経済産業省

資料11

電力ネットワークの次世代化について

2024年2月27日

資源エネルギー庁

本日のご議論

- **2050年カーボンニュートラルも見据えた将来的な系統の絵姿として、2023年3月に電力広域機関がマスタープランを策定**した。今後、マスタープランを踏まえ、**個別の計画を策定する中で、整備内容や工事費等を具体化**していくこととしている。
- 前回までの小委員会においては、**マスタープランを踏まえた系統整備の検討状況や足元の工事費の変動状況を報告**するとともに、**GX脱炭素電源法（電事法改正）の制度設計及び地内系統の整備や、費用負担の在り方等**について、御議論を頂いてきた。
- また、**東地域及び中西地域**の地域間連系線の整備については、2022年7月に国から電力広域機関に対し計画策定プロセスの開始を要請。それ以降、同機関において、**検討を深め**、**2023年度内目途の基本要件の策定に向けて、概算工事費・工期等を精査している**ところ。
- また、これらの地域間連系線を含め、再エネ導入や電力のレジリエンス強化など全国に便益が裨益する地域間連系線を効率的に整備するためには、その**費用負担（託送料金負担比率）の在り方**の見直しが必要である。
- 以上を踏まえ、本日は、以下について御報告及び御議論頂く。

1．マスタープランを踏まえた**地域間連系線整備の検討状況等**（東地域、中西地域）

2．**費用負担等の在り方**（託送料金負担比率の見直し）

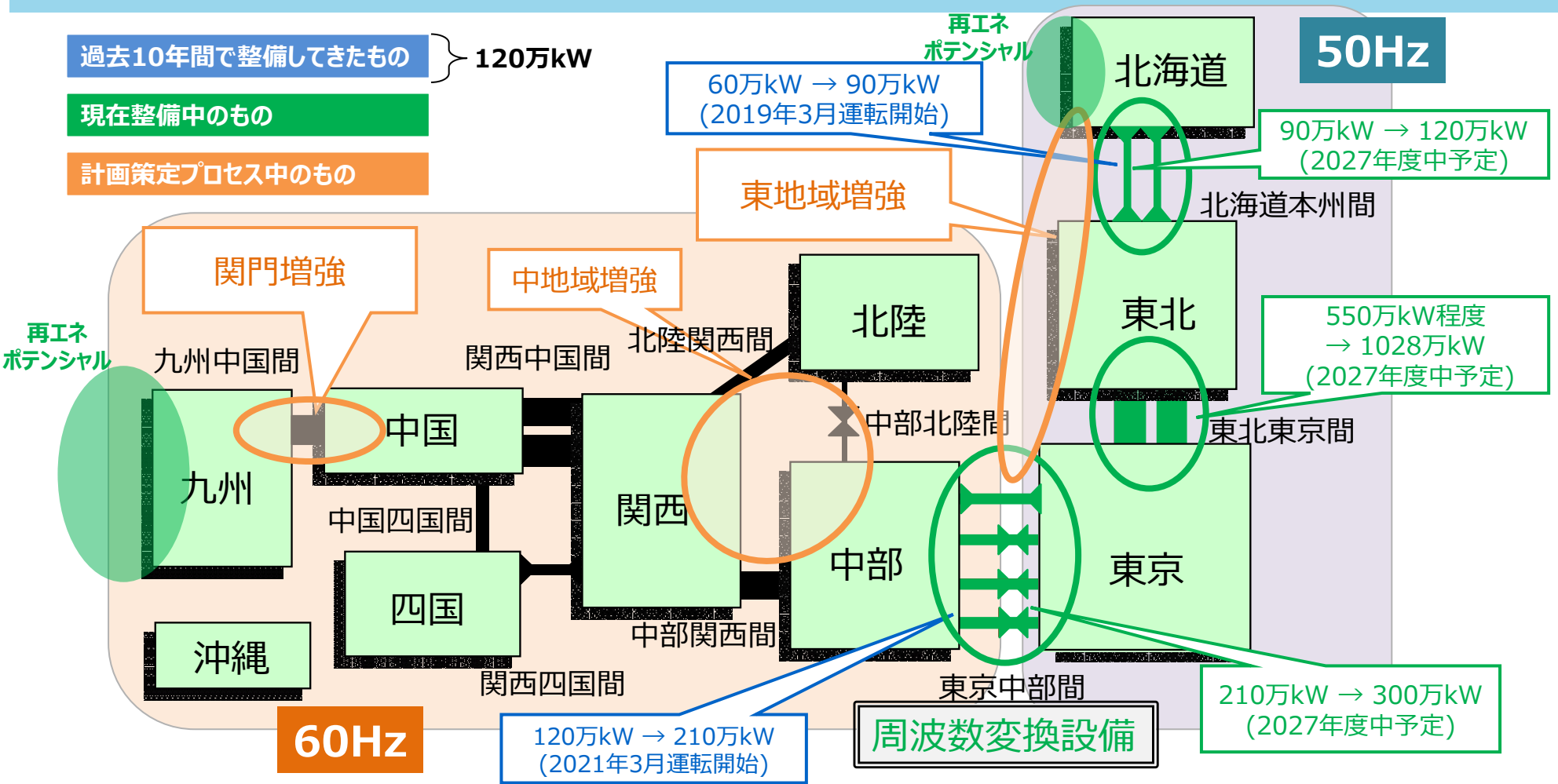
マスタープランを踏まえた
地域間連系線の整備について

地域間連系線整備の考え方

- 従来、**地域間連系線の整備**は、東京や中部といった**各エリアの電力会社のイニシアティブ**により行われてきたが、地域独占・総括原価主義の下、各電力会社は必要な供給力を自エリアで確保することを基本としていた。このため、**他エリアと接続する連系線の整備が十分に進まないといった課題**があった。
- その結果、東日本大震災直後に西日本の余剰電力の一部しか東日本に送電できなかった反省を踏まえ、**電力システム改革**により、エリアを越えた広域的な電力融通・系統整備の司令塔となる**電力広域機関を創設**（2015年）。電力需給ひっ迫時には、電力広域機関が余剰エリアから不足エリアへの電力融通を指示するほか、異なるエリアを結ぶ**地域間連系線の整備を計画的に進めてきている**。
- また、地域間連系線の整備による**広域的な需給運用に伴う発電費用やCO2の削減効果が全国に及ぶ**ことを踏まえ、2020年の法改正により、連系線整備に係る費用について、**再エネ賦課金や全国の託送料金等を通じて全国で負担する仕組みを導入**。
- こうした中、**2050年カーボンニュートラルの実現**に向けて、再エネの大量導入に資する地域間連系線の整備を加速する観点から、**GX基本方針**でも、広域連系系統の**「マスタープラン」**を踏まえ、**全国規模での系統整備を進める**こととしている。

地域間連系線整備の必要性

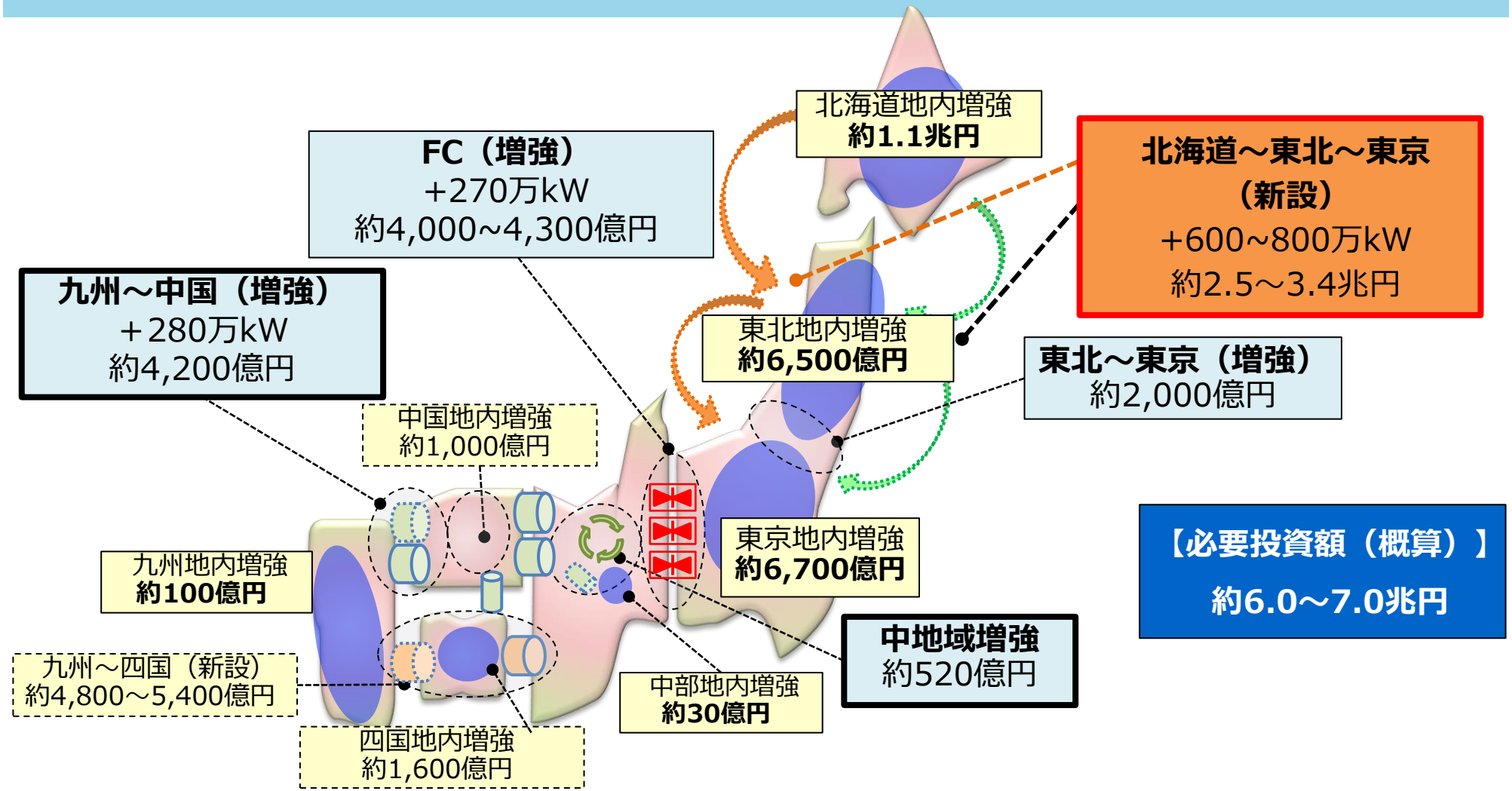
- 2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、脱炭素化の要請がより一層強まる中、地域間連系線の整備は、**再エネの大量導入と電力のレジリエンス強化**につながるもの。
- このため、再エネ適地と需要地を結び、**国民負担を抑制しつつ再エネの導入**を図るとともに、首都直下地震等により首都圏等に集中立地する**エネルギーインフラが機能不全に陥った場合のバックアップ機能の強化**を図るため、全国大での送電ネットワークの増強を進めることが必要。



【参考】「マスタープラン」の概要

第52回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
（2023年６月21日）資料２より抜粋（一部修正）

- 再エネ大量導入とレジリエンス強化のため、**電力広域的運営推進機関において、2050年カーボンニュートラルも見据えた、広域連系系統のマスタープランを2023年3月29日に策定・公表した**。
- 並行して、**北海道～本州間の海底直流送電等**について、**具体的な整備計画**の検討を開始。



【必要投資額（概算）】
約6.0～7.0兆円

（出典）広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）（電力広域的運営推進機関2023年3月29日策定）のうちベースシナリオより作成

