

諸外国における浮体式洋上風力発電施設
及び作業船に関する事業可能性調査業務

報告書

令和6年3月

MOL マリン&エンジニアリング株式会社

目 次

1	概要	1
1.1	目的	1
1.2	業務内容	1
2	浮体建造・組立作業が可能な基地港湾等の調査、現地の基地港湾を活用した組立手法の検討	2
2.1	対象国において計画されている洋上風力発電プロジェクト	2
2.1.1	台湾	2
2.1.2	フィリピン	3
2.2	浮体建造・組立作業が可能な基地港湾等の調査	7
2.2.1	調査対象の選定	7
2.2.2	基地港湾に必要な要件	10
2.2.3	対象国における洋上風力発電施設設置海域の適地	18
2.2.4	基地港湾候補地の選定	23
2.2.5	基地港湾として利用の実現可能性の検討	35
2.3	現地の基地港湾を活用した組立手法の検討	37
2.3.1	浮体式洋上風力発電所の施工プロセス	37
2.3.2	施工に係る課題	44
2.3.3	現地の基地港湾を活用した組立手法	45
2.3.4	対象国の要望・課題	46
3	浮体構造物の輸送手段の検討	48
3.1	前提（日本におけるサプライチェーン）	48
3.1.1	風車製造	48
3.1.2	浮体製造	48
3.1.3	組立設置	49
3.1.4	輸送	49
3.1.5	係留設備	49
3.2	台湾	50
3.2.1	サプライチェーンの概要	50
3.2.2	コスト概算	51
3.3	フィリピン	61
3.3.1	サプライチェーンの概要	61
3.3.2	コスト概算	62
4	洋上風力発電の建設及びメンテナンス時における作業船のサプライチェーン体制調査	71
4.1	作業船の建造時におけるサプライチェーン体制調査	71
4.1.1	ヒアリングの対象及び内容	71
4.1.2	ヒアリング結果	71
4.2	作業船のメンテナンス時におけるサプライチェーン体制調査	76
4.2.1	ヒアリングの対象及び内容	76

4.2.2	ヒアリング結果.....	76
5	洋上風力発電作業船のモデル調査.....	81
5.1	SEP 船.....	81
5.1.1	ヒアリング結果.....	81
5.1.2	SEP 船に求められる項目.....	82
5.1.3	具体的なモデル作業船.....	85
5.2	SOV.....	86
5.2.1	ヒアリング結果.....	86
5.2.2	SOV に求められる項目.....	87
5.2.3	具体的なモデル作業船.....	92
5.3	アンカーハンドリング船.....	94
5.3.1	ヒアリング結果.....	94
5.3.2	アンカーハンドリング船に求められる項目.....	96
5.3.3	具体的なモデル作業船.....	104
5.4	ケーブル敷設船.....	104
5.4.1	ヒアリング結果.....	104
5.4.2	ケーブル敷設船に求められる項目.....	105
5.4.3	具体的なモデル作業船.....	109
6	洋上風力作業船のガイドライン案の作成.....	111

1 概要

1.1 目的

地球温暖化対策のためカーボンニュートラル（CN）の早期実現が全世界的な課題となっている。CNの実現に必要な再生可能エネルギーの供給源としては、洋上風力発電が高いポテンシャルを有すると考えられており、現に我が国を含めた多くの国で検討が進められ、特に北欧の北海海域等を含む欧州ではすでに多数の施設の設置、作業船の事業への投入が進められている。今後、アジア等の周辺海域においても、洋上風力発電の需要は拡大していくと考えられる。

昨年度の調査（諸外国における浮体式洋上風力発電施設及び作業船に関するニーズ動向等の調査業務）において、浮体式洋上風力発電施設及び作業船の諸外国の最新のニーズ動向を調査し、特に台湾、フィリピンについて日本企業の需要が見込まれる可能性があることが分かった。

このため本調査では、浮体式洋上風力発電施設及び作業船の事業展開可能性について詳細調査を行い、我が国造船業のアジア等の周辺海域における浮体式洋上施設及び作業船に関する案件形成の促進を図ることを目的とする。

1.2 業務内容

本業務では以下に掲げる内容を実施した。

- (1) 浮体建造・組立作業が可能な基地港湾等の調査、現地の基地港湾を活用した組立手法の検討
- (2) 浮体構造物の輸送手段の検討
- (3) 洋上風力発電の建設及びメンテナンス時における作業船のサプライチェーン体制調査
- (4) 洋上風力発電作業船のモデル船調査
- (5) 洋上風力作業船のガイドライン案の作成

2 浮体建造・組立作業が可能な基地港湾等の調査、現地の基地港湾を活用した組立手法の検討

2.1 対象国において計画されている洋上風力発電プロジェクト

2.1.1 台湾

(1) 洋上風力発電計画

台湾政府は、2026年から2035年までに新たに15GWの洋上風力発電導入目標を設定している。2026年から2031年までの間に毎年1.5GWずつ導入し、2050年までの設備容量の目標値は、40～55GWとするロードマップが示されている。

また、台湾経済省は洋上風力発電の開発を、第1フェーズ「モデルファーム奨励 (Demonstration Incentive Program, DIP)」、第2フェーズ「ポテンシャル海域開発 (Zone Application for Planning, ZAP)」、第3フェーズ「ブロック開発 (Zonal Development, ZD)」という3つの段階で行う開発戦略を2012年に策定した。

第1フェーズでは、2017年に設備容量8MWのモデル発電機2基（フォルモサ1）、2019年に5.2MW風車21基（台電示範）が設置された。

第2フェーズ（2025年まで）では、潜在的なエリア開発が行われる。本フェーズの発電事業者は、洋上風力発電産業の国産化への協力を要求され、指定された分野につき台湾の企業を優先的に活用しなければならない。活用の類型は、台湾企業への直接発注、台湾企業への委託、台湾企業との提携という3つが挙げられる。

第3フェーズでは、第2フェーズにおける取組みを踏まえ、台湾における洋上風力発電に関するサプライチェーンを完成させ、アジア太平洋市場への進出を行うとされている。

(2) 既存・開発中の洋上風力発電所

現在、着床式の洋上風力発電所が3箇所あり、台湾国内の消費電力量の約6.1%に相当する1,460,263MWhの電力を供給しているが¹、浮体式の洋上風力発電所は存在しない。

(3) 計画中の主なプロジェクト

台湾において計画中の主な洋上風力発電プロジェクトを表2.1.1に示す。

Clarksons Researchによると、2024年3月の時点で57件の洋上風力発電プロジェクトが計画されており、浮体式によるものは13件となっている。

ただし、種々の問題によりプロジェクトが見直しされる可能性も考えられ、これら計画がすべて実行されない可能性がある。

¹ 再生エネルギー 発電量 統計月報 台湾経済省エネルギー庁
https://www.esist.org.tw/publication/monthly_detail?Id=2e7321193234

表 2.1.1 台湾において計画中の主な洋上風力発電プロジェクト

No.	プロジェクト名	状況	発電容量(MW)	種類	タービンサイズ	最大水深(m)
1	Changhua 2A (大彰化西南第一階段)	開発中	295	着床式	8 MW	19
2	Changhua 1 (大彰化東南)	開発中	605	着床式	8 MW	18
3	Yunlin	開発中	640	着床式	8 MW	30
4	Changfang 1	開発中	95	着床式	9.5 MW	24
5	Xidao	開発中	48	着床式	9.5 MW	23
6	Changfang 2	開発中	447	着床式	9.5 MW	50
7	Taipower Changhua Phase 2	開発中	295	着床式	9.5 MW	24
8	Zhong Neng (中能)	開発中	298	着床式	9.5 MW	23
9	Changhua 4	開発中	583	着床式	15 MW	104
10	Changhua 2B	開発中	337	着床式	15 MW	40
11	Hai Long 2A (海龍2A)	開発中	294	着床式	15 MW	50
12	Hai Long 3 (海龍3)	開発中	504	着床式	15 MW	50
13	Hai Long 2B (海龍2B)	開発中	224	着床式	15 MW	50
14	Haixia (海峡)	可能性	300	着床式	15 MW	25
15	Formosa 3 - Haiding 2 (海鼎二)	可能性	600	着床式	15 MW	39
16	Formosa 3 - Haiding 3 (海鼎三)	可能性	720	着床式	11MW	25
17	Huan Yang (環洋)	可能性	440	着床式	14 MW	45
18	Formosa 4 (海盛風電)	可能性	495	着床式	15 MW	111
19	Feng Miao (風妙)	可能性	500	着床式	15 MW	70
20	Changhua 3	可能性	570	着床式	7.5 MW	28
21	Chu Tin Floating Demo	可能性	100	浮体式	10 MW	80
22	Xufeng 2	可能性	750	着床式	15 MW	35
23	Youde (又德)	可能性	700	着床式	15 MW	22
24	Haiding 2 Phase 2	可能性	132	着床式	15 MW	-
25	NorthWind (北能)	可能性	602	着床式	14 MW	-
26	Zone 4- Zhufeng	可能性	448	着床式	8 MW	130
27	Feng Miao Phase 2	可能性	1,300	着床式	15 MW	-
28	Feng Cheng (風成)	可能性	750	浮体式	12.5 MW	133
29	Fuhai -TGC	可能性	120	着床式	4 MW	22
30	Formosa 3 - Haiding 1 (海鼎一)	可能性	552	着床式	8.5 MW	104
31	Eolfi Greater China 1 (W1S)	可能性	500	浮体式	10 MW	136
32	Haixia Phase 2	可能性	300	着床式	15 MW	33
33	Wei-Long	可能性	600	着床式	16 MW	62
34	Feng Fan (風汎)	可能性	750	浮体式	12.5 MW	132
35	Feng Li (風利)	可能性	750	着床式	12.5 MW	124
36	Huan Yu	可能性	627	着床式	14 MW	115
37	Chu Tin 2	可能性	600	浮体式	15 MW	80
38	Hai Feng	可能性	1,760	着床式	15 MW	122
39	Xufeng 3	可能性	750	着床式	15 MW	24
40	Xufeng 1	可能性	600	着床式	15 MW	96
41	Da-Chung Ba	可能性	2,000	着床式	12MW	-
42	Datian Phase 2	可能性	535	着床式	15 MW	-
43	Formosa 4 Phase 2	可能性	609	着床式	15 MW	-
44	Eolfi Greater China 2 (W2N)	可能性	500	浮体式	10 MW	106
45	Chu Tin 1	可能性	600	浮体式	15 MW	80
46	Ju-Dao (菊島離岸風電)	可能性	2,000	着床式	15 MW	57
47	Winds of September	可能性	1,000	浮体式	15 MW	80
48	Wei-Na	可能性	1,200	着床式	20 MW	78
49	Guo-Feng (果豊離岸風電)	可能性	2,000	着床式	10 MW	109
50	Formosa 5 (海碩風電)	可能性	1,536	浮体式	15 MW	132
51	Eolfi Greater China 3 (W2S)	可能性	500	浮体式	10 MW	121
52	Eolfi Greater China 4 (W3)	可能性	500	浮体式	10 MW	29
53	He Er Bei (禾爾北)	可能性	2,400	浮体式	12MW	202
54	He Er Nan (禾爾南)	可能性	2,400	ハイブリット	12MW	213
55	CanWind Phase 2	可能性	704	着床式	15 MW	-
56	Huan Ya	可能性	1,430	浮体式	15 MW	123
57	He Yi (合儀)	可能性	2,600	ハイブリット	14 MW	180

資料:Clarksons Research

2.1.2 フィリピン

(1) 洋上風力発電計画

2022年7月にフィリピン政府が発表した National Renewable Energy Program 2020-

2040 (NREP2020-2040) では、発電設備容量に占める再生可能エネルギーの割合を 2030 年までに 35%、2040 年までに 50%とする目標が掲げられた。そのためには、2040 年までに合計 52,826MW の再生可能エネルギーによる設備容量を追加する必要がある。風力発電については、2030 年までに 6,450MW、2040 年までに 16,650MW の増設を目指している。

なお、NREP2020-2040 では、陸上と洋上に分けた風力発電の目標は示されていない。

エネルギー省と世界銀行グループは、2022 年 4 月にフィリピンの洋上風力発電ロードマップを発表した。このロードマップでは、フィリピンにおける洋上風力発電の技術的ポテンシャルは、合計 178GW と見積もられており、フィリピンの沿岸部の広い範囲に、技術的に利用可能な風力資源があるとされている。また、洋上風力資源の約 90%は水深 50 メートル以深にあり、浮体式洋上風力施設の使用が必要となるとの見解が示されている。

ロードマップでは、コスト、消費者、利益、環境・社会 (E&S) 要因、経済的利益、その他の側面における産業規模の定量化可能な影響を検討することを目的として、フィリピンの将来の電力需要の観点から、低成長シナリオ及び高成長シナリオの 2 つの成長シナリオが示されている。低成長シナリオは、7 つの大規模プロジェクトが 4 年間隔で実施され、2040 年までにフィリピンの電力需要の 2%以上を供給し、設置容量は約 3GW に達するというもの。高成長シナリオでは、毎年新たな発電容量が導入され、年間平均導入量は 2GW に達し、2040 年までに 20GW、フィリピンの電力需要の 14%程度を洋上風力発電が占めるというものである。

(2) 既存・開発中の洋上風力発電所

2022 年 12 月現在、フィリピン国内の消費電力量の約 1.5%に相当する 427MW の電力を陸上風力発電により供給している。しかし、洋上風力発電においての実績はなく、開発中の洋上風力発電プロジェクトも確認されていない。

(3) 計画中の主なプロジェクト

フィリピンで計画中の洋上風力発電プロジェクトを表 2.1.2 及び表 2.1.3 に示す。

Clarksons Research によると、2024 年 3 月の時点で 75 件の洋上風力発電プロジェクトが計画されており、浮体式によるものは 6 件となっている。

ただし、政府が Marine Spatial Plan (海域利用計画) を検討中であること、また、種々の問題によりプロジェクトが見直しされる可能性も考えられ、これら計画がすべて実行されない可能性がある。

表 2.1.2 フィリピンで計画中の洋上風力発電プロジェクト (1)

No.	プロジェクト名	発電容量(MW)	種類	タービンサイズ	最大水深 (m)
1	NOM FL1 Offshore Wind Project	3,038	浮体式	15 MW	500
2	Northern Luzon	2,000	浮体式	15 MW	3,233
3	Northern Mindoro Offshore Wind Power Project	1,000	浮体式	12MW	2,000
4	Frontera II Wind Power Project	600	浮体式	15 MW	300
5	East Panay Offshore Wind Power Project	1,000	浮体式	15 MW	1,996
6	Batangas-Mindoro Corio Generation	1,000	浮体式	15 MW	
7	Bulalacao Offshore Wind Farm Project	3,100	着床式	15 MW	100
8	Manila Bay Offshore Wind Power Project	1,248	着床式	12MW	9
9	Bulalacao Bay Offshore Wind Energy Project	1,200	着床式	12MW	100
10	Calatagan Offshore Wind Power Project	1,024	着床式	12MW	50
11	Cagayan West Offshore Wind Power Project	1,024	着床式	12MW	50
12	Iloilo-Guimaras Offshore Wind Power Project	1,000	着床式	12MW	30
13	Semirara II Offshore Wind Power Project	1,000	着床式	12MW	50
14	Cavite Offshore Wind Project	994	着床式	12MW	40
15	GS4 Offshore Wind Power Project	910	着床式	12MW	30
16	Negros Occidental Offshore Wind Power Project	700	着床式	12MW	
17	Aparri Bay	600	着床式	15 MW	50
18	Guimaras Strait	600	着床式	12MW	30
19	GS2 Offshore Wind Power Project	728	着床式	12MW	
20	Guimaras-Negros Occidental Offshore Wind Power Project	768	着床式	12MW	20
21	San Miguel Bay Wind Power Project	600	着床式	15 MW	3
22	Guimaras Strait II	600	着床式	10 MW	30
23	San Lorenzo Bank Offshore Wind Power Project	593	着床式	12MW	50
24	Lubang and Looc Island Wind Power Project	600	着床式	12MW	50
25	Guimaras 1 Offshore Wind Power Project	582	着床式	12MW	
26	Guimaras UGS-2 Offshore Wind Power Project	630	着床式	10 MW	
27	Basiad Bay Offshore Wind Power Project	600	着床式	12MW	40
28	San Enrique Bank Offshore Wind Project	420	着床式	12MW	30
29	San Miguel Bay Wind Power Project	500	着床式	12MW	20
30	Bagac Bay	500	着床式	12MW	200
31	Lucena Wind Power Project	475	着床式	12MW	50
32	Zambales 2 Wind Power Project	510	着床式	12MW	200
33	Camia Bay Wind Power Project	500	着床式	12MW	30
34	Frontera Bay	450	着床式	15 MW	50
35	Guimaras UGS-1 Offshore Wind Power Project	480	着床式	10 MW	
36	Pagudpud-Sta.Praxedes-Claveria Offshore Wind Farm	440	着床式	12MW	200
37	Negros 2 Offshore Wind Power Project	500	着床式	12MW	30
38	WPS Z1 Offshore Wind Power Project	360	着床式	12MW	100
39	Dagupan Offshore Wind Power Project	350	着床式	12MW	50
40	Fuga Wind Power Project	340	着床式	12MW	50
41	GS1 Offshore Wind Project	300	着床式	12MW	50
42	Tayabas Bay Wind Power Project	275	着床式	12MW	30
43	Cavite Offshore Wind Power Project	300	着床式	12MW	50
44	Samar Norte Offshore Wind Project	650	着床式	12MW	50
45	Ilocos Norte-Offshore Wind Power Project	900	着床式	12MW	200
46	Vigan Offshore Wind Power Project	300	着床式	10 MW	-
47	Pagbilao Offshore Wind Power	300	着床式	10 MW	-
48	Lamon Bay Offshore Wind Power	700	着床式	10 MW	-
49	Balayan Bay Offshore Wind Power Project	750	着床式	10 MW	268
50	Garza Offshore Wind Power Project	550	着床式	10 MW	-
51	Offshore Wind Luzon E-1	555	着床式	15 MW	-
52	Capalonga-Jose Panganiban Offshore Wind Power Project	450	着床式	10 MW	-
53	San Miguel Bay 1 Offshore Wind Power	1,600	着床式	15 MW	-
54	San Miguel Bay 2 Offshore Wind Power Project	1,500	着床式	15 MW	2
55	San Miguel Bay Offshore Wind Power Project	1,000	着床式	15 MW	2
56	Haraya IV - Negros Occidental Offshore Wind Project	1,215	着床式	15 MW	-
57	Cavite Corio Generation	500	着床式	10 MW	-
58	Cavite 2 Corio Generation	500	着床式	10 MW	-
59	Iloilo Corio Generation	500	着床式	10 MW	-
60	Guimaras Corio Generation	500	着床式	10 MW	-

資料:Clarksons Research

表 2.1.3 フィリピンで計画中の洋上風力発電プロジェクト (2)

No.	プロジェクト名	発電容量(MW)	種類	タービンサイズ	最大水深 (m)
61	Negros Oriental Onshore and Offshore Wind Power Project	3,400	ハイブリット	12MW	200
62	Oton Bank	510	不明	12MW	400
63	Tamboho Bay Wind Energy Project	1,080	不明	12MW	500
64	Cagayan Wind Power Project	1,080	不明	12MW	-
65	Tablas Strait Offshore Wind Power Project	600	不明	12MW	500
66	Calavite Passage Offshore Wind Project	1,000	不明	12MW	1,000
67	Ilocos Norte Onshore and Offshore Wind Power Project	900	不明	12MW	300
68	Aurora Offshore Wind Power Project	600	不明	12MW	300
69	Claveria Offshore Wind Farm	1,600	不明	15 MW	2,000
70	Calatagan Offshore Wind Farm	1,400	不明	15 MW	500
71	Mariveles Offshore Wind Farm	1,500	不明	12MW	500
72	Negros Offshore Wind Project	500	不明	12MW	300
73	Tablas Strait Offshore Wind Power Project 2	600	不明	12MW	500
74	Tablas Strait Offshore Wind Power Project 3	600	不明	12MW	500
75	Malay Wind Power Project	500	不明	10 MW	200

資料:Clarksons Research

2.2 浮体建造・組立作業が可能な基地港湾等の調査

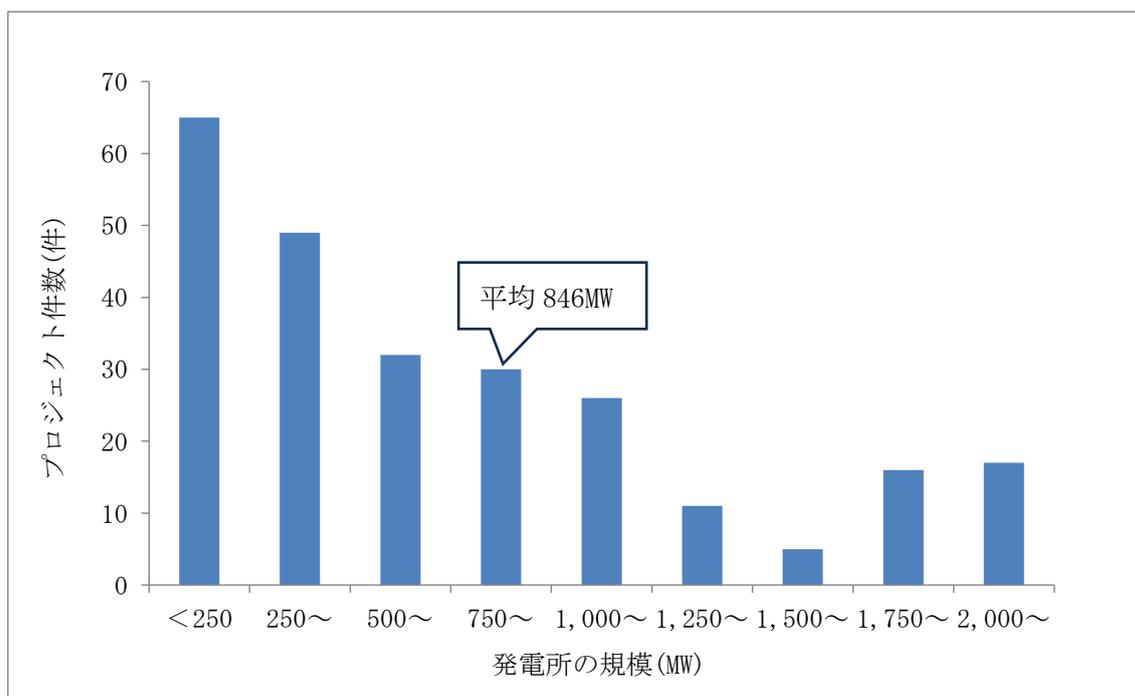
2.2.1 調査対象の選定

(1) 発電規模及びタービンサイズ

現在、欧州で運転が開始されている浮体式洋上風力発電所では、風車 1 基あたりの出力は 10MW 以下であるが、発電コストの低減及び稼働効率向上のために風車の大型化が進み、2030 年までに定格出力が 15～20MW 程度まで大型化すると予想されている。

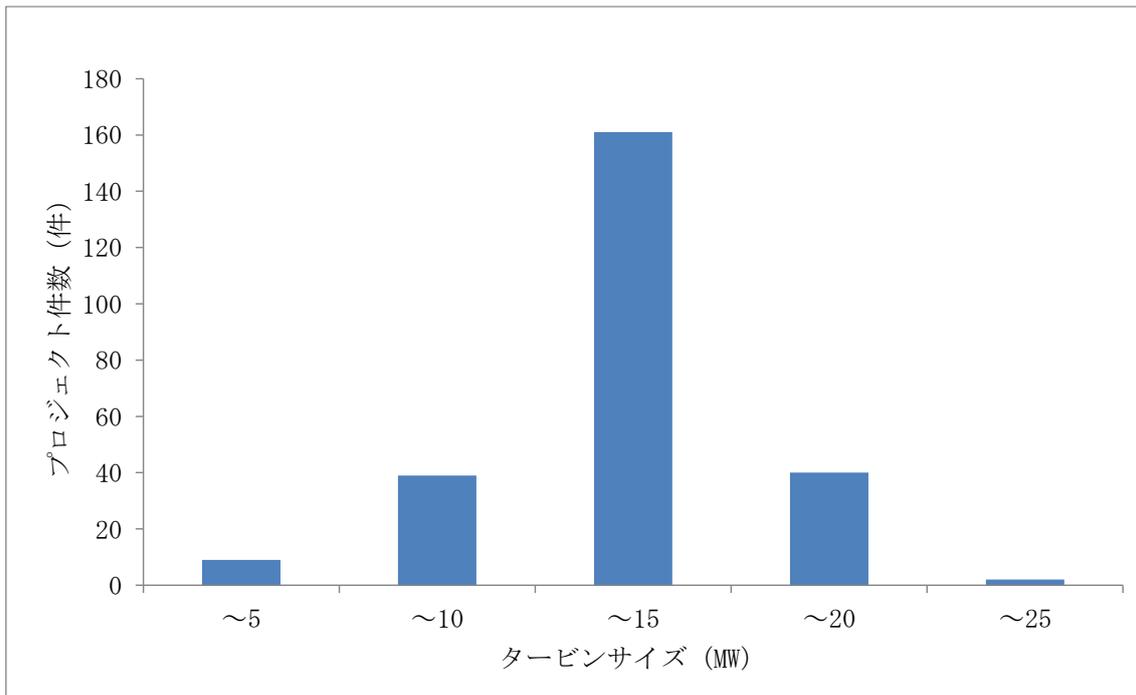
現在、全世界で計画されている浮体式洋上風力発電所の規模は 1,000MW 以下のものが大半を占めており、平均 846MW となっている（図 2.2.1 参照）。タービンサイズについては、10～15MW が最も多くなっている（図 2.2.2 参照）。これら、浮体式洋上風力発電施設の規模に関する世界的な動向を踏まえ、本業務では発電所の規模を 700～1,000MW、タービンサイズを 15～20MW と想定し、これに対応した風車及び浮体基礎等を建設・組立が可能となる港湾の要件を整理した。

なお、800MW 規模の洋上風力発電所を建設する場合、風車のタービンサイズが 15MW ならば年産 53 基、20MW ならば年産 40 基の組み立て拠点が必要になる。



資料:Clarksons Research より作成

図 2.2.1 浮体式洋上風力発電所の規模（計画段階）



資料:Clarksons Research より作成

図 2.2.2 浮体式洋上風力発電で使用されるタービンサイズ (計画段階)

(2) 浮体形式の種類

現在、浮体形式として概ね技術が確立されているものとしては、バージ型、セミサブ型、スパー型が挙げられ、机上検討段階であるが TLP 型がある。

前年度報告書において、発電事業者、造船会社及び浮体製造事業者へのヒアリングを実施し、日本・アジアで導入が期待される浮体形状を、施工条件、自然環境及び技術水準の観点から以下のとおり整理している。

- ・ ヒアリングの結果、自然条件（波）を考慮すると、最も安定すると考えられるのは TLP 型、次いでスパー型・セミサブ型と考えられており、バージ型は波高が高い海域での設置は難しいといった意見が得られている。
- ・ 技術水準の観点からは、国内において稼働する実証事業等の案件が存在しない TLP 型は、欧州等との競争環境にある現状においては導入を進めることは難しく、他の浮体形状が優先的に導入されることが考えられるといった意見が得られている。
- ・ スパー型の施工は、ノルウェーのフィヨルドのような水深の深く穏やかな沿岸域が適しているといった意見が得られている。

また、台湾でのヒアリングにおいて、同国で採用されると考えられる浮体形式についての見解は以下のとおりであり、サイトの水深や海象条件からセミサブ型が有力となるといった発言が得られている。

- ・ 浮体の形式についていえば、TLP (Tension Leg Platform) はコストがかかりすぎるし、スパー型は水深を必要とすることから台湾ではおそらくセミサブ型が普及すると思われる。
- ・ (浮体を設計する上でセミサブ型の浮体を選択した理由として) 日本同様、台風及び地震に耐える必要があることに加え、浮体式洋上風力発電の想定サイトの水深はだいたい 70~100m程度。これを踏まえてセミサブ型を選択した。スパー型、TLP 型ともにサイトの水深が足りない。スパー型は 80~90m の水深が必要で導入できる水域が限られる。TLP 型を導入するのであれば、水深は 1,000m程度あることが望ましいと考える。
- ・ 台湾では水深の都合上、セミサブ型が第一候補になると考えられる。スパー型、TLP 型を採用するには、目下の対象海域である台湾海峡の水深は浅すぎる。
- ・ 台湾では水深の関係から、セミサブ型かバージ型が主流になるものと考えられる。台湾海峡の強い潮流を考えると、セミサブ型がより現実的。
- ・ スパー型には台湾海峡の水深は浅すぎ、TLP 型は世界でも採用されてきた実績が少ない。

以上のことを踏まえると、季節風や台風の影響によりうねりが発生し易く、水深が深く穏やかな海域が比較的少ないと考えられる対象国においては、セミサブ型の浮体が適しており、今後の一般的な型式になるものと考えられる。よって、本検討においては、セミサブ型を対象として検討を行った。

なお、フィリピンにおいては技術的検討が進んでいないため、台湾と同様の状況を想定した。

表 2.2.1 浮体形式の概要

	バージ型	セミサブ型	スパー型	TLP 型
長所	<ul style="list-style-type: none"> ・ 構造が単純で低コスト化可 ・ 設置時の施工容易 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 港湾施設内において組立が可能 ・ 浮体動揺が小さい 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 構造が単純で製造容易 ・ 構造上、低コスト化が見込まれる 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 係留による占有面積が小さい ・ 浮体の上下方向の揺れが抑制される
課題	<ul style="list-style-type: none"> ・ 暴風時の浮体動揺が大 ・ 安全性等の検証が必要 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 構造が複雑で高コスト ・ 施工効率、コストの観点からコンパクト化が課題 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 浅水域では導入不可 ・ 施工に水深を要し設置難 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 係留システムのコストが高い
設置水深	50~100m	50m超	100m超	50~100m

2.2.2 基地港湾に必要な要件

国土交通省港湾局では、令和5年5月に「洋上風力発電の導入促進に向けた港湾のあり方に関する検討会」（以下「R5.5検討会」という。）を設置し、浮体式洋上風力発電施設の建設に対応した基地港湾の最適な規模についてとりまとめを行っている。

ここでは、浮体式洋上風力発電設備の施工の流れ、及び基地港湾に必要な要件について「検討会」事務局資料から抜粋し以下に示す。

(1) 風車及び浮体基礎の寸法等

① 風車

将来導入が想定されているタービンサイズが15MW及び20MWの風車を構成する部品の重量を図2.2.3に示す。

風車を構成する部品の重量は、タービンサイズが15MWの場合、ナセル550～750トン、ブレード(3枚)170～190トン、タワー850～1,050トンとなりこれらを合せると約1,800トン前後となり、モノパイル基礎900～1,500トンを加えると約3,100トン前後となる。タービンサイズが20MWの場合、ナセル750～950トン、ブレード(3枚)240～260トン、タワー1,300～1,500トンとなりこれらを合せると約2,500トン前後となり、モノパイル基礎1,200～1,800トンを加えると約4,200トン前後となる。

これら部品の保管は基本的に陸上で行われることが想定されることから、保管場所となる港湾には多数の部品を保管できるだけの広さの他、部品の重量に耐えうる地耐力が必要となる。

		15MW機	20MW機
洋上風力発電設備の寸法概要		<p>約222~236m 約244~258m ナセル22.5m、B=11.5m タワーL=120m、Φ=9.0m モノパイル L=70m、Φ=9.5m</p>	<p>約280m 約300m ナセルL=25m、B=12.5m タワーL=145m、Φ=10.5m モノパイル L=70m、Φ=11.0m</p>
重量	ナセル	約650t±100	約850t±100
	ブレード	約180t±10(3枚)	約250t±10(3枚)
	タワー	約950t±100	約1400t±100
	小計	約1,800t前後	約2,500t前後
	モノパイル基礎	約1200t±300	約1500t±300
	計	約3,100t前後	約4,200t前後
参考機種	SG14.0-236DD、V236-15MW、Haliade-X	無し	

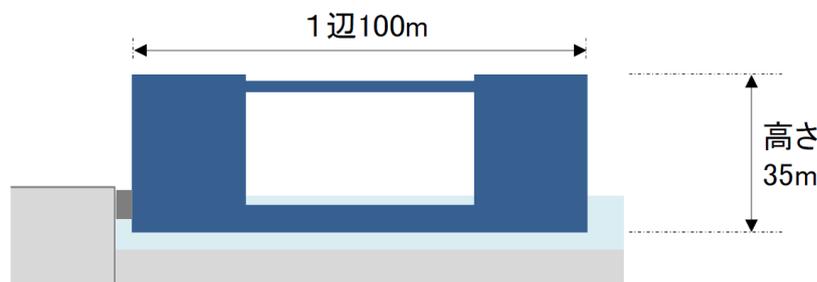
資料:2050年カーボンニュートラル実現のための基地港湾のあり方に関する検討会資料を元に加工

図 2.2.3 風車を構成する部品の重量

② 浮体基礎

タービンサイズ 15MW 用浮体基礎のサイズを図 2.2.4 に示す。

タービンサイズ 15MW の風車用の浮体基礎のサイズは最大で、1 辺の長さ 100m、高さ 35m と想定されている²。タービンサイズ 20MW の風車用の浮体基礎のサイズについては、具体例を示す資料は存在しないが 1 辺の長さは 100m + α 程度になると想定されている³。



抜粋: 洋上風力発電の導入促進に向けた港湾のあり方に関する検討会(第1回)資料

図 2.2.4 タービンサイズ 15MW 用浮体基礎のサイズ

(1) 地耐力

国土交通省港湾局が令和 3 年 8 月に開催した「第 2 回 2050 年カーボンニュートラル実現のための基地港湾のあり方に関する検討会」(以下「R3.8 検討会」という。)において、着床式風力発電施設のタワーのプレアセンブリまたは資機材搬入時に必要とされる港湾の地耐力を検討している。その内容を抜粋し以下に示す。

① プレアセンブリの方法

風車サイズ別のタワーの重量を表 2.2.2 に、プレアセンブリに必要なクレーンの吊上げ能力を表 2.2.3 に示す。

現在世界中で確認されている最大吊上げ能力を有するクローラクレーンは 3,200t 吊りである。しかし、当該クレーンの吊上げ能力は、15MW 機のフルタワーを吊上げるための必要揚程 130m の場合に 952t、20MW 機のフルタワーを吊上げるための必要揚程 150m の場合に 832t となり、フルタワーを吊上げることが可能なクローラクレーンは存在しない。このため、15MW 機及び 20MW 機のプレアセンブリは、積出岸壁に設置した架台上で行う必要がある(図 2.2.5 参照)。

なお、既往の浮体式洋上風力発電所は、クローラクレーンを使い、浮体基礎上で、タワーの組立、ナセル、ブレードの搭載を行っているが、海外では 15MW 以上の風車では、クローラクレーンでは吊り能力が不足することからリంగాークレーンの使用が想定されている。

² IEA Wind TCP Task 37

³ 洋上風力発電の導入促進に向けた港湾のあり方に関する検討会(第1回)資料

表 2.2.2 タワーの重量

風車	タワー高	フルタワー重量	重量 (トップタワー)	必要揚程
15MW	120m	1,000t (950t)	336t (320t)	130m
20MW	145m	1,470t (1,400t)	473t (450t)	150m

注:重量は吊り治具等(部材の5%程度)を考慮した値。()内の数値は考慮前の値。

表 2.2.3 プレアセンブリに必要なクレーンの吊上げ能力

クレーン能力	吊上げ能力	
	揚程 130m (15MW)	揚程 150m (20MW)
1,600 t 吊クレーン	367t	266t
3,200 t 吊クレーン	952t	832t

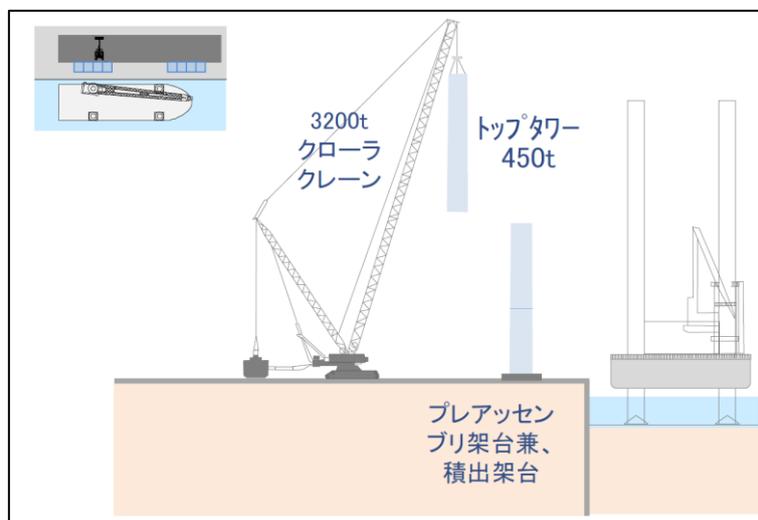


図 2.2.5 15MW 機及び 20MW 機のプレアセンブリ方法

② プレアセンブリ等で想定される荷重

各作業区分時の荷重を表 2.2.4 に示す。

プレアセンブリを行う場合のクレーン及び資機材等による荷重は、15MW 機で約 55t/m²、20MW 機では 156t/m²となる。また、資機材の搬入を行う場合には、最大(20MW ナセル及びパイル)で 192t/m²となる。

岸壁に加わる荷重は、砕石、敷鉄板等によって 1/2 程度、砕石及びコンクリート版による施工上の工夫を加えれば 1/4 程度に荷重分散が可能であると想定される。20MW 機の資機材を搬入する岸壁において、クローラクレーンによる荷役 (SPMT 併用) を行う場合には、陸上クレーンと資機材の荷重として 192t/m²、分散後荷重約 50t/m²の荷重が想定される。

20MW 機までの洋上風力発電設備の設置に必要な作業を実施する場合、約 200t/m²の荷重に耐えられるよう整備する必要がある。荷重分散を考慮する場合、1/2 とする場合は地耐力 100t/m²、1/4 とする場合は地耐力 50t/m²での整備が必要である。

