

東地域の広域連系系統に係る計画策定プロセス

2024年2月26日
広域系統整備委員会事務局

- 第74回本委員会（2024.2.5）にて、系統構成案の比較結果、海底ケーブルにおける防護方法の選定結果について、ご確認いただいた。
- 本資料では、**HVDC:2GWの系統増強案（工事費・工期）と費用便益の試算結果について整理したのでご確認いただくとともに、今後の対応についてご議論いただきたい。**

<今回ご説明の内容>

1. 東地域HVDC増強内容（工事費）
2. 費用便益評価
3. 定性的効果
4. 工期
5. 今後の進め方

■ 北海道～東北～東京間の日本海ルート2GWを基本に地域間連系線増強等を検討。本日は、**HVDC:2GWの系統増強案（工事費・工期）と費用便益の試算結果について整理したのでご確認いただくとともに、今後の対応についてご議論いただきたい。**

<整備概要と主な検討内容>

① 系統構成

- ・新設HVDCの接続エリアの検討（北海道～東北～東京間）

② 連系線ルート/方式（海底直流送電等）

- ・海底直流送電の実現性検討（海域実地調査）、ルート・工法・構造の一体検討、揚陸地点
- ・陸上の直流、架空交流による送電ルートとの比較

③ 交直変換装置

技術動向調査、機器構成案の比較検討

④ 地内系統と直流系統の連系地点

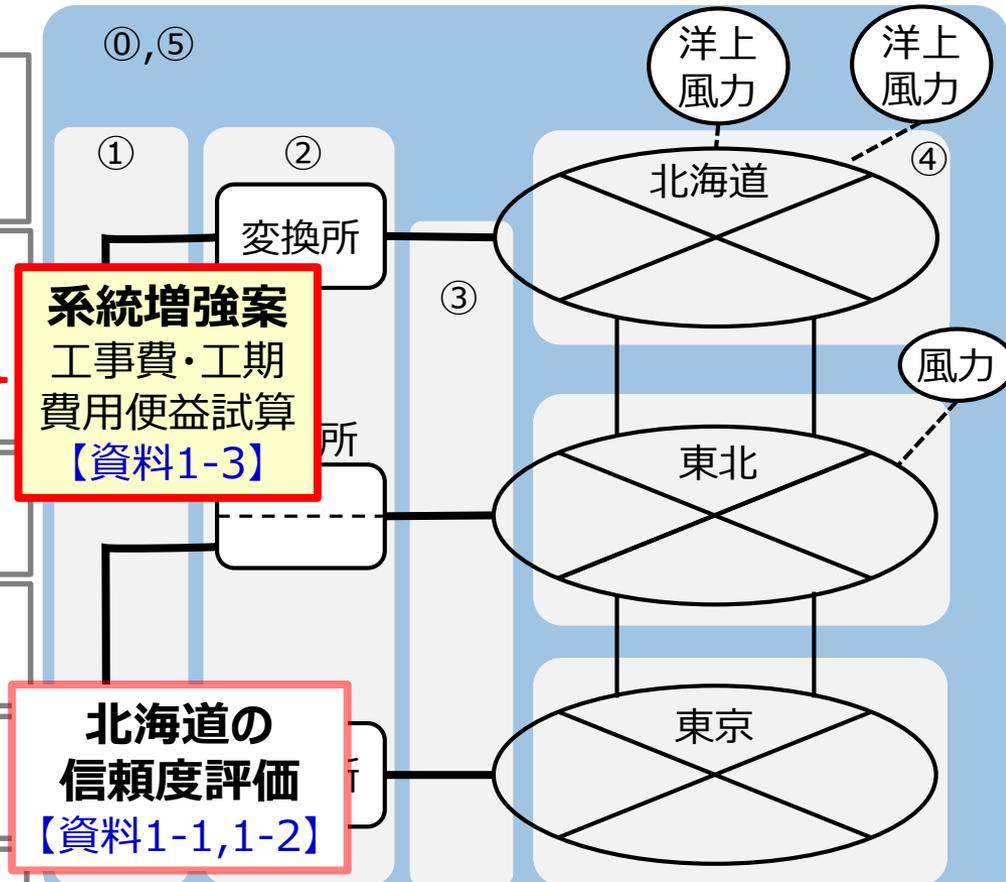
地内の状況を踏まえた連系地点選定

⑤ 地内系統

地内系統増強、再エネ大量導入の系統影響評価と対応

⑥ 事業推進に資する検討

ファイナンス面からのリスク評価など



※上図は検討内容の項目を整理するためのイメージであり、増強概要を示したものではありません。

東地域系統増強方策の内容

HVDC:2GW（北海道～東北～東京）

- 第74回本委員会（2024.2.5）において、系統構成案についてご確認をいただき、**北海道・東北エリアの再エネ大量導入に対し、東京へ送電できる容量を早期に拡大する(2GWを基本)**という目的を踏まえ、**北海道～東北～東京をHVDC（海底ケーブルルート）で接続する系統構成を基本**とすることとした。
なお、HVDCを2GWで増強する場合とあわせて、1GWで増強する場合についても評価することとした。
- また、同委員会において、**海底ケーブルルートの海域調査結果から、全区間においてルート確保が技術的に可能**であることを示すとともに、海域調査結果をもとに**海底ケーブルの防護方法の選定結果**について整理した。
- さらに、第72回本委員会(2023.12.8)では、**交直変換装置の設備構成**について、**技術開発動向や実現性、工事費・工期などの観点から総合的に考慮し、基本要件では以下を基本**とすることとした。
 - ・端子構成 : 実績があり実現性の観点からも確実である2端子構成を基本
 - ・極構成 : ケーブル条数が少なく工事費・工期の低減が図れる双極構成
 - ・交直変換方式 : 採用実績があり、交流系統との協調面からも優位な自励式
- 以上を踏まえて、広域機関において**系統増強案の工事費等を整理した結果**を次頁に示す。

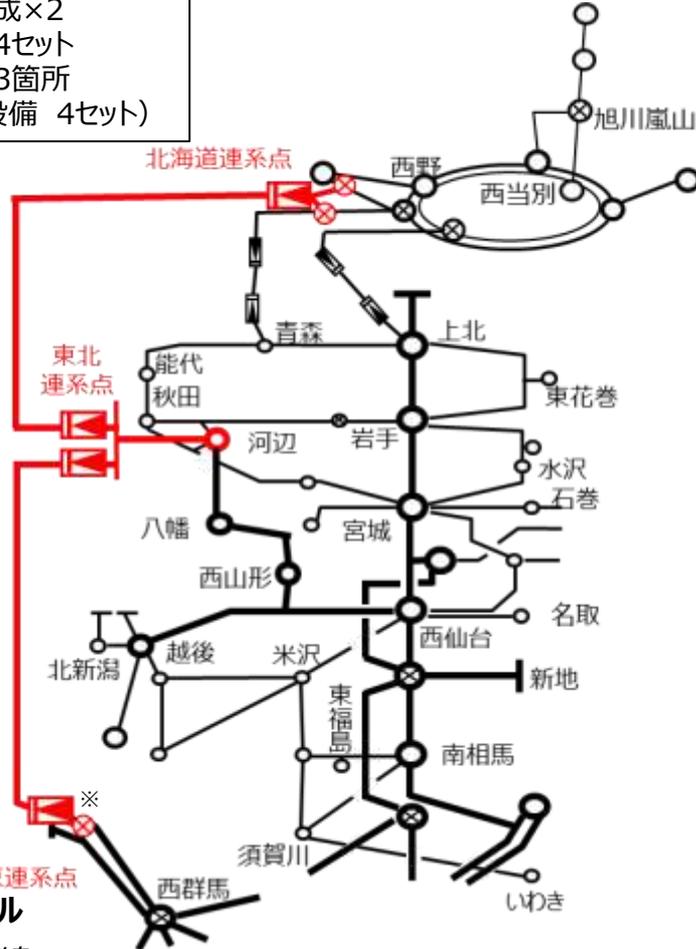
- 北海道・東北エリアの再エネ大量導入に対し、東京エリアに効率的に送電するための連系容量を確保するため、海底ケーブルルートにてHVDC:2GW(北海道～東北～東京間)を新設する。
- 海域工事・陸上工事の概算工事費の算出にあたっては、NEDO調査事業※を基に、メーカーヒアリングや過去実績等を考慮した。

※「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）」

- 今回の工事費算出においては、基本要件時点で絞込みが難しい等の以下の変動要素を考慮している。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、ケーブル防護方法の精緻化などにより、工事費が変動する可能性がある。
- 【主な変動要素】
 - ✓ 海底ケーブル：ケーブル防護区間や防護方法など、今後の調査等を踏まえて決定するものについては幅付き（碎石防護区間など）。
 - ✓ 交直変換所：自励式変換器の詳細仕様未確定による変動分を考慮。
- 工事概要および工事費は次頁のとおり。

概要図

- ・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)



双極 1 回線
(本線 1 GW× 2 条、帰線 1 条)

