

マスタープラン策定に向けた検討状況について (長期展望 (案) について)

2022年 11月 1日
広域連系システムのマスタープラン及び
システム利用ルールの在り方等に関する検討委員会事務局

(参考) マスタープランとりまとめまでのスケジュール

- 系統増強規模を示す長期展望の案を年内にとりまとめのうえ、2022年度末のマスタープラン策定および公表を目指す。

| ◆本委員会 開催予定 | 2022年度 | | | | |
|-------------------------|--|----------------------|--------------------------|------|--------------------------------------|
| | 11月 | 12月 | 1月 | 2月 | 3月 |
| マスタープラン 広域系統 長期方針 | 第20回 ◆ | 第21回 ◆ ↑ 反映 | 第22回 ◆ マスタープラン (案) | パブコメ | 第23回 ◆ 第24回 ◆ ● 3月末公表 |
| 長期展望 | ◆ 第19回 基本シナリオ① ◆ 第20回 基本シナリオ② | ◆ 第21回 長期展望とりまとめ | | | |
| | 主な内容 | | | | |
| 第18回 | ➤ マスタープラン策定に向けた長期展望について (連系線増強の方向性) | | | | |
| 第19回 | ➤ マスタープラン策定に向けた長期展望について (基本シナリオ①) | | | | |
| 第20回 | ➤ マスタープラン (広域系統長期方針) 検討状況について ➤ マスタープラン策定に向けた長期展望について (基本シナリオ②) | | | | |
| 第21回 | ➤ マスタープラン (広域系統長期方針) 検討状況について ➤ マスタープラン策定に向けた長期展望について (複数シナリオ、感度分析) | | | | |
| 第22回 | ➤ マスタープラン (広域系統長期方針) (案) について | | | | |
| 第23回 | ➤ マスタープラン (広域系統長期方針) 意見募集結果と公表資料 (案) | | | | |
| 第24回 | ➤ マスタープラン (広域系統長期方針) 公表資料 (案) | | | | |
| 2022年度 末までに | ➤ マスタープラン (広域系統長期方針) 公表 | | | | |

- 第18回委員会において、系統増強の基本的な考え方や、東地域および中西地域の連系線増強案の抽出の方向性について、ご議論頂いた。
- 第19回本委員会では、これまでの議論を踏まえて費用便益評価方法を整理し、需給立地誘導ケースである基本シナリオにおける、東地域および中西地域の系統増強規模について、お示ししたい。

1. シミュレーション諸元

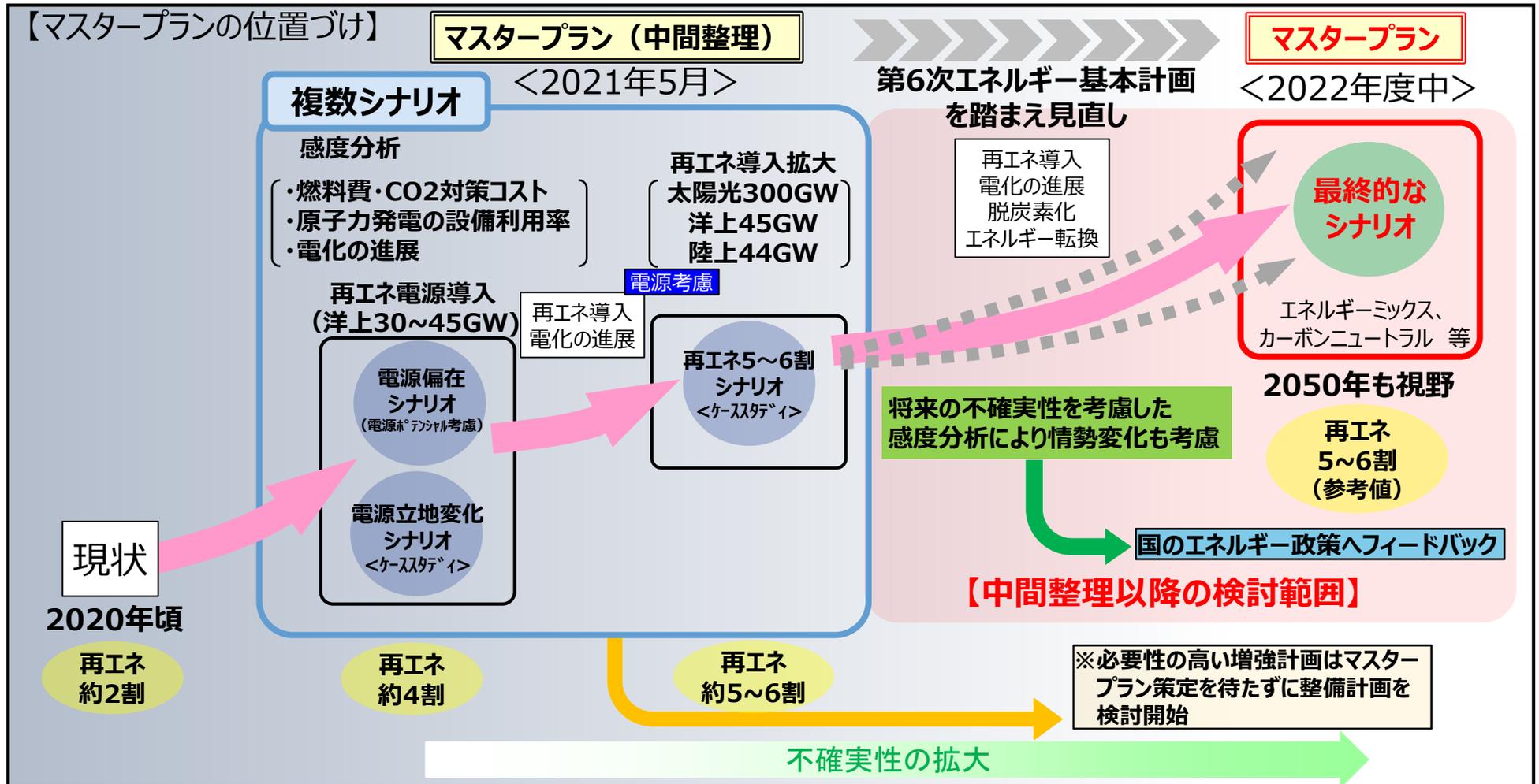
2. 費用便益評価について

燃料費・CO2対策コストおよび停電コストアンケート調査の扱い

3. 基本シナリオにおける各地域（東・中西・FC）の系統増強方策について

4. まとめと今後の進め方

- マスタープランの最終的なシナリオは、中間整理の分析結果から得られた示唆を考慮するとともに、第6次エネルギー基本計画に基づく国のエネルギー政策と整合を図り、電力系統のあるべき姿を描く。
- 将来には技術革新や社会実装などの面での不確実性が存在することから、**将来的な情勢変化を考慮した複数シナリオ**を検討し、連続性のある増強方策とすることで、情勢変化にも柔軟に対応できるものとする。



- 系統増強は需要と電源のアンバランスを補強する形で行われるものであり、増強規模は**需要と電源のアンバランスの度合い**によると考えられる。
- **複数シナリオ**の幅については、需要と電源は国の政策誘導によりある程度一貫性を持って導入が進むと想定し、**国の政策議論から想定される選択肢の範囲として、系統増強の規模を見極めること**としたい。
- その上で、不確実性に関する委員からの多くのご意見も踏まえて、複数シナリオのそれぞれにおいて、**社会情勢**といった**外生的要因も含めた変化に伴う電力系統への影響を感度分析**により確認し、**国のエネルギー政策への示唆**とすることとしたい。

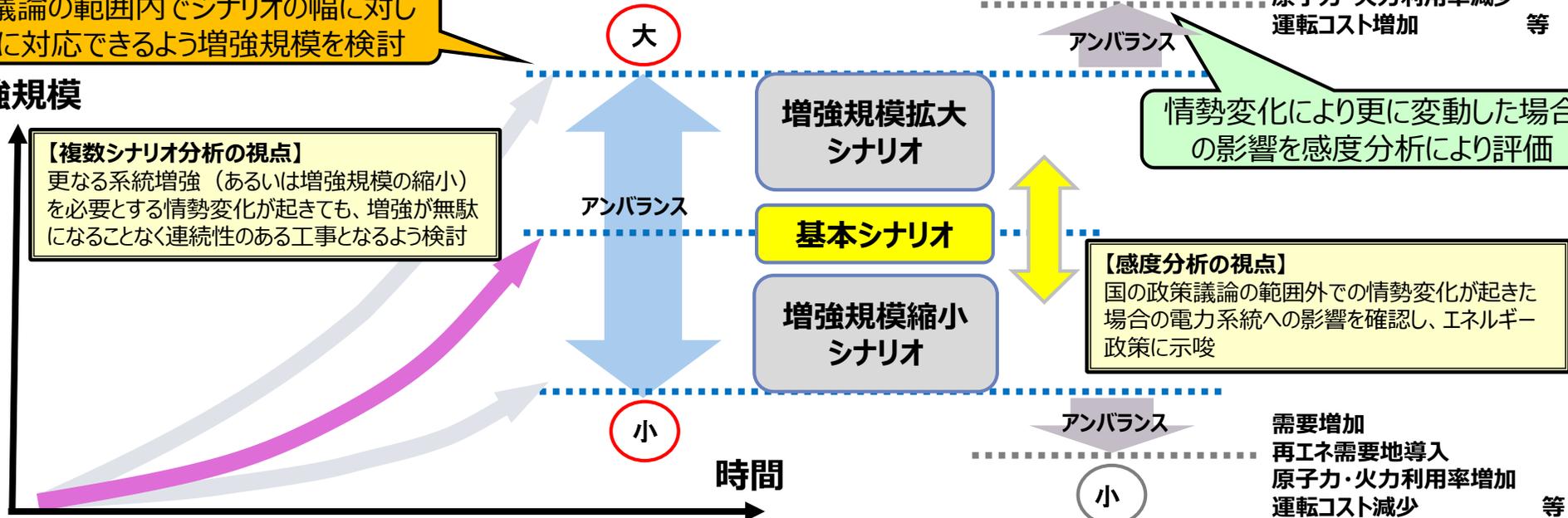
最終的なシナリオのイメージ

政策議論の範囲内でシナリオの幅に対し柔軟に対応できるように増強規模を検討

増強規模

<複数シナリオの幅>

<感度分析の幅>



- 前提条件については2050年も視野に入れて、**需要**については**再エネ余剰を活用する需要のロケーション**や**EV・ヒートポンプなどの負荷率が変化**することを想定して設定し、**再エネを最優先の原則の下で最大限の導入に取り組むという国の方針**を踏まえて、**電源**については**各シナリオにおいて同じ条件**とする。
- 変動することで系統増強に影響すると考えられる要因（再エネ導入量等）については、更に感度分析を行うこととしたい。

<各シナリオの前提条件の比較>

| | | 系統増強縮小シナリオ 需給立地最適化ケース | 基本シナリオ 需給立地誘導ケース | 系統増強拡大シナリオ 需給立地自然体ケース |
|-------------|-------------------------|--|--|---|
| 需 要 | | <ul style="list-style-type: none"> ■ 1.2兆kWh程度 ■ 水素製造・DACの約 8 割を再エネ電源近傍へ配賦 ■ 再エネ余剰活用需要の約 8 割が可制御でピークシフトできると想定 | <ul style="list-style-type: none"> ■ 1.2兆kWh程度 ■ 水素製造・DACの約 2 割を再エネ電源近傍へ配賦 ■ 再エネ余剰活用需要の約 2 割が可制御でピークシフトできると想定 | <ul style="list-style-type: none"> ■ 1.2兆kWh程度 ■ 水素製造・DACの全量を需要地近傍へ配賦 ■ 再エネ余剰活用需要の全量が一定負荷と想定 |
| 再エネ | 太陽光 | ■ 約260GW (※1) | ■ 約260GW (※1) | ■ 約260GW (※1) |
| | 陸上風力 | ■ 約41GW (※1) | ■ 約41GW (※1) | ■ 約41GW (※1) |
| | 洋上風力 | ■ 約45GW (官民協議会導入目標) | ■ 約45GW (官民協議会導入目標) | ■ 約45GW (官民協議会導入目標) |
| | 水力 | | | |
| | バイオマス 地熱 | ■ 約60GW (エネルギーミックス水準) | ■ 約60GW (エネルギーミックス水準) | ■ 約60GW (エネルギーミックス水準) |
| 電源構成 | 火 力 (化石+CCUS) | <ul style="list-style-type: none"> ■ 供給計画最終年度の年度末設備量 ■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 (廃止後は水素・アンモニアにリプレイスと仮定) | <ul style="list-style-type: none"> ■ 供給計画最終年度の年度末設備量 ■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 (廃止後は水素・アンモニアにリプレイスと仮定) | <ul style="list-style-type: none"> ■ 供給計画最終年度の年度末設備量 ■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 (廃止後は水素・アンモニアにリプレイスと仮定) |
| | 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 | ■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定 | ■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定 |
| | 水素・アンモニア | ■ 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレイスされるものと仮定して設定 | ■ 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレイスされるものと仮定して設定 | ■ 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレイスされるものと仮定して設定 |