表 2.2.4 各作業区分時の荷重

作業区分		クレーン種別	吊荷荷重	クレーン・SPMT・資機材による荷重	荷重分散後の荷重	備考
プレアセンブリ	15MW機 トップタワー	1,600t吊	336t	約55t/m ²	約28t/m ²	砕石、敷鉄板等による荷重分散(1/2)を想定
	20MW機 トップタワー	3,200t吊	473t	約156t/m ²	約39t/m ²	砕石+コンクリート版による荷重分散(1/4)を想定
資機材搬入	全部材	本船クレーン	クレーン規格による	約10t/m ² (SPMT使用)	約5t/m ²	砕石、敷鉄板等による荷重分散(1/2)を想定
	15MW機 ナセル	3,200t吊	683t	約175t/m ²	約44t/m ²	砕石+コンクリート版による荷重分散(1/4)を想定
	20MW機 ナセル	3,200t吊	893t	約192t/m ²	約48t/m ²	同上
	15MW機 モハイル	3,200t吊×2	1,418t	約176t/m ²	約44t/m ²	同上
	20MW機 モハイル	3,200t吊×2	1,785t	約192t/m ²	約48t/m ²	同上

注:吊荷荷重には、吊り治具重量も含む(部材の5%程度)。3,200t吊クローラクレーンの使用が必要となるが、現状では世界的にも数が少なく、調達は容易でない。

砕石や敷鉄板による地盤養生は、クローラクレーンを使用する際に一般的に用いられる手法である。

③ 地耐力の評価方法及び内容

重力式岸壁⁴及び疑似重力式岸壁⁵を想定し、タワーのプレアセンブリまたは資機材搬入時において岸壁に作用する最大荷重(クローラクレーン接地圧)を計算し、これに対して地耐力や改良体⁶の極限支持力との比較、岸壁の安定の評価により、岸壁の使用可否を判断する必要がある。

日本で基地港湾として指定されている4港では、最大地耐力35t/m²で整備または供用中である。この地耐力を基準として、地耐力からみた基地港湾の使用可否を判断する方法を以下に示す。

a) クローラクレーンの接地圧と地耐力の比較

クローラクレーンの接地圧が地耐力35t/m²以下であれば、地耐力の強化なしで岸壁は使用可能。35t/m²以上の場合、次のb)を実施。

b) クローラクレーンの接地圧と改良体の極限支持力の比較

クローラクレーンの接地圧が改良体の極限支持力以下であれば、c)を実施。極限支持力以上の場合、使用不可。

⁴ 土台の上に据え付けたケーソンの中に砂を詰め込み、上部を舗装する構造形式。

⁵ 地盤改良により一体的に地盤を固化処理することで、大きなひとつの固化改良体を形成する構造形式。

⁶ 改良体とは、深層混合処理等の地盤改良により地盤強度を強化された部分をいう(以下同様)。

c) 岸壁の安定の評価

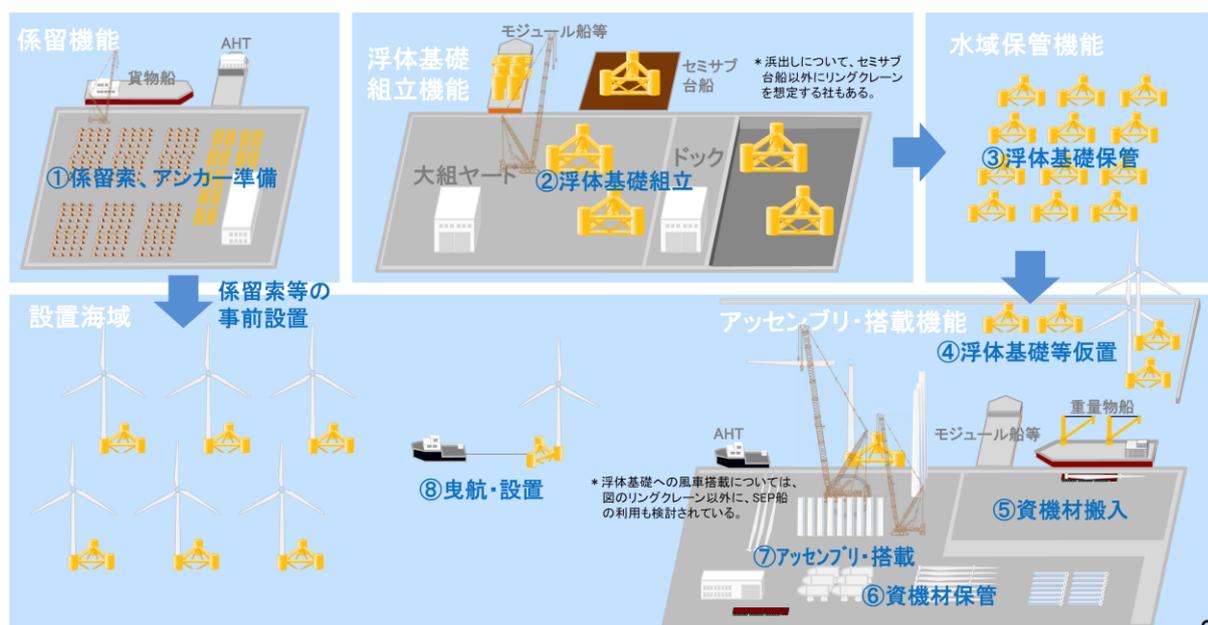
岸壁の各破壊モードに対する性能照査式を満足するか確認し、満たす場合は使用可能。満たさない場合は使用不可。

(2) 浮体式洋上風力発電設備の施工の流れ

「R5.5 検討会」においては、現在の技術開発動向等を踏まえ、セミサブ型の場合の施工の流れを図 2.2.6 に示すとおり想定している。

浮体式洋上風力発電所の施工に利用する基地港湾に求められる機能は、アセンブリ機能に加え、基礎製作機能、水域での基礎保管機能、アンカリング準備機能である。

なお、浮体基礎の組立方法・場所等の検討状況や、今後の技術開発動向等により、港湾に求められる機能も変わりうる点に留意する必要がある。



抜粋: 洋上風力発電の導入促進に向けた港湾のあり方に関する検討会 (第1回) 事務局資料

図 2.2.6 想定される浮体式洋上風力発電の施工手順

① アンカリング準備に必要とされる規模

a) 岸壁

水深はアンカーハンドリング船や資機材運搬船の喫水を考慮し、-7.5m程度が必要であるとされている。延長については200m程度とされている。

b) 面積

必要なヤード面積は係留索の種類(スチール、合成繊維)によって異なるが、作業・保管スペースとして1ha程度以上必要であるとされている。

c) 地耐力

地耐力については、一般の埠頭と同程度必要であるとされている。

② 基礎製作に必要とされる規模

a) 岸壁

基礎製作で使用される船舶としてセミサブ船が挙げられる。国内既存セミサブ船を想定した場合、当該船舶を係留するのに水深-7.5m、延長200mが必要であるとされている。

b) 面積

欧州における浮体基礎の施工事例として、「①基地港湾外のドック、工場等において浮体基礎を製作するパターン」、「②基地港湾内等において浮体基礎を製作するパターン」及び「③モジュール化した基礎部品を基地港湾内等において組み立てるパターン」の3パターンがある。浮体基礎の製造を②または③のパターンで行う場合、基礎工湾内に浮体基礎の製造ヤードが必要となる。

浮体基礎のサイズ及び海外の港湾の例を踏まえ、ドックを併設する基礎製作工場、コンクリートバージの製作ヤード、モジュール化した基礎部品の組立ヤードを想定し、10~20ha程度必要とされている。

c) 地耐力

クローラクレーンによる基礎部材の吊り作業を想定し、15~20t/m²程度必要であるとされている。

③ アセンブリに必要とされる規模

a) 岸壁

セミサブ型の喫水を踏まえると水深-10m以上が必要である。延長については、アセンブリの作業スペースと浮体基礎の長さを合わせると200m程度必要であるとされている。

b) 面積

資機材の保管エリア及びアセンブリエリア等を想定し、10~20ha程度必要であるとされている。

c) 地耐力

最大荷重200t/m²に対応した地耐力が必要である。

砕石及びコンクリート版による施工上の工夫により、荷重分散を1/4程度とした場合には50t/m²程度となる。

(3) 基礎の保管に必要とされる規模

a) 岸壁

基礎製造と同様の水深(-7.5m)及び静穏度が必要であるとされている。

b) 面積

基礎製作の工程は陸上で行われることから海象条件に左右されず、年間を通じて作業が可能である。一方、アセンブリが完了した浮体式洋上風力発電施設の設置は、海象が比較的穏やかとなる夏季に実施されることが考えられる。

年間を通じて製造された浮体基礎は、アセンブリを行うまでの期間は基礎港湾等に保管しておく水域が必要となる。

保管する浮体の基数にもよるが、10ha程度の水域が必要であるとされている。

(4) 必要な要件のまとめ

基地港湾に求められる機能としては、アセンブリ機能に加え、基礎製作機能、水域での基礎保管機能、アンカリング準備機能が考えられる。

想定される機能に対応するには、現時点では表 2.2.5 に示す規模が必要と考えられる。将来、技術開発等による課題の変化については、新たな課題を踏まえた検討・整備が必要となる。

表 2.2.5 浮体式洋上風力発電所の基地港湾に求められる機能及び規模

必要機能	規模	
アセンブリ	岸壁	延長 200~400m、水深 10m 以上
	面積	10~20ha 程度
	地耐力	最大荷重 200t/m ²
基礎製作	岸壁	延長 200m、水深-7.5m
	面積	10~20ha 程度
	地耐力	15~20t/m ² 程度
基礎保管	面積	水域 10ha 程度
アンカリング準備	岸壁	延長 200m、水深-7.5m
	面積	1ha 程度以上
	地耐力	一般の埠頭と同程度

2.2.3 対象国における洋上風力発電施設設置海域の適地

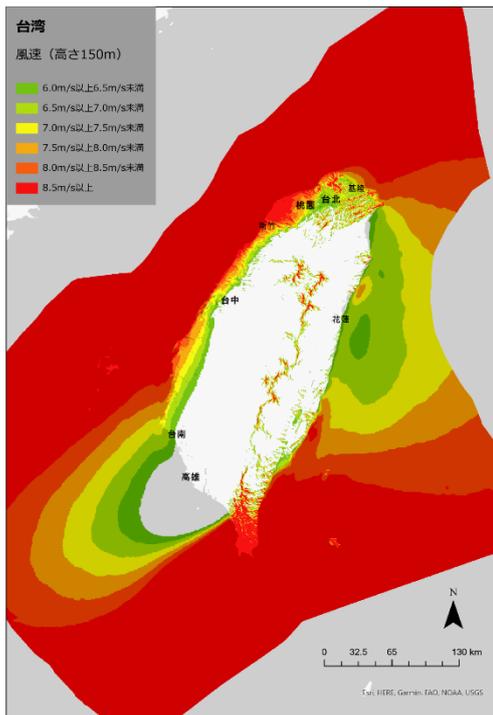
(1) 台湾

前年度報告書において示された台湾における風速及び水深分布を図 2.2.7 に、既存及び計画中の洋上風力発電設置海域を図 2.2.8 に示す。

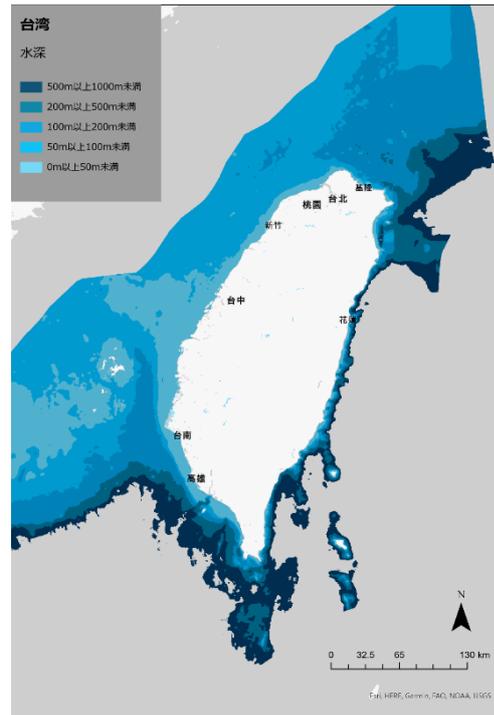
台湾と中国本土に挟まれた台湾海峡は比較的水深が浅く、風況も良好となっている。台湾海峡側の北部から中部の海域には既に着床式風力発電所が複数建設されており、将来的には浮体式洋上風力発電所も建設される計画であり、洋上風力発電施設設置海域の適地であると考えられる。南部海域にも風況が良好な海域が存在しているが、水深が急深となっており、現在の技術水準において、浮体式洋上風力発電施設の設置には適していないと考えられる。

港湾管理者、大学及びデベロッパーへのヒアリングにおいて、浮体式洋上風力発電施設の有望地域について以下の見解が得られており、新竹沖から台中沖の海域が有望視されている。

- 浮体式洋上風力発電プロジェクトが検討されているのは新竹沖及び台中沖。これらの候補地では環境アセスメントが終了し、将来のデモプロジェクトに向け準備が開始されている段階。
- 台湾大学は台湾政府の要請のもと、台湾北部の基隆沖（または台湾海峡）で浮体式のデモプロジェクトを計画している。
- 新竹沖でのデモプロジェクトを計画している。こちらは 125km²ほどの水域で 1GW ほどの発電施設導入の可能性がある。このうち一部がデモプロジェクト用に使用する予定。
- Formosa 5 の海域（苗栗県後龍沖）を有望とみて浮体式洋上風力発電施設の建設を計画、環境アセスメントを実施。



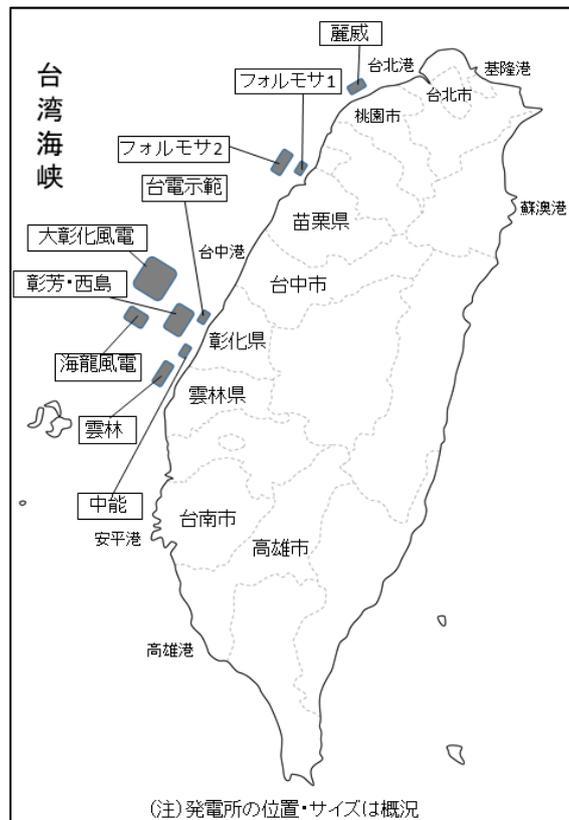
台湾における風速分布



台湾における水深分布

引用:過年度報告書

図 2.2.7 台湾における風速及び水深分布



引用:令和2年度 洋上風力に関する動向調査 (公財)日本海事センター 2021年

図 2.2.8 台湾における洋上風力発電設置海域 (計画を含む)

(2) フィリピン

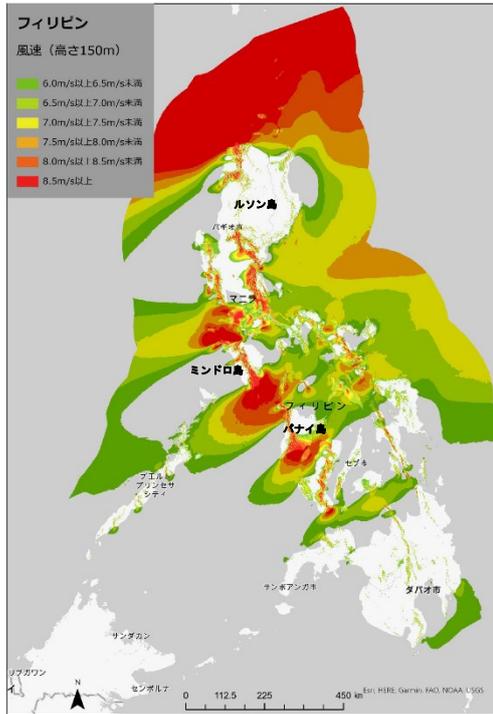
前年度報告書において示されたフィリピンにおける風速及び水深分布を図 2.2.9 に示す。

ルソン島北部、ミンドロ島の北部及び南部、パナイ島南部に風況が良好な海域があり、これら海域の沿岸部の比較的水深の浅い海域が洋上風力発電施設設置海域の適地であると考えられる。これら海域は、以下に示す世界銀行グループ (WBG) とフィリピンのエネルギー省 (DOE) が発表した洋上風力発電ロードマップ (以下「ロードマップ」という。) で示された「洋上風力開発の可能性のある 6 つのゾーン」 (図 2.2.10 参照) と一致している。

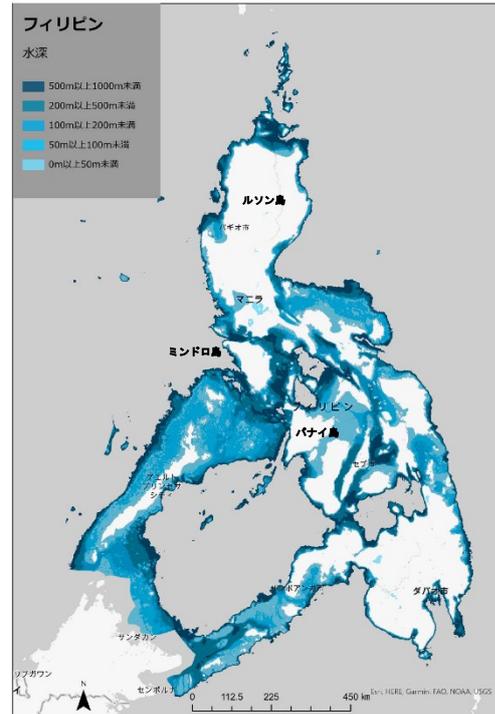
エネルギー省、デベロッパー及び発電事業者へのヒアリングにおいて、浮体式洋上風力発電施設の有望地域について以下の見解が得られており、ルソン島北部、マニラ西部、ミンドロ島北部及び南部、ギマラス海峡、パナイ諸島西の海域が有望視されている。

なお、フィリピンにおいて洋上風力発電の有望地域を検討する上で配電網や許可申請制度の整備等が現状の課題となっており、課題解決に向け DOE が政策方針をとりまとめようとしている。

- ロードマップのとおり、洋上風力発電の有望地域としてはルソン島北部マニラ西部、ミンドロ島北部及び南部、ギマラス海峡、パナイ諸島西のエリア。このうち、ミンドロ島北部及び南部が特に有望だと捉えている。これらのエリアに対して、9つの基地港湾候補を見込んでいるが、発電事業者とのサービス契約数が現時点で 81 にも及んでいることから、将来的には足りなくなるものと考えられる。
- 2024 年中に MSP (Marine Spatial Plan: 海洋空間計画) が DOE より公表されるはずであり、この内容によっては発電施設の設計に影響が出る可能性がある。
- バタンガス、イロコス北部 (ルソン島北西部)、ミンドロ島南部を洋上風力の有望海域だと考えて、DOE との洋上風力サービス契約を締結している。各海域について着床式とするか、浮体式とするかは検討中。
- ビサヤ諸島周辺海域に DOE との間で洋上風力のサービス契約を締結している。同水域における洋上風力発電施設は水深の都合上、着床式になる見込み。浮体式については検討していない。



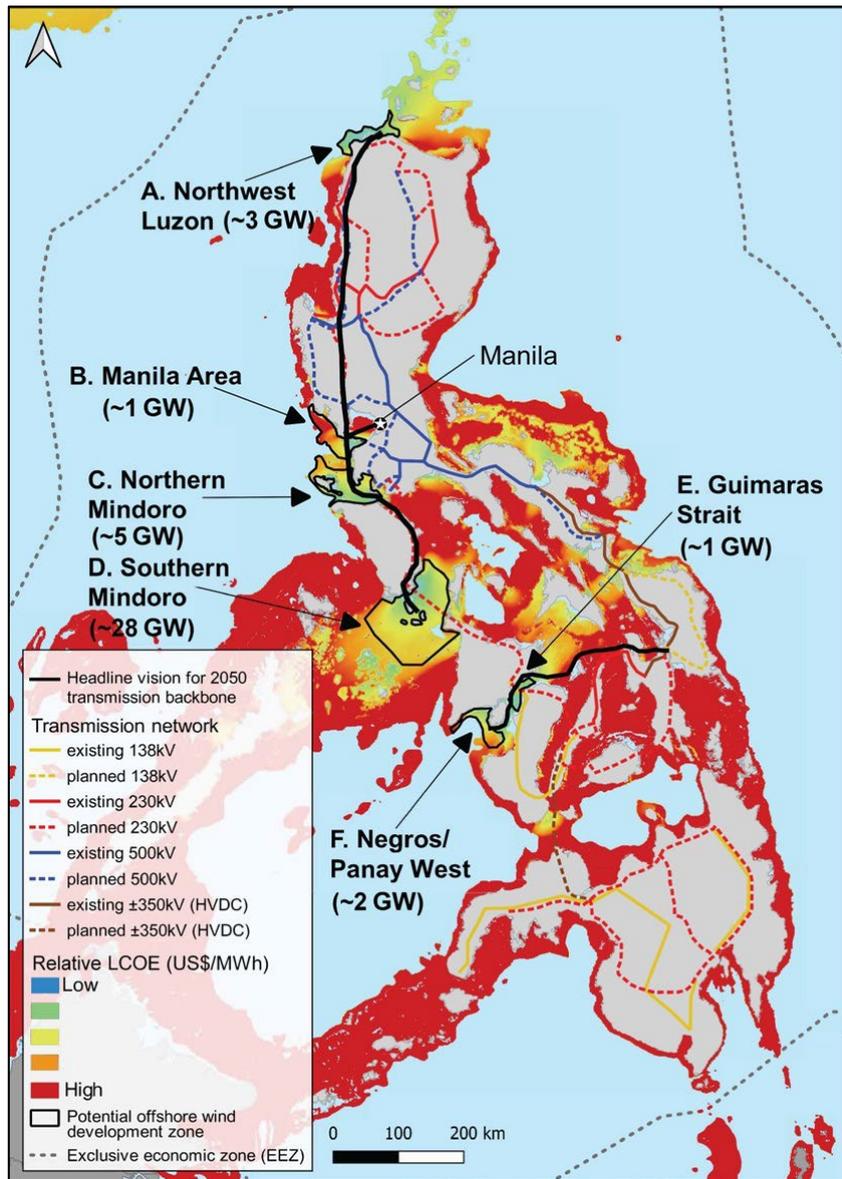
フィリピンにおける風速分布



フィリピンにおける水深分布

引用:過年度報告書

図 2.2.9 フィリピンにおける風速及び水深分布



抜粋:OFFSHORE WIND ROADMAP FOR THE PHILIPPINES WORLD BANK GROUP 2022

図 2.2.10 ロードマップに示された洋上風力開発の可能性のある6つのゾーン

2.2.4 基地港湾候補地の選定

(1) 台湾

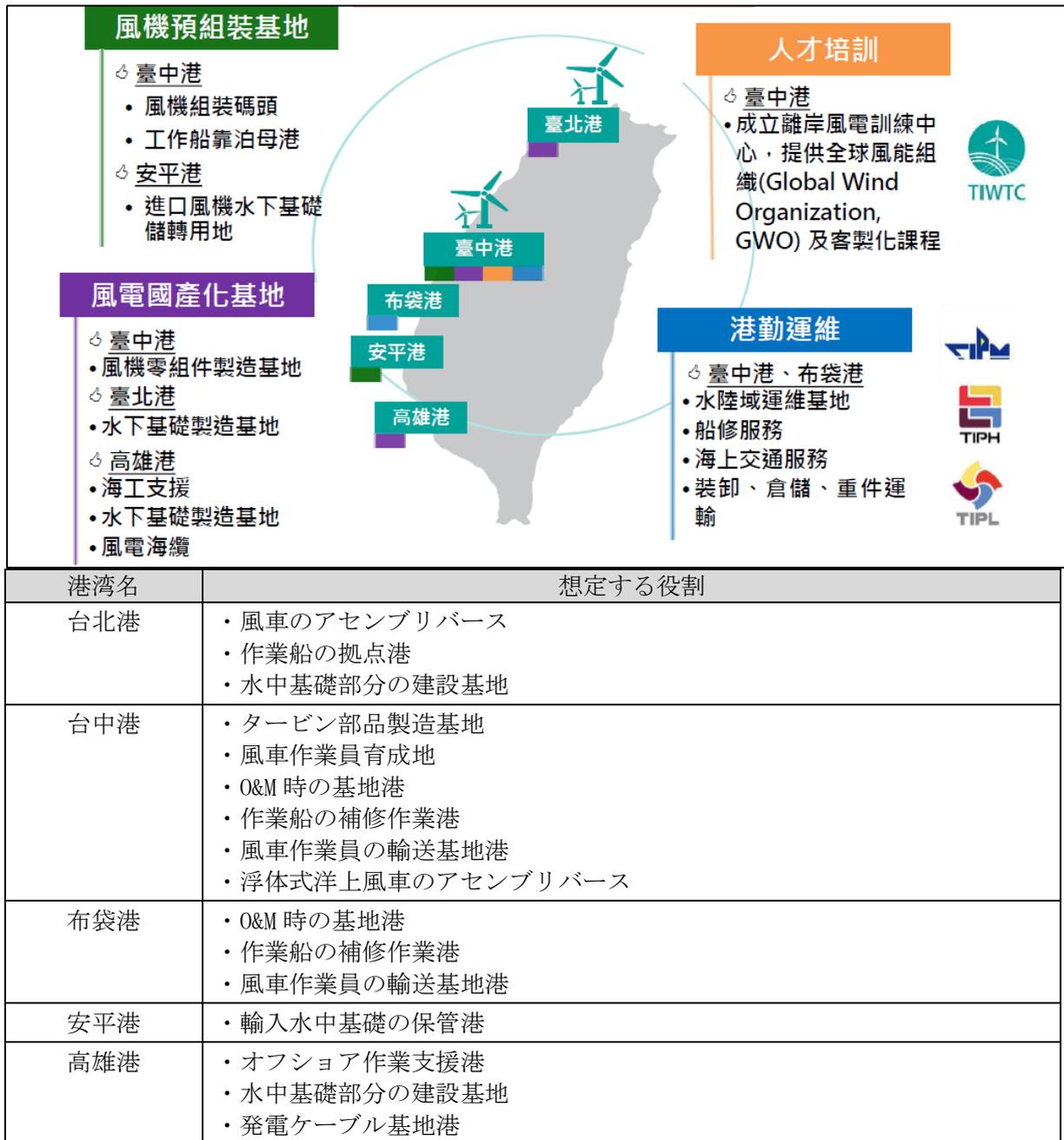
① 基地港湾候補地

TIPC（台湾港務公司）へのヒアリングを基に、現在、同組織が洋上風力発電所建設のために使用している、または開発計画中の港湾を図 2.2.11 に示す。

TIPC が浮体式洋上風力の基地港として開発予定の港湾は台中港と台北港である。しかし、15MW 級の風車を搭載することを考えると、台北港は近くに空港がある関係で高さ制限があることから、現状、台北港では浮体部分のみのアセンブリを想定しており、タービンとのファイナル・アセンブリは台中で行うことが検討されている。

浮体式洋上風力の基地港として開発を予定している港湾について、TIPC へヒアリング結果を以下に示す。

- TIPC が浮体式洋上風力の基地港として開発予定の港は台中港と台北港。しかし、台北港は近くに空港がある関係で高さ制限がある。現状、台北港では浮体部分のみのアセンブリを想定していて、タービンとのファイナル・アセンブリは台中で行うことを検討している。
- 台中港に 2026 年までに追加で 50ha の用地を確保する予定。2026 年の用地確保完了後以降、耐地力の補強等、デベロッパーと協議しながら実施していくことになるため、実際にこの用地が使えるようになるのはもう少し後になる。
その後の具体的な開発計画として、浮体式タービンアセンブリ製造のためには港内が静水状態になければならず、このための防波堤建設を台中港でファーストステップとして予定している。現状ではこちらの完成が 2030 年ごろになる予定。防波堤の建設は数ステップに分かれる予定で、進入波の方向的に最もクリティカルになる部分の建設は 2028 年までに終了の予定。
- 浮体式洋上風力発電施設開発の初期段階では浮体基礎を含めてすべて輸入するところから始めると思う。そのため、まずは保管エリアが必要となる。台北で浮体基礎を保管し、台中に曳航、台中でファイナル・アセンブリを実施し、サイトに曳航する。台中港の想定利用岸壁前の水深は-17mあるため、この点は浮体式のアセンブリをするうえでもクリアしている。
- 基地港湾の浮体式用岸壁スペックなどについては、デベロッパーとも協議を進めているが、基本的には政府のデモプロジェクトの実施要領が出てから詳細について詰めていこうと考えている。



資料：TIPC 提供資料を編集して作成

図 2.2.11 洋上風力発電所建設のために使用・開発計画中の港湾

なお、TIPC 及び発電事業者によれば基地港湾における基本要件については浮体形状や港湾の形状、規模等によって異なり未だ検討段階とのことだが、水深やバース長さ等の基礎的な部分は概ね表 2.2.6 に示す内容が最低条件と考えられている。

現状、台湾には浮体式洋上風力発電施設建設用の基地港湾はないが、台北・台中の両港ともにこれを 1 つの基準として開発が進められるものと考えられる。

表 2.2.6 【参考】TIPC の考える浮体式洋上風力発電機基地港湾の必要要件

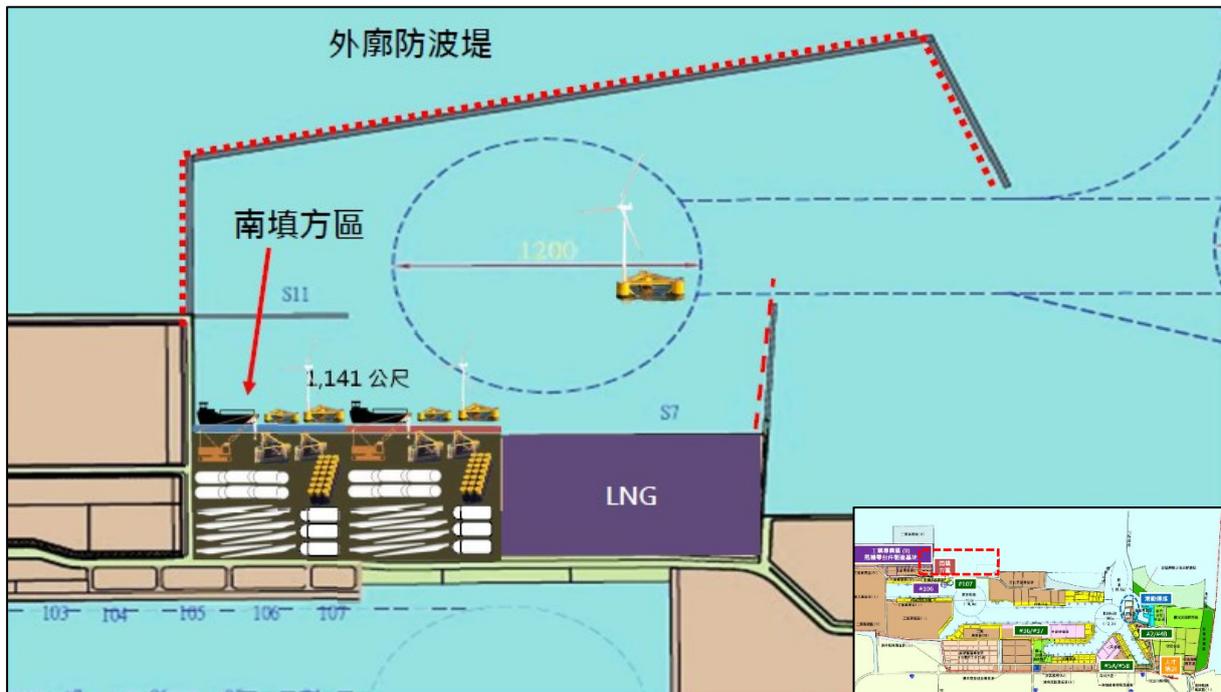
水域	陸域
<p>高さ制限：160m以上</p> <p>水深：-12m以深</p> <p>安全で十分な広さの水域を確保すること。</p> <p>水域及び水深は、浮体基礎の形式、クレーンの吊り上げ能力、曳航作業などの要求に合致する必要がある。</p>	<p>岸壁長さ：400m以上</p> <p>地耐力：1m²あたり 15 トン以上</p> <p>面積：30ha 以上</p> <p>長さが十分で、荷重能力が高い岸壁はより良いサービスを提供でき、岸壁とバックエリア間の作業をより迅速かつスムーズにする。</p>

資料：TIPC 提供資料を編集して作成

a) 台中港

台中港における浮体式洋上風力施設建設のための土地確保及び開発計画を図 2.2.12 に示す。

港内に建設基地を設けた場合、浮体基礎を曳航する際に港内水路を閉塞することになる。これを防ぐため、外洋に面した水域に建設基地となる用地を埋立開発する予定となっている。また、浮体式風車のファイナル・アセンブリには、静穏度の高い水域が必要となることから、図 2.2.12 に示すような配置で防波堤の建設が計画されている。2028 年までに環境影響評価の手続きを完了後、防波堤の外郭部分が建設される予定である。本格的にバースを供用できるようになるのは 2030 年以降の見込みとされている。



資料：TIPC 提供資料を編集して作成

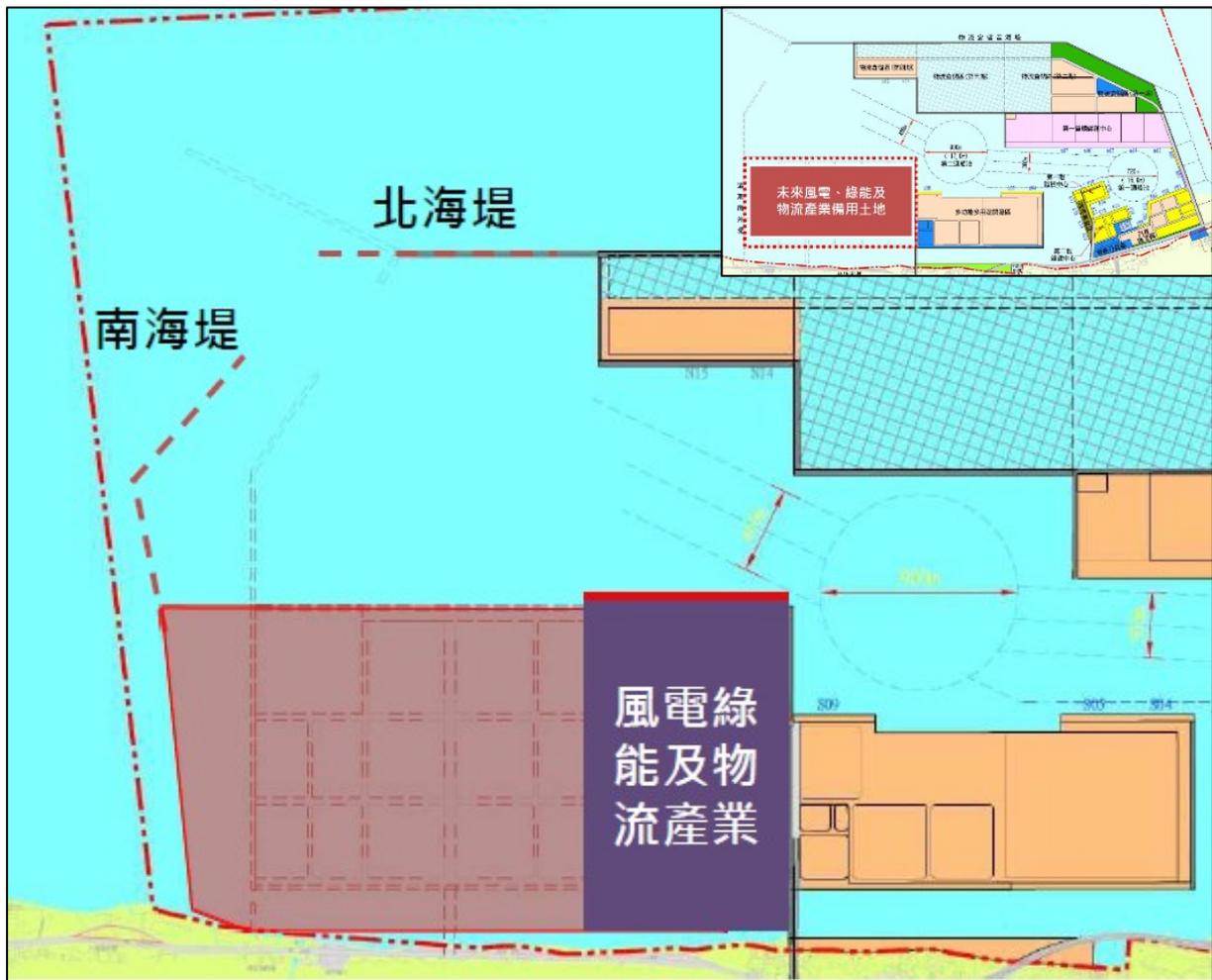
図 2.2.12 【台中港】浮体式洋上風力発電施設用開発予定区域

b) 台北港

台北港における浮体式洋上風力施設建設のための土地確保及び開発計画を図 2.2.13 に示す。

台中港と同様、建設基地は港内水路を閉塞しない位置に埋立開発する予定であり、静穏度を確保するため、防波堤の建設も計画されている。

2031年までに100haの土地が供給される予定である。同港は比較的オープンスペースが大きいことから、浮体基礎建設用のフローティング・プラットフォームの導入も検討され始めている。



資料：TIPC 提供資料を編集して作成

図 2.2.13 【台北港】浮体式洋上風力発電施設用開発予定区域

② 浮体基礎製造候補地

台湾国内の潜在的浮体基礎製造業者を表 2.2.7 に、これら製造者の概位を図 2.2.14 に示す。

台湾において着床式洋上風力発電施設のジャケットを製造しているメーカーへのヒアリングによると、同国内において浮体基礎の製造が可能であると考えられる企業として表 2.2.7 に示す 3 社がある。

