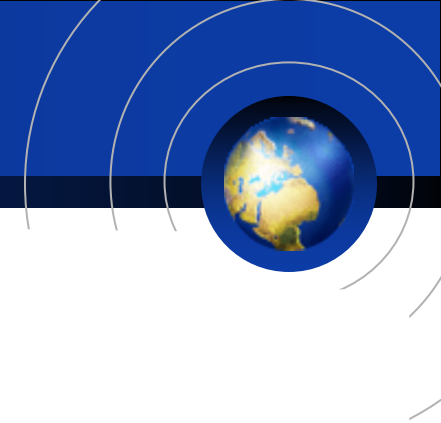


洋上風力発電の公募・入札に関する意見



2020年8月19日

一般社団法人 日本風力発電協会
(Japan Wind Power Association)



■ 意見

1. 秋田県、千葉県における公募の上限価格の設定について

■ 参考資料

- <参考①> 洋上風力発電導入量と買取・入札価格の推移（欧州）
- <参考②> 欧州の洋上風力発電の導入促進策
- <参考③> 責任・費用の分界点
- <参考④> 導入拡大につながる好循環の形成
- <参考⑤> 意欲的で明確な中長期導入目標の設定



< 意見 >



1. 秋田県、千葉県における公募の上限価格の設定について (1/3)

【現状認識】

- 一般海域における我が国の洋上風力発電(着床式)については、国による実証事業案件と資本費補助案件を除いて、商用発電としての稼働案件・着工案件が未だ存在していないため、コスト動向を確認できていない。
- 港湾区域における例としては、秋田洋上風力発電(株)による秋田港及び能代港におけるプロジェクトがある。報道などによればプロジェクトの概要は以下の通りであり、単純計算では、2014年度設定のFIT価格の想定資本費(約56.5万円/kW)を上回っている。
 - ・発電容量：138,600kW (MVOW V117-4.2MW × 33基)
 - ・総事業費：約1,000億円 (**約72.2万円/kW**：JWPAにて注記)
 - ・発電形態：着床式洋上風力
 - ・運転開始：2022年(予定)
 - ・売電価格(東北電力(株))：36円/kWh (期間：20年)



1. 秋田県、千葉県における公募の上限価格の設定について (2/3)

- 欧州においては約30年をかけて、経験を積み、サプライチェーンを充実させた上で、価格制度を固定買取から入札制へと移行し、入札制度も効率的なものに改善して、コストの低減を実現してきた。

* <参考①> をご参照

- 尚、欧州と日本では事業者の責任範囲や見積もり範囲など、入札の条件が大きく異なる(欧州はセントラル方式等を採用)ため、入札価格を単純に比較することは適当ではない。

また、入札価格の比較においては、風況の違いにも留意すべきである。

* <参考②> 及び <参考③> をご参照

- 更に、「洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」が7月17日に立ち上がったばかりであり、今後、導入目標の設定、洋上風力関連産業の創出、コストの低減等、課題の整理と行動計画などが議論され、「洋上風力産業ビジョン(仮称)」が策定される。

したがって、上限価格を含めて、大きな変更を行う時期ではない。

* <参考④> 及び <参考⑤> をご参照



1. 秋田県、千葉県における公募の上限価格の設定について (3/3)

【意見】

- 大規模な洋上風力発電設備の建設・運営に経験や知見のない我が国において、計画通りの工期・予算で実行することは容易ではない。まずは、**現在促進区域で計画されている案件を確実に実現させることが重要**である。
- したがって、今回の秋田県及び千葉県における公募に当たっては：－
 - ① 上限価格は現行の**FIT価格(36円/kWh)をスライド・維持**することも選択肢である。仮に、現行FIT価格を変更する場合でも、**入札制への移行を象徴する最小限の変更幅に留めるべき**である。
 - ② 着床式では初めての公募・入札であり、**上限価格は明示・公表すべき**である。
 - ③ 秋田県と千葉県の**上限価格は、同額で良い**と思料する。
 - ④ 上限価格と共に、国土交通省が採用している**調査基準価格のような仕組みの導入**を検討すべきではないか。