注) マスタープランは、一定の仮定に基づく前提条件による検討結果であり、情勢変化による需要や電源の動向によっては、結果は変わり得ることに留意が必要

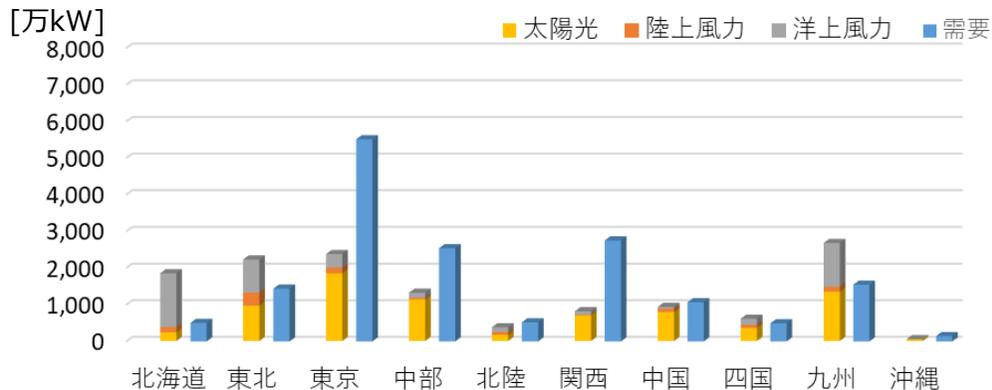
※ 1 第43回基本政策分科会にて議論のために電力中央研究所から示された参考値

1. シミュレーション諸元

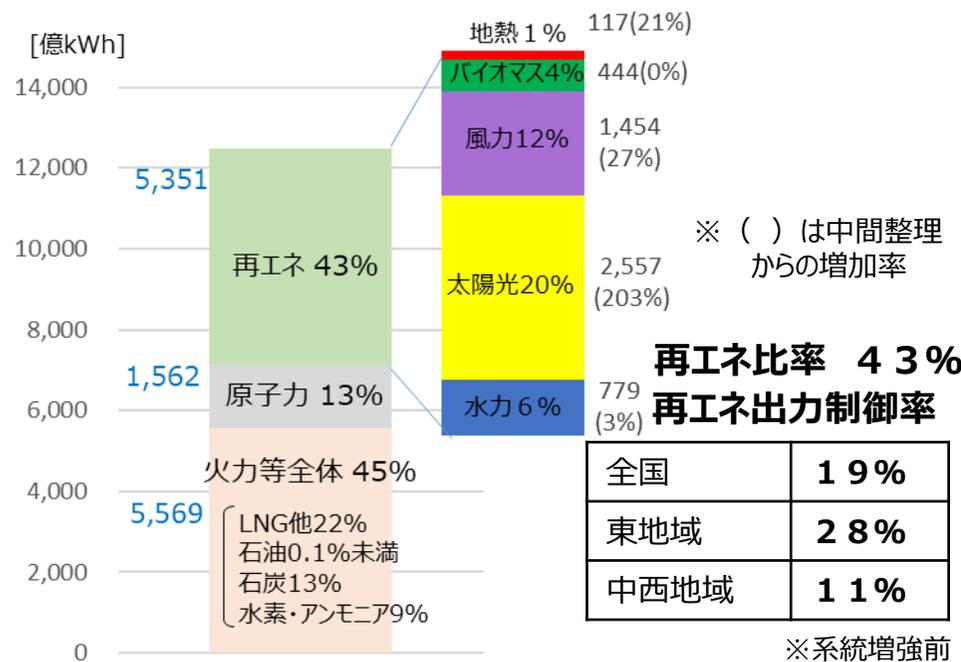
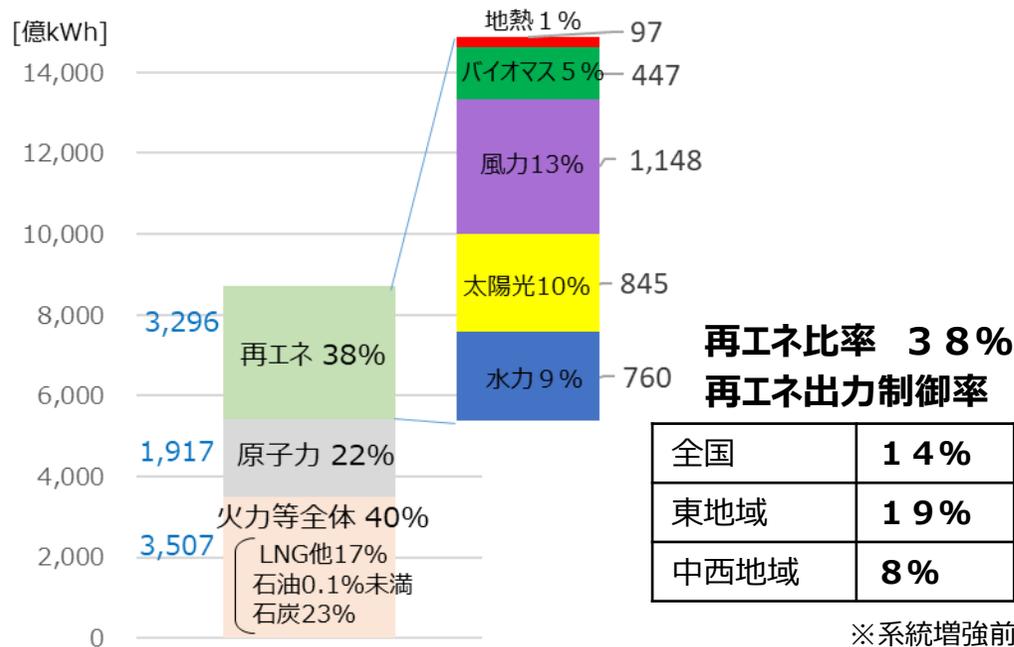
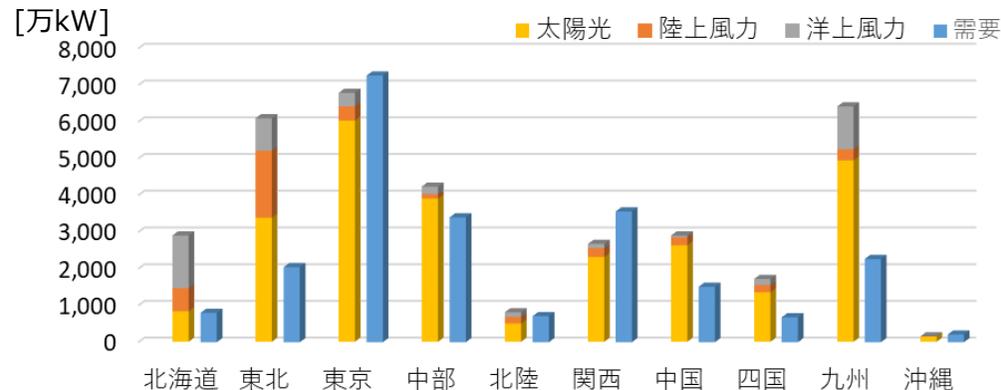
(1) 基本シナリオと中間整理 (45GWシナリオ) におけるシミュレーション諸元の違い

■ 基本シナリオでは、中間整理 (45GWシナリオ) と比較して、太陽光、陸上風力の大幅な増加に加え、再エネ余剰活用需要を織り込み、増強前で、年間発電量および再エネ比率は増加。

中間整理 (45GWシナリオ)



基本シナリオ



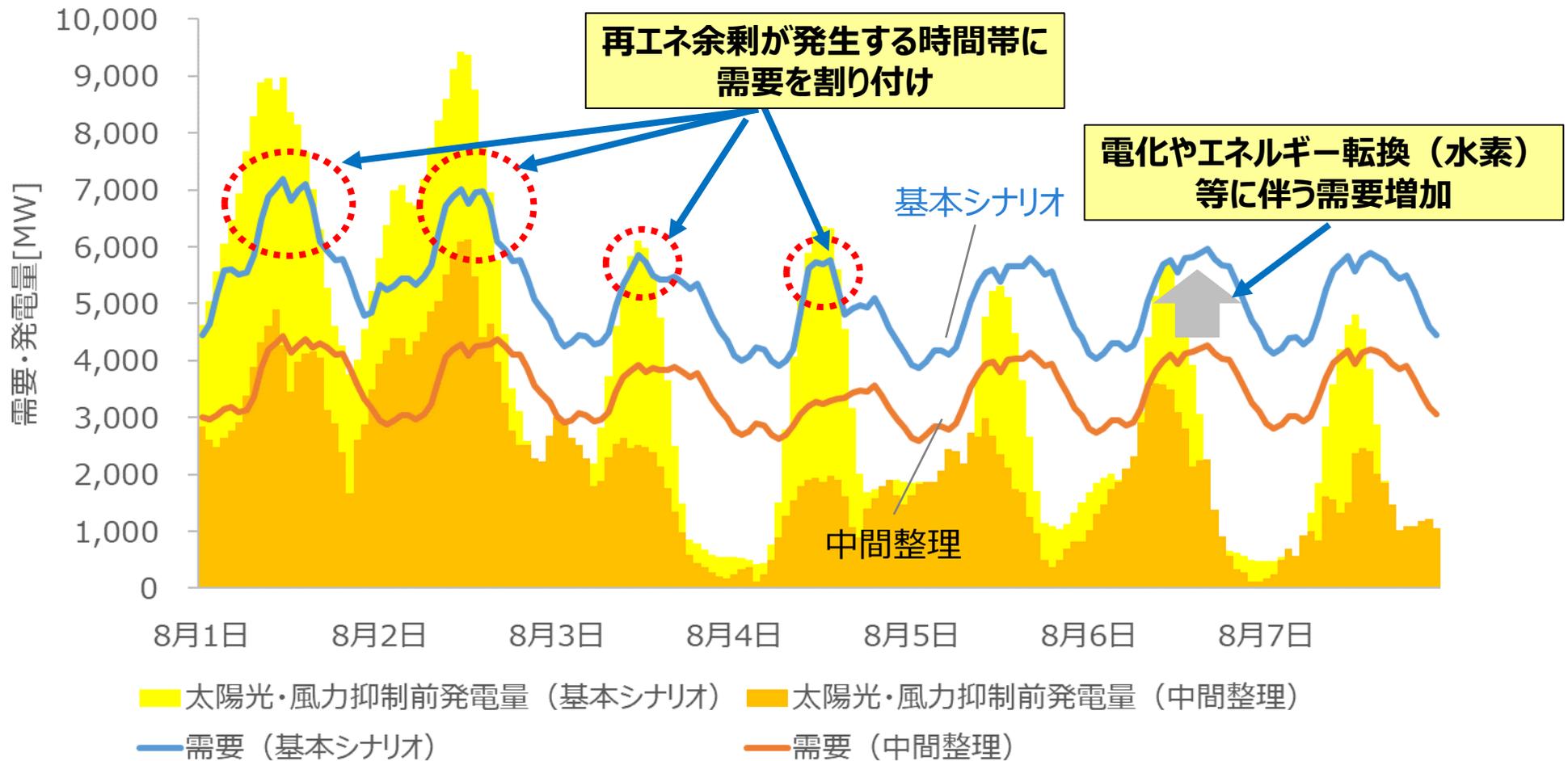
1. シミュレーション諸元

(2) 基本シナリオと中間整理 (45GWシナリオ) における需要カーブの違い

■ マスタープラン最終案においては、電化やエネルギー転換（水素）等に伴う需要の増加を想定し、その一部を再エネ余剰が発生する時間帯に割り付けることにより、再エネ余剰活用需要を模擬している。

需要カーブ

(北海道エリアの例)



2. 費用便益評価について

(2-1) マスタープランにおける費用便益評価

- マスタープランの費用便益評価については、これまでの本委員会での議論を踏まえ、貨幣価値指標として、燃料・CO2対策コスト、アデカシー、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、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、系統増強の費用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。

| マスタープランにおける費用便益評価 | |
|-------------------|---|
| 項目 | マスタープランにおける扱い |
| 燃料コスト | ○ |
| CO2対策コスト | ○ |
| アデカシー面 | ○ (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) |
| 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 | ◆ |
| CO2排出量 | ◆ |
| 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) |

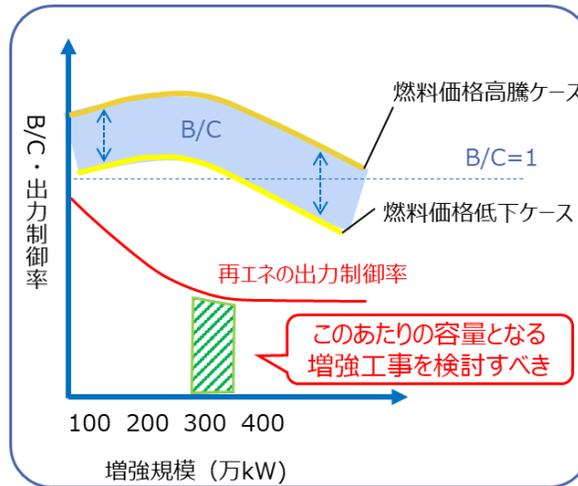
【凡例】 「○」…貨幣価値指標、「◆」…非貨幣価値指標、「-」…指標なし

2. 費用便益評価について

(2-2) 燃料費 + CO2対策コストについて

- 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。マスタープランにおける費用便益評価においては、**各シナリオ（基本・複数シナリオ）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、適切に評価を行うこととした。
- 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こととしたい。

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

[円/kWh]

| | | 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 | 3.7 |
| | CO2輸送&貯留費用 | 2.1 | 0.9 | 0.9 | — | 1.0 | 1.2 | — |

- 燃料費 + CO2対策コストについては、2021年9月発電コスト検証ワーキンググループの検討結果を踏まえつつ、足下の燃料価格高騰などの影響も考慮して改めてご議論いただくこととしていた。
- 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。マスタープランにおける費用便益評価においては、感度分析ではなく、各シナリオ（基本・複数シナリオ）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、適切に評価を行うこととしたい。
- このため、燃料価格については、足下の燃料価格の実勢を踏まえ、WG検討結果で採用している2019年平均値から2倍程度の幅を想定することとしてはどうか。

発電コスト検証ワーキンググループ（2021年9月）

[円/kWh]

| | 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 | 7.9 | 8.0 | 9.0 | 9.3 | 10.9 | 16.6 | |
| 燃料費 | 4.9 | 6.7 | 6.8 | 7.3 | 7.9 | 9.2 | 12.9 | |
| 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 | — |

不確実性を考慮し2倍程度の幅で検討

燃料費 + CO2対策コストの範囲

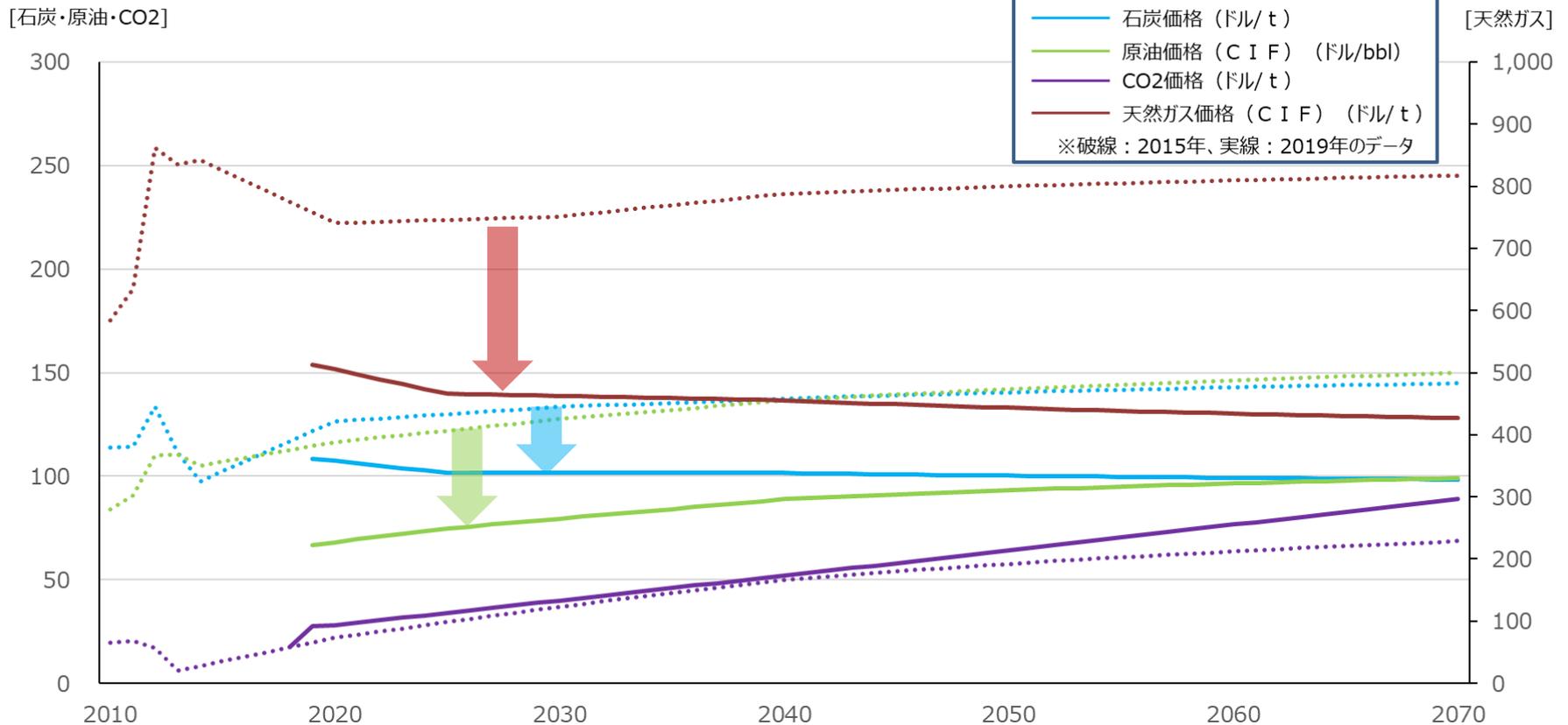
[円/kWh]

| | 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 | 3.7 |
| | CO2輸送&貯留費用 | 2.1 | 0.9 | 0.9 | — | 1.0 | 1.2 | — |

■ 2021年9月発電コスト検証ワーキンググループにおける燃料価格の見通しは、中間整理で採用した2015年の値から大幅に低下しているが、第15回委員会において、あくまで算定時の状況であり、ミスリードとならないようにすべきというご意見も頂いた。

