

マスタープラン検討に係る中間整理（案）

2021年 5月20日
広域連系系統のマスタープラン及び
系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会事務局

中間整理の位置づけ

- **今回の中間整理は、これまでの議論に基づき、将来の不確実性を分析するために設定した複数シナリオによる分析結果と、その結果から導かれる第1次の系統増強案をとりまとめたものである。**
- **ただし、本結果は、エネルギー政策に対して電力ネットワーク面での分析をフィードバックするものであり、最終的な系統増強の結論ではないことに留意する必要がある。***
- **今後、費用便益評価手法の高度化など、本委員会においてご指摘いただいた課題について検討を深めるとともに、エネルギーミックスなど政策の方向性を踏まえ、更に分析を進めるための基礎とすることで最終的なマスタープランの検討に活かしていく。**
- **一方で幅を持たせたシナリオによる分析でも、カーボンニュートラルを目指すという大きな政府の方針において、どのシナリオでも共通して必要な増強工事というものが想定されることから、こうした増強工事の内、既に2021年となった現在、2030年程度の至近年度を想定した検討は早期に着手する必要もあり、マスタープランと並行した議論が必要である。**

※ 中間整理はこれまでの議論の整理であり、現行長期方針を改定するものではない。

第9回広域連系システムのマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料1

【中間整理の位置づけ】

・エネルギー政策に対して電力ネットワーク面での分析をフィードバックするものであり、最終的な系統増強の結論ではない。
・更に分析を進めるための基礎とすることで最終的なマスタープランの検討に活かしていく。

マスタープラン (中間整理)

<2021年春目途>

エネミ検討を踏まえ見直し

マスタープラン

<2021年度以降>

複数シナリオ (中間整理)

感度分析

- ・燃料費・CO2対策コスト
- ・原子力発電の設備利用率
- ・電化の進展

再エネ電源導入 (30~45GW)

電源偏在シナリオ (電源ポテンシャル考慮)

電源立地変化シナリオ

再エネ導入電化の進展

再エネ導入拡大

電源偏在シナリオ

分散化シナリオ 大規模開発

分散化シナリオ 小規模地産地消

再エネ導入電化の進展

最終的なシナリオ (エネミ他)

次期エネルギーミックス、カーボンニュートラル等

2050年も視野

再エネ 5~6割 (参考値)

今後、実施方法について検討・整理

※必要性の高い増強計画はマスタープラン策定を待たずに整備計画を検討開始

現状

2020年頃

再エネ 約2割

再エネ 約4割

再エネ 約5~6割

不確実性の拡大

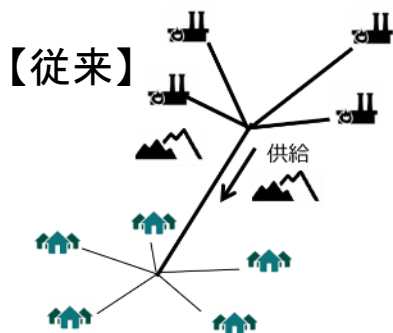
1. マスタープランについて
2. 費用便益評価手法
3. 複数シナリオによる分析
 - 3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件
 - 3-2 系統増強の考え方
 - 3-3 各地域の増強案検討
 - 3-4 シナリオ毎の増強案
 - 3-5 感度分析
 - 3-6 まとめ
4. 今後の検討課題と進め方

1. マスタープランについて
2. 費用便益評価手法
3. 複数シナリオによる分析
 - 3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件
 - 3-2 系統増強の考え方
 - 3-3 各地域の増強案検討
 - 3-4 シナリオ毎の増強案
 - 3-5 感度分析
 - 3-6 まとめ
4. 今後の検討課題と進め方

1. マスタープランについて

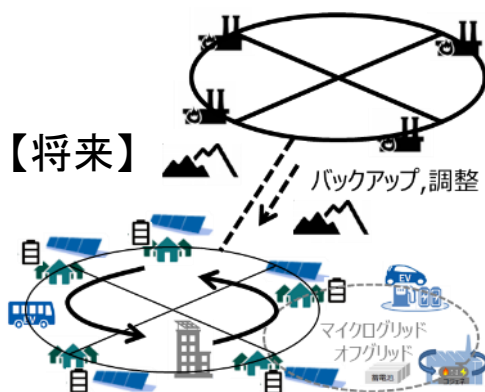
(1) 送配電ネットワークの整備・運用に関する広域機関の取り組み

■ 広域機関では、**再エネ主力電源化とエネルギー供給の強靱化に対応した、送配電ネットワーク整備のグランドデザイン（マスタープラン）**の策定に向けて、課題やその解決に向けた仕組みの提案なども一体的に取り組むことで、広域連系システムにおける広域運用の拡大、再エネや分散型リソースのネットワークへの円滑な接続を実現していく。



送配電ネットワーク整備のグランドデザイン

OCCTO



広域的運用を支えるネットワーク整備に係るマスタープラン

- ✓ **国における中長期的なエネルギー政策との整合性を確保した系統のあるべき姿についての展望と実現に向けた取組の方向性（広域系統長期方針）の策定**
- ✓ 費用便益評価に基づく具体的な整備計画（広域系統整備計画）の策定
- ✓ 設備の状態を客観的に把握・評価した計画的かつ効率的な設備更新

ネットワークを限界まで利用可能に

- ✓ 先着優先利用の原則から、混雑を前提とした系統利用制度（メリットオーダー）への移行の検討（日本版コネクト&マネージの実現）
- ✓ エリアの枠を超えて広域的に予備力を管理することを前提としたルール整備

電源のネットワークへの接続を円滑に、ネットワークの運用は引き続き安定的に

- ✓ 系統への接続までの手続きの合理化（電源ポテンシャルも踏まえた一括検討プロセスの導入）
- ✓ 再エネが主力電源化してもネットワークの安定性を確保するための方策（新たな調整力商品やグリッドコード整備による従来の電源（交流）と今後の再エネ主力電源（直流）のハイブリッドの実現）

1. マスタープランについて

(2) マスタープランの目的

- **マスタープランは、個別の広域系統整備計画を検討する際の方考え方を示す広域連系システムの長期方針**であり、**国民負担を抑制して再生可能エネルギーの導入を図る**一方で、地震等の災害により電力ネットワークが機能不全に陥った場合なども想定して、全国大でのネットワークの複線化を図ることによるバックアップ機能を強化など、**電力ネットワークの強靱化の実現**に向けた**取組みの方向性**を示すものである。
- また、長期的な観点から、エネルギー政策とも整合したシナリオを費用便益評価で分析し、**今後増強が望ましい系統（長期展望）を把握**したうえで、今後、足元の電源ポテンシャルを踏まえつつ、マスタープランから整備計画を具体化させることで、「**プッシュ型**」の**系統形成も可能**となる。

マスタープラン（広域系統長期方針）

広域連系システムのあるべき姿

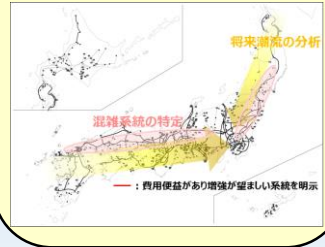
- 3つの軸に沿って、適切に設備形成・運用されている状態
- I. 適切な信頼度の確保
 - II. 電力系統利用の円滑化・低廉化
 - III. 電力流通設備の健全性確保

広域系統整備に関する長期展望

あるべき姿の実現に向けた取組の方向性

- 既存流通設備の最大限活用による流通設備効率の向上
- 電源設備と流通設備の総合コストの最小化
- 費用便益評価に基づく流通設備の増強判断
- 流通設備の計画的な更新及び作業の平準化 など

エネルギー政策を踏まえた複数シナリオによる費用便益分析を実施することで、**取組みの方向性を整理**（課題の洗い出しを含む）



それぞれの取組を具体化

相互に連携



エネルギー政策（エネルギー基本計画、エネルギーミックス、託送料金制度など）

「カーボンニュートラルに向けた再エネ大量導入」と「電力ネットワークの強靱化」の実現

設備形成面

個別の広域系統整備計画

費用便益評価に基づく整備計画

維持・運用面

系統利用ルール

設備維持のガイドライン

マスタープランを支える仕組み

- ・**足元の電源ポテンシャルを踏まえた整備計画の具体化**
⇒ 広域系統整備計画の計画策定プロセスを開始する増強計画をスクリーニングすることによる「プッシュ型」の系統形成
- ・**系統混雑を前提とした系統利用の在り方**
⇒ 先着優先からメリットオーダーへ移行
- ・**高経年設備の更新の在り方**
⇒ 高経年化ガイドラインによる計画的かつ効率的な設備更新

広域
機関

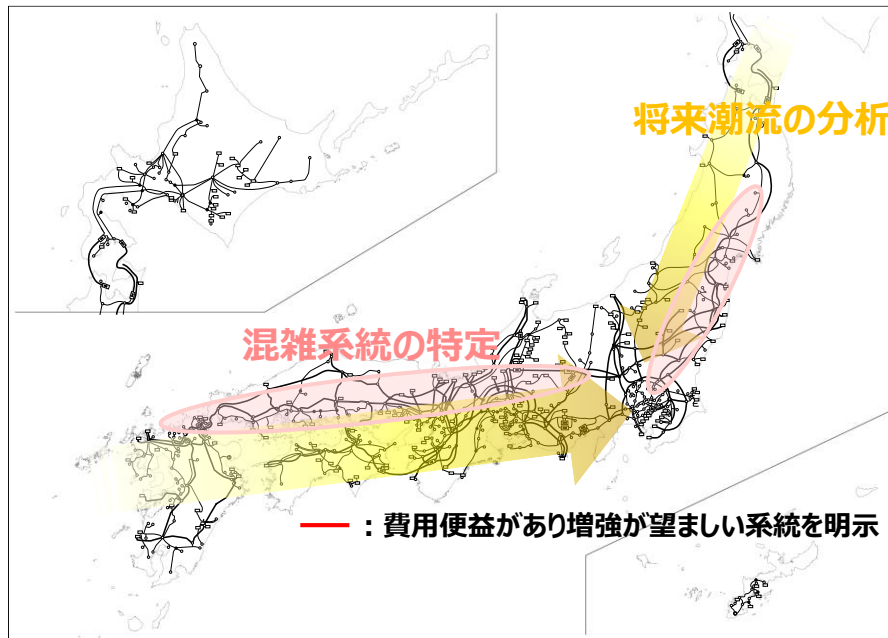
国

1. マスタープランについて

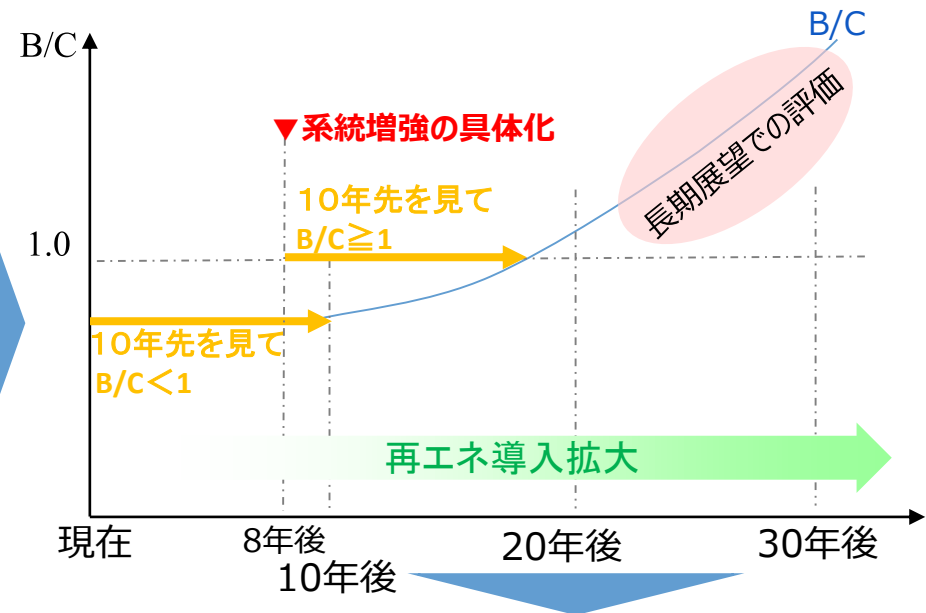
(3) 設備形成面でのマスタープランの具体化について

- **長期展望で示された費用便益比の良い増強案** ($B/C \geq 1$) であっても、**現時点においては $B/C < 1$ となる場合もある**ことから、**足元の電源ポテンシャルを踏まえつつ、いつ、どの部分を増強案として具体化するかを判断する。**
- なお、これまでは空きのない系統での新規電源接続は増強工事を待たなければならなかったが、**今後はノンファーム型接続をはじめとする混雑を前提とした系統利用が可能となる。**

広域系統整備に関する長期展望 (イメージ)



ある系統における増強案の具体化 (イメージ)



適切な時期に必要な系統増強を具体化 (電源接続は可能)
 ※例えば上のイメージでは約8年後には増強案の具体化を行うことになる。

1. マスタープランについて

(4) 維持・運用面でのマスタープランの具体化について (システム利用ルール、設備維持のガイドライン等)

- 国における中長期的なエネルギー政策と整合を図りつつ、**設備形成面だけでなく維持・運用面においても随時具体化**を行い、「カーボンニュートラルに向けた再エネ大量導入」や「電力ネットワークの強靱化」の実現に向けて検討を進めていく。

系統混雑を前提としたシステム利用の在り方

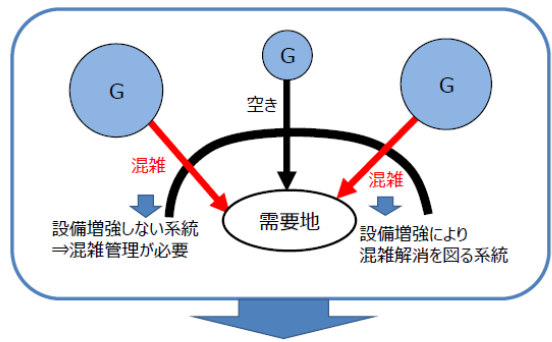
- **国民負担を伴う系統増強を行うことなく再エネ等の電源を導入**するため、基幹送電線でのノンフォーム型接続を2021年1月より適用開始。さらに発電コスト最小化を図るべく、**送変電設備の運用容量超過時に発電コストの高い電源から出力制御する考え方 (メリットオーダー)**に見直される。

高経年設備の更新の在り方

- 国民負担の抑制やレジリエンスを確保する観点から、設備更新については、**既存設備の有効活用と共に強靱化なども考慮したうえで、コストを効率化しつつ計画的に進めていくことが重要**である。
- **アセットマネジメント※**におけるリスク評価等について標準的な手法を定め、**2021年のガイドライン策定を目指す**。

※設備の状態を客観的に把握・評価した計画的かつ効率的な設備管理・投資

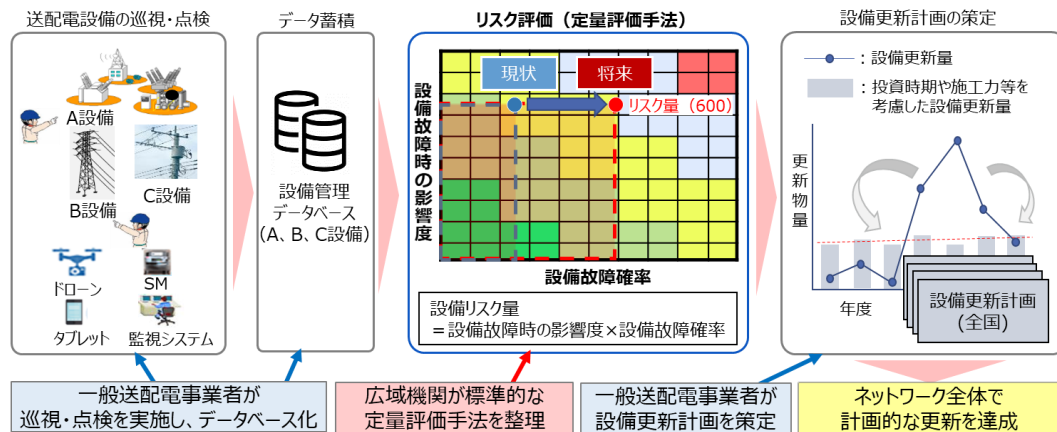
先着優先からメリットオーダーへ移行



メリットオーダーの実現

価格シグナルによる電源の新陳代謝

アセットマネジメントによる計画的かつ効率的な設備更新



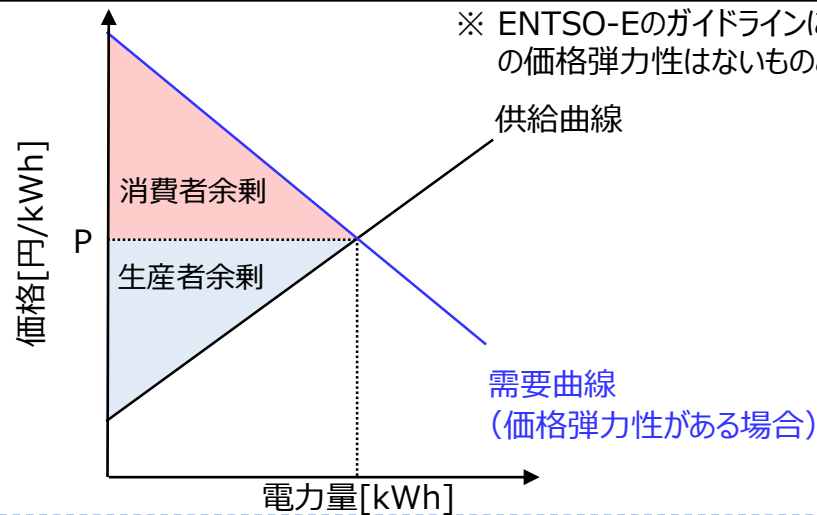
(余 白)

1. マスタープランについて
2. **費用便益評価手法**
3. 複数シナリオによる分析
 - 3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件
 - 3-2 系統増強の考え方
 - 3-3 各地域の増強案検討
 - 3-4 シナリオ毎の増強案
 - 3-5 感度分析
 - 3-6 まとめ
4. 今後の検討課題と進め方

2. 費用便益評価手法

(1) 社会的便益の求め方

- 社会的便益は、消費者余剰^{※1}と生産者余剰^{※2}の合計(下図の赤・青色部面積)で表される。
- 系統増強における**費用便益評価で算出する便益は、With(系統増強あり) とWithout(系統増強なし) で、社会的便益がどのように変化するか(面積の差)で求められる。**
- 系統増強によってもたらされる**社会的便益(消費者余剰と生産者余剰の変化)は、需要の価格弾力性^{※3}がない状況では、総燃料コストの変化と等しくなる。**
- なお、需要の価格弾力性については、将来に向けて引き続き検討進めていくが、**マスタープラン検討においては、需要の価格弾力性がないモデルで検討を行う。**[※]



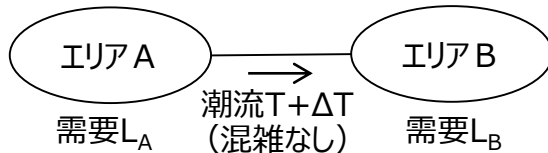
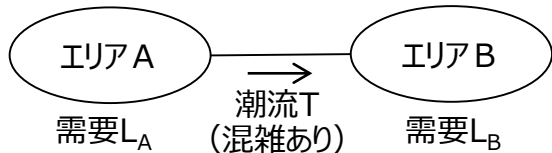
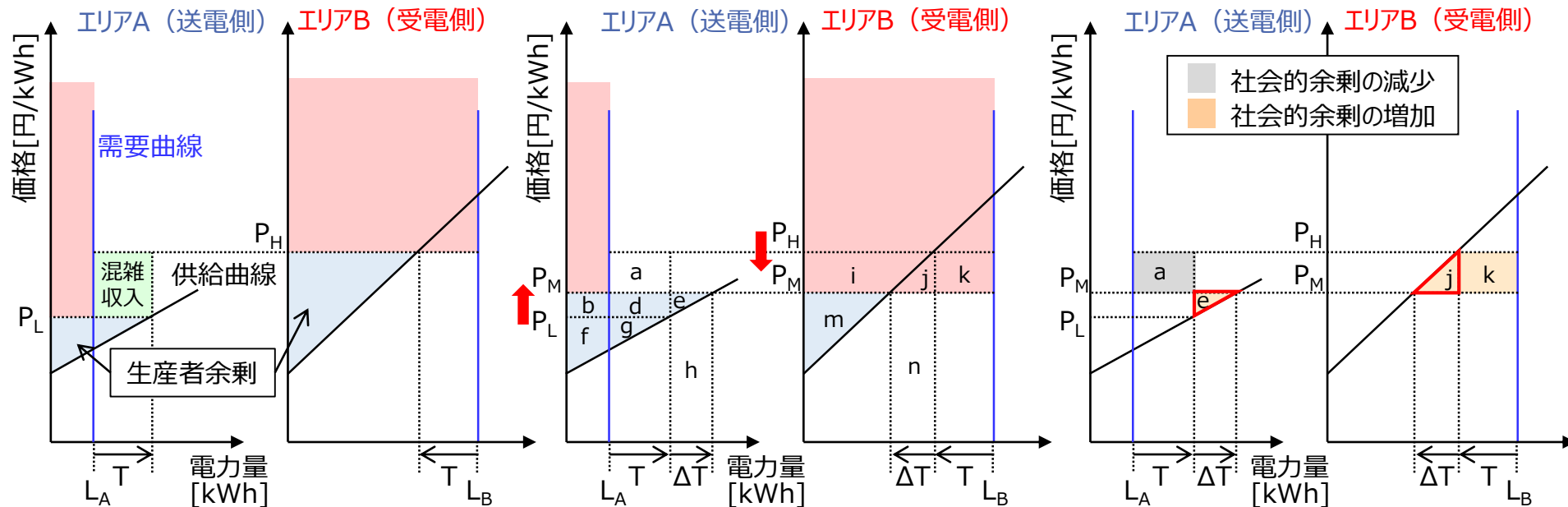
- ※1 消費者余剰：消費者が支払っても良いと考える金額から、実際の購入できた金額を差し引いたもの
(例) 人参1本を100円の予算で買おうと思っていたが、50円で買った ⇒ 消費者余剰は、100円-50円=50円
- ※2 生産者余剰：生産者が売っても良いと考える金額から、実際に生産に要した費用を差し引いたもの
(例) 人参1本あたり30円の費用がかかったが、実際には50円で売れた ⇒ 生産者余剰は、50円-30円=20円
- ※3 価格弾力性：商品の価格が変動することにより、その需要や供給の量が変化すること。

- 需要の価格弾力性がない場合、系統増強による社会的便益は下図のe+jとなる。

【Without (系統増強なし)】

【With (系統増強あり)】

【With-Without】



消費者余剰の変化
= -b
生産者余剰の変化
= b+d+e-(a+d)
社会的余剰の変化
= e-a

消費者余剰の変化
= i+j+k
生産者余剰の変化
= -i
社会的余剰の変化
= j+k

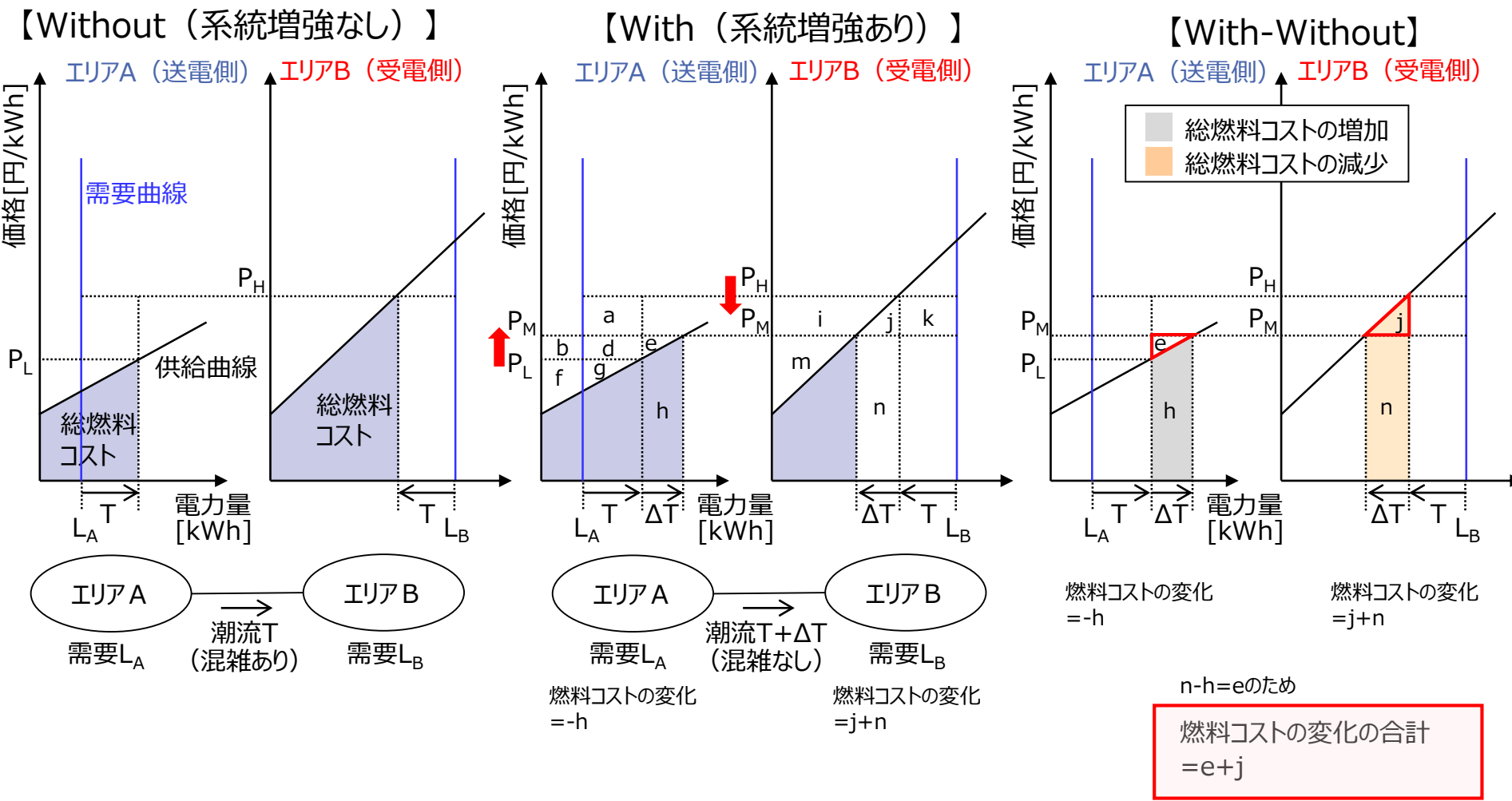
社会的余剰の変化
= e-a

社会的余剰の変化
= j+k

a=kのため

社会的余剰の変化の合計
= e+j

■ 系統増強による総燃料コストの変化の合計は下図の $e+j$ となり、需要の価格弾力性がない場合の社会的便益と等しくなる。

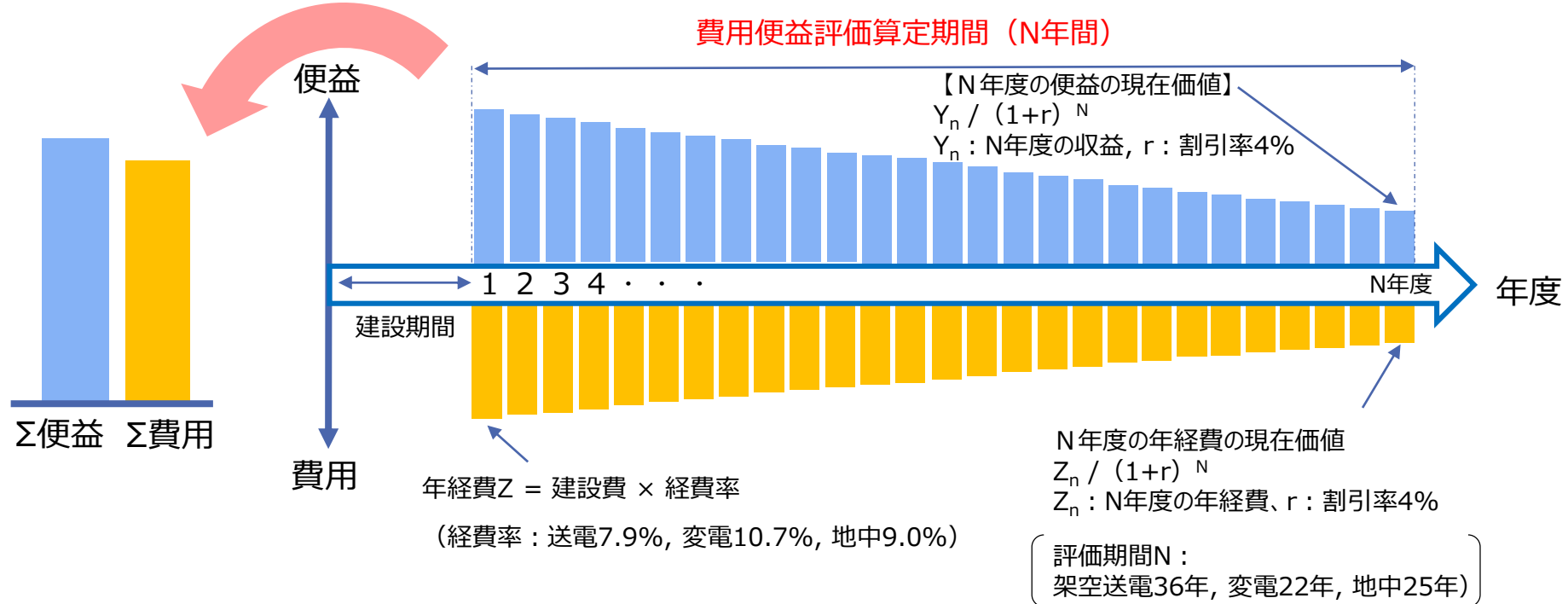


2. 費用便益評価手法 (2) 費用項目について

- 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。
- 系統整備に係るコストは、総費用の差分（With-Without）に表れる。
- 他方、電源開発コストは、新規の電源開発がなければ、With-Withoutで費用に変化がないため、考慮する必要がない。
- このため、費用は基本的に系統整備に係るコスト（減価償却費、運転維持費等）とする。

- 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、広域メルिटオーダーに基づいた潮流シミュレーションの結果によりシステムを強化した場合 (With) と強化しない場合 (Without) の総コストの差分 (燃料費削減やCO2対策費削減等) を算出。

<費用便益評価のイメージ>



2. 費用便益評価手法

(3) 日本におけるアデカシー評価手法

- ①停電コストベースの方法の場合、公式な停電コストがないことから、過去のアンケートによる試算値や、DRコストといった中から設定する必要がある。
- ②電源調達コストベースの方法の場合、電源の新設コストであることから、将来想定される電源種類が特定できれば、設定は①よりは難しくないとする。ただし、将来の技術革新等による変動要素も考えられる。
- 委員から、**停電コストの公定値が無いことからアデカシー評価は参考値とすべき**というご意見や、**電源調達コストベースの手法と停電コストベースの手法の結果の整合を確認すべき**といったご意見を頂いたことを踏まえ、引き続き検討を進めていく。

指 標	説 明	算定の容易さ
停電コスト	ESCJ2013アンケートにより3,050~5,890(円/kWh)という値が算出されているが、将来変動する可能性も踏まえて引き続き検討することとされている。また、DR発動によるkWh単価とする方法も考えられる。	多様な手法・設定が考えられるなか、コンセンサスの取れた値を設定することは難しいと思われる。
電源調達コスト	電源の新設コスト（電源新設に伴う年経費）や、DRによる確保等が考えられる。	将来想定される電源種が特定できれば、設定は比較的容易ではないか。ただし、将来の技術革新等による変動要素も考えられる。

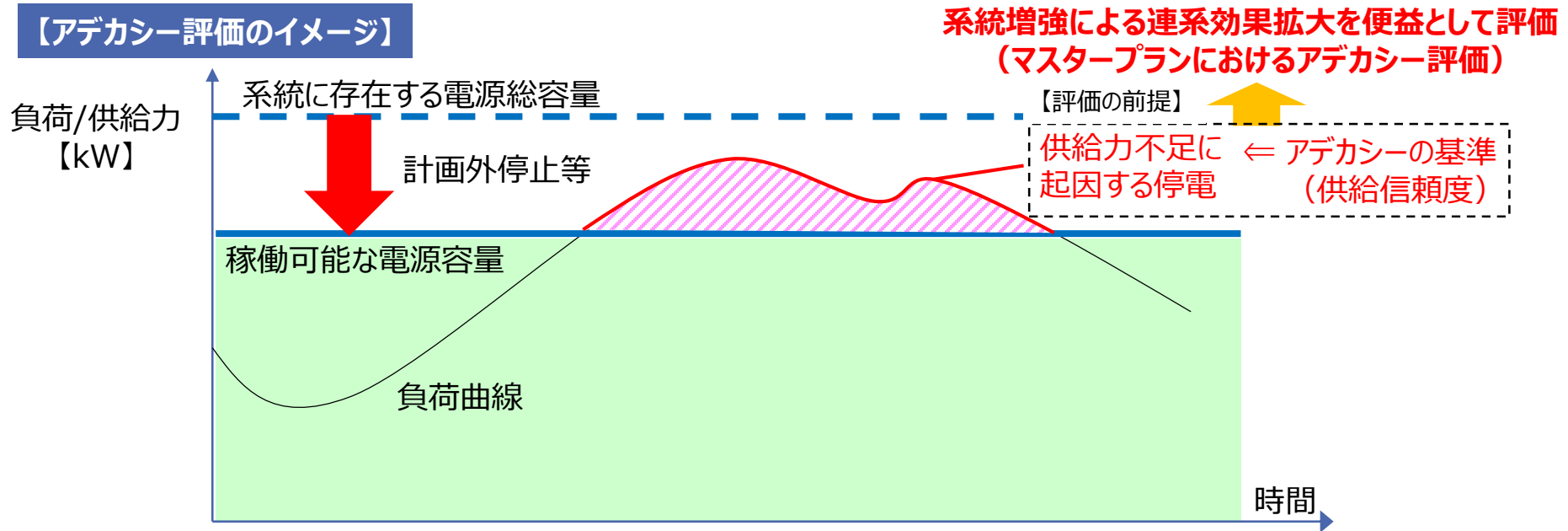
- 電力システムにおける供給信頼度には、アデカシーとセキュリティがあり、それぞれについて一定の基準を満たす必要がある。

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。

- **費用便益評価のアデカシー評価とは、系統増強による連系効果（エリア間融通）拡大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。**

【アデカシー評価のイメージ】



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。

<電源配置に関するご意見>

- ・本来は電源費用と系統費用の合計が小さくなる事が全体としての目的であると思う。2050年の温室効果ガス80%減を制約として考えるのであれば、例えば追加の電源をどこにどの程度配置するかという議論はあると思う。今回のツールは、電源立地に関しては所与のものとされているが、**全体最適を意識して検討すべき**ではないかと考える。

<調整力に関するご意見>

- ・物理的に必要になる量は、再エネが増えて行けば増加する方向であるため、**再エネ由来の調整力についても検討をお願いしたい。**

<CO2対策コストに関するご意見>

- ・ヨーロッパなどではもっと大きなCO2抑制の便益が出ていたと思うので、そもそもの原単位についても、**諸外国と足並みが揃うよう**に検討して頂きたい。
- ・国際エネルギー機関 (IEA) から「World Energy Outlook」2019年版が公開されており、そこに3つのシナリオがあり、それぞれのシナリオの燃料価格、2040年時点の想定もある。
- ・足元でRITEにおける2016年の評価によれば、日本のCO2の限界削減費用が非常に高いと評価されているためである。そういう意味で、CO2のコストをどう見るかによって、シミュレーション結果にかなりの影響が出ると思っており、複数の想定の中には、**日本の状況にあった想定を置くことが必要**ではないか。
- ・日本で**CO2の80%削減を可能にするCO2のコストを設定する必要がある。**

<調整力・慣性力・同期化力等の系統安定化にかかるコスト>

- ・短い出力変動に対しては実際には蓄電池のような調整力が必要になると考える。したがって、特に洋上風力を内陸の系統に連系する際には、調整力を新たに確保、つまり蓄電池を設置する必要があるのではないかと考えており、その場合には、**蓄電池費用等もB/Cのコストの中に含める必要がある。**

<系統混雑に関するご意見>

・**系統混雑を前提として考えていくのであれば、それに基づくコストやベネフィットをきちんとB/Cの関数の中に入れ込んで評価していく事が必要**になると思う。系統混雑があることによって発生するコストの増分、あるいは環境価値の変化、自然変動電源の再エネが送電容量に近い所で運用されている事に伴う停電損失の発生リスク、こういった観点もこのB/C中に含めて評価していくべき。

<再エネ想定に関するご意見>

・分散電源等の導入について、配置や容量については、ある程度のシナリオを想定し、複数のパターンを検討すると思うが、逆に、分散電源がどこに入るかというところに裕度があるとすれば、考え次第では託送料金等の在り方にも依存すると思うが、**ある程度最適化の中に組み込んでいくという考え方もある。**

<価格弾力性に関するご意見>

・電力各社の業績を分析する中で、当然その販売電力量の分析もやってきたが、**価格弾力性は全く無かった**。各社の販売原単位を分析すると、ほとんど気温要素で説明できた。燃料費調整制度に伴って値段は動いているが、ほぼ需要には影響しないことが実績として出ている。

<停電コストベースと電源調達コストベースの比較に関するご意見>

- ・停電コストで考えると大きな乖離が生じた場合、供給コストか停電コストの少なくとも一方の推計が間違っているか、大きな制度の歪みがあるのかのどちらかという事になるので、単に参考値として見るだけではなく、**供給コストを使ったものが合理的な停電コストの範囲に収まるような物になっているのかどうかをきちんと見るべき。**
- ・ある意味停電コストベースというのをリトマス試験紙のようにして、**実際の停電コストベースで算定されたものと大きな乖離がないかをチェックしている事は非常に重要**ではないかと思う。
- ・トレードオフ曲線で容量市場を決めている、つまり電源の調達コストと停電コストは総和を最小にしているようにしているため、その交点が必要曲線であるが、**需要曲線上で調達している限りにおいては、どちらで評価しても同じになるはず**である。

<費用便益項目に関するご意見>

- ・**不確実な幅があまり大きいのであれば**、他の例えば燃料費削減とかCO2コストのようなある程度の確からしさをもって計算できる便益と、あまり**同率に扱うべきではない**のではないかという気もしている。
- ・国の公定値のようなものが出来た上で①の停電コストベースの方法で測るのが自然な流れではないかと思う。そのような意味では、先ほど岩船先生が仰ったように、この便益と他の便益を同一に論じて足しているのかということは私も思っており、やはり**国の公定値のようなものが無い以上、これは別個に扱って普通の便益に組み入れるべきではない。**
- ・停電コストはCO2コストよりも幅が大きくなると思われるが、**幅が大きくなるからと言って、あるいは一つに決められないからと言って使えないという事は無い。**

<コスト想定の不確実性に関するご意見>

- ・今般の新型コロナウイルスの流行やDX等に伴う行動様式、あるいは産業構造の変容等に起因する電力需要の変化などによって、**電源調達コストや停電コストは大きく上下すると想定される。**
- ・将来想定される電源種の特定にどうしても幅が出てくるとすると、**願わくば①の停電コストベースの試算の方がある意味ではシンプル**な様にも思う。

<地内混雑想定に関するご意見>

- ・どんな時でも送電能力は十分にあるという前提をおいて評価しているということになる。**ネットワークが重要な検討対象となるこのマスタープランの検討においては、この評価が完全とは言い難いと思っており、改善が望まれる。**
- ・混雑管理をどのようなやり方をとるにしても、系統混雑が将来起きてくる。その状態においては**信頼度評価という時に系統制約が考慮されていなければ、正しく信頼度が評価されない。**

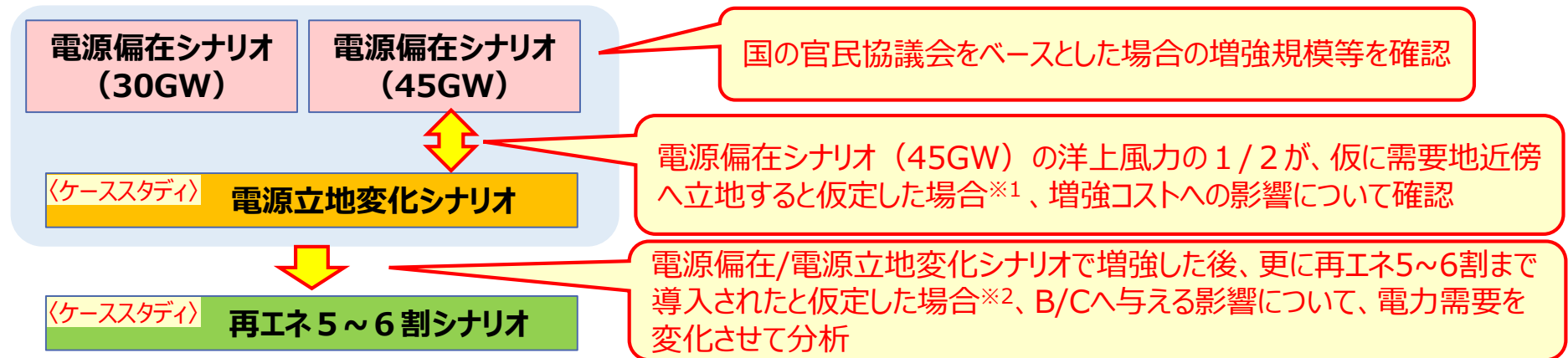
(余 白)

1. マスタープランについて
2. 費用便益評価手法
3. 複数シナリオによる分析
 - 3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件
 - 3-2 系統増強の考え方
 - 3-3 各地域の増強案検討
 - 3-4 シナリオ毎の増強案
 - 3-5 感度分析
 - 3-6 まとめ
4. 今後の検討課題と進め方

3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件

(1) 検討シナリオ

- 中間整理で採用した複数シナリオについては、官民協議会をベースとした「電源偏在シナリオ（2ケース）」、ケーススタディとして加えた電源の一部を需要地近傍に配置した「電源立地変化シナリオ」、再エネ導入が進展した「再エネ5～6割シナリオ」の**4つのシナリオで分析を実施**。
- 上記分析では、**シナリオにより設定された電源構成や電源立地が実現された場合を前提**としたことから、**電源の開発・導入に係るコストは考慮せず、電力ネットワーク増強によるコストと便益について分析**を行った。
- なお、**再エネを含む全ての電源の上げ・下げ両方向の調整力は、市場取引により確保されること、及び再エネ比率の増大により慣性力及び同期化力が著しく低下するケースでは、同期調相機等の対策により慣性力及び同期化力が確保されることを前提**とした。



※ 1 電源ポテンシャルの一部は開発計画が進んでいることを踏まえ、半分程度の需要立地を変化させたもの

※ 2 洋上風力45GWに加え、太陽光は約4倍断面（ $76 \times 4 = 300\text{GW}$ ）、陸上風力も約4倍断面（ $11 \times 4 = 44\text{GW}$ ）を導入比率で配分

(留意事項)

電源立地変化/再エネ5～6割シナリオは、ケーススタディのため仮に電源立地を設定したシナリオである。例えば、電源立地変化シナリオについては、需要地近傍に風況の良い地点は多く存在しないことから、電源側のコストを含めると全体費用は大きくなる可能性がある。

3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件

(2) シミュレーションツールの概要

- 一定の前提条件のもと、8,760時間の系統状況を想定。
 - 系統制約のもと起動費を含む総コスト（燃料費+CO2対策コスト）が最小になる発電計画を作成
 - 各種運用制約条件等を考慮しつつ、週間単位で繰り返し計算

一般送配電事業者から受領した系統解析用データを流用し、系統モデルを構築

【入力データ】

- ・需要
- ・再エネ出力
- ・電源（種別、出力、制約）
- ・系統データ（系統構成、インピーダンス、運用容量）等



下記を満たすように8,760断面において広域メリットオーダーシミュレーションを実施

【出力データ】 8,760h

- ・連系線、地内送電線潮流（制約あり／なし）
- ・各電源の出力
- ・総発電量、総コスト
- ・再エネ抑制量 等

- 目的関数 : 起動費を含む総コストが最小
 制約（条件） : ① 地内送電線・連系線・変圧器運用容量
 ② 発電機最大・最小出力、DSS
 ③ 調整力確保
 ④ 揚水池容量制約
 ⑤ 経済揚水(週単位) 等

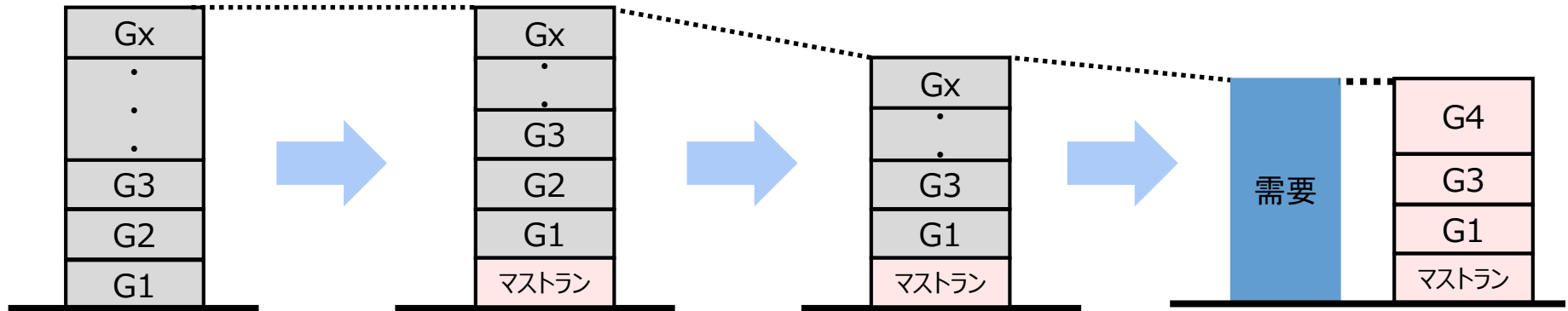
- 起動費を含む総コスト（燃料費+CO2対策コスト）が1週間単位で最小となるよう、送電線の運用容量等の制約を考慮してシミュレーションを行う。

①最大・最小出力、調整力等を考慮した各発電機の出力を設定

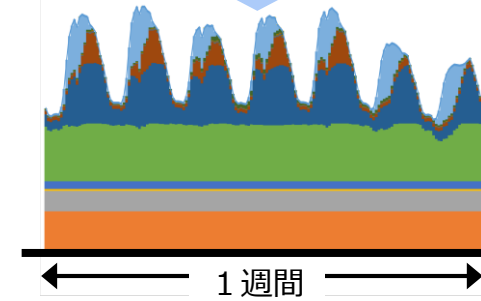
②マストラン電源を抽出

③DSS（停止～運転までの所定の時間）等を考慮して、発電機の稼働可否を判断

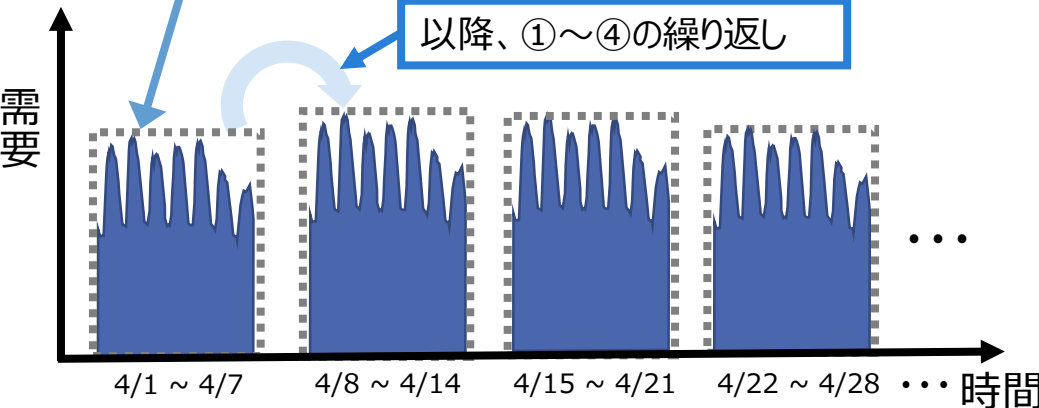
④メリットオーダーを基本としつつ、系統制約等を考慮し、各発電機の出力を決定（※）



1週間単位で総コストを最小化



以降、①～④の繰り返し



(※)例えば、需要低下時に、現在稼働中の発電機を停止し需要増に合わせて再度起動すべきか、運転し続けて将来の起動コスト支払いを回避すべきか等を判断。

3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件 (3) シミュレーション入力諸元 (1/3)

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"> ■ 現行エネルギーミックスの需要 (9,808億kWh) に電力調査統計の2019年度実績から求めた送電端需要/総需要の比 (離島分除く) を乗じて試算。 $9,808 \text{億kWh} \times (\text{送電端需要: 自家消費を除き}) / (\text{総需要}) = 8,721 \text{億kWh}$ (各ノード需要は2019年度実績で按分、2019年度の需要カーブを採用し、長期エネルギー需給見通しの需要に合うように補正)
電源構成	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> ■ 基本的に2030年度エネルギーミックス、供給計画のうち大きいものを設定 (供給計画については、東北北部募集プロセスなどの蓋然性が高いもの、一般送配電事業者に連系量を確認したものを含め、各ノードに割り当て) ■ 太陽光・風力の設備量については、各シナリオ毎に設定 ■ 利用率については、2019年度供給実績に基づき設定※1
	火力	<ul style="list-style-type: none"> ■ 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、各月の最大出力、起動停止時間、最低出力を考慮 ■ 石炭火力は、エネルギーミックス水準 (2030年度のkWh比率26%) で設定※2
	原子力	<ul style="list-style-type: none"> ■ 2030年度エネルギーミックス水準 (2030年度のkWh比率22%) で設定※3
	揚水	<ul style="list-style-type: none"> ■ 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		<ul style="list-style-type: none"> ■ 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・火力で確保
連系線		<ul style="list-style-type: none"> ■ 2020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) ※ 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 洋上風力の年間利用率は約33%で設定、洋上風力の出力カーブは実績が少ないため、陸上風力のものを代用して検討

