

長距離海底直流送電に関する広域機関の検討について

2022年6月7日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. HVDCの系統構成
3. 計画策定プロセスとは
4. 今後の進め方

- 第38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において、長距離海底直流送電の検討を加速することとされた。
- 定量的な評価による**増強計画の具体化には、国における海域の実地調査やケーブルの敷設方法等の検討結果、更には一般送配電事業者における既存系統への影響評価などの検討結果が必要**となる。
- このため、「検討課題と今後の進め方（次頁）」では、**広域機関としては、「概略ルート、設備構成等」について、国や一般送配電事業者の検討を踏まえて、費用便益等の検討を行うことと整理**されていた。
- 他方、長距離海底直流送電の検討については、さまざまな系統構成が想定され、その選択肢について比較検討が必要であることから、**本機関では直近の技術開発の状況などもヒアリングを実施し、系統構成に関して検討可能な事項から順次議論を開始**している。
- 系統構成は、それぞれの選択肢が国のエネルギー政策の方向性にも影響を及ぼすことになる。例えば、多くの新設が期待される洋上風力など、再生可能エネルギーがどのエリアでどの程度導入が進むか、将来のレジリエンスや安定供給を考えた場合にどのような系統構成が必要か、コスト面や工期面では何が優位か、といった点で総合的に比較考慮し検討を進めていく必要がある。
- 本日、これまでの議論についてご紹介させていただきたい。

論点① 海底直流送電に関する検討課題と今後の進め方

- 2021年12月の本小委員会において、海底直流送電等については、できる限り早期の計画策定プロセス開始に向けて検討を加速するとされた。
- 今後、検討を加速化するため、以下の役割分担の下、検討を進めることとし、その進捗状況について、春頃を目途に報告することとしてはどうか。

主な課題 ※1	主な検討事項	当面の検討 ※2
①事業実施主体等	・実施主体の組成 ・ファイナンス、費用回収	エネ庁
②先行利用者との関係等	・先行利用者等の特定 ・海域の実地調査等	エネ庁
③ケーブルの敷設方法等	・ケーブルの敷設方法等 ・メンテナンス手法の検討等	エネ庁
④既存系統への影響評価等	・地内系統への影響 ・地内発電機への影響等	一般送配電事業者 ※3
⑤敷設ルート・設備構成等	・②、③等を踏まえたコスト等の検討 ・再エネポテンシャルの整理（※） ・費用便益評価等	電力広域機関 （※）エネ庁とも連携

※1：主な課題を例示。他に追加的な課題があればあわせて検討を行う。

※2：計画策定プロセス開始後は、電力広域機関（広域系統整備委員会）を中心に検討

※3：エネ庁等から示す一定の前提条件を踏まえて検討

1. はじめに
2. HVDCの系統構成
3. 計画策定プロセスとは
4. まとめ

2. HVDCの系統構成 想定される系統構成に関する選択肢

- 東地域の広域系統整備について、マスタープランの中間整理では最大800万kWの北海道～東京ルートの新設、東北東京間の運用容量対策、東京地内の増強などが示されている。
- 今後、マスタープランの最終とりまとめを踏まえ検討を行う必要があるが、現時点では北海道～東京ルート新設の場合、以下の選択肢について考え方を整理していく必要がある。
 - ルート：日本海側ルート／太平洋側ルート
 - 接続エリア・工事ステップ：北海道-東京／北海道-東北-東京
 - 容量：1GW／2GW／4GW
 - 設備構成：双極（1ルート）／単極（2ルート）

マスタープラン検討に係る中間整理（2021年5月20日）

官民協議会ベース 77
(電源ポテンシャル考慮)

3-4 シナリオ毎の増強案 (2) 電源偏在シナリオ (45GW)

■ 立地制約のある再エネを偏在させた場合におけるネットワーク面での分析結果の一例。
■ 今後、本分析結果も参考として、国とも連携してマスタープラン策定に向けて検討を進めていく。

電源偏在シナリオ (45GW)

①北海道～東京ルート新設※1
(北海道地内増強含む)
約1.5～2.2兆円
(北海道～東京800万kW)

②東北東京間の運用容量対策※1
約7,000～8,100億円
(電源立地が明確になった時点で詳細検討)

③東京地内増強※1
約3,800～5,300億円
(送電容量確保策)

④九州～中国ルート増強
(九州・中国地内増強含む)
約3,600億円
(278→556万kW)

⑤九州～四国ルート新設※1
(九州・四国地内増強含む)
約5,800～6,400億円
(280万kW)

⑥四国～関西ルート増強
約1,300億円
(140→280万kW)

⑦中国地内増強
約1,000億円
(関西中国間の運用容量拡大421→556万kW)

⑧中地域増強
中部関西第二連系線新設
中地域交流ループ構成
約500億円

必要投資額※1	約3.8～4.8兆円
費用便益比(B/C)※1	1.13～1.44
年間コスト※1, ※2	約3,600～4,500億円/年
年間便益(純便益)	約5,100億円/年(約600～1,500億円/年)
削減された燃料費	約4,440億円
削減されたCO2対策コスト	約660億円 (約1,200万tの削減)

CO2排出量

再エネ(45GW)導入前	約3億3,600万t
再エネ導入/増強前	約2億9,400万t
再エネ出力制御率※3	約17%
増強後	約2億8,200万t

削減されたCO2排出量: 約5,400万tの削減

削減されたCO2排出量: 約1,200万tの削減

再エネ出力制御率※3

増強前	約17%
増強後	約4%

【留意事項】

- ・電源構成や電源立地が実現された場合を想定したシナリオであるため、電源の開発・導入に係るコストは考慮していない。
- ・上記コストは、偏在する電源を大消費地に送電するための連系線等の背骨系統の増強コストのみを記載。
- ・再エネ増加に伴う、調整力確保、慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。
- ・HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は漁業補償費を含み、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。

※1 HVDCコスト幅等を考慮して試算。
 ※2 費用をもとに以下の年経費率にて算出。
 架空送電(7.9%)、地中送電(9.0%)、変電(10.7%)
 ※3 太陽光・風力の全国平均
 ※4 アデカシーやセキュリティの観点から必要性を検討

