

東地域及び中西地域の広域連系系統に係る 計画策定プロセス

2024年3月8日
広域系統整備委員会事務局

- 前回委員会（24/2/26）では、東地域及び中西地域の系統増強案（工事費・工期）と費用便益評価の試算結果等についてご確認いただいた。また、今回の計画策定プロセスが国からの要請により開始していることも踏まえ、検討結果をいったん国へ報告した上で、国の審議会において、増強についてご議論いただくこととしていた。
- その後、国の審議会において、東地域及び中西地域の増強についてご議論いただいたため、本日は、前回委員会にてお示した定性的な系統整備の効果等について、データ等を用いて補足した上で、**国の審議会での議論結果のご報告と合わせて、今後の対応についてご議論いただきたい。**

東地域について

- 今回、東地域の系統増強案として、北海道～東北～東京間のHVDC:2GWを新設する場合の工事費・工期及び費用便益評価の試算結果を示した。
- 費用便益評価の結果、B/Cは0.63～1.72程度となった。また、増強により、北海道・東北エリアへの再エネの大量導入と再エネ抑制率の改善などの社会的な要請への対応や、大規模災害時など稀頻度事故に対する供給信頼度向上、既設の北本連系線設備等の高経年化対策時における連系線運用容量の制約緩和等の定性的な効果も期待される。
- 本プロセスは、国からの要請により開始していることを踏まえ、一旦、本日の検討結果を国へ報告したうえで、国の審議会にて増強について、ご議論いただくこととしてはどうか。

中西地域（関門連系線）について

- 関門連系線の増強規模について、今回、各増強案の工事費・工期および費用便益評価の試算結果を報告した。費用便益評価や早期運開の観点进行勘案し、1GW単極での増強が2GW双極よりも優位と考えられる。
- 現時点の費用便益評価の値だけを見れば、増強の判断がつきかねるところもあるが、増強には再エネ出力制御率の改善の社会的な要請へ早期の対応や、より安価な電源調達が早期に期待される等の定性的な効果も期待されると考えられる。
- また、本プロセスが国からの要請により開始していることも踏まえ、一旦、本日の検討結果を国へ報告したうえで、国の審議会にて、増強についてご議論いただくこととしてはどうか。

1. 定性的な系統整備の効果について
 - ①東地域
 - ②中西地域（関門連系線）
2. 国審議会での議論結果について
3. 系統整備において想定される今後のリスクについて
4. 今後の対応について

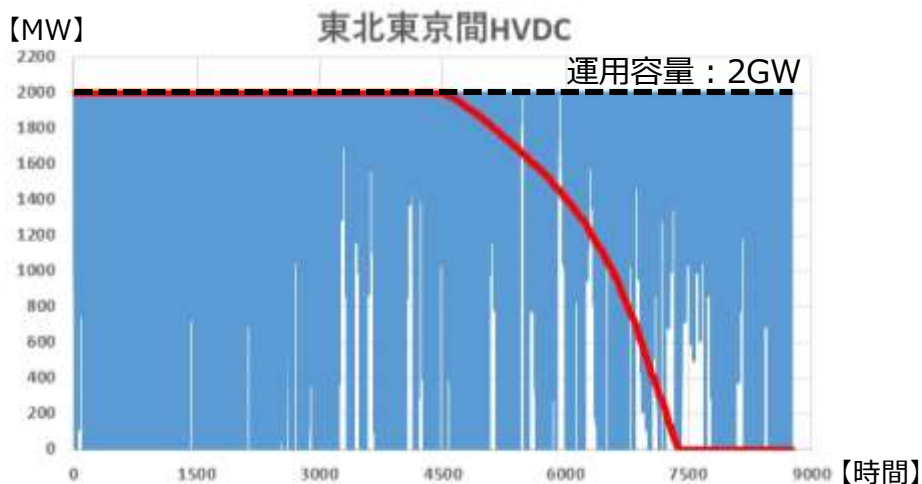
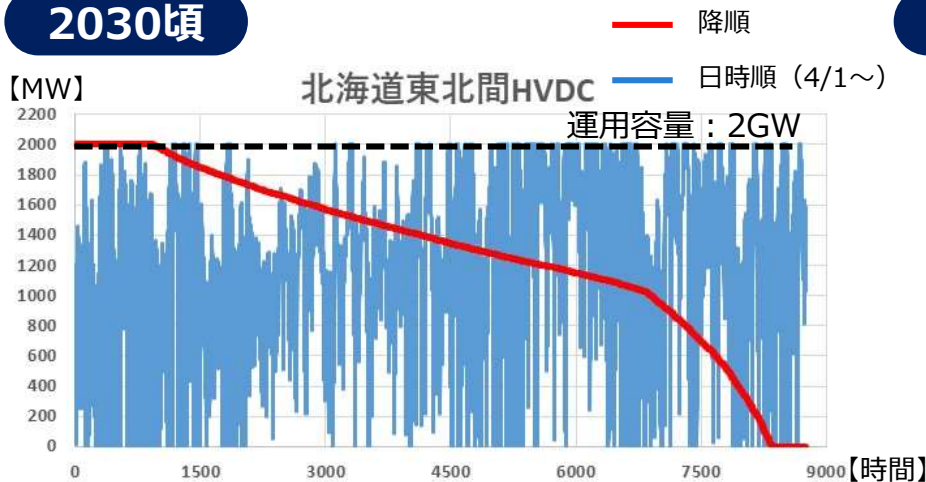
- 2030年頃の北海道・東北エリアの再エネ（太陽光・風力）の出力制御は約209億kWh、25%との試算結果に対して、系統増強（HVDC:2GW）により△63億kWh、約8ポイント改善し、出力制御量に対する低減率としては約30%が期待される。

<北海道・東北エリア>

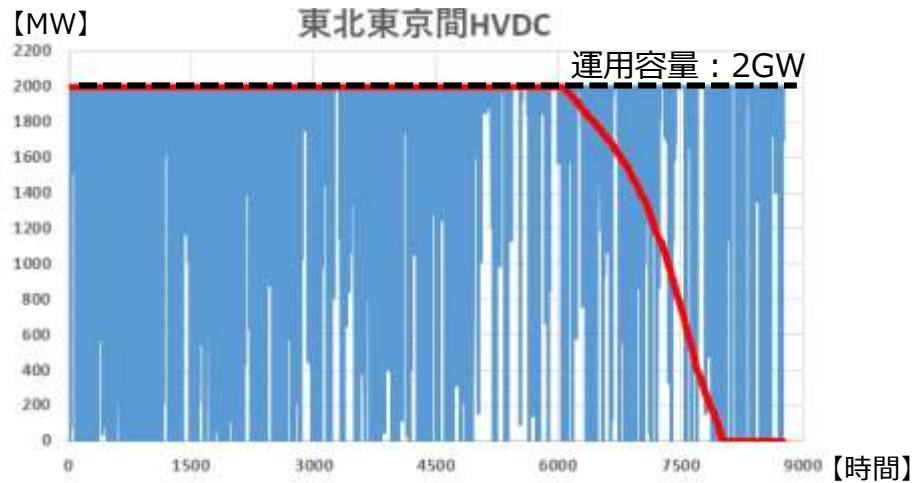
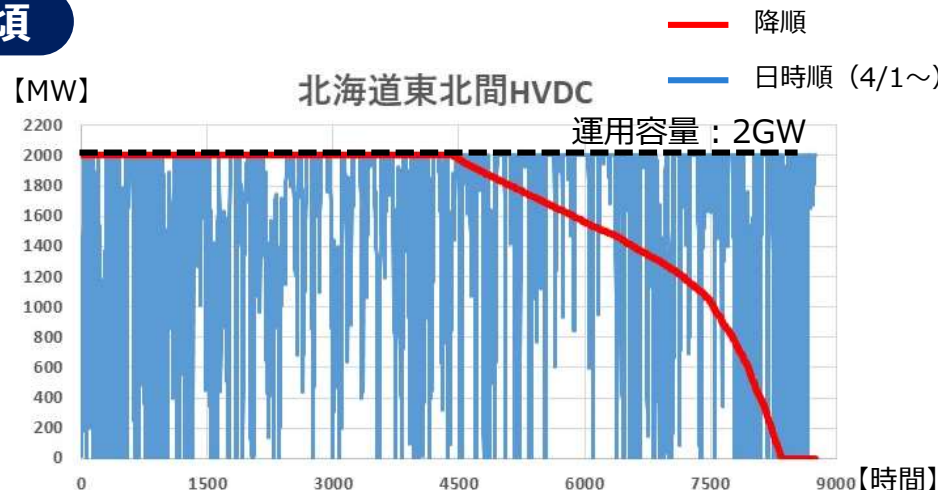
		2030年頃	2050年頃
a.再エネの発電可能量 (太陽光・風力)		835億kWh	1,709億kWh
増強前	b.再エネ出力制御量	209億kWh	558億kWh
	c.再エネ出力制御率	25.0%	32.7%
増強後 (HVDC:2GW)	d.再エネ出力制御量	146億kWh	457億kWh
	e.再エネ出力制御率	17.4%	26.8%
増強効果 (増強前後の差分)	f.再エネ出力制御量の低減効果 (d-b)	△ 63億kWh	△ 101億kWh
	g.再エネ出力制御率の低減効果 (e-c)	△ 7.6ポイント	△ 5.9ポイント
	再エネ出力制御量に対する低減率 (f/b)	△ 30%	△ 18%

※太陽光・陸上風力の発電可能量は発電実績を参照し、設定（年間利用率は太陽光14%、陸上風力23%）。
また、洋上風力はNASAの気象データ（MEERA2）に基づく風力サイトの出力シミュレーション(Renewables.ninja) から
発電可能量を設定（年間利用率は36%）。