※南新潟幹線に接続する場合

工事費に計上する主な項目

- 【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（備船費・保険料等）

- 【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）

- 【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）

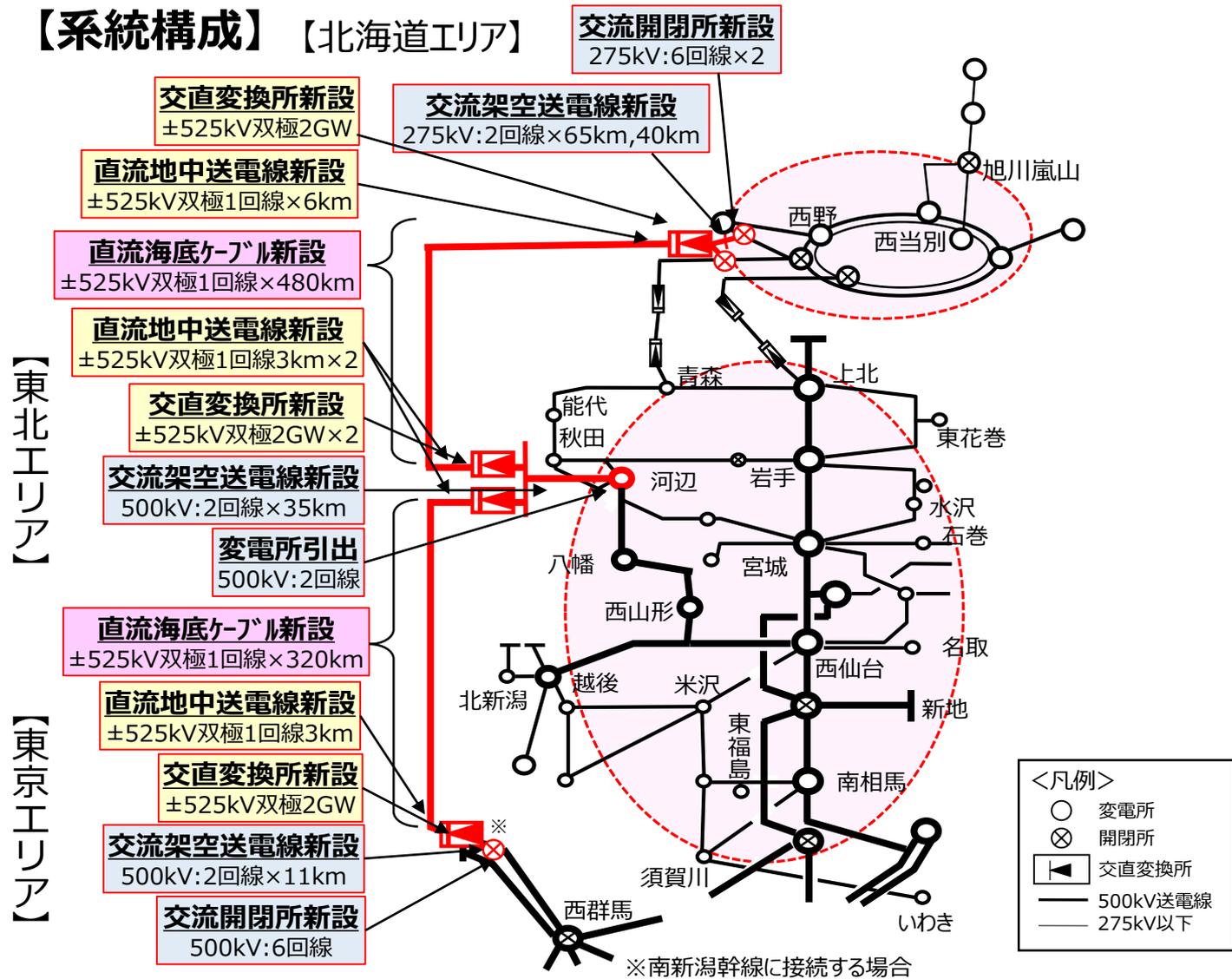
合計 1.5~1.8兆円

8,700
~
11,000

4,700
~
5,100

1,700

■ 東地域のHVDC:2GW(北海道～東北～東京間)の工事概要は以下のとおり。

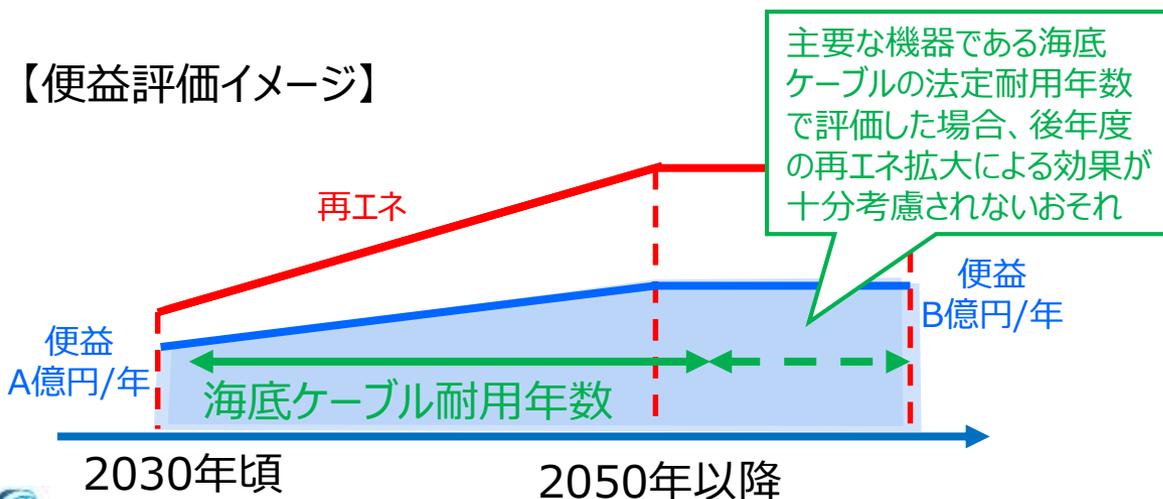


	仕 様
交直変換所	±525kV双極2GW (北海道)2GW:1箇所、(東北)2GW×2:1箇所、(東京)2GW×1箇所
直流海底ケーブル	(北海道～東北)±525kV双極1回線：約480km (東北～東京) ±525kV双極1回線：約320km
直流地中送電線	揚陸箇所：(北海道)6km、(東北)3km×2、(東京)3km
交流架空送電線	(北海道)275kV 2回線新設 65km、40km
	(東北)500kV 2回線新設 35km
	(東京)500kV 2回線新設 11km
交流開閉設備	(北海道)変換所引込：275kV 2回線引出し×2 既設系統分岐地点：275kV開閉所新設 6回線引出し×2 箇所
	(東北)変換所引込：500kV 2回線引出し 既設系統接続地点：500kV変電所 2回線引出し
	(東京)変換所引込：500kV 2回線引出し 既設系統分岐地点：500kV開閉所新設 6回線引出し
その他	現場経費・一般管理費・通信回線ほか

費用便益評價

- これまで費用便益評価においては、**主要工事の法定耐用年数の期間を対象として評価**を行ってきた。今回の東地域の系統増強では、**海底ケーブルが主要工事となり、その法定耐用年数は25年間**となる。
- 一方、**既設の地域間連系線の交直変換器や海底ケーブルでは法定耐用年数を超えて使用している実績**もある。また、「高経年化設備更新ガイドライン」では、**交流各設備に劣化兆候が表れ始めると想定される標準的な年数（標準期待年数）は、40～50年程度**と示されている。
- **増強する設備が法定耐用年数を超えて使用される可能性や再エネ連系の拡大見通し**を踏まえると、**法定耐用年数の期間での評価だけでは十分にその効果を評価できない可能性**もある。
そのため、**費用便益評価の期間として、法定耐用年数に加え、40年間でも評価**する。

【便益評価イメージ】



【主な機器の法定耐用年数】

	法定耐用年数
変換器・変圧器・開閉設備	22年
架空送電線	36年
地中電線路 (海底ケーブルはこちらに準ずる)	25年

1.(1) 標準期待年数

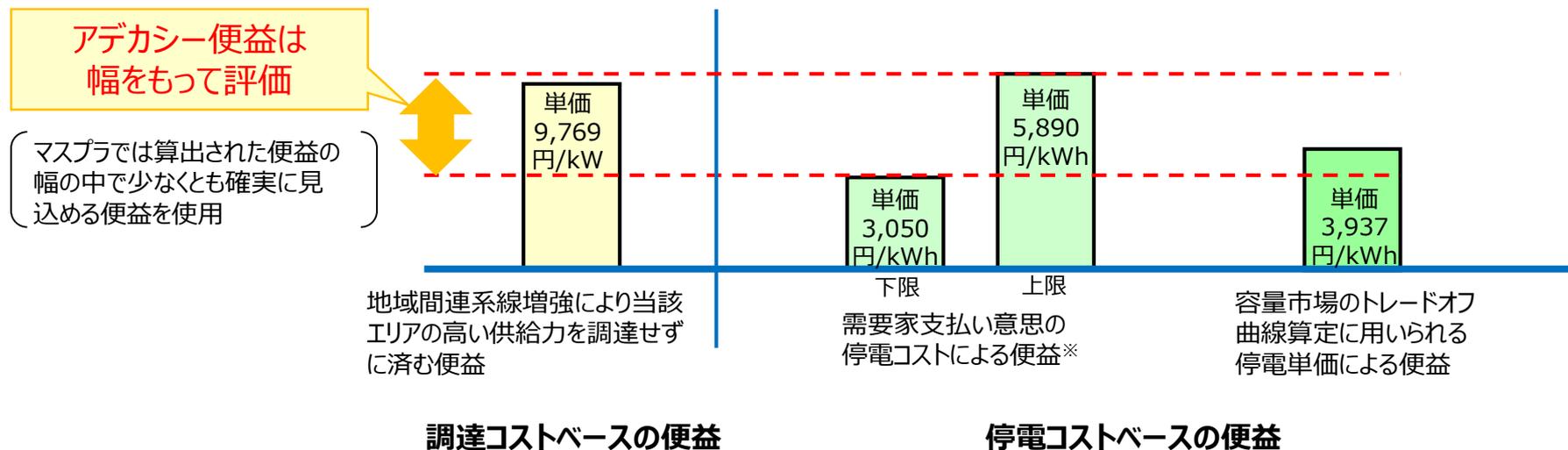
97

設備区分	設備種別		標準期待年数	値設定の考え方
	大分類 (品目)	小分類 (電圧・仕様)		
工務設備	鉄塔	11kV～500kV・鋼管、山形鋼	120年	塗装による影響が大きく、日本では劣化による倒壊事象がないことから、イギリスにおけるガイドラインの鉄塔の標準期待年数を参考に、塗装等の適切なメンテナンス等を実施した状態での劣化進展として設定
	電線	11kV～500kV・ACSR/st系	61年	イギリスにおけるガイドラインの電線の標準期待年数を参考に、一般送配電事業者における撤去品調査に基づく最大抗張力 (UTS) を基に設定
		11kV～500kV・ACSR/AC系	108年	
		11kV～500kV・HDCC系	69年	
	ケーブル	220/275kV・CV	49年	イギリスにおけるガイドラインのケーブルの標準期待年数を参考に、一般送配電事業者における撤去品調査に基づく絶縁耐力 (破壊電界) を基に設定
		110/154kV・CV	56年	
		66/77kV・CV	38年	
		22/33kV以下・CV	44年	
	変圧器	11kV～500kV・油入	50年	イギリスにおけるガイドラインの変圧器の標準期待年数を参考に、日本電機工業会規格 (JEM) ※1や一般送配電事業者における運用実績等を基に設定
	遮断器	11kV～500kV・ガス	50年	イギリスにおけるガイドラインの遮断器の標準期待年数を参考に、電気協同研究 ※2や一般送配電事業者における運用実績等を基に設定
配電設備	電柱	6.6kV以下・コンクリート	65年	電気学会 調査専門委員会における撤去品調査結果や電気学会論文 ※3等を参考に設定
	電線	6.6kV以下・銅	52年	
		6.6kV以下・アルミ	56年	
		6.6kV以下・CV	54年	
	ケーブル (地中)	6.6kV以下・CV	54年	
柱上変圧器	6.6kV・全仕様	48年		

※1 JEM1463「変圧器用絶縁紙の平均重合度評価基準」、※2 第70巻第2号「ガス絶縁開閉装置の保全高度化」、※3 論文誌B vol.140 No.4 (2020) P.243～252

- アデカシー便益について、マスタープランでは、停電コストや調達コストをベースに算定される複数の便益のうち、確実に見込める便益にて評価することとした。
- 一方で、今後の評価では、**容量市場において市場分断しているエリアがある状況等も考慮し、停電コストベースや調達コストベースの幅付きで評価することとした。**

<アデカシー便益評価のイメージ>



※需要家支払い意思の停電コストの上限・下限
供給力不足による計画停電を前提として、大口事業所・中小事業所・個人へ停電コストについて、アンケートした結果をもとに、各需要電力量の割合で加重平均したもの。

- 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。

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

<費用便益評価の結果(HVDC:2GW)>

		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

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								
	アゲンシー便益	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/C

