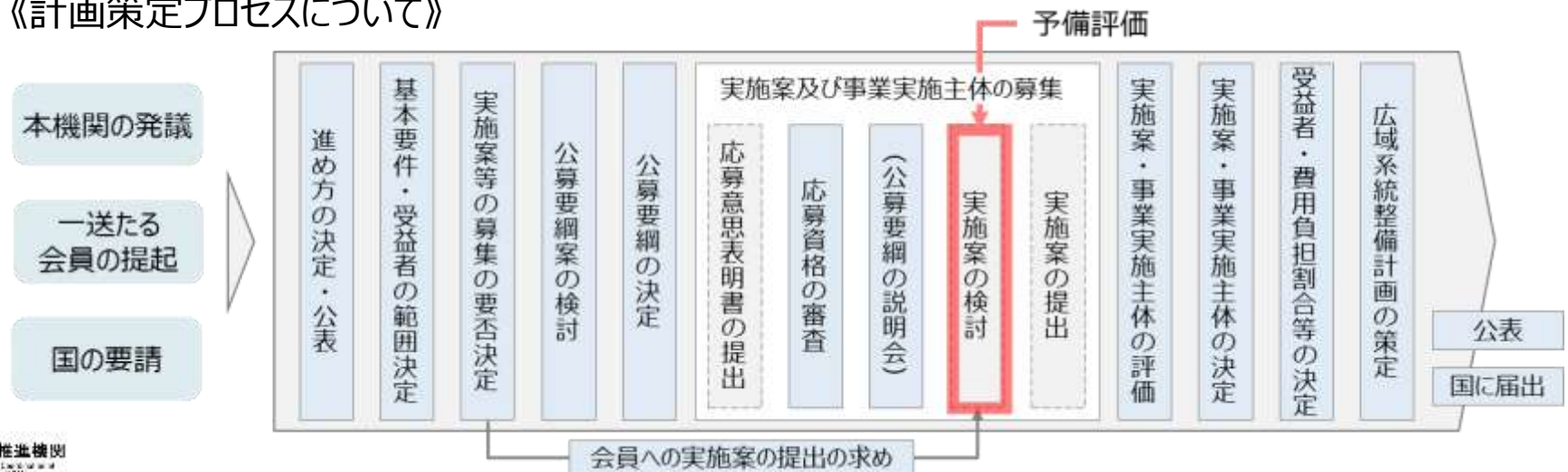


北海道本州間連系設備（日本海ルート）に係る 広域系統整備計画の予備評価について①

2026年5月22日
広域系統整備委員会事務局

- 北海道本州間連系設備（日本海ルート）に係る広域系統整備計画（以下、本整備計画という。）については、有資格事業者（北海道電力NW、東北電力NW、東京電力PG、電源開発送変電NW）にて、実施案の検討が進められている。
- 当初は2025年12月26日を実施案の提出期限としていたが、資金調達に向けた課題をはじめとする、複数の課題に対する検討に要する期間を考慮し、提出期限を1年延長しつつ、有資格事業者より技術検討の結果を取りまとめた「技術検討報告書」の提出を受け、実施案評価に準じて予備評価を行うこととした。
- 実施案が提出された際には、本委員会において最終的な審議を行うことから、本日は、技術検討報告書に記載された対策工事の概要及びこれまでの予備評価結果の概要をご説明し、その内容についてご議論いただきたい。なお、予備評価については、今後も継続して行う予定としており、その内容は別途ご議論いただきたい。

《計画策定プロセスについて》



- これまでの予備評価においては、業務規程第58条に規定された事項のうち、主に（１）、（３）について、「広域系統整備計画のコスト検証等に関するガイドライン」に基づき、計画評価及び検証小委員会（以下、検証小委という。）にて、技術的な評価・確認を行った※。

※ガイドライン策定前に行った評価結果についてもガイドラインに準拠していることを確認している

実施案及び事業実施主体の決定にあたっての確認事項（業務規程第58条に定める事項）

	確認事項	概要
(1)	公募要綱等への適合性	増強容量、増強の完了時期、送配電等業務指針に定める電力系統性能基準の充足性、法令又は政省令への適合性等
(2)	経済性	工事費、流通設備の維持・運用費用、送電損失等
(3)	システムの安定性	電力系統の運用に関する柔軟性、事故発生時のリスク等
(4)	対策の効果	安定供給、電力取引の活性化、再エネ電源の導入拡大等への寄与
(5)	事業実現性	流通設備の建設（用地取得を含む。）に関する経験、用地取得のリスク、工事の難易度等
(6)	事業継続性	財務的健全性、流通設備の維持・運用に関する経験、保守・運用の体制等
(7)	その他実施案の妥当性を評価するに当たって必要な事項	

- 検証小委で実施した予備評価の具体的な内容のうち、本資料では以下の項目についてお示しする。なお、機微情報を含む項目については、資料を切り分け、資料で2-2でお示しする。
 1. 直流系統の設備構成
 2. 交流系統の設備構成（交直変換所・開閉所等の構成・規模）
 3. 電力系統性能基準の充足性・HVDC運用容量等
- このうち、1と2においては、有資格事業者より基本要件とは異なる方策が提案されていることから、内容を確認いただき、ご議論いただきたい。

項目	変更概要
直流系統構成	「2端子シリーズ構成」⇒「多端子構成」へ変更
開閉所	東京エリアの系統構成について、新潟エリア「開閉所あり」⇒「開閉所なし」へ変更
交流送電線	北海道エリアの系統構成について、275kV後志幹線「増強不要」⇒「増強要」へ変更

- また、3においては、基本要件検討時に本委員会でご議論いただいた北海道エリアへの周波数影響を考慮した運用容量について、主に、ご確認・ご議論いただきたい。

第96回広域系統整備委員会
資料1-1 (2025年12月19日)

技術的な検討の評価を行った場合の流れ

■ 実施案提出後の工程の短縮を図ることで、本整備計画策定までの期間の長期化の回避につながると考えられる。



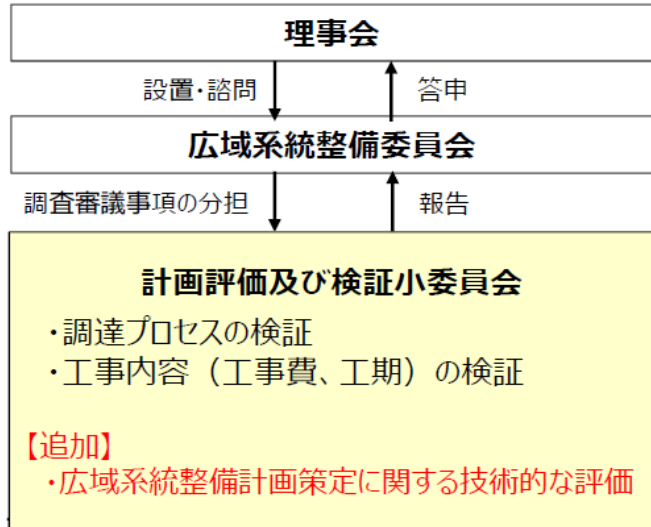
第1回計画評価及び検証小委員会
資料1 (2025年2月28日)

15

検証小委の位置付けと構成について

- 第86回広域系統整備委員会 (2025/1/15) において、整備計画の策定に向け、より広く専門性の高い議論を可能とする等の観点から、コスト等小委員会の体制を強化し、計画評価及び検証小委員会 (以下、「検証小委」という) を設置を決定。計画策定段階での技術的な評価も行える体制とした。
- 有資格事業者から提出された実施案に対して、検証小委において、技術的な評価を行ったうえで、広域系統整備委員会において、実施案及び事業実施主体を審議する。
- 検証小委での評価結果については、電力・ガス取引監視等委員会における託送料金審査において、引き続き参照される。

委員会構成



委員名簿

委員長	田中 誠	政策研究大学院大学 教授
委員	河辺 賢一	東京科学大学 工学院 電気電子系 准教授
	草薙 真一	兵庫県立大学 副学長 国際商経学部 教授
	東條 吉純	立教大学 法学部 教授
	北條 昌秀	徳島大学 大学院社会産業理工学研究部 教授
	造賀 芳文	広島大学大学院 先進理工系科学研究科 教授
	原 亮一	北海道大学大学院 情報科学研究院 准教授
オブザーバー	伊佐治 圭介	送配電網協議会 電力技術部長
	甲斐 正彦	東海旅客鉄道株式会社 建設工事事務 担当部長
	黒田 嘉彰	電力・ガス取引監視等委員会 ネットワーク事業監視課長
	筑紫 正宏	経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課長

