率4%,アデカシー便益上限)

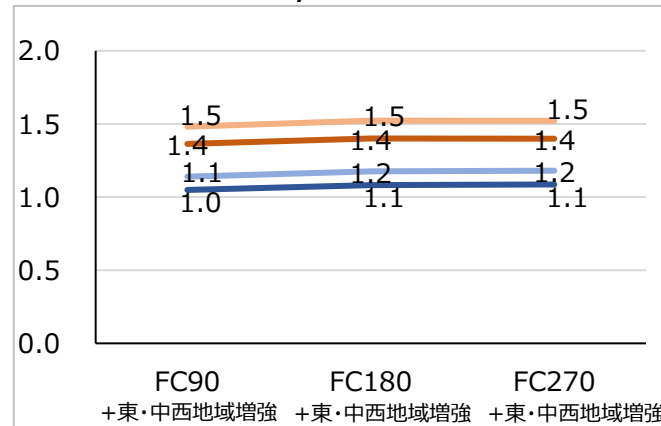


(割引率1%,アデカシー便益上限)

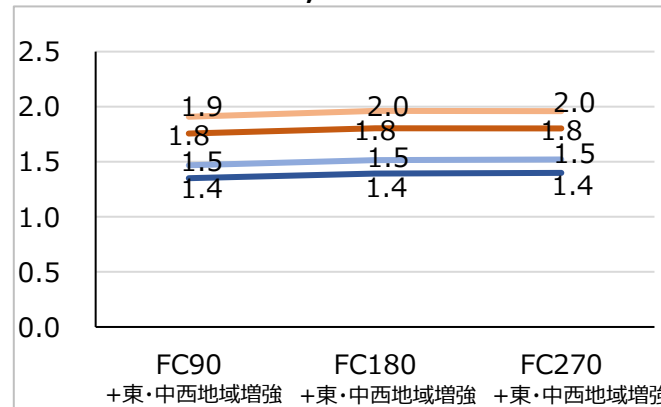


ベースシナリオ

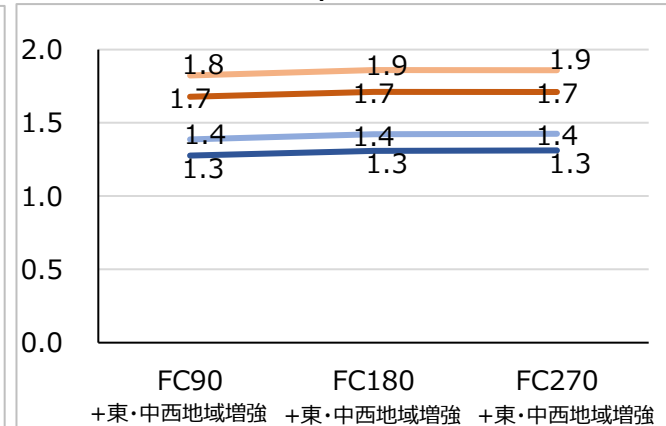
(割引率4%,アデカシー便益上限)



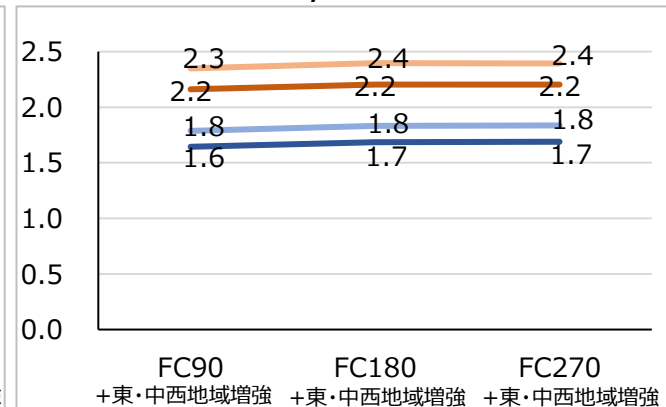
(割引率1%,アデカシー便益上限)



(割引率4%,アデカシー便益上限)



(割引率1%,アデカシー便益上限)



- 現行の長期展望では、将来の不確実性も踏まえ、FC増強の具体的な規模については大規模災害への対応などの丁寧な検討が必要となるものの、全国で見たB/Cが運転コスト等次第では+270万kWまでは1を超えていることから、+270万kW増強を目安とした。
- **今回の長期展望レビューにおいても条件次第では全国でB/Cは1を超えているため、FC増強は技術的な観点から具体的なルートや増強規模等の検討を進めることが合理的であることを確認した。**

6. FC及び全国の増強方策
(3) FC増強の必要性

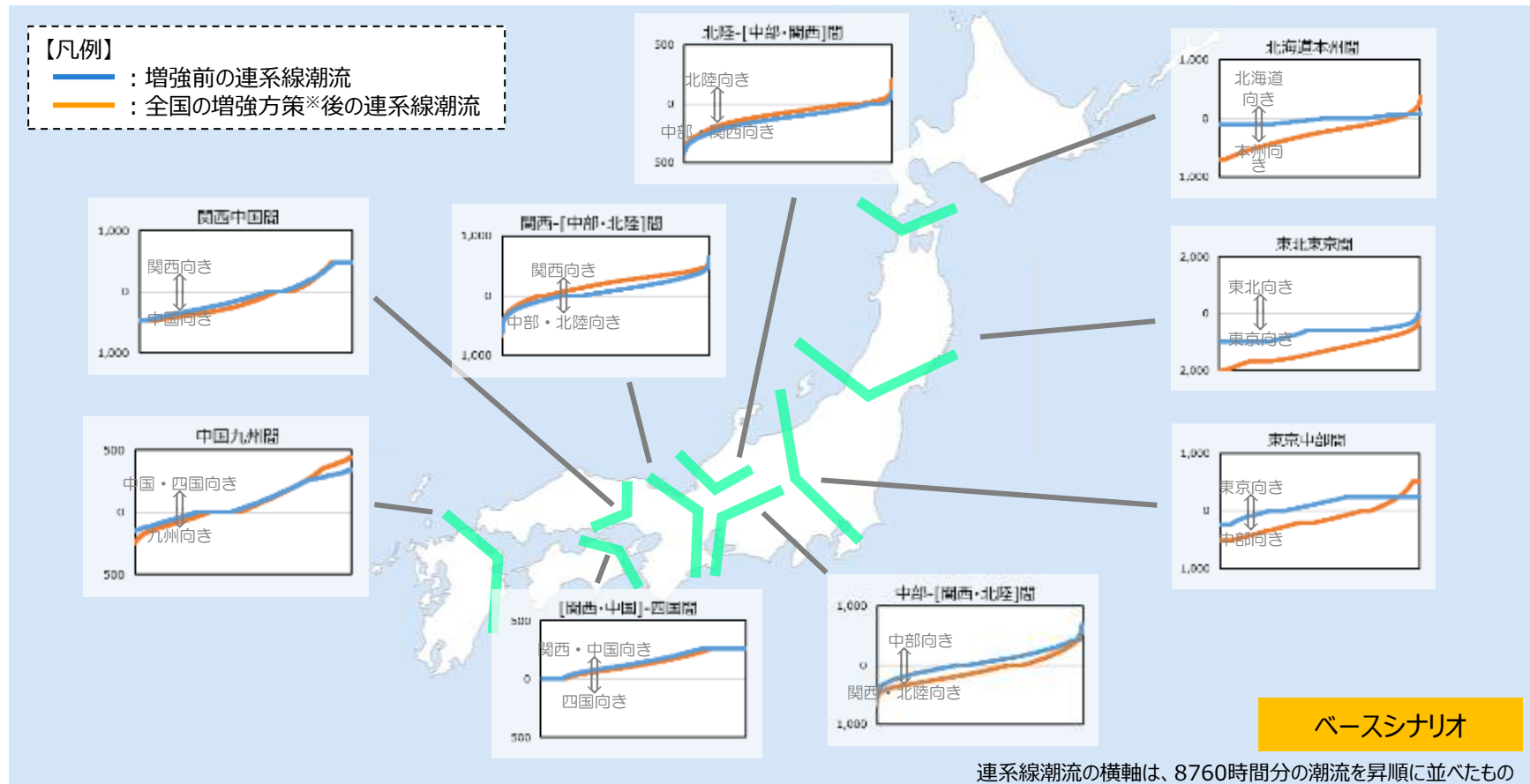
77

- 平時においては、今回のメリットオーダーシミュレーションによる費用便益評価のように、再エネの導入見込み量の多い地域から大消費地への潮流基調（北海道→東京方面、九州→中部・関西方面）の中で、更に再エネ余剰があれば東西融通を行う効果が期待できるものと考えられる。（費用便益評価の中で考慮済み）
- 一方で、東日本大震災のような大規模災害等が発生した際には、前回のFC増強検討（210万kW⇒300万kW）の経緯も踏まえれば、電源が脱落している被災エリアに向けて、周波数が異なるエリアからのFCを介した融通量を増加させることが可能となる。今回のシナリオ検討では、省エネや節電の定着を見込むものの、同時にそれを上回るような他のエネルギーからの電化需要を見込んでいることも勘案すれば、万一の災害時における余剰エリアの電源の活用により、被災エリアの需給バランスを保つなど、災害時の安定供給を図るという効果も期待できるものの、その評価手法を確立できていないことから、今回の費用便益評価の中では考慮していない。
- 今後の再エネ大量導入による電源構成の変化や、既設電源の発電機会の減少を想定すると、長期的には、東西の需要や気象条件の変化に対する電源立地等のアンバランスが生じる可能性が増えることも考えられる。
- こうした将来の不確実性も踏まえれば、FC増強の具体的な規模については大規模災害への対応などの丁寧な検討が必要となるが、日本全体で見たB/Cが運転コスト等次第では+270万kWまでは1を超えていることから、長期展望においては、B/Cの視点から+270万kW増強を目安として位置付けることとした。なお、具体的な増強規模や増強タイミングについては、今後、政策的な観点も踏まえながら検討を進めていく。

- 東地域では、HVDC等の増強により東京エリア向き潮流が増加した。中西地域では第二関門増強により九州エリアの中国エリア向き潮流が増加した。
- 東京中部間では東地域の再エネ等の活用により、中部エリア向き潮流が増加した。

