

## 第8号議案

### 広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）の策定について（案）

業務規程第48条及び第49条の規定に基づき、全国大での広域連系系統の整備及び更新に関する方向性を整理した長期方針（以下「広域系統長期方針」という。）を見直すこととし、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における審議及び意見募集を経て、別紙1～3のとおり取りまとめた。同取りまとめについては、2023年3月28日付けで定款第43条第2項第6号の規定に基づく評議員会の議決を経たことから、定款第36条第5項第3号の規定に基づき、ご審議いただきたい。併せて、別紙4のとおり経済産業大臣へ報告することについてもご審議いただきたい。

以上

#### 【添付資料】

- 別紙1：広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）【概要】（案）
- 別紙2：広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）（案）
- 別紙3：広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）別冊（資料編）（案）
- 別紙4：広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）の策定について（報告）（案）

## 広域連系システムのマスタープラン

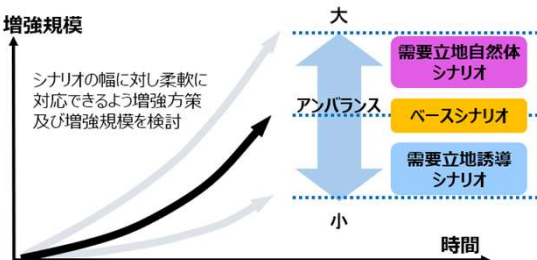
- 広域系統長期方針は、2050年カーボンニュートラル実現を見据えた将来の広域連系システムの具体的な絵姿を示す長期展望と、これを具体化する取組をまとめたもの。
- これを「広域連系システムのマスタープラン」と位置付け。

## 広域連系システムのあるべき姿

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

## 将来のシナリオの考え方

- 2050年カーボンニュートラルを見据え、状況変化に柔軟に対応し、系統整備のプランとしても連続性のある広域連系システムのあるべき姿を描くよう設定。



## 費用便益評価に基づく系統増強方策の検討

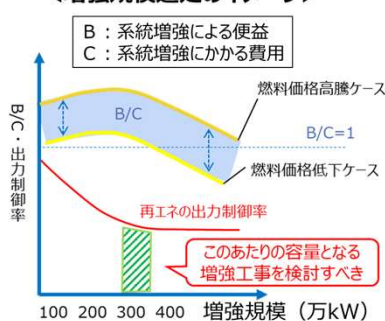
- 混雑が発生する系統を増強した場合の増強にかかる費用と増強による便益を比較。
- 費用対効果が見込まれることを前提に、再エネ出力制御率の低減効果も踏まえて、将来の選択肢も含めた増強方策と増強規模を検討。

### <便益評価の項目>

便益項目と長期展望における取扱い	
燃料費	○
CO2対策コスト	○
アデカシー面	○
送電ロス	○
システムの安定性	◆
再エネ出力制御率	◆
CO2排出量	◆

貨幣価値を算定し  
B/C評価に織り込み

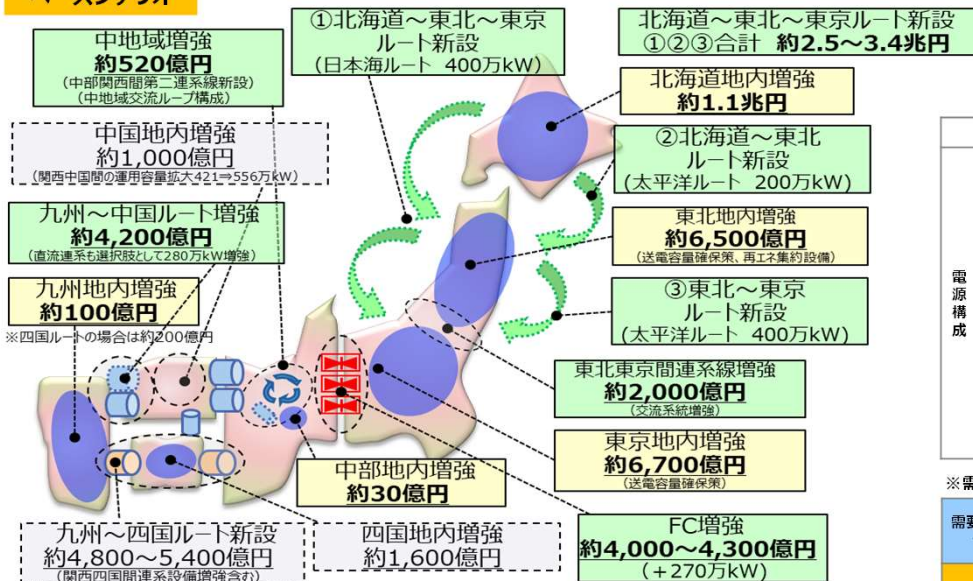
### <増強規模選定のイメージ>



## 広域系統整備に関する長期展望

- 再エネの主力電源化と電力ネットワーク強靱化を系統増強という施策により実現しようとする場合、7兆円規模のネットワーク投資を行ってもそれを上回る便益を確保できる可能性があることを示すことができた。
- 今後、様々な不確実性を含む中でも、広域連系システムのあるべき姿を目指し、整備計画の具体化を進めていく。

### ベースシナリオ



【凡例】  
■ 連系線増強 ■ 地内増強 ■ 将来の選択肢

### 【各シナリオの前提条件】

需要※	必要立地誘導シナリオ			ベースシナリオ	必要立地自然体シナリオ
	再エネ	太陽光 約260GW (※1)	陸上風力 約41GW (※1)	洋上風力 約45GW (官民協議会導入目標)	水カ バイオマス 地熱 約60GW (エネルギーミックス水準)
電源構成	火力 (化石+CCUS)	◆ 供給計画最終年度の年度末設備量 ◆ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 (廃止後は水素・アンモニアにリプレイスと仮定)			◆
原子力	◆ 既存または建設中の設備が全て60年運転 すと仮定			◆	
水素・アンモニア	◆ 既設火力の一部が45年運転で廃止後、 リプレイスされるものと仮定			◆	

※ 必要の前提条件 ◆：感度分析の実施項目

必要立地誘導シナリオ	◆ 水素製造・DACの約8割を再エネ電源近傍へ配賦 ◆ 再エネ余剰活用需要の約8割が可制御でピークシフトできると想定
ベースシナリオ	◆ 水素製造・DACの約2割を再エネ電源近傍へ配賦 ◆ 再エネ余剰活用需要の約2割が可制御でピークシフトできると想定
必要立地自然体シナリオ	◆ 水素製造・DACの全量を需要地近傍へ配賦 ◆ 再エネ余剰活用需要の全量が一定負荷と想定

## 【各シナリオの系統増強方策における費用便益評価】

分析項目	シナリオ	必要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	必要立地自然体シナリオ
系統増強の投資額※1 (年間コスト※2)		約6.0~6.9兆円 (約0.55~0.64兆円/年)	約6.0~7.0兆円 (約0.55~0.64兆円/年)	約6.7~7.9兆円 (約0.62~0.73兆円/年)
費用便益比 (B/C)		0.6 ~ 1.2	0.7 ~ 1.5	0.7 ~ 1.5
年間便益		約3,200 ~ 5,800億円/年	約4,200 ~ 7,300億円/年	約4,600 ~ 8,200億円/年
再エネ比率※3		49% (50%)	47% (50%)	47%
再エネ出力制御率※3		10% (7%)	12% (7%)	13%

※1 偏在する電源等を大消費地に送電するための連系線の広域連系システムの増強コストのみを記載しており、再エネ増加に伴う、調整力確保及び慣性力・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占用料等を含み、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 ( ) は系統増強以外の施策として、電源側の立地の誘導等を行った場合の参考値。なお、電源については、再エネを最優先の原則の下で最大限の導入に取り組むという国の政策的議論を踏まえて、各シナリオにおいて同じ条件としていることに留意が必要

## 長期展望の具体化に向けた取組

### ネットワーク利用の高度化 (日本版コネクト&マネージ)

- 系統混雑を前提とした系統利用の在り方の仕組みの導入を着実に進める。系統混雑を把握し、系統増強の効果が定量的に評価できる環境を整備する。
- 将来的には市場主導型の混雑管理ルールの導入を念頭に目指すべき姿の実現に向けた検討を進める。

### 高経年化設備の適切な更新

- 国民負担を抑制しつつ、レジリエンスを確保する観点から、高経年化設備を適切かつ合理的に更新し、流通設備を維持していくことが求められる。
- 高経年化設備更新ガイドラインの高度化や精緻化に向けた検討を進める。

### 広域連系システムの整備計画の具体化

- 継ぎ接ぎのない設備形成を実現するためには、今後導入が見込まれる電源を踏まえ、増強規模や増強のタイミングを見極める必要がある。
- 今後得られる新たな知見によっては、将来的な最適系統構成が変動しうる可能性も念頭に置きつつ柔軟な対応を行っていく必要がある。

広域系統長期方針  
(広域連系系統のマスタープラン)  
(案)

2023年3月

## 目次

はじめに .....	4
1.広域系統長期方針策定の経緯.....	5
2.広域連系系統に係る将来動向の見通し.....	7
2-1 前回広域系統長期方針からの情勢変化.....	7
2-2 電力需要の見通し.....	7
2-3 電源構成の動向.....	8
2-4 流通設備の高経年化対応.....	8
3. 広域系統整備に関する長期展望.....	10
3-1 長期展望の基本的な考え方.....	10
3-1-1 費用便益評価手法.....	10
3-1-2 系統増強の考え方.....	12
3-2 シナリオ設定.....	14
3-2-1 シナリオの考え方.....	14
3-2-2 各シナリオの前提条件.....	15
3-3 シナリオの系統増強方策と費用便益評価結果.....	17
3-3-1 東地域の増強方策.....	17
3-3-2 中西地域の増強方策.....	21
3-3-3 FC 及び全国の増強方策.....	23
3-3-4 各シナリオにおける全国の増強方策.....	25
3-3-5 調整力・慣性力.....	29
3-4 感度分析.....	30
3-4-1 感度分析の結果.....	30
3-4-2 感度分析からの考察.....	34
3-5 今後の検討課題.....	34
4. 長期展望の具体化に向けた取組.....	36
4-1 ネットワーク利用の高度化（日本版コネクト&マネージ）.....	36
4-1-1 背景.....	36
4-1-2 導入する3つの取組.....	37
4-1-3 目指すべき姿を実現するための系統利用ルールの変遷.....	39
4-1-4 今後の検討課題（市場主導型の混雑管理に向けて）.....	41
4-2 高経年化設備の適切な更新（高経年化設備更新ガイドライン）.....	44
4-2-1 ガイドラインの策定.....	44
4-2-2 ガイドラインの評価結果の分析と設備更新計画への適用.....	45
4-2-3 今後の検討課題.....	47

4-3 個別の整備計画の具体化.....	48
4-3-1 整備計画の具体化の位置付け.....	48
4-3-2 電源等開発動向調査.....	49
4-3-3 整備計画の具体化に当たっての評価方法.....	51
4-3-4 整備計画の具体化に当たっての課題.....	52
5. 今後の広域連系系統のあるべき姿の実現に向けて.....	53
5-1 今後の国のエネルギー政策との関係.....	53
5-2 既設連系線の更新計画との関係.....	53
5-3 あるべき姿に向けての具体的検討.....	54
おわりに.....	55

別添：広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）／別冊（資料編）

## はじめに

電力広域的運営推進機関（以下「本機関」という。）は、業務規程第 48 条の規定に基づき、全国大での広域連系系統<sup>1</sup>の整備及び更新に関する方向性を整理した長期方針（以下「広域系統長期方針」という。）を策定し、10 年を超える期間を見通した全国の広域連系系統のあるべき姿及びその実現に向けた考え方を示すこととしている。

現在の広域系統長期方針は、本機関発足 2 年後の 2017 年 3 月末に策定したものだが、策定から約 5 年が経過したことから今回見直しを行うものである<sup>2</sup>。見直しに当たっては、強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律（エネルギー供給強靱化法）の成立（2020 年 6 月）や第 6 次エネルギー基本計画の閣議決定（2021 年 10 月）といったこの 5 年間の情勢変化も反映した。

今回見直した広域系統長期方針は、広域連系系統に係る将来動向などの見通しや将来の広域系統整備に関する長期展望（以下「長期展望」という。）、更には長期展望の具体化に向けた取組などから構成されたものであり、この長期方針の全体を総称して「広域連系系統のマスタープラン」として位置付けるものである。

なお、広域系統長期方針の見直しに当たっては、脱炭素社会の実現と再生可能エネルギー（以下「再エネ」という。）の主力電源化という国の政策方針にも密接に関係することから、経済産業省資源エネルギー庁との共同事務局のもとで、2020 年 8 月に本機関に設置した「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」において 23 回にわたる審議を行った。

本冊は、その審議結果を踏まえて取りまとめたものである。

---

<sup>1</sup> 広域連系系統とは、次のアからエまでに掲げる流通設備をいう。

ア 連系線

イ 地内基幹送電線

ウ 一般送配電事業者たる会員の供給区域内の最上位電圧から 2 階級（一般送配電事業者たる会員の供給区域内の最上位電圧が 250 キロボルト未満のときは最上位電圧）の母線

エ 一般送配電事業者たる会員の供給区域内の最上位電圧から 2 階級を連系する変圧器（一般送配電事業者たる会員の供給区域内の最上位電圧が 250 キロボルト未満のときは対象外。）

<sup>2</sup> 広域系統長期方針は 5 年ごとに見直しを行うほか、広域系統長期方針の前提条件が大きく変化したと本機関が認めた場合等において、広域系統長期方針の見直しの必要性について検討を行い、見直しが必要であると判断したときには、その都度見直しを行う。

## 1.広域系統長期方針策定の経緯

2015年4月に発足した本機関は、広域連系系統のあるべき姿を見据えつつ、その実現に向けた課題と必要な取組について検討を重ね、2017年3月に広域系統長期方針を策定した。

この中で、電力ネットワークの特徴・変遷及び今後想定される環境変化を踏まえつつ、広域連系系統の設備形成・運用において、以下の3点が実現されている状態を「広域連系系統のあるべき姿」と定義し、このあるべき姿の実現に向けた取組の方向性について取りまとめた。

### I. 適切な信頼度の確保

- ・系統の役割に応じた適切な供給信頼度を提供する
- ・大規模災害等の緊急時にも電力供給に対する要求を満足する

### II. 電力ネットワーク利用の円滑化・低廉化

- ・エネルギーミックスに基づく電源導入等を円滑かつ低廉なコストで実現する
- ・電力市場の活性化に寄与する

### III. 電力流通設備の健全性確保

- ・老朽化が進む流通設備の確実かつ効率的な設備更新・形成を計画的に推進する

2017年の広域系統長期方針の策定以降、我が国の電力ネットワークの整備の考え方は大きく変化してきた。

これまでは、系統混雑がないことを前提とし、系統連系申込を受けてから連系後の想定潮流が流通設備の運用基準値を超過するか否かを評価し、超過する場合には系統整備を実施するとの考え方であった。今後は、系統混雑を前提とした上で、電源の導入見込みを考慮して費用便益評価に基づいて系統整備を実施するという新しい系統整備の考え方へ転換していくこととなる。

そして、電力ネットワークにおけるこの新しい考え方に対応するよう、費用便益評価に基づく新しい設備増強規律、混雑を前提とした系統利用ルールや電力ネットワークの整備費用を全国で負担する仕組み（全国調整スキーム）などが整理されてきている。

加えて、自然災害の頻発による大規模停電や脱炭素化の実現という世界的な潮流を背景に、電力ネットワーク強靱化と再エネの主力電源化の実現といった長期的な視点で電力ネットワークの具体的な絵姿を示すことが求められている。

こうした変化を踏まえ、見直した広域系統長期方針では、国民負担を抑制しつつ再エネの導入拡大を図るとともに、電力ネットワークの強靱化の実現に向けた取組の方向性を示す。

具体的には、広域連系系統のあるべき姿の実現に向けた取組の方向性にしたがって、既存流通設備を最大限活用するための系統利用ルールの見直しや費用便益評価による系統増強などの検討を深め、広域系統整備に関する長期展望を示すとともに、長期展望の具体化に向

けた取組として以下の3点を整理した(図1)。

- ・ 系統混雑を前提とした系統利用の在り方(日本版コネクト&マネージ)
- ・ 高経年化設備の更新の在り方(高経年化設備更新ガイドライン)
- ・ 足元の電源の導入見込みを踏まえた広域系統整備計画を具体化する仕組み

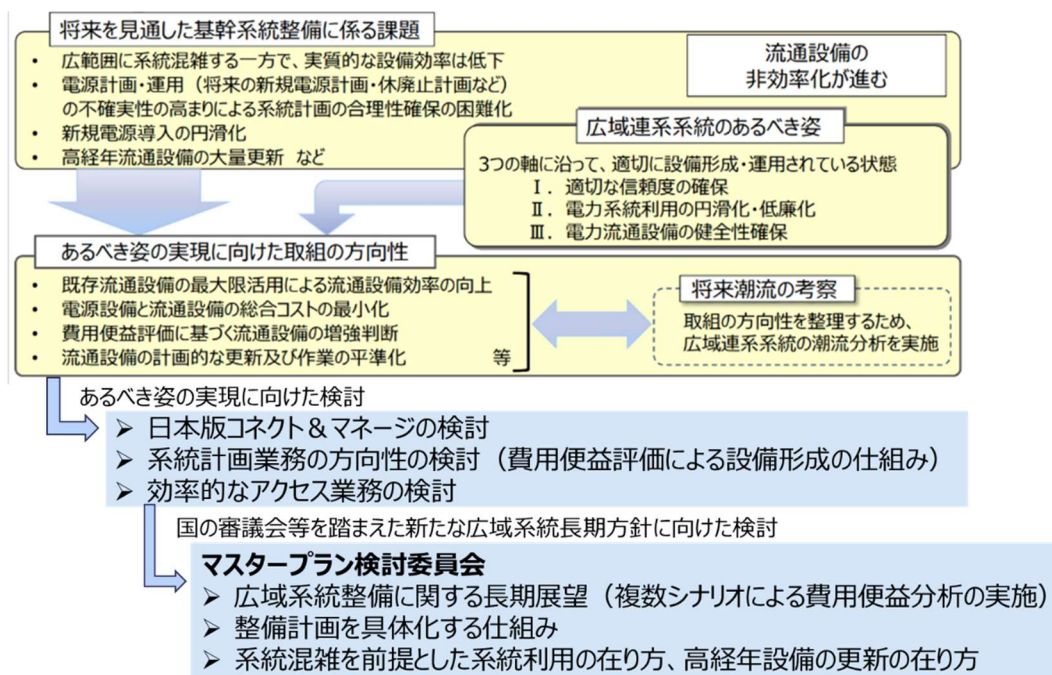


図1 広域連系系統のあるべき姿の実現に向けた検討概要



## 2.広域連系系統に係る将来動向の見通し

広域系統長期方針の前提となる電力ネットワークを取り巻く将来動向や、社会情勢の変化などの見通しについては、これまでの需給実績、本機関が取りまとめている供給計画及び国のエネルギー政策を踏まえ、以下のとおり整理した。

### 2-1 前回広域系統長期方針からの情勢変化

我が国では、2018年7月に閣議決定された第5次エネルギー基本計画において、S+3Eの原則の下、再エネを主力電源化していく方向性が掲げられた。また、2020年10月には「2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指す」ことが国により宣言され、再エネについては、最大限導入と国民負担の抑制を両立しながら「主力電源化」に向けた環境整備を進めていくことが重要とされた。

一方で、北海道胆振東部地震や豪雨・台風による大規模停電や送電線等への被害により、安定供給確保のための電力インフラのレジリエンス強化の重要性が再認識された。こうした自然災害の頻発や再エネ主力電源化に向けた取組を背景に、エネルギー供給強靱化法により改正された電気事業法（昭和39年法律第170号）により、本機関において、将来を見据えた広域系統整備計画（以下「整備計画」という。）の策定を進めることとされた。

また、第6次エネルギー基本計画が2021年10月に閣議決定され、エネルギー政策の道筋が示されたことから、整備計画の策定に向け、中長期的なエネルギー政策を踏まえて、広域連系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を示すことが求められることとなった。

### 2-2 電力需要の見通し

戦後の復興期から高度経済成長を経て電力需要は右肩上がりに増加し続け、2001年度には約1億8,270万kW（10エリア需要計）の最大電力を記録したが、その後これを超える実績は出ていない。本機関が2023年1月に公表した2023年度需要想定においては、今後の省エネルギー（以下「省エネ」という。）の進展や人口減少等の減少要因及び経済規模の拡大等の増加要因を勘案した結果、今後10年間の最大需要電力（夏季）の伸びは、年平均▲0.1%と減少傾向で推移するものと予測している。

また、資源エネルギー庁が公表した「2030年度におけるエネルギー需給の見通し」（2021年10月）では、今後も経済成長や電化率の向上等による電力需要の増加が見込まれるものの、省エネの野心的な深掘りにより、2030年度時点の電力需要は2013年度を大きく下回るレベルになると見込んでいる。

一方、第6次エネルギー基本計画において、2050年カーボンニュートラル実現に向けては、徹底した省エネによるエネルギー消費効率の改善に加え、脱炭素電源により電力部門は脱炭素化され、非電力部門において電化可能な分野は電化されるほか、電化が困難な

部門（高温の熱需要等）では、水素や合成メタン、合成燃料の活用などによる脱炭素化の方向性が示された。そして、省エネや脱炭素化が進展するものの、CO<sub>2</sub>の排出が避けられない分野も存在し、それらの分野からの排出に対しては、DACCS（Direct Air Carbon Capture and Storage）やBECCS（Bio-Energy with Carbon Capture and Storage）などによりCO<sub>2</sub>が除去されるとされた。

このように2050年カーボンニュートラルが実現した社会では、非電力部門における電化の進展や脱炭素化のために必要となるものなど電力需要が一定程度増加することが予想される。

### 2-3 電源構成の動向

電力自由化の進展に伴い、発電事業には様々な事業者が参入しており、特に東日本大震災以降、太陽光や風力を中心とする再エネの導入が進んでいる。一方で、火力については、本機関が2022年3月に取りまとめた供給計画において、今後10年間に約1,200万kWの新設計画があるものの、約1,170万kWの廃止も予定されるなど、高経年火力の休廃止が増加する傾向も見受けられる。なお、大手発電事業が保有している設備のみを対象としても、2031年度までに運転開始から45年を経過する電源が約3,870万kW存在している<sup>3</sup>。

長期的な電源見通しについては、第6次エネルギー基本計画において、2050年カーボンニュートラルを実現するために、再エネについては、主力電源として最優先の原則の下で最大限の導入に取り組み、水素・CCUS（Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage）については、社会実装を進めるとともに、原子力については、国民からの信頼確保に努め、安全性の確保を大前提に、必要な規模を持続的に活用していくという政策の方向性が示されている。

### 2-4 流通設備の高経年化対応<sup>4</sup>

経済成長が著しかった1960～70年代以降に大量に施設された流通設備が、今後本格的に経年対策を要する時期を迎えつつある。これまでは、流通設備の老朽度合いを踏まえて個別に設備更新することに加え、電力需要の大幅な伸びや大型電源の新設に伴い、流通設備の大規模な新設又は増強を行う際に、同時に古い流通設備を更新していたが、電力需要が従前のように伸びない状況においては、拡充工事を起因とした流通設備の更新の機会が減少する。したがって、これらの流通設備が経年対策を要する時期を一斉に迎えると、至近の更新ペース<sup>5</sup>をはるかに上回り、流通設備の健全性を確保できなくなるおそれがある。

---

<sup>3</sup> 第54回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会（2022年10月17日）資料4-1

<sup>4</sup> 流通設備の経年情報の詳細は別冊（資料編）第10章を参照。

<sup>5</sup> 至近年の取替・新設工事の実績に基づく。铁塔の場合、約1,200基/年（2016～2020年度平均）。

る（図2）。

一方で、北海道胆振東部地震や豪雨・台風による大規模停電や送電線等への被害により、安定供給確保のための電力インフラのレジリエンス強化が求められ、2020年6月のエネルギー供給強靱化法により改正された電気事業法において、送配電事業者に既存設備の計画的な更新を求める制度の整備や、送配電網の強靱化とコスト効率化を両立する託送料金制度改革（レベニューキャップ制度）等が進められることとなった。

このような背景から、高経年化が進む大量の流通設備に対し、国民負担の抑制やレジリエンスを確保する観点を踏まえ、適切かつ合理的に設備更新を進めていくことの重要性が益々高まっている。

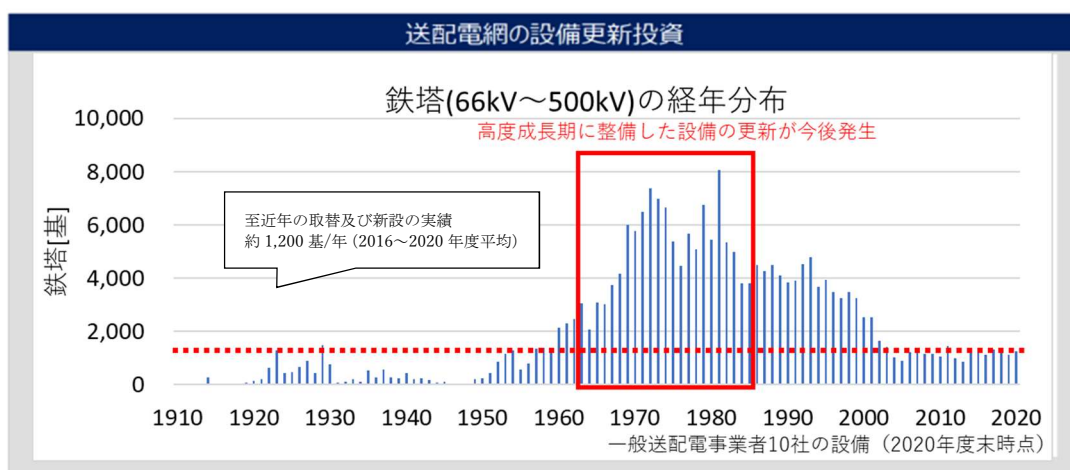


図2 膨大な高経年化設備への対応

### 3. 広域系統整備に関する長期展望

電力ネットワークの特徴・変遷を踏まえ、今後想定される環境変化に柔軟に対応し、合理的な設備形成を実現するため、第6次エネルギー基本計画などのエネルギー政策と整合を図りつつ、費用便益評価に基づき、今後、我が国の広域連系系統において、その増強が望まれる系統を長期展望としてここに示すべく検討を行った。

また、長期展望を整備計画として具体化するに当たっては、系統整備に要する期間を踏まえた将来の電源の導入見込みを考慮した費用便益評価を行い、計画的に対応する「プッシュ型」の設備形成を目指す。ただし、将来に向けては技術革新や社会実装などの不確実性が存在することから、広域系統整備に関する長期展望においては、複数のシナリオを設定することで将来的な不確実性を考慮するとともに、感度分析によりシナリオが変化した場合の影響を分析する。

本章では、広域系統整備に関する長期展望の考え方及びシナリオの考え方を示した上で検討結果を示すとともに、シナリオ分析や感度分析の結果を踏まえた今後の課題を示す。

#### 3-1 長期展望の基本的な考え方

広域系統整備に関する長期展望について、以下の費用便益評価手法及び系統増強の考え方にに基づき検討を行った。

なお、本機関が行う長期展望の検討においては、エネルギー政策を前提とした場合の電力ネットワークへの影響を評価することを目的としており、電源の建設費用や立地誘導に伴う費用などの電源開発コストは含まないことに留意が必要である。

##### 3-1-1 費用便益評価手法<sup>6</sup>

長期展望における費用便益評価は、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）の差分（With-Without）によって実施する。

便益項目は、表1に示すとおり、貨幣価値指標として、燃料費・CO<sub>2</sub>対策コスト、アデカシー及び送電ロスを考慮し、非貨幣価値指標として、系統の安定性、再エネ出力制御率及びCO<sub>2</sub>排出量を考慮する。調整力や慣性力については、どのような方法、ボリューム及びロケーション等で確保するか、引き続き技術面や制度面等の様々な検討が必要であり、現時点では貨幣価値として合理的に算出することが困難であるため、便益項目としては織り込まないこととした。ただし、再エネ大量導入という政策目標を実現する上では、調整力や慣性力確保に要するコストは必要な社会コストであることから、今回はその規模感を示す。

なお、費用便益評価における便益は、個々の事業者の便益ではなく、社会全体で得られる純便益とし、各便益項目の評価概要は、以下のとおりである。

---

<sup>6</sup> 費用便益評価手法の詳細は別冊（資料編）第1章を参照。

## (1) 貨幣価値指標

### (燃料費・CO2 対策コスト)

電源種別ごとに燃料費・CO2 対策コスト等を設定したメリットオーダーシミュレーションにより総発電コスト<sup>7</sup>を求め、Without と With の差分である総発電コストの削減分を便益として評価する。

### (アデカシー)

需要と供給力を確率的に変動させるモンテカルロシミュレーションにより算定される見込み不足電力量<sup>8</sup>を指標とし、必要な電源予備力を求め、Without と With の差分である電源予備力の削減分又は見込み不足電力量の削減分を便益として評価する<sup>9</sup>。

### (送電ロス)

メリットオーダーシミュレーションの結果である送変電設備の潮流や限界費用等から送電ロス費用を求め、Without と With の差分である送電ロス費用の削減分を便益として評価する。また、送電ロス費用が増加する場合はマイナスの便益として評価する。

## (2) 非貨幣価値指標

### (システムの安定性)

電力ネットワークが充足すべき性能の基準を充足した上で、更に送配電網の強靱化といったシステムの安定性に寄与する効果を評価する。

### (再エネ出力制御率)

メリットオーダーシミュレーションにより太陽光及び風力の合計の出力制御率<sup>10</sup>を求め、Without と With の値を評価する。

### (CO2 排出量)

メリットオーダーシミュレーションの結果である電源ごとの発電量等から CO2 排出量を求め、Without と With の差分である CO2 排出量の削減分を評価する。

費用については、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とし、総費用の差分 (With-Without) は、系統整備に係るコスト (減価償却費、運転維持費等) となる。なお、電源について

---

<sup>7</sup> 燃料費、CO2 対策コスト及び起動費の総和。長期展望におけるメリットオーダーシミュレーションにおいては、総発電コスト最小化を目的関数とする。

<sup>8</sup> 需要 1kW 当たりの 1 年間における供給力不足量の期待値。

<sup>9</sup> 算出された便益の幅の中で少なくとも確実に見込める便益を費用便益評価へ織り込む。

<sup>10</sup> 再エネ出力制御率=(太陽光・風力の発電可能量(kWh) - 太陽光・風力の発電量) / 太陽光・風力の発電可能量(kWh)

は、厳密には、系統整備の有無によりその導入量も電源配置も変わる可能性があるものの、その相関を正確に評価することは難しく、また、国の政策的議論を踏まえて（「3-2 シナリオ設定」で詳述）再エネを最大限に導入した状況での系統整備による便益に着目すべく、With と Without で配置や導入量が変化しないことを前提とした。このため、電源開発コストは総費用の差分（With-Without）に表れない。

表 1 長期展望における便益項目

【凡例】「○」…貨幣価値指標、「◆」…非貨幣価値指標、「-」…指標なし

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

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

### 3-1-2 系統増強の考え方

系統増強の基本的な考え方は、国民経済性の観点から、増強コストが抑制可能な増強方策を優先することとし、既存ルート全体のアップグレード、新規ルート形成なども含めた検討も行うことで、最適な増強方策を選択する。

なお、将来にわたってコスト低減を図る観点から、連続性や拡張性を考慮することや特殊仕様を避けるといった視点も重要である。

具体的には、以下の優先順位で検討を行った。

- 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
  - ・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、新規ルート形成等による送電容量の拡張
  - ・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
- ③HVDC 送電を活用した新規ルート形成

- ・長距離送電では、将来的に経済性及び系統安定性<sup>11</sup>という面で優位となる可能性がある HVDC 送電の活用も視野に検討

系統の増強規模については、費用対効果が見込まれることを前提に、増強による再エネ出力制御率の低減効果も踏まえて見極める。費用便益評価においては、将来の燃料価格や HVDC の技術開発等の動向における不確実性に伴う変動リスクに対して柔軟に対応し、将来の系統増強の可能性を適切に評価できるよう、燃料費及び HVDC コストに幅を持たせて評価する（図 3）。

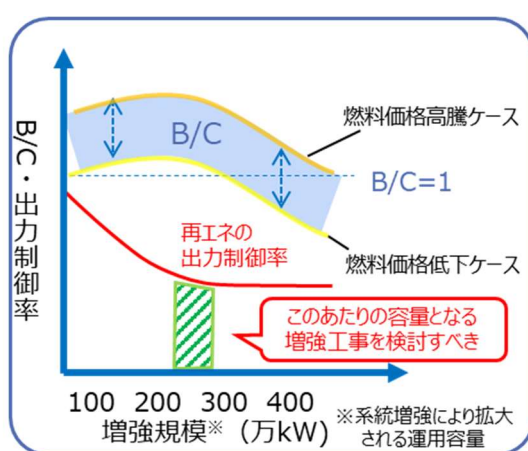


図 3 増強規模選定イメージ

将来増強が望ましい系統の抽出に当たっては、洋上風力の今後の導入見込みの約 8 割<sup>12</sup>が北海道、東北及び九州に集中していることから、そのような再エネ適地から大消費地への潮流基調（北海道→東京、九州→関西・中部）を念頭に置いて検討する。また、連系線増強のほか、連系線増強の効果を発揮するために必要となる地内基幹系統の増強も一体的に検討する。

なお、地内基幹系統への N-1 電制本格適用による運用容量拡大については、設備を所有する一般送配電事業者が適切に適用を判断していくものと考え、長期展望においては、これが適用されることを前提に増強を想定する。

<sup>11</sup> 偏在する再エネ電源を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、直流送電区間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、再エネ導入量に対して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、回転機が持つような慣性力を代替することはできない。

<sup>12</sup> 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会における 2040 年導入目標に対する北海道、東北及び九州エリアの割合。

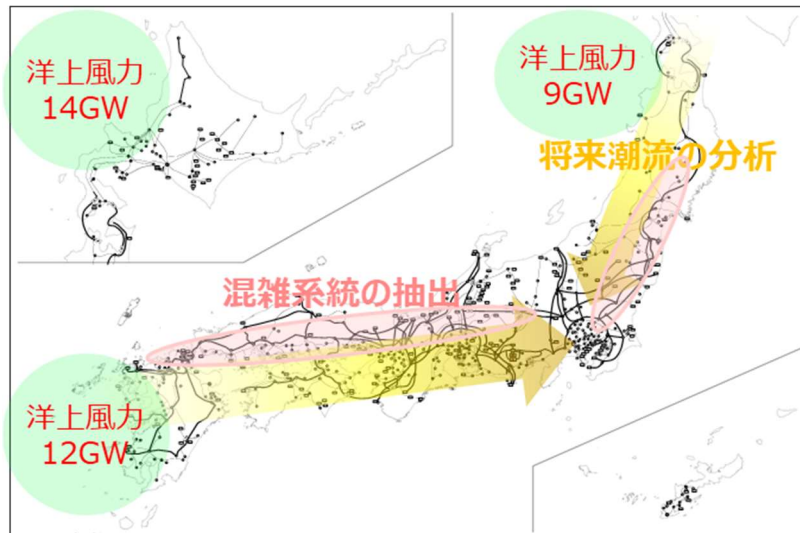


図 4 広域連系系統に関する長期展望（イメージ）

### 3-2 シナリオ設定

広域系統整備に関する長期展望を検討する上でのシナリオ設定の考え方及びそれに基づく前提条件は、以下のとおりである。

#### 3-2-1 シナリオの考え方<sup>13</sup>

長期展望を検討するためのシナリオについては、2050年カーボンニュートラルを見据え、様々な将来の不確実性にも配慮しつつ、状況変化に柔軟に対応し、かつ系統整備のプランとしても連続性のある広域連系系統のあるべき姿を描くことを目的として設定する。

系統増強は需要と電源の立地等のアンバランスを補強する形で行われるものであり、増強方策及び増強規模は需要と電源の立地等のアンバランスの度合いによると考えられる。このため、シナリオを設定するに当たっては需要と電源をどのように設定するかが重要となる。電源は国の政策的議論<sup>14</sup>を参考に再エネの最大限の導入が進むと想定した条件で固定するとともに、需要は国の政策誘導によりある程度一貫性を持って立地誘導や技術革新が進むことを想定しつつも、不確実性を考慮し幅を持たせて設定することとした。

政策誘導等により、需要と電源の立地等のアンバランスが一定程度解消されていくシナリオを「ベースシナリオ」として設定し、国の政策的議論から想定される選択肢の

<sup>13</sup> シナリオの考え方の詳細は別冊（資料編）第2章を参照。

<sup>14</sup> 各電源の設備量については、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（第43回会合）（2022年5月13日）資料1を参照した。



範囲として、アンバランスが大きくなる「需要立地自然体シナリオ」と、更なる需要の立地誘導によりアンバランスが小さくなる「需要立地誘導シナリオ」を複数シナリオとして設定した。このような政策的議論の範囲内でのシナリオの幅に対し、柔軟に対応できるよう系統増強の規模を見極める（図5）。

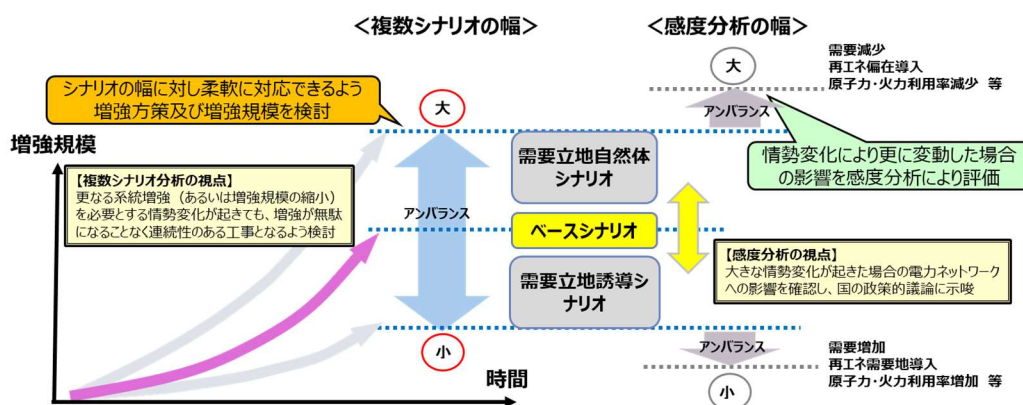


図5 シナリオ設定のイメージ

### 3-2-2 各シナリオの前提条件<sup>15</sup>

長期展望において検討の諸元となる需要及び電源の前提条件は、前述のシナリオ設定の考え方にに基づき設定した。

需要については再エネ余剰を活用する需要のロケーションや EV・ヒートポンプなどの負荷率の変化を想定して設定した。電源については再エネの最大限の導入に取り組むという国の政策的議論を踏まえて、各シナリオにおいて共通の条件<sup>16</sup>とした。

需要及び電源の具体的な設定の考え方については以下のとおり。

#### (需要)

2050年カーボンニュートラルを見据えた電力需要は、供給計画の需要想定における経済見通しを基として、GDPやエネルギー消費の見通し、2050年カーボンニュートラル実現を見据えた国の政策による電力需要の増加を反映するため、「①電力部門の需要（GDP当たり電力量減少に伴う需要減少を考慮）」、「②従来型の非電力部門消費エネルギーの電化に伴う需要増加」、「③脱炭素、エネルギー転換技術に伴う需要増加」の3分類で将来の年間総電力量を想定し、①～③を積上げることで年間総電力量を1.2兆 kWh程度とした（図6）。

また、国の審議会等でも議論されているように2050年カーボンニュートラルの実

<sup>15</sup> 長期展望の前提条件の詳細は別冊（資料編）第3章を参照。

<sup>16</sup> 電源の前提条件は、量・配置・太陽光、風力の出力カーブなど全て同一条件とした。

現に向けては、政策的にも EV や水素製造などの需要側における電力の需給バランスへの活用が相当程度進むと考えられ、将来的な需要カーブの形状も変わる可能性があるため、変化要因となる需要を個別に想定することで需要カーブを形成した。

なお、個別に想定した②及び③に関する需要<sup>17</sup>のエリア配賦は、公表されている実績値等を用いて配賦した。需要の価格弾力性については、高価格帯から低価格帯への需要シフトなど需要カーブを再形成する手法により織り込むこととした<sup>18</sup>。

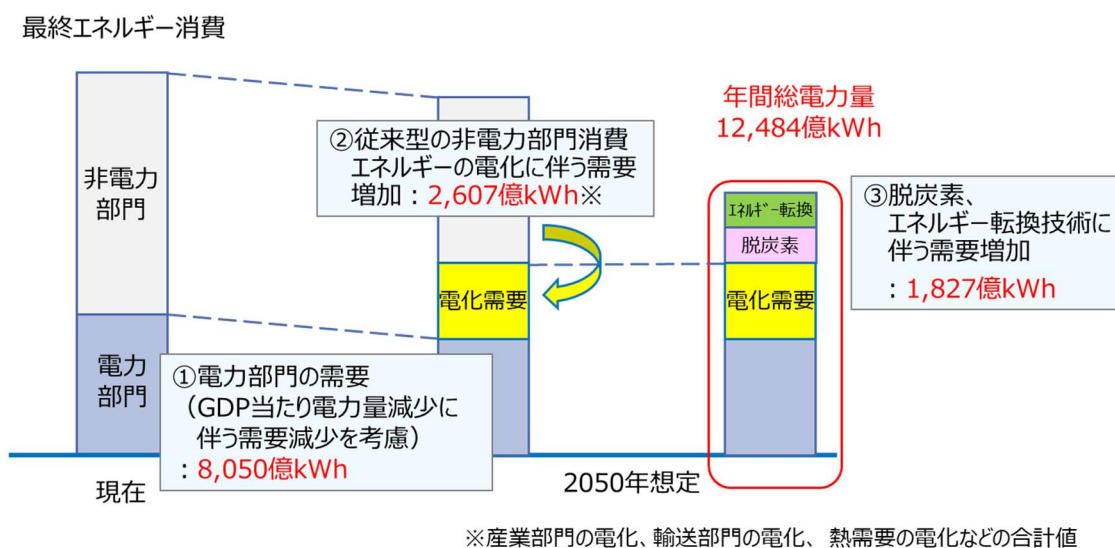


図 6 年間総電力量積み上げイメージ

(電源)

長期展望における電源構成については、第 6 次エネルギー基本計画においても示された国の政策的議論を踏まえ、2050 年カーボンニュートラルを見据えた電源構成とした。具体的には、国の総合資源エネルギー調査会基本政策分科会における基本ケースを踏まえて、発電量の占める割合として、約 50~60%を太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス等の再エネで、また、約 10%を水素・燃料アンモニア発電で、さらに、約 30~40%を原子力と CO2 回収前提の火力とでそれぞれ構成することとしている。

各シナリオにおける具体的な需要及び電源の前提条件については、社会情勢や技術開発動向等の不確実性を考慮し、以下のとおり設定した (表 2)。

<sup>17</sup> 算出根拠等の詳細なデータは別冊 (資料編) 第 3 章を参照。

<sup>18</sup> 需要の価格弾力性の考え方については、別冊 (資料編) 第 3 章を参照。

表 2 各シナリオの前提条件

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

注) 長期展望は、一定の仮定に基づく前提条件による検討結果であり、情勢変化による需要や電源の動向によっては、結果は変わり得ることに留意が必要  
※1 第43回基本政策分科会にて議論のために電力中央研究所から示された参考値

### 3-3 シナリオの系統増強方策と費用便益評価結果

シナリオの前提条件等を踏まえた系統増強方策及び費用便益評価結果は以下のとおりである。

#### 3-3-1 東地域の増強方策<sup>19</sup>

各シナリオにおいて東地域の系統課題を整理し、費用便益評価に基づく増強方策の検討を行った。

##### (1) 東地域の系統課題

東地域は、北海道・東北エリアに、需要をはるかに上回る大量の再エネが導入されることが想定され、その再エネの電気を大消費地である東京エリアへ送るためには、再エネ導入に伴う各エリアの系統課題を考慮した系統増強が必要となる。

<sup>19</sup> 東地域の増強方策の詳細は別冊（資料編）第4章を参照。

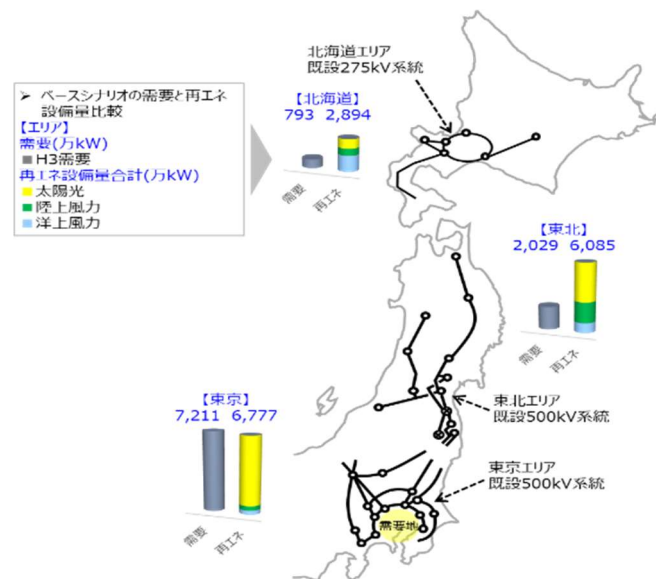


図 7 ベースシナリオの需要と再エネ設備量 (東地域)

(北海道・東北地内基幹系統)

北海道・東北エリアの再エネ導入拡大には、各エリアにおける地内基幹系統の系統増強が必要となるが、混雑している系統を一つ一つ増強すると増強規模が拡大するため、再エネを集約する設備（連系変圧器・開閉設備）を新設して、設備容量が大きい広域連系系統に連系する対策が有効となる。

(北海道地内基幹系統)

北海道エリアでは、既設地内基幹系統の増強では再エネ導入拡大への対応が難しいため、道央に向けた275kV送電線等の新設による増強が必要となる。また、北海道地内基幹系統とHVDCを接続する場合は、大容量のHVDCを接続するとHVDC脱落時に北海道地内において基準を超過する周波数影響が生じるため、周波数影響を許容可能な容量で制約した接続が必要となる。

(東北地内基幹系統)

東北エリアでは、長期展望で想定する再エネの導入見込みが東北北部に導入されると、同期安定性の制約により東北東京間連系線の運用容量が低下し、出力制御など制約が生じるため、既存系統を最大限活用した対策が必要となる。

(東京地内基幹系統)

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

## (2) 東地域の増強方策

系統課題を踏まえて増強方策の検討を行った結果、再エネの電気を効率的に大消費地である東京エリアへ送るために HVDC<sup>20</sup>が必要であり、その増強規模は、ベースシナリオ及び需要立地誘導シナリオでは、B/C 及び再エネ出力制御率から北海道～東北間 600 万 kW、東北～東京間 800 万 kW 程度が有力となった。

需要立地自然体シナリオでは、北海道～東北間 800 万 kW、東北～東京間 1,000 万 kW 程度が有力であり、ベースシナリオから各区分間 200 万 kW 程度の増強規模拡大が必要となった。

なお、増強規模については、費用対効果が見込まれることを前提に、増強による再エネ出力制御率の低減効果も踏まえて選定している。需要立地誘導シナリオでは、シナリオの特徴としてベースシナリオより再エネ出力制御率が低いため、ベースシナリオと同水準の再エネ出力制御率となる増強規模を選択した場合、ベースシナリオよりも増強規模を縮小することも考えられる。需要と電源の両方の政策的な誘導の状況などを踏まえて、長期展望から整備計画を具体化していく中で全体最適となる規模を検討していくことが必要となる。

HVDC 以外の連系線としては、各シナリオ共通で、同期安定性の制約により運用容量が低下する東北東京間連系線の増強について既存系統を最大限活用した上で織り込んでいる。

連系線の増強等により必要となる地内増強は、各シナリオに応じた潮流の増減により、その規模についても増減する結果となった。

HVDC を含む連系線及び地内基幹系統の増強規模に増減はあるものの、どのシナリオにおいても共通する増強方策が存在することから、これをベースに、今後、長期展望から整備計画を具体化していく中で、情勢変化や技術開発の動向等を踏まえ、具体的な増強規模や増強のタイミングの見極めを行っていく<sup>21</sup>。

---

<sup>20</sup> 北海道エリア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、系統増強の考え方にに基づき、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 送電を基本ケースとして検討した。

<sup>21</sup> 国の要請により 2022 年 7 月から 200 万 kW の増強方策を計画策定プロセスにて検討中。

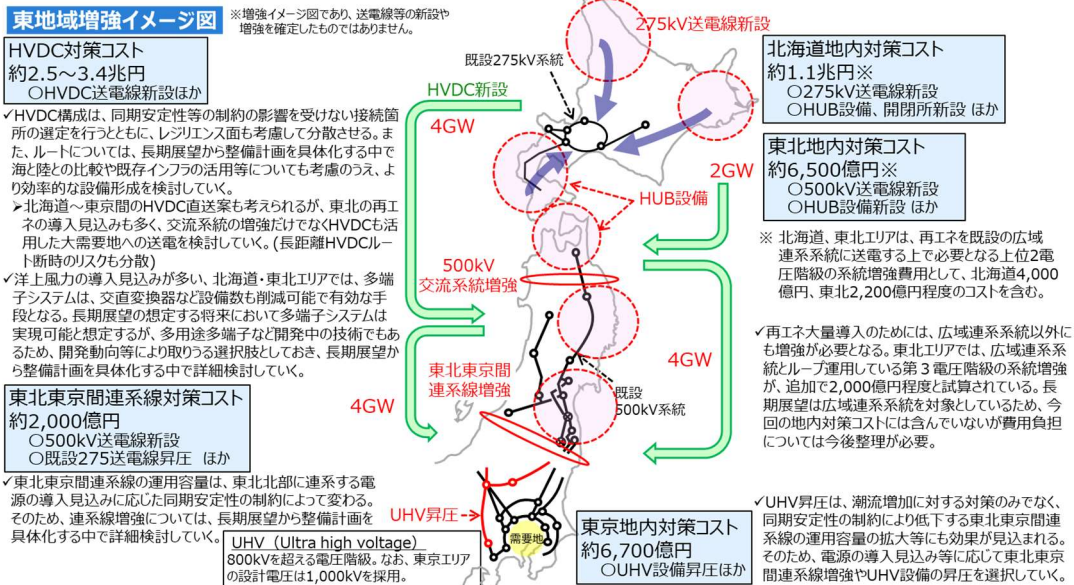


図 8 ベースシナリオの増強方策及び今後の課題（東地域）

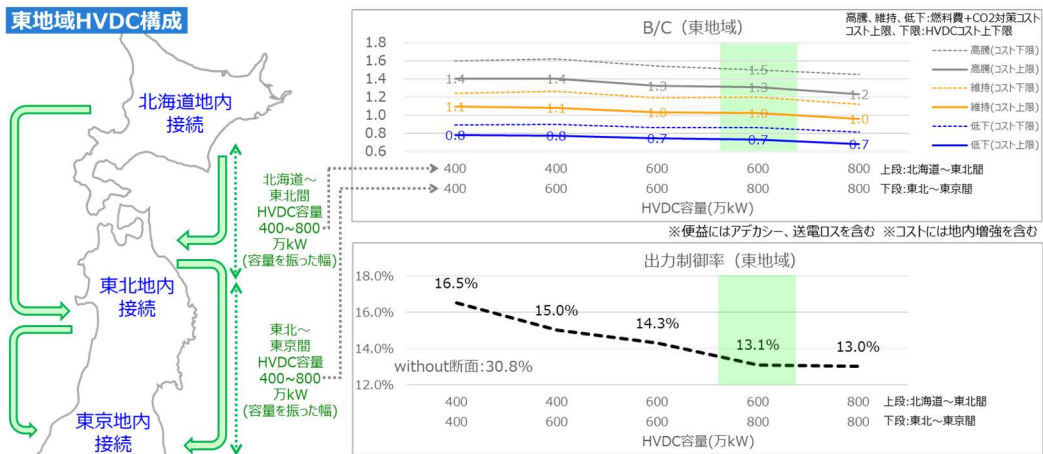


図 9 ベースシナリオのB/C及び出力制御率（東地域）

### 3-3-2 中西地域の増強方策<sup>22</sup>

各シナリオにおいて中西地域の系統課題を整理し、費用便益評価に基づく増強方策の検討を行った。

#### (1) 中西地域の系統課題

九州エリアで導入が見込まれる再エネを大消費地へ送るためには、中国九州間連系線（以下「関門連系線」という。）の周波数制約や中西地域の同期安定性等の様々な系統課題及び運用容量拡大のための技術的課題が存在する。具体的には、各地域間連系線や地内基幹系統において、以下のような課題が存在する。

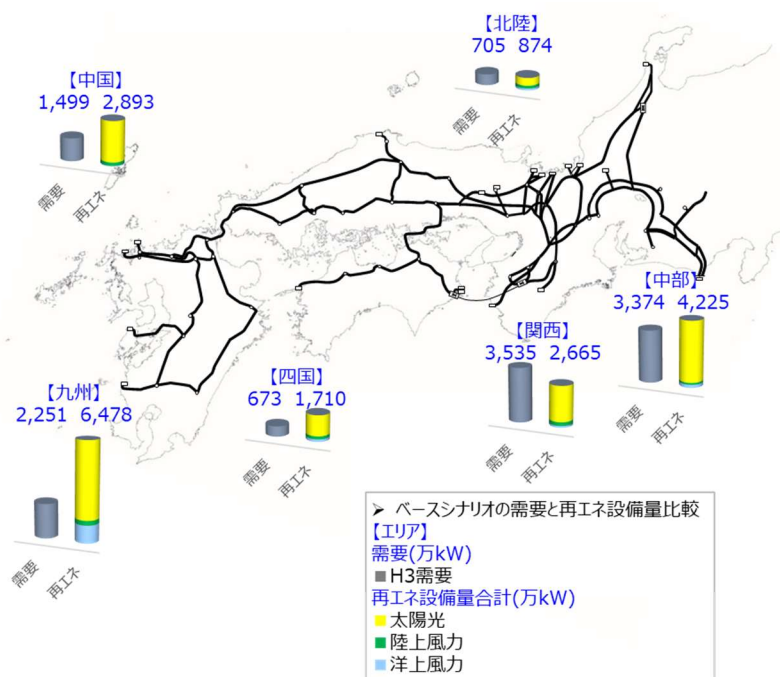


図 10 ベースシナリオの需要と再エネ設備量 (中西地域)

#### (中国九州間連系線)

運用容量を大きく拡大するためには新規ルート構築が必要であり、交流連系の場合には、長距離交流海底ケーブルの製造・敷設に関して技術開発が必要となる。直流連系の場合には、周波数制約が残り、既設関門連系線事故時の交直ルート同時停止リスクへの対処といった課題もある。

また、関門連系線増強の選択肢として、関西四国間連系設備の将来設計<sup>23</sup>を考慮した九州～四国ルートが増強方策も考えられるが、この場合、同期安定性の観点から四国地内の大規模な増強工事が必要となる。

<sup>22</sup> 中西地域の増強方策の詳細は別冊（資料編）第5章を参照。

<sup>23</sup> 関西四国間連系設備（140万kW）は、将来の昇圧（±250kV→±500kV）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。

(関西中国間連系線)

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

(中地域)

工事が中断となっている中部関西間第二連系線新設工事や一般送配電事業者から提案のあった中地域交流ループについては、広域系統整備に関する長期展望を検討する上でのシナリオにおいて、2050年を見据えた場合の効果を改めて確認する必要がある。

## (2) 中西地域の増強方策

中西地域の系統課題を踏まえて増強方策の検討を行った結果、便益に占めるアデカシー便益の割合が高いものの、どのシナリオにおいても、関門連系線の運用容量を拡大した場合、交流、直流ともに280万kW程度まではB/Cが上昇する傾向が見られ、運転コスト<sup>24</sup>次第では $B/C > 1$ となった。このため、長期展望においては、関門連系線の増強規模は280万kW程度を目安とし、周波数制約解消の効果もある交流連系を基本とする。ただし、交流連系にも様々な技術的課題等が存在することから、需要と電源の両方の政策的な誘導の状況などを踏まえて、計画策定プロセスにおいて整備計画を具体化していく中で、直流連系の選択肢や増強規模も含め検討を深めていくこととする。

また、中地域の系統増強（中部関西間第二連系線新設、中地域交流ループ<sup>25</sup>）については、どのシナリオにおいても、関門連系線の増強を前提とした場合において、B/Cが更に上昇する効果が認められた（表3）ことから、中西地域の増強方策として位置付ける。

なお、九州エリアで導入が見込まれる再エネを更に大消費地へ送るためには、関西中国間連系線の運用容量拡大などの系統対策も考えられることから、上記以外の増強方策については、将来、情勢変化が生じた場合の選択肢と位置付ける。

既に2022年7月より計画策定プロセスが開始されている関門連系線及び中地域の増強方策については、どのシナリオにおいても運転コストやHVDCコスト次第では $B/C > 1$ となることを確認しているものの、具体的な増強規模や設備形態については、計画策定プロセスにおいて整備計画を具体化していく中で電源の導入量や配置、需要の見通しを踏まえ費用便益評価を行う等、検討を深める必要がある。

---

<sup>24</sup> 燃料費及びCO<sub>2</sub>対策コストの単価。

<sup>25</sup> 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性の詳細は別冊（資料編）第11章を参照。



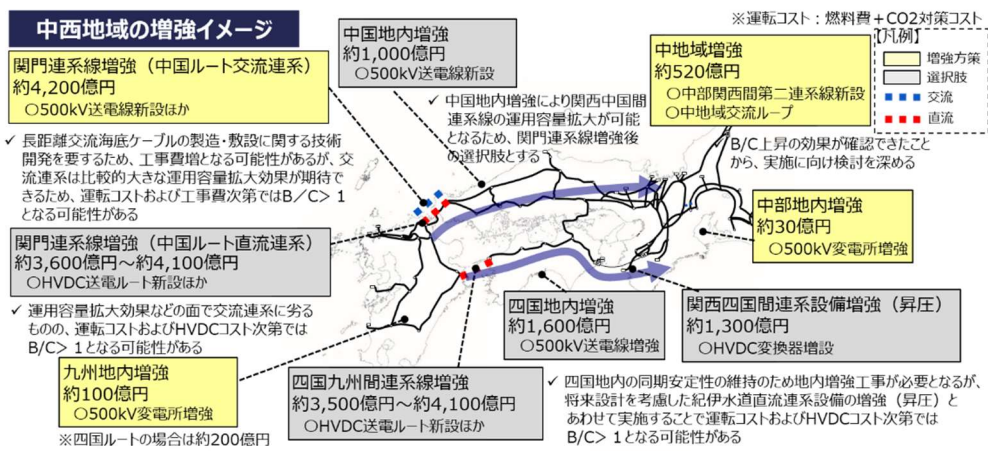


図 11 ベースシナリオの増強方策及び今後の課題（中西地域）

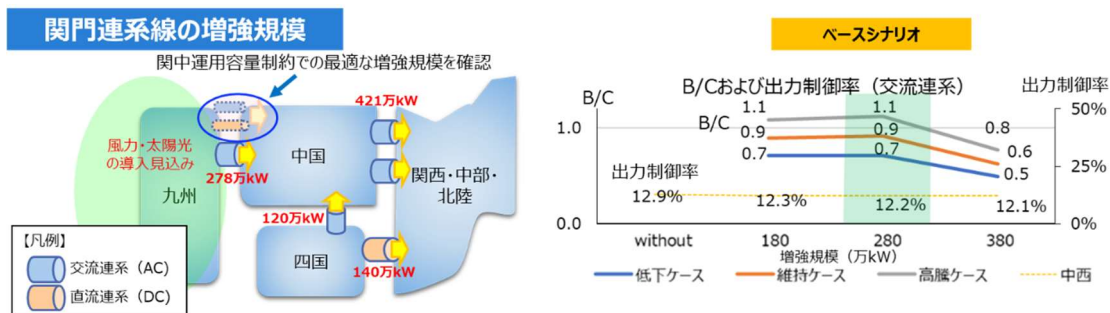


図 12 ベースシナリオの B/C 及び出力制御率（関門連系線）

表 3 ベースシナリオの B/C 及び出力制御率（中地域）

	B/C			出力制御率
	燃料価格低下ケース	燃料価格維持ケース	燃料価格高騰ケース	
増強なし	0.7	0.9	1.1	10.5%
増強あり※	0.8	1.0	1.2	10.4%

※関門連系線増強を前提に中地域増強を実施した場合

### 3-3-3 FC 及び全国の増強方策<sup>26</sup>

各シナリオにおける東地域と中西地域の有望な増強システムを組み合わせ、FC 容量を 300 万 kW<sup>27</sup>から更に+90 万 kW～+270 万 kW の増強を織り込んで費用便益評価を行った。その

<sup>26</sup> FC 及び全国の増強方策の詳細は別冊（資料編）第 6 章を参照。

<sup>27</sup> 増強工事中を含む新信濃 FC60 万 kW、飛騨信濃 FC90 万 kW、佐久間 FC60 万 kW、東清水 FC90 万 kW の合計。

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

FC を増強する場合、平時においては、今回のメリットオーダーシミュレーションによる費用便益評価のように、再エネの導入見込み量の多い地域から大消費地への潮流基調（北海道→東京方面、九州→中部・関西方面）の中で、更に再エネ余剰があれば東西融通を行う効果が期待できるものと考えられる（費用便益評価の中で考慮済み）。

一方で、東日本大震災のような大規模災害等が発生した際には、前回の FC 増強検討（210 万 kW→300 万 kW）の経緯<sup>28</sup>も踏まえれば、電源が脱落している被災エリアに向けて、周波数が異なるエリアからの FC を介した融通量を増加させることが可能となる。今回のシナリオ検討では、省エネや節電の定着を見込むものの、同時にそれを上回るような他のエネルギーからの電化需要を見込んでいることも勘案すれば、万一の災害時における余剰エリアの電源の活用により、被災エリアの需給バランスを保つなど、災害時の安定供給を図るという効果も期待できるものの、その評価手法を確立できていないことから、今回の費用便益評価の中では考慮していない。

さらに、今後の再エネ大量導入による電源構成の変化や、既設電源の発電機会の減少を想定すると、長期的には、東西の需要や気象条件の変化に対する電源立地等のアンバランスが生じる可能性が増えることも考えられる。こうした将来の不確実性も踏まえれば、FC 増強の具体的な規模については大規模災害への対応などの丁寧な検討が必要となるが、今回の検討では、日本全体で見た B/C が運転コスト等次第では+270 万 kW までは 1 を超えていることを確認したことから（図 13）、長期展望においては、B/C の視点から+270 万 kW 増強を目安として位置付けることとした。なお、具体的な増強規模や増強のタイミングについては、今後、政策的な観点も踏まえながら検討を進めていく。

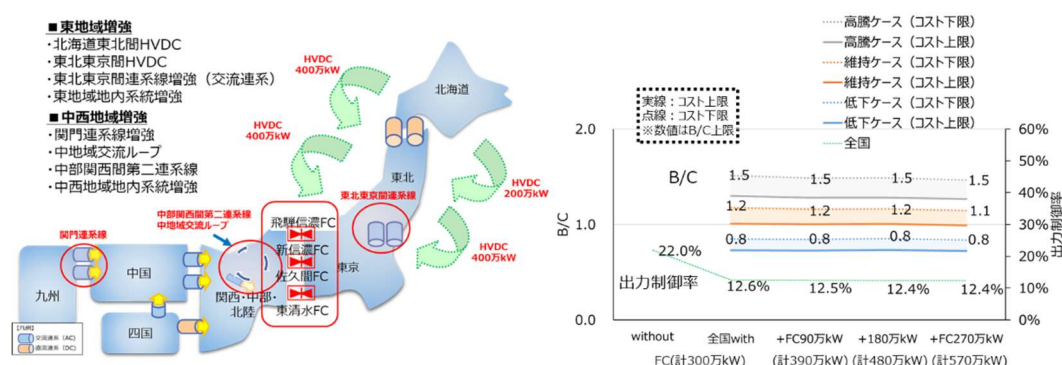


図 13 ベースシナリオの B/C 及び出力制御率（FC 及び全国）

<sup>28</sup> 大規模事故・災害発生時、50Hz 地域あるいは 60Hz 地域それぞれで大規模電源が広域的に停止し供給力が大幅に喪失した際に、東西地域間での電力融通を最大限活用することで被災直後の供給力不足リスクに対応することが可能となると整理した。

### 3-3-4 各シナリオにおける全国の増強方策<sup>29</sup>

各シナリオ分析の結果、需要の立地誘導により、系統増強の投資額が削減され、再エネ出力制御率も低下する傾向となった。また、需要立地自然体シナリオでの HVDC の増強規模拡大や、各シナリオでの地内増強の増減はあるものの、系統増強の基本的な内容（東地域の HVDC 新設、中西地域の関門連系線増強、中地域増強及び FC 増強）は、どのシナリオも共通であることを確認した。

なお、東地域のうち北海道・東北エリアは、シナリオで設定した風力の導入量が全国的に多く、太陽光が発電しない夜間を含め、エリアの需要で消費しきれない電力を大消費地である東京エリアへ送電することとなる。このため、系統増強規模が大きくなり、中西地域と比較して投資額も大きくなったと考えられる。

これらどのシナリオにも共通する増強方策をベースに、今後、長期展望から整備計画を具体化していく中で、情勢変化や技術開発の動向等を踏まえ、具体的な増強規模や増強のタイミング等を見極めを行っていく。

費用便益項目の具体的な分析結果は以下のとおりである。なお、ベースシナリオの場合、再エネ比率<sup>30</sup>47%、再エネ出力制御率 12%にとどまる結果となったが、系統増強以外の施策として再エネの需要地近傍への立地や系統用蓄電池<sup>31</sup>の導入量の増加を想定した場合、再エネ比率 50%と再エネ出力制御率 7%となる結果が得られた（表 4）。この結果から、更なる再エネの有効活用を進めるためには、政策的な立地誘導など、系統増強以外の施策も重要になると考えられる。

#### (1) 貨幣価値指標

（燃料費・CO2 対策コスト）

再エネ設備量の多いエリアの近傍に水素製造や DAC といった需要を誘致することや EV・ヒートポンプといったピークシフト可能な需要のカーブを変化させることにより、再エネがそのエリア内で活用されて連系線潮流が減るため、連系線の増強規模を縮小できるとともに、燃料費・CO2 対策コストの削減効果は減少する傾向となることが確認できた。

（アデカシー）

連系線を増強することにより、電源予備力の削減又は見込み不足電力量の削減が期待できるが、アデカシー便益の大小は、需要に対する連系線の規模によると考えられる。需要立地誘導シナリオでは、再エネ余剰活用需要が再エネに合わせて地域的に偏在するため、連系線増強による効果がベースシナリオや需要立地自然体シナリオに比べてアデカシー便益が増加する傾向となったものと考えられる。

<sup>29</sup> 各シナリオにおける全国の増強方策の詳細は別冊（資料編）第 7 章を参照。

<sup>30</sup> 再エネ比率＝太陽光・風力・地熱・水力・バイオマスの年間発電量(kWh) / 総発電量(kWh)

<sup>31</sup> 本検討では、系統運用のための蓄電池を想定しており、導入量の推計においては EV・PHEV のバッテリー容量を積み上げた数値をもとに試算。

#### (送電ロス)

送電ロスの量(kWh)は系統増強による潮流の増減によって変化する。需要を再エネ近傍に配置することによって再エネの地産地消が進むことから送電ロスの量(kWh)が減少する傾向になると考えられるとおり、需要立地誘導シナリオが最も小さくなることを確認した。

一方、単価(円/kWh)は、需要立地誘導シナリオにおいて再エネ近傍に需要を配置したエリアで、ベースシナリオよりも再エネを抑制する断面が減少し、火力等の発電機会が増加することから、限界費用が上昇する時間帯が発生した。特に東地域においては、送電ロスの量(kWh)の減少より単価(円/kWh)の上昇の影響が大きいことから、全体として需要立地誘導シナリオの送電ロスの費用が最も大きい結果となったものと考えられる。

### (2) 非貨幣価値指標

#### (系統の安定性)

系統増強により、地域間連系線の複線化による周波数安定性の向上、災害時等のバックアップ機能の強化が期待できる。

#### (再エネ出力制御率)

再エネ設備量の多いエリアの近傍に水素製造やDACといった需要を誘致することやEV・ヒートポンプといったピークシフト可能な需要のカーブを変化させることにより、再エネがそのエリア内で活用され、再エネ出力制御率が低下する傾向となることが確認できた。

#### (CO2 排出量)

再エネ比率が最も高く、再エネ出力制御率が最も低くなる需要立地誘導シナリオにおいて、系統増強前後のCO2 排出を伴う電源の発電量がともに少ないため、系統増強前後の差分(With-Without)も少ない結果となった。

表 4 各シナリオの評価結果の比較

分析項目	シナリオ	需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要立地自然体シナリオ
系統増強の投資額※1 (年間コスト※2)		約6.0~6.9兆円 (約0.55~0.64兆円/年)	約6.0~7.0兆円 (約0.55~0.64兆円/年)	約6.7~7.9兆円 (約0.62~0.73兆円/年)
費用便益比 (B/C)		0.6 ~ 1.2	0.7 ~ 1.5	0.7 ~ 1.5
年間便益 (純便益 (B-C))		約3,200 ~ 5,800億円/年 (約▲3,200~300億円/年)	約4,200 ~ 7,300億円/年 (約▲2,200~1,800億円/年)	約4,600 ~ 8,200億円/年 (約▲2,700~2,000億円/年)
燃料費・CO2コスト削減		約3,200 ~ 6,100億円/年	約4,100 ~ 7,400億円/年	約4,600 ~ 8,300億円/年
送電ロス		約▲590~▲350億円/年	約▲430~▲250億円/年	約▲410~▲240億円/年
アデカシー便益※3		約330億円/年	約310億円/年	約310億円/年
CO2削減量		約870万t/年	約2,430万t/年	約2,830万t/年
再エネ比率※4		49% (50%)	47% (50%)	47%
再エネ出力制御率※4		10% (7%)	12% (7%)	13%

※1 偏在する電源等を大消費地へ送電するための連系線等の広域連系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、調整力確保及び慣性力・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占用料等を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。

※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 系統増強による供給力確保量の節減効果

※4 ( ) は系統増強以外の施策として、電源側の立地の最適化等を行った場合の参考値<sup>32</sup>

なお、電源については、再エネを最優先の原則の下で最大限の導入に取り組むという国の政策的議論を踏まえて、各シナリオにおいて同じ条件としていることに留意が必要

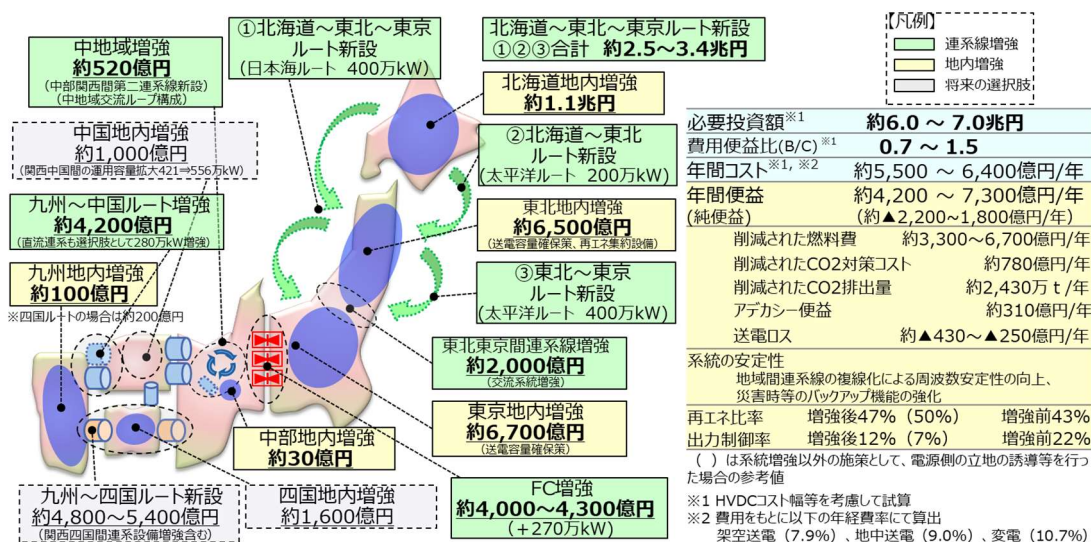


図 14 ベースシナリオの増強方策

<sup>32</sup> 詳細は別冊（資料編）第7章を参照。

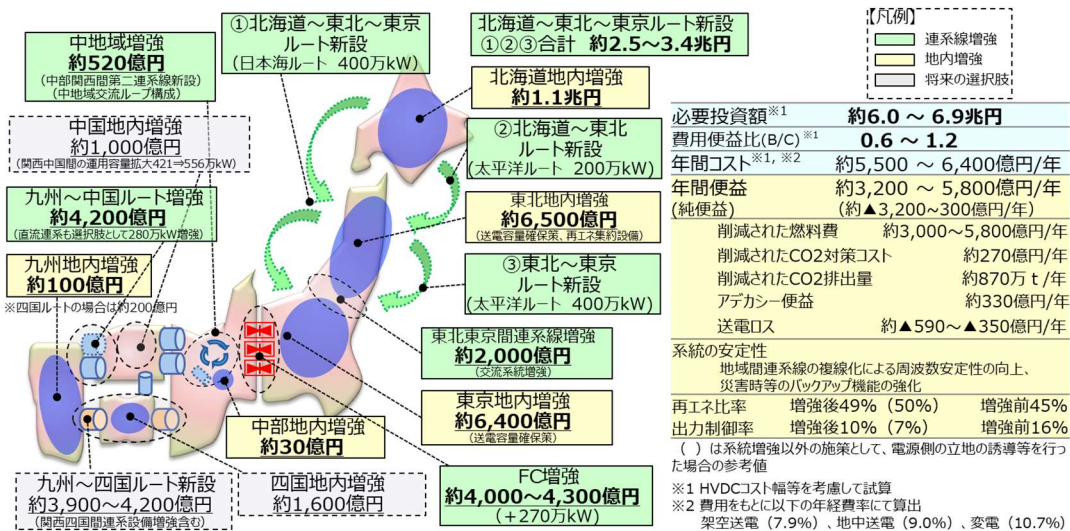


図 15 需要立地誘導シナリオの増強方策

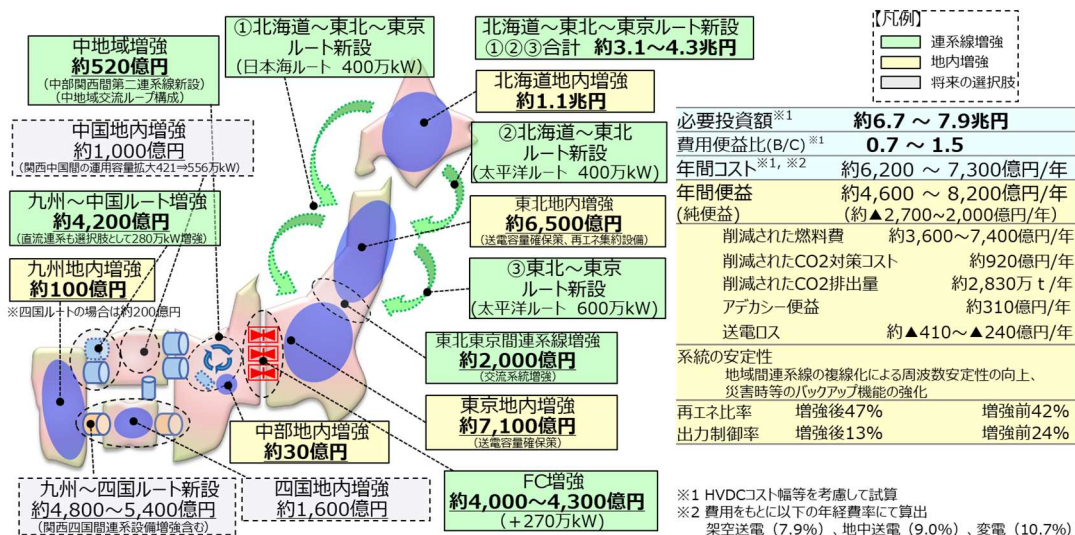


図 16 需要立地自然体シナリオの増強方策

【図 14, 15, 16 における留意事項】

- ・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及び上位2電圧の地内基幹系統の増強コストのみを記載。
- ・再エネ増加に伴う、調整力確保及び慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。また、各エリアで行う需要対策の増強は長期展望の対象外とした。
- ・HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は占用料等を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。
- ・地内基幹系統はN-1電制本格適用による運用容量拡大を実施した上での増強を想定し、N-1電制本格適用は適宜一般送配電事業者が実施していくとして増強前の前提条件へ織り込んだ。
- ・地内基幹系統の増強箇所は、今後の需要及び電源等の動向により変更となる可能性があるため、整備計画の具体化時点での電源の導入見込みで変更有無を確認のうえ計画策定プロセスに向けた検討着手のタイミングと併せて見極める必要がある。