※赤字は新たに追加した委員



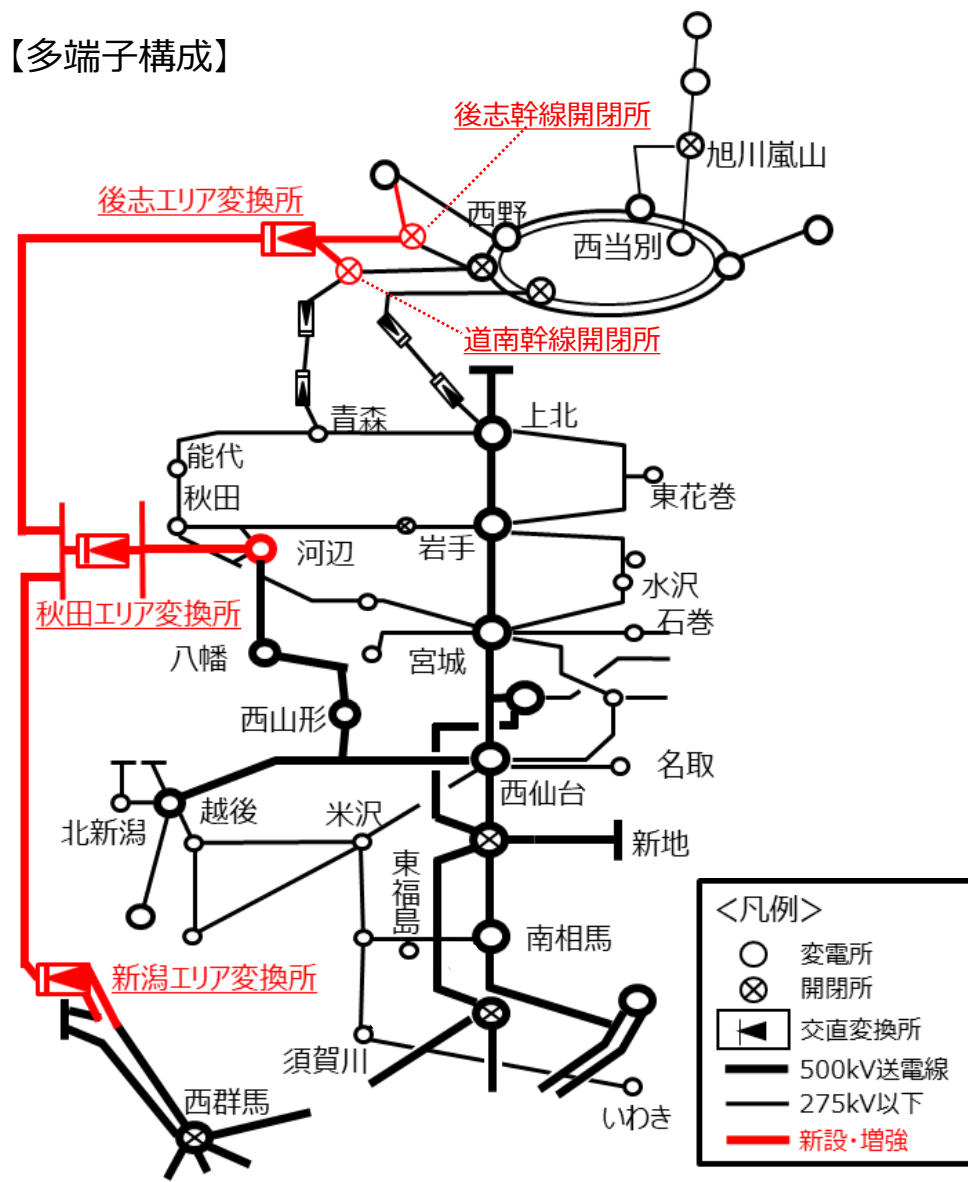
Organization for Green-Region Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

1. **技術検討報告書における対策案の概要について**
2. 設備形成について
 - (1) 直流系統の設備構成
 - (2) 交流系統の設備構成
3. 公募要綱等への適合性について
 - (1) 電力系統性能基準の充足性・HVDC運用容量等

1. 技術検討報告書に記載の対策工事概要・系統構成

項目	対策工事概要
交直変換所	<ul style="list-style-type: none"> 後志・秋田・新潟エリア変換所の新設（自励式） 交直変換設備(単極あたり100万kW±33万kvar×2)他
開閉所・変電所	<ul style="list-style-type: none"> 後志幹線開閉所新設 275kV送電線6回線引込他 道南幹線開閉所新設 275kV送電線6回線引込他 調相用変圧器:15万kVA×1台 分路リアクトル:5万kvar×2台 河辺変電所増強 500kV送電線2回線引込他 分路リアクトル:4万kvar×2台（検証小委の議論反映）
直流送電線	<ul style="list-style-type: none"> ±525kV 双極1回線200万kW直流海底ケーブル新設（本線2条、帰線1条） ✓ 後志～秋田間460km程度 ✓ 秋田～新潟間300km程度 ±525kV 双極1回線200万kW直流地中ケーブル新設（本線2条、帰線1条） ✓ 後志エリア:揚陸点～変換所間2km程度 ✓ 秋田エリア:揚陸点～変換所間3km程度×2ルート ✓ 新潟エリア:揚陸点～変換所間4km程度
交流送電線	<ul style="list-style-type: none"> 275kV 後志アクセス線・道南アクセス線新設 275kV 後志幹線・道南幹線n引込 275kV 後志幹線 増強(電線張替) 500kV 秋田アクセス線新設 500kV 南新潟幹線n引込
その他設備	<ul style="list-style-type: none"> 通信回路・給電システム新設・改修他 他者設備改修

【多端子構成】



1. 技術検討報告書における対策案の概要について
- 2. 設備形成について**
 - (1) 直流系統の設備構成**
 - (2) 交流系統の設備構成
3. 公募要綱等への適合性について
 - (1) 電力系統性能基準の充足性・HVDC運用容量等

設備構成概要

- 直流系統の構成については、極構成及び交直変換方式は基本要件どおり双極・自励式である一方、端子構成は基本要件の2端子シリーズ構成とは異なる多端子構成（直流遮断器なし）が提案された。

	2端子シリーズ構成（基本要件）	多端子構成（技術検討報告書）
直流系統構成		
特長	<ul style="list-style-type: none"> • 後志端～秋田端～新潟端まで、秋田エリア変換所の交流母線を介して、「後志端～秋田端」、「秋田端～新潟端」の2組の直流設備を接続する。 • 秋田端の交直変換装置は4台。 	<ul style="list-style-type: none"> • 後志端～秋田端～新潟端まで、秋田エリア変換所の直流母線を介して、1組の直流設備を接続する。 • 秋田端の交直変換装置は2台。

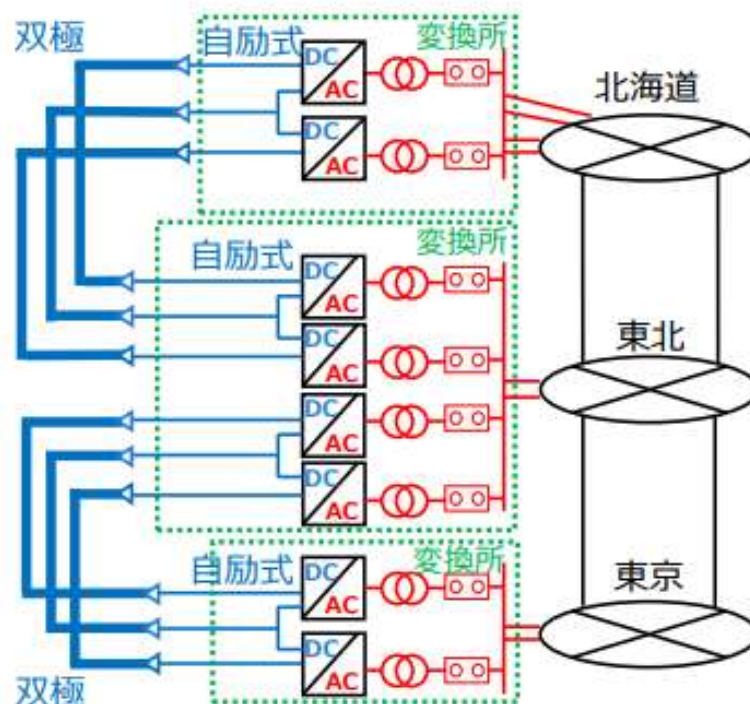
【参考】基本要件時点での交直変換装置の設備構成に関する整理

出所) 第75回 広域系統整備委員会 資料1-3

(参考) 交直変換装置の設備構成案

37

- 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**



基本要件時点での端子構成に関する整理

- 基本要件検討時は、多端子構成の運用実績が限定的であることに伴う技術的な不確実性や、直流遮断器等のコスト面での不確実性があることから、2端子シリーズ接続による構成を基本とした。
- 他方で、多端子構成は変換器台数削減等のメリットが期待できることから、実施案において、これらの不確実性への対応を明確にしたうえで提案することは否定しない方針も示していた。

出所) 第75回 広域系統整備委員会 資料1-3

(参考) 交直変換装置の端子構成

38

第72回広域系統整備委員会(2023年12月8日)資料1-2を一部修正

- 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	<p>The diagram shows three boxes labeled '北海道', '東北', and '東京' arranged horizontally. Red arrows point downwards from each box to a common horizontal line. From this line, two red arrows point upwards to the '北海道' box and another two point upwards to the '東京' box, forming a series connection between Hokkaido and Tokyo through Tohoku.</p>	<p>The diagram shows three boxes labeled '北海道', '東北', and '東京' arranged horizontally. Red arrows point downwards from each box to a common horizontal line. From this line, three separate red arrows point upwards to each of the three boxes, representing a parallel connection.</p>
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

多端子構成の技術的実現性

- 有資格事業者より、メーカー 3 社への確認結果として、メーカー間で見解に多少の濃淡はあるものの、**多端子構成については実現可能な見込みとの回答を全社から得た**という説明を受けた。
- また、基本要件の策定以降、海外において**自励式多端子構成の運転開始実績が出てきており**、現在建設中のプロジェクトも複数存在している。
- 以上を踏まえ、**技術的な不確実性は許容可能な水準まで低減していると考えられ、技術的には多端子構成の実現は可能と評価**。