1.6

1.4

1.2

1.0

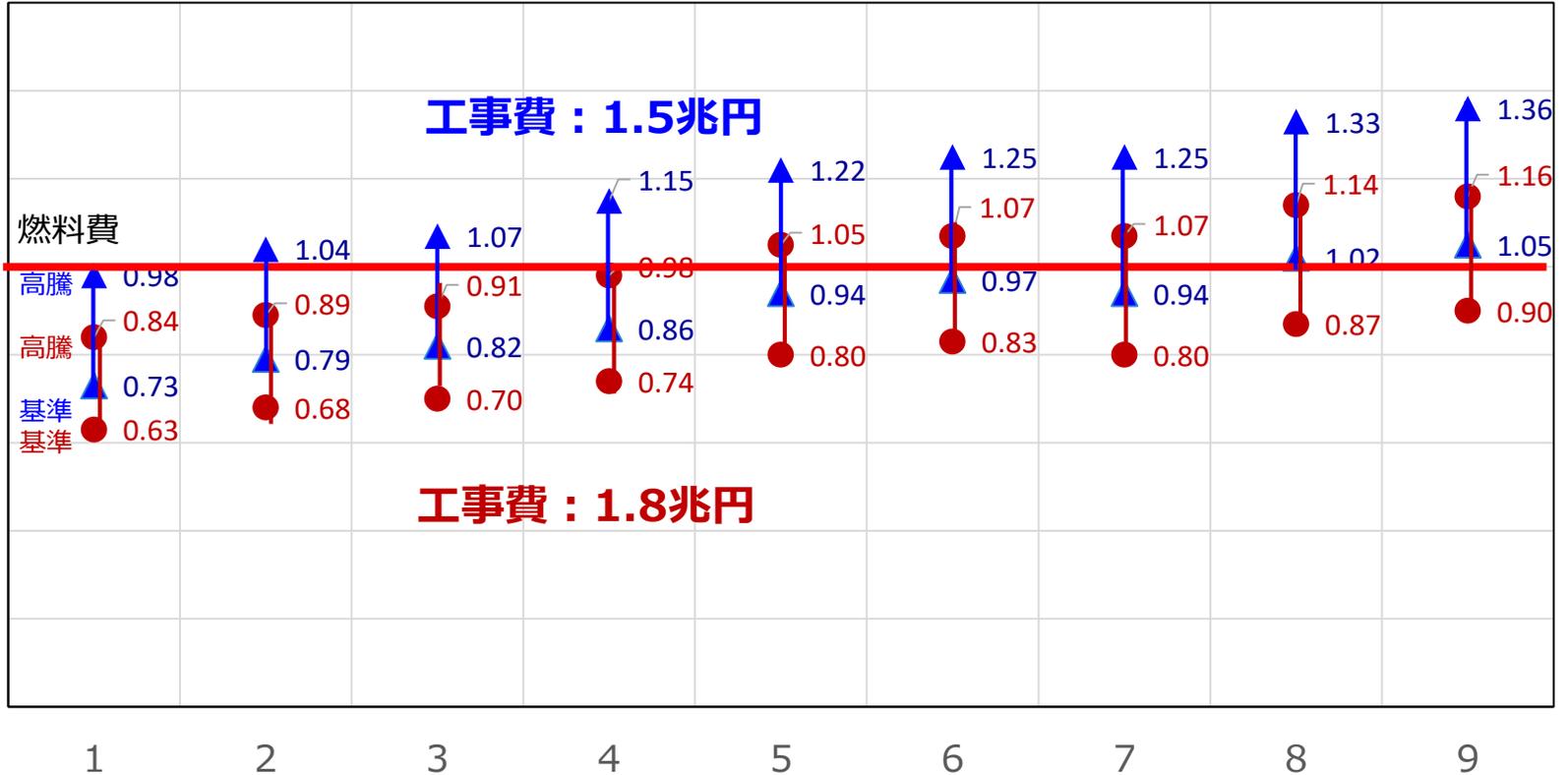
0.8

0.6

0.4

0.2

0.0



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								
	アベガー便益	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		
	アベガー便益	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

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								
	アゲンシー便益	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/C

2.0

1.8

1.6

1.4

1.2

1.0

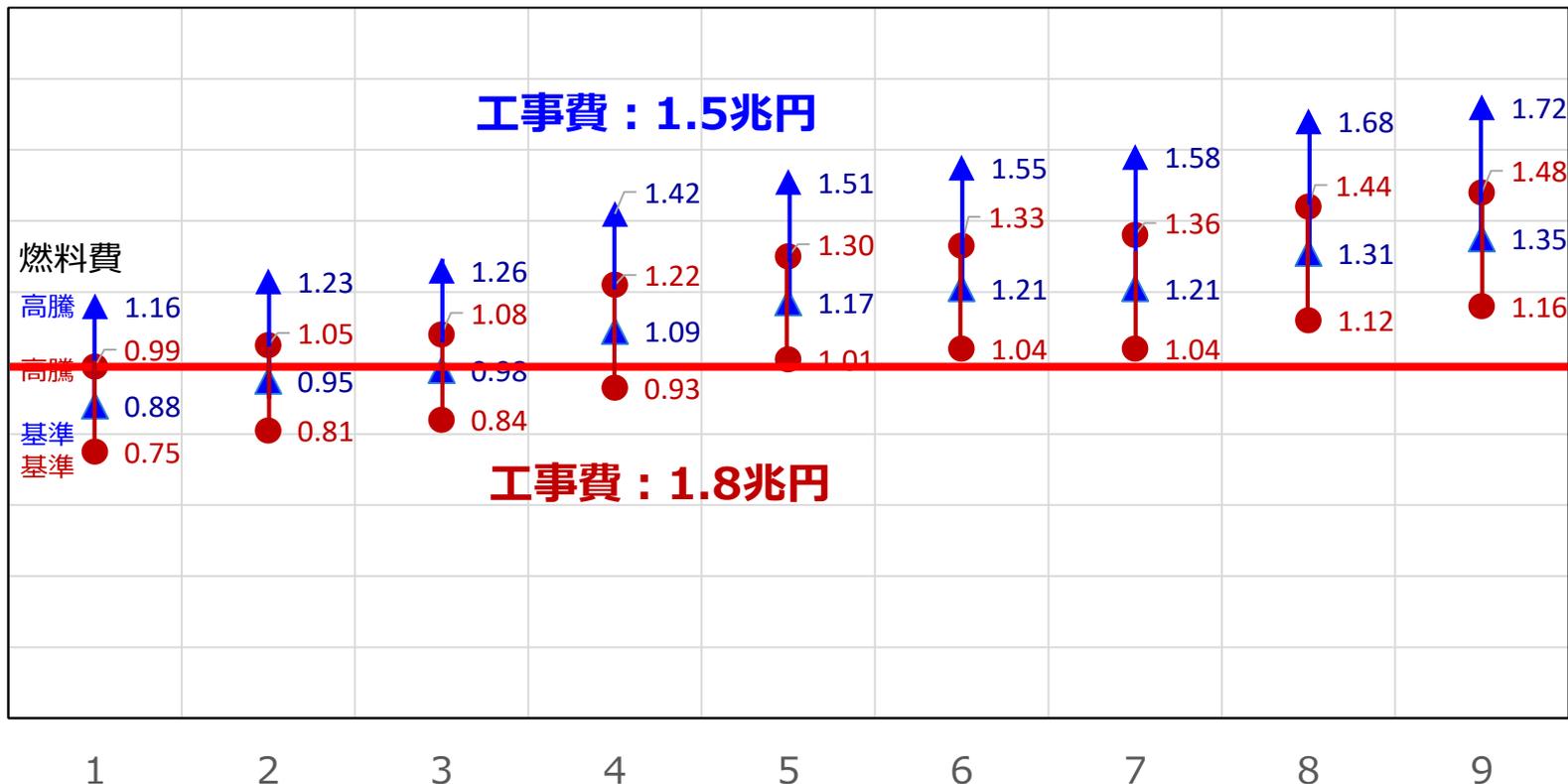
0.8

0.6

0.4

0.2

0.0



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								
	アベガー便益	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		
	アベガー便益	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

- 北海道～東北～東京間のHVDCを1GWで増強する場合、2GWの場合と比べて送電容量は半分となるものの、工事費を抑制することができる。今回、1GWで増強した場合の費用便益を燃料費基準ケースで試算し、2GWの場合との比較を行った。
- その結果、以下に示すように、HVDCを1GWで増強した場合、2GWの場合と比べてB/Cが低くなった。
そのため、この費用便益評価の結果及び、将来の北海道・東北における将来の再エネ導入量を踏まえると、早期に2GW以上の送電容量を確保することから、2GWでの増強を基本とすることだろうか。

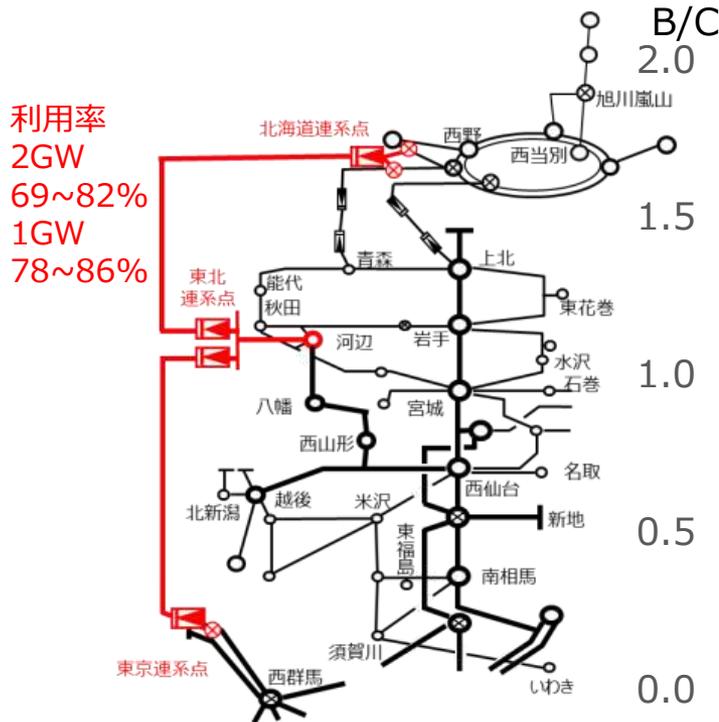
<概算工事費>

【2GWケース】
1.5～1.8兆円

【1GWケース】
1.2～1.4兆円

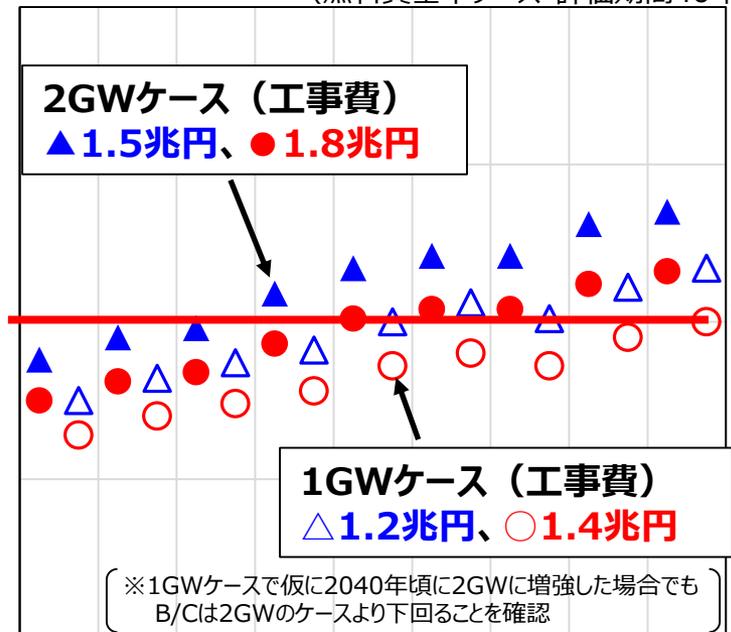
<主な仕様の差>

- ・交直変換器の容量を2GW→1GWに変更
- ・1GW単極1回線構成とし海底直流ケーブルを3条→2条に変更など



便益評価結果

(燃料費基準ケース・評価期間40年)



