

NEDO調査事業

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

概要報告

- 1) 水深の比較検討
- 2) システム仕様
- 3) ケーブル仕様
- 4) 大水深敷設
- 5) 長距離敷設
- 6) 敷設船
- 7) 敷設手法
- 8) 工期
- 9) 保守管理
- 10) 海外調査

2022年4月22日

**一般社団法人海洋産業研究・振興協会
電源開発送変電ネットワーク株式会社
合同会社ユーコートエナジー**

1) 水深の比較検討

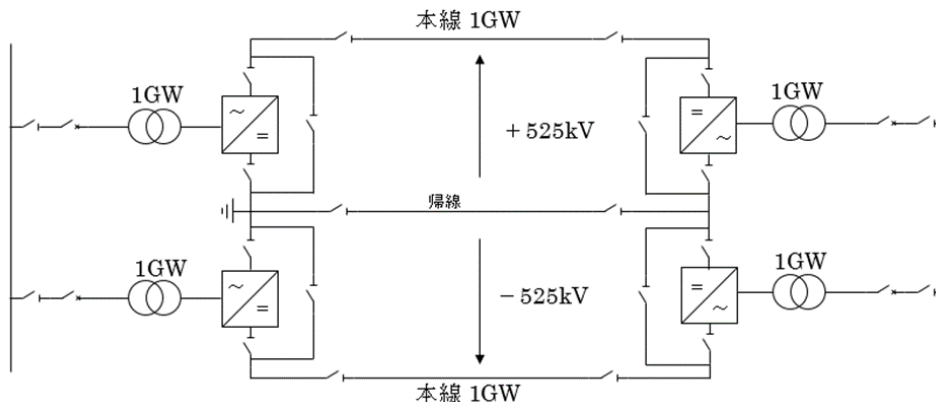
- 日本海側/太平洋側について下記条件で検討
 - a. 水深300mまでの海域
 - b. 水深1500mまでの海域
 - (参考)c. 先行利用海域を最大限回避するルートの可能性検討
- 経済性、施工性、設備信頼度、保全等の観点から、下記事項を考慮して検討
 - ルート長が短いこと
 - 現行の技術的に実施可能な水深であること（ケーブル強度、工事施工、調査精度）
 - 急勾配斜面は回避（ケーブル移動等の恐れ）
 - 海底谷の横断は回避（ケーブル移動や損傷の恐れ）
 - 埋設可能な地質が望ましく、露岩域はなるべく回避（ケーブル損傷の恐れ）
 - 先行利用（漁業権区域/工作物等）が少ないこと
 - 漁礁/沈船等の障害物は回避（ケーブル敷設後の損傷の恐れ）
 - 大型船舶の頻繁航行海域は回避（投錨による損傷の恐れ、工事時調整の要）

比較検討結果

- ✓ 水深300mまでの海域を第一候補として検討することとした
- ✓ 水深1500mまでの海域は下記課題があり現時点では不適と判断
 - 急勾配の大陸斜面通過、海底谷横断、地形的に敷設困難箇所多い
 - 技術的に開発必要な要素が残る（NEDO開発中は1GWまで。2GWの場合は開発中ケーブルでは倍の条数が必要。調査精度等、ケーブル構造や敷設工法以外にも課題あり）
- ✓ 先行利用海域の全回避は不可。共同漁業権海域の回避にも水深2000m程度が必要

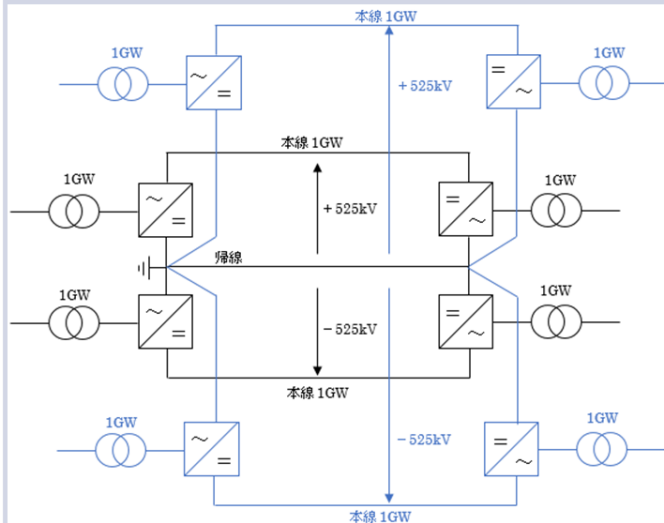
2) システム仕様 (1/4)

■ 2GW時のベース構成

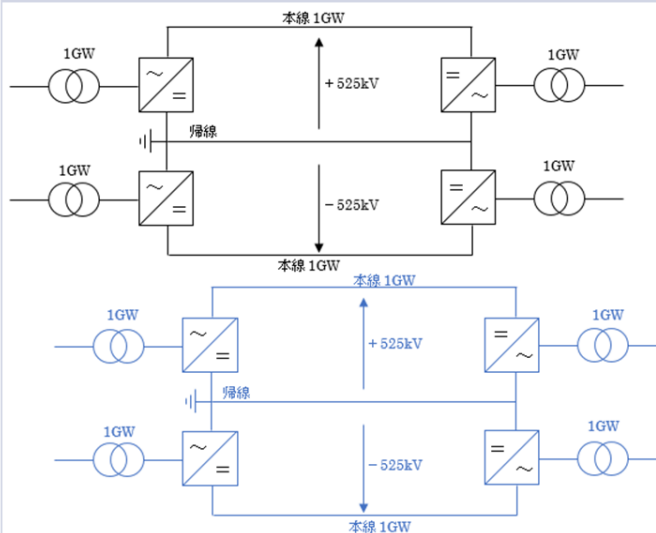


■ 2GW⇒4GWへの拡張

① 双極2GW×2回線 (帰線共通)



② 双極2GW×2回線



①の構成の評価

- 経済性で有利
- △ 1極停止中に他極で事故発生時に利用可能容量が1GWまで減る可能性あり
- △ 帰線故障時に回路切替が必要
- △ 増強工事時に線路停止必要

2) システム仕様 (2/4)

■ 2GW⇒4GWへの拡張 (続き)

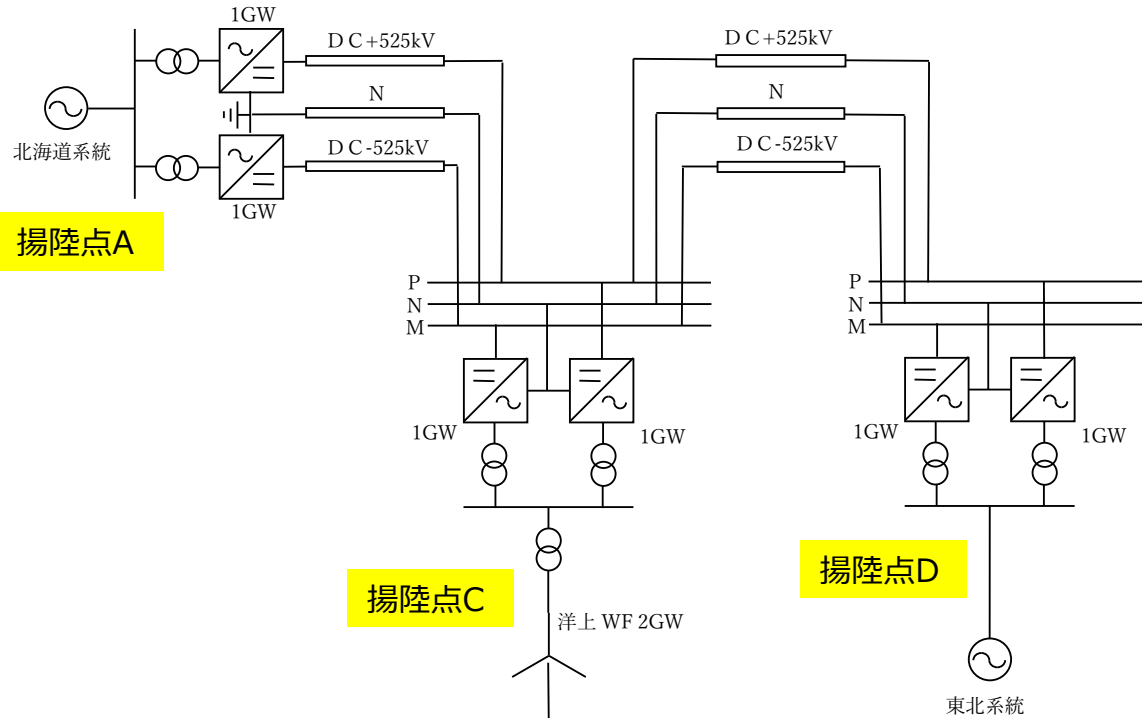
比較項目	①双極2GW×2回線 (帰線共通)	②双極2GW×2回線
供給信頼度 (変換器)	○ 1台事故時、1GW送電容量減 △ 停止作業中の1台事故時、2GW脱落の可能性あり(3GW→1GW) 帰線ケーブル許容電流超過による	○ 1台事故時、1GW送電容量減
供給信頼度 (海底ケーブル)	○ 1本事故時、1GW送電容量減	○ 1本事故時、1GW送電容量減
経済性	○ 海底ケーブル5本で構成	△ 海底ケーブル6本で構成
送電ロス	○ 4GW送電時、帰線電流がほぼ零のため、本線4本分のロスを考慮	○ 4GW送電時、各帰線の電流がほぼ零のため、本線4本分のロスを考慮
回路切替	△ 帰線故障時、いずれかの本線を帰線として代用するため、直流側の回路切替が必要となり、回路構成が複雑となる	○ 帰線故障時、本線を帰線として代用するため、直流側の回路切替が必要となるが、回路構成は比較的単純 (国内直流連系設備に適用あり)
増強時の既設設備への影響	△ 既設設備の停止(2GW)を伴う	◎ 基本的には既設設備の停止を伴わない
運転保守性	△ 帰線停止時などに他の双極設備の運転電流が流れ、運転保守がしにくい	○ 2つの双極設備が独立しているため、運転保守が容易

2) システム仕様 (3/4)