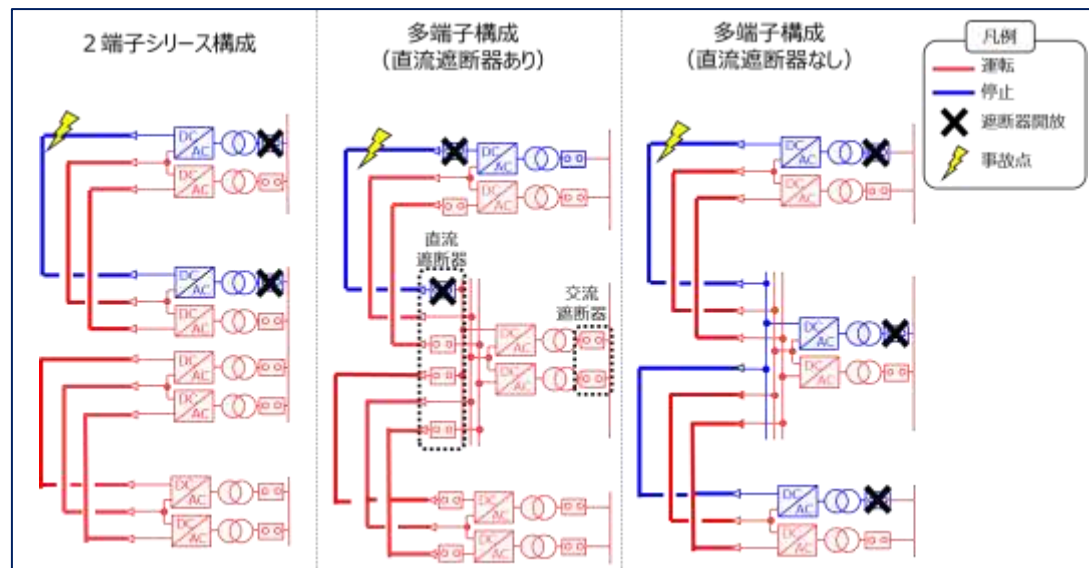
運開済み・建設中・計画中の多端子構成のプロジェクト事例

ステータス	プロジェクト名	形式	電圧	容量	運転開始年
運開済み	Caithness Moray-Shetland (イギリス・スコットランド)	・対称単極、自励式、3 端子 (最大 5 端子)	320kV	600MW	2024年多端子化
建設中	SACO I3 (イタリア本土～コルシカ～サルディニア)	・双極、自励式、3 端子	200kV	400MW	2029年予定
建設中	Great Sea Interconnector (ギリシャ～キプロス～イスラエル)	・対称単極、自励式、3 端子	500kV	1,000MW	2028年以降
計画中	Bornholm Energy Island (デンマーク)	・未定、自励式、3 端子以上	525kV	3,000MW	2030年代初頭

直流遮断器の設置有無による直流事故時の停止区間の違い及び事故リスク

- 多端子構成において、2端子シリーズ構成と同様に直流区間事故時の停止区間を限定化するためには、直流遮断器の設置が必要となる。
- しかし、有資格事業者からは、以下を踏まえて、**直流遮断器を設置しない構成**が提案された。
 - ✓ 雷撃等による事故を防ぐため、**直流区間は全区間ケーブル構成**としている。
 - ✓ **直流区間の事故は稀頻度と考えられる。**
- 全区間ケーブル構成とし、後述するように海底ケーブルは非埋設・非防護区間を設けないことにより**事故リスクを低減していることから、直流遮断器を設置しない構成を合理的と評価。**

● 北海道東北間HVDC事故直後の停止区間



今回の設備構成における直流事故時の停止範囲について

- 直流区間の事故は稀頻度と想定されるが、事故発生時における今回の多端子構成の応動・復旧は以下のとおりである。

(HVDC本線事故時)

- ✓ 北海道から東京までの全区間の事故極が停止。
- ✓ 開閉器により事故区間を切り離し、健全区間は双極運転を再開。

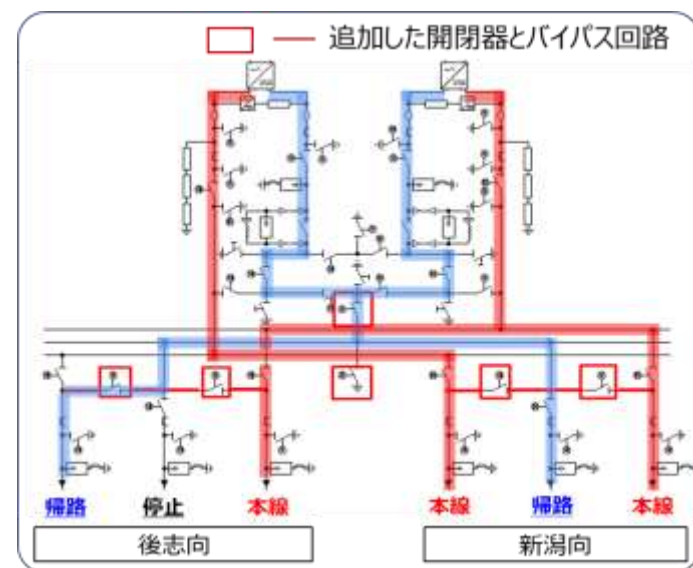
(HVDC帰線事故時)

- ✓ 北海道から東京までの全区間の双極を緩停止。
- ✓ 開閉器により事故区間を切り離し、事故区間においては本線を帰線に切り替えて運転再開。健全区間は双極運転を再開。

- 以上のとおり、多端子構成においても、本線事故・帰線事故いずれの場合も、開閉器による事故区間の切り離し及び回路構成の変更により、事故区間は単極運転、健全区間は双極運転が可能である。

また、保守・点検時にも停止範囲を当該区間のみに限定可能。

- なお、有資格事業者からの当初提案では、帰線事故時に健全区間も単極で運転を再開する設備構成であったが、検証小委における議論により、健全区間は速やかに双極で運転再開できるよう、直流開閉器及びバイパス回路を追加することとした。



【参考】直流系統事故時の開閉器による事故区間切り離し後の停止範囲

■ 直流遮断器を設置しない場合においても、開閉器による事故区間切り離し後は健全区間を復旧可能。

● 北海道東北間HVDC事故時の事故区間切り離し後の停止範囲 (東北東京間HVDCの場合は後志側と新潟側の動きが逆になる)

	本線事故時		帰線事故時	
	事故後	開閉器による切離し後	事故後	開閉器による切離し後
運転状態				
後志端 ～秋田端	事故極：停止 (トリップ) 健全極：運転継続	健全極のみ運転再開可能	双極が停止 (緩停止)	1 条を帰線にして単極にて運転再開可能
秋田端 ～新潟端	事故極：停止 (トリップ) 健全極：運転継続	双極とも運転再開可能	双極が停止 (緩停止)	双極とも運転再開可能

□ 検証小委で議論し追加した開閉器とバイパス回路
 × 開放中の開閉器

【参考】交流系統事故時の影響 (2端子シリーズと多端子構成の比較)

■ 東北エリアアクセス線N-2事故時、**2端子シリーズ構成では、秋田エリア変換所が交流系統から切り離され、交流母線電圧が喪失することにより、変換器が運転継続できなくなることから北海道～東京の全区間が双極とも送受電停止する。多端子構成でも秋田エリアの変換器は運転継続できなくなるものの、後志エリアと新潟エリアの変換器により北海道～東京間の運転継続が可能。**

● 東北エリアアクセス線N-2事故時

	2端子シリーズ構成	多端子構成
	事故直後	事故直後
運転状態		
後志端 ～秋田端	双極が送受電停止	双極とも運転継続可能
秋田端 ～新潟端	双極が送受電停止	双極とも運転継続可能

2 端子シリーズ構成と多端子構成の比較

- 有資格事業者からは、**両構成を比較した場合、技術的実現性に大きな優劣は認められない一方で、多端子構成は工事費及び工期の低減が可能**であることが示された。
- また、**事故時の影響については、直流区間事故時には多端子構成の方が停止範囲が広がる場合がある一方、交流事故時（秋田端アクセス線）には、2端子シリーズ構成ではHVDCが全区間停止するのに対し、多端子構成では運転継続が可能であり、優位性があることが示された。**なお、秋田端アクセス線は架空線であるため、全線ケーブルの直流送電線よりも事故確率は高い。

項目	2端子シリーズ構成		多端子構成	
技術的実現性	○	実現可能であるものの、HVDCの一体運用のため、北海道東北間・東北東京間の協調制御を行うためのシステムが必要となる可能性	○	・海外でも運開実績あり ・有資格事業者によるメーカーヒアリングにおいて、複数のメーカーから実現可能との回答
工事費	—	基準	○	・変換器台数減に伴う工事費減（ ） ・35年で変換器損失 減少、運転維持費 減少
工期	—	基準	○	・秋田端変換所で数カ月程度の工期短縮
直流事故	○	【本線単極事故時】 ・事故区間で単極運転制限となるが、健全区間は継続して双極運転での送受電が可能。	○	【本線単極事故時】 ・一時的に全区間で単極運転制限となるが、事故個所の切離しにより、健全区間は双極運転が可能。
	○	【帰線事故時】 ・事故区間のみ、一旦緩停止後、単極運転に切り替え	△	【帰線事故時】 ・全区間を一旦緩停止後、事故区間のみ単極運転に切り替え（事故時切替・保守を容易にするため直流開閉器を追加設置する）
交流事故	×	・秋田端の交流アクセス線N-2事故において運転継続ができず、HVDC全区間が停止	○	秋田端事故時もHVDCは運転継続可能