ケース 1 2 3 4 5 6 7 8 9

- 既設の北本連系線のルート断事故時には負荷遮断や電源制限は発生しないこと、北海道エリアの大規模発電所1サイトの脱落に対するブラックアウト対策は実施済であることから、これらの事象に対して、今回のHVDC新設による効果はない。一方で、これらの想定を超えるような大規模災害等が発生した場合の対応として、活用が期待できる。
- また、将来の既設北本連系線の交直変換器等の高経年対策における北海道本州間の連系線の運用制約の緩和が期待できる。
- なお、これらの効果については、現段階で定量化が困難なため、定性的な効果と位置付ける。

【例】

(a) 大規模災害等における供給信頼度の向上効果

- 大規模災害等により、想定をこえるような事象が発生した場合の救済ルートとして活用が期待できる。

(b) 既設北本連系線の作業停電期間における送電制約軽減の効果

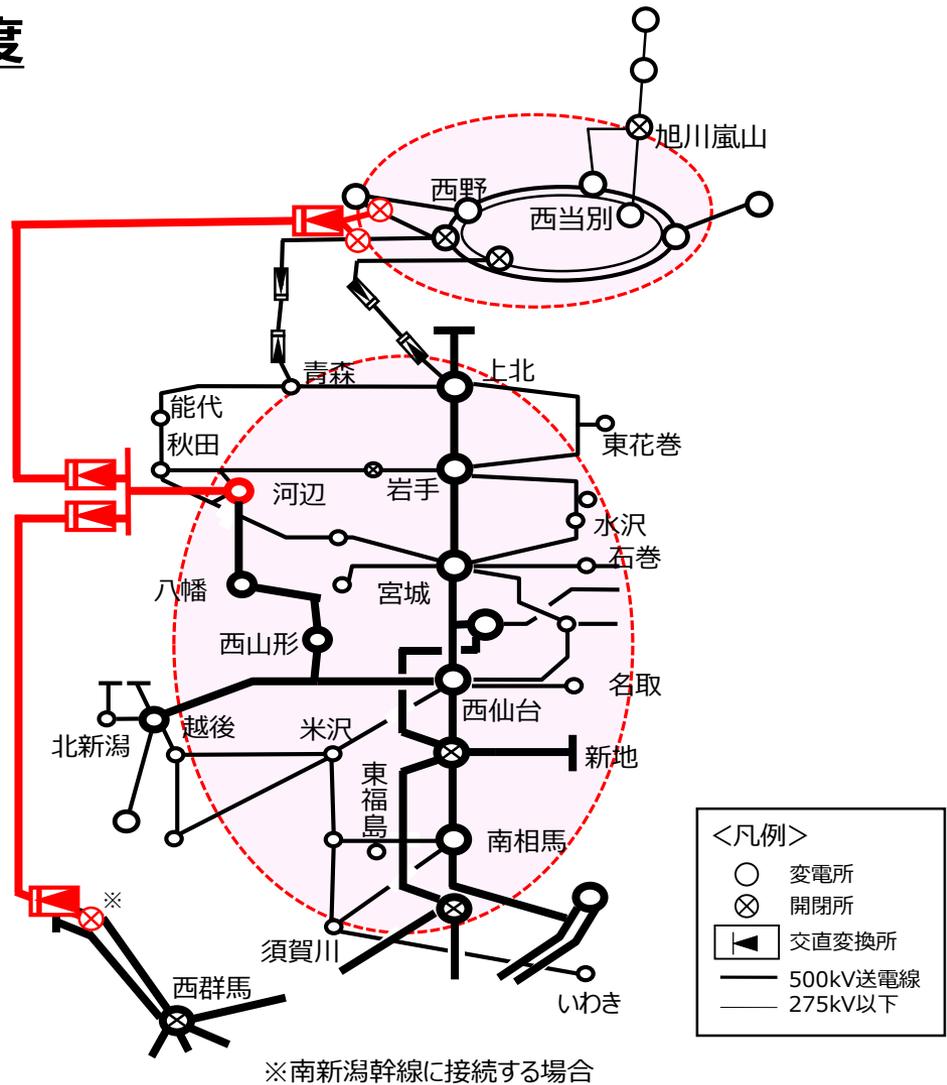
- 将来、既設の北本連系線設備等の高経年対策時における北海道本州間の連系線の運用制約の緩和が期待できる。

■ 北海道・東北エリアの再エネ大量導入に対し、東京エリアに効率的に送電するための連系容量を確保するため、HVDC:2GW(北海道～東北～東京間)を新設する。

概算工事費 : 1.5兆円～1.8兆円程度

概略所要工期 : 6年～10年程度

		増強概要
連系線新設		<ul style="list-style-type: none"> ■ HVDC海底ケーブル、地中ケーブル、架空線 ±525kV 2GW, 双極構成(ケーブル3条)×約800km ■ 交直変換所3箇所 北海道、東北、東京
地内系統増強	北海道	<ul style="list-style-type: none"> ■ 交直変換所と地内交流系統接続 <ul style="list-style-type: none"> ・変換所～後志幹線間送電線新設 ・変換所～道南幹線間送電線新設 ・275kV開閉所 2箇所新設
	東北	<ul style="list-style-type: none"> ■ 交直変換所と地内交流系統接続 <ul style="list-style-type: none"> ・変換所～河辺変電所間交流500kV送電線新設
	東京	<ul style="list-style-type: none"> ■ 交直変換所と地内交流系統接続 <ul style="list-style-type: none"> ・変換所～南新潟幹線または新新潟幹線間送電線新設 ・500kV開閉所新設



※南新潟幹線に接続する場合

- 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。
- 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。

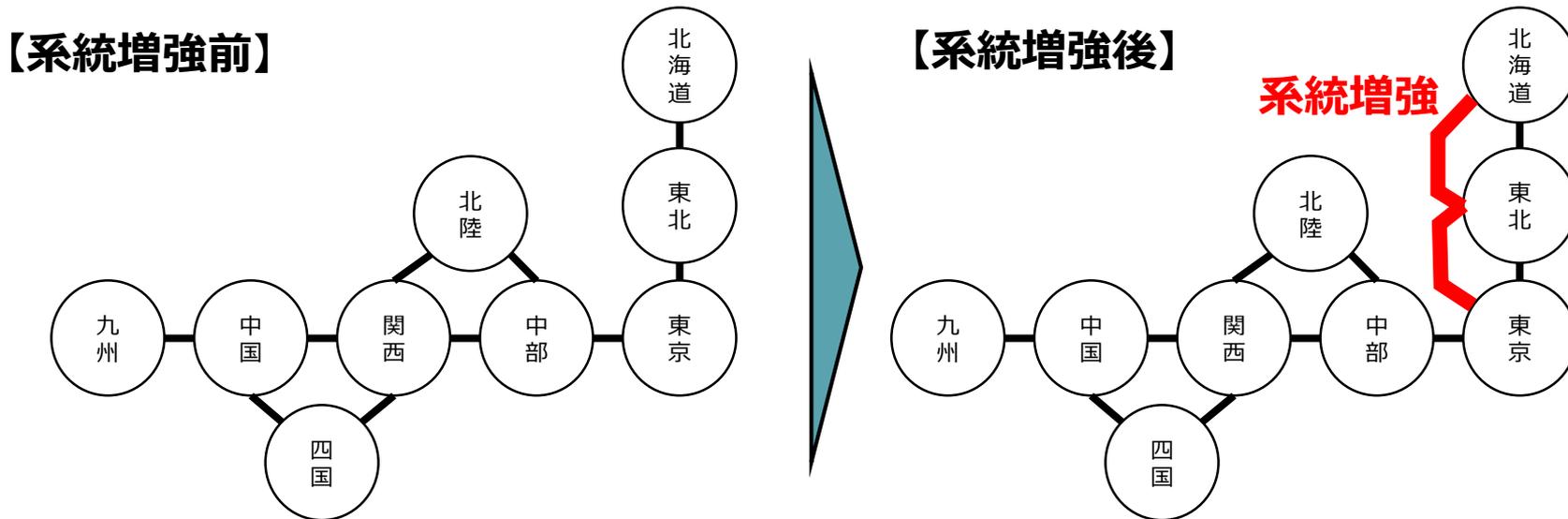
■ 次回以降の本委員会では、国の審議会での議論結果を踏まえた対応、及び、プロジェクトのリスクと対応についてご確認いただくこととしたい。

■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	
連系線ルート/方式 （海底直流送電等）	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 整備計画 の策定
交直変換装置	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）				
直流と交流の連系地点	方向性	連系方法検討					費用便益評価		
地内系統増強	各エリアの地内増強検討								
	周波数影響評価など								
ファイナンス等のリスク評価	プロジェクトのリスクと対応方策								

參考資料

- 燃料費・CO2対策コストは、全国 merit order シミュレーションを行い、系統増強前後における電源の起動費を含めた総発電コスト（燃料費 + CO2対策コスト）の差分を便益とする。
- 関門連系線の増強に伴う燃料費・CO2対策コストの低減による便益は、下表のとおりとなった。



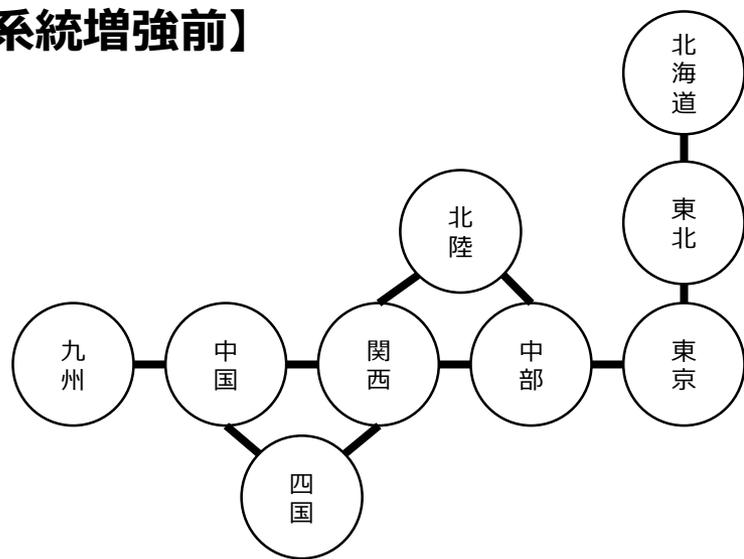
<燃料費・CO2対策コストの低減効果>

	系統増強前		系統増強後	
	2030年頃	2050年	2030年頃	2050年
燃料費基準ケースの便益	(ベース)	(ベース)	811億円/年	1,143億円/年
燃料費高騰ケースの便益	(ベース)	(ベース)	1,204億円/年	1,461億円/年

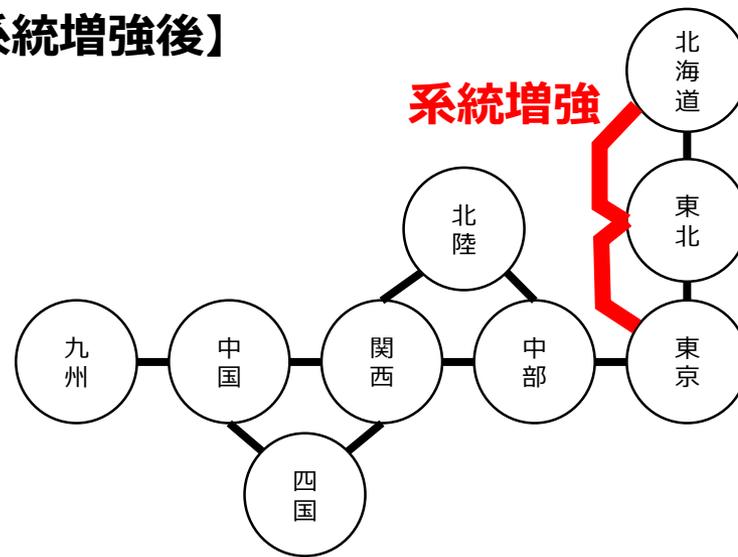
- 調達コストベースの便益算定では、系統増強前後における必要供給力の差 (系統増強により低減される必要供給力[kW]) に対して調達コストを乗ずることで便益とする。
- 関門連系線増強に伴う必要供給力の低減効果及び便益は、下表のとおりとなった。