### 3-3-5 調整力・慣性力<sup>33</sup>

今回設定した各シナリオでは再エネ導入量が増大することから現状よりも非常に多くの調整力が必要となる。また、インバータ電源（非同期電源）の増加に伴う同期発電機の並列台数減少により、慣性力が低下するため対策が必要となる。このような調整力や慣性力は再エネ大量導入というシナリオを成立させるための前提条件であることから、対策やコストの規模感等を一定の前提を置いて検討<sup>34</sup>し、必要となるコストは政策目標実現に必要な社会コストとして示すこととした。

#### （調整力）

再エネ導入量が増大する長期展望のベースシナリオにおける調整力必要量を、再エネ設備量及び再エネの時間内変動・予測誤差・出力制御等を踏まえて推計し、それをもとにシミュレーションを実施し検討を行った。

その結果、現状よりも多くの調整力が必要となり、系統整備が行われない場合（Without）の条件において、そのコストは数千億円/年程度の規模感となった。また、系統整備が行われる場合（With）、調整力の広域調達等の影響により  $\Delta$ kW 費用は減少する結果となった。一方、系統増強に伴い再エネの出力制御が減少して発電量が増加することから、その予測誤差等が増えることで、結果的に kWh 費用は増加する結果となり、全体の調整力費用は With の方が増加する傾向となった。

#### （慣性力）

再エネ導入量が増大する長期展望のシナリオにおいては、インバータ電源（非同期電源）の増加に伴い、同期発電機の並列台数減少による慣性力の低下が懸念される。そのため、ベースシナリオの代表断面における周波数変化率（RoCoF）や感度係数<sup>35</sup>をシミュレーションにより算出し、それを踏まえて慣性力の確保状況を確認した。

その結果、慣性力が不足する時間があり、系統整備が行われない場合（Without）の条件において、その対策コストは数百億円/年程度の規模感となった。また、系統整備が行われる場合（With）、広域連系系統の増強による同期化力の向上や潮流状態等による同期化力の変化によって、慣性力の対策コストは Without に比べて With の方が減少する傾向となった。

---

<sup>33</sup> 調整力・慣性力の詳細は別冊（資料編）第8章を参照。

<sup>34</sup> 調整力・慣性力の検討は調整力及び需給バランス評価等に関する委員会にて実施。検討結果は、第81回委員会の資料2及び3にて整理。

<sup>35</sup> 各エリアの慣性力が電源脱落エリアの RoCoF 低減にどの程度寄与しているかの割合。

これらの結果については、対策コストの規模感を把握するために様々な前提を置いた上での試算であるため、前提条件が変化すれば算定結果も異なることに留意が必要である。また、系統増強の有無により調整力・慣性力確保に係るコストが変わり得るため、今後の調整力・慣性力に関する技術面や制度面等の議論を踏まえて費用便益評価への織り込みを必要に応じて検討していく。

なお、再エネ大量導入に伴う調整力・慣性力の確保に向けて、火力・揚水以外の調整力リソースの活用やインバータ電源による疑似慣性力等についても検討が進められており、これらの検討を踏まえ、再エネ大量導入に必要な社会コストの低減にも取り組んでいく必要がある。

### 3-4 感度分析

系統増強規模は、需要と電源の「量」、「配置」、「8,760時間のカーブ」のアンバランスの度合いにより定まると考えられる。

今回、需要については、国の議論を踏まえた需要側対策の政策誘導をそれぞれのシナリオに反映し、電源については、再エネの最大限の導入に取り組むという国の政策的議論を踏まえて、各シナリオにおいて共通の条件とした。

感度分析は、シナリオの政策的論点を踏まえた範囲に加えて、社会情勢といった不確実性を含む要因による系統増強への影響を確認するため、各シナリオにおける系統増強の方策は固定した上で、需要と電源のそれぞれにおいて、一定の変化を各シナリオのWithout及びWithの双方に発生させることにより、その変化によるB/C、再エネ出力制御率及び再エネ比率への影響を分析した。

感度分析に当たって、複数の要因が同時に変化した場合の影響を確認するためには膨大な組み合わせを総当たりで検討する必要があるため、今回は単一の要因のみを変化させた。これにより、複数の要因を同時に変化させた場合とは異なり、要因間の相互関係を排することができるため、その要因が単独で与える影響について推し量ることができる。

#### 3-4-1 感度分析の結果<sup>36</sup>

感度分析において、表 5 に示す要因をそれぞれ変化させた結果を以下に示す。

---

<sup>36</sup> 感度分析の結果の詳細は別冊（資料編）第9章を参照。



表 5 系統増強へ影響すると考えられる変動要因

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

※1 DAC等の配置には、回収・貯留の適地などCO2回収に必要な様々な要素の検討が必要であるが、本検討では、系統増強の視点から検討しているものであり、最適な立地を示すものではない  
 ※2 個別電源が接続する系統により増強規模への影響は一概に評価できず、それぞれの増減によりアンバランスを打ち消す方向となる  
 注) 自然変動電源の出力特性の年度間のバラつきについては、引き続き取り扱いを検討する

(電力需要)

各シナリオにおいて電力需要 (kWh) を±20%の変動幅で変化させた場合の分析を行った (図 17)。

その結果、電力需要 (kWh) の増加に応じて、近傍の需要で消費される再エネが増加したため、再エネ出力制御率が低下した。これにより、連系線利用率が減少したため、B/C も低下した。再エネ比率は、火力等の再エネ以外の発電量が増加したことから相対的に低下した<sup>37</sup>。

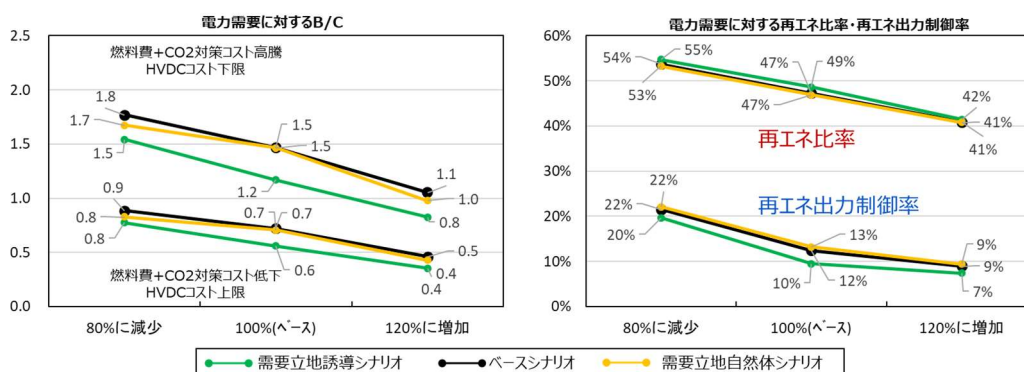


図 17 電力需要 (kWh) の感度分析

<sup>37</sup> 需要を 20%増加させた場合、ベースシナリオを例にすると、再エネ出力制御が一切発生しない理想的な状況でも、その時の再エネ比率はベースシナリオの 0.9 倍程度まで低下する。

## (再エネ)

各シナリオにおいて再エネ (kW) を±20%の変動幅で変化させた場合の分析を行った (図 18)。

その結果、再エネ (kW) の増加に応じて、再エネ比率が増加し、火力等との差替の機会が増加することから、B/C も上昇した。再エネ出力制御率は、需給上及び系統制約上の再エネ抑制が増えることから上昇した。

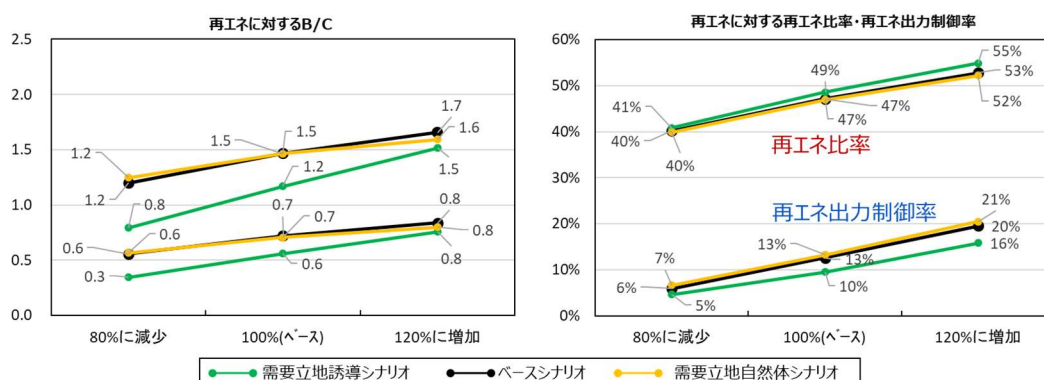


図 18 再エネの感度分析

## (太陽光発電ロケーション)

各シナリオにおいて、太陽光発電のロケーションを変化させた場合の分析を行った (図 19)。具体的には、需要地近傍の場合として各エリアの需要比率で配置し、偏在の場合として各エリアの無居住化面積比率<sup>38</sup>で配置し、この2つの場合の分析を行った。

その結果、需要地近傍に配置した場合、地産地消により再エネの活用が増加するため、再エネ比率が上昇し、再エネ出力制御率は低下した。また、連系線利用率が減少するため、B/C が低下した。

一方で、偏在して配置させた場合には、系統制約上の再エネ抑制が拡大することから、再エネ出力制御率が増加し、再エネ比率は減少した。また、偏在に伴い、連系線増強の効果が大きくなることから、B/C は上昇した。

<sup>38</sup> 別冊 (資料編) 第9章を参照。

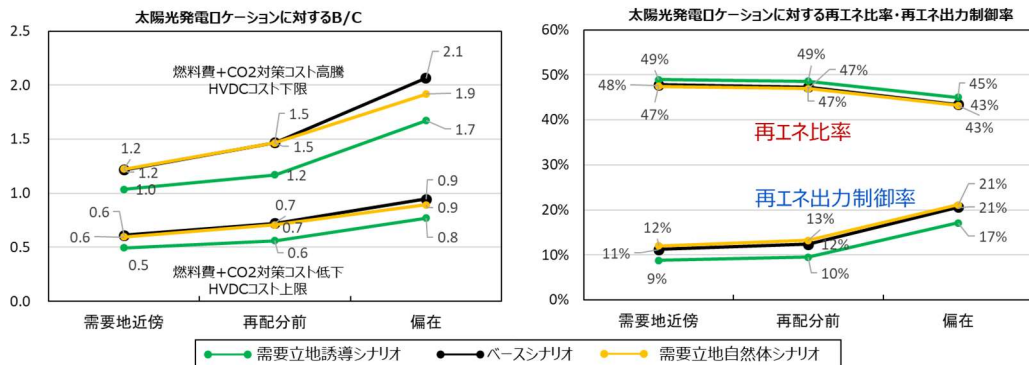


図 19 太陽光発電ロケーションの感度分析

(洋上風力発電ロケーション)

各シナリオにおいて、洋上風力発電のロケーションを変化させた場合の分析を行った(図20)。具体的には、需要地近傍の場合として、2040年までに30GW~45GWの案件形成を目標としている洋上風力発電導入量<sup>39</sup>のうち、30GWと45GWの差分である15GW分を東京、中部及び関西の3エリアに需要比率で分配し、偏在の場合として、同15GW分を北海道、東北、北陸、中国、四国及び九州に45GW時点での設備量比率で分配し、この2つの場合の分析を行った。

その結果、需要地近傍に配置した場合、地産地消により再エネの活用が増加するため、再エネ比率が上昇し、再エネ出力制御率は低下した。また、連系線利用率が減少するため、B/Cが低下した。

一方、偏在して配置した場合、配分量が相対的に小さいため、B/C等への影響は限定的であった。

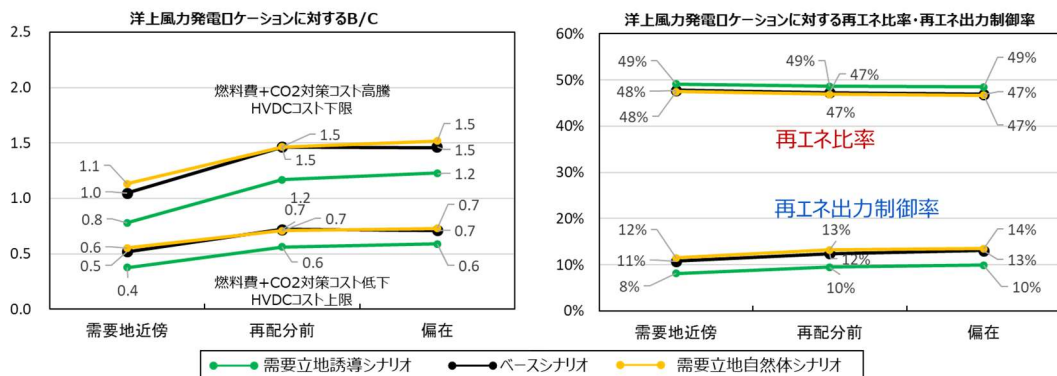


図 20 洋上風力発電ロケーションの感度分析

<sup>39</sup> 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会(第2回)(2020年12月)資料2-1

その他の系統用蓄電池、水素・アンモニア発電、原子力発電及び火力発電の感度分析の結果は、電力需要や再エネに比べて、B/C、再エネ出力制御率及び再エネ比率への影響は限定的であった。

また、各シナリオの感度分析結果を比較すると、ほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。

### 3-4-2 感度分析からの考察

感度分析の結果、B/C等への影響が比較的大きい要因は、電力需要(kWh)、再エネ(kW)及び再エネロケーションの3つであることを確認した。このため、これらの要因の変動が系統増強規模に影響する可能性があると考えられる。

したがって、長期展望から整備計画を具体化していく中では、国のエネルギー政策を踏まえた電源等の開発・導入の動向や水素製造、DACCS等の技術開発も含めた電力需要の動向を適切に踏まえる必要がある。

感度分析では、系統の増強規模を固定しているため、太陽光発電、洋上風力発電のロケーションを需要地近傍に設定した場合は地産地消が進み、連系線利用率が減少することからB/Cは低下する。これは、連系線利用率の観点から増強規模を縮小できる可能性があるとも解釈できる。つまり電源を需要地近傍へ誘導することで、ネットワーク投資を削減できる可能性があるものと考えられる。

このような視点から、系統増強においては需要と電源の両面から最適なバランスを追求していくことで、電力システム全体として最適な方向に向かうと考えられる。

### 3-5 今後の検討課題

今回のシナリオ分析では、電源の立地等は各シナリオ間で固定の上で、需要の立地等を変動させることで、電源と需要の立地等のアンバランスが電力ネットワークの増強方策及び増強規模に与える影響を分析し、各シナリオにおいて必要となる系統の増強方策及び増強規模を確認した。

また、感度分析により、需要や電源の立地等が変動した場合のB/C、再エネ出力制御率及び再エネ比率への影響を確認し、今後、需要だけでなく電源の立地誘導により、更なる再エネの有効活用や系統増強の効率化が可能となることが確認できた。

ベースシナリオと需要立地誘導シナリオを比較すると、その系統増強規模に大きな差は確認されていないが、需要立地誘導シナリオは、ベースシナリオより再エネ出力制御率が低いため、再エネ出力制御率がベースシナリオと同水準となる増強規模とした場合、増強規模を縮小できることも考えられる。長期展望から整備計画を具体化する上では、政策を踏まえた需要と電源の立地状況などを考慮し、全体最適となる系統の増強規模を検討していくことが必要となる。

2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、需要と電源に不確実性がある中で、今

後の政策や技術開発、社会実装等により需要と電源の立地等の動向が変化し、必要な系統増強も変動する可能性がある。長期展望は、将来取りうる増強方策を選択肢として示すとともに、複数シナリオにより系統増強の可能性についても幅を持って示すものであり、今後の政策や技術開発の動向等を踏まえ、必要に応じて見直しを行い、更なる高度化に向けた検討が必要である。

今後の広域系統長期方針の見直しに当たっては、今回の検討において明らかとなった検討課題などを踏まえ、更に検討を深めることとする。

#### (シナリオ分析の高度化)

長期展望における電源構成や配置については、国の政策的議論を踏まえて固定し、感度分析の中で情勢変化による影響を確認した。今後の再エネ出力制御率の見通しや発電側課金の導入、市場価格シグナルによる立地インセンティブの付与などにより、長期的な電源配置等が今回設定したシナリオにおける想定と乖離していく可能性も考えられる。今後のエネルギー政策の動向を注視しつつ、必要に応じてシナリオを軌道修正するなど、シナリオ分析の精緻化や高度化を図る。

#### (費用便益評価の精緻化)

今回、調整力・慣性力に係るコストについては、再エネ大量導入という政策目標実現に必要な社会コストとして示したが、系統増強によってコストが変化する可能性もある。その他にも、系統増強の有無によってコストや便益が変化する可能性のある項目もあり得ることから、技術的及び制度的な議論状況や海外事例も踏まえて、より精緻な費用便益評価に向けて検討していく必要がある。

#### (感度分析の高度化)

感度分析で扱った需要及び電源の各変動要因については、今後の国の政策的議論も踏まえ、次の見直しでは、感度分析で扱うのではなく、必要に応じてシナリオに反映させるかを検討することが課題となる。その際には、前提として、系統増強へ影響すると考えられる変動要因を、シナリオと感度分析のどちらで扱うかの整理も必要と考えられる。

また、今回の感度分析では、各変動要因<sup>40</sup>をそれぞれ独立して機械的に変化させ分析を行ったが、各変動要因を独立に変化させるのではなく、複数要因を組み合わせて恣意性を排除するため総当たりで感度分析を行うことも考えられる。その際、複数要因を組み合わせた結果が示す内容によっては、シナリオへ反映させることも考えられる。

感度分析については、国の政策的議論も踏まえつつ、一層有意義な分析結果となるよう、シナリオ設定と一体的に検討していく必要がある。

---

<sup>40</sup> 系統用蓄電池の配置など変動要因の対象についても検討を深める必要がある。

#### 4. 長期展望の具体化に向けた取組

今後、広域連系系統のあるべき姿の実現を図るべく、長期展望から整備計画を具体化するに当たっては、まずは、系統混雑を前提とした系統利用の在り方（日本版コネクト&マネージ）の仕組みが定着し、現在から将来にわたる系統混雑を把握した上で、系統混雑を改善する系統増強の効果が定量的に評価できるような環境整備が求められる。

あわせて、既設系統の高経年化設備の更新計画が適切に策定されることも求められる。

その上で、それらを踏まえた広域連系系統のあるべき姿として、長期展望と整合を取って個別の整備計画を具体化していく必要がある。

これら長期展望から整備計画を具体化するに当たっての具体的な取組事項については、国の審議会や本機関の広域系統整備委員会等でも既に検討が開始され、広域系統長期方針を策定した5年前から導入済みのものもあるが、長期展望の具体化に向けた取組として重要な機能を担っていることから、これらを含めて以下のとおり詳述する。

##### 4-1 ネットワーク利用の高度化（日本版コネクト&マネージ）

送電線の新設などの系統整備には10年オーダーの長期の時間を要する。このため、喫緊の課題である再エネ導入量の拡大に対応するためには、必要な系統整備は進めつつも、それと並行して既設設備を有効活用することが重要となる。これに資する取組として、本機関では「日本版コネクト&マネージ」を検討・推進してきた。

##### 4-1-1 背景

従来、電源を新たに接続する際、接続先の流通設備に空容量がなければ、当該流通設備を増強し、送電容量を拡大した上で電源接続を行うことを原則としてきた。一方で、この設備増強には多大な費用がかかることに加え、増強に時間を要する分、電源の接続が遅れるとの課題があった。このため、再エネ導入量の拡大を促進していく上では、設備増強に頼らず既設設備を有効活用することにより、安価かつ早期の電源連系拡大を実現することが必要となった（図21）。



図 21 コネクト&マネージの必要性について

#### 4-1-2 導入する3つの取組

系統利用におけるこうした背景のもと、既設設備の有効活用に資するものとして、本機関は「想定潮流の合理化」、「N-1 電制」、「ノンファーム型接続」の3つの取組を提唱・推進してきた。これら3つの取組を1パッケージとして「日本版コネクト&マネージ」と命名しており、それぞれの概要は表6及び図22のとおりになる。いずれも、再エネを始めとする電源の早期連系や連系拡大へ効果を発揮していることを確認している。

なお、2022年4月からの全基幹系統を対象にしたノンファーム型接続の適用に続き、2023年4月からはローカル系統においてもノンファーム型接続の適用を前提とした系統アクセスの受付を開始予定。

これにより、2023年4月以降は、接続先の電圧階級や空容量の状況にかかわらず、新規連系電源はノンファーム型接続が原則となる（ただし10kW未満の低圧を除く）。これらノンファーム型接続の推進により、更なる効率的な系統利用の実現を目指していく。

表6 日本版コネクト&マネージの取組概要

取組	概要
想定潮流の合理化	自然変動電源の実績に基づく出力評価や需要に応じた電源の稼働の蓋然性評価等、実態を考慮した潮流を想定し、系統の評価を行うことで空容量の拡大を図る。
N-1 電制	流通設備のN-1故障時に瞬時に発電を制限（電制）する仕組みを導入することで、従来はN-1故障時のために確保していた緊急時容量を平常時にも活用し、既設の流通設備の容量を拡大する。
ノンファーム型接続	平常時においても出力抑制することを前提に、設備増強せずに新規電源を系統に接続し、系統に空きがある時には運転を認める新たな電源接続の考え方。

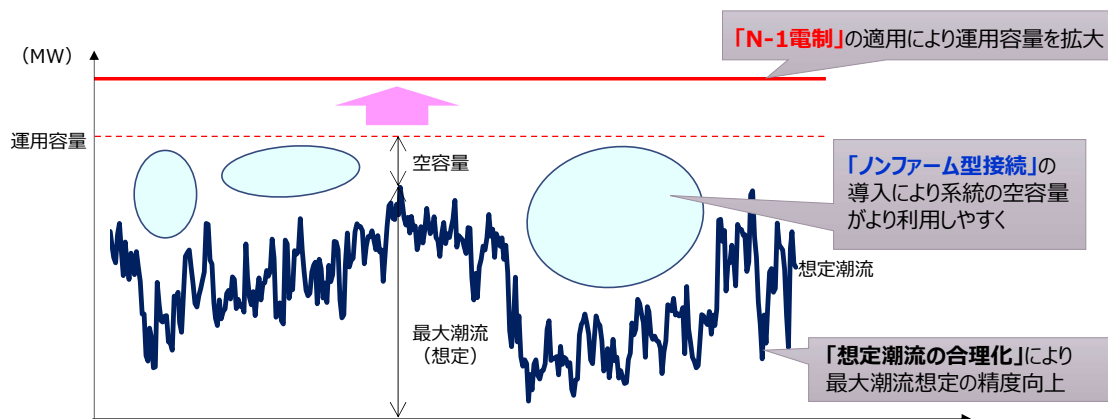


図22 日本版コネクト&マネージの潮流イメージ

また、本来、電源を接続する系統は、新たな増強工事をしなくとも、その電源の価値（経済性や安定供給の価値等）を最大限発揮できるようにすることが社会コスト低減につながる。電源の価値には、CO2 排出量を削減する環境への価値、安定供給上、調整力としての価値や供給力としての価値など様々な価値があり、そのいずれもが不可欠なものではあるが、平常時において、社会コストへの影響が最も大きいのは、卸電力市場における kWh 価格である。このため、混雑管理においては、S+3E を大前提に、再エネのような限界費用の安い電源の価値を最大限活用できるようにする仕組み（メリットオーダーに基づく系統利用）が望ましい。

系統混雑を前提として適切な設備形成を考えていく場合、電源運用をこれまでの先着優先からメリットオーダーに変え、kWh 価値を最大化する混雑管理を実現することで、結果として事業者への価格シグナルにつながる。混雑管理の仕組みの中で、価格シグナルに基づいた事業者自らの選択により、自然と適切な系統に適切な電源が接続される（系統と電源が最適化される）ようにすること、すなわち、「価格シグナルに基づく電源の新陳代謝」を促すことも重要となる。

広域系統整備に関する長期展望においては、電源の導入見込みから将来の電源想定を実施し、広域連系系統の混雑状況を踏まえ、費用便益評価等に基づき広域連系系統の増強要否や増強規模を検討した。

今後は、基幹系統のみならずローカル系統においてもノンファーム型接続に基づく混雑前提の設備形成となり、費用便益評価等に基づく増強がされていくこととなる。

今後、再エネを中心とした電源の導入拡大に伴い系統混雑の進展が見込まれる中、混雑系統における S+3E 等を考慮したメリットオーダーに基づく系統利用と価格シグナルによる電源の新陳代謝の実現が目指すべき姿となる(図 23)。

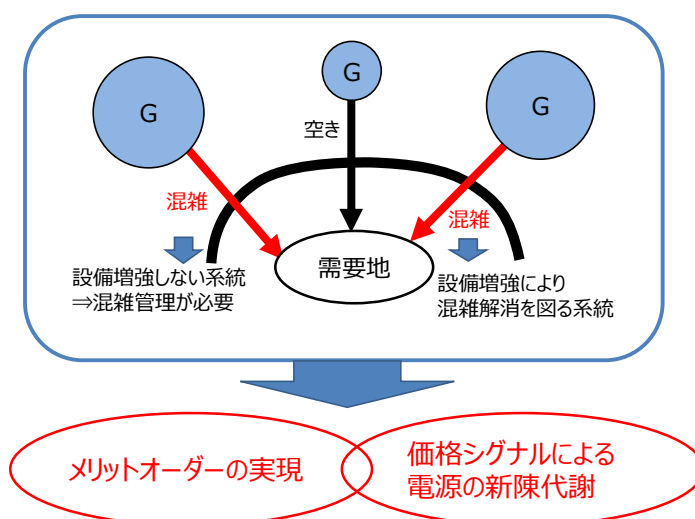


図 23 系統利用における目指すべき姿



#### 4-1-3 目指すべき姿を実現するための系統利用ルールの変遷

##### ①地域間連系線：間接オークション 2018年10月～

地域間連系線については、従来から平常時であっても系統混雑の発生を前提としている（図24）。混雑時の連系線利用の考え方は、2018年度の間接オークション導入により、それまでの先着優先による系統利用の考え方から、メリットオーダーに基づく系統利用の考え方へ見直された。

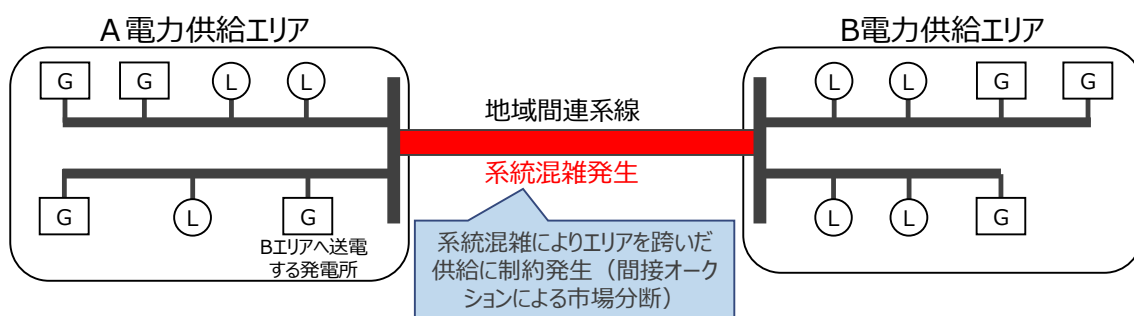


図 24 地域間連系線の混雑による系統制約

##### ②基幹系統：ノンファーム型接続 2021年1月～

2021年1月より地内基幹系統を対象とし、平常時の系統混雑を前提とした電源接続（ノンファーム型接続）の受付が開始された。ノンファーム型接続では、系統混雑発生時は、後着者であるノンファーム型接続電源（以下「ノンファーム電源」という。）が一律で抑制される（図25）。

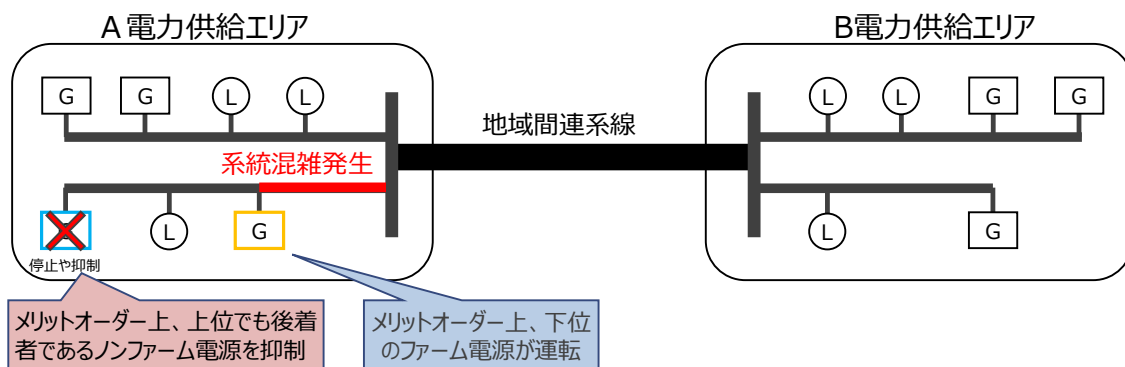


図 25 基幹系統の混雑による系統制約

##### ③基幹系統：再給電方式（調整電源の活用） 2022年12月～

ノンファーム型接続では、新規電源つまり後着者であるノンファーム型電源を一律で出力制御することで、基幹系統の設備増強をせず、新規電源の早期接続を可能とした。一方、後着者であるノンファーム電源の一律制御では、ノンファーム電源とし

て接続した、再エネなど限界費用の安い電源の価値が活用しきれない問題がある。このため、限界費用の安い電源がその価値を発揮する系統利用ルールへの変更を目的に、基幹系統の混雑管理方式として、2022年12月から調整電源を活用した再給電方式が導入された（図26）。

再給電方式（調整電源の活用）の導入に伴い、混雑系統において限界費用の高い調整電源からメリットオーダーに基づき抑制されるため、再エネなど限界費用の安い電源の価値を活用することができるようになる。

再給電方式は、混雑を解消するため、混雑系統において、一般送配電事業者が調整電源の抑制を指示、電源抑制に伴い不足した電力を、非混雑系統の調整電源の上げ調整により電力の同時同量を確保する。

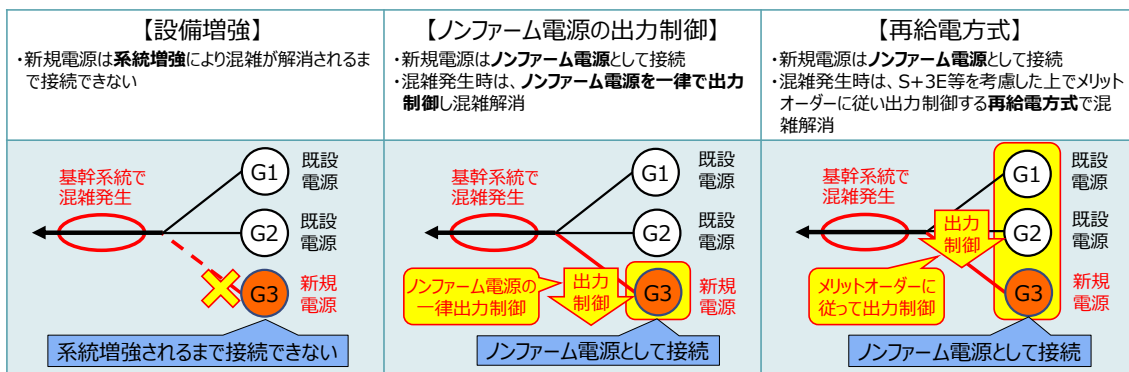


図 26 混雑管理方法の概要

④基幹系統：再給電方式（一定の順序）2023年12月～

基幹系統における調整電源を活用した再給電方式は、調整電源により系統混雑を処理できる量には限界があるとともに、調整電源がない系統も存在するため、適用できない系統もある。そこで、そのような系統においても限界費用の安い電源がその価値を発揮できるよう、調整電源以外の電源も一定の順序により出力制御し混雑を解消する再給電方式（一定の順序）を、2023年12月下旬より導入する予定（表7、8）。

表 7 基幹系統における再給電方式（一定の順序）における出力制御対象

送電系統		配電系統	電圧階級	連系電圧
送電系統	基幹系統	ローカル系統	特別高圧 (7000V～)	50万, 27.5万, 22万V 18.7万, 13.2万V
			高圧 (600V～ 7,000V以下)	15.4万, 11万, 10万V 7.7万, 6.6万V 3.3万, 2.2万V
配電系統			高圧 (600V～ 7,000V以下)	6600V
			低圧 (600V以下)	200, 100V

電源種別	ファーム型接続	ノンファーム型接続
調整電源	出力制御対象	出力制御対象
一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等	出力制御対象	出力制御対象
バイオマス（専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く））	原則、出力制御なし	出力制御対象
自然変動電源（太陽光、風力）	原則、出力制御なし	出力制御対象
地域資源バイオマス（出力制御困難なもの）及び長期固定電源	原則、出力制御なし	出力制御対象

表 8 基幹系統における再給電方式（一定の順序）における出力制御順

出力制御順	出力制御方法
① 調整電源の出力制御※1	メリットオーダー
② ノンファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等の出力制御	一律
③ ファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等の出力制御	メリットオーダー
④ ノンファーム型接続のバイオマス（専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く））の出力制御	一律
⑤ ノンファーム型接続の自然変動電源（太陽光、風力）の出力制御	一律
⑥ ノンファーム型接続の地域資源バイオマス（出力制御困難なもの）及び長期固定電源の出力制御	一律
⑦ 暫定ノンファーム型接続の（専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く））の出力制御	一律
⑧ 暫定ノンファーム型接続の自然変動電源太陽光、風力の出力制御	一律
⑨ 暫定ノンファーム型接続の地域資源バイオマス（出力制御困難なもの）及び長期固定電源の出力制御	一律

※1 揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の貯蔵装置の充電を含む

⑤ ローカル系統：ノンファーム型接続 2023 年 4 月～受付開始

基幹系統において適用されているノンファーム型接続をローカル系統まで拡大することにより、更なる再エネの普及とその有効活用が期待されている。このため、2023 年 4 月よりローカル系統の混雑に対するノンファーム型接続の受付を開始し、ローカル系統の混雑管理開始に向けた検討を進めている。

4-1-4 今後の検討課題（市場主導型の混雑管理に向けて）

ノンファーム型接続における再給電方式の導入に伴い、S+3E 等を考慮したメリットオーダーに基づく系統利用は実現可能となる。一方、再給電方式における混雑処理費用や N-1 電制のオペレーション費用が一般負担となっているため、新規電源が混雑系統を回避して開発される効果は限定的となる。このため、今後は市場による約定結果に基づき混雑管理を実施する市場主導型の混雑管理ルールを導入を次のステップとして位置付け、事業者が混雑系統を回避するインセンティブが働くよう価格シグナルに基づく電源の新陳代謝を促すことも重要となる。

市場主導型の混雑管理では、混雑管理に必要な 3 つの情報である「系統の空容量」、  
「電源の利用量」及び「抑制順位を判断するための情報」を基に系統運用者が発電所の  
出力を決定し混雑処理を行うため、系統運用者がこれらの情報を適切に把握する必要  
がある。また、混雑処理を市場の約定結果により行うこととなるため、全ての電力取引  
は市場を介して行うプール制の導入が選択肢となり得るが、この場合には、相対取引の  
取扱いや同時同量の仕組みの在り方などの検討が必要となる。さらに、需給調整と系統  
運用を一体で行えるようなシステムが必要であることや市場システムとの情報連携も  
必要となるため、これらを実現するためには、膨大な費用と時間がかかることが予想さ  
れる。このため、今後の混雑状況も踏まえ、将来的には市場主導型の混雑管理ルール  
の導入を念頭に、目指すべき姿の実現に向けた検討を進める（図 27、28）。

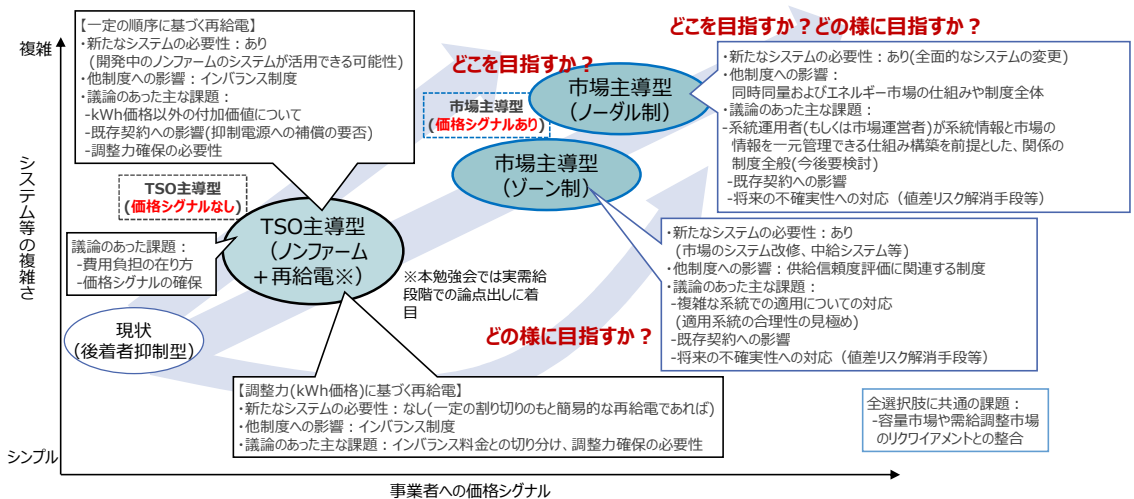


図 27 混雑管理方式の課題と論点

- 抑制判断：市場入札結果等に基づく系統制約を考慮した経済負荷配分(SCED)※により決定
- 抑制のタイミング：スポット市場後、リアルタイム市場への入札があった都度、実需給10分前
- 抑制対象：市場約定しなかった電源（SCEDの結果により決定）
- 抑制方法：市場での未落札電源が自然体に停止（SCEDの結果により稼働されないとされた電源が停止）
- 抑制分の電源調達者：系統運用者が市場から調達 混雑費用負担者：事業者

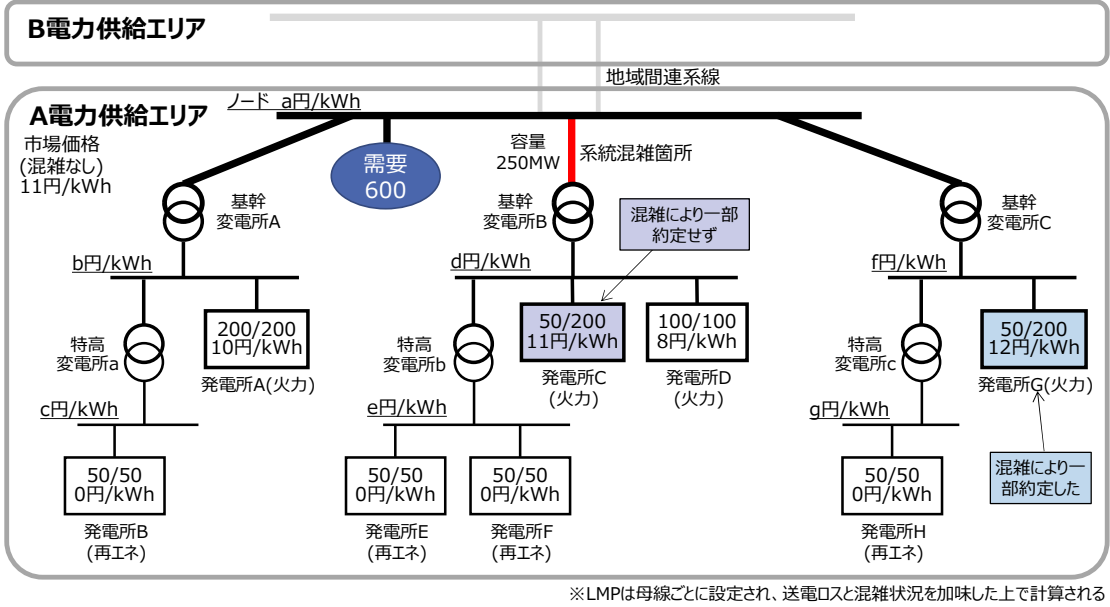


図 28 市場主導型混雑管理 (イメージ)

(注) PJM の仕組み (市場運営者と系統運用者が同一) を念頭に全ての電気が市場で取引されるとした場合のイメージ

## 4-2 高経年化設備の適切な更新（高経年化設備更新ガイドライン）

高経年化が進む流通設備の適切かつ合理的な設備更新を計画的に推進するために、リスク評価等について標準的な方法を定め、高経年化設備更新ガイドライン（以下「ガイドライン」という。）を策定した。

### 4-2-1 ガイドラインの策定

一般送配電事業者の設備保全は、これまでの故障後に対応する事後保全（BM）や設備の施設年数に基づく定期計画保全（TBM）という考え方から、設備の状態に基づく状態監視保全（CBM）の考え方へと移行してきたが、各一般送配電事業者は、それぞれの経験や知見を踏まえて個別に設備更新の必要性を判断してきた。

今後、高経年化が進む大量の流通設備を計画的に更新していくに当たっては、設備更新に関する手法の統一など、設備更新の必要性に対するアカウントビリティの向上が求められる。

こうした現状を踏まえ、今後は、膨大な高経年化設備に対して、10社共通の指標（リスク量）を用いて、適切かつ合理的に設備更新を判断するリスクベースメンテナンス（RBM）へ高度化していく必要がある（図29）。

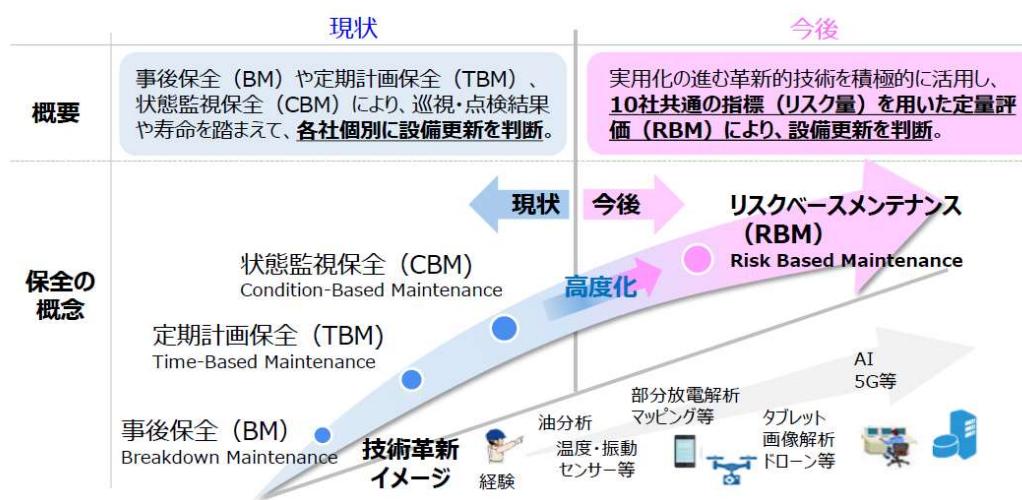


図 29 設備更新の高度化のイメージ

設備が有するリスク量は、故障確率と故障影響度の積として定義し、そのリスク量を設備ごと（鉄塔1基や変圧器1台ずつ）に算定するように定めた（図30）。

一般送配電事業者が高経年化対応に係る設備更新計画を策定するに当たって、このリスク量を用いて各設備の状態把握や更新の優先度を検討するための指標（目安値）として活用できるように、2021年12月にガイドラインを策定した（図31）。

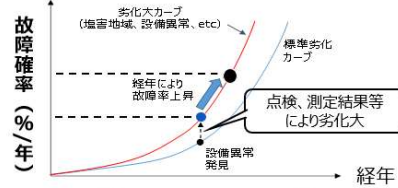
<設備リスク量の算定式>

リスク量 = 各設備の故障確率 × 故障影響度

用語	本ガイドラインでの定義
故障	設備劣化により機能不全となる状態
故障確率	故障が発生する確率 (%/年)
故障影響度	故障が発生した場合の影響 (円※)

※各影響度を金額換算（定量化）した値であり、実際の更新費用とは異なる

[横軸：故障確率イメージ]



[縦軸：故障影響度の概念]

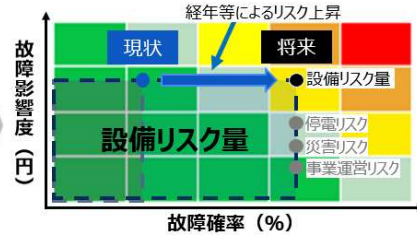
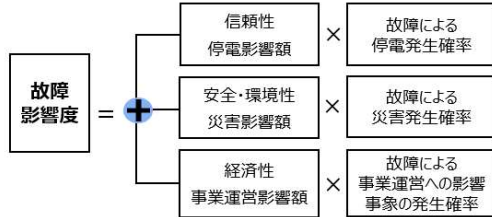


図 30 リスク量算定の基本的な考え方

<設備保全から設備更新計画策定までの流れ>

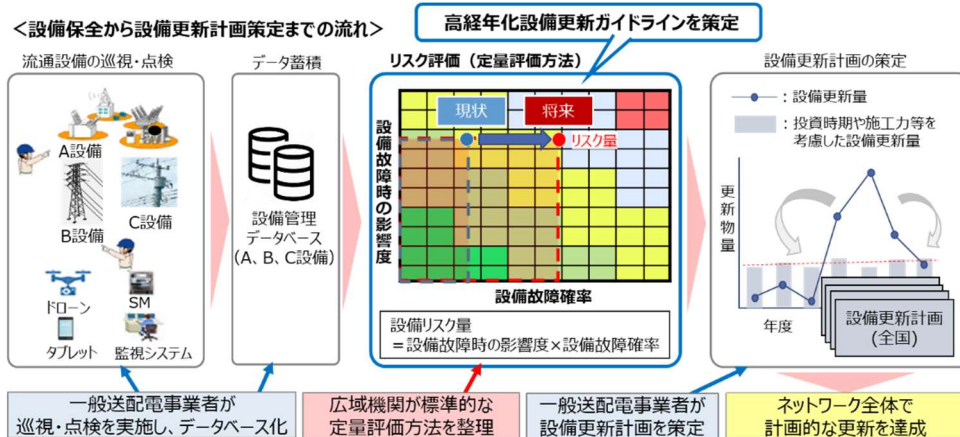


図 31 設備保全から設備更新計画策定までの流れ

4-2-2 ガイドラインの評価結果の分析と設備更新計画への適用

ガイドライン策定に当たっては、試行版を策定し、一般送配電事業者において実際に適用できるものか、また有識者による客観的な視点での確認を行い、取りまとめを行った。

① 一般送配電事業者における確認結果

ガイドラインに基づき、各一般送配電事業者における実設備の劣化データ等を用いて、主要設備 9 品目（表 9）の故障確率や故障影響度等を算出できること、また一般的に考えられる経年劣化等の傾向を捉えたものとなっていることを確認した。10 社共通の各種係数値の設定が可能であり、リスク量を用いた新たな高経年化設備更新の仕組みが一般送配電事業者において適用できるものであることを確認した(図 32)。

表 9 リスク量の算定対象設備

設備区分	安定供給への影響※2	経年対策設備 (資産単位物品)	事後評価対象 (現行の料金制度)	リスク算定対象設備 (第一規制期間の対象)	[参考] イギリス※5	
工務設備 ※1	影響大 ↑ ↓ 影響小	鉄塔	○	○	○	
		電線	○	○	○	
		ケーブル	○	○	○	
		変圧器	○	○	○	
		遮断器		○	○	
		キューピクル			○	
		がいし・架線金具類			○	
		断路器				
		管路				
		リレー・TC類				
		リアクトル				
		コンデンサ				
配電設備 ※1	影響大 ↑ ↓ 影響小	電柱	○	○	○	
		電線		○		
		ケーブル		○		
		柱上変圧器		○		
		柱上開閉器				
		地中変圧器			○	
		地中開閉器			○	
		変流器				
		整流器・蓄電池				
		SVR、引込線				
		カバ-率※3		40~80%※4	60~90%※4	60~70%
		[参考] 品目数		5品目	9品目	10品目

※1 設備区分  
工務設備：主に66kV以上設備  
配電設備：主に6.6kV以下設備

※2 安定供給への影響  
停電に直結する、もしくは設備物量の大小を表すものである。ただし、あくまでも相対的なイメージを表したもので、各経年対策設備を影響の大小の順番で並べたものではない。

※3 カバ-率の定義  
全設備の経年対策設備工事に対するリスク算定対象設備の経年対策工事の費用割合

※4 日本のカバ-率  
一般送配電事業者の2018年度実績より算出（四捨五入値）

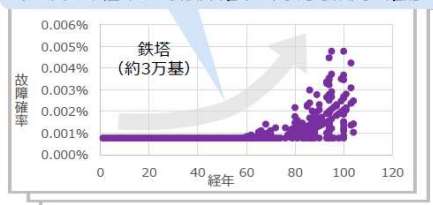
※5 イギリス  
[リスク算定対象設備]  
・イギリスのガイドライン(CNAIM)で規定されている設備であり、イギリスDNOが保有する設備の内、日本国内に存在する設備のみ抽出  
[カバ-率]  
・カバ-率については※3と同義であり、イギリスDNOへの聞き取りによるもの。またイギリスDNO独自に保有する設備も含んだ値

項目	一般的に考えられる傾向
故障確率の算出	① 経年小設備の故障確率 < 経年大設備の故障確率 ② 現在の故障確率 < 将来の故障確率
故障影響度の算出	③ 郊外・山間部設備の影響度 < 都市部設備の影響度 (1) 停電影響度 (2) 災害影響度 ④ 電圧階級低の設備の停電影響度 < 電圧階級高の設備の停電影響度 (1)(2)工務設備と配電設備（停電発生確率考慮なしあり） (3)同一設備種別

<確認内容例>

① : 1事業者における故障確率の算出

全設備（9品目）の故障確率を推計してグラフにプロットし、経年により故障確率が高くなる傾向を確認



③ : 1事業者における地域別の停電影響度の算出

全設備（9品目）の停電影響度を算出し、都市部の方が郊外・山間部より停電影響度が大きい傾向を確認

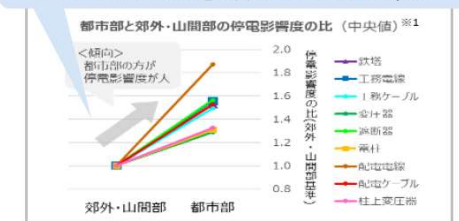


図 32 一般送配電事業者による確認結果

② 有識者による確認結果

一般送配電事業者における試行を踏まえ、ガイドラインのリスク量の算定方法について、専門的な視点を持つ有識者に確認した結果、各種係数が一定の知見に基づき設定されており、日本の実態に則した形で設備が有するリスクを客観的に評価できるものとなっていることを確認した（表 10）。



表 10 有識者による確認結果

<ガイドラインの確認内容および各有識者>

確認の切り口	有識者/確認に必要な知見	確認結果
[全体] リスク量の算定	IEC TC123 ※ 国内委員会	・アセットマネジメント ・国際標準化等、 海外における取組状況
[個別] 故障確率の 算出 (各係数値等)	電力中央研究所	国内外の 送配電設備実態
[個別] 故障影響度の 算出 (各係数値等)	損保関連 保険会社および コンサルティング会社	一般的な災害影響 (損害額等)

※ IECの技術専門委員会として2016年に設置（日本が幹事国）され、電力流通設備のアセットマネジメントの標準化等について活動。

一般送配電事業者及び有識者によるガイドライン試行版の確認結果を通じて実際に流通設備のリスクを客観的に評価し、一般送配電事業者において適用できることを確認した。

これらの結果が得られたことを踏まえ、高経年化する流通設備に対し、適切かつ合理的な設備更新を推進するため、各一般送配電事業者は、ガイドラインを活用し、各設備のリスク量（設備の故障確率×故障影響度）を評価した上で、そのリスク量や施工力等を踏まえて工事物量を算定し、設備更新計画の策定を行う。

また本機関においても、流通設備の健全性確保の観点から、これらの取組が円滑に実施されるよう的確にサポートしていく。

#### 4-2-3 今後の検討課題

今後、広域連系系統のあるべき姿を実現していくためには、流通設備の高経年化が進む中でも、国民負担を抑制しつつ、レジリエンスを確保する観点から、高経年化設備を適切かつ合理的に更新し、流通設備を維持していくことが求められる。

これらの実現のために、ガイドラインは、より幅広い流通設備に対する精緻なリスク量の算定と適切な更新物量の算定の考え方を定めることにより、一般送配電事業者による設備更新計画の策定を支援するべく、継続的に高度化していく必要がある。

ガイドラインは出発点として現時点での知見を最大限織り込んだものであるが、今後、深掘りすべき課題もまだ残っている。

より流通設備の実態を適切に反映できるよう、リスク量算定の高度化（9品目以外の物品へのリスク量算定対象設備の拡大、コストも踏まえた適切なリスク量の考え方等）、故障確率の精緻化（故障実績等のデータ取得・蓄積、係数への反映等）や故障影響度の精緻化（停電コストの更新、電源への影響反映等）などに向けた検討を進める。

### 4-3 個別の整備計画の具体化

#### 4-3-1 整備計画の具体化の位置付け

広域系統整備に関する長期展望は2050年を見据えて今後増強が望ましい系統を全国大のパッケージとして示したものであり、継ぎ接ぎのない設備形成を実現するためには、今後導入が見込まれる電源を踏まえ、増強規模や増強のタイミングを見極める必要がある。整備計画の具体化は、長期展望の全体の増強方策のうち、整備計画としてどの増強方策（個別計画）から計画策定プロセスを開始すべきかの判断をする（計画策定に向けた検討着手のタイミングを見極める）ステップとして位置付けられる（図33, 34）。

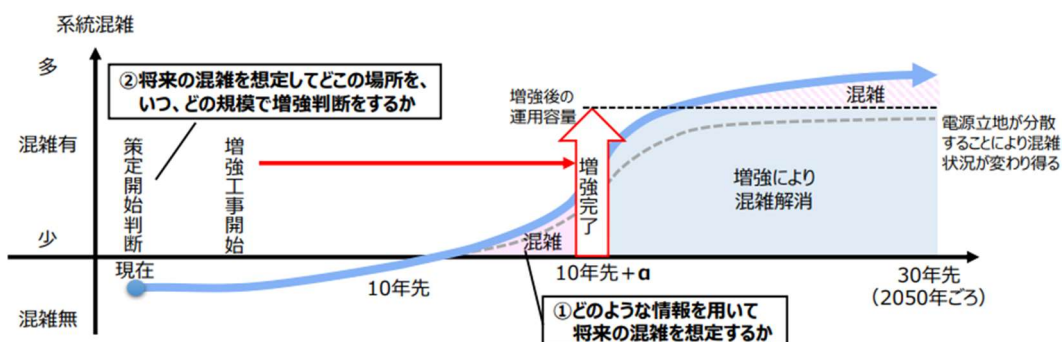


図 33 整備計画の策定開始判断のステップ

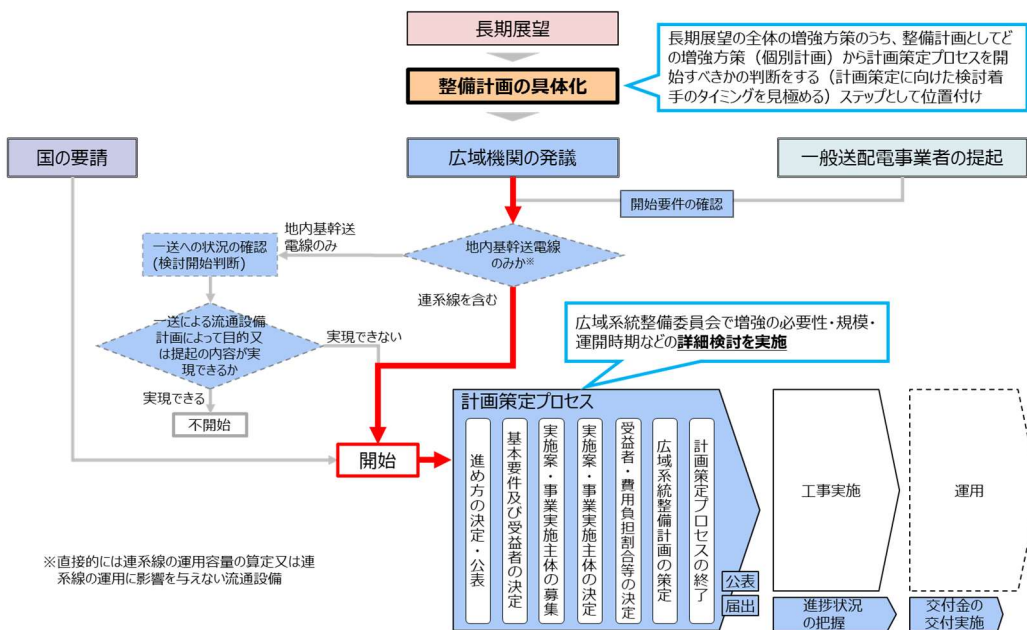


図 34 長期展望から整備計画を具体化する流れ

長期展望における電源構成やロケーションは、国の政策的議論も踏まえながら一定の仮定をもとに設定したものであり、整備計画の具体化においては、具体的な電源開発の動向も考慮する必要がある。

このため、系統増強を判断する時点の費用便益評価は、非効率な増強とならないように、一定程度実現性がある電源を想定する必要がある（図 35）、系統増強に必要な期間も勘案して 10 年より先を見越して、電源等の開発動向調査を実施するとともに、政策実現の観点も踏まえることが重要である。

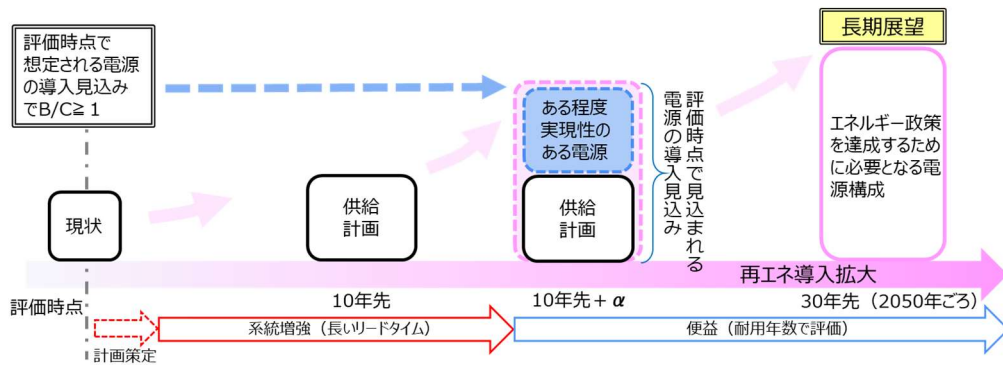


図 35 電源の想定の概要

#### 4-3-2 電源等開発動向調査

前述のとおり、整備計画の具体化に当たって系統増強のタイミングを判断するためには、一定程度実現性のある将来の電源等の開発動向を把握する必要がある。

本機関が供給計画で把握している 1,000kW 以上の発電所の新增設の計画（10 年間）や海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（平成 30 年法律第 89 号）に基づき国が指定する区域での洋上風力の開発動向を基礎に置きつつ、供給計画では捕捉できない足元の 1,000kW 未満の電源や、10 年目以降の開発を検討している電源に対しても動向を把握し情報を補完していくことで（図 36）、的確な系統増強による便益の算出につなげる。

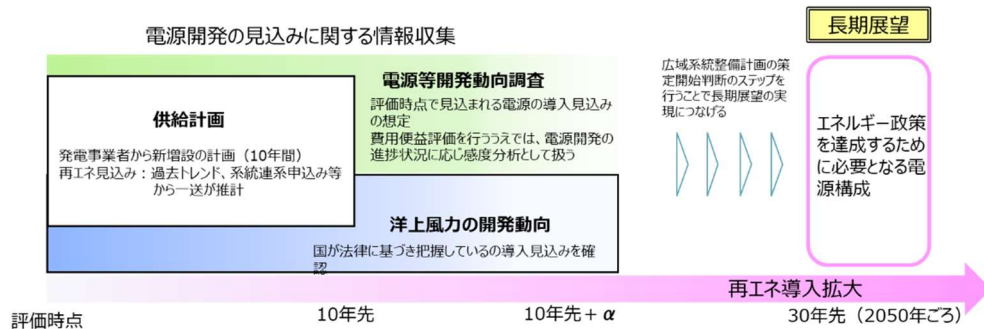


図 36 具体的に想定する電源

(2021年9月～11月調査結果について)

発電設備等<sup>41</sup>を設置（開発）<sup>42</sup>予定の事業者を対象に2021年9月21日（火）～2021年11月19日（金）の期間で電源等開発動向調査を実施した。

電源等開発動向調査等により、洋上風力及び陸上風力を中心に、2022年度供給計画（10年度目設備量：約35,000万kW）以外に約2,800万kWの再エネ電源が積み増された。なお、電源等開発動向調査等の電源の導入見込み量には、回答がなかったものの国や一般送配電事業者によって把握している電源を追加している。また、供給計画との重複している案件を排除するとともに、地点が重複していると思われる案件についても、重複を排除している。

また、一定程度実現性のある将来の電源として、整備計画の具体化の際に織り込む電源としては、電源開発については「④基本計画」、アクセス検討については「事前検討段階」より先のものとした。これらの電源については、供給計画以外に2,800万kW程度の電源の導入見込みが確認され、電源の将来の動向を把握する上での有効性を確認できた。なお、今後の電源開発の進捗によっては、現時点で、企画段階や机上検討段階といったものについても、一定程度実現性のある将来の電源の対象となる可能性があるため、長期展望から整備計画を具体化していく中では、継続して調査の結果を確認していく必要がある。

表 11 電源等開発動向調査（一定程度実現性のある将来の電源等）の範囲

電源開発 アクセス検討	未申請	事前検討段階	接続検討段階		契約申込段階	契約締結段階
		一括開始申込段階	一括接続検討段階	一括再接続検討段階	一括契約申込段階	一括契約締結段階
①企画・構想						
②机上調査						
③現地調査						
④基本計画						
⑤地域説明						
⑥事業計画立案						
⑦関係法等の手続き						
⑧事業計画認定申請			電源等開発動向調査に含める範囲			
⑨事業計画認定						
⑩発電設備等の発注						
⑪工事中						
⑫試運転						

<sup>41</sup> 発電設備等には系統用蓄電池を含む。系統用蓄電池とは、電力ネットワーク（発電所から送配電まで、電力に関するシステム全体のこと）につないで利用される大規模な蓄電池（電力が余った時には蓄電し、電力が不足した時には放電することで、電力の需給バランス改善や再エネの導入可能量の増加を目的とするもの）。

<sup>42</sup> 調査対象は、供給計画において届出している案件を除く、50kW以上の発電設備等の設置（開発）予定の案件（企画・構想段階の案件も調査対象）。既設発電所において、50kW以上の増設予定の案件を含む。

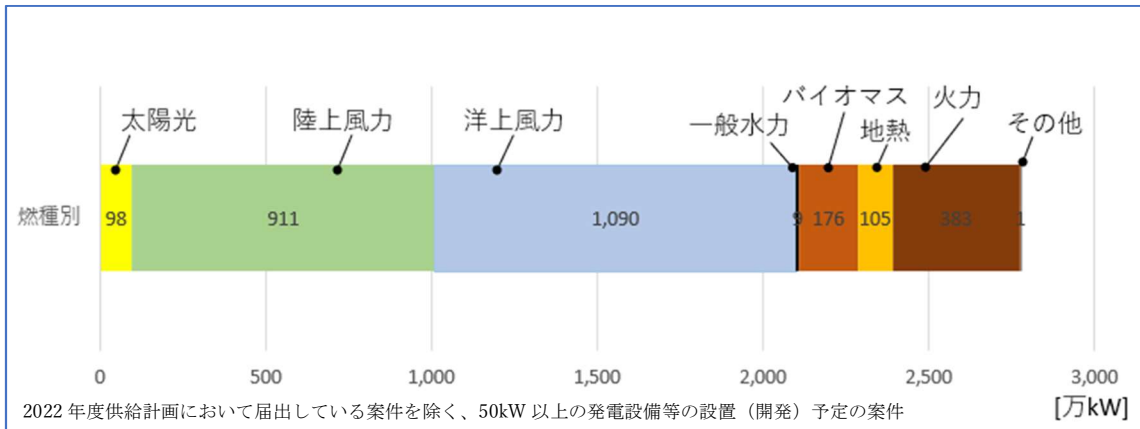


図 37 電源等開発動向調査等（一定程度実現性のある将来の電源等）の結果

#### 4-3-3 整備計画の具体化に当たっての評価方法

前述のとおり、整備計画の具体化は、長期展望で示された全体の増強方策のうち、整備計画としてどの増強方策（個別計画）から計画策定プロセスを開始すべきかの判断<sup>43</sup>をする（計画策定に向けた検討着手のタイミングを見極める）ステップとしての位置付けとなる。

整備計画の具体化に当たっては、過去の知見<sup>44</sup>も生かしつつ、評価時点で把握している電源の導入見込みを基に、長期展望の全体の増強方策との整合性や連続性及び既存系統への影響、同期安定性による運用容量制約等を勘案しながら、整備計画の対象となる個別の増強方策について費用便益評価を行うことで、具体的な増強規模や増強のタイミングを見極めていくこととなる（図 38）。

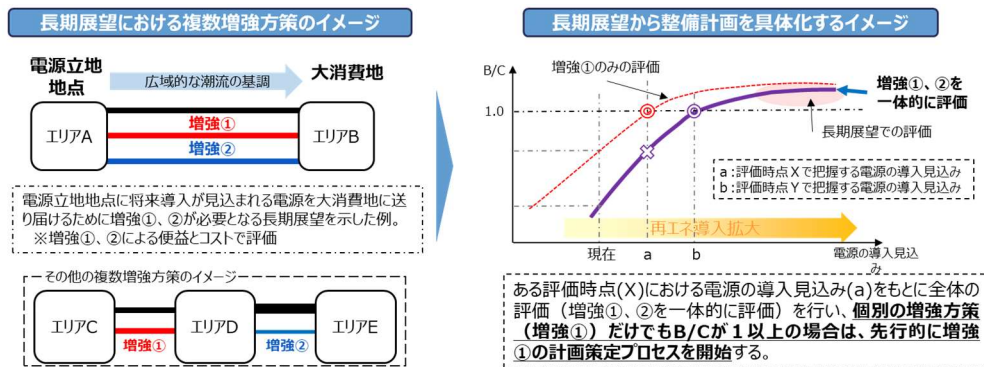


図 38 評価方法の概要

<sup>43</sup> 長期展望で示された個々の増強方策について、増強の必要性を再評価するものではない。

<sup>44</sup> 地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 中間報告書（2012年4月）等。

なお、長期展望で示された増強方策の一部である①東地域（北海道～東北～東京間）、②中西地域（関門連系線、中地域）の地域間連系線については、国の審議会<sup>45</sup>において、再エネの導入を加速化する政策的な観点から、2021年5月に示した中間整理の結果を踏まえて先行的に検討を具体化する必要があるとされ、広域系統整備に関する検討の要請を受けて、業務規程第51条の4の規定に基づき、2022年7月に、当該地域間連系線の計画策定プロセスを開始している。

#### 4-3-4 整備計画の具体化に当たっての課題

長期展望で示した増強方策を着実に推進するために、整備計画の具体化が必要である。その際、特に長距離海底直流送電を始めとする大規模プロジェクトの実施については、自治体、サプライヤー、金融機関を始めとするステークホルダーが参加するための環境整備が肝要である。具体的には、特に設備を新設する場合はルート上の自治体や地元住民、先行利用者等の理解が必要不可欠となるほか、国による系統整備に必要となる資金調達を円滑化する仕組みの整備についても必要不可欠である。こうした課題への国の関与の在り方に関して、資金調達を円滑化する仕組みについては他インフラの事例も参考にしつつ、本機関としても国との調整に取り組む。

なお、今回示した長期展望は2050年を見据えた設備形態を検討したものであり、将来的な燃料費や工事費の動向により、便益及び費用ともに上振れや下振れのリスクが存在する。長期展望を検討する際に用いたHVDCの工事費は2050年を見据えた設備形態のベンチマークとして欧州トップランナー水準を参照しており、長期展望から整備計画を具体化していく中では、別途、未計上費用を含め精査していくことが必要である。なお、HVDC以外の工事費についても概算費用であることから、今後、必要な対策等を検討の上、精査していくことが必要である。

そのため、直近で計画策定プロセスが開始された案件においては、足元の状況を踏まえた検討が必要であり、特にHVDC新設に関しては、国内では前例のない規模の増強であることから、様々な技術開発や関係する机上調査<sup>46</sup>、国による実地調査<sup>47</sup>等の結果を踏まえて、費用や便益を精査した上で、費用便益評価等を行うことが必要である。基本要件の検討や整備計画の中で得られる新たな知見によっては、最適な増強方策が変化しうる可能性も念頭に置きつつ柔軟な対応を行っていく必要がある。

また、整備計画の具体化については、電源等開発動向調査の実施時期など含めて、引き続き検討が必要である。

---

<sup>45</sup> 第43回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022年7月13日）

<sup>46</sup> 「NEDO調査事業 洋上風力等からの高圧直流送電システムの構築・運用に関する調査」（2022年4月報告）

<sup>47</sup> 資源エネルギー庁「再生可能エネルギー大量導入に向けた次世代ネットワーク構築加速化事業」（2023年2月）

## 5. 今後の広域連系系統のあるべき姿の実現に向けて

### 5-1 今後の国のエネルギー政策との関係

今回の広域系統長期方針において、電力ネットワークの観点から国のエネルギー政策の実現に貢献する将来の広域連系系統のあるべき姿として、費用対効果のある増強方策（長期展望）について全国を俯瞰する形で示すことができたことは、ひとつの大きな成果である。

具体的には、再エネの主力電源化と電力ネットワーク強靱化を系統増強という施策により実現しようとする場合、7兆円規模のネットワーク投資を行ってもそれを上回る便益を確保できる可能性があることを、ここに示すことができた。

その一方で、これは適地の偏在する再エネを大量導入することの便益を、主として系統増強という方策で導出した場合のものであり、換言すれば、系統増強だけに依存する対応では、7兆円もの投資が必要になるということでもある。加えて、調整力等の統合コストも含めたネットワーク全体の費用についても検討が必要である。

その点では、今回の感度分析の結果からは、需要や電源の立地を最適化していくことで、このネットワーク投資を抑制できる可能性があることも示されており、極力、系統混雑を回避するような電源立地は、今後の市場主導型の導入においても期待される。

こうしたことから、国と連携して、足元で進めている地域間連系線の整備・検討は着実に進めるとともに、今後、国としても、例えば、蓄電池の導入促進や電源近傍での水素製造といった地産地消の促進等のほか、需要と電源がいずれも系統混雑を回避できる方向に立地誘導されるような施策など、電力ネットワークを踏まえた需要や電源の誘導等の各施策を総合的に推進することが求められるものと思われる。こうした政策により、電力システム全体の最適化につながるエネルギー政策の実現を期待したい。

なお、国の審議会においては、電力ネットワークの次世代化について議論が進んでいるほか、再エネ大量導入に向けた電源側の視点からの政策的議論も並行して進められている。需要や電源の導入や立地に関する政策のほか、再エネ大量導入のために必要となる調整力確保への対応などの技術的知見の蓄積など、今後のエネルギー政策に係る議論の進展や、イノベーションなど技術的検討の状況変化によっては、広域系統長期方針の前提条件の見直しが必要となる可能性もある。その結果、ここで示した広域連系系統のあるべき姿も変わっていく可能性があることにも留意が必要である。

### 5-2 既設連系線の更新計画との関係

今回の広域系統長期方針では、既設連系線を所与としており、既設連系線の同容量更新を前提とした将来的な系統増強の方策を示したこととなるが、ここでは、設備更新時の具体的な設備形態を決めたものではない。

例えば、今回の検討の中にもある中地域交流ループのように BTB 更新回避によりコスト低減を図ることのできるケースもあることから、既設設備の更新要否も含めた系統増

強の検討が必要である。

このため、今後、この長期展望に示す増強方策から整備計画を具体化していく中では、将来的な需要や電源の動向だけでなく、既設連系線の更新計画や設備のスリム化など各エリアの特徴を踏まえた設備合理化等の検討状況も踏まえて検討し、費用対効果を考慮しつつ、全体最適の観点から合理的、効率的な設備形成が求められる。

### 5-3 あるべき姿に向けての具体的検討

広域連系システムの系統増強には10年オーダーの建設期間を必要とすることから、将来に向けた様々な不確実性を含むこととなる。その状況下でも、広域連系システムのあるべき姿を目指すために、長期展望の具体化に向けた取組（ネットワーク利用の高度化、高経年化設備の適切な更新、個別の整備計画の具体化）を確実に実施しながら、長期展望と整合を取って系統増強を進めていく。

長期展望に示す系統増強方策から個別の整備計画を具体化していくに当たっては、足元の需要や電源開発の動向を踏まえて具体的な増強規模や増強のタイミング等を判断していくこととなる。また、エネルギー基本計画といった国のエネルギー政策の進捗に合わせて、設定したシナリオに反映することも絶えず念頭におきながら、適切な時期に必要な見直しが求められるものであることを忘れてはならない。このような過程を経ることで、将来の不確実性にも配慮しつつ、状況変化に柔軟に対応するとともに電源設備と流通設備の総合コスト最小化を図り、かつ系統整備のプランとしても連続性のある広域連系システムのあるべき姿を将来にわたって描くことが可能となる。



## おわりに

今般の広域系統長期方針は、広域連系系統に係る将来動向の見通しや、広域系統整備に関する長期展望などについて、一連のものとしてまとめたものであり、まさに「広域連系系統のマスタープラン」に相当するものである。この取りまとめに際しては、本機関において2020年8月より設置した「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」における、23回にわたる審議を経てここに至ったものである。

この取りまとめの過程では、委員各位、オブザーバー、その他関係事業者などからも様々な御意見や御指導等をいただいた。もとより電力ネットワークインフラの果たす重要性を考えれば、2050年という約30年も先の広域連系系統のあるべき姿を示すことは、社会的にもインパクトのあるメッセージとなり得るものである。そのため検討の過程では、それに相応しいものとするべく、関係各位の御指導や御助言を踏まえて評価検討を深めてきた。また、本検討の中で今後検討すべき課題を明確化することにより、長期展望の実現に向けた今後の取組を整理した。