※2 非効率石炭フェードアウトは議論中のため、2030年度時点での経年40年以上と40年未満に区分して最大出力を設定
(経年40年未満は年間の約4割停止、経年40年以上は約7割停止として、2030年度kWh比率26%となるように調整)

※3 既存もしくは建設中の設備を前提として設定

3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件 (3) シミュレーション入力諸元 (2/3)

	発電種別	出力計算式	所内率※1	出力範囲
再エネ	太陽光	時間毎の固定値 (+出力抑制分 該当断面)	—	—
	風力	時間毎の固定値 (+出力抑制分 該当断面)	—	—
	地熱	エリア毎設備量 * (1-所内率)	11.0%	—
	バイオマス	エリア毎設備量 * (1-所内率)	16.0%	—
	一般水力	時間毎の固定値 (+出力抑制分 該当断面)	—	—
揚水		エリア毎設備量 * (1-所内率) * 出力範囲	0.4%	【範囲】 -100% (揚水) ~100% (発電) ※充放電効率： 70%
原子力		ユニット毎設備量 * (1-所内率) * 設備利用率 * 出力範囲	4.0%	0,100%
火力	石炭	ユニット毎設備量 * (1-所内率) * 最大出力比率 * 出力範囲	6.4%	0,30~100%※2
	MACC		2.0%	0,20~100%※2
	ACC			
	CC			
	Conv		4.8%	0,30~100%※2
	石油			

※1 発電コスト検証ワーキンググループの「各電源の諸元一覧」

※2 「再生可能エネルギー技術報告書 (第2版)」 (NEDO)

3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件 (3) シミュレーション入力諸元 (3/3)

燃 種	燃料費単価※1 (円/kWh)	変化率制約	調整力供出能力	起動費※2	起動停止時間※3	一日あたりの 起動回数上限※3
石炭	10.4	制約なし	(稼働時出力－最低出力) を下げ代, (最大出力－稼働時出力) を上げ代として それぞれ供出可能とする	1.6～15百万円 (20～100万kW)	8時間	1回
MACC	13.0			1.0～1.8百万円 (10～85万kW)	4時間	2回
ACC	13.4				4時間	2回
CC	15.7				4時間	2回
Conv	18.3			0.7～5.0百万円 (20～100万kW)	8時間	1回
石油	27.8			8.0～16.4百万円 (25～70万kW)	8時間	1回

最大出力比率※4		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
石炭	(経年40年以上)	(年間の約7割停止となるように設定)											
	(経年40年未満)	(年間の約4割停止となるように設定)											
MACC		74.9%	73.4%	79.5%	91.2%	94.9%	89.8%	81.2%	82.7%	92.2%	98.2%	98.0%	89.0%
ACC		75.3%	71.9%	81.3%	93.5%	97.3%	90.2%	83.3%	86.1%	93.4%	97.7%	96.5%	91.0%
CC		70.1%	67.2%	76.1%	92.3%	94.7%	90.6%	82.4%	83.8%	88.2%	93.2%	94.4%	85.5%
Conv		70.8%	73.4%	79.8%	93.1%	96.7%	93.6%	87.8%	86.9%	89.2%	94.7%	94.9%	84.3%
石油		67.5%	68.1%	75.8%	90.5%	96.0%	92.5%	83.3%	85.5%	92.3%	94.5%	95.0%	85.3%

※1 発電コスト検証ワーキンググループ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

※2 「長期エネルギー需給見通しを前提としたアデカシー確保に関する定量的評価」から設定 (2016, 電力中央研究所)

※3 第38回調整力等委員会 資料3-2

※4 最大出力比率=100%－過去五カ年平均補修率。ただし、石炭については、2030年度kWh比率が26%となるように調整

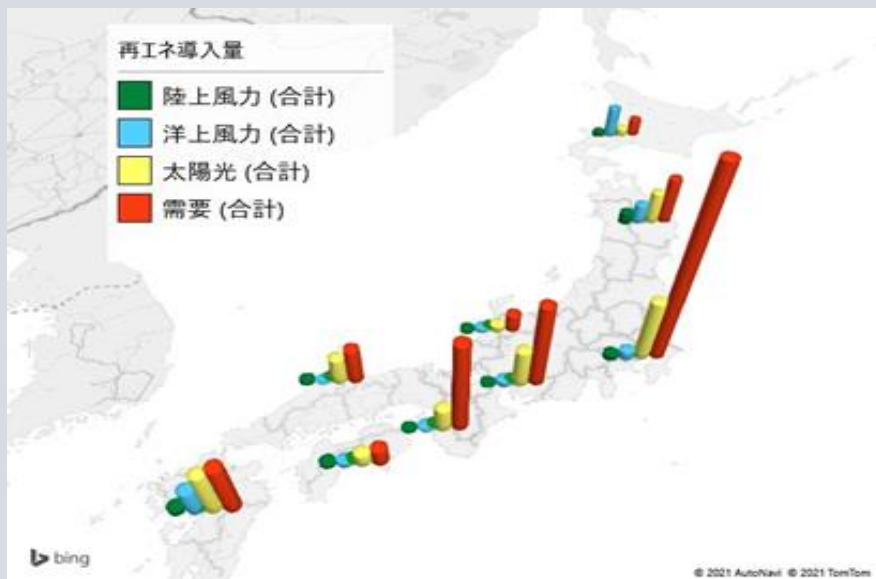
3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件

(4) 各シナリオでの入力設定 (電源偏在シナリオ (30GW))

- 立地制約のある再生可能エネルギー (風力を想定) が偏在して導入された場合、費用便益等の面からどのような系統増強が合理的かを確認するシナリオ

電源偏在シナリオ(30GW)

【再エネ導入量 (太陽光・風力)】



設備量

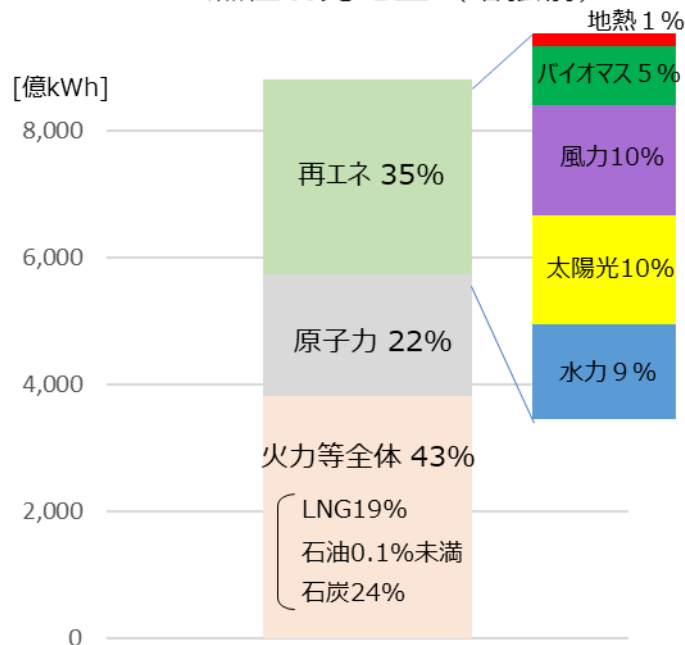
万kW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
陸上風力	148	357	156	48	77	19	88	78	137
洋上風力	956	588	243	135	85	75	32	110	776
太陽光	234	966	1,847	1,133	167	703	793	360	1,347

導入時期: 2040年以降を想定

【系統増強前の需給バランス】

燃種別発電量 (増強前)



※ 四捨五入により合計が合わない場合がある

【シミュレーションでの追加設定】

- 洋上風力の導入量は、官民協議会で示された各エリアの導入量 (30GW) を反映

【その他】

再エネ比率 (系統増強前) : **35%**

再エネ出力制御率※ (太陽光・風力:系統増強前) : **11%**

※連系線等の背骨系統以外の地内系統制約は考慮していないことに留意が必要

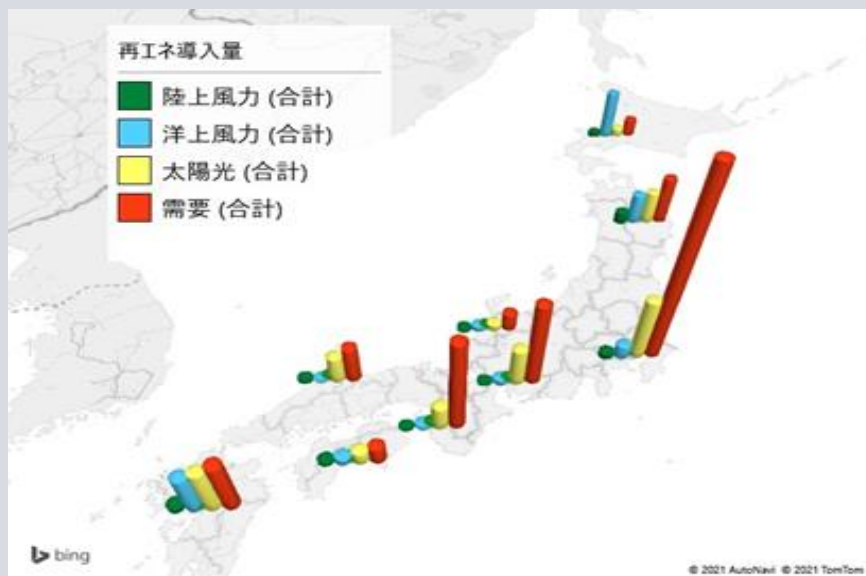
3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件

(4) 各シナリオでの入力設定 (電源偏在シナリオ (45GW))

- 立地制約のある再生可能エネルギー (風力を想定) が偏在して導入された場合、費用便益等の面からどのような系統増強が合理的かを確認するシナリオ

電源偏在シナリオ (45GW)

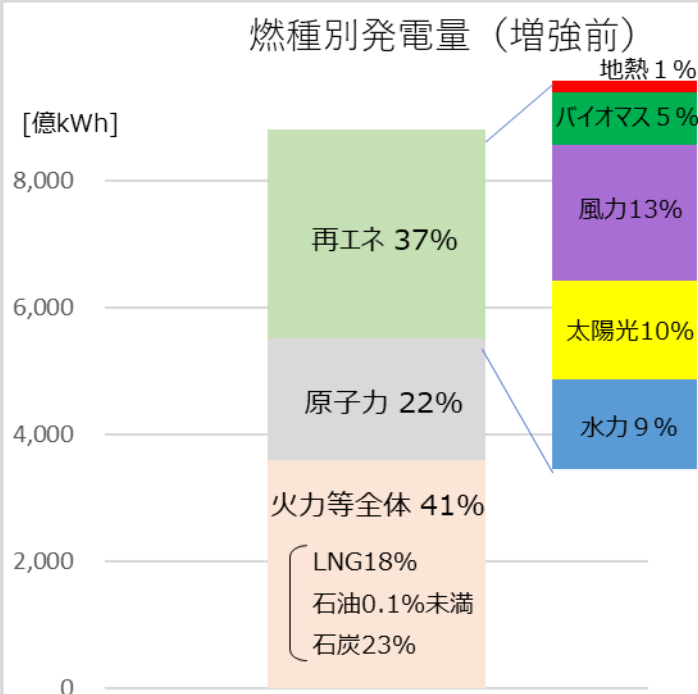
【再エネ導入量 (太陽光・風力)】



設備量	万kW									
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	
陸上風力	148	357	156	48	77	19	88	78	137	
洋上風力	1,465	900	370	135	130	90	50	170	1,190	
太陽光	234	966	1,847	1,133	167	703	793	360	1,347	

導入時期: 2040年以降を想定

【系統増強前の需給バランス】



※ 四捨五入により合計が合わない場合がある

【シミュレーションでの追加設定】

- 洋上風力の導入量は、官民協議会で示された各エリアの導入量 (45GW) を反映

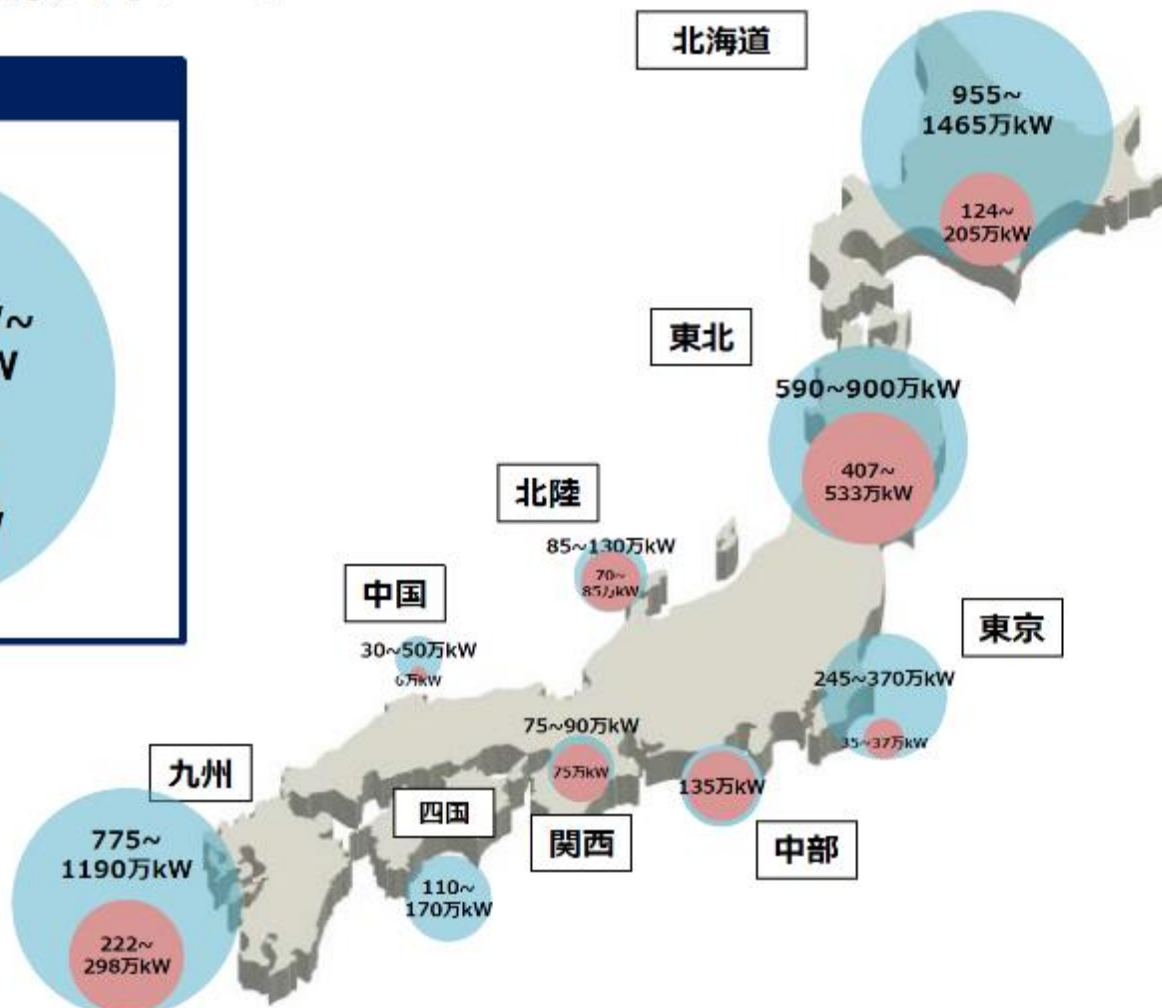
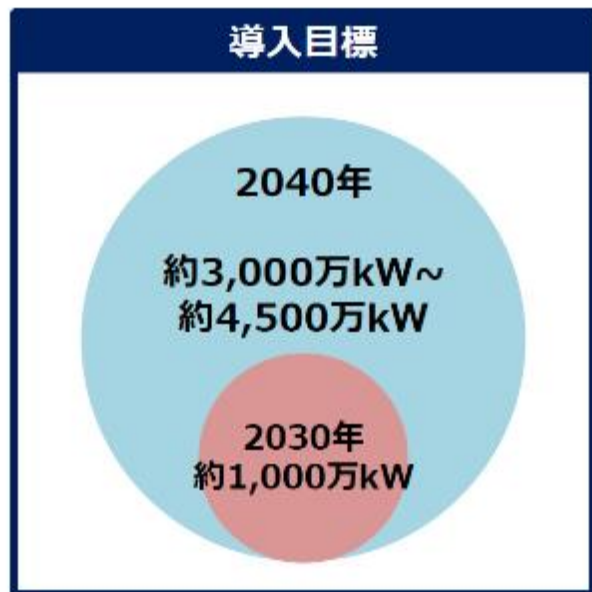
【その他】

再生エネ比率 (系統増強前) : **37%**

再生エネ出力制御率※ (太陽光・風力:系統増強前) : **17%**

※連系線等の背骨系統以外の地内系統制約は考慮していないことに留意が必要

【参考】エリア別の導入イメージ



※2030年については、環境アセス手続中（2020年10月末時点・一部環境アセス手続が完了した計画を含む）の案件を元に作成。
※2040年については、NEDO「着床式洋上ウインドファーム開発支援事業（洋上風力発電の発電コストに関する検討）報告書」における、LCOE（均等化発電原価）や、専門家によるレビュー、事業者の環境アセス状況等を考慮し、協議会として作成。なお、本マップの作成にあたっては、浮体式のポテンシャルは考慮していない。

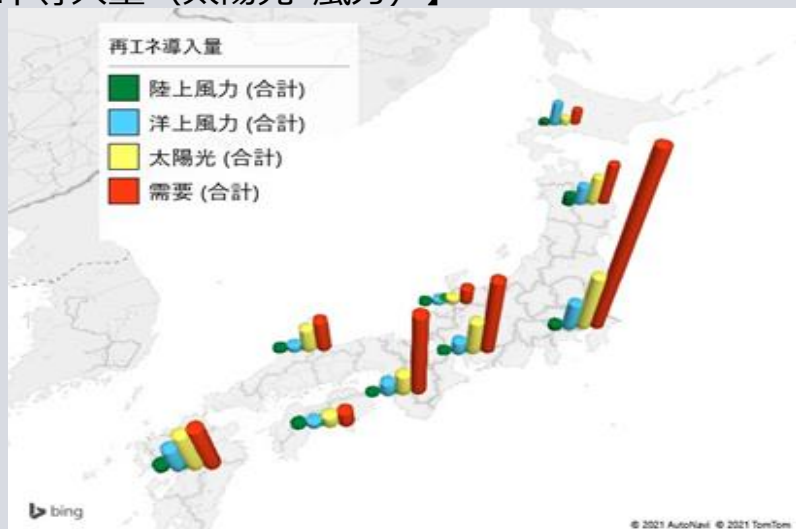
3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件

(4) 各シナリオでの入力設定 (電源立地変化シナリオ：45GW)

- ケーススタディとして、電源偏在シナリオ (45GW) の洋上風力の1/2が仮に需要地近傍にあるとした場合、電源偏在シナリオ (45GW) と比較してどの程度変化するかを確認するシナリオ
- ただし、需要地近傍に風況の良い地点は多く存在しないことから、電源側のコストを含めると全体費用は大きくなる可能性があることに留意が必要。

電源立地変化シナリオ (45GW)

【再エネ導入量 (太陽光・風力)】



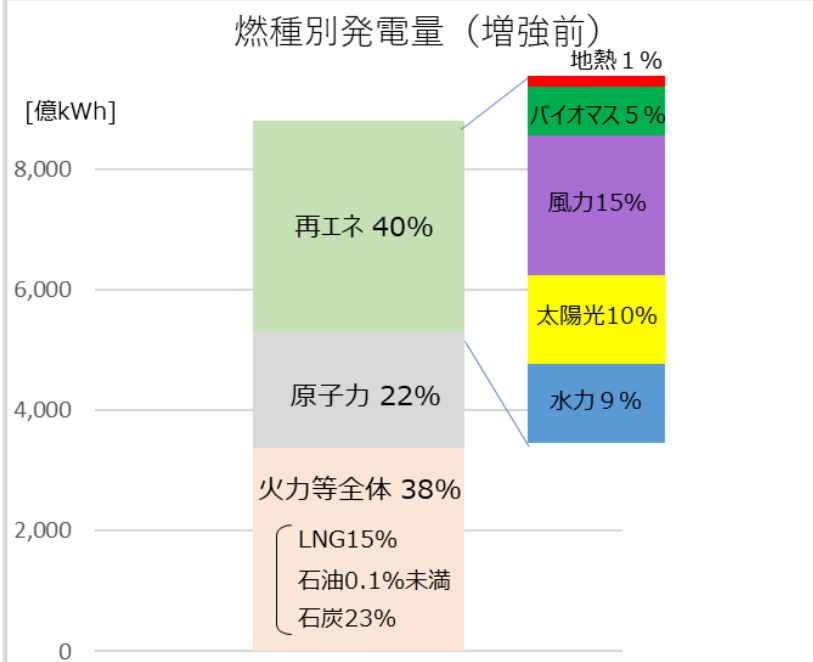
設備量	万kW								
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
陸上風力	148	357	156	48	77	19	88	78	137
洋上風力	811	659	917	411	140	415	180	155	813
太陽光	234	966	1,847	1,133	167	703	793	360	1,347

【シミュレーションでの追加設定】

- ・ 電源偏在シナリオ(45GW)の洋上風力の導入量の1/2を、2019年度の各エリアの需要実績 (kWh比率) に基づき再配分。

導入時期：2040年以降を想定

【系統増強前の需給バランス】



※ 四捨五入により合計が合わない場合がある

【その他】

- 再エネ比率 (系統増強前) : **40%**
- 再エネ出力制御率※ (太陽光・風力:系統増強前) : **9%**

※連系線等の背骨系統以外の地内系統制約は考慮していないことに留意が必要

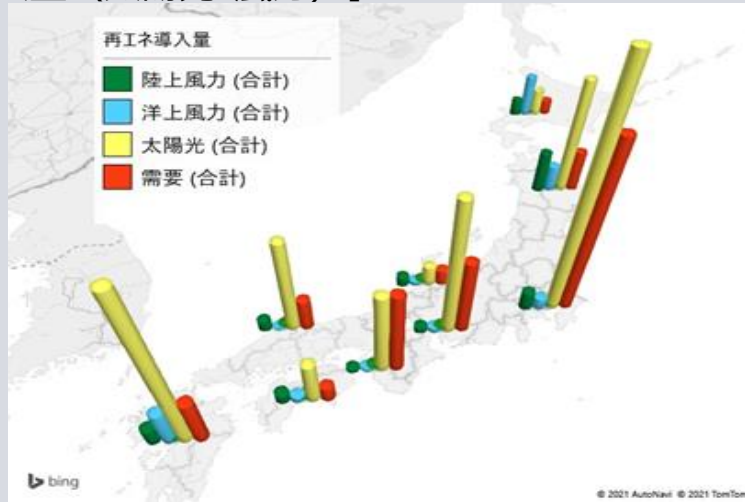
3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件

(4) 各シナリオでの入力設定 (再エネ5～6割シナリオ)

- ケーススタディとして、各シナリオで増強後、更に再エネ5～6割まで導入されると仮定した場合にB/Cへ与える影響について確認するもので、電力需要も変化させて分析も行う。
- なお、電力需要や電源の立地については具体的な見通しが無いことから、過去実績や既導入比率を参考に仮に設定したものととなる。

再エネ5～6割シナリオ

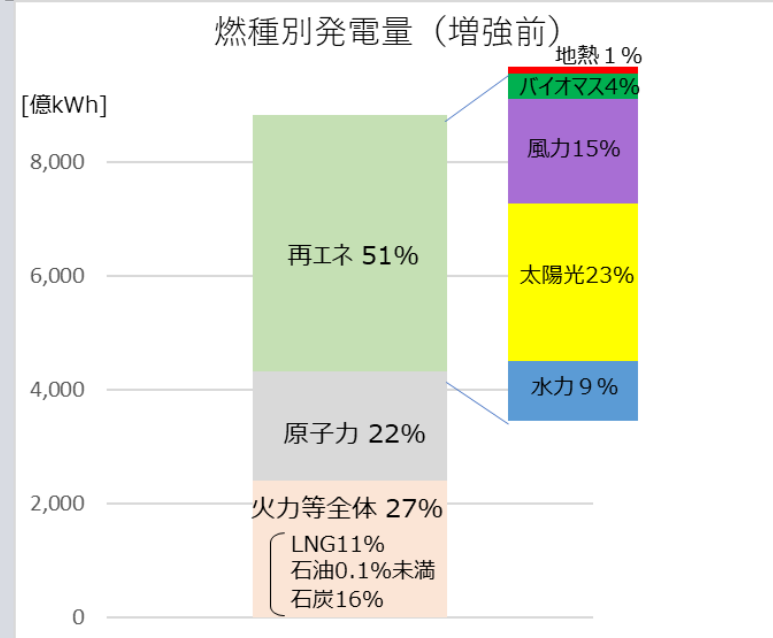
【再エネ導入量 (太陽光・風力)】



設備量	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
陸上風力	592	1,427	623	192	306	76.4	351	311	549
洋上風力	1,465	900	370	135	130	90	50	170	1,190
太陽光	936	3,864	7,388	4,532	668	2,812	3,172	1,440	5,387

導入時期: 2050年頃を想定

【系統増強前の需給バランス】



※ 四捨五入により合計が合わない場合がある

【シミュレーションでの追加設定】

- ・ 電源偏在シナリオ (45GW) をベースとして、太陽光 4倍 (76GW×4)、陸上風力4倍 (11GW×4) としたものの。(各エリアへは既導入比率により配分)

【その他】

再エネ比率 (系統増強前) : **51%**
 再エネ出力制御率※ (太陽光・風力:系統増強前) : **42%**

※連系線等の背骨系統以外の地内系統制約は考慮していないことに留意が必要

3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件

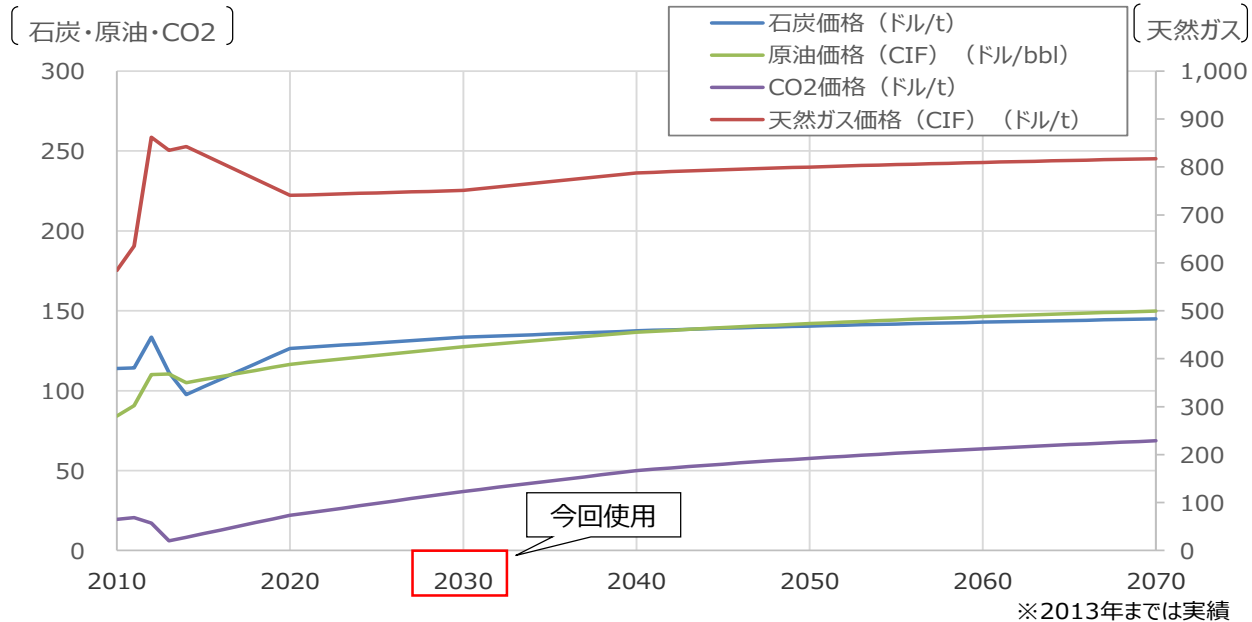
(5) 長期展望における費用便益評価について (燃料費 + CO2対策コスト)

- 燃料費、CO2対策コストには、国の審議会（発電コスト検証WG）の値を基本とするが、国際エネルギー機関のWEO2020※でも、感度分析を行う。
- 再エネ電源の燃料費・CO2対策コストについては0円/kWhとした。

※ 国際エネルギー機関（IEA）が毎年発行しているレポート「World Energy Outlook」

	石炭	LNG MACC 1500℃級	LNG ACC 1350℃級	LNG CC 1100℃級	LNG CT コンベンショナル	石油	[円/kWh]
燃料費 + CO2対策コスト	10.4	13.0	13.4	15.7	18.3	27.8	
燃料費	5.9	11.0	11.4	13.3	15.5	23.9	
CO2対策コスト	4.5	2.0	2.0	2.4	2.8	3.9	

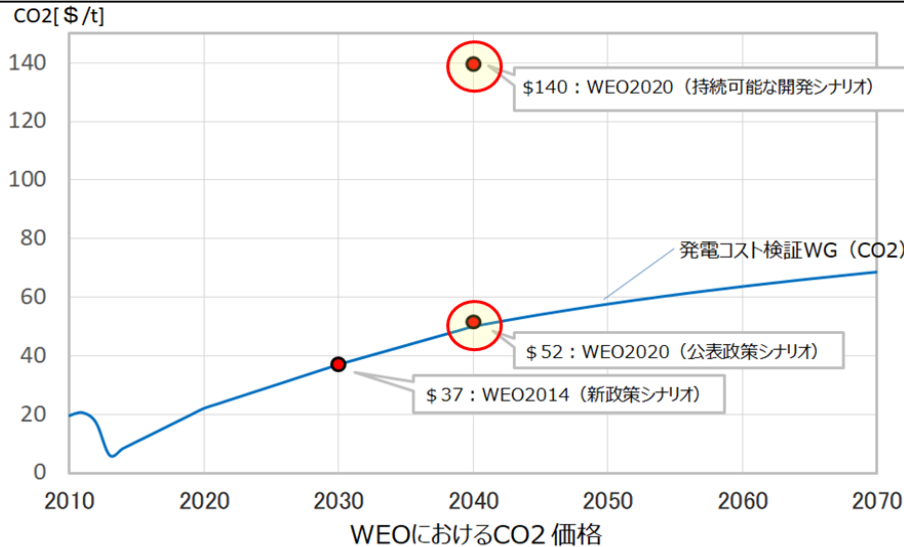
発電コスト検証ワーキンググループにおける燃料価格及びCO2価格の見通し※（新政策シナリオ）



第29回広域系統
整備委員会 資料
2-(3) 一部修正

出典：発電コスト検証ワーキンググループ（2015年5月26日）発電コストレビューシート「表3」燃料価格・「表4」CO2価格

- **公表政策シナリオ** (The Stated Policies Scenario) は、Covid-19が2021年に徐々にコントロールされ、世界経済が危機前に戻ることを前提として、実現に向けた詳細な措置によって裏付けられている範囲で、**これまでに発表されたすべての政策意図と目標を反映したもの**。
- **持続可能な開発シナリオ** (The Sustainable Development Scenario)は、公表政策シナリオと同じ経済および公衆衛生の見通しに基づくが、**クリーンエネルギー政策と投資の急増により、パリ協定、エネルギーアクセス、大気環境の目標など、持続可能なエネルギーの目標を完全に達成する**ためにエネルギーシステムを軌道に乗せたもの。



	WEO2014	WEO2020	
	新政策シナリオ (2030)	公表政策シナリオ (2040)	持続可能な開発シナリオ (2040)
石炭(ドル/t)	108 ^{※1}	77 ↓ 0.7倍	61 ↓ 0.6倍
天然ガス(ドル/Mbtu)	15	9 ↓ 0.6倍	6 ↓ 0.4倍
原油(ドル/bbl)	123	85 ↓ 0.7倍	53 ↓ 0.4倍
CO2価格(ドル/t)	37 ^{※2}	52 ^{※2} ↑ 1.4倍	140 ↑ 3.8倍

※1 OECDの価格を参照, ※2 欧州の価格を参照

3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件

(5) 長期展望における費用便益評価について (WEO2020による感度分析)

■ WEO2020の「公表政策シナリオ」、「持続可能な開発シナリオ」(2040年)においては、**総コスト(燃料費+CO2対策コスト)が大きく変化する。**

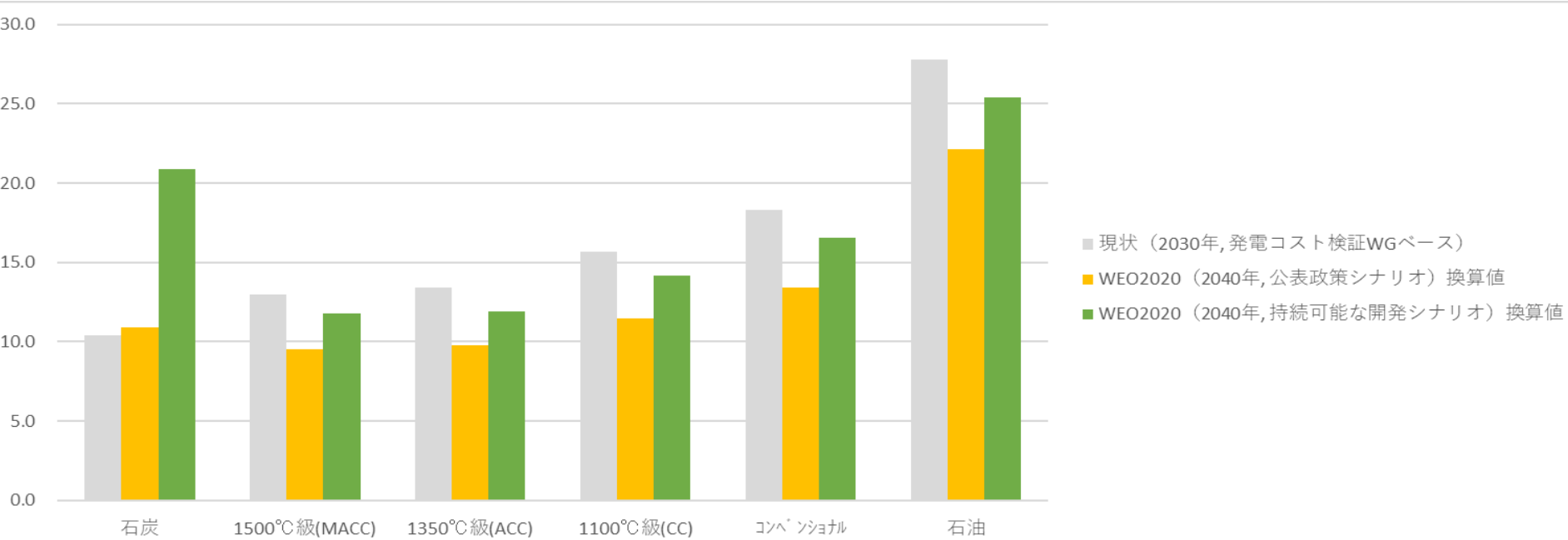
※ 燃料費、CO2対策コストについては、WEO2020のデータを単純に換算したもので試算。

《燃料費 + CO2対策コスト》

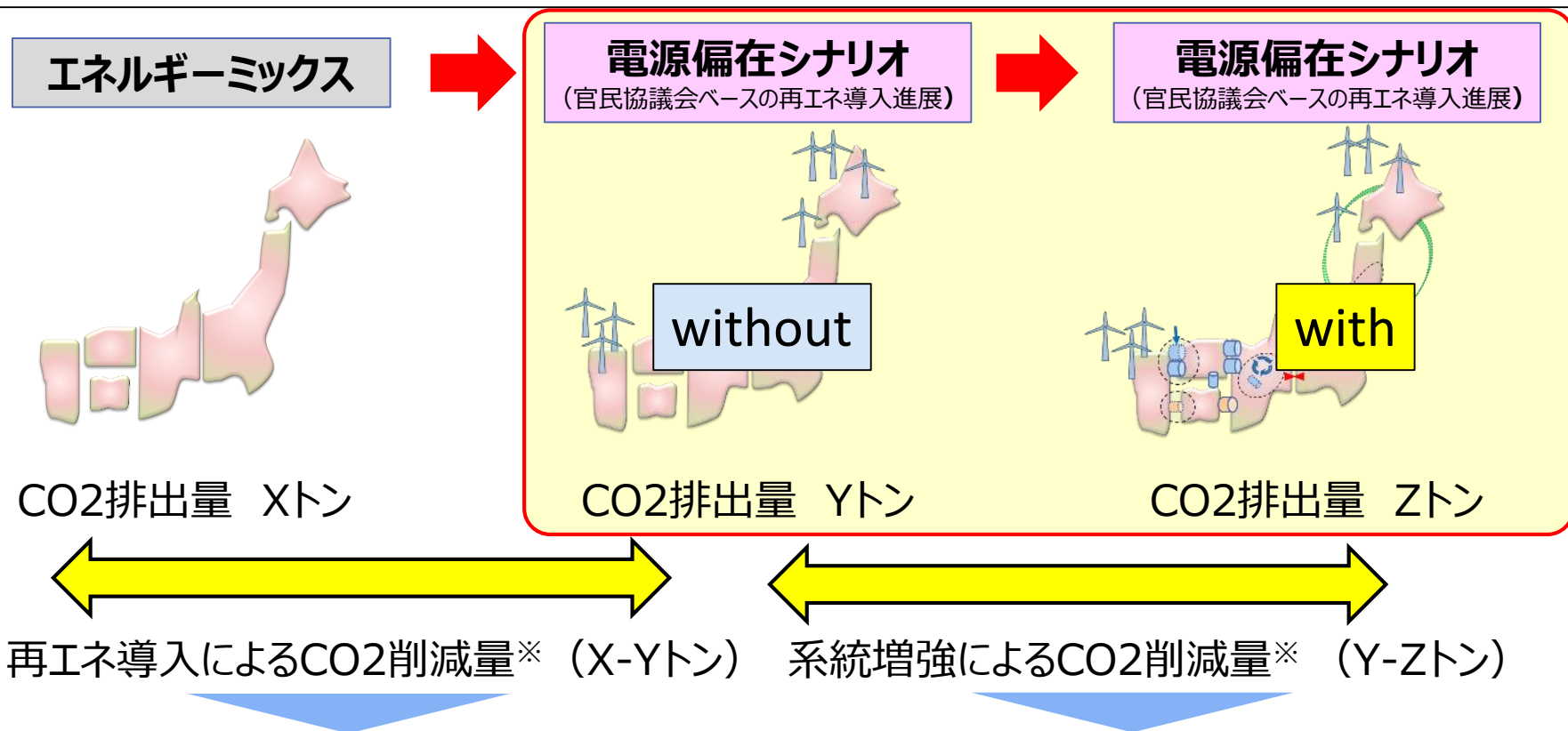
円/kWh

シミュレーション値	石炭	1500℃級(MACC)	1350℃級(ACC)	1100℃級(CC)	コンベンショナル	石油
現状 (2030年, 発電コスト検証WGベース)	10.4	13.0	13.4	15.7	18.3	27.8
WEO2020 (2040年, 公表政策シナリオ) 換算値	10.9	9.5	9.8	11.5	13.4	22.1
WEO2020 (2040年, 持続可能な開発シナリオ) 換算値	20.9	11.8	11.9	14.2	16.5	25.4

円/kWh



- CO2削減量について、**今回のB/C算定にあたっては、再エネ導入による削減は含まれず、系統増強によるCO2削減量のみが対象となる。**
- ただし、系統増強の有無に関わらず、所与の電源連系を前提とした評価であることに留意。



系統増強による便益ではないため**B/Cに含まない。**

(系統増強が無い場合再エネの出力制御率も高いことから、**再エネ導入がシナリオどおり進まない可能性あり**)

B/Cに含める

(以降お示しするCO2削減量はこの値)

※ シミュレーションで試算した各燃種毎の年間電力量から試算したCO2排出量に、2030年エネミ相当の自家用発電や送電ロス分を加算

- 2015年の発電コスト検証ワーキンググループのデータを参考に、シミュレーション結果から得られる各電源種の発電電力量からCO2排出量を試算※。

	石炭	MACC 1500℃級	ACC 1350℃級	CC 1100℃級	CT コンベンショナル	石油
熱効率	42%	52%	50%	43%	38%	39%
所内率	6.4%	2.0%	2.0%	2.0%	4.8%	4.8%
炭素排出係数 (g-C/MJ)	24.42	13.7	13.7	13.7	13.7	19.82
送電端電力1kWhあたりのCO2(kg)	0.82	0.35	0.37	0.43	0.50	0.70
(参考) CO2単価 (¥/kWh)	4.5	2.0	2.0	2.4	2.8	3.9

$$\text{送電端電力1kWhあたりのCO2[kg]} = \{(3.6 \times \text{炭素排出係数}) / ((1 - \text{所内率}) \times \text{熱効率} \times 1000)\} \times (44/12)$$

※ シミュレーションで試算した各燃種毎の年間電力量から試算したCO2排出量に、2030年エネミ相当の自家用発電や送電ロス分を加算

(余 白)

1. マスタープランについて
2. 費用便益評価手法
3. 複数シナリオによる分析
 - 3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件
 - 3-2 系統増強の考え方
 - 3-3 各地域の増強案検討
 - 3-4 シナリオ毎の増強案
 - 3-5 感度分析
 - 3-6 まとめ
4. 今後の検討課題と進め方

3-2 系統増強の考え方

(1) 系統増強の基本的な考え方

- 第8回委員会でご議論頂いたとおり、系統増強の考え方は国民経済性の観点から、増強コストを抑制可能な考え方（既存設備を最大限活用した部分的な増強）を優先しつつ、既存ルート全体のアップグレード、新ルート形成なども含めて検討を行う。

基本的な考え方

- 各増強案の検討にあたっては、費用対効果の観点から、増強コストを抑制可能な考え方（①）を優先して検討を進めてはどうか。
- なお、将来に亘ってコスト低減を図る観点から、連続性や拡張性を考慮した増強案とすることや特殊仕様を避けるといった視点も重要。

① 既存設備を最大限活用した部分的な増強による送電容量の拡張

例) 電線のサイズアップ等、将来用の拡張設計を有する設備のアップグレード

② 既存ルート全体のアップグレード、新ルート形成等による送電容量の拡張

ただし、レジリエンス面を強化するため、必要により複線化についても考慮

例) 同じルートを活用して増容量化、新たなルートを追加して増容量化

③ HVDC送電を活用した新ルート形成

長距離送電では、経済性及び系統安定性※という面で優位となるHVDC送電を活用

※ 偏在する再エネ電源の大消費地へ長距離送電する場合、交流送電は安定度面でボトルネックがあったが、直流送電では安定度面の課題は解消されるため、系統上大消費地近くに再エネ電源が立地することと同様の効果がある。さらに、これにより例えば北海道に偏在している再エネに対しても本州の調整力を活用することもできるようになる。ただし、再エネ導入量にどの程度の調整力が必要かについては確認が必要となる。なお、回転機がもつような慣性力を代替することはできない。

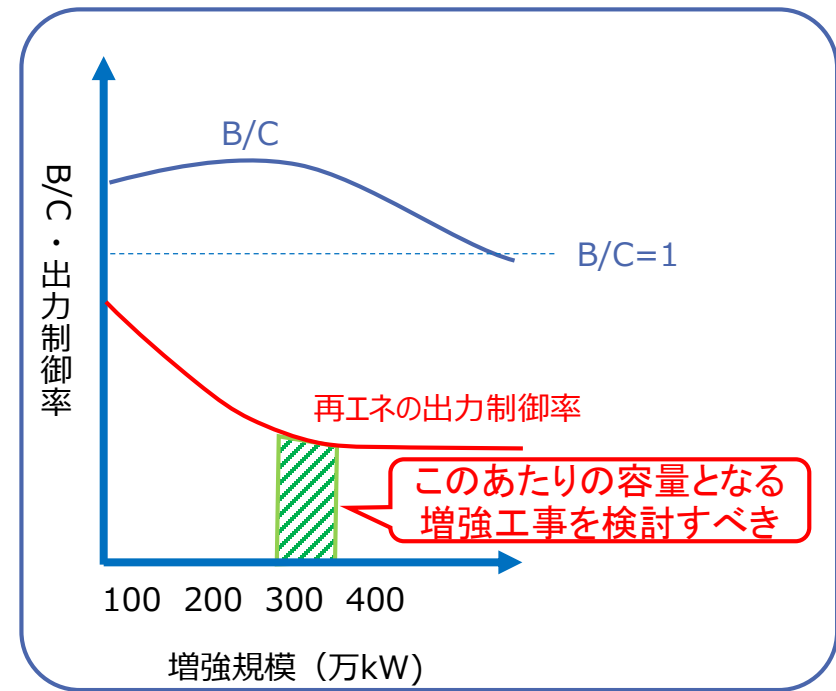
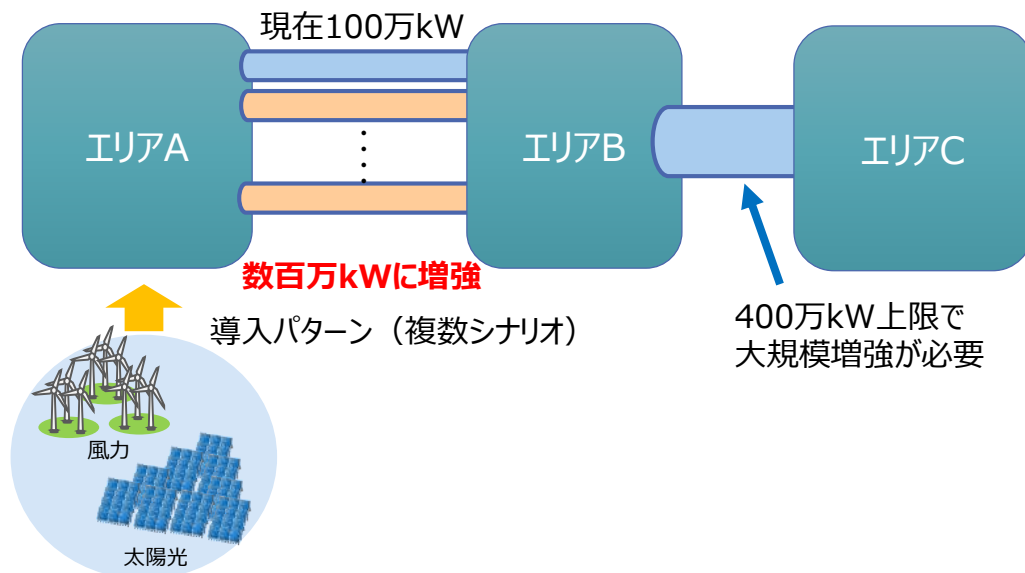
3-2 系統増強の考え方

(2) 増強規模の見極め方

- 増強規模については、再エネ導入量を増加させた場合、**次に必要となる大規模な増強などを考慮した最適な増強規模**について、**B/C***や**再エネの出力制御率等**に着目して分析することで、**妥当な規模を見極める**。

※ HVDCコストなど幅のある工事費については、原則として工事費の上限で確認する。

増強規模の見極めイメージ



3-2 系統増強の考え方

(3) HVDC送電の機器構成と将来の拡張性

- 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)

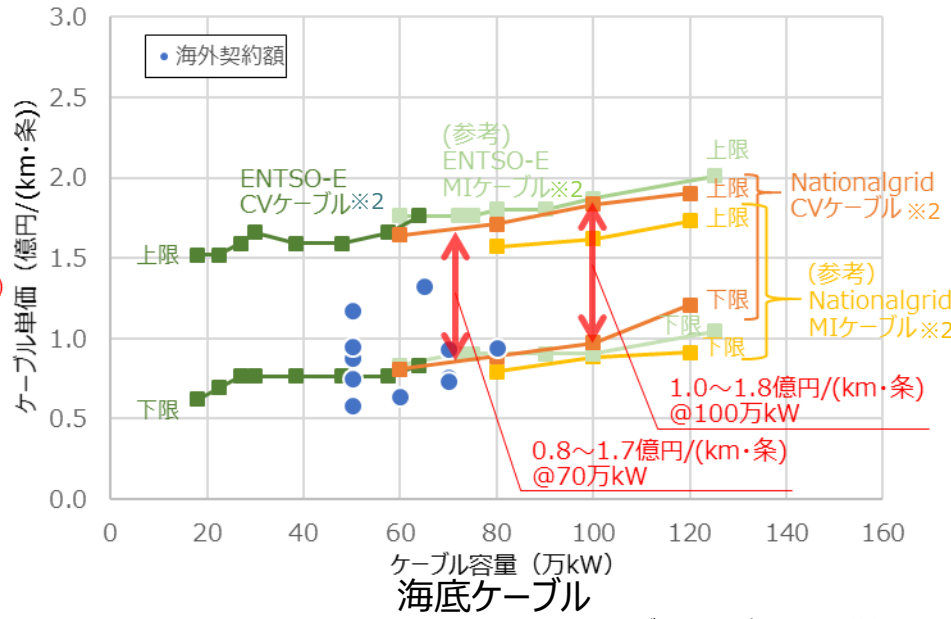
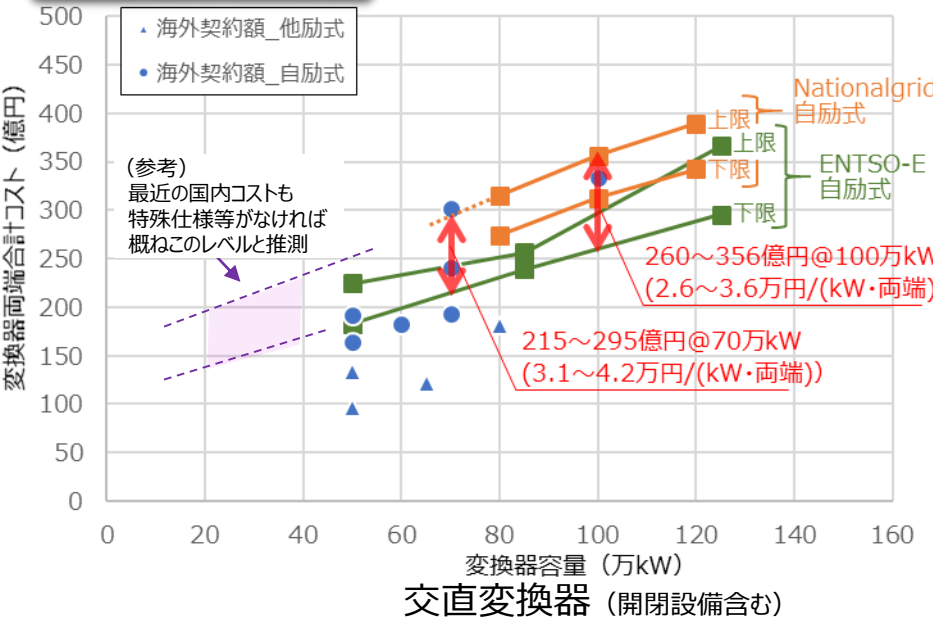
距離を変えた費用算出の際は、変換器費用を変えず、ケーブル費用のみ変えて算定することに留意