<長期展望レビューにおける連系線潮流（ベースシナリオ）>

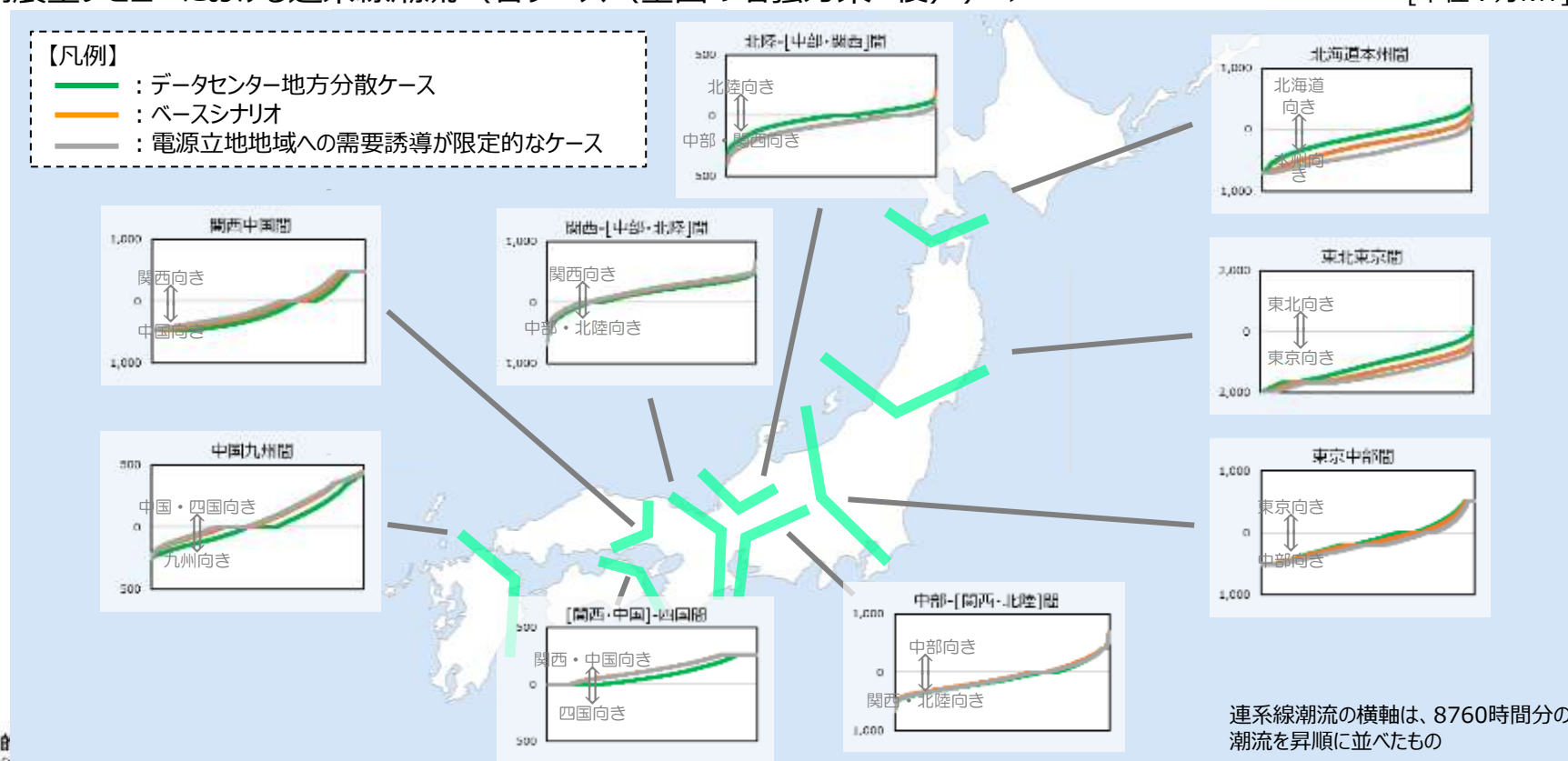
[単位：万kW]



- データセンター地方分散ケースでは、北海道・東北エリアでの電源の地産地消により東京エリア向けの潮流が減少した。中西地域では九州エリアの需要増により九州エリア向けの潮流が増加した。
- 電源立地地域への需要誘導が限定的なケースでは、東京・関西エリアの需要増に伴い、北海道・東北エリアからの東京エリア向き、中国エリアからの関西エリア向けの潮流が増加した。
- 東京中部間ではデータセンターの地方分散が進展する場合は両方向の潮流は減少した。

<長期展望レビューにおける連系線潮流（各ケース（全国の増強方策※後））>

[単位：万kW]

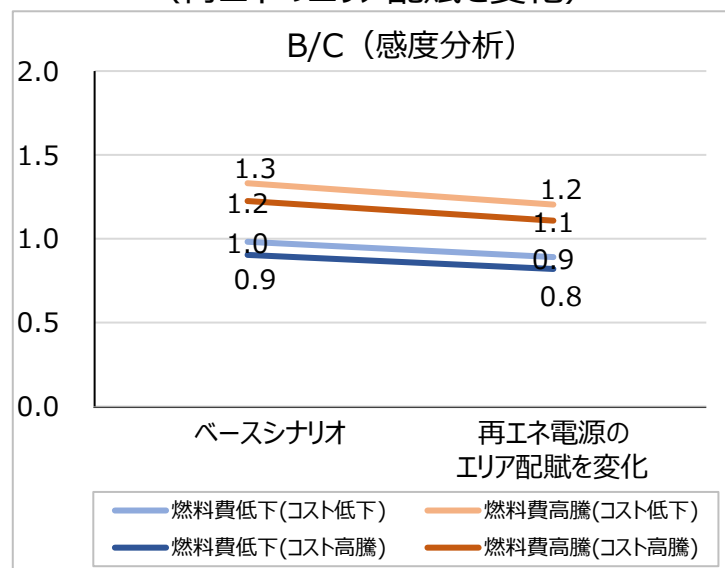


※ 北海道～東北間600万kW、東北～東京間800万kW、第二関門からさらに100万kW増強、FC270万kW等

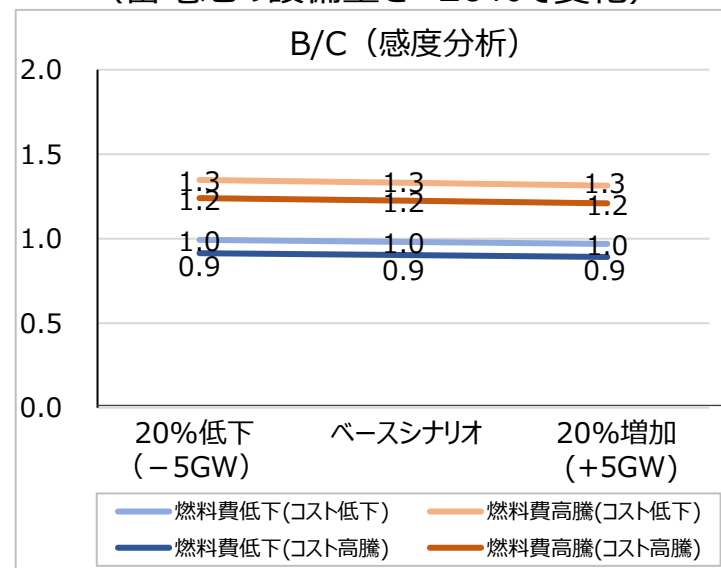
1. 前提条件（シナリオの設定、需要や電源の設定等）
2. 費用便益評価結果
 - 2-1 Without（増強前）の設定
 - 2-2 東地域の増強方策
 - 2-3 中西地域の増強方策
 - 2-4 全国（FC）の増強方策
 - 2-5 感度分析
3. 長期展望レビューの結果および第3次広域系統長期方針に向けた今後の検討

- **FCも含めた全国の増強方策に対して感度分析を実施**。具体的には、再エネ（太陽光・陸上 風力・洋上風力）の20%を需要比率で配置した場合（＝感度分析①）、蓄電池の設備量を±20%の幅で変化させた場合（＝感度分析②）でB/Cを算出した。
- 再エネの立地誘導等により**需要が大きい地域に再エネが立地されることでB/Cは低下**した。第3次広域系統長期方針の策定に向けては、再エネをはじめとする電源の立地状況等を確認する。
- 蓄電池の設備量を変化させることによる**燃料費・CO2対策コストへの影響は確認できたものの、全国**の増強方策の便益に対しては小さく、**B/Cへの影響は限定的**となった。

【感度分析①：全国の増強方策】
（再エネのエリア配賦を変化）



【感度分析②：全国の増強方策】
（蓄電池の設備量を±20%で変化）



※ 上図は、全国の増強方策（北海道～東北間600万kW、東北～東京間800万kW、第二関門からさらに100万kW増強、FC+270万kW、地内増強等）にて、アデカシー便益は下限、割引率は4%の場合で示す。

再エネの設備量を変化させた場合の費用便益評価

- 長期展望レビューでは、FCも含めた全国の増強方策に対して、再エネ（太陽光・陸上風力・洋上風力）の設備量を変化させた場合（将来の電力需給シナリオでの値を活用）のB/Cを参考として算出。
- 長期展望は、エネルギー基本計画に基づく国の政策方針等を踏まえ、広域連系系統のあるべき姿を示すものである。これは、将来の再エネの導入拡大を見据えて先行的に系統を整備する「プッシュ型」の考え方に基づく。一方、将来の電力需給シナリオはエネルギー基本計画等との整合を前提としておらず、策定の目的※¹が異なるため留意が必要。

※1 長期脱炭素電源オークション等の円滑な実施や計画的に電源開発を進める上での参考とすることを目的としたもの

<長期展望レビューでの再エネの設備量>

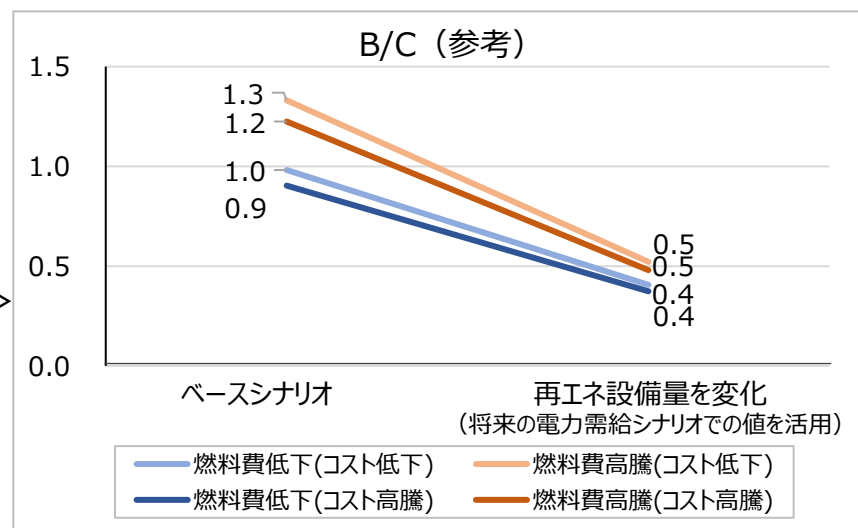
電源	設備量
太陽光	260GW
陸上風力	41GW
洋上風力	45GW

<再エネの設備量を変化（将来の電力需給シナリオでの値を活用）>

電源	設備量※ ²
太陽光	180GW
陸上風力	14.5GW
洋上風力	28GW

※2 12,500億kWhモデルの値

【参考：全国の増強方策】
（再エネの設備量を変化）



※ 上図は、全国の増強方策（北海道～東北間600万kW、東北～東京間800万kW、第二関門からさらに100万kW増強、FC+270万kW、地内増強等）にて、アデカシー便益は下限、割引率は4%の場合で示す。

長期展望レビューにおける電源に関する感度分析等について

29

- 現行の長期展望では、感度分析の中で電源のエリア配賦等を変化させた。例えば太陽光であれば、需要比率で配置した場合で感度分析を行った。また、蓄電池は±20%の変動幅で設備量を変化させた。
- 今回の長期展望レビューにおいても、電源の立地誘導等による影響を確認するために、ベースシナリオにて再エネ電源（太陽光・陸上風力・洋上風力）の一部を需要比率で配置した場合や蓄電池の設備量を変化させた場合の感度分析を行うことかどうか。
- また、第94回本委員会において、再エネ設備量は将来の電力需給シナリオの値での結果も確認してはどうかとのご意見があった。
- 広域系統整備に関する長期展望は、エネルギー基本計画に基づく国のエネルギー政策とも整合を図り、2050年カーボンニュートラル実現を見据えた広域連系系統のあるべき姿を示すものである。
- 他方、将来の電力需給シナリオは、長期脱炭素電源オークション等の円滑な実施や計画的に電源開発を進める上での参考とすることを目的とし、エネルギー基本計画等との整合を必ずしも前提とせずに検討している。
- そのため、長期展望レビューでは、将来の電力需給シナリオでの再エネ電源（太陽光・陸上風力・洋上風力）の値を活用した結果を参考として示すこととする。