2. HVDCの系統構成

海底ケーブルのルート：日本海側ルート／太平洋側ルート

- 北海道～東京間を長距離海底直流送電により連系する場合、まずは大きな選択肢として、日本海側と太平洋側の2つのルートが考えられる。
- マスタープランに示す2050年を想定した系統では、両ルートに分散していくことを想定して検討を行うことになるが、まずは早期に着手する増強計画としては、いずれかのルートを選択する必要がある。
- いずれのルートについても**海底調査において、施工方法やコスト面も含め敷設可能なルートがあることが前提^{※1}となるが、仮に両ルートがともに実施可能な案になり得るとすれば、地内系統への影響や再生可能エネルギーの導入見込みなどを踏まえ、その特徴に応じて選択肢を考える**必要もある。

※1 現在、国において詳細な海域実地調査を実施中であり、これらの結果を踏まえて施工方法などを決定することになる。
(8スライド参照)

太平洋側ルート

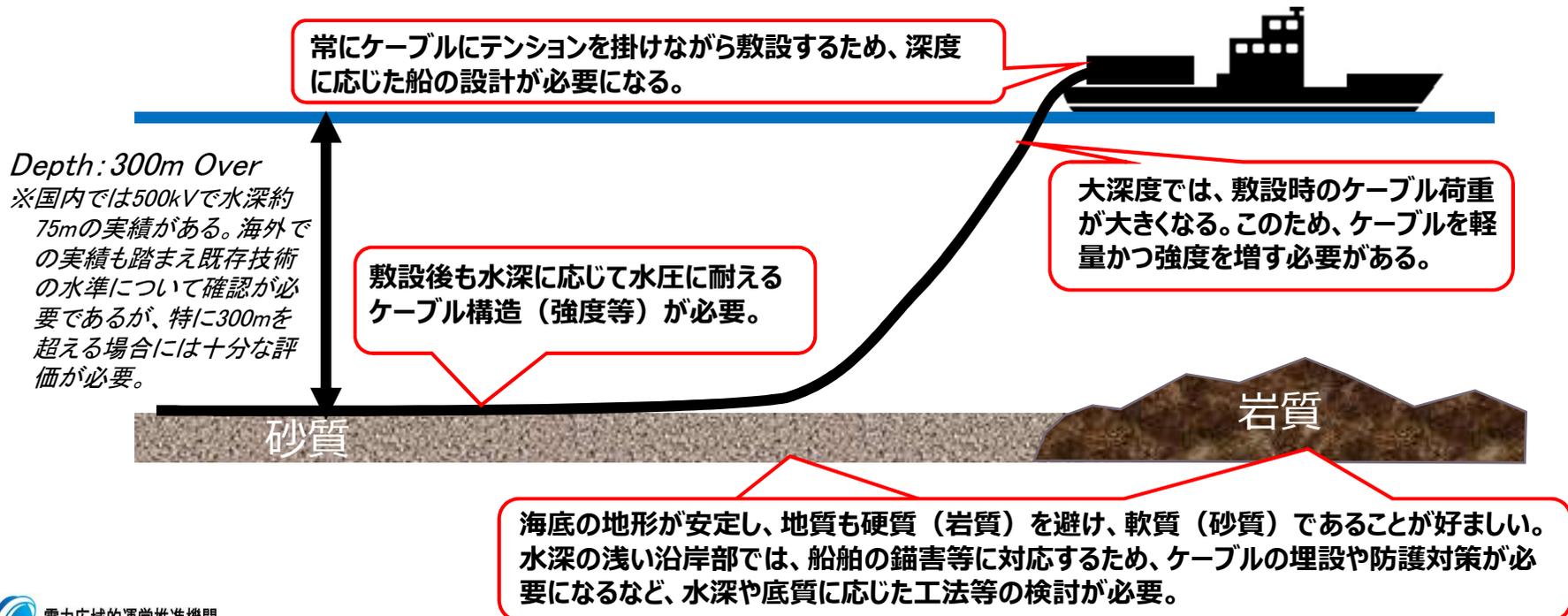


日本海側ルート



- 世界にも類を見ない長距離の海底ケーブルの工事については、まずはその技術的課題を明確にし、実現可能な工事とするため、しっかりとした海域実地調査を行う必要がある。
- 実現可能性に関して、以下の点について評価を行うことが重要。
 - (1) 敷設工事中にケーブルに損傷を与えることなく、無事に**工事を完遂できる敷設工法の目途**があること
 - (2) ケーブルが**敷設後に長期にわたって損傷なく信頼度を維持**できること
 - (3) 万一のケーブル損傷時にも、**適切な復旧措置を行うことができる目途**があること
- これらの評価により海底ケーブルの敷設が可能かつ、長期信頼性を維持できると見込めるルートを選定することが不可欠となる。

ルート選定における技術的評価のポイント



2. HVDCの系統構成

海底ケーブルのルート：ルート選定の視点

- 東北エリアの500kV基幹送電線は太平洋側を縦断しているが、日本海側は275kV系統となっている。今後、秋田までの500kV基幹送電線の増強計画があるものの、更なる再生可能エネルギーの導入拡大では東北東京間の同期安定性が低下し、再生可能エネルギーの抑制も多くなることが想定される。再生可能エネルギーの導入拡大には、東北エリア全体での500kV基幹送電線のループ化が有効と考えられる。
- **特に今後の洋上風力の導入見込みに対しては、地内系統とHVDCの両方を考えつつ、効率的な接続を考える必要がある。**
- 後述のHVDCの多端子化の整理にもよるが、北海道日本海側に洋上風力の大規模な導入見込みがあること、北海道の既設地内系統の規模などを踏まえると、HVDCと北海道系統との接続点は日本海側が優位となる。
- また、東日本大震災では設備被害が少なかった日本海側の送電ルートから復旧した観点を踏まえると、地震・津波による設備損壊リスク等を考慮して**日本海側ルートとする方が、レジリエンス上は優位**である。
- 一方、**太平洋側ルートは海底ケーブルの敷設距離及び工期が短くなる**が、地内系統の増強などを含めた工期やコストを想定した場合、特に北海道地内の系統増強規模が大きくなる可能性がある。

