

【産業競争力懇談会 2020年度 研究会 最終報告】

【革新的洋上風力発電システム】

2021年2月12日

産業競争力懇談会 **COCN**

【エクゼクティブサマリ】

1. プロジェクトの背景

(1) 温暖化対策の動向と浮体式洋上風力の必要性

気候変動問題は議論の段階を越えて世界各国で緊急の実践が求められており、具体的な目標とその実現に向けたロードマップの策定が進められている。日本においても、2020年10月に「2050年カーボンニュートラル」が宣言され、同年12月には、温暖化対策を成長の機会と捉え「経済と環境の好循環」を作っていく産業政策「グリーン成長戦略」が発表された。このグリーン成長戦略では、電化と電力部門の脱炭素化が大前提とされ、再生可能エネルギーの発電量割合を50～60%にするという、非常にチャレンジングな目標が掲げられている。

国土が限られる日本において、この再エネ目標を実現するためには、唯一量的に潤沢である洋上風力資源の活用する必要があることは自明であり、政府のグリーン成長戦略においても洋上風力産業が成長戦略の一つとして位置付けられている。この洋上風力発電の導入ポテンシャルは、5億kWを超えると考えられており、日本の総電力量を賅える可能性を秘めている。陸から離れると急激に海深が大きくなる日本においては、そのポテンシャルの多くが浮体式となっている。

この浮体式洋上風力発電はまだ実証段階であり、今後の更なる技術開発が必要であるが、国内メーカーは風力発電事業から撤退しているという状況で、国産での技術開発ができるかの瀬戸際にある。一方、海外では、着床式を中心に大規模な洋上風力発電が商業化されており、風力発電機の大型化と大量生産などによりコストダウンも着実に進んでいる。このような、海外に大きく後れをとっている状況から、海外勢に追いつき、追い越し、海外に対しても競争力を有する国産の風力発電を実現するためには、様々な大きな課題を乗り越える必要がある。

(2) 推進テーマのビジョン

この様な厳しい状況下で、短期的志向に陥らずかつ既存概念にこだわらずに検討を進めるために、本活動では、ビジョンを掲げることとした。

「国産の優れた競争力を有する浮体式洋上風力発電システムを大規模に開発・展開し、

次世代を生きる子供たちのために豊かで住みやすい環境を守る」

※具体的な数値目標：2050年にCO₂削減80%を達成（適宜見直し）

※浮体式洋上風力発電システム：洋上風力発電から系統連系に至るシステム

このビジョンには、

- 自分たちの子供、孫の世代に、この美しい住みやすい世界を絶対に引き継ぐ
- エネルギーは食料同様に、セキュリティを確保することが重要であることから、洋上風力発電を国産のエネルギーとする
- 産業の基盤である電力の料金を国際競争力のあるものとし、大規模に開発・展開する

という強い決意を込めている。

2. 課題の整理

(1) 各種課題の抽出

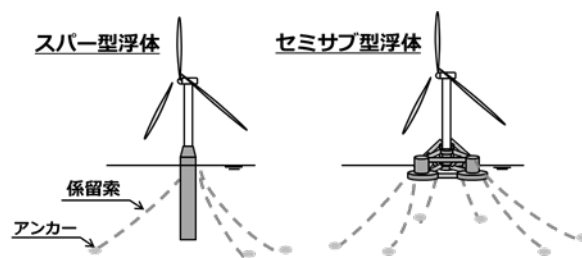
浮体式洋上風力の導入を進めるために、取り扱われている設備や部品のどのところが課題か、支障になりそうなところは何かを、メンバーにより抽出した。

最も多く挙げられた課題はコストダウンであった。また、費用に占める割合から風車や浮体、ケーブルといった点で強く

認識されていた。

(2) 国内導入における仕様の検討とコスト試算

浮体式洋上風力に関する欧米の実績・文献から、日本で設置する場合の仕様を定めて建設コストや発電単価（ここでは LCOE とする）を算出した。風車の大型化（20MW）により、建設コストや LCOE の低減を見込んでいるが、LCOE では 10 円/kWh を下回ることにはなかった。当試算では、欧米の実績に基づいているため、風車の長距離輸送は考慮していないことをはじめとし、欧米で見られるような生産事業者や生産拠点の体制を構築するとともに、さらなる技術開発が必要であることがわかった。



代表的な浮体形式イメージ

3. 産業競争力強化のための提言

(1) 国家的プロジェクトとしての実行

政府のグリーン成長戦略で掲げられている洋上風力の導入目標である 2030 年に 1000 万 kW、2040 年に 4500 万 kW の実現に向け、海外メーカーに依存しない日本独自の洋上風力技術を確立するために人材を結集したプロジェクトチームの立ち上げを国にはお願いしたい。

また、再エネ海域利用法により該当する区域を多数指定し、海域利用に関し必要となる情報を事業者に提供いただくとともに、再エネ海域利用法に則った国の支援をお願いしたい。

(2) 国内生産拠点の戦略的構築

政府のグリーン成長戦略を達成するためには、相当数の風車・浮体を設置する必要がある。このためには、風車・浮体の製造能力を確保しなければならないが、特に風車については、現在国内で製造するメーカーおよび拠点がいない状況である。地点に合った風車の仕様や制御方法の検討、更なる大型化に向けた技術開発などにもつながるため、国内で調達可能となるような体制の整備が必要である。また、設置のためには作業船団の充実が必須で、1 船団で年間 15～20 基設置可能としても、5～6 船団が必要となる。産業界では生産体制を整えること。

(3) 製造から運営までを担う共同事業体の実現

活動においては、浮体式洋上風力発電のコスト目標を非常に高いものに設定している。

- ・2030 年…発電単価 9 円/kWh 建設単価 45 万円/kW
- ・2040 年…発電単価 5 円/kWh 建設単価 25 万円/kW

この目標を設定するにあたり、メンバーからは、技術面以外に下記のような懸念が示された

【コストダウンを実現するにあたっての懸念事項】

- ・浮体式洋上風力発電事業に参入し、継続するためには、利益を確保できることを示す必要がある
- ・製造、建設、保守、運営の各者がそれぞれで部分最適を目指す、全体最適にはならない可能性がある

これらの解決策として、下記を実現可能な、製造から運営までを担う共同事業体を実現する必要があると考える。

【共同事業体で実現すべきこと】

- ・例えば部品や機器メーカーの価格だけを無理に安くするという事ではなく、どこが、どういう理由で価格が抑えられないのか把握し、目標へ向かって協働して課題を乗り越える体制とすること
- ・各社それぞれ専門とする事業領域があるが、コストダウン達成で得られた利益はみんなでシェアできるように配分できるようにすること

(4)国内認証事業体の枠組みや風車試験装置の国内導入施策

風車や浮体を技術開発から実用化する場合、その信頼性を確保することは必須となる。洋上風力事業では設備の大型化が進んでいることから、部材の細部に至るまで新たなチャレンジとなるケースも考えられる。この場合、産官学が一体となって、信頼性確保のための検証を重ねるための試験装置の導入や、それらの検討に基づく信頼できる認証の枠組みを構築することが必要である。

(5)国による海底地質調査支援

現時点では、浮体式洋上風力設備については、アンカーによる定着を基本としている。この場合、アンカーの形式の選定などに、海底地質状況は必須である。また、ウインドファームでは、対象となる面積も広く、海底地質の情報が重要となるが、これまで海底地質の情報は少ないのが実態である。再エネ海域利用法にのっとり、国が行った海底地質調査の情報の事業者への提供をお願いしたい。

4. プロジェクトの出口

プロジェクト終了後は、海外メーカーに依存しない日本独自の洋上風力技術を確立するため、人材を結集したプロジェクトチームの立ち上げを国にはお願いしたい。ここでは信頼性があり低コストが可能な技術の抽出・開発、ならびに実証試験を行い、他の電源に対する競争力を持ち、投資を呼び込める技術の確立を目指す。具体的なイメージは以下を考えている。

① 2021 年度 プロジェクトチームによる風車仕様、浮体構造、係留方法の検討

- ・目標とする発電単価を実現するため、プロジェクトチームにおける技術コンペおよび更なる低コスト化に向けた技術開発の検討

② 2022～2023 年度 プロジェクトチームによる開発技術の検証と設計

- ・開発技術の信頼性確保のための検証
- ・実証機設置のための設計
- ・風車や浮体の生産拠点を考慮した候補地点の検討

③ 2024 年度～ 実証機の設置（実証においては複数の方式をトライする可能性）

- ・風車や浮体の製造および部品供給体制の確保
- ・製造および設置における技術課題解決策の検証
- ・維持管理

【目次】

プロジェクトメンバー	1
1. プロジェクトの背景	3
(1) 温暖化対策の動向と浮体式洋上風力の必要性	3
(2) ビジョンの共有	4
(3) 実現すべき目標イメージの共有	5
2. 課題の整理	6
(1) 各種課題の抽出	6
(2) 仕様の検討およびコストダウン策（大型化や係留システムの共有化など）	6
3. ケーススタディー（コスト試算）	14
(1) 諸条件	14
(2) LCOE の試算	14
4. 産業競争力強化のための提言	20
(1) 国家的プロジェクトとしての実行	20
(2) 国内生産拠点の戦略的構築	20
(3) 製造から運営までを担う共同事業体の実現	20
(4) 国内認証事業体の枠組みや風車試験装置の国内導入施策	21
(5) 国による海底地質調査支援	21
5. プロジェクトの出口	21
参考文献	22
参考資料	23

【プロジェクトメンバー】

リ　－　ダ　－　：　姉　川　尚　史　（東京電力ホールディングス株式会社）
メ　ン　バ　－　：　大　野　真　実　（ENEOS 株式会社）
　　　　　　　　小　垣　哲　也　（国立研究開発法人産業技術総合研究所）
　　　　　　　　竹　内　慎　司　（株式会社島津製作所）
　　　　　　　　野　田　幸　太　郎　（株式会社島津製作所）
　　　　　　　　山　原　亮　（株式会社島津製作所）
　　　　　　　　林　裕　美　（株式会社島津製作所）
　　　　　　　　秋　本　雅　司　（株式会社島津製作所）
　　　　　　　　羽　村　陽　平　（株式会社島津テクニサーチ）
　　　　　　　　関　口　猛　（清水建設株式会社）
　　　　　　　　白　枝　哲　次　（清水建設株式会社）
　　　　　　　　浅　田　素　之　（清水建設株式会社）
　　　　　　　　嶋　田　健　司　（清水建設株式会社）
　　　　　　　　阿　部　和　俊　（住友電気工業株式会社）
　　　　　　　　村　山　博　俊　（株式会社東芝）
　　　　　　　　新　井　本　武　士　（東芝エネルギーシステムズ株式会社）
　　　　　　　　片　山　仁　（東芝エネルギーシステムズ株式会社）
　　　　　　　　白　川　正　広　（富士電機株式会社）
　　　　　　　　田　上　治　（富士電機株式会社）
　　　　　　　　小　倉　英　之　（富士電機株式会社）
　　　　　　　　片　桐　源　一　（富士電機株式会社）
　　　　　　　　野　口　俊　英　（三菱重工業株式会社）
　　　　　　　　小　松　正　夫　（三菱造船株式会社）
　　　　　　　　大　石　善　啓　（株式会社三菱総合研究所）
　　　　　　　　岩　崎　裕　典　（株式会社三菱総合研究所）
　　　　　　　　入　江　寛　（株式会社三菱総合研究所）
　　　　　　　　寺　澤　千　尋　（株式会社三菱総合研究所）
　　　　　　　　倉　持　壮　男　（三菱電機株式会社）
　　　　　　　　池　田　尚　紀　（三菱電機株式会社）
　　　　　　　　宮　田　太　（三菱電機株式会社）
　　　　　　　　荒　木　学　（三菱電機株式会社）
　　　　　　　　前　田　俊　介　（三菱電機株式会社）
　　　　　　　　中　川　博　之　（三菱電機株式会社）
　　　　　　　　地　道　拓　志　（三菱電機株式会社）
　　　　　　　　山　本　亮　（三菱電機株式会社）
　　　　　　　　玉　川　佐　知　子　（三菱電機株式会社）
　　　　　　　　篠　田　幸　男　（東京電力ホールディングス株式会社）

岡 留 孝 一 (東京電力ホールディングス株式会社)