1. 前提条件（シナリオの設定、需要や電源の設定等）
2. 費用便益評価結果
3. 長期展望レビューの結果および第3次広域系統長期方針
に向けた今後の検討

- 長期展望レビューにて、第7次エネ基で示されたデータセンター等による電力需要の変化見通しなどの状況変化が現行の長期展望に及ぼす影響を確認した。需要の年間総電力量は現行の長期展望でも同程度の規模を想定していたことや再エネの設備量も国の政策議論等を踏まえ大きな変更はなかったことから、**現行の長期展望で示したB/Cの傾向は大きく変わらなかった。**
- データセンター地方分散ケースのように需要と電源のアンバランスが解消されれば、増強規模を小さくしても再エネの出力制御率は増加しない。このため、**大規模需要の動向等によっては再エネの有効活用を図りつつ、増強規模の適正化が必要となる可能性**もある。また、再エネをはじめとする電源のエリア配賦等によってB/Cに与える影響も変わる。
- 今後は、大規模需要の動向や再エネをはじめとする電源の立地状況等を踏まえ、**第3次広域系統長期方針策定に向けた検討（地域間連系線および地内基幹系統における増強方策の見直し等）を進めていく。**

- 現在、設備の高経年化やデータセンター等による新規需要の発生等により、工事量は増加する傾向にある。合わせて、高齢化等による人材不足や世界的なインフラ需要・データセンター需要等に起因したケーブル類の品薄化や変電設備等の長納期化が発生している。
- そのため、第3次広域系統長期方針の策定においては、**高経年化による更新設備の増加や需要の拡大等を背景とした施工力の課題等を考慮し、実現可能性の観点も留意する必要**がある。

本日ご議論いただきたい課題

- ・ 第2回小委においては、電気事業者のヒアリングを行い、ご議論いただいたところ。
- ・ ヒアリングでは、事業者が直面している現状をご紹介いただくとともに、①電源種別の具体的な開発・建設目標の明示、②投資環境の整備、③DXによる省力化や規制の合理化、④業界大でのPR、⑤業務環境の向上などに取り組む必要性が指摘された。
- ・ 本日は、第2回小委の議論に加え、事務局が電力各社やメーカー等に対して行ったヒアリング結果を踏まえ、課題の整理を行うとともに、今後の検討の進め方についてご議論いただきたい。

発電事業(電気事業連合会)

- <人材における課題>
高齢化等による人材不足(特に現場作業員)。原子力や火力の将来性が不透明であることに起因した業界魅力度の低下。
- <サプライチェーンにおける課題>
施工業者の減少。世界的なインフラ需要やDC需要等に起因した各種製造品目の長納期化や品薄化。火力発電量低下による燃料調達サプライチェーン維持困難
- <課題解決に向けた取組>
・ 産学連携施策(パワーアカデミー)
・ 次世代教育支援(わくわくEスクール等)
・ AI等を用いた省力化施策
・ サプライチェーン間連携による製造中止品管理

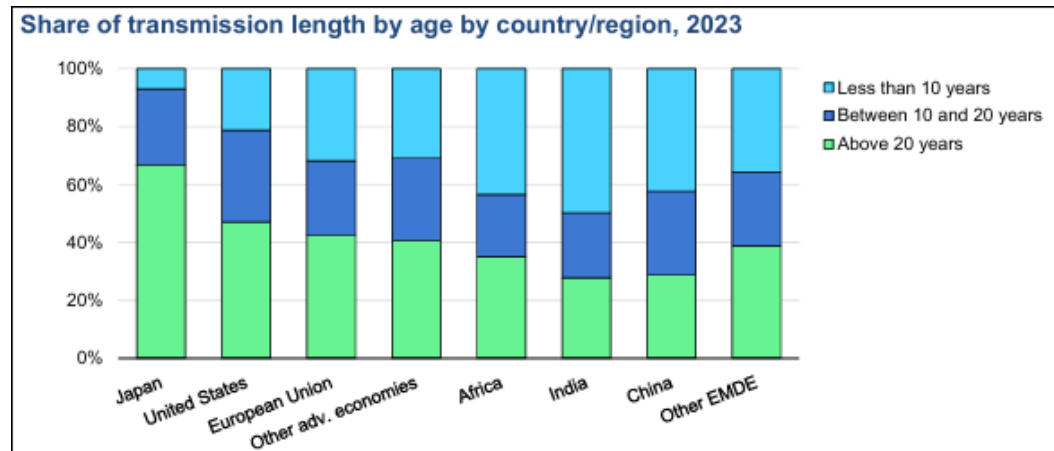
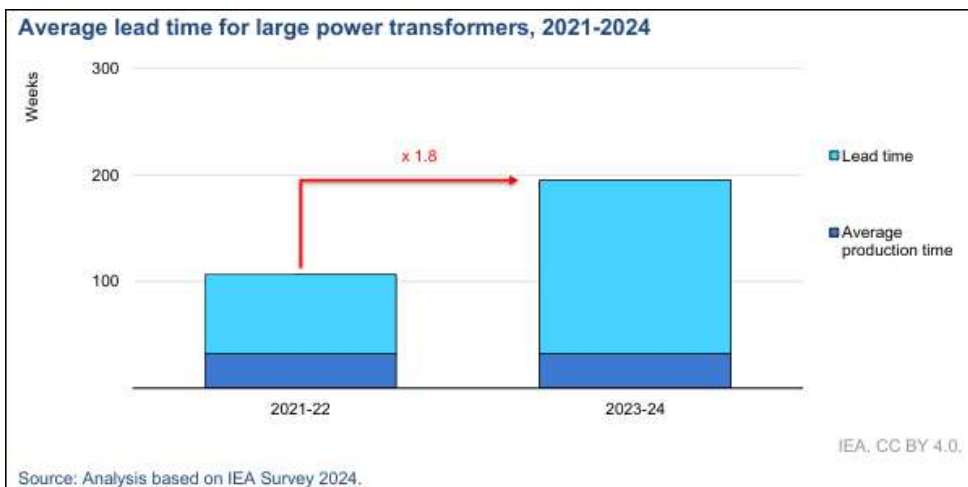
〔出所〕第2回小委 電気事業連合会提出資料をもとに作成

送配電事業(送配電網協議会)

- <人材における課題>
多くの設備が更新時期を迎えている中、高所での作業や夜間の作業等労働条件の過酷さから担い手が減少しており、需要と供給にギャップが生じている。
- <サプライチェーンにおける課題>
DC需要等からケーブル類の品薄化、変電設備(変圧器・遮断器等)の長納期化が発生。物流力低下も顕在化等。
- <課題解決に向けた取組>
・ 魅力度/認知度向上施策(LINEMAN NETWORK等)
・ 特定技能試験教育を修了した外国籍人材の採用
・ ドローン・AIを用いた省力化施策

〔出所〕第2回小委 送配電網協議会提出資料をもとに作成

- IEAのレポートによると、大型変圧器の平均納期は過去2～3年間でほぼ倍増している。
- 設備の補修状況等単純な比較は難しいものの、諸外国と比較して高経年化設備の割合は日本が高くなっている。



電力産業の人材・サプライチェーンに関する課題の整理 (施工)

- 施工に関しては、少子高齢化の進展による生産年齢人口の減少や、人材市場のトレンドなどにより、**電力会社・施工会社ともに採用面での難しさ**を抱えている。
- 一方で、山間部や夜間の作業が避けられないなどの特性も相まって、**転職等による人材流出も課題**。
- ドローンの活用等のDXも進んでいるものの、なお人力に頼らざるを得ない部分も多く、**人材不足が施工力確保の困難さに直結**する構造。
- また、電工をはじめとする現場の人員の減少、高齢化の他、新設・改修等の案件が乏しい時期が存在したことによる、**技術承継など質の面の課題も表面化**しつつある。

施工時における人材・サプライチェーンの課題

<人材流入の減少要因>

- 大学/高専等で電力工学（強電）を先行する人数の減少。ソフトウェア・AI分野への流出
- 採用の条件面（賃金・休暇等）が他の業種と比べて魅力的でない。
- 外国籍人材の活用が難しい（安全/品質管理に必須の「咄嗟の注意」のための言語の壁等）。

<人材流出の拡大要因>

- 年齢層の高年齢化による退職。
- 山間僻地や高所での作業等の働きづらい環境が原因による人材流出。
- 魅力度（主に賃金）の低下による、人材定着難化。

<現状直面している課題>

- 新設案件が乏しく、経験が積みづらい。（現場OJTや技能トレーニングの機会減）
- 改修案件もパッチワーク的な対応がメインのため、更新対応のような大規模な改修に関する知見が蓄積しづらい。
- 定検時期が重なるため、過渡的にヒト・モノが必要となる。

電力産業の人材・サプライチェーンに関する課題の整理（製造・調達等）

- 電力会社の設備の高経年化やデータセンター等による新規需要の発生等、需要の拡大を背景に、ガスタービン、変圧器、ケーブル等の調達が難しくなっているとの声。
- メーカー側では増産の動きもあるが、一方で長期的な需要の見通しと、それに基づく安定的かつ継続的な発注がなければ人材やサプライチェーンの維持・拡大は困難との声も強い。
- 背景には、生産設備の限界だけでなく、人材不足やサプライヤーの撤退・縮小、他業種との引き合い等、様々な要因が考えられる。

調達に課題があるとされる製品、部材等（例）



確保に課題があるとされる人材（例）

- エンジニア
- 各種製造過程に必要な有資格者（溶接工など）
- 自社ハード等にソフトウェアを統合できる人材
- 2次受け、3次受けは新設案件低迷時に撤退した事業者もいるため人・モノどちらも流出しているところもある。

製造・調達等に関する人材・サプライチェーンの課題への各社の動き（増産）

- 東芝グループ
送変電機器事業において2027年度までに総額約550億円の増産投資を発表。
浜川崎工場（川崎市）及び東芝電力流通システム・インド社（インド）の生産能力を2倍以上に拡大。
- 日立製作所
2027年までに全世界で1万5000人を追加採用。欧米やインドなどで開発・生産体制を整備・拡大。
- 三菱電機
キュービクル形ガス絶縁開閉装置（C-GIS）の生産体制強化のため、受配電システム製作所（丸亀市）に新工場棟を建設する。
27年度までに、C-GIS の年間生産台数を従来比で2倍に増やす。
- 三菱重工
高効率発電プラント用大型ガスタービンの増産体制の構築を計画。

（出典）各社HP等より資源エネルギー庁作成

製造・調達等に関する人材・サプライチェーンの課題への各社の動き（撤退）

海外市場における競争激化、国内市場の縮小、代替製品への切替などの影響から、国内事業所で製造するがしい製品について、製造・販売終了。

サプライチェーンにおける課題

14

- **製造に関する課題**として、データセンターの需要増加等に伴い、**ケーブル類の品薄化**、ならびに**変圧器・遮断器等の変電設備に関して納期の長期化**が発生している。
- また、過去、一部のメーカーにおいて**製品の製造撤退**が発生した際には、**代替品の探索や仕様の見直し要否検討等、移行対応に苦慮**したケースもあり、メーカーの製造に対する判断はサプライチェーン上、重要な要素の1つとなる。
- **運搬に関する課題**として、2024問題やドライバーの高齢化進行に伴い、今後、**物流力の低下が顕在化することが考えられる**。計画工事だけでなく、災害時における復旧対応が長期化する可能性がある。

分類	区分	設備	課題
製造	送電 配電	ケーブル (特高、高圧、 低圧)	- データセンターの増加等に伴い需要が増加し、流通量が低下（品薄化）。 - また、原材料の価格高騰が発生し、当初想定していた価格帯での調達が困難化。なお、物価変動分については、RC収入上限への反映が課題となっており、現在、議論頂いているものと認識している。
	変電	変圧器 遮断 器等	- 高経年化対応に加え、データセンターの増加等に伴い様々な分野の事業者において設置ニーズが生じることで、近年、需要量が急激に増加（納期の長期化）。 - 特に、基幹系統に用いる500kV変圧器や遮断器等においては、国内の製造業者が限定されていることから注文が集中し、長期化が顕在化している。 - メカ保守員は数世代前（40～50年前）の機種に関する技術や保守対応が必要であるが、保守・点検機会の減少に加え、技術員の高齢化も進んでいるため、技術伝承・維持が難しくなっている。
運搬	全般	全般	今後、運搬・物流力が低下していくことが考えられ、経年劣化対策等の計画工事遅延に加え、災害時における設備運搬に時間を要するリスク。