まとめ

- 今回提案された、直流遮断器を設置しない多端子構成に関する検証小委における評価は以下とおり。

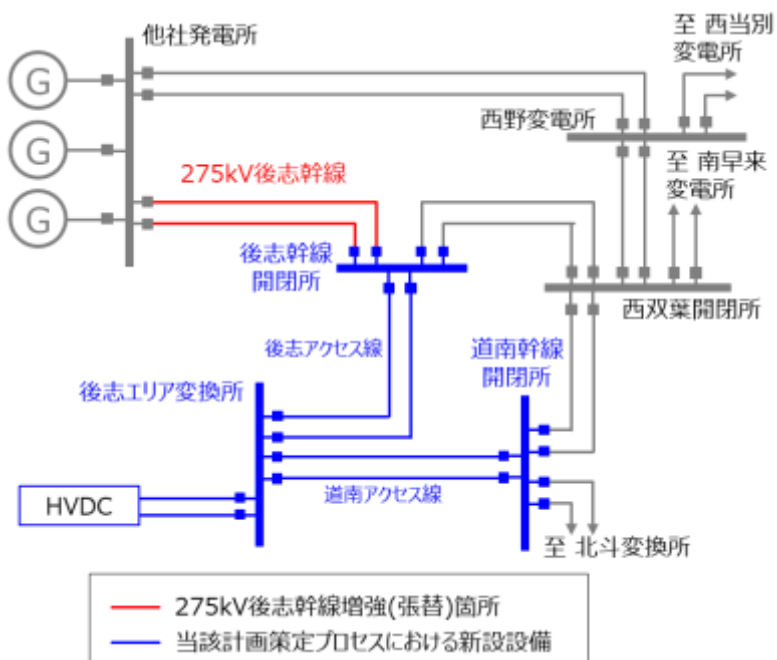
技術的実現性	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 基本要件の時点で挙げていた技術面の不確実性については、メーカー見解や海外での実例を踏まえると、許容可能な水準まで低減されたものと言える。
工事費・工期	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 変換器台数の減少等による工事費や工期の低減が期待できる。 ✓ また、直流遮断器のコスト面の不確実性については、直流遮断器を設置しないことから発生しない。
事故リスク	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 直流系統(HVDC)事故に対しては、多端子構成の方が事故直後の停止範囲は広くなるものの、直流系統を全区間ケーブルにすることで事故確率の極少化が図られている。 ✓ 北本や阿南紀北のケーブル事故実績を踏まえると、直流区間の事故は稀頻度と考えられる ✓ また、交流系統事故に対しては、多端子構成の方が影響を受けにくいと考えられる。

- 以上を踏まえ、**本プロジェクトでは、今後は多端子構成を前提として検討を進めていくこととしたい。**
- なお、今後の検討において、多端子構成の新たなる課題が生じた場合や前提とした事項（工事費や工期の低減等）に大きな変更があった場合には、必要によりあらためて評価を行うこととしたい。

1. 技術検討報告書における対策案の概要について
- 2. 設備形成について**
 - (1) 直流系統の設備構成
 - (2) 交流系統の設備構成**
3. 公募要綱等への適合性について
 - (1) 電力系統性能基準の充足性・HVDC運用容量等

- 有資格事業者による熱容量面の検討の結果、**既設の275kV後志幹線において、1回線事故時に残回線の潮流が運用容量を超過するケースがあることが確認された。**
- 増強を行わずに対応する場合には、HVDCの運用容量を制約することが必要となる。制約の要否は北海道エリアの需給状況によるものの、HVDCの運用容量を最大で1,260MW程度まで低下させる必要がある見通しである。
- このため、HVDCを最大限活用する観点から、後志幹線を増強することが合理的と評価。なお、コストダウンの観点から、鉄塔建替が不要となるよう、低弛度のZTACIR※による電線張替を行う。

※耐熱性の高い超耐熱アルミ合金線を用い、鋼心に線膨張係数の小さいアルミ覆インバー線を用いることで、低弛度で大容量の送電が可能。



後志幹線増強	HVDC出力 (HVDC運用容量)	後志幹線潮流 (N-1時残回線潮流)	後志幹線運用容量
あり	2,000MW※1	1,830MW	2,020MW
	1,770MW※2	1,749MW	
なし	1,260MW程度	1,578MW	1,578MW

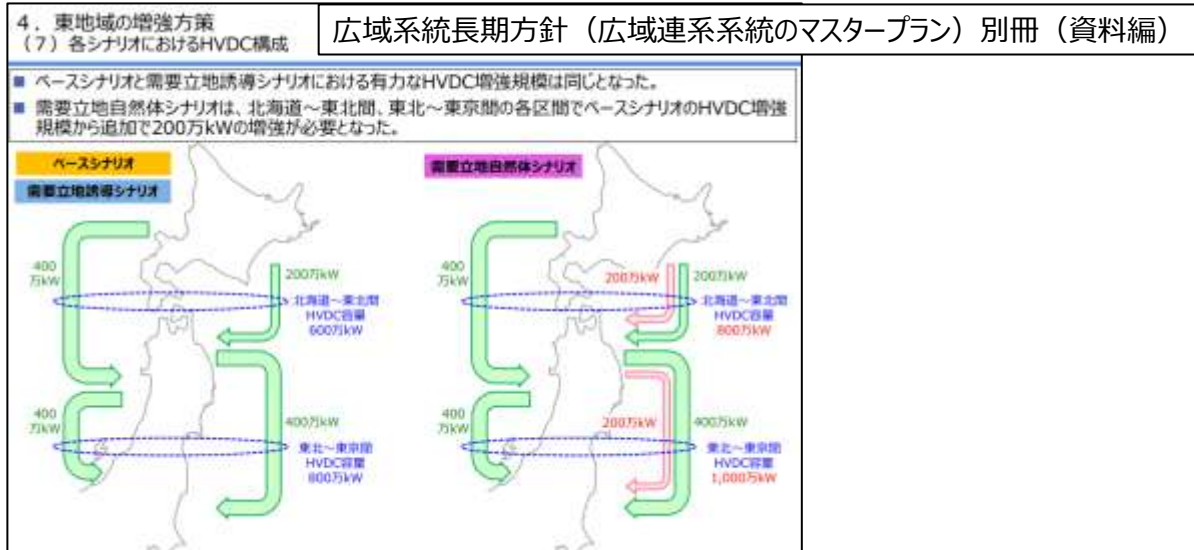
※1 後志幹線の熱容量に起因する値を記載しており、PLUR (Power Load Unbalance Relay, 同期発電機の機械入力と発電機負荷のアンバランスを検出して蒸気弁を急閉止する機器保護装置) 面や周波数上昇面等の制約は考慮していない (解消された) 前提の値

※2 PLUR等の運用容量制約を考慮した値

将来拡張性の考慮について

- 交直変換所と既存系統を接続するアクセス線や開閉所等の新設設備については、今回整備する2,000MWのHVDCに対応する必要最小限の容量で設備形成することを基本としつつ、必要に応じて、**工事費の増加を伴わない形で将来拡張性を考慮することを有資格事業者に求めている。**
- 一方、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]においては、北海道～東北～東京間の日本海ルートについて、4,000MWの増強が必要と整理している。
- **秋田エリアのアクセス線については、将来の4,000MW増強を見据えて※線種を選定した場合でも、増分費用が** **にとどまり、将来の増強時に追加費用が不要となるほか、電線張替に伴う設備停止の回避も可能になることを確認した。**
- 以上を踏まえ、秋田エリアのアクセス線については、**将来拡張性を考慮することが合理的と評価。**

※ 北海道エリアについては、4,000MWに拡張する場合の既存系統の連系先は今回と異なる可能性が高く、東京エリアは今回はアクセス線新設ではなく既設送電線からのn引込であるため、将来拡張性は考慮不要と判断している。



2. 設備形成について (2) 交流系統の設備構成

【参考】 交流送電線線種の選定理由

- 基本的に、自回線N-1 故障時の残回線潮流を基に最低容量の線種を選定。
- 秋田エリアのアクセス線については、将来拡張性を考慮。

	送電線名称 工事内容	線種	線路容量(MW) 1回線分	選定理由
後志 エリア	275kV後志アクセス線 新設	TACSR/AC810mm ² ×2導体	1,883	自回線N-1 故障時の残回線潮流1,644MW を送電可能な最低容量の線種を選定
	275kV道南アクセス線 新設	TACSR/AC610mm ² ×2導体	1,578	自回線N-1 故障時の残回線潮流1,416MW を送電可能な最低容量の線種を選定
	275kV後志幹線 増強・n引込	他社発電所側 ZTACIR610mm ² ×2 導体	2,020	自回線N-1 故障時の残回線潮流1,830MW を送電可能な最低容量の線種を選定
		西双葉SWS側 TACSR/AC610mm ² ×2導体	1,578	既設区間と同様の線種を選定
	275kV道南幹線 n引込	TACSR/AC330mm ² ×2導体	1,065	既設区間と同様の線種を選定
秋田 エリア	500kVアクセス線 新設	SBTACSR/AC500mm ² ×4導体	5,020	<ul style="list-style-type: none"> • 東北エリアで標準採用している、難着雪効果のあるヒレ付きの低ロス電線 (SBACSR) • 広域系統長期方針において将来的に4GWへの拡張が示されていることも考慮し耐熱電線 (SBTACSR) を選定。
新潟 エリア	500kV南新潟幹線 n引込	ACSR/AC810mm ² ×4導体	4,189	既設区間と同様の線種を選定

【参考】各エリア変換所・開閉所の仕様

- 各エリアの変換所・開閉所における主な仕様は以下のとおり。
- ✓ 交流側の電圧階級は、**後志エリアは275kV、秋田エリアおよび新潟エリアは500kV**
- ✓ **母線方式**は、母線停止時や事故時のCB不応動時等における**供給信頼度維持を考慮し、「2重母線4ブスタイ方式」**
- ✓ **主母線容量**は、**事故時等に想定される最大潮流を考慮した容量**
(一般的な母線容量のステップに照らし、最小母線容量となるもの)

エリア	電気所名	電圧階級	母線方式	主母線容量	最大電流が流れる送電線と電流値
北海道	後志エリア変換所	275kV	2重母線4ブスタイ方式	6,000A (2,714MW)	後志アクセス線 4,161A(1,883MW)
	後志幹線開閉所	275kV	2重母線4ブスタイ方式	6,000A (2,714MW)	後志幹線(増強後) 4,464A(2,020MW)
	道南幹線開閉所	275kV	2重母線4ブスタイ方式	4,000A (1,809MW)	道南アクセス線 3,487A(1,578MW)
東北	秋田エリア変換所	500kV	2重母線4ブスタイ方式	6,000A (4,936MW)	秋田アクセス線 4,861A(4,000MW)
東京	新潟エリア変換所	500kV	2重母線4ブスタイ方式	8,000A (6,581MW)	南新潟幹線 6,920A(5,693MW)

