



「長距離海底直流送電の整備に向けた検討会」 海外における海底送電線事業のご説明



2021年10月14日
三菱商事株式会社



目次

1. 事業実績（独国、英国海底送電事業）
2. 事業ストラクチャーの特徴（独国、英国海底送電事業）
3. 両送電事業の類似点・相違点
4. 本邦直流海底送電線プロジェクト実現に向けた提言・示唆

1 事業実績：独国海底送電線事業

- 洋上風力発電所と陸上送電網をつなぐ海底送電線の事業（Point-to-Point）
- 陸上送電網との接続地点を管轄するTSOがその役割を担うが、TSO判断で外部パートナー招聘可能
- HVDC技術を用いており、洋上及び陸上に直交変換設備を有する



DolWin2 洋上直交変換設備



BorWin1&2 洋上変電所

(1) BorWin1

送電容量:400MW
ケーブル長:200km
(内海底125km)

(2) BorWin2

送電容量:800MW
ケーブル長:200km
(内海底125km)

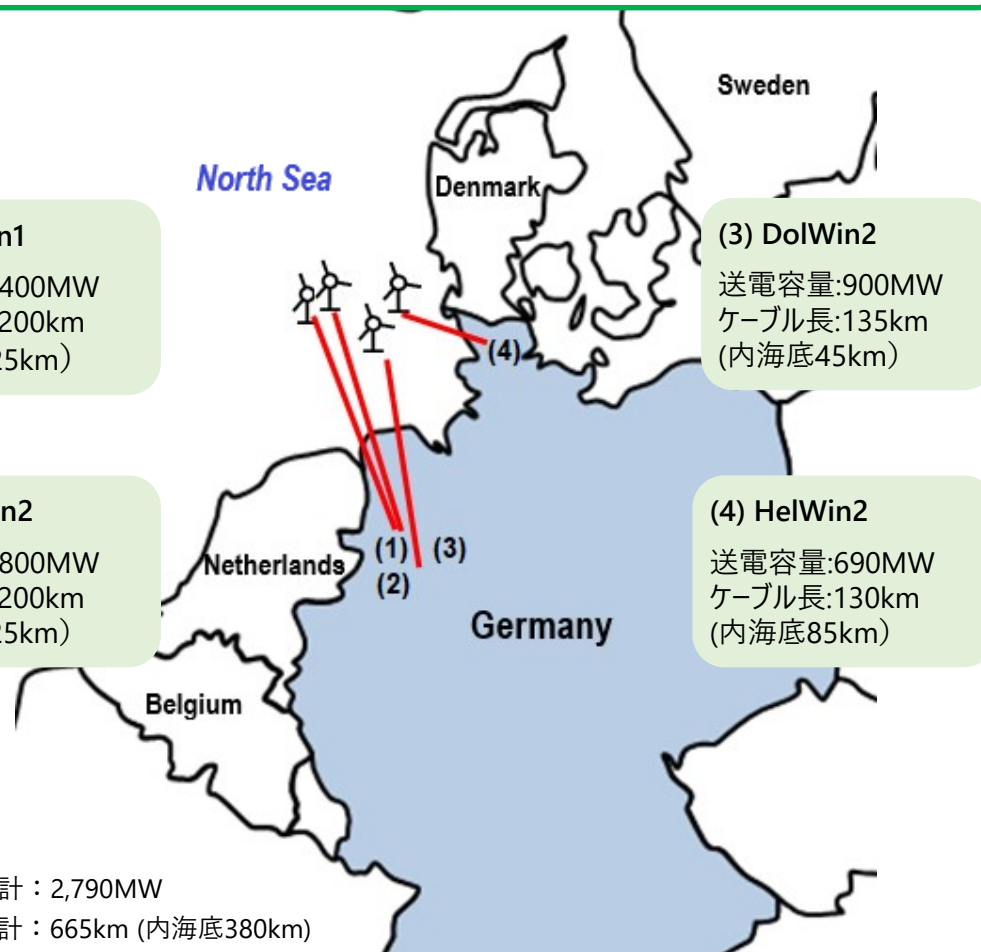
(3) DolWin2

送電容量:900MW
ケーブル長:135km
(内海底45km)

