

令和3年度調査報告書

令和3年度

新興国等におけるエネルギー使用の合理化等に資する事業
(アジア等における我が国洋上風力産業海外展開可能性調査)

令和4年3月

一般財団法人 日本エネルギー経済研究所

目次

第1章 洋上風力市場の先進国における入札制度.....	1
1-1 洋上風力市場の先進国における入札制度の仕組み	1
1-1-1 デンマーク	1
1-1-2 ドイツ	11
1-1-3 オランダ	18
1-1-4 英国	36
1-1-5 台湾	49
1-2 ベトナムの洋上風力市場に対する国際的な支援	59
1-2-1 Global Wind Energy Council (GWEC)	59
1-2-2 世界銀行	63
1-2-3 デンマーク政府	64
第2章 市場拡大が見込まれるアジア諸国の洋上風力に係る政策・制度整備状況及び洋上風力市場動向	68
2-1 ベトナム	68
2-2 フィリピン	77
第3章 候補国に対する公募制度案の作成及び候補国中央政府等を対象とした公募制度案の説明・フォローアップ	86
3-1 候補に対する公募制度案の作成	86
3-2 候補国中央政府等を対象とした公募制度案の説明・フォローアップ	86
第4章 洋上風力の海外展開に係るワークショップの開催	87
4-1 洋上風力のアジア展開に関する国内ワークショップの概要	87
4-2 ワークショップの総括	87
付属資料：洋上風力のアジア展開に関する国内ワークショップ	89

第1章 洋上風力市場の先進国における入札制度

1-1 洋上風力市場の先進国における入札制度の仕組み

本節では、洋上風力市場の整備が進んでいるデンマーク、ドイツ、オランダ、英国、台湾を取り上げ、各国の公募制度の仕組みや実際の運用状況を整理する。

1-1-1 デンマーク

デンマークは、「エネルギー合意 (Energy Agreement)」において、2050 年までに温室効果ガス (Greenhouse Gas, GHG) 排出量実質ゼロを目標とし、電源の 100%および最終エネルギー消費の約 55%を再生可能エネルギー (以下、再エネ) とする方針を定めている¹。また、2030 年までに石炭火力発電の段階的な廃止や地域熱供給の 90%を非化石燃料ベースとすることを目指している。そして、2020 年 6 月に可決された「気候変動法 (Climate Act)」では、2030 年までに GHG 排出量 70%削減 (1990 年比) を掲げている。

デンマークでは、洋上風力は、数年後には補助金を必要とせず、市場条件で活用できるグリーンな電源として期待されている。1991 年に世界初の洋上風力を導入してから、「エネルギー合意」に基づいて洋上風力の開発が着実に進められている。2004 年「エネルギー合意」で競争入札による洋上風力の導入が決定され、2004 年および 2008 年の「エネルギー合意」において、Horns Rev 2、Rødsand 2、Anholt 洋上風力プロジェクトの開発が推進された。2018 年「エネルギー合意」では、2030 年までに新規で 3 件の洋上風力発電の建設が決定されている。その最初の事業として、2021 年に Thor Offshore Wind Farm (800~1,000MW、2027 年までに系統接続) の入札が行われ (2021 年 12 月に入札結果公表²)、Hesselø Offshore Wind Farm (800~1,200MW、2027 年までに系統接続) の入札が計画されている。

デンマークエネルギー庁 (Danish Energy Agency, DEA) が洋上風力プロジェクトの入札を管理し、国営の系統運用企業 (Transmission System Operator, TSO) Energinet が入札対象となる区域の環境影響評価や予備調査を行う。

デンマークではこれまで 7 件の洋上風力の入札が行われた (表 1-1)。洋上風力のみを対象とした入札で、入札容量は予め決められ、Nearshore Areas プロジェクトを除く入札では一つの区域のみが対象とされた。Nearshore Areas プロジェクトのみ 5 つの沿岸 (North Sea south、North Sea north、Sæby、Smålandsfarvandet、Bornholm) の 6 区域が入札対象とされた。

¹ Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities (June 29, 2018). “Energy Agreement” (<https://en.kefm.dk/Media/C/5/Energy%20Agreement%202018%20a-webtilg%C3%A6ngelig.pdf>)

² Danish Energy Agency (December 1, 2021). “Thor Wind Farm I/S to build Thor Offshore Wind Farm following a historically low bid price” (<https://ens.dk/en/press/thor-wind-farm-build-thor-offshore-wind-farm-following-historically-low-bid-price>)

表 1-1 洋上風力プロジェクト入札

洋上ウインドファーム	入札年	入札容量	落札価格	落札容量
Horns Rev 2	2005	200MW	DKK 0.52/kWh (EUR 0.07/kWh)	209.3MW
Rødsand 2	①2006 ②2008	200MW	①DKK 0.50/kWh (EUR 0.07/kWh) ②DKK 0.63/kWh (EUR 0.08/kWh)	207MW
Anholt	2010	390~400MW	DKK 1.051/kWh (EUR 0.14/kWh)	399.6MW
Horns Rev 3	2015	390~410MW	DKK 0.77/kWh (EUR 0.10/kWh)	406.7MW
Nearshore Areas	2016	350MW	DKK 0.475/kWh (EUR 0.06/kWh)	344MW
Kriegers Flak	2016	590~610MW	DKK 0.372/kWh (EUR 0.05/kWh)	604MW
Thor	2021	800~1,000MW	DKK 0.0001/kWh (EUR 0.00001/kWh)	1,000MW

(注) DKK=デンマーク・クローネ、1EUR = DKK 7.437 (2021年平均) で換算³

(出所) Kitzing et. al. (2015) pp.8-9、Danish Energy Agency (2017) p.9、報道資料より日本エネルギー経済研究所作成

洋上風力事業の計画は海洋空間計画に基づいて進められる。デンマークでは1995年に洋上風力に関する空間計画委員会が設立されており、他の海洋事業者や環境への影響が少なく洋上風力に適した区域が検討される⁴。空間計画委員会で検討された区域が、近年の大規模な洋上風力プロジェクト（例えば、Horns Rev 3 (400MW)、Kriegers Flak (600MW)）として開発されている。

デンマークでは、洋上風力の開発区域について、政府が選定した区域に対する入札 (call for tender) と開発事業者が選定するオープンドア方式 (open-door procedure) が認められている⁵。前者の場合、デンマークエネルギー庁が特定した開発区域を公表し、プロジェクト別に入札が行われる。後者は、開発事業者が選定した区域（政府が特定する開発区域以外）で事前調査を行う認可を得るための書類（プロジェクト概要、事前調査の予定範囲、風車タービンの規模・設置数、地理的範囲の記載を含む）を提出して、事前調査の認可を得なければならない。なお、オープンドア方式の洋上風力は、再エネの技術中立的な入札 (technology neutral tender) の対象となる技術に含まれていたが、オープンドア方式で進められた事例はまだ出ていない。

(1) 参加要件

入札への参加要件として、公的機関への債務10万デンマーク・クローネ (DKK) (13,450ユーロ (EUR)) 未満であることが全ての入札で共通して求められる⁶。Rødsand 2 (2回目)

³ European Central Bank. “Euro foreign exchange reference rates”

(https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/index.en.html)

2021年為替レート (年間平均) EUR1 = USD 1.1827、EUR1 = JPY 129.88

⁴ Danish Energy Agency (2017). “Danish Experiences from Offshore Wind Development” pp.12-13.

(https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/offshore_wind_development_0.pdf)

⁵ Danish Energy Agency. “Procedures and Permits for Offshore Wind Parks” (<https://ens.dk/en/our-responsibilities/wind-power/offshore-procedures-permits>)

⁶ Kitzing, L., Wendring, P., Wigan, F., and Förster, S. (2015). “Auctions for Renewable Support in Denmark: Instruments and lessons learnt: Report D4.1-DK.” December 2015. Technical University of Denmark. p.11

(https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/124056860/pdf_denmark.pdf)

(2008年) および Anholt プロジェクト (2010年) はこの要件のみが参加要件で事前資格審査 (pre-qualification) は行われなかった。その後続く他のプロジェクトでは、入札に参加するための事前資格審査がファイナンスおよび技術的な観点から行われている。下表に示すようにプロジェクトによって多少の違いはあるものの、強固なファイナンス体制と洋上風力事業での経験が求められている。

表 1-2 事前資格審査基準

Horns Rev 3 (2015年)	<ul style="list-style-type: none"> • DKK1億 (約 EUR1,350万) の保証金に関する金融機関からの合意書 • 25MW以上の洋上ウインドファームの運転管理に関する1件のレファレンス • 洋上ウインドファームの建設計画・管理に関する最大5件のレファレンス、少なくとも1件は設備容量100MW以上 • 過去3年平均で年間売上 DKK 150億 (約 EUR20億) 以上 • 自己資本比率20%以上、もしくは、長期債務格付け BBB-以上 (Standard & Poor's および Fitch) もしくは Baa3 以上 (Moody's)
Nearshore Areas (2016年)	<ul style="list-style-type: none"> • 洋上風力発電所の建設や系統接続に関するコンセッション契約の締結後、DKK 1億 (約 EUR1,350万) の保証金 • 洋上ウインドファームの建設計画・管理に関する最大5件のレファレンス、少なくとも1件は設備容量30MW以上で5年以内に稼働 • 過去3年平均で年間売上 DKK 40億 (約 EUR5.4億) 以上。コンソーシアムの場合は全参加企業の合計 • 自己資本比率20%以上、もしくは、長期債務格付け BBB-以上 (Standard & Poor's および Fitch) もしくは Baa3 以上 (Moody's)
Kriegers Flak (2016年)	<ul style="list-style-type: none"> • 洋上風力発電所の建設や系統接続に関するコンセッション契約の締結後、DKK 1億 (約 EUR1,350万) の保証金 • 洋上ウインドファームの建設計画・管理に関する最大5件のレファレンス、少なくとも1件は設備容量150MW以上で5年以内に稼働 • 過去3年平均で年間売上 DKK 150億 (約 EUR20億) 以上。コンソーシアムの場合は全参加企業の合計 • 自己資本比率20%以上、もしくは、長期債務格付け BBB-以上 (Standard & Poor's および Fitch) もしくは Baa3 以上 (Moody's)
Thor (2021年)	<ul style="list-style-type: none"> • 過去3年平均で年間売上 DKK 264億 (約 EUR36億) 以上 • 最新の年次報告書もしくは決算書で自己資本比率20%以上、もしくは、長期債務格付け BBB-以上 (Standard & Poor's および Fitch)、Baa3 以上 (Moody's)、もしくは、評価の高い国際的な格付け機関の同等の格付け • 過去5年以内に完工し150MW以上の洋上ウインドファームの開発に関する少なくとも1件のレファレンス。レファレンスでは、開発事業者として、事業計画、設計、調達、施工、品質管理のうち3分野以上における経験を提示。加えて、過去5年以内に完工した交流変電所に関する少なくとも1件のレファレンスが必要。レファレンスでは事業計画、設計、調達、施工、品質管理のうち3分野以上の経験を提示。

(出所) Kitzing et. al. (2015) pp. 11-13, AURES II (2019) p. 13, p. 15, Danish Energy Agency (2020) pp. 4-5⁷より日本エネルギー経済研究所作成

⁷ AURES II (AUctions for Renewable Energy Support II) (2019a). "Auctions for the support of renewable energy in Denmark" (http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2019/12/AURES_II_case_study_Denmark.pdf)
Danish Energy Agency (2020). "Annex 1 (Bilag 1) Prequalification Document Tender for Thor Offshore Wind Farm"

(2) 入札評価方式

プロジェクト別に事前資格審査を通過した事業者が入札に参加できる。封印入札 (sealed bid) の価格 (1kWh 当たりの価格) に対して評価される。また、入札時には開発において計画される設備容量も提示する。入札価格については、提案価格 (first indicative offer) と決定価格 (best and final offer) を提出することになる。提案価格の提出後、事前資格審査を通過した入札予定者は、デンマークエネルギー庁と協議を行う⁸。デンマークエネルギー庁は、公募の要件や契約に関する協議を通じて入札条件の調整を行い、価格低下を目的として入札内容が改善される。この協議は競争入札に影響するものではなく、協議内容については事前に公表される。ただし、Rødsand 2 (2 回目) および Anholt プロジェクトでは、事前資格審査がなく、一度だけの価格による入札のみであった。

(3) 選定基準

最も低い価格の入札を行った事業者が選ばれる (最初の Horns Rev 2 プロジェクトのみ選定区域内での洋上ウインドファームの設置位置や建設計画も選定基準とされた)。ただし、同じ低価格を提示した事業者が複数いる場合はプロジェクトによって対応が異なる。Nearshore Areas プロジェクトでは最大の設備容量での開発を提案した事業者が落札することとされ、Kriegers Flak プロジェクトでは kWh 当たりでさらに低価格での入札が求められた。Thor プロジェクトでは入札で大きい設備容量を提案した事業者が選ばれ、入札された価格も提案した設備容量も同じ場合は抽選によって決められる。Thor プロジェクトでは実際に、複数の入札者が同じ設備容量および価格を提示したため、抽選が行われ、その結果、Thor Wind Farm I/S (RWE AG、RWE Renewables GmbH、RWE Renewables Management UK Limited が参加) が落札した。

(4) 入札対象範囲の設定 (規模要件等)

Nearshore Areas プロジェクトでは 5 つの沿岸 (North Sea south、North Sea north、Sæby、Smålandsfarvandet、Bornholm) の 6 区域で 350MW の開発 (各区域最大 200MW、Bornholm のみ最大 50MW) が入札対象となる。Kriegers Flak プロジェクトは 590~610MW (西側最大 200MW、東側最大 400MW)、Thor プロジェクトは 800~1,000MW がそれぞれ入札によって開発が期待される設備容量となっている。

(5) 価格決定方式とオフテイクの扱い

洋上風力を含む再エネは、電力料金に課される PSO (Public Service Obligation) 賦課金によって、市場価格と落札価格の差額 (sliding premium tariff) の支援を受け促進されてきた⁹。

(<https://www.ethics.dk/ethics/eo#/bfb4d610-bfa1-4bfe-8808-6deb212e27cb/publicMaterial>)

⁸ Danish Energy Agency (2017). op.cit. p.24.

⁹ PSO 賦課金は段階的に廃止され、再エネ支援は国の予算によって行われる。(Danish Energy Agency (2017). op.cit. p.31)

入札では pay-as-bid 方式が取られており、プロジェクトによって開発条件が異なるため、落札価格は表 1-3 のように異なる。なお、Nearshore Areas プロジェクトのみ入札価格の上限が DKK 0.70/kWh (EUR 0.09/kWh) と設定された。また、支援期間もプロジェクト別に発電量・フル稼働時間で定められている。

表 1-3 洋上風力プロジェクト入札の FIT 価格

洋上ウインドファーム	落札価格	支援期間（フル稼働）
Horns Rev 2	DKK 0.52/kWh (EUR 0.07/kWh)	10TWh (50,000 時間)
Rødsand 2	DKK 0.63/kWh (EUR 0.08/kWh)	10TWh (50,000 時間)
Anholt	DKK 1.051/kWh (EUR 0.14/kWh)	20TWh (50,000 時間)
Horns Rev 3	DKK 0.77/kWh (EUR 0.10/kWh)	20TWh (50,000 時間)
Nearshore Areas	DKK 0.475/kWh (EUR 0.06/kWh)	50,000 時間
Kriegers Flak	DKK 0.372/kWh (EUR 0.05/kWh)	30TWh (50,000 時間)

(出所) Kitzing et. al. (2015) pp. 8-9 および Danish Energy Agency (2017) p. 9 より日本エネルギー経済研究所作成

Thor プロジェクト以降は、差額決済契約型 (Contract for Difference, CfD) が適用される¹⁰。落札した価格と Nord Pool スポット市場価格の差額 (プレミアム) が 20 年間補助される仕組みであり、市場価格が落札価格を上回る場合、落札事業者がその差分を払い戻す。デンマークの CfD 制度 (two-way CfD) では、政府と落札事業者は市場価格が予測から大きく異なる場合のリスクを共有する。政府は上限額 DKK 650 億 (EUR 8 億 7,400 万) までを支援し、落札事業者は政府に上限額 DKK 28 億 (EUR 3 億 7,700 万) まで支払う可能性がある。

一方、開発事業者が区域を選定するオープンドア方式では、技術中立的な再エネの入札の下で、固定のプレミアム (上限 DKK 0.25/kWh (EUR 0.03/kWh)) が受けられる¹¹。

(6) 系統接続の原則及び入札要件

政府を選定した区域に入札する方法では、国営 TSO である Energinet が変電所や洋上風力から送電する海中ケーブルの建設・運用の責任を担う¹²。一方、開発事業者が選定するオープンドア方式の場合は、開発事業者が陸上の系統接続点まで責任が求められる。

また、Energinet が、系統の供給セキュリティもしくは経済的な最適性の観点から出力制御を行った場合、開発事業者は Energinet から補償を受けられる¹³。1976 年「電力供給法

¹⁰ Danish Energy Agency (2021). “Annex 3.9 Subsidy scheme, award criterion and costs to be included in the tender, Thor Offshore Wind Farm”

(<https://www.ethics.dk/ethics/eo#/bfb4d610-bfa1-4bfe-8808-6deb212e27cb/publicMaterial>)

¹¹ European Commission (2021). “State Aid SA.56831 (2021/N) – Denmark Multi-technology RES tenders 2021-2024” (https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/1/202121/293016_2274474_64_2.pdf)

¹² Danish Energy Agency. “Procedures and Permits for Offshore Wind Parks” (<https://ens.dk/en/our-responsibilities/wind-power/offshore-procedures-permits>)

¹³ Hogan Lovells (2021). *Offshore Wind Worldwide Regulatory Framework in Selected Countries*. pp.50-51.

(<https://www.hoganlovells.com/ja/publications/2021-offshore-wind-worldwide-regulatory-framework-in-selected-countries>)

(Electricity Supply Act)」の下、再エネは系統へのアクセスが優先される。そのため、他の電源による発電所からの出力抑制をしても電力需給バランスが難しい場合に、再エネ電源の出力が抑制される。

(7) 事業開始期限

各プロジェクトにおいて、系統接続の期限が設定されている。進捗のモニタリングについて、開発事業者は規制機関に事業や建設の計画を提出することが求められるが、その後は、どのように実施するかは管理されない。Nearshore Areas プロジェクトは、2020年に稼働開始予定であったが、デンマークエネルギー庁による新しい環境影響評価プロセスの影響を受けて遅れており、2023年の開始が予定されている¹⁴。Kriegers Flak プロジェクトは、2021年6月、全72基のタービンが設置され、2021年9月に稼働開始に至った¹⁵。Thor プロジェクトは2025年1月から系統接続が可能となり、2027年末までに完工および全基の系統接続が計画されている。

(8) 担保金・保証金・ペナルティの扱い

最初の2件のプロジェクト (Horns Rev 2 および Rødsand 2) では、ペナルティは課されておらず、Anholt プロジェクト以降、不履行時のペナルティが導入された (表 1-4)。コンセッション契約の締結後、建設が遅れる場合、DKK 1 億 (約 EUR1,350 万) の賠償金が求められ、プロジェクトによっては遅延期間に応じて賠償金額が引き上げられる。また、Horns Rev 3 プロジェクト以降は、期限までに発電設備容量の 95%未満しか系統接続していない場合、支援を受けられる発電量が6カ月毎に引き下げられる。

¹⁴ offshoreWIND.biz (July 14, 2021). “Vattenfall’s Danish Nearshore Pair Clears Legal Hurdles as UXO Survey Starts” (<https://www.offshorewind.biz/2021/07/14/vattenfalls-danish-nearshore-pair-clears-legal-hurdles-as-uxo-survey-starts/>)

2021年12月、VattenfallはNearshore Areasプロジェクトの最終投資決定を行った。

Vattenfall (December 14, 2021). “Vattenfall gives go-ahead for Vesterhav Syd and Nord offshore wind farms” (<https://group.vattenfall.com/press-and-media/pressreleases/2021/vattenfall-gives-go-ahead-for-vesterhav-syd-and-nord-offshore-wind-farms>)

¹⁵ Vattenfall (September 6, 2021). “Scandinavia’s largest offshore wind farm inaugurated”

(<https://group.vattenfall.com/press-and-media/pressreleases/2021/scandinavias-largest-offshore-wind-farm-inaugurated>)

表 1-4 洋上風力プロジェクトのペナルティ

洋上ウインドファーム	ペナルティ
Anholt	<ul style="list-style-type: none"> ・最初のタービンの系統接続が遅れる場合、以下の割合で落札価格からの支援額が引き下げられる。 <ul style="list-style-type: none"> - 遅延 1~3 カ月：DKK 0.01/kWh (EUR 0.001/kWh) - 遅延 4~8 カ月：DKK 0.02/kWh (EUR 0.003/kWh) - 遅延 9~12 カ月：DKK 0.03/kWh (EUR 0.004/kWh) ・最後のタービンの系統接続が遅れる場合 (2013 年 12 月 31 日までに全タービンの系統接続ができない場合)、以下のペナルティ (保証金) が課される。 <ul style="list-style-type: none"> - コンセッション契約後、5 カ月以内の遅延：DKK 1 億 (約 EUR 1,350 万) - コンセッション契約後、12 カ月以内の遅延：DKK 2 億 (約 EUR 2,700 万) - 上記以外：DKK 4 億 (約 EUR 5,400 万)
Horns Rev 3	<ul style="list-style-type: none"> ・建設が遅れる場合 (2019 年 1 月 1 日までに建設が開始されない場合)、以下のペナルティ (保証金) が課される。 <ul style="list-style-type: none"> - コンセッション契約後、4 カ月以内の遅延：DKK 1 億 - 上記以外：DKK 3 億 (約 EUR 4,000 万) ・2020 年 1 月 1 日までに発電設備容量の 95%未満しか系統接続していない場合、支援を受けられる発電量は 0.2TWh 引き下げられ、その後 6 カ月毎に 0.2TWh の引き下げが続く。
Nearshore Areas	<ul style="list-style-type: none"> ・コンセッション契約後、DKK 1 億 ・2021 年 1 月 1 日までに発電設備容量の 95%未満しか系統接続していない場合、支援を受けられる発電量は 0.1TWh 引き下げられ、その後 6 カ月毎に 0.1TWh の引き下げが続く。
Kriegers Flak	<ul style="list-style-type: none"> ・コンセッション契約後、DKK 1 億 (12 カ月以内、その後は DKK 4.5 億) ・2022 年 1 月 1 日までに発電設備容量の 95%未満しか系統接続していない場合、支援を受けられる発電量は 0.3TWh 引き下げられ、その後 6 カ月毎に 0.3TWh の引き下げが続く。

(出所) Kitzing et. al. (2015) pp.13-14、AURES II (2019) p.14、p.16、Danish Energy Agency (2016) p.14¹⁶より日本エネルギー経済研究所作成

(9) 実際の運用状況

これまで7回の入札が行われ、洋上風力の開発が着実に進められている。入札が導入される前に、すでに Horns Rev 1 (160MW、2002 年稼働) および Nysted (Rødsand 1) (165MW、2003 年稼働) が運転開始されていたことから、知見が蓄積され、競争入札へのスムーズな移行を促したとされる¹⁷。Rødsand 2 の入札だけ、落札したコンソーシアムが、タービン価格の上昇 (コスト増) を理由として撤退したため、2 回目の入札が行われた。

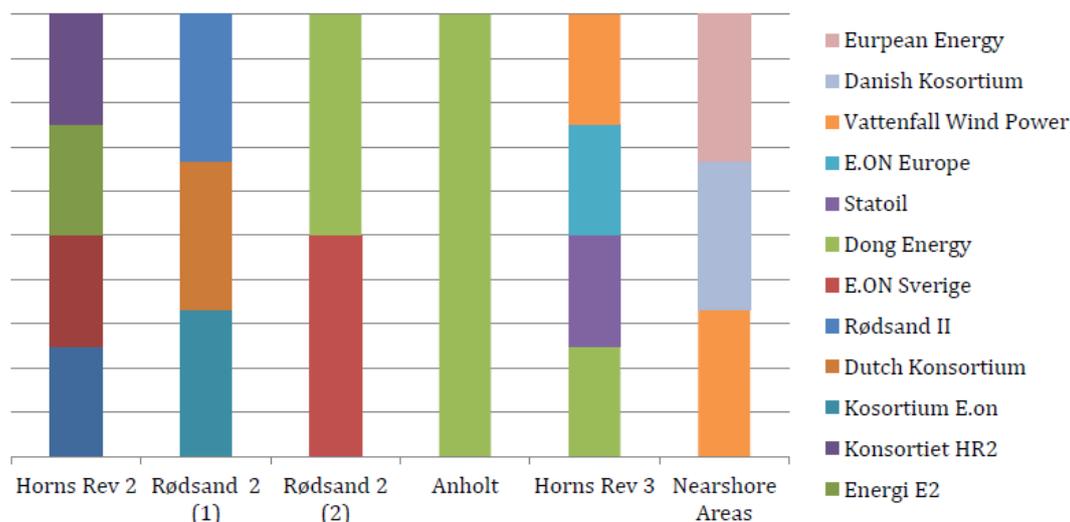
洋上風力事業は規模が大きく、事前資格審査でも洋上風力事業の経験が求められることから、大企業の参加が目立つ。図 1-1 の入札参加企業を見ると、デンマークやスウェーデン

¹⁶ Danish Energy Agency (2016). “Tenders Conditions for Kriegers Flak Offshore Wind Fardm” (https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/kriegers_flak_-_final_tender_conditions_draft.pdf)

¹⁷ Global Wind Energy Council (GWEC) (2021a). “Vietnam’s Future Transition to Offshore Wind Auctions” p.33 (<https://gwec.net/vietnams-future-transition-to-offshore-wind-auctions-international-best-practices-and-lessons-learned/>)

の企業が中心となっている¹⁸。これは最初の2件の入札要綱がデンマーク語のみで、英語の文書がなかったことも理由として挙げられる。また、Anholtプロジェクトにおいて、応札企業が1社（Dong Energy）に終わったのは、価格による入札のみで、デンマークエネルギー庁との協議を行う機会がなかったことが要因として考えられた。そのため、Horns Rev 3プロジェクトでは、デンマークエネルギー庁と入札予定企業との協議が注力して行われた。

図 1-1 洋上風力入札参加企業



(出所) Kitzing et. al. (2015) p. 17 より抜粋

表 1-5 より落札価格が Horns Rev 3 プロジェクトより低下傾向にあることがわかる。Nearshore Areas プロジェクトと Kriegers Flak プロジェクトの入札は3カ月も離れていなかったが、Kriegers Flak プロジェクトの落札価格は前者から DKK 0.103/kWh (EUR 0.014/kWh) 下がっている。これは後者の設備容量が大きく効率性が向上したためでもあるが、応札企業が、前者は3社であったのに対し、後者は7社であったことから、競争も奏功したと考えられる¹⁹。

¹⁸ Kitzing et.al. (2015). op.cit. p.17

¹⁹ AURES II (2019a). op.cit. p.28

表 1-5 洋上風力プロジェクトの概要

洋上ウインドファーム	FIT 価格	設備容量	タービン数	基礎構造	開発事業者
Horns Rev 2	DKK 0.52/kWh	209.3MW	91	モノパイル式	DONG Energy
Rødsand 2	DKK 0.63/kWh	207MW	90	重力式	E.ON
Anholt	DKK 1.051/kWh	399.6MW	111	モノパイル式	DONG Energy
Horns Rev 3	DKK 0.77/kWh	406.7MW	49	モノパイル式	Vattenfall
Nearshore Areas (Vesterhav Syd, Vesterhav Nord)	DKK 0.475/kWh	344MW	41	-	Vattenfall
Kriegers Flak	DKK 0.372/kWh	604MW	72	-	Vattenfall

(注) DONG Energy は現 Ørsted。

(出所) Danish Energy Agency (2017) p. 10 および報道資料より日本エネルギー経済研究所作成

2021 年に行われた Thor プロジェクトの入札では、落札価格が DKK 0.0001/kWh (EUR0.00001/kWh) と最低価格となった²⁰。コンセッションを獲得した Thor Wind Farm I/S は、2026 年から運転開始が期待されており、2025~2028 年に two-way CfD 制度で落札事業者に求められる DKK 28 億 (EUR 3 億 7,700 万) をデンマーク政府に支払うことになっている。その後、補助金なしで、運転期間 (30 年間プラス 5 年間の延長の可能性) における市場での売電収入によって事業が成立する見通しである。また、Thor Wind Farm I/S が陸上の系統接続点までの整備も担う。競争による価格低下が示されたケースとなった。

(10) 電力規制の枠組み、関連するエネルギー政策、電力市場、系統接続の状況

デンマークでは、2000 年以降、電力市場の自由化が進められ、垂直統合されていたエネルギー事業者の発送電分離が行われた²¹。2020 年に自然変動電源 (太陽光・風力) の割合は 50%を達成しており、柔軟な系統運用が行われている。

洋上風力プロジェクトについては、政府が洋上風力の海域選定、許認可、入札を管理するセントラル方式が取られている。デンマークエネルギー庁が、洋上風力プロジェクトを実施するために必要な許認可をワンストップサービス (one-stop-shop service) として提供している。関連省庁と協力して行われるため認可手続きが速やかに進められる。必要なライセンスとして以下の 4 点が挙げられる²²。

- ①事前調査実施許可：Energinet の環境影響評価に追加して、落札された洋上風力プロジェクト海域に対して必要とされる環境影響評価を開発事業者が行うための許可 (1 年間有効)。
- ②風力タービン建設許可：事前調査や環境影響評価の後に必要とされる。

²⁰ Danish Energy Agency (December 1, 2021). op.cit.

²¹ Danish Energy Agency (2021). *Development and Role of Flexibility in the Danish Power System*. p.12, p.20 (https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/development_and_role_of_flexibility_in_the_danish_power_system.pdf)

²² Danish Energy Agency (2017). op.cit. p.19.、Hogan Lovells (2021). op.cit. pp.48-49.

③25年間の風力利用許可：洋上ウインドファーム完工後に必要とされる。延長も可能。

④20年間の発電許可：25MW以上の発電設備に求められる許可。延長も可能。

また、国営の Energinet が入札前に環境影響評価やシステムの確保を行う。Energinet によって予備調査が行われるため、開発事業者は公募区域のデータにアクセスでき、予め適切な技術やコストを検討できる。そのため、開発事業者は開発リスクや負担が軽減され、実現可能性の高いプロジェクトについて経済性のある入札価格を提案できる²³。

デンマークでは、2008年「再生可能エネルギー促進法 (Promotion of Renewable Energy Act)」の下、地域住民の理解・協力を促すため、入札なしで設置される風力発電所から 4.5km 以内の住人に対し、最低 20%の株式を購入する機会を提供する購入権 (option to purchase) 制度が定められている。Nearshore Areas プロジェクトは沿岸に近く視界に入るため、地域の支援が不可欠とされ、購入権制度について入札要綱に記載されている²⁴。ただし、提供することが義務ではあるが、その達成は求められていない。

²³ Danish Energy Agency (2017). op.cit. p.22.