2030頃



2050頃



通過電力量（年間利用率）	2030頃	2050頃
北海道－東北間 HVDC	114億kWh（65%）	142億kWh（81%）
東北－東京間 HVDC	127億kWh（73%）	145億kWh（83%）

(参考) 連系線の潮流状況について (HVDC+既設連系線※の合計)

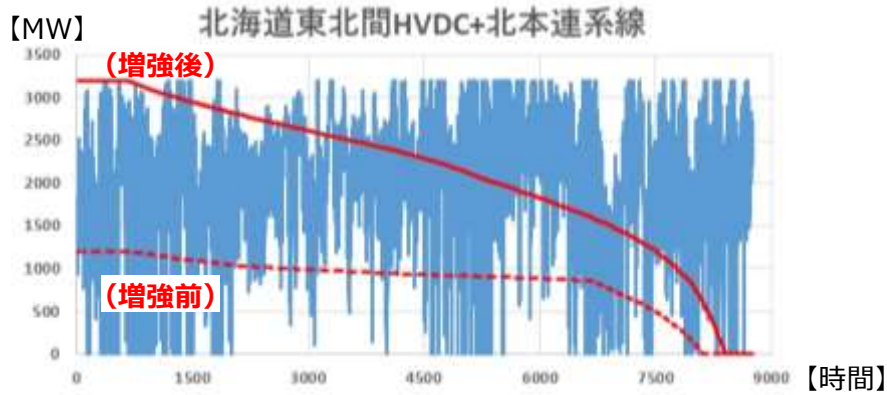
東地域

6

※東北東京間第二連系線及び新々北本連系線含む

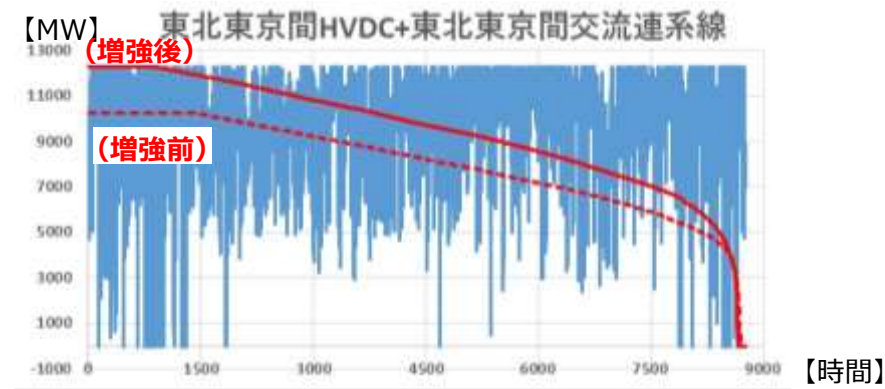
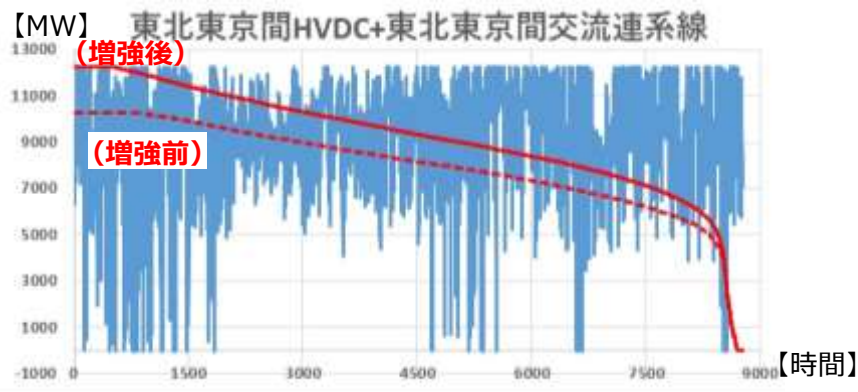
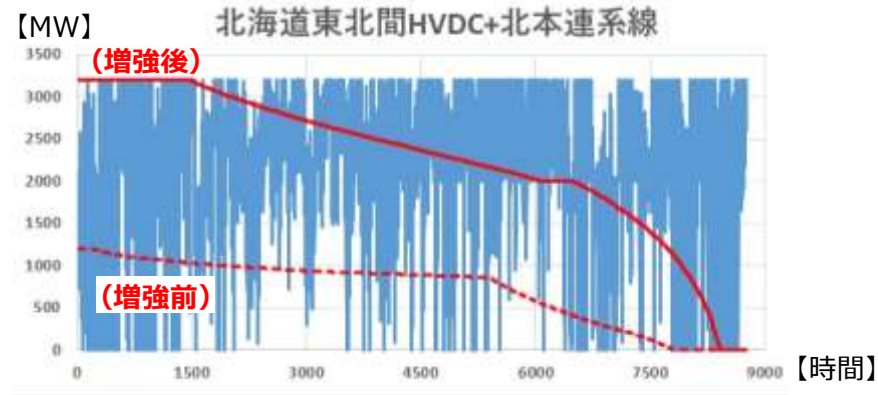
2030頃

— 降順 — 日時順 (4/1~)



2050頃

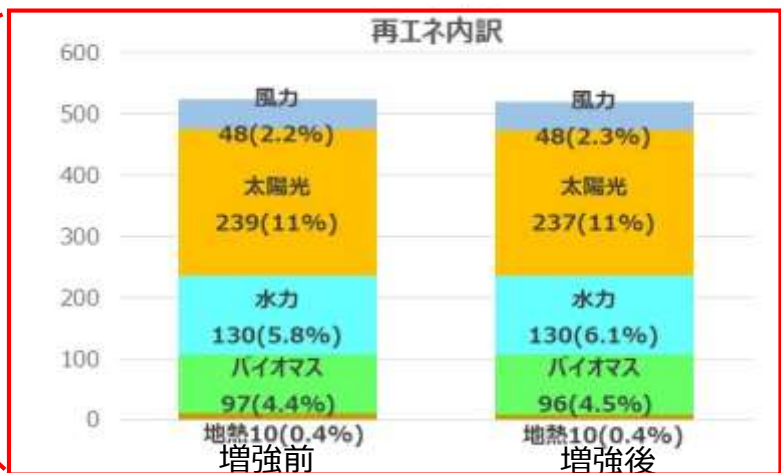
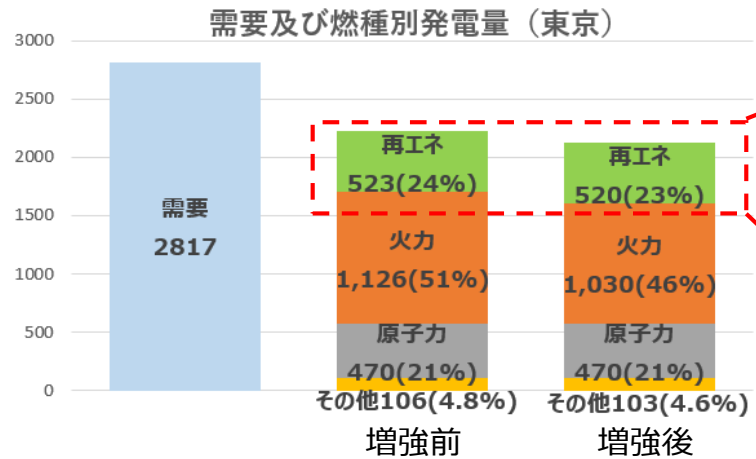
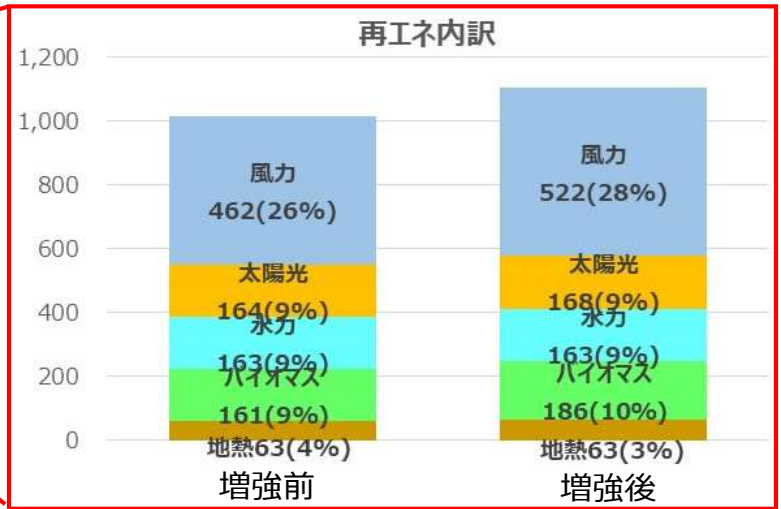
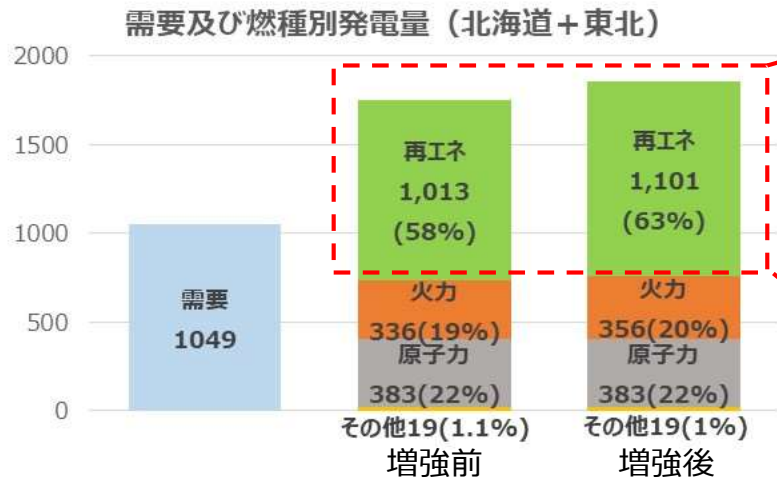
— 降順 — 日時順 (4/1~)