(参考) 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 P11)

【系統増強前】



【系統増強後】

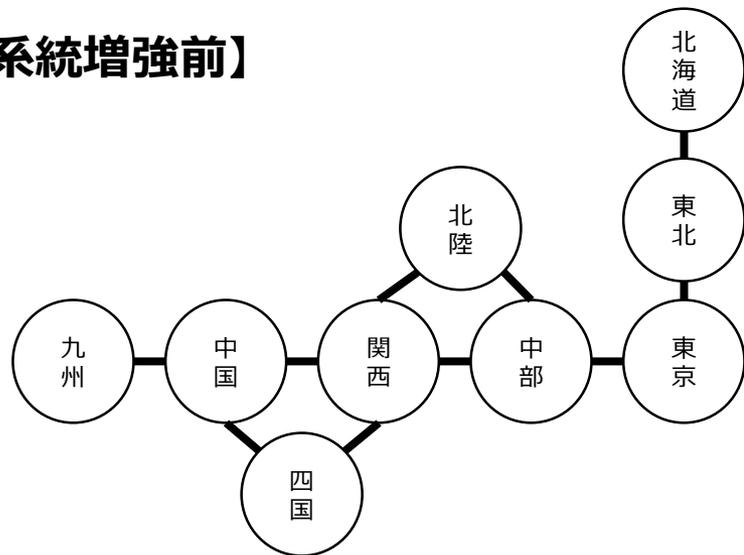


	系統増強前		系統増強後	
	2030年頃	2050年	2030年頃	2050年
全国必要供給力	14,467万kW	16,863万kW	14,252万kW	16,631万kW
必要供給力の差	—	—	▲215万kW	▲232万kW
便益	—	—	210億円/年	327億円/年

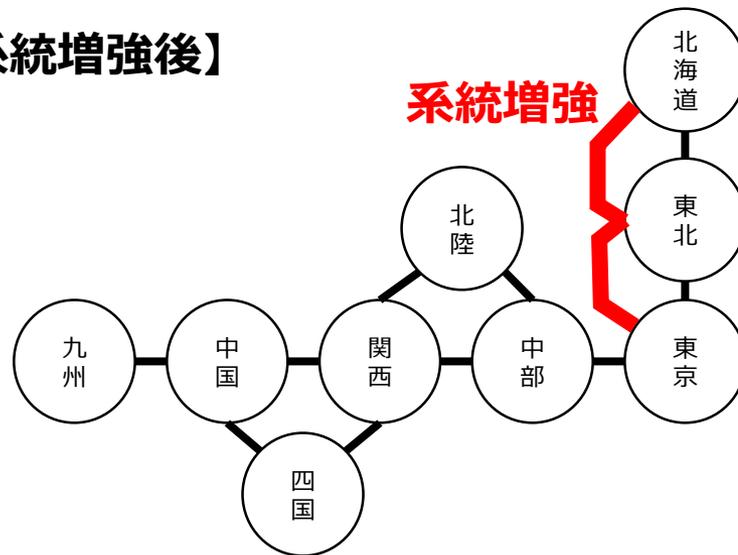
- 停電コストベースの便益算定では、系統増強により低減される見込み不足電力量に対して停電コストを乗ずることで便益とする。
- 関門連系線増強に伴う見込み不足電力量及び便益は、下表のとおりとなった。

(参考) 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 P13)

【系統増強前】



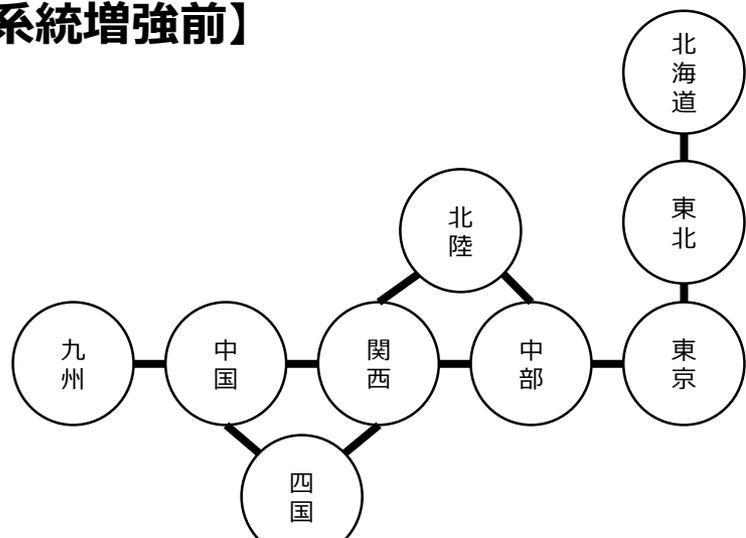
【系統増強後】



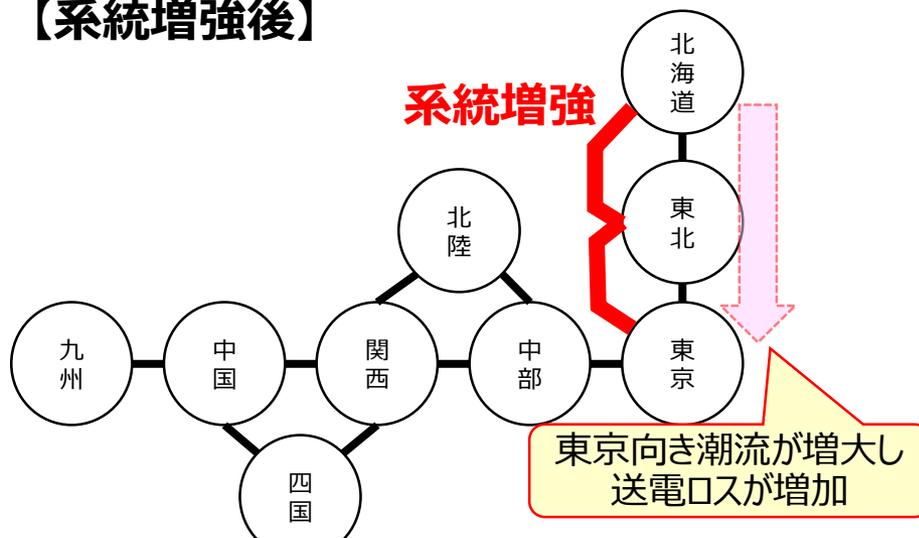
	系統増強前		系統増強後	
	2030年頃	2050年	2030年頃	2050年
見込み不足電力量	710万kWh	909万kWh	415万kWh	594万kWh
不足電力量差分	—	—	▲295万kWh	▲315万kWh
便益	—	—	90~174億円/年	96~186億円/年

- 送電ロスは、送変電設備の抵抗損失等によって発生する。系統増強により系統の抵抗値が小さくなる一方、広域的な電力潮流が増加することにより、全体の送電ロスは増減する。
- 今回、系統増強前後の差に電源の限界費用を乗算することで、送電ロスの便益を算出した。
- 東地域の系統増強を行った場合、**送電ロスが増加する結果となりマイナスの便益**となった。

【系統増強前】



【系統増強後】



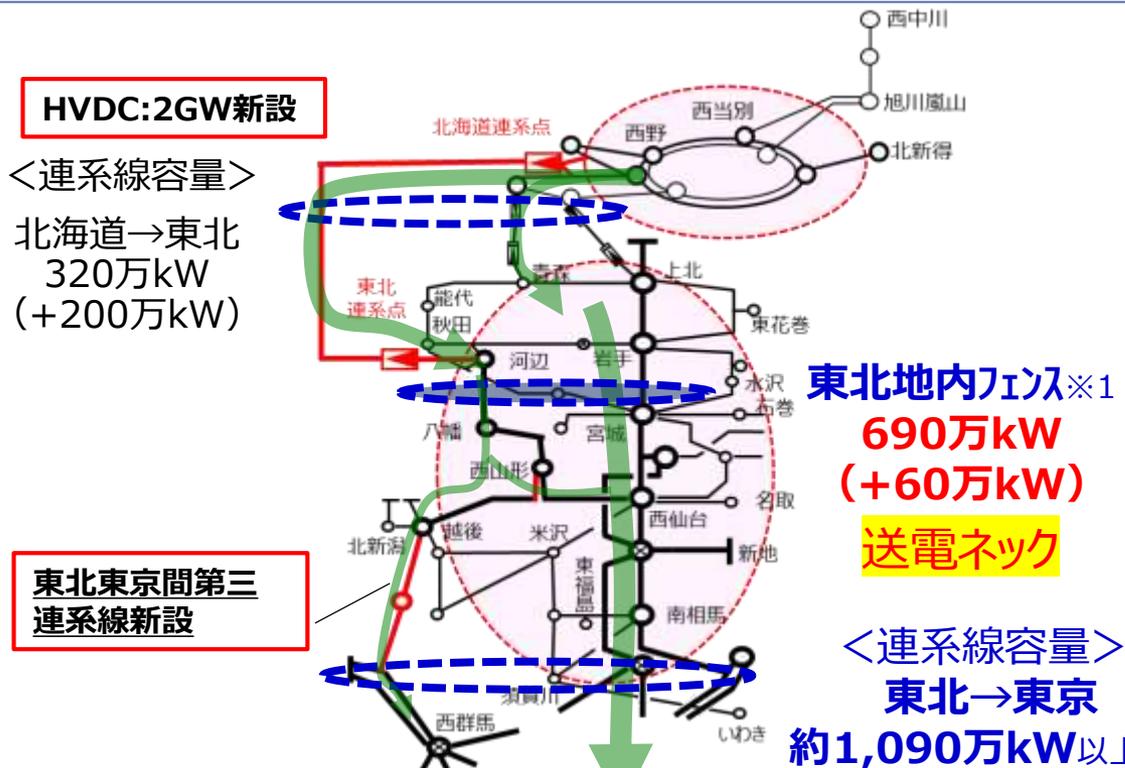
東京向き潮流が増大し
送電ロスが増加

		系統増強前		系統増強後	
		2030年頃	2050年	2030年頃	2050年
燃料費 基準	ロス増減	(ベース)	(ベース)	+4.6億kWh(増加)	+6.3億kWh(増加)
	便益	—	—	▲41億円/年	▲39億円/年
燃料費 高騰	ロス増減	(ベース)	(ベース)	+3.9億kWh(増加)	+5.8億kWh(増加)
	便益	—	—	▲46億円/年	▲43億円/年

- 今回の整備計画は、北海道や東北の再生エネの電気を大消費地の東京へ送電できる容量を拡大することが目的であることから、送電容量の拡大効果を踏まえるとA案が合理的ではないか。
- なお、今回A案を実施したうえで、将来的には、段階的に地内増強を含めて各増強を進めていくことは、マスタープランの長期展望とも整合している。