²⁴ Danish Energy Agency (2016). “English translation of tender specifications for 350 MW offshore wind capacity in nearshore areas” p. 12. (https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/engelsk_-_udbudsbetingelser_eng_final_110516_vers2_3.pdf)

1-1-2 ドイツ

2010年にドイツ初の洋上風力 Alpha Ventus (30MW) が導入されてから、ドイツの洋上風力設備容量は堅調に増加している。2020年洋上風力設備容量は 7.7GW²⁵と世界で第3位となった。ドイツ政府は洋上風力発電の導入目標を続けて引き上げており、積極的に取り組んでいる。2021年11月、新政権(社会民主党・緑の党・自由民主党)の連立協定書で気候変動・エネルギーに関する方針が明らかとなった²⁶。この連立協定では、洋上風力に関して、2030年30GW、2035年40GW、2045年70GWの導入目標を掲げた。2017年1月に施行された「洋上風力エネルギー法 (Offshore Wind Energy Act, Windenergie-auf-See-Gesetz, WindSeeG)」では導入目標は2030年15GWであったが、2020年12月に同法が改正された際に、2030年目標は20GWに引き上げられ、2040年30GWが設定されていた。つまり、新政権は洋上風力設備容量30GWを10年前倒しで目指すことになった。

新政権は2030年までに再エネが電力量に占める割合を80%まで引き上げることを目標としている(前政権の目標は65%)。ドイツにおける再エネの導入拡大は、「再生可能エネルギー法 (Renewable Energy Sources Act, Erneuerbare Energien Gesetz, EEG)」²⁷によって支えられている。2000年、「再生可能エネルギー法 (EEG)」の施行によって電力会社に対して固定価格買取 (feed-in tariff, FIT) 制度が義務付けられ、「2012年改正法 (EEG2012)」の下、フィードインプレミアム (feed-in premium, FIP) 制度(市場プレミアムは市場参照価格と固定買取価格から算出)のオプションも導入された。「2014年改正法 (EEG2014)」において、一定の規模以上の新規再エネ設備を対象に FIP 制度が義務化され、「2017年改正法 (EEG2017)」から競争入札によって補助される価格が決められる FIP 制度となり、洋上風力も FIP 制度の対象に含まれる²⁸。

洋上風力の入札は、「再生可能エネルギー法」ではなく、「洋上風力エネルギー法」の下で進められる。同法は、排他的経済水域 (Exclusive Economic Zone, EEZ) や領海における開発区域の計画や予備調査、競争入札、2021年1月以降に稼働する洋上風力発電設備の承認、建設、運転および系統について規定している。

連邦ネットワーク庁 (Bundesnetzagentur, BNetzA) が入札の執行機関となる。「洋上風力エネルギー法」は、すでに計画されており2021~2025年に稼働開始する洋上風力事業に関する2017年および2018年の入札、そして、2026年以降に稼働開始する洋上風力事業に関する2021年以降の入札について定めている。

2017年および2018年の入札(2021~2025年に稼働開始するプロジェクト)は、既存のプ

²⁵ IRENA (2021). “Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics” (<https://www.irena.org/Statistics>)

²⁶ Clean Energy Wire (November 25, 2021). “Next German government's key climate and energy plans in 2021 coalition agreement” (<https://www.cleanenergywire.org/factsheets/future-german-governments-key-climate-and-energy-plans-2021-coalition-treaty>)

²⁷ EEGは2000年の施行後、2004年、2009年、2012年、2014年、2017年、2021年と改正されている。

²⁸ Renewable Energy Sources Act (EEG 2017), Section 22. (https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Downloads/renewable-energy-sources-act-2017.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D3)

プロジェクト (existing projects) と称される事業を対象として、プレミアム (補助金) および系統接続・容量を確保できる権利に対して行われた²⁹。既存のプロジェクトとは、2016年7月末日までに排他的経済水域で承認された計画 (「洋上設備条例 (Offshore Installations Ordinance)」第5条もしくは第17条に準拠)、もしくは、領海で承認を受けた事業 (「連邦イミッション防止法 (Federal Immission Control Act)」第4条に準拠)、また、北海やバルト海の排他的経済水域で政府が2013~2014年に策定した洋上風力の開発区域計画で計画されている事業を指している³⁰。

2021年以降の入札 (2026年以降に稼働開始するプロジェクト) については、洋上風力の拡大を促すために、「洋上風力エネルギー法」の下、セントラル方式も取り入れたハイブリッドのアプローチが取られる³¹。政府が開発区域を特定し、必要な調査を行い、調査によるデータを入札に参加する事業者に公表する。連邦ネットワーク庁 (BNetzA) が予備調査を担い、排他的経済水域では連邦海事水路庁 (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, BSH)、領海では州政府の協力も得て行われる³²。また、連邦海事水路庁 (BSH) が、区域開発計画 (Flächenentwicklungsplan, FEP) において開発区域の特定や系統整備・接続計画を策定する。他方で、落札事業者は、環境影響評価を行わなければならないが、開発許可 (planning approval) や洋上風力設備の建設・運転を行う排他的権利を獲得し、プレミアム (補助金) および系統接続・容量を確保できる³³。開発許可は洋上風力発電所の建設・運転に必要な許可であるため、落札事業者だけがその区域において開発を行うことが可能となる。

(1) 参加要件

2017年および2018年の入札では、参加要件として、洋上風力エネルギー法第26条で定められた設備の所有者である自然人 (natural person)、法的能力を伴う共同経営者、法人であることが求められる³⁴。

(2) 入札評価方式

入札価格に対して評価される³⁵。応札者は、計画している事業の設備容量とストライク・プライス (行使価格) (EUR cents/kWh) について入札 (sealed bid) する。ストライク・プライスは、平均市場価格とプレミアム (sliding feed-in premium) を合算したもので、落札事業者は、このプレミアム部分を20年間受け取る資格が与えられる。

(3) 選定基準

²⁹ Offshore Wind Energy Act, Section 37

³⁰ Ibid., Section 26 (https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/windseeg-gesetz-en.pdf?__blob=publicationFile&v=9)

³¹ GWEC (2021a). op.cit. p.24.

³² Offshore Wind Energy Act, Section 11

³³ Ibid., Section 24

³⁴ Ibid., Section 30

³⁵ AURES II (2019b). “Auctions for the support of renewable energy in Germany” p.11 (http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2020/04/AURES_II_case_study_Germany_v3.pdf)

2017年および2018年の入札では、まず低い応札価格の順に選定される。そして、同じ応札価格の場合は、少ない応札設備容量順に選定される。応札された価格および設備容量が共に同じ場合は抽選となる³⁶。

2021年以降の入札では、各区域で最も低い応札価格が選定される³⁷。また、2020年「洋上風力エネルギー法」改正によって、複数の補助金ゼロの応札があった場合は、抽選によって選定されることが加えられた³⁸。

(4) 入札対象範囲の設定（規模要件等）

既存のプロジェクトに対する入札容量として、2017年および2018年でそれぞれ1,550MW、計3,100MWが対象とされた³⁹。内訳は、稼働開始年別に2021年500MW（バルト海のみ）、2022年500MW、2023~2025年は各700MWとなる。

また、2026年以降に稼働するプロジェクトについては、連邦海事水路庁の「区域開発計画2020(Site Development Plan 2020)」では表1-6のように入札が計画されている⁴⁰。2026~2030年で設備容量の合計は9,688MWとなる。

表 1-6 Site Develop Plan 2020 の概要

入札	運転開始	区域	系統接続	入札容量	合計設備容量
2021	2026	N-3.7	NOR-3-3	225 MW	958 MW
		N-3.8	NOR-3-3	433 MW	
		O-1.3	OST-1-4	300 MW	
2022	2027	N-7.2	NOR-7.2	930 MW	930 MW
2023	2028	N-3.5	NOR-3-2	420 MW	900 MW
		N-3.6	NOR-3-2	480 MW	
2024	2029	N-6.6	NOR-6-3	630 MW	2,900 MW
		N-6.7	NOR-6-3	270 MW	
		N-9.1	NOR-9-1	1,000 MW	
		N-9.2	NOR-9-1	1,000 MW	
2025	2030	N-9.3	NOR-9-2	1,000 MW	4,000 MW
		N-9.4	NOR-9-2	1,000 MW	
		N-10.1	NOR-10-1	1,000 MW	
		N-10.2	NOR-10-1	1,000 MW	

(出所) BSH(2020) Table 9, p. 58 より日本エネルギー経済研究所作成

(5) 価格決定方式とオフテイクの扱い

入札では pay-as-bid 方式が取られ、落札価格に基づいて FIP で支援される価格が決まる。

³⁶ Offshore Wind Energy Act, Section 34

³⁷ Ibid., Section 23

³⁸ Watson Farley & Williams (December 3, 2020). “Amendment to the Offshore Wind Act” (<https://www.wfw.com/articles/amendment-to-the-offshore-wind-act/>)

³⁹ Offshore Wind Energy Act, Section 27

⁴⁰ Federal Maritime and Hydrographic Agency (BSH) (2020). “Site development plan 2020 for the German North Sea and Baltic Sea” (https://www.bsh.de/EN/TOPICS/Offshore/Sectoral_planning/Site_development_plan/_Anlagen/Downloads/FEP_2020/Site_Development_Plan_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

2017年および2018年の入札の上限価格はEUR 0.12/kWhとされた⁴¹。2021年以降の入札の上限価格は、「洋上風力エネルギー法」(第22条)で、2018年入札の最低価格とすることが定められた。しかし、すでに補助金ゼロの応札価格が出てきており、今後も補助金ゼロの応札価格が出される可能性は高いと考えられるが、全ての入札対象区域が、必ずしも補助金なしで経済的に実行可能とは限らない。そのため、2020年に改正された「洋上風力エネルギー法」では、上限価格として、2021年EUR 0.073/kWh、2022年EUR 0.064/kWh、2023~2025年EUR 0.062/kWhが設定された⁴²。

なお、補助金(プレミアム)を受ける事業者は、電力を直接販売することが求められる。補助金なしの事業者もコーポレートPPA(Power Purchase Agreement, PPA)(発電事業者と需要家の間で再エネの電力購入契約を長期で締結すること)を締結して、収入の確保を図っている。例えば、Ørstedは、Borkum Riffgrund 3(900MW、2025年運転開始予定)の電力について、5社(786MW)とコーポレートPPAを締結している⁴³。

(6) 系統接続の原則及び入札要件

落札事業者は、系統へ接続する権利と落札した設備容量の接続が認められる⁴⁴。系統運用企業(TSO)であるTenneT、Amprion(北海)、50Hertz(バルト海)が、「エネルギー事業法(Energiewirtschaftsgesetz, EnWG)」の下、洋上風力に関する系統の整備(計画)、運用を担っている⁴⁵。TSOは洋上風力発電設備との系統接続に向けた整備を行い、系統接続が予定される期限までに整備を終えなければならない。TSOが系統整備の費用を負担するが、この費用は消費者からの賦課金によって回収される。また、洋上風力発電設備への系統接続の建設の遅延、過失、保守管理によって送電が遮断される場合、洋上風力発電事業者は損失した金額の90%の補償が受けられる。再エネは優先して給電されるが、必要に応じてTSOは再エネの出力抑制を行うことができる。

(7) 事業開始期限

2017年および2018年の入札で落札された事業は2021~2025年の運転開始とされる(「(9) 実際の運用状況」にて表1-8に記載)。2021~2025年の入札では、区域開発計画に基づくと、入札実施年からそれぞれ5年後が稼働開始年として計画されている。

(8) 担保金・保証金・ペナルティの扱い

⁴¹ Offshore Wind Energy Act, Section 33

⁴² Watson Farley & Williams (December 3, 2020). *op.cit.*

⁴³ Ørsted (December 1, 2021). “Ørsted takes final investment decision on two German offshore wind farms” (<https://orsted.com/en/media/newsroom/news/2021/12/20211201449611>)

5社にはCovestro(100MW)、Amazon(350MW)、REWE Group(100MW)、BASF(186MW)、Google(50MW)が含まれる。

⁴⁴ Offshore Wind Energy Act, Section 24, Section 37

⁴⁵ Hogan Lovells (2021). *op.cit.* pp.87-88.

応札時の保証金として、2017年および2018年の入札では EUR 100/kW⁴⁶、2021年以降の入札では EUR 200/kW⁴⁷が定められている。

また、「洋上風力エネルギー法」第59条で履行期限、同第60条で履行期限が遵守されなかった場合の違約金が、表1-7の通り定められている。この中で、2020年に「洋上風力エネルギー法」が改正された際、洋上風力の開発を促進するために、第59条の履行期限が厳しくなった条項もある。第2項第3号の建設工事開始証明の提出については、系統接続日の3カ月前から6カ月前へと前倒しされ、第2項第4号および第5号の洋上風力発電の技術的な運転可能性の証明について、第4号では、系統接続後6カ月以内から系統接続日までの提出、第5号では、系統接続後18カ月から系統接続後6カ月以内の提出と修正された⁴⁸。なお、第59条第2項第1・2・5号の履行期限が順守されない場合、連邦ネットワーク庁によって落札は無効とされる。

表 1-7 洋上風力開発の履行期限と違約金

履行期限（第59条）	違約金（第60条）
(2) 1. 落札後12カ月以内に計画に関する書類の提出	入札時の保証金全額
(2) 2. 系統接続期限の24カ月前までに建設の融資に関する証明の提出	入札時の保証金全額
(2) 3. 系統接続日の <u>6カ月前</u> までに建設工事が開始した証明の提出	入札時の保証金額の70%
(2) 4. 系統接続日までに洋上風力発電少なくとも1基が技術的に運転可能である証明の提出	毎月、保証金残高の1/12
(2) 5. 系統接続後 <u>6カ月</u> 以内に全ての洋上風力発電が技術的に運転可能である証明の提出	保証金残高と落札容量に対して運転準備ができていない容量の比率を乗じた額

(注) 下線部は2020年「洋上風力エネルギー法」の改正によって修正された部分。

(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

(9) 実際の運用状況

既存のプロジェクト(2021~2025年に運転開始する洋上風力プロジェクト)の入札が、2017年4月(第1回)、2018年4月(第2回)に行われた(表1-8)。第1回は入札容量1,550MWに対し、4件(1,490MW)が落札された。平均入札価格はEUR 0.0044/kWhで、補助金ゼロ(市場価格)の入札もあり、最高入札価格はEUR 0.06/kWhであった⁴⁹。デンマーク DONG Energy (現 Ørsted) が4件のうち3件を落札しており、OWP West (240MW) および Borkum Riffgrund West 2 (240MW) を補助金なし、Gode Wind 3 (110MW) を EUR 0.06/kWh で落札

⁴⁶ Offshore Wind Energy Act, Section 32

⁴⁷ Ibid., Section 21

⁴⁸ Watson Farley & Williams (December 3, 2020). op.cit.

⁴⁹ Bundesnetzagentur (April 13, 2017). "Bundesnetzagentur announces successful bids in first auction for offshore wind farms"

(https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2017/13042017_WindSeeG.html)

した⁵⁰。ドイツ EnBW が開発を進める He Dreiht (900MW) も補助金なしで落札された⁵¹。

第 2 回では第 1 回で残った 60MW を追加して入札容量は 1,610MW (バルト海での開発 500MW 以上を含む) とされた。6 件 (バルト海 3 件、北海 3 件) 1,610MW が落札され、平均落札価格は EUR 0.0466/kWh、最低入札価格は補助金ゼロ、最高入札価格は EUR 0.0983/kWh であった⁵²。第 1 回に比べて第 2 回の平均落札価格が上がったのは、第 2 回では開発条件が厳しいためコスト高となるバルト海の開発区域が含まれていたことや、2022 年までに完工することが求められたことが要因と考えられる⁵³。

表 1-8 既存の洋上風力プロジェクトの入札概要

	洋上ウインドファーム	落札価格	設備容量	運転開始年	落札企業	
第 1 回	Borkum Riffgrund West 2	EUR 0.00/kWh	240MW	2025	DONG Energy ¹	
	He Dreiht	EUR 0.00/kWh	900MW	2025	EnBW	
	Gode Wind 3	EUR 0.06/kWh	110MW	2024	DONG Energy	
	OWP West	EUR 0.00/kWh	240MW	2024	DONG Energy	
第 2 回	バルト海	Baltic Eagle	EUR 0.0646/kWh	476MW	2024	Iberdrola
		Wikinger Süd	EUR 0.00/kWh	10MW	2024	Iberdrola
		Arcadis Ost 1	-	257MW	2023	KNK Wind ²
	北海	Gode Wind 4	EUR 0.0983/kWh	131.75MW	2024	Ørsted
		Borkum Riffgrund West 1	EUR 0.00/kWh	420MW	2025	Ørsted
		Kaskasi	-	325MW	2022	Innogy ³

(注 1) DONG Energy は現 Ørsted

(注 2) 2018 年 5 月、Parkwind が KNK Wind を買収

(注 3) E.ON と RWE の事業再編により Innogy の再生可能エネルギー事業は RWE に統合

(出所) 連邦ネットワーク庁発表資料および各社資料⁵⁴より日本エネルギー経済研究所作成

2 回の入札で、Ørsted は 5 区域を落札している。これらの区域について、Borkum Riffgrund

⁵⁰ Dong Energy (April 14, 2017). “DONG Energy awarded three German offshore wind projects” (<https://orsted.com/en/company-announcement-list/2017/04/1557851>)

⁵¹ EnBW (April 13, 2017). “EnBW gains approval for first German offshore wind auction for the 900 megawatt “He Dreiht” offshore wind farm” (<https://www.enbw.com/company/investors/news-and-publications/enbw-gains-approval-for-first-german-offshore-wind-auction-for-th.html>)

⁵² Bundesnetzagentur (April 27, 2018). “Ergebnisse der zweiten Ausschreibung für Offshore-Windparks” (https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20180427_Offshore.html)

⁵³ Clean Energy Wire (April 30, 2018). “German wind power industry says second offshore auction confirms downward cost trend” (<https://www.cleanenergywire.org/news/germanys-coal-states-weigh-exit-commission-co2-price-dispute/german-wind-power-industry-says-second-offshore-auction-confirms-downward-cost-trend>)

⁵⁴ Ørsted (April 14, 2017). op.cit.

Ørsted (April 27, 2018). “Ørsted wins 551.75MW in German offshore wind auction” (<https://orsted.com/en/company-announcement-list/2018/04/1731313>)

Iberdrola (September 14, 2018). “Iberdrola has started work on the Baltic Eagle offshore wind farm in Germany” (<https://www.iberdrola.com/press-room/news/detail/iberdrola-started-work-baltic-eagle-offshore-wind-farm-germany>)

Parkwind. “Arcadis Ost 1” (<https://parkwind.eu/projects/arcadis-ost-i>)

Deutsche WindGuard (2019). “Status of Offshore Wind Energy Development in Germany First Half of 2019” p.9. (https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/dokumente-englisch/publications/Status_of_Offshore_Wind_Energy_Development_First_Half_of_2019.pdf)

West 1、Borkum Riffgrund 2、および OWP West は統合されて Borkum Riffgrund 3 となり、Gode Wind 3 および Gode Wind 4 も統合されて Gode Wind 3 となった。2021 年 12 月、Ørsted は、Borkum Riffgrund 3 (900MW) および Gode Wind 3 (242MW) の最終投資決定を行っている⁵⁵。

2021 年 9 月に行われた入札では、洋上風力の 3 開発区域に対して全て補助金（プレミアム）ゼロの落札となった。RWE が 2 つの洋上風力開発区域（北海 N-3.7 : 225MW、バルト海 O-1.3 : 300MW）、EDF が北海 N-3.8 区域（433MW）を落札した⁵⁶。2 つの区域（N-3.8、O-1.3）については、複数の補助金ゼロの応札があったため、抽選で選定された。しかし、N-3.8 区域では Nordsee Two（RWE および Northland Power）、また、O-1.3 区域では Windanker（Iberdrola の子会社）が、それぞれ保有していた介入権（step-in right）を行使したため、結果的には、RWE が北海 N-3.7 および N-3.8 区域、Iberdrola がバルト海 O-1.3 区域を開発することとなった⁵⁷。2026 年の運転開始が期待されている。

（10）電力規制の枠組み、関連するエネルギー政策、電力市場、系統接続の状況

ドイツの洋上風力の開発は、「洋上風力エネルギー法」を中心に、再エネの導入拡大を支える「再生可能エネルギー法（EEG）」、および、系統の運用に関する「エネルギー事業法」において定められている。「洋上風力エネルギー法」によって競争入札が整備されたが、以前からドイツでは洋上風力の開発は進められていたため、進行中のプロジェクトの扱いについては、「洋上風力エネルギー法」および「2017 年改正法（EEG2017）」で整理されている。

入札の対象について、2016 年 12 月末日までに系統接続の許可もしくは接続容量を確保しており、2020 年 12 月末日までに稼働開始した洋上風力発電設備は、入札の対象とはならず、支援価格は EUR 0.0390/kWh、支援期間は 20 年とされた⁵⁸。

2017 年および 2018 年の入札で対象となる既存のプロジェクトには、すでに開発区域の調査や洋上風力発電設備の建設の認可を得ているプロジェクトも含まれた。そのため、「洋上風力エネルギー法」では、既存のプロジェクトの事業者の介入権を規定している⁵⁹。既存のプロジェクトの事業者が開発を進めていた区域で落札できなかった場合の救済となる。

また、2020 年 12 月に改正された「洋上風力エネルギー法」では、政府の区域開発計画のために途中で断念されたプロジェクトの事業者に対して、一定の条件の下で開発調査に要した費用の弁償が定められた⁶⁰。

⁵⁵ Ørsted (December 1, 2021). “Ørsted takes final investment decision on two German offshore wind farms” (<https://orsted.com/en/media/newsroom/news/2021/12/20211201449611>)

⁵⁶ Bundesnetzagentur (September 9, 2021). “Auction results for offshore wind power” (https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2021/20210909_Offshore.html?nn=404530)

⁵⁷ Windpower Monthly (November 5, 2021). “RWE and Iberdrola snatch German offshore wind projects away from zero-subsidy winners” (<https://www.windpowermonthly.com/article/1732485/rwe-iberdrola-snatch-german-offshore-wind-projects-away-zero-subsidy-winners>)

⁵⁸ Renewable Energy Sources Act, Section 22, Section 47

⁵⁹ Offshore Wind Energy Act, Sections 39–43. この法律の英訳では「right of subrogation」と記されている。

⁶⁰ Watson Farley & Williams (December 3, 2020). op.cit.

1-1-3 オランダ

オランダは、2019年「国家気候協定（Climate Agreement）」で2030年までにCO₂排出量49%削減（1990年比）を目標として掲げている。その達成に向けて2030年までに再エネ電源84TWhが必要とされ、このうち洋上風力は49TWhを占める⁶¹。

同国における洋上風力の導入は、2013年「持続可能な成長のためのエネルギー合意（Energy Agreement for Sustainable Growth）」によって加速化された。政府と約40の組織（労働組合や環境団体等）との間で締結されたこのエネルギー合意は、気候変動問題への対応や化石燃料依存からの脱却を目指したもので、2023年までに持続可能なエネルギーの割合16%を目標としている⁶²。政府は2050年までに全エネルギーを持続可能なエネルギーとする方針も示しており、野心的な目標に向けて洋上風力が担う役割を重視している。

オランダはこのような国の方針に沿って洋上風力の入札・開発に関するロードマップを策定して、着実な洋上風力の導入・拡大を図っている。2014年、政府は、2019~2023年までの洋上風力エネルギーロードマップ（The Offshore Wind Energy Roadmap）を提示し、3カ所の指定開発区域（Borssele、Hollandse Kust zuid、Hollandse Kust noord）における3.5GWの洋上風力の開発を設定した⁶³。2023年までに洋上風力設備容量を4.5GWへの拡大を目標とした。2018年には、2024~2030年までの洋上風力開発に関するロードマップが公表された。3カ所の開発区域（Hollandse Kust west、Ten Noorden van de Waddeneilanden、IJmuiden Ver）が指定され、2030年までに7GW（毎年1GW）の開発を追加し、目標を11.5GW（49TWh）へと拡大した。さらに2022年2月、政府は2030年までの洋上風力の目標を約2倍となる21GWへと引き上げた⁶⁴。新しい開発区域として3区域（Nederwiek、Lagelande、Doordewind）が追加される⁶⁵。

2013年「エネルギー合意」以降、中央政府が洋上風力開発に関する区域の選定、環境影響評価、許認可、入札を行うセントラル方式が取られている。政府が開発区域の海底や風速等に関する調査を行い、開発事業者は必要な情報・データを入手できるようにしている。

オランダでは2007年に最初の洋上ウインドファームが導入され、洋上風力の入札が行われる前に発電設備容量は約1GWに達していた。政府が主導する入札が導入されてからは大規模な洋上風力が増加し、稼働中（2021年4月時点）の洋上ウインドファームは2,459.5MWに至っている（表1-9）⁶⁶。このうち、Borssele 1&2プロジェクト以降、洋上風力の開発は入

⁶¹ Government of the Netherlands (2019). *Climate Agreement*. pp.165-166.

(<https://www.government.nl/documents/reports/2019/06/28/climate-agreement>)

⁶² Government of the Netherlands. “Central government encourages sustainable energy”

(<https://www.government.nl/topics/renewable-energy/central-government-encourages-sustainable-energy>)

⁶³ GWEC (2021a). op.cit. p.54.

⁶⁴ Netherlands Enterprise Agency (RVO). “New Offshore Wind Energy Roadmap”

(<https://english.rvo.nl/information/offshore-wind-energy/new-offshore-wind-energy-roadmap>)

⁶⁵ Renewables Now (March 18, 2022). “Dutch govt designates areas boosting 2030 offshore wind target to 21 GW”

(<https://renewablesnow.com/news/dutch-govt-designates-areas-boosting-2030-offshore-wind-target-to-21-gw-777853/>)

⁶⁶ Netherlands Enterprise Agency. “Operational wind farms in the North Sea” (<https://english.rvo.nl/subsidies-programmes/sde/offshore-wind-energy-sde/existing-wind-farms-north-sea>)

札によって進められるようになった。各入札に関して省令（Ministerial Order）が出され、入札要件がそれぞれ定められている。

表 1-9 稼働中の洋上ウインドファーム（2021年4月時点）

洋上ウインドファーム	設備容量（MW）	稼働年
Egmond aan Zee (OWEZ)	108	2007
Prinses Amalia	120	2008
Luchterduinen	129	2015
Gemini	600	2016
Borssele 1 & 2	752	2020
Borssele 3 & 4	731.5	2020
Borssele 5 (Innovation site)	19	2021

（出所）Netherlands Enterprise Agency HP より日本エネルギー経済研究所作成

表 1-10 洋上風力ロードマップで計画されたプロジェクト

洋上風力開発区域	設備容量（MW）	入札（予定）年	稼働（予定）年
Borssele 1&2	700	2016	2020
Borssele 3&4	700	2016	2020
Borssele 5 (Innovation site)	19	2018	2020
Hollandse Kust (zuid) 1&2	700	2017	2022
Hollandse Kust (zuid) 3&4	700	2019	2023
Hollandse Kust (noord) 5	700	2020	2024
Hollandse Kust (west) 6	700	2022 Q2	2025~2026
Hollandse Kust (west) 7	700	2022 Q2	2025~2026
Ten Noorden van de Waddeneilanden	700	2022 Q4	2027
IJmuiden Ver 1	1,000	2023 Q4	2028
IJmuiden Ver 2	1,000	2023 Q4	2028
IJmuiden Ver 3	1,000	2025 Q4	2029
IJmuiden Ver 4	1,000	2025 Q4	2029

（出所）Government of the Netherlands および Netherlands Enterprise Agency HP より日本エネルギー経済研究所作成⁶⁷

オランダの洋上風力の入札では、「補助金あり」と「補助金なし」の入札制度が実施されている。2017年に行われた Hollandse Kust (zuid) 1&2 プロジェクトの入札以降は、補助金なしでの落札となっている。オランダでは、再エネ導入支援策として 2008 年より「Incentive Scheme for Sustainable Energy Production (Subsidieregeling Duurzame Energieproductie, SDE)」と称するフィードインプレミアム (feed-in premium, FIP) 制度が導入され、2011 年からは入札によって支援額 (sliding feed-in premium) を決定する制度「Stimulation of Sustainable Energy

⁶⁷ Government of the Netherlands. “Offshore wind energy” (<https://www.government.nl/topics/renewable-energy/offshore-wind-energy>)

Netherlands Enterprise Agency. “Hollandse Kust (west) Wind Farm Zone” (<https://english.rvo.nl/information/offshore-wind-energy/hollandse-kust-west-wind-farm-zone>)

Production Scheme (Stimuleren Duurzame Energieproductie, SDE+)」が講じられている⁶⁸。「補助金あり」の入札では、洋上風力も SDE+の対象として、他の再エネとは別の予算枠で支援が行われている（洋上風力の支援期間は 15 年）。なお、2020 年からは CO₂排出削減技術も支援対象とする「Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition Scheme (Stimuleren Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie, SDE++)」に移行している。

(1) 参加要件

【補助金あり】

SDE+に参加するために、Borssele 3 プロジェクトの入札では以下の提出物が求められた⁶⁹。

- ①事業計画 (Project plan) : プロジェクト概要 (タービン、設置場所、インフラに関する情報等)、実行フェーズ (フェーズ別の実施内容やマイルストーン等)、運転計画 (運転開始計画や運転事業者等)、廃棄に関する情報を含む。
- ②風力レポート (Wind report) : 第三者機関による風力の出力を予測したレポートであり、洋上ウインドファームの区域に関する情報、タービンの技術的な説明、年間発電量予測値 (P50) の計算も含む。
- ③稼働計算 (Operational calculation) : 発電設備の部品別投資コスト、発電設備の費用便益分析、支援期間の投資収益率を含む。
- ④決算書 (Financial statements) : 自己資本比率 10%以上であること。
- ⑤ファイナンス計画 (Financing plan)
- ⑥風力タービンの詳細と設置場所の一覧 (Table of wind turbine details and locations)
- ⑦ケーブル計画詳細の一覧 (Table of cabling plan details)
- ⑧ (自己資本比率が 10%以上 20%未満の場合) 融資者の合意書
- ⑨ (コンソーシアムでの参加の場合) 参加企業の署名を含むコンソーシアムの概要
- ⑩ (複数タイプの風力タービンが用いられる場合) 発電設備の説明
- ⑪ (認可されていないタービンを設置する場合) タービンの説明
- ⑫ (モノパイル式・トライポッド式・ジャケット式・重力式・サクシオンバケット式以外の基礎構造技術が用いられる場合) 環境影響評価

【補助金なし】

補助金なしの場合、応募に際して以下の提出物が求められる⁷⁰。

- ①ウインドファームの設計
- ②ウインドファームの建設・運転に関する予定表

⁶⁸ AURES II (2019). “Auctions for the support of renewable energy in the Netherlands.” (http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2019/12/AURES_II_case_study_Netherlands.pdf)

⁶⁹ Netherlands Enterprise Agency (2016). “Application form subsidy and permit for Borssele Wind Farm Site III” in *Borssele Wind Farm Zone Wind Farm Sites III and IV: Appendix A: Applicable Law Part of Project and Site Description*. pp.24-47. (https://offshorewind.rvo.nl/file/download/3eba1a62-c06b-443e-a988-bd58df35c014/1473321141sdb_20160908_rvo_psd_appendixa_f.pdf)

⁷⁰ Offshore Wind Energy Act, Section 23(2) (<https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stb-2015-261.html>)

- ③コスト・収益の概算
- ④社会費用の概算
- ⑤リスク評価・分析
- ⑥費用効果の高い対策
- ⑦ウインドファームの建設・運転に参加する事業者一覧
- ⑧参加事業者の知識・経験の記述

(2) 入札評価方式

「補助金あり」入札では 1kWh 当たりの入札価格で評価された。

「補助金なし」入札 (Hollandse Kust (zuid) および Hollandse Kust (noord) プロジェクト) では実現可能性 (feasibility) について評価された⁷¹。実現可能性の中でも、ウインドファームの建設・運転の実現性や国のエネルギーミックスへのウインドファームの貢献度が重視され、区域に応じた状況や財務能力も考慮された。

