

資源エネルギー庁

令和3年度新興国等におけるエネルギー使用合理化等
に資する事業（リトアニア国の洋上風力導入に伴うオフシ
ョアグリッド計画・設計調査事業）

調査報告書 【公表用】

令和4年3月
(2022年3月)

東京電力パワーグリッド株式会社

目次

図一覧	
表一覧	
添付資料一覧	
略語表	
和文要約	
英文要約	

第1章	序論	1
1.1.	背景	1
1.1.1.	一般事情	1
1.1.2.	電力系統状況	2
1.1.3.	電力事情	4
1.1.4.	再エネ導入計画	9
1.1.5.	洋上風力開発計画	10
1.1.6.	日・リトアニア間のエネルギー分野での協力強化	11
1.2.	事業目的	12
1.3.	事業内容	13
1.3.1.	有力なグリッド構成の洗い出し、グリッド構成の最適化	13
1.3.2.	ケーブル仕様（交流／直流、送電容量など）の特定	13
1.3.3.	費用便益および信頼性の比較検討	14
1.3.4.	洋上風力発電事業（電源送電線・洋上プラットフォーム建設を含む）民間投資への開放に関する情報収集	14
1.3.5.	国内外におけるオフショアグリッドに関する技術動向調査	14
1.4.	Web 会議の実施	15
1.5.	実施体制	16
第2章	洋上風力発電開発第1段階における接続方法の検討	17
2.1.	コストデータの収集	17
2.2.	コスト試算方法の検討	22
2.3.	ボトムアップ方式によるコスト試算のための原単位データの整理	23
2.3.1.	洋上設備の設備の仕様とコストの相関	23
2.3.2.	陸上設備の設備の仕様とコストの相関	30
2.4.	AC ケーブルの線種選定と必要 ShR 設置量	33
2.5.	直流方式、交流方式のグリッド構成のコスト比較	35

2.5.1.	直流方式および交流方式のグリッド構成.....	35
2.5.2.	直流方式および交流方式のコスト比較.....	37
2.6.	発電機会損失	37
2.6.1.	発電機会損失の試算の考え方.....	37
2.6.2.	流通設備停止時間を算出するための条件.....	39
2.6.3.	発電機会損失を算出するための条件.....	42
2.6.4.	洋上風力開発第1段階における HVDC および HVAC の接続方法の発電機会損失の比較	43
2.7.	送変電損失	45
2.7.1.	送変電損失を試算するための条件.....	45
2.7.2.	送変電損失の試算.....	47
2.8.	年間経費	49
第3章	洋上風力発電開発第4段階における有力なグリッド構成の洗い出し	51
3.1.	洋上風力開発全段階を HVDC とした洋上風力発電グリッド構成案の検討.....	51
3.1.1.	基本的な考え方.....	51
3.1.2.	洋上風力開発第2段階から第4段階で想定される接続方法について	52
3.1.3.	洋上風力開発全段階を HVDC とした洋上風力発電グリッド構成案の検討....	56
3.2.	HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案の検討.....	64
3.2.1.	基本的な考え方.....	64
3.2.2.	HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案の検討.....	65
第4章	各グリッド構成の経済性比較	71
4.1.	各グリッド構成のコスト比較	71
4.1.1.	洋上風力開発全段階を HVDC とした洋上風力発電グリッド構成案のコスト試算の仮定条件	71
4.1.2.	洋上風力開発全段階を HVDC とした洋上風力発電グリッド構成案のコスト試算	73
4.1.3.	HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案のコスト試算の仮定条件	77
4.1.4.	HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案のコスト試算	77
4.2.	発電機会損失	81
4.2.1.	流通設備停止時間を算出するための条件.....	81
4.2.2.	発電機会損失を算出するための条件.....	81
4.2.3.	発電機会損失の試算.....	81
4.3.	送変電損失	94
4.4.	年間経費	99
4.5.	オフショアグリッドを国際連系線とした場合の電力取引市場におけるエリア間値	

差の変動による影響	101
4.5.1. 経済便益の検討方法.....	101
4.5.2. 経済便益の効果.....	105
第5章 洋上風力発電事業の民間投資への開放に関する調査	107
5.1. 法的要件	107
5.2. 想定される効果分析	108
5.2.1. 経済的インセンティブ	108
5.2.2. 想定される風力発電プロジェクト期間.....	109
5.3. 想定される課題分析	109
5.3.1. 地政学的リスク	109
5.3.2. 経済的リスク	110
5.3.3. 技術的課題.....	110
5.4. 民間投資の可能性	112
5.4.1. 再エネ発電投資.....	112
5.4.2. TSO、DSO への資本参加	114
第6章 国内外におけるオフショアグリッドに関する動向調査	115
6.1. リトアニアおよび周辺国における関連政策.....	115
6.1.1. 欧州	115
6.1.2. 英国	117
6.1.3. リトアニア.....	117
6.2. 開発計画	118
6.2.1. 国内外の世界的な情勢.....	118
6.2.2. 欧州での取り組み.....	121
6.2.3. 英国での取り組み.....	123
6.2.4. バルト三国での取り組み.....	126
6.3. 欧州での技術動向	127
6.3.1. 洋上電力系統計画策定のアプローチ	127
6.3.2. 風力タービンの進化.....	130
6.3.3. 浮体式洋上風力発電.....	134
6.3.4. 洋上風力発電所での水素製造.....	136
第7章 提言	139
7.1. 第1段階の洋上風力発電の既存グリッドへの接続方法.....	139
7.2. 第2～4段階の有力なグリッド構成	139

図一覧

図 1-1 バルト三国の位置関係.....	1
図 1-2 欧州大陸における同期系統.....	3
図 1-3 同期化プロジェクトの概要.....	4
図 1-4 発電設備容量（2021 年 1 月 1 日）	5
図 1-5 発電設備容量の推移.....	6
図 1-6 電源別発電電力量と消費電力量.....	7
図 1-7 バルト三国と隣国との連系.....	8
図 1-8 周辺諸国との取引電力量（2020 年）	9
図 1-9 エネルギー計画の概要.....	10
図 1-10 バルト海におけるリトアニア領海の洋上風力のポテンシャル	11
図 1-11 本事業の実施体制.....	16
図 2-1 洋上 VSC の設備容量とコストの相関.....	24
図 2-2 洋上変圧器の設備容量とコストの相関.....	24
図 2-3 洋上 GIS スイッチギアの電圧とコストの相関.....	25
図 2-4 洋上 DCCB の設備容量とコストの相関.....	25
図 2-5 洋上 HVDC プラットフォームのジャケット&トップサイド方式の	26
図 2-6 HVDC 海底ケーブルの設備容量とコストの相関.....	26
図 2-7 電圧と HVAC プラットフォームのコストの相関	27
図 2-8 HVAC プラットフォームの設備容量とコストの相関.....	28
図 2-9 HVAC 海底ケーブルの設備容量とコストの相関	29
図 2-10 洋上分路リアクトルの設備容量とコストの相関.....	29
図 2-11 洋上 VSC の設備容量とコストの相関	30
図 2-12 陸上変圧器の設備容量とコストの相関.....	30
図 2-13 陸上 GIS スイッチギアの電圧とコストの相関.....	31
図 2-14 HVDC 地中ケーブルの設備容量とコストの相関.....	31
図 2-15 HVAC 地中ケーブルの設備容量とコストの相関	32
図 2-16 陸上分路リアクトルの設備容量とコストの相関.....	32
図 2-17 ケーブル各区間の電圧分布	34
図 2-18 Darbenai 変電所の送り出し電圧とケーブル各地点の電圧計算結果.....	35
図 2-19 洋上風力開発第 1 段階における HVDC のグリッド構成図.....	36
図 2-20 洋上風力開発第 1 段階における HVAC のグリッド構成図	36
図 2-21 洋上風力発電所の出力ー累積時間曲線と発電抑制量	38
図 2-22 洋上設備の結合図例.....	39
図 2-23 洋上風力開発第 1 段階におけるの洋上設備の結合図例	44

図 2-24 洋上風力開発第 1 段階における HVDC および HVAC の年間経費の比較	50
図 3-1 洋上風力発電を計画の Harmony link に割り入れるケースのグリッド構成図	53
図 3-2 洋上風力発電を既存の Noldbalt に割り入れるケースのグリッド構成図 ..	54
図 3-3 リトアニアとポーランドの間に国際連系線を新設するケースの グリッド 構成図	54
図 3-4 リトアニアとスウェーデンの間に国際連系線を新設するケースの グリッド 構成図	55
図 3-5 リトアニアとラトビアの間に国際連系線を新設するケースのグリッド構成 図	56
図 3-6 パターン 1 の洋上風力発電グリッド構成案	58
図 3-7 パターン 2 の洋上風力発電グリッド構成案	58
図 3-8 パターン 3 の洋上風力発電グリッド構成案	59
図 3-9 パターン 4 の洋上風力発電グリッド構成案	59
図 3-10 パターン 5 の洋上風力発電グリッド構成案	60
図 3-11 パターン 6 の洋上風力発電グリッド構成案	60
図 3-12 パターン 7 の洋上風力発電グリッド構成案	61
図 3-13 パターン 8 の洋上風力発電グリッド構成案	61
図 3-14 パターン 9 の洋上風力発電グリッド構成案	62
図 3-15 パターン 10 の洋上風力発電グリッド構成案	62
図 3-16 パターン 11 の洋上風力発電グリッド構成案	63
図 3-17 パターン 12 の洋上風力発電グリッド構成案	63
図 3-18 パターン 13 の洋上風力発電グリッド構成案	64
図 3-19 パターン 1-A の洋上風力発電グリッド構成案	67
図 3-20 パターン 2-A の洋上風力発電グリッド構成案	67
図 3-21 パターン 4-A の洋上風力発電グリッド構成案	68
図 3-22 パターン 6-A の洋上風力発電グリッド構成案	68
図 3-23 パターン 2-B の洋上風力発電グリッド構成案	69
図 3-24 パターン 4-B の洋上風力発電グリッド構成案	69
図 3-25 パターン 6-B の洋上風力発電グリッド構成案	70
図 3-26 パターン 14-B の洋上風力発電グリッド構成案	70
図 4-1 洋上風力からラトビアまでの距離	73
図 4-2 グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の洋上設備の結合図例	83
図 4-3 グリッド構成パターン 2-A の洋上設備の結合図例	86
図 4-4 グリッド構成パターン 2-B の洋上設備の結合図例	88

図 4-5	グリッド構成パターン 4-B、6-B の洋上設備の結合図例	90
図 4-6	グリッド構成パターン 14-B の洋上設備の結合図例	92
図 4-7	HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案 8 パターンの年間経費の試算結果	100
図 4-8	需要、発電、電力価格の日々の変動例	101
図 4-9	例 1)余剰ケース 10/21 9:00 パターン 4-A	102
図 4-10	例 1)余剰ケース 10/21 9:00 パターン 4-A ①	102
図 4-11	例 1)余剰ケース 10/21 9:00 パターン 4-A ②	103
図 4-12	例 2)不足ケース 1/6 18:00 パターン 4-A	104
図 4-13	例 2)不足ケース 1/6 18:00 パターン 4-A ①	104
図 4-14	例 2)不足ケース 1/6 18:00 パターン 4-A ②	105
図 6-1	欧州における風力発電の総設備容量	115
図 6-2	450GW 開発ケースの開発設備量内訳	116
図 6-3	世界の洋上風力発電設備容量の推移	119
図 6-4	国別の累計洋上風力発電設備容量（2021 年）	119
図 6-5	風力発電でまかなわれる年間平均電力需要の割合（2020 年）	121
図 6-6	国別の年間洋上風力設置容量（左軸）と欧州の累計設備容量（右軸）の推移	122
図 6-7	会社別の累積洋上風力設備容量（欧州内）（2020 年末時点）	123
図 6-8	英国の主な洋上風力、計画の立地	123
図 6-9	ELWIND 開発候補エリア（青：エストニア側、赤：ラトビア側）	127
図 6-10	国際連系線なしの、放射状での洋上風力への接続方法	128
図 6-11	ハイブリッドプロジェクトの接続方法	128
図 6-12	ドイツとデンマークの洋上風力を經由する連系線プロジェクト	129
図 6-13	Bornholm 島の洋上ハブプロジェクト	130
図 6-14	風力タービンの進化（大きさ、定格電力）	131
図 6-15	欧州各国の風力タービン数と平均定格容量（2020 年）	131
図 6-16	着床式洋上風力タービンの基礎	133
図 6-17	2020 年建設された欧州の洋上風力のタービン、基礎形式	133
図 6-18	2020 年建設された欧州の洋上風力のタービン、基礎形式（開発中）	133
図 6-19	オランダ HKZ 洋上風力建設予定エリア	134
図 6-20	浮体式洋上風力タービンの基礎	135
図 6-21	欧州の浮体式洋上風力（稼働中および計画含む）	136
図 6-22	Aqua Ventus 水素製造プロジェクト	137
図 6-23	洋上風力発電所での水素製造実証事業（HT1）	138
図 7-1	Grid 構成パターンの絞り込みフロー	139

表一覧

表 1-1 バルト三国の一般情報.....	2
表 1-2 最大電力と記録日時の推移.....	4
表 1-3 2021 年以降に見込まれる風力、太陽光の設備容量の累積増分（万 kW） .	10
表 1-4 Web 会議の開催日と主な協議内容.....	15
表 2-1 変電設備の主要機器の仕様および原単位コスト	17
表 2-2 プラットフォームの仕様および原単位コスト	18
表 2-3 海底、地中ケーブルの仕様および原単位コスト	19
表 2-4 海底ケーブルの敷設方法と原単位コスト	20
表 2-5 HVDC Extruded Cables の敷設方法と原単位コスト	21
表 2-6 HVAC Single Core Cables の敷設方法と原単位コスト	21
表 2-7 DCCB の仕様および原単位コスト	22
表 2-8 コスト試算方法の種類と主なメリット・デメリット	22
表 2-9 330kV の HVAC プラットフォームのコスト試算のための補正係数.....	28
表 2-10 各設備のコストの相関式.....	33
表 2-11 AC ケーブルの線種選定.....	33
表 2-12 洋上風力開発第 1 段階における HVDC および HVAC のコスト比較.....	37
表 2-13 洋上風力開発第 1 段階における HVDC および HVAC のコスト試算の内訳	37
表 2-14 VSC-HVDC の事故確率と修理に必要な時間.....	40
表 2-15 VSC-HVDC の年間作業時間.....	40
表 2-16 VSC-HVDC の年間設備利用率.....	40
表 2-17 事故を考慮した変圧器の設備利用率.....	40
表 2-18 変圧器-HVAC の年間作業時間.....	41
表 2-19 変圧器-HVAC の年間設備利用率.....	41
表 2-20 海底ケーブル（HVDC、HVAC）および地中ケーブル（HVDC）の設備利用 率試算のための事故確率と修理に必要な時間	41
表 2-21 海底ケーブル（HVDC、HVAC）および地中ケーブル（HVDC）の 100 km あたりの設備利用率	42
表 2-22 地中ケーブル（HVAC）の設備利用率試算のための 事故確率と修理に必 要な時間	42
表 2-23 地中ケーブル（HVAC）の 100 km あたりの設備利用率	42
表 2-24 Regional and country weighted-average LCOE of offshore wind, 2010 and 2020	43
表 2-25 洋上風力開発第 1 段階における HVDC および HVAC の接続方法の 発電	

機会損失の試算結果	44
表 2-26 洋上風力開発第 1 段階における HVDC および HVAC の洋上設備の 設備 利用率と停止率	45
表 2-27 洋上風力開発第 1 段階における HVDC および HVAC の接続方法の発電機 会損失の詳細	45
表 2-28 HVDC ケーブルに仮定した XLPE の導体サイズと導体抵抗値	46
表 2-29 HVAC ケーブルに仮定した XLPE の導体サイズと導体抵抗値	47
表 2-30 洋上風力開発第 1 段階における HVDC および HVAC の接続方法の送変電 損失の試算結果	48
表 2-31 洋上風力開発第 1 段階における HVDC の接続方法の送変電損失の詳細	48
表 2-32 洋上風力開発第 1 段階における HVAC の接続方法の送変電損失の詳細	48
表 3-1 プラットフォームの容量と数	51
表 3-2 洋上風力開発全段階を HVDC とした洋上風力発電グリッド構成案	57
表 3-3 洋上風力開発 1 段階にのみ HVAC を採用する場合の プラットフォームの 容量と数	64
表 3-4 洋上風力開発 1、2 段階に HVAC を採用する場合の プラットフォームの容 量と数	65
表 3-5 HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案	66
表 4-1 洋上風力からの各区間のケーブルの長さ	72
表 4-2 洋上風力開発全段階を HVDC とした洋上風力発電グリッド構成案 13 パタ ーンのコスト試算結果	74
表 4-3 洋上風力発電グリッド構成案パターン 1 のコスト試算の内訳	75
表 4-4 洋上風力発電グリッド構成案パターン 2 のコスト試算の内訳	75
表 4-5 洋上風力発電グリッド構成案パターン 3 のコスト試算の内訳	75
表 4-6 洋上風力発電グリッド構成案パターン 4 のコスト試算の内訳	75
表 4-7 洋上風力発電グリッド構成案パターン 5 のコスト試算の内訳	75
表 4-8 洋上風力発電グリッド構成案パターン 6 のコスト試算の内訳	75
表 4-9 洋上風力発電グリッド構成案パターン 7 のコスト試算の内訳	76
表 4-10 洋上風力発電グリッド構成案パターン 8 のコスト試算の内訳	76
表 4-11 洋上風力発電グリッド構成案パターン 9 のコスト試算の内訳	76
表 4-12 洋上風力発電グリッド構成案パターン 10 のコスト試算の内訳	76
表 4-13 洋上風力発電グリッド構成案パターン 11 のコスト試算の内訳	76
表 4-14 洋上風力発電グリッド構成案パターン 12 のコスト試算の内訳	76
表 4-15 洋上風力発電グリッド構成案パターン 13 のコスト試算の内訳	77
表 4-16 HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案 8 パター ンのコスト試算結果	79

表 4-17	洋上風力発電グリッド構成案パターン 1-A のコスト試算の内訳	80
表 4-18	洋上風力発電グリッド構成案パターン 2-A のコスト試算の内訳	80
表 4-19	洋上風力発電グリッド構成案パターン 4-A のコスト試算の内訳	80
表 4-20	洋上風力発電グリッド構成案パターン 6-A のコスト試算の内訳	80
表 4-21	洋上風力発電グリッド構成案パターン 2-B のコスト試算の内訳	80
表 4-22	洋上風力発電グリッド構成案パターン 4-B のコスト試算の内訳	80
表 4-23	洋上風力発電グリッド構成案パターン 6-B のコスト試算の内訳	81
表 4-24	洋上風力発電グリッド構成案パターン 14-B のコスト試算の内訳	81
表 4-25	HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案 8 パターン の発電機会損失の試算結果	82
表 4-26	グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の 洋上風力発電 A の設備利用率と 停止率	84
表 4-27	グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の 洋上風力発電 B の設備利用率と 停止率	84
表 4-28	グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の 洋上風力発電 C と D の設備利 用率と停止率	84
表 4-29	グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の発電機会損失.....	85
表 4-30	グリッド構成パターン 2-A の洋上風力発電 A の設備利用率と停止率	86
表 4-31	グリッド構成パターン 2-A の洋上風力発電 B の設備利用率と停止率	86
表 4-32	グリッド構成パターン 2-A の洋上風力発電 C と D の設備利用率と停止率	87
表 4-33	グリッド構成パターン 2-A の発電機会損失.....	87
表 4-34	グリッド構成パターン 2-B の洋上風力発電 A と B の設備利用率と停止率	88
表 4-35	グリッド構成パターン 2-B の洋上風力発電 C と D の設備利用率と停止率	89
表 4-36	グリッド構成パターン 2-B の発電機会損失	89
表 4-37	グリッド構成パターン 4-B、6-B の洋上風力発電 A と B の 設備利用率と 停止率	90
表 4-38	グリッド構成パターン 4-B、6-B の洋上風力発電 C と D の 設備利用率と 停止率	91
表 4-39	グリッド構成パターン 4-B、6-B の発電機会損失.....	91
表 4-40	グリッド構成パターン 14-B の洋上風力発電 A と B の設備利用率と停止率	92
表 4-41	グリッド構成パターン 14-B の洋上風力発電 C と D の設備利用率と停止率	93

表 4-42	グリッド構成パターン 14-B の発電機会損失	93
表 4-43	HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案 8 パターンの送変電損失の試算結果	94
表 4-44	グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の各設備における 送変電損失と送変電損失コストの内訳	95
表 4-45	グリッド構成パターン 2-A の各設備における 送変電損失と送変電損失コストの内訳	96
表 4-46	グリッド構成パターン 2-B の各設備における 送変電損失と送変電損失コストの内訳	97
表 4-47	グリッド構成パターン 4-B、6-B の各設備における 送変電損失と送変電損失コストの内訳	98
表 4-48	グリッド構成パターン 14-B の各設備における 送変電損失と送変電損失コストの内訳	99
表 4-49	例 1 取引価格一覧	103
表 4-50	例 2 取引価格一覧	105
表 4-51	全パターン 8,760 時間の取引価格一覧	106
表 4-52	全パターンの経済便益効果一覧	106
表 6-1	開発中の洋上風力一覧（2021 年末時点）	120
表 6-2	欧州の洋上風力タービンの主なメーカー（2018 年）	132
表 7-1	HVDC と HVAC を組み合わせた Grid 構成 8 通りに関する費用便益比較	140

略語表

略語	正式名称	説明
BEMIP	Baltic Energy Market Interconnection Plan	バルト海エネルギー市場の電力相互接続計画
BTB	Back To Back	交直変換設備
CEF	Connecting Europe Facility	コネクティング・ヨーロッパ・ファシリティ
CEN	Continental European Network	大陸欧州系統
CEP	Clean Energy Package	クリーン・エナジー・パッケージ
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Électriques	国際大電力システム会議
DSO	Distribution System Operator	配電系統運用者
EC	European Commission	欧州委員会
EGD	European Green Deal	欧州グリーンディール政策
EU	European Union	欧州連合
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス絶縁開閉装置
HVAC	High Voltage Alternating Current	高電圧交流送電
HVDC	High Voltage Direct Current	高電圧直流送電
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IPS/UPS	Integrated Power System/Unified Power System	旧ソ連同期系統
IRENA	International Renewable Energy Agency	国際再生可能エネルギー機関
LCOE	Levelized Cost of Electricity	均等化発電原価
MMC	Modular Multilevel Converter	モジュラーマルチレベル変換器
NATO	North Atlantic Treaty Organization	北大西洋条約機構
NECP	National Energy Climate Plan	国家エネルギー・気候計画
OWF	Offshore Wind Farm	洋上風力発電所
PCI	Project of Common Interest	共通利益プロジェクト
PPA	Power Purchase Agreement	電力販売契約
RED	Renewable Energy Directive	再生可能エネルギー指令
RBMK	Reaktory Bolshoi Moshchnosti Kanalnye	ソ連製黒鉛減速炉
SEP	Self Elevating Platform	自己昇降式台船
TEN-E	Trans-European Networks for Energy	欧州横断エネルギーネットワーク規則
TSO	Transmission System Operator	送電系統運用者
WFO	World Forum Offshore Wind	洋上風力世界フォーラム

和文要約

1. 調査目的

日本国経済産業省とリトアニア共和国エネルギー省との間で署名された「エネルギー分野の協力強化に関する協力覚書」に基づき、バルト海において計画されている洋上風力発電開発に伴う洋上系統（オフショアグリッド）の有力なグリッド構成を洗い出し、コストや信頼性について比較検討を行い、グリッド構成の最適化に向けた支援を行う。加えて、洋上風力発電・電源送電線、洋上プラットフォームの民間投資への開放に関するリトアニア国の状況について情報収集を行い、日本企業参入の可能性について調査する。

2. 調査内容

- (1) 有力な洋上グリッド構成の洗い出し
- (2) 設備仕様の特定およびコスト算出
- (3) 各グリッド構成の経済性比較および最適化への提言とりまとめ

3. 調査結果

- (1) 洋上風力発電開発第1段階における接続方法について直流（HVDC）方式と交流（HVAC）方式の比較を行い、洋上プラットフォームから陸上までの距離が比較的短く、HVAC方式の方がコスト面で優位であることがわかった。また、Litgridから提示された条件を踏まえ、洋上風力発電開発第4段階における有力な系統構成案について検討を行い、開発全段階をHVDC方式とした場合のグリッド構成案（13ケース）とHVAC方式とHVDC方式を組み合わせたグリッド構成案（8ケース）を洗い出した。
- (2) Litgridとの協議の上、(1)にて洗い出した各グリッド構成における洋上プラットフォームの容量と数、1つのプラットフォームに接続する海底ケーブルの本数、既設国際連系線 Nordbalt および既計画の国際連系線 Harmony link への洋上プラットフォームの接続の有無、新規国際連系線を建設する場合の連系先、ケーブル容量といった基本的な考え方を整理し、設備の基本的な仕様を特定の上、建設コスト、故障や保守により設備が停止した際の発電機会損失、送変電損失を算出し、コスト比較を行った。

(2)のコスト比較の結果、より有力と考えられるHVAC方式とHVDC方式を組み合わせたグリッド構成案（8ケース）について、2030年のリトアニアの想定需要、供給力、風力発電出力想定、連系線容量をもとにしたLitgridによる電力取引市場分析結果を踏まえ、洋上グリッドによる経済便益を算出した。(2)にて算出した各グリッド構成案のコストと経済便益を勘案し、費用便益分析を行い、グリッド構成最適化への提言をとりまとめた。

英文要約

1. Objective

Based on the “Memorandum of Cooperation between the Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan and the Ministry of Energy of the Republic of Lithuania on Reinforced Cooperation in the Energy Field”, the survey team identifies potential grid configuration for offshore grid related to the offshore wind power development being planned in Baltic Sea. The survey team conducts comparison of cost and reliability of each grid configuration, and to support for optimization of grid configuration. In addition, the survey team collects information on the current status of Lithuania regarding the openness to private investment for offshore wind power, power transmission lines, and offshore platform to study the possibilities of participation by Japanese companies.

2. Study contents

- (1) Identify potential offshore grid configuration
- (2) Specify equipment specification and calculate the cost of the equipment
- (3) Summarize economic comparison of each grid configuration and proposals on optimization of grid configuration

3. Study results

- (1) The survey team compared HVDC and HVAC system for connection method on 1st stage of offshore wind power development. The survey team found that HVAC system have an advantage in terms of the cost, since the distance between offshore platform and onshore platform is relatively short. On the other hand, based on the conditions provided by the Litgrid, the survey team studied for potential grid configuration pattern on 4th stage of offshore wind power development, and identified grid configuration pattern (13 cases) consists of all HVDCs, and grid configuration pattern (8 cases) consists of HVAC and HVDC combination.
- (2) Based on the discussion with the Litgrid, the survey team organized the basic concept of the capacity and the amount of offshore platform, the amount of submarine cable to connect to one platform, with/without offshore platform connection of existing interconnection “Nordbalt” and planned interconnection “Harmony link”, a place to connect new interconnection, and the transmission capacity of the cable on each grid configuration identified in (1). After specified the basic specification of the equipment, the survey team calculated and compared the equipment and installation cost, and loss of power generation opportunity equipment stopped due to the fault and the maintenance and transmission/substation loss.

- (3) Based on the results of cost comparison conducted in (2), the survey team calculated economic benefits assumed from offshore grid with the grid configuration pattern (8 cases) consists of HVAC and HVDC combination having more cost advantage than the other. Calculation of economic benefits assumed from offshore grid is based on electricity trading market analysis result conducted by the Litgrid, which consists the following basis: assuming demand forecast, supply capacity, wind power generation output, and the capacity of interconnection in Lithuania in 2030.

Considering of the cost of each grid configuration pattern calculated in (2) and economic benefits, the survey team summarized proposals for optimization of grid configuration by performing cost benefit analysis.

第1章 序論

1.1. 背景

1.1.1. 一般事情

リトアニアは、欧州東部、ロシア西部に面する国であり、エストニア、ラトビアとともに、バルト三国と称されることも多い（図 1-1）。バルト三国は、1918 年にそれぞれロシア帝国から独立したが、第二次世界大戦中の 1940 年にソ連に併合された経験を持つ。その後、1990 年以降それぞれ独立を果たし、2004 年には 3 カ国とも欧州連合（EU）および北大西洋条約機構（NATO）に加盟した。2010 年にはエストニアが通貨としてユーロを導入し、ラトビア（2014 年）、リトアニア（2015 年）も相次いでユーロへ切り替え、バルト三国は政治面でも経済面でも EU の一員となっている。各国の一般情報を表 1-1 に示す。



（出典：調査団作成）

図 1-1 バルト三国の位置関係

表 1-1 バルト三国の一般情報

	エストニア	ラトビア	リトアニア
首都	タリン	リガ	ビリニュス
面積 (2020 年)	4.35 万 km ²	6.21 万 km ²	6.26 万 km ²
人口 (2021 年 1 月 1 日)	133.0 万人	189.3 万人	279.6 万人
住民	大部分はエストニア人。 ロシア系、ウクライナ系	ラトビア人 62%, ロシア 系 25% (2017 年推定)	大部分はリトアニア人。ポ ーランド系、ロシア系など
公用語	エストニア語	ラトビア語	リトアニア語
宗教	主に無宗教、プロテスタ ント、ロシア正教など	プロテスタント、カトリ ック、ロシア正教	主にカトリック
GDP at market price (2020 年)	268 億ユーロ	295 億ユーロ	495 億ユーロ

(出典：欧州統計局、世界銀行、外務省、海外電力調査会資料をもとに作成)

1.1.2. 電力系統状況

政治面、経済面で EU の一員となっているバルト三国ではあるが、電力系統においては、2021 年現在もロシアやベラルーシ、旧ソ連諸国で形成されている IPS/UPS (Integrated Power System / Unified Power System) 系統に同期連系しており、BRELL (Belarus, Russia, Estonia, Latvia, Lithuania) リングと呼ばれる連系系統を形成している。各国の合意に従い、IPS/UPS 系統はモスクワにある中央給電所にて主たる周波数制御が行われており、依然として旧ソ連へ依存した状態となっている (図 1-2)。

一方で、例えばリトアニアではロシア政府系企業のガスプロム (Gazprom) からの長期相対契約に天然ガスの調達を依存していたが、市場支配力が行使されて EU 内でリトアニアのガス価格が最高値になるなど、経済的、政治的な影響が懸念される事象も発生しており、供給信頼度を保つため、また、旧ソ連へ依存しない周波数制御を実現するため、IPS/UPS 系統との同期連系を断ち、大陸欧州系統へ同期連系を切り替えることが、バルト三国独立以降検討されてきた。特に、近年ではリトアニアの首都ビリニュスから 50km ほどの近郊地である、ベラルーシのオストロベツ村において原子力発電所 (VVER-1200, 120 万 kW×2 基。2013 年着工。1 基目は 2020 年 11 月に系統並列。2 基目は建設中。) が建設されており、この原子力発電所から系統を分離することもひとつの目標とされている。

こうして、2007 年には三国の各首相の間で、大陸欧州系統の一部となるという戦略的な目標が確認された。スウェーデンの系統解析コンサルティング会社 Gothia Power による初期検討を経て、2015 年には大陸欧州系統への統合を含んだ、バルト海エネルギー

一市場の電力相互接続計画（BEMIP: Baltic Energy Market Interconnection Plan）を強化する覚書（MoU）が、欧州委員会（EC）とバルト海地域諸国（デンマーク、ドイツ、バルト三国、ポーランド、フィンランド、スウェーデン）との間で締結された。その翌年の2016年から欧州委員会の JRC（the Joint Research Centre）による同期化計画シナリオについての解析調査が行われ、2018年には図 1-3 のように、Litpol Link で交直変換設備（BTB）を介して接続されている 400kV 交流送電線を、BTB を介さず直接接続するよう改修し、さらに海底直流連系線 Harmony Link を新設するよう方針が定められた。2019年6月には、欧州理事会（European Council）において、欧州委員会委員長とバルト三国各国大統領とポーランド大統領との間で、同期化計画の実施について署名がなされている。

EU 諸国では、EU のエネルギー政策と気候目標、およびパリ協定に沿った長期的な経済の脱炭素化の達成に寄与する重要な国際連系線建設計画を EU 共通利益プロジェクト（PCI: Project of Common Interest）として組み込み、許認可手続きの迅速化や整備された環境アセスによる行政手続きの低廉化や、コネクティング・ヨーロッパ・ファシリティ（CEF: Connecting Europe Facility）からの財政支援（プロジェクト全体の 75%補助が上限）が得られることとなっているが、このバルト三国の同期化計画は 2014 年に PCI のリストに加えられており、2019 年 3 月に 3 億 2,300 万ユーロ、2020 年 12 月に約 7 億 1,970 万ユーロと、合計で約 10 億 5,000 万ユーロが CEF より支援されることが正式に決まっている。なお、この同期化計画は総額で約 16 億ユーロの費用が見込まれている。



（出典：Litgrid ホームページより作成）

図 1-2 欧州大陸における同期系統



(出典：AST ホームページより作成)

図 1-3 同期化プロジェクトの概要

1.1.3. 電力事情

1.1.3.1. 電力需要

リトアニアの最大電力は 200 万 kW 程度であり、1 月か 12 月に最大電力を記録している。冬季の暖房需要がその要因と推測される。(表 1-2)

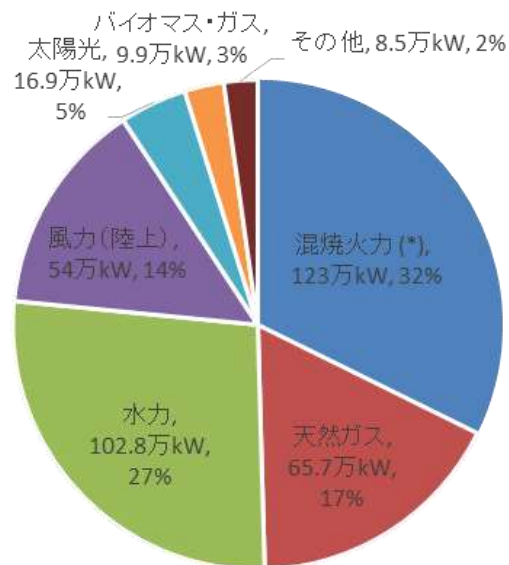
表 1-2 最大電力と記録日時の推移

年	2016	2017	2018	2019	2020
最大電力 [万 kW]	197.9	189.6	199.9	203.2	193.9
記録日時	1 月 8 日 23～24 時	1 月 11 日 23～24 時	1 月 24 日 10～11 時	1 月 24 日 21～22 時	12 月 8 日 16～11 時

(出典：Litgrid HP をもとに作成)

1.1.3.2. 発電設備容量

リトアニアの現在の発電設備容量は 380.8 万 kW であり、その約 50%が火力を占めるが、近年では風力 (14%) や太陽光 (5%) の開発が進んでいる (図 1-4)。ただし、風力はすべて陸上風力である。また、水力のうち 90 万 kW は揚水 (Kruonis 揚水発電所、225MW×4 基) であり、一部は周波数調整力として確保、活用されている。

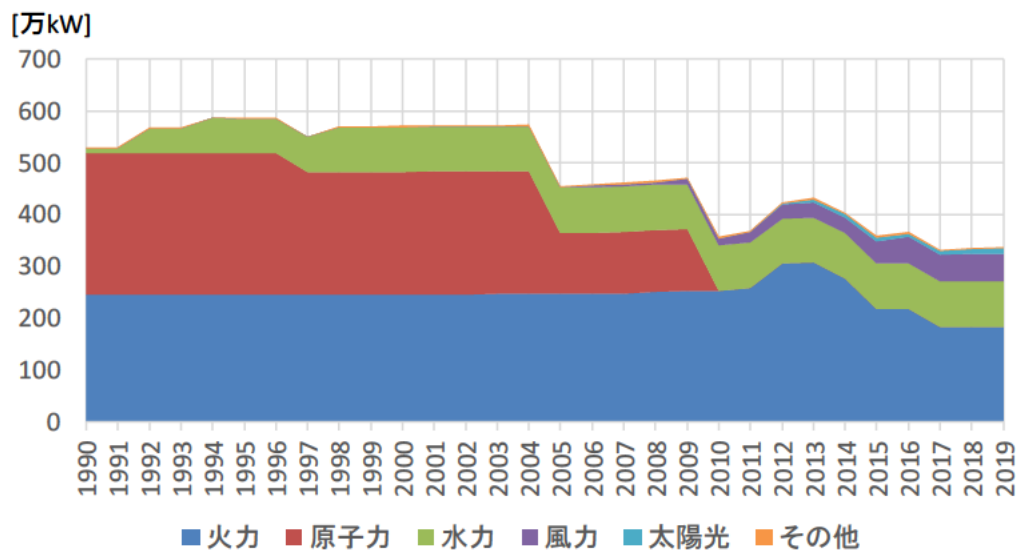


*：混焼火力は、重油と天然ガスなど化石燃料を混焼した火力を指す。

(出典：Litgrid HP をもとに作成)

図 1-4 発電設備容量 (2021 年 1 月 1 日)

また、1990 年以降のリトアニアの燃料別の発電容量の推移を図 1-5 に示す。かつては、リトアニア東部のイグナリナに原子力発電所（定格出力 150 万 kW×2 基）が主要な電源として活用されていたが、1986 年に炉心融解事故を起こしたチェルノブイリ原子力発電所と同じ炉型（RBMK：ソ連製黒鉛減速炉）であったため、その安全性が懸念され、EU への加盟条件のひとつとして同発電所の閉鎖が求められ、2004 年末に 1 号機を、2009 年末に 2 号機を閉鎖した。以降、風力をはじめとした再エネへの転換が進められている。



年	火力	原子力	水力	風力	太陽光	その他	合計
1990	246.5	273	9.5	0	0	1	530
1995	246.1	273	66.5	0	0	1	586.6
2000	246.1	236.7	86.3	0	0	2.5	571.6
2005	247	118.3	87.7	0.1	0	2.5	455.6
2010	253.6	0	87.6	13.3	0	2.5	357
2015	218	0	87.7	43.6	6.9	2.5	358.7
2016	218.4	0	87.7	50.9	7	2.5	366.5
2017	183.2	0	87.7	51.8	7.4	2.5	332.6
2018	183.7	0	87.7	53.3	8.2	2.5	335.4
2019	183.9	0	87.7	53.4	10.3	2.5	337.8

(出典：EC をもとに作成)

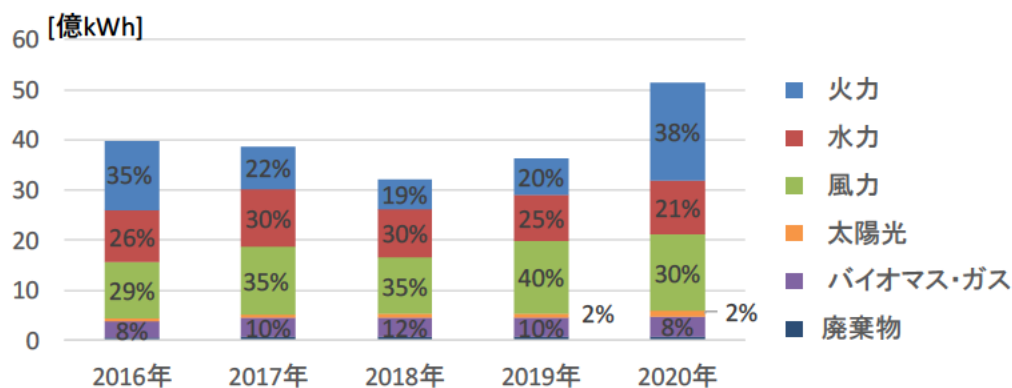
注：出典元の違いから図 1-4 と燃料分類や値は必ずしも一致しない

図 1-5 発電設備容量の推移

1.1.3.3. 需給状況

図 1-6 に示すように、リトアニアは消費電力量が発電電力量の 2～3 倍に至っており、国内の発電電力量が著しく少ない。これは、発電設備容量で述べたようにかつての主力電源であった原子力発電所の閉鎖に加えて、2007 年以降、北欧諸国とバルト三国との連系線が建設され、2013 年にはリトアニアが北欧電力取引所（Nord Pool）へ参加したことによって、より安価な北欧からの輸入電力への依存が高まり、国内の発電電力量が減少している。

一方で、風力、太陽光、バイオマス・ガス、廃棄物の再エネ電力量の発電電力量に占める割合は高く、2019 年には 55%と半数以上を占めており、特に風力は主力電源の 1 つとしてすでに定着しつつある。



[億kWh]	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年
総発電電力量	39.73	38.66	32.2	36.4	51.42
火力	13.85	8.45	6.07	7.26	19.48
水力	10.18	11.47	9.47	9.26	10.65
風力	11.31	13.57	11.39	14.53	15.44
太陽光	0.67	0.67	0.8	0.84	1.08
バイオマス・ガス	3.17	3.73	3.76	3.77	4.01
廃棄物	0.56	0.76	0.71	0.73	0.75
連系線取引電力量	82.74	86.78	96.32	93.43	79.09
輸入	101.01	111.68	124.37	133.85	112.61
輸出	-18.27	-24.9	-28.05	-40.42	-33.52
揚水動力	-8.14	-8.17	-7.45	-8.3	-10.77
送配電ロス	-9.65	-9.66	-9.31	-10.09	-9.97
総消費電力量	104.68	107.61	111.76	111.44	109.77

(出典：Litgrid HP をもとに作成)

図 1-6 電源別発電電力量と消費電力量

1.1.3.4. 隣国との電力取引

IPS/UPS 系統とバルト三国は交流送電線で同期連系されており、330kV 送電線では、ロシアーエストニア間で 3 回線、ロシアーラトビア間で 1 回線接続されている。さらに、ベラルーシーリトアニア間で 5 回線、ロシアの飛び地であるカリーニングラードとリトアニア間で 2 回線接続されている。

一方、北欧系統 (Nordic) とは図 1-7 の(1)～(3)の 3 カ所の直流連系している。同期連系はなされていないが、三国とも Nord Pool に参加しており、盛んに電力取引が行われている。また、大陸欧州系統 (CEN: Continental European Network) との接続は(4)のみであり、50 万 kW の交直変換設備 (BTB: Back To Back) がある。



	名称	運開年	設備容量	メーカー
(1)	EstLink 1	2007	35 万 kW	ABB
(2)	EstLink 2	2014	65 万 kW	Siemens
(3)	NordBalt	2016	70 万 kW	ABB
(4)	LitPol Link (注)	2016	50 万 kW	ABB
(5)	Harmoy Link	(計画中)	70 万 kW	-

(出典：ENTSO-E、およびメーカーホームページをもとに作成)

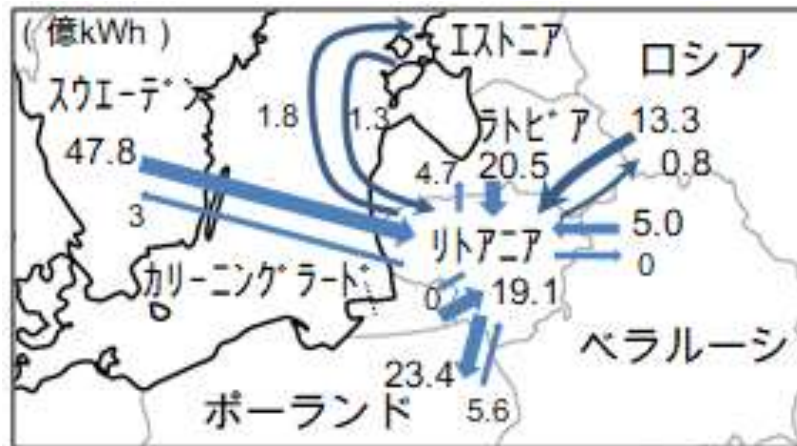
注：同期化プロジェクトに伴い、Litpol Link は BTB 接続から交流接続とし、100 万 kW へ増容量する予定

図 1-7 バルト三国と隣国との連系

リトアニアは電力調達を輸入に依存しており、2020 年において輸入電力量 112.6 億 kWh に対して、輸出電力量は 33.5 億 kWh と、差し引き約 80 億 kWh を隣国より調達している。消費電力が約 110 億 kWh であったことから 70%以上を他国から調達している計算になる（図 1-8）。

また、各系統との需給についてみると、IPS/UPS 系統であるロシア（カリーニングラード含む）とベラルーシからの輸入電力量は 37.4 億 kWh と、輸入電力量全体の 33%を占めており、現状においても IPS/UPS からの供給に依存していることが分かる。

一方、大陸欧州系統とは差引 17.8 億 kWh を輸出する形となっており、現状 LitPol Link はポーランドへの電力輸出用として運用されている。



(出典：Litgrid HP をもとに作成)

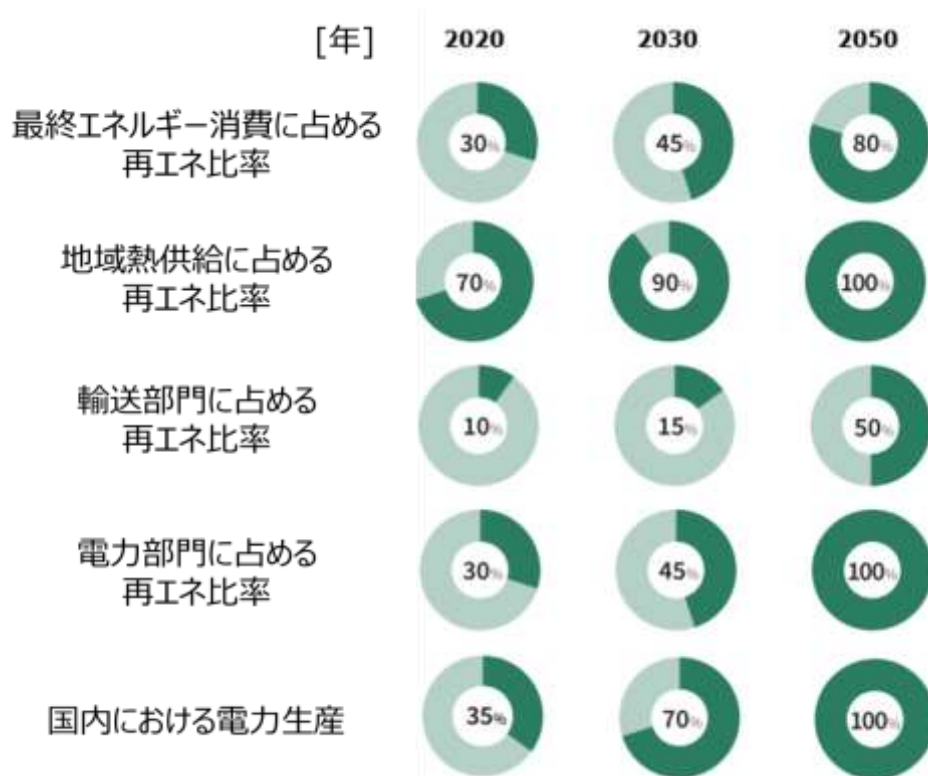
図 1-8 周辺諸国との取引電力量 (2020 年)

1.1.4. 再エネ導入計画

2018 年に EU で合意されたクリーン・エネルギー・パッケージ (CEP) では 2030 年までの気候変動やエネルギーについての新たな枠組みを設定しているが、この中で EU に属する国は 2030 年までの国家エネルギー・気候計画 (NECP: National Energy Climate Plan) を 2019 年末までに策定することが義務付けられている。

このなかで、リトアニアは最終エネルギー消費の 45%を再エネとする計画を提出しており、CEP における EU 大での再エネ導入目標 (2030 年までに最終エネルギー消費の 32%) と比べると、積極的な目標を立てていることが分かる。

リトアニアは、2050 年に向けてさらに意欲的な目標を立てており、2050 年までに最終エネルギー消費の 80%を再エネにし、さらに、不足している自国の消費電力の 100%を国内電源で発電することとし、電力分野における再エネ比率を 100%とする (図 1-9) 計画を策定した。特に風力のポテンシャルがあると考えられており、2030 年までに発電電力量の 53%を風力で賄う計画としている。現行の政策や技術を基としたシナリオにおける風力、太陽光の発電設備容量の想定について、表 1-3 に示す。



(出典：リトアニア国家エネルギー自立戦略より作成)

図 1-9 エネルギー計画の概要

表 1-3 2021 年以降に見込まれる風力、太陽光の設備容量の累積増分（万 kW）

Year	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Wind farm	0.0	0.0	12.0	29.2	41.2	69.2	97.2	97.2	97.2	97.2
Solar plants	1.5	1.8	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5

(出典：National Energy and Climate Action Plan of the Republic of Lithuania for 2021-2030 より作成)

1.1.5. 洋上風力開発計画

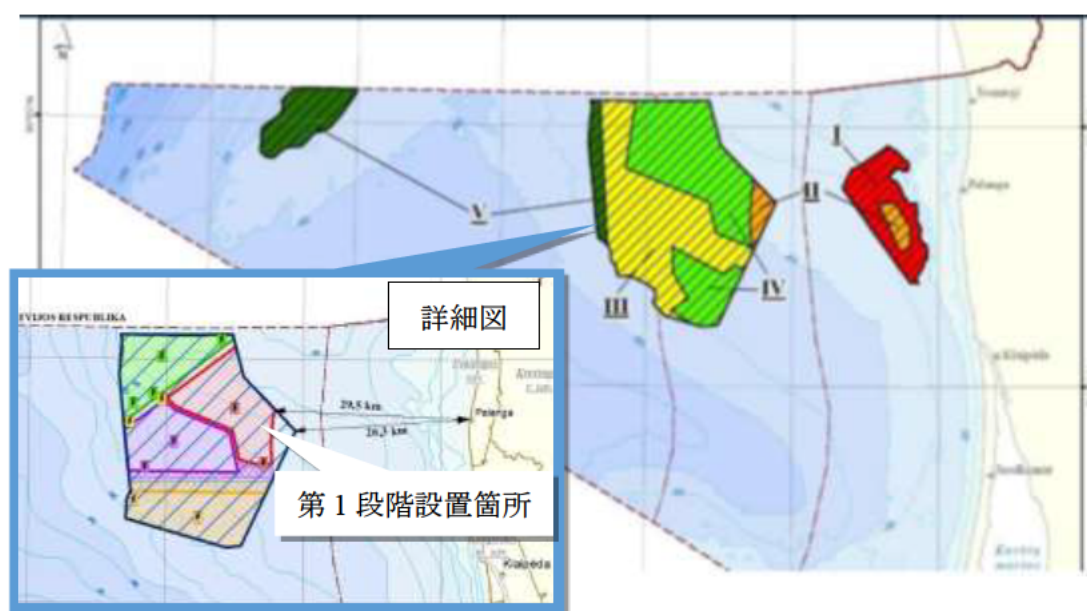
現在、同国には洋上風力発電所はまだないものの、エネルギー省からの委託で行われたクライペダ大学の 2019 年の調査によると、バルト海のリトアニアの領海において最大 350 万 kW の洋上風力が設置可能であるとされた。図 1-10 に設置候補箇所を示す。