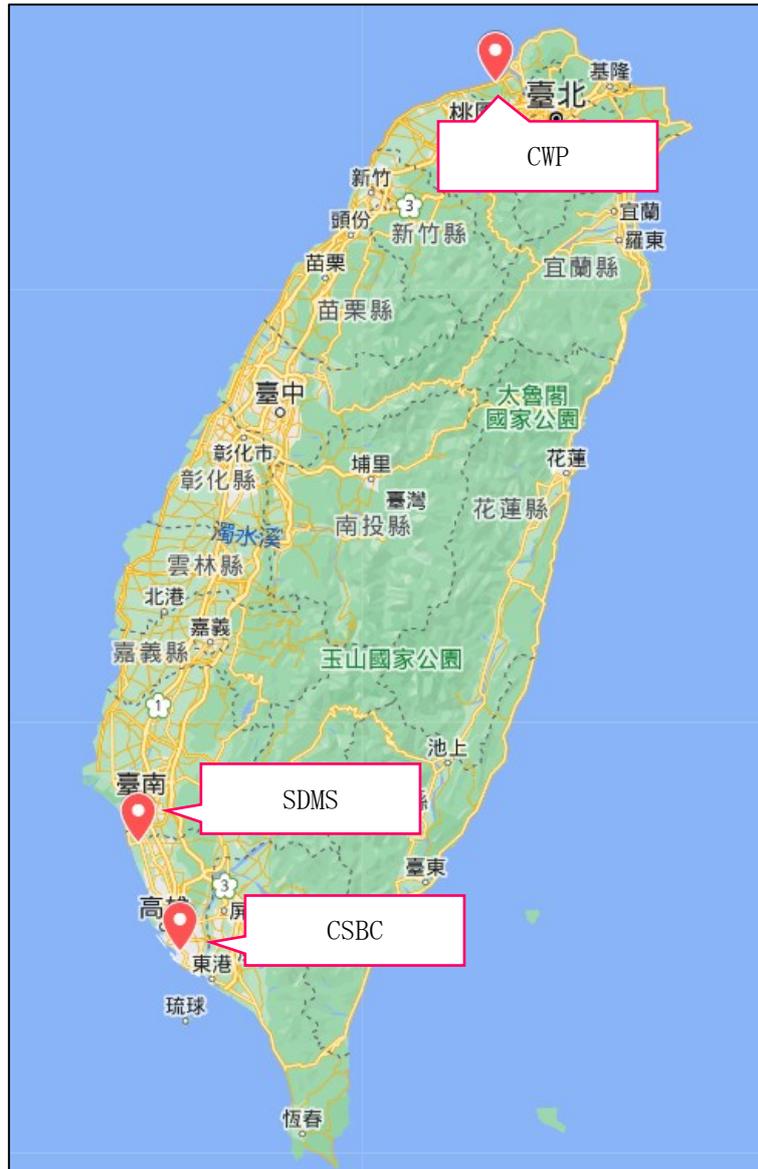
表 2.2.7 台湾国内の潜在的浮体基礎製造業者

事業者名	製造拠点 近隣の港湾	備考
CSBC 台湾国際造船	高雄港	<ul style="list-style-type: none"> 台湾国内の造船会社。 高雄の造船所に幅 92m 長さ 950m の大型ドライドックを持つ。台湾大学のグループがこのドックを用いての国産浮体基礎製造の FS (Feasibility Study) を実施中。15MW 級 90m 幅のセミサブ型浮体基礎が同時に 6 基製造可能と推定。
CWP 世紀離岸風電設備	台北港	<ul style="list-style-type: none"> 台湾の鉄鋼会社 Century Steel の 100% 子会社。 着床式洋上風車基礎のピンパイル製造実績あり。 台北港内に長さ 220m、地耐力 20 トン/m²、水深-16m の岸壁を持つ。
SDMS 興達海基	興達港	<ul style="list-style-type: none"> 台湾の鉄鋼会社 China Steel の 100% 子会社。 着床式洋上風車基礎のジャケット製造実績あり。(国内唯一) 興達港は水深が深いところでも-8m 程度であり、大型の浮体基礎出荷のためには工場前面岸壁ならびに港内の浚渫が必要。

資料：ヒアリング結果より作成

ただし、実際に浮体基礎を製造するためには、以下の課題があるとしている。

- SDMS(興達海基)のヤードでは岸壁前面水深が-7m 程度しかないため、現状のままでは浮体基礎の建設には向かない。水深及び土地面積の制約から、セミサブ型のモジュールを制作する程度であれば可能かもしれない。
- 現状、洋上風車のナセルのような重量貨物の移送に用いられているような岸壁の改造や補強については政府の管轄の為、SDMS(興達海基)では計画していない。



資料：ヒアリング結果より作成

図 2.2.14 潜在的浮体基礎製造所の概位

(2) フィリピン

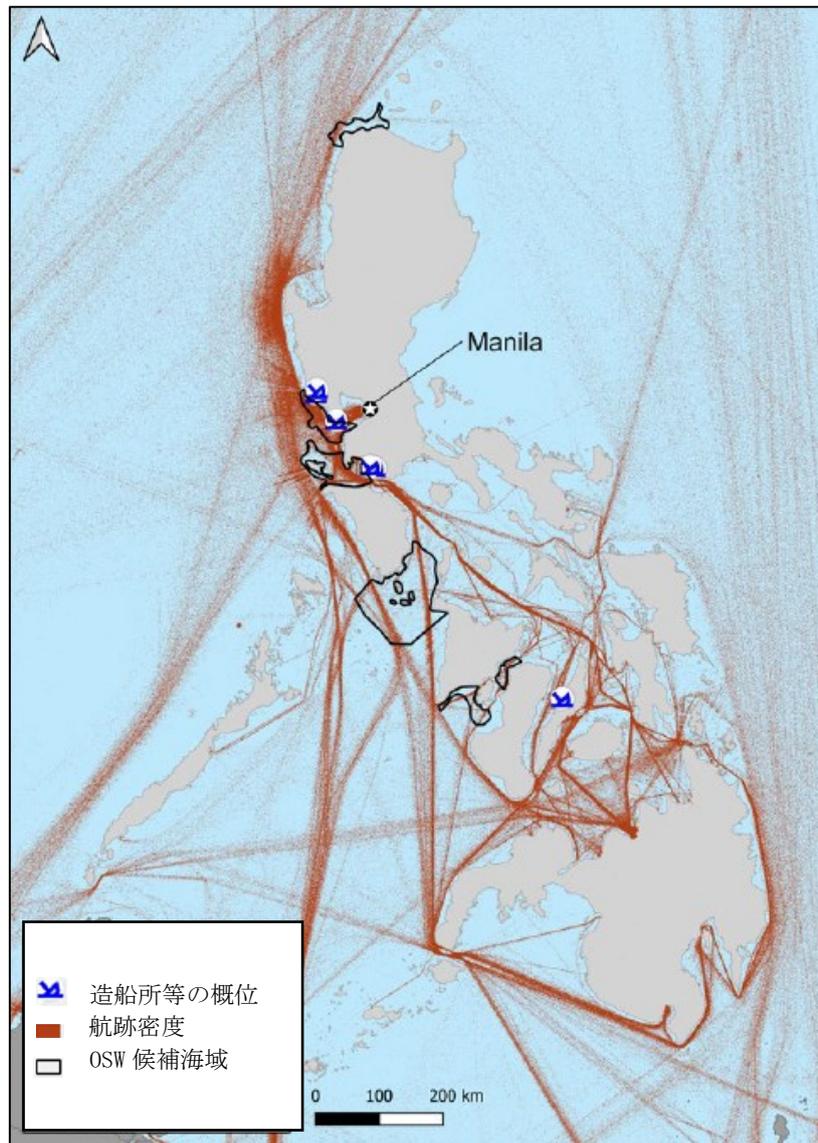
① 既存資料の整理

ロードマップでは、基地港湾として利用できる可能性のある港湾として7つの造船所を選定している。これら7つの造船所の概位を図 2.2.15 に、造船所ごとのスペックを表 2.2.8 に示す。

7つの造船所のうち、ツネイシ造船所及び韓進重工業造船所については、比較的小さい投資（コストは500万米ドル以下）で基地港湾としての利用が可能になるとしている。しかし、基地港湾に求められる規模をすべて満たす造船所は存在せず、いずれも大型の浮体基礎建設/プレアセンブリ、並びにタービンとのアセンブリを行えるようにするためには設備投資が必要となる。

なお、上述のツネイシ造船所は他の造船所等と比較して南方に位置し、日本から浮

体基礎を輸送することを考えた場合、効率が悪くなる。同様に必要投資規模が比較的小さいとされる韓進重工業造船所は、Subic 湾奥の比較的静穏度が高く、水深が深い水域に位置しているが、現在は米国資本の Agila により管理されており、フィリピン海軍船が利用する造船所でもあることから、洋上風力発電施設建設の為の使用に当たっては関係者との協議が必要となる。



出典：WBG Offshore Wind Roadmap for The Philippines

図 2.2.15 洋上風力発電施設潜在的製造者の概位

表 2.2.8 造船所ごとのスペック比較

項目	基地港湾に 求められる規模	Tsuneishi Heavy Industries - Balaman - Cebu	Hanjin Heavy Industries Shipyard	Keppel Batangas Shipyard	Batangas Port Yard	Batangas Heavy Fabrication Yard	Herma Shipyard- Bataan	Keppel Subic Shipyard
保管作業エリア (ha)	アセンブリ:10~20 基礎製造:10~20	35(内 5 は乾渠)	38(内 18 は乾渠)	7 (内 1 は乾渠)	23	25	9	10 (乾渠)
保管エリアの地耐力 (t/m ²)	アセンブリ:最大 200 基礎製造:15~20	10 (推定)	10 (推定)	10(推定)	5	5(推定)	5(推定)	10(推定)
バース長さ (m)	200	520	550	133	660	240	140	360
バース前面の水深 (m)	アセンブリ:-10 以深 基礎製造:-7.5	5-10	10-20	8-10	8-10	12-13	10-20	8-10
保管水域 (ha)	10	>13	>13	>13	>13	>13	>13	>13

注:表中の赤字は基地港湾に求められる規模に満たない項目を示す。

資料: WBG Offshore Wind Roadmap for The Philippines より作成

② ヒアリングにより得られた情報

DOE は DOTr (フィリピン運輸省) 及び PPA (フィリピン港湾公社) とともに洋上風力発電施設開発の潜在基地港湾のアセスメントを実施しており、図 2.2.16 に示す 9 港を選定している。

ただし、フィリピンでは洋上風力発電施設建設の実績がなく、また必要なインフラも整っていない。DOE は 2028 年までにフィリピン国内で最初の洋上風力発電施設を稼働させるという目標を掲げており、この実施のためには基地港湾の開発及びそのための資金確保が喫緊の課題となっている。現実的には、包括的な現地サプライチェーンは短期・中期的には実現不可能であり、多くの部品を輸入する必要があるとされている。



資料：ヒアリング結果より作成

図 2.2.16 DOE の選定する潜在的基地港湾

これら 9 つの潜在基地港湾のうち、ロードマップの中に基地港湾として利用できる可能性のある港湾として記載のあるバタンガス港の要目を図 2.2.17 に示す。



項目		値
作業エリア	面積 (ha)	23
	地耐力 (t/m ²)	5
岸壁	長さ (m)	660
	地耐力 (t/m ²)	5-10 (推定値)
	水深 (m)	8-10
航路	水深 (m)	8-20
	幅 (m)	420
浮体基礎保管水域 (ha)		>13
高さ制限 (m)		無
クレーン		良

出典：WBG Offshore Wind Roadmap for The Philippines

図 2.2.17 バタンガス港ヤードの要目

なお、バタンガス港とは別に、PNOC(Philippine National Oil Company)がバタンガス州マビニの石油供給基地 (Energy Supply Base: ESB) の洋上風力基地港湾への改修を計画している。PNOC は政府保有の組織で、フィリピンにおいて洋上風力を推進するDOEとも強いつながりがあることから、優先的な開発が期待される。当該石油供給基地における開発対象エリアを図 2.2.18 に示す。



出典：PNOC

図 2.2.18 バタンガス州マビニ ESB における開発対象エリア

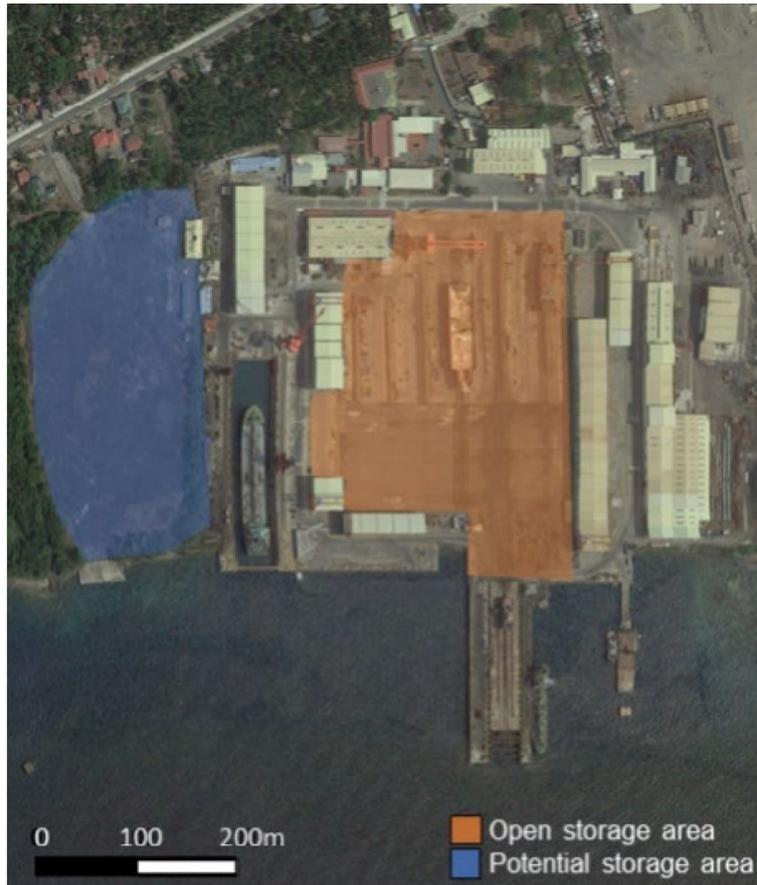
加えて、造船事業者（Seatrium Philippines Marine：SPM）へのヒアリングにおいて、バタンガスの造船所でセミサブ型浮体基礎の製造を検討していることが明らかとなった。

参考として、SPM が所有するバタンガスとスービック湾に位置するドライドックの要目を表 2.2.9 に示す。また、ロードマップに記載されているバタンガス港のドックの要目を図 2.2.19 に示す。

表 2.2.9 【参考】SPM が所有するドライドックの要目

造船所	広さ・容量	付属クレーンスペック
Batangas Shipyard	200m×38m 容量：50,000DWT	10 トン トラベリング・クレーン 2 基
Subic Bay Shipyard	550m×65m 容量：550,000DWT	1,500 トン ガントリークレーン 1 基 80 トン ジブクレーン 1 基 35 トン ジブクレーン 1 基 30 トン ジブクレーン 1 基

出典：SPM



項目		値
作業エリア	面積 (ha)	7
	地耐力 (t/m ²)	10 (推定値)
岸壁	長さ (m)	133
	地耐力 (t/m ²)	10~20 (推定値)
	水深 (m)	8~10
航路	水深 (m)	20~25
	幅 (m)	-
浮体基礎保管水域 (ha)		>13
高さ制限 (m)		無
クレーン		良

出典：WBG Offshore Wind Roadmap for The Philippines

図 2.2.19 SPM が所有するバタンガスヤードの要目

総じて、まずはバタンガス港及びその周辺施設が、フィリピンにおける洋上風力基地港湾の有力候補となるものと考えられる。

2.2.5 基地港湾として利用の実現可能性の検討

(1) 台湾

台湾においては、既に着床式洋上風力発電施設の建設実績があり、主に台北港及び台中港がその基地港湾として利用されている。今後の浮体式洋上風力発電所の建設による資機材の大型化・重量化に対応できるよう、台中港及び台北港において土地確保及び開発が台湾政府により計画されており、将来的にこれらの港湾が浮体式洋上風力発電施設の建設に対応した基地港湾になるものと考えられる。

(2) フィリピン

DOE、DOTr 及び PPA が洋上風力発電施設開発の潜在基地港湾の調査対象としている 9 港とロードマップで選定された洋上風力開発の可能性がある 6 つのゾーン及び基地港湾になる可能性のある造船所の概位を重畳したものを図 2.2.20 に示す。

潜在基地港湾の調査対象とされている港湾においては、ルソン島の南東部に位置する Calabanga Port 以外は、洋上風力開発の可能性があるゾーンの内側または比較的近隣に位置しており、立地条件には恵まれていると考えられる。ロードマップにおいて、基地港湾としての利用が最も期待できるとされている港湾は、ルソン島中央部の西側に多く、洋上風力開発の可能性があるゾーンの内側または比較的近隣に位置しており、立地条件には恵まれていると考えられる。

これらの港湾（造船所）は、ミンドロ島とイロイロ島の周辺で計画されているプロジェクトの基地港湾としては、距離的に比較的近いことから立地的には適しているものと考えられる。しかし、ルソン島北部で計画されているプロジェクトにおいては、完成後の浮体式洋上風力発電施設の曳航距離が長くなり、基地港湾として使用するには条件が厳しくなるものと考えられる。ルソン島北部には、基地港湾として対応可能と考えられる港湾は存在しない。ルソン島北部でのプロジェクトの基地港湾として、同島中央部に位置する造船所を使用する場合、発電施設の曳航のために海況が穏やかな期間がより長く必要となり、効率的に作業を行うことが難しくなると考えられる。ルソン島北部でのプロジェクトを進めるのであれば、プロジェクト対象海域周辺に位置する既存の小さな港湾を開発することも考慮する必要があると考えられる。

現在、フィリピンにおいて基地港湾に求められる規模をすべて満たす港湾は存在せず、いずれも大型の浮体基礎建設/プレアセンブリ、並びに風車とのアセンブリを行えるようにするためには設備投資が必要となる。PNOC の ESB 等、バタンガス港周辺の施設において開発が計画されているが、具体的な検討はこれからとなる。将来的に事業者が港湾のインフラ整備に投資を行えるようにするには、港湾（造船所）の規模の現状を明確にすることも必要であると考えられる。

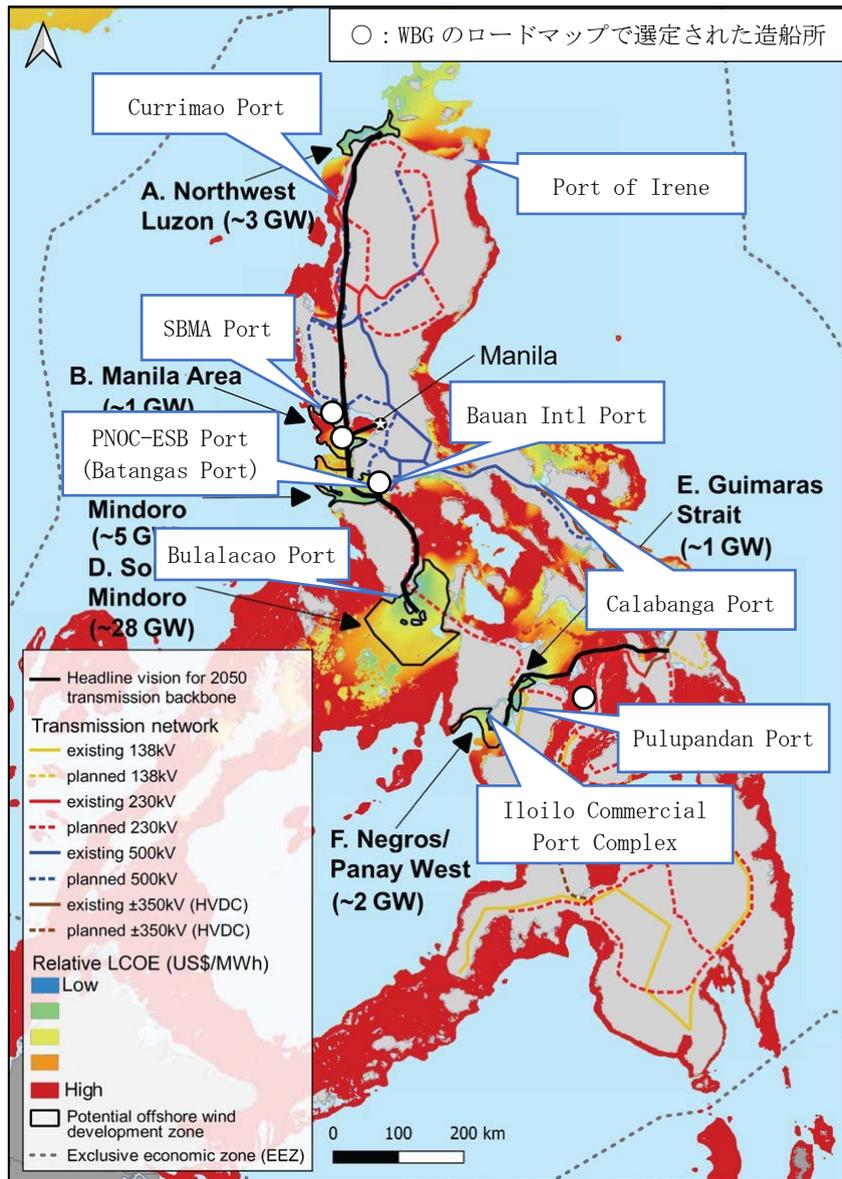


図 2.2.20 潜在基地港湾等と洋上風力開発の可能性のあるゾーン

2.3 現地の基地港湾を活用した組立手法の検討

2.3.1 浮体式洋上風力発電所の施工プロセス

浮体形式に係わらず、浮体式洋上風力発電施設の建設工程を以下のプロセスに分解し、各プロセスでどのような施工方法が考えられるか、また、その必要日数やコスト（他工法と比較した際の多寡）につき、国内の発電事業者、建設業者及び造船事業者に対してヒアリングを実施した。

- ・ サイトでのアンカー及びチェーン敷設
- ・ 浮体建造
- ・ 浮体を基地港湾まで曳航
- ・ 風車と浮体をアSEMBリ
- ・ 風車をサイトまで曳航
- ・ 風車をサイトに係留

(1) サイトでのアンカー及びチェーン敷設

想定されるベーシックな手順・工法に対してどのような施工方法が考えられるか等についてのヒアリング結果を以下に示す。

15MW 級風車を設置する場合、現状世界で活躍しているアンカーハンドリング船では、把駐力試験で必要となる張力を発生させるに十分ではないため、テンショナー等を使用する必要があるといった見解が得られた。

【想定される手順・工法】

アンカー及びチェーンは風車をサイトに導入する前に設置しておく。

ドラッグ式の場合：高推力(300t ボラードプル)のアンカーハンドリング船と補助作業船により実施。

- アンカーハンドリング船が徐々にチェーンを繰り出しながら、アンカーを海底にソフトランディングさせる。
- アンカーハンドリング船が Anchor Dragging できる長さまでチェーンを繰り出す。この際アンカーの爪が所定方向に向いていることを補助作業船及び ROV を用いて確認・調整。
- 錨搔きを確認できた後、アンカーハンドリング船にて埋め込み作業開始。既定深さまでアンカーを埋め込む。この際補助作業船の ROV を用いて適宜アンカー位置及び方向を確認。
- 既定深さまでアンカーを埋め込むことができれば、所定長さまでアンカーチェーンを繰り出し、ビーコンパイをエンドにつけて作業終了。

【ヒアリング結果】

- アンカーの把駐力テストについては、Vryhof の Stevtensioner を用いての実施を検討している。
 - 基本的な考え方としてはアンカーハンドリング船を用いる方がドラッグ式アンカーの設置は楽になるものと考えられる。福島の実証実験の際は新潮丸（2,096GT）を用いて設置を行った。
 - アンカーの把駐力試験については、台船に乗せた 500 トンのプラーユニットを使用して実施した。15MW の風車を設置する場合、実証実験時（2MW、7MW 級風車を設置）と比較して、把駐力試験に必要な張力も大きくなるが、これをアンカーハンドリング船のボラードプルで達成することは不可能。対策としてはプラーユニットを使用する方法のほか、Vryhof などのメーカーが製造するテンショナーを使用する方法が考えられる。
 - テンショナーを使用すればクレーンやウインチでチェーンを引っ張り上げる垂直方向の張力を水平方向に変えて、アンカーに効かせることができる。フローティングクレーン等がこの用途に向くものと思われる。
-
- ドラッグアンカーでの実装を考えている。
 - 把駐力試験を実施する際に、現状世界で活躍しているアンカーハンドリング船では、必要張力を発生させるに十分ではないため、テンショナーなどの道具を使用する必要があるものと考えられる。
 - 福島の実証実験時には、台船上のウインチを使用し、必要な張力を発生させていた。台船での作業時には、気象・海象条件による制約が厳しくなることを考慮する必要がある。

(2) 浮体建造

想定されるベーシックな手順・工法に対してどのような施工方法が考えられるか等についてのヒアリング結果を以下に示す。

浮体の建造には大規模なドッグが必要となるため、造船所での浮体量産化は容易ではないという意見が多くみられた。また、浮体のブロックを各造船所で製造し、それを基地港湾に輸送して港湾の中で組み立てるといった手法が考えられるといった見解が得られた。

【想定される手順・工法】

造船所のドライドックを用いて製造する。15MW 級セミサブ型浮体を製造するのに必要なドック幅 90m 程度（台湾の CSBC ドライドックがこのサイズ感に相当）。

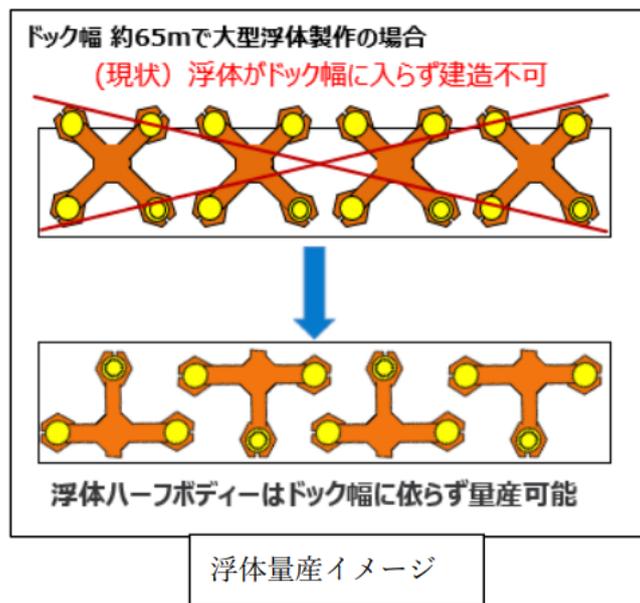
浮体が完成した後にドックに注水して浮上させ、曳船に引き出してより出渠する。

【ヒアリング結果 (1)】

- ・ 造船所でのセミサブ型浮体建造となると、ドックの幅が制約となる。国内では幅 100m 規模のドックを有する造船所は数か所しかない。また造船所としても、艀装・電装関係のない浮体をメインに製造するのは難しいイメージがあるため、造船所での浮体量産化は簡単ではないと考える。
 - ・ そのため、セミサブ浮体のブロックを各造船所で製造し、それを基地港湾に輸送して、港湾の中での浮体組立を行うことを考えている。
 - ・ 検討中のセミサブ型浮体については、カラム 3 つのトライアングル型で構成しているので、それぞれのカラムをブロック化して、複数地点で製造することを考えている。浮体のブレース等も部品として製作し、カラムに一部溶接した状態で、ブロック単位で輸送する。最終的に基地港湾にて溶接・組立・塗装を行う。
-
- ・ 3 分割にモジュール化した浮体部材をドライドックで組み立てる工法を検討しており、この方法にて基地港湾などで組み立てる方法にも応用できると考えている。
 - ・ モジュール 1 つあたりの重量は 1,000 トンを超える程度。
 - ・ モジュール方式の浮体を製造した実績がないため、まずは国内での製造としている。海外でのモジュール製造に関しては、現状検討していないが、将来的にはかなりの数の浮体が必要になることから、海外事業者も当てにしなければならない可能性はある。
-
- ・ 浮体は製造するドックのスペックを意識して設計されるので、一概に必要なドックサイズは言えない。
 - ・ 福島実証実験の際はドックにて浮体を製造したが、商業規模での製造を考える場合、ドックだけでは足りなくなると思われる。そのため、平場で浮体のブロックを製造して、それを基地港湾などでアセンブリするという考え方が出てきている。浮体ブロックをアセンブリする場所については基地港湾に限らないが、広いスペースが必要となる。また浜出しすることを考えると、少なくとも海上までの輸送ルートが確保できる場所である必要がある。

【ヒアリング結果 (2)】

- ・ セミサブのデザインということであれば、造船所で作りやすいボックス構造を考えている。
- ・ 基本的には自社の造船所で浮体を建造することが一番コストをかけずに浮体を製造する方法だと考えている。ただし、一般商船を建造する際もそうだが、船殻の1ブロックを外注することもあるので、他事業者との協業を100%否定するものではない。
- ・ なお大前提として、ドックでの製造を可能にするため、当社のセミサブ型浮体は4本足のデザインとしている。喫水が他社製の浮体と比べて浅いものの特徴。
- ・ 浮体ハーフボディを自社ドックにて製造し、それを洋上にて溶接接合する工法を考案している。



(3) 浮体を基地港湾まで曳航

想定されるベーシックな手順・工法に対してどのような施工方法が考えられるか等についてのヒアリング結果を以下に示す。

事業者からは、完成した浮体については曳船による曳航が考えられ、曳航に必要な船隊については、浮体の進行方向の主曳船1隻、ブレーキ用2隻に加え、前後に警戒船を配備すると合計5隻の曳船が必要になるといった見解が得られた。

【想定される手順・工法】

曳船を2~3隻用い、ドックから基地港湾まで曳航する。この際、主曳船はボラードプル120~150トン程度であることが望ましい。曳航速度は4kt程度、曳航距離は最大でも1,000km程度を想定。

【ヒアリング結果】

- 浮体のブロックを輸送する場合は、重量物運搬船による輸送やバージに積み付けての曳航輸送が可能。
- 一方で完成した浮体となると、重量として4,000～5,000トン近くになるため、セミサブ型バージなどを用いて浜出し、曳航する形になるものと思われる。
- 曳航に必要な船隊については、浮体の進行方向の主曳船1隻及び補助曳船2隻に加え、ブレーキ用に2隻が必要となる。加えて、前後に警戒船をつけるため、合計7隻使うことになる。福島の実証実験の際は、主曳船に7,500馬力、曳船4隻+警戒船2隻の計6隻はいずれも4,000馬力のものを使用した。航行安全委員会における検討の結果、このような体制になったものと記憶している。
- 風車が大きくなったとしても、曳船のボラードプルには限界がある以上、できるだけ大きな曳船をつけてゆっくり輸送することになるものと考えられる。
- 福島の実証実験の際は、長崎から小名浜までの約1,500kmを5kt程度の速力で曳航した。実際浮体式風車を商業化しようとするならば、曳航距離は短い方がよいことから、浮体のアセンブリはドックにこだわらない方がよいものとする。
- 現状、Dry-Tow（バージ等に積み付けての輸送）とすると、コストが高くなることが考えられるため、Wet-Tow（曳船による曳航輸送）とすることを考えている。
- 仮に台湾及びフィリピンに適切な曳船がない場合は、コストが高くてついでに思うが、世界中から曳船を持ってくることも考えられる。
- Dry-Towすることを考える場合、完成した浮体を運ぶとすれば、船幅よりも浮体幅が大きいことから、安全に輸送が可能か否かの検討も必要になるものと考えられる。

(4) 風車と浮体をアセンブリ

想定されるベーシックな手順・工法に対してどのような施工方法が考えられるか等についてのヒアリング結果を以下に示す。

事業者からは、15MW級以上の風車をアセンブリすることを考えると、超大型のリングークレーンが必要となるが、こうした大型クレーンは一事業者が保有するには金額的になかなかハードルの高い設備である、リングークレーンとSEP船のコスト優位性についてはケースバイケース、数基程度であればSEP船が有利であるが、商業規模での作業感となるとリングークレーンが有利となるといった見解が得られた。

【想定される手順・工法】

起重機船やクレーンバージを用いての作業は浮体と浮体との間での施工となるため、難易度が高い。そのため大量に浮体式風車をアセンブリする必要がある場合は、リングークレーンなどの大型クレーン（必要吊り上げ能力(3,000トン程度)を用いて岸壁からプレアセンブリしたタービンを浮体に据え付けるのが望ましい。

【ヒアリング結果】

- ・ 陸上のリンガークレーンを準備できれば良いが、それができない場合は港湾内の比較的深水深な水域で SEP 船をジャッキアップしての工法についても検討している。
 - ・ 15MW 級以上の風車をアセンブリすることを考えると、リンガークレーンも超大型のものが必要となる。これを海外から持ってくるにせよ、新造するにせよ、インフラへの投資が必要となることから高コストになり、結果 SEP 船による施工とそう変わらないコスト感となる。
 - ・ リンガークレーンと SEP 船のコスト優位性についてはケースバイケース。リンガークレーンの場合は、パーツの輸送や組み立てに時間がかかることもあり、20～30 基の浮体式風車アセンブリとなるとメリットが出てくる可能性もあるが、2、3 基程度であれば SEP 船の方が早い。
-
- ・ 現在では浮体に風車をアセンブリする際は、浮体を着底させたうえで作業するのがスタンダードとなっている。
 - ・ 課題となるのは浮体に風車を据え付けるクレーンの供給元。おそらくクローラクレーンでは高さが足りないため、超大型のリンガークレーンが必要となる。浮体式風車を 1、2 基アセンブリするという話であれば、SEP 船での作業も考えられるが、商業規模での作業感となると SEP 船は割高になってしまう。
-
- ・ リンガークレーン等の大型クレーンを利用することを考えている。ただし、こうした大型クレーンは一事業者が保有するには金額的になかなかハードルの高い設備である。
 - ・ SEP 船についても大型のものは傭船料が高く、浮体式洋上風力発電施設の CAPEX (設備投資) を押し上げる要因になる。基地港湾の岸壁等が整備されていない場合は、こちらの選択肢となる。
 - ・ 港内の風や波浪の影響を受けない場所 (防波堤の内側など) に浮体を待機させておく保管スペースが必要。そもそもの浮体サイズが非常に大きいため、基地港湾での保管 (係留) 方法については要検討である。
-
- ・ 現在基地港湾や洋上風力関連物資ハンドリング用の用地が絶対的に不足している。

(5) 風車をサイトまで曳航

想定されるベーシックな手順・工法に対してどのような施工方法が考えられるか等についてのヒアリング結果を以下に示す。

事業者からは、浮体に風車が設置された状態であっても、「(3) 浮体を基地港湾まで曳航」と同様のプロセスで曳航が可能であるといった見解が得られた。

【想定される手順・工法】

風車を据え付けた分、曳船は 3 隻以上とする。この際、主曳船はボラードブル 120～150 トン程度であることが望ましい。曳航速度は 4kt 程度、曳航距離は浮体のみを曳航するときよりも短くすることが望ましい (=建設サイトの近くに基地港湾が必要)

【ヒアリング結果】

- 主曳船については1万トンクラスのものが必要になる。加えてブレーキ用に2隻必要となり曳航の用途で3隻が必要。また、前後に警戒船が必要。警戒船については漁船等でも問題ないものとする。
- 浮体を基地港湾まで曳航する際と同一のプロセスで曳航可能。
- 浮体を基地港湾まで曳航する際と同様、Wet-Towが前提となる。

(6) 風車をサイトに係留

想定されるベーシックな手順・工法に対してどのような施工方法が考えられるか等についてのヒアリング結果を以下に示す。

事業者からは、作業にはアンカーハンドリング船または台船を用いることになるが、台船はアンカーハンドリング船よりも作業効率が落ちる、浮体とアンカーチェーンの接続にはコネクタを利用するのが一般的であるといった見解が得られた。

【想定される手順・工法】

カラムが3つあるセミサブ型浮体の場合、アンカーチェーン接続点は一般的には3カ所あり、そのうち1つの接続点につながるアンカーチェーンにインラインテンショナーを設置する。ROVを用いてガイドワイヤーのエンドを回収索に接続、アンカーハンドリング船に回収する。アンカーハンドリング船のウインチを用いて浮体のアンカーチェーン接続点にチェーンを接続。チェーン接続後、別のウインチを用いてインラインテンショナーのチェーンエンドを巻き上げテンションを調整する。



Floating Offshore Wind Mooring System (Fidar Offshore Animation)

【ヒアリング結果】

- ・ アンカーハンドリング船または台船を用いることになると思う。
- ・ 効率を考えるとアンカーハンドリング船を使うのが良いと思われるが、アンカーハンドリング船がなければ台船を複数使用しての風車とアンカーチェーンの繋ぎ込みも可能なようには思う。福島の実証実験時には、台船を複数用いて浮体式風車を設置した。
- ・ 台船の方が作業限界が低いので、効率が落ちる。
- ・ 福島の実証実験の際には、浮体にチェーンストッパーとフェアリーダーを艀装し、そこに通したメッセンジャーロープと係留チェーンのエンドをケンタシヤックルで繋ぎ、チェーンを引っ張りこむという工法を行った。現在は様々な製品（コネクタ等）が開発されているため、こちらを利用するのが主流と考えられる。
- ・ First Subsea のコネクタ等を用いて浮体とチェーンを接続するのが一般的。チェーンにコネクタを通し、それを浮体側に引っ張り上げることによって、コネクタがオス側、浮体の接続部がメス側となり、カチッと嵌って接続される。

2.3.2 施工に係る課題

今後の施工技術の進展によって解決される可能性があるが、これまでの着床式も含んだ施工事例から考えられる課題を以下に示す。

(1) 基地港湾内に基礎の製作ヤードが必要

セミサブ型の浮体基礎のサイズは、15MW 機以上になると 1 辺の長さが 100m を超えるものもあることから、製造が可能な造船所が限られる。また、造船所で浮体基礎を製造した場合、アセンブリのために浮体基礎を基礎港湾まで曳航する必要があり、効率的に製造作業を進めることが難しくなるものと考えられる。

現在、モジュール化した浮体基礎を造船所等で製造し、これを基地港湾または基地港湾を補完する港湾内に設けたヤードで組み立てることが模索されている。

(2) 基礎の保管水域の確保が必要

浮体式洋上風力発電施設の設置は、比較的海況が穏やかとなる季節（夏季）に集中して行われると想定される。一方、浮体基礎の製造は陸上または港内での作業となり、年間を通じて作業が可能であると考えられる。

年間を通じて製造される浮体基礎を、アセンブリを行うまでの期間保管しておくため、ある程度の広さがあり静穏な水域が必要となる。

(3) 十分な水深をもつ岸壁が必要

浮体基礎への風車のアセンブリは、岸壁沿いに浮体を着底させた状態で行われるものと想定されており、十分な岸壁水深が必要となる。

現在、浮上時の喫水が6~7mになる浮体基礎の開発が進められており、水深の確保が地形的に困難である地域においては、このような浮体基礎を使用することが前提になるものと考えられる。