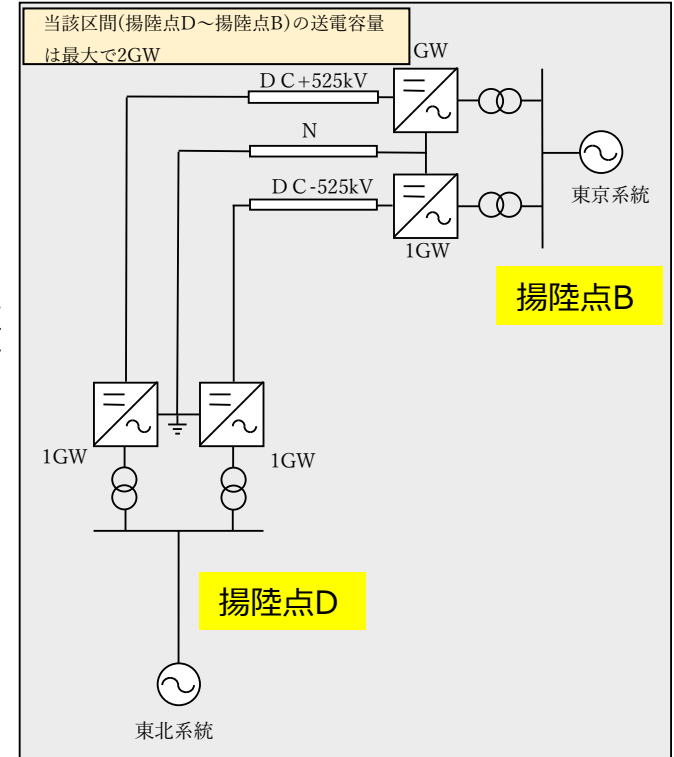
■ 日本海側（4 揚陸地点）での構成

当該区間(揚陸点A～揚陸点C)の送電容量は最大で2GW
揚陸点C+揚陸点D $\leq$ 2GWとなるように制御

当該区間(揚陸点C～揚陸点D)の送電容量は最大で2GW
揚陸点A+揚陸点C $\leq$ 2GWとなるように制御

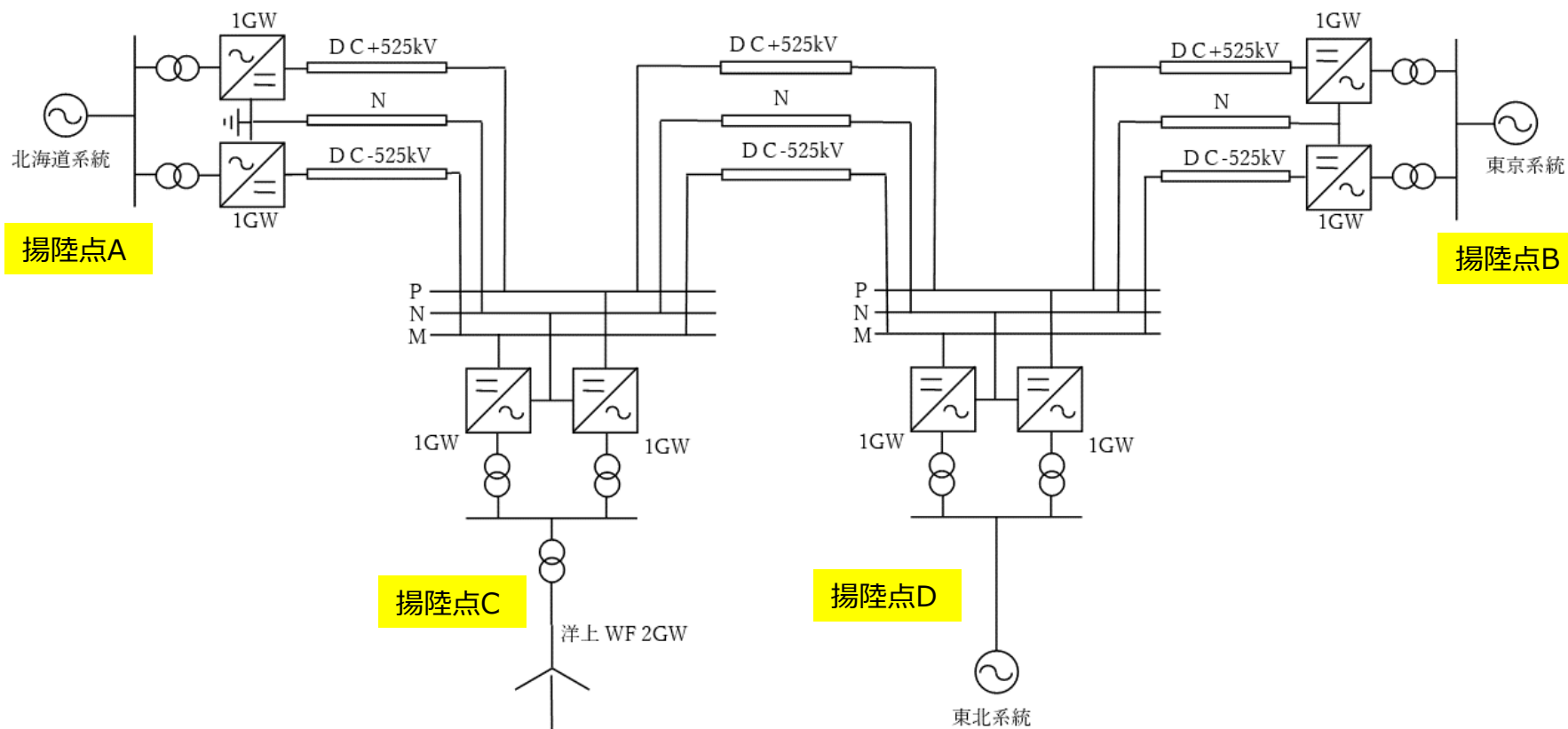


当該区間(揚陸点D～揚陸点B)の送電容量
は最大で2GW



2) システム仕様 (4/4)

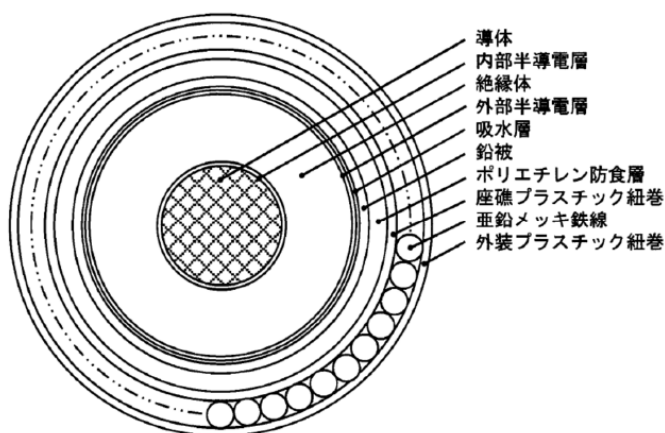
■ 4 端子構成



3) ケーブル仕様 (海底ケーブル)

- 送電容量 : 2GW
- 送電電圧 : DC±525kV
- 許容電流 : 1905A(ケーブル1条あたり)
- 光ファイバ複合 : 無し
- 鉄線鎧装 : 一重(埋設可能箇所)及び二重(非埋設箇所)

■ ケーブル構造 (海底ケーブル)



1 条敷設用

本線ケーブル

- 1800mm²(1重) : 外径157~165mm, 重量64~73kg/m
1800mm²(2重) : 外径177~185mm, 重量89~100kg/m

帰線ケーブル

- 1800mm²(1重) : 外径124~130mm, 重量49~53kg/m
1800mm²(2重) : 外径144~150mm, 重量68~74kg/m

4) 大水深敷設 (1/2)

■ 現状と課題

項目	現状（実績）	大水深の場合の課題
ケーブル構造	国内実績での最大水深は300mまで	敷設時張力が増加。張力に耐えるケーブル構造、ケーブル軽量化を志向した改良が必要。アルミ導体採用も対応策の一つ。但し銅に比べ送電容量少となり大サイズ化や条数増。
敷設工事機器		敷設時張力に対応する敷設ブレーキが必要。
接続		工場接続部： 新型ケーブル構造に合わせた開発が必要。 洋上接続部： 水深に応じた開発、ケーブル揚収及び再沈設の機器検討が必要。
調査精度 損傷リスク		海底状況調査精度の低下から、海底面の正確な把握が困難となることが懸念 敷設後のケーブル移動や外傷防止には、海底面の状況把握、適正位置へのケーブル設置、及び適切な防護方法採用が不可欠。調査精度や敷設技術（設置・防護）の向上が必要。
補修工法		大水深箇所の補修工法は現行では確立されていない。新規開発が必要。
点検		大水深での点検方法の確立が必要（使用機器、特殊技能等）

■ 既存技術での敷設可能水深

敷設深度 項目	300m	500m	1000m	1500m	3000m
ケーブル本体	現状技術で可	現状技術で可	新規開発要	新規開発要	新規開発要
導体	銅	銅	アルミ	アルミ	アルミ
鉄線鎧装	現状技術で可	現状技術で可	新規開発要	新規開発要	新規開発要
敷設用ブレーキ	現状技術で可	現状技術で可	現状技術で可	新規開発要	新規開発要
側圧評価	現状技術で可	現状技術で可	現状技術で可	新規開発要	新規開発要
洋上接続部 補修用接続部	現状技術で可	新規開発要	新規開発要	新規開発要	新規開発要
敷設技術	現状技術で可	施工監理技術開発要	施工監理技術開発要	施工監理技術開発要	施工監理技術開発要

水深500mまでの海域での評価：

- ・ ルート短縮や漁業権回避で効果があるのは太平洋側北海道沿岸のみ。
- ・ 但し500mまでの敷設工事では工事機器大型化や高強度化による費用増もあり、経済性等の比較検討が必要。

4) 大水深敷設 (2/2)

- NEDO「直流深海ケーブルの開発（単芯水深1500m級）」の内容と本計画への適用可能性
- ✓ NEDOで実施中の「直流深海ケーブルの開発（単芯水深1500m級）」(2020～2023年度)との関連性を整理。下記の点については留意が必要。
 - － NEDOケーブルの開発目標容量は1GW。本計画（2GW）用で採用する場合は、ケーブル条数は倍が必要。
 - － 同開発での検討対象は「ケーブル構造」が主。「布設工法・機材」は仕様検討や課題抽出のみで開発要素は残る。それ以外の要素（接続部、調査精度、補修、点検等）は、新規に追加開発が必要。
 - － 同開発では「既設構造と同程度の費用で実現可能なこと」が開発目標だが、大水深箇所通過によるルート短縮効果を含めての評価。新規ケーブル構造採用や大水深での布設工事では、既存技術に比べて費用が増嵩と推測。

5) 長距離敷設

■ 現行技術と課題の整理

項目	現状	課題
工場製造能力 製造可能長	50km程度まで実績有	現存設備(工場)では、製造に長期間が必要 ⇒ 製造力の増強が必要
敷設船積載量	国内実績： 積載量2500t(国内船),7000t(外国船) 海外では大型船あり	- 既存国内船は積載量不足（長期工期が必要） - 複数隻が必要 - 海外大型船は需要が多く手配可否不明 ⇒ 確実な準備には敷設船新造が必要
接続（洋上接続）	国内実績： 洋上接続部は無し （補修による洋上接続は有り） 海外では洋上接続部の実績有	製造力や敷設船積載量が小さい場合は、洋上接続箇所が多くなり、工程長期化
先行利用者との協議	国内実績： 個別に協議実施	多数の関係者との協議を促進する仕組みが必要
許認可対応 （工事許可、占用等）	国内実績： 個別に関係省庁や自治体へ協議、申請	管轄者が多数になるので、申請手続きや協議を促進する仕組みが必要

■ その他に考慮・検討すべき点

○製造ケーブル及び工事の品質管理：

- 製造ケーブルは出荷試験により品質確認
- 出荷条数多・出荷時期長期にわたり、ケーブル製造品質が良好に保持される必要あり
- 洋上接続箇所も多く、接続施工時の品質良好保持も必要

○敷設工事完了後の性能確認：

- 約900kmに及ぶ長距離HVDCケーブルの現地試験に適用できる耐圧試験装置は現状では無し
- 敷設完了後に実施する性能確認試験（耐圧試験）の方法及び装置については検討必要