吉澤 健太郎 (東京電力ホールディングス株式会社)

COCN 事務局長： 中塚 隆雄

COCN 副事務局長： 五日市 敦 (株式会社東芝)

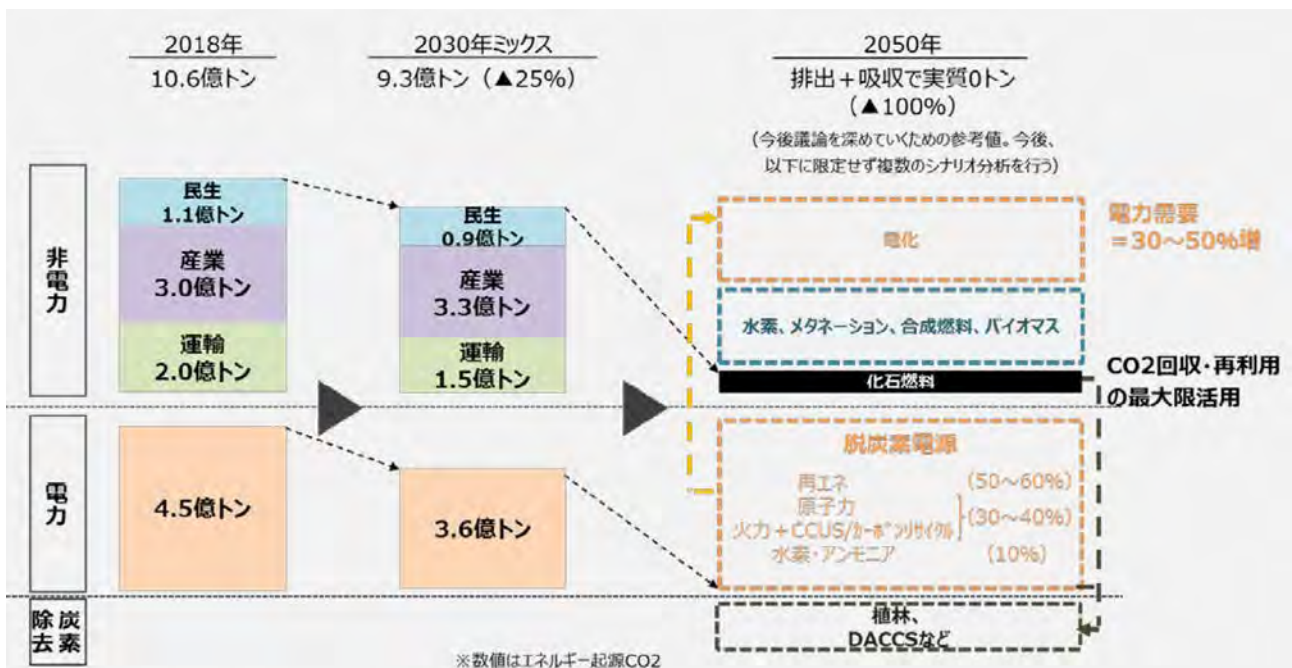
佐藤 桂樹 (トヨタ自動車株式会社)

【本文】

1. プロジェクトの背景

(1) 温暖化対策の動向と浮体式洋上風力の必要性

気候変動問題は議論の段階を越えて世界各国で緊急の実践が求められており、具体的な目標とその実現に向けたロードマップの策定が進められている。日本においても、2020年10月に「2050年カーボンニュートラル」が宣言され、同年12月には、温暖化対策を成長の機会と捉え「経済と環境の好循環」を作っていく産業政策「グリーン成長戦略」が発表された。このグリーン成長戦略では、電化と電力部門の脱炭素化が大前提とされ、再生可能エネルギーの発電量割合を50～60%にするという、非常にチャレンジングな目標が掲げられている。



出所) 2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略 (経済産業省: 2020年12月25日) 資料2より

図1 カーボンニュートラル実現に向けたエネルギー転換イメージ

国土に限られる日本において、この再エネ目標を実現するためには、唯一量的に潤沢である洋上風力資源を活用する必要があることは自明であり、政府のグリーン成長戦略においても洋上風力産業が成長戦略の一つとして位置付けられている。この洋上風力発電の導入ポテンシャルは、5億kWを超えると考えられており、日本の総電力量を賅える可能性を秘めている。陸から離れると急激に海深が大きくなる日本においては、そのポテンシャルの多くが浮体式となっている(図2)。

この浮体式洋上風力発電はまだ実証段階であり、今後の更なる技術開発が必要であるが、国内メーカーは風力発電事業から撤退しているという状況で、国産での技術開発ができるかの瀬戸際にある。一方、海外では、着床式を中心に大規模な洋上風力発電が商業化されており、風力発電機の大型化と大量生産などによりコストダウンも着実に進んでいる。このような、海外に大きく後れをとっている状況から、海外勢に追いつき、追い越し、海外に対しても競争力を有する国産の風力発電を実現するためには、様々な大きな課題を乗り越える必要がある。

着床式ポテンシャル：約128GW
浮体式ポテンシャル：約424GW

[注記]JWPAが2018年2月28日に公表した着床式ポテンシャル：約91GWは前提条件の水深を10-40mの範囲としていたが、今回は水深10-50mに変更している。

【着床式】
水深 10～50m

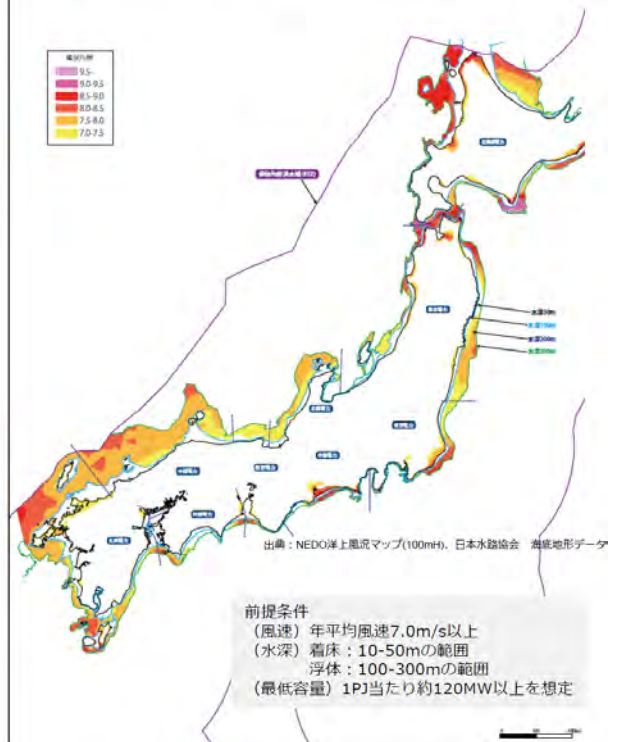
電力 管内	6MW/km		風速別(m/s)容量 GW						
	GW	GW	7.0-7.5	7.5-8.0	8.0-8.5	8.5-9.0	9.0-9.5	9.5-	
全国	128.8	55.1	42.8	22.5	7.0	1.3	0.0	0.0	
北海道	41.0	10.0	15.0	11.3	3.8	0.9	0.0	0.0	
東北	22.7	9.4	8.3	3.8	1.1	0.1	0.0	0.0	
関東	14.8	6.1	5.8	2.6	0.1	0.2	0.0	0.0	
中部	12.4	3.1	3.5	3.7	1.9	0.1	0.0	0.0	
北陸	1.2	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
関西	2.1	1.7	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
中国	2.5	2.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
四国	2.5	1.9	0.6	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
九州	29.5	19.5	9.1	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

【浮体式】
水深 100～300m

電力 管内	3MW/km		風速別(m/s)容量 GW						
	GW	GW	7.0-7.5	7.5-8.0	8.0-8.5	8.5-9.0	9.0-9.5	9.5-	
全国	424.5	86.4	197.8	84.7	43.3	9.7	2.6	0.0	
北海道	93.2	13.4	19.1	21.8	31.0	5.6	2.2	0.0	
東北	51.7	17.3	19.1	7.5	5.2	2.6	0.0	0.0	
関東	13.3	4.5	2.0	4.5	2.0	0.2	0.2	0.0	
中部	4.7	0.3	0.4	0.7	1.9	1.2	0.2	0.0	
北陸	30.2	13.0	17.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
関西	10.6	8.7	0.9	0.8	0.1	0.0	0.0	0.0	
中国	107.8	16.1	73.9	17.8	0.0	0.0	0.0	0.0	
四国	8.3	2.7	3.8	1.8	0.2	0.0	0.0	0.0	
九州	104.6	10.4	61.3	29.9	3.0	0.0	0.0	0.0	



全国 洋上風力 ポテンシャルマップ



出所) 第1回 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会(2020年7月17日) 日本風力発電協会資料より

図2 洋上風力のポテンシャル

(2) ビジョンの共有

この様な厳しい状況下で、短期的志向に陥らずかつ既存概念にこだわらずに検討を進めるために、本活動では、ビジョンを掲げることとした。

【推進テーマのビジョン】

「国産の優れた競争力を有する浮体式洋上風力発電システムを大規模に開発・展開し、次世代を生きる子供たちのために豊かで住みやすい環境を守る」

- ※具体的な数値目標：2050年にCO₂削減80%を達成(適宜見直し)
- ※浮体式洋上風力発電システム：洋上風力発電から系統連系に至るシステム

このビジョンには、

- 自分たちの子供、孫の世代に、この美しい住みやすい世界を絶対に引き継ぐ
- エネルギーは食料同様に、セキュリティを確保することが重要であることから、洋上風力発電を国産のエネルギーとする
- 産業の基盤である電力の料金を国際競争力のあるものとし、大規模に開発・展開する

という強い決意を込めている。

(3) 実現すべき目標イメージの共有

また、産業競争力を維持しつつ、カーボンニュートラルを実現するための目標を具体的にイメージできるように、2030年と2040年における発電コストと導入規模の目標を設定した。

【発電コストと導入規模の目標】

○2030年

発電単価 9円/kWh 最新鋭石炭火力の発電原価を下回るレベル

建設単価 45万円/kW

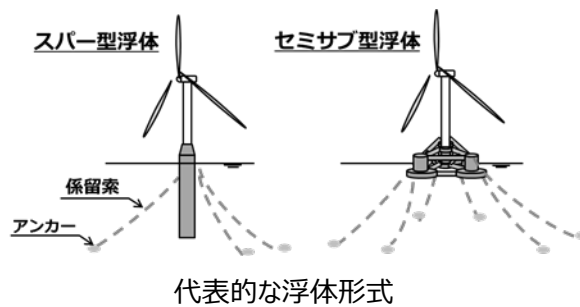
発電設備量 300万kW (発電電力量 100億kWh相当)

○2040年

発電単価 5円/kWh 現状の世界の再生可能エネルギー原価の最安値レベル (IRENA より)

建設単価 25万円/kW

発電設備量 3000万kW (発電電力量 1000億kWh相当 総発電電力量の7%)



2. 課題の整理

(1) 各種課題の抽出

浮体式洋上風力の導入を進めるために、取り扱われている設備や部品のどこが課題か、支障になりそうなところは何かを、メンバーにより抽出した（参考資料）。

最も多く挙げられた課題はコストダウンであった。また、費用に占める割合から風車や浮体、ケーブルといった点で強く認識されていた。

コストダウン以外には、国内のサプライチェーンの整備や、風車等の認証の体制など、政策的な課題も挙げられた。

まず、最も多く挙げられたコストダウンについて、これまでの欧米の状況を見ると、発電単価の低減に大きく貢献しているのは、風車の大型化と言われている。ここ10年ほどで、風車のサイズは2倍、出力は3倍と大型化が一気に進んだ。

現在は10MW級が実用化レベルにあるが、15～20MWの技術開発も進められている（図3）。

風車の大型化により、1基当たりのコストは当然高くなるが、同じ発電電力を得るための基数が減ることから、建設費や維持管理費の低減が見込め、発電単価（kWh当たり）が低減してきた。