系統増強の考え方と費用便益評価（B／C）について①

- **再エネ大量導入や電力のレジリエンス強化のために重要となる系統整備**については、その整備に係る**国民負担を抑制する観点**等を踏まえ、**費用便益の評価等※を行い、整備を進める**こととしている。これまでの地域間連系線においても、電力広域機関において**費用便益の評価等を実施した上で、増強判断**を行ってきた。

  ※電力広域機関において、系統整備が行われない場合と行われる場合の差分によって実施

- この点、**系統増強に一定の規律を持たせつつ、社会コスト全体を抑制する観点**からは、引き続き、**費用便益の評価を適切に行うことは重要**。

- 一方、現在の系統整備における費用便益の評価においては、将来の再エネ電源の活用等を必ずしも反映しきれていないこともあることや、**貨幣価値として考慮できていない項目**もある。

- このため、系統増強に当たって前提としている費用便益の評価については、**増強判断をする際の適切な評価指標となるよう、引き続き、その精緻化を検討**していくこととしたい。

※ 例えば、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変化する場合には前提条件を見直していく必要があるほか、調整力・慣性力に係るコストについては、技術的及び制度的な議論状況や海外事例も踏まえて精緻化を検討していく必要があるなど、今後、費用便益評価の精緻化が必要。

系統増強の考え方と費用便益評価（B／C）について②

- その上で、**現行の費用便益の評価では考慮しきれていない項目**等があることを踏まえると、例えば、**地域間連系線など広域的取引上、特に重要な系統整備**については、現在の**費用便益の評価を適切に行いつつ、必ずしもそれだけに依らず、将来的な再エネ導入拡大の見込み**や、**電力のレジリエンス強化の観点のほか、社会的なニーズ等を加味して、増強を判断することも必要ではないか**。

- なお、**GX実現に向けた基本方針**（2023年2月閣議決定）では、「安定的で安価なエネルギー供給につながるエネルギー需給構造の転換の実現、さらには、我が国の産業構造・社会構造を変革」するため、電力ネットワーク分野において、**再エネ導入拡大に向けて重要となる系統整備として、海底直流送電等の整備を加速**していくこととしている。すなわち、系統整備は、**エネルギー需給構造の転換の実現や、産業・社会構造の変革を意図**するものであり、このような**政策的観点等を踏まえた増強判断が求められている**。

【参考】系統増強等の考え方

◆GX実現に向けた基本方針（2023年2月閣議決定）

GXの実現を通して、2030年度の温室効果ガス46%削減や2050年カーボンニュートラルの国際公約の達成を目指すとともに、**安定的で安価なエネルギー供給につながるエネルギー需給構造の転換の実現、さらには、我が国の産業構造・社会構造を変革し**、将来世代を含む全ての国民が希望を持って暮らせる社会を実現すべく、GX実行会議における議論の成果を踏まえ、今後10年を見据えた取組の方針を取りまとめる。

中長期的な対策として、再エネ導入拡大に向けて重要となる系統整備及び出力変動への対応を加速させる。**系統整備の具体的対応策として、**全国規模での系統整備計画（以下「**マスタープラン**」という。）に基づき、費用便益分析を行い、地元理解を得つつ、道路、鉄道網などのインフラの活用も検討しながら、**全国規模での系統整備や海底直流送電の整備を進める**。地域間を結ぶ系統については、今後10年間程度で、過去10年間（約120万kW）と比べて８倍以上の規模（1000万kW以上）で整備を加速すべく取り組み、**北海道からの海底直流送電については、2030年度を目指して整備**を進める。さらに、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を進める。

◆広域系統長期方針 （広域連系系統のマスタープラン）（2023年3月）

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。

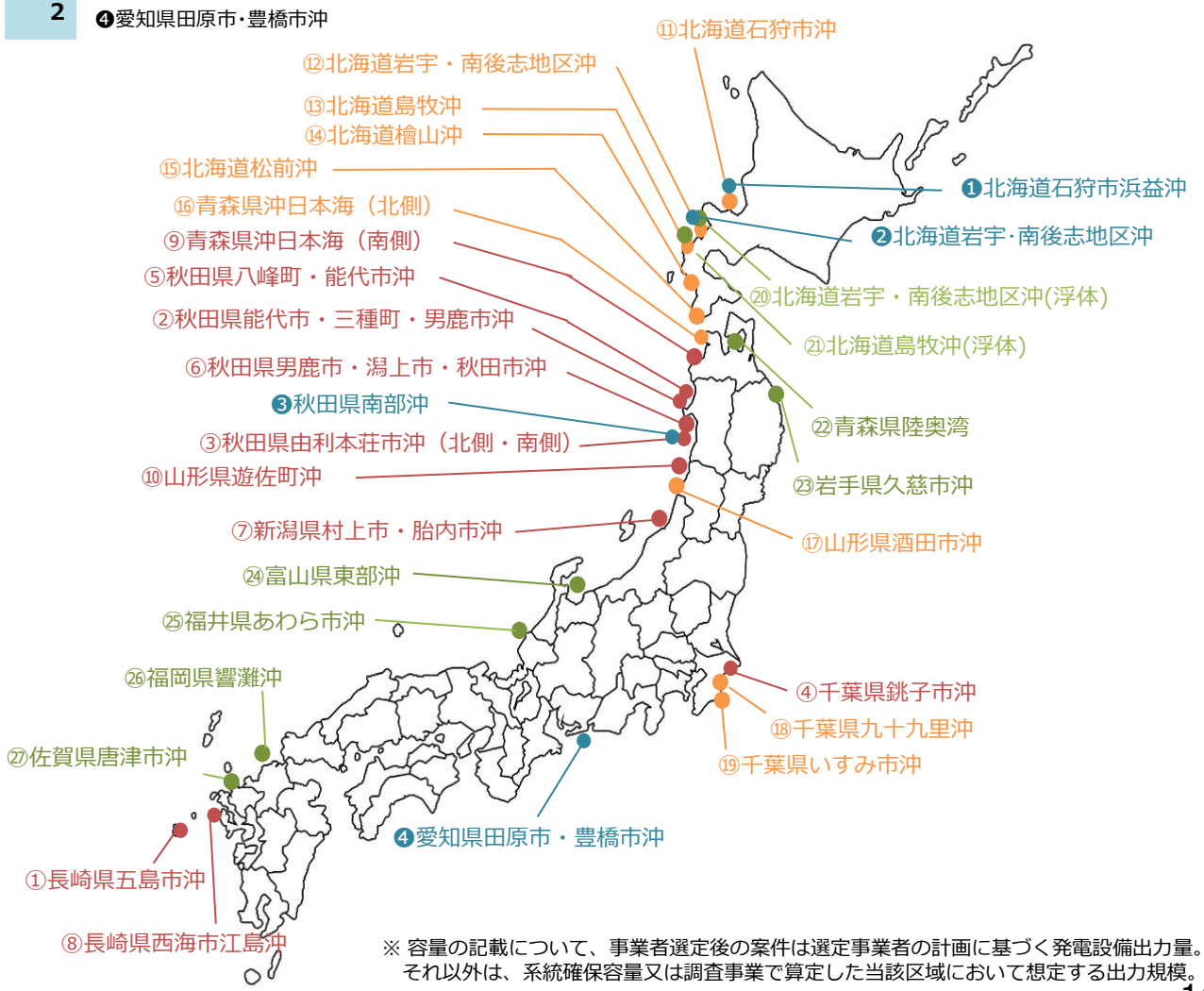
（GX実現に向けた基本方針）https://www.meti.go.jp/press/2022/02/20230210002/20230210002_1.pdf
（広域系統長期方針）https://www.occto.or.jp/kouikikeitou/chokihoushin/files/chokihoushin_23_01_01.pdf

【参考】再エネ海域利用法等における各地の区域の状況

区域名		万kW	
促進区域	事業者選定済	①長崎県五島市沖（浮体）	1.7	第1ラウンド公募 事業者選定済 約170万kW
		②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	49.4	
		③秋田県由利本荘市沖	84.5	
		④千葉県銚子市沖	40.3	
	事業者選定済	⑤秋田県八峰町能代市沖 選定評価中	36	第2ラウンド公募 約180万kW （うち事業者選定済 約140万kW）
		⑥秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	31.5	
		⑦新潟県村上市・胎内市沖	68.4	
		⑧長崎県西海市江島沖	42	
		⑨青森県沖日本海(南側) 事業者公募中	60	第3ラウンド公募 約110万kW （事業者公募中 1/19~7/19）
		⑩山形県遊佐町沖 事業者公募中	45	
有望区域		⑪北海道石狩市沖	91～114	
		⑫北海道岩宇・南後志地区沖	56～71	
		⑬北海道島牧沖	44～56	
		⑭北海道檜山沖	91～114	
		⑮北海道松前沖	25～32	
		⑯青森県沖日本海（北側）	30	
		⑰山形県酒田市沖	50	
		⑱千葉県九十九里沖	40	
		⑲千葉県いすみ市沖	41	
準備区域		⑳北海道岩宇・南後志地区沖(浮体)	㉔富山県東部沖(着床・浮体)	
		㉑北海道島牧沖(浮体)	㉕福井県あわら沖	
		㉒青森県陸奥湾	㉖福岡県響灘沖	
		㉓岩手県久慈市沖(浮体)	㉗佐賀県唐津市沖	

浮体実証を行う候補海域	
GI フェーズ2	❶北海道石狩市浜益沖
	❷北海道岩宇・南後志地区沖
	❸秋田県南部沖
	❹愛知県田原市・豊橋市沖

【凡例】
- ●促進区域
- ●有望区域
- ●準備区域
- ●GI基金実証候補海域（浮体式洋上風力）



※ 容量の記載について、事業者選定後の案件は選定事業者の計画に基づく発電設備出力量。それ以外は、系統確保容量又は調査事業で算定した当該区域において想定する出力規模。

１．費用便益評価手法
（１）便益項目

4

■ 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、系統の安定性、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**。

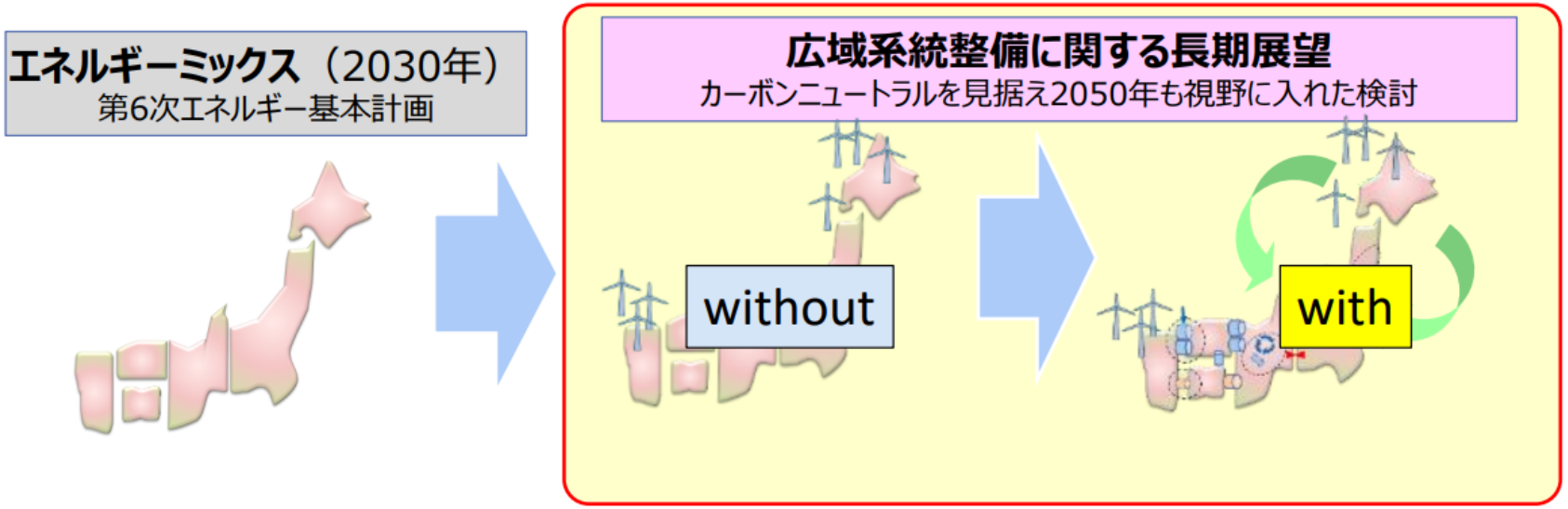
【凡例】「○」･･･貨幣価値指標、「◆」･･･非貨幣価値指標、「－」･･･指標なし