I ～ V の 5 つの領域について洋上風力のポテンシャルが認められたものの、I と II は軍事レーダーや空防経路にあたるなどセキュリティ制約により設置不可とされており、残りの 3 つのエリアで、10MW のタービン 350 基が設置可能であり、リトアニアの現在の発電設備容量（約 380 万 kW）とほぼ同程度のポテンシャルが見込まれている。

こうした調査を基に、2020 年、エネルギー省は第一段階として 70 万 kW の洋上風力の建設を提案し、同年 6 月、2030 年までに建設、運用開始をすることがリトアニア政府

によって決定された。設置箇所は図 1-10 のエリアⅣ上部の東側で、詳細図の赤枠内エリアであり、海岸から約 29.5km、137.5km²のエリアである。このエリア内に 8～16MW のタービンが、43～87 基設置されることとなっている。なお、このプロジェクトにより、約 10 億ユーロの民間投資が期待されている。この洋上風力の所有、開発のための入札は 2023 年に実施予定である。

入札に向けて、2020 年 11 月末にはリトアニア投資管理委員会によって、洋上風力の開発に向けた準備業務に対して 750 万ユーロを割り当てることが承認され、2021 年 3 月にはエネルギー省より同国の建設・技術コンサルティング会社 ARDYNAS に、変電所の建設方針やエリア内の場所の特定、サイトの管理や保守などの要件、および戦略的環境アセスメントの調査委託がなされており、2021 年 3 月以降 18 カ月以内に報告されることとなっている。



(出典：リトアニア大学、ARDYNAS より作成)

図 1-10 バルト海におけるリトアニア領海の洋上風力のポテンシャル

1.1.6. 日・リトアニア間のエネルギー分野での協力強化

今後大陸欧州系統との電力網同期化を実現した上で、長期的に再生可能エネルギーの大量導入がなされる中で、昨今開発が各国で進められている洋上風力の導入についても検討進められている。2050 年における電力部門の再エネ比率 100%の達成に向けて、長期的な目線に立ち、我が国がこれまでの電気事業で培った電力系統運用に係る技術や、知見の提供に対する期待が寄せられている。

2019 年 10 月、経済産業省と、リトアニア・エネルギー省は、大臣間で「エネルギー分野の協力強化に関する協力覚書」に署名した。その中では電力同期化や、再生可能エ

エネルギー、調整力として必要不可欠なエネルギー貯蔵技術に関しても協力していくこととされた。

1.2. 事業目的

リトアニア国では、再生可能エネルギーの導入目標（2050年までに電力分野における再生可能エネルギー比率100%、再生可能エネルギーで最終エネルギー消費の80%、2030年までに風力で53%）が掲げられている。また、2025年の欧州系統への電力系統同期化に加えて、リトアニア国のエネルギー自給率向上が、安全保障上、非常に重要な政策課題として位置付けられている。このため、バルト海に洋上風力発電所を開発することを計画している。洋上風力発電開発の第1段階では、2030年までに700MWの洋上風力発電所の稼働が予定されており、更に洋上風力発電の開発も計画されている。これらの洋上風力導入にあたっては、洋上系統（オフショアグリッド）の開発・設計において、既存の電力送電網に接続するための検討、将来の洋上風力発電開発計画を踏まえたオフショアグリッドの最適化の検討が必要となる。具体的には、洋上風力の開発エリア、接続する陸上変電所（交直変換所含む）を特定し、グリッドの構成、ケーブルの仕様（交流／直流、送電容量等）と布設ルートを検討する必要がある。また、オフショアグリッドにおいては建設・維持コストが非常に高く、グリッド構成のコスト最適化の検討も必要となる。

一方、日本国内においても、洋上風力発電の活発な開発が見込まれている。日本とリトアニア国においては、2019年10月、経済産業省とリトアニア国・エネルギー省の間において、エネルギー分野における協力覚書を締結し、その後、両国間の関係者における協力が進展している。このため、日本企業が、リトアニア国のオフショアグリッドの計画・設計の検討を経験することは、洋上風力発電開発の先進地である欧州からの技術獲得が見込まれる。また、国内の洋上風力発電開発の国内外への進出につながる情報収集、知見獲得も見込まれ、今後の国内企業による洋上風力発電開発の世界進出につながり、国内産業界に裨益すると考えられる。

このため、本案件では、リトアニア国において、洋上風力開発地域が既に特定され、接続する陸上の変電所の選択肢が示されているため、有力なグリッド構成を洗い出し、コストや信頼性などについて比較検討を行うことを目的とし、また、洋上風力発電・電源送電線、洋上プラットフォームの民間投資への開放に関するリトアニア国の状況について情報収集を行い、日本企業の参入の可能性について調査する。

1.3. 事業内容

本事業においては、各種文献等の調査及びリトアニア国の政府及び関係企業、及び有識者や機器メーカー等との協議やヒアリングを通じ、情報収集、課題抽出、分析、及びリトアニア国への提言を行う。なお、本調査の実施にあたっては、エネルギー政策との整合性を確保するため、定期的に資源エネルギー庁省エネルギー・新エネルギー部政策課国際室と協議の上で実施する。また、リトアニア国の政府及び関係企業との協議はウェブ会議を通じて行い、現地調査は外注を通して行う。

1.3.1. 有力なグリッド構成の洗い出し、グリッド構成の最適化

リトアニア国の政府機関や電力セクターの主要機関にコネクションのある現地コンサルティング会社や、リトアニア国送電会社（Litgrid）を通じて、以下の情報を入手する。

- リトアニア国における洋上風力発電およびオフショアグリッド導入に関連する政策および現状
- 洋上風力発電開発地域に関する情報を含む開発計画
- オフショアグリッドを接続する陸上変電所（交直変換所含む）の選択肢
- ケーブルの敷設ルート案
- 需要想定、季節毎の需要カーブ
- 電源計画
- 各電源のメリットオーダーリスト、定格容量
- 再エネ電源の発電予測量、日射量
- リトアニアおよび国際連系線接続先の電力市場価格に関する情報（各市場の売り入札カーブ、買入札カーブ、売入札総量、買入札総量、約定価格等）

1.3.2. ケーブル仕様（交流／直流、送電容量など）の特定

- 洋上設備
 - 洋上プラットフォームおよび洋上プラットフォーム基礎、洋上直流遮断器についてコストを推計する。
- 陸上設備
 - 交直変換所（交直変換器、変圧器、GIS）および直流遮断器についてコストを推計する。
- 海底ケーブル
 - 必要となるケーブル容量からコストを推計する。
 - 交流ケーブルでは海底ケーブルに加え、充電電流補償用の分路リアクトルのコストを推計する。

1.3.3. 費用便益および信頼性の比較検討

- オフショアグリッドの経済性評価項目
 - 設備年間経費：設備建設費に対して設備経費率を乗じた費用
 - 発電機会損失：流通設備（送変電設備）の容量不足による発電機会損失
 - 送変電損失：流通設備（送変電設備）の電力損失
 - オフショアグリッドを国際連系線とした場合の電力取引市場におけるエリア間値差の変動による影響
- また、以下の信頼性評価項目を加味した上で系統構成案を作成する
 - 単一設備故障時の発電遮断量（周波数維持条件）
 - 全設備健全時は発電抑制なし
 - 単一設備故障時に発電抑制を許容するケースと許容しないケース
 - ループ系統とするか放射状系統とするか

1.3.4. 洋上風力発電事業（電源送電線・洋上プラットフォーム建設を含む）民間投資への開放に関する情報収集

洋上風力開発事業の民間投資への開放に関する現状及び将来展望についての情報収集のため、社内外関係者からのヒアリング、資料提供および現地コンサルを活用した情報収集を行う。主要な調査項目としては、以下を想定する。

- 現行制度
- 関連政策
- 今後の予定
- 実現に向けた課題分析
- 期待される効果

イギリスを始めとするヨーロッパ諸国においては、民間投資を活用した活発な洋上風力発電事業が展開されており、リトアニアを含むバルト三国においても、活況を呈する欧州の先行事例に倣った制度導入によるクリーンエネルギー政策実現が期待されている。一方、安全保障上の観点から、民間投資開放へのリスクを高く考えざるを得ない実状がある。そのような情勢の中での現状を正しく認識できるよう、情報収集を適切に進め、実態把握を踏まえ、課題分析、期待される効果の検討をあわせて行う。

1.3.5. 国内外におけるオフショアグリッドに関する技術動向調査

国内外のオフショアグリッドに関する技術動向調査として、社内外関係者および現地コンサルを活用した情報収集を行う。

主要な調査項目としては、以下を想定している。

- リトアニアおよび周辺諸国における関連政策
- リトアニアおよび周辺諸国における開発計画
- オフショアグリッドに関する国内での取り組み
- オフショアグリッドに関する諸外国（現在は、英国を想定）の先進事例の取り組み・技術動向

導入加速化がますます期待される洋上風力発電のオフショアグリッドについて、従来型の1発電所毎に1送電線（海底ケーブル）を敷設する形式から、効率化、合理化を追求し、複数の発電所と連系させ、また複数の変電所に接続するなど、多岐に渡るグリッド開発の取り組みが近年活発になってきており、今後、さらなる発展が見込まれる。

ここでの調査では、①現状のリトアニアおよびバルト三国における関連政策、開発計画の情報収集から始め、②我が国の現状、将来計画を整理し、さらには、③イギリスなどにおける先進事例の現状及び将来構想を確認する。それにより、世界の趨勢を概観し、今後の政策動向、技術動向を示す。

1.4. Web 会議の実施

本事業では、2021年12月から2022年3月にかけてリトアニア国の送電会社(Litgrid)と計7回のWeb会議を開催した。開催日と主な協議内容は以下のとおりである。

表 1-4 Web 会議の開催日と主な協議内容

開催日	主な内容
12月8日	プラットフォームの容量、国際連系線の連系先の優先順位、信頼度、経済便益評価方法に関する質疑
1月19日	洋上系統構成、HVDC方式のコスト算出結果、洋上風力導入後のリトアニアの需給状況、洋上風力の設備利用率に関する質疑
2月9日	HVAC方式のコスト算出結果、必要ShR設置量、第1ステージにおけるAC方式とDC方式の比較、経済分析に向けた需給状況に関する質疑
2月22日	HVDC方式とした場合の各系統構成における発電機会損失および送変電ロス算出結果に関する質疑
3月9日	HVAC方式を含む各系統構成における発電機会損失および送変電ロス算出結果、経済便益算出結果、最終とりまとめに関する質疑
3月25日	経済便益算出結果および考察、最終とりまとめに関する質疑
3月30日	最終とりまとめに関する質疑

1.5. 実施体制

本事業は、資源エネルギー庁から東京電力パワーグリッド株式会社へ委託され、次の体制で実施した。

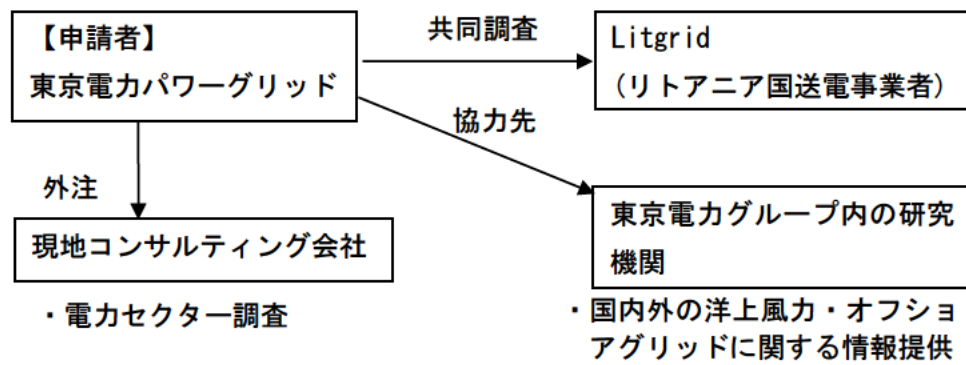


図 1-11 本事業の実施体制

第2章 洋上風力発電開発第1段階における接続方法の検討

Litgrid より提出された戦略的環境アセスメントの報告書によると、リトアニア近海での洋上風力発電開発は第1段階～第4段階まで計画されている。洋上風力発電開発の第1段階では、2030年までに700MWの洋上風力発電所の稼働が予定されており、第2～第4段階でもそれぞれ700MWの洋上風力発電所を開発し、最終的に2,800MWの規模となる計画である。

本調査ではこの報告書で述べられている洋上風力開発計画に基づき、最終的に第4段階まで含めたグリッド構成案を提案することが目的である。Litgridとの協議の中で、はじめに洋上風力発電開発第1段階における接続方法について、直流（HVDC）方式と交流（HVAC）方式で検討して欲しいとの要請があった。本章では、直流（HVDC）方式と交流（HVAC）方式での接続方法の比較について述べる。

2.1. コストデータの収集

洋上風力発電に掛かるコストについては、欧州を中心として多くの調査が行われている。本調査では、グリッド構成のコスト評価に利用可能な粒度の原単位データが記載され、発行年度が比較的新しく、参照する設備の詳細が多く掲載されている報告書として、National Grid の Electricity Ten Year Statement（ETYS）2015を参照した。イギリスでは将来のエネルギーのあり方についていくつかの報告書が発行されており、ETYSはその中の1つで、年間および将来の系統計画についてまとめたものである。

ETYS 2015より得られたコストデータから、変電設備の主要機器の仕様および原単位コストを整理したものを表2-1に、プラットフォームの仕様および原単位コストを表2-2に、海底、地中ケーブルの仕様および原単位コストを表2-3にそれぞれ示す。

表 2-1 変電設備の主要機器の仕様および原単位コスト

設備	仕様	原単位コスト	単位
洋上電圧源コンバーター Offshore VSC	800MW-320kV	0.134	€/MW
	1000MW-320kV	0.141	€/MW
	1200MW-320kV	0.162	€/MW
	1800MW-500KV	0.120	€/MW
	2200MW-500kV	0.121	€/MW
陸上電圧源コンバーター Onshore VSC	800MW-320kV	0.161	€/MW
	1000MW-320kV	0.146	€/MW
	1200MW-320kV	0.134	€/MW
	1800MW-500KV	0.112	€/MW

	2200MW-500kV	0.119	€/MW
洋上変圧器 Offshore transformer	180MVA-132/33/33kV	0.021	€/MVA
	250MVA-132/33/33kV	0.017	€/MVA
	250MVA-150/33/33kV	0.018	€/MVA
	250MVA-220/33KV	0.018	€/MVA
	300MVA-220/132kV	0.016	€/MVA
	350MVA	0.014	€/MVA
陸上変圧器 Onshore transformer	180MVA-132/33/33kV	0.021	€/MVA
	250MVA-132/33/33kV	0.017	€/MVA
	250MVA-150/33/33kV	0.018	€/MVA
	250MVA-220/33KV	0.018	€/MVA
	300MVA-220/132kV	0.016	€/MVA
	350MVA	0.014	€/MVA
交流 GIS スイッチギア (洋上) HVAC GIS Swtichgears (offshore)	33kV	0.2	€M
	150kV	1.3	€M
	220kV	2.9	€M
	275kV	3.4	€M
	400kV	4.6	€M
交流 GIS スイッチギア (陸上) HVAC GIS Swtichgear Bay (onshore)	33kV	0.5	€M
	150kV	1.3	€M
	220kV	2.7	€M
	275kV	3.2	€M
	400kV	4.3	€M
洋上分路リアクトル Offshore Shunt Reactors	100MVA _r -220kV	0.047	€/MVar
	200MVA _r -400kV	0.025	€/MVar
陸上分路リアクトル Onshore Shunt Reactors	100MVA _r -220kV	0.049	€/MVar
	200MVA _r -400kV	0.026	€/MVar

※€ : 1.2€のレートで換算。

(出典: National Grid, 'Electricity Ten Year Statement 2015'のデータから調査団作成)

表 2-2 プラットフォームの仕様および原単位コスト

設備	仕様	原単位コスト	単位
直流プラットフォーム ジャケット&トップサイド方式	1000MW/320-400kV	0.534	€/MW
	1250MW/320-400kV	0.451	€/MW
	1500MW/450-500kV	0.456	€/MW

DC Platforms Jacket & Topside	1750MW/450-550kV	0.446	€/MW
	2000MW/500-600kV	0.437	€/MW
	2250MW/600-700kV	0.427	€/MW
	2500MW/650-750kV	0.432	€/MW
交流プラットフォーム AC Platforms	200-400MW/33kV arrays/132-150kV	0.140	€/MW
	200-400MW/33kV arrays/220-275kV	0.172	€/MW
	400-600MW/66kV arrays/220-275kV	0.146	€/MW

※£：1.2€のレートで換算。

(出典: National Grid, 'Electricity Ten Year Statement 2015'のデータから調査団作成)

表 2-3 海底、地中ケーブルの仕様および原単位コスト

設備	仕様	原単位 コスト	単位
洋上直流押し出し絶縁 ケーブル (銅導体) Offshore HVDC Extruded Cables (copper conductor)	Rating per pair of cables: 600MW/220kV-320kV	0.530	€/km
	Rating per pair of cables: 600MW/320kV-400kV	0.534	€/km
	Rating per pair of cables: 800MW/220kV-320kV	0.625	€/km
	Rating per pair of cables: 800MW/320kV-400kV	0.570	€/km
	Rating per pair of cables: 1000MW/220kV-320kV	0.798	€/km
	Rating per pair of cables: 1000MW/320kV-400kV	0.660	€/km
	Rating per pair of cables: 1200MW/220kV-320kV	1.021	€/km
	Rating per pair of cables: 1200MW/320kV-400kV	0.793	€/km
	Rating per pair of cables: 1500MW/220kV-320kV	-	
	Rating per pair of cables: 1500MW/320kV-400kV	1.005	€/km
	Rating per pair of cables: 1800MW/220kV-320kV	-	
	Rating per pair of cables: 1800MW/320kV-400kV	1.158	€/km
	Rating per pair of cables: 2000MW/220kV-320kV	-	
	Rating per pair of cables: 2000MW/320kV-400kV	-	
陸上直流押し出し絶縁 ケーブル (銅導体) Onshore HVDC Extruded Cables (copper conductor)	Rating per pair of cables: 600MW/220kV-320kV	0.505	€/km
	Rating per pair of cables: 600MW/320kV-400kV	0.534	€/km
	Rating per pair of cables: 800MW/220kV-320kV	0.603	€/km
	Rating per pair of cables: 800MW/320kV-400kV	0.534	€/km
	Rating per pair of cables: 1000MW/220kV-320kV	0.747	€/km
	Rating per pair of cables: 1000MW/320kV-400kV	0.636	€/km
	Rating per pair of cables: 1200MW/220kV-320kV	0.823	€/km
	Rating per pair of cables: 1200MW/320kV-400kV	0.696	€/km

	Rating per pair of cables: 1500MW/220kV-320kV	0.858	€/km
	Rating per pair of cables: 1500MW/320kV-400kV	0.900	€/km
	Rating per pair of cables: 1800MW/220kV-320kV		
	Rating per pair of cables: 1800MW/320kV-400kV	0.930	€/km
	Rating per pair of cables: 2000MW/220kV-320kV		
	Rating per pair of cables: 2000MW/320kV-400kV		
洋上交流単心ケーブル ×3 相分 (銅導体) Offshore HVAC 3×Single Core Cables (copper conductor)	Rating per pair of cables: 500MW/400kV	1.236	€/km
	Rating per pair of cables: 600MW/400kV	1.236	€/km
	Rating per pair of cables: 700MW/400kV	1.236	€/km
	Rating per pair of cables: 800MW/400kV	1.332	€/km
	Rating per pair of cables: 900MW/400kV	1.644	€/km
	Rating per pair of cables: 1000MW/400kV	1.824	€/km
陸上交流単心ケーブル ×3 相分 (銅導体) Onshore HVAC 3×Single Core Cables (copper conductor)	Rating per pair of cables: 500MW/400kV	0.800	€/km
	Rating per pair of cables: 600MW/400kV	0.872	€/km
	Rating per pair of cables: 700MW/400kV	0.872	€/km
	Rating per pair of cables: 800MW/400kV	0.960	€/km
	Rating per pair of cables: 900MW/400kV	1.195	€/km
	Rating per pair of cables: 1000MW/400kV	1.195	€/km

※£: 1.2€のレートで換算。

(出典: National Grid, 'Electricity Ten Year Statement 2015'のデータから調査団作成)

ケーブルの敷設に関するコストについては、ETSY 2015 から引用した海底ケーブルの敷設方法と原単位コストを表 2-4 に、HVDC Extruded Cables の敷設方法と原単位コストを表 2-5 に、HVAC Single Core Cables の敷設方法と原単位コストを表 2-6 にそれぞれ示す。

海底ケーブルの敷設については、5種類の敷設方法の原単位コストデータがあったが、HVDC と HVAC の敷設方法をそれぞれ以下の通りに仮定した。

- HVDC : 2 Single cables; 2 trenches, single core, 10M apart
- HVAC : Single cable, single trench, single core

表 2-4 海底ケーブルの敷設方法と原単位コスト

Installation Type	£M/km
Single cable, single trench, single core	0.3–0.7
Twin cable, single trench, single core	0.5–1.2
2 single cables; 2 trenches, single core, 10M apart	0.53–1.2
Single cable, single trench, three core	0.33–1.25
2 single cables; 2 trenches, three core, 10M apart	1.1–2.3

(出典: National Grid, “Electricity Ten Year Statement 2015”)

表 2-5 HVDC Extruded Cables の敷設方法と原単位コスト

HVDC Extruded Cables

Rating per pair of cables	220kV–320kV (£M per km)	320kV–400kV (£M per km)
600MW	0.4–0.65	0.4–0.65
800MW	0.4–0.65	0.4–0.65
1000MW	0.4–0.65	0.4–0.65
1200MW	0.4–0.65	0.4–0.65
1500MW	N/A	N/A
1800MW	N/A	N/A

(出典: National Grid, “Electricity Ten Year Statement 2015”)

表 2-6 HVAC Single Core Cables の敷設方法と原単位コスト

HVAC 3 × Single Core Cables

Rating per single cable	220kV (£M per km)	400kV (£M per km)
500MW	0.58–0.95	0.58–0.95
600MW	0.58–0.95	0.58–0.95
700MW	0.58–0.95	0.58–0.95
800MW	0.58–0.95	0.58–0.95
900MW	0.58–0.95	0.58–0.95
1000MW	0.77–1.17	0.58–0.95

(出典: National Grid, “Electricity Ten Year Statement 2015”)

また、HVDC の設備構成には DC Circuit Breaker (DCCB) も考慮したが、National Grid の ETSY 2015 には DCCB の原単位コストがなかったため、PROMOTioN の報告書「Draft roadmap and reference offshore grid expansion plan」のコストデータを参照した。DCCB の仕様および原単位コストを表 2-7 に示す。なお、本調査では、遮断能力を高めるためにハイブリッド式の DCCB の導入を仮定したが、ハイブリッド式の DCCB は設備の構造上、重量が重いいため、他の洋上変電設備とは別のプラットフォームに設置することを想

定した。そのため、DCCB の原単位コストのデータはプラットフォームのコストを含んだものを採用した。

表 2-7 DCCB の仕様および原単位コスト

設備	仕様	原単位コスト	単位
洋上ハイブリッド直流遮断器 (プラットフォーム含む)	600MW-320kV	0.053	€/MW
	800MW-320kV	0.051	€/MW
Offshore hybrid DCCB (including platform)	1000MW-320kV	0.050	€/MW

(出典: PROMOTioN, ‘Draft roadmap and reference offshore grid expansion plan’のデータから調査団作成)

2.2. コスト試算方法の検討

各グリッド構成のコスト試算の方法としては、既存のプロジェクトコストをベースに、想定するシステムの条件に合わせて補正を行っていく方法（トップダウン方式）と、システムを構成する各要素のコスト原単位を積上げる方法（ボトムアップ方式）の2通りが想定される。トップダウン方式、ボトムアップ方式のメリット・デメリットについて、整理したものを表 2-8 に示す。

表 2-8 コスト試算方法の種類と主なメリット・デメリット

コスト試算方法	メリット	デメリット
トップダウン方式 (既存のプロジェクトコストから推計)	・ 全体的なオーダーから大きく逸脱することなく、想定するシステムのコストを推計できる。	・ 既存プロジェクトとシステム構成が大きく異なる場合のコスト再現性に課題がある。 ・ 想定するシステム条件に合わせて補正するための基礎データが不足しており、補正方法の精度が課題。
ボトムアップ方式 (各システム構成要素のコスト原単位を積上げて推計)	・ 想定するシステムの構成要素の特徴（容量、数量等）に合わせたコスト試算が可能。	・ 原単位がない要素についてはコストを再現できない。 ・ 原単位の精度によっては、試算結果と実コストの乖離が大きくなる。

(出典：NEDO, 「次世代洋上直流送電システム開発事業」)

トップダウン方式でのコスト試算を行うためには、同レベルの容量のプロジェクトのコストを使用することで、想定するシステムのコストを推計出来ると考えられる。本調

査ではリトアニア沖に 700MW の洋上風力発電所を 4 段階に分けて建設することを想定していることから、既存のプロジェクトコストを推計するトップダウン方式が有効であると考えられた。しかしながら、最適なグリッド構成の検討にあたり、Litgrid と議論を重ねる中で、Litgrid より 1,400MW クラスのプラットフォームの検討についても要望された。当社も過去に洋上風力の系統設備の建設の検討にあたり、1,500MW クラスのプラットフォームの建設可能性について、メーカーにヒアリングしたところ、メーカーからは技術的には可能であるとの回答を得ている。

既存のプロジェクトについて、調査したところ、2022 年 1 月時点で 1,000MW を超えている洋上風力はイギリスの Hornsea Wind Farm のプロジェクト 1 だけであった。このプロジェクトは、HVAC での送電を実施しており、3 つの洋上変電設備用のプラットフォームと 1 つの無効電力補償装置を設置するためのプラットフォームを採用している。そのため、現時点では 1,000MW 以上のプラットフォームを採用したプロジェクトの実績はなく、トップダウン方式で 1,400MW のシステムのコストを試算する場合、乖離が大きくなることが想定される。

一方で、ボトムアップ方式に関しては、4.1 項で示したように、本調査でコスト試算するにあたり必要な設備の原単位コストは一通り揃っている。また、想定するシステムの構成要素（容量、数量等）を変更させても、原単位コストに比例して変動することから、設備の条件設定に尤度を持たせることが可能である。そのため、本調査では、対象の全ての設備に対し、ボトムアップ方式を採用することで、コストを試算することとした。

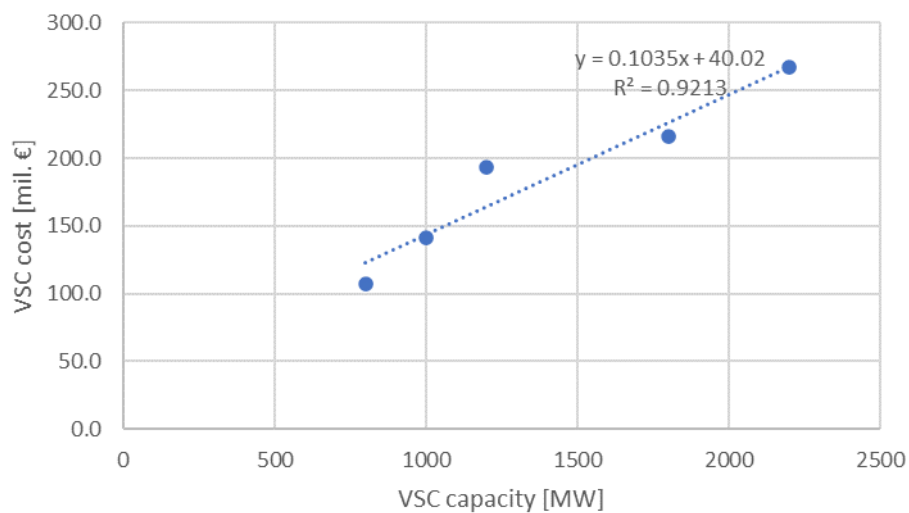
2.3. ボトムアップ方式によるコスト試算のための原単位データの整理

2.1 項で整理した、Natinal Grid および PROMOTioN の報告書のコストデータを活用し、洋上変電設備及びプラットフォームについては、設備容量と原単位データの相関を取り、近似値によりコスト試算を行うこととした。これらのコストには工事費およびエンジニアリング費用が含まれている。一方、ケーブルについては、ケーブル容量とケーブル長さあたりの原単位データの相関を取り、近似値によりコスト試算を行うこととした。また、ケーブルの敷設コストは、原単位データに距離を乗じて試算した。以下、各設備の相関式を示す。

2.3.1. 洋上設備の設備の仕様とコストの相関

a. 洋上 VSC

洋上 VSC の設備容量とコストの相関を図 2-1 に示す。

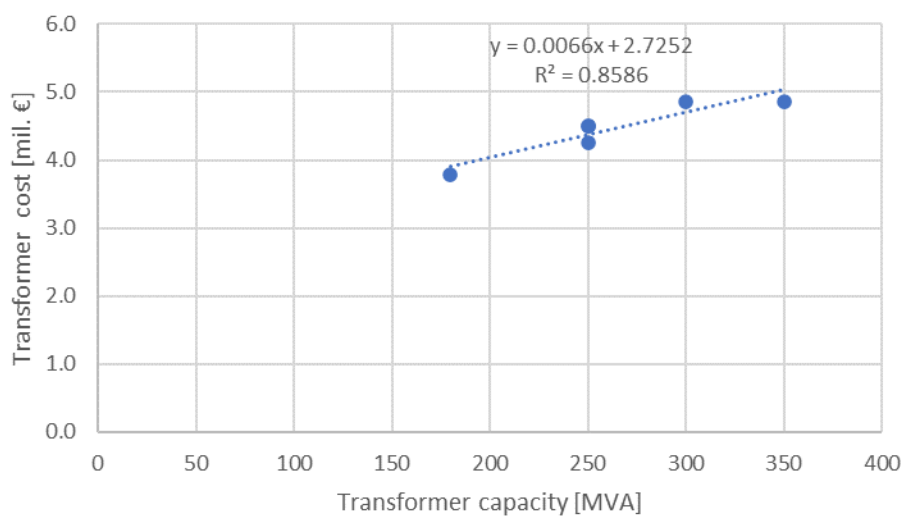


(出典：National Grid, ‘Electricity Ten Year Statement 2015’のデータから調査団作成)

図 2-1 洋上 VSC の設備容量とコストの相関

b. 洋上変圧器

洋上変圧器の設備容量とコストの相関を図 2-2 に示す。

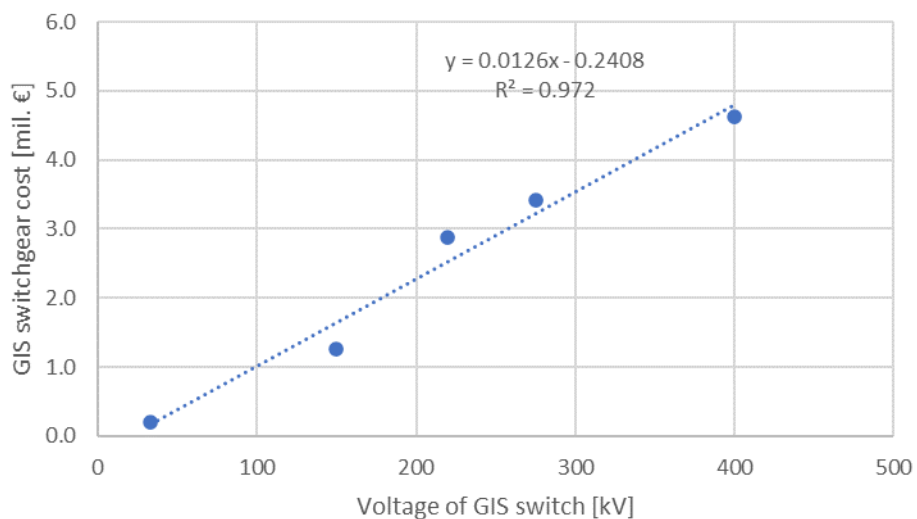


(出典：National Grid, ‘Electricity Ten Year Statement 2015’のデータから調査団作成)

図 2-2 洋上変圧器の設備容量とコストの相関

c. 洋上 GIS スイッチギア

洋上 GIS スイッチギアの電圧とコストの相関を図 2-3 に示す。

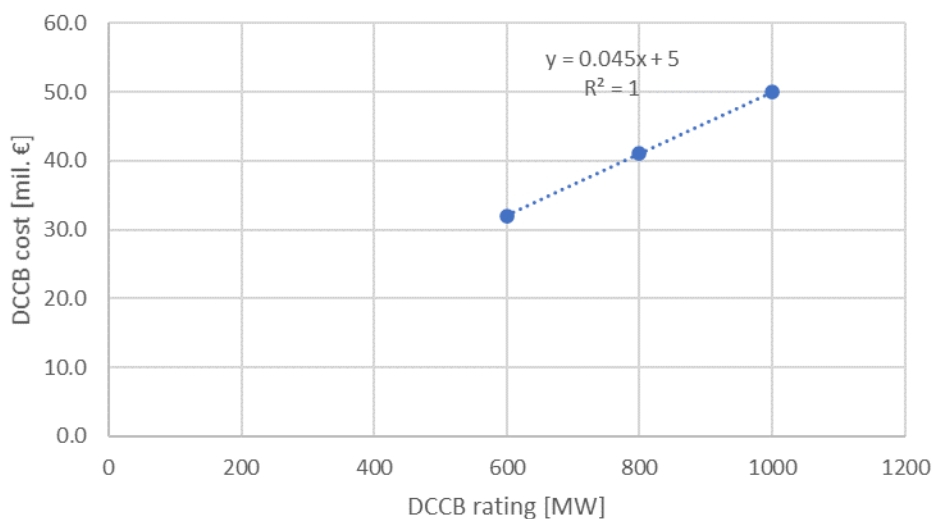


(出典 : National Grid, ‘Electricity Ten Year Statement 2015’のデータから調査団作成)

図 2-3 洋上 GIS スイッチギアの電圧とコストの相関

d. 洋上 DCCB

洋上 DCCB の設備容量とコストの相関を図 2-4 に示す。

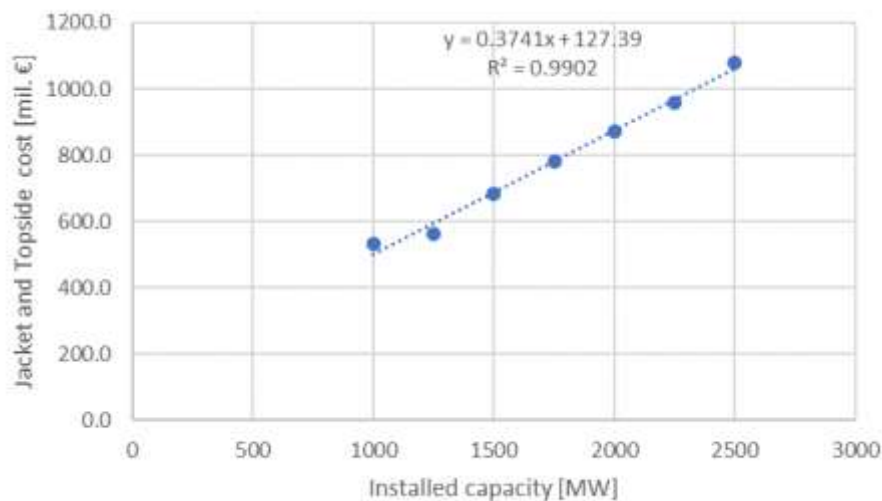


(出典 : PROMOTioN, ‘Draft roadmap and reference offshore grid expansion plan’のデータから調査団作成)

図 2-4 洋上 DCCB の設備容量とコストの相関

e. 洋上 HVDC プラットフォームのジャケット&トップサイド方式

洋上 HVDC プラットフォームのジャケット&トップサイド方式の設備容量とコストの相関を図 2-5 に示す。

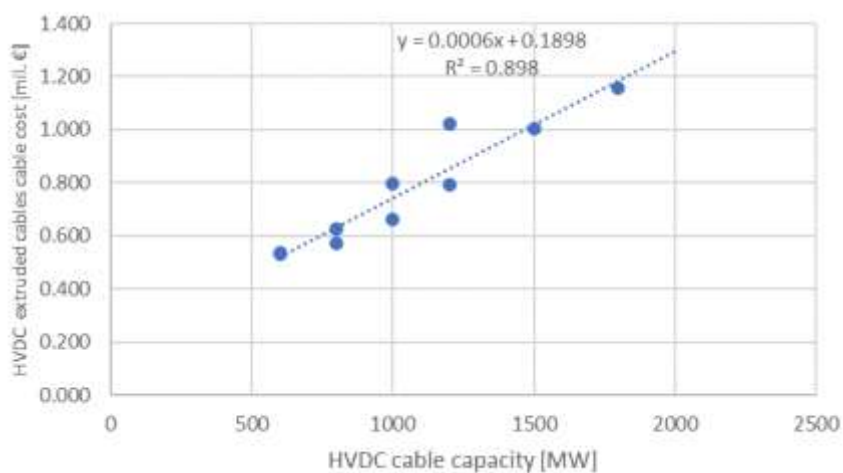


(出典：National Grid, 'Electricity Ten Year Statement 2015'のデータから調査団作成)

図 2-5 洋上 HVDC プラットフォームのジャケット&トップサイド方式の設備容量とコストの相関

f. HVDC 海底ケーブル

HVDC 海底ケーブルの設備容量とコストの相関を図 2-6 に示す。



(出典：National Grid, 'Electricity Ten Year Statement 2015'のデータから調査団作成)

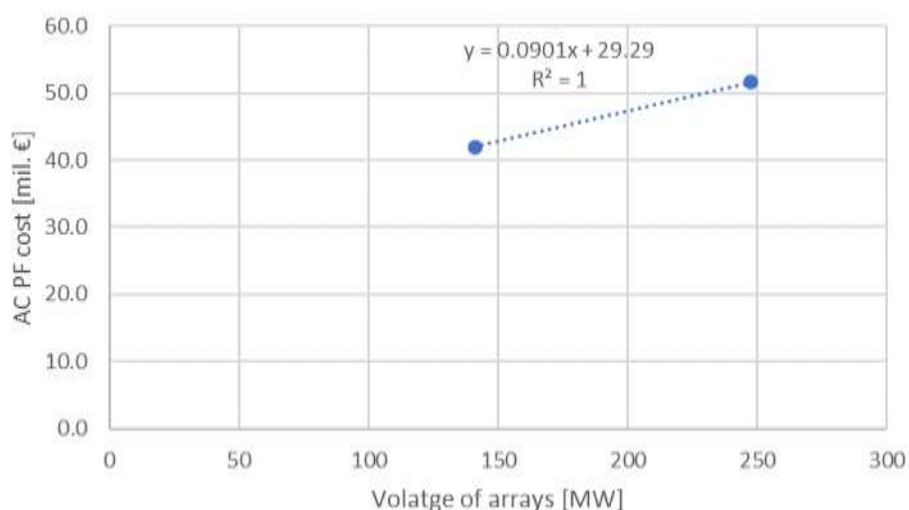
図 2-6 HVDC 海底ケーブルの設備容量とコストの相関

g. 洋上 HVAC プラットフォーム

洋上 HVAC プラットフォームの原単位コストはデータ数が少ない。また、表 2-2 に示すように、HVAC プラットフォームのコストデータの最高電圧は 275kV となっている。本調査では、HVAC の洋上設備は電圧 330kV の設備を導入することを想定している。したがって、相関については以下の方法で求めた。

- 1) プラットフォームの設備容量が 220–400MW で、電圧 132–150kV と 220–275kV のデータから、電圧とコストの相関を作成
- 2) 1) で作成した相関から 330kV のプラットフォームを導入する際に 220 -275kV の設備コストに補正するための補正係数を算出
- 3) 電圧 220–275kV のプラットフォームのデータを使用し、設備容量とコストの相関を作成
- 4) 3) で作成した相関から、想定するプラットフォーム容量のコストを試算
- 5) 4) で得られたコストに 2) で求めた補正係数を掛けて、想定するプラットフォーム容量のコストとして試算

電圧と HVAC プラットフォームのコストの相関を図 2-7 に示す。



(出典：National Grid, ‘Electricity Ten Year Statement 2015’のデータから調査団作成)

図 2-7 電圧と HVAC プラットフォームのコストの相関

表 2-2 の HVAC のプラットフォームの仕様「200-400MW/33kV arrays/220-275kV」の平均容量、平均電圧、平均コストはそれぞれ、300MW と 247.5kV と 51.6 million €として考えることが出来る。このデータと図 2-7 の相関から電圧が 330kV の時のコストお

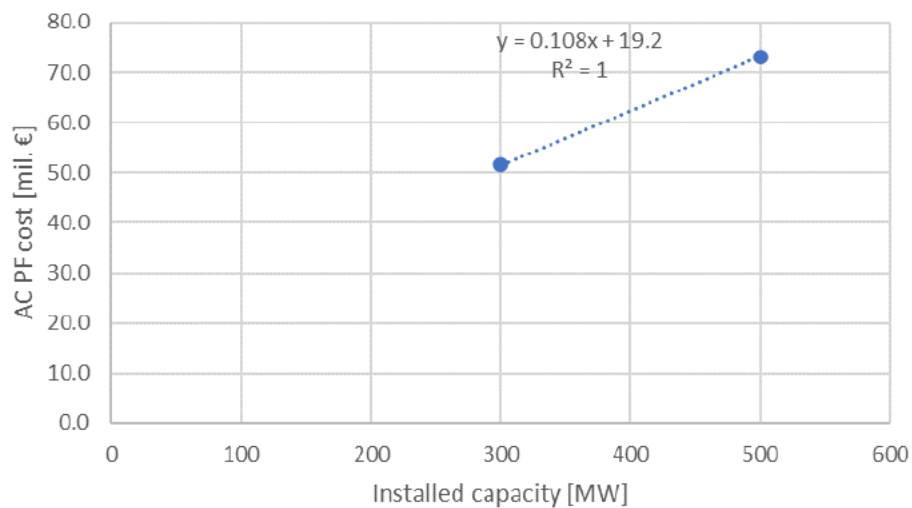
よび必要な補正係数は以下の様に求めることが出来る。

表 2-9 330kV の HVAC プラットフォームのコスト試算のための補正係数

247.5kV のコスト	51.6 million €
330kV のコスト	59.0 million €
補正係数	1.144 倍

(出典：調査団作成)

また、HVAC プラットフォームの設備容量とコストの相関を図 2-8 に示す。

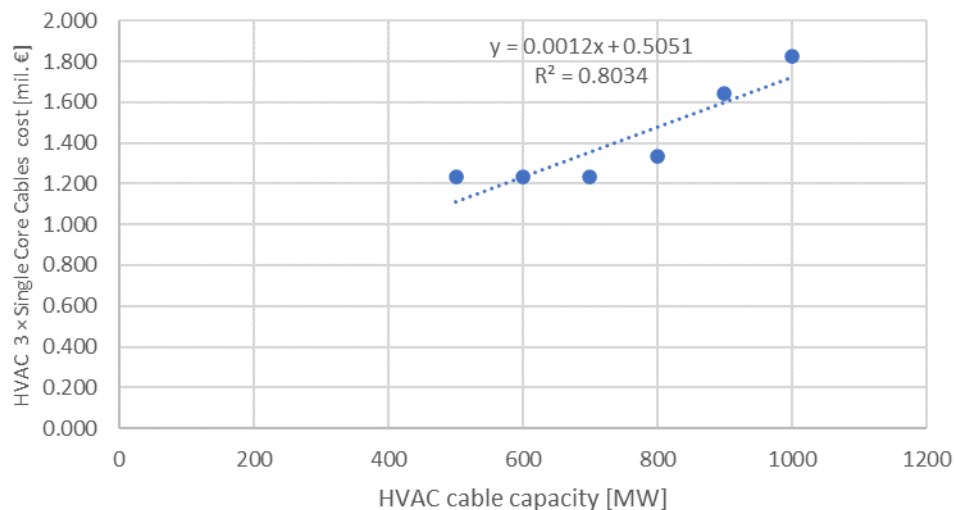


(出典：National Grid, ‘Electricity Ten Year Statement 2015’のデータから調査団作成)

図 2-8 HVAC プラットフォームの設備容量とコストの相関

h. HVAC 海底ケーブル

HVAC 海底ケーブルの設備容量とコストの相関を図 2-9 に示す。

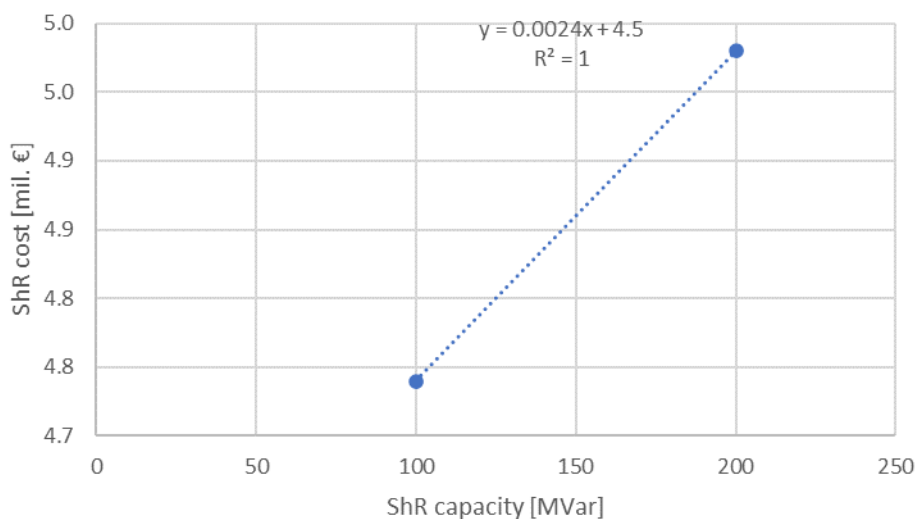


(出典：National Grid, 'Electricity Ten Year Statement 2015'のデータから調査団作成)

図 2-9 HVAC 海底ケーブルの設備容量とコストの相関

i. 洋上分路リアクトル

洋上分路リアクトルの設備容量とコストの相関を図 2-10 に示す。



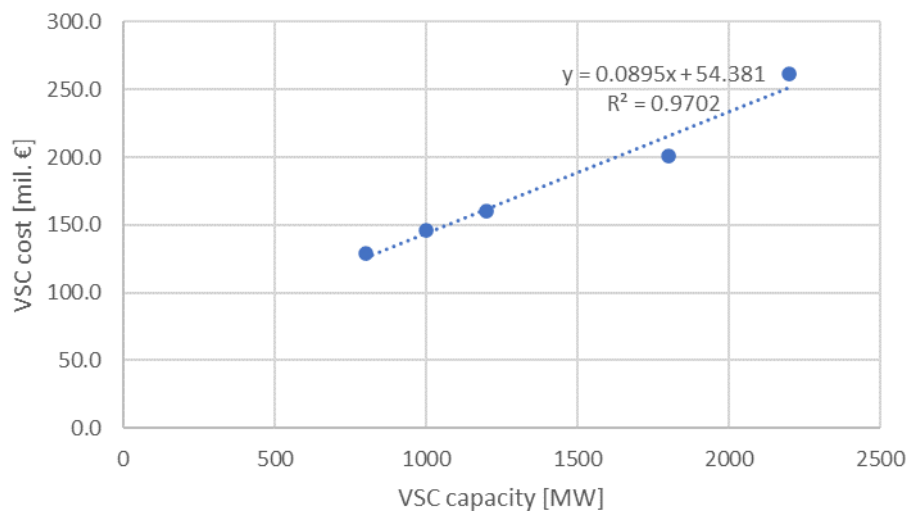
(出典：National Grid, 'Electricity Ten Year Statement 2015'のデータから調査団作成)

図 2-10 洋上分路リアクトルの設備容量とコストの相関

2.3.2. 陸上設備の設備の仕様とコストの相関

a. 陸上 VSC

陸上 VSC の設備容量とコストの相関を図 2-11 に示す。

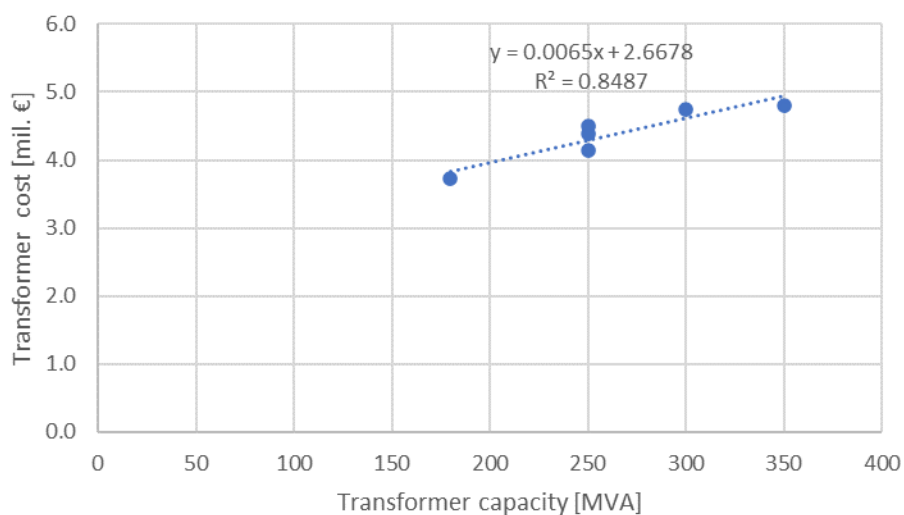


(出典 : National Grid, 'Electricity Ten Year Statement 2015' のデータから調査団作成)

