

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 18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。

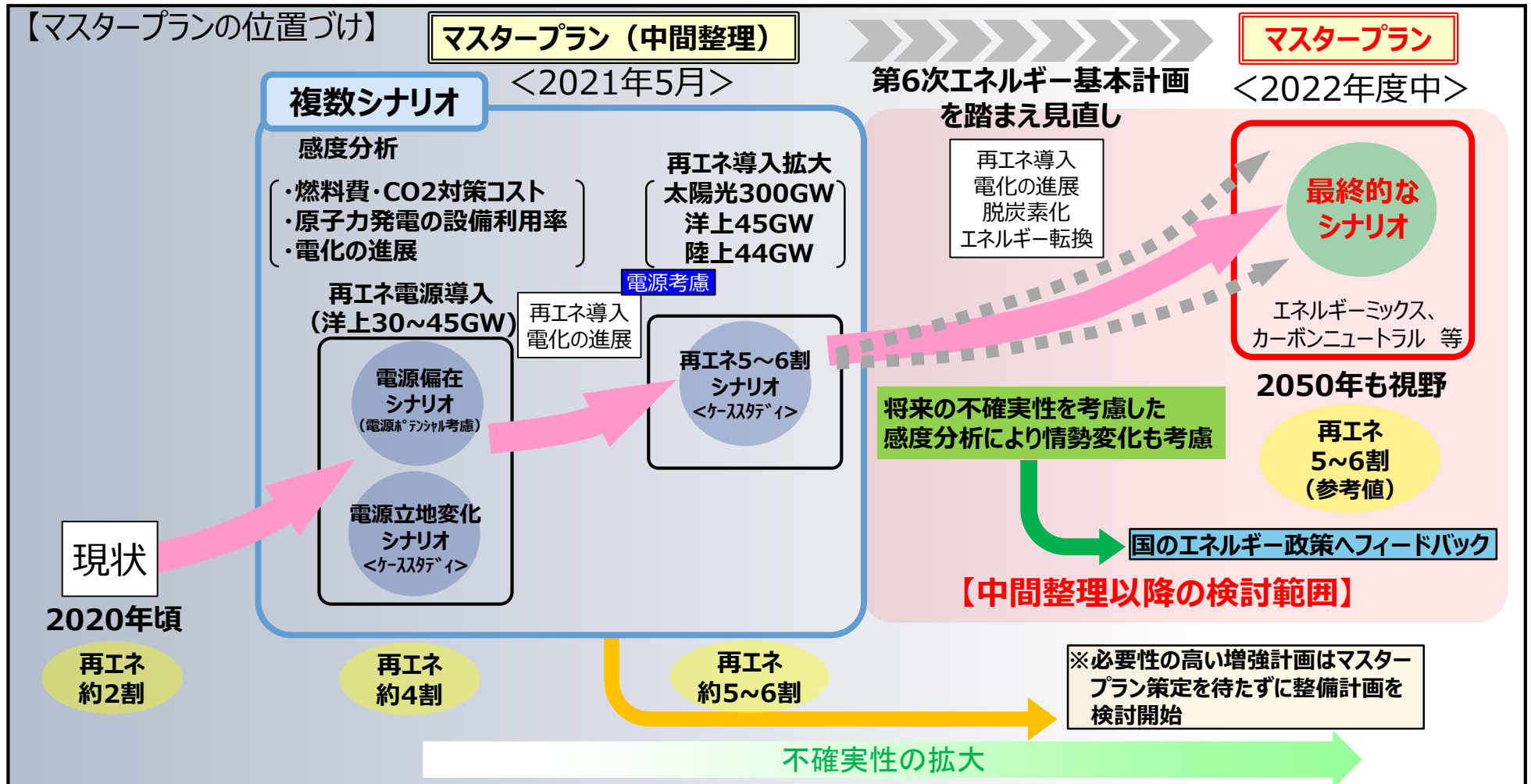
◆本委員会 開催予定	2022年度				
	11月	12月	1月	2月	3月
マスタープラン 広域系統 長期方針	第20回 ◆	第21回 ◆ ↑ 反映	第22回 ◆ マスタープラン (案)	パブコメ	第23回 ◆ 第24回 ◆ ● 3月末公表
長期展望	◆ 第19回 基本シナリオ① ◆ 第20回 基本シナリオ②	◆ 第21回 長期展望とりまとめ			

	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19回委員会において、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ご議論頂いた。
- 第20回本委員会では、東京中部間連系設備（FC）の増強についてお示しのうえ、基本シナリオにおける系統増強の長期展望について、とりまとめ結果をお示ししたい。また、感度分析の方法および調整力・慣性力に関する検討状況についてご説明する。

1. 東地域および中西地域の系統増強に関するこれまでの検討（振り返り）
2. 東京中部間連系設備（FC）の増強検討
3. 基本シナリオ（需給立地誘導ケース）における長期展望とりまとめ
4. 感度分析の方法
5. 調整力・慣性力に関する検討状況
6. 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。

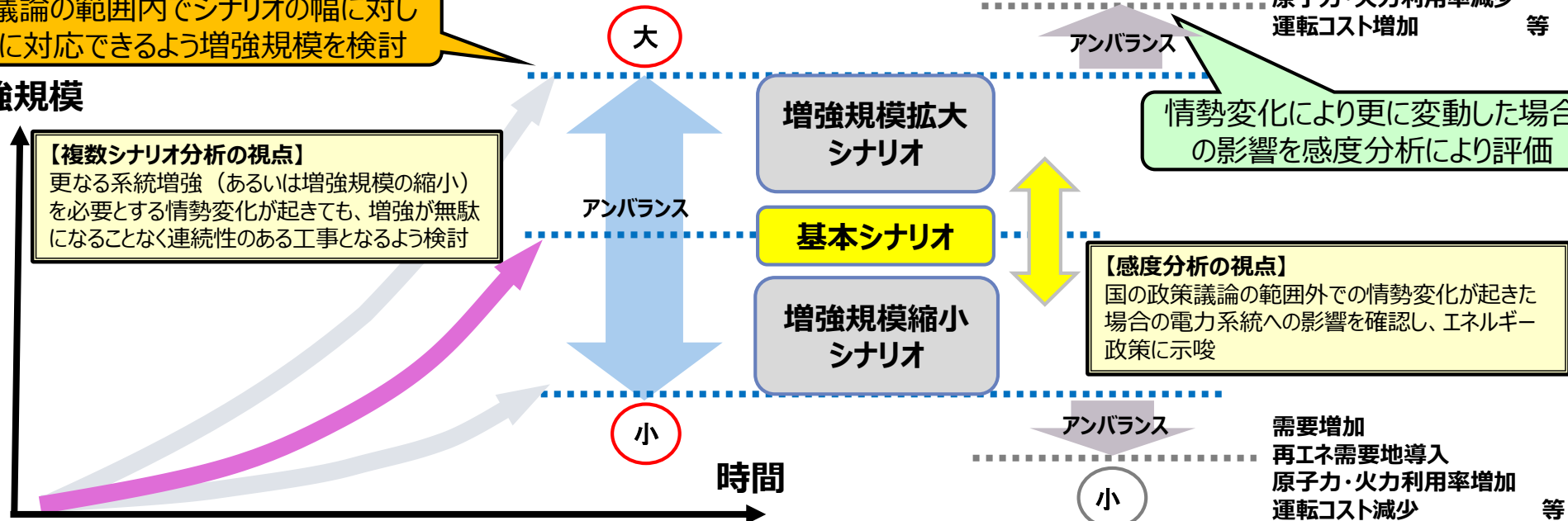
最終的なシナリオのイメージ

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

- 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※1)
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※2	◆
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

※1 送電ロス費用が減少する場合はプラスの便益、増加する場合はマイナスの便益

※2 出力制御率は太陽光・風力の合計

1 - 1. 東地域の系統増強に関するこれまでの検討（振り返り）

（1）系統課題を踏まえた増強方策

■ 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、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、東北の再エネポテンシャルも大きく、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