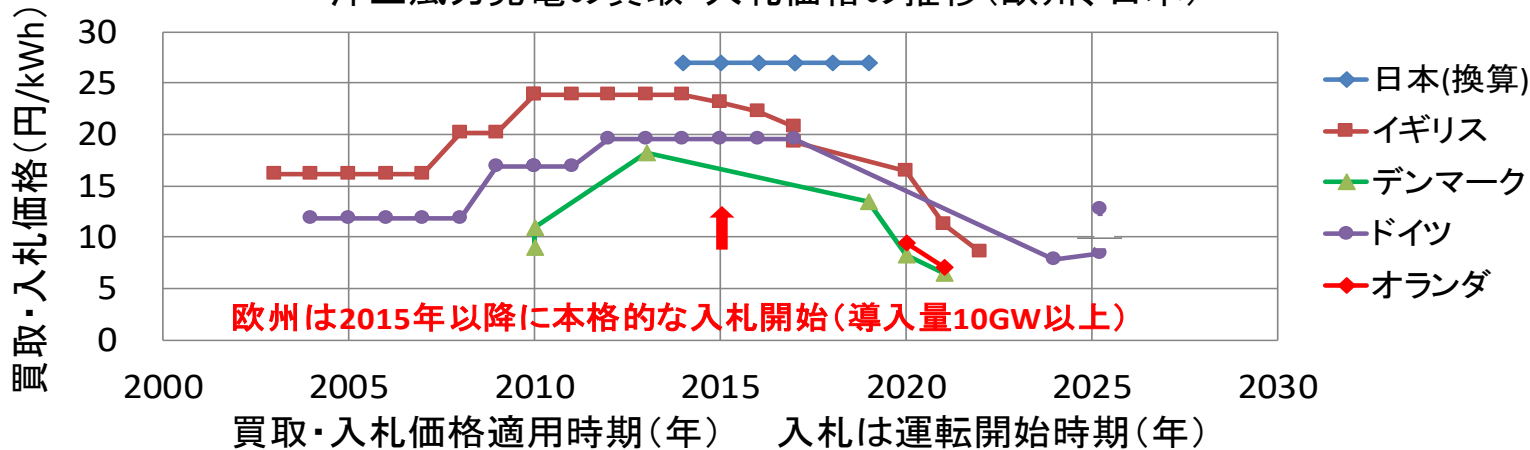


< 参考資料 >

<参考①> 洋上風力発電導入量と買取・入札価格の推移 (欧州)



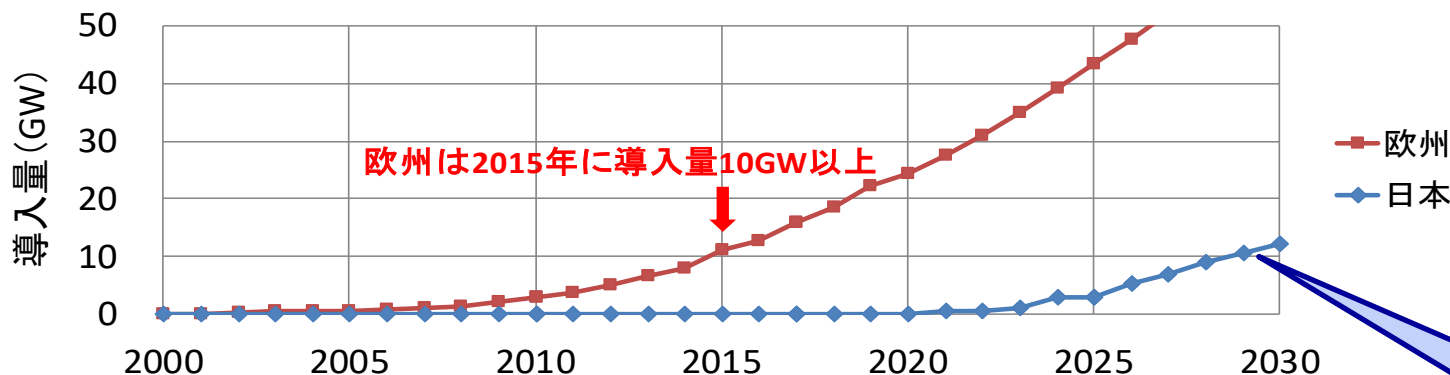
洋上風力発電の買取・入札価格の推移(欧州、日本)



【補注】
 ※左記グラフ内数値は2018年度末時点のJWPA独自調査結果。直近のデータは未反映<イギリス>
 ・2017年までの買取価格は1GBP=160円で換算。2018年以降運開予定の入札価格は1GBP=150円で換算<デンマーク>
 ・2013年までの価格は1EUR=130円で換算
 ・2019-2021年運開予定の価格は1EUR=120円で換算<ドイツ>
 ・2017年までの買取価格は1EUR=130円で換算。2018年以降は1EUR=120円で換算
 ・通常モデル(1-12年目)の買取価格を採用。13年目以降は減額した価格が適用される
 ・市場価格で入札した案件は含まれていない<オランダ>
 ・1EUR=120円換算

日本(換算)：設備利用率(欧州40%、日本30%)を考慮し固定買取価格換算 $27\text{円/kWh} = 36 \times 30/40$

洋上風力発電導入量の推移(欧州、日本)