(4) 地耐力の向上

浮体式の発電施設は、着床式以上に重量化する傾向にあり、プレアセンブリ等で想定される荷重に耐えうる地耐力が必要となる。地耐力を向上させるためには、砕石及びコンクリート版による施工上の工夫や、場合によっては地盤改良が必要になる。

(5) リンガークレーンの整備

15MW 級以上の風車をアセンブリする場合、超大型のリンガークレーン、または、SEP船を用いることになると考えられる。コスト面では、数基程度のアセンブリであればSEP船が有利になると考えられるが、数十基程度のアセンブリを考えるのであればリンガークレーンが有利になると考えられる。しかし、超大型のリンガークレーンは一事業者にとっては金額的にハードルが高い設備であると考えられる。

(6) 基地港湾から設置海域までの距離

アセンブリ完了後の浮体式風車の曳航は、天候の変化しない短時間での実施が必要であり、基地港湾は設置海域の近隣に位置していることが望ましい。しかし、基地港湾となる程度の規模を持った港湾が設置海域の近隣に位置しているとは限らない。長距離の曳航が必要となる場合は、一時的に退避が可能な港湾を選定しておくことが必要となる。

(7) アンカリング準備を行う拠点

浮体式基礎の製造やアセンブリ等の作業とは直接的に関連することはなく、基地港湾で作業を行う必要がない。アンカリングの準備に必要とされる港湾の規模は、基地港湾に求められるほどではない。設置海域の近隣にアンカリングの準備が可能な港湾が存在するか確認しておく必要があると考えられる。場合によっては港湾施設を改良する等によって作業を効率的に進められる可能性もあると考えられる。

2.3.3 現地の基地港湾を活用した組立手法

(1) 台湾

「2.2.4(1)台湾」において述べたように、現在、TIPC が台中港及び台北港において、港湾の外側に外郭施設を建設して波浪の影響が少ない静穏な水域を確保するとともに、アセンブリ等に必要となる土地の確保が計画されている。また、水深やバース長さ等の基礎的な要件については、TIPC 及び発電事業者が浮体式洋上風力発電施設の建設が可能と考える規模で整備が計画されている。

部品・資機材の供給体制については、着床式洋上風力発電施設に関しては確立しているものと考えられ、浮体式においても着床式で得られた生産設備や技術を応用することで確立していくことが可能であると考えられる。

このような状況から、基地港湾となる台中港及び台北港において様々な資機材のマーシャリングを行い、浮体基礎の組立、浮体基礎の保管、アセンブリ、資機材の搬入・保管といった一連の作業が行われるものと考えられる。

(2) フィリピン

前述の「2.2.4(2) フィリピン」で示したように、造船事業者 (Seatrium Philippines Marine) へのヒアリングにおいて、欧州向けにセミサブ型浮体基礎を 5 基供給することを検討していることが明らかとなった。

浮体基礎以外の部品・資機材の製造に関する情報については、ヒアリングから得られなかった。着床式も含め、国内での洋上風力発電施設の建設の実績がなく、部品・資機材の供給体制が確立していない現状を踏まえると、包括的な現地サプライチェーンは短期・中期的には実現不可能であり、多くの部品を輸入する必要があるとされている。

浮体式風車のファイナル・アセンブリについては、国内の造船所で製造した浮体基礎を基地港湾まで運搬して実施されるものと考えられる。

2.3.4 対象国の要望・課題

台湾及びフィリピンの現地関係者へのヒアリングを実施した結果、台湾の関係者からは日本政府や日本の事業者に対する要望は出されなかった。フィリピンの関係者から出された要望・課題を以下に示す。

(1) 基地港湾開発について

DOE 及びスービック湾首都圏庁へのヒアリングにおいて、日本政府及び日本の事業者に対して基地港湾開発に関する要望が出された。

- ・ フィリピン政府として港湾を開発するにしてもおそらく 1、2 港を開発する程度の余力しかない。フィリピンの洋上風力発展のためには基地港建設が必要だが、政府も関係機関もこのための予算がない。日本の事業者等が PPP(Public Private Partnership)などのスキームのもと、基地港湾を開発してくれるとすれば非常にありがたい。
- ・ Subic Bay に基地港を設けるとするならば、旧韓進造船所の南側 Redondo に 3,000ha ほどの土地があるため、こちらを開発し、新たに建設することとなる。ただし、フィリピン政府の投資判断を待ってはなかなか開発が進まないと思われるので、日本を含む海外からの ODA 等の投資に期待している。

(2) 作業船建設

DOE（フィリピンエネルギー省）へのヒアリングにおいて、日本の事業者に対して作業船建設に関する要望が出された。

- 今後、洋上風力発電施設の建設に係る作業船は不足することが予測される。作業船を建造することにより、世界的に洋上風力にかかるリードタイムの短縮を図ることができるように思う。現時点でフィリピンでは 80 を超える洋上風力発電所建設のサービス契約があることを踏まえると、現在の作業船マーケットの状況では大量の待ち時間が発生してしまうことは想像に難くないため、作業船建設には期待したい。

(3) 日本の事業者の参入について

地元デベロッパーへのヒアリングにおいて、日本の事業者に対して事業参入についての課題が提示された。

- 洋上風力発電施設建設の各フェーズに関わる事業者との契約は、EPCI（エンジニアリング、調達、建設、設置の略）のパッケージとして契約する方法と個別に契約する方法がある。デベロッパーによって好みはわかれるが、基本的には EPCI の方が、コストが高くなりやすい反面、手間が少ない。当社では EPCI の入札に参加してもらう事業者には最低限の実績を有してもらうようにしている。またロジスティクス関係については EPCI のサブコントラクター経由で契約している。日本の事業者の実績は詳しくは知らないが、日本国内の浮体式案件で実績を付けてもらうのがフィリピンの洋上風力事業に参入するうえでは必要になるものと思われる。
- OEM や部材輸送に関する中国の事業者が、市場参入のために猛烈にアプローチしてきている。中国での洋上風力発電施設建設の実績をもとに、EPCI フェーズにおいて必要となるサービスをフルパッケージで提供するという事業者もいる。プロジェクト管理者である当社としては、EPCI の契約相手を検討する際にそのトラックレコードを重視するので、中国や欧州のサービスプロバイダーは有力な候補となる。
- フィリピン国内の目標として、2028 年前半には最初の洋上風力発電施設の商業利用開始を掲げているが、この目標は非常に困難だと思う。これを達成するためには、国内の事業者を育てるのではなく、海外の事業者の力をフル活用する必要があると思われる。

3 浮体構造物の輸送手段の検討

対象国においては現時点では港湾などのインフラ整備が十分でなく、当該国内で現地での浮体建造・組立作業に必要な能力を有していない可能性が高いことが考えられる。そこで、浮体建造・組立作業を以下の3つの方法で行った場合のサプライチェーン体制、材料・部品の輸送経路等を検討するとともに、浮体建造・組立及び輸送に係るコストを概算した。

- (1) 日本において浮体建造・組立作業まで行い、現地に輸送する場合
- (2) 近隣国において浮体建造・組立作業の一部を行う場合
- (3) 対象国内で全ての建造・組立作業を行う場合

3.1 前提（日本におけるサプライチェーン）

対象国における浮体建造・組立作業のコスト概算を実施する前段階として、日本国内における関連サプライチェーンにつき以下のとおり整理した。

3.1.1 風車製造

風車の主な供給者は、欧米3社(Siemens Gamesa/Vestas/GE)及び中国メーカーとなっている。国内メーカーについては、すでに事業から撤退しており、付随する国内部品サプライヤーも事業縮小・撤退し、現存する部品サプライヤーは主軸ベアリングに限られる。⁷

風車メーカーを対象にアンケートを実施し、洋上風車用に日本企業から調達している部品種類を調査した結果、軸受、増速機、発電機等のナセル内主要部品の調達実績は確認されたが、今後主流になるとされる10MWクラス以上の風車用部品は国内メーカーからは調達されていない。また、主要大型部品であるブレード及びタワーの完成品も、日本企業からは調達されていない。

現在、日本国内では大型風車を製造するためのサプライチェーンが十分に構築されていないが、浮体式の基地港湾としての意向を示している北九州港が存在している九州管内などをはじめ、洋上風力関連産業のネットワーク化などサプライチェーン構築に向けた動きが活発化している⁸。

3.1.2 浮体製造

国内においてセミサブ型の商業規模での製造実績を有する事業者は現状存在せず、NEDOグリーンイノベーション基金にて複数の造船会社が浮体製造の低コスト化及び量産化につき技術開発を進めているにとどまっている。

- ・ 日立造船：瀬戸内海のサプライヤーと協力し、浮体のモジュールを製造。モジュールを自社堺工場まで曳航した後、組み立てる。
- ・ JMU：自社工場内にて浮体の製造を想定。ヤードスペースの不足が課題となることを想定し、洋上での浮体溶接技術を開発中。

⁷ 浮体式洋上風力発電の商用化に向けたロードマップ策定 海洋産業タスクフォース（2022.11）

⁸ 九州洋上風力関連産業ネットワーク (<https://www.kyushu.meti.go.jp/seisaku/kankyo/offshorewind.html>)

3.1.3 組立設置

組立てられた浮体は曳船により曳航され、基地港湾にて風車とアセンブリされる。

国内においては久慈港と北九州港が浮体式洋上風力発電設備への対応意向を示している(表 3.1.1 参照)。

なお、浮体と風車は、陸上大型クレーンまたは SEP 船を用いてのアセンブリが想定されている。

表 3.1.1 国内において浮体式洋上風力発電設備への対応意向を示している港湾

港湾名	埠頭名	PA エリアの岸壁水深 (m)		PA エリアの岸壁延長 (m)		隣接岸壁 の有無	用地面積 (ha)	
		現状	整備後	現状	整備後		現状	整備後
久慈港	諏訪下地区 諏訪下埠頭	-	-12	-	300	無	4.1	20
北九州港	響灘西地区	-	-15	-	540	無	39.8	39.8

注：PA (プレアセンブリ)

出典：国土交通省港湾局、交通政策審議会 港湾分科会 環境部会 洋上風力促進小委員会 (第 17 回)、新たな海洋再生可能エネルギー発電設備等拠点港湾 (基地港湾) の指定に係る港湾管理者への意向調査の結果について

3.1.4 輸送

国内輸送については表 3.1.2 のとおり、浮体モジュールは曳船 2 隻、組立済浮体は曳船 3 隻程度、アセンブリ済の浮体式風車については曳船 3 隻程度 (アンカーハンドリング船含む) による Wet-Tow が想定されている。ただし Wet-Tow による輸送は時間がかかるため、長距離の輸送となる場合は、重量物船による Dry-Tow 輸送も検討される。

4,000ps 程度であれば国内諸港で利用されるハーバータグと同等の出力である。

国内において 7,500ps や 10,000ps の馬力をもつ大型曳船の供給は少ない。

表 3.1.2 想定必要船舶 (Wet-Tow 輸送)

輸送物件	想定必要船舶
浮体モジュール	主曳船 (7,500ps)/補助曳船(4,000ps) /警戒船 (2,000ps) x2
組立済浮体	主曳船 (10,000ps) /補助曳船 (4,000ps) x2/警戒船 (2,000ps) x2
浮体式風車	主曳船 (10,000ps) /補助曳船 (4,000ps) x2/警戒船 (2,000ps) x2

3.1.5 係留設備

(1) オフショア用アンカー及び附帯設備

原田産業 (株) がオフショア用アンカー製造者である蘭 Vryhof の代理店として高把駐力アンカーや附帯設備の輸入を手掛けているとともに、(株) 横浜工作所とともに Vryhof 製アンカーの国産化を推進中である。現時点ではアンカーのみ国内製造が想定されているが、将来的には欧州内での需要ひっ迫やマンパワー不足などによりテンショナー等の附帯設備についても国内製造される可能性がある。

(2) オフショア用チェーン

国内では濱中製鎖工業（株）が浮体式洋上風力の用途に供するオフショア用チェーンを製造している。同社で最大 132mm チェーン径（R4 グレード）の製造が可能。

3.2 台湾

3.2.1 サプライチェーンの概要

台湾はすでに着床式洋上風力発電施設において一定の実績を収めていることから、着床式のサプライチェーン（表 3.2.1 参照）を浮体式にそのまま使用可能となる点も多い。

台湾の洋上風力サプライチェーンの内、浮体式洋上風力に関連して特筆すべき点として以下が挙げられる。

- ・ 台中港にはナセル、タワー、ブレードをはじめとする風車部品の組立基地拠点が存在する。同拠点は前出の浮体式洋上風力発電施設用開発予定区域のすぐ西方に位置し、浮体式洋上風力発電施設建設においても、着床式同様、部品供給拠点としての十分な利用が見込める。
- ・ 国内造船所（CSBC）にて浮体建造の検討が開始されている。高雄に位置する CSBC のドックを利用した建造が計画されている浮体デザイン”Taida Float”はすでに ABS より設計承認を取得しており、現在同デザインの浮体を用いたのデモプロジェクトが現在計画されている。
- ・ 洋上風車の EPCI については、外国籍船が多く使用されている。台湾の着床式洋上風力の EPCI 業者は主に洋上風力 EPCI 経験豊富な欧州事業者または欧州事業者と台湾のローカルパートナーとの合弁会社である。台湾ではこうした外国籍船の活用に関しては融通が利く一方で、中国建造船に関しては国家安全保障の観点から厳しい審査が必要となり、台湾内で作業する船舶で中国建造船を使用するのは難しい。同様の理由から、中国製品（アンカーチェーンなど）の使用も避けられている。
- ・ オフショア用の大直径チェーンや高把駐力アンカーのサプライヤーは台湾国内には存在しないため、浮体係留用の設備については、他国（ただし中国除く）からの輸入が前提となる。

表 3.2.1 台湾における着床式洋上風力関連サプライヤー

項目	サプライヤー
プロジェクト開発及び管理	NIRAS, COWI, K2 Management, Ramboll, Fugro, Gardline, JAVA Offshore, GEOQUIP, CECI Engineering Consultants Inc., Taiwan, GIBSIN Engineers, SINOTECH Engineering Consultants, Pan Formosa Engineering, Dragon Prince Hydro-survey Enterprise Co., PDE Offshore Corporation, Fugro IOVTEC
風車	
ナセル・ハブ	Siemens Gamesa Renewable Energy, Vestas Offshore
タワー	CS Wind/Ching-Fong, Welcon
ブレード	Tien-Li Offshore Wind Technology, Swancor
トランスフォーマー	Shihlin Electric&Engineering Corp
スイッチギア	Shihlin Electric&Engineering Corp
電力変換システム	KK Wind Solutions
無停電電源	KK Wind Solutions
スピナーカバー	Fassmer Atech Composites Taiwan
ナセルカバー	Fassmer Atech Composites Taiwan
ケーブル	Walsin Lihwa Corp
キャスティング	Yeong Guan Energy Technology Group
ファスナー	Boltun Corporation
ジェネレーター	TECO Cooperation
BOP (Balance of Plant)	
着床式基礎	Century Wind Power, Sing Da Marine Structure, CTCI Machinery Corporation, Ming Rong Yuan New Energy, Formosa Heavy Industries, CSBC Corporation, CSBC Coating Solutions, Fermo Enterprise Corporation
海底ケーブル	JDR, LS Cable, Tekmar Energy
洋上変電設備	Keppel Offshore&Marine, PTSC M&C, Century Wind Power, CSBC Corporation, Fortune Electric, Delta Electronics, Inc.
陸上送電設備	Fortune Electric Star Energy, GE International Incorporation Taiwan Branch, TECO Cooperation, Shihlin Electric&Engineering Corp, Chung-Hsin Electric &Machinery Manufacturing Corporation
EPCI (Engineering, Procurement, Construction, and Installation)	
発電機、基礎、海底ケーブル及び洋上変電設備の設置	CSBC-DEME Wind Engineering, Boskalis HwaChi Offshore Wind Taiwan, Seajacks, Fred Olsen Windcarrier, Heerema Marine Contractors, Jan De Nul Group, Jumbo Offshore, Sapura Energy Berhad, Semco Maritime A/S, Subsea 7, Van Oord, Dong Fang Offshore, Hign Tien Offshore
サポートサービス	A-LEAF, Swire Energy Services, DHL, DSV, DWTEK, ENABL, Eunika, Boston Energy, Global Wind Service, Fairwind Partners, BMS Heavy Cranes A/S, Sevenstar, Muehlhan Wind Service, Procon Wind Energy, Scan Global Logistics, Site Solution Partners, Vento Energy Support, Certex UK
O&M (Operation and Maintenance)	
タービン関連	Siemens Gamesa Renewable Energy, Vestas, Nearthlab
BOPサービス	Deutsche Windtechnik, Peak Wind, Swancor Renewable Energy, James Fisher, Cwind Taiwan, Star Energy, Maxlines Offshore Services Inc., DWTEK
ロジスティクス	TIPC Marine Corporation

出典：金属情報網⁹

3.2.2 コスト概算

台湾においては複数の浮体式洋上風力プロジェクトが計画されているが、このうち政府による EIA 承認を受けた新竹沖のプロジェクトをベースに浮体式洋上風車を設置する想定とし、コスト概算を実施する。なお本概算にあたっては、浮体式洋上風力のサプライチェーンが日本・台湾両国で未成熟なことに加え、10年近く先の将来における需要供給の予測も困難であることから、事業者からのヒアリング結果及び浮体式の初期検討文献等の値を用いた超概算値としている。

想定する浮体式洋上風力発電施設の諸元を表 3.2.2 に示す。

⁹ The Supply Chain Study of Offshore Wind Industry in Taiwan(2022)

表 3.2.2 想定する浮体式洋上風力発電施設（台湾）

海域	新竹沖（台北港より約 40 マイル、台中港より約 45 マイル）
総発電量	1GW
浮体形式・発電容量（1 基あたり）	セミサブ型・15MW
想定水深	70m
係留方法	オールチェーン、4 本 x 3 方向、ドラッグ式アンカー

(1) 日本国内において浮体建造・組立作業まで行い、現地に輸送する場合

① 輸送経路

現在、日本及び台湾国内における浮体のサプライチェーンについてはいずれの製造・組立拠点においても構想・計画段階であるが、事業者へのヒアリング等から図 3.2.1 に示す輸送経路を想定し、これに基づき浮体建造・組立及び輸送に係るコストを概算した。台北港をプレアンカリング拠点として想定し、台中港を浮体式風車保管拠点として想定している。

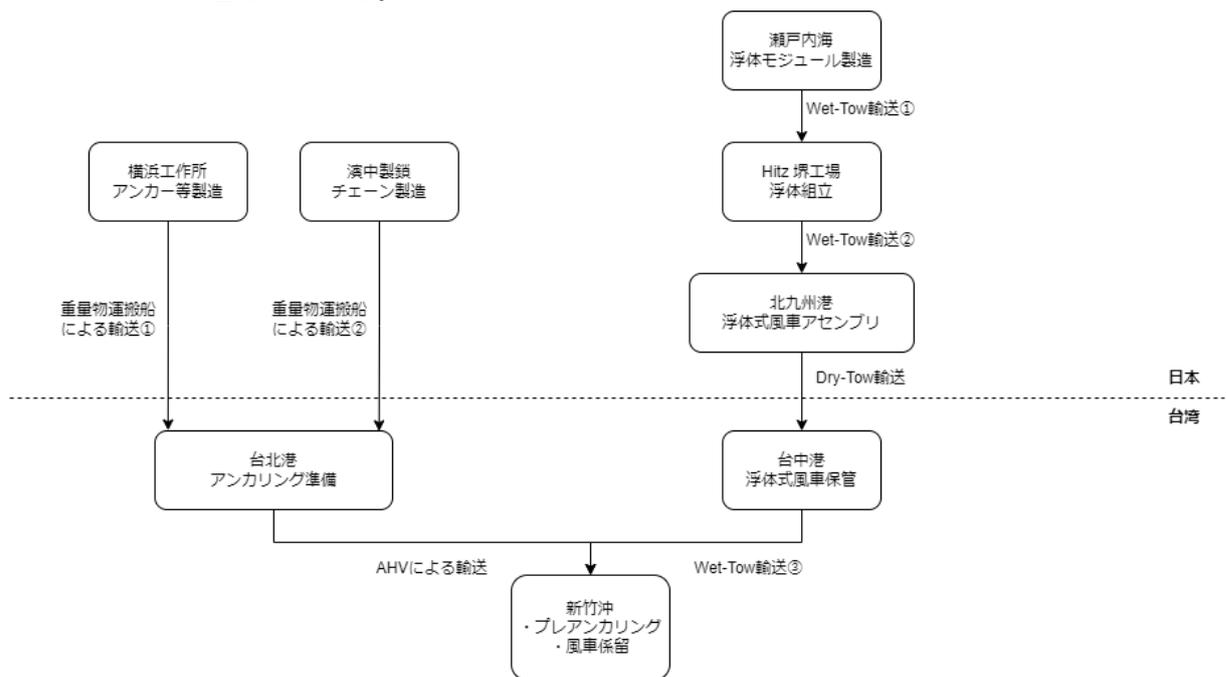


図 3.2.1 日本国内において浮体建造・組立作業まで行う場合の輸送経路図

② 浮体建造・組立及び輸送に係るコスト

a) 浮体建造コスト

浮体建造コストのうち、大きな割合を占めるのは材料費、製作費、輸送費であり、このうち、輸送費に関しては別途算出することから、材料費及び製作費に絞って概算を実施した。材料費及び製作費に関しては、ヒアリングの結果から表 3.2.3 のとおりの概算金額とした。

表 3.2.3 浮体建造コスト（日本）

項目	15 級風車用浮体 1 基あたりの概算金額
材料費	720 百万円/基
製作費	1,728 百万円/基
合計	2,448 百万円/基

b) 浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト

浮体と風車の組立コスト概算については、BVG Associates による 1MW 当たりの組立コストを参考に、表 3.2.4 のとおりの概算値を使用した。ただし、技師工賃のみ欧州造船業界及び日本造船業界の工賃を参考に元の数値に補正を加えている。

風車本体価格に関しても、同様に表 3.2.5 に示すとおり BVG Associates による概算値を使用した。

表 3.2.4 浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト（日本）

項目	1MW 当たりの概算金額	15MW 級浮体式風車 1 基組立の概算金額
クレーン利用料	28,000 EURO/MW	420,000 EURO/15MW
技師工賃	4,000 EURO/MW	60,000 EURO/15MW
マーシャリングヤード利用料	30,000 EURO/MW	450,000 EURO/15MW
その他諸経費	4,900 EURO/MW	73,500 EURO/15MW
合計	66,900 EURO/MW	1,003,500 EURO/15MW

注：各値は端数処理による誤差が生じる。

出典：BVG Associates¹⁰

表 3.2.5 風車本体のコスト

項目	1MW 当たりの概算金額	15MW 級風車 1 基の概算金額
ナセル	760,000 EURO/MW	11,400,000 EURO/15MW
ブレード	370,000 EURO/MW	5,550,000 EURO/15MW
タワー	210,000 EURO/MW	3,150,000 EURO/15MW
合計	1,300,000 EURO/MW	20,100,000 EURO/15MW

注：各値は端数処理による誤差が生じる。

出典：BVG Associates

c) 輸送コスト

図 3.2.1 の輸送経路のノード間の輸送手段については、事業者へのヒアリング結果から表 3.2.6 のとおり想定し、1 日当たり傭船料を設定した。なおこの傭船料については、国内輸送事業者からのヒアリング結果等をもとにした情報であるが、仕出地・仕向地を考慮しない一般化されたものであるとともに、将来の船舶需給等を考慮しない、あくまでも想定値であることに留意されたい。

なお、コスト概算はすべて実働日で計上し、予備日や待機日などは含まないものとした。

¹⁰ BVG Associates (<https://guidetofloatingoffshorewind.com/wind-farm-costs/>)

表 3.2.6 輸送船舶及び1日当たり備船料（船団合計）

輸送手段	輸送船団	備船料/日（船団合計）
重量運搬船輸送①	重量物運搬船（DWT1万トン級）	15,000 USD
重量運搬船輸送②	重量物運搬船（DWT1万トン級）	15,000 USD
AHVによる輸送	AHTS(240BP)	61,000 USD
Wet-Tow輸送①	主曳船（7,500ps）/補助曳船（4,000ps）/警戒船（2,000ps）x2	40,000 USD
Wet-Tow輸送②	主曳船（10,000ps）/補助曳船（4,000ps）x2/警戒船（2,000ps）x2	57,000 USD
Dry-Tow輸送	セミサブ式重量物運搬船（DWT5万トン級）	60,000 USD
Wet-Tow輸送③	AHTS(240BP）/補助曳船（4,000ps）x2//警戒船（2,000ps）x2	91,000 USD

d) 風車設置コスト

風車設置コストに関しては、風車設置の各作業にかかる作業船団の備船料及び風車1基あたりの係留設備のコストから概算するものとした。作業船団の備船料は表 3.2.7 のとおり想定し、係留設備のコストについては、表 3.2.8 のとおり国内事業者よりアンカー及びチェーンの概算見積もりを頂戴した。

なお、コスト概算はすべて実働日で計上し、予備日や待機日などは含まないものとした。

表 3.2.7 作業船舶及び1日当たり備船料（船団合計）

作業項目	作業船団	備船料/日（船団合計）
プレアンカリング	AHTS(240BP)	61,000 USD
風車係留	AHTS(240BP）/補助曳船（4,000ps）x2//警戒船（2,000ps）x2	91,000 USD

表 3.2.8 15MW級浮体式風車1基あたりの係留設備（台湾）

項目	15MW級浮体式風車1基分 単位：百万円
アンカー（23トン高把駐力アンカーx12基）	172
チェーン（φ132mm R4ストックレス x12本）	1,531
その他附帯設備*	499
合計	2,202

*インラインテンショナー購入及び把駐力試験用テンショナーレンタル費用

e) まとめ

上記 a)～d)の概算値を用いて算出した 15MW 級浮体式風車 1 基を日本国内にて製造し、台湾に輸送する場合を想定した概算コストを表 3.2.9 に示す。

なお計算を簡易化するため、150 円/USD、160 円/EURO として計算している（以降も同様の為替レートを用いる）。

表 3.2.9 日本国内において浮体建造・組立作業まで行い、台湾に輸送する場合の概算コスト

項目	概算金額（15MW 級浮体式風車 1 基あたり）（単位：百万円）
a)浮体製造コスト	2,448
b)浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト	
アセンブリ費用	161
風車本体費用	3,216
c)輸送コスト	335
d)風車設置コスト	
作業（プレアンカリング・風車係留）費用	302
係留設備費用	2,202
合計	8,664

(2) 近隣国において浮体建造・組立作業の一部を行う場合

① 浮体建造・組立作業が可能な近隣国

韓国は、沖合 58 km、出力 200MW の Donghae-1 や沖合 70 km、出力 800MW の Firefly などの浮体式洋上風力発電事業の開発で先行しており、蔚山の巨大ドックからは、自国の EEZ 水域のみならず、日本海や米国西岸沖へ曳航することも可能である。¹¹

Firefly プロジェクトにおいては、仏 Technip Energies が同社設計のセミサブ浮体 IN015 の利用を前提とした FEED（Front-End Engineering Design）契約を開発事業者である Equinor と締結している。同デザインは図 3.2.2 のとおり、カラム間のブレースを削除することで浮体重量を約 10%軽減するとともに、建造コストを削減している¹²。IN015 デザインは Firefly プロジェクトの他、同じく蔚山沖の出力 504MW の Gray Whale 3 プロジェクトにも採用され、同プロジェクトにおいては SK Oceanplant の慶尚南道ドックにて製造される見込みである。

¹¹ 長崎大学海洋未来イノベーション機構 織田 2022.06

¹² Technip Energies (https://www.ten.com/sites/energies/files/2023-11/ino15_byt_en_case_study.pdf)

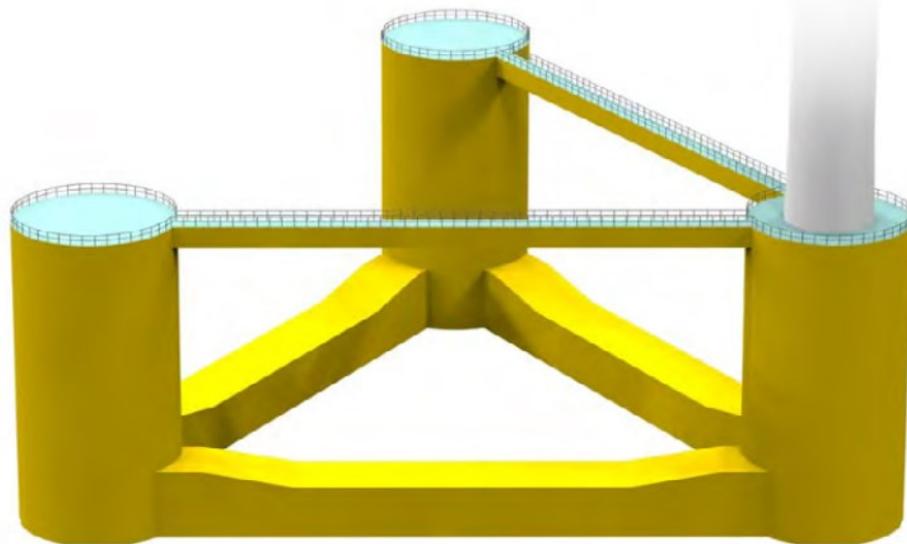


図 3.2.2 IN015 デザイン概観

② 輸送経路

「(1) 日本国内において浮体建造・組立作業まで行い、現地に輸送する場合」の輸送経路をベースに、蔚山にて IN015 デザインの浮体を建造することを前提として、図 3.2.3 に示すとおり輸送経路を想定し、浮体建造・組立及び輸送に係るコストを概算した。

なおこのケースでは、蔚山で製造した浮体をセミサブ式重量物輸送船で台中港まで輸送し、台中港にて浮体と風車をアセンブリすることを想定している。

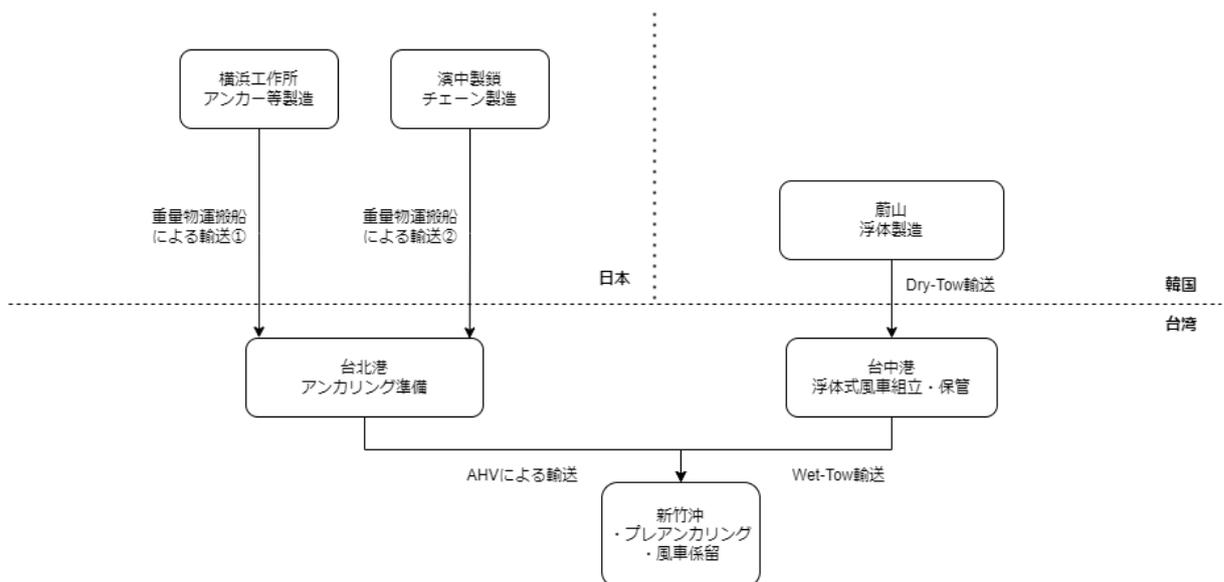


図 3.2.3 韓国において浮体建造、台湾国内において組立作業を行う場合の輸送経路

③ 浮体建造・組立及び輸送に係るコスト

a) 浮体建造コスト

浮体デザインを考慮し、国内において浮体を建造する場合と比較して、材料費・製作費ともに10%減とした。製作費については、国内造船業界及び韓国造船業界の工賃を踏まえ、さらに補正を加えている（表 3.2.10 参照）。

表 3.2.10 浮体建造コスト（韓国）

項目	15 級風車用浮体 1 基あたりの概算金額
材料費	648 百万円/基
製作費	1,390 百万円/基
合計	2.038 百万円/基

b) 浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト

浮体と風車の組み立て（アセンブリ）コストについては、台中港でのアセンブリを想定するため、技師工賃のみ欧州造船業界及び台湾造船業界の工賃を参考に元の数値に補正を加え表 3.2.11 のとおりとしている。

風車本体価格に関しては、「表 3.2.5 風車本体のコスト」の値を使用する。

表 3.2.11 浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト（台湾）

項目	1MW 当たりの概算金額	15MW 級浮体式風車 1 基組立の概算金額
クレーン利用料	28,000 EURO/MW	420,000 EURO/15MW
技師工賃	2,400 EURO/MW	36,000 EURO/15MW
マーシャリングヤード利用料	30,000 EURO/MW	450,000 EURO/15MW
その他諸経費	4,900 EURO/MW	73,500 EURO/15MW
合計	65,300 EURO/MW	979,500 EURO/15MW

注：各値は端数処理による誤差が生じる。

出典：BVG Associates

c) 輸送コスト

「表 3.2.6 輸送船舶及び1日当たり傭船料（船団合計）」より、該当箇所を抽出した表 3.2.12 に示す傭船料を用いて概算する。

表 3.2.12 輸送船舶及び1日当たり傭船料（船団合計）

輸送手段	輸送船団	傭船料/日（船団合計）
重量運搬船輸送①	重量物運搬船（DWT1 万トン級）	15,000 USD
重量運搬船輸送②	重量物運搬船（DWT1 万トン級）	15,000 USD
AHV による輸送	AHTS (240BP)	61,000 USD
Dry-Tow 輸送	セミサブ式重量物運搬船（DWT5 万トン級）	60,000 USD
Wet-Tow 輸送	AHTS (240BP) / 補助曳船（4,000ps）x2//警戒船（2,000ps）x2	91,000 USD

d) 風車設置コスト

「表 3.2.7 作業船舶及び1日当たり傭船料（船団合計）」及び「表 3.2.8 15MW 級浮体式風車1基あたりの係留設備（台湾）」を用いて概算する。

e) まとめ

上記 a)～d)の概算値を用いて算出した 15MW 級浮体式風車 1 基を韓国にて製造し、台湾に輸送する場合の概算金額を表 3.2.13 に示す。

表 3.2.13 韓国において浮体建造を行い、台湾に輸送する場合の概算コスト

項目	概算金額（15MW 級浮体式風車 1 基あたり）（単位：百万円）
a)浮体製造コスト	2,038
b)浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト	
アセンブリ費用	157
風車本体費用	3,216
c)輸送コスト	232
d)風車設置コスト	
作業（プレアンカリング・風車係留）費用	302
係留設備費用	2,202
合計	8,147

(3) 台湾国内で浮体建造・組立作業を行う場合

① 浮体建造・組立作業が可能な台湾国内施設

浮体建造については前述のとおり、CSBC が高雄に幅 92m長さ 950mのドライドックを有しており、こちらを用いてのセミサブ浮体建造が検討されている。

浮体と風車の組立（アセンブリ）作業については、前出のとおり、台中港の浮体式洋上風力発電施設開発予定区域での実施が想定されている。

② 輸送経路

CSBC 高雄工場で製造した浮体を曳船にて台中港まで輸送し、風車とアセンブリ、その後現場海域まで輸送するものとして、図 3.2.4 に示すとおり輸送経路を想定し、浮体建造・組立及び輸送に係るコストを概算した。

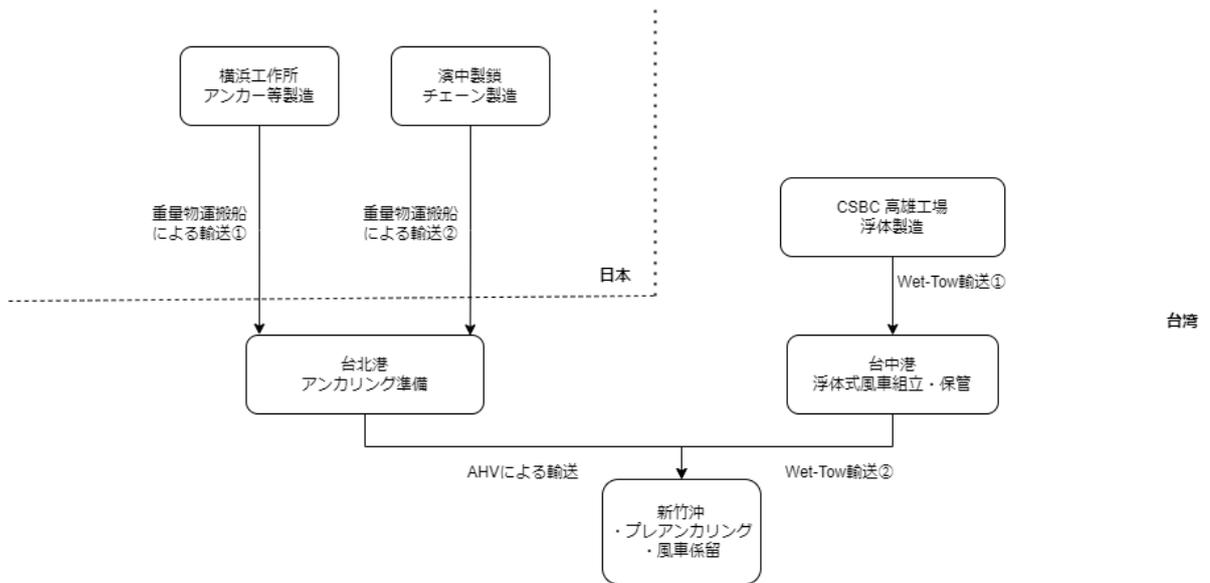


図 3.2.4 台湾国内にて浮体製造・組立作業を行う場合の輸送経路

③ 浮体建造・組立及び輸送に係るコスト

a) 浮体建造コスト

材料費については日本国内において浮体製造する場合と同等とし、製作費については、日本造船業界及び台湾造船業界の工賃を踏まえ、補正を加えている（表 3.2.14 参照）。