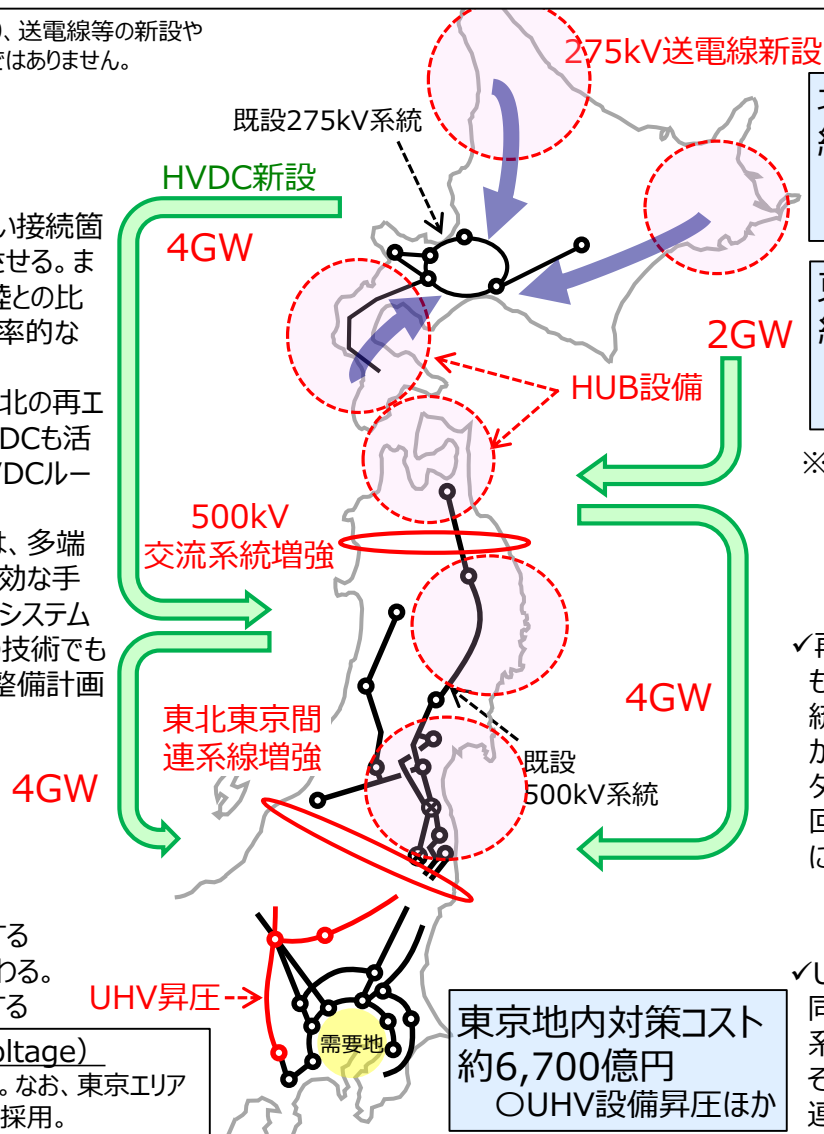
約2,000億円

○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。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。

東京地内対策コスト

約6,700億円

○UHV設備昇圧ほか

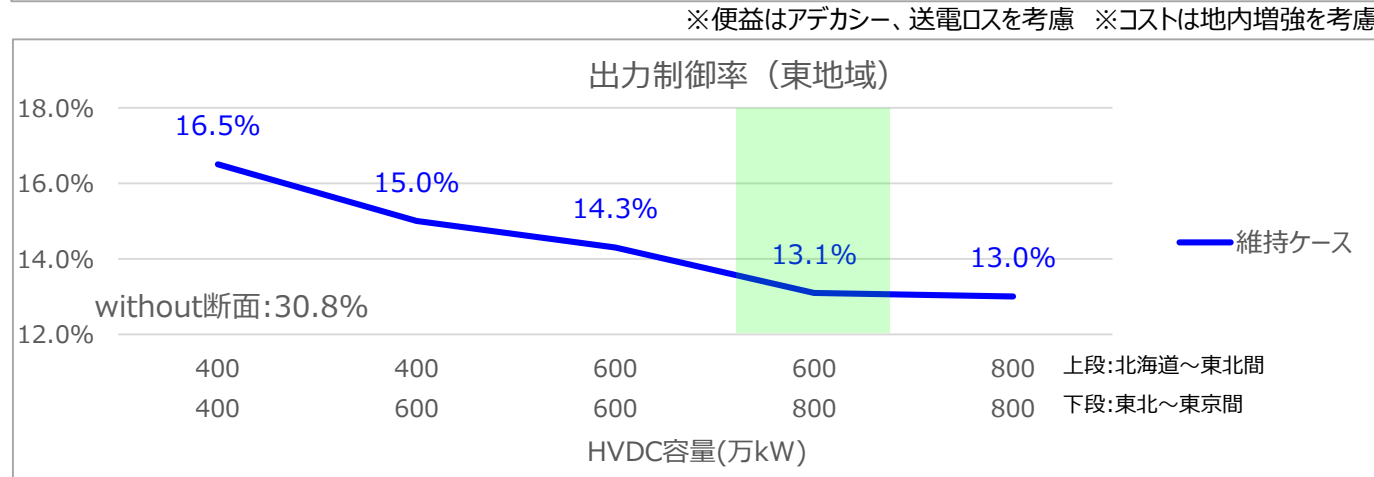
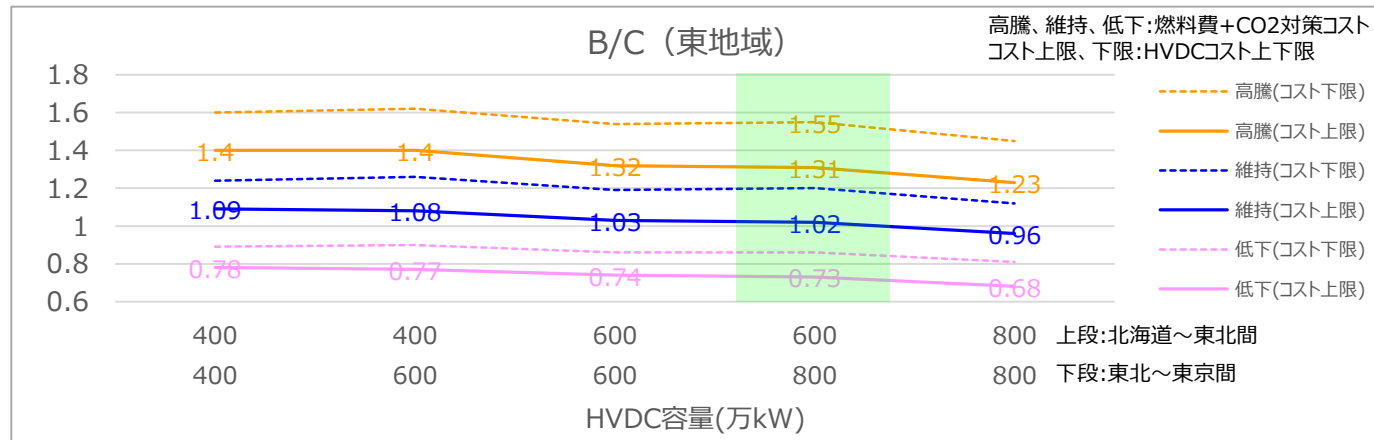
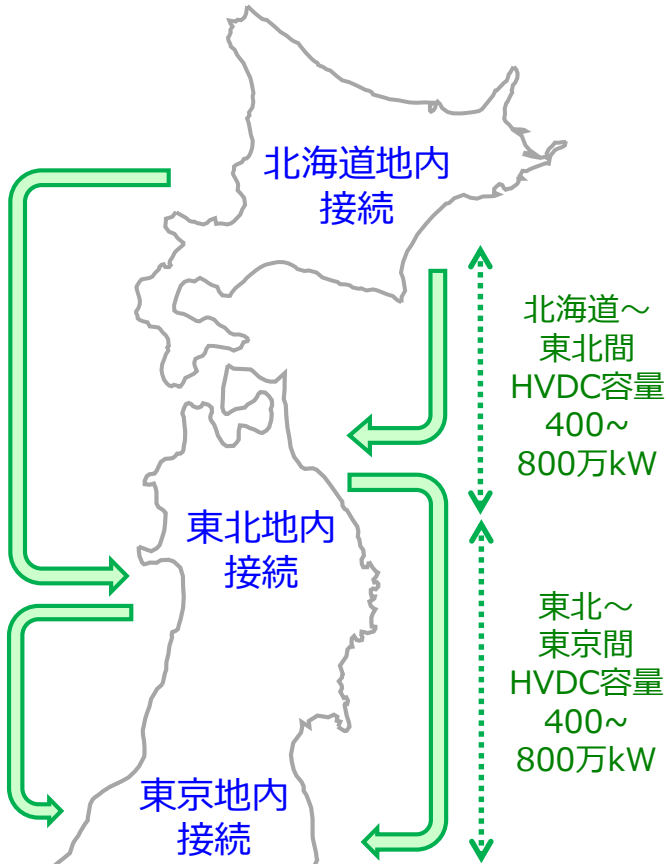
✓UHV昇圧は、潮流増加に対する対策のみでなく、同期安定性の制約により低下する東北東京間連系線の運用容量の拡大等にも効果が見込まれる。そのため、電源ポテンシャル等に応じて東北東京間連系線増強やUHV設備の昇圧を選択していく。

1 - 1. 東地域の系統増強に関するこれまでの検討（振り返り）

（2）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、整備計画を具体化する中で、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の構成および容量等を詳細検討していく。

