

洋上風力の調達価格に係る研究会 取りまとめ報告書

1. 背景・経緯

再生可能エネルギーの固定価格買取制度では、太陽光、風力、地熱、水力、バイオマスの電源別に、電気の調達価格が設定されており、このうち、風力については、現在、既に事業化されている陸上風力を念頭に、調達価格が設定されている。

洋上風力は、陸上風力のポテンシャルが限定的な我が国において、再生可能エネルギーの導入拡大を図る上で不可欠な技術であるが、コストデータが把握可能となった段階で検討を行うこととなっており、現時点においては、調達価格が設定されていない。

そのため、外部有識者からなる本研究会を組織し、現在、実証研究で稼働中の着床式洋上風力発電のコストデータや国内事業者による着床式洋上ウィンドファームの検討状況、更に海外事例からデータ収集を行い、各種実証事業のデータの信頼性や国内外事例のコスト動向等の整理を行った。

今後、整理した内容を、事務局を通じ、調達価格等算定委員会に諮ることとし、調達価格等算定委員会において、法律の規定に基づき、来年度の調達価格に反映させることの適否について検討されることを期待する。

2. メンバー構成（五十音順、敬称略）

荒川忠一（東京大学教授）

飯田誠（東京大学准教授）

石原孟（東京大学教授）

牛山泉（足利工業大学学長）【座長】

佐藤森夫（新日本有限責任監査法人シニアパートナー）

高橋良友（みずほコーポレートアドバイザー株式会社営業本部部長）

3. 研究内容

実証事業データの精査

海外事例の整理

民間事業者からのヒアリング 等

4. 研究対象

本研究会では、調達価格が、設置の形態ごとに、効率的に事業を実施した場合に通常要する費用を基礎に算定されることを念頭において、事前調査から設置や運転保守等の各段階において陸上風力とは大きく異なる洋上風力として、建設及び運転保守のいずれの場合にも船舶等によるアクセスを必要とするケースを対象とした。

なお、風車と陸地が構造物等で繋がっており、作業員が建設及び運転保守の主たる作業を、

陸側から行うことができるケースは対象外としている。

5. 研究結果

5. 1. 実証事業に要する事業費

千葉県銚子沖(離岸距離約 3.1km、水深約 12m)及び福岡県北九州市沖(離岸距離約 1.4km、水深約 14m)で実証研究¹を行っている 2MW級洋上風車の資本費²及び運転維持費³に係るコストデータの整理を行った。なお、千葉県銚子沖及び福岡県北九州市沖で使用している基礎構造は、欧州で広く普及し、国内でも既に商用化が図られているモノパイル式ではなく、風車の大型化や大水深化に対応する技術の実証を目的として、千葉県銚子沖では重力式、福岡県北九州市沖では重力・ジャケットのハイブリット式を採用している。

2013 年 3 月から本格的に実証事業を開始した千葉県銚子沖の 2.4MW 洋上風車 1 基の資本費の実績値は 139 万円/kW であり、2013 年 6 月から本格的に実証事業を開始した福岡県北九州市沖の 2MW 洋上風車 1 基の資本費の実績値は 154 万円/kW であった。

また、年間の運転維持費の現時点の試算値は、千葉県銚子沖では 3.7 万円/kW/年(風車 1 基を 5 人で維持管理)であり、福岡県北九州市沖では 6.2 万円/kW/年(風車 1 基を 8 人で維持管理)であった。

5. 2. 実証事業をウィンドファームに拡張した場合の事業費試算

実証研究の施工実績を基に、千葉県銚子沖(平均離岸距離約 4km、平均水深約 13m)及び福岡県北九州市沖(平均離岸距離約 3.5km、平均水深約 17m)に洋上ウィンドファームを拡張した場合の資本費及び運転維持費の試算を行った⁴。

千葉県銚子沖に、2.4MW 洋上風車 50 基(重力式)の 120MW を建設したケースでは、資本費は 112 万円/kW、運転維持費は 2.3 万円/kW/年(風車 10 基を 5 人で維持管理と仮定)であり、福岡県北九州市沖に、2MW 洋上風車 20 基(重力・ジャケットのハイブリット式)の 40MW を建設したケースでは、資本費は 107 万円/kW、運転維持費は 3.1 万円/kW/年(風車 10 基を 5 人で維持管理と仮定)であった。