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）
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

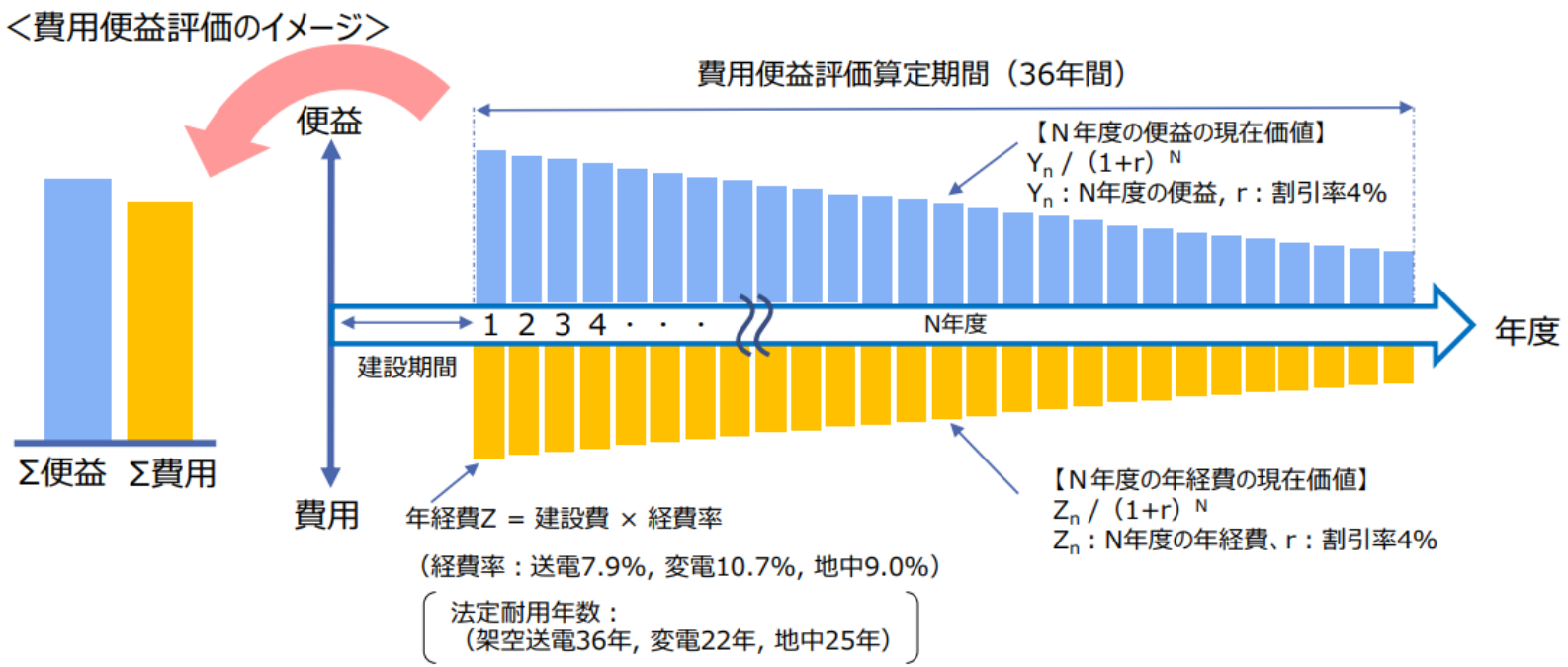
1．費用便益評価
（7）費用項目

- 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化し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。



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。



東地域（北海道～東北～東京）の系統整備について

東地域（北海道～東北～東京間）の系統整備の必要性

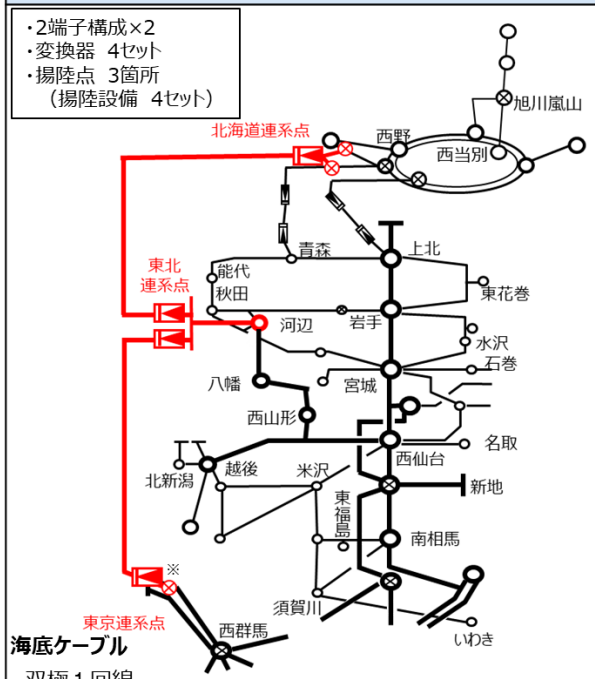
- **北海道・東北エリア**では、2030年頃に向けて、需要を大幅に上回る再エネが導入される見込みであり、**全国での再エネの活用に向けては、地域間連系線の整備が重要**。
- また、地域間連系線の整備は、大規模停電リスク等への対応という**レジリエンス強化**の面を併せ持ち、**電力の安定供給の観点からも重要**なもの。例えば、災害時における**地域間の電力融通の複線化**、**北海道における稀頻度事故に対する供給信頼度向上**、既設の北本連系線の変換器を更新する場合の**電力の安定供給維持に資する**。
- この点、北海道・東北エリアにおける再エネの最大限の活用に向けては、例えば、**需要立地誘導等も、送電ロスを抑制しつつ再エネ活用を促進**するといった効果がある。
- 他方、再エネ導入拡大と並行して進めていく需要立地誘導には不確実性もあるところ、これに併せて**系統整備**を行うことで、**更なる再エネ導入拡大に加えて、電力の安定供給確保**にもつながるため、**エネルギー政策上、着実に進めていくことが必要**。
- このように、今般の海底直流送電線の整備は、**広域的取引上、特に重要なもの**であり、これにより、**現時点での費用便益の評価には反映しきれない将来の再エネ電源の活用も期待**される。
- こうした状況を踏まえ、**東地域の地域間連系線**については、引き続き、**工事費等を精査しつつ、将来的な再エネ導入拡大の見込み**や、**電力のレジリエンス強化の観点のほか、社会的ニーズを加味し、可能な限り早期に増強をし、東日本における再エネを含めた電気の広域的な運用につなげていくこととしたい**。

東地域の系統整備に関する概算工事費

- 東地域の系統整備に係る**概算工事費**は、NEDO事業※を基に算出しつつ、メーカーヒアリングや過去実績等も考慮した結果、**1.5兆円～1.8兆円程度（海底直流送電線部分は、0.9～1.1兆円程度）と試算**している。

※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3月、NEDO）

- なお、今後の資材費・労務費の変動、ケーブル製造に要する費用、ケーブルルート、ケーブル防護工法の精緻化、系統安定化への対策などにより、**相当程度工事費が変動する可能性**がある。

概要図	工事費に計上する主な項目	工事費（億円）
	【海域工事】 ・後志エリアから秋田エリアまでの海底ケーブルルート480km ・秋田エリアから新潟エリアまでの海底ケーブルルート320km ・その他（傭船費・保険料等）	8,700 ～ 11,000
	【陸上工事】 ・後志エリア 交直変換所新設（変換器1GW×2×1セット） ・秋田エリア 交直変換所新設（1GW×2×2セット） ・新潟エリア 交直変換所新設（変換器1GW×2×1セット） ・その他（通信回線・給電システム改修・保険料等）	4,700 ～ 5,100
	【アクセス線・開閉所工事】 ・北海道：新設65km、新設40km、開閉所・引出 ・東北：新設35km、変電所引出 ・東京：新設11km、開閉所・引出 ・その他（通信回線・給電システム改修等）	1,700
	合 計	1.5～1.8 兆円

東地域の系統整備の費用便益評価（B／C）について【暫定版】

- 東地域の系統整備の現在の費用便益の評価について、割引率・燃料価格・アデカシー便益及び工事費に幅をもって評価した結果、**B/Cは0.63～1.72程度**になる見込み。

＜費用便益評価の結果（HVDC:2GW）＞

上段は評価期間の累積（時点換算を考慮）
[ ]は評価期間における年平均

		評価期間	
		25年間	40年間
便益（B）	燃料費・CO2対策ｺｽﾄ	15,292～29,781億円 [612～1,191億円/年]	20,058～45,581億円 [501～1,140億円/年]
	アデカシー便益	1,455～4,833億円 [58～193億円/年]	1,856～7,284億円 [46～182億円/年]
	送電ロス	▲625～▲970億円 [▲25～▲39億円/年]	▲789～▲1,430億円 [▲20～▲36億円/年]
費用（C）	工事費・年経費	22,038～28,886億円 [882～988億円/年]	24,107～34,831億円 [705～873億円/年]
B／C		**0.63~1.36**	**0.75~1.72**

［検討条件］
○増強前　：中地域交流ループ、中部関西間増強考慮
○燃料価格　：基準～高騰ケース
○アデカシー　：停電コストベース（上限～下限）、調達コストベース
○割引率　：割引率4%の評価に加えて、2%、1%も考慮

【参考】電力広域機関における検討状況

東地域HVDC:2GW増強の費用便益評価（評価期間：25年）

16

ケース		1	2	3	4	5	6	7	8	9
前提条件	燃料費・CO2対策ｺｽﾄ	基準～高騰								
	ｱﾃﾞｶｼｰ便益	停電コスト（下限）	停電コスト（上限）	調達コスト	停電コスト（下限）	停電コスト（上限）	調達コスト	停電コスト（下限）	停電コスト（上限）	調達コスト
	割引率	4％			2％			1％		
B	燃料費・CO2対策ｺｽﾄ	612～834億円/年			776～1,051億円/年			883～1,191億円/年		
	ｱﾃﾞｶｼｰ便益	58億円/年	112億円/年	136億円/年	73億円/年	141億円/年	171億円/年	82億円/年	159億円/年	193億円/年
	送電ﾛｽ	▲25～▲28億円/年（ﾛｽ増加）			▲31～▲34億円/年（ﾛｽ増加）			▲35～▲39億円/年（ﾛｽ増加）		
C	工事費年経費 1.8兆円ｹｰｽ	1,031億円/年			1,107億円/年			1,155億円/年		
B／C		0.63 ~0.84	0.68 ~0.89	0.70 ~0.91	0.74 ~0.98	0.80 ~1.05	0.83 ~1.07	0.80 ~1.07	0.87 ~1.14	0.90 ~1.16
C	工事費年経費 1.5兆円ｹｰｽ	882億円/年			947億円/年			988億円/年		
B／C		0.73 ~0.98	0.79 ~1.04	0.82 ~1.07	0.86 ~1.15	0.94 ~1.22	0.97 ~1.25	0.94 ~1.25	1.02 ~1.33	1.05 ~1.36

