

電力ネットワークの次世代化について

2024年3月27日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 前回（3/7）の本小委員会では、電力広域機関において2022年7月から計画策定プロセスを進めてきた東地域（北海道～東北～東京）及び西地域（中国～九州）の地域間連系線の整備について、概算の工事費や工期、費用便益評価結果を御報告の上、今後の進め方を御議論頂いた。
- 本日は、前回の御議論を踏まえ、今回の地域間連系線の整備における更なる情報提供等について、進捗状況等を御報告する。
- あわせて、東地域と西地域の地域間連系線の整備に係る基本要件案について、御報告する。

審議会における主な御意見①

第70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（2024年2月27日）

第60回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（2024年3月7日）

- B/Cが1未満の中、再エネ導入・レジリエンス強化のために増強判断する場合、情報を開示し国民にもしっかり説明すべき。実施案での費用増大の可能性や、検討の進め方・進捗も説明すべき。B/C以外の要素を加味することには反対しないが、定性的な説明だけで押し進めるのは懸念あり、説明が必要。インフレや賃金上昇、工期の延長等によるコストの上振れリスクについて、国民に説明できるようにすべき。
- 系統増強には一定の規律が必要。費用が予測を上回る場合、その要因や必要性を分析し適切に判断し、コスト低減に繋げるべき。
- 民間企業では、事業評価としてあらゆるシナリオを検討しリスクを織り込み、投資回収できるか徹底的に検証する。定性的効果は否定しないが、丁寧な説明が必要。国民理解を深めるためにも、費用便益評価と貨幣換算できない価値についても、情報を開示していただきたい。
- 政策判断への納得性を高めるため、系統増強によりどの程度再エネ導入が進むか示すことが重要。出力制御率の低減効果や再エネ電源の稼働率の増加見込み等の定量的データを示すべき。費用負担・回収の観点で再エネ導入拡大の目的を踏まえ整理していただきたい。
- 貨幣価値換算できないものを考慮する点を危惧。換算できないのは便益だけでなくコストも同じ。B/Cで評価しておきながら、数値が悪ければ費用便益だけでは評価できないとするのは、ゴールを動かしているように見える。もう一度ゆっくり考えた方がいいのではないか。
- 費用上振れの主因がインフレであれば、便益も同じように上がるのではないか。CO2コストや燃料費の節約効果も物量としては一定だが、円ベースで見ればインフレを反映すると高くなると考えるのが自然。便益が過小評価されていないか考える余地が十分ある。同じ燃料費の節約効果でも、燃料費が高いときは便益が大きくなり、安いときは小さくなる。
- 電気料金に着目すれば、リスクを軽減する方向となるため、便益に加えて説明してもよいのではないか。

審議会における主な御意見②

第70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（2024年2月27日）

第60回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（2024年3月7日）

- 日本の姿勢として、将来的な再エネの発展性を踏まえたときに、B/Cが低いから増強しないという選択がこういったメッセージを形成するのか考える必要。
- 日本は既存の送電網の空きが足りず、再エネ拡大のネックになっている。IEAの分析で示されるように、系統整備の遅れによって再エネ導入見込みが減少する可能性。系統整備は再エネ導入に比べて時間を要するため、早期整備が必要なことが示唆されていることも重要と考える。
- B/Cだけでなく、再エネ大量導入や産業・社会構造の変革に向け、整備が必要という点に賛成。
- マスタープラン策定時と前提が大きく変化している点に留意すべき。データセンターや半導体工場の立地に加え多くの製造業で製造に必要な電力原単位が高まることが見込まれる。また、脱炭素化の流れによって自家発自給率が低下することから、系統依存度が高まることが見込まれる。
- 需要誘導と比べて系統整備がB/Cで優れているといった議論をすべき。今回の費用はTSMCへの支援とほぼ同額と考えており、経済波及も含めて議論する必要。
- 欧州では、より広く便益を見ている。日本でも、地域偏在コストをB/Cに入れて検討するということがよいのではないかと考える。
- 東地域について、工事費が1.5～1.8兆円の規模で、ケーブル長が800kmとなると、従来の延長では考えられないレベル。工事を担うと思われる事業者からも、検討しきれていない部分もあるという懸念が示された。基本要件でも不確実性が高く、実施案では更に費用が膨らむ可能性もある。

- 1. 地域間連系線の整備に関する更なる情報提供等
について**
2. 東地域と西地域の地域間連系線の整備に係る
基本要件案

地域間連系線の整備に関する更なる情報提供等について

- 東地域（北海道～東北～東京）及び西地域（中国～九州）の整備に当たって本審議会等で議論を行う中で、委員等からは、現在の費用便益の評価に関する御意見を頂くとともに、**増強判断に関して国民に対して丁寧な説明を行うべき**との御意見を頂いた。
- これまでの審議会では、例えば、現在の費用便益の評価に当たっての前提条件や、系統整備による出力制御率の低減効果等の情報を提示してきた。
- また、電力広域機関にて基本要件案を提示するに当たって、系統整備の効果等について委員等からのご意見も踏まえて、その内容について電力広域機関の委員会において補足説明されている。
- 具体的には、昨今の海外動向を踏まえたCO2対策コストの増加の可能性について言及するとともに、スポット市場（kWh）・容量市場（kW）における市場分断の緩和効果等について再整理の上、補足説明を行っている。
- 今後、電力広域機関において基本要件が決定された後、本基本要件に基づき実施案及び事業実施主体の募集に関する手続が進められることとなる。こうした手続と並行して、系統整備の効果等についての補足説明に向けた検討や費用便益の評価の精緻化の議論も、必要に応じて深められていくため、本審議会等においても必要な情報を提供していく。

【参考】東地域（北海道～東北～東京間）の系統整備の必要性

第60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（2024年3月7日）資料2

- 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。

- 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。
- 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。



【参考】東地域の地域間連系線の整備による再エネ出力制御率の低減効果等

第60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（2024年3月7日）資料 2

- 東地域の系統整備は、北海道・東北エリアの再エネ出力制御の低減に資するもの。
- 試算では、東地域の地域間連系線の整備により、北海道・東北エリアの制御率は、2030年頃に25.0%から17.4%（制御量は▲63億kWh）に、2050年に32.7%から26.8%（制御量は▲101億kWh）に減少する。
- なお、系統ワーキンググループで提示している再エネ出力制御率の長期見通しにおいては、北海道エリアでは、対策なしの場合の制御率が54.8%である一方、系統対策により1%程度まで下がる試算もある（長期見通しでは、対象事業者の違いに加え、再エネ導入比率・導入見込みや、原子力の稼働状況を高く設定しているといった差異があり、試算値が異なる。）。
- 上記のとおり、地域間連系線の整備を行わない場合、再エネの出力制御率が相当程度高くなる可能性があり、今後の洋上風力や太陽光発電への投資に支障をきたすおそれがある。再エネ電源への更なる投資を促すためにも、その前提となる地域間連系線の整備は重要となる。