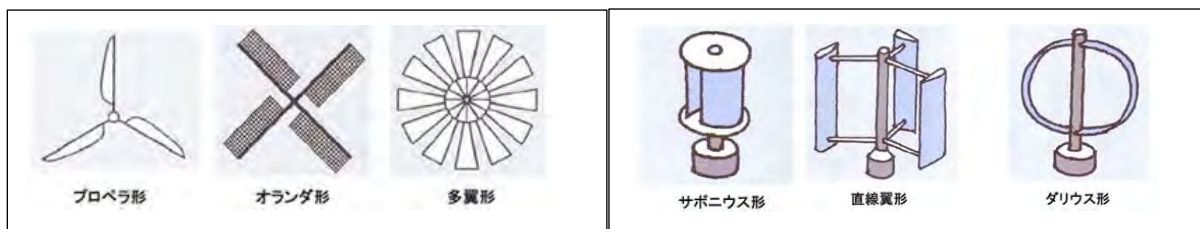
大型化は発電単価に大きな影響を与えそうだが、技術的な制約以外にも、製造設備や製造拠点など、日本の状況に合わせて、サイズを見極める必要がありそうである。

同様に、風車サイズ以外の仕様についても、先行している欧米の技術や仕様をそのまま導入しようとしている傾向が否めないと考えられる。日本の洋上に設置する場合、どのような仕様にするのが良いのか、改めて議論する必要があると考えた。

(2) 仕様の検討

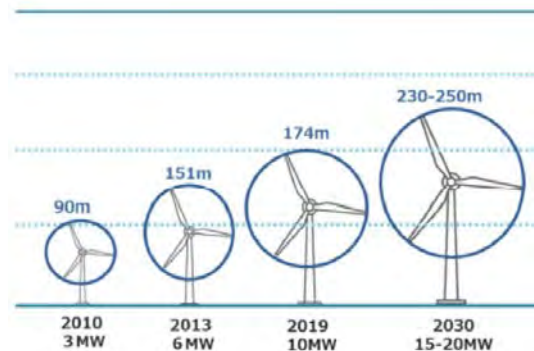
①ロータ軸（風車方式）

風車の種類として、その回転軸（ロータ軸）が水平に置かれているか、垂直に置かれているかで分類することができる（図4）。



<https://www.neomag.jp/mailmagazines/topics/letter201204.html>

図4 風車の種類（例） 左：水平方式 右：垂直方式

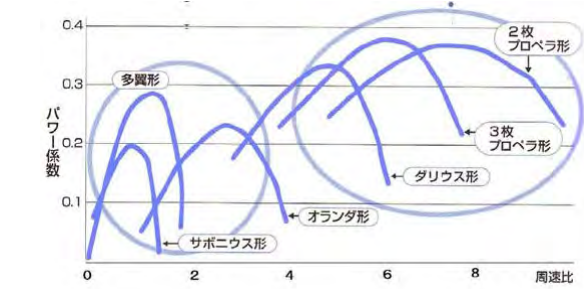


【出所】「IEA(2019) Offshore Wind Outlook」及び「MHI ヴェスタス提供資料」より資源エネルギー庁作成

図3 風車の大型化の進展状況

それぞれメリット、デメリットがあるが、陸上を含めてある程度大きな出力の風車は、プロペラ形の採用例が多い。これは、風速が大きい場合、垂直方式に比べ、水平方式の方が効率は良いとされているためである（図5）。

より大型化が進んでいくと、構造安定上や建設上の制約が出てくる可能性があることから、ナセルの軽量化は技術開発課題と考えられる。



<https://www.neomag.jp/mailmagazines/topics/letter201204.html>

図5 風車の種類による効率の比較

表1 仕様の検討（ロータ軸）

機器類	方式・構造	メリット	デメリット	採否決定要因(コスト低減策など)
ロータ軸	垂直方式	<ul style="list-style-type: none"> どの方向の風も利用可能で風向の依存性がない。 重量物は地上に設置できる。 羽根(ブレード)の製造がプロペラ式に比べて容易である。 	<ul style="list-style-type: none"> 自己起動時に大きなトルクが必要で回転数制御が難しい。 水平軸風車と比較して、風速が大きい場合の効率が10%以上劣る。 商用機の最大実績が小さく、10MW以上の大型風車への未知領域大。 	【要因】 <ul style="list-style-type: none"> 大型風車技術の成熟度・信頼性 発電出力(大きさ、効率) 設備費(重量) 施工性 保守性 設備利用率
	水平方式	<ul style="list-style-type: none"> 構造が比較的簡単である。 垂直軸風車と比べ、風速が大きい場合は10%以上効率が低い。 大型風車として10MW商用機実績有、10MW以上の大型風車への未知領域小。 	<ul style="list-style-type: none"> 風車の回転面を風に向ける必要がある(ヨー制御) 重量物(発電機、伝達機構、制御機構等)はナセル内に設置する必要がある。 	

②風車サイズ

風車サイズはブレード長さに代表されるロータ径やナセルの大きさ、タワーの高さなどがあるが、ここでは出力により表すこととする。

前項に示した通り、風力発電は風車の大型化により、発電単価(円/kWh)が大きく低下したと言える。現在、欧州で計画されている洋上風車は10MW級であり、15MW級も技術開発が進められている。2030年代以降の最適な風車サイズを、以下に示す評価の上で、20MWを当面のターゲットと考えた。

- 10MW級風車のタワートップ機械(ナセル・ロータヘッド・翼)の重量が約600ton程で、これを海上120m以上のタワートップへ設置し、維持管理しようとしている。
- 10MW級浮体の重量が3000~5000ton程度であり、風車とともに、更なる大型化で寸法・重量が増えた設備を量産化するためのインフラを日本にどのように整備するかを考えると、風車や浮体の寸法・重量に制約がある。
- 風車の大型化技術・製造技術の難易度の観点からは、長翼化に伴う翼工ローション防止技術、大径軸受製造技術の制約がある。

なお、20MW超のデメリットに挙げている「年間生産台数が減少」は、政府のグリーン成長戦略による洋上風力導入目標を実現するためには、相当数の生産が必要となり、解消されると考える。つまり、2030年から2040年の間、年間350万kWのペースで洋上風力発電機の設置を進める必要があり、半分を浮体式が占めるとした場合であっても、風車1基あたりの容量を2万kW(20MW)としても、年間90基程度の風車および浮体を生産する規模となるためである。一方で国内の産業・生産体制を確立しておくことが重要となる。

表2 仕様の検討（風車サイズ）

機器類	方式・構造	メリット	デメリット	採否決定要因(コスト低減策など)
風車サイズ	15～20MW級 (10MW級との比較)	・WF当たりの風車基数が低減でき、発電出力あたりの建設費、保守費が安価となる。		【要因】 ・日本浮体市場でのWFのLCOE最適点(WFの稼働率考慮した発電効率、撤去迄の建設・維持費用) ・産業持続性 ・発電出力 ・設備費 ・施工性 ・保守性 ・台風への対応
	20MW超	・WF当たりの風車基数がより低減でき、発電出力あたりの建設費、保守費が安価となる。	・風車メーカー、機器メーカーの開発費用、インフラ整備費用が莫大であり、それに見合う市場があるのか、また投資回収が可能なのか、見極めが難しい。 ・年間生産台数が減少(建設費低減には量産化が必要) ・大型化・重量化で製造・建設・保守時の部品取り扱いが困難になる。大型風車に適用できるインフラ整備ができないと、商品化できずバランスが崩れる。 ・キー部品である主軸受製造の難易度が上がる。 ・翼周速が上がり、翼エロージョンの克服難易度が上がる。	

③風車のブレード枚数（水平方式）

ブレード（翼）枚数が多いほど、効率が高くなる一方、枚数が多い分、製造費や建設費、保守費は高くなる。それらのバランスから、水平方式の実績として、3枚の採用例が多くなっている。なお、最近では北九州市沖でのNEDO実証研究（3MW）やオランダやフランスでの2枚翼の採用（2.5～6MW）が計画されている。

さらに、風車市場で3枚翼風車が主流である背景には、2枚翼は効率最適点の回転数が高く、翼周速が大きいに伴う騒音の大きい事、さらに大型化に伴い、翼アンバランス荷重の影響が増し、風車制御設計・強度設計が難しくなる事があるものとする。

一方、離岸距離の大きい浮体式洋上風車では、騒音のデメリットが緩和されるため、翼アンバランス増加によるデメリット影響を再確認する価値があるとする。

表3 仕様の検討（ブレード枚数）

機器類	方式・構造	メリット	デメリット	採否決定要因(コスト低減策など)
ブレード枚数	2枚	・翼枚数2/3で翼製造・組立・保守の施工性が良い。 ・最高効率となる周速比が大きくなるので、トルクは小さくなり、ギヤ等の必要強度を低くできる。 ・暴風時の荷重を小さくできる可能性がある	・風向急変時の挙動、過渡状態の特性が明らかでない。 ・最適周速比が3枚翼と比べ大きくなり、弱風時の効率が劣る。また、翼エロージョン・騒音が厳しくなる。 ・高周速となるため3枚翼よりも数%性能が劣る。 ・荷重アンバランスが3翼に比べ相当大きく、その対処のための強度設計、制御設計が3枚翼より厳しい。また、ナセル・タワーの重量が増加する。 ・商用機の最大実績が小さく10MW以上の大型風車への未知領域大。	離岸距離の大きい洋上では騒音の影響が小さいことを考慮。 【要因】 ・大型風車技術の成熟度・信頼性 ・発電出力(効率) ・設備費(ブレード以外も含む) ・施工性 ・保守性(作業量と頻度)
	3枚	・最適周速比(周速比＝翼先端速度／風速)の時の効率が、2枚翼より数%大きい ・本質的に荷重がバランスするためハブ、ナセル、タワーに作用する変動荷重を2枚翼よりも大幅に小さくできる。(ナセル・タワーを軽量化できる) ・大型風車として10MW商用機実績有、10MW以上の大型風車への未知領域小。	・翼製造・据付・保守の施工性は2枚翼と比べると作業量が単純に1.5倍となる。	

④ロータ位置

風車の形式として、ロータとタワーとの位置関係から、アップウインド方式とダウンウインド方式がある（図6）。

アップウインド方式は、風を羽根（翼）全体で受けられるが、タワーとの接触を避けるための設計上の配慮が必要とされる。

一方、ダウンウインド方式は、タワーとの接触リスクが無いいため、翼の軽量化が可能とされるが、タワーによる風の乱れを考慮した翼強度への配慮や、タワーによる風のエネルギー損失があるとされる。

現状では、10MW級のプロジェクトにおいても、これまでの実績による技術の成熟度などから、アップウインド方式が優位と考えられる。大型化するとダウンウインド方式の方が LCOE は小さくなるとの報告もあり、両者の技術開発動向や実績については、今後も注意しておく必要がある。



出 所) http://www.hitachi.co.jp/products/energy/wind/products/htw2000_80/rotor/index.html

図 6 ロータ位置の違いによる方式

表 4 仕様の検討（ロータ位置）

機器類	方式・構造	メリット	デメリット	採否決定要因(コスト低減策など)
ロータ位置	アップウインド	<ul style="list-style-type: none"> 大型風車として10MW商用機実績有、10MW以上の大型風車としての成熟度高い。 	<ul style="list-style-type: none"> タワーへの接触を避けるため、設計上の配慮が必要(翼の剛性、チルト角、コーン角、など) 暴風待機中停電に対する荷重配慮が必要 	【要因】 ・発電出力(効率) ・設備費(重量) ・保守性(トラブル頻度)
	ダウンウインド	<ul style="list-style-type: none"> 翼のタワーヒットリスクが無く、ブレード撓み制限が無く翼軽量化可能 フリーヨーにより、暴風待機中、停電時の安全性が高い 浮体式洋上風車においては、風を受けた時(傾斜時)の効率がよく、ヨーの安定性も高い 	<ul style="list-style-type: none"> タワーによる風の乱れ(ウエーク)に対する翼強度配慮が必要。 商用化されていない(アメリカを中心に開発計画あり) 商用機の最大実績が小さく10MW以上の大型風車への未知領域大。 タワーの影響で効率が低下する。 	

⑤制御方式

制御方式としては、ストール制御とピッチ制御がある。MW級風車では、ピッチ制御が一般的で、制御技術が成熟して来ている。また、風車浮体連成制御による浮体重量低減の課題克服は、低速ストール制御では不可能であり、ピッチ制御が優位である。一方、ピッチ制御機構の故障・トラブルをいかに抑制するかも重要な課題である。