(4) HelWin2

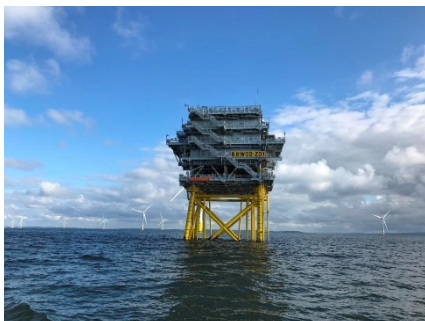
送電容量:690MW
ケーブル長:130km
(内海底85km)

送電容量合計：2,790MW
ケーブル長合計：665km (内海底380km)

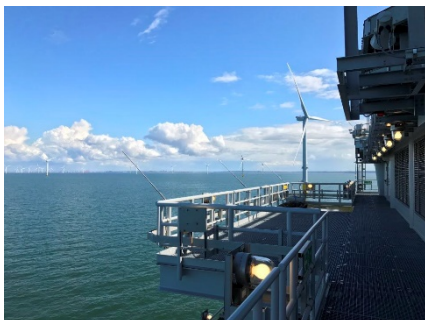


1 事業実績：英国海底送電線事業 (Offshore Transmission Owners)

- 洋上風力発電の為に洋上変電所と陸上変電所を接続する事業 (Point-to-Point)
- 2011年に参入、英国にて50%超のシェアを有する



Burbo Bank Ext. 洋上変電所



Burbo bank Ext. 洋上変電所



London Array陸上変電所
"Source: London Array Limited"

(1) Walney1

送電容量:184MW
ケーブル長:48km
(内海底45km)

(2) Walney2

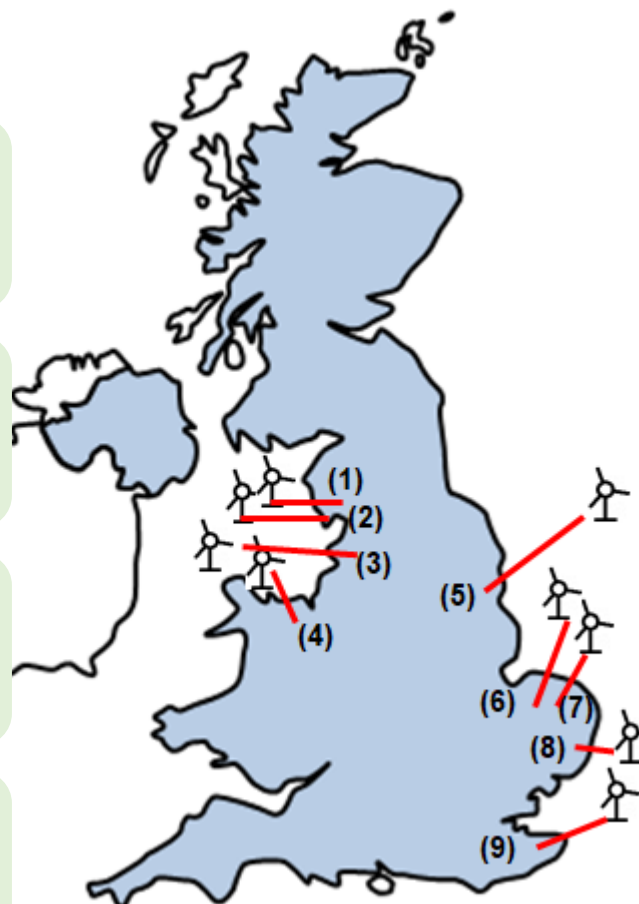
送電容量:184MW
ケーブル長:48km
(内海底43km)

(3) Walney Ext.

送電容量:660MW
ケーブル長:74km
(内海底69km)

(4) Burbo Bank Ext.