(3) 選定基準

【補助金あり】

最低価格で入札した事業者が選定される。ただし、2015 年「洋上風力エネルギー法 (Offshore Wind Energy Act)」に則って、補助金の手続きは、洋上風力許認可手続きと関連して行われる⁷²。「洋上風力エネルギー法」第 14 条は、洋上ウインドファームの建設および運転で以下の要件を満たしていれば、許認可を付与するとしている。

- a. 実行性がある (practicable)。
- b. 技術的に実現可能である (feasible)。
- c. 財務的に実行可能である (viable)。
- d. 許認可が撤回不可 (irrevocable) となる日から 4 年以内に建設および運転が開始される。
- e. 許認可に記載される期間内で経済的に実行可能である。
- f. ウインドファーム区域決定 (Wind Farm Site Decision) が遵守される (ウインドファーム区域決定については「(4) 入札対象範囲の設定」にて記述)。

補助金の対象となり、かつ、上記第 14 条を遵守する事業者に対して許認可が与えられる。

【補助金なし】

補助金なしの入札では、「洋上風力エネルギー法」第 24 条第 2 項に則って、次の要件で審査され、最も高いポイントを得た事業者に許認可が認められる。

- ①参加企業の知識・経験 (10 ポイント)
- ②ウインドファーム設計のクオリティ (10 ポイント)

⁷¹ Netherlands Enterprise Agency (2021) “Dutch Offshore Wind Guide” pp.18-19.
(<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2021/10/Dutch%20Offshore%20Wind%20Guide%202022.pdf>)

⁷² Hogan Lovells (2021). *op.cit.* p.152

- ③ウインドファームの設備容量 (10 ポイント)
- ④社会費用 (10 ポイント)
- ⑤リスク分析 (20 ポイント)
- ⑥費用効率を高める対策のクオリティ (40 ポイント)

補助金なし入札となった Hollandse Kust (zuid) 1&2 および Hollandse Kust (zuid) 3&4 プロジェクトでは、表 1-11 のように評価基準が設けられた⁷³。

表 1-11 評価基準

参加企業の知識・経験 (最大 10 ポイント)				
		定性評価	評価基準	スコア
1	プロジェクト管理を担う企業の知識・経験	洋上ウインドファームのプロジェクト管理を担当したことがある	<ul style="list-style-type: none"> ・ ウインドファームの合計設備容量 25MW 未満 ・ ウインドファームの合計設備容量 25MW 以上 	0 3
2	基礎構造サプライヤーの知識・経験	洋上ウインドファームの基礎構造を供給したことがある	<ul style="list-style-type: none"> ・ 10 基未満の基礎構造を供給 ・ 10 基以上の基礎構造を供給 	0 1
3	基礎構造設置企業の知識・経験	洋上ウインドファームの基礎構造を設置したことがある	<ul style="list-style-type: none"> ・ 10 基未満の基礎構造を設置 ・ 10 基以上の基礎構造を設置 	0 1
4	風力タービンサプライヤーの知識・経験	洋上ウインドファームのタービンを供給したことがある	<ul style="list-style-type: none"> ・ 10 基未満のタービンを供給 ・ 10 基以上のタービンを供給 	0 1
5	風力タービン設置企業の知識・経験	洋上ウインドファームのタービンを設置したことがある	<ul style="list-style-type: none"> ・ 10 基未満のタービンを設置 ・ 10 基以上のタービンを設置 	0 1
6	各風力タービンを接続しプラットフォームに連結するケーブルサプライヤーの知識・経験	各風力タービンを接続しプラットフォームに連結するケーブルを供給したことがある	<ul style="list-style-type: none"> ・ プラットフォームへ 10 基未満の風力タービンを接続するケーブルを供給 ・ プラットフォームへ 10 基以上の風力タービンを接続するケーブルを供給 	0 1
7	各風力タービンを接続しプラットフォームに連結するケーブル敷設企業の知識・経験	各風力タービンを接続しプラットフォームに連結するケーブルを敷設したことがある	<ul style="list-style-type: none"> ・ プラットフォームへ 10 基未満の風力タービンを接続するケーブルを敷設 ・ プラットフォームへ 10 基以上の風力タービンを接続するケーブルを敷設 	0 1
8	ウインドファームの運転保守を担う企業の知識・経験	洋上ウインドファームの運転運用を担当したことがある	<ul style="list-style-type: none"> ・ 洋上ウインドファームの運転保守の経験で合計設備容量 25MW 未満 ・ 洋上ウインドファームの運転保守の経験で合計設備容量 25MW 以上 	0 1
ウインドファーム設計のクオリティ (最大 10 ポイント)				
		定性評価	評価基準	スコア

⁷³ Netherlands Enterprise Agency (2017). “Ministerial Order for Permitting Offshore Wind Energy HKZWFS I and II” in *Appendices Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Sites I & II: Appendix A: Applicable Law Part of Project and Site Description*. (<https://offshorewind.rvo.nl/file/download/8b2c580a-ee7d-4b5d-9678-2c0dfaf50d9a/1510755098rvo%20hkz%20ppendix%20a%20web.pdf>)

1	洋上系統運用者と実施契約および系統接続・送電契約の締結	許認可が撤回不可となった後、応募者（許認可保有者）が洋上系統運用者と実施契約および系統接続・送電契約の条件に関して合意できる期間	<ul style="list-style-type: none"> ・ 期間が 12 カ月以上 ・ 期間が 6~12 カ月 ・ 期間が 6 カ月以下 	1 5 10
ウインドファームの設備容量（最大 10 ポイント）				
		定性評価	評価基準	スコア
1	ウインドファームの発電設備容量	ウインドファームの合計設備容量（MW）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 342MW 以上、360MW 未満 ・ 360MW 以上、370MW 未満 ・ 370MW 以上、380MW 未満 	1 5 10
社会費用（最大 10 ポイント）				
		定性評価	評価基準	スコア
1	洋上系統利用の効率性	発電量の P50 計算値	<ul style="list-style-type: none"> ・ 年間 1,300,000MWh 未満 ・ 年間 1,300,000MWh 以上、1,350,000MWh 未満 ・ 年間 1,350,000MWh 以上、1,400,000MWh 未満 ・ 年間 1,400,000MWh 以上 	1 3 5 10
リスク分析（最大 20 ポイント）				
		定性評価	評価基準	スコア
1	発電量の金融利回りにおける変化に関するリスク	<ul style="list-style-type: none"> - 電力と原産地証明の価格リスク - ボリュームリスク - インバランスコスト 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 短期市場変動 ・ 長期価格変動 ・ 将来のエネルギーミックスにおける洋上風力の位置づけ ・ 取引に必要な資金へのアクセス ・ 短期インバランスコスト ・ 長期のエネルギーミックス開発 	0~20
2	ウインドファームの建設に関するリスク	<ul style="list-style-type: none"> - 主要部品の供給リスク - 輸送・設置リスク 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 適切な発電設備の利用可能性 ・ 特定期間の発電設備の利用可能性 ・ 長期のリード・生産期間を伴う部品の利用可能性 ・ 適切な敷設船の利用可能性 ・ 特定の輸送・設置部品の利用可能性 ・ 使用される輸送・設置部品およびウインドファーム設計に関する天候リスク 	
3	ウインドファームの運転に関するリスク	<ul style="list-style-type: none"> - 洋上活動 - エネルギー量 - 技術の機能 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 設置物へのアクセシビリティ ・ 適切な備品の利用可能性 ・ 長期平均風速リスク ・ 年間変動および流動性への影響 ・ 風力タービンとケーブルの利用可能性 ・ 予防的保守コスト 	

			<ul style="list-style-type: none"> ・ 技術的な故障要因 ・ 大規模な是正措置 	
費用効率を高める対策のクオリティ（最大 40 ポイント）				
		定性評価	評価基準	スコア
1	発電量の金融利回りにおける変化に関するリスク軽減	<ul style="list-style-type: none"> - 電力販売戦略と原産地証明 - 契約タイプ - 購入者の財務健全度 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 内部もしくは外部販売 ・ 価格期間 ・ インバランスリスクの配分 ・ オフテイクと支払い義務の性質 ・ 市場参照価格との関係 ・ 内部保証システム ・ 購入者の財務クオリティ ・ 追加の財務保証 	0~40
2	ウインドファームの建設コストに関するリスク軽減	<ul style="list-style-type: none"> - 設計・調達戦略 - サプライチェーンにおける部品供給の安全性 - 長期のリード・生産期間を伴う部品の利用可能性に関する確実性 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 位置別設計ソリューション ・ 輸送戦略および設置戦略 ・ 契約戦略、異なるワークパッケージへの区分 ・ 多様なプロジェクト部分の接点に関するリスク ・ エンジニアリング管理分野での経験 ・ 原料価格や金利の上昇への対策 ・ 計画されている設計に適切な生産設備へのアクセス ・ 特定期間における生産設備へのアクセス ・ サプライチェーン管理分野での経験 ・ 自社の設置設備の利用能力 ・ 既存の枠組み合意 ・ プロジェクト別契約 	
3	ウインドファームの運転コストに関するリスク軽減	<ul style="list-style-type: none"> - 運転管理戦略 - ウインドファームのアクセシビリティ・利用可能性の最適化 - 財務管理 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 自社の設備と契約設備 ・ ロジスティクス ・ 適格な人材を確保する人事 ・ ウインドファームの利用可能性を最適化する設計 ・ ウインドファームのアクセシビリティを高める設計対策 ・ ウインドファームのアクセシビリティを高める部品・船舶 ・ 風力の変動やウインドファームの稼働不可時を調整する営業利益やファイナンスのバッファの分析 ・ サプライヤー側の供給保証 ・ 保険によって運転リスクを軽減する方法 	

（出所） Netherlands Enterprise Agency（2017）より日本エネルギー経済研究所作成

2021年11月、「洋上風力エネルギー法」の改正案（Amendment to the Offshore Wind Energy Act to support the offshore wind energy declaration）が施行された⁷⁴。洋上風力発電が補助金を必要としない状況になっていることを鑑みて、許認可を発行するための4方法として、①入札（auction process）、②ファイナンシャル・ビッドを伴う相対評価（comparative assessment with a financial bid）、③ファイナンシャル・ビッドなしの相対評価（comparative assessment without a financial bid）、④補助金と関連する方法（permitting process linked to the award of a subsidy）、が明記された（「洋上風力エネルギー法」第14条a）。

2022年4~5月に入札が予定されているHollandse Kust (west) 6プロジェクトおよびHollandse Kust (west) 7プロジェクトの省令（Ministerial Order）によると、「ファイナンシャル・ビッドを伴う相対評価」が採用され、評価基準に初めて「ファイナンシャル・ビッド（Financial bid）（20ポイント）」が含まれている（表1-12）⁷⁵。EUR 5,000万を最大20ポイントとし、EUR 4,750~4,999万は19ポイントとEUR 250万低下する度に1ポイント引かれ、EUR 250万未満はゼロポイントとなる。この他、両プロジェクトで、「ウインドファーム完工の確実性（40ポイント）」、「エネルギー供給へのウインドファームの貢献度（40ポイント）」が共通した評価項目となっている。「ウインドファーム完工の確実性」は前掲表1-11「参加企業の知識・経験」と同項目が掲げられ、企業の財務能力に関して2項目が加えられている。一つは「プロジェクト管理を担う企業の財務能力」で自己資本比率の高さに応じて加点され、もう一つは「参加企業による金融保証」で親会社の保証額に応じて加点される。「エネルギー供給へのウインドファームの貢献度」は、前掲表1-11「社会費用」と同様に発電量（P50）の計算値でポイントが異なる。

さらに、両プロジェクトは100ポイントの配点をする評価項目を掲げている。Hollandse Kust (west) 6プロジェクトでは「北海のエコロジーへの貢献度（100ポイント）」という項目があり、EUの「野鳥指令（Birds Directive）」や「生息地指令（Habitats Directive）」の下、北海オランダ領域における生物多様性の保全に向けた対策への投資およびイノベーション・ソリューションに関する評価を行う（表1-13）。一方、Hollandse Kust (west) 7プロジェクトでは、「オランダエネルギーシステムへのウインドファーム統合の貢献度（100ポイント）」が設定されており、エネルギーシステムへのウインドファームの統合を推進するための投資やイノベーションが評価される（表1-14）。

⁷⁴ Amendment of the Offshore Wind Energy Act (<https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-35092-2.html>)
Ministry of Economic Affairs and Climate Policy (n.d). “Final Draft Ministerial Order Hollandse Kust (west) Wind Farm Site VI” (<https://english.rvo.nl/sites/default/files/2022/03/Final-Draft-Ministerial-Order-Hollandse-Kust-west-Wind-Farm-Site-VI.pdf>)

⁷⁵ Ibid.
Ministry of Economic Affairs and Climate Policy (n.d). “Final Draft Ministerial Order Hollandse Kust (west) Wind Farm Site VII” (<https://english.rvo.nl/sites/default/files/2022/03/Final-Draft-Ministerial-Order-Hollandse-Kust-west-Wind-Farm-Site-VII.pdf>)

これらの省令は、2022年3月9日、政府公報（Government Gazette 2022, 7101 および 7093）で発表された。（<https://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/duurzame-energie-opwekken/windenergie-op-zee/windenergiegebied-hollandse-kust-west>）

表 1-12 Hollandse Kust (west) 6 および 7 の評価基準（共通）

ファイナンス・ビッド（最大 20 ポイント）				
		定性評価	評価基準	スコア
1	ファイナンス・ビッド	ファイナンス・ビッド	EUR250 万未満	0
			EUR250 万以上、EUR500 万未満	1
			EUR500 万以上、EUR750 万未満	2
			EUR750 万以上、EUR1,000 万未満	3
			EUR1,000 万以上、EUR1,250 万未満	4
			EUR1,250 万以上、EUR1,500 万未満	5
			EUR1,500 万以上、EUR1,750 万未満	6
			EUR1,750 万以上、EUR2,000 万未満	7
			EUR2,000 万以上、EUR2,250 万未満	8
			EUR2,250 万以上、EUR2,500 万未満	9
			EUR2,500 万以上、EUR2,750 万未満	10
			EUR2,750 万以上、EUR3,000 万未満	11
			EUR3,000 万以上、EUR3,250 万未満	12
			EUR3,250 万以上、EUR3,500 万未満	13
			EUR3,500 万以上、EUR3,750 万未満	14
			EUR3,750 万以上、EUR4,000 万未満	15
			EUR4,000 万以上、EUR4,250 万未満	16
			EUR4,250 万以上、EUR4,500 万未満	17
			EUR4,500 万以上、EUR4,750 万未満	18
			EUR4,750 万以上、EUR5,000 万未満	19
EUR5,000 万以上	20			
ウインドファーム完工の確実性（最大 40 ポイント）				
		定性評価	評価基準	スコア
1	プロジェクト管理を担う企業の知識・経験	洋上ウインドファームのプロジェクト管理を担当したことがある	・ウインドファームの合計設備容量 25MW 未満	0
			・ウインドファームの合計設備容量 25MW 以上	3
2	基礎構造サプライヤーの知識・経験	洋上ウインドファームの基礎構造を供給したことがある	・10 基未満の基礎構造を供給	0
			・10 基以上の基礎構造を供給	1
3	基礎構造設置企業の知識・経験	洋上ウインドファームの基礎構造を設置したことがある	・10 基未満の基礎構造を設置	0
			・10 基以上の基礎構造を設置	1
4	風力タービンサプライヤーの知識・経験	洋上ウインドファームのタービンを供給したことがある	・10 基未満のタービンを供給	0
			・10 基以上のタービンを供給	1
5	風力タービン設置企業の知識・経験	洋上ウインドファームのタービンを設置したことがある	・10 基未満のタービンを設置	0
			・10 基以上のタービンを設置	1
6	各風力タービンを接続し変電所プラットフォームに連結するケーブルサプライヤーの知識・経験	洋上風力発電の接続に用いられるケーブルを供給したことがある	・洋上風力 10 基未満に接続するケーブルを供給	0
			・洋上風力 10 基以上に接続するケーブルを供給	1

7	各風力タービンを接続し 変電所プラットフォーム に連結するケーブル敷設 企業の知識・経験	各風力タービンを接続し 変電所プラットフォーム に連結するケーブルを敷 設したことがある	・ プラットフォームへ 10 基未満の 風力タービンを接続するケー ブルを敷設	0
			・ プラットフォームへ 10 基以上の 風力タービンを接続するケー ブルを敷設	1
8	ウインドファームの運転 保守を担う企業の知識・ 経験	洋上ウインドファームの 運転保守を担当したこと がある	・ 洋上ウインドファームの運転保 守の経験で合計設備容量 25MW 未満	0
			・ 洋上ウインドファームの運転保 守の経験で合計設備容量 25MW 以上	1
9	プロジェクト管理を担う 企業の財務能力	ウインドファーム投資費 用に対する自己資本比率	・ 自己資本が投資費用の 20%未満	0
			・ 自己資本が投資費用の 20%以上、 40%未満	3
			・ 自己資本が投資費用の 40%以上、 60%未満	6
			・ 自己資本が投資費用の 60%以上、 80%未満	9
			・ 自己資本が投資費用の 80%以上、 100%未満	12
			・ 自己資本が 100%以上	15
10	参加企業による金融保証	親会社が以下の要求を満 たす親会社保証を提出し ている - 無条件の保証 - オランダの法律に準拠 - ウインドファーム建設 期間を通じて適用	・ 保証額が EUR1 億未満	0
			・ 保証額が EUR1 億以上、EUR2 億未満	3
			・ 保証額が EUR2 億以上、EUR3 億未満	6
			・ 保証額が EUR3 億以上、EUR4 億未満	9
			・ 保証額が EUR4 億以上、EUR5 億未満	12
			・ 保証額が EUR5 億以上	15
エネルギー供給へのウインドファームの貢献度 (40 ポイント)				
		定性評価	評価基準	スコア
1	エネルギー供給へのウイ ンドファームの貢献度	発電量の P50 計算値	・ 年間 3,000,000MWh 未満	2
			・ 年間 3,000,000MWh 以上、 3,100,000MWh 未満	8
			・ 年間 3,100,000MWh 以上、 3,200,000MWh 未満	16
			・ 年間 3,200,000MWh 以上、 3,300,000MWh 未満	24
			・ 年間 3,300,000MWh 以上、 3,400,000MWh 未満	32
			・ 年間 3,400,000MWh 以上	40

(出所) Ministry of Economic Affairs and Climate Policy (n.d.) “Final Draft Ministerial Order
Hollandse Kust (west) Wind Farm Site VI”より日本エネルギー経済研究所作成

表 1-13 Hollandse Kust (west) 6 の評価基準

北海の生態系への貢献度 (最大 100 ポイント)						
	定性評価	評価基準	サブカテゴリ	スコア		
1	<p>北海オランダ領域における生物多様性 (種類、生息数、生息地) に便益をもたらすため Hollandse Kust (west) 6 の区域決定に記載される対策に加えて同プロジェクトでの投資の促進</p>	<p>投資による可能性のある貢献度:</p> <ul style="list-style-type: none"> EU 野鳥指令や EU 生息地指令の下、保護される種や生息数の保全に対する負の影響を制限する。 <p>もしくは</p> <ul style="list-style-type: none"> EU 生息地指令の海洋生息地の種類の保全、および/もしくは、魚群や底生地に関する北海オランダ領域の環境に対して良い効果をもたらす。 <p>投資はサイト内で計画される洋上ウインドファームの設計・建設・運転に組み込まれる。</p>	<p>Hollandse Kust (west) ウインドファームサイト 6 で投資の可能性のある影響:</p> <ul style="list-style-type: none"> EU 野鳥指令や EU 生息地指令の下、保護される種や生息数の保全に対する負の影響を制限する。 <p>もしくは</p> <ul style="list-style-type: none"> EU 生息地指令の海洋生息地の種類の保全、および/もしくは、魚群や底生地に関する北海オランダ領域の環境に対して良い効果をもたらす。 	<p>生息数への負の影響を軽減・防止する投資の可能性のある影響</p>	0~6	0~30
		<p>区域決定の規則 (Regulation 3) で義務付けられる許可されたタービンの寸法、タービン数、各ウインドファームサイトの受風面積は考慮されない。</p> <p>許認可が撤回不可となる日から 60 カ月以内に投資は行わなければならない。</p>	<p>投資が運用可能な環境で適切に行われているかをどの程度示しているか。</p>	<p>海洋生息地の種類、魚群や底生地に関する北海オランダ領域の良い環境の望ましい保全状況の達成推進に関する投資の可能性のある影響</p>	0~4	
		<p>投資に関する知識・経験がどの程度共有されるか。</p> <p>前述の生態学的な知識・経験は以下の点で関係する。</p> <ul style="list-style-type: none"> EU 野鳥指令や EU 生息地指令の下、保護される種や生息数の 	<p>投資が運用可能な環境で適切に行われているかをどの程度示しているか。</p>	<p>投資が運用可能な環境で適切に行われているかをどの程度示しているか。</p>	0~10	
		<p>投資に関する知識・経験がどの程度共有されるか。</p> <p>前述の生態学的な知識・経験は以下の点で関係する。</p> <ul style="list-style-type: none"> EU 野鳥指令や EU 生息地指令の下、保護される種や生息数の 	<p>投資が運用可能な環境で適切に行われているかをどの程度示しているか。</p>	<p>投資が具体的・計測可能・期限のある進捗をもたらすか、および、それが投資期間にどのように行われるか、どの程度明確であるか。</p>	0~10	
		<p>投資に関する知識・経験がどの程度共有されるか。</p> <p>前述の生態学的な知識・経験は以下の点で関係する。</p> <ul style="list-style-type: none"> EU 野鳥指令や EU 生息地指令の下、保護される種や生息数の 	<p>知識・経験がどの程度知識のギャップを埋めて、既存の調査プロジェクトと組み合わせで行えるか。</p>		0~10	

		<p>保全に対する負の影響を制限する。</p> <p>もしくは</p> <ul style="list-style-type: none"> EU 生息地指令の海洋生息地の種類の保全に良い効果をもたらす。 <p>もしくは</p> <ul style="list-style-type: none"> 魚群や底生地に関する北海オランダ領域の環境に対して良い効果をもたらす。 	<p>普及・コミュニケーション計画のクオリティ、どの程度計画が具体的・計測可能・期限のある文言で説明されているか; どの程度対象グループが特定されているか。</p>			
2	<p>Hollandse Kust (west) ウインドファームサイト 6 や将来のオランダ洋上ウインドファームから北海オランダ領域における生物多様性 (種類、生息数、生息地) に便益をもたらすためのイノベーションの促進とソリューションの開発</p>	<p>革新的なソリューションの開発や実証に向けた貢献度:</p> <ul style="list-style-type: none"> EU 野鳥指令や EU 生息地指令の下、保護される種や生息数の保全に対する負の影響を緩和し、EU 生息地指令の海洋生息地の種類の保全に良い効果をもたらす。 <p>もしくは</p> <ul style="list-style-type: none"> 魚群や底生地に関して北海オランダ領域の環境に対して良い効果をもたらす。 <p>実施される際、各実証はパイロットの形で運転可能な環境 (TRL7) でのプロトタイプを含まなければならない。</p> <p>TRL レベルで管理されない他のイノベーションやソリューションは運転可能な環境で適用されるよう開発されている。</p> <p>許認可が撤回不可となる日から 60 カ月以内にソリューションの実証や適用が行われなければならない。</p> <p>イノベーションはサイト内で許認可保有者によって完成される洋上ウインドファームの設計・建設・運転に組み</p>	<p>イノベーションが市場で利用可能となった場合、Hollandse Kust (west) ウインドファームサイト 6 や将来の洋上ウインドファームからのイノベーションの開発や実証への可能性のある影響:</p> <ul style="list-style-type: none"> EU 野鳥指令や EU 生息地指令の下、種や生息数の保全に対する負の影響を制限する。 <p>もしくは</p> <ul style="list-style-type: none"> EU 生息地指令の海洋生息地の種類の保全、および/もしくは、環境の保存を推進する。 	<p>生息数への負の影響を軽減・防止するイノベーションおよび/もしくは知識開発の可能性のある影響</p>	0~12	0~50
			<p>海洋生息地の種類に関する望ましい保全状況、もしくは、魚群や底生地に関する北海オランダ領域の良い環境を推進するイノベーションもしくは知識開発の可能性のある影響</p>	0~6		
			<p>現在市場にあるベストの製品、サービス、プロセスと比較してイノベーションの獨創性や創意工夫</p>		0~8	
			<p>申請時点でイノベーションがどの程度最新の科学的知見に基づいているか。</p>		0~8	
			<p>文献に基づいた証拠とパイロット設置後のモニタリングによって、イノベーションが運用可能な環境で適切に行われているかをどの程度示しているか。</p>		0~8	

	<p>込まれる。</p> <p>区域決定の規則 (Regulation 3) で義務付けられる認可されたタービンの寸法、タービン数、各ウインドファームサイトの受風面積は考慮されない。</p>	<p>実証が具体的・計測可能・期限のある進捗をもたらすか、および、それがイノベーション実施間にどのように行われるか、どの程度明確であるか。</p>		0~8	
	<p>実証に関する知識・経験がどの程度共有されるか。</p> <p>前述の生態学的な知識・経験は以下の点で関係する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ EU 野鳥指令や EU 生息地指令の下、保護される種や生息数の保全に対する負の影響を制限する。 <p>もしくは</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ EU 生息地指令の海洋生息地の種類の保全に良い効果をもたらす。 <p>もしくは</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 魚群や底生地に関して北海オランダ領域の環境に対して良い効果をもたらす。 <p>申請時点で貢献度が既存の調査に追加的となるか緊密な協力が行われている。</p>	<p>どの程度知識・経験が知識のギャップを埋めて、既存の調査プロジェクトと組み合わせられるか。</p>			0~10
		<p>普及・コミュニケーション計画のクオリティ、どの程度計画が具体的・計測可能・期限のある文言で説明されているか。</p>			

(出所) Ministry of Economic Affairs and Climate Policy (n.d.) “Final Draft Ministerial Order Hollandse Kust (west) Wind Farm Site VI”より日本エネルギー経済研究所作成

表 1-14 Hollandse Kust (west) 7 の評価基準

オランダのエネルギーシステムへのウインドファーム統合の貢献度（最大 100 ポイント）				
	定性評価	定性評価	スコア	
1	オランダのエネルギーシステムへの Hollandse Kust (west) ウインドファームサイト 7 統合を推進する投資の促進	Hollandse Kust (west) ウインドファームサイト 7 の供給を満たす増加する柔軟性のある需要に貢献する投資。 陸上地点までの地理的距離は考慮されない。投資はウインドファームサイト 7 もしくはオランダ領で行われる。 許認可が撤回不可となる日から 60 カ月以内に投資は行わなければならない。	Hollandse Kust (west) ウインドファームサイト 7 の統合に関する投資の可能性のある影響 投資が運用可能な環境で適切に行われているかをどの程度示しているか。 投資が具体的・計測可能・期限のある進捗をもたらすか、および、それがどのように監視され、投資の実施間に行われるか、どの程度明確であるか。	60
		投資に関する知識・経験がどの程度共有されるか。	どの程度知識のギャップを埋める知識・経験が共有され、既存の調査プロジェクトと連携して行えるか、もしくは、既存の調査プロジェクトを促進するか。 普及・コミュニケーション計画のクオリティ、どの程度計画が具体的・計測可能・期限のある文言で説明されているか。加えて、どの程度対象グループが特定され、普及・コミュニケーションの方法が合致しているか。	
2	オランダのエネルギーシステムへの Hollandse Kust (west) ウインドファームサイト 7、既存および将来の洋上ウインドファームの統合を推進するイノベーションの促進	供給に合致する柔軟性のある需要の拡大に貢献するイノベーションの実証。 実施される際、各実証はパイロットの形で運転可能な環境（TRL7）でのプロトタイプを含まなければならない。 許認可が撤回不可となる後 60 カ月以内に実証が開始されなければならない。陸上地点までの地理的距離は考慮されない。実証はウインドファームサイト 7 もしくはオランダ領で行われる。	イノベーションが市場で利用可能となった場合、Hollandse Kust (west) ウインドファームサイト 7 や将来の洋上ウインドファームの統合に関するイノベーションの可能性のある影響 現在市場にあるベストの製品、サービス、プロセスと比較してイノベーションの独創性や創意工夫 イノベーションが運用可能な環境で適切に行われているかをどの程度示しているか。 実証が具体的・計測可能・期限のある進捗をもたらすか、および、それがどのように監視され、イノベーションの実施間に行われるか、どの程度明確であるか。	20
		実証されているイノベーションに関する知識・経験がどの程度共有されるか。	どの程度知識のギャップを埋める知識・経験が共有され、既存の調査プロジェクトと連携して行えるか、および／もしくは、既存の調査プロジェクトを促進するか。	

			普及・コミュニケーション計画のクオリティ、どの程度計画が具体的・計測可能・期限のある文言で説明されているか。加えて、どの程度対象グループが特定され、普及・コミュニケーションの方法が合致しているか。
--	--	--	--

(出所) Ministry of Economic Affairs and Climate Policy (n.d) “Final Draft Ministerial Order Hollandse Kust (west) Wind Farm Site VII”より日本エネルギー経済研究所作成

(4) 入札対象範囲の設定（規模要件等）

「洋上風力エネルギー法」第3条で、入札の対象となる各区域に関して「ウインドファーム区域決定（Wind Firm Site Decision）」の発行が定められている。海域の有効利用を含む海の社会的な役割への影響、第三者への影響、環境、ウインドファーム建設コスト、系統接続を考慮して、指定区域が決定される。「ウインドファーム区域決定」の規定には、区域に関する第三者の権利、環境や自然を保護する条件、ウインドファームによる海洋空間の有効利用、許認可期間、財務条件などが含まれる。

(5) 価格決定方式とオフテイクの扱い

SDE+の入札では pay-as-bid 方式が取られており、落札価格に基づいて支援額 (sliding feed-in premium) が決定される。支援される金額は、落札価格と修正額 (correction amount) との差額であり、この修正額は、洋上風力の実際の市場価格に基づいて毎年計算される⁷⁶。なお、修正額の下限は決められており、予算枠内での支援が行われる。

また、コーポレート PPA も行われている。2021年3月、スウェーデン Vattenfall とフランス Air Liquide は、Hollandse Kust (zuid) プロジェクトの稼働開始が予定されている2023年から15年間の PPA を締結した⁷⁷。

(6) 系統接続の原則及び入札要件

国営の送電企業 (TSO) TenneT が洋上風力系統運用企業として陸上の系統接続への責任を担っており、系統の開発・接続に関する計画を策定し、建設・運用を行う。TenneT と洋上風力開発事業者は、洋上ウインドファームの系統接続の開発に関する条件を定めた実施契約 (Realization Agreement) と系統接続・送電契約 (Connection and Transmission Agreement) を締結する⁷⁸。系統接続、変電所の設計や技術仕様、運転に関する取り決め等が含まれる。

洋上風力開発事業者は、TenneT の過失によって生じる損失に対して補償を受けることができる⁷⁹。また、系統の混雑時には再エネが優先される。

⁷⁶ AURES II (2019). op.cit. p.7

⁷⁷ Vattenfall (March 18, 2021). “Air Liquide first customer for offshore wind farm Hollandse Kust Zuid” (<https://group.vattenfall.com/press-and-media/newsroom/2021/air-liquide-first-customer-for-offshore-wind-farm-hollandse-kust-zuid>)

⁷⁸ Netherlands Enterprise Agency (2021). op.cit. p.17.