Transmission and Distribution Grid Council

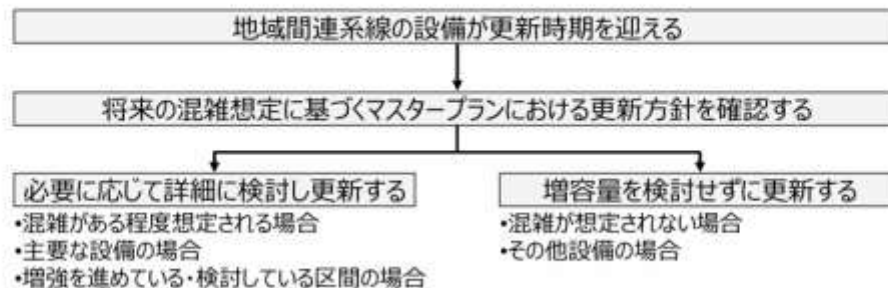
©Transmission and Distribution Grid Council

- 現行の長期展望では、既設連系線を所与としており、既設連系線の同容量更新を前提とした将来的な系統増強の方策を示した。
- 今後は、地域間連系線の主要な設備が更新時期を迎えることから、第3次広域系統長期方針では、**既設連系線の経年状況や更新に向けた対応等を取りまとめる予定。**

今回の提案（既設連系線の更新に係る基本的な考え方）のまとめ



- マスタープランにおいて経年状況を取りまとめ、既設連系線の増容量等の可能性を示し、各設備所有者はこれを踏まえて更新に向けた対応を進める。
- 将来の混雑が想定されない区間は、選択肢として減容量も考えられるが、短期的な断面における事業者の予見性や電力品質の低下等が考えられるため、現在の環境では、基本的に既設連系線を維持していく必要がある。
- 増強を進めている・検討している区間の既設連系線は、同容量以上を維持するように更新する。将来の混雑が想定されない区間も既設連系線の維持を基本としつつ、設備の合理化等も含め、広域系統整備委員会で実例に基づいて議論する。
- 連系線を構成する主要な設備（鉄塔・電線・ケーブル・交直変換器）が実際に更新時期を迎える場合は、必要に応じて詳細に検討し増容量を判断する。その他の設備（開閉設備や制御装置等）は、区間全体の送電容量を維持できるように順次更新する。



- 以上のことから、**第3次広域系統長期方針に向けた今後の検討**として、**以下の点を進めていく予定。**
 - ・ **エネルギー基本計画をはじめとする国の政策議論等と整合を取った長期展望の策定**
 - ✓ データセンター等の大規模需要の動向や、再エネをはじめとする電源の立地状況（新設・リプレイス・休廃止含む）を踏まえた前提条件の検討（シナリオ設定含む）
 - ✓ 前提条件の変更（潮流の変化）による地域間連系線や地内基幹系統の増強方策の見直し
 - ・ **施工力の課題等、実現可能性の観点を考慮した長期展望の検討**
 - ・ **更新時期を迎える既設連系線の更新（混雑状況も加味した更新対応等）**

以下、参考

1. 第3次広域系統長期方針の検討開始について

7

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

広域連系システムのあるべき姿

- 適切な信頼度の確保
- 電力ネットワーク利用の円滑化・低廉化
- 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）



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）

長期展望レビューの進め方（案）

6

- 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。

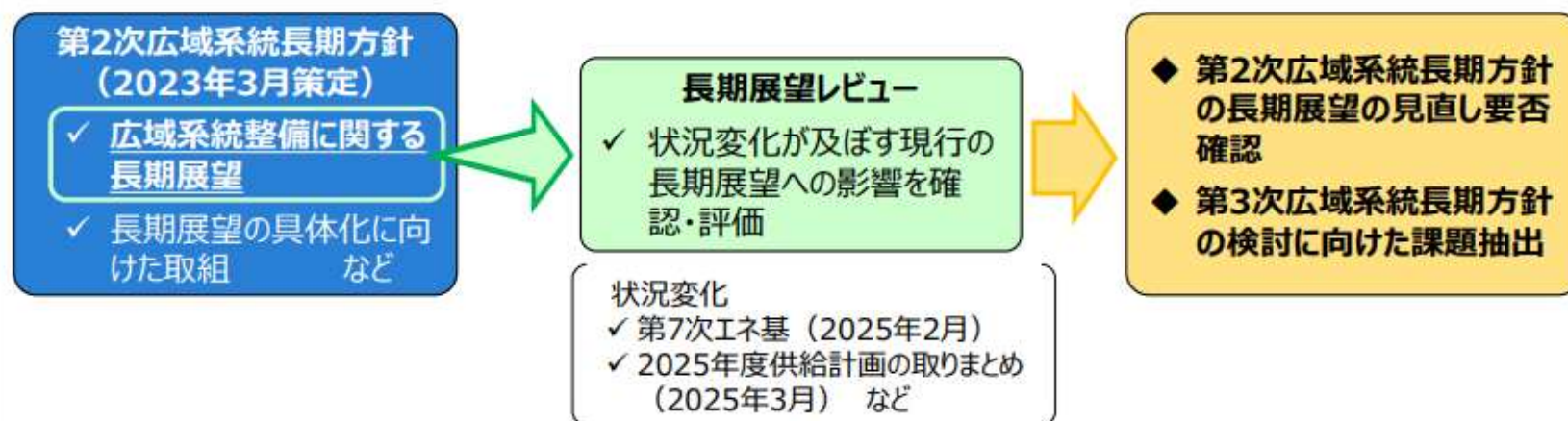
「広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）（2023年3月）」目次抜粋

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	—	【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
	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	【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)
		系統増強の考え方	
	シナリオ設定	シナリオの考え方	【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)
		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	【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
		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	—	

長期展望レビューの目的

3

- **長期展望レビュー**は、第7次エネ基で示されたデータセンター等による電力需要変化の見通しなどの状況変化が第2次広域系統長期方針の広域系統整備に関する長期展望（以下「**現行の長期展望**」という。）に及ぼす影響を評価し、その見直し要否の確認や、第3次広域系統長期方針の策定に向けた課題を抽出し、検討につなげることが目的である。
- このため、長期展望レビューでの確認・評価においては、**需要や電源等の前提条件について、状況変化に応じた見直しを実施する。**
- なお、長期展望レビューの結果、確認された新たな課題等については、第3次広域系統長期方針の策定に向けた検討の中で対応を検討する。



【参考】ワット・ビット連携官民懇談会取りまとめ1.0 概要

ワット・ビット連携官民懇談会 取りまとめ
1.0より抜粋（令和7年6月12日）

足元のDC需要への対応

電力インフラ整備を待たず既存の系統設備を活用した、短期的なDC需要への対応

- ウェルカムゾーンマップの拡充等による情報公開の促進や電力系統余力があり、早期に電力供給が可能なエリアへのDC立地促進
- 既存電力設備の活用を念頭に置いたDCの柔軟な運用に資するAPNの研究開発やユースケース拡充を推進
- 真に電力が必要な事業への迅速な電力供給のための系統接続ルール等の見直しによる系統接続の円滑化の検討
- DCのエネルギー効率を高めるため、DCの先進的かつ包括的な省エネ技術の開発と実装も促進

新たなDC集積拠点の実現

計算資源の効率的運用のため、電力・通信インフラを整備し新たな複数の大規模DC集積拠点を造成

- 既存のDC集積地に加え、1カ所当たりGW級となるDCの集積拠点を複数造成していくべく、その地域の選定と電力・通信インフラの先行的な整備を目指す
- 地域の選定に当たっては、①電力インフラの整備状況・拡張可能性 ②通信インフラの地中化・冗長性確保可能性、地盤の安定性、土地の広さ等DC運用のための要件 ③レジリエンスの観点から踏まえた既存の集積拠点からの分散立地 を踏まえ、要件の詳細化は検討を継続
- 地域共生・インフラ整備の観点から、自治体の関与も重要。選定プロセスの詳細については、GX産業立地WGにおいて詳細を検討
- DC集積拠点の形成に際し、段階に応じて国際海底ケーブルやIXの整備も戦略的に進め、利便性や国際競争力の向上を図る

DC地方分散・高度化の推進

将来的な環境変化も見据え、DC地方分散の推進とDC運用の高度化を検討

- 経済合理性も踏まえ、多様な地域におけるDX推進の基盤となり国土強靱化にも資するDCの地方分散を継続的に促進
- 各DCにおける蓄電池・コジェネ等の整備により、既存の電力インフラをより有効に活用する事業環境の可能性を検討
- DCがディマンドレスポンスの一翼を担い既存の電力インフラを更に活用できるよう、電力需給状況・天候予測・計算需要等のデータを連携した高度なワークロードシフト技術を用いた運用の検討を含め、DC運用に関する技術開発等を推進（この実現のためには、GPUの低価格化に伴うDCの運用柔軟性の向上やAI負荷分散を念頭に置いた各地域でのDCの展開が進むことが必要）

地域との共生
環境への配慮

- 安定的にDC立地を進めるには地域社会との共生が不可欠（地域資源の一方的な消費ではなく、様々な形で地域社会に裨益することが必要）⇒DC事業者による建設計画や周囲の環境影響について立地地域に対する説明を充実
- 省エネ法により、新設DCに対するエネルギー効率の基準等を設定し、省エネ技術の開発・社会実装を加速

国際的視点

- DCのグローバルインフラとしての性質を踏まえ、国際海底ケーブルの整備を含む国外アクセスを確保
- 海外市場、経済安全保障、国際標準化など、様々なレイヤで国際的視点を持って取組を加速

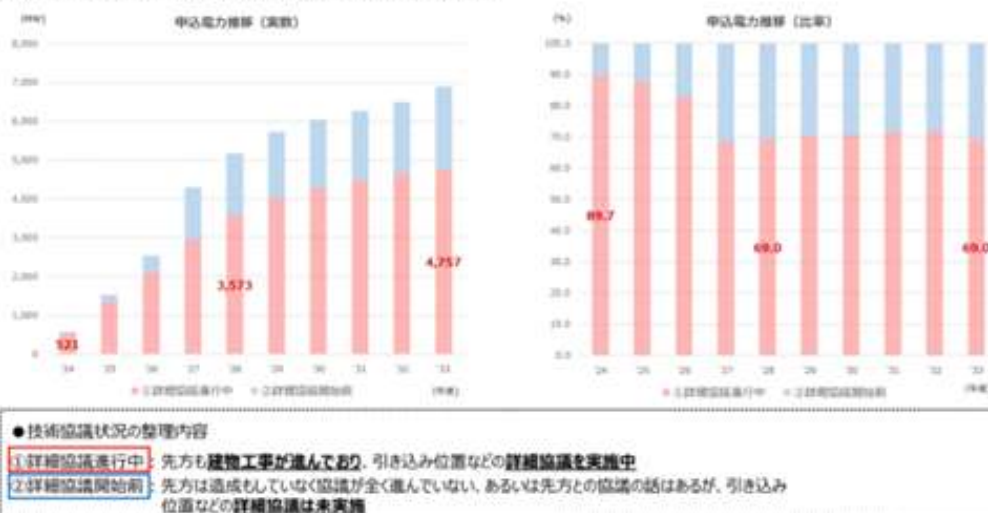
24

3.4 産業構造変化

電力中央研究所

データセンターの動向③： 日本におけるデータセンターの電力需要見通し（電気新聞報道等）

- 電気新聞[36]は2030年代前半までに東京PGエリア内の需要が7.0GW増加、その内、データセンターが集積している印西市においては2.5GW増加する見通しであると、報道。
 - ✓ データセンターの稼働率を80%と仮定すると、**東京PGエリアにおいて、2030年代前半までに電力需要が約50TWh増加。**
- 東京PGエリアにおける申込状況がエネ庁[40]で示されており、7.0GWのうち約7割については、建設工事が進んでおり、引き込み位置など、東京電力PGと詳細協議を実施中。残る3割については協議が全く進んでいないもしくは、協議はあるものの引き込み位置などの詳細協議は未実施。