送電容量:258MW
ケーブル長:35km
(内海底24km)



送電容量合計：4,375MW
ケーブル長合計：615km (内海底520km)

(5) Hornsea One

送電容量:1,218MW
ケーブル長:183km
(内海底145km)

(6) Race Bank

送電容量:573MW
ケーブル長:83km
(内海底71km)

(7) Sheringham Shoal

送電容量:315MW
ケーブル長:45km
(内海底23km)

(8) Galloper

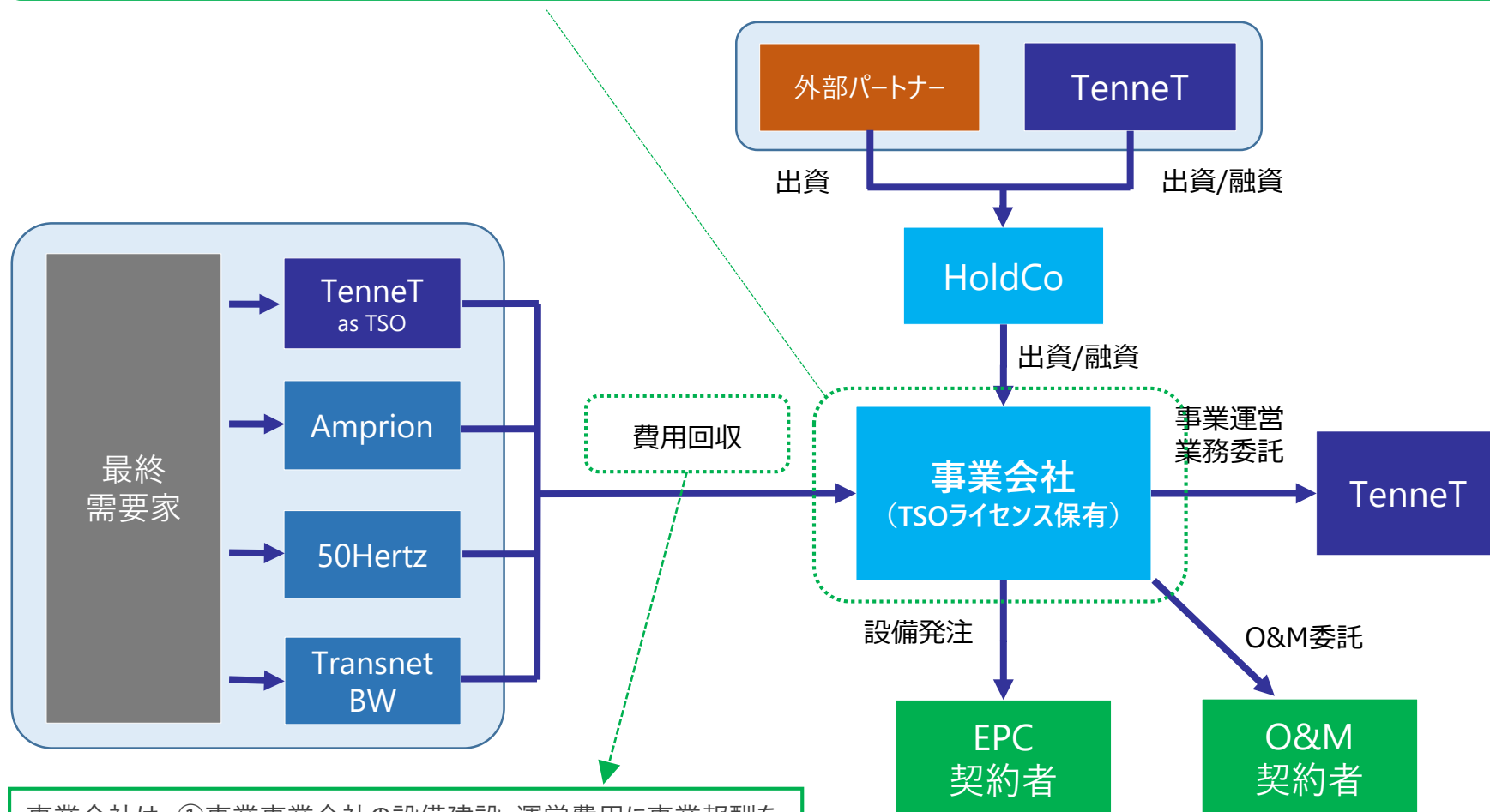
送電容量:353MW
ケーブル長:46km
(内海底45km)