通過電力量 (年間利用率※)	2030頃		2050頃	
	増強前	増強後	増強前	増強後
北海道-東北間	75億kWh (71%)	187億kWh (67%)	63億kWh (60%)	198億kWh (71%)
東北-東京間	701億kWh (78%)	807億kWh (75%)	704億kWh (78%)	830億kWh (77%)

※運用容量を基準に算出 (北本連系線: 1200MW、東北東京間交流連系線: 10280MW、HVDCは北海道東北間・東北東京間共に2000MW)

(参考) 燃種別発電量 (2030頃)

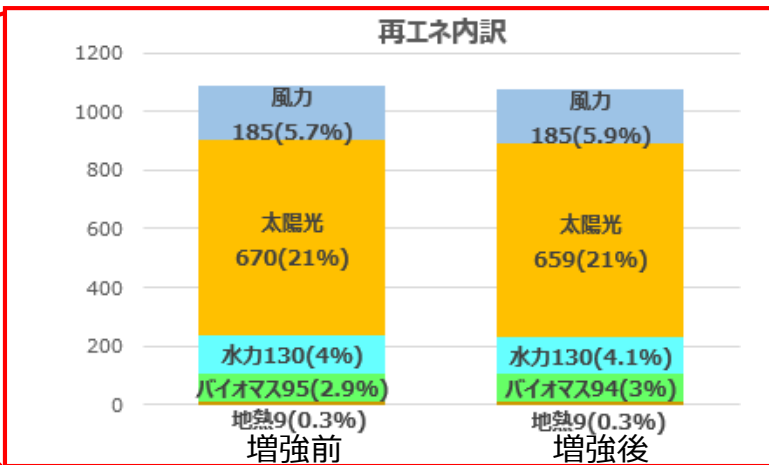
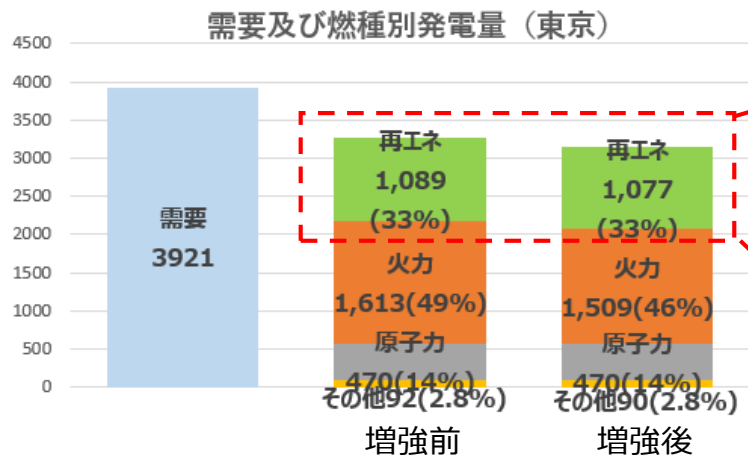
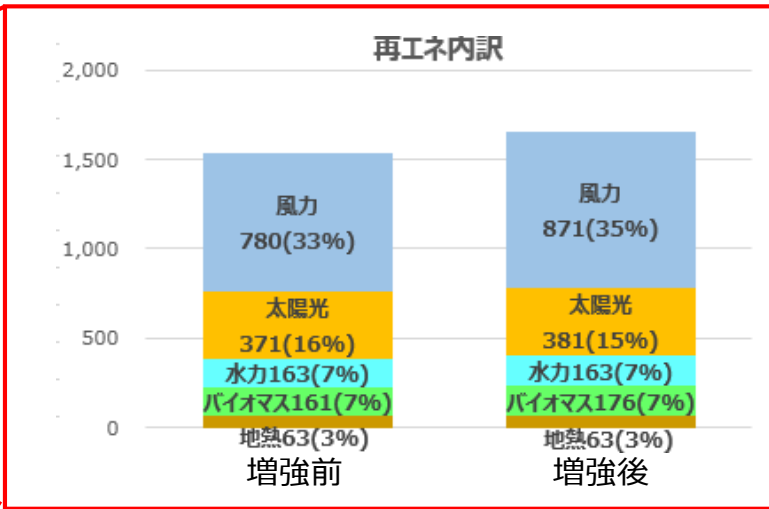
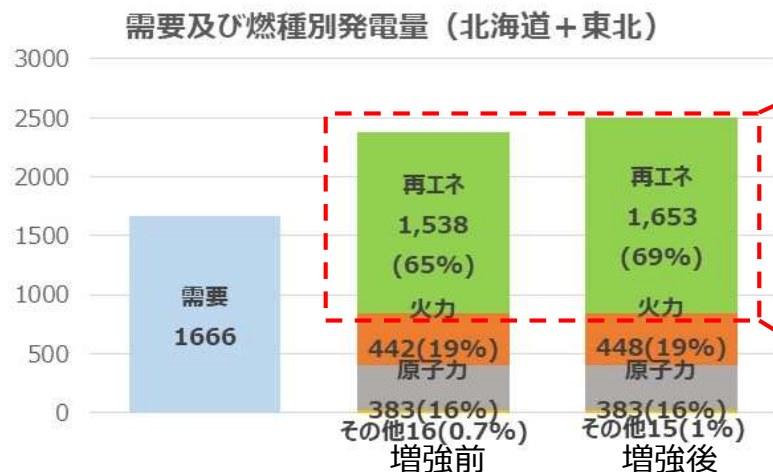


● 増強による燃種別発電量の変化 [億kWh]

※揚水、水素・アンモニア、蓄電池、自家発

	原子力	火力		再エネ				その他※	合計
		石炭	LNG+石油	太陽光	風力	バイオマス	水力・地熱		
北海道+東北	0	20	0	4	60	24	0	△1	106
東京	0	△32	△63	△2	0	0	0	△3	△101

(参考) 燃種別発電量 (2050頃)



● 増強による燃種別発電量の変化 [億kWh]

※揚水、水素・アンモニア、蓄電池、自家発

	原子力	火力		再エネ				その他※	合計
		石炭	LNG+石油	太陽光	風力	バイオマス	水力・地熱		
北海道+東北	0	14	△8	10	91	14	0	△1	120
東京	0	△22	△81	△11	0	△1	0	△1	△117

1. 定性的な系統整備の効果について
 - ①東地域
 - ②中西地域（関門連系線）
2. 国審議会での議論結果について
3. 系統整備において想定される今後のリスクについて
4. 今後の対応について

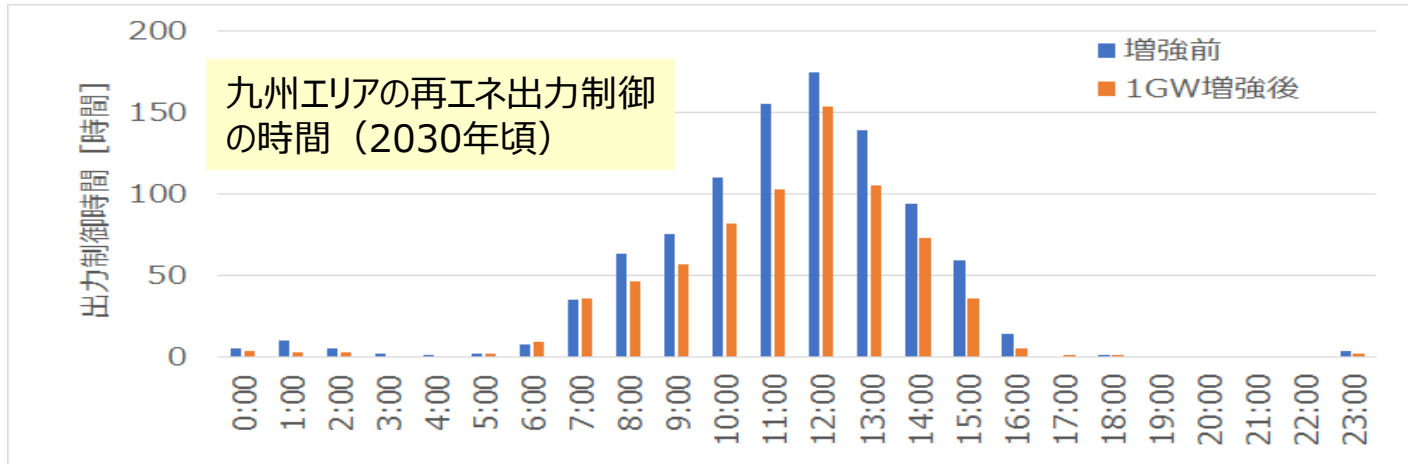
- 2030年頃の九州エリアの再エネ（太陽光・風力）の出力制御は約23億kWh、7.6%との試算結果に対して、関門連系線1GW増強により、△約2億kWh、出力制御量に対する低減率としては約10%が期待される。