※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浸させたケーブル

(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

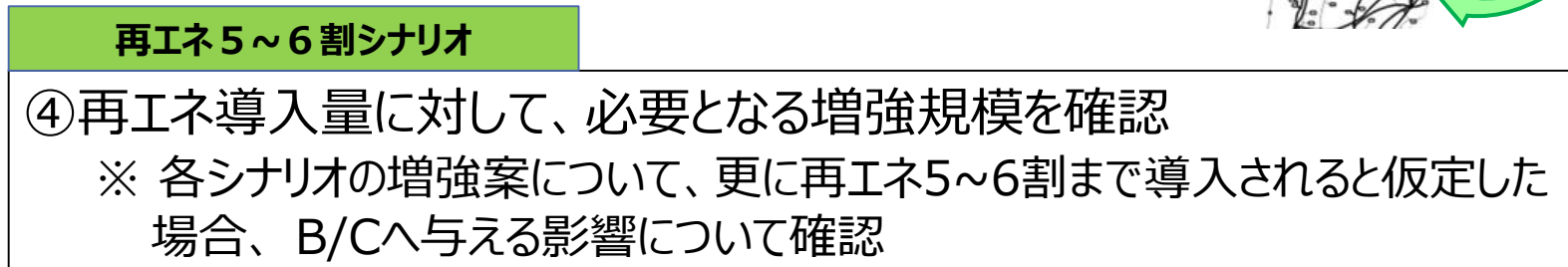
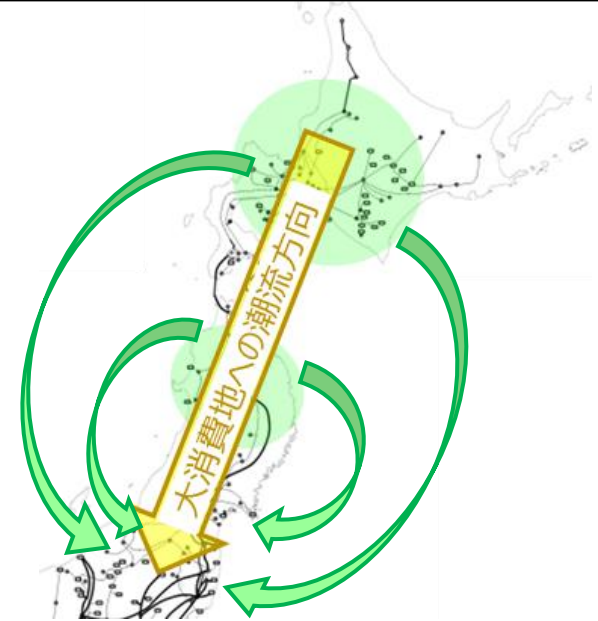
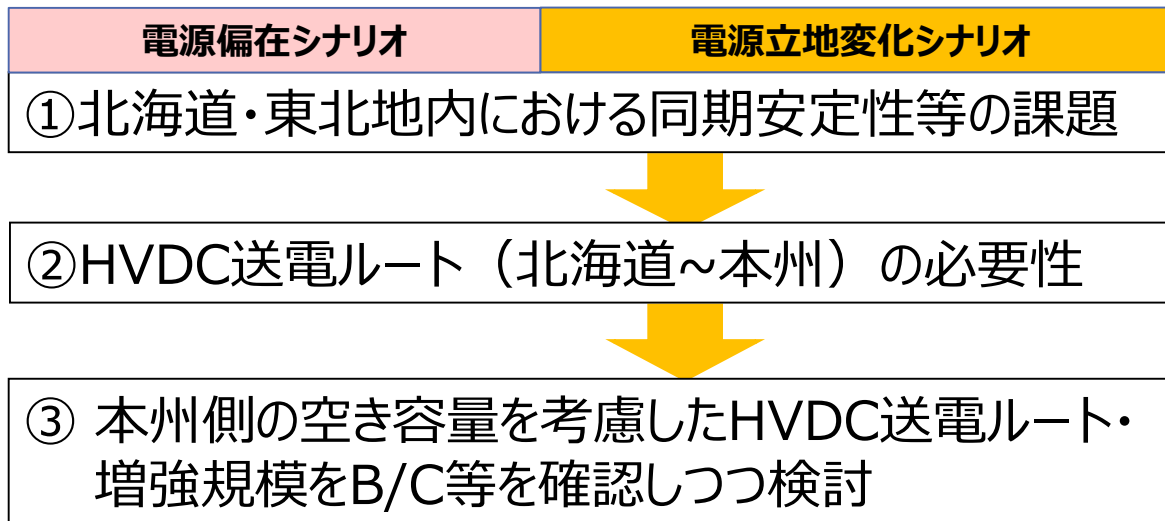
1. マスタープランについて
2. 費用便益評価手法
3. 複数シナリオによる分析
 - 3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件
 - 3-2 系統増強の考え方
 - 3-3 各地域の増強案検討
 - 3-4 シナリオ毎の増強案
 - 3-5 感度分析
 - 3-6 まとめ
4. 今後の検討課題と進め方

東地域の検討

3-3 各地域の増強案検討（東地域）

（1）検討方法

- 東地域については、各シナリオに対して、本州側の空き容量を考慮したHVDC送電ルート・増強規模を中心として検討を行った。
- なお、再エネ5～6割シナリオでの増強規模を確認したところ、大消費地でも再エネ出力制御が発生していることから、系統増強による効果が減少した結果、増強規模は電源偏在シナリオ（30GW）と同等の規模であった。

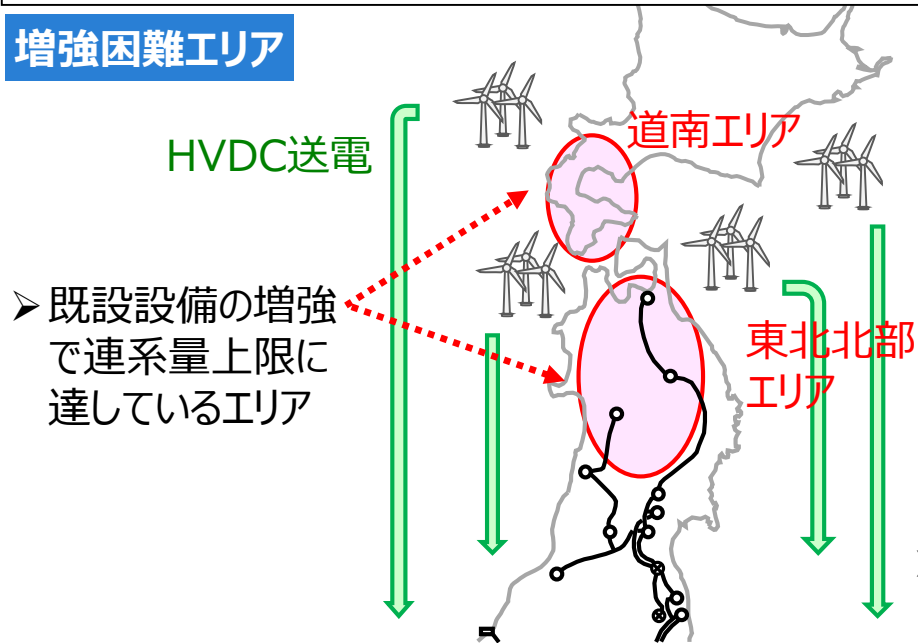


3-3 各地域の増強案検討（東地域）

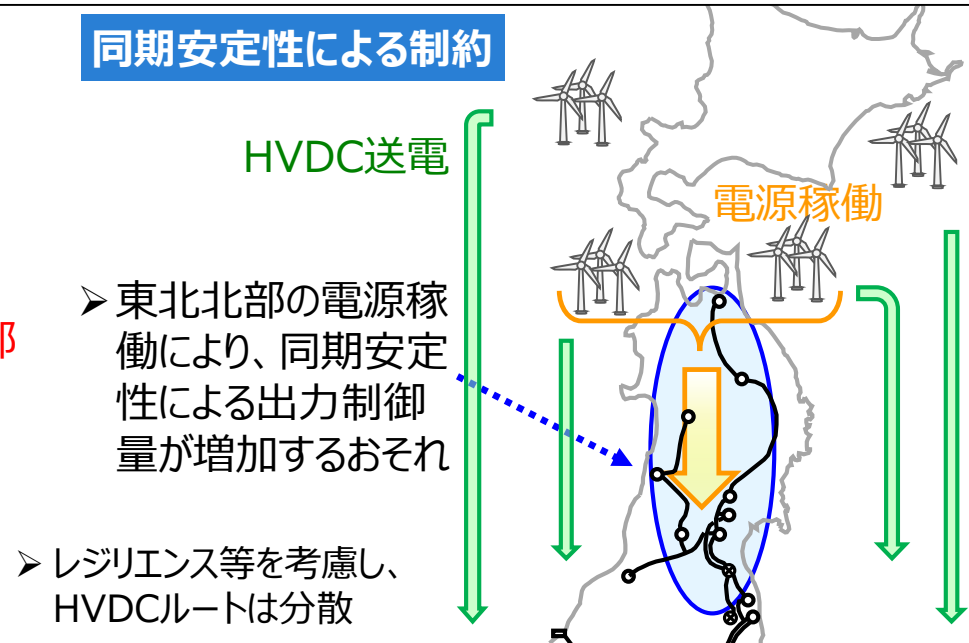
（2）直流送電(HVDC送電)の必要性について

- 北海道への再エネ導入を考慮すれば、本州へ大容量送電する必要があるが、**道南エリア及び東北北部エリアは既設設備の増強で連系量上限に達している**ことから、**長距離送電で交流ルートの新設するより、経済的に優位なHVDC送電が必要**となる。
- **東北地内および東北東京間連系線は同期安定性の制約**があり、東北北部へ洋上風力等が立地し、それらがメリットオーダーで稼働することになれば、**出力制御量が増加するおそれがある**。
- HVDC送電ルートは、**レジリエンス面も考慮して分散させることを基本**とするとともに、**直流送電設備等の有効活用の観点からも、調整力や供給力として活用できる設備構成も検討**する。
- なお、北海道から東北にかけては広範囲に洋上風力のポテンシャルがあるため、**海底直流送電は多端子型のシステム**などまだ国内外でも実績のない方式についても検討の視野に入れる必要がある。

増強困難エリア



同期安定性による制約



3-3 各地域の増強案検討（東地域）

（3）地内増強の必要性について

- 東北北部において再エネ導入が行われた場合、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1,000万kWから500万kW以下に低下する可能性がある。
- 運用容量が低下した場合、市場取引、供給力・調整力確保での悪影響が発生する。
- このため、現状の運用容量を維持するため、再エネ導入を想定した場合の対策として、**経済的に有利な既存システムをベースとした対策を前提とする。**
- **既存システムの増強については、今後、電源連系見通し等に基づき、具体的対策内容などを別途評価する。**

✓ 再エネ導入量を想定時に、東北東京間の運用容量を現状維持するための対策コスト

①対策コスト：約7,000～8,100億円※

東北・東京地内

○500kV送電線新設

○275kV→500kV昇圧 変電所 ほか

費用便益面でも①が有利

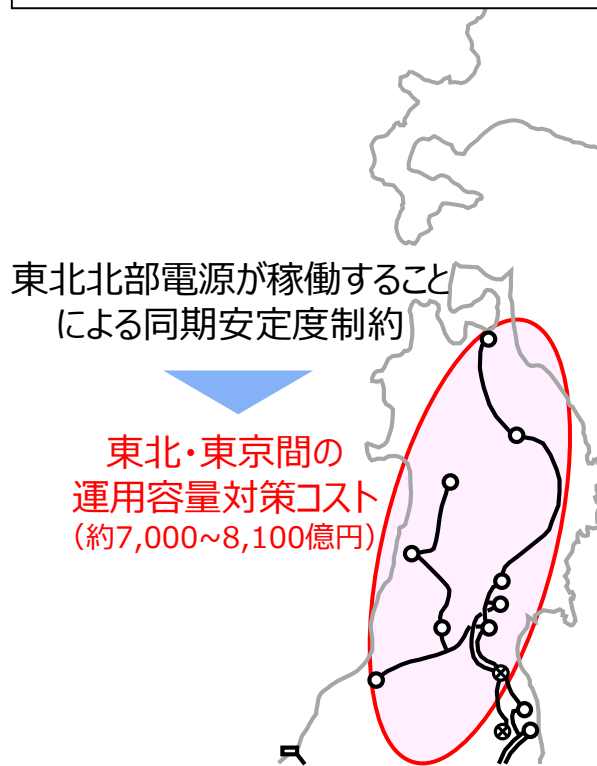
②HVDC送電ルート新設：

約8,000～1兆2,000億円程度

500万kW, 東北東京間600km

揚陸点～変換所ルート工事費含む

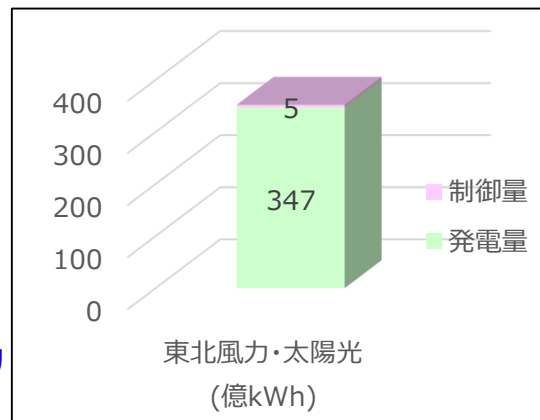
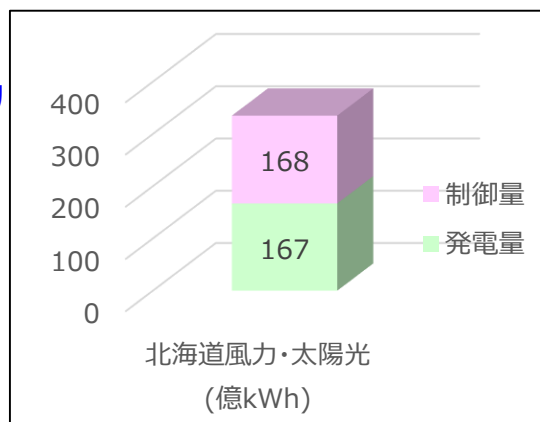
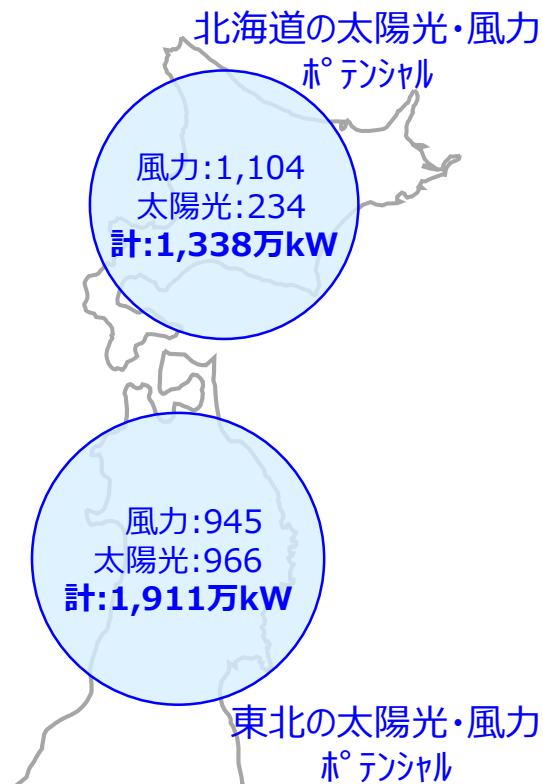
※ 概算工事額、30GWケースであれば4,000億円程度



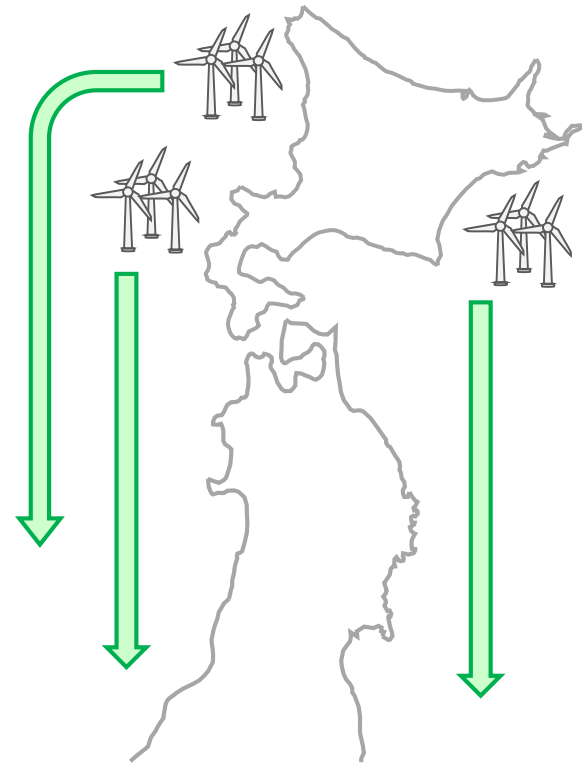
3-3 各地域の増強案検討（東地域） （4）現状における出力制御率について

- 現状の運用容量を前提とすれば、**出力制御率は、北海道エリアで約50%、東北エリアで約1%（30GW断面）**となる。
- このため、**北海道エリアの再エネを本州へ送るためのHVDC容量の分析が必要。**
- なお、中間整理では洋上風力の出力特性を陸上風力相当として評価しているが、**HVDC容量検討の精緻化の観点からも、平滑化効果を考慮した出力カーブについても今後検討する必要がある。**

30GW断面



北海道から本州へ送電
➤ HVDC送電が必要

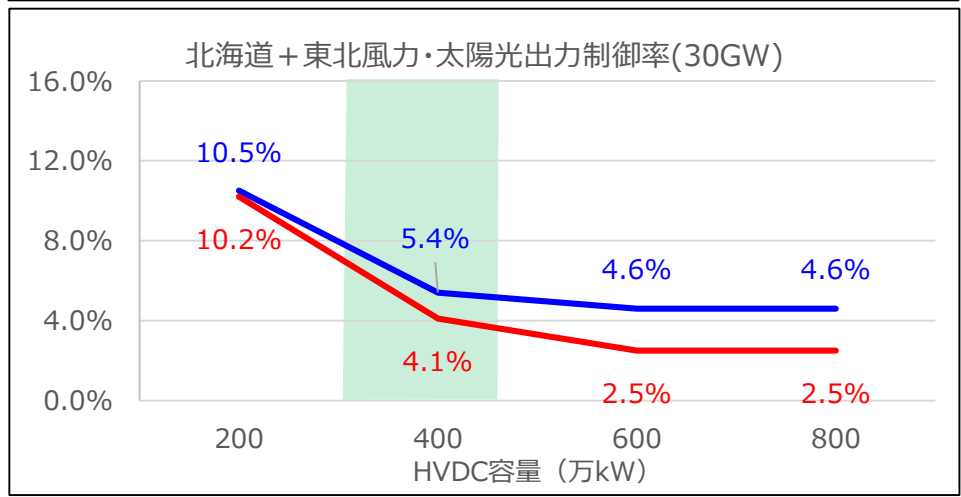
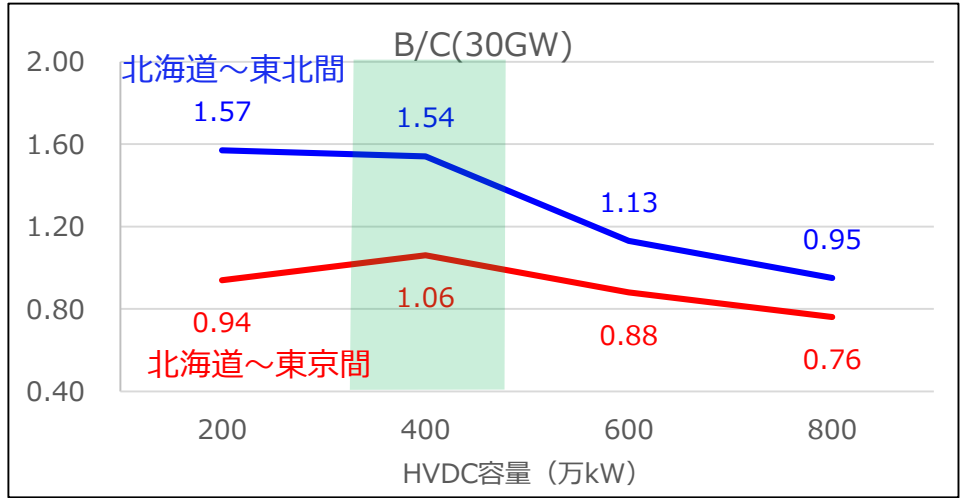
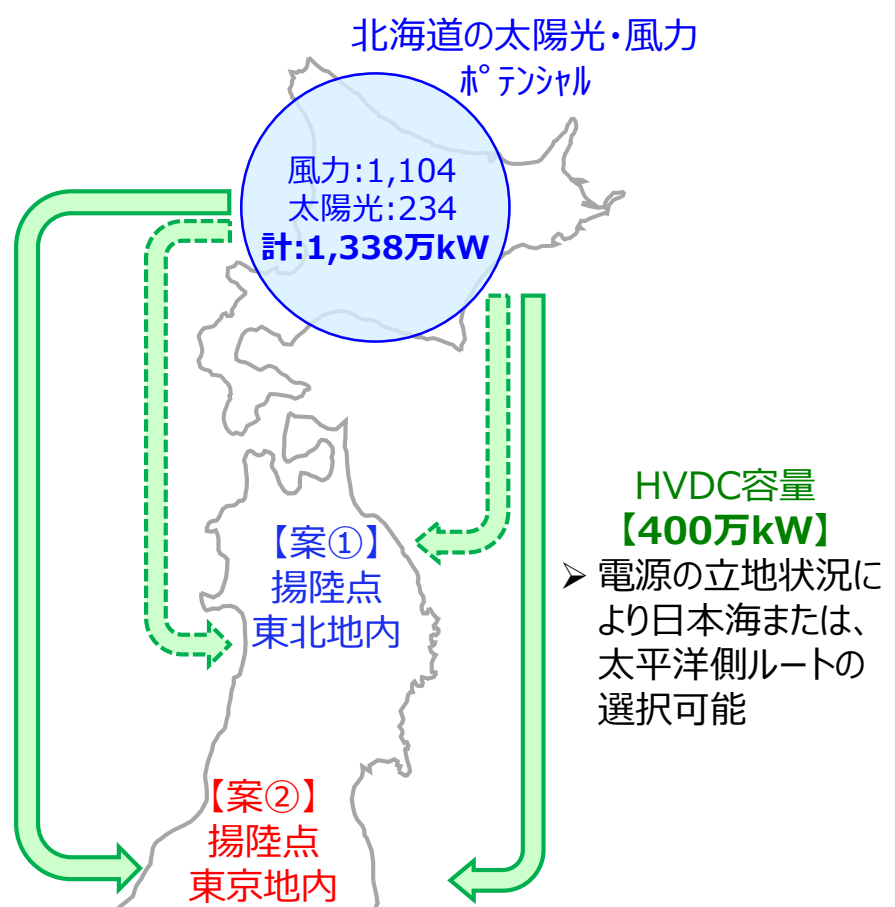


3-3 各地域の増強案検討（東地域）

(5) 電源偏在シナリオ（30GW）におけるHVDC容量について

- 30GW断面での北海道から本州への送電では、B/Cや再エネの出力制御率等から**HVDC容量※400万kW程度が妥当**と考える。 ※ 地内運用容量を除く
- 揚陸点は、後述する**将来の45GW断面への連続性を考慮すると東京地内への接続が望ましい**。なお、日本海・太平洋側の**ルート選定は、電源の立地状況等により選択することも可能**。

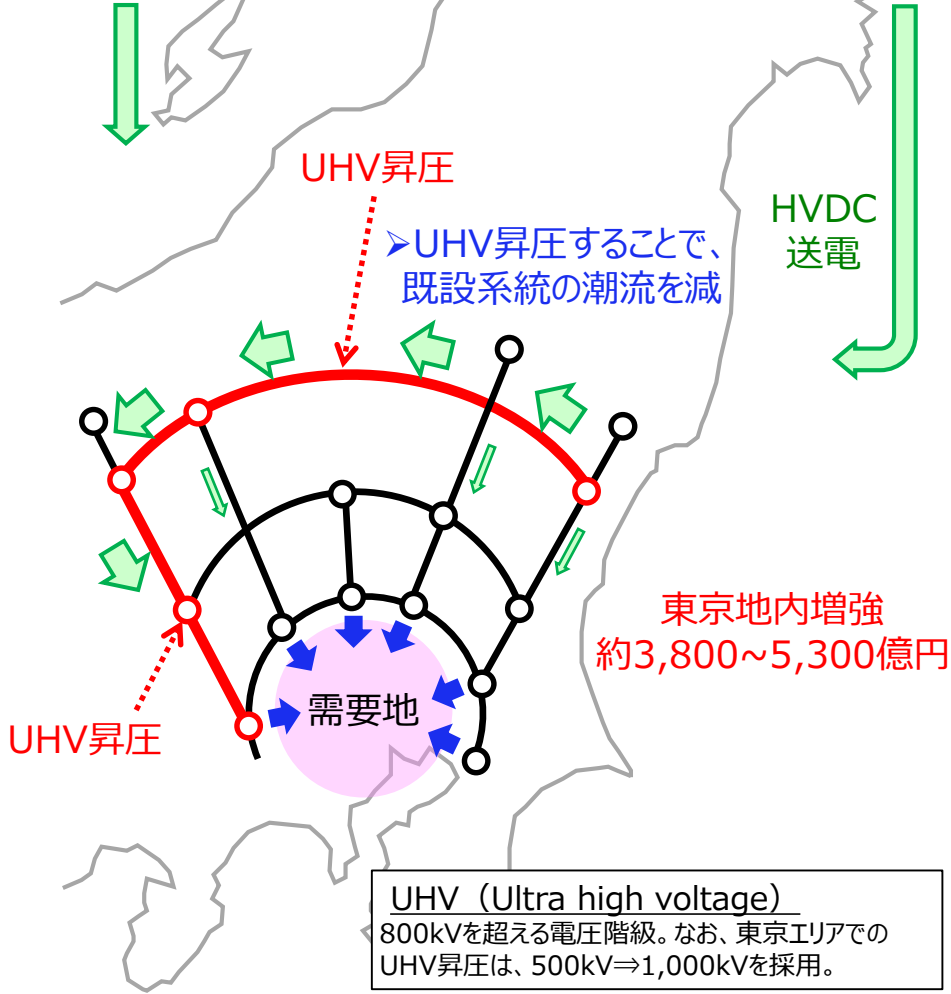
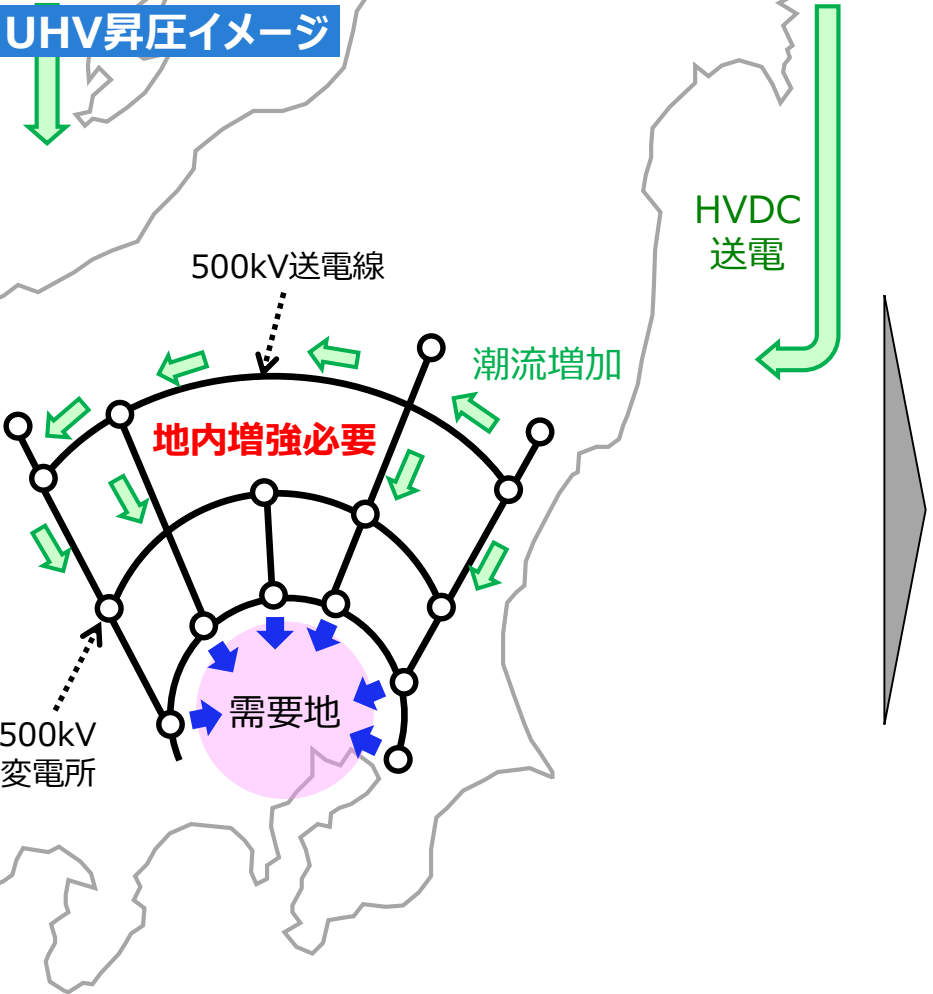
HVDC容量(30GW)



3-3 各地域の増強案検討（東地域） (6) 東京地内増強（一部UHV昇圧）について

- 北海道からHVDC送電で東京地内に送る場合、HVDC送電分の潮流がプラスされるため、東京地内の増強が必要となる。
- 東京地内には**将来増強を考慮して一部UHV設計されている設備があることから、これを活用して増強を行う。**

UHV昇圧イメージ



UHV (Ultra high voltage)
800kVを超える電圧階級。なお、東京エリアでのUHV昇圧は、500kV⇒1,000kVを採用。

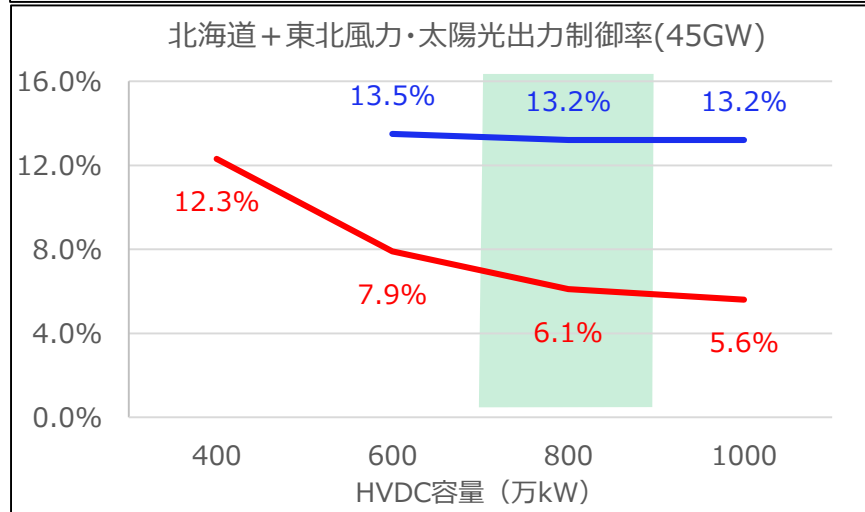
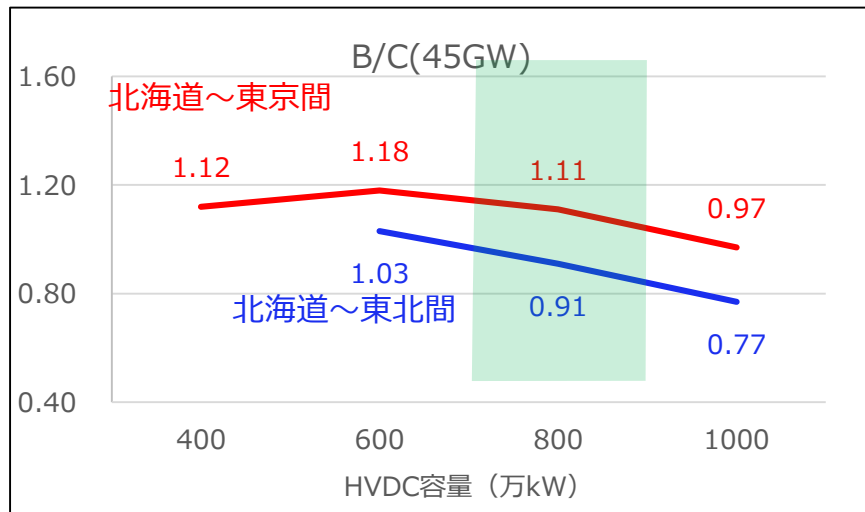
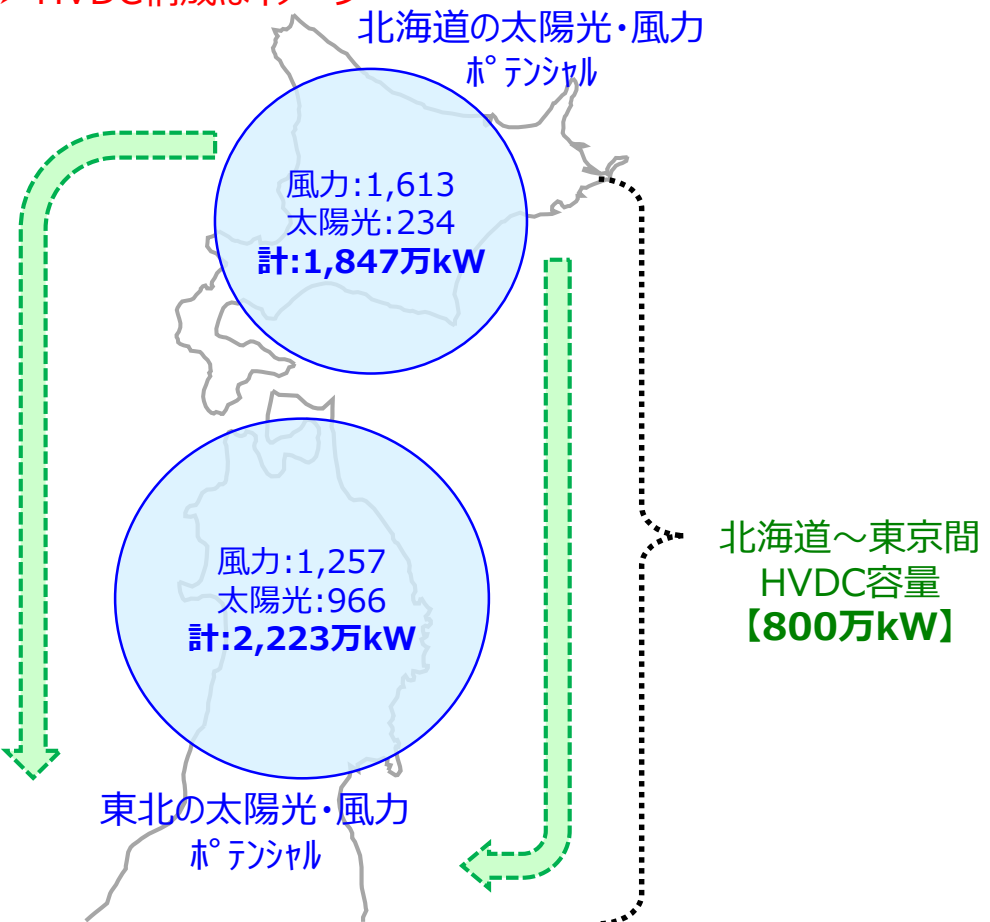
3-3 各地域の増強案検討（東地域）

(7) 電源偏在シナリオ（45GW）におけるHVDC容量について

- 45GW断面では、**HVDC容量※**について検討したところ、**北海道～東京間で800万kW程度が妥当と考える。** ※ 地内運用容量を除く
- HVDC増強区間を北海道～東北とした場合、増強しても出力制御率の低減は期待できない。

HVDC容量(45GW)

➤ HVDC構成はイメージ



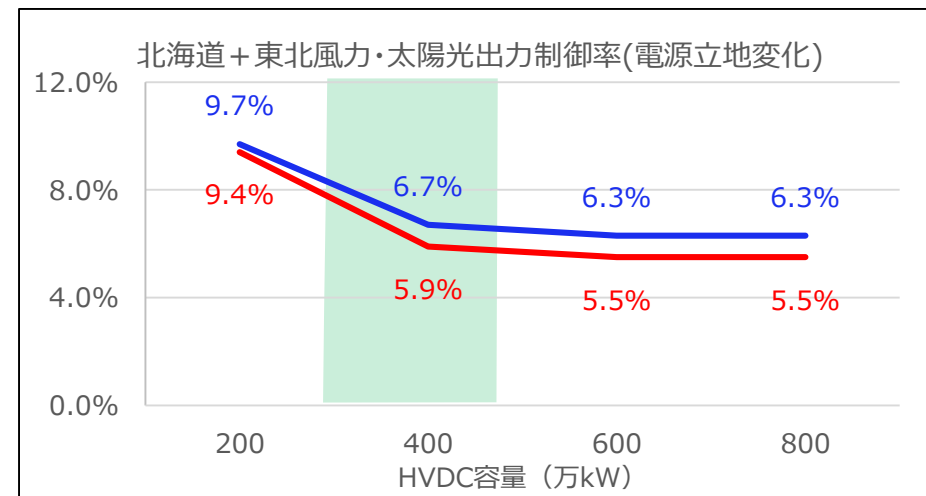
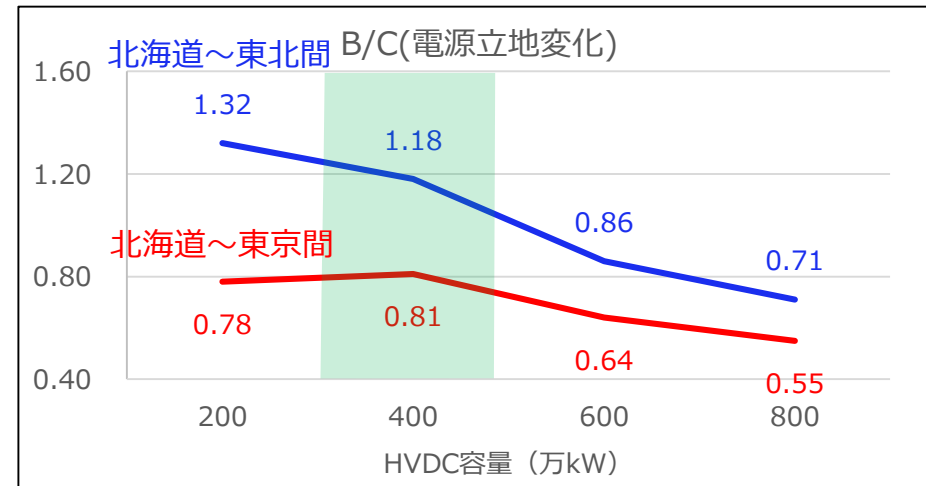
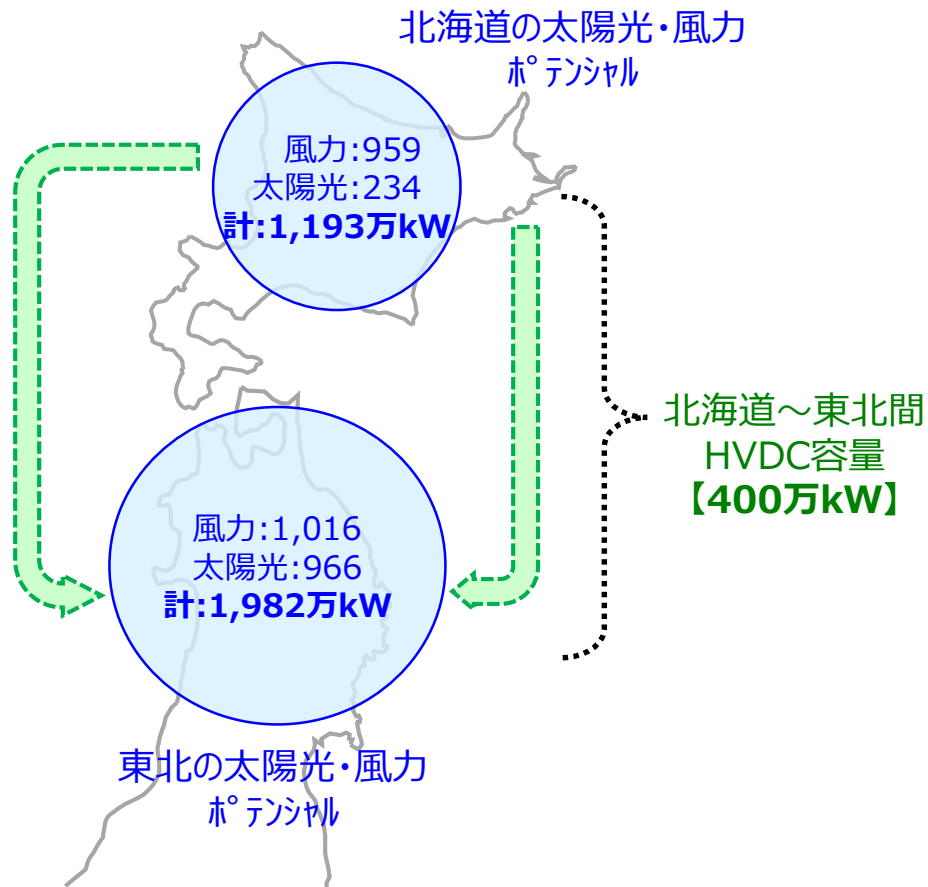
3-3 各地域の増強案検討（東地域）

（8）電源立地変化シナリオにおけるHVDC容量について

- 電源偏在シナリオ（45GW）のうち1/2が需要地近傍に立地すると仮定した場合における**HVDC容量***について検討したところ、**北海道～東北間で400万kW程度が妥当と考える。**
※ 地内運用容量を除く
- なお、HVDC増強区間を北海道～東京とした場合は、 $B/C < 1$ となる。

HVDC容量(電源立地変化シナリオ)

➤ HVDC構成はイメージ



■ 再エネ5～6割シナリオにおけるHVDC容量※について検討したところ、HVDC送電コスト・東京地内増強(UHV昇圧)のコスト上限では $B/C \geq 1$ となる増強案はないが、**コスト幅の中でB/Cが最も高い増強案は、北海道～東京間の400万kWとなる。**

※ 地内運用容量を除く

HVDC容量(再エネ5～6割シナリオ)

➤ HVDC構成はイメージ

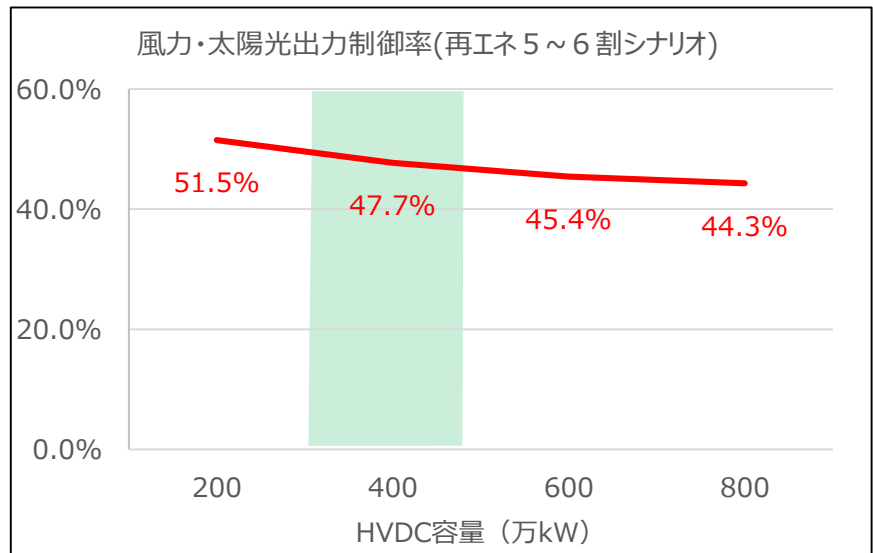
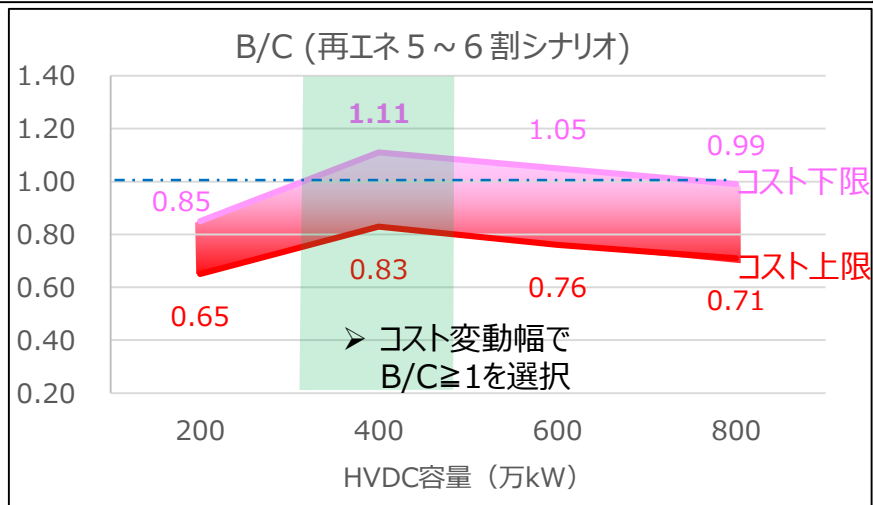
北海道の太陽光・風力
ポテンシャル

風力:2,057
太陽光:936
計:2,993万kW

風力:2,327
太陽光:3,864
計:6,191万kW

東北の太陽光・風力
ポテンシャル

北海道～東京間
HVDC容量
【400万kW】



中西地域の検討

（1）検討方法

- 中西地域の各シナリオについて、以下のステップに従って増強規模の検討を行った。
- なお、再エネ5～6割シナリオでの増強規模を確認したところ、大消費地でも再エネ出力制御が発生していることから、系統増強による効果が減少した結果、増強規模は電源立地変化シナリオと同等の規模であった。

電源偏在シナリオ

電源立地変化シナリオ

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

※ 九州～中国ルートの方が九州～四国ルートより距離が近い

③ 九州～四国ルートおよび本四連系線の容量検討では、四国地内、関中連系線の運用容量、関西四国間連系設備の将来設計（昇圧）を考慮して分析

※ ②、③の検討により、既存設備を最大限活用した増強規模を見極め

④ ①～③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

⑤ 九州～関西間のHVDC送電ルート新設の必要性を確認

再エネ5～6割シナリオ

⑥ 再エネ導入量に対して、必要となる増強規模を確認

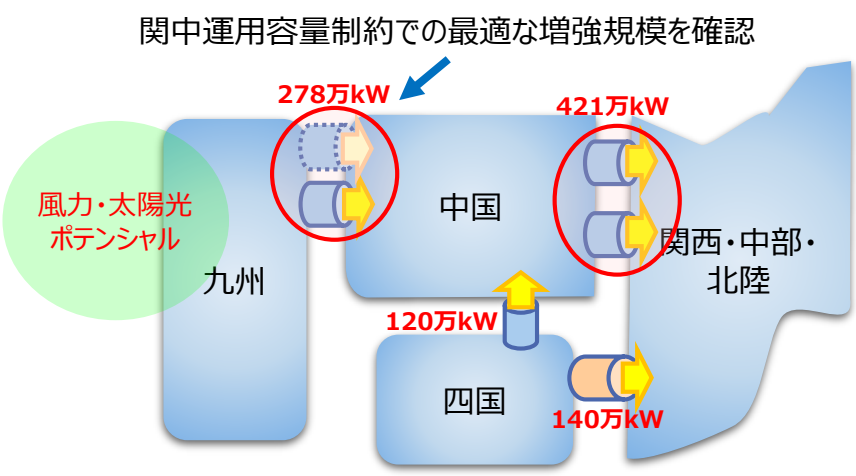
※ 各シナリオの増強案について、更に再エネ5～6割まで導入されると仮定した場合、B/Cへ与える影響について確認