【脚注】本ページのグラフは、「調達価格等算定委員会 洋上風力の調達価格に係る研究会取りまとめ報告書参考資料 2014年1月10日」、「第4回エネルギー情勢懇談会 Ørsted社(欧州の発電事業者)説明資料 2017年12月8日」、「調達価格等算定委員会 風力発電・地熱発電・中小水力発電について 2018年1月19日」及び「Unleashing Europe's offshore wind potential, A new resource assessment, Wind Europe(June 2017)」を参照して各国の買取・入札価格と導入量の推移を分かり易く整理してものであるため、買取期間や制度の違いは反映していない

【注】日本の導入量の推移は、2018年末時点の環境アセスメント公表情報を基にJWPAにて独自に集計・整理して作成

<参考②> 欧州の洋上風力発電の導入促進策

1) COE低下の主要因 | 制度的要因

洋上風車導入主要国は戦略的、野心的な目標を設定して民間の投資を促してきた他、互いの政策に学び、切磋琢磨しながら効果的な施策を導入してきた。

	UK	Germany	Denmark	The Netherlands	Belgium
政策目標 *1	英国政府: 10GW by 2020	ドイツ連邦政府: 6.5GW by 2020	デンマーク政府: 1.3GW by 2020	オランダ政府: 4.45GW by 2020	ベルギー政府: 0.5GW by 2018 3GW by 2020
助成スキーム 助成期間等 *1, *2, *3, *4, *5	2014年よりCfD入札に移行。落札時の申出電力価格 (Strike price) と卸売価格との差額を国が15年間負担する。(卸売電力価格の方が高い場合は事業者は差額を国に返還)	2016年に改正された再生可能エネルギー法に基づき、FIT方式から、現在は移行期入札実施中。2021-25連開のプロジェクトが対象で、落札発電価格で買取(20年間)。入札は2017年と2018年の2回、1.55GW規模で実施。2026年以降連開予定のプロジェクトに対しては、デンマークやオランダと同様のセントラルオークション方式に移行。	エネルギーに関する基本方針 (DK Energy Agreement, March 22 2012) に基づき、政府がプロジェクトを開発し事業者入札を実施。プロジェクトの事前調査や環境アセスはTSO (Energinet.dk) が行う。定格出力50,000時間分(約10-12年分に相当)の発電電力に対し、落札発電価格と市場価格との差分を補填。	かつては一貫性・長期的視野に欠ける政策で再生可能エネルギーの導入で後れを取ったが、2013年の基本政策 (Agreement on Energy for Sustainable Growth) に基づき政府がプロジェクトを選定して入札を実施する方式に見直し。各回の入札規模の大規模化、標準化を図り、事業者の競争を促す。落札発電価格と市場価格との差分を政府が最大15年間補填。	CfD方式(発電価格は入札ではなく政府が公示)。デンマークやオランダと同様の入札スキームへの見直しを検討中。
系統への接続 *5					
デンマーク・オランダ ベルギー・ドイツ*	← 発電事業者		← 系統運用者		
英国**	← 発電事業者		← 系統運用者		
	<p>*ドイツの場合は各windファームで変電所を設置し、系統運用者が設置する洋上変電所まで接続を要す **ただし、変電所から陸上グリッドまでの間は洋上系統運用者(OFTO)に売却する</p>				

出典: *1 MAKE consulting: Global Offshore Wind Power Market, 14 Dec 2016

*2 蘭 Borssele公募資料 <http://offshorewind.nv.nl/file/download/44692942>

*3 Bloomberg 13 Apr 2017, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-04-13/germany-gets-bids-for-first-subsidy-free-offshore-wind-farms>

*4 Project Finance International December 14 2016, Watson Farley & Williams, <http://www.wfw.com/wp-content/uploads/2017/01/Germanys-offshore-wind-tender-system-features@p54-56.pdf>