この結果、資本費及び運転維持費ともに、洋上風車 1 基の実証事業のケースの水準(5. 1 参照)よりもコストは低下したが、我が国において初期に導入が予想されるモノパイル方式で大規模ウィンドファームを展開した場合(5. 3. 参照)よりも高い水準となった。

5. 3. 我が国において検討段階にある洋上風力発電の事業費試算

我が国において、洋上風力発電の事業化を検討している 4 事業者にヒアリング⁵を行い、実証研究の段階にある 1 事業者を除いた 3 事業者のコストデータを用いた。このうち、1

¹ 風力等自然エネルギー技術研究開発/洋上風力発電等技術研究開発/洋上風力発電システム実証研究。

² 資本費は、調査費、設計費、設備費、工事費から構成。

³ 運転維持費は、土地等賃借料、修繕費、人件費、保険料、固定資産税、その他から構成。

⁴ 本試算は卓上の試算であり、実際の事業が予定されているわけではない。

⁵ ヒアリングは、民間事業者等の情報を含むため、非公開で実施。

事業者はモノパイル式、2事業者はジャケット式又は重力式の基礎構造で事業化を検討しており、資本費はそれぞれ 45、75、79 万円/kW、運転維持費はそれぞれ 2.1、2.1、2.3 万円/kW/年であった。

特に、モノパイル式の基礎構造を選択した事業者は、資本費が 45 万円/kW、運転維持費が 2.1 万円/kW/年であったが、既に洋上風力の開発について一定の経験を持っている上に、モノパイル式の基礎構造を選択していること、他のサイトと比べ離岸距離が短く風況が沖合より悪いものの、水深の浅い港湾区域内での事業化を検討していること、事前調査や利害調整、施工、運転保守等に係る事業リスクが比較的低いことに留意する必要がある⁶。

他方、モノパイル式の洋上ウインドファームの実現可能性調査を、2011 年度に国内 4 海域において行った結果⁷では、モノパイル式の 2MW級洋上風車を 15～50 基建設（平均離岸距離 2～5.5km、平均水深 13～26m）した場合、資本費は 54～59 万円/kW、運転維持費は 1.5～3.0 万円/kW/年と試算された。

なお、実証事業、検討段階にある事業費試算のいずれのケースも、我が国における洋上風力は、平均風速 6.5～7.4m/s、設備利用率の計画値は 26.3～34.0%となることが確認された。

5. 4. 欧州における洋上風力発電のコスト事例

これまで洋上風力発電の導入を牽引してきたイギリスは、2012 年末時点で欧州の累積導入量のうち 59% (2,948MW) を占めており、今後更に 30,000MW 以上の開発計画を有している。また、ドイツは、2012 年末時点で欧州の累積導入量のうち 6% (280MW) を占めており、今後更に 18,600MW の開発計画を有している。

イギリス⁸は、海域毎に Round1 約 0.4GW、Round2 約 8.7GW、Round3 約 32GW の開発計画を有しており、Round が進むにつれて離岸距離や水深が広がるとともに、洋上ウインドファームが大規模化している。特に、離岸距離は、Round1 では数km沖合（水深 10m 前後）、Round2 では数十km沖合（水深～40m 程度）で既に開発が行われており、Round3 では今後 240 km 沖合（水深～60m 程度）までの開発が予定されている。Round1 はモノパイル式を中心に資本費は概ね 22～45 万円/kW 程度、運転維持費は約 0.4～0.8 万円/kW/年程度、Round2 もモノパイル式を中心に資本費は概ね 35～52 万円/kW 程度、運転維持費は約 1.5 万円/kW/年程度である。