6) 敷設船

■ 現行の敷設船

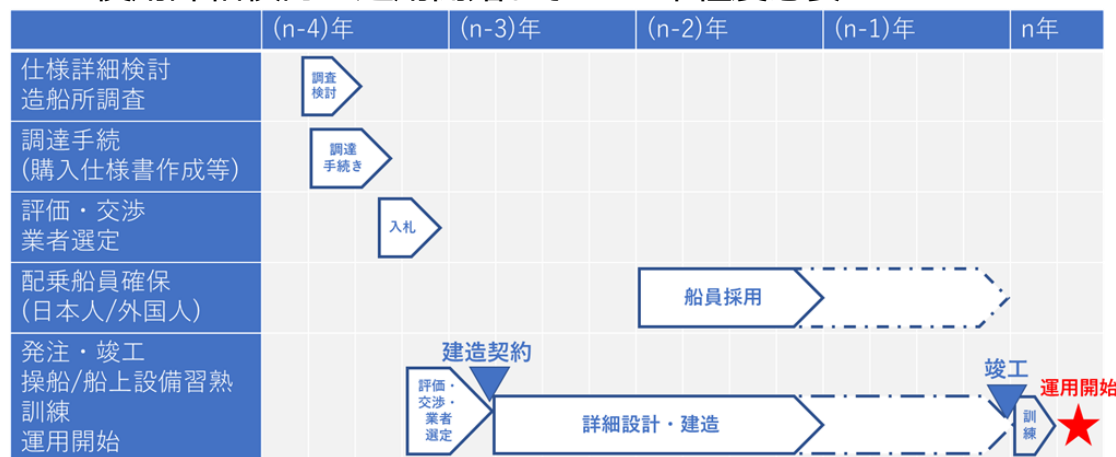
- 国内敷設船は「台船型」が主。波浪耐候性や回航速度が劣るため、長距離敷設には不適。積載量も不足。
- 海外敷設船では大型船有だが、本計画への使用可否不明（需要が多く、確保できるか不明）
⇒ 本検討では「新造」と想定

■ 要求性能

項目	内容
ケーブル積載量	7000t (海外では10000t級もあるが、ここでは大型船の中でも一般的な大きさの7000tと想定)
形態	自航船
作業可能条件	有義波高2.0m以下 風速15m/s以下
DPシステム、埋設機、ROV	搭載

■ 新造スケジュール

- 使用詳細検討～運用開始までに3-4年程度必要



■ 敷設船新造・運用の課題

- 敷設船の所有と運用（船舶の所有社、運用社、管理社の整理が必要）
- 造船所・機器メーカーの選定、確保（要求性能を満足する会社の有無、製造スケジュール空き有無等）
- 国土交通省との仕様・許認可等の確認
- 敷設工事完了後の敷設船運用スキームの検討
- 傭船料の算定（どこまでの計画で建造費を回収するか）
- 良質な船員の確保（DPオペレータ、日本人船員等）

7) 敷設手法 (1/5)

■ ケーブル防護 (埋設可否) の検討

ルート	埋設 (埋設可能性高)	非埋設 (埋設可能性低)	合計
日本海側 4 地点	約53% 水深60m以浅 : 7% 水深60m以深 : 45%	約47% 水深60m以浅 : 7% 水深60m以深 : 41%	約950km
日本海側 2 地点	約51% 水深60m以浅 : 5% 水深60m以深 : 46%	約49% 水深60m以浅 : 6% 水深60m以深 : 43%	約900km
太平洋側	約33% 水深60m以浅 : 6% 水深60m以深 : 27%	約67% 水深60m以浅 : 0% 水深60m以深 : 67%	約700km

7) 敷設手法 (2/5)

■ ケーブルの防護方法 (埋設不可箇所)

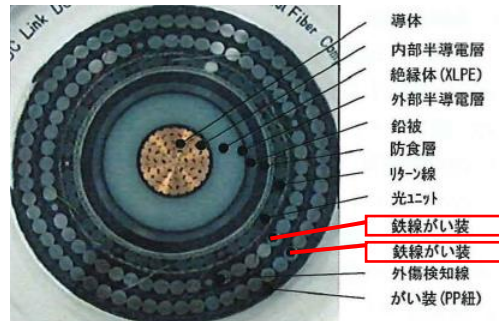
項目	内容
a.二重鉄線鎧装	海底ケーブルの外装部分に鉄線鎧装を二重に装備。通常の高底ケーブル敷設工事と同じ手順となり、施工速度や工事進捗では下記b～dより有利。海域状況によっては経年により潮流や電食影響で鉄線が摩耗し防護効果が低下する恐れがあり、定期的な目視等で状態確認が望ましい。
b.鉄線鎧装＋樹脂製防護管	海底ケーブルの鉄線鎧装の上に樹脂製の防護管を取付。敷設船上でケーブルに、順次、防護管を取り付けながら敷設。防護管取付手間の分、敷設速度が低下し、防護管無の区間に比べ工期は長く必要。防護管により鎧装鉄線の摩耗や劣化を抑制、及び、ある程度の外傷防止の効果も有。
c.鉄線鎧装＋鋳鉄製防護管	海底ケーブルの鉄線鎧装の上に鋳鉄製の防護管を取付。ケーブル敷設後に、ダイバーが海底で防護管を取付。ケーブル敷設作業期間に加え、防護管取付期間が必要。ダイバーが作業可能な浅海部（概ね60mまでの水深）で適用可能。
d.鉄線鎧装＋碎石ネット（又は碎石）	ケーブル敷設後に、ケーブルルート上に碎石ネットを沈設し、ケーブルを防護。碎石ネットを作業船からクレーン等で吊り下ろして設置するため、非常に時間がかかる。長距離や広範囲適用には向かず、局所的適用が一般的。

- ✓ 本検討では、「b.鉄線鎧装＋樹脂製防護管」を採用として、概略工事工程・概略工事費を検討
- ✓ ケーブル敷設時に船上で防護管取付
- ✓ 通常のケーブル敷設工事（防護管無）に比べ、時間がかかる。

7) 敷設手法 (3/5)

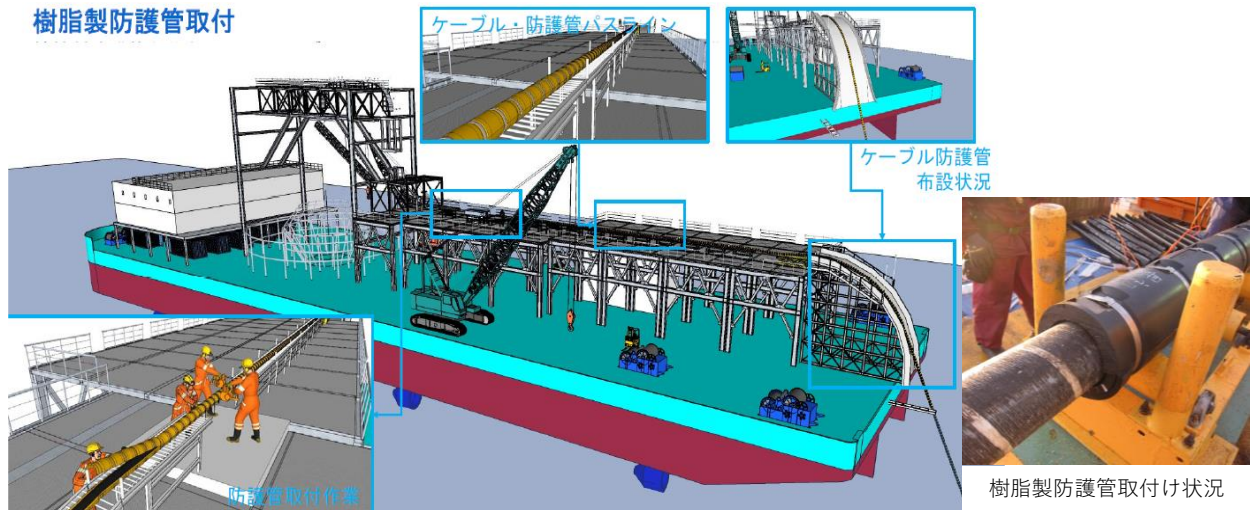
■ ケーブルの防護方法 (埋設不可箇所)

a. 二重鉄線鎧装

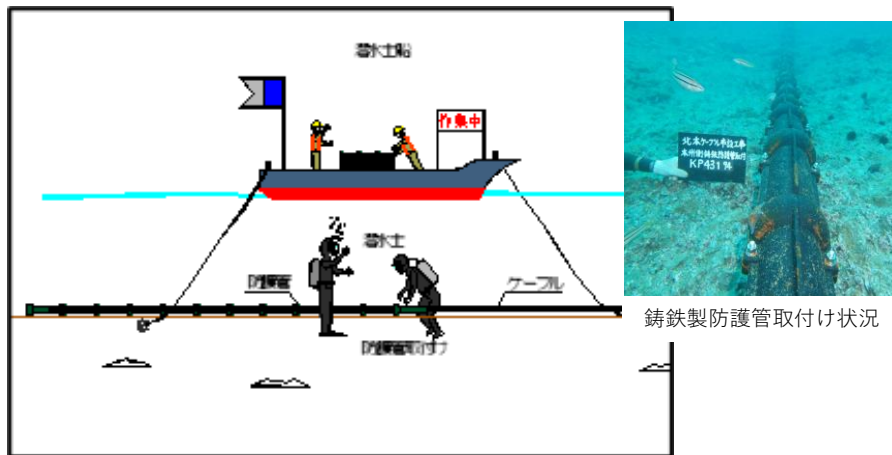


b. 二重鉄線鎧装 + 樹脂製防護管

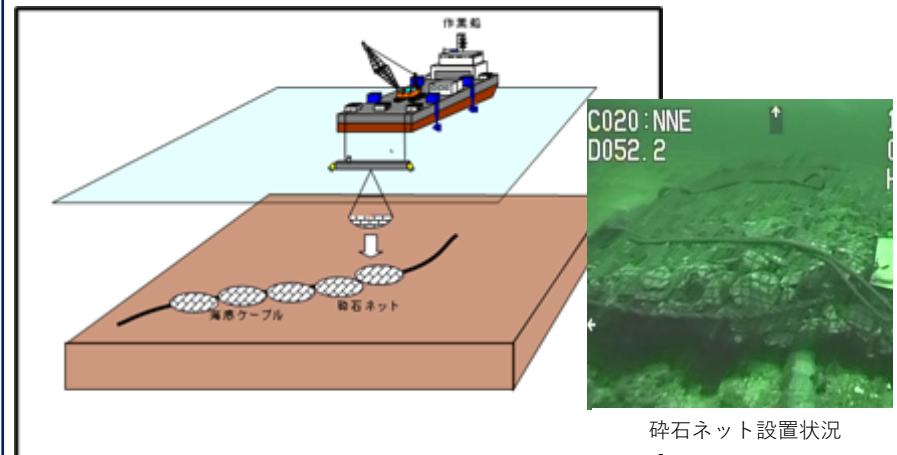
樹脂製防護管取付



c. 二重鉄線鎧装 + 鋳鉄製防護管



d. 二重鉄線鎧装 + 碎石ネット (又は碎石)



7) 敷設手法 (4/5)

■ 工事工法 (検討に採用した工事条件)

ケーブル敷設工事

- 敷設船隻数：2隻 (新造) (ケーブル積載量：7000t)
- 敷設速度：
 - 埋設可能箇所 (ROV監視無しの場合)：15m/分 (18km/日)
 - 埋設可能箇所 (ROV監視有りの場合)：10m/分 (12km/日)
 - 非埋設箇所 (防護管有り、ROV監視有りの場合)：1m/分 (1.2km/日)
- 回航速度：11kt以上 (約20km/h)
- 作業可能条件：有義波高2.0m以下
(敷設時のROV監視を前提として、ROV船の作業が出来る有義波高から作業可能条件を設定)