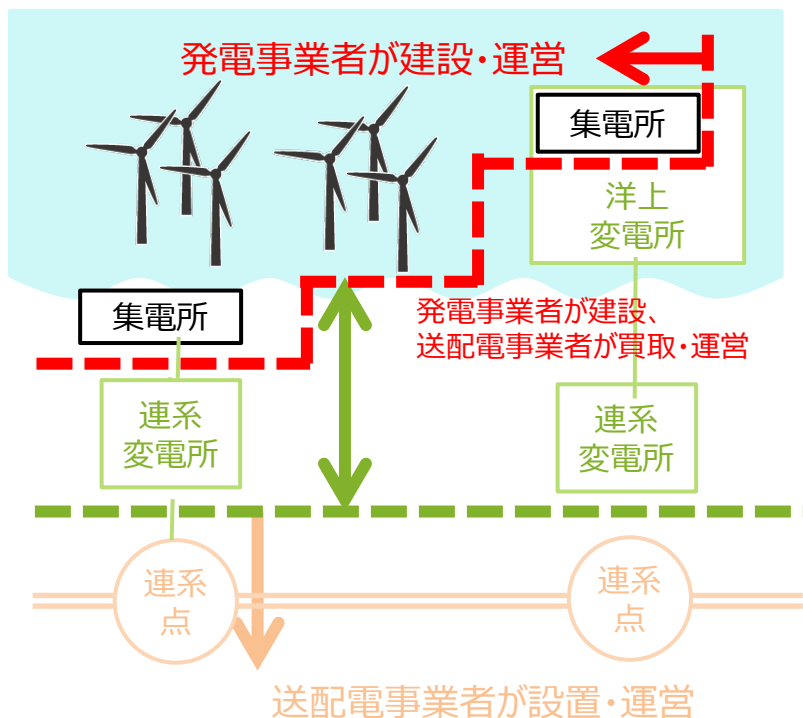
*5 offshorewind.biz <http://www.offshorewind.biz/2015/01/19/offshore-wind-support-schemes-current-status-of-european-support-schemes/>

<参考③> 責任・費用の分界点

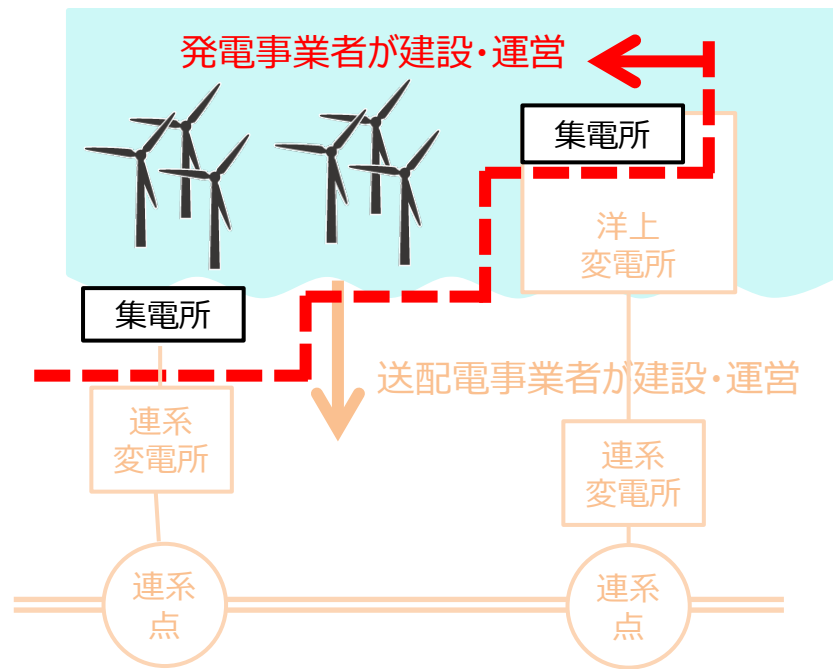
- 欧州での発電原価 = 発電所の送電端
- 迅速かつ効率的な洋上風力発電の連系
- 系統連系に関する責任・費用の分界点の明確化（発送電分離）
（集電所より先の送電設備費用はFIT価格に含めない）

建設、運営、および費用負担の範囲

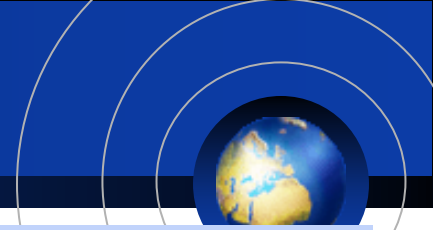
▶ 英国方式



▶ オランダ方式



<参考④> 導入拡大につながる好循環の形成



- 「意欲的で明確な中長期導入目標の設定」が好循環の呼び水に

意欲的且つ計画的・
継続的な中長期の
導入目標を設定

市場形成
市場参加者の増加

コスト低減に伴う
さらなる市場拡大

競争環境の醸成

- 欧米技術の導入・習熟度向上
- 技術革新
- 産業化の進展



- **2030年：洋上風力10GW**
 - 中間点として目標を設定
 - 投資判断に最低限必要な市場規模(1GW程度×10年間)
- **2040年：洋上風力30～45GW**
 - 産業界が投資回収見通し可能な市場規模(年間当り2～4GW程度)
 - 世界各国と肩を並べる競争環境を醸成できる市場規模
- **2050年：洋上風力90GW (+陸上40GW = 130GW)**
 - 政府目標：GHG排出量80%削減に相応しい目標値
 - 2050年推定需要電力量に対して風力より30%以上を供給