（2）関門連系線の増強規模について

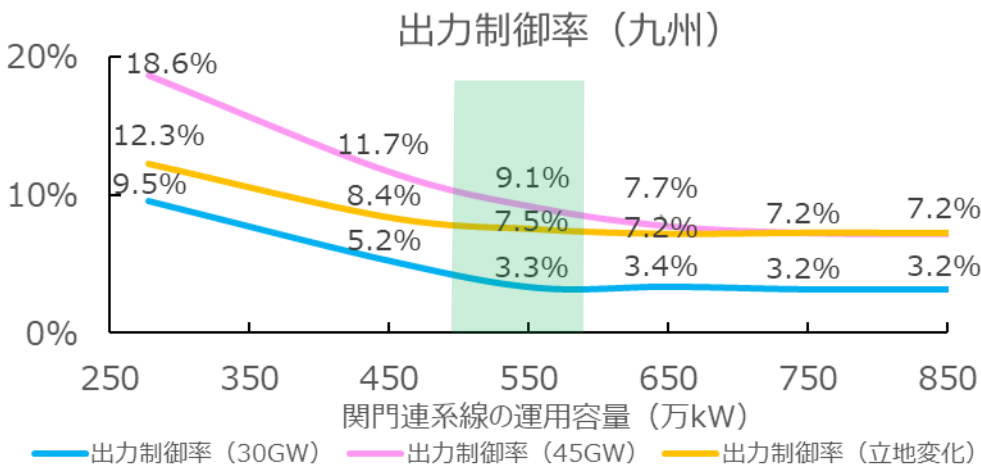
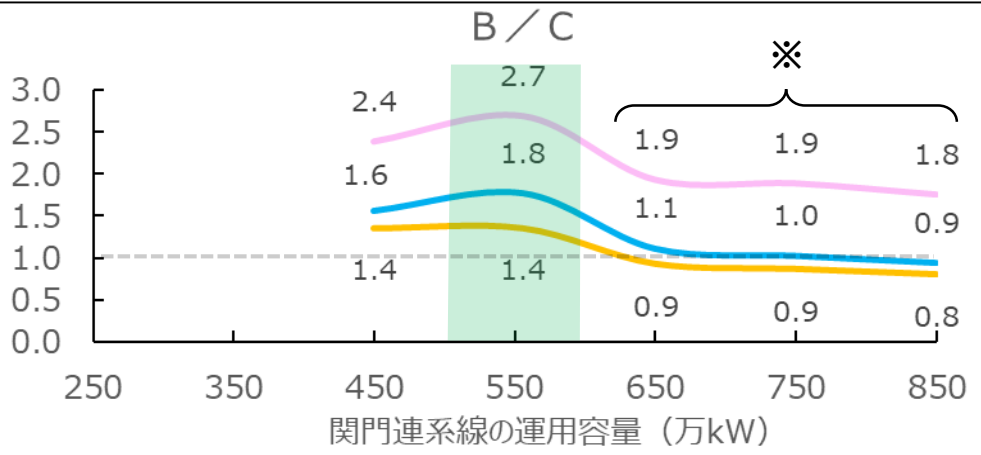
- 現在、九州エリアで発電された電力は、中国エリアを経由して関西エリア以東へ送電されているが、各シナリオにおいて**関門連系線で系統混雑が発生**している状況。
- 関中連系線の運用容量を考慮した分析を行ったところ、各シナリオにおける増強規模については、**現状の概ね2倍の550万kW程度**が妥当と考えられる。

関門連系線の増強規模



- 【凡例】
- 交流連系 (AC)
 - 直流連系 (DC)

※運用容量556万kWの地内増強規模と同等と仮定して試算。
地内潮流によっては更なる地内増強が必要になる可能性がある。



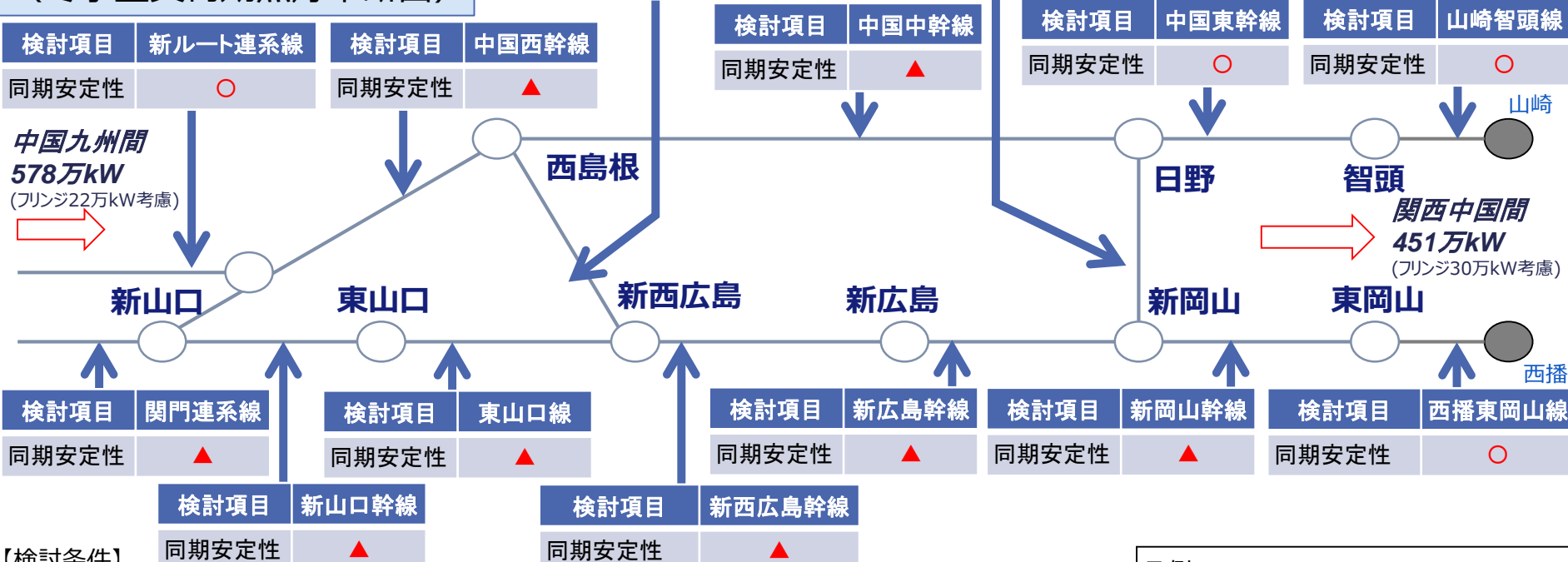
出力制御率 (30GW) 出力制御率 (45GW) 出力制御率 (立地変化)

- 関門連系線増強後の運用容量について、同期安定性の観点から確認を行った結果、**再エネを含む電制250万kW※を織込むことで、556万kWを確保できる。**
- **なお、再エネ比率の増大による同期化力減少に伴い、追加対策が必要となる場合がある。**

※自然変動電源の電制等による系統安定化制御の実現に向けて検討が必要

九州中国ルート潮流図

(冬季重負荷期点灯帯断面)



各送電線ルート断を想定

中国九州間
578万kW
(フリッジ22万kW考慮)

関西中国間
451万kW
(フリッジ30万kW考慮)

【検討条件】

- ・需要：2020年度供給計画10年目需要をベースに1月点灯ピーク需要を想定
- ・電源：(火力・揚水) メリットオーダーで並列し、瞬動予備率3%の確保および、連系線潮流を満たすよう調整
(洋上風力) 設備容量45GWで、冬季ピーク断面の中で中西全体の出力比率最大となる85%に設定
(太陽光) 点灯ピーク(19時)のため出力は0
(原子力) MOシミュレーションの稼働率をベースに、系統に応じ過酷となるよう稼働、停止を設定
- ・電制対象電源：火力(既設電制対象電源)、洋上風力を対象に最大で合計250万kW織込み

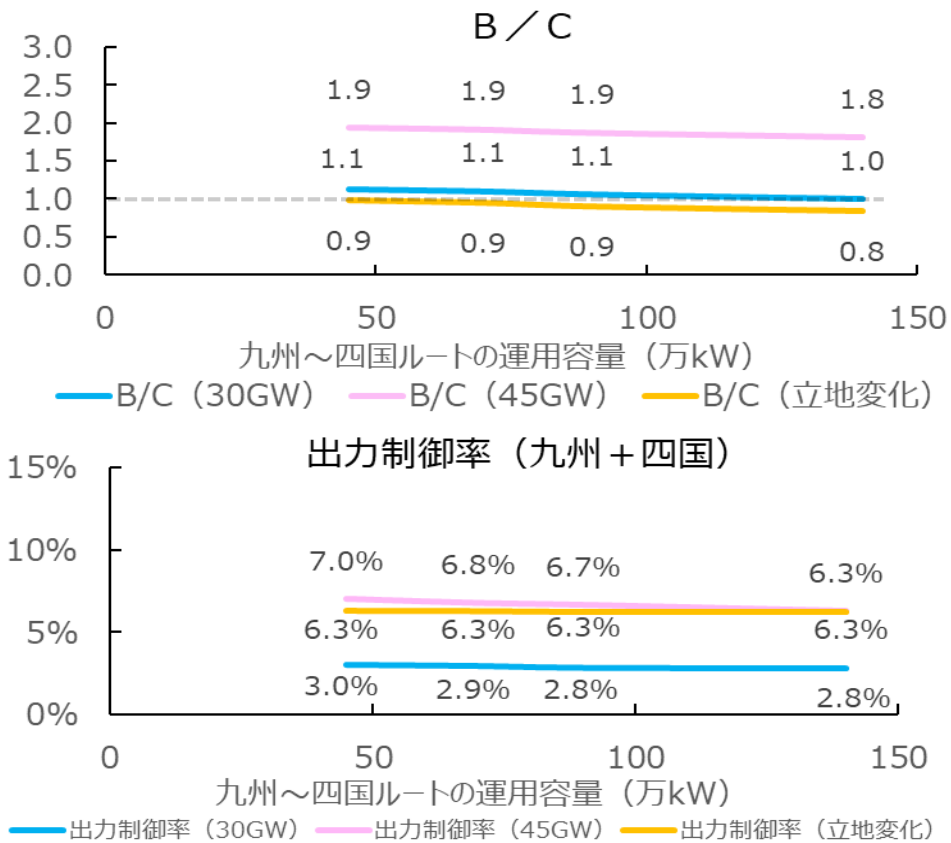
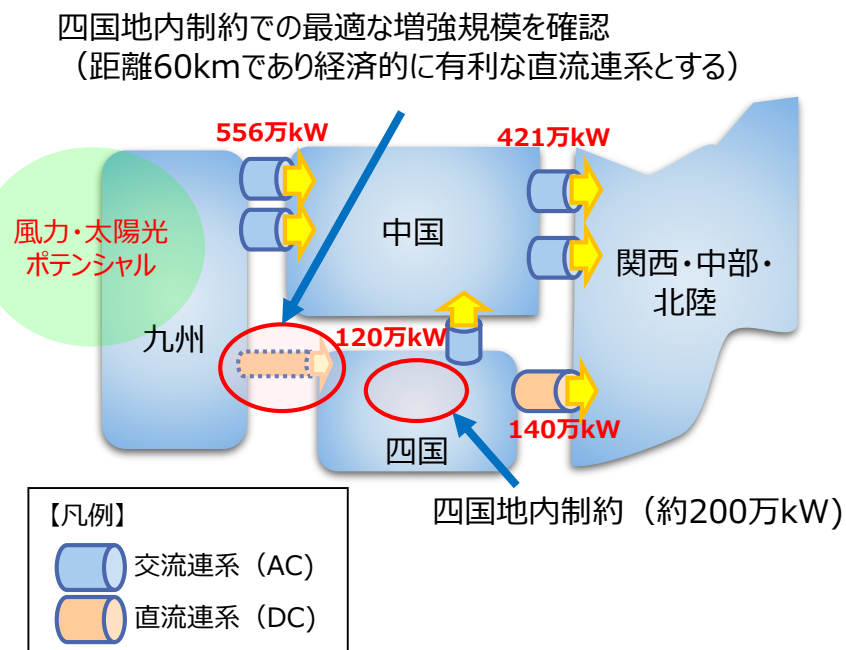
凡例

- ：維持可能
- ▲：電源制限が必要
- ×：設備対策が必要
(電源制限を実施しても維持できない、または1回線故障時でも維持できない)

3-3 各地域の増強案検討（中西地域） (3) 九州～四国ルートが増強規模について（ステップ①）

- 九州～中国ルート新設後、九州エリアで発電された電力を更に関西エリア以東へ送電するためには新規ルートの構築が必要。このため、**関西～四国ルートの将来設計を活用した九州～四国ルート新設について検討を行った。**
- 四国地内制約を考慮した分析では、電源偏在シナリオについては $B/C \geq 1$ となるため、次のステップとして**関西～四国ルートおよび四国地内の増強を前提とした増強規模**を検討する。なお、**電源立地変化シナリオは、 $B/C < 1$ となるため増強は不要と判断。**

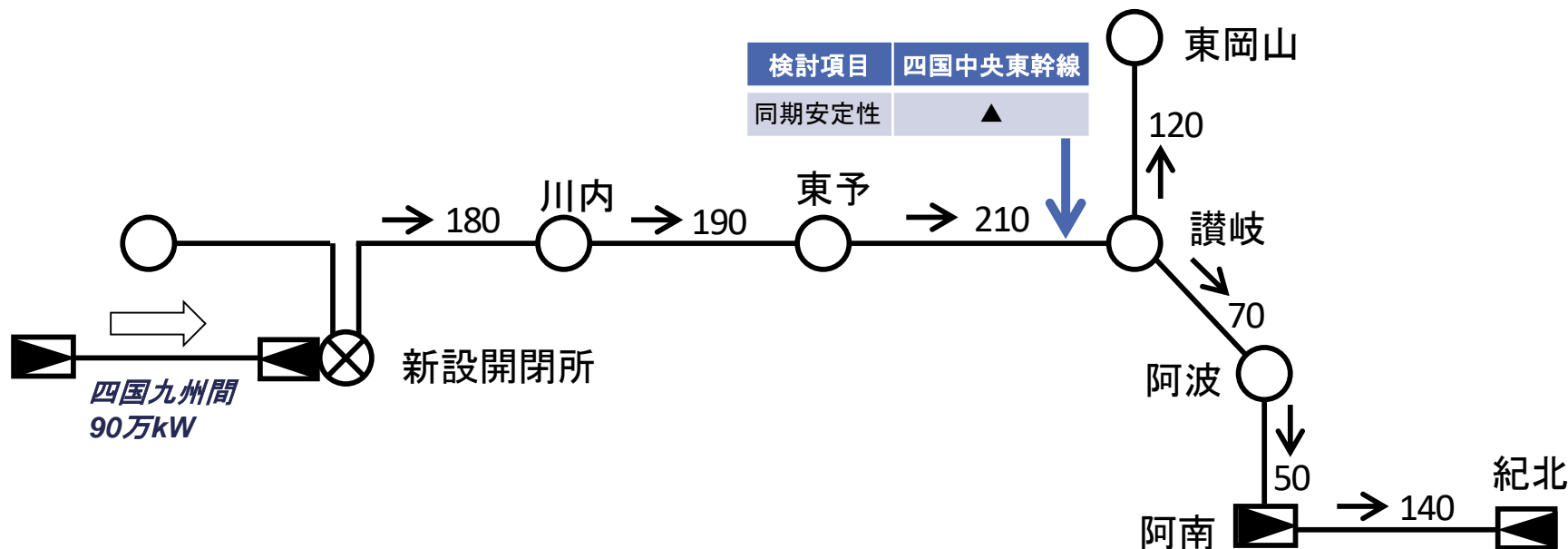
四国九州間連系設備の増強規模(ステップ①)



- 四国地内の同期安定性は、**四国中央東幹線の東向き潮流**が決定要因である。
- 周波数低下等へ影響しない範囲で最大限の電制250万kWを織込み、重負荷期の安定度限界断面における四国九州間連系設備の潮流は90万kW程度と想定。

四国エリア500kV潮流図 (重負荷期における安定度限界断面)

四国中央東幹線ルート断を想定



検討項目	四国中央東幹線
同期安定性	▲

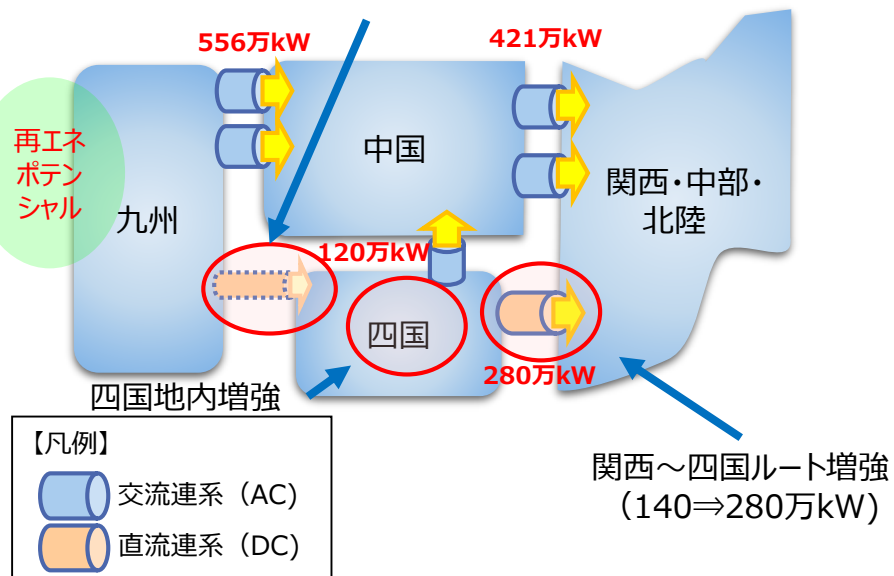
凡例
○：維持可能
▲：電源制限が必要
×：設備対策が必要
(電源制限を実施しても維持できない、または1回線故障時でも維持できない)

3-3 各地域の増強案検討（中西地域） （3）九州～四国ルートが増強規模について（ステップ②）

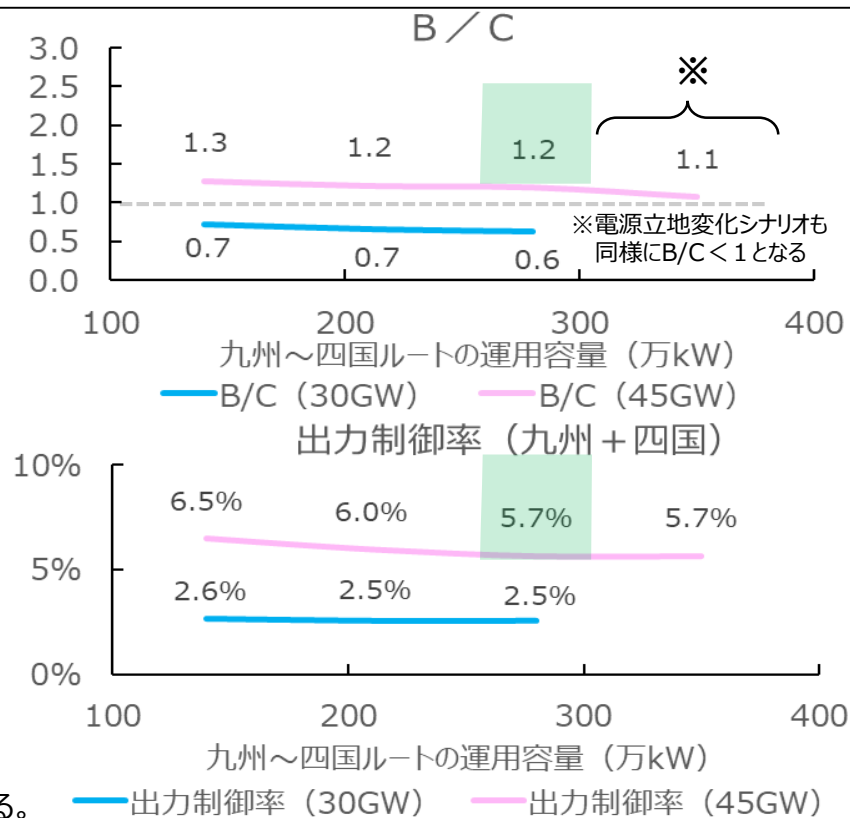
- ステップ①で $B/C \geq 1$ となった電源偏在シナリオにおいて、**関西～四国ルートおよび四国地内の増強**を前提に、四国九州間連系設備の最適な増強規模を確認する。
- 関西～四国ルートの制約を考慮した分析においては、45GWケースでは $B/C \geq 1$ となり出力制御率低下効果が見られる**280万kW程度のルート新設**が妥当と考えられる。
- なお、30GWケースは、四国地内等を増強すると $B/C < 1$ となるため、四国地内等の増強は不要と判断し、四国地内の安定度制約及び将来の再エネ導入を踏まえた連続性から、**四国地内等は増強せずに70万kW程度のルート新設**が妥当と判断した。

四国九州間連系設備の増強規模(ステップ②)

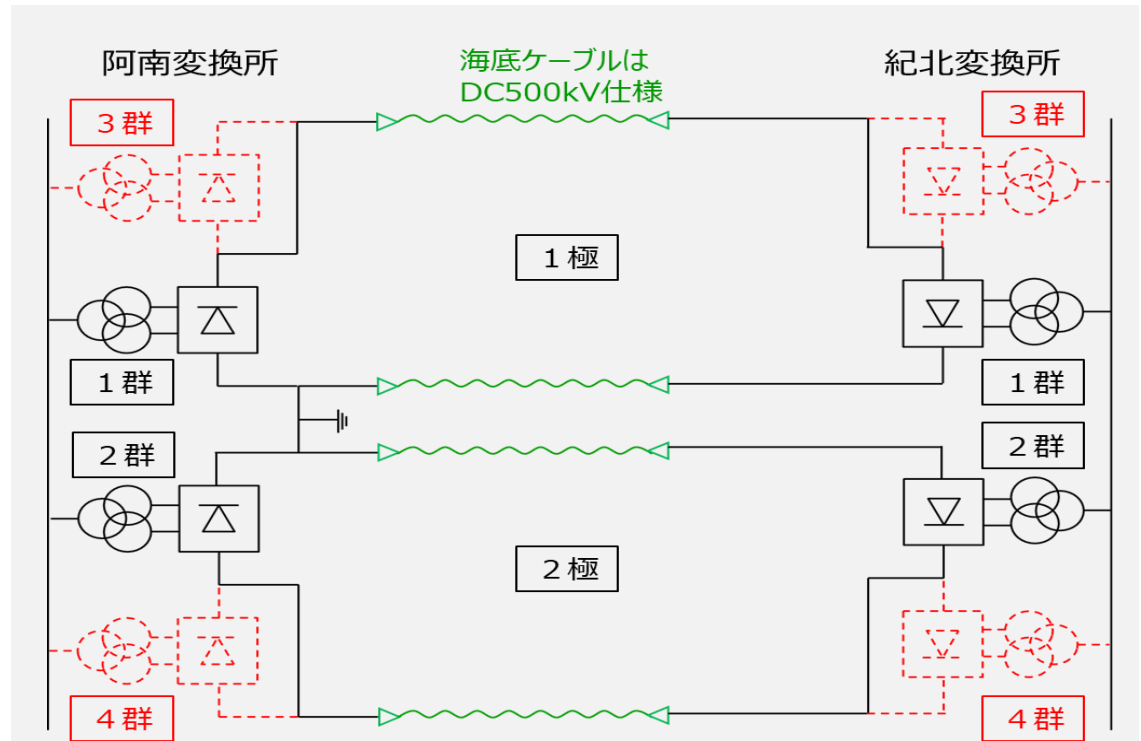
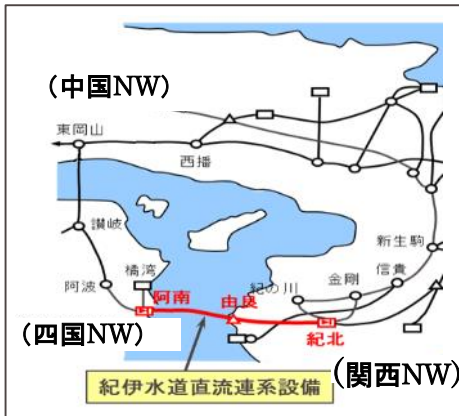
四国地内増強を含む関西～四国ルート制約での最適な増強規模を確認



※運用容量280万kWの地内増強規模と同等と仮定して試算。
地内潮流によっては更なる地内増強が必要になる可能性がある。



■ 関西四国ルート (140万kW) は、将来の昇圧 ($\pm 250\text{kV} \Rightarrow \pm 500\text{kV}$) を想定して海底ケーブルが設計されており、交直変換器の追加等を行うことで、280万kWへ増容量化が可能。



朱記点線を追加し増容量
簡略化のため、由良開閉所や直流回路を
切り替えるためのスイッチなどの記載は省略

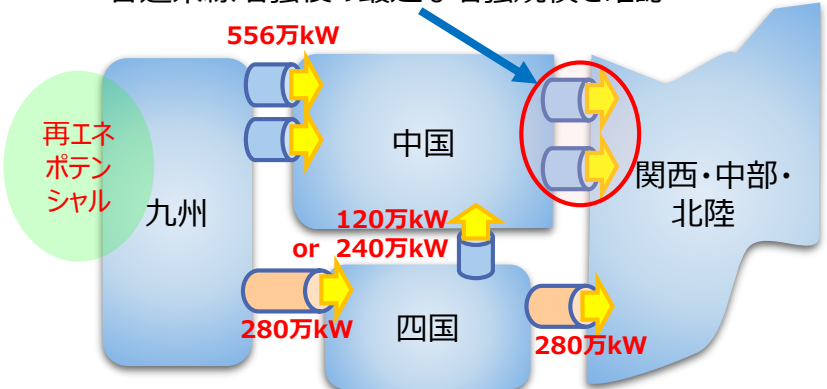
I 期 (現状)	
1400MW	$\pm 250\text{kV}$ 2800A
1 極 - 1 群、	2 極 - 2 群
II 期 (将来) : 3 群、4 群を追加	
2800MW	$\pm 500\text{kV}$ 2800A
1 極 - 1・3 群、	2 極 - 2・4 群 (各群直列増設)

3-3 各地域の増強案検討（中西地域） （4）関西中国間連系線の増強規模について

- 四国九州間連系設備増強後、更に関西エリア以東へ送電するには、関西中国間連系線の増強が考えられる。
- 関西中国間連系線の運用容量を**556万kW以上にするには、中国地内の更なる大規模な増強が必要となる**こと、および500万kW以上に増強しても出力制御率に変化が見られないことから、**増強規模については500~556万kW程度が妥当**と考えられる。また、本四連系線については、増強しても出力制御率にほぼ変化がないことから、**増強不要**と判断した。

関西中国間連系設備の増強規模

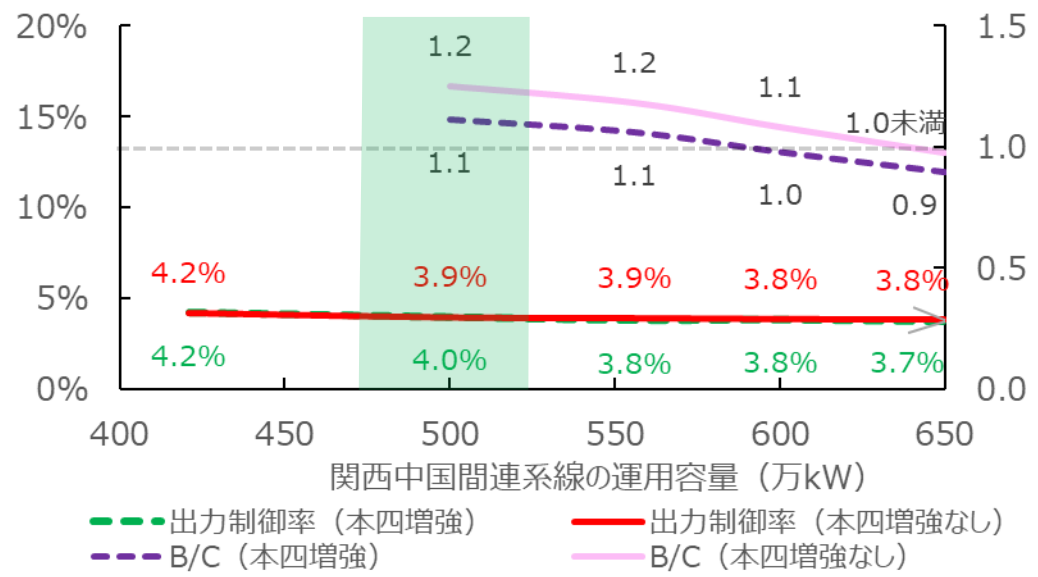
各連系線増強後の最適な増強規模を確認



- 【凡例】
- 交流連系 (AC)
 - 直流連系 (DC)

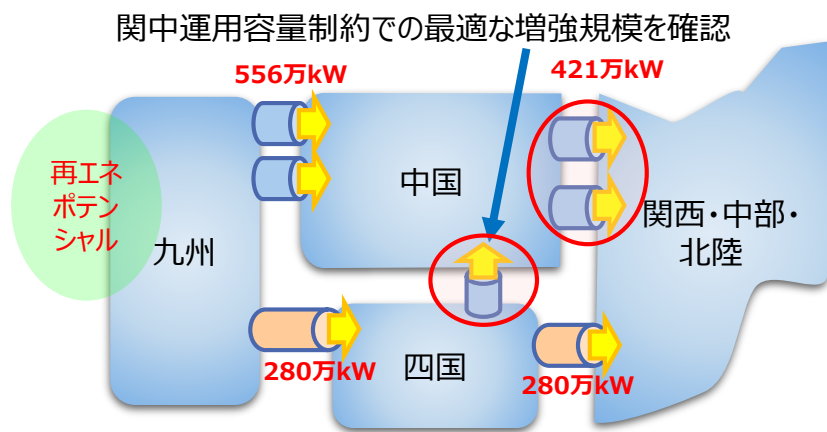
電源偏在シナリオ <45GW>

B / Cおよび出力制御率（九州+四国+中国）



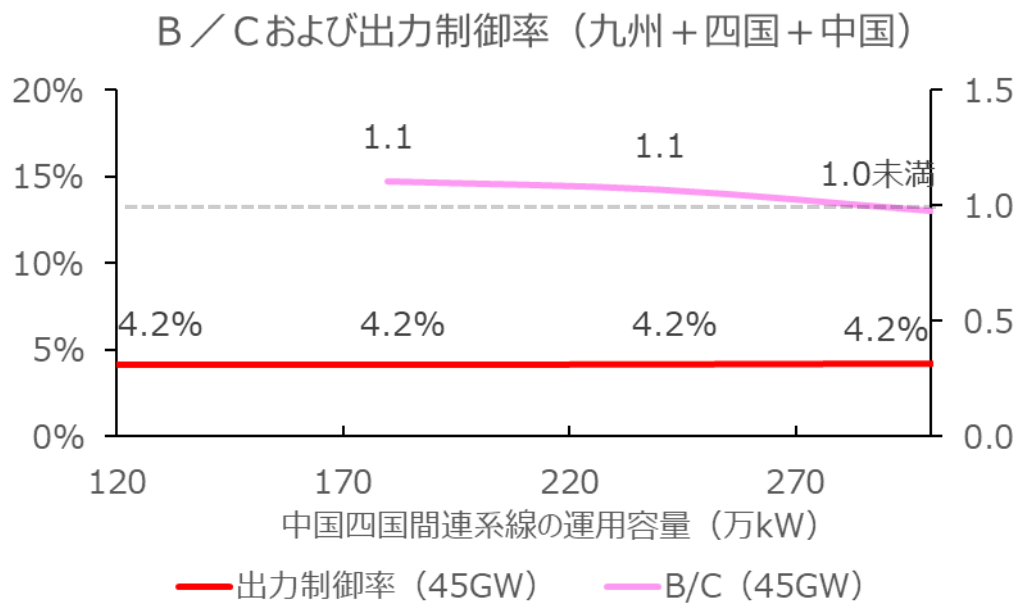
■ 関中連系線の制約を考慮して中国四国間連系線の分析を行った結果、 $B/C \geq 1$ となるが出力制御率に変化はなく、便益もほぼ横ばいであることから、本四連系線の増強は不要と考えられる。

中国四国間連系設備の増強規模

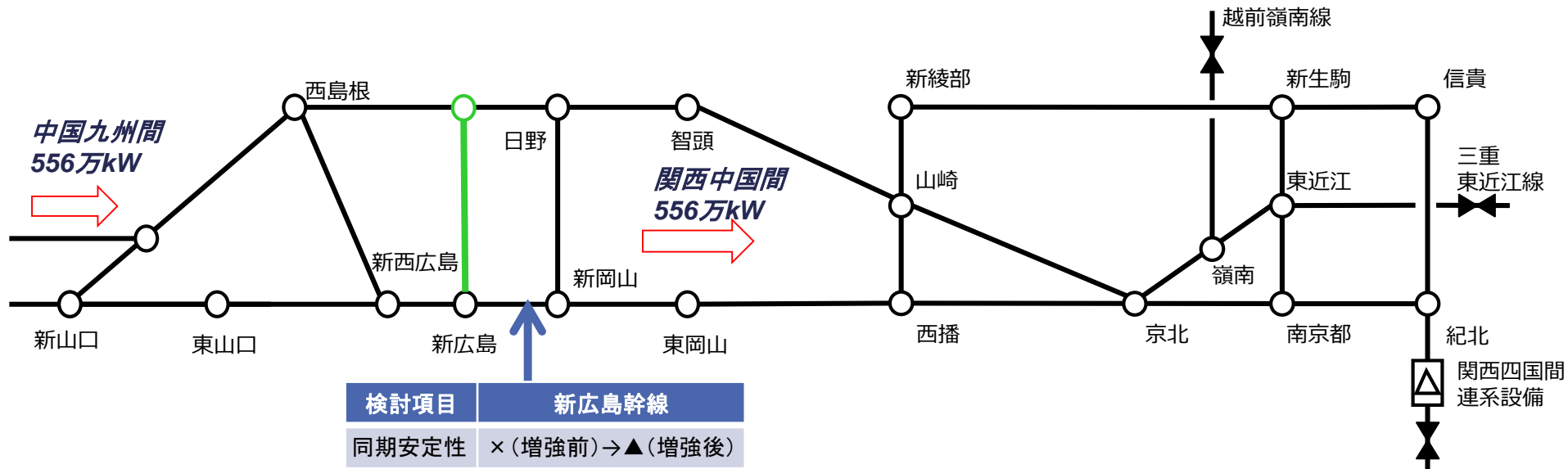


【凡例】
交流連系 (AC)
直流連系 (DC)

電源偏在シナリオ
<45GW>



■ 関西中国間連系線については、費用便益評価において効果を確認した500万kW程度とするためには、中国地内系統で以下の系統増強が必要となり、この対策を実施することで、関西中国連系線の運用容量は556万kWとなる。



凡例

- : 維持可能
- ▲ : 電源制限が必要
- × : 設備対策が必要
(電源制限を実施しても維持できない、または1回線故障時でも維持できない)

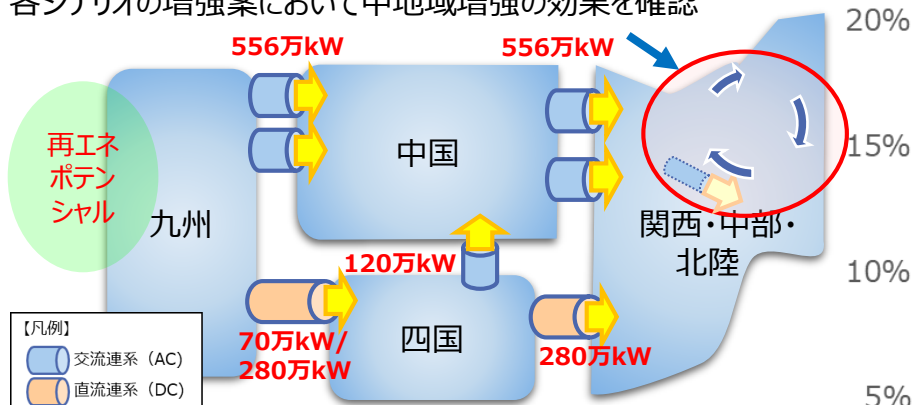
3-3 各地域の増強案検討（中西地域）

（5）中地域増強について

- これまでのステップで確認した増強規模を前提として、中地域で計画されている**中部関西間第二連系線**、将来に向けて検討が進められている**中地域交流ループ**について分析を行った結果、各シナリオのB/Cが向上する効果が確認された。
- なお、過去に計画決定された中部関西間第二連系線や、至近の設備スリム化によりメリットのある中地域交流ループは、将来的にも効果が見込めることから、早期に着手できるような手続きについても並行して検討を進める必要がある。

中地域増強の効果確認

各シナリオの増強案において中地域増強の効果を確認



各シナリオの連系線増強規模

電源偏在シナリオ <30GW>

- ・ 中国九州間連系線新設(278⇒556万kW)
- ・ 四国九州間連系設備新設(70万kW)

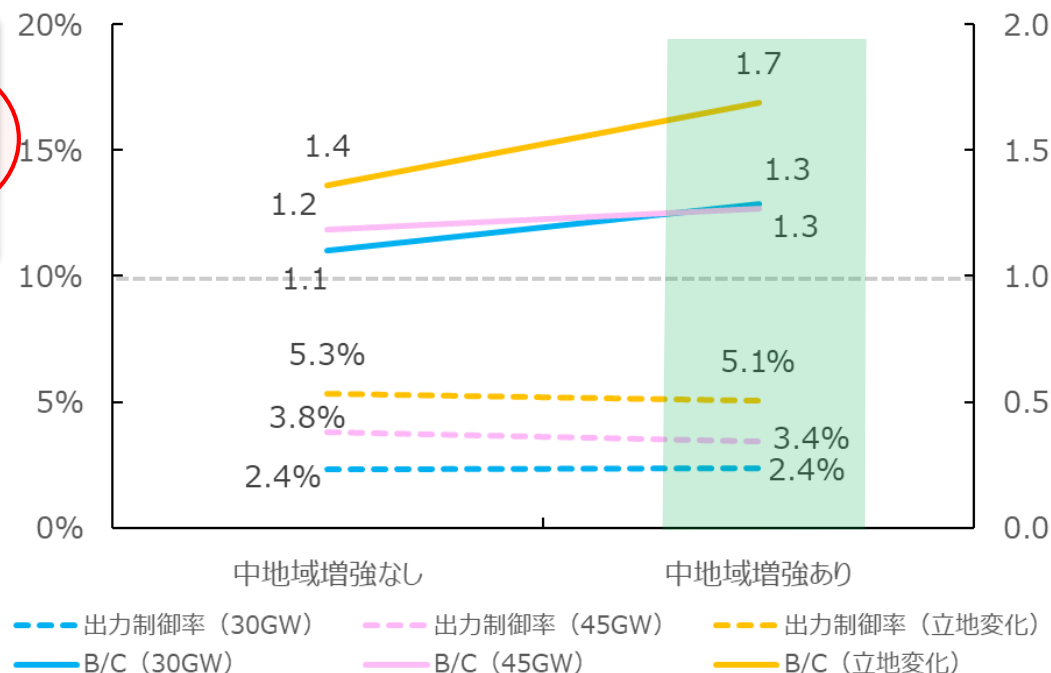
電源偏在シナリオ <45GW>

- ・ 中国九州間連系線新設(278⇒556万kW)
- ・ 四国九州間連系設備新設(280万kW)
- ・ 関西中国間連系線増強(421⇒556万kW)

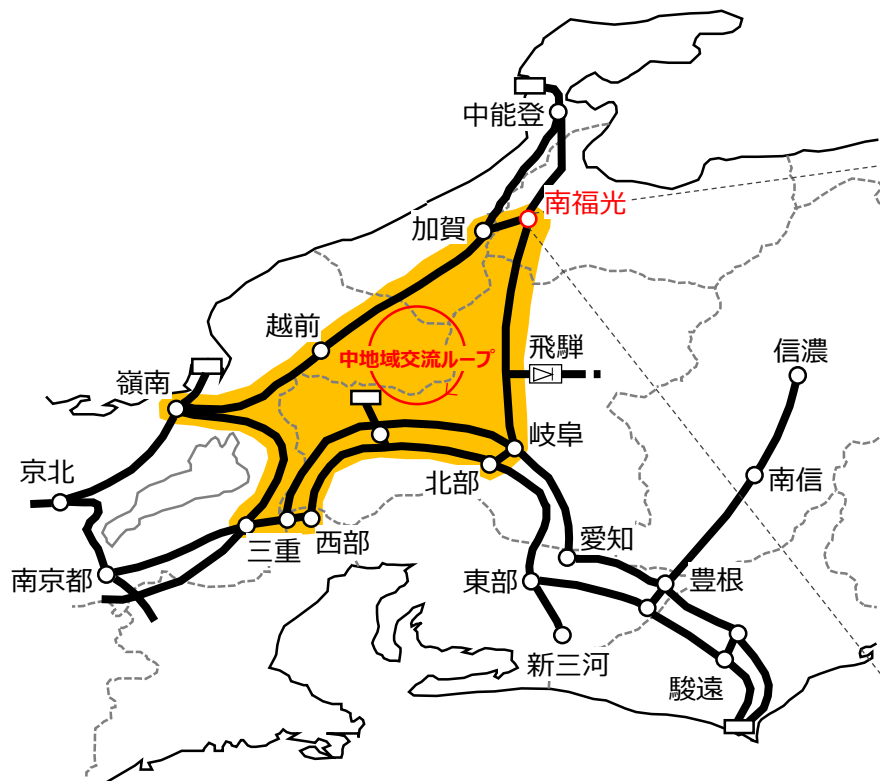
電源立地変化シナリオ

- ・ 中国九州間連系線新設(278⇒556万kW)

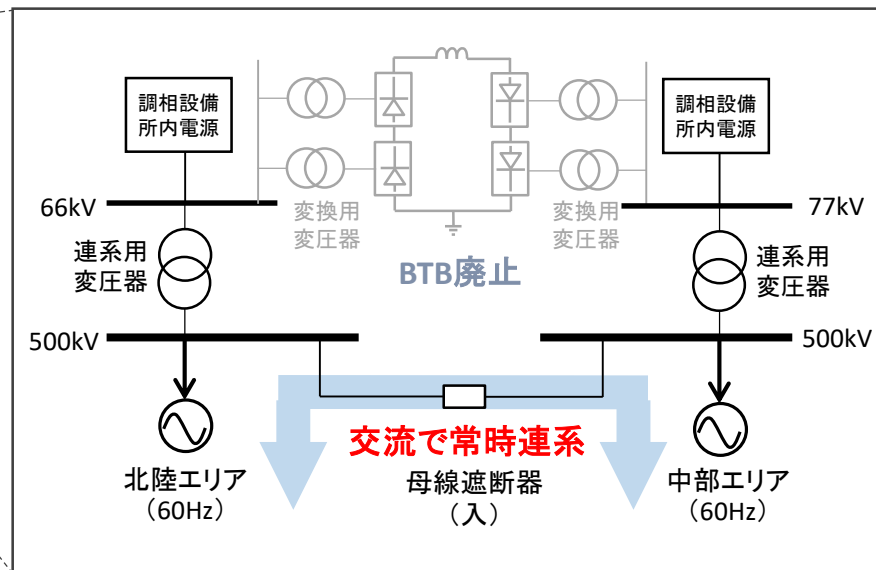
B / Cおよび出力制御率（九州 + 四国 + 中国）



- 南福光連系所は、中部と北陸それぞれの500kV母線が母線遮断器を介して接続しており、現状は広域的な交流ループが形成されない作業時や系統故障時などに限り、同遮断器を投入して交流連系する。
- これを常時交流連系し、広域的な交流ループを形成する場合、電磁誘導対策や遮断器の遮断容量増加、システムの改修等が生じるものの、**対策費用は数十億円程度**となる。
- また、地域間連系線においてループ系統が構成されるため、**N-2故障時における供給信頼度の向上や運用容量の増加などの面でメリットがある。**



南福光連系所のスリム化イメージ

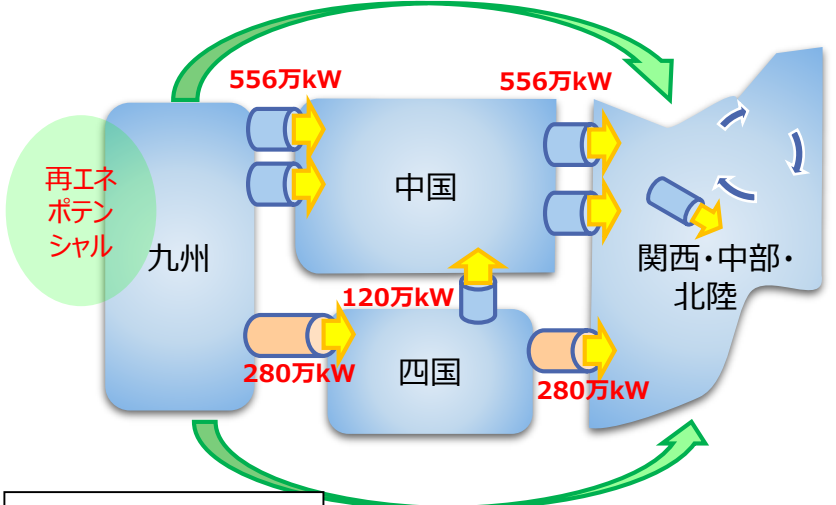


3-3 各地域の増強案検討（中西地域） （6）HVDC送電ルート新設の必要性について

- **九州エリアから関西エリア以东へ更に送電する場合、東向き潮流が増加し、中西系統の同期安定性の維持が困難**となるため、九州～関西の新ルート構築が必要となる。
- このため、長距離送電で優位な**HVDC送電ルートの必要性についても確認**を行ったところ、**現時点ではB/C < 1**となった。
- 本対策については、今後の再エネ導入状況や電源構成の情勢変化を踏まえて必要性を判断することになると考える。

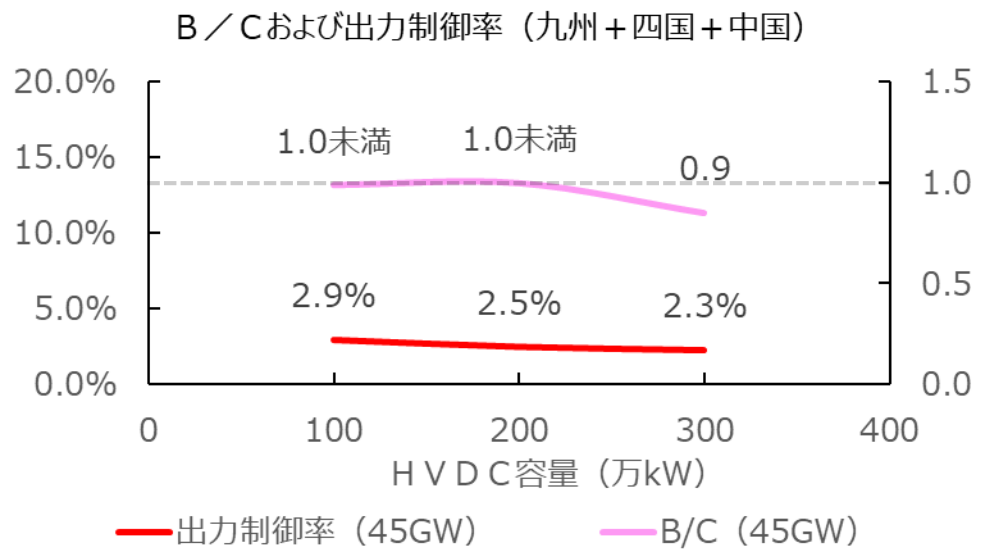
HVDC送電ルート新設の必要性確認

各連系線増強後におけるHVDC送電の必要性を確認



【凡例】
 交流連系 (AC)
 直流連系 (DC)

電源偏在シナリオ
<45GW>

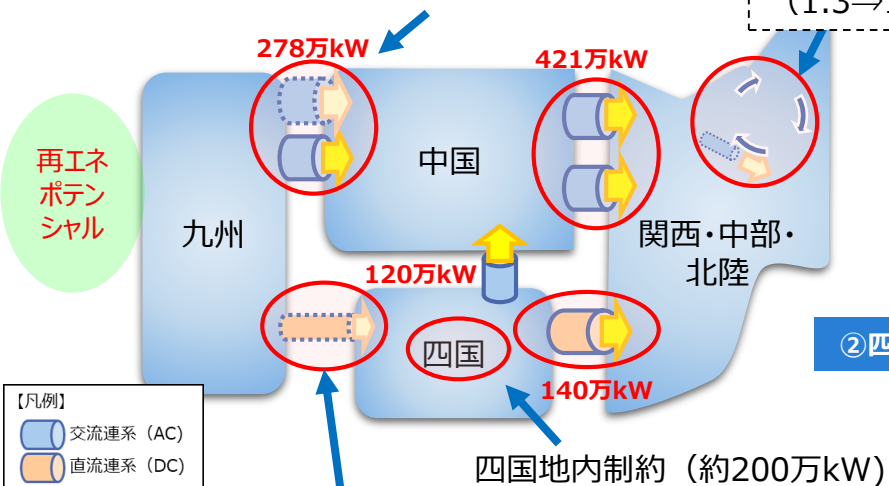


- 本シナリオにおいて関中連系線の運用容量を考慮した分析を行ったところ、他のシナリオと同様に**550万kW程度の増強規模の場合、 $B/C \geq 1$ となり増強の効果は得られる**ことを確認した。
- 関門連系線増強後、四国九州間連系設備を新設する場合は $B/C < 1$ となり、増強しても出力制御率にほぼ変化がないことから、レジリエンス面を評価しない場合には、**九州～四国ルートの新設は不要**と考えられる。

再エネ5～6割シナリオ

① 関門連系線の増強規模

関中運用容量制約での最適な増強規模を確認



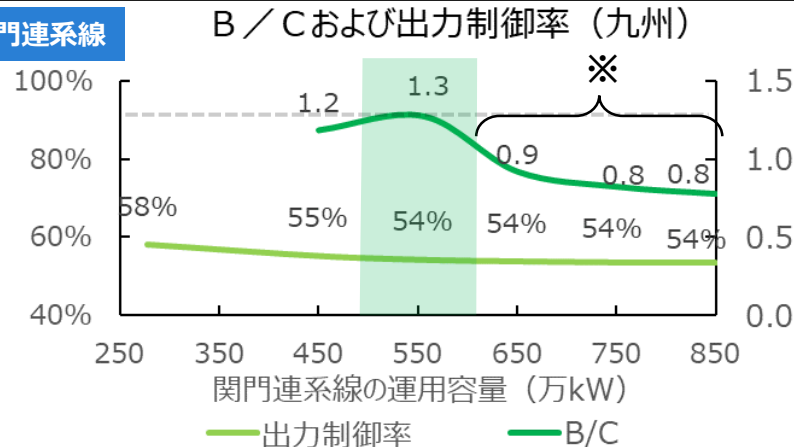
中地域増強による
 B/C の向上を確認
(1.3⇒1.8)