	[A案]北海道-東北-東京間HVDC新設	[C案]北海道～東北間HVDC 東北東京間第三連系線	(参考)将来：A案+C案 +東北地内増強(系統安定度対策)
系統構成 工事内容	<p>北海道連系点、東北連系点、東京連系点</p> <p>① ② ③</p> <p>・北海道-東北-東京間HVDC新設 ±500kV2GW、海底ケーブル約800km</p>	<p>北海道連系点、東北連系点、東京連系点</p> <p>① ② ③</p> <p>・北海道-東北間HVDC新設 ±500kV2GW、海底ケーブル約480km ・東北東京間第三連系線新設 約65km 中越幹線昇圧ほか</p>	<p>北海道連系点、東北連系点、東京連系点</p> <p>① ② ③</p> <p>左記に加えて 東北地内にて系統安定度対策を実施 (送電線増強・地内500kVループ化)</p>
送電容量 拡大効果	<p>① 320万kW (+200万kW)</p> <p>② 630万kW</p> <p>③ 1,228万kW (+200万kW)</p>	<p>① 320万kW (+200万kW)</p> <p>② 690万kW (+60万kW)</p> <p>③ 1,090万kW以上</p>	<p>① 320万kW (+200万kW)</p> <p>② 1000万kW以上(精査要)</p> <p>③ 1300万kW以上(精査要)</p>

- 東北地内フェンス容量および東北東京間の運用容量は、**年間の東北の電源稼働と潮流状況を踏まえ、系統解析により同期安定度が限界となる上限で運用容量を設定している。**
- 系統増強前において、東北地内フェンスの運用容量で送電制約が発生する見込みであり、C案の増強しても、同フェンスの運用容量の拡大は60万kW程度で、効果は限定的である。



前提条件	
断面	供給力確保が必要となる需要が高く、北部風力が高稼働となり、東北エリアの南向き潮流が大きく同期安定性で過酷となる冬季点灯帯にて評価 (この断面以外でも、潮流が運用容量以上では同期安定性維持が困難)
電源の稼働条件	系統容量を確保した電源をMeritオーダー順で稼働 ただし、東北東京間連系線の運用容量を一定以上に維持するために、一部の火力電源は稼働の条件とする
事故条件	十和田幹線・北上幹線事故 (同期安定性でのネック)

● 異電圧ループとなっているため、フェンス潮流で管理

(補足)
 ※1 東北北部から南側に向きの潮流が増加することにより、系統安定度の維持が困難となるため、東北北部の複数の送電線の潮流値の合計値を一定値以下に収めることが必要
 ※2 系統安定度制約により、東北地内フェンスより北部に位置する再エネ等の出力抑制したうえで、フェンスより南部に位置する再エネや火力の出力を増加させることで、東北→東京については、1,090万kW以上の送電が可能な見込み。
 なお、交流系統の容量は現時点で想定される電源稼働・需要の条件に基づき算定した値であり、将来の電源の動向等により変わる可能性がある。

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								
	アベガー便益	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	316 億円/年			438 億円/年			527 億円/年		
	アベガー便益	36億円/年	70億円/年	92億円/年	51億円/年	98億円/年	128億円/年	61億円/年	118億円/年	154億円/年
	送電ロス	▲6億円/年 (ロス増加)			▲9億円/年 (ロス増加)			▲12億円/年 (ロス増加)		
C	工事費 年経費 1.4兆円ケース	541 億円/年			616 億円/年			670 億円/年		
B / C		0.64	0.70	0.74	0.78	0.86	0.90	0.86	0.95	1.00
C	工事費 年経費 1.2兆円ケース	462 億円/年			526 億円/年			573 億円/年		
B / C		0.75	0.82	0.87	0.91	1.00	1.06	1.01	1.11	1.17

(参考) 再エネ海域利用法等における各地の区域の状況

第4回GX実現に向けた専門家ワーキンググループ
(2023年11月16日) 資料1より抜粋(一部修正)

区域名	万kW	
事業者選定済	①長崎県五島市沖(浮体)	1.7
	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
促進区域 選定評価中	⑤秋田県八峰町能代市沖	36
	⑥秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	34
	⑦新潟県村上市・胎内市沖	35,70
	⑧長崎県西海市江島沖	42
	⑨青森県沖日本海(南側)	60
	⑩山形県遊佐町沖	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)
㉙北海道島牧沖(浮体)		㉚福井県あわら沖
㉛青森県陸奥湾		㉜福岡県響灘沖
㉝岩手県久慈市沖(浮体)		㉞佐賀県唐津市沖

浮体実証を行う候補海域	
F G E I S 2	①北海道石狩市浜益沖
	②北海道岩宇・南後志地区沖
	③秋田県南部沖
	④愛知県田原市・豊橋市沖

【凡例】
 ● 促進区域(事業者選定済、選定評価中)
 ○ 有望な区域 ● 一定の準備段階に進んでいる区域
 ● GIフェーズ2の候補海域



※下線は新たに整理した区域
 ※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。

- 第70回の委員会で説明したとおり、北海道交流系統への連系先については、**電源動向や既設系統の構成**を踏まえると、**系統が比較的強靱で変換器同時停止のリスクが低い道央が優位**。
- また、道央では石狩と後志が候補となるが、**後志はケーブルの巨長を約200km短くでき、工事費や工期の面で優位であることから、後志エリアでの連系を前提とする**。

● 洋上風力 — 既設送電線 ➡ 連系線 ➡ 主な潮流方向

	道 央	道 南
概要図	<p>道央以北、道南からの潮流を集めてHVDCへ送ることとなる。道南の再エネが北向きに流れることで、南向き潮流の緩和も期待</p>	<p>道央以北の再エネにより南向き潮流が増大する。道南に変換器が集中するため、交流系統事故時の変換器同時停止リスクが高くなる</p>
特徴など	<ul style="list-style-type: none"> ・既存系統がループ構成で比較的強靱なため、道央以南の地内系統の増強・新設が少なく他箇所と比較して有利。また、変換器の安定運転面でも有利である。 ・石狩と後志を比較すると、系統影響は同程度。後志は、ケーブル巨長は短くでき、工事費の低減や工期の短縮が図れる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・既設送電線の潮流が南向きの傾向であり、HVDCにより更に南向き潮流が増加し、道南の地内系統の増強・新設が必要となる見込み。 ・北本・新北本を含めて、北海道の末端の道南に変換器が集中することから、交流系統事故時の変換器同時停止のリスクが高くなる。

※上図は、系統状況から接続先を検討したものであり、揚陸の候補地点等は別途検討中。

- HVDCの東北交流系統への連系先については、**日本海側で500kV設備があり、周辺の電源ポテンシャル地域からの電力を効率的に送電できる秋田エリアが優位。**
- そのため、**東北は秋田エリアでの連系を前提とする。**

● 洋上風力 — 既設送電線 ➡ 連系線 ➡ 主な潮流方向 (東北で受電する場合)

	秋田エリア (500kV)	津軽半島エリア (275kV)
概要図	<p>HVDC</p> <p>0.9 GW</p> <p>2.0 GW</p> <p>1.0 GW</p> <p>青森 上北 能代 秋田 河内 八幡 西山形 岩手 水沢 宮城 石巻</p> <p>HVDC分2GWやGW電源ポテンシャルを500kVで送電可能</p>	<p>HVDC</p> <p>0.9 GW</p> <p>2.0 GW</p> <p>1.0 GW</p> <p>青森 上北 能代 秋田 河内 八幡 西山形 岩手 水沢 宮城 石巻</p> <p>電源ポテンシャルの送電に加え、HVDC分の最大2GWの潮流増加が275kV系統に発生</p>
特徴など	<ul style="list-style-type: none"> • 交流系統に接続する日本海側の洋上風力をHVDCへ効率的に送電することができる。 • また、HVDCから東北エリアで受電する場合、東北北部エリアにおける募集プロセスにて整備を進めている日本海500kV系統に潮流を流すことにより、地内の潮流ネックは比較的生じにくい。 • ただし、HVDCから東北エリアで受電する場合、交流系統で東京までの長距離送電をする際は、同期安定性制約による運用容量制約に留意が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> • 接続点周囲に500kV系統が無く275kV連系となるため、HVDCに送電する場合およびHVDCから受電する場合のいずれも、地内の潮流ネックが生じやすい。 • 既設の直流設備である今別変換所と同一エリアの連系となるため、交流系統側の影響による同時脱落のリスクがある。

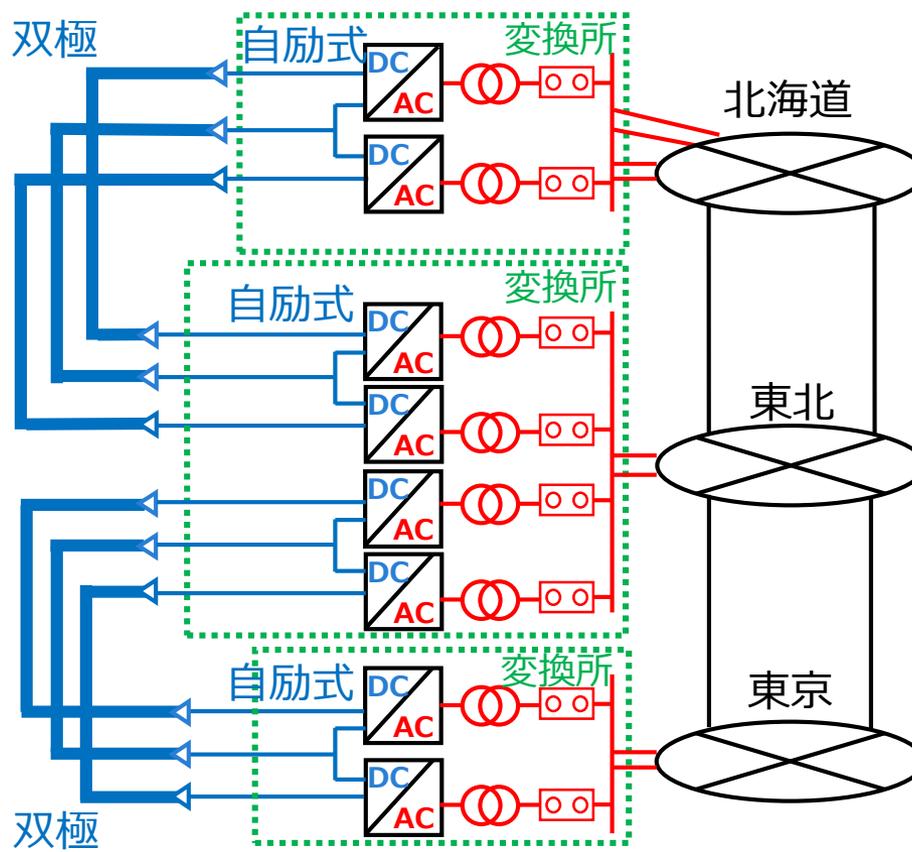
※上図は、系統状況から接続先を検討したものであり、揚陸の候補地点等は別途検討中。

- HVDCの東京交流系統への連系先は、日本海側に位置する500kV設備である**南新潟幹線**または**新新潟幹線**への連系を前提とする。

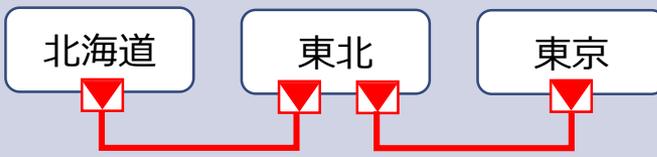


※上図は、系統状況から接続先を検討したものであり、揚陸の候補地点等は別途検討中。

- 第72回本委員会にて、交直変換装置の設備構成については、**技術開発動向や実現性、工事費・工期などの観点から総合的に考慮し、基本要件では以下を基本とすることとした。**
 - ✓ 端子構成：実績があり実現性の観点からも確実である**2端子構成**を基本
 - ✓ 極構成：ケーブル条数が少なく工事費・工期の低減が図れる**双極構成**
 - ✓ 交直変換方式：採用実績があり、交流系統との協調面からも優位な**自励式**