(9) London Array

送電容量:630MW
ケーブル長:55km
(内海底54km)

2 事業ストラクチャーの特徴：独国海底送電事業①

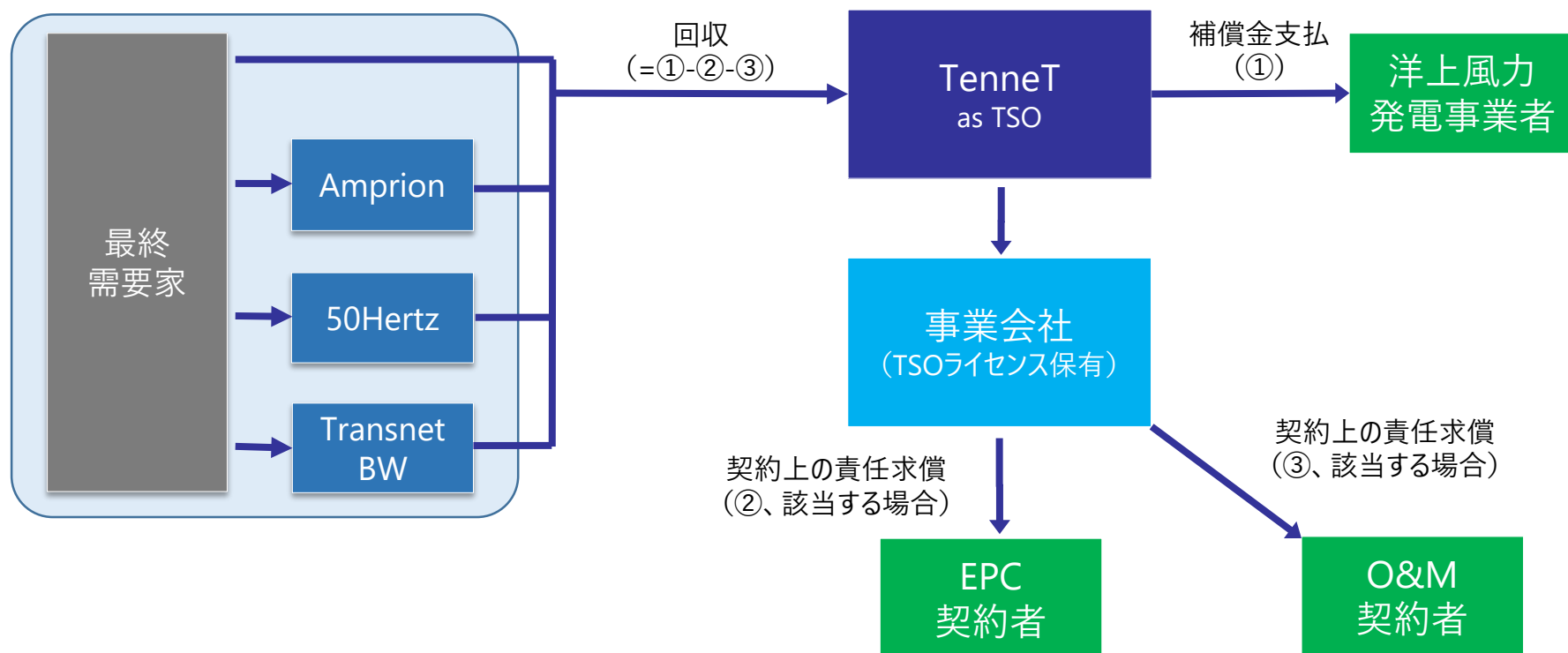
- 海底送電設備を建設・運営する事業会社が、親会社（TSO）から分離された別会社としてTSOライセンスを取得
- プロジェクトベースでパートナー招聘が可能となるストラクチャー