S+3Eの同時達成、2050年カーボンニュートラル実現と安定供給、更には電力ネットワークの強靱化、次世代化に向けて、これまで以上の取組を求められるこの分野にあって、将来の広域連系系統のあるべき姿の実現に向けて、その取組方針や施策だけに留まらず、系統混雑の解析と費用便益評価をもとに全国を俯瞰した系統の絵姿（長期展望）を示すことは、それが一定の前提条件の下とはいえ、我が国のこれまでの電力ネットワークに係る諸検討の中でも類を見ないものである。こうして、慎重かつ大胆にも検討を行って取りまとめたこの広域系統長期方針は、将来の広域連系系統のあるべき姿に向けての出発点として、少なからぬ重要な役割を果たすものと確信している。

この広域系統長期方針が、今後のエネルギー政策の動向と整合を図りつつ進化していくことで、電力ネットワークに係る様々なステークホルダーにとって、ネットワーク視点から国のエネルギー政策実現を支える推進力となることを期待する。

【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 委員等一覧（2023年3月29日現在）】

**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**

岩船 由美子 東京大学 生産技術研究所 特任教授  
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 情報科学研究所 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 電力中央研究所 グリッドイノベーション研究本部ネットワーク技術研究部門長  
藤井 康正 東京大学 大学院工学系研究科 教授  
藤本 祐太郎 長島・大野・常松法律事務所 パートナー 弁護士  
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 理事  
森田 恒平 森・濱田松本法律事務所 パートナー 弁護士

**委員 (退任)**

市村 拓斗 森・濱田松本法律事務所 パートナー 弁護士

**オブザーバー**

浅見 佳郎 株式会社 J E R A 企画統括部 調査部長  
伊藤 英臣 東京ガス株式会社 電力事業部 担当部長  
新川 達也 電力・ガス取引監視等委員会 事務局長  
西田 篤史 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  
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  
劉 伸行 東京電力パワーグリッド株式会社 技術統括室長

**オブザーバー (退任)**

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  
菅沢 伸浩 東京ガス株式会社 執行役員 電力事業部長  
野口 高史 株式会社 J E R A 最適化本部 最適化戦略部長

(五十音順、敬称略)

(退任者の役職は在任時)

【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 議題一覧】

第1回（2020年8月28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の設置について
- ・マスタープランの検討スコープと進め方等について

第2回（2020年10月6日）

- ・マスタープラン検討で活用するシミュレーションツールについて
- ・費用便益評価に基づく設備形成について
- ・高経年化設備更新ガイドライン（仮称）の全体概要及び記載事項の方向性について

第3回（2020年10月22日）：

- ・高経年化設備更新ガイドライン（仮称）の全体概要及び記載事項の方向性について
- ・系統混雑を前提とした系統利用の在り方について
- ・今後のスケジュールについて

第4回（2020年11月19日）

- ・アデカシー面の便益推定手法について

第5回（2020年12月17日）

- ・「系統混雑を前提とした系統利用の在り方」について ～再給電方式の実施に向けて～
- ・高経年化設備のリスク量の算定方法等について

第6回（2021年1月15日）

- ・マスタープラン1次案策定に向けて

第7回（2021年2月19日）

- ・「系統混雑を前提とした系統利用の在り方」について（最終報告）
- ・高経年化設備更新ガイドライン（試行版）ほかについて

第8回（2021年3月25日）

- ・マスタープラン1次案とりまとめの方向性について
- ・地域間連系線の増強に向けた広域交流ループの適用可能性

第9回（2021年4月28日）

- ・マスタープランに関する議論の中間整理について
- ・高経年化設備更新ガイドラインの試行開始について（報告）

第10回（2021年5月20日）

- ・マスタープラン検討に係る中間整理について

第11回（2021年7月16日）

- ・広域系統整備の具体化への対応について
- ・アデカシー便益に係る検討の進め方について

第12回（2021年9月16日）

- ・マスタープラン策定に向けたシナリオ検討の進め方について（需要関係）

第13回 (2021年10月22日)

- ・高経年設備更新ガイドライン試行結果及びガイドライン案について
- ・広域系統整備の具体化への対応について

第14回 (2021年12月20日)

- ・マスタープラン策定に向けたシナリオの検討状況について

第15回 (2022年1月27日)

- ・マスタープラン策定に向けたシナリオの検討状況について (前提条件)

第16回 (2022年3月11日)

- ・マスタープラン策定に向けたシナリオの検討状況について(複数シナリオ及び感度分析)

第17回 (2022年4月28日)

- ・マスタープラン (広域系統長期方針) の概要 (骨子案) について
- ・マスタープラン策定に向けたシナリオの検討状況について (費用便益項目)

第18回 (2022年6月23日)

- ・マスタープラン策定に向けた長期展望について (連系線増強の方向性)

第19回 (2022年11月1日)

- ・マスタープラン策定に向けた検討状況について (長期展望 (案) について)

第20回 (2022年11月18日)

- ・マスタープラン策定に向けた検討状況について (長期展望 (案) について②)

第21回 (2022年12月1日)

- ・マスタープラン策定に向けた検討状況について (長期展望 (案) について③)
- ・マスタープラン (広域系統長期方針) の全体構成案について

第22回 (2023年1月25日)

- ・マスタープラン策定に向けた長期展望について
- ・広域系統長期方針 (広域連系システムのマスタープラン) (案) について

第23回 (2023年3月10日)

- ・広域系統長期方針 (広域連系システムのマスタープラン) の策定について

【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 本機関 HP】

<https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/index.html>

電力広域の運営推進機関

計画部

電話 : 03-6632-0903

<http://www.occto.or.jp/>

# 広域系統長期方針 (広域連系系統のマスタープラン)

<別冊 (資料編) > (案)

2023年3月  
電力広域的運営推進機関

1.	費用便益評価手法	・・・P3
2.	シナリオの考え方	・・・P23
3.	長期展望の前提条件	・・・P27
4.	東地域の増強方策	・・・P50
5.	中西地域の増強方策	・・・P63
6.	FC及び全国の増強方策	・・・P74
7.	全国の増強方策	・・・P79
8.	調整力・慣性力	・・・P94
9.	感度分析	・・・P102
10.	流通設備の経年状況	・・・P114
11.	地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性	・・・P127

# 1. 費用便益評価手法



# 1. 費用便益評価手法

## (1) 便益項目

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

【凡例】 「○」…貨幣価値指標、「◆」…非貨幣価値指標、「－」…指標なし

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

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

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

# 1. 費用便益評価手法

## (2-1) メリットオーダー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発電コスト（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8,760h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、総発電コスト
- ・再エネ抑制量 等

- 目的関数 : 起動費を含む総発電コストが最小
- 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

# 1. 費用便益評価手法

## (2-2) メリットオーダーシミュレーションの動作イメージ

※ イメージを優先しており、正確性を欠くことに留意

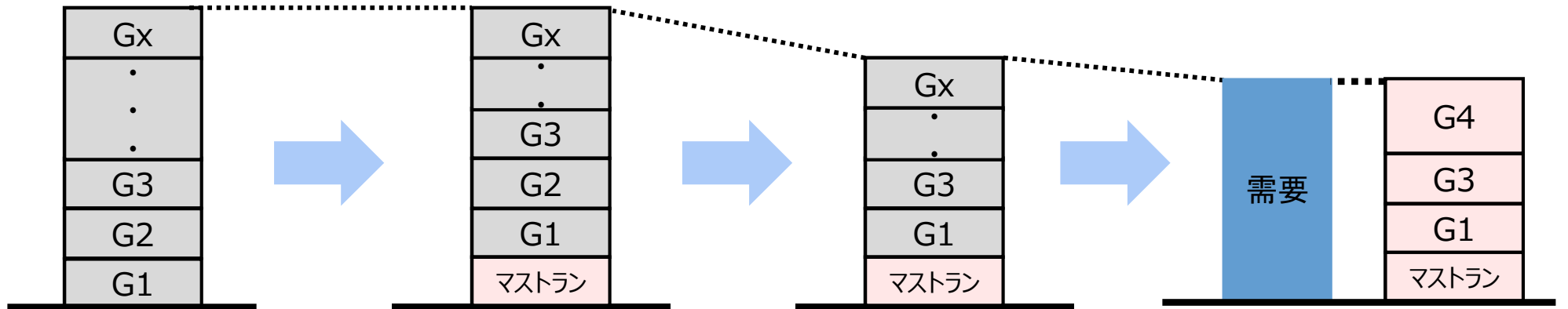
■ 起動費を含む総発電コスト（燃料費+CO2対策コスト）が1週間単位で最小となるよう、送電線の運用容量等の制約を考慮してシミュレーションを行う。

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

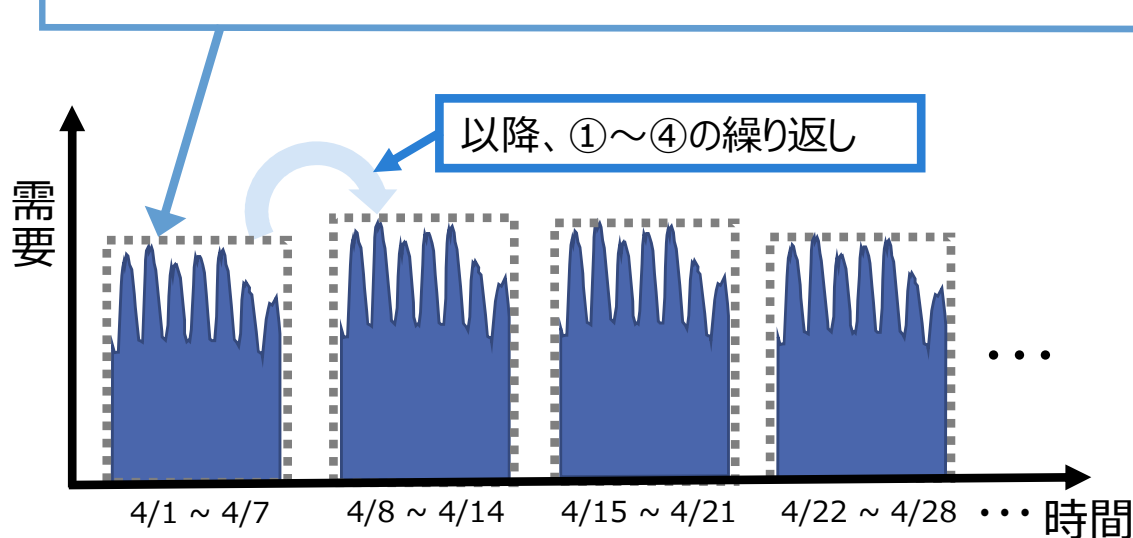
②マストラン電源を抽出

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週間単位で総発電コストを最小化



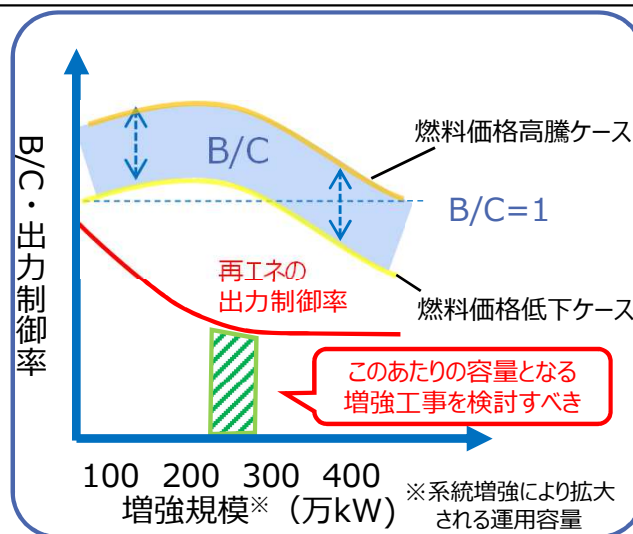
(※)例えば、需要低下時に、現在稼働中の発電機を停止し需要増に合わせて再度起動すべきか、運転し続けて将来の起動コスト支払いを回避すべきか等を判断。

# 1. 費用便益評価

## (3-1) 燃料費 + CO2対策コスト

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

### 費用便益評価のイメージ



### 燃料費 + CO2対策コストの範囲

		石炭 (CCS)	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1350℃級 (CCS)	水素 (混焼)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT コンベンショナル (CCS)	石油
燃料費 + CO2対策コスト		7.7~12.5	7.9~14.6	8.0~14.8	9.0~16.3	9.3~17.2	10.9~20.1	16.6~29.4
燃料費		4.9~9.7	6.7~13.4	6.8~13.6	7.3~14.6	7.9~15.9	9.2~18.5	12.9~25.8
CO2対策コスト	CO2対策費用	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	0.4	3.7
	CO2輸送&貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	1.2	—

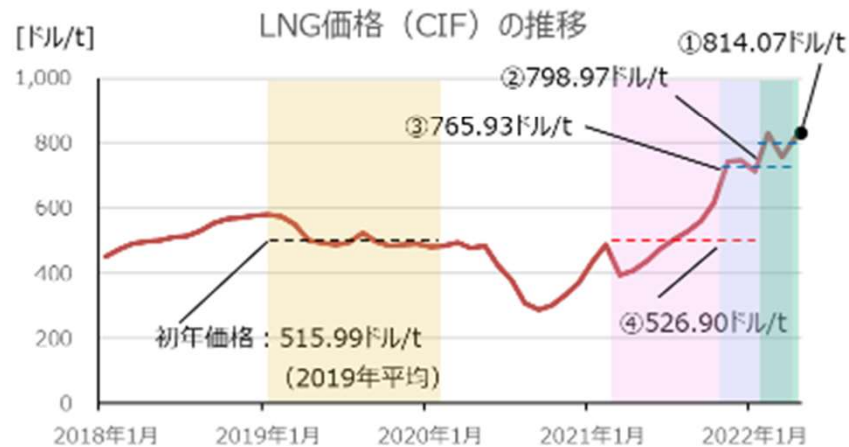
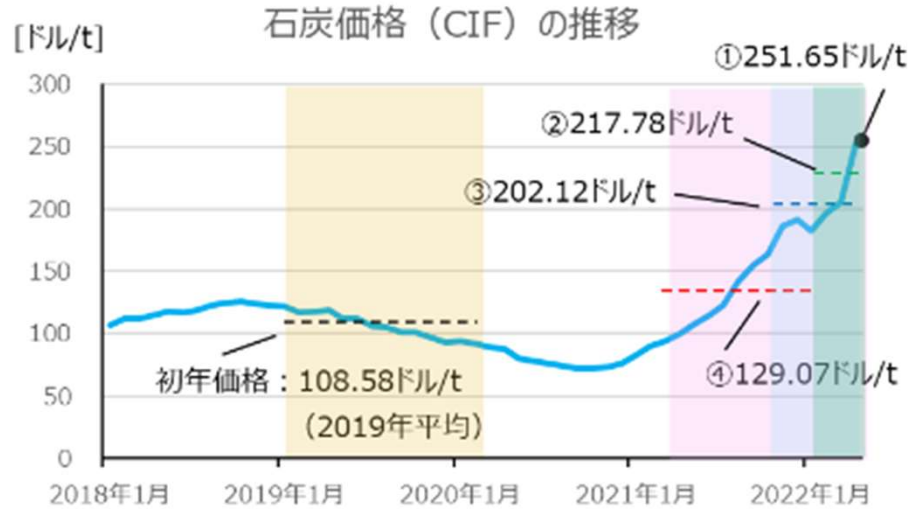
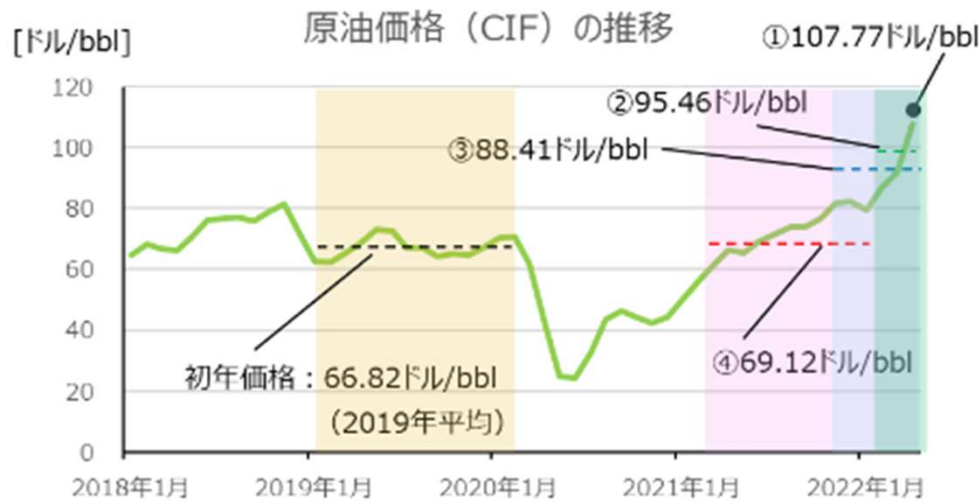
発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2021年9月14日掲載版）における発電コストレビューシートの2030年に熱効率及び所内率を入力して算出（既設をCCU付火力へ改造すると仮定したLNG火力については、CO2分離回収型LNG火力にそれぞれの熱効率及び所内率を入力して算出）

[円/kWh]

# 1. 費用便益評価

## (3-2) 燃料価格の推移

- 2021年9月発電コスト検証ワーキンググループにおいて燃料価格として採用している2019年平均値から、**至近の燃料価格は高騰**している。
- 長期展望の前提条件としては、今後の情勢変化により更なる変動の可能性を考慮し、各シナリオにおいて幅を持った分析を行い、将来の系統増強の可能性について、適切に評価を行う。



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

※財務省貿易統計 (2021年3月時点) のデータをもとに算出  
 ※為替レートは同時点の約116円/ドルで算出

# 1. 費用便益評価

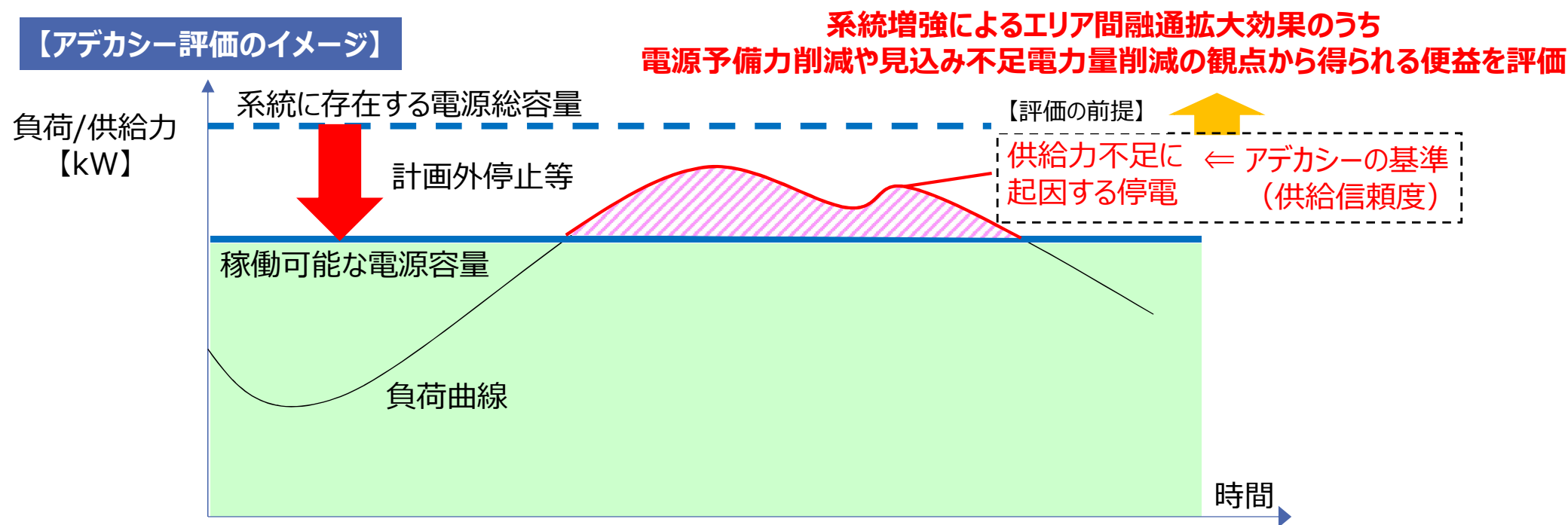
## (4-1) アデカシー評価

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

**アデカシー：需要に対して十分な電源予備力と送電余力を確保していること。**

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

- **費用便益評価におけるアデカシー評価とは、系統増強によるエリア間融通拡大効果のうち電源予備力削減や見込み不足電力量削減の観点から得られる便益を貨幣価値換算するものである。**

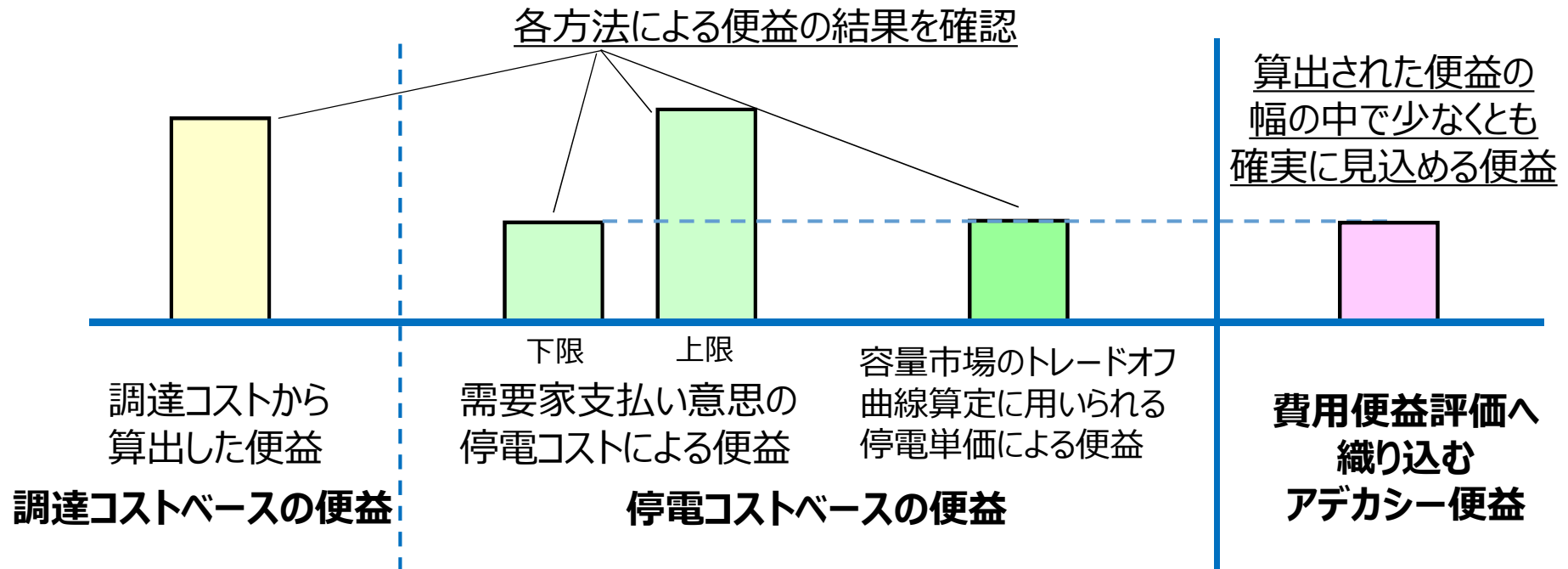


アデカシー評価における停電の代表的な例は、「高需要日に、電源の計画外停止や再エネの出力低下が重なり、供給力が不足」という状況である。

# 1. 費用便益評価

## (4-2) アデカシー便益の考え方

- アデカシー便益は、系統増強により削減できる電源予備力の観点から算出する調達コストベースの便益、系統増強により削減できる見込み不足電力量の観点から算出する停電コストベースの便益の両手法を併せて算出する。
- 上記の手法で算出された便益には幅があるため、過大な評価によって判断をミスリードしないよう、算出された便益の幅の中で少なくとも確実に見込める便益を見積もって織り込む。



# 1. 費用便益評価

## (4-3) 調達コストベースの便益算定

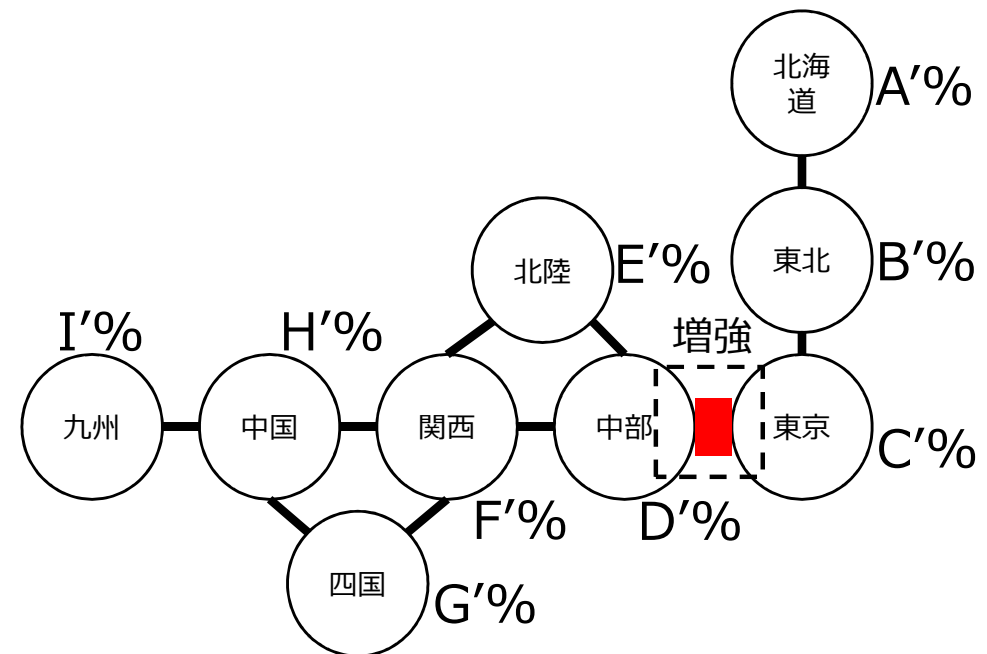
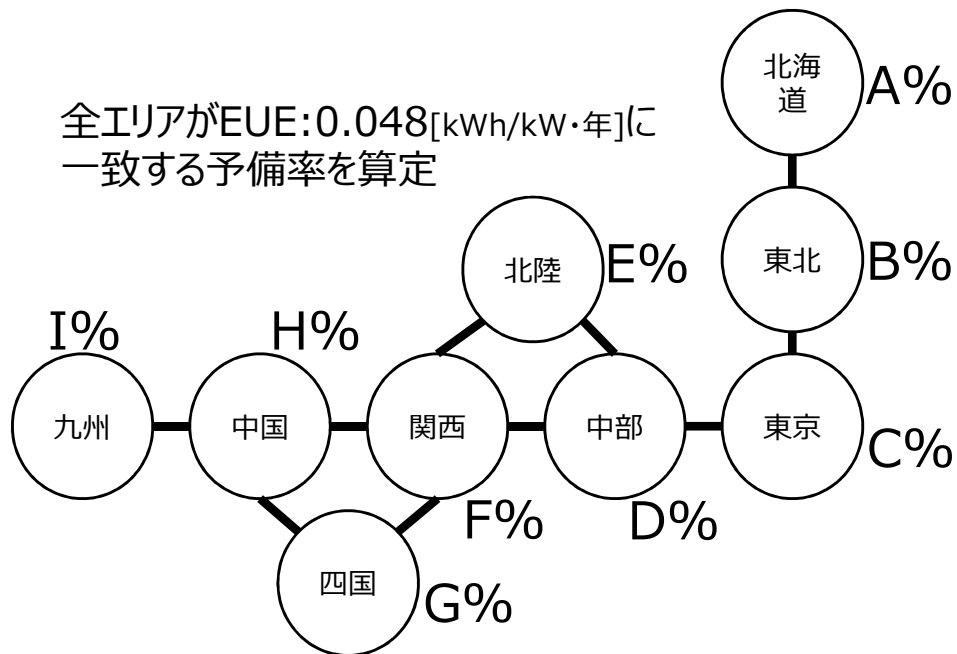
- 調達コストベースの便益算定では、まず供給信頼度基準EUE=0.048[kWh/kW・年] ※に一致するような全エリアの予備率を算定する。
- 次に、系統増強を反映し、改めて同等の供給信頼度基準に一致する予備率を算定する。そして、**削減された予備力（容量kW）** に対して調達コスト単価を乗ずることで便益とする。

※需要1kWあたりの1年間における供給力不足量の期待値[kWh/kW・年]（見込み不足電力量）

全国 予備率:X% EUE:0.048 [kWh/kW・年]

全国 予備率:X' % EUE:0.048 [kWh/kW・年]

**増強**



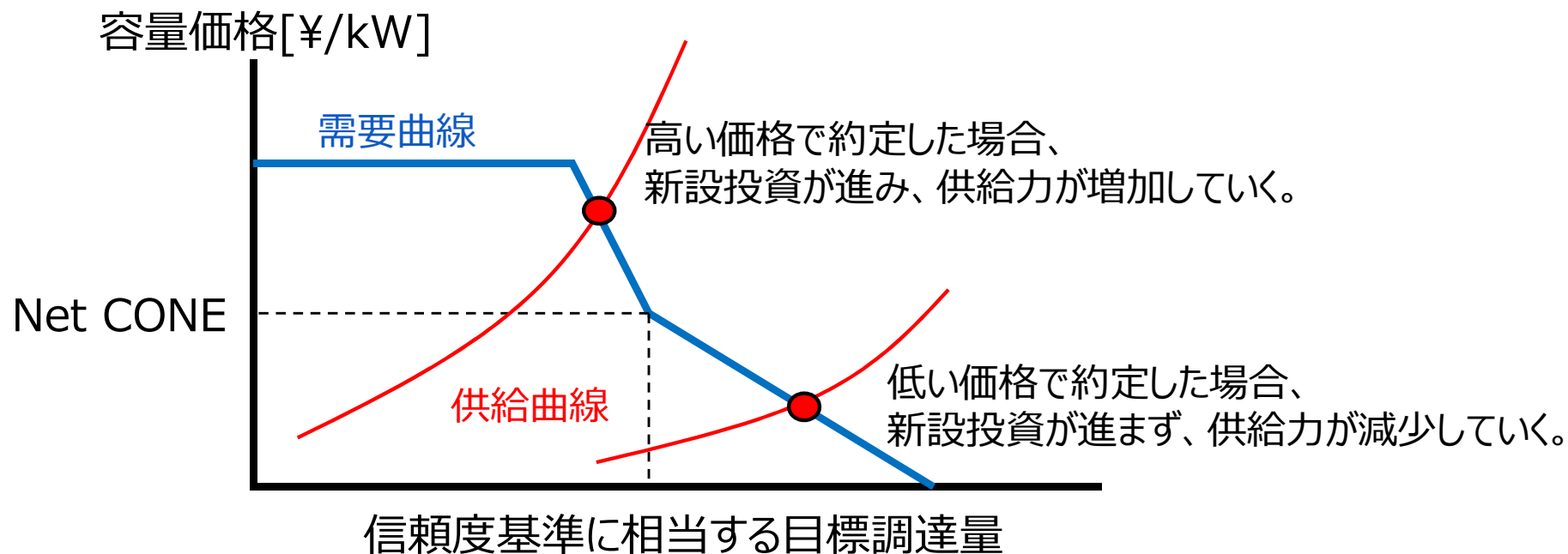
$$\text{アデカシーの便益} = \text{増強により削減できた予備率 (X-X' [%])} \times \text{全国需要(年間H3)[kW]} \\ \times \text{調達コスト単価[¥/kW]}$$



# 1. 費用便益評価

## (4-4) 調達コストベースの便益算定における調達コスト単価

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



# 1. 費用便益評価

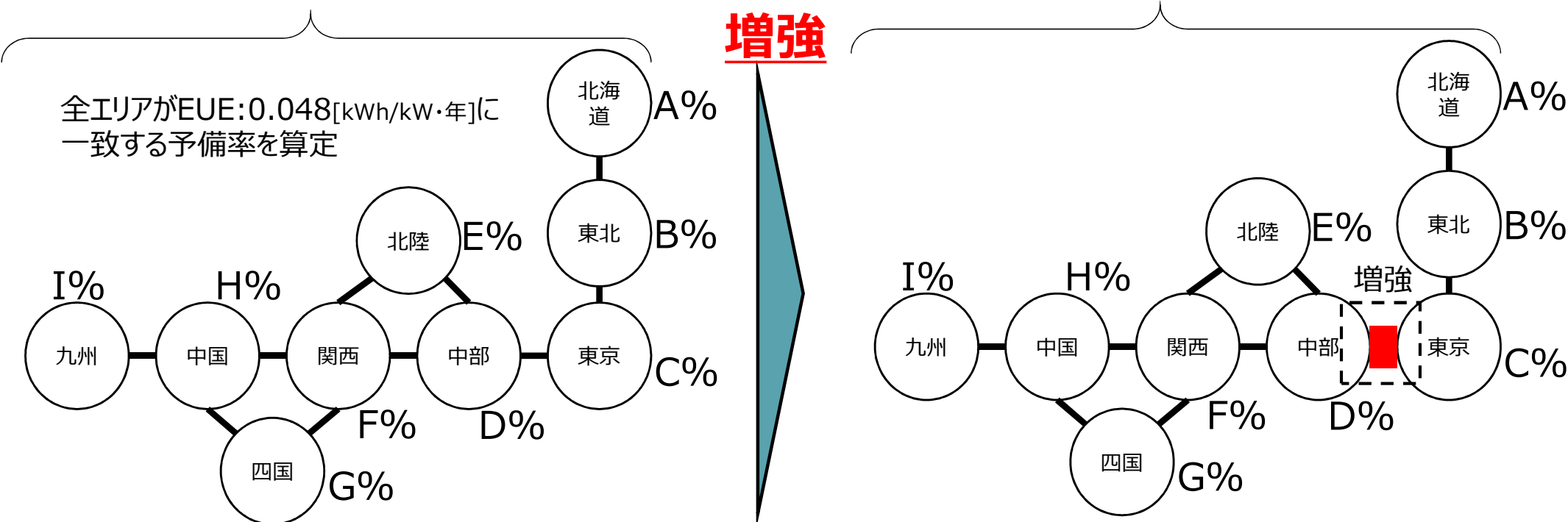
## (4-5) 停電コストベースの便益算定

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

\*需要1kWあたりの1年間における供給力不足量の期待値[kWh/kW・年] (見込み不足電力量)

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

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



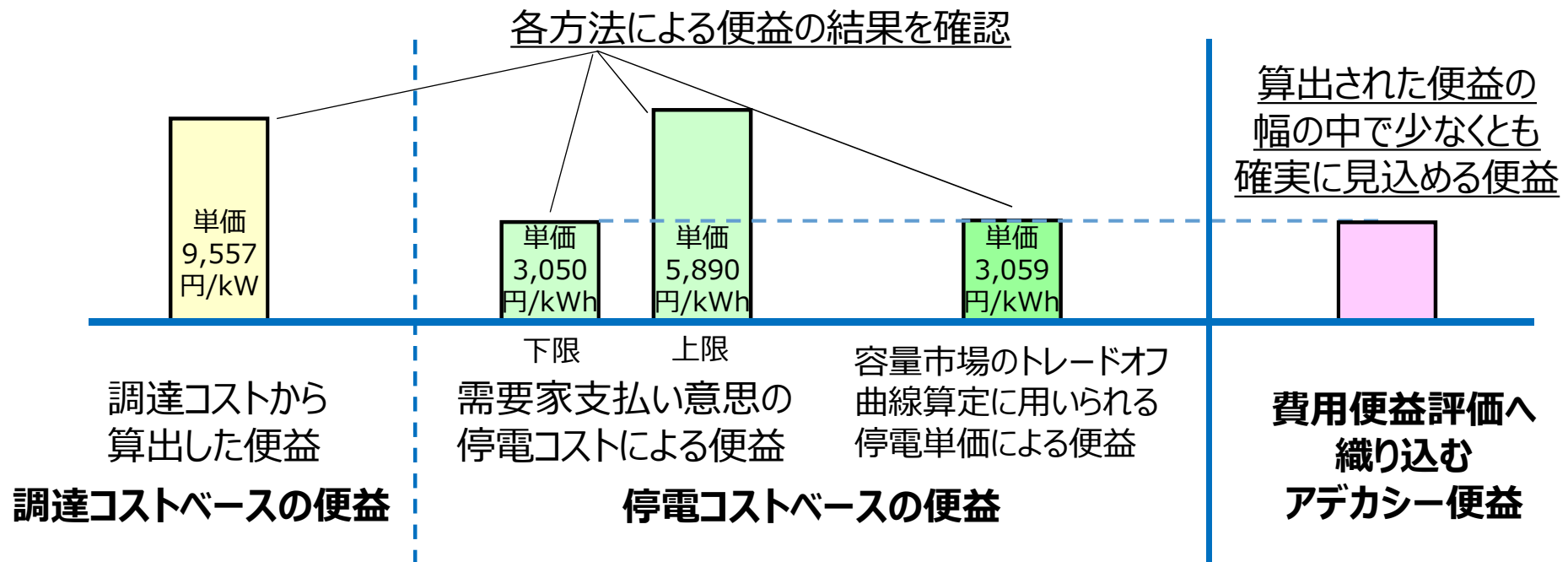
アデカシーの便益 = 増強により削減できた見込み不足電力量  $\gamma$  [kWh/kW・年] × 全国需要(年間H3)[kW] × 停電コスト単価[¥/kWh]

# 1. 費用便益評価

## (4-6) 停電コストベースの便益算定における停電コスト単価

- 停電コストベースの便益算定は、**ESCJ調査結果※や容量市場のトレードオフ曲線算定に用いられる停電コスト単価を参照し**、停電コストベースのアデカシー便益を算定する。
- この場合、**ESCJ調査結果（下限）の停電コスト単価や容量市場のトレードオフ曲線算定に用いられる停電コスト単価を用いて算定された便益が**、今回のアデカシー評価において、**少なくとも確実に見込める便益**になる。

※ESCJの調査から約10年が経過しており、電力需要構造や電化依存度等の変化により停電コストに変化が生じていると推測されることから、今後、見直しに向けた検討が必要。



# 1. 費用便益評価

## (4-7) EUE算定における諸元

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

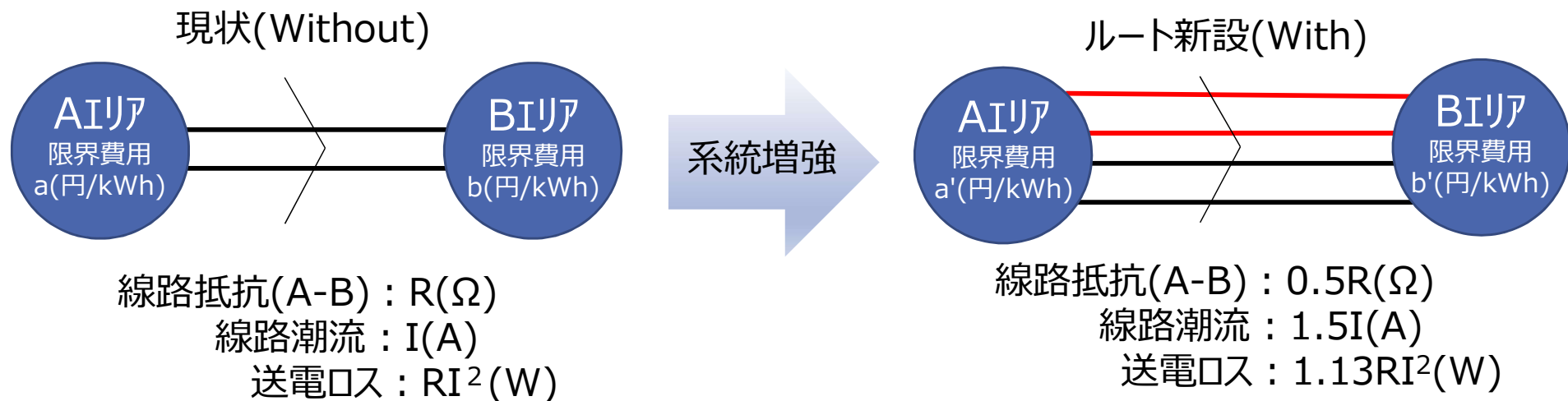
項目	説明
供給力	・夏季、冬季を除く各月の予備率は一定とし、年間の供給信頼度がEUE=0.048[kWh/kW・年]となる予備力を各エリアで算定。
電源ラインナップ	・長期展望の電源ラインナップを反映。
再エネ	・長期展望の再エネ設備量を反映。
需要	・長期展望の各シナリオにおける需要をベースラインとして設定※。
連系線	<ul style="list-style-type: none"> <li>・空き容量+マージンの範囲内で応援できるものとする。</li> <li>・増強前の容量は、2030年度時点の運用容量の長期計画をベースに、時間帯による運用容量は2021年度当初計画の平常値を基に算出したものとする。</li> <li>・連系線作業による空き容量の減少は考慮していない。</li> <li>・マージンはB、Cマージンを考慮する。(北本、FC)</li> </ul>
地内系統	・地内系統制約は未考慮。
電源の計画外停止率	・2020年度の調査結果を設定する。(2017~2019年度実績)
目的関数	・全国と各エリアの供給信頼度の基準値は同じ値を設定する。
確率変数のエリア間の相関	<ul style="list-style-type: none"> <li>・需要(気温影響による需要変動)、太陽光、風力、水力はエリア間の相関を考慮(全時間帯)</li> <li>・需要(その他要因による需要変動)はエリア間で無相関(全時間帯)</li> </ul>
エリア間の応援ロジック	・全エリア不足率一定ロジック

※将来的に導入が拡大すると想定される水素製造やDAC等の需要は、需給の状況に応じて一定程度可制御な運用も考えられるが、今回の検討においては、従来需要と同様の扱いとしていることに留意が必要。

# 1. 費用便益評価

## (5-1) 送電ロス

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



# 1. 費用便益評価

## (5-2) 送電ロスによる便益の算出方法

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

### 送変電設備で発生するロス

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

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

$R$  : 抵抗

$P$  : 有効電力

$V$  : 電圧

$\cos\varphi$  : 力率

$K$  : 交直変換ロス率

### 1年間の送電ロスに関する費用

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

$s$  : エリアの限界費用

$p$  : エリアの送電ロス

### 送電ロスによる便益

$$B = C - C'$$

$C$  : 系統増強無しの場合の  
1年間の送電ロスに関する費用

$C'$  : 系統増強有りの場合の  
1年間の送電ロスに関する費用

# 1. 費用便益評価

## (6) CO2排出量の求め方

■ 2021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燃種の発電電力量からCO2排出量を算出※。

	石炭 (CCS)	MACC (CCS) 1500℃級	ACC (CCS) 1350℃級	CC (CCS) 1100℃級	CT (CCS) コンベンショナル	石油	水素 (混焼)
熱効率	40%	52%	50%	43%	38%	39%	52%
所内率	9.0%	4.7%	4.7%	4.7%	4.7%	4.8%	2.3%
炭素排出係数 (g-C/MJ)	24.3	13.9	13.9	13.9	13.9	20.1	12.5
送電端電力1kWhあたりのCO2排出量(kg)	0.89	0.37	0.38	0.45	0.51	0.71	0.32
(参考) CO2単価 (¥/kWh)	0.7	0.3	0.3	0.3	0.4	3.7	1.7

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

※ シミュレーションで計算した各燃種の発電電力量に送電端電力1kWhあたりのCO2排出量を掛け合わせて算出

# 1. 費用便益評価

## (7) 費用項目

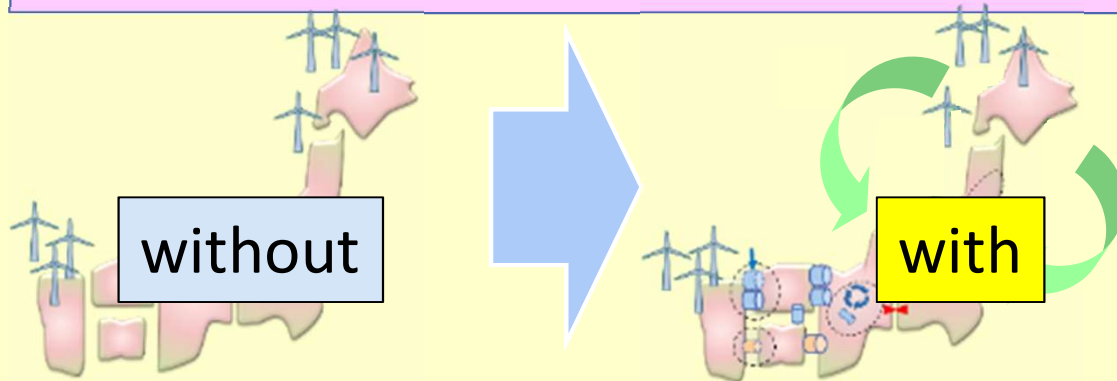
- 費用便益評価における費用には、系統整備が行われない場合（Without）と、系統整備が行われる場合（With）の総費用の差分を用いる。
- 総費用の差分（With-Without）は、**系統整備に係るコスト（減価償却費、運転維持費等）**となる。
- なお、電源はWithとWithoutで配置や導入量が変わらないことを前提としているため、電源開発コストは、総費用の差分（With-Without）に表れない。

エネルギーミックス（2030年）  
第6次エネルギー基本計画



### 広域系統整備に関する長期展望

カーボンニュートラルを見据え2050年も視野に入れた検討





# 1. 費用便益評価

## (8-1) HVDC単価

- 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の、1,000kmベース)
100万kW (1GW)		2	0	2,000 ~3,600	260 ~360	2,260~3,960 <b>(22.6~39.6)</b>
200万kW (2GW)		2	1	3,000 ~5,400	520 ~720	3,520~6,120 <b>(17.6~30.6)</b>
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 <b>(19.3~33.6)</b>
400万kW (4GW)		4	1	5,000 ~9,000	1,040 ~1,440	6,040~10,440 <b>(15.1~26.1)</b>

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

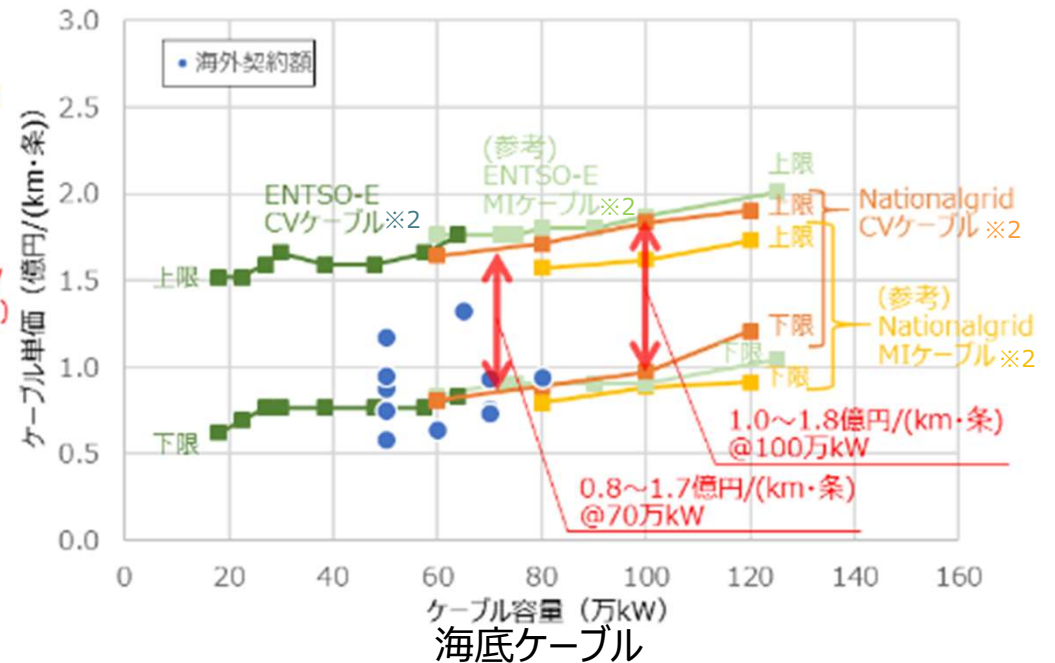
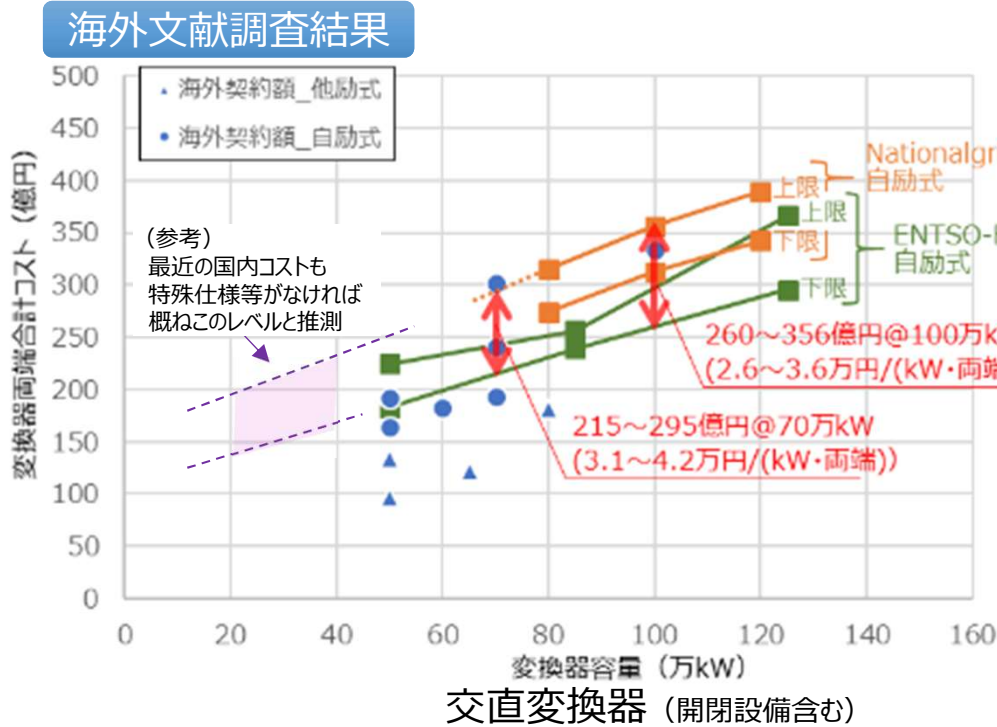
※500万kW以降は、100~400万kWの構成の組合せ。上記400万kWの機器構成は、双極2GWと対称単極2GWと比較検討が必要。  
コストは、交直変換器と海底ケーブルのみを計上。実際は、土木・建築費用、揚陸点~変換所ルート工事費や地内増強等も必要となる。

# 1. 費用便益評価

## (8-2) 長期展望で扱うHVDC単価

- 各エリアでの増強コストについては、**広域機関が公表している標準的な単価**※1や、実績の少ない**HVDC送電コストにおいては海外文献を参考に試算**する。
- なお、上記コストはヒアリングを踏まえると、2050年頃における**スケールメリットや、技術革新のコスト低減を先取り**したものになること、また、**海底ケーブル工事は漁業補償費や水深等を考慮したルート変更によるコスト増**があることに留意が必要。
- このため、長期展望から整備計画を具体化するに当たっては、コスト増の可能性について確認が必要。

※1 送変電設備の標準的な単価の公表について



【参考文献】 ENTSO-E, [Offshore Transmission Technology](#) P36, National Grid, [Electricity Ten Year Statement 2015 Appendix E](#) P80

- ・ 海外プロットは契約金額ベースであり、運開までに増額となっている可能性がある。
- ・ 為替は2020年平均値 (TTM) を使用 (107円/\$, 122円/€, 137円/£)
- ・ 交直変換器については、双極の場合、1極あたりの変換器容量、コストをプロットしており、土木・建築コストは含まれていない。

※2 CVケーブル：架橋ポリエチレンで絶縁されたビニルシース付のケーブル (別名：XLPEケーブル)  
MIケーブル：絶縁紙に高粘度の絶縁油を含ませたケーブル

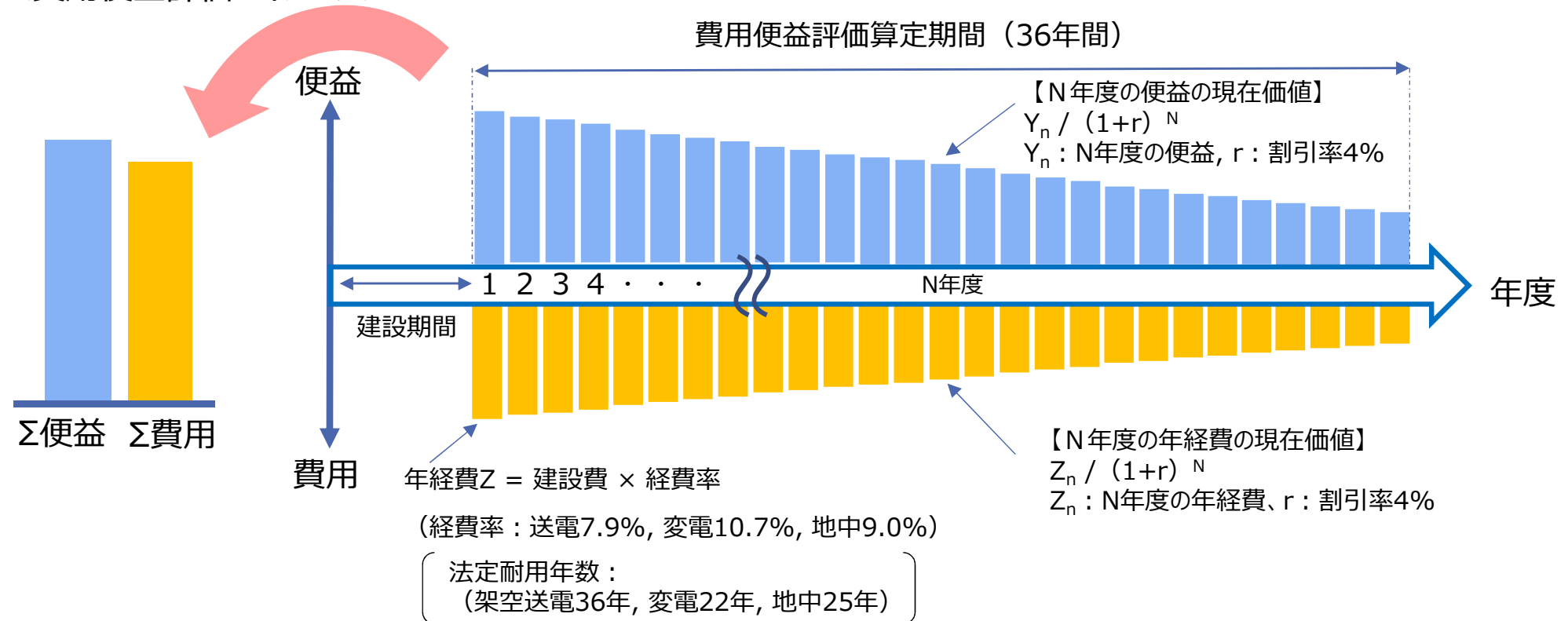
(注) ケーブル単価は材料である銅の市場価格と連動することに留意が必要

# 1. 費用便益評価

## (9) 費用便益評価の考え方

- 評価算定期間内の年度毎の費用と便益を想定し、現在と将来の貨幣価値を合わせるため、割引率により将来の貨幣価値を現在価値に換算し、合計した費用及び便益により評価する。
- 長期展望においては、全国の増強方策を一体的に評価する必要があることから、評価期間を一律36年に設定。個別の増強方策については、長期展望から整備計画を具体化していく中であらためて評価を行う。

### <費用便益評価のイメージ>

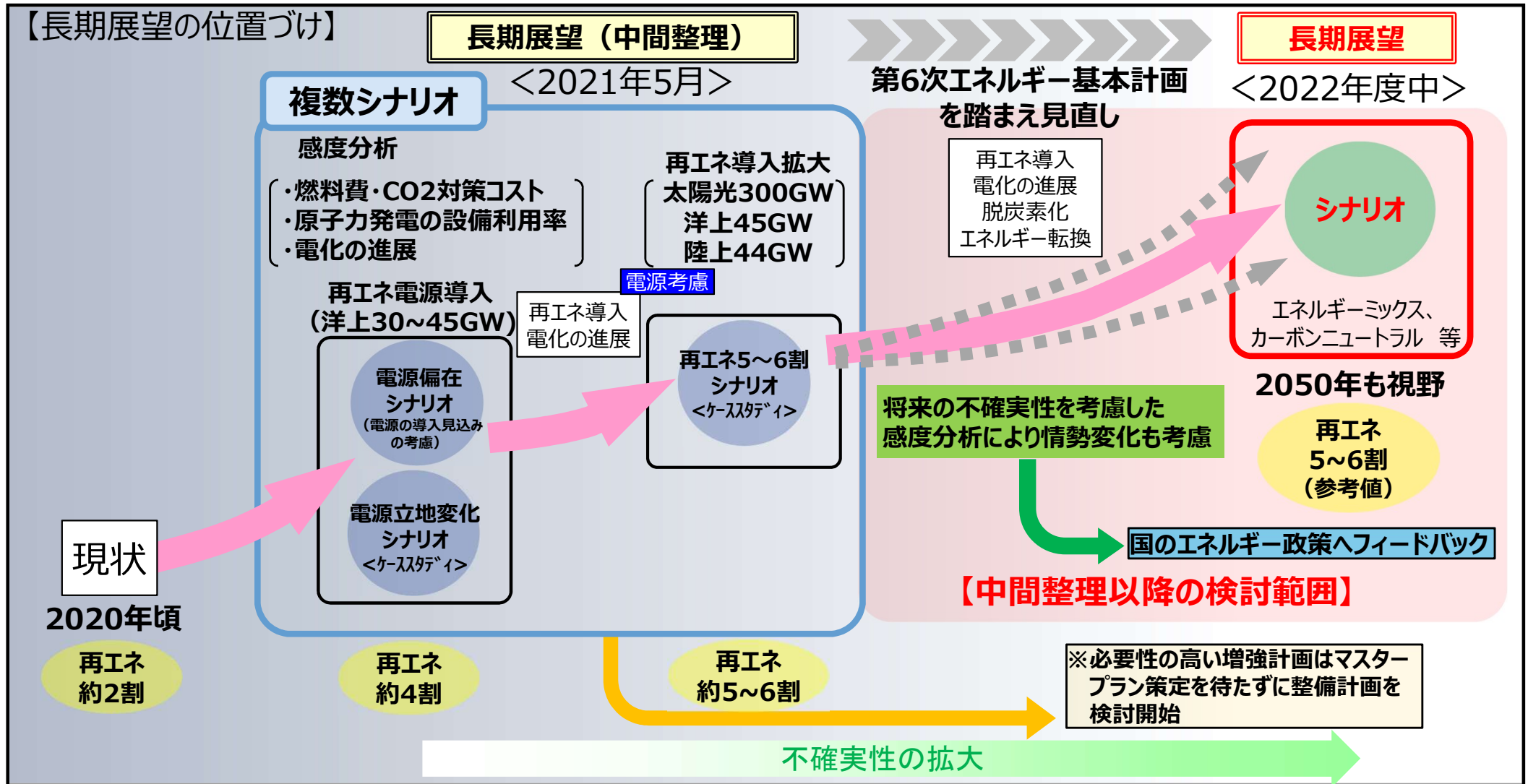


## 2. シナリオの考え方

## 2. シナリオの考え方

### (1-1) 広域系統整備に関する長期展望の検討イメージ

- 長期展望のシナリオは、中間整理の分析結果から得られた示唆を考慮するとともに、第6次エネルギー基本計画に基づく国の政策的議論を踏まえ、広域連系系統のあるべき姿を描く。
- 将来には技術革新や社会実装などの面での不確実性が存在することから、**将来的な情勢変化を考慮した複数シナリオ**を検討し、連続性のある増強方策とすることで、情勢変化にも柔軟に対応できるものとする。

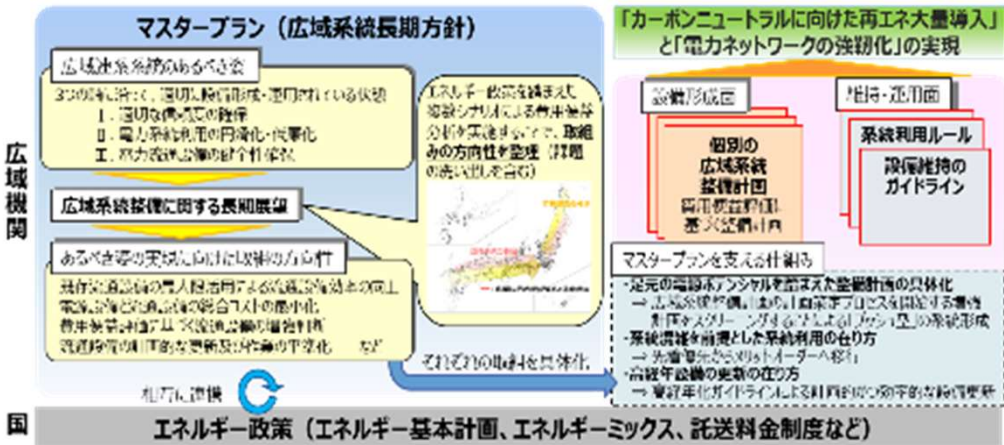


## 2. シナリオの考え方 (1-2) マスタープランの中間整理 (概要)

中間整理の位置づけ：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。エネルギー政策に対し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が必要。

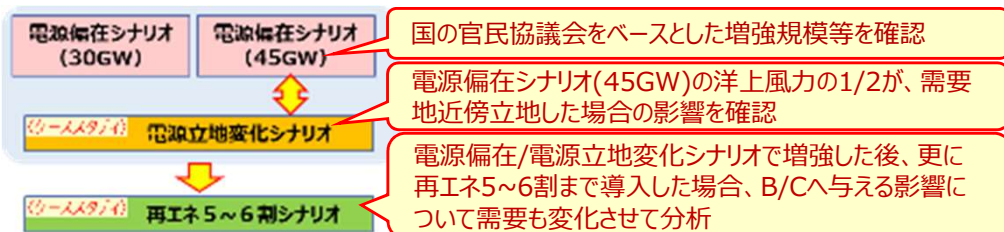
### 1. マスタープランの目的

マスタープランは、個別の系統整備計画を検討する際の考え方を示す長期方針であり本方針に基づく取組を具体化させることで、「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」の実現を目指す。



### 2. 広域系統整備に関する長期展望の分析 (取組の方向性を整理)

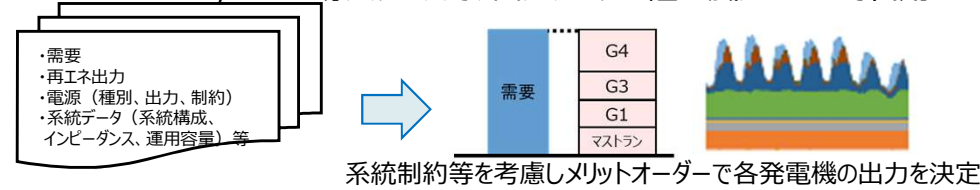
<複数シナリオ> 「電源偏在シナリオ(2ケース)」と、ケーススタディ2シナリオで分析。



#### <シミュレーションツール・前提条件>

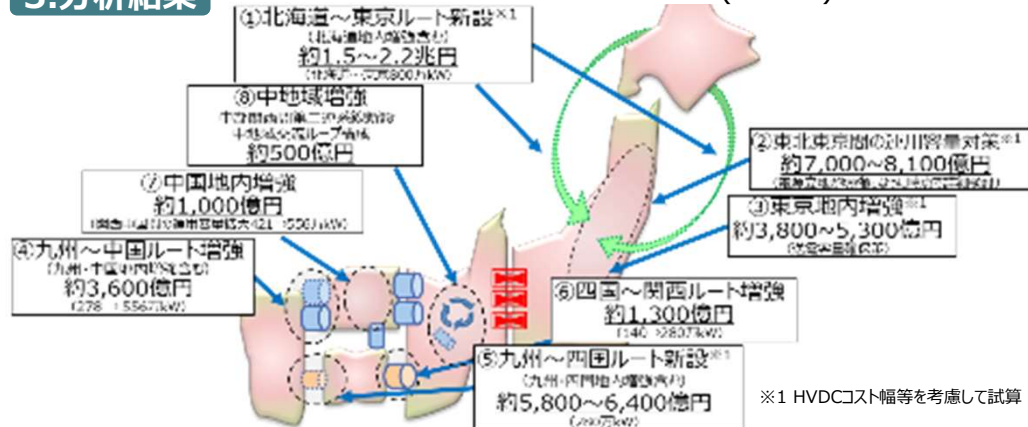
起動費を含む総コスト(燃料費+CO2対策コスト)が最小になる発電計画を作成するメリットオーダーシミュレーション。8,760時間の系統状況を想定。

需要：現行エネルギーミックスの需要に足下2019年度の実績を加味して算出。  
 電源構成：現行エネルギーミックス、供給計画のうち大きい方を設定。洋上風力は30,45GW導入ケースで、出力カーブは陸上風力のもので代用。



### 3. 分析結果

<電源偏在シナリオ(45GW)の検討結果>



- 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」の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。
- ケーススタディで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**。

シナリオ	官民協議会ベース (電源の導入見込み考慮)		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 (NW増強コスト)	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)
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%

注) 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広域連系系統の増強コストのみを記載。また、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送電の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。

### 4. 感度分析及びその結果から得られたエネルギー政策への示唆・課題

- ケーススタディの分析では、偏在電源の一部緩和により増強コストを抑制できるため**エネルギー政策面で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**。
- 「再エネ5~6割シナリオ」の分析では、全国的に再エネ出力制御が発生し(増強後39%)、また電力需要をパラメータとした感度分析では、電力需要の増加により再エネの余剰電力が有効活用され、B/Cが向上するため、**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**。
- 系統増強のリードタイムも踏まえると、**早期に整備計画として進めていくべきもの**については、**増強案の具体化についても検討を進める**。

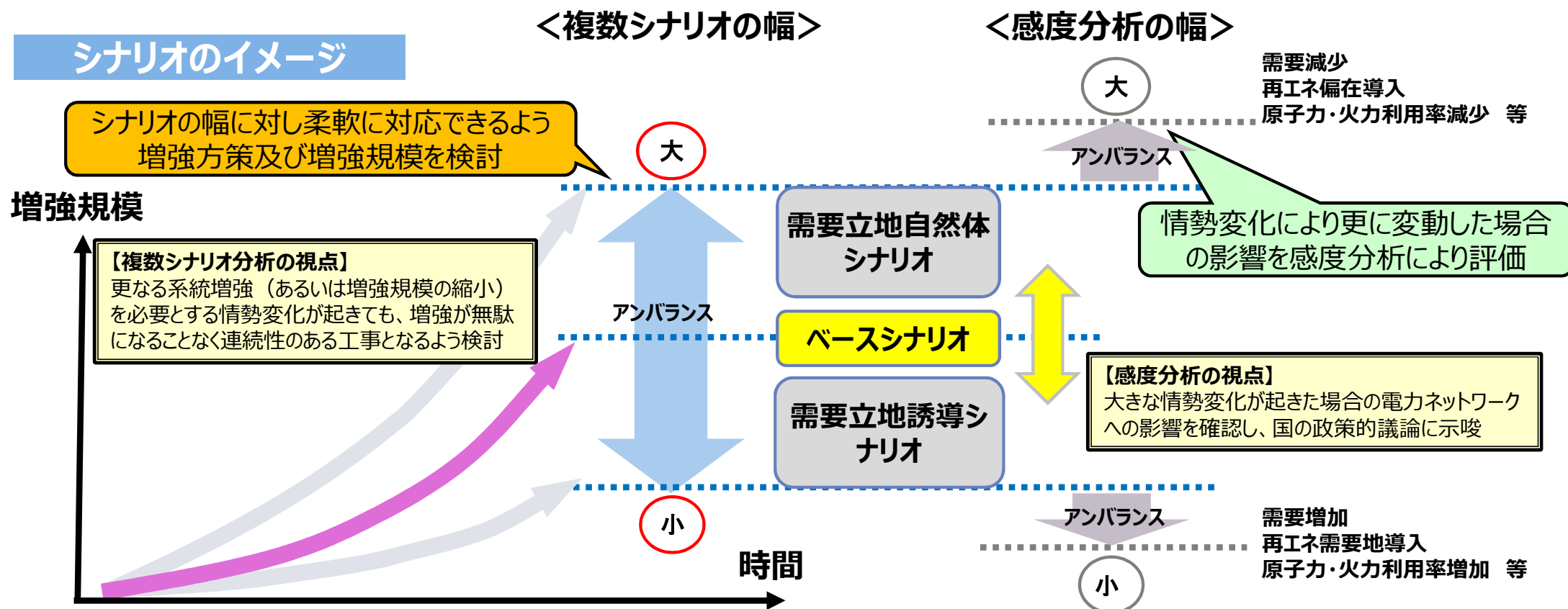
### 5. あるべき姿の実現に向けた取組の方向性

早期に整備計画として進めていくべき増強案を具体化するとともに、混雑を前提とした系統利用ルールや高経年設備更新に係るガイドラインの策定を進めていく。

## 2. シナリオの考え方

### (2) 複数シナリオにおける幅の設定の考え方

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



### 3. 長期展望の前提条件



### 3. 長期展望の前提条件

#### (1-1) 複数シナリオにおける需要及び電源の前提条件

- 前提条件については2050年も視野に入れて、**需要**については**再エネ余剰を活用する需要のロケーションやEV・ヒートポンプなどの負荷率の変化**を想定して設定した。また、**電源**については**再エネの最大限の導入に取り組むという国の政策的議論**を踏まえて、**各シナリオにおいて同じ条件**とした。
- 再エネ導入量など系統増強に影響すると考えられる要素については、更に感度分析を行うこととする。

#### <各シナリオの前提条件の比較>

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

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

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

### 3. 長期展望の前提条件

#### (1-2) 各シナリオに設定する国の政策目標

#### (参考) 2050年における各電源の整理

令和2年12月21日  
基本政策分科会資料(抜粋)

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

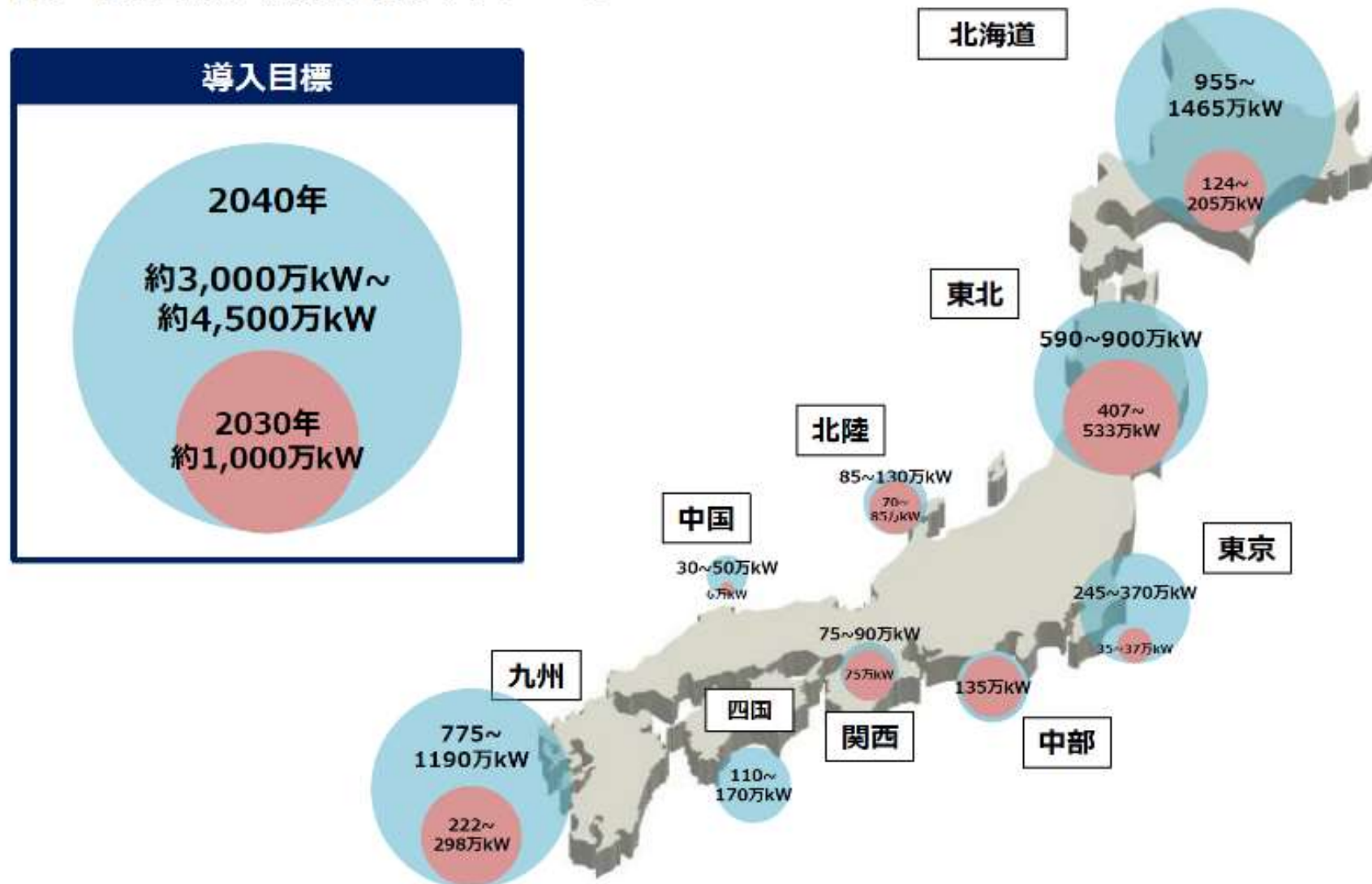
確立した脱炭素の電源	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> <li>2050年における主力電源として、引き続き最大限の導入を目指す。</li> <li>最大限導入を進めるため、調整力、送電容量、慣性力の確保、自然条件や社会制約への対応、コストを最大限抑制する一方、コスト増への社会的受容性を高めるといった課題に今から取り組む。</li> <li>こうした課題への対応を進め、2050年には発電電力量(※1)の約5～6割を再エネで賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値(※2)としてはどうか。</li> </ul>
	原子力	<ul style="list-style-type: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