- 交直変換装置の端子構成として、**2端子構成（北海道～東北、東北～東京）とする案と多端子構成（北海道～東北～東京）とする案**が考えられる。
- 2端子構成とした場合、北海道～東北間、東北～東京間でHVDCが分割されているため、**HVDC設備で事故等が発生した場合でもその波及範囲を当該区間に制限**できる。また、**保守等に伴う作業停止が必要な場合でも、その範囲が当該区間に限られるため、運用面での柔軟性がある**といった特徴がある。
- 多端子構成とした場合、**変換器数を減らせるメリット**がある。一方、**HVDC設備の事故時の波及範囲などの信頼度面や運用面の柔軟性の観点では2端子構成が優位**。また、多端子構成は、**海外でも運用実績が限られている**。そのため、**長期的な安定運用面の観点などの技術的な不確実要素、及び直流遮断器などのコスト面での不確実要素**がある。
- 以上を踏まえ、**基本要件では、2端子接続による構成を基本とする**。
なお、実施案募集において、事業実施主体がこれらの不確実性への対応を明確にしたうえで多端子構成で提案されることを否定するものではない。

	2端子構成	多端子構成
構成図		
留意点	<ul style="list-style-type: none">・供給信頼度、運用の柔軟性で優位・2端子構成は国内外で多くの実運用実績あり	<ul style="list-style-type: none">・変換器を減らせる一方、直流遮断器等が必要となる可能性あり・多端子構成は海外でも運用実績は極めて少ない

- 直流送電の極構成では、**本線 2 条と帰線 1 条で構成する双極構成と、本線 2 条で構成する対称単極構成の 2 案**が考えられる。
- 双極構成は、**ケーブル条数を単極構成より 1 条少なくでき、工事費・工期の面で優位**となる。また、双極構成は、基本的に帰線は双極の電流が打ち消しあって流れないことから、**単極構成と比べて送電ロスが少ない**といったメリットがある。
- なお、双極構成・単極構成とも、変換器の片極故障やケーブル故障時でも残りの健全設備により半量の1GWを送電継続することが可能であり、**供給信頼度面では大きな差異はない**。
- 以上を踏まえ、**基本要件では、双極による構成を基本とする**。

	双極構成	単極構成×2ルート
構成		
ケーブル数	3 条	4 条
供給信頼度 運用面	変換器 1 極、ケーブル 1 条の故障、 作業停止時でも半量1GWを送電可能	同 左
その他	単極と比べ送電ロスが少ない	

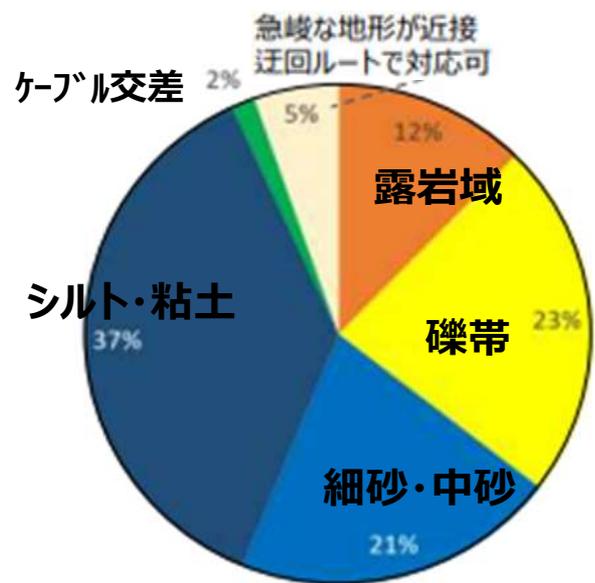
- 交直変換装置の変換方式には、自励式と他励式がある。
- 自励式は、**交流系統の事故時における直流設備の安定運転面、無効電力制御など電気的特性におけるメリット**があり、運用面における制約も少ない。
- また、自励式は他励式と比較して変換器単価は上がる一方、調相設備等を省略でき必要となる用地面積が少なくて済むことから、**自励式と他励式でコスト面の大きな優劣は無い見込み**。
- これらの特徴から、**至近の計画策定プロセス（FC増強や新々北本）では自励式を採用しており、新北本連系設備にて運転実績もある**。また、世界的にも**2GW相当の直流設備は自励式が主流**となっている。
- 以上を踏まえ、**基本要件では、自励式を基本とする**。

	自励式	他励式
電気的特性	<ul style="list-style-type: none">・基本的に交流系統との相互作用の課題はない（短絡容量の小さい系統でも連系可能）・片端の交流系統停電時でも運転可能・交流系統事故時でも運転継続性は高い・無効電力の供給可能・高調波が少なく多量のフィルタは不要	<ul style="list-style-type: none">・高調波不安定など交流系統との相互作用に留意要（短絡容量の大きな系統である必要）・片側の交流系統停電時には運転不可・交流系統事故時に転流失敗して停止の可能性あり・無効電力の供給不可であり、調相設備が必要・高調波が発生するためフィルタが必要
コスト面	<ul style="list-style-type: none">・自励式と他励式で総コストは大きな優劣は無い（自励式の場合、変換器単価は他励式に比べ上がるが、調相設備・フィルタが省略できることから総コストは双方とも同等程度となる）	

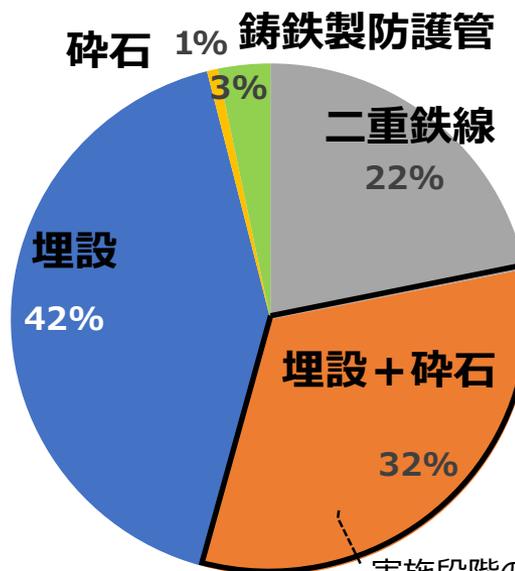
- 第72回本委員会において、海底ケーブルルートの海域調査結果とともに、全区間においてルート確保が技術的に可能であることを示した。
- 第74回本委員会において、海域調査結果をもとに海底ケーブルの防護方法を以下のとおり選定することとした。

第72回広域系統整備委員会(2023年12月8日)資料1-2
第74回広域系統整備委員会(2024年2月5日)資料1を一部修正

海底ケーブルルートの海域調査結果



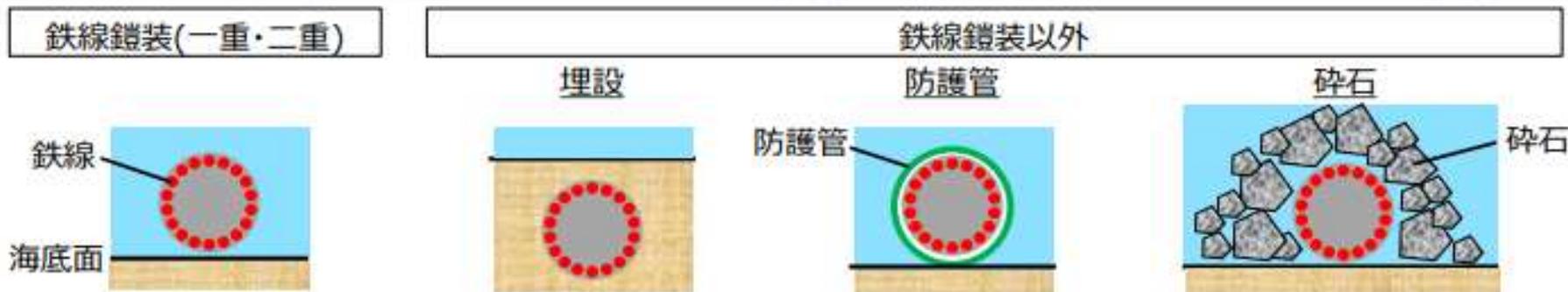
海底ケーブルの防護方法



実施段階の調査により、埋設深さが一定程度確保できる場合は、砕石が不要となり工事費低減の可能性あり

- **海底ケーブルは敷設後に損傷した場合、損傷箇所の特定・補修に時間を要することが想定されることから、ケーブルを防護し、損傷リスクを低減することが必要。**
- 他方、防護することは、**工事費の増額・工期の長期化**につながることから、想定される損傷要因を踏まえた上で、**必要な防護方法を選定し、過剰な防護にならないことも重要。**
- ケーブルへ損傷を与える要因としては、漁具、大型船舶の錨、波浪が考えられ、これらの影響を考慮の上、防護方法を選定し、それ以外の箇所は鉄線鎧装のみとする。(漁具や船舶による損傷の可能性が低い場合は、**鉄線鎧装のみとし、埋設しないことも選択する。**)

防護の要因	鉄線鎧装による防護	鉄線鎧装以外による防護
漁具	損傷が懸念される漁業操業が想定されない箇所	損傷が懸念される漁業操業が想定される箇所
大型船舶の錨	錨が下ろされる可能性が低い箇所	錨が下ろされる可能性が高い箇所
波浪	—	浅海部 (揚陸点付近を想定)
ケーブル交差等	既設ケーブル等の所有者と協議	既設ケーブル等の所有者と協議



- 漁業種毎に操業が想定される水深・底質が異なるため、海域の水深・底質に応じた防護を実施。実際の敷設・防護にあたっては、先行利用者との協議が必要である点に留意。

海域状況	想定事象(例)	想定水深	防護方法(例)
堆積層厚1.5m以上の 細砂・中砂・シルト (埋設可)	・漁具固定用錨による損傷(走錨・懸錨)	-	・鉄線鎧装(二重)
	・漁具の直撃 ・漁具によるケーブル引上げ、キンク ・漁具の貫入 ・漁業への影響低減	-	・埋設防護
堆積層厚1.5m未満の 細砂・中砂・シルト(沖積 層薄い)	・漁具固定用錨による損傷(走錨・懸錨)	-	・鉄線鎧装(二重)
	・漁具の直撃 ・漁具によるケーブル引上げ、キンク	-	・埋設+砕石防護
	・漁具の貫入 ・漁具によるケーブル引上げ、キンク	30m~	・埋設+砕石防護
		~30m	・铸铁製防護管 ・掘削+埋設防護 ・埋設+砕石防護
露岩域、礫帯 (埋設不可)	・漁具固定用錨による損傷(走錨・懸錨)	-	・鉄線鎧装(二重)
	・漁具の貫入 ・漁具によるケーブル引上げ、キンク	~30m	・铸铁製防護管 ・掘削+埋設防護 ・砕石防護 ・管路 ^{※1}

※1 揚陸部から管路を構築する場合

- 湾地形で錨を下ろす可能性が高い箇所は砕石等の防護も検討。
- 水深が深い箇所は、錨を下ろす可能性が低いため大型船舶の錨への対策は考慮しない。なお、荒天時に錨を下ろす可能性のある箇所は砕石等の防護を検討。ただし、日本海側ルートにおいては、該当箇所は少ないものと想定。