<九州エリア>

		2030年頃	2050年頃
a.再エネの発電可能量※ (太陽光・風力)		298.0億kWh	897.6億kWh
増強前	b.再エネ出力制御量	22.8億kWh	235.7億kWh
	c.再エネ出力制御率	7.6%	26.3%
1GW 増強後	d.再エネ出力制御量	20.6億kWh	224.6億kWh
	e.再エネ出力制御率	6.9%	25.0%
増強効果 (増強前後の差分)	f.再エネ出力制御量の低減効果 (d-b)	△2.1億kWh	△11.1億kWh
	g.再エネ出力制御率の低減効果 (e-c)	△0.7ポイント	△1.2ポイント
	再エネ出力制御量に対する低減率 (f/b)	△9.4%	△4.7%

※太陽光・陸上風力の発電可能量は発電実績を参照し、設定（年間利用率は太陽光13%、陸上風力13%）。
また、洋上風力はNASAの気象データ（MEERA2）に基づく風力サイトの出力シミュレーション(Renewables.ninja) から発電可能量を設定（年間利用率は30%）。

- 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月未まで）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月未まで	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)

- スポット市場においては、例えば2022年度の実績では、年間の約半分の時間帯で九州エリアと中国エリアに市場分断による値差が、また、2023年度（2月末まで）では、年間約10%の時間帯で市場分断による値差が生じている。2030年頃には約24%となる試算となった。
- こうした状況に対して、関門連系線を1GW増強することで、市場分断の発生は増強前の1/3~1/2程度に低減される見通し。より安価な電力の活用が期待される。

九州エリアと中国エリアのエリアプライスの値差発生状況



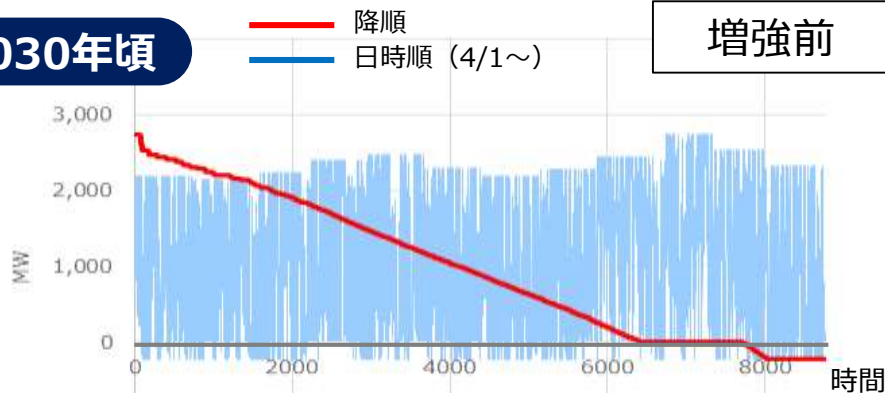
		増強前	1GW増強後
2030年頃	値差発生 [時間]	2,122	675 (△1,447)
	年間発生割合 [%]	24.2%	7.7% (△16.5)
2050年	値差発生 [時間]	3,468	1,851 (△1,617)
	年間発生割合 [%]	39.6%	21.1% (△18.5)

※シミュレーションにおいて、関門連系線の両端の地点別限界価格LMPに価格差が発生している時間を市場分断と仮定。

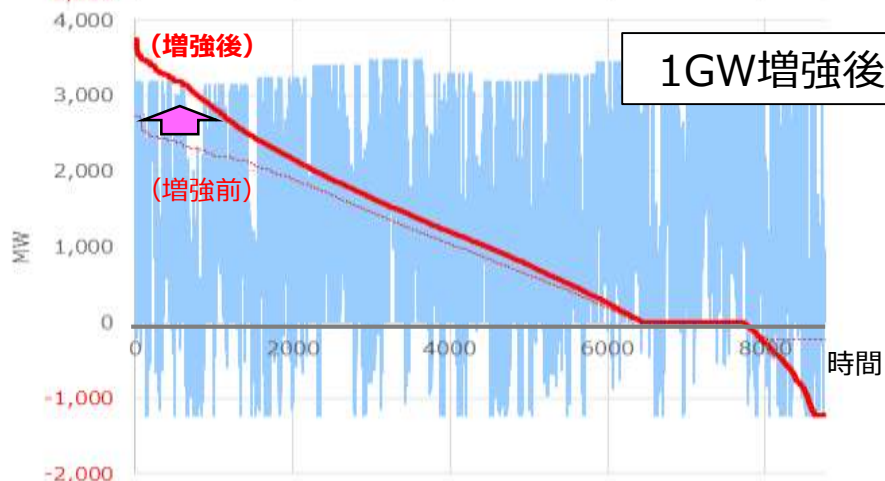
(参考) 系統増強による関門連系線 (既設+第二) の潮流変化について

(九州→本州向きを正)

2030年頃

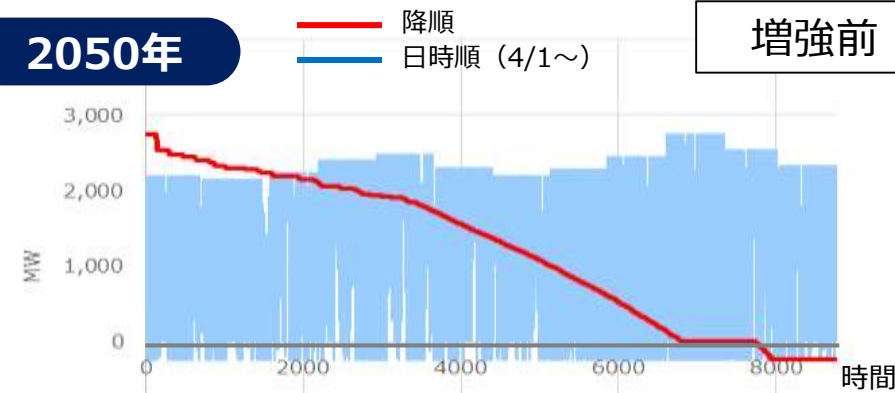


増強前

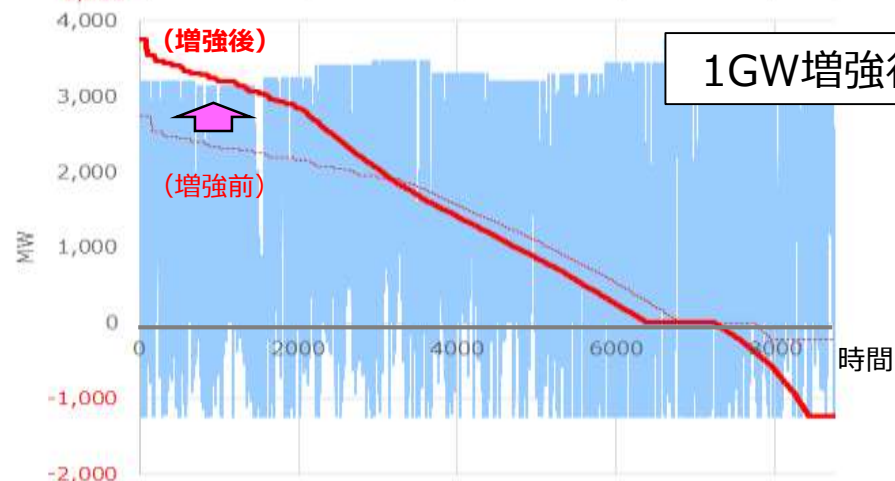


1GW増強後

2050年



増強前



1GW増強後

通過電力量 (年間利用率※)

2030年頃

2050年頃

増強前

89.0億kWh (58.2%)

110.8億kWh (68.7%)

1GW増強後

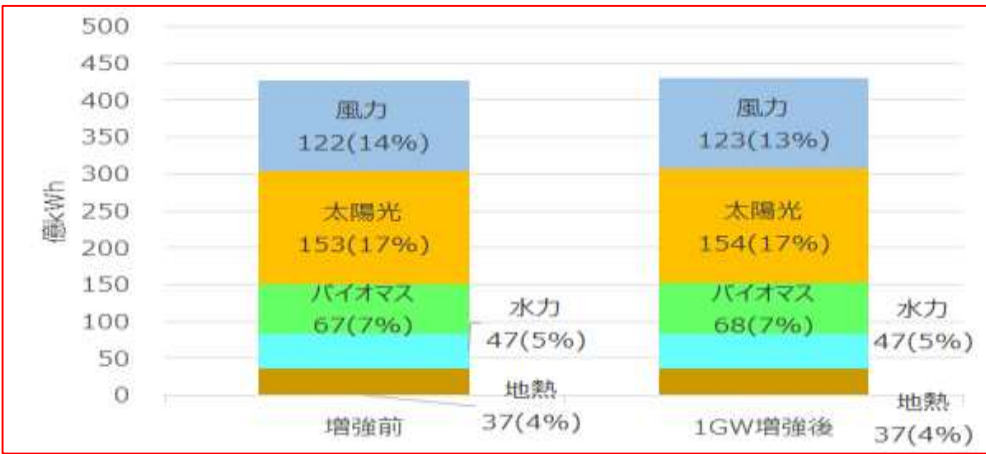
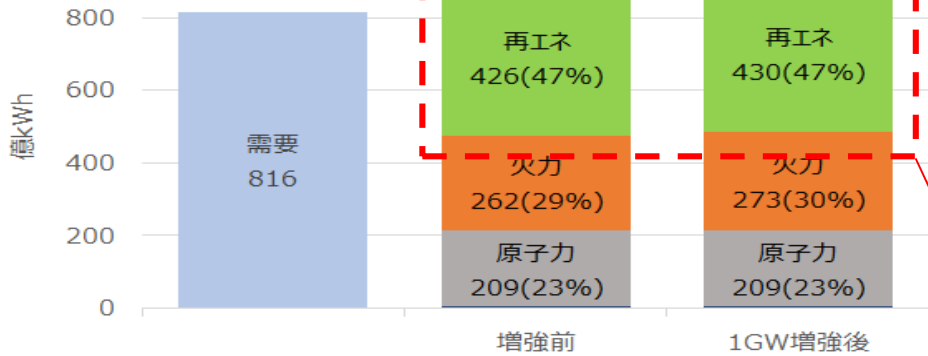
111.7億kWh (50.1%)