東地域HVDC構成



(3) 費用便益評価内訳

- HVDC構成については、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。

費用便益項目		評価結果
工事概要		<ul style="list-style-type: none"> 北海道東北間HVDC(日本海側:400万kW,600km 太平洋側:200万kW,300km) 東北東京間HVDC(日本海側:400万kW,400km 太平洋側:400万kW,500km) 東北東京間連系線増強(交流系統) 東地域地内基幹系統増強
コスト	概算工事費※1	約51,200億円～約60,600億円
	年経費(初年度)※2	4,700億円～5,577億円
便益 (初年度)	燃料費・CO2コスト削減※3	3,678億円～6,762億円
	送電ロス※3	▲198億円～▲338億円
	アデカシー	173億円
B/C※4		0.7～1.5
系統の安定性		<ul style="list-style-type: none"> 既設連系線の地震等による災害事故や、設備故障や機器点検による長期停止時のバックアップ機能の強化

※1 HVDCコストの下限～上限を考慮

※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 燃料価格想定の下限～上限を考慮

※4 評価期間は36年に設定

- 北海道から東京間のHVDCについて、日本海側ルート4GWを例に、海ルートと陸ルートの超概算での比較を実施。
- **陸ルートは海ルートと比較して工事費が高くなるとともに、敷設ルートの用地交渉に係る地権者数も多く、工事期間が長くなる方向である。**そのため、マスタープランでは、一旦、海ルートを基本とする。
- なお、具体的な整備計画の策定にあたっては、計画策定プロセスの中で、海・陸ルート、既存インフラの活用等の詳細比較を行い、実施案を決定する。

	海ルート	陸ルート
概要図	<p>海底直流ケーブル 双極2GW×2ルート</p> <p>海底直流ケーブル</p> <p>共通帰線2双極 (帰線1本、本線1GW×4本) 4GW×1ルート</p> <p>5,000~9,000億円 5~9億円/km</p>	<p>2双極 (帰線2本、本線1GW×4本) 送電線1ルート</p> <p>北海道本州間の海峡横断は、海底ケーブルにより接続すると仮定</p> <p>2双極 (帰線2本、本線1GW×4本) 送電線1ルート</p> <p>5,000~9,200億円+a 5~9.2億円+a/km</p> <p>500kV2回線の交流架空送電線と送電線本数は同じ。絶縁設計面で+aのコスト増を見込む。</p>
工事費概算	<p>・海底直流ケーブル ※マスタープラン採用単価 1,000km×5条@1~1.8億円/km=5,000~9,000億円</p>	<p>・陸ルートも海ルートと同程度の距離が必要と仮定。 工事単価は、500kV交流架空送電線相当+a(絶縁設計面の増分)と仮定(H28.3.29広域機関公表) 900km(北海道・東北地内)@5~9億円+a/km=4,500~8,100億円+a ・北海道本州間の海峡横断は、海底ケーブルにより接続すると仮定して試算。 100km×6条@1~1.8億円/km=600~1,100億円</p>
工期	<p>海底ケーブルの製造・敷設期間に加えて、調査や海域先行利用者との調整等に時間を有する可能性がある。 先行的な調査着手や海域先行利用者との調整が重要。</p>	<p>新たな架空送電ルートの確保が必要であり、一般に用地交渉に係る地権者数は多いため工期が長期化する可能性がある。 土地収用に係る事業認定などの円滑化が重要。</p>

1 - 1. 東地域の系統増強に関するこれまでの検討（振り返り）

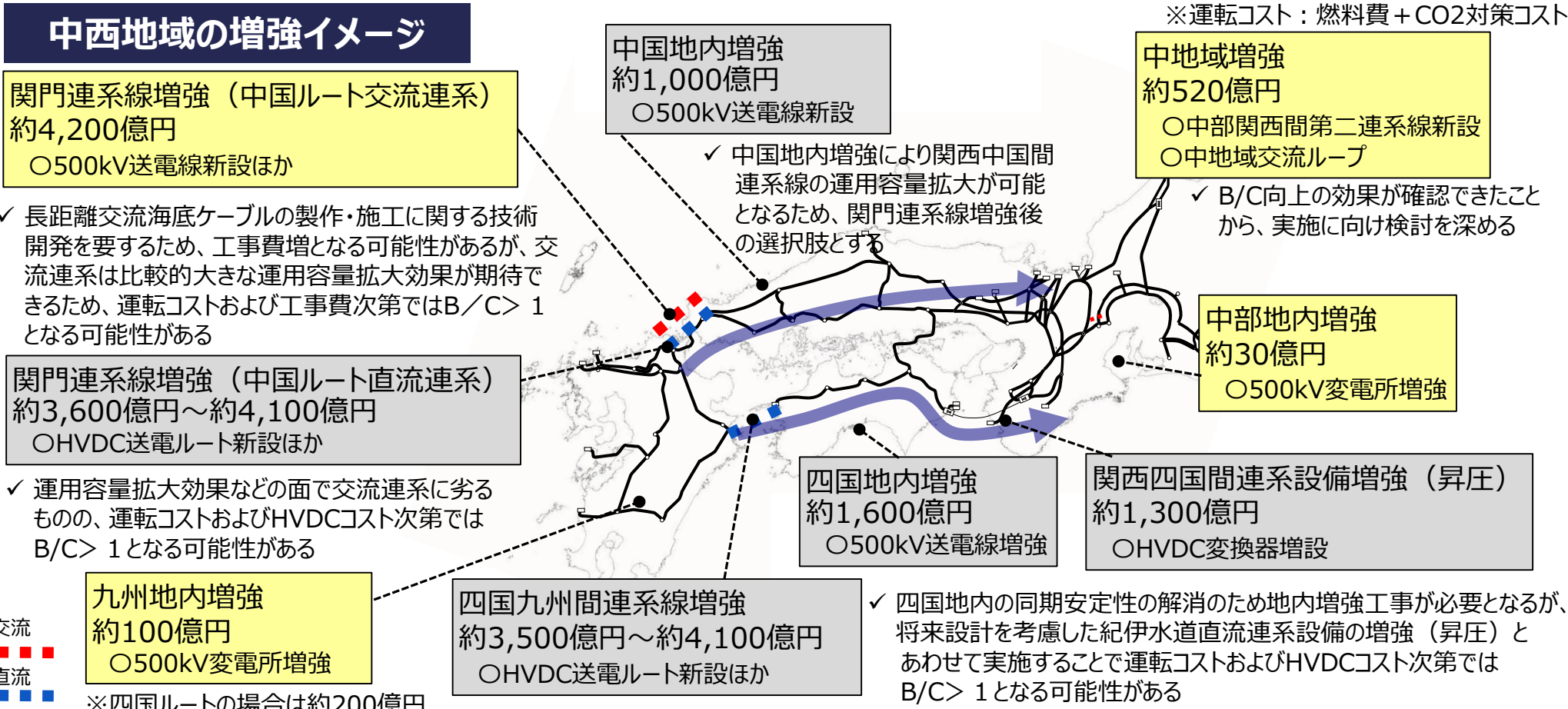
（4）東地域の工事費内訳

		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11,600億円～ 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 ➤ 既設500kV送電線鉄塔建替ほか 	約6,700億円
小 計				約51,200億円～ 約60,600億円	