海域状況	想定事象(例)	想定水深	防護方法(例)
堆積層厚1.5m以上の細砂・中砂・シルト (埋設可)	・錨の直撃(投錨) ・錨の引っ掛かり(走錨)	10~40m程度	・埋設防護
堆積層厚1.5m未満の細砂・中砂・シルト (沖積層薄い)	・錨の直撃(投錨) ・錨の引っ掛かり(走錨)	10~40m程度	・掘削+埋設防護 ・埋設+砕石防護
露岩域、礫帯 (埋設不可)	・露岩域では投錨しない	10~40m程度	・鉄線鎖装

- 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する。

<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	

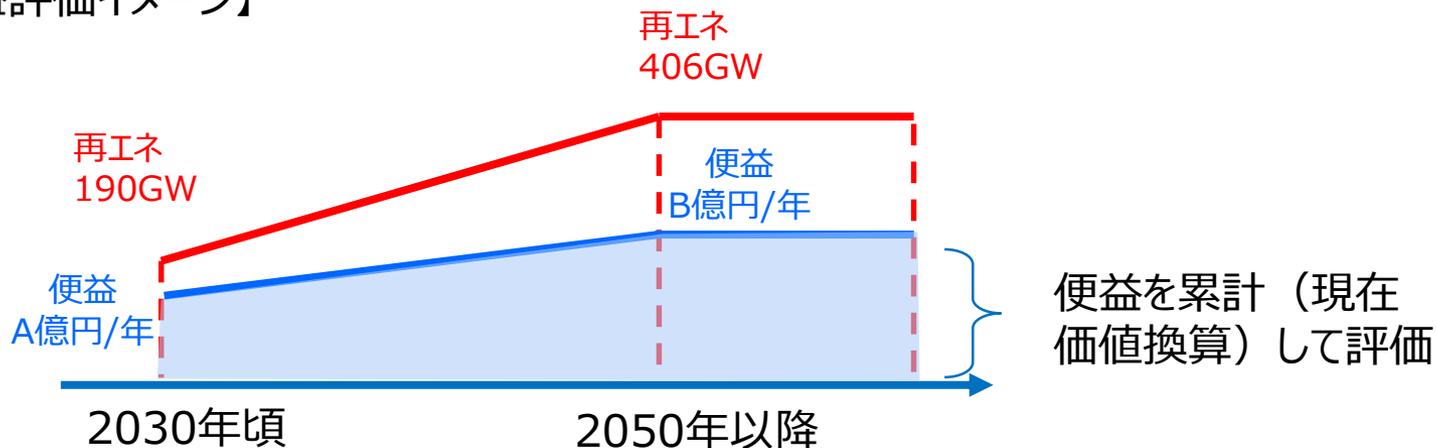
※1 系統増強による供給力確保量の節減効果 ※2 送電ロス費用が減少する場合はプラスの便益、増加する場合はマイナスの便益

※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

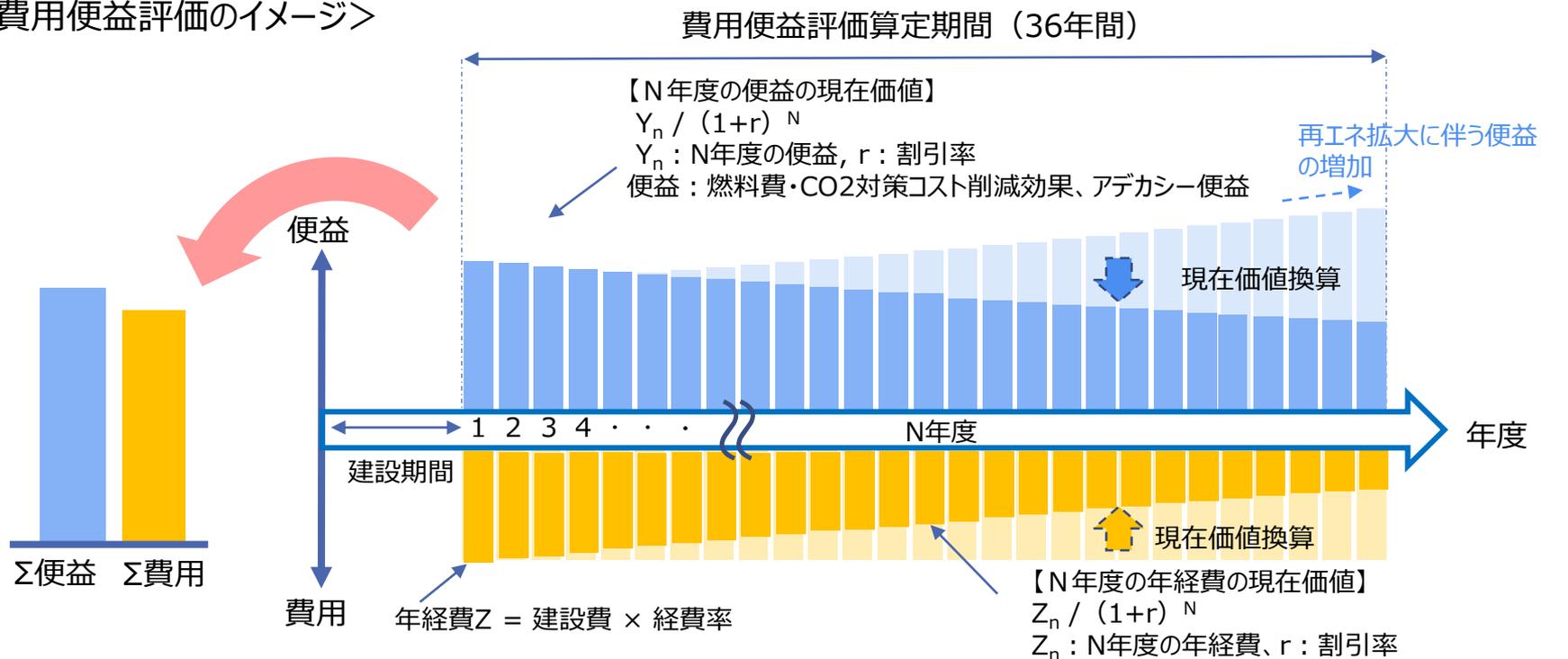
- 第72回本委員会にて、合理的な設備形成の検討に当たっては、系統整備の完成時期と見込まれる2030年頃の需要と電源を設定するとともに、その系統設備が運用される期間（2050年以降まで）における再エネの増加等を含めた電源・需要動向を考慮しながら検討することとした。
- **系統整備による費用便益評価**についても、2030年頃から系統設備が運用される期間における**系統増強による便益(B)**と**系統増強と運用に係る費用(C)**を比較(B/C)することとする。

【便益評価イメージ】



- 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。

<費用便益評価のイメージ>



法定耐用年数:
(架空送電36年, 変電22年, 地中25年)

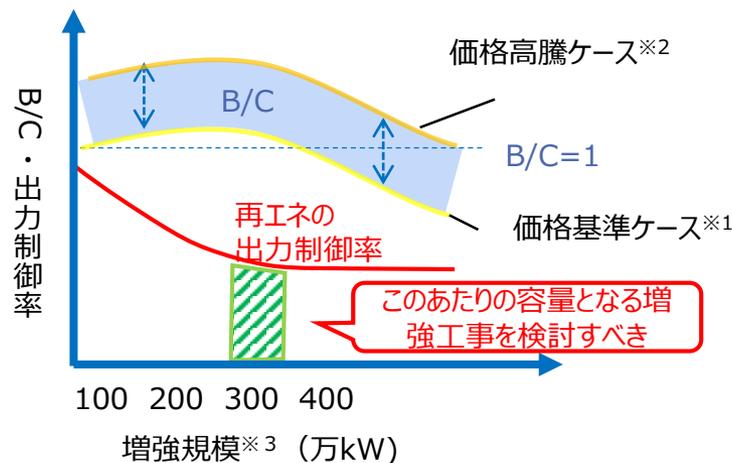
Y: 燃料費・CO2対策コスト削減効果、アデカシー便益

- 今回の前提とする2030年頃の需要・電源は、**供給計画の最終年次(10年目)をベースとして、電源等開発動向調査や接続契約申込等の比較的蓋然性の高いポテンシャルを考慮するものとし、以下のとおり設定する。**

		前提条件の考え方 (2030年頃の需要・電源)	2030年頃 (10年先+a)	2050年頃
需 要		供給計画の最終年次(10年目)の需要で設定	8,350億 kWh	12,000億 kWh
電 源	太陽光	供給計画の最終年次(10年目)の発電設備量に加え、洋上風力の開発動向、電源等開発動向調査および、接続契約申込済の電源等を考慮して設定	93GW	260GW
	陸上風力		21GW	41GW
	洋上風力		17GW	45GW
	水力・地熱 バイオマス等		59GW	60GW
	火 力		供給計画の最終年次(10年目)の発電設備量に加え、接続契約申込済の電源等を考慮して設定	145GW
	原子力	廃炉以外の電源が全て稼働するものとして設定	37GW	37GW

- 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。**

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）

- これまで策定済みの整備計画やマスタープランでは、割引率4%を用いて費用便益評価をしてきた。
- 一方で、本年6月の国交省の委員会（公共事業評価手法研究委員会）においては、これまで公共事業に適用された割引率4%が実勢を反映していないとして、技術指針の改定について議論され、参考比較のために割引率1%または2%を設定してもよいとされた。
- また、**国債金利の至近の推移や物価上昇も勘案し、今後の費用便益評価では、割引率4%での評価に加えて、割引率1%または2%の場合についても考慮する。**

技術指針の改定方針(案)

国土交通省

前回まで(令和2年度、令和5年度第1回)の主なご意見【再掲】

- ・過去との比較・継続性の観点から、社会的割引率を4%として維持することは妥当。
- ・社会的割引率は頻繁に変えるべきではないものの、状況の変化に応じて適切な見直しを行うことも必要。
- ・4%の社会的割引率は当時の情勢等から決めたことなので、時代にそぐわないのも事実。制度策定から20年経ち、4%が固定観念化してしまったことが問題。
- ・理論面の課題と運用面の課題の2段階の間がある。理論的にはRamsey式に基づく設定(時間選好率)の考え方もあるが、パラメータの設定が難しいので、これまで実際の運用としては市場金利(資本の機会費用)を用いるという考え方を採用。
- ・社会的割引率は変動するものと考えなければならず、感度分析の対象要因に変容。
- ・社会的割引率は継続性のため4%は残すべき、実情と合っていないという両方の意見があることから、複数の社会的割引率のB/Cの併記を提案。等

改定方針(案)

- 社会的割引率は、全事業において当面4%を適用する。
- ただし最新の社会経済情勢等を踏まえ、比較のための参考とすべき値を設定してもよい。
- 社会的割引率の設定については、今後の研究事例等を参考にしながら、必要に応じてその見直しを行う。

(社会的割引率の考え方)

- ・4%については、平成16年(2004年)の本技術指針策定時における過去複数年にわたる国債等の実質利回りを参考値として設定。
- ・社会的割引率については、参考値として用いられている国債等の実質利回りが物価等の影響を受け変動することや、諸外国において社会的時間選好に関する研究の蓄積等により社会的割引率の設定が変更されていること等、最新の社会経済情勢等を踏まえ、参考比較のための値を設定してもよい。その値の適用は設定時点以降とする。
- ・参考比較のための値は平成15年(2003年)～令和4年(2022年)の期間の国債の実質利回りを踏まえた1%、及び、平成5年(1993年)～令和4年(2022年)の期間の国債の実質利回りを踏まえた2%を標準とし、令和5年度(2023年度)以降に適用する。

(赤字は現技術指針からの変更部分)

15

<国債金利の推移>



出典元：財務省HPデータより作成