表 3.2.14 浮体建造コスト（台湾）

項目	15 級風車用浮体 1 基あたりの概算金額
材料費	720 百万円/基
製作費	1,388 百万円/基
合計	2,108 百万円/基

b) 浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト

韓国で浮体製造するケース同様、台中港でのアセンブリを想定するため、「表 3.2.11 浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト（台湾）」及び「表 3.2.5 風車本体のコスト」の値を使用する。

c) 輸送コスト

このケースにおいては重量物運搬船による係留設備の輸送以外はすべて台湾国内の内航輸送となるが、主曳船や AHTS を国内サプライチェーンで賄うのは難しいと思われるため、表 3.2.15 に示す一般化された備船料を用いて概算する。

表 3.2.15 輸送船舶及び1日当たり傭船料（船団合計）

輸送手段	輸送船団	傭船料/日（船団合計）
重量運搬船輸送①	重量物運搬船（DWT1万トン級）	15,000 USD
重量運搬船輸送②	重量物運搬船（DWT1万トン級）	15,000 USD
AHVによる輸送	AHTS(240BP)	61,000 USD
Wet-Tow 輸送①	主曳船(10,000ps)/補助曳船(4,000ps)x2/警戒船(2,000ps)x2	57,000 USD
Wet-Tow 輸送②	AHTS(240BP)/補助曳船(4,000ps)x2//警戒船(2,000ps)x2	91,000 USD

d) 風車設置コスト

「表 3.2.7 作業船舶及び1日当たり傭船料（船団合計）」及び「表 3.2.8 15MW級浮体式風車1基あたりの係留設備（台湾）」を用いて概算する。

e) まとめ

上記 a)～d)の概算値を用いて算出した 15MW 級浮体式風車 1 基を台湾にて製造し、風車を搭載する場合の概算金額を表 3.2.16 に示す。

表 3.2.16 台湾国内で浮体建造・組立作業を行う場合の概算コスト

項目	概算金額（15MW 級浮体式風車 1 基あたり）（単位：百万円）
a)浮体製造コスト	2,108
b)浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト	
アセンブリ費用	157
風車本体費用	3,216
c)輸送コスト	145
d)風車設置コスト	
作業（プレアンカリング・風車係留）費用	302
係留設備費用	2,202
合計	8,130

(4) コスト比較

上記3ケースにおけるコスト概算結果を表 3.2.17 に整理した。

浮体製造コストについては、各国の浮体デザインにおいて使用される鋼材量が不明のため、こちらで設定した基準鋼材量から算出した概算値となっている。このうち韓国製浮体については、基準鋼材量を 10%削減して概算を行ったため、浮体製造コストが最安となった。鋼材量の削減が浮体製造コストに及ぼす影響は大きいものと考えられる。

浮体と風車の組立コストのうち、アセンブリ費用は日本及び台湾の工賃を反映している。風車本体費用はいずれのケースにおいても、最も大きな割合を占めている。なお、こちらについては同一の先行調査の数値を参考に算出しているため、すべてのケースにおいて同値となった。

輸送コストについては、浮体建造・組立作業をともに日本で行う場合が最も高くなり、浮体建造を韓国、組立作業を台湾で行う場合と比較して約 1.44 倍となった。この理由としては、浮体建造・組立作業の両方を日本で行うことを想定した場合、浮体建造地から組立作業地までの追加輸送が必要になることに加え、組立済浮体式風車の長距離輸送に際し、輸送の安全性を考慮し、輸送船の速力を低めに設定したことにより、輸送日数が増加したことが挙げられる。

風車設置コストについては、いずれのケースにおいても同一の作業船団及び係留設備を使用することを想定しているため、同値となっている。

表 3.2.17 台湾におけるコスト概算結果の比較

(単位：百万円)

項目	ケース	浮体建造：日本 組立作業：日本	浮体建造：韓国 組立作業：台湾	浮体建造：台湾 組立作業：台湾
a) 浮体製造コスト		2,448	2,038	2,108
b) 浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト				
アセンブリ費用		161	157	157
風車本体費用		3,216	3,216	3,216
c) 輸送コスト		335	232	145
d) 風車設置コスト				
作業（プレアンカリング・風車係留）費用		302	302	302
係留設備費用		2,202	2,202	2,202
合計		8,664	8,147	8,130

3.3 フィリピン

3.3.1 サプライチェーンの概要

Offshore Wind Roadmap for Philippinesによれば、現在フィリピンには洋上風力のサプライチェーンは存在していない。同ロードマップ中では、フィリピン国内の洋上風力サプライチェーンの展開可能性について評価されており、このうち特に浮体式洋上風力に関連する部分を抽出し、表 3.3.1 に整理した。

風車構成部品は近隣国より輸入されること、発電施設建設作業は主に外国籍船（外国のマリンコントラクター）によって実施されることが見込まれている。

なお浮体基礎及び風車のタワー部分については国内生産の可能性があると考えられる。

表 3.3.1 フィリピンの浮体式サプライチェーンに関する考察

項目	内容
ナセル、ハブ	<ul style="list-style-type: none"> ・ 現在フィリピンにはナセル及びハブの製造拠点は存在していない。 ・ 地元供給の利点はあるが、ナセルやハブは複雑なサプライチェーンと風車の性能及び信頼性に不可欠なパーツを有しており、フィリピン国内におけるこれら製造設備への投資参入障壁は高い。 ・ SGRE が台湾・中国に、GE が中国に製造拠点を有しており、GE 及び Vestas が日本に製造拠点を設けることを計画している。これらの主要サプライヤーとしてもこれ以上に東・東南アジア域に製造拠点を増やす可能性は低いものと考えられる。
ブレード	<ul style="list-style-type: none"> ・ 現在フィリピンにはブレードの製造拠点は存在していない。 ・ 東・東南アジア域内で洋上風力市場が成長している状況をふまえれば、主要タービンサプライヤーが同地域におけるブレード製造拠点到投資する可能性はある。ただし、洋上風力市場に早いうちからコミットメントしている台湾や中国などの隣国への投資の方が可能性としては高い。
タワー	<ul style="list-style-type: none"> ・ 現在フィリピンにはタワーの製造拠点は存在していない。 ・ タワーの輸送コストは高いため、ローカルでの製造は物流上の利点がある。 ・ タワー製造のサプライチェーンは複雑ではないため、フィリピン国内においてタワーが製造されるようになる可能性はある。 ・ フィリピンにはタワー製造に適切な労働力がある。 ・ 洋上風力発電施設のみならず、陸上風力発電施設にもタワーを供給するとともに、将来的にはタワーを輸出するポテンシャルもある。
海底ケーブル	<ul style="list-style-type: none"> ・ 現在フィリピンには海底ケーブルの製造拠点は存在していない。 ・ 中国、日本、韓国などが海底ケーブル工場を有しており、これらがフィリピンのプロジェクトに利用される可能性が高い。
浮体式基礎	<ul style="list-style-type: none"> ・ 今後の洋上風力の基礎の大部分は鋼鉄製またはコンクリート製の浮体式基礎となる。 ・ 高成長シナリオにおいては、比較的高い投資にもかかわらず、投資事業計画を正当化するために十分な需要が見込まれる。 ・ 高成長シナリオでは浮体式基礎の3分の2が国内で製造されると分析している。
風車設置	<ul style="list-style-type: none"> ・ 洋上風力発電設備建設作業には外国籍の作業船が多く使用されることが見込まれる。曳船等の支援船については、地元事業者の船舶を使うことにメリットがある。 ・ 基礎形式に拘わらず、フィリピン国内の港湾は基地港湾として利用される。

資料：WBG Offshore Wind Roadmap for the Philippines より翻訳

3.3.2 コスト概算

フィリピンにおいては80を超える海域にて、DOEと事業者が洋上風力開発のサービス契約を締結しており、この中には浮体式洋上風力に適する深水域も含まれている。このうち水深が100m程度と比較的浅く、電力需要も見込めるマニラ市街地近くの海域におけるプロジェクトが、実施確度が高いものと想定し、この海域におけるコスト概算を実

施する。なお本概算にあたっては、浮体式洋上風力のサプライチェーンが日本・フィリピン両国で未成熟なことに加え、10年近く先の将来における需要供給の予測も困難であることから、事業者からのヒアリング結果及び浮体式の初期検討文献等の値を用いた超概算値としている。

想定する浮体式洋上風力発電施設の諸元を表 3.3.2 に示す。

表 3.3.2 想定する浮体式洋上風力発電施設（フィリピン）

海域	マニラ沖（マニラ港より約 20 マイル、バタンガス基地港湾候補地より約 60 マイル）
総発電量	600MW
浮体形式・発電容量（1 基あたり）	セミサブ型・15MW
想定水深	100m
係留方法	オールチェーン、4 本 x 3 方向、ドラッグ式アンカー

(1) 日本国内において浮体建造・組立作業まで行い、現地に輸送する場合

① 輸送経路

現在、日本及びフィリピン国内における浮体のサプライチェーンについてはいずれの製造・組立拠点においても構想・計画段階であるが、事業者等へのヒアリング等に基づき、図 3.3.1 に示す輸送経路を想定し、浮体建造・組立及び輸送に係るコストを概算した。バタンガス洋上風力基地をプレアンカリング及び浮体式風車保管拠点として想定している。

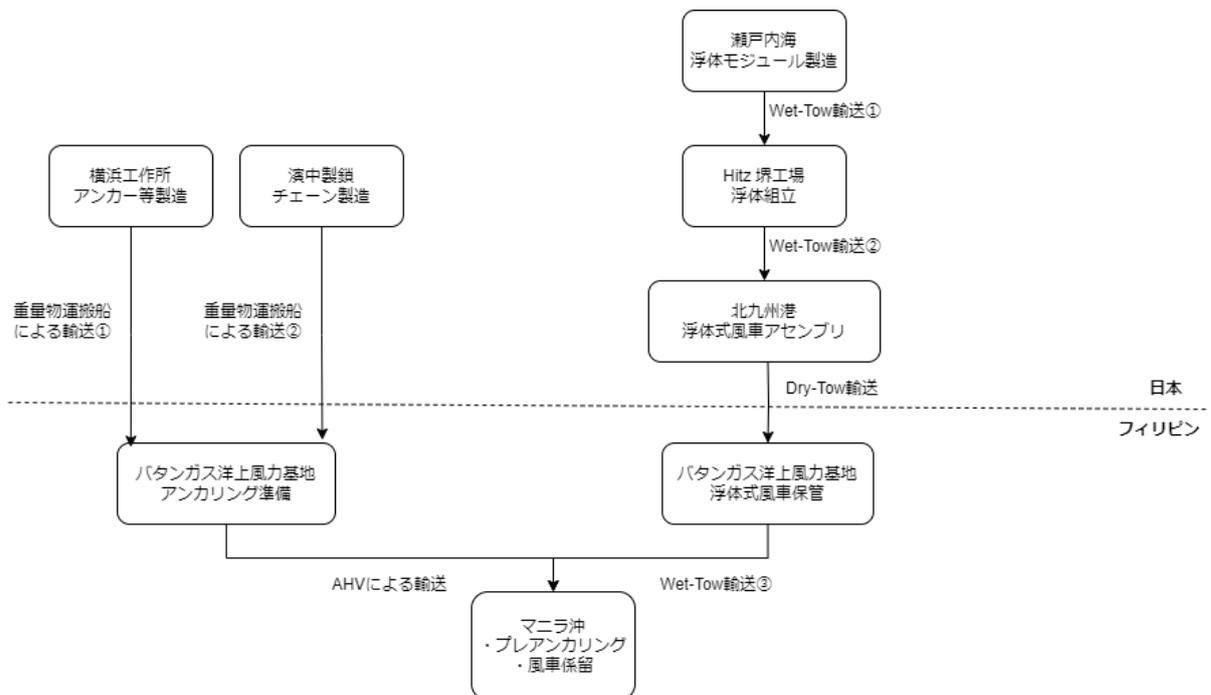


図 3.3.1 日本国内において浮体建造・組立作業まで行う場合の輸送経路

② 浮体建造・組立及び輸送に係るコスト

a) 浮体建造コスト

日本での浮体建造となるため、前出の「表 3.2.3 浮体建造コスト（日本）」の概算値を用いた。

b) 浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト

日本での組立作業となるため、前出の「表 3.2.4 浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト（北九州港）」及び「表 3.2.5 風車本体のコスト」を用いた。

c) 輸送コスト

台湾同様、主に外国籍船を用いての輸送になるものと考えられることから、仕出地・仕向地を考慮しない一般化された「表 3.2.6 輸送船舶及び1日当たり傭船料（船団合計）」に示す傭船料を用いて概算した。

d) 風車設置コスト

洋上風力発電施設の建設についても外国籍船を多く用いることになると考えられるため、台湾と同じく「表 3.2.7 作業船舶及び1日当たり傭船料（船団合計）」に示す傭船料を用いた。

係留設備のコストについては、表 3.3.3 のとおり国内事業者よりアンカー及びチェーンの概算見積もりを頂戴した。台湾と比較して深水域での設置を想定しているため、必要チェーン長さが長くなり、その分係留設備コストも増加している。

なお、コスト概算はすべて実働日で計上し、予備日や待機日などは含まないものとした。

表 3.3.3 15MW 級浮体式風車 1 基あたりの係留設備（フィリピン）

項目	15MW 級浮体式風車 1 基分 単位：百万円
アンカー（23 トン高把駐力アンカーx12 基）	172
チェーン（φ 132mm R4 ストックレス x12 本）	2,147
その他附帯設備	499
合計	2,818

※インラインテンショナー購入及び把駐力試験用テンショナーレンタル費用

e) まとめ

上記 a)～d)の概算値を用いて算出した 15MW 級浮体式風車 1 基を国内にて製造し、フィリピンに輸送する場合の概算金額を表 3.3.4 に示す。

表 3.3.4 日本国内において浮体建造・組立作業まで行い、フィリピンに輸送する場合の概算コスト

項目	概算金額 (15MW 級浮体式風車 1 基あたり) (単位: 百万円)
a) 浮体製造コスト	2,448
b) 浮体と風車の組立 (アセンブリ) コスト	
アセンブリ費用	161
風車本体費用	3,216
c) 輸送コスト	407
d) 風車設置コスト	
作業 (プレアンカリング・風車係留) 費用	302
係留設備費用	2,818
合計	9,352

(2) 近隣国において浮体建造・組立作業を行う場合

① 浮体建造・組立作業が可能な近隣国

前述のとおり韓国の蔚山等にて浮体建造が可能なものと考えられる。

なお、韓国その他、中国においてもすでに浮体式洋上風力の実績があることから、フィリピンで使用する浮体式風車の製造及び組立は中国においても可能と考えられるが、フィリピンのエネルギー保障上の理由から、中国への過度な依存を避ける可能性も否めず、この場合中国製浮体式風車については優先的に使用されないものと考えられる。

② 輸送経路

蔚山にて IN015 デザインの浮体を建造することを前提として、図 3.3.2 に示すとおり輸送経路を想定し、浮体建造・組立及び輸送に係るコストを概算した。

台湾同様、国内の基地港湾 (バタンガス) にて浮体と風車をアセンブリすることを想定する。

なお、フィリピンでは洋上風車部分のサプライチェーンが存在せず、また主だった風車サプライヤーによる工場建設の計画も現状存在しない。タワーについては将来的に国内製造される見込みがあるため、タワーを除く風車構成品については台湾 (台中港) から輸入するものとする。

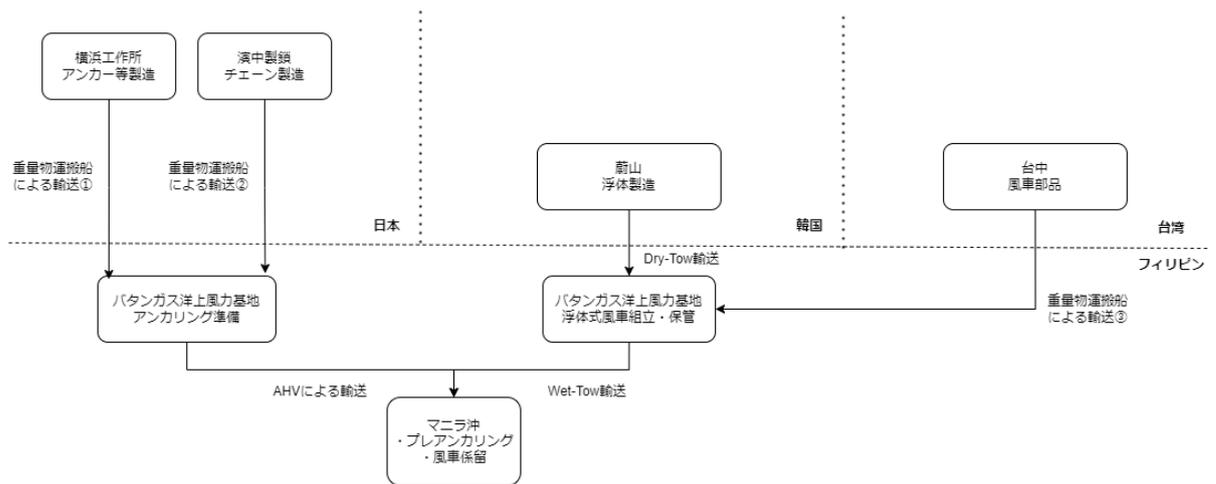


図 3.3.2 韓国において浮体建造、フィリピン国内において組立作業を行う場合の輸送経路

③ 浮体建造・組立及び輸送に係るコスト

a) 浮体建造コスト

台湾同様、韓国蔚山での浮体建造を想定するため、「表 3.2.10 浮体建造コスト（韓国）」に示す建造コストを用いた。

b) 浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト

浮体と風車の組立（アセンブリ）コストについては、バタンガスの洋上風力建設基地でのアセンブリを想定するため、技師工賃のみ欧州造船業界及びフィリピン造船業界の工賃を参考に元の数値に補正を加え表 3.3.5 のとおりとしている。

風車本体価格に関しては、「表 3.2.5 風車本体のコスト」の値を使用した。

表 3.3.5 浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト（フィリピン）

項目	1MW 当たりの概算金額	15MW 級浮体式風車 1 基組立の概算金額
クレーン利用料	28,000 EURO/MW	420,000 EURO/15MW
技師工賃	640 EURO/MW	9,600 EURO/15MW
マーシャリングヤード利用料	30,000 EURO/MW	450,000 EURO/15MW
その他諸経費	4,900 EURO/MW	73,500 EURO/15MW
合計	63,540 EURO/MW	953,100 EURO/15MW

注：各値は端数処理による誤差が生じる。

出典：BVG Associates

c) 輸送コスト

「表 3.2.6 輸送船舶及び 1 日当たり傭船料（船団合計）」より、該当箇所を抽出した表 3.3.6 に示す傭船料を用いて概算した。

表 3.3.6 輸送船舶及び1日当たり傭船料（船団合計）

輸送手段	輸送船団	傭船料/日（船団合計）
重量運搬船輸送①	重量物運搬船（DWT1万トン級）	15,000 USD
重量運搬船輸送②	重量物運搬船（DWT1万トン級）	15,000 USD
AHVによる輸送	AHTS(240BP)	61,000 USD
Dry-Tow輸送	セミサブ式重量物運搬船（DWT5万トン級）	60,000 USD
重量運搬船輸送③	重量物運搬船（DWT1万トン級）	15,000 USD
Wet-Tow輸送	AHTS(240BP) / 補助曳船（4,000ps）x2//警戒船（2,000ps）x2	91,000 USD

d) 風車設置コスト

「表 3.2.7 作業船舶及び1日当たり傭船料（船団合計）」及び「表 3.3.3 15MW級浮体式風車1基あたりの係留設備（フィリピン）」を用いて概算した。

e) まとめ

上記 a)～d)の概算値を用いて算出した 15MW 級浮体式風車 1 基を韓国にて製造し、フィリピンに輸送する場合の概算金額を表 3.3.7 に示す。

表 3.3.7 韓国において浮体建造を行い、フィリピンに輸送する場合の概算コスト

項目	概算金額（15MW級浮体式風車1基あたり）（単位：百万円）
a)浮体製造コスト	2,038
b)浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト	
アセンブリ費用	152
風車本体費用	3,216
c)輸送コスト	329
d)風車設置コスト	
作業（プレアンカリング・風車係留）費用	302
係留設備費用	2,818
合計	8,855

(3) フィリピン国内で浮体建造・組立作業を行う場合

① 浮体建造・組立作業が可能なフィリピン国内施設

前出のとおり、Seatrium Philippines のバタンガスヤードにてセミサブ型浮体建造が検討されている。地理的にバタンガスの洋上風力基地候補地に近いこともあり、浮体を Seatrium のヤードにて建造し、洋上風力基地まで輸送、洋上風力基地にて風車とアセンブリするという工程が将来的にはあり得るものと考えられる。

② 輸送経路

Seatrium バタンガスヤードで製造した浮体をバタンガス洋上風力基地まで曳航し、

風車とアセンブリ、その後マニラ沖の現場海域まで曳航するものとして、図 3.3.3 に示すとおり輸送経路を想定し、浮体建造・組立及び輸送に係るコストを概算した。

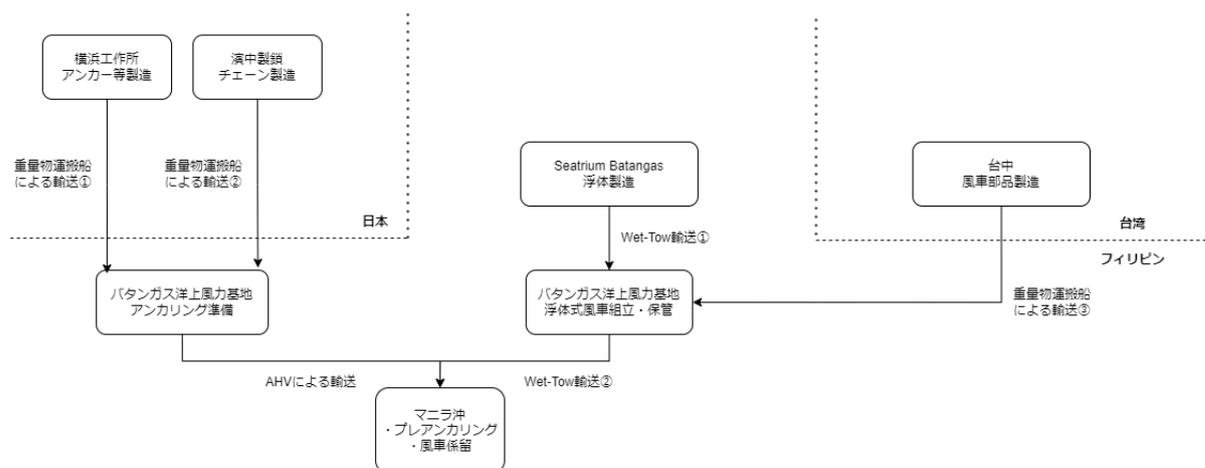


図 3.3.3 フィリピン国内にて浮体製造・組立作業を行う場合の輸送経路

③ 浮体建造・組立及び輸送に係るコスト

a) 浮体建造コスト

材料費については日本国内において浮体製造する場合と同等とし、製作費については、日本造船業界及びフィリピン造船業界の工賃を踏まえ、補正を加えている（表 3.3.8 参照）。

表 3.3.8 浮体建造コスト（フィリピン）

項目	15 級風車用浮体 1 基あたりの概算金額
材料費	720 百万円/基
製作費	1,003 百万円/基
合計	1,723 百万円/基

b) 浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト

韓国で浮体製造するケース同様、バタンガスの洋上風力基地でのアセンブリを想定するため、「表 3.3.5 浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト（フィリピン）」及び「表 3.2.5 風車本体のコスト」の値を使用した。

c) 輸送コスト

このケースでは浮体輸送はすべてフィリピン国内で完結するが、主曳船や AHTS を国内サプライチェーンで賄うのは難しいと思われるため、表 3.3.9 に示す一般化された傭船料を用いて概算した。

表 3.3.9 輸送船舶及び1日当たり傭船料（船団合計）

輸送手段	輸送船団	傭船料/日（船団合計）
重量運搬船輸送①	重量物運搬船（DWT1万トン級）	15,000 USD
重量運搬船輸送②	重量物運搬船（DWT1万トン級）	15,000 USD
AHVによる輸送	AHTS(240BP)	61,000 USD
Wet-Tow輸送①	主曳船(10,000ps)/補助曳船(4,000ps)x2/警戒船(2,000ps)x2	57,000 USD
重量運搬船輸送③	重量物運搬船（DWT1万トン級）	15,000 USD
Wet-Tow輸送②	AHTS(240BP) /補助曳船（4,000ps）x2//警戒船（2,000ps）x2	91,000 USD

d) 風車設置コスト

「表 3.2.7 作業船舶及び1日当たり傭船料（船団合計）」及び「表 3.3.8 15MW級浮体式風車1基あたりの係留設備（フィリピン）」を用いて概算した。

e) まとめ

上記 a)～d)の概算値を用いて算出した 15MW 級浮体式風車 1 基を韓国にて製造し、台湾に輸送する場合の概算金額を表 3.3.10 に示す。

表 3.3.10 フィリピン国内で浮体建造・組立作業を行う場合の概算コスト

項目	概算金額（15MW級浮体式風車1基あたり）（単位：百万円）
a)浮体製造コスト	1,723
b)浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト	
アセンブリ費用	152
風車本体費用	3,216
c)輸送コスト	209
d)風車設置コスト	
作業（プレアンカリング・風車係留）費用	302
係留設備費用	2,818
合計	8,420

(4) コスト比較

上記3つのケースにおけるコスト概算結果を表 3.3.11 に整理した。

浮体製造コストについては、各国の浮体デザインにおいて使用される鋼材量が不明のため、こちらで設定した基準鋼材量から算出した概算値となっている。フィリピンにおける制作費（うち1/2を人件費と想定）の安さから、フィリピンでの浮体製造コストが最安となった。

浮体と風車の組立コストのうち、アセンブリ費用は日本及びフィリピンの工賃を反映している。風車本体費用はいずれのケースにおいても、最も大きな割合を占めている。なお、こちらについては同一の先行調査の数値を参考に算出しているため、すべてのケ

ースにおいて同値となった。

輸送コストについては、浮体建造・組立作業をともに日本で行う場合が最も高くなり、浮体建造を韓国、組立作業を台フィリピンで行う場合と比較して約 1.22 倍となった。この理由としては、浮体建造・組立作業の両方を日本で行うことを想定した場合、浮体建造地から組立作業地までの追加輸送が必要になることに加え、組立済浮体式風車の長距離輸送に際し、輸送の安全性を考慮し、輸送船の速力を低めに設定したことにより、輸送日数が増加したことが挙げられる。

風車設置コストについては、いずれのケースにおいても同一の作業船団及び係留設備を使用することを想定しているため、同値となっている。

表 3.3.11 フィリピンにおけるコスト概算結果の比較

(単位：百万円)

項目	ケース	浮体建造：日本	浮体建造：韓国	浮体建造：フィリピン
		組立作業：日本	組立作業：フィリピン	組立作業：フィリピン
a) 浮体製造コスト		2,448	2,038	1,723
b) 浮体と風車の組立（アセンブリ）コスト				
アセンブリ費用		161	152	152
風車本体費用		3,216	3,216	3,216
c) 輸送コスト		407	329	209
d) 風車設置コスト				
作業（プレアンカリング・風車係留）費用		302	302	302
係留設備費用		2,818	2,818	2,818
合計		9,352	8,855	8,420

4 洋上風力発電の建設及びメンテナンス時における作業船のサプライチェーン体制調査

4.1 作業船の建造時におけるサプライチェーン体制調査

4.1.1 ヒアリングの対象及び内容

洋上風力関連作業船の建造に関し、国内発電事業者、EPCI 事業者、造船会社、浮体製造事業者、運航会社等へのヒアリングを実施した。対象とする船種は SEP 船、CTV、SOV、アンカーハンドリング船、ケーブル敷設船としている。

なお、ヒアリング項目は以下の通りとしている。

- ・ 作業船建造時のサプライチェーンの概要
- ・ 作業船建造時の課題
- ・ 求められる施策・支援策、必要となる技術開発

4.1.2 ヒアリング結果

(1) 作業船建造時のサプライチェーンの概要

各船種の建設時のサプライチェーンにつき、ヒアリングできた情報等をもとに表 4.1.1 に示す。

設計については総じて欧州のデザイン会社のものが主流でありつつも、着床式洋上風力に主に用いられる SEP 船及び CTV については、国内造船会社設計のものも出てきている。

建造については、今回の調査対象としている洋上風力関連作業船のうち、日本国内において建造されている船種は、SEP 船、CTV、アンカーハンドリング船（ただしオイル&ガス向け）のみであり、その他の船種（SOV、ケーブル敷設船）については日本の運航会社が管理する場合でも、海外の造船所にて建造されている。

表 4.1.1 洋上風力関連作業船建造時のサプライチェーン

船種		SEP 船	CTV	SOV	アンカーハブ・リング船	ケーブル敷設船
設計	海外	<ul style="list-style-type: none"> Gusto MSC が実績多数。15MW 以上の浮体式風車に対応可能な SEP とする場合、同設計船が最有力 	<ul style="list-style-type: none"> Damen をはじめ欧州の実績あるデザイン会社の設計が主流 	<ul style="list-style-type: none"> Vard、Ulstein、Damen、Kongsberg 等が実績多数 	<ul style="list-style-type: none"> Vard、Kongsberg、Wartsila、Ulstein 等がオイル&ガス向けに実績あり 	<ul style="list-style-type: none"> Ulstein、Damen、Salt、Vard 等が実績あり Vard が東洋建設向けにケーブル敷設船を設計
	国内	<ul style="list-style-type: none"> JMU が大林組/東亜建設向けの SEP 船を設計 	<ul style="list-style-type: none"> 常石造船（三井 E&S）が CTV を自社設計 	<ul style="list-style-type: none"> 設計を支援するような国内制度がなかったこともあり、国内造船会社には実績なし 	<ul style="list-style-type: none"> JMU がオイル&ガス向けに実績あり 	<ul style="list-style-type: none"> 電力ケーブル敷設船の設計実績なし
建造	海外	<ul style="list-style-type: none"> 大型 SEP は中国ヤードでの建造実績が多い 	<ul style="list-style-type: none"> Damen Vietnam、Penguin Shipyard 等は海外設計船を増産し、ストックしている 	<ul style="list-style-type: none"> Vard が商船三井の出資する TSS Marine に自社設計船の供給実績あり 	<ul style="list-style-type: none"> 国内の事業者向けには実績なし 	<ul style="list-style-type: none"> コロombo造船（尾道造船傘下）が通信/電力ケーブル兼用敷設船の供給実績あり
	国内	<ul style="list-style-type: none"> JMU が Gusto MSC 設計船、自社設計船の建造実績あり 	<ul style="list-style-type: none"> 常石造船：自社設計船 小鯖船舶：海外設計船 	<ul style="list-style-type: none"> 建造実績なし 	<ul style="list-style-type: none"> JMU：自社設計船（オイル&ガス） 	<ul style="list-style-type: none"> 建造実績なし

(2) 作業船建造時の課題

表 4.1.2 及び表 4.1.3 に示すとおり、大きく分けて建設コストに関する課題、海外調達に関する課題、作業船需要に関する課題の3つが挙げられた。

総じて、CTV を除く作業船において、洋上風力発電施設の大規模化や海外からの調達品利用によって増加するコストをカバーできるほどの新規建造需要が、洋上風力作業船に実際にあるのかが不明確であり、国内の事業者が洋上風力関連の作業船の設計・建造に躊躇する要因となっているものと考えられる。ニーズの不明瞭さに起因し、国内産業の発展が妨げられ、海外調達品への依存がますます深まる可能性もある。

なお CTV については将来的にたしかな需要が見込めることから、むしろ十分な量の船体を供給可能なのかが懸念される。

表 4.1.2 作業船建造時の課題(1)

建設コストに関する課題	<p>【必要な投資規模の大きさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 自社所有の SEP 船は数百億円規模の投資が必要だったが、この規模の投資をできる事業者となると限られてしまう。こうした投資面への支援策が必要と思われる。(EPCI 事業者)
海外調達に関する課題	<p>【為替リスクなどの投資リスク】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 洋上風力の作業船に関してはデザインが海外ということもあり、海外調達品が多い。そのため、足元の円安による為替の影響が大きく、カントリーリスクもある。(造船会社)
	<p>【作業工程の遅延リスク】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 海外調達品であることから、納品管理やコミショニングにも制約が出てくる。コロナ禍では、コミショニングを担当する海外のエンジニアが入国できず、作業船建造に苦勞したことがあった。こうした制約により作業船建造の工程に大きく後れが生じてしまう。(造船会社)
	<p>【国産機器搭載にかかる制約】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 海外デザイン船は船級が NK ではないため、NK 対応にするため変換が必要となる。設計の初期段階から検討する必要があり、相当に工期がかかる。海外機器もおのずと多くなり、それらを解きほぐして艤装可能かを検討する必要があるため、そういった意味でも非常に手間がかかる。(造船会社)

表 4.1.3 作業船建造時の課題(2)

<p>海外調達 に関する課題 (続き)</p>	<p>【国産機器搭載にかかる制約(続き)】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 国内で CTV を新造する際、HK の承認を取得していない機器を搭載することは基本的には許されていないため、海外デザイン船に対応可能な国産機器 (HK 承認取得済) があるとよいものと考えられる。(運航会社) <hr/> <p>【海外設計者と造船会社間のコミュニケーション】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 国内の中小規模の造船会社が海外設計の CTV を建造するうえで英語によるコミュニケーションは課題。(運航会社)
<p>作業船需要 に関する課題</p>	<p>【大型作業船の需要不足】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 洋上風力関連作業船のニーズが現状小さく、造船会社としても一産業だと捉え辛くなっている。(EPCI 事業者) <hr/> <p>【CTV 供給ヤードの不足】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 2030 年以降国内における CTV の需要は 100 隻以上になるものと考えられており、この建造需要をすべて国内造船所にて満たせるかは甚だ疑問がある。(運航会社) <hr/> <p>【洋上風力産業の先行き不透明さ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 洋上風力の大規模化による施工船の大型化・建造費用高止まりによる収支見通しが立たない。(運航会社) ・ 洋上風力市場がどこまで期待できるものか不明瞭であり、それゆえに船主もこうした洋上風力用の作業船への投資判断がし辛い印象を受けている。(浮体製造事業者) ・ 政府が現実的な目標を掲げ、その目標がいかに現実的で達成可能かということ、サプライチェーンを構成する事業者に認識してもらう必要がある。(発電事業者)

(3) 求められる施策・支援策及び技術開発

前項「(2) 作業船建造時の課題」に示した各課題に対して、事業者からヒアリングできた施策・支援策や技術開発に関する要望を表 4.1.4 に示す。

① 建設コストに関する課題に対する施策・支援策

主に船主の立場となる運航会社/EPCI 事業者から、作業船建造のコスト高から、国内造船所において作業船を建造する際における投資面での支援が求められている。なお、建造コストの観点以外にも、国内に作業船造船技術を確立するという意味から、国内造船所での作業船建造に際しての支援が求められるとの意見があった。

② 海外調達に関する課題に対する施策・支援策

洋上風力関連の作業船建造時、当面は海外調達品を多く利用する必要があることから、造船会社から、緊急宣言事態時におけるコミッショニング担当海外技師の入国制限緩和など、海外調達品を利用する際の工程遅れを減らすための施策を求める意見があった。

また、海外調達品に依存しないための技術開発として、国産作業船の設計を支援する制度づくりが必要であると同時に、各船種に搭載する機器類も新規国産品の開発あるいは既存国産品の性能向上が必要であるとの意見もみられた。

③ 作業船需要に関する課題に対する施策・支援策

洋上風力プロジェクトをマネジメントする発電事業者から、世界的に見て作業船が絶対的に不足すると予想されるため、国内だけではなく、海外（主にアジア）のニーズを踏まえて国内造船業界が事業展開を考えることができるよう具体的な働きかけ（作業船ニーズの具体化等）が必要であるとの意見があった。

表 4.1.4 作業船建造時の課題に対する施策・支援策

建設コストに関する課題 に対する施策・支援策	<ul style="list-style-type: none">・ 国内造船所での作業船建造に対する投資面での支援
海外調達に関する課題 に対する施策・支援策	<ul style="list-style-type: none">・ 海外調達品を利用する際の工程遅れを減らすための施策・ 国内設計作業船及び搭載機器開発のための支援
作業船需要に関する課題 に対する施策・支援策	<ul style="list-style-type: none">・ 洋上風力作業船需要の具体化・ 国内浮体式洋上風力産業のアジア展開を見据えた国内事業者への働きかけ

4.2 作業船のメンテナンス時におけるサプライチェーン体制調査

4.2.1 ヒアリングの対象及び内容

国内 EPCI 事業者、造船会社、運航会社等へのヒアリングを実施した。

なお、ヒアリング項目は以下の通りとしている。

- ・ 作業船メンテナンス時のサプライチェーンの概要
- ・ 作業船メンテナンス時の課題
- ・ 求められる施策・支援策、必要となる技術開発

4.2.2 ヒアリング結果

(1) 作業船メンテナンス時のサプライチェーンの概要

各船種の建設時のサプライチェーンにつき、ヒアリングできた内容を以下に示す。

総じて、備品については海外設計船を使用している現状、海外調達品が多く、人員については新規養成や他船種からのコンバートにより賄われている。

① SEP 船

a) 備品

- ・ 国内デザインのものであれば、大抵の機器を国内調達にすることが可能なため、その備品も国内調達可能だが、クレーンについては国内に大型のものがなく、海外調達が必要。（表 4.2.1 参照。）
- ・ 備品の陸上ロジ関係は日本通運などが対応可能。

表 4.2.1 国内 SEP 船の主クレーン要目

船名	事業者	主クレーン要目
BLUE WIND	清水建設	Gusto MSC GLTC-2500/1250-ED SWL 2,500 トン
柏鶴	大林組/東亜建設	Huisman SWL 1,000 トン
CP-16001	五洋建設/鹿島建設/寄神建設	Huisman Leg Encircling Crane SWL 1,600 トン