		整備なし	整備あり	差分
2030年	再エネ出力制御量	209億kWh	146億kWh	▲63億kWh
	再エネ出力制御率	25.0%	17.4%	▲7.6ポイント
2050年	再エネ出力制御量	558億kWh	457億kWh	▲101億kWh
	再エネ出力制御率	32.7%	26.8%	▲5.9ポイント

【参考】関門連系線の増強による再エネ出力制御率の低減効果等

第60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（2024年3月7日）資料2

- 関門連系線の増強は、近年再エネ出力制御が増加している九州エリアの再エネ出力制御の低減に資するもの。
- 試算では、関門連系線の増強により、九州エリアの再エネ制御率は、**2030年頃に7.6%から6.9%（制御量は▲2.1億kWh）**に、**2050年に26.3%から25.0%（制御量は▲11.1億kWh）に減少**（1GW増強の場合）する。※前提条件等を一部変更し試算した場合、2030年頃の制御率11.5%が増強により9.6%（制御量は▲5.5億kWh）まで低減する。
- なお、系統ワーキンググループで提示している再エネ出力制御率の長期見通しにおいては、九州エリアでは、**対策なしの場合の制御率が30%である一方、系統対策により19%程度まで下がる試算**※もある（長期見通しでは、対象事業者の違いに加え、再エネ導入比率・導入見込みや、原子力の稼働状況を高く設定しているといった差異があり、試算値が異なる。）○※278万kW増強の利用率50%の場合
- 上記のとおり、地域間連系線の整備を行わない場合、再エネの出力制御率が相当程度高くなる可能性があり、**今後の洋上風力や太陽光発電への投資に支障**をきたすおそれがある。**再エネ電源への更なる投資**を促すためにも、その前提となる地域間連系線の整備は重要となる。

		整備なし	整備あり	差分
2030年頃	再エネ出力制御量	23億kWh	21億kWh	▲2.1億kWh
	再エネ出力制御率	7.6%	6.9%	▲0.7ポイント
2050年	再エネ出力制御量	236億kWh	225億kWh	▲11.1億kWh
	再エネ出力制御率	26.3%	25.0%	▲1.3ポイント

【参考】再エネ出力制御率の長期見通し

- 第49回系統ワーキンググループで提示した再エネの出力制御率の長期見通しにおいては、再エネ（太陽光・風力）について、足下から2023年度供給計画における2032年の導入量の伸びの1.4倍程度まで導入された場合を想定している。

（出所）第49回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ

算定結果（再エネ出力制御低減対策の効果）

- 仮に以下の対策が各々講じられた場合に、各エリアの出力制御率※がどのように変化するかを試算したところ、下表の結果となった。 ※無制限無補償ルール事業者に対する出力制御率
- ・需要対策：各エリア最低需要の10%分について、蓄電池が6時間容量分の需要創出と仮定
- ・供給対策：火力等発電設備の最低出力を30%としたと仮定
- ・系統対策：現在建設中の地域間連系線の増強に加え、マスタープランにおいて増強の必要性が高いとされた地域間連系線が増強されたと仮定
（北海道→東北200万kW・東北→東京200万kW、北海道→東北+30万kW、九州→中国+278万kW、東北→東京+455万kW）

<出力制御率(%)>

※表中括弧内の数値は各社ケース②において見込まれる出力制御率（赤枠）に対する差分

(%)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
各社ケース② ※1,2,3,4 において見込まれる 出力制御率	54.8	54.9	3.5	3.9	2.7	5.3	14.2	2.8	30	0.08
需要対策	48.2 (▲6.6)	50.7 (▲4.2)	3.2 (▲0.3)	2.6 (▲1.3)	2.3 (▲0.4)	4.7 (▲0.6)	10.9 (▲3.3)	1.7 (▲1.1)	23 (▲7)	0 (▲0.08)
供給対策	47.7 (▲7.1)	46.0 (▲8.9)	0.8 (▲2.7)	3.2 (▲0.7)	2.2 (▲0.5)	2.8 (▲2.5)	9.7 (▲4.5)	2.4 (▲0.4)	28 (▲2)	0 (▲0.08)
系統対策 50%分活用	1.8 (▲53.0)	26.9 (▲28.0)	-	-	-	-	-	-	19 (▲11)	-
100%分活用	1.0 (▲53.8)	11.4 (▲43.5)	-	-	-	-	-	-	12 (▲18)	-

※1 太陽光と風力について、足下から2023年度供給計画2032年の導入量の伸びの1.4倍程度まで導入された場合を想定したもの。

導入量については、機械的に伸ばしたものであり、将来的な地域の偏在性を想定するものではない

※2 「無制限無補償ルール事業者の再エネ出力制御見通し」（2022年度実績ベース） ※3 連系線活用率100%の場合（北陸は50%、中三社は0%）

※4 各一般送配電事業者試算のうち、太陽光・風力を統合した出力制御率を提示

出所：各エリア一般送配電事業者

【参考】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。

【参考】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】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]外	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】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	
		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)

系統整備の効果に関する定量的・定性的評価

◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-1

系統整備の効果等の費用便益評価の前提

5

- 今回の計画策定プロセスにおいて、系統整備の効果等として費用便益評価する項目と考え方については以下のとおり整理している。

1. 費用便益評価の基本的な考え方（1）

第73回 広域系統整備委員会
(2023/12/27) 資料1-1

- 今回の計画策定プロセスで検討している系統増強を行うことで、電力市場活性化や供給信頼度向上など様々な社会的便益が考えられる。
- これらの便益を適切に評価するため、これまでの広域系統整備計画やマスタープランでの評価との整合も踏まえ、以下のような項目を総合的に評価してはどうか。

<費用便益項目>

【凡例】 「○」…貨幣価値指標、「◆」…非貨幣価値指標

	便益の考え方	
燃料費	○	連系線を増強することにより、広域的な電力取引が拡大することで発電に係る燃料費やCO2対策コストが低減できる効果（市場活性化効果）
CO2対策コスト	○	
アデカシー面※1	○	広域的に供給力を活用できることによる信頼度の向上効果
送電ロス	○	系統構成、電力潮流が変化することによる送電ロスの変化※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	再エネの出力制御率の低減
CO2排出量	◆※4	