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN
OCCTO

【参考】電力広域機関における検討状況

東地域HVDC:2GW増強の費用便益評価（評価期間：40年）

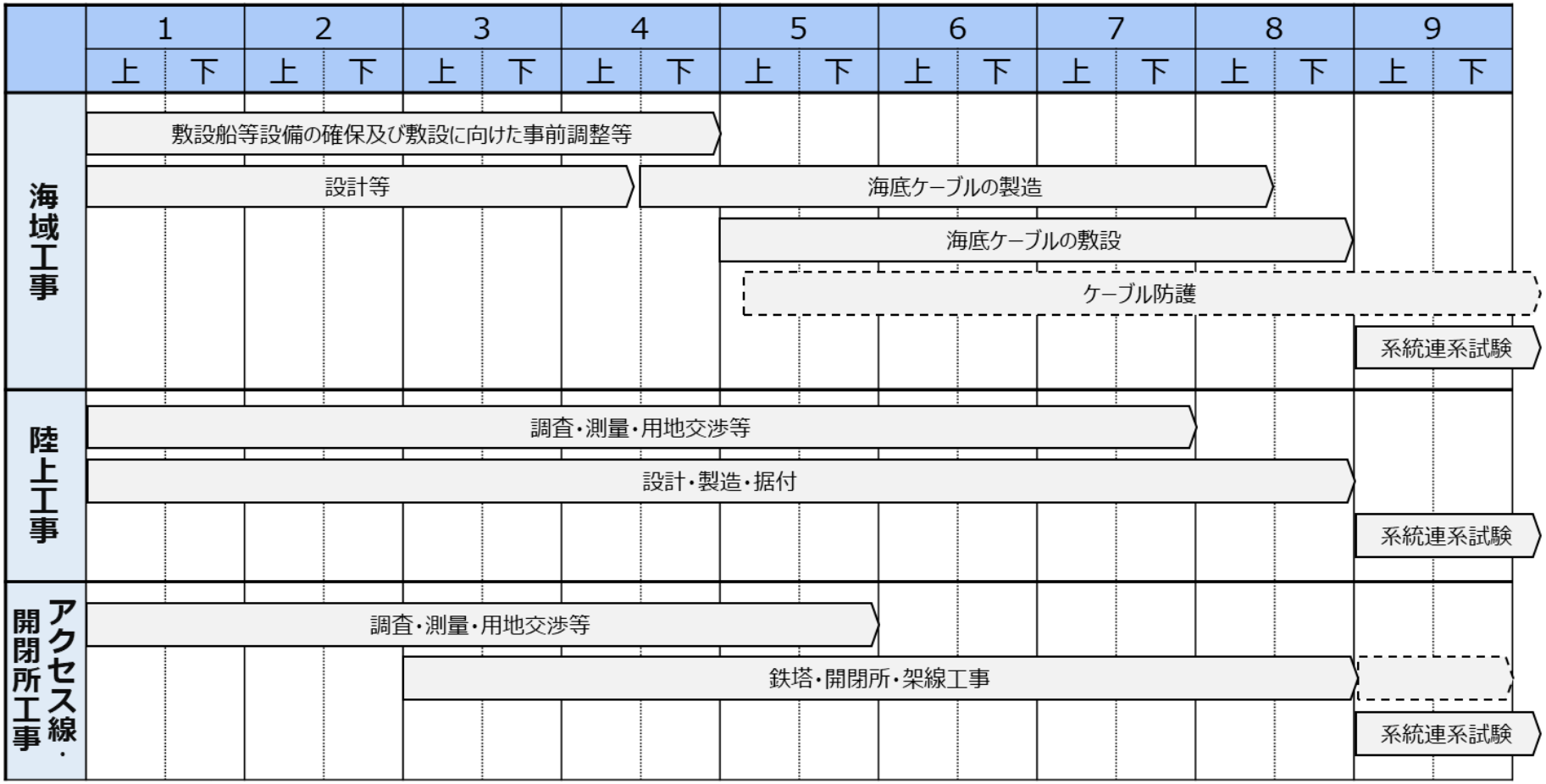
18

ケース		1	2	3	4	5	6	7	8	9
前提条件	燃料費・CO2対策ｺｽﾄ	基準～高騰								
	ｱﾃﾞｶｼｰ便益	停電コスト（下限）	停電コスト（上限）	調達コスト	停電コスト（下限）	停電コスト（上限）	調達コスト	停電コスト（下限）	停電コスト（上限）	調達コスト
	割引率	4％			2％			1％		
B	燃料費・CO2対策ｺｽﾄ	501～673億円/年			709～943億円/年			861～1,140億円/年		
	ｱﾃﾞｶｼｰ便益	46億円/年	90億円/年	109億円/年	64億円/年	124億円/年	151億円/年	78億円/年	150億円/年	182億円/年
	送電ﾛｽ	▲20～▲22億円/年（ﾛｽ増加）			▲27～▲30億円/年（ﾛｽ増加）			▲33～▲36億円/年（ﾛｽ増加）		
C	工事費年経費 1.8兆円ｹｰｽ	704 億円/年			801 億円/年			871 億円/年		
B／C		0.75 ~0.99	0.81 ~1.05	0.84 ~1.08	0.93 ~1.22	1.01 ~1.30	1.04 ~1.33	1.04 ~1.36	1.12 ~1.44	1.16 ~1.48
C	工事費年経費 1.5兆円ｹｰｽ	603 億円/年			686 億円/年			747 億円/年		
B／C		0.88 ~1.16	0.95 ~1.23	0.98 ~1.26	1.09 ~1.42	1.17 ~1.51	1.21 ~1.55	1.21 ~1.58	1.31 ~1.68	1.35 ~1.72

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN
OCCTO

東地域の系統整備に関する概算工期

- 東地域の系統整備に係る**概算工期は６～１０年程度を想定**。
- ケーブル等の製造・設置工程や長距離の海底送電線工事に向けた事前調整等により**相当程度工期が変動する可能性**があるが、早期の整備に向けて、対応を進めていく。



【参考】東地域の計画策定プロセスの進め方

（出所）第52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 資料2　一部編集

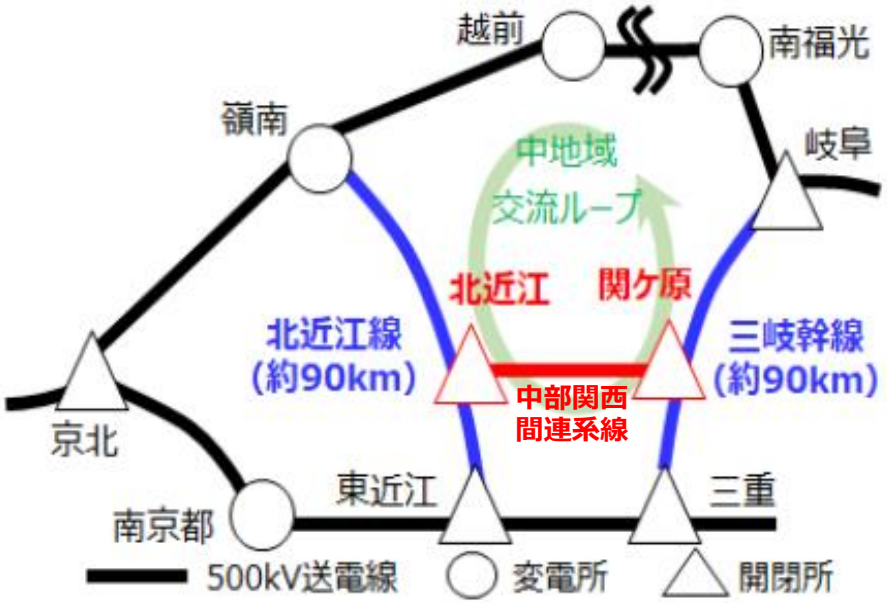
- 北海道と本州をつなぐ海底直流送電を中心とした東地域の計画策定プロセスについては、2022年7月、国から電力広域機関に対して、計画策定プロセスの開始を要請。
- 今般、国が行っている実地調査や各種検討の進捗を踏まえ、電力広域機関において、関係事業者をメンバーとする作業会の体制を強化の上、年度内を目途とする基本要件の策定に向けた検討を加速する。
- また、国においては、電力広域機関における検討状況を踏まえつつ、資金調達等の環境整備の具体化を進める。

中西地域の系統整備について

中地域の系統整備の必要性

- 中地域の系統整備は、**交流ループを前提として考慮し、中部関西間連系線を整備**することで、**中地域全体の運用容量を拡大**させるもの。
- **交流ループ**については、既設設備の保守期限が控えていることも踏まえ、既設設備の運用変更による対応として、**設備を保有する中地域３社が2022年度から電磁誘導対策工事に先行着手済み**。中地域における**電力安定供給確保のためにも、既設設備の保守期限である2026年度までの整備が望ましい**。
- **中部関西間連系線**については、2023年12月に、**費用便益の評価を行い、基本要件を決定**。今後早期の整備に向けた対応を進めていく。

◆中地域整備のイメージ



【参考】電力・ガス取引監視等委員会でのモニタリング状況

◆2023年12月26日　制度設計専門会合（第９２回）　資料６

2023年7月
～9月期

各地域間のスポット市場分断状況

○ 市場分断発生率は「中部北陸間連系線」「中部関西間連系線」が高めで推移し、当期間平均50%を超えている。

○ 前年同期間との比較では、「北海道本州間連系線」「東京中部間連系線(FC)」「中国九州間連系線」が減少し、特に「中国九州間連系線」の減少が顕著。

各地域間連系線の月別分断発生率

中部北陸間連系線

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
34.4%	33.6%	65.6%	75.8%	56.3%	32.0%	54.9%
(前年同期間)			12.8%	17.4%	24.2%	18.1%

北陸関西間連系線

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
0.1%	2.6%	7.1%	0.3%	2.4%	12.6%	5.0%
(前年同期間)			0.0%	0.3%	0.0%	0.1%

北海道本州間連系線

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
7.1%	4.7%	3.9%	4.0%	13.0%	20.2%	12.3%
(前年同期間)			26.3%	19.7%	29.0%	25.0%

関西中国間連系線

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
0.0%	0.0%	0.6%	1.5%	2.4%	9.2%	4.3%
(前年同期間)			1.5%	0.0%	13.3%	4.8%

東北東京間連系線

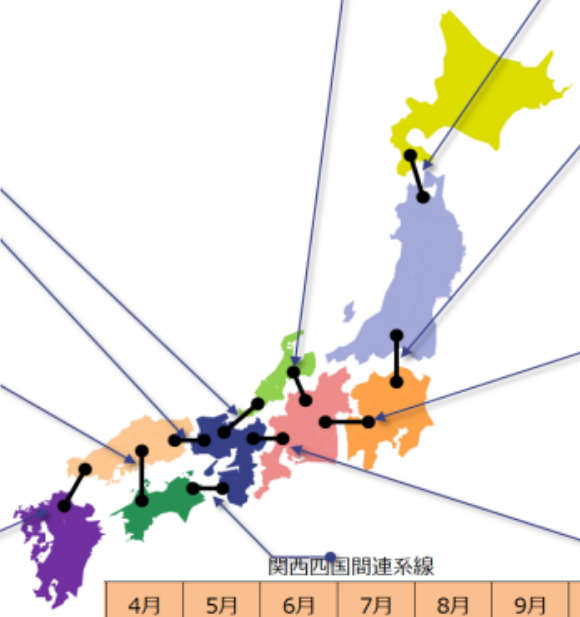
4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
2.3%	5.6%	10.6%	31.3%	18.5%	10.8%	20.3%
(前年同期間)			20.1%	30.6%	11.4%	20.8%