1 - 2. 中西地域の系統増強に関するこれまでの検討（振り返り）

（1）系統課題を踏まえた増強方策

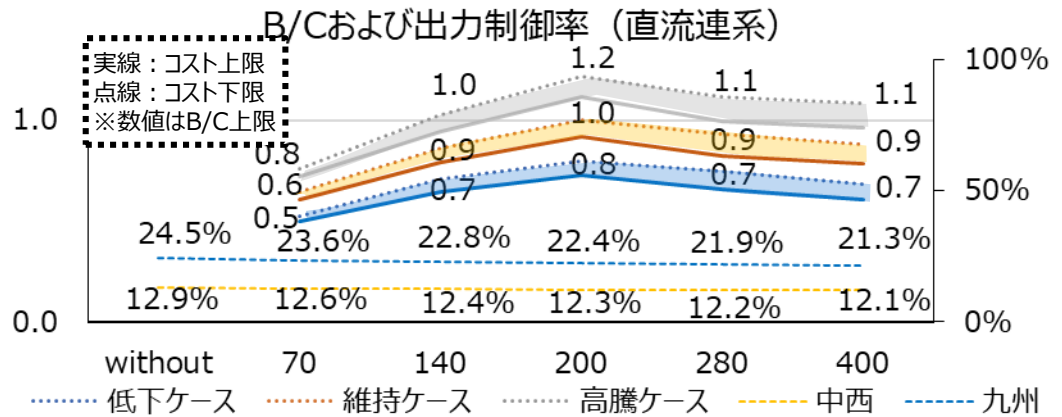
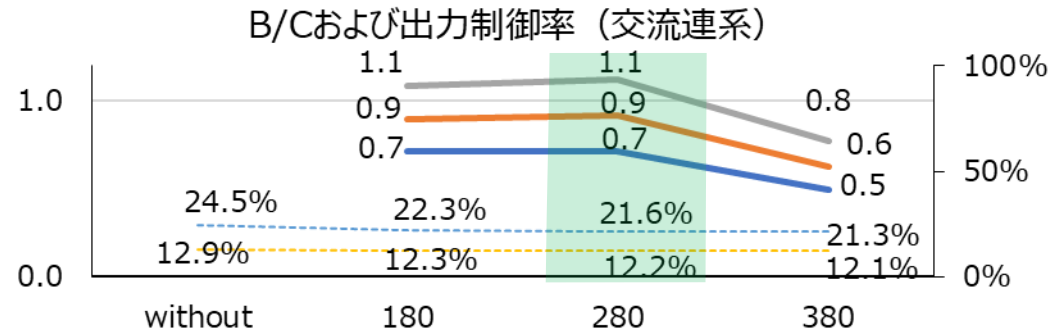
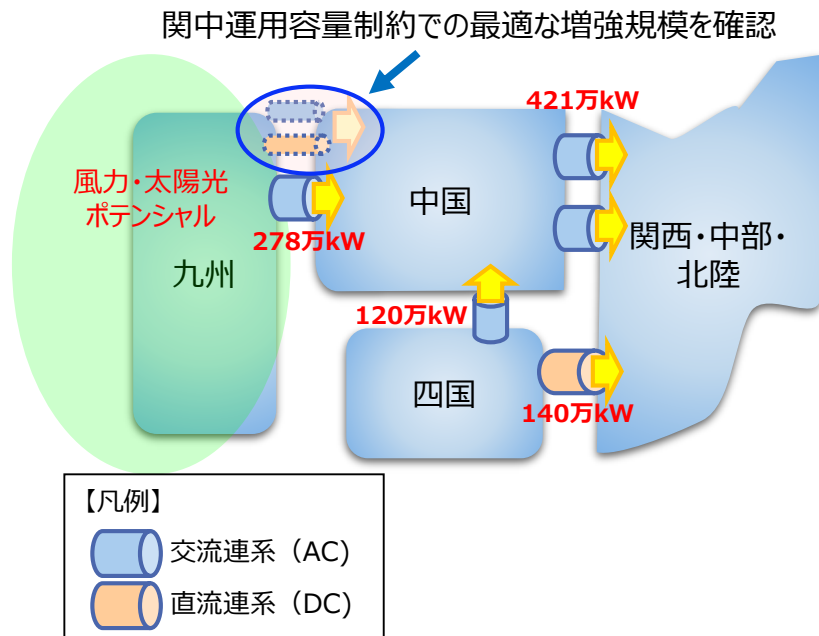
- 既に計画策定プロセスが開始されている関門連系線および中地域の増強方策については、運転コスト※やHVDCコスト次第では $B/C > 1$ となることが確認された。しかし、関門連系線を交流連系した場合は、現時点では技術的課題も存在している。また、将来、電源、需要の構造変化が生じる可能性もあることから、具体的な増強規模や設備形態については、計画策定プロセスの中で、直流連系案も選択肢として検討を深める。
- 上記以外の増強方策については、将来、情勢変化が生じた場合の選択肢と位置付ける。



（2-1）費用便益評価（中国ルート）

- 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



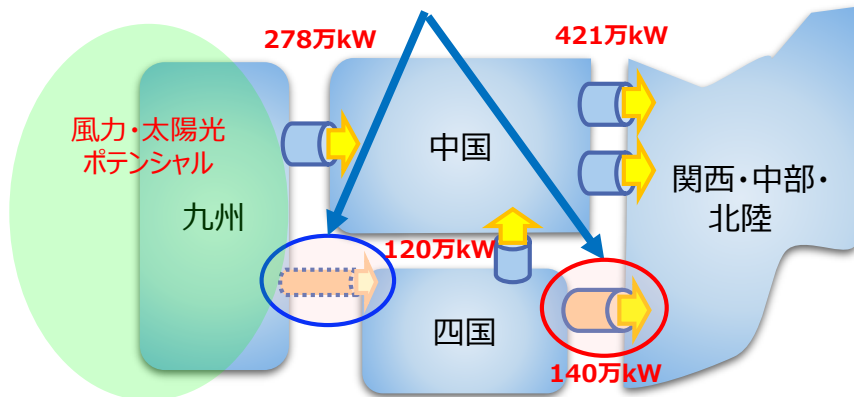
※便益はアデカシー、送電ロスを考慮
※コストは地内増強を考慮（代表ケースで抽出し、各増強規模に適用）

1 - 2. 中西地域の系統増強に関するこれまでの検討（振り返り） （2-2）費用便益評価（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。

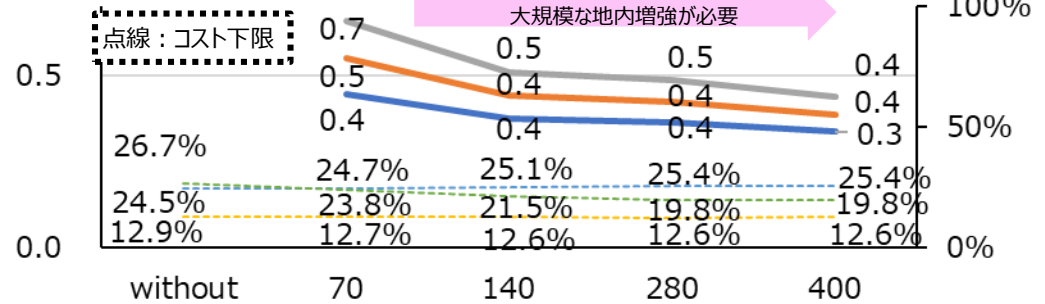
四国九州間連系設備の増強規模

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）

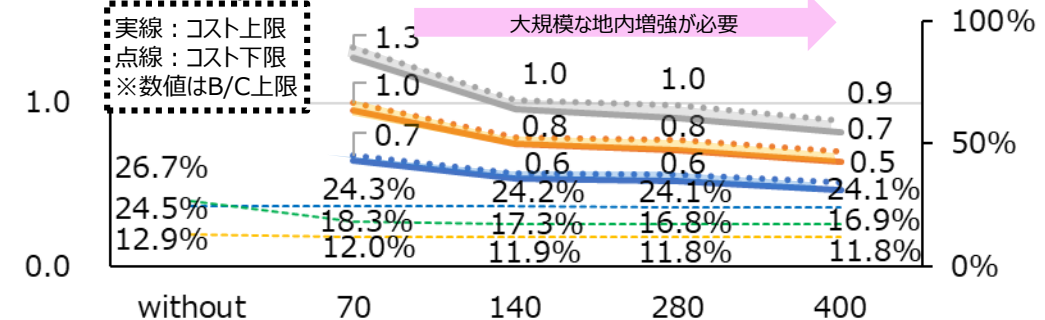


- 【凡例】
- 交流連系 (AC)
 - 直流連系 (DC)

B/Cおよび出力制御率（紀伊水道増強なし）



B/Cおよび出力制御率（紀伊水道増強あり）

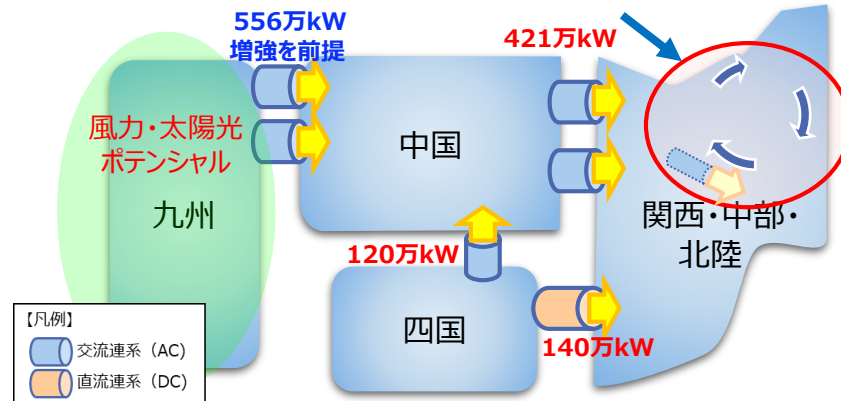


..... 低下ケース 維持ケース 高騰ケース 中西 九州 四国
 ※便益はアデカシー、送電ロスを考慮
 ※コストは地内増強を考慮（代表ケースで抽出し、各増強規模に適用）

■ 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

	B/C		
	低下	維持	高騰
中地域増強なし	0.7	0.9	1.1
中地域増強あり	0.8	1.0	1.2

※ 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）

1 - 2. 中西地域の系統増強に関するこれまでの検討（振り返り）

(3) 費用便益評価内訳

- マスタープランの長期展望における基本シナリオにおける中西地域の増強方策は、運転コスト次第では $B/C > 1$ となる関門連系線の交流連系での増強、中地域増強を選定。
- 今後の情勢変化や技術開発の動向等を踏まえ、整備計画を具体化していく中で、具体的な増強規模や実施時期の見極めを行っていく。

費用便益項目		評価結果
工事概要		<ul style="list-style-type: none"> ・ 関門連系線増強（交流連系）※1 ・ 中地域交流ループ ・ 中部関西間第二連系線新設 ・ 電圧対策 ・ 系統安定度対策 ・ 地内基幹系統増強
コスト	概算工事費	約4,800億円
	年経費※2（初年度）	460億円
便益 （初年度）	燃料費・CO2コスト削減※3	193～378億円
	送電ロス※3	▲15～▲25億円
	アデカシー	145億円
B/C※4		0.8～1.2
系統の安定性		関門連系線の交流複線化により周波数制約が解消される