※1：2050年の発電電力量は、第33回基本政策分科会で示したRITEによる発電電力推計を踏まえ、約1.3～1.5兆kWhを参考値(※2)とする。

※2：政府目標として定めたものではなく、今後議論を深めて行くための一つの目安・選択肢。今後、複数のシナリオを検討していく上で、まず検討を加えることになるもの。

### 3. 長期展望の前提条件 (1-3) 官民協議会における洋上風力の導入目標

#### 【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きが完了した計画を含む）の案件を元に作成。

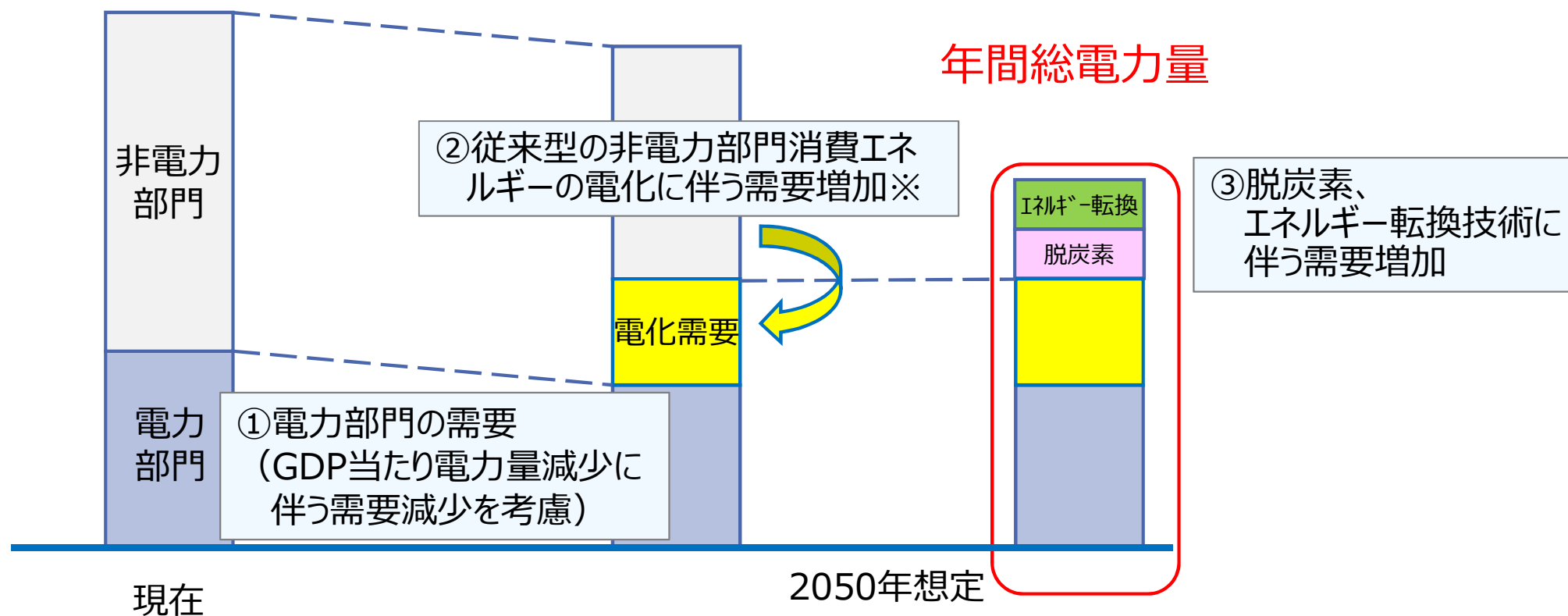
※2040年については、NEDO「着床式洋上ウインドファーム開発支援事業（洋上風力発電の発電コストに関する検討）報告書」における、LCOE（均等化発電原価）や、専門家によるレビュー、事業者の環境アセス状況等を考慮し、協議会として作成。なお、本マップの作成にあたっては、浮体式のポテンシャルは考慮していない。

### 3. 長期展望の前提条件 (2-1) 年間総電力量の想定方法

- 2050年を見据えた電力需要は、供給計画の需要想定における経済見通しを基として、GDPやエネルギー消費の見通し、カーボンニュートラル実現を見据えた国の政策による電力需要の増加を反映するため、「①電力部門の需要（GDP当たり電力量減少に伴う需要減少を考慮）」、「②従来型の非電力部門消費エネルギーの電化に伴う需要増加」、「③脱炭素、エネルギー転換技術に伴う需要増加」の3分類で将来の年間総電力量を想定し、①～③を積上げることで年間総電力量とした。

最終エネルギー消費

年間総電力量



※産業部門の電化、輸送部門の電化、熱需要の電化などの合計値

### 3. 長期展望の前提条件

#### (2-2) 年間総電力量の想定方法\_①GDP当たり電力量減少に伴う需要減少

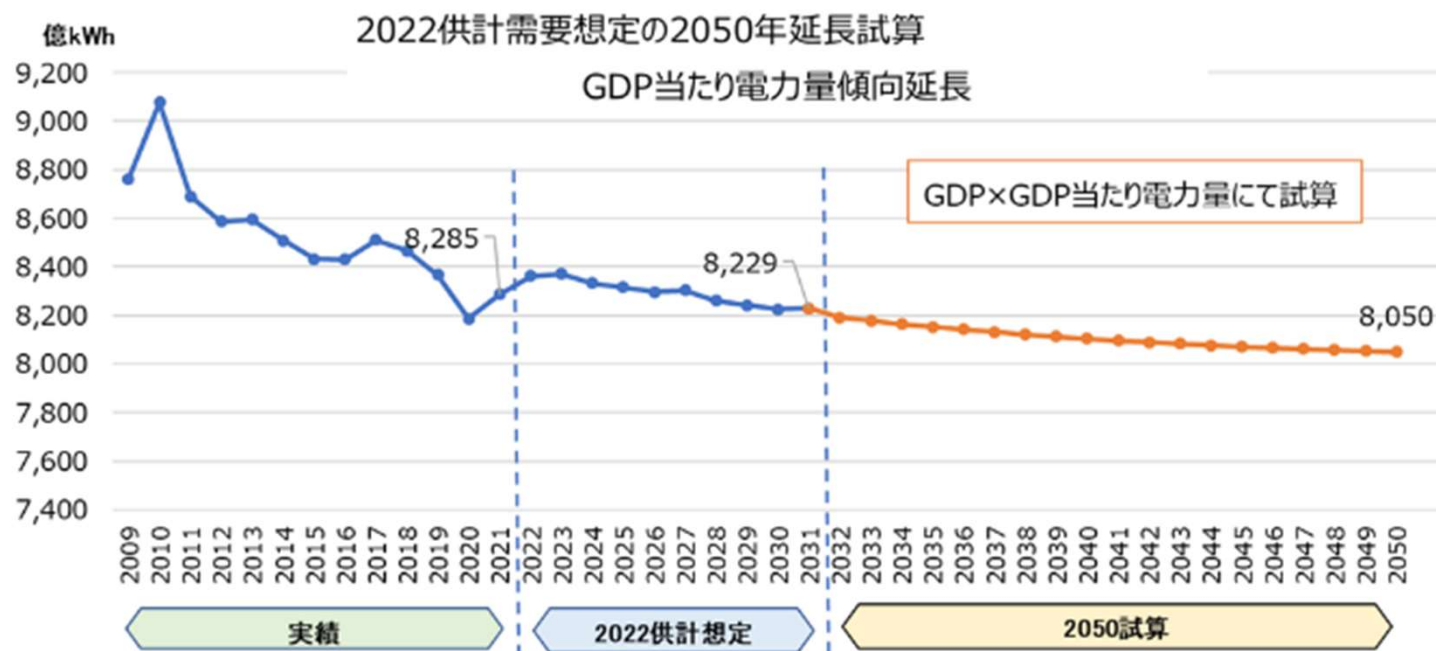
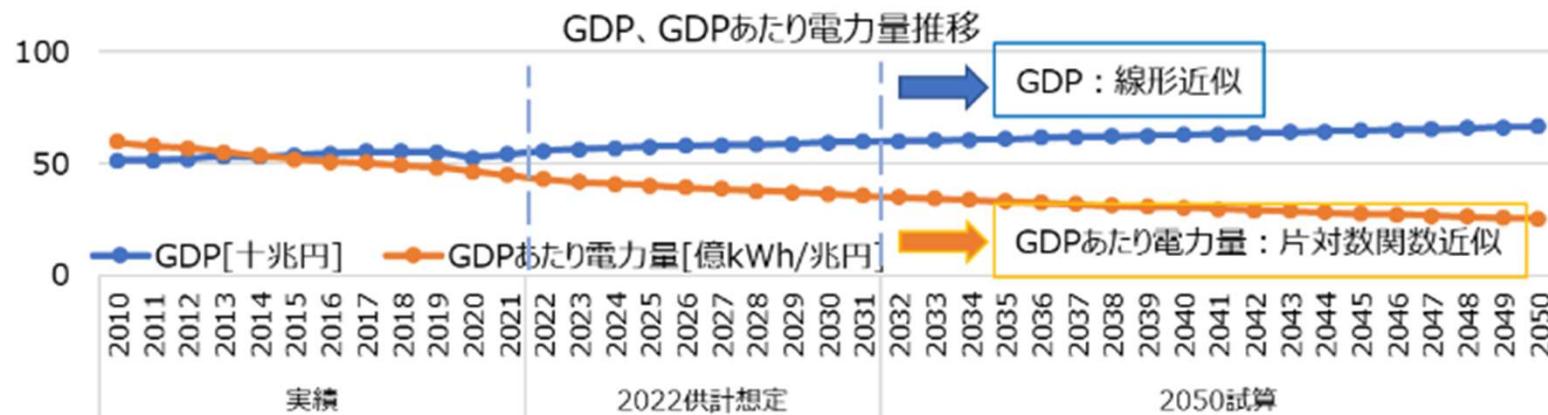
- GDPとGDP当たりの年間電力量の想定から将来の電力需要を算定する。
- 算定の結果、年間電力量8,050億kWhとなる。

#### <算定方法>

2022年度供給計画 需要想定における経済見通しを基に算定する。コロナ影響を排除するため、2025年以降2031年までの想定値の傾向より求める。

GDPについてはGDP想定値の線形近似から、2050年まで同程度の成長が続くと想定。

GDP当たり電力量については、将来的にエネルギー減少率のトレンドが徐々に飽和していくと仮定し、片対数近似により、2050年までの比率を想定する。



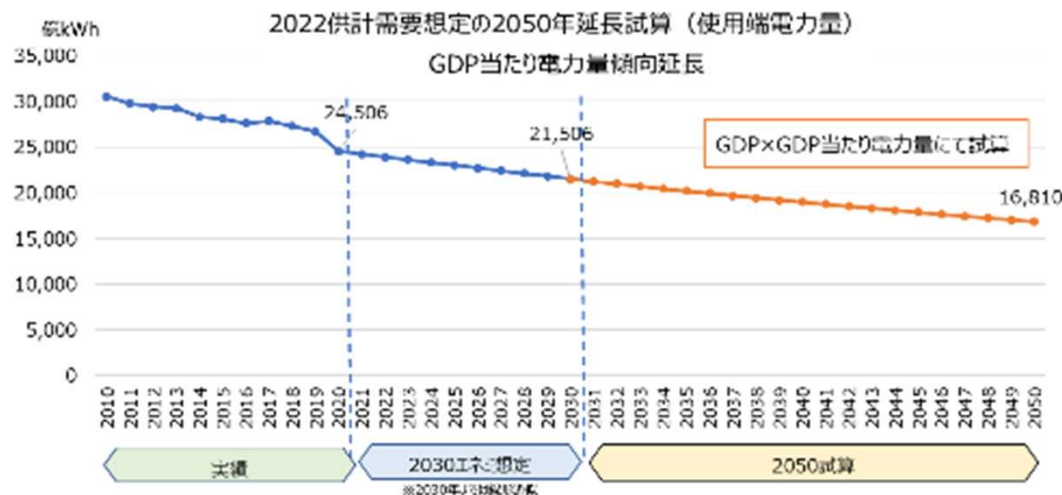
### 3. 長期展望の前提条件

#### (2-3) 年間総電力量の想定方法\_②従来型の非電力部門消費エネルギーの電化に伴う需要増加

- 2050年の非電力部門の消費エネルギーについて、最終エネルギー消費の実績と2030年エネルギー需給見通しをベースにして、①と同様の手法で算定する。
- 2050年電化率を46%と想定し、非電力部門からの電化需要を算定すると、2,607億kWhとなった。

#### <2050年非電力部門の消費量想定（電化考慮前）>

非電力部門のエネルギー需要は、2020年までは最終エネルギー消費の電力部門以外の和とする。2030年のエネルギー需給見通しまでの間は線形近似とする。2031年以降は、①と同様に、GDPは線形近似、GDPあたり消費量は片対数関数近似で想定し、乗ずることで算定した。



#### <電化率の想定>

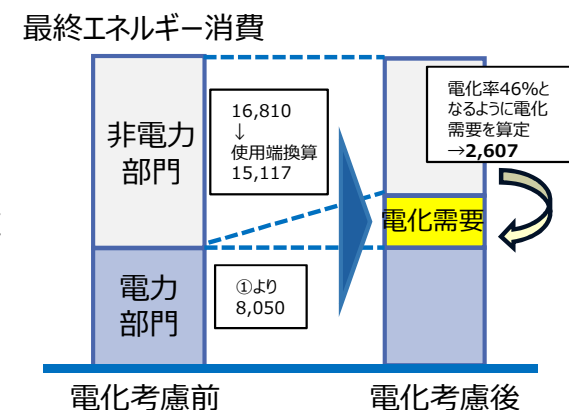
各機関の想定では41%~54%の幅で示されている。ここでは平均的な数値として46%を想定する。

基本政策分科会（標準的なシナリオ）				ENTSO-E		IEA
RITE	国立環境研究所	デロイト・トーマツコンサルティング	日本エネルギー経済研究所	Global Ambition	Distributed Energy	Net Zero by 2050
46%	49~51%	41%	41%	47%	54%	49%

最終エネルギー消費実績：<https://www.meti.go.jp/press/2021/11/20211126002/20211126002-1.pdf>  
 エネルギー需給見通し：[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/opinion/data/03.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/opinion/data/03.pdf)  
 ENTSO-E：<https://2020.entsoe.eu/tyndp-scenarios.eu/benchmarking/>  
 IEA：<https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

#### <非電力部門からの電化分想定>

電化率46%を満たすように、非電力部門からの電化需要を算定する。併せて、最終エネルギー消費の電力部門と使用端電力量の比率（至近3年平均:約90%）を乗ずることで、使用端換算の電化需要とする。

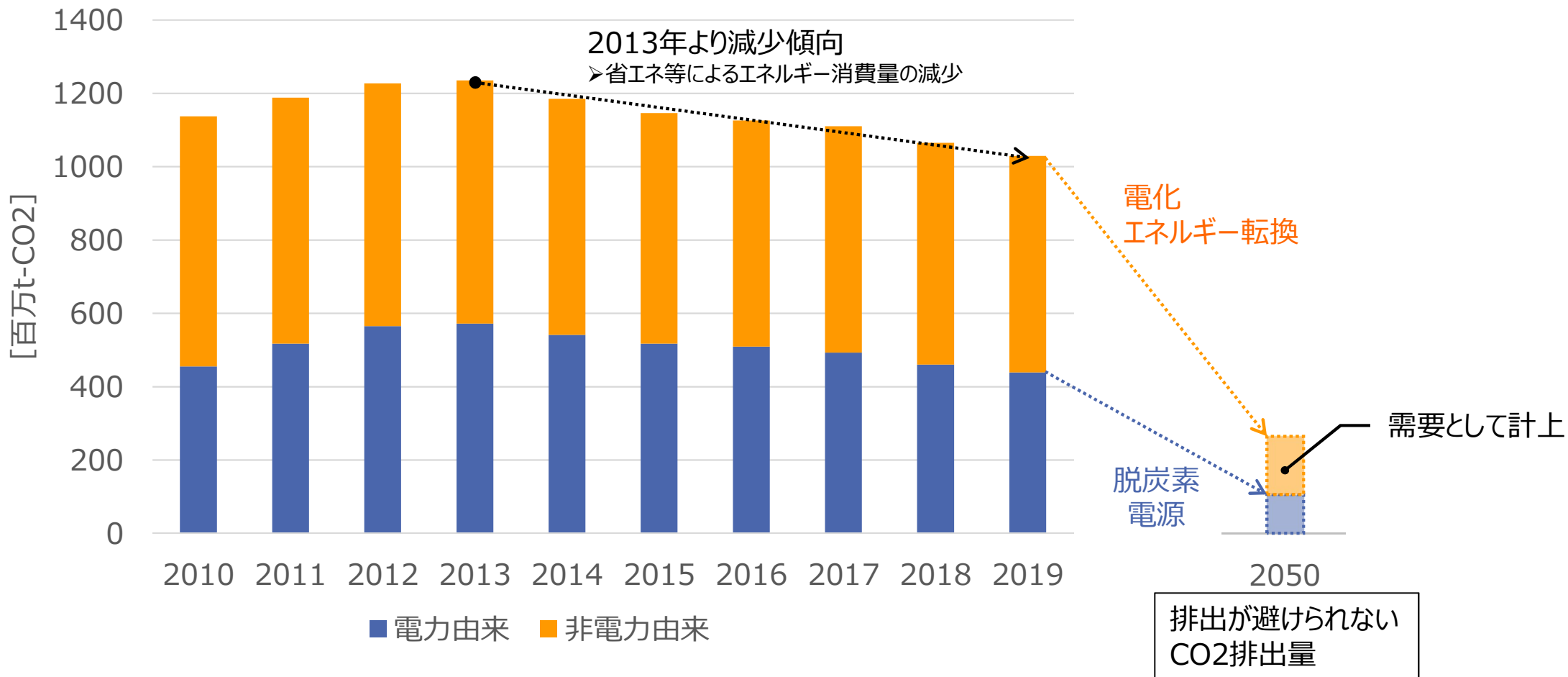


### 3. 長期展望の前提条件

#### (2-4) 年間総電力量の想定方法\_③脱炭素、エネルギー転換に伴う需要増加(脱炭素技術)

■ 脱炭素技術の需要は、非電力部門のカーボンニュートラルを見据えて、排出が避けられないCO2回収に必要となる需要を想定し計上する。(火力発電に伴い必要となるCO2回収需要は、発電所所内率として考慮)

エネルギー起源CO2排出量(実績値)



※総合エネルギー統計 (資源エネルギー庁) を基に作成

### 3. 長期展望の前提条件

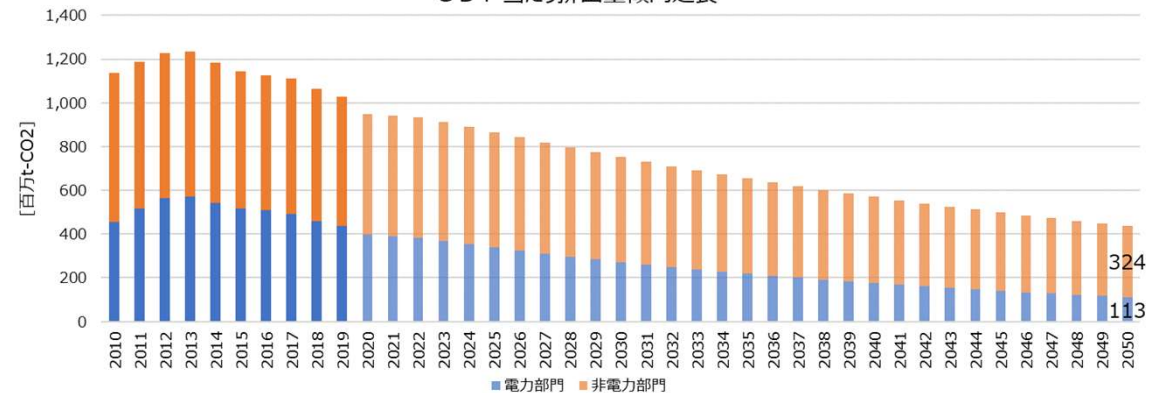
#### (2-5) 年間総電力量の想定方法\_③脱炭素、エネルギー転換技術に伴う需要増加(脱炭素技術)

- 2050年のCO2排出量は、GDP当たり排出量実績の平均減少率を用いて引き延ばし、2050年では、電化によりCO2排出量の削減が想定されるため、非電力部門の電化による需要の減少率を用いて非電力部門のCO2排出量を268百万t-CO2と想定。
- 2050年の非電力部門のCO2排出量と、CO2回収に必要なエネルギー消費量182kWh/t-CO2より、脱炭素技術の年間需要を487億kWhと想定。

#### <2050年非電力部門のCO2排出量想定>

- 2013年~2019年のGDP当たりのCO2排出量実績の平均減少率を用いて2050年まで引き延ばした非電力部門の排出量:324百万t-CO2(電化考慮前)
- 非電力部門のCO2排出量324百万t-CO2に非電力部門の電化による需要の減少率を用いて、2050年非電力部門の排出量:268百万t-CO2(電化考慮後)

2050年延長試算 (電力・非電力部門CO2排出量)  
GDP当たり排出量傾向延長



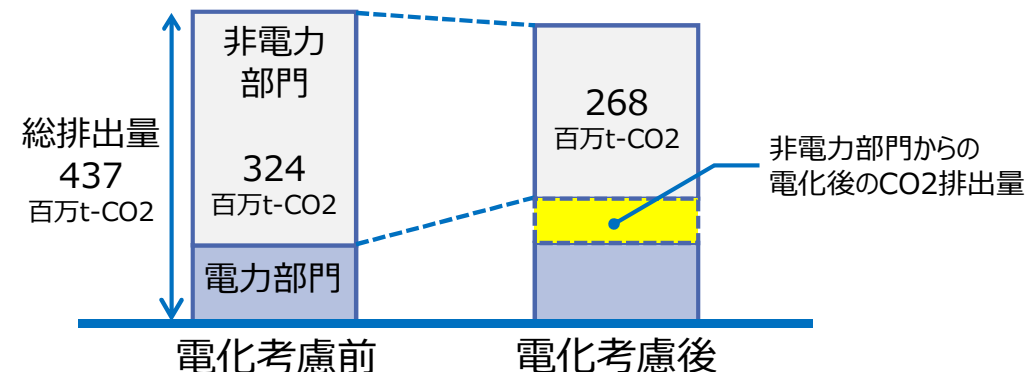
➢ 2010~2019年CO2排出量実績値は、「総合エネルギー統計(資源エネルギー庁)」および「2030年度におけるエネルギー需給見通し(関連資料)」を基に作成

#### <エネルギー消費量(/t-CO2)の想定>

各機関の想定では160~450kWh/t-CO2の幅で示されている。

基本政策 分科会	ICEFロードマップ2018 (Direct Air Capture of Carbon Dioxide)			
RITE	Climeworks	Carbon Engineering	Global Thermostat	APS 2011 NaOH case
182 kWh/t-CO2	450 kWh/t-CO2	366 kWh/t-CO2	160 kWh/t-CO2	194 kWh/t-CO2

#### <非電力部門の電化によるCO2排出量>





### 3. 長期展望の前提条件

#### (2-6) 年間総電力量の想定方法\_③脱炭素、エネルギー転換技術に伴う需要増加(エネルギー転換)

■ エネルギー転換技術は、国内の再エネ由来水素製造(水電解装置)に必要な需要とし、2050年の国内再エネ由来製造に必要な電力需要は、国の政策目標より、再エネ由来水素製造量を280万トン/年と想定し、水素製造エネルギー消費量の目標値4.3kWh/Nm<sup>3</sup>を使用し、1,340億kWhとする。

#### (2) 水素・燃料アンモニア産業

##### i) 水素

水素は、発電・輸送・産業等、幅広い分野で活用が期待されるカーボンニュートラルのキーテクノロジーである。日本は世界で初めて水素基本戦略を策定し、複数の分野で技術的に先行して

#### 途中省略

そのためには、導入量拡大を通じて、2030年に供給コスト30円/Nm<sup>3</sup>(現在の販売価格の1/3以下)、2050年に水素発電コストをガス火力以下(20円/Nm<sup>3</sup>程度以下)にする等、化石燃料に十分な競争力を有する水準となることを目指す。目標量に関しては、再エネポテンシャルや市場規模等、それぞれの国・地域が置かれている状況が異なることを認識しつつも、国内水素市場を早期に立ち上げる観点から、2030年に水素導入量を最大300万トンとすることを目指す<sup>28</sup>。うち、グリーン水素(化石燃料+CCUS/カーボンリサイクル、再生可能エネルギー等から製造された水素)の2030年供給量はドイツが2020年6月に発表した国家水素戦略で掲げる再エネ由来水素供給量(約42万トン)以上を目指す。加えて、2050年には2,000万トン程度の供給量を目指す。

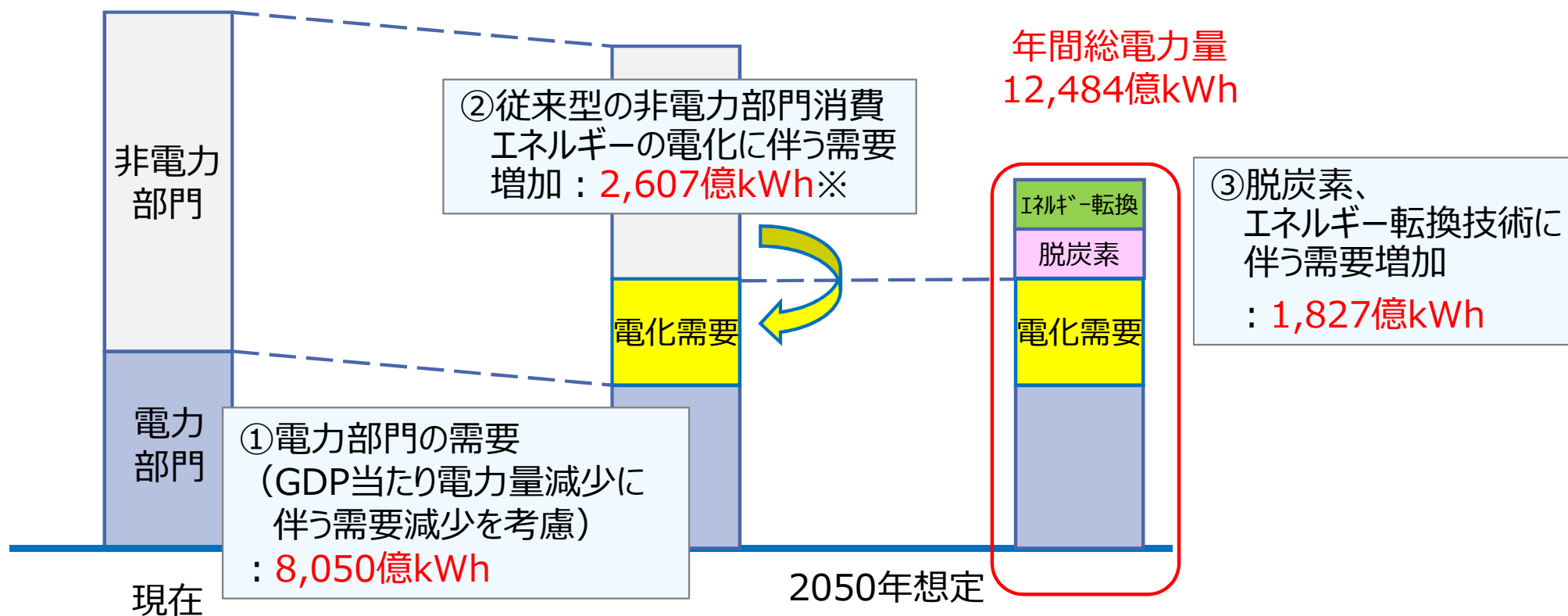
- 2030年水素導入目標量:最大300万トン。うち、再エネ由来水素供給量の目標値:約42万トン/年(比率14%)
- 2050年水素導入目標量:2,000万トン程度 ⇒ 280万トン/年と仮定して、1,340億kWh

### 3. 長期展望の前提条件

#### (2-7) 年間総電力量の想定方法\_年間総電力量の想定結果

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

#### 最終エネルギー消費



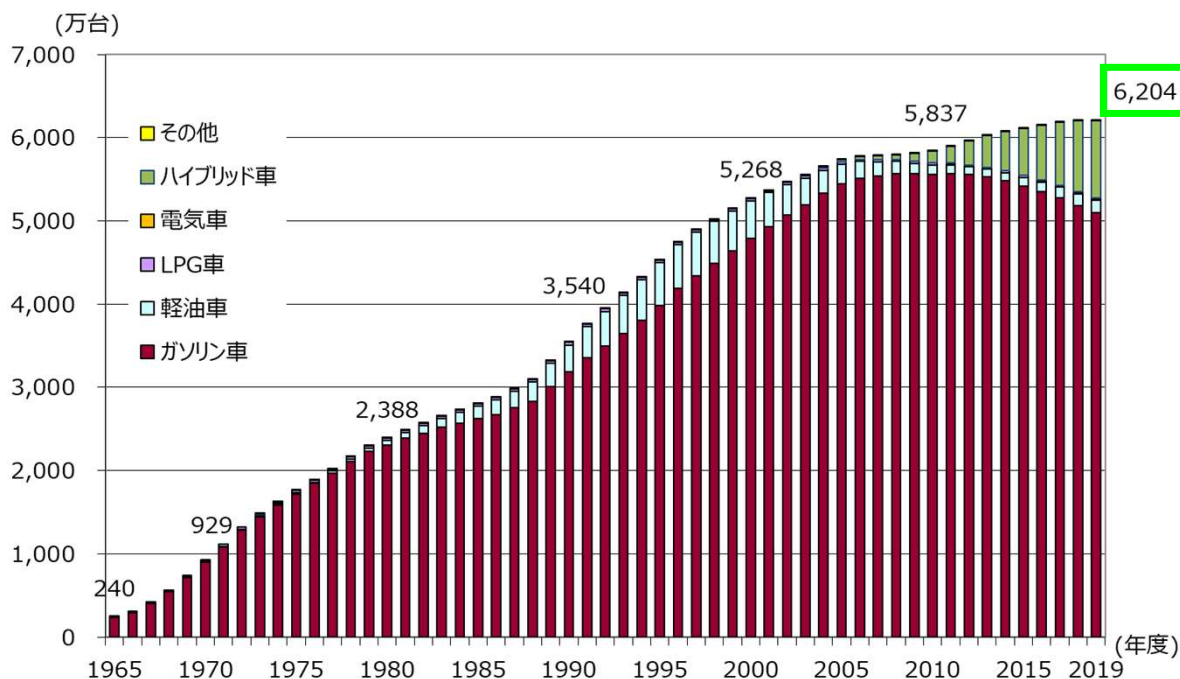
※産業部門の電化、輸送部門の電化、熱需要の電化などの合計値

### 3. 長期展望の前提条件

#### (3) 従来型の非電力部門消費エネルギーの電化(EV、PHEVの年間需要)

- EV、PHEVは、充電時間のシフトなど一定程度の制御が可能な負荷であり、普及拡大により再エネの余剰に合わせるなど需要の最適化に寄与することが期待される設備である。
- このような効果を反映するため、旅客自動車の保有台数実績をもとに、理論上、取り得る値の最大値として、保有台数の全台がEV、PHEVに置き換わると仮定して、2050年の年間需要（約450億kWh）と想定し、負荷需要カーブに織り込む。

旅客自動車の車種別保有台数の推移



<年間需要の算出>

諸 元	
保有台数	6,204万台
EV、PHEV普及率	100%
1台・日消費量	2kWh

年間需要：約450億kWh

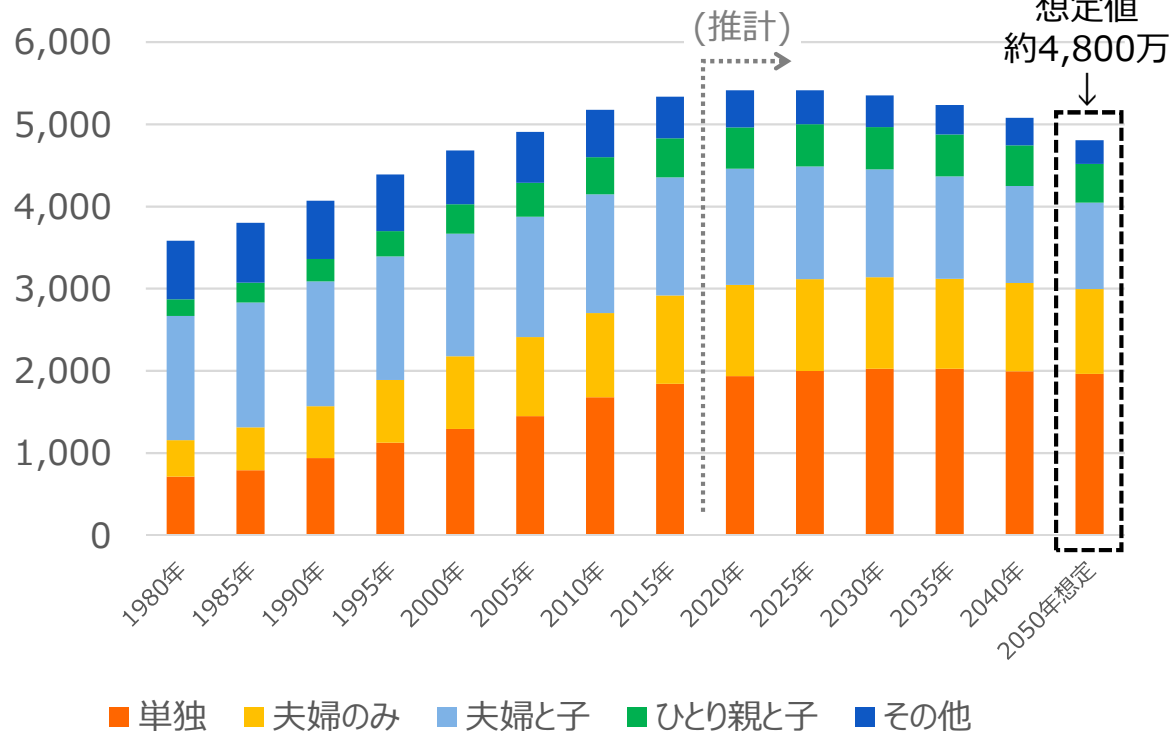
※普及率や消費量の不確実性については実態に応じ感度分析で影響確認

### 3. 長期展望の前提条件

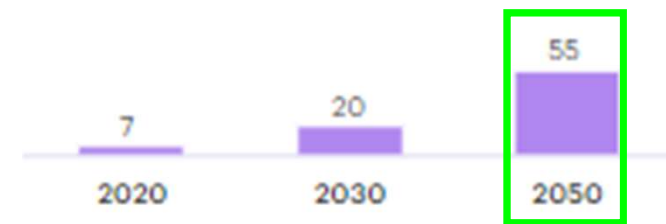
#### (4-1) 従来型の非電力部門消費エネルギーの電化(ヒートポンプの年間需要)

- ヒートポンプについても、貯湯時間のシフトなど一定程度の制御が可能な負荷であり、普及拡大により再エネの余剰に合わせるなど需要の最適化に寄与することが期待される設備である。
- このような効果を反映するため、「日本の世帯数の将来推計(全国推計)」より、2050年の世帯数を約4,800万世帯と想定し、IEA想定を導入率55%から2,640万台と算定。
- ヒートポンプの年間需要については、1台・1日あたり2.9kWh(貯湯容量370L、0.96kW、3h稼働)と仮定して、約278億kWhと想定し、負荷需要カーブに織り込む。

世帯数推移



※ 1980年～2040年の値については、国立社会保障・人口問題研究所「日本の世帯数の将来推計(全国推計)」の表2.家族類型別一般世帯数および割合の値を使用。



出典：IEA Net Zero by 2050-Analysis

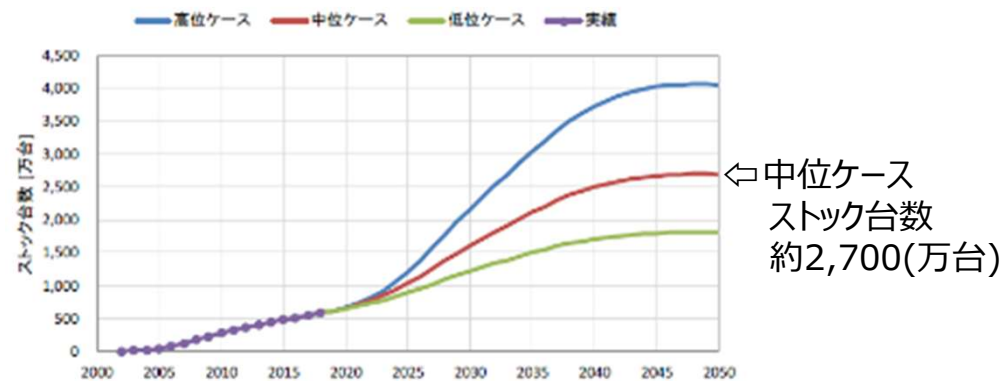


図 2-10 家庭用 HP 給湯機のストック台数の推計結果

出典：一般財団法人 ヒートポンプ・蓄熱センター令和2年度ヒートポンプ普及見通し調査

### 3. 長期展望の前提条件 (4-2) 貯湯容量ごとの出荷台数

- 貯湯容量370Lについては、以下の資料を参考とし、一般地仕様・寒冷地仕様ともに、貯湯容量ごとの出荷台数が多い370Lを選択。

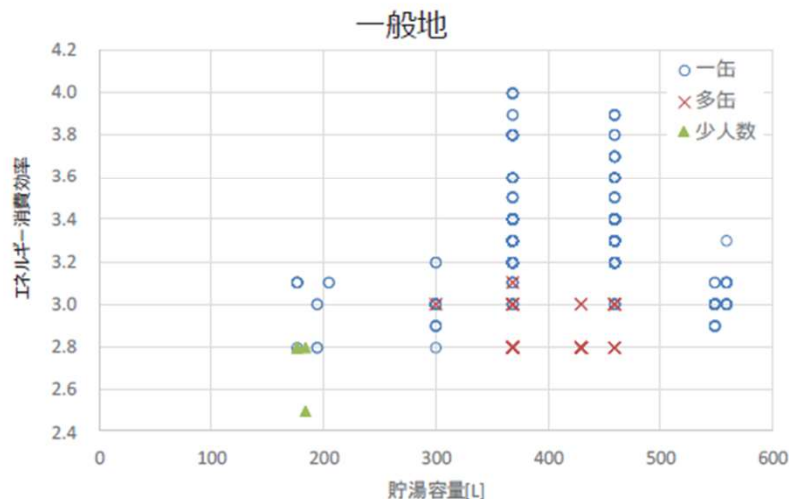
#### (参考) 貯湯容量ごとの出荷台数

- 貯湯容量ごとの出荷台数は、一般地仕様・寒冷地仕様とも、370L及び460Lが多い。

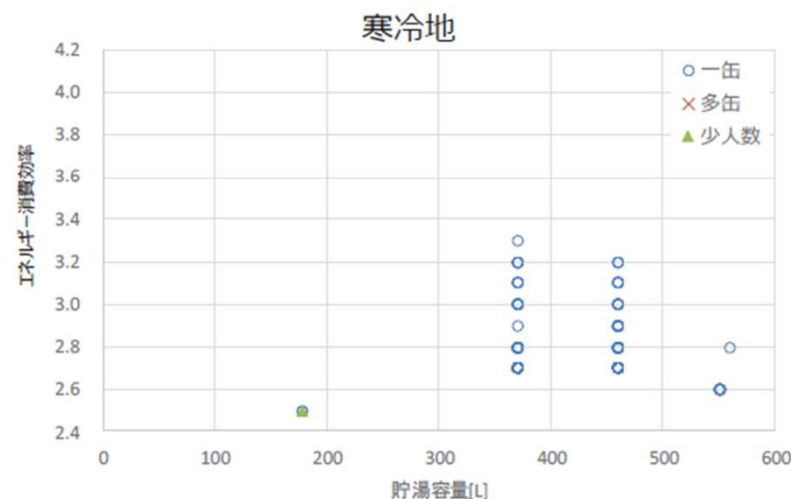
貯湯容量別の出荷台数

現行区分		240L未満				320L未満	550L未満			550L以上	合計	
上市製品の貯湯容量[L]		177	185	195	205	300	370	430	460	550	560	
出荷台数 [台]	一般地	*	*	*	*	3,686	237,990	*	140,553	*	2,735	397,758
	寒冷地	*	0	0	0	0	18,238	0	15,574	*	*	34,714

出所) 2017年度報告徴収より作成。\*製造社数が2社以下の出荷台数については非公開とした。



出所) 2017年度報告徴収より作成。  
※上記分布は、製品のラインナップを示したものの。



### 3. 長期展望の前提条件

#### (4-3) 貯湯容量370Lにおける消費電力(平均値)

- 貯湯容量370Lの消費電力0.96kWについても、以下の資料を参考とし、貯湯容量370Lの消費電力0.96kWを選択。

#### 2-4-2. 貯湯容量と効率の関係（技術的な要因）

- 現行区分320L未満の小容量機器については、程度の差はあるものの前述の少人数世帯向け機器と同様の理由により効率が低下する。
- 現行区分320L以上の機器については、住宅への設置性等から製品サイズには一定の制約があるため、貯湯容量が大きくなるほど加熱能力に対して相対的に小さいヒートポンプユニット（HPユニット）を使用することになり効率は低下する。

#### ■ 主な効率低下要因（現行区分320L以上の機器）

- 夜間にお湯を使用してから翌朝使用するまでの一定時間内にタンク内の水を沸き上げる必要があるため、貯湯容量が大きくなるほど熱源となるHPユニットの加熱能力を大きくする必要があります。
- 一方で住宅への設置性や生産性等の理由により、HPユニットのサイズには一定の制約がある。
- このため、貯湯容量が大きい製品ではHPユニットの圧縮機の回転数を上げて加熱能力の増加に対応するため消費電力が増加し効率は低下する。

HPユニットカタログ仕様とエネルギー消費効率（COP値）（一般地モデル）

貯湯容量		中間期標準加熱性能		HPユニット外形寸法(mm)			質量(kg)	エネルギー消費効率(COP)	
		加熱能力(kW)	消費電力(kW)	高さ	幅	奥行		加熱能力/消費電力	比率(対370L)
370L	平均値	4.50	0.960	688	803	299	47	4.688	—
	COPトップ機	4.50	0.885	690	820	300	55	5.085	—
460L	平均値	6.00	1.326	689	803	299	49	4.526	96.6%
	COPトップ機	6.00	1.230	690	820	300	55	4.878	95.9%
550L以上	平均値	7.34	1.713	714	798	296	53	4.285	91.4%
	COPトップ機	7.00	1.570	672	799	299	54	4.459	87.7%

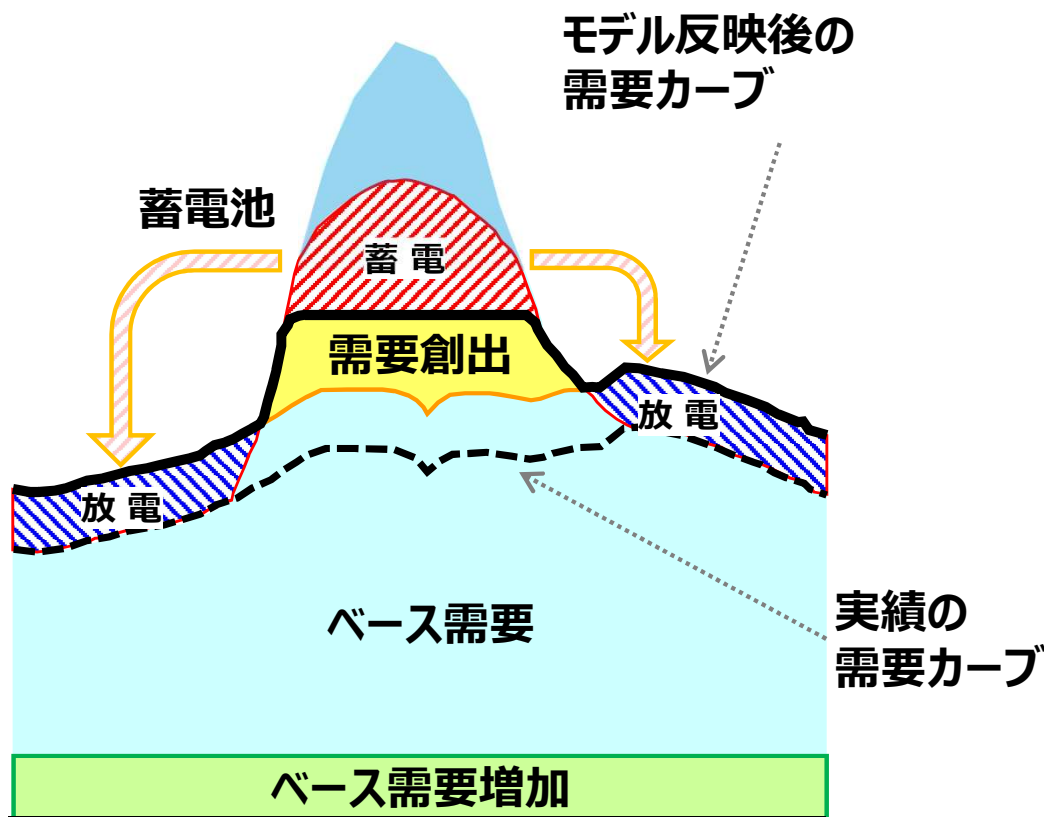
出所) 日本冷凍空調工業会、全社平均値 (2018年3月時点)

### 3. 長期展望の前提条件

#### (5) 需要カーブのモデル化

- カーボンニュートラル実現を見据えた需要側対策を考慮すると、需要カーブの形状が実績と比べて変わるため、変化要因となる需要を「ベース需要増加」、「再エネ余剰時の需要創出」、「蓄電池」の3つにモデル化することで需要カーブを形成する。

#### 需要カーブのモデル化イメージ



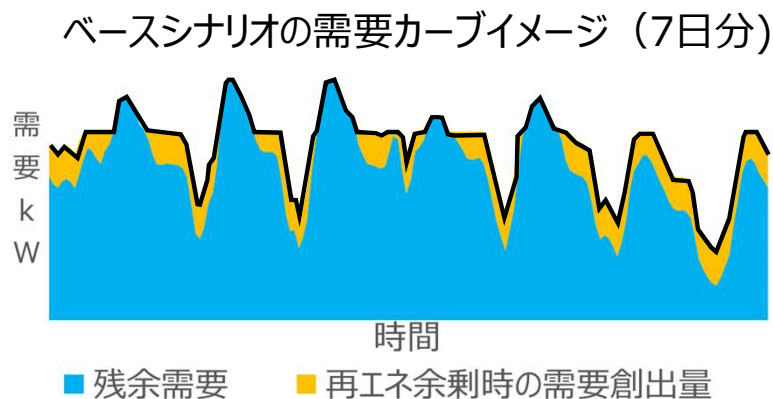
	具体的なモデル化
ベース 需要増加	<b>ベース需要増加</b> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ 8,760時間一律で稼働する箱型需要容量等は、政策的議論等から想定</li></ul>
再エネ 余剰活用	<b>再エネ余剰時の需要創出</b> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ 再エネ余剰電力の発生時間帯を活用して創出される需要</li><li>➤ 電化シフト</li><li>➤ 容量等は、政策的議論等から想定</li></ul> <b>蓄電池</b> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ 貯蔵技術により、余剰時に蓄電し、不足時に発電</li><li>➤ 揚水と同様のモデルとして計算</li><li>➤ 容量等は、政策的議論等から想定</li></ul>

### 3. 長期展望の前提条件

#### (6) 価格弾力性

■ 将来の電化シフトや再エネ余剰を活用する需要は、可制御な需要になると考えられるため、EVやHP、DAC、水素製造といった需要について、可制御とする割合を変化させて需要カーブに反映させる（需要カーブの再形成）ことで、電力需要の価格弾力性を表現する。

#### 長期展望における価格弾力性の想定



①再エネ余剰時の  
需要創出の反映

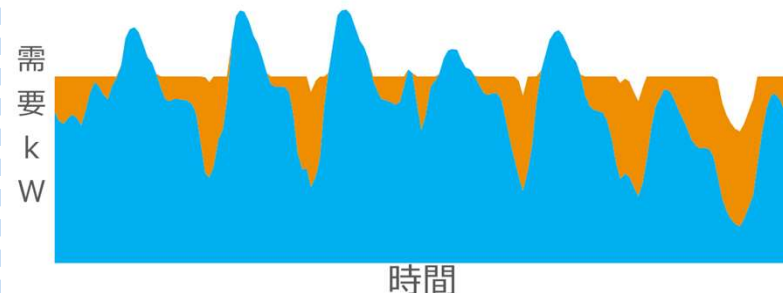


②負荷率の変更の反映



#### 各シナリオの需要カーブに反映

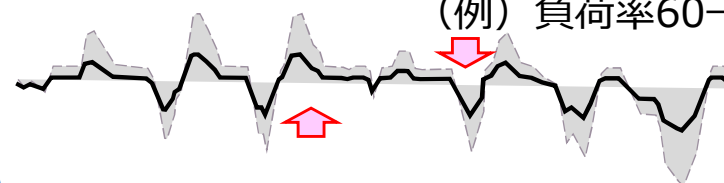
需要創出量kWh、創出用設備kW  
を増加させた場合のイメージ



例：水素製造、HP・EV電化需要の増加

負荷率を改善した場合の需要カーブイメージ

(例) 負荷率60→80%



例：需要シフト



### 3. 長期展望の前提条件

#### (7) 各シナリオにおける需要のエリア配賦

■ 個別に想定した需要のエリア配賦は、公表されている実績値等を用いて、将来、実現性の高そうなエリアに配賦する。

#### エリア配賦

需要モデル		需要値 (億kWh)	エリア配賦		
			需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要立地自然体シナリオ
③ 脱炭素、 エネルギー転換 に伴う需要増加	エネルギー転換 (国内水素製造)	1,340	80%再エネ設備量比率 20%需要実績比率	20%再エネ設備量比率 80%需要実績比率	100%需要実績比率
	脱炭素技術 (DAC)	488	80%CO2貯留ポテンシャル比率 20%需要実績比率	20%CO2貯留ポテンシャル比率 80%需要実績比率	100%需要実績比率
② 電化に伴う 需要増加	ヒートポンプ	277	世帯数比率	世帯数比率	世帯数比率
	EV・PHEV	450	自動車保有台数比率	自動車保有台数比率	自動車保有台数比率
	従来需要 (電化)	1,880	実績需要比率	実績需要比率	実績需要比率
① 従来需要	従来需要	8,050			

#### エリア比率

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
需要実績比率	4%	9%	32%	15%	3%	16%	7%	3%	10%	1%
自動車保有台数比率	5%	11%	27%	16%	3%	15%	7%	4%	12%	1%
世帯数比率	4%	8%	36%	12%	2%	18%	6%	3%	10%	1%
CO2貯留可能量比率	25%	18%	4%	1%	8%	3%	17%	3%	19%	2%
再エネ設備導入量比率	8%	18%	20%	12%	2%	8%	8%	5%	19%	0.4%

### 3. 長期展望の前提条件

#### (8) 各エリアの電源設備量 (各シナリオ共通)

■ 前提条件の考え方を機械的に適用し、電源設備量を下表のとおり設定した。

単位：MW

	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	6,290	18,246	3,890	1,221	1,789	2,404	2,144	1,950	3,039	27	41,000
洋上風力	14,342	8,824	3,647	2,025	1,276	1,150	500	1,650	11,634	0	45,048
太陽光	8,305	33,780	60,231	38,999	4,970	23,097	26,285	13,496	49,404	1,432	260,000
水力	1,375	3,566	4,291	4,437	2,980	3,378	1,027	934	1,966	2	23,956
バイオ	473	2,077	1,415	720	318	627	748	545	999	78	8,000
地熱	209	585	136	102	2	0	10	0	455	0	1,499
揚水	800	460	11,653	4,102	110	4,581	2,123	615	2,300	0	26,744
原子力	1,491	5,518	7,112	2,517	1,898	2,360	1,373	890	2,360	0	25,519
CCS付石炭 <sup>※1</sup>	143	1,163	7,521	1,211	35	2,200	2,171	809	1,472	0	16,725
CCS付LNG (MACC) <sup>※1</sup>	1,139	3,672	15,988	6,356	425	7,839	0	423	1,262	0	37,103
CCS付LNG (ACC) <sup>※1</sup>	0	686	4,498	0	0	0	285	296	0	0	5,765
CCS付LNG (CC) <sup>※1</sup>	0	599	1,680	0	0	158	0	0	0	0	2,437
CCS付LNG (コンベ) <sup>※1</sup>	109	116	47	0	500	840	0	0	20	80	1,714
石油	15	90	991	480	0	151	285	0	286	0	2,298
CO2分離回収型石炭 <sup>※2</sup>	1,200	6,750	638	2,100	1,950	590	2,700	701	4,888	624	22,141
CO2分離回収型LNG <sup>※2</sup>	1,900	1,815	8,704	8,425	500	5,863	2,940	1,250	4,110	958	36,464
水素・アンモニア <sup>※2</sup>	991	1,202	7,585	2,539	700	2,737	269	2,963	1,093	440	20,518
系統用蓄電池 <sup>※3</sup>	422	1,004	2,552	1,457	294	1,397	634	331	1,084	131	9,306

注) 経年状況を踏まえ機械的に設定した設備量となるため、情勢変化による需要や電源の動向によって、結果は変わり得ることに留意が必要

※1 経年45未満の既設火力(石油除く)がCCS併設に改造されると仮定。なお分析上、現状の燃料種を機械的に適用している。

※2 経年45年以上の既設火力がリプレイスすると仮定(石炭⇒CCS付石炭、LNG、石油⇒CCS付LNG、水素・アンモニアは後年度から積み上げ)

※3 本検討では、系統運用のための蓄電池を想定しており、導入量の推計においてはEV・PHEVのバッテリー容量を積み上げた数値をもとに試算。

### 3. 長期展望の前提条件 (9) 燃種毎の出力設定等

■ 長期展望における燃種毎の出力設定については、下表のとおり。

	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)	—	—
蓄電設備	揚水 ・ 蓄電池	エリア毎設備量 * (1-所内率) * 出力範囲	0.4%	【範囲】 -100% (充電) ~ 100% (放電) ※充放電効率 (揚水) : 70% ※充放電効率 (蓄電池) : 90%
水素・アンモニア		ユニット毎設備量 * (1-所内率) * 稼働率 * 出力範囲	2.3%	0,70~100%※2
原子力		ユニット毎設備量 * (1-所内率) * 稼働率 * 出力範囲	4.0%	0,100%
火力	石炭⇒CO2分離回収型へ	ユニット毎設備量 * (1-所内率) * 稼働率 * 出力範囲	9.0%	0,30~100%※3
	MACC		4.7%	0,20~100%※3
	ACC		4.7%	
	CC		4.7%	
	Conv		4.7%	
	石油		4.8%	0,30~100%※3

※1 発電コスト検証ワーキンググループ報告書 (2021年9月) における「各電源の諸元一覧」より

※2 年間発電量が2050年kWh比率で1割程度となるように調整

※3 「再生可能エネルギー技術報告書 (第2版)」(NEDO) (2014年2月) より

### 3. 長期展望の前提条件 (10) 火力等の運転条件

■ 長期展望における火力等の運転条件については、下表のとおり。

燃 種	燃料費+CO2対策コスト単価※1 (円/kWh)	変化率制約	調整力拋出能力	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 (CCS)	7.7~12.5	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拋出可能とする	0.03~13.9百万円 (0.2~107万kW)	8時間	1回						
MACC (CCS)	7.9~14.6			4時間	2回							
ACC (CCS)	8.0~14.8			1.0~3.0百万円 (0.4~200万kW)	4時間	2回						
CC (CCS)	9.3~17.2			4時間	2回							
Conv (CCS)	10.9~20.1			0.04~2.5百万円 (0.9~50万kW)	8時間	1回						
石油	16.6~29.4			3.0~11.6百万円 (0.09~43万kW)	8時間	1回						
水素・アンモニア	9.0~16.3			1.0~2.1百万円 (2.8~105万kW)	4時間	2回						
最大稼働率※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	74.4%	72.4%	79.9%	93.0%	96.3%	91.6%	83.3%	84.8%	91.0%	96.1%	96.0%	88.3%
MACC	85.5%	82.3%	87.5%	95.2%	98.0%	94.0%	86.1%	88.3%	94.0%	97.7%	98.6%	94.3%
ACC	85.2%	82.9%	88.4%	96.0%	96.8%	92.6%	88.5%	91.0%	95.0%	97.3%	96.7%	90.8%
CC	77.9%	75.5%	87.4%	95.3%	97.3%	89.3%	78.0%	81.0%	89.8%	90.3%	90.5%	85.5%
Conv	81.7%	77.9%	83.1%	94.6%	97.1%	89.1%	81.5%	83.7%	91.2%	93.0%	93.1%	87.7%
石油	84.6%	81.9%	81.1%	92.0%	92.4%	87.7%	79.5%	85.0%	92.6%	96.5%	96.7%	91.2%
水素・アンモニア	85.5%	82.3%	87.5%	95.2%	98.0%	94.0%	86.1%	88.3%	94.0%	97.7%	98.6%	94.3%

※1 発電コスト検証ワーキンググループ報告書(2021年9月)における発電コストレビューシートの2030年に熱効率及び所内率を入力して算出

※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

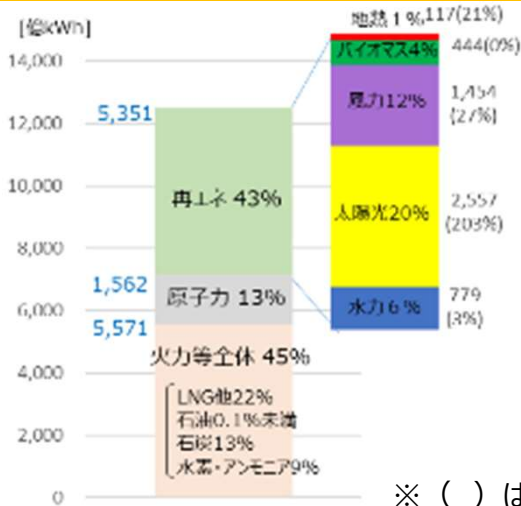
※4 最大稼働率=100%-過去五カ年平均補修率。

### 3. 長期展望の前提条件

#### (1) 各シナリオにおけるwithout断面における燃種別発電量

■ 各シナリオにおける年間発電量の比率等は以下のとおり。なお、without断面において、需要立地誘導シナリオでは再エネ余剰が有効活用されることで出力制御率が低下している。

#### ベースシナリオ

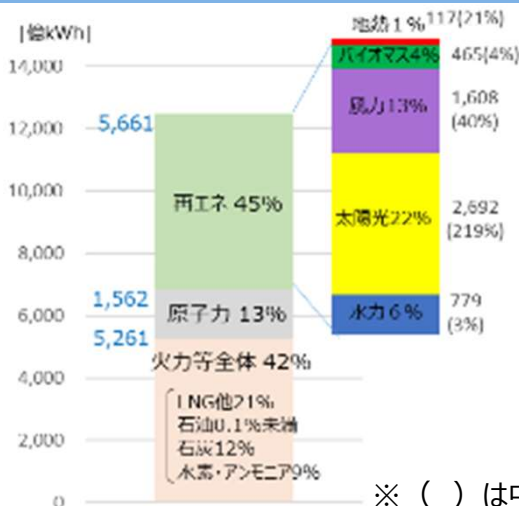


**再エネ比率 43%**  
**再エネ出力制御率**

全国	22%
東地域	31%
中西地域	13%

※ ( ) は中間整理からの増加率 ※系統増強前

#### 需要立地誘導シナリオ

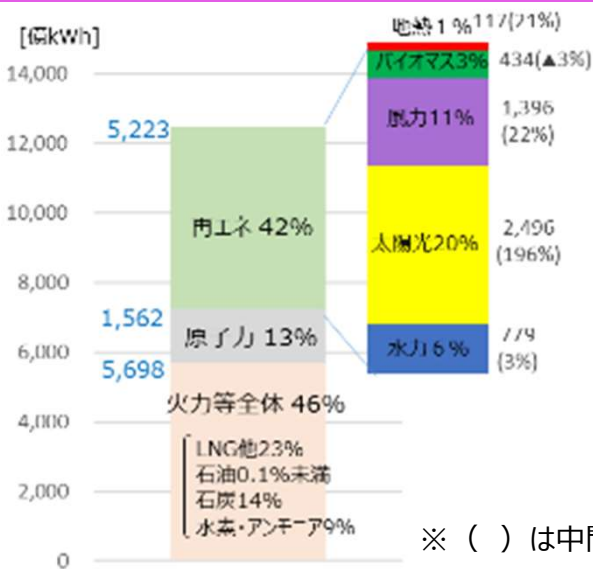


**再エネ比率 45%**  
**再エネ出力制御率**

全国	16%
東地域	23%
中西地域	9%

※ ( ) は中間整理からの増加率 ※系統増強前

#### 需要立地自然体シナリオ

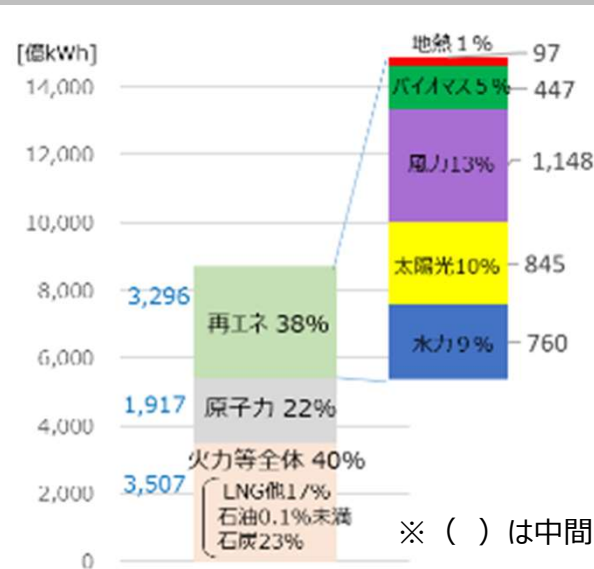


**再エネ比率 42%**  
**再エネ出力制御率**

全国	24%
東地域	34%
中西地域	15%

※ ( ) は中間整理からの増加率 ※系統増強前

#### (参考) 中間整理 (45GWシナリオ)



**再エネ比率 38%**  
**再エネ出力制御率**

全国	14%
東地域	19%
中西地域	8%

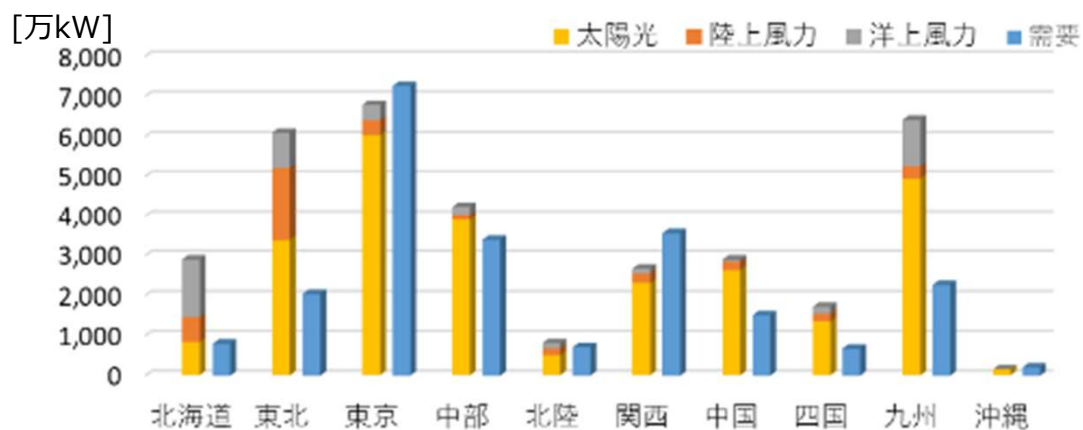
※ ( ) は中間整理からの増加率 ※系統増強前

### 3. 長期展望の前提条件

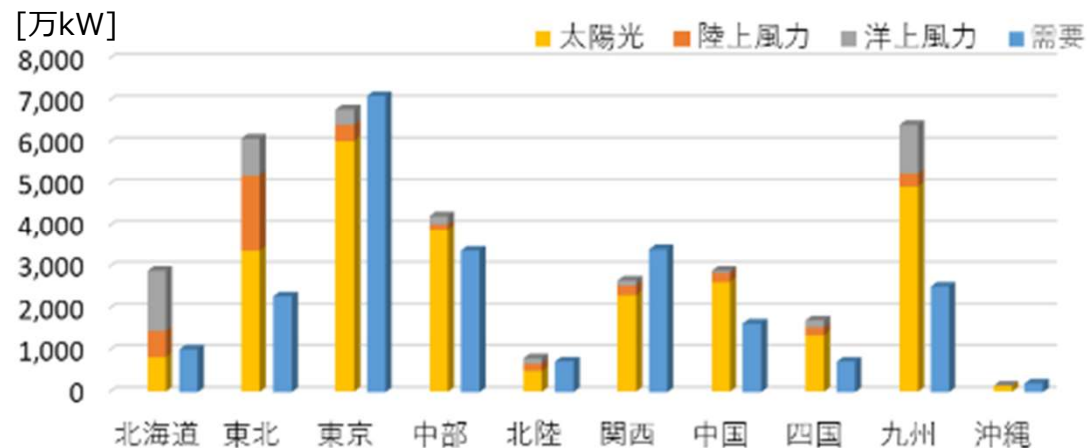
#### (1 2) 各シナリオにおける需要と再エネ電源（太陽光・陸上風力・洋上風力）

■ 複数シナリオ分析では、再エネ余剰を活用する需要のロケーションを踏まえてエリア配賦するとともに、EV・ヒートポンプなどの負荷率が変化することを想定して設定した。

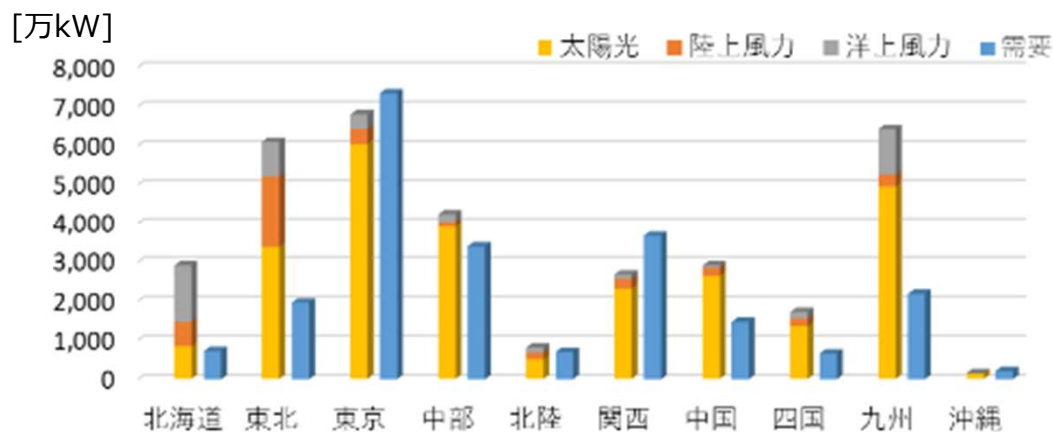
#### ベースシナリオ



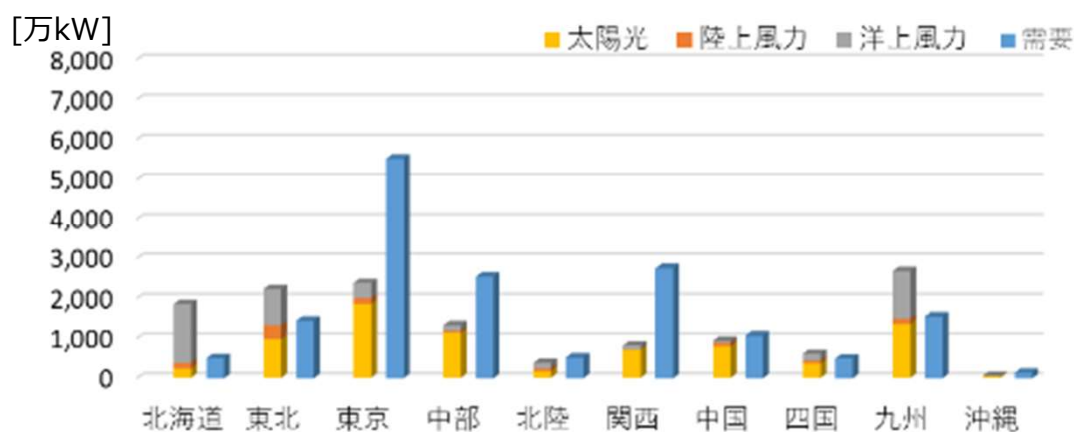
#### 需要立地誘導シナリオ



#### 需要立地自然体シナリオ



#### (参考) 中間整理 (45GWシナリオ)



## 4. 東地域の増強方策

## 4. 東地域の増強方策

### (1) 東地域における系統増強の考え方

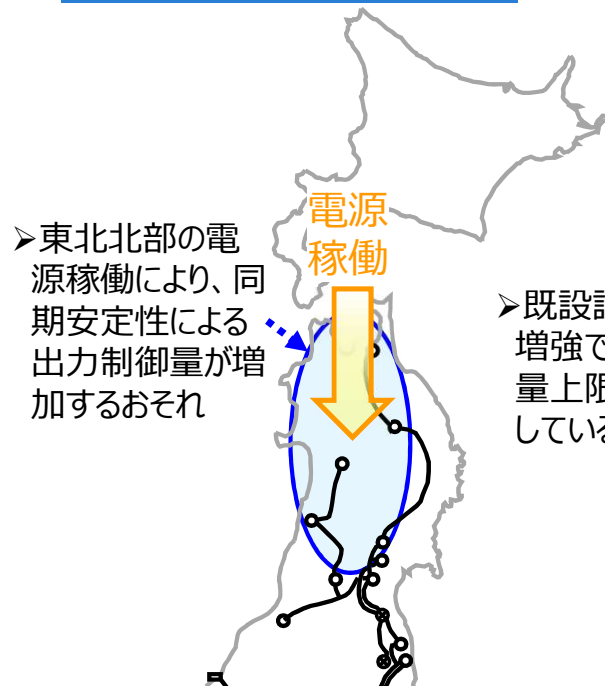
- 東地域においては、北海道・東北地内に需要を大幅に上回る再エネ導入量が想定されることから、再エネを有効活用するためには大消費地への送電が必要となる。
- 加えて、メリットオーダーにより再エネの発電量が増加した場合、北海道地内の調整力確保、東北地内の同期安定性維持等の制約により、再エネの出力制御量が増加する懸念がある。
- 北海道エリアの洋上風力などを本州の大消費地へ送電するためには、いずれにしても海域を横断することが必須であり、北海道道南エリア及び東北北部エリアの陸域の既存送電設備が容量上限に達していることも勘案すれば、長距離大容量かつ海底ケーブル送電に優位性のあるHVDCにより大消費地まで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

① 北海道・東北地内における同期安定性等の課題

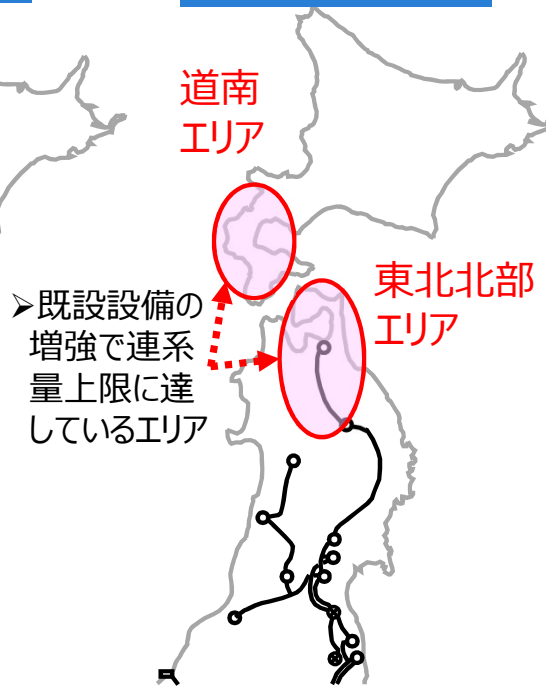
② HVDC送電ルート（北海道～本州）の必要性

③ 本州側の空容量を考慮したHVDCルート・増強規模をB/C等を確認し検討

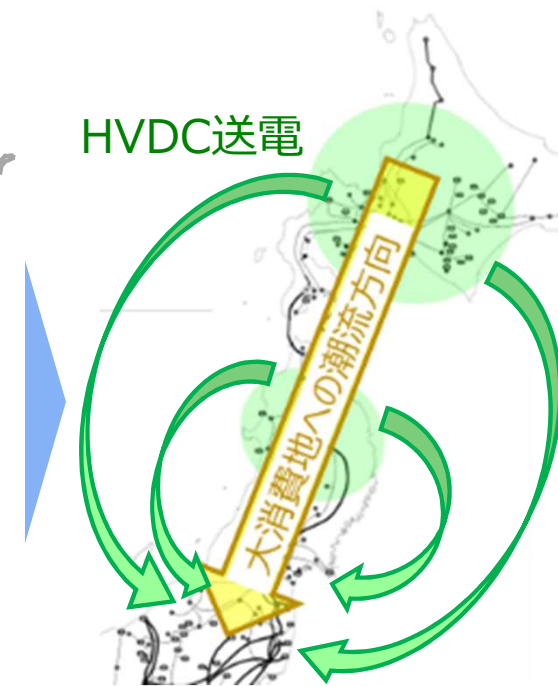
同期安定性による制約



増強困難エリア



HVDC送電





## 4. 東地域の増強方策

### (2) 再エネ大量導入に伴う系統課題

- 東地域は、北海道・東北エリアに、他エリアと比較して大量の再エネが導入することが想定され、その再エネの電気を大消費地である東京エリアへ送るためには、再エネ導入に伴う系統課題を考慮した系統増強が必要となる。

#### 東地域系統課題

- ベースシナリオの需要と再エネ設備量比較

##### 【エリア】

需要(万kW)

■ H3需要

再エネ設備量合計(万kW)

■ 太陽光

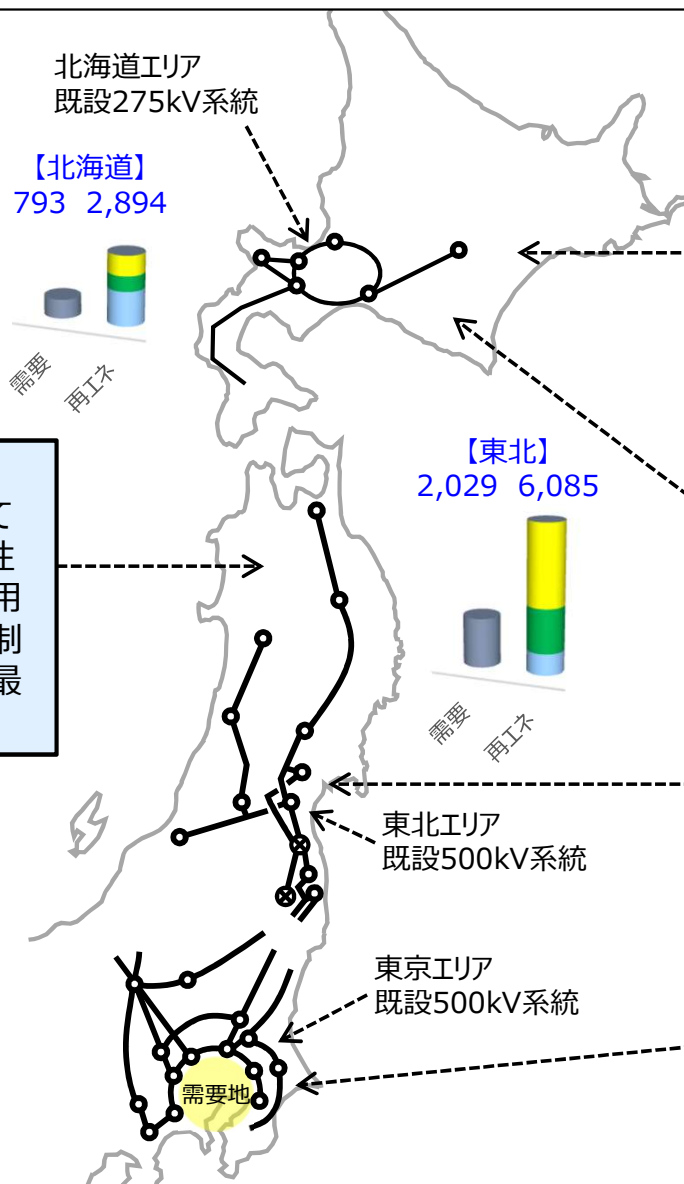
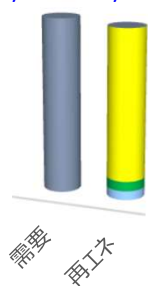
■ 陸上風力

■ 洋上風力

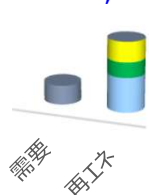
##### 【北海道地内系統】

- 東北北部において長期展望で想定している再エネが導入されると、同期安定性の制約により東北東京間連系線の運用容量が低下する。低下することで出力制御など制約が生じるため、既存系統を最大限活用した対策が必要。