※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

系統整備の効果に関する定量的・定性的評価（東地域）

◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-1

東地域HVDC（2GW増強）の効果

6

■ 東地域において北海道～東北～東京間にHVDCを2GW増強した場合の効果を、定量的・定性的に評価した結果は以下のとおり。

項目		系統整備効果の評価内容	定量効果 (評価期間25年の場合)	定性効果
燃料費削減効果		<ul style="list-style-type: none"> 広域的電力取引が拡大することで、より安価な電源への差替(火力→再エネ・より安価な火力)による燃料費削減効果およびCO₂対策削減効果を貨幣価値評価 	612～1,191 億円/年	-
CO ₂ 対策コスト削減効果				
P.8～13				
アデカシー便益 (調達コスト・停電コスト)		<ul style="list-style-type: none"> 供給信頼度確保に必要な供給力[kW]、または見込み不足電力量[kWh]の低減量を貨幣価値評価 	58～193 億円/年	-
送電ロス		<ul style="list-style-type: none"> 広域的電力取引拡大により電力潮流増加に伴う送電ロスの増分を貨幣価値評価（マイナス便益） 	△25～△39 億円/年	-
システムの安定性 (セキュリティ向上)		<ul style="list-style-type: none"> 系統事故時の信頼度向上効果 	-	<ul style="list-style-type: none"> 大規模災害時等の供給信頼度向上 既設連系線等の高経年化対応時の信頼度確保
出力 再エネ 制御	出力制御量	<ul style="list-style-type: none"> 出力制御量[kWh]や制御率[%]の低減効果 	貨幣価値は 燃料費削減 効果に包含	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ電源開発への投資、導入の促進 予測誤差等に伴う再エネ出力制御量の低減
	出力制御 時間	<ul style="list-style-type: none"> 出力制御回数、時間の低減効果 		
スポット市場分断緩和		<ul style="list-style-type: none"> より安価な電源kWhの調達が可能になる効果 スポット市場(kWh)の分断時間の低減効果 	安価なkWh調達の 貨幣価値は、燃料費 削減効果に包含	<ul style="list-style-type: none"> スポット市場分断に伴う値差収益の緩和 需給調整市場での調達単価の低減の期待
容量市場分断緩和		<ul style="list-style-type: none"> より安価な電源kWの調達が可能になる効果 容量市場(kW)の分断機会の緩和効果 	安価なkW調達の貨 幣価値はアデカシー便 益(調達)分を包含	P.16～22

系統整備の効果に関する定量的・定性的評価（西地域）

◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-1

中国九州間連系設備（1GW増強）の効果

7

■ 既設閉門連系線に加えて、直流で1GW増強した場合の効果を、定量的・定性的に評価した結果は以下のとおり。（系統整備効果の評価内容・定性効果は東地域と同様）

項目		系統整備効果の評価内容	定量効果 (評価期間22年の場合)	定性効果
燃料費削減効果		<ul style="list-style-type: none"> 広域的電力取引が拡大することで、より安価な電源への差替(火力→再エネ・より安価な火力)による燃料費削減効果およびCO₂対策削減効果を貨幣価値評価 	47～89 億円/年	-
CO ₂ 対策コスト削減効果				
アデカシー便益 (調達コスト・停電コスト)		<ul style="list-style-type: none"> 供給信頼度確保に必要な供給力[kW]、または見込み不足電力量[kWh]の低減量を貨幣価値評価 	36～97 億円/年	-
送電ロス		<ul style="list-style-type: none"> 広域的電力取引拡大により電力潮流増加に伴う送電ロスの増分を貨幣価値評価（マイナス便益） 	△6～△8 億円/年	-
系統の安定性 (セキュリティ向上)		<ul style="list-style-type: none"> 系統事故時の信頼度向上効果 	-	<ul style="list-style-type: none"> 大規模災害時等の供給信頼度向上 既設連系線等の高経年化対応時の信頼度確保
出力制御 再エネ	出力制御量	<ul style="list-style-type: none"> 出力制御量[kWh]や制御率[%]の低減効果 	貨幣価値は 燃料費削減 効果に包含	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ電源開発への投資、導入の促進 予測誤差等に伴う再エネ出力制御量の低減
	出力制御時間	<ul style="list-style-type: none"> 出力制御回数、時間の低減効果 		
スポット市場分断緩和		<ul style="list-style-type: none"> より安価な電源kWhの調達が可能になる効果 スポット市場(kWh)の分断時間の低減効果 	安価なkWh調達の貨幣価値は、燃料費削減効果に包含	<ul style="list-style-type: none"> スポット市場分断に伴う値差収益の緩和 需給調整市場での調達単価の低減の期待
容量市場分断緩和		<ul style="list-style-type: none"> より安価な電源kWの調達が可能になる効果 容量市場(kW)の分断機会の緩和効果 	安価なkW調達の貨幣価値はアデカシー便益(調達)分を包含	P.16～22

CO2対策コストについて

◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-1

燃料費・CO₂対策コストの考え方

9

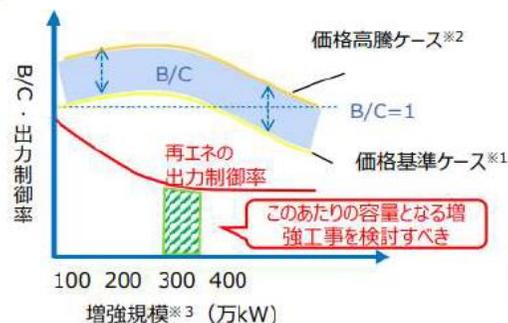
- 費用便益評価において、CO₂対策コストについては、発電コスト検証WG報告書の算出結果をもとに、CO₂対策費用（排出権購入費用）とCO₂輸送・貯留費用を考慮することとしている。

3. 燃料費・CO₂対策コストの考え方

第73回 広域系統整備委員会
(2023/12/27) 資料1-1

- 市場活性化効果の評価で用いる燃料費・CO₂対策コストについて、マスタープランでは、世界情勢等による変動を考慮し、価格変動の幅を持たせて評価していた。
- 今後も燃料費・CO₂対策コストが大きく変動する可能性があるため、今回の**費用便益評価においても、価格変動の幅を持たせて評価することとしてはどうか。**

費用便益評価のイメージ



※1 2021年11月～2022年4月の6か月平均
 ※2 2022年の燃料価格（年平均）水準
 ※3 系統増強により拡大される運用容量

<燃料費+CO₂対策コストの範囲>

[円/kWh]

	石炭 (CCS)	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1350℃級 (CCS)	水素 (混焼)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT コハエンゾナル (CCS)	石油
燃料費+CO ₂ 対策コスト	10.1~12.5	11.2~14.6	11.4~14.8	12.6~16.3	13.3~17.2	15.5~20.1	23.0~29.4
燃料費	7.3~9.7	10.1~13.4	10.2~13.6	11.0~14.6	11.9~15.9	13.9~18.5	19.3~25.8
CO ₂ 対策コスト							
CO ₂ 対策費用	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	0.4	3.7
CO ₂ 輸送&貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	1.2	—



1 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での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）

CO2対策コストについて

◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-1

(参考) 火力発電の発電コストについて (CO₂分離回収型石炭火力の例)

10

火力発電

発電コスト検証WG報告書 (21年9月)

CO₂分離回収型石炭火力 発電コストの内訳

CO₂分離回収型石炭火力発電コスト (2030年)

14.0~14.6円/kWh

(政策経費を除いた場合、13.9~14.5円/kWh)