(出典) 東京電力PG株式会社より提供

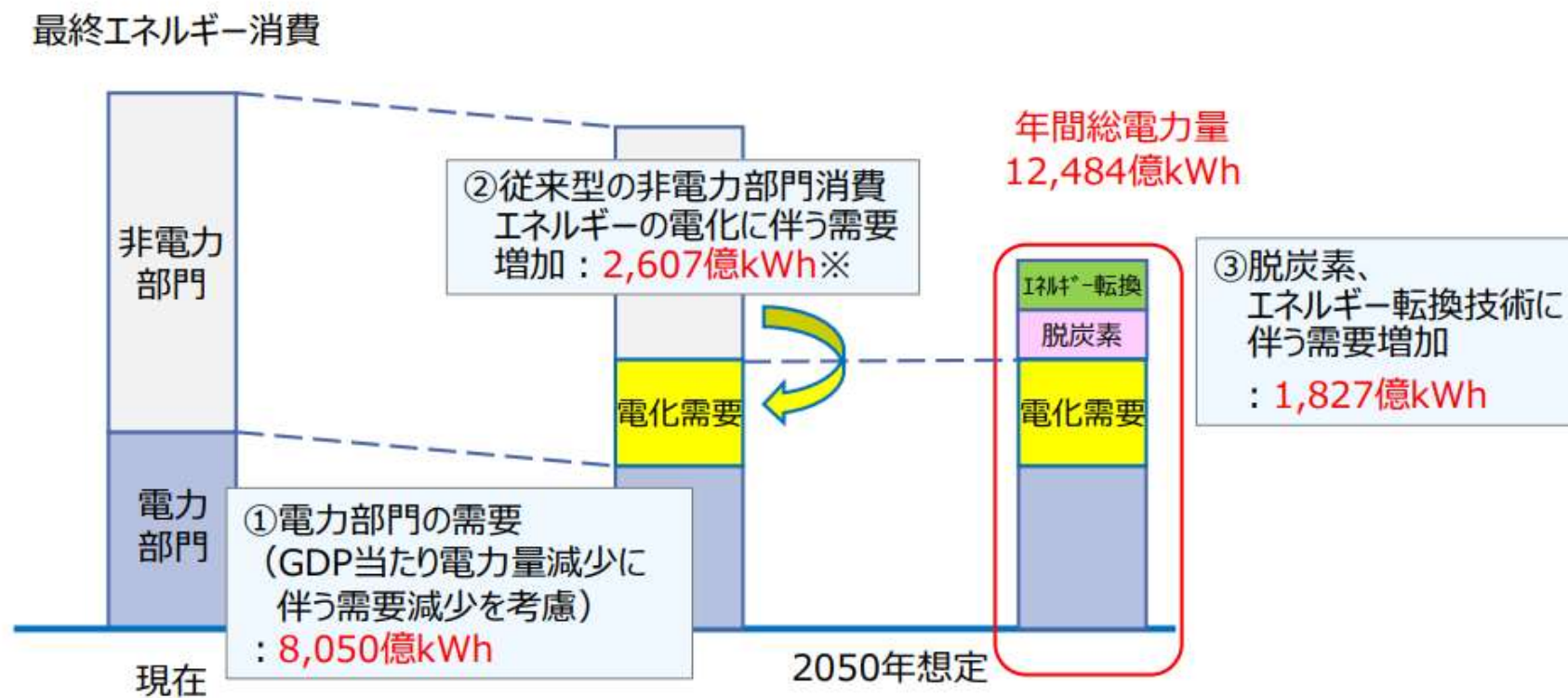
(注) 経済産業省 資源エネルギー庁（2024）「電力需給対策について（第70回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会）」[40]から抜粋。また、上図の赤棒にはOCCTO供給計画[35]で織り込まれている電力需要が含まれていると考えられる。

3. 長期展望の前提条件

(2-7) 年間総電力量の想定方法_年間総電力量の想定結果

37

■ ①～③の想定を積み上げることにより、年間総電力量は12,484億kWhと想定する。

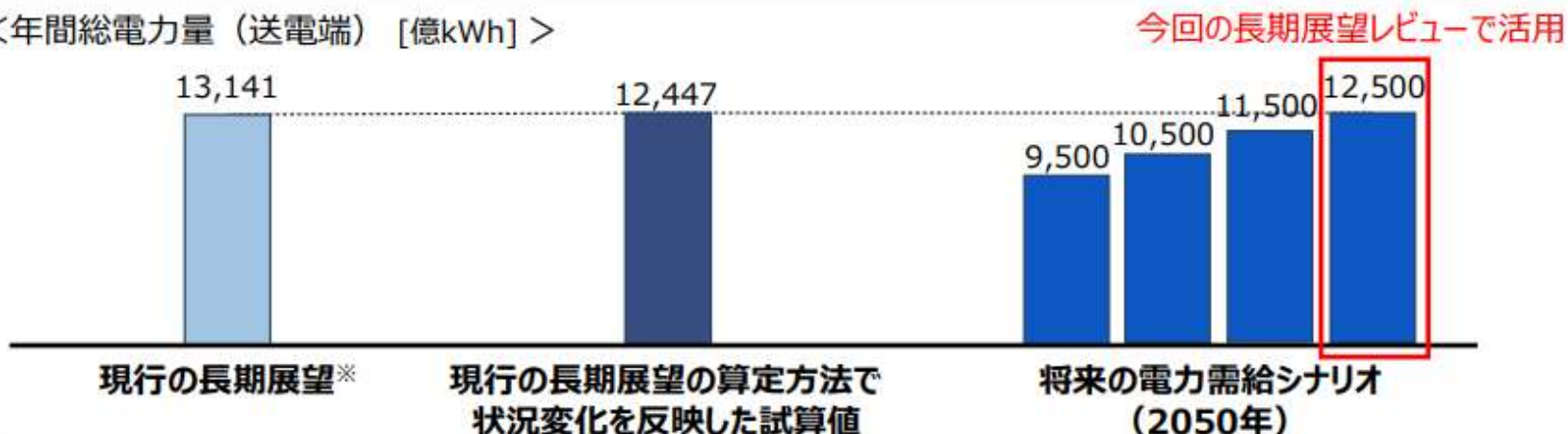


【今回整理】 長期展望レビューにおける年間総電力量

13

- 本機関の「将来の電力需給シナリオに関する検討会」では、10年超先のあり得るシナリオについて専門的かつ多様な視点で検討が行われている。2050年は、**9,500億、10,500億、11,500億、12,500億kWh（送電端）**の4つのモデルケースが設定されており、**複数のシナリオの中から、目的に沿ったシナリオを選定して活用することが期待**されている。
- 他方で、系統の増強規模や増強方策は、需要と電源の立地等のアンバランス度合に影響を受ける。年間総電力量が大きいモデルほどシナリオごとに需要のエリア配賦を変化させることができるため、アンバランス度合を大きく変化させることができ、幅広く影響を確認できる。
- 上記と、現行の長期展望の算定方法で状況変化を反映した試算値を踏まえ、**長期展望レビューでは、現行の長期展望と同様の方法で試算した値と同水準である、将来の電力需給シナリオでの12,500億kWhモデル（送電端）を活用することでどうか。**

<年間総電力量（送電端） [億kWh]>



【今回整理】 長期展望レビューにおけるロードカーブ

25

- 現行の長期展望と将来の電力需給シナリオのロードカーブの想定は、需要要素ごとのベース需要の想定、一部の要素については再エネの有効活用を考慮する等、大枠としては同様と言える。
- 一方、需要要素ごとの想定では、将来の電力需給シナリオのほうがより精緻（要素の区分、時間や季節の設定等）に行っている。
- そのため、ロードカーブについても将来の電力需給シナリオの考え方を基本に設定することでどうか。具体的には、要素ごとにベースとなるロードカーブを想定し、一部の要素（家庭用ヒートポンプ（給湯）、電化（運輸）、データセンター需要一部、水素製造・DAC等）はDRによるロードカーブの変化を考慮する。

＜要素毎のロードカーブの想定＞

要素	設定内容
基礎的需要・省エネ（家庭・業務） 電化（民生等）	2023年度実績（自家消費分考慮後）のロードカーブに連動するものとして想定
基礎的需要・省エネ（産業）※ 家庭用ヒートポンプ（暖房空調、給湯※） 電化（産業）※、自動車※ 電化（運輸 ^(EV) ）※	時間帯・季節別に個別に想定
データセンター※、半導体 ネットワーク、鉄鋼、自家発 水素製造・DAC※	ベース需要増加分として、年間一定量（箱型需要）として想定



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operations (OCCTO)

※ DRを考慮

需要モデルケースの定性的説明 2050年12,500億kWhモデル

145

需要要素	モデル概要	需要(億kWh)
9 データセンター	- データ通信量、通信量あたりの電力消費量（データ処理効率）、PUE（施設の電力使用量に占めるIT機器による電力使用量の割合）に応じて需要が変動 - データ通信量は現在から1,700倍に増加する一方、IOWN構想の実現によりデータ処理効率は1/100、冷却技術の向上によりPUEは1.1にまで低減する	+1,400
10 ネットワーク	- ネットワーク通信に用いる基地局数と基地局あたりの電力消費量に応じて需要が変動 - 基地局数は6G以降の基地局拡大を踏まえ300万カ所、基地局あたりの電力消費量は6G以降の次世代型の基地局拡大と同時に省エネも進展するため、現在の1.6倍となる1,200W/基に留まる	+250
11 半導体	- 半導体工場の新設に伴い需要が変動 - 国内に170万枚/月の生産能力に相当する半導体製造工場が新設される	+300
12 電化（運輸）	過去10年間の販売台数のトレンドに基づき電気自動車の導入が進むケース（2050年の電気自動車ストック比率：乗用車85%、その他車種57%等）	+600
13 自動車産業	- 車載用蓄電池工場の増設に伴い需要が変動 - 蓄電池産業戦略の国内製造目標である150GWh/年の製造規模を2030年に達成、その後2050年に300GWh/年まで拡大	+150
14 鉄鋼	- 粗鋼生産量の増減と製造プロセスの変化（高炉/電炉/水素還元製鉄）により需要が変動 - 過去の減少トレンドが将来にわたって継続し、粗鋼生産量は現在の78%にまで減少する一方、製造プロセスでは、電炉や水素還元製鉄の導入が進み、電炉化率は45%にまで進展する	+350
15 化学	- エチレン生産量の増減と自家発の存続/廃止によって需要が変動 - エチレン生産量は2019年度比▲19%（520万t）まで減少する一方で、自家発比率が2019年度比▲18%（10%）となって系統需要が増加するため、全体としては横ばいとなる	+α
16 自家発	- 電力消費が大きく大規模な自家発を有する製紙産業、セメント産業等を対象に、自家発の存続/廃止によって需要が変動 - 自家発比率について、セメントは▲25%（5%）、製紙は▲48%（22%）になる	+300
17 水素製造	- 将来の水電解装置の導入量に応じて需要が変動（設備利用率80%として電力消費量を想定） 2030年までは現行のプロジェクト動向などから累計10万kW、2050年までに新たに130万kWが導入され、累計140万kW（水素製造量20万トン）となる	+100
18 DAC	- 将来のDACによるCO2回収量に応じて需要が変動 2050年時点で2,200万トンが国内DACにより回収される	+100