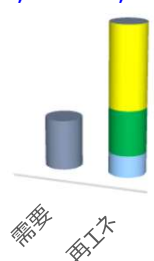
【東京】  
7,211 6,777



【北海道】  
793 2,894



【東北】  
2,029 6,085



##### 【北海道地内系統】

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

##### 【北海道・東北地内系統】

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

##### 【東京地内系統】

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

# 4. 東地域の増強方策

## (3) ベースシナリオの系統課題を踏まえた増強方策

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

### 東地域増強イメージ図

※増強イメージ図であり、送電線等の新設や増強を確定したものではありません。

**HVDC対策コスト**  
約2.5～3.4兆円

○HVDC送電線新設ほか

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

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

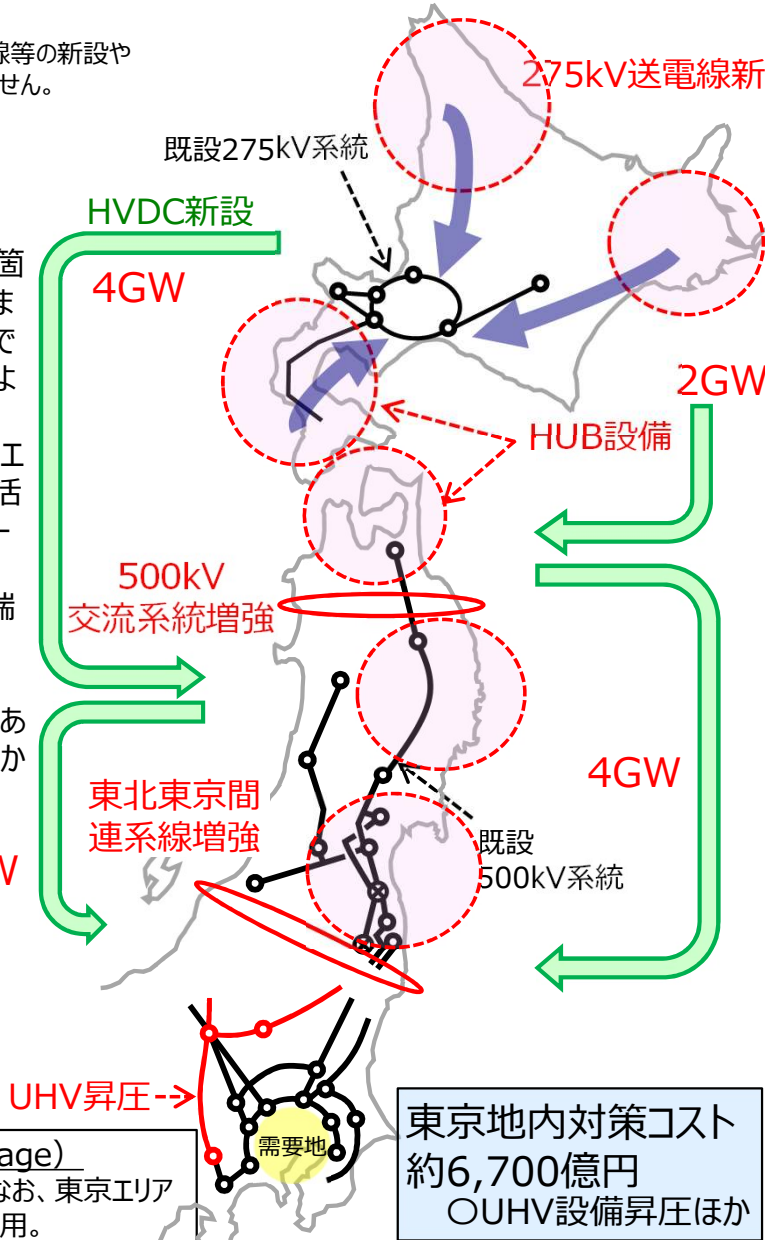
✓洋上風力の導入見込みが多い、北海道・東北エリアでは、多端子システムは、交直変換器など設備数も削減可能で有効な手段となる。長期展望の想定する将来において多端子システムは実現可能と想定するが、多用途多端子など開発中の技術でもあるため、開発動向等により取りうる選択肢としておき、長期展望から整備計画を具体化する中で詳細検討していく。

**東北東京間連系線対策コスト**  
約2,000億円

○500kV送電線新設  
○既設275送電線昇圧 ほか

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

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



**北海道地内対策コスト**  
約1.1兆円※

○275kV送電線新設  
○HUB設備、開閉所新設 ほか

**東北地内対策コスト**  
約6,500億円※

○500kV送電線新設  
○HUB設備新設 ほか

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

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

**東京地内対策コスト**  
約6,700億円

○UHV設備昇圧ほか

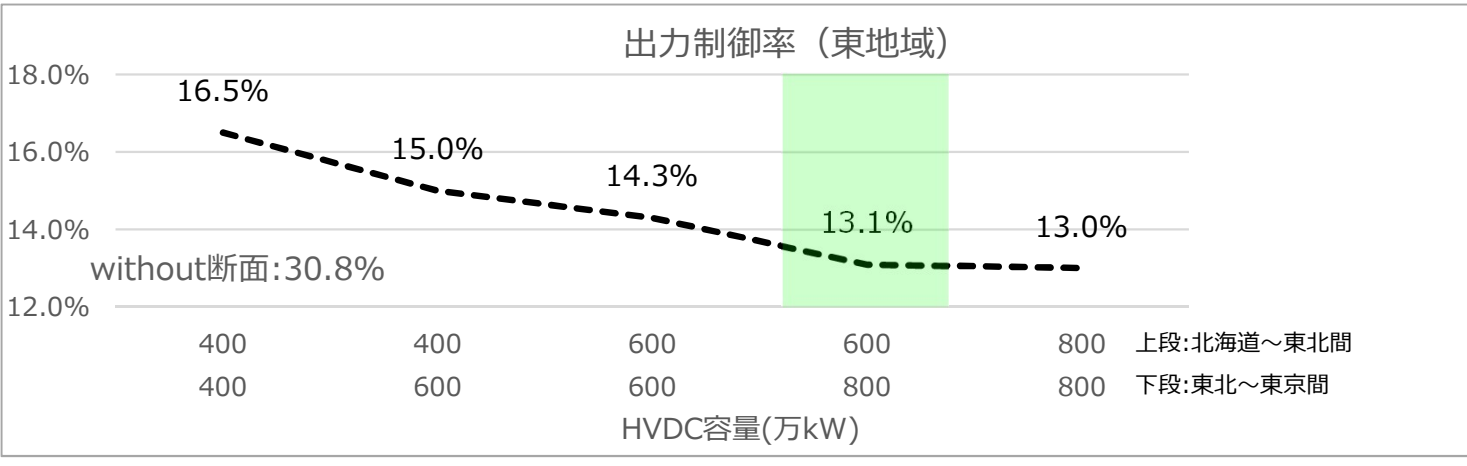
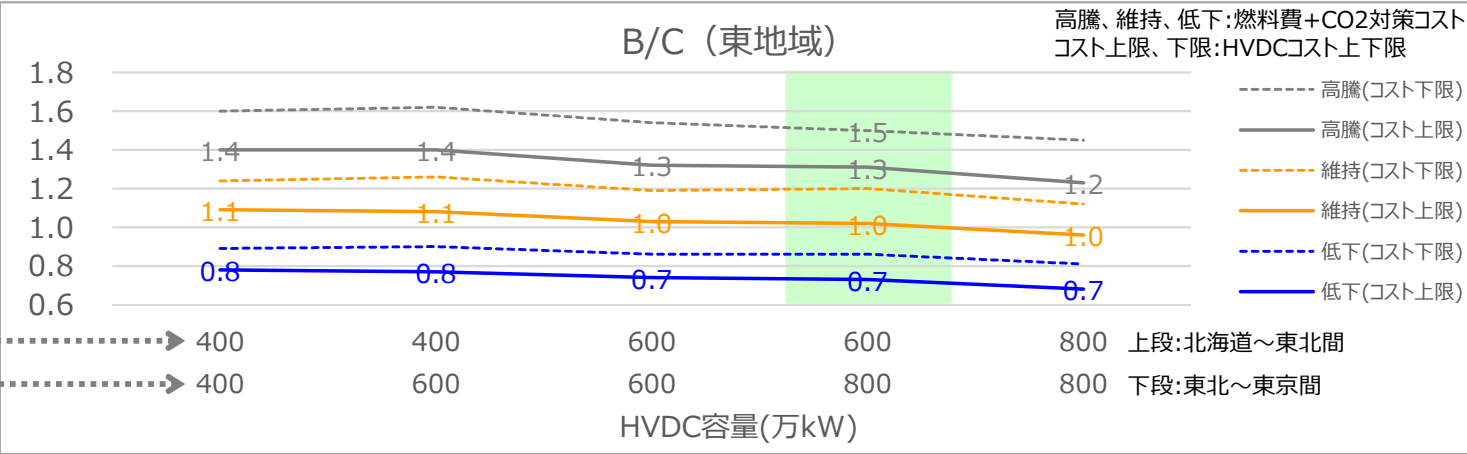
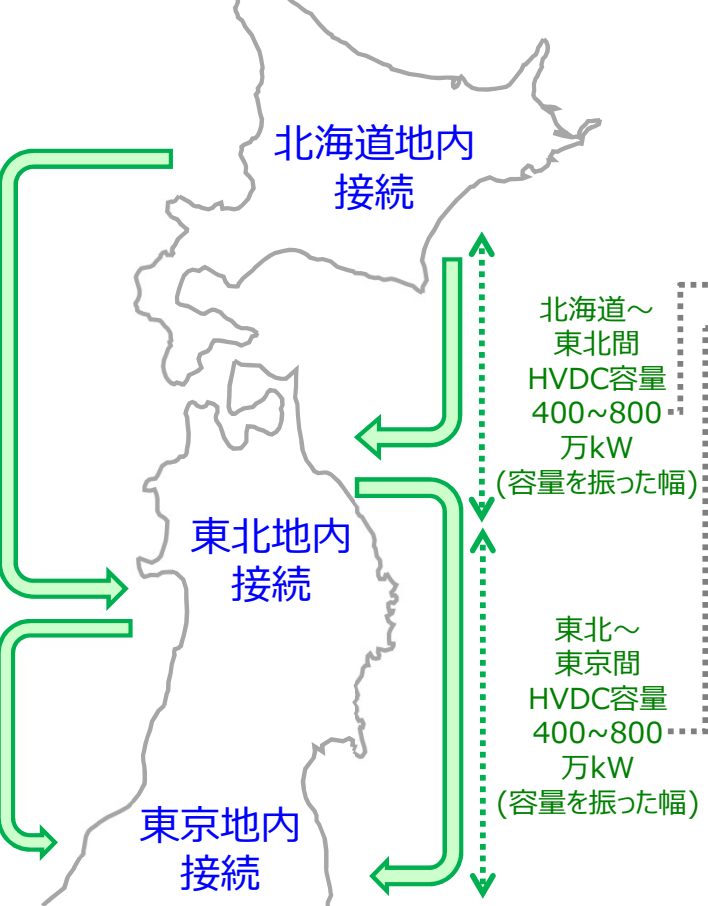
✓UHV昇圧は、潮流増加に対する対策のみでなく、同期安定性の制約により低下する東北東京間連系線の運用容量の拡大等にも効果が見込まれる。そのため、電源の導入見込み等に応じて東北東京間連系線増強やUHV設備の昇圧を選択していく。

# 4. 東地域の増強方策

## (4-1) ベースシナリオの費用便益評価

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

### 東地域HVDC構成



## 4. 東地域の増強方策 (4-2) ベースシナリオ工事費内訳

		増強対象	工事概要	工事費計	
東地域	連系線増強	北海道東北間HVDC (600万kW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 北海道～東北間HVDC400万kW新設(日本海側,600km)</li> <li>▶ 北海道～東北間HVDC200万kW新設(太平洋側,300km)</li> <li>※ 北海道地内系統とHVDCは、HVDC脱落等による周波数影響を考慮した容量(今回の検討では100万kW)で制約した単位での接続としている。</li> </ul>	約13,400～ 約18,000億円	
		東北東京間HVDC (800万kW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 東北～東京間HVDC400万kW新設(日本海側,400km)</li> <li>▶ 東北～東京間HVDC400万kW新設(太平洋側,500km)</li> </ul>	約11,600～ 約16,400億円	
		東北東京間連系線(交流系統)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 500kV送電線新設</li> <li>▶ 既設275kV送電線、変電所昇圧(275kV→500kV)</li> <li>▶ 既設500kV送電線引込方法変更 ほか</li> </ul>	約2,000億円	
	地内増強	北海道	275kV送電線新設 HUB設備、開閉所新設ほか	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 275kV送電線新設</li> <li>▶ HUB設備、開閉所新設</li> <li>▶ 既設187kV送電線、変電所昇圧 ほか</li> </ul>	約11,000億円
		東北	500kV送電線新設 HUB設備新設ほか	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 500kV送電線新設</li> <li>▶ HUB設備新設 ほか</li> </ul>	約6,500億円
		東京	UHV設備昇圧他	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 既設500kV変電所、開閉所UHV昇圧</li> <li>▶ 開閉所新設</li> <li>▶ 既設500kV送電線鉄塔建替ほか</li> </ul>	約6,700億円
	小 計				約51,200～ 約60,600億円

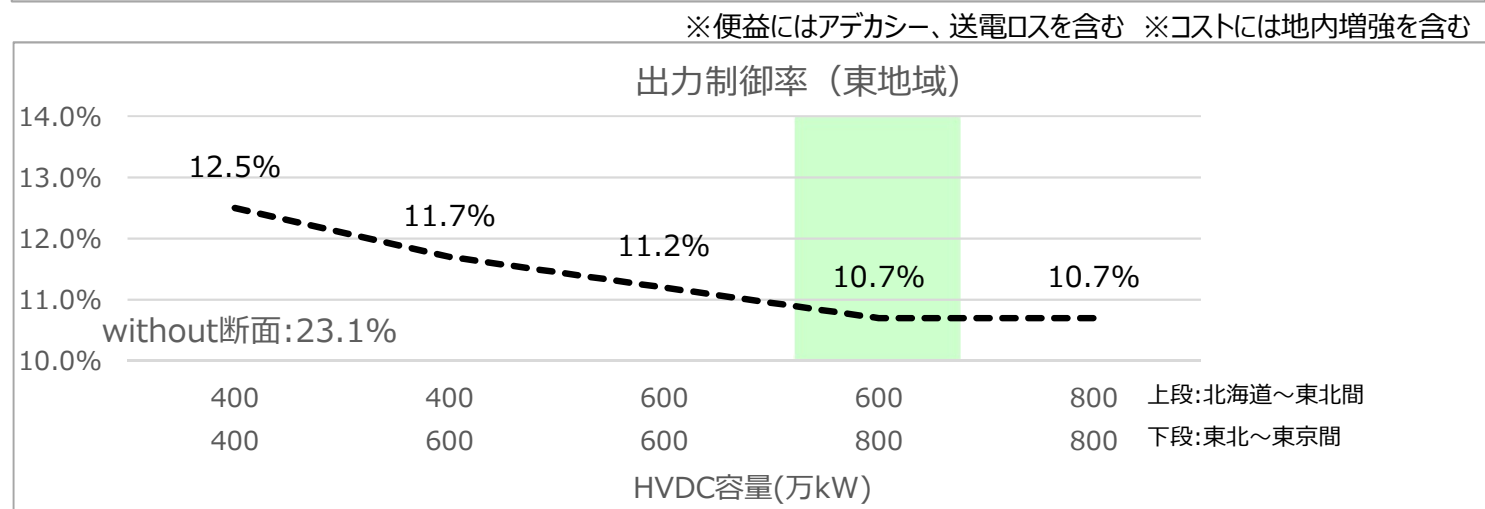
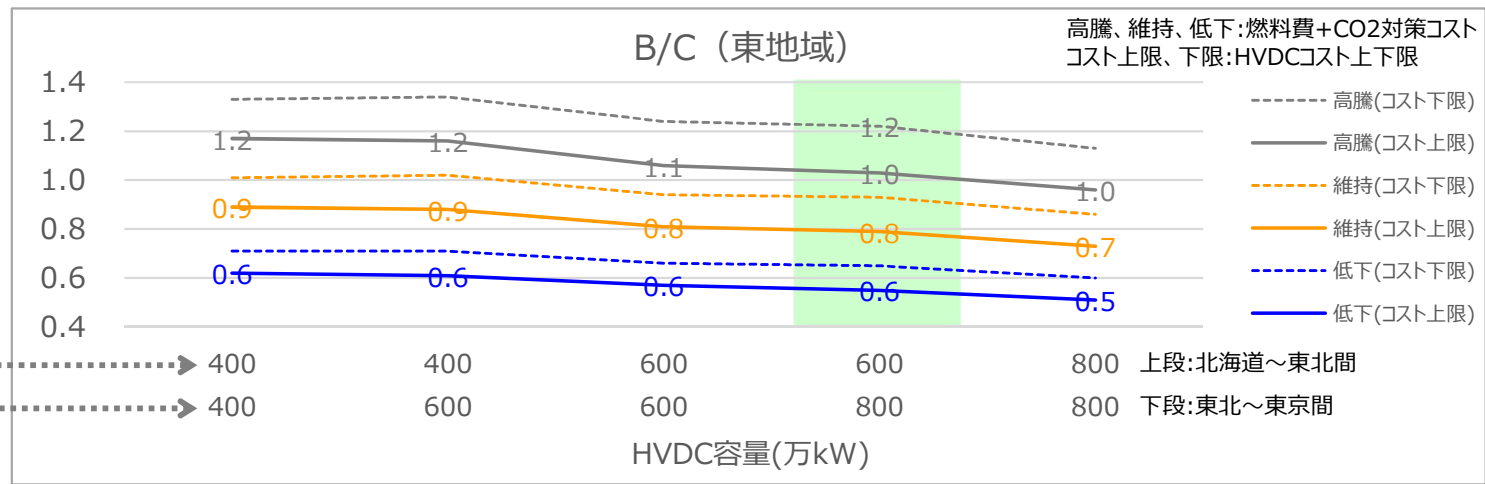
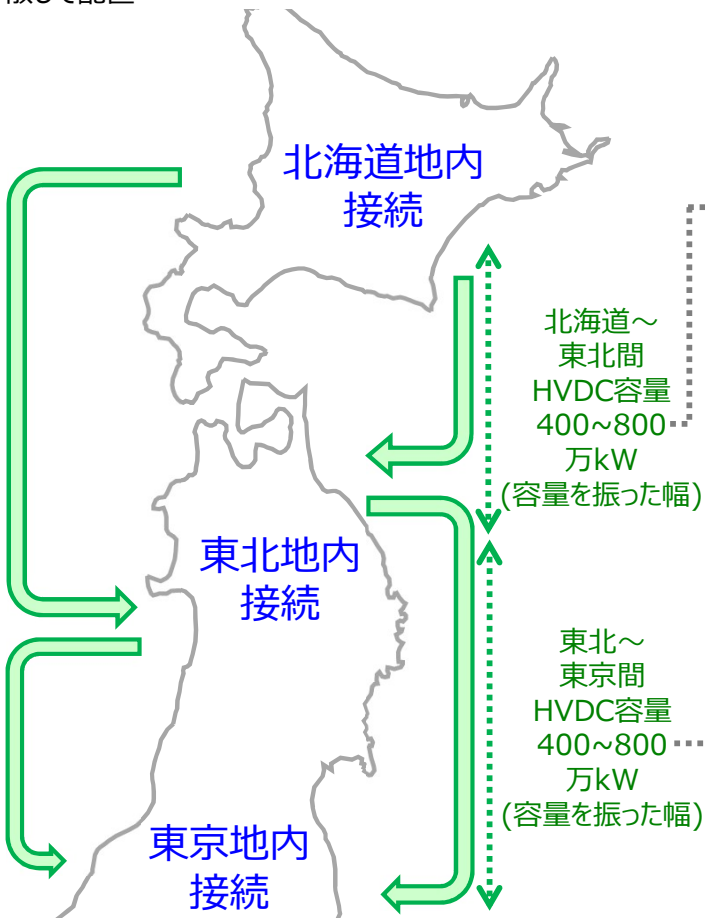
# 4. 東地域の増強方策

## (5-1) 需要立地誘導シナリオ費用便益評価

- 需要立地誘導シナリオにおける系統増強は、電力潮流の減少により一部の地内系統の増強規模の若干の縮小はあるものの、ベースシナリオと基本的に変わらない構成となった。
- HVDC容量は、B/C、再エネ出力制御率から北海道～東北間600万kW、東北～東京間800万kW程度が有力であり、ベースシナリオと同じ結果となった。

### 東地域HVDC構成

HVDC構成は、各エリアの再エネの配置や増強後の再エネ出力制御率を考慮して、日本海側、太平洋側で容量を分散して配置



✓ 長期展望から整備計画を具体化していく中で、既存系統への影響や同期安定性による東北東京間連系線の運用容量制約などを考慮した費用便益評価を行い、HVDCの構成及び容量等を詳細検討していく。

## 4. 東地域の増強方策

### (5-2) 需要立地誘導シナリオ工事費内訳

		増強対象	工事概要	工事費計	
東地域	連系線増強	北海道東北間HVDC (600万kW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 北海道～東北間HVDC400万kW新設(日本海側,600km)</li> <li>▶ 北海道～東北間HVDC200万kW新設(太平洋側,300km)</li> </ul> ※ 北海道地内系統とHVDCは、HVDC脱落等による周波数影響を考慮した容量(今回の検討では100万kW)で制約した単位での接続としている。	約13,400～ 約18,000億円	
		東北東京間HVDC (800万kW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 東北～東京間HVDC400万kW新設(日本海側,400km)</li> <li>▶ 東北～東京間HVDC400万kW新設(太平洋側,500km)</li> </ul>	約11,600～ 約16,400億円	
		東北東京間連系線(交流系統)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 500kV送電線新設</li> <li>▶ 既設275kV送電線、変電所昇圧(275kV→500kV)</li> <li>▶ 既設500kV送電線引込方法変更 ほか</li> </ul>	約2,000億円	
	地内増強	北海道	275kV送電線新設 HUB設備、開閉所新設ほか	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 275kV送電線新設</li> <li>▶ HUB設備、開閉所新設</li> <li>▶ 既設187kV送電線、変電所昇圧 ほか</li> </ul>	約11,000億円
		東北	500kV送電線新設 HUB設備新設ほか	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 500kV送電線新設</li> <li>▶ HUB設備新設 ほか</li> </ul>	約6,500億円
		東京	UHV設備昇圧他	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 既設500kV変電所、開閉所UHV昇圧</li> <li>▶ 開閉所新設</li> <li>▶ 既設500kV送電線鉄塔建替ほか</li> </ul>	<u>約6,400億円</u>
	小 計				<u>約50,900～</u> <u>約60,300億円</u>

※ 下線はベースシナリオから減少となった項目

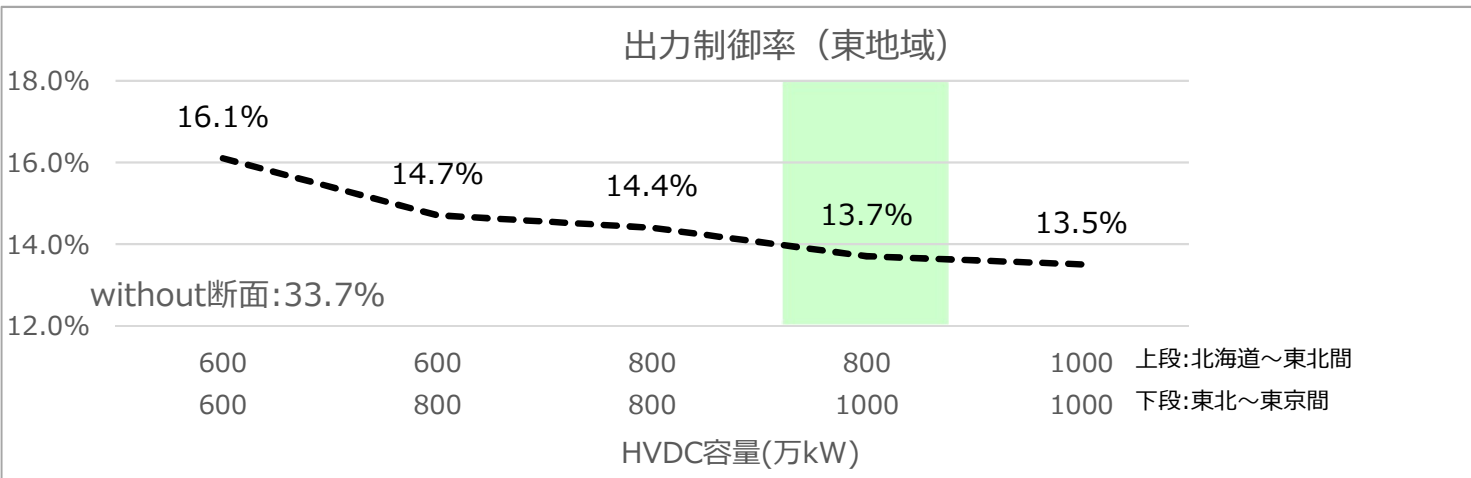
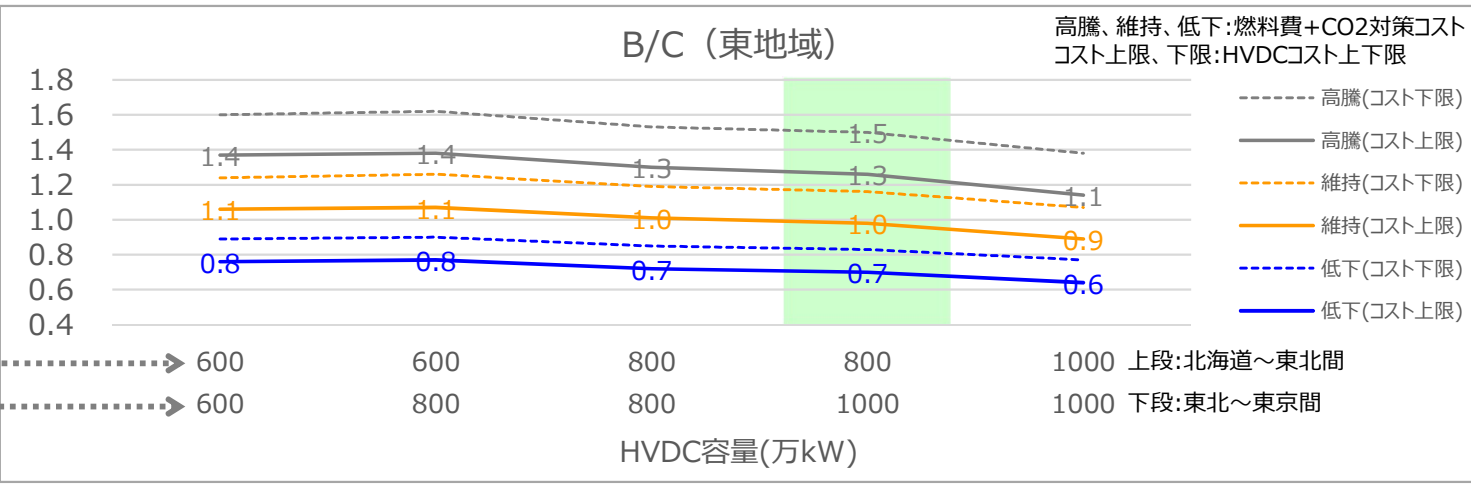
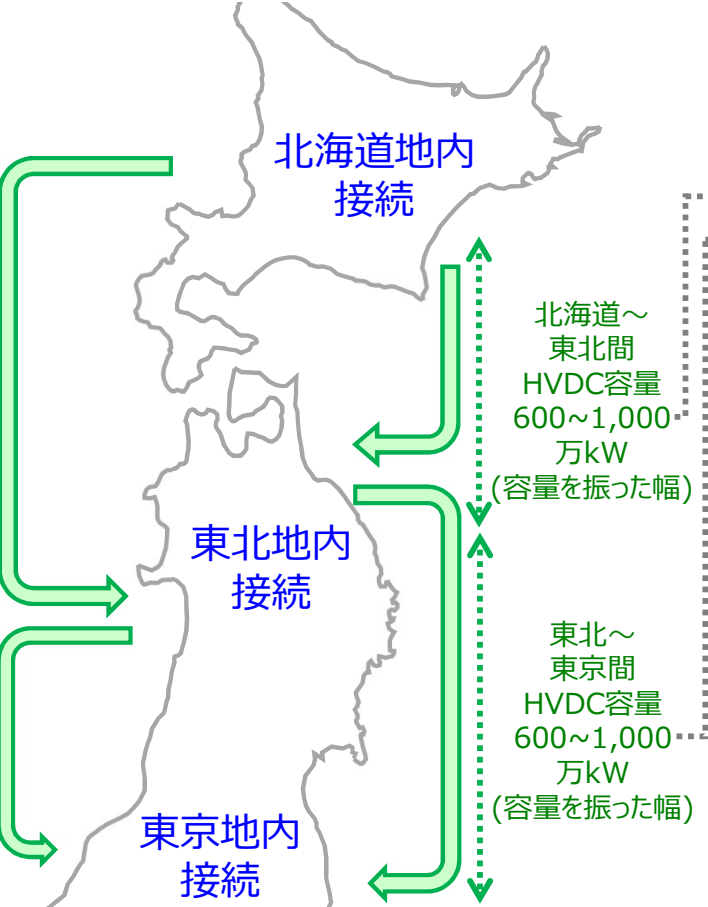
# 4. 東地域の増強方策

## (6-1) 需要立地自然体シナリオ費用便益評価

- 需要立地自然体シナリオにおける系統増強は、電力潮流の増加によりHVDC及び一部の地内系統の増強規模の拡大はあるものの、ベースシナリオとは基本的に変わらない構成となった。
- HVDC容量は、B/C、再エネ出力制御率から北海道～東北間800万kW、東北～東京間1,000万kW程度が有力であり、ベースシナリオから各区間200万kW程度の拡大が必要。

### 東地域HVDC構成

HVDC構成は、各エリアの再エネの配置や増強後の再エネ出力制御率を考慮して、日本海側、太平洋側で容量を分散して配置



✓ 長期展望から整備計画を具体化していく中で、既存系統への影響や同期安定性による東北東京間連系線の運用容量制約などを考慮した費用便益評価を行い、HVDCの構成及び容量等を詳細検討していく。

# 4. 東地域の増強方策

## (6-2) 需要立地自然体シナリオ工事費内訳

		増強対象	工事概要	工事費計	
東地域	連系線増強	北海道東北間HVDC (800万kW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 北海道～東北間HVDC400万kW新設(日本海側,600km)</li> <li>▶ 北海道～東北間HVDC400万kW新設(太平洋側,300km)</li> <li>※ 北海道地内系統とHVDCは、HVDC脱落等による周波数影響を考慮した容量(今回の検討では100万kW)で制約した単位での接続としている。</li> </ul>	<p><b>約17,600～</b> <b>約23,200億円</b></p>	
		東北東京間HVDC (1,000万kW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 東北～東京間HVDC400万kW新設(日本海側,400km)</li> <li>▶ 東北～東京間HVDC600万kW新設(太平洋側,500km)</li> </ul>	<p><b>約13,700～</b> <b>約19,400億円</b></p>	
		東北東京間連系線(交流系統)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 500kV送電線新設</li> <li>▶ 既設275kV送電線、変電所昇圧(275kV→500kV)</li> <li>▶ 既設500kV送電線引込方法変更 ほか</li> </ul>	約2,000億円	
	地内増強	北海道	275kV送電線新設 HUB設備、開閉所新設ほか	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 275kV送電線新設</li> <li>▶ HUB設備、開閉所新設</li> <li>▶ 既設187kV送電線、変電所昇圧 ほか</li> </ul>	<b>約11,400億円</b>
		東北	500kV送電線新設 HUB設備新設ほか	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 500kV送電線新設</li> <li>▶ HUB設備新設 ほか</li> </ul>	約6,500億円
		東京	UHV設備昇圧他	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 既設500kV変電所、開閉所UHV昇圧</li> <li>▶ 開閉所新設</li> <li>▶ 既設500kV送電線鉄塔建替ほか</li> </ul>	<b>約7,100億円</b>
			小 計		<p><b>約58,300～</b> <b>約69,600億円</b></p>

※下線はベースシナリオから増加となった項目



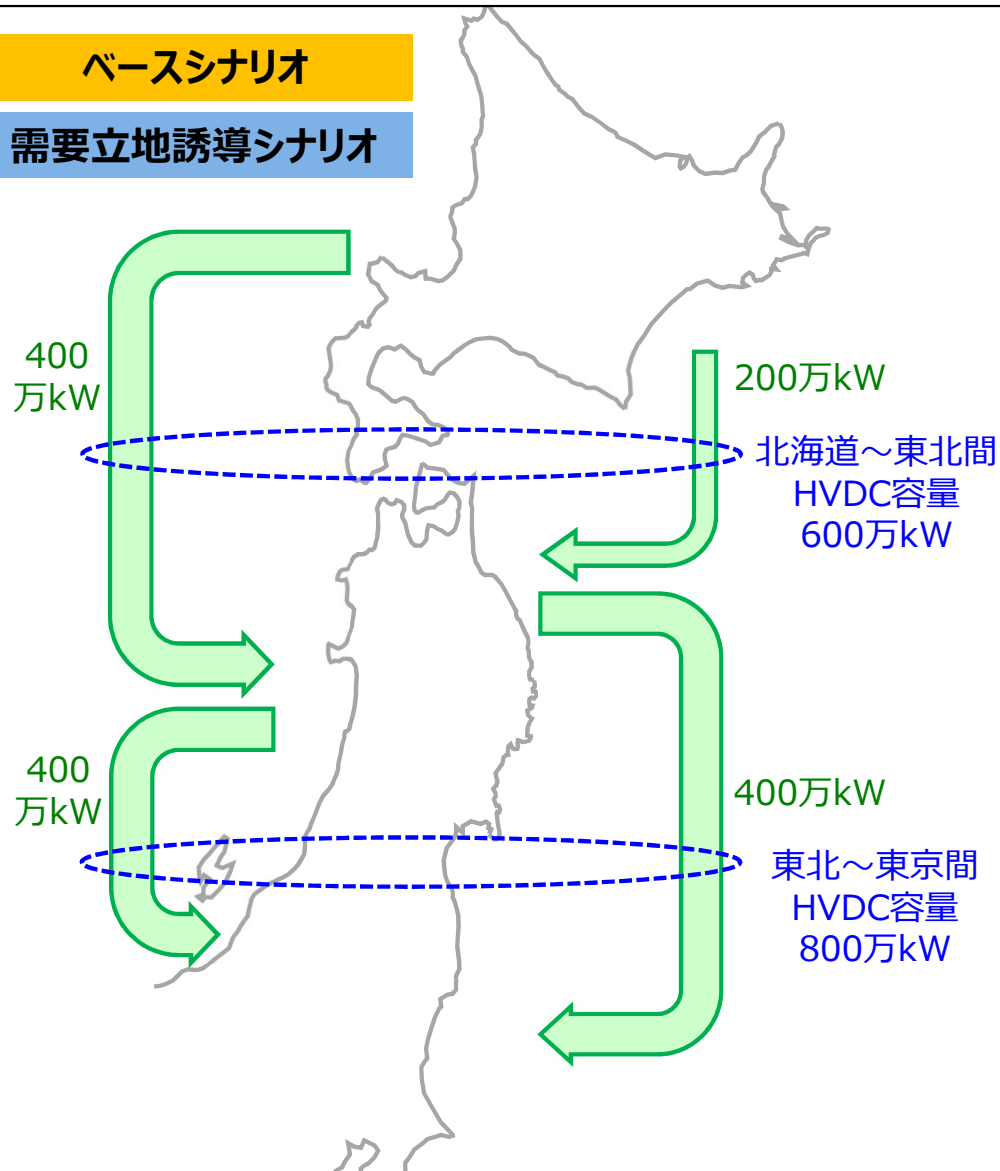
## 4. 東地域の増強方策

### (7) 各シナリオにおけるHVDC構成

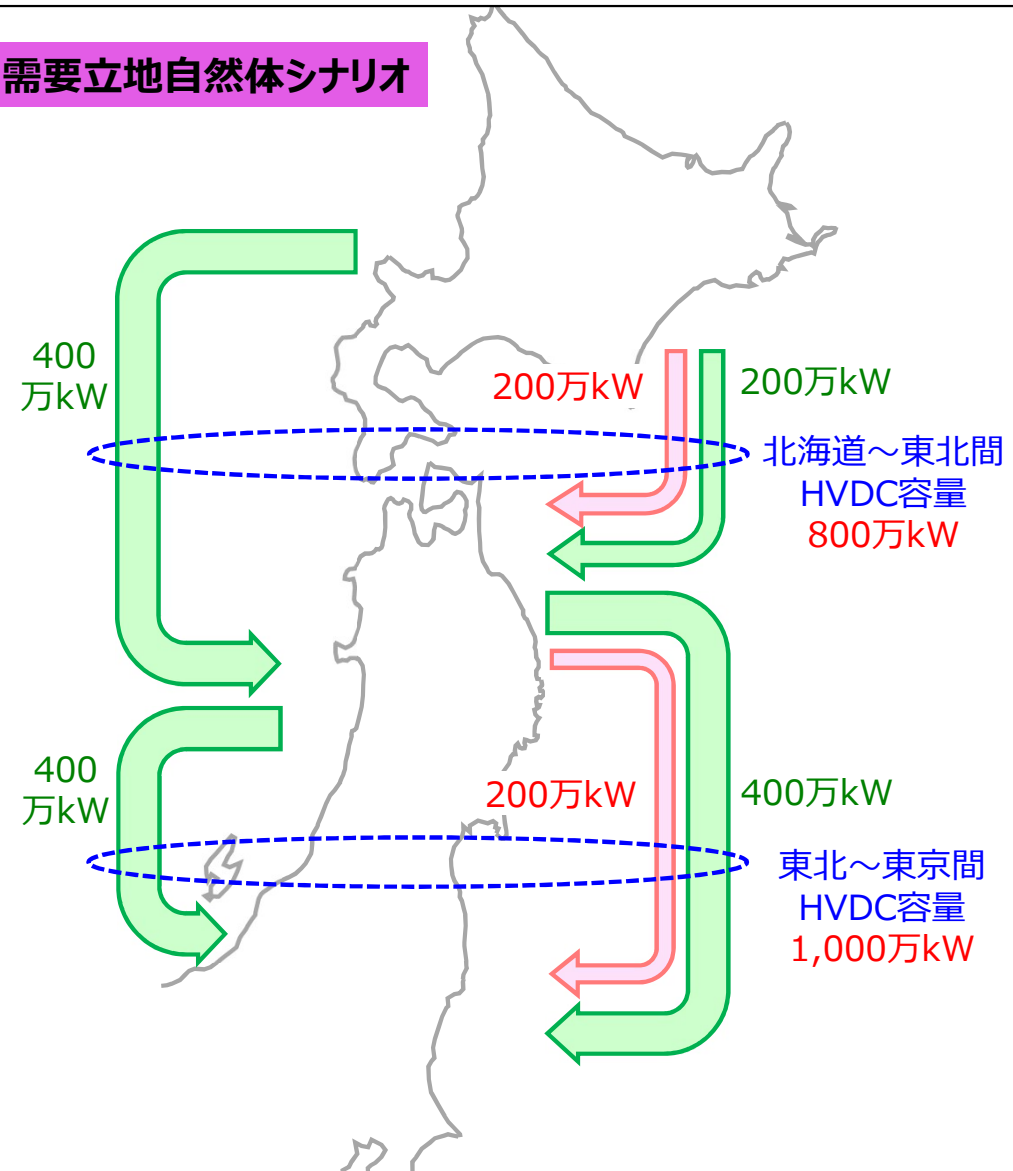
- ベースシナリオと需要立地誘導シナリオにおける有力なHVDC増強規模は同じとなった。
- 需要立地自然体シナリオは、北海道～東北間、東北～東京間の各区間でベースシナリオのHVDC増強規模から追加で200万kWの増強が必要となった。

#### ベースシナリオ

#### 需要立地誘導シナリオ



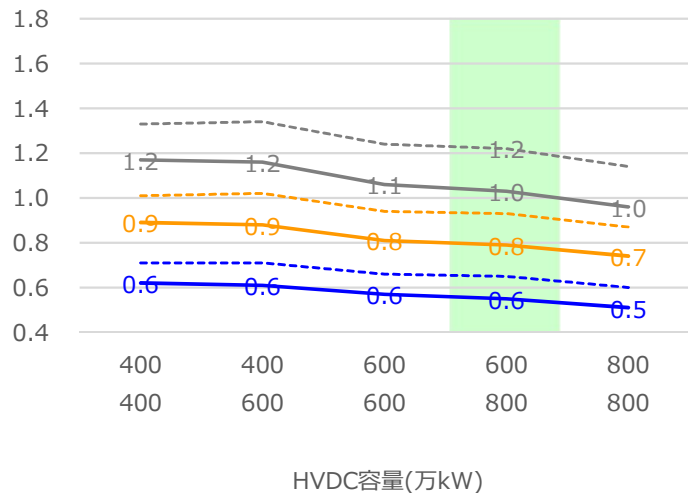
#### 需要立地自然体シナリオ



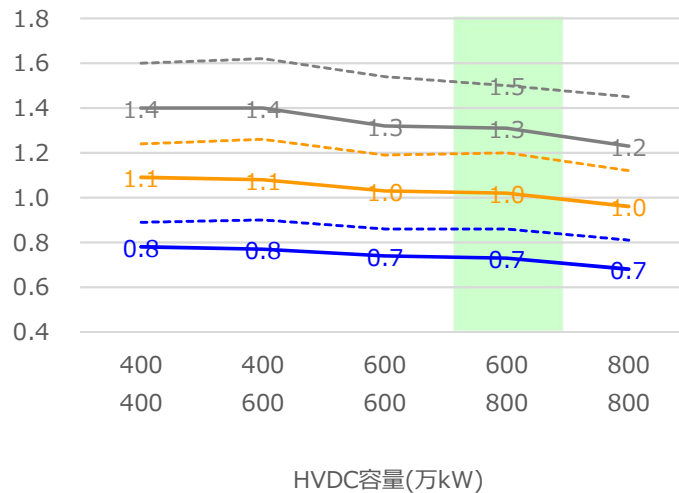
# 4. 東地域の増強方策

## (8) 各シナリオにおけるB/C、出力制御率

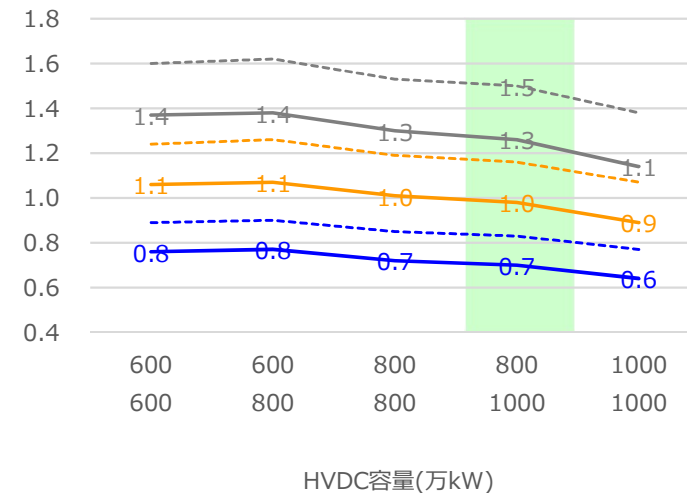
B/C(需要立地誘導)



B/C(ベースシナリオ)



B/C(需要立地自然体)

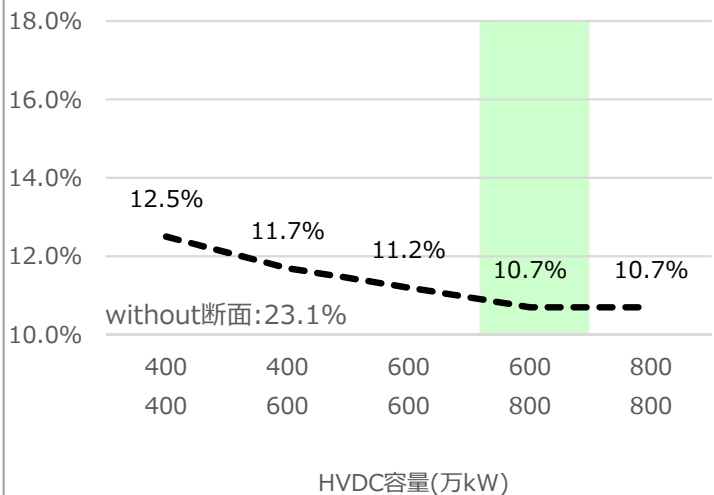


— : 低下(コスト上限)   
 - - - : 低下(コスト下限)   
 — : 維持(コスト上限)   
 - - - : 維持(コスト下限)   
 — : 高騰(コスト上限)   
 - - - : 高騰(コスト下限)

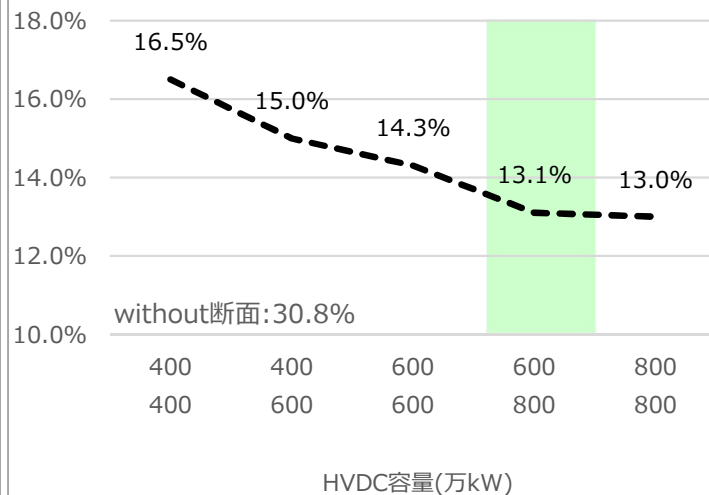
低下、維持、高騰：燃料費+CO2対策コスト  
 コスト上限、下限：HVDCコスト上下限

横軸の上段：北海道～東北間のHVDC容量(万kW)  
 横軸の下段：東北～東京間のHVDC容量(万kW)

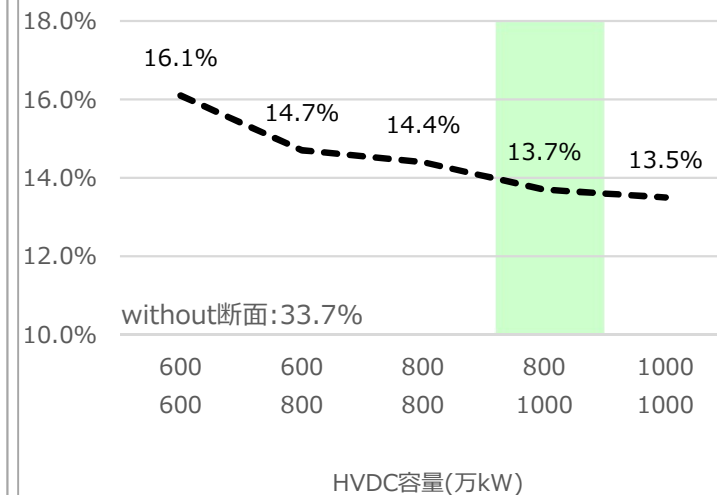
出力制御率(需要立地誘導)



出力制御率(ベースシナリオ)



出力制御率(需要立地自然体)



## 4. 東地域の増強方策

### (9) 各シナリオにおける費用便益評価内訳

■ 需要立地自然体シナリオにおけるHVDCの増強規模拡大や、シナリオに応じた地内増強の増減はあるものの、どのシナリオにおいても基本的に増強方策は共通することから、これをベースに、今後の計画策定プロセスにおいて整備計画を具体化していく中で、情勢変化や技術開発の動向等を踏まえ、具体的な増強規模や増強タイミングの見極めを行っていく。

費用便益項目		評価結果		
		需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要立地自然体シナリオ
HVDC 増強規模	上段：北海道～東北間 下段：東北～東京間	600万kW 800万kW	600万kW 800万kW	800万kW 1,000万kW
コスト	概算工事費※1	約50,900～ 約60,300億円	約51,200～ 約60,600億円	約58,300～ 約69,600億円
	年経費(初年度)※2	約4,700～ 約5,500億円/年	約4,700～ 約5,600億円/年	約5,400～ 約6,400億円/年
便益 (初年度)	燃料費・CO2コスト削減※3	2,880～5,503億円/年	3,678～6,762億円/年	4,058～7,432億円/年
	送電ロス※3	▲479～▲281億円/年※6	▲338～▲198億円/年	▲312～▲182億円/年
	アデカシー便益※4	172億円/年	173億円/年	174億円/年
B/C※5		0.6～1.2	0.7～1.5	0.7～1.5
システムの安定性		<ul style="list-style-type: none"> <li>既設連系線の地震等による災害事故や、設備故障や機器点検による長期停止時のバックアップ機能の強化</li> </ul>		

※1 HVDCコストの下限～上限を考慮

※2 概算工事費をもとに以下の年経費率にて算出。

架空送電(7.9%)、地中送電(9.0%)、変電(10.7%)

※3 燃料価格想定下限～上限を考慮 ※4 システム増強による供給力確保量の節減効果 ※5 評価期間は36年に設定

※6 他のシナリオと比べ、送電ロスの量(kWh)は減少、単価(円/kWh)は上昇したため、送電ロスの費用が大きくなった。

## 5. 中西地域の増強方策

## 5. 中西地域の増強方策

### (1) 中西地域における系統増強の考え方

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

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

② 九州～中国ルート容量検討では、関中連系線の運用容量を考慮して分析

比較

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

④ 関中連系線及び本四連系線増強の必要性を確認

※ ②、③の比較検討により、既存設備を最大限活用した増強規模を見極め

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

⑥ 九州～関西間のHVDC送電ルート新設の将来的な可能性についても検討



# 5. 中西地域の増強方策

## (2) 再エネ大量導入に伴う系統課題

九州エリアの再エネを大消費地へ送るためには、関門連系線の周波数制約や中西地域の同期安定性等の様々な系統課題が存在する。

### 中西地域の系統課題

#### 【関西中国間連系線】

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

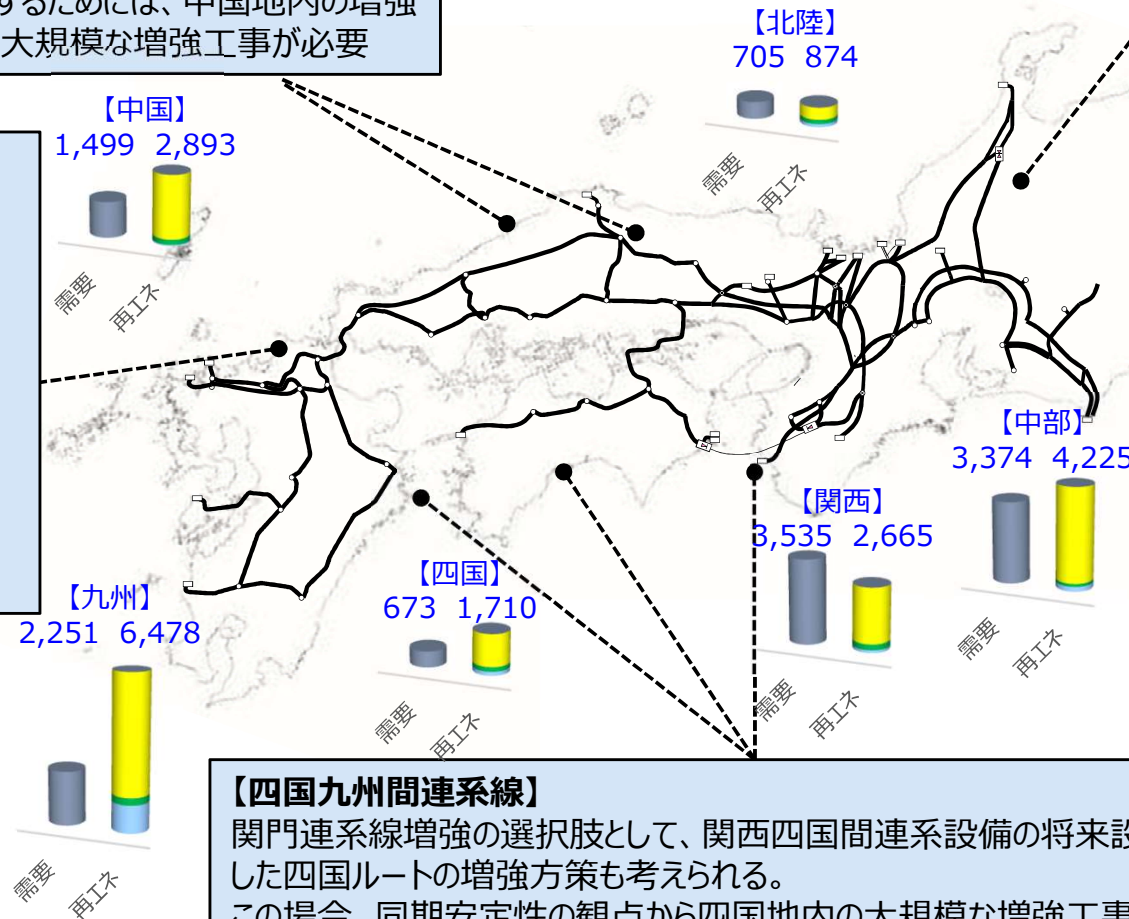
#### 【中国九州間連系線】

運用容量を拡大するためには、交流連系・直流連系ともに以下の課題解決が必要

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

#### 【中地域】

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



#### 【四国九州間連系線】

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

➤ ベースシナリオの需要と再エネ設備量比較

- 【エリア】
- 需要(万kW)
- H3需要
- 再エネ設備量合計(万kW)
- 太陽光
  - 陸上風力
  - 洋上風力

## 5. 中西地域の増強方策

### (3) 系統課題を踏まえた増強方策

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

#### 中西地域の増強イメージ

※運転コスト：燃料費+CO2対策コスト

【凡例】

<span style="background-color: yellow; border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	増強方策
<span style="border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span>	選択肢
<span style="color: blue;">■</span>	交流
<span style="color: red;">■</span>	直流

関門連系線増強（中国ルート交流連系）  
約4,200億円  
○500kV送電線新設ほか

中国地内増強  
約1,000億円  
○500kV送電線新設

中地域増強  
約520億円  
○中部関西間第二連系線新設  
○中地域交流ループ

B/C上昇の効果が確認できたことから、実施に向け検討を深める

中部地内増強  
約30億円  
○500kV変電所増強

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

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

関門連系線増強（中国ルート直流連系）  
約3,600億円～約4,100億円  
○HVDC送電ルート新設ほか

四国地内増強  
約1,600億円  
○500kV送電線増強

関西四国間連系設備増強（昇圧）  
約1,300億円  
○HVDC変換器増設

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

九州地内増強  
約100億円  
○500kV変電所増強

四国九州間連系線増強  
約3,500億円～約4,100億円  
○HVDC送電ルート新設ほか

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

※四国ルートの場合は約200億円

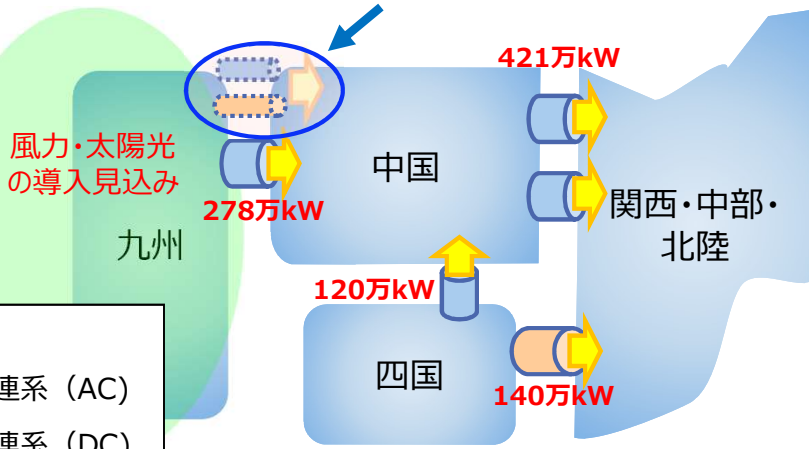
# 5. 中西地域の増強方策

## (4-1) 中国ルート（交流連系）の費用便益評価

- どのシナリオにおいても、関門連系線の運用容量を拡大した場合、280万kW程度まではB/Cが増加する傾向が見られ、運転コスト次第では $B/C > 1$ となる。
- このため、関門連系線の増強規模は280万kW程度を目安とすることが適当である。

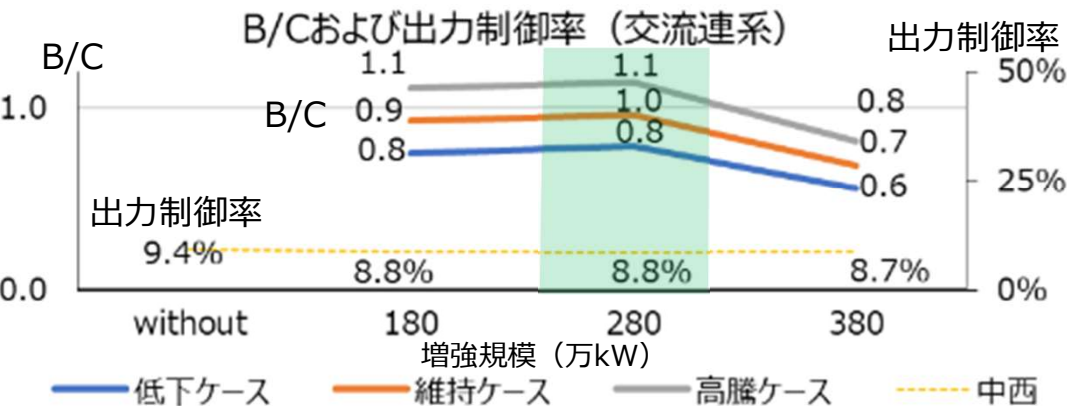
### 関門連系線の増強規模

関中運用容量制約での最適な増強規模を確認



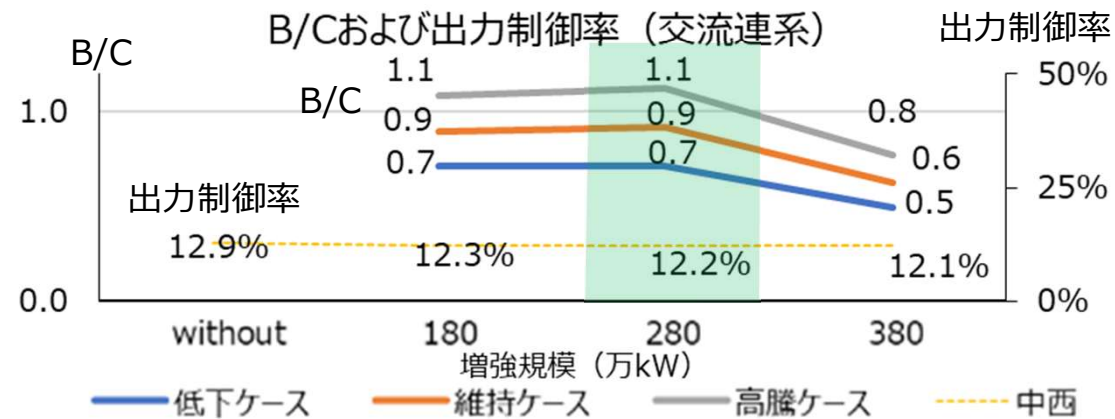
- 【凡例】
- 交流連系 (AC)
  - 直流連系 (DC)

### 需要立地誘導シナリオ

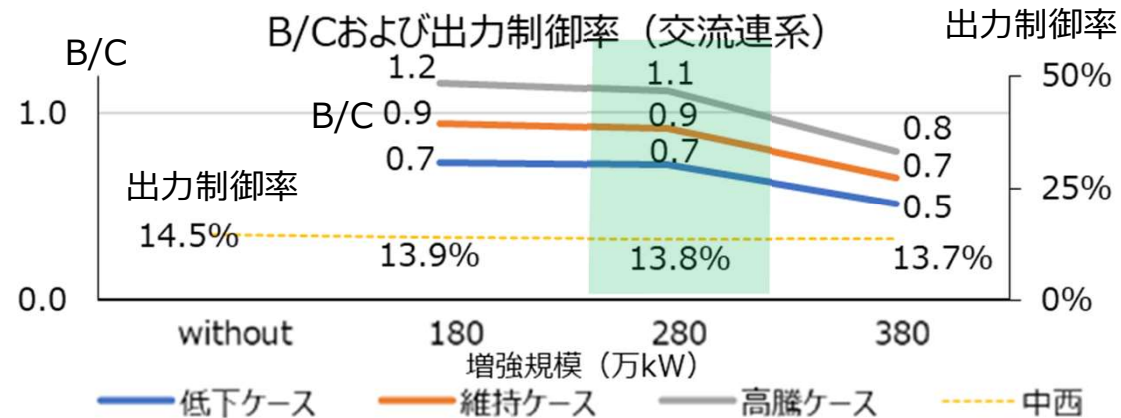


高騰、維持、低下: 燃料費+CO2対策コスト  
コスト上限、下限: HVDCコスト上下限

### ベースシナリオ



### 需要立地自然体シナリオ



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



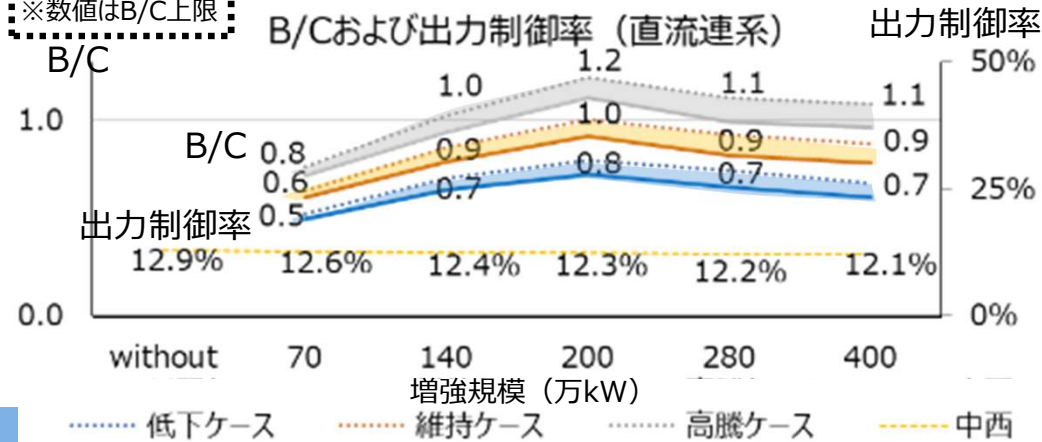
# 5. 中西地域の増強方策 (4-2) 中国ルート（直流連系）の費用便益評価

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

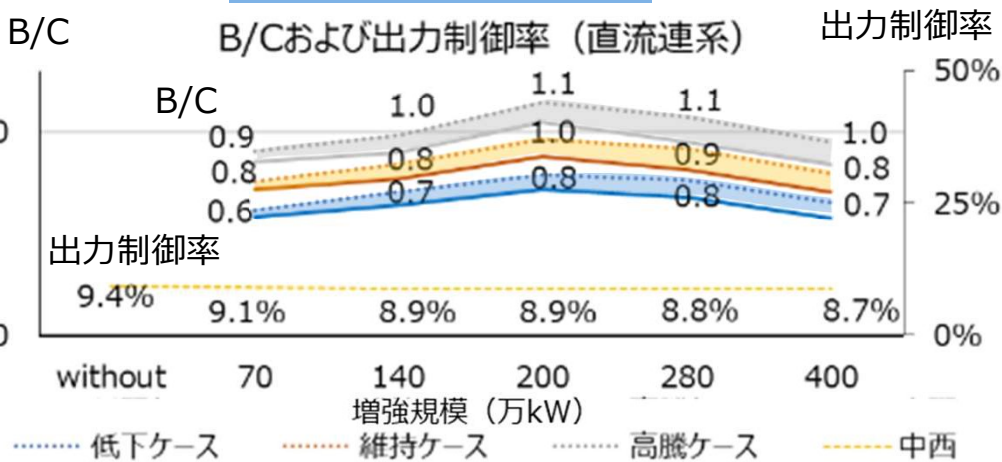
## 関門連系線の増強規模

実線：コスト上限  
点線：コスト下限  
※数値はB/C上限

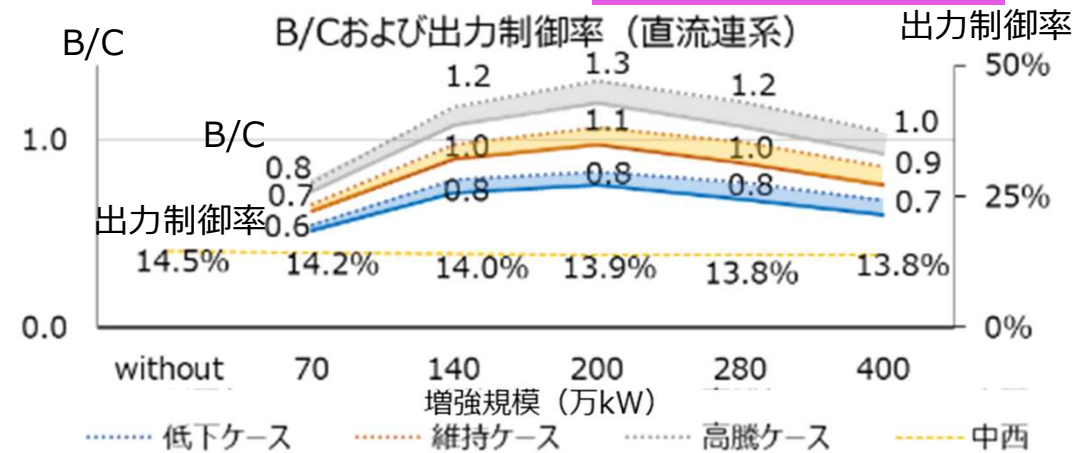
### ベースシナリオ



### 需要立地誘導シナリオ



### 需要立地自然体シナリオ



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

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

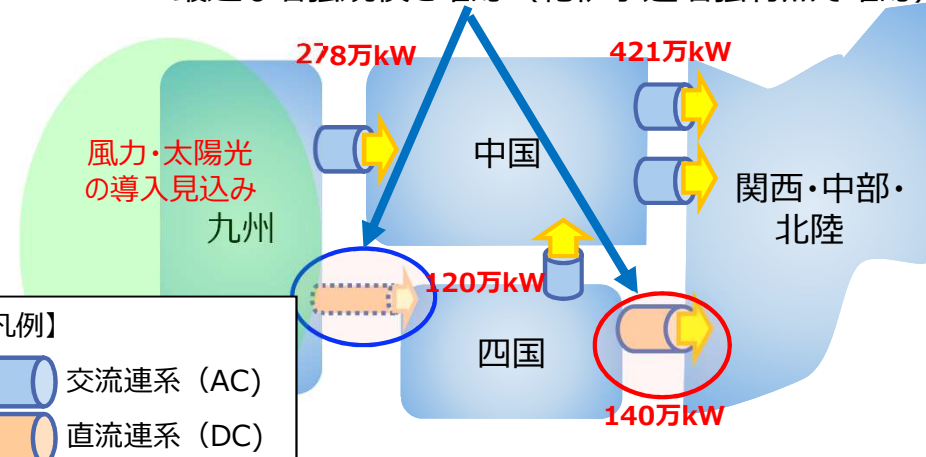
# 5. 中西地域の増強方策

## (4-3) 四国ルート（紀伊水道増強なし）の費用便益評価

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

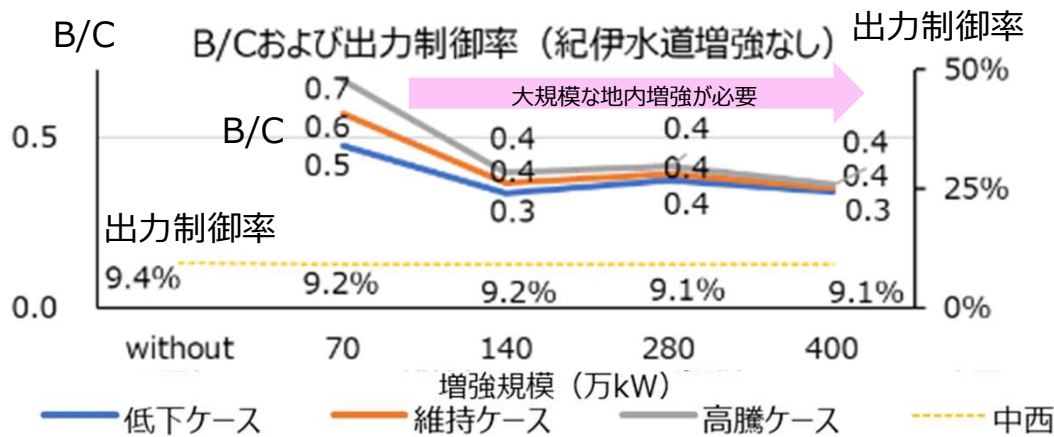
### 関門連系線の増強規模

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



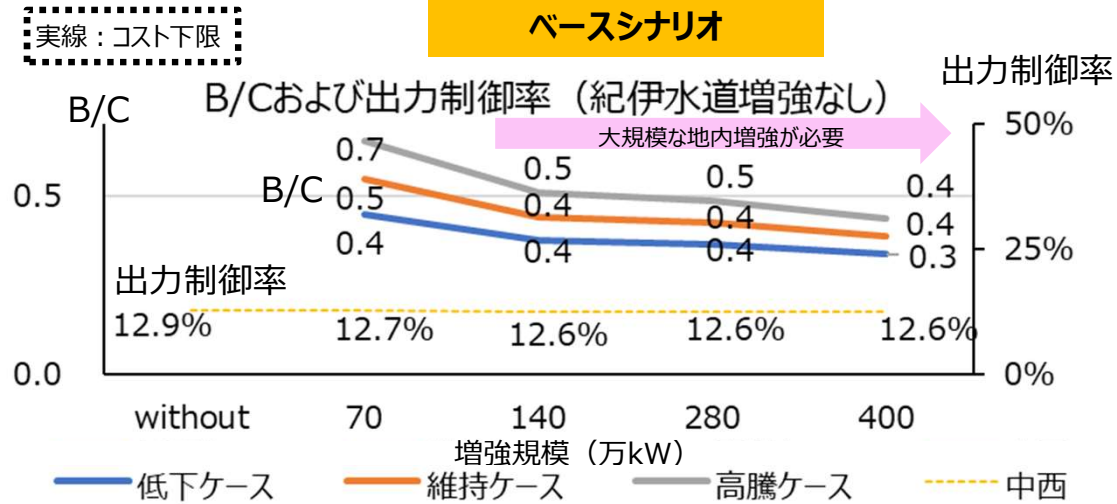
- 【凡例】
- 交流連系 (AC)
- 直流連系 (DC)

### 需要立地誘導シナリオ

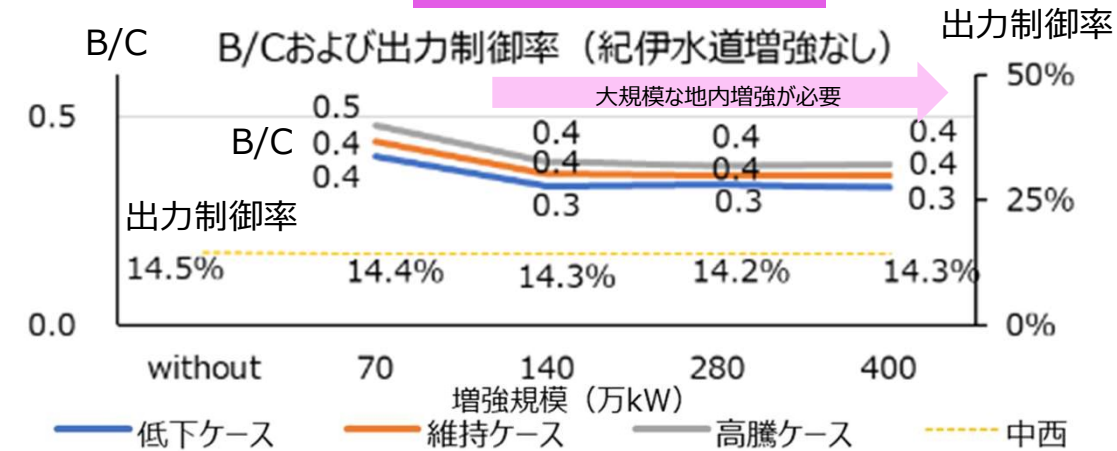


高騰、維持、低下:燃料費+CO2対策コスト  
コスト上限、下限:HVDCコスト上下限

### ベースシナリオ



### 需要立地自然体シナリオ



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

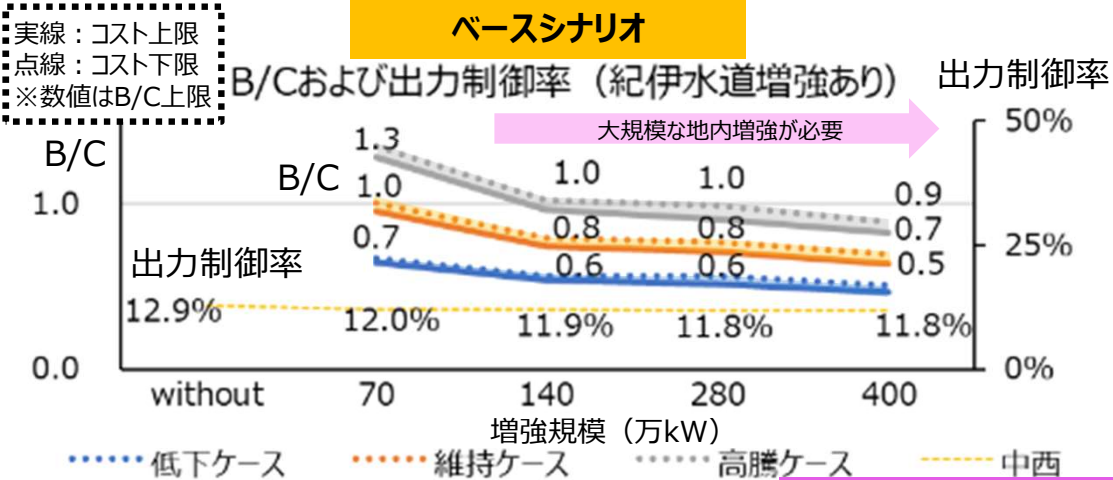
# 5. 中西地域の増強方策

## (4-4) 四国ルート（紀伊水道増強あり）の費用便益評価

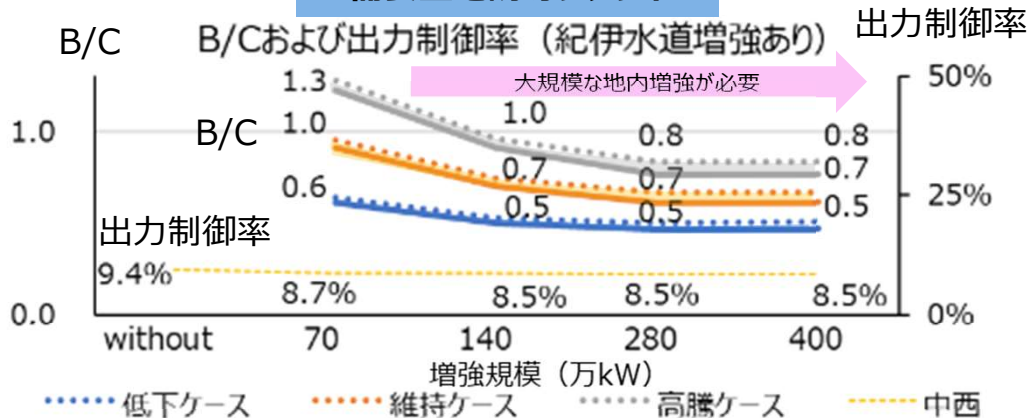
- 九州～四国間のHVDCルート新設に加え、さらに既設の関西四国間連系設備を増強（昇圧）した場合、運転コスト及びHVDCコスト次第では、ベースシナリオ、需要立地自然体シナリオにおいては280万kW程度、需要立地誘導シナリオにおいては140万kW程度でB/C > 1となる。
- このため、今後の計画策定プロセスにおいて整備計画を具体化していく中で、需要等の動向を見極めながら、一つの選択肢として紀伊水道増強を含めた九州～四国ルートも考慮する。