図 2-11 洋上 VSC の設備容量とコストの相関

b. 陸上変圧器

陸上変圧器の設備容量とコストの相関を図 2-12 に示す。

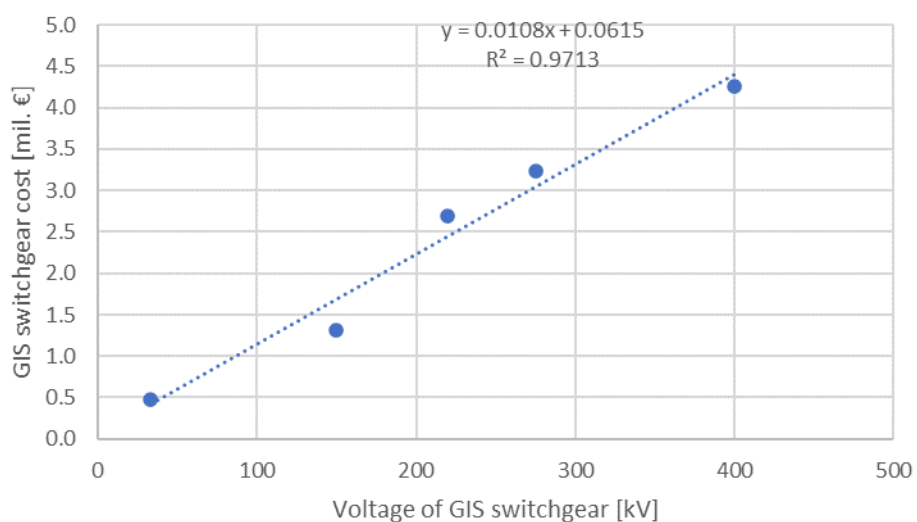


(出典 : National Grid, 'Electricity Ten Year Statement 2015' のデータから調査団作成)

図 2-12 陸上変圧器の設備容量とコストの相関

c. 陸上 GIS スイッチギア

陸上 GIS スイッチギアの電圧とコストの相関を図 2-13 に示す。

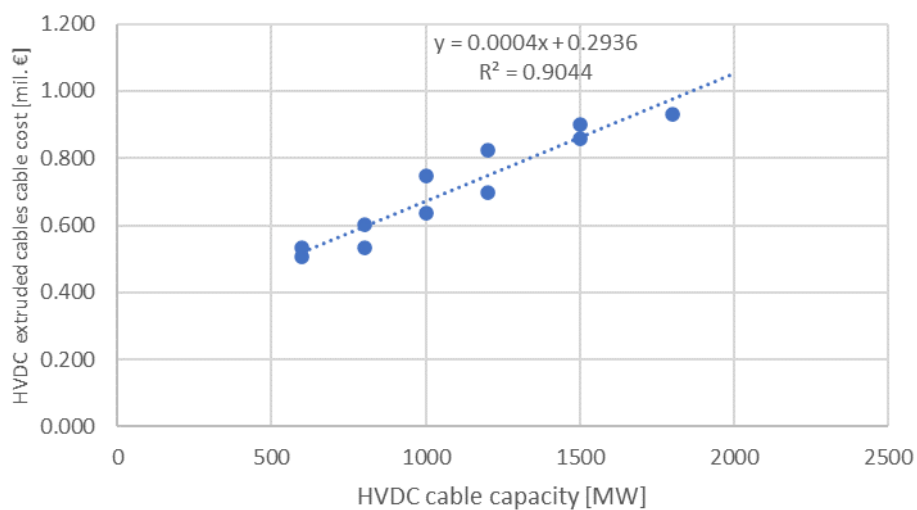


(出典：National Grid, ‘Electricity Ten Year Statement 2015’のデータから調査団作成)

図 2-13 陸上 GIS スイッチギアの電圧とコストの相関

d. HVDC 地中ケーブル

HVDC 地中ケーブルの設備容量とコストの相関を図 2-14 に示す。

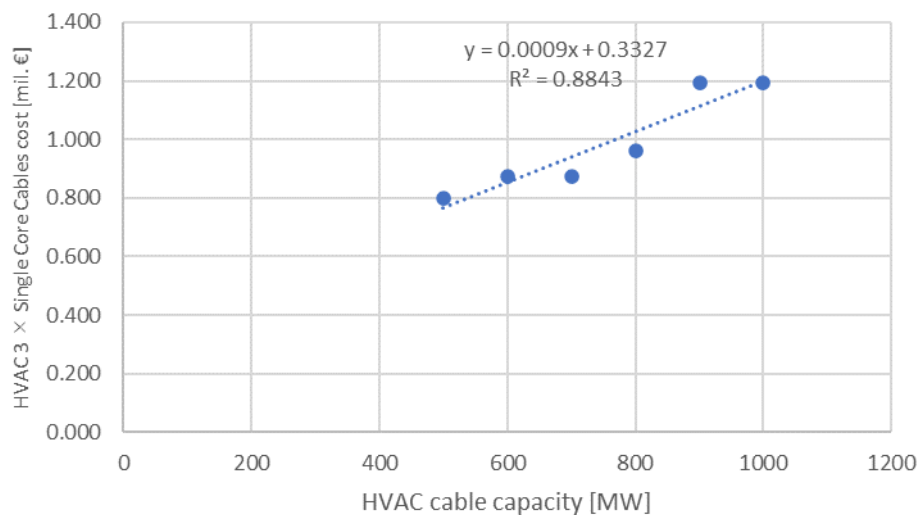


(出典：National Grid, ‘Electricity Ten Year Statement 2015’のデータから調査団作成)

図 2-14 HVDC 地中ケーブルの設備容量とコストの相関

e. HVAC 地中ケーブル

HVAC 地中ケーブルの設備容量とコストの相関を図 2-15 に示す。

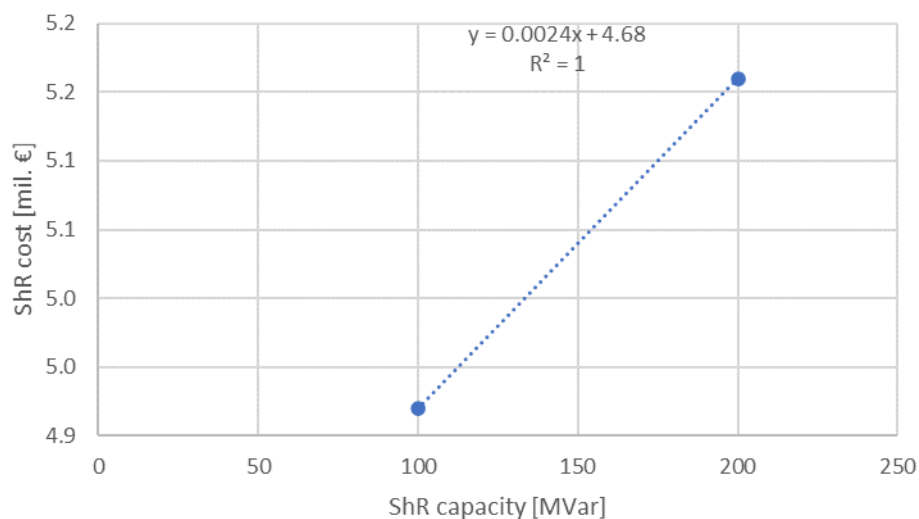


(出典：National Grid, 'Electricity Ten Year Statement 2015'のデータから調査団作成)

図 2-15 HVAC 地中ケーブルの設備容量とコストの相関

f. 陸上分路リアクトル

陸上分路リアクトルの設備容量とコストの相関を図 2-16 に示す。



(出典：National Grid, 'Electricity Ten Year Statement 2015'のデータから調査団作成)

図 2-16 陸上分路リアクトルの設備容量とコストの相関

図 2-1～図 2-16 を見て分かる通り、相関の決定係数 R^2 はどの設備も 0.8 を上回る値となっており、これらの近似式から本調査の仕様に合わせてコスト試算を行っても、十分な結果が得られると考えられる。

設備のコストの相関式を整理したものを表 2-10 に示す。

表 2-10 各設備のコストの相関式

設備名	相関式	単位
洋上 VSC	$y = 0.1035x + 40.02$	million €/MW
洋上変圧器	$y = 0.0066x + 2.7252$	million €/MVA
洋上 GIS スイッチギア	$y = 0.0126x - 0.2408$	million €/kV
DCCB	$y = 0.045x + 5$	million €/MW
洋上 HVDC プラットフォーム ジャケット&トップサイド方式	$y = 0.3741x + 127.39$	million €/MW
HVDC 海底ケーブル	$y = 0.0006x + 0.1898$	million €/MW
洋上 HVAC プラットフォーム	$y = 0.108x + 19.2$	million €/MW
HVAC 海底ケーブル	$y = 0.0012x + 0.5051$	million €/MW
洋上分路リアクトル	$y = 0.0024x + 4.5$	million €/MVar
陸上 VSC	$y = 0.0895x + 54.381$	million €/MW
陸上変圧器	$y = 0.0065x + 2.6678$	million €/MVA
陸上 GIS スイッチギア	$y = 0.0108x + 0.0615$	million €/kV
HVDC 地中ケーブル	$y = 0.0004x + 0.2936$	million €/MW
HVAC 地中ケーブル	$y = 0.0012x + 0.5051$	million €/MW
陸上分路リアクトル	$y = 0.0024x + 4.68$	million €/MVar

(出典：National Grid, 'Electricity Ten Year Statement 2015' のデータから調査団作成)

2.4. AC ケーブルの線種選定と必要 ShR 設置量

電圧階級 330kV にて 700MW の送電容量を確保するため、選定した海底ケーブル、陸上ケーブルの仕様を表 2-11 に示す。

表 2-11 AC ケーブルの線種選定

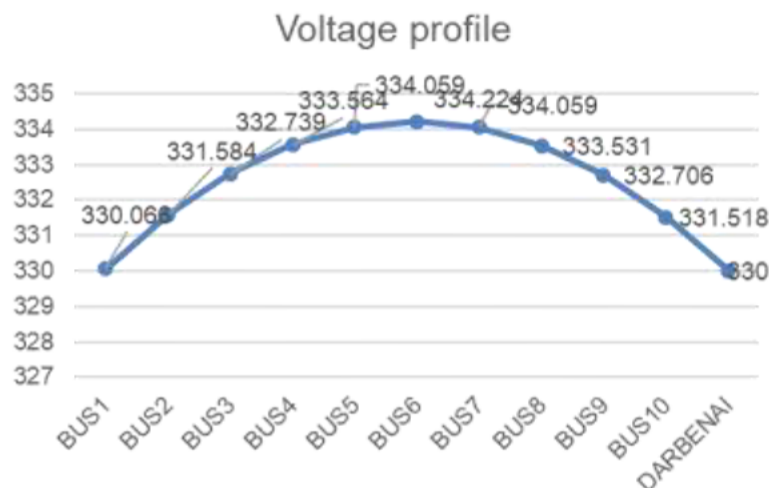
	Submarine cable	Land cable
Type	Single-core	Single-core
Conductor	Copper(Cu)	Copper(Cu)
Cross-sectional area	1000mm ²	1600mm ²
Installation method	Flat formation	Flat formation

Sheath	-	Cross bonding
--------	---	---------------

(出典:調査団作成)

Litgrid からの情報に基づき、洋上風力発電開発第1段階の洋上プラットフォームと Darbenai 変電所間の亘長は 70km でうち海底ケーブルを 52km、陸上ケーブルを 18km とした。この場合、ケーブル区間の充電容量は 438MVA と算出されることから、ケーブルから発生する無効電力を補償するため、ケーブルの両端にそれぞれ 220MVA の ShR を設置することとした。

ケーブルを 10 区間に分割した際の各点の電圧を図 2-17 に示す。



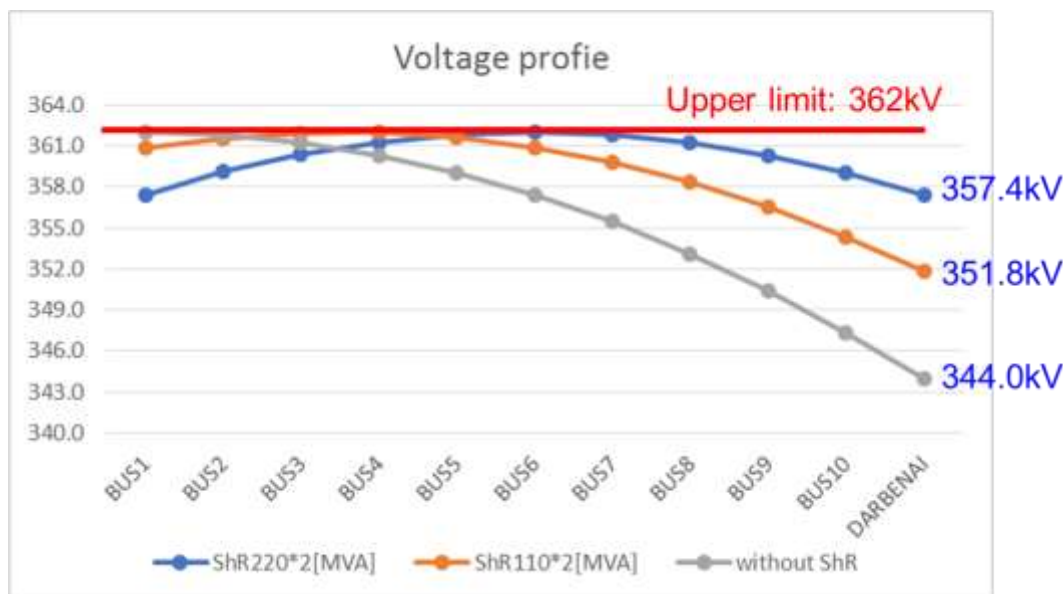
(出典:調査団作成)

図 2-17 ケーブル各区間の電圧分布

Darbenai 変電所の送り出し電圧を 330kV とした場合、ケーブルの最も高い電圧は約 334kV で、4kV 程度上昇することがわかる。

次に、Litgrid からの要請に基づき、ShR の容量を 220MVA、110MVA、0MVA（設置なし）を変え、ケーブルの最高電圧をリトアニア系統の最高使用電圧 362kV 以内に維持するための、Darbenai 変電所の送り出し電圧を算出した。計算結果を図 2-18 に示す。

図 2-18 Darbenai 変電所の送り出し電圧とケーブル各地点の電圧計算結果



(出典:調査団作成)

ShR の容量を 220MVA、110MVA、0MVA（設置なし）とした場合、Darbanai 変電所の送り出し電圧はそれぞれ 357.4kV、351.8kV、344.0kV 以下に維持する必要があることがわかる。

2.5. 直流方式、交流方式のグリッド構成のコスト比較

2.5.1. 直流方式および交流方式のグリッド構成

Litgrid との協議の中で、まず、洋上風力開発第 1 段階において直流方式 (HVDC) および交流方式 (HVAC) を採用した場合のコストを比較して欲しいとの要望があった。コストを比較するにあたり、グリッド構成の基本的な考え方を以下の通り整理した。

a) プラットフォームの容量

各段階において 700 MW の洋上風力発電を開発する計画であるため、プラットフォーム容量についても 700 MW と仮定した。

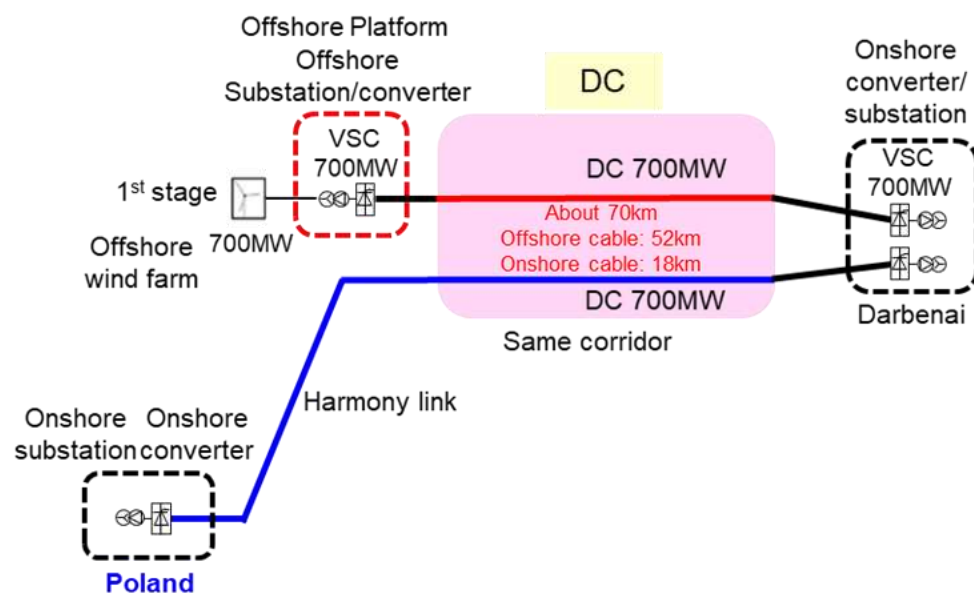
b) 一つのプラットフォームに接続する海底ケーブルの数

- ・ 海底ケーブル 1 回線

c) 新設するケーブルの容量について

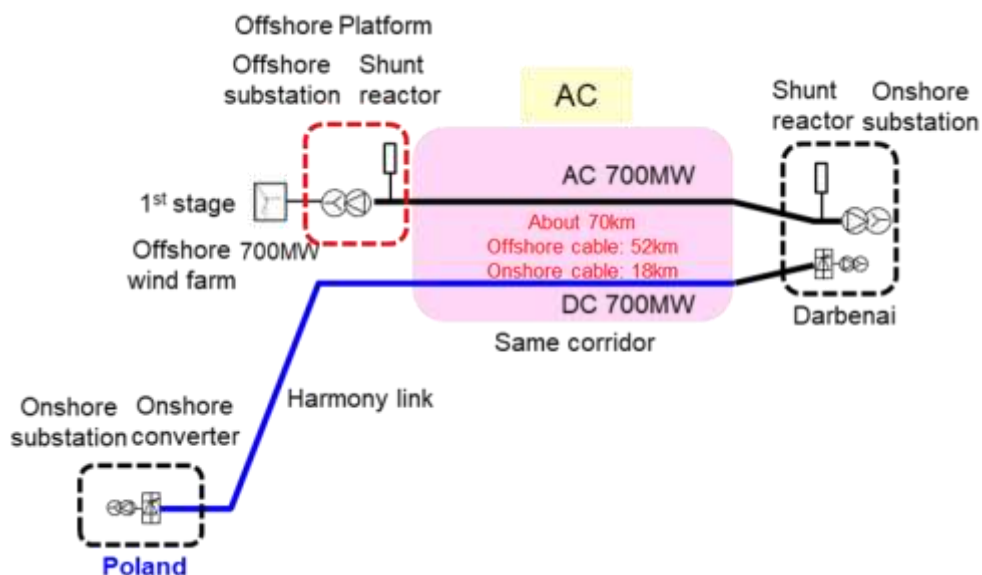
- ・ 基本的には新設するケーブルの容量は 700 MW とする

これらの条件を元に、洋上風力開発第1段階における HVAC および HVDC での接続方法を検討した。洋上風力開発第1段階における HVAC および HVDC のグリッド図を図 2-19 と図 2-20 にそれぞれ示す。



(出典:調査団作成)

図 2-19 洋上風力開発第1段階における HVDC のグリッド構成図



(出典:調査団作成)

図 2-20 洋上風力開発第1段階における HVAC のグリッド構成図

2.5.2. 直流方式および交流方式のコスト比較

前項のグリッド構成図を元に、洋上風力開発第1段階において HVDC および HVAC を採用した際のコストを試算した。HVDC および HVAC のコスト試算結果をまとめたものを表 2-12 に示す。また、各パターンのコスト試算の内訳を表 2-13 に示す。

表 2-12 洋上風力開発第1段階における HVDC および HVAC のコスト比較

1 st Stage	Total cost [million €]
HVDC	784
HVAC	338

(出典:調査団作成)

表 2-13 洋上風力開発第1段階における HVDC および HVAC のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)													
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Offshore total	Onshore converter and substation		Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total		Electricity equipment		Cable cost	Installation	Total		
HVDC	700	Jacket & Topside	160	389	549	32	54	86	635	128	10	11	22	149	784	
HVAC	700	AC platforms	16	108	125	70	94	164	288	16	17	17	34	50	338	

(出典:調査団作成)

表から分かるように、ケーブルの導入コストは距離 70 km で HVAC の方が HVDC に比べ、導入コストがおおよそ 2 倍程度となった。一方で、変電設備やプラットフォームの導入コストは HVDC の方が、設備が非常に大きいため、HVAC に比べコストが 4 倍以上となった。そのため、必要な総コストは HVDC が 784 million €であり、HVAC が 338 million €となり、陸から 50 km 程度の距離で建設コストに約 2 倍の開きがあることが分かった。

2.6. 発電機会損失

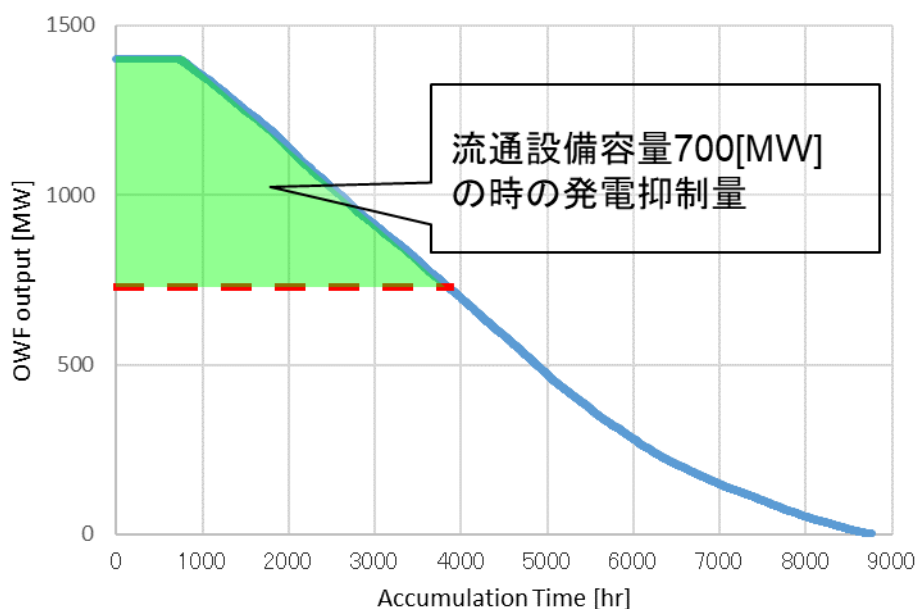
2.6.1. 発電機会損失の試算の考え方

洋上にある流通設備の停止等により、洋上風力発電所の発電電力が流通設備の送電可能容量を超過する場合、発電抑制が必要となる。発電機会損失は、この発電抑制量[kWh]を経費換算した費用であり、次式で算定する。

$$\text{風力発電抑制量[kWh/年]} \times \text{風力発電単価[円/kWh]}$$

風力発電抑制量は、洋上風力発電所の発電電力が流通設備の送電可能容量を超過する余剰電力[kW]とその時間[時間]の乗算を累積し算出する。例えば、図 2-21 の洋上風

力発電所の出力ー累積時間曲線に対し、送電可能容量が 700[MW]に限定される場合、年間の発電抑制量の期待値は同図の緑網掛け部分の面積で表現できる。



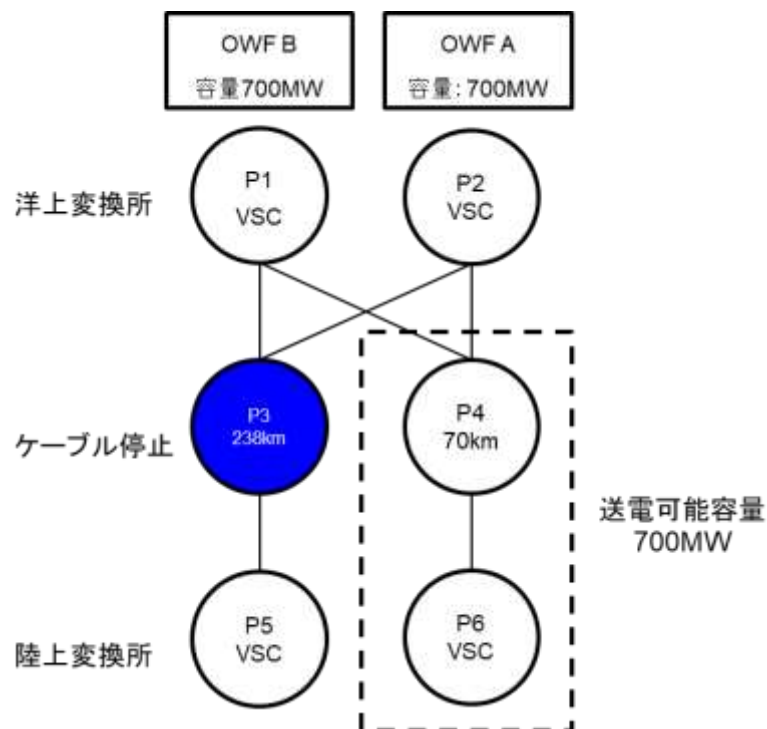
(出典：調査団作成)

図 2-21 洋上風力発電所の出力ー累積時間曲線と発電抑制量

発電電力に対して流通設備容量が不足する時間は、流通設備の稼働率・停止率を考慮し算出する。例えば、図 2-22 において、まず P は各設備の稼働率を表している。P2 設備（ケーブル）が「停止」かつ「他設備が運転」となる 1 年あたりの時間は、各設備の稼働率と P2 停止率（1-稼働率）に 8,760[hr]を乗算し求めることができる。

$$P1 \times P2 \times (1-P3) \times P4 \times P5 \times P6 \times 8,760 \text{ [hour]}$$

つまり、洋上風力発電が合計 1,400 [MW]を発電可能に対し、流通設備容量が 700[MW]となる時間は約 317[時間/年]と評価できる。



(出典：調査団作成)

図 2-22 洋上設備の結合図例

2.6.2. 流通設備停止時間を算出するための条件

発電機会損失を試算するにあたり、はじめに洋上風力発電所の発電電力が流通設備の送電可能容量を超過する時間を試算する必要がある。流通設備の送電可能容量を超過する時間を試算するために、各設備の設備利用率を設定する必要がある。本調査において、洋上風力の発電に支障をきたす設備は以下の通りと仮定する。

- ・ VSC-HVDC
- ・ 変圧器-HVAC (HVAC 系統のみ)
- ・ 海底ケーブル (HVDC、HVAC)
- ・ 地中ケーブル (HVDC、HVAC)

なお、GIS スイッチギアや制御装置については、作業停止などは他の上記の設備に同調して停止できる設計にすれば良いため、流通設備の利用率には影響を与えないと仮定した。上記の各設備の設備利用率の条件については以下の通り。

➤ VSC-HVDC

VSC の設備利用率については、University of Wisconsin-Milwaukee の報告書の値を参照

し、設備利用率を設定した。VSC の設備利用率は事故確率、修理に必要な時間、年間の作業停止時間を勘案して、算出した。VSC の事故確率と修理に必要な時間を表 2-14 に示す。また、年間の作業停止時間については同報告書に記載がなかったため、他プロジェクトや当社の運用経験から、作業停止時間を表 2-15 のように設定した。これらの条件から VSC の年間設備利用率は表 2-16 と算出される。

表 2-14 VSC-HVDC の事故確率と修理に必要な時間

Equipment	Mean time to failure [years]	Mean time to repair [hour]
VSC-HVDC (Onshore)	7	24
VSC-HVDC (Offshore)	7	192

(出典：University of Wisconsin-Mi, “HVDC Transmission System Reliability Evaluation Based on Condition-dependent Failure Models of Converters and Transformers)

表 2-15 VSC-HVDC の年間作業時間

Equipment	Scheduled maintenance [hour/year]
VSC-HVDC	48

(出典：調査団作成)

表 2-16 VSC-HVDC の年間設備利用率

Equipment	Availability
VSC-HVDC (Onshore)	0.99427
VSC-HVDC (Offshore)	0.99146

(出典：調査団作成)

➤ 変圧器-HVAC

変圧器の設備利用率についても、University of Wisconsin-Milwaukee の報告書の値を参照し、設備利用率を設定した。変圧器については、事故を考慮した設備利用率と年間の作業停止時間を勘案して、算出した。事故を考慮した変圧器の設備利用率を表 2-17 に示す。また、年間の作業停止時間については同報告書に記載がなかったため、当社の運用経験から、作業停止時間を表 2-18 のように設定した。これらの条件から変圧器の年間設備利用率は表 2-19 と算出される。

表 2-17 事故を考慮した変圧器の設備利用率

Equipment	Availability considering fault only
-----------	-------------------------------------

Transformer-HVAC (Onshore)	0.99879
Transformer-HVAC (Offshore)	0.99819

(出典：University of Wisconsin-Mi, “HVDC Transmission System Reliability Evaluation Based on Condition-dependent Failure Models of Converters and Transformers)

表 2-18 変圧器-HVAC の年間作業時間

Equipment	Scheduled maintenance [hour/year]
Transformer-HVAC	1.33

(出典：調査団作成)

表 2-19 変圧器-HVAC の年間設備利用率

Equipment	Availability
VSC-HVDC (Onshore)	0.99864
VSC-HVDC (Offshore)	0.99804

(出典：調査団作成)

➤ 海底ケーブルおよび地中ケーブル

ケーブルの設備利用率については、CIGRE が発行している技術パンフレットの値を参照して、設備利用率を設定した。ケーブルの作業については、海底ケーブルは基本的に作業での点検は行わず、陸上ケーブルは点検を実施するものの、そこまで大掛かりな作業ではないため、本調査ではケーブルの作業停止時間は設備利用率に考慮しないこととした。そのため、ケーブルの設備利用率は事故確率、修理に必要な時間を勘案して、算出した。海底ケーブルの事故確率と修理に必要な時間は HVDC、HVAC の全てのケーブルの実績をまとめたデータを参照した。一方で、地中ケーブルについては HVAC ケーブルの事故実績についてはデータがまとまっているものの、HVDC ケーブルについては導入事例が少なく、事故実績もほとんどないという状況であった。基本的に HVAC ケーブルより HVDC ケーブルの事故確率の方が小さい傾向があり、また、本調査で試算する地中ケーブル部分は海底ケーブルの長さと比較して非常に短いため、HVDC の地中ケーブルの事故確率には、海底ケーブルの値と同じ値を採用した。

海底ケーブル (HVDC、HVAC) および地中ケーブル (HVDC) の設備利用率試算のための事故確率と修理に必要な時間を表 2-20 に、地中ケーブル (HVAC) の設備利用率試算のための事故確率と修理に必要な時間を表 2-22 に示す。また、これらのデータからケーブル 100 km あたりの各設備利用率は、表 2-21 および表 2-23 と算出される。

表 2-20 海底ケーブル (HVDC、HVAC) および地中ケーブル (HVDC) の設備利用率
試算のための事故確率と修理に必要な時間

Failure Rate [Number of failures/100 km/year]	Average outage time [days]
0.055	105

(出典：CIGRE, Technical Crochure - Insulated cables “Update of service experience of HV underground and submarine cable systems”)

表 2-21 海底ケーブル (HVDC、HVAC) および地中ケーブル (HVDC) の
100 km あたりの設備利用率

Availability/100 km
0.9842

(出典：調査団作成)

表 2-22 地中ケーブル (HVAC) の設備利用率試算のための
事故確率と修理に必要な時間

Failure Rate [Number of failures/100 km/year]	Average outage time [days]
0.111	17.2

(出典：CIGRE, Technical Crochure - Insulated cables “Update of service experience of HV underground and submarine cable systems”)

表 2-23 地中ケーブル (HVAC) の 100 km あたりの設備利用率

Availability/100 km
0.9948

(出典：調査団作成)

➤ 想定する事故ケース

流通設備停止時時間の算出にあたっては、一般的に使用されている基準である N-1 (単一設備故障、作業停止) を考慮して算出すると仮定した。N-1 は、流通設備のいずれか 1 箇所事故 (もしくは作業停止) が起きている状態のことである。

2.6.3. 発電機会損失を算出するための条件

前項の流通設備停止時間を算出するための条件に加え、発電機会損失の試算のために以下の条件を仮定した。

a. 洋上風力発電の設備稼働率

洋上風力発電の発電電力が流通設備の送電可能容量を超過する余剰電力を試算するにあたり、洋上風力発電の 8,760 時間のデュレーションカーブが必要となる。Litgrid との会議を通じて、デンマークの風力発電の実績を入手したが、設備稼働率は約 40%であった。しかしながら、風況が良い時はさらに設備稼働率が高くなるとのコメントをもらい、Litgrid の要望に基づき、発電機会損失を試算する際の設備稼働率は 47%に設定し、デンマークの洋上風力の実績に補正を掛けたデュレーションカーブを採用した。

b. 洋上風力発電の風力発電単価

洋上風力発電の発電機会損失を試算するためには、風力発電抑制量に風力発電単価を乗算して試算する。風力発電単価は、International Renewable Energy Agency (IRENA)の報告書の 2020 年における洋上風力発電の Lateralized Cost of Electricity (LCOE)の値を参照し、0.083 US\$/kW を採用した（表 2-24）。なお、本調査ではコストをユーロ換算で出す必要があるため、洋上風力発電単価は以下の通りと仮定した。

・ 風力発電単価：0.0692 [€/kW] （1€ = 1.2US\$で換算）

表 2-24 Regional and country weighted-average LCOE of offshore wind, 2010 and 2020

	2010			2020		
	5 th percentile	Weighted average	95 th percentile	5 th percentile	Weighted average	95 th percentile
	(2020 USD/kW)					
Asia	0.123	0.181	0.213	0.080	0.085	0.118
China	0.121	0.178	0.195	0.080	0.084	0.097
Japan*	0.215	0.215	0.215	0.200	0.200	0.200
Republic of Korea	n.a.	n.a.	n.a.	0.122	0.122	0.122
Europe	0.124	0.158	0.288	0.066	0.083	0.131
Belgium	0.198	0.198	0.198	0.085	0.087	0.090
Denmark*	0.110	0.110	0.110	0.088	0.088	0.088
Germany	0.164	0.166	0.171	0.088	0.093	0.095
Netherlands	n.a.	n.a.	n.a.	0.066	0.067	0.131
United Kingdom	0.151	0.162	0.170	0.115	0.115	0.115

（出典：IRENA, “RENEWABLE POWER GENERATION COST IN 2020”）

2.6.4. 洋上風力開発第 1 段階における HVDC および HVAC の接続方法の発電機会損失の比較

上述の仮定条件を元に、洋上風力発電所の発電電力が流通設備の送電可能容量を超過する場合の発電機会損失を試算した。洋上風力開発第 1 段階における HVDC および HVAC の接続方法の発電機会損失の試算結果を表 2-25 に示す。

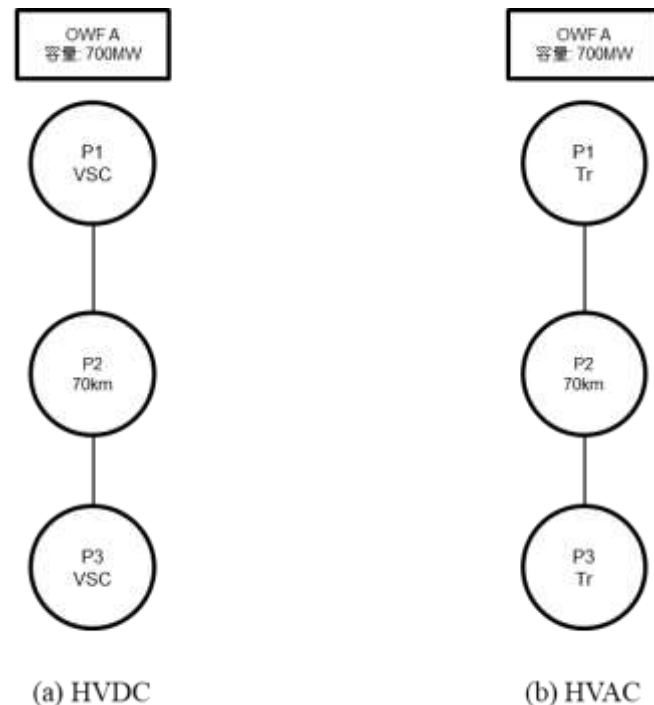
表 2-25 洋上風力開発第 1 段階における HVDC および HVAC の接続方法の
発電機会損失の試算結果

1 st Stage	Loss of power generation opportunity [million €]
HVDC	4.9
HVAC	1.9

(出典：調査団作成)

表から分かるように、発電機会損失は HVDC を採用した場合が 4.9 million €で HVAC を採用した場合が 1.9 million €となり、HVAC を採用する場合の方が洋上風力発電の発電機会損失が小さくなった。以降に、HVDC、HVAC の発電機会損失コストの試算の詳細を述べる。

洋上風力開発第 1 段階におけるグリッド構成は 700 MW の HVDC もしくは HVAC プラットフォーム 1 台を導入し、洋上風力発電とリトアニアを放射状で接続する構成である。洋上風力開発第 1 段階における洋上設備の結合図例を図 2-23 に示す。また、この図に対応する各設備の設備稼働率と停止率をそれぞれ表 2-26 に示す。



(出典：調査団作成)

図 2-23 洋上風力開発第 1 段階におけるの洋上設備の結合図例

表 2-26 洋上風力開発第 1 段階における HVDC および HVAC の洋上設備の
設備利用率と停止率

HVDC			HVAC		
Stop equipment	Availability	Stop rate	Stop equipment	Availability	Stop rate
P1	0.9915	0.0085	P1	0.9980	0.0020
P2	0.9889	0.0111	P2	0.9936	0.0064
P3	0.9943	0.0057	P3	0.9986	0.0014

(出典：調査団作成)

上述の仮定を元に、洋上風力開発第 1 段階における HVDC および HVAC の発電機会損失を試算すると表 2-27 となる。表から分かるように、HVDC、HVAC とともに N-1 事故のシナリオ数は 3 ケースであるものの、停止時間は HVDC が年間約 218 時間で、HVAC が年間約 84 時間となった。これは、表 2-26 から分かるように HVAC の各設備の方が全体的に設備利用率が高いためである。なお、HVDC については地中ケーブルの事故停止データが不十分で、参照するデータがなかったため、海底ケーブルの事故停止率と同じ値を採用したが、一般的には同じ距離、同じ区間であれば HVDC ケーブルの方が、事故停止率が小さくなることに留意する必要がある。

表 2-27 洋上風力開発第 1 段階における HVDC および HVAC の接続方法の発電機会損失の詳細

1 st stage	Stop scenario	Number of fault scenarios	Total stop hour [hr]	Cost of loss of power generation opportunity [million €]
HVDC	• N-1 (700MW)	3	218.4	4.9
HVAC	• N-1 (700MW)	3	84.4	1.9

(出典：調査団作成)

2.7. 送変電損失

2.7.1. 送変電損失を試算するための条件

洋上風力発電の送変電損失は、洋上の流通設備に生じる電力損失[kWh/年]を経費換算した費用であり、次式で算定する。

$$\text{電力損失[kWh/年]} \times \text{単価[円/kWh]}$$

洋上風力の送電損失を試算するにあたり、以下の条件を仮定した。

a. HVDC ケーブル

HVDC ケーブルでの送電損失は導体損を算出する。導体損は電流値とケーブルの導体抵抗値から算出可能である。ケーブルは対称単極（Symmetric Monopole）タイプを想定しているため、ケーブル 2 条に流れる電流値を洋上風力発電の出力の 8,760 時間の出力デューレーションカーブから算出することで求められる。また、ケーブルの導体抵抗値については ABB の XLPE ケーブルの陸上ケーブルに関するユーザズガイドの値を参照した。HVDC ケーブルに仮定した XLPE ケーブルの導体サイズと導体抵抗値を表 2-28 に示す。

表 2-28 HVDC ケーブルに仮定した XLPE の導体サイズと導体抵抗値

	導体サイズ [mm ²]	導体抵抗値 [ohm/km]
海底ケーブル	1,000	0.0176
陸上ケーブル	1,000	0.0176

(出典：ABB, “XLPE Land Cable Systems User’s Guide”)

HVDC ケーブル 1 回線（2 条）に流れる導体損 P_{lossDC} は以下の式で求められる。

$$P_{lossDC} = 2 \times I^2 \times R$$

ここで、I は電流で R はケーブルの導体抵抗値である。これを 8,760 時間分計算し積算することで、年間の送電損失が求められる。

b. HVAC ケーブル

HVAC ケーブルでの送電損失には導体損、誘電体損、シース損の 3 種類がある。導体損は電流値とケーブルの導体抵抗値から算出可能である。誘電体損は交流電圧の印加によりケーブルの絶縁体内で発生する損失である。ケーブルの絶縁体に交流電圧が印加されたとき、その電流のうち、電圧に対して同位相の電流が絶縁体に流れることにより発生する。シース損はケーブルの金属シースに誘導される電流による発生する損失である。一般的にシース損と誘電体損をあわせて、おおよそ導体損と同程度と言われている。本調査では簡単のため、HVAC ケーブルでの送電損失は導体損に 2 を乗算した値として試算した。また、ケーブルの導体抵抗値については HVDC 同様、ABB の XLPE ケーブルの陸上ケーブルに関するユーザズガイドの値を参照した。HVAC ケーブルに仮定した XLPE ケーブルの導体サイズと導体抵抗値をに示す。

表 2-29 HVAC ケーブルに仮定した XLPE の導体サイズと導体抵抗値

	導体サイズ [mm ²]	導体抵抗値 [ohm/km]
海底ケーブル	1,000	0.0176
陸上ケーブル	1,600	0.0113

(出典：ABB, “XLPE Land Cable Systems User’s Guide”)

HVAC ケーブル 1 回線（3 条）に流れる導体損 P_{lossAC} は以下の式で求められる。

$$P_{lossAC} = 3 \times I^2 \times R$$

ここで、 I は電流で R はケーブルの導体抵抗値である。これを 8,760 時間分計算し積算することで、年間の送電損失が求められる。

c. VSC-HVDC

VSC の変電損失については、CIGRE の技術パンフレット¹を元に、損率は定格容量の 1% (Modular Multilevel Converter: MMC 相当) であると仮定した。また、変換器損失は、充電中であれば出力に無関係に生じると仮定した。

d. 変圧器-HVAC

変圧器の変電損失については、National Grid の報告書²を元に、損率は負荷損率を 0.5% 無負荷損率を 0.05% であると仮定した。

e. 洋上風力発電の風力発電単価

洋上風力発電の送変電損失費用を試算するためには、送変電損失量に風力発電単価を乗算して試算する。風力発電単価は、2.6.3 項で述べた IRENA の報告書の洋上風力発電の LCOE の値を参照し、以下の単価とした。

- ・ 風力発電単価：0.0692 [€/kW] （1€ = 1.2US\$で換算）

2.7.2. 送変電損失の試算

上述の仮定条件を元に、洋上風力発電の流通設備での送電損失を試算した。洋上風力開発第 1 段階における HVDC および HVAC の接続方法の送変電損失コストの試算結果

¹ CIGRE, “Technical Brochure 492 Voltage Source Converter (VSC) HVDC for Power Transmission – Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies”

² National Grid, “Electricity Ten Year Statement 2015”

をまとめたものを表 2-30 に示す。

表 2-30 洋上風力開発第 1 段階における HVDC および HVAC の接続方法の送変電損失の試算結果

1 st stage	Total transmission loss [MWh]	Transmission loss cost [million €]
HVDC	66,304.8	4.6
HVAC	61,290.5	4.2

(出典：調査団作成)

表から分かるように、送変電損失は HVDC を採用した場合が 4.2 million €で HVAC を採用した場合が 4.6 million €となり、HVDC を採用する場合の方が洋上風力発電の送変電損失が若干小さくなった。洋上風力開発第 1 段階における各設備における送変電損失と送変電損失コストの内訳を表 2-31 および表 2-32 に示す。

表 2-31 洋上風力開発第 1 段階における HVDC の接続方法の送変電損失の詳細

	Section	Total transmission loss [MWh]	Transmission loss cost [mil. €]
OWF A (HVDC)	OWF A – Lithuania(Submarine)	6,436.1	0.4
	OWF A – Lithuania(Land)	2,227.9	0.2
	VSC offshore	28,820.4	2.0
	VSC onshore	28,820.4	2.0
Total		66,304.8	4.6

(出典：調査団作成)

表 2-32 洋上風力開発第 1 段階における HVAC の接続方法の送変電損失の詳細

	Section	Total transmission loss [MWh]	Transmission loss cost [mil. €]
OWF A (HVAC)	OWF A – Lithuania(Submarine)	24,207.9	1.7
	OWF A – Lithuania(Land)	5,380.1	0.4
	Transformer offshore	15,851.2	1.1
	Transformer onshore	15,851.2	1.1
Total		61,290.5	4.2

(出典：調査団作成)

表 2-31 および表 2-32 の結果を比較すると、ケーブルについては HVAC の方では導体損だけでなく誘電体損、シース損を考慮するため、HVDC と比較して 4 倍近い送電損失となることが分かった。一方で、変圧器と VSC を比較した場合では、VSC の損失の方が 2 倍程度大きいことが分かった。70 km の程度の距離では変電設備における送電損失の差が支配的であり、HVAC の方が有利な結果となったが、HVDC と HVAC のケー

ブルでの損失を考慮すると、距離が長くなれば、HVAC の送変電損失は HVDC を超えると考えられる。

2.8. 年間経費

洋上風力発電グリッドの経済性は、設備の運転・存続に係る年間経費にて評価する。具体的には、設備年間経費、発電機会損失、送変電損失の合計値を年間経費として表し、比較評価する。年間経費の計算式は以下の通り。

$$\begin{aligned} \text{年間経費 [€/year]} = \\ \text{設備年間経費 [€/year]} + \text{発電機会損失 [€/year]} + \text{送変電損失 [€/year]} \end{aligned}$$

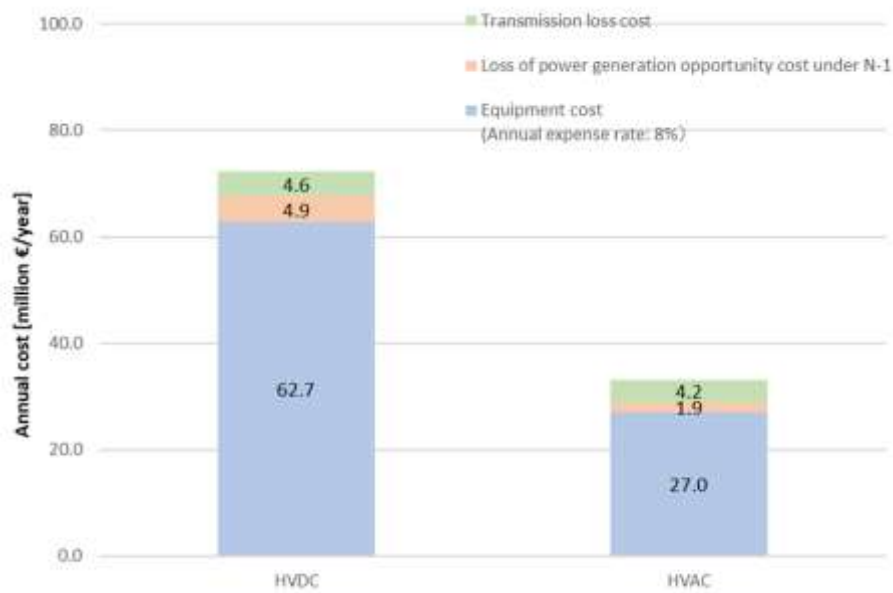
ここで、設備年間経費は減価償却費、税金、修繕費などを含めた経費であり、建設コストに設備年経費率 [%]/100 を乗じて次式で算定する。

$$\text{設備年間経費 [€]} = \text{建設コスト [€]} \times \text{設備年経費率 [\%]} / 100$$

設備年経費率については経済産業省資源エネルギー庁の長期エネルギー需給見通し小委員会の資料に記載されている送変電年経費率 8%³を参照した。

以上の条件から、洋上風力開発第 1 段階における HVDC および HVAC の年間経費を試算した。年間経費の比較を図 2-24 に示す。

³ 経済産業省資源エネルギー庁、「再生可能エネルギー導入に伴う系統安定化費用の考え方について」



(出典：調査団作成)

図 2-24 洋上風力開発第 1 段階における HVDC および HVAC の年間経費の比較

年間経費を比較すると、HVDC が 72.2 million €で HVAC が 33.1 million €となり、HVDC のコストは HVAC の 2 倍以上という結果となった。年間経費の結果から、洋上にプラットフォームを設置し、プラットフォームから陸上までの距離が比較的短い場合は、HVAC の接続の方がコスト面では経済的であることが分かった。

第3章 洋上風力発電開発第4段階における有力なグリッド構成の洗

い出し

前章では洋上風力発電開発第1段階におけるHVDCとHVACの接続方法について、流通設備の導入コスト、発電機会損失、送変電損失を比較することで、コスト面からの経済性比較を実施した。前章での結果を踏まえながら、本章では洋上風力発電開発第4段階における有力なグリッド構成案について検討を実施した。洋上風力発電の系統構成を決めるにあたり、Litgridとの協議の上、洋上風力開発全段階をHVDCとした場合の洋上風力発電グリッド構成案と、HVACとHVDCを組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案を提案することとした。

3.1. 洋上風力開発全段階をHVDCとした洋上風力発電グリッド構成案の検討

3.1.1. 基本的な考え方

洋上風力開発全段階をHVDCとした洋上風力発電グリッド構成案を検討するにあたり、グリッド構成の基本的な考え方を以下の通り整理した。

a) プラットフォームの容量と数

プラットフォームの容量については、当初、洋上風力発電の各段階が700MWと想定されていたため、700MWのプラットフォームの導入を検討していた。しかし、Litgridから、より大きめのサイズを採用する方が、コストメリットが出るのではないかと打診され、1,400MWのプラットフォームの導入を検討した。2022年2月時点では、国内外を含めて1,000MWを超えるプラットフォームの導入実績は見つからなかった。しかしながら、当社は過去にNEDOのプロジェクトにおいて、日本での1,500MWのプラットフォームの導入について検討したことがあり、その際にメーカーに確認したところ、技術的には可能との回答を得ている。そのため、本案件においても、1,400MWのプラットフォームは採用可能と判断し、グリッド構成案を検討した。プラットフォームの容量と数の仮定条件を表3-1に示す。