ドイツ⁹は、今後北海に 8,700MW、バルチック海に 9,900MW の開発計画（離岸距離～約 140km、水深～約 45m）を有しているものの、現時点で商用化されている洋上ウインドファームは数サイトに留まり、事例の数はイギリスよりも少ない。一方、ドイツ初の洋上ウインドファームは、イギリスの Round1 や Round2 よりも遠方で深く、平均離岸距離 43km、平均水深 29m の海域に、5MW 級洋上風車が 12 基建設されており、風車の大型化や大水深

⁶海底表層地質が砂質でなく岩盤であるなど、モノパイル式が適さないケースがあることに留意が必要。

⁷ 風力等自然エネルギー技術研究開発/洋上風力発電等技術研究開発/洋上ウインドファーム・フィージビリティスタディ。

⁸ 1GBP=160 円を想定。

⁹ 1EUR=130 円を想定。

にも対応したジャケット式やトリパイル式の基礎構造が使用されている。そのため、資本費は約 61 万円/kW程度、運転維持費は約 1.6 万円/kW/年程度と、イギリスのRound1 及び Round2 よりも高くなっている。

なお、欧州は、我が国よりも風況が良く、平均風速 8~10m/s、設備利用率の実績値は 30.3 ~42.0%となることが確認された。また、欧州では、伝統的な海洋資源産業を背景とした港湾や船舶等のインフラが整備されていることにも留意が必要である。

5. 5. 我が国における洋上風力発電の諸課題

洋上風力発電の事業の大まかな流れは、一般的に①事前調査による実現可能性評価、②設計、③製作、④設置、⑤運転後の運転保守、⑥最終的には設備の建替えや撤去であり、①~⑥の各段階において各種許認可手続きや利害調整、資金調達等を行う必要がある。

本研究会でヒアリングを行った事業者からも、各段階における様々な課題についての報告があった。これらの課題の中には、洋上風力発電の新たな価格区分が設定されたとしても、直ちに解決することが困難なものも含まれるが、今後の議論に有益であると考えられるため、下記のとおり掲載することとする。

①事前調査段階

- 洋上の占有に係る利害関係者（漁業や航行関係者等）との調整
- 各種手続き（環境アセスメント等）

②設計段階から④設置段階

- 大型洋上風車や基礎の製作・施工における港湾インフラや船舶、重機の利用限界

④設置段階

- 完工保証¹⁰、遅延リスク

④設置段階から⑤運転保守段階

- 保険¹¹、金融¹²

⑤運転保守段階

- ウェイク影響¹³、保守点検（メンテナンス船の確保等）

⑥建替えや撤去¹⁴段階

¹⁰ 千葉県銚子沖及び福岡県北九州市沖の洋上風車の建設に際して、我が国の一般的な海上工事同様、完工保証を行っていないが、建設段階における組立に係る保険を付保し、建設時のリスクへの対応を図った。

¹¹ 風力発電に係る保険としては、設置や運転保守の段階の各種リスクに応じて、財物保険、利益保険、賠償責任保険等が存在する。このうち今回データが収集できた、運転保守段階の保険料が運転維持費に占める割合は、陸上風力で概ね 17~33%（保険会社による試算）、洋上風力で 8~45%（発電事業者による試算）となった（保険の対象は、財物保険（基礎含む）、利益保険、賠償責任保険）。

¹² 欧州の洋上風力の資金調達としては、資源開発会社や電力会社のコーポレートファイナンスが中心である一方で、プロジェクトのキャッシュフローを返済原資とするプロジェクトファイナンスも行われている。今後、我が国で洋上風力を事業化する際には、プロジェクトファイナンスによる資金調達が想定されるため、金融機関等の第三者によるプロジェクトのキャッシュフローの客観的な評価が重要となる。

¹³ 風上風車の後流によって、風下風車の出力低下や事故故障頻度が増加する現象。

¹⁴ 会計処理上も、資産除去債務を計上することが必要となることもあり、事業実施のための費用には、撤去費用も考慮する必要がある。なお、撤去費用の水準は、IEA の試算では、陸上風力と同様資本費の 5%

上記の課題は、洋上風力発電の事業化を行う事業者が、各段階において実際に直面し得るものであり、事業費の試算、事業性やリスクの評価に当たって、十分に考慮する必要がある。