第15回マスタープラン検討委員会資料 1 を一部修正

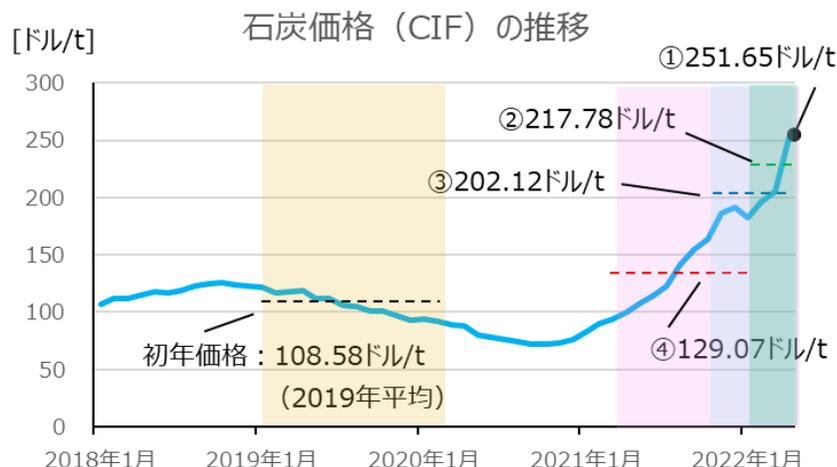
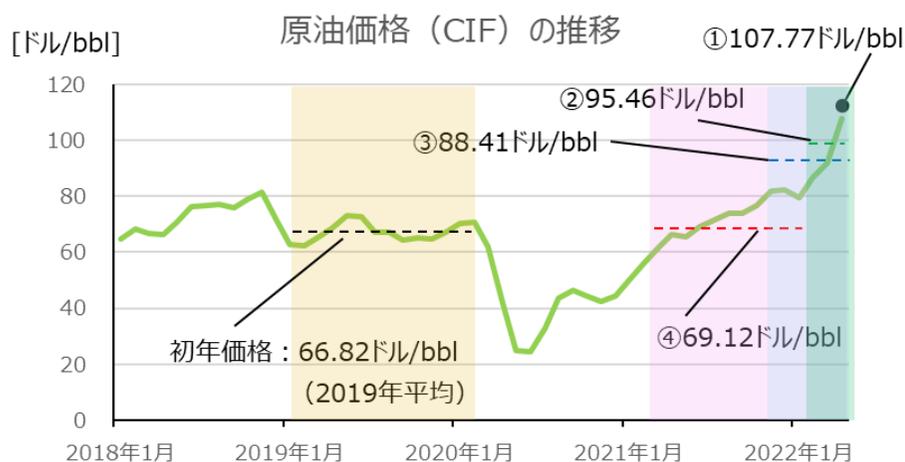
発電コスト等検証ワーキンググループにおける燃料価格及びCO2価格の見通し



※発電コスト検証ワーキンググループにおけるコストレビューシート「表3) 燃料価格」「表4) CO2価格」の元データより

※燃料価格の見通しは、初年価格をもとに、IEA「World Energy Outlook 2020」のS TEPSの価格トレンドを適用して算出されている

- 2021年9月発電コスト検証ワーキンググループにおいて燃料価格として採用している2019年平均値から、**至近の燃料価格は高騰している。**
- マスタープランの前提条件としては、これまでの委員会における委員からのご指摘も踏まえ、今後の情勢変化により更なる変動の可能性を踏まえて、幅を持った分析についても検討する必要がある。



- 【凡例】
- ① 至近単月
 - ② 至近3か月平均
 - ③ 至近6か月平均
 - ④ 2021年平均

※財務省貿易統計のデータをもとに算出

2. 費用便益評価について

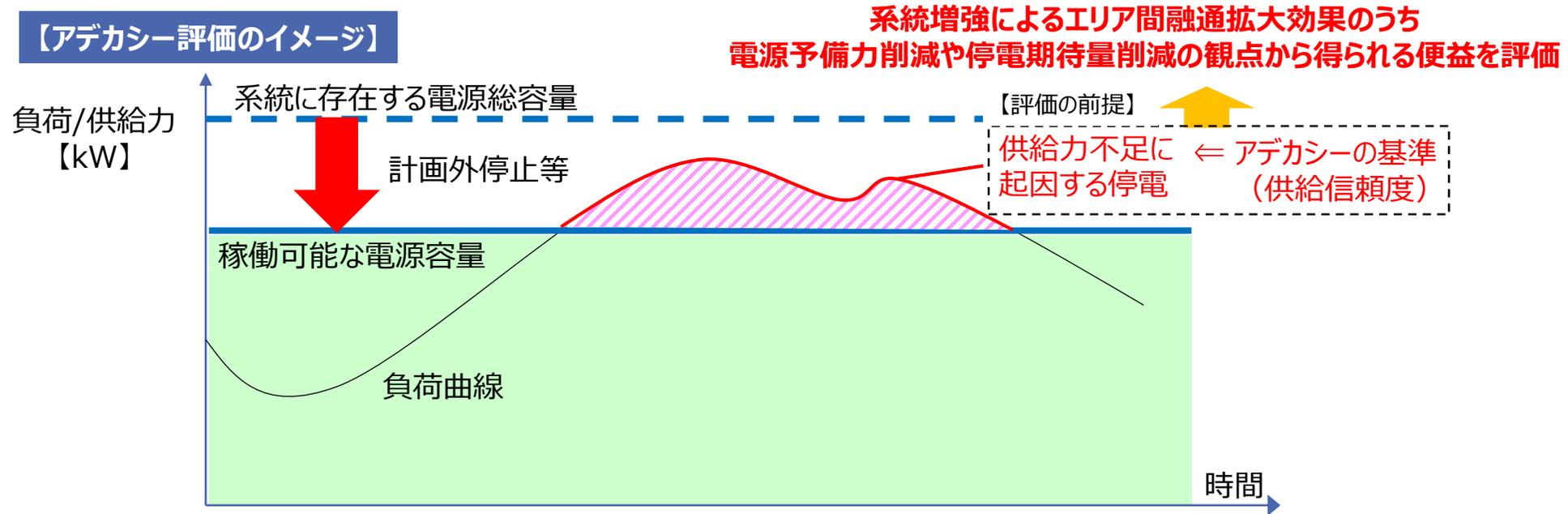
(2-3) アデカシー評価について

- 電力システムにおける供給信頼度には、アデカシーとセキュリティがあり、それぞれについて一定の基準を満たす必要がある。

アデカシー：需要に対して十分な電源予備力と送電余力を確保していること。

セキュリティ：落雷など突発的な障害が発生しても周波数、電圧、同期安定性等が適切に維持されること。

- **費用便益評価におけるアデカシー評価とは、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や停電期待量削減の観点から得られる便益を貨幣価値換算するものである。**

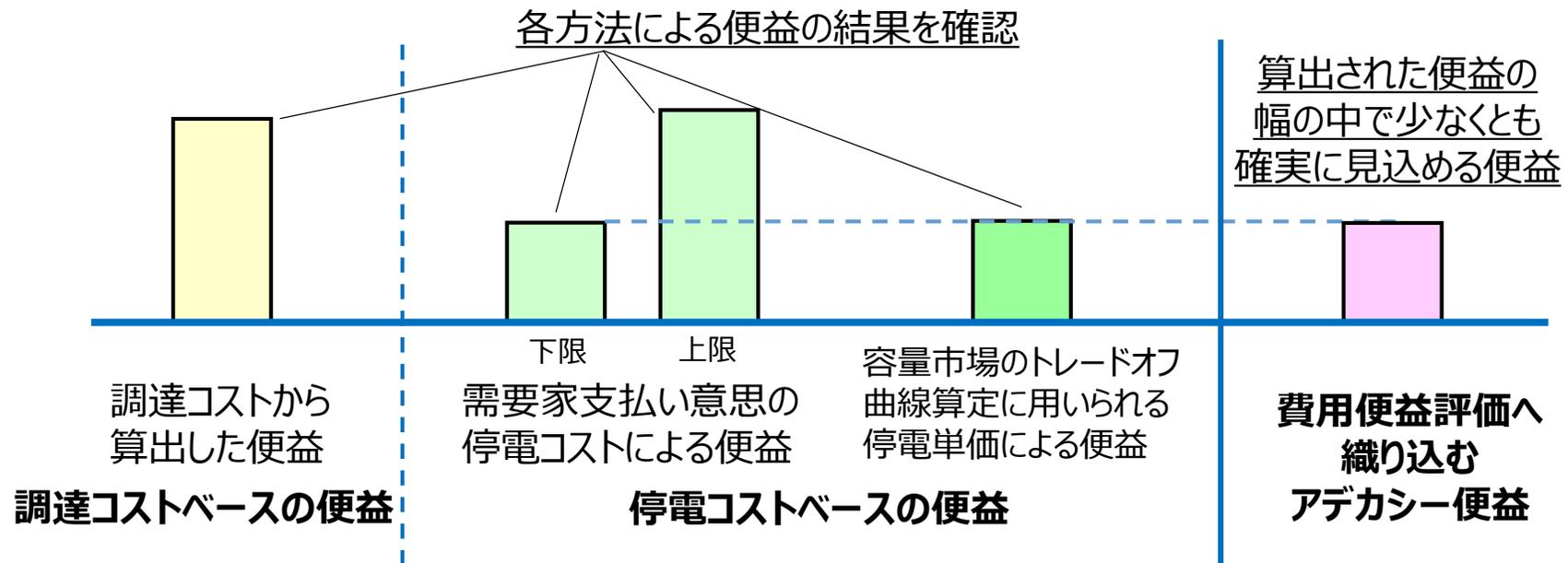


アデカシー評価における停電の代表的な例は、「高需要日に、電源の計画外停止や再エネの出力低下が重なり、供給力が不足」という状況である。

2. 費用便益評価について

(2-4) アデカシー便益の考え方について

- 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停電期待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。

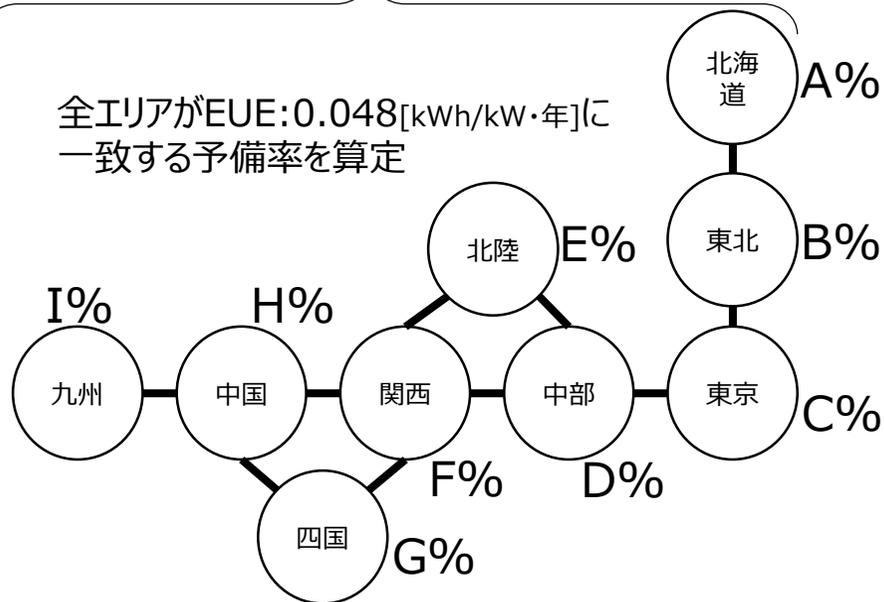


2. 費用便益評価について

(2-5) 調達コストベースの便益算定について

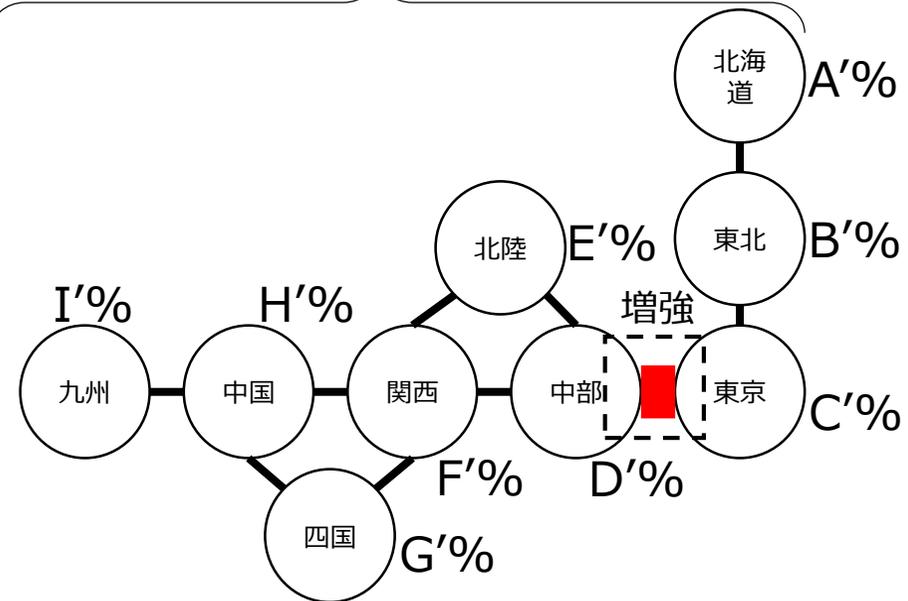
- 調達コストベースの便益算定では、まず供給信頼度基準 $EUE=0.048$ [kWh/kW・年] に一致するような全エリアの予備率を算定する。
- 次に、系統増強を反映し、改めて同等の供給信頼度基準に一致する予備率を算定する。そして、**削減された予備力（容量kW）に対して調達コスト単価を乗ずることで便益とする。**

全国 予備率: $X\%$ EUE: 0.048 [kWh/kW・年]



増強

全国 予備率: $X'\%$ EUE: 0.048 [kWh/kW・年]

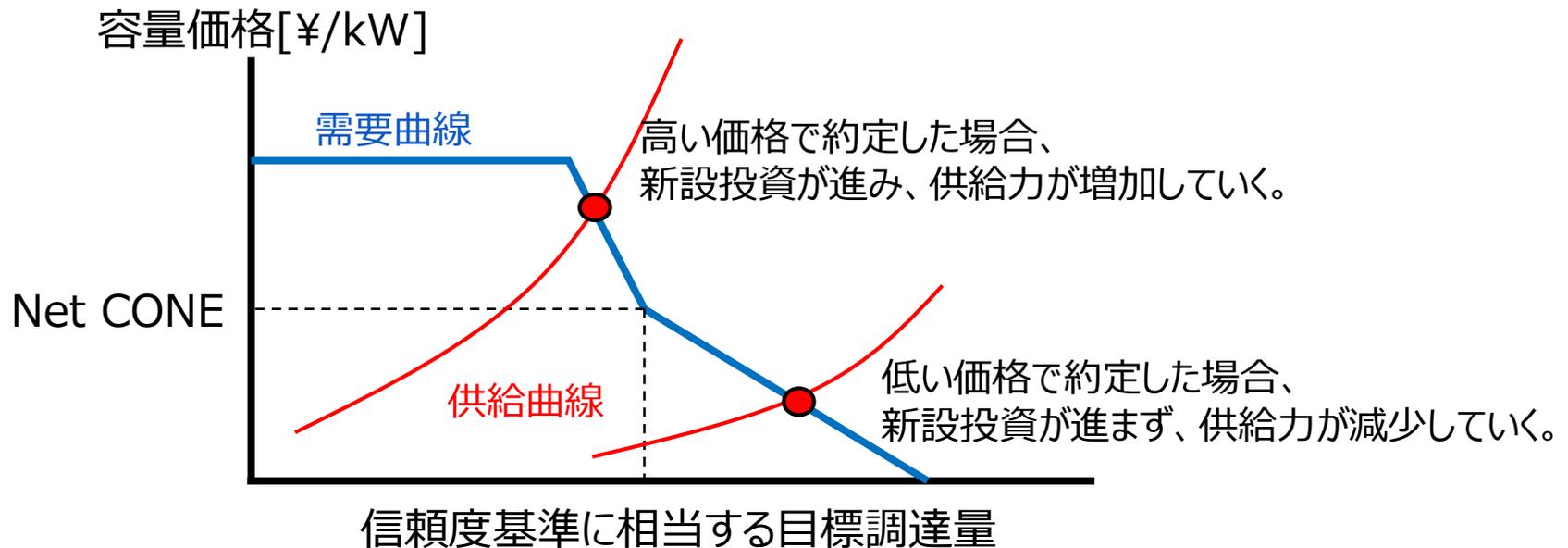


アデカシーの便益 = **増強により削減できた予備率 $(X-X'[\%])$** × 全国需要(年間H3)[kW]
× 調達コスト単価[¥/kW]