133.2億kWh (60.9%)

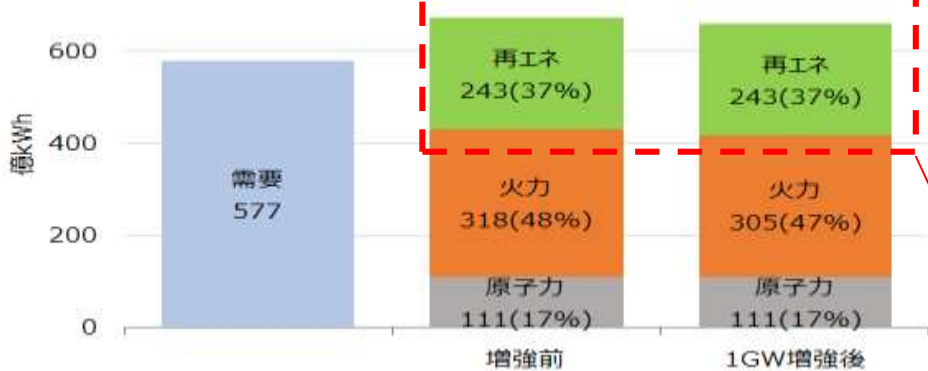
※運用容量を基準に算出。既設関門連系線の運用容量は月毎・昼夜毎に設定 (九州→本州向け:1840~2740MW、九州←本州:230MW)。

(参考) 燃種別発電量 (2030頃)

九州エリア



中国エリア



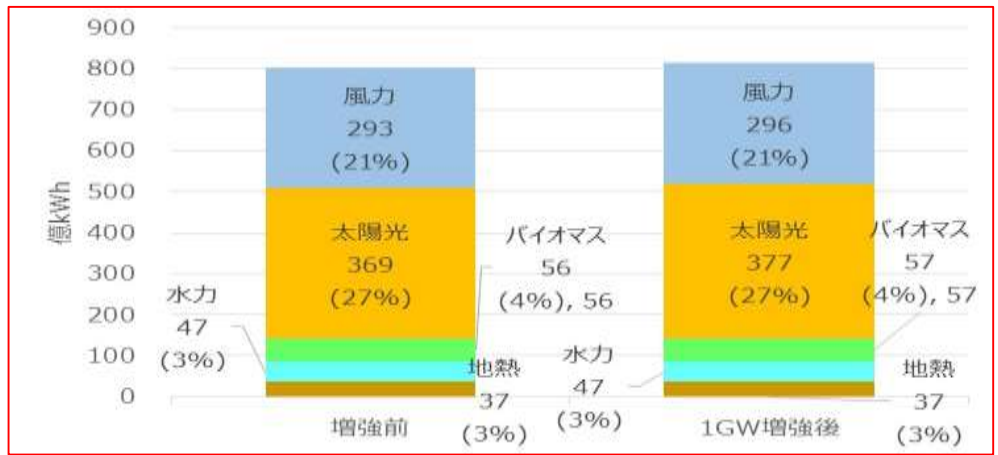
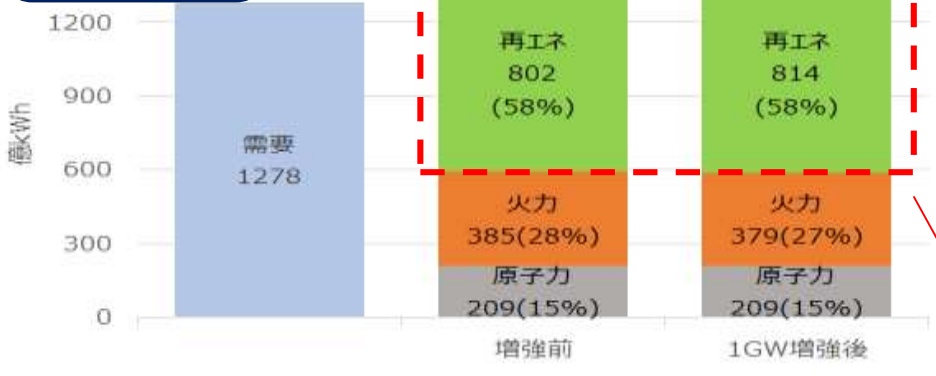
● 増強による燃種別発電量の変化 [億kWh]

※揚水、水素・アンモニア、蓄電池、自家発

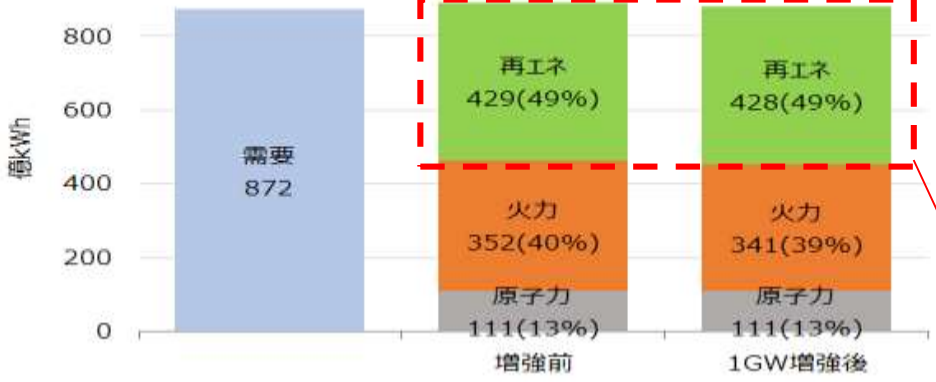
	原子力	火力		再エネ				その他※	合計
		石炭	LNG・石油	太陽光	風力	バイオマス	水力・地熱		
九州エリア	0	+12.6	△1.5	+0.8	+1.3	+1.5	+0.0	△0.3	+14.5
中国エリア	0	△13.0	+0.1	+0.5	+0.0	△0.4	+0.0	△0.3	△13.2

(参考) 燃種別発電量 (2050頃)

九州エリア



中国エリア



● 増強による燃種別発電量の変化 [億kWh]

※揚水、水素・アンモニア、蓄電池、自家発

	原子力	火力		再エネ				その他※	合計
		石炭	LNG・石油	太陽光	風力	バイオマス	水力・地熱		
九州エリア	0	+3.1	△9.2	+7.7	+3.4	+0.9	+0.0	+0.2	+6.2
中国エリア	0	△10.4	△0.1	+0.0	+0.0	△1.3	+0.0	△0.5	△12.3

1. 定性的な系統増強の効果について
2. 国審議会での議論結果について
3. 系統整備において想定される今後のリスクについて
4. 今後の対応について

- 前回委員会の後、国審議会※において、東地域及び中西地域の系統増強案（工事費・工期）と費用便益評価の試算結果等も踏まえた今後の対応についてご議論いただいた。
 - ※ 第70回電力・ガス基本政策小委員会（24/2/27）及び第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（24/3/7）
- その中で、今般の**東地域（海底直流送電線）及び中西地域（関門連系線）の整備については、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、社会的ニーズを加味し、可能な限り早期に増強をすることとされた。**

《国審議会での取りまとめ概要》

- 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。
- 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再エネ出力制御の低減効果や、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（海底直流送電線）及び中西地域（関門連系線）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、東日本及び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。

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。

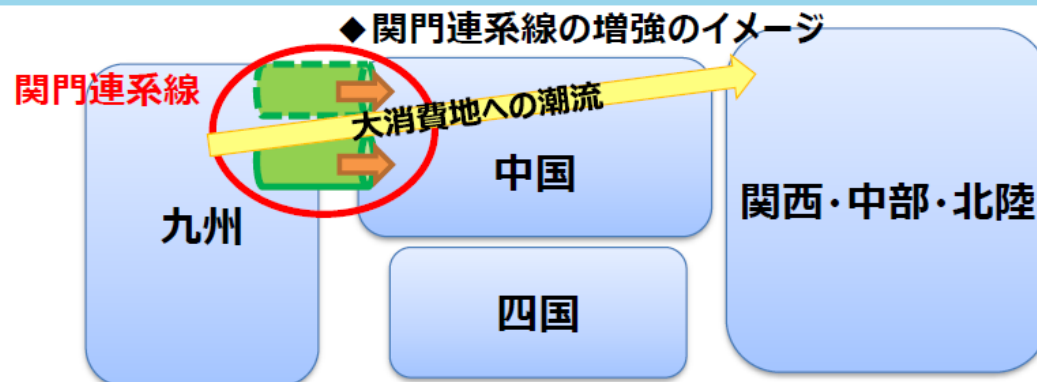
東地域 (北海道～東北～東京間) の系統整備の必要性

(出所) 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 資料11 一部修正

- 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。

関門連系線増強の必要性 (出所) 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 資料11 一部修正

- 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。



1. 定性的な系統整備の効果について
2. 国審議会での議論結果について
3. 系統整備において想定される今後のリスクについて
4. 今後の対応について

- 今回の東地域および中西地域（関門連系線）の計画策定プロセスは、ともに海底直流ケーブルを活用した増強方策案であり、海底ルートの不確実性を含めたリスクを想定する必要がある。
- 特に東地域においては、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た。また、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。今後も、ルート確定までには、追加調査の結果の反映及び既設工作物（ケーブル・人工漁礁等）の所有者・漁業関係者等との調整に伴うルート・防護方法等の変更が想定される。
- 東地域は、前例のない規模の海底直流送電工事となることから、関係者間の調整が円滑に進むよう、事業実施主体への支援を国に働きかけていく。
また、基本要件の決定以降、今回整理するリスクの顕在化等の理由により、工事内容の変更、工事費・工期の増減等が必要となる場合には、それが判明した段階で、必要に応じて本委員会等で対応を確認することとしたい。
- 中西地域（関門連系線）についても同様に、事業実施主体への支援を国に働きかけていくとともに、基本要件の決定以降、今回整理するリスクの顕在化等の理由により、工事内容の変更、工事費・工期の増減等が必要となる場合には、それが判明した段階で、必要に応じて本委員会等で対応を確認することとしたい。