表 5 仕様の検討（制御方式）

機器類	方式・構造	メリット	デメリット	採否決定要因(コスト低減策など)
制御方式	低速・ストール制御	<ul style="list-style-type: none"> ピッチ制御に対して構造が簡単で低コスト かご型誘導発電機を直接連系でき、低廉で堅牢なシステムが可能 	<ul style="list-style-type: none"> 出力制限時に、オンオフ制御になってしまう無駄な抑制が発生 風車荷重低減制御の自由度が少なく、風車のコスト低減が難しい。また、大型風車では、風車の安全確保・長寿命化が困難。 	【要因】 ・大型機の制御特性、信頼性確保 ・発電出力 ・設備費 ・保守性(トラブル頻度) ・設備利用率
	可変速・ピッチ制御	<ul style="list-style-type: none"> 低風速域で最適な周速比で運転でき、高効率 出力制限時に、ピッチ制御は柔軟で、無駄な抑制が発生しない 可変速制御で、過度な荷重の発生を抑制できる。独立ピッチ制御で変動荷重を低減できる 		

⑥ 発電機

発電機は、誘導発電機と同期発電機、永久磁石とそうでないものに分類できる。

かご型や巻線型は 5MW くらいまでなら、構造がシンプルでメリットがあると言えるが、10MW 級になると小型化が可能な永久磁石方式を採用せざるを得ないと考えられる。したがって、今後の風車の大型化を考慮すると、永久磁石同期発電機が優位と考えられる。

表 6 仕様の検討（発電機）

機器類	方式・構造	メリット	デメリット	採否決定要因(コスト低減策など)
発電機	かご型誘導発電機 (SCIG)	・構造がシンプル、頑丈 ・変換器不要で低コスト	・突入電流大きい(フリッカ電圧発生) ・力率調整不可、力率が悪く系統品質の悪化 ・低効率、電力調整不可 ・多極化、低速化が難しく増速が必要 ・ギア式であるためメンテナンス面で不利 ・一定速度での運用が必要で、グリッドコードへの対応が困難	【要因】 ・設備費 ・維持管理(保守頻度、日常、トラブル頻度、補修費) ・電力品質
	巻線型誘導発電機	・最適な出力調整可	・コンバータサイズ、高価 ・力率調整不可、力率が悪く系統品質の悪化	
	二次励磁巻線型誘導発電機 (DFIG)	・従来のDCリンク方式よりコンバータ容量を約1/3に低減可能(ただし、可変速範囲を広げるには変換器容量を増やす必要有り) ・最適な出力調整可、コンバータがコンパクト	・界磁銅損により低出力時の効率低 ・可変速範囲を広くすると効率が低下 ・速度範囲の制限、高価 ・平均風速が高いことが必要 ・ブラシ有りのため定期保守が必要	
	巻線型同期発電機 (EMSG)	・磁石が不要であるため、調達リスク小 ・界磁制御により出力、位相制御が容易	・界磁銅損により低出力時の効率低 ・現在はコスト面でDFIG、効率面でPMGが主流(採用メーカ小)	
	永久磁石同期発電機 (PMG)	・高効率、省メンテ(ブラシレスで保守上有利)、頑丈 ・電圧及び出力調整可 ・小型・軽量・磁石使用量小(ギア式) ・ギアのメンテと変換損失がない(ギアレス)	・ネオジウム磁石の調達、価格リスクがある ・全量コンバータが必要、発電機構成が複雑、非常に高価 ・大型化にはギアの開発が必要(ギア式) ・大径・質量増・磁石使用量大(ギアレス)	

⑦ 増速機

風車の回転エネルギーを電気エネルギーに変換する際、増速機の有無による違いがある。

増速機無しの場合は、有りの場合と比べて、部品点数が少なく摺動部が少ないため、機会損失が小さく、メンテナンス上有利と考えられるが、ナセル重量が大きくなり、これが浮体の重構造化につながりかねないデメリットがある。現時点で、両方式の優劣は判断できず、どちらかの方式を採用する中で、さまざまな工夫によりデメリットの克服を図っていく必要がある。

表 7 仕様の検討（増速機）

機器類	方式・構造	メリット	デメリット	採否決定要因(コスト低減策など)
増速機	有り	・大容量化でダイレクトドライブに比べ重量増加を抑えられる。 ・発電機の小型・軽量化が可能	・機械損失が生じる ・ダイレクトドライブに比べ、部品点数が多い、また摺動部が多い為、メンテナンス上不利。	＜増速機有り＞ 潤滑油の適切な管理や遠隔化、想定超の外力への対応を考慮できれば、25年の耐用年数を確保できる【要因】 ・設備費 ・保守性(日常、トラブル頻度) ・ナセル重量(浮体荷重・重量へ影響)
	無し(ダイレクトドライブ)	・部品点数が少なく、摺動部が少ないため、機械損失が小さく、メンテ上有利	・大容量化で大径化するため構造強度上重量大。そのため、ギア式に比べ重量増加が大きく不利(浮体荷重へも影響)。 ・大容量化で、大径化する為、回転子固定子間隙管理、気密性確保が難しい(塩害対策)	

⑧浮体形式

セミサブは構造が複雑で、重量が大きくなるとのデメリットがある一方、風車の据付を港湾内で行えるなど、気象・海象に大きく影響される洋上作業を低減できるメリットがある。スパーは構造がシンプルである一方、大きな喫水が必要とされ、風車の据付を洋上にて行う必要がある。セミサブでは浮体構造の工夫による軽量化や、スパーでは風車（ナセルを含む）を港湾内で設置したまま曳航できないかなどのアイデアがあるが、実現可能なレベルには至っていない。

また、浮体については、製造面の考慮が必要になると考えられる。まずは設置場所の近くで製造できることが有利と言えそうだが、ウインドファーム整備の工程から1か所で足りるのか、複数の製造拠点を無理なく設けることが可能か、なども重要な浮体形式の選定要因となる。

以上の通り、代表的な2つの浮体形式については一長一短があるものの、現時点でコントロールが難しい洋上作業の低減が可能なセミサブ優位と言えなくもない。しかし、どちらもデメリットの克服や低減に向けた技術開発への取り組みが行われ、あるいはその余地があるとともに、製造面の考慮が非常に大きな意味合いを持ちそうなことから、現時点では個別に検討することが必要と考えたい。

表8 仕様の検討（浮体形式）

機器類	方式・構造	メリット	デメリット	採否決定要因(コスト低減策など)
浮体形式	セミサブ	<ul style="list-style-type: none"> ・喫水が浅く、サイト条件の制約が少なく、用途が広い。 ・大型船舶の製造工法が適用でき、造船用ドックで製造しやすい。 ・風車(翼RHナセル)をタワー上に最終組立てした状態で、曳航開始できる。 ・係留力が小さく、波に対し安定 ・浮体の大部分を没水させ波の影響を受けにくくしているため、沖合に設置するのに適する。 ・浮上状態で基地港湾への入港が可能であり、基地港湾で風車/タワーの建て込み、コミッションングが可能である 	<ul style="list-style-type: none"> ・溶接構造が多く、構造が複雑。 ・重量が比較的大。 	【要因】 <ul style="list-style-type: none"> ・設備費(浮体重量) ・施工性(運搬、組立) ・製造性 ・拠点港での量産性 ・サイトでの風車組立要否 ・浮体安定性
	スパー	<ul style="list-style-type: none"> ・シンプルな構造 ・ピッチとロールの動きに対して高い慣性抵抗を有す本質的な安定構造 ・係留力が小さく、波に対し安定 ・横倒して浮体を運ぶことが可能 	<ul style="list-style-type: none"> ・喫水が深く、製造場所・組立場所・輸送ルートに対する制約有。 ・ヨー方向の運動に対する抵抗が小さいため、配慮が必要 ・風車(翼, Rotor Nacelle Assembly)をタワー上に最終組み立てした状態で曳航することは困難(沖合での風車組立が必要) ・風車/タワーの建て込みを、水深がある海域で行う必要が有る。大荷重、大揚程のフローティングクレーン、静穏な海象が必要である。 	

⑨係留方式と係留索

係留方式は、カテナリーのような緩係留と緊張係留の2つに代表されると考えられる。また、その引き抜き力に対する考え方によりアンカー形式との組合せについても考慮する必要がある。海底が軟質地盤の場合、緩係留方式ではドラッグアンカー、サクションアンカーのどちらも採用可能であるが、緊張係留方式ではドラッグアンカーは適さないと言える。なお、プロジェクトの考え方によっては大規模修繕で港湾に戻る、つまり係留索を外すことも想定する必要がある。

また、合成繊維索の採用により必要な把駐力を低減することによりアンカーを含めたシステムとしてのコスト低減を図ることや、ダイナミックケーブルを係留索に添わせること、ダイナミックケーブルと係留索の共有化といったアイデアも出ている。合成繊維索の採用については、すでに欧州で実績があるとのことである。

係留方式および係留索については、次項のアンカーと密接に結びつくことから、海底地質など、実際の条件をふま

えてコスト低減策を採用し、システム全体として最適化を図る必要があると考える。

表9 仕様の検討（係留方式）

機器類	方式・構造	メリット	デメリット	採否決定要因(コスト低減策など)
係留方式	カテナリー	・相対的に係留力は小さい。 ・実績が豊富	・水深が浅い場合設計が困難 ・チェーン本数増加させると浮体重量、設置コストが上昇。 ・展開面積が広い。	【要因】 ・設備費 ・施工性(運搬、組立)
	緊張	・ヒープ、ピッチ方向の動揺がほぼ無い。 ・展開面積が小さい。	・係留・アンカーに大きな荷重が作用する。 ・係留力の変動が大きい。 ・鉛直方向の引き抜き荷重に耐えるアンカーの設置が必要。	
索鎖	チェーン	・使用実績が豊富。 ・製造コストが小さい。	・重量が大きく、大水深時には浮体重量や設置コストの増加につながる。	【要因】 ・設備費 ・施工性 ・長期耐用性
	ワイヤー	・同程度の強度があるチェーンと比べ軽い。	・耐食性に劣る。 ・損傷部の補修・交換が困難。	
	合成繊維索	・バネ定数が小さく、トート係留では浮体運動を強く拘束しない。	・浮体式洋上風力での使用実績は少ない。 ・コストが高い。	

⑩アンカー形式

アンカー形式は、海底の地質状況により、採用できる形式が異なってくる。一般には、砂やシルトなどの軟質地盤に対しては、ドラッグ式、サクシオン、重力式が採用され、岩などの硬質地盤に対しては、杭式や重力式が採用される。また、方式によっては、アンカー設置に用いる船が限定される場合もある。

一方、海底の地質状況に関する情報は極めて少ない。産業技術総合研究所が公表あるいは入手可能としているが (<https://www.gsj.jp/Map/JP/marine-geology.html>)、地質調査の絶対数が少ないことから、対象地点の地質状況やアンカー定着の検討可能な深さ方向の状況については、改めて調査の必要性が高いと言わざるを得ない。

コスト低減策として、ウインドファーム化した場合に、隣接する風車でアンカーを共有するとのアイデアがある。ドラッグ式アンカーでは、把駐力が発揮される方向が限定されるため、異なる方向の把駐力を求められるアンカーの共有化には不向きとなるのに対し、杭式やサクシオンアンカーでは共有化の採用が可能になると考えられ、風力発電システム全体の中での検討が必要となる。

表10 仕様の検討（アンカー）

機器類	方式・構造	メリット	デメリット	採否決定要因(コスト低減策など)
アンカー	ドラッグ(Drag)アンカー	・主にカテナリー係留に用いられる。 ・チェーン方向への引き抜きに把駐力を発揮。 ・設置コストが小さい。	・逆向きおよび鉛直方向の把駐力は小さい。 ・位置決めが不可能で、共有化に向かない。	【要因】 ・設備費 ・施工性 ・海底地質
	サクシオン(Suction)アンカー	・高い把駐力を得ることが出来る。 ・位置決めが可能で、共有化に向く。	・適用性は海底地盤による。 ・重量が大きく起重機船を必要とする場合がある。	
	落下式(Dropping)アンカー	・落下の運動エネルギーでアンカーを貫入させるため設置が容易でコストが小さく、高い把駐力を得ることが出来る。 ・設置にかかる時間も短い。	・斜めに貫入する可能性がある。流れにより目標から外れることがある。	
	VLA(Vertical Load Anchor)	・小さく軽いアンカーで高い把駐力を得ることが出来る。把駐力は鉛直方向にも働く。	・設置に複数のAHVやROVが必要となる。 ・設計通りに設置されたかどうか確認が難しい。	
	重力式(Gravity)アンカー	・重錘の自重と海底面との摩擦により把駐力を得る。 ・コストが小さく、設置が容易。	・高い把駐力を得るために重錘を大型化する必要がある。	