四国地内制約での最適な増強規模を確認

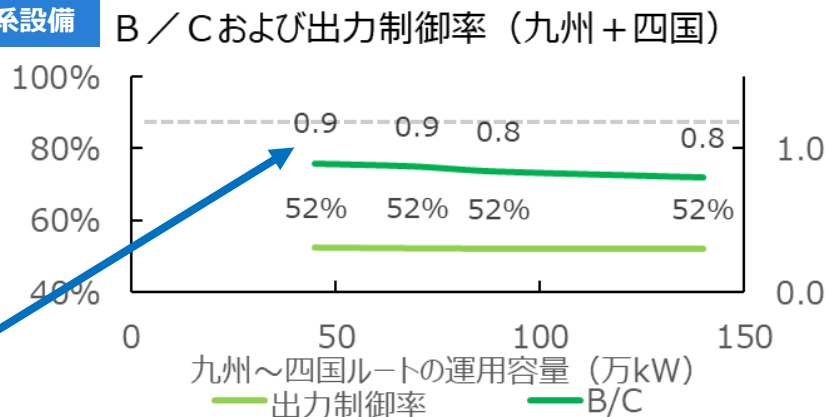
② 四国九州間連系設備の増強規模(ステップ①)

関門連系線増強後、四国九州間連系設備の新設は $B/C < 1$ となり費用対効果はない

① 関門連系線



② 四国九州間連系設備

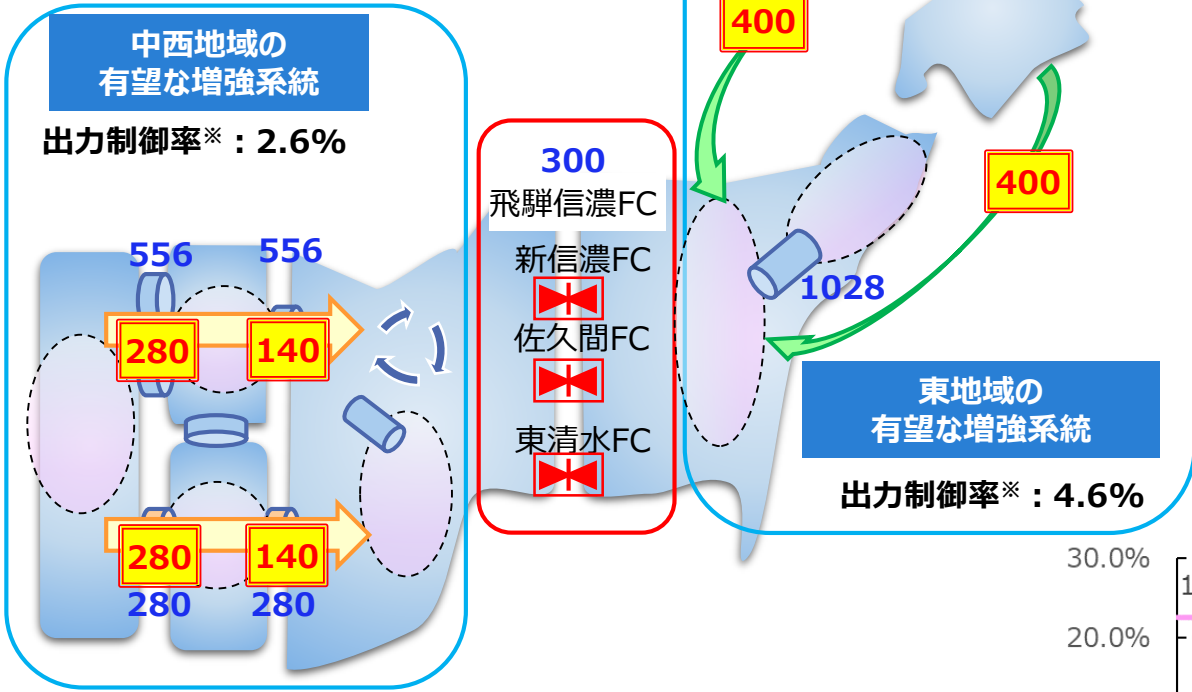


(余 白)

東京中部間連系設備（FC）の検討

■ 中西地域と東地域の有望な増強システムを組み合わせ、FCの増強規模を確認したが、B/C、出力制御率ともほぼ変化しないことから、**中間整理以降のレジリエンス面の評価において改めて確認することとしたい。**

電源偏在シナリオの例
<45GW>

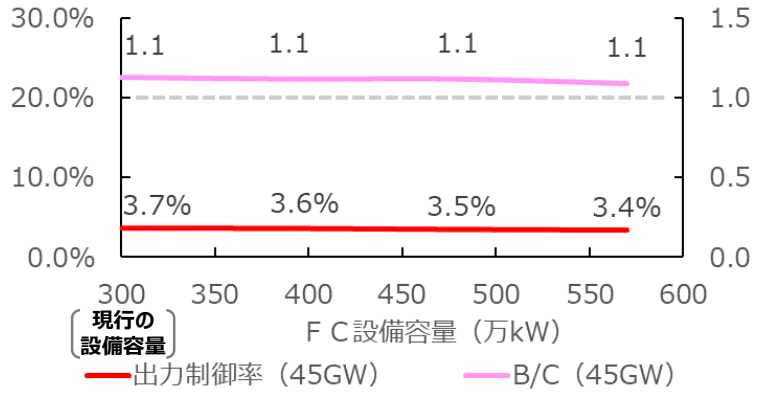


■ : 現行からの増分 (万kW)
 ■青字: 増強後の運用容量 (万kW)
 ※ 太陽光・風力のエリア合計

(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

B/Cおよび出力制御率 (全国)



1. マスタープランについて
2. 費用便益評価手法
3. 複数シナリオによる分析
 - 3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件
 - 3-2 系統増強の考え方
 - 3-3 各地域の増強案検討
 - 3-4 シナリオ毎の増強案
 - 3-5 感度分析
 - 3-6 まとめ
4. 今後の検討課題と進め方

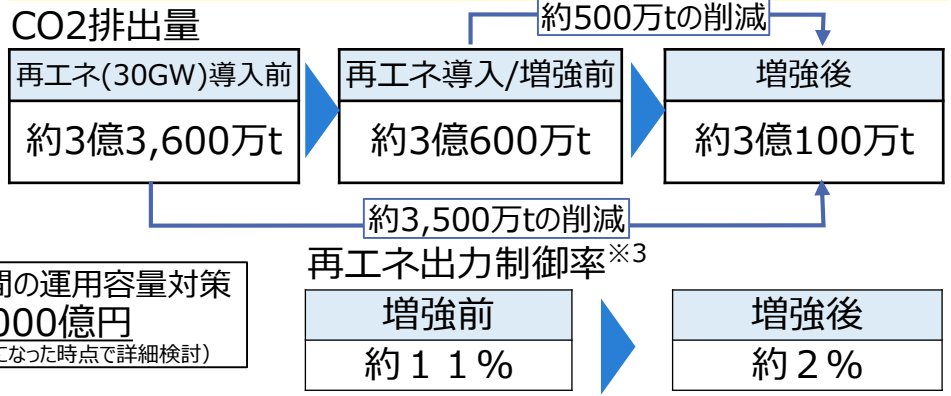
3-4 シナリオ毎の増強案 (1) 電源偏在シナリオ (30GW)

- 立地制約のある再エネを偏在させた場合におけるネットワーク面での分析結果の一例。
- 今後、本分析結果も参考としつつ、国とも連携してマスタープラン策定に向けて検討を進めていく。

電源偏在シナリオ (30GW)

再エネ比率
37%

必要投資額 ^{※1}	約2.2 ~ 2.7 兆円
費用便益比(B/C) ^{※1}	1.07 ~ 1.35
年間コスト ^{※1, ※2}	約2,000 ~ 2,600 億円/年
年間便益 (純便益)	約2,800 億円/年 (約200~800億円/年)
削減された燃料費	約2,530億円
削減されたCO2対策コスト	約270億円 (約500万tの削減)



①北海道～東京ルート新設^{※1}
(北海道地内増強含む)
約0.8~1.2兆円
(400万kW)

⑥中地域増強
中部関西間第二連系線新設
中地域交流ループ構成
約500億円

④九州～中国ルート増強
(九州・中国地内増強含む)
約3,500億円
(278 ⇒ 556万kW)

②東北東京間の運用容量対策
約4,000億円
(電源立地が明確になった時点で詳細検討)

③東京地内増強^{※1}
約3,800~5,300億円
(送電容量確保策)

⑤九州～四国ルート新設^{※1}
(九州・四国地内増強含む)
約1,700~1,900億円
(70万kW)

※1 HVDCコスト幅等を考慮して試算。
 ※2 費用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 太陽光・風力の全国平均
 ※4 アデカシーやセキュリティの観点から必要性を検討

【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等の背骨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。
- ・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漁業補償費を含まず、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。

増強設備		工事概要	工事費計	
東地域	①	北海道東京間連系設備 (400万kW)	HVDC送電ルート新設 (400万kW, 共通帰線 2 双極) 北海道～東京間: 海底ケーブル (900km) × 1ルート 【北海道】275kV開閉所新設	約8,100億円 ～ 約12,100億円
	②	東北東京間の運用容量対策 (電源立地が明確になった時点で詳細検討)	(概算工事費の内訳) 【東北】500kV送電線新設 (約270km) 【東北】275kV→500kV昇圧 変電所 (1箇所) ほか	約4,000億円
	③	東京地内 (送電容量確保策)	【東京】既設変電所UHV昇圧 (2～4箇所) ※変電所化含む 【東京】UHV変電所新設 (1箇所) ほか	約3,800億円 ～ 約5,300億円
	小 計			約1.6～2.1兆円
中西地域	④	中国九州間連系線 (278 ⇒ 556万kW)	500kV送電線新設 九州～中国間: 海底ケーブル (約40km) × 1ルート 【中国】電圧対策 (系統安定化装置、SC設置) 【九州】500kV引出設備取替 (2回線)	約3,500億円
	⑤	四国九州間連系設備 (70万kW)	HVDC送電ルート新設 (70万kW, 単極1回線) 四国～九州間: 海底ケーブル (約60km) × 1ルート 【四国】STATCOM設置 (±130MVar×2) 【九州】STATCOM設置 (±90MVar×2)	約1,700億円 ～ 約1,900億円
	⑥	中地域 (中部関西間第二連系線新設) (中地域交流ループ)	500kV送電線新設 中部～関西間: 架空線 (2km) × 1ルート 【北陸・中部・関西】短絡容量超過対策、電磁誘導対策ほか	約500億円
	小 計			約0.6兆円
合 計※			約2.2～2.7兆円	

注) 同コストは机上検討による概算値であり、調査・詳細検討により工事費が変わり得る

※ 四捨五入により合計が合わない場合がある

3-4 シナリオ毎の増強案 (2) 電源偏在シナリオ (45GW)

- 立地制約のある再エネを偏在させた場合におけるネットワーク面での分析結果の一例。
- 今後、本分析結果も参考としつつ、国とも連携してマスタープラン策定に向けて検討を進めていく。

電源偏在シナリオ (45GW)

再エネ比率
42%

必要投資額 ^{※1}	約3.8 ~ 4.8兆円
費用便益比(B/C) ^{※1}	1.13 ~ 1.44
年間コスト ^{※1, ※2}	約3,600 ~ 4,500 億円/年
年間便益 (純便益)	約5,100 億円/年 (約600~1,500億円/年)
削減された燃料費	約4,440億円
削減されたCO2対策コスト	約660億円 (約1,200万tの削減)

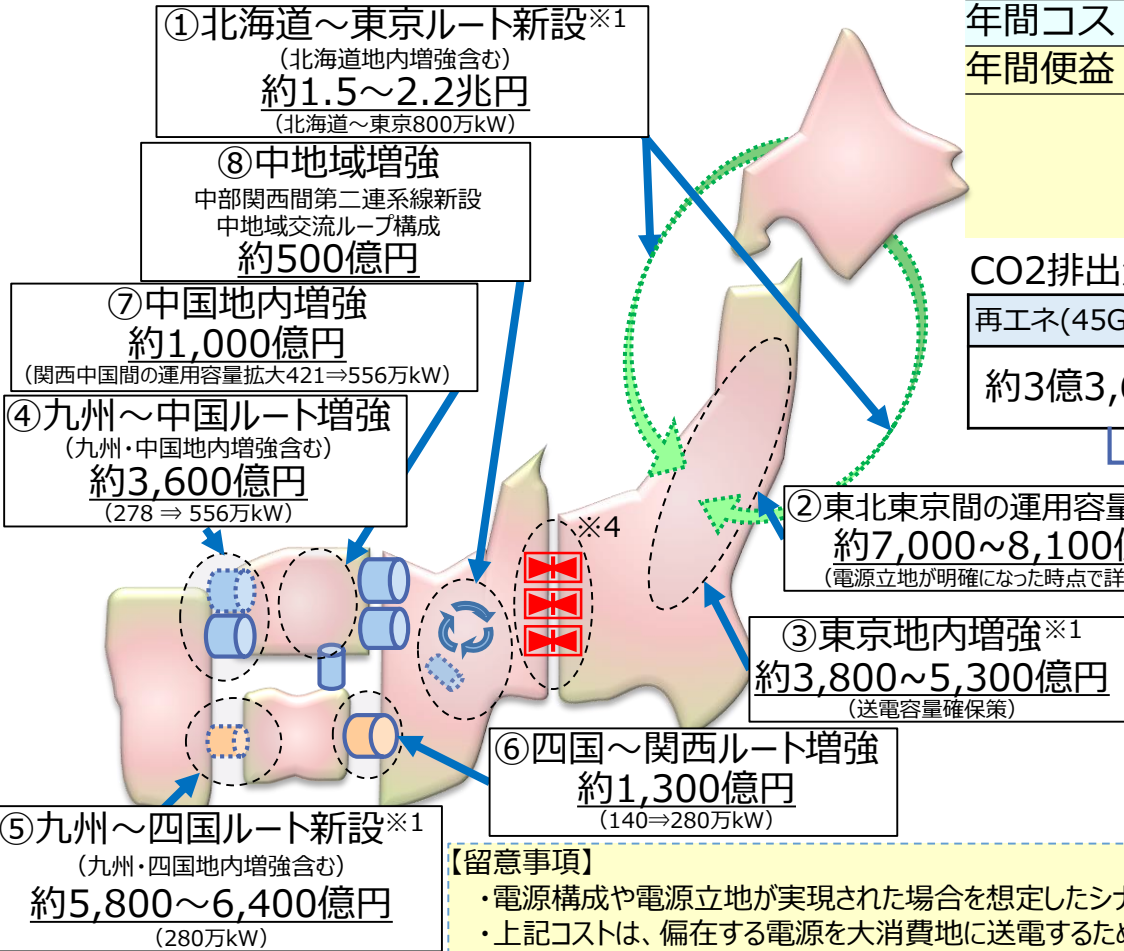
CO2排出量		
再エネ(45GW)導入前	再エネ導入/増強前	増強後
約3億3,600万t	約2億9,400万t	約2億8,200万t

約1,200万tの削減

再エネ出力制御率 ^{※3}		
増強前	増強後	
約17%	約4%	

約5,400万tの削減

- ※1 HVDCコスト幅等を考慮して試算。
- ※2 費用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 太陽光・風力の全国平均
- ※4 アデカシーやセキュリティの観点から必要性を検討



【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等の背骨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。
- ・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漁業補償費を含まず、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。

		増強設備	工事概要	工事費計
東地域	①	北海道東京間連系設備 (800万kW)	HVDC送電ルート新設 (400万kW, 共通帰線 2 双極) 北海道～東京間: 海底ケーブル (900km, 700km) × 2ルート 【北海道】275kV開閉所新設	約14,700億円 ～ 約21,900億円
	②	東北東京間の運用容量対策 (電源立地が明確になった時点で詳細検討)	(概算工事費の内訳) 【東北】500kV送電線新設 (約270km) 【東北】275kV→500kV昇圧 変電所 (1箇所) ほか 【東北】HVDC新設 (200万kW, 双極1回線)、400km	約7,000億円 ～ 約8,100億円
	③	東京地内 (送電容量確保策)	【東京】既設変電所UHV昇圧 (2～4箇所) ※変電所化含む 【東京】UHV変電所新設 (1箇所) ほか	約3,800億円 ～ 約5,300億円
	小 計			約2.5～3.5兆円
中西地域	④	中国九州間連系線 (278 ⇒ 556万kW)	500kV送電線新設 九州～中国間: 海底ケーブル (約40km) × 1ルート 【中国】電圧対策 (系統安定化装置、SC設置) 【九州】500kV変圧器増強 (1台) ほか	約3,600億円
	⑤	四国九州間連系設備 (280万kW)	HVDC送電ルート新設 (280万kW, 共通帰線 2 双極) 四国～九州間: 海底ケーブル (約60km) × 1ルート 【四国】500kV送電線新設 (約170km)、 【九州】500kV送電線新設 (約50km)、500kV変圧器増強 (1台) ほか	約5,800億円 ～ 約6,400億円
	⑥	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
	⑦	中国地内 (関西中国間の運用容量拡大)	【中国】500kV送電線新設 (約70km)	約1,000億円
	⑧	中地域 (中部関西間第二連系線新設) (中地域交流ループ)	500kV送電線新設 中部～関西間: 架空線 (2km) × 1ルート 【北陸・中部・関西】短絡容量超過対策、電磁誘導対策ほか	約500億円
	小 計			約1.2～1.3兆円
合 計※				約3.8～4.8兆円

注) 同コストは机上検討による概算値であり、調査・詳細検討により工事費が変わり得る

※四捨五入により合計が合わない場合がある

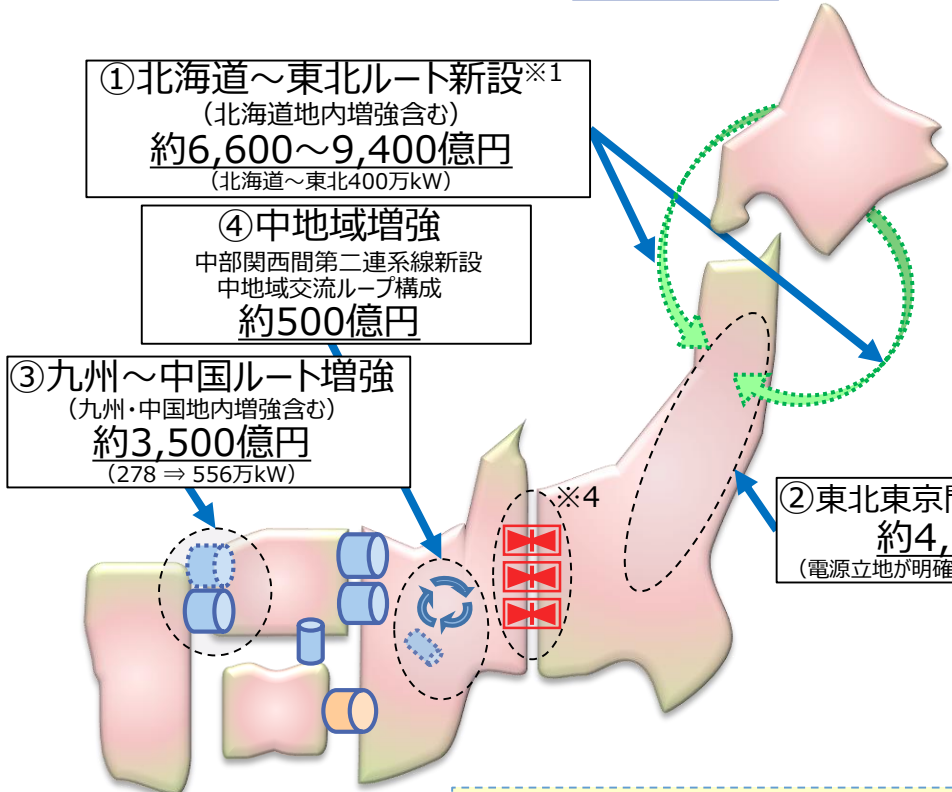
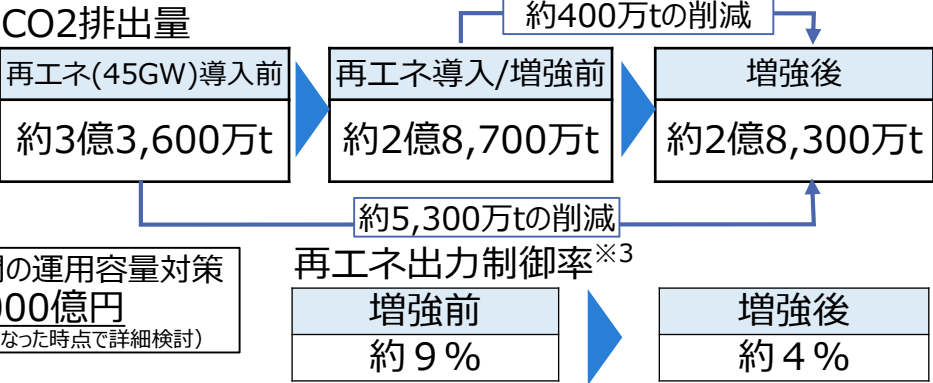
3-4 シナリオ毎の増強案 (参考) 電源立地変化シナリオ

- 電源偏在シナリオ(45GW)の洋上風力の1/2を需要地近傍とした場合のネットワーク面での分析結果の一例。
- 今後、本分析結果も参考としつつ、国とも連携してマスタープラン策定に向けて検討を進めていく。

電源立地変化シナリオ

再エネ比率
42%

必要投資額 ^{※1}	約1.5 ~ 1.7兆円
費用便益比(B/C) ^{※1}	1.29 ~ 1.53
年間コスト ^{※1, ※2}	約1,300 ~ 1,600 億円/年
年間便益 (純便益)	約2,100 億円/年 (約500~800億円/年)
削減された燃料費	1,880億円
削減されたCO2対策コスト	220億円
(400万tの削減)	



※1 HVDCコスト幅等を考慮して試算。
 ※2 費用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 太陽光・風力の全国平均
 ※4 アデカシーやセキュリティの観点から必要性を検討

【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。ただし、需要地近傍に風況の良い地点は多く存在しないことから、電源側のコストを含めると全体費用は大きくなる可能性があることに留意が必要。
- ・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等の背骨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。
- ・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漁業補償費を含まず、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。

		増強設備	工事概要	工事費計
東地域	①	北海道東北間連系設備 (400万kW)	HVDC送電ルート新設 (400万kW, 共通帰線 2 双極) 北海道～東北間: 海底ケーブル (600km) × 1ルート 【北海道】275kV開閉所新設	約6,600億円 ～ 約9,400億円
	②	東北東京間の運用容量対策 (電源立地が明確になった時点で詳細検討)	(概算工事費の内訳) 【東北】500kV送電線新設 (約270km) 【東北】275kV→500kV昇圧 変電所 (1箇所) ほか	約4,000億円
	小 計			約1.1～1.3兆円
中西地域	③	中国九州間連系線 (278 ⇒ 556万kW)	500kV送電線新設 九州～中国間: 海底ケーブル (約40km) × 1ルート 【中国】電圧対策 (系統安定化装置、SC設置) 【九州】500kV引出設備取替 (2回線)	約3,500億円
	④	中地域 (中部関西間第二連系線新設) (中地域交流ループ)	500kV送電線新設 中部～関西間: 架空線 (2km) × 1ルート 【北陸・中部・関西】短絡容量超過対策、電磁誘導対策ほか	約500億円
	小 計			約0.4兆円
合 計※				約1.5～1.7兆円

注) 同コストは机上検討による概算値であり、調査・詳細検討により工事費が変わり得る

※四捨五入により合計が合わない場合がある

3-4 シナリオ毎の増強案 (参考) 再エネ5~6割シナリオ

- 仮に再エネ導入が進展した場合、各シナリオの増強案のB/Cへ与える影響を確認するためのシナリオ
- なお、大消費地でも再エネ出力制御が発生していることから、系統増強による効果は大きくない。

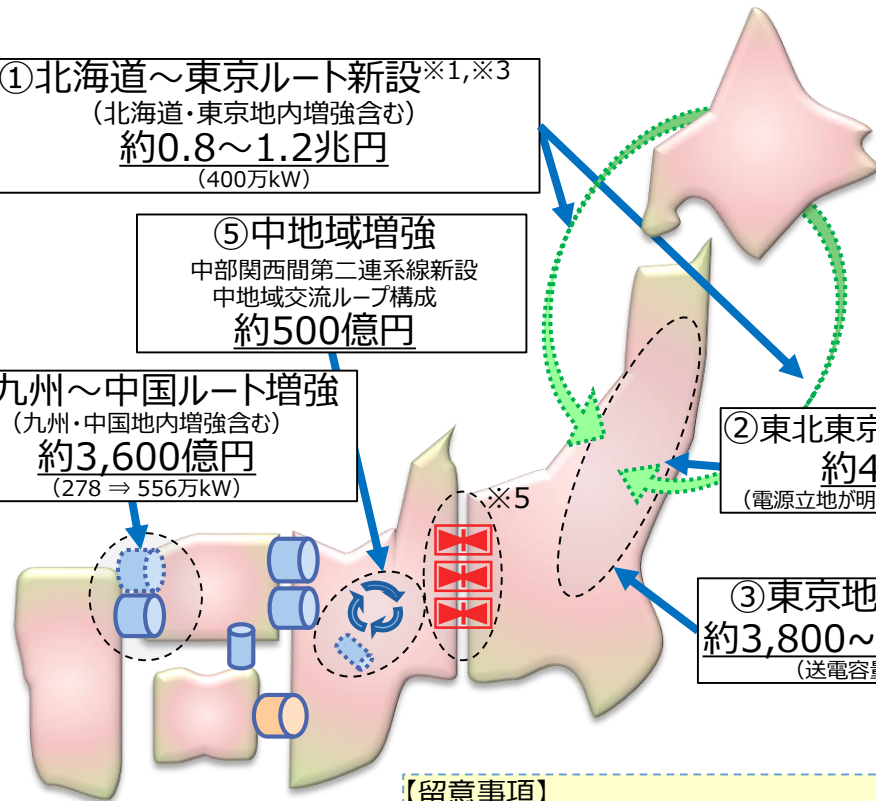
再エネ5~6割シナリオ **再エネ比率 53%**

必要投資額 ^{※1}	約2.0 ~ 2.6兆円
費用便益比(B/C) ^{※1}	0.95 ~ 1.21 ^{※3}
年間コスト ^{※1,※2}	約1,900 ~ 2,400 億円/年
年間便益 (純便益)	約2,300 億円/年 (約▲100~400億円/年)
削減された燃料費	約1,560億円
削減されたCO2対策コスト	約740億円
(約1,300万tの削減)	

①北海道~東京ルート新設^{※1,※3}
(北海道・東京地内増強含む)
約0.8~1.2兆円
(400万kW)

⑤中地域増強
中部関西間第二連系線新設
中地域交流ループ構成
約500億円

④九州~中国ルート増強
(九州・中国地内増強含む)
約3,600億円
(278 ⇒ 556万kW)



②東北東京間の運用容量対策
約4,000億円
(電源立地が明確になった時点で詳細検討)

③東京地内増強^{※1}
約3,800~5,300億円
(送電容量確保策)

CO2排出量

再エネ(風力89GW、太陽光300GW)導入前	再エネ導入/増強前	増強後
約3億3,600万t	約2億2,300万t	約2億1,000万t

約1,300万tの削減

再エネ出力制御率^{※4}

増強前	増強後
約42%	約39%

約12,600万tの削減

- ※1 HVDCコスト幅等を考慮して試算。
- ※2 費用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 他に有望な案がなかったため、本増強案を採用した。
- ※4 太陽光・風力の全国平均
- ※5 アデカシーやセキュリティの観点から必要性を検討

【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等の背骨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。
- ・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した単価を採用、海底ケーブル工事は漁業補償費を含まず、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。

増強設備		工事概要	工事費計	
東地域	①	北海道東京間連系設備 (400万kW)	HVDC送電ルート新設 (400万kW, 共通帰線2双極) 北海道～東京間: 海底ケーブル (900km) × 1ルート 【北海道】275kV開閉所新設	約8,200億円 ～ 約12,200億円
	②	東北東京間の運用容量対策 (電源立地が明確になった時点で詳細検討)	(概算工事費の内訳) 【東北】500kV送電線新設 (約270km) 【東北】275kV→500kV昇圧 変電所 (1箇所) ほか	約4,000億円
	③	東京地内 (送電容量確保策)	【東京】既設変電所UHV昇圧 (2～4箇所) ※変電所化含む 【東京】UHV変電所新設 (1箇所) ほか	約3,800億円 ～ 約5,300億円
	小 計			約1.6～2.2兆円
中西地域	④	中国九州間連系線 (278 ⇒ 556万kW)	500kV送電線新設 九州～中国間: 海底ケーブル (約40km) × 1ルート 【中国】電圧対策 (系統安定化装置、SC設置) 【九州】500kV変圧器増強 (1台)	約3,600億円
	⑤	中地域 (中部関西間第二連系線新設) (中地域交流ループ)	500kV送電線新設 中部～関西間: 架空線 (2km) × 1ルート 【北陸・中部・関西】短絡容量超過対策、電磁誘導対策ほか	約500億円
	小 計			約0.4兆円
合 計※			約2.0～2.6兆円	

注) 同コストは机上検討による概算値であり、調査・詳細検討により工事費が変わり得る

※四捨五入により合計が合わない場合がある

(余 白)

1. マスタープランについて
2. 費用便益評価手法
3. 複数シナリオによる分析
 - 3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件
 - 3-2 系統増強の考え方
 - 3-3 各地域の増強案検討
 - 3-4 シナリオ毎の増強案
 - 3-5 感度分析
 - 3-6 まとめ
4. 今後の検討課題と進め方

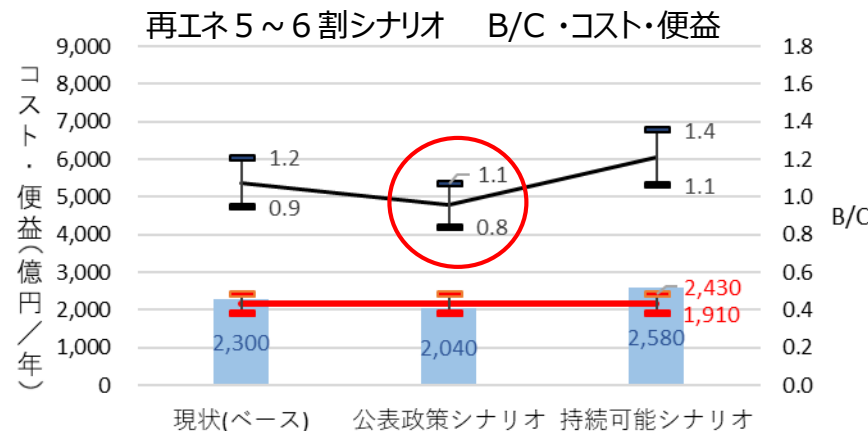
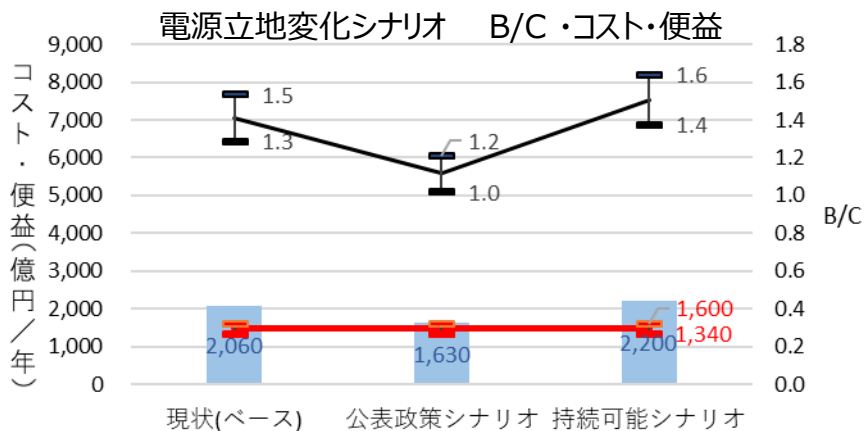
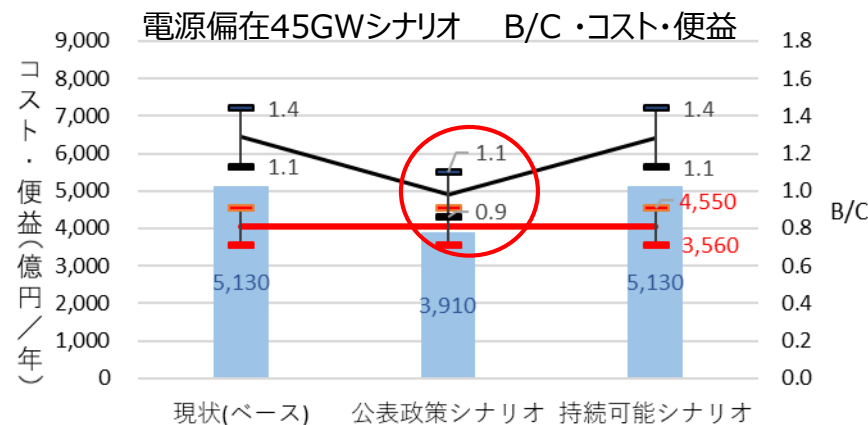
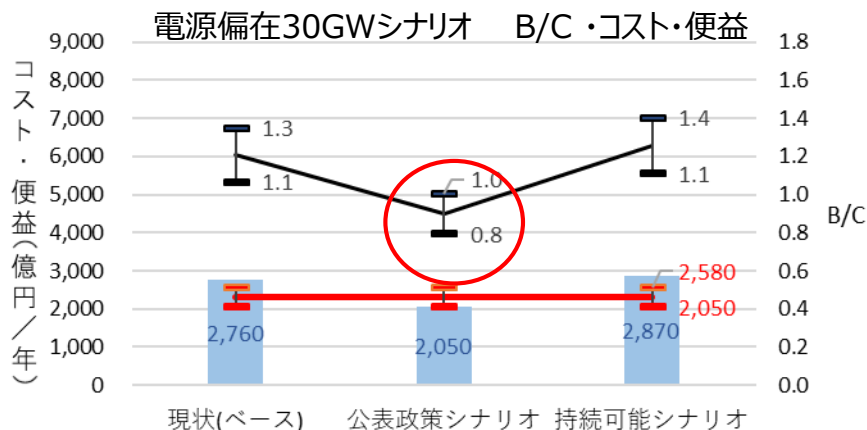
- 将来の不確実性による費用便益評価等への影響について感度分析を実施
- 電化の進展の分析では、電源偏在/電源立地変化シナリオの増強案が、更に再エネ5~6割まで導入された状況でB/Cへ与える影響について電力需要を変化させて確認

項 目	パラメータによる感度分析
燃料費・CO2対策コスト	<p>WEO2020※想定値等を用いて燃料費とCO2対策コストが変動した場合において、B/CやCO2排出量等へ与える影響について分析</p> <p>【具体的な内容】 燃料費とCO2対策コストが変動したケース</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 公表政策シナリオ (2040) → CO2対策コスト \$52/トン ・ 持続可能な開発シナリオ(2040) → CO2対策コスト \$140/トン <p style="text-align: right;">注) 起動費は燃料費による影響がないものとして検討</p>
原子力発電の設備利用率	<p>原子力発電の設備利用率が変動した場合において、B/CやCO2排出量等へ与える影響について分析</p> <p>【具体的な内容】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 2030年度エネルギーミックス水準におけるkWh比率を基にした設備利用率約60%±20%
電化の進展	<p>電力需要が変動した場合のB/Cへ与える影響について分析</p> <p>【具体的な内容】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 各シナリオで需要変化した場合におけるB/Cへ与える影響 ・ 電源偏在/電源立地変化シナリオで増強後、更に再エネ5~6割まで導入されると仮定した再エネ5~6割シナリオの電源構成となった場合、B/Cへ与える影響を確認するため、電力需要も変化させて分析

※ 国際エネルギー機関 (IEA) が毎年発行しているレポート「World Energy Outlook」

(1-1) 燃料費・CO2対策コスト (WEO2020想定での各シナリオのB/Cの変化)

- **公表政策シナリオについては**、燃料費の低下に伴い再エネ電源による差し替えによる便益が低下することから、**HVDCコストによってはB/C < 1となる可能性がある**。
- **持続可能な開発シナリオにおいては**、差し替えられる電源の総コスト (燃料費 + CO2対策コスト) が大きく変わらないことから、**B/Cの傾向に変化はなかった**。



■ 便益

— コスト

— B/C

※ コストとB/Cは、HVDC送電コスト幅等を考慮したものを記載

3-5 感度分析

(1-2) 燃料費・CO2対策コスト (燃料費、CO2対策コストの感度分析)

- 燃料費とCO2対策コストが設定値から変動したときに便益に与える影響を分析
- なお、総コストの優先順位が変わらない範囲では燃種毎の発電量が変わらない前提で、便益の変動額を算定した。

<燃料費、CO2対策コストの感度分析>

		¥/kWh					
		石炭	MACC	ACC	CC	コンベ	石油
現状 (ベース)	燃料費	5.9	11.0	11.4	13.3	15.5	23.9
	CO2対策コスト	4.5	2.0	2.0	2.4	2.8	3.9
	計	10.4	13.0	13.4	15.7	18.3	27.8
公表政策 シナリオ	燃料費	4.6	6.7	7.0	8.1	9.5	16.7
	CO2対策コスト	6.3	2.8	2.8	3.4	3.9	5.5
	計	10.9	9.5	9.8	11.5	13.4	22.1
持続可能 シナリオ	燃料費	3.9	4.2	4.4	5.1	5.9	10.7
	CO2対策コスト	17.0	7.6	7.6	9.1	10.6	14.8
	計	20.9	11.8	11.9	14.2	16.5	25.4

燃料費10%増加

		¥/kWh					
		石炭	MACC	ACC	CC	コンベ	石油
現状 (ベース)	燃料費	6.5	12.1	12.5	14.6	17.1	26.3
	CO2対策コスト	4.5	2.0	2.0	2.4	2.8	3.9
	計	11.0	14.1	14.5	17.0	19.9	30.2
公表政策 シナリオ	燃料費	5.0	7.4	7.7	8.9	10.4	18.3
	CO2対策コスト	6.3	2.8	2.8	3.4	3.9	5.5
	計	11.3	10.2	10.5	12.3	14.4	23.8
持続可能 シナリオ	燃料費	4.2	4.6	4.8	5.6	6.5	11.7
	CO2対策コスト	17.0	7.6	7.6	9.1	10.6	14.8
	計	21.3	12.2	12.4	14.7	17.1	26.5

CO2対策コスト10%増加

		¥/kWh					
		石炭	MACC	ACC	CC	コンベ	石油
現状 (ベース)	燃料費	5.9	11.0	11.4	13.3	15.5	23.9
	CO2対策コスト	5.0	2.2	2.2	2.6	3.1	4.3
	計	11.4	14.3	14.7	17.3	20.1	30.6
公表政策 シナリオ	燃料費	4.6	6.7	7.0	8.1	9.5	16.7
	CO2対策コスト	7.0	3.1	3.1	3.7	4.3	6.0
	計	12.0	10.5	10.8	12.7	14.7	24.3
持続可能 シナリオ	燃料費	3.9	4.2	4.4	5.1	5.9	10.7
	CO2対策コスト	18.7	8.3	8.3	10.0	11.7	16.2
	計	23.0	13.0	13.1	15.6	18.2	28.0

3-5 感度分析

(1-2) 燃料費・CO2対策コスト (燃料費、CO2対策コストの感度分析)

■ 燃料費ではベースケース、CO2対策コストでは持続可能シナリオでの影響が大きい。

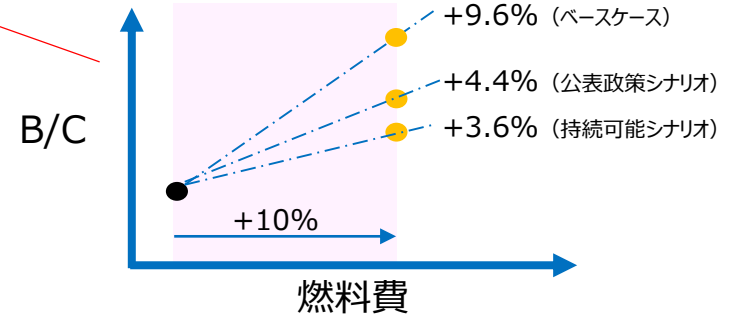
- 燃料費では、電源偏在/電源立地変化シナリオの傾向は、現状のベースシナリオ (CO2:\$37/トン) において**燃料費が10%増加すればB/Cも約6~12%上昇し、公表政策/持続可能な開発シナリオでは4~5%程度上昇する。**
- 一方で、CO2対策コストでは、電源偏在/電源立地変化シナリオの傾向としては、現状のベースシナリオ (CO2:\$37/トン) で**CO2対策コスト10%増加した場合、B/Cは約1~3%の上昇、公表政策シナリオでは3~5%、持続可能な開発シナリオでは7~9%程度上昇する。**

例) 電源偏在シナリオ30GW現状シナリオの場合、増強によるB/Cは1.1であった。
燃料費が10%増加した場合、便益が246億円 (9.6%) 増加するため、B/Cは1.2程度になる。

<燃料費が10%増加したときのB/C影響>

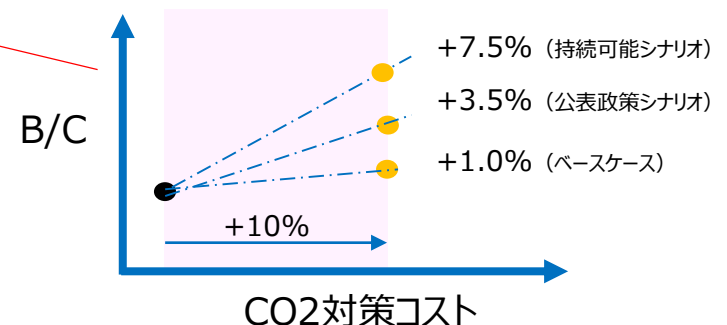
		現状 (ベース)	公表政策シナリオ	持続可能シナリオ
電源偏在 30GWシナリオ	便益変動(億円)	246	113	92
	B/C影響(対コスト上限比)	9.6%	4.4%	3.6%
電源偏在 45GWシナリオ	便益変動(億円)	449	238	174
	B/C影響(対コスト上限比)	9.9%	5.3%	3.8%
電源立地シナリオ	便益変動(億円)	184	86	72
	B/C影響(対コスト上限比)	11.6%	5.4%	4.5%
再エネ5~6割 シナリオ	便益変動(億円)	156	130	90
	B/C影響(対コスト上限比)	6.4%	5.4%	3.7%

燃料費の感度分析のイメージ
(電源偏在シナリオ30GW)



<CO2対策コストが10%増加したときのB/C影響>

		現状 (ベース)	公表政策シナリオ	持続可能シナリオ
電源偏在 30GWシナリオ	便益変動(億円)	27	90	193
	B/C影響(対コスト上限比)	1.0%	3.5%	7.5%
電源偏在 45GWシナリオ	便益変動(億円)	66	152	337
	B/C影響(対コスト上限比)	1.5%	3.4%	7.4%
電源立地シナリオ	便益変動(億円)	22	75	148
	B/C影響(対コスト上限比)	1.4%	4.7%	9.3%
再エネ5~6割 シナリオ	便益変動(億円)	74	74	168
	B/C影響(対コスト上限比)	3.0%	3.0%	7.0%



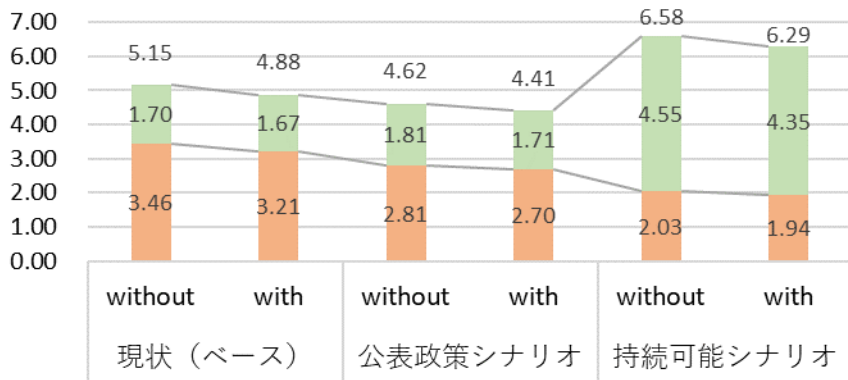
※ 正値は便益の増加を示す。

3-5 感度分析

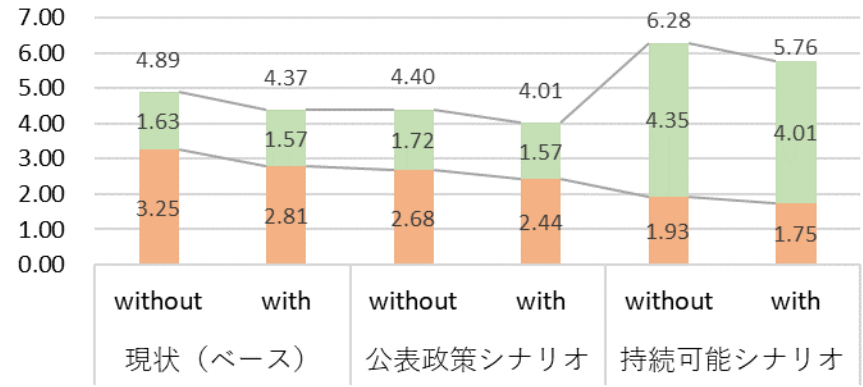
(1-3) 燃料費・CO2対策コスト (WEO2020想定での各シナリオの年間総コスト)

- 公表政策シナリオでは燃料費が低下することから、年間総コストが減少する。
- 一方、CO2対策コストの増加により、**持続可能シナリオの年間総コストは増加する。**

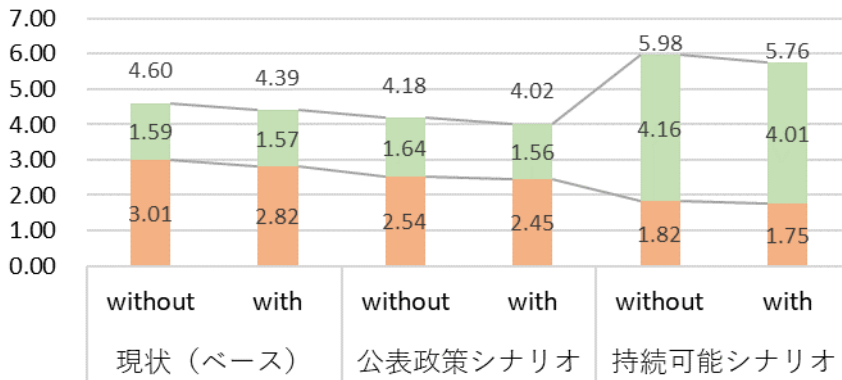
電源偏在30GWシナリオ 年間総コスト[兆円]



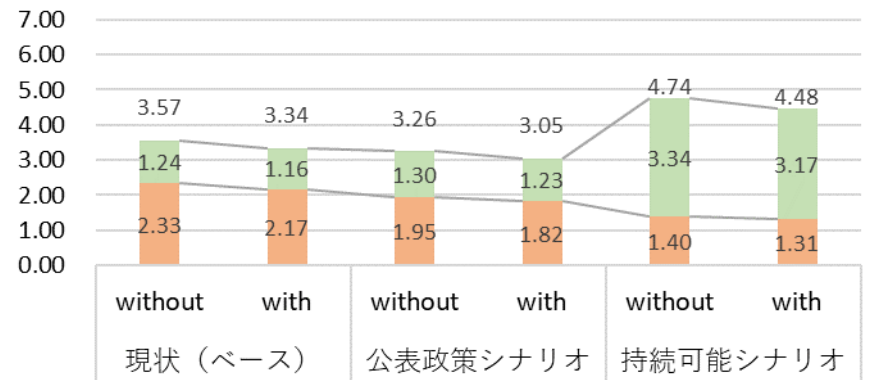
電源偏在45GWシナリオ 年間総コスト[兆円]



電源立地変化シナリオ 年間総コスト[兆円]



再エネ5~6割シナリオ 年間総コスト[兆円]