表 3-1 プラットフォームの容量と数

設備	容量	台数
HVDC プラットフォーム	1,400 MW	2 台

(出典:調査団作成)

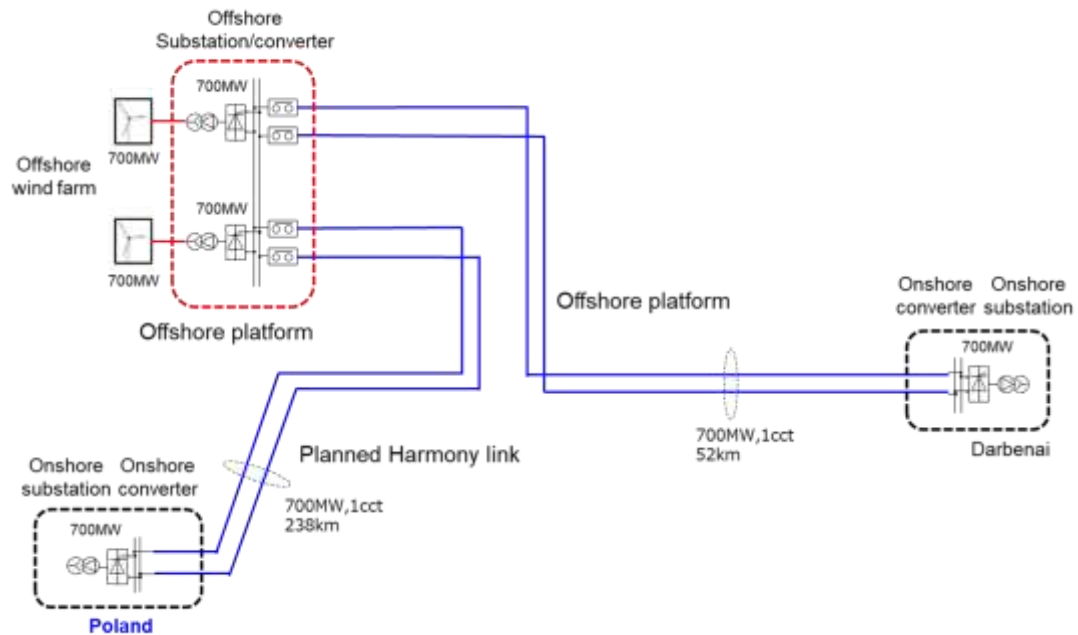
- b) 一つのプラットフォームに接続する海底ケーブルの数
 - ・ 海底ケーブル 2 回線 (N-1 を考慮しない)
 - ・ 海底ケーブル 3 回線 (N-1 を考慮し、3 回線目をリトアニア向けに追加)
 - ・ 上記に加え、プラットフォーム間に 1 回線の連系線を新設するパターンを検討
- c) リトアニアとスウェーデンの連系線である既設の Nordbalt とリトアニアとポーランドの連系線である計画の Harmony link への洋上風力発電のプラットフォームの割入りの条件
 - ・ 既設の Nordbalt と計画の Harmony link の両方への割り入れ
 - ・ 計画の Harmony link への割り入れ
 - ・ 既設の Nordbalt への割り入れ
 - ・ 既設の Nordbalt と計画の Harmony link のどちらにも割り入れない
- d) 洋上風力発電を接続する国の考え方
 - ・ スウェーデンとポーランドへ優先的に接続する
 - ・ Litgrid との協議に基づき、ラトビアについては接続の優先順位を下げる
- e) 新設するケーブルの容量について
 - ・ 基本的には新設するケーブルの容量は 700 MW とする
 - ・ プラットフォーム間の連系線のケーブル容量も 700 MW とする
(プラットフォーム間の連系線の両端にはハイブリッド DCCB を設置)

3.1.2. 洋上風力開発第 2 段階から第 4 段階で想定される接続方法について

前項の仮定条件を元に、洋上風力開発第 2 段階から第 4 段階で想定される流通設備の接続方法を以下の通り整理した。

a) 計画の Harmony link に割を入れるケース

現在、リトアニアとポーランドの間に HVDC の国際連系線 Harmony link の建設が計画されており、この Harmony link に洋上風力発電を割り入れる。洋上風力発電を計画の Harmony link に割り入れるケースのグリッド構成図を図 3-1 に示す。

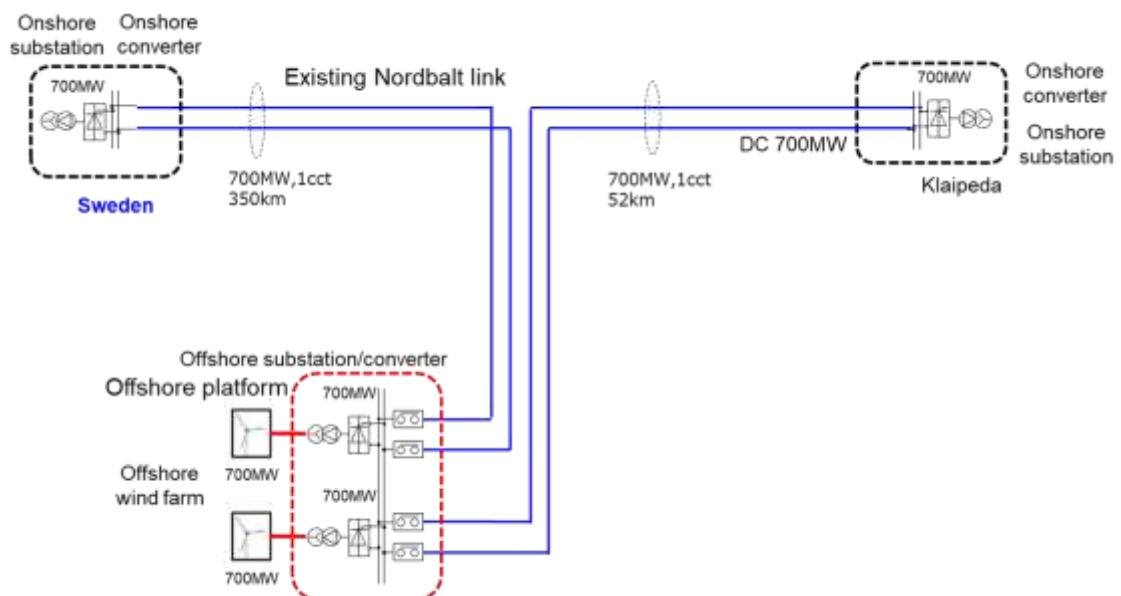


(出典:調査団作成)

図 3-1 洋上風力発電を計画の Harmony link に割り入れるケースのグリッド構成図

b) 既存の Nordbalt に割を入れるケース

すでにリトアニアとスウェーデンの間で HVDC の国際連系線 Nordbalt が運用されているが、この Nordbalt に洋上風力発電を割り入れる。洋上風力発電を既存の Nordbalt に割り入れるケースのグリッド構成図を図 3-2 に示す。

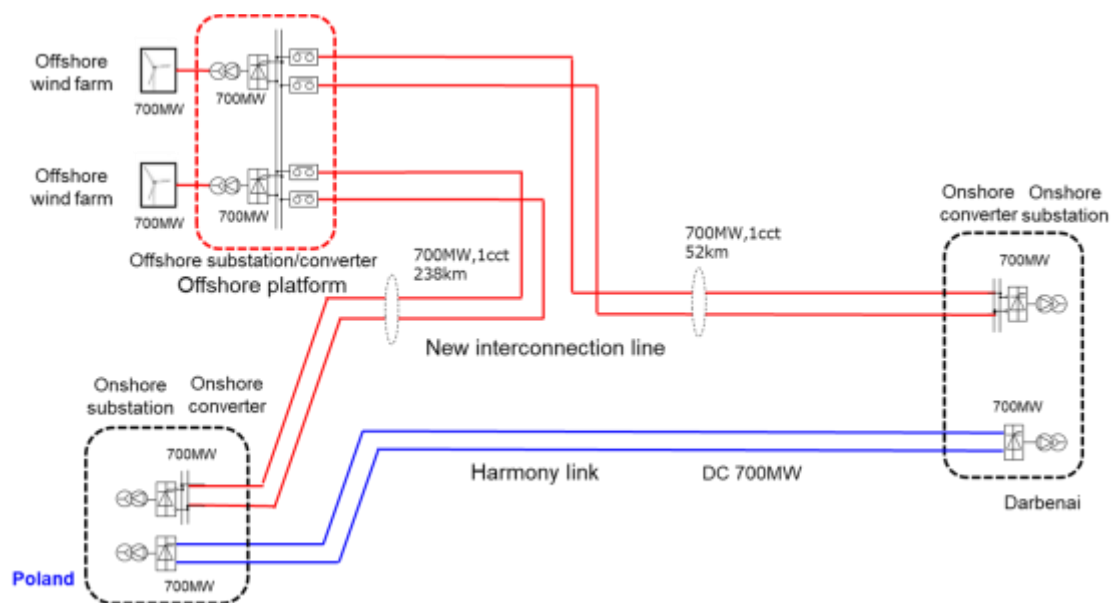


(出典:調査団作成)

図 3-2 洋上風力発電を既存の Noldbalt に割り入れるケースのグリッド構成図

c) リトアニアとポーランドの間に国際連系線を新設するケース

計画の Harmony link に割りを入れないで、リトアニアとポーランドの間に洋上風力を介して国際連系線を新設する。洋上風力発電を介してリトアニアとポーランドの間に国際連系線を新設するケースのグリッド構成図を図 3-3 に示す。

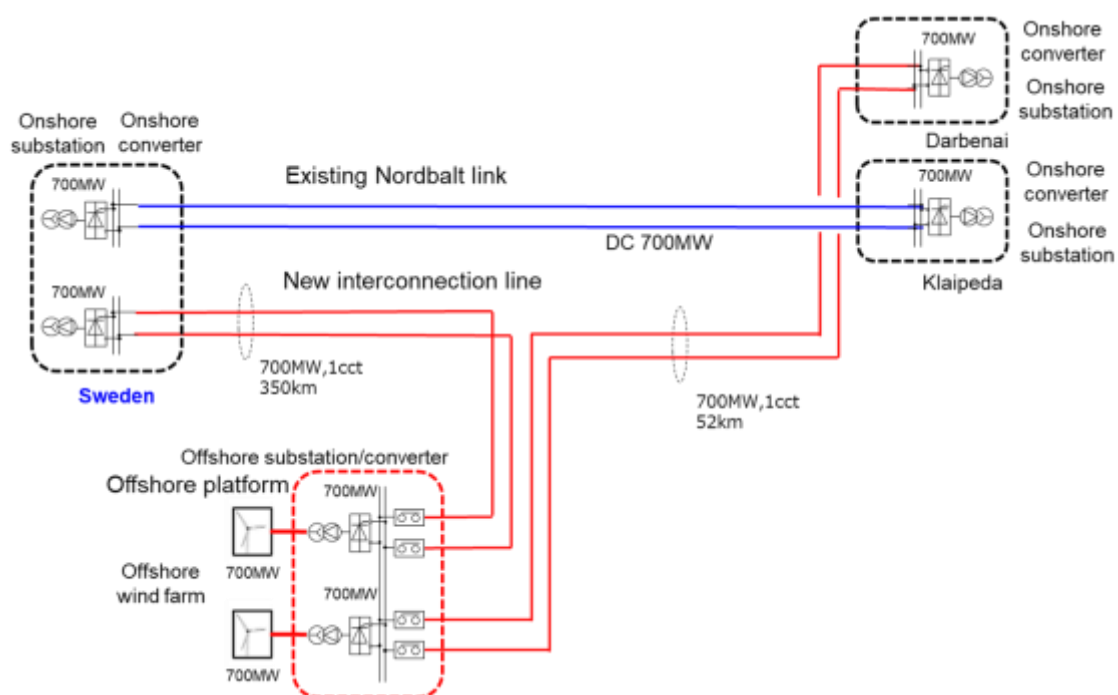


(出典:調査団作成)

図 3-3 リトアニアとポーランドの間に国際連系線を新設するケースのグリッド構成図

d) リトアニアとスウェーデンの間に国際連系線を新設するケース

既存の Nordbalt に割りを入れないで、リトアニアとポーランドの間に洋上風力を介して国際連系線を新設する。洋上風力発電を介してリトアニアとポーランドの間に国際連系線を新設するケースのグリッド構成図を図 3-4 に示す。

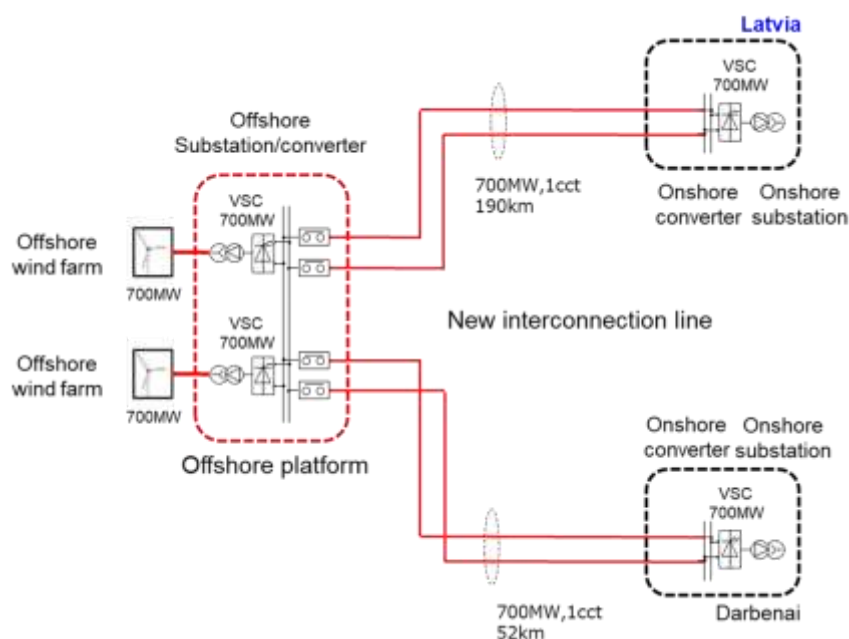


(出典:調査団作成)

図 3-4 リトアニアとスウェーデンの間に国際連系線を新設するケースの
グリッド構成図

e) リトアニアとラトビアの間に国際連系線を新設するケース

リトアニアとラトビアの間に洋上風力を介して国際連系線を新設する。洋上風力発電を介してリトアニアとラトビアの間に国際連系線を新設するケースのグリッド構成図を図 3-5 に示す。



(出典:調査団作成)

図 3-5 リトアニアとラトビアの間に国際連系線を新設するケースのグリッド構成図

これらの洋上風力開発第 2 段階から第 4 段階で想定される流通設備の接続方法を組み合わせることで、以降、洋上風力発電開発第 4 段階における有力なグリッド構成の洗い出しを行う。

3.1.3. 洋上風力開発全段階を HVDC とした洋上風力発電グリッド構成案の検討

上述した条件を元に、洋上風力開発全段階を HVDC とした洋上風力発電グリッド構成案を検討した。グリッド構成案の候補をまとめたものを表 3-2 に示す。表 3-2 において、パターン 1～6 は N-1 を考慮しないグリッド構成としたため、洋上風力発電設備とプラットフォームに接続されるケーブル容量が等しくなる。一方でパターン 7～12 はパターン 1～6 に N-1 を考慮したグリッド構成案であり、各プラットフォームからリトアニアに向けてケーブル 1 回線を追加したパターンである。パターン 13 はパターン 1 に対して N-1 事故対策として、各プラットフォームからケーブルを引き出す代わりに、プラットフォーム間に連系線を追加したパターンである。各パターンのグリッド構成案を図 3-6～図 3-18 に示す。なお、本調査でのグリッド構成案の提案は各段階での導入の

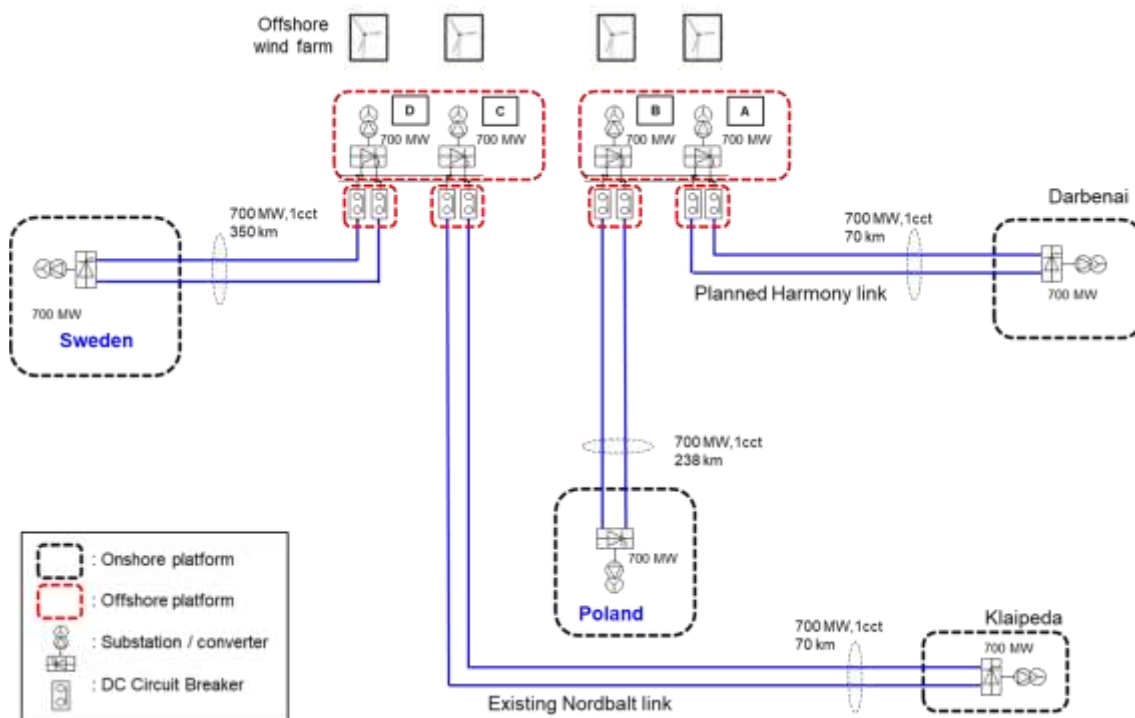
順番を決めるものではないため、第4段階導入時のグリッド構成案において洋上風力発電の各段階の名前を A、B、C、D と表記し、これらは洋上風力発電各段階との時系列としての関連はないものとする。

表 3-2 洋上風力開発全段階を HVDC とした洋上風力発電グリッド構成案

S.N.	The number of cables fed from #1 PF	The number of cables fed from #2 PF	Insertion to existing Nordbalt and planned Harmony link				Interconnection line between PFs	Remarks
			Both NB. and H.L.	H.L. only	NB. only	Neither NB. nor H.L.		
1	2	2	○					
2	2	2		○				New line is installed between Lithuania and Poland
3	2	2		○				New line is installed between Lithuania and Sweden
4	2	2			○			New line is installed between Lithuania and Poland
5	2	2			○			New line is installed between Lithuania and Sweden
6	2	2				○		
7	3	3	○					Third cable is installed between a PF and Lithuania
8	3	3		○				New line is installed between Lithuania and Poland Third cable is installed between a PF and Lithuania
9	3	3		○				New line is installed between Lithuania and Sweden Third cable is installed between a PF and Lithuania
10	3	3			○			New line is installed between Lithuania and Poland Third cable is installed between a PF and Lithuania
11	3	3			○			New line is installed between Lithuania and Sweden Third cable is installed between a PF and Lithuania
12	3	3				○		Third cable is installed between a PF and Lithuania
13	2	2	○				○	

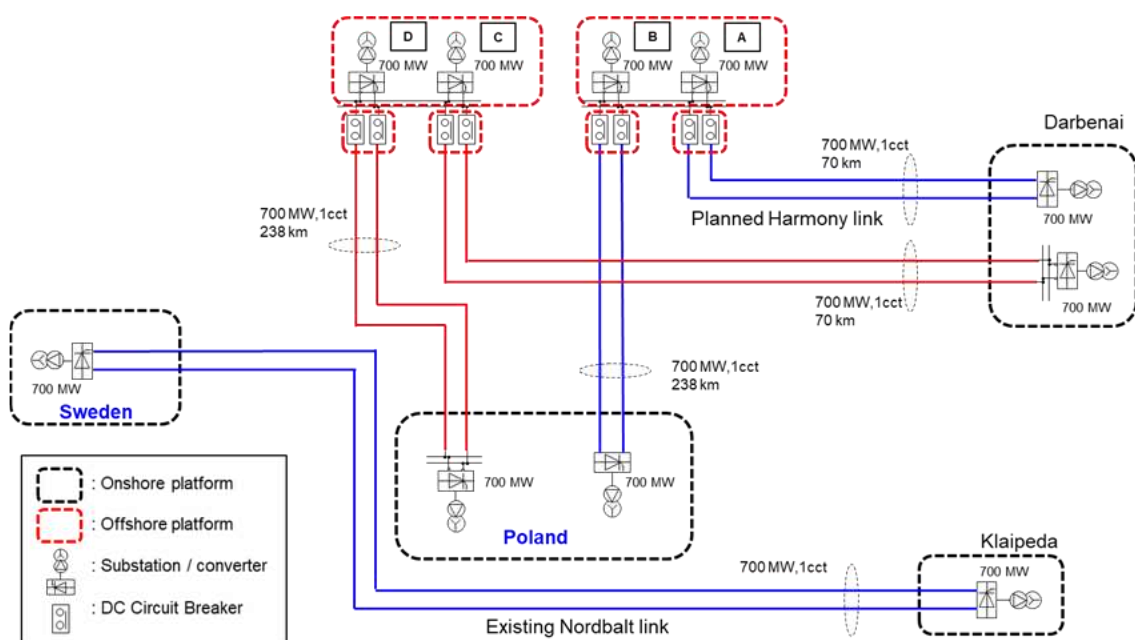
NB = Noldbalt, H.L = Harmony Link, PF = Platform

(出典:調査団作成)



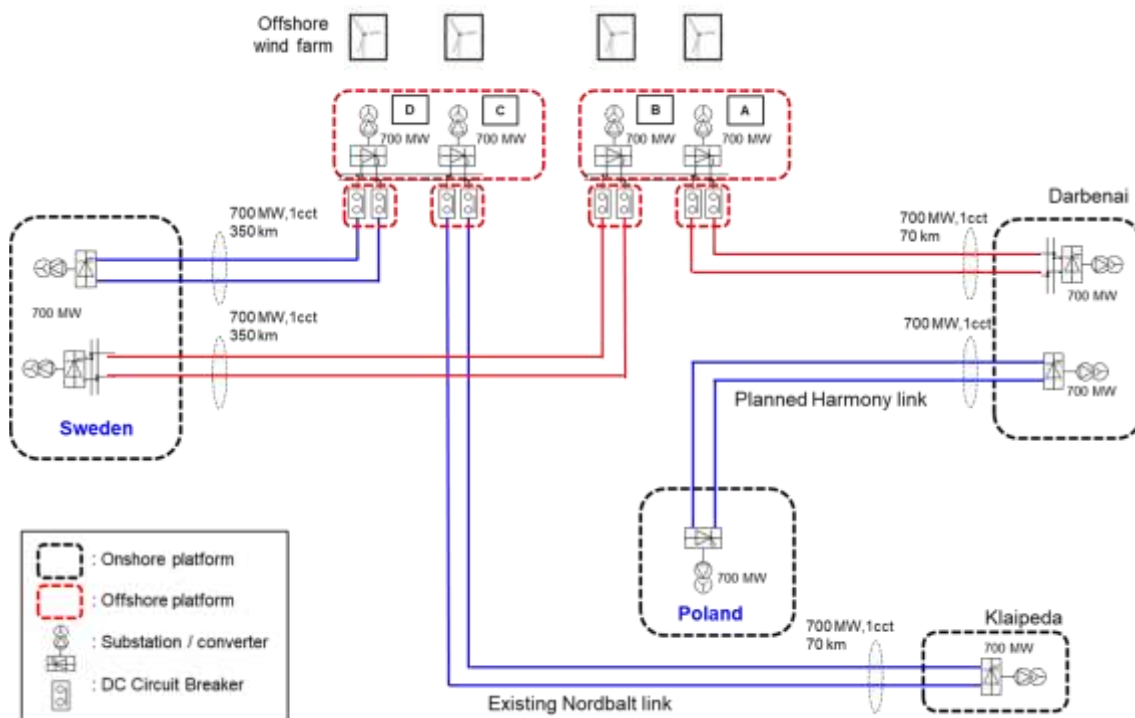
(出典:調査団作成)

図 3-6 パターン 1 の洋上風力発電グリッド構成案



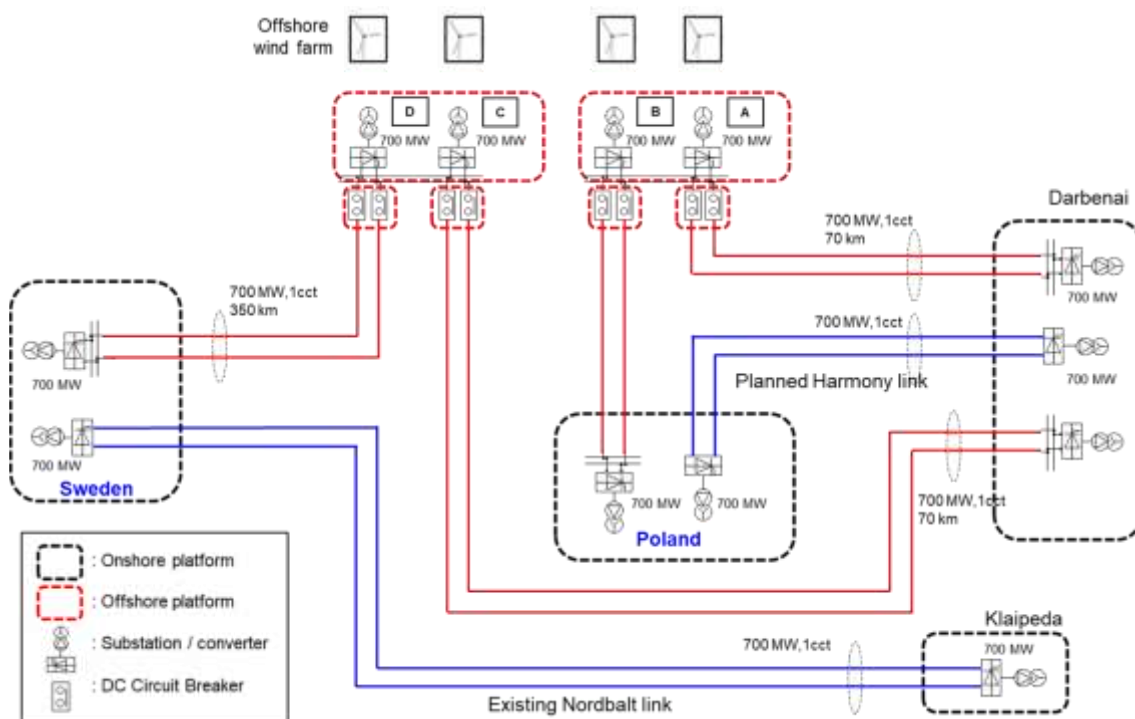
(出典:調査団作成)

図 3-7 パターン 2 の洋上風力発電グリッド構成案



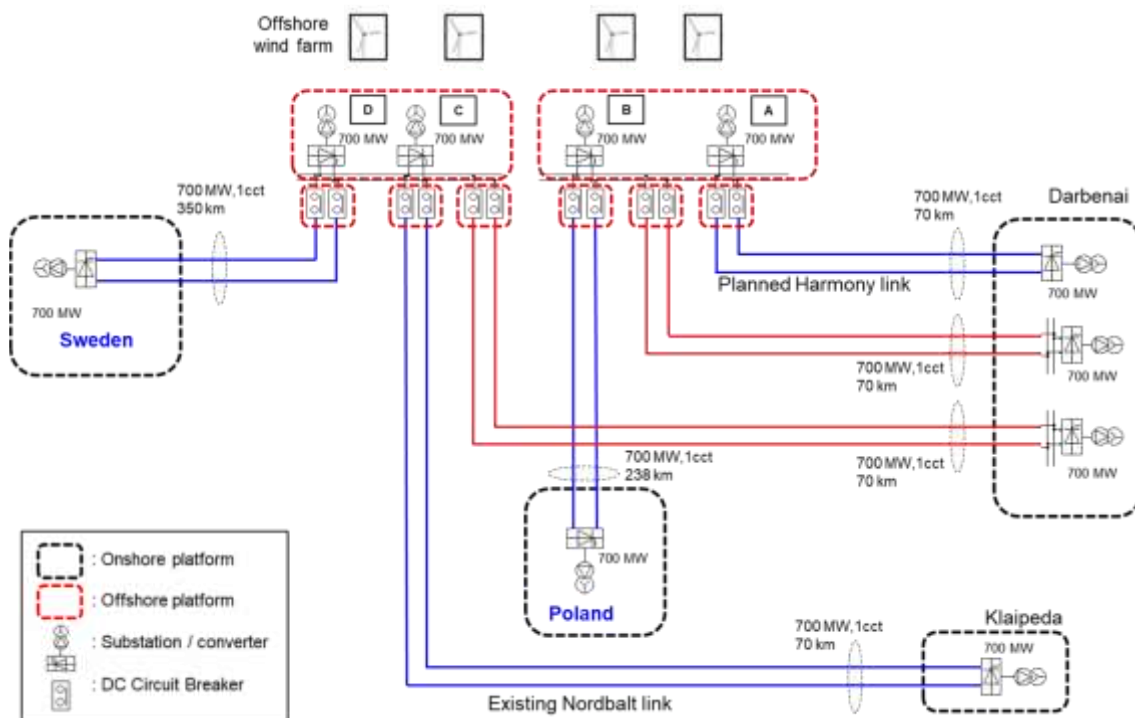
(出典:調査団作成)

図 3-10 パターン 5 の洋上風力発電グリッド構成案



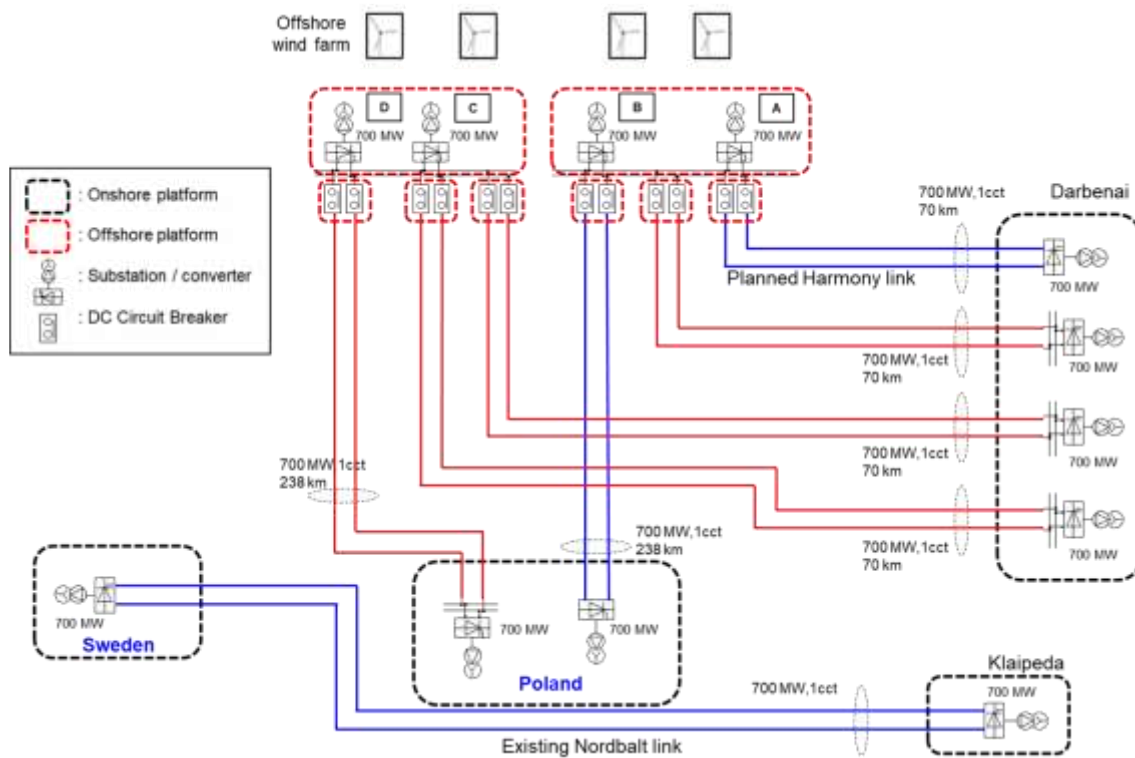
(出典:調査団作成)

図 3-11 パターン 6 の洋上風力発電グリッド構成案



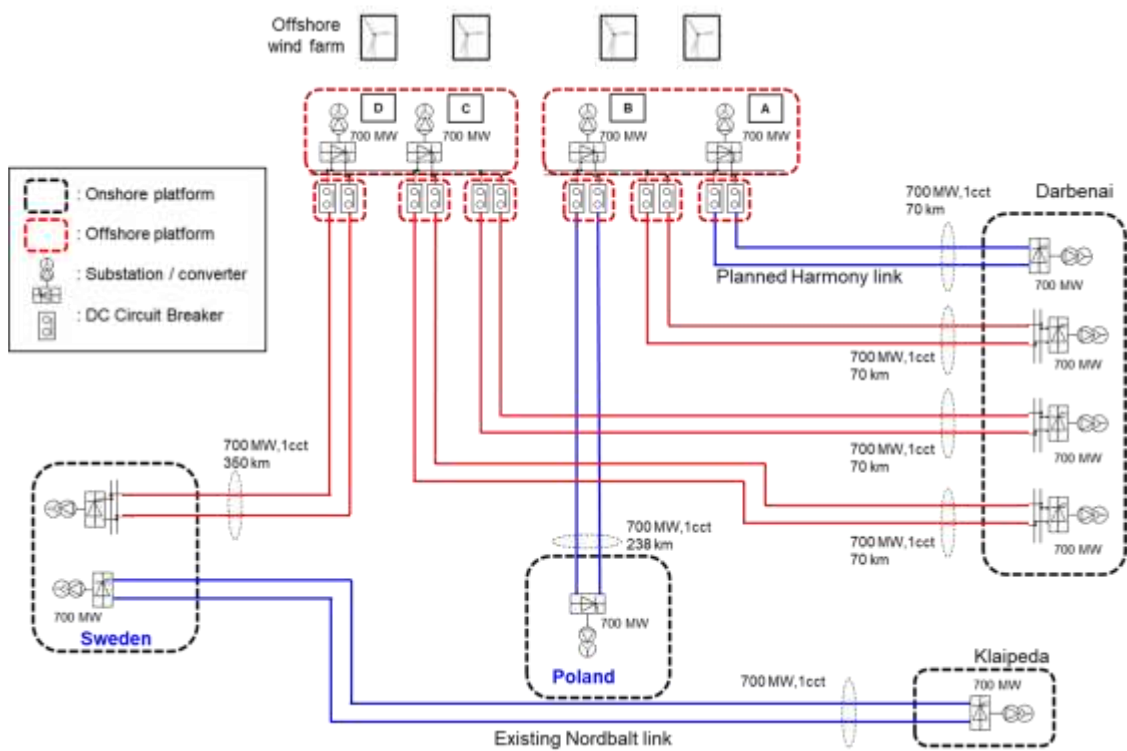
(出典:調査団作成)

図 3-12 パターン7の洋上風力発電グリッド構成案



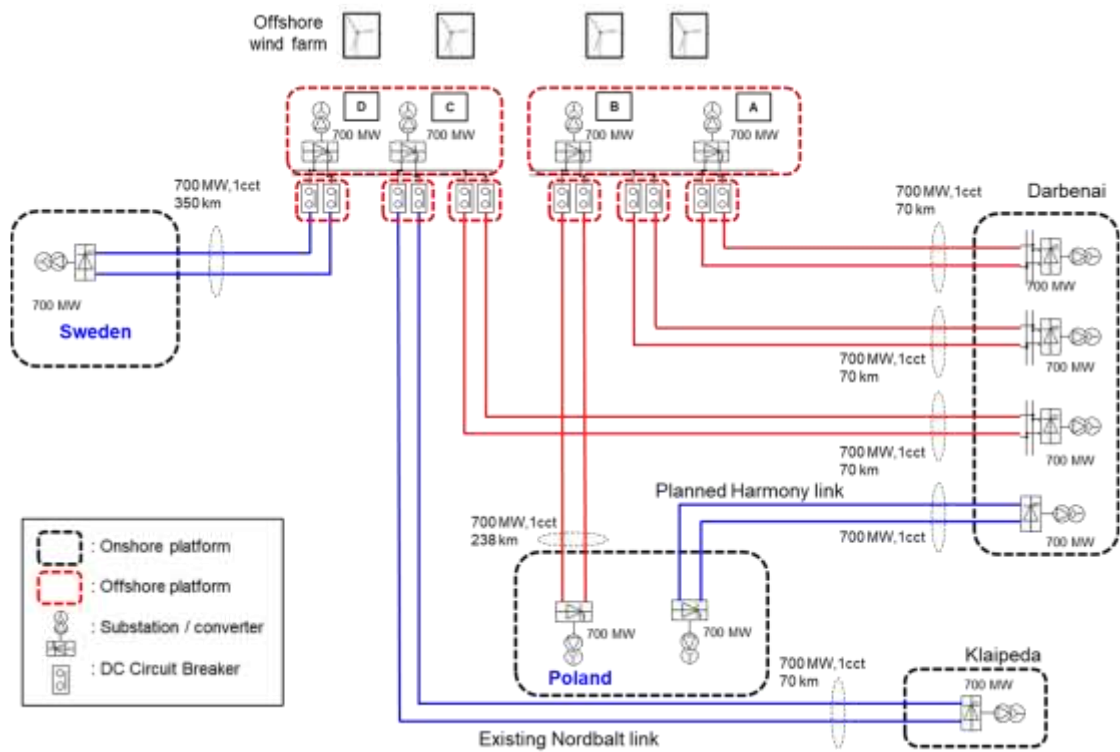
(出典:調査団作成)

図 3-13 パターン8の洋上風力発電グリッド構成案



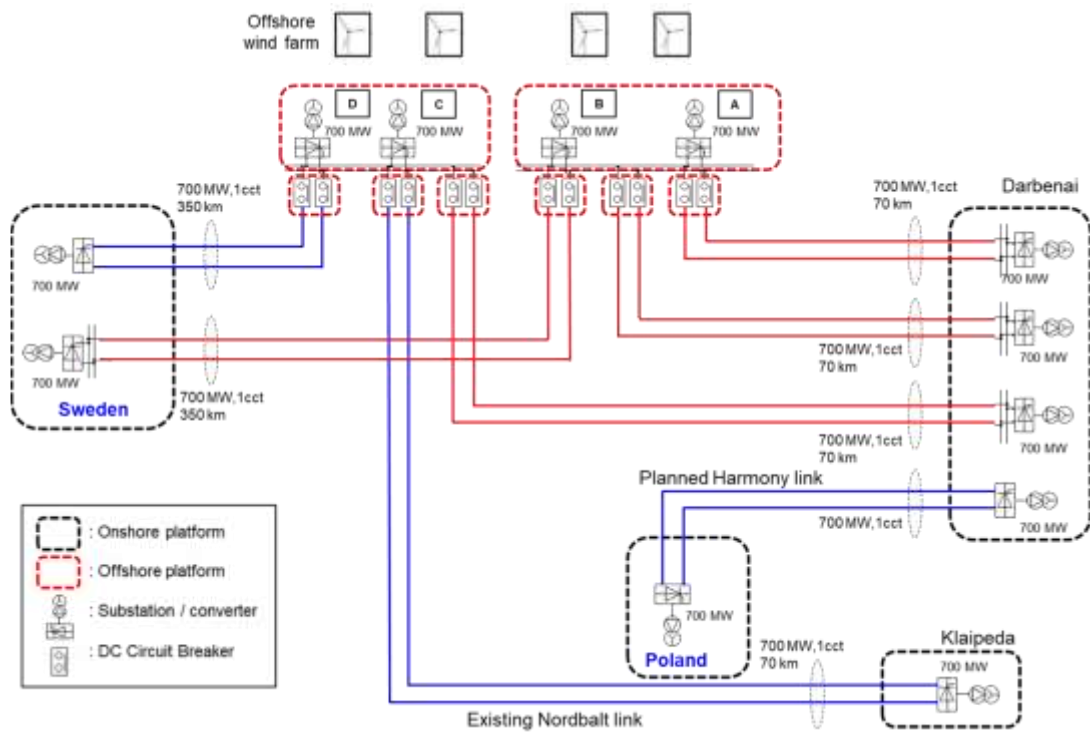
(出典:調査団作成)

図 3-14 パターン 9 の洋上風力発電グリッド構成案



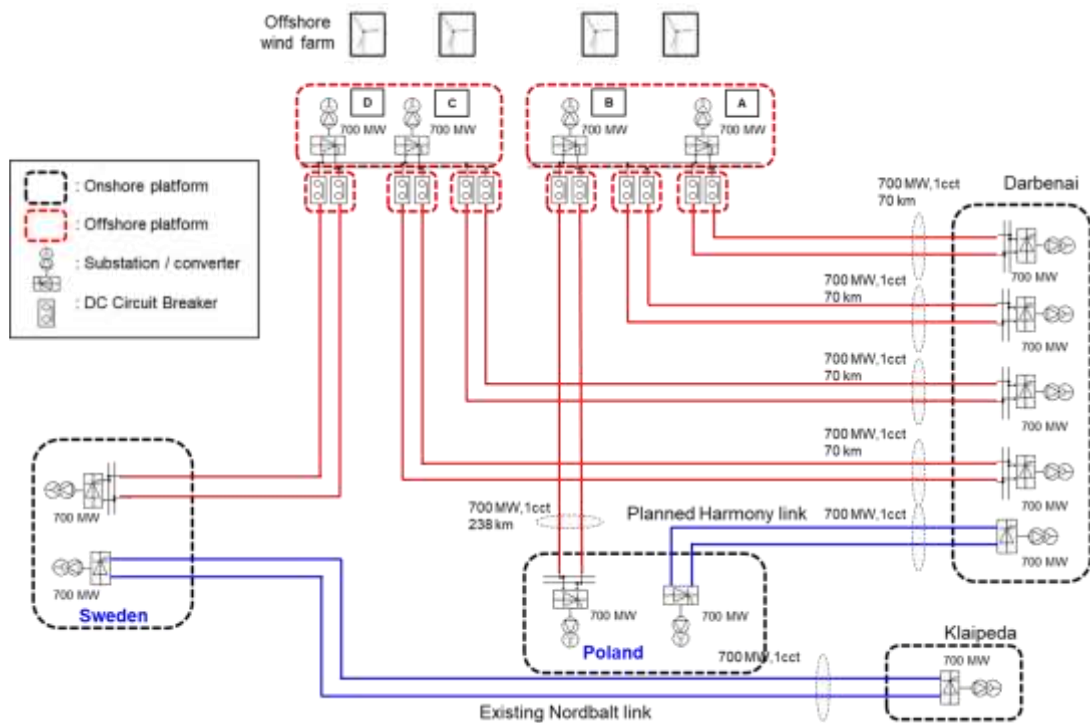
(出典:調査団作成)

図 3-15 パターン 10 の洋上風力発電グリッド構成案



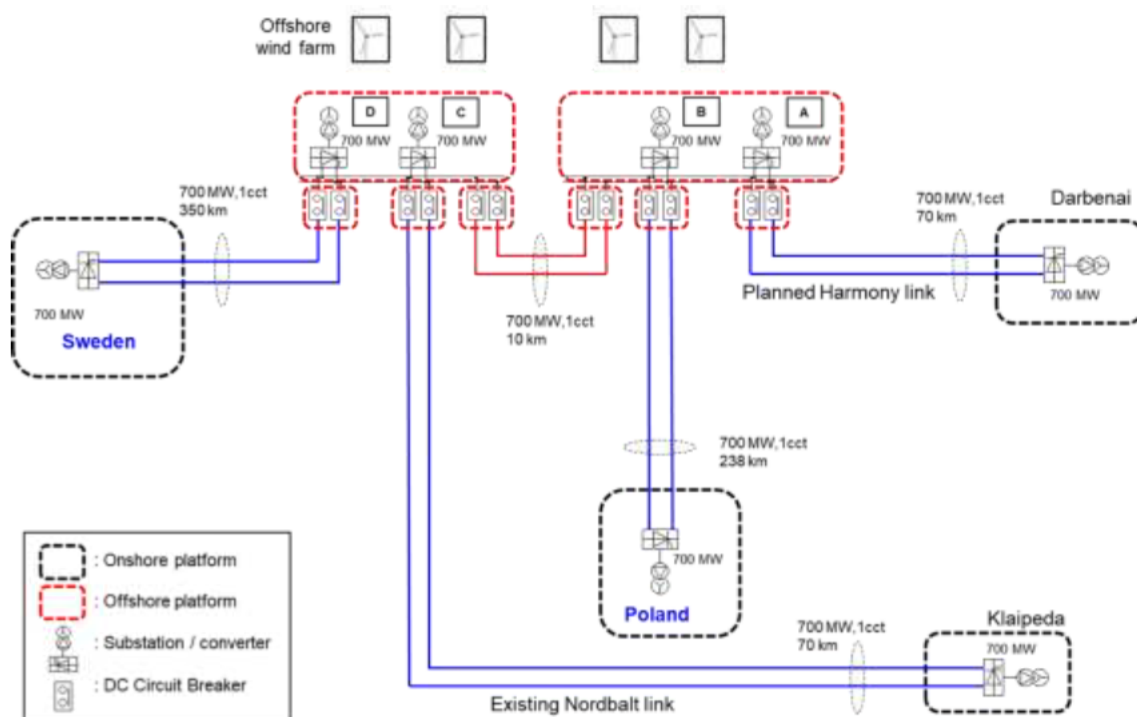
(出典:調査団作成)

図 3-16 パターン 11 の洋上風力発電グリッド構成案



(出典:調査団作成)

図 3-17 パターン 12 の洋上風力発電グリッド構成案



(出典:調査団作成)

図 3-18 パターン 13 の洋上風力発電グリッド構成案

3.2. HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案の検討

3.2.1. 基本的な考え方

次に、HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案を決めるにあたり、検討するにあたり、グリッド構成の基本的な考え方を以下の通り整理した。

a) プラットフォームの容量と数

プラットフォームの容量については、HVAC を洋上風力開発 1 段階のみに採用するパターンと 2 つの段階で採用するパターンについて検討した。プラットフォームの容量と数の仮定条件を表 3-3 と表 3-4 に示す。

表 3-3 洋上風力開発 1 段階にのみ HVAC を採用する場合の
プラットフォームの容量と数

設備	容量	台数
HVDC プラットフォーム	700 MW	1 台
	1400 MW	1 台
HVAC プラットフォーム	700 MW	1 台

(出典:調査団作成)

表 3-4 洋上風力開発 1、2 段階に HVAC を採用する場合の
プラットフォームの容量と数

設備	容量	台数
HVDC プラットフォーム	1,400 MW	1 台
HVAC プラットフォーム	1,400 MW	1 台

(出典:調査団作成)

b) 一つのプラットフォームに接続する海底ケーブルの数

- ・ 700 MW の HVAC のプラットフォーム : 1 回線
- ・ 700 MW の HVDC のプラットフォーム : 2 回線
- ・ 1,400 MW の HVDC および HVAC のプラットフォーム : 2 回線

なお、HVAC のプラットフォームからのケーブル接続は、700 MW 1,400 MW とともに放射状での接続と仮定した。

c) ケーブルの充電電流補償用の分路リアクトルの容量

- ・ ケーブルの充電電流補償用の分路リアクトルは、ケーブルの両端に容量 220 MVar の物を設置する (220 MVar×2)

d) リトアニアとスウェーデンの連系線である既設の Nordbalt とリトアニアとポーランドの連系線である計画の Harmony link への洋上風力発電のプラットフォームの割入りの条件

- ・ 既設の Nordbalt と計画の Harmony link の両方への割り入れ
- ・ 計画の Harmony link への割り入れ
- ・ 既設の Nordbalt への割り入れ
- ・ 既設の Nordbalt と計画の Harmony link のどちらにも割り入れない

e) 洋上風力発電を接続する国の考え方

- ・ スウェーデン、ポーランド、ラトビアの 3 カ国への接続を検討

f) 新設するケーブルの容量について

- ・ 基本的には新設するケーブルの容量は 700 MW とする

3.2.2. HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案の検討

上述した条件を元に、HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案を検討した。Litgrid との協議の結果、3.1 項でまとめた洋上風力開発全段階を HVDC としたグリッド構成案のいくつかのパターンに対し、HVAC を含めた変化ケースの検討を