詳細工事計画時に向けた課題：

- ケーブル積載量は、詳細検討時にケーブル製造能力及び経済性を含めて決定することが望ましい

ケーブル埋設工事

大型ROVによる後埋設工法を採用

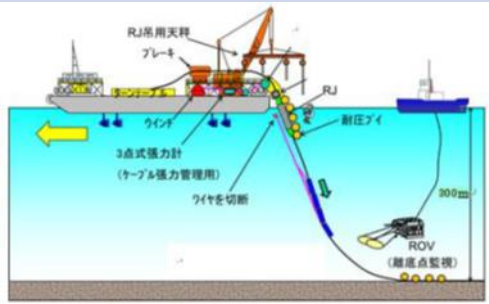
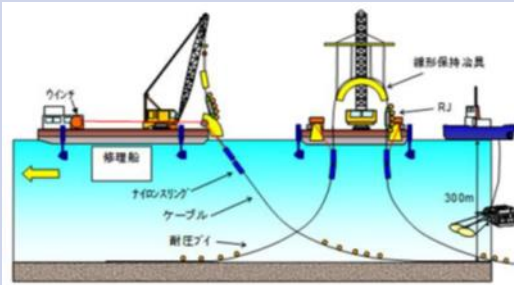
- 埋設深度：1.5m程度
- 適用船舶：
 - 日本海側：ROV専用船でのROVを曳航し後埋設
 - 太平洋側：敷設専用船でROVを曳航し後埋設
 - 日本海側は、敷設距離が長いこと及び冬期の海象条件が厳しく、敷設可能な期間が限られていることから、敷設工事を優先として上記とした。
 - 太平洋側は、敷設距離が日本海側と比較し短いこと、及び海象条件も日本海側より良く、年間通じて作業可能となることから、敷設船での曳航とした。

詳細工事計画時に向けた課題：

- ルート近傍を航行する船舶の錨の大きさを考慮した埋設深さ、ROV船等の手配可能性も考慮し、工法を選定する必要がある

7) 敷設手法 (5/5)

ケーブル接続工事

項目	太平洋側 (1stRJ沈設工法)	日本海側 (2ndRJ沈設工法)
概要図		
使用船舶	敷設専用船	接続船 (DP台船)
概要手順	敷設船に積載したケーブル (2スパン目以降) を敷設開始する際に、前工程で敷設済のケーブルの端部 (最後部) を揚収し、今回敷設分のケーブルと洋上で接続した後に、今回分の敷設を開始	敷設船とは別の接続船にて、敷設済みのケーブルの端部を揚収し、洋上で接続した後に、横倒しで再沈設
長所/短所	長所 - 接続部を選定ルート上に直線的に設置することができるため、敷設時の張力を適切に管理することで、端部の曲げを管理しやすい 短所 - 接続作業後に敷設工事開始が必要となり、海象条件の良い連続施工日数を長く確保する必要あり	長所 - 敷設工事と別の工程、船舶で接続工事作業が作業可能 短所 - 接続部は横倒しでU字型に沈設するため、沈設場所や端部の曲げの管理や敷設余長の管理も必要

詳細工事計画時に向けた課題：

➤ 詳細計画策定時には、工程や経済性を含めて両工法の得失を整理し、採用する工法を決定する必要あり

8) 工期

■ 検討ケース、運開時期のまとめ

検討ケースNo.			運開時期
ケース1 (敷設船新造開始及び工場増設開始を2022年度とし、敷設船新造期間を3年とした場合)	日本海側 4地点 ※北海道内で風力の接続箇所を設けた上で、東北に揚陸した場合	ケース1-1	・ 北海道～東北間 : 2030年度～2032年度 ・ 東北～東京間 : 2032年度～2034年度
	日本海側 2地点 ※北海道～東京エリア間	ケース1-2	・ 北海道～東京間 : 2032年度～2034年度
	太平洋側 2地点 ※北海道～東京エリア間	ケース1-3	・ 北海道～東京間 : 2031年度～2032年度
ケース2 (敷設船新造開始及び工場増設開始を2023年度とし、敷設船新造期間を4年とした場合)	日本海側 4地点 ※北海道内で風力の接続箇所を設けた上で、東北に揚陸した場合	ケース2-1	・ 北海道～東北間 : 2032年度～2034年度 ・ 東北～東京間 : 2034年度～2036年度
	日本海側 2地点 ※北海道～東京エリア間	ケース2-2	・ 北海道～東京間 : 2034年度～2036年度
	太平洋側 2地点 ※北海道～東京エリア間	ケース2-3	・ 北海道～東京間 : 2033年度～2034年度
ケース3 (北海道内の風力の接続箇所から、東北地内までを先行的に敷設した場合)	日本海側 4地点 ※北海道内で風力の接続箇所を設けた上で、東北に揚陸した場合	ケース3-1	・ 北海道～東北間 : 2030年度～2030年度 ・ 北海道～北海道間 : 2030年度～2032年度 ・ 東北～東京間 : 2032年度～2034年度

注：運開時期に幅があるのは、海底ケーブルの防護として、非埋設区間に樹脂製防護管を取付けた場合（防護管有り）と取付けない場合（防護管無し）の差を示しているためである。

注：運開区間および運開時期については今後の洋上風力の開発状況等を考慮した検討が必要。

9) 保守管理 (1/6)

■ 海底ケーブルの保守管理の例

敷設ルートへの注意喚起

- ・ 海図へのケーブル敷設ルートの記載申請
- ・ 関係官庁、漁協、海事関係者への周知
- ・ 注意喚起リーフレットの作成、配布

水路通報による情報収集

- ・ 海上保安庁発行情報での、海上における工事、作業の把握
- ・ ルート近傍での作業についての、詳細工事計画の確認、海底ケーブルへの注意喚起

保守点検

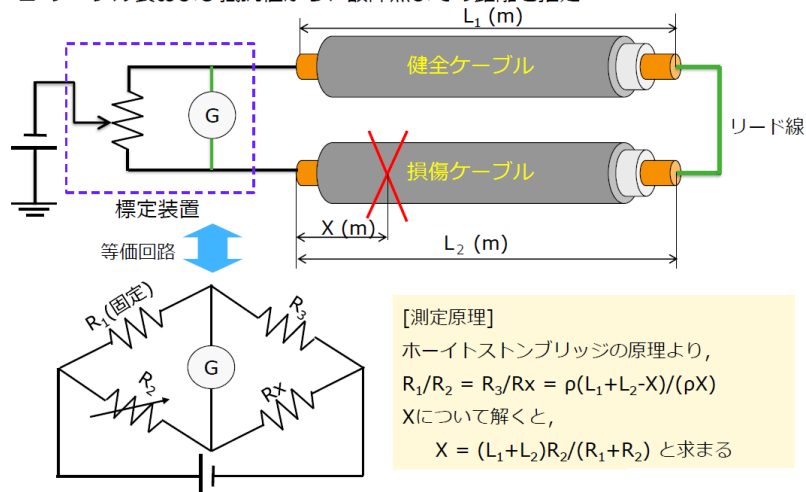
項目	頻度	実施内容
巡視点検	1回/3ヶ月～1年	・ 揚陸地点の護岸施設の損壊有無、海岸線の状況変化、揚陸部の地形変化等の確認 ・ 敷設ルート近傍での工事有無の確認 ・ 敷設ルート近傍での大・中型船舶の停泊有無の確認
目視点検	1回/5～10年	・ 潜水土又はROVによるケーブル布設状況や防護状況の確認
敷設状況調査	必要の都度	・ マルチビームソナーやサイドスキャンソナーにより、海底地形変化等の確認 ・ 現地測量やドローン測量により揚陸部地形の変化等の確認

9) 保守管理 (2/6)

■ 事故点標定

例① (高圧マーレープ法)

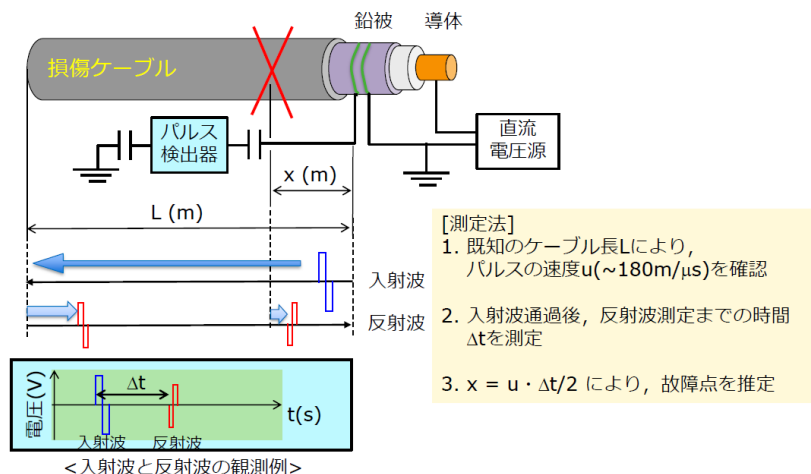
- 直流高電圧を印加し、可変抵抗 R_2 を検流計指示値が0 (A)となるように調整
- ケーブル長および抵抗値から、故障点までの距離を推定



- ✓ 海外では線路長約580kmでの測定実績あり。
- ✓ 印加電圧10kVとすれば900kmの線路長でも検知電流数10mAで標定は可能と想定。
- ✓ 海域部でケーブル敷設間隔が大きく、健全/事故ケーブルで周囲環境、条長が大きく異なることにより測定誤差が大きくなる懸念あり。
- ✓ 長距離ケーブル探査には直流高圧電源を大とする必要あり、直流高電圧の測定装置が必要。

例② (パルスレーダー法)

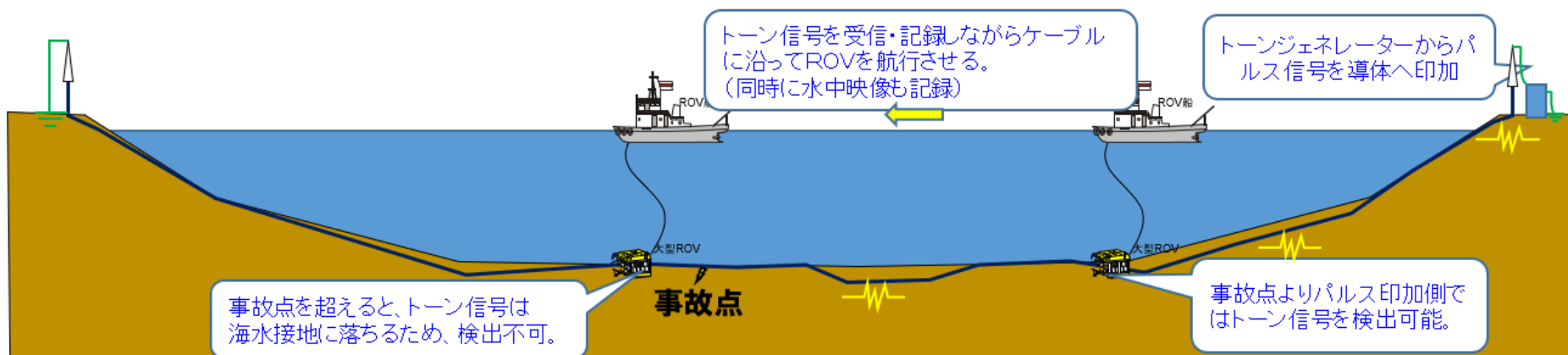
- ケーブル端から高圧パルスを入射
- 断線(開放)時：正極性、地絡時(短絡)時：負極性の反射波が発生
- 入射波が通過後、反射波を測定するまでの時間 Δt から故障点を推定