CO₂対策費用の内訳

輸送貯留費用(2.1円/kWh)

・輸送

建設費 (CO₂昇圧施設・パイプライン)、
昇圧に係る電気代、修繕費

・貯留・モニタリング]

建設費 (掘削費用・圧入ポンプ・圧入井・
建屋)、廃坑費用、調査・モニタリング費用
(事前・運転中・閉鎖後)、電気代、修
繕費

総額約1,755億円

排出権購入費用(0.7円/kWh)

分離回収しきれなかったCO₂や、輸送・貯
留において排出されたCO₂の排出権を購
入とした場合の費用

総額約573億円

※CO₂輸送貯留費用を検討するにあたり以下の仮定を想定

①輸送距離は、20kmの陸上パイプライン

②輸送・貯留施設は、300万トン規模の設備を想定し、CO₂
処理量(285万トン)に応じてコスト負担

※1 モデルプラント想定値

設備容量70万kW、設備利用率70%、

稼働年数40年

CO₂対策費用 (2.8円/kWh)

火力発電所から排出されるCO₂を輸送・
貯留した場合の費用。分離回収しきれな
かったCO₂や輸送・貯留において排出され
たCO₂の排出権を購入とした場合の
費用

・総額約2,328億円 (40年分)

燃料費 (4.9円/kWh)

石炭の調達費用

・総額約4,019億円 (1基、40年分)

運転維持費 (3.3円/kWh)

人件費、修繕費、諸費、一般管理費

・総額約2,729億円 (1基、40年分)

資本費(2.9円/kWh)

・建設費、固定資産税1.4%、設備廃棄
費用 (建設費の5%)

・総額約2,411億円 (1基分)

・各諸元の総額をモデルプラント※1
1基40年あたりの総発電電力量
約826億kWhで割って単価を算出



<STEPS※2> <SDS※3>

※2、3 将来のCO₂対策費用と燃料価格
の推計に用いるシナリオ。STEPSはIEA
「World Energy Outlook 2020」の
「公表政策シナリオ」、SDSは同「持続可
能開発シナリオ」の場合の試算値。

社会的費用

発電原価

CO2対策コストについて

◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-1

(参考) IEA「World Energy Outlook 2020」におけるCO₂価格の見通し

11

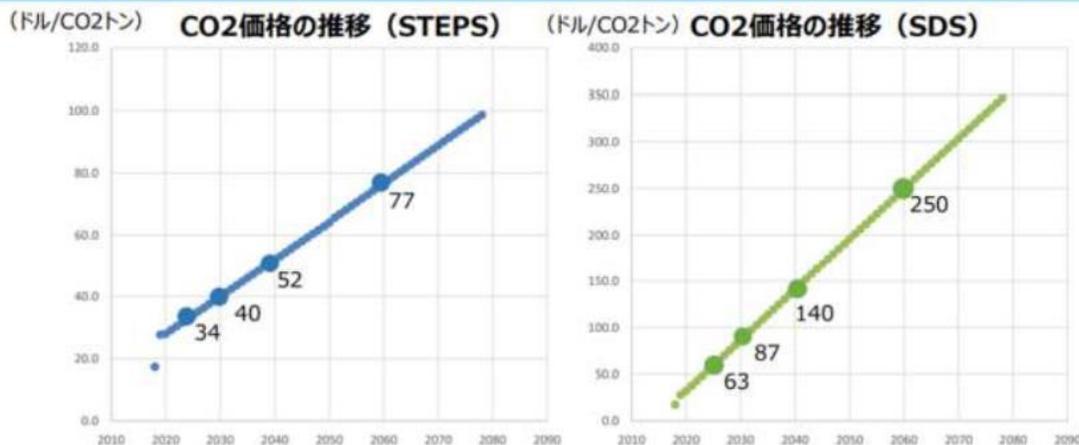
- 発電コスト検証WG報告書では、IEA「World Energy Outlook 2020」において示された2025年及び2040年のCO₂価格を用いて、2030年の値を推計しているが、**将来、CO₂価格が上昇する可能性**が示唆されている。

火力発電

発電コスト検証WG報告書 (21年9月)

将来 (2030年) のCO₂対策費用の考え方

- IEA「World Energy Outlook 2020」(WEO2020)における「公表済政策シナリオ」(STEPS)及び「持続可能開発シナリオ」(SDS)※に示されたCO₂価格を用いて、それぞれ推計。
- WEO2020には、2030年のCO₂価格は示されておらず、**2025年及び2040年の値のみ**。このため、両方の値を直線で結び、**2030年の値を導出**。
- 2025年～2050年の間は、値が直線的に推移すると仮定。
- 2050年以降は、2018年から2050年の価格を対数回帰して得られたトレンドを延長して採用。



※1 IEA「WEO2020」において、国連の持続可能な開発目標 (SDGs) のうち、エネルギー関連目標 (パリ協定含む気候変動問題、大気汚染の大規模削減、世界全体でのエネルギー・アクセス達成) の達成などにより、結果として2050年に多くの先進国でCO₂排出がネットゼロ、2070年に世界全体でネットゼロとなるシナリオ

CO2対策コストについて

◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-1

(参考) 欧州の排出量取引市場でのCO₂価格の動向

12

- 欧州の代表的な排出量取引市場（EU-ETS）におけるCO₂価格は上昇傾向となっており、発電コスト検証WGで参照していたレポート（WEO※2020）の最新版であるWEO2023を参照すると、2040年の想定価格で2倍以上となっている。

※WEO : World Energy Outlook

IEA「WEO2020」P.81

Table 2.3 > CO₂ prices in selected regions by scenario (\$2019 per tonne)

Region	Sector	2025	2040
Stated Policies			
Canada	Power, industry, aviation, others*	34	38
Chile	Power	8	20
China	Power, industry, aviation	17	35
European Union	Power, industry, aviation	34	52
Korea	Power, industry	34	52
South Africa	Power, industry	10	24
Sustainable Development			
Advanced economies	Power, industry, aviation**	63	140
Selected developing economies	Power, industry, aviation**	43	125

* In Canada's benchmark/backstop policies, a carbon price is applied to fuel consumed in additional sectors.
 ** Coverage of aviation is limited to the same regions as in the STEPS.
 Note: Carbon prices in the DRS are close to those of the STEPS.

IEA「WEO2023」P.297

B.2 CO₂ prices

Table B.2 > CO₂ prices for electricity, industry and energy production in selected regions by scenario

USD (2022, MER) per tonne of CO ₂	2030	2040	2050
Stated Policies Scenario			
Canada	130	150	155
Chile and Colombia	13	21	29
China	28	43	53
European Union	120	129	135
Korea	42	67	89
Announced Pledges Scenario			
Advanced economies with net zero emissions pledges*	135	175	200
Emerging market and developing economies with net zero emissions pledges**	40	110	160
Other emerging market and developing economies	-	17	47
Net Zero Emissions by 2050 Scenario			
Advanced economies with net zero emissions pledges	140	205	250
Emerging market and developing economies with net zero emissions pledges	90	160	200
Selected emerging market and developing economies (without net zero emissions pledges)	25	85	180
Other emerging market and developing economies	15	35	55

Note: Values are rounded.
 *Includes all OECD countries except Mexico.
 **Includes China, India, Indonesia, Brazil and South Africa.