⑪ 系統連系

送電方式には大きく分けて、交流（AC）と直流（DC）がある。どちらを採用するかは、通常、送電距離による比較検討が行われる。これは、交流がLとCによる無効電力の送電ロスが発生するのに対し、直流ではLとCによる無効電力を生じないのでロスが発生しないことに起因する。このことによる送電距離が長くなると、直流方式の方が送電ロスは少なく有利とされ、その分岐点は送電距離が30～40kmとされている。

ただし、洋上風力発電事業においては、単純に送電距離として捉えるのではなく、海底ケーブルや変電所あるいは変換所、洋上プラットフォーム、陸地ケーブル、無効電力補償装置など、系統連系に関わるシステム全体としてLCOEを評価する必要がある。なお、LCOEは以下となる。

$$\text{LCOE (円/kWh)} = (\text{建設費} \times \text{年経費率} + \text{維持管理費}) / (\text{発電電力} - \text{ロス} - \text{逸失電力})$$

海底ケーブルについては、洋上変電所の設置を想定した場合、風車～洋上変電所までのインターアレイケーブルと、洋上変電所～陸揚げ地点（陸上の系統との連系）までのエクスポートケーブルに分けられる。

インターアレイケーブルは、浮体の揺動を考慮する必要があり、現在66kVまでは開発済み。20MW級の風車によるウインドファームを想定した場合、154kVのダイナミックケーブルの開発が必要となる可能性がある。なお、洋上変電所から陸上までのエクスポートケーブルは、欧州の洋上風力において220kV級3芯交流ケーブルの実績がある。

ウインドファームを構成する風車で発生した電気をどのように陸上の系統まで持ってくるのが効率的か、風車間の接続や変電所の設置など、システムとして検討する必要がある。また、個別のコスト低減策として、ダイナミックケーブルを係留索に添わせることや、係留索として共有化するなどもアイデアとして検討の余地がある。

表 11 仕様の検討（系統連系）

機器類	方式・構造	メリット	デメリット	採否決定要因(コスト低減策など)
送電方式	AC	・交直変換の必要が無い。	・送電線の電力損失がDCに比較して大きい。	・敷設する送電線の長さによって判断する。 ・LCOE = (初期投資コスト+運転保守コスト) / (発電電力-ロス-逸失電力) (円/MW) 【要因】 ・電力損失(距離) ・設備費(LCOE)
	DC	・送電線の電力損失がACに比較して小さい。	・交直変換によるロスが発生する。	
海底ケーブル	従来型	・実績が豊富。	・浮体式に適用する場合、大きな変位に対する追従性に欠ける。	<従来型> ・既存の技術での対応策の実施 【要因】 ・追従性 ・設備費
	浮体式対応	・浮体式の大きな変位にも追従可能。	・66kVまでしか実績がない。	

3. ケーススタディー（コスト試算）

前項で想定した仕様に基づくコストを試算する。

浮体式洋上風力事業で先行する欧米のコスト分析においても仕様まで踏み込んで公表されているものはほとんどない。そこで、鋼材重量などと紐づけて分析を行っている NEDO の戦略策定調査事業¹⁾を参考に検討を行った。

（1）諸条件

当報告書は欧州の実績・文献を参照しており、標準ケースとして、5MW 風車 100 基からなる発電所が平均水深 200m、離岸距離 200km に位置する場合を想定している。離岸距離 200km は、現時点の日本では想定しづらいことから、日本の条件に見直しを行い、20MW 風車 50 基からなる発電所が平均水深 200m、離岸距離 30km に位置する場合を想定し、風車間距離は 2.5km とした。

NREL が示す均等化発電コスト（LCOE）の評価式を式(1)に示す。ここで *CapEX* は建設費、*FCR* は年経費率、*OpEX* は維持管理費、*AEPnet* は年間発電量である。

$$LCOE = \frac{CapEX \times FCR + OpEX}{AEPnet} \dots\dots(1)$$

（2）LCOE の試算

今回の 20MW 級の設備について試算した結果を以下に示す。

● 設備費

設備費 *Ccomponent* は、鋼材の重量 *W* に対してトンあたり鋼材価格 *c* を乗じることにより評価する。浮体・アンカーの設備費は、加工費を製作係数 *A* で評価している。

$$Ccomponent = A \times W \times c \dots\dots(2)$$

a. 風車

NREL 5MW 風車では、ロータ 110 トン中 54%、ナセル 240 トン中 82%、タワー 348 トン中 93% が鋼材重量となっていた。この NREL 5MW 風車の鋼材重量比率をもとに、20MW の鋼材重量を推定した（表 12）。なお、表中には、DTU 10MW 風車の重量も参考に記載している。風車と浮体の鋼材費は、粗鋼 1 トンあたり €775 とし、海

表 12 風車鋼材重量

構成要素	部品	重量 (t)			鋼材比率	鋼材重量 (t)		
		NREL 5MW	DTU 10MW	今回試算 20MW		NREL 5MW	DTU 10MW	今回試算 20MW
ローター	計	110	229	308	0.54	59.4	123.7	166.3
	ブレード	53.22	123					
	ハブ他	56.78						
ナセル	計	240	446	672	0.82	196.8	365.7	551
	増速機							
	発電機							
	ナセル本体他							
タワー	計	347.46	605	973	0.93	323.1	562.7	904.1
	トランジションピース	97.46						
	本体他	250						
風車計		697.46	1280	1712		579.3	1052	1621.4

洋で保証される S355 の品質を保証するコストとして€225 を追加し、1 トンあたり€1000 とする。2019 年平均レート 122.02 円/€で換算。

なお、東京仲間相場特殊鋼機械構造用炭素鋼(SC 材,40 ミリ)12 万円 (2020 年 12 月) であることから、鋼材単価は欧州と日本は同等と考えられる。

以上より、鋼材単価から風車設備費を算出するが、ここでは製作係数 A が示されていない。

NREL 5 MW 級風車が 16.4 万円/kW との資料²⁾を参考に、5MW の鋼材重量 579 t から A を算出すると、A = 11.5。

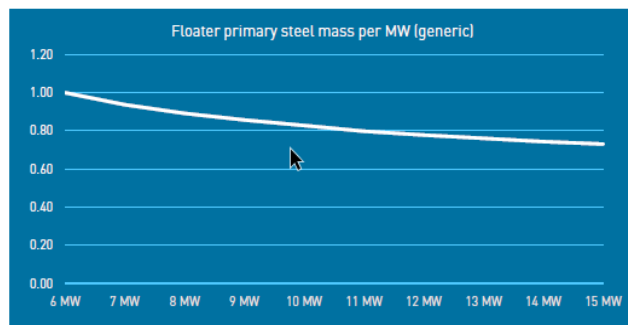
また、鋼材重量は 5MW の鋼材重量をそのまま 20MW 相当に線形外挿を行ったうえで、出力が増大することにより kW 当り浮体鋼材重量が減ること (図 7) を風車にも適用できると想定し、kW 当りの鋼材重量の低減率 30% を考慮して、20MW の鋼材重量を算出する。

算出した鋼材重量と製作係数を用いると、20MW 級で 22.8 億円/基となる。これを kW 当りに換算すると、11.4 万円となる。

b. 浮体

浮体設備費も鋼材重量から換算した。

5MW の鋼材重量をそのまま 20MW 相当に線形外挿を行ったうえで、出力が増大することにより kW 当り浮体鋼材重量が減ること (図 7) から、kW 当りの鋼材重量の低減率 30%を考慮して、20MW の鋼材重量を算出する。



出所：Floating Wind Joint Industry Project Phase II Summary Report

図 7 風車出力と kW 当り浮体鋼材重量の関係

表 13 鋼材重量の試算

項目	TLP TLB B	スパー Hywind II	セミサブ WindFloat
重量 (t)	445	1700	2500
材料費 (k€)	445	1700	2500
製作係数 (%)	110	120	200
製作費 (k€)	489.5	2040	5000
総計 (k€)	934.5	3740	7500

5MW の場合の鋼材重量 (NEDO 試算)

項目	TLP TLB B	スパー Hywind II	セミサブ WindFloat
重量 (t)	1246	4760	7000
材料費 (k€)	1246	4760	7000
製作係数 (%)	110	120	200
製作費 (k€)	1370.6	5712	14000
総計 (k€)	2616.6	10472	21000

項目	TLP TLB B	スパー Hywind II	セミサブ WindFloat
浮体設備費 (百万円/基)	320	1278	2562

20MW の場合の鋼材重量 (今回試算)

c. 係留索・アンカー

アンカー設備費も鋼材重量から換算する。

5MW の風車および浮体との重量を基準に比率により 20MW のアンカーを算出した。

また、係留索は今回チェーン式を想定し、Hywind II の実績 chain (150m) 4.6 百万円と、WindFloat の実績 chain (200m) 6.1 百万円から、3 万円/mを採用して算出した。それぞれの総延長から Hywind II (スパー) は、176 百万円/基 (延長 1,950m)、Windfloat (セミサブ) は 256 百万円/基 (延長 2,840m) となった。

表 14 アンカー重量の試算 (5MW (NEDO) から 20MW の試算)

容量	項目	重量(t)	製作係数 (%)	数	総計(k€)	アンカー設備費 (百万円/基)
5MW	TLB B (TLP)	40	870	3	1044	127
	Hywind II (スパー)	17	670	3	342	42
	Windfloat (セミサブ)	17	670	4	456	56
20MW	TLB B (TLP)	103	870	3	2688.3	328
	Hywind II (スパー)	46	670	3	924.6	113
	Windfloat (セミサブ)	46	670	4	1232.8	150

d. 送電ケーブル・アレイケーブル

NEDO 試算による 5 MW 風車の場合の算出は以下のとおりである。

ケーブルを、送電ケーブルとアレイケーブルに分けて評価され、アレイケーブルは、100 基の WF に対して 20 列、33kV300mm² の銅線を用いると仮定し、281€/km とした。風車間距離 1.4km との仮定より、アレイケーブルの総距離は 191.6km、最大電気ロス は 0.68% としている。送電ケーブルは、直流で 320kV1500mm² のシステムを適用し、443€/km となっている。洋上変電所は設置費を含まずに、143.0M€、陸上変電所は 71.5M€ である。

一方、今回試算では、離岸距離を 30km と想定していることから、交流設備がコスト面では優位と考えられる。

そこで、NEDO 資料「次世代洋上直流送電システム開発事業システム開発/要素技術開発」³⁾から、ケーブルコストと機器コストが 858 百万円/年/10km (表 15) とした。また、同資料に直流送電システムの洋上設備コストは交流と比較しておよそ 2 倍～3 倍程度高い、との記述があることから、前述の NEDO 試算 (5MW×100 基) の洋上変電所に対して設備容量は 2 倍になるが、同等の 143.0 M€とする。

表 15 交流送電システムのコスト算出
一定出力 1,000MW

AC	10km	50km	100km	150km
定格電圧	275	275	275	275
導体サイズ	2500	2500	2500	2500
回線数	2	2	2	2
ケーブルコスト	766	3828	7656	11484
機器コスト	92	458	914	1370
ロス額	708	3708	8480	15382
総コスト	1565	7994	17051	28236

コストの単位：百万円/年

出所) 次世代洋上直流送電システム開発事業システム開発/要素技術開発」(NEDO)

● 施工費

具体的な作業工程等が不明なため、ここでは NEDO 報告書において引用している文献⁴⁾から Hywind II (スパー) の 96 千円/kW と、WindFloat(セミサブ) の 79 千円/kW を採用する。