【参考】分路リアクトル設置箇所・容量

- 北海道エリアならびに東北エリアにおいては、アクセス線の新設に伴う線路と大地間の対地静電容量増加による系統電圧上昇対策として、これを抑制するための分路リアクトルを設置する。
- 北海道エリアでは、アクセス線が新設される後志開閉所と道南開閉所に分散配置するのではなく、道南開閉所に一括配置することで、調相用変圧器の設置台数を削減し、コストダウンを図る。
- 東北エリアでは、既設の河辺変電所の変圧器三次側に配置することで、調相用変圧器の設置を回避し、コストダウンを図る。
- また、東北エリアに設置する分路リアクトルは、当初は実績のある60MVar×2台としていたが、検証小委における議論の結果、東北エリアにおける実績はないものの標準的な仕様として選択できる40MVar×2台に変更し、コストダウンを図っている。これによるコストダウンは ██████████ と想定。

まとめ

- 交流系統の設備構成・規模について、基本要件からの変更点も含めた検証小委における評価は以下のとおり。

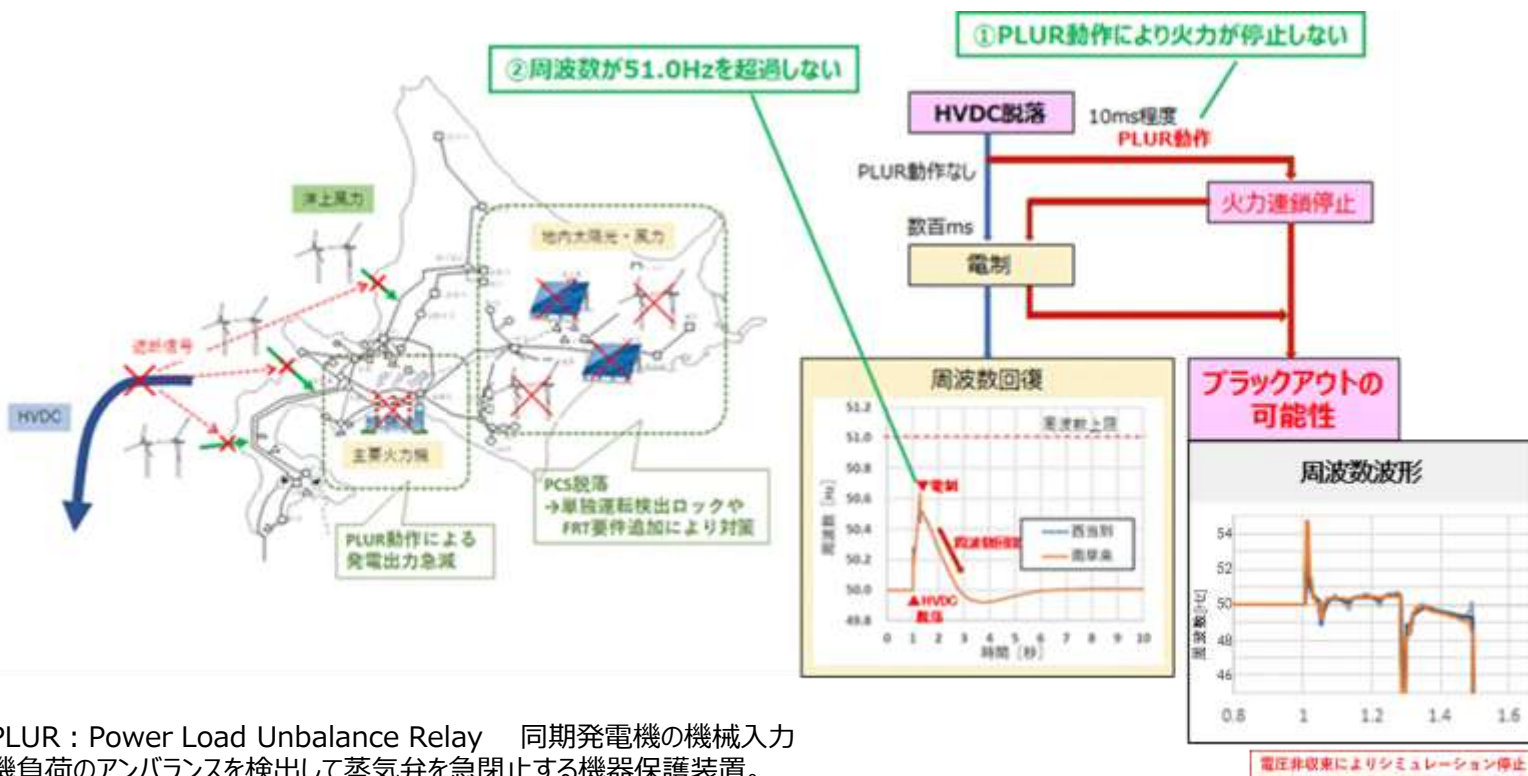
東京エリアの開閉所の省略	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 開閉所を省略することで、コスト低減と連系線運転継続上の信頼度向上が期待できる。
後志幹線の増強	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 増強を行わない場合、北海道エリアの需給状況によっては、HVDC運用容量が1,260MW程度まで低下する可能性があることから、後志幹線を増強することは合理的。
アクセス線の仕様	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 自回線N-1 故障時の残回線潮流を送電可能な最低容量の線種が選定されている。 ✓ 秋田エリアのアクセス線において将来拡張性を考慮してもコストへの影響は限定的であり、合理的。
変換所及び後志エリア開閉所の仕様	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 母線容量は、想定される最大電流に対して最小サイズの容量が選定されている。 ✓ 分路リアクトルの設置個所について、道南開閉所への一括配置や、河辺変電所変圧器三次側接続とすることにより、調相用変圧器の台数を削減することが可能となり、経済性が考慮されている。 ✓ 分路リアクトルの容量について、必要容量と一致している。

- 以上を踏まえ、基本要件と異なる方策である「東京エリアの開閉所省略」及び「後志幹線の増強」を反映し、進めていくこととしたい。

1. 技術検討報告書における対策案の概要について
2. 設備形成について
 - (1) 直流系統の設備構成
 - (2) 交流系統の設備構成
- 3. 公募要綱等への適合性について**
 - (1) 電力系統性能基準の充足性・HVDC運用容量等**

3. 公募要綱等への適合性 (1) 電力系統性能基準の充足性・HVDC運用容量等 北海道エリアにおけるブラックアウトリスクについて

- 北海道エリアにおいては、HVDCの双極脱落に伴う急峻な位相・周波数変動や異常周波数上昇により、大型火力機の機器保護（PLUR※¹）の動作や再エネの連鎖停止が発生した場合、システムの安定性を維持できず、ブラックアウトに至る可能性がある。
- このような事象を回避するため、HVDC双極脱落時においても、以下の①②をとともに満たす必要がある。
 - ① HVDC脱落時に**PLUR※¹動作により大型火力発電機が停止しないこと**
 - ② HVDC脱落後に生じる**北海道システムの周波数上昇が一定の基準以下**であること（再エネ転送遮断を考慮）



3. 公募要綱等への適合性 (1) 電力系統性能基準の充足性・HVDC運用容量等 HVDC運用容量

- 各需給断面において、PLUR制約及び再エネ転送遮断量（再エネ予測誤差 1σを考慮）を踏まえてHVDCの運用容量を算定した結果は下表のとおり。
- 後志端の運用容量は、PLURによる制約が同期発電機の稼働台数により変わることから、幅付きの値として算出（稼働台数が増えると運用容量は増加）。

[単位：MW]

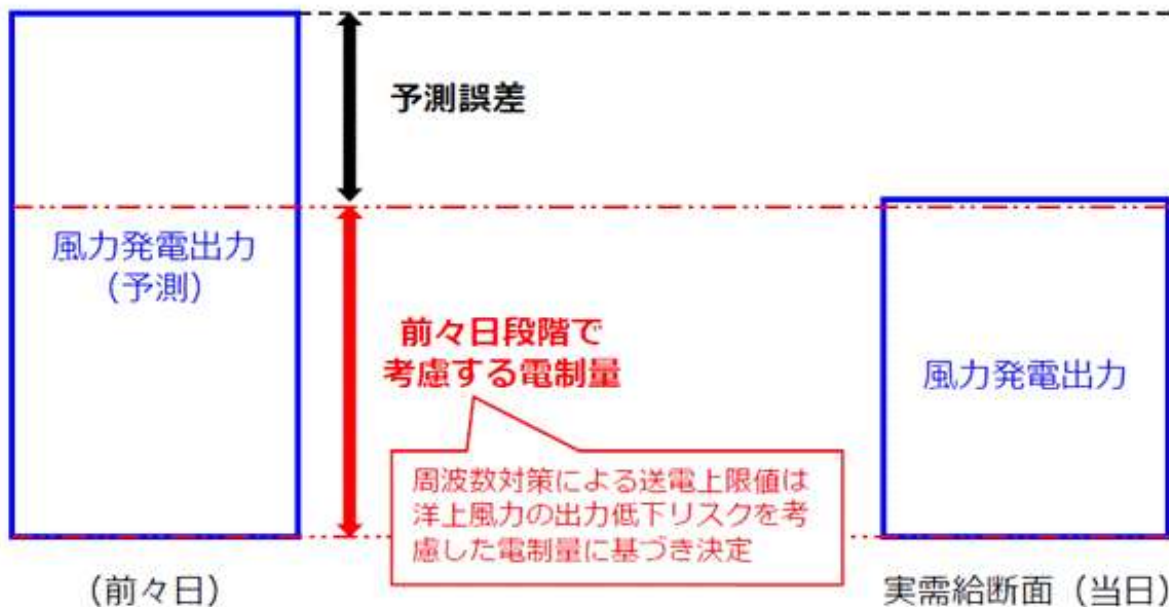
需給断面	後志端（北海道エリア）		秋田端（東北エリア）		新潟端（東京エリア）	
	送電	受電	送電	受電	送電	受電
夏季（8月）昼間帯	1,330～ 1,670	1,140	2,000※1	2,000※1	2,000	2,000
冬季（1月）昼間帯	1,320～ 1,670	1,140	2,000※1	2,000※1	2,000	2,000
軽負荷期（5月）昼間帯	1,520～ 1,770	0※2	2,000※1	2,000※1	2,000	2,000