CO2対策コストについて

◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-1

欧州のCO₂価格の動向を踏まえた排出権購入費用の試算

13

- 今回の計画策定プロセスにおける費用便益評価では、排出権購入費用について、発電コスト検証WG報告書に基づき**0.7円/kWhを採用**（CO₂分離回収型石炭火力の場合）している。
- 一方で、最新のWEO2023におけるCO₂価格の想定値をもとに、排出権購入費用を試算すると**1.6～1.7円/kWh程度***となる。これを踏まえると、今回の**費用便益評価における便益は増加する可能性がある。**

		費用便益評価 での採用値	WEO2023における CO ₂ プライスの想定値で 試算した場合	差
CO ₂ 対策コスト	CO ₂ 対策費用 (排出権取引)	0.7円/kWh	1.6～1.7円/kWh*	+0.9～1.0
	CO ₂ 輸送・貯留費用	2.1円/kWh	2.1円/kWh	0
合計		2.8円/kWh	3.7～3.8円/kWh	+0.9～1.0

*WEO2023の想定値を元に発電コストレビューシートにより試算。CO₂プライス実績の反映方法やトレンドの想定は一定の仮定を置いて試算したため幅付とした。

系統整備による市場分断の緩和効果について

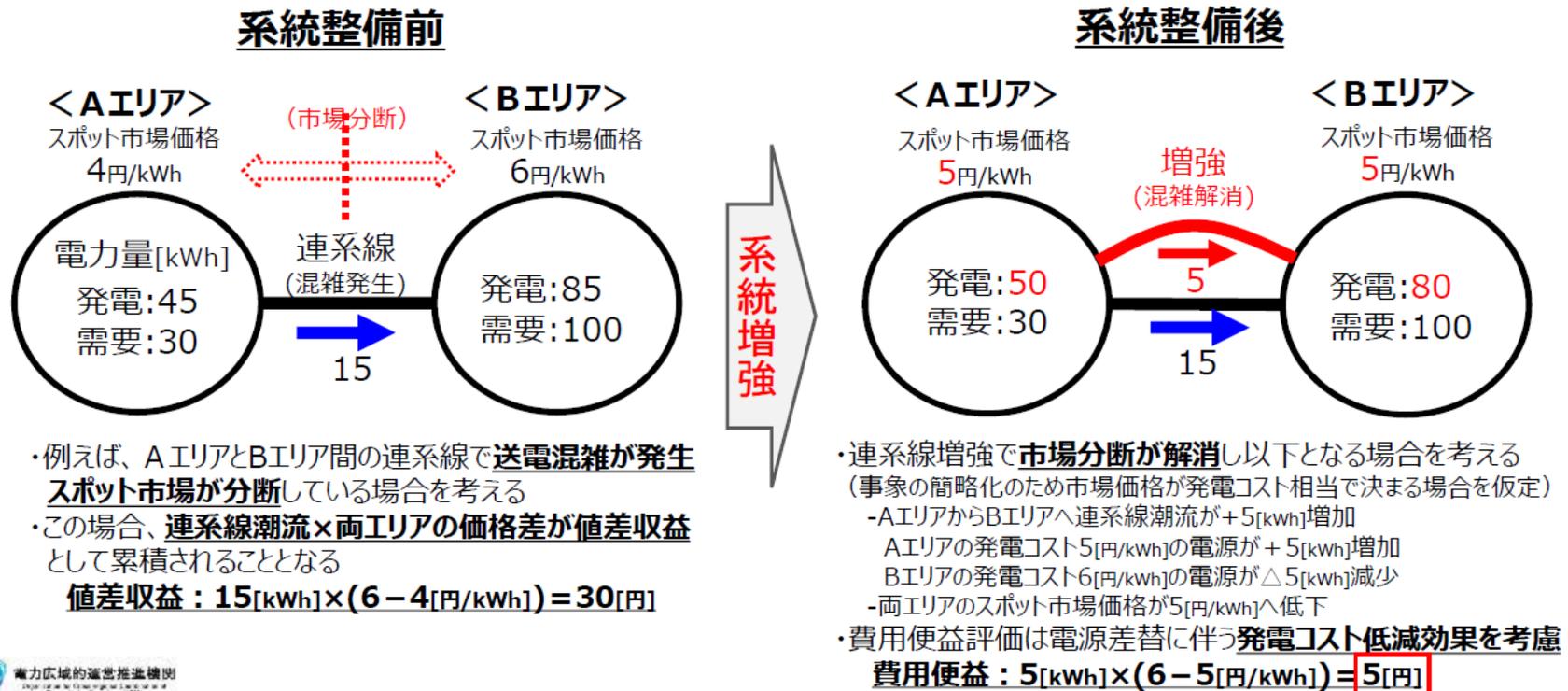
◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-1

メリットオーダーシミュレーションによる総発電コストの評価のイメージ

19

- メリットオーダーシミュレーションでは、8,760時間の系統状態を模擬し、系統制約のもと電源の起動費を含む総発電コスト(燃料費+CO₂対策コスト)が最小となる電源種別毎の年間発電量(kWh)を算出。
- 費用便益評価では、系統整備前後における年間発電量×発電コストの差 (without-with) より求まる燃料費・CO₂対策コストの削減効果を評価している。