資料：Clarksons Research より作成

b) 人員

- SEP 船の船舶管理や船員配乗を含む海上関係の手配は、深田サルベージや日本サルベージが受託実績あり。

② CTV

a) 備品

- 海外製の機器を搭載しているため、機器の部品が必要な際は、シンガポールなどにあるメーカー海外拠点から輸送してもらっている。パーツの調達には最長 3 か月程度かかる。

b) 人員

- 総トン数 20 トン以上の CTV は「船舶職員及び小型船舶操縦者法」に基づき、海技免状を所持した乗組員が必要となる。
- CTV を運航する各社は、海技免状を所有する他船種の乗組員を CTV にコンバートすることで、必要人員を確保している。

③ SOV

a) 備品

- 海外にて設計・建造・運航されている SOV の場合は、必然的に備品についても海外調達となる。
- 台湾で運航中の SOV のギャングウェイ及びクレーンは SMST 製だが、台湾に SMST の拠点が無いので、調達不可。したがって、主要なスペアパーツは、予め SMST より購入して本船で保管している。
- SMST の予備品は、SMST があるオランダから取り寄せ。SMST に在庫があれば、最短で数日、通常 1-2 週間程度。部品によって入手に掛かる日数はことなり、最長だと、40 週掛かる部品もある。

b) 人員

- 台湾船籍への台湾人船員の配乗だが、台湾人全乗ということではなく、船長・機関

長及びその他職員の 1/3 以上は台湾人という要件を満たすことが求められる。つまりそれ以外は台湾人以外の外国人の配乗が可能。

- ・ 実際に運航中の SOV では、台湾籍以外の外国人船員として、(a)Senior DP0 の欧州人、(b)Gangway/Crane Operator の欧州人、(c)部員のフィリピン人を配乗している。
- ・ 台湾船籍を保有する場合、台湾船籍を保有する船主会社の資本の過半数は台湾人であることが求められるので、現地企業との協業は不可欠と言える。

④ アンカーハンドリング船

a) 備品

- ・ アンカーハンドリング船には多くの海外調達機器が搭載されており、その検査には海外調達機器のメーカー技師による立会検査が必要となる。

b) 乗組員

- ・ 洋上風力向けのアンカーハンドリング船のオペレーションはオイル&ガス向けのものとは異なるため、乗組員の訓練が必要。

c) 入渠作業

- ・ 国内にて設計・建造されたオイル&ガス向けのアンカーハンドリング船の運航開始から 7 年程度経過し、この間、入渠工事を国内の造船所で行っている。入渠整備については特に問題もなく、淡々と行われているとのこと。

⑤ ケーブル敷設船

a) 備品

- ・ 機器によって予備品手配にかかる納期は大きく前後する。具体的には、Kongsberg 製の DPS 関連機器では 3 か月程度、ABB 製のモーター関連機器は 10 か月程度それぞれ備品手配にかかるものもある。

b) 人員

- ・ ケーブル敷設船の経験をもつ船員はなかなか見つからないので、自社で育成するしかないというのが現状。
- ・ ケーブル敷設船には DPS、ドラムケーブルエンジン、A フレーム等一般商船には搭載されていない機器が多くあり、これらの操作に熟達する必要がある。

(2) 作業船メンテナンス時の課題

表 4.2.2 に示すとおり、大きく分けて入渠ドックに関する課題、海外調達に関する課題、運航人員に関する課題の 3 つが挙げられた。

入渠ドックについては、洋上風力発電施設建設のニーズが増し、作業船が多く入渠するようになれば、現在と比較して調整がより困難になることが想定されるため、将来より深刻な課題となる可能性が高い。

海外調達については、予備品及び技師派遣にかかる所要日数が大きいため、入渠時や緊急時の予備品手配の調整が課題となる。

運航人員については、作業船の乗組員だけではなく、SI（Superintendent:監督）などの陸上運航人材の不足も課題である。

表 4.2.2 作業船メンテナンス時の課題

<p>入渠ドックに関する課題</p>	<p>【入渠時期集中によるドック不足】</p> <ul style="list-style-type: none"> SEP 船については現場海域の気象・海象条件が厳しくなる冬場に入渠工事を行うものと考えられるが、冬場は大型フェリーなどの入渠整備も重なるため、受け入れに難儀する場面が出てくると思われる。（造船会社） CTV の入渠が冬場に集中すると思われるため、今後 CTV の供給が増えてきた際に受け入れ先のドックが不足する可能性が高いのも課題。（運航会社）
<p>海外調達に関する課題</p>	<p>【海外からの技師派遣時の調整】</p> <ul style="list-style-type: none"> アンカーハンドリング船や SOV 等は海外機器を艀装していることもあり、そのメーカー技師の立ち合いが必要な場合、本船の入渠期間と技師の来日時期を調整する必要がある。コロナ禍の技師来日制限時の経験を踏まえると、この点がボトルネックになり得るものと考えられる。（造船会社） 海外サプライヤーによる機器が多く、スペアパーツ提供やエンジニア派遣の所要日数が大きい。（運航会社）
	<p>【本船保有とする予備品の精査】</p> <ul style="list-style-type: none"> 海外調達品は手配に時間がかかるため、できるだけ予備品を本船で持っておきたいが、海外メーカーが推奨する予備品をすべて購入すると非常に高額になってしまう。予算の都合もあり、何をどこまで揃えるかというのが難しい。（船舶管理会社）
<p>運航人員に関する課題</p>	<p>【経験豊富な乗組員の不足】</p> <ul style="list-style-type: none"> ケーブル敷設船の経験をもつ船員はなかなか見つからないので、自社で育成するしかないというのが現状。（船舶管理会社） 海技免状持ちの内航船員をどのように確保するかという課題もある。新しいリソースを確保できなければ、CTV の需要は満たせないと考える。国内で船舶職員（特に機関士）を養成する学校が減ってきているのも課題。（運航会社）
	<p>【陸上 SI の不足】</p> <ul style="list-style-type: none"> 乗組員だけではなく、陸上の SI をできる人材が少ないのも課題。（運航会社）

(3) 求められる施策・支援策及び技術開発

前項「(2) 作業船メンテナンス時の課題」に示した各課題に対して、事業者からヒアリングできた施策・支援策や技術開発に関する要望を表 4.2.3 に示す。

① 入渠ドックに関する課題に対する施策・支援策

具体的な施策・支援策についての言及はなかった。

② 海外調達に関する課題に対する施策・支援策

作業船の入渠整備を担当する造船会社から、作業船建造時同様、当面は海外調達品を多く利用すると考えられることから、緊急宣言事態時におけるメンテナンス担当海外技師の入国制限緩和など、海外調達品を利用する際の工程遅れを減らすための施策を求める意見があった。

また、作業船建造時の施策・支援策として前述しているとおり、新規国産機器の開発あるいは既存国産機器の性能向上により国産機器が作業船に搭載されるようになれば、予備品も国内調達しやすくなる旨の意見も得られた。

③ 運航人員に関する課題に対する施策・支援策

特に乗組員の確保が困難であることから、運航会社や船舶管理会社から洋上風力関連作業船の乗組員や作業船自体の適用に関して緩和を求める旨のコメントがあった。

- ・ CTV は船型のわりに主機出力が大きく、船舶職員法の乗組み基準に照らせば沿海区域では機関長及び一等機関士の配乗が必須となる。議論の余地があるところだが、今後 CTV の需要が高まるにつれて内航船の機関士の需要が高まる中、(船舶職員法に) 手を入れることも一考の余地があるように個人的には思う。
- ・ (個人的見解として、) 現在国内で洋上風力開発を行う場合は、日本国籍の日本人全乗船による施工を前提として話が進められているが、この場合マルシップ混乗船(日本人/外国人混乗船の日本籍船)による施工は認められないものと思われる。沿岸輸送特許により、要すれば外国籍船に特許を出して作業に従事させることも可能なことから、内航船及び実績のある外国籍船に市場が占有されてしまう可能性がある。結果的に外国籍船に依存する形となってしまうためにも、混乗船による施工も認める方向で検討してほしい。

表 4.2.3 作業船建造時の課題に対する施策・支援策

入渠ドックに関する課題 に対する施策・支援策	<ul style="list-style-type: none"> ・ 具体的な施策・支援策についてコメントなし
海外調達に関する課題 に対する施策・支援策	<ul style="list-style-type: none"> ・ 緊急事態宣言時等における海外技師来日時の規制緩和 ・ 国内設計作業船及び搭載機器開発のための支援
運航人員に関する課題 に対する施策・支援策	<ul style="list-style-type: none"> ・ CTV の船舶職員法乗組み基準における特例適用 ・ マルシップ混乗船(日本籍混乗船)による施工の承認

5 洋上風力発電作業船のモデル調査

洋上風力発電施設建設にかかる以下船種につき、関連事業者にヒアリングを実施し、必要となる要件を整理・評価した。

- ・ SEP 船
- ・ SOV
- ・ アンカーハンドリング船
- ・ ケーブル敷設船

5.1 SEP 船

5.1.1 ヒアリング結果

浮体式洋上風力発電における SEP 船利用につき、事業者よりヒアリングできた内容を表 5.1.1 に示す。

浮体式洋上風力発電施設については、風車を基地港湾にて浮体にアSEMBリし、その後アンカーハンドリング船等を用いて発電施設建設地まで曳航していくオペレーションが想定されているため、SEP 船による現場海域での作業はないものと考えられている。

今後の風車の大型化に伴い、浮体式洋上風力発電施設建設時にはリングークレーン等をはじめとする岸壁での大型クレーンの利用が検討されている。SEP 船を浮体式洋上風力発電施設建設に利用するとすれば、これらリングークレーン等の代用とすることが考えられる。港湾内では、狭水域・浅水域でのオペレーションが想定されるため、主クレーンの揚荷能力に加え、本船の全長・全幅・喫水などの諸元がオペレーション上の制約となる可能性が高い。

なお、SEP 船の中でも特に大型のものはその供給量の少なさゆえに、備船料が非常に高く、商業規模の浮体式洋上風力発電施設建設を考える場合、採算が合わなくなる可能性が高いことに留意が必要となる。

表 5.1.1 浮体式洋上風力発電における SEP 船利用

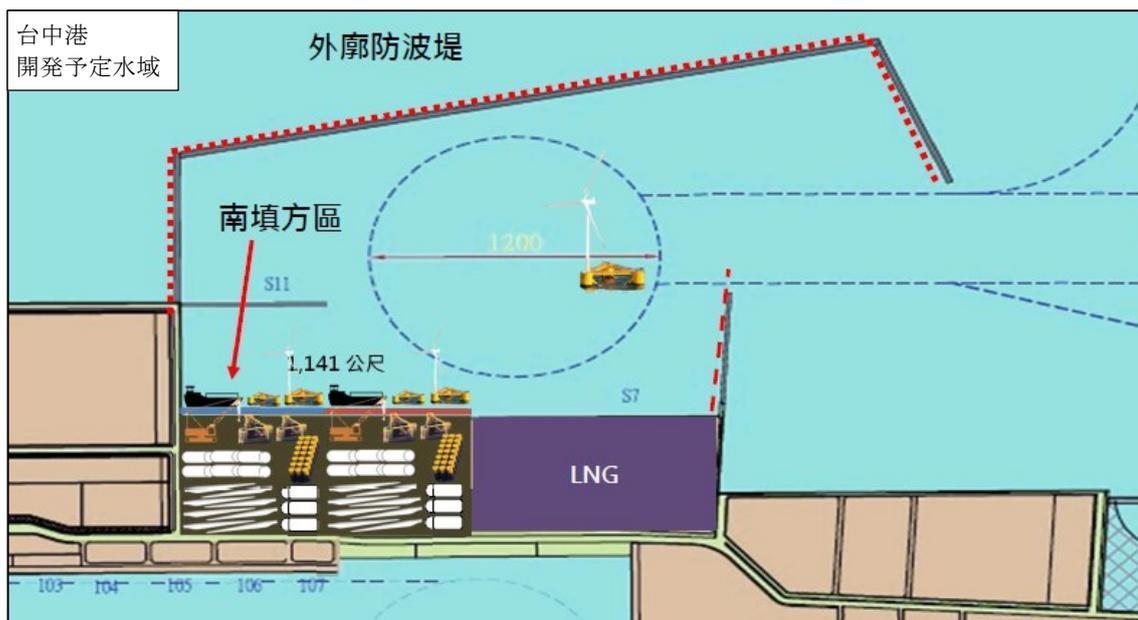
浮体式洋上風力発電施設の建設に関する項目	<ul style="list-style-type: none"> ・ 浮体への風車アセンブリには超大型のリンガークレーンが必要となる。浮体式風車を 1、2 基アセンブリするという話であれば、SEP 船での作業も考えられるが、商業規模での作業感となると SEP 船は割高になってしまう。 ・ SEP 船についても大型のものは備船料が高く、浮体式洋上風力発電施設の CAPEX を押し上げる要因になるが、基地港湾の岸壁等が整備されていない場合は、陸上クレーンではなく、こちらの選択肢となる。 ・ 台湾海峡の水深-70m以深の水域に浮体式洋上風力発電施設を建設する場合、SEP 船が適する可能性は低い。 ・ 台中港に基地港湾用の用地を確保することが想定されていることから、おそらくそこに陸上クレーンを設置して風車と浮体とのアセンブリをすることになると思われるため、SEP 船は不要と考えられる。 ・ 水深の関係で、SEP 船は浮体式風車建設には用いられないと思われる。
----------------------	--

5.1.2 SEP 船に求められる項目

「5.1.1 ヒアリング結果」より整理した表 5.1.2 に基づき、台中港にて風車を浮体に搭載するケース（図 5.1.1 参照）を想定し、各項目につき評価した。

表 5.1.2 SEP 船に求められる要目

主クレーン諸元	
最大揚荷能力 (t)	大型化する風車をアセンブリするのに十分な揚荷能力を備えること。
揚荷高さ (m)	
作業半径 (m)	
船体諸元	
喫水 (m)	港内の狭水域・浅水域で安全にオペレーション可能な船体サイズであること。
全長 (m)	
全幅 (m)	



基地港湾項目		
想定基地港湾	台中港	
回頭水域直径	1,200m	
水深	-12m	
想定洋上風車項目 ¹³		
想定風車タイプ	IEA 15MW 級風車	
ハブ高さ	150m	
タワー重量	1,263 トン	
ナセル重量	991 トン	
ブレード重量	65.25 トン x3	
想定 SEP 船項目		
想定 SEP 船	Gusto MSC SC-14000XL 2,500 トン吊クレーン SEP 船	
主クレーンタイプ	GLTC-2500/1250-ED 伸縮式トラスクレーン	
最大揚荷能力	2,500 トン	
揚荷高さ	116.5m (半径 30mにて)	
ブーム延長時	最大揚荷能力	1,250 トン
	揚荷高さ	158.5m (半径 22.5mにて)
全長	142m	
全幅	50m	
喫水	6.5m	
ジャッキアップ対応水深	10m～65m	

図 5.1.1 台中港にて風車を浮体に搭載するケース

¹³ Ma, et al., Design of Mooring System for a 15mw Semi-Submersible, Taidafloat, in Taiwan (2023)

(1) 主クレーン諸元

想定する風車のハブ高さが 150mあることから、想定する SEP 船ではブームを延長して施工する必要があるが、この場合 SEP 船の揚荷能力は 1,250 トンとなることから、タワーを分割してアSEMBリする等の施工方法による対応が必要となる。ナセルについては、991 トンと 1,250 トン未満のため、想定 SEP 船により問題なくアSEMBリできるものと考えられるが、ハブ高さに対する揚荷高さの余裕がほとんどないことから、浮体を着底させてハブ高さを下げる等、こちらも施工方法上の工夫が必要になる可能性がある。

クレーンの作業半径に伴い懸念される点として、たとえば「ふくしま未来」のような 4 カラムの中心カラムに風車を据え付ける設計（図 5.1.2 参照）の場合、サイドカラムに阻まれ、十分な揚荷能力を発揮できるアウトリーチにて作業できない可能性があることに留意する必要があるものと考えられる。

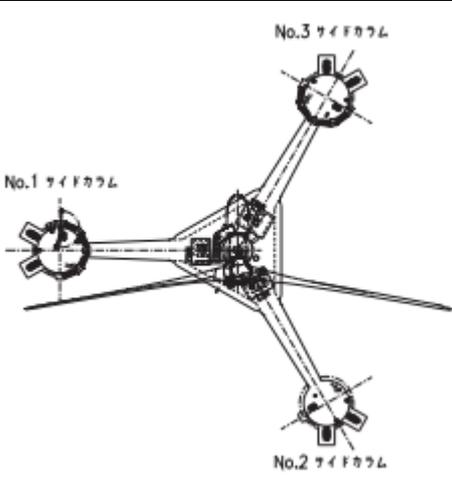
発電容量	2MW	
幅	57.50m	
長さ	64.20m	
中点からサイドカラムをつないだ線への垂線長さ (幅の 1/2)	28.75m	
<p>※15MW 風車を想定する場合、これより大型化するものと想定される。</p>		

図 5.1.2 【参考】 ふくしま未来

(2) 本船諸元

浮体式洋上風力の基地港湾として開発が想定されている台北港では、1,200mの回頭水域が設けられるため全長 142m、全幅 50mの想定船舶であれば余裕をもって回頭できるものと考えられる。水深については、台中港の基地港湾開発後は-12m以深となることが想定されるため、想定船舶の航行及びジャッキアップには問題はないものと思われる。

基地港湾となる港によっては十分な回頭水域および水深が確保できない可能性に留意する必要がある。

5.1.3 具体的なモデル作業船

15MW 級の浮体式風車をアセンブリするには、2,500t 級の SEP 船では施工方法に工夫が必要となるものと考えられるが、クレーンの能力向上を目的に船型を際限なく大型化すれば、建造コストが高くなるのみならず、狭水域航行を要する中・小規模の基地港湾において SEP 船の取り回しが困難になる可能性もある。

また、商業規模の浮体式洋上風力発電施設の基地として集中的に開発されるであろう大型港湾は岸壁への大型クレーン搭載が見込まれるため、浮体式洋上風力発電施設建設において SEP 船を利用するとすれば、そうした陸岸クレーンの搭載が見込まれない基地港湾となる可能性が高い。そうした港湾では大規模の基地港湾と比較して、水域による制約を多く受けるものと考えられるため、際限なく SEP 船を大型化するのではなく、現在導入が現実的で、今後主流になるとと思われる 15MW 級の風車をアセンブリするに十分な性能をもった SEP 船をモデルとするのがよいものと考えられる。

前述の評価項目を基準として、15MW 級の浮体式風車を施工方法次第でアセンブリできる可能性がある SEP 船として、現在建造中の船を含むクレーン能力 2,500 トン以上の SEP 船について整理した。

建造中含む 16 隻中、半数の 11 隻が Gusto MSC のデザインを採用しており、その内訳は NG-20000X が 6 隻(すべて建造中)、NG-16000X シリーズが 3 隻(すべて建造中)、SC-14000XL が 2 隻となっている。これらのデザインをベースとし、SEP 船の利用を想定する基地港湾の規模に合わせて、適切なデザインを選定することが望ましいものと考えられる。

Gusto MSC の SEP 船のベースデザインを表 5.1.3 に示す。なお、各デザインに搭載するクレーンは船主の要求に応じて変更可能であり、実際に Havfram や Cadeler、Eneti などの欧州船主の建造中の大型 SEP 船には、Huisman 製の LEC (Leg Encircling Crane) が採用される予定である(表 5.1.4 参照)。

表 5.1.3 Gusto MSC のベースデザイン

項目	NG-14000XL	NG-16000X	NG-20000X
全長 x 全幅	142x50m	148x56m	160x66m
喫水	6.5m	不明	不明
定員	130 名	130 名	130 名
対応水深	10-70m	下限不明-70m	下限不明-75m
積載容量	8,750 トン	11,500-13,000 トン	14,500-16,000 トン
デッキ面積	4,600m ²	5,400m ²	5,600m ²
クレーン能力	2,500 トン	2,500 トン	3,200 トン
デッキ上フック高さ	115-155m	120-162m	135-180m
主クレーン	Telescopic Leg Crane	Telescopic Leg Crane	Telescopic Leg Crane

出典：Gusto MSC、Clarksons Research

表 5.1.4 主クレーンに Huisman 製を採用している SEP 船のクレーン諸元

船名	デザイン	クレーン種類	安全使用荷重 (トン)	デッキ上最大 揚荷高さ (m)
N/B Havfram / CIMC 2/2	NG-20000X	LEC	3,250	180
Norse Wind	NG-20000X	LEC	3,250	180
Wind Ally	NG-20000X	LEC	3,000	200
Wind Ace	NG-20000X	LEC	3,000	200
Nessie	NG-16000X	LEC	2,600	不明
Siren	NG-16000X	LEC	2,600	不明
Wind Peak	NG-20000X	LEC	2,600	180
Wind Pace	NG-20000X	LEC	2,600	180

LEC: Leg Encircling Crane

5.2 SOV

5.2.1 ヒアリング結果

浮体式洋上風力発電における SOV に求める要件につき、事業者よりヒアリングできた内容を表 5.2.1 に示す。

洋上風力発電施設建設及び O&M の現場では、SOV が 1~2 週間ほど寄港せず、乗船中の作業員のケアが必要になるという理由から、居住区の快適性が、傭船を決定するうえで大きな要因となる。また、船上作業や備品輸送の観点から、十分な作業スペースや倉庫スペースがあることも重要となる。

SOV の主な艀装品として、洋上風車への作業員移送用のギャングウェイや可動範囲の広い 3D クレーンが挙げられており、これらの性能（特に可動範囲）向上により、SOV の作業性能（特に作業限界）を向上させることが可能である。DP については機器故障によるダウンタイムを削減する目的もあり、冗長性を考慮した DP クラス 2 以上が望ましい。

また、とりわけ日本及び台湾においては、建設作業の想定される秋ごろの厳しい海象条件においても稼働率を確保できるよう十分な耐航性を有することも重要な要件となる。

表 5.2.1 浮体式洋上風力発電における SOV に求める要件

<p>船体に関する要件</p>	<p>【居住区の快適性】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 風車作業員は SOV に長期滞在することになるため、居住区の快適さは最重要視する。オイル&ガス業界から転用される SOV (PSV: Platform Support Vessel) はこの要件を満たしていないことが往々にしてあることから、SOV はやはり洋上風力建設/O&M 用に建造されたものを使いたい。 ・ 現在構想中の多目的船 (アンカーハンドリング船としての用途も想定) において、70 名程度の定員数 (乗組員を除く) を設けることを検討している。 <p>【倉庫スペースや作業スペース】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 居住区の快適さのほかには、十分な倉庫スペースや作業スペースがあることが望ましい。
<p>艀装品に関する要件</p>	<p>【MCG (Motion Compensation Gangway)】 【3D クレーン】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ SOV には動揺吸収型のギャングウェイやクレーンなどが艀装されており、こうした機器の対応範囲は決まっている。この範囲を広げることで、作業性能を向上させることが可能。 ・ 傭船者の立場からも動揺を吸収する MCG や 3D クレーンが艀装されていることが望ましい。 <p>【DPS (Dynamic Positioning System)】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ DP クラスは冗長性を考えて、DP2 以上が望ましい。
<p>耐航性に関する要件</p>	<p>【耐航性】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 洋上風力発電施設の建設は気象・海象条件に大きく左右されることから、耐航性が高く、荒天に強い船があれば、実際のオペレーションでの作業性が良くなるという風に考えている。
<p>その他 SOV 利用に関するコメント</p>	<p>【CTV/SOV の使用判断】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 社内ポリシーとして、建設拠点から洋上風力サイトまでの航行時間を 1.5 時間以内にするように定めており、これを超える航行時間となる場合は、CTV ではなく、洋上に長期滞在することを前提に SOV を用いるものとしている。

5.2.2 SOV に求められる項目

現在、稼働中及び建造中の定員 70 名以上の SOV 及び CSOV (Construction SOV) (以下、まとめて「SOV」という。)につき、「5.2.1 ヒアリング結果」より整理した表 5.2.2 の項目に関連する要素を集計し、評価した。なお建造中の船舶も多く含まれることから、各項目に対し値が不明となっている船舶は除外して集計している。

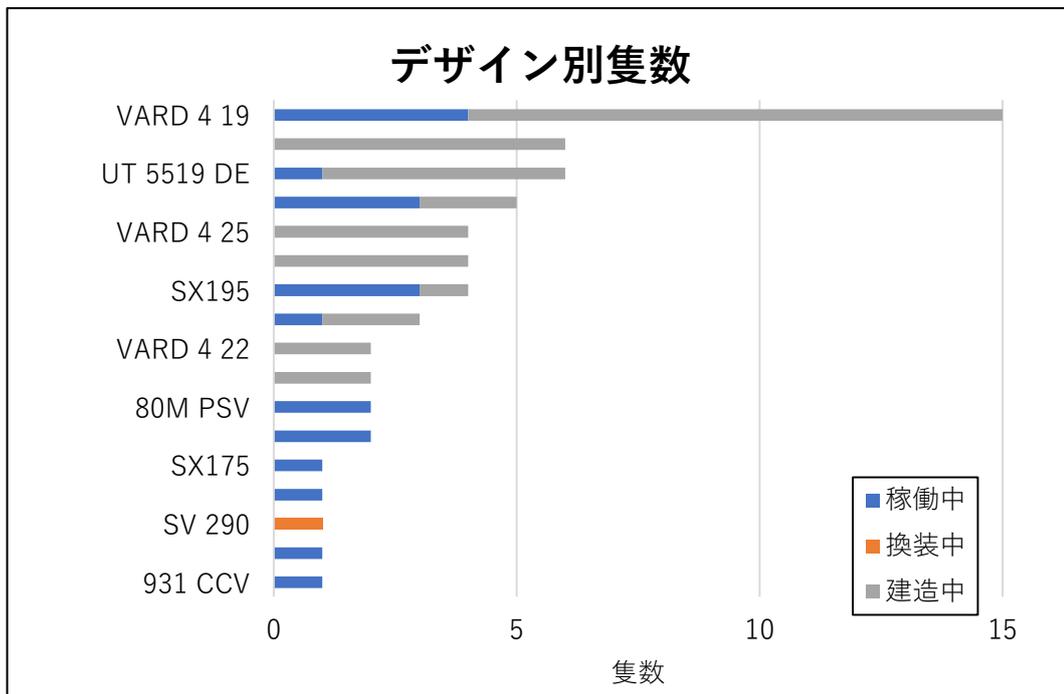
表 5.2.2 SOV における集計項目

要件	集計項目
居住区の快適性	SOV のデザイン (洋上風力向けか否か)
倉庫/作業スペース	デッキ面積
MCG	MCG のメーカー
3D クレーン	搭載クレーンのメーカー
DPS	DP クラス
耐航性	総トン数、推進機器出力

(1) 居住区の快適性

定員 70 名以上の SOV のデザイン別隻数を図 5.2.1 に示す。

定員数で絞られていることもあり、いずれも洋上風力向けにデザイン・換装されたものとなっている。その中でも特に VARD 4 19 (Vard) のデザインを採用しているものが 15 隻と多く、次いで SX222 (Ulstein)、UT 5519 DE (Kongsberg Maritime) が 6 隻となっていた。洋上風力向けのデザインであれば、いずれも十分な定員数を備えており、船内設備も充実していると思われることから、居住区の快適性は確保されているものと考えられる。



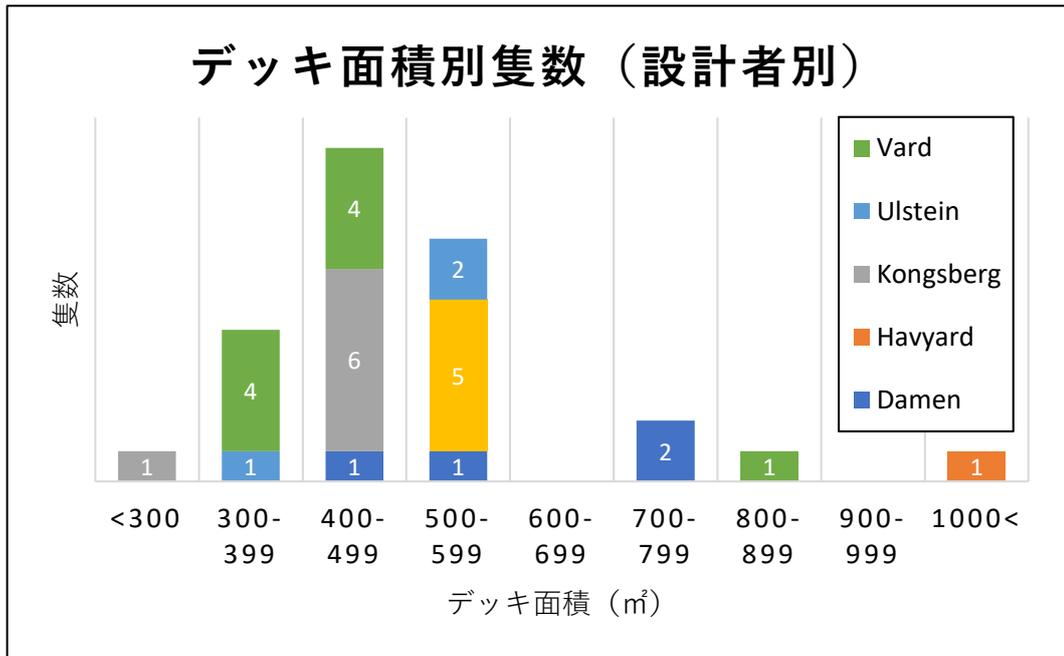
資料 : Clarksons Research より作成

図 5.2.1 SOV のデザイン別隻数

(2) 十分な倉庫/作業スペース

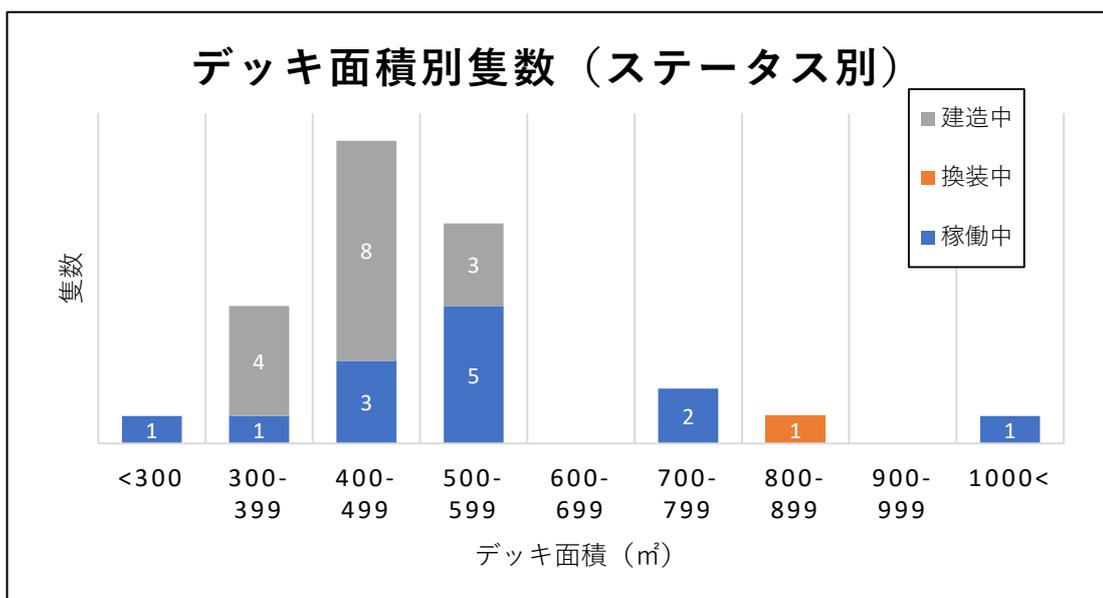
十分な倉庫/作業スペースがあるか測る指標として、定員 70 名以上の SOV のデッキ面積を図 5.2.2 及び図 5.2.3 に整理した。

多くの SOV においてデッキ面積が 300-599m²となっていたが、Damen 製 2 隻、Vard 製 1 隻、Havyard 製 1 隻は 700m²以上のデッキ面積となっていた。これらはいずれも稼働中もしくは換装中の船舶であり、今後新たに建造される SOV は 300-599m²のデッキ面積を持つものが多いことがわかる。



資料：Clarksons Research より作成

図 5.2.2 SOV のデッキ面積別隻数（設計者別）



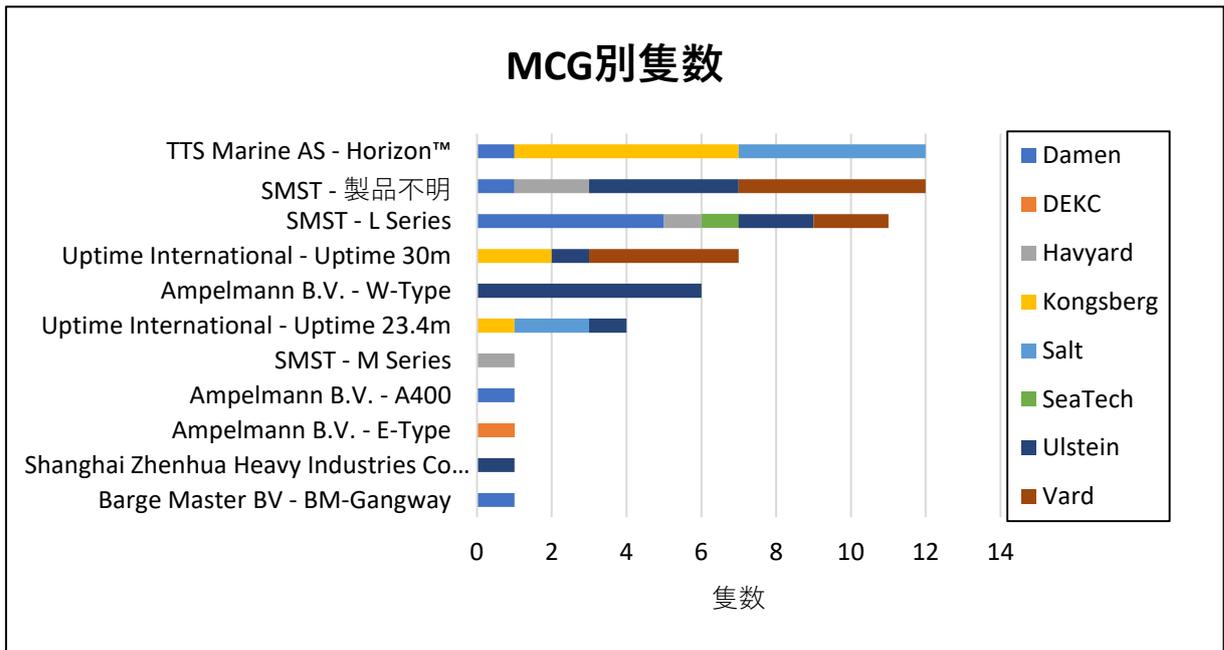
資料：Clarksons Research より作成

図 5.2.3 SOV のデッキ面積別隻数（ステータス別）

(3) MCG (Motion Compensation Gangway)

定員 70 名以上の SOV に採用されている MCG を図 5.2.4 に示す。

TTS Marine AS (MacGregor) の Horizon、SMST の L Series、Uptime International の Uptime 30m、Ampelmann B.V の W-Type が過半数を占めた。建造中の船舶も集計対象としているため、SMST 製の「製品不明」のギャングウェイが多くなっているが、同型船に SMST - L Series を導入している例もみられることから、同様に L - Series が導入されるものと考えられる。



資料：Clarksons Research より作成

図 5.2.4 SOV の MCG 別隻数

(4) 3D クレーン

定員 70 名以上の SOV に採用されている 3D クレーンメーカー別の隻数を図 5.2.5 に示す。

こちらも MCG 同様、SMST 及び TTS Marine (MacGregor) の製品を採用している船舶が多かったほか、Seaonics 及び Adria Winch 製のものが採用されていた。