- ✓ 海外では線路長442kmでケーブル端末から反射波を確認出来た実績あり。
- ✓ 長距離の場合、パルス波の減衰により、反射パルスが検知できない可能性あり。
- ✓ 線路長900kmへの適用可否は不明。

9) 保守管理 (3/6)

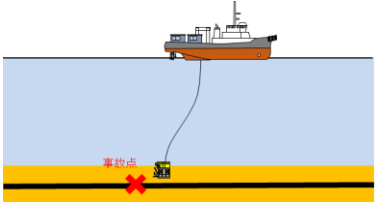
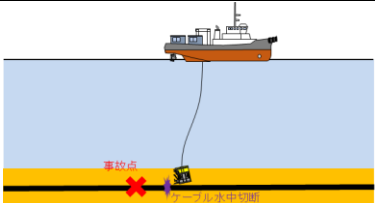
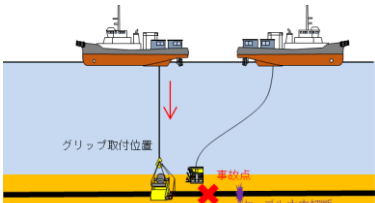
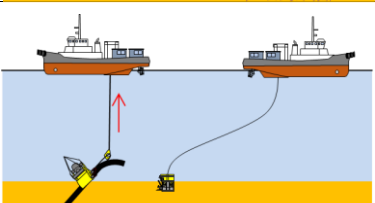
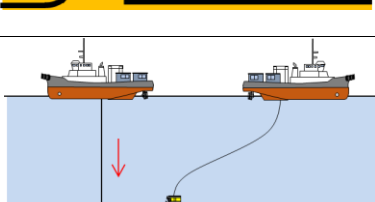
例③ (トーン信号を利用した事故点探査方法)

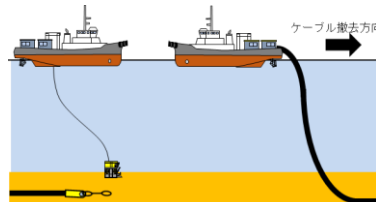
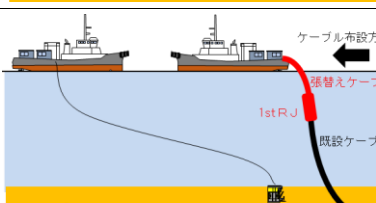
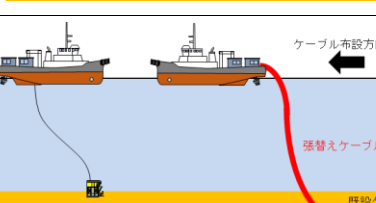
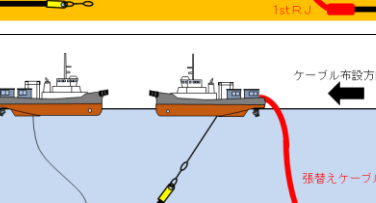
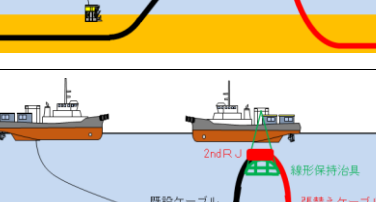


- ✓ 片端から探査用パルス信号をケーブル導体へ印加し、ROVをケーブル沿いに航行させ、トーン信号が途切れた地点を事故点として探査する。
- ✓ 通信ケーブルでは、400km程度での検出実績有り。1000km先で検出可能な装置の配備実績有りとの情報有り。

9) 保守管理 (4/6)

■ ケーブル事故時の補修事例 (概略イメージ)

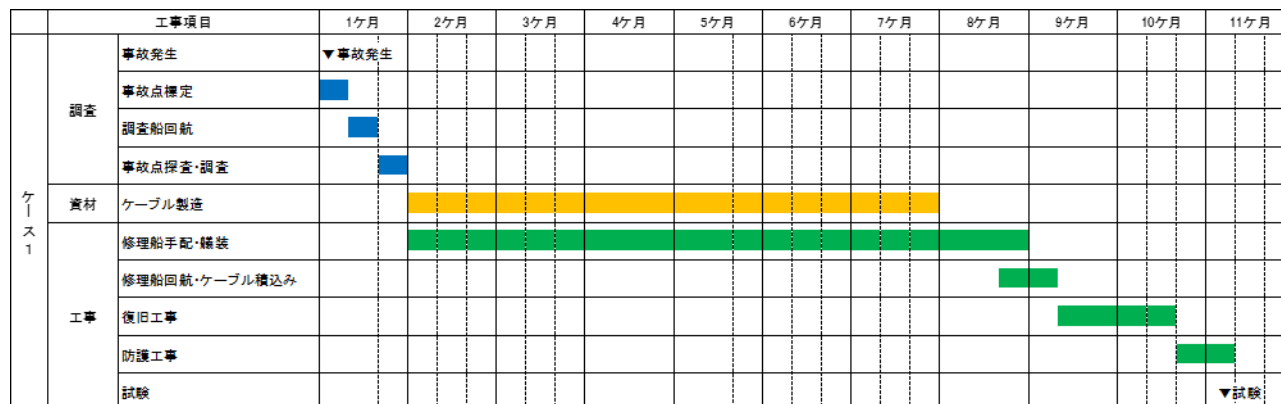
	概要図	作業概要
①		ROV によりケーブル事故点の状況を詳細に確認する。
②	 ケーブル水中切断	ROV に装着した油圧式ケーブルカッターにより事故点近傍でケーブルを水中切断する。  ケーブルカッター  ケーブルカッター切断方
③	 グリップ取付位置	- 作業船からケーブルを引上げるためのケーブルグリップを降ろす。 - ROV によりケーブルグリップを切断点に誘導する。 - ケーブルグリップを海底面に着底させ、ROV によりケーブルグリップを把持させる。
④	 ケーブルグリップ	- ケーブルを把持したケーブルグリップを船上に引上げる。 - ケーブル端末を船上で防水処理を行う。
⑤		防水処理を施したケーブル端末を海底に沈設し一時仮置きする。

	概要図	作業概要
⑥	 ケーブル撤去方向	- 手順③と④と同様に反対側ケーブル端末をケーブルグリップにより引上げる。 - 船上に引上げたケーブルについて天ぷら試験※を行いながら浸水範囲を確認しながら、所定範囲のケーブルを撤去する。 ※天ぷら試験：高温の油にケーブル断面を浸し気泡発生の有無を確認する
⑦	 ケーブル布設方向 張替えケーブル 1st R J 既設ケーブル	- 張替えケーブルと既設ケーブルを洋上で接続する (1st R J : 1st Repair Joint)。 1st R J を海底に沈設する。
⑧	 ケーブル布設方向 張替えケーブル 1st R J 既設ケーブル	張替えケーブルを敷設する。
⑨	 ケーブル布設方向 張替えケーブル	- 海底に仮置きしたケーブル端末に ROV で引上げ用ワイヤーを玉掛けする。 - 仮置きしたケーブルを敷設船上に引上げる。
⑩	 2nd R J 線形保持治具 張替えケーブル 既設ケーブル	- 張替えケーブルと既設ケーブルを洋上で接続する (2nd R J : 2nd Repair Joint)。 2nd R J は線形保持治具に固定し局部曲り防止対策を図る。 - ケーブル線形を ROV で監視しながら 2nd R J と線形保持治具を横倒しに沈設する。

9) 保守管理 (5/6)

■ 概略修理工程

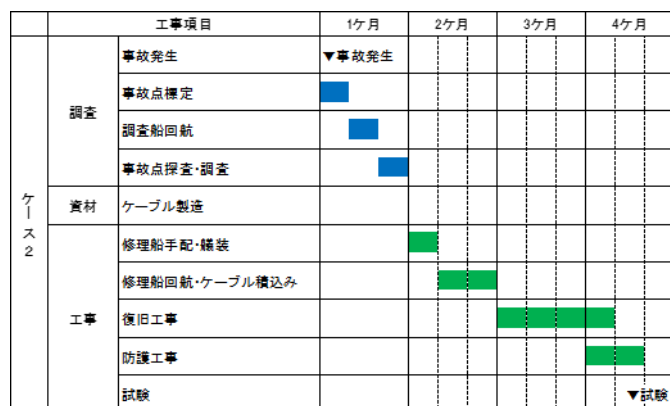
ケース1：最長ケース（事故発生後に資材・船舶手配を開始する場合：11ヶ月）



検討の前提条件

- 事故点探査用の調査船は直ちに備船
- 事故点探査で事故点が特定
- 事故発生後にケーブル製造と修理用接続箱等の準備開始
- 事故発生後に修理用接続箱沈設の艀装材を新規製造
- 事故発生後に修理船を手配

ケース2：最短ケース（事故復旧用の予備品を保有済みかつ使用船舶も直ちに利用可能の場合：4ヶ月）



検討の前提条件

- 事故点探査用の調査船は直ちに備船
- 事故点探査で事故点が特定
- 事故復旧用ケーブルと修理用接続箱等を予備品として保有済み
- 修理用接続箱沈設の艀装材を製造し保管済み
- 修理船は直ちに備船

なお、上記は想定実日数であり、以下の場合により工程が伸びる可能性がある。

- 調査船の空き状況
- 事故点特定の難航
- 関係者協議の難航（復旧ルートが補償済み範囲を外れる場合、漁期と工期が重複し工事範囲への立入制限が長期間となる場合、工事により濁水が生じ海藻類等への影響を懸念される場合等）
- 悪天候による作業待機により工事期間の延長

9) 保守管理 (6/6)

■ 予備品保有の考え方 (例：海底ケーブル)

例 1：事故点が特定されると想定した場合

予備ケーブルの必要長さ = 敷設ルート of 最大水深 $\times 2.5$ + 修理船の長さ + ケーブル事故点の両側の浸水長さ

本検討 (日本海側) の場合

$$\begin{aligned}\text{予備ケーブルの必要長さ} &= 300\text{m} \times 2.5 + 150\text{m} + 50\text{m} \times 2 \\ &= 1000\text{m}\end{aligned}$$

例 2：事故点標定により大体の位置は判明したが、事故点特定が困難と想定した場合

予備ケーブルの必要長さ = 敷設ルート of 最大水深 $\times 2.0$ + ケーブル区間長 $\times 1.0\%$ (標定精度)

本検討 (日本海側) の場合

$$\begin{aligned}\text{予備ケーブルの必要長さ} &= 300\text{m} \times 2.0 + 900\text{km} \times 1.0\% \\ &= 9600\text{m}\end{aligned}$$

10) 海外調査 (1/13)

■ 海外調査 (プロジェクト事例調査)

調査対象のプロジェクト

- 本プロジェクトで想定する北海道-本州の連系線プロジェクトに関連する情報として送電距離、送電容量、水深とプロジェクト実施時期（比較的至近年で採用する技術水準が本プロジェクトと同レベルである）に加えて、本F/S参画企業の要望などを踏まえ、運用中9、建設中2の合計11のプロジェクト抽出した。