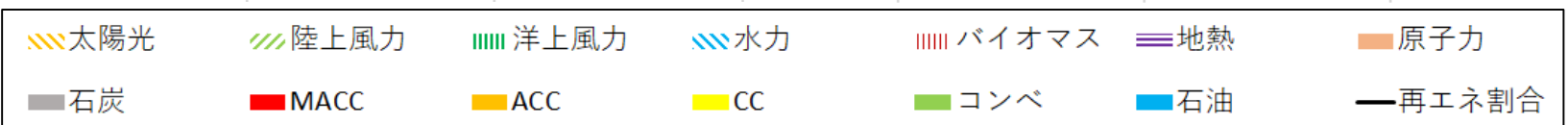
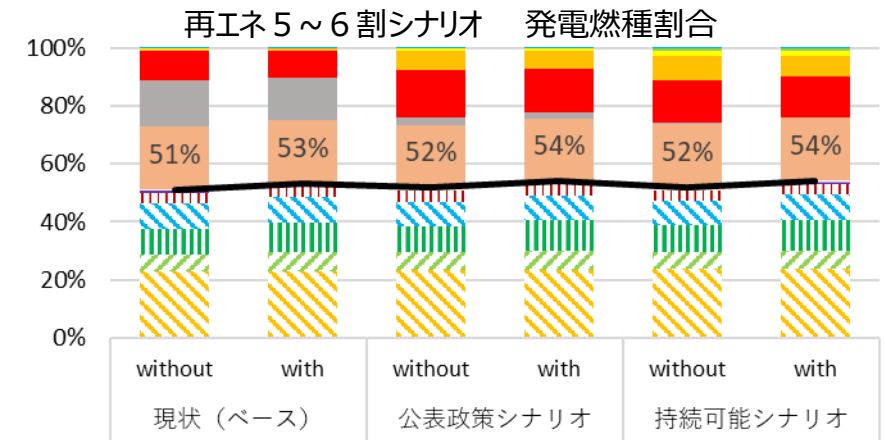
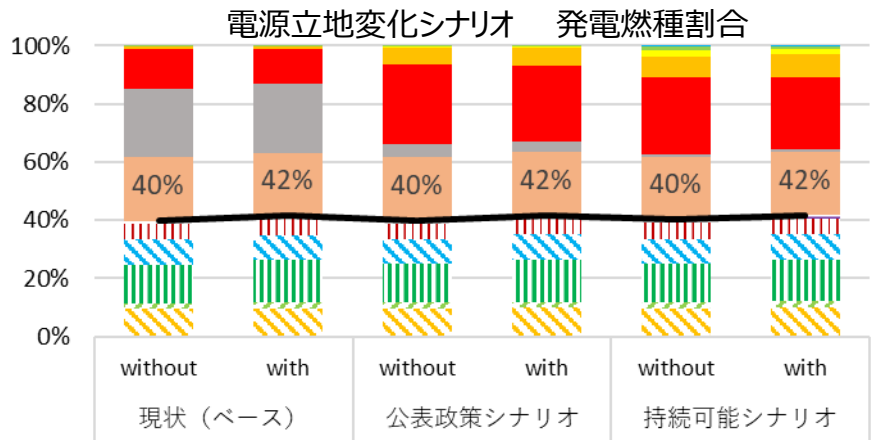
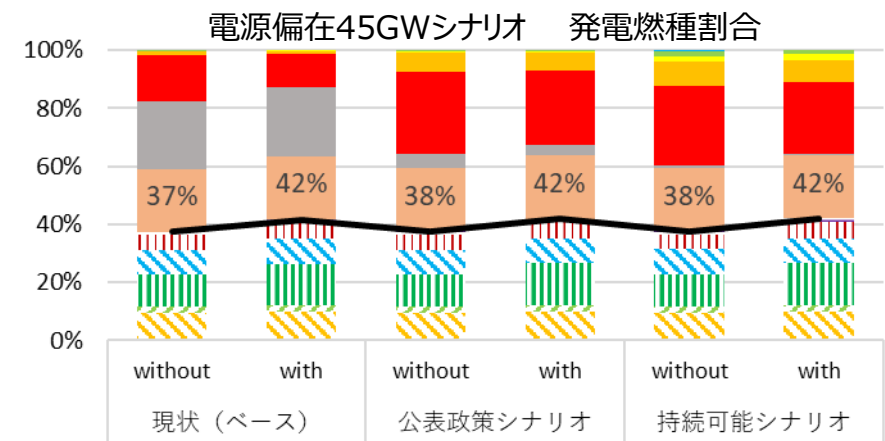
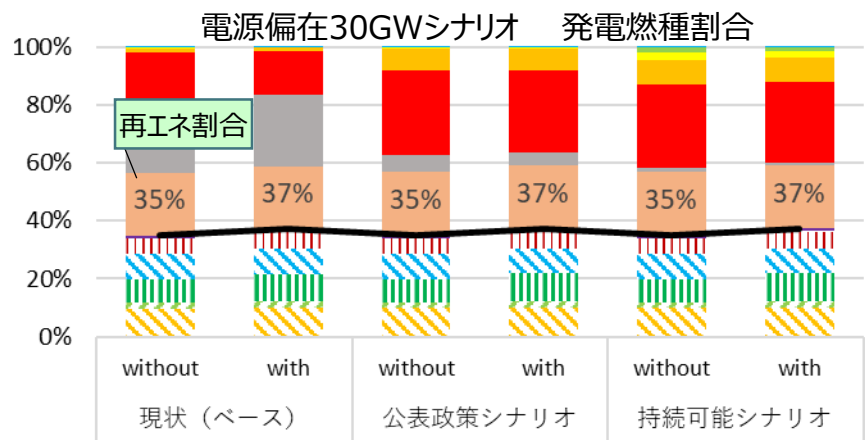
■ 燃料費 ■ CO2対策コスト

※ 燃料費は、シミュレーションで計算された発電量のみを計上

3-5 感度分析

(1-4) 燃料費・CO2対策コスト (WEO2020想定での各シナリオの発電燃種割合)

- **公表政策シナリオ、持続可能シナリオでは、CO2対策コストが上昇することから、系統増強前段階で石炭の割合が減少し、MACC、ACCの割合が増加することになる。**
- **再エネ電源の割合への影響はほとんど見られない。**

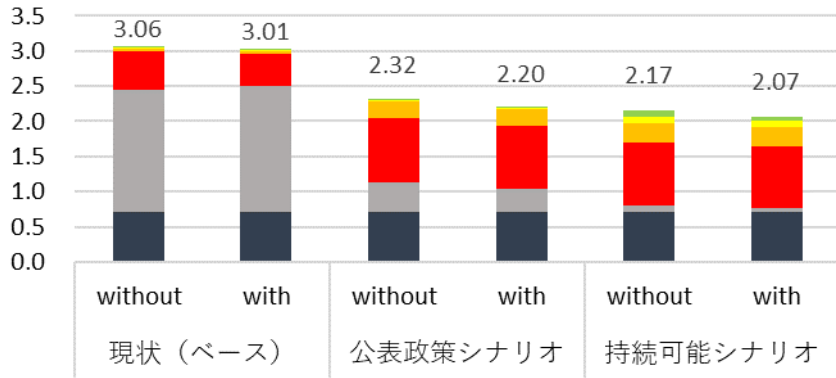


3-5 感度分析

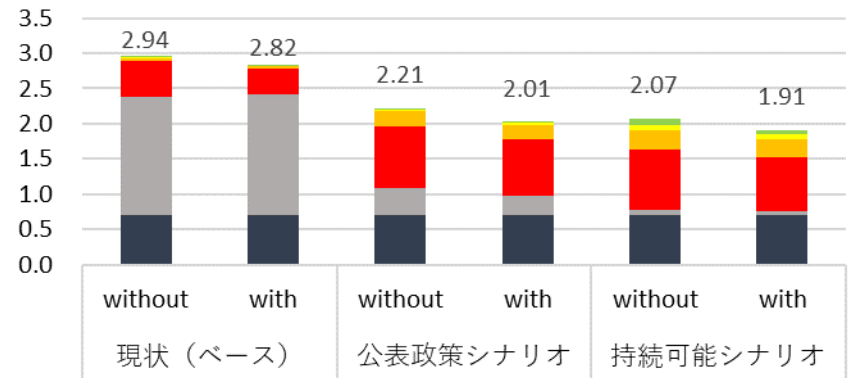
(1-5) 燃料費・CO2対策コスト (WEO2020想定での各シナリオのCO2排出量)

- CO2排出量については、**公表政策シナリオ、持続可能シナリオともに系統増強前段階で石炭由来による排出量が減少し、代わりにMACCによる排出量が増加。**
- このため、**上記シナリオにおけるCO2排出量の減少は顕著**となっている。

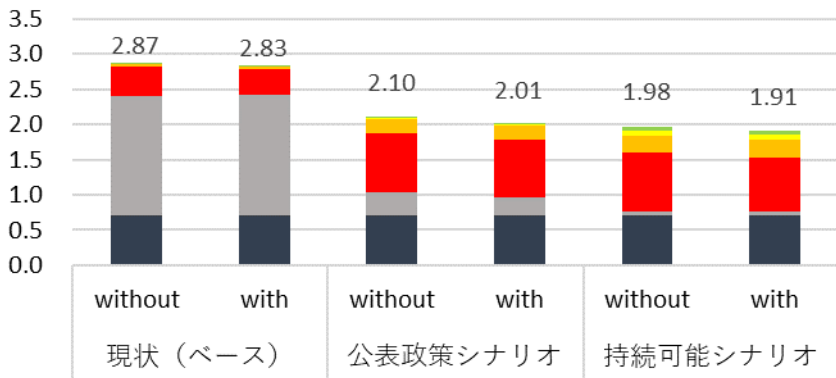
電源偏在30GWシナリオ CO2排出量[億トン]



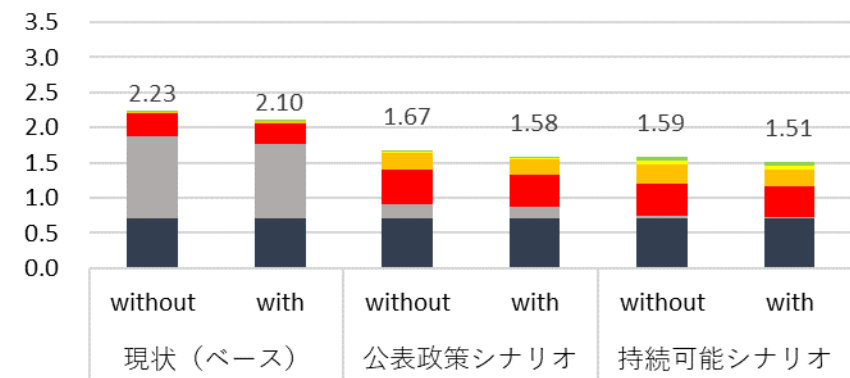
電源偏在45GWシナリオ CO2排出量[億トン]



電源立地変化シナリオ CO2排出量[億トン]



再エネ5~6割シナリオ CO2排出量[億トン]

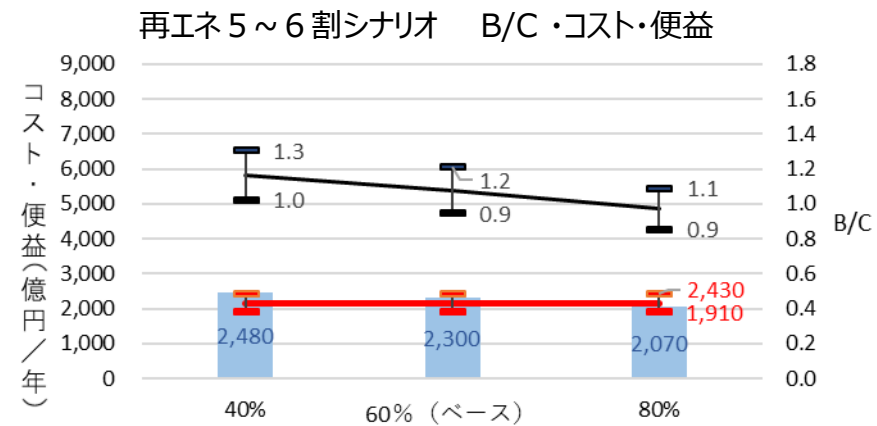
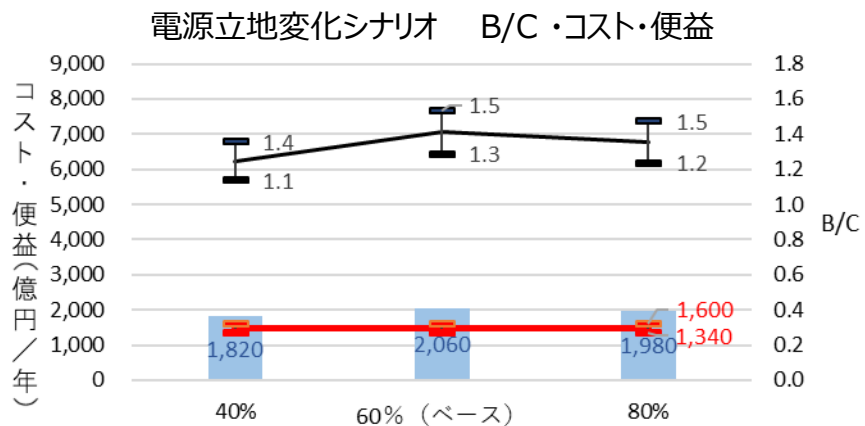
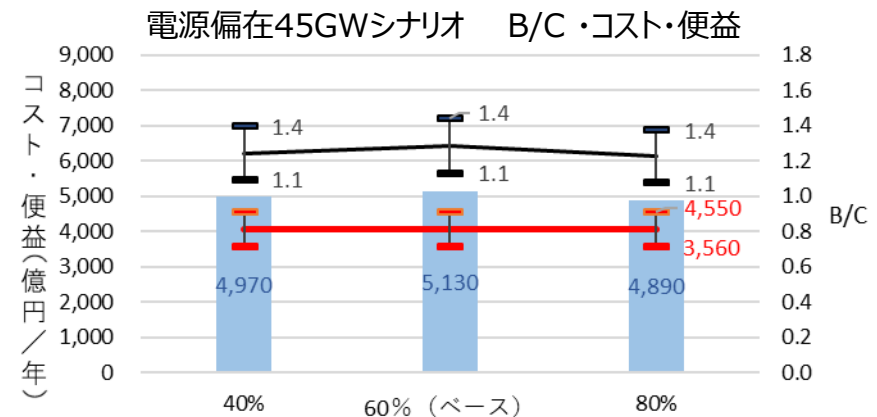
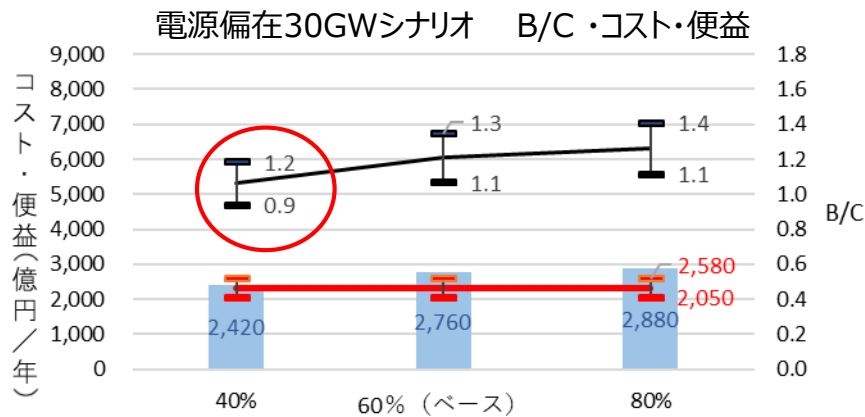


※「その他」は、今回計算対象外としている2030年エネ3相当の自家用発電や送電ロス分を加算

3-5 感度分析

(2-1) 原子力発電の設備利用率 (B/Cの変化)

- 原子力発電の設備利用率を40~80%で変化させた場合、電源偏在シナリオ(45GW)と電源立地変化シナリオについては、B/Cが1未満となることはなかった。
- 電源偏在シナリオ(30GW)40%の場合、供給力確保のため火力発電の焚き増しにより燃料費が増加することから、HVDCコストによってB/C < 1となる可能性がある。



■ 便益

— コスト

— B/C

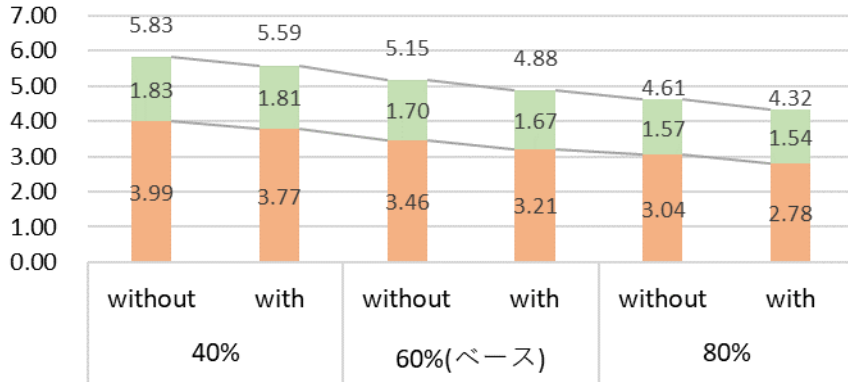
※ コストとB/Cは、HVDC送電コスト幅等を考慮したものを記載

3-5 感度分析

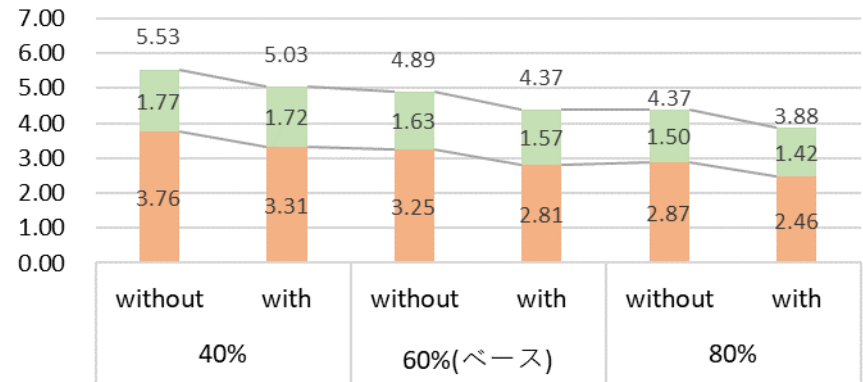
(2-2) 原子力発電の設備利用率 (年間総コスト)

■ 原子力発電の設備利用率が増加するにつれて、年間総コスト (燃料費・CO2対策コスト) は減少することになる。

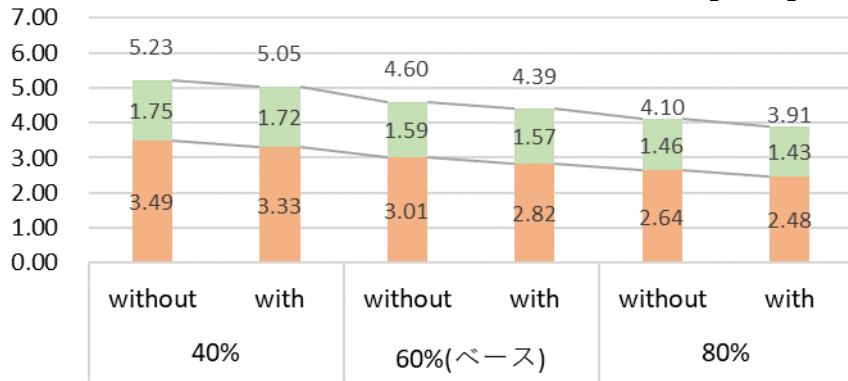
電源偏在30GWシナリオ 年間総コスト[兆円]



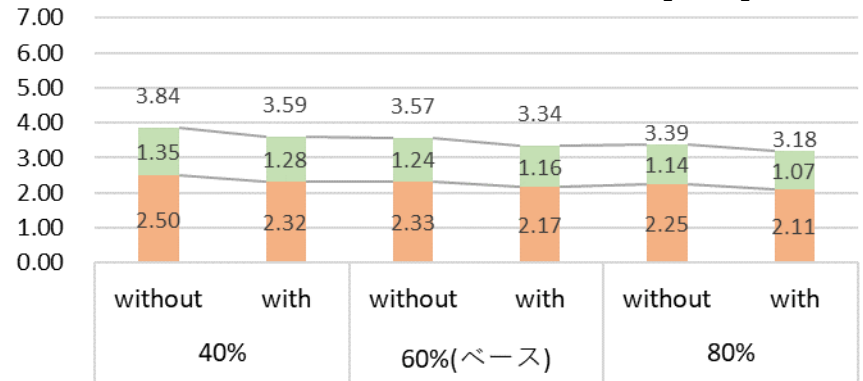
電源偏在45GWシナリオ 年間総コスト[兆円]



電源立地変化シナリオ 年間総コスト[兆円]



再エネ5~6割シナリオ 年間総コスト[兆円]



■ 燃料費 ■ CO2対策コスト

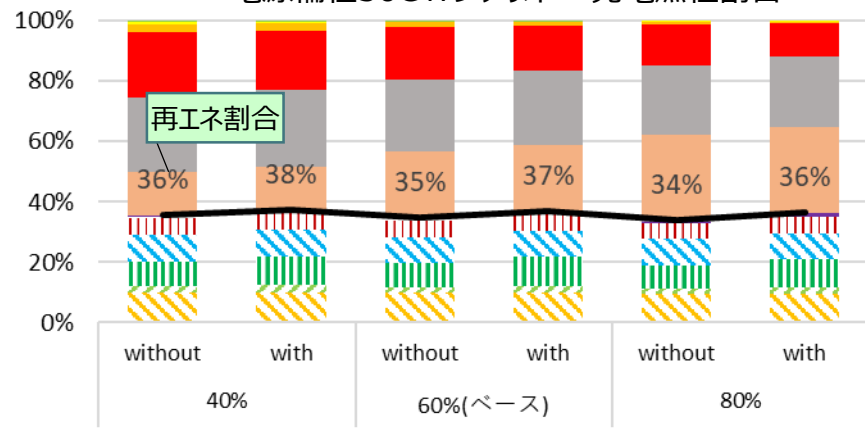
※ 燃料費は、シミュレーションで計算された発電量のみを計上

3-5 感度分析

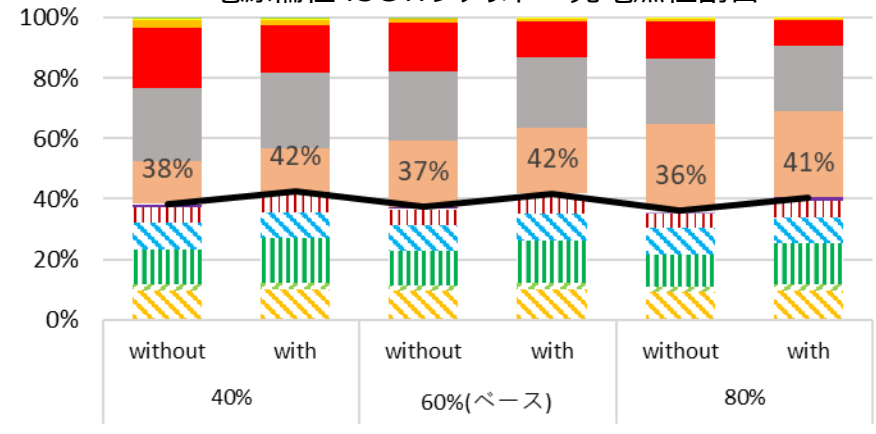
(2-3) 原子力発電の設備利用率 (発電燃種割合)

■ 原子力発電の設備利用率が増減することで、電源偏在・電源立地変化シナリオでは、再エネ導入比率が1~2%程度の変化であった。

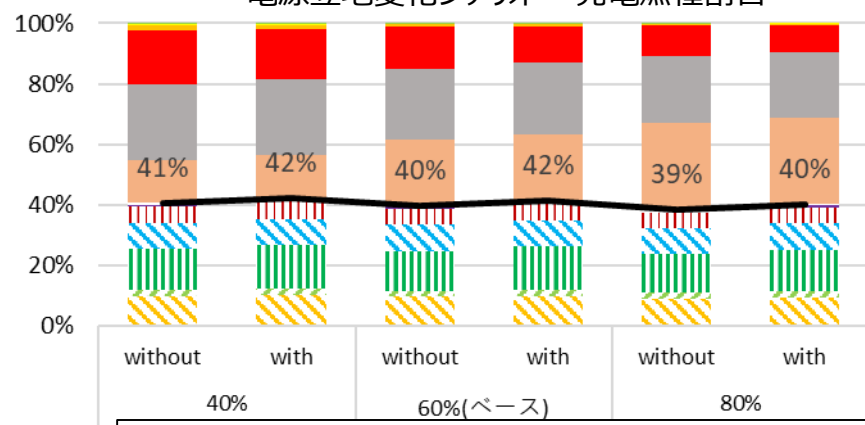
電源偏在30GWシナリオ 発電燃種割合



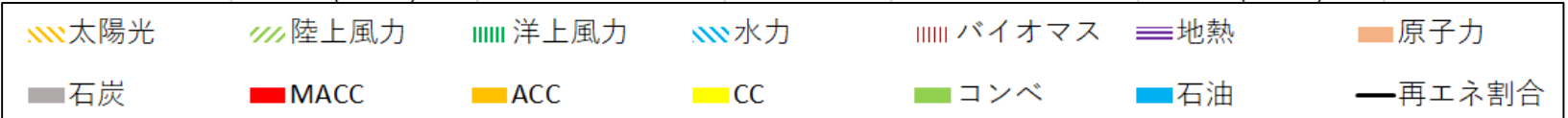
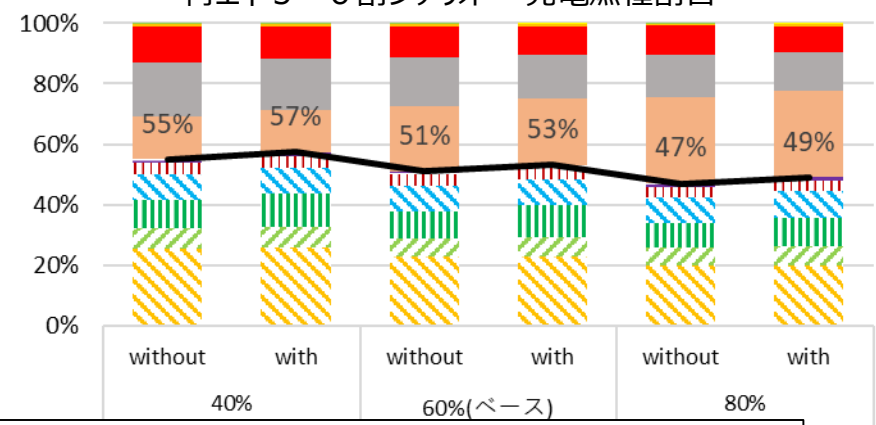
電源偏在45GWシナリオ 発電燃種割合



電源立地変化シナリオ 発電燃種割合



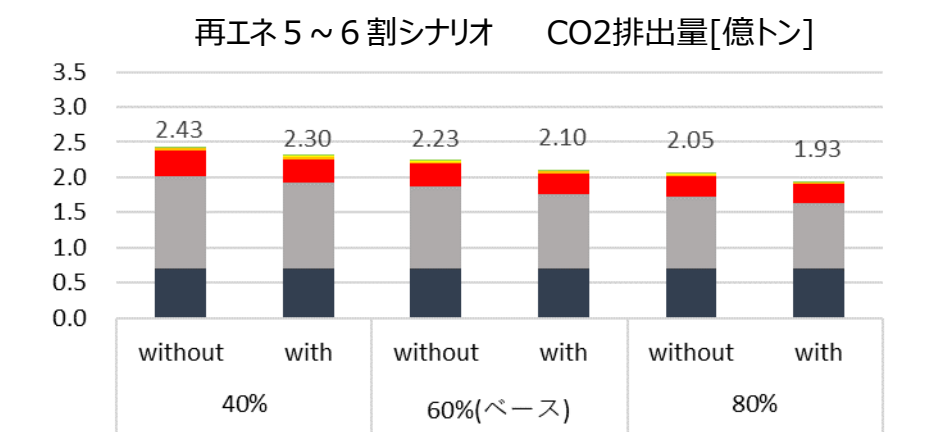
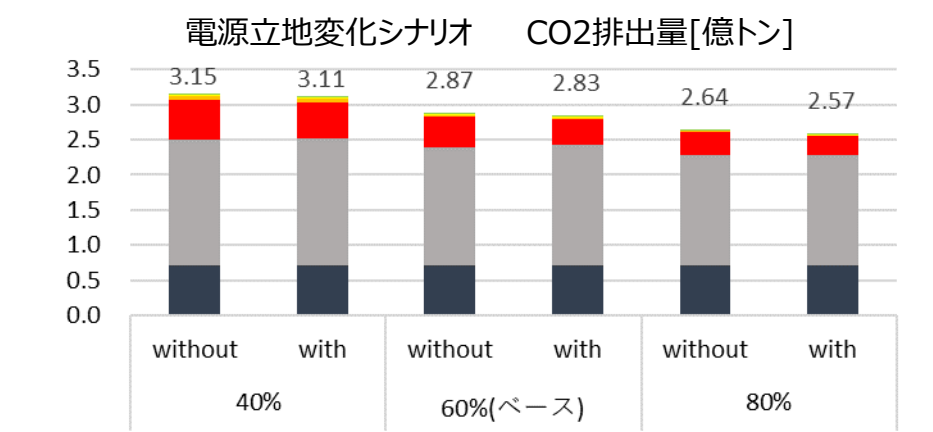
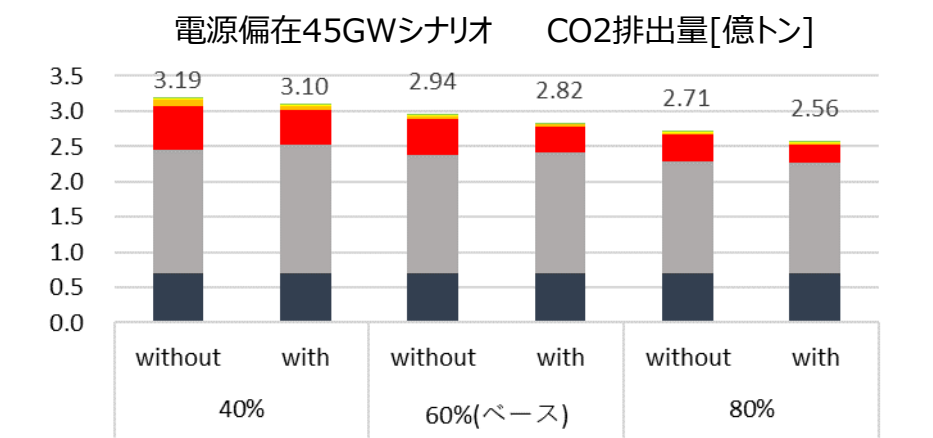
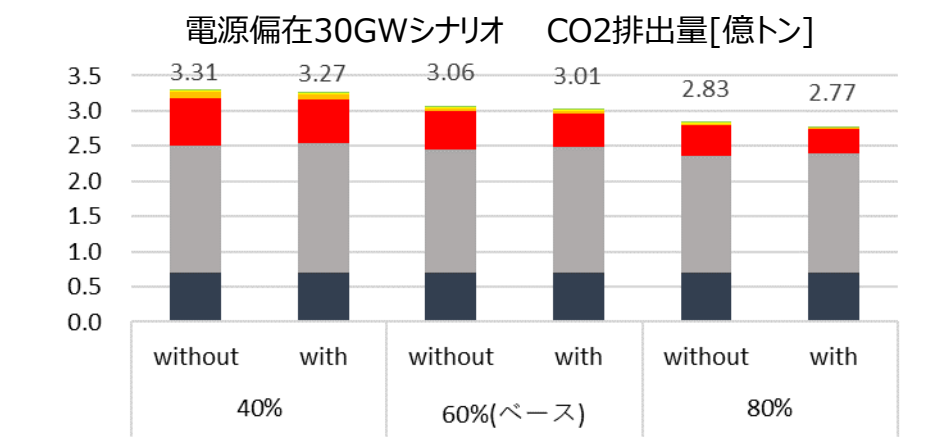
再エネ5~6割シナリオ 発電燃種割合



3-5 感度分析

(2-4) 原子力発電の設備利用率 (CO2排出量)

■ CO2排出量については、**原子力発電の設備利用率が上昇すれば、石炭およびMACC由来による排出量が減少している。**



※「その他」は、今回計算対象外としている2030年エネミ相当の自家用発電や送電ロス分を加算

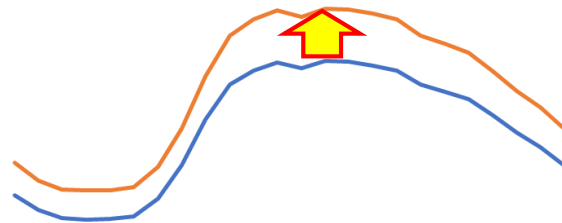
3-5 感度分析

(3) 電化の進展 需要カーブの設定

- 電化の進展に伴い需要が増加した場合の感度分析を行う。
- 需要カーブの形状については、①同比率で全時間帯の需要を増加させる、②需要シフトを想定しピークを抑える形状を想定する、の2通りの方法が考えられる。
- ②は電化のシナリオ（EV、水素等）の具体的な想定が必要になるため、国の議論が進められた段階で適用することとし、**今回は単純な傾向を把握することを目的とし①の方法で設定した。**
- 今回の電源構成の設定では、再エネ5～6割シナリオ以外では需要増加が107%程度を超えると供給力不足からモデル計算が不成立となったため、100～105%の増加幅で検討した。実際には、需要増加とともに電源確保、需要シフトが行われるものと思料される。

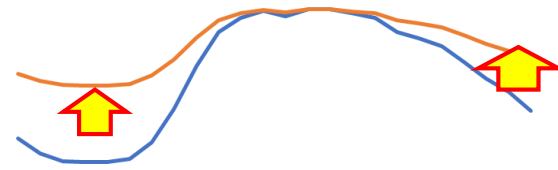
<需要カーブの設定>

① 同比率で全時間帯の需要を増加させる



今回の感度分析

② 需要シフトを想定しピークを抑える形状を想定する

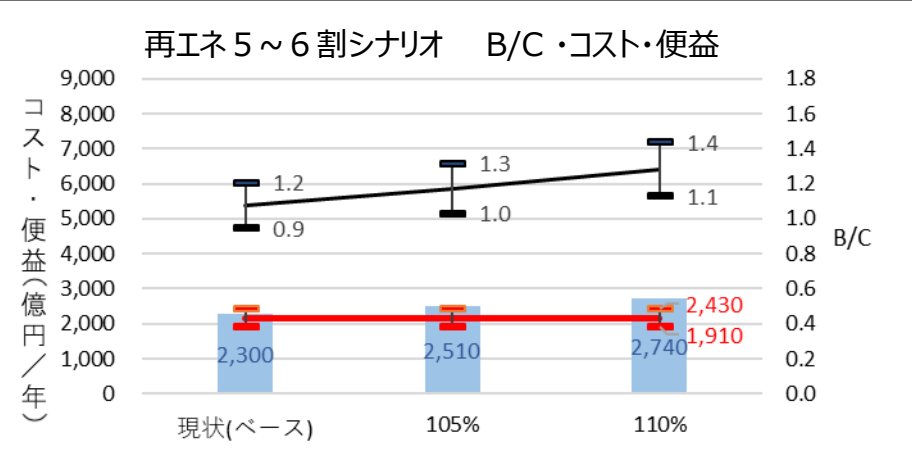
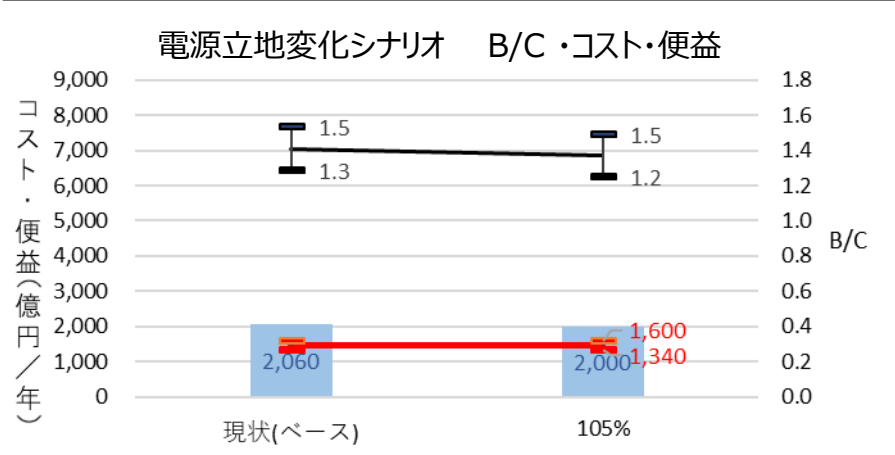
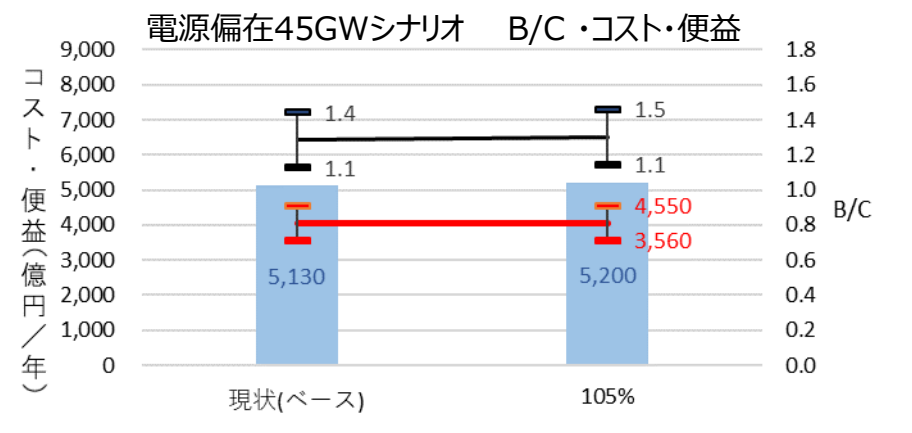
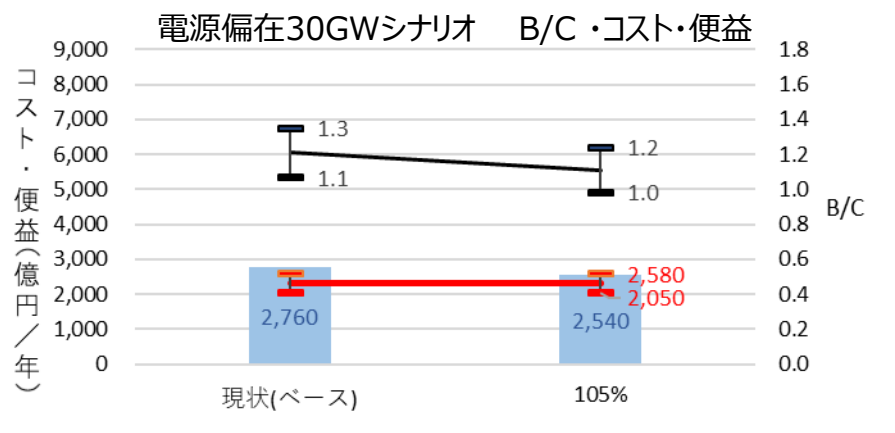


→ 電化のシナリオの具体的な想定が必要となるため、国の議論を受けた今後の検討課題とする。

3-5 感度分析

(3-1) 電化の進展 (B/C変化)

- 電化が進展した場合、**電源偏在シナリオ (30GW)** のB/Cは減少傾向。
- 上記シナリオでB/Cが減少傾向となるのは、需要が増加することに伴い、系統増強前において各エリアで再エネが消費されたことによって、系統増強後の電源の差し替え効果が低下したものと考える。

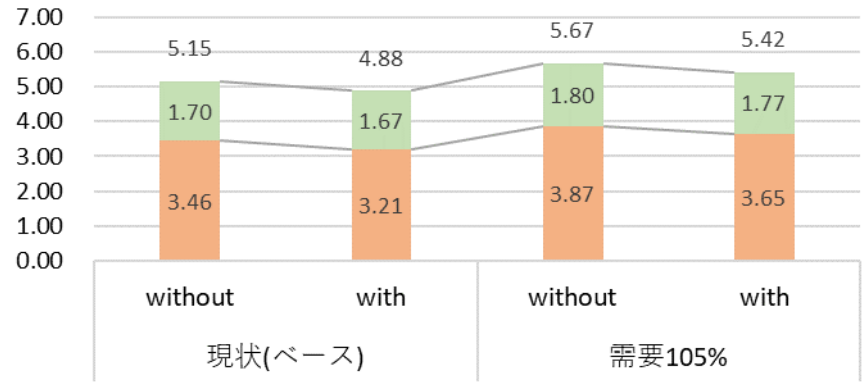


■ 便益 ■ コスト — B/C

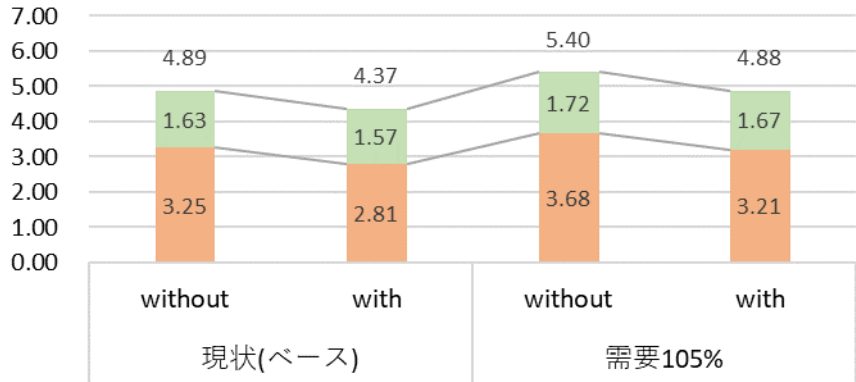
※ コストとB/Cは、HVDC送電コスト幅等を考慮したものを記載

3-5 感度分析 (参考) 電化の進展 (年間総コスト)

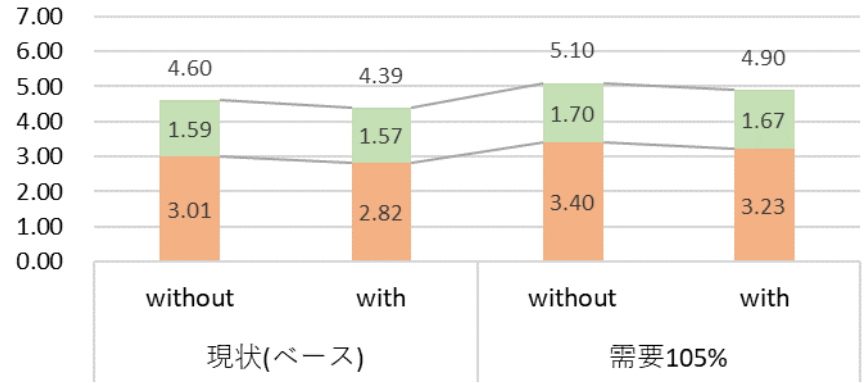
電源偏在30GWシナリオ 年間総コスト[兆円]



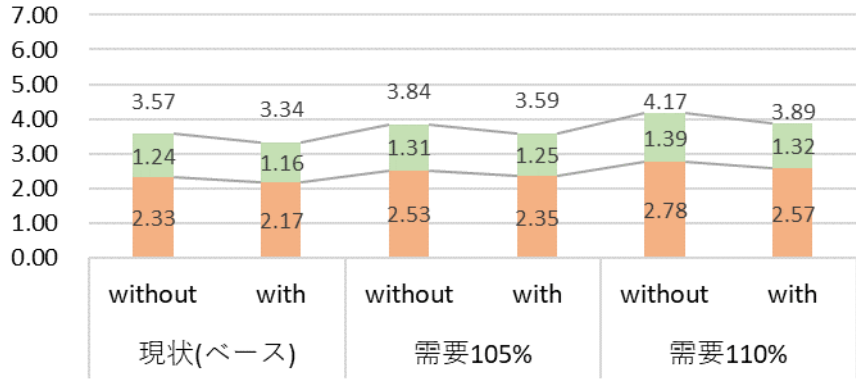
電源偏在45GWシナリオ 年間総コスト[兆円]



電源立地変化シナリオ 年間総コスト[兆円]



再エネ5~6割シナリオ 年間総コスト[兆円]

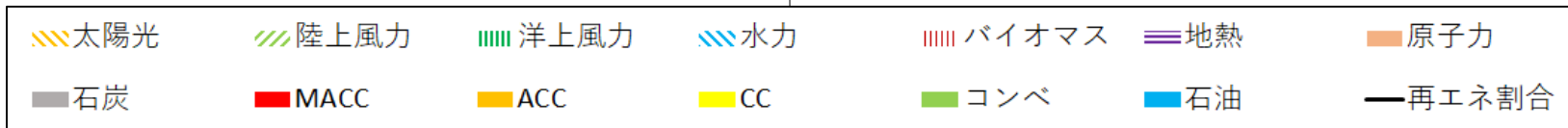
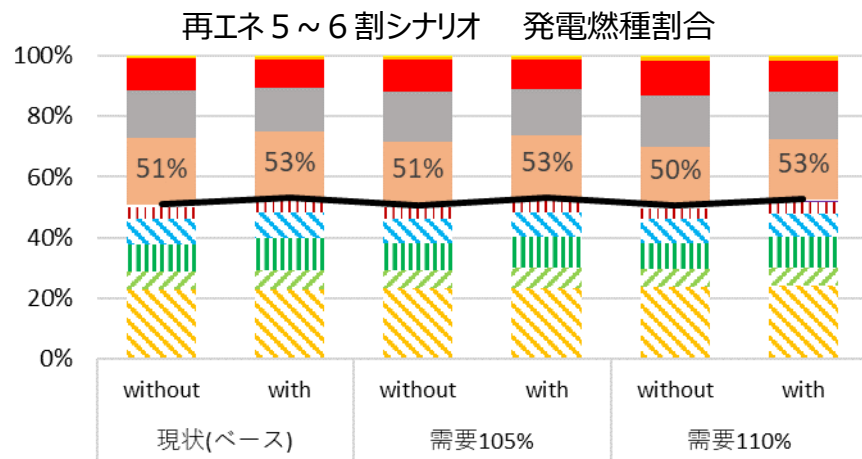
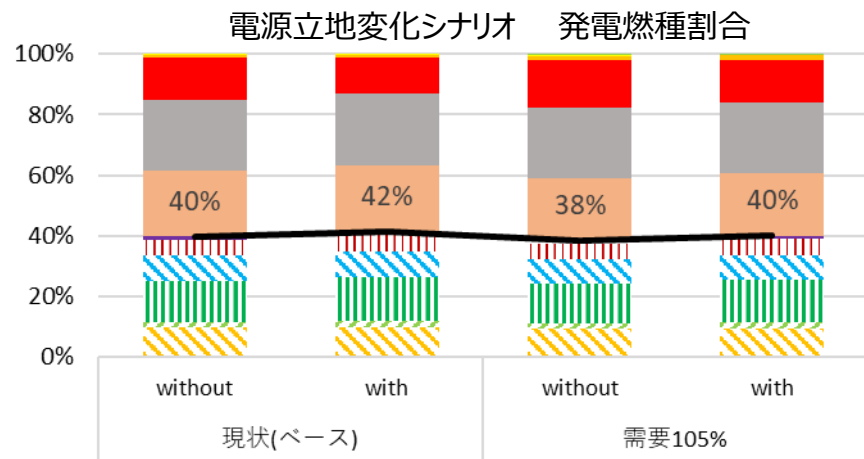
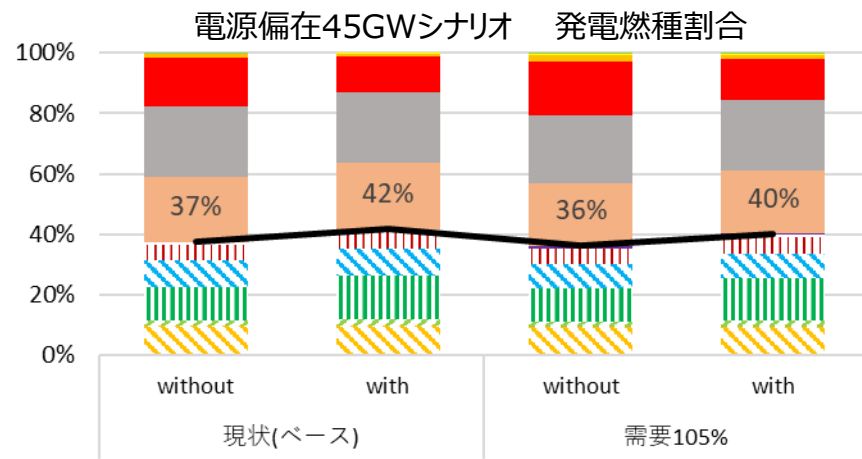
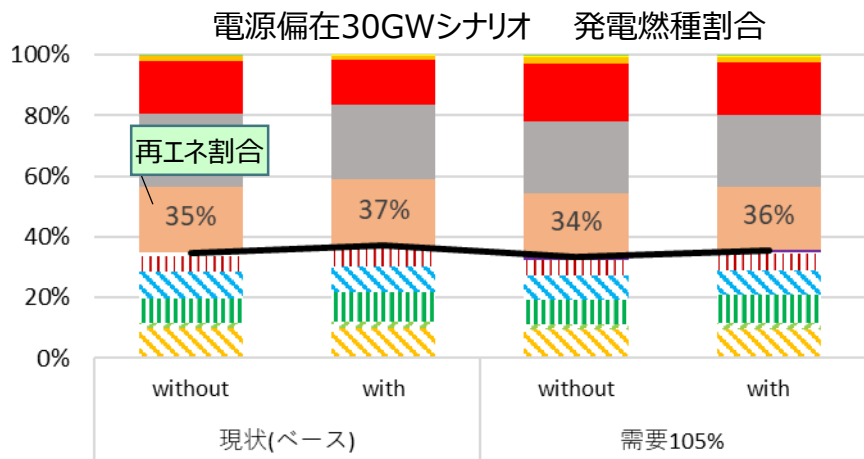