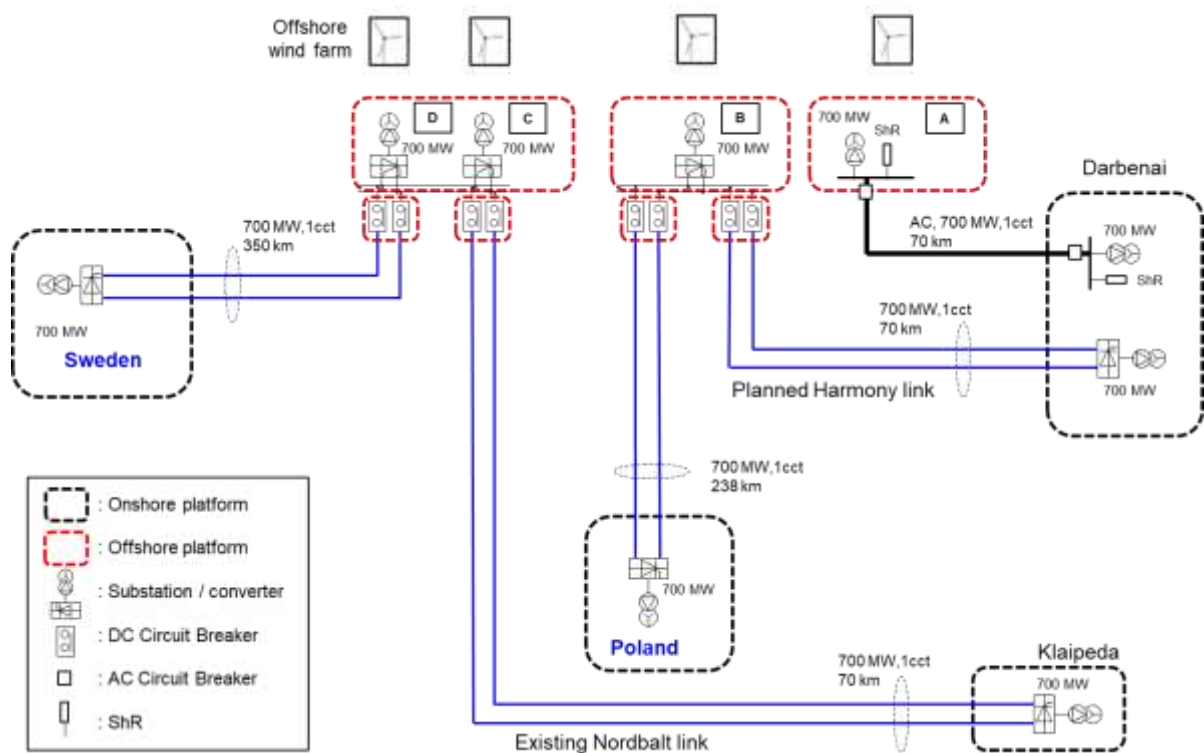
行い、コストメリットを比較して欲しいとの要望があった。HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案の候補をまとめたものを表 3-5 に示す。表 3-5 において、パターン 1-A～6-A は、前述のパターン 1～6 に対して、開発 1 段階に HVAC を採用したパターンである。一方、パターン 1-B～6-B はパターン 1～6 に対して、2 つの段階に HVAC を採用したパターンである。パターン 14-B は、2 つの段階に HVAC を採用したパターンにおいて、HVDC の新規連系線の接続先をラトビアに変えて検討して欲しいとの Ltigrd から要望に基づき、新たに追加したパターンである。各パターンのグリッド図を図 3-19～図 3-26 に示す。

表 3-5 HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案

S.N.	The number of cables fed from PF	Insertion to existing Nordbalt and planned Harmony link				Remarks
		Both NB. and H.L.	H.L. only	NB. only	Neither NB. nor H.L.	
1-A	700 MW PF (AC): 1 700 MW PF (DC): 2 1400 MW PF (DC): 2	○				
2-A	700 MW PF (AC): 1 700 MW PF (DC): 2 1400 MW PF (DC): 2		○			New line is installed between Lithuania and Poland
4-A	700 MW PF (AC): 1 700 MW PF (DC): 2 1400 MW PF (DC): 2			○		New line is installed between Lithuania and Poland
6-A	700 MW PF (AC): 1 700 MW PF (DC): 2 1400 MW PF (DC): 2				○	
2-B	1400 MW PF (AC): 2 1400 MW PF (DC): 2		○			New line is installed between Lithuania and Poland
4-B	1400 MW PF (AC): 2 1400 MW PF (DC): 2			○		New line is installed between Lithuania and Poland
6-B	1400 MW PF (AC): 2 1400 MW PF (DC): 2				○	
14-B	1400 MW PF (AC): 2 1400 MW PF (DC): 2				○	New line is installed between Lithuania and Latvia

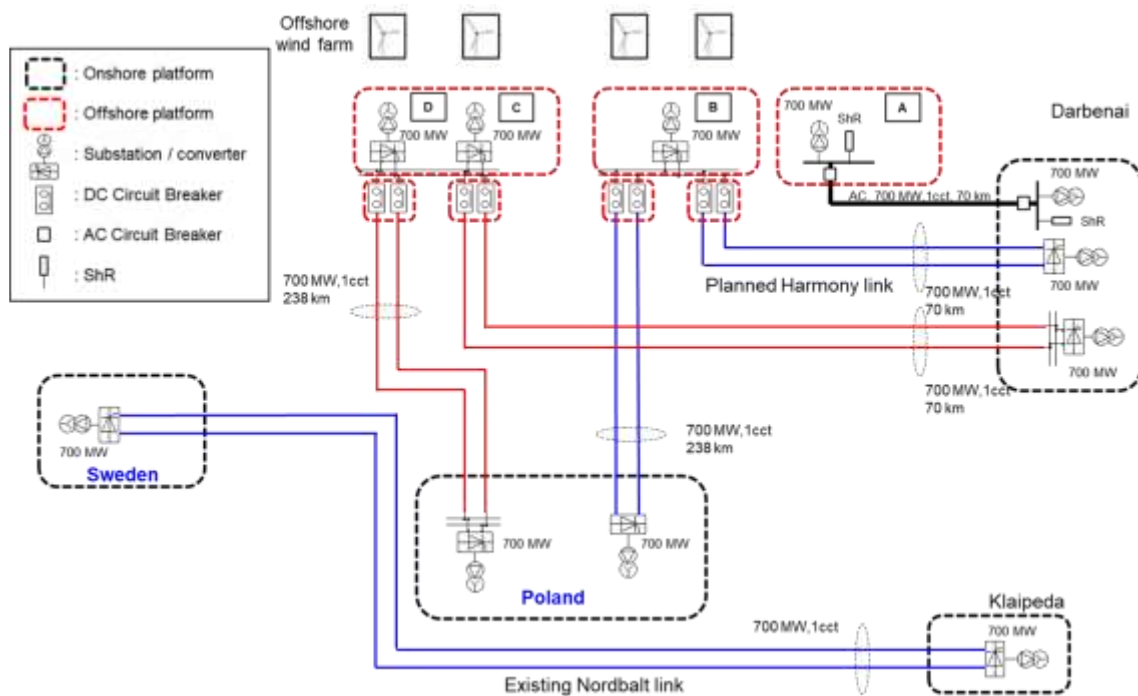
NB = Nordbalt, H.L = Harmony Link, PF = platform, S.N. = serial number

(出典:調査団作成)



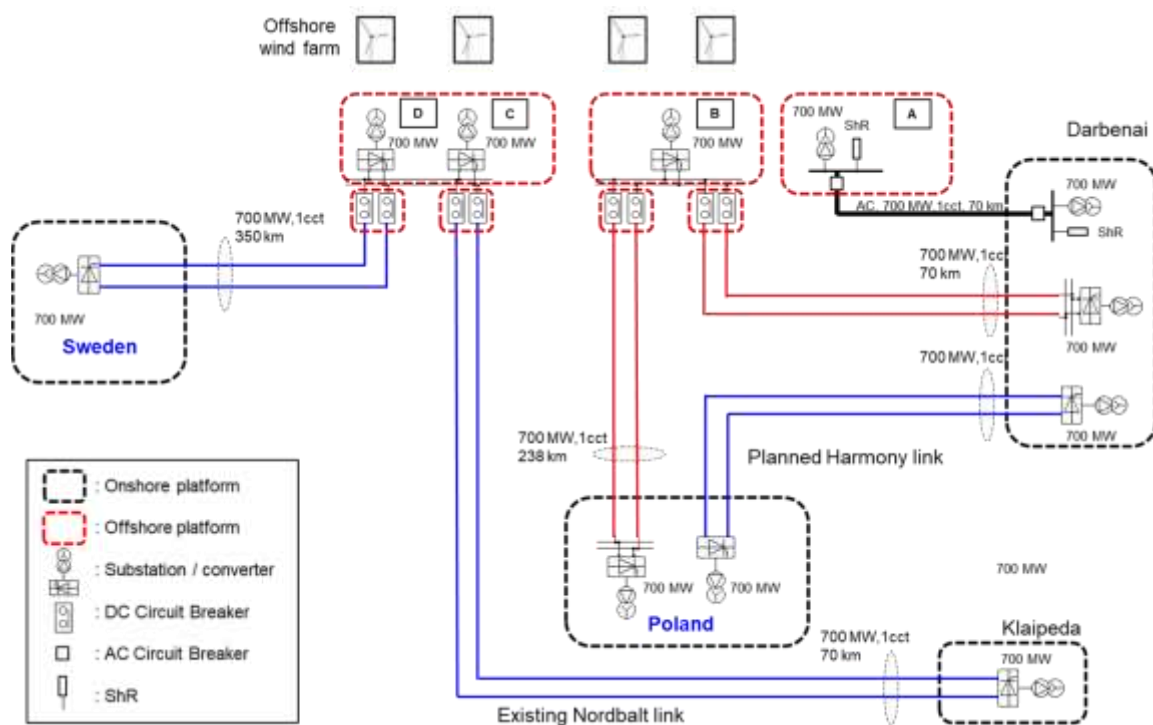
(出典:調査団作成)

図 3-19 パターン 1-A の洋上風力発電グリッド構成案



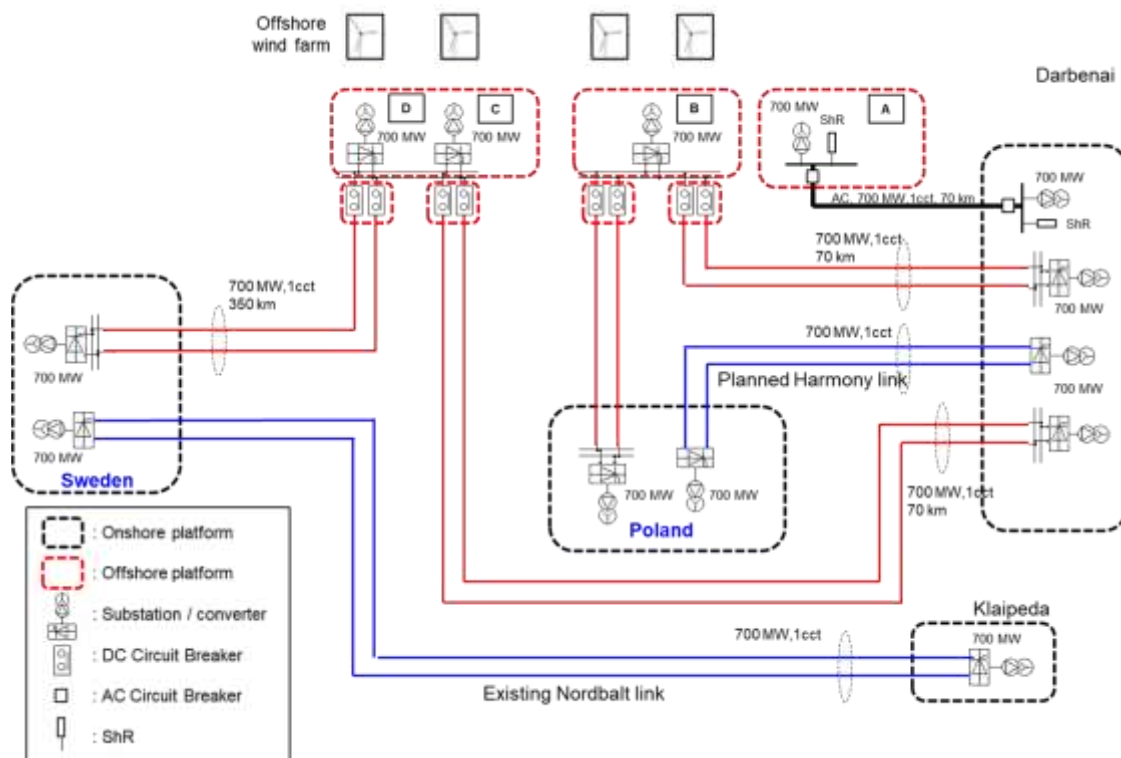
(出典:調査団作成)

図 3-20 パターン 2-A の洋上風力発電グリッド構成案



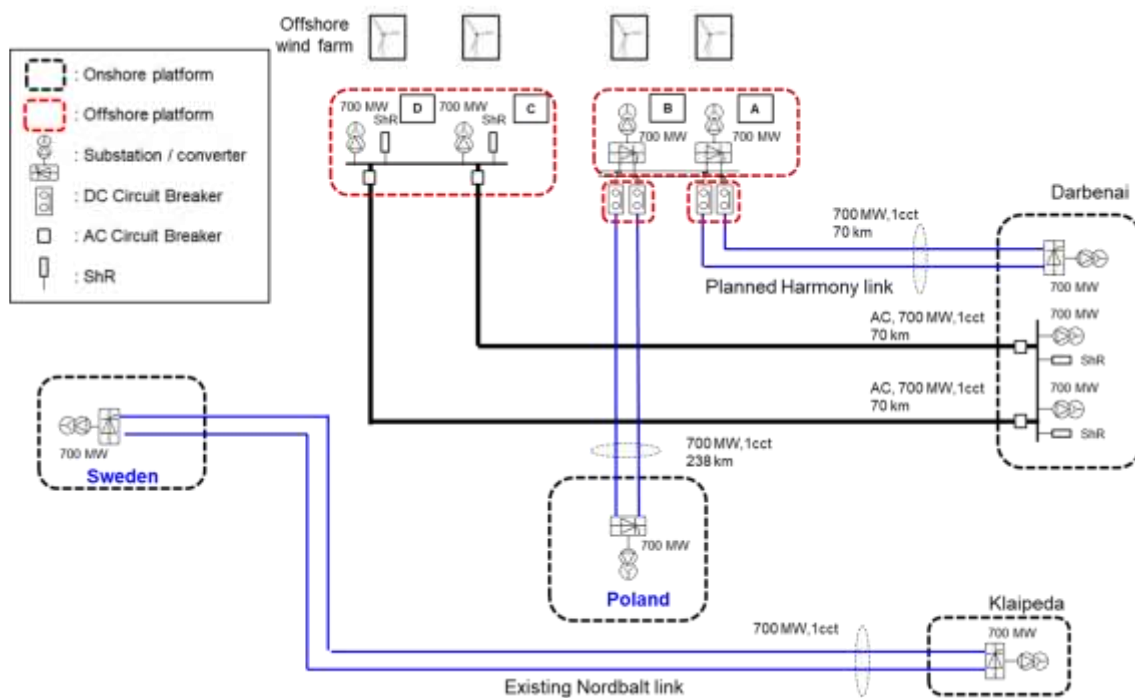
(出典:調査団作成)

図 3-21 パターン 4-A の洋上風力発電グリッド構成案



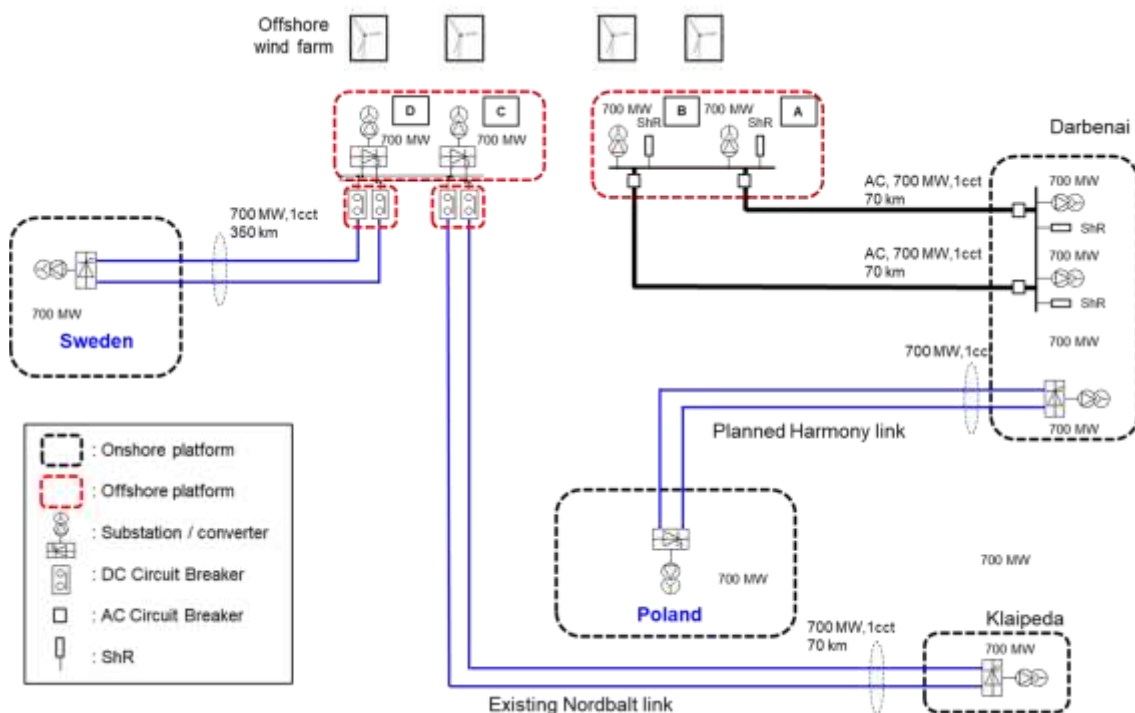
(出典:調査団作成)

図 3-22 パターン 6-A の洋上風力発電グリッド構成案



(出典:調査団作成)

図 3-23 パターン 2-B の洋上風力発電グリッド構成案



(出典:調査団作成)

図 3-24 パターン 4-B の洋上風力発電グリッド構成案

第4章 各グリッド構成の経済性比較

本章では、前章で洗い出した各グリッド構成の経済分析を実施した。具体的には、各グリッド構成の建設コスト、事故などにより設備が停止した際の発電機会損失、送電損失、電力取引市場におけるエリア間値差の変動による影響を試算し、費用便益分析を実施した。

4.1. 各グリッド構成のコスト比較

第2章で述べた各設備の原単位データを元に、第3章で提案した洋上風力の各系統構成案に対して、必要となる建設コストを試算した。

4.1.1. 洋上風力開発全段階を HVDC とした洋上風力発電グリッド構成案のコスト試算の仮定条件

洋上風力開発全段階を HVDC とした洋上風力の各系統構成案の試算にあたり、以下の条件を仮定した。

- ・ National Grid のコストデータを活用し、洋上変電設備及びプラットフォームについては、設備容量と原単位データの相関を取り、近似値によりコスト試算を行うこととした。これらのコストには、工事費及びエンジニアリング費用が含まれている。
- ・ ケーブルについては、ケーブル容量とケーブル長さあたりの原単位データの相関を取り、近似値によりコスト試算を行うこととした。ケーブルコストは、ケーブルの設備費用と工事費を分けて試算した。
- ・ HVDC の洋上変電設備のコストは、VSC、変圧器、GIS スイッチギア、DC 遮断器で構成される。
- ・ HVDC のプラットフォームの建設方法はジャケット&トップサイド方式と仮定した。
- ・ HVDC の陸上変電設備のコストは、VSC、変圧器、GIS スイッチギアで構成される。
- ・ 陸上ケーブルコストについては、リトアニア国内については、Litgrid より距離の仮定条件を提供されたため、コスト試算に含んだ。一方、連系先のスウェーデン、ポーランド、ラトビアについては、各国内の陸上変電所までの距離が不明であるため、陸上ケーブルコストはコスト試算から除外した。
- ・ 既設 Noldbalt、計画の Harmony link への割り入れのコストについては、Litgrid からの情報に基づき、40 million €と仮定した。

また、ケーブルコストの試算にあたり、以下の条件に基づき、各区間のケーブルの長さを仮定した。洋上風力からの各区間のケーブルの長さを表 4-1 に示す。

- ・ 洋上風力からリトアニアまでの距離については、Litgrid からの情報に基づき、海底ケーブルを 52 km、陸上ケーブルを 18 km と仮定した。
- ・ 洋上風力からポーランドまでの洋上の距離については、現在計画されている Harmony Link の海底ケーブルの長さが 290 km⁴であり、リトアニアから洋上風力までの海底ケーブルの長さが 52 km であるため、洋上風力からポーランドまでの海底ケーブルの長さは 238 km と仮定した。
- ・ 洋上風力からスウェーデンまでの洋上の距離については、既存の Nordbalt の海底ケーブルの長さが 400 km⁵であり、リトアニアから洋上風力までの海底ケーブルの長さが 52 km である。洋上風力からスウェーデンまでの海底ケーブルの長さは 350 km と仮定した。
- ・ 洋上風力からラトビアまでの洋上の距離については、Litgrid との会議の中で、Litgrid よりラトビアのベントスピルス（Ventspils）の変電所へ接続するとして、距離を仮定して欲しいとの要望があった。そのため、Google Map の機能を使い、に示す様に洋上風力からベントスピルス付近までの洋上の距離を確認し、洋上風力からラトビアまでの海底ケーブルの長さは 190 km と仮定した。

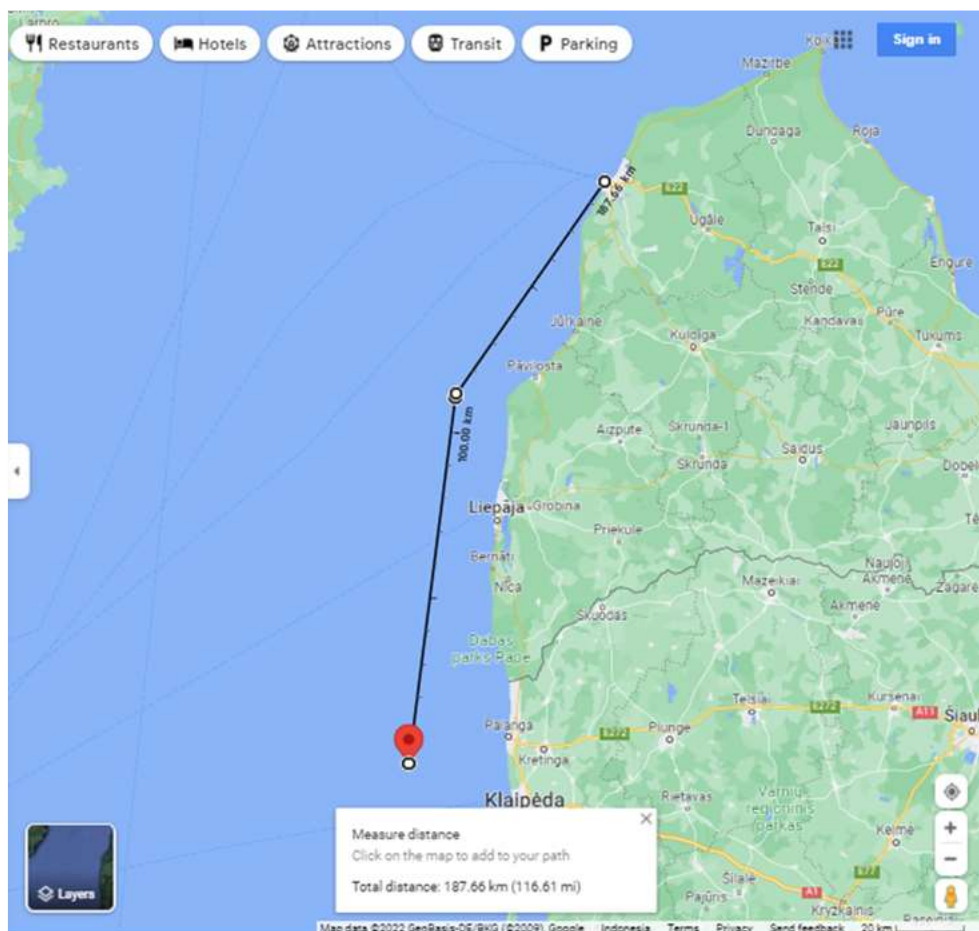
表 4-1 洋上風力からの各区間のケーブルの長さ

区間	海底ケーブル長 [km]	陸上ケーブル長 [km]	備考
OWF to Lithuania	52	18	
OWF to Poland	238	—	HVDC のみ
OWF to Sweden	350	—	HVDC のみ
OWF to Latvia	190	—	HVDC のみ

(出典：調査団作成)

⁴ Harmony link: <https://harmonylink.eu/about-project/>

⁵ NordBalt: https://en.wikipedia.org/wiki/NordBalt#cite_note-abb-22



(出典：google map)

図 4-1 洋上風力からラトビアまでの距離

4.1.2. 洋上風力開発全段階を HVDC とした洋上風力発電グリッド構成案のコスト試算

前項の仮定条件を元に、洋上風力開発全段階を HVDC とした洋上風力発電グリッド構成案 13 パターンについてコスト試算した。13 パターンのコスト試算結果をまとめたものを表 4-2 に示す。また、各パターンのコスト試算の内訳を表 4-3～表 4-15 に示す。

パターン 1～6 は N-1 を考慮していない系統構成案であり、洋上風力発電の設備容量とプラットフォームから引き出されるケーブル容量が等しい系統構成である。N-1 を考慮しない系統構成案で総コストが最小となるのはパターン 1 の 2,023 million €であり、総コストが最大となるのはパターン 1 の 3,637 million €であった。また、パターン 2 とパターン 4、パターン 3 とパターン 5 は同じコスト試算結果となった。パターン 2 とパターン 4 は、どちらもリトアニアとポーランドの間に新規連系線を導入するパターンであり、それに加え、パターン 2 は計画の Harmony link に洋上風力発電のプラットフォームを割り入れるパターンで、パターン 4 は既設の Noldbalt にプラットフォームを割り入

れるパターンである。両パターンは割り入れる送電線が違うものの、本案件では、割り入れのコストは一律に仮定したため、総コストが等しいという結果となった。パターン 3 とパターン 5 についても、どちらもリトアニアとスウェーデンの間に新規連系線を導入するパターンであり、上述したパターン 2 とパターン 4 の場合と同じ理由で総コストが等しくなる。

一方で、パターン 7～12 はパターン 1～6 に N-1 を考慮した系統構成案であり、各プラットフォームからリトアニアに向けてケーブル 1 回線を追加したパターンである。N-1 を考慮した系統構成案で総コストが最小となるのはパターン 7 の 2,566 million €であり、総コストが最大となるのはパターン 12 の 4,181 million €であった。また、N-1 を考慮しない系統構成案と同じ理由で、パターン 8 とパターン 10、パターン 9 とパターン 11 は同じコスト試算結果となった。N-1 を考慮しない系統構成案と比べると、パターン 7～12 の総コストは対応するパターン 1～6 と比較して、それぞれ 543 million €コストが高くなるという結果となった。

パターン 13 はパターン 1 に対して N-1 事故対策として、各プラットフォームからケーブルを引き出す代わりに、プラットフォーム間に連系線を追加したパターンである。パターン 13 の総コストは 2,112 million €となり、パターン 1 と比較して、89 million €の増加となる。パターン 7 と比較しても、総コストを小さく抑えられていることがわかる。洋上風力発電所の一般的な設備稼働率は 40%程度であり、最大出力が出る時間が限られていることを考えると、パターン 13 も N-1 事故に対しては効果的であると考えられる。ただ、N-1 事故が発生した際に、必ずしも発電抑制が生じないわけではないため、他の要素を総合的に勘案しながら、パターンを検討する必要がある。

表 4-2 洋上風力開発全段階を HVDC とした洋上風力発電グリッド構成案
13 パターンのコスト試算結果

S.N.	Total cost [million €]	S.N.	Total cost [million €]
1	2,023	7	2,566
2	2,738	8	3,281
3	2,922	9	3,466
4	2,738	10	3,281
5	2,922	11	3,466
6	3,637	12	4,181
		13	2,112

S.N.: serial number

(出典：調査団作成)

表 4-3 洋上風力発電グリッド構成案パターン 1 のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)												
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Onshore converter and substation		Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total	Offshore total	Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total		
WF A	700	Jacket & Topside	200	651	851	0	0	0	851	0	0	0	0	0	851
WF B	700	Jacket & Topside	160	0	160	0	0	0	160	0	0	0	0	0	160
WF C	700	Jacket & Topside	200	651	851	0	0	0	851	0	0	0	0	0	851
WF D	700	Jacket & Topside	160	0	160	0	0	0	160	0	0	0	0	0	160
Total	2,800		720	1,302	2,023	0	0	0	2,023	0	0	0	0	0	2,023

(出典：調査団作成)

表 4-4 洋上風力発電グリッド構成案パターン 2 のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)														
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Offshore total		Onshore converter and substation		Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total	Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total					
WF A	700	Jacket & Topside	200	651	851	0	0	0	851	0	0	0	0	0	851		
WF B	700	Jacket & Topside	160	0	160	0	0	0	160	0	0	0	0	0	160		
WF C	700	Jacket & Topside	160	651	811	32	54	86	897	128	10	11	22	149	1,046		
WF D	700	Jacket & Topside	160	0	160	145	247	392	552	128	0	0	0	128	680		
Total	2,800		680	1,302	1,983	177	301	478	2,461	256	10	11	22	277	2,738		

(出典：調査団作成)

表 4-5 洋上風力発電グリッド構成案パターン 3 のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)												
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Onshore converter and substation		Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total	Offshore total	Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total		
WF A	700	Jacket & Topside	200	651	851	0	0	0	851	0	0	0	0	0	851
WF B	700	Jacket & Topside	160	0	160	0	0	0	160	0	0	0	0	0	160
WF C	700	Jacket & Topside	160	651	811	32	54	86	897	128	10	11	22	149	1,046
WF D	700	Jacket & Topside	160	0	160	213	363	577	737	128	0	0	0	128	865
Total	2,800		680	1,302	1,983	245	417	662	2,645	256	10	11	22	277	2,922

(出典：調査団作成)

表 4-6 洋上風力発電グリッド構成案パターン 4 のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)														
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Offshore		Onshore converter and substation		Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total	Offshore total	Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total				
WF A	700	Jacket & Topside	160	651	811	32	54	86	897	128	10	11	22	149	1,046		
WF B	700	Jacket & Topside	160	0	160	145	247	392	552	128	0	0	0	128	680		
WF C	700	Jacket & Topside	200	651	851	0	0	0	851	0	0	0	0	0	851		
WF D	700	Jacket & Topside	160	0	160	0	0	0	160	0	0	0	0	0	160		
Total	2,800		680	1,302	1,983	177	301	478	2,461	256	10	11	22	277	2,738		

(出典：調査団作成)

表 4-7 洋上風力発電グリッド構成案パターン 5 のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)														
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Offshore		Onshore converter and substation		Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total	Offshore total	Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total				
WF A	700	Jacket & Topside	160	651	811	32	54	86	897	128	10	11	22	149	1,046		
WF B	700	Jacket & Topside	160	0	160	213	363	577	737	128	0	0	0	128	865		
WF C	700	Jacket & Topside	200	651	851	0	0	0	851	0	0	0	0	0	851		
WF D	700	Jacket & Topside	160	0	160	0	0	0	160	0	0	0	0	0	160		
Total	2,800		680	1,302	1,983	245	417	662	2,645	256	10	11	22	277	2,922		

(出典：調査団作成)

表 4-8 洋上風力発電グリッド構成案パターン 6 のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)														
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Offshore total		Onshore converter and substation		Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total	Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total					
WF A	700	Jacket & Topside	160	651	811	32	54	86	897	128	10	11	22	149	1,046		
WF B	700	Jacket & Topside	160	0	160	145	247	392	552	128	0	0	0	128	680		
WF C	700	Jacket & Topside	160	651	811	32	54	86	897	128	10	11	22	149	1,046		
WF D	700	Jacket & Topside	160	0	160	213	363	577	737	128	0	0	0	128	865		
Total	2,800		640	1,302	1,943	422	718	1,140	3,083	511	21	23	43	554	3,637		

(出典：調査団作成)

表 4-9 洋上風力発電グリッド構成案パターン 7 のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)													
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Onshore converter and substation			Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total	Offshore total	Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total			
WF A	700	Jacket & Topside	237	651	888	32	54	86	973	128	10	11	22	149	1,123	
WF B	700	Jacket & Topside	160	0	160	0	0	0	160	0	0	0	0	0	160	
WF C	700	Jacket & Topside	237	651	888	32	54	86	973	128	10	11	22	149	1,123	
WF D	700	Jacket & Topside	160	0	160	0	0	0	160	0	0	0	0	0	160	
Total	2,800		793	1,302	2,096	63	108	171	2,267	256	21	23	43	299	2,566	

(出典：調査団作成)

表 4-10 洋上風力発電グリッド構成案パターン 8 のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)													
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Onshore converter and substation			Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total	Offshore total	Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total			
WF A	700	Jacket & Topside	237	651	888	32	54	86	973	128	10	11	22	149	1,123	
WF B	700	Jacket & Topside	160	0	160	0	0	0	160	0	0	0	0	0	160	
WF C	700	Jacket & Topside	197	651	848	63	108	171	1,019	256	21	23	43	299	1,318	
WF D	700	Jacket & Topside	160	0	160	145	247	392	552	128	0	0	0	128	680	
Total	2,800		753	1,302	2,056	240	409	649	2,705	511	31	34	65	576	3,281	

(出典：調査団作成)

表 4-11 洋上風力発電グリッド構成案パターン 9 のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)													
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Onshore converter and substation			Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total	Offshore total	Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total			
WF A	700	Jacket & Topside	237	651	888	32	54	86	973	128	10	11	22	149	1,123	
WF B	700	Jacket & Topside	160	0	160	0	0	0	160	0	0	0	0	0	160	
WF C	700	Jacket & Topside	197	651	848	63	108	171	1,019	256	21	23	43	299	1,318	
WF D	700	Jacket & Topside	160	0	160	213	363	577	737	128	0	0	0	128	865	
Total	2,800		753	1,302	2,056	309	525	834	2,889	511	31	34	65	576	3,466	

(出典：調査団作成)

表 4-12 洋上風力発電グリッド構成案パターン 10 のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)													
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Onshore converter and substation			Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total	Offshore total	Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total			
WF A	700	Jacket & Topside	197	651	848	63	108	171	1,019	256	21	23	43	299	1,318	
WF B	700	Jacket & Topside	160	0	160	145	247	392	552	128	0	0	0	128	680	
WF C	700	Jacket & Topside	237	651	888	32	54	86	973	128	10	11	22	149	1,123	
WF D	700	Jacket & Topside	160	0	160	0	0	0	160	0	0	0	0	0	160	
Total	2,800		753	1,302	2,056	240	409	649	2,705	511	31	34	65	576	3,281	

(出典：調査団作成)

表 4-13 洋上風力発電グリッド構成案パターン 11 のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)													
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Onshore converter and substation			Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total	Offshore total	Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total			
WF A	700	Jacket & Topside	197	651	848	63	108	171	1,019	256	21	23	43	299	1,318	
WF B	700	Jacket & Topside	160	0	160	213	363	577	737	128	0	0	0	128	865	
WF C	700	Jacket & Topside	237	651	888	32	54	86	973	128	10	11	22	149	1,123	
WF D	700	Jacket & Topside	160	0	160	0	0	0	160	0	0	0	0	0	160	
Total	2,800		753	1,302	2,056	309	525	834	2,889	511	31	34	65	576	3,466	

(出典：調査団作成)

表 4-14 洋上風力発電グリッド構成案パターン 12 のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)													
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Onshore converter and substation			Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total	Offshore total	Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total			
WF A	700	Jacket & Topside	197	651	848	63	108	171	1,019	256	21	23	43	299	1,318	
WF B	700	Jacket & Topside	160	0	160	145	247	392	552	128	0	0	0	128	680	
WF C	700	Jacket & Topside	197	651	848	63	108	171	1,019	256	21	23	43	299	1,318	
WF D	700	Jacket & Topside	160	0	160	213	363	577	737	128	0	0	0	128	865	
Total	2,800		713	1,302	2,016	485	826	1,312	3,327	767	41	45	87	853	4,181	

(出典：調査団作成)

表 4-15 洋上風力発電グリッド構成案パターン 13 のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)														
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Offshore total	Onshore converter and substation			Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total		Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total				
WF A	700	Jacket &Topside	237	651	888	6	10	16	904	0	0	0	0	0	0	904	
WF B	700	Jacket &Topside	160	0	160	0	0	0	160	0	0	0	0	0	0	160	
WF C	700	Jacket &Topside	237	651	888	0	0	0	888	0	0	0	0	0	0	888	
WF D	700	Jacket &Topside	160	0	160	0	0	0	160	0	0	0	0	0	0	160	
Total	2,800		793	1,302	2,096	6	10	16	2,112	0	0	0	0	0	0	2,112	

(出典：調査団作成)

4.1.3. HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案のコスト試算の仮定条件

次に HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案のコスト試算にあたり、4.1.1 項で述べた条件に、以下の条件を追加した。

- ・ HVAC の洋上変電設備、陸上変電設備のコストは、変圧器、GIS スイッチギア、分路リアクトルで構成される。

4.1.4. HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案のコスト試算

4.1.1、4.1.3 項の仮定条件を元に、HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案 8 パターンについてコスト試算した。8 パターンのコスト試算結果をまとめたものを表 4-16 に示す。また、各パターンのコスト試算の内訳を

表 4-17～表 4-24 に示す。

パターン 1-A～6-A は開発 1 段階の洋上風力を HVAC としてリトアニアに放射状で接続するパターンである。開発 1 段階の洋上風力を HVAC とした系統構成案で総コストが最小となるのはパターン 1-A の 1,975 million €であり、最大となるのはパターン 6-A の 3,590 million €であった。また、パターン 2-A とパターン 4-A は同じコスト試算結果となった。これはパターン 2 とパターン 4 の場合と同様に、どちらもリトアニアとポーランドの間に新規連系線を導入するパターンであり、それに加え、パターン 2-A は計画の Harmony link に洋上風力発電のプラットフォームを割り入れるパターンで、パターン 4-A は既設の Nordbalt にプラットフォームを割り入れるパターンであり、前述した理由の通りで両パターンは割り入れる送電線が違うものの総コストが等しいという結果となった。パターン 1-A は洋上風力開発全段階が HVDC のパターン 1 と比較して、若干コストが小さくなることが分かる。

一方で、パターン 2-B～14-B は 2 つの段階の洋上風力を HVAC として 1,400MW の HVAC のプラットフォームを導入し、リトアニアに 2 回線を放射状で接続するパターンである。2 つの段階の洋上風力を HVAC とした系統構成案で、総コストが最小となるのはパターン 2-B と 4-B の 1,666million €であり、総コストが最大となるのはパターン 6-B の 2,566 million €であった。パターン 2-B は HVDC のプラットフォームを Harmony Link に割を入れるパターンであり、パターン 4-B は Nordbalt に割を入れるパターンである。両パターンは HVAC の構成は同じで、HVDC のプラットフォームの割り入れが違うものの、前述したとおり、割を入れる場合のコスト差はないため、同じ結果となる。パターン 6-B と 14-B は HVDC の新規連系線の接続先がそれぞれスウェーデン、ラトビアとなっており、ラトビアへの接続の方が海底ケーブルの長さが短いため、14-B のコストの方が小さいという結果となった。

今回計画されているリトアニア沖の洋上風力の開発地点は、陸からおおよそ約 50km の地点となっており、他国への海底ケーブルの距離と比較して、大幅に短い。そのため、2 つの HVAC を導入するパターンで、導入コストが小さくなる結果となった。

洋上風力開発全段階を HVDC とした洋上風力発電グリッド構成案 13 パターンと HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案 8 パターンの総コストを試算したところ、HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案の方がよりコストが安くなる傾向にあることが分かった。これらの結果を元に Litgrid と協議の上、以降の発電機会損失、送変電損失、経済便益計算については、HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案 8 パターンを対象として試算することとした。そのため、以降の試算については HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案 8 パターンの結果について述べる。

表 4-16 HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案
8 パターンのコスト試算結果

Total cost [million €]			
S.N.	HVAC PF: 700 MW HVDC PFs: 700 and 1400 MW	S.N.	HVAC PF: 1400 MW HVDC PF: 1400 MW
1-A	1,975	-	-
2-A	2,691	2-B	1,666
4-A	2,691	4-B	1,666
6-A	3,590	6-B	2,566
-	-	14-B	2,302

S.N.: serial number

(出典：調査団作成)

表 4-17 洋上風力発電グリッド構成案パターン 1-A のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)													
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Offshore total	Onshore converter and substation		Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total		Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total			
WF A	700	AC platforms	16.29	108	125	70	94	164	288	16	17	17	34	50	338	
WF B	700	Jacket & Topside	237	389	626	0	0	0	626	0	0	0	0	0	626	
WF C	700	Jacket & Topside	200	651	851	0	0	0	851	0	0	0	0	0	851	
WF D	700	Jacket & Topside	160	0	160	0	0	0	160	0	0	0	0	0	160	
Total	2,800		613	1,149	1,762	70	94	164	1,925	16	17	17	34	50	1,975	

(出典：調査団作成)

表 4-18 洋上風力発電グリッド構成案パターン 2-A のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)														
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Offshore total	Onshore converter and substation			Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total		Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total				
WF A	700	AC platforms	16	108	125	70	94	164	288		16	17	17	34	50	338	
WF B	700	Jacket & Topside	237	389	626	0	0	0	626	0	0	0	0	0	0	626	
WF C	700	Jacket & Topside	160	651	811	32	54	86	897	128	10	11	22	149	1,046		
WF D	700	Jacket & Topside	160	0	160	145	247	392	552	128	0	0	0	128	680		
Total	2,800		573	1,149	1,722	247	395	641	2,363	272	28	28	56	327	2,691		

(出典：調査団作成)

表 4-19 洋上風力発電グリッド構成案パターン 4-A のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)													
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Offshore total	Onshore converter and substation		Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total		Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total			
WF A	700	AC platforms	16	108	125	70	94	164	288	16	17	17	34	50	338	
WF B	700	Jacket & Topside	197	389	586	177	301	478	1,064	256	10	11	22	277	1,341	
WF C	700	Jacket & Topside	200	651	851	0	0	0	851	0	0	0	0	0	851	
WF D	700	Jacket & Topside	160	0	160	0	0	0	160	0	0	0	0	0	160	
Total	2,800		573	1,149	1,722	247	395	641	2,363	272	28	28	56	327	2,691	

(出典：調査団作成)

表 4-20 洋上風力発電グリッド構成案パターン 6-A のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)														
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Offshore total	Onshore converter and substation			Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total		Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total				
WF A	700	AC platforms	16	108	125	70	94	164	288	16	17	17	34	50	338		
WF B	700	Jacket & Topside	197	389	586	177	301	478	1,064	256	10	11	22	277	1,341		
WF C	700	Jacket & Topside	160	651	811	32	54	86	897	128	10	11	22	149	1,046		
WF D	700	Jacket & Topside	160	0	160	213	363	577	737	128	0	0	0	128	865		
Total	2,800		533	1,149	1,682	492	812	1,304	2,986	527	38	39	77	604	3,590		

(出典：調査団作成)

表 4-21 洋上風力発電グリッド構成案パターン 2-B のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)														
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Offshore total	Onshore converter and substation			Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total		Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total				
WF A	700	Jacket & Topside	200	651	851	0	0	0	851	0	0	0	0	0	0	851	
WF B	700	Jacket & Topside	160	0	160	0	0	0	160	0	0	0	0	0	0	160	
WF C	700	AC platforms	16	195	211	70	94	164	375	16	17	17	34	50	425		
WF D	700	AC platforms	16	0	16	70	94	164	180	16	17	17	34	50	230		
Total	2,800		393	846	1,239	140	187	327	1,566	32	35	33	68	100	1,666		

(出典：調査団作成)

表 4-22 洋上風力発電グリッド構成案パターン 4-B のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)													
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Offshore total	Onshore converter and substation		Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total		Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total			
WF A	700	AC platforms	16	195	211	70	94	164	375	16	17	17	34	50	425	
WF B	700	AC platforms	16	0	16	70	94	164	180	16	17	17	34	50	230	
WF C	700	Jacket & Topside	200	651	851	0	0	0	851	0	0	0	0	0	851	
WF D	700	Jacket & Topside	160	0	160	0	0	0	160	0	0	0	0	0	160	
Total	2,800		393	846	1,239	140	187	327	1,566	32	35	33	68	100	1,666	

(出典：調査団作成)

表 4-23 洋上風力発電グリッド構成案パターン 6-B のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)														
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Offshore total	Onshore converter and substation			Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total		Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total				
WF A	700	AC platforms	16	195	211	70	94	164	375	16	17	17	34	50	425		
WF B	700	AC platforms	16	0	16	70	94	164	180	16	17	17	34	50	230		
WF C	700	Jacket & Topside	160	651	811	32	54	86	897	128	10	11	22	149	1,046		
WF D	700	Jacket & Topside	160	0	160	213	363	577	737	128	0	0	0	128	865		
Total	2,800		353	846	1,199	385	604	990	2,188	288	45	45	90	377	2,566		

(出典：調査団作成)

表 4-24 洋上風力発電グリッド構成案パターン 14-B のコスト試算の内訳

	Capacity (MW)	PF installation method	Cost estimation (million €)														
			Offshore converter and substation			Submarine cable			Offshore total	Onshore converter and substation			Underground cable			Onshore total	Stage Total
			Electricity equipment	PF	Total	Cable cost	Installation	Total		Electricity equipment	Cable cost	Installation	Total				
WF A	700	Jacket & Topside	160	651	811	32	54	86	897	128	10	11	22	149	1,046		
WF B	700	Jacket & Topside	160	0	160	116	197	313	473	128	0	0	0	128	601		
WF C	700	AC platforms	16	195	211	70	94	164	375	16	17	17	34	50	425		
WF D	700	AC platforms	16	0	16	70	94	164	180	16	17	17	34	50	230		
Total	2,800		353	846	1,199	287	438	726	1,925	288	45	45	90	327	2,302		

(出典：調査団作成)

4.2. 発電機会損失

4.2.1. 流通設備停止時間を算出するための条件

発電機会損失を、洋上風力発電所の発電電力が流通設備の送電可能容量を超過する時間を試算する必要がある。流通設備の設備稼働率の条件については、2.6.2 項で述べた通りであるが、洋上風力発電開発の第 4 段階までの流通設備を運用する場合、事故想定ケースが追加となる。第 4 段階までのグリッド構成に対して想定する事故ケースの考え方は以下の通り。

➤ 想定する事故ケース

流通設備停止時時間の算出にあたっては、一般的に使用されている基準である N-1（単一設備故障、作業停止）と、それに加え、N-2（二重設備故障、作業停止）まで考慮して算出すると仮定した。N-1 は、流通設備のいずれか 1 箇所事故（もしくは作業停止）が起きている状態のことであり、N-2 は流通設備のいずれか 2 箇所同時に事故（もしくは作業停止）が起きている状況のことである。

4.2.2. 発電機会損失を算出するための条件

洋上風力開発第 4 段階まで含めたグリッド構成において、発電機会損失を試算するための条件は 2.6.3 項で述べたとおり。

4.2.3. 発電機会損失の試算

上述の仮定条件を元に、洋上風力発電所の発電電力が流通設備の送電可能容量を超過する場合の発電機会損失を試算した。発電機会損失を試算するパターンについては、Litgrid との会議の中で、Litgrid より HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリ

ッド構成案 8 パターンに対し、試算して欲しいとの要望があった。HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案 8 パターンの発電機会損失の試算結果をまとめたものを表 4-25 に示す。

表 4-25 HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案
8 パターンの発電機会損失の試算結果

S.N.	Loss of power generation opportunity [million €]	S.N.	Loss of power generation opportunity [million €]
1-A	14.7	-	-
2-A	12.7	2-B	11.1
4-A	14.7	4-B	13.2
6-A	14.7	6-B	13.2
-	-	14-B	10.2

(出典：調査団作成)

パターン 1-A～6-A は開発 1 段階の洋上風力を HVAC としてリトアニアに放射状で接続するパターンである。パターン 1-A、4-A、6-A は HVDC の接続方法に違いはあるものの、洋上風力発電所から見た際の VSC、海底ケーブル、地中ケーブル、変圧器の仕様（容量や距離）は変わらないため、流通設備停止時間は等しくなる。そのため、パターン 1-A、4-A、6-A の発電機会損失の合計は 14.7 million €となった。また、パターン 2-A の発電機会損失の合計は 12.7 million €となった。パターン 1-A、4-A、6-A と比較して、洋上風力発電のプラットフォーム C と D の連系先がポーランドであるため、海底ケーブルの距離が短い分、流通設備利用率が大きくなるため、発電機会損失が若干小さいという結果となった。

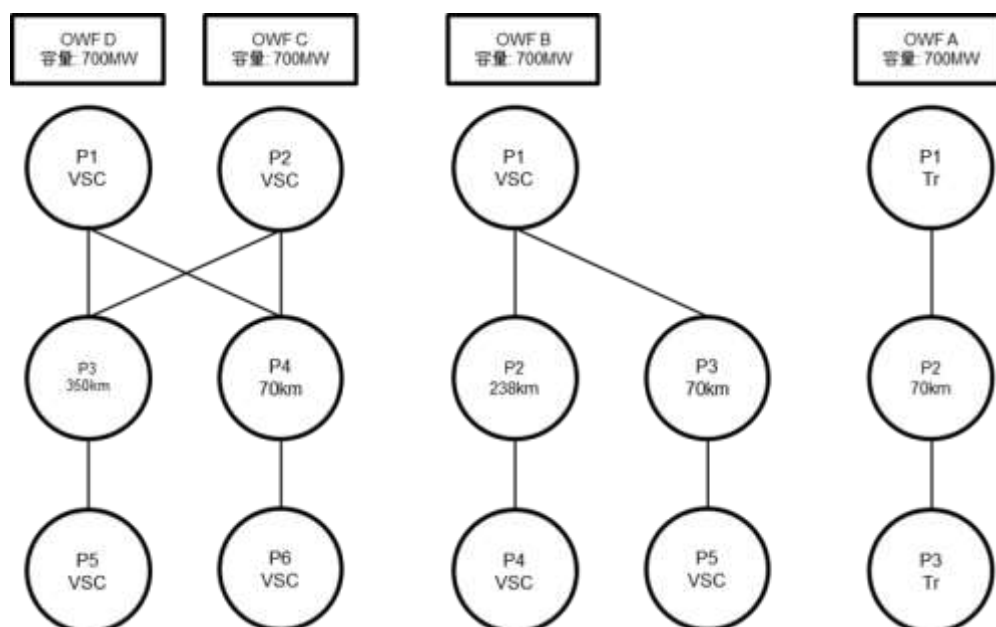
パターン 2-B～14-B は 2 つの段階の洋上風力を HVAC として 1400MW の HVAC のプラットフォームを導入し、リトアニアに 2 回線を放射状で接続するパターンである。パターン 2-B の発電機会損失の合計は 11.1 million €となった。パターン 4-B、6-B は HVDC の接続方法に違いはあるものの、洋上風力発電所から見た際の VSC、海底ケーブル、地中ケーブル、変圧器の仕様（容量や距離）は変わらないため、流通設備停止時間は等しくなる。そのため、パターン 4-B、6-B の発電機会損失の合計は 13.2 million €となった。パターン 2-B と比較して、洋上風力発電の HVDC プラットフォームの連系先がスウェーデンであるため、海底ケーブルの距離が長い分、流通設備利用率が小さくなるため、発電機会損失が若干大きいという結果となった。パターン 14-B の発電機会損失の合計は 10.2 million €となった。パターン 2-B、4-B、6-B と比較して、洋上風力発電の HVDC プラットフォームの連系先がラトビアであるため、海底ケーブルの距離が短い分、流通設備利用率が小さくなるため、発電機会損失が若干小さいという結果となった。