中国四国間連系線

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
0.0%	0.0%	0.0%	3.7%	20.4%	2.2%	8.8%
(前年同期間)			12.3%	4.2%	3.2%	6.6%

東京中部間連系線（FC）

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
20.3%	57.5%	35.6%	19.0%	13.1%	34.9%	22.2%
(前年同期間)			39.2%	26.5%	27.2%	31.0%



中国九州間連系線

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
4.4%	5.2%	3.8%	8.9%	22.4%	34.9%	21.9%
(前年同期間)			83.9%	88.8%	69.5%	80.8%

関西四国間連系線

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
0.0%	0.0%	0.6%	5.2%	22.1%	10.9%	12.8%
(前年同期間)			13.8%	4.2%	16.5%	11.4%

中部関西間連系線

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
34.5%	36.2%	72.6%	76.1%	58.6%	44.5%	59.9%
(前年同期間)			12.8%	17.1%	24.2%	18.0%

※ 表中の数値（パーセント）は、各連系線における市場分断の発生率（各月の取扱い商品数（30分ごと48コマ/日 × 日数）のうち、市場分断が発生した商品数の比率）を示す。
※ 市場分断の発生には、連系線の作業が原因で発生しているものを含む。

14

https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/092_06_00.pdf

【参考】電力・ガス取引監視等委員会でのモニタリング状況

◆2023年12月26日　制度設計専門会合（第９２回）　資料６

中長期推移

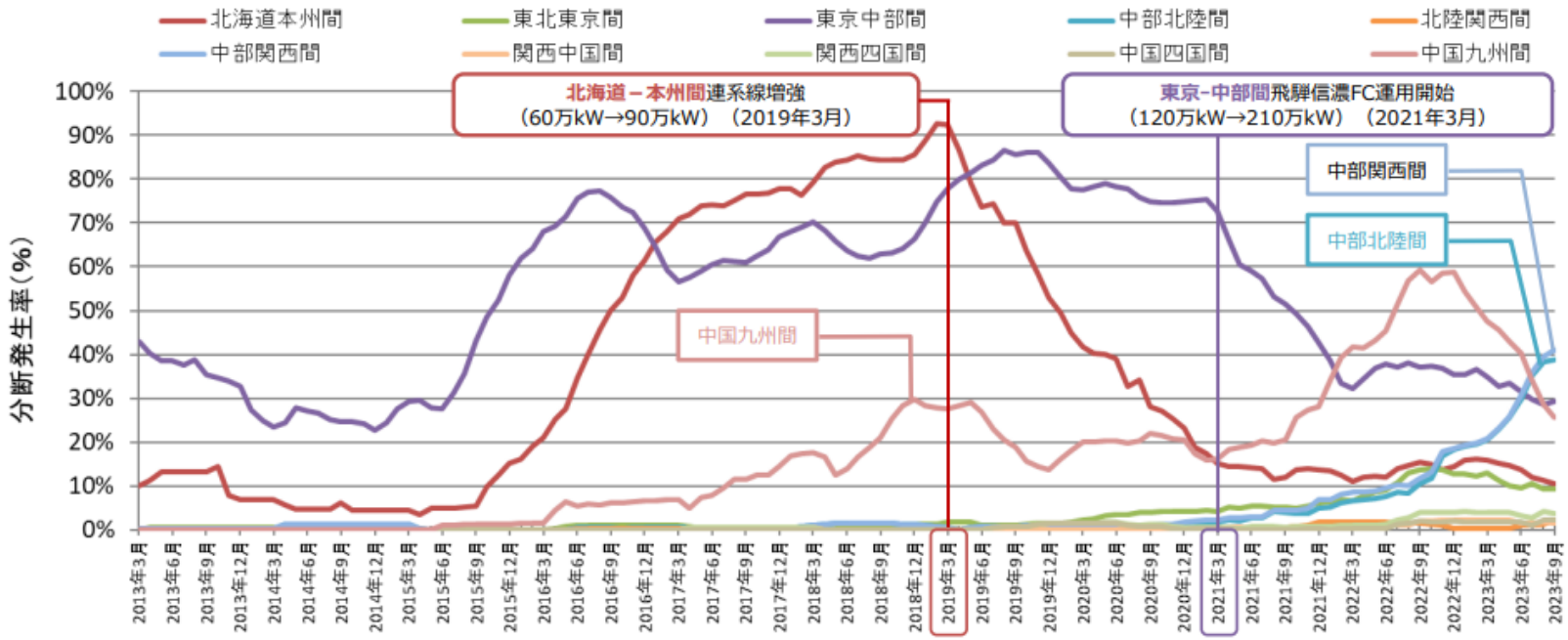
各エリア間の市場分断発生率の推移

○ 北海道本州間連系線、東京中部間連系線、中国九州間連系線は、定常的に市場分断が発生している。

○ 北海道本州間、東京中部間の分断率は減少傾向で推移していたが、近年は横ばい傾向。一方、中国九州間の分断率は上昇傾向であったが、直近では減少傾向。これに対し、中部北陸間、中部関西間は上昇傾向にある。

スポット市場　月間分断発生率の推移 (12カ月移動平均)

（2013年3月～2023年9月）



※ 月間分断発生率(12か月移動平均)：スポット市場における30分ごとの各コマのうち、隣り合うエリアのエリアプライスが異なるコマの割合を月間で集計した値の12か月移動平均値。

※ 北海道エリアは、2018年9月7日～26日の期間において平成30年北海道胆振東部地震の影響によりスポット取引を停止。停止期間中は除外して算定。

46

https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/092_06_00.pdf

【参考】電力広域機関における検討状況

◆2023年7月25日　調整力及び需給バランス評価等に関する委員会　資料２

４．２エリア間での受電可能量の比較結果

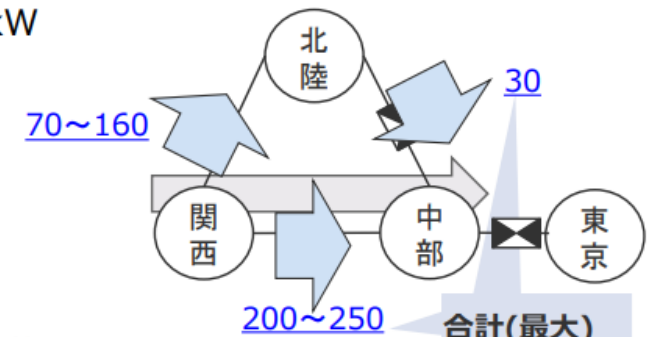
17

- 交流ループ運用後の2エリア間での受電可能量と現状系統の運用容量を比較した。
- 交流ループ運用後、運用容量の主たる決定要因は、周波数維持から同期安定性となる。
- 8月平日昼間帯断面において、現状よりも、2エリア間の受電可能量は50～170万kW程度の増加が見込まれる。

■運用容量（万kW）の例（年間最小～最大）

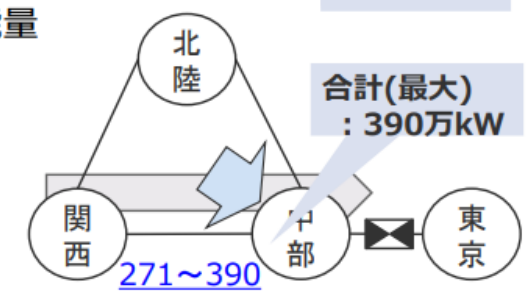
<現状>

中部エリアの受電可能量
最大280万kW



<交流ループ化後>

中部エリアの受電可能量
最大390万kW



■２エリア間での受電可能量（8月平日昼間帯の増加量）

受電	送電	放射状	ループ	増加量
中部	北陸	190	329	**139**
	関西	280	329	**49**
北陸	中部	138	309	**171**
	関西	150	309	**159**
関西	北陸	190	310	**120**
	中部	138	310	**172**

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN

https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2023/files/seibi_73_01_02_01.pdf

【参考】電力広域機関における検討状況

◆2023年12月27日　広域系統整備委員会　資料１－２

１－２．中部関西間連系線における費用便益評価

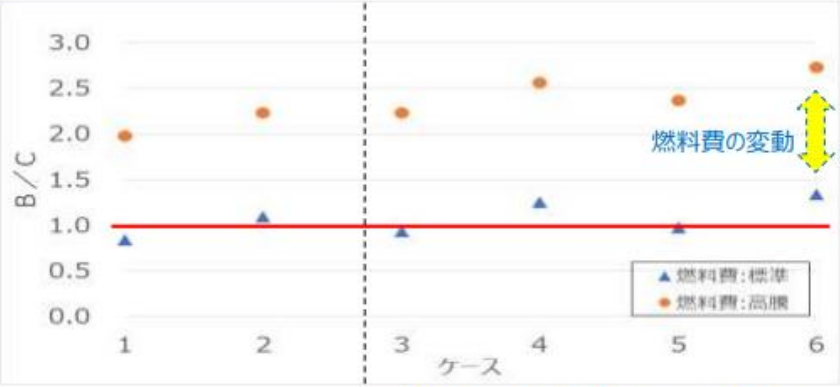
9

- 中部関西間連系線における費用便益評価の結果は以下のとおり。
- 割引率、燃料価格およびアデカシー便益について、それぞれ幅をもって評価した結果、B/Cが概ね１を超えることを確認した。

＜第二連系線の費用便益評価＞

		評価期間内累計 （［ ］内 評価期間1年あたり換算）
便益（B）	燃料費・CO2対策ｺｽﾄ	584億円～2,024億円 ［16～56億円/年］
	アデカシー便益	199～674億円 ［6～19億円/年］
	送電ロス	-256～-173億円 ［-7～-5億円/年］
費用（C）	工事費・運転維持費	726～893億円 ［20～25億円/年］

B／C	ｹｰｽ1	ｹｰｽ2	ｹｰｽ3	ｹｰｽ4	ｹｰｽ5	ｹｰｽ6
	割引率4%		割引率2%		割引率1%	
	停電ｺｽﾄ下限	停電ｺｽﾄ上限	停電ｺｽﾄ下限	停電ｺｽﾄ上限	停電ｺｽﾄ下限	停電ｺｽﾄ上限
燃料価格基準	0.84	1.10	0.93	1.25	0.97	1.34
燃料価格高騰	1.98	2.24	2.24	2.56	2.37	2.73



［検討条件］

- ○without　：中地域交流ループ考慮
- ○燃料価格　：基準～高騰ケース
- ○アデカシー　：停電コストベース（上限～下限）
- ○割引率　：4%、2%、1%

割引率4%の評価に加えて、2%、1%も考慮

電力広域的運営推進機関

https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2023/files/seibi_73_01_02_01.pdf