⁷⁹ Hogan Lovells (2021). op.cit. p.155

(7) 事業開始期限

許認可が撤回不可 (irrevocable) となる日から4年以内に建設および運転の開始が求められる⁸⁰。許認可の有効期間は30年間 (最長40年間) とされる。

なお、洋上風力エネルギーの開発枠組み (Development Framework Offshore Wind Energy) では、系統接続の予定が表 1-15 のように示されている。

表 1-15 洋上ウインドファーム系統接続計画

洋上風力開発区域	系統接続日程
Borssele 1&2	2019年8月31日
Borssele 3, 4&5	2020年8月31日
Hollandse Kust (zuid) 1&2	2021年6月30日
Hollandse Kust (zuid) 3&4	2022年3月31日
Hollandse Kust (noord) 5	2023年3月31日

(出所) Netherlands Enterprise Agency (2019)⁸¹より日本エネルギー経済研究所作成

(8) 担保金・保証金・ペナルティの扱い

【補助金あり】

補助金ありの入札では、補助金決定後、2週間以内に落札者は政府と「履行契約 (Implementation Agreement)」を締結し、4週間以内に銀行保証 (Borssele 3&4 では EUR 10,000,000、Borssele 5 では EUR 600,000)、12カ月以内に第2銀行保証 (Borssele 3&4 では EUR 35,000,000、Borssele 5 では EUR 2,000,000) が求められる⁸²。また、運転開始が期限よりも遅れる場合、毎月罰則金 (Borssele 3&4 では EUR 3,500,000、Borssele 5 では EUR 200,000) が課される⁸³。

【補助金なし】

補助金なしの入札では、履行契約や銀行保証は求められないが、許認可に応じた開発を促すため、政府は不履行のペナルティを課することができる。もし不履行が生じた場合、国が受けた損失に応じた金額が課される⁸⁴。

⁸⁰ Offshore Wind Energy Act, Section 14

⁸¹ Netherlands Enterprise Agency (2019). “Development Framework Offshore Wind Energy” in *Hollandse Kust (noord) Wind Farm Zone: Appendix A Applicable Law Part of Project and Site Description*. p.94. (https://offshorewind.rvo.nl/file/download/8001e2c5-e44c-45ad-bec5-3613b20413dd/1582539398hkn_20200224_project%20and%20site%20description_appendix%20a%20version%20fb%202020-f.pdf)

⁸² Borssele 3&4: Netherlands Enterprise Agency (2016). op.cit. “Ministerial Order for Offshore Wind Energy 2016” Article 2 of Appendix to Article 9.

Borssele 5: Netherlands Enterprise Agency (2017). “Ministerial Order for Innovative Offshore Wind Energy” in *Appendices Borssele Wind Farm Zone Wind Farm Site V: Appendix A: Applicable Law Part of Project and Site Description*. Article 2 of Appendix to Article 10. (<https://offshorewind.rvo.nl/file/download/a31255f7-da29-4a5b-8f66-be5353b4f1e0/1510754283appendix%20a%20bwsfs%20v%20.pdf>)

⁸³ Borssele 3&4: Netherlands Enterprise Agency (2016). Ibid. Article 4 of Appendix to Article 9.

Borssele 5: Netherlands Enterprise Agency (2017). Ibid. Article 4 of Appendix to Article 10.

⁸⁴ Netherlands Enterprise Agency (2021). op.cit. p.19

【共通】

「ウインドファーム区域決定 (Wind Firm Site Decision)」(Regulation 7) において、許認可を得た開発事業者は、1MW 当たり EUR 120,000 の銀行保証によって、洋上風力の廃棄を保証しなければならないことが定められている。

(9) 実際の運用状況

オランダではロードマップに沿ってこれまで 6 回の入札が行われた (表 1-16)。最初の 2016 年 Borssele 1&2 プロジェクトでは応札数は 38 と競争性の高い入札となり、Dong Energy (現 Ørsted) が上限 EUR 0.124/kWh を大きく下回る EUR 0.0727/kWh (当時世界最安) で落札した⁸⁵。次の Borssele 3&4 プロジェクトの落札価格は EUR 0.0545/kWh とさらに低下した。2020 年の目標価格 EUR 0.10/kWh を前倒して達成している。なお、洋上風力の発電コストは、2024 年 EUR 0.05/kWh、2030 年 EUR 0.03~0.04/kWh まで下がると見られ、政府は、2025 年以降の補助金あり入札の廃止を考えている⁸⁶。

2017 年の Hollandse Kust (zuid) 1&2 プロジェクトは初めて補助金なしの入札となり、Vattenfall 子会社 Chinook CV が落札し、続く 2019 年 Hollandse Kust (zuid) 3&4 プロジェクトも Vattenfall が落札した。開発を効率的に行うためにこれらのプロジェクトは統合され、2021 年 7 月、建設が開始されている⁸⁷。

表 1-16 洋上風力入札結果

洋上風力サイト	入札年	設備容量	落札企業	落札価格
Borssele 1&2	2016	752MW	Dong Energy (現 Ørsted)	EUR 0.0727/kWh
Borssele 3&4	2016	731.5MW	Blauwwind (Partners Group、Shell、三菱商事子会社 Diamond Generation Europe、Eneco Group、Van Oord)	EUR 0.0545/kWh
Borssele 5 (Innovation site)	2018	19MW	Two Towers (Van Oord、Investri Offshore、Green Giraffe)	—
Hollandse Kust (zuid) 1&2	2017	760MW	Chinook CV (Vattenfall 子会社)	(補助金なし)
Hollandse Kust (zuid) 3&4	2019	760MW	Vattenfall	(補助金なし)
Hollandse Kust (noord) 5	2020	759MW	CrossWind (Shell、Eneco)	(補助金なし)

(出所) Netherlands Enterprise Agency (2021) p. 10 より日本エネルギー経済研究所作成

⁸⁵ Ibid. p.10

⁸⁶ Ibid. p.18

⁸⁷ Vattenfall (July 5, 2021). “Vattenfall starts construction of offshore wind farm Hollandse Kust Zuid” (<https://group.vattenfall.com/press-and-media/newsroom/2021/vattenfall-starts-construction-of-offshore-wind-farm-hollandse-kust-zuid>)

(10) 電力規制の枠組み、関連するエネルギー政策、電力市場、系統接続の状況

オランダではセントラル方式が取られており、国（中央政府）が洋上風力の開発を主導して計画的に進めている。「国家水計画（National Water Plan）」で洋上風力の開発に適した海域が指定され、その中で開発する区域が決定される。そして、洋上風力開発のロードマップにおいて各区域の入札計画や稼働開始の予定を明示して、投資の見通しを容易にした。また、政府は開発に必要な環境影響評価、地質や海象の調査を行い、その調査結果およびデータを公表している。費用や時間を要する系統接続についても TenneT が管轄している。このような入札前に必要なプロセスを政府が引き受けることで、事業者の投資や開発に係るリスクが軽減され、入札の活性化を促し、事業の実現性の向上につながると考えられる。透明性を持った実行性の高い洋上風力開発計画によって、オランダの洋上風力発電設備容量は着実に増加しており、今後もロードマップに基づいた開発が進む見通しとなっている。

1-1-4 英国

英国は、風況が良く、遠浅の海域に恵まれ、2000年に実証用の洋上風力（Blyth Offshore Wind Farm、2MW×2）が稼働してから、その開発は堅調に進んでいる。洋上風力発電の設備容量は世界最大で、2020年末時点で10.4GWに達しており、7.2GWのプロジェクトが建設中である⁸⁸。2020年10月、英国政府は、2050年排出量ネットゼロ目標に向けて、2030年までに洋上風力設備容量目標を30GWから40GWに引き上げ、浮体式洋上風力1GWの導入目標を発表した⁸⁹。さらに2021年10月、政府は、2035年までに電力システムを脱炭素化する目標を発表した⁹⁰。2050年より15年前倒しされた野心的な目標に向けて、政府は洋上風力を含む新世代の国産技術の導入に尽力するとしている。

英国の洋上風力は、政策的な支援を受けて開発が進められてきた。2002~2017年、電力小売事業者に一定割合の再エネ電力を義務付ける再エネ購入義務制度（Renewable Obligation、RO）、そしてROに代わる政策として2014年に導入された差額決済契約型（Contract for Difference、CfD）制度が中心となっている⁹¹。また、2010年には洋上風力の技術開発を支援する助成金（英ポンド（GBP）1,000万（約EUR 1,200万））⁹²や、ROからCfDへの移行期間にも再エネ支援策として2014年、Final Investment Decision（FID）Enabling for Renewables制度によって5件の洋上風力（3,184MW）が支援された⁹³。

CfDは、入札によって落札されたストライク・プライス（行使価格）が参照価格（卸市場価格）を下回る場合、その差額を15年間支援する制度である。ただし、ストライク・プライスが上限となり、参照価格がストライク・プライスを上回る場合には、発電事業者が差額を払い戻す。入札が行われるアロケーション・ラウンド（Allocation Round、AR）では、技術別にポット（Pot）1（確立された技術）、ポット2（未確立の技術）と分類される。現在行われているAR4では、ポット1には、陸上風力（>5MW）、太陽光（>5MW）、CHP（廃棄物エネルギー）、水力（>5MW、<50MW）、埋立ガス、下水ガスが含まれ、ポット2には、先進転換技術、嫌気性発酵バイオガス（>5MW）、バイオマス専焼CHP、浮体式洋上風力、地熱、離島陸上風力（>5MW）、潮流、波力が含まれている。AR3まで洋上風力はポット2に分類されていたが、AR4では浮体式洋上風力がポット2となり、洋上風力はポット3として個

⁸⁸ The Crown Estate (2021). “Offshore wind operational report 2020” p.7.

(<https://www.thecrownestate.co.uk/media/3792/offshore-wind-operational-report-1.pdf>)

⁸⁹ Prime Minister’s Office (October 6, 2020). “New plans to make UK world leader in green energy”

(<https://www.gov.uk/government/news/new-plans-to-make-uk-world-leader-in-green-energy>)

⁹⁰ Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS) (October 7, 2021). “Plans unveiled to decarbonise UK power system by 2035” (https://www.gov.uk/government/news/plans-unveiled-to-decarbonise-uk-power-system-by-2035?utm_medium=email&utm_campaign=govuk-notifications&utm_source=5d0fe388-531f-4b67-a99e-0bbddc72c3b7&utm_content=immediately)

⁹¹ 2014~2016年は移行期間として電力事業者はROもしくはCfDを選択できた。

⁹² Department of Energy & Climate Change (DECC) (July 5, 2010). “£10 million grants for UK offshore wind technology” (<https://www.gov.uk/government/news/10-million-grants-for-uk-offshore-wind-technology>)

2021年為替レート（年間平均）：EUR1 = GBP 0.85960 (European Central Bank)

⁹³ DECC (April 24, 2014). “Government unveils eight major new renewables projects, supporting 8,500 green jobs” (<https://www.gov.uk/government/news/government-unveils-eight-major-new-renewables-projects-supporting-8500-green-jobs>)

別に分類されている。

これまで、3回のAR（第1回（2015年）：2015~20年度に運転開始する設備を対象、第2回（2017年）：2021~2022年度の運転開始設備を対象、第3回（2019年）：2023~2024年度の運転開始設備を対象）が行われた。現在は2025~2029年度の運転開始設備を対象とする第4回（AR4）が進行中である⁹⁴。

CfDでは、ビジネス・エネルギー・産業戦略省（Department for Business, Energy & Industry Strategy, BEIS）がアロケーション・ラウンドでの予算や管理ストライク・プライス（administrative strike price）を予算公告（Budget Notice）で公表する。そして、EMR Delivery Body（電力市場改革実施機関）であるNational GridがCfD入札を管理し、Low Carbon Contracts Company（LCCC）が落札事業者との間でCfD契約を締結する。

英国の洋上風力開発では、CfDの入札に至る前に、開発事業者は、洋上風力を開発する区域（サイト）のリース権、建設許可、洋上送電事業に関する許認可を取得しなければならない。英国王室の資産管理会社クラウン・エステート（The Crown Estate）が開発可能海域を特定し、開発区域リース権の入札を行っている。

（1）参加要件

CfDに参加するために以下の要件が必要となる⁹⁵。

- ・ 系統運用者との系統接続契約
- ・ 計画の許認可
- ・ プロジェクトが300MW以上の場合、ビジネス・エネルギー・産業戦略（BEIS）大臣の承認を得たサプライチェーン計画（Supply Chain Plan）
- ・ 技術の適用性
- ・ 目標運転開始日
- ・ 参加企業情報
- ・ 他の再エネ支援策の補助対象外であること

上記に加えて、洋上風力の場合は、クラウン・エステートのリース合意（Agreement for Lease）、および、計画される設備容量も求められる。

CfDの参加に必要な建設の許認可に関して、100MW以上の洋上風力プロジェクトは国家重要インフラプロジェクト（Nationally Significant Infrastructure Project, NSIP）として、BEIS大臣の開発同意（Development Consent Order）が必要となる。2008年「計画法（Planning Act）」の下、計画審査庁（Planning Inspectorate, PINS）が100MW以上の洋上風力開発に必要な建

⁹⁴ AR4の参加申請が2021年12月~2022年1月に行われた。結果は2022年春夏に発表される。

BEIS (December 13, 2021). “Biggest ever renewable energy support scheme opens” (<https://www.gov.uk/government/news/biggest-ever-renewable-energy-support-scheme-opens>)

⁹⁵ Low Carbon Contracts Company (2019). “Contracts for Difference – Generator Guide” pp.12-13.

(<https://www.lowcarboncontracts.uk/sites/default/files/publications/Contracts%20for%20Difference%20-%20Generator%20Guide%20Feb%202019.pdf>)

AURES II (2019). “Auctions for the support of renewable energy in the UK.” p.17 (http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2019/10/AURES_II_UK_case_study.pdf)

設許可を一貫した審査を担っている⁹⁶。PINS が審査を行い、許認可について判断を行うが、大臣が最終決定を行う。また、1~100MW の洋上風力プロジェクトについては、1989 年「電力法 (Electricity Act)」第 36 条において、海洋管理機構 (Marine Management Organization, MMO) が計画の承認手続きを行う。

(2) 入札評価方式

CfD は封印入札 (sealed bid) で行われ、設備容量 (MW)、目標運転開始期間 (Target Commissioning Window) の初日、目標運転開始日、ストライク・プライス (GBP/MWh) の提示が求められる⁹⁷。

CfD ではフレキシブルビッド (flexible bid) が認められている。異なる入札価格、設備容量 (最初の入札容量以下)、運転開始予定日 (最初の入札運転開始日以降) を組み合わせることで、応札事業者は予算内で実行可能なプロジェクトを提示して落札する機会を得られる。

(3) 選定基準

【開発区域入札における選定基準】

クラウン・エステートによる開発区域の事業者を選定するプロセスでは 5 つの段階があり、最終のリース合意 (Agreement for Lease) に至るまでの各段階で審査を受け、要件を満たした事業者が次の段階に進むことができる (図 1-2)。以下に現在行われているリース権に関する第 4 ラウンドでのプロセスを整理する⁹⁸。

図 1-2 開発区域リース権入札プロセス



(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

(i) Pre-Qualification Questionnaire (PQQ)

PQQ では、財務能力、技術的な経験、法の遵守に関する基準を満たすことが求められる⁹⁹。各項目は可・不可 (pass or fail) で判断される。財務能力では、応札者が財務的に信頼できるかを確認するため、応札者が、純資産 GBP 7,000 万 (約 EUR 8,000 万)、過去 3 年間の

⁹⁶ BEIS (2021). “UK Offshore Energy Strategic Environmental Assessment” pp.21-22. (https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/974180/OESEA4_Scoping_Document.pdf)

⁹⁷ Low Carbon Contracts Company (2019). op.cit. p.14.

⁹⁸ The Crown Estate (2019). “Information Memorandum Introducing Offshore Wind Leasing Round 4” (<https://www.thecrownestate.co.uk/media/3321/tce-r4-information-memorandum.pdf>)

⁹⁹ Ibid. p.23.

平均年間売上 GBP6 億（約 EUR 7 億）、キャッシュ GBP4,500 万（約 EUR 5,200 万）もしくは同等の利用可能な信用枠を有しているか評価される（コンソーシアムの場合は所有分に応じた割合で基準を満たす必要がある）。

技術的な基準では、応札者が英国で洋上風力を開発する技術力や経験を有しているか、以下の基準で評価される。

- ・ プロジェクト管理：GBP2,500 万（約 EUR 3,000 万）以上の商業プロジェクトで、開発もしくは建設段階での経験を有しているか。
- ・ 衛生・安全・環境（Health, Safety and Environment, HSE）方針：プロジェクトに適用される承認された最新の HSE 方針を有しているか。
- ・ 衛生・安全規制措置（コンソーシアム全参加企業）：過去 3 年で規制執行措置が取られた場合の詳細を報告し、再発防止措置を講じているか。
- ・ 系統接続：2009 年以降、50MW 以上の系統接続に関する契約を締結したか。
- ・ 同意：同意書提出時点で 2009 年以降に承認された主要なインフラプロジェクトの管理を行っていたか。
- ・ 環境影響評価の管理：2009 年以降、50MW 以上の風力プロジェクトや洋上インフラ・掘削プロジェクトにおいて環境影響評価プロセス全体を管理し、環境報告書を提出したか。

(ii) Invitation to Tender (ITT) Stage 1

ITT Stage 1 では、PQQ を通過した応札者が提案するプロジェクトに関する財務および技術的な内容について、PQQ と同様に可・不可で評価される。

柔軟性を高めるために、応札者は、特定された開発海域において 5 区域まで提案できる¹⁰⁰。このうち 1 件を主要プロジェクト (Primary Project)、他の 4 件を代替プロジェクト (Variant Project：設備容量および区域は主要プロジェクトと同等もしくはそれ以下) とし、各代替プロジェクト区域は主要プロジェクト区域と最低 50%以上重なっていないなければならない。主要プロジェクトと代替プロジェクトを合わせた区域は、集合入札エリア (Aggregated Bid Area) と称される。全プロジェクトが表 1-17 の基準を満たすことが求められる。

表 1-17 ITT Stage 1 でのプロジェクトの要求項目

設備容量	<ul style="list-style-type: none"> ・ 最大プロジェクト規模 1.5GW ・ Dogger Bank 海域では 600MW 以上、その他の海域では 400MW 以上
密集度	3MW/km ²
プロジェクトの境界 (boundary)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 全プロジェクトが 1 つの特定開発海域内に位置する ・ 周囲の長さとの面積の平方根の割合が最大で 5:1 ・ 制限区域を除く ・ 既存の洋上ウインドファームから 7.5km 以上離れる

(出所) The Crown Estate (2019) p. 25 より日本エネルギー経済研究所作成

¹⁰⁰ Ibid. pp.24-27.

財務面では、提案されているプロジェクトを開発することが可能か確認される。主要プロジェクトおよび代替プロジェクトに関する開発費用計画の提出、プロジェクト開発の最初3年間に必要なキャッシュを有する財務能力を示す証明の提出、および、開発費用の連続18カ月間をカバーする資金源の証明の提出が求められる。

技術については以下の基準で評価される。

- ・ 開発区域のコンプライアンス：主要および代替の全プロジェクトが、位置、設備容量、密集度、形 (shape) に関する空間コンプライアンス基準を遵守しているか。もし主要プロジェクトが適していないとされれば、他の全ての代替プロジェクトも自動的に不可とされる。
- ・ 制約の特定：集合入札エリアの開発上の制約を特定し、制約がある場合の緩和策を有しているか。
- ・ スケジュール：クラウン・エステートとのリース合意 (Agreement for Lease) までの主要プロジェクトのスケジュールが提示されているか。
- ・ HSE 管理：適切な HSE 管理システムがプロジェクトに適用されるか。

(iii) Invitation to Tender (ITT) Stage 2

ITT Stage 2 では、開発する海域の占用料となるオプション・フィー (option fee) (GBP/MW/年) の入札が行われ、最も高い価格を付けたプロジェクトが選ばれる¹⁰¹。1 回の入札で1プロジェクトが選定される。入札は、第4ラウンドで目指さず 7GW (8.5GW 未満) に達し、特定開発海域の3海域以上でプロジェクトが特定されるまで、繰り返して行われる (multi-cycle bidding process)。また、各事業者が落札できる設備容量は 3GW の上限 (Corporate Group Capacity Limit) が設けられている。

2021年2月、第4ラウンド ITT Stage 2 の結果、6プロジェクト (7,980MW) の落札が発表された (表 1-18)¹⁰²。6プロジェクトのオプション・フィー・ディポジット (オプション・フィー×設備容量) は GBP 8 億 7,898 万 (約 EUR 10 億) となった。

¹⁰¹ Ibid. pp.28-29.

¹⁰² The Crown Estate. (February 8, 2021). "Offshore Wind Leasing Round 4 signals major vote of confidence in the UK's green economy" (<https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/media-and-insights/news/2021-offshore-wind-leasing-round-4-signals-major-vote-of-confidence-in-the-uk-s-green-economy/>)

表 1-18 開発区域リース権入札第 4 ラウンド入札結果

落札企業	入札海域	設備容量 (MW)	オプション・ フィー・ディ ポジット (GBP)
RWE Renewables	Bidding Area 1 (Dogger Bank)	1,500	114,304,500
RWE Renewables		1,500	133,350,000
Green Investment Group - Total	Bidding Area 2 (Southern North Sea region, the eastern parts of the Wash and the East Anglia region)	1,500	124,573,500
Consortium of EnBW and BP	Bidding Area 4 (North Wales region, the Irish Sea region, and the northern part of the Anglesey region)	1,500	231,000,000
Offshore Wind Limited*		480	44,751,840
Consortium of EnBW and BP		1,500	231,000,000

(注) Offshore Wind Limitedは Cobra Instalaciones y Servicios, S.A.と Flotation Energy plcのJV (出所) The Crown Estate (February 8, 2021)より日本エネルギー経済研究所作成

(iv) Plan-Level Habitats Regulations Assessment (HRA)¹⁰³

生物多様性保全のために、クラウン・エステートが入札で提案されたプロジェクトによる保護区域への影響を審査する。「生息地規制 (Habitats Regulations)」¹⁰⁴の下、EUの「生息地指令 (Habitats Directive)」での特別保全地域 (Special Areas of Conservation, SAC)、および、EUの「野鳥指令 (Birds Directive)」での特別保護地域 (Special Protection Areas, SPA)を対象として、自然保護区のネットワーク (UK National Site Network)を形成し、法的な保護が定められている。

HRAでは、まず、開発プロジェクトが、このネットワークに対して重大な影響を及ぼす可能性 (likely significant effects)があるかスクリーニングが行われる。重大な影響を及ぼす可能性がないと判断された場合、次に、詳細な技術審査となる適切性評価 (Appropriate Assessment)に進む。区域の保全に対する悪影響 (adverse effect on site integrity)が排除されているか、環境への影響を回避・軽減する緩和策が取られているかが審査される。悪影響が排除されていると判断された場合、クラウン・エステートから海底の権利 (seabed rights)が10年間付与される (Agreement for Lease)。その後、落札事業者は、プロジェクトに関してさらに詳細な環境影響評価を行う。

【CfDにおける選定基準】

アロケーション・ラウンドの予算公告で、年度別、ポット (Pot) 別に予算の上限が設定され、予算内で収まるよう落札事業者が決められる。予算は比較できるように2012年価格

¹⁰³ The Crown Estate. “Round 4 plan-level Habitats Regulations Assessment” (<https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/what-we-do/on-the-seabed/offshore-wind-leasing-round-4/round-4-plan-level-habitats-regulations-assessment/>)

¹⁰⁴ The Crown Estate (2019). op.cit. p.33. 「生息地規制」には The Conservation of Habitats and Species Regulations 2017、The Conservation of Offshore Marine Habitats and Species Regulations 2017、The Conservation (Natural Habitats, etc.) Regulations (Northern Ireland) 1995 (as amended)が含まれる。

で提示され、実際の予算は消費者物価指数（CPI）を用いて名目値に換算される。

また、特定の技術に対して上限（maxima）と下限（minima）が決められるケースもある。AR1 では波力・潮流に対して下限 10MW、AR2 ではバイオマス専焼 CHP、先進転換技術、嫌気性発酵バイオガスに対して上限 150MW、AR4 では陸上風力および太陽光に対して上限各 3,500MW、予算額で浮体式洋上風力に対して下限 GBP 2,400 万（約 EUR 2,800 万）、波力・潮流に対して下限 GBP 2,000 万（約 EUR 2,300 万）が設定された。このように下限が定められた技術の入札では、低いストライク・プライスから下限枠に至るまで優先される。選定は以下の順に進められる。

- ① EMR Delivery Body である National Grid が、ポット別に適格入札者の入札額を集計し、各年度の予算の上限を超えているか確認する。
- ② 集計された入札額が各ポットの予算の上限を超えない場合は、全ての適格入札者は管理ストライク・プライス（administrative strike price）で落札したことになる（unconstrained allocation）。
- ③ 集計された入札額が各ポットの予算の上限を超えた場合、もしくは、上限が設定される技術の設備容量が上限を超えた場合に、封印入札が実施される（constrained allocation）。National Grid は入札公告を出し、入札への応札期間は 5 営業日となる。
- ④ 入札で提示されたストライク・プライスでの競争となる。まず下限（minima）設定のある技術が下限枠まで選定される。そして、各ポットで残りのプロジェクトをストライク・プライスの低いものから高いもので順位付けし、最も低価格の入札について評価式を用いて各年度の予算内に収まるか検討する¹⁰⁵。
- ⑤ 予算内であれば、導入年度の清算価格（clearing price）をそのプロジェクトのストライク・プライスとし、次に低い価格の入札の検討に移る。
- ⑥ 予算を超える場合はフレキシブルビッドを検討し、フレキシブルビッドが予算や設備容量の上限を上回る場合、そのプロジェクトは却下される。
- ⑦ 全ての導入年度が締められる（予算上限に達する）か、入札事業がなくなるまで、このプロセスが繰り返される。

¹⁰⁵ 評価式は下記資料を参照。

BEIS (November, 2021). “Contracts for Difference Scheme for renewable electricity generation Allocation Round 4: Allocation Framework, 2021” pp.53-56.
(https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1035899/cfd-allocation-round-4-allocation-framework.pdf)

表 1-19 AR1 から AR3 までの予算上限（単位：GBP 100 万）

年度	AR1						AR2		AR3	
	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21	21/22	22/23	23/24	24/25
ポット 1	50	65	65	65	65	65	0	0	0	0
ポット 2	-	155	260	260	260	260	290	290	65	65
合計	50	220	325	325	325	325	290	290	65	65

（出所）DECC および BEIS 発表資料¹⁰⁶より日本エネルギー経済研究所作成

表 1-20 AR4 の予算上限（単位：GBP 100 万）

年度	AR4					
	23/24	24/25	25/26	26/27	27/28	28/29
ポット 1	10	10	10	10	-	-
ポット 2	-	-	75	75	75	75
浮体式洋上風力下限			24	24	24	24
潮流下限			20	20	20	20
ポット 3（洋上風力）	-	-	200	200	200	200
合計	10	10	285	285	275	275

（出所）BEIS (November 25, 2021)¹⁰⁷より日本エネルギー経済研究所作成

（４）入札対象範囲の設定（規模要件等）

英国では、クラウン・エステートが、領海（12 海里）の海底を含む王室資産の管理を担っている¹⁰⁸。また、領海を超える排他的経済水域（Exclusive Economic Zone, EEZ）においても、2004 年「エネルギー法（Energy Act）」の下、再生可能エネルギー海域（Renewable Energy Zone, REZ）として指定された海域に関する権利もクラウン・エステートに付与されている。そのため、洋上での設備設置やケーブルの敷設には、クラウン・エステートからのリース合意（Agreement for Lease or Option Agreement）が求められる。

クラウン・エステートが開発海域を特定し、海域のリース権に関する入札（Leasing Round）を行っている。これまで 3 回行われ、現在、第 4 回が進行中である。第 1 回（2001 年）では 30 基までの小規模プロジェクトを対象とし 1GW を超える 18 区域が提供され、第 2 回

¹⁰⁶ DECC (January 27, 2015). “Budget Revision Notice for CFD Allocation Round 1” (https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/398665/150127_Budget_Revision_Notice_for_CfD_Round_One.pdf)

BEIS (March 13, 2017). “Budget Notice for the Second CFD Allocation Round” (https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/598824/Budget_Notice.pdf)

BEIS (May 1, 2019). “Contracts for Difference (CfD): Budget Notice for the third Allocation Round” (https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/798885/Final_Budget_Notice_AR3.pdf)

¹⁰⁷ BEIS (November 25, 2021). “Contracts for Difference (CfD): Budget Notice for the fourth Allocation Round, 2021”

(https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1036438/cfd4-allocation-budget-notice.pdf)

¹⁰⁸ BEIS (2021). op.cit. pp.21-22.

(2003年)は15区域(7GW)が提供された¹⁰⁹。第3回(2008年)は9区域(32GW)が提供され、その多くが運転や建設に至っている。第1・2回では入札によって開発区域を直接決める仕組みであったが、第3回では落札後に開発事業者がクラウン・エステートとリース合意の前に「ゾーン開発契約(Zone Development Agreement)」を締結し、事業者はそのゾーン内で詳細な調査を実施して立地を特定する排他的な権利が与えられる仕組みとなった¹¹⁰。

最新の第4回では、コスト低減および着床式に適した海域として4海域(Dogger Bank, Eastern Regions, South East, Northern Wales & Irish Sea)が特定され、7~8.5GWの開発に向けた入札が行われている。落札事業者はこれらの海域の中でプロジェクトのサイトを特定し、洋上風力開発プロジェクトを提案する。6件のプロジェクト(7,980MW)が選ばれており、現在はPlan-Level Habitats Regulations Assessment(HRA)の審査中である¹¹¹。クラウン・エステートとのリース合意は2022年春に予定されている。

(5) 価格決定方式とオフテイクの扱い

CfDではpay-as-clear方式が取られており、同じ年度であれば同じ清算価格(clearing price)で支援される¹¹²。各年度で落札された最も高いストライク・プライスが、その年度の全プロジェクトの清算価格となる。ただし、技術別に管理ストライク・プライスが上限として設定されており、洋上風力については表1-21のようになっている。

表 1-21 洋上風力の管理ストライク・プライス (GBP/kWh、2012年価格)

年度	AR1					AR2		AR3		AR4
	2014/15	15/16	16/17	17/18	18/19	21/22	22/23	23/24	24/25	25-29
洋上風力	0.155	0.155	0.150	0.140	0.140	0.105	0.100	0.056	0.053	0.046
浮体式洋上風力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.122

(出所) DECC および BEIS 発表資料¹¹³より日本エネルギー経済研究所作成

(6) 系統接続の原則及び入札要件

洋上風力開発事業者が、洋上風力発電設備から陸上の電力系統へ接続する送電線の計画・建設費用を負担する¹¹⁴。第3次EU電力指令(2009年)によって送電部門のアンバンドリングが義務付けられたため、ガス・電力の規制機関であるOfgem(Office of Gas and Electricity

¹⁰⁹ The Crown Estate (2019). *op.cit.* p.9.

¹¹⁰ 伊藤(2013)「洋上風力発電の促進に向けた政策基盤整備：英国の取組と今後の課題」日本エネルギー経済研究所HP、p.29. (<https://eneken.ieej.or.jp/data/4885.pdf>)

¹¹¹ The Crown Estate. “Offshore Wind Leasing Round 4” (<https://www.thecrownestate.co.uk/round-4/>)

¹¹² Low Carbon Contracts Company (2019). *op.cit.* p.15.