PROJECT IDENTIFICATION AND STATUS				KEY DATES		VOLTAGE & CONFIGURATION CABLE DETAILS								COST	
Project	Countries	Capacity (MW)	Cable Current	Submarine Cable Install Starts	Fully Commissioned	DC Voltage (kV)	Configuration	Num Submarine Cables	Route Total Length (km)	Route Submarine Length (km)	Route Land Length (km)	Total Submarine Cable Length (km)	Depth Submarine Max (m)	Project Cost Mill	Currency
Commissioned															
NordLink	Germany-Norway	1,400	HVDC	2017/8	2021/4	525	Bipolar	2	623.0	516.0	107.0	1,032.0	450.0	1,800.0	EUR
MONTenegro-ITaly (MONITA) First Module	Italy-Montenegro	600	HVDC	2015/2	2019/12	500	Bipolar	1	445.0	423.0	22.0	423.0	1,200.0	775.0	EUR
Sardegna Peninsula Italy (SA.PE.I)	Italy-Italy	1,000	HVDC	2007/12	2011/7	500	Bipolar	2	435.0	420.0	15.0	840.0	1,640.0	750.0	EUR
Western HVDC Link	United Kingdom-United Kingdom	2,200	HVDC	2014/10	2018/10	600	Bipolar	2	422.0	385.0	37.0	770.0	164.0	1,000.0	GBP
Basslink	Australia-Australia	500	HVDC	2002/11	2006/4	400	Monopolar with metallic return	1	374.7	290.0	76.1	290.0	75.0		
Balearic Islands: ROMULO	Spain-Spain	400	HVDC	2010/1	2012/8	250	Bipolar with metallic return	2	244.0	237.0	4.0	474.0	1,485.0	420.0	EUR
Maritime Link	Canada-Canada	500	HVDC	2017/4	2018/1	200	Bipolar	2	520.0	170.0	350.0	340.0	470.0	1,300.0	CAD
Nemo Link	United Kingdom-Belgium	1,000	HVDC	2017/7	2019/1	400	Symmetrical monopole	2	140.0	130.0	10.0	260.0	52.0	690.0	EUR
Caithness Moray	United Kingdom-United Kingdom	1,200	HVDC	2017/3	2019/1	320	Bipolar	2	161.0	113.0	48.0	226.0	93.0	1,100.0	GBP
Under construction															
North Sea Link (NSL)	Norway-United Kingdom	1,400	HVDC	2018/5	2021/12	500	Bipolar	2	724.0	714.0	10.0	1,428.0	600.0	2,000.0	EUR
Shetland HVDC Link	United Kingdom-United Kingdom	600	HVDC	2022/4	2024/4	320		1	267.0	257.0	10.0	257.0	138.0	300.0	GBP

出所) 4C offshore(<https://www.4coffshore.com/>)

10) 海外調査 (2/13)

■ 海外調査 (プロジェクト事例調査)

調査対象プロジェクトの概要

- 調査対象プロジェクトについて、プロジェクトの背景、設備仕様（直流及びケーブル）、主要ステークホルダ、制度スキーム、投資回収などの情報を収集した。

Project	分類	規制スキーム	所有	運用・保守	備考
NordLink	国際連系	規制	Statnett/ DC Nordseekabel	Statnett/ Tennet	ノルウェー/ドイツで50:50の費用負担を託送料金で回収
MONtenegro-ITAlly (MONITA) First Module	国際連系	非規制	Terna international	Terna/ CGES AD Montenegro	非規制事業として国際間卸取引価格値差で償却
Sardegna Peninsula Italy (SA.PE.I)	地域間連系	規制	Terna	Terna	託送料金で回収
Western HVDC Link	地域間連系	規制	National grid/ SP transmission	National grid/ SP transmission	レベニューキャップのRAVに算入のためにCOAEメカニズムに認定
Basslink	地域間連系	非規制	Keppel Infrastructure Trust	Basslink pty	Hydro TasmaniaがBasslink ptyに使用料支払
Balearic Islands: ROMULO	地域間連系	規制	RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA	RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA	託送料金で回収
Maritime Link	地域間連系	規制	NSP Maritime Link	NSP Maritime Link	NSP Maritimeの親会社であるErmaがNalcor Energyから水力電力調達する費用を託送料金で回収
Nemo Link	国際連系	規制 (Cap and Floor)	Nemo link	National grid/ Elia	イギリス側は規制料金スキームとしてCap and Floorを採用
Caithness Moray	地域間連系	規制	Scottish Hydro Electric Transmission	Scottish Hydro Electric Transmission	レベニューキャップのRAV参入のためにSWWプロジェクト認定
North Sea Link (NSL)	国際連系	規制 (Cap and Floor)	Statnett/ National Grid	Statnett/ National Grid	イギリス側は規制料金スキームとしてCap and Floorを採用
Shetland HVDC Link	地域間連系	規制	Scottish Hydro Electric Transmission	Scottish Hydro Electric Transmission	Shetland島WFの開発を前提にレベニューキャップのRAVに算入

10) 海外調査 (3/13)

■ 海外調査 (運用保全に関わる調査)

海底直流送電のO&M

- 海底直流送電プロジェクトの事故事例においてケーブル事故が最も高い比率を占める。
- HVDCケーブルの平均故障率は低いものの検知が困難であり、修理にリソースと時間とコストが必要であり、海底ケーブルの平均修理期間が60日 (CIGRE SC B1 cable fault statistics) と長い。
 - HVDC架空送電線の障害率は1.4trips/年、0.83faults/100km・年。
 - 海底ケーブルの故障率は0.10trips/100km・年

Type of incident	Type of cable	TSOの trip報告数	要因および改善策
Cable faults	海底	2ケース	• 内部：ケーブルの製造または設計が不適切（根本原因は不明確）、定格電流を超える動作 → 業界規格に基づく設計と建設、業界規格の随時アップデート、運用境界の明確な定義と監視 • 外部：アンカー・トロール船・流氷の接触、不適切な地図による保護されていない箇所掘削 → 適切なアセスメント調査、ルートや設置保護をカバーした適切なインストール
Joint faults	海底・陸上	数ケース	• 海底：陸上変電所の接続箇所の焼損(原因不明の火災) → 変電所の電極の保護設計をより厳しく見積もる、熱抵抗等の現場測定 • 陸上：楽観的な設計、SF6ガス封入内での内部放電、不適切な接合作業 → 適切なジョイント設計と熱状態の監視、アース線を防水仕様を採用して十分にテストする
Cable end-termination faults	海底・陸上	少なくとも3以上	• 海底・陸上：DC回路のフラッシュオーバー(霧、雨、霜による塩の堆積、絶縁体の沿面距離が不十分) → 適切な周辺環境想定と監視、現実的な設計、高価となるが屋外でない施工の検討
Cable laying	海底	少なくとも1以上	• ケーブルの外部損傷により埋設深度が設計値よりも浅い、ケーブル間に岩が詰まり外部損傷 → 適切な敷設、海路調査、ケーブルへの影響の少ない設置、敷設中の監視
J-Tube challenges	海底	ゼロ(リスク報告あり)	• 機械的摩耗(電源ケーブルの洗掘効果や予期しない動き)、直射日光による中部内温度上昇 → 適切な洗掘モデリング・分析と保護設計、サンシールドと温度監視
Cable crossings	海底	少なくとも1以上	• 海底・陸上：不適切な設計（ケーブルが交差する周辺環境・保護・緩和策の想定の甘さ） → 適切な設計(事前調査、電流容量計算と熱抵抗の現場測定、保護)

10) 海外調査 (4/13)

■ 海外調査 (運用保全に関わる調査)

海底直流送電のO&M

- ・ HVDCシステムの具体的なAvailability向上策として、ENTSO-EとEuropacableの共同で、具体的な推奨対策方法を提示している。

項目	対策
障害箇所 の特定	・ リアルタイム監視・警告、予防メンテナンスプログラムの長期契約、障害箇所検出の機器の導入と保守、障害発生時の訓練
海底ケーブル	・ 海底ケーブル：ケーブルが長くTDR(Time Domain Reflectometry method,時間領域反射率測定法)の精度が低下するため、ケーブル長に沿った信号の速度と正確な波の速度形状把握。海底断層の迅速な事前位置特定
陸上ケーブル	・ 陸上ケーブル：シースブレイクジョイントの衝撃を回避する方法の特定
分析	・ 再発防止のため、ケーブル障害の適切な根本原因分析（所有者および製造元による）を遅滞なく実施。 ・ 分析はFMECA（Failure Mode, Effects and Criticality Analysis,故障モード・影響及び致命度解析）またはメーカーが品質保証プロセスで使用する方法を参考にレビューする。 ・ 修理や交換を迅速に対応するため、必要に応じて第三者を含めて分析する。
修理	・ 修理の際に必要な手順（公共/民間地の許可取得、変電所でのテスト）の明確化 ・ 修理に係る第三者が立ち入る際に迅速に対応するためにメーカーとケーブル所有者間の契約レベルでの協力体制の構築
調達	・ 修理の際に必要な機器・船・工具等の調達ルートの構築、長期サービス契約
スペア	・ HVDCシステムはリードタイムが長くかかるカスタムメイドの部材が多いため、保管寿命を考慮してスペアを確保しておく
ケーブルルート	・ 海底の状況が竣工時と変化する可能性があるため、設計段階で適切な調査を実施、ルート変更可能性の調査、ケーブル埋設状況の測定方法の調査
予防	・ 機械的損傷のリスクを最小限に抑えるために、周辺の負荷ケーブルに適切な警告
測定	・ リスクと定期的なメンテナンスを削減するための測定の実施、保守計画に従って定期的なオフラインチェックの実施、オンライン監視システムの構築

10) 海外調査 (5/13)

■ 海外調査 (運用保全に関わる調査)