2. 費用便益評価について

(2-6) 調達コストベースの便益算定における調達コスト単価について

- Net CONE(Cost of New Entry)は、新規電源の建設および維持・運営のための総コストをコスト評価期間で均等化したコストから、容量市場以外の収益を差し引いたものであり、信頼度基準に相当する目標調達量に対応する指標価格として設定される。
- マスタープランの調達コストベースの算定においては長期的な便益を見積もる観点から**容量市場のNet CONEをコスト諸元として算出**する。



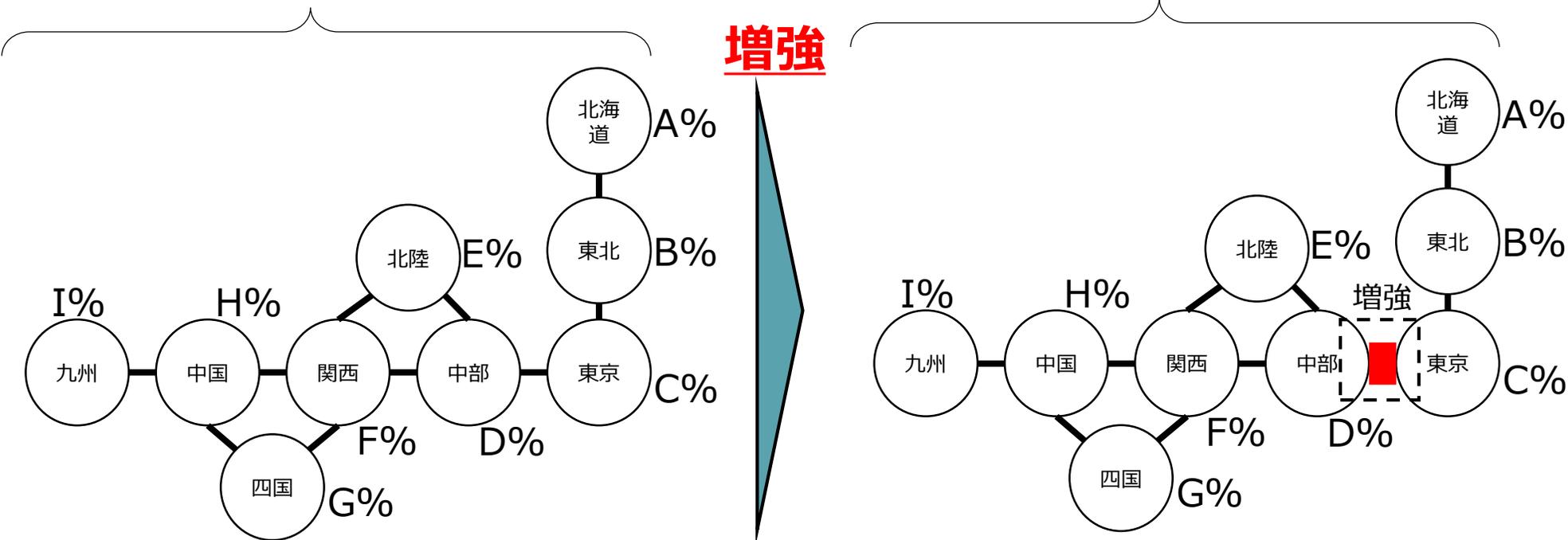
2. 費用便益評価について

(2-7) 停電コストベースの便益算定について

- 停電コストベースの便益算定では、まず供給信頼度基準 $EUE=0.048$ [kWh/kW・年]に一致するような全エリアの予備率を算定する。
- 次に、算出された各エリアの予備率を固定し、系統増強を反映して停電期待量 EUE を計算する。**削減された停電期待量の総量に対して停電コスト単価を乗ずることで便益とする。**

全国 予備率: X% $EUE: 0.048$ [kWh/kW・年]

全国 予備率: X% $EUE: (0.048 - \gamma)$ [kWh/kW・年]

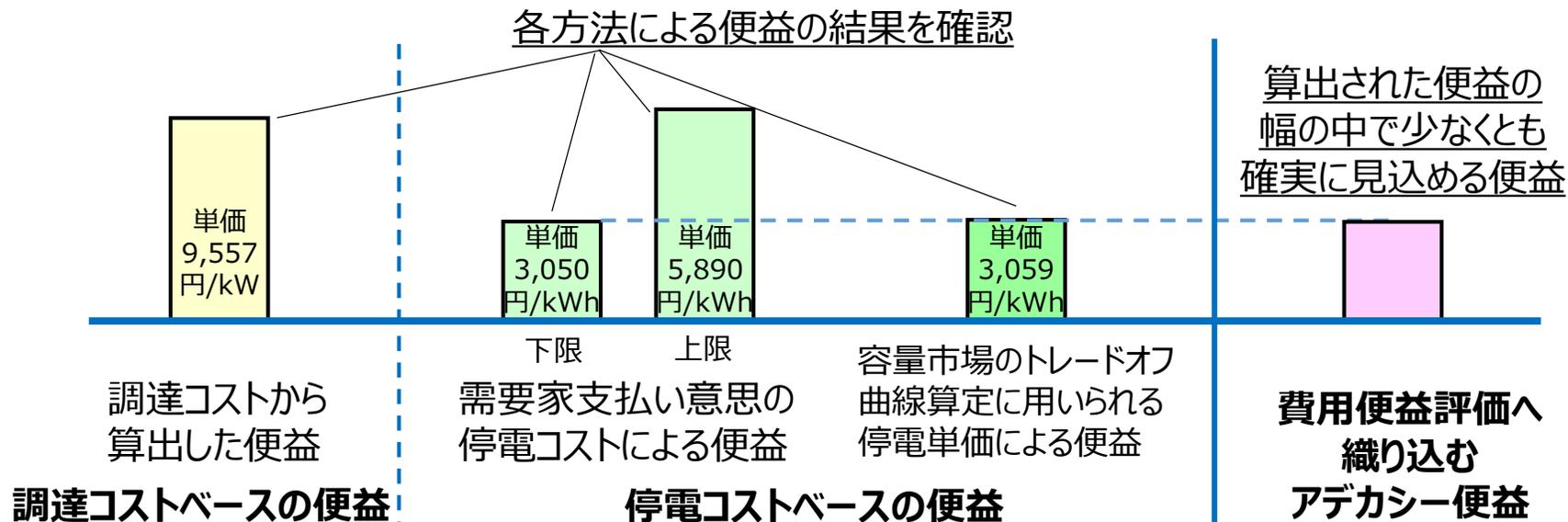


アデカシーの便益 = **増強により削減できた停電期待量 γ** [kWh/kW・年] × 全国需要(年間H3)[kW]
× 停電コスト単価[¥/kWh]

2. 費用便益評価について

(2-8) 停電コストベースの便益算定における停電コスト単価について

- 停電コストベースの便益算定は、ESCJ調査結果や容量市場のトレードオフ曲線算定に用いられる停電コスト単価を参照して検討を進めつつ、再調査を行うこととしていた。
- この停電コスト単価の再調査の進め方については、関係委員会において、目的を踏まえた調査方法の再整理についてご意見を頂いている。
- これらを踏まえて最新の停電コスト単価をしっかりと求めるには専門家等にも相談しながら丁寧に検討を進めていく必要があり、その結果を反映させるためにはマスタープランの策定が先送りになる。
- そのため、今回のマスタープランにおいてはESCJ調査結果や容量市場のトレードオフ曲線算定に用いられる停電コスト単価を参照し、停電コストベースのアデカシー便益を算定することとしたい。
- この場合、ESCJ調査結果（下限）の停電コスト単価や容量市場のトレードオフ曲線算定に用いられる停電コスト単価を用いて算定された便益が、今回のアデカシー評価において、少なくとも確実に見込める便益になると考えられる。

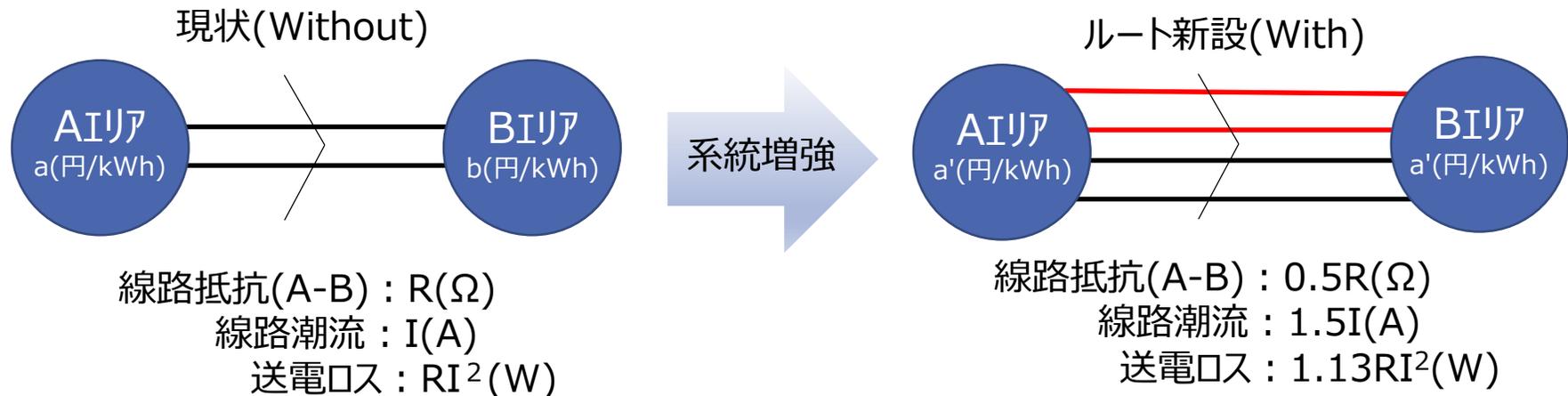


- マスタープランのシナリオにおける再エネや需要等を反映して算定。
- 調達コスト単価は2022年度容量市場のNet CONE 9,557[¥/kW]とし、停電コスト単価は2013年ESCJ調査の3,050(下限)~5,890(上限)、および2022年度容量市場のトレードオフ曲線の算定に用いられた停電コスト単価3,059[¥/kWh]を使用。

| 項目 | 説明 |
|--------------|--|
| 評価断面 | ・マスタープランのスコープである2050年頃。 |
| 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となる予備力を各エリアで算定。 |
| 電源ラインナップ | ・マスタープランの電源ラインナップを反映。 |
| 再エネ | ・マスタープランの再エネ設備量を反映。 |
| 需要 | ・マスタープラン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 | <ul style="list-style-type: none"> ・空き容量+マージンの範囲内で応援できるものとする。 ・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。 |
| 確率変数のエリア間の相関 | <ul style="list-style-type: none"> ・需要(気温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) |
| エリア間の応援ロジック | ・全エリア不足率一定ロジック |

2. 費用便益評価について (2-9) 送電ロスについて

- 送電ロスは、送配電設備の抵抗損失等によって発生し、潮流に変化がない場合、一般的には系統増強によって抵抗値が小さくなるため損失は減少する。
- 一方、新たなルートの新設や既存ルートの増強によって、エリアを跨ぐ潮流が増加する場合、送電ロスは増加する。
- また、エリア間の連系強化により限界費用が低減され、送電ロスに関する費用が減少する場合もある。
- このような系統増強による送電ロスおよび限界費用の変化を貨幣価値換算することで便益に織り込む。



2. 費用便益評価について

(2-10) 送電ロスの算出方法について

- 送電線の潮流や抵抗等から、各送電線等で発生するロスを1時間毎に算出。
- 1時間毎に、エリアで発生する送電ロスにエリアの限界費用を乗算することで、送電ロスに関する費用を算出。それを8,760時間およびエリアで合計し、送電ロスに関する費用を求める。
- **系統増強前後のそれぞれで送電ロスに関する費用を算出し、その差分を便益とする。**

送電線等で発生するロス

$$\text{loss}(\text{Line}, \text{Tr}) = R \frac{P^2}{V^2 \cos^2 \varphi}$$

$$\text{loss}(\text{AC/DC converter}) = KP$$

R : 抵抗

P : 有効電力

V : 電圧

$\cos \varphi$: 力率

K : 交直変換ロス率

1年間の送電ロスに関する費用

$$C = \sum_{\text{Area } i} \left(\sum_{\text{time } h} S_{h,i} \cdot p_{h,i} \right)$$

s : エリアの限界費用

p : エリアの送電ロス

送電ロスによる便益

$$B = C - C'$$

C : 系統増強無しの場合の
1年間の送電ロスに関する費用

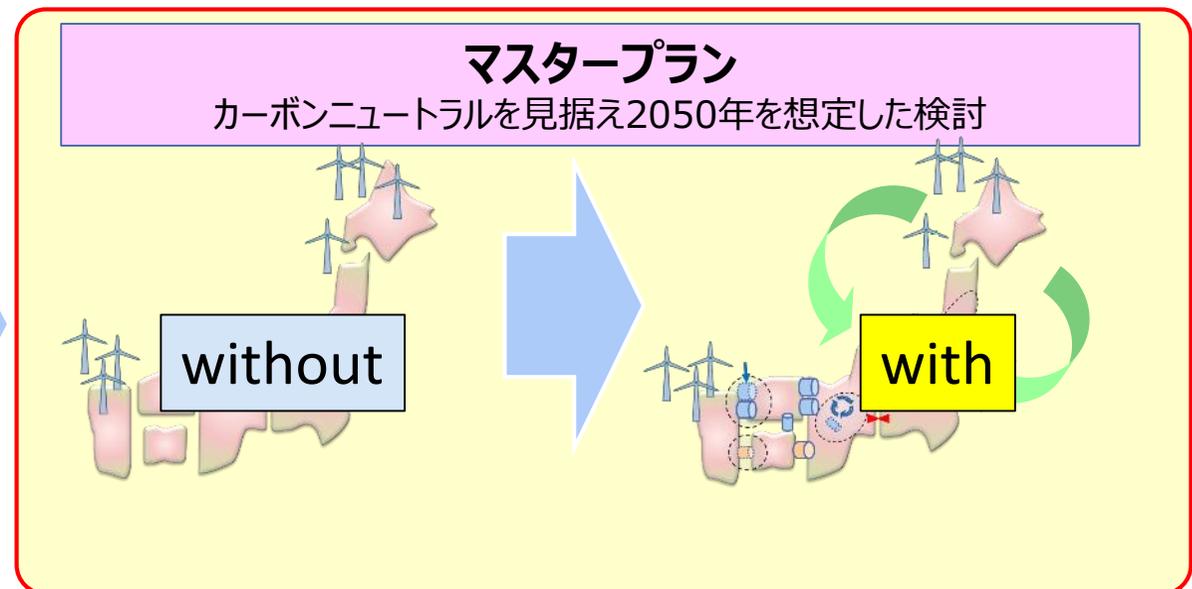
C' : 系統増強有りの場合の
1年間の送電ロスに関する費用

2. 費用便益評価について

(2-1-1) 費用項目について

- 費用便益評価における費用には、系統整備が行われない場合（Without）と、系統整備が行われる場合（With）の総費用の差分を用いることが適当。
- 総費用の差分（With-Without）は、**系統整備に係るコスト（減価償却費、運転維持費等）**となる。
- なお、電源開発コストは、With-Withoutで費用に変化がないため、総費用の差分（With-Without）に表れない。

エネルギーミックス（2030年）
第6次エネルギー基本計画

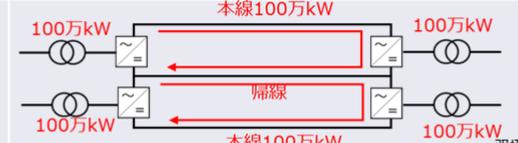
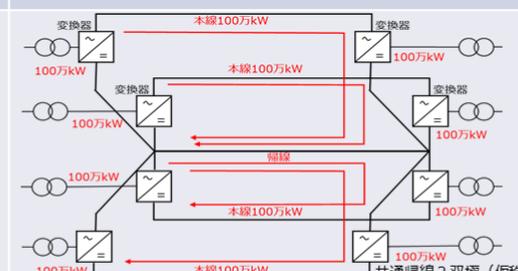