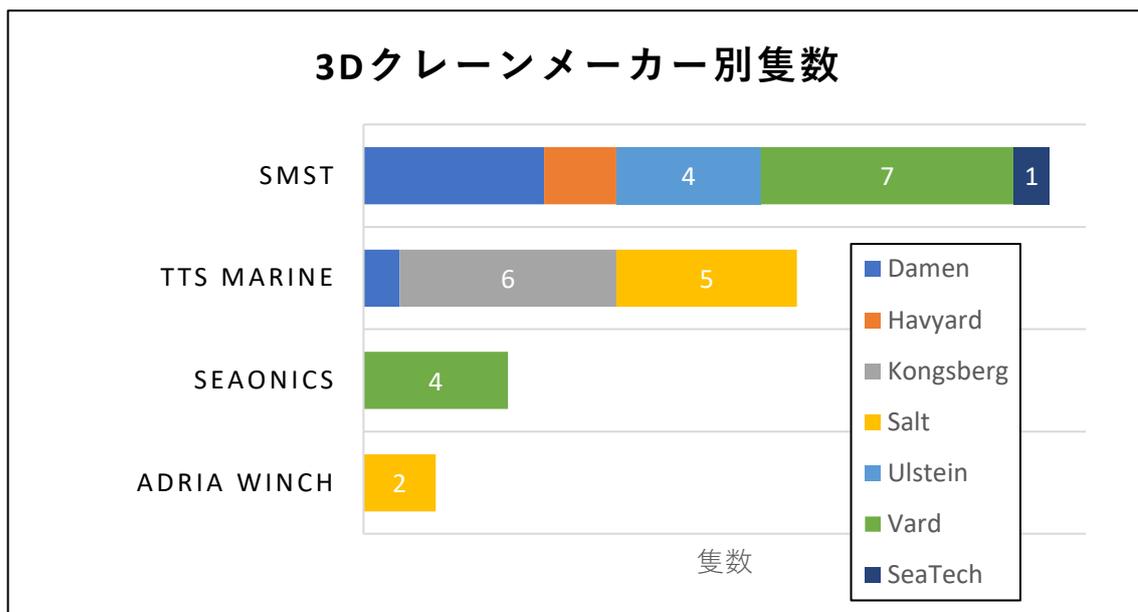


図 5.2.5 SOV 搭載の 3D クレーンメーカー別隻数

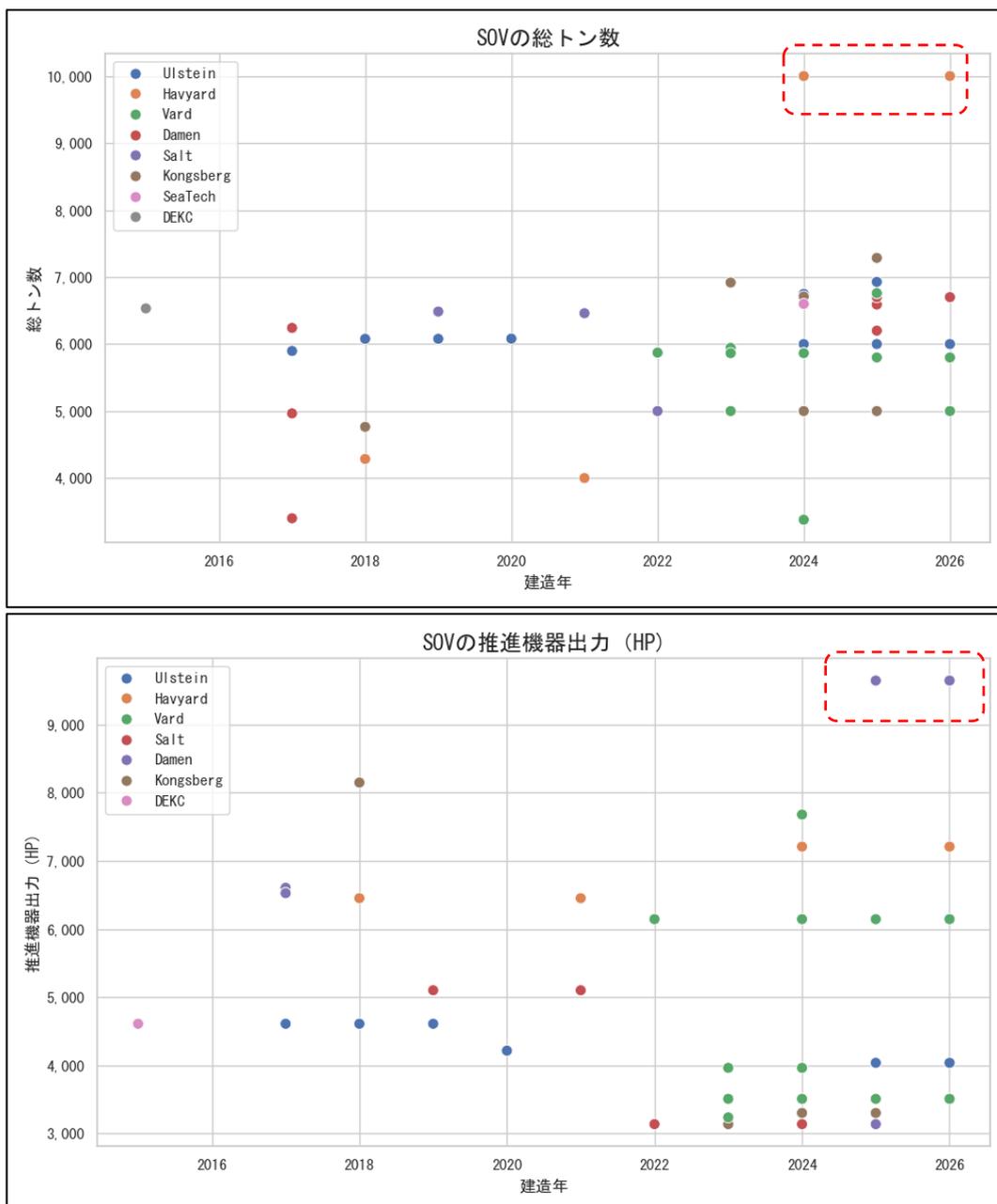
(5) DP クラス

今回集計対象とした定員 70 名以上の SOV のうち、搭載されている DP のクラスを確認できたものについては、いずれも DP Class 2 となっていた。

(6) 総トン数及び推進機器出力

耐航性を示す指標として、定員 70 名以上の SOV の総トン数及び推進機器出力を図 5.2.6 に整理した。

年度経過による顕著な大型化の傾向は見えづらいが総トン数で見れば Havyard 製の 10,000 トンの SOV が建造中であり、推進機器出力で見れば Damen 製の 10,000HP 近い SOV が建設中であることから、大型 SOV のニーズがないわけではないことが伺える。今後 EEZ 等の気象・海象条件が厳しい海域での洋上風力発電施設建設を見据えて、これら大型・大出力の SOV の建造及び運航傾向も注視しておく必要があるものと考えられる。



資料：Clarksons Researchより作成

図 5.2.6 SOV（定員 70 名以上）の（上）総トン数（下）推進機器出力（HP）

5.2.3 具体的なモデル作業船

具体的なモデルデザインとして、稼働中、建設中含め最も採用隻数が多かった VARD 4 19 のデザインを採用する SOV TSS Pioneer の外観および諸元を図 5.2.7 に示す。

洋上風力向けに設計されていることもあり、ヒアリングにて事業者から挙げられた要件はすべて満たしている。

船型についても 6,000GT 程度と標準的なサイズなため、国内造船所で同デザイン船を建造可能だと考えられるが、船内機器の国産品への換装を検討する際は、既定品と国産品のサイズの違い等から細部の設計変更が必要となる可能性が高いことに留意する。

また、今後 EEZ 等、より気象・海象条件が厳しい海域での洋上風力発電施設建設が現実的になれば、より大型・高推進力の SOV の建造についても検討するべきものと考えられる。



主要寸法	全長：85.40m、垂線間長：79.72m、型幅：19.5m、喫水：5.7m
総トン数	5,872 トン
定員	87 名（うち技師・乗客 60 名）
DP クラス	DP2
主機・推進機器	<p>主機：Caterpillar 3512C ディーゼルエンジン x2 推進機器出力（HP）：6,144 トン</p> <p>【推進機器構成】</p> <ul style="list-style-type: none"> -Kongsberg アジマススラスタ 2,000kw x2、 -トンネルスラスタ 1,500kw x2 -レトラクタブルスラスタ 1,500kw x1
倉庫スペース等	倉庫スペース面積：370m ² 、カーゴデッキ面積：440m ²
甲板機器	MCG（SMST）、3D クレーン（SMST）、ボートランディングクレーン（SMST）
その他機器	動揺軽減システム

出典：TSS Marine、Clarksons Research

図 5.2.7 VARD 4 19 デザイン船（TSS Pioneer）の外観および諸元

5.3 アンカーハンドリング船

5.3.1 ヒアリング結果

浮体式洋上風力発電におけるアンカーハンドリング船に求める要件につき、事業者よりヒアリングできた内容を表 5.3.1 に示す。

浮体式洋上風力発電施設建設の際に必要なアンカーハンドリング船の要件については、浮体式風車の係留方法とあわせて、議論がなされている。浮体の係留方法（施工方法含む）により、艀装品（ボラードプルを発生させる推進機器、アンカーハンドリング用のウインチ類等）に要求されるスペックは異なるが、船体に関しては、従来のオイル&ガス産業におけるアンカー敷設作業と比較して、大量のアンカー敷設が必要になることから 1 度に多くのアンカー、チェーン及び係留附帯設備を輸送するため、より大型化するものと考えられている。

また、日本や台湾では、気象・海象条件により作業可能時期が限られている都合上、24 時間体制で作業するに十分な作業員を乗り込ませることが可能な居住区画が必要になるものと考えられている。これも従来のオイル&ガス向けのアンカーハンドリング船には見られない仕様となる。

なお、日本や台湾ではアンカー敷設後に把駐力試験が要求されている。15MW 級の風車をドラッグ式のアンカー用いて係留することを想定する場合、このために 1,000 トン近い張力をアンカーにかける必要があるが、この水準のボラードプルをもつアンカーハンドリング船の建造は現実的ではないため、テンショナーを用いた把駐力試験やプラーユニットを用いた同試験の実施が検討されている。実際にどのような施工方法が採択されるかにより、必要となる船のスペックは大きく左右されることに留意が必要となる。

また、洋上風力発電施設の建設は気象・海象条件に大きく左右される。将来的には EEZ 等、より沖側での洋上風力発電施設建設が検討されていることを踏まえ、厳しい外力条件下でも作業可能な船とする必要がある。

表 5.3.1 浮体式洋上風力発電におけるアンカーハンドリング船に求める要件

<p>船体に関する要件</p>	<p>【チェーンロッカーサイズ】 【デッキ面積】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ アンカーハンドリング船に関し、チェーンロッカーサイズやデッキスペースの最適解については、海外のコンセプトデザインを見てみても、オイル&ガスよりも大型のものが主流になっていくものと考えている。 ・ 現在構想中の多目的船（アンカーハンドリング船としての用途も想定）において、2,000m³のチェーンロッカーと1,500m²のデッキ面積を想定している。 <p>【定員】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 24時間作業することを想定すれば、その分必要となる作業員数も多くなる。アンカーハンドリング船に関して言えば、ROVオペレータなどの追加作業員が必要となるほか、把駐力試験時にテンショナー等を使用することを考慮すれば、専門作業員用の居室が必要になるとともにMWS(Marine Warranty Survey)の検査官用にも居室が必要となり、従来のオイル&ガス用のアンカーハンドリング船では対応できないことも出てくるものと思われる。
<p>艀装品に関する要件</p>	<p>【ボラードプル】 【アンカーハンドリングウインチ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 必要となるボラードプル（推力）については、施工方法によっても異なる。（200～300トンのボラードプルの船を要するという意見が多くみられた。） ・ アンカーの把駐力試験のために1,000トンのボラードプルが要求される可能性もあるが、現実的に建造できるものかといわれると疑問が残る。 ・ ボラードプルよりもウインチを用いて必要な張力を発生させる方が現実的かとは思われるが、実際の施工方法や係留本数に船のスペックは大きく左右される。 <p>【DPS】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ EEZ等沖へ行けば行くほど、気象・海象条件も厳しくなることから、作業船の作業限界についても重要な要件となる。波高2～2.5mでも作業ができるDPS搭載の船が必要となる。
<p>耐航性に関する要件</p>	<p>【耐航性】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 洋上風力発電施設の建設は気象・海象条件に大きく左右されることから、耐航性が高く、荒天に強い船があれば、実際のオペレーションでの作業性が良くなるという風に考えている。
<p>その他アンカーハンドリング船利用に関するコメント</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 使用するアンカーの種類及び施工方法によっては、必ずしもアンカーハンドリング船が必要になるとは言い切れない。

5.3.2 アンカーハンドリング船に求められる項目

現在、稼働中のボラードプル 200 トン以上の AHTS (Anchor Handling Tug Supply) 船、AHT (Anchor Handling Tug) 船及び MPSV (Multi-Purpose Support Vessel) (以下、まとめて「AHV」という。)につき、「5.3.1 ヒアリング結果」より整理した表 5.3.2 の項目に関連する要素を集計し、評価した。なお、各項目に対し値が不明となっている船舶は除外して集計している。

なお、各船のチェーンロッカーサイズについては情報を得ることができなかつたため、ヒアリング結果にあったチェーンロッカーサイズにおけるチェーンの積載可能量を概算し、評価を実施した。

表 5.3.2 AHV における集計項目

要件	集計項目
チェーンロッカーサイズ	-
デッキ面積	デッキ面積
定員	定員
ボラードプル	ボラードプル
アンカーハンドリングウインチ	安全使用荷重
DPS	DP クラス
耐航性	総トン数、推進機器出力

(1) チェーンロッカーサイズ

前述のとおり、チェーンロッカーサイズについては各船の情報を得ることができなかつたため、ヒアリング結果にあった 2,000m³ のチェーンロッカーサイズにつき、どの程度の長さ (m) のチェーンが収納可能か概算し、評価を実施した。

概算に当たっては、Germanischer Lloyd の以下の計算式を用いた。

$$S = 1.1 \cdot d^2 \cdot \frac{l}{2} \cdot 10^{-5} [m^3]$$

ただし、

S = チェーンロッカーサイズ (m³)

d = チェーン直径 (mm)

l = チェーン長さ (m)

※上記元式では一般船舶用の左右のチェーンロッカーを想定し、チェーン長さに 1/2 を乗じているが、今回は全体のチェーンロッカーサイズの概算を目的とするため、この乗算は行わない。

アンカーチェーン直径は現在国内で製造可能なサイズである 132mm 及び台湾で使用が検討されている 137mm とした¹⁴。概算結果を表 5.3.3 に示す。

仮に台湾で検討されているとおり、137 mmチェーンによるオールチェーン係留とする場合、チェーンロッカーに収まるチェーン長さは9,687m (=係留チェーン 13 本分) となり、浮体式風車 1.44 基分となる (表 5.3.4 参照)。

浮体式洋上風車における最適な係留システムは各所で検討が行われている最中であるが、どのような係留システムを採用するにせよ、使用する係留索の種類、施工方法、基地港湾から洋上風力発電海域までの距離等について考慮したうえでチェーンロッカーサイズは設定されるべきものと考えられる。

表 5.3.3 2,000m³チェーンロッカーに収納可能なチェーン長さ

チェーン直径 (mm)	132	137
チェーン長さ (m)	10,435	9,687

表 5.3.4 (参考) 1 航海に設置できるアンカーチェーン数

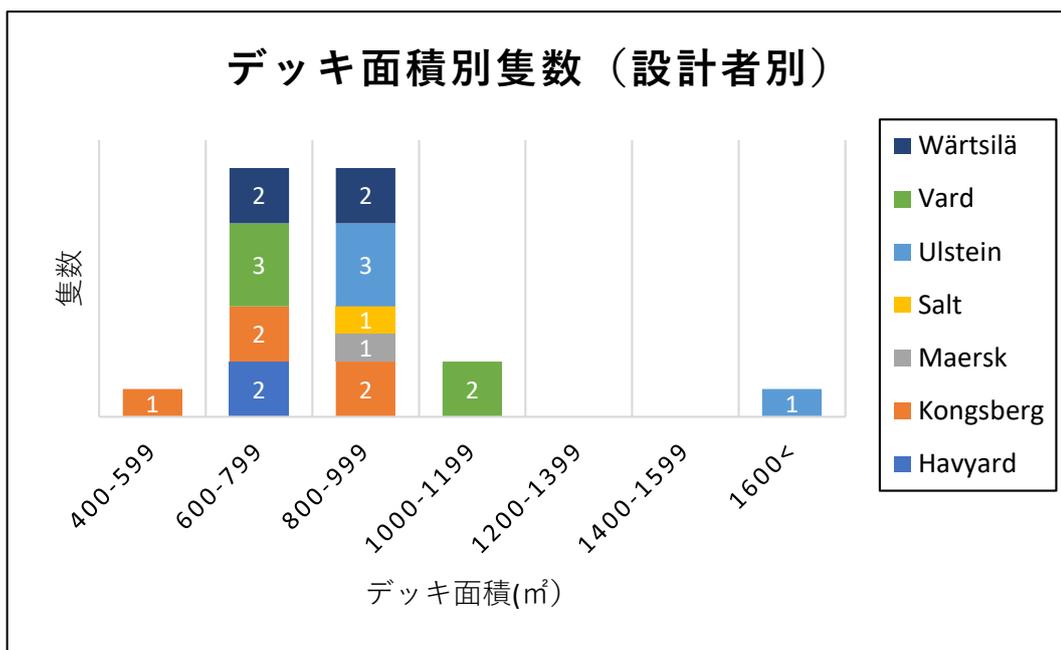
チェーン直径 (mm)	137
チェーン長さ (m)	9,687
浮体の係留デザイン	オールチェーン
浮体 1 基あたりの係留チェーン本数 (本)	9
係留チェーン 1 本あたりの長さ (m)	710
1 航海に設置できるチェーン数 (本)	13
浮体式風車換算 (基)	1.44

(2) デッキ面積

ボラードプル 200 トン以上の AHV のデッキ面積別隻数を図 5.3.1 及び図 5.3.2 に示す。

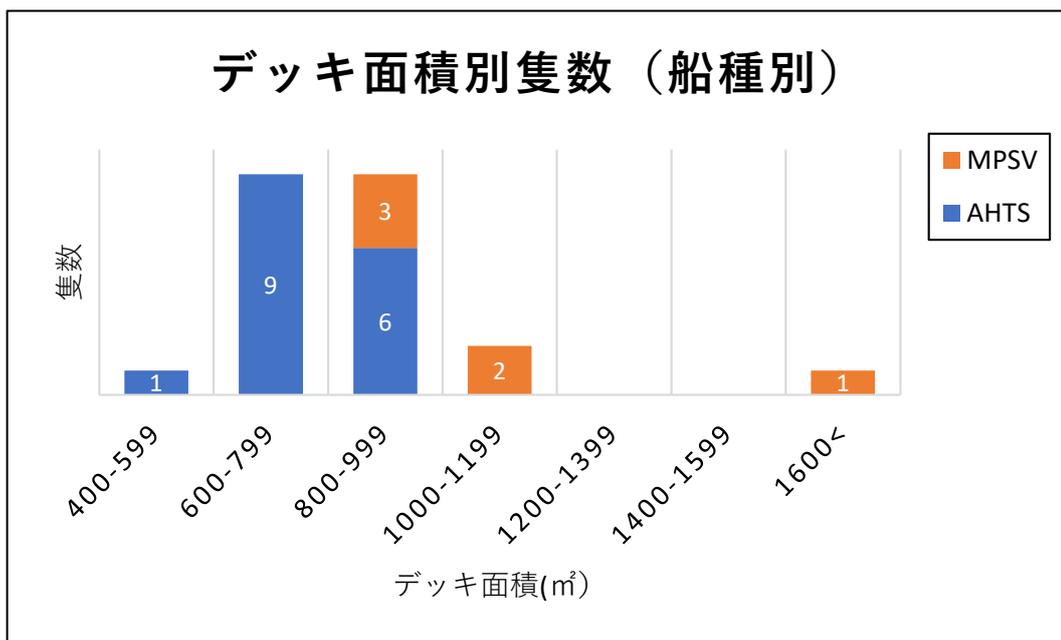
多くの AHV においてデッキ面積が 600-1,000m²となっていたが、Vard 製 2 隻、Ulstein 製 1 隻においては 1,000m²以上のデッキ面積となっていた。これらはいずれも MPSV であり、細かな船種及び用途の違いにより、デッキ面積に違いが生じていることがわかる。

¹⁴ Ma et al. Design of Mooring System for 15mw Semi-Submersible, Taidafloat, in Taiwan Strait (2023)



資料：Clarksons Research より作成

図 5.3.1 AHV（BP200 トン以上）のデッキ面積別隻数（設計者別）



資料：Clarksons Research より作成

図 5.3.2 AHV（BP200 トン以上）のデッキ面積別隻数（船種別）

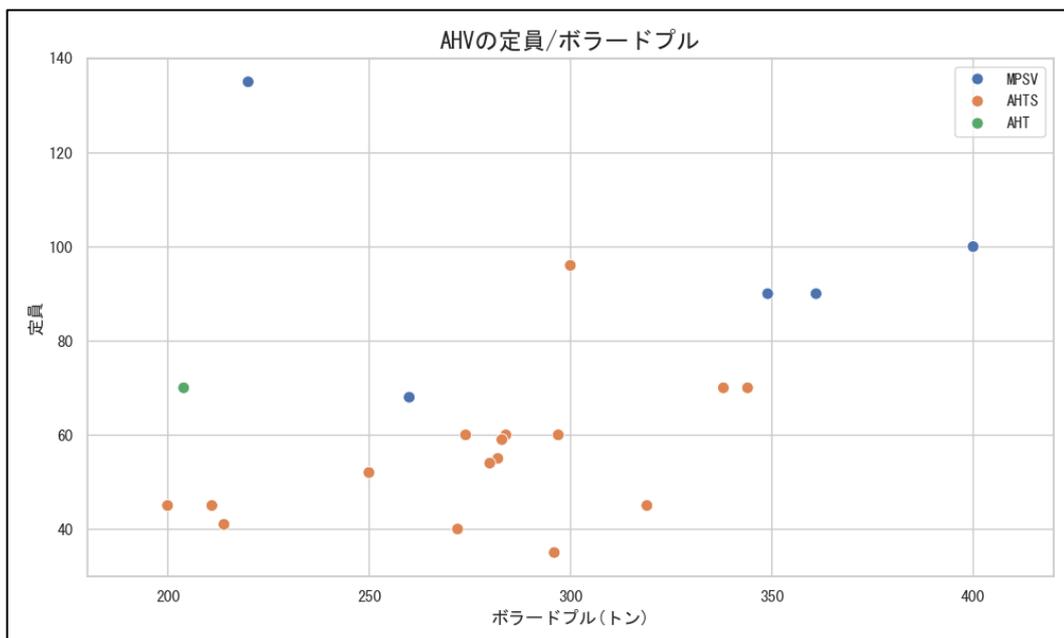
(3) 定員

ボラードプル 200 トン以上の AHV の定員とボラードプルの関係を図 5.3.3 に整理した。

AHV の定員とボラードプルに必ずしも強い相関関係がみられないことから、ボラードプルが大きい AHV が必ずしも定員上限が大きいとは限らないことが分かる。

船型別にみると、MPSV が比較的定員数が大きい傾向にあった。MPSV はアンカーハンドリング作業のみならず、物資・人員輸送を含めたオフショアでの多様な作業に従事することを目的としているためであるものと考えられる。

浮体式洋上風力向けの AHV に関しては、MPSV ほど多用途ではないにせよ、設置するアンカー数がオイル&ガス業界と比較して大幅に増加することが予想されるため、人手も多くかかることが想定されている。そのため、図 5.3.3 中最低値 (=35 人) に近い定員とすることは避け、十分に余裕をもった設計とすることが望ましいと考えられる。



資料 : Clarksons Research より作成

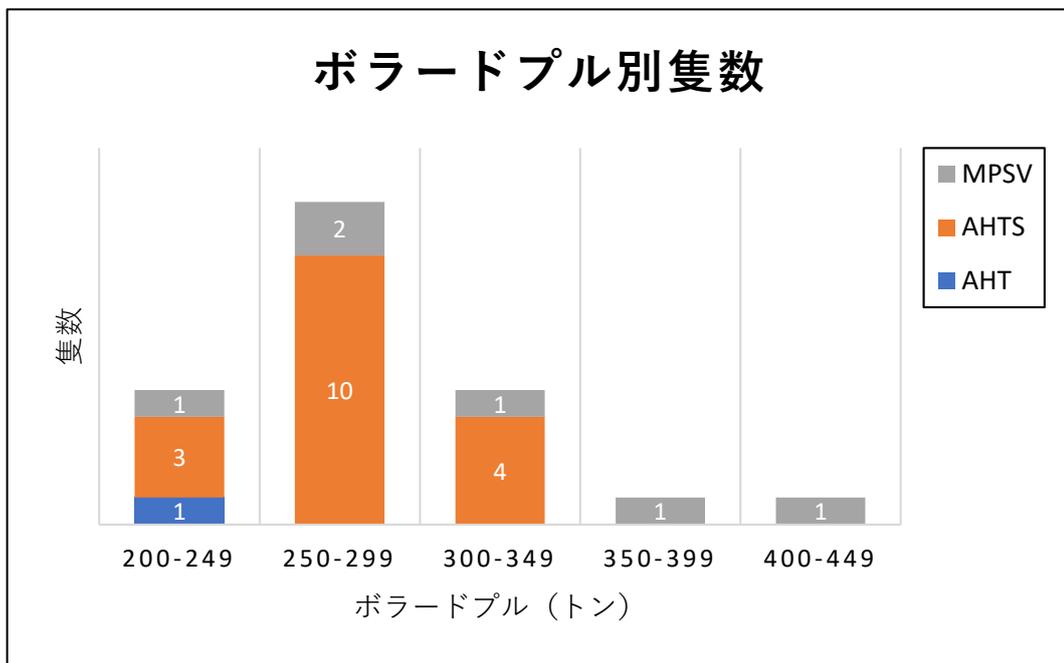
図 5.3.3 AHV の定員とボラードプルの関係

(4) ボラードプル

ボラードプル 200 トン以上の AHV のボラードプル別隻数を図 5.3.4 に示す。

250-299 トンのレンジのボラードプルをもつ AHV が最も多かった。今回ヒアリングした事業者からは、「浮体式洋上風力発電施設の建設には 200-300 トン程度のボラードプルの AHV が必要」という意見が複数あり、ボラードプルの観点のみで見れば、既に市場には事業者のニーズを満たす AHV が存在していることがわかる。

なお、浮体式風車用アンカー設置時の課題として、ドラッグ式アンカーの把駐力試験用の張力 (1,000 トン程度) が挙げられるが、現在最大級の AHV においても 400 トン程度のボラードプルしかないことから、必要張力をボラードプル (本船推力) にて得ることは現実的ではなく、別途試験方法の確立が必要となる。



資料 : Clarksons Research より作成

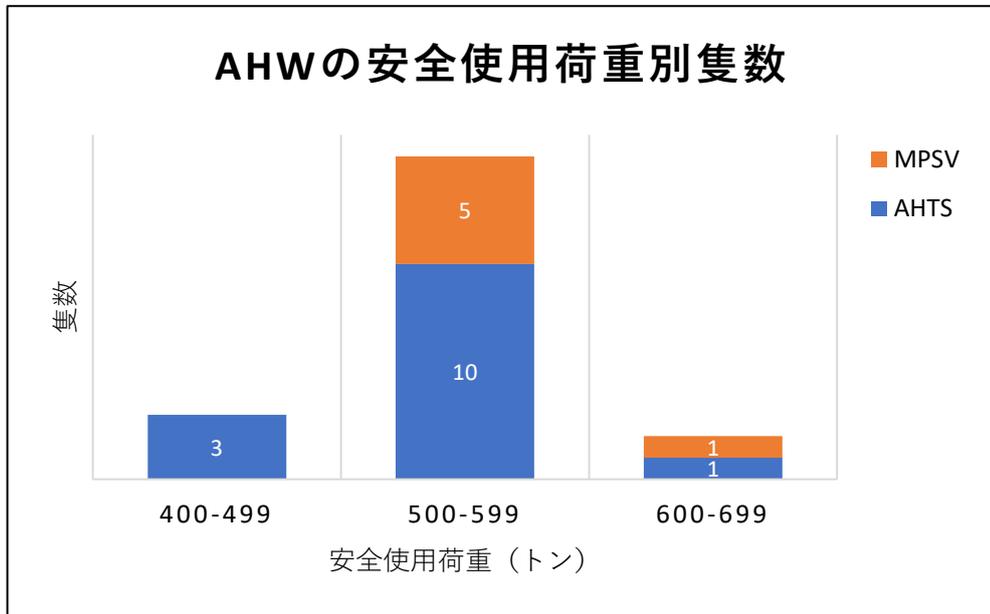
図 5.3.4 AHV のボラードプル別隻数

(5) アンカーハンドリングウインチの安全使用荷重

AHV の主アンカーハンドリングウインチの安全使用荷重 (SWL) 別隻数を図 5.3.5 に示す。

対象としたすべての AHV において、主アンカーハンドリングウインチの安全使用荷重は、400-600 トンの間にすべておさまっており、そのうち 7 割程度が 500-599 トンのレンジに収まっていた。前述のとおり、浮体式洋上風力発電施設建設においては、ドラッグ式アンカーの把駐力試験が必要となるが、欧州ではアンカーハンドリングウインチ及びテンショナーを使った方法が考案されている。

テンショナー（図 5.3.6 参照）の活用により把駐力試験の際に必要な張力を最大 60%削減¹⁵できるため、理論的には 400 トン以上の揚力（≒安全使用荷重）をもつアンカーハンドリングウインチがあれば、把駐力試験に必要な 1,000 トンの張力を確保できるものと考えられる。



資料：Clarksons Research より作成

図 5.3.5 AHW の安全使用荷重別隻数



出典：Franklin Offshore

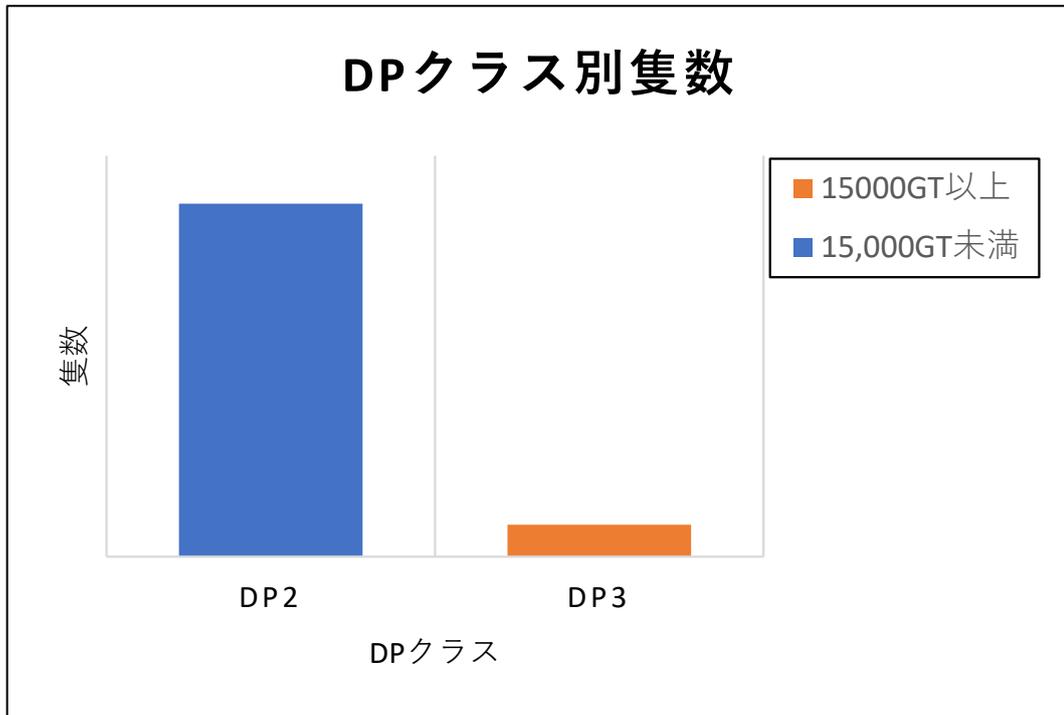
図 5.3.6 動作中のテンショナー

¹⁵ Vryhof Stevtensioner 製品ページ
<https://delmarsystems.com/products/installation-equipment/Stevtensioner/>

(6) DP クラス

AHV の DP クラス別隻数を図 5.3.7 に示す。

データを集計できた AHV のうち、22 隻が DP2、2 隻が DP3 を搭載しており、いずれも DPS に冗長性をもたせている。AHV の中でもとりわけ大型のもの（総トン数 15,000 トン以上）が DP3 を搭載していた。



資料：Clarksons Research より作成

図 5.3.7 AHV の DP クラス別隻数

(7) 総トン数及び推進機器出力

耐航性を示す指標として、ボラードプル 200 トン以上の AHV の総トン数及び推進機器出力を図 5.3.8 に整理した。

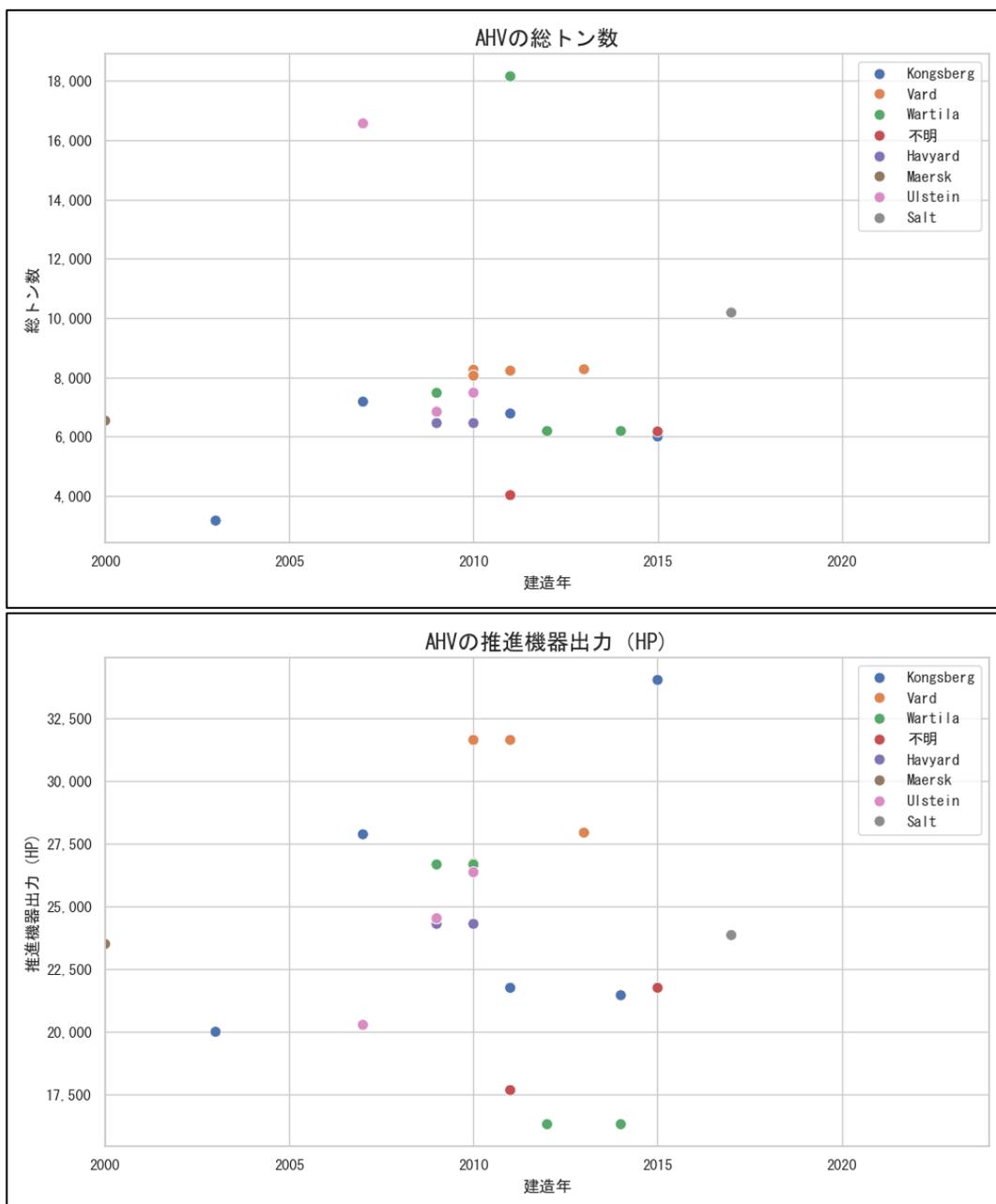
2017 年以降、ボラードプル 200 トンを超える AHV は建造されておらず、建造ヤードや建造年ごとの船型、推進機器出力の傾向も特に顕著なものは見えない。

総トン数をみると、16,000 トン超の AHV が 2 隻あるが、これらはいずれもオフショア施設の建設用途も備えた MPSV である。アンカーハンドリング及び浮体式風車曳航の目的に供する AHV であれば、オイル&ガスのプラットフォームと比較して浮体式風車が圧倒的に小さいことから、浮体式風車曳航のためにここまで船体を大きくすることは不要である。しかし、同時にアンカーを多数積載するためにデッキ面積を確保する都合上、総トン数が比較的大きくなる可能性も考えられる。

推進機器出力についても、洋上施設の曳航のみを考えればオイル&ガスで使用される MPSV ほどの推力は不要であるものと考えられる。ただし、オイル&ガスのアンカーハンドリングではプラットフォーム上のウインチを使用して係留索のテンショニング

等各種作業を行うのに対して、浮体式洋上風力発電においては、AHVのウインチを利用して同様の作業を行うことが考えられるため、この作業に耐えうるだけの船体姿勢維持能力（=DP性能=推進機器出力）が必要になるものと考えられる。

総じて、AHVにて実施する作業やその施工方法、作業海域等を考慮して、船体の大きさや推進機器の能力を検討する必要があるものと考えられる。



資料：Clarksons Research より作成

図 5.3.8 AHV の（上）総トン数（下）推進機器出力（HP）

5.3.3 具体的なモデル作業船

アンカーハンドリング船については、浮体式洋上風力における最適な係留システム及び施工方法が現在進行形で議論・検討中であることから、具体的なモデル作業船を提示することは難しい。最適な係留システムや施工方法の道筋が見えてきた後に、「5.3.2 アンカーハンドリング船に求められる項目」の中で整理した内容等につき検討し、必要となる仕様を決定することが望ましい。

5.4 ケーブル敷設船

5.4.1 ヒアリング結果

浮体式洋上風力発電におけるケーブル敷設船に求める要件につき、事業者よりヒアリングできた内容を表 5.4.1 及び表 5.4.2 に示す。

効率的に電力ケーブルを敷設するために十分なケーブルタンクサイズを要する。なお、ケーブルタンクサイズの検討ならびに耐航性確保のための船体サイズ検討のため、ケーブル敷設船での敷設作業範囲の明確化（ケーブル敷設専用船で敷設する海域とバージ等で敷設する海域の差別化）が必要となる。

艀装品については、電力ケーブル敷設時には ROV 等の水中ロボットを利用するため、それらを吊り下げるための水中作業用クレーンが必要となる。安全かつ正確に敷設作業を行うために DP も必要となる。

表 5.4.1 浮体式洋上風力発電におけるケーブル敷設船に求める要件(1)

船体に関する要件	<p>【ケーブルタンクサイズ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 電力ケーブルの積載可能量は重要な要件だと考える。電力ケーブルは重いためタンク自体を回転するカルーセルとする等、専用の設備が必要。電力ケーブルは 1km あたり 40 トンほどの重量があるため（33kV 想定）、大型のケーブル敷設船（積載可能量:8,000 トンクラス）でも 200km 程度のケーブルしか積み込むことができない。 ケーブルタンクサイズ、ならびにケーブル積出港と建設サイト、変電設備間の距離によっては、下手をすると（ケーブル積み込みのため、港と作業海域間を何往復もする必要があり、）非常に効率が悪くなってしまう可能性がある。
艀装品に関する要件	<p>【水中作業用クレーン】</p> <ul style="list-style-type: none"> 電力ケーブル敷設時には A フレームなどの水中作業用クレーンにて ROV を吊り下げ、ケーブル曲率を監視しながら作業する。 <p>【DPS】</p> <ul style="list-style-type: none"> 正確かつ安全に作業するために DP も必要。

表 5.4.2 浮体式洋上風力発電におけるケーブル敷設船に求める要件(2)

耐航性に関する要件	<ul style="list-style-type: none"> ・ 通信ケーブルの敷設にも使用できる船の場合、大洋の気象・海象条件が厳しい環境下でも作業できるよう、電力ケーブル用の敷設船と比較して乾舷が高く設定されている。EEZ など気象・海象条件が比較的厳しい海域に洋上風車を建設することを考えると、こうした厳しい気象・海象条件下でも作業可能な船が必要になってくるものと考えられる。 ・ 耐航性を上げるためには、船は大きい方が望ましいが、船が大きければその分喫水が深くなり、浅瀬での作業が困難になる。洋上風力のケーブル敷設時、ケーブル敷設専用船の作業範囲を明確にしたうえで船を設計することが望ましい。
その他ケーブル敷設船の利用に関するコメント	<ul style="list-style-type: none"> ・ 他の船型については洋上風力サイトの地理的条件や施工方法により、場合によっては不要になるものと考えられるが、ケーブル敷設はどのような条件下でも欠かせない工程であるため、ケーブル敷設船は必須だと考える。