¹¹³ DECC (October 2, 2014). “Budget Notice for CFD Allocation Round 1”

(https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/360129/CFD_Budget_Notice.pdf)

BEIS (March 13, 2017). *op.cit.*

BEIS (May 1, 2019). *op.cit.*

BEIS (November 25, 2021). *op.cit.*

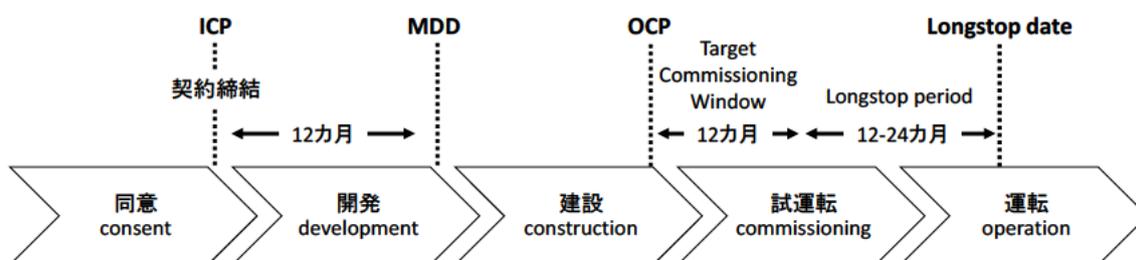
¹¹⁴ Hogan Lovells (2021). *op.cit.* p.201

Market) が洋上送電事業者 (Offshore Transmission Owner, OFTO) を競争入札によって選定する。これまで、洋上風力開発事業者が海底送電線を建設し、OFTO に引き渡す「Generator build model」が取られてきているが、OFTO が海底送電線の建設、運転・保守事業を一貫して行う「OFTO build model」も認められている。OFTO の収入は、洋上風力発電の稼働には関係なく、20 年間に亘り系統運用事業者 National Grid からの支払いが確保される。

(7) 事業開始期限

CfD では開発から運転に至るまでプロジェクトの実施段階で達成すべきマイルストーンがある¹¹⁵ (図 1-3)。まず、CfD の応札締め切り 20 営業日前までに、開発事業者は Low Carbon Contracts Company (LCCC) に対して、CfD 契約において些細で必要な修正 (Minor and Necessary Modifications) がある場合、適切と認められれば修正を行うことができる。

図 1-3 プロジェクト実施におけるマイルストーン



(注) ICP: Initial Conditions Precedent, MDD: Milestone Delivery Date, OCP: Operational Conditions Precedent

(出所) Low Carbon Contracts Company (2019) p. 26 より日本エネルギー経済研究所作成

落札事業者と LCCC の間で CfD 契約が締結される。落札事業者は、契約締結後 10 営業日以内に、プロジェクトの法的所有者やプロジェクト概要に関する文書である Initial Conditions Precedent (ICP) を LCCC に提出しなければならない。

そして、契約から 12 カ月後の Milestone Delivery Date (MDD) までに、プロジェクトを実施する証明 (例えば、試運転前費用の 10%以上の投資や取締役会の決議等) を示す必要がある。また、設備容量の変更 (縮小のみ最大 25%減まで) がある場合は、MDD までに修正しなければならない。

Operational Conditions Precedent (OCP) では、正確な 30 分値データが記録されるメーター (metering) の設置、系統接続、稼働する設備容量、清算方法について要件を満たすことが、発電事業者が LCCC に運転開始日を報告する前に求められる。OCP は Longstop Date (運転開始期限最終日) の前にクリアしなければならない。

目標運転開始期間 (Target Commissioning Window, TCW) は、アロケーション・ラウンドの文書 (Standard Terms Notice) で技術別に定められており、洋上風力は 1 年となっている

¹¹⁵ Low Carbon Contracts Company (2019). op.cit. pp.26-31

¹¹⁶。TCW はフォース・マジュールや系統接続の遅延といった理由がなければ、入札後は変更できない。CfD で定められた差額契約を 15 年間受けるためには、この TCW 内に、LCCC に運転開始日を報告しなければならない。TCW 終了時点で CfD は有効となるため、TCW 後に LCCC に運転開始日を報告するケースでは、支援を受ける期間が短縮されることになる。

そして、TCW 後に Longstop Date までの期間（Longstop Period）が洋上風力の場合は 2 年設けられている。CfD の支援を受けるためには Longstop Date までに運転を開始しなければならない。

もし、これら上記のマイルストーンが遵守されない場合は、LCCC は CfD 契約を解除することができる。

（8）担保金・保証金・ペナルティの扱い

前述のように、プロジェクトの実現性を高めるためにマイルストーンが定められており、もし、十分な進捗が確認されなければ、LCCC は CfD 契約を解除する権利を有している。また、Non-Delivery Disincentive Policy の下、CfD を落札した事業者が契約を締結できない場合、最長 24 カ月間、次のアロケーション・ラウンドから除外される。

（9）実際の運用状況

CfD 制度の下で行われた入札において、洋上風力について落札されたプロジェクトの設備容量は、AR1 で 1,162MW、AR2 で 3,196MW、AR3 で 5,466MW と徐々に拡大している（表 1-22）。全体でも洋上風力が占める割合は大きく、3 回の入札で落札された設備容量のうち 87%を占める。また、AR3 のストライク・プライスが AR1 に比べると約 3 分の 1 となる GBP 0.040/kWh（EUR 0.047kWh）前後となり、洋上風力のコストは著しく低下している。

¹¹⁶ BEIS (November 25, 2021). “The Contracts for Difference (Standard Terms) Regulations 2014 CFD Standard Terms Notice for the Fourth Allocation Round” (https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1035892/cfd-allocation-round-4-standard-terms-notice.pdf)

表 1-22 入札結果（洋上風力）

	プロジェクト	開発事業者	設備容量 (MW)	ストライク・ プライス	運開 期限
AR1	EA 1	Scottishpower Renewables (UK) Limited	714	GBP0.11989/kWh (EUR0.139/kWh)	2017
	Neart na Gaoithe	Neart na Gaoithe Offshore Wind Limited	448	GBP0.11439/kWh (EUR0.133/kWh)	2018
AR2	Triton Knoll Offshore Wind Farm	Triton Knoll Offshore Wind Farm Limited	860	GBP0.07475/kWh (EUR0.087/kWh)	2021
	Hornsea Project 2	Breesea Limited	1386	GBP 0.0575/kWh (EUR0.067/kWh)	2022
	Moray Offshore Windfarm (East)	Moray Offshore Windfarm (East) Limited	950	GBP 0.0575/kWh	2022
AR3	Doggerbank Creyke Beck A P1	Doggerbank Offshore Wind Farm Project1 Projco Limited	1200	GBP0.03965/kWh (EUR0.046/kWh)	2023
	Doggerbank Creyke Beck B P1	Doggerbank Offshore Wind Farm Project2 Projco Limited	1200	GBP0.041611/kWh (EUR0.048/kWh)	2024
	Doggerbank Teeside A P1	Doggerbank Offshore Wind Farm Project3 Projco Limited	1200	GBP0.041611/kWh	2024
	Forthwind	Forthwind Limited	12	GBP 0.03965/kWh	2023
	Seagreen Phase 1	Seagreen Wind Energy Limited	454	GBP0.041611/kWh	2024
	Sofia Offshore Wind Farm Phase 1	Sofia Offshore Wind Farm Limited	1400	GBP 0.03965/kWh	2023

(出所) Low Carbon Contracts Company データ¹¹⁷より日本エネルギー経済研究所作成

(10) 電力規制の枠組み、関連するエネルギー政策、電力市場、系統接続の状況

英国政府は洋上風力を重要な産業の一つとして位置づけており、2019年3月、洋上風力における英国の世界的リーダーシップを基礎とし、世界のクリーン成長への転換から英国産業の強みを最大化するために、洋上風力発電産業政策として「セクター・ディール (Offshore Wind Sector Deal)」が策定された¹¹⁸。以下の内容が政府と産業界で合意された。

- ①最大 GBP 5 億 5,700 万 (約 EUR 6 億 5,000 万) を投じる CfD アロケーション・ラウンドの予見性を提供する。2019年5月およびその約2年後に計画される。
- ②2030年までに国内部品調達率を60%に引き上げる。
- ③2030年までに洋上風力発電の労働者に女性が占める割合を3分の1以上に引き上げる。
- ④2030年までに輸出額を5倍 (GBP 26 億 (約 EUR 30 億)) に拡大する。
- ⑤より強い英国サプライチェーンの構築に向けて最大 GBP 2 億 5,000 万 (約 EUR 2 億 9,000 万) を投資し、生産性を支え、競争力を高めるために、洋上風力発電成長パートナーシップ (Offshore Wind Growth Partnership, OWGP) を設立する。

¹¹⁷ Low Carbon Contracts Company. “Auction Outcomes.” (<https://www.lowcarboncontracts.uk/data-portal/dataset/auction-outcomes>)

¹¹⁸ HM Government (2019). “Industrial Strategy Offshore Wind Sector Deal” (https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/790950/BEIS_Offshore_Wind_Single_Pages_web_optimised.pdf)

なお、このセクター・ディール策定段階では、2030年までの洋上風力発電設備の導入目標は30GWであったが、2020年10月に40GWに引き上げられている。

政府による洋上風力産業の支援は強化されている。2021年10月に発表された秋季予算案（Autumn Budget and Spending Review 2021）では洋上風力産業へのGBP 3億8,000万（約EUR 4億4,000万）の投資が含まれた¹¹⁹。また、2022年1月には政府と産業界は協力して浮体式洋上風力プロジェクト向けにGBP 6,100万（約EUR 7,100万）の助成金を発表している

¹²⁰。

¹¹⁹ HM Treasury (October 27, 2021). “Budget and Spending Review – October 2021: What you need to know” (<https://www.gov.uk/government/news/budget-and-spending-review-october-2021-what-you-need-to-know>)

¹²⁰ BEIS (January 25, 2022). “£60 million boost for floating offshore wind” (<https://www.gov.uk/government/news/60-million-boost-for-floating-offshore-wind>)

1-1-5 台湾

台湾は、脱炭素化、エネルギー自給率の向上を目指し、再エネを推進している。再エネが発電量に占める割合の目標を2025年までに20%としている。洋上風力については、国内産業の育成・競争力の強化という観点からも積極的に推進している。台湾は、洋上風力導入目標を2019年11月には2025年までに5.5GW、そして2026~2035年10GWと掲げていたが、2021年5月には2026~2035年目標を15GWへと引き上げた。

台湾の洋上風力発電の開発は3段階で進められている。

フェーズ1（2013~2020年）は、実証段階（Demonstration Round）として、2020年までに3件のパイロットプロジェクト開発を目指した¹²¹。そのうちの1つ、フォルモサ（Formosa）Iだけが、2019年12月より商業運転を開始している（フェーズ1：8MW、フェーズ2：120MW）。台湾電力が彰化（Changhua）県沖合で進めている洋上風力発電所フェーズ1（109.2MW）は、漁業への補償問題のため建設が遅れていたが、2021年6月に全21基が完成し、同9月、試験運転が開始された¹²²。同じく彰化県で Fuhai Wind Farm Corp Ltd.が計画しているプロジェクト（120MW）は、環境影響評価段階で一度却下されたが、2019年3月に環境影響評価の承認を得ている¹²³。

フェーズ2（2015~2025年）は、移行段階（Transition Round）と位置付けられ、5.5GWの導入を目指している。2015年7月、經濟部（Ministry of Economic Affairs, MOEA）能源局（Bureau of Energy, BOE）が洋上風力発電のポテンシャルがある36区域を選定した。目標5.5GWのうち、3.5GW分は政府が定めるFIT価格の下、經濟部能源局の審査によって事業者が決められ（第1期）、残り2GWは入札によって決められることとされた（第2期）。さらに、第1期（3.5GW）は完工時期によって分けられ、2020年までのファストトラック（fast track）0.5GWと2021~2025年に完工が期待される3GWに分けられた¹²⁴。

フェーズ3（2026~2035年）の区域開発段階（Zonal Development Round）では、開発事業者が自ら開発区域の調査や選定を行い、適性審査や入札を経て開発を担っていくことが期待されている。フェーズ3の洋上風力導入目標は15GWであり、第1段階（2026~2031年）9GW、第2段階（2032~2035年）6GWと設定されている¹²⁵。第1期はさらに3期（第1期2026~2027年、第2期2028~2029年、第3期2030~2031年）に分かれ、各期3GW（年間1.5GW）が割り当てられている。

¹²¹ Jones Day (2021) “Taiwan Offshore Wind Farm Projects: Updates to Guide Investors and Financiers through the Legal and Regulatory Framework” pp.24-25 (<https://www.jonesday.com/en/insights/2021/08/taiwan-offshore-wind-farm-projects-update>)

¹²² offshoreWind.biz (September 6, 2021). “TPC Changhua Phase 1 Offshore Wind Farm Enters Trial Operation” (<https://www.offshorewind.biz/2021/09/06/tpc-changhua-phase-1-offshore-wind-farm-enters-trial-operation/>)

¹²³ Jones Day (2021). op.cit. pp.17-18, p.25.

¹²⁴ Baker McKenzie (2018年12月3日)「台湾洋上風力発電開発のアップデートと日本の洋上風力発電開発への示唆」pp.5-11. (http://www.bakermckenzie.co.jp/wp/wp-content/uploads/Presentation_181203_Taiwan-Offshore-Wind-Seminar.pdf)

¹²⁵ Ministry of Economic Affairs (MOEA) (October 25, 2021) “MOEA Initiates the Offshore Wind Energy Zonal Development Selection Mechanism” (https://www.moeaboe.gov.tw/ECW/english/news/News.aspx?kind=6&menu_id=958&news_id=22950)

(1) 参加要件

開発事業者は、經濟部能源局から開発予定区域の承認 (Recordation)、および、環境保護署 (Environment Protection Agency, EPA) から環境影響評価の承認を受けることが要件となっている。また、開発事業者は「電気事業法」(電業法)の下、電気事業のライセンス (Electricity License) を保有し、プロジェクト全体の投資額に対する自己資金の割合に関して資本的支出 (CAPEX) の5%以上を保有する電力事業者でなければならない¹²⁶。

フェーズ3では、洋上風力計画区域について経済部の開発計画の承認 (Recordation) を得た後に、入札 (Grid Allocation) に進むというプロセスになる。承認のために、洋上ウインドファームの区域・位置に関する計画やタービンの設計等の必要書類を提出しなければならない。經濟部は関連する官庁を招いて会合を開き、共同で審査を行い、全関連官庁からの同意を受けて Recordation を発行する¹²⁷。また、この承認を受けた開発事業者は、入札段階に進むために、以下の要件を満たす必要がある¹²⁸。

- ・ 仮承認された環境影響評価
- ・ 発電設備容量が系統接続に関する台湾電力の意見書に記載される容量以内
- ・ 建設される区域が他の建設・計画中の洋上風力開発区域と重複せず、1,200m 以上の距離があること
- ・ 発電設備容量は原則的に最大 500MW で、100MW までの追加が可能

(2) 入札評価方式

フェーズ2では、第2期の2GW分について入札が行われ価格競争力のある事業者が落札する。

フェーズ3の価格入札 (Cost Auction) では、第1期 (2026~27年) において、売電価格の入札上限額は2.49台湾ドル (NTD) /kWh (USD 0.089/kWh)、下限はNTD 0/kWhと設定された¹²⁹。第2期 (2028~29年)、第3期 (2030~31年) の上限額はそれぞれ、前期の入札価格の加重平均値とされ、下限価格は変わらずNTD 0/kWhとなる。落札者に対して低い価格の

¹²⁶ Jones Day (2021). op.cit. p.4

開発事業者が企業として準備段階である場合、5%の自己資金 (5% Self-Owned Fund) 要件は、準備事務所の銀行預金証明、参加者 (投資家) の払込資本金、もしくは、参加者の銀行預金証明によって代替可能とされる。(Baker & McKenzie (July 29, 2021). “Taiwan: Directions of Application for Offshore Wind Zonal Development” (<https://insightplus.bakermckenzie.com/bm/projects/taiwan-directions-of-application-for-offshore-wind-zonal-development>))

¹²⁷ MOEA (September 13, 2021). “MOEA Announces Official Launch of Phase 3 Offshore Wind Zonal Development” (https://www.moea.gov.tw/MNS/english/news/News.aspx?kind=6&menu_id=176&news_id=96822) 航空、電波探知、軍事管理、開発禁止区域、船舶の安全性、水生植物・動物の繁殖場や保護地域、漁業権、鉱業権に関する関連官庁が参加する。

¹²⁸ Baker McKenzie (August 26, 2021). “Taiwan: Offshore Wind Power Planning Site Capacity Allocation Guidelines” (<https://insightplus.bakermckenzie.com/bm/projects/taiwan-offshore-wind-power-planning-site-capacity-allocation-guidelines/>)

¹²⁹ MOEA (October 25, 2021). op.cit.

2021年為替レート：1 USD = NTD 27.9366

(US Federal Reserve Board, <https://www.federalreserve.gov/releases/g5a/current/default.htm>)

順に容量が割り当てられる。

(3) 選定基準

【フェーズ2】

フェーズ2では、經濟部が定めた「Directions for Allocating Installed Capacity of Offshore Wind Potential Zones」にある審査基準に基づいて事業者が選定される。第1期(3.5GW)では、政府が定めるFIT価格NTD 5.8 (USD 0.208) /kWhでの20年間の買い取りとなる。選定基準は、技術60% (建設25%、エンジニアリング20%、運転保守計画15%)、および、ファイナンス40% (ファイナンスの健全性30%、台湾の金融機関の参加10%)となっている。ただし、表1-23から政府が国内企業の参加を強く意識した審査内容が伺える。また、開発事業者は、落札後にローカルコンテンツ計画の提出が求められる¹³⁰。

フェーズ2の第2期(2GW)には、第1期では選定されなかったが、選定基準の60ポイント以上を満たした開発事業者が参加できる。価格による競争入札となるため、第1期のようなローカルコンテンツは要求されていない。

表 1-23 フェーズ2の適性審査項目

審査分野	審査項目	審査内容
技術 (60%)	建設 (25%)	<ul style="list-style-type: none"> ・ チーム構成と実績 ・ 建設スケジュール
	エンジニアリング (20%)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 設計・調達計画 (地域の参加計画 (local participation plan) 含む) ・ 建設・設置計画 (地域の参加計画含む)
	運転保守計画 (15%)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 運転保守計画 (地域の参加計画含む) ・ 地域の産業開発計画
ファイナンス (40%)	ファイナンスの健全性 (30%)	<ul style="list-style-type: none"> ・ ファイナンス計画 ・ リスク管理・保険計画
	台湾の金融機関の参加 (10%)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 地域の金融機関の参加 (融資の20%以上が地域の金融機関からであれば10ポイントの追加)

(出所) Jones Day (2018)¹³¹ p. 23 より日本エネルギー経済研究所作成

【フェーズ3】

フェーズ3では適性審査 (Qualification Review) と価格入札の2段階で行われ、適性審査で70ポイント、および、産業関連性 (ローカルコンテンツ) の要求を満たした事業者が価格入札に進む。適性審査では、フェーズ2のように、技術60% (建設25%、エンジニアリング20%、運転保守計画15%)、ファイナンス40% (ファイナンスの健全性30%、シェアホルダーの資本力10%) で評価される (表1-24)。ただし、フェーズ3では、ローカルコンテンツで求められる技術として、重点開発項目に加えて、選択項目を設け、柔軟性を高めた。

¹³⁰ GWEC (2021a). op.cit. p.39.

¹³¹ Jones Day (2018). "Taiwan Offshore Wind Farm Projects: Guiding Investors through the Legal and Regulatory Framework" (<https://www.jonesday.com/en/insights/2018/02/taiwan-offshore-wind-farm-projects-guiding-investo>)

ローカルコンテンツについて、開発事業者は重点開発 26 項目（表 1-25）のうち設備容量の 60%を達成する必要がある。また、残り 40%の選択項目（表 1-26）から 10 ポイントを達成しなければならない。なお、2021 年 12 月、フェーズ 3 第 1 期（2026~27 年）のプロジェクトに対して適用されるローカルコンテンツが一部緩和されることが報じられた¹³²。発電機、海底ケーブル、ギアボックスなど内製化が難しい技術について緩和をしてポイントが得られるように変更した。

表 1-24 フェーズ 3 の適性審査項目

審査分野	審査項目	審査内容
技術（60%）	建設（25%）	チーム構成と実行力
	エンジニアリング（20%）	<ul style="list-style-type: none"> 設計と調達計画（詳細な構造設計、設置、タービン基礎構造設計等） 建設計画（建設監督、船舶・機械、安全管理等）
	運転保守計画（15%）	運転保守計画、地元産業の開発（人材育成、メンテナンス計画、安全管理計画等）
ファイナンス（40%）	ファイナンスの健全性（25%）	<ul style="list-style-type: none"> ファイナンス計画（全投資費用、融資元、発電量予測、ファイナンス実行性等） リスク管理・保険計画 エクイティ計画の実行性（有望な投資家リスト、プロジェクト実施期間のエクイティ計画）
	シェアホルダーの資本力（15%）	資本力（会計監査を受けた純資産、売上高およびキャッシュポジション）
産業関連性		基本的な基準 1. 全 26 重点開発項目の実施率が設備容量の 60%を達成している 2. 開発事業者は選択項目の実施率 10 ポイント以上を満たしている

（出所）Jones Day（2021）p. 8 より日本エネルギー経済研究所作成

¹³² offshoreWIND.biz (December 8, 2021) “Taiwan Sets Local Content Rules for First Phase of Round 3 Offshore Wind Tender” (<https://www.offshorewind.biz/2021/12/08/taiwan-sets-local-content-rules-for-first-phase-of-round-3-offshore-wind-tender/>)

表 1-25 ローカルコンテンツ重点開発項目

	発電設備	基礎構造	風車タービン部品	海洋エンジニアリング
重点 開発 項目	1. 陸上電力設備 ・ 変圧器 ・ 開閉装置 ・ 配電盤 ・ <u>陸上ケーブル</u> 2. <u>洋上変電所</u> ・ 変圧器 ・ 開閉装置 ・ <u>配電盤</u> ・ <u>PCS</u>	タイプ1：モノパイ ル ・ 基礎用鋼材 (main pipe) ・ トランジション ピース タイプ2：ジャケッ ト ・ 基礎用鋼材 (main pipe) ・ トランジション ピース ・ ピンパイル	1. ナセル・アセン ブリ、ファスナ ー 2. タワー、ファス ナー 3. 変圧器 4. 配電盤 5. ノーズコーン、 ナセルハウジン グ 6. ケーブル 7. ハブ・台板の鋳 造 8. PCS、無停電電源 装置 9. ブレード 10. 樹脂 11. <u>ブレードピッチ システム</u>	1. 調査船エンジニアリ ング・サービス 2. 掘削船エンジニアリ ング・サービス 3. 海中基礎構造設置船 エンジニアリング・ サービス 4. 風車設置船エンジニ アリング・サービス 5. ケーブル敷設船 6. 運転保守船

(注) 下線項目は産業界の提案に基づいて追加された項目

(出所) Jones Day (2021) p.10 より日本エネルギー経済研究所作成

表 1-26 ローカルコンテンツ選択項目

	スコア	カテゴリー	内訳
重要な利点グループ	<ul style="list-style-type: none"> ・ 60 ポイント ・ 28 項目 (26 重点開発項目含む) ・ 発電機と海底ケーブルは 4 ポイント、他は 2 ポイント 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電施設 (8 項目) ・ 基礎構造 (11 項目) ・ 風力タービン部品 (11 項目) ・ 海洋エンジニアリング・サービス (6 項目) 	設備容量の 60%を超える重点開発項目に対してボーナス点が追加される。 * 海中基礎カテゴリーの下、浮体式を選択項目として追加
		発電施設 (1 項目)	海底ケーブル
		風力タービン部品 (1 項目)	風力タービン発電機
持続可能な投資グループ	<ul style="list-style-type: none"> ・ 22 ポイント ・ 11 項目 ・ 各 2 ポイント 	(新) 船舶の製造 (7 項目)	<ol style="list-style-type: none"> 1. 海洋調査船 2. 海底掘削船 3. タグボート 4. 杭打ち船 5. 支援船 6. CTV (小型アクセス船) 7. ケーブル敷設船
		海洋エンジニアリング・サービス (4 項目)	<ol style="list-style-type: none"> 1. エンジニアリング・デザイン：タービン下部構造、風力タービン、海底ケーブル、洋上変電所の設計 2. インターアレイケーブル敷設船に関するエンジニアリング・サービス 3. 運転管理 (O&M)：タービン、周辺機器の O&M 4. 運転期間の環境観測：生態系モニタリング、海洋気象観測
周辺グループ	<ul style="list-style-type: none"> ・ 18 ポイント ・ 18 項目 ・ 各 1 ポイント 	発電施設 (1 項目)	洋上変電所鋼構造
		基礎構造 (4 項目)	<ol style="list-style-type: none"> 1. 注入材料 2. 塗装 3. 防食：犠牲陽極、外部電源防食 4. 杭打ち用フレームプレートの鋼構造
		風力タービン部品 (13 項目)	<ol style="list-style-type: none"> 1. タワー：塗装 2. ブレード：ガラス繊維 3. ブレード：炭素繊維 4. ブレード：剥離剤 5. ブレード：粘着付与材 6. ブレード：原料加工 7. ブレード：発泡材料 (PET, PVC) 8. ブレード：ハブ・プレート 9. ブレード：被雷保護システム 10. タービン：ナセル冷却システム 11. タービン：ヨーシステム 12. タービン：潤滑システム 13. タービン：軸受とシャフトの鋳造

(出所) Jones Day (2021) pp.11-12 より日本エネルギー経済研究所作成

(4) 入札対象範囲の設定（規模要件等）

フェーズ3において、同一開発事業者に割り当てられる発電設備容量は最大500MWで、100MWまでの追加が可能とされる。

(5) 価格決定方式とオフテイクの扱い

台湾では、洋上風力による電力を2つの方法で売電できる。一つは、FIT制度の下、開発事業者はオフテイクである国営の台湾電力とPPAを締結して20年間固定の買取価格で取引をする。フェーズ2第1期の買取価格はNTD 5.8/kWh（USD 0.208/kWh）であるが、入札によって選定された事業については落札価格が買取価格となる。ただし、PPAは交渉できるものではないため、融資可能性の観点から懸念事項が指摘されている¹³³。例えば、PPAにはインフレリスクに対処するよう消費者物価指数の変動に応じた買取価格の物価スライド制は含まれていない。また、台湾電力が発電事業者への補償金なしで出力抑制をする権利を有しており、開発事業者にとっては不利な内容となっている。

もう一つは、2017年に電業法改正によって、開発事業者は直接民間の消費者に売電できるようになった。いわゆるコーポレートPPAが認められ、2020年7月には、ØrstedとTaiwan Semiconductor Manufacturing Company（TSMC）は、Ørstedが計画している920MWの洋上ウインドファーム（Greater Changhua 2b & 4）から電力を20年間購入する契約を締結している¹³⁴。

(6) 系統接続の原則及び入札要件

台湾電力が系統整備の計画、連系線の建設、保守管理を担っている¹³⁵。他方、再エネ発電設備を設置する事業者は、系統に接続するための回路の設置・管理を行わなければならない。なお、電業法において、台湾電力は再エネの系統接続および優先給電が定められている。

(7) 事業開始期限

フェーズ2では、開発事業者は2017年12月31日までに環境影響評価の承認について明確にし、2019年12月31日までに設置許可（Establishment Permit, EP）の取得が求められた¹³⁶。環境影響評価の承認後、開発事業者は経済部に設置許可の承認（EP Recordation）を申請して、承認されれば申請した区域に対する排他的な開発権利が取得できる。

フェーズ3では、洋上ウインドファームシステムの設置に関する承認が取り消される、もしくは、同承認が区域申請の提出締切6カ月以内に取得されない場合、開発計画の承認（Site Planning Recordation）が無効となる¹³⁷。

¹³³ Jones Day (2021). *op.cit.* p.14

¹³⁴ Ørsted (July 8, 2020) “Ørsted and TSMC sign the world’s largest renewables corporate power purchase agreement” (<https://orsted.jp/en/news/2020/07/orsted-tsmc-cppa>)

¹³⁵ Hogan Lovells (2021). *op.cit.* p.180

¹³⁶ *Ibid.* p.175

¹³⁷ *Ibid.* p.177

(8) 担保金・保証金・ペナルティの扱い

2021年のFITが適用される洋上風力事業については、マイルストーンが達成されない場合、毎月の遅延に対し、保証金の一定割合が損失として差し引かれる¹³⁸。そして、遅延が12カ月に達する、もしくは、保証金の60%が差し引かれた場合、その後の遅延した期間のFIT買取価格は、回避可能費用もしくはPPAが実施された年のFIT価格よりも低く設定され、遅延した期間も20年の買取期間に含まれることとされる。

フェーズ3では、開発事業者は落札後、経済部と遵守する義務などについて契約(administrative contract)を締結し、保証金としてNTD 200万/MW(約USD 71,600/MW)の支払いが求められる¹³⁹。

(9) 実際の運用状況

フェーズ2の落札結果は、第1期で3.8GW(表1-27)、第2期で1.7GWとなった(表1-28)。第1期11案件のうち欧米企業が9事業を占めている。また、第2期での落札価格は全て、台湾電力がベンチマークとした買取価格NTD 2.6253/kWh(USD 0.094/kWh)を下回り、価格競争が奏功した結果となった。

¹³⁸ *Ibid.* p.179

¹³⁹ Baker McKenzie (August 26, 2021). *op.cit.*

表 1-27 フェーズ2（第1期）の洋上風力落札結果

発電所名	行政区	割当容量	開発事業者	系統接続年
Formosa 2 (海能、Haineng) *	苗栗県	378MW	Swancor Renewable Energy (米台)、Macquarie (豪州)	2020
允能 (Yunneng) *	雲林県	360MW	WPD (ドイツ)	2020
麗威 (Liwei)	桃園市	350MW	WPD (ドイツ)	2021
允能 (Yunneng)	雲林県	348MW	WPD (ドイツ)	2021
大彰化東南 (Greater Changhua ES)	彰化県	605.2MW	Ørsted (デンマーク)	2021
大彰化西南 (Greater Changhua WS)	彰化県	294.8MW	Ørsted (デンマーク)	2021
彰芳 (Changfang)	彰化県	552MW	Copenhagen Infrastructure Partners (デンマーク)	2021、2023
中能 (Zhong Neng)	彰化県	300MW	中国鋼鉄 (台湾)	2024
西島 (Xidao)	彰化県	48 MW	Copenhagen Infrastructure Partners (デンマーク)	2024
台湾電力	彰化県	300 MW	台湾電力	2024
海龍2号 (Hai Long 2)	彰化県	300 MW	Northland Power Inc. (カナダ)、Yushan Energy (台湾)	2024

(注) Formosa 2 および允能はファストトラック事業。

(出所) Baker McKenzie (2018) p. 6 および三菱総合研究所 (2020) ¹⁴⁰ p. 84 より日本エネルギー経済研究所作成

表 1-28 フェーズ2（第2期）の洋上風力落札結果

発電所	割当容量	開発事業者	FIT
海龍2号 (Hai Long 2)	232MW	Northland Power Inc. (カナダ)、Yushan Energy (台湾)	NTD 2.2245/kWh (USD 0.080/kWh)
海龍3号 (Hai Long 3)	512MW		NTD 2.5025/kWh (USD 0.090/kWh)
大彰化西南 (Greater Changhua WS)	337.1MW	Ørsted (デンマーク)	NTD 2.5480/kWh (USD 0.091/kWh)
大彰化西北 (Greater Changhua WN)	582.9MW		NTD 2.5481/kWh (USD 0.091/kWh)

(出所) Baker McKenzie (2018) p. 11 および三菱総合研究所 (2020) p. 84 より日本エネルギー経済研究所作成

2022年2月、フェーズ3第1期（2026~2027年）の応札状況について、計画される3GWに対して応札されている設備容量は8GWを超えると報じられた¹⁴¹。デンマークのCopenhagen Infrastructure PartnersやØrsted、ドイツWPDが応札しているとされる。入札は