事業会社は、①事業事業会社の設備建設・運営費用に事業報酬を加えた費用、②洋上風力事業者に支払う補償金を独国の全TSOから回収し、TSOは最終重要家に転嫁

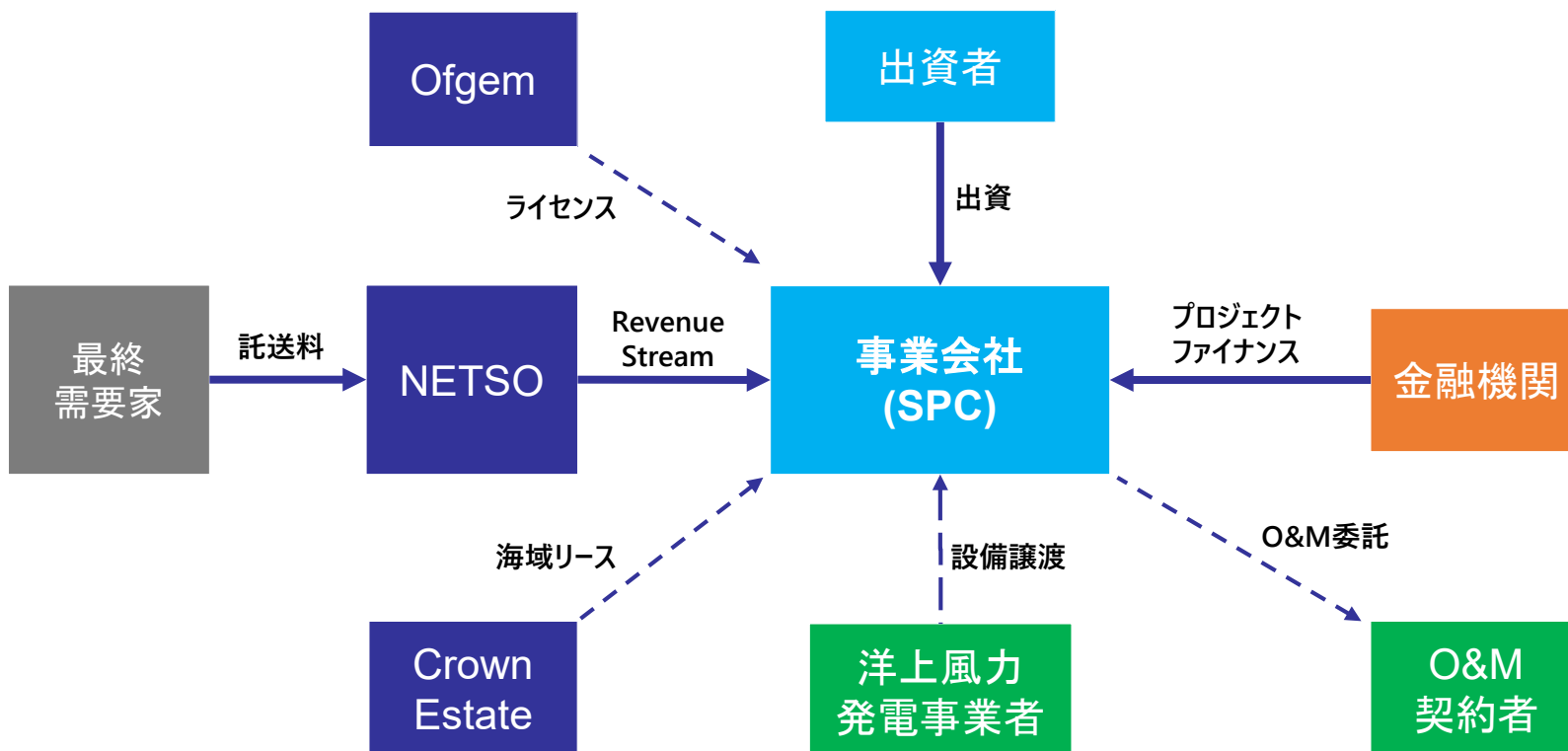
2 事業ストラクチャーの特徴：独国海底送電事業②

- 送電/変電設備の完工遅延又は通電停止に洋上風力発電事業者に損害が発生した場合の補償金の算定方法は、独国エネルギー法及び関連ガイドラインにより明確な取り決めがある
- 更には、Good Industrial Practiceに則っても回避が不可と思われる事象等により発生した洋上風力発電事業者向け補償金については、最終需要家に転嫁される仕組み
- 本仕組みにより、事業運営において、過度に保守的な設備構成や過剰なバッファを避けることができ、そのメリットは最終需要家に還元されている