【参考】電力広域機関における検討状況

◆2023年12月27日　広域系統整備委員会　資料１－２

１－３．中部関西間連系線のその他の効果（定性的評価）

10

- 中部関西間連系線については、前ページまでの定量的な費用便益評価に加えて、連系線のルートが追加されることで、稀頻度事故に対する供給信頼度の向上が期待される。
- また、既設連系線である三重東近江線において、今後予定される改修工事の作業停止期間中の残回線事故時に中部関西間のルート断が回避されるとともに、連系線運用容量制約の緩和や停止期間の短縮も期待される。

稀頻度事故に対する供給信頼度向上

- 中部関西間連系線の新設による中部関西間が２ルートで連系されることで、稀頻度事故に対しても、中部関西間の連系が維持される効果が期待される。

既設連系線の更新時における作業停止中の運用制約の緩和

- 三重東近江線は、送電線の一部の鉄塔で劣化が進行していることから、改修工事（鉄塔建替）が検討されている。
- 改修工事には長期の連続停止が必要になることも想定されるが、その際、連系線が新設されていることで、当該作業停止期間中の残回線事故時の中部関西間のルート断が回避されるとともに、連系線運用容量の制約の緩和や作業停止期間の短縮も期待される。

電力広域的運営推進機関

https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2023/files/seibi_73_01_02_01.pdf

【参考】電力広域機関における検討状況

◆2023年12月27日　広域系統整備委員会　資料１－２

２．基本要件（案）（１）

14

１．増強の目的
中部関西間連系線を活用した広域的な電力取引の活性化、再エネの導入促進とレジリエンス強化

２．必要な増強容量
- 中地域交流ループ後の運用容量300万kW程度から600万kW程度へ増強する

３．期待される効果
- 今回の増強により、中地域の運用容量拡大が図られることで、広域的な電力取引の活性化による総コスト（燃料費＋CO2対策費）の削減が見込まれる
- また、稀頻度事故に対する供給信頼度の向上のほか、今後予定される既設中部関西間連系線（三重東近江線）の改修工事期間中の残回線事故時に中部関西間のルート断が回避されるとともに、連系線運用容量制約の緩和や停止期間の短縮も期待される

＜中部関西間連系線新設後の運用容量（代表断面）＞

	中地域交流ループ 運用後	中部関西間連系線 新設後
中部ﾌｪﾝｽ（受電）潮流	約329万kW	約600万kW
関西ﾌｪﾝｽ（受電）潮流	約310万kW	約600万kW

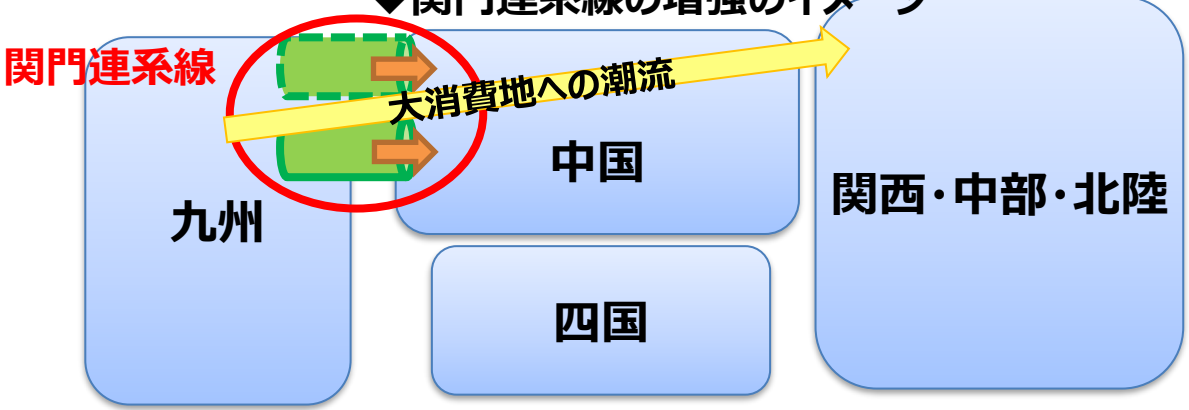
電力広域的運営

https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2023/files/seibi_73_01_02_01.pdf

関門連系線増強の必要性

- **関門連系線の増強**は、**九州エリアの再エネを本州の大消費地へ送電**することを可能とし、**再エネ大量導入や電力のレジリエンス強化**を実現するもの。
- 特に、2018年以降、**九州エリアでは再エネの出力制御が増加傾向**であり、需要面・供給面での対策に加えて、**系統面での対策も早期に進めることが必要**。また、今後、関門連系線の電線張替工事とそれに伴う長期１回線停止が想定されているが、**増強を行うことによって残回線N-1事故での影響を緩和できる等、レジリエンス強化**につながる。
- このため、**関門連系線の増強**については、**2023年末に取りまとめた「出力制御対策パッケージ」における対策の一つとしても位置付けた**ところ。
- このように、今般の関門連系線の整備は、**広域的取引上、特に重要なもの**であり、**現時点での費用便益の評価には反映しきれない将来の再エネ電源の活用も期待**される。
- したがって、関門連系線の整備については、引き続き、**工事費等を精査しつつ、将来的な再エネ導入拡大の見込み**や、**電力のレジリエンス強化の観点のほか、社会的ニーズを加味し、可能な限り早期に増強をし、西日本における再エネを含めた電気の広域的な運用につなげていくこととしたい**。

◆関門連系線の増強のイメージ



【参考】電力広域機関における検討状況

◆2024年2月26日　広域系統整備委員会　資料２

３－４．連系線増強による定性的効果－送電制約の低減－

23

- 関門連系線を増強しても、既設関門連系線ルート断事故時の周波数制約は解消されないものの、大規模災害等の事故ケースにおける供給信頼度は定性的には向上すると言える。
- また、今後、想定される既設関門連系線の電線張替工事に伴う長期１回線作業停止における送電制約の緩和等が期待できる。

【例】

(a) 事故ケースにおける供給信頼度の向上効果

- 既設関門・第二関門連系線の２ルートが構築されることで、地震など大規模災害等の事故ケースにおいても、九州～本州の連系維持が期待される。
- 大規模災害等による九州ブラックアウト時に既設関門が設備損壊等で使用できない場合等において、第二関門を利用した早期復旧が可能となる。

(b) 既設関門連系線の作業停電期間における送電制約軽減の効果

- 今後、既設関門連系線の電線張替工事のため、長期にわたる１回線停止が想定される。関門連系線増強後においては、既設関門連系線の２回線停止が可能となるケースも考えられ、工事費削減・工期短縮に資する可能性がある。
- また、電源張替工事期間中は、残回線N-1事故で九州系統が単独系統になってしまうリスクがあるところ、連系線増強後には、残回線N-1事故時でも本州との電気的な連系を維持することができる（直流設備のAFC運転等により周波数維持などでメリットがある）。

https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2023/files/seibi_75_02_01.pdf

【参考】関門連系線増強の検討状況

（出所）総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 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（第58回）一部修正

- **関門連系線（九州～中国間）の増強**については、電力広域機関の作業会において、**専門的な知見を得ながら、技術的課題を精査**しているところ。

【広域機関における検討状況】

- その中で、**直流連系における海底ケーブルルート案とインフラ活用ルート案の比較**を行った結果、**実現可能性や工事費の面で直流海底ケーブル連系が有利である**ことが確認された。これを踏まえて、現在、工期・工事費・費用便益等について検討を深めるとともに、**設備構成等についての検討を実施**している。
- 設備構成については、早期運開を目指すことが再エネ出力制御の緩和等の社会的ニーズに沿う観点から、**将来的な２GWへの拡張性を考慮した上で、まずは１GWでの運転開始とする、段階的な増強案も選択肢**として考えられる。
- このため、関門連系線増強については、この**１GW増強案も選択肢**として、引き続き、**工期・工事費、費用便益等の検討を進め**、**2023年度内目途の基本要件の策定**を目指すこととしている。

➡ 関門連系線は、**足元の九州エリアの再エネ出力制御や既設関門連系線での混雑の緩和、今後の再エネ導入拡大、供給信頼度上の必要供給力のより安価な確保等**に資するもの。こうした観点を踏まえ、上記の方向で、**可能な限り早期に増強をし、域外送電量を増加**させることが必要となる。

【参考】再エネ出力制御対策パッケージ（2023年12月取りまとめ）

具体的措置（系統対策等）

3．系統増強等

- **レジリエンスを強化**しつつ、**再エネが全国大で活用**されるよう、**予算措置を通じた系統の運用見直し**や、マスタープランを踏まえた**地域間連系線の整備**を着実に進めていく。

【具体的な対策】

①連系線の運用見直し等による域外送電量の拡大

- 地域間連系線を通じた再エネ域外送電量拡大に向けて、電制電源の対象となる再エネ発電設備の拡大等に関する予算を措置（令和５年度補正予算（20億円））

  ※最大で設備量50万kW程度の変動再エネ電源に電源制御設備を設置

②地域間連系線の更なる増強による域外送電量の拡大

- 東地域（北海道～東北～東京）及び中西地域（中地域、関門）の系統整備について、広域機関において計画策定プロセスを実施中。
- 2023年度内に基本要件を作成し、整備に向けた検討を進める予定。

4．電力市場構造における対応（中長期的な検討課題）

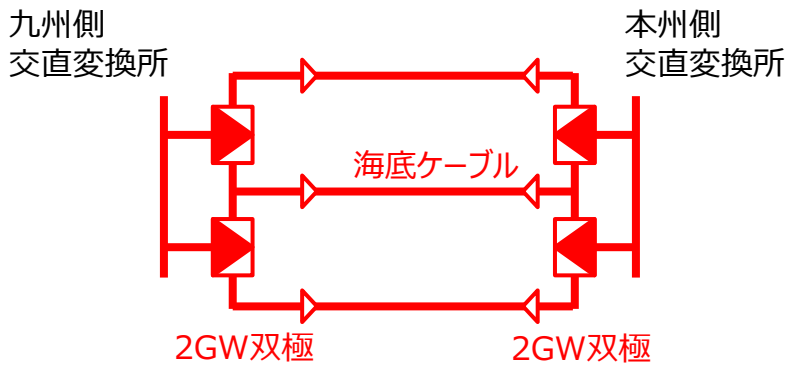
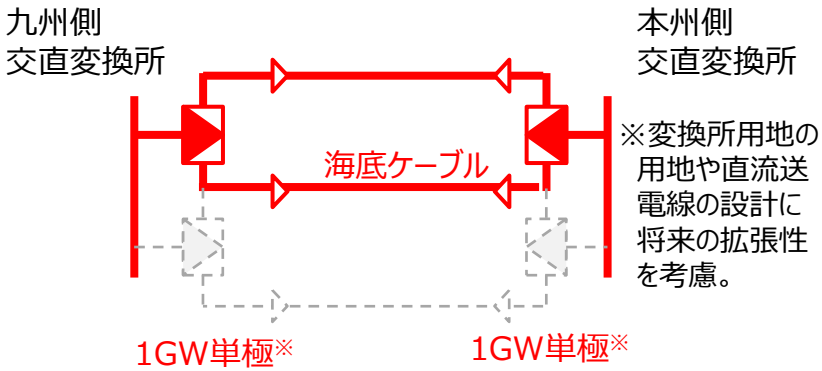
- **事業者や需要家の行動変容を促すため**、電力市場構造の在り方について電力システム全体に与える影響を踏まえ、詳細・丁寧に検討を進めていく。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/058_04_00.pdf

関門連系線の整備に関する概算工事費

- 関門連系線の増強は、マスタープランで示された2GW（案①）のほか、**早期運開の観点から将来の2GWへの拡張性を考慮した1GW増強（案②）を有力な候補として検討中**。
- **概算工事費**は、**3,700億～4,100億円程度※と試算**している。ただし、海域調査の結果や将来の拡張性検討の精緻化等により、今後、工事費が変動する可能性がある。