¹⁴⁰ 三菱総合研究所 (2020) 『令和元年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（洋上風力に係る官民連携の在り方の検討（サプライチェーン形成に向けた仕組みの検討等）のための調査）』経済産業省委託調査 (https://www.meti.go.jp/medi_lib/report/2019FY/000397.pdf)

¹⁴¹ NNA Asia (2022年2月8日) 「洋上風電フェーズ3入札、上限上回る」

2022年8月末に締め切られ、同年第4四半期に結果が公表される予定である。

(10) 電力規制の枠組み、関連するエネルギー政策、電力市場、系統接続の状況

2017年、発電所の建設や送配電について定めた「電気事業法（電業法）」の改正によって電力市場（発電および小売市場）の自由化が決められ、再エネ発電事業者は直接電力を販売できるようになった。

再エネの普及を図るために、2009年、「再生可能エネルギー開発条例」が制定され、固定価格買取（FIT）制度の導入が決められた。台湾電力はFIT承認された再エネを系統接続し、固定価格で買い取る義務がある。なお、2022年度の洋上風力の買取価格はNTD 4.5024/kWh（USD 0.161/kWh）と設定された¹⁴²。

¹⁴² Ministry of Economic Affairs (February 7, 2022). “Draft of 2022 Feed-in Tariffs (FIT) Rates for Renewable Energy Electric Power Announced, Opinions from all Sectors to be Collected in January” (https://www.moea.gov.tw/Mns/english/news/News.aspx?kind=6&menu_id=176&news_id=98736)

1-2 ベトナムの洋上風力市場に対する国際的な支援

本節では、洋上風力市場拡大が見込まれるベトナムに対する海外からの支援に焦点を当てる。風力産業の国際組織である世界風力会議、国際機関である世界銀行、そして、洋上風力開発の経験を有するデンマークが、ベトナムの洋上風力開発に関してどのような支援を行っているか調査する。

1-2-1 Global Wind Energy Council (GWEC)

(i) 政策提言

世界風力会議 (Global Wind Energy Council, GWEC) はベトナムに対して洋上風力開発に関する政策提言を行っている。

2019年7月、GWECは「Creating A Sustainable Offshore Wind Industry in Vietnam White Paper on Offshore Wind Industry Needs in Vietnam」を発表し、ベトナム政府に洋上風力開発を規模拡大するために必要な手順を踏むよう要請した¹⁴³。政府に対して以下の行動を取るよう求めている。

- ・ 実質的かつ野心的な短期・長期洋上風力目標を設定すること。業界や投資家に明確なビジョンと信頼を与える。また、2021年11月で終了するFITを2025年まで延長すること。確実にプロジェクトの実施を促し、長期的には発電コスト削減にもつながる。
- ・ リスク要因を低下させる目的で洋上風力の融資可能性 (bankability) を精査すること。国際的な基準に融資可能性を引き上げ、世界から投資家を誘致できるよう、特に既存のPPAの中止・仲裁・出力抑制条項に注視すること。
- ・ 政府・業界・開発パートナーの洋上部門におけるキャパシティビルディングを図ること。産業開発計画、系統計画、投資ロードマップの政府担当者は、洋上部門の投資機会や必要事項を理解すること。

この他、政策の提案事項として、省庁間および中央・地方政府間の調整、開発区域指定、長期の系統計画、港湾・インフラ開発の支援、イノベーションへの投資の推進、研修・スキルの向上にも言及している。

2020年11月、「第8次国家電力マスタープラン (PDP8)」の策定に対して、GWECは「The Time to Act is Now: Statement on Offshore Wind in Vietnam's Power Development Plan 8」を公表し、ベトナムにおける洋上風力開発に関する課題や規制の必要性を唱えた¹⁴⁴。同文書においてPDP8の最終化に向けた検討項目として次の5点を挙げている。

¹⁴³ GWEC (2019a). “Creating A Sustainable Offshore Wind Industry in Vietnam White Paper on Offshore Wind Industry Needs in Vietnam” (<https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/01/GWEC-Vietnam-Offshore-Wind-White-Paper-Jul-2019.pdf>)

¹⁴⁴ GWEC (2020). “The Time to Act is Now: Statement on Offshore Wind in Vietnam's Power Development Plan 8” (<https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/01/GWEC-Offshore-Wind-PDP8-Statement-EN.pdf>)

- ① 2025 年までに電力不足への対応：電力需要の増加に対し、国内の再エネによってエネルギー・セキュリティの向上を目指す政策にも見合う洋上風力のポテンシャルについて政府が認識を深める。
- ② エネルギーの信頼性および費用効率性の向上：洋上風力は、他の再エネ（太陽光や陸上風力）よりも設備利用率が高く、予測可能性や出力調整可能性（dispatchability）も高い安定した電源となる。洋上風力が輸入する化石燃料（例えば LNG）と代替することで、輸入燃料への依存および国際的なエネルギー市場の変動による影響を軽減することができる。また、洋上風力の規模拡大によってエネルギー・コストも低下する。
- ③ 長期を要する洋上風力開発の計画を早急に行う必要性：洋上風力は開発期間が長期にわたるため、政策決定者は洋上風力をベトナムのエネルギーシステムの支柱とするために、今から行動をとることが必要である。PDP8 において洋上風力の 2030 年および 2040 年目標が示されることで、投資家や企業は開発や融資の見通しを立てることができる。また、潮間・沿岸の（intertidal/nearshore）風力と洋上風力は技術的に異なるため、明確な定義・分類も必要である。
- ④ コスト削減に向けた政策シグナルの発信：適切なサプライチェーンやインフラ、規制枠組みが整備されていない新しい洋上風力市場では、コスト削減および洋上風力の実行可能性のために、長期ビジョンに関する強い政治的なシグナルが必要となる。野心的で将来を見据えた具体的な目標、および、承認、開発区域選定、リースに関する明確なプロセスが重要となる。また、関連省庁間で調整された政府の開発区域選定やリースに関する規制の整備、系統や港湾などのインフラに関する長期計画、PPA の改善も求められる。
- ⑤ 雇用創出および社会経済的な便益：洋上風力はサプライチェーンが多岐にわたり、長期間の稼働となるため、安定した雇用創出につながる。

2021 年 7 月には、GWEC は、「Vietnam's Future Transition to Offshore Wind Auctions: International Best Practices and Lessons Learned」を公表した。洋上風力事業において入札制度を導入している国から市場の成熟度や地理的な観点 considering、英国、ドイツ、デンマーク、フランス、台湾、オランダを対象として、各国の入札制度の概要および定性的な分析を行い、これらの国で行われたベストプラクティスを提示している。そして、この分析を踏まえてベトナムの入札制度に関して次のような提言をしている¹⁴⁵。

【FIT から入札制度へのタイミングおよび移行について】

ベトナムの最初の洋上風力プロジェクトが商業運転を行うのは 2026 年以降と見られる。開発初期段階の 4~5GW のプロジェクトに対しては FIT の適用が望ましいとされる。FIT によって投資を促し、地元企業の育成が図られる。FIT が有効である期間に入札制度のガイド

¹⁴⁵ GWEC (2021a). op.cit. pp. 63-66.

ラインを公表し、開発事業者に規制枠組みやプロジェクトに関する予見性が持てるようにする。入札制度の導入時期も明確にし、企業に準備期間を与えることが重要である。また、入札制度の前に、現在の PPA では国際的な基準を満たしておらず投資リスクが伴うため、洋上風力事業が融資可能となるよう PPA を改善することも必要である。

【政策支援および手続きについて】

入札制度を準備するに当たって、十分な時間の確保が求められる。業界やステークホルダーには少なくとも 2 年前に通知が行われるべきである。政府はオープンに協議する機会を設け、洋上風力の制度設計を行っていく。洋上風力政策を策定するプロセスでは完全な透明性が求められる。洋上風力開発に必要なデータは公開し、計画に関する情報はステークホルダーへ提供される。

【入札制度設計について】

ベトナムの洋上風力部門への高い関心に対応するため、1 回の入札では 2~3GW 規模の入札容量が望ましい。さらに 2030 年以降の入札制度のロードマップが長期の計画や持続可能な産業の育成を示すために公表されるべきである。ベトナムの入札制度について、一段階の入札 (one-stage auctions : 入札前に政府が開発海域を選定し、開発事業者に情報を提供する。開発する権利とオフテイク契約が確保される) とするか、二段階の入札 (two-stage auctions : 開発する権利とオフテイク契約が別々の入札で決められる) とするかは、さらなる調査が必要とされる。また、入札制度は技術の成熟度に応じて設計される。ベトナムの場合、洋上 (offshore) および沿岸 (neashore) の風力発電の扱いについて検討が必要である。そして、計画通りに事業を進めるため、効率的で簡素化された許認可プロセスが必要である。政府は、許認可を担当する窓口機関を決めるか、もしくは、許認可に係る政府機関が担う責任の明確化が必要である。

入札制度設計の計画では、2022 年 : 政府の入札制度設計調査、2023 年 : ステークホルダーとの入札制度への移行に関する協議、2024 年 : 第 1 回入札、2026 年 : 第 2 回入札、2028 年 : 第 3 回入札、となっている。

(ii) Vietnam Wind Power の開催

GWEC はこれまで 3 回 (2018、2019、2021 年) の Vietnam Wind Power を開催している。ベトナムおよび欧州の政府関係者、風力業界団体、再エネ・風力関連企業が参加しており、情報共有やネットワークの構築が図られている。

最初の「Vietnam Wind Power 2018」では、2018 年 6 月、ベトナム商工省、デンマーク大使館、ドイツ大使館、ドイツ国際協力公社 (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, GIZ) との協力によって開催された¹⁴⁶。GWEC は Siemens Gamesa、Vestas、Mainstream Renewable

¹⁴⁶ GWEC (June 7, 2018). “Vietnam Wind Power: Huge opportunities – Challenges remain” (<https://gwec.net/vietnam-wind-power-huge-opportunities-challenges-remain/>)

Power、DNV-GL とともに「Industry Statement」を公表し、ベトナムの風力開発に際し、PPA の標準化、簡素化された明確なプロジェクト承認プロセス、系統インフラ計画、ベトナムの風力エネルギー協会の設立を提唱している¹⁴⁷。

第2回となる「Vietnam Wind Power 2019」は、2019年6月、ドイツ国際協力公社、デンマーク大使館、アイルランド大使館との協力で開催された¹⁴⁸。ベトナム政府や風力業界などの基調講演、民間企業の CEO などトップによるパネルディスカッション、洋上風力の技術、および、ベトナムにおける融資や政策に関するセッションが設けられた¹⁴⁹。

2021年12月に開催された「Vietnam Wind Power 2021」は、GWEC と Informa Markets が、ベトナム科学技術省技術イノベーション庁（State Agency for Technology Innovation, SAIT）、英国大使館、デンマーク大使館、ドイツ大使館、ドイツ国際協力公社、ノルウェー大使館、Innovation Norway の協力を得て2日間に亘って開催した¹⁵⁰。参加者は対面で約100名、オンラインで539名となった。1日目は第2回と同様に基調講演、CEO によるベトナムにおける風力の役割を考えるパネルディスカッション、風力発電の最適化や系統への統合をテーマとしたセッションが開かれた。2日目には、「ファイナンス&リーガルフォーラム：M&A、投資、資本調達」として、買収に関する基準やリスク、M&A による風力部門への影響について議論され、様々なテーマに関するセッション（テーマ：入札制度・プロジェクトファイナンス・資産管理、リスク管理、風力発電開発コストの最小化およびサプライチェーンの地域化、認証・標準化・人材育成）も設けられた。

(iii) 地域の風力産業の支援

2019年10月、GWEC は東南アジアにおける風力エネルギーを加速化するために、シンガポール、タイ、ベトナム各国の風力産業の組織と MOU を締結した¹⁵¹。ベトナムでは Binh Thuan Wind Energy Association (BWEA) との協力が進められる。MOU には、前向きな政策環境の確立および風力発電開発の加速化を目指して協力を推進し、技術開発等での支援が含まれる。

(iv) 市場分析

GWEC は会員向けに風力市場に関する Policy Pulse レポートを提供しており、ベトナムについてのレポートが2019年に発行された¹⁵²。風力部門の政治・マクロ経済面での課題に関

¹⁴⁷ GWEC (June 8, 2018). “Industry statement Supporting Vietnam’s wind sector” (https://gwec.net/wp-content/uploads/2018/06/Industry-statement-Vietnam_VWP18_7June_FINAL.pdf)

¹⁴⁸ GWEC. “Vietnam Wind Power 2019” (<https://gwec.net/vietnam-wind-power-2019/>)

¹⁴⁹ GWEC (2019b) “Vietnam Wind Power 2019 Main Conference Programme” (<https://gwec.net/wp-content/uploads/2019/06/Main-conference-Programme-EN-07.06.pdf>)

¹⁵⁰ GWEC. “Vietnam Wind Power 2021 Post Event Report” (<https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/01/VWP-2021-Post-event-Brochure.pdf>)

¹⁵¹ GWEC (October 31, 2019). “GWEC and regional partners to accelerate wind energy growth in South East Asia through new cooperation” (<https://gwec.net/gwec-and-regional-partners-to-accelerate-wind-energy-growth-in-south-east-asia-through-new-cooperation/>)

¹⁵² GWEC (November 1, 2019). “GWEC launches Policy Pulse on Vietnam as part of its Market Intelligence Platform” (<https://gwec.net/gwec-launches-policy-pulse-on-vietnam-as-part-of-its-market-intelligence-platform/>)

する定性的な分析や風力ポテンシャルを開拓するために必要な対策が提供される。同レポートでは、既存の PPA をリスク軽減する緊急性、2021 年以降の風力の調達制度や可能性のある入札制度に関する明確性、クリーンエネルギーに関する系統混雑、許認可および土地の制約の問題などが議論されている。

1-2-2 世界銀行

世界銀行の ESMAP (Energy Sector Management Assistance Programme) は、国際金融公社 (International Finance Corporation, IFC) の協力の下、2019 年 4 月から「洋上風力開発プログラム (Offshore Wind Development Program)」を実施している¹⁵³。エネルギーの政策や戦略への洋上風力の導入、および、融資可能なプロジェクトの構築に必要な準備作業を支援することで、新興国の洋上風力導入の加速化を目指す。5 年間のプログラムで、約 1,000 万ドルの予算を用いて、洋上風力に関する知識習得や国別の調査および技術支援が行われる。

このプログラムの成果の一つとして、2019 年、「Going Global: Expanding Offshore Wind to Emerging Markets」が発表された¹⁵⁴。8 カ国 (ブラジル、インド、モロッコ、フィリピン、南アフリカ、スリランカ、トルコ、ベトナム) を対象に沿岸から 200km 以内での洋上風力の技術的なポテンシャルが調査された。さらに翌 2020 年には、48 カ国・地域に関して洋上風力のポテンシャルを示した地図も作成された。

2021 年には「Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets」が発表された¹⁵⁵。新興国にとって洋上風力産業の実現に必要な 4 つの柱 (pillar) である戦略 (Strategy : 洋上風力開発の長期計画)、政策 (Policy : 政治的な目標や法制度)、枠組み (Framework : 政策が行われる制度)、実現 (Delivery : 実現を可能にする環境) に関する成功要因を説明している。また、39 のケーススタディが含まれ、教訓やグッド・プラクティスが共有されている。

また、同プログラムの下、国別の調査や投資計画の準備等において支援を受ける対象国として、10 カ国・地域が選ばれた。ベトナム、スリランカ、トルコ、インド、アゼルバイジャン、コロンビア、フィリピン、南アフリカ、ブラジル、小島嶼開発途上国 (Small Island Developing States, SIDS) : カリブ諸国・パプアニューギニア・フィジー、が含まれる。

2021 年 6 月、これらの国で最初にベトナムの洋上風力に関するロードマップ「Offshore Wind Roadmap for Vietnam」が作成された¹⁵⁶。2 つのシナリオが検討され、これらを実現するためにベトナムの洋上風力開発において必要な政策提言がなされている。低成長 (Low Growth) シナリオでは、洋上風力の緩やかな (moderate) 拡大と地域の産業化が制約される

¹⁵³ World Bank Group (n.d.). "Offshore Wind Development Program Overview"

(<https://pubdocs.worldbank.org/en/120581592321163692/WBG-Offshore-Wind-Program-Overview.pdf>)

¹⁵⁴ ESMAP (2019). *Going Global: Expanding Offshore Wind to Emerging Markets*. Washington, DC: World Bank.

¹⁵⁵ World Bank Group (2021). *Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets*. ESMAP, World Bank: Washington, DC. License: Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGO

¹⁵⁶ World Bank (2021). *Offshore Wind Roadmap for Vietnam*. World Bank: Washington, DC. License: Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGO

ことを前提としているのに対し、高成長（High Growth）シナリオでは、現実的なレベルでの競争、サプライチェーンへの投資、市場に特化したイノベーションが活発に行われることが想定されている。表 1-29 はこれらのシナリオ分析による主な結果を示している。高成長シナリオでは、洋上風力の拡大によって、電源構成の脱炭素化が進むことは明らかである。さらに、高成長シナリオは、低成長シナリオと比較すると、均等化発電原価（Levelized Cost of Electricity, LCOE）が低く、雇用創出や総付加価値は高いことから、経済的な便益も大きいことがわかる。

表 1-29 ロードマップにおける洋上風力開発に関するシナリオ別見通し

	低成長シナリオ	高成長シナリオ
電源構成に占める割合	2035年：5% 2050年：14%	2035年：12% 2050年：27%
洋上風力設備容量	2030年：5GW 2035年：11GW 2050年：35GW	2030年：10GW 2035年：25GW 2050年：70GW
最大年間設置設備容量	1.6GW	3GW
発電量（2035年）	203TWh	433TWh
均等化発電原価（LCOE）	2030年：USD80~90/MWh 2035年：USD60~70/MWh	2030年：USD70~80/MWh 2035年：USD50~60/MWh
消費者に対する累計正味費用	USD 48 億	USD 19 億
雇用創出（2035年）	190,000 FTE years of employment	700,000 FTE years of employment
総付加価値	USD 130 億	USD 500 億
回避される CO ₂ 排出量	1 億 200 万トン	2 億 1,700 万トン

(注) 1 FTE (full-time equivalent) year of employment は、1人が1年間フルタイムで働いた時間に等しい。

(出所) World Bank (2021). p. xviii, Figure ES.1 および pp. 6-18 より日本エネルギー経済研究所作成

1-2-3 デンマーク政府

(i) エネルギー・パートナーシップ・プログラム

ベトナムの低炭素経済への移行を支援するために、ベトナムとデンマークの長期的なエネルギー協力は2013年に始まった¹⁵⁷。デンマークエネルギー庁 (Danish Energy Agency, DEA) とベトナム商工省 (Ministry of Industry and Trade, MOIT) は、エネルギー・パートナーシップ・プログラム (Denmark Energy Partnership Program, DEPP) を通じて協力を進めている。主要な協力分野として、①長期エネルギー計画と洋上風力の規制条件の改善、②再エネの統合と電力システムの柔軟性の拡大、③産業部門のエネルギー効率の向上が重視されている。

¹⁵⁷ Danish Energy Agency. “Vietnam” (<https://ens.dk/en/our-responsibilities/global-cooperation/country-cooperation/vietnam>)

Danish Energy Agency (2021). “Danish-Vietnamese Energy Cooperation Provides a Long-term and Efficient Green Transition” (https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/vietnam_kernefortaelling_en_0.pdf)

これまで3期にわたる DEPP が実施された。1期目となる DEPP1 (2013~2017年) では、63企業のグリーン投資を支援し、年間40万 kWh の節約、235,000トンのCO₂削減につながった。2期目 DEPP2 (2017~2020年) では、「Vietnam Energy Outlook Report 2019」が作成され、再エネを拡大し化石燃料への依存を軽減することでエネルギー転換を図りながら、経済的・効率的なエネルギー利用を推進する政策が提案された。そして、2021年10月、ベトナムおよびデンマーク両政府は、「2021~2025年のデンマーク・エネルギー・パートナーシップ・プログラム (DEPP3)」に関する協定に署名した¹⁵⁸。技術支援の形で DKK 6,029万 (約 EUR 800万) の無償援助となる。3期目でもこれまでの協力事業を活かして、ベトナムのパリ協定の国別削減目標 (Nationally Determined Contributions, NDC) 達成の支援が進められる。

具体的に、DEPP3 (2021~2025年) では次の3分野 (Component) でエネルギー部門の低炭素化に向けた取り組みが行われる¹⁵⁹。

- ① Component 1 : エネルギー部門の長期計画に関するキャパシティビルディング
(主管) 商工省電力・再生可能エネルギー局 (Department of Electricity and Renewable Energy)
(目的) エネルギー部門計画・政策策定に関するキャパシティを向上し、洋上風力開発を含む再エネや省エネルギー技術を導入する。
- ② Component 2 : 電力システムへの再エネ統合を図るキャパシティの向上
(主管) 商工省ベトナム電力規制局 (Electricity Regulatory Authority of Vietnam)
(目的) 再エネの拡大に伴うクリーンなエネルギー利用に向けて、安全で効率的な移行を支援する電力システム運転に関する法的な枠組みと柔軟なソリューションを整備する。
- ③ Component 3 : 産業部門の低炭素開発
(主管) 商工省省エネルギー・持続可能開発局 (Department of Energy Efficiency and Sustainable Development)
(目的) 産業部門のエネルギー効率を高めるインセンティブ制度の整備、国レベルでの効率的なエネルギー利用に関するキャパシティビルディングの向上と法的枠組みの改正、および、地方レベルでの効率的なエネルギー利用に関する規制の効果的な実施を行う。

DEPP の下、進められた協力の成果として、2020年9月、デンマークエネルギー庁は「Input to Roadmap for Offshore Wind」と題するベトナムの洋上風力開発のロードマップ策定に資するシナリオ分析を公表した¹⁶⁰。2030年までの洋上風力開発に関して次の3つのシナリオが

¹⁵⁸ National Energy Efficiency Programme, Ministry of Industry and Trade (October 29, 2021). “Vietnam - Denmark continue the Energy Partnership Programme (DEPP)” (<http://vneec.gov.vn/tin-tuc/international-cooperation/t28278/vietnam--denmark-continue-the-energy-partnership-programme-depp- html>)

¹⁵⁹ National Energy Efficiency Programme, Ministry of Industry and Trade (September 28, 2021). “Denmark is committed to promoting sustainable energy in Vietnam with DEPP3” (<http://vneec.gov.vn/tin-tuc/international-cooperation/t28084/denmark-is-committed-to-promoting-sustainable-energy-in-vietnam-with-depp3.html>)

¹⁶⁰ Danish Energy Agency (2020). *Input to Roadmap for Offshore Wind*.

検討された。

- ・ ベースケース：洋上風力発電開発なし。
- ・ 低開発ケース (Low case)：洋上風力発電を 2025 年までに 1GW、2030 年までに 5GW 開発する。
- ・ 高開発ケース (High case)：洋上風力発電を 2025 年までに 2GW、2030 年までに 10GW 開発する。

ベトナムエネルギー研究所 (Institute of Energy) が、洋上風力開発に適した海域、および、系統への投資費用に関する調査を行った。その結果、発電コストが低いニントゥアン (Ninh Thuan) 省とビントゥアン (Binh Thuan) 省が開発で優先されるべきとされ、ビントゥアン省の Co Thach および Mui Yen 変電所が陸上で系統接続される地点としてシナリオ分析が行われた (表 1-30)。

表 1-30 シナリオ別洋上風力開発の見通し

	低開発ケース		高開発ケース	
	2025	2030	2025	2030
Co Thach (ビントゥアン省)	1GW	2.5GW	2GW	2.5GW
Mui Yen (ビントゥアン省)	0GW	2.5GW	0GW	7.5GW

(出所) Danish Energy Agency (2020). p. 10, Table 3-2 より日本エネルギー経済研究所作成

(ii) Clean Energy Finance and Investment Mobilisation Programme

デンマーク政府は、経済協力開発機構 (Organisation for Economic Co-operation and Development, OECD) のプログラムである「Clean Energy Finance and Investment Mobilisation」に拠出して、新興国の再エネ、エネルギー効率、産業の脱炭素化に関する融資や投資を促すための支援を行っている¹⁶¹。同プログラムは、新興国政府が融資可能な (bankable) クリーンエネルギー事業を拡大できるよう政策の策定を支援している。

デンマークでは、2018 年 8 月、「Clean Energy Finance and Investment Mobilisation Programme」が承認された¹⁶²。ベトナム、インド、インドネシア、コロンビア、アルゼンチンを対象に、2019~2023 年の 5 年間に DKK 3,500 万 (約 EUR 470 万) の支援が行われる。このプログラムの一つの成果として、2021 年 11 月、「Clean Energy Finance and Investment Policy Review of Viet Nam」が発表されている¹⁶³。この他、同プログラムでは、国別のレビューで受けた提案の政策・規制への落とし込みやクリーンエネルギー投資を促進するためのキャパシティビ

(https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/d5_input_to_roadmap_for_offshore_wind_development_in_vietnam_full_report_english_final_2020-09-21.pdf)

¹⁶¹ Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD). “Clean Energy Finance and Investment Mobilisation” (<https://www.oecd.org/cefim/>)

¹⁶² Danida (Approved August 17, 2018). “Clean Energy Finance and Investment Mobilisation Programme” (<https://um.dk/en/danida/about-danida/danida-transparency/danida-documents/grants-below-dkk-37-million>)

¹⁶³ OECD (2021). “Clean Energy Finance and Investment Policy Review of Viet Nam” (<https://www.oecd.org/finance/clean-energy-finance-and-investment-policy-review-of-viet-nam-61c33f7f-en.htm>)

ルディングおよびグッド・プラクティスの共有において、政策的なアドバイスを提供する。またクリーンエネルギーへの融資を促す支援も行う。さらに、地域別（東南アジア、南米）に知見やグッド・プラクティスを共有するピア・ラーニング（peer learning）の機会も設ける。

第2章 市場拡大が見込まれるアジア諸国の洋上風力に係る政策・制度整備状況及び洋上風力市場動向

本章では、世界銀行の「洋上風力開発プログラム（Offshore Wind Development Program）」を対象に含まれた10カ国・地域のうち東南アジアの国で選ばれたベトナムとフィリピンに焦点を当てる。各国の洋上風力に係る再生可能エネルギー政策、洋上風力のポテンシャルおよび市場動向、洋上風力市場開発における課題について整理する。

2-1 ベトナム

（1）洋上風力に係る再生可能エネルギー政策

（i）再生可能エネルギー政策・導入目標

ベトナムでは化石燃料が一次エネルギー供給の84%（2019年時点）¹⁶⁴を占めているが、政策的にクリーンなエネルギーの推進も図っている。2021年11月に開催された国連気候変動枠組み条約第26回締約国会議（COP26）では、2050年までにカーボンニュートラルを目指す野心的な目標を表明している。

2020年2月に交付された「2045年を見据えた2030年までの国家エネルギー開発戦略の方針（Orientation of National Energy Development Strategy through 2030, with a Vision to 2045）」では、エネルギー・セキュリティの向上に向けて、迅速で持続可能なエネルギー開発を重視し、特に民間部門のエネルギー開発への参加が促されている¹⁶⁵。また、エネルギー部門の補助金や不透明・不公平な競争の排除も目指されている。同方針において、再エネやクリーンなエネルギーの開発が優先事項となっており、再エネが一次エネルギー供給に占める割合は2030年15~20%、2045年25~30%と設定されている。

また、ベトナム政府は5年ごとに国家電力マスタープランを策定し、安定した電力供給のために計画的な電源開発を目指している。2021年10月に作成された「第8次国家電力マスタープラン（PDP8）」草案では、発電設備容量の目標として、2030年までに130,370~143,389MW、2045年までに261,951~329,610MWを掲げ、電源別には表2-1のような見通しとなっている¹⁶⁶。石炭火力が全体に占める割合は引き下げられるが、ガス火力の割合は拡大するため、石炭およびガス火力発電の割合は数%の減少に止まる見通しである。他方、太陽光および風力の設備容量は2倍以上であり、全体に占める割合もそれぞれ拡大す

¹⁶⁴ International Energy Agency (IEA). World Energy Statistics and Balances 2021.

¹⁶⁵ Politburo's Resolution 55-NQ/TW on Orientations of the Viet Nam's National Energy Development Strategy to 2030 and outlook to 2045 (<http://gizenergy.org.vn/en/item-detail/politburos-resolution-55-nqtw-orientations-vietnams-national-energy-development-strategy-2030-and-outlook-2045>)

¹⁶⁶ Baker McKenzie (October 2021). “Vietnam: October 2021 updates to the Draft PDP8” (https://insightplus.bakermckenzie.com/bm/attachment_dw.action?attkey=FRbANEucS95NMLRN47z%2BeeOgEFCt8EGQJsWJiCH2WAUTleh6%2BAJHruNkrWNztluo&nav=FRbANEucS95NMLRN47z%2BeeOgEFCt8EGQbwypnpZjc4%3D&attdocparam=pB7HEsg%2FZ312Bk8OIuOIH1c%2BY4beLEAeK13zYkvUKc8%3D&fromContentView=1)

る。洋上風力については、2030年2,000MW、2050年21,000~36,000MWと著しく拡大する計画である。なお、2022年1月、ベトナム商工省（Ministry of Industry and Trade, MOIT）がPDP8の洋上風力について2030年までに5,000MW、2045年までに40,000MWの開発を構想していると報じられた¹⁶⁷。これに対し、企業や地方からの申請は110,000MWに上っており、計画を大きく超えているため、案件が選別されることになる。

表 2-1 PDP8 草案における発電設備容量目標

	石炭	ガス	水力	太陽光	風力
2030	40,649MW (28.3~31.2%)	27,471~32,071MW (21.1~22.3%)	26,684~27,898MW (19.4~20.5%)	18,640~22,040MW (14.3~15.3%)	陸上：11,820~13,820MW 洋上：2,000MW (9~9.6%)
2045	50,699MW (15.4~19.4%)	61,900~88,700MW (23.6~26.9%)	29,077~30,077MW (12.6~13.6%)	51,540~63,640MW (19.3~19.7%)	陸上：27,110~32,720MW 洋上：21,000~36,000MW (18.4~20.8%)

（注）括弧内の数値は全体に占める割合。

（出所）Baker MaKenzie（October 2021）より日本エネルギー経済研究所作成

(ii) 再生可能エネルギー支援策

ベトナムでは、再エネ導入・拡大を支援する政策として固定価格買取（FIT）制度が導入されている。風力発電に対しては2011年からFITが適用され¹⁶⁸、陸上風力発電に対して1,928ベトナム・ドン（VND）/kWh（USD 0.085/kWh）、洋上風力発電に対してVND 2,223/kWh（USD 0.098/kWh）が買取価格となった。しかし、商工省（MOIT）は、風力発電に対するFITの新規適用を2021年10月末日で終了した¹⁶⁹。導入後10年が経過し、再エネの投資拡大に一定の役割を果たしたためとされる。今後は、再エネ全体を対象とする入札制度を導入する方針が示されている。ベトナム電力公社（Vietnam Electricity, EVN）などの送・配電事業者が複数の発電事業者と買取価格を協議し、安い価格を提示した発電事業者から買い取る仕組みが基本になると報じられている。

また、投資を促進するための優遇措置として、法人所得税と輸入税（関税）での優遇措置がある。法人所得税では、再生可能エネルギー・クリーンエネルギーの生産を行う新規投資企業に対して、法人所得税の優遇税率10%が15年間適用され、免税期間は4年間、減税（50%）はその後9年間認められる¹⁷⁰。輸入税については、ベトナムとの間で日本を含む特別優遇協定を結んでいる国からの輸入品に対して特別優遇税率が適用され、ベトナムと最

¹⁶⁷ NNA Asia（2022年1月14日）「再生エネ申請、電力基本計画の容量オーバー」

¹⁶⁸ Decision of the Prime Minister No. 37/2011/QD-TTg of 2011 on Mechanisms Supporting the Development of Wind Power Project in Vietnam

陸上風力の買取価格は、導入時はUSD 0.078/kWhであったが、2018年首相決定39号（No.39/2018/QD-TTg）によってUSD 0.085/kWhへと引き上げられた。

¹⁶⁹ NNA Asia（2021年12月28日）「風力発電のFIT終了、太陽光含め入札制に」

¹⁷⁰ 日本貿易振興機構（JETRO）ハノイ事務所（2018年7月）『ベトナム税務Q&A』、pp.9-11.