6. まとめ

本研究会では、実証事業により得られた実績等を踏まえ、我が国において、洋上風力発電を効率的に実施した場合に必要な費用の検証を行った。

まず、2か所の実証事業をウィンドファームに拡張した場合について試算したところ、それぞれ資本費 107 万円、112 万円/kW、運転維持費 2.3 万円、3.1 万円/kW/年となった。これは、事業化を前提にしたものではなく、大型風車や沖合の大水深など難易度の高い条件にも対応できる、コストの高い基礎構造をあえて用いたことや、工事に当たって現時点で利用可能な既存の施設・工法を用いた実証実験のコスト構造をそのまま拡張したデータとなっているため、高い水準となった。

こうした性格を持つ実証事業からのデータに対し、事業化段階において、「効率的に事業を実施した場合の費用」としてどのように換算・推計できるかを検討したところ、大きく次の3つの代表的なコスト試算オプションに見解が収斂した。

- ①事業検討段階にある一部事業者からは、資本費 45 万円/kW、運転維持費 2.1 万円/kW/年での操業が可能との報告があった。しかし本件は、利害関係者の特定が容易な港湾内の開発案件であり調整コストが安価な上、事業リスクや設備利用率の見通しなどに不十分な面があるとの委員からの指摘が残った。
- ②比較的條件が良い海域（海底条件が良く、比較的高い設備利用率が期待できる）において、国内外で商用化実績を有する相対的に安価な基礎構造を想定した実現可能性調査では、資本費 54～59 万円/kW、運転維持費 1.5～3.0 万円/kW/年と試算された。
- ③沖合で大型風車を設置する際に採用が見込まれる相対的に高価な基礎構造を用いるケースを想定した報告では、資本費 75 万円、79 万円/kW、運転維持費 2.1 万円、2.3 万円/kW/年であった。一部の委員からは、本ケースのような、欧州でも展開が始まっている沖合での大型風車も見据えた調達価格の設定が必要との意見があった。

その上で、固定価格買取制度において、想定すべき洋上風力のウィンドファームのコストとして、どの水準を採用すべきかについては、実際に導入が想定される地理的環境や風車・基礎等の観点から、特に②から③の間で議論が分かれた。他方、洋上風力発電事業を行うに当たっては、②、③で可能となる設備利用率 30%程度以上を目指すべきことが、委員間で合意された。ただし、港湾内など条件が良ければ、設備利用率が低い海域での開発も見込まれるとの委員からの指摘もあった。

これらのオプションは、初期段階から資本費 22～45 万円/kW の水準を達成した欧州のケ

とされているが、事業者へのヒアリングによると、資本費の 10%程度であることが確認された。

ースと比べると確かに高い水準にある。しかし、これは、欧州の海洋条件・風況は我が国と比べても非常に良く最初から沿岸部に近いところで事業を展開できたなど、自然条件の違いの理由によるところが多い。欧州でも、その後はむしろ、風力発電所の離岸が長くなるに従って、着実にコストが上がってきている。このため、我が国の場合、欧州の初期段階のコストと同じ水準を想定するのは難しいと考えられる。

他方、将来的には、欧州でも進んでいるような、

- 風車の組み立てにも活用できるような地耐力の高い港湾インフラの整備や、
- 設置船・メンテナンス船などの設置管理に必要な船舶／設備等の整備などの施工環境の整備、
- 我が国の海底地層等に適した風車・工法の効率的選択や漁業との共生を図りやすい新たなノウハウの獲得といったような技術・ノウハウの進展、
- 導入実績の増加に伴う金融コストの低減

など、洋上風力開発の習熟度が増すにつれて、低減が期待できるコスト要素が多数残されていることについては、委員の間にも広範なコンセンサスがあった。

本研究会は、昨年設置が終了した NEDO の実証事業の成果を基に、国内事業者の実現可能性調査結果、海外の事例などを検証することにより、現在、我が国で到達可能な洋上風力発電の費用について分析を行ってきた。これらの評価を、事業全体のリスクも加味して、どのように価格設定につなげていくかについては、その是非も含めて、調達価格等算定委員会における議論の進展に期待をしたい。