2 事業ストラクチャーの特徴：英国海底送電事業

- 入札時の事業期間に亘る収入は入札時に提示する価格で原則確定（Revenue Stream、物価調整有）するが、force majeureの類に起因して発生するコストはpass through扱いとなり、最終的に需要家に転嫁される
- 送電設備の稼働率に応じて、翌年以降の収入が増減（但し下限付）する



3 両送電事業の主な類似点・相違点

太字：共通項目

項目	独国	英国
送電事業者	<ul style="list-style-type: none"> • TSO（外部パートナーを招聘可能） • 陸上側TSOとは独立した事業体を形成 	<ul style="list-style-type: none"> • 競争入札にて決定 • 案件毎に独立した事業体を形成
送電技術	HVDC	HVAC（将来HVDCに移行）
事業スコープ	開発、設備建設、運転・保守管理	設備の運転・保守管理
収入構造	<ul style="list-style-type: none"> • 総括原価+レベニューキャップ • 送電電力量には影響しない収入構造 	<ul style="list-style-type: none"> • 入札時の固定収入（物価調整有） • 送電電力量には影響しない収入構造
事業リスクを低減する制度設計	<ul style="list-style-type: none"> • 事業運営上の責任範囲を明確化する法制度・規制の存在 • 適切な裕度の設定（稼働率等） 	事業運営上の責任範囲を明確化する法制度・規制の存在
資金調達	TSO親会社による親子ローン（原資はTSOによる社債発行）	プロジェクトファイナンス及びプロジェクトボンド
インセンティブ	O&M合理化による利益増加 （レベニューキャップの枠組み内）	<ul style="list-style-type: none"> • O&M合理化による利益増加 • 稼働率が一定値を上回った場合のボーナス
ペナルティ	完工遅延、通電中断が裕度を超過して発生した場合、洋上風力発電事業者の逸室利益を補填	稼働率が一定値を下回った場合、送電事業者の収入が減額される
出資者/事業者層	インフラ事業者、インフラファンド	インフラ事業者、インフラファンド、等

4 本邦直流海底送電線プロジェクト実現に向けた提言・示唆

- 本件に類するプロジェクトに投資する際の一般的な判断基準については下記の通りと考えられる。出資者/事業者及び金融機関（レンダー）によって重要度/許容度は異なるものの、幅広い層の出資者/事業者の招聘、並びにプロジェクトファイナンスの活用を視野に入れると、検討事業リスクの明確化（範囲、多寡、負担者）等が必要
- 官民の役割の整理/公的支援の整備が、適切なファイナンス組成と最終需要家への還元に寄与する

◎：重要/必須条件 ○：一定の不足は許容可 △：在れば好ましい

参画に向けた主な判断基準	出資者/事業者	レンダー	備考
単一/独立事業として運営	◎	◎	
法制度・規制の整備 & 制度変更リスクが低い	◎	◎	
初期開発段階の資金負担軽減策	○	—	
長期予見可能なキャッシュ・フロー（収入、支出、報酬）	○	◎	
採用技術の成熟度が高い	△	◎	
コントラクターの信用力及び補償条件（金額・期間）	○	◎	
設備保険の付保（金額・期間）	◎	◎	保険市場のキャパシティに依存
逸失利益保険の付保（金額・期間）	△	◎	同上
リスクに対する適正水準の報酬	◎	◎	レンダーは報酬を元利払いのバッファーとして認識
インセンティブの存在	○	△	
特定リスクに対する公的支援			リスクの発生蓋然性に鑑み、保険等でのリスク補填が経済的・合理的でない場合には、公的支援による補填が好ましい →過剰なRedundancyの排除
➢ 上記の内、フル補填が不可能なリスク	○	◎	
➢ 事業者コントロールが及ばないリスク（Good Industry Practiceを講ずる前提）	◎	◎	
➢ 不可抗力	◎	◎	
連続性/将来の発展性	◎	△	