- 技術面の主なリスクについて現段階で整理した結果は以下のとおり（詳細は参考資料参照）。
なお、基本要件以降に残存するリスクについては、今後の対応に向けて引き続き整理を進める。

	想定される主なリスク（代表例）	対 応
工事費の増加リスク	<ul style="list-style-type: none"> 追加調査の結果及び既設工作物（ケーブル・人工漁礁等）所有者・漁業関係者等との調整に伴うルートや防護方法などの変更 揚陸部・変換所・アクセス線等の実地調査の結果及び用地交渉に伴うルートなどの変更 その他（自然災害、資材費・傭船費・労務費の変動等） 	<ul style="list-style-type: none"> 関係者との交渉や調整等において、国が実施主体の支援を行う リスクの顕在化等の理由により、工事内容の変更、工事費・工期等の増減が必要となる場合には、それが判明した段階で、必要に応じて本委員会等で対応を確認する
工期の長期化リスク	<ul style="list-style-type: none"> 既設工作物（ケーブル・人工漁礁等）所有者や漁業関係者等との調整の長期化、ルートや防護方法などの変更 揚陸部・変換所・アクセス線等の関係者等との調整の長期化 メーカー事由による長期化（資機材調達難航、製造能力不足等） その他（自然災害等） 	<ul style="list-style-type: none"> 実施主体による機器・設備の性能評価を、国内外で有用性が確認されている試験方式を用いて行う 自然災害等による故障に対しては、実施案で維持・運用体制を検討する
運開後の安定運用面のリスク	<ul style="list-style-type: none"> 機器・設備の性能不良 設備故障による長期停止 その他（自然災害・想定外のケーブル外傷等） 	<ul style="list-style-type: none"> 実施主体による機器・設備の性能評価を、国内外で有用性が確認されている試験方式を用いて行う 自然災害等による故障に対しては、実施案で維持・運用体制を検討する
その他	<ul style="list-style-type: none"> 想定外の事象が顕在化し、計画の大幅な変更が必要となるリスク 	<ul style="list-style-type: none"> リスクが判明した段階で、必要に応じて本委員会等で対応を確認する

1. 定性的な系統整備の効果について
2. 国審議会での議論結果について
3. 系統整備において想定される今後のリスクについて
4. 今後の対応について

- 東地域及び中西地域の系統増強案（工事費・工期）と費用便益評価の試算結果等も踏まえた国審議会での議論において、今般の**東地域（海底直流送電線）及び中西地域（関門連系線）の整備については**、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、社会的ニーズを加味し、**可能な限り早期に増強をする**旨についての方向性が示された。
- また、前回お示した定性的な系統整備の効果等については、前回委員会に加え、国審議会においても、さらに情報を示し、丁寧に説明していくことが必要とのご意見をいただいたため、本日はデータ等を用いて補足させていただいた。こうした定性的な系統整備の効果等の説明については、引き続き、本委員会においても検討を深めていきたい。
- 同時に、本計画策定プロセスが国からの要請で開始され、可能な限り早期に増強をする旨の方向性が示されていることも勘案すれば、本機関としては、上記の検討と並行しつつも、東地域（海底直流送電線）及び中西地域（関門連系線）の計画策定プロセスについての検討を進めるため、次回以降の委員会において、基本要件案及び受益者の範囲案についてお示しすることとしたい。

■ 第75回広域系統整備委員会 (24/2/26)

- 今後について、今回、工事費・工期が示されているが、不確定な事項も多いため、国審議会での意見を受け、本委員会で議論を続けるという進め方自体に全く異論はない。今後進める中で都度明らかになることがあれば、こまめに共有・議論できるといい。
- 今回の工事費は、マस्पラで想定したよりもだいぶ大きくなっている印象。東地域はB/Cが1を超えるシナリオが多く出てくると思ったが、比較的厳しい結果という印象を受けた。その上で、再エネを北海道から運ぶために、B/Cが1を切ったとしても実施するという位置付けだと理解。この場ではないかもしれないが、そういうことはメッセージとして伝えていかななくてはいけない。
- 電源の前提条件を示してもらったが、今回のシミュレーションに関してもっと情報を出す必要がある。どういうものが送電され、その結果、どの電源が東北や東京で差し替わっているのかなど、情報としてしっかり出していく必要がある。
- 関門も東地域も同じだが、「再エネの抑制を減らした」というのが一つの価値だとすれば、その価値を定量的にしっかり示すべき。

■ 第70回電力・ガス基本政策小委員会 (24/2/27)

- B/Cが1を超えなくとも再エネを導入するため、レジリエンス増強のためには、系統増強が必要というのであれば、一定の国民負担をお願いするということになる。費用負担する国民のためにもきちんと説明するとともに、情報を開示するべき。実施案段階で費用が増大する可能性も併せて説明するべき。
- 電気料金という観点では、リスクを軽減する方向となる。これは、今回指摘された反映されていない便益に加えて説明してもよいのではないかと。
- 国民への丁寧な説明が必要。その説明の際には、検討の進め方、進捗状況については内容を入れるべき。
- 政策的判断に対する納得性を高めるため、本連系線の整備においてどの程度再エネ導入が進むかを示すことが重要。
- 出力制御率の低減見通しや、それに伴う再エネ発電の稼働率がどの程度増加するかなど、増強による効果を定量的なデータで示していく必要がある。B/C < 1の中で、政策的判断による増強を行う場合の費用負担・費用回収の観点でも再エネの導入拡大という目的を踏まえ整理して欲しい。

■ 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 (24/3/7)

- 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ど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。

- 現在の費用便益評価は、系統増強に当たっての前提として実施し、増強判断を行ってきた。一方、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とが、国審議会においても指摘されたところ。
- また、前回委員会等においても、CO2対策コストを一定として試算することや、様々な便益が過小評価されていないか等について、今後、再確認・改善してはどうかといったご意見も頂戴している。
- こうしたことも踏まえ、系統増強に当たって前提としている費用便益評価については、増強判断をする際の適切な評価指標となるよう、専門家の知見や海外事例等も参考にしつつ、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。

■ 第75回広域系統整備委員会 (24/2/26)

- 費用便益分析では、CO2対策コストを一定で見込んでいると理解。実際のCO2対策コストは幅があり、特にCO2の外部不経済の社会的コストという観点からは、真のCO2対策コストはもっと高い値という可能性はある。CO2対策コストの幅で感度分析を行い、CO2対策コストがもっと高い可能性も含めて検討すると定量的な効果としてもっとB/Cが改善することもあり得る。定量的な効果を十分議論できる余地があるため、定性的効果という弱い議論をするのではなく、例えば、再エネ出力制御の低減効果もCO2対策コストの感度分析等により定量化するなど、もっと説得力を増した議論をした方がいい。

■ 第70回電力・ガス基本政策小委員会 (24/2/27)

- B/Cに関しては、足元のインフレを反映してコストが高まる。あるいは、今後は更に増えることが予想される。しかし、主因がインフレなのであれば、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についても、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ではないか。便益が過小評価されていないのか考える余地は十分にある。
- 送電線を整備する上で、B/Cが1を超えるかどうかは様々な観点あるという点は十分理解できる。一方、他の手段もある中で、「需要誘導のB/Cと比べても優れている」という議論が欲しいと考える。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していく必要。
- 電気料金という観点では、リスクを軽減する方向となる。これは、今回指摘された反映されていない便益に加えて説明してもよいのではないか。

■ 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 (24/3/7)

- 貨幣価値として評価できない項目もあるのであれば、何が評価されて、何が評価されていないのか。また、地域偏在コストに関連して、大規模停電リスクや災害のリスク等を勘案していない点を今後どのように織り込んでいくのが重要。

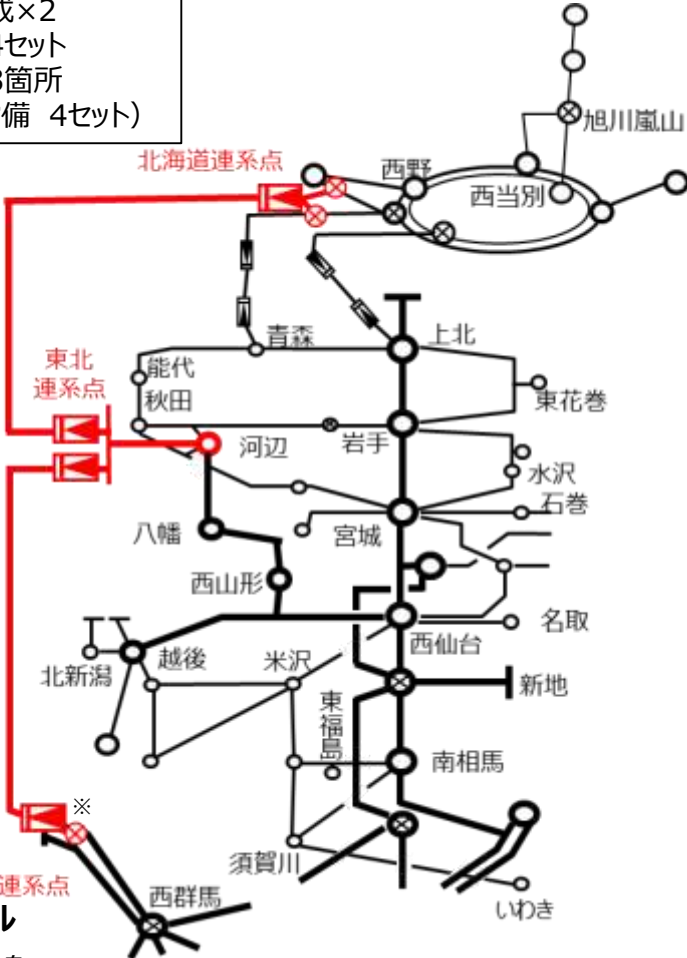
■今後のスケジュール (案)