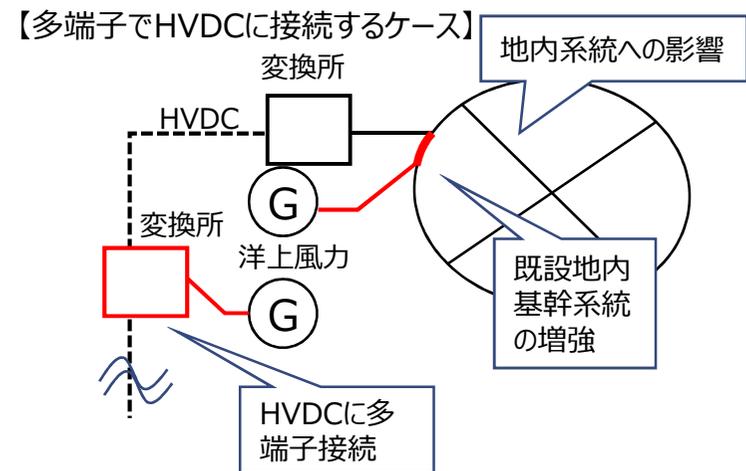
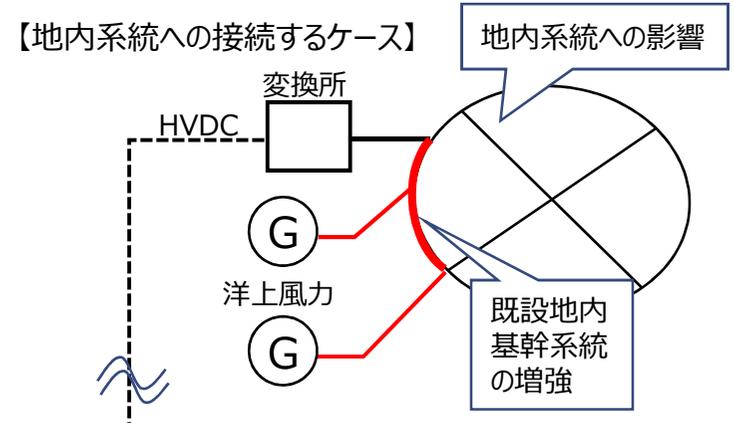
地内系統に接続する再生可能エネルギーの導入拡大には今後一体的な検討が必要となるが、500kV基幹送電線のループ化には相応の期間が必要

日本海側の500kV基幹送電線は2032年度に秋田まで延伸予定

太平洋側に500kVの基幹送電線



- 北海道エリアの日本海側では規模が大きい洋上風力の導入が見込まれている。
- 系統構成については、地内系統への影響、用地確保面やコスト面等を踏まえ、洋上風力を地内系統への接続するケースと多端子でHVDCに接続するケースについて比較検討していきたい。



2. HVDCの系統構成

優先して検討を深めるべき海底ケーブルのルート

- 国の海域調査を踏まえて有効な海底ルートがあることが前提※¹であるが、エネルギー政策上、系統増強の第一歩として、いずれのルートを検討すべきかが論点となる。
- 現時点での定性的な評価では、**再生可能エネルギーの拡大やレジリエンスといった観点では日本海側ルートの優位性がある**と考えられる。
- 今回の広域系統整備が再生可能エネルギーの導入を期待するものと考えれば、日本海側ルートの検討が急がれるのではないか。

※1 現在、国において詳細な海域実地調査を実施中であり、これらの結果を踏まえて施工方法などを決定することになる。
(前述 8 スライド参照)。

太平洋側ルート



日本海側ルート



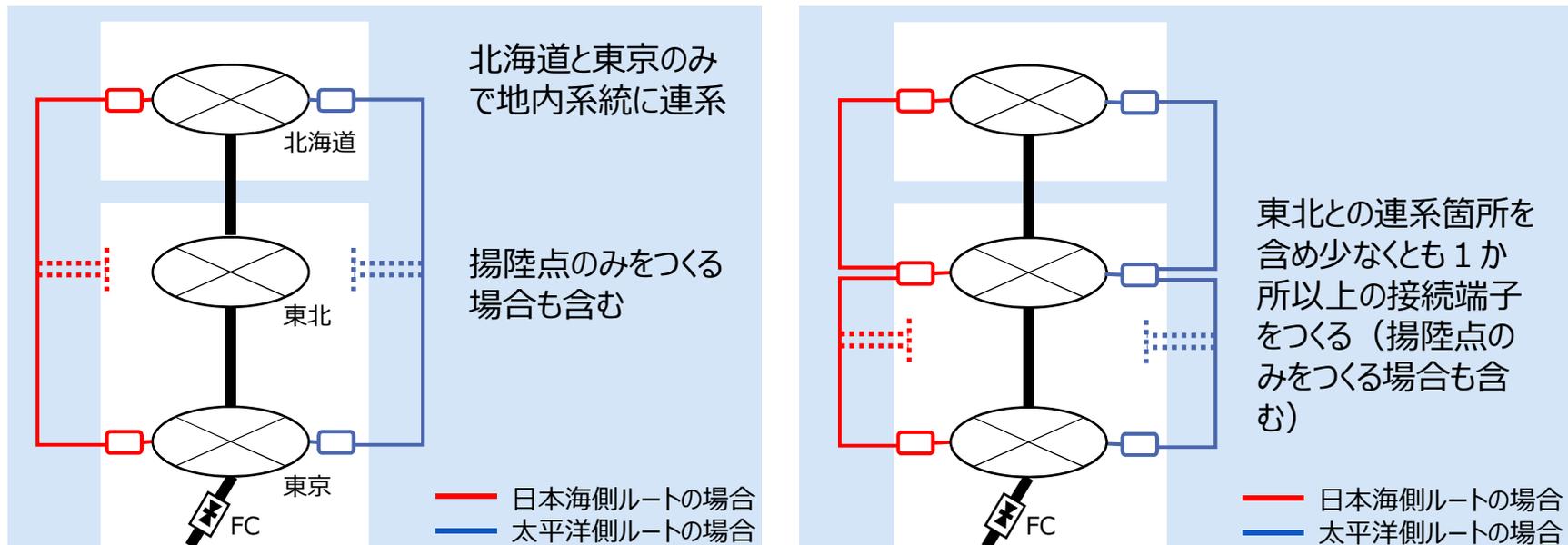
再生可能エネルギー拡大
レジリエンス
の優位性



2. HVDCの系統構成 HVDCの接続エリア・工事ステップ

- 北海道～東京間の増強に関して、東北エリアの系統に連系すべきか（または将来接続することを想定しておくべきか）という点も論点である。
- HVDCのルートを検討する上での東北の地内系統との接続要否は、地内系統の増強や再生可能エネルギーの抑制率のバランスも考えて検討を行う必要がある。
- 特に接続エリアの多端子化を想定する場合には、**当初の計画時点で端子（交直変換所）数など一定程度事前に決める必要**がある。