※1：断面によっては、交流で制約が発生する可能性あり

※2：需給バランス上想定し得る、最大北流値での電力系統の安定を確認したもの

【参考】再エネ転送遮断量算出時に考慮する再エネ予測誤差について

- HVDC運用容量の算出においては、再エネの転送遮断を織り込んでいる。
- 再エネ転送遮断量については、洋上風力と陸上風力の全量を電制電源として活用するものと仮定。
- 実需給の前々日までにスポット市場向けにHVDC送電上限値を設定することを考慮し、前々日予測誤差（下振れ1σ相当）を織り込んでいる。
- なお、現在の運用を前提とすると、再エネ出力予測誤差を考慮することは一定の合理性があるものの、将来的な再エネ出力予測精度の向上や運用の見直しなどに応じて、必要により幅付きで評価することも考えられる。



HVDC双極脱落時の北海道エリアの周波数維持

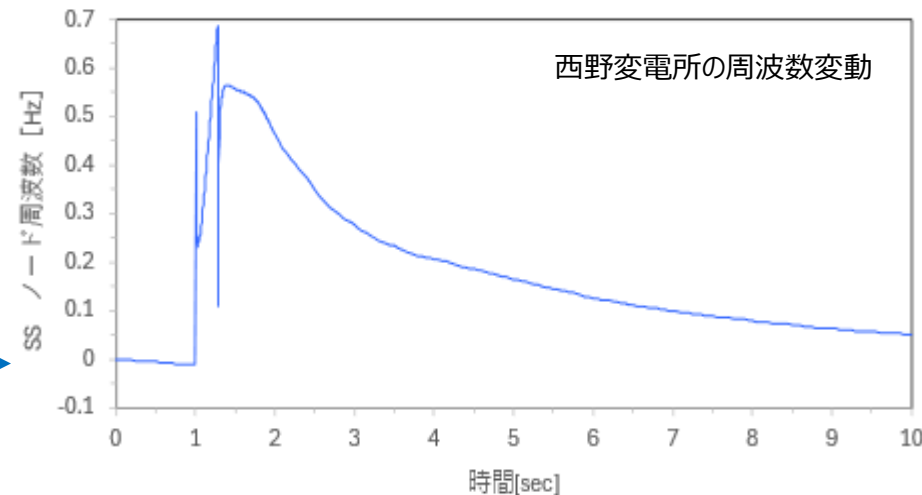
■ 系統解析シミュレーションにより、HVDC運用容量の範囲内において、北海道エリアから送電中のHVDC双極脱落に対して周波数を維持可能であることを確認した。

● 各エリアの判定基準

- ・北海道側：HVDC脱落後に生じる北海道系統の周波数上昇が一定の基準以下であること。
HVDC脱落時にPLUR動作により大型火力発電機が停止しないこと
- ・東北・東京側：49.0～51.0Hzの範囲を維持できること。

<北海道エリアの評価結果>

	原子力	想定事象	最大周波数	PLUR	判定
8月昼間帯 (夏季重負荷)	高稼働	HVDC1,500MW 停止	50.62Hz	動作せず	良 (電制後安定)
	低稼働	HVDC1,330MW 停止	50.45Hz	動作せず	良 (電制後安定)
1月昼間帯 (冬季重負荷)	高稼働	HVDC1,500MW 停止	50.61Hz	動作せず	良 (電制後安定)
	低稼働	HVDC1,320MW 停止	50.45Hz	動作せず	良 (電制後安定)
5月昼間帯 (軽負荷)	高稼働	HVDC1,650MW 停止	50.69Hz	動作せず	良 (電制後安定)
	低稼働	HVDC1,520MW 停止	50.57Hz	動作せず	良 (電制後安定)



東北・東京側も判定基準を満たす

(注) 周波数上昇抑制のため、HVDC停止に合わせてHVDC送電量と等量の再エネを転送遮断し、即時に需給バランスを保つ制御を行う条件（再エネ転送遮断のための系統安定化装置を構築する前提）かつPLUR制約範囲内で評価した。
また、再エネPCS※1のFRT要件※2見直しにより位相急変に対して特高再エネPCSは不要脱落しないことを前提とした。

※1：PCS：Power Conditioning Subsystem
※2：FRT要件：FRTは Fault Ride Through

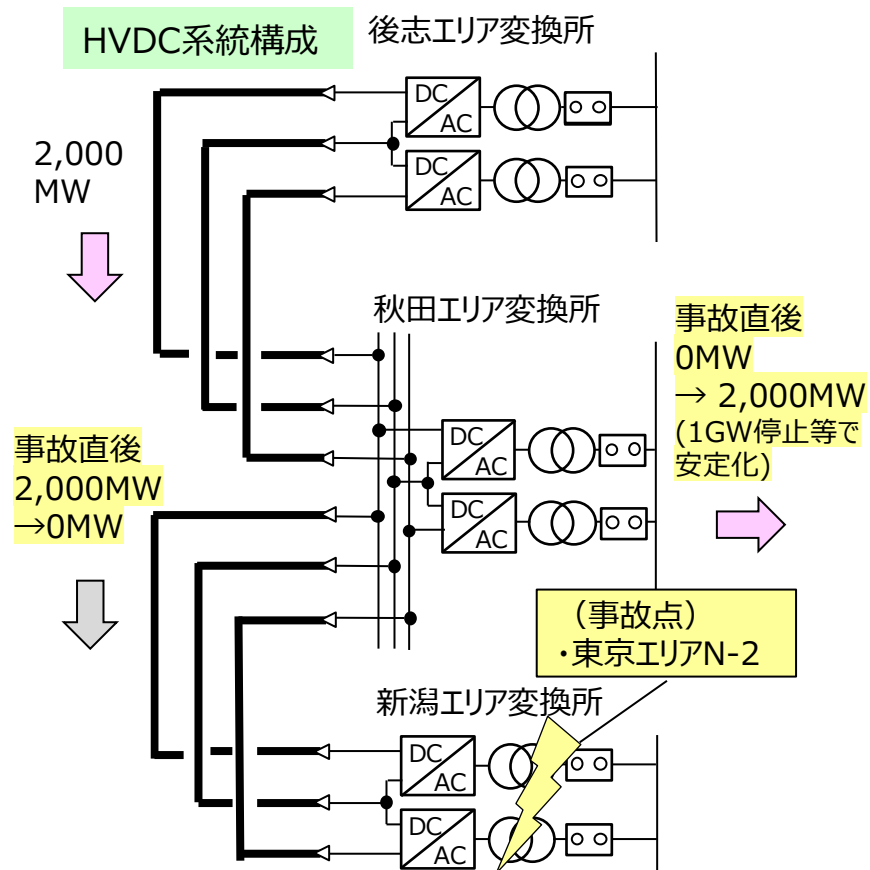
太陽電池、燃料電池、ガスエンジン等の発電電力を系統電力に変換する機能を備えた装置
系統事故時の電圧・周波数が変動する擾乱時にも電源が停止せず運転継続できることの要件

- **2,000MW送電の実現（運用容量を2,000MWまで拡大）にあたっては、大型火力機のPLUR動作による不要脱落を防止する等のブラックアウトリスクへの対策が必須となる。**
- 対策案としては、HVDCの近傍に同期調相機や静止型機器を設置し、HVDC脱落時の余剰電力を過渡電流として分担させることで、PLUR動作を回避できる可能性があるものの、対策の有効性については、詳細なシミュレーション等による継続的な評価が必要なことに加え、対策機器に係る技術開発が必要。
- このため、**有資格事業者にて、有識者やメーカー等を含めた検討体制を構築し、今後、対策の検討を進める予定。**

東北・東京エリアの同期安定性

■ 東北・東京エリアにおいては、HVDCの双極脱落時に過渡安定度上の課題が確認されたが、HVDCの単極ブロック（1,000MW）または発電機電制により、安定化可能であることを確認した。

● 判定基準：微小擾乱及び流通設備のN-1故障時等において、発電機の同期安定性が維持できること。



HVDC事故時の最過酷断面として、以下のケースで評価

- ✓ HVDCで北海道⇒東京に最大2,000MW送電
- ✓ 交流連系線（東北⇒東京）で最大限送電
- ✓ 東京端でHVDC双極脱落が発生して東北交流系統に2,000MWが流入

安定化制御内容	安定or不安定	備考
① なし（無制御）	不安定	✓ 無制御では、東北エリアの主要な発電機が1波脱調となり、全系脱調に至る。
② HVDCブロック（1,000MW） （単極ブロックを想定）	安定	✓ 当該の制御で、安定度・電圧・過負荷ともに問題なし。
③ 東北エリア内電源1台を電制		