	2023年度							2024年度
	9	10	11	12	1	2	3	
広域系統整備委員会	★70回		★71回	★72回 ★73回		★74回 ★75回	★76回 ★77回	
東地域作業会	▼9/6	▼10/10 ▼10/25	▼11/21 ▼12/14		▼1/10 ▼1/24	▼2/14▼2/28		
<div style="background-color: #f8d7da; padding: 5px;"> 連系線ルート/方式 (海底直流送電等) </div>	海域実地調査ほか ルート・工法・構造検討			陸上の直流、架空交流による送電ルートとの比較			基本要件 (案)	事業実施 主体・実施 案の募集・ 評価・決定
<div style="background-color: #f8d7da; padding: 5px;"> 交直変換装置 </div>	設備構成案 の整理	対案比較		増強方策案 とりまとめ (工期・工事費等)				
<div style="background-color: #f8d7da; padding: 5px;"> 直流と交流の連系地点 </div>	方向性	連系方法検討						整備計画 の策定
<div style="background-color: #f8d7da; padding: 5px;"> 地内系統増強 </div>	各エリアの地内増強検討			周波数影響評価など				
<div style="background-color: #f8d7da; padding: 5px;"> ファイナンス等のリスク評価 </div>	プロジェクトのリスクと対応方策							

■今後のスケジュール (案)

	'23年度							'24年度	
	9	10	11	12	1	2	3		
広域系統整備委員会	★70回		★71回	★72回 ★73回		★74回 ★75回 ★76回	★77回		
中西地域作業会	▼9/19	▼10/13	(今後、開催時期を調整)						
中部関西間連系線 +	工事概要の 確認・精査	増強方策案 とりまとめ (工期・工事費 等)		基本要件・ 受益範囲の決定	実施案の募集・評価・決定			工事 着手	
中地域交流ループ	工事概要精査	費用便益評価			整備計画の策定				
	工事先行着手								
関門連系線増強	直流通系の工事の確認・精査 (海底ルート検討・交直変換器検 討)	増強方策案とりまとめ (工期・工事費等)				基本要件 ・受益範囲の 決定	実施主体・ 案の募集・ 評価・決定	整備計画の 策定	
	インフラ活用検討								
	地内系統増強		費用便益評価						

以下参考

概要図	工事費に計上する主な項目	工事費 (億円)
<ul style="list-style-type: none"> ・2端子構成×2 ・変換器 4セット ・揚陸点 3箇所 (揚陸設備 4セット)  <p>北海道連系点</p> <p>東北連系点</p> <p>東京連系点</p> <p>旭川嵐山</p> <p>西当別</p> <p>西野</p> <p>青森</p> <p>上北</p> <p>能代</p> <p>秋田</p> <p>河辺</p> <p>岩手</p> <p>東花巻</p> <p>水沢</p> <p>石巻</p> <p>八幡</p> <p>宮城</p> <p>西山形</p> <p>名取</p> <p>越後</p> <p>米沢</p> <p>西仙台</p> <p>北新潟</p> <p>東福島</p> <p>南相馬</p> <p>須賀川</p> <p>西群馬</p> <p>いわき</p> <p>※南新潟幹線に接続する場合</p>	<p>【海域工事】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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 (備船費・保険料等) 	<p>8,700 ～ 11,000</p>
<p>【陸上工事】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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) 	<p>4,700 ～ 5,100</p>	
<p>【アクセス線・開閉所工事】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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) 	<p>1,700</p>	
<p>海底ケーブル 双極 1 回線 (本線 1 GW× 2 条、帰線 1 条)</p>	<p>合計</p>	<p>1.5～1.8 兆円</p>

- 東地域におけるHVDC:2GW(北海道～東北～東京)の増強による費用便益について、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を行った。その結果、**B/Cは0.63～1.72程度**となることを確認した。

<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]

- without : 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

【主な設備構成・工事費】

		案① 2GW双極	案② 1GW単極
直流設備の設備構成		<p>九州側 交直変換所</p> <p>本州側 交直変換所</p> <p>2GW双極</p> <p>2GW双極</p>	<p>九州側 交直変換所</p> <p>本州側 交直変換所</p> <p>1GW単極※</p> <p>1GW単極※</p> <p>※交直変換所の用地や直流送電線の設計に将来の拡張性を考慮。</p>
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）
	海底ケーブル	・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 (詳細、次頁)		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

- 関門連系線増強の費用便益評価について、割引率・燃料価格・アデカシー便益および工事費に幅をもって評価した結果、案①・②ともB/Cが1を下回る結果となった。
- 案①2GW双極では、交流系統の安定度制約により増強容量を十分活用できない（対策が別途必要）ため、工事費の安価な案②1GW単極の方が優位なことを確認した。

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

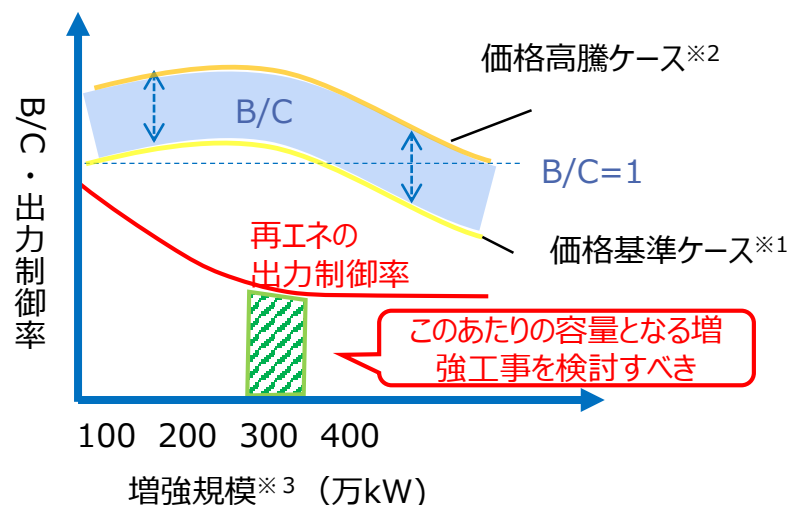
<費用・便益の単位>

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）

- 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**することとした。

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

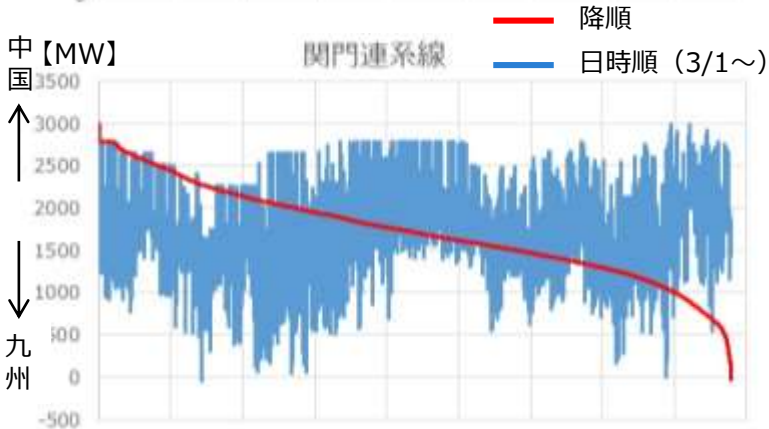
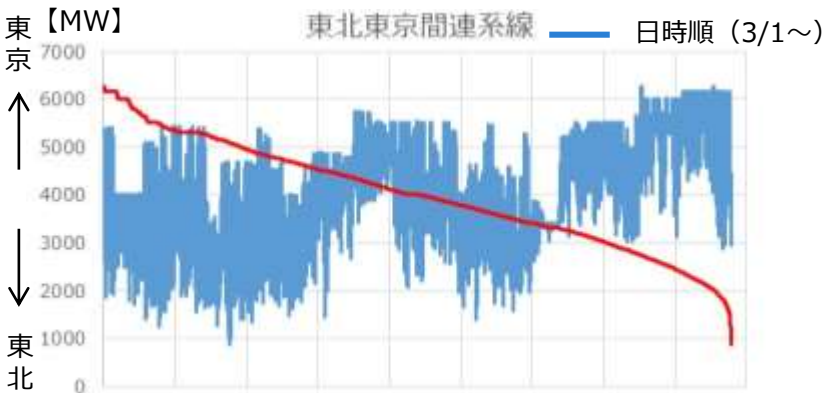
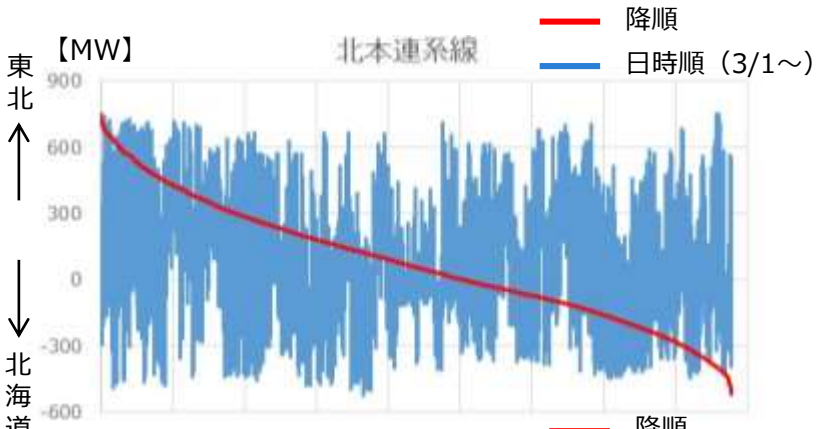
<燃料費 + CO₂対策コストの範囲>