### 関門連系線の増強規模

実線：コスト上限  
点線：コスト下限  
※数値はB/C上限

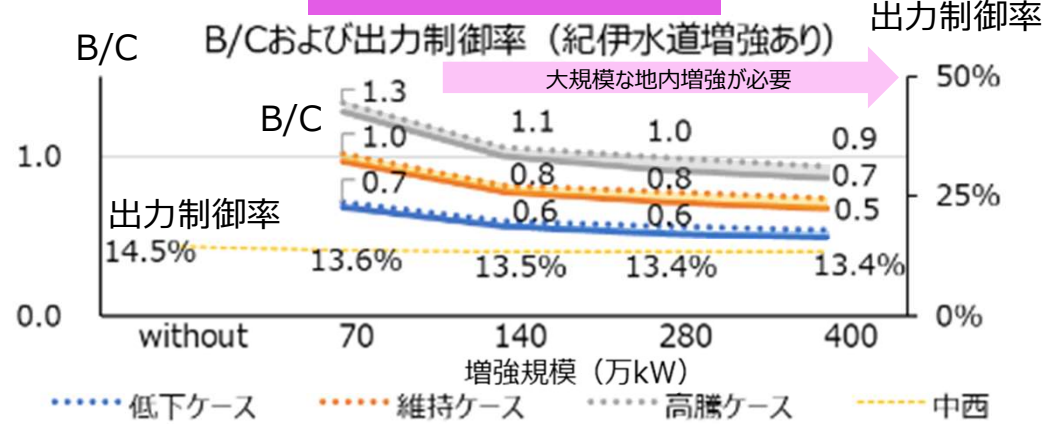


### 需要立地誘導シナリオ



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

### 需要立地自然体シナリオ



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

## 5. 中西地域の増強方策

### (5) 中地域の費用便益評価

- 関門連系線を増強（中国ルート）を前提として、中地域の系統増強（中部関西間第二連系線新設、中地域交流ループ）を行った場合、どのシナリオにおいても、B/Cがさらに上昇する。

#### 中地域増強の効果確認

中地域増強前後のB/C及び出力制御率

		B/C			出力制御率 (中西地域)
		低下ケース	燃料価格 維持ケース	高騰ケース	
需要立地誘導 シナリオ	中地域増強なし	0.8	1.0	1.1	8.8%
	<b>中地域増強あり</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0</b>	<b>1.3</b>	<b>8.6%</b>
ベースシナリオ	中地域増強なし	0.7	0.9	1.1	10.5%
	<b>中地域増強あり</b>	<b>0.8</b>	<b>1.0</b>	<b>1.2</b>	<b>10.4%</b>
需要立地自然体 シナリオ	中地域増強なし	0.7	0.9	1.1	13.8%
	<b>中地域増強あり</b>	<b>0.8</b>	<b>1.0</b>	<b>1.2</b>	<b>13.6%</b>

※便益にはアデカシー、送電ロスを含む

※コストには地内増強を含む（代表ケースで抽出し、各増強規模に適用）

## 5. 中西地域の増強方策

### (6) 各シナリオにおける中西地域の工事費内訳（選択肢含む）

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

※1 需要立地誘導シナリオの場合は140万kW（2,600～2,900億円）

※2 四国九州間連系設備を選択肢とする場合の地内増強

## 5. 中西地域の増強方策

### (7) 各シナリオにおける費用便益評価内訳

- 関門連系線の増強及び中地域増強については、どのシナリオにおいても運転コスト及びHVDCコスト次第では $B/C > 1$ となる可能性があることを確認した。なお、需要立地誘導シナリオでは、再エネ余剰活用需要が再エネに合わせて地域的に偏在するため、連系線増強によるアデカシー便益が増加する傾向となった。
- どのシナリオにおいても基本的に増強方策は共通することから、これをベースに、計画策定プロセスにおいて整備計画を具体化していく中で、情勢変化や技術開発の動向等を踏まえ、具体的な増強規模や増強タイミングの見極めを行っていく。

費用便益項目		評価結果		
		需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要立地自然体シナリオ
工事概要		<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 関門連系線増強（交流連系）※1</li> <li>・ 中地域交流ループ</li> <li>・ 中部関西間第二連系線新設</li> <li>・ 電圧対策</li> <li>・ 系統安定度対策</li> <li>・ 地内基幹系統増強</li> </ul>		
コスト	概算工事費	約4,800億円	約4,800億円	約4,800億円
	年経費※2（初年度）	約460億円/年	約460億円/年	約460億円/年
便益 （初年度）	燃料費・CO2コスト削減※3	193～356億円/年	193～378億円/年	195～367億円/年
	送電ロス※3	▲14～▲8億円/年	▲25～▲15億円/年	▲27～▲15億円/年
	アデカシー便益※4	174億円/年	145億円/年	146億円/年
B/C※5		0.9～1.3	0.8～1.2	0.8～1.2
系統の安定性		関門連系線の交流複線化により周波数制約が解消される		

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

※2 概算工事費をもとに以下の年経費率にて算出。

架空送電（7.9%）、地中送電（9.0%）、変電（10.7%）

※3 燃料価格想定の下限～上限を考慮 ※4 系統増強による供給力確保量の節減効果 ※5 評価期間は36年に設定

## 6. FC及び全国の増強方策

## 6. FC及び全国の増強方策

### (1) 費用便益評価

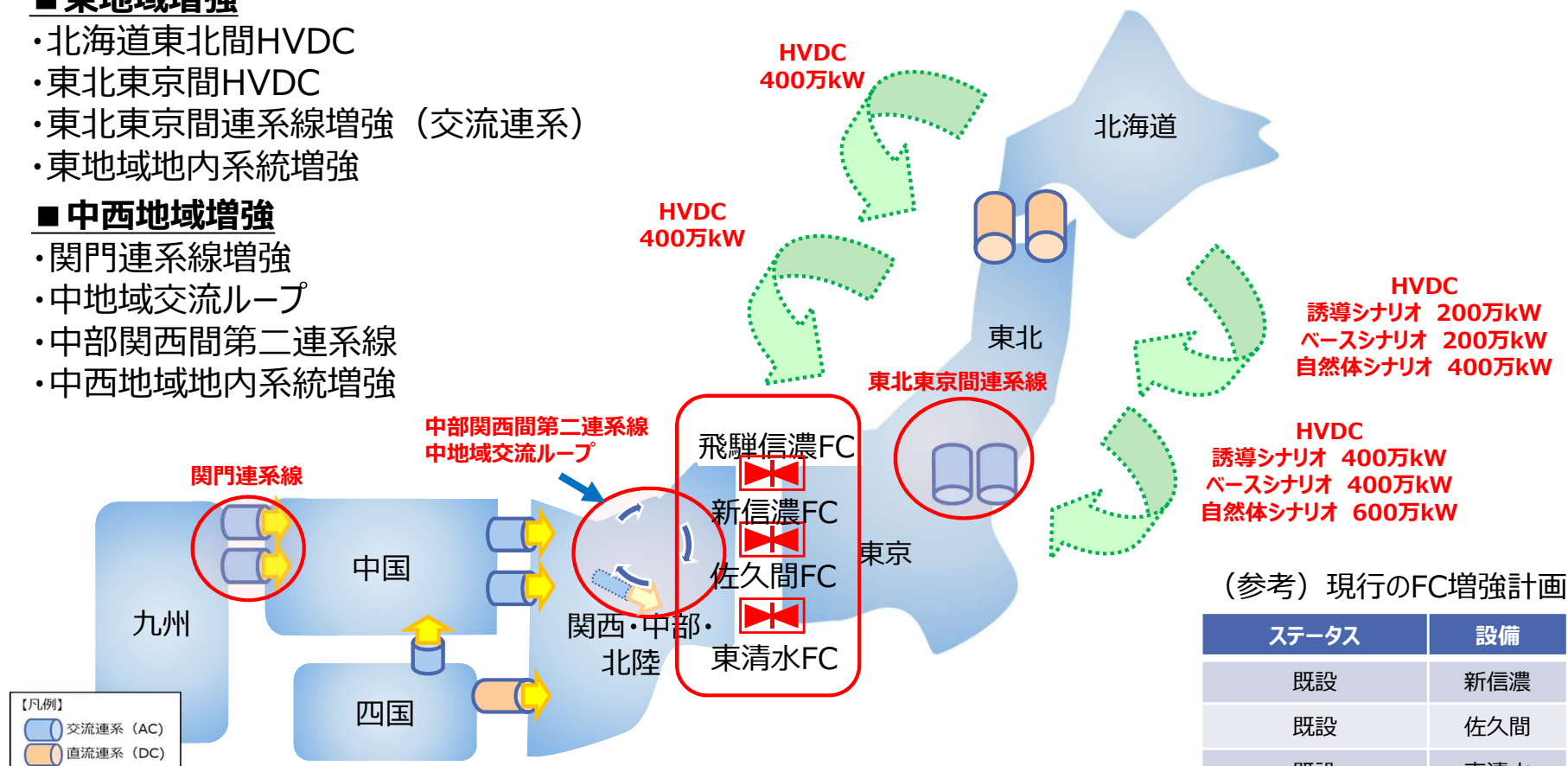
■ 各シナリオにおける東地域と中西地域の有望な増強システムを組み合わせ、FC容量を300万kWからさらに+90万kW～+270万kWの増強を織り込んで費用便益評価を行った。

#### ■ 東地域増強

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

#### ■ 中西地域増強

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



(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

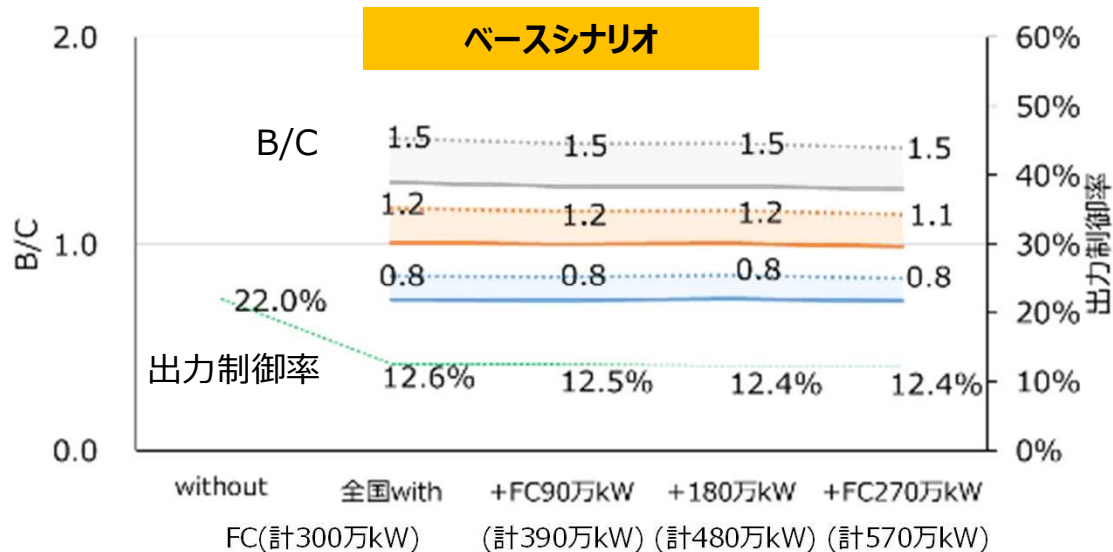


# 6. FC及び全国の増強方策

## (2) 各シナリオにおける費用便益評価結果

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

### FCの増強規模



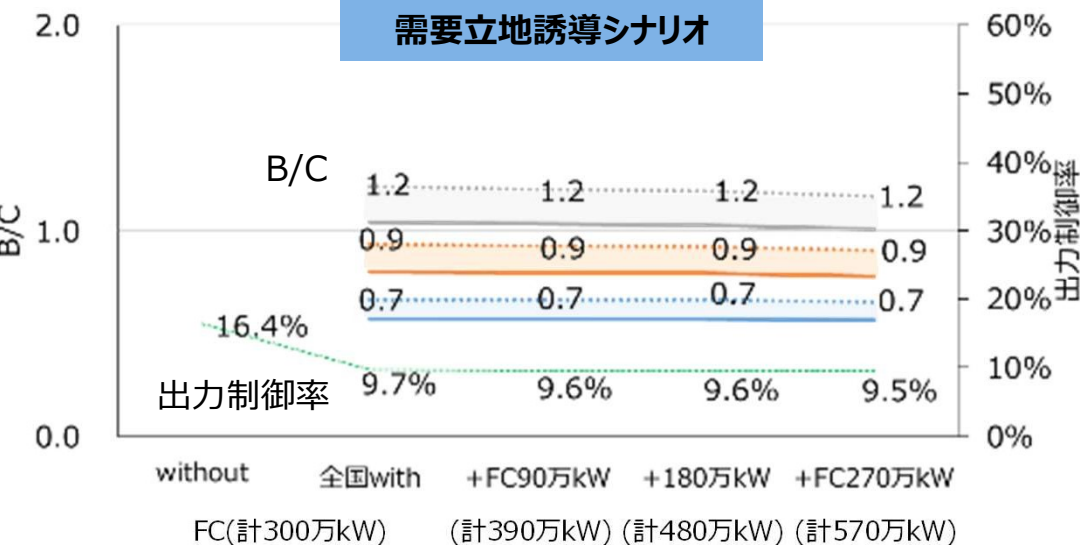
高騰、維持、低下:燃料費+CO2対策コスト  
コスト上限、下限:HVDCコスト上下限

実線:コスト上限  
点線:コスト下限  
※数値はB/C上限

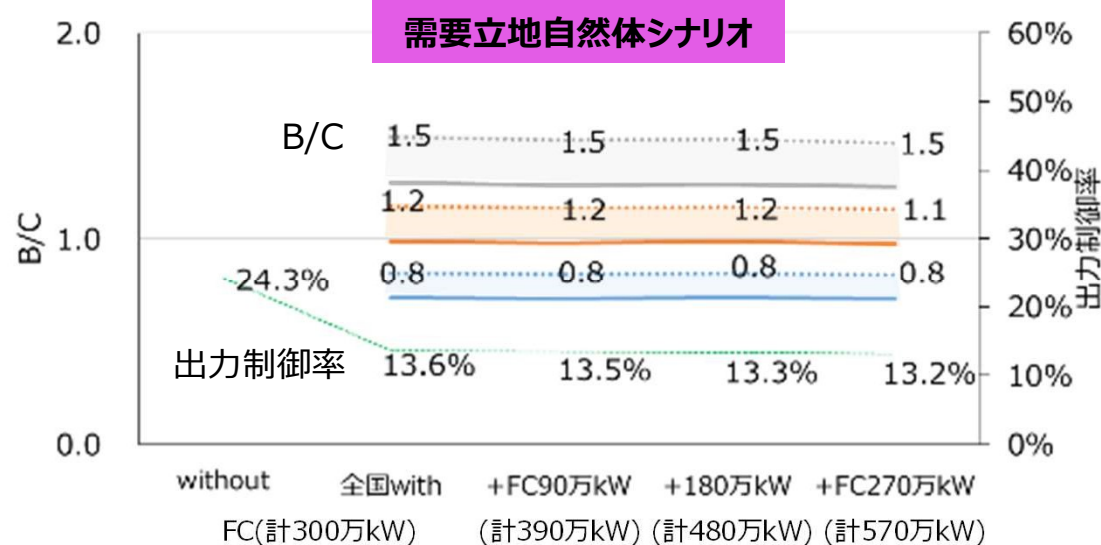
- 高騰ケース (コスト下限)
- 高騰ケース (コスト上限)
- 維持ケース (コスト下限)
- 維持ケース (コスト上限)
- 低下ケース (コスト下限)
- 低下ケース (コスト上限)
- 全国

※便益にはアデカシー、送電ロスを含む

### 需要立地誘導シナリオ



### 需要立地自然体シナリオ



### (3) FC増強の必要性

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

## 6. FC及び全国の増強方策

### (4) 各シナリオにおける費用便益評価内訳

- FC増強 + 270万kWを見込んだ場合の全国での費用便益評価の内訳は、下表となった。
- なお、FC増強の具体的な規模については大規模災害への対応などの丁寧な検討が必要である。具体的な増強規模や増強タイミングについては、今後、政策的な観点も踏まえながら、検討を進めていく。

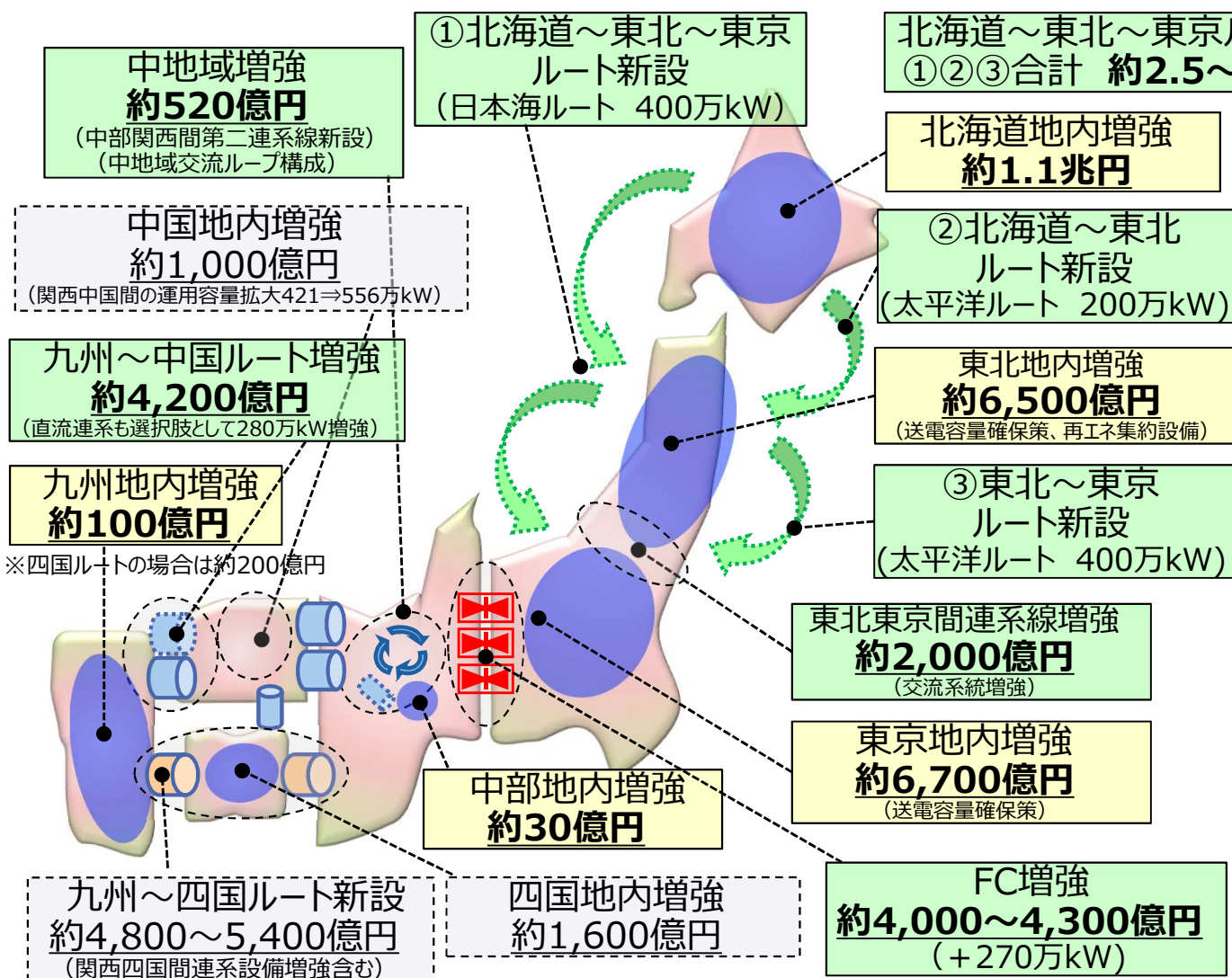
費用便益項目		評価結果		
		需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要立地自然体シナリオ
工事概要		<ul style="list-style-type: none"> <li>周波数変換所270万kW、直流送電線新設</li> <li>東地域、中西地域増強</li> </ul>		
コスト	概算工事費※1	約59,700～ 約69,400億円	約60,000～ 約69,700億円	約67,100～ 約78,700億円
	年経費※2（初年度）	約5,500～ 約6,400億円/年	約5,500～ 約6,400億円/年	約6,200～ 約7,300億円/年
便益 (初年度)	燃料費・CO2コスト削減※3	3,250～6,078億円/年	4,116～7,435億円/年	4,555～8,297億円/年
	送電ロス※3	▲593～▲348億円/年	▲430～▲251億円/年	▲408～▲238億円/年
	アデカシー便益※4	326億円/年	308億円/年	310億円/年
B/C※5		0.6～1.2	0.7～1.5	0.7～1.5
系統の安定性		東西融通量拡大による大規模災害時の安定供給の確保		

- ※1 HVDCコストの下限～上限を考慮
- ※2 概算工事費をもとに以下の年経費率にて算出。  
架空送電（7.9%）、地中送電（9.0%）、変電（10.7%）
- ※3 燃料価格想定の下限～上限を考慮
- ※4 系統増強による供給力確保量の節減効果
- ※5 評価期間は36年に設定

## 7. 全国の増強方策

# 7. 全国の増強方策

## (1) 地域間連系線及び地内増強の全体イメージ



【凡例】  
 連系線増強  
 地内増強  
 将来の選択肢

必要投資額 <sup>※1</sup>	約6.0～7.0兆円
費用便益比(B/C) <sup>※1</sup>	0.7～1.5
年間コスト <sup>※1, ※2</sup>	約5,500～6,400億円/年
年間便益 (純便益)	約4,200～7,300億円/年 (約▲2,200～▲1,800億円/年)
削減された燃料費	約3,300～6,700億円/年
削減されたCO2対策コスト	約780億円/年
削減されたCO2排出量	約2,430万 t/年
アデカシー便益	約310億円/年
送電ロス	約▲430～▲250億円/年

システムの安定性  
 地域間連系線の複線化による周波数安定性の向上、  
 災害時等のバックアップ機能の強化

再エネ比率	増強後47% (50%)	増強前43%
出力制御率	増強後12% (7%)	増強前22%

( ) は系統増強以外の施策として、電源側の立地の誘導等を行った場合の参考値

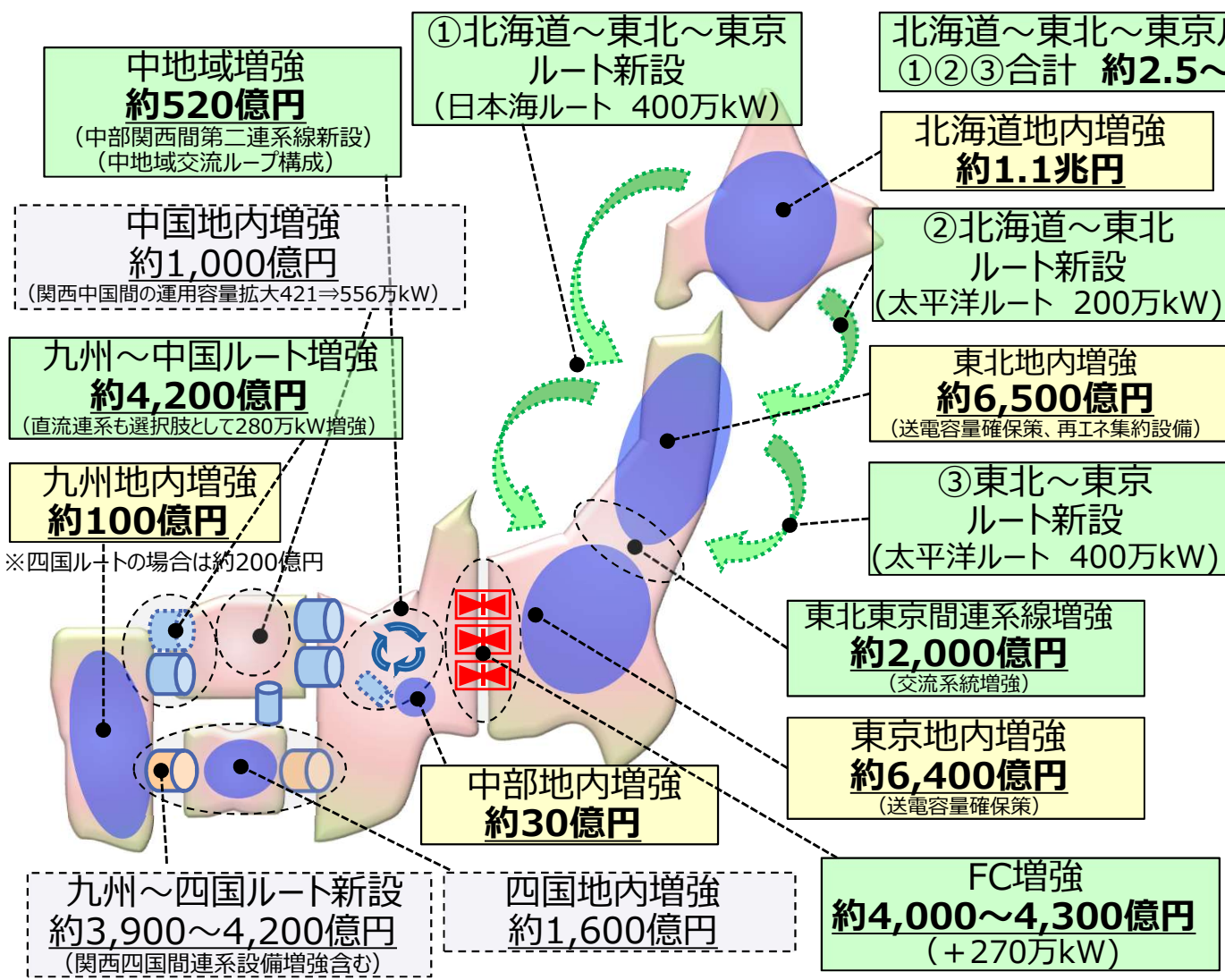
※1 HVDCコスト幅等を考慮して試算  
 ※2 費用をもとに以下の年経費率にて算出  
 架空送電 (7.9%)、地中送電 (9.0%)、変電 (10.7%)

【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及び上位2電圧の地内基幹系統の増強コストのみを記載。
- ・再エネ増加に伴う、調整力確保及び慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。また、各エリアで行う需要対策の増強は長期展望の対象外とした。
- ・HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は占用料等を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。
- ・地内基幹系統はN-1電制本格適用による運用容量拡大を実施した上での増強を想定し、N-1電制本格適用は適宜一般送配電事業者が実施していくとして増強前の前提条件へ織り込んだ。
- ・地内基幹系統の増強箇所は、今後の需要及び電源等の動向により変更となる可能性があるため、整備計画の具体化時点での電源の導入見込みで変更有無を確認の上、計画策定プロセスに向けた検討着手のタイミングと併せて見極める必要がある。

# 7. 全国の増強方策

## (2) 地域間連系線及び地内増強の全体イメージ



【凡例】

- 連系線増強
- 地内増強
- 将来の選択肢

必要投資額 <sup>※1</sup>	約6.0 ~ 6.9兆円	
費用便益比(B/C) <sup>※1</sup>	0.6 ~ 1.2	
年間コスト <sup>※1, ※2</sup>	約5,500 ~ 6,400億円/年	
年間便益 (純便益)	約3,200 ~ 5,800億円/年 (約▲3,200~300億円/年)	
削減された燃料費	約3,000~5,800億円/年	
削減されたCO2対策コスト	約270億円/年	
削減されたCO2排出量	約870万 t/年	
アデカシー便益	約330億円/年	
送電ロス	約▲590~▲350億円/年	
システムの安定性	地域間連系線の複線化による周波数安定性の向上、災害時等のバックアップ機能の強化	
再エネ比率	増強後49% (50%)	増強前45%
出力制御率	増強後10% (7%)	増強前16%

( ) は系統増強以外の施策として、電源側の立地の誘導等を行った場合の参考値

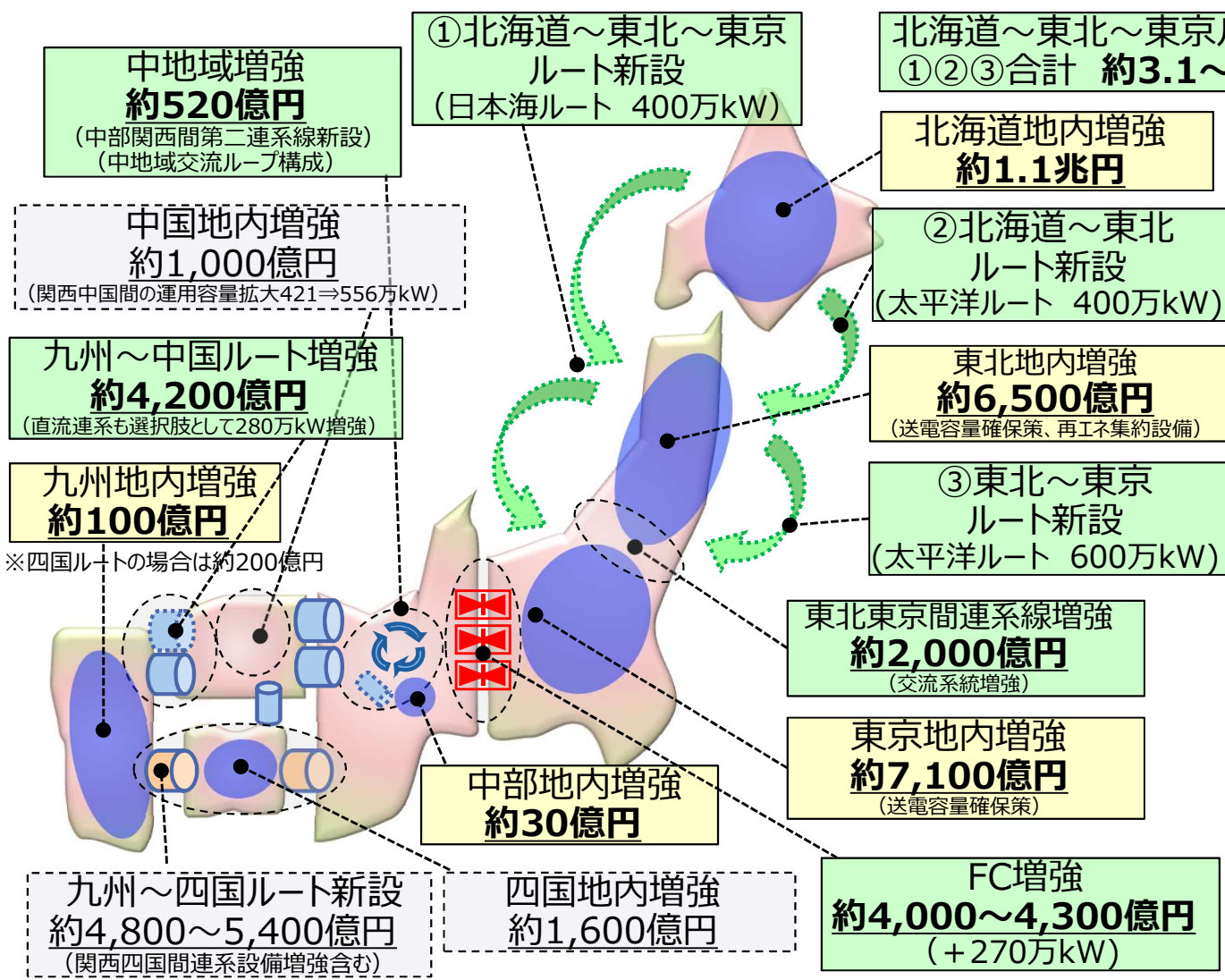
※1 HVDCコスト幅等を考慮して試算  
 ※2 費用をもとに以下の年経費率にて算出  
 架空送電 (7.9%)、地中送電 (9.0%)、変電 (10.7%)

【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及び上位2電圧の地内基幹系統の増強コストのみを記載。
- 再エネ増加に伴う、調整力確保及び慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。また、各エリアで行う需要対策の増強は長期展望の対象外とした。
- HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は占用料等を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。
- 地内基幹系統はN-1電制本格適用による運用容量拡大を実施した上での増強を想定し、N-1電制本格適用は適宜一般送配電事業者が実施していくとして増強前の前提条件へ織り込んだ。
- 地内基幹系統の増強箇所は、今後の需要及び電源等の動向により変更となる可能性があるため、整備計画の具体化時点での電源の導入見込みで変更有無を確認の上、計画策定プロセスに向けた検討着手のタイミングと併せて見極める必要がある。

# 7. 全国の増強方策

## (3) 地域間連系線及び地内増強の全体イメージ



【凡例】

- 連系線増強
- 地内増強
- 将来の選択肢

必要投資額 <sup>※1</sup>	約6.7 ~ 7.9兆円	
費用便益比(B/C) <sup>※1</sup>	0.7 ~ 1.5	
年間コスト <sup>※1, ※2</sup>	約6,200 ~ 7,300億円/年	
年間便益 (純便益)	約4,600 ~ 8,200億円/年 (約▲2,700~2,000億円/年)	
削減された燃料費	約3,600~7,400億円/年	
削減されたCO2対策コスト	約920億円/年	
削減されたCO2排出量	約2,830万 t/年	
アデカシー便益	約310億円/年	
送電ロス	約▲410~▲240億円/年	
システムの安定性	地域間連系線の複線化による周波数安定性の向上、災害時等のバックアップ機能の強化	
再エネ比率	増強後47%	増強前42%
出力制御率	増強後13%	増強前24%

※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%)

【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及び上位2電圧の地内基幹システムの増強コストのみを記載。
- 再エネ増加に伴う、調整力確保及び慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。また、各エリアで行う需要対策の増強は長期展望の対象外とした。
- HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は占用料等を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。
- 地内基幹システムはN-1電制本格適用による運用容量拡大を実施した上での増強を想定し、N-1電制本格適用は適宜一般送配電事業者が実施していくとして増強前の前提条件へ織り込んだ。
- 地内基幹システムの増強箇所は、今後の需要及び電源等の動向により変更となる可能性があるため、整備計画の具体化時点での電源の導入見込みで変更有無を確認の上、計画策定プロセスに向けた検討着手のタイミングと併せて見極める必要がある。

## 7. 全国の増強方策

### (4) 各シナリオにおける地域間連系線及び地内増強方策まとめ

- 各シナリオの分析の結果、需要立地の誘導により、系統増強の投資額が削減され、再エネ出力制御率も低下する傾向となった。また、需要立地自然体シナリオでHVDCの増強規模拡大や、各シナリオで地内増強の増減はあるものの、系統増強の基本的な内容（東地域のHVDC新設、中西地域の関門連系線増強、中地域増強及びFC増強）は、どのシナリオも共通であることを確認した。
- このため、**これらの共通する増強方策をベースに**、今後、長期展望から整備計画を具体化していく中で、情勢変化や技術開発の動向等を踏まえ、具体的な増強規模や増強タイミング等の見極めを行っていく。

分析項目	シナリオ	需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要立地自然体シナリオ
系統増強の投資額※1 (年間コスト※2)		約6.0～6.9兆円 (約0.55～0.64兆円/年)	約6.0～7.0兆円 (約0.55～0.64兆円/年)	約6.7～7.9兆円 (約0.62～0.73兆円/年)
費用便益比 (B/C)		0.6 ~ 1.2	0.7 ~ 1.5	0.7 ~ 1.5
年間便益 (純便益 (B-C))		約3,200 ~ 5,800億円/年 (約▲3,200~300億円/年)	約4,200 ~ 7,300億円/年 (約▲2,200~1,800億円/年)	約4,600 ~ 8,200億円/年 (約▲2,700~2,000億円/年)
燃料費・CO2コスト削減		約3,200 ~ 6,100億円/年	約4,100 ~ 7,400億円/年	約4,600 ~ 8,300億円/年
送電ロス		約▲590～▲350億円/年	約▲430～▲250億円/年	約▲410～▲240億円/年
アデカシー便益※3		約330億円/年	約310億円/年	約310億円/年
CO2削減量		約870万t/年	約2,430万t/年	約2,830万t/年
再エネ比率※4		49% (50%)	47% (50%)	47%
再エネ出力制御率※4		10% (7%)	12% (7%)	13%

※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広域連系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、調整力確保及び慣性力・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占用料等を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。

※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 系統増強による供給力確保量の節減効果 ※4 ( ) は系統増強以外の施策として、電源側の立地の誘導等を行った場合の参考値

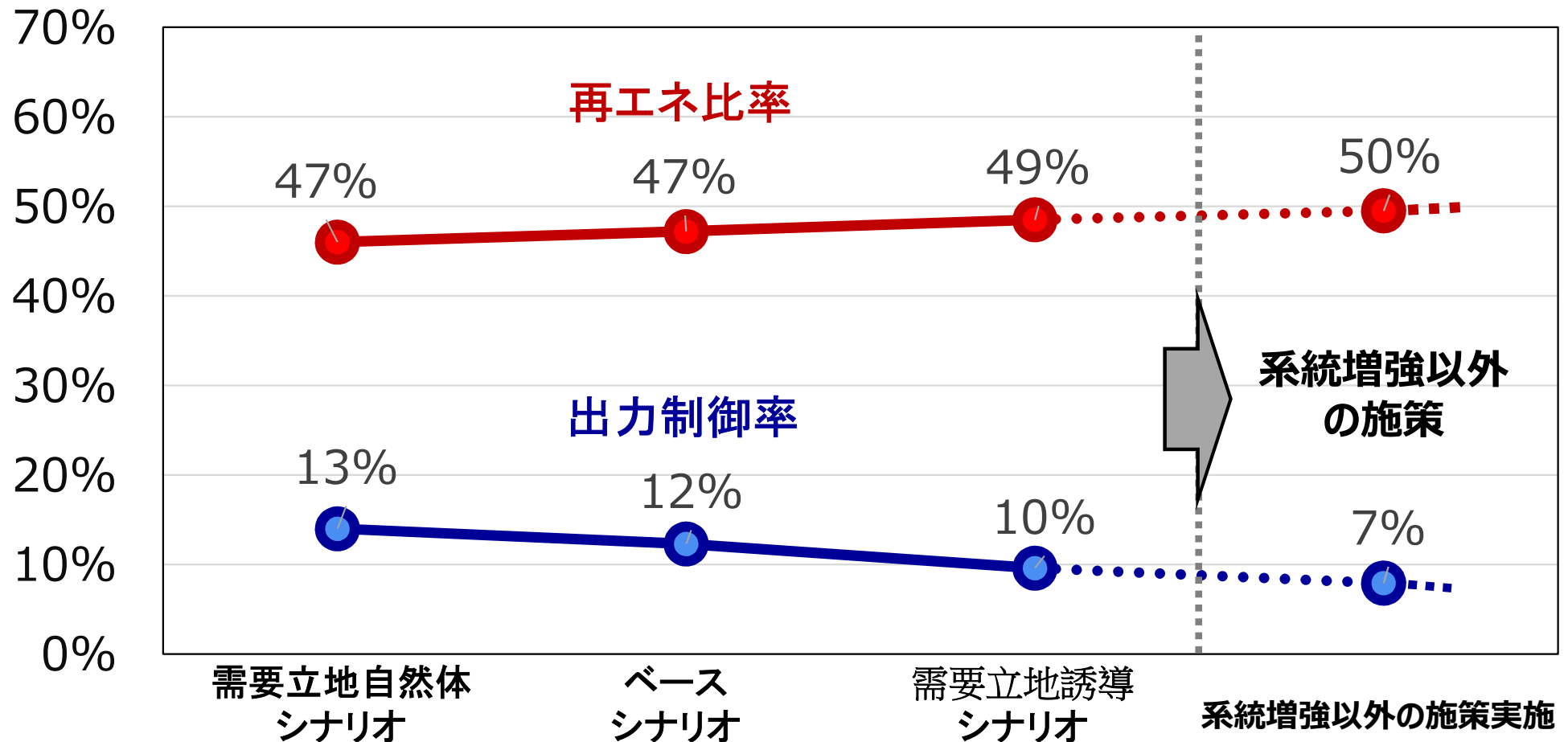
なお、電源については、再エネを最優先の原則の下で最大限の導入に取り組むという国の政策的議論を踏まえて、各シナリオにおいて同じ条件としていることに留意が必要



## 7. 全国の増強方策

### (5) 系統増強以外の施策を実施した場合の再エネ比率及び出力制御率

- **系統増強と合わせて需要立地を誘導**することで、再エネをより有効に活用でき、**再エネ比率向上と出力制御率低減**につながることを、シナリオ分析の結果から明らかとなった。
  - なお、ベースシナリオの系統増強規模を前提※とした上で、**再エネの需要地近傍への立地や蓄電池の導入量の増加を想定した場合、更なる再エネ比率向上と出力制御率低減に資すると考えられる。**
- ※再エネの立地を変更したことに伴い、費用対効果に基づき系統増強規模を見直した場合、再エネ比率・出力制御率も変化し得る。



(備考) 2020年における欧州各国の風力発電の出力制御率：英国4.8%、アイルランド12.1%、ドイツ4.7%、スペイン0.3%、デンマーク8.2%

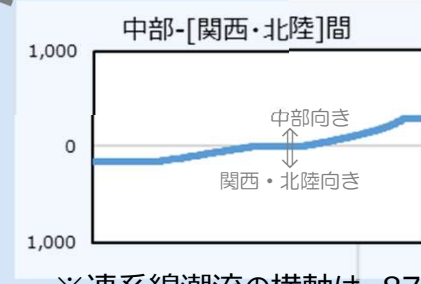
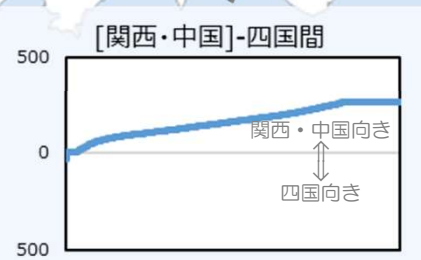
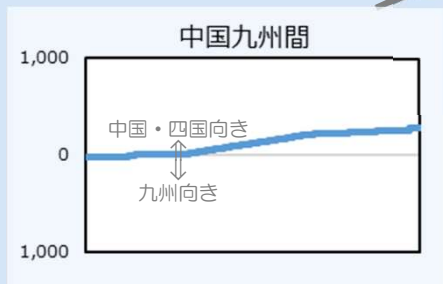
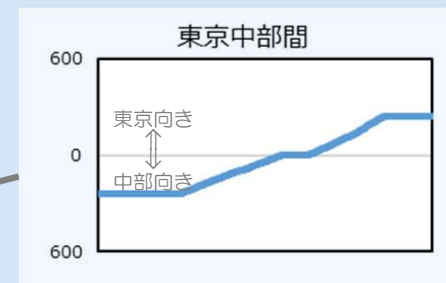
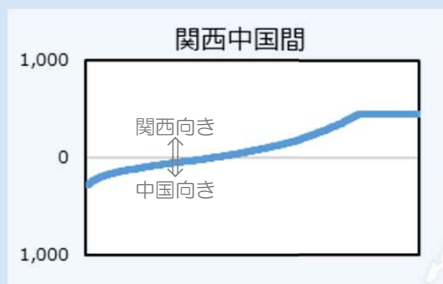
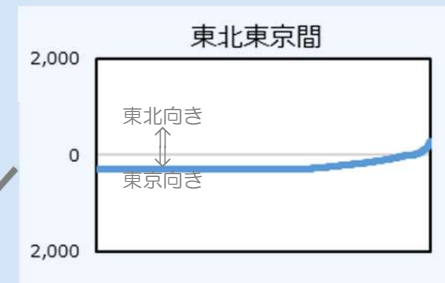
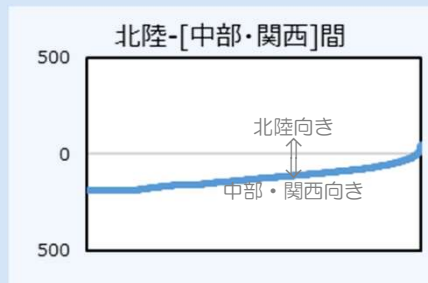
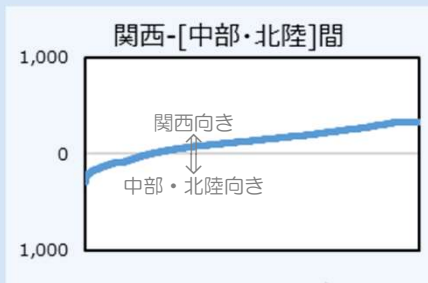
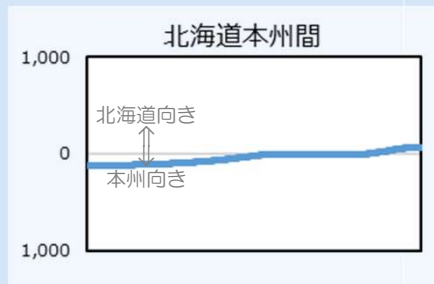
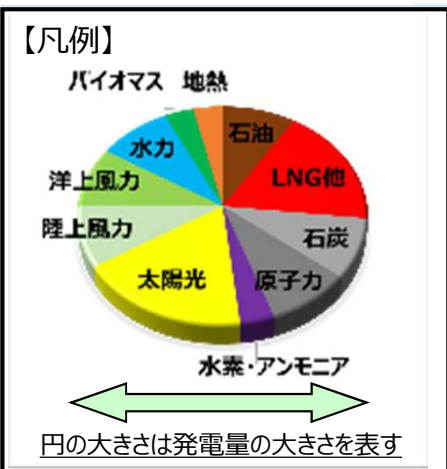
※資源エネルギー庁「令和3年度 エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）」より

# 7. 全国の増強方策

## (6-1) エリア別 燃種別発電量・連系線潮流 (増強前)

ベースシナリオ

単位：万kW



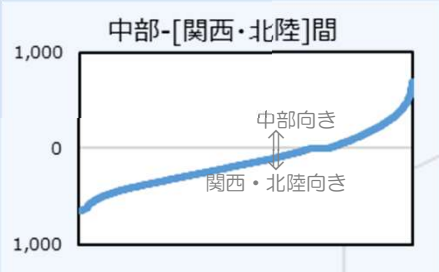
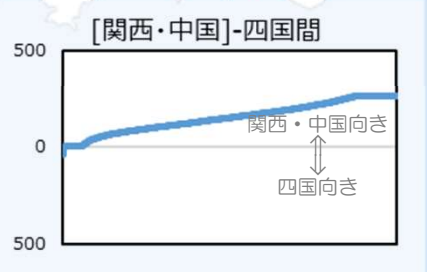
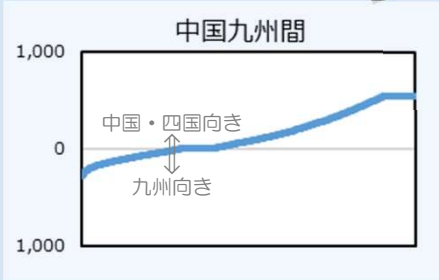
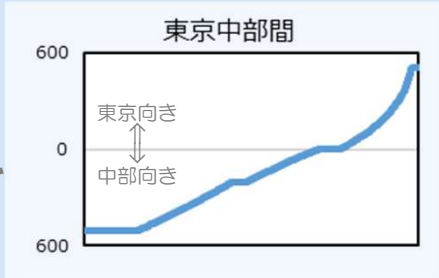
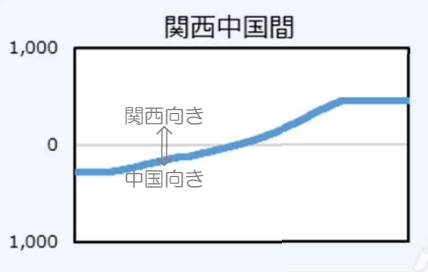
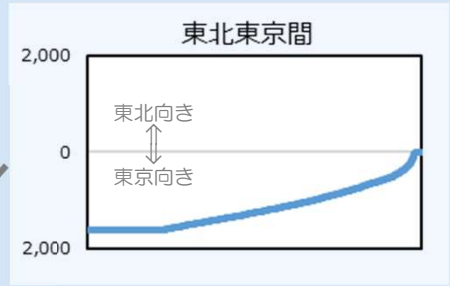
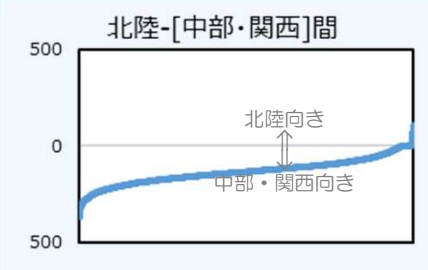
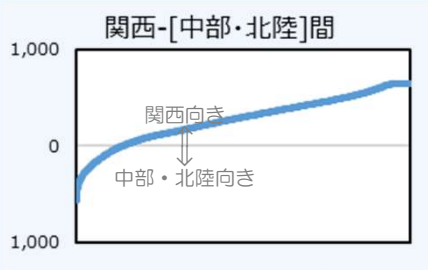
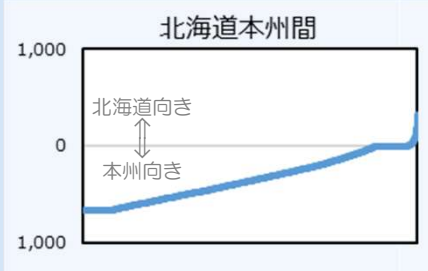
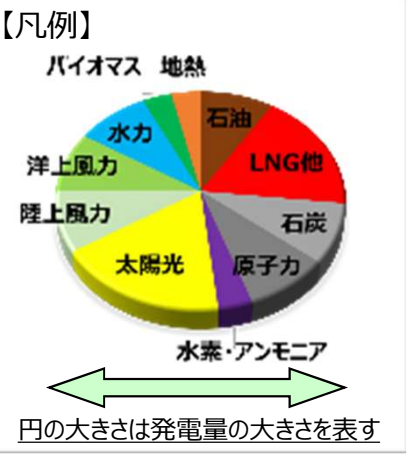
※連系線潮流の横軸は、8760時間分の潮流を昇順に並べたもの

# 7. 全国の増強方策

## (6-2) エリア別 燃種別発電量・連系線潮流 (増強後)

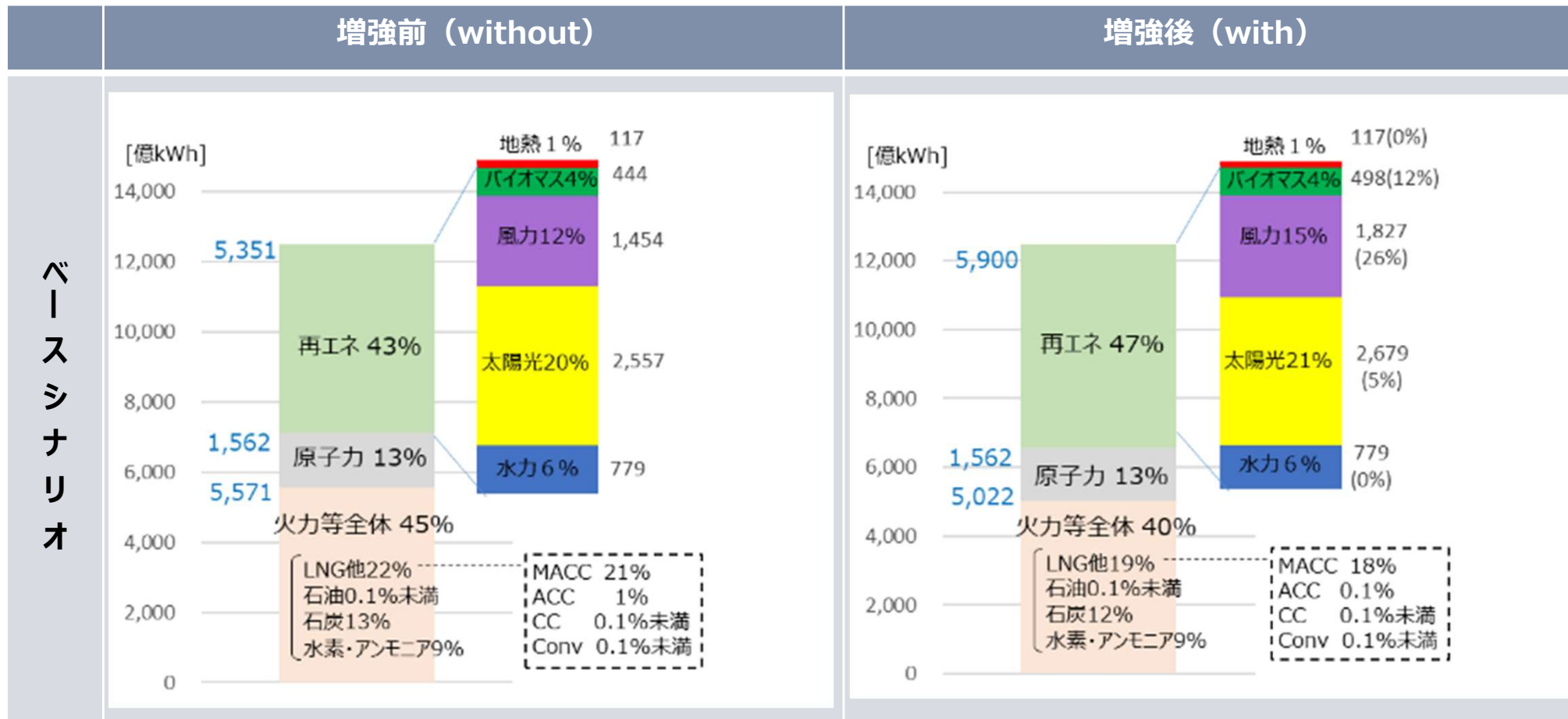
ベースシナリオ

単位：万kW



※連系線潮流の横軸は、8760時間分の潮流を昇順に並べたもの

# 7. 全国の増強方策 (6-3) 燃種別発電量 (増強前後)



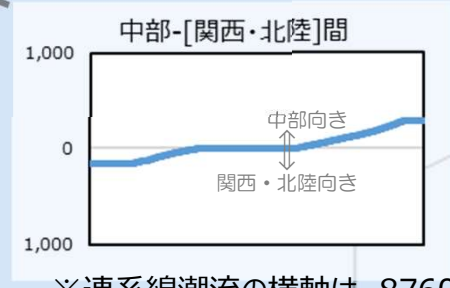
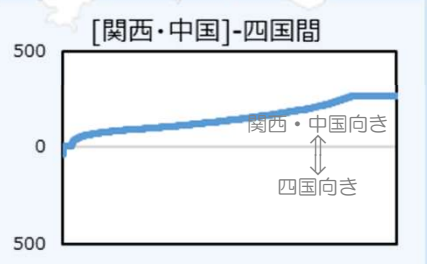
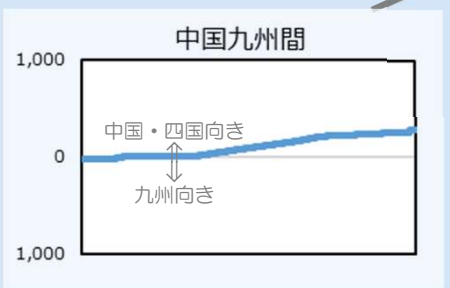
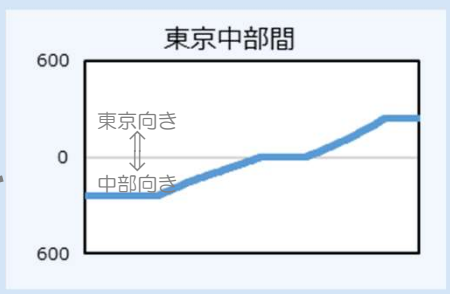
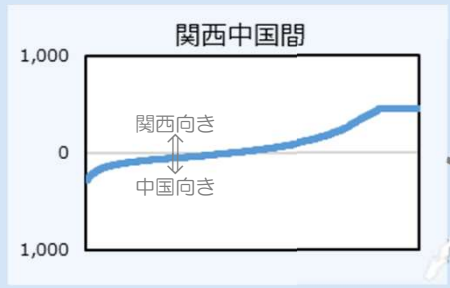
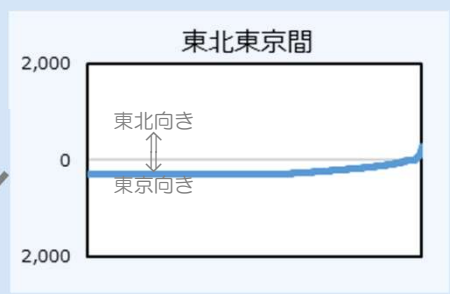
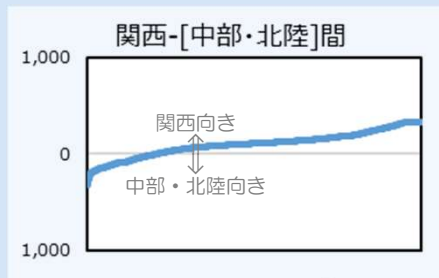
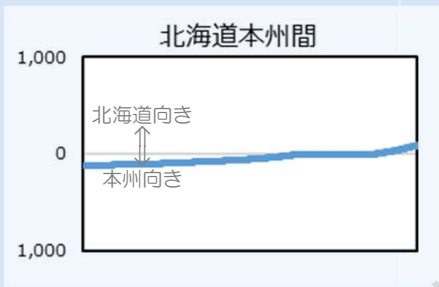
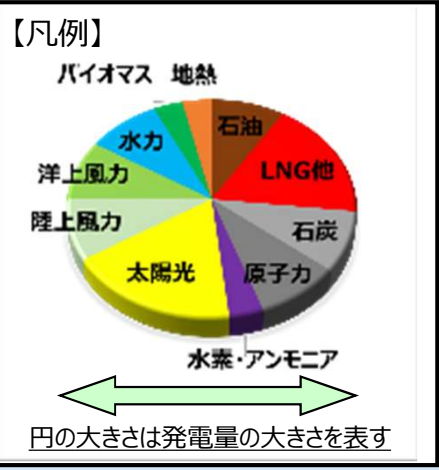
注) 四捨五入により合計が合わない場合がある

※ ( ) はwithoutからの増加率を表す

# 7. 全国の増強方策

## (7-1) エリア別 燃種別発電量・連系線潮流 (増強前)

単位：万kW

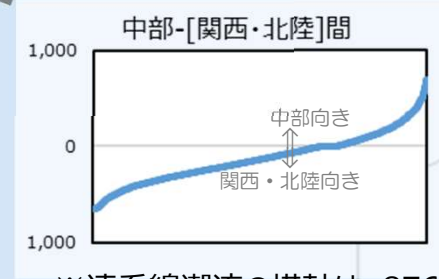
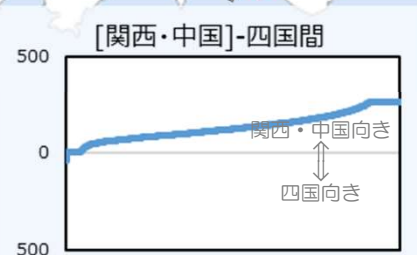
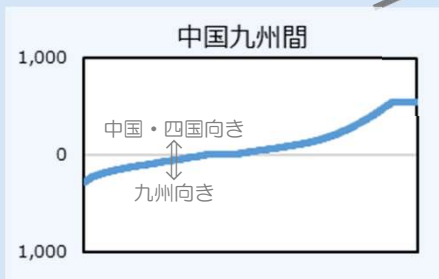
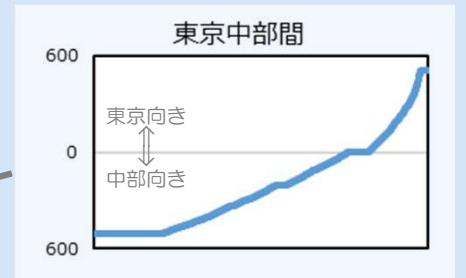
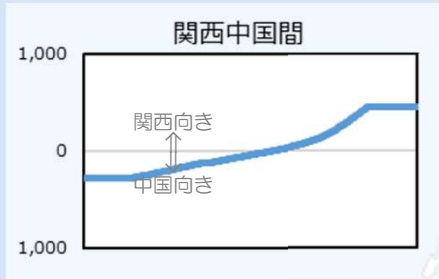
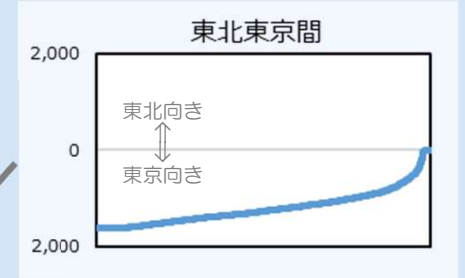
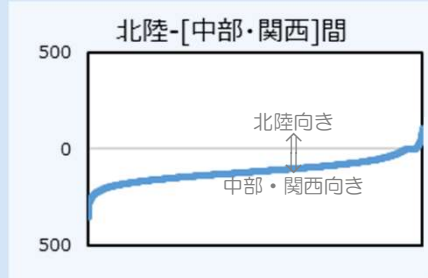
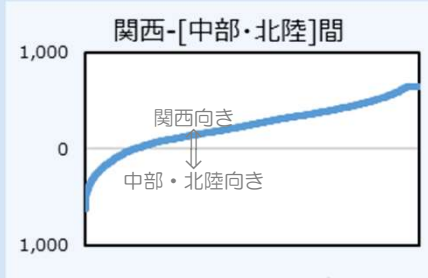
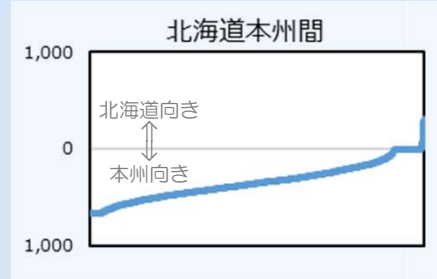
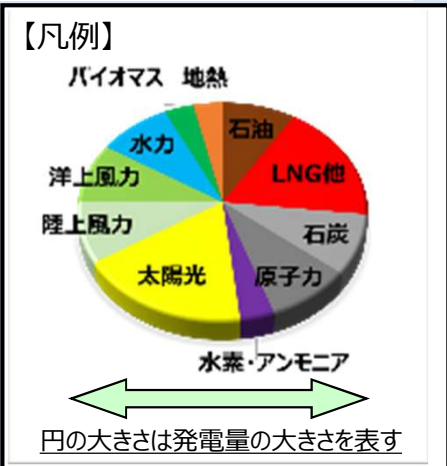


※連系線潮流の横軸は、8760時間分の潮流を昇順に並べたもの

# 7. 全国の増強方策

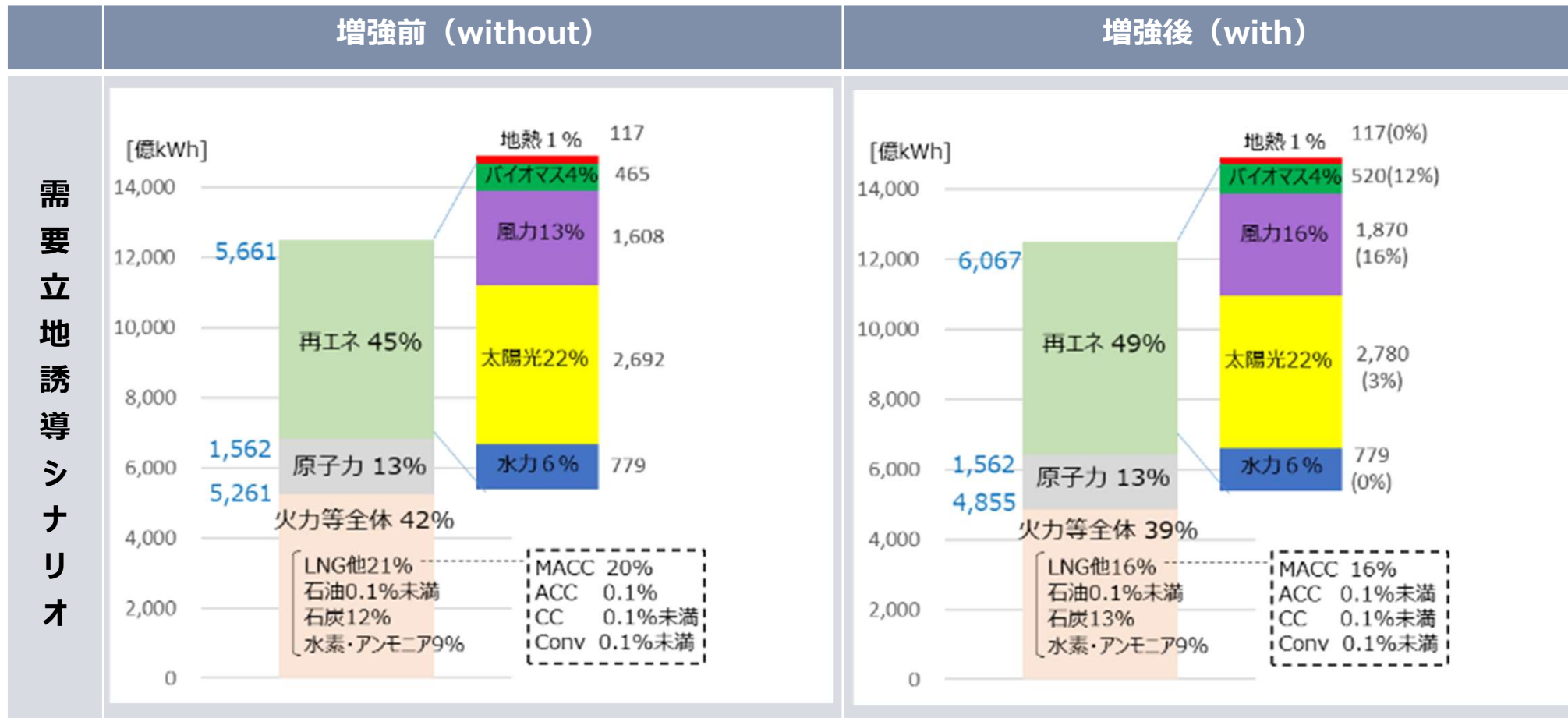
## (7-2) エリア別 燃種別発電量・連系線潮流 (増強後)

単位：万kW



※連系線潮流の横軸は、8760時間分の潮流を昇順に並べたもの

# 7. 全国の増強方策 (7-3) 燃種別発電量 (増強前後)



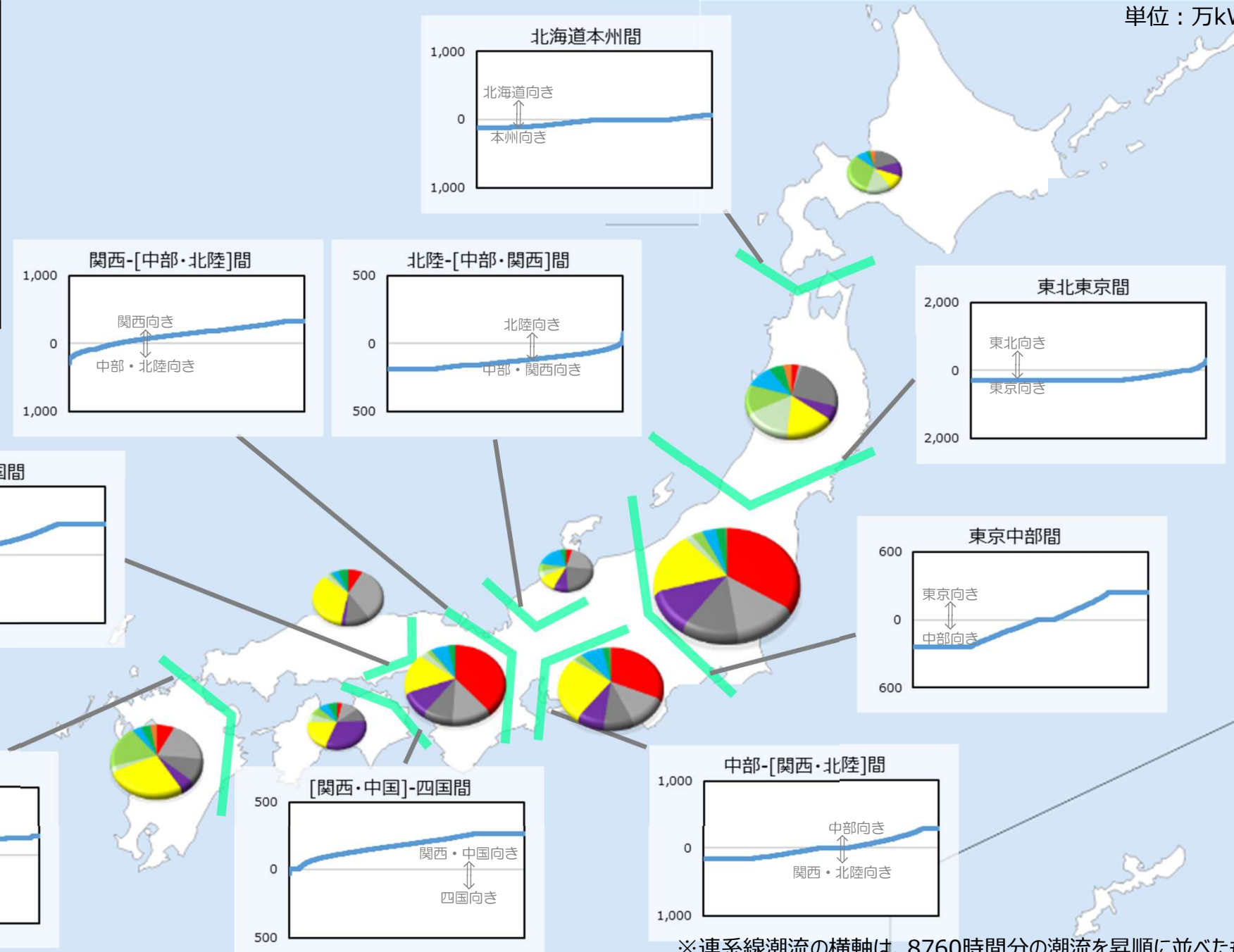
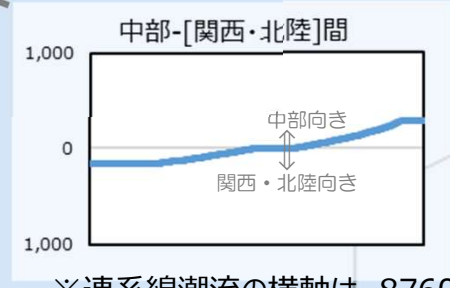
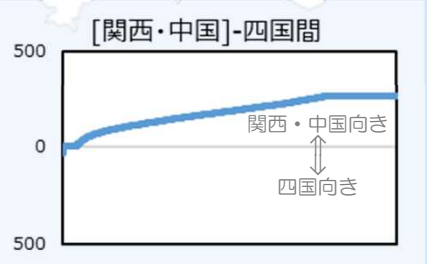
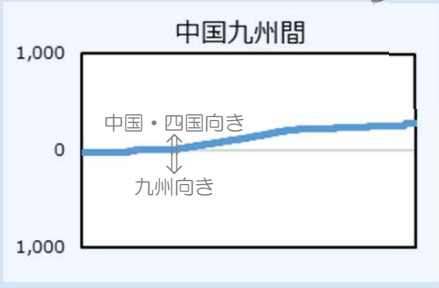
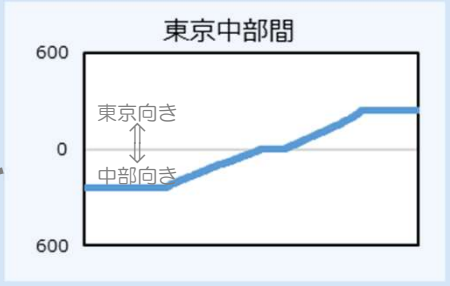
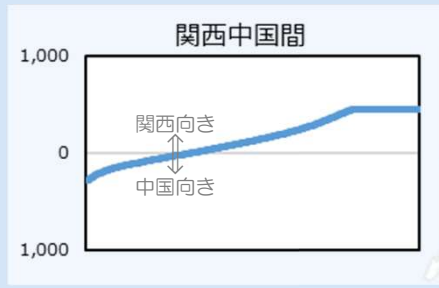
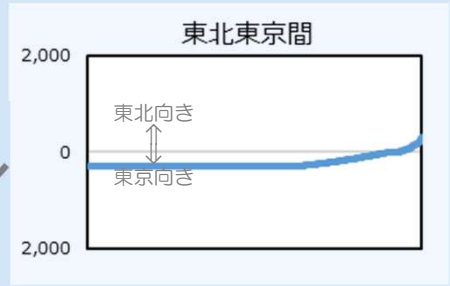
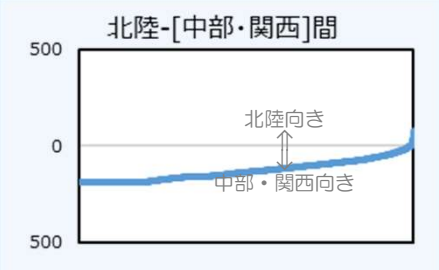
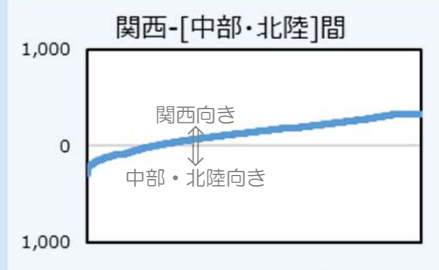
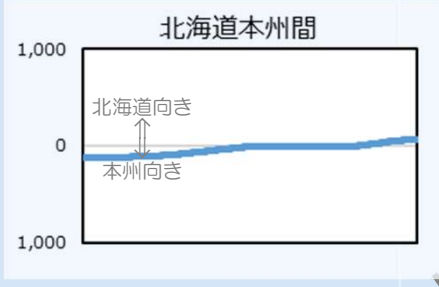
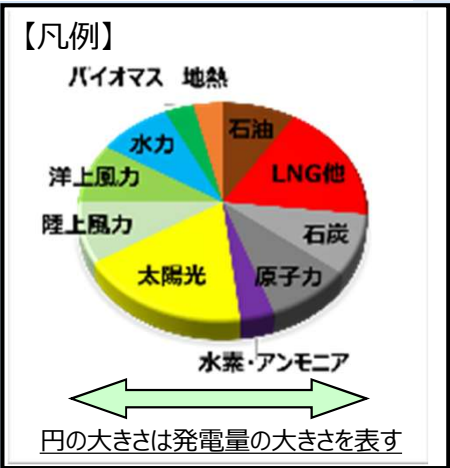
注) 四捨五入により合計が合わない場合がある