【HVDCの接続エリア】

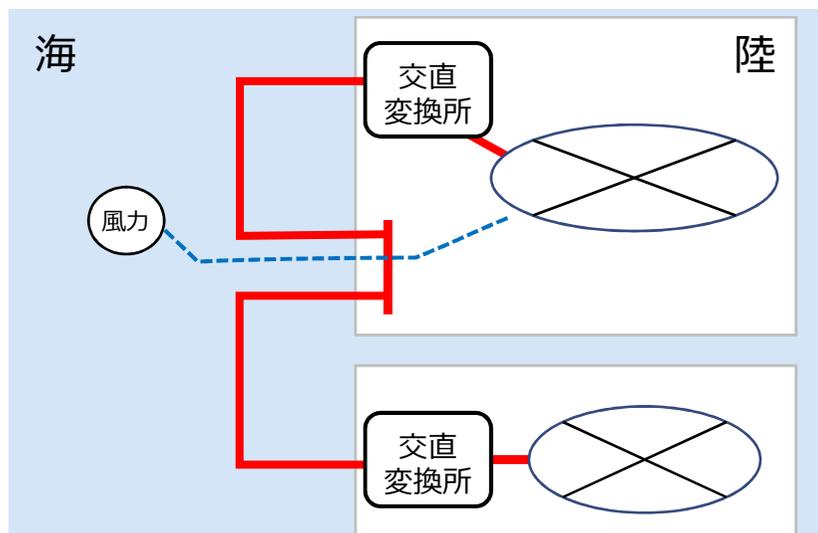


※以降のイメージ図等は日本海側ルートと太平洋側ルートいずれであっても同様の系統構成の選択肢や論点であることから、見やすさから日本海側ルートでイメージを作成したもの。

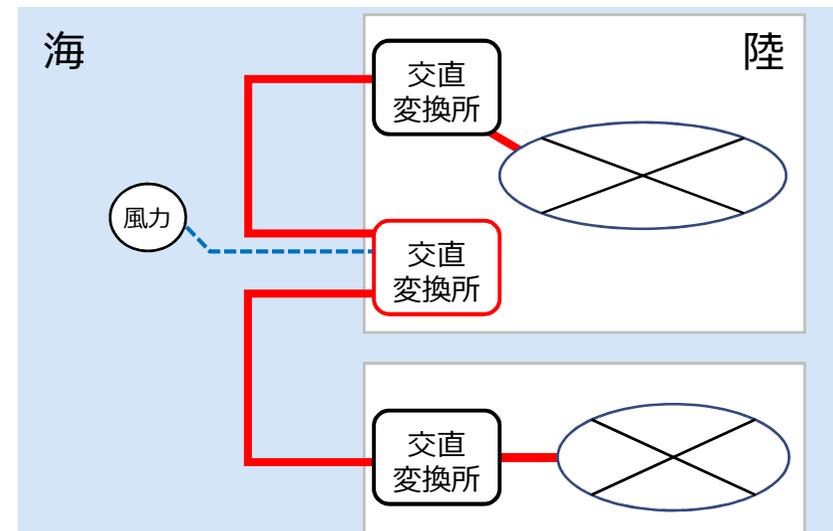
2. HVDCの系統構成 HVDCの接続エリア・工事ステップ（多端子化）

- 海底ケーブルの敷設検討にあたり、洋上風力をHVDC接続することによる多端子化の可能性を考慮する必要がある。この多端子化に向けた議論は重要ではあるものの、多端子化によるコストの増加や、技術開発段階の検討でもあることには十分留意すべきである。
- そのように考えると、計画時点では、**将来的な多端子化を想定したケーブルの回路構成として揚陸地点を選定する**という選択肢もある。
- その結果、ケーブルを揚陸することによるコスト増は生じるものの、洋上風力の開発動向を踏まえた対応が可能となり、例えば、地内の交流系統に接続できる余地があれば、海底においてケーブルを交差させるのではなく、揚陸点でケーブルを交差することで補修のリスクを避けつつ、地内系統に接続することができる。
- 一方、洋上風力を地内交流系統に接続することが難しい場合には、揚陸地点に端子（交直変換所）を増設した上で洋上風力をHVDCに接続するという事も可能となる。

多端子での構成イメージ
(ケーブルの揚陸のみの場合)

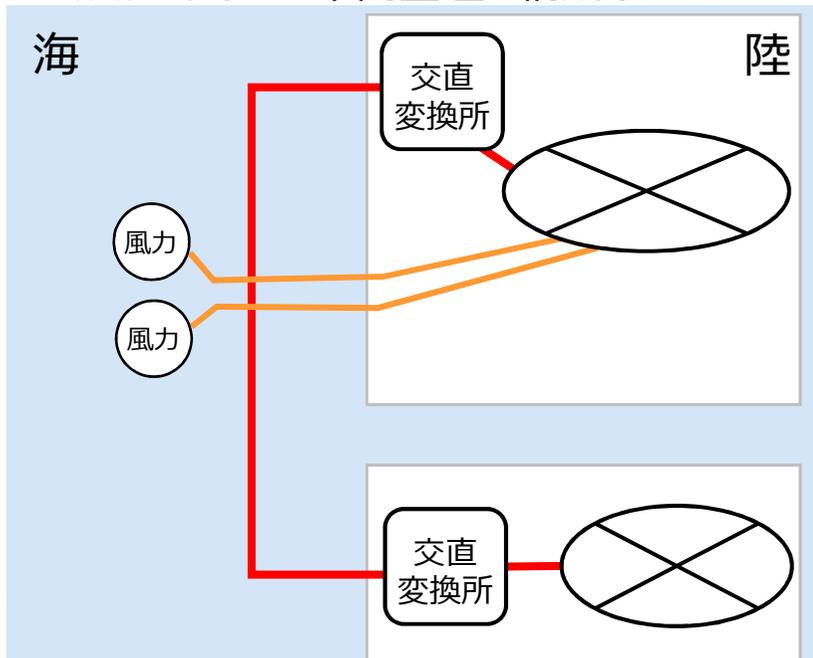


多端子での構成イメージ
(交直変換所を増設する場合)