以上

日英独における洋上ウインドファームの比較

(税抜、端数四捨五入)

サイト	ステータス	基礎構造	設備容量 [MW]	風車定格 [MW]	風車基数 [基]	平均離岸距離 [km]	平均水深 [m]	資本費 ^{注1} [万円/kW]	運転維持費 ^{注1} [万円/kW/年]	設備利用率 [%]	平均風速 [m/s]	備考	
英	サイト1(Round1)	2003年運開	モノパイル	60	2	30	6	9	29.1	0.8	実績値:34.5	8.7	稼働率~97%
	サイト2(Round1)	2004年運開		60	2	30	3	6	26.2	0.4	実績値:30.3	8.0	稼働率~95%
	サイト3(Round1)	2005年運開		90	3	30	8	5	24.5	0.5	実績値:34.7	8.7	稼働率~95%
	サイト4(Round1)	2006年運開		90	3	30	7	18	27.8	0.8	実績値:37.3	9.0	稼働率~87%
	サイト5(Round2)	2010年運開		172.8	3.6	48	7	10	38	1.5	実績値:37	8.8	稼働率~96%
独	サイト1	2009年運開	ジャケット トリパイル	60	5	12	43	29	61.3	1.6	実績値:42	10	稼働率~96.5% 独初の洋上ウインドファーム
	サイト2	2013年運開	トリパイル	400	5	80	99	40	78.1	-	データ取得中	10	2013年9月からフル稼働 今後データを取得予定
日	陸上想定	-	-	20	2	10	-	-	30	0.6	平均値:20	6	国内陸上風力の平均値
	千葉県銚子沖	2013年実証開始	重力	2.4	2.4	1	3.1	12	139	(3.7)	データ取得中	7.4	年間平均有義波:1.4m、7.5s 作業限界波:1.0m
	福岡県北九州市沖		重力・ジャケット のハイブリット	2.0	2	1	1.4	14	153.9	(6.2)	データ取得中	6.9	年間平均有義波:0.7m、4.8s 作業限界波:0.7m
	千葉県銚子沖	洋上ウインドファーム の試算	重力	120	2.4	50	4	13	(111.6)	(2.3)	理論値:34	7.4	年間平均有義波:1.4m、7.5s 作業限界波:1.0m
	福岡県北九州市沖		重力・ジャケット のハイブリット	40	2	20	3.5	17	(106.9)	(3.1)	理論値:30	6.9	年間平均有義波:0.7m、4.8s 作業限界波:0.7m
	茨城県鹿島灘沖	2011年度 実現可能性調査 (FS)	モノパイル	30	2	15	2	18	(53.5)	(1.7)	理論値:33.4	7.2	年間平均有義波:1.3m、8.1s 予備品は消耗品類を最小限保有
	秋田県秋田市沖			40	2	20	2	16	(59.3)	(1.5)	理論値:31.7	6.7	年間平均有義波:1.1m、5.5s 予備品は消耗品類を最小限保有
	岩手県洋野町沖			82	2	41	2	26	(58)	(1.6)	理論値:26.3	6.6	年間平均有義波:1.2m、7.7s 予備品は消耗品類を最小限保有
	千葉県旭市沖			100	2	50	5.5	13	(59)	(3.0)	理論値:29	6.7	予備品に消耗品の他、ブレードやハブ、増速 機等を保有し、予防保全を充実
	サイト1~3 (事業者ヒアリングの結果)	事前調査段階	モノパイル 重力 ジャケット	数十~数百	3~7	数十	~10	~20	(45、75、79)	(2.1、2.1、2.3)	理論値:~33	~8.0	年間平均有義波:0.7~1.4m、4.8~8s 作業限界波:~1.5m 事業化を検討中の事業者ヒアリングを実施

注1: ()内は試算値、1GBP=160円、1EUR=130円と仮定。

出典 GL Garrad Hassan “Review of offshore wind energy markets” (2013), BTM Consult “Offshore Report 2013” (2012), Fraunhofer IWES “Offshore Wind Energy Deployment It’s the cost that counts” (2011)