※ ( ) は増強前からの増加率を表す

# 7. 全国の増強方策

## (8-1) エリア別 燃種別発電量・連系線潮流 (増強前)

単位：万kW



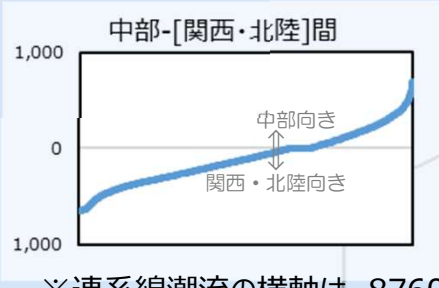
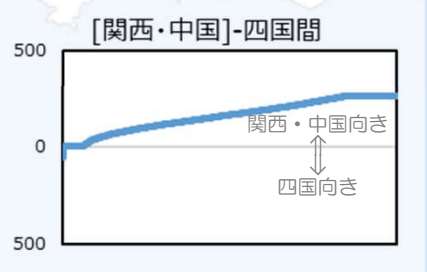
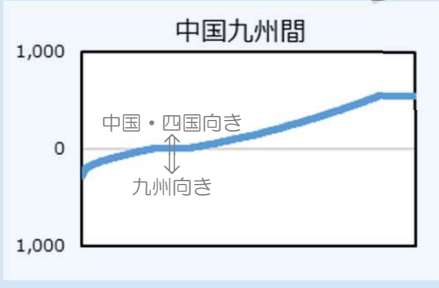
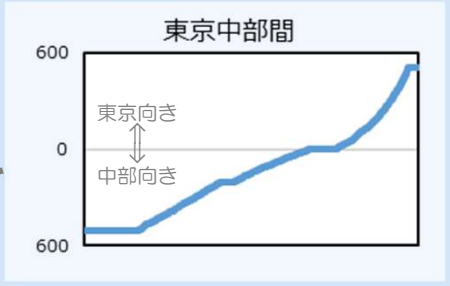
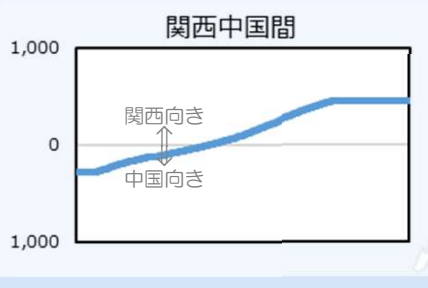
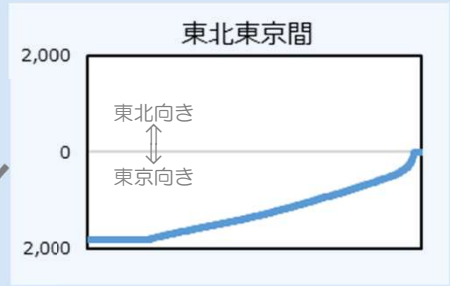
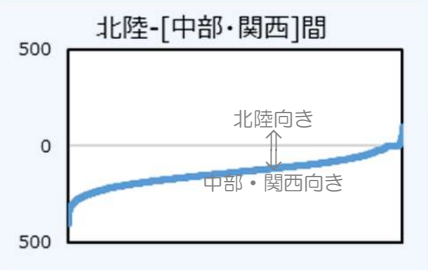
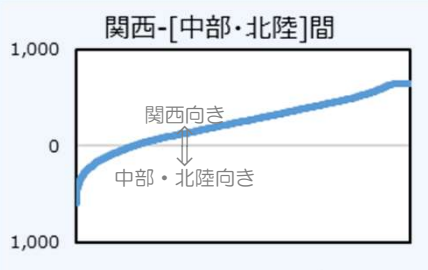
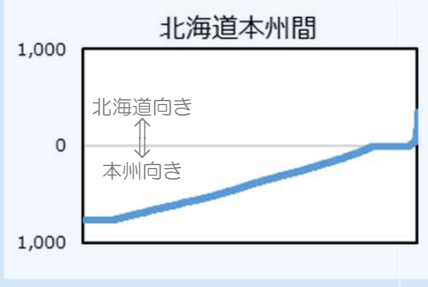
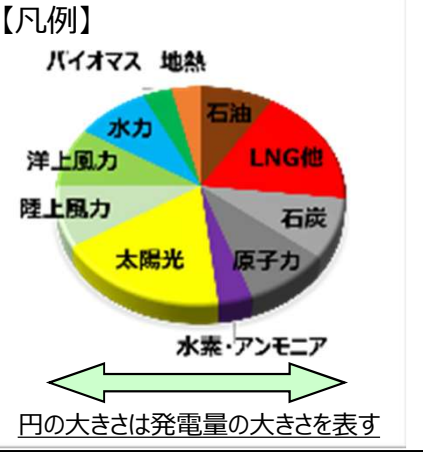
※連系線潮流の横軸は、8760時間分の潮流を昇順に並べたもの



# 7. 全国の増強方策

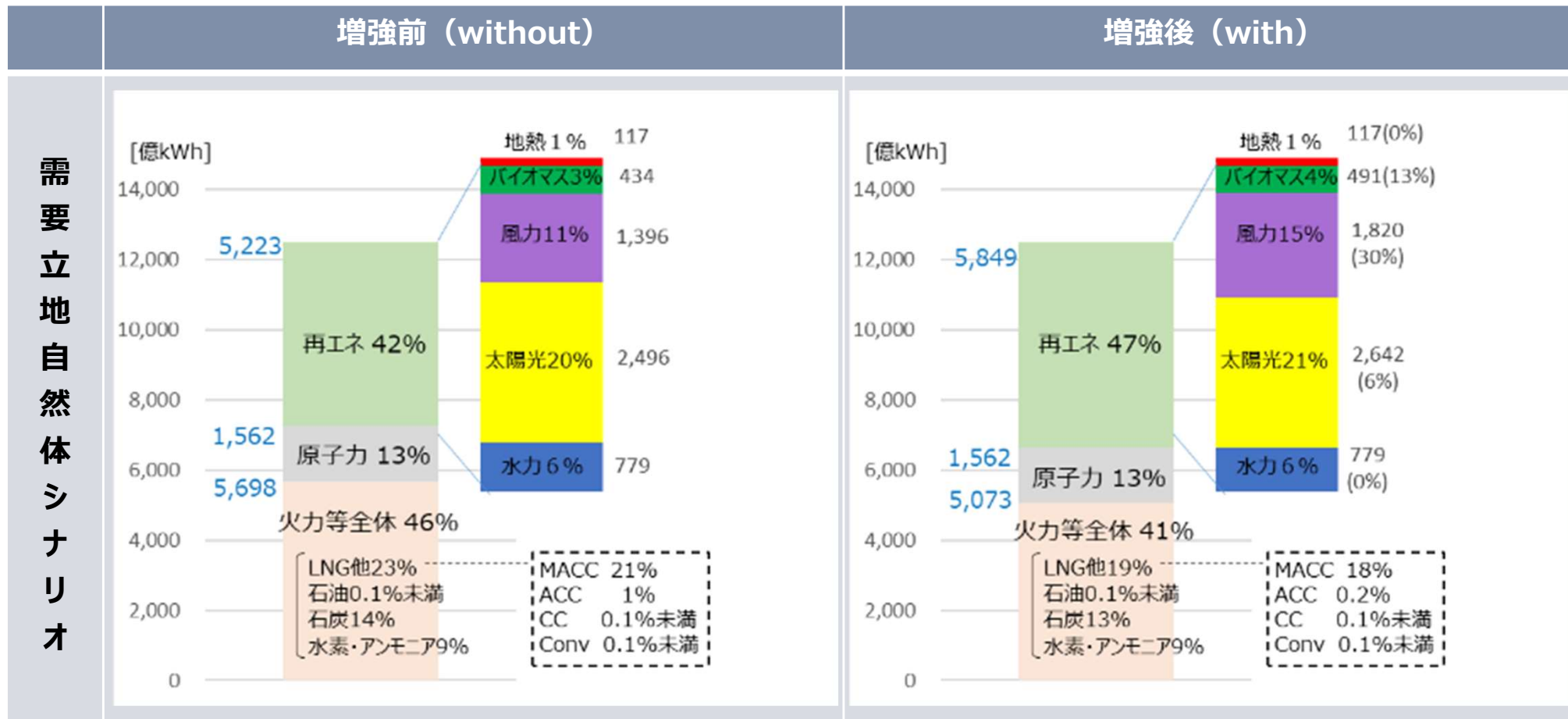
## (8-2) エリア別 燃種別発電量・連系線潮流 (増強後)

単位：万kW



※連系線潮流の横軸は、8760時間分の潮流を昇順に並べたもの

# 7. 全国の増強方策 (8-3) 燃種別発電量 (増強前後)



注) 四捨五入により合計が合わない場合がある

※ ( ) は増強前からの増加率を表す

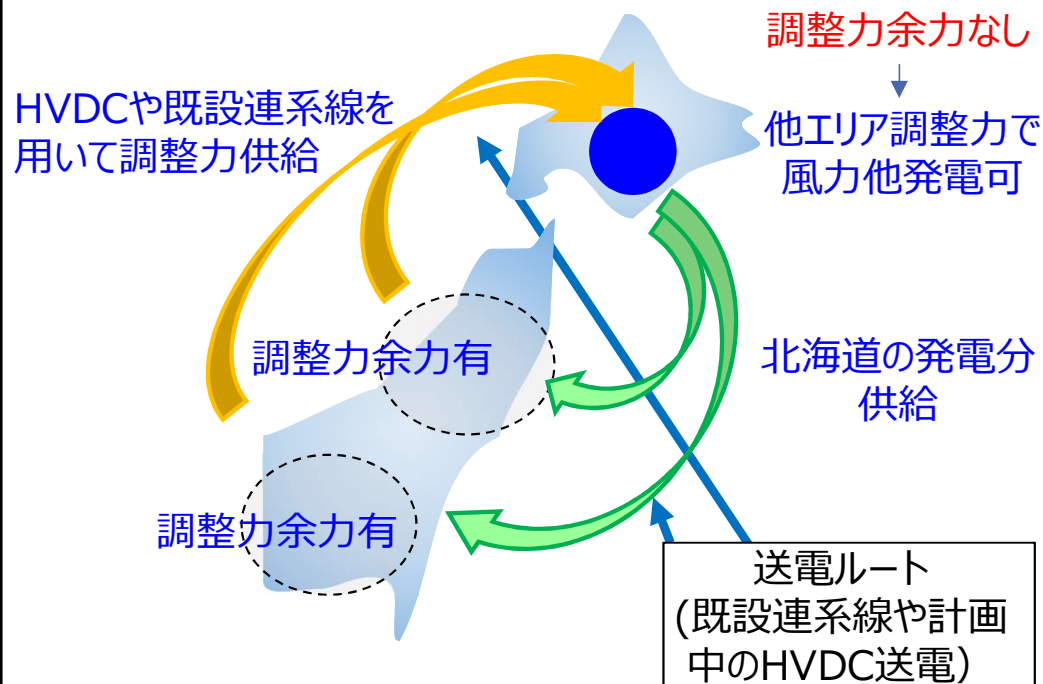
## 8. 調整力・慣性力

## 8. 調整力・慣性力

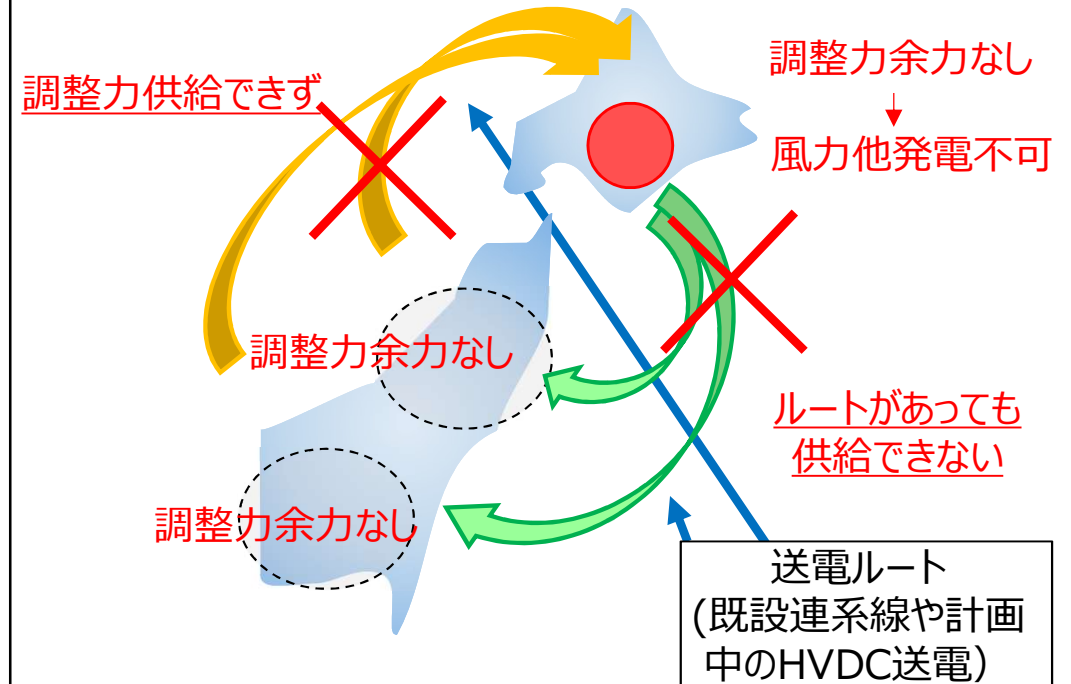
### (1) 将来の調整力不足への検討

- 再エネ（太陽光・風力発電）の導入量は年々増加しており、将来においては、再エネが主力電源化し火力等の運転台数の減少が想定され、調整力不足が生じる可能性がある。
- このような状況を想定すると、将来的には広域的に調整力が不足することも想定され、例えば北海道エリアなど調整力が不足するエリアが他エリアから調達しようとしても調達できない可能性も考えられる。
- したがって、将来における調整力の必要量や対策等について、北海道エリアを事例とし、東北及び東京エリアも含めた東エリアで広域的に検討を行った。

#### <広域的に調整力余力がある状況>



#### <広域的に調整力余力がない状況>



## 8. 調整力・慣性力

### (2) 調整力に関する対応コスト

- 再エネ導入量が増大する長期展望のシナリオにおける調整力必要量を、再エネ設備量及び再エネの時間内変動・予測誤差・出力制御等を踏まえて推計し、それをもとにシミュレーションを実施し検討を行った。
- その結果、現状よりも多くの調整力が必要となり、系統整備が行われない場合（Without）の条件において、そのコストは数千億円/年程度の規模感となった。
- 系統整備が行われる場合（With）の条件においては、調整力の広域調達等の影響により $\Delta kW$ 費用は減少する結果となった。一方、系統増強に伴い再エネの出力制御量が減少して発電量が増加することから、その予測誤差等が増えることで、結果的にkWh費用は増加する結果となった。その結果、全体の調整力費用はWithの方が増加する傾向となった。

※ 1 ※ 2 ※ 3

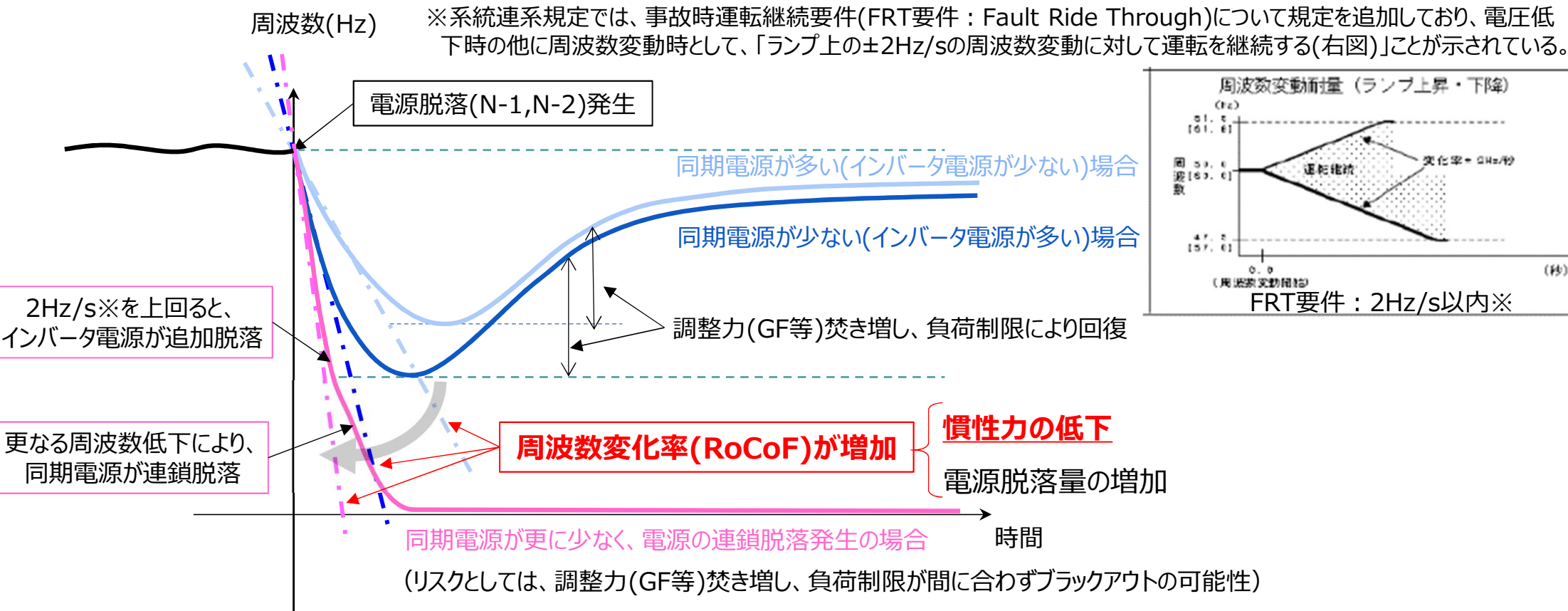
費用【億円/年】	ベースシナリオ Without	ベースシナリオ With
$\Delta kW$ 費用	630	572
調整力kWh費用	2,902	3,652
合計	3,532	4,224

- ※ 1 ベースシナリオ（Without及びWith）での試算結果であり、需要見通しの変化や再エネ出力制御の状況変化によっては、結果が変わることに留意
- ※ 2 発電費用（起動費、燃料費）についてはベースシナリオ（Without及びWith）の想定値を使用
- ※ 3 上げ調整単価、下げ調整単価は2019年度から変更が無いという前提での試算結果であり、2019年度の調整力kWh費用を将来の変動実績相当で乗算した試算結果であることに留意

# 8. 調整力・慣性力

## (3) 慣性力に関する技術的課題 (1/2)

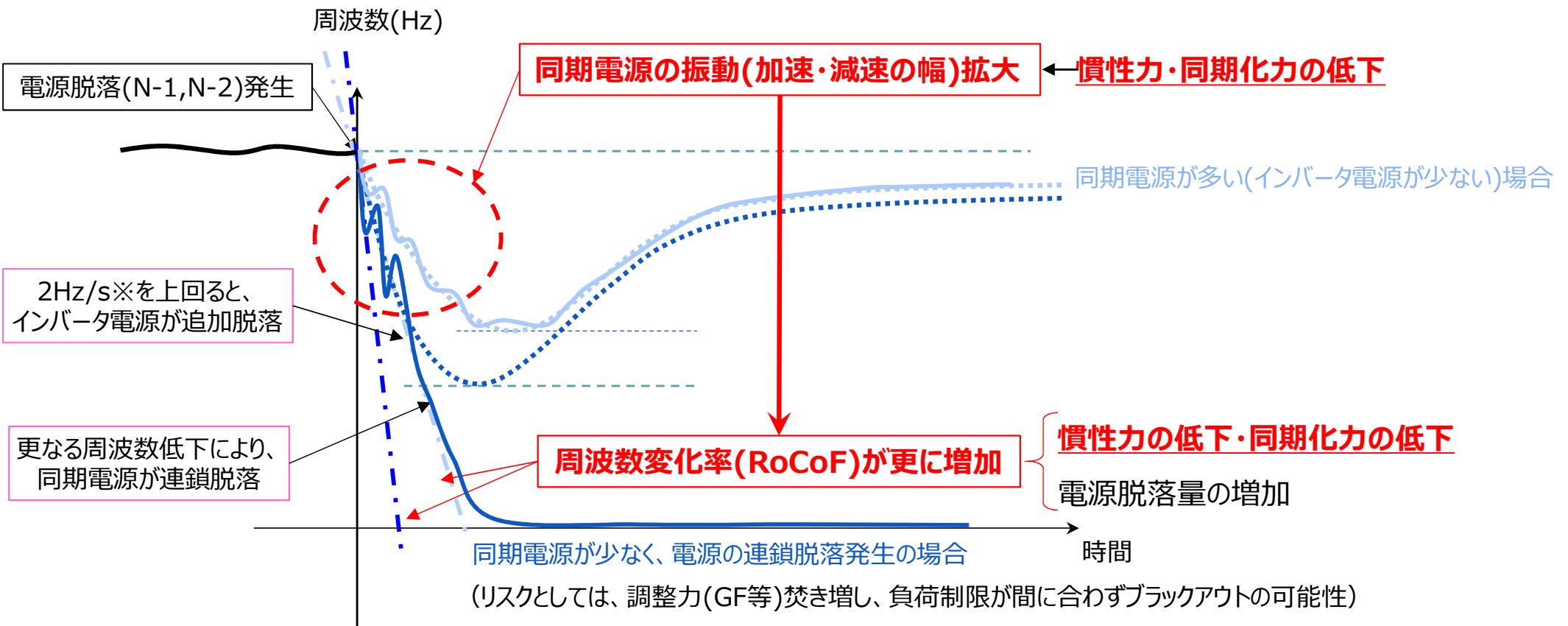
- 「再エネ主力電源化」に向けた日本の主な技術的課題としては、インバータ電源(非同期電源)の増加及び同期電源の減少による慣性力の低下により、電源脱落時の周波数変化率RoCoFが増加するという試算結果が得られた。
- 周波数変化率RoCoFが増加し、FRT要件の2Hz/s※を超過すると、インバータ電源等が運転継続せず、停止してしまう可能性があり、インバータ電源の停止により、周波数が更に低下し、その周波数の更なる低下により、同期電源が運転継続できず、解列してしまう可能性がある。(電源の連鎖脱落の可能性ある。)



## 8. 調整力・慣性力

### (4) 慣性力に関する技術的課題 (2/2)

■ さらに、電源脱落時の同期電源の動きを確認した結果、前述の慣性力の低下の影響に加えて、インバータ電源(非同期電源)の増加及び同期電源の減少による同期化力の低下により、電源脱落時の同期電源の振動(加速・減速の幅→周波数変化)が大きくなり、周波数変化率RoCoFが更に増加するという試算結果が得られた。



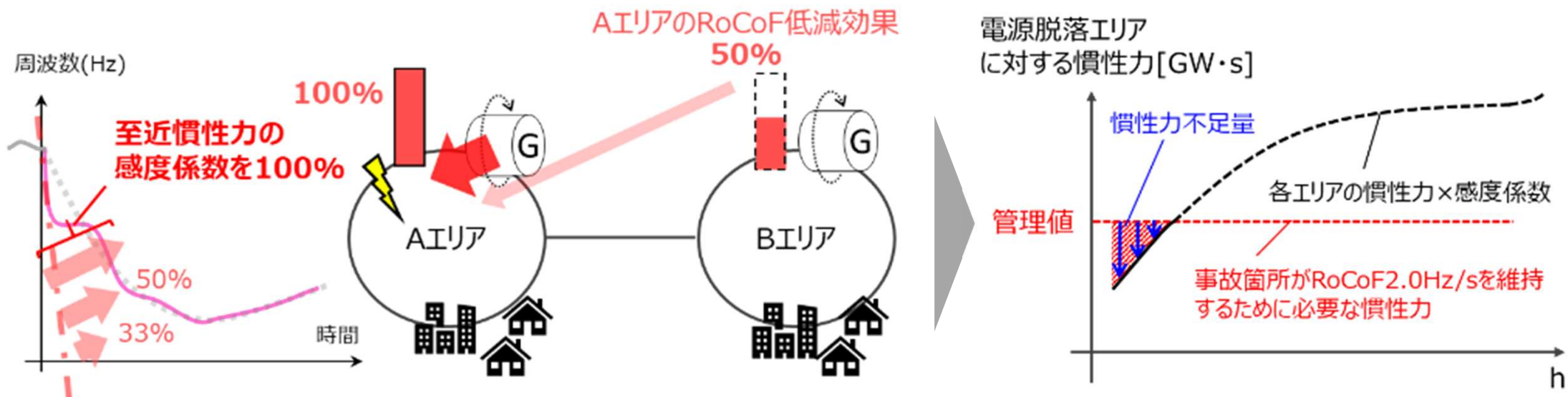
※系統連系規定では、事故時運転継続要件(FRT要件 : Fault Ride Through)について規定を追加しており、電圧低下時の他に周波数変動時として、「ランプ上の $\pm 2\text{Hz/s}$ の周波数変動に対して運転を継続する」ことが示されている。

## 8. 調整力・慣性力

### (5) 慣性力不足の確認方法・感度係数

- 慣性力の電源脱落エリアへのRoCoF低減効果は、電源脱落地点との電氣的距離により異なり、電源脱落地点との電氣的距離が近ければ感度係数が大きくなり、電氣的距離が遠ければ小さくなると考えられる。
- このため、電源脱落エリアの慣性力のRoCoF低減効果を基準(100%)として、各エリアの慣性力の電源脱落エリアへのRoCoF低減効果を示す割合を「感度係数」と呼ぶこととし、代表断面※における各エリアの感度係数に各エリアの慣性力を乗じることで、エリア全体の電源脱落エリアに対する慣性力の換算値として算出することとした。
- また、代表断面においてRoCoF2.0Hz/sとなる慣性力を管理値とし、感度係数を用いて算出される電源脱落エリアに対する慣性力デューレーションとの差分を慣性力不足量として算出した。

※各発電機そのものが持つ慣性力（発電機Msys）の合計が最小となる断面を、RoCoF最大となる断面と推定し代表断面と設定。





## 8. 調整力・慣性力

### (6) 慣性力に関する対策コスト

- 再エネ導入量が増大する長期展望のシナリオにおいては、インバータ電源（非同期電源）の増加に伴い、同期発電機の並列台数減少による慣性力の低下が懸念される。
- 将来の代表断面における周波数変化率(RoCoF)や感度係数をシミュレーションにより算出し、それを踏まえて慣性力の確保状況を確認した。その結果、慣性力が不足する時間があり、系統整備が行われない場合（Without）の条件において、その対策コストは数百億円/年程度の規模感となった。
- 系統整備が行われる場合（With）、広域連系系統の増強による同期化力の向上や潮流状態等による同期化力の変化によって、慣性力の対策コストはWithの方が減少する傾向となった。

※1,2,3		ベースシナリオWithout	ベースシナリオWith
北海道 エリア	日数/年	0日	0日
	対応策	なし	なし
	コスト	0億円/年	0億円/年
東北・東京 エリア	日数/年	11日	0日
	慣性不足量※4	157GW・s・日	なし
	対応策	電源	なし
	コスト	4.9～19.1億円/年	0億円/年
中西6 エリア	日数/年	76日	4日
	慣性不足量※4	812GW・s・日	25GW・s・日
	対応策	電源、同期調相機	電源
	コスト	69.4～233.0億円/年	2.1～8.2億円/年
合計	コスト	<b>74.3～252.1億円/年</b>	<b>2.1～8.2億円/年</b>

※1 対策費用の諸元は、第64回調整力等委員会と同様。  
同期電源：費用が270万～1,050万円/GW・s・日、  
費用対効果逆転日数が176日～45日以下  
同期調相機：費用が4.75億円/GW・s・年

※2 需要や供給力の想定が変われば、算定結果も異なることに留意が必要  
※3 発電機Msys最小断面(代表断面)による結果であり、前提条件が見直されれば、算定結果も異なることに留意が必要  
※4 各日の慣性力不足最大値をその日の不足量として算出

## 8. 調整力・慣性力 (7) 今後の検討課題

- 今回の調整力・慣性力に関する算定については、対策コストの規模感を把握するために様々な前提を置いた上での試算であるため、前提条件が変化すれば算定結果も異なることに留意が必要である。
- 系統増強の有無により調整力・慣性力確保に係るコストが変わり得るため、今後の調整力・慣性力に関する技術面や制度面等の議論を踏まえて、費用便益評価への織り込みを必要に応じて検討していく。
- なお、再エネ大量導入に伴う調整力・慣性力の確保に向けて、火力・揚水以外の調整力リソースの活用やインバータ電源による疑似慣性力等についても検討が進められており、これらの検討を踏まえ、再エネ大量導入に必要な社会コストの低減にも取り組んでいく必要がある。

## 9. 感度分析

## 9 感度分析

### (1) 感度分析の考え方

■ 感度分析は、シナリオの政策的論点を踏まえた範囲に加えて、社会情勢といった不確実性を含む要因による系統増強への影響を確認するため、各シナリオにおける系統増強の方策は固定した上で、需要と電源のそれぞれにおいて、一定の変化を各シナリオのWithout及びWithの双方に発生させることにより、その変化によるB/C、再エネ出力制御率※<sup>1</sup>及び再エネ比率※<sup>2</sup>への影響を分析した。

※ 1 再エネ出力制御率 = (太陽光・風力の発電可能量(kWh)-太陽光・風力の発電量)/太陽光・風力の発電可能量(kWh)

※ 2 再エネ比率 = 太陽光発電・風力発電・地熱発電・水力発電・バイオマス発電の年間発電量(kWh)/総発電量(kWh)

	変動要因		考えられる情勢変化	想定される影響		対応の方向性
				増強規模縮小	増強規模拡大	
需 要	ボリューム	年間需要	電化の更なる推進や脱炭素・デジタル化技術の進展	需要増加	需要減少	感度分析
	ロケーション	脱炭素・エネルギー転換	輸送・回収・消費構造を踏まえた立地誘導※ <sup>3</sup>	電源近傍	需要地近傍	シナリオ反映
	8,760時間カーブ	ヒートポンプ・EV	システム開発による負荷制御技術の高度化	最適シフト	一定負荷	シナリオ反映
電 源	ボリューム	再エネ	再エネ比率増加のための追加導入	設備量減少	設備量増加	感度分析
		火力	石炭フェードアウトやバックアップ電源確保	石炭退出、BU電源確保※ <sup>4</sup>		感度分析
		原子力	安全性・信頼性の確保による安定稼働	利用率変化※ <sup>4</sup>		感度分析
		水素・アンモニア	水素コスト低減による導入量の変化	導入量の変化※ <sup>4</sup>		感度分析
	ロケーション	太陽光	荒廃地活用などによる立地誘導	需要地近傍	偏在化	感度分析
		風力	導入見込みを踏まえた立地誘導	需要地近傍	偏在化	感度分析
	8,760時間カーブ	系統用蓄電池	再エネ出力平滑化のための追加導入	導入量増加	導入量減少	感度分析

※ 3 DAC等の配置には、回収・貯留の適地などCO<sub>2</sub>回収に必要な様々な要素の検討が必要であるが、本検討では、系統増強の視点から検討しているものであり、最適な立地を示すものではない

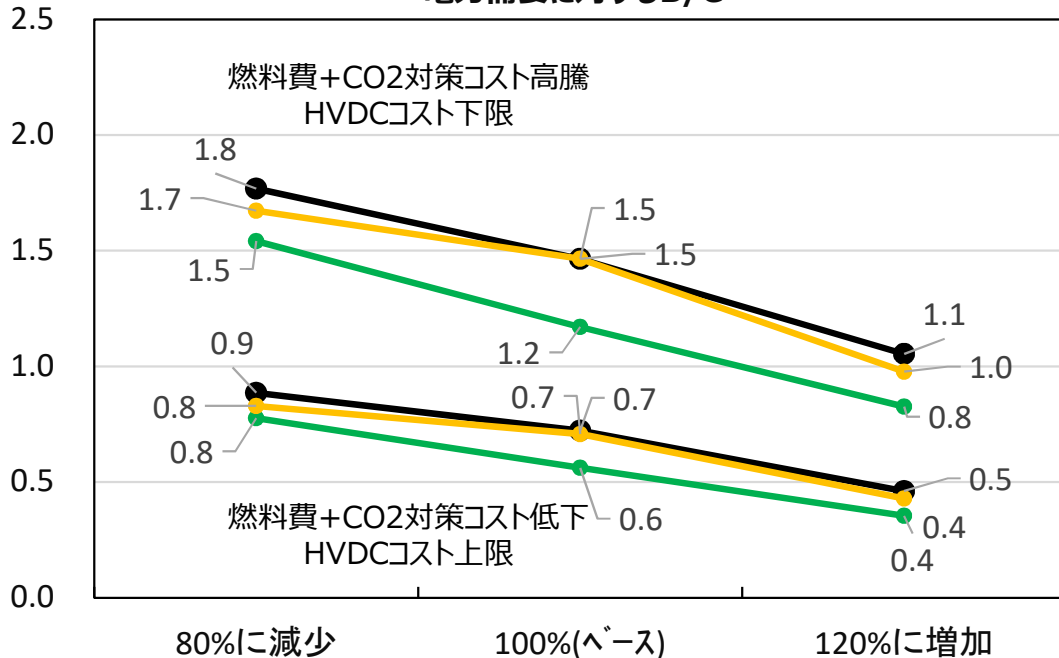
※ 4 個別電源が接続する系統により増強規模への影響は一概に評価できず、それぞれの増減によりアンバランスを打ち消す方向となる

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

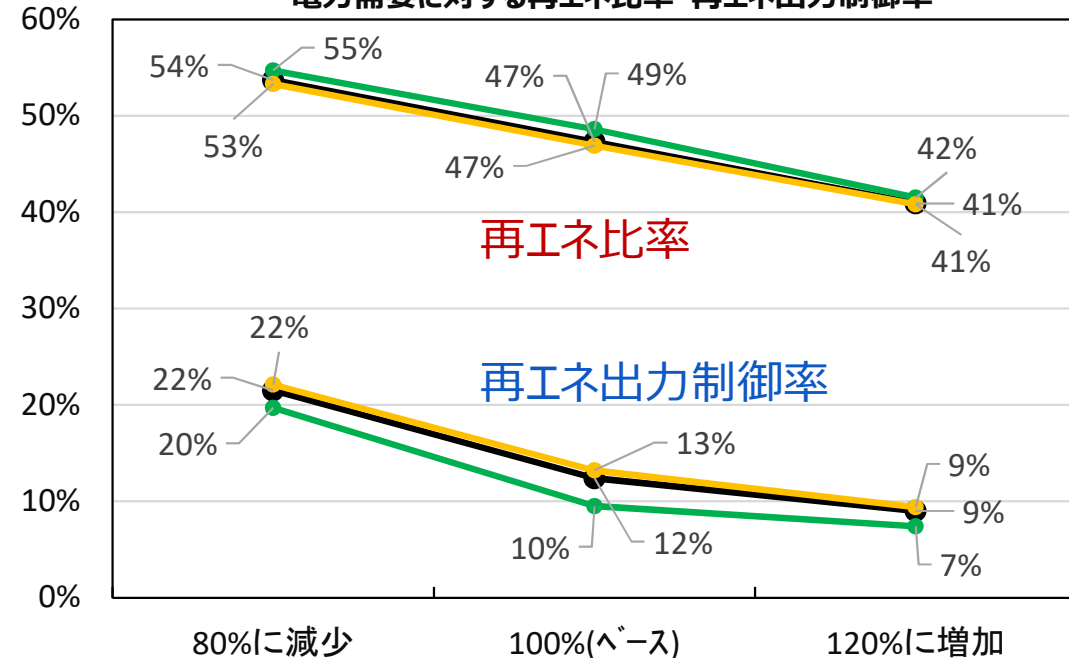
(2-1) 分析結果：電力需要

- 電力需要(kWh)を±20%の変動幅で変化させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、電力需要(kWh)の増加に応じて、近傍の需要で消費される再エネが増加したため、再エネ出力制御率は低下した。これにより、連系線利用率が減少したため、B/Cも低下した。
- 再エネ比率は、火力等の再エネ以外の発電量が増加したことから相対的に低下した。

電力需要に対するB/C



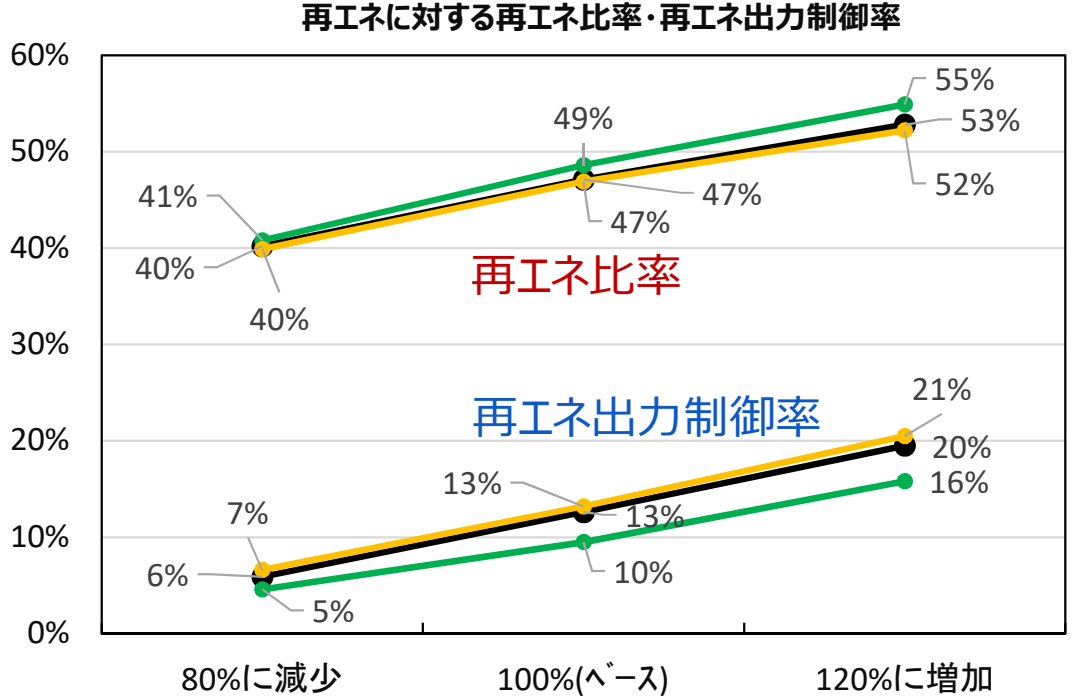
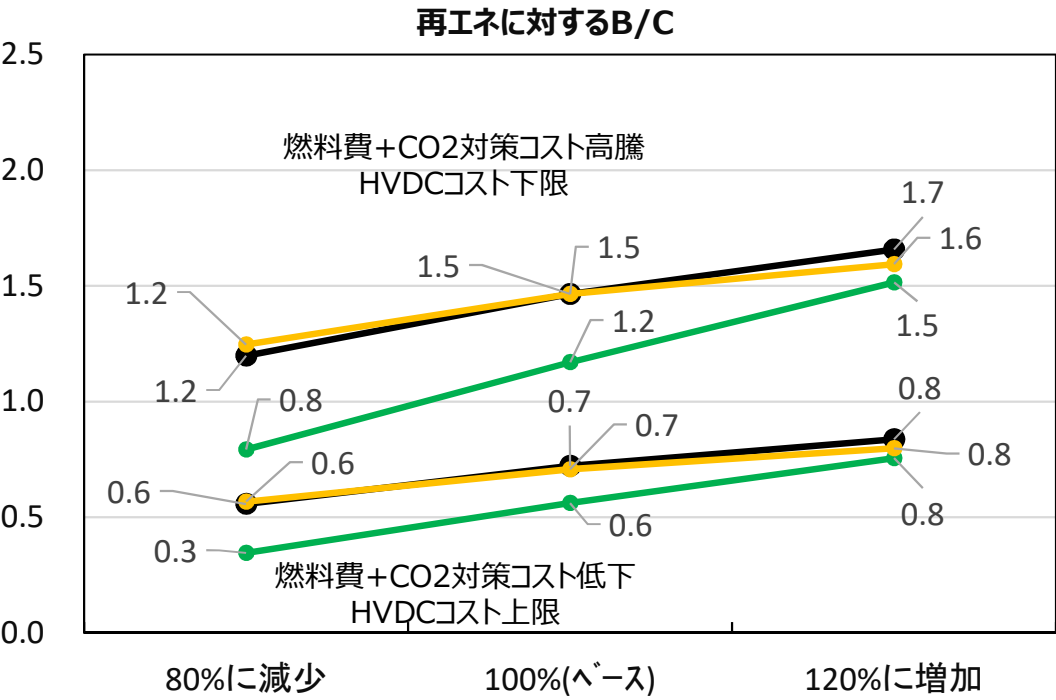
電力需要に対する再エネ比率・再エネ出力制御率



● 需要立地誘導シナリオ ● ベースシナリオ ● 需要立地自然体シナリオ

# 9 感度分析 (2-2) 分析結果：再エネ

- 再エネ(kW)を±20%の変動幅で変化させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、再エネ(kW)の増加に応じて、再エネ比率が増加し、火力等との差替の機会が増加することから、B/Cも上昇した。
- 再エネ出力制御率は、需給上及び系統制約上の再エネ抑制が増えることから上昇した。



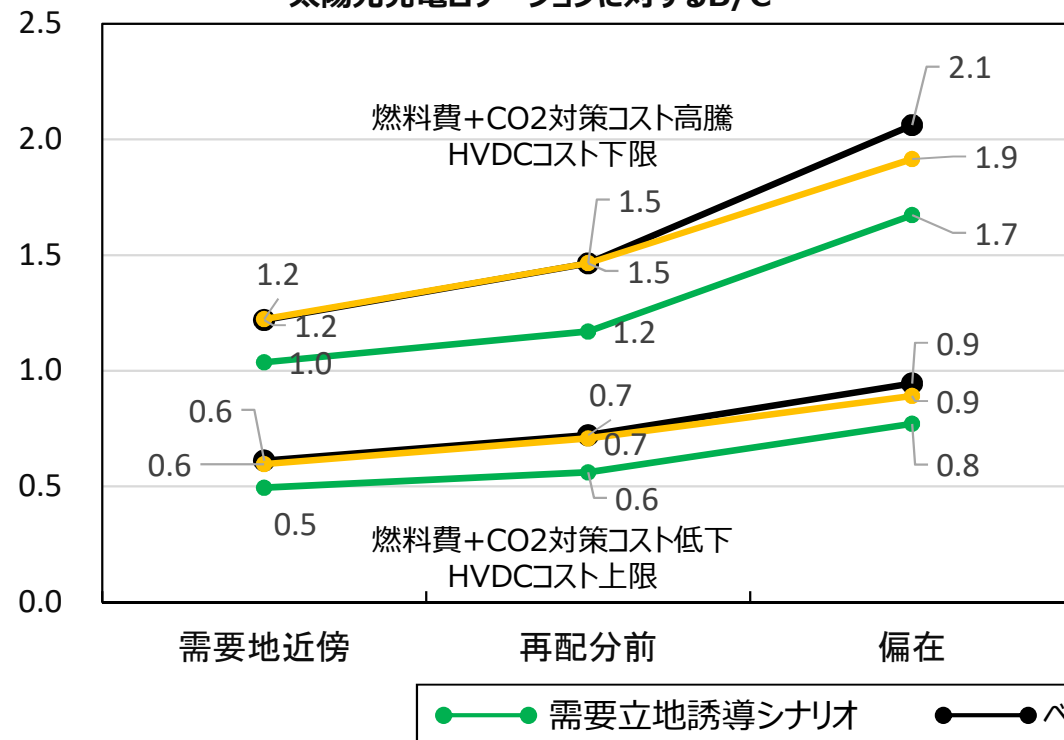
● 需要立地誘導シナリオ    ● ベースシナリオ    ● 需要立地自然体シナリオ

## 9 感度分析 (2-3) 分析結果：太陽光発電ロケーション

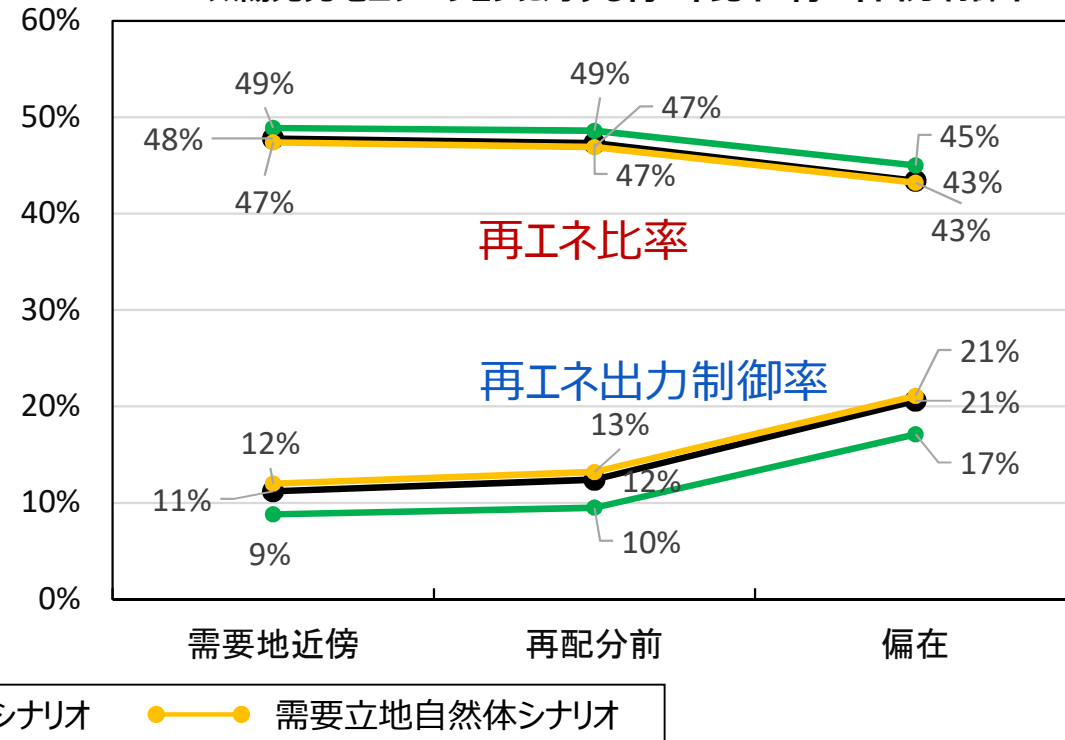
- 太陽光発電のロケーションを変化※させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、需要地近傍に配置した場合、地産地消が進むため、再エネ比率が上昇し、再エネ出力制御率は低下した。また、連系線利用率が減少するため、B/Cが低下した。

※本分析では、9エリアの太陽光発電 (kW)を需要比率で配置した場合(需要地近傍)及び無居住化面積比率(次スライド参照)で配置した場合(偏在)をそれぞれ評価した。

### 太陽光発電ロケーションに対するB/C



### 太陽光発電ロケーションに対する再エネ比率・再エネ出力制御率



## 9 感度分析 (2-4) 無居住化面積

- 無居住化面積は、ある時点では居住者がいたが、その後に居住者がいなくなった地点の総面積と定義する。
- 今回は、国土交通省より公開されている2015年国勢調査をもとに2050年までの人口推計に関する500mメッシュデータを利用した。
- メッシュ面積に都道府県ごとに一律の定数を乗じ、エリアごとの無居住化面積を算出した。なお、算出においては、市町村単位でエリアを判別し、富士市など複数エリアにまたがる市町村はそれぞれのエリアで二重カウントすることとした。
- 無居住化面積の利用については、再生可能エネルギーは、過疎地により立地する傾向にあること、及び、三大都市圏に比して地方は無居住化が著しいことを前提に、その無居住化した地域に再生可能エネルギーが導入されることを想定している。



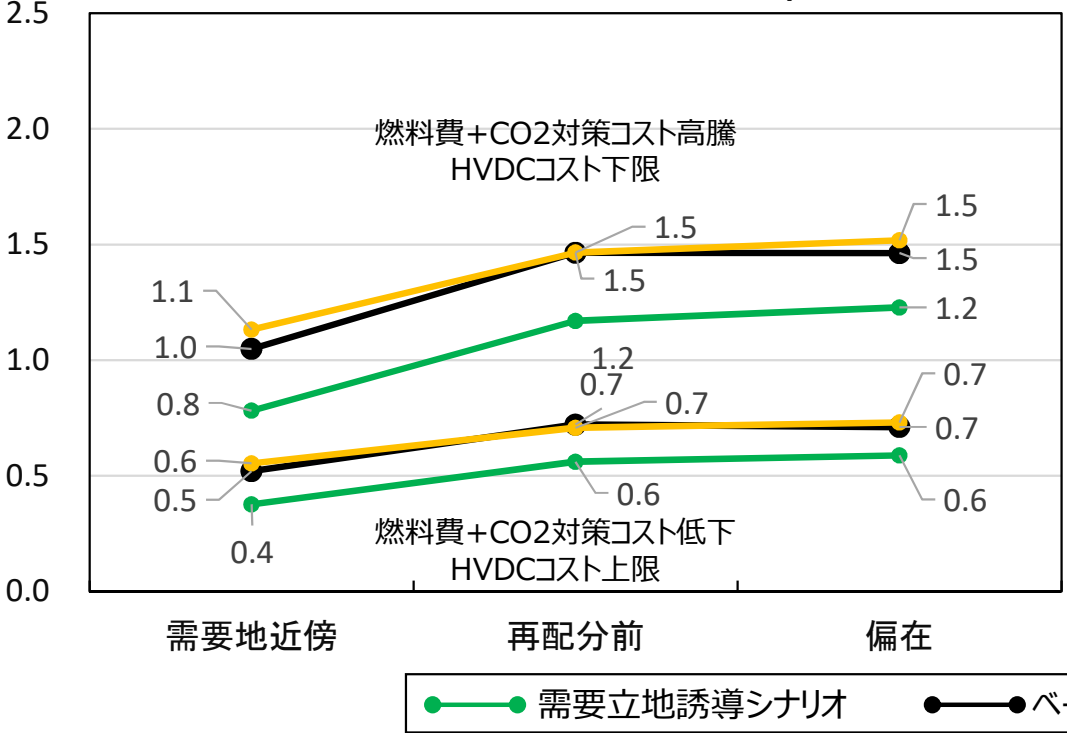


# 9 感度分析 (2-5) 分析結果：洋上風力発電ロケーション

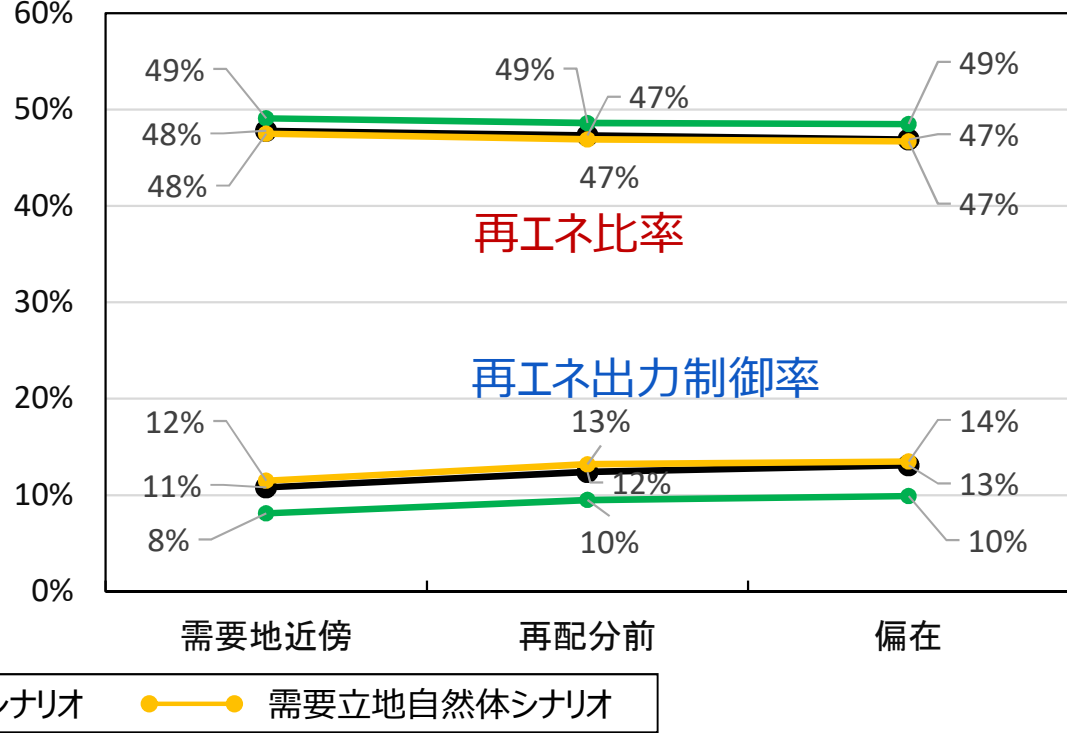
- 洋上風力発電のロケーションを変化※させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、需要地近傍に配置した場合、地産地消が進むため、再エネ比率が上昇し、再エネ出力制御率は低下した。また、連系線利用率が減少するため、B/Cが低下した。
- 一方で、偏在して配置した場合、配分量が相対的に小さいため、B/C等への影響は限定的であった。

※需要地近傍の場合として、2040年までに30GW~45GWの案件形成を目標としている洋上風力発電導入量（次スライド参照）のうち、30GWと45GWの差分である15GW分を東京、中部、関西の3エリアに需要比率で分配し、偏在の場合として、同15GW分を北海道、東北、北陸、中国、四国、九州に45GW時点での設備量比率で分配し、この2つの場合の分析を行った。

洋上風力発電ロケーションに対するB/C



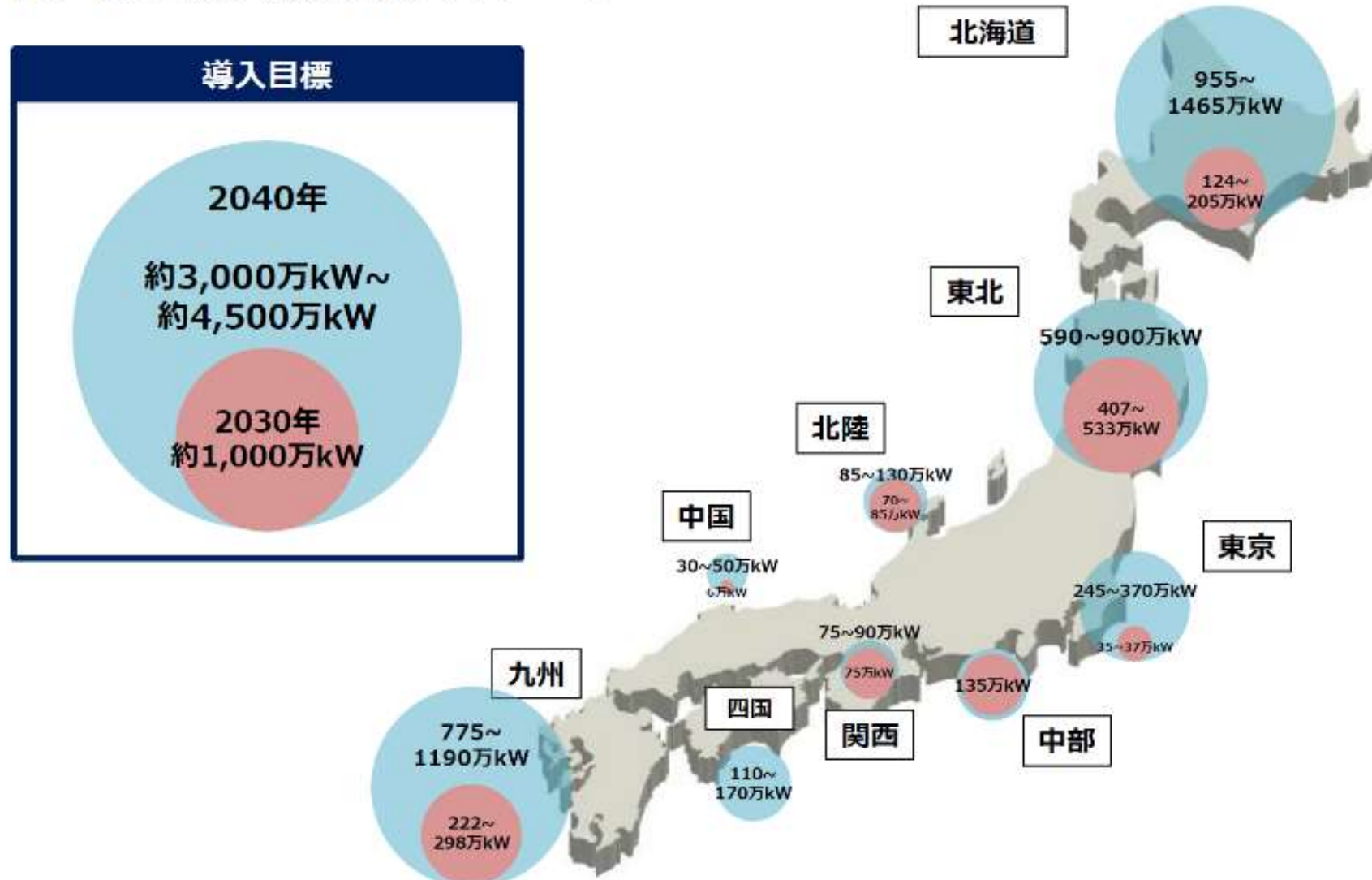
洋上風力発電ロケーションに対する再エネ比率・再エネ出力制御率



● 需要立地誘導シナリオ    ● ベースシナリオ    ● 需要立地自然体シナリオ

## (2-6) 官民協議会における洋上風力導入イメージ

## 【参考】エリア別の導入イメージ

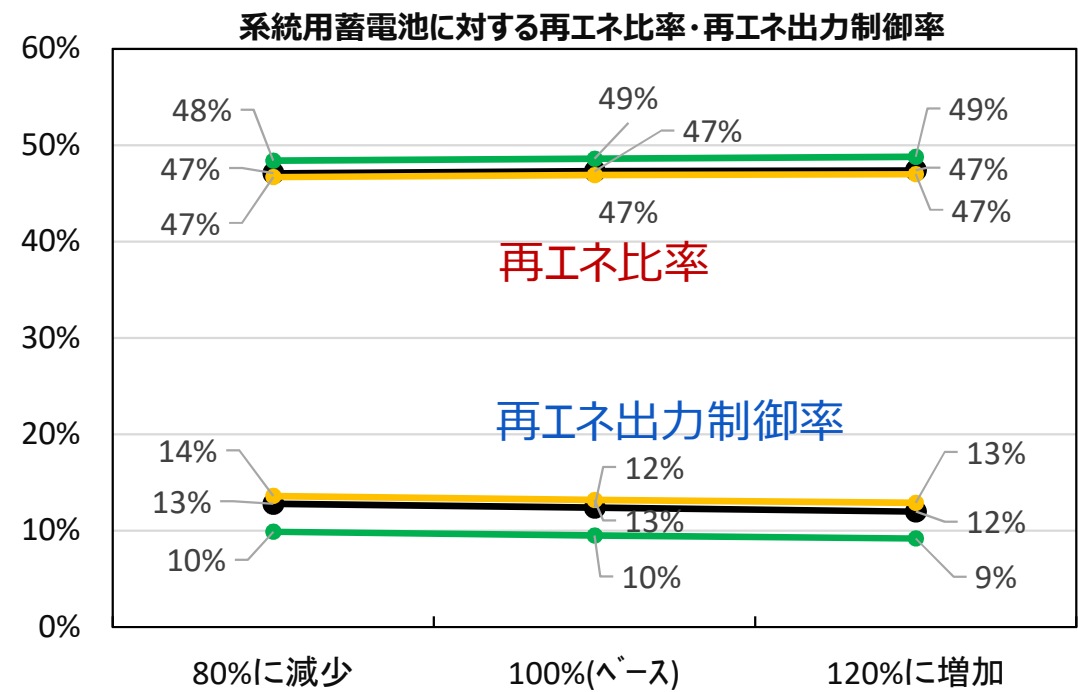
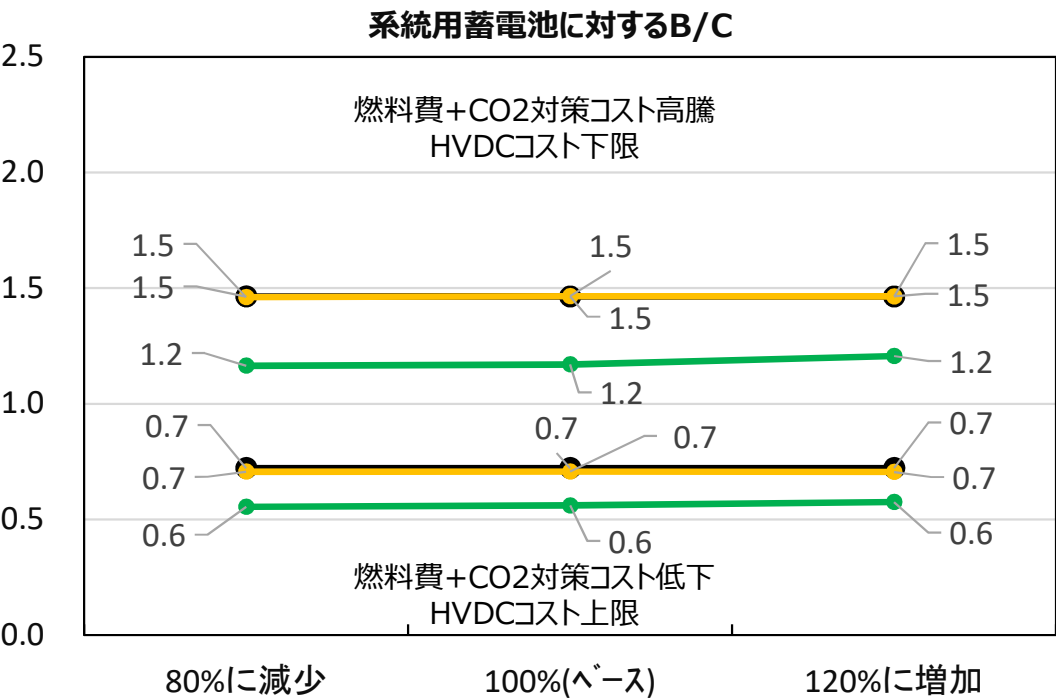


※2030年については、環境アセス手続中（2020年10月末時点・一部環境アセス手続が完了した計画を含む）の案件を元に作成。

※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。

# 9 感度分析 (2-7) 分析結果：系統用蓄電池

- 系統用蓄電池※1を±20%の変動幅で変化させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、系統用蓄電池を変化させても、全国的な効果の大きさは限定的ではあったものの、系統用蓄電池を増加させた場合、再エネ出力制御率は減少傾向、再エネ比率・B/Cは増加傾向になった。



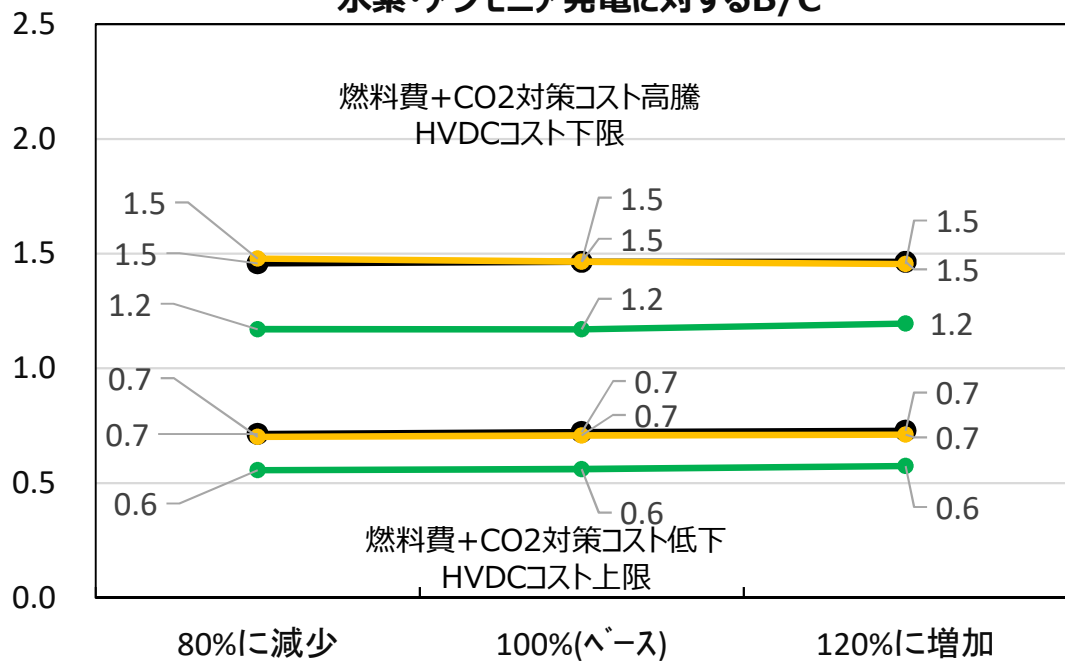
● 需要立地誘導シナリオ    ● ベースシナリオ    ● 需要立地自然体シナリオ

※1 本検討では、系統運用のための蓄電池を想定しており、導入量の推計においてはEV・PHEVのバッテリー容量を積み上げた数値をもとに試算。

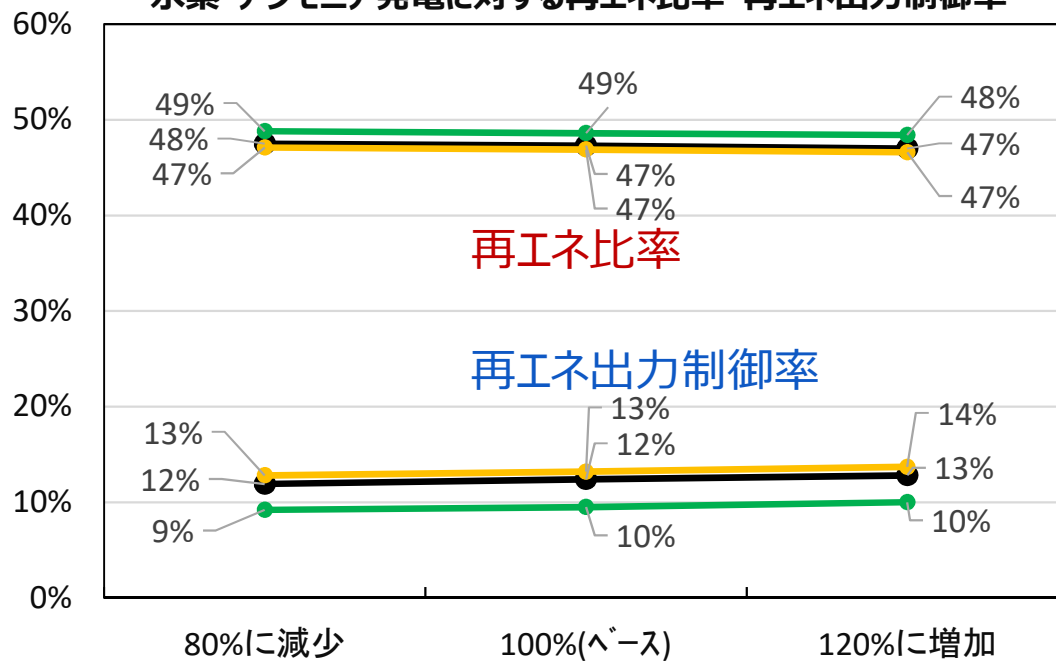
# 9 感度分析 (2-8) 分析結果：水素・アンモニア発電

- 水素・アンモニア発電(kW)を±20%の変動幅で変化させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、水素・アンモニア発電は、本燃種以外の火力で代替されるため、水素・アンモニア発電(kW)が再エネ比率・再エネ出力制御率へ与える影響は限定的であった。また、燃料費の差が小さいため、B/Cについても大きく変動しなかった。

水素・アンモニア発電に対するB/C



水素・アンモニア発電に対する再エネ比率・再エネ出力制御率

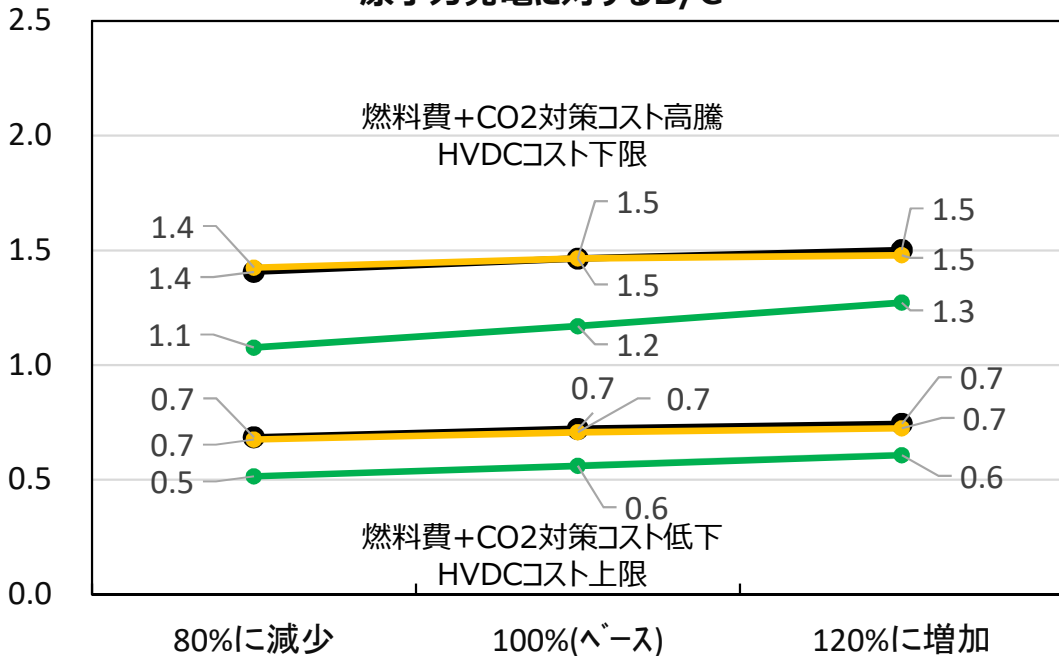


● 需要立地誘導シナリオ    ● ベースシナリオ    ● 需要立地自然体シナリオ

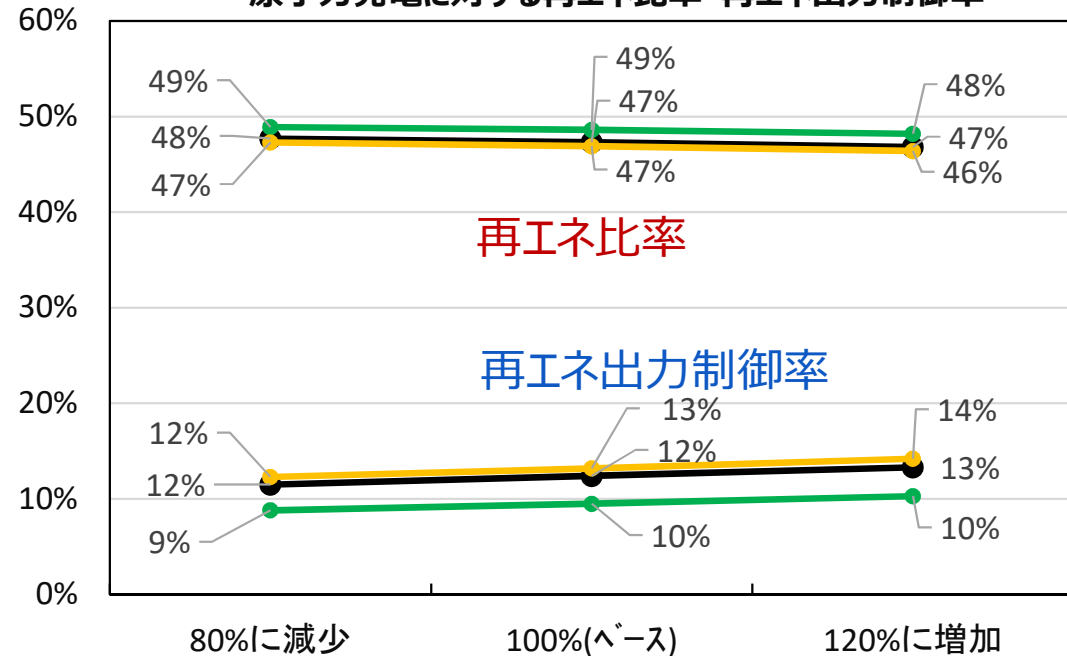
# 9 感度分析 (2-9) 分析結果：原子力発電

- 原子力発電(kWh)を±20%の変動幅で変化させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、再エネの出力制御は限られた時間断面に集中しており、原子力発電(kWh)を変化させた際の再エネ比率・再エネ出力制御率への影響は限定的であった。  
また、原子力発電(kWh)を減少させた場合、その多くが火力で代替され、B/Cは減少傾向になった。

原子力発電に対するB/C



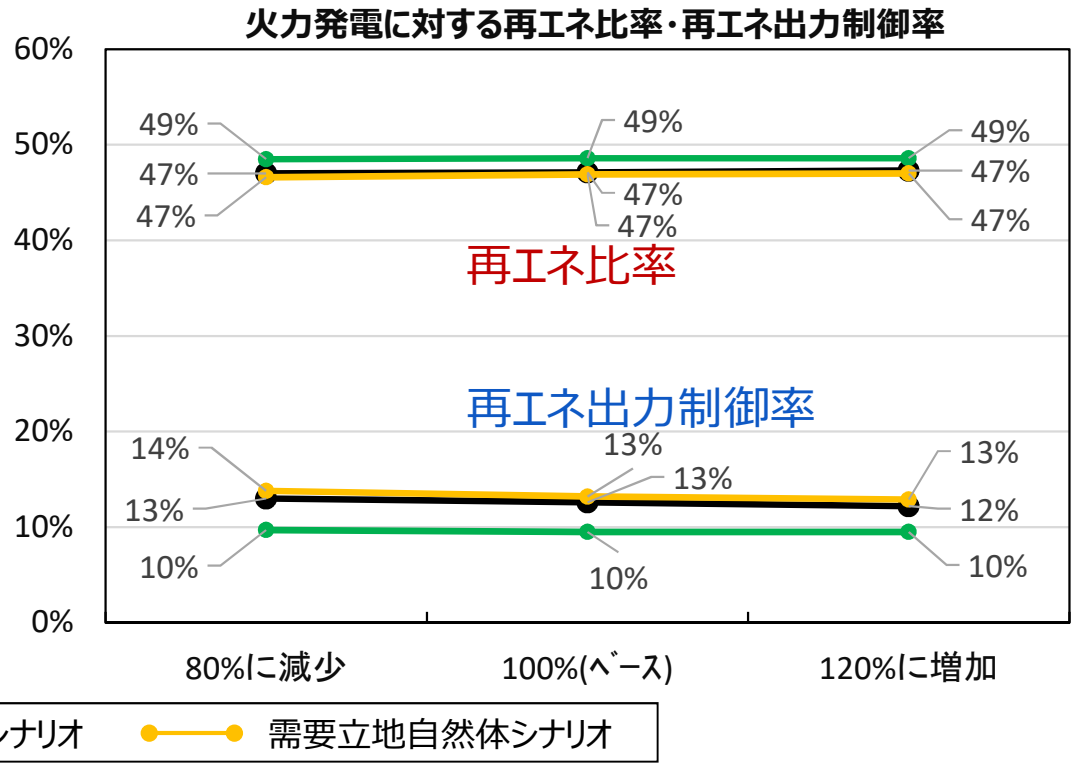
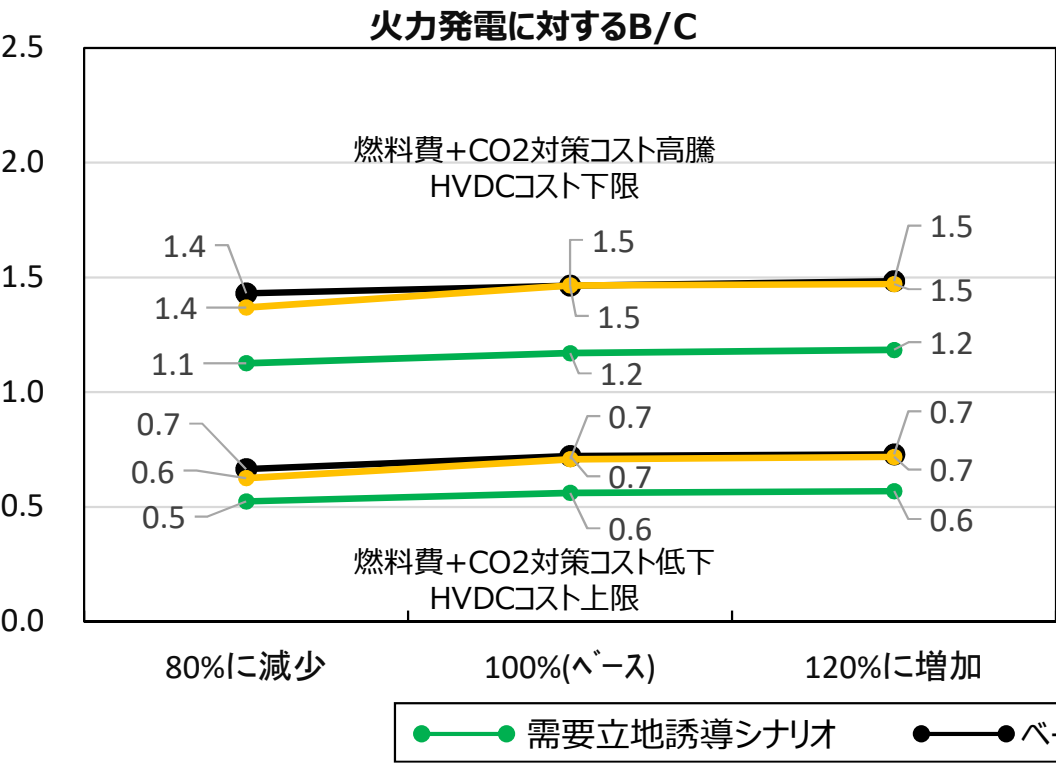
原子力発電に対する再エネ比率・再エネ出力制御率