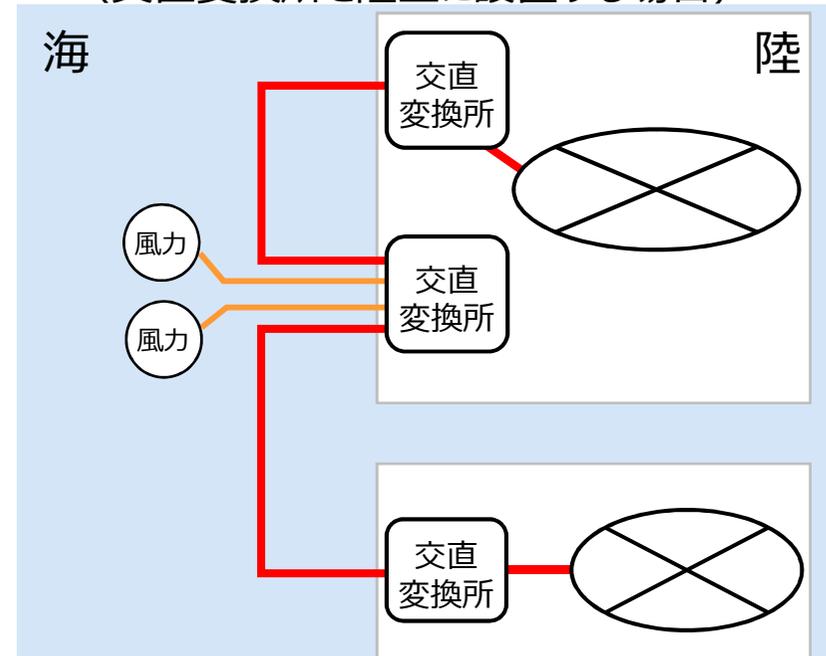


- 多端子の直流送電システムは長距離ケーブルに複数箇所の接続点を設けることで、ケーブル事故時等における故障個所の特定や長期設備停止リスクの低減も期待できる。
- HVDC送電ルートが洋上風力の区域より沿岸側となる場合には、洋上風力のアクセス線が海底において交差することになる。ケーブル損傷事故等の補修を考慮すると、洋上風力のアクセス線とHVDCルートの交差を回避することも検討する必要があるか。
- 一方、NEDO研究開発事業の多用途多端子直流送電システムは新技術であり、基盤的な技術開発として一部実機を組み込んだシミュレーションを実施している段階である。実プロジェクトへの適用には、基盤的な技術開発を終えた後にも実際の回路構成に応じた開発やDCグリッドコードの整備などの課題があり、計画策定と工事着工に際しては、NEDO研究開発事業の完了する23年度の状況を踏まえ、実装できる目途を見定める必要もある。

マスタープランの中間整理の構成イメージ



多端子での構成イメージ
(交直変換所を陸上に設置する場合)

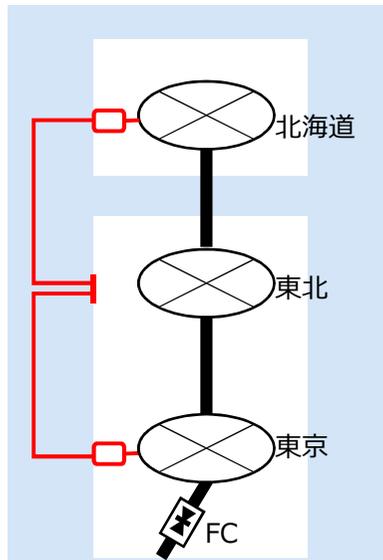


2. HVDCの系統構成 HVDCの接続エリア・工事ステップ

- 早期に運開させていくことを考える場合、接続エリアや多端子化を検討する上で、これらを段階的に増強していくことも考えられるが、場所によってケーブルの揚陸点のみやHVDC端子と地内系統との連系を使い分けていくことで複数のステップが想定される。
- 今後、段階的な増強によって得られる効果（再生可能エネルギーの出力制御の低減効果など）、コスト、工事リスクなど様々な観点から、**段階的に工事を実施していくことの得失を評価・検討すること**としたい。

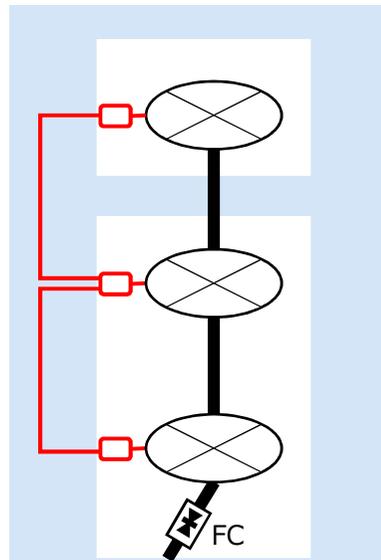
【段階的に進める例①】

(第一段階)



ケーブルの揚陸のみ

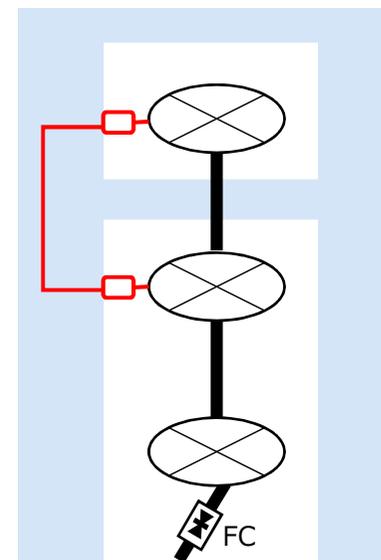
(第二段階)



東北エリアと接続

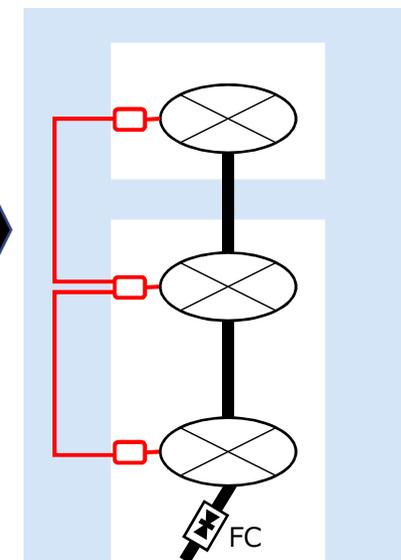
【段階的に進める例②】

(第一段階)



北海道-東北間を接続
(東北-東京間を先に接続する場合も含む)

(第二段階)