2. 費用便益評価について (2-12) HVDC単価について

マスタープラン中間整理

- マスタープランで扱うHVDC単価は、中間整理で整理したものを踏襲する。
- 将来的な技術革新により多端子の採用の可能性は考慮しつつ、現時点では既存技術を前提として費用を算定する。

- 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 | 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 | 2,000 ~ 3,600 | 260 ~ 360 | 2,260~3,960 (22.6~39.6) |
| 200万kW (2GW) |  | 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) |  | 4 | 1 | 5,000 ~ 9,000 | 1,040 ~ 1,440 | 6,040~10,440 (15.1~26.1) |

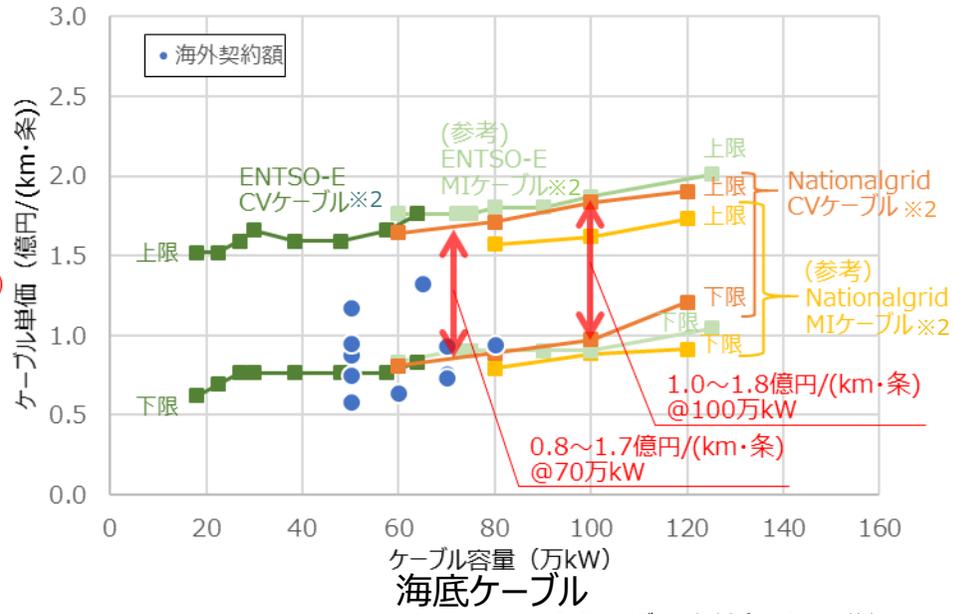
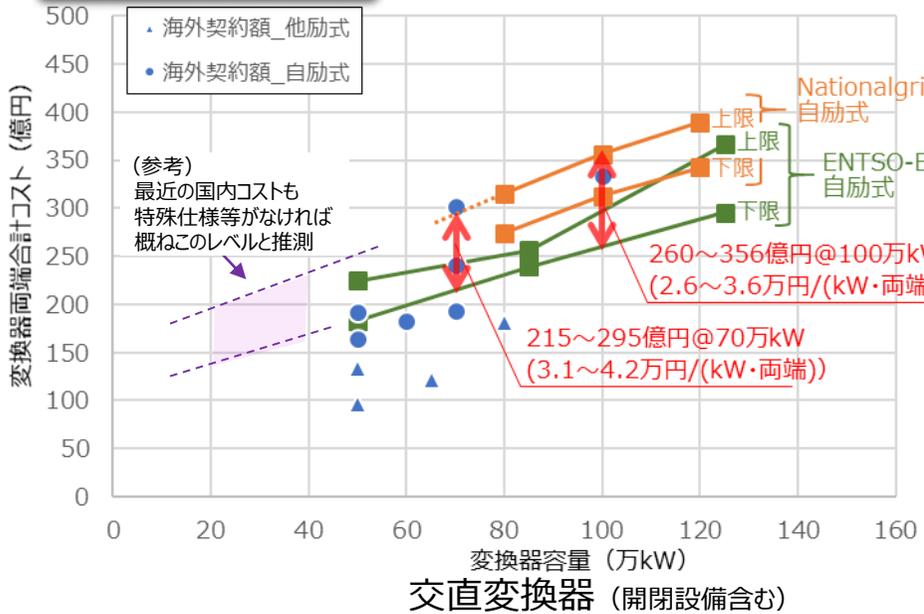
距離を変えた費用算出の際は、変換器費用を変えず、ケーブル費用のみ変えて算定することに留意

※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。

- 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、工事の具体化にあたっては、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



【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、運開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。

※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

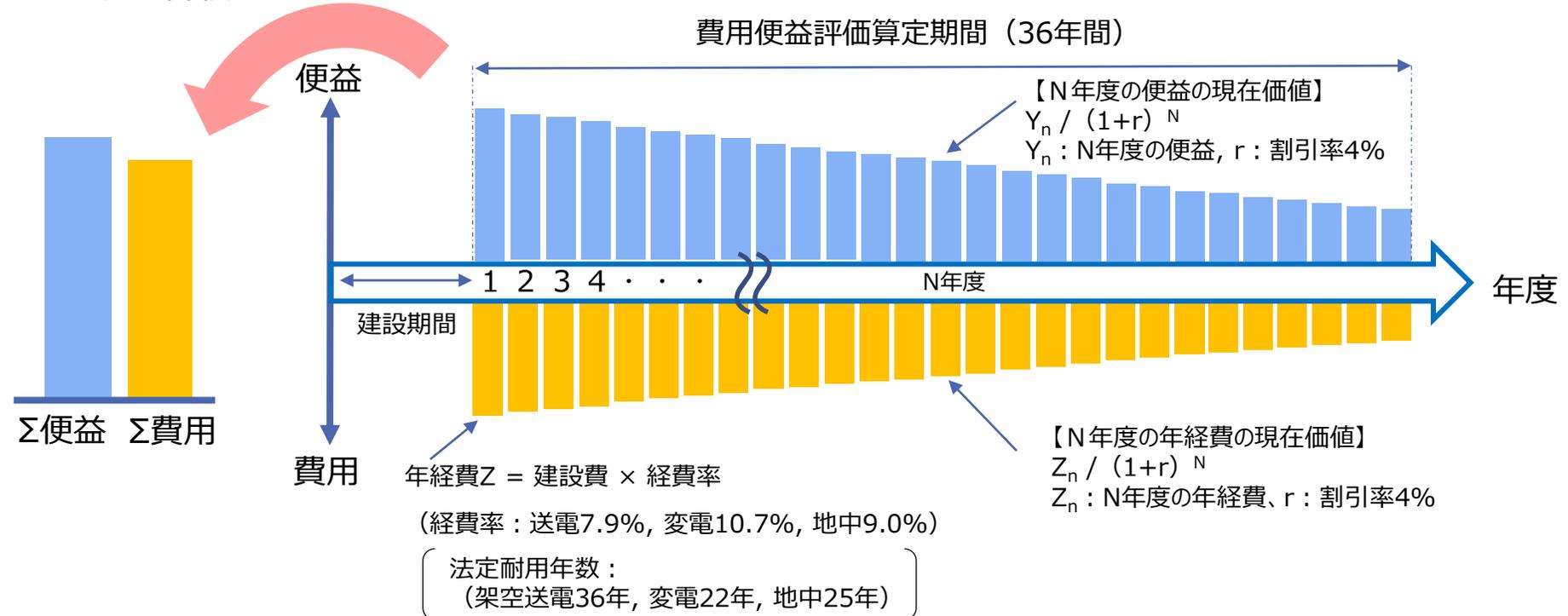
(注) ケーブル単価は材料である銅の市場価格と連動することに留意が必要

2. 費用便益評価について

(2-13) 費用便益評価の考え方

- 評価算定期間内の年度毎の費用と便益を想定し、現在と将来の貨幣価値を合わせるため、割引率により将来の貨幣価値を現在価値に換算し、合計した費用及び便益により評価する。
- 便益としては、システムを強化した場合(With)と強化しない場合(Without)の運転費の差分等（燃料費削減やCO2対策費削減等）を算出。
- マスタープランの長期展望においては、全国の強化方策を一体的に評価する必要があることから、評価期間を一律36年に設定。個別の強化方策については、整備計画を具体化する中であらためて評価を行う。

<費用便益評価のイメージ>



(1) 東地域における系統増強の考え方について (振り返り)

2022.6.23第18回マスタープラン検討委員会資料1

4 - 1. 東地域の増強案の検討について 【論点3】

(1) 東地域における系統増強の考え方

- 東地域においては、北海道・東北地内に需要を大幅に上回る再エネ導入量が想定されることから、再エネを有効活用するためには大消費地への送電が必要となる。
- 加えて、メリットオーダーにより再エネの発電量が増加した場合、北海道地内の調整力確保、東北地内の同期安定性維持等の制約により、再エネの出力制御量が増加する懸念がある。
- 北海道エリアの洋上風力などを本州の大消費地へ送電するためには、いずれにしても海域を横断することが必須であり、北海道道南エリア及び東北北部エリアの陸域の既存送電設備が容量上限に達していることも勘案すれば、長距離大容量かつ海底ケーブル送電に優位性のあるHVDCにより大消費地まで送電する方式も考えられる。

① 北海道・東北地内における同期安定性等の課題

同期安定性による制約

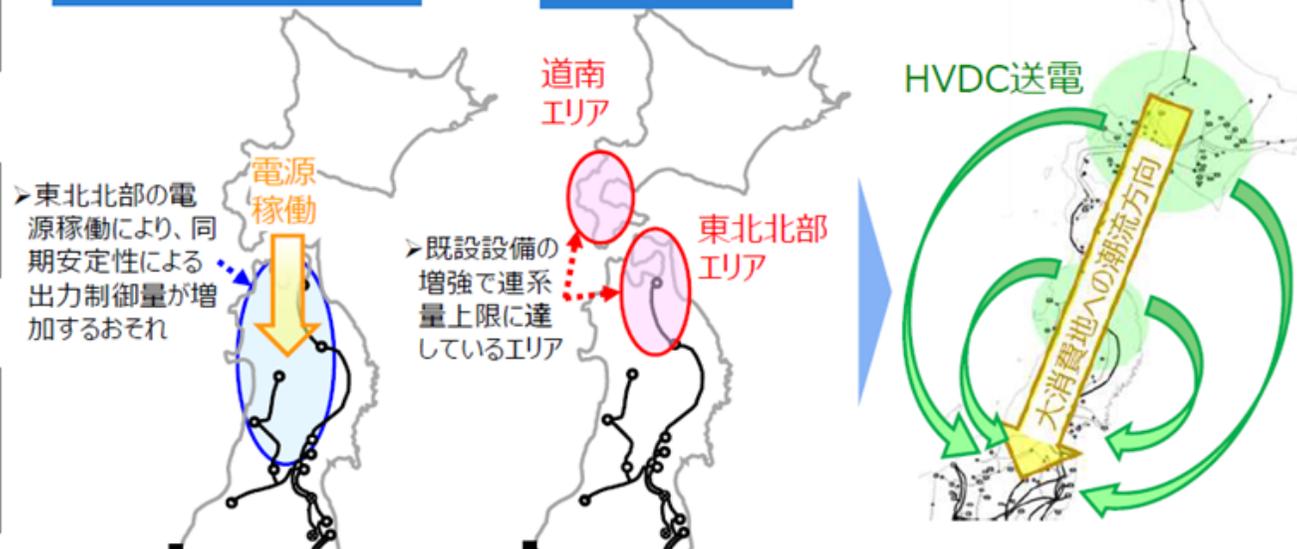
増強困難エリア

② HVDC送電ルート（北海道～本州）の必要性

➢ 東北北部の電源稼働により、同期安定性による出力制御量が増加するおそれ

➢ 既設設備の増強で連容量上限に達しているエリア

③ 本州側の空容量を考慮したHVDCルート・増強規模をB/C等を確認し検討

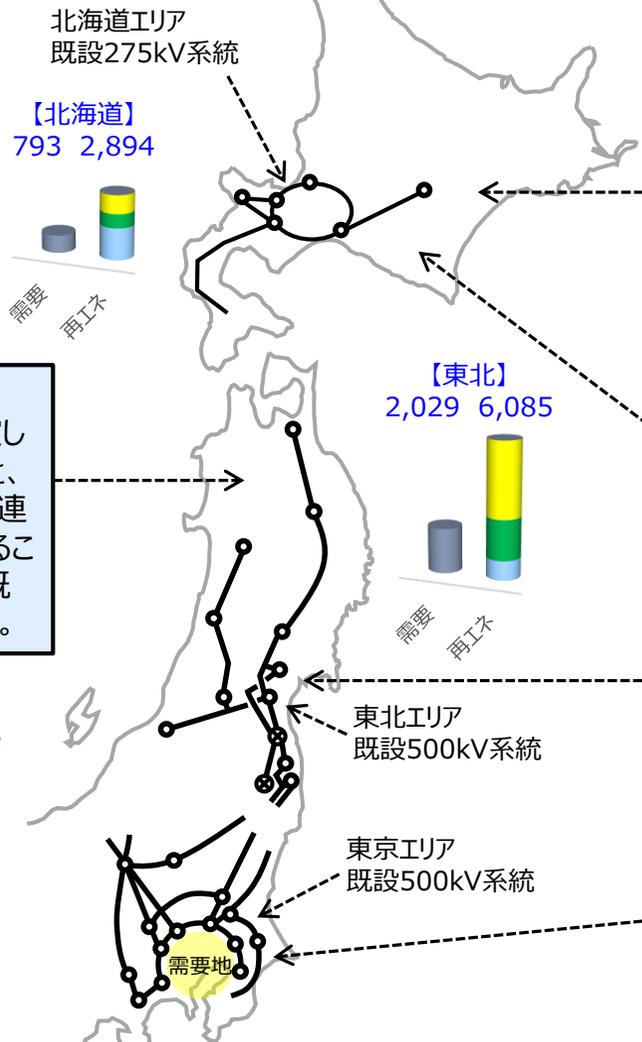


3 - 1. 東地域の系統増強方策について

(2) 再エネ大量導入に伴う系統課題について

■ 東地域は、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することが想定され、その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は、再エネ導入に伴う系統課題を考慮した系統増強が必要となる。

東地域系統課題



【北海道地内系統】
 ➢ 道北・道東・道南に大量の再エネ導入が想定され、既設系統の増強だけでは対応が難しいため、道央に向けた275kV送電線等の新設による増強が必要。
 ➢ 北海道地内系統とHVDCを接続する場合、容量200万kWや400万kWといった大容量HVDCを接続するとHVDC脱落時に、基準を超過する周波数影響を受けるため、北海道地内系統とHVDCは、周波数影響を許容可能な容量(今回の検討では100万kW)で制約した単位での接続が必要。

【北海道・東北地内系統】
 ➢ 大量の再エネ導入が想定されるエリアでは、連系に伴い大規模な地内系統の増強が必要となるが、混雑している系統を一つ一つ増強すると増強規模が拡大する。そのため、電源ポテンシャル近傍にHUB設備(連系変圧器・開閉設備)を新設し、電源を集約して設備容量が大きい広域連系系統(最上位電圧から上位二階級)に連系する対策が有効となる。

【東北地内系統】
 ➢ 東北北部においてマスタープランで想定している再エネポテンシャルが導入されると、同期安定性の制約により東北東京間連系線の運用容量が低下する。低下することで出力制御など制約が生じるため、既存系統を最大限活用した対策が必要。

【東京地内系統】
 ➢ 東京地内では、北海道・東北エリアの再エネ潮流を受け入れるとき、地内の発電量が減るなど、地内の潮流が変化することになるため、これに対応した地内増強が必要となる。