結果として、発電機会損失はパターン毎に若干の差は生じるものの、洋上風力の流通設備の導入コストと比較すると、そこまで大きな差ではないということが分かった。また、以降に各パターンの発電機会損失コスト試算の詳細を述べる。

a. グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の発電機会損失

グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A はそれぞれ 700 MW の HVAC プラットフォーム 1 台と 700 MW および 1,400 MW の HVDC プラットフォームをそれぞれ 1 台ずつ導入するパターンである。各パターンとも HVAC のケーブル 1 回線がリトアニアへ接続され、HVDC の接続方法が異なっている。パターン 1-A は既存の Nordbalt、計画の Harmony link の両方に割りを入れるパターンである。パターン 4-A は 700 MW の HVDC のプラットフォームにリトアニアとポーランドを結ぶ国際連系線を導入し、1,400 MW のプラットフォームを Nordbalt に割りを入れるパターンである。パターン 6-A は既存の Nordbalt、計画の Harmony link の両方に割りを入れないで、2 つの HVDC プラットフォームにリトアニアとポーランド、リトアニアとスウェーデンの新規連系線を導入するパターンである。これらのパターンは接続方法に違いはあるものの、洋上風力発電所から見た際の VSC、海底ケーブル、地中ケーブル、変圧器の仕様（容量や距離）は変わらないため、流通設備停止時間は等しくなる。

グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の洋上設備の結合図例を図 4-2 に示す。また、この図に対応する各設備の設備稼働率と停止率をそれぞれ表 4-26 から表 4-28 に示す。



（出典：調査団作成）

図 4-2 グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の洋上設備の結合図例

表 4-26 グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の
洋上風力発電 A の設備利用率と停止率

Stop equipment: OWF A		Availability	Stop rate
P1	Transformer at OWF A	0.9980	0.0020
P2	HVAC cable between OWF A and Lithuania	0.9936	0.0064
P3	Transformer at substation in Lithuania	0.9986	0.0014

(出典：調査団作成)

表 4-27 グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の
洋上風力発電 B の設備利用率と停止率

Stop equipment: OWF B		Availability	Stop rate
P1	VSC at OWF B	0.9915	0.0085
P2	HVDC cable between OWF B and Poland	0.9623	0.0377
P3	HVDC cable between OWF B and Lithuania	0.9889	0.0111
P4	VSC at converter/substation in Poland	0.9943	0.0057
P5	VSC at converter/substation in Lithuania	0.9943	0.0057

(出典：調査団作成)

表 4-28 グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の
洋上風力発電 C と D の設備利用率と停止率

Stop equipment: OWF C & D		Availability	Stop rate
P1	VSC at OWF C & D	0.9915	0.0085
P2	VSC at OWF C & D	0.9915	0.0085
P3	HVDC cable between OWF C & D and Sweden	0.9446	0.0554
P4	HVDC cable between OWF C & D and Lithuania	0.9889	0.0111
P5	VSC at converter/substation in Sweden	0.9943	0.0057
P6	VSC at converter/substation in Lithuania	0.9943	0.0057

(出典：調査団作成)

上述の仮定を元に、グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の発電機会損失を試算すると表 4-29 となる。表から分かるように、グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の発電機会損失の合計は 14.7 million €となった。

表 4-29 グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の発電機会損失

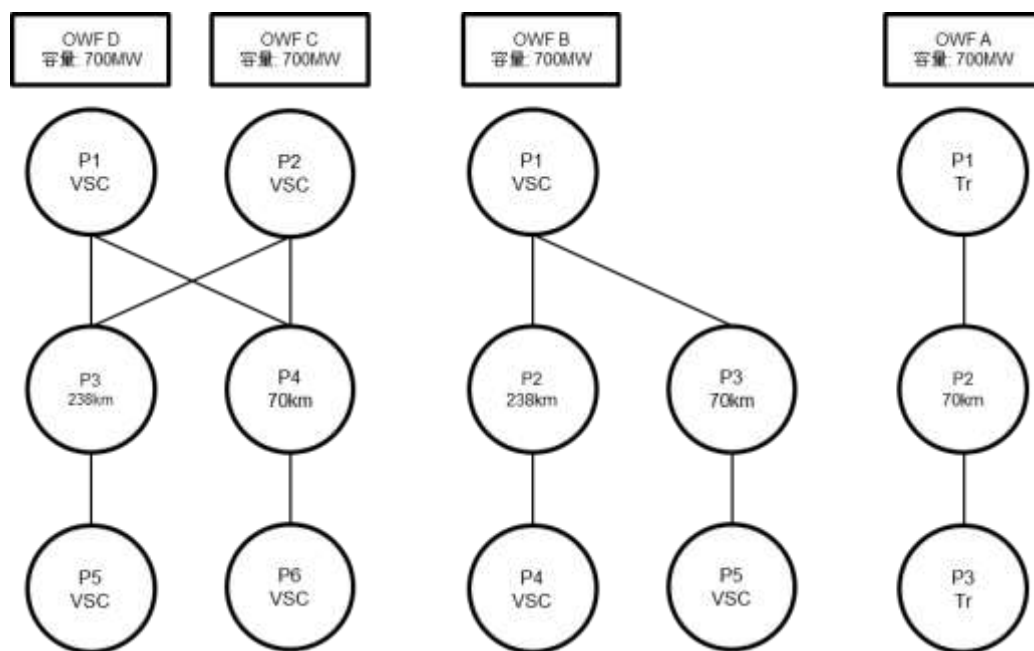
OWF	Stop scenario	Number of fault scenarios	Total stop hour [hr]	Cost of loss of power generation opportunity [million €]
OWF A	• N-1 (700MW)	3	84.4	1.9
	Sub Total	3	84.4	1.9
OWF B	• N-1 (700MW)	5	70.4	1.6
	• N-2 (700MW)	10	10.6	0.2
	Sub Total	15	81.0	1.8
OWF C & D	• N-1 (700MW)	6	783.9	10.4
	• N-2 (700MW)	10	14.3	0.2
	• N-2 (1,400MW)	5	9.3	0.4
	Sub Total	21	807.5	11.0
Total		-	-	14.7

(出典：調査団作成)

b. グリッド構成パターン 2-A の発電機会損失

グリッド構成パターン 2-A は 700 MW の HVAC プラットフォーム 1 台と 700 MW および 1,400 MW の HVDC プラットフォームをそれぞれ 1 台ずつ導入するパターンである。また、パターン 2-A は 700 MW のプラットフォームを Harmony link に割りを入れ、1,400 MW の HVDC のプラットフォームにリトアニアとポーランドを結ぶ国際連系線を導入するパターンである。グリッド構成パターン 2-A の洋上設備の結合図例を図 4-3 に示す。また、この図に対応する各設備の設備稼働率と停止率をそれぞれ表 4-30 から

表 4-32 に示す。



(出典：調査団作成)

図 4-3 グリッド構成パターン 2-A の洋上設備の結合図例

表 4-30 グリッド構成パターン 2-A の洋上風力発電 A の設備利用率と停止率

Stop equipment: OWF A		Availability	Stop rate
P1	Transformer at OWF A	0.9980	0.0020
P2	HVAC cable between OWF A and Lithuania	0.9936	0.0064
P3	Transformer at substation in Lithuania	0.9986	0.0014

(出典：調査団作成)

表 4-31 グリッド構成パターン 2-A の洋上風力発電 B の設備利用率と停止率

Stop equipment: OWF B		Availability	Stop rate
P1	VSC at OWF B	0.9915	0.0085
P2	HVDC cable between OWF B and Poland	0.9623	0.0377
P3	HVDC cable between OWF B and Lithuania	0.9889	0.0111
P4	VSC at converter/substation in Poland	0.9943	0.0057
P5	VSC at converter/substation in Lithuania	0.9943	0.0057

(出典：調査団作成)

表 4-32 グリッド構成パターン 2-A の洋上風力発電 C と D の設備利用率と停止率

Stop equipment: OWF C & D		Availability	Stop rate
P1	VSC at OWF C & D	0.9915	0.0085
P2	VSC at OWF C & D	0.9915	0.0085
P3	HVDC cable between OWF C & D and Poland	0.9623	0.0377
P4	HVDC cable between OWF C & D and Lithuania	0.9889	0.0111
P5	VSC at converter/substation in Poland	0.9943	0.0057
P6	VSC at converter/substation in Lithuania	0.9943	0.0057

(出典：調査団作成)

上述の仮定を元に、グリッド構成パターン 2-A の発電機会損失を試算すると表 4-29 となる。表から分かるように、グリッド構成パターン 2-A の発電機会損失の合計は 12.7 million €となった。パターン 1-A、4-A、6-A と比較して、洋上風力発電のプラットフォーム C と D の連系先がポーランドであるため、海底ケーブルの距離が短い分、流通設備利用率が大きくなるため、発電機会損失が若干小さいという結果となった。

表 4-33 グリッド構成パターン 2-A の発電機会損失

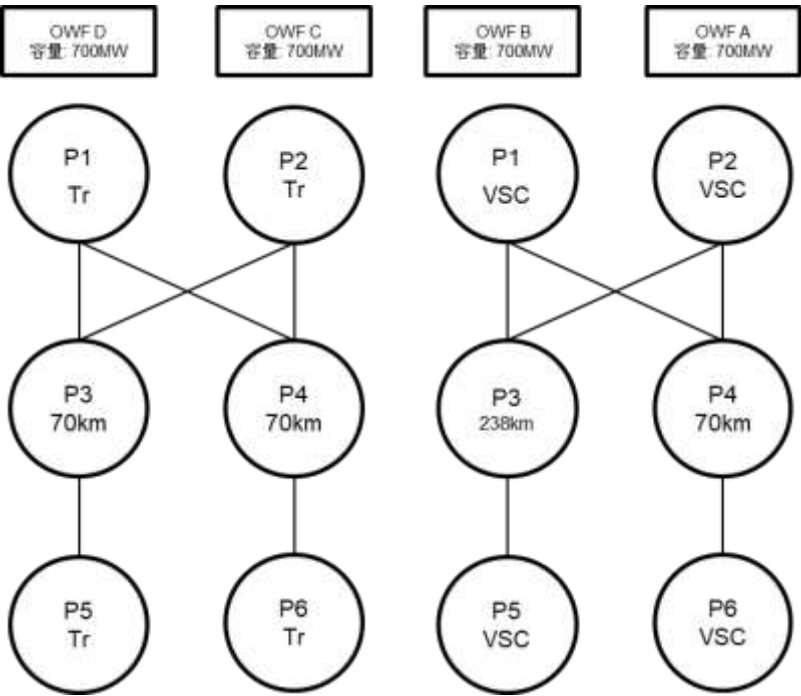
OWF	Stop scenario	Number of fault scenarios	Total stop hour [hr]	Cost of loss of power generation opportunity [million €]
OWF A	N-1 (700MW)	3	84.4	1.9
	Sub Total	3	84.4	1.9
OWF B	N-1 (700MW)	5	70.4	1.6
	N-2 (700MW)	10	10.6	0.2
	Sub Total	15	81.0	1.8
OWF C & D	N-1 (700MW)	6	640.7	8.5
	N-2 (700MW)	10	11.0	0.1
	N-2 (1,400MW)	5	6.8	0.3
	Sub Total	21	658.4	8.9
Total		-	-	12.7

(出典：調査団作成)

c. グリッド構成パターン 2-B の発電機会損失

グリッド構成パターン 2-B は 1,400 MW の HVAC および HVDC のプラットフォームをそれぞれ 1 台ずつ導入し、1,400 MW の HVDC のプラットフォームを Harmony link に割りを入れるパターンである。グリッド構成パターン 2-B の洋上設備の結合図例を図 4-4 に示す。また、この図に対応する各設備の設備稼働率と停止率をそれぞれ表 4-34 と

表 4-35 に示す。



(出典：調査団作成)

図 4-4 グリッド構成パターン 2-B の洋上設備の結合図例

表 4-34 グリッド構成パターン 2-B の洋上風力発電 A と B の設備利用率と停止率

Stop equipment: OWF A & B		Availability	Stop rate
P1	VSC at OWF A & B	0.9915	0.0085
P2	VSC at OWF A & B	0.9915	0.0085
P3	HVDC cable between OWF A & B and Poland	0.9623	0.0377
P4	HVDC cable between OWF A & B and Lithuania	0.9889	0.0111
P5	VSC at converter/substation in Poland	0.9943	0.0057
P6	VSC at converter/substation in Lithuania	0.9943	0.0057

(出典：調査団作成)

表 4-35 グリッド構成パターン 2-B の洋上風力発電 C と D の設備利用率と停止率

Stop equipment: OWF C & D		Availability	Stop rate
P1	Transformer at OWF C & D	0.9980	0.0020
P2	Transformer at OWF C & D	0.9986	0.0014
P3	HVAC cable between OWF C & D and Lithuania	0.9936	0.0064
P4	HVAC cable between OWF C & D and Lithuania	0.9936	0.0064
P5	Transformer at substation in Lithuania	0.9986	0.0014
P6	Transformer at substation in Lithuania	0.9986	0.0014

(出典：調査団作成)

上述の仮定を元に、グリッド構成パターン 2-B の発電機会損失を試算すると表 4-36 となる。表から分かるように、グリッド構成パターン 2-B の発電機会損失の合計は 11.1 million €となった。700 MW の HVAC のプラットフォームのケースと比較して、変圧器の設備利用率が VSC の設備利用率が大きいこと、リトアニアへの接続数が 2 回線から 3 回線になったことにより海底ケーブルの総距離が短くなるため、発電機会損失が若干小さいという結果となった。

表 4-36 グリッド構成パターン 2-B の発電機会損失

OWF	Stop scenario	Number of fault scenarios	Total stop hour [hr]	Cost of loss of power generation opportunity (million €)
OWF A & B	N-1 (700MW)	6	640.7	8.5
	N-2 (700MW)	10	11.0	0.1
	N-2 (1,400MW)	5	6.8	0.3
	Sub Total	21	658.4	8.9
OWF C & D	N-1 (700MW)	6	162.0	2.1
	N-2 (700MW)	10	0.6	0.0
	N-2 (1,400MW)	5	0.5	0.0
	Sub Total	21	163.2	2.2
Total		-	-	11.1

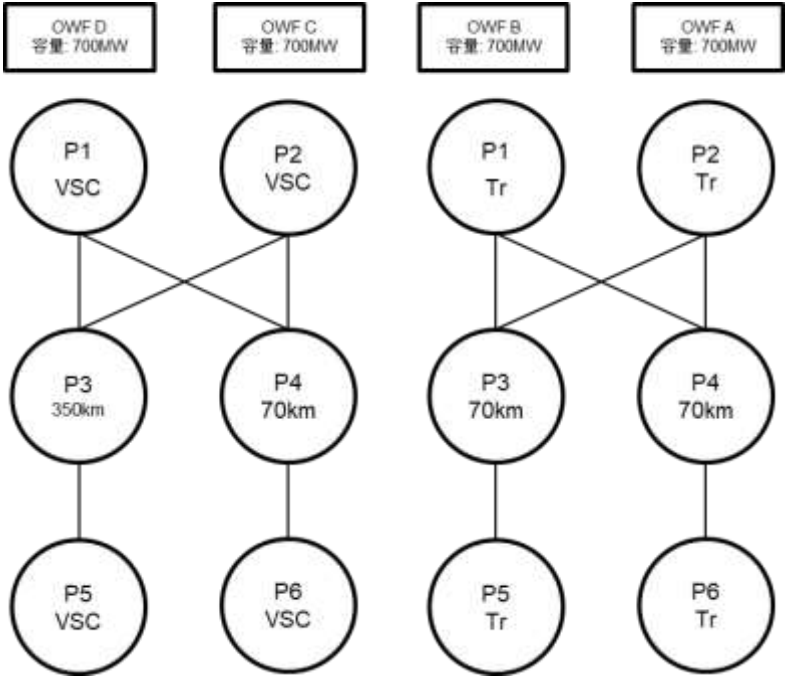
(出典：調査団作成)

d. グリッド構成パターン 4-B、6-B の発電機会損失

グリッド構成パターン 4-B、6-B はそれぞれームをそれぞれ 1,400 MW の HVAC および HVDC のプラットフォームをそれぞれ 1 台ずつ導入するパターンである。各パターンとも HVAC のケーブル 2 回線がリトアニアへ接続され、HVDC の接続方法が異なっている。パターン 4-B は 1,400 MW の HVDC のプラットフォームを Nordbalt に割りを

入れるパターンである。一方でパターン 6-B は既存の Nordbalt、計画の Harmony link の両方に割りを入れないで、1,400 MW の HVDC のプラットフォームにリトアニアとスウェーデンの新規連系線を導入するパターンである。これらのパターンは接続方法に違いはあるものの、洋上風力発電所から見た際の VSC、海底ケーブル、地中ケーブル、変圧器の仕様（容量や距離）は変わらないため、流通設備停止時間は等しくなる。

グリッド構成パターン 4-B、6-B の洋上設備の結合図例を図 4-5 に示す。また、この図に対応する各設備の設備稼働率と停止率をそれぞれ表 4-37 と表 4-38 に示す。



(出典：調査団作成)

図 4-5 グリッド構成パターン 4-B、6-B の洋上設備の結合図例

表 4-37 グリッド構成パターン 4-B、6-B の洋上風力発電 A と B の設備利用率と停止率

Stop equipment: OWF A & B		Availability	Stop rate
P1	Transformer at OWF A & B	0.9980	0.0020
P2	Transformer at OWF A & B	0.9986	0.0014
P3	HVAC cable between OWF A & B and Lithuania	0.9936	0.0064
P4	HVAC cable between OWF A & B and Lithuania	0.9936	0.0064
P5	Transformer at substation in Lithuania	0.9986	0.0014
P6	Transformer at substation in Lithuania	0.9986	0.0014

(出典：調査団作成)

表 4-38 グリッド構成パターン 4-B、6-B の洋上風力発電 C と D の
設備利用率と停止率

Stop equipment: OWF C & D		Availability	Stop rate
P1	VSC at OWF C & D	0.9915	0.0085
P2	VSC at OWF C & D	0.9915	0.0085
P3	HVDC cable between OWF C & D and Sweden	0.9446	0.0554
P4	HVDC cable between OWF C & D and Lithuania	0.9889	0.0111
P5	VSC at converter/substation in Sweden	0.9943	0.0057
P6	VSC at converter/substation in Lithuania	0.9943	0.0057

(出典：調査団作成)

上述の仮定を元に、グリッド構成パターン 4-B、6-B の発電機会損失を試算すると表 4-39 となる。表から分かるように、グリッド構成パターン 4-B、6-B の発電機会損失の合計は 13.2 million €となった。パターン 2-B と比較して、洋上風力発電の HVDC プラットフォームの連系先がスウェーデンであるため、海底ケーブルの距離が長い分、流通設備利用率が小さくなるため、発電機会損失が若干大きいという結果となった。また、700MW の HVAC のプラットフォームのケースと比較すると、スウェーデンとの連系線を持っているパターン 1-A、4-A、6-A よりは、発電機会損失が小さい結果となった。一方で洋上風力がスウェーデンと連系しない 2-A と比較すると、発電機会損失は若干大きいという結果となった。

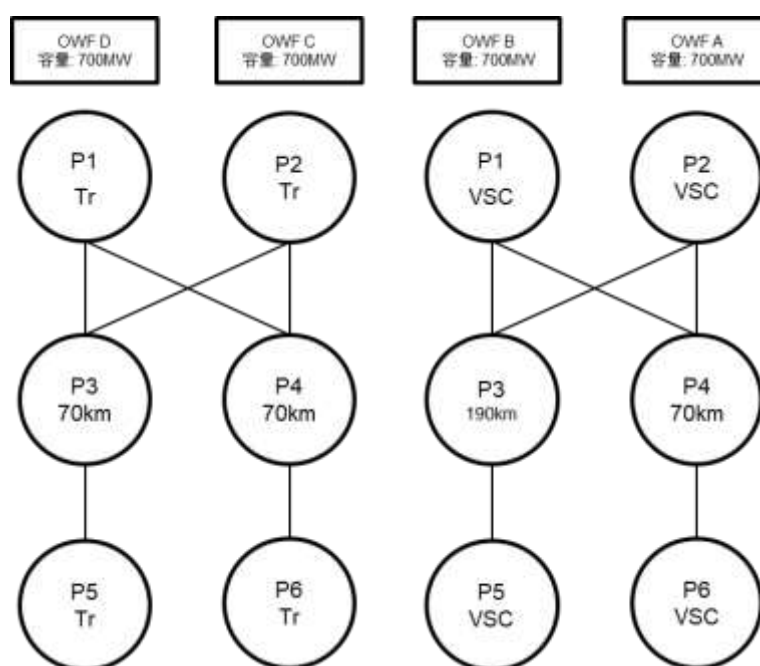
表 4-39 グリッド構成パターン 4-B、6-B の発電機会損失

OWF	Stop scenario	Number of fault scenarios	Total stop hour [hr]	Cost of loss of power generation opportunity [million €]
OWF A & B	• N-1 (700MW)	6	162.0	2.1
	• N-2 (700MW)	10	0.6	0.0
	• N-2 (1,400MW)	5	0.5	0.0
	Sub Total	21	163.2	2.2
OWF C & D	• N-1 (700MW)	6	783.9	10.4
	• N-2 (700MW)	10	14.3	0.2
	• N-2 (1,400MW)	5	9.3	0.4
	Sub Total	21	807.5	11.0
Total		-	-	13.2

(出典：調査団作成)

e. グリッド構成パターン 14-B の発電機会損失

グリッド構成パターン 14-B は 1,400 MW の HVAC および HVDC のプラットフォームをそれぞれ 1 台ずつ導入し、1,400 MW の HVDC のプラットフォームにリトアニアとラトビアとの新規連系線を導入するパターンである。パターン 14-B は、2 つの段階に HVAC を採用したパターンにおいて、HVDC の新規連系線の接続先をラトビアに変えて検討して欲しいとの Ltigrid からの要望に基づき、新たに追加したパターンである。グリッド構成パターン 14-B の洋上設備の結合図例を図 4-6 に示す。また、この図に対応する各設備の設備稼働率と停止率をそれぞれ表 4-40 と表 4-41 に示す。



(出典：調査団作成)

図 4-6 グリッド構成パターン 14-B の洋上設備の結合図例

表 4-40 グリッド構成パターン 14-B の洋上風力発電 A と B の設備利用率と停止率

Stop equipment: OWF A & B		Availability	Stop rate
P1	VSC at OWF A & B	0.9915	0.0085
P2	VSC at OWF A & B	0.9915	0.0085
P3	HVDC cable between OWF A & B and Latvia	0.9699	0.0301
P4	HVDC cable between OWF A & B and Lithuania	0.9889	0.0111
P5	VSC at converter/substation in Latvia	0.9943	0.0057
P6	VSC at converter/substation in Lithuania	0.9943	0.0057

(出典：調査団作成)

表 4-41 グリッド構成パターン 14-B の洋上風力発電 C と D の設備利用率と停止率

Stop equipment: OWF C & D		Availability	Stop rate
P1	Transformer at OWF C & D	0.9980	0.0020
P2	Transformer at OWF C & D	0.9986	0.0014
P3	HVAC cable between OWF C & D and Lithuania	0.9936	0.0064
P4	HVAC cable between OWF C & D and Lithuania	0.9936	0.0064
P5	Transformer at substation in Lithuania	0.9986	0.0014
P6	Transformer at substation in Lithuania	0.9986	0.0014

(出典：調査団作成)

上述の仮定を元に、グリッド構成パターン 14-B の発電機会損失を試算すると表 4-42 となる。表から分かるように、グリッド構成パターン 14-B の発電機会損失の合計は 10.2 million €となった。パターン 2-B、4-B、6-B と比較して、洋上風力発電の HVDC プラットフォームの連系先がラトビアであるため、海底ケーブルの距離が短い分、流通設備利用率が小さくなるため、発電機会損失が若干小さいという結果となった。

表 4-42 グリッド構成パターン 14-B の発電機会損失

OWF	Stop scenario	Number of fault scenarios	Total stop hour [hr]	Cost of loss of power generation opportunity [million €]
OWF A & B	• N-1 (700MW)	6	579.3	7.7
	• N-2 (700MW)	10	9.5	0.1
	• N-2 (1,400MW)	5	5.7	0.3
	Sub Total	21	594.5	8.1
OWF C & D	• N-1 (700MW)	6	162.0	2.1
	• N-2 (700MW)	10	0.6	0.0
	• N-2 (1,400MW)	5	0.5	0.0
	Sub Total	21	163.2	2.2
Total		-	-	10.2

(出典：調査団作成)

4.3. 送変電損失

本項では洋上風力開発第 4 段階まで含めたグリッド構成における送変電損失について述べる。洋上風力発電によって生じる送変電損失を試算するための仮定条件については、2.7.1 項で述べた通り。仮定条件を元に、洋上風力発電の流通設備での送電損失を試算した。送変電損失を試算するパターンについては、発電機会損失の試算と同様に、Litgrid の要望に基づき、HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案 8 パターンで実施した。HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案 8 パターンの送変電損失コストの試算結果をまとめたものを表 4-43 に示す。

表 4-43 HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案
8 パターンの送変電損失の試算結果

S.N.	Total transmission loss [MWh]	Transmission loss cost [million €]	S.N.	Total transmission loss [MWh]	Transmission loss cost [million €]
1-A	298,977.5	20.5	-		
2-A	285,115.0	19.5	2-B	282,484.2	19.1
4-A	298,977.5	20.5	4-B	296,346.7	20.1
6-A	298,977.5	20.5	6-B	296,346.7	20.1
-			14-B	276,543.2	18.7

(出典：調査団作成)

発電機会損失の試算と同様に、パターン 1-A、4-A、6-A は HVDC の接続方法に違いはあるものの、洋上風力発電所から見た際の VSC、海底ケーブル、地中ケーブル、変圧器の仕様（容量や距離）は変わらないため、流通設備停止時間は等しくなる。そのため、パターン 1-A、4-A、6-A の送変電損失の合計は等しく、20.5 million €となった。また、パターン 2-A の送変電損失の合計は 19.5 million €となった。パターン 1-A、4-A、6-A と比較して、洋上風力発電のプラットフォーム C と D の連系先がポーランドであるため、海底ケーブルの距離が短い分、送変電損失が若干小さいという結果となった。

パターン 2-B の送変電損失の合計は 19.1 million €となった。パターン 4-B、6-B は HVDC の接続方法に違いはあるものの、洋上風力発電所から見た際の VSC、海底ケーブル、地中ケーブル、変圧器の仕様（容量や距離）は変わらないため、流通設備停止時間は等しくなる。そのため、パターン 4-B、6-B の送変電損失の合計は 20.1 million €となった。パターン 2-B と比較して、洋上風力発電の HVDC プラットフォームの連系先がスウェーデンであるため、海底ケーブルの距離が長い分、送変電損失が若干大きいという結果となった。パターン 14-B の発電機会損失の合計は 18.7 million €となった。パターン 2-B、4-B、6-B と比較して、洋上風力発電の HVDC プラットフォームの連系先がラトビアであるため、海底ケーブルの距離が短い分、送変電損失が若干小さいという

結果となった。

結果として、発電機会損失の試算と同様に、送変電損失についてもパターン毎に若干の差は生じるものの、洋上風力の流通設備の導入コストと比較すると、そこまで大きな差ではないということが分かった。また、以降に各パターンのコスト試算の詳細を述べる。

a. グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の送変電損失

発電機会損失の試算と同様に、グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A は HVDC の接続方法の違いはあるものの、洋上風力発電所から見た際の VSC、海底ケーブル、地中ケーブル、変圧器の仕様（容量や距離）は変わらないため、送変電損失は等しくなる。

グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の各設備における送変電損失と送変電損失コストの内訳を表 4-44 に示す。表から分かるように、グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の送変電損失の合計は約 296 GWh で 20.5 million €となった。

表 4-44 グリッド構成パターン 1-A、4-A、6-A の各設備における
送変電損失と送変電損失コストの内訳

	Section	Total transmission loss [MWh]	Transmission loss cost [mil. €]
OWF A (AC)	OWF A – Lithuania(Submarine)	24,207.9	1.7
	OWF A – Lithuania(Land)	5,380.1	0.4
	Transformer offshore	15,851.2	1.1
	Transformer onshore	15,851.2	1.1
OWF B (DC)	OWF B – Lithuania(Submarine)	1,609.0	0.1
	OWF B – Lithuania(Land)	557.0	0.0
	OWF B – Poland(Submarine)	7,364.4	0.5
	VSC offshore	28,820.4	2.0
	VSC onshore	28,820.4	2.0
OWF C (DC)	OWF C – Lithuania(Submarine)	6,436.1	0.4
	OWF C – Lithuania(Land)	2,227.9	0.2
	VSC offshore	28,820.4	2.0
	VSC onshore	28,820.4	2.0
OWF D (DC)	OWF D – Sweden(Submarine)	43,320.2	3.0
	VSC offshore	28,820.4	2.0
	VSC onshore	28,820.4	2.0
Total		295,727.5	20.5

(出典：調査団作成)

b. グリッド構成パターン 2-A の送変電損失

グリッド構成パターン 2-A の各設備における送変電損失と送変電損失コストの内訳を表 4-45 に示す。表から分かるように、グリッド構成パターン 2-A の送変電損失の合計は約 282GWh で 19.5 million €となった。パターン 1-A、4-A、6-A と比較して、洋上風力発電のプラットフォーム C と D の連系先がポーランドであるため、海底ケーブルの距離が短い分、送変電損失が若干小さいという結果となった。

表 4-45 グリッド構成パターン 2-A の各設備における
送変電損失と送変電損失コストの内訳

	Section	Total transmission loss [MWh]	Transmission loss cost [mil. €]
OWF A (HVAC)	OWF A – Lithuania(Submarine)	24,207.9	1.7
	OWF A – Lithuania(Land)	5,380.1	0.4
	Transformer offshore	15,851.2	1.1
	Transformer onshore	15,851.2	1.1
OWF B (HVDC)	OWF B – Lithuania(Submarine)	1,609.0	0.1
	OWF B – Lithuania(Land)	557.0	0.0
	OWF B – Poland(Submarine)	7,364.4	0.5
	VSC offshore	28,820.4	2.0
	VSC onshore	28,820.4	2.0
OWF C (HVDC)	OWF C – Lithuania(Submarine)	6,436.1	0.4
	OWF C – Lithuania(Land)	2,227.9	0.2
	VSC offshore	28,820.4	2.0
	VSC onshore	28,820.4	2.0
OWF D (HVDC)	OWF D – Poland(Submarine)	29,457.7	2.0
	VSC offshore	28,820.4	2.0
	VSC onshore	28,820.4	2.0
Total		281,865.0	19.5

(出典：調査団作成)

c. グリッド構成パターン 2-B の送変電損失

グリッド構成パターン 2-B の各設備における送変電損失と送変電損失コストの内訳を

表 4-46 に示す。表から分かるように、グリッド構成パターン 2-B の送変電損失の合計は約 276 GWh で 19.1 million €となった。700 MW の HVAC のプラットフォームのケースと比較して、リトアニアへの接続数が 2 回線から 3 回線になったことにより海底ケーブルの総距離が短くなるため、送変電損失が若干小さいという結果となった。

表 4-46 グリッド構成パターン 2-B の各設備における
送変電損失と送変電損失コストの内訳

	Section	Total transmission loss [MWh]	Transmission loss cost [mil. €]
OWF A (HVDC)	OWF A – Lithuania(Submarine)	6,436.1	0.4
	OWF A – Lithuania(Land)	2,227.9	0.2
	VSC offshore	28,820.4	2.0
	VSC offshore	28,820.4	2.0
OWF B (HVDC)	OWF B – Poland(Submarine)	29,457.7	2.0
	VSC offshore	28,820.4	2.0
	VSC onshore	28,820.4	2.0
OWF C (HVAC)	OWF C – Lithuania(Submarine)	24,207.9	1.7
	OWF C – Lithuania(Land)	5,380.1	0.4
	Transformer offshore	15,851.2	1.1
	Transformer onshore	15,851.2	1.1
OWF D (HVAC)	OWF D – Lithuania(Submarine)	24,207.9	1.7
	OWF D – Lithuania(Land)	5,380.1	0.4
	Transformer offshore	15,851.2	1.1
	Transformer onshore	15,851.2	1.1
Total		275,984.3	19.1

(出典：調査団作成)

d. グリッド構成パターン 4-B、6-B の送変電損失

グリッド構成パターン 4-B、6-B の各設備における送変電損失と送変電損失コストの内訳を

表 4-47 に示す。表から分かるように、グリッド構成パターン 4-B、6-B の送変電損失の合計は約 290 GWh で 20.1 million €となった。パターン 2-B と比較して、洋上風力発電の HVDC プラットフォームの連系先がスウェーデンであるため、海底ケーブルの距離が長い分、送変電損失が若干大きいという結果となった。また、700MW の HVAC のプラットフォームのケースと比較すると、スウェーデンとの連系線を持っているパターン 1-A、4-A、6-A よりは、送変電損失が小さい結果となった。一方で洋上風力がスウェーデンと連系しない 2-A と比較すると、送変電損失は若干大きいという結果となった。

表 4-47 グリッド構成パターン 4-B、6-B の各設備における
送変電損失と送変電損失コストの内訳

	Section	Total transmission loss [MWh]	Transmission loss cost [mil. €]
OWF A (HVAC)	OWF A – Lithuania(Submarine)	24,207.9	1.7
	OWF A – Lithuania(Land)	5,380.1	0.4
	Transformer offshore	15,851.2	1.1
	Transformer onshore	15,851.2	1.1
OWF B (HVAC)	OWF B – Lithuania(Submarine)	24,207.9	1.7
	OWF B – Lithuania(Land)	5,380.1	0.4
	Transformer offshore	15,851.2	1.1
	Transformer onshore	15,851.2	1.1
OWF C (HVDC)	OWF C – Lithuania(Submarine)	6,436.1	0.4
	OWF C – Lithuania(Land)	2,227.9	0.2
	VSC offshore	28,820.4	2.0
	VSC offshore	28,820.4	2.0
OWF D (HVDC)	OWF B – Poland(Submarine)	43,320.2	3.0
	VSC offshore	28,820.4	2.0
	VSC onshore	28,820.4	2.0
Total		289,846.7	20.1

(出典：調査団作成)

e. グリッド構成パターン 14-B の送変電損失

グリッド構成パターン 14-B の各設備における送変電損失と送変電損失コストの内訳を表 4-48 に示す。表から分かるように、グリッド構成パターン 14-B の送変電損失の合計は約 270GWh で 18.7 million €となった。パターン 2-B、4-B、6-B と比較して、洋上風力発電の HVDC プラットフォームの連系先がラトビアであるため、海底ケーブルの距離が短い分、送変電損失が若干小さいという結果となった。

表 4-48 グリッド構成パターン 14-B の各設備における
送変電損失と送変電損失コストの内訳

	Section	Total transmission loss [MWh]	Transmission loss cost [mil. €]
OWF A (HVDC)	OWF A – Latvia(Submarine)	23,516.7	1.6
	VSC offshore	28,820.4	2.0
	VSC onshore	28,820.4	2.0
OWF B (HVDC)	OWF B – Lithuania(Submarine)	6,436.1	0.4
	OWF B – Lithuania(Land)	2,227.9	0.2
	VSC offshore	28,820.4	2.0
	VSC onshore	28,820.4	2.0
OWF C (HVAC)	OWF C – Lithuania(Submarine)	24,207.9	1.7
	OWF C – Lithuania(Land)	5,380.1	0.4
	Transformer offshore	15,851.2	1.1
	Transformer onshore	15,851.2	1.1
OWF D (HVAC)	OWF D – Lithuania(Submarine)	24,207.9	1.7
	OWF D – Lithuania(Land)	5,380.1	0.4
	Transformer offshore	15,851.2	1.1
	Transformer onshore	15,851.2	1.1
Total		270,043.2	18.7

(出典：調査団作成)

4.4. 年間経費

前項までに、洋上風力開発第 4 段階まで含めたグリッド構成における流通設備の建設コスト、発電機会損失、送変電損失に述べてきた。本項では、これらの結果を年間経費として試算し、各パターンのコスト面での経済性を評価する。年間経費の試算方法については、2.8 項で述べた通り。HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案 8 パターンの年間経費の試算結果をまとめたものを図 4-7 に示す。



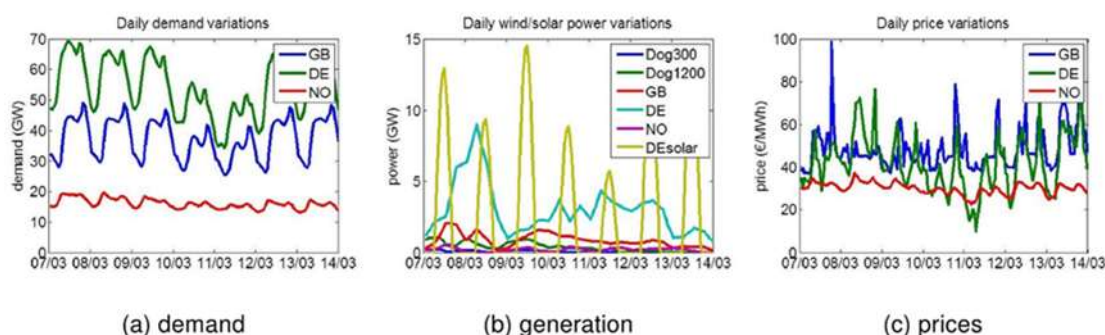
(出典：調査団作成)

図 4-7 HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案
8 パターンの年間経費の試算結果

HVAC と HVDC を組み合わせた洋上風力発電グリッド構成案で年間経費が最小となるのはパターン 2-B の 163.5 million €であり、次に小さいのが 4-B の 166.6 million €であった。2-B と 4-B はどちらも 1,400 MW の HVDC と HVAC のプラットフォームを導入するパターンであり、HVDC のプラットフォームを割り入れる先が計画の Harmony link か既存の Nordbalt かで異なっている。一方で、年間経費が最大になるのはパターン 6-A の 322.4 million €であり、最小のパターンと比較しておよそ 2 倍の年間経費となった。パターン 6-A は洋上風力開発第 1 段階に HVAC を採用し、その他を 700 MW および 1,400MW の HVDC プラットフォームを導入するパターンである。また、パターン 6 は計画の Harmony link および既存の Nordbalt に割りを入れずに、新規に 2 ルートの国際連系線を新設するため、年間設備経費だけで他のパターンの年間経費を上回る結果となった。単純にコストだけで比較する場合、1,400 MW の HVAC のプラットフォームを採用する、もしくは計画の Harmony link および既存の Nordbalt に割りを入れるパターンが年間経費が小さくなる傾向にあることが分かった。ただ、これらのパターンを採用する場合、他国との国際連系線容量が小さくなり、市場取引にも影響をあたえるため、市場での電力取引まで考慮にいれて総合的に判断する必要がある。

4.5. オフショアグリッドを国際連系線とした場合の電力取引市場におけるエリア間値差の変動による影響

リトアニアと隣接国を連系する国際連系線を新設し、その連系線に洋上風力を接続した場合、隣接国の電力取引価格に差がある時間については洋上風力の余剰発電量をより価格の高い市場にて取引した方が経済的に有利となる（以降、経済便益とする）。一方、洋上風力が十分に発電されなかった場合についてはより価格の低い市場にて不足分を取引することで有利となる。電力取引価格については需給バランス、燃料価格、炭素価格といった様々なパラメータによって変動する。図 4-8 に需要、発電、電力価格の日々の変動例を示す。



（出典：“Automated grid connection design process for offshore wind farm clusters, SINTEF Energy Research”）

図 4-8 需要、発電、電力価格の日々の変動例

4.5.1. 経済便益の検討方法

国際連系線を新設した場合のリトアニアの経済便益は、2030 年のリトアニア (LT) ・スウェーデン (SE4) ・ポーランド (PL) ・ラトビア (LV) の電源構成予測を基に作られた 8,760 時間の市場価格・エリア需要・洋上風力を含めた供給力を基に算出した。なお、シミュレーションはパターン 1-A, 2-A, 4-A, 6-A, 2-B, 4-B, 6-B, 14-B の 8 パターンを対象とした。

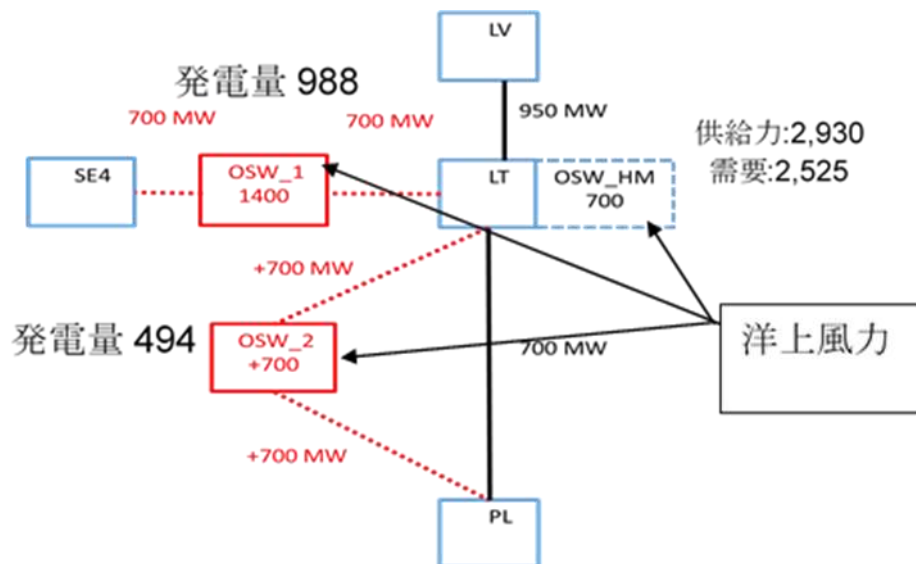
経済便益算出の流れを以下に示す。

- ①連系線に接続されている洋上風力を連系線容量までリトアニアの供給力として集める。
- ②リトアニア国内が余剰なら高い順に他エリアに売電し、不足であれば安い順に他エリアから買電をする。
- ③時間ごとに各エリアに売り買いした取引の値段を合計する。

＊なお新規連系線の便益を見るため LT-LV 間の AC 連系線に流れた潮流は 0[€]とした。

④各パターンの8,760時間の結果(③の合計)を一番設備投資が小さい接続方法をベースとし、その差分を経済便益効果とする。

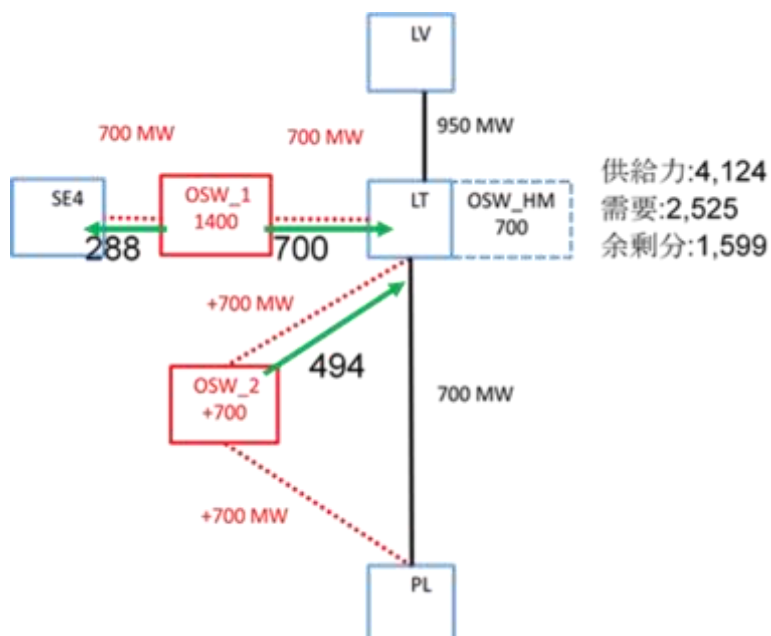
①～③を余剰ケースと不足ケースを以下に図示する。



(出典：調査団作成)

図 4-9 例 1)余剰ケース 10/21 9:00 パターン 4-A

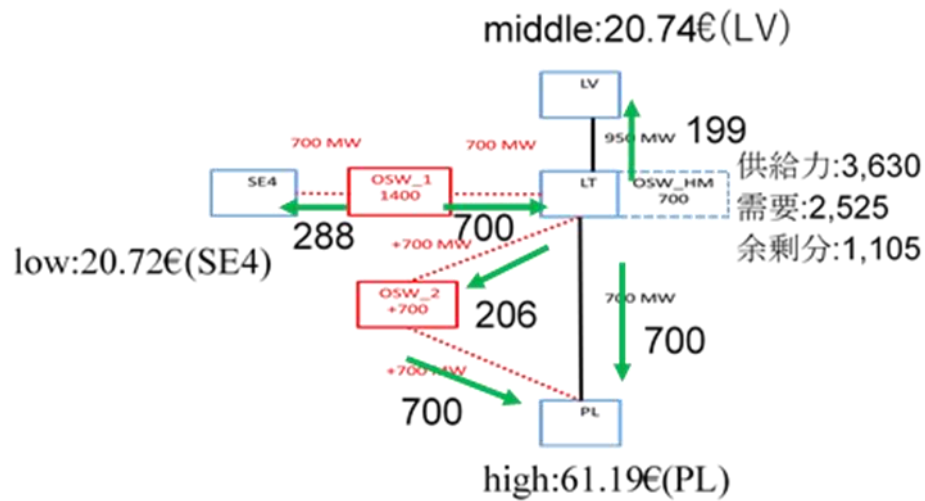
① OSW__1 と OSW__2 をリトアニアに集める。ただし, OSW__1 は連系線の容量が 700MW のため残りの 288MW は SE4 に送電する。



(出典：調査団作成)

図 4-10 例 1)余剰ケース 10/21 9:00 パターン 4-A ①

② エリア価格が高い順に送電する。この場合高い順は PL⇒LV⇒SE4。



(出典：調査団作成)

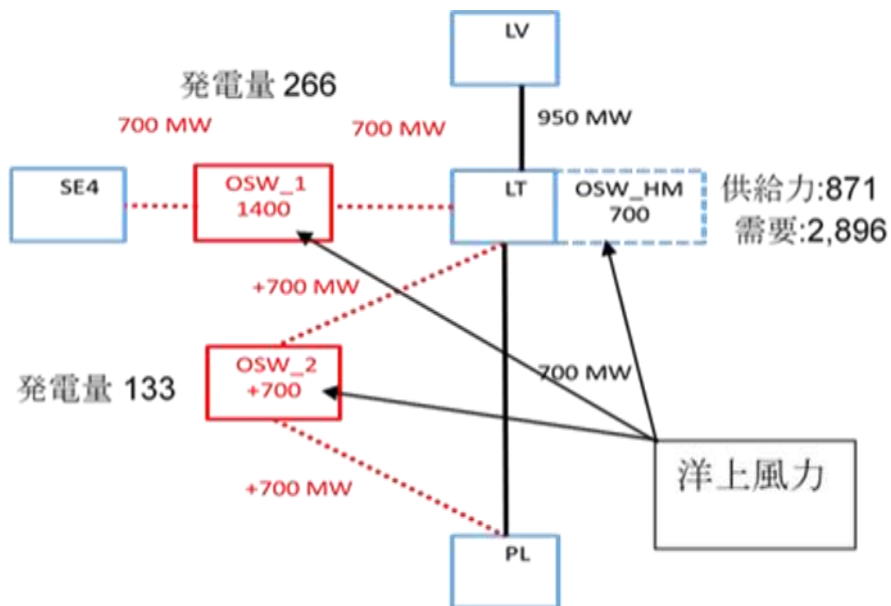
図 4-11 例 1)余剰ケース 10/21 9:00 パターン 4-A ②

③ 取引の値段を合計する。ただし、LV 取引分は計算しない。91,633€が取引価格。

表 4-49 例 1 取引価格一覧

	SE4	PL	LV	Total
Amount[MW]	288	1,400	199	1,887
price[€/MW]	20.72	61.19	20.74	-
benefit[€]	5,967	85,666	0(4,127)	91,633

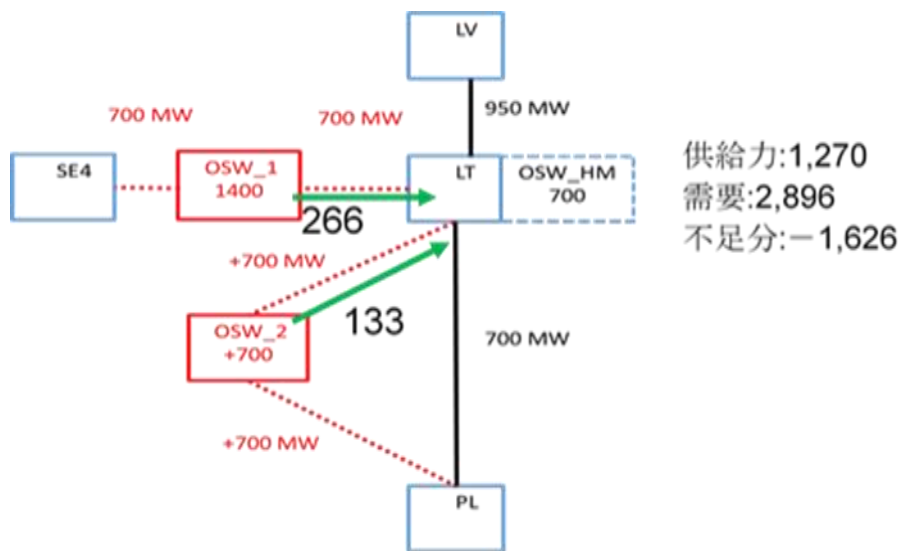
(出典：調査団作成)