需要要素別配賦結果 | 2050年 | 12500億kWhケース

単位: 億kWh

要素	合計	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
実績値+増減値	12,500	610	1,020	4,350	1,850	330	1,930	900	310	1,210
実績値合計	8,820	310	820	2,850	1,350	290	1,450	610	270	870
① 基礎的需要(家庭)	2,620	120	260	850	350	100	440	150	80	270
③ 基礎的需要(業務)	3,330	140	290	1,240	420	80	580	170	90	310
⑥ 基礎的需要(産業)	2,870	60	270	760	580	110	420	290	100	290
増減値合計	3,680	300	200	1,500	500	40	480	290	40	340
① 基礎的需要(家庭)	-320	-30	-60	-10	-30	-10	-60	-30	-20	-50
③ 基礎的需要(業務)	470	40	-10	280	40	α	140	-10	-10	10
②④⑤ 省エネ+電化(民生)	-700	-20	-40	-300	-80	-20	-160	-30	-10	-50
家庭電化・給湯HP	210	10	20	70	40	10	20	20	10	30
家庭電化・空調HP	70	20	20	10	10	α	α	α	α	α
その他電化+省エネ(民生)	-990	-40	-80	-380	-130	-30	-180	-40	-20	-90
⑥ 基礎的需要(産業)	470	10	30	120	100	20	60	60	10	60
⑦⑧ 省エネ+電化(産業)	200	α	20	50	40	10	30	20	10	20
⑨ データセンター	1,400	40	20	850	140	20	230	40	20	50
⑩ ネットワーク	250	10	10	140	20	α	30	10	α	10
⑪ 半導体	300	90	40	α	α	α	α	80	α	100
⑫ 電化(運輸)	600	30	70	170	90	20	80	40	20	80
乗用車	450	20	50	130	70	20	50	30	20	60
その他車	150	10	20	40	20	α	20	10	10	20
⑬ 自動車産業	150	α	α	30	70	α	10	10	α	10
⑭ 鉄鋼	350	10	α	70	40	α	60	90	α	80
⑮ 化学	20	α	α	-10	10	α	20	-10	α	10
⑯ その他自家発	300	10	30	90	60	10	40	20	20	20
セメント業	50	α	α	10	10	α	10	α	α	10
製紙業	150	10	20	50	20	10	20	10	20	10
その他製造業	100	α	10	30	30	α	20	10	α	10
⑰ 水素製造	100	50	50	α	α	α	α	α	α	α
⑱ DAC	100	50	50	α	α	α	α	α	α	α

※ 配賦結果が-5億kWh超、+5億kWh未満となる場合、"α"と表記。端数処理の影響で合計値が合わない場合がある。

PwC

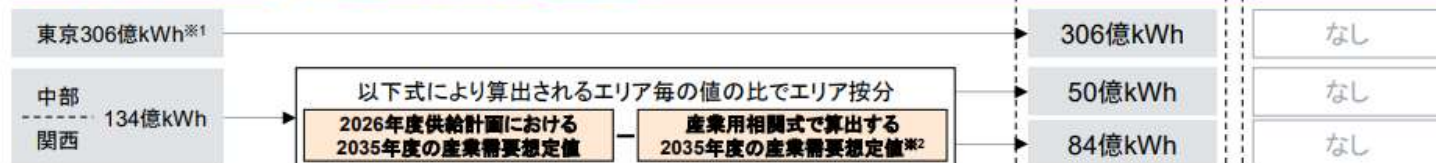
30

⑨データセンター ⑩半導体

【補足】配賦基準計算方法

個別計上の状況を踏まえ、各エリアの供給計画における第10年度(2035年度)における需要電力量増分を推計し、そのシェアを用いてエリア配賦を行った。

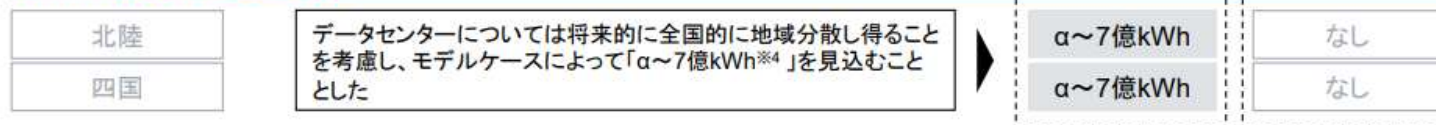
データセンターのみを個別計上している地域区分



データセンター・半導体を個別計上している地域区分



個別計上していないエリア



※1 スライド「【補足】供給計画におけるデータセンター・半導体の個別計上値」中の4つの地域区分の個別計上値(kWh)の値を事務局にてkWhへ換算(他地域区分も同様)

※2 スライド「⑥基礎的需要(産業)【補足】相関式」に示す相関式に、2026年度供給計画で用いられた2035年度のIIPを代入し算出するIIPについては上記スライド※3に記載の補正を同様に実施

※3 全国合計494億kWhから東京306億kWh・中部50億kWh・関西84億kWhを引いて算出

※4 個別計上値が最小である東北の値を参照

PwC

上記値のエリアシェアを用いて、各要素をエリア配賦

13

長期展望レビューにおけるエリア配賦の設定について（１／２） （電源立地地域への需要誘導が進展する／限定的なシナリオ）

21

■ ベースシナリオのエリア配賦の考え方や値も踏まえ、各シナリオのデータセンター・半導体・水素製造・DACのエリア配賦の具体的な考え方は、以下の内容でどうか。

要素	シナリオごとの設定の考え方
データセンター	- データセンターは、ワット・ビット連携関連実証事業で地方分散の促進が図られるなど新たな大規模データセンター集積を形成することを目指したデータセンター集積型GX戦略地域が議論されているため、電源立地地域への需要誘導が進展するシナリオではGX戦略地域の議論等を踏まえ別途設定。 - ベースシナリオで東京・中部・関西エリアに多く配賦されている（政策等による需要誘導が限定的でアンバランスが継続されている）ため、電源立地地域への需要誘導が限定的なシナリオではベースシナリオと同値。
半導体	- ベースシナリオで東京・中部・関西エリアには配賦されておらず、北海道・九州エリアに多く配賦されている（電源立地地域への誘導が進展している）ため、電源立地地域への需要誘導が進展するシナリオはベースシナリオと同値。 - 電源立地地域への需要誘導が限定的なシナリオでは、需要実績比率を用いて配賦（政策等による需要誘導が限定的で需要実績と同様に増加し、アンバランスが継続するケースを想定）。
水素製造 DAC	- ベースシナリオですでに再エネ拡大地域に配賦されている（電源立地地域への誘導が進展している）ため、電源立地地域への需要誘導が進展するシナリオはベースシナリオと同値。 - 電源立地地域への需要誘導が限定的なシナリオでは、需要実績比率を用いて配賦（政策等による需要誘導が限定的で需要実績と同様に増加し、アンバランスが継続するケースを想定）。

<（参考）ベースシナリオのエリア配賦（将来の電力需給シナリオのエリア配賦）（抜粋）>

[単位：億kWh]

需要要素	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
⑥データセンター	40	20	850	140	20	230	40	20	50	1,400
⑦半導体	90	40	α	α	α	α	80	α	100	300
⑬水素製造	50	50	α	α	α	α	α	α	α	100
⑭DAC	50	50	α	α	α	α	α	α	α	100

※ 配賦結果が5万kW未満となる場合、"α"と表記

■ ベースシナリオおよび各ケースの需要のエリア配賦結果は下表のとおり。

<需要のエリア配賦>

[単位：億kWh]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
データセンター 地方分散ケース	750	1,170	4,030	1,770	390	1,800	880	370	1,350	12,500
ベースシナリオ (将来の電力需給シナリオの エリア配賦にて設定)	610	1,020	4,350	1,850	330	1,930	900	310	1,210	12,500
電源立地地域への 需要誘導が限定的な ケース	450	930	4,490	1,920	340	2,010	870	320	1,180	12,500

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【今回整理】 長期展望レビューにおける電源ごとの設備量 (1 / 2)

29

- 第7次エネ基やGX2040ビジョンにおいては、再エネについて、「主力電源化を徹底し、関係省庁が連携して施策を強化することで、地域との共生と国民負担の抑制を図りながら最大限の導入を促す」、原子力については、「国民からの信頼確保に努め、安全性の確保を大前提に、必要な規模を持続的に活用」、「既設炉の最大限活用」、「地域の産業や雇用の維持・発展に寄与し、地域の理解が得られるものに限り、廃炉を決定した原子力発電所を有する事業者の原子力発電所のサイト内での次世代革新炉への建て替え」等が明記された。
- このため、すでに最大限の導入を進めている太陽光・風力等の再エネについては、主力電源化や最大限の導入といった現行の長期展望の考え方から大きく変化していないことから扱いを変更せず、原子力については、最大限活用する方針を反映することでどうか。また、火力については、2025年度供給計画の内容を考慮しつつ、現行の長期展望同様、現状廃止計画等が公表されていないものは経年リブレースされる前提としてはどうか。
- 蓄電池は、足元の状況（導入実績のトレンド、脱炭素電源オークション等）を踏まえると現行の長期展望での想定から、大きく増加が見込まれることから、これらの状況も踏まえて検討されている将来の電力需給シナリオの値を用いることでどうか。

■ 長期展望レビューにおける電源ごとの設備量をまとめると下表のとおり。

電源	設定内容	設備量
太陽光	第43回基本政策分科会にて、2050年カーボンニュートラル実現に向け、議論を深めて行くにあたって示された参考値（現行の長期展望と同様）	260GW
陸上風力		41GW
洋上風力	官民協議会導入目標（現行の長期展望と同様）	45GW
水力、バイオマス、地熱等	2030年度のエネルギーミックス水準（現行の長期展望と同様。供給計画最終年度の年度末設備量を考慮）	34GW
揚水	供給計画最終年度の年度末設備量（現行の長期展望と同様）	27GW
火力	- 供給計画最終年度の年度末設備量および一般送配電事業者へ契約申込済の電源等を考慮し、リプレイスされるものと仮定（現行の長期展望と同様） - なお、水素・アンモニアは脱炭素電源オークションの公表結果も考慮	139GW
原子力	<u>既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定した際の2030年時の水準が維持されるものと仮定（現行の長期展望から追加）</u>	37GW
蓄電池	足元の状況（導入実績のトレンド、脱炭素電源オークション等）を踏まえ、<u>将来の電力需給シナリオの値を使用（現行の長期展望から変更）</u>	24GW

- 現行の長期展望では、第6次エネ基や国の審議会における政策的議論を踏まえて、2050年の設備量を設定した。

＜電源ごとの設備量（現行の長期展望）＞

電源	設定内容	設備量
太陽光	第43回基本政策分科会にて、2050年カーボンニュートラル実現に向け、議論を深めて行くにあたり示された参考値	260GW
陸上風力		41GW
洋上風力	官民協議会導入目標	45GW
水力、バイオマス、地熱	2030年度のエネルギーミックス水準	33GW
揚水	供給計画最終年度の年度末設備量	27GW
火力	- 供給計画最終年度の年度末設備量および一般送配電事業者へ契約申込済の電源 - 水素・アンモニアについては、既設火力の一部が45年運転で廃止後、水素・アンモニアにリプレイスされるものと仮定	145GW
原子力	既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定	26GW
蓄電池	系統用蓄電池として導入量はEV・PHEVのバッテリー容量を積み上げた数値をもとに仮定	9GW

長期展望レビューにおける電源のエリア配賦について

27

- 長期展望レビューにおける電源ごとの設備量は、太陽光・風力等の再エネは、主力電源化や最大限の導入といった現行の長期展望の考え方から第7次エネ基においても大きく変化していないことから扱いを変更せず、原子力は最大限活用する方針等を反映した。(第94回本委員会で整理)
- こうしたことから、**長期展望レビューにおける電源のエリア配賦は、現行の長期展望のエリア配賦と同様の考え方とし、下表の内容で設定することでどうか。**なお、将来の電力需給シナリオにおけるエリア配賦では、導入量実績や接続契約受付実績等を考慮している。

＜長期展望レビューにおける電源のエリア配賦＞

電源		設備量	電源のエリア配賦
再エネ	太陽光	260GW	供給計画最終年度における設備量に加え、洋上風力の開発動向、電源開発動向調査および接続契約申込済の電源等を考慮して設定
	陸上風力	41GW	
	洋上風力	45GW	
	水力、バイオマス、地熱等	34GW	
	揚水	27GW	供給計画最終年度における設備量を考慮して設定
	火力	139GW	供給計画最終年度における設備量に加え、接続契約申込済の電源等を考慮して設定
	原子力	37GW	既存もしくは建設中の設備を考慮して設定
	蓄電池	24GW	導入実績および再エネ設備量を考慮して設定