※１GW増強の場合

		案① 2GW双極	案② 1GW単極
直流設備の設備構成			
直流設備	交直変換所	2GW双極×2か所	**1GW単極**×2か所
	架空送電線	・九州側：架空9km（本線・帰線各2回線） ・本州側：架空2km（本線・帰線各2回線）	・九州側：架空9km（本線・帰線各**1**回線） ・本州側：架空2km（本線・帰線各**1**回線）
	海底ｹｰﾌﾞﾙ	・海底40～55km、3条	・海底40～55km、**2**条
	小計	3,000～3,400億円 程度	2,300～2,600億円 程度
交流設備		1,400～1,500億円 程度	
合 計		**4,400～4,900億円 程度**	**3,700～4,100億円 程度**

関門連系線の費用便益評価（B／C）について【暫定版】

- 関門連系線の現在の費用便益の評価について、割引率・燃料価格・アデカシー便益及び工事費に幅をもって評価した結果、B/Cが**0.29～1.00程度**※になる見込み。

※１GW増強の場合

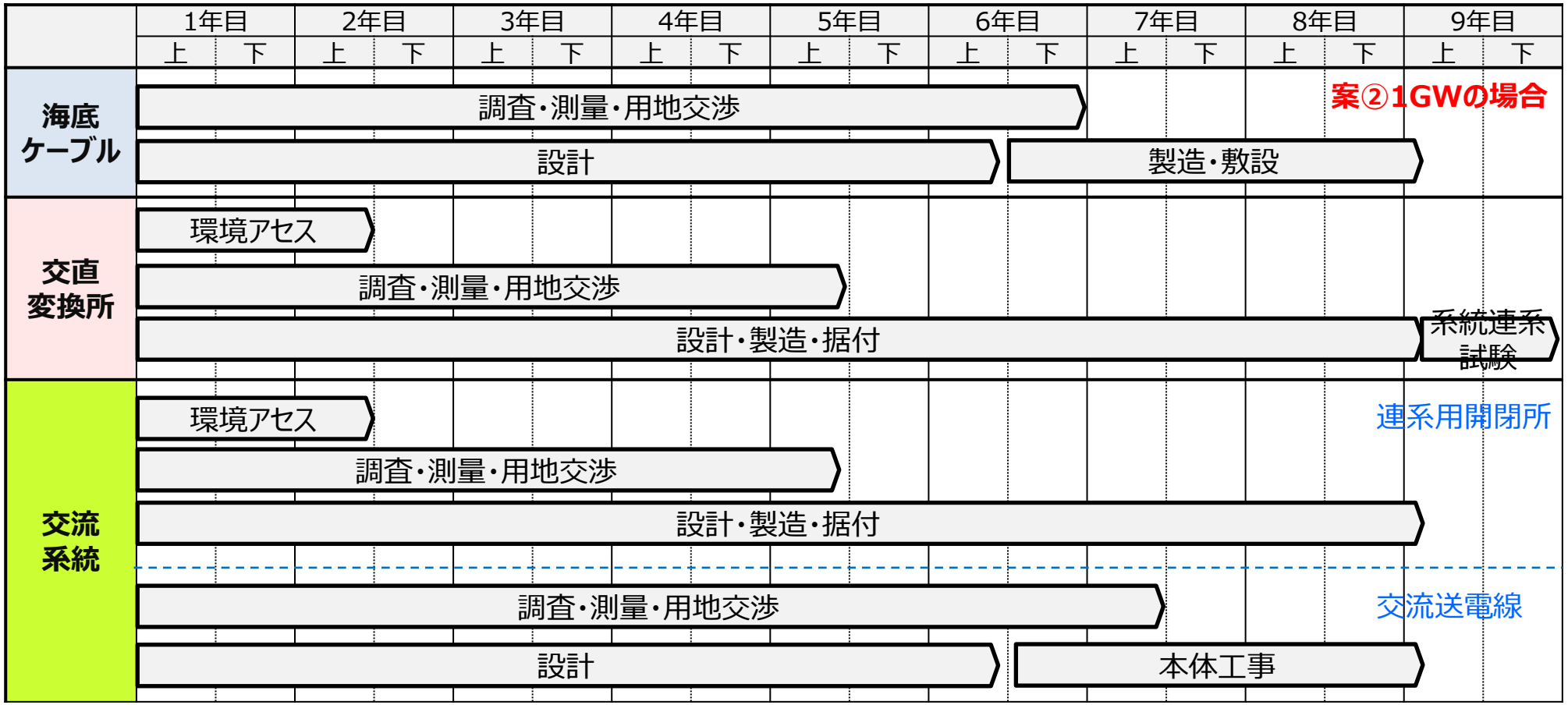
	費用便益評価	案① 2GW双極		案② 1GW単極		（参考）案②′ 2050年に2GW双極へ増強	
	評価期間	22年間	40年間	22年間	40年間	22年間	40年間
便益 (B)	燃料費 ・CO2対策ｺｽﾄ	1,041～2,049 [47～93]	1,714～4,355 [43～109]	1,044～1,967 [47～89]	1,659～4,167 [41～104]	1,054～1,980 [48～90]	1,727～4,285 [43～107]
	アデカシー便益	890～2,397 [40～109]	1,253～4,360 [31～109]	799～2,143 [36～97]	1,152～3,829 [29～96]	801～2,177 [36～99]	1,164～4,140 [29～103]
	送電ロス	▲129～▲216 [▲6～▲10]	▲177～▲356 [▲4～▲9]	▲125～▲180 [▲6～▲8]	▲180～▲311 [▲5～▲8]	▲130～▲170 [▲6～▲8]	▲178～▲315 [▲4～▲8]
費用 (C)	工事費 ・年経費	6,245～7,764 [284～353]	7,258～10,299 [181～257]	5,244～6,403 [238～291]	6,119～8,539 [153～213]	5,303～6,515 [241～296]	6,547～9,566 [164～239]
B／C		0.26～0.62	0.34～0.92	0.29～0.68	0.39～1.00	0.29～0.68	0.37～0.95

［検討条件］
- ○増強前　：中地域交流ループ、中部関西間増強考慮
- ○燃料価格　：基準～高騰ケース
- ○アデカシー　：停電コストベース（上限～下限）、調達コストベース
- ○割引率　：割引率4%の評価に加えて、2%、1%も考慮

＜費用・便益の単位＞
上段　：評価期間内累計（億円）
下段（［］内）：評価期間単年換算（億円/年）

関門連系線の整備に関する概算工期

- 関門連系線の整備に係る**概算工期は６～９年程度※を想定**。　※１GW増強の場合
- 今後、工事実施に向けた事前協議・調整等により、工期は**変動する可能性**があるが、早期の整備に向けて、対応を進めていく。



（出所）第66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　資料６

【参考】今後のスケジュール

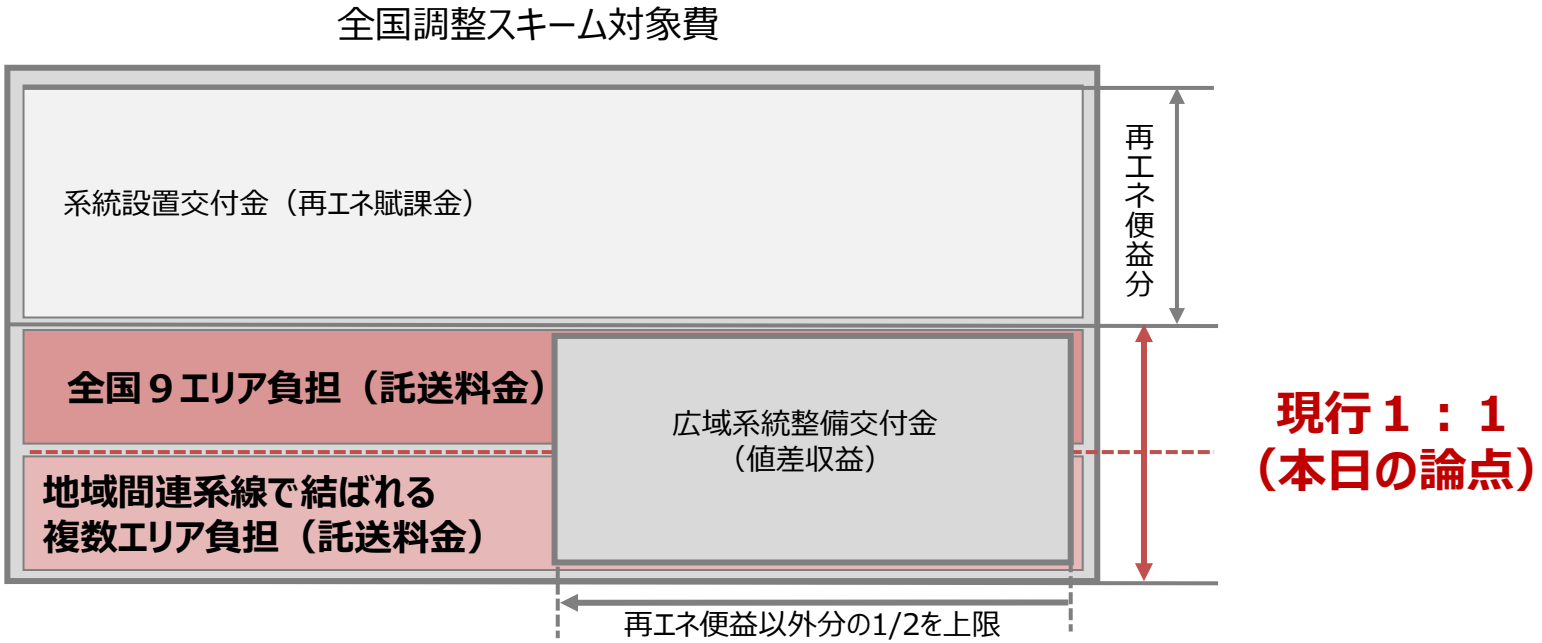
- **マスタープランを踏まえた系統整備**については、今後、**早期の着工・完成を目指すべく、電力広域機関における計画策定プロセス**を進めていく。

	11月	12月	1月	2月	3月	2024年度以降	
東地域 （北海道～東北～東京）	基本要件の検討・決定					事業実施主体・実施案の募集・評価・決定	整備計画の策定
中地域 （中部関西第二連系線、中地域交流ループ）	基本要件の検討・決定		実施案の募集・評価・決定			整備計画の策定	工事着手
	中地域交流ループ工事先行着手						
関門増強 （九州～中国）	基本要件の検討・決定					事業実施主体・実施案の募集・評価・決定	整備計画の策定

地域間連系線等の整備の費用負担の在り方
（託送料金負担比率の見直し）

本日の論点（託送料金負担比率の在り方）

- マスタープランを踏まえた大規模な系統整備においては、円滑な資金回収を制度的に整備することが重要。地域間連系線の整備費用については、全国大での再エネ大量導入や電力レジリエンス強化を前提に、**再エネ賦課金や全国の託送料金等を活用するスキーム**が適用される。
- このうち託送料金の費用負担については、増強工事を実施するエリアの一般送配電事業者に対して効率化インセンティブを残す観点から、**地域間連系線で結ばれる複数エリアと、沖縄を除く全国9エリアとの負担を１：１とする**こととなっている。
- こうした中、**再エネ導入拡大と需要家負担の公平性の観点や足元の工事費増額状況**等を踏まえ、地域間連系線の整備における**全国託送負担の比率の在り方**について議論が必要。
- 本日は、**地域間連系線で結ばれる複数エリアと全国9エリアとの費用負担比率の見直し**について御議論を頂く。