【系統整備効果算定のイメージ】



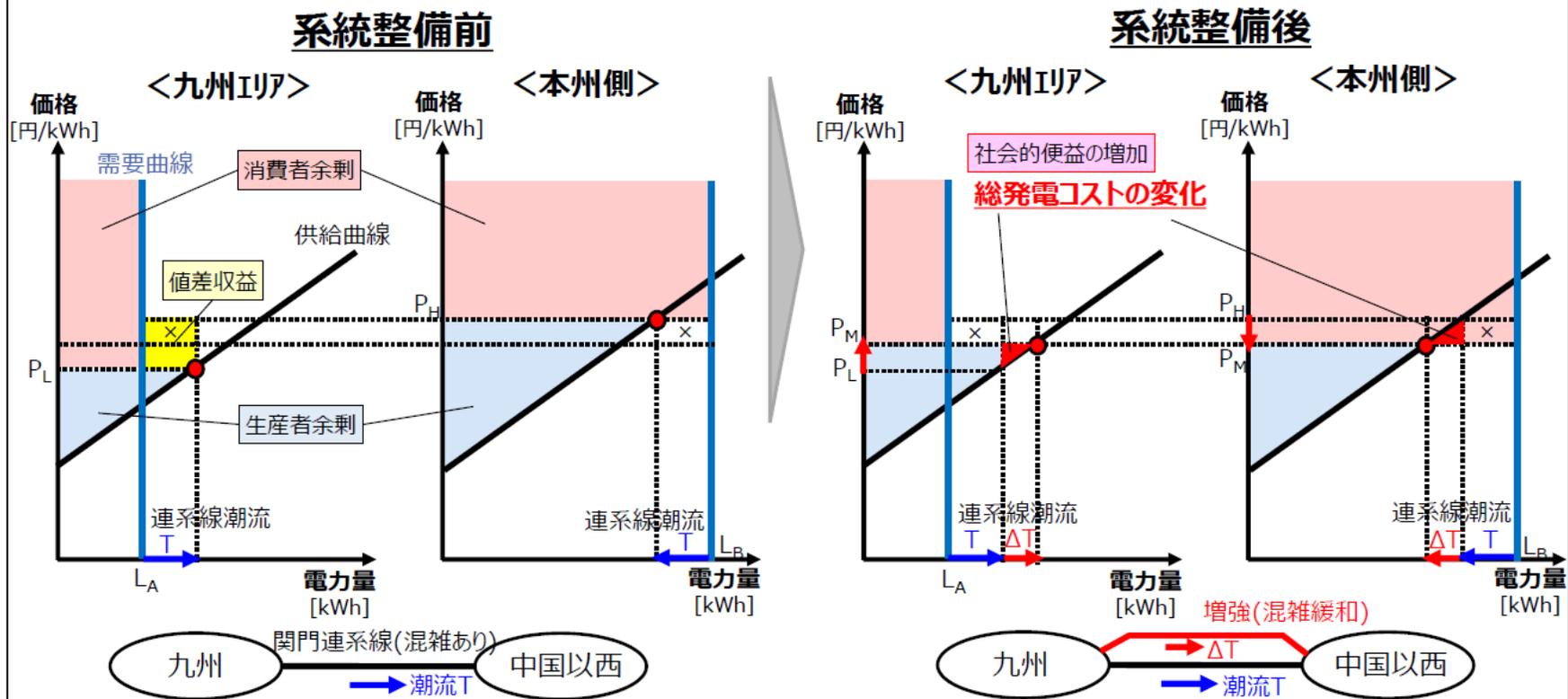
系統整備による市場分断の緩和効果について

◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-1

スポット市場 (kWh) における市場分断緩和効果の評価

20

- 計画策定プロセスでの系統整備の効果として、前頁のとおり、電源の差替による総発電コスト(燃料費 + CO₂対策コスト)の低減効果を算定して織り込んでいる。
- 一方、スポット市場はシングルプライスであり、**市場分断が発生すると混雑費用が発生し、将来の系統増強の原資としてJEPXに蓄積されている(値差収益)**。系統整備による**値差収益の解消(生産者・消費者余剰に移転)**は全体の社会的便益の増減としては現れないが、公平性の観点から望しい。



系統整備による市場分断の緩和効果について

◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-1

容量市場 (kW) の現状

21

- 2023年度実施の容量市場メインオークション（対象需給年度：2027年度）の約定結果では、北海道と九州エリアで市場分断が発生しており、エリアプライスが他エリアと比較して高い傾向にある。
- これらに対して、今回の系統整備は市場分断の緩和に一定の効果があるが、市場における発電事業者の応札価格の想定が難しいため、その便益についてはアデカシー便益（調達コスト）として算定して反映している。

容量市場メインオークション約定結果（対象実需給年度：2027年度）

<参考> 約定処理上の市場分断について

16

- 需要曲線と供給曲線の交点における全国の供給信頼度は0.029 kWh/kW・年となった。
- 全国の供給信頼度をもとに約定処理上の市場分断の判断を行い、全国市場の約定処理後に北海道・東北・東京・中部、九州が不足ブロック（エリア）となり、その他が充足ブロックとなった。
- 不足ブロック（エリア）で、全国の供給信頼度を満たすまで電源の追加処理を行い、追加量は合計828万kW（内訳：北海道97万kW、東北、116万kW、東京489万kW、九州126万kW）となった。
- 北海道、九州エリアが不足エリアのまま追加できる電源がなくなったため、減少処理は行わなかった。

単位：追加量[万kW]、供給信頼度[kWh/kW・年]

エリア	全国約定処理後		追加処理1後		追加処理2後		追加処理3後		追加処理(結果)	
	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	
北海道	20.371		19.970	+41	4.581	4.543	+56	0.463		
東北	0.445	+116	0.054		0.020	0.003		0.002		
東京	0.928	+152	0.289	+98	0.149	+239	0.029		0.027	
中部	0.043		0.021		0.014	0.006		0.006		
北陸	0.006		0.004		0.004	0.003		0.002		
関西	0.004		0.003		0.002	0.001		0.000		
中国	0.004		0.003		0.002	0.001		0.000		
四国	0.003		0.002		0.001	0.001		0.000		
九州	2.860		2.836		2.825	2.805	+126	0.359		

※ 表の背景を、不足エリアについては赤、充足エリアについては青で着色
 ※ 供給信頼度は四捨五入による表記上、零になる場合があるが、実際には伊電量[kWh/年]が発生している。

2. 2023年度実施 容量市場メインオークション（対象実需給年度：2027年度）の約定結果 (2) 約定総容量、約定価格、約定総額 [1/2]

10

<約定結果>

	約定総容量	約定総額（経過措置控除後）
全国	167,447,465kW	1,313,960,531,206円

<約定結果（エリア）>

エリア	エリアプライス	エリア毎の約定容量	エリア毎の約定総額（経過措置控除後）
北海道	13,287 円/kW	5,191,979 kW	60,176,545,943 円
東北	9,044 円/kW	17,733,376 kW	138,790,635,214 円
東京	9,555 円/kW	55,417,081 kW	463,229,457,889 円
中部	7,823 円/kW	23,234,464 kW	159,374,632,480 円
北陸	7,638 円/kW	4,569,798 kW	30,065,726,265 円
関西	7,638 円/kW	28,860,919 kW	192,877,597,024 円
中国	7,638 円/kW	8,377,605 kW	55,439,048,039 円
四国	7,638 円/kW	7,864,566 kW	51,712,866,174 円
九州	11,457* 円/kW	16,197,677 kW	162,294,022,178 円

※ マルチプライスでの約定あり

再エネ出力制御時間・回数の低減効果について

◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-1

再エネ出力制御時間・回数の低減効果について

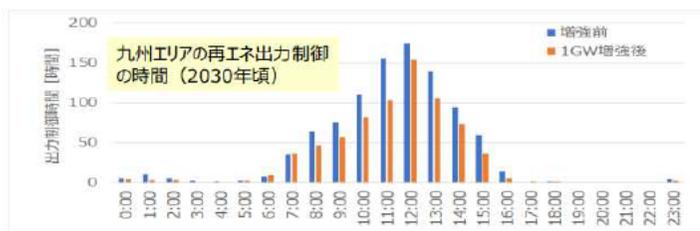
15

- 再エネ出力制御量の低減効果は、費用便益評価に総発電コストの削減額として織り込まれている。
- その上で、実際の再エネ出力制御量には発電予測誤差への対応分及び発電制御必要量との制御量の差分も含まれている。このため、**制御時間・回数を低減することは、実際には再エネ制御量がより低減される**（費用便益評価では当該低減の効果までは織り込みできていない）。
- また、系統整備により再エネの出力制御時間・回数が低減されることは、費用便益面の効果だけでなく、**発電事業者において、再エネ電源開発への投資の促進効果にもつながるもの**と期待される。