※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 燃料価格想定の下限～上限を考慮 ※4 評価期間は36年に設定

1 - 2. 中西地域の系統増強に関するこれまでの検討（振り返り）

（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）	➤ 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）	➤ 500kV送電線新設（約70km）	約1,000億円	
		増強方針	中部地内	➤ 500kV変電所増強	約30億円
	九州地内	➤ 500kV変電所増強	約100億円		
	地内増強	選択肢 ※1	中部地内	➤ 500kV変電所増強	約30億円
			四国地内	➤ 500kV送電線増強	約1,600億円
九州地内			➤ 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

2 東京中部間連系設備（FC）の増強検討について

（1）費用便益評価

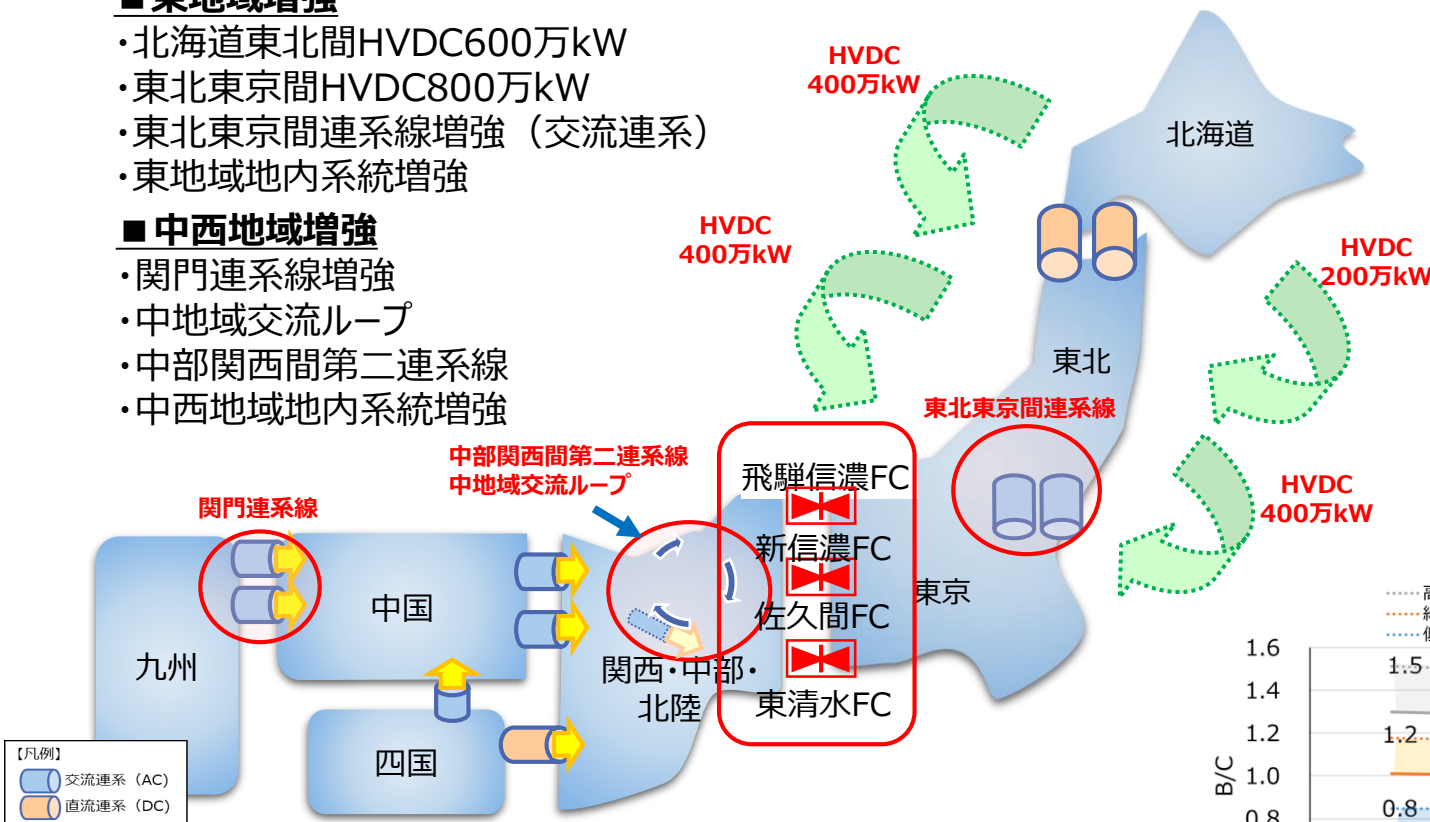
■ 東地域と中西地域の有望な増強システムを組み合わせ、FC容量を300万kWからさらに+90万kW～+270万kWの増強を織り込んでシミュレーションを実施した。その結果、FCを最大+270万kWまで増強する範囲において、**マスタープラン全体でB/C>1となることが確認**できた。

■ 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）
- ・東地域地内系統増強

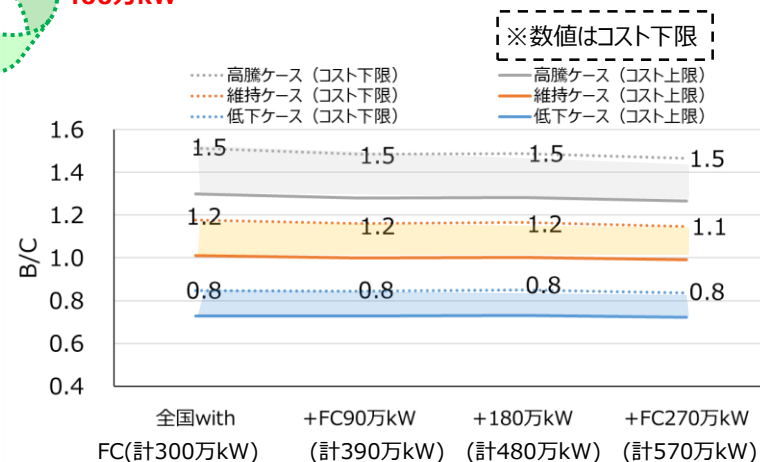
■ 中西地域増強

- ・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



（参考）現行のFC増強計画

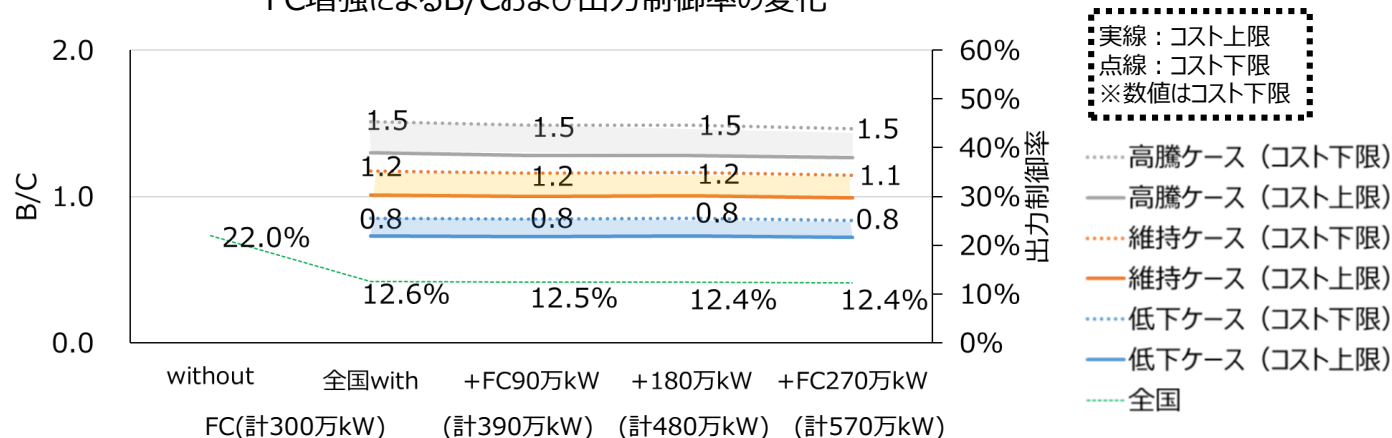
ステータス	設備	容量(kW)
既設	新信濃	60万
既設	佐久間	30万
既設	東清水	30万
既設	飛騨信濃	90万
2027年度未予定	佐久間	+30万増強
2027年度未予定	東清水	+60万増強
合計容量		300万



（2）FC増強の必要性について

- **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、再エネポテンシャル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、東日本大震災のような大規模災害等が発生した際は、電源が脱落している被災エリアに向けてFCを介して最大限融通し、被災エリアの需給バランスを保つ役割**もある。（費用便益評価の中で未考慮）
- 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+270万kWまでは1を超えていることから、**マスタープランにおいては、B/Cの視点から+270万kW増強を目安として位置付けてはどうか。**また、具体的な増強規模やスケジュール感については、今後、政策的な観点も踏まえながら、具体的な検討を進めていくこととしてはどうか。