(出典：調査団作成)

図 4-12 例 2)不足ケース 1/6 18:00 パターン 4-A

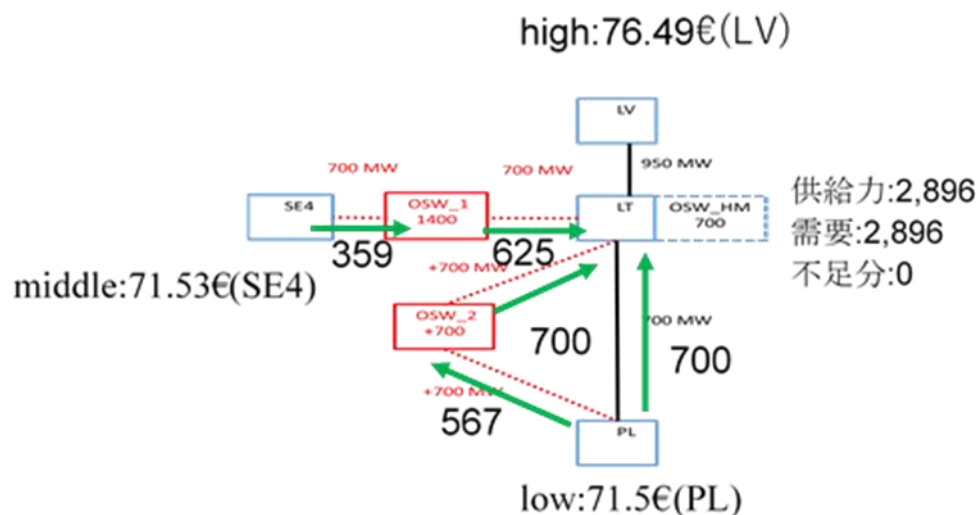
① OSW_1 と OSW_2 をリニアに集める。



(出典：調査団作成)

図 4-13 例 2)不足ケース 1/6 18:00 パターン 4-A ①

② エリア価格が安い順に不足分を受電する。この場合高い順は PL⇒SE4⇒LV。



(出典：調査団作成)

図 4-14 例 2)不足ケース 1/6 18:00 パターン 4-A ②

③ 取引の値段を合計する。-116,270€が取引価格。

表 4-50 例 2 取引価格一覧

	SE4	PL	LV	total
Amount[MW]	-359	-1,267	0	1,626
price[€/MW]	71.53	71.5	76.49	-
benefit[€]	-25,679	-90,591	0	-116,270

(出典：調査団作成)

4.5.2. 経済便益の効果

前節の検討方法による 1 年間の総取引価格を下の表にまとめた。Sell は送電分の受け取り価格、buy は受電分の支払い価格、total は sell と buy の和、rank は total の大きい順に順位付けした値である。Sell value と buy value は年間の送電・受電量 1MWh あたりの価格である。

表 4-51 全パターン 8,760 時間の取引価格一覧

Pattern	sell[mil€]	buy[mil€]	total[€]	rank	sell value[€/MWh]	buy value[€/MWh]
1-A	195.7	-132.1	63.6	8	32	40
2-A	239.3	-97.1	142.2	2	45	49
4-A	255.6	-110.2	145.3	1	37	34
6-A	260.3	-123.5	136.8	3	36	39
2-B	172.0	-90.2	81.7	4	28	27
4-B	176.3	-100.4	75.9	6	29	30
6-B	202.1	-124.7	77.4	5	28	39
14-B	188.9	-113.3	75.7	7	26	37

(出典：調査団作成)

4.1 よりこの 8 パターンのうち最も設備コストが小さいのは 2-B と 4-B の 133.3€である。今回は total が小さい 4-B をベースとし経済便益効果を算出する。4-B をベースとした経済便益効果を下の表にまとめた。

表 4-52 全パターンの経済便益効果一覧

[mil €]	1-A	2-A	4-A	6-A	2-B	4-B	6-B	14-B
設備費	158	215.3	215.3	287.2	133.3	133.3	205.3	184.2
経済便益	-12.3	66.3	69.5	61.0	5.8	-	1.5	-0.2

(出典：調査団作成)

経済便益の面では既存の Nordbalt link や計画の Harmony link に割を入れずに新規連系線に洋上風力を接続した方が効果は大きいことが分かった。2-A は 66.3mil€, 4-A は 69.5mil€, 6-A が 61.0mil€となっている。ただし Nordbalt link に割を入れずに新規連系線に洋上風力を SE4 に接続するパターンは 6-B が 1.5mil€のことから効果が小さい。

2-A、4-A、6-A については sell が比較的他のパターンに比べ取引価格が高い。既存の Nordbalt link や計画の Harmony link に割を入れずに新規連系線に洋上風力を接続した方が連系線の空き容量が大きくなりより高いエリアに多く送電できるためである。洋上風力の容量が大きく、供給力が多くなるため sell の方が buy より影響が大きくなり前述した 2-A、4-A、6-A の経済便益の効果が大きいことに繋がっている。

第5章 洋上風力発電事業の民間投資への開放に関する調査

5.1. 法的要件

リトアニア国への投資については、リトアニア共和国投資法によって制約を受けることとなる。この法律は、リトアニア共和国への投資条件、投資家の権利、あらゆる種類の投資に対する保護措置について定めている。国内及び海外の投資家は、この法律及び他の法律により、公平性が確保確保されることとなる。投資家の権利と合法的な投資家利益は、リトアニア共和国の法律の下、保護される。

投資先は、国内、海外、民間、国営または国際機関などとなる。投資のタイプとしては、直接投資または間接投資（ポートフォリオ）となる。投資対象による種類は、有形または無形資産への資本投資、または金融投資となる。大口投資は、150 以上の雇用創出や、投資額が 2000 万ユーロ以上の場合が該当する。リトアニアの首都であるヴィルニウスへの投資に関しては、200 以上の雇用創出や、投資額が 3000 万ユーロ以上の場合に大口投資に該当する。

リトアニア共和国への投資は、国家の安全及び防衛に関連する活動の制限を受けることを前提に、全ての合法的な商業・経済活動において許される。政府は、国家の経済的および社会的な発展を実現するため、民間投資に有利な条件を提供し、投資された政府資金の有効利用につなげていく。

エネルギーセクター全体として、送電線、諸外国との電力系統の連系線、送配電システムの所有を法律で定めているリトグリッド社及びイグニティスグループ、そして安全保障上で戦略的に重要な施設は、国家安全保障における重要性を有している設および企業と認められている。この法律は、国家の安全保障にとって重要となる経済セクター、企業、施設及び資産をあらゆるリスク要因から保護する対象と定めている。それゆえ、これらの領域への全ての投資は、特別な調整委員会における事前審査および承認の必要とされる。

発電設備、送電線、配電線、その他の重要エネルギーインフラは、環境に影響を与える可能性があるため、そのすべては環境保護に関する法律についても遵守が求められる。この法律は、生物多様性、生態系、景観を維持する法人及び個人の主要な権利と義務を明確にし、健全できれいな環境を維持させ、陸上、領海、大陸棚、経済水域の天然資源の合理的な利用を促進している。エネルギーインフラ設備への投資及び開発は、環境影響評価に関する法律に則り、審査される必要がある。

以上が、従うべき基本的な法的要件である。

5.2. 想定される効果分析

5.2.1. 経済的インセンティブ

風力技術は常に向上しており、設備コストは低下しつつあるものの、新規設置の洋上風力発電では市場競争に勝てない可能性がある。

リトアニアにおける再エネ発電は奨励されており、これは、市場での発電者の積極的な参加を視野に入れ、国にとって経済的・技術的に許容できる限度まで、または再エネ発電が市場価格に達するまで継続される見込みである。

現在、リトアニアでは以下に記述する支援方策が承認されている。

- ✓ 再エネ発電に対する価格プレミアム
- ✓ 再エネ発電の送電優位性
- ✓ 500kW 以下の発電容量の発電所を運用する事業者は、インセンティブ期間には、供給力および／または調整力のバランスさせる（売り先を見つける）責任を免除される。

このインセンティブに関しては、発電事業者が中立的な入札に参加し、成立した場合、最低価格プレミアムを提供する場合にのみ適用される。落札者は 12 年間、本対策での支援を受けることができる。発電事業者は入札において提示した電力を 12 年間発電することを約束する。

現在、リトアニアの国会において、開発事業者が落札した取引価格より市場価格が低いとき、国から差額が支払われ、逆に、市場価格が高いとき、国に差額を支払う、という現行の差額契約モデルを適用すべきかについて、議論中である。また、価格だけでなく、販促活動でもうけをうむ可能性がある電力量も競わせるという方法もある。最小限のインセンティブを与える方策は、サービスに対する国の資金を大幅に削減する可能性がある」と、経済委員会は結論付けている。今後、風力発電プロジェクトにおいて、民間投資家に対する特別な優遇措置がとられることが想定されている。

既に風力施設プロジェクトの投資に興味を示しているいくつかの会社を以下に記す。

- ✓ Lithuanian Ignitis Group、戦略パートナーの Engie 及び Ocean Winds はすでに投資計画を発表している。
- ✓ The Achema Gruop というクライペダの発電部品工場の建設予定がある企業で、船荷積み卸し企業の Klasco の運用もしている。
- ✓ オランダの再生可能エネルギー企業である Orsted もまた、予定されている入札に興味を示している。
- ✓ ドイツのエネルギー企業 RWE の再生可能エネルギー企業 RWE Renewables および、ポーランドの石油会社である Orlen とその子会社である Orlen Lietuva が、プロジェクトに興味を示している。

5.2.2. 想定される風力発電プロジェクト期間

2021 年の第 4 四半期に風力施設の設置に関する環境影響評価プログラムが開始された。環境影響評価の想定される期間は 2 年間である。環境影響評価終了後、開発及び運用の許可に関する入札が 2023 年第 4 四半期に予定され、2024 年第 4 四半期に終了する予定である。

プロジェクト開発を行う風力発電事業者が入札において選定される。入札後、建築許可取得に最長 3 年（理論上は 2027 年まで）、電力運用の許可取得に最長 3 年（理論上、2030 年まで）かかる。つまり、2024 年に落札した場合、最大建築期間は 6 年間である。2022 年 1 月、リトアニア国のエネルギー省は選定された事業者に対し、風力施設の開発と支援のための入札が計画されている場合、16 か月以内に風速、水温、および気象の測定、そして 11 か月以内に海底（物理学的及び地質学的）調査を実施する事業者の選定に関する案内を公表した。

5.3. 想定される課題分析

5.3.1. 地政学的リスク

現在の地政学的な状況として、NATO 及びロシア間の緊張関係は風力発電プロジェクトに関しても懸念の高まりが生じている。リトアニアだけでなく、ラトビア及びエストニアにおいてもロシアと国境を接しており、10 億ユーロまたはそれ以上の投資を行う場所としての価値が薄れる可能性がある。

また、リトアニアに台湾代表処が開設したことにより、中国との対立関係が生じた。中国は非公式ではあるが、リトアニアとのビジネスを避けるよう、国際企業に警告を発している。

ロシア及び中国の投資家は、現在の政治的な状況から、リトアニアへの投資を許可されておらず、ロシアについては、ウクライナへの軍事侵攻を理由に制裁が発せられた。直近の例では、2022 年 1 月にリトアニア政府の要請により、国有鉄道である Lietuvos geležinkeliai が、安全保障の観点から中国所有のスペインにある橋梁建設企業と契約をしないことを明らかにした。鉄道側は、スペインで登記されている Puentes y Calzadas Infraestructuras が、62.5 ミリオンユーロ（55.2 ミリオンドル）という低い入札価格にて橋梁建設の公開買い付けの落札をしたことに対し、契約の政府レビューを要請した。このスペイン登記の企業は China Road and Bridge Corporation が親会社として企業ウェブサイトに掲載されていた。リトアニア国鉄道は”中国との繋がり”を契約のリスクの一つとして明らかにした。

確実なリスクとしてはアストラベッツに位置するベラルーシ原子力発電所である。ベラルーシ原発は、余剰となる発電容量を保持しており、原子力に要する可変費のみという非常に低価格で電力を輸出することが可能である。

現在リトアニアはベラルーシからの電力輸入を禁止している。2025 年に予定されている、西欧諸国の電力系統とのバルト三国の同期連系、及びベラルーシからの電力系統の切り離しが仮に失敗したとき、ベラルーシに対する電力輸入禁止が、特に現時点におけるエネルギー価格の暴騰が続いた場合、停止される懸念がある。

5.3.2. 経済的リスク

殆どの国では再生可能エネルギーは非常に競争力があるものの、IEA が提供する *Projected Costs of Generating Electricity - 2020 Edition* にある、表 17 のデータによれば、いくつかの国（この報告書では日本、韓国、ロシア）では、未だ原子力発電よりも再生可能エネルギーのコストが高い。また、国内においても、立地条件の相違により、国や地域レベルで発電コストに差が出ることがある。燃種別の発電コストを、以下の表に示す。

表 6 2020 年における地域別の発電コスト

技術別	最大MWh/USドル	中間MWh/USドル	最小MWh/USドル
洋上風力	200	88	49
原子力発電	102	69	42

出典: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>

リトアニア、ラトビア及びエストニアにおける電力価格は、Nord Pool のマーケット市場において決定される。再エネである風力発電を促進するため、差額決済取引の原則が適用される可能性が高い。現在の状況において将来電力価格の予想は難しい。参考に、Nord Pool 市場及びポーランド（ポーランドは Nord Pool 市場に含まれない）を追加した月平均電力価格を以下に示す

表 7 各国における月平均電力価格（ユーロ/MWh）

期間/国	ポーランド	リトアニア	ラトビア	エストニア	フィンランド	スウェーデン
2022 1 月-2 月	130,34	125,3	123,86	123,18	93,87	92,62
2021 第四半期	133,4	149,65	146,39	141,68	114,7	126,67
2021 第三半期	88,98	100	99,71	97,73	78,74	90,77
2021 第二半期	67,05	57,61	56,08	54,56	46,28	54,43
2021 第一半期	-	53,65	52,08	52,08	48,9	49,59

5.3.3. 技術的課題

もう一つの技術的課題は、リトアニアにおける現在の送電網及び配電網である。安定し

たベースロードを優先して建設された既存のグリッドに、容量が異なる 700MW の電源を接続するためには、グリッド及び/またはストレージ技術に対する持続的な投資が必要となる。リトアニアが 2050 年までに 100%の再生可能エネルギーによる発電にて自国の電力を賄う計画には、送配電網に対する新しい視点が不可欠となる。以下の図に、潜在的な風力発電設備とハーモニーリンクの接続について示す。

図 1 5 リトアニア送電網



出 典： <https://www.litgrid.eu/index.php/grid-development/-/electricity-transmission-grid-ten-year-development-plan/3851>

フェーズ 1 (2030 年までの計画)において開発される風力発電 (700MW) の、330kV ネットワークへの接続は、陸上における 330kV 送電線の追加開発を必要とせず、洋上のみが必要となる。所有権の境界はダルベナイ開閉所の終端カップリングを計画しており、全ての洋上 (陸上ケーブルの一部分を含む) インフラ (海底ケーブル及びプラットフォーム) は、現在の法制により要求される発電事業者の経費となり、開発および所有が行われることとなる。発電事業者は、陸上設備の所有または運用は行わない。

2040 年までに計画されているフェーズ 2 (700MW) では、330kV ネットワークへの接続にかかる開発は、洋上及び陸上の両方において追加の 330kV 送電線の開発が必須となる。フェーズ 2 で開発される風力発電の接続に対し、2 つの代替案がリトアニア送電網にある。

- 代替案 1-ラトビアとの連系線の強化 (例として、ラトビアの領域の追加変更を伴う 330kV の連系線ダルベナイグロビナの再構築)。それと同時に、

追加の洋上（陸上ケーブルの一部分を含む）インフラ（2 番目の海底ケーブル及びプラットフォーム）が必要となる。このオプションが選択された場合、ラトビアのシステムオペレータとの同意が必要となる。

- 代替案 2 - 陸上送電線開発が必要である。次のオプションについて、検討がなされた。
 - ✓ オプション 1 - Darbėnai-Telšiai-Mūša a 及び Mūša-Panevėžys の新規 330 kV 送電線の設置の必要性
 - ✓ オプション 2 - Darbėnai-Varduva-Mūša 及び Mūša-Panevėžys の新規 330 kV 送電線の設置の必要性。代替案 1 と同様、洋上（陸上ケーブルの一部分を含む）インフラ（2 番目の海底ケーブル及びプラットフォーム）が必要である。陸上及び洋上の両方にて行われる、洋上風力発電プロジェクトの投資は、現行の法的文書に規定されているように、発電事業者のイニシアティブ及び費用負担で実施される。風力発電に必要なインフラは、システムオペレータの Litgrid によって所有・運用されない。フェーズ 1 とフェーズ 2 の風力発電が同じ交直変換所を持つか、またはハーモニーリンクと交直変換所を共有するかという想定が非常に重要となる。共有が可能である場合、大幅なコスト削減が可能になる。いずれにせよ、上記に述べた設備構築は、さまざまな意味で挑戦的なものである。

5.4. 民間投資の可能性

5.4.1. 再エネ発電投資

再エネ発電の投資に関しては、3 つのオプションがある。

1 つ目のオプションは、風力または太陽光発電設備にグリーンフィールド投資をすることである。このような投資の主要な手順は以下に示す通り。

- ✓ 土地の選択後、制約事項や、再エネ発電所がそのエリアに建設可能であるかなど、自治体の詳細計画をレビューする
- ✓ 土地の購入または長期間契約によるリース
- ✓ 環境影響評価の実施
- ✓ ESO / Litgrid のネットワーク接続条件の取得
- ✓ 技術的プロジェクトの作成
- ✓ 建築許可の取得
- ✓ 発電所を建設し配電網に接続

風力発電のレギュレーションマップは、以下のリンクを参照のこと

<https://www.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=454b061279f841239edd90389f5ff6b9>

グリーンフィールド投資の例としては、クライペダに位置する Fortum 火力発電所がある。2013 年に試運転が開始され、建設コストは 1 億ユーロであった。廃棄物及びバイオマス発電で 20 MW の発電容量を持ち、140 GWh の電力、400 GWh の熱を発生させられる。

2 つ目のオプションは、既存の風力または太陽光発電設備に資本参加することである。

リトアニア国の風力発電の地図及びリストは以下のリンクを参照のこと：

https://lvea.lt/wp-content/uploads/2020/09/LVEA_parku%CC%A8-z%CC%8Ceme%CC%87lapis.pdf

直近のリトアニア国における風力発電の取得は 2021 年 11 月 26 日であった。

Taaleri 太陽光風力 II fund は、Anykščiai, Rokiškis により 100%の所有権を取得され、Jonava 風力発電はオランダの再生可能エネルギー企業である European Energy によって所有権を取得された。GE 製の 5.5MW の合計 34 タービンと、風力発電と併せ、発電容量は 186MW となり、年間発電量は約 560GWh となる。風力発電は、約 27 万件の住宅に電力供給できる。3 つの風力発電は 2022 年にフル出力運転が予定されている。

風力発電はオランダの企業である European Energy によって開発され、建設管理サービスを建設フェーズ及び技術的、商業的管理サービスを運用フェーズで行う。GE は、30 年間の契約においてタービンの維持管理を担う。全ての 3 つの風力発電は、スイスにおける最大のエネルギー企業である Axpo Group の一つである Axpo Nordic によって発電される電力の発電量に占める割合について長期売電契約（PPA）を締結した。

3 つ目のオプションは、国際入札の公募に参加することである。現在可能なオプションはリトアニアにおける洋上風力発電プロジェクトまたは代替となるラトビア及びエストニアの ELWIN プロジェクトである。リトアニアの風力発電プロジェクトの投資に関する公募は 2023 年に告知される。

入札についての例は、Ignitis Group が告知した “Development of Kruonis Hydro Accumulation Power Plant by Installing Hydro Unit No. 5” である。公募は以下のリンクに掲載されている。

<https://cvpp.eviesiejipirkimai.lt/Notice/Details/2022-647780>

入札書類はリトアニア語及び英語にて、以下のリンクで取得可能である。

https://pirkimai.eviesiejipirkimai.lt/app/rfq/publicpurchase_docs.asp?PID=617216

再エネ発電を含む発電事業者や、送配電事業に従事し、これら事業に関する免許を保有している全ての発電事業者のリストは、National Energy Regulatory Council のリンクを参照：<https://www.regula.lt/en/Pages/Public-and-administrative>

5.4.2. TSO、DSO への資本参加

21 世紀の初めの 10 年間 において、リトアニアは電力送配電ネットワークを分割し、配電網を 2 つに分けた。その後、いわゆる西側諸国のリトアニア配電ネットワーク企業の 65% の資本は、民営化された。透明性のない民営化ゆえ、市場規模が小さく、電力価格に歪みがあることが技術的、経済的、および政治的な間違いであることが証明された。リトアニアは配電ネットワークの民間所有シェアを買い上げ、その後、国が所有する企業 ESO にガス供給パイプラインを併合した。同じ民営化は Lietuvos dujos の買収にも起きた。Lietuvos dujos はリトアニアのガス供給を担う。両ケースはリトアニアにおけるエネルギーインフラの民営化の失敗として認識されており、その後、エネルギーインフラの民営化は慎重になっている。

現状、Litgrid や ESO、そしてリトアニアの送電網インフラは安全保障にとって重要なリストに含まれている。これら企業はリトアニアの、安全保障の戦略的な重要性がある企業及び設備に対する法律によって脅威から保護されている。そのような保護は、ロシアに近接している地政学リスクによるものであるといえる。現在のウクライナ情勢とヨーロッパがガスや石油をロシアに依存していることが強い影響を及ぼしている。

Litgrid や ESO、そしてその資産につき、潜在的な投資とその投資家はあらかじめ評価され、特別な調整機関によって承認されなければならない。

現状の地政学的状況において、上述した企業及び資産について、民営化の予定はない。2025 年のバルト海及びヨーロッパ諸国配電網の電力システムの同期連系がある場合、Litgrid の民営化は考慮しなければならない可能性がある。

上述の通り、ESO は Ignitis により完全所有されている。Ignitis は、バルト諸国で最も大きい IPO を行った後、2020 年 10 月 7 日に Nasdaq Vilnius 及びロンドン証券取引所(LSE) に上場した。26.91% の株式 69 及び GDR (海外預託証券) を機関投資家及びバルト諸国個人投資家に公募し、全ての主要資本を合計 450 億ユーロ調達した。Ignitis Group の株式証券は Nasdaq Vilnius で取引されており、GDR はロンドン証券取引所にて取引されており、個人投資家は Ignitis の証券を自由に売買することが可能である。

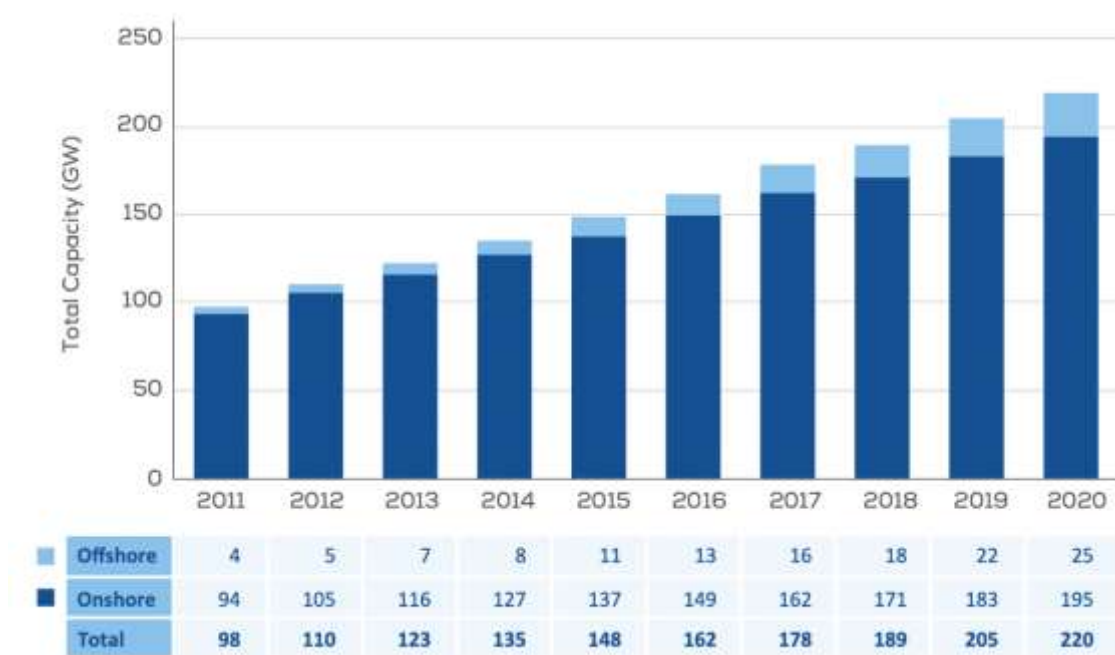
第6章 国内外におけるオフショアグリッドに関する動向調査

6.1. リトアニアおよび周辺国における関連政策

6.1.1. 欧州

EU 大では、2019 年 12 月に就任したウルズラ・フォン・デア・ライデン欧州委員会委員長によって、「欧州グリーンディール政策（EGD: European Green Deal）」が発表され、2050 年に欧州大陸を気候中立にするという目標が掲げられた。さらに、2020 年 9 月には、2030 年 EU 気候目標計画が採択され、GHG 排出削減目標を 1990 年比 55%削減へと強化することが発表された。2021 年 7 月には、EU の 2050 年気候中立目標達成のために必要とされる規制枠組みの改定案が「Fit for 55」として欧州委員会より発表され、Fit for 55 における再生可能エネルギー指令（RED: Renewable Energy Directive）では、2030 年までの再エネ比率の目標値が最終エネルギー消費の 32%から 40%と見直された。

こうした動きもあり、EU の風力発電開発は、年間 10%程度で着実に進められており、設備容量はこの 10 年で 2 倍まで成長した（図 6-1）。



（出典：WindEurope, “Wind energy in Europe 2020 Statistics and the outlook for 2021-2025”, 2021）

図 6-1 欧州における風力発電の総設備容量

特に、欧州では適地が多いことから洋上風力の開発ポテンシャルは高く見積もられており、国際エネルギー機関（IEA: International Energy Agency）によると、現在の約 20GW

の洋上風力の設備容量で欧州の年間電力需要の平均 1.5%を担っているが、2042 年には欧州で最も主要な電源になるとされている。欧州グリーンディール政策でも再エネのなかでも洋上風力について触れており、洋上風力を増やすための開発が不可欠であるとしている。欧州風力発電協会（WindEurope）によると、欧州委員会は 2050 年までに 230GW～450GW の洋上風力が必要であるとしており、2050 年における 450GW は電力需要の 30%を占める規模になると見込まれている。同協会によると、450GW 設置する場合の配置は図 6-2 のように試算されており、風況の良い北海を中心に、大西洋やバルト海への開発も期待されている。



(出典：WindEurope, “Our energy, our future”, 2019)

図 6-2 450GW 開発ケースの開発設備量内訳

6.1.2. 英国

英国の洋上風力戦略は、政府と産業との強いパートナーシップによるところが大きい。政府は政策文書「Build Back Better: our plan for growth」を2021年3月に承認した。これは、洋上風力への野心を高めるものであり、過去の戦略では2030年までに30GWとすることが掲げられていたが、同文書では、その目標を40GWに引き上げた。これは、すでに設置されている容量のおよそ10GWの400%であり、世界のどの国よりも多い水準である。他国においては、米国では2030年までに30GW、日本では2030年までに10GW、2040年までに35～45GW、インドでは2022年までに5GW、2040年までに30GWにすることが目標となっている。また、英国では2050年までに排出量ネットゼロが公約されているが、2020年時点ですでに1990年と比べ50%削減を達成している。

英国は洋上風力発展の経済機会を強調しており、「Build Back Better: our plan for growth」では、目標の40GWによって産業における雇用機会は、現在の7,200から2030年には60,000にまで増加する見込みであるとされている。

英国の洋上風力に対する具体的な支援のひとつとして、価格オークション型の固定価格買取制度（FIT-CfD）が挙げられ、15年間にわたり事業者の落札価格にて買い取ることとなっている。この長期的な政府の支援は、この分野の革新および投資を支え、経済の脱炭素に貢献するとともに、コストを抑えることにもつながる。

6.1.3. リトアニア

リトアニアの再エネ政策については、1.1.4に示したとおりであるが、2009年にイグナリア原子力発電所を閉鎖して以降、電力を輸出する立場から、輸入する立場となっており、スウェーデン、ラトビアに加え、ロシア・ベラルーシからの輸入に依存している状況にある。リトアニア政府は2050年までに、全ての電力供給を国内で生産することを戦略として掲げており、2020年の風力設備容量は540MWで、年間消費電力量の30%が風力発電より供給されている。ただし、2022年現在においても、風力発電は陸上風力のみで、洋上風力はいまだ開発されていない。

他方、2020年6月10日、リトアニア政府は「5つの優先事項を網羅する将来の経済のDNA計画（Plan for the DNA of the Future Economy covering five priorities）」を承認した。優先事項のひとつとして、気候変動および洋上風力インフラの開発を含むエネルギーが挙げられており、2020年6月22日には、2030年までに洋上風力の開発および運営に関する入札を実施することを含む、法令No.697を承認した。法令では、同国エネルギー省が発電所計画の支援スキームを規定する法律案を作成、提出することも定められている。これにより、洋上風力の開発が計画されるようになっている。

6.2. 開発計画

6.2.1. 国内外の世界的な情勢

洋上風力の開発は、欧州に限らず世界各地で進められており、洋上風力世界フォーラム⁶（WFO: World Forum Offshore Wind）によると、2021 年末の世界の洋上風力設備容量は 48.2GW に至っており、特に 2021 年下半期には中国によって膨大な開発が行われ、2021 年の 1 年間で 15.7GW が新設された（図 6-3）。

2021 年の開発により、中国は世界の 40%以上の洋上風力を有することとなり、英国を抜いて洋上風力の累計設備容量が世界トップとなった（図 6-4）。中国では 2020 年下半期に「2030 年カーボンピークアウト、2060 年カーボンニュートラル」とする気候変動目標を掲げており、この達成に向けてクリーン電源の開発が進められた形となっている。また、中国では固定価格買取制度が再エネの主な支援策となっているが、太陽光・陸上風力については 2020 年末で固定価格買取制度の適用を終了したこともあり、2021 年内に多くの洋上風力の開発が進められたものと思われる。

一方で、現在運用されている 215 カ所のウィンドファームのうち、110 カ所が欧州、103 カ所がアジア、2 カ所が米国に位置しており、英国やドイツを中心に開発が行われている。フランスやイタリアでも国内初の商業ベースの洋上風力発電開発が進められており、世界では 17GW の開発が進められている。

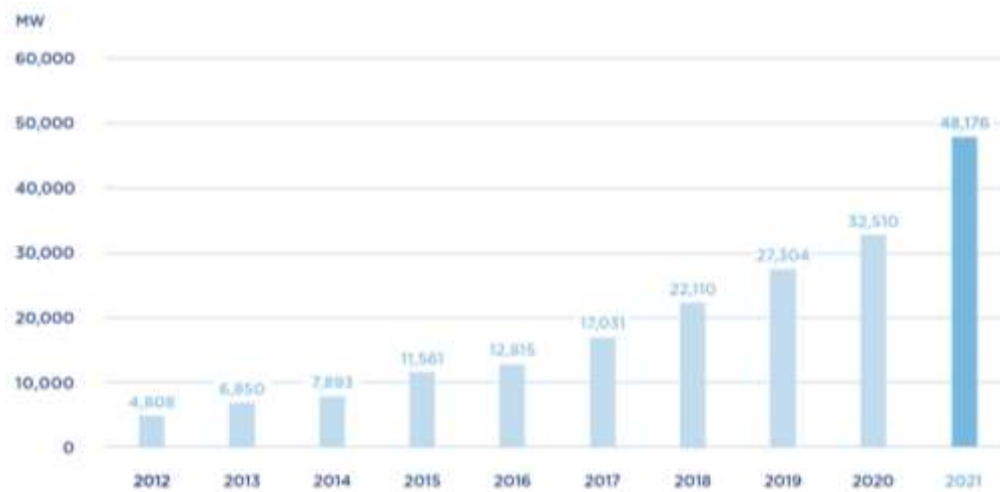
日本の設備容量は世界の 0.2%に留まっているものの、Vestas 製定格出力 4.2MW（V117-4.2MW）のタービン 33 基で構成する、140MW の国内初の商業ベースでの洋上風力発電事業が秋田港、能代港進められており、今後の開発が期待される（表 6-1）。

秋田港、能代港では、2020 年 2 月に陸上の送変電設備の工事が開始され、2021 年 5 月には自己昇降式台船（SEP: Self Elevating Platform）を使った基礎工事が開始し、2021 年内に風車の基礎部分の工事が完了している。水深は 10～30m と比較的浅いため、着床式のモノパイルが採用された（風車の基礎方式については 6.3.2 を参照のこと）。風車の組み立てを行い、2022 年 12 月の竣工を予定している。

また、2021 年 12 月には、3 つの洋上水力発電の事業者が選定されており、開発が進められている。

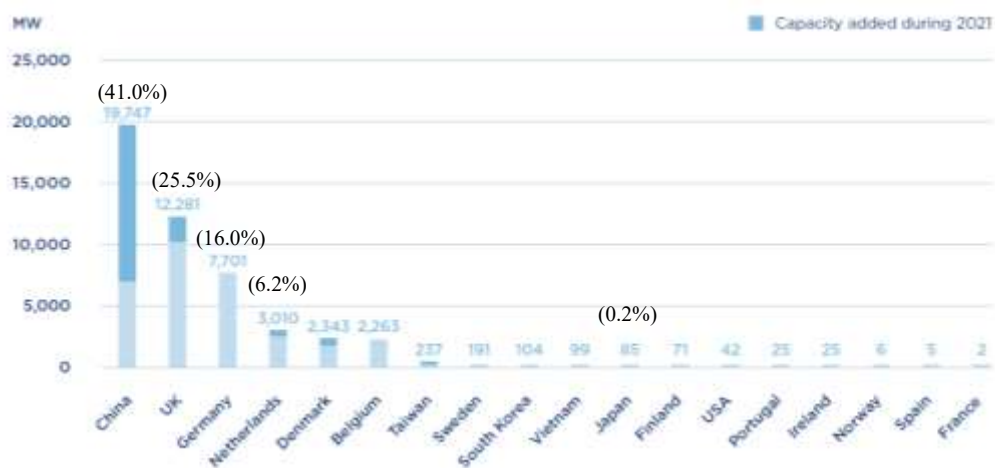
- (1) 秋田県能代市、三種町および男鹿市沖：総発電容量 478.8MW（12.6MW×38 基、GE 製）、2028 年 12 月運用開始予定
- (2) 秋田県由利本荘市沖：総発電容量 819MW（12.6MW×65 基、GE 製）、2030 年 12 月運用開始予定、着床式
- (3) 千葉県銚子市沖：総発電容量 390.6MW（12.6MW×31 基、GE 製）、2028 年 9 月運用開始予定、着床式

⁶ 2018 年ドイツで発足した、洋上風力発電の世界的な普及促進を目的とする、NPO 組織。洋上風力に関する情報収集・発信や各国政府関係者の理解活動等を行う。



(出典：WFO, “Global Offshore Wind Report 2021”)

図 6-3 世界の洋上風力発電設備容量の推移



注：括弧内は世界全体の洋上風力発電設備容量に対する当該国の割合

(出典：WFO, “Global Offshore Wind Report 2021”)

図 6-4 国別の累計洋上風力発電設備容量（2021 年）

表 6-1 開発中の洋上風力一覧（2021 年末時点）

No	Wind Farm	MW	Units	MW/Unit	Turbine	Location
1	Taranto	30	10	3.0	MySE 3.0-135	IT
2	Pingtian Strait Gongtie Bridge Lighting Project	34	5	6.7	GW154-6.7MW	CN
3	Pudong New District Donghai Bridge Project	46	7	6.5	W6.5F-185	CN
4	Jiangjiasha	50	15	3.3	GW 155-3.3MW	CN
5	Akita Port	56	13	4.2	V117 - 4.2 MW	JP
6	Zhuhai Guishan Hai Demonstration 2	83	12	7.0	DEW-D7000-186, MySE6.45-180	CN
7	Noshiro Port	84	20	4.2	V117 - 4.2 MW	JP
8	Hywind Tampen (floating)	88	11	8.0	SG 8.0-167 DD	NO
9	CSIC Jiangsu Rudong H3-2	100	20	5.0	H151-5MW	CN
10	Huadian Yuhuan 1 South	146	20	7.0	DEW-D7000-186	CN
11	Rudong H13	150	30	5.0	H171-5.0MW	CN
12	Huadian Yuhuan 1 North	154	22	7.0	DEW-D7000-186	CN
13	Longyuan Putian Nanri Island I 2	180	45	4.0	SWT-4.0-130	CN
14	Fujian Pingtan Datang Changjiangao	185	37	5.0	MySE5.0-133	CN
15	Changle Area C 1	200	20	10.0	DEW-D10000-185	CN
16	Rudong H15	200	40	5.0	H171-5.0MW	CN
17	Longyuan Putian Nanri Island I 1	204	51	4.0	SWT-4.0-130	CN
18	Dafeng H5	206	32	6.45	GW184-6.45MW	CN
19	Xinliao	206	32	6.45	MySE6.45-180	CN
20	CGN Pingtan Island	240	60	4.0	SWT-4.0-130, MySE5.5-155	CN
21	CGN Huizhou I	250	40	6.5	MySE6.45-180	CN
22	Guodian Xiangshan 11	254	41	6.2	H171-6.2MW	CN
23	Fuqing Xinghua Bay 2	288	46	6.7	GW154-6.7MW, DEW-G5000-140	CN
24	Changle Area A	300	36	10.0	DEW-D10000-185, GW175-8.0MW	CN
25	Changle Area C 2	300	37	10.0	DEW-D10000-185, SG 10.0-193 DD	CN
26	Dafeng H6	300	47	6.5	GW184-6.45MW	CN
27	Rudong H5	300	75	4.0	SWT-4.0-146	CN
28	Zhejiang Jiaxing 2	300	50	6.0	SWT-6.0-154	CN
29	Yuedian Yangjiang Shapa	300	47	6.45	MySE6.45-180	CN
30	Zhanjiang Xuwen-South	300	47	6.45	GW171-6.45MW	CN
31	Mingyang Yangjiang Shapa	300	46	6.5	MySE6.45-180	CN
32	Longyuan Jiangsu Dafeng H4	302	47	6.5	GW184-6.45MW	CN
33	Fujian Putian City Flat Bay Three Zone C	308	44	7.0	SWT-7.0-154	CN
34	Formosa 2*	376	47	8.0	SG 8.0-167 DD	TW
35	SPIC Rudong H7	400	100	4.0	SWT-4.0-146	CN
36	CGN Shanwei Jiazi II	403	62	6.5	MySE6.45-180	CN
37	Neart na Gaoithe	450	54	8.4	SG 8.0-167 DD	UK
38	Saint-Nazaire	480	80	6.0	GE Haliade 160-6MW	FR
39	Saint-Brieuc*	496	62	8.0	SG 8.0-167 DD	FR
40	Guodian Xiangshan 12	500	41	12.0	-	CN
41	CGN Shanwei Jiazi I	503	78	6.5	MySE6.45-180	CN
42	Changfang and Xidao	589	62	9.5	V174-9.5 MW	TW
43	Yunlin	640	80	8.0	SG 8.0-167 DD	TW
44	Hollandse Kust Noord	759	69	11.0	SG 11.0-200 DD	NL
45	Greater Changhua 1&2a	900	111	8.0	SG 8.0-167 DD	TW
46	Seagreen	1,140	114	10.0	V164-10 MW	UK
47	Hornsea 2	1,400	165	8.4	SG 8.0-167 DD	UK
48	Hollandse Kust Zuid	1,540	140	11.0	SG 11.0-193 DD	NL
Total		17,021				

注 1：IT=イタリア、CN=中国、JP=日本、NO=ノルウェー、TW=台湾、UK=英国、FR=フランス、NL=オランダをそれぞれ示す。

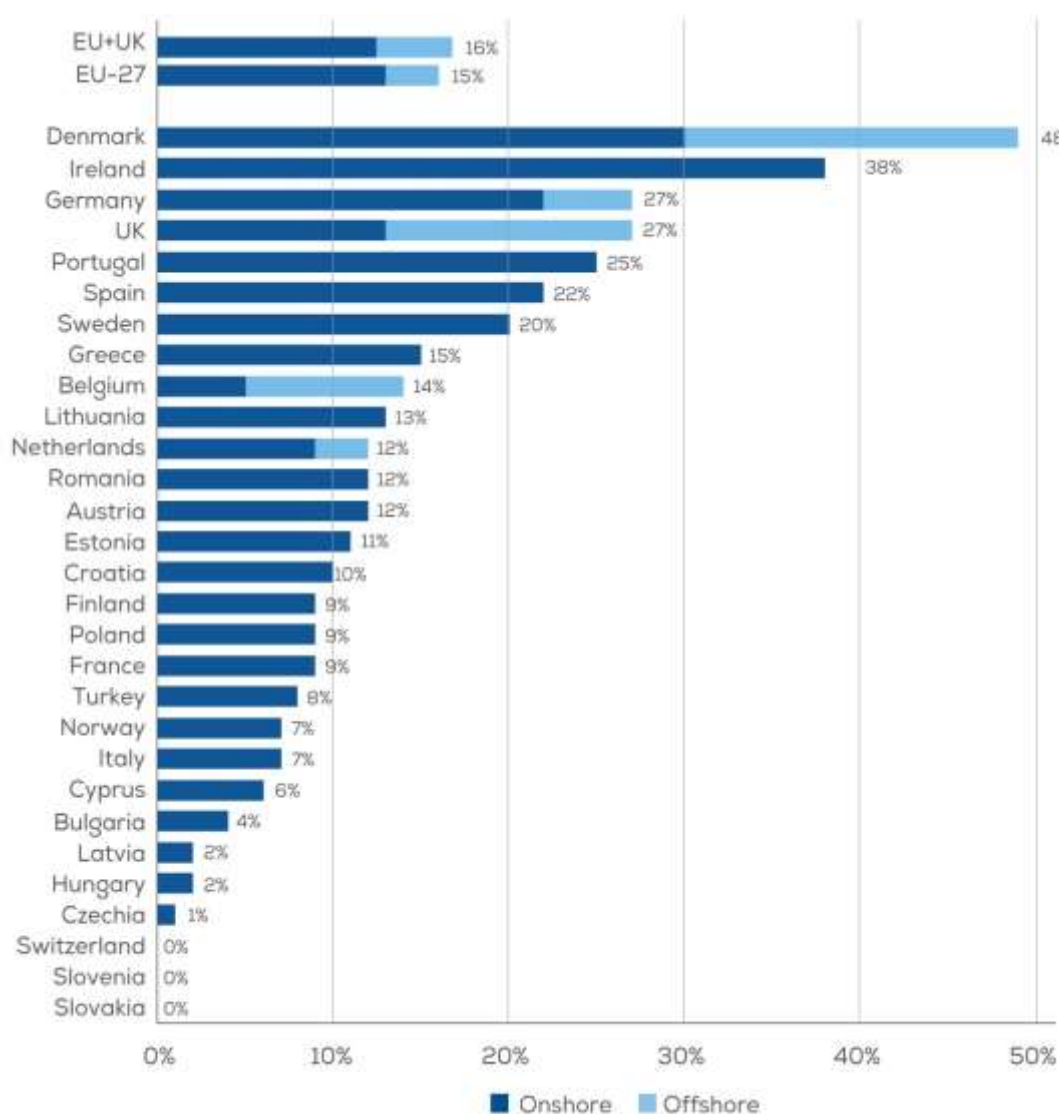
注 2：表中*は、2021 年末に設置されたウィンドファーム

（出典：WFO, “Global Offshore Wind Report 2021”）

6.2.2. 欧州での取り組み

欧州では、グリーンディール政策によって、GHG 排出量を 1990 年比 55%削減という野心的な目標を抱えており、英国をはじめ、ドイツ、オランダ、デンマーク、ベルギーなど北海沿岸の各国を中心に、広く風力が開発されている。

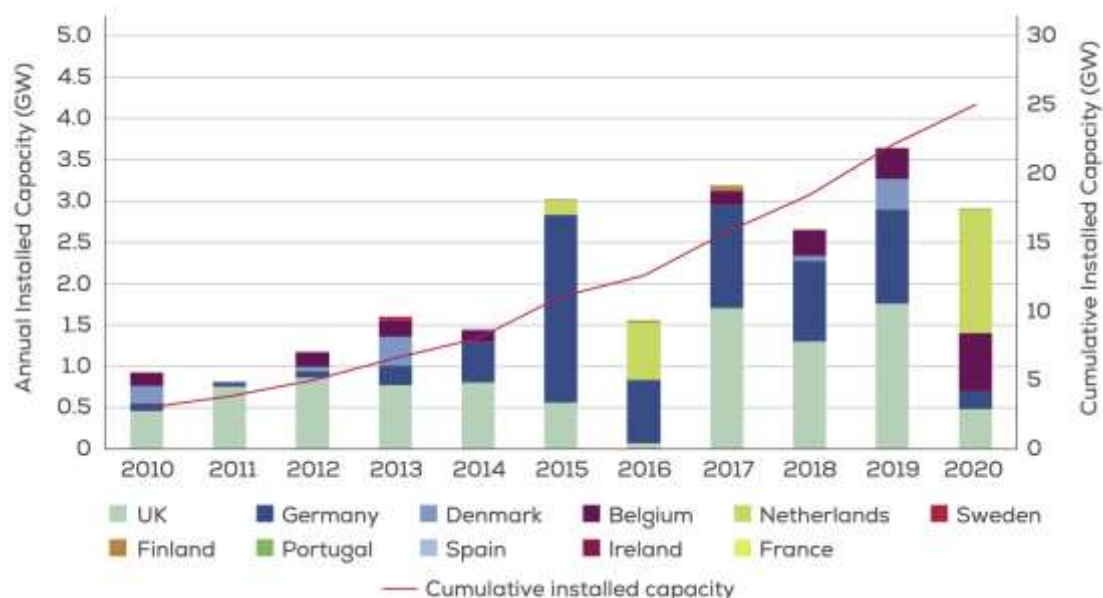
欧州風力発電協会によると、2020 年には風力発電によって欧州の電力消費量の 16% が供給されている。風力が電力消費量に占める割合は、デンマークが 48%と最も高く、次いでアイルランド 38%、ドイツ 27%となり、英国 27%、ポルトガル 25%、スペイン 22%と続く。欧州諸国において風力によりまかなわれる年間の平均電力需要の割合を図 6-5 に示す。



(出典：WindEnergy, “Wind energy in Europe 2020 Statistics and the outlook for 2021-2025”)

図 6-5 風力発電でまかなわれる年間平均電力需要の割合 (2020 年)

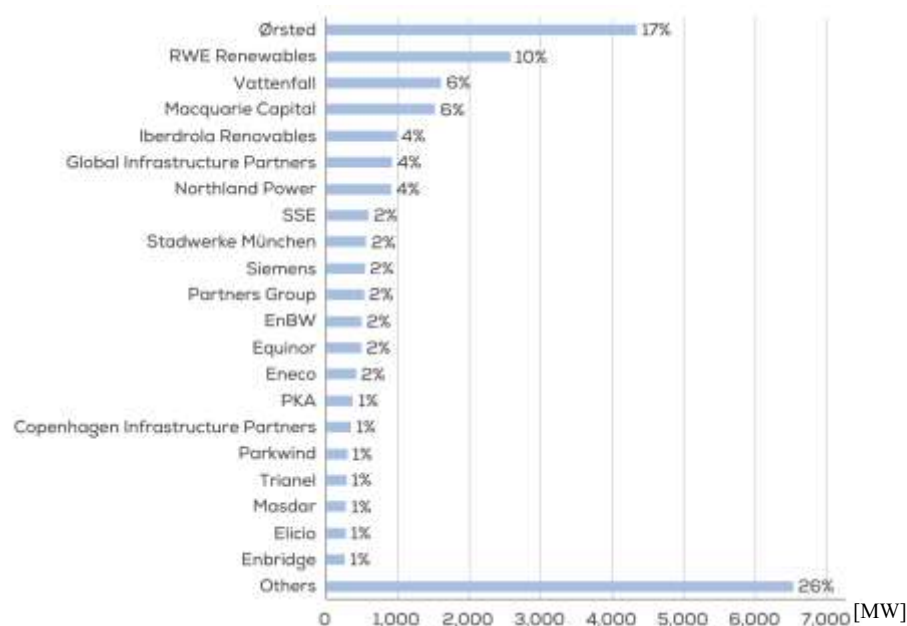
洋上風力については、欧州全体で 25GW の洋上風力が 12 カ国にわたって設置されており、過去 5 年間で急速に成長している。



(出典：WindEurope, “Offshore Wind in Europe_Key trends and statistics 2020”)

図 6-6 国別の年間洋上風力設置容量（左軸）と欧州の累計設備容量（右軸）の推移

欧州の洋上風力の所有者を会社別にみると、デンマークの Ørsted 社が 17%と最大のシェアを占め、次いでドイツ RWE、スウェーデン Vattenfall と続く（図 6-7）。