(https://www.jetro.go.jp/ext_images/Reports/02/2018/fb58bdd9f9dd9980/vn201807.pdf)

優遇税率の適用期間は、売上が発生した年から開始。免税・減税期間は課税所得が発生した年度から適用されるが、売上発生後3年間課税所得がない場合は4年目から自動的に開始される。

恵国待遇を結んでいる国からの輸入品に対しては優遇税率が適用される¹⁷¹。

(iii) 洋上風力開発に必要な手続き

ベトナムでは、開発事業者は洋上風力プロジェクトの開発に関して以下の許認可を得る必要がある¹⁷²。

- ・ PDP にプロジェクトが含まれなかった場合、風力計測調査（連続 12 カ月以上）の実施、および、プロジェクトに関する MOIT もしくは首相の承認の取得
- ・ 国会、首相、もしくは、地方の人民委員会の投資承認 (in-principle investment approval) の取得
- ・ 地方の計画投資局からの投資登録証明書 (investment registration certificate) の取得
- ・ 投資登録証明書の取得後、プロジェクト企業による会社登録証明書の取得

また、開発事業者は以下の許認可も必要となる。

- ・ 洋上風力発電設備の建設・運転に向けた海洋空間割当決定¹⁷³
- ・ 陸上の系統接続の整備に関し、地方の人民委員会の借地契約決定および土地利用権証明書
- ・ 天然資源環境省 (Ministry of Natural Resources and Environment, MONRE) もしくは地方の人民委員会からの環境影響評価報告の承認
- ・ 地方の建設局からの建設許可
- ・ MOIT からの電力事業ライセンス

海洋空間の割当期間は事業別に検討され、最長 30 年まで認められる (20 年まで延長可能)。また、洋上風力開発に係る海域の利用料として年間 VND 3,000,000~7,500,000 (約 USD 130~320) /ヘクタールの支払いが求められる¹⁷⁴。

なお、開発事業者は、EVN と PPA を締結し、配電事業者と系統接続契約を締結しなければならない。

(2) 洋上風力のポテンシャル

世界銀行 ESMAP の報告書では、ベトナムの洋上風力のポテンシャル (沿岸から 200km 以内) は 599GW (着床式 261GW、浮体式 338GW) とされ、次のように分析されている¹⁷⁵。

¹⁷¹ 同上、p.2

¹⁷² Hogan Lovells (2021). *op.cit.* pp.225-226.

¹⁷³ Decree No. 11/2021/ND-CP : Providing the assignment of given sea areas to organizations and individuals for marine resource exploitation and use, Article 8

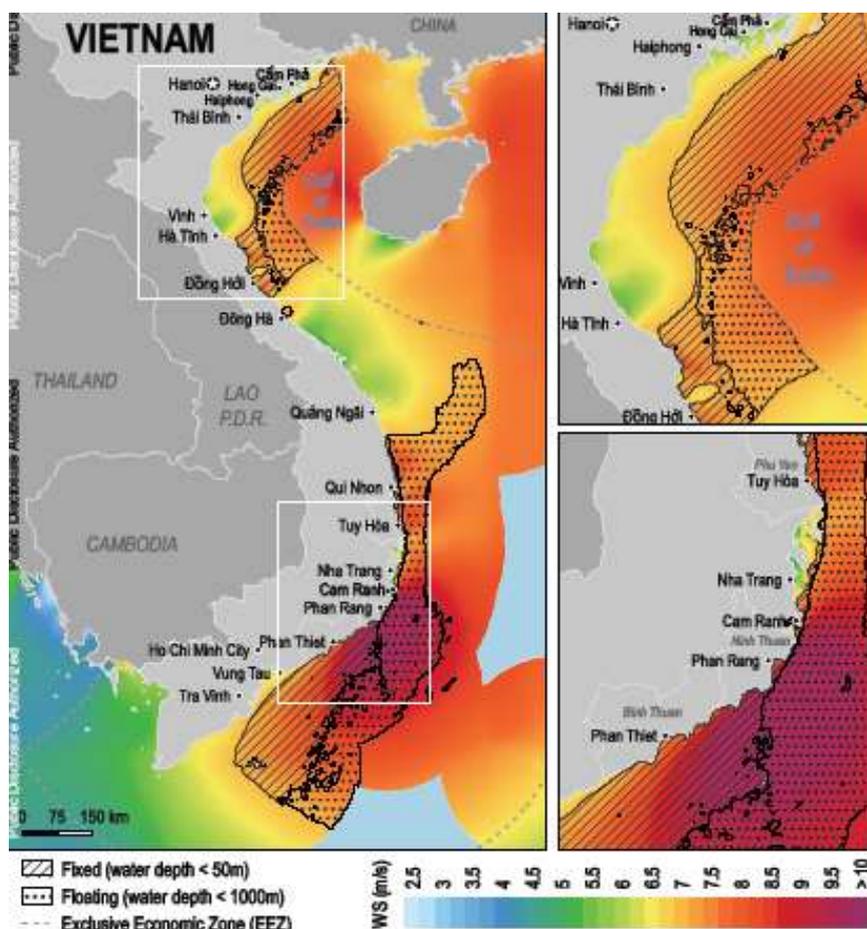
事業に応じて海洋空間割当決定を行う政府機関は次のようになっている。①首相：国会や政府の承認が必要な投資事業、②天然資源環境省：首相の承認が必要な投資事業、地域間の海域や 6 海里を超える海域、海外投資家による海洋資源を利用する投資事業、③沿岸の人民委員会 (省政府)：6 海里内の海域

¹⁷⁴ *Ibid.*, Article 6, Article 34

¹⁷⁵ ESMAP (2019). *op.cit.* p.26.

- ・ ベトナムの南部沿岸には世界レベルでの豊富な風力資源があり、ビントゥアン (Binh Thuan) 省およびニントゥアン (Ninh Thuan) 省の沖合 (水深 50m 未満) では、平均風速が 10 m/s を超える。この海域は南側に広がっており、平均風速は 7 m/s に落ちるが、沖合から 125km まで広がる。この海域だけで着床式洋上風力の技術的なポテンシャルは 165GW とされる。
- ・ ベトナム南部からフエ (Hue) 南側中部地域の沿岸に広がる水深 1,000 m 未満の海域では浮体式洋上風力の技術的なポテンシャルが 175GW とされる。
- ・ トンキン湾 (北部地域) では、水深 50m 未満の沖合で風速 7~8.5 m/s の広い海域があり、着床式洋上風力の技術的なポテンシャルは 88 GW とされる。トンキン湾の南側にある水深 1,000 m 未満の海域では浮体式洋上風力の技術的なポテンシャルは 39GW とされる。

図 2-1 ベトナムの洋上風力ポテンシャル



(出所) World Bank (2021)¹⁷⁶

¹⁷⁶ World Bank (2021). “Going Global: Expanding Offshore Wind to Emerging Markets (Vol. 50): Technical Potential for Offshore Wind in Vietnam - Map (English)” Washington, D.C.: World Bank Group. (<http://documents.worldbank.org/curated/en/781371586848751429/Technical-Potential-for-Offshore-Wind-in->

また、デンマークエネルギー庁の調査では、24 区域で 160GW の技術的なポテンシャルが確認されている¹⁷⁷。沿岸から 5~100 km に位置し、海上 100 m の高さで風速 7 m/s 以上の区域が調査対象とされた。

2021 年 4 月、ニントゥアン省人民委員会が「2021~30 年の洋上風力発電開発計画および 45 年までの展望」の草案を作成していることが伝えられた¹⁷⁸。2025 年までに 4 カ所 (1,220MW) の洋上風力発電を建設し、2030 年までに 15 カ所に増やす計画とされ、洋上風力開発への期待が窺える。

ベトナムでは PDP にプロジェクトが含まれることが洋上風力プロジェクト開発の許認可を得る際の重要な条件となる。2021 年 12 月、ニントゥアン (Ninh Thuan) 省、ビントゥアン (Binh Thuan) 省、クアンニン (Quang Ninh) 省、タイビン (Thai Binh) 省が、MOIT に PDP8 への洋上風力を含む風力・太陽光プロジェクトの追加を提案したと報じられた¹⁷⁹。ビントゥアン省は最も大きい 22,200MW の洋上風力プロジェクトを提案している。

(3) 洋上風力市場の現状

(i) ベトナム初の洋上風力発電 Bac Lieu Wind Farm

ベトナムではバクリュウ (Bac Lieu) 省で 99.2MW の洋上 (nearshore) 風力発電所が稼働している¹⁸⁰。バクリュウ風力ファームの開発は 2010 年に建設が開始され、2 段階で進められた。2013 年に第 1 フェーズの洋上風力 (16MW) が運転開始し、2015 年に第 2 フェーズの 83.2MW 分のタービンが設置され、2016 年 1 月にフル稼働となった。発電された電力は PPA の下 EVN に供給される。このプロジェクトは米国の協力 (U.S.-Asia Pacific Comprehensive Energy Partnership の一部として米国・ベトナム民間企業を支援) で行われ、ベトナム Cong Ly Construction - Trade - Tourism 社が開発事業者となり、米国 General Electric (GE) がタービンを提供した。米国輸出入銀行 (Export-Import Bank of the United States) およびベトナム開発銀行 (Vietnam Development Bank) が共同で融資を行っている。

(ii) ビントゥアン省の大規模プロジェクト

ベトナムでは現在約 20 の洋上風力プロジェクトが進められており、大規模なものとしてビントゥアン省で行われている次の 2 件のプロジェクトがある¹⁸¹。

Vietnam-Map)

¹⁷⁷ Danish Energy Agency (2020). op.cit. p.5

¹⁷⁸ NNA Asia (2021 年 4 月 29 日)「ニントゥアン省、15 カ所で洋上風力発電計画」

¹⁷⁹ Vietnam Investment Review (December 07, 2021). “Four provinces propose adding wind and solar power projects to PDP8” (<https://vir.com.vn/four-provinces-propose-adding-wind-and-solar-power-projects-to-pdp8-89722.html>)

¹⁸⁰ Power Technology (January 29, 2016). “Bac Lieu Offshore Wind Farm” (<https://www.power-technology.com/projects/bac-lieu-offshore-wind-farm/>)

¹⁸¹ GWEC (2021b). “Global Offshore Wind Report 2021” p.79 (<https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2021/>)

【Thang Long Offshore Wind Power Project】¹⁸²

Thang Long 洋上風力プロジェクトは、ビントゥアン省ケガ岬 (Ke Ga cape) から 20~50km 離れた沖合で、平均風速 9.5m/s と良好なエリア (2,000km²) で進められている。総出力は 3,400MW で、投資額 (送電網や変電所建設費用を除く) は USD 90 億に上る。最初は 9.5MW のタービンが用いられるが、技術開発に応じて 10~12MW のタービンが用いられる。

英国 Enterprize Energy が主導しており、ベトナム企業では PVC-MS、Vietsovetro、EVN PECC3、Haduco、Hemera Media が参加、海外からは MHI Vestas Offshore Wind、Société Générale、ODE Ltd.が参加している。PVC-MS と Vietsovetro が設計、建設、設置から送電網への接続などを担う。当プロジェクトについて、ビントゥアン省人民委員会の承認は得られており、首相の承認を得られるよう準備が進められている。

なお、Enterprize Energy は、2021 年 12 月、ベトナムエネルギー研究所 (Institute of Energy) と、グリーン水素のポテンシャルを評価する調査について覚書 (MOU) を締結した¹⁸³。洋上風力を用いて年間 330,000 トンの水素生産が可能と見られている。

【La Gan Offshore Wind Farm】¹⁸⁴

同じくビントゥアン省で進められる La Gan 洋上風力プロジェクトは、沿岸から 12~40km 離れた 600km² をカバーする海域で風速は 9m/s と恵まれている。投資総額 USD105 億とされ、総出力は 3,500MW、12MW 規模の風力タービンが利用される。水深 10~35m であるため、着床式洋上風力の基礎構造としてモノパイル式もしくはジャケット式が検討されている。ビントゥアン省人民委員会の承認は取得済みである。

デンマーク年金基金 Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) がベトナム企業 Asia Petroleum Energy Corporation (Asiapetro) および Novasia Energy Company Limited (Novasia) と共に開発を進め、Copenhagen Offshore Partners が管理を担う。2020 年 7 月、CIP はビントゥアン省人民委員会と当プロジェクトの開発について MOU を締結している¹⁸⁵。2021 年 5 月には、ベトナム政府機関である海洋資源環境計画調査北部センター (Northern Center for Planning and Investigation of Marine Resources and Environment, CPIM) と La Gan 洋上風力プロジェクトに関して 2 件の地質調査契約 (La Gan Geophysical Survey Campaign Contract および La Gan Geological Study Contract) が締結された¹⁸⁶。CPIM はデンマーク気候・エネルギー・ユーティ

¹⁸² Thang Long Wind. (<http://en.thanglongwind.com/#>)

¹⁸³ Thang Long Wind (December 25, 2021) “Offshore wind developer Enterprize Energy and the Vietnamese Institute of Energy have teamed for a study assessing “green hydrogen’s potential to supercharge Vietnam’s energy capabilities.” (<http://en.thanglongwind.com/news-events/offshore-wind-developer-enterprize-energy-and-the-vietnamese-institute-of-energy-have-teamed-for-a-study-assessing-green-hydrogens-potential-to-supercharge-vietnams-energy-capabilities-2205.html>)

¹⁸⁴ La Gan Offshore Wind Farm. (<https://www.laganoffshorewind.vn/>)

¹⁸⁵ Copenhagen Infrastructure Partners (July 22, 2020). “Copenhagen Infrastructure Partners signed MOU with Binh Thuan province to develop a US\$ 10 billion offshore wind project” (<https://cipartners.dk/2020/07/22/copenhagen-infrastructure-partners-signed-mou-with-binh-thuan-province-to-develop-a-us-10-billion-offshore-wind-project/>)

¹⁸⁶ La Gan Wind (May 2021). “The La Gan offshore wind power project awards geological contracts with CPIM/GEUS” (<https://www.laganoffshorewind.vn/the-la-gan-offshore-wind-power-project-awards-geological-contracts-with-cpim-geus/>)

リテイ省（Ministry of Climate, Energy and Utilities）のデンマーク・グリーンランド地質調査所（Geological Survey of Denmark and Greenland, GEUS）と協力して、水深測量、海底の特徴や地質を分析するため海底のデータ・サンプルの収集を行う。また、地質条件、海洋生物、海洋資源の利用についても評価される。

(iii) デンマーク Ørsted の事業展開

デンマーク Ørsted は、ベトナム・ハノイに拠点を設け、洋上風力市場の開発を積極的に行っている。

2021年9月、Ørsted は現地のコングロマリット T&T グループと、ビントゥアン省およびニントゥアン省沖合での大規模な洋上風力の開発に関する覚書（MOU）を締結した¹⁸⁷。

2021年11月には、ベトナム北部ハイフォン（Hai Phong）市に対し、3,900MW の洋上風力プロジェクトに関する調査を提案した¹⁸⁸。バクロンヴィー（Bach Long Vy）島の南東 14km、ロンチャウ（Long Chau）島の北西 36 km に位置し、20MW 規模（高さ 150~200m）の風力タービンの設置が計画されている。事業は 3 期に分けて行われ、投資額は USD119~136 億とみられる。ハイフォン市人民委員会側は、投資に望ましい条件を整備するとしつつ、Ørsted に対し、当プロジェクトに必要な文書の提出、調査海域やタービン設置に関する検討などを要請している。

(iv) アイルランド Mainstream Renewable Power の事業展開

アイルランドに拠点を置く Mainstream Renewable Power もハノイとホーチミンにオフィスをもち、2 件（1,900MW）の洋上風力プロジェクトを進めている¹⁸⁹。

1 つは、南部ソクチャン（Soc Trang）省で地元企業 Phu Cuong Group と共に Phu Cuong Soc Trang 洋上風力ファーム（1,400MW）の開発を行っている¹⁹⁰。2021年11月、最初の 200MW 分に対してソクチャン省政府から投資の承認と投資登録証明書を得ている。2 期（フェーズ 1：（A）200MW および（B）200MW、フェーズ 2：1,000MW）に分けて行われ、フェーズ 1（A）については、2022 年第 2 四半期までに建設開始、2023 年に運転開始が計画されている。

2020年11月には、同社はベトナムの Advanced Information Technologies Corporation と合弁契約を締結した¹⁹¹。ベンチェ（Ben Tre）省沖合で 500MW の洋上風力開発を行う。2025/26 年の商業運転が目指される。

¹⁸⁷ Ørsted (September 9, 2021). “Ørsted and T&T sign MoU on strategic collaboration for offshore wind projects in Vietnam” (<https://orsted.com/en/media/newsroom/news/2021/09/951339145832925>)

¹⁸⁸ Vietnam Plus (November 5, 2021). “Danish Group to invest up to 13.6 billion USD in offshore wind farm in Hai Phong” (<https://en.vietnamplus.vn/danish-group-to-invest-up-to-136-billion-usd-in-offshore-wind-farm-in-hai-phong/213951.vnp>)

¹⁸⁹ Mainstream Renewable Power. (<https://www.mainstreamrp.com/vietnam/>)

¹⁹⁰ Phu Cuong Soc Trang offshore wind farms. (<https://phucuongsoctrangoffshorewind.vn/en>)

¹⁹¹ Mainstream Renewable Power (November 4, 2020). “Agreement with AIT to Co-Develop 500 MW Offshore Wind Project” (<https://www.mainstreamrp.com/insights/Agreement-with-AIT-to-co-develop-500-mw-offshore-wind-project/>)

(4) 洋上風力市場における課題

(i) 不透明な支援政策

ベトナムでは、洋上風力市場は黎明期にあり、その普及・拡大のためには政府による支援が必要と考えられる。しかし、風力発電に対する FIT の新規適用は 2021 年 10 月末日で終了しており、今後は入札制度になると報じられているが、方向性について明確には示されておらず、不透明な状況が続いている。入札制度に移行するにしても、その制度設計に時間を要し、産業界も入札に向けた準備を行う期間が必要になる。このように政策的な支援の見通しが難しい状況では投資判断が難しく、洋上風力プロジェクトの進捗が遅れる可能性が考えられる。

(ii) 系統接続に関わるリスク

洋上風力開発事業者は、発電所から陸上の国の電力網に至る送電線や変電所の建設・運転・維持の責任を担っている¹⁹²。国の系統連系地点以降の送電網部分については、送電事業者の所管となるが、現在の法制度では、系統接続に関して遅延や支障が生じても、洋上風力開発事業者は保護されるように整備されていない。また、系統混雑によって再エネの発電量の出力抑制が行われても補償はなく、再エネが優先して給電される仕組みにもなっていない。ベトナムでは、FIT 制度によって長期で買取価格が保証されたことで、送電網や変電所が適切に設置されていない山間地や遠隔地などへ太陽光や風力への過剰な投資が行われていることが懸念される。そのため、系統接続できても送電ができず収益に影響するリスクが伴うことになる。

(iii) 困難な融資の確保

洋上風力は事業規模が大きいため、どのように資金を調達するか重要である。しかし、ベトナムの現行の不透明な政策や不確実性を伴う系統接続の条件では、洋上風力プロジェクトを融資可能な事業として判断するのは困難な状況となっている。ベトナムの現在の PPA では、系統接続、為替や法令変更といったリスクに対して保護する規定がなく、開発事業者（売電側）にとっては硬直的で不利な状況になることも考えられる。ベトナムでの洋上風力事業の融資可能性（bankability）を改善することが必要である。

(iv) 先行利用者との調整

ベトナムの漁獲量は 2019 年時点で世界第 7 位と漁業が主要な産業の一つである¹⁹³。他方、洋上では石油・ガスの開発も行われており、このような先行利用者が洋上風力の開発に適した海域で事業を行っている可能性も考えられる。先行利用者の事業に影響を及ぼさないよ

¹⁹² Hogan Lovells (2021). *op.cit.* p.228.

¹⁹³ Food and Agriculture Organization of the United Nations (2021). *FAO Yearbook of Fishery and Aquaculture Statistics 2019*. Rome/FAO. (<https://www.fao.org/3/cb7874t/cb7874t.pdf>)

うに、洋上風力の開発を慎重に進めていかなければならない。

(v) 洋上風力市場に向けた基盤整備

ベトナムには日本の「海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（再エネ海域利用法）」のような一般海域における洋上風力開発に関する包括的な法律が存在していない。「電力法（Electricity Law）」や現行の法制度では洋上風力の開発や必要なインフラ整備に適した制度となっておらず、投資や海洋資源利用など他の規制との整合性が取れていない。そのため、洋上風力開発を促進するための包括的な枠組みが必要と考えられる。また、風速、海象、地質などのデータベースの構築や調査も遅れている。これらは洋上風力の開発に欠かせないため、適切に実施されるよう法律や環境を整え、速やかな対応が望まれる。

2-2 フィリピン

(1) 洋上風力に係る再生可能エネルギー政策

(i) 再生可能エネルギー政策・導入目標

エネルギー源の4割以上を海外に依存するフィリピンは、エネルギーの自立（Energy Independence）を重視しており、再エネの積極的な利用を目標として掲げている。

2021年に発表された「フィリピンエネルギー計画（Philippine Energy Plan, PEP）2020-2040」では、再エネが電源構成に占める割合を、レファレンスシナリオで2030年および2040年35%、クリーンエネルギーシナリオで2030年35%、2040年50%とみている¹⁹⁴。策定中の「国家再生可能エネルギープログラム（National Renewable Energy Program, NREP）2020-2040」でも、再エネが電源構成に占める割合について、「PEP 2020-2040」に沿って、2030年35%、2040年50%に引き上げる目標を掲げていることが報じられた¹⁹⁵。同国において水力を含む再エネが電源構成に占める割合は20.8%（2019年時点）であるため、野心的な目標に向けて再エネの拡大が必要とされる。

(ii) 再生可能エネルギー支援策

フィリピンでは、再エネ導入・拡大のために、2008年「再生可能エネルギー法（Renewable Energy Act of 2008）」に基づき、固定価格買取制度（FIT）および Renewable Portfolio Standards（RPS）を実施している。FIT制度では、風力、バイオマス、太陽光、流れ込み式水力、海洋エネルギーを対象とし、国家送電会社（National Transmission Corporation, TRANSCO）が20年間の買取義務を負う。ただし、2021年3月時点で、太陽光、風力、バイオマスは、FIT制度で導入目標とされた設備容量を達成しており新規の承認は行われていない¹⁹⁶。

RPSは2020年から適用されており、対象事業者は、一定の割合の再エネ電力を調達または生産することを義務付けられている¹⁹⁷。エネルギー省が発電量に占める再エネ割合を2030年再エネシェア35%目標に基づいて検討し、RPSの目標値を定める。また、RPSは年間1%増加させることになっており、2023年からは年間2.52%への引き上げが提案されている¹⁹⁸。

¹⁹⁴ Department of Energy (2021). “Philippine Energy Plan 2020-2040” p.181, p.191

(https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/pep/PEP_2020-2040_signed_01102022.pdf)

¹⁹⁵ The Philippine News Agency (November 13, 2021). “New RE plan targets 35% share of power generation by 2030” (<https://www.pna.gov.ph/articles/1159659>)

2011年に作成された「NREP」は、再エネ設備容量を2010年5,438MWから2030年15,304MWへ拡大することを目標としていた。「NREP 2020-2040」は最終化に向けて調整中（2022年3月時点）。

¹⁹⁶ Department of Energy (2021). op.cit., p.88

¹⁹⁷ Department of Energy Department Circular No. DC2017-12-0015 “Promulgating the Rules and Guidelines Governing the Establishment of the Renewable Portfolio Standards for On-Grid Areas” (https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/issuances/dc2017-12-0015_1.pdf)

対象事業者には、全ての配電事業者、市場参加の発電事業者、顧客へ直接売電する発電会社、国家再生可能エネルギー委員会が認可した事業者が含まれる。

¹⁹⁸ Department of Energy (September 14, 2021). “DOE Meets Stakeholders on Proposed Policy Renewable Energy Use Increase” (<https://www.doe.gov.ph/press-releases>)

対象となる再エネは、バイオマス、廃棄物、風力、太陽光、流れ込み式水力、貯水式水力、地熱、海洋、再エネ法で定められたハイブリッドシステム、地熱、エネルギー省が認可する再エネ技術が含まれる。

また、2008年再生可能エネルギー法に基づいて、再エネ事業者に対する経済的な優遇措置が取られている。再エネ開発事業者に対しては、法人税7年間免除（8年次以降は10%）や認定された再エネ開発事業者の関連機器、設備、材料の輸入関税10年間免除等のインセンティブがある¹⁹⁹。

新しい政策として、「グリーン・エネルギー入札プログラム（Green Energy Auction Program, GEAP）」が導入される。再エネ電力を消費者に供給できる事業者が入札によって選定される。エネルギー省は、2021年12月、GEAPに関して改正された規則を公表した²⁰⁰。卸売電力スポット市場（Wholesale Electricity Spot Market, WESM）で優先的に売電されるメカニズムが導入される。また、オプトイン・メカニズム（Opt-in Mechanism）では、配電事業者が入札の対象になる電力の一部を調達でき、RPS基準の遵守に資するようになる。2022年1月、エネルギー省はGEAPの競争入札を公示した（表2-2）²⁰¹。当初は2021年6月に開始される予定であったが延期されていた。太陽光、風力、水力、バイオマスを含む2,000MWが対象となる。

表 2-2 グリーン・エネルギー入札プログラムの公示

	ルソン	ビサヤ	ミンダナオ
水力	80MW	-	50MW
バイオマス	60MW	120MW	50MW
太陽光	900MW	260MW	100MW
風力	360MW	20MW	-
合計	1,400MW	400MW	200MW

（出所）Department of Energy (January 21, 2022)より日本エネルギー経済研究所作成

(iii) 洋上風力発電事業に必要な手続き

フィリピンの発電事業は、電力産業改革法（Electricity Power Industry Reform Act, EPIRA）の下、自由化が進められた。新規で発電事業を行う場合は表2-3の申請を行う必要がある²⁰²。

¹⁹⁹ Republic Act No. 9513 An Act Promoting the Development, Utilization and Commercialization of Renewable Energy Resources and for Other Purposes (Renewable Energy Act of 2008), Section 15 (<https://www.officialgazette.gov.ph/2008/12/16/republic-act-no-9513/>)

2022年1月、エネルギー省は、再エネ分野への投資を促進するため、再エネ開発事業者に対する税制優遇措置の適用条件を緩和すると発表した。優遇措置を受けやすいように規制を見直している。

（The Philippine News Agency (January 6, 2022). “Availment of perks under RE Act now simplified” (<https://www.pna.gov.ph/articles/1164719>)

²⁰⁰ Department of Energy (December 10, 2021). “DOE Issues New Green Energy Auction Program Guidelines” (<https://www.doe.gov.ph/press-releases/doe-issues-new-green-energy-auction-program-guidelines>)

NNA Asia (2021年12月14日)「再生エネ電力競争入札、規則を改正」

²⁰¹ Department of Energy (January 21, 2022). “Notice of Auction” (<https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/announcements/NOA%282%29.pdf>)

²⁰² 有限責任あずさ監査法人（2018）『平成29年度質の高いインフラの海外展開に向けた事業実施可能性』

表 2-3 フィリピンの新規発電事業に必要な手続き

必要書類	申請先
投資委員会（Board of Investment, BOI）登録是認証明書（Certificate of Endorsement for BOI Registration）の取得	エネルギー省
証券取引委員会登録への是認証明書（Electric Power Industry Management Bureau Endorsement to Securities and Exchange Commission）の取得	
エネルギー規制委員会提出用是認証明書（Certificate of Endorsement, COE）の取得	
グリッド影響評価測定許可（Clearance to Undertake Grid Impact Study）の取得	
発電事業者遵守証明書（Certificate of Compliance for Generating Companies）の取得	エネルギー規制委員会
送電サービス申請（Transmission Service Application）の実施	フィリピン送電会社 （National Grid Corporation of the Philippines）
農地転用申請（Land Use Conversion）	農地転用省
環境遵守証明（Environmental Compliance Certificate）の取得	環境自然資源管理省 環境管理局
営業運転認可-大気汚染源および管理設備導入（Permit to Operate-Air Pollution Source and Control Installation）	
危険産業廃棄物排出者 ID（Hazardous Waste Generator ID）の取得	
特殊用途土地利用申請（Application for Special Use of Forest Lands for Energy Projects）	
ボイラー／圧力容器の設置申請（Boilers and Unfired Pressure Vessels）	

（出所）あずさ監査法人（2018）より日本エネルギー経済研究所作成

（2）洋上風力のポテンシャル

世界銀行 ESMAP の報告書では、フィリピンの洋上風力のポテンシャル（沿岸から 200km 以内）は 178GW（着床式 18GW、浮体式 160GW）とされ、次のように分析されている²⁰³。

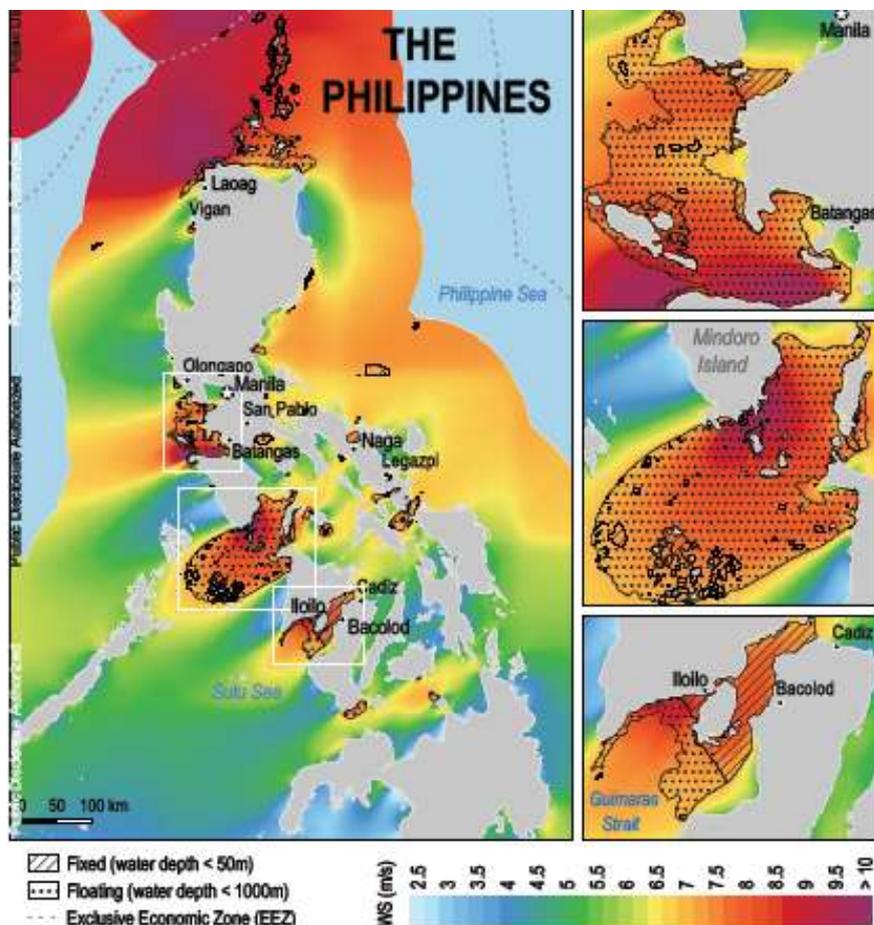
- ・ フィリピン諸島の北部・中部に適度な（reasonable）風力資源があり、着床式洋上風力に適した浅海にも風力資源がある。
- ・ ギマラス海峡（Guimaras Strait）には技術的なポテンシャル 7GW とみられる着床式洋上風力に適した海域がある。
- ・ ルソン島北部、および、ミンドロ島北部と南部に浮体式洋上風力に適した海域がある。ミンドロ島南部に技術的なポテンシャル 53GW とする最大の海域がある。
- ・ 低い風速となるが、フィリピン諸島の周囲には浮体式洋上風力に適した多くの海域

調査事業（フィリピン共和国：質の高い電力インフラの整備に係る制度調査）『経済産業省委託調査 pp.13-33（https://www.meti.go.jp/medi_lib/report/H29FY/000195.pdf）

²⁰³ ESMAP (2019). *op.cit.* p.18.