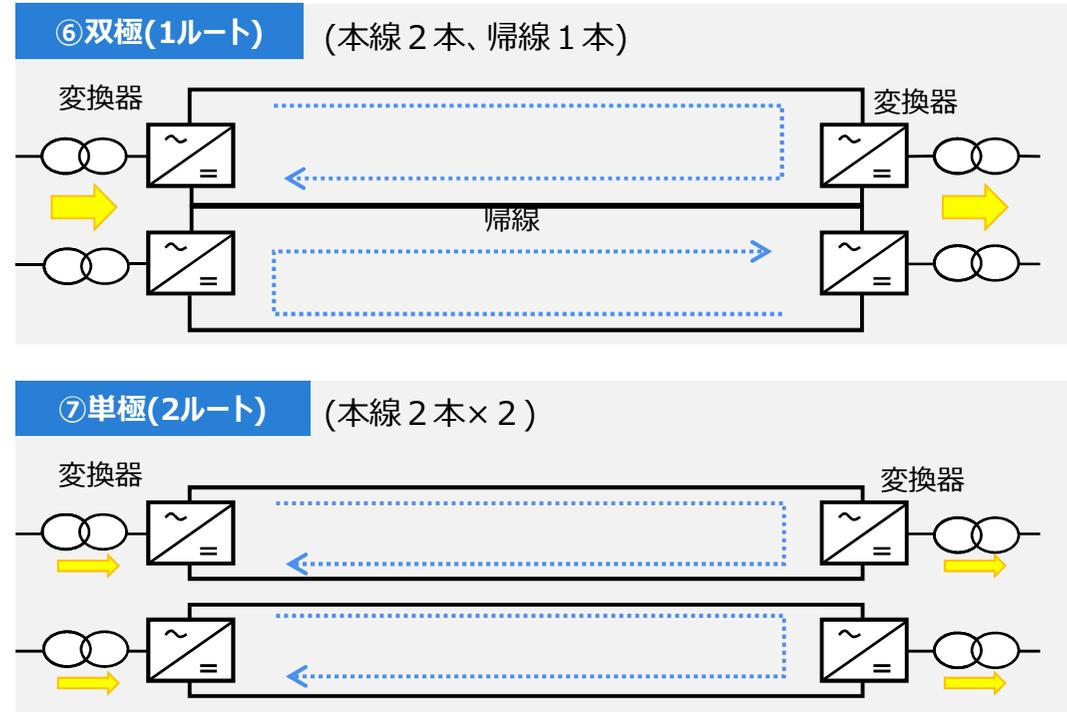
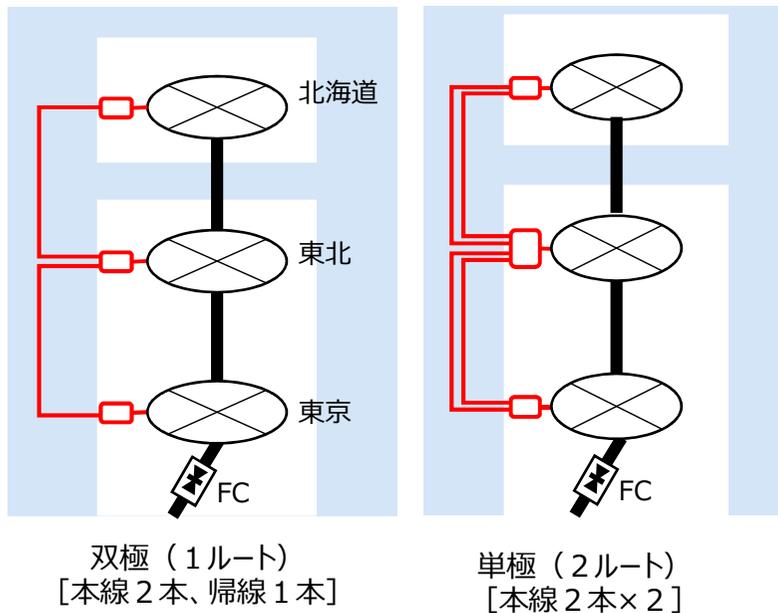
東北-東京間を接続

2. HVDCの系統構成

直流送電の設備構成：双極（1ルート）／単極（2ルート）

- 直流送電の設備構成では、本線2本と帰線1本で構成する双極と、本線2本で構成する単極が想定される。
- 例えば、HVDCの容量を2GWとする場合、**双極2GW×1ルート、単極1GW×2ルート**の**コスト、施工面などの比較検討を行い選択**することとなる。
- また、現在行われている多端子の技術開発は単極を想定して実施されており、双極多端子に洋上風力を接続するには技術開発が必要となることから、**多端子の実現性も考慮する必要**がある。