[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 コンベンショナル (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	3.7
	CO ₂ 輸送 & 貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	—

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）

(参考) 連系線潮流の至近の状況について (2023年3月~2024年2月)



	利用量※1 【億kWh】	利用率 【%】
北本連系線	19.6	40.6※2
東北東京間連系線	352.2	81.1
関門連系線	151.7	70.6

※1 GC時点の計画潮流の積算

※2 北本連系線は年間を通してマージン設定しているため、「運用容量-マージン」に対する利用率を記載。運用容量に対する利用率は26.2%

- 今回のように大規模なプロジェクトの推進においては、内包するリスクと、その評価や対応策等について検討を行い、関係者間で共有することが重要である。
- 技術面のリスクは以下のとおり。なお、残存するリスクについては、公募要綱およびそれ以降の対応に向けて引き続き整理を進める。

●基本要件案にて考慮する主な事項（東地域HVDCの例）

基本要件案の検討における懸念事項	基本要件案作成に向けた対応方針
<ul style="list-style-type: none"> ● 海底ケーブルのルート検討においては、基本的には海域実地調査の結果を用いるが、海底谷の迂回等が必要となる場合に、調査範囲外でのルート選定が必要となる 	<ul style="list-style-type: none"> ● 他の調査結果や既存資料により海底地形を確認し、一定の仮定のもと海底谷を回避したルートを選定する（補足） <small>なお既存資料については実地調査と調査手法・粒度ともに異なる場合があり、今回選定されたルートが技術的に成立しているかを2024年度以降に調査し、今後精査するとともに、別途、確認・検証が必要である</small>
<ul style="list-style-type: none"> ● 海底ケーブルは区間毎に外傷の要因が異なるため、適切な防護を検討する必要がある 	<ul style="list-style-type: none"> ● 現状の調査データで埋設や防護の考え方を整理し、区間毎の外傷要因を考慮した防護方法を選定する（補足） <small>なお防護方法については2025年まで継続中の実証事業を進めており、今後明らかになる技術的知見を踏まえて変更があり得る</small>
<ul style="list-style-type: none"> ● 変換器の構成を多端子構成を基本とすると、国内外での先行事例が非常に少ないため、安定的な運用に懸念がある 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2端子構成を基本とする <small>（2端子以外の可能性については、必要に応じて実施案段階以降での調整余地を残す）</small>

●その他懸念事項（東地域HVDCの例）

懸念事項	確認した内容
<ul style="list-style-type: none"> ● ケーブル埋設深さ等に関する欧州仕様の事前第三者評価を実施しないことで、海底ケーブルルートの地盤情報等に関する情報が不足し、保険手配自体が出来なくなる恐れがある 	<ul style="list-style-type: none"> ● 作業会メンバーにケーブルルートに関して現在収集中の情報の例を共有し、当該調査を実施しないことが保険手配を妨げるものではないことを確認した

● 海域工事（海底ケーブル・揚陸部）

	想定される主なリスク	対応案
工事費の増加リスク	<ul style="list-style-type: none"> 追加調査の結果及び既設工作物等（ケーブル・人工漁礁等）所有者・漁業関係者等との調整に伴うルートや防護方法（埋設深さ・砕石防護の採否含む）などの変更 揚陸部の実地調査の結果及び用地交渉に伴うルートなどの変更 建設時の事故対応（備船費用含む） 商務条件等による工事費変動 工期短縮のための人員・資機材の確保 当初想定とは異なる許認可の変更や社会環境変化に伴う設計変更 その他（サプライチェーンにおける不可抗力の発生、自然災害、資材費・備船費・労務費の変動、金利上昇、保険料上昇、建設時の事故等） 	<ul style="list-style-type: none"> 関係者との交渉や調整等において、状況に応じて、国が前面に立ち、実施主体の支援を行う 概算工事費・概略所要工期の算出における前提が変わるなどのリスクの顕在化等の理由により、工事内容の変更、工事費・工期等の増減が必要となる場合には、それが判明した段階で、業務規程に基づき、本委員会等で対応を確認する
工期の長期化リスク	<ul style="list-style-type: none"> 既設工作物等（ケーブル・人工漁礁等）所有者や漁業関係者等との調整の長期化、ルートや防護方法などの変更 揚陸部の関係者等との調整の長期化、ルート変更など メーカー事由による長期化（資材調達難航、製造能力不足、品質未達等） 工事機材手配難航（備船・ROV等） 敷設中にケーブルが損傷した場合のケーブル再調達の長期化 荒天や海象条件不良 必要人材の調達不調 建設時の事故対応 環境影響評価や関係法令手続きによる長期化 当初想定とは異なる許認可の変更・長期化や社会環境変化に伴う設計変更 その他（サプライチェーンにおける不可抗力の発生、自然災害等） 	<ul style="list-style-type: none"> 事業実施主体において、工事保険の適用を検討する

● 海域工事（海底ケーブル・揚陸部）

	想定される主なリスク	対応案
運開後の安定運用面のリスク	<ul style="list-style-type: none">・ケーブル外傷（海流等による振動疲労含む）・ケーブル性能不良・上記ケーブル故障による長期停止・その他（自然災害等）	<ul style="list-style-type: none">・施工段階において実施主体によるケーブルの性能評価を、国内外で有用性が確認されている試験方式を用いて行う・自然災害等による故障に対しては、実施案で維持・運用体制を検討する

● 陸上工事 (変換所等)

	想定される主なリスク	対応案
<p>工事費の増加リスク</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 用地交渉・地権者特定に伴う位置変更等 • 詳細な系統解析等に基づく仕様変更・追加対策 (軸捻じれや共振等の詳細解析、系統安定化リレー等の精査) • 商務条件等による工事費変動 • 当初想定とは異なる許認可の変更や社会環境変化に伴う設計変更 • その他 (天候不順、自然災害、資材費・労務費の変動、金利上昇、保険料上昇、建設時の事故等) 	<ul style="list-style-type: none"> • 関係者との交渉や調整等においては、状況に応じて、国が前面に立ち、実施主体の支援を行う
<p>工期の長期化リスク</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 関係者等との協議・調整の長期化 • 地質・地盤条件による土地造成の長期化 • システム検討の長期化 • メーカー事由による長期化 (資材調達難航、製造能力不足等) • 工場出荷前試験の調整 (CIGRE/JEC/IEC) • 運用方法等の要件の決定と発注仕様の確定の長期化 • 必要人材の調達不調 • 建設時の事故対応 • 当初想定とは異なる許認可の変更・長期化や社会環境変化に伴う設計変更 • その他 (天候不順、自然災害等) 	<ul style="list-style-type: none"> • 概算工事費・概略所要工期の算出における前提が変わるなどのリスクの顕在化等の理由により、工事内容の変更、工事費・工期等の増減が必要となる場合には、それが判明した段階で、業務規程に基づき、本委員会等で対応を確認する

● 陸上工事（変換所等）

	想定される主なリスク	対応案
運開後の安定運用面のリスク	<ul style="list-style-type: none">変換器性能不良その他（天候不順、自然災害等）	<ul style="list-style-type: none">施工段階における実施主体による機器の性能評価を、国内外で有用性が確認されている試験方式を用いて行う自然災害等による故障に対しては、実施案で維持・運用体制を検討する

● アクセス線・開閉所等

	想定される主なリスク	対応案
工事費の増加リスク	<ul style="list-style-type: none"> 関係者等との協議・調整等に伴うルート変更など その他（天候不順、自然災害、資材費・労務費等の変動、金利上昇、保険料上昇、建設時の事故等） 	<ul style="list-style-type: none"> 関係者との交渉や調整等においては、状況に応じて、国が前面に立ち、実施主体の支援を行う 概算工事費・概略所要工期の算出における前提が変わるなどのリスクの顕在化等の理由により、工事内容の変更、工事費・工期等の増減が必要となる場合には、それが判明した段階で、業務規程に基づき、本委員会等で対応を確認する
工期の長期化リスク	<ul style="list-style-type: none"> 関係者等との協議・調整・地権者特定等の長期化 高所作業員確保の難航、必要人材の調達不調 メーカー事由による長期化（資材調達難航、製造能力不足・別件工事とのメーカー施工力の競合等） 建設時の事故対応 環境影響評価や関係法令手続きによる長期化 許認可手続きの長期化 その他（天候不順、自然災害等） 	

● その他

	想定される主なリスク	対応案
想定外事象リスク	<ul style="list-style-type: none"> 想定外の事象が顕在化し計画の大幅な変更が必要となるリスク 	<ul style="list-style-type: none"> リスクが判明した段階で、必要に応じて本委員会等で対応を確認する