海底直流送電の具体的事故事例

- 本検討に関連する事故事例をピックアップし、その関連情報が収集できた内容を表に整理した。

プロジェクト概要					システム概要					事故報告事例		
名称	場所	容量 (MW)	運開	オーナー	電圧 (kV)	システム	ルート長 (km)	海底ケーブル長 (km)	最大深度 (m)	事故概要	事故後の対応	復旧に要した期間
NorNed	Norway-Netherlands	700	2008/9	Statkraft Energi AS, Tennet Offshore GmbH	450	Bipolar	580.0	578.4	410.0	オランダ側の陸上ケーブルの障害	欠陥ケーブルを切断、新たなケーブルを接続。	2~3か月間 (2021/1/22事故発生、2021/4稼働)
Baltic Cable	Germany-Sweden	600	1994/12	Statkraft	450	Monopolar	262.0	250.0	50.0	海底ケーブルの外部からの衝撃による外部損傷	NKT社により、障害箇所の特定、切断、シール処理を実施後、スベアケーブル敷設により補修	29日間 (2020/4/E事故発生、2020/5/E稼働)
BritNed	United Kingdom-Netherlands	1,000	2011/4	National Grid International Ltd, NLink International B.V.	450	Bipolar	259.0	250.0	150.0	ケーブル障害 (詳細不明)	NKT社により補修 (詳細不明)	90日間 (2021/3/9事故発生、2021/6/7稼働)
SwePol	Sweden-Poland	600	2000/1	Svenska Kraftnat, Vattenfall AB, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	450	Monopolar with metallic return	254.0	239.0	50.0	オイル漏れおよびバルブ冷却システムの故障 (2019/8) ポーランド側のACフィルタでの火災 (2020/1)	(詳細不明)	29日間 (2019/8事故発生、稼働) 19日間 (2020/1事故発生、2020/2稼働)
Skagerrak 1 and 2	Norway-Denmark	500	1977/1	Statnett SF, Energinet.dk	250	Bipolar	240.0	127.0	526.0	海底ケーブルの外部損傷 (Skagerrak 2, 2017/9)	オーナーであるStatnett社が切断とシール処理を行った後、ケーブル修理を担当するNKT社が、スベアケーブル敷設により補修	3か月間 (2017/9事故発生、2017/12稼働)
Konti-Skan 1 Replacement Cable	Denmark-Sweden	380	2014/7	Svenska Kraftnat, Energinet.dk	285	Monopolar	150.0	87.0	N/A	スウェーデン側の陸上ケーブルの外部からの衝撃による外部損傷	(詳細不明)	1.5か月間 (2021/2/15事故発生、2021/3/E稼働)
Interconnexion France-Angleterre 2000 (IFA2000)	France-United Kingdom	2,000	1986/10	National Grid Offshore, Réseau de Transport d'Electricité (RTE)	270	Bipolar	73.0	46.0	60.0	海底ケーブルの外部損傷 (アンカーまたはトロール船)による強制停止 (2016/11) 英国側のコンバータでの火災 (2020/1)	ケーブル修理を担当するLouis Dreyfus Travocean社が、①マルチビーム、ソナー、TSS調査を実施、②修理器具およびスベアケーブルにより補修 (2016/11) 英国と他のHVDCの計画停止を最適化。1回線分を10月に稼働。2回線の再開は翌3月予定。(詳細不明) (2020/1)	97日間 (2016/11/25事故発生、2017/3/2稼働) 35日間 (2021/9/15事故発生、2021/10/20部分稼働、2022/3/27全稼働予定)

10) 海外調査 (6/13)

■ 海外調査 (投資回収スキーム)

直流送電プロジェクトの投資回収

- 調査対象プロジェクトのほとんどは規制スキームにより設置されていることから、規制料金により投資回収する投資回収スキームとなっている。
- 非規制スキームで構築された以下の2つのプロジェクトに関しては、連系される地域間の電力価格値差により投資回収されている。

MONTenegro-ITALY (MONITA) First Module

- イタリアは電力需要が大きく電力の大規模な輸入国であり（年間需要の約17%が輸入）、電力コストが高い。対してモンテネグロは水力の発電構成が多く（年間発電量の59%）電力コストが安価である。この2つの特徴的な市場を統合することで、イタリアの電気料金の低下とモンテネグロの再エネ余剰を緩和し、値差に基づく収入をベースに投資回収を行うスキームで建設されている。

Table 21: Price projection

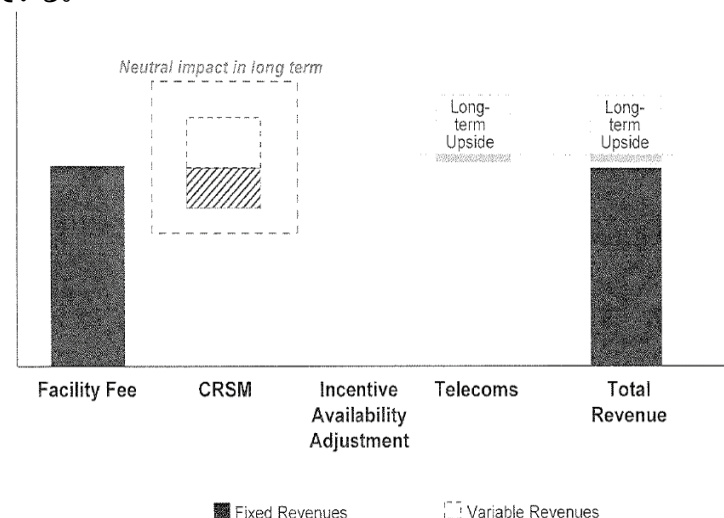
(Estimated price EUR/MWh)	2018 year	2019 year	2020 year
Italian average price	43.85	42.60	41.95
Hungarian average price	40.40	38.80	39.25
Spread	3.45	3.80	2.70

Source: Adapted from HUPX, (2017); GME, (2017).

出所) <http://www.cek.ef.uni-lj.si/magister/vujacic2906-B.pdf>

Basslink

- Basslinkを保有するBasslink PtyとHydro Tasmaniaとの間に、“Basslink Services Agreement”と呼ばれる25年間の連系線利用に関わる契約が締結されている。
- 同契約では月額の利用料契約を締結する際に、Basslinkはその機能（送電容量を97%のAvailabilityで提供）を維持する責任を負う契約となっている。また、この送電利用料の他に、Commercial risk share mechanism (CRSM)と呼ばれる卸市場価格の変動に関わるリスクシェアのスキームに基づき、双方が双方がリスクを低減する項目を入れた契約を締結している。



10) 海外調査 (7/13)

■ 海外調査 (投資回収スキーム)

非規制スキームのトラブル事例

- ・ 非規制スキームで構築されたBasslinkは、度重なる設備事故に伴う長期間計画外停止に伴う問題に端を発して、プロジェクトファイナンスのデフォルトなどの問題が発生し、事業主体の会社清算に関わる手続きが必要な事態に陥っている。

《Basslinkの運用に関わる問題の経緯》

- 2015年6月から2016年1月に6カ月強にわたりBasslink のケーブル破損に伴う計画外運用停止は、同時期のタスマニア島における渾水に伴う水力発電出力低下とも重なり、タスマニア州における電力供給危機をもたらした。(損傷部位の修理のために船上でのケーブルジョイントを行うために好天確保困難に伴い、破損個所の修理に想定以上の時間を要したことも理由の一つに挙げられている)
- Basslinkの運用主体であるBasslink ptyは、深海ケーブルコンサルタントのCable Consulting Internationalに調査を依頼し、6カ月の調査の結果、その原因は特定できず「不可抗力」の判定を提示した。他方、タスマニア州及びBasslinkの利用権を有するハイドロタスマニアは、海洋コンサルのDNV GLに調査を依頼し、熱モデルの解析から運用限界を超えた運用によるケーブル破損の可能性を示した。
- 両社の主張の食い違いにより仲裁に持ち込まれ、計画外停止は不可抗力とは認められず、2020年12月に仲裁人はBasslink ptyに対して、タスマニア州及びハイドロタスマニアに対して3,300万豪ドルの違約金と2,530万豪ドルの仲裁費用を支払うように命じたが、この仲裁にもBasslink ptyは異議を唱えた。
- 当該係争により、Basslink ptyのオーナーであるKeppel Infrastructureは資金調達困難に陥っており、係争債務を含めた買収提案をオーストラリアのインフラセクター企業であるAPA group (<https://www.apa.com.au/>) から受けたものの不調におわり、2021年11月21日にVoluntary Administration (任意管理手続き：会社が破産または破産状態にあると取締役会が判断した場合、任意管理人 (voluntary administrator) を任命し、会社の再生または清算に向けた手続きを一任する手続き) に入ったことを宣言。タスマニア州及びハイドロタスマニアは、引き続き、同連系線運用のための規制スキームへの変更なども含めて検討を行っている (APAは任意管理手続き宣言後に再び買収に意欲を示すとの報道もあり)。
- Basslinkは、上記計画外停止とは別に2018年の定期点検時の機器損傷に伴い、約3か月の計画外停止 (2015年のケーブル損傷とは無関係) があり、同時期はタスマニアの水力出力は十分に確保されていたため2015年ほどの需給ひっ迫には至らなかったものの、同期間の連系線利用料の支払をハイドロタスマニアが拒否した。
- その結果、保険会社から利用料を補填する保険金を受領できたものの、Basslinkのプロジェクトファイナンス上のDSCR (Debt Service Coverage Ratio : 元利金返済カバー率) が、最小水準が満たされずデフォルトになったものの、その後の運転再開後の利用料金の支払再開により、再び最低DSCRは満たす水準に回復している。

10) 海外調査 (8/13)

■ 海外調査 (制度動向)

制度動向

- 海底直流送電に関連する制度動向として、先行してその構築が進む欧州における注目すべき至近の動向として、洋上送電網の整備を進めるに際して問題となる洋上送電網の運用や、洋上WF用連系線と地域間（国際間）連系線の共用に関わる運用に関わるルール作りが始まっている。

《至近の欧州における制度動向》

- “Offshore System Operation” (ENTSO-e)
- “Offshore Transmission Network” (英国)
- “Multiple-purpose Interconnectors” (英国)
- 国際連系線運用におけるEU指令 (Electricity market regulation (EU) 2019/943) の適用

10) 海外調査 (9/13)

■ 海外調査 (制度動向)

Offshore System Operation” (ENTSO-e)

- Offshore System Operationでは、以下の4原則に従って系統運用のガバナンスが構築されている。
- Offshore System Operationでは、基本的には陸上送電で既に存在する規制・制度を活用することで同様のフレームワークを構築することが出来るとされ、解決の方向性が整理されている。

Pillar 1 : Local responsibility to coordinate and deliver secure system operation

- 各TSOは、陸上・洋上送電の双方において、効率的な需給調整とシステム運用を確保する責任を有する。
- TSOが広域運用に関与する動機と義務は、陸上・洋上問わず電力系統全体で等しく有効である。

Pillar 2 : Market player are responsible for their own imbalances

- 市場参加者は、洋上・陸上を問わず、インバランスに対して責任を有する
- 市場参加者が自社のポジションを調整するために活用可能な陸上のフレキシビリティリソースにアクセスすることを認めるために、洋上・陸上における当日市場 (Intraday market) は統合される必要がある。

Pillar 3 : Market-based balancing

- メリットオーダーの順に、市場調達されたフレキシビリティを活用し、リアルタイムでの需給調整を実施
- TSOは調整力の調達を確実にする責任を有する。

Pillar 4 : Offshore Bidding Zones(OBZ)