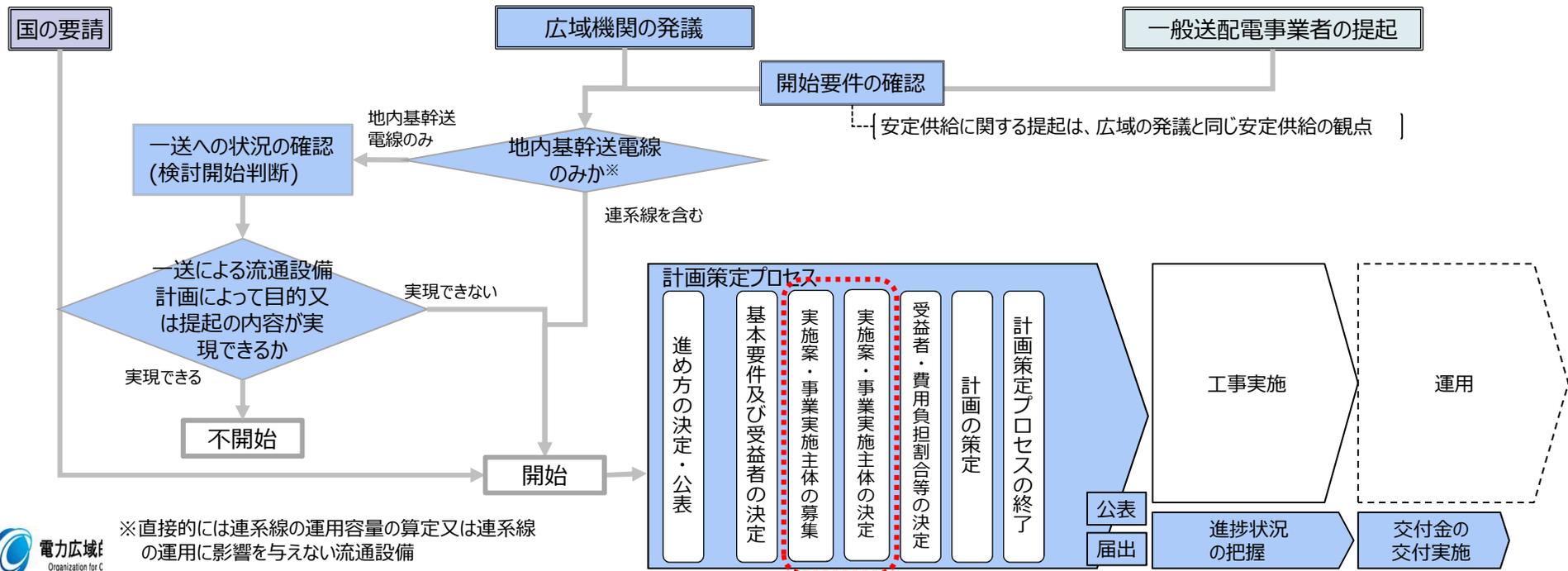
【直流送電の設備構成】



1. はじめに
2. HVDCの系統構成
3. 計画策定プロセスとは
4. まとめ

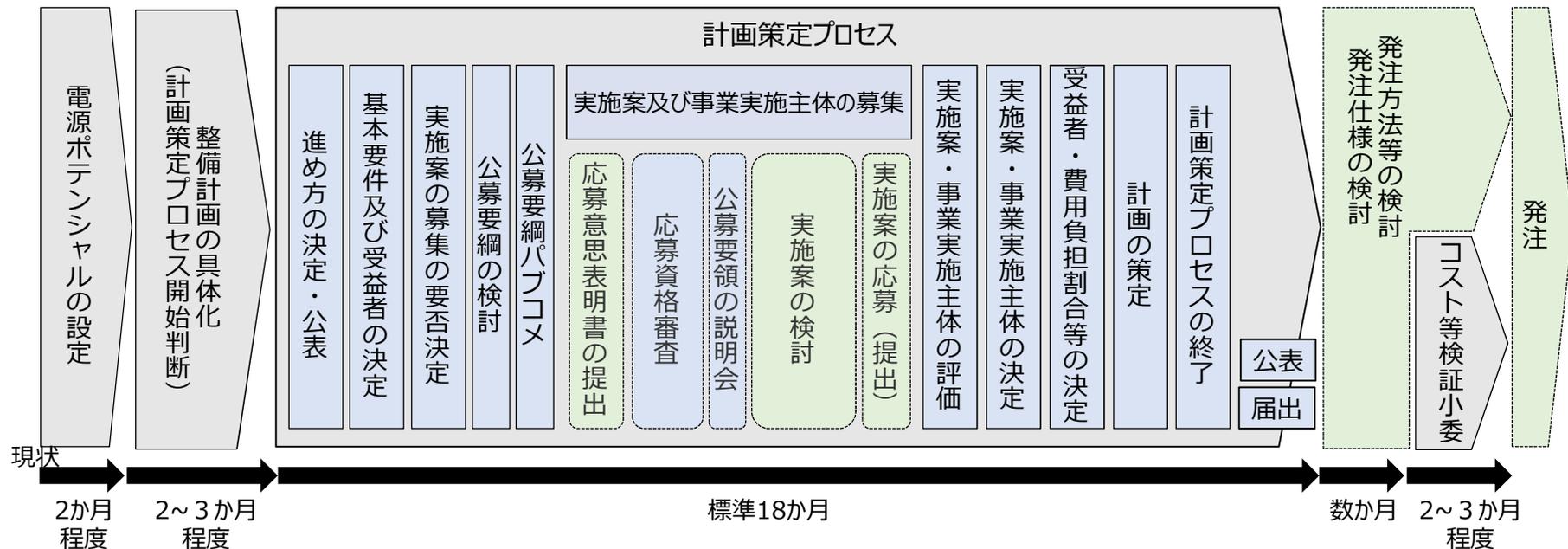
3. 計画策定プロセスとは 広域系統整備における実施案や事業実施主体の重要性

- 広域連系系統の増強計画（広域系統整備計画）の策定プロセスは、国の要請または広域機関の発議により、計画策定プロセスを開始する仕組みとしている。
- 一般的に地内系統であれば、具体的なルート、工法、これによる工期や費用など、各エリアの状況を熟知している一般送配電事業者が経験ある人員を割いた上で詳細な検討を行う。
- 連系線は、計画策定プロセスにおいて整備計画を策定することになるが、**実施案を作成し、かつ、それを責任をもって実行できる事業実施主体がプロジェクトの成否を大きく左右する。**
- 特に今回のような大規模な長距離海底直流送電は、これまでに国内での実績がなく、想定外の事故や工事の遅延などさまざまリスクがある。このため、事業実施主体がプロジェクトに参画可能となる計画（基本要件の具体化）と、参画の判断ができる仕組み（リスク対応など）を丁寧に検討する必要がある。



※直接的には連系線の運用容量の算定又は連系線の運用に影響を与えない流通設備

- 計画策定プロセスの開始判断から計画策定までの標準的な検討期間は以下のとおり。
- HVDCの検討は、現在計画策定プロセスを開始する前段階にあり、基本要件を決定するために必要な情報を事前に集めている段階である。
- 実施可能な検討を順次実施していくことになるが、今般の北海道～東京ルート新設に関する基本要件を定めるためには海底ルート調査が不可欠。