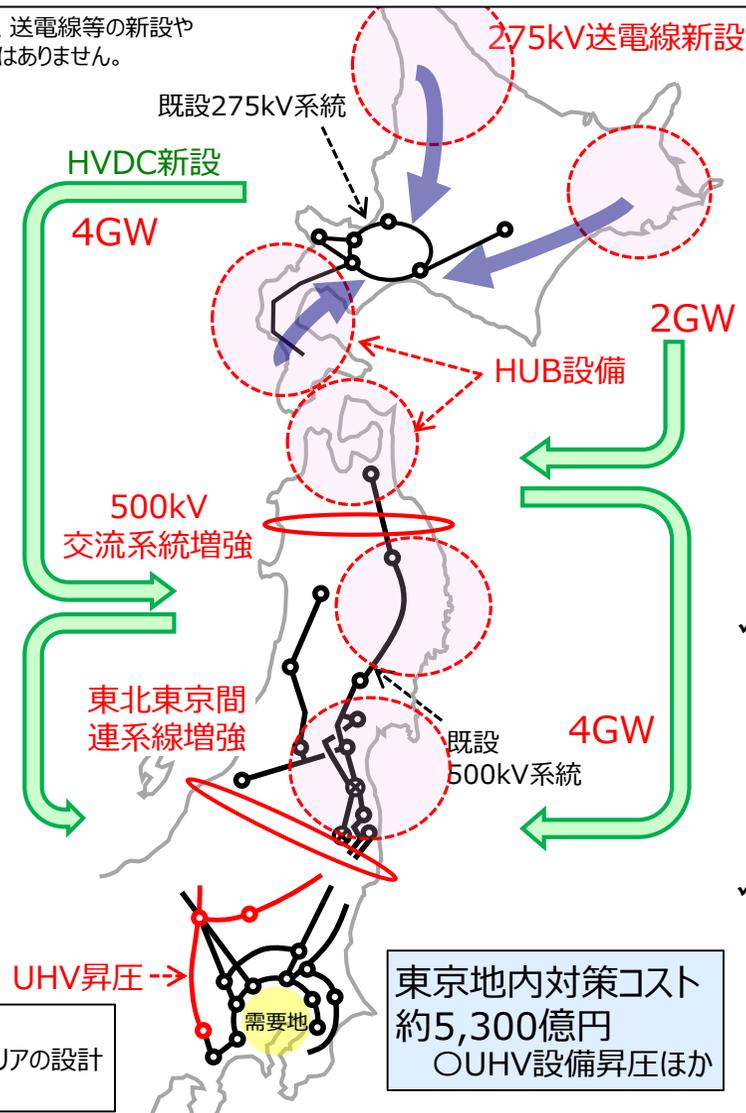
3-1. 東地域の系統増強方策について

(3) 系統課題を踏まえた増強方策について

■ 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。



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。マスタープラン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、電源ポテンシャル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。

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、ルートについては、海と陸との比較や既存インフラの活用等についても、整備計画を具体化する中で検討し、より効率的な設備形成を検討していく。
- ✓ 洋上風力ポテンシャルの大きい、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。マスタープラン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、整備計画の具体化において詳細検討していく。

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ポテンシャル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、整備計画の具体化において詳細検討していく。

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。

東京地内対策コスト
約5,300億円
○UHV設備昇圧ほか

3 - 1 . 東地域の系統増強方策について

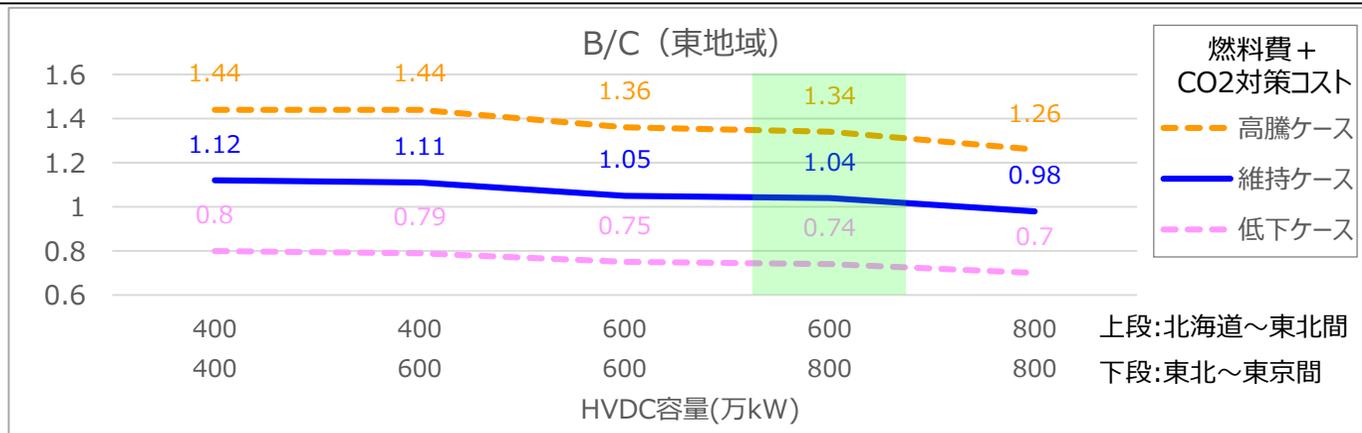
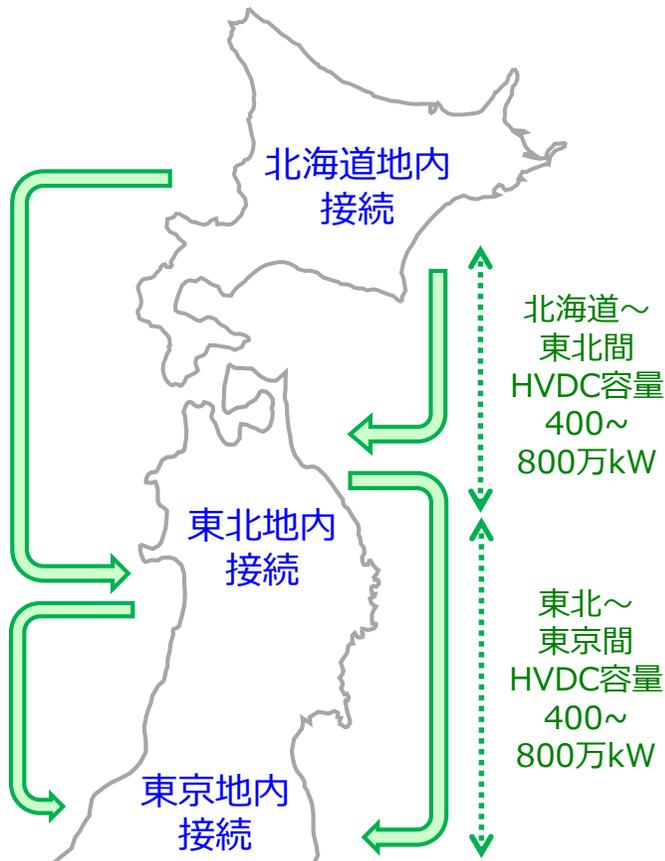
(4) 東地域の工事費内訳

| | | 増強対象 | 工事概要 | 工事費計 | |
|-----|-------|---------------------|--|--|-----------|
| 東地域 | 連系線増強 | 北海道東北間HVDC (600万kW) | <ul style="list-style-type: none"> ➢ 北海道～東北間HVDC400万kW新設(日本海側,600km) ➢ 北海道～東北間HVDC200万kW新設(太平洋側,300km) ※ 北海道地内系統とHVDCは、HVDC脱落等による周波数影響を考慮した容量(今回の検討では100万kW)で制約した単位での接続としている。 | 約13,400億円～ 約18,000億円 | |
| | | 東北東京間HVDC (800万kW) | <ul style="list-style-type: none"> ➢ 東北～東京間HVDC400万kW新設(日本海側,400km) ➢ 東北～東京間HVDC400万kW新設(太平洋側,500km) | 約11,500億円～ 約16,400億円 | |
| | | 東北東京間連系線(交流系統) | <ul style="list-style-type: none"> ➢ 500kV送電線新設 ➢ 既設275kV送電線、変電所昇圧(275kV→500kV) ➢ 既設500kV送電線引込方法変更 ほか | 約2,000億円 | |
| | 地内増強 | 北海道 | 275kV送電線新設 HUB設備、開閉所新設ほか | <ul style="list-style-type: none"> ➢ 275kV送電線新設 ➢ HUB設備、開閉所新設 ➢ 既設187kV送電線、変電所昇圧 ほか | 約11,000億円 |
| | | 東北 | 500kV送電線新設 HUB設備新設ほか | <ul style="list-style-type: none"> ➢ 500kV送電線新設 ➢ HUB設備新設 ほか | 約6,500億円 |
| | | 東京 | UHV設備昇圧他 | <ul style="list-style-type: none"> ➢ 既設500kV変電所、開閉所UHV昇圧 ➢ 開閉所新設ほか | 約5,300億円 |
| 小 計 | | | | 約49,700億円～ 約59,200億円 | |

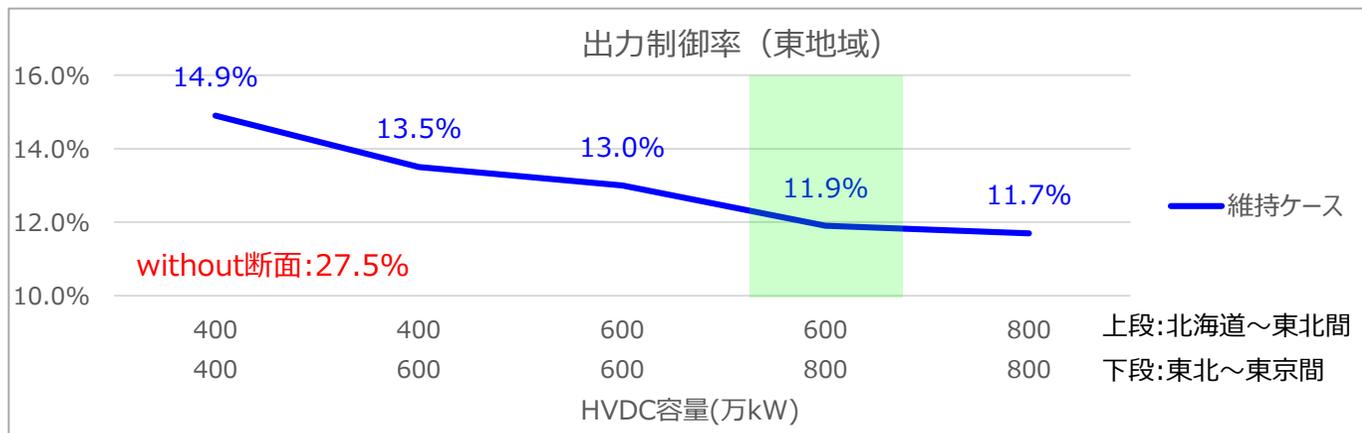
3-1. 東地域の系統増強方策について (5) 費用便益評価について

■ 基本シナリオにおけるHVDC構成は、各エリアの再エネポテンシャル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、再エネ出力制御率が落ち着く北海道～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、HVDCの構成および容量については、整備計画の具体化において詳細検討していく。

東地域HVDC構成



※便益はアデカシー、送電ロスを考慮 ※コストは地内増強を考慮、HVDCは上限値



3-2. 中西地域の増強方策の検討について

(1) 中西地域における系統増強の考え方 (振り返り)

- 前回委員会において、以下の検討ステップで増強方策を検討することとしていた。

4-2. 中西地域の増強案の検討について 【論点3】

(2) 中西地域における系統増強の考え方

8

第18回マス方委 資料1

- 九州における再エネを大消費地に送電するためには、関門連系線は周波数制約があることから複線化が必要となる。
- 東向き潮流が増加することになれば、同期安定性の課題が発生するため、電制や設備増強等（同期調相機等の設置を含む）が必要であり、更に重潮流化すれば、中西系統全体の同期安定性等も課題となる。

① 関門連系線は1ルートで周波数制約があるため、増強するにはルート新設が必要

② 九州～中国ルート容量検討では、関中連系線の運用容量を考慮して分析

比較

③ 九州～四国ルート容量検討では、四国地内、関西四国間連系設備の将来設計（昇圧）を考慮して分析

④ 関中連系線および本四連系線増強の必要性を確認

※ ②、③の比較検討により、既存設備を最大限活用した増強規模を見極め

⑤ ①～④のステップを検討したうえで、中地域で計画されている増強案による効果を確認

⑥ 九州～関西間のHVDC送電ルート新設の将来的な可能性についても検討



3-2. 中西地域の増強方策の検討について

(2) 中西地域の課題と検討の方向性

- 九州の再エネポテンシャルを大消費地へ送電するためには、関門連系線の周波数制約や中西地域の同期安定性等の様々な系統課題が存在する。

中西地域の系統課題

【関西中国間連系線】

運用容量を拡大するためには、中国地内の増強やルート新設等の大規模な増強工事が必要

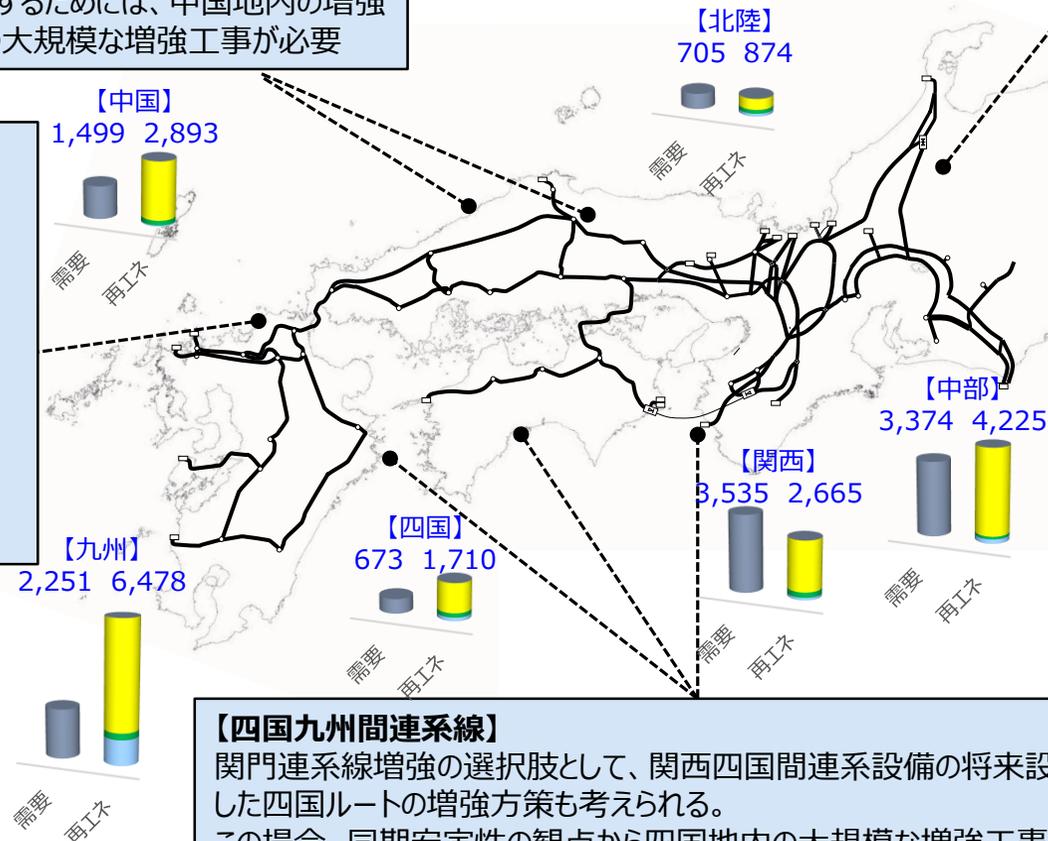
【中国九州間連系線】

運用容量を拡大するためには、交流連系・直流連系ともに以下の課題解決が必要

- ✓ 交流連系の課題
 - ・長距離交流海底ケーブルの製作・施工に関し技術開発を要す
- ✓ 直流連系の課題
 - ・周波数制約が継続すると考えられ、費用便益が低下する可能性
 - ・交流系統事故時の交直ルート同時停止リスク対応

【中地域】

既に計画決定されている中部関西間第二連系線や一般送配電事業者から提案のあった中地域交流ループについて、マスタープランにおいてあらためて効果を確認する必要がある



【四国九州間連系線】

関門連系線増強の選択肢として、関西四国間連系設備の将来設計を考慮した四国ルートの増強方策も考えられる。
この場合、同期安定性の観点から四国地内の大規模な増強工事が必要