FC増強によるB/Cおよび出力制御率の変化



(3) 費用便益評価内訳

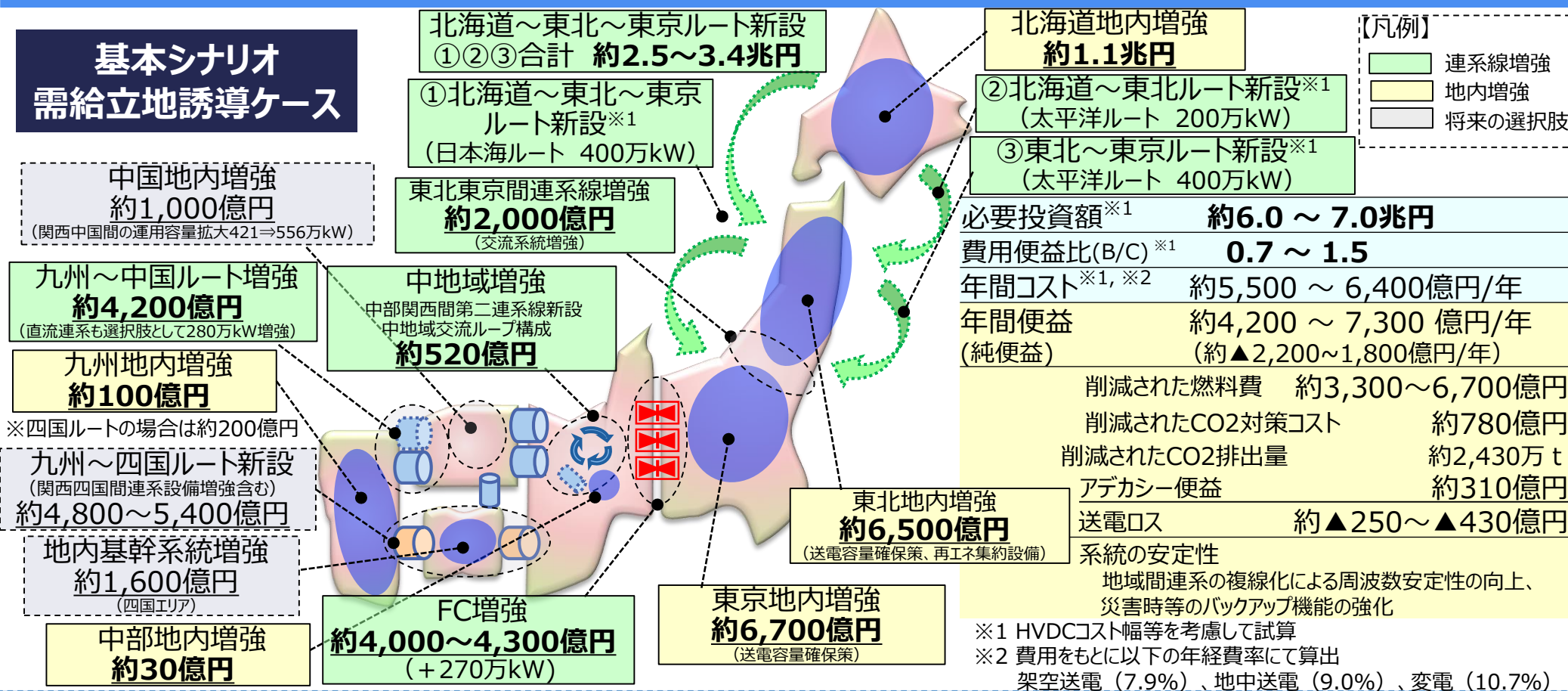
- FC増強+270万kWを見込んだ場合の費用便益評価の内訳は、下表となった。
- 具体的な増強規模やスケジュール感については、今後、政策的な観点も踏まえながら、具体的な検討を進めていく。

費用便益項目		評価結果
工事概要		<ul style="list-style-type: none"> ・ 周波数変換所270万kW、直流送電線新設 ・ 東地域、中西地域増強
コスト	概算工事費※1	約60,000億円～約69,700億円
	年経費(初年度)※2	5,500億円～6,400億円
便益 (初年度)	燃料費・CO2コスト削減※3	4,116億円～7,435億円
	送電ロス※3	▲251億円～▲430億円
	アデカシー	308億円
B/C※4		0.7～1.5
システムの安定性		東西融通量拡大による大規模災害時の安定供給の確保

- ※1 HVDCコストの下限～上限を考慮
FC増強に伴う地内系統増強については発生しないものと仮定して検討
- ※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 燃料価格想定の下限～上限を考慮
- ※4 評価期間は36年に設定

3 基本シナリオ（需給立地誘導ケース）における長期展望とりまとめ

（1） 地域間連系線および地内増強の全体イメージ



【留意事項】

- ・電源構成や電源立地が実現された場合を想定したシナリオであるため、電源の開発・導入に係るコストは考慮していない。
- ・上記コストは、偏在する電源を大消費地に送電するための連系線および上位2電圧の地内基幹系統の増強コストのみを記載。
- ・再エネ増加に伴う、調整力確保、慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。また、各エリアで行う需要対策の増強はマスタープランの対象外とした。
- ・HVDC送電コストは、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単価を採用、海底ケーブル工事は占用料等を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。
- ・地内基幹系統はN-1電制本格適用による運用容量拡大を実施した上での増強を想定し、N-1電制本格適用は適宜一般送配電事業者が実施していくとして増強前の前提条件へ織込んだ。
- ・地内基幹系統の増強箇所は、今後の需要、電源等の動向により変更となる可能性があるため、整備計画の具体化時点での電源ポテンシャルで変更有無を確認のうえ着手時期を見極める必要がある。
- ・今回は1つのシナリオを提示したものの、増強を踏まえた再エネ導入率や再エネ出力制御率は、電源や需要の立地等により異なるため、今後、複数シナリオの分析や感度分析を行う予定。

4 感度分析について

(1) 振り返り

- 第16回委員会において、系統増強規模に影響すると考えられる変動要因は感度分析により影響を確認すると整理した。
- なお、「燃料費・CO2対策コスト」については、前途のとおり、感度分析ではなく、シナリオ内で幅を持たせることで評価を行っている。

第16回マスタープラン検討委員会資料1

2. 複数シナリオの前提条件について

(3) 変動要因のシナリオへの反映の考え方について【論点】

10

- 需要や電源の変動には様々な要因があるが、**系統増強への影響（アンバランス）が大きくなる要因の組合せと小さくなる要因の組み合わせをそれぞれのシナリオの幅として設定**することとしたい。
- 国の政策議論にある**需要側対策の政策誘導**については**シナリオにおいて幅を確認し、電源については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、各シナリオにおいて同じ条件としたうえで、系統規模に影響すると考えられる変動要因は感度分析**により影響を確認する。

	変動要因		考えられる情勢変化	想定される影響		対応の方向性
				増強規模縮小	増強規模拡大	
需 要	ボリューム	年間需要	電化の更なる推進や脱炭素・デジタル化技術の進展	需要増加	需要減少	感度分析
	ロケーション	脱炭素・エネルギー転換	輸送・回収・消費構造を踏まえた立地誘導※1	電源近傍	需要地近傍	シナリオ反映
	8,760時間カーブ	ヒートポンプ・EV	システム開発による負荷制御技術の高度化	最適シフト	一定負荷	シナリオ反映
電 源	ボリューム	再エネ	再エネ比率増加のための追加導入	設備量減少	設備量増加	感度分析
		火力	石炭フェードアウトやバックアップ電源確保	石炭退出、BU電源確保※2		感度分析
		原子力	安全性・信頼性の確保による安定稼働	利用率変化※2		感度分析
	ロケーション	水素・アンモニア	水素コスト低減による導入量の変化	導入量の変化※2		感度分析
		太陽光	荒廃地活用などによる立地誘導	需要地近傍	偏在化	感度分析
		風力	ポテンシャル余力に伴う立地誘導	需要地近傍	偏在化	感度分析
8,760時間カーブ	系統用蓄電池	再エネ出力平滑化のための追加導入	導入量増加	導入量減少	感度分析	
	燃料費・CO2対策コスト	社会情勢変化に伴う燃料価格の変動	価格低下	価格上昇	感度分析	

※1 DAC等の配置には、回収・貯留の適地などCO2回収に必要な様々な要素の検討が必要であるが、本検討では、系統増強の視点から検討しているものであり、最適な立地を示すものではない