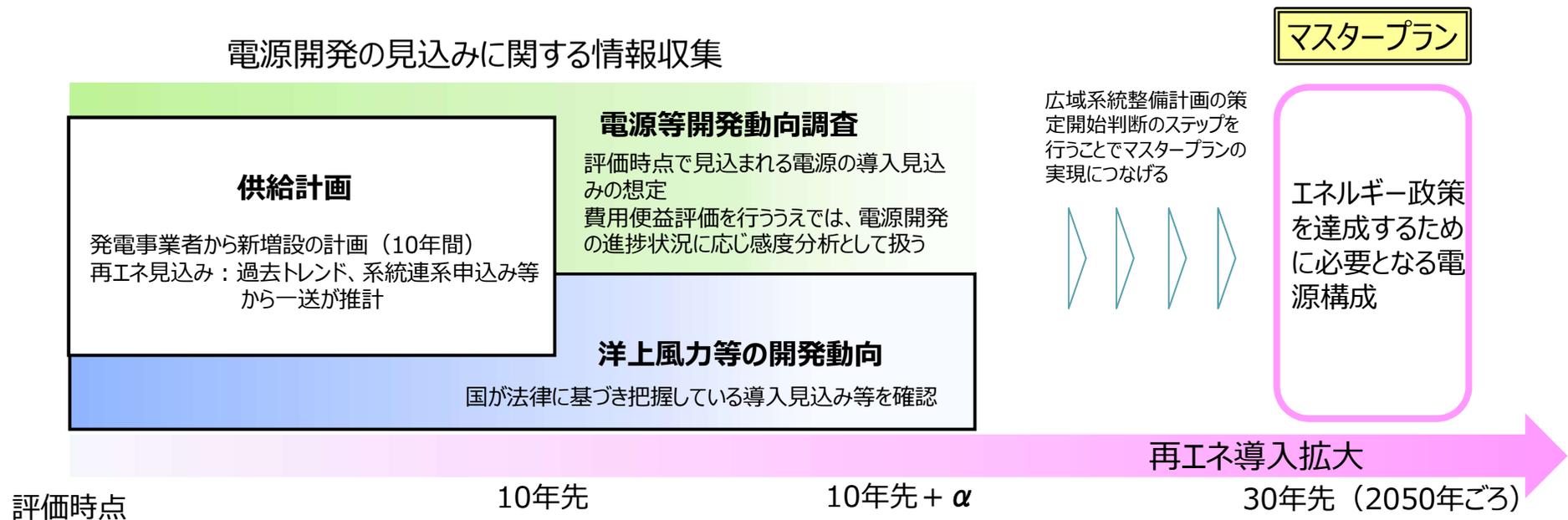


- 費用便益評価においては、供給計画（10年度目の設備量）と電源等開発動向調査等より積み上げた電源の導入見込みを用いることとする。

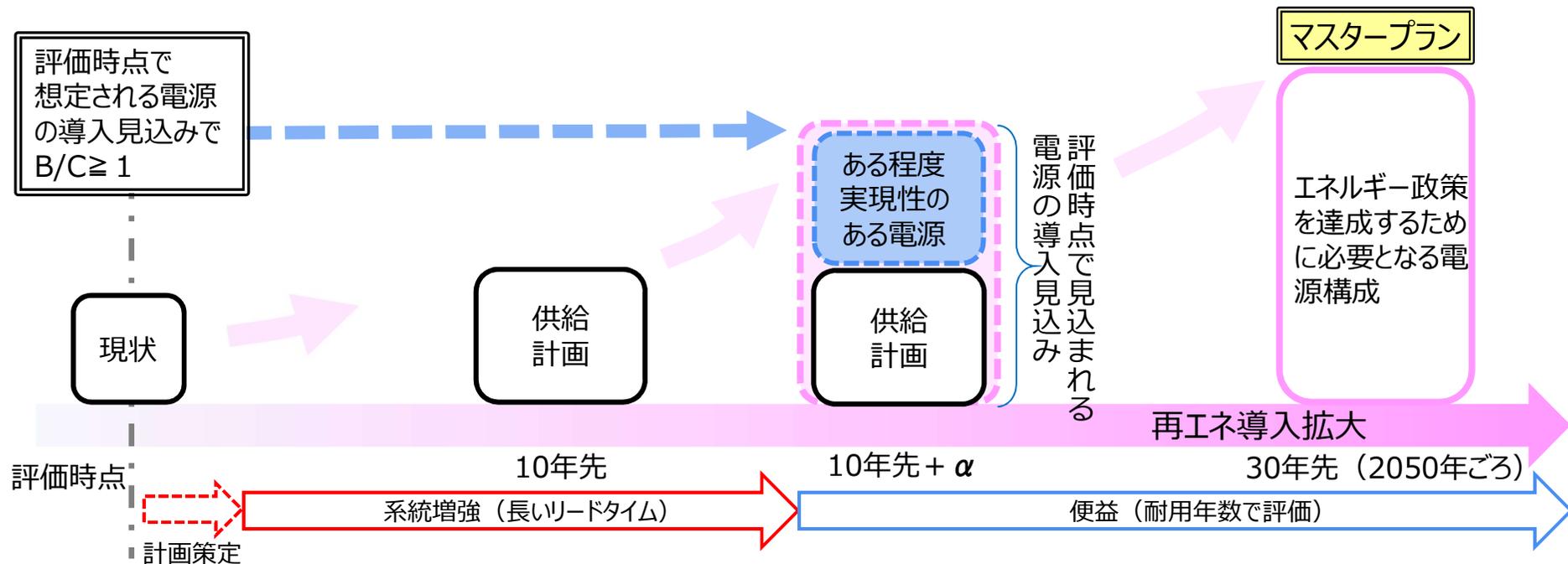


- 電源等開発動向調査等により、洋上風力・陸上風力を中心に、供給計画（10年度目設備量）に約24GWの再エネ電源が積み増された。
- なお、電源等開発動向調査等の電源の導入見込み量には、回答がなかったもののエネ庁や一般送配電事業者によって把握している電源を追加している。
- また、供給計画との重複している案件を排除するとともに、地点が重複していると思われる案件についても、重複を排除している。

- 広域系統整備計画の策定開始判断に必要な情報として重要になるのは、将来の電源開発がどの程度の実現性を持って見込まれるかという点である。
- 広域機関は、供給計画により1,000kW以上の発電所の新增設の計画（10年間）を把握している。これは当然変更があり得るものであるが、電気事業法に基づく届出であり、一定の信頼性をもった情報といえる。
- また、洋上風力の開発動向は、再エネ海域利用法に基づき国が把握する区域での発電事業の蓋然性を判断しており、一定の信頼性をもった情報といえる。
- これらの電源開発の情報を基礎に置きつつ、足元の1,000kW未満の電源や、10年超の開発を検討している電源に対しても電源等開発動向調査を実施することで、情報を補完する。



- マスタープラン（長期展望）で示す広域連系系統のあるべき姿は、電源の導入見込みとの協調を図った合理的な設備形成（プッシュ型）にて実現する必要があり、具体的な整備計画として進める際には、如何にして将来の系統混雑を想定し増強判断を見極めていくかが重要な視点となる。
- マスタープランの電源の導入見込みには電源開発の実態がまだないものも含まれている。このため、整備計画の具体化の判断時点の費用便益評価は、系統増強に必要な期間も勘案して10年より先を見越して、政策実現の観点も踏まえつつ、ある程度実現性がある電源の導入見込みを想定したうえで実施し、整備計画の具体化を進めていく必要がある。



1. はじめに
2. HVDCの系統構成
3. 計画策定プロセスとは
4. 今後の進め方

- 広域機関としては、国や一般送配電事業者と連携し、前倒して検討可能な事項から順次対応する。
- 一方、実行可能なプロジェクトの組成には、海域実地調査など基本要件の決定に必要な情報の収集と、HVDCプロジェクトを担うことのできる事業実施主体の決定が不可避である。
- HVDC整備計画の策定プロセスの円滑な遂行には、引き続き国の最大限の協力が不可欠であり、その点を宜しくお願いしたい。