■ 燃料費 ■ CO2対策コスト

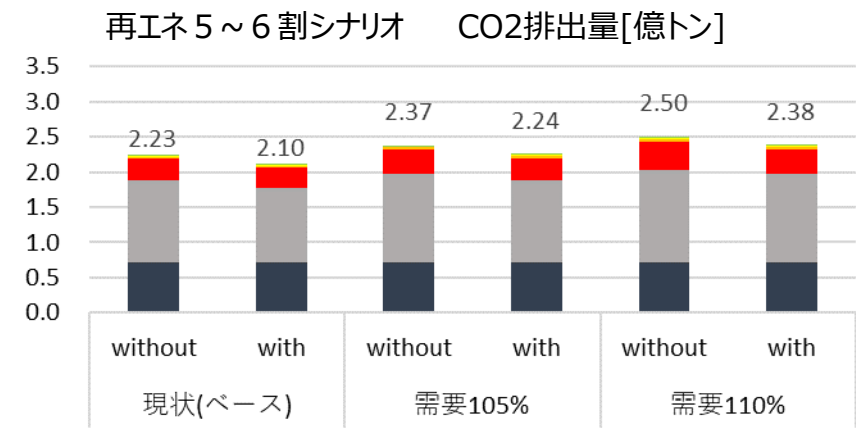
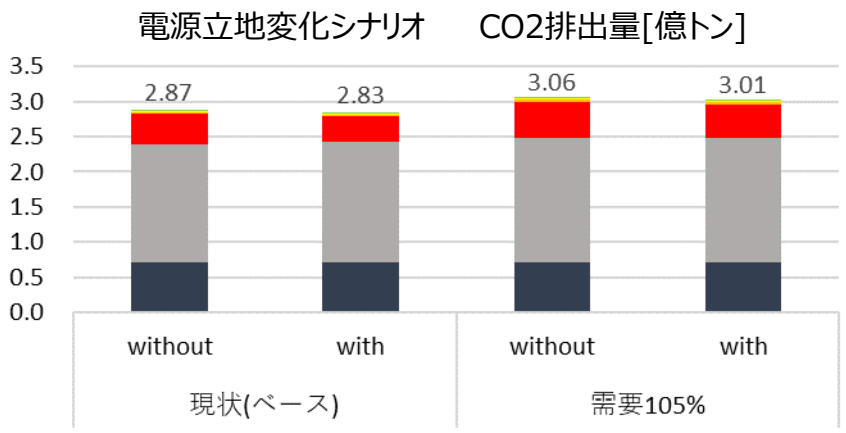
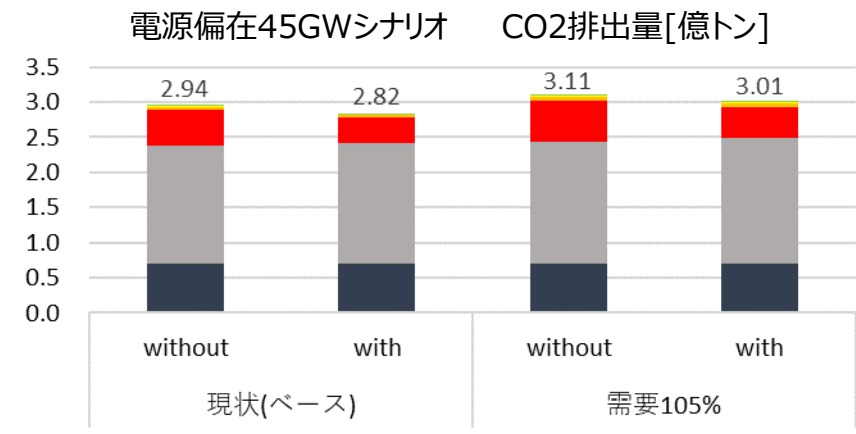
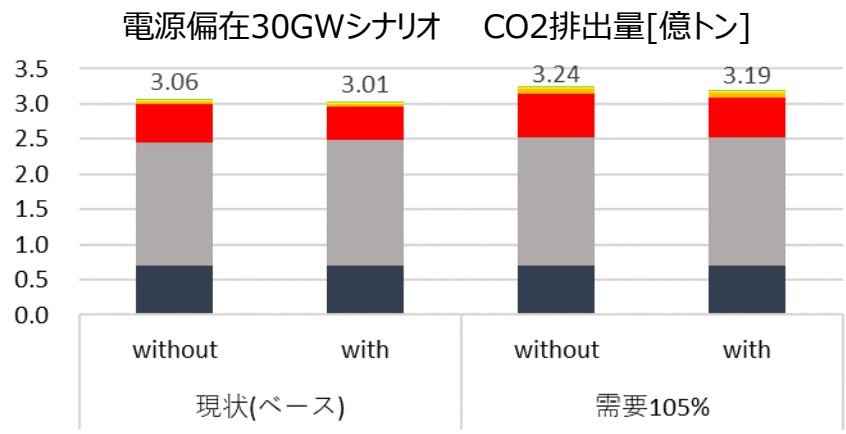
※ 燃料費は、シミュレーションで計算された発電量のみを計上

3-5 感度分析

(参考) 電化の進展 (発電燃種割合)



3-5 感度分析 (参考) 電化の進展 (CO2排出量)



石炭
 MACC
 ACC
 CC
 コンベンショナル
 石油
 その他

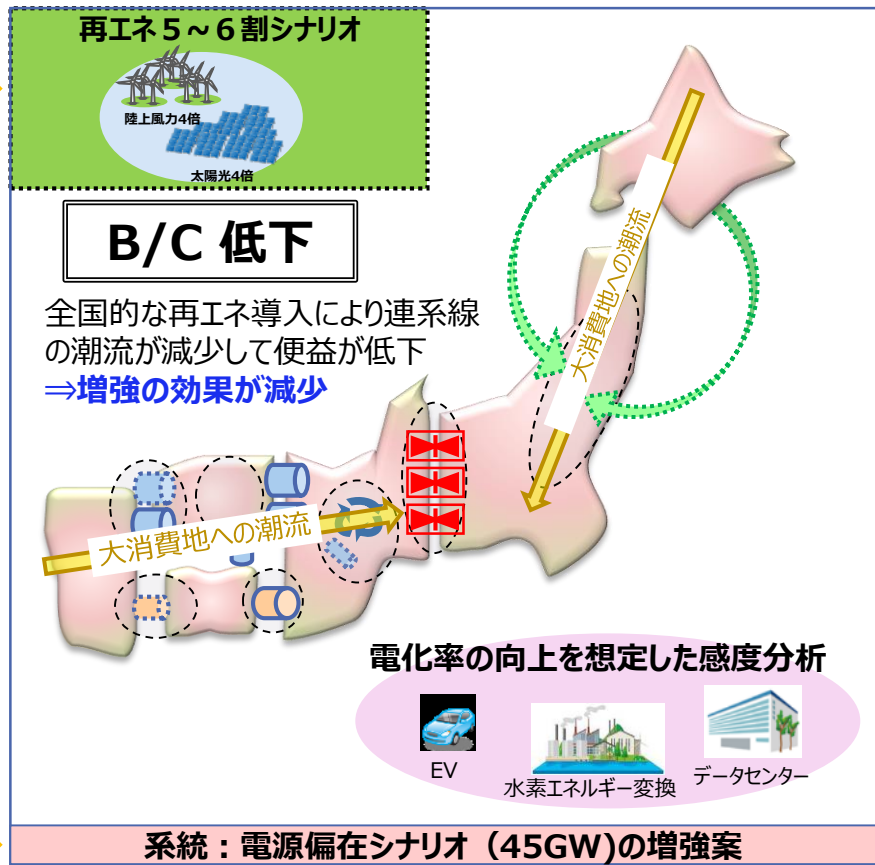
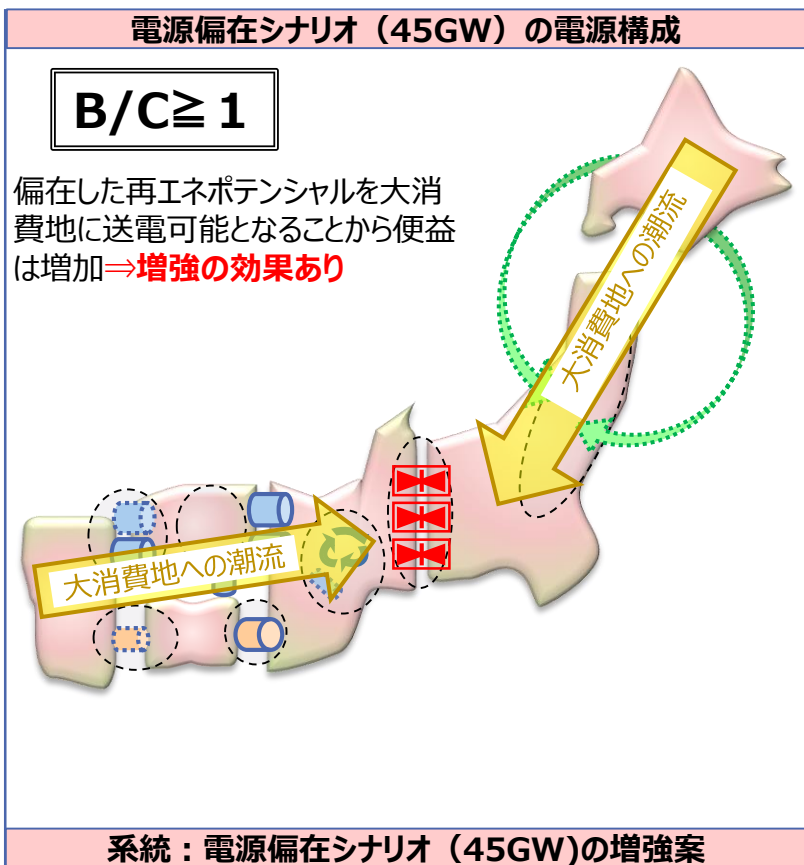
※「その他」は、今回計算対象外としている2030年エネミ相当の自家発電や送電ロス分を加算

(4) 再エネ5~6割導入された場合における各シナリオの増強案の連続性

- 電源偏在/電源立地変化シナリオで**増強したネットワークは、更に再エネ5~6割まで導入されると仮定した場合、B/Cへ影響する可能性がある**。このため、再エネ導入に伴い電力需要も同時に増加した場合におけるB/Cへ与える影響について分析を行う。
- なお、電力需要や電源の立地については具体的な見通しが無いことから、過去実績や既導入比率を参考に仮に設定したものとなる。

➤ 費用便益評価に基づき増強規模を選定

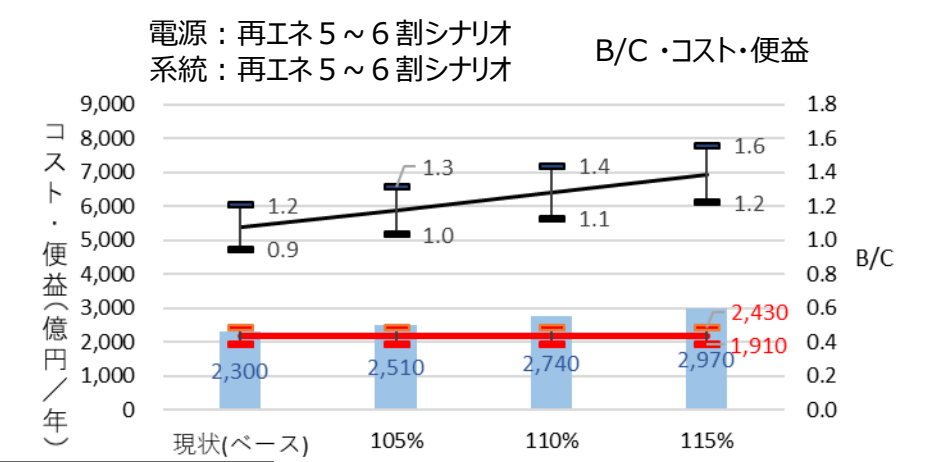
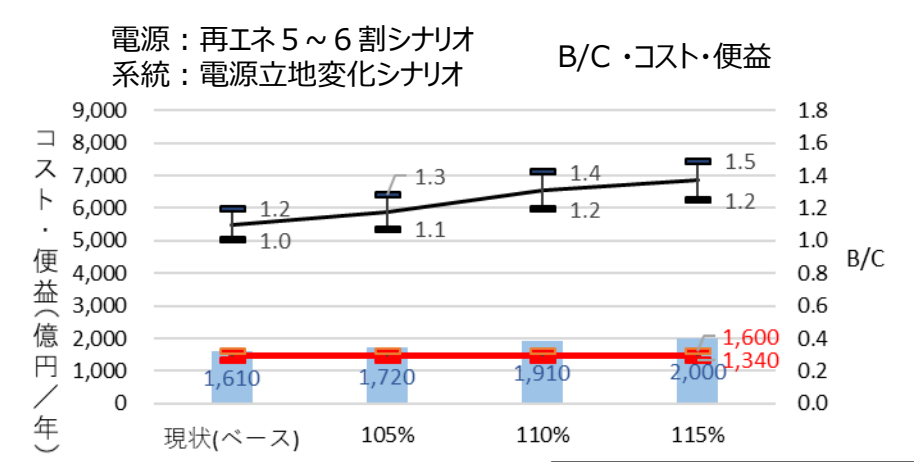
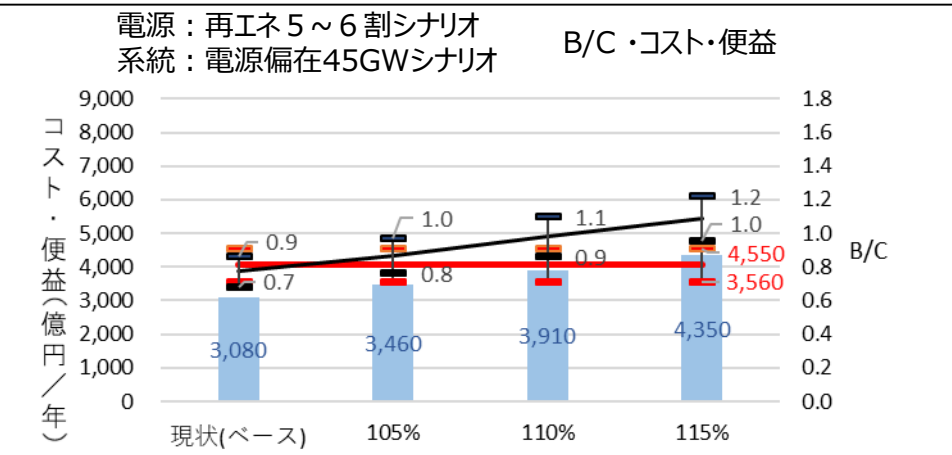
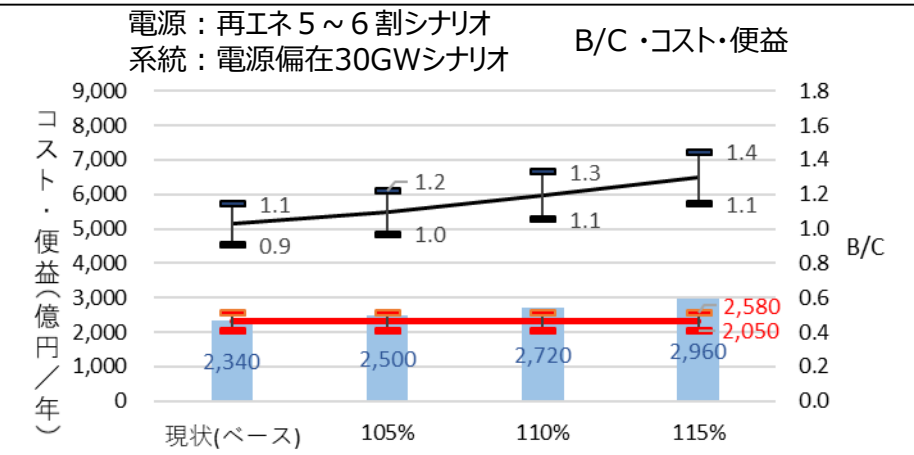
➤ 需要を変化させてB/Cへ与える影響を分析



3-5 感度分析

(4-1) 再エネ5~6割導入された場合における各シナリオの増強案の連続性 (B/C)

- **各シナリオで増強したネットワークは、更に再エネ5~6割導入されると仮定した場合、電源偏在シナリオ (45GW)のB/Cへ与える影響が大きい。**
- **上記影響は、10%以上の需要増加があれば緩和されることとなるため、水素転換や蓄電池を考慮した「分散化シナリオ」などの検討も必要と考えられる。**

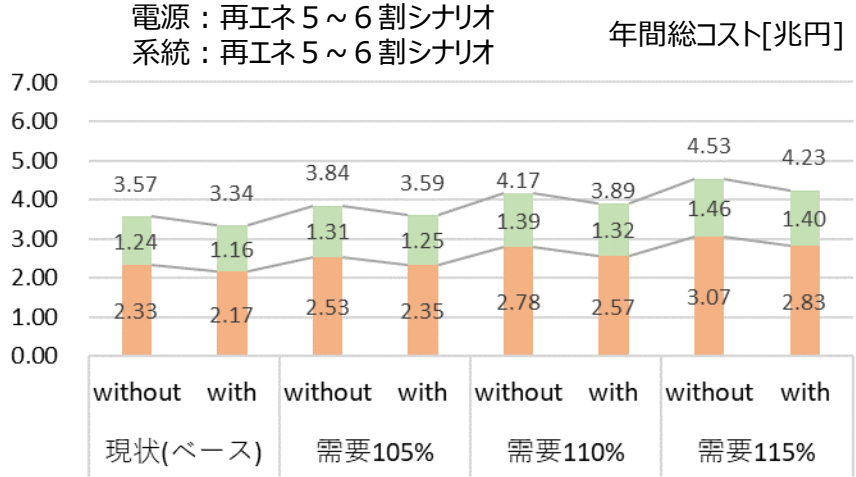
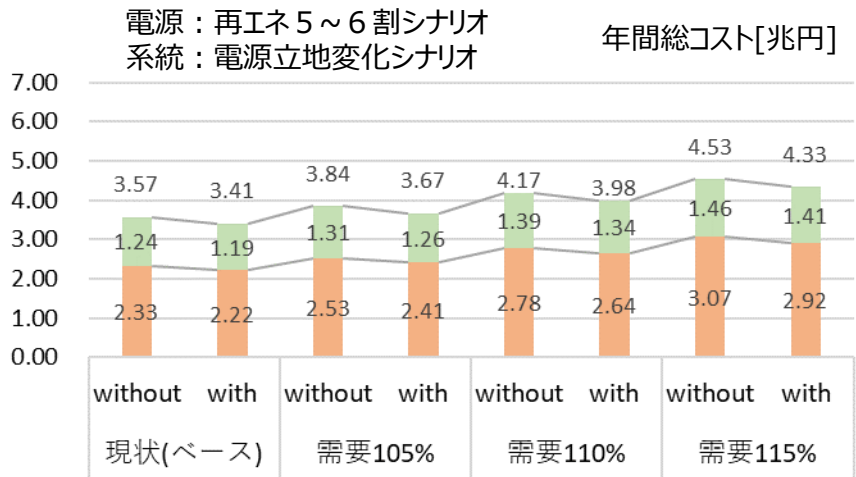
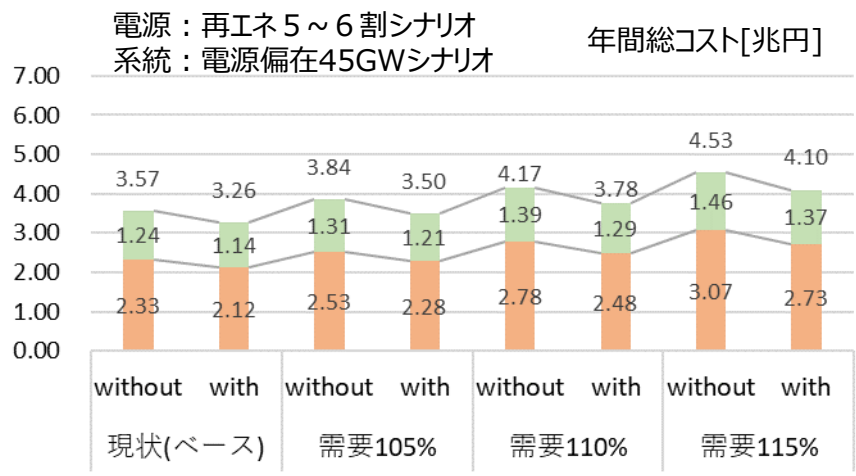
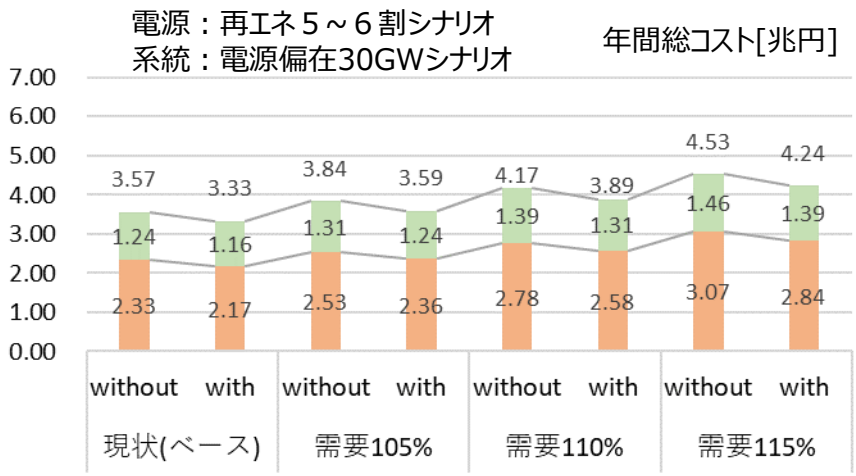


■ 便益 ■ コスト — B/C

※ コストとB/Cは、HVDC送電コスト幅等を考慮したものを記載

3-5 感度分析

(参考) 再エネ5~6割導入された場合における各シナリオの増強案の連続性 (年間総コスト)

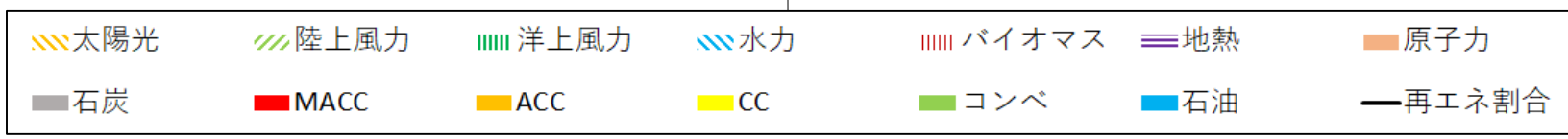
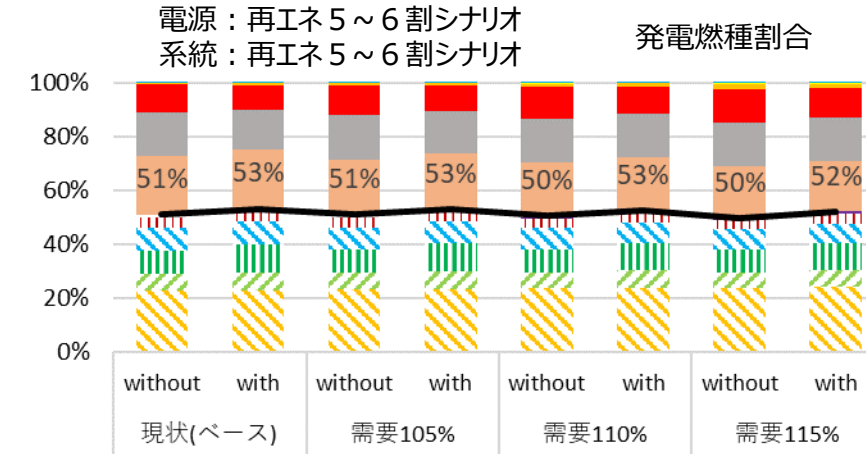
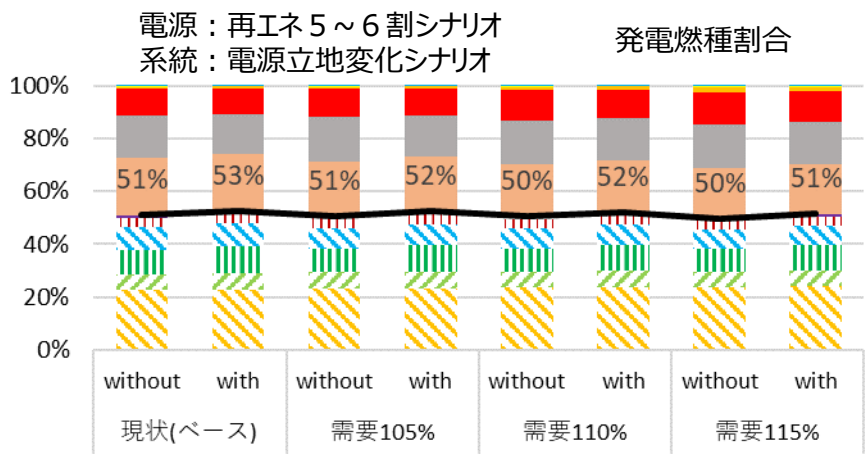
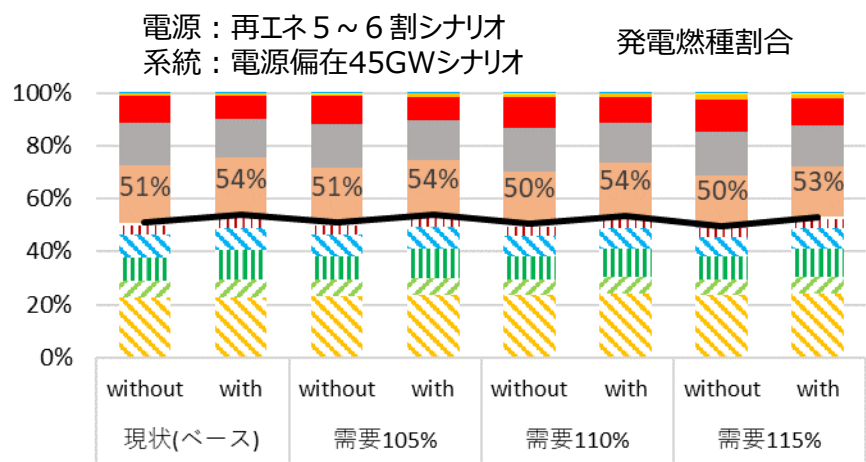
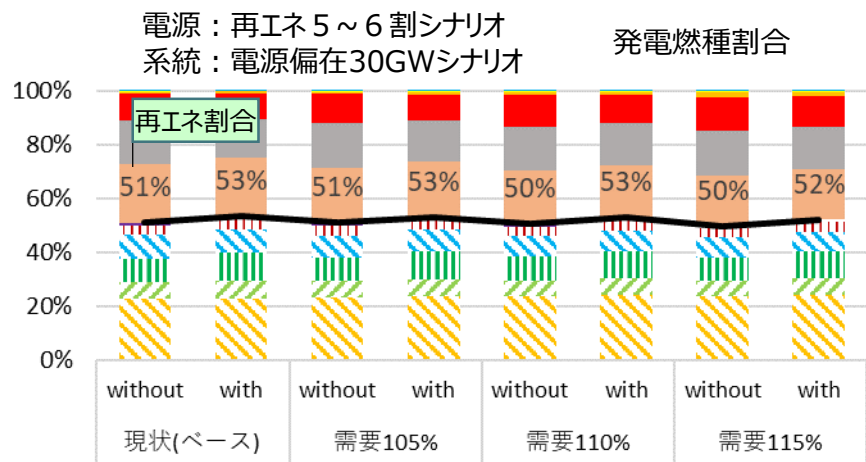


■ 燃料費 ■ CO2対策コスト

※ 燃料費は、シミュレーションで計算された発電量のみを計上

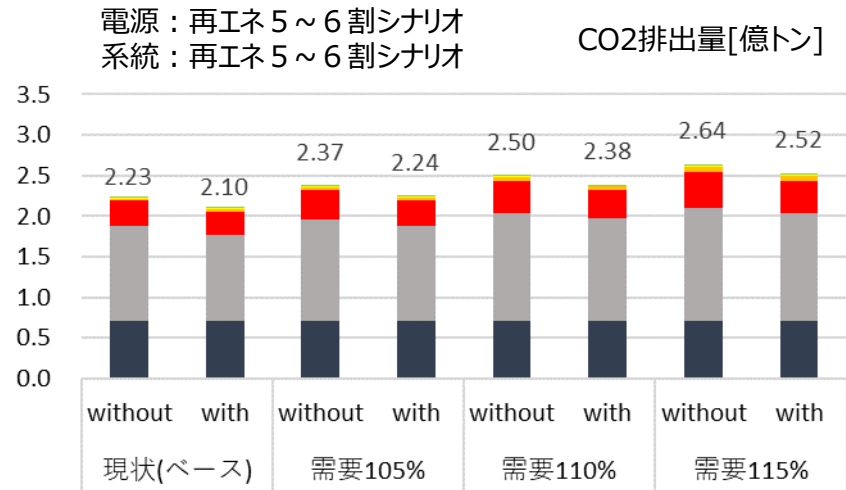
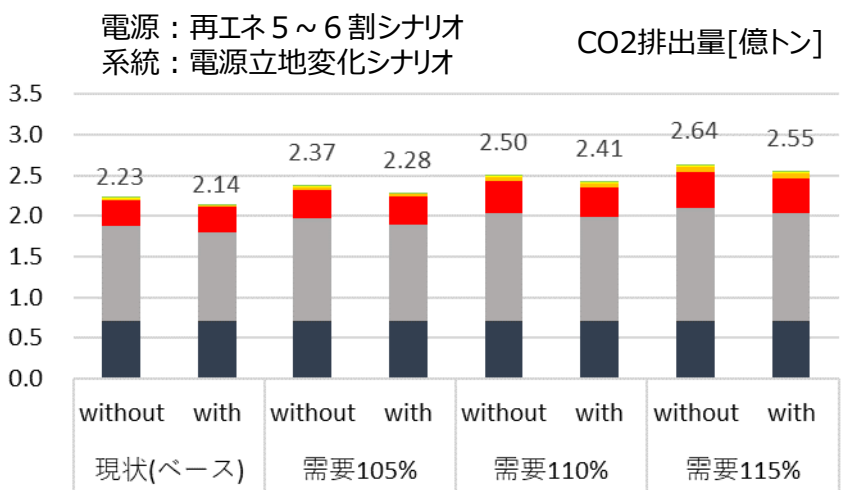
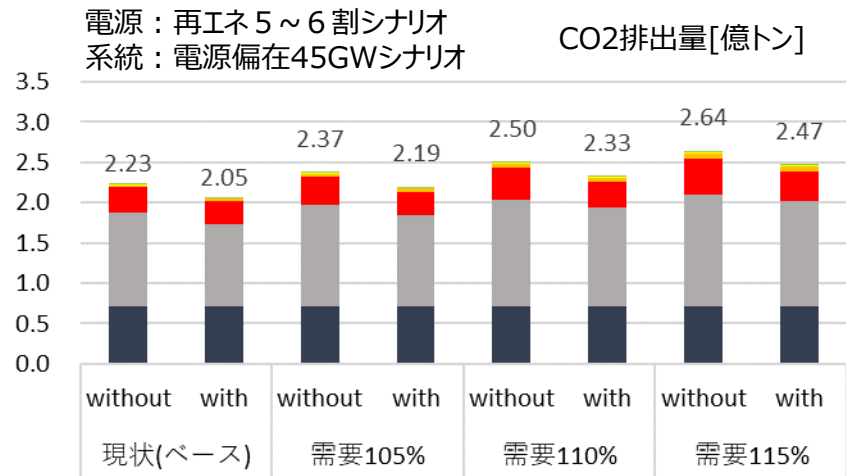
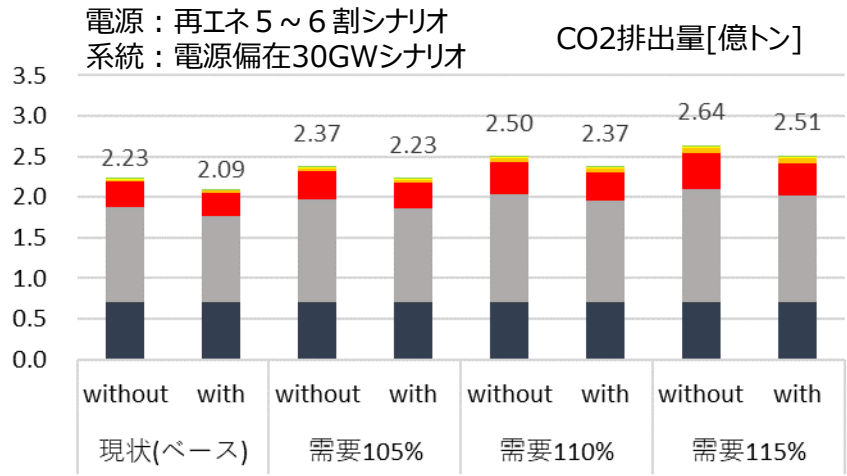
3-5 感度分析

(参考) 再エネ5~6割導入された場合における各シナリオの増強案の連続性 (発電燃種割合)



3-5 感度分析

(参考) 再エネ5~6割導入された場合における各シナリオの増強案の連続性 (CO2排出量)



※「その他」は、今回計算対象外としている2030年エネ3相当の自家用発電や送電ロス分を加算

1. マスタープランについて
2. 費用便益評価手法
3. 複数シナリオによる分析
 - 3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件
 - 3-2 系統増強の考え方
 - 3-3 各地域の増強案検討
 - 3-4 シナリオ毎の増強案
 - 3-5 感度分析
 - 3-6 まとめ
4. 今後の検討課題と進め方

3-6 まとめ

(1) 分析結果まとめ

- 電源偏在シナリオ（30GW、45GW）は、国の「洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」で示された現実的なエリア別導入量に基づいて増強案を検討したもの。
- ケーススタディの2シナリオについては、電源立地を既設備・需要に基づく設定としており、**実際は追加コスト等が発生する可能性がある**。また、再エネ5～6割シナリオでは**再エネの余剰活用を含めた需要側対策も今後検討する必要がある**。

分析項目	官民協議会ベース（電源ポテンシャル考慮）		ケーススタディ	
	電源偏在シナリオ （30GW）	電源偏在シナリオ （45GW）	電源立地変化 シナリオ（45GW）	再エネ5～6割 シナリオ
系統増強の投資額※1 （NW増強コスト※2）	約2.2～2.7兆円 （約0.2～0.26兆円/年）	約3.8～4.8兆円 （約0.36～0.45兆円/年）	約1.5～1.7兆円 （約0.13～0.16兆円/年）	約2.0～2.6兆円 （約0.19～0.24兆円/年）
（参考）燃料費※3 CO2対策コスト	約3.21兆円/年 約1.67兆円/年	約2.81兆円/年 約1.57兆円/年	約2.82兆円/年 約1.57兆円/年	約2.17兆円/年 約1.16兆円/年
費用便益比（B/C）	1.07 ～ 1.35	1.13 ～ 1.44	1.29 ～ 1.53	0.95 ～ 1.21
純便益（B-C）	約200～800億円/年	約600～1,500億円/年	約500～800億円/年	約▲100～400億円/年
再エネ出力制御率 （増強後、太陽光・風力）	約2%	約4%	約4%	約39% （需要側の対策が必要）
再エネ比率	37%	42%	42%	53%
CO2削減量 （うち系統増強によるもの）	約3,500万t （約500万t）	約5,400万t （約1,200万t）	約5,300万t （約400万t）	約1億2,600万t （約1,300万t）

※1 偏在する電源等を大消費地に送電するための連系線等の背骨系統の増強コストのみを記載しており、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、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漁業補償費を含まず、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。

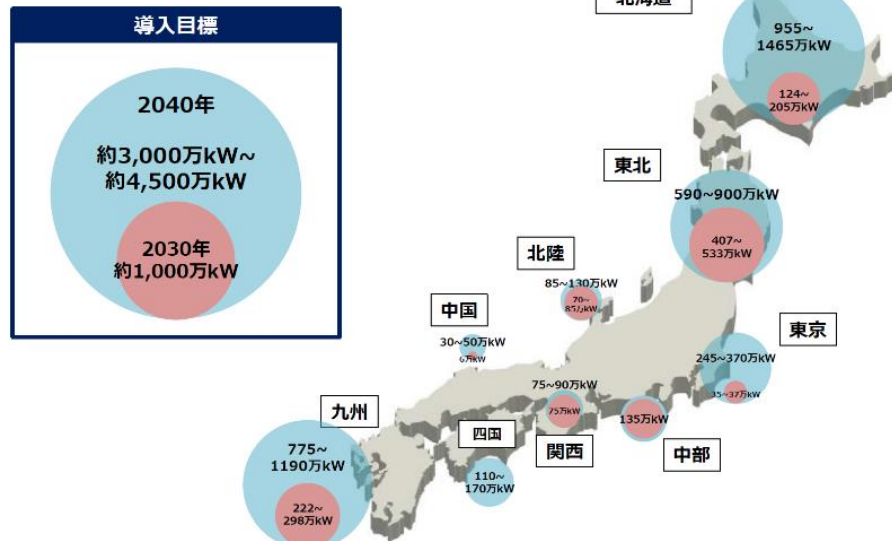
※2 系統増強を行うことで毎年発生する費用（減価償却費、運転維持費など）

※3 燃料費は、シミュレーションで計算された発電量のみを計上

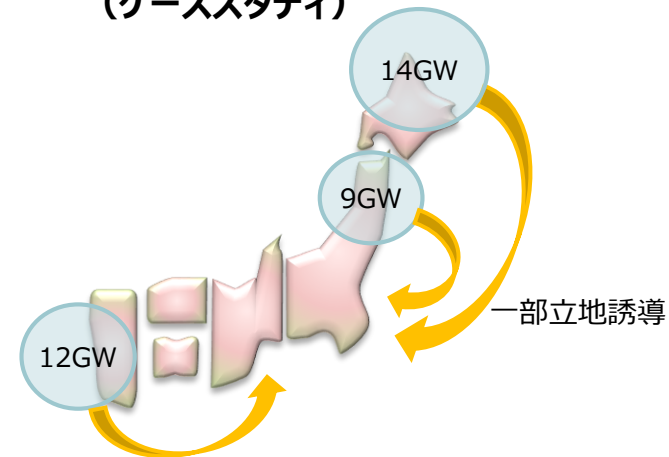
(2) ネットワーク側からエネルギー政策への示唆 (1/3)

- 電源偏在シナリオ (30GW,45GW) は、国の「洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」で示された現実的なエリア別導入量に基づき増強案の検討を行ったものである。
- **カーボンニュートラルの実現に向けては、更なる再生可能エネルギーの導入も想定**されることから、ネットワーク側の視点で偏在電源の一部を緩和させた場合の影響について、ケーススタディで分析したところ、同じ45GWの導入量でも、**増強コストを抑制 (約2.3~3.1兆円)** できることから、**エネルギー政策面では電源立地誘導なども含めて検討が進むことが期待される。**
- ただし、需要地近傍に風況の良い地点は多く存在しないことから、**電源側の追加コストを含めると全体費用は大きくなる可能性がある**ことにも留意が必要。

【参考】エリア別の導入イメージ



電源の偏在を一部緩和することによる影響 (ケーススタディ)



北海道・東北・九州で全体の約8割	北海道・東北・九州で全体の約5割
系統増強コスト 約3.8~4.8兆円	系統増強コスト 約1.5~1.7兆円 (▲2.3~3.1兆円)

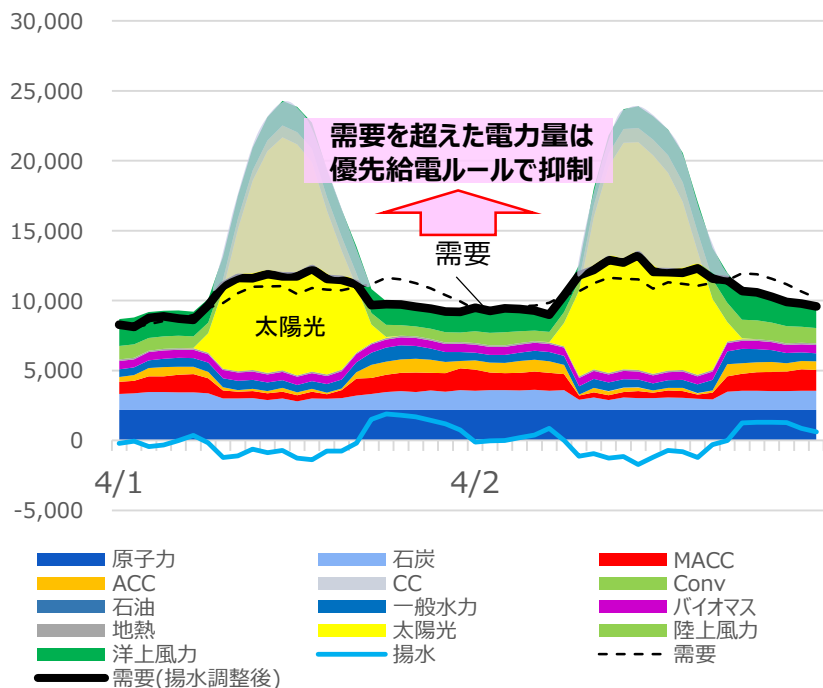
偏在を緩和

※2030年については、環境アセス手続中 (2020年10月末時点・一部環境アセス手続が完了した計画を含む) の案件を元に作成。
 ※2040年については、NEDO「着床式洋上ウインドファーム開発支援事業 (洋上風力発電の発電コストに関する検討) 報告書」における、LCOE (均等化発電原価) や、専門家によるレビュー、事業者の環境アセス状況等を考慮し、協議会として作成。なお、本マップの作成にあたっては、浮体式のポテンシャルは考慮していない。

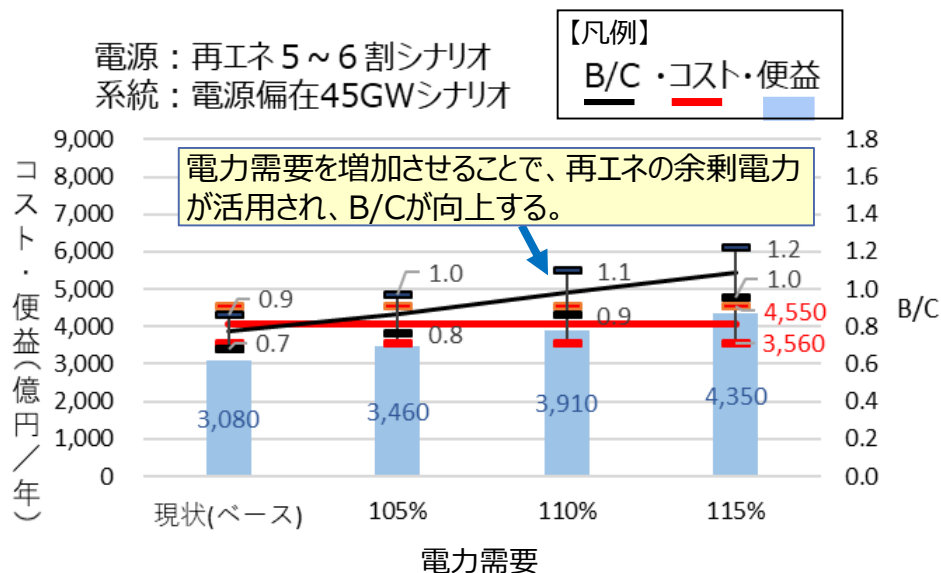
(2) ネットワーク側からエネルギー政策への示唆 (2/3)

- 2050年のカーボンニュートラルに向けたケーススタディとして、再エネ比率を高くするべく電源構成のみを変更した「再エネ5～6割シナリオ」では、**全国的に再エネ出力制御が発生（増強前42%⇒増強後39%）**しているため、**再エネの余剰電力を有効活用できるような需要側の対策が必要**と考えられる。
- また、電源偏在シナリオにおける電力需要をパラメータとした感度分析結果からも、**電力需要の増加によって再エネの余剰電力を有効活用され、B/Cが向上**することが確認されたことから、**水素転換や蓄電池を考慮したシナリオなどの検討も進めていくべき**と考える。

再エネ5～6割シナリオの4月全国需給[万kW]



電源偏在シナリオで増強後、再エネ5～6割導入されたケーススタディ (電力需要をパラメータとした感度分析結果)



3-6 まとめ

(2) ネットワーク側からエネルギー政策への示唆 (3/3)

- 系統増強のリードタイムも踏まえると、2050年の姿を念頭に置くことも重要な視点。その点からは、「再エネ比率 5 ～ 6 割」はメインシナリオになる可能性も十分にあり得るものであり、需要側の対策（シナリオ）なども含め、今後とも前広な検討が求められる。
- マスタープラン策定に向けて上記検討も必要となるが、その一方で、具体的なエネルギー政策を実現するためには、系統増強のリードタイムも踏まえると、現時点で**複数シナリオの増強案の中にも早期に整備計画として進めていくべきものも含まれている**と考えられるため、**そのような増強案の具体化についても検討を進める。**

(参考) 今後の検討に対するご意見

- ・今後カーボンニュートラルに向けた検討を進めていくという観点で、ネットワーク側の視点から見ても、水素や蓄電池といった需要側の対策は重要。また、政策の議論へのインプットの観点からも優先順位を置いた検討が必要。
- ・具体的なエネルギー政策を実現していくための系統整備を進めていく段階に移らないといけない。更なる今後のアクションに繋げていく検討を加速化すべき。
- ・2050～2060年の姿を念頭に置けば、再エネ比率5～6割は唯一のシナリオではないとしても、おそらくメインシナリオであり、このブラッシュアップは今後の検討として不可欠。
- ・電源偏在と電源立地を比較することで増強コストの差がわかるが、燃料費全体も計算しているので、そのために導入される再エネの固定費を加えた電源トータルのコストも検討すべき。
- ・調整力や慣性力の確保など、技術的な観点からの検討や、そのコストが規模感として解析結果に大きな影響を与えるか否かの確認も必要。また、系統増強に従って調整力の広域調達が進むとか、あるいはHVDCやFCが調整力の活用にも使えるという点もある。
- ・変動電源に伴うリスクもこれから変動電源が主力化する中で大変重要であるため、PVや風力の変動電源の出力は一つのパターンで評価しているが、そうしたリスクを考慮して潮流のシミュレーションをブラッシュアップすべき。
- ・2030年46%削減という話もあったが、前提条件については今後国の議論の進展を踏まえて、検討を深めるべき。
- ・燃料感度分析であるが、B/Cが1未満になる結果もあるので、発電コスト見直し結果については速やかな反映も必要。
- ・大規模なプロジェクトになるため、投資を着実に実行する資金調達面も検討が必要。

1. マスタープランについて
2. 費用便益評価手法
3. 複数シナリオによる分析
 - 3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件
 - 3-2 系統増強の考え方
 - 3-3 各地域の増強案検討
 - 3-4 シナリオ毎の増強案
 - 3-5 感度分析
 - 3-6 まとめ
4. 今後の検討課題と進め方

(1) 今後の検討課題

中間整理以降の検討課題

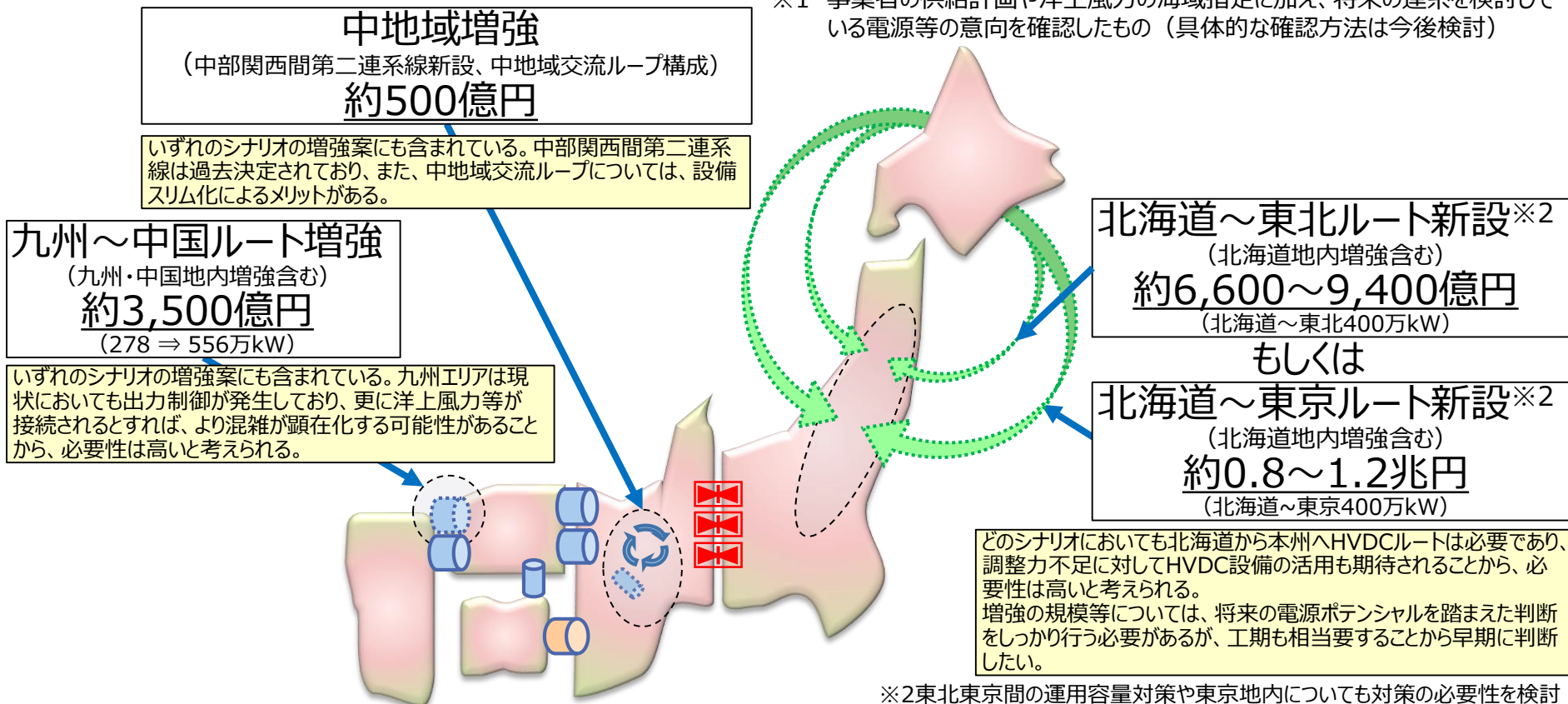
- 国のエネルギー政策との連携
 - 国のエネルギー政策とも連携し、**ネットワーク側から分析結果のフィードバックを継続**
(例) 次期エネルギーミックス、非効率石炭フェードアウト、発電コスト検証ワーキンググループの発電コスト見直しなど
- エネルギーミックス等を踏まえたシナリオによる分析
 - **再エネの余剰電力を有効活用できる需要側の対策の検討**
(例) EV、水素転換、蓄電池なども考慮した「分散化シナリオ」などの検討
- 再エネ導入に伴う調整力の検討（北海道エリアを事例として検討）
 - 洋上風力の**平滑化効果等を考慮した調整力確保に向けた検討**
- レジリエンス面からの検討
 - **慣性力・同期化力やレジリエンス面から必要な対策・コストの検討**
- 具体的な整備計画に向けた検討の深化
 - **マスタープランから整備計画を具体化する仕組みの検討**
 - **早期に整備計画として進めていく増強案の具体化**（次項参照）
- その他
 - 費用便益評価手法のリバイズ、新技術に関する検討 など