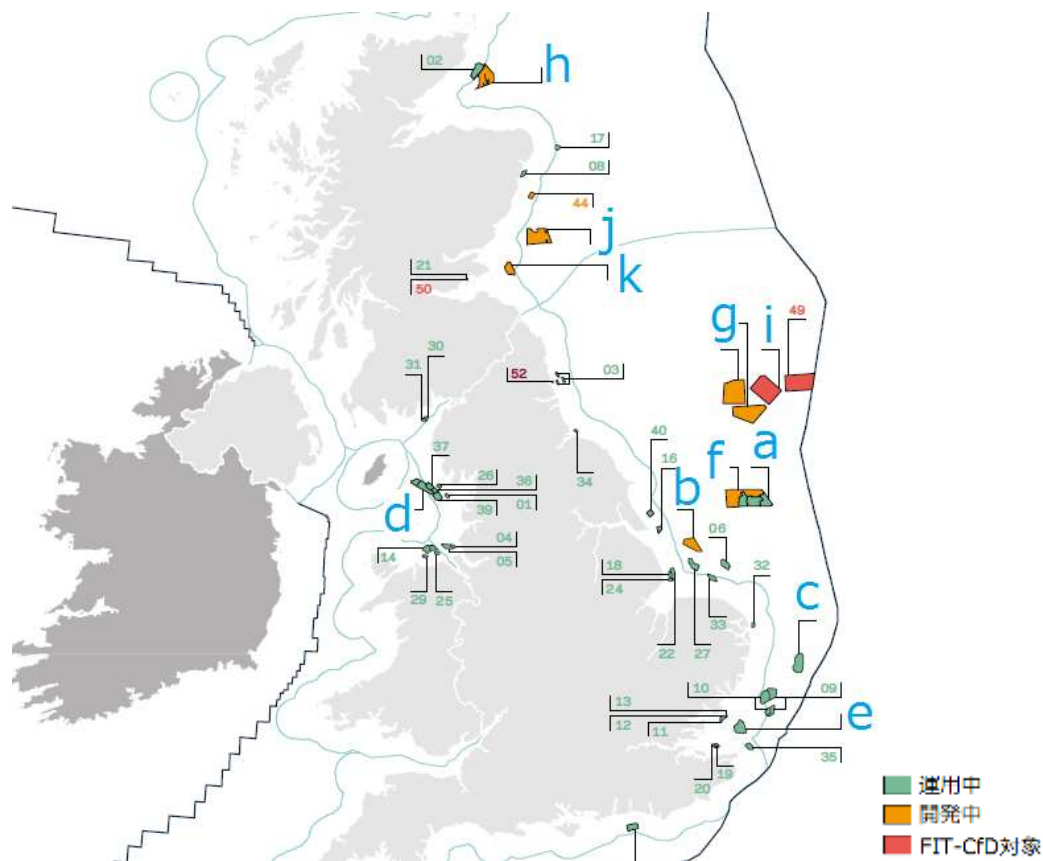


(出典：WindEurope, “Offshore Wind in Europe_Key trends and statistics 2020”)

図 6-7 会社別の累積洋上風力設備容量（欧州内）（2020 年末時点）

6.2.3. 英国での取り組み

英国は欧州で最大の洋上風力容量を保持しており、全体の 42%を占める。英国は、世界において洋上風力に最適な場所に位置する国の 1 つであり、欧州において最善の場所であるとみなされている。2020 年の初めまでに、英国内には 11,037 基の風力タービンが設置され、設備容量は合計 24.4GW 以上（陸上風力 14GW、洋上風力 10.4GW）である。英国における主な洋上風力発電所および発電計画は図 6-8 の a～k に示すとおりであり、各洋上風力の概要を下記にまとめる。



（出典：Crown Estate, “Offshore wind operational report 2020”より調査団編集）

図 6-8 英国の主な洋上風力、計画の立地

a) Hornsea One

総設備容量 1.2GW を有する世界で最大級の洋上風力で、100 万世帯以上に電力を届けるため十分なエネルギーを発電する。2020 年より運用開始し、ヨークシャー海岸沖のおよそ 407 km²の広大な海域に広がる。沿岸までの距離は 120km。7MW の風力タービンを使い、それぞれの高さは 190 メートルである。Ørsted 社（50%）および Global

Infrastructure Partners (GIP)社（50%）が所有する。

b) Triton Knoll

RWE（59%）、J-Power（24%）および 関西電力（16%）が所有する、設備容量 857MW の洋上風力である。RWE が本プロジェクトを建設し、パートナーシップの代表として稼働させる予定である。ダービンの数は 90 基 で MHI Vestas 製の V164-9.5 MW タービンで、その高さは 187m である。イングランド東岸の沖合およそ 20 マイルに位置し、政府と Crown Estate⁷による第 2 期の海域入札によって開発された洋上風力である。

c) East Anglia ONE

Suffolk 海岸から約 50km に位置し、設備容量は 714MW である。毎年、洋上風力発電により、630,000 世帯相当以上に十分な再生可能エネルギーを発電する予定である。Siemens Gamesa が供給する 102 基の風力タービンを備え、各タービンで 7MW を発電する。高さは 167 メートルで、75 メートルのブレードを備える。スペインの Iberdrola グループ（60%）およびオーストラリア投資銀行大手のマッコーリーグループの Green Investment Group (GIG)（40%）が出資している。

d) Walney Extension

設備容量 659MW で、アイルランド海に位置する。Ørsted 社（50%）、Danish pension funds PFA 社（25%）、PKA 社（25%）が風力発電所を所有し、40 基の MHI-Vestas 社製 8.25 MW のタービンと 47 基の Siemens Gamesa 社製の 7 MW のタービンを備える。2017 年 9 月に最初の電力を発電し、2018 年 9 月にフル稼働した。洋上風力発電所は、25 年間稼働するように設計され、英国の 590,000 世帯分の電力を供給した。

e) London Array

Thames Estuary の沖合に位置する風力発電所で、容量は 630MW である。175 基の Siemens 社製 SWT-3.6 タービンを使用し、50 万世帯に必要なエネルギーを発電できる。各タービンのハブは、海拔 87m で、ブレードチップまでの最大高さはおよそ 147m。タービン径は 120 メートルである。

f) Hornsea Two

北海のヨークシャー沖合およそ 89km に位置し、Hornsea One の姉妹プロジェクトで、設備容量 1,386MW と世界最大の洋上風力である。現在は建設段階であり、2022 年にフ

⁷ イングランド、ウェールズ、北アイルランドの海底および沿岸の半分を管理し、洋上風力など持続可能な開発についての役割を担う政府系機関。

ル稼働を予定している。Ørsted 社が運用し、165 基の Siemens Gamesa 製タービンを使用し、Hornsea One に使用したよりも 20%多い年間出力を供給できる。

また、さらにヨークシャー沖合の 160km の位置には Hornsea Three も計画されており、最大 231 基の洋上風力タービンが 696 km²に設置される予定である。最大 2.4GW のグリーン電力を発電でき、1 日平均あたり必要な電力を 200 万世帯以上に十分供給する見込みである。

g) Dogger Bank (A, B, and C)

最も近い場所でイングランドの北西海岸から 130km～190km の間に位置する、A,B,C の三段階の開発プロジェクトである。全体では、世界最大の OWF になる予定で設備容量は最大 3.6GW で最大 600 万世帯に電力を供給することが可能となる。本プロジェクトは、Equinor 社と SSE Renewables 社の 50 : 50 の共同開発で耐用年数は最大 35 年となる。第 1 段階の Dogger Bank A は、2023 年の稼働を見込んでいる。

h) Moray East

設備容量 950MW の洋上風力で、タービンは 100 基、Vestas Wind Systems 製 V164-9.5 MW を使用する。タービンプレードの高さは最大 204m で、海岸からの最短距離は 22km にある。基礎の種類はジャケット式で、Smulders 製 (55%) および Lamprell 製 (45%)。所有者は Ocean Wind (56%)、Diamond Green Limited (33,4%) および The China Three Gorges (10%) である。

i) Sofia

Dogger Bank の東に位置しており、容量は 1.4GW で、英国の 120 万世帯に十分な電力を供給する。RWE が所有し、本プロジェクトには 100 基のタービンが使われる予定である。電力系統および陸上の変換所の建設に先駆けて、2022 年現在、初期工事が始まったばかりである。本プロジェクトの最終完了は、2026 年第 4 四半期を予定している。プロジェクトには、およそ£30 億の投資が必要とされている。

j) Seagreen

設備容量 1,075 MW で、MHI Vestas 社の 114 基の V164-10MW タービンを有し、北海 Angus 海岸の沖合 27km に位置する洋上風力プロジェクトである。本プロジェクトにより、160 万世帯以上に十分なグリーンエネルギーを供給予定で、これはスコットランドの 3 分の 2 の世帯分に相当する。フランス TotalEnergies (51%) および英国 SSE Renewables (49%) の£30 億の共同事業で、完成するとスコットランド最大で水深が最も深い洋上風力となる。最初の電力供給は 2022 年初旬頃の予定で、2022 年度に商業運転開始予定。

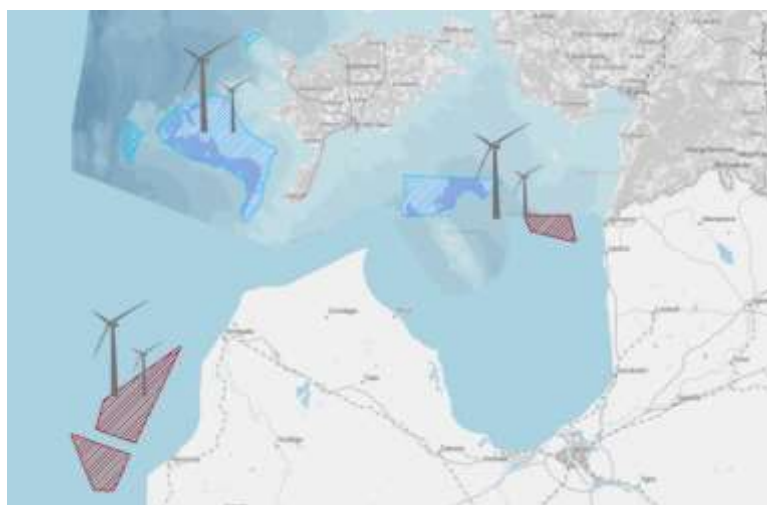
k) Neart na Gaoithe (NnG)

Fife 海岸の沖合 15.5km に位置する洋上風力で、面積はおよそ 105 km² に広がる。EDF Renewables UK が競争入札プロセスを経て、2018 年 5 月にプロジェクトを獲得した。その後、2019 年 11 月、アイルランド ESB がプロジェクトの 50% の株を購入した。設備容量は 450MW で、最大 54 基の Siemens Gamesa 製の 8.0-167 DD タービンを設置する予定である。およそ 375,000 世帯に電力を供給し、400,000 トンの二酸化炭素排出を相殺することが見込まれている。

6.2.4. バルト三国での取り組み

バルト三国における洋上風力の開発案件は 2 件あり、そのうち 1 件は 1.1.5 に記載したリトアニアの案件であり、もう 1 件は ELWIND とよばれる、エストニアとラトビアの共同洋上風力計画である。

エストニアとラトビアの両政府は 2019 年に共同風力発電について協議を開始し、2020 年 9 月に MOU を締結した。2026 年に共同入札を実施のうえ、2030 年までには運用開始される予定である。設備容量は 700~1,000MW が見込まれている。計画を促進するため、2021 年 4 月には接続ルートの詳細調査などを含む検討の協定が両国 TSO 間で交わされ、2021 年 7 月の公募調達結果に従い、検討事業者としてエストニアのコンサルタント Skepast & Puhkim OÜ が契約金額 67,800EUR で選定された。また、2021 年 9 月には、事前に設定されている 4 つの開発候補エリアを評価し、エストニア側とラトビア側のそれぞれ 1 カ所ずつ最適な場所を提案する事前調査の事業者として、エストニアのコンサルタント Hendrikson & KO とオランダのコンサルタント Pondera Consult が選定された。開発候補エリアはそれぞれ 200km² で、5~7MW/km² のエネルギー密度が見込まれており、両国の排他的経済水域に位置している (図 6-9)。



(出典：AST HP)

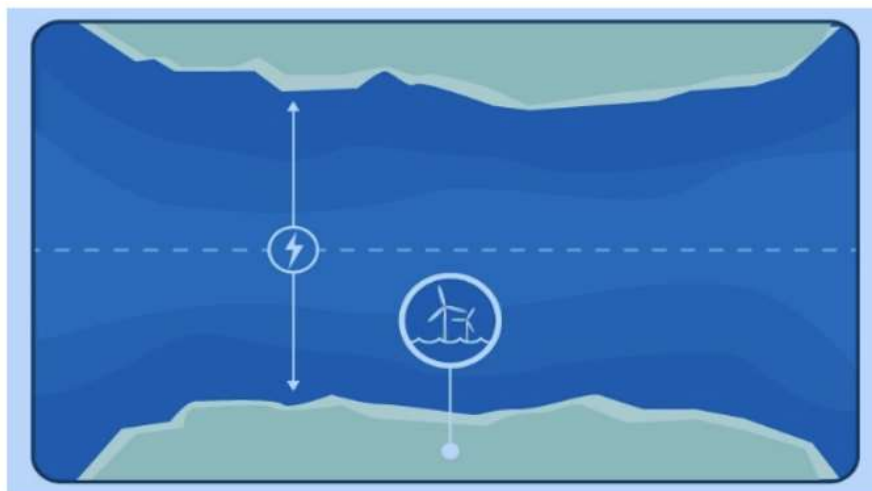
図 6-9 ELWIND 開発候補エリア（青：エストニア側、赤：ラトビア側）

6.3. 欧州での技術動向

6.3.1. 洋上電力系統計画策定のアプローチ

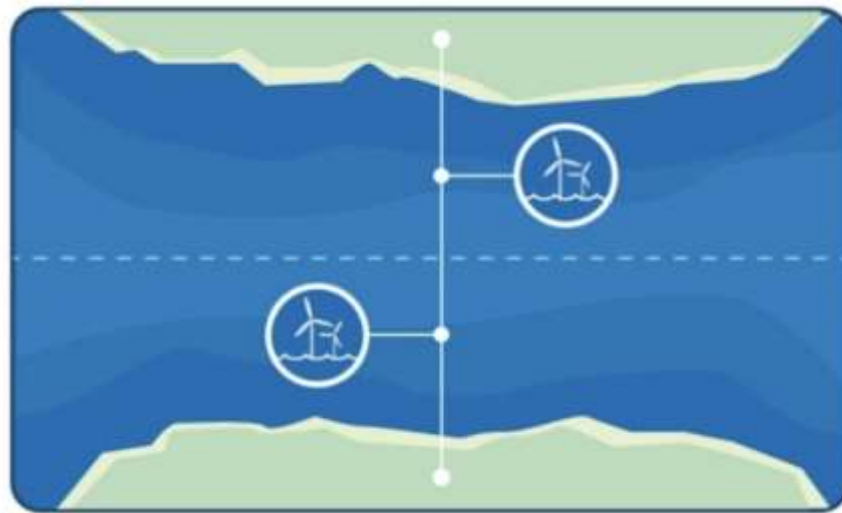
既存の洋上風力のほとんどは、国家プロジェクトとして放射状の送電線で沿岸に直接接続されている（図 6-10）。この手法は、特に開発が始まったばかりのエリアでは今後も継続すると見込まれているが、TSO には電力取引および供給信頼度のために、国際連系線へと建設を継続することが期待されている。これをハイブリッドプロジェクトとよび、エネルギーアイランドやハブなどを用いて、洋上風力を国際連系線に接続する手法がある（図 6-11）。放射状に接続された系統とハイブリッドプロジェクトとの主な違いは、2 つ以上のエリアの電力連系と洋上再生可能エネルギーを消費地への輸送を同時に行うことの二重の機能を有することである

将来的に、費用対効果が高く、継続的な方法で洋上風力の開発を進めるには、ハイブリッドプロジェクトのような合理的な系統計画・開発が鍵となる。そのため、2020 年 12 月に欧州委員会は、欧州横断エネルギーネットワーク規則（TEN-E：Trans-European Networks for Energy）を見直すことを採択し、EU 排出量削減目標に向けて再エネや新しいクリーンエネルギー技術をエネルギーシステムに取り込むために、分離している欧州のエネルギー市場を接続し、既存の国際連系線を強化して、各国の協力関係を強化することとした。具体的には、北海、アイリッシュ海、バルト海など隣接している海域において、再エネ洋上電源からの電力を消費地や貯蔵設備に供給できるように統合的な洋上電力系統を開発し、エリア間の電力取引を向上させることや、バルト海沿岸諸国での市場統合などの施策が上げられている。



（出典：EC, “An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future”, 2020）

図 6-10 国際連系線なしの、放射状での洋上風力への接続方法



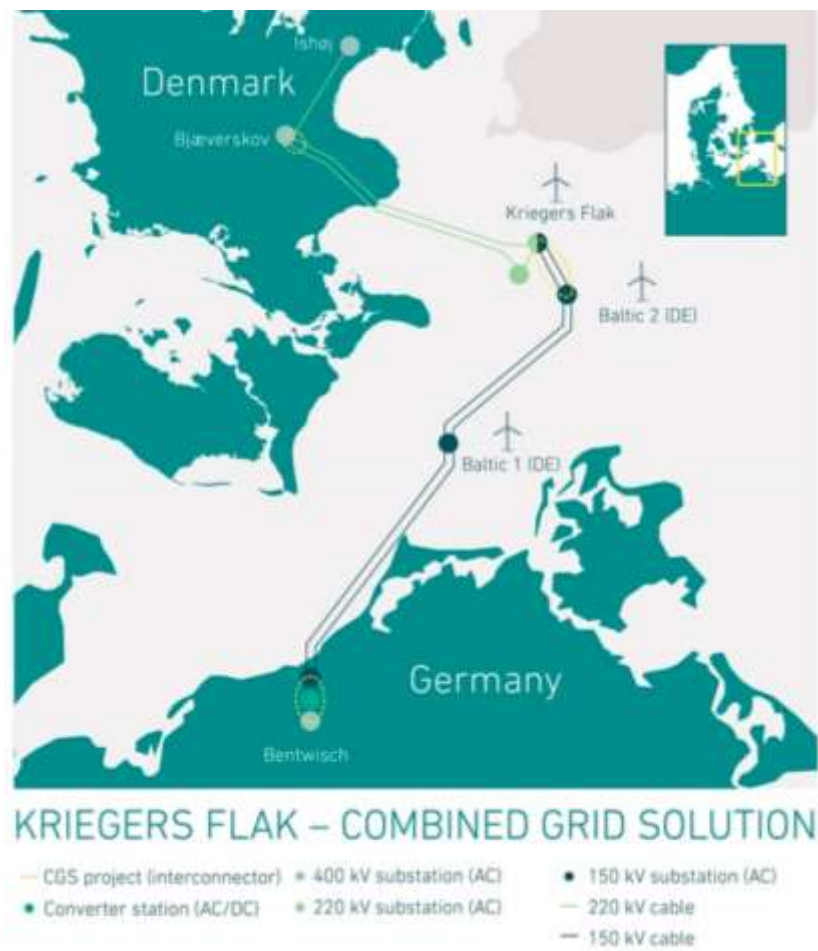
(出典：EC, “An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future”, 2020)

図 6-11 ハイブリッドプロジェクトの接続方法

ハイブリッドプロジェクトの世界最初の例として、デンマークの洋上風力 Kriegers Flak が挙げられる。洋上風力の総設備容量は 600MW であり、8.4 MW の Siemens Gamesa 製風力タービンが 72 基設置された。ドイツとデンマークを、ドイツの洋上風力 Baltic1, 2 と、Kriegers Flak を経由して連系する（図 6-12）。Baltic 2 と Kriegers Flak は 30km 弱の距離であり、直流連系線の全長は 400km 超、送電容量は 400MW である。

デンマークは東部と西部が 400kV 直流ケーブルにて接続されているが、東部は北欧系統と、西部は大陸欧州系統と同期しており、本プロジェクトではドイツが接続する大陸欧州系統と同期していないデンマーク東部との連系となるため、ドイツに自励式の交直変換設備（BTB: Back To Back）を設置する。また、ドイツ側は 220kV 系統なのに対し、デンマーク側は 150kV 系統で接続するため、デンマーク側に変圧器を設置する。このプロジェクトは 2016 年度より建設し、2020 年 12 月 15 日に運用を開始した。

さらに、2021 年からドイツの TSO 50Hertz とデンマークの TSO Energinet は、バルト海での新たな連系線に共同で取り組んでおり、2030 年までに Bornholm 島に洋上ハブを建設する予定である。そのために F/S 調査を開始している。この洋上ハブはドイツとデンマーク間だけでなく、ポーランドやスウェーデンなどにも将来的に接続し、バルト海における洋上電力系統の基盤となる可能性もある。建設には 20 億ユーロを要するのとの見込みである。



(出典：ENERGINET HP)

図 6-12 ドイツとデンマークの洋上風力を経由する連系線プロジェクト



(出典：ENERGINET HP)

図 6-13 Bornholm 島の洋上ハブプロジェクト

長距離送電には、高圧直流送電（HVDC：High Voltage Direct Current）が交流送電に比べて効果的で経済的であるが、大規模な洋上発電所はコストが高く、構成の違いによる試験や異なる運用者間の検証、異なるベンダーの製品間の相互運用性が課題である。欧州風力発電協会によると、送電ケーブルは 2020 年には 4 つの会社で製造しており、ドイツ、ポルトガル、ベルギー、英国の 145 か所の洋上風力にケーブルを提供しているオランダの TFKable Group が 41%のシェアを有している。オランダの洋上風力 Borssele 1,2 にケーブルを提供しているフランス Nexans がシェア 27%で続き、イタリア Prysmian（21%）、ドイツ NSW Technology（11%）となっている。66kV 送電ケーブルの 1/3 が風力発電所に使われている。

6.3.2. 風力タービンの進化

世界で最初の洋上風力が、1991 年デンマークの南部の沖合、Vindeby に設置され、5 MW を発電し、25 年間で 2,200 世帯の年間エネルギー消費をまかなった。以降、風力エネルギー技術のさらなる改善のための余地が多く残されており、タービンメーカーはより大きなタービンを追求することに焦点を当て研究開発を行っている。

欧州に設置された風力タービンの大きさや電力定格は、絶えず向上している。年に新たに設置された洋上タービンの平均定格容量は 8.2MW で、2019 年の 7.2MW から増加した（図 6-14）。デンマークの風力発電会社 Vestas は、17MW の洋上風力タービンの研究を行っており、最近の進捗を考慮すると、タービンの大きさは今後 10～20 年の間に 20MW まで達すると見込まれている。

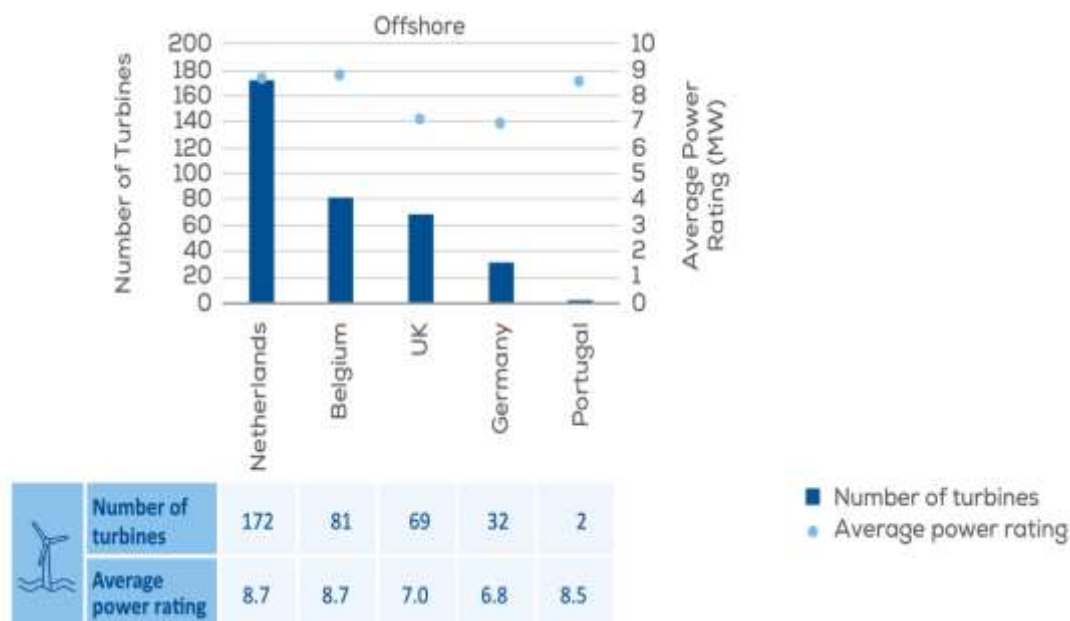
タービンは、設置される国ごとにばらつきがあり、オランダとベルギーの風力タービンの平均定格容量が 8.7MW と最大で、英国やドイツでは 6.8～7.0MW とやや小さい（図 6-15）。2020 年に受注された設備容量のデータによると、受注された陸上タービンの平均定格容量は 4.2MW に達し、洋上では 10.4MW に達している。

また、サイズだけでなく、設備利用率も向上が見込まれており、2018 年では平均 43%であったが、2030 年に 36～58%、2050 年には 43～60%となることが期待されている。



(出典：IRENA, “OFFSHORE RENEWABLES_An action agenda for deployment”, 2021)

図 6-14 風力タービンの進化（大きさ、定格電力）



(出典：WindEurope, “Wind energy in Europe 2020 Statistics and the outlook for 2021-2025”)

図 6-15 欧州各国の風力タービン数と平均定格容量（2020 年）

2020 年に最も使われた風力タービンは、オランダ Borssele 1,2 および英国 SeaMade で使われた、スペインに本社を構える Siemens Gamesa の SG 8.0-167 DD の定格容量 8.0~8.4MW のタービンであった。Vestas の V164-9.5MW が 2 番目に多く用いられたタービンであり、オランダ Borssele 3, 4, 5 やベルギー North wester 2 に使われている。その他、英国の Moray East, Triton Knoll, Kincardine など建設中の洋上風力でも用いられている。Siemens Gamesa と MHI Vestas、中国（上海）の Envision Energy の 3 社で、2018 年の欧州の風力タービンの市場シェアの 86%を占めている（表 6-2）。

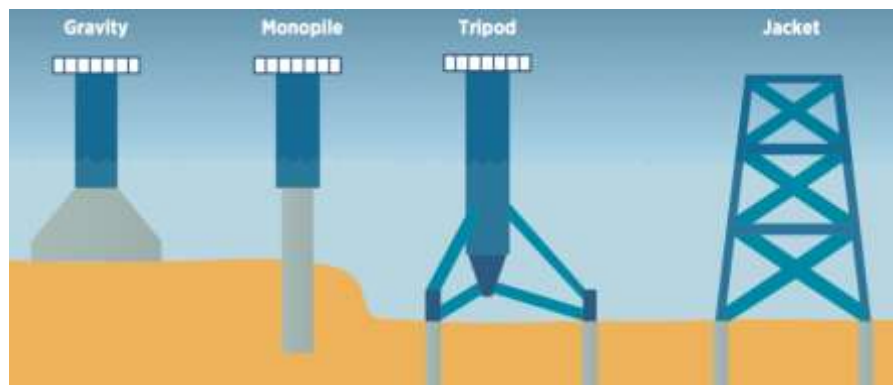
表 6-2 欧州の洋上風力タービンの主なメーカー（2018 年）

Rank	Company	Offshore wind market share, 2018	Offshore wind market share, 1995-2018	Offshore wind capacity sold, 1995-2018 (MW)
1	Siemens Gamesa	41%	63%	13 881
2	MHI Vestas	30%	18%	3 882
3	Envision	15%	4%	804
4	Goldwind	8%	3%	574
5	Ming Yang	2%	1%	113
6	Sewind	2%	1%	306
7	GE Renewable Energy	0.4%	1%	177
8	Taiyuan	0.2%	0%	10
9	Senvion	-	6%	1 253
10	Bard	-	2%	405

（出典：IEA, “Offshore Wind Outlook 2019”）

着床式の洋上風力は通常、水深 40～60m までで、沿岸から 80km までの距離に設置される。用いられる基礎形式は、図 6-16 の 4 つが挙げられる。

- 重力式：施工費用が安価であるが、事前に海底の整地が必要であり、水深の浅い案件で採用されるケースが多い。
- モノパイル（単杭）：デザインがシンプルで施工が容易で採用例は多いが、海底を掘削する必要がある、水深が深い場合には大型化が必要となる。
- トリポッド：モノポールより安定しているが、施工が複雑で高価となる。
- ジャケット：陸上で組み立てることで海上工事を短縮可能であり、軽量で安定性に優れているため水深 35m 以上など深い案件で採用されうるが、コストが高価である。



（出典：IRENA, “OFFSHORE RENEWABLES_An action agenda for deployment”, 2021）

図 6-16 着床式洋上風力タービンの基礎

2020 年に建設中の洋上風力の海岸までの平均距離は 44m で、2019 年の 52m からやや短くなったが、これは昨年 90km 以上のプロジェクトが 4 件あったことに起因する。

2020 年に建設中の洋上風力の平均水深は 36m で、2019 年の 34m よりも深くなっている。なかでも英国 Kincardine、ポルトガル Windfloat Atlantic はそれぞれ水深 67m と 100m と突出しており、浮体式プロジェクトとなっている。英国 Moray East は水深 45m のプロジェクトでジャケット式が採用されている。2020 年に新たに系統接続された洋上風力、および建設のみ終了した各洋上風力の設備容量やタービン、基礎形式について図 6-17、図 6-18 に示す。

COUNTRY	WIND FARM	CAPACITY CONNECTED IN 2020 (MW)	NUMBER OF TURBINES CONNECTED	TURBINE MODEL	TYPE OF FOUNDATION
Netherlands	Borssele 1&2	752	94	SG 8.0-167 DD	Monopile
	Borssele 3&4	722	76	V164-9.5 MW	Monopile
	Borssele 5	19	2	V164-9.5 MW	Monopile
Belgium	Seamade	487	58	SG 8.4-167 DD	Monopile
	Northwester 2	219	23	V164-9.5 MW	Monopile
UK	East Anglia One	483	69	SWT-7.0-154	3-Legs Jacket
Germany	EnBW Albatros	112	16	SWT-7.0-154	Monopile
	Trianel Wind-park Borkum 2	101	16	Senvion 6.2M152	Monopile
Portugal	Windfloat Atlantic	17	2	V164-8.4 MW	Semi-Sub

(出典：WindEurope, “Wind energy in Europe 2020 Statistics and the outlook for 2021-2025”)

図 6-17 2020 年建設された欧州の洋上風力のタービン、基礎形式

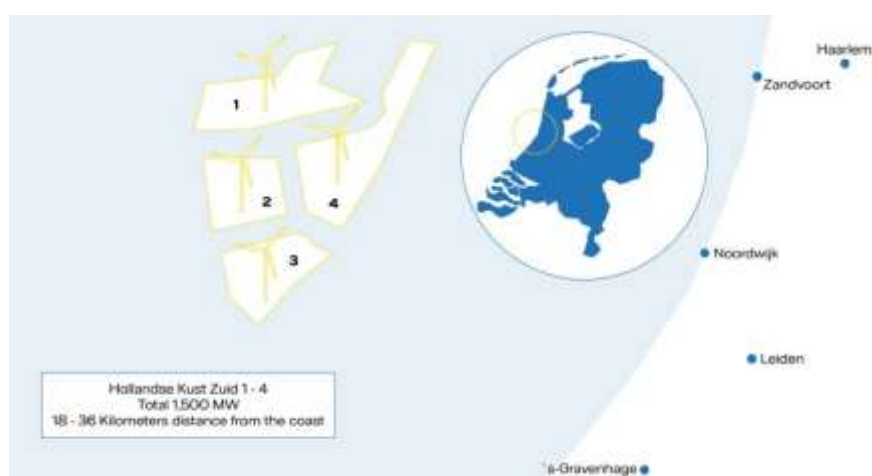
COUNTRY	WIND FARM	FOUNDATIONS INSTALLED IN 2020	TOTAL NUMBER OF FOUNDATIONS	TURBINE MODEL	TYPE OF FOUNDATION
Netherlands	Fryslan	89	89	SWT-DD-130 4.4 MW	Monopile
UK	Hornsea Two	29	165	SG-8.0-167 DD	Monopile
	Moray East	100	100	V164-9.5 MW	Jacket
	Kincardine	1	5	V164-9.6 MW	Semi-Sub
	Triton Knoll	90	90	V164-9.5 MW	Monopile
Denmark	Kriegers Flak	72	72	SG 8.4-167 DD	Monopile

(出典：WindEurope, “Wind energy in Europe 2020 Statistics and the outlook for 2021-2025”)

図 6-18 2020 年建設された欧州の洋上風力のタービン、基礎形式（開発中）

こうした中で、オランダで開発されている **Hollandse Kust Zuid (HKZ)** は、2023 年に試運転が予定されており、世界最大の洋上風力プロジェクトとなる見込みである。設備容量は 1.5GW で、所有者はウェーデン大手電力会社 **Vattenfall** とドイツ **BASF** であり、この洋上風力は一切政府の補助金を受けていない、欧州で最初事例となる予定である。

建設は 2021 年 7 月に始まり、最初の船でモノパイル式基礎を運び、建設現場に設置された。各タービンの基礎の重さは、735t (62m) から 955t (75m) で、水深 17m から 28m の間に設置される予定である。HKZ ゾーン I および II の風力発電所（それぞれの容量は 350MW）は、面積およそ 115 km² を占め、ゾーン III および IV はおよそ 110 km² で合計 750MW 容量となる（図 6-19）。



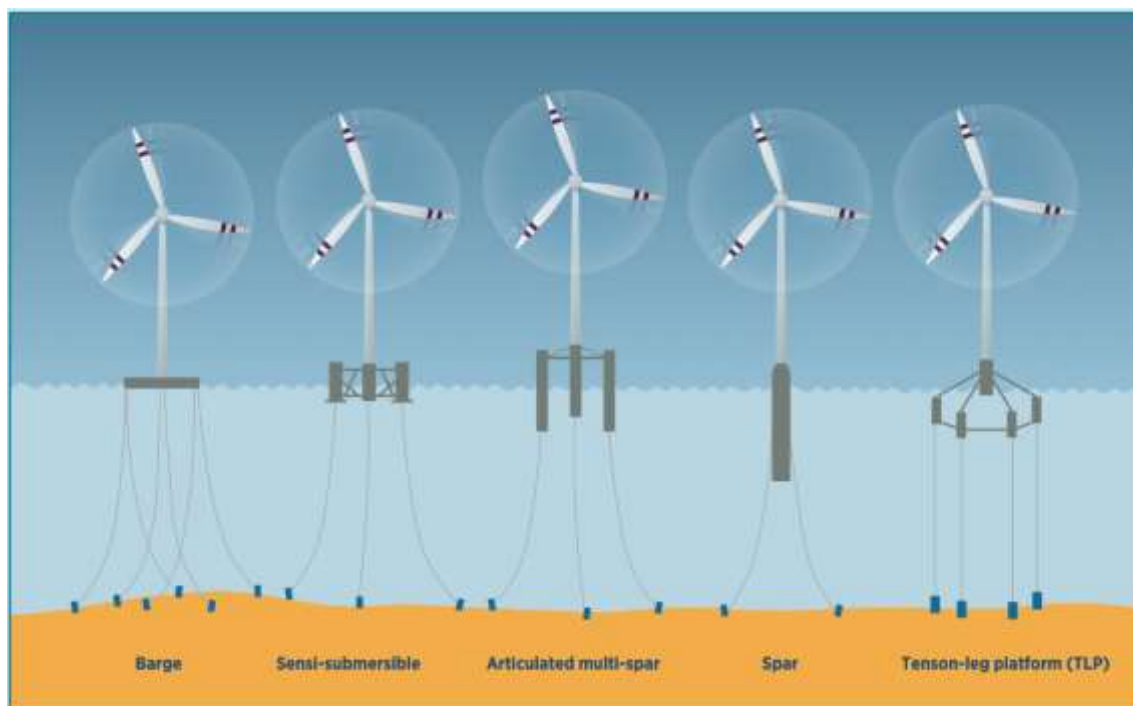
（出典：Vattenfall HP）

図 6-19 オランダ HKZ 洋上風力建設予定エリア

6.3.3. 浮体式洋上風力発電

浮体式風力発電は、洋上再生可能エネルギー技術における最近の開発の 1 つであり、浅瀬に限定される着床式とは違い、水深 60m 以上へのアクセスが可能になる。もう 1 つの利点は、据付段階時の海底活動の低減により、海洋生物への影響が少ないことである。浮体式洋上風力タービンの基礎を図 6-20 に示す。

浮体式技術によって、海岸に近いエリアよりも、風が安定して強く吹くエリアでの風力タービンの使用を大幅に増やすことが可能となる。欧州風力発電協会によると、より深い海底におけるタービン建設は、陸上または沿岸近くのプロジェクトよりも、市民からの反対に直面しにくい傾向にあり、浮水深 60m 以上の位置に 80% の洋上風力が浮体式基礎で設置されるようになるような変革を、欧州市場に与えうるとされている。



(出典：IRENA, “OFFSHORE RENEWABLES_An action agenda for deployment”, 2021)

図 6-20 浮体式洋上風力タービンの基礎

商業規模の最初の浮体式風力発電所は、Hywind Scotland で、2017 年に合計の設備容量 30MW が運用開始された。稼働後最初の 2 年間に、風力発電所は平均設備利用率 54% に達し、英国の洋上風力の平均設備利用率 40% よりもはるかに高いものとなった。もう 1 つの大規模な浮体式洋上風力プロジェクトであるポルトガル WindFloat Atlantic は、設備容量が 25MW で、2020 年末に設置された。欧州の浮体式洋上風力プロジェクトを図 6-21 に示す。欧州以外では、日本や韓国、台湾、米国などが有望な市場であり、日本では 4 つの実証事業が実施中である。

First Power	Project	Country	Capacity (MW)
2022	Hywind Tampen	NO	88
2020	Kincardine Offshore Windfarm Project	UK	50
2017 (operational)	Hywind Scotland	UK	30
2020	BALEA ¹	ES	26
2021	FWT Provence Grand Large/VERTIMED ¹	FR	25.2
2019	WindFloat Atlantic (WFA) ¹	PT	25
2024	FLOCAN 5 ²	ES	25
2021	EolMed ³	FR	24.6
2021	FWT Groix & Belle-Ile	FR	24
2021	FWT Golfe du Lion	FR	24
2022	Katanes Floating Energy Park - Pilot ²	UK	8
2021	Nautilus Demonstration	ES	5
2018 (operational)	Floatgen Project ⁴	FR	2
2020	DemoSATH - BIMEP	ES	2
2020	SeaTwirl S2 ⁵	NO	1

(出典：EC JRC, “Technology Market Report on Wind Energy”, 2019)

図 6-21 欧州の浮体式洋上風力（稼働中および計画含む）

欧州風力発電協会での統計では、2020 年末までに欧州の浮体式洋上風力は合計 62MW に達し、世界の浮体式洋上風力の 83%を占めている。英国 Kincardine は V164-9.5MW タービン 5 基が設置される最大級の洋上風力になる予定である。ノルウェーHywind Tampen は建設前段階であるが、基礎に Spar（スパーブイ）を用いた最初の実証事業である Hywind Scotland と比べて 40%程度コスト削減が見込まれている。

6.3.4. 洋上風力発電所での水素製造

欧州は“Hydrogen strategy for a climate-neutral Europe”（欧州気候中立を達成するための水素エネルギー戦略）で、欧州の水素製造において野心的な目標を掲げている。水素は、2030 年までに GHG 排出量の 55%以上を削減し、2050 年までに排出量ネットゼロにするという欧州目標達成に重要な役割を担うと予想されている。

系統運用者は、再生可能エネルギー発電事業者に再生可能エネルギーを抑制するように求めることがあるが、これは貯蔵する十分な容量がないためである。蓄電池は貯蔵に

役立つが、蓄電池だけに依存することは、季節ごとの、また長期間の貯蔵要件に対応するための費用対効果が低い。そこで、余剰電力を水素に変換するため、洋上風力発電所に水電解装置を併設し、水素製造し、パイプラインで陸上に送付するプロジェクトが検討されている。

洋上発電の輸送と比べ、海上での水素製造およびパイプラインを通じた輸送は、HVDC に伝送システムを省略できるため、大容量エネルギーを長距離輸送するための圧倒的に費用対効果の高い選択肢となる。

洋上風力電力を使ったグリーン水素の製造は、2020 年に最も注目を集めた革新的なビジネスモデルであり、電解装置を通じた水素製造を用いたカップリングプロジェクトが 2019 年以降、十数件が提案されている。計画されている 200GW 以上のパイプラインプロジェクトのなかで、少なくとも 17GW が洋上風力と連系するプロジェクトとして、欧州では提案されている。短中期的なプロジェクトは（2021 年～2035 年）、欧州北西部が支配的であり、ドイツで 10GW、オランダ 4.3GW、デンマーク 2.3GW、英国 112MW の英国となっている。

ドイツ RWE による AquaVentus が、総設備容量 10GW で計画中の最大のプロジェクトである。2035 年までにグリーン水素を 100 万 t 製造することを目標としている。AquaVentus プロジェクトでは、北海に浮かぶドイツの Helgoland 島をハブとして各洋上風力発電所にて製造したグリーン水素集め、そこから陸上へ 1 本のパイプラインで輸送する計画である。同プロジェクトは実現技術との連携の機会を増やすために、国境を超えた協力の重要性を強調しており、RWE、Vattenfall、Shell、Siemens、MHI Vestas などが協力パートナーとして参加している。

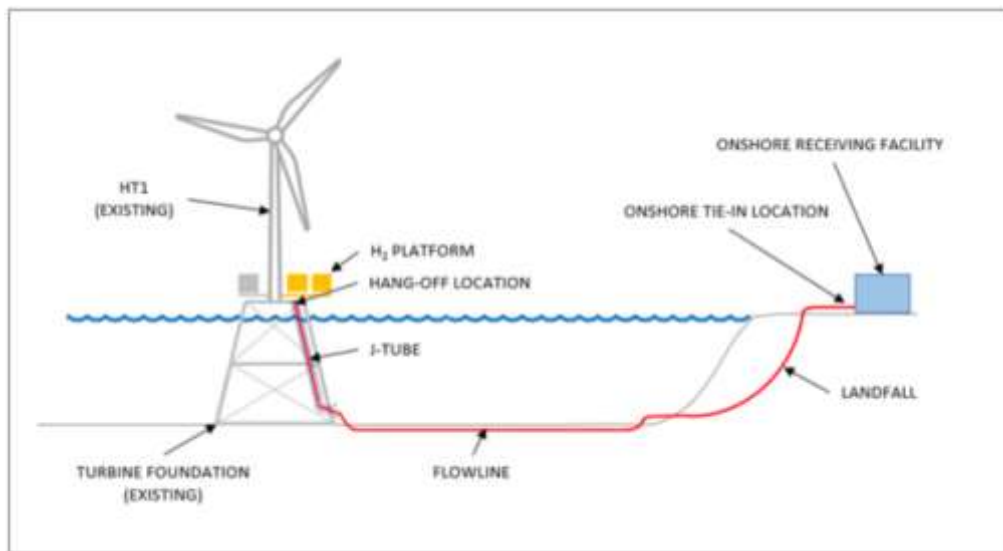
最初の実証プロジェクトとして、Helgoland 島沖に風車の基礎部分に電解装置を組み込んだ洋上風力を 2 基設置する計画である。各 14MW の風車 2 基はパイプラインを経由して系統に接続することとなる（図 6-22）。



（出典：RWE HP）

図 6-22 Aqua Ventus 水素製造プロジェクト

また、スウェーデン Vattenfall は、スコットランドの東沖の洋上風力 Aberdeen に、電解装置を配置する水素実証プロジェクト Hydrogen Turbine 1 (HT1)を計画している。電解装置を収納するために、拡張プラットフォームを据え付け、11 基の Vestas 製 8.8MW のタービンのうち 1 基をレトロフィットし、洋上で水素を製造し、陸上の貯蔵設備まで輸送される（図 6-23）。同社は 2024 年または 2025 年のできる限り早い時期に水素を生産し、商用前段階まで 8～10 年で持って行くことを目指している。



（出典：Vattenrall, “HT1 Hydrogen Demonstrator Project_EIA Screening Opinion Request Report”）

図 6-23 洋上風力発電所での水素製造実証事業（HT1）

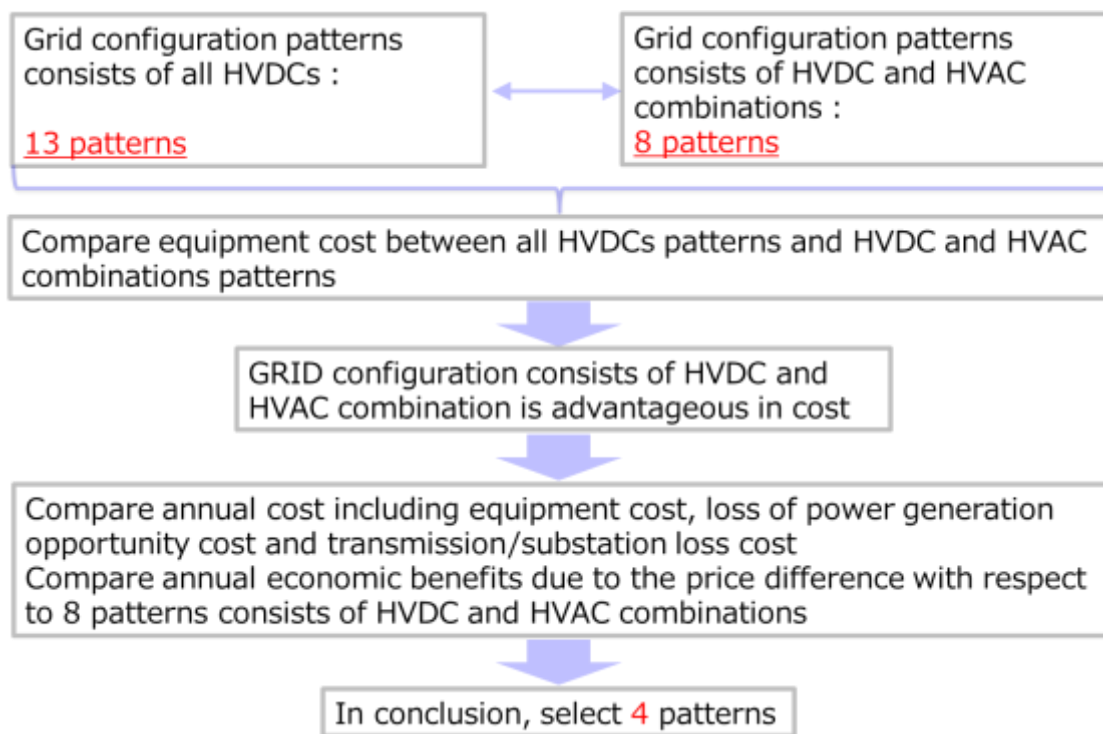
第7章 提言

7.1. 第1段階の洋上風力発電の既存グリッドへの接続方法

2.8 で述べたように。洋上風力開発第1段階において直流方式（HVDC）および交流方式（HVAC）を採用した場合のコストを年間経費で比較したところ、HVDC が 72.2 million € で HVAC が 33.1 million € となり、HVDC のコストは HVAC の 2 倍以上という結果となった。この結果から、洋上にプラットフォームを設置し、プラットフォームから陸上までの距離が比較的短い場合は、HVAC の接続の方がコスト面で優位であることがわかった。

7.2. 第2～4段階の有力なグリッド構成

本案件におけるオフショア Grid 構成の選定フローを図 7-1 に示す。



（出典:調査団作成）

図 7-1 Grid 構成パターンの絞り込みフロー

Litgrid から提示された条件を踏まえて、洋上風力開発全段階を HVDC とした系統構成を 13 通り、HVDC と HVAC を組み合わせた系統構成を 8 通り洗い出した。これらの系統構成に関して、設備コストにより比較を行った結果、洋上風力開発全段階を HVDC のパターンよりも HVDC と HVAC を組み合わせたパターンの方がコスト面で優位である

ことがわかった。このため、HVDC と HVAC を組み合わせた Grid 構成 8 通りに対して、設備コスト、発電機会損失、送変電ロスを含む年経費とエリア間値差を考慮した年間経済便益を算出し、8 通りのパターンに対して費用便益分析にて比較を行い、4 つの Grid 構成パターンに絞り込みを行った。

HVDC と HVAC を組み合わせた Grid 構成 8 通りに関する費用便益の比較表を表 7-1 に示す。

表 7-1 HVDC と HVAC を組み合わせた Grid 構成 8 通りに関する費用便益比較

	Pattern	1-A	2-A	4-A	6-A	2-B	4-B	6-B	14-B
Total costs (A) MEUR	Equipment cost	-158	-215.3	-215.3	-287.2	-133.3	-133.3	-205.3	-184.2
	Loss of power generation opportunity cost under N-1 and N-2	-14.7	-12.7	-14.7	-14.7	-11.1	-13.2	-13.2	-10.2
	Transmission loss costs	-20.5	-19.5	-20.5	-20.5	-19.1	-20.1	-20.1	-18.7
Benefits (B) MEUR	Ecnomic benefits due to price difference	63.6	142.2	145.3	136.8	81.7	75.9	77.4	75.7
A+B MEUR	Cost benefits analysis	-129.6	-105.3	-105.2	-185.6	-81.8	-90.7	-161.2	-137.4
	Rank	5	4	3	8	1	2	7	6
Opportunity costs MEUR	Opportunity costs of curtailed 0 marginal cost energy*	125.2	32.9	41.6	0	93.8	116.4	0	5.4

*in order to harvest curtailed energy additional investments should be incurred in grid, P2G and/or storage expansions. Otherwise the value of curtailed energy is equal to 0.

(出典:調査団作成)

費用便益分析の結果、Pattern 2-B が最も優位、以降、2 番目が 4-B、3 番目が 4-A、4 番目が 2-A との結果となった。これら 4 つの系統構成をベースに対してさらなる検討を行い、最終的な系統構成を選定することが推奨する。

エリア間値差による経済便益の算出結果については、需要想定、総供給力、風力発電量等の設定により上下することから、設定を変えた場合の経済便益を加味しつつ、最終的な検討構成の選定することが必要となる。