なお、NEDO 報告書では、以下により施工費を算出している。

施工費 $C_{install}$ は、施工日数に作業船の値段 c_i を乗じることで評価される。施工日数は、作業要素ごとに、必要な作業時間 T_{il} に施工稼働率 a_i を乗じて評価される。

$$C_{install} = \sum_{i=1}^n T_i \times \alpha_i \times c_i \dots(3)$$

風車の工程と作業条件は表 16、浮体・係留の作業条件は表 17 を仮定した⁴⁾。

気象・海象条件の時系列は考慮せず、簡易的に施工稼働率を仮定している。浮体設置の工程は 10 段階に評価され、例えば、係留索の設置は 1 本あたり 6 時間を要し、施工稼働率は 50% 等である。係留・アンカーの工程は 6 段階に分けて評価され、例えば、ひとつのサクションアンカー設置に 12 時間を要し、施工稼働率は 60% 等である。施工船の種類とコストは表 18⁴⁾に示す。国内の船の単価については、確認が必要である。

以上に加えて、洋上作業員の人件費を、1 年間の労務日数 182.5 日、年収 67 k€ との仮定から、370€/日として計上している

● 初期資本費

設備費、施工費、開発費を足し合わせ、初期資本費を評価した。開発費は平均で 104,106k€ とし、基数の比例関数とし、1MW あたり 50 k€ の建設保険を設定した、と記述されている。

ここでは、他の報告⁵⁾において、開発費は EPC（エンジニアリング、調達、据付）の 5% 程度との報告を参考とし、初期資本費の 5% と設定することとした。

● 維持管理費

維持管理費は NEDO 報告書では、16,000 円/kW/年と算定。この時の基本条件は 5MW×100 基、水深 200m、港湾からの距離 200km である。

また、作業内容や労務費、作業船の価格を示す。個々の設定には差異があるようだが、福島コンソーシアムの実証に伴う維持管理費の将来見通しは、1.9 万円/kW/年であり⁶⁾、大きな差はないと言える。

なお、福島コンソーシアムは 5MW×20 基規模を想定している。

NEDO 報告書における維持管理費算出にあたっての条件は以下の通り。

表 16 浮体式洋上風力発電所の主な施工要素

部品	必要な作業時間 (hr)	限界風速の最大値 (m/s)	稼働率 (%)
ブレード	4	8	43
ロータ組立	5	8	43
ナセル	4	10	58
タワー	6	12	59
風車完成	12	7	35

表 17 施工船の航行速度と稼働率

項目	航行速度 (knots*)	稼働率 (%)
自航	15	90
風車の曳航	5	55
風車・浮体の曳航	6	65
浮体の曳航	6.5	70

* 1 knotsは約1.9km/hr

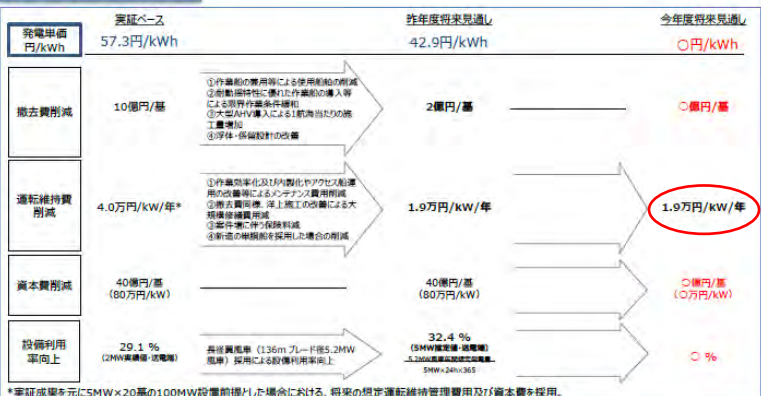
表 18 施工船のおよその日賃 (k€)

項目	Low case	Base case	High case
クレーン船	431	531	631
陸上クレーン船	45	55	65
ジャッキアップ船	161	196	231
アンカー船	81	91	101
タグボート	16	17	18
プラットフォーム補給船	43	46	49
陸上移動式クレーン	5	6	7

4-4. 事業化を見据えた経済性評価

○ 昨年度 PIRR(税前)10%を示す前提として 42.9円/kWhを示した。今年度の設備利用率、資本費の見直しにより、実証成果から発電単価の低減を示す。* 撤去費については資本費の見直しによって変動。

将来の各種目標値と改善案



出所) 平成29年度福島沖での浮体式洋上風力発電システムの実証研究事業報告書概要版より

図 8 福島洋上風力コンソーシアムの実証事業における維持管理費の見直し

<作業内容>

作業内容	頻度	作業量	備考
定期点検	1年に1回	24時間/3人	
大きな定期点検	10年に1回	48時間/6人	
状態基準保全	都度（計測により判断）	8時間/3人	・小さな部品交換
		16時間/3人	・大きな部品交換
事後保全	故障・トラブル発生後	4時間/3人	・小さな故障・トラブル
		48時間/6人	・大きな故障・トラブル ・クレーン船利用

<労務費>

	作業員数（人）	固定費（千円/年）	労務費（千円/年）
洋上技術者	60	8,174	526,620
マネージャー	2	14,396	28,792
洋上管理者	6	7,320	43,920
陸上技術者	3	6,100	18,300
合計（年間）	71		617,632

<作業船>

作業船	価格	備考
メンテナンス専用船	232（百万円/年）	港から発電所までの航行時間は1時間
ジャッキアップ船	24（百万円/日）	
フローティングクレーン船	37（百万円/日）	
大型メンテナンス船	2（百万円/日）	

●コスト試算結果のまとめ

今回の試算における、仕様の選定と結果は以下の通り。

コスト試算における仕様の選定

機器類	方式・構造
ロータ軸	垂直方式, 水平方式
風車サイズ	15~ 20MW級 , 20MW超
プレート枚数 (水平方式)	2枚, 3枚
ロータ位置	アップウインド , ダウンウインド
浮体形式	セミサブ , スパー
係留方式	カテナリー , 緊張
索鎖	チェーン , ワイヤー, 合成繊維索
アンカー形式	ドラッグ , サクシヨン, 落下式, VLA, 重力式
送電方式	AC , DC

表 19 浮体式風力発電システム（20MW 級）のコスト試算

万円/kw

分類	大項目	小項目	20MW (スパ-)	20MW (セミサブ)
(3) 初期資本費	設計・開発費		1.7	1.9
	(1) 設備費	①風車	11.4	11.4
		②浮体	6.4	12.8
		③係留索・アンカー	1.4	2
		④送電ケーブル・アレイケーブル	8.2	8.2
	(2) 施工費		9.6	7.9
	初期資本計		38.7	44.2
(4) 維持管理費 (年間)			1.6	1.6

また、金利を3%*として年経費率を設定し、設備利用率を0.4とすると、

LCOE = 10.9 円/kWh (スパーの場合)、11.8 円/kWh (セミサブの場合)

となった。なお、ここではロス分については見込んでいない。*金利は、文献7)と同じとした。

浮体式洋上風力に関する欧米の実績・文献から、日本で設置する場合の仕様を定めてコストや LCOE を算出した。風車の大型化 (20MW) により、コストや LCOE の低減を見込んでいるが、LCOE では 10 円/kWh を下回ることとはなかった。当試算では、欧米の実績に基づいているため、風車の長距離輸送は考慮していないことをはじめとし、欧米で見られるような生産事業者や生産拠点の体制を構築するとともに、さらなる技術開発が必要であることがわかった。

4. 産業競争力強化のための提言

(1) 国家的プロジェクトとしての実行

政府のグリーン成長戦略で掲げられている洋上風力の導入目標である 2030 年に 1000 万 kW、2040 年に 4500 万 kW の実現に向け、海外メーカーに依存しない日本独自の洋上風力技術を確立するために人材を結集したプロジェクトチームの立ち上げを国にはお願いしたい。

また、再エネ海域利用法により該当する区域を多数指定し、海域利用に関し必要となる情報を事業者に提供いただくとともに、再エネ海域利用法に則った国の支援をお願いしたい。

(2) 国内生産拠点の戦略的構築

政府のグリーン成長戦略を達成するためには、相当数の風車・浮体を設置する必要がある。このためには、風車・浮体の製造能力を確保しなければならないが、特に風車については、現在国内で製造するメーカーおよび拠点がなくない状況である。地点に合った風車の仕様や制御方法の検討、更なる大型化に向けた技術開発などにもつなげるため、国内で調達可能となるような体制の整備が必要である。また、設置のためには作業船団の充実が必須で、1 船団で年間 15～20 基設置可能としても、5～6 船団が必要となる。産業界では生産体制を整えること。

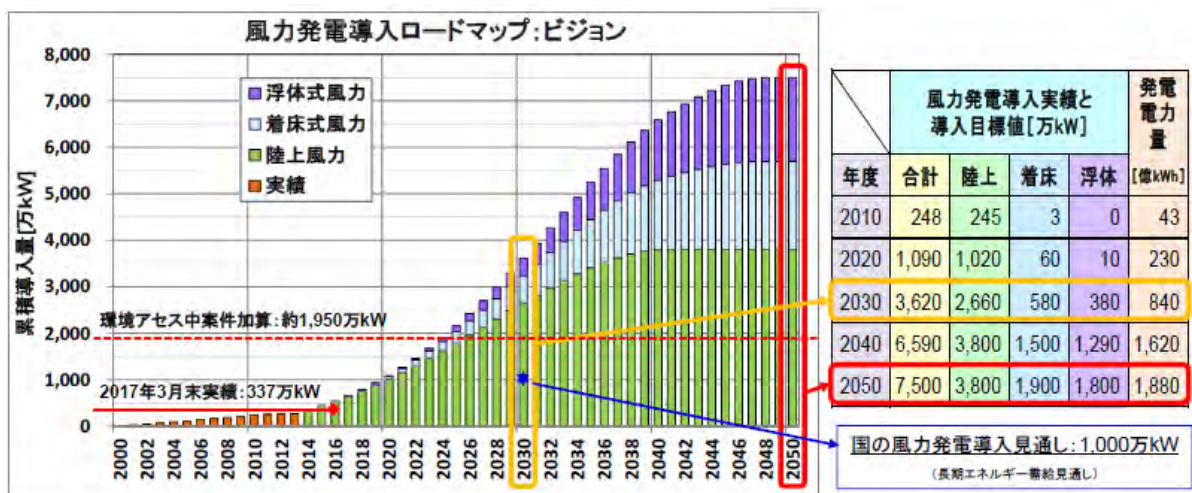


図9 風力発電導入ロードマップ (日本風力発電協会資料 (2018年3月16日) より)

(3) 製造から運営までを担う共同事業体の実現

活動においては、浮体式洋上風力発電のコスト目標を非常に高いものに設定している。

- ・2030年…発電単価 9円/kWh 建設単価 45万円/kW
- ・2040年…発電単価 5円/kWh 建設単価 25万円/kW

この目標を設定するにあたり、メンバーからは、技術面以外に下記の様な懸念が示された

【コストダウンを実現するにあたっての懸念事項】

- ・浮体式洋上風力発電事業に参入し、継続するためには、利益を確保できることを示す必要がある
- ・製造、建設、保守、運営の各者がそれぞれで部分最適を目指す、全体最適にはならない可能性がある

これらの解決策として、下記を実現可能な、製造から運営までを担う共同事業体を実現する必要があると考え

る。

【共同事業体で実現すべきこと】

- ・例えば部品や機器メーカーの価格だけを無理に安くするという事ではなく、どこが、どういう理由で価格が抑えられないのか把握し、目標へ向かって協働して課題を乗り越える体制とすること
- ・各社それぞれ専門とする事業領域があるが、コストダウン達成で得られた利益はみんなでシェアできるように配分できるようにすること

(4) 国内認証事業体の枠組みや風車試験装置の国内導入施策

風車や浮体を技術開発から実用化する場合、その信頼性を確保することは必須となる。洋上風力事業では設備の大型化が進んでいることから、部材の細部に至るまで新たなチャレンジとなるケースも考えられる。この場合、産官学が一体となって、信頼性確保のための検証を重ねるための試験装置の導入や、それらの検討に基づく信頼できる認証の枠組みを構築することが必要である。

(5) 国による海底地質調査支援

現時点では、浮体式洋上風力設備については、アンカーによる定着を基本としている。この場合、アンカーの形式の選定などに、海底地質状況は必須である。また、ウインドファームでは、対象となる面積も広く、海底地質の情報が重要となるが、これまで海底地質の情報は少ないのが実態である。再エネ海域利用法にのっとり、国が行った海底地質調査の情報の事業者への提供をお願いしたい。