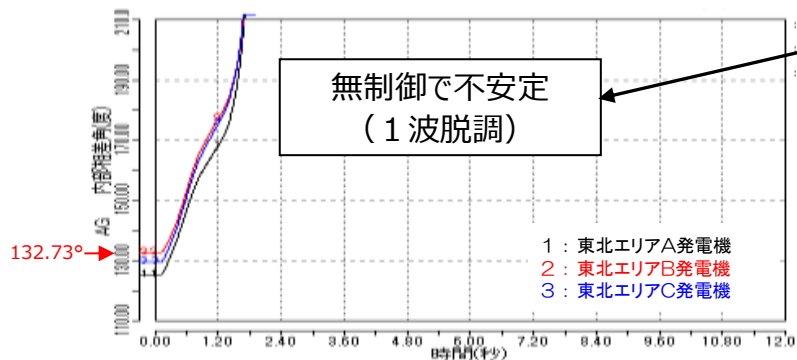
【参考】HVDC双極脱落時のシミュレーション波形

■ 前スライドの①～③のケースの発電機内部相差角の波形は以下のとおり。

【検討断面:重負荷期_夏季昼間帯(8月)_原子力高稼働】

安定化制御内容①：なし（無制御）

0.1秒：潮流変化発生【新潟2,000MW停止、秋田2,000MW受電】

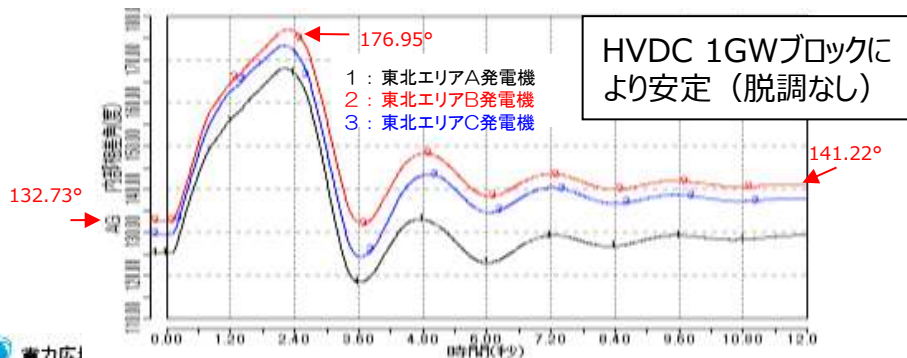


HVDC脱落に伴う潮流変化を起因とした系統不安定現象

- ✓ 1波脱調であり、脱調回避のため、高速な制御が必要
- ✓ HVDCブロック（単極の1,000MWを想定）または、東北エリア内の電制により、安定化可能（脱調回避）

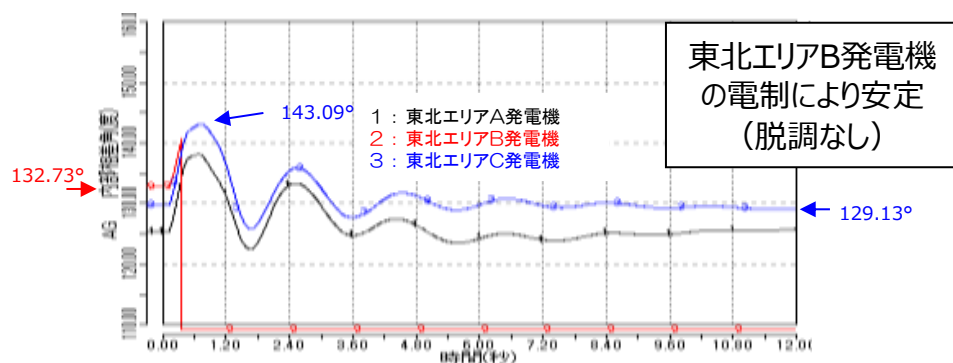
安定化制御内容②：HVDCブロック（1,000MW）

0.1秒：潮流変化発生【新潟2,000MW停止、秋田2,000MW受電】
0.36秒：HVDCブロック【単極】



安定化制御内容③：東北エリア内電源1台を電制

0.1秒：潮流変化発生【新潟2,000MW停止、秋田2,000MW受電】
0.36秒：東北エリア内電源1台電制



3. 公募要綱等への適合性 (1) 電力系統性能基準の充足性・HVDC運用容量等 系統安定化対策の概要

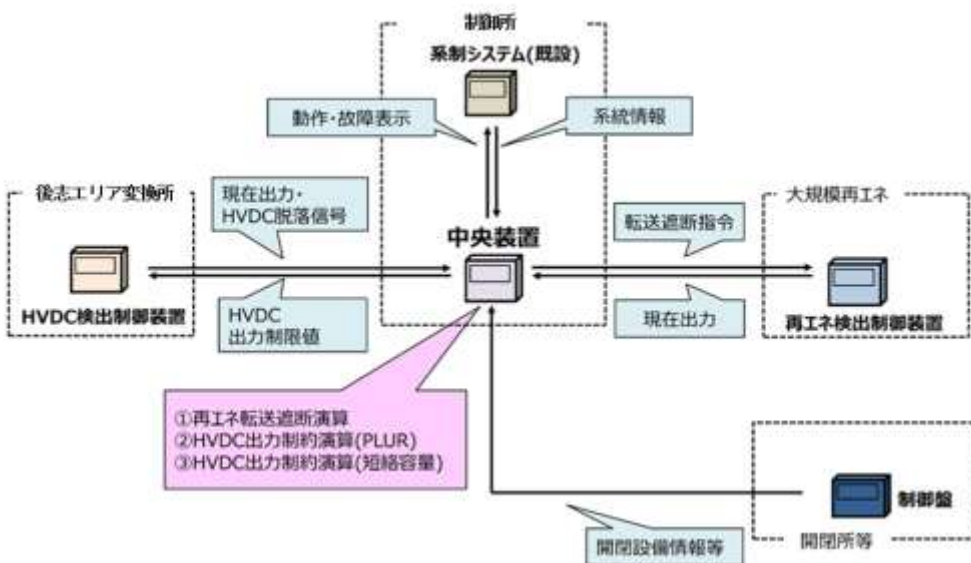
■ 電力系統性能基準の充足性確認結果（周波数維持、同期安定性）を踏まえて、**北海道エリアの周波数対策**ならびに**東北・東京エリアの安定度対策**として、**系統安定化システムを構築**する方向。

エリア名	対策要否	対策案	設置目的	機能概要
北海道	「要」	系統安定化システム	✓ HVDC双極脱落時の、北海道エリアの周波数変動問題への対策として、系統安定化システムを構築する。	<p>＜周波数対策＞</p> <p>✓ HVDC双極脱落によって北海道エリアの周波数が変動し、同期電源の脱落等が懸念されることから、大規模再エネ電源の制御等を行う。</p>
東北・東京	「要」	系統安定化システム	✓ HVDC双極脱落時の、安定度問題（東北・東京エリアで全系脱調のおそれ）への対策として、系統安定化システムを構築する。	<p>＜安定度対策＞</p> <p>✓ HVDC双極脱落により、発電機の出力行変動が生じ、安定度（発電機の同期運転）が保てず、脱調防止のため、HVDCブロック等を行い、系統の同期安定性を維持する。</p>

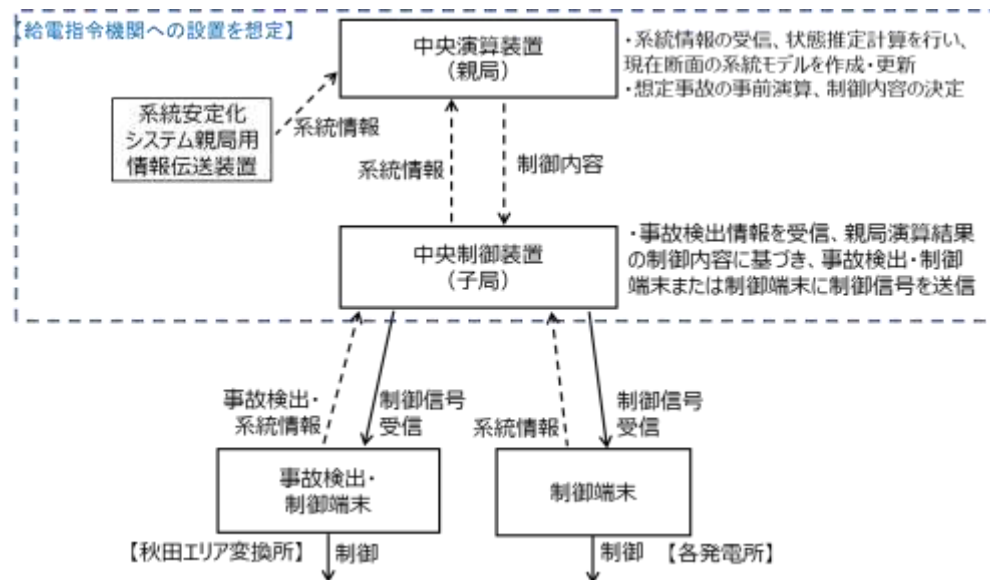
【参考】系統安定化システムの構成概要

■ 各エリアの系統安定化システム構成の概要は以下のとおり。

● 系統安定化システムの構成（北海道エリア）



● 系統安定化システムの構成（東北エリア）※



3. 公募要綱等への適合性 (1) 電力系統性能基準の充足性・HVDC運用容量等 電力系統性能基準の充足性

■ 送配電等業務指針第63～66条に定める熱容量等の電力系統性能基準については、一部に対策を講じることにより充足できることを確認した。結果は以下のとおり。

	確認項目	主な確認内容	送配電等業務指針	確認結果
I	熱容量	<ul style="list-style-type: none"> 設備健全時の潮流が連続容量を超過しない 原則、1回線故障時において、各流通設備の潮流が短時間熱容量以内 	<ul style="list-style-type: none"> 第63条第1項1号 第64条第1項1号 	要対策 275kV後志幹線の電線張替
II	電圧、電圧安定性	<ul style="list-style-type: none"> 設備健全時及び送電線1回線停止における電圧が、一般送配電事業者の定める範囲内に維持 	<ul style="list-style-type: none"> 第63条第1項2号 第64条第1項2号 	良
III	同期安定性	<ul style="list-style-type: none"> 微小な擾乱に対し同期安定性を維持 送電線故障に対し、同期安定性を維持 	<ul style="list-style-type: none"> 第63条第1項3号 第64条第1項3号 第66条 	要対策 東北エリアへの系統安定化システムの設置
IV	短絡等の故障電流	<ul style="list-style-type: none"> 3相短絡電流、1線地絡電流が、設備の定格遮断電流を超過しない 	<ul style="list-style-type: none"> 第65条 	良
V	周波数維持	<ul style="list-style-type: none"> 送電線ルート事故時等に対して周波数維持が可能 	<ul style="list-style-type: none"> 第66条 	要対策 北海道エリアへの系統安定化システムの設置およびHVDC送電上限の設定