※2 個別電源が接続する系統により増強規模への影響は一概に評価できず、それぞれの増減によりアンバランスを打ち消す方向となる

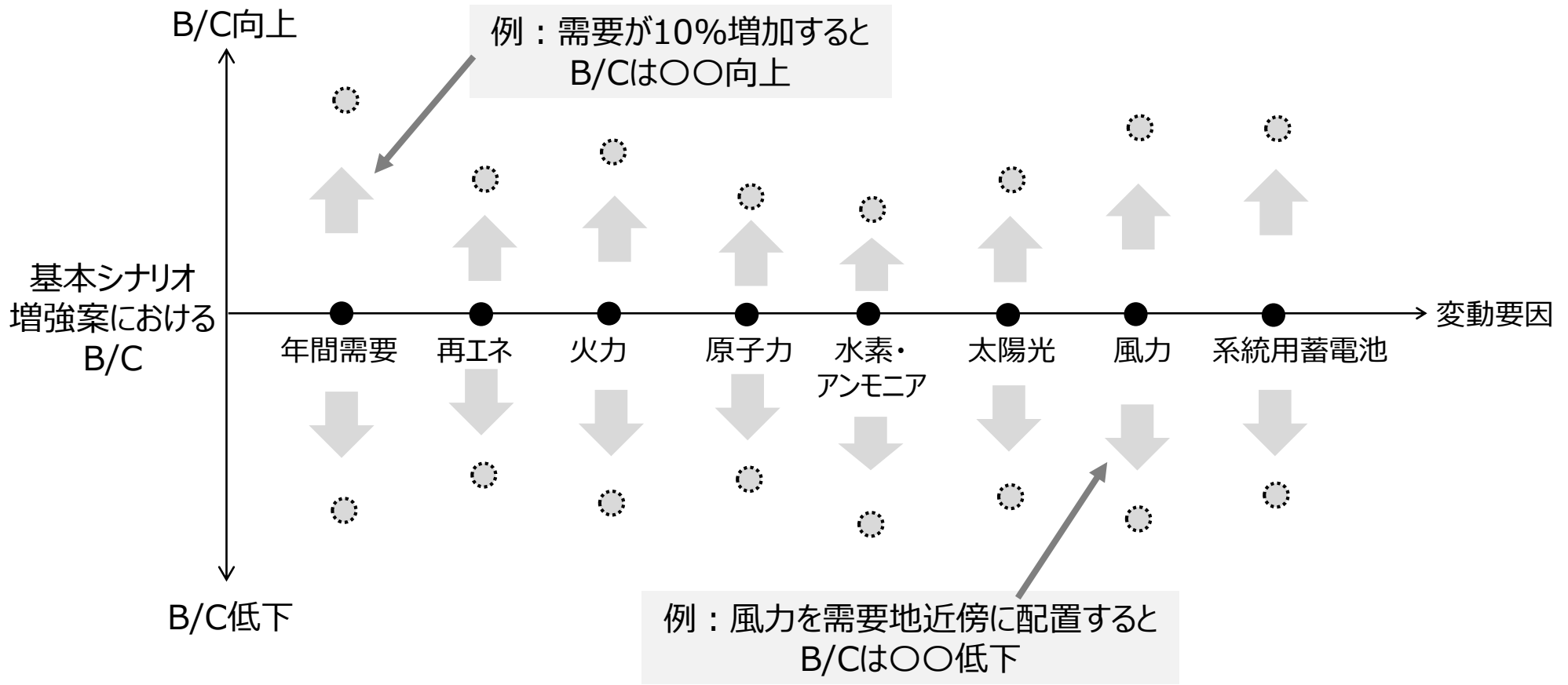
注) 自然変動電源の出力特性の年度間のバラつきについては、引き続き取り扱いを検討する

4 感度分析について

(2) 感度分析イメージ

■ 第16回委員会で感度分析する項目と示した8要因をそれぞれ独立で変化させてシミュレーションを行い、要因毎の系統増強への影響（B/C等への影響）を確認することとしたい。

感度分析のイメージ



5 調整力・慣性力に関する検討状況について

(1) 検討の位置づけ

■ **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、対策やコストの規模感等を一定の前提を置いて検討のうえ、**政策目標実現に必要な社会コストとして示す**こととしていた。

第17回マスタープラン検討委員会資料2

1 - 2. 追加考慮する費用便益項目について

(4) 調整力の方向性

20

- 調整力等委員会で整理された**将来の調整力必要量**の推計方法を踏まえると、**再エネ導入量が増大するマスタープランのシナリオ**においては、**現状よりも非常に多くの調整力が必要**となる。
- この**調整力必要量の増大**は**再エネ大量導入に伴うもの**であり、系統増強を検討するマスタープランのどのシナリオにも共通する課題として、**シナリオ成立の前提条件**となる。
- 調整力に関する対応については、系統増強による影響を評価するために考慮する必要があるが、**必要な調整力をどのような方法・ボリューム・ロケーション等で確保するか**、引き続き**技術面や制度面等の様々な検討が必要**であり、現時点では**貨幣価値として合理的に算出することが困難**であるため、**系統増強の費用便益項目としては織り込まないこと**としたい。
- ただし、再エネ大量導入という**マスタープランのシナリオを成立させるための必要コスト**として、対策やコストの規模感等を一定の前提を置いて検討のうえ、**政策目標実現に必要な社会コストとして示すこと**としたい。

5 調整力・慣性力に関する検討状況について

(2) 調整力の検討状況

- 再エネ導入量が増大するマスタープランのシナリオにおいては、**現状よりも非常に多くの調整力が必要**となる。
- マスタープランのシナリオにおける調整力の検討については、北海道エリアを事例として調整力等委員会と連携して実施することとしており、第76回調整力等委員会にて報告があった。
- **将来の調整力必要量を、再エネ設備量および再エネの時間内変動・予測誤差・出力制御等を踏まえて推計**し、それをもとにシミュレーションを実施し検討した結果、現状よりも多くの調整力が必要となり、それに対応する**コストとしては、数千億円/年 程度の規模感**となった。
- なお、今回の試算については、対策コストの規模感を把握するために様々な前提を置いた上での試算であるため、前提条件が見直されれば算定結果も異なることに留意が必要である。
- また、今回の試算は増強前の系統における検討であるが、増強後の系統についても、引き続き調整力等委員会と連携して検討を進めていく。

第76回 調整力等委員会 資料2

(3) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について

【再エネ導入量増加に伴う調整力の費用試算結果について（全国概算）】

36

- マスプラ基本シナリオ（2050Without）における東3社の再エネ導入量増加に伴う調整力確保の費用試算については、**1,766億円（年間）**という結果となった。
- マスプラ基本シナリオ（2050Without）における**全国の再エネ設備量は、東3社の約2倍**であることから、東3社の費用試算結果を2倍し全国での費用を概算すると、**約3,532億円（年間）**程度の規模感といえるか。

5 調整力・慣性力に関する検討状況について

(3) 慣性力の検討状況

- 再エネ導入量が増大するマスタープランのシナリオにおいては、**インバータ電源（非同期電源）の増加に伴う同期発電機の並列台数減少による慣性力の低下が懸念**される。
- マスタープランのシナリオにおける慣性力の検討については、調整力等委員会と連携して実施することとしており、第76回調整力等委員会にて報告があった。
- **将来の周波数変化率(RoCoF)や感度係数をシミュレーションにより算出し、それを踏まえて慣性力の確保状況を確認した結果、慣性力が不足する時間があり、その対策コストとしては、数百億円/年程度の規模感**となった。
- なお、今回の試算については、対策コストの規模感を把握するために様々な前提を置いた上での試算であるため、前提条件が見直されれば算定結果も異なることに留意が必要である。
- また、今回の試算は増強前の系統における検討であるが、増強後の系統についても、引き続き調整力等委員会と連携して検討を進めていく。

2050without各シナリオにおける対策費用算定結果

第76回 調整力等委員会 資料3

- withoutその他2シナリオについての追加費用概算は下表のとおり。
- シナリオに応じて多少の変動はあるが、**追加費用概算は概ね50億～250億円/年程度**と試算された。

※1,2,3	系統増強縮小シナリオ 需要立地最適化ケース	基本シナリオ 需要立地誘導ケース	系統増強拡大シナリオ 需要立地自然体ケース
北海道 エリア	日数/年 0日	0日	0日
	対応策 なし	なし	なし
	コスト 0億円/年	0億円/年	0億円/年
東北・東京 エリア	日数/年 18日	11日	8日
	慣性不足量 190GW・s・日	157GW・s・日	122GW・s・日
	対応策 電源	電源	電源
	コスト 5.9～22.8億円/年	4.9～19.1億円/年	3.8～14.8億円/年
中西6 エリア	日数/年 98日	76日	55日
	慣性不足量 782GW・s・日	812GW・s・日	582GW・s・日
	対応策 電源、同期調相機	電源、同期調相機	電源、同期調相機
	コスト 63.0～193.9億円/年	69.4～233.0億円/年	50.8～188.9億円/年
合計	コスト 68.9～216.7億円/年	74.3～252.1億円/年	54.6～203.7億円/年

※1 対策費用の諸元は、第64回調整力等委員会と同様。

同期電源：費用が270万～1,050万円/GW・日、費用対効果逆転日数が176日～45日以下

※2 需要や供給力の想定が変われば、算定結果も異なることに留意が必要

※3 発電機Msys最小断面(代表断面)による結果であり、前提条件が見直されれば、算定結果も異なることに留意が必要

- 需給立地誘導ケースである**基本シナリオにおける系統増強方策の全体像**をお示した。

【系統増強方策】

- ✓ 第19回委員会におけるご指摘を踏まえて、東地域・中西地域・FCのB/Cの内訳をご提示した。
- ✓ 東京中部間周波数変換設備（FC）の増強については、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をご提案した。また、具体的な増強規模やスケジュール感については、今後、政策的な観点も踏まえながら、具体的な検討を進めていくことをご提案した。