● 需要立地誘導シナリオ    ● ベースシナリオ    ● 需要立地自然体シナリオ

# 9 感度分析 (2-10) 分析結果：火力発電

- 火力発電(kW)を±20%の変動幅で変化させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、火力発電(kW)を変化させても、火力間で代替されるため、再エネ比率・再エネ出力制御率へ与える影響は限定的であった。また、今回の感度分析の幅においては、燃料費の差が小さいため、B/Cについても大きく変動しなかった。



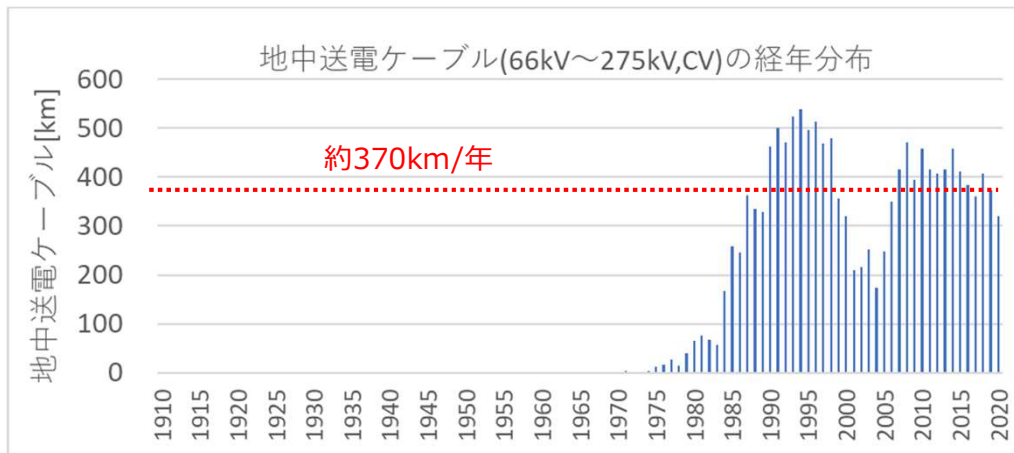
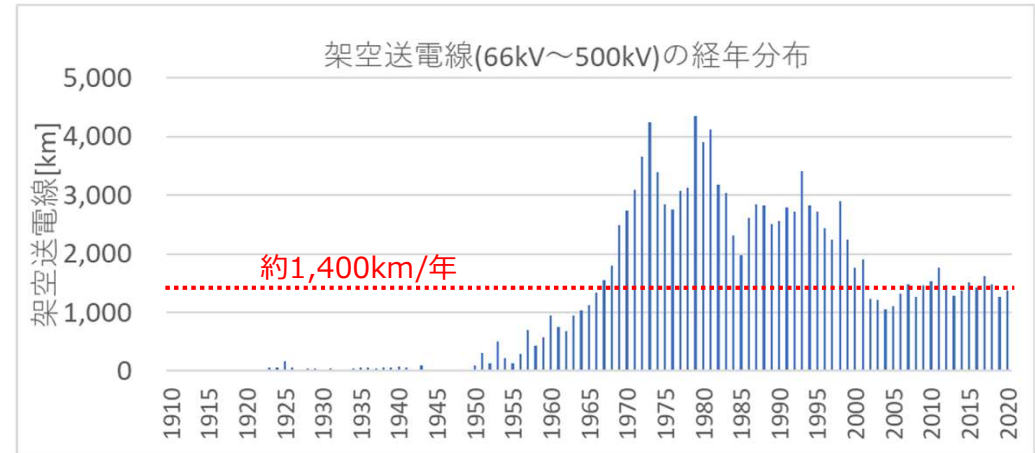
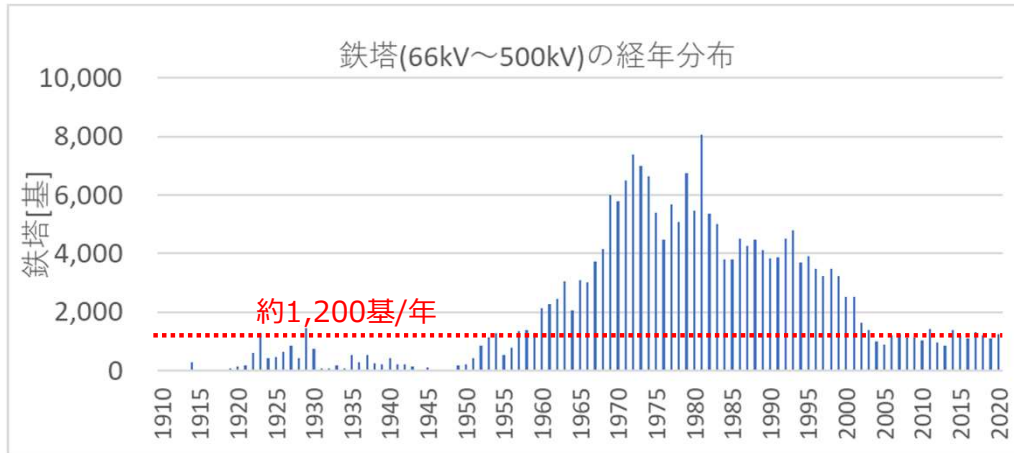
● 需要立地誘導シナリオ    ● ベースシナリオ    ● 需要立地自然体シナリオ

## 10. 流通設備の経年状況

# 10. 流通設備の経年状況 (1-1) 送電設備の経年分布

■ 主要な送電設備※1の経年分布は以下の通り。

..... 至近年の取替及び新設の実績 (2016~2020年度平均)



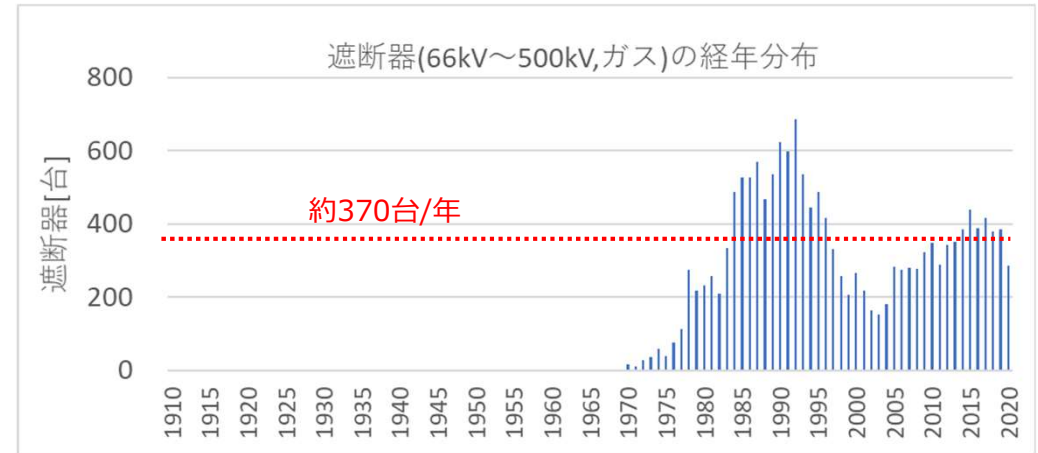
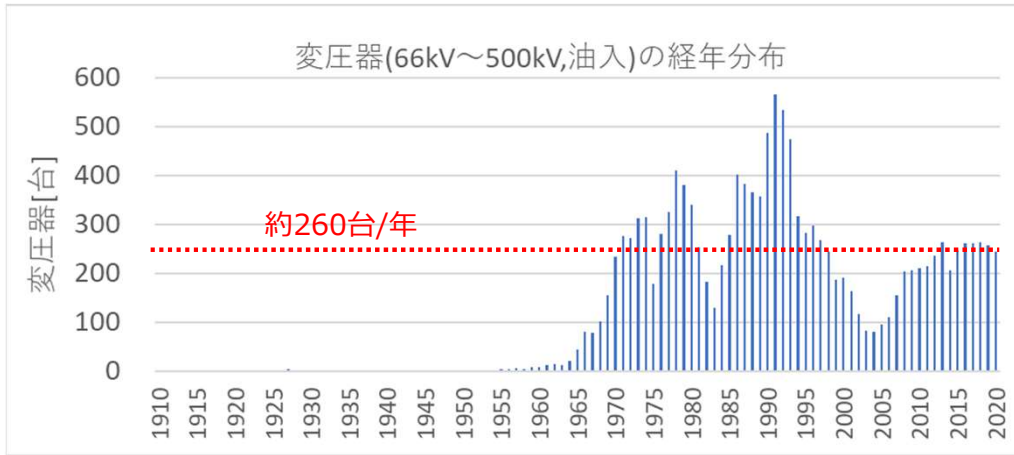
※1 一般送配電事業者10社の設備 (2020年度末時点)



# 10. 流通設備の経年状況 (1-2) 変電設備の経年分布

■ 主要な変電設備※1の経年分布は以下の通り。

..... 至近年の取替及び新設の実績 (2016~2020年度平均)

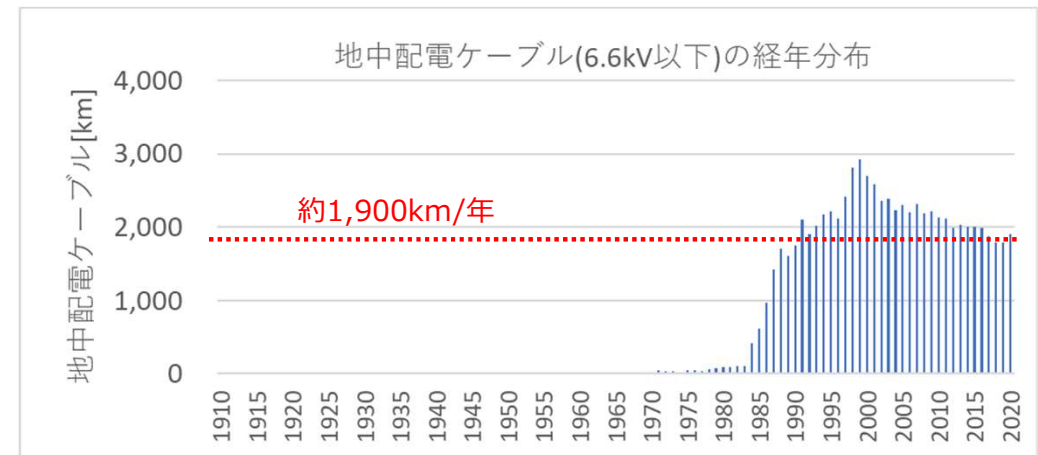
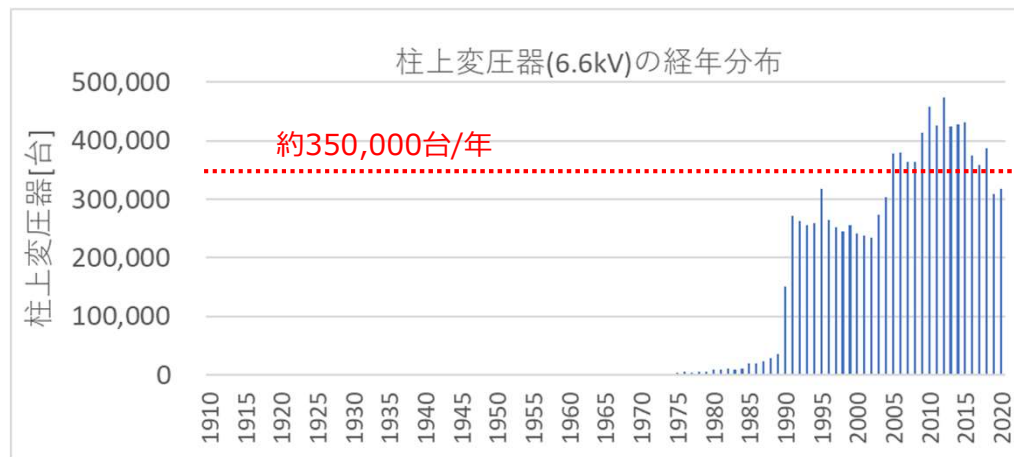
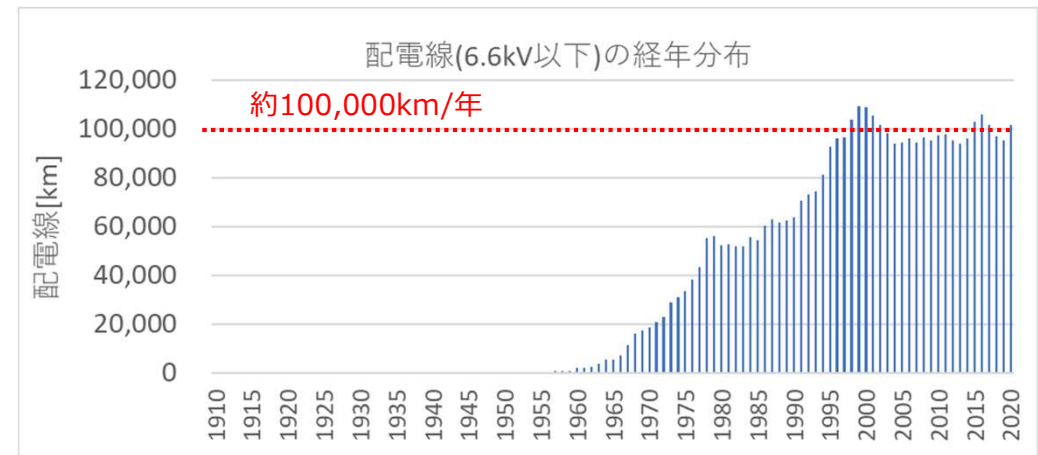
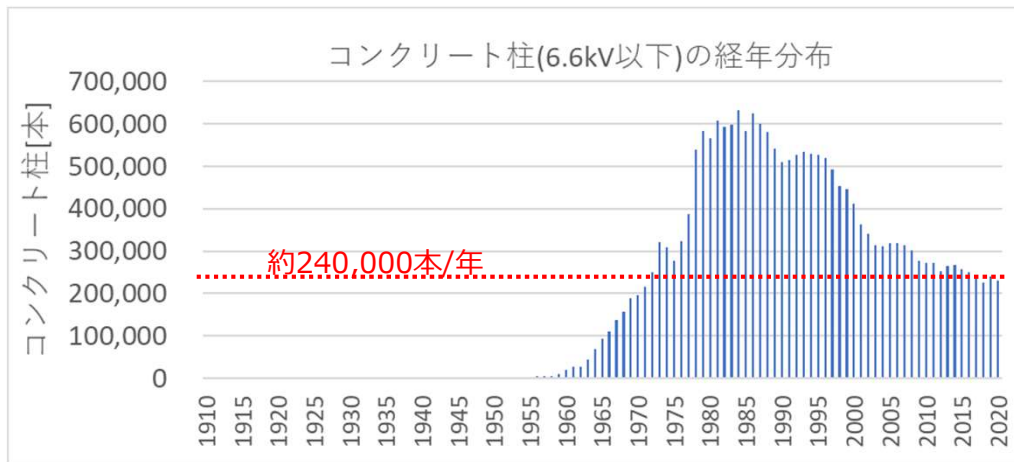


※1 一般送配電事業者10社の設備 (2020年度末時点)

# 10. 流通設備の経年状況 (1-3) 配電設備の経年分布

■ 主要な配電設備※1の経年分布は以下の通り。

..... 至近年の取替及び新設の実績 (2016~2020年度平均)



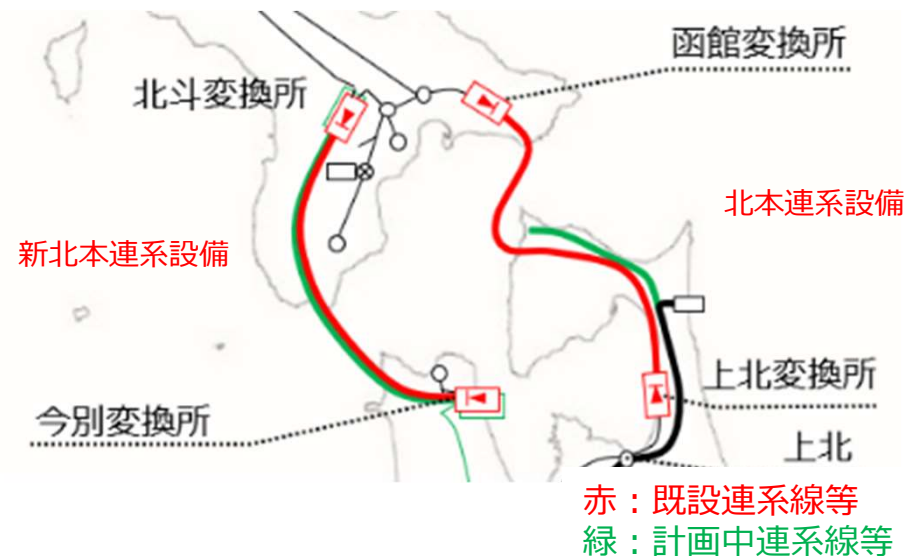
※1 一般送配電事業者10社の設備 (2020年度末時点)

### ■ 北海道本州間連系設備

(北本連系設備)

- ▶ 既設設備の内、**本線架空線部は経年劣化が確認されており、計画的に電線張替を実施している。**※
- ▶ 第1極交直変換器については、1979年運開以来、43年を経っており、**経年劣化による故障増加が確認されているため、更新計画を検討している。**

※OFケーブルの製造が困難になっていることや技術維持も課題



赤：既設連系線等  
 緑：計画中連系線等

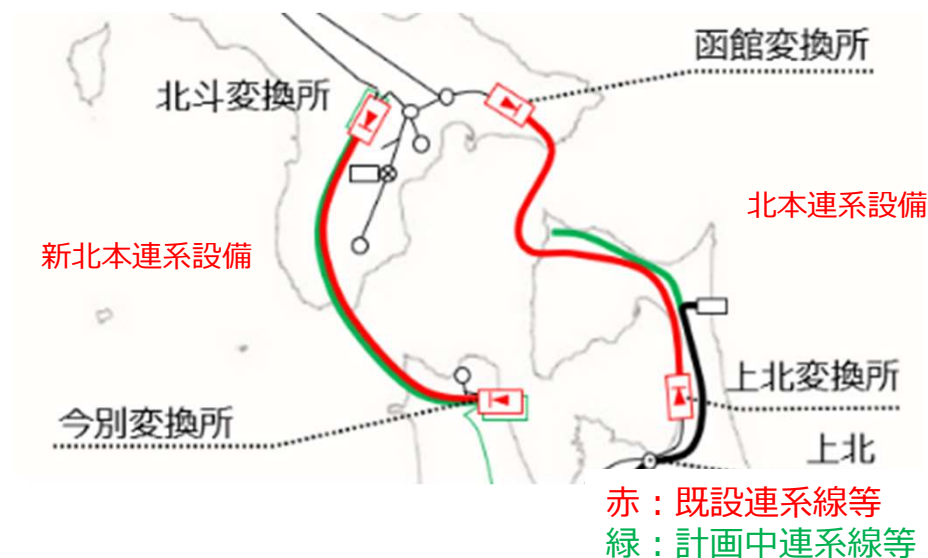
設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
北本連系設備 (北本直流幹線)	函館変換所	古川CH	DC250	83	1	1979	2010年に1基を建替。 1993年に1基を増設。
	古川CH	佐井CH	DC250	(OF、XLPE : 43.32km)	-	1979 1993 2012	OFケーブルの保守限界前にCVケーブルへの更新が必要。
	佐井CH	上北変換所	DC250	297	2	1979	1993年に1基を増設。2008年に1基を増設。 直流架空線の帰線については、劣化対応として既に94%張替済み(北海道側含む)。 本線についても、劣化対応として1979年製造の1号線側を24%張替済み。今後も1993年製造の2号線を含めた残り区間について順次電線張替を実施していく。

設備	電圧 (kV)	容量 (MW)	運開年	更新計画等
北本連系設備 (交直変換器)	DC250	600	1979、1980、1993	

### ■ 北海道本州間連系設備

(新北本連系設備)

- 2019年に運開した設備であり、**経年による劣化の進行は見られない。**
- 国の審議会の要請に基づき、計画策定プロセスを実施し、更なる増強計画を2021年5月に策定。

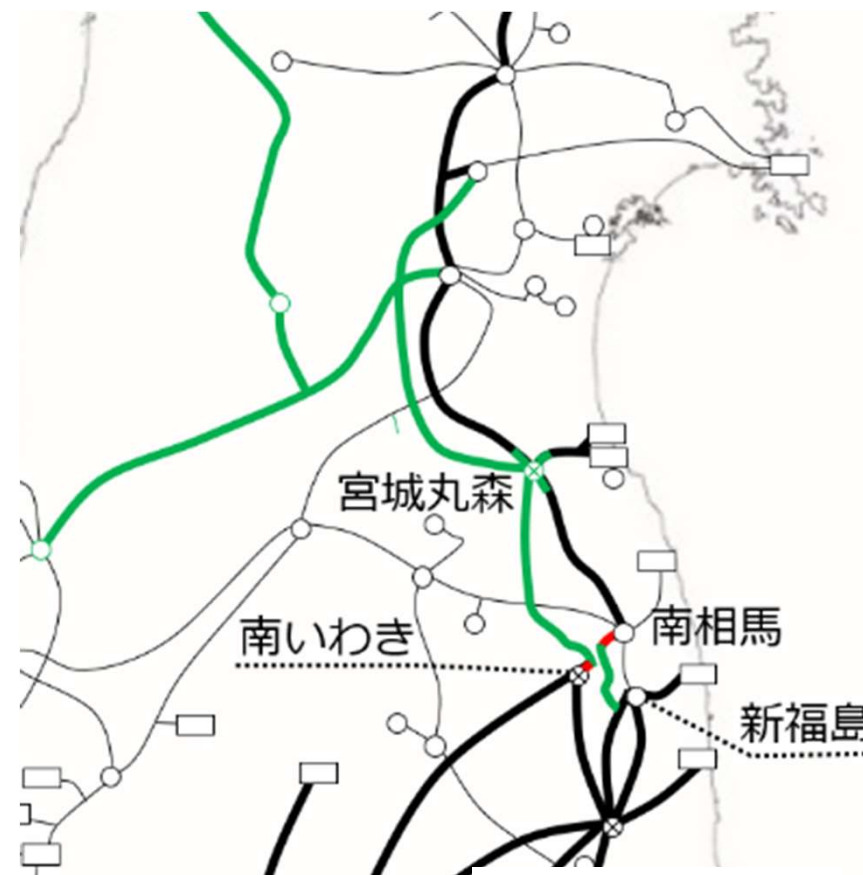


設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
新北本連系設備 (北斗今別直流幹線)	北斗変換所	吉岡CH	DC250	205	0	2019	
	吉岡CH	竜飛CH	DC250	(XLPE : 24.4km)	-	2019	
	竜飛CH	今別変換所	DC250	64	0	2019	

設備	電圧 (kV)	容量 (MW)	運開年	更新計画等
新北本連系設備 (交直変換器)	DC250	300	2019	2027年度に+300MW増強予定。

■ 東北東京間連系線

- 電気供給事業者の提起により、計画策定プロセスを実施し、増強計画を2017年2月に策定。
- 既設連系線は、1995年の運開以来、21年を経ているが、現時点では大規模な更新工事等を行うような劣化の進行は見られない。

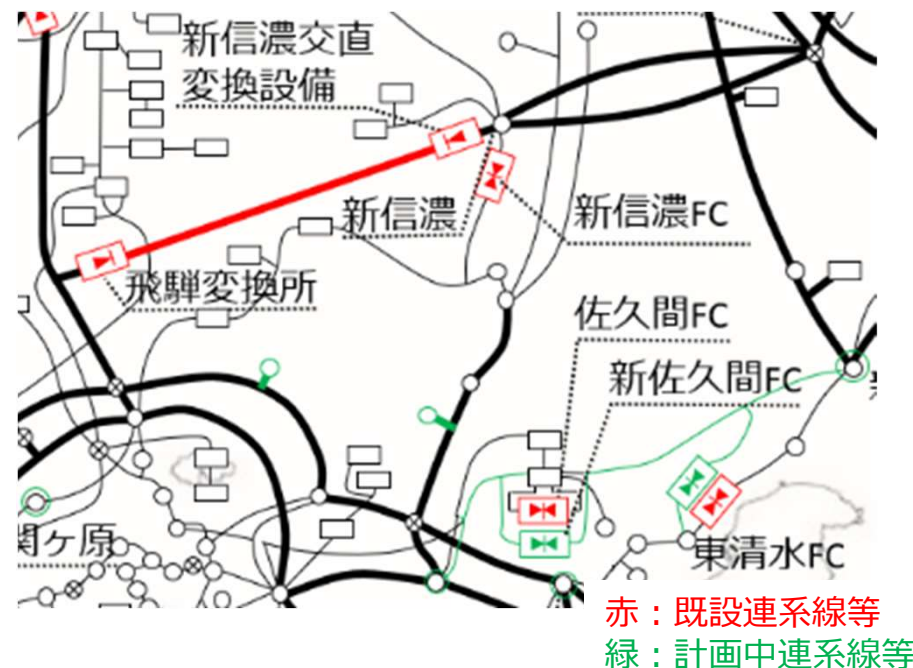


赤：既設連系線等  
 緑：計画中連系線等

設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
相馬双葉幹線	南相馬変電所	南いわき開閉所	500	62	0	1995	

■ 東京中部間連系設備 (FC)

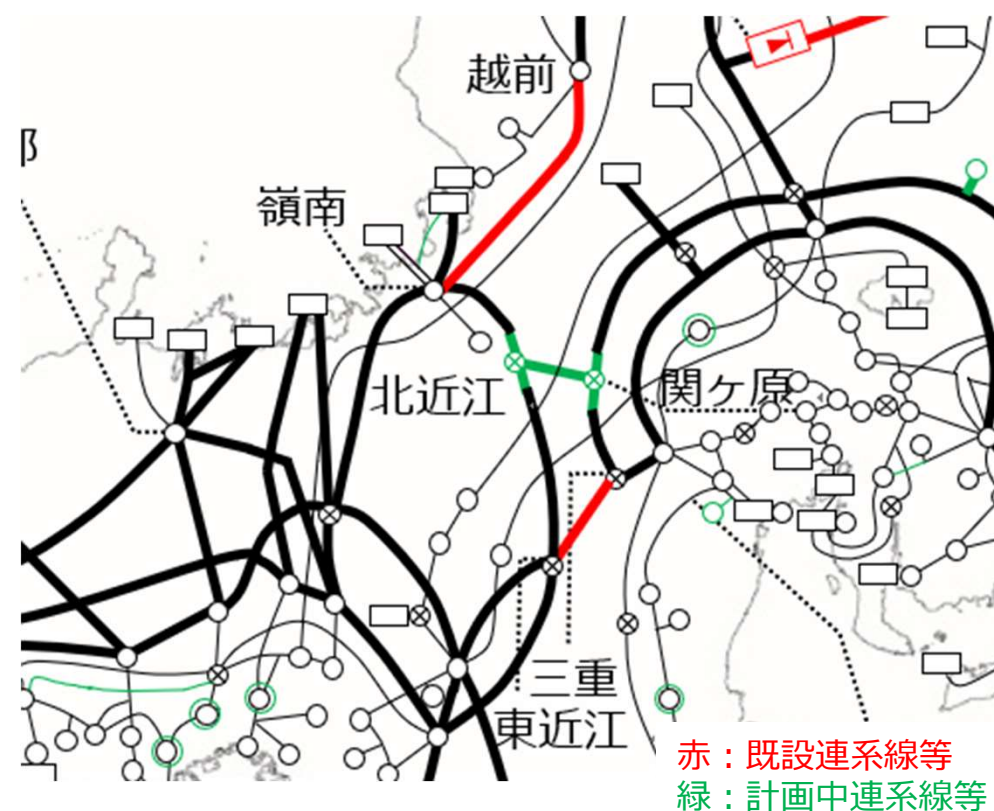
- ▶ 国の審議会の要請に基づき、計画策定プロセスを実施し、増強計画を2016年6月に策定。
- ▶ その中で、経年劣化の進んでいる佐久間東幹線、佐久間西幹線の一部増強計画が進行中。
- ▶ 新信濃2FC及びロータリーコンデンサ (RC) 制御保護装置の更新計画あり。



設備		電圧 (kV)	容量 (MW)	運開年	更新計画等	
新信濃周波数変換設備		DC125	600	1977	1992年、300MW増設 2009年、300MW更新 2024年、2FC及びRC制御保護装置更新予定	
佐久間周波数変換設備		DC125	300	1965	1993年、サイリスタバルブに取り替え 2027年、300MW増設予定	
東清水周波数変換設備		DC125	300	2006	2006年、100MW運開 2013年、300MW本格運用開始 2027年、600MW増設予定	
飛騨信濃周波数変換設備		DC200	900	2021	2021年、900MW運開	
設備	区間	電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
飛騨信濃直流幹線	飛騨変換所 新信濃変電所	DC200	197	0	2021	

## ■ 中部関西間連系線

- ▶ 第2ルート（関ヶ原北近江間）は、計画策定プロセスにて検討中。
- ▶ 一部鉄塔（10基）で部材劣化が進展しているため、建替更新計画を検討している。



設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
三重東近江線	三重開閉所	中部電力PG R25 (1 L) 関西電力送配電乙1 (2 L)	500	14	0		・1回線2ルート区間 (No.18～1972R25, No.18～L23) について、部材の腐食が進展しているため、2回線1ルートにて2034年度までの建替更新計画を検討
	中部電力PG R25 関西電力送配電乙1 (2 L)	東近江開閉所	500	78	0※	1972	

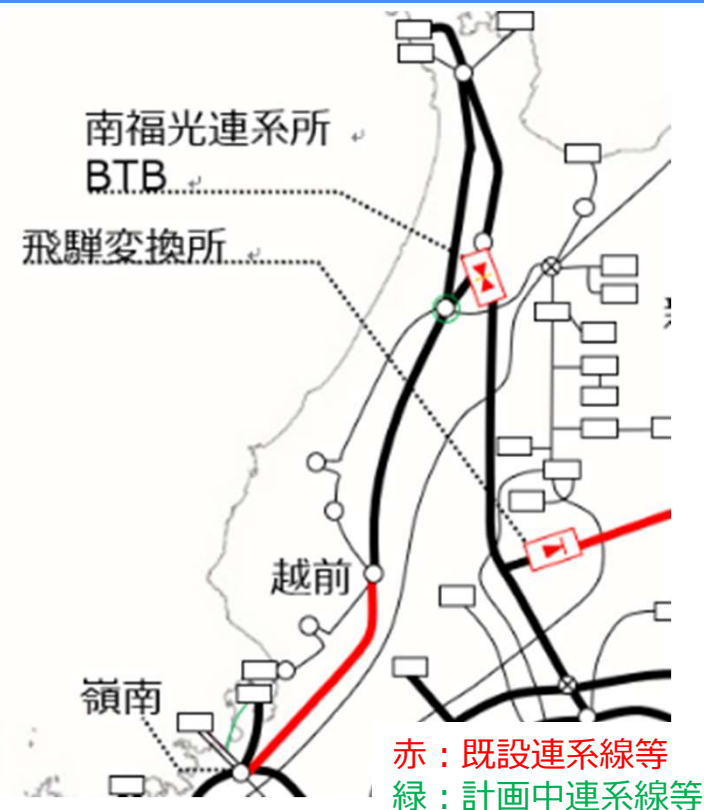
※78基のうち4基については東近江開閉所建設時（1991年）に系統変更のため建替済み

■ 中部北陸間連系設備

- ▶ 既設連系線は、1998年（変換設備は1999年）の運開以来、23～24年を経ているが、現時点では劣化の進行は見られない。2025年度末には制御保護盤が保守期限を迎えるため、計画策定プロセスにて中地域交流ループ（南福光BTB廃止）を2026年度当初運開に向けて検討中。

■ 北陸関西間連系線

- ▶ 越前嶺南線について、地理的な違いから劣化が進行している関西エリア部分より、順次、鉄塔・電線の更新を進めている。



中部北陸間連系設備

設備	直流電圧 (kV)	容量 (MW)	運開年	更新計画等
南福光直流連系設備	125	300	1999	2025年度末に制御保護盤の保守期限満了 2026年度当初に直流連系設備を廃止予定

北陸関西間連系線

設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
越前嶺南線	北陸電力送配電 No.14Tw	嶺南変電所	500	185	0	1974	2027年度、44基更新予定
	越前変電所	北陸電力送配電 No14Tw	500	14	1	1974	



■ 関西中国間連系線

- ▶ 現時点では大規模な更新工事等を行うような劣化の進行は見られない。



赤：既設連系線等  
 緑：計画中連系線等

設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
西播東岡山線	西播変電所	東岡山変電所	500	102	0	1978	
山崎智頭線	山崎開閉所	智頭変電所	500	92	0	1997	

■ 関西四国間連系設備

- ▶ 現時点では大規模な更新工事等を行うような劣化の進行は見られない。\*
- ▶ 阿南・紀北変換所の制御保護装置を更新予定。(2024~2025年)

■ 中国四国間連系線

- ▶ 架空線区間は、電線の経年劣化が確認されているため、更新計画を検討している。
- ▶ ケーブル区間は、OFケーブルの保守限界前にCVケーブルへ更新するべく更新計画を検討している。\*



赤：既設連系線等  
緑：計画中連系線等

\*OFケーブルの製造が困難になっていることや技術維持が課題

関西四国間連系設備

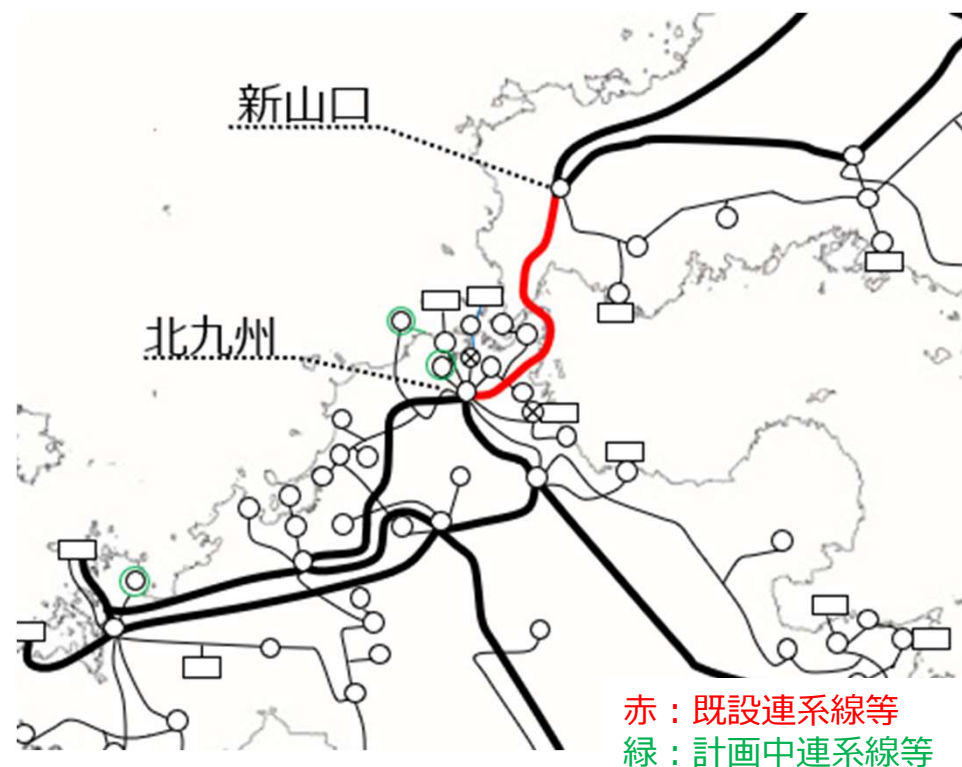
設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
阿南紀北直流幹線	阿南変換所	由良開閉所	DC±250	OF : 48.9km	-	1999	制御保護装置更新(2024~2025年)
	由良開閉所	紀北変換所	DC±250	106	0	2000	制御保護装置更新(2024~2025年)

中国四国間連系線

設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
本四連系線	讃岐変電所	坂出CH	500	51	0	1994	経年劣化への対応として電線張替計画を検討中
	坂出CH	児島CH	500	OF : 22.13km	-	1994	OFケーブルの保守限界前にCVケーブルへの更新2000が必要
	児島CH	東岡山変電所	500	210	0	1994	経年劣化への対応として電線張替計画を検討中

■ 中国九州間連系線

- ▶ 陸上部の架空線区間は、電線の経年劣化が確認されているため、更新計画を検討している。



設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
関門連系線	新山口変電所	北九州変電所	500	170	0	1980	経年劣化への対応として電線張替計画を検討中。海峡横断部については張替済(2014~2016年)

# 1 1 . 地域間連系線の増強に向けた 広域ループの適用可能性

第8回 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 資料 2  
(中部電力PG、北陸電力送配電、関西電力送配電プレゼン資料)

# 1 1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

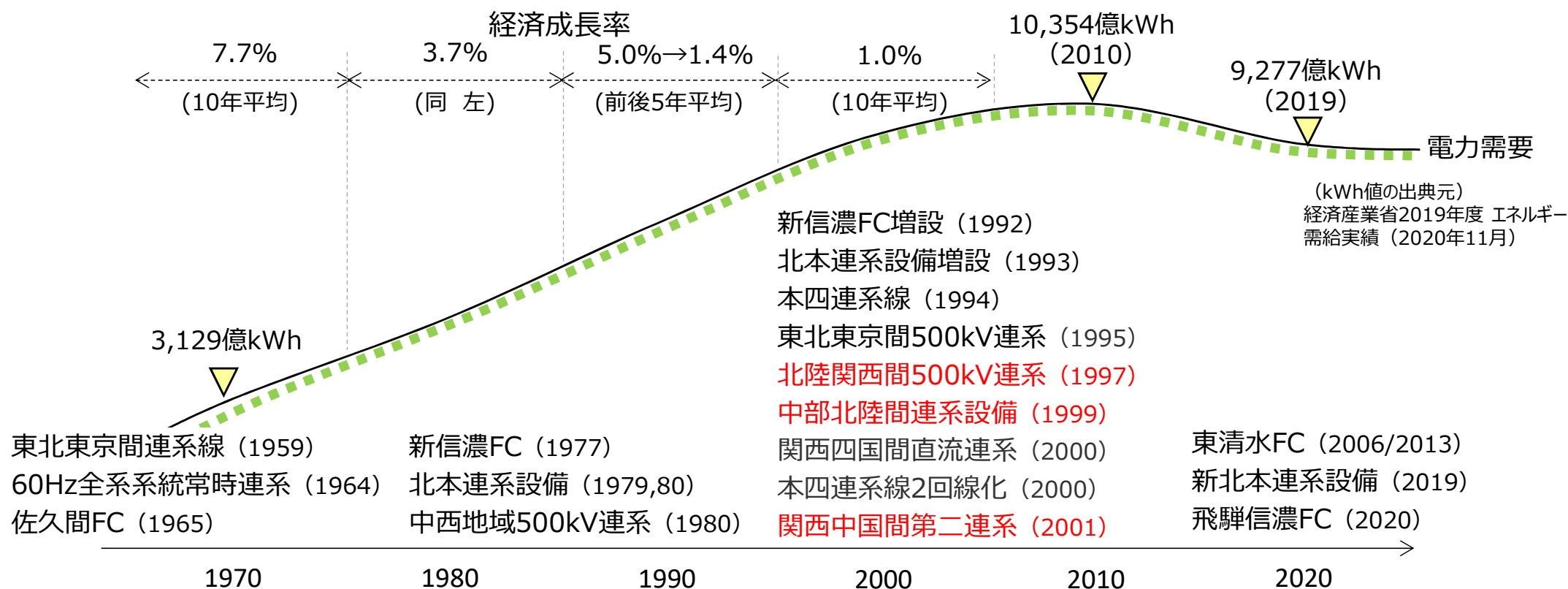
## (1) はじめに

- マスタープラン検討委員会では、将来の不確実性を踏まえた複数のシナリオを考慮しつつ、増強等の検討が早期に必要な基幹系統に関して1次案で整理することとしている。
- 1次案の策定に向けては、再エネ適地から大消費地まで、大容量の電力を長距離送電する観点から直流送電の検討も視野に入れており、地域間連系線の増強に向けて、最新の技術動向や経済性などを踏まえながら直流か交流かを選択していく方向性が示されている。
- 地域間連系線を交流で新たに増強していく場合、多点連系となるため、既存の連系線を含めた広域的なループ系統が構成される。
- 交流ループ運用は、これまで基幹系統の増強とともに段階的に拡大し、一部の地域間連系線にも適用してきたが、中部・北陸・関西間のように広域に跨る地域間連系線については、建設当時の技術的な経緯から、現状は交流ループとせず直流設備を介した系統構成となっている。
- 今後、地域間連系線の増強を進めていく中では、広域的な交流ループの系統構成も選択肢に考えられるため、これまでの設備形成の変遷や運用実績を踏まえ、交流ループの特徴と広域ループ運用の実現可能性について、ご説明する。

# 1.1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

## (2) 地域間連系線の増強に係る変遷

- わが国では、地理的な制約などを踏まえ、需要地近傍での電源開発を基本として地域単位に流通設備との最適化を図り、地域間連系線は広域的波及事故を防止する観点から、当初は補完的に整備してきた。
- その後、1970年から1990年代にかけては好調な経済成長に支えられ電力需要が増大していく中で、広域的かつ大規模な電源開発にも対応するため、順次、必要な地域間連系線を増強してきた。
- 特に1990年から2000年にかけて、現在の形態に至る連系線増強が多く行われ、中西地域（60Hz）では、直流設備を介して接続した広域連系系統や、関西中国間の交流ループ系統が形成されてきた。

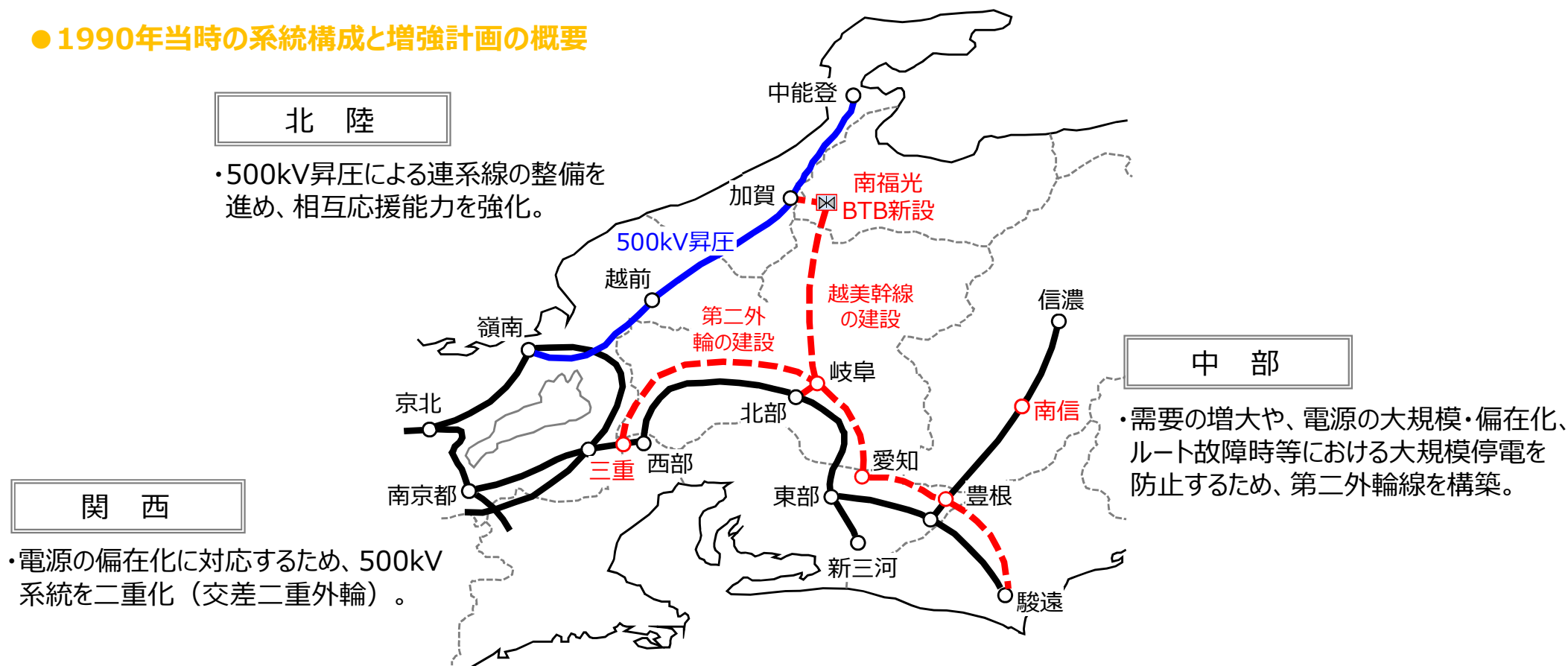


# 1.1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

## (3) 中部北陸間連系設備（南福光BTB）の増強（1990年計画決定）

- 1990年当時、堅調な需要の伸びに加え、中部関西間連系線の潮流が運用限度に達する見通しであったため、中部・北陸間の系統を接続することで連系を強化し、**早期に広域運営の拡大を図る**こととした。
- また、基幹系統も並行して増強が進められており、例えば中部エリアでは、これまでの放射状系統から第二外輪線の建設により基幹送電線を多重化していく過渡期にあった。
- 当時、広域的な交流ループは、故障電流の増大や過酷故障時の全系波及等の懸念に加え、**技術検討が難しく中西地域でループの実績も十分でないため**、中部北陸間は直流連系を採用した。

### ● 1990年当時の系統構成と増強計画の概要



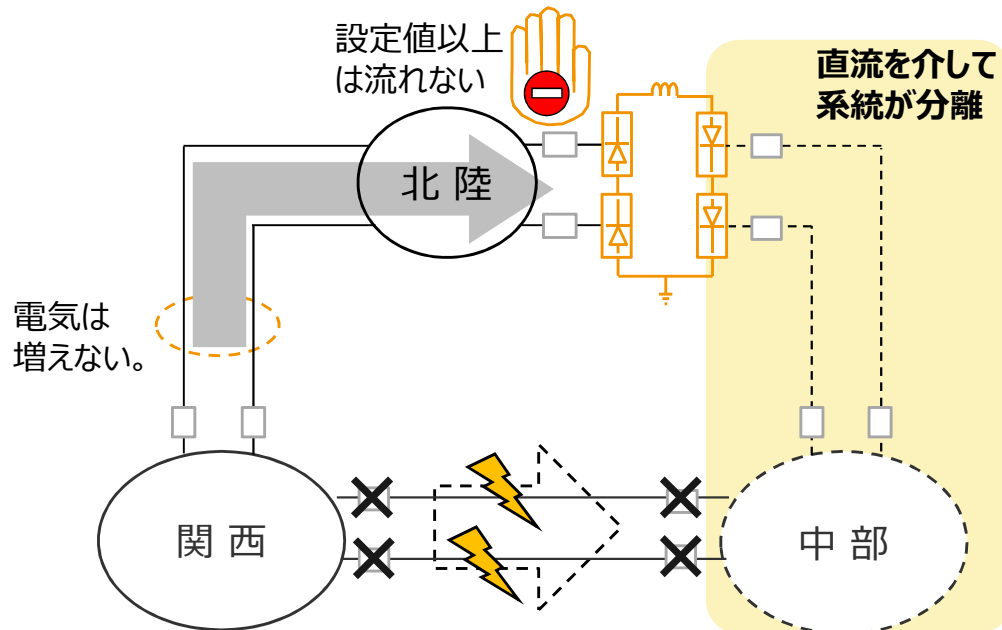
# 1.1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

## (4) 中部北陸間の連系に直流を採用した経緯

- 交流ループは、短絡容量増加に伴い故障電流が増大することや、故障時に残ルートを介して電気が流れるため、潮流限度を超過し発電機の同期安定性などに影響することが懸念される。他方で、**直流連系は設定した値の電気しか流れないため**、故障の影響を限定できる特徴がある。
- 当時は、諸外国での広域波及による大規模停電の事例もある中で、広域的なループ系統は技術検討が難しく十分な運用実績もなかったため、**ループ適用を段階的に検討するフェーズにあった**。
- 他方、堅調な需要の伸びに対応するため早期に広域運営を図る必要があり、過酷故障時においてもその影響を確実に限定できる、直流連系での増強を安定供給の観点から採用した。

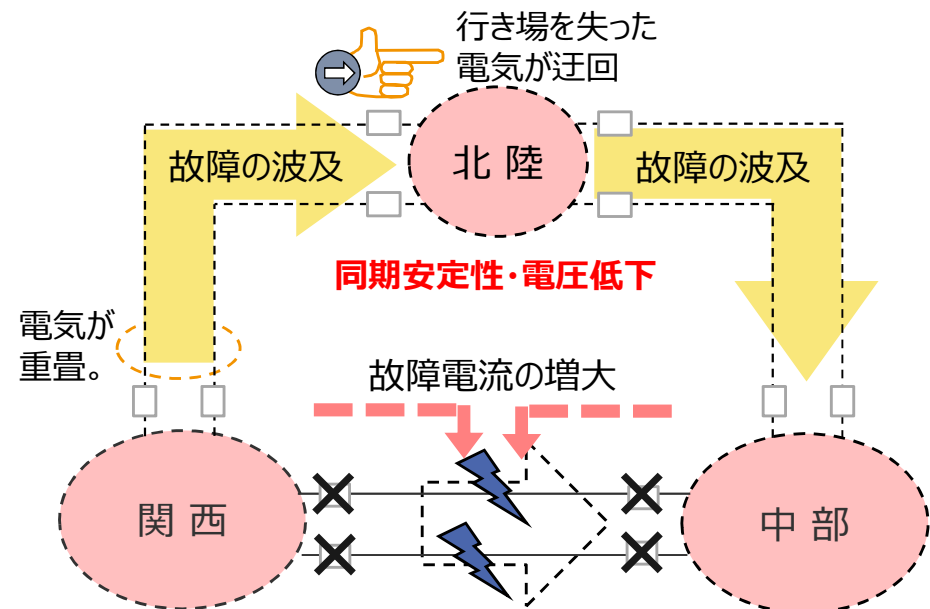
直流連系の特徴

- ・ルート故障等の過酷故障では、直流を介した単独系統が生じるため、周波数対策は必要（影響は限定できる）。



交流連系（ループ）の特徴

- ・系統が分離せずに、残ルートを介して電気が重畳していくため、広域的な同期安定性・電圧低下の確認が必要。





# 1.1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性 (5) 500kV基幹送電線の多重化に伴うループ運用 (1995年以降)

- 1990年代中頃から後半にかけては、基幹系統が多重化されていくことを踏まえ、ルート故障でも大規模電源が脱落しないよう、需要地近傍の基幹系統において交流ループ運用を順次開始した。
- ループ系統は、ルート故障時においても接続する電源等が脱落しないため、供給信頼度が向上する一方で、故障時に残ルートへ潮流が流れ込むため、周波数対策よりも同期安定性や過負荷対策が必要となる。
- また、重大故障や制御が失敗した場合においても、波及影響を限定するように、保護リレーの高機能化や、オンラインで情報を収集し、同期安定性を維持するため電源を制御する安定化装置を開発・導入するなど、ループ系統の対策を実施したうえで、段階的にループ運用に移行していった。

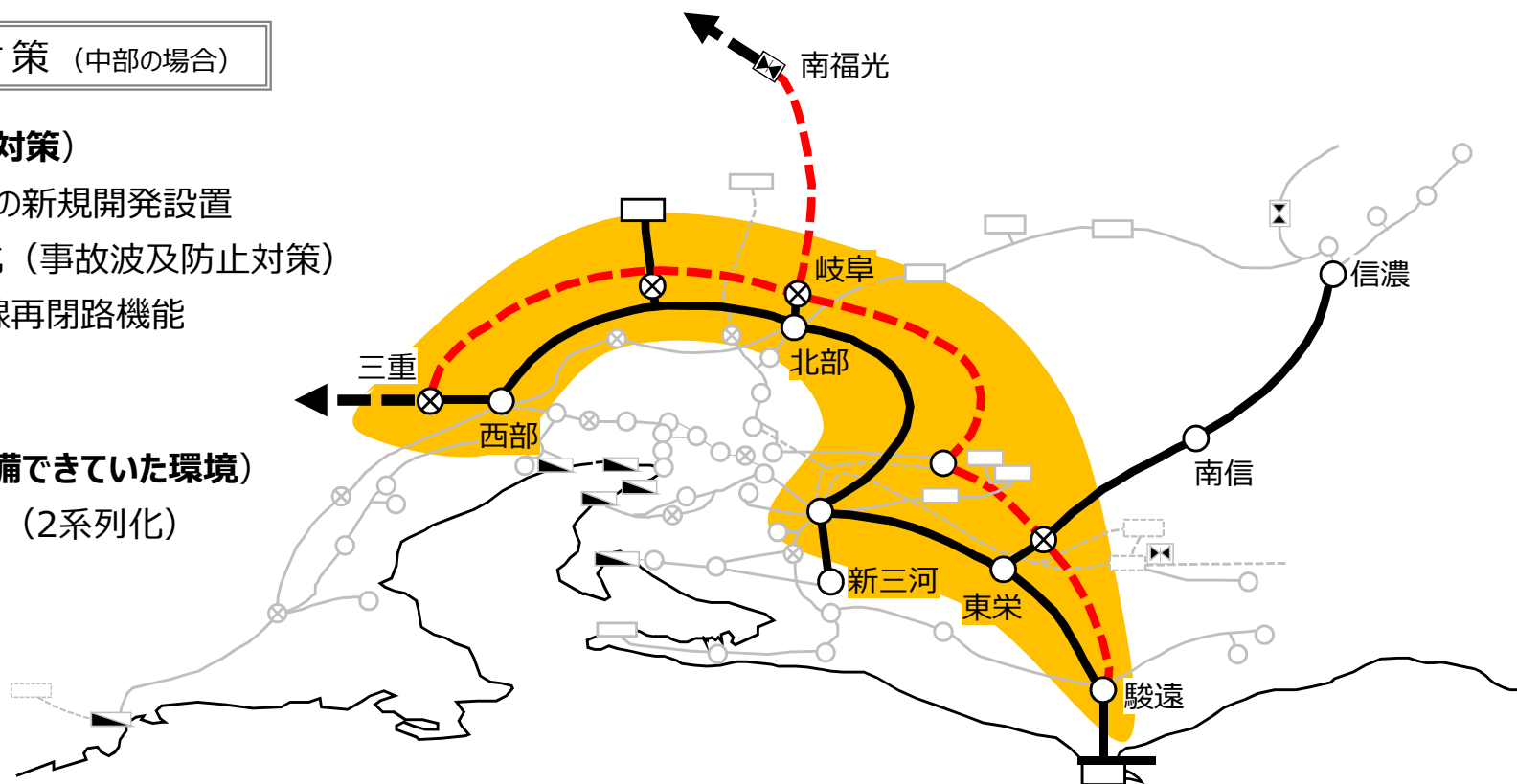
## ループ系統への対策 (中部の場合)

### (ループ運用に向けた対策)

- ・オンライン安定化装置の新規開発設置
- ・保護リレーの高機能化 (事故波及防止対策)
- ・ルート故障時の送電線再閉路機能

### (ループ運用までに整備できていた環境)

- ・保護リレーの高機能化 (2系列化)

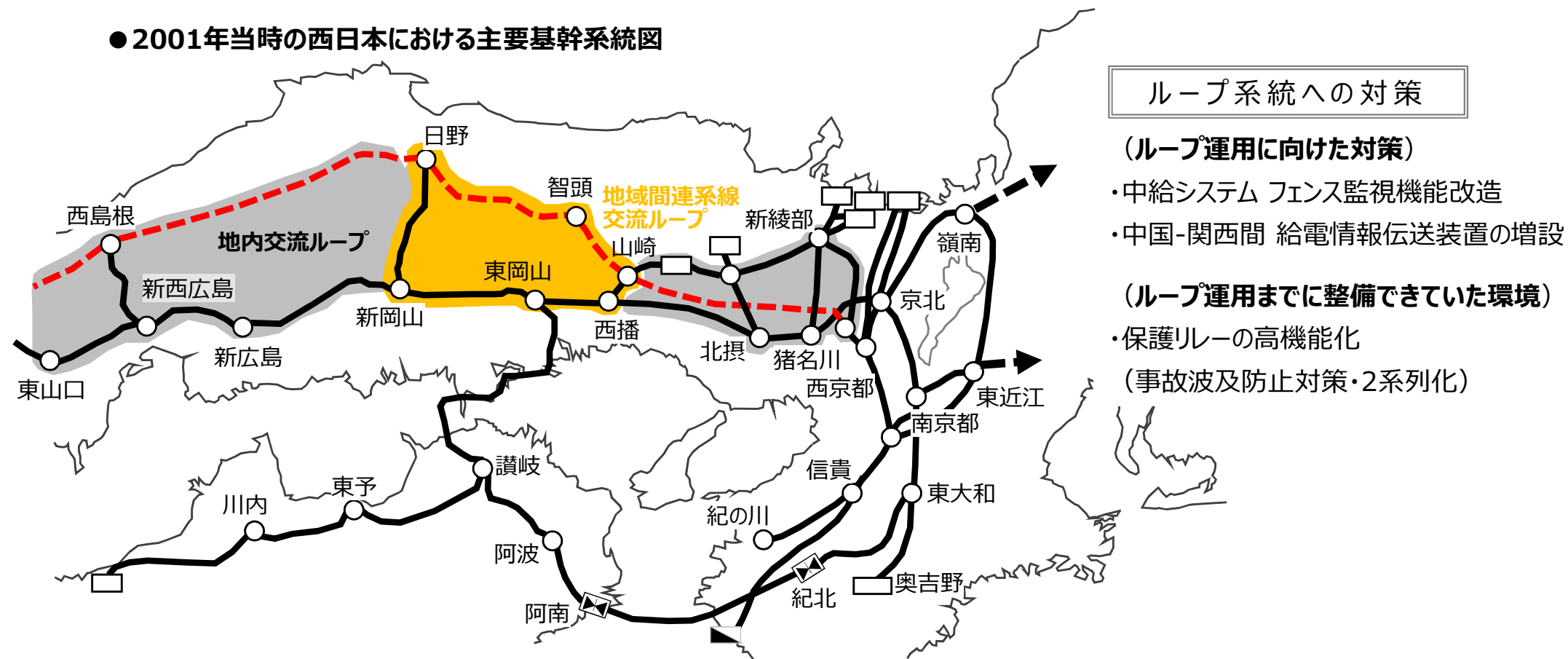


# 1.1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

## (6) 関西中国間連系線の交流ループ運用 (2001年以降)

- 2000年頃には、西地域からの融通電力の増大に対応するため、地内基幹系統の増強とともに、**関西中国間連系線の第二ルート**を構築した。
- これを契機に、関西や中国の各基幹系統についても対策を講じた上で**ループ運用に移行**するとともに、関西中国間連系線においては、**地域間連系線で初めて交流ループでの運用を開始**した。
- 現在では、広域機関と一般送配電事業者（中国電力NW）が連携して関西中国間連系線のフェンス潮流を算出し、送電可否判定等を行うことで、広域的な交流ループを管理・運用している。

### ● 2001年当時の西日本における主要基幹系統図



#### ループ系統への対策

##### (ループ運用に向けた対策)

- ・中給システム フェンス監視機能改造
- ・中国-関西間 給電情報伝送装置の増設

##### (ループ運用までに整備できていた環境)

- ・保護リレーの高機能化 (事故波及防止対策・2系列化)

# 1.1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

## (7) 広域的な交流ループの運用方法

- 交流ループは、関西中国間連系線に代表されるように、**フェンス（潮流の合計値）で管理することが原則**となり、ルート故障して残ルートに潮流が流れ込んでも安定的に運用できる値が運用容量となる。
- また、地域間連系線を含むループ系統であっても、管理する範囲が限定された関西中国間連系線の場合は、中国エリアが代表して監視できる一方、広域的なループ系統で**分流が複雑に変化し広範囲の監視が必要な場合は、情報を連携して監視していく**ことが必要となる。

	関西中国間連系線の運用	広域的な交流ループの運用
運用容量	ループ系統内のルート故障を想定し、回り込み潮流が生じても安定運用できる範囲とする。	同 左。
潮流調整	中国エリアで全てのフェンス潮流を監視、各エリアは個別の送電線を監視しながら協調して調整。	情報を連携してフェンス潮流を監視しつつ、確実かつ効率的に潮流調整できる方法を検討。
フェンス管理 (イメージ)		

※対称の斜めフェンスも含めて、4つのフェンスを中国エリアで監視

# 1.1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

## (8) 交流ループ系統における事故波及リスクの分析手法

- 交流ループでの系統故障に伴う波及の影響を分析する上では、系統解析（シミュレーション）による検討が必要となるが、ループ系統が広域的になるほど解析範囲が膨大となり、計算パターンが増大する。
- 1990年代までは、大型汎用計算機などによる系統解析が主流であり、システムの巨大化や計算時間・モデル化範囲の限界などから、広域的な系統の模擬や過酷故障の解析は難しい状況にあった。
- その後、計算機の性能向上や解析技術の進歩とともに、ステップ・バイ・ステップで解析対象を拡大してきた結果、近年では、中西地域の基幹系統全体を模擬した同期安定性の解析を十数秒程度で完了できるまでになり、広域的な系統でより精緻かつ多数のパターンの分析評価が可能となっている。

	1960年代	1970年代	1980年代	1990年代	2000年代	2010年代
計算機の発展						
解析手法	交流計算盤による解析		大型計算機によるデジタル解析 (FACOM)		PCによるデジタル解析	
	手計算		アナログシミュレータ (PSA)			
モデル化範囲	発電機 12 線路 80 ノード 18	発電機 100 線路 200 ノード 300	発電機 200 線路 1200 ノード 1000	発電機 400 線路 1800 ノード 1500	発電機 500 線路 3000 ノード 3500	発電機 1000 線路 9999 ノード 9500
計算時間	数日		1日	数時間	数十分	数分
	十数秒					

# 1.1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

## (9) 交流ループの課題に対する状況変化（技術進展）

- 広域的な交流ループは、これまでの技術進展に伴って、主な地域間連系線を建設してきた1990年代に 想定された技術課題や懸念された事項が解消されてきている。
- なお、広域的なループが構成可能な中地域各社は、南福光BTBの制御保護装置が更新時期を迎えつつあることも踏まえ、直流連系から交流ループに変更していくことの技術検討を進めており、その効果と実現性に一定の見通しが得られている。

	主な連系線の新設時における考え方（1990年代）	今後の連系設備増強における考え方（現在）
潮流調整	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 系統状況により分流の仕方が異なるため、<b>複雑な潮流調整が想定された</b>。</li> <li>○ 実需給に与える影響に鑑み、地内系統から段階的に交流ループの運用実績を重ね、ステップ・バイ・ステップでその範囲を拡大していく必要があった。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 地内系統や一部地域間連系線におけるループ系統での運用実績を踏まえ、<b>基本的な考え方は確立されてきた</b>。</li> <li>○ 基本的な考え方のもと、ループ系統の構成範囲に応じて、確実かつ効率的な潮流調整の仕組みを検討できる環境が整ってきた。</li> </ul>
広範囲の監視制御	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 保護リレー、中給・基幹給システム、安定化装置などにおいて、交流ループに対応した設計変更が必要となり、<b>膨大な検討が必要であった</b>。</li> <li>○ 情報連携や監視制御のためにシステムが複雑化し、運用できないことが懸念された。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ ループ系統にも対応した保護リレーや安定化装置が開発されており、<b>大規模な対策は不要となった</b>。</li> <li>○ 調整力の広域調達・運用に伴い、エリアを超えた連携機会が増加しており、システムや実運用での懸念は解消されつつある。</li> </ul>
事故波及への対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 遮断器の不動作や制御失敗など、リスクケースの解析を多数のパターンで検証できる環境がなく、<b>定量的な評価が困難であった</b>。</li> <li>○ 定量評価が困難な中、リスクケースを想定すると、広範囲に波及防止装置の設置が必要となり、対策が膨大となった。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 解析技術の発展や計算機の性能向上に伴い、多数のパターンを定量的に評価できるようになった。</li> <li>○ 定量評価により必要な対策箇所を選定できるため、<b>現実的な安定化対策を計画できるようになった</b>。</li> </ul>

- 交流ループ運用は、ルート故障時においても系統が分断しないため供給信頼度が向上する一方、残ルートを介した事故波及が懸念されるため、必要な対策を講じながら段階的に拡大してきた※。

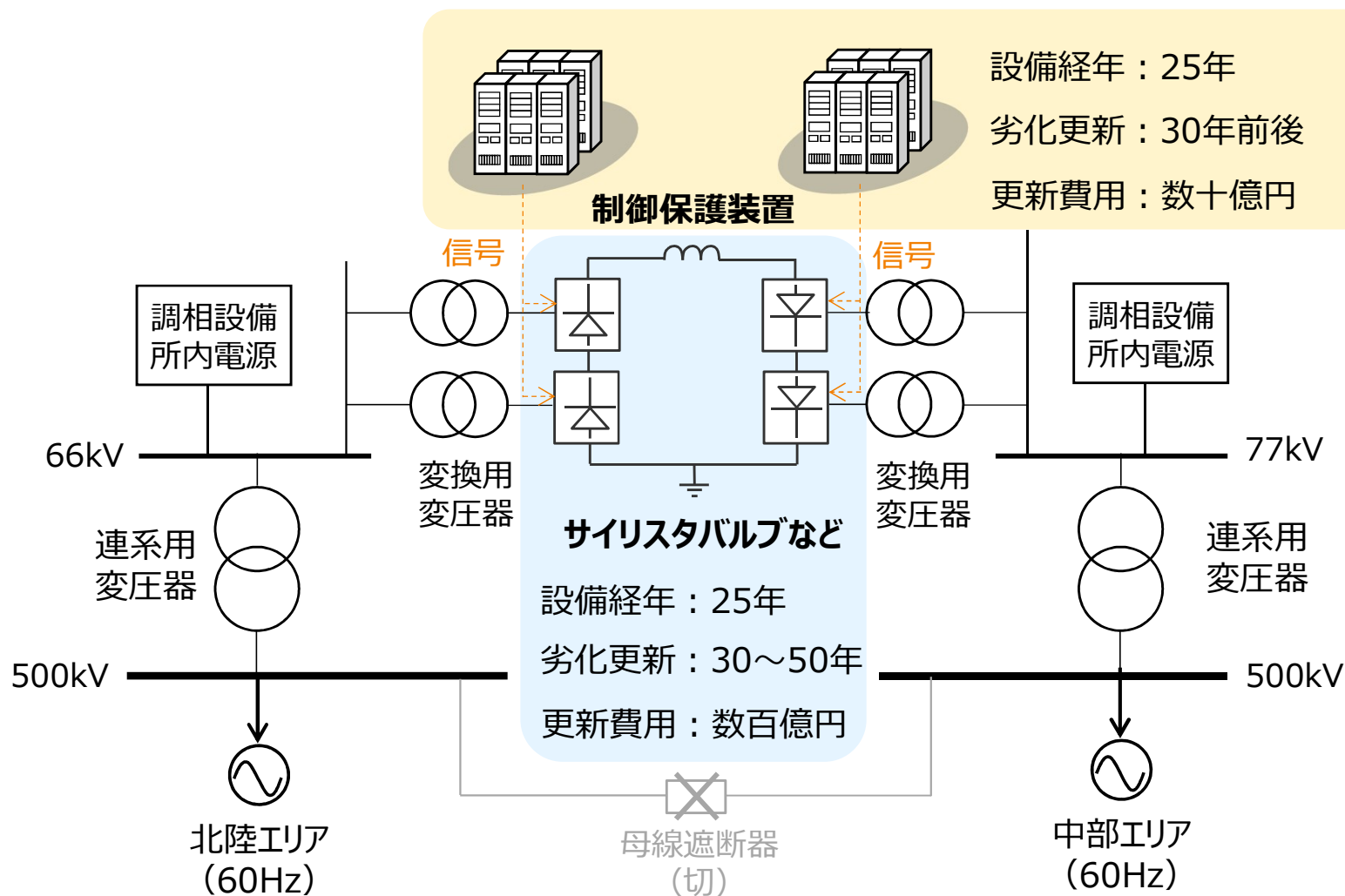
※ 中部における第二外輪線の構築や、関西中国間連系線の交流ループ運用

- 今日においては、計算機能力や系統解析技術の向上とともに、広域的な系統で精緻に多数のパターンを解析できる環境が整い、広域的な交流ループでも、様々なシナリオのもとに対策の検討が可能となっている。このため、必要な対策を講じることで、交流ループも現実的な運用方法の一つになり得ると考えている。
- 建設当時は技術的懸念から直流連系を採用したものについても、系統状況や費用を勘案し、交流連系に変更することでスリム化によるコスト低減を図れるケースもあるため、系統構成の選択肢としてマスタープラン策定に向けた検討を進めていただきたい。

# 1.1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

## (1.1) <参考> 南福光BTBの経年設備と更新費用

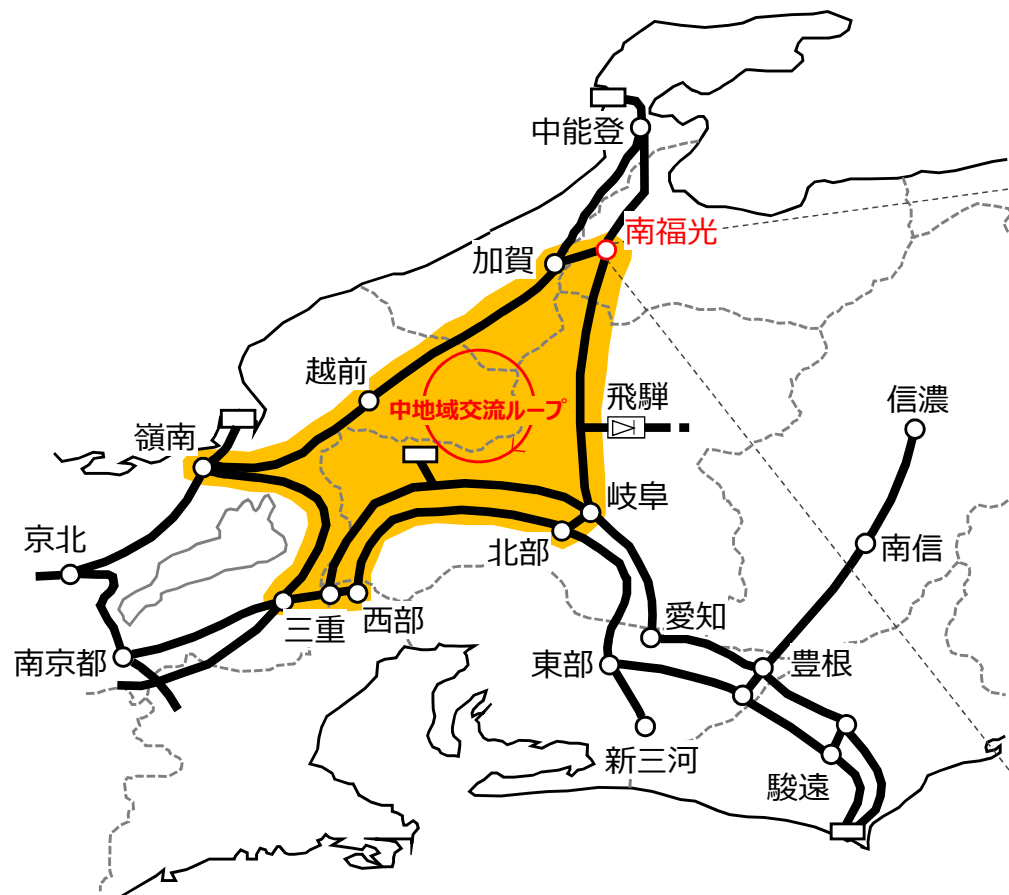
- 南福光BTBの主な制御保護装置は、1996年製（経年25年）であり、他の直流連系設備と同様に経年更新時期を迎えつつある。これを更新する場合、**更新費用は数十億円程度**となる。
- 交流と直流を変換するサイリスタバルブなど、主要機器の更新時期は30～50年後を想定しており、**更新費用は数百億円規模**となる（至近では1993年に佐久間FC、2009年に新信濃1FCが経年30年前後で更新）。



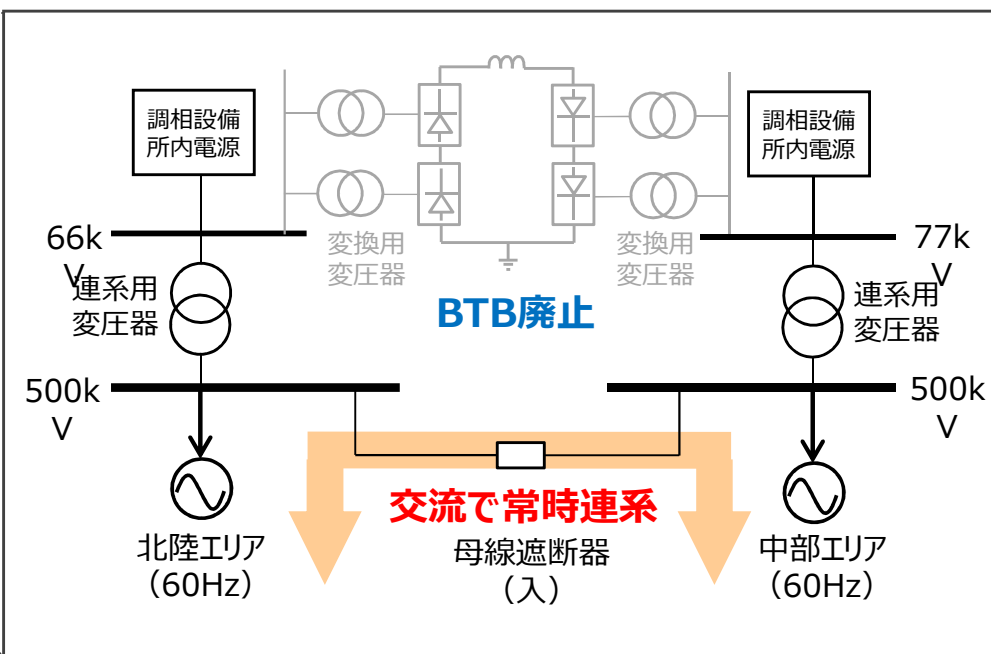
# 1.1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

## (1.2) <参考> 中地域交流ループの概要

- 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





## 広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）の策定について（報告）（案）

広域計第●-●号

2023年3月 日

経済産業大臣 殿

電力広域的運営推進機関  
理事長 大山 力 ⑩

2023年3月29日付け理事会にて広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）を策定し、業務規程第48条第3項の規定に基づき公表することとしましたので、以下のとおり報告いたします。

## 1. 報告事項

広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）の策定及び公表について

## 2. 策定日

2023年3月29日

## 3. 公表日

2023年3月29日

## 4. 意見募集の実施期間（参考）

2023年1月26日～2月15日

## 5. 提出資料

(1) 広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）（概要）
(2) 広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）
(3) 広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）別冊（資料編）

以上