長期展望レビューにおける燃料費 + CO2対策コスト

31

- 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ヵ月（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）



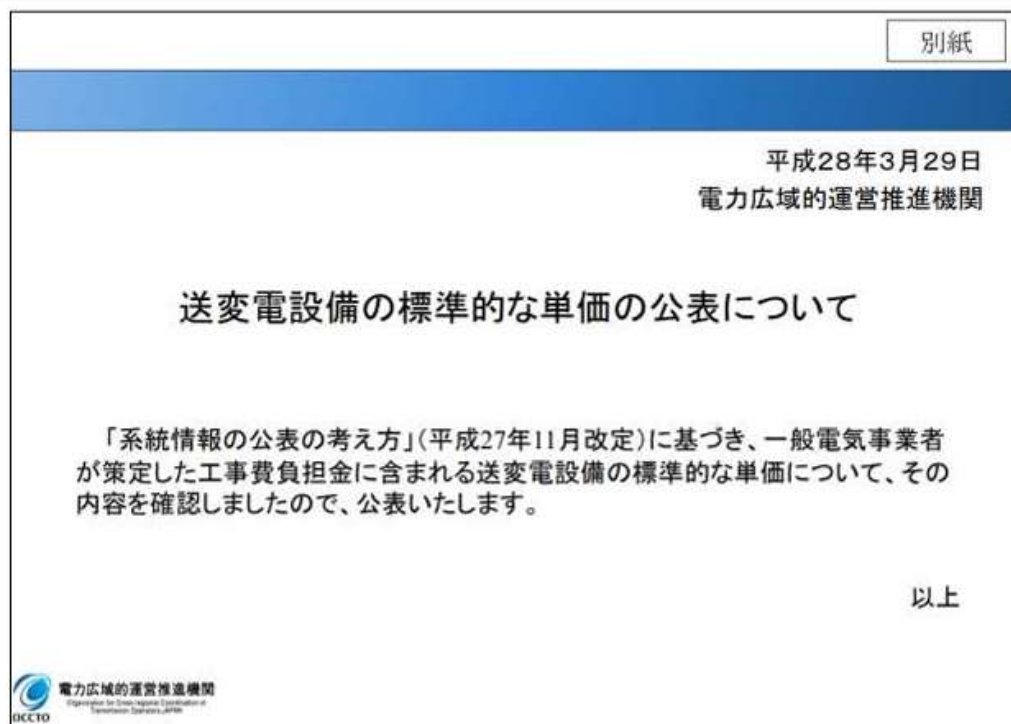
電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators (OCCTO)

広域機関が公表する標準的な単価

43

- 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**としたい。



2015年度と2025年度の標準単価比較

2

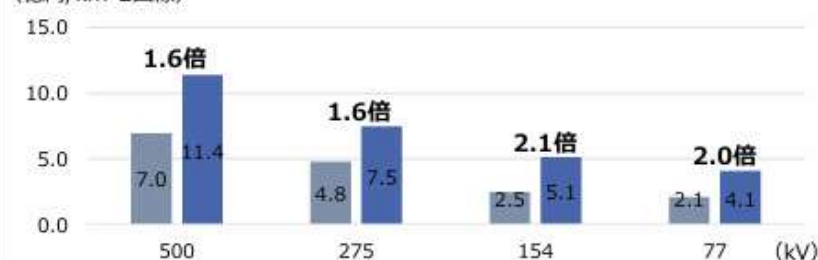
- 送変電設備の主要な工事として、架空線・地中線・引出設備・変圧器の4つの工事をピックアップ。
- 一送各社の報告(最大値、最小値)から中央値を算出し、2015年度と2025年度における標準単価を比較。
- 総じて単価の上昇傾向がみられ、ピックアップした工事においては、平均して約1.6倍に増加。

《送変電設備の標準単価》

【凡例】■ 2015年度 ■ 2025年度

架空線（鉄塔および電線）

(億円/km・2回線)



地中線（電力ケーブル）

(億円/km・1回線)



引出設備（GIS変電所）

(億円/回線)



変圧器（GIS変電所）

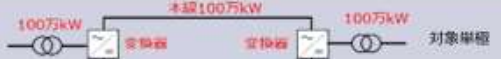
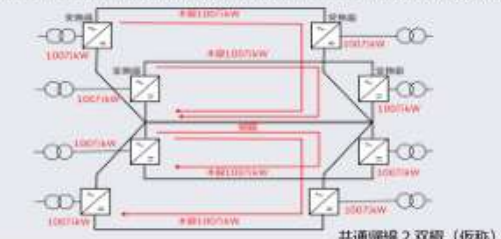
(億円/台)



長期展望レビューで扱うHVDC単価

44

- 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、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～変換所ルートの工事費や地内増強等も必要となる。

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

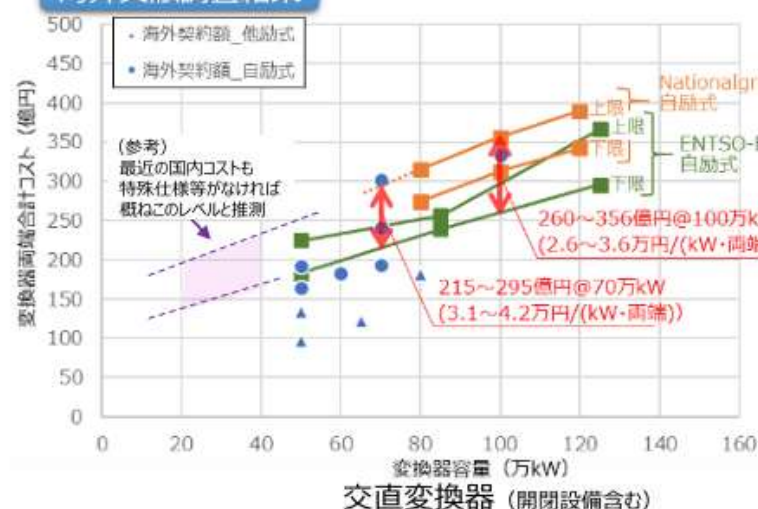
1. 費用便益評価

(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ると、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。

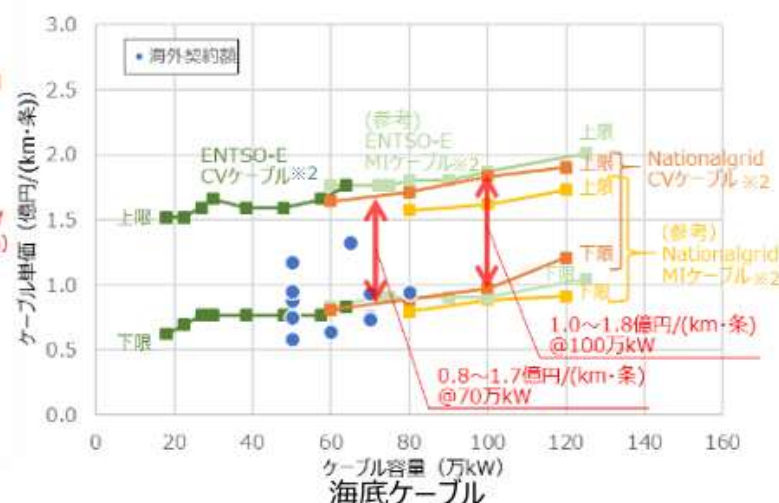
海外文献調査結果



【参考文献】 ENTSO-E, *Offshore Transmission Technology* P36, National Grid, *Electricity Ten Year Statement 2015 Appendix E* P80

- ・ 海外プロットは契約金額ベースであり、運用までに増額となっている可能性がある。
- ・ 為替は2020年平均値 (TTM) を使用 (107円/\$, 122円/€, 137円/£)
- ・ 交直変換器については、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 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：架橋ポリエチレンで絶縁されたビニルシース付のケーブル (別名：XLPEケーブル)
MIケーブル：絶縁紙に高粘度の絶縁油を含ませたケーブル

(注) ケーブル単価は材料である銅の市場価格と連動することに留意が必要

費用便益評価期間

48

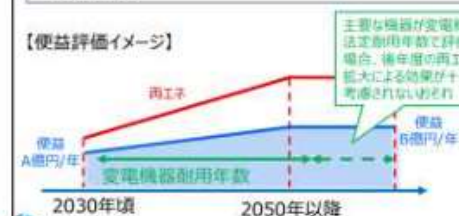
- 足元の計画策定プロセスでは、交流変電設備の標準期待年数が40年～50年であることを踏まえ、**主要工事の法定耐用年数22年（変電）に加え、40年間でも評価することとした。**
- 長期展望レビューで上記の考え方を適用し、現行の架空送電線路の法定耐用年数36年に加え、標準期待年数60年でも評価する場合、**交流変電設備の期待年数やHVDCの想定使用年数（次頁・次々頁）と大きく乖離するため、評価期間中にこれら設備の更新が必要となる。**
- この点、費用便益評価における評価期間は、対象設備が法定耐用年数を経過し（減価償却を終え）、かつ経年更新なく使用可能と見込める期間とすることが望ましいと考え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

機器	法定耐用年数
変電設備	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

高経年設備更新ガイドライン
(2021/12/17)

14

設備区分	大分類（品目）	設備種別 小分類（電圧・仕様）	標準期待年数	値設定の考え方
工務設備	鉄塔	11kV～500kV・鋼管、山形鋼	120年	鉄塔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展として設定
		11kV～500kV・ACSR/st系	61年	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、一般送配電事業者における除去品調査に基づく最大抗力値（UTS）を基に設定
	電線	11kV～500kV・ACSR/AC系	108年	イギリスにおけるガイドラインの電線の標準期待年数を参考に、一般送配電事業者における除去品調査に基づく最大抗力値（UTS）を基に設定
		11kV～500kV・HDCC系	69年	イギリスにおけるガイドラインの電線の標準期待年数を参考に、一般送配電事業者における除去品調査に基づく最大抗力値（UTS）を基に設定
	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除去品調査に基づく絶縁耐力（破壊電圧）を基に設定
		110/154kV・CV	56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除去品調査に基づく絶縁耐力（破壊電圧）を基に設定
		66/77kV・CV	38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除去品調査に基づく絶縁耐力（破壊電圧）を基に設定
		22/33kV以下・CV	44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除去品調査に基づく絶縁耐力（破壊電圧）を基に設定
	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（JEM）「一般送配電事業者における運用実績等」を基に設定
		11kV～500kV・ガス	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（JEM）「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除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	電気学会 調査専門委員会における除去品調査結果や電気学会論文③等を参考に設定
	電線	6.6kV以下・アルミ	56年	電気学会 調査専門委員会における除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・CV	54年	電気学会 調査専門委員会における除去品調査結果や電気学会論文③等を参考に設定
	ケーブル（地中）	6.6kV以下・CV	54年	電気学会 調査専門委員会における除去品調査結果や電気学会論文③等を参考に設定
		柱上変圧器 6.6kV・全仕様	48年	電気学会 調査専門委員会における除去品調査結果や電気学会論文③等を参考に設定

出所) 第80回広域系統整備委員会（2024年5月31日）資料2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2024/files/seibi_80_02_01.pdf

割引率

51

- 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

- 新案まで(令和2年度、令和5年度第1回)の主なご意見【再掲】
- ・過去との比較・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望ましい。
 - ・社会的割引率は適宜変更す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。
 - ・現在の社会的割引率は当時の物価等から決められたことなので、時代によって変わっていくものもある。制度策定から20年経ち、4%が固定割合としてしまっていることが問題。
 - ・環境面の課題と運用面の課題の2段階の考えがある。環境的にはRensselaerに基づき(時間経過年数)の考えもあるが、パラメータの設定が難しいので、これまで策定した(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ぬ。感度分析の対象範囲に追加。
 - ・社会的割引率は継続性のため4%は維持すべき。実情と合わせて1%ないし2%の意見があることから、複数の社会的割引率の併用の検討を提案。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を踏まえ、社会的割引率の妥当性を検証し、必要に応じて見直しを行う。
- 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、必要に応じて見直しを行う。