【感度分析】

- ✓ 感度分析は、第16回委員会で感度分析する項目と示した8要因をそれぞれ独立で変化させてシミュレーションを行い、要因毎の系統増強への影響（B/Cへの影響）を確認していく。

【調整力・慣性力】

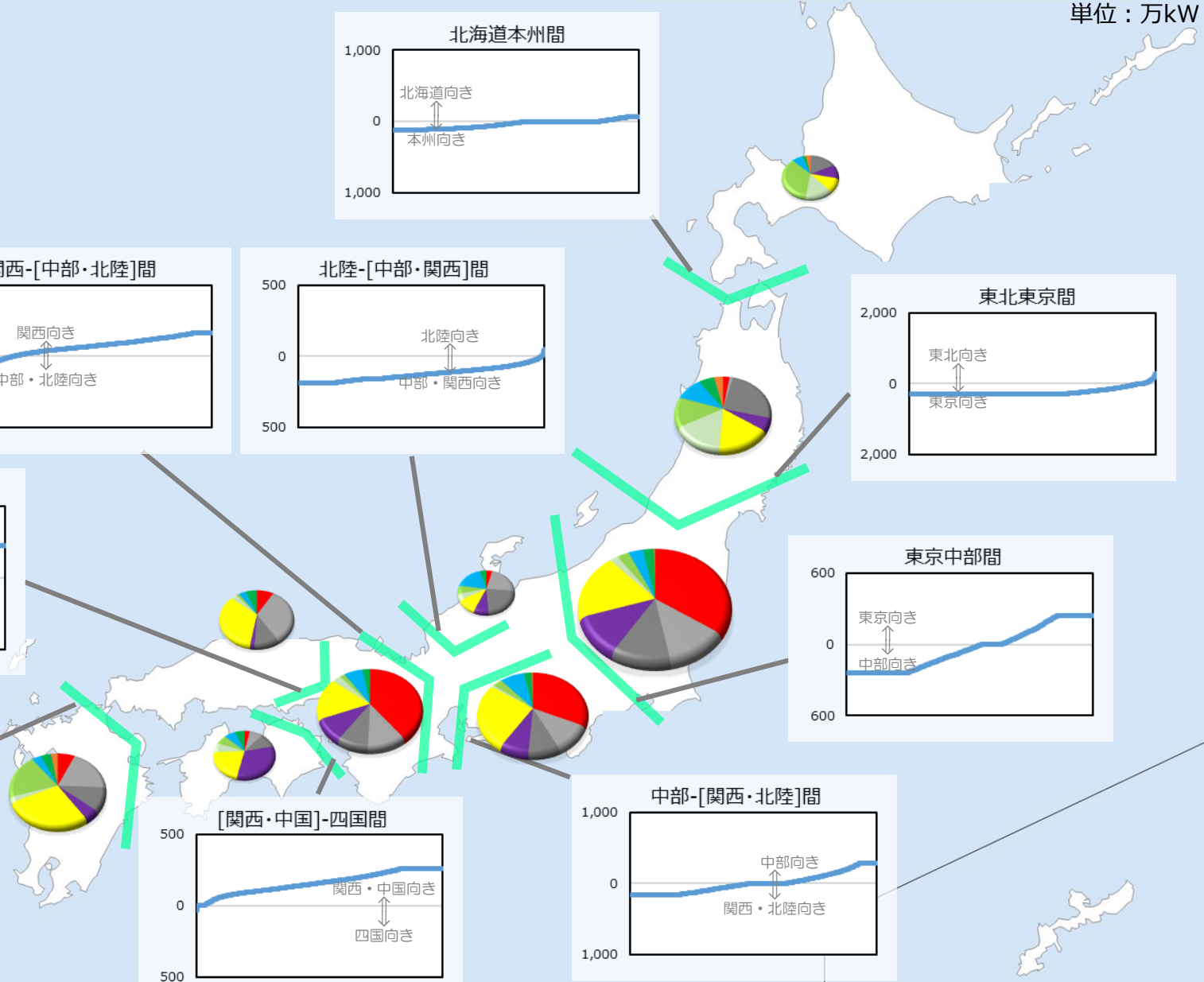
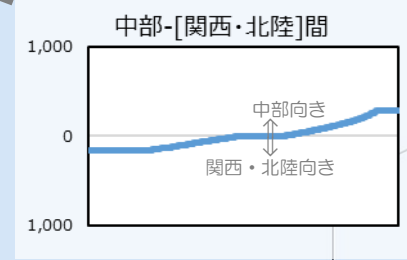
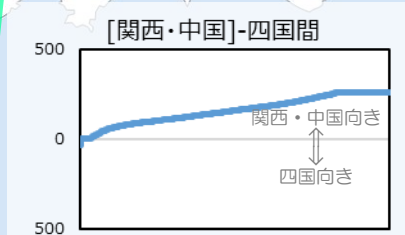
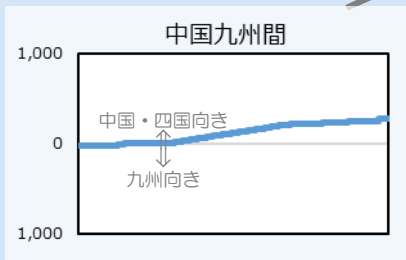
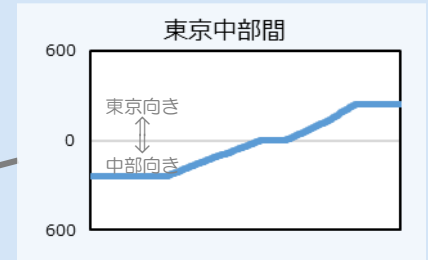
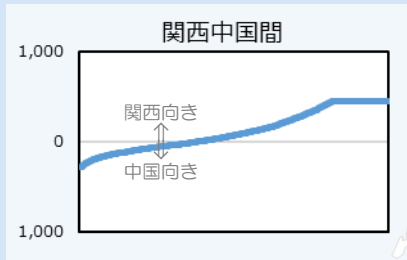
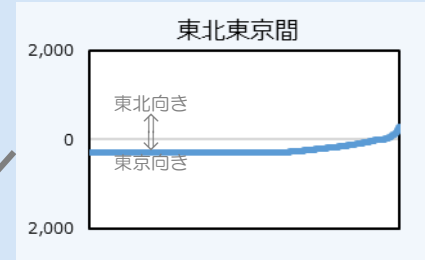
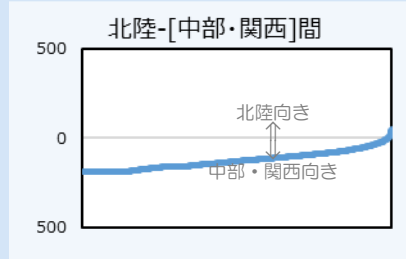
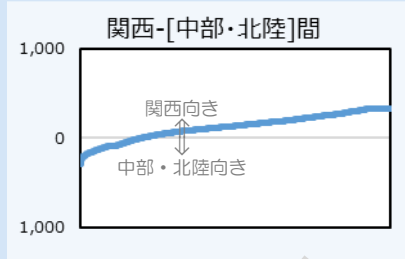
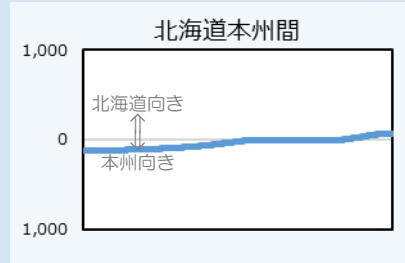
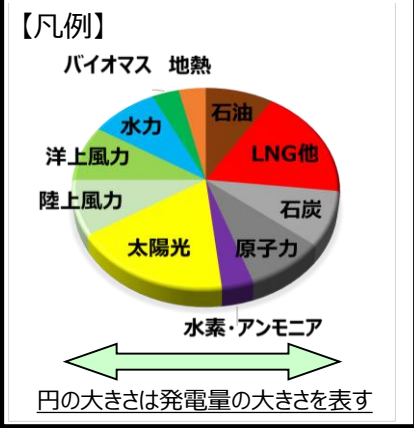
- ✓ 将来の調整力必要量を検討した結果、現状よりも多くの調整力が必要となり、その対応に必要なコストは数千億円/年 程度の規模感となることを確認した。
- ✓ 将来の慣性力確保状況を検討した結果、慣性力が不足する時間があり、その対策コストは数百億円/年 程度の規模感となることを確認した。

- 今後は、**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。

- また、2022年度末のマスタープラン公表を目指して、これまでの議論結果のとりまとめを行い、次回委員会においてお示したい。

(参考) 分析結果

単位：万kW



単位：万kW