【参考】電力系統性能基準の充足性確認の前提条件

■ 有資格事業者が実施した電力系統性能基準の充足性確認の前提条件は以下のとおり。

項目		検討条件
系統構成		<ul style="list-style-type: none"> ✓ 2025年度供給計画 10年度目（2034年度）の系統構成とし、工事実施が確定し、供給計画10年度目以降に運開する設備がある場合は考慮した。
需要		<ul style="list-style-type: none"> ✓ エリア需要は2025年度供給計画 10年度目（2034年度）に基づき設定した。 ✓ 想定断面は重負荷期および軽負荷期を含む複数断面で評価した。
電源	<ul style="list-style-type: none"> ・洋上風力・地熱 ・太陽光・水力・バイオマス等 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 電源ポテンシャルの合計容量および接続ノードは、広域機関殿から提示の電源ポテンシャルを参考に設定した。
	<ul style="list-style-type: none"> ・火力 ・原子力 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 2025年度供給計画 10年度目（2034年度）の発電設備量に加え、接続契約申込済みの電源等も考慮して設定。 ✓ 全系評価における火力の稼働優先順位は、系統混雑に関する中長期見通しのシナリオを参考に、「移行シナリオ」を採用。 ✓ 原子力は、高稼働想定、低稼働想定の2パターンを設定した。
HVDCの模擬方法		<p>【北海道エリア】</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 系統容量が小さく、電圧面・過渡安定度面で厳しめとなることから、既設の直流設備の知見を活用して、一般的なAVR制御機能を模擬。 <p>【東北・東京エリア】</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 系統容量が大きく、影響が比較的少ないため、負荷模擬相当で無効電力供給は見込まず。

まとめ

- 各項目に関する検証小委における評価は以下のとおり。

HVDC運用容量	✓ 現時点における評価としては妥当であるとする
運用容量拡大に向けた検討	✓ HVDCの運用容量の2GWへの拡大に向けて、有資格事業者にて、有識者やメーカー等を含めた検討体制を構築し、今後、対策の検討を進める
系統安定化対策	✓ 電力系統性能基準の充足性確認結果（同期安定性、周波数維持）を踏まえて、北海道エリア及び東北エリアに系統安定化システムを設置する

- 上記については合理性があると考えられることから、今回示された方向で進めることとしたい。

【参考】送配電等業務指針

(電力系統性能基準への充足性の評価における前提条件)

第62条 電力系統性能基準への充足性の評価は、流通設備の設備形成が完了した状態において、通常想定される範囲内で評価結果が最も過酷になる電源構成、発電設備等の出力（連系線以外の流通設備にあつては、平常時において混雑が発生する場合の出力抑制も考慮したもの。）、需要、系統構成等を前提に、これを行う。

(設備健全時の基準)

第63条 電力設備が健全に運用されている状態において、電力系統が充足すべき性能の基準は、次の各号に掲げるとおりとする。

- 一 熱容量 各流通設備を流れる潮流が当該流通設備を連続して使用することができる熱的な容量を超過しないこと。
- 二 電圧 電力系統の電圧が次に掲げる観点から適正に維持されること。
 - ア 流通設備の電圧が一般送配電事業者又は配電事業者の定める範囲内に維持されること。
 - イ 電圧安定性が維持されること。
- 三 同期安定性 電力系統に微小なじょう乱が加わった際に、発電機の同期運転の安定性が維持されること。

(電力設備の単一故障発生時の基準)

第64条 送配電線 1 回線、変圧器 1 台、発電機 1 台その他の電力設備の単一故障（以下「N-1故障」という。）の発生時において、電力系統が充足すべき性能の基準は次の各号に掲げるとおりとする。

- 一 熱容量 電力系統からN-1故障の発生箇所が切り離された後の各流通設備の潮流が、短時間熱容量（流通設備に電流が流れた際の当該設備の温度が、当該設備を短時間に限り使用することができる上限の温度となる潮流の値をいう。以下同じ。）を超過しないこと。
- 二 電圧安定性 電力系統からN-1故障の発生箇所が切り離された後においても、電圧安定性が維持されること。
- 三 同期安定性 電力系統からN-1故障の発生箇所が切り離された後においても、発電機の同期運転の安定性が維持されること。

(短絡等の故障発生時の基準)

第65条 電力系統は、3相短絡故障時において、故障電流が各流通設備の許容量を超過してはならないものとする。ただし、直接接地方式の系統においては、1相地絡故障時においても、故障電流が各流通設備の許容量を超過してはならないものとする。

(電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障発生時の対策)

第66条 本機関又は一般送配電事業者若しくは配電事業者は、送配電線、変圧器、発電機その他の電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障が発生した場合において、当該故障に伴う供給支障及び発電支障の規模や電力系統の安定性に対する影響を考慮し、社会的影響が大きいと懸念される場合には、これを軽減するための対策の実施について検討する。

項目	議論結果
<p>直流系統の設備構成</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 直流遮断器を設置しない多端子構成での提案に対し、特段の異論はなかった。 • ただし、当初提案された設備構成では、帰線事故時に健全区間も単極で運転再開する設備構成だったため、健全区間は双極で運転再開することを可能とする構成の構築可否について、追加検討を求めた。 • 追加検討の結果として、直流開閉器及びバイパス回路を追加することで帰線事故後に健全区間は速やかに双極で運転再開が可能となることが報告されたため、これを反映することとなった。
<p>交流系統の設備構成 (交直変換所・開閉所等の構成・規模)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 新設のアクセス線、変換所交流側、開閉所の母線容量、東京エリアの開閉所省略については妥当と判断された。 • 後志エリア及び秋田エリアに設置する分路リアクトルについては、設置の必要性及び設置箇所については妥当と判断されたが、当初提案された秋田エリアの分路リアクトルの容量については必要最低限の容量ではなく、東北NWでの標準的な容量が選定されていたため、精査を求めた。その結果、必要最低限の容量への見直しに対して技術的な課題はなく、コスト低減も図れることが報告されたため、小委にて再度議論し、これを反映することとなった。 • 後志幹線の増強については、当初は後志幹線を増強しない場合にHVDCの運用容量がどの程度制約されるのかが明記されていなかったため、追加報告を求めた。その結果、HVDCの運用容量は1,260MW程度まで低下する見込みであることが追加報告されたため、HVDCを最大限活用する観点から、後志幹線を増強することは妥当と判断された。

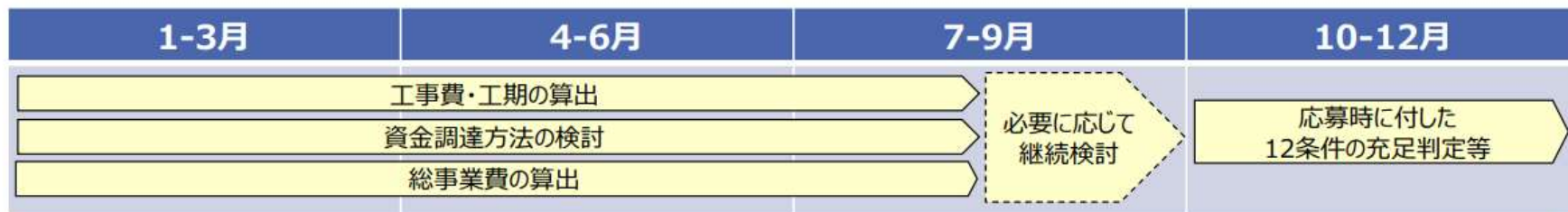
項目	議論結果
<p>電力系統性能基準の充足性・HVDC運用容量等</p>	<ul style="list-style-type: none"> 電力系統性能基準の充足性については、電力系統性能基準を満たすために提案された対策内容が妥当であると判断された。 HVDCの運用容量については、HVDC双極脱落時の北海道エリアの周波数維持の課題から後志端送電側の運用容量が2,000MW未滿となる検討結果に対し、現時点における算定結果としては妥当と判断された。そのうえで、後志端送電側の運用容量については、後志幹線の増強要否を判断する観点等から、原子力3台稼働ケースの追加検討を求めた。その結果、HVDCの運用容量は1,670～1,770MWとなることが示された。

第99回広域系統整備委員会資料2（2026年3月30日）

第4回定期報告を踏まえた今後の検討スケジュール及び予備評価の進捗状況

5

- **第4回定期報告において**、実施案の提出期限延長を踏まえた今後の検討スケジュールが提示され、有資格事業者から報告された第4回定期報告を踏まえ、**下記のスケジュールで検討を進めていく。**
- また、技術検討報告書に対する**予備評価については、2月の「計画評価及び検証小委員会」（以下、検証小委）から開始し、これまでに2回の審議を行った。**
- 具体的には、有資格事業者による検討結果において、基本要件とは異なる方策として、**直流系統における多端子構成の採用や、交流系統の増強内容の一部変更等が提案されていることから、これらの変更の妥当性について審議を行った。**他にも、系統影響評価の妥当性について確認を行った。
- これまでに審議した事項についても引き続き検討を要する点があるとともに、未評価の項目も残されていることから、今後も検証小委にて評価を行う予定だが、**適切なタイミングでいくつかの項目を取りまとめて本委員会に中間報告を行い、ご議論いただくこととしたい。**



▲ 実施案提出期限