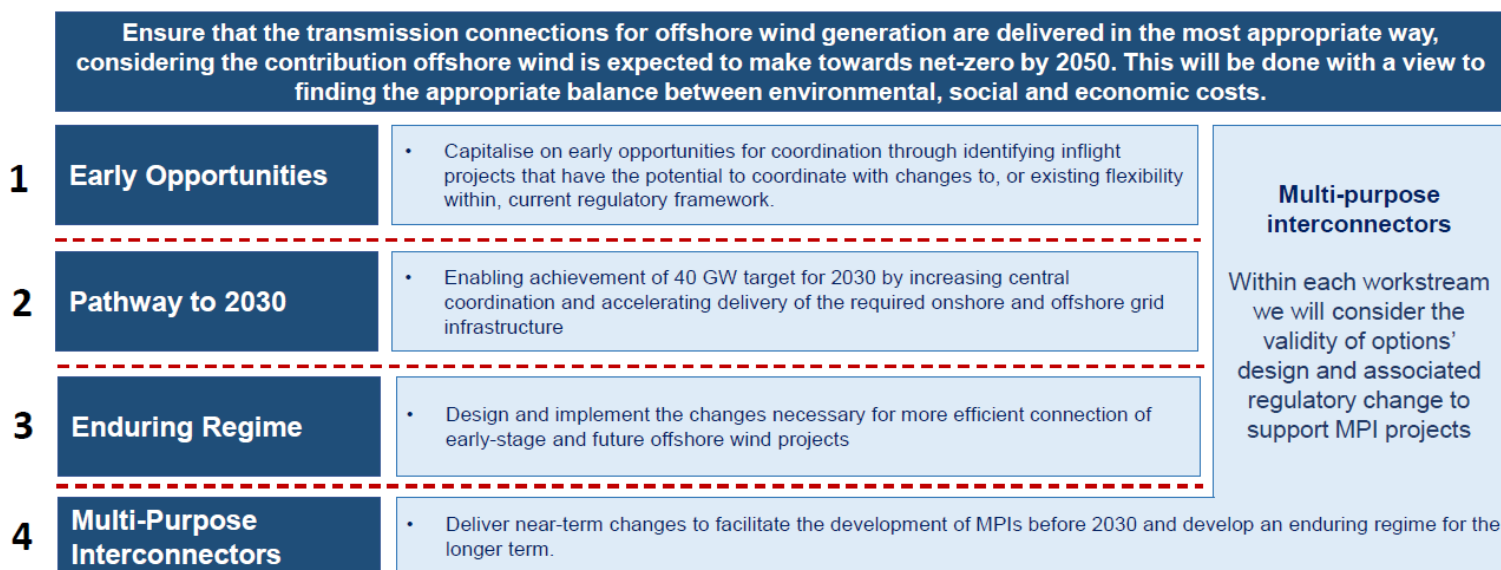
- TSOによるシステムオペレーション確保と市場でのインバランス調整の責任が明確とされたOBZの運用により、TSOによる市場介入の必要性が限定的となる。

10) 海外調査 (10/13)

■ 海外調査 (制度動向)

Offshore Transmission Network (OTNR)

- これまでの洋上風力の送電線は、陸上の基幹系統と洋上風力発電所を直接接続するpoint-to-pointアプローチが取られていたが、今後洋上風力の急速な導入拡大及び2050年ネットゼロの実現に向け、既存の考え方は経済性及び環境負荷の観点から最適ではなくなる可能性があると考えられている。
- OTNRの目的は、2050年ネットゼロにおける洋上風力の貢献を考慮し、環境、社会・経済的コストの最適なバランスを取った洋上送電網の在り方を検討することとされる。
- OTNRでは4つのワークストリームを設定し、議論が進んでいる。
 - ①制度変更に伴う既存PJとの連携の在り方 (Early Opportunities)
 - ②2030年 40 GWの実現に向けた洋上送電インフラの在り方 (Pathway to 2030)
 - ③2030年以降を見据えたより効率的な接続に必要な変更の設計・実装 (Enduring Regime)
 - ④2030年より早期に多用途連系線を実現し、長期的な制度の設計の検討 (Multi-Purpose Interconnectors)



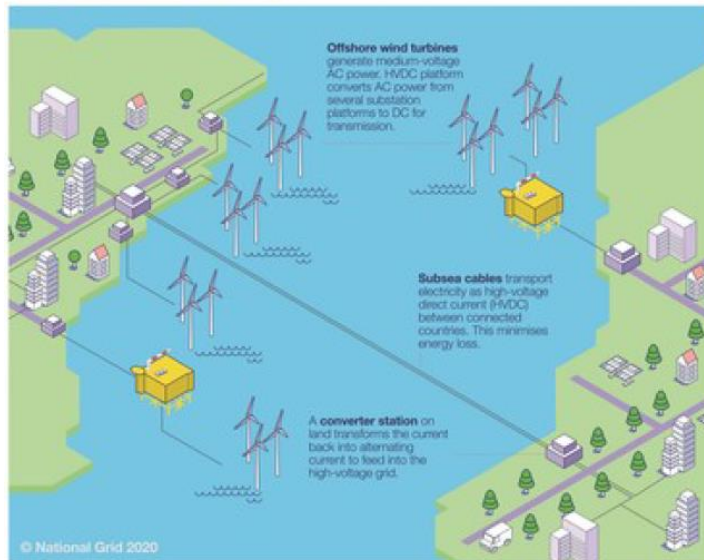
出所) BEIS, UK hybrid Project Forum,p.9 , 2021年3月10日

■ 海外調査 (制度動向)

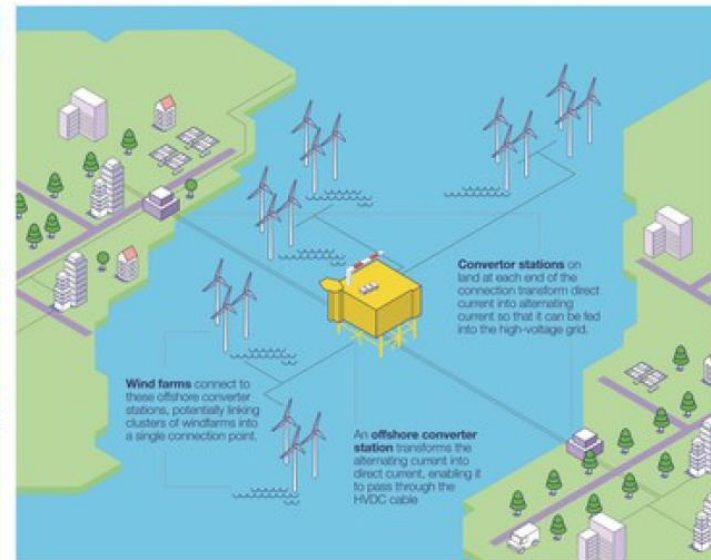
Multiple-purpose Interconnectors

- 多目的連系線 (MPI : Multiple-purpose Interconnectors) とは、地域間 (bidding zone間) をつなぐ連系線とOWFとの送電線を役割を果たす送電ネットワークを指す。
- 従来のpoint-to-pointの送電ネットワークと比較して、コストが低減され、安価な余剰再エネを融通することで需要家メリットが得られることが挙げられる。加えて、OWFの連系容量の増大、送電線敷設に伴う海洋空間・環境影響の低減等のメリットが得られるとされる。
- 多目的連系線 (MPIs) のWorkstreamでは、2021年6月の協議にて現行法制度内での多目的送電線に関する検討が実施されている。さらに、ノルウェーと共同するなど、国際的な取組として進められている。

Offshore wind and interconnectors today



Tomorrow's solution:
Offshore wind and interconnectors in harmony



出所) BEIS, UK hybrid Project Forum,p.10 , 2021年3月10日

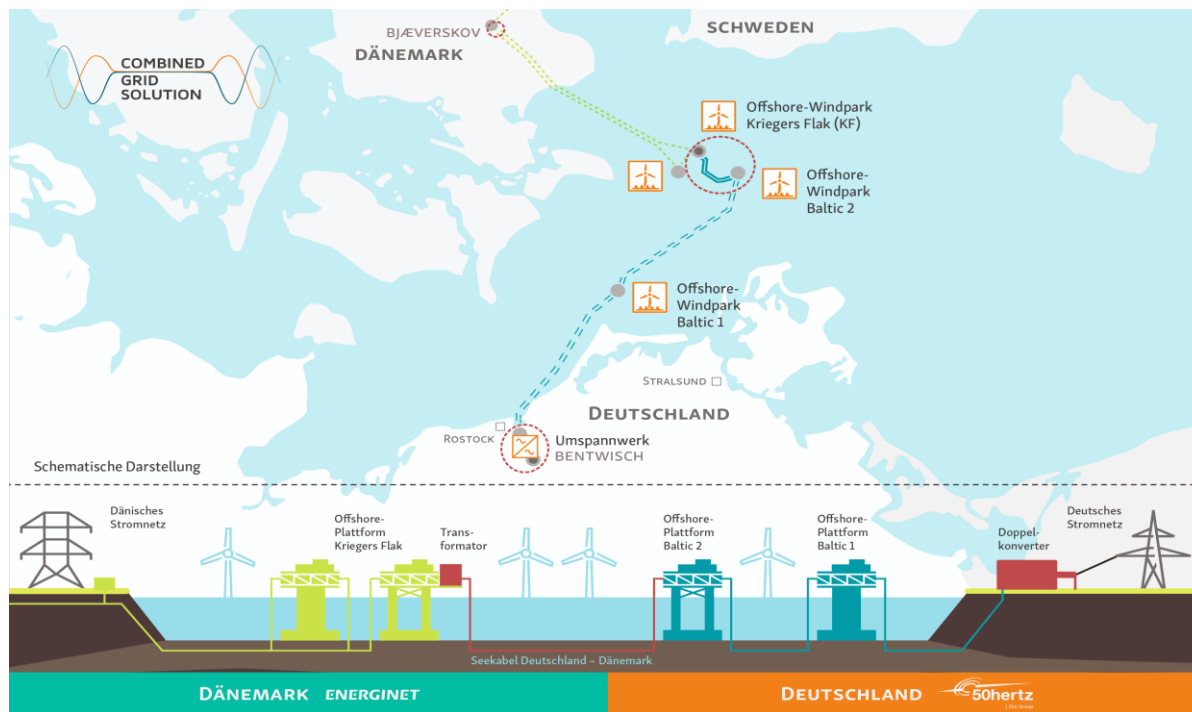
■ 海外調査 (制度動向)

国際連系線運用におけるEU指令 (Electricity market regulation (EU) 2019/943) の適用除外

- 2つのWF用連系線を洋上で相互接続することで、連系線として利用しようとする取組みとして、デンマークとドイツの間で2020年12月に運用を開始したKriegers Flak Combined Grid Solution (KF-CGS)のプロジェクトがある。

《KF-CGSの概要》

- Kriegers Flak Combined Grid Solution (KF-CGS) は、2020年12月に運用を開始
- 当初は、ドイツ、デンマーク双方の洋上WFのための送電設備として計画されていたが、大陸間の相互運用のために European Energy Programme for Recovery (EEPR)の150百万ユーロの補助金も活用し、沖合にてそれぞれの洋上送電を相互接続することで実現した。



■ 海外調査 (制度動向)

国際連系線運用におけるEU指令 (Electricity market regulation (EU) 2019/943) の適用除外

- KF-CGSは前掲の洋上送電網の多用途運用に関わる重要な事例であり、いくつかの現行のルール上では取扱いが難しい問題を提起するものとして関心が高い。
- 具体的には、KF-CGSの運用開始前の2020年11月に、EU指令 (Electricity market regulation (EU) 2019/943) の適用除外*が認められ、既存ルールと異なる運用を暫定的に認められている点にある。
- 同裁定では、欧州諸国間のインターコネクタ容量の少なくとも70%を国境を越えた電力取引に利用できるようにしなければならないと定めている現在の規制 (Article 16(8) of the Electricity Regulation) の下では、当初想定されたWFの連系線として運用が困難化することから、暫定的に10年間はWFの連系線としての運用を優先し、WFの稼働率が低い際に国際連系線として運用を行うことを許容したものである。
- 同プロジェクトのこの裁定は、前掲の欧州内における多用途洋上送電網のルール作りに影響を及ぼしている。

*:<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32020D2123&from=EN>

《参考》

Electricity market regulation (EU) 2019/943 : 発行以降、幾度かの改訂がなされた、EU クロスボーダー電力取引規則 (Regulation (EC) No. 714/2009) の改正版として2019年に発行。

全てのエネルギー資源プロバイダーと消費者が、電力の市場およびセクターベースの統合と市場ベースの報酬を可能にする、十分に機能する統合された電力市場の基本原則を定めたもの