再エネ出力制御時間の低減効果について

第76回 広域系統整備委員会
(2024/3/8) 資料1-1

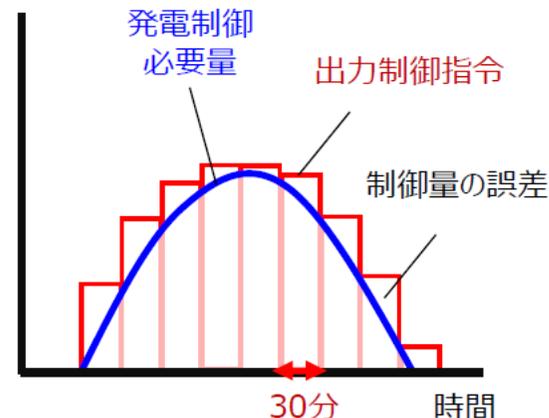
- 九州エリアでは、太陽光の連系が進んだ結果、昼間帯で出力制御が高頻度となり、2023年度（12月末まで）は800時間程度となっている。2030年頃においても、昼間帯での出力制御が継続し1,000時間となる。洋上風力の連系後の2050年には年間の半分以上の時間帯で出力制御される見通し。
- こうした状況に対して、関門連系線を1GW増強することで、出力制御時間は2030年頃において、増強前比△25%（約△3ポイント）の低減効果が期待される。



	2022年度実績	2023年度実績 ※12月末まで	2030年頃 シミュレーション結果		2050年 シミュレーション結果	
			増強前	1GW増強後	増強前	1GW増強後
抑制時間 [時間]	1,000	795	956	721(△235)	4,661	4,579(△82)
抑制時間率 [%]	11.4%	9.1%	10.9%	8.2%(△2.7)	53.2%	52.3%(△0.9)

<出力制御量のイメージ>

出力
制御量kW



1. 地域間連系線の整備に関する更なる情報提供等
について
2. **東地域と西地域の地域間連系線の整備に係る
基本要件案**

東地域と西地域の地域間連系線の整備に係る基本要件案について

- 東地域（北海道～東北～東京）及び西地域（中国～九州）の増強については、電力広域機関において、2022年7月から計画策定プロセスが進められてきた。**3月25日の広域系統整備委員会において、各整備に係る基本要件案が提示されたため、その概要について御報告**する。

【東地域（北海道～東北～東京）】

- 増強規模としては2 GWとし、概算工事費は1.5～1.8兆円程度、工期は6～10年程度としている。
- 今後、現在国が実施している海域等調査等の結果を踏まえつつ事業実施主体候補等においてルート具体化等を行っていく中で、今後、ケーブルルート、ケーブル防護については変更となる可能性がある。

【西地域（中国～九州）】

- 増強規模としては1 GW（将来の2 GWへの拡張性を考慮）とし、概算工事費は3,700～4,100億円程度、工期は6～9年程度としている。

【参考】今後のスケジュール

- 地域間連系線の系統整備については、今後、早期の着工・完成を目指すべく、電力広域機関において、引き続き、東地域（北海道～東北～東京）及び西地域（中国～九州）の計画策定プロセスを進めていく。



◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-2

1. 基本要件（案）

5

1. 増強の目的

北海道本州間連系設備（日本海ルート）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. 必要な増強量

- 北海道東北間及び東北東京間で設備容量200万kW増強

3. 期待される効果

- 今回の増強により、東地域の各エリア間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、再エネの出力制御の緩和効果等が見込まれる。
- 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等の観点からも効果が期待される。

4. 広域系統整備が必要となる時期

- 広域的な電力取引の活性化や、再エネの導入促進及びレジリエンス強化の観点から、できるだけ早期の系統整備が望まれる。

東地域に係る基本要件（案）抜粋

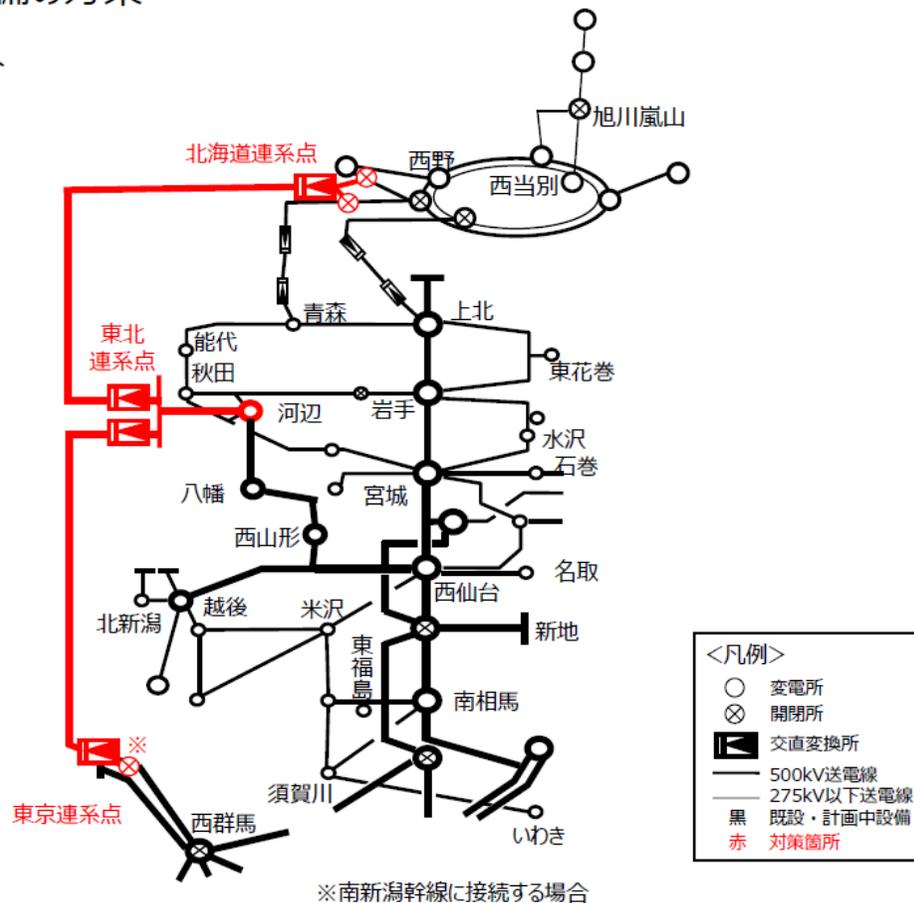
◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-2