5. プロジェクトの出口

洋上風力については、本年 12 月に公表された政府のグリーン成長戦略において、高い導入目標が明示された他、本年 7 月に 3 か所が追加され、促進区域の指定が 4 か所になるなど、早期の導入拡大が必要とされている。

プロジェクト終了後は、海外メーカーに依存しない日本独自の洋上風力技術を確立するため、人材を結集したプロジェクトチームの立ち上げを国にはお願いしたい。ここでは信頼性があり低コストが可能な技術の抽出・開発、ならびに実証試験を行い、他の電源に対する競争力を持ち、投資を呼び込める技術の確立を目指す。具体的なイメージは以下を考えている。

①2021 年度 プロジェクトチームによる風車仕様、浮体構造、係留方法の検討

- ・目標とする発電単価を実現するため、プロジェクトチームにおける技術コンペおよび更なる低コスト化に向けた技術開発の検討

②2022～2023 年度 プロジェクトチームによる開発技術の検証と設計

- ・開発技術の信頼性確保のための検証
- ・実証機設置のための設計
- ・風車や浮体の生産拠点を考慮した候補地点の検討

③2024 年度～ 実証機の設置（実証においては複数の方式をトライする可能性）

- ・風車や浮体の製造および部品供給体制の確保
- ・製造および設置における技術課題解決策の検証
- ・維持管理

以上

参考文献

- 1) 「浮体式洋上風力発電研究に関する調査」平成 30 年 3 月 20 日（委託先一般社団法人日本風力エネルギー学会）
- 2) NREL (National Renewable Energy Laboratory). 2017. 2017 Annual Technology Baseline. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
http://www.nrel.gov/analysis/data_tech_baseline.html
- 3) 「次世代洋上直流送電システム開発事業 システム開発／要素技術開発」事業原簿【公開】：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構
- 4) Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective, Renewable Energy 66
- 5) BVG Associates "Guide to an offshore wind farm"
- 6) H30 年度福島沖での浮体式洋上風力発電システムの実証研究事業報告書概要版（福島洋上風力コンソーシアム）
- 7) 平成 29 年度新エネルギー等の導入促進のための基礎調査 再生可能エネルギーに関する海外コスト調査析事業 調査報告書（経済産業省資源エネルギー庁委託事業：一般財団法人日本エネルギー経済研究所）
- 8) Carbon Trust Floating Wind Power Industry Project Phase II Summary Report 2020

【参考資料】 国産の優れた競争力を有する浮体式洋上風力発電を実現するための課題

No	課題（支障になりそうな点）	課題解決の方向性	
計画・調査	1	○資金調達	・パンカブルな浮体式洋上風力設備の早期確立 ・安全かつ経済合理的な設計指針・基準の制定、規格化
	2	○好立地ポイントの抽出と風利用最適な構造 ・発電コスト算出式によれば「正味年間発電電量（算式の分母）」が拡大すれば発電コストは低減する ・競争力を活かせる、海象や風況等の好立地が抽出できるか ・稼働率60%（着床式の2倍）となる環境はないか	・浮体式洋上風力が活きるシナリオの構築 - 風環境の把握 - 最適仕様（大きさ、高さ）の設定 - 国内向け、海外向けの相違（ある/なし）
	3	○大深度・沖合・高高度での定量的調査や予測評価	・実証事業における環境監視データ、今後事業化される浮体式洋上風力発電事業での環境監視、事後調査データの汎用化 ・MOEやMETI、公財、一財との協働によるアセス段階における調査や、影響予測評価手法の検討 ・汎用化した環境監視、事後調査データの相互利用に関する枠組み形成
	4	○大深度・沖合・高高度での経済的・効率的な風況観測	・安価で高精度のフローティングライダー開発と早期の認証・規格化 ・洋上風況観測塔に関する建築基準法等関係法令の合理的対応（規制緩和含む）の検討
	5	○大水深・沖合での経済的・効率的な海況観測	・高精度な浮体式波浪・流況観測機器開発と早期の認証・規格化
	6	○沖合での効果的・効率的な鳥類観察	・無人鳥類観測装置（ハードディテクター）等の技術開発
	7	○地域合意に時間を有する	・漁協や海運等の先行利用者との協議会の設定に留まらず、国として解決の指針を提示する等により短期間での合意を図れるようにする ・景観問題についても、合意を得やすい景観のあり方に関する研究事例などを踏まえ、設置のガイドラインなどを国として示す
	8	○騒音(低周波音)	・逆周波数を発生（ノイズキャンセリング） ・浮体の場合は沿岸から遠距離になる場合がほとんどで問題ない想定するが、特殊ケースは要注意
	9	○海洋汚染対策	・洋上浮体を浮かべることによる海洋汚染クレームへの対応（ex. レーザーなどによる海洋中のオイル等汚染のモニタリング技術など）
	10	○本懇談会で掲げた目標発電単価・建設単価の達成可能性の見極め、また、現在の日本市場の予想実力と欧州の実力の差の見極め	・公開情報として、KOM時のSMBCLレポート（2016DOE報告ベース）と同様、NREL2020、Quest2019レポート欧州米国のLCOE等の分析情報がありました。これらの分析情報をもとに、本懇談会のLCOEやCapex低減目標の達成可能性を評価 ・また、214\$/MWh(22.5\$/kWh)は、現在の日本の実力とずれがどうか評価してみるべきでは？ ・DOELレポートにLCOE削減内訳があり、2030年89\$/MWh（9.3\$/kWh）が示されています。この内訳の妥当性を評価するのが一つのアプローチ
設計・製造	11	○浮体構造物のコストダウン	・最適な浮体構造の考案（設計、製造、施工の全体を考慮して最適化） - メンテナンスフリー - 設置、撤去の容易さ - 鋼材効率（MW/ton）の良化(コンクリート浮体の場合も同様) - 動揺低減等 ・設計・施工の共通化 ・風車と浮体の包括的な開発設計 ・浮体揺動による加速度と傾斜の許容値、浮体・風車の固有値、最適風車ピッチ制御の最適化を早めることが、最適で低重量の浮体を決める
	12	○浮体構造物のコストダウン ・港湾や設置海域の水深の制約を踏まえ、セミサブ型やバージ型のポテンシャルが大きいと想定されるが、特にセミサブ型は構造上コスト高となるため、バージ型の安定性向上やその他浮体コンセプトの技術開発が必要	・安定性に優れたバージ型の技術開発（NEDOにて実施中） ・セミサブ型のコスト低減技術開発（製造工程の簡易化、構造のシンプル化等） ・コンクリート等代替材料を用いた浮体構造物の開発
	13	○浮体基礎の技術開発 ・日本に固有の気象、海象条件に対応した浮体基礎が必要 ・洋上風車は事実上海外製しか選択肢が無く、浮体基礎の設計において制約となる可能性	・海外風車メーカーとのアライアンス ・風車の設計、制御方式によらない浮体基礎の開発
	14	○風車・浮体構造物・係留の一体的な設計最適化 ・コスト低減のためには、風車本体と浮体構造物及び係留の一体的な連成解析に基づく全体設計の最適化が必要 ・現在国内風車メーカー不在のため、海外風車メーカーとの連携が必要	・海外風車メーカーとの連携強化
	15	○浮体用風車の最適化	・浮体用風車の開発（着床用と同じで良いか結論は出ていない） - 部材の軽量化、高耐久化 - 新型風車検討（垂直軸型浮体式風車、マルチ浮体式洋上風車等）
	16	○浮体建設のコストダウン	・浮体基礎建設用のインフラ整備（既設造船所の改造など）
	17	○発電設備の長寿命化	・材料の強度・耐久性や劣化の評価システム （ex. 長期耐久性確認のための材料試験機や表面分析によるコンクリート骨材の劣化状況モニタリング技術の応用など）
	18	○大深度・沖合におけるケーブルのコストダウン	・高耐疲労海底ケーブル開発（国内ケーブルメーカーが検討） ・洋上変電所を省略可能なケーブル(低ロス送電線)代替技術開発
	19	○大深度・沖合における係留・接続のコストダウン	・高耐疲労チェーン、軽量チェーン開発（合成繊維等）等の開発 ・高把注力アンカーの開発（現状はOil&Gas用のアンカーを転用） ・動揺低減対策等も含めた新規係留システム開発（クランプウェイト等） ・疲労評価法の確立
	20	○スパー型の水深に係る制約 ・浮体構造物の中では最も安価に製造が可能だが、設置時に100m程度の水深が必要となるため、港湾でのプレアセンブリ作業が困難なため、洋上での組立作業が必要	・輸送・設置作業が簡易なスパー型コンセプトの技術開発 ・スパー型専用船の開発
	21	○大深度・沖合における系統接続のコストダウン	・高電圧・直流送電（220kVなど）開発 ・洋上変電所の近隣PJでの共用化によるケーブル長短縮・メンテナンス費用低減
	22	○長距離ケーブル送電システムの低コストでの実現 ・国内ではこれまでにない長さのケーブルシステムが必要となり、技術課題への対応のため送電システムが高額 ・上記送電システム全体の課題を見通して設計できる技術者が不足 ・大容量の調相設備、もしくは直流送電設備が必要になる場合もあり、システム費用が高額	・できるだけコストが低く、可用性に配慮した送電システム設計の検討 ・長距離ケーブル送電における各種課題に精通した、電気システム設計技術者の育成 ・調相設備、直流送電設備（交直変換器等）について、洋上環境に対応した機器の開発、およびコストダウン
	23	○WF～電力システム間の電気システムが高額	・ケーブル保護システムのコストダウン ・電気システムのWF事業者間での共有化
	24	○浮体式WF～海底送電～陸揚げまでの全体システムとして競争力を出す為に、どうすればよいか？という視点での議論が必要	・既存国内サプライヤー技術での実現可否。 ・開発要素(例、SIC変換器、等)を含んだ競争力を有するシステム構築、国内メーカー開発・開発期間、生産体制構築。 ・国内サプライチェーン構築。
	25	○超高压エクスポート用ダイナミックケーブル ・洋上変電所から連系点（地上）を結ぶ超高压（275kV級）エクスポートケーブルにおいて、浮体式に対応するダイナミックケーブルの開発が必要（欧州でも実績無し）	・超高压（275kV級）ダイナミックケーブルの開発 ・洋上接続技術の開発 （ダイナミックケーブルとスタティックケーブルとの接続）