➤ 基本シナリオの需要と再エネ設備量比較

【エリア】

需要(万kW)

■ H3需要

再エネ設備量合計(万kW)

■ 太陽光

■ 陸上風力

■ 洋上風力

3-2. 中西地域の増強方策の検討について (3) 中西地域の課題と検討の方向性

- 既に計画策定プロセスが開始されている関門連系線および中地域の増強方策については、運転コスト※次第では $B/C > 1$ となることが確認された。しかし、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。また、将来、電源、需要の構造変化が生じる可能性もあることから、具体的な増強規模や設備形態については、計画策定プロセスの中で、直流連系案も選択肢として検討を深める。
- 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。

※運転コスト：燃料費 + CO2対策コスト

中西地域の増強イメージ

関門連系線増強（中国ルート交流連系）
約4,200億円

○500kV送電線新設ほか

中国地内増強
約1,000億円

○500kV送電線新設

✓ 中国地内増強により関西中国間連系線の運用容量拡大が可能となるため、関門連系線増強後の選択肢とする

中地域増強
約520億円

○中部関西間第二連系線新設
○中地域交流ループ

✓ B/C向上の効果が確認できたことから、実施に向け検討を深める

✓ 長距離交流海底ケーブルの製作・施工に関する技術開発を要するため、工事費増となる可能性があるが、交流連系は比較的大きな運用容量拡大効果が期待できるため、運転コストおよび工事費次第では $B/C > 1$ となる可能性がある

関門連系線増強（中国ルート直流連系）
約3,600億円～約4,100億円

○HVDC送電ルート新設ほか

✓ 運用容量拡大効果などの面で交流連系に劣るものの、運転コストおよびHVDCコスト次第では $B/C > 1$ となる可能性がある

中部地内増強
約30億円

○500kV変電所増強

四国地内増強
約1,600億円

○500kV送電線増強

関西四国間連系設備増強（昇圧）
約1,300億円

○HVDC変換器増設

九州地内増強
約100億円

○500kV変電所増強

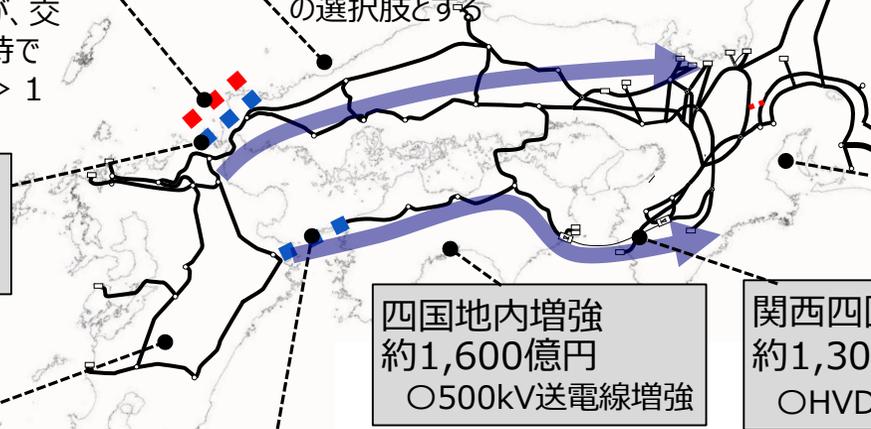
四国九州間連系線増強
約3,500億円～約4,100億円

○HVDC送電ルート新設ほか

✓ 四国地内の同期安定性の解消のため地内増強工事が必要となるが、将来設計を考慮した紀伊水道直流連系設備の増強（昇圧）とあわせて実施することで運転コストおよびHVDCコスト次第では $B/C > 1$ となる可能性がある

交流
■ ■ ■
直流
■ ■ ■

※四国ルートの場合は約200億円



3-2. 中西地域の増強方策の検討について
 (4) 中西地域の工事費内訳 (選択肢含む)

| 増強対象 | | | 工事概要 | 工事費計 | |
|--------------|-------|--|---|--|---------------------------|
| 中西地域 | 連系線増強 | 中国九州間 (交流連系) (278 ⇒ 556万kW) | <ul style="list-style-type: none"> ➤ 500kV送電線新設 (約40km) ➤ 電圧対策 (系統安定化装置、SC設置)、STATCOM設置 | 約4,200億円 | |
| | | 選択肢 | 中国九州間HVDC (280万kW) | <ul style="list-style-type: none"> ➤ 九州~中国間HVDC280万kW新設(約40km) ➤ 電圧対策 (系統安定化装置、SC設置)、STATCOM設置 | 約3,600億円 ~ 約4,100億円 |
| | | 中地域 (中部関西間第二連系線新設) (中地域交流ループ) | <ul style="list-style-type: none"> ➤ 500kV送電線新設 (2km) ➤ 短絡容量超過対策、電磁誘導対策ほか | 約520億円 | |
| | | 選択肢 | 四国九州間HVDC (280万kW) | <ul style="list-style-type: none"> ➤ 九州~四国間HVDC280万kW新設(約60km) ➤ 電圧対策 (系統安定化装置)、STATCOM設置 | 約3,500億円 ~ 約4,100億円 |
| | | 関西四国間連系設備 (140⇒280万kW) | <ul style="list-style-type: none"> ➤ HVDC変換器増設 (140万kW, ±500kV昇圧) | 約1,300億円 | |
| | | 中国地内 (関西中国間の運用容量拡大) | <ul style="list-style-type: none"> ➤ 500kV送電線新設 (約70km) | 約1,000億円 | |
| | | 増強方策 | 中部地内 | <ul style="list-style-type: none"> ➤ 500kV変電所増強 | 約30億円 |
| | 九州地内 | <ul style="list-style-type: none"> ➤ 500kV変電所増強 | 約100億円 | | |
| | 地内増強 | 選択肢 ※1 | 中部地内 | <ul style="list-style-type: none"> ➤ 500kV変電所増強 | 約30億円 |
| | | | 四国地内 | <ul style="list-style-type: none"> ➤ 500kV送電線増強 | 約1,600億円 |
| 九州地内 | | | <ul style="list-style-type: none"> ➤ 500kV変電所増強ほか | 約200億円 | |
| 小 計 (選択肢を除く) | | | | 約4,800億円 | |

※ 1 四国九州間連系設備を選択肢とする場合の地内増強

3-2. 中西地域の増強方策の検討について

(5) 九州～中国ルートと九州～四国ルートの費用便益評価

- 中国ルート・四国ルートともに、便益に占めるアデカシーの割合が高いものの、運転コストやHVDCコスト次第では $B/C > 1$ となることが期待できることから、今後の社会情勢変化を踏まえ、最適な増強工事の対策内容を見極めていく必要がある。
- 長期展望における関門連系線増強については、現時点において B/C や系統の安定性の面で優位な**中国ルートを基本ケース**とするが、今後、計画策定プロセスで整備計画を具体化していく中で、情勢変化を見極めながら、その他の案の適用も選択肢として検討していくこととなる。

| 費用便益項目 | | 中国ルート※1 | 四国ルート |
|-----------------|----------------|---|---|
| 工事概要 | | <ul style="list-style-type: none"> 500kV送電線新設 電圧対策 系統安定度対策 地内基幹系統増強 | <ul style="list-style-type: none"> HVDCルート新設 (280万kW, 共通帰線2双極) 関西四国間連系設備増強 電圧対策 系統安定度対策 地内基幹系統増強 |
| 巨長 | | 約40km (迂回が必要な場合は約50km) | 約60km |
| コスト | 概算工事費 | 約4,300億円 | 約6,600～7,200億円※3 |
| | 年経費※2 (初年度) | 408億円 | 648～705億円※3 |
| 便益 (初年度) | 燃料費・CO2コスト削減※4 | 164～322億円 | 243～502億円 |
| | 送電ロス※4 | ▲13～▲22億円 | ▲24～▲42億円 |
| | アデカシー | 106億円 | 104億円 |
| B/C | | 0.7～ 1.1 | (HVDC上限) 0.5～0.9 (HVDC下限) 0.6～ 1.0 |
| 系統の安定性 | | 周波数制約が解消される | |
| 再エネ出力制御率 (中西地域) | | 10.5% | 10.2% |

※1 交流連系を基本としつつ、今後、技術的課題等を踏まえた検討の中で、直流連系適用などの選択肢も視野に検討 (中国、四国ルートとの比較など)

※2 概算工事費をもとに以下の年経費率にて算出。

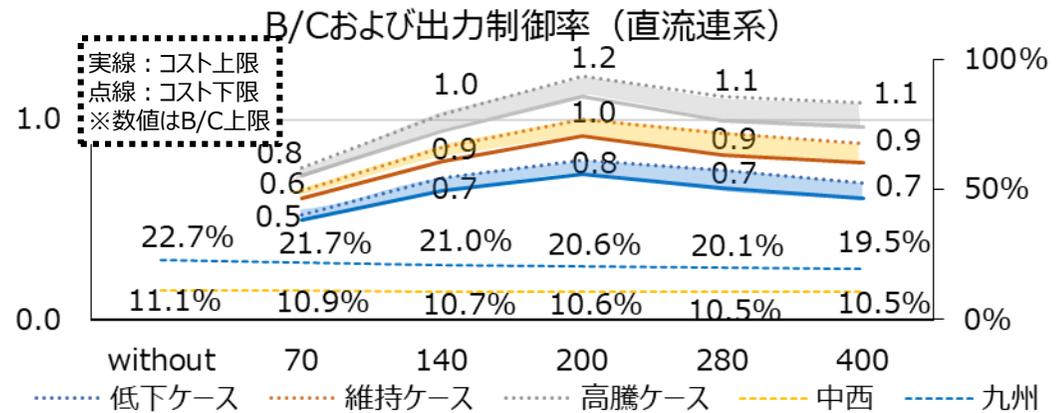
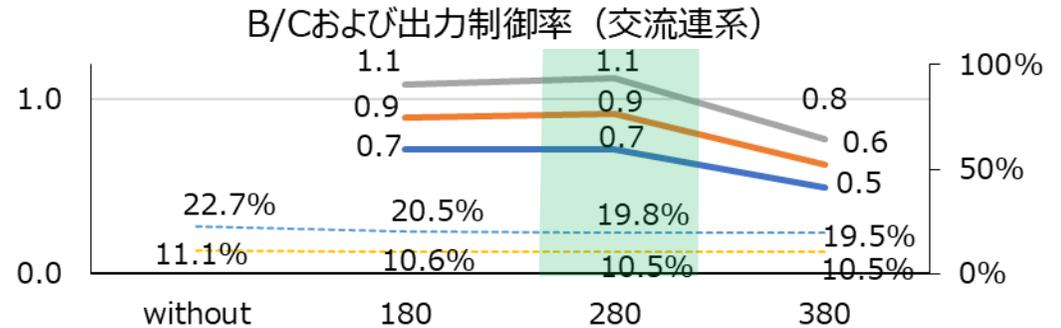
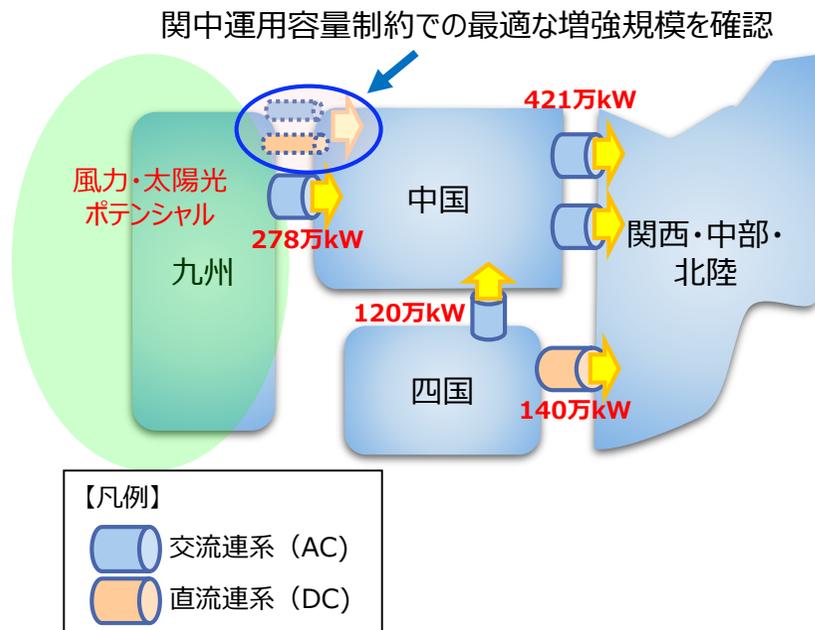
架空送電 (7.9%)、地中送電 (9.0%)、変電 (10.7%)

※3 HVDCコストの下限～上限を考慮

※4 燃料価格想定の下限～上限を考慮

- 関門連系線の運用容量を拡大した場合、280万kW程度まではB/Cが増加する傾向が見られ、燃料価格およびHVDCコスト次第では $B/C > 1$ となる。このため、長期展望においては、**関門連系線の増強規模は280万kW程度**を目安に検討を進める。
- マスタープランの長期展望においては、周波数制約解消の効果もある交流連系を基本ケースとするものの、交流連系にも様々な技術的課題等が存在することから、計画策定プロセスで整備計画を具体化していく中で、直流連系適用の選択肢や増強規模も含め検討を深めていくこととなる。

関門連系線の増強規模



※便益はアデカシー、送電ロスを考慮

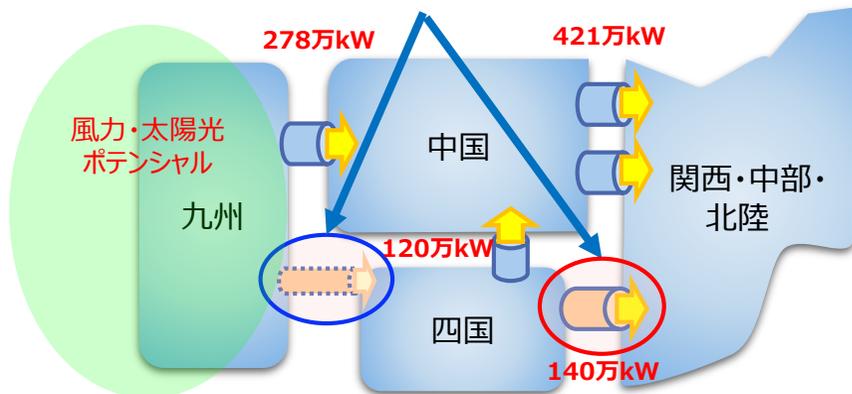
※コストは地内増強を考慮 (代表ケースで抽出し、各増強規模に適用)