4. 今後の検討課題と進め方

(2) 早期に整備計画として進めていく増強案の具体化

- マスタープランが完成すれば、順次増強案を具体化していくことになるが、エネルギー政策を実現していくためには、系統増強のリードタイムも踏まえると、現時点で**早期に整備計画として進めていくべきものも複数シナリオの増強案に含まれている**と考えられる。
- 将来の不確実性がある中、増強案を特定することは難しいが、**複数シナリオで共通する以下の増強案については、将来においてもメリットもあると考えられることから、足元の電源ポテンシャル※1を踏まえ、具体化について検討を進めていく。**

※1 事業者の供給計画や洋上風力の海域指定に加え、将来の連系を検討している電源等の意向を確認したもの（具体的な確認方法は今後検討）



4. 今後の検討課題と進め方

(3) 今後の進め方（案）

- ネットワーク側からの示唆などをフィードバックしつつ、国のエネルギー政策の検討状況をシナリオ等へ反映した分析を進めていく。
- マスタープランから整備計画を具体化させる仕組みの検討を加速させる。

取組事項	2021年度の取り組み		2022年度
	上期	下期	
マスタープラン検討委員会	◆第9回（複数シナリオの分析結果） ◆第10回（中間整理とりまとめ）（2ヶ月に1～2回程度の頻度で開催） ネットワーク側から示唆などのフィードバックを継続		◇ マスタープラン策定
国のエネルギー政策との連携 （大量導入小委、基本政策分科会、海底直流送電検討会など）	国のエネルギー政策の検討状況をシナリオ等へ反映 エネルギー政策の検討（電源立地誘導の観点も考慮できないか）		
エネルギーミックス等を踏まえたシナリオによる分析	国と連携して、EV、水素転換、蓄電池なども考慮した「分散化シナリオ」など		
再エネ導入に伴う調整力の検討※ （北海道エリアを事例として検討）	調整力の必要量と対策に係る検討	具体的な対策方法に係る検討	
レジリエンス面からの検討※ （慣性力、同期化力、アデカシー等）	慣性力・同期化力のコスト把握	レジリエンス面の検討（FCなど）	
具体的な整備計画に向けた検討の深化	マスタープランから整備計画を具体化する仕組みの検討	足元の電源ポテンシャルの確認 具体化に係る検討	
その他（費用便益手法など）	アデカシー便益の検討	多端子を含むHVDC構成など	

※ 調整力等委員会とも連携

	2020年度									2021年度	
	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5
本委員会 開催予定		第1回 ◆	第2回 ◆	第3回 ◆	第4回 ◆	第5回 ◆	第6回 ◆	第7回 ◆	第8回 ◆	第9回 ◆	第10回 ◆
項目	時期	主な内容									
検討の進め方	第1回	➤ 1次案のとりまとめに向けた検討の進め方									
1. 広域系統整備の長期展望 (設備形成ルールと1次評価 に基づく増強系統)	第2回	➤ 費用便益評価に基づく設備形成ルール(混雑を前提とした設備形成) ➤ 供計第10年度のシミュレーション結果(地内系統含む)									
	第3回	➤ 個別の地内混雑系統の取扱い									
	第4回	➤ アデカシー面の便益推定手法について									
	第6回	➤ 1次案の策定に向けて									
	第8回	➤ 1次案とりまとめの方向性について									
	第9回	➤ マスタープランに関する議論の中間整理について (連系線を中心とした増強の可能性)									
2. 混雑管理の在り方	第3回	➤ 混雑管理勉強会での議論状況(中間報告①)									
	第5回	➤ 混雑管理勉強会の成果(中間報告②)									
	第7回	➤ 混雑管理勉強会の成果(最終報告)									
3. 高経年設備の更新の在り方	第2回	➤ ガイドラインの全体概要、記載事項の方向性									
	第5回	➤ 高経年化設備のリスク量算定方法等、ガイドラインの記載内容									
	第7回	➤ ガイドライン一次案の提示等									
中間整理とりまとめ	第10回	➤ マスタープラン検討に係る中間整理について(報告)									

(参考) 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 検討委員会名簿

委員長

秋元 圭吾 公益財団法人地球環境産業技術研究機構(RITE) システム研究グループ グループリーダー・主席研究員

委員

市村 拓斗 森・濱田松本法律事務所 パートナー 弁護士
岩船 由美子 東京大学 生産技術研究所 特任教授 (委員長代理)
小野 透 (一社) 日本経済団体連合会資源・エネルギー対策委員会 企画部会長代行
北 裕幸 北海道大学大学院 情報科学研究院 教授
城所 幸弘 政策研究大学院大学 教授
高村 ゆかり 東京大学 未来ビジョン研究センター 教授
辻 隆男 横浜国立大学 大学院工学研究院 准教授
永田 真幸 一般財団法人電力中央研究所 システム技術研究所 副所長
藤井 康正 東京大学 大学院工学系研究科 教授
松村 敏弘 東京大学 社会科学研究所 教授
圓尾 雅則 S M B C日興証券株式会社 マネージング・ディレクター
村上 千里 (公社) 日本消費者生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会 環境委員長

オブザーバー

伊藤 英臣 東京ガス株式会社 電力事業部 担当部長
大久保 昌利 関西電力送配電株式会社 執行役員 工務部・系統運用部担当
岡本 浩 東京電力パワーグリッド株式会社 取締役副社長
佐藤 悦緒 電力・ガス取引監視等委員会 事務局長
野口 高史 株式会社 J E R A 最適化本部 最適化戦略部長
祓川 清 一般社団法人日本風力発電協会 副代表理事
増川 武昭 一般社団法人太陽光発電協会 企画部長

用 語	呼 称
電力広域的運営推進機関	広域機関
広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会	本委員会、 マスタープラン検討委員会
広域連系系統のマスタープラン	マスタープラン
広域系統長期方針	長期方針
広域系統整備に関する長期展望	長期展望
広域系統整備計画	整備計画

用 語	定 義
地域間連系線 (連系線)	一般送配電事業者たる会員の供給区域間を常時接続する250キロボルト以上の交流送電線、200キロボルト以上の直流送電線及び交直変換設備
地内基幹系統	<ul style="list-style-type: none"> • 最上位電圧から2階級の送電線および母線※1 • 最上位電圧から2階級を連系する変圧器※2 ※1 供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは最上位電圧の送電線および母線 ※2 供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは対象外
広域連系系統	連系線および地内基幹系統

(参考) 各エリアの電源設備量

■ シミュレーションでは以下の設備量を想定し、前述の利用率等を考慮して運転させる。

単位：万kW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
陸上風力	148	357	156	48	77	19	88	78	137	2	1,108
洋上風力	956	588	243	135	85	75	32	110	776	0	3,000
太陽光	234	966	1,847	1,133	167	703	793	360	1,347	49	7,599
水力 ※1	140	358	428	432	286	302	104	94	192	0	2,337
バイオ ※2	36	97	174	41	5	65	44	42	218	7	728
地熱 ※3	15	74	8	2	2	0	0	0	54	0	155
揚水	80	46	1,165	410	11	458	212	62	230	0	2,674
原子力	207	552	931	362	190	774	219	89	414	0	3,738
石炭 (40年以上)	120	155	40	0	25	50	179	65	270	31	934
石炭 (40年未満)	99	654	872	517	244	474	465	383	435	75	4,216
LNG (MACC)	114	455	1,599	636	43	665	0	42	126	0	3,679
LNG (ACC)	0	69	982	556	0	144	99	30	0	0	1,879
LNG (CC)	0	169	256	171	0	39	70	0	235	50	988
LNG (コンベ)	18	124	400	140	50	270	69	35	143	24	1,273
石油	209	10	224	0	50	292	111	90	47	25	1,057

※1 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、都道府県別包蔵水力（未開発分）を考慮してエリア配分したうえで、エリア内は既存容量でノード配分

※2 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、既存容量でノード配分

※3 エネルギーミックス2030年度の導入量（155万kW）に対し、2020年度稼働済の案件に資源量調査を実施している地点の情報を加味して補正

■ シミュレーションでは以下の設備量を想定し、前述の利用率等を考慮して運転させる。

単位：万kW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
陸上風力	148	357	156	48	77	19	88	78	137	2	1,108
洋上風力	1,465	900	370	135	130	90	50	170	1,190	0	4,500
太陽光	234	966	1,847	1,133	167	703	793	360	1,347	49	7,599
水力 ※1	140	358	428	432	286	302	104	94	192	0	2,337
バイオ ※2	36	97	174	41	5	65	44	42	218	7	728
地熱 ※3	15	74	8	2	2	0	0	0	54	0	155
揚水	80	46	1,165	410	11	458	212	62	230	0	2,674
原子力	207	552	931	362	190	774	219	89	414	0	3,738
石炭 (40年以上)	120	155	40	0	25	50	179	65	270	31	934
石炭 (40年未満)	99	654	872	517	244	474	465	383	435	75	4,216
LNG (MACC)	114	455	1,599	636	43	665	0	42	126	0	3,679
LNG (ACC)	0	69	982	556	0	144	99	30	0	0	1,879
LNG (CC)	0	169	256	171	0	39	70	0	235	50	988
LNG (コンベ)	18	124	400	140	50	270	69	35	143	24	1,273
石油	209	10	224	0	50	292	111	90	47	25	1,057

※1 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、都道府県別包蔵水力（未開発分）を考慮してエリア配分したうえで、エリア内は既存容量でノード配分

※2 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、既存容量でノード配分

※3 エネルギーミックス2030年度の導入量（155万kW）に対し、2020年度稼働済の案件に資源量調査を実施している地点の情報を加味して補正

■ シミュレーションでは以下の設備量を想定し、前述の利用率等を考慮して運転させる。

単位：万kW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
陸上風力	148	357	156	48	77	19	88	78	137	2	1,108
洋上風力	811	659	917	411	140	415	180	155	813	0	4,500
太陽光	234	966	1,847	1,133	167	703	793	360	1,347	49	7,599
水力 ※1	140	358	428	432	286	302	104	94	192	0	2,337
バイオ ※2	36	97	174	41	5	65	44	42	218	7	728
地熱 ※3	15	74	8	2	2	0	0	0	54	0	155
揚水	80	46	1,165	410	11	458	212	62	230	0	2,674
原子力	207	552	931	362	190	774	219	89	414	0	3,738
石炭 (40年以上)	120	155	40	0	25	50	179	65	270	31	934
石炭 (40年未満)	99	654	872	517	244	474	465	383	435	75	4,216
LNG (MACC)	114	455	1,599	636	43	665	0	42	126	0	3,679
LNG (ACC)	0	69	982	556	0	144	99	30	0	0	1,879
LNG (CC)	0	169	256	171	0	39	70	0	235	50	988
LNG (コンベ)	18	124	400	140	50	270	69	35	143	24	1,273
石油	209	10	224	0	50	292	111	90	47	25	1,057

※1 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、都道府県別包蔵水力（未開発分）を考慮してエリア配分したうえで、エリア内は既存容量でノード配分

※2 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、既存容量でノード配分

※3 エネルギーミックス2030年度の導入量（155万kW）に対し、2020年度稼働済の案件に資源量調査を実施している地点の情報を加味して補正

■ シミュレーションでは以下の設備量を想定し、前述の利用率等を考慮して運転させる。

単位：万kW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
陸上風力	592	1,427	623	192	306	76	351	311	549	6	4,433
洋上風力	1,465	900	370	135	130	90	50	170	1,190	0	4,500
太陽光	936	3,864	7,388	4,532	668	2,812	3,172	1,440	5,387	195	30,395
水力 ※1	140	358	428	432	286	302	104	94	192	0	2,337
バイオ ※2	36	97	174	41	5	65	44	42	218	7	728
地熱 ※3	15	74	8	2	2	0	0	0	54	0	155
揚水	80	46	1,165	410	11	458	212	62	230	0	2,674
原子力	207	552	931	362	190	774	219	89	414	0	3,738
石炭 (40年以上)	120	155	40	0	25	50	179	65	270	31	934
石炭 (40年未満)	99	654	872	517	244	474	465	383	435	75	4,216
LNG (MACC)	114	455	1,599	636	43	665	0	42	126	0	3,679
LNG (ACC)	0	69	982	556	0	144	99	30	0	0	1,879
LNG (CC)	0	169	256	171	0	39	70	0	235	50	988
LNG (コンベ)	18	124	400	140	50	270	69	35	143	24	1,273
石油	209	10	224	0	50	292	111	90	47	25	1,057

※1 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、都道府県別包蔵水力（未開発分）を考慮してエリア配分したうえで、エリア内は既存容量でノード配分

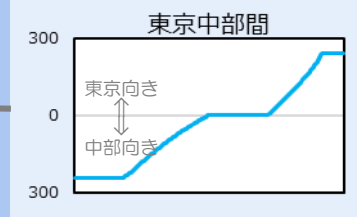
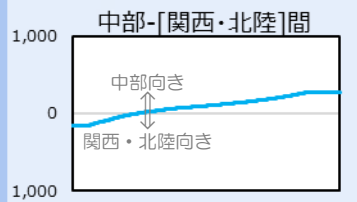
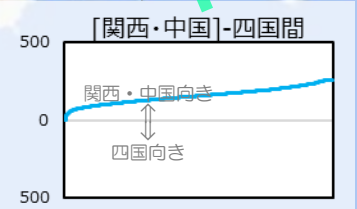
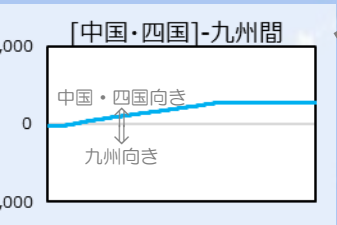
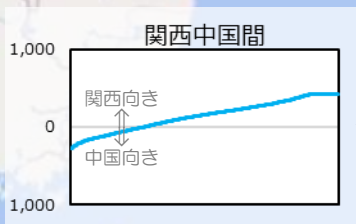
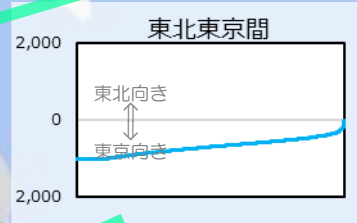
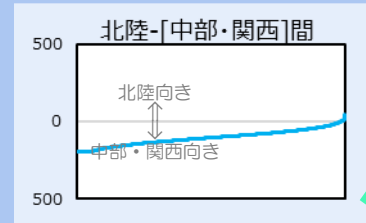
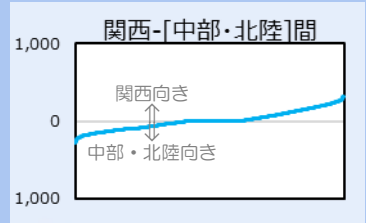
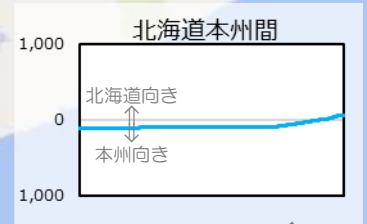
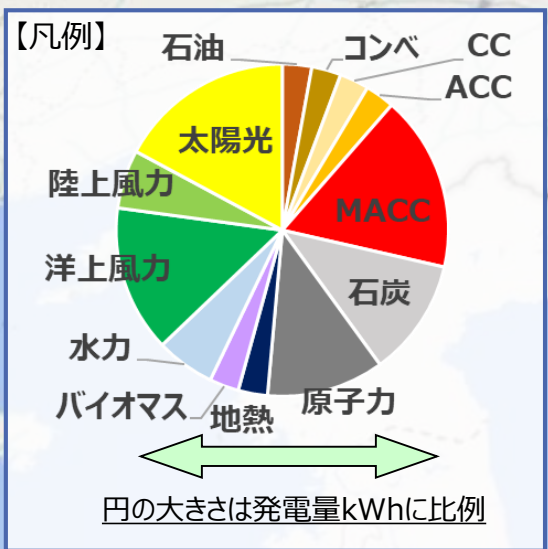
※2 一般送配電事業者聞き取り値とエネルギーミックス2030年度の導入量は、既存容量でノード配分

※3 エネルギーミックス2030年度の導入量（155万kW）に対し、2020年度稼働済の案件に資源量調査を実施している地点の情報を加味して補正

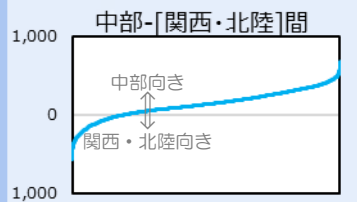
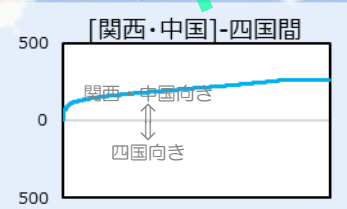
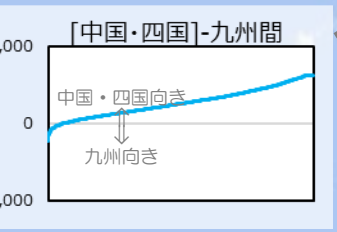
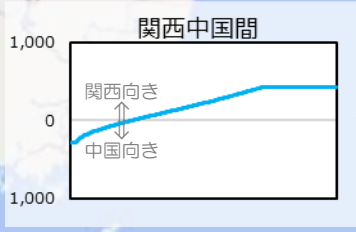
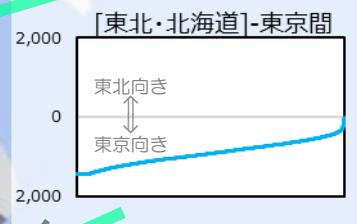
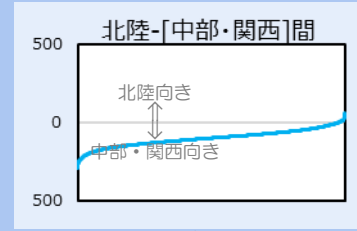
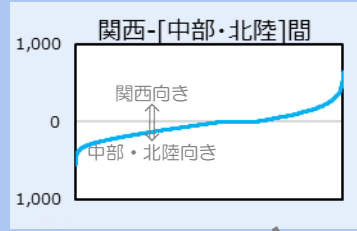
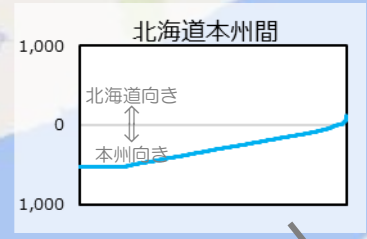
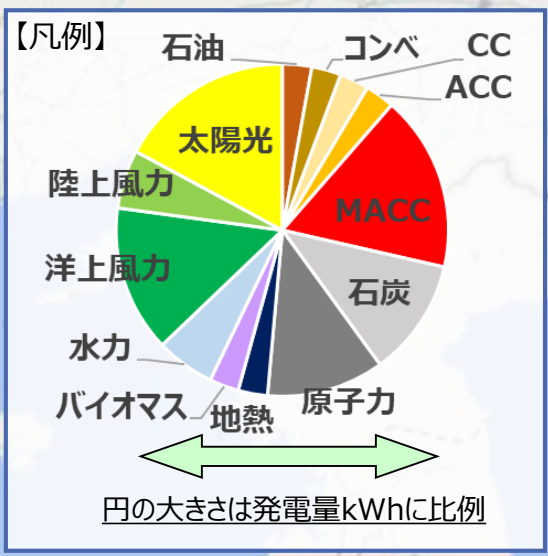
(余 白)

(参考：分析結果)

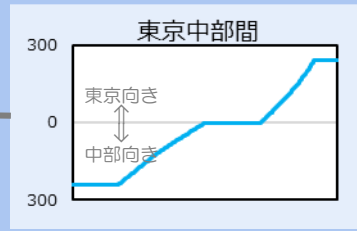
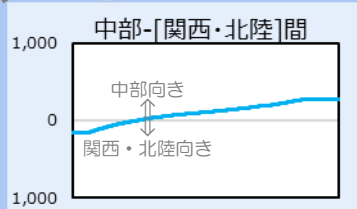
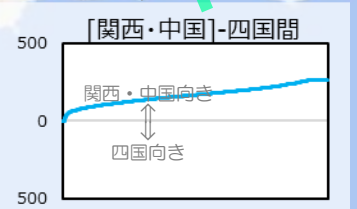
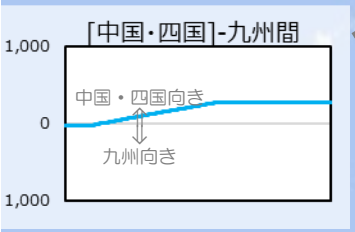
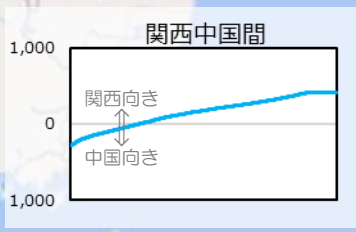
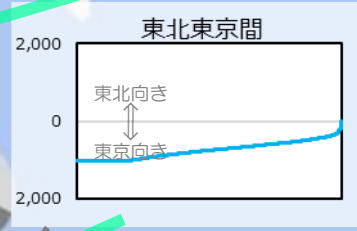
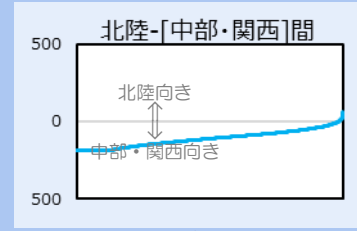
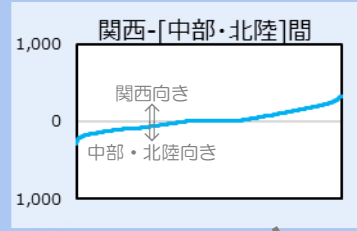
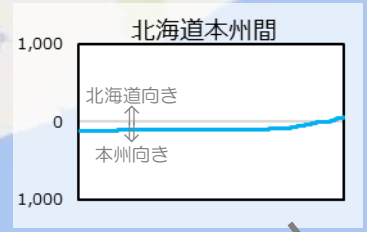
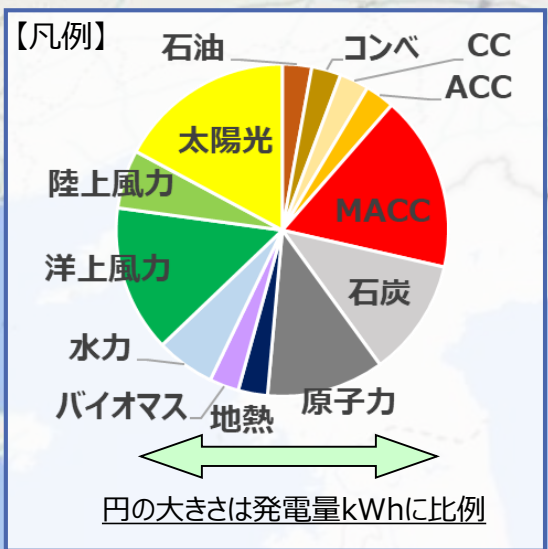
単位：万kW



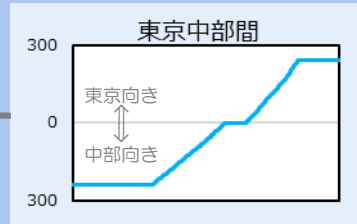
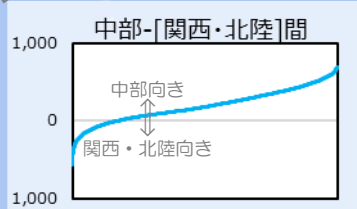
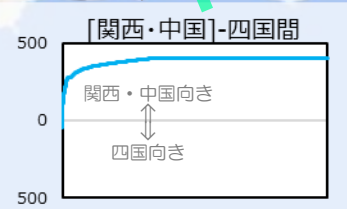
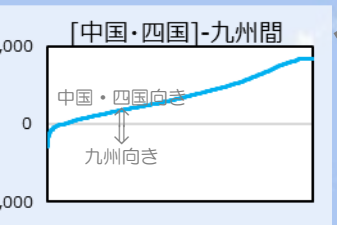
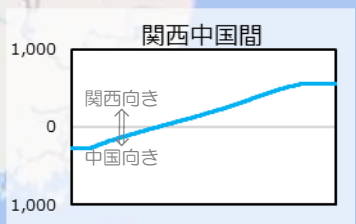
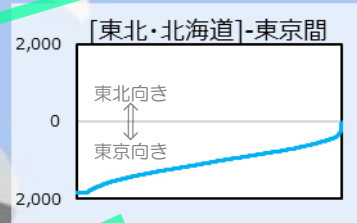
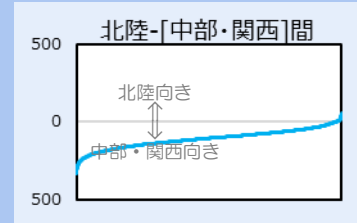
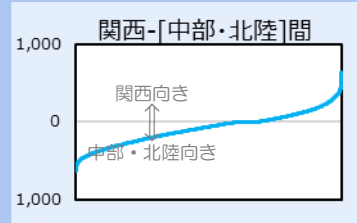
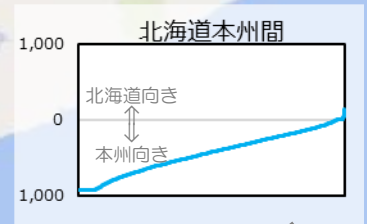
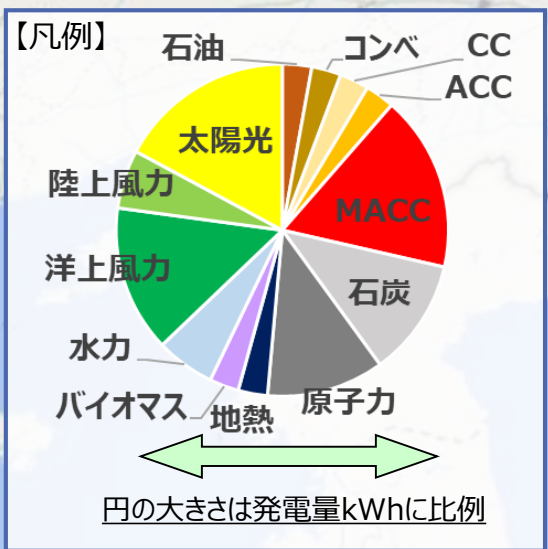
単位：万kW



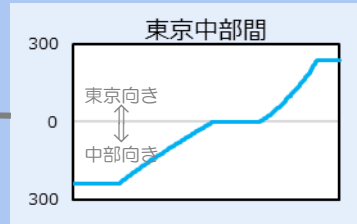
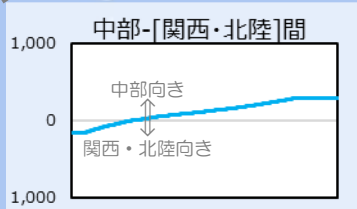
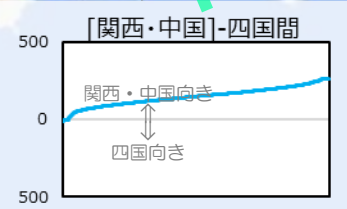
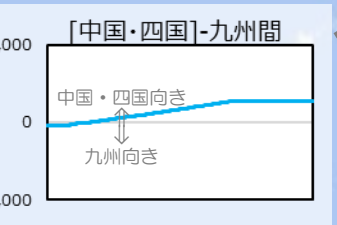
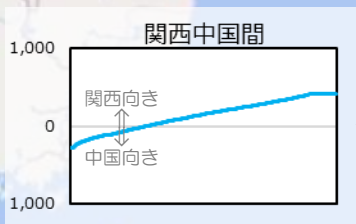
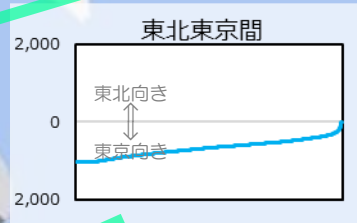
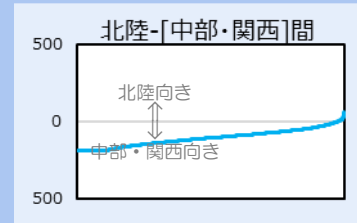
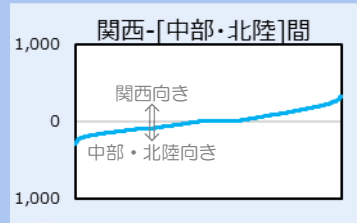
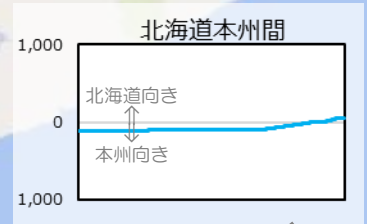
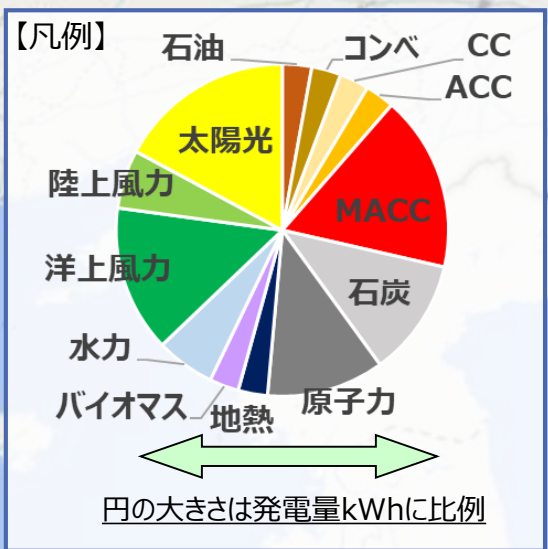
単位：万kW



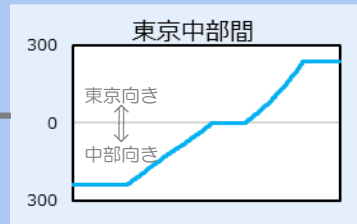
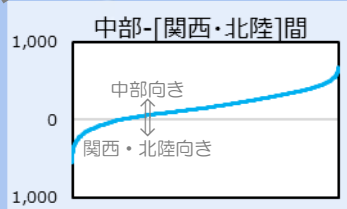
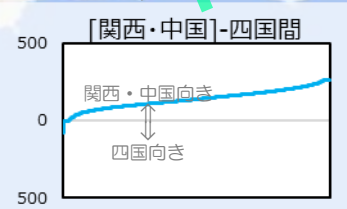
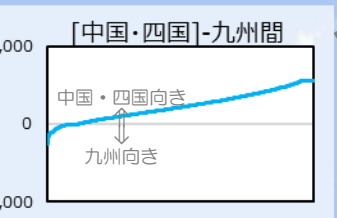
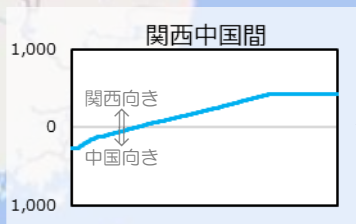
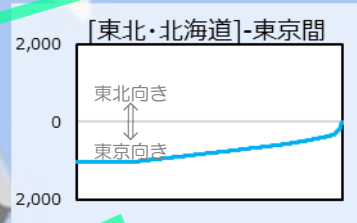
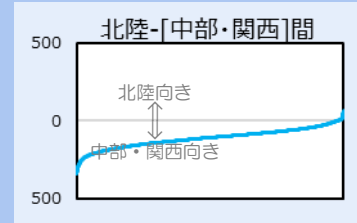
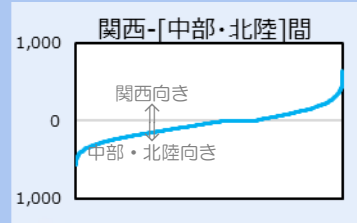
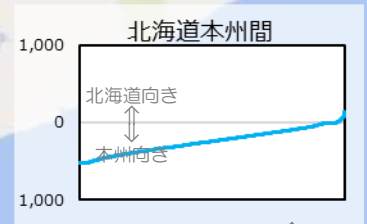
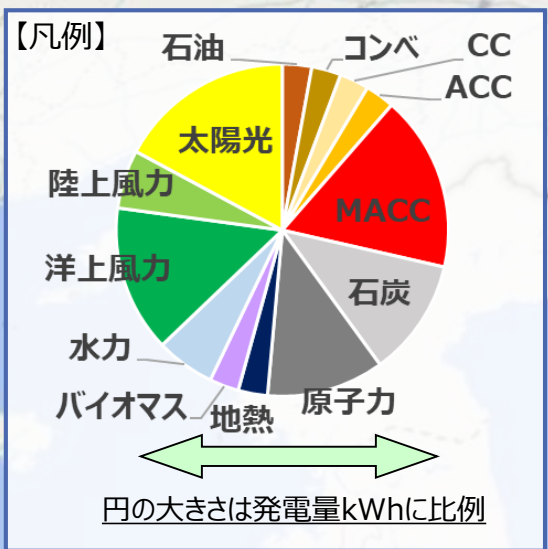
単位：万kW



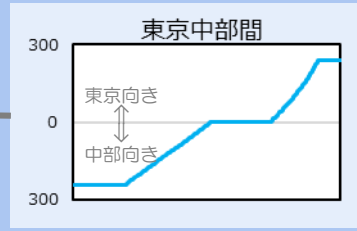
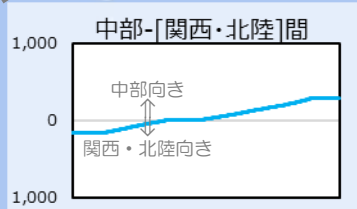
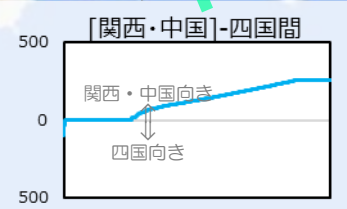
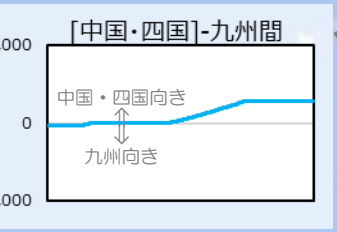
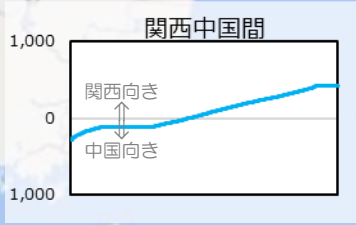
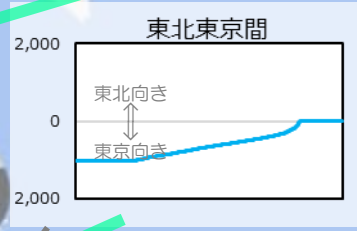
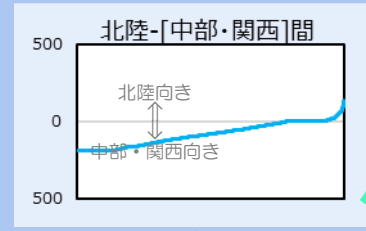
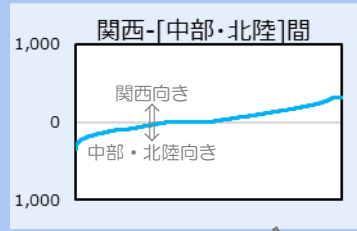
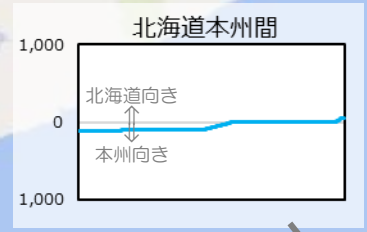
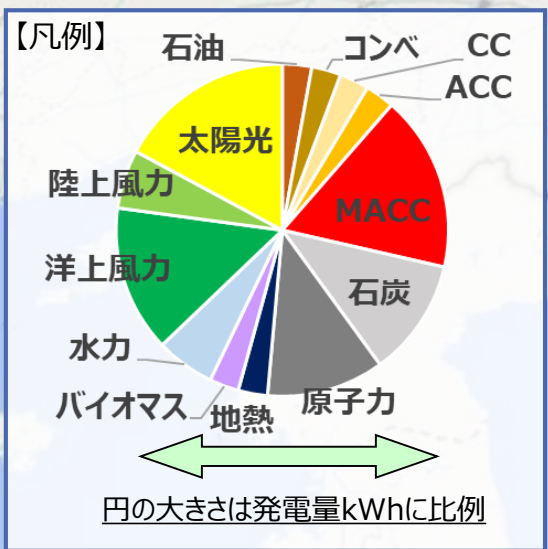
単位：万kW



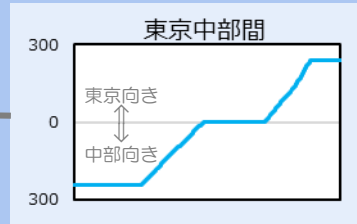
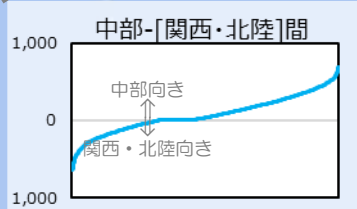
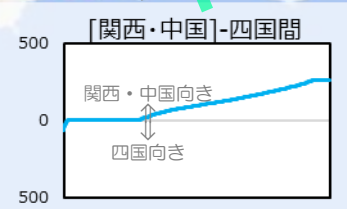
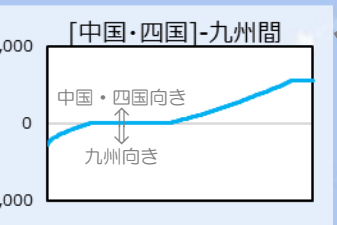
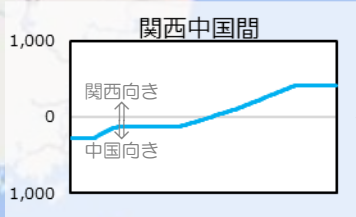
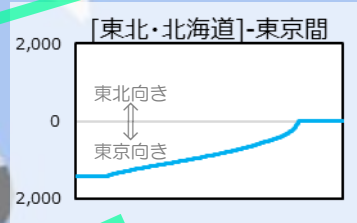
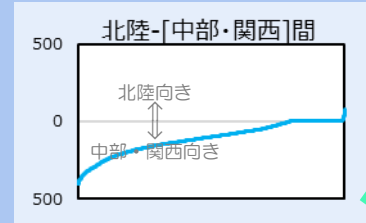
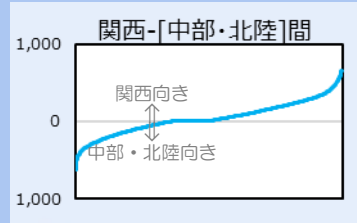
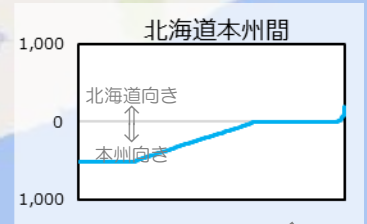
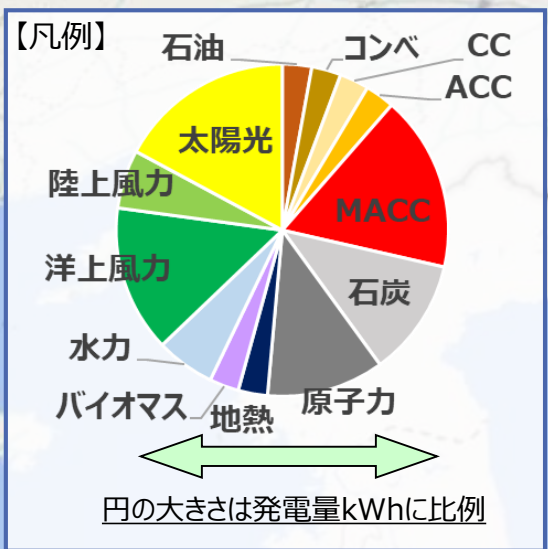
単位：万kW

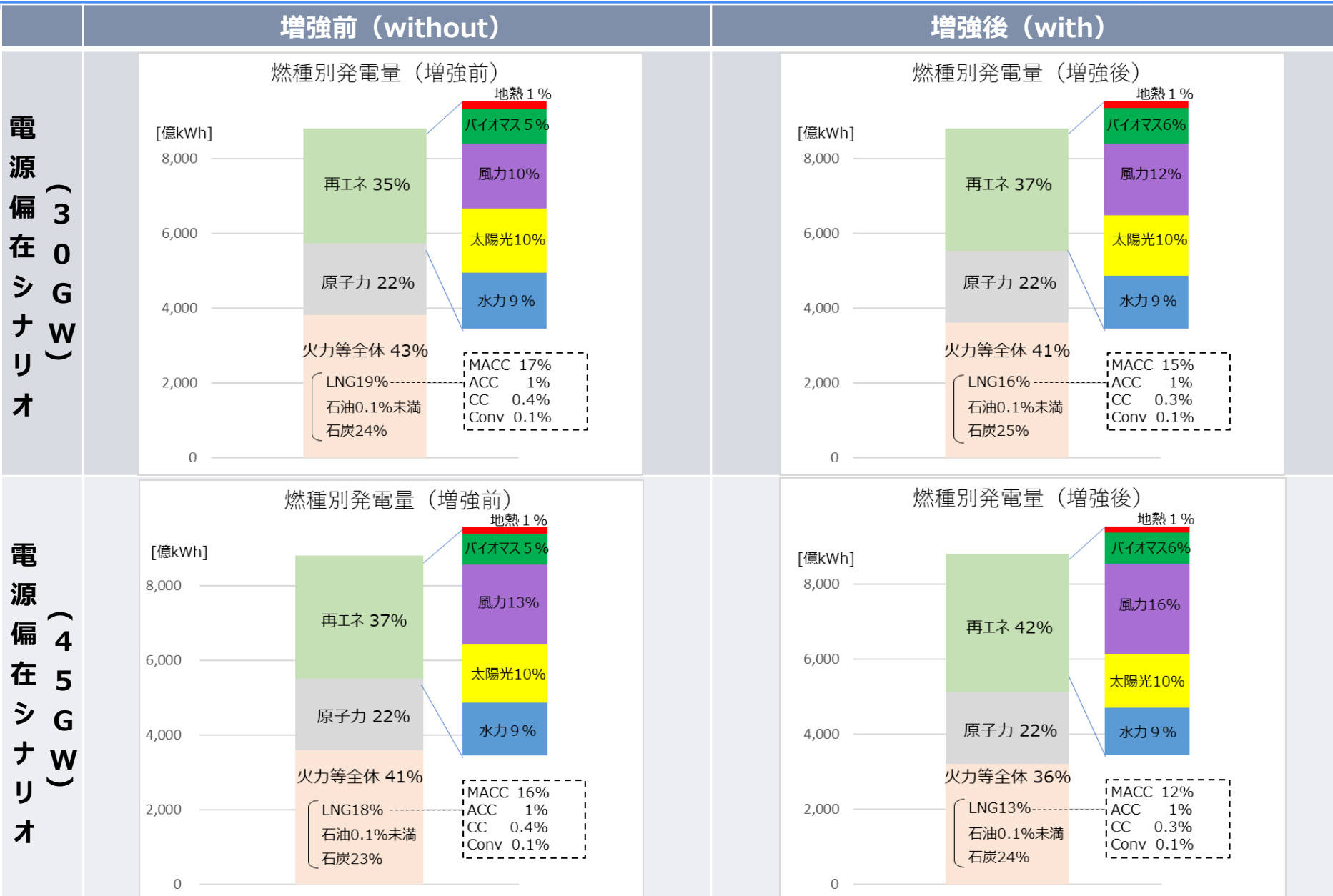


単位：万kW



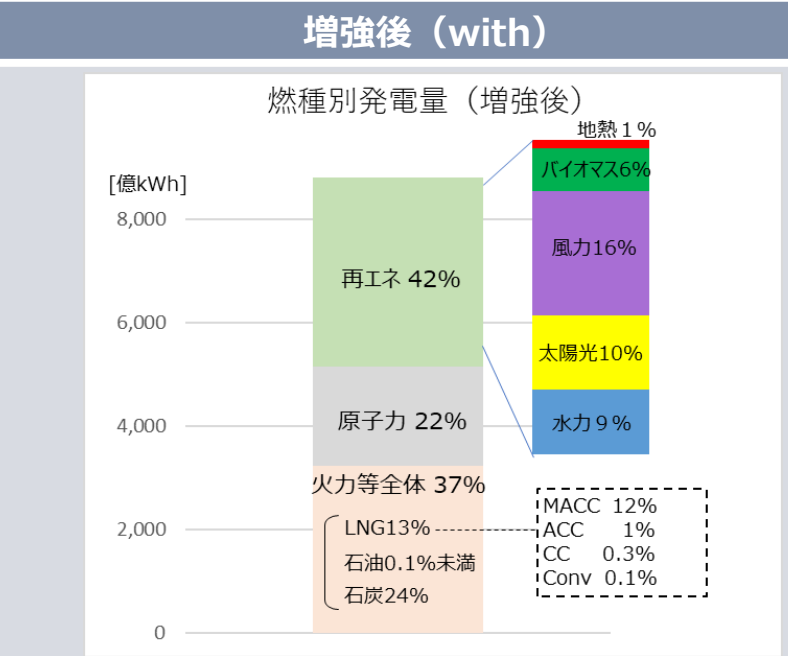
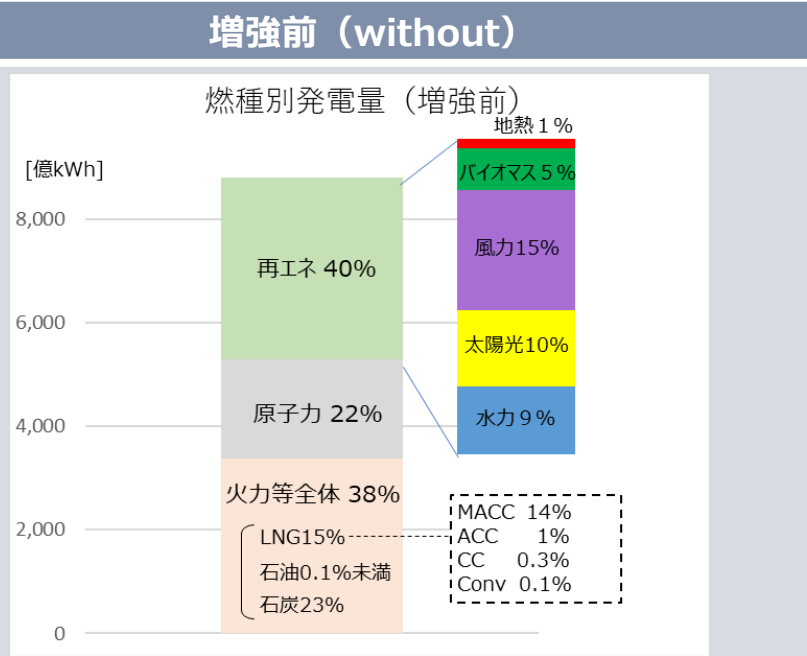
単位：万kW



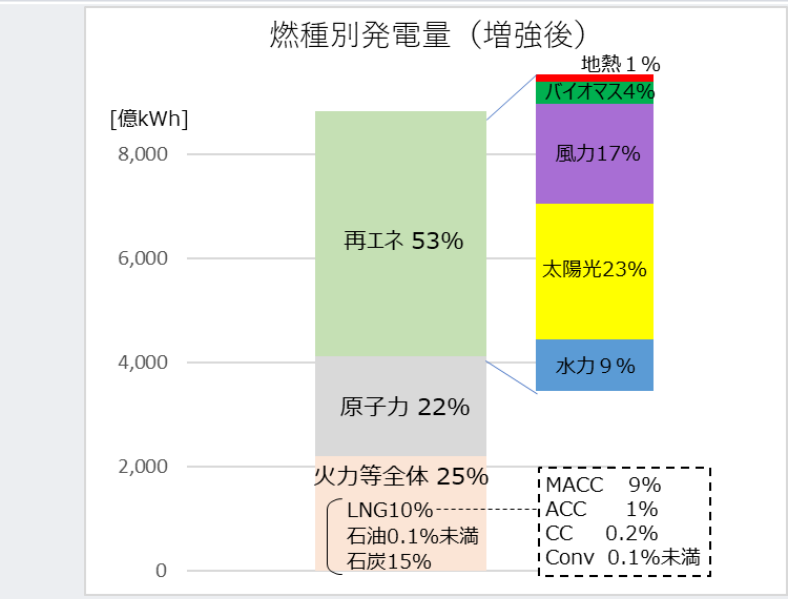
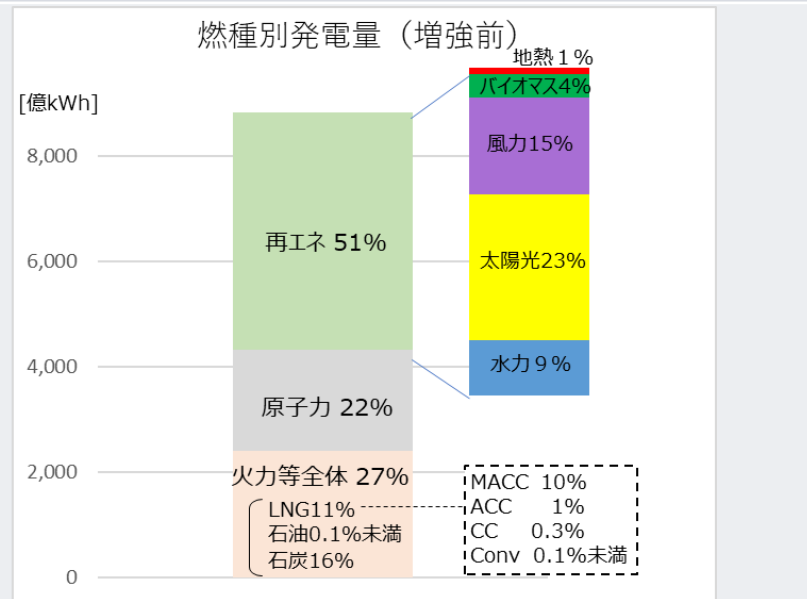


※ 四捨五入により合計が合わない場合がある

電源立地変化シナリオ (45GW)



再エネ5〜6割シナリオ



※ 四捨五入により合計が合わない場合がある