	No.	課題（支障になりそうな点）	課題解決の方向性
設計・製造	26	○<風力発電機・関連機器、及び基礎構造の設計・製造> □日本・アジアの環境に適応する「次世代日本型風車」の開発	・低風速域対応・免震・耐乱流を可能とする風車技術の開発・実証 ・発電コスト低減技術（ブレード最適化、基礎（浮体含む）等）の開発・実証
	27	○日本の厳しい条件の克服 ・欧州に比べて風速が小さい ・水深が大きい →係留システム費用が高い	・日本の独自技術の開発 ・係留チェーン、アンカー等の部材の見直し ・係留本数の削減の検討 ・係留を無くす方法の検討
	28	○日本の厳しい条件の克服（電気設備/海底ケーブル） ・水深が大きい →海底ケーブル布設工法 & 特殊仕様の開発 ・台風等の影響 →浮体の大きな動きに追従する海底ケーブル布設工法の開発 ・海象条件による制約 →海象による施工期間の長期化、費用UP	・コストを抑えたダイナミックケーブル仕様、布設工法の開発 ・海底ケーブル支持方法（ダイナミック）、防護方法のコストダウン ※電気設備基準の制約もあり、場合によっては見直しも必要 ・厳しい海象でも作業が実施可能な工法、作業船の開発 ・洋上作業の削減 ケーブルと機器の接続ワンタッチ化（規格化）
	29	○係留索のコスト低減 ・鉄製の係留索は高コストであるため、合成繊維索など、代替材料の採用が必要 ・日本では採用事例が少なく、認証が下りない可能性が高い。認証に要する期間も長く、コスト増につながる	・合成繊維索の耐久性向上に係る技術開発 ・合成繊維索の認証基準の策定
建設	30	○<輸送、施工（建設工事）、メンテナンス、ファイナンス> □開発コスト及び建設コストの低減	・輸送性の改善、再利用の推進 ・低コスト化施工技術の奨励・確立（海外との連携） ・据付用作業船舶の高効率化（革新的な施工方法、船舶の国内建造等） ・基礎及び係留装置等の低コスト化（海外との連携、国内誘致、造船技術の転用） ・工事用船舶使用及び就労許可に関する規制緩和 ・キャピタルサイクリングの推進（資金調達多様化、金融スキームの整備）
	31	○建設技術の向上	・海上振動下でのクレーン等建設機材の耐久性向上 （ex. 船上でのフローティングクレーンのワイヤーロープ劣化診断など）
	32	○建設コストが高額 ・高波浪・長周期の太平洋特有の海象下における施工技術が未発達であり、施工稼働率が低い ・石油・ガス業界で使用されているセミサブ型作業船や大型タグなど、大型の沖合用作業船が少なく、施工効率が悪い ・浮体製作・風車組立を効率的に行うことが出来るドック等の陸上施設がなく、洋上作業の割合が多くなっている ・浮体設計技術が確立されておらず、コストのかかる係留策の最適化（本数、浮体への設置システム等）が未発達	・動揺吸収システムやクレーンを使用しない揚重技術など、高波浪・長周期の海象への施工技術の開発 ・耐候性の高い大水深用大型作業船の開発 ・浮体式洋上風車専用のドック整備など、陸上施設の充実 ・浮体構造と係留システムの最適化設計技術の開発
	33	○浮体設備の建設費（風車含む）コスト低減 （Capex低減の中でもっとも効果大と文献で予想されています）	・浮体のコンパクト化：CarbonTrustFWJIP2020レポート参照 ・浮体&風車の建設合理化 & SEPT船レス設置（専用ドックにて浮体組立 & 風車組立⇒曳航。DNVGL, Principle Powerの公開情報参照）
	34	○洋上風力の基数増加にともなう係留作業の煩雑化	・アンカーの共有化、杭の打設、係留方法の検討
	35	○係留工事に関する課題 ・係留チェーン、アンカーの敷設工事に時間と費用がかかる ・また、洋上での作業となるために、海気象条件による不稼働時間が発生する	・係留チェーン、アンカーの敷設工事のための専用船団を整備する ・より海気象条件が厳しい中でも作業が行える作業船の開発、建造、配備 ・多様な作業を1隻で行うことができる作業船の開発
	36	○大深度・沖合における施工のコストダウン（施工船）	・SEP船に替わる高稼働率を実現する施工船の開発 - クレーンワークを極力排除した施工方法開発 - 長距離海底ケーブルの敷設効率化（ライザー技術の高度化、ライザーに代わる手法によるケーブル敷設技術の開発等） - マルチ機能船（アンカーハンドリングタグサブライ船等） - 新たな起重機船の開発やクレーニングクレーン等の技術応用
	37	浮体の曳航、現地設置工事に関する課題 ・大型の浮体構造物を曳航し、係留固定するための専用作業船がなく、工事に時間と費用がかかる。	・浮体の曳航、係留固定のための最善の工法と作業船を含めた資材を開発・整備する。
	38	○風車筐体が重く、搬送負荷が大きい	・材料や構造の見直しによる軽量化 →CNT系素材 →タワーの一部トラス構造化
	39	○大型部品国内輸送に制限 ・国内船籍では大型洋上風力のナセル、タワー、モノバイル等を輸送できるギア付き大型船舶が無いことから、国内でナセル、タワー、モノバイルを製造した場合、海外船籍を利用せざるを得なくなるが、カボタージュール等で大きな制約を受け、輸送手続きが煩雑になるばかりでなく、輸送費用も膨大になってくる	・カボタージュールの緩和 ・大型船舶の国内船籍化
	40	○大深度・沖合における施工のコストダウン（その他）	・必要に応じて洋上での作業が可能なドックヤード（移動式ポンツーン、フローティングドック等、技術確立済）の建造 ・大水深での杭打設やドラッグ式・プレート式アンカーの短時間で設置できる施工技術（装置、治具等を含む）の開発
41	○建設、O&M費用が高い ・気象・海象に左右され、洋上作業の期間が長く、費用が高い ・作業船の使用料が高額	・海象予測精度を向上させ、計画通りに作業を進められるようにする ・より海気象条件の厳しい中でも作業が行える作業船の開発 ・各種作業船の共有化 ・洋上作業を無くせないか？	
O&M	42	○故障予測技術の高度化	・陸風・着床データの収集・分析による故障予測技術の開発 ・主要な機器の故障検知や寿命予測などの機能を有するシステムの開発 ・SMS等を用いたモニタリング手法の応用 ・ドローン等による目視確認代替 ・最新技術動向を踏まえた各種規制緩和の手順簡素化、早期実現化
	43	○メンテナンス体制構築	・浮体式洋上風力向けパーツ規格化（交換パーツ在庫削減）、効率的交換技術開発 ・海生物等が付着しにくい形状・素材の開発および無人清掃システムの開発 ・空調設備性能向上：密閉性の高く湿度に強い部品の開発によるメンテナンス回数、費用の低減 ・メンテナンス間隔長期化に向けた技術開発（塩害対策のための水密化・気密化・絶縁強化、間接冷却化等）
	44	○発電設備の維持管理コストの低減	・検査装置の自動化・無人化 （ex. 鉄筋やコンクリート腐食状況検査技術の応用による予兆把握、ドローンにセンサーを搭載した現場でのASR診断技術による劣化状況のモニタリング、海中での磁気探査ロボットを用いたケーブル劣化のモニタリングなど）

	No.	課題（支障になりそうな点）	課題解決の方向性
O&M	45	○浮体式洋上風力発電システムのO&M ・着底式洋上風力発電よりも離岸距離がさらに遠くなり、人に頼ったO&Mではさらに高コスト＆高リスクとなる	・無人・自律O&M技術の開発・商用化
	46	○風車の保守費（特に大規模修繕費）低減 （現時点では、翼・ギア等重量物の交換工事は、係留を外し港湾へ係留して実施することになっている。着底式のようにSEP船での保守も困難です）	・係留設備の脱着が短期間・安価にできる工法の開発 （例題の係留本数の低減、係留レスと併せて検討すべき）
	47	○洋上風力のメンテ費が高い	・故障予知などの遠隔監視システムの搭載 ・大規模修理等は浮体を基に曳航しメンテナンス実施
	48	○運用時の風車の大規模補修について、現地洋上での補修について工夫が必要	・大型の風車の現地洋上での補修工事が可能となる作業船、工法の開発を行う
	49	○長期運用における浮体や係留チェーンの状態監視が必要	・遠隔での状態監視やモニタリング方法の確立 ・係留ラインについて、ROVによる目視検査に代わる状態の確認方法を確立する
	50	○浮体へのアクセス方法	・浮体式洋上発電ファームでの統一したアクセス方法として最良案を検討、選定する。仕様を統一することで費用低減を実現する
	51	○洋上での簡易補修方法の確立	・浮体に対して、例えばアクセス船が衝突し浮体側に損傷等が発生した場合に、洋上で修繕する手段、方法を確立する
撤去	52	○機能を喪失した洋上風力（浮体式、着床式とも）撤去	・コストミナムな解体方法検討 ・アンカー、杭の取扱いについて 一部残置を認める可能性を含め、国で方針を定めるべき
その他	53	○世界との規格・認証基準統一化	
	54	○国内における認証（型式認証、部品認証、windファーム認証、等）の体制・制度整備 ・認証するために必要な信頼性の高い試験データを取得する試験期間が国内に整備されていない	・少なくとも、国内メーカーが一定程度シェアを有するコンポーネント試験については、国内で第三者機関が試験を実施するか、メーカー試験で対応できるような国内環境（体制・制度）を整備
	55	○風車内機器の要求仕様標準化 ・風車メーカーの要求仕様特殊かつ厳しいため、国内メーカーが風車内機器の供給に参入しづらい ・機器が全て海外製になることで、故障時の復旧リードタイムや予備品保管等が不利	・洋上風車向け機器のJIS規格化
	56	○電力品質としてどう考えていくか？ 浮体式全体システムを実現する為の電力品質基準	・グリッドコード（電圧・周波数変動、慣性力、高調波対策等）
	57	○世界との風況・海象条件の調査・評価手法の統一化	
	58	○事業開発環境整備	・国による長期導入目標の公表 ・真のセントラル方式導入（複数事業者が同一箇所を実施するのは労力の無駄、費用負担は採用事業者としてもよい） - 国もしくは自治体による導入促進のためのゾーニング - 国もしくは自治体による事前の系統確保 - 国もしくは自治体による関係ステークホルダー特定、事前調整（浮体エリアでは関係ステークホルダー特定が非常に難しい） - 国もしくは自治体による事前調査実施 - 国もしくは自治体による環境アセス実施
	59	○CAPEX,OPEX全体コストを見た議論。	・浮体式風車：国内メーカー不在（サプライチェーン） 稼働率保証（技術課題） ・送配電：国内メーカー実績、生産体制（サプライチェーンの課題） 送電方式（AC/DC/電圧）、保護、洋上多端子、 洋上機器仕様（長周期振動、耐塩等）、ロス ・陸上側設備：系統安定化装置（FACTS）、慣性力対策 ・競争力の定義設定。（CAPEX、OPEX、稼働率向上、ロス、等）
	60	○接続先系統の強化 ・系統の強化に必要な費用が高額。 ・洋上風力の適地に十分な系統容量が確保できているとは限らない。	・各地における洋上風力事業計画を踏まえた系統増強計画の立案 ・特に洋上風力適地における系統増強、もしくは遠隔地への送電のための系統新設の検討
	61	○浮体式風力発電設備関連工事の安全管理法整備・海難事故対策は十分か？	・浮体式風力発電設備は無人船舶のままでよいか、安衛法の適用可否 ・離岸距離の大きい海上での保守員の安全確保、レスキュー強化策
	62	○サプライチェーン整備	国内完結（できればアジア圏完結）のサプライチェーン確立による資機材の輸送コスト削減 - 国もしくは自治体によるサプライチェーン構築支援 - 国内メーカーによる関連設備・部材の低コストOEM製造等 - 海外メーカー国内誘致
	63	○浮体式洋上風力発電システムの国産比率の確保・向上 ・国内の大型風車メーカーが存在しない事態となり、主要電源化の一翼を担うことが期待される一方、海外技術に依存することとなり、サプライチェーン、エネルギーセキュリティの観点で脆弱な状況となる。	・風車本体にのみならず、浮体、係留設備、電気設備、O&M装置類、等で国産技術をより一層開発・商用化
	64	○＜風力発電機・関連機器、及び基礎構造の設計・製造＞ □国内風力関連産業の強化・再構築	・洋上風力関連産業（風車、タワー、基礎（浮体含む）等）の国内誘致 ・国内部品・装置メーカーの新規参入促進 ・メンテナンスにおける交換・消耗部品の国内製造を奨励・促進
	65	○＜風力発電機・関連機器、及び基礎構造の設計・製造＞ □各種専門技術者・専門員等新たな人材の養成と確保	・大学等教育機関と連携した風力関連講座の開設 ・高等専門学校、工業高校への風力専門学科の新設
	66	○＜輸送、施工（建設工事）、メンテナンス、ファイナンス＞ □海洋土木（建設・設置～O&M）人材の育成	・計画・設計・施工（海上工事等）に精通した人材を育成する仕組み（システム）の構築 ・洋上風力発電向け技術訓練センターの設置 ・O&M人材育成システムの構築、訓練センターの設置 ・国際基準に準拠した関連規格や関連する資格・認証制度の制定（安全の確保）
	67	○国内産業育成	・国内人材育成・確保 - 大学、工専等の専用学科・講座の新設 - 施工・OM人材育成機関の新設
	68	○地元貢献	・拠点港湾（フレッザンリ基地港、O&M拠点港、部材等受入れ・保管・払い出し拠点港等）の整備 ・周辺関連産業の集積

一般社団法人 産業競争力懇談会（COCN）

〒100-0011 東京都千代田区内幸町 2-2-1

日本プレスセンタービル 4階

Tel : 03-5510-6931 Fax : 03-5510-6932

E-mail : jimukyoku@cocn.jp

URL : <http://www.cocn.jp/>

事務局長 中塚隆雄