3-2. 中西地域の増強方策の検討について (7) 九州～四国ルート

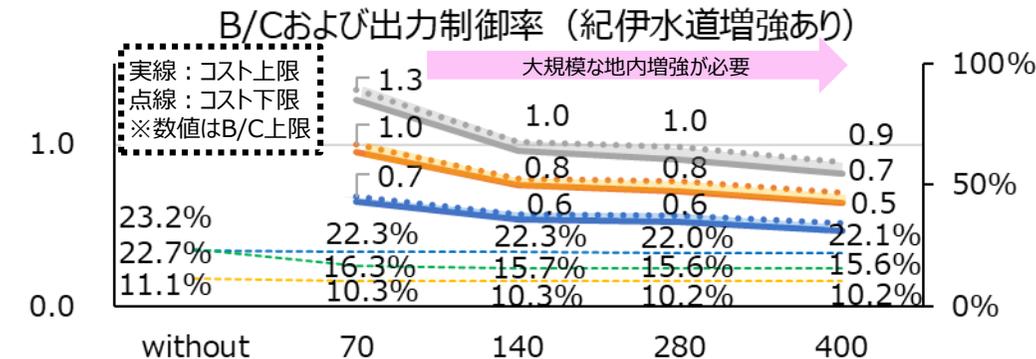
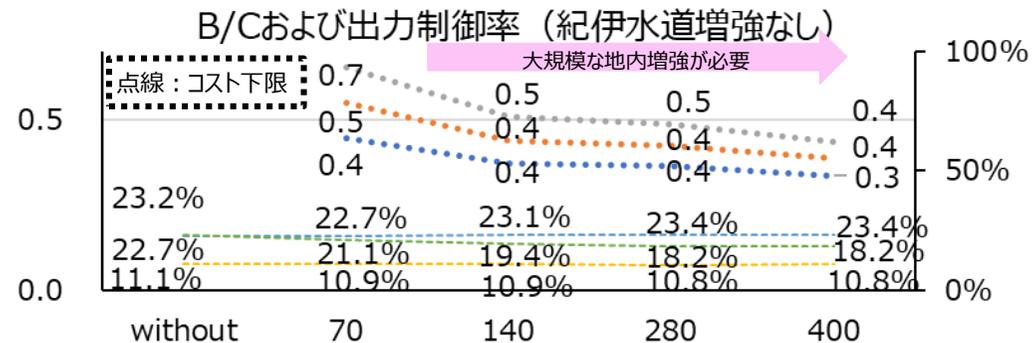
- 関西四国間連系設備の制約のもと、九州～四国ルートに新ルートを構築した場合、どの増強規模においてもB/Cが1を下回る結果となった。
- 九州～四国間のHVDCルート新設に加え、さらに既設の関西四国間連系設備を増強（昇圧）した場合は、運転コストおよびHVDCコスト次第ではB/C > 1となる可能性があることを確認した。
- このため、今後、技術的課題等を踏まえて計画策定プロセスで整備計画を具体化していく中で、紀伊水道増強を含めた九州～四国ルートの選択肢も視野に、増強規模も含め検討を深めていくこととなる。

四国九州間連系設備の増強規模

四国地内増強を含む関西～四国ルート制約での最適な増強規模を確認（紀伊水道増強有無で確認）



- 【凡例】
- 交流連系 (AC)
 - 直流連系 (DC)

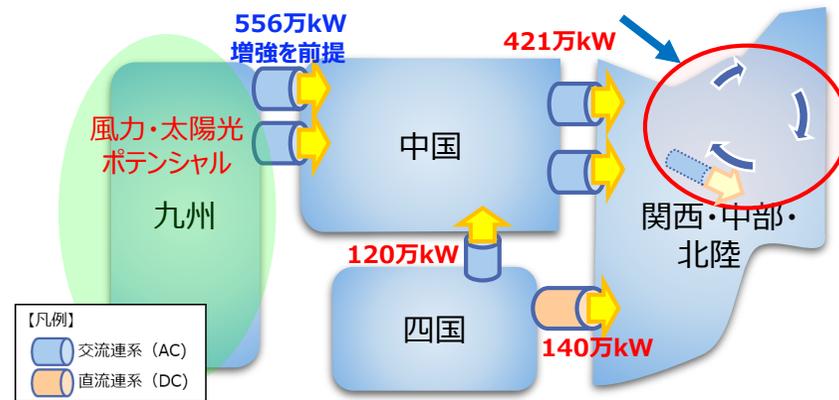


●●● 低下ケース ●●● 維持ケース ●●● 高騰ケース ●●● 中西 ●●● 九州 ●●● 四国
 ※便益はアデカシー、送電ロスを考慮
 ※コストは地内増強を考慮（代表ケースで抽出し、各増強規模に適用）

■ これまでのステップで確認した増強規模のうち関門増強（中国ルート）を前提として、中部関西間第二連系線新設、中地域交流ループを反映し評価した結果、B/Cがさらに向上する効果が確認された。

中地域増強の効果確認

関門連系線増強後において中地域増強の効果を確認



中地域増強前後のB/Cおよび出力制御率

| | B/C | | | 出力制御率 |
|----------------|------------|------------|------------|--------------|
| | 低下 | 維持 | 高騰 | 中西 |
| 中地域増強なし | 0.7 | 0.9 | 1.1 | 10.5% |
| 中地域増強あり | 0.8 | 1.0 | 1.2 | 10.4% |

(1) 今後の進め方

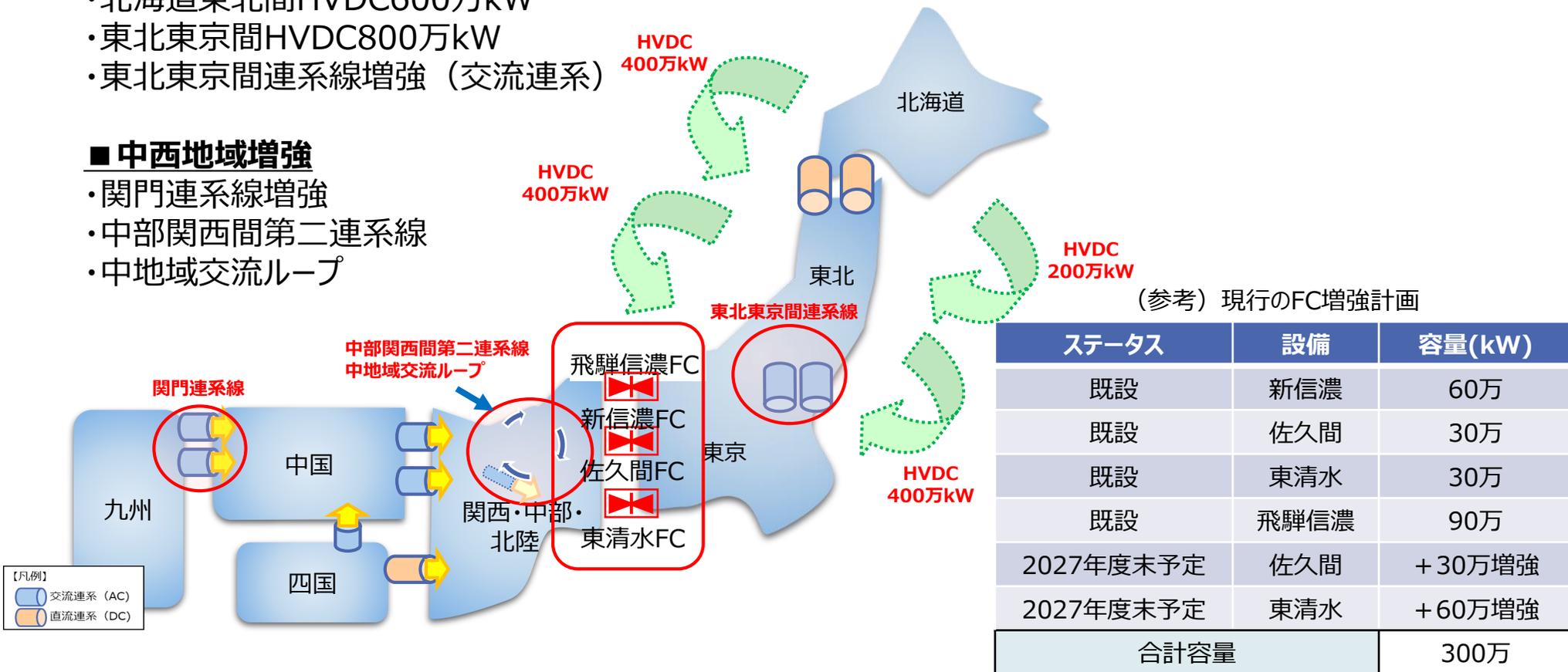
■ 東地域と中西地域の有望な増強システムを組み合わせた上でFCを増強した場合のシミュレーションを行い、FCを含めた日本全体のB/Cについて、次回の委員会でお示したい。

■ 東地域増強

- ・北海道東北間HVDC600万kW
- ・東北東京間HVDC800万kW
- ・東北東京間連系線増強 (交流連系)

■ 中西地域増強

- ・関門連系線増強
- ・中部関西間第二連系線
- ・中地域交流ループ



【凡例】
 交流連系 (AC)
 直流連系 (DC)

4. まとめと今後の進め方

- これまでの議論を踏まえて、**費用便益評価について確認し、需給立地誘導ケースである基本シナリオにおける東地域および西地域の系統増強方策について検討結果**をお示した。

【費用便益評価】

- ✓ 現状の燃料価格水準を基準として、燃料価格が低下したケース、高騰したケースを設定する
- ✓ 停電コストベースのアデカシー便益の算定に際しては、ESCJ調査結果や容量市場のトレードオフ曲線算定に用いられる停電コスト単価を参照する

【系統増強方策】

- ✓ 再エネの電気を大消費地へ送るためには系統増強が必要であり、B/Cや出力制御率等をもとに、有望な増強方策を検討した
- ✓ 東地域は、HVDC容量として、北海道～東北間600万kW、東北～東京間800万kW程度が有力となることを確認した
- ✓ 中西地域は、関門連系線の中国ルート（交流連系）を代表ケースとし、中地域の増強工事の実施により再エネ導入拡大に効果があることを確認した
- ✓ それぞれの増強方策の具体的な内容については、整備計画を具体化していく中で、他の選択肢も視野に検討を進めていく

- 今後は、FC増強を含めた**基本シナリオの系統増強方策についてとりまとめる**とともに、**複数シナリオの系統増強方策についても検討**を進めていく。

(参考) シミュレーション諸元

■ 複数シナリオにおいては、基本シナリオの需要条件を変化させている。詳細は以降のスライドを参照。

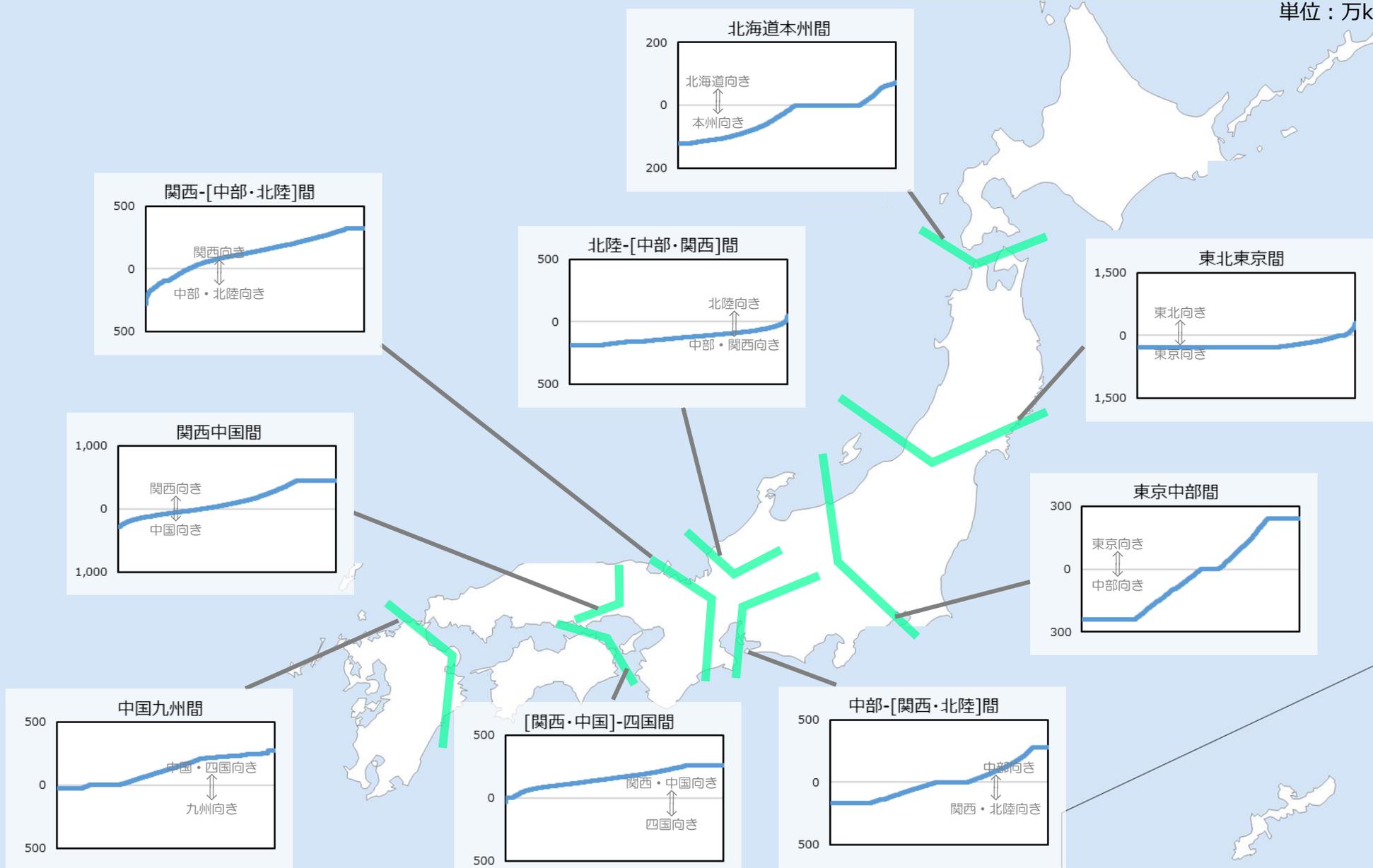
| 項目 | | 設定内容（詳細は次スライド以降を参照） |
|------|-----------------|---|
| 需要 | | <ul style="list-style-type: none"> ■ GDPやエネルギー消費見通し、カーボンニュートラルに向けた国の政策による電力需要の増加を反映して推定。 <ul style="list-style-type: none"> ①従来需要:8,050億kWh(各ノード需要は2019年度実績で按分、需要カーブは2019年度実績をベースに基本シナリオの従来需要に合うよう補正) ②電化需要の増加:2,607億kWh(各ノード需要は政策議論から引用、用途毎に個別に需要カーブに加算) ③脱炭素、エネルギー転換技術に伴う需要増加:1,828億kWh(各ノード需要は政策議論から引用、用途毎に個別に需要カーブに加算) <ul style="list-style-type: none"> ➢ 蓄電池モデル:1.2億kWh(各ノード需要は国の政策議論から引用、揚水と同様に経済運用) |
| 電源構成 | 再エネ | <ul style="list-style-type: none"> ■ エネルギー基本計画や国の審議会における政策議論を参考に、2050年の設備量を想定。 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 太陽光：約260GW（各ノード配賦は導入実績比率で按分） ➢ 陸上風力：約41GW（各ノード配賦は導入実績比率で按分） ➢ 洋上風力：約45GW（各ノード配賦は官民協議会ベース） ➢ 水力・バイオマス・地熱：約60GW（それぞれ約50GW・7GW・2GW） ■ 利用率については、2019年度供給実績に基づき設定※1 |
| | 火力 (化石+CCUS) | <ul style="list-style-type: none"> ■ 2021年度供給計画最終年度の年度末設備量に、一般送配電事業者へ契約申込済の電源を加えたものを各ノードに割り当て ■ 所内率※2、各月の最大出力、起動停止時間、最低出力を考慮 ■ 既存火力は、45年運転で廃止後、水素・アンモニア発電またはCCS付火力へリプレースと仮定 |
| | 原子力 | ■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定し、利用率は30か年平均値72.8%に設定 |
| | 水素・アンモニア | ■ 既設火力が45年運転で廃止後、その一部がリプレースされると仮定し、2050年度のkWh比率10%となるように調整 |
| | 揚水 | ■ 2021年度供給計画最終年度の年度末設備量で設定（1週間単位で上池水量4割に戻す経済運用） |
| | 調整力 | ■ 調整力として、各時間断面でエリア需要の8%分の上げ代/下げ代を揚水・火力・水素・アンモニアで確保※3 |
| 連系線 | | <ul style="list-style-type: none"> ■ 2021年度長期計画の運用容量を基本とする。（北本、FCはマージン確保） <ul style="list-style-type: none"> ※ 北海道本州間連系設備増強、東北東京間連系線増強、東京中部間連系設備増強は反映 ■ 系統増強やそれに伴う電源構成の変化による運用容量・マージンは、個別に検討して設定 |

※1 洋上風力は、2019年度NASA風況データから出力特性を模擬

※2 稼働中の火力発電所には、CCSが併設されるものと仮定し、CO2回収に必要な消費電力は所内率として考慮

※3 将来の調整力必要量は議論中のため、現行と同等の数値を用いる。調整力等委における議論状況を踏まえ、適宜反映。

単位: 万kW



単位: 万kW