1. 基本要件（案）

8

5. 広域系統整備の方策

(2) 概略ルート



東地域に係る基本要件（案）抜粋

◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-2

1. 基本要件（案）

9

5. 広域系統整備の方策

（3）概算工事費

1.5兆円～1.8兆円程度

（内訳）

海域工事：8,700～11,000億円程度

陸上工事：4,700～5,100億円程度

アクセス線・開閉所工事：1,700億円程度

（4）概略所要工期

6～10年程度※

※ 再エネ電源の立地状況等を踏まえて6～10年程度での整備を目指す。なお、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。

6. 今後のスケジュール

基本要件決定後のスケジュールは以下のとおり。

2025年年明け目途 実施案及び事業実施主体の決定

2025年3月目途 費用負担割合等の決定

広域系統整備計画の策定

東地域に係る基本要件（案）抜粋

◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-2

1. 基本要件（案）

10

7. その他

- 海域工事のうち海底ケーブルルートは、国が実施した海域実地調査をもとにルート選定を行っているが、一部区間においては、他調査の結果や既存資料を確認し、海底谷を回避したルートの設定を行っており、ケーブル防護については、一定の仮定のもと、外傷要因を考慮した防護方法の選定を行った。2024年度には国で追加調査を予定していることから、その結果を反映することで、ケーブルルート、ケーブル防護については変更となる可能性がある。また、今後、資材費・労務費、ケーブル製造に要する費用等についても変更となる可能性がある。以上を踏まえ、実施案においては、最新の調査・検討結果を反映することとする。
- 交直変換器は採用実績があり、運用制約の少ない自励式変換器の採用を基本とする。

西地域に係る基本要件（案）抜粋

◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-3

1. 基本要件（案）（1）

6

1. 増強の目的

中国九州間連系設備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. 必要な増強量

- 九州から本州向けの運用容量（最大）を現状の278万kWから、100万kW程度増加させる。

3. 期待される効果

- 今回の増強により、中国九州間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、再エネの出力制御の緩和効果等が見込まれる。
- 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の中国九州間連系線（関門連系線）の改修工事における電力の安定供給維持等の観点からも効果が期待される。

<中国九州間連系設備新設後の運用容量（代表断面）>

	現状	中国九州間連系設備新設後
九州→本州向け （最大）	約278万kW	約278万kW + 100万kW程度
本州→九州向け （最大）	約23万kW	約23万kW + 100万kW程度

西地域に係る基本要件（案）抜粋

◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-3

1. 基本要件（案）（2）

7

4. 広域系統整備が必要となる時期

- ・ 広域的な電力取引の活性化や、再エネの導入促進及びレジリエンス強化等の観点から、できるだけ早期の系統整備が望まれる。

5. 広域系統整備の方策

(1) 工事概要

- ・ 中国九州間連系設備の整備における最も合理的な計画として、現在の関門連系線とは別に、新たな連系設備を新設する。

	対策工事概要
交直 変換所	<ul style="list-style-type: none"> ・本州：交直変換設備100万kW（単極） ・九州：交直変換設備100万kW（単極）
交流 開閉所	<ul style="list-style-type: none"> ・本州：500kV 6回線引出 ・九州：500kV 6回線引出
直流 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・海底：本州 揚陸点～九州 揚陸点 海底ケーブル2条 40～55km ・地中：本州側・九州側渚部 地中ケーブル2条 2km程度 ・本州：交直変換所～揚陸点 架空1回線 2km程度、 ・九州：交直変換所～揚陸点 架空1回線 9km程度
交流 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・本州：既設500kV送電線～交流開閉所 500kV 4回線 8km程度、 交流開閉所～交直変換所 500kV 2回線 34km程度 ・九州：既設500kV送電線～交流開閉所 500kV 4回線 5km程度、 交流開閉所～交直変換所 500kV 2回線 4km程度
その他	<ul style="list-style-type: none"> ・系統安定化装置改修 他

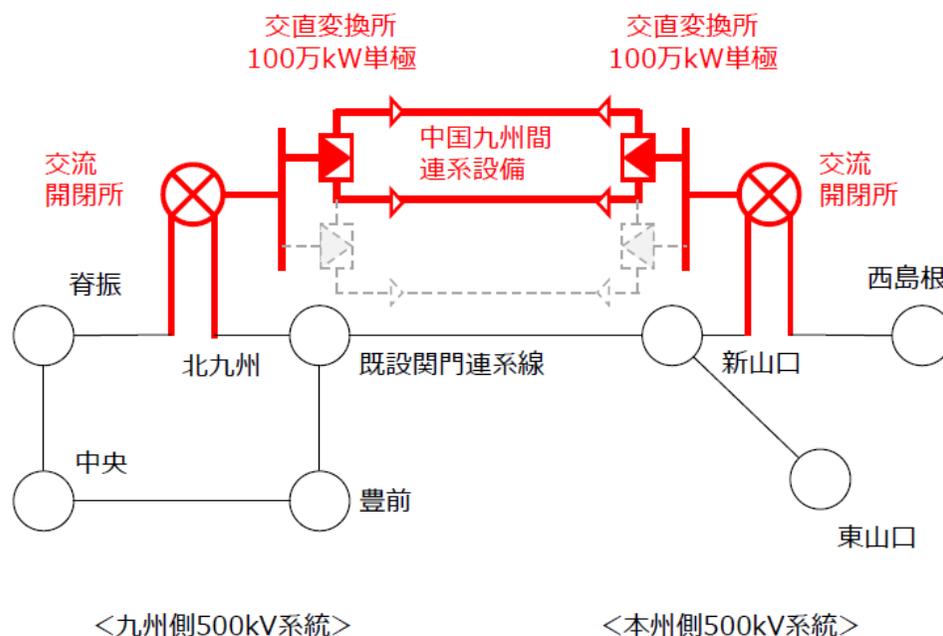
西地域に係る基本要件（案）抜粋

◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-3

1. 基本要件（案）（3）

8

（2）概略ルート



※1 交直変換所や直流送電線等の設計に将来、200万kWへ増強するための拡張性を考慮。
 ※2 交流系統は2回線送電線を1本線にて表記

西地域に係る基本要件（案）抜粋

◆2024年3月25日 広域系統整備委員会 資料1-3

1. 基本要件（案）（4）

9

（3）概算工事費

3,700～4,100億円程度

（4）概略所要工期

6～9年程度

（5）その他

交直変換器は採用実績があり、運用制約の少ない自励式変換器の採用を基本とする。

6. 今後のスケジュール

基本要件決定後の主なスケジュールは以下のとおり。

2024年内目途	実施案及び事業実施主体の決定
2025年3月目途	費用負担割合等の決定 広域系統整備計画の決定