- (社会的割引率の考え方)
- ・R4については、平成18年(2006年)の第1回国土交通省計画審議会における議論等における国債等の実質利回り等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、国債の発行に際しては社会的時間割引に関する研究の進展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を踏まえ、参考値の妥当性を検証し、必要に応じて見直しを行う。
 - ・参考値は最新の国債の平均利回り(2022年)と、国債の利回りの変動率(2022年)の算出値(2022年)とを算出した。また、平成18年(2006年)～令和4年(2022年)の国債の平均利回り(2022年)と変動率(2022年)を算出した。令和5年度(2023年度)に適用する。

(資料は国土交通省からの提供資料)

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

長期展望レビューでのアデカシー便益の考え方

36

- 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**。

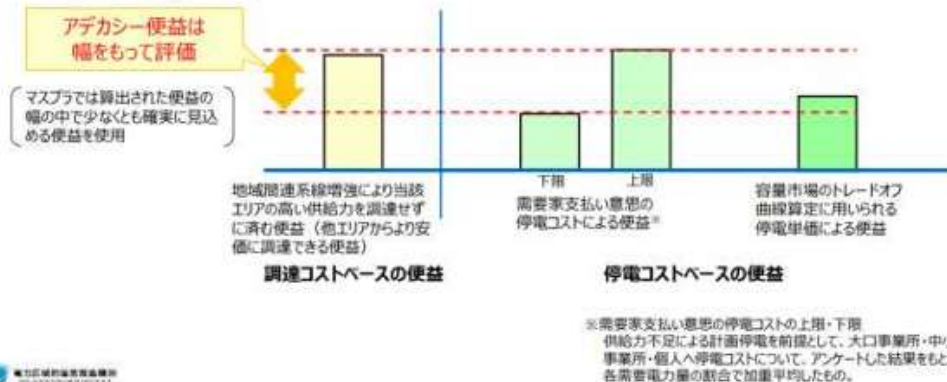
(参考) アデカシー便益の考え方

第73回広域系統整備委員会
(23/12/27) 資料1-1

23

- アデカシー便益について、マスタープランでは、停電コストや調達コストをベースに算定される複数の便益のうち、確実に見込める便益にて評価することとした。
- 一方で、今後の評価では、容量市場において市場分断してい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してはどうか**。

<アデカシー便益評価のイメージ>



【参考】 2026年度メインオークションの取扱い（まとめ）

- 2026年度メインオークションにおけるNet CONEおよび上限価格、影響緩和措置については、これまでの議論を踏まえ、以下のとおり整理することとする。
- 加えて、目標調達量については、2026年1月28日に実施された第115回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における関連する各種諸元の見直しを反映する。（目標調達量は、2025年度メインオークション基準で、18,997万kWから19,581万kWへ、+584万kWの増加となることが試算された）

2026年度メインオークションの取扱い

更新項目		更新内容
①	Net CONEの算定諸元	➤ 数値は2025年2月の発電コスト検証ワーキンググループの公表値を採用
②	Net CONE（万円/kW）	➤ 2.05万円/kW （電力広域的運営推進機関による仮試算より）
③	上限価格（万円/kW）	➤ 3.075万円/kW （従来同様に、指標価格の1.5倍を上限価格として設定）
④	影響緩和措置	➤ 本日の議論を踏まえて決定
⑤	市場競争が限定的なエリアでの約定価格の決定方法	➤ ④の措置を講じることを前提に、隣接エリアのエリアプライスの1.5倍を当該エリアのエリアプライスとし、応札価格が当該エリアのエリアプライスを上回る電源は応札価格を約定価格（マルチプライス）とする制度については、適用しない
⑤	目標調達量	➤ 19,581万kW （2025年度メインオークションの目標調達量を基準とした仮試算。584万kW増）

現行の長期展望における四国ルート（紀伊水道増強なし）の費用便益評価

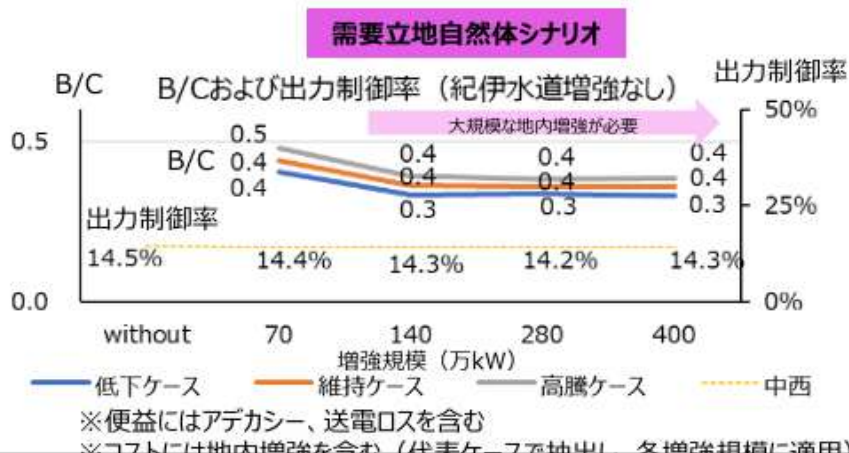
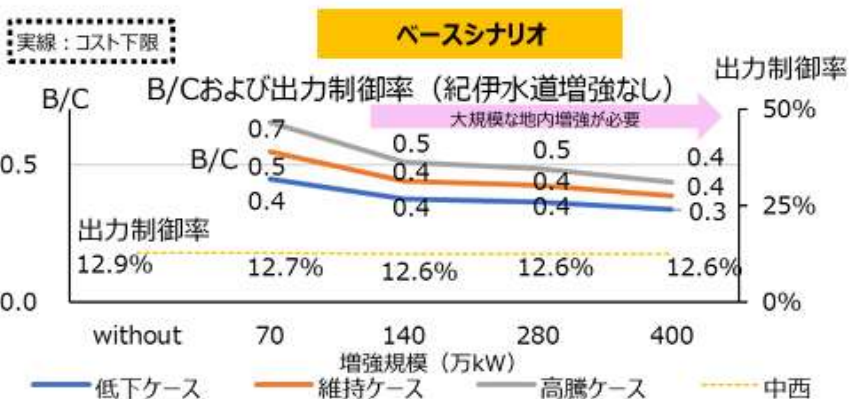
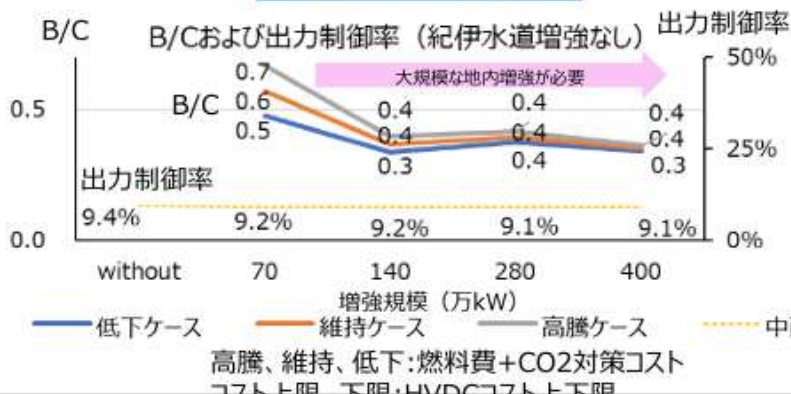
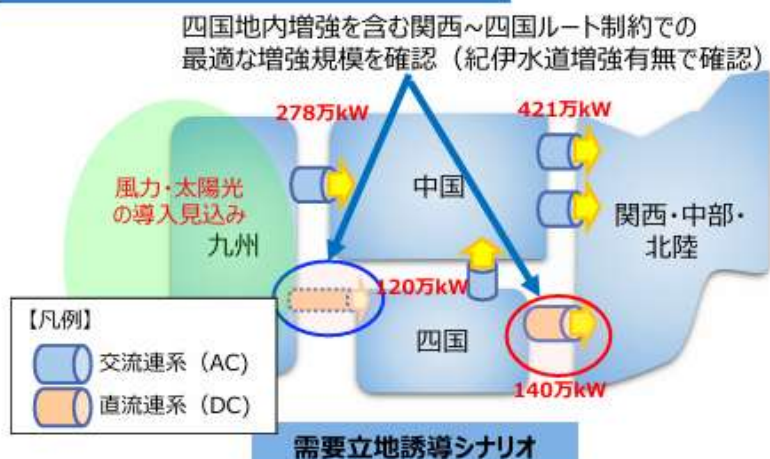
5. 中西地域の増強方策

(4-3) 四国ルート（紀伊水道増強なし）の費用便益評価

69

- どのシナリオにおいても、関西四国間連系設備の制約のもとで九州～四国ルートに新ルートを構築した場合 B/C が 1 を下回る。

関門連系線の増強規模



現行の長期展望における四国ルート（紀伊水道増強あり）の費用便益評価

5. 中西地域の増強方策

(4-4) 四国ルート（紀伊水道増強あり）の費用便益評価

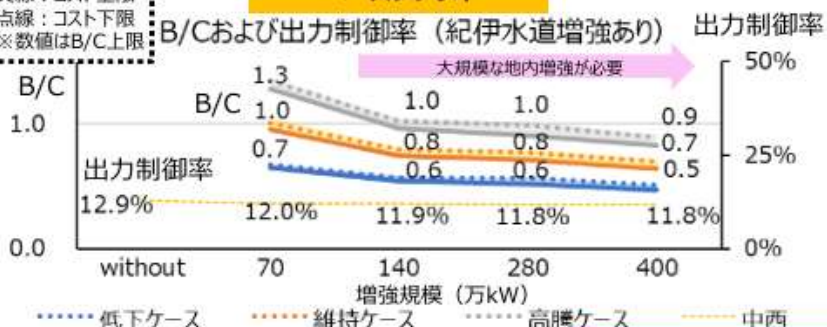
70

- 九州～四国間のHVDCルート新設に加え、さらに既設の関西四国間連系設備を増強（昇圧）した場合、運転コスト及びHVDCコスト次第では、ベースシナリオ、需要立地自然体シナリオにおいては280万kW程度、需要立地誘導シナリオにおいては140万kW程度で $B/C > 1$ となる。
- このため、今後の計画策定プロセスにおいて整備計画を具体化していく中で、需要等の動向を見極めながら、一つの選択肢として紀伊水道増強を含めた九州～四国ルートも考慮する。

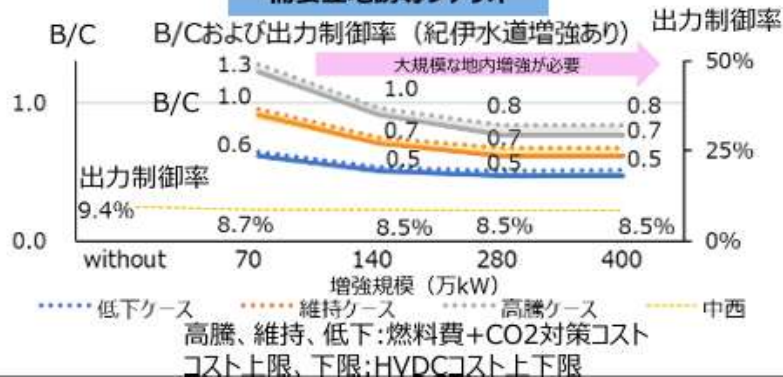
関門連系線の増強規模

実線：コスト上限
 点線：コスト下限
 ※数値はB/C上限

ベースシナリオ



需要立地誘導シナリオ



需要立地自然体シナリオ