5.4.2 ケーブル敷設船に求められる項目

現在、稼働中のケーブルタンク積載重量 2,000 トン以上と判明している CLV (Cable Laying Vessel) 船及び MPSV (Multi-Purpose Support Vessel) (以下、まとめて「CLV」という。)につき、「ヒアリング結果」より整理した表 5.4.3 の項目に関連する要素を集計し、評価した。なお、各項目に対し値が不明となっている船舶は除外して集計している。

表 5.4.3 CLV における集計項目

要件	集計項目
ケーブルタンクサイズ	ケーブルタンク積載重量
水中作業用クレーン	水中作業用クレーン安全使用荷重
DPS	DP クラス
耐航性	総トン数、推進機器出力

(1) ケーブルタンク積載重量

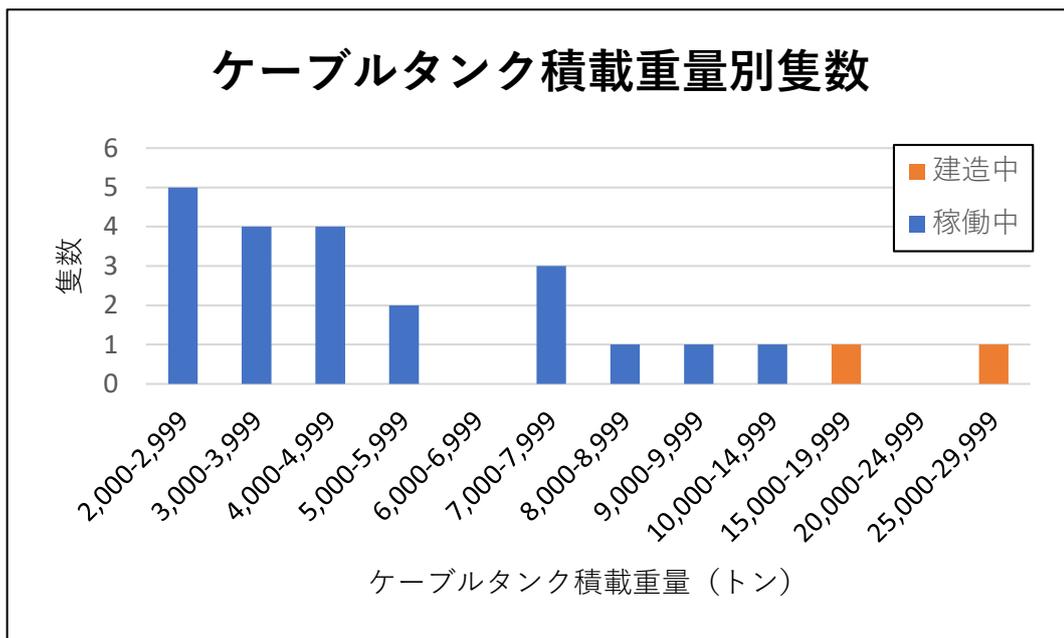
CLV のケーブルタンク積載重量別隻数を図 5.4.1 に示す。

現在稼働中の CLV に関しては、2,000 トン-4,999 トン級のタンク及び 7,000-7,999 トン級のタンク積載重量をもつものが多くみられた。

なお、28,000 トン及び 19,000 トンと、従来よりも大幅に積載量を増加させたケーブルタンクを持つ CLV が建造中である。

電力ケーブルの重量を70トン程度¹⁶だとすれば、2,000トンクラスでは28km、28,000トンクラスでは400kmの搭載が可能となる。浮体式洋上風力発電施設の実施海域に合わせて、必要となるケーブル長さからケーブルタンクサイズを選定する必要があるものと考えられる。

なお、図5.4.2にケーブル敷設バージを除いたCLVの喫水及びケーブルタンク積載重量の関係を示す。喫水とケーブルタンクサイズはほぼ無相関であるため、ケーブルタンクサイズは大きく保ちつつも、比較的喫水の浅いケーブル敷設船も設計としてはあり得るものと考えられる。

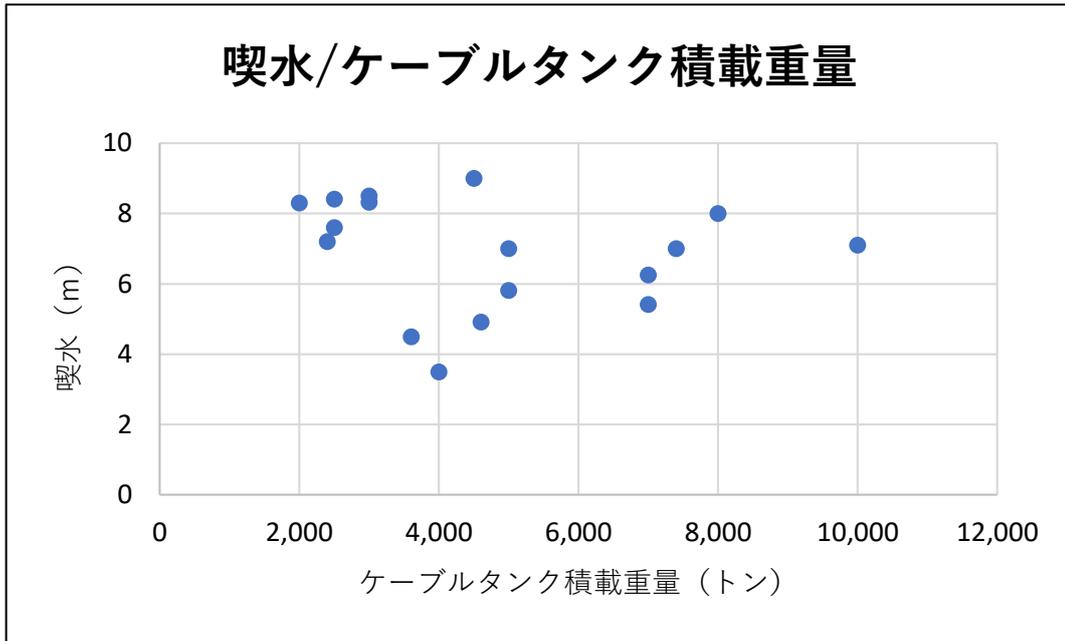


資料：Clarksons Research より作成

図 5.4.1 CLV のケーブルタンク積載重量別隻数

¹⁶ Offshore Wind Scotland Cables and Accessories Factsheet

(<https://www.offshorewindscotland.org.uk/media/gf1pauij/04-cables-accessories.pdf>)



資料：Clarksons Research より作成

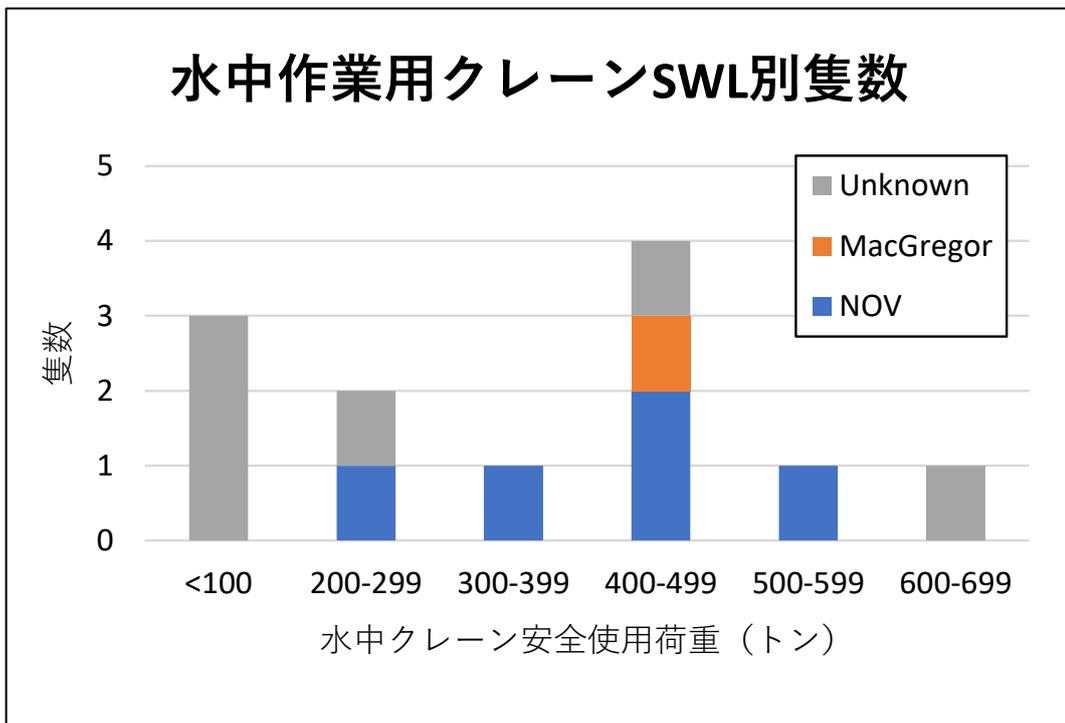
図 5.4.2 CLV の喫水及びケーブルタンク積載重量の関係

(2) 水中作業用クレーン安全使用荷重

現在稼働中の CLV のケーブルタンク積載重量別隻数を図 5.4.3 に示す。

400-499 トンのレンジの水中作業用クレーンを搭載する CLV が最も多かった。

クレーンのメーカーについては、不明なものが多かったが、MacGregor 製及び NOV 製のものが確認できた。



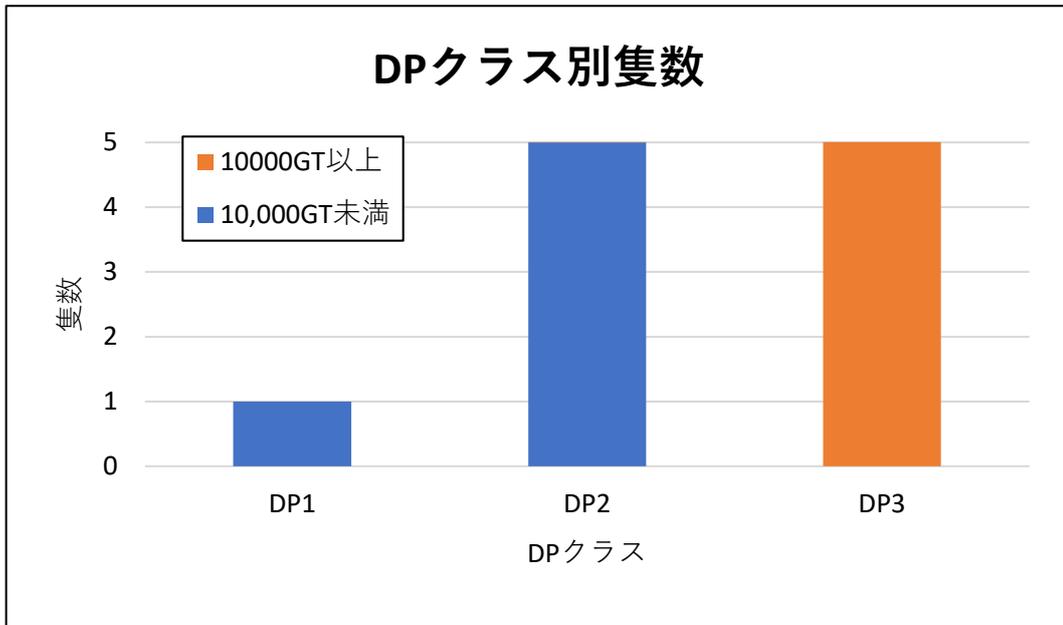
資料：Clarksons Research より作成

図 5.4.3 CLV の水中作業用クレーン安全使用荷重別隻数

(3) DP クラス

CLV の DP クラス別隻数を図 5.4.4 に示す。

データを集計できた AHV のうち、1 隻が DP1、5 隻が DP2、5 隻が DP3 を搭載していた。CLV では総トン数 10,000 トン以上のものが DP3 を搭載していた。今回集計対象とした中で唯一自走バージ型の CLV が DP1 を搭載していた。



資料：Clarksons Research より作成

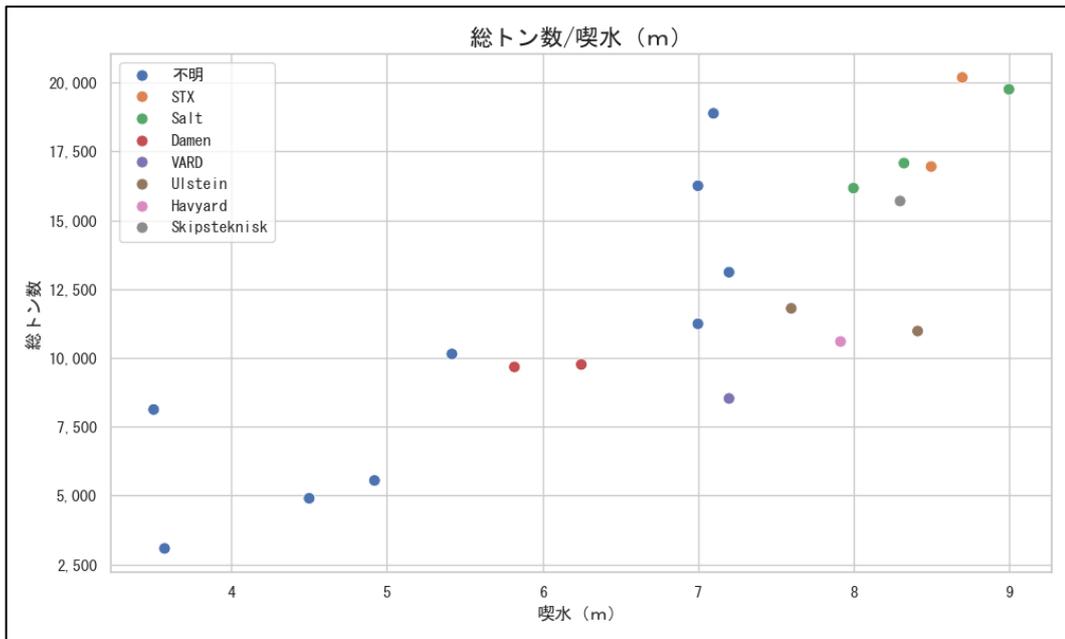
図 5.4.4 CLV の DP クラス別隻数

(4) 総トン数及び推進機器出力

耐航性を示す指標として、CLV の総トン数及び推進機器出力を喫水との関係として図 5.4.5 及び図 5.4.6 に整理した。

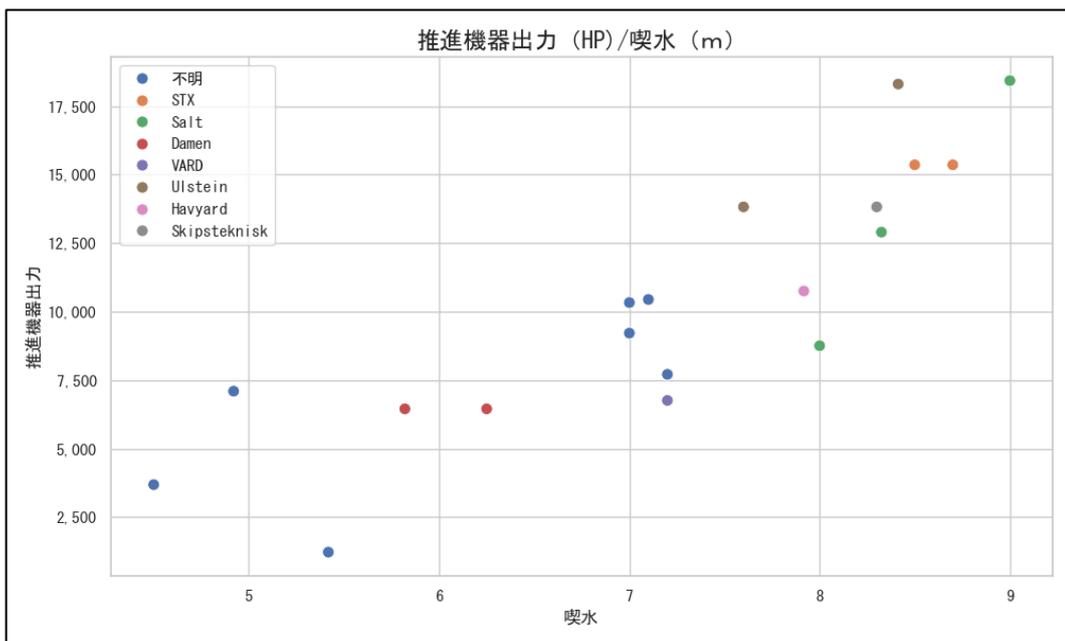
いずれも喫水と強い正の相関が見えることから、耐航性を求めてより大型船型、高出力を追求すれば、喫水が深くなり浅水域での作業が困難となる可能性が高い。

ヒアリング結果にあったとおり、洋上風力のケーブル敷設時、ケーブル敷設専用船の作業範囲を明確にしたうえで船を設計する必要があるものと考えられる。



資料：Clarksons Research より作成

図 5.4.5 CLV の総トン数と喫水の関係



資料：Clarksons Research より作成

図 5.4.6 CLV の推進機器出力 (HP) と喫水の関係

5.4.3 具体的なモデル作業船

ヒアリング結果から、浮体式洋上風力用電力ケーブル敷設に供するためには、大積載重量のケーブルタンクが必要であると同時に、浅喫水のケーブル敷設船が求められることがわかった。ケーブルタンクサイズとケーブル敷設船の喫水はほぼ無関係であることから、

両立可能なものと考えられる。

なお、本調査において対象とした CLV のうち、この 2 点を最も効率的に両立できていた（≒喫水 1mあたりのケーブルタンクサイズが大きい）のは、DEME 保有の Living Stone であった（図 5.4.7 参照）。同船は主に欧州（ベルギー、英国等）や北米の着床式洋上風力発電施設のケーブル敷設作業に従事しているため、浮体式洋上風力発電用のケーブル敷設船設計時には同船を参考としつつも、EEZ 等沖合の気象・海象条件を踏まえたデザインとする必要があるものと考えられる。



主要寸法	全長：161.00m、全幅：32.2m、型深：11.5m、喫水：7.1m
総トン数	18,886 トン
ケーブルタンクサイズ	10,000 トン（5,000 トンタンク x2）
DP クラス	DP3
主機・推進機器	主機：Wartsila 4 stroke 9L34DF ディーゼルエンジン x2 推進機器出力（HP）：10,445 トン - Wartsila アジマススラスター FS3500 x2 - Wartsila レトラクタブルスラスター Lips FS250 x2
クレーン能力	600 トン水中作業用クレーン 85 トン Active Heave Compensation クレーン
デッキ面積	3,500m ²
ケーブル敷設以外の用途	根固石設置ほか、水中建設作業

出典：DEME、Clarksons Research

図 5.4.7 参考モデル船（Living Stone）の外観および諸元

6 洋上風力作業船のガイドライン案の作成

フィリピン及び台湾を含む東アジア・東南アジア域における展開を想定し、アンカーハンドリング船について、ガイドライン案を作成した。

アンカーハンドリング船
安全設計ガイドライン案

令和6年3月

MOL マリン&エンジニアリング株式会社

目次

1	一般	1
(1)	用語	1
(2)	適用	1
(3)	対象船舶	1
2	性能編	3
(1)	アンカーハンドリング性能	3
(2)	曳航性能	3
(3)	耐航性	3
3	設計・構造編	5
(1)	ボラードプル	5
(2)	船体形状	5
(3)	喫水	5
(4)	乾舷	5
(5)	暴露甲板	5
(6)	チェーンロッカー	5
(7)	居住区域	5
(8)	機関室区域	5
4	設備・機器編	8
(1)	DPS	8
(2)	推進プラント	8
(3)	ウインチ	8
(4)	クレーン等	8
(5)	アンカーハンドリング補助設備	8

1 一般

(1) 用語

- 1) AHV(Anchor Handling Vessel):アンカーハンドリング船
- 2) FOWF(Floating Offshore Wind Farm):浮体式洋上風力発電所
- 3) FOWT(Floating Offshore Wind Turbine):浮体式洋上風力発電施設
- 4) DPS(Dynamic Positioning System):自動船位保持装置
- 5) 船員:AHV の運航要員をいう。
- 6) 作業員:AHV での作業のための人員であり、船員以外のものをいう。
- 7) ボラードプル:船舶の最大継続曳航力をいう。

(2) 適用

このガイドラインは、浮体式洋上風力の用途に供する AHV を建造しようとする国内の造船所に対し、アジアで浮体式洋上風力事業を行おうとしている事業者が AHV に求める要件を踏まえ、AHV を新たに建造するにあたって留意すべき事項を整理したものである。

AHV の設計・建造にあたっては、船舶安全法及び関連規則に適合する必要があるが、このガイドラインは法的拘束力を持つものではない。

(3) 対象船舶

このガイドラインは、FOWF 建設の用途に供する AHV として、新規に建造されるものを想定している。

【解説】

(1) 用語

本ガイドライン中に使用する用語を整理した。

なお、本ガイドライン中の AHV (Anchor Handling Vessel) は、AHTS(Anchor Handling Tug Supply)を含むアンカーの敷設作業及び曳航作業に従事する鋼船規則上の揚錨船を示す。

(2) 適用

FOWF は多数の FOWT から構成されることから、その建設には多数の係留アンカーが必要になるとともに、永久係留 (Permanent Mooring) が想定されている。

このため従来オイル&ガス産業で活用されてきた AHV とは求められる要件が異なることから、主に東及び東南アジアで FOWF 事業への参入を想定している事業者等 (発電事業者、造船会社、輸送事業者等) に、FOWF 建設に供する AHV に求められる要件につきヒアリングを実施し、その結果等に基づき、本ガイドラインを策定した。

(3) 対象船舶

FOWF の建設目的に特化した AHV は現在時点で存在しておらず、現在時点までで建設されたすべての FOWF はオイル&ガス産業用の AHV を用いて建設されている。

今後 FOWF の大規模化、FOWT の大型化に伴い、従来の AHV では作業性能・安全性の観点から不足が生じる可能性が高いことから、FOWF 向けの AHV を新たに新造するものとし、本ガイドラインはそれらの AHV を対象船舶としている。

2 性能編

(1) アンカーハンドリング性能

FOWT の係留に用いられるアンカー形式、アンカー敷設方法、把駐力試験方法等を考慮し、十分なアンカーハンドリング性能を確保する。

(2) 曳航性能

FOWT を曳航することを想定し、十分な曳航性能を確保する。

(3) 耐航性

航行海域の気象・海象特性と求められる稼働率を踏まえ、十分な耐航性を確保する。

【解説】

(1) アンカーハンドリング性能

FOWT のアンカー形式として想定されているものは、ドラッグ式、パイル式、サクシオン式、重力式等様々である。現在はコスト競争力の観点からドラッグ式を用いて FOWT の設置を検討しているプロジェクトが多いが、今後 FOWT の開発が進むにつれ、他形式のアンカーのコスト競争力も向上するものと想定されるため、ドラッグ式のみならず他のアンカーにも対応できるよう、AHV は十分なアンカーハンドリング性能を具備する必要がある。

なお、FOWT の大型化に加え、FOWT は基本的に永久係留されるものであることから、FOWT 用アンカーはオイル&ガス産業用と比較し大型化するという意見もある。日本を含む各国では、船級規則により、アンカーの把駐力試験が求められており、FOWT の規模によってはそのために 1,000 トン近くの把駐力を要することが想定されている。

一般的に FOWT には揚錨設備がないことから、この把駐力試験のための張力確保は AHV ほか作業船に依ることが想定されており、AHV にもこれを考慮したウインチ性能ほか、アンカーハンドリング性能が求められる可能性が高い。

(2) 曳航性能

AHV には FOWT を基地港湾から設置海域まで曳航するための主曳船としての機能も求められる。今後 15MW～20MW 級の FOWT が主流となっていくことが想定されているため、それらを安全かつ効率よく曳航していくために十分なボラードプルが求められる。

(3) 耐航性

EEZ 内など沖合の気象・海象条件の厳しい海域に FOWT を建設する可能性を考慮し、同海域において十分な稼働率を確保するための耐航設計が求められる。

EEZ 域における海象条件の参考として、海上技術安全研究所の提供する「日本近海の波と風データベース¹」より取得した有義波高データをもとに、参考海域における 60～99%の累積出

¹ 海上技術安全研究所「日本近海の波と風のデータベース（インターネット版）」

現度数別の有義波高を整理した。

なお、参考海域については太平洋からのうねりを受けるいすみ沖とした。また、FOWF 建設作業が想定される時期（春～秋）の内、最も気象・海象条件が厳しくなると考えられる秋季の有義波高データを対象に、その出現頻度を整理した。

【参考】いすみ沖（秋季）における累積出現度数別有義波高

累積出現度数(%)	有義波高 (m)
60	～2.25
70	～2.75
80	～2.75
90	～3.25
99	～5.25

資料：海上技術安全研究所「日本近海の波と風のデータベース」より作成

3 設計・構造編

(1) ボラードプル

アンカーハンドリング及び曳航作業に必要なボラードプルを確保する。

(2) 船体形状

アンカーハンドリングの作業性及び耐航性を考慮した設計とする。

(3) 喫水

航行及び作業海域の気象・海象特性をふまえ、十分なボラードプルを確保するために必要となるプロペラ没水率を確保できる設計とする。

(4) 乾舷

アンカーハンドリング時の作業性を考慮した適切な高さとする。

(5) 暴露甲板

暴露甲板は FOWT の係留に供されるアンカー、チェーン及びそれら付帯設備を十分な量積載できる強度及び面積とし、適切な固縛機能を備える。

(6) チェーンロッカー

FOWT の係留に供されるチェーンを十分な量積載できる容積とする。

(7) 居住区域

24 時間作業することを想定し、必要となる船員及び作業員を収容可能な定員数とする。

(8) 機関室区域

搭載する機器の諸元を考慮した適切な設計とする。

【解説】

(1) ボラードプル

複数の事業者等から 15MW 級以上の FOWT のアンカーを効率よく敷設するためには 200～300 トンのボラードプルを有する AHV が必要になるとの意見があった。

アンカーハンドリング時には船位保持のためにスラストが常に使用される状態となることから、実際のボラードプルは船体仕様として設定されている値より小さくなることに考慮する。

(2) 船体形状

現存する多くの AHV は船尾よりアンカーを投入し、アンカーハンドリングをするよう最適化された船体形状となっているが、今後は FOWF 建設に求められる大把駐力確保のため、様々な施工方法が検討され、それに応じて船体形状も多様化することが想定される。

こうした作業性の追求とあわせて、気象・海象条件の厳しい沖合でも作業・航行可能な耐航性をもった船体形状とする。

(3) 喫水

気象・海象条件の厳しい沖合の海域に FOWF を建設する可能性を考慮し、同海域における外力影響下においても十分なプロペラ没水率を確保し、推進能力を発揮可能な喫水設計とする。

(4) 乾舷

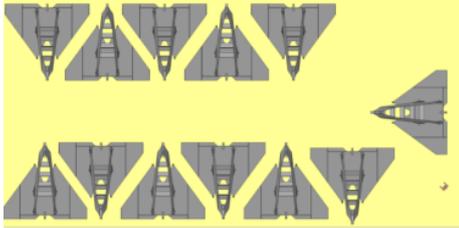
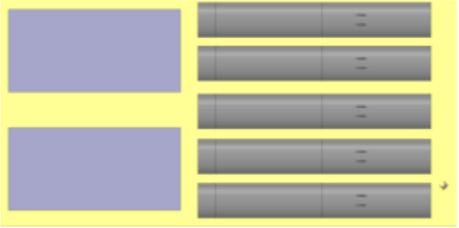
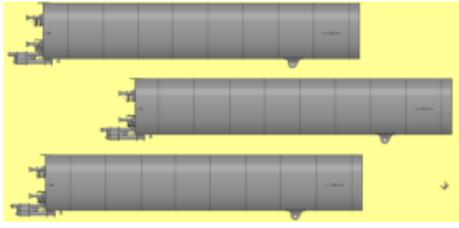
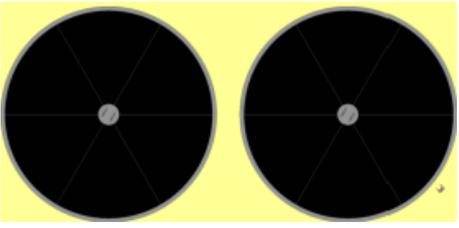
一般的にアンカーハンドリング時は船尾乾舷が低い方が作業しやすいが、同時に波の打ち込みのリスクが高まるため、それらを考慮した適切な乾舷高さとする。

(5) 暴露甲板

日本や台湾などの FOWF 建設海域では、気象・海象の影響により作業期間に制約があるため、一度に多くのアンカー等を積載・輸送する必要がある。

AHV では暴露甲板にアンカーやブイ、係留索やチェーン、係留附带設備を搭載して FOWF 建設現場海域まで輸送するため、暴露甲板は十分な面積及び強度をもつよう設計する。

参考として、40m x 20m (800m²) の暴露甲板を想定し、各種形式のアンカーが何基積載可能と考えられるか、以下に示す。

			
ドラッグ式積載イメージ		パイル式積載イメージ	
			
サクシオン式積載イメージ		重量式積載イメージ	
アンカー形式	寸法値	重量	40m x 20m デッキに搭載可能な基数
ドラッグ式	7.3m x 6.6m	20 トン	12
パイル式	直径 3m x 20m	70 トン	5
サクシオン式	直径 5m x 27m	162 トン	2
重量式	直径 18m x 9m	904 トン	2

【参考】40m x 20m デッキに搭載可能なアンカー基数²

² Acteon - Meeting the Anchoring Challenges for Floating Wind (Floating Wind Solutions 2022)

(6) チェーンロッカー

日本や台湾などの FOWF 建設海域では、気象・海象の影響により作業期間に制約があり、一度に多くのチェーンを積載・輸送する必要があるため、十分なチェーンロッカー容積を確保する。

参考として台湾で検討されている³15MW 級浮体式風車 1 基の係留に必要となるアンカーチェーン諸元をもとに、必要となるチェーンロッカー容積を以下の通り概算した結果、1,320m³となった。なお概算に当たっては、Germanischer Lloyd の以下の計算式を用いている。

$$S = 1.1 \cdot d^2 \cdot \frac{l}{2} \cdot 10^{-5} [m^3]$$

ただし、

S = チェーンロッカー容積 (m³)

d = チェーン直径 (mm)

l = チェーン長さ (m)

※上記元式では一般船舶用の左右のチェーンロッカーを想定し、チェーン長さに 1/2 を乗じているが、今回は全体のチェーンロッカー容積の概算を目的とするため、この乗算は行わない。

【参考】 15MW 級浮体式風車 1 基の係留に必要となるチェーンロッカー容積

d : チェーン直径 (mm)	137
l : 係留チェーン 1 本あたりの長さ (m) x 浮体 1 基あたりの係留チェーン本数 (本)	710m x 9 本 = 6,390m
S : チェーンロッカーサイズ (m ³)	1,320

(7) 居住区域

日本や台湾では作業期間の制約から 24 時間体制でのアンカー敷設作業が想定されるため、交代作業員を含めた定員数を設計する。

(8) 機関室区域

船主が船舶への搭載機器を選定する際、搭載機器の機能のほか、修繕やメンテナンスコスト等の諸要素も踏まえて機器を選定するため、既定搭載機器からの換装が必要となる可能性がある。

機関室区域はこうした船主要望による換装の可能性を考慮し、柔軟に対応可能な設計とすることが望ましい。

³ Ma et al. Design of Mooring System for 15mw Semi-Submersible, Taidafloat, in Taiwan Strait (2023)

4 設備・機器編

(1) DPS

DP クラスは IMO DP Class 2 相当以上とする。

(2) 推進プラント

IMO DP Class 2 相当以上に準ずる設計とし、単一の推進機器に損傷が認められたとしても船位保持能力及び航行能力が喪失しないよう考慮する。

船体設計を考慮しつつ、航行及び作業海域の気象・海象特性をふまえ、十分な耐航性を確保するために必要な推進能力を備える。

(3) ウインチ

アンカーハンドリング用及び曳航用のウインチを備える。

アンカーハンドリング用ウインチの性能は、FOWT の係留に用いられるアンカー形式、アンカー敷設方法、把駐力試験方法等を考慮して設計する。

(4) クレーン等

アンカーハンドリングをはじめとする甲板・水中作業用クレーン等を備える。

荷役作業用クレーンを備える。

(5) アンカーハンドリング補助設備

暴露甲板上にアンカーハンドリングの補助設備を備える。

【解説】

(1) DPS

現状オイル&ガス業界で使用されている AHV は冗長性をもたせるため IMO Class 2 相当以上の DPS を搭載している。

FOWF 建設においても作業期間による制約から稼働率を確保することは肝要であることから、DPS は冗長性をもたせるため、IMO Class 2 相当以上とする。

(2) 推進プラント

DPS が IMO Class 2 相当以上となるよう、動的な装置またはシステム（発電機、スラスト、配電盤等）及び通常性的な装置（ケーブル、管、手動の弁等）に単一の損傷があった場合でも、船位保持能力を喪失しないよう設計すると同時に、航行能力も喪失しないよう冗長性をもたせた設計とする。

また、気象・海象条件の厳しい沖合の海域に FOWF を建設する可能性を考慮し、同海域における外力影響下においても、船位保持能力を損失せず、航行能力を大幅に減衰せぬよう考慮する。この際、船体設計（船体形状、寸法、構造等）を考慮したプラント設計とし、推進機器の利用が過度な船体傾斜を引き起こさないよう設計する。

(3) ウインチ

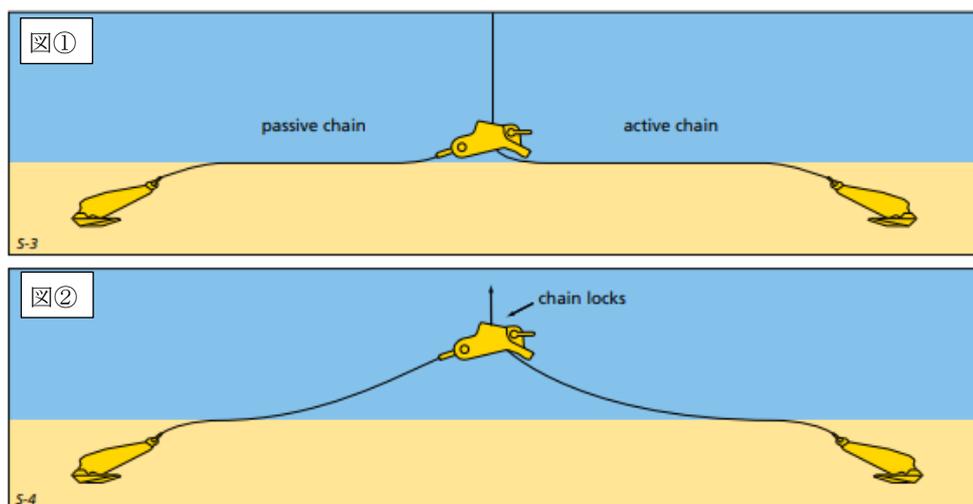
FOWF 建設用の AHV は主に FOWT 曳航及びアンカーハンドリングの用途に供されることが想定されているため、それぞれの用途にあったウインチを搭載する。

アンカーの把駐力試験方法含む具体的なアンカー敷設の施工方法は現在各所で議論中であるため、今後主流となる施工方法に基づき、ウインチの能力や基数、形式は設計されるべきものと考えられる。

事業者からのヒアリングによれば、仮に 15MW 級浮体式風車をドラッグ式アンカーにより係留することを想定する場合、アンカーに 1,000 トン近い張力をかけて、把駐力試験を実施することとなる。把駐力試験の方法は現在各所で議論中であるが、一例としてテンショナーを用いてこの張力を確保するとすれば、必要張力のおよそ 40% 程度のウインチ揚力で把駐力試験を実施可能なため、理論的には 400 トン以上の揚力（≒安全使用荷重）をもつアンカーハンドリングウインチがあれば良いものと考えられる。

【テンショナーによる張力確保】

- ・ テンショナーは図①に示すような、対角線上にあるアンカーチェーンの張力確保に用いられる。
- ・ テンショナーには 2 本のチェーン（図①passive chain 及び active chain）が接続されており、テンショナーのロック機構（図②chain locks）により active chain がロックされた状態で、active chain 及びテンショナーを引き上げると、両チェーンに張力がかかる仕組みとなっている。なおこの張力はテンショナー内の計測ピンにより測定される。
- ・ テンショナー及び active chain を持ち上げたのち、ロック機構を外すことで、テンショナーのみを再度 active chain に沿って下降させる。テンショナーを下げた後、再びロック機構を入れ、再度テンショナーごと active chain を引き上げることで、両チェーンにさらなる張力をかける。
- ・ 上記手順を繰り返すことで、徐々に両チェーンにかかる張力が増していき、必要となる把駐力を確保する。



資料：Vryhof マニュアル⁴

⁴ Vryhof Manual – The Guide to Anchoring

(4) クレーン等

クレーン等(水中作業用クレーン、A フレーム等)についてもウインチ同様、アンカー形式、施工方法などにより求められる要件が異なることが想定される。

オイル&ガス業界で使用されている AHV には ROV 等を用いた水中作業用のクレーンを搭載するものもある。FOWF 建設においても同様に、アンカーハンドリングにおいて ROV 等を用いた水中作業が発生するものと考えられるため、水中作業用のクレーン搭載が必要となるものと考えられる。

また、FOWT は永久係留のため、オイル&ガスのプラットフォームと比較し、大型のアンカーを必要とする意見があることから、クレーンにはそうした大型設備を荷役する能力も必要となる。

比較的重量のあるアンカーの一例として、FOWT の係留に利用が検討されているサクシオンアンカーの諸元及び外観を以下に示す。

【参考】サクシオンアンカーの諸元及び外観⁵

寸法値	直径 5m x 27m
重量	162 トン
外観	

(5) アンカーハンドリング補助設備

以下のアンカーハンドリング補助設備を備える。

(ただし、対象とするアンカー形式、施工方法によってはこの限りではない。)

- ・ スプーリング・デバイス
- ・ チェーン・ガイド
- ・ センタリングデバイス (シャーク・ジョー、トーイング・ピン等)
- ・ アンカー投入及び回収用システム
- ・ スターン・ローラー

⁵ Acteon - Meeting the Anchoring Challenges for Floating Wind (Floating Wind Solutions 2022)