【参考】全国調整スキームについて

- マスタープランを踏まえた設備増強は、**全国に裨益する便益を含めた社会的便益が費用を上回るとの判断に基づき実施**されるもの。
- これを踏まえ、将来の電源ポテンシャルを踏まえた**プッシュ型のマスタープランを策定**した上で、その増強費用を全国で支える仕組みとして、**再エネ由来の効果分（価格低下・CO2削減）に対応した負担**について、①**再エネ特措法上の賦課金方式（系統設置交付金）**や、②**JEPX値差収益の活用**により確保するスキーム（**全国調整スキーム**）の大枠を、エネルギー供給強靱化法において実現。

○社会的便益（効果：３E）

1.価格低下（安価な電力の広域流通） 2.CO2削減	原則全国負担	全国の託送料金 再エネ特措法の賦課金方式
3.安定供給（停電率減少）	各地域負担	各地域の託送料金

【参考】全国託送方式の適用当時の議論

（出所）第6回持続可能な電力システム構築小委員会 資料1 一部修正

- 2019年8月の脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会の中間整理において、東北東京間及び新々北本の連系線の増強費用への全国託送方式の適用については、沖縄を除く9エリアと両端エリアの負担を１：１とすると整理された。
- この整理は、増強工事を実施する地域の一般送配電事業者に対する効率化インセンティブを残しつつ、特定地域に過度に負担が集中しないよう全国負担とバランスを取ったものである。
- こうした前例にならい、今後の**全国託送方式の適用**に当たっても、地域間連系線とその増強に伴って一体的に発生する地内系統の増強費用のうち、**全国への裨益に対応するもの**は全国託送方式とし、広域系統整備交付金等の交付期間中は、**沖縄を除く9エリアと両端エリアの負担を１：１**とすることとしてはどうか。
- なお、東北東京間連系線の増強に伴って一体的に発生する地内系統の増強については、地内系統エリアである東北エリアの負担を前提に既に合意形成がなされていることから、引き続き東北エリアの負担としてはどうか。

＜2019年8月 脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会 中間整理＞

(P21)東北東京間連系線については、（中略）354 億円について適用することとし、そのうち 67.5%について FIT 賦課金方式を選択肢として検討するとともに、残りの 32.5%については、回収の確実性を高める観点から、９社が固定的に負担（減価償却相当費を支払い）する部分と両端の事業者がまずは負担する部分（事業者間精算での変動的な回収＋発電側基本料金での回収）を１ ： １とする方針を確認した。

(P22)また、北本連系線の増強（＋30 万 kW）については、（中略）約 430 億円と共通設備について適用することとし、そのうち 54.1%についてFIT 賦課金方式を選択肢として検討するとともに、残りの 45.9%については、回収の確実性を高める観点から、９社が固定的に負担（減価償却相当費を支払い）する部分と両端の事業者がまずは負担する部分（事業者間精算での変動的な回収＋発電側基本料金での回収）を１ ： １とする方針を確認した。

【参考】費用負担の在り方に関する論点

（出所）第55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 資料2 一部修正

- 現状、地域間連系線の整備費用については、再エネの導入拡大や電力供給安定性の向上を通じて連系線整備の便益が全国に及ぶ場合には、再エネ賦課金や全国の託送料金を活用する全国調整スキームが適用されることとなっている。
- その中で、地域間連系線と一体的に整備される基幹系統の整備費用についても、全国調整スキームが適用される。
- こうした中で、地内の系統整備を促進する観点から、地内の基幹系統整備に対する全国調整スキームの適用の在り方については、例えば下記①②のような論点が考えられるが、どのように考えるか。

① 基幹系統整備の効果が全国に波及する場合に、各エリアの需要家間の負担の公平性確保の観点から、幅広く全国調整スキームを適用していくことについて、どのように考えるか。

② 再エネ以外の電源の差し替え等により全国に裨益する分について、沖縄を除く全国9エリアの一般送配電事業者が費用を負担するに際し、**<u>９社負担と地域間連系線の両端エリア負担は１：１となっている</u>**。今後、**<u>全国調整スキームの適用の増加が見込まれるとともに、マスタープランにおける増強工事や投資額に地域毎の偏りがある中で、こうした措置について、どのように考えるか</u>**。

【参考】全国託送方式に関する検討の方向性

（出所）第66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　資料6 を一部修正

- 従来、地域間連系線の整備は、地域間連系線で結ばれるエリアの一般送配電事業者等が増強判断を行い、その費用は当該エリア等の一般送配電事業者が負担することを基本としていた。
- こうした中、2020年のエネルギー強靱化法の成立に伴い、再エネの導入拡大とレジリエンス強化の観点から、基本的に電力広域機関において地域間連系線の増強判断を行うこととなった。また、増強の便益が全国に及ぶときは、再エネ賦課金や全国9エリアの託送料金を通じ、全国で費用を負担する仕組みが導入された（全国調整スキーム）。
- その際、増強工事を実施するエリアの一般送配電事業者に対して効率化インセンティブを残す観点から、託送料金の費用負担については、**地域間連系線で結ばれる複数エリアと、沖縄を除く全国9エリアとの負担を１：１**とすると整理された。

  ※ 現在整備中の東北東京間連系線及び北本連系線の増強においては、この考え方に基づく費用負担が適用され、他の地域間連系線の整備においても適用することと整理した。

- ここで、2017年以降、地域間連系線等の工事については、整備を進める中で工事費変動等につながる各リスクを把握し、更なるコスト低減等を目指すため、電力広域機関のコスト等検証小委において調達プロセスや工事費等について確認を行うこととしている。
- 現在、コスト等検証小委では、地域間連系線の工事費増額への対応が喫緊の課題となっている。また、今後、大規模化する地域間連系線工事の費用を抑制する上では、同小委において、全国の送配電事業者の知見・経験を最大限活用していくことが重要。
- こうした状況変化を踏まえ、**地域間連系線で結ばれるエリアと全国9エリアとの費用負担比率を見直すことについて、どのように考えるか**。また、仮に見直しを行う場合、**どのような形で工事の効率化インセンティブを設けていくことが考えられるか**。

地域間連系線で結ばれるエリアと全国9エリアとの費用負担比率の見直し

【足元の課題】

- 全国調整スキームにおける**託送料金の費用負担**について、現行制度では、地域間連系線で結ばれる複数エリアと沖縄を除く全国９エリアとの負担を**１：１**としている。これは、制度設計当時の状況を踏まえ、工事を行う事業者の**費用回収を担保**しつつ、**増強工事実施エリアの費用負担を一定程度残す**ことによって、**当該エリアの一般送配電事業者に対し、工事に対する効率化のインセンティブを与えるための措置**であり、**当該事業者にコスト効率化の工夫を求めることが前提**。
- 他方、足元では、**地域間連系線の制約によって市場分断が生じるなど、エリアを跨ぐ課題が顕在化**。また、今後、特定のエリアに再エネ電源が集中すれば、**当該エリアと消費地を結ぶ地域間連系線等の整備が必要**となる。
- こうした中、現行制度では市場価格の低下や再エネ大量導入等の**全国に裨益する便益がある系統整備の費用について特定エリアの費用負担が大きくなり、エリア間で偏りが生まれる可能性**がある。
- また、現に各地域間連系線の整備において**工事費の増額等の課題が顕在化**している中、地域間連系線の費用を**全国大で広く負担する場合には、当該費用に対して全国的な当事者意識がより働く**ことになる。その結果、送配電事業者間におけるコスト低減策等の横展開もより広く行われ、**コスト抑制に繋がる**と考えられる。

【今後の方向性】

- 上記を踏まえ、今後計画を策定する**地域間連系線と地域間連系線の増強に伴って一体的に発生する増強部分**※1については、**再エネ導入拡大と需要家負担の公平性の確保**や**全国大でのコスト低減**の観点から、**託送料金負担の全額を全国９エリア負担としてはどうか**※2。

※1　12月7日の本小委員会等において、地域間連系線に加え、**地域間連系線を地内系統に接続するために必要となる地内増強（区分Ａ）及び地域間連系線の機能や運用容量確保に欠かせない地内増強（区分B-1）**が**「地域間連系線の増強に伴って一体的に発生する増強」と位置付け**られ、**全国調整スキームを適用**することとなった。これを踏まえ、今般の託送料金の費用負担比率の見直しについては、**地域間連系線と一体的に増強する部分（Ａ及びＢ-1）に対しても、同様に考えることが適当**。

※2　今般の託送料金負担の見直しを踏まえて、その運用方法等についても必要に応じて見直しを検討することとしてはどうか。

【参考】地域間連系線と地内基幹系統の空間的一体性に関する整理

（出所）第57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 資料2 一部修正

- **地域間連系線と合わせて整備される地内基幹系統**については、系統安定度等の技術的特性を踏まえつつ、**地内系統増強の目的・特性に応じた区分**が必要。
- こうした技術的特性等の観点も踏まえ、地内系統を区分すると、下記のような区分に分類できる。

A）地域間連系線を地内系統に**接続するために必要**となる地内増強

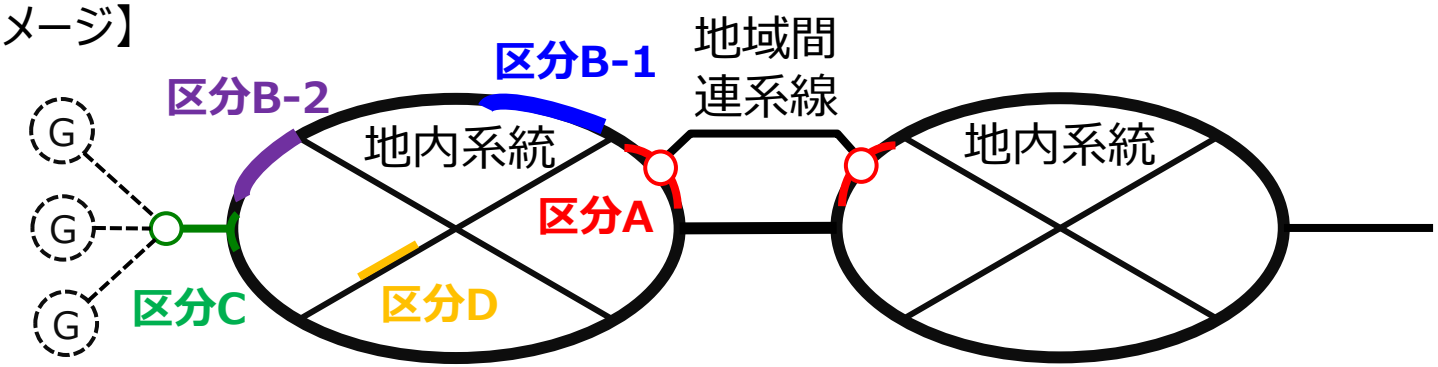
B）系統の潮流面等の観点から、地域間連系線の機能に欠かせない増強等

B-1 ： 整備又は更新される地域間連系線の**運用容量確保に欠かせない**地内増強

B-2 ： **広域的取引に資する**地内増強（例:連系線の運用容量改善や連系線利用率の向上に寄与する地内増強）

C）電源を地内系統に**効率的に接続**するために整備する地内増強

D）A~Cに該当しない地内増強

- その上で、**全国調整スキームの対象となる「地域間連系線の増強に伴って空間的に一体的に発生する増強」の範囲**は、地域間連系線の運用に必須である地内増強として、**A及びB-1を対象とする。**

【区分のイメージ】