がある。

図 2-2 フィリピンの洋上風力ポテンシャル



(出所) World Bank (2020)²⁰⁴

フィリピンエネルギー省と世界銀行の委託により BVG Associates がフィリピンの洋上風力ロードマップを策定しており、その暫定結果が、2021年12月に報告された²⁰⁵。2つのシナリオが検討されている。

- ・ 低成長シナリオ (Low Growth Scenario: 「フィリピンエネルギー計画 (PEP) 2020-2040」で計画される 2040 年風力 11.8GW を想定。2040 年までに 4 件の大規模プロジェクト) では 2030 年までに 1.6GW、2040 年までに 3.2GW、2050 年までに 6GW になる見

²⁰⁴ World Bank (2020). “Going Global: Expanding Offshore Wind to Emerging Markets (Vol. 61): Technical Potential for Offshore Wind in Philippines - Map (English)” Washington, D.C.: World Bank Group. (<http://documents.worldbank.org/curated/en/519311586986677638/Technical-Potential-for-Offshore-Wind-in-Philippines-Map>)

²⁰⁵ BVG Associates (December 7, 2021). “Offshore Wind Roadmap for the Philippines Draft Findings for Consultation” World Bank’s Offshore Wind Roadmap for the Philippines ウェビナー資料 (2021年12月7日開催) (<https://bvgassociates.com/offshore-wind-roadmap-for-the-philippines/>)

通し。

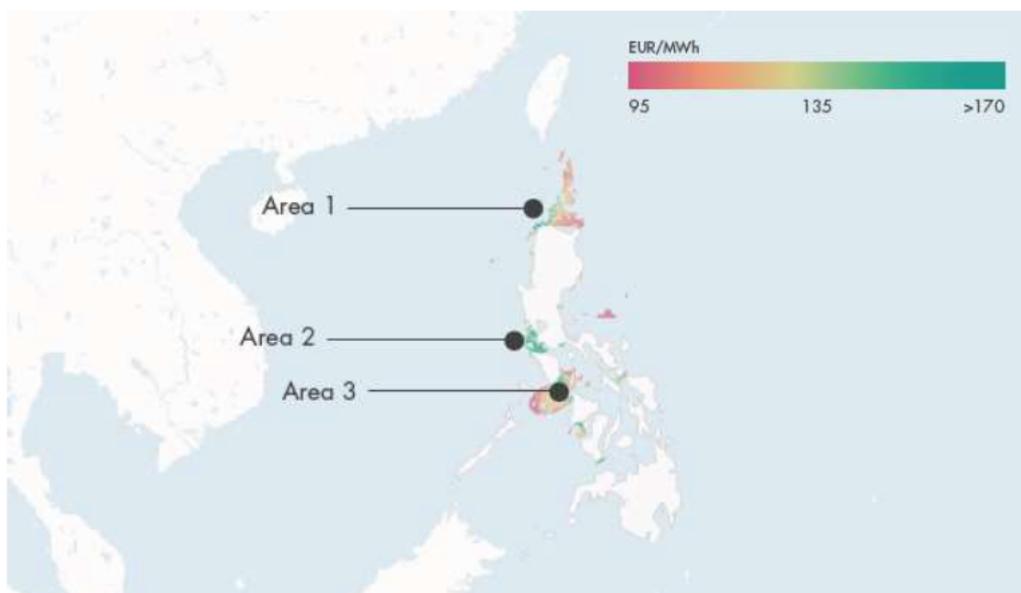
- ・ 高成長シナリオ (High Growth Scenario : 2033 年以降平均 2 件の大規模プロジェクト) では 2030 年までに 2.8GW、2040 年までに 20.5GW、2050 年までに 40GW になる見通し。

フィリピンの電力需要の増加を考慮すると、低コストで大規模の発電ができる洋上風力発電は高成長シナリオの可能性も高いとされる。これらのシナリオにおいて、開始時は着床式が用いられるが、フィリピンの洋上風力事業では浮体式が主要な技術になると見られている。

GWEC が 2022 年 3 月に公表した「Floating Offshore Wind – A Global Opportunity」では、浮体式洋上風力のポテンシャルがある市場を評価しており、フィリピンは上位に位置付けられている²⁰⁶。浮体式洋上風力のポテンシャルがある区域として均等化発電原価 (LCOE) EUR 0.075~0.100/kWh で 3 区域が確認された (図 2-3)。同報告書では次のように分析している。

- ・ Area 1 : 風速 10~11 m/s、LCOE は EUR 0.075-0.080/kWh であるが、厳しい海象条件のため運転上の制約が考えられる。
- ・ Area 2 : 最大都市で需要地であるマニラに近く、風速は 10~11 m/s、LCOE は EUR 0.080~0.100/kWh とされる。
- ・ Area 3 : 風速 10 m/s で、LCOE が EUR 0.080~0.090/kWh で可能性のある区域が比較的広い。

図 2-3 フィリピンの浮体式洋上風力ポテンシャル



(出所) GWEC (2022) p. 40

(3) 洋上風力市場の現状

²⁰⁶ GWEC (2022). “Floating Offshore Wind – A Global Opportunity” (<https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/03/GWEC-Report-Floating-Offshore-Wind-A-Global-Opportunity.pdf>)

フィリピンの洋上風力市場は開発前の準備段階にある。フィリピンでは、開発事業者は、再エネ資源の開発やフィージビリティスタディを行う権利を得るために、エネルギー省とサービス契約（service contract）を締結しなければならない。

エネルギー省と最初に洋上風力プロジェクトに関するサービス契約を締結したのはスイス・ドイツ・フィリピンの合弁企業 Triconti Windcraft Group（Triconti ECC Renewables）であった²⁰⁷。サービス契約を締結した 5 件の洋上風力プロジェクトには Guimaras Strait Wind Power Project（WPP）（600MW）、Aparri Bay WPP（600MW）、Guimaras Strait II WPP（600MW）、Frontera Bay WPP（450MW）、San Miguel Bay WPP（600MW）が含まれる。これらのプロジェクトに関し、2022 年 1 月、スペイン Iberdrola が Triconti ECC Renewables と契約を結び、洋上風力発電事業 5 件（3.5GW）への参画権を獲得したと発表した²⁰⁸。フィリピン初の洋上風力発電所（着床式）の建設が進められる。市場や規制が適切に整備されれば 2026 年に最初の洋上風力発電所の稼働が技術的に可能と見られている²⁰⁹。

2022 年 1 月には、シンガポール The Blue Circle とフィリピン CleanTech Global Renewables がエネルギー省とサービス契約を締結した。東ミンドロ（Oriental Mindoro）州 Bulalacao で 1.2GW（12MW×100 基）の洋上風力を開発する²¹⁰。

この他、フィリピン送電会社の系統への影響評価測定を行う許可（clearance）を得た段階にある洋上風力プロジェクト（2021 年 1 月 1 日～2021 年 12 月 31 日）は表 2-4 の通りである²¹¹。

²⁰⁷ Department of Energy (2021). op.cit. p.93

offshoreWIND.biz (March 30, 2020). “Philippines Takes First Offshore Wind Step”
(<https://www.offshorewind.biz/2020/03/30/philippines-takes-first-offshore-wind-step/>)

²⁰⁸ Iberdrola (January 12, 2022). “Iberdrola secures option in the Philippines to expand offshore wind activities in Asia” (<https://www.iberdrola.com/press-room/news/detail/iberdrola-secures-option-philippines-expand-offshore-asia>)

²⁰⁹ Business World (January 14, 2022). “Triconti, Iberdrola plan 3.5-GW offshore wind farms”
(<https://www.bworldonline.com/triconti-iberdrola-plan-3-5-gw-offshore-wind-farms/>)

²¹⁰ The Blue Circle (January 14, 2022). “The Blue Circle and CleanTech Global Renewable, Inc. Have Signed the Largest Offshore Wind Energy Service Contract of the Philippines” (<https://www.thebluecircle.sg/news-tbc/2022/1/14/largest-offshore-wind-power-project-secured-in-the-philippines>)

²¹¹ Department of Energy (n.d.). “List of Generation Projects Issued with Clearance to Undertake System Impact Study to the National Grid Corporation of the Philippines”
(https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/electric_power/annex-a-coe-to-ngcp-01-jan-2021-to-31-dec-2021_clearance-to-undertake-sis.pdf)

表 2-4 系統への影響評価測定許可を得た洋上風力プロジェクト

申請企業	プロジェクト名	設備容量	場所
Earth Sol Power Corporation	Oton Bank Offshore Wind Power Project	510MW	Iloilo and Guimaras
	Bagac Bay Offshore Wind Project	500MW	Bataan
	San Lorenzo Bank Offshore Wind Power Project	593MW	Iloilo, Guimaras and Negros Occidental
	San Enrique Bank Offshore Wind Project	500MW	Guimaras and Negros Occidental
ACX3 Capital Holdings	Lucena Wind Power Project	475MW	Quezon
	Tayabas Bay Wind Power Project	275MW	Quezon
	San Miguel Bay Wind Power Project	500MW	Camarines Sur
	Lubang and Looc Island Wind Power Project	600MW	Occidental Mindoro
Giga Ace 7	Calatagan Offshore Wind Power Project	1,024MW	Batangas
Gigawind5	Manila Bay Wind Power Project	1,248MW	Bataan, Cavite and Batangas
Petrogreen Energy Corporation	Norther Luzon Offshore Wind Power Project	2,000MW	Ilocos Norte (Burgos, Bangui, Pagudpud)
	Northern Mindoro Offshore Wind Power Project	1,000MW	Occidental Mindoro and Batangas
	East Panay Offshore Wind Power Project	500~1,000MW	Iloilo and Guimaras

(出所) Department of Energy (n. d.) より日本エネルギー経済研究所作成

(4) 洋上風力市場における課題

(i) 煩雑な行政手続き

先述したように新規の発電事業を行うためには、手続きに応じて所管となる政府機関から許認可を得なければならない。実際には発電所が商業運転を開始するまでに約 200 件の許認可が必要とされる²¹²。2019 年 3 月、Energy Virtual One-Stop Shop (EVOSS) システムが導入され、エネルギー省の管理の下、発電、送電、配電事業に関する許認可プロセスが簡素化された。しかし、このオンラインのプラットフォームで許認可が一元化され、手続きの所要時間が短縮されたのはエネルギー省に関するもののみで、EVOSS の効果は限定的であることが指摘されている²¹³。前掲表 2-3 に示したように許認可を必要とする政府機関はエネルギー省以外にもあり、地方政府（バランガイ）の許可が必要な手続きもある。EVOSS システムの改善によって許認可プロセスの迅速化が望まれる。

²¹² あずさ監査法人 (2018) 前掲報告書、p. 67

²¹³ PhilStar (December 7, 2021). "Wind developer pushes wider implementation of EVOSS" (<https://www.philstar.com/business/2021/12/07/2146135/wind-developer-pushes-wider-implementation-evoss>)

また、フィリピンの再エネ電力事業における外資制限も投資の障壁と考えられる。フィリピンの再エネ（バイオマス・地熱を除く）における発電、送電、配電事業では外資比率は40%までとされている²¹⁴。この外資への制限の緩和が投資を促進し、洋上風力事業の開発に資すると考えられる。

(ii) 系統連系の強化

フィリピンの電力系統は再エネ発電の増加に合わせた増強が行われていない。例えば、太陽光発電に関して、既存の発電設備との系統連系がうまくできないことや、メガソーラーの急増のため周波数の維持が困難になっている地域が出ている問題が指摘されている²¹⁵。この要因の一つとして、国が所有する電力網の運用、保守、開発を担うフィリピン送電会社（National Grid Corporation of the Philippines）の設備投資が十分に行われていないことが挙げられる。25年の運営権の終了後、送電線等の固定資産を国家送電会社（TRANSCO）へ返却するため設備投資を行うインセンティブが働いていない²¹⁶。また、系統混雑が発生しても、フィリピン送電会社の事業報酬の決定方法は影響を受けないようになっているため、系統混雑を緩和するような設備投資を行うインセンティブも欠けている。洋上風力事業は規模が大きいため、陸上の送電網との連系が問題なく行われるよう計画・整備が必要である。

(iii) 洋上風力開発を可能にする明確な計画および法制度の欠如

フィリピンには洋上風力開発を対象とした長期的な計画や法的な枠組みが整備されていない。洋上風力発電は技術開発の進展に伴い、大規模化が進んでいる。洋上風力発電設備の設置、特に大規模事業となると、電力系統、環境、海洋資源、漁業などへの影響を慎重に検討する必要がある。しかし、現段階では洋上風力発電は再エネ発電事業の一つとして進められており、開発段階もしくは稼働後に問題が生じないか、確実に発電事業が行えるのかといった懸念が消えない。政府が洋上風力開発に関する長期的な計画を明らかにし、法制度を整えることが、今後、洋上風力開発を順調に進めるために必要である。

例えば、政府による海洋空間計画もしくは洋上風力開発区域の指定によって、先行事業者と協調して事業を行う枠組みが必要と思われる。フィリピンは島嶼国家として水産業が盛んであり、漁獲量は2019年時点で世界第10位であった²¹⁷。漁業と共存し、海洋生物や資源を保護していくことが望ましい。また、フィリピンでは、地方政府が主体となって海洋保護区（marine protected areas）の管理を行っているため、地域との調整も必要になる。

そして、洋上風力開発の実現可能性を高める事業環境の整備が重要である。フィリピンの送電設備は再エネの大量導入に対応できていないため、大規模な洋上風力発電の導入に

²¹⁴ あずさ監査法人（2018）前掲報告書、p. 11

ただし、外資規制の撤廃が2019年にバイオマス発電、2020年に地熱発電に対して行われ、外資企業による100%の出資が認められている。

²¹⁵ 同上、p. 63

²¹⁶ 同上、p. 69

²¹⁷ FAO (2021). *op.cit.*

に向けた系統連系の増強が必要となる。また、開発事業者に対し、洋上風力の開発に十分な契約期間の確保も必要と考えられる。

第3章 候補国に対する公募制度案の作成及び候補国中央政府等を対象とした公募制度案の説明・フォローアップ

3-1 候補に対する公募制度案の作成

上述した第1章と第2章の内容を踏まえ、調査対象国の中でも市場拡大、日本企業が参入見込みの高いと見込まれる国としてベトナムを候補国として絞り込んだ。その上で、ベトナムにおいて、導入可能な公募制度に係る制度設計提案及び実施に向けたガイドラインを作成した。

3-2 候補国中央政府等を対象とした公募制度案の説明・フォローアップ

上記3-1にて作成した提案内容を、ベトナムの中央政府、地方政府、公営電力会社等に説明するとともに、企業・自治体等の有識者の参加の下、提案した公募制度導入や日本の企業等との連携の可能性を模索するため、Web会議形式での会合を2回開催した。

1回目の会合（2021年12月開催）においては、ベトナム政府に対して、3-1で作成した提案内容の大まかな概要を説明し、今後細部にわたる検討を進めることについて合意を得た。これを踏まえて2回目の会合（2022年3月開催）においては、ベトナム中央政府、地方政府、公営電力会社、企業等の洋上風力に関する実務担当者に対して、具体的な公募制度案及び実施に向けたガイドラインの詳細な説明を行った。この説明会においてベトナム側から出された質問に対するフォローを後日実施した。

第4章 洋上風力の海外展開に係るワークショップの開催

上述した第1章～第3章を踏まえ、下記の通り、アジア諸国での洋上風力展開に関連性の高い事業者や関係機関を講演者として洋上風力産業の海外展開に係るワークショップをWeb会議形式で開催した。

4-1 洋上風力のアジア展開に関する国内ワークショップの概要

- 目的：アジア諸国の洋上風力の市場概況、政策動向等の調査、ベトナムとの洋上風力の制度整備に係る議論の結果を報告するとともに、アジア諸国における洋上風力展開と関連性の高い企業・関係機関とのディスカッションを行う。
- 日時：2022年3月17日（木） 14:00～16:00
- 場所：オンライン開催
- プログラム

1. 開会挨拶	経済産業省 資源エネルギー庁
2. ベトナムでの展開に向けた論点の整理	日本エネルギー経済研究所
3. パネルディスカッション「洋上風力のアジア展開について」 ・ 国際協力銀行 ・ JERA ・ 住友商事 ・ 戸田建設 ・ 日本風力発電協会 ・ レノバ	
4. 閉会挨拶	経済産業省 資源エネルギー庁

4-2 ワークショップの総括

本ワークショップでは、冒頭の経済産業省からの開会挨拶に続いて、日本エネルギー経済研究所から、本報告書の第1章～第3章までを踏まえて、「ベトナムでの展開に向けた論点の整理」として、アジアの有望な洋上風力市場としてのベトナムのエネルギー状況、再エネ政策、洋上風力のポテンシャル、洋上風力の現状、洋上風力展開に当たっての課題等の論点整理等の報告を行った。続いて、パネルディスカッションに招聘されたパネラー各位から、ベトナムでの展開を視野に入れたアジアあるいは洋上風力に関連性のあるそれぞれの実

績・経験、現在の取り組み、今後の展開、問題意識等について議論が交わされた。

主要な意見として概ね共通するのは、国内外問わず洋上風力を有望な商機として認識していること、既に洋上風力のビジネス展開を視野に入れたビジネス展開を開始していること、ベトナムの洋上風力を大きく成長する有望市場と認識していること、ベトナム等アジア諸国に対しては既に何らかの発電・エネルギー関連のビジネス経験を展開あるいはその足掛かりを有していること、洋上風力分野においては欧州勢が先行していることを踏まえた取り組みが必要であること等である。

また、ベトナムは将来性のある非常に有望な洋上風力市場であるものの様々な課題や障壁があり、必ずしも容易に開発が進められる状況ではないという点においても認識の一致が見られた。具体的な課題としてパネラーが共通して提示したのは、プロジェクトに対するファイナンス（いわゆる **Bankability** 問題）、洋上風力開発に関する法的枠組みの欠如、FIT後の入札制度の不確実性、許認可手続きの複雑・煩雑さ、電力系統の増強・整備の必要性といった点である。

これらの認識と課題を踏まえた上で、ベトナムでの洋上風力の展開に向けた今後の取り組みについても様々な観点から議論がなされた。中でも国が主導しての取り組みが必要とされる分野として、多くのパネラーが共通して指摘したのは、ベトナムにおける洋上風力に関する法的枠組みの形成、エネルギー政策の体系的な形成、電力系統の整備に対する二国間協力や支援の強化と拡充である。これらはベトナムにおいて洋上風力開発を大規模に進めるための基盤整備であり、国による主導が不可欠であることから今後の二国間協力の取り組みに大きな期待がかかっていることが白熱した議論からも示唆された。

これに加えて、民間としては、上記で列挙された問題を踏まえつつも地道な案件形成を着実に進め、個別案件の形成を通じて直面する具体的課題を一つ一つ解決してゆく中で相手との信頼を構築してゆくという「地道な取り組みの継続」こそが重要である、との意見に多くのパネラーそして参加者が共感を寄せた。また、これまでの長年にわたってアジア諸国における発電事業等の展開から培った経験を踏まえて、二国間の協力にせよ、民間での個別の案件形成にせよ、今進めつつある「アクションを止めない」そして粘り強く「相手との対話を続ける」ことが何よりも肝要であることも複数のパネラーから共通して提示された点である。これに関連して、ベトナムにおける既存事業等を通じて形成してきた信頼や人的ネットワークを活用することの重要性と継続性も複数のパネラーから共通して指摘がなされた。

ワークショップ全体の成果を一言でまとめれば、国が主導して進める二国間協力の推進と、それと並行して民間が主導して進める具体的な個別案件の形成とが車の両輪となって、ベトナムでの洋上風力の展開に向けて粘り強く前へ進めてゆく継続性、このことの重要性がワークショップ参加者間の共通認識として形成されたことである。

17 Mar. 2022



洋上風力のアジア展開に関する国内ワークショップ： ベトナムでの展開に向けた論点の整理

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

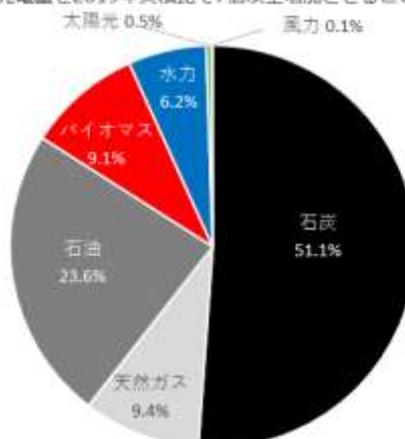
IEE JAPAN

IEE © 2022

洋上風力拡大の見込まれるアジア市場：ベトナム



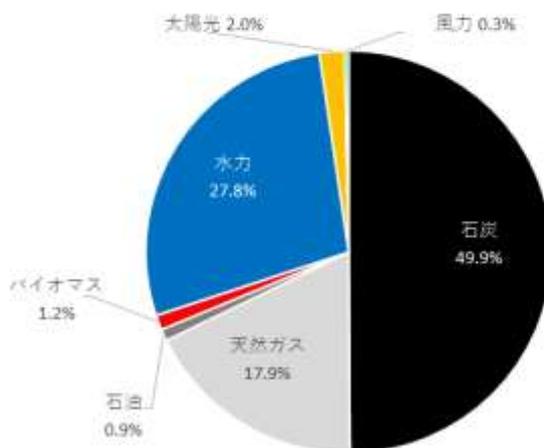
- 2019年ベトナムの一次エネルギー供給量3,818PJのエネルギー源別シェアは下図の通り
- 50%を越す石炭の圧倒的な存在、その6割は発電、残りは製鉄等製造量での燃焼熱利用
- 天然ガスの80%は発電、石油の65%は運輸用燃料
- 2019年再生エネシェアは15.8%。これを2030年に最大20%まで拡大させる方針
 - バイオマスの80%は燃焼熱利用、残る20%の発電のほぼすべてが自家発電
 - 太陽光は0.5%、風力は0.1%と非常に小さいシェアに過ぎない
 - 再生エネシェアを20%まで拡大させるためには（一次エネルギー供給量が不変と仮定したとしても）太陽光+風力の発電量を2019年実績比で7倍以上増加させることが必要



出所：IEA World Energy Statistics and Balances July 2021を参照して作成

ベトナムの発電量の再エネシェアは31%、風力は0.3%

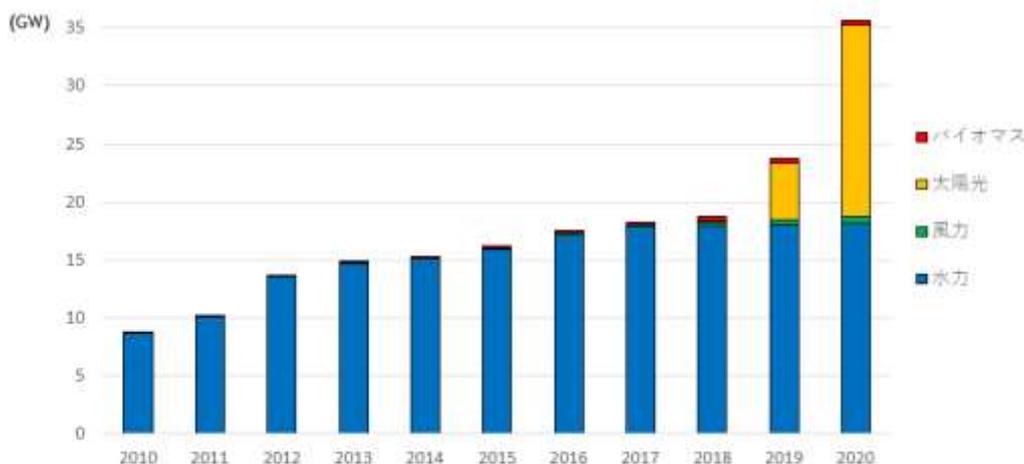
- 2019年のベトナムの発電量238TWhの電源別シェアは下図の通り
- 50%を占める石炭、18%の天然ガス、1%の石油を合わせて、合計約70%が火力発電
- 再エネシェアは31.3%だが、うち27.8%は水力と9割が水力を占める
 - 水力以外の再エネは太陽光2.0%、バイオマス1.2%、風力0.3%とほとんど導入の初期段階
 - しかし、2019年から太陽光が急増しており、この構図にも変化が生じる可能性が出てきた



出所：IEA World Energy Statistics and Balances July 2021を参照して作成

ベトナムの再エネ発電設備容量の累積値 (GW)

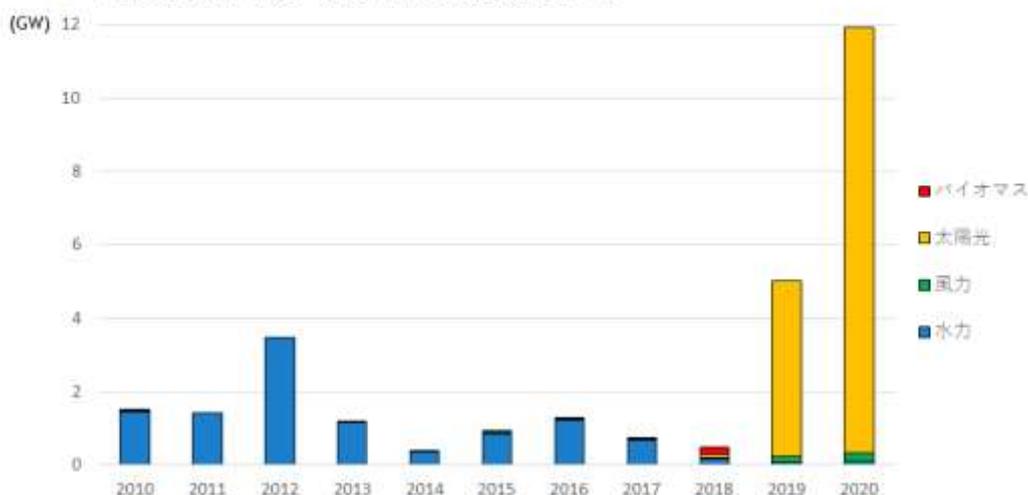
- 2018年までベトナムの再エネはほぼ100%であったが、2018年以降に太陽光が急増
- 太陽光の発電容量は2017年0.008GWから2020年16.5GWへと3年間で2,000倍の増加
- 風力（陸上風力）は2017年0.2GWから2020年0.6GWへの3倍弱の増加、しかし、太陽光の急増と比較すると緩やかな増加に留まっている



出所：IRENA Renewable Electricity Capacity and Generation Statisticsを参照して作成

ベトナムの再エネ発電設備容量の年間導入量 (GW)

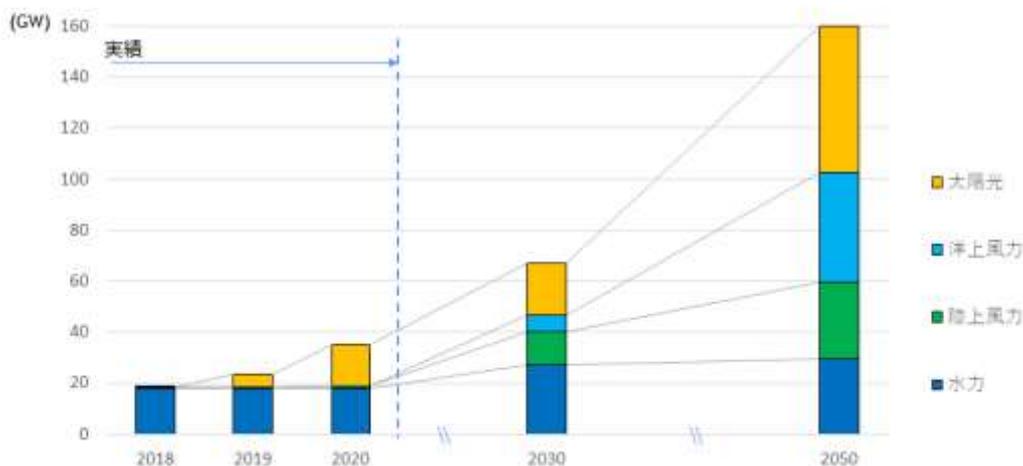
- 2017年までは増加のほぼすべては水力のみ
- 2018年以降は状況が激変、水力に代わって太陽光が市場を席巻、年間10GWを越す増加量
 - しかし、急速な太陽光の増加は系統ボトルネックでの出力抑制の懸念を高めている
- 対照的に風力は年間0.1~0.2GW程度の増加に留まっている



出所：IRENA Renewable Electricity Capacity and Generation Statisticsを参照して作成

ベトナム：洋上風力は2030年に6.5GW、2050年43GWと激増

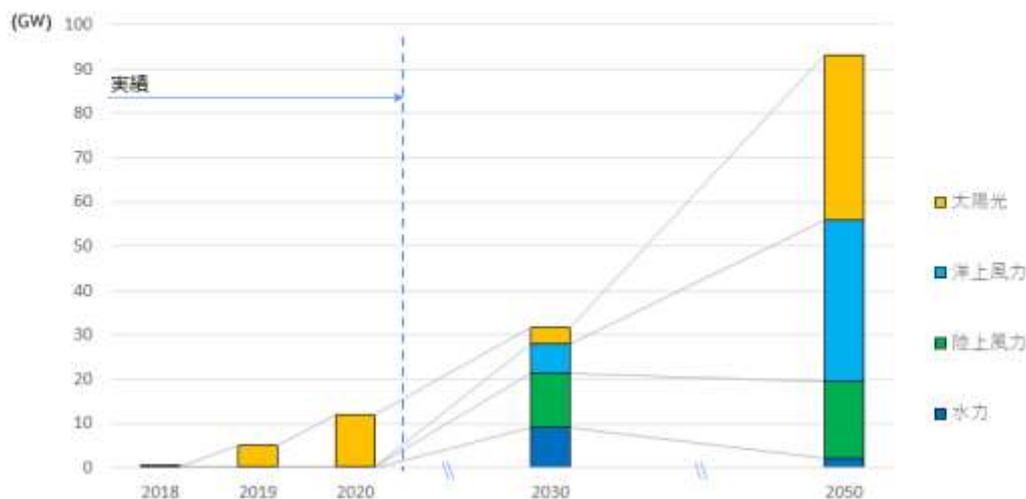
- 現在検討中のPDP8（第8次国家電力開発基本計画）ドラフトによると、、、
- 再エネ発電容量は2020年36GWから2030年67GW、2050年160GWへと大きく増加の見込み
- 陸上風力：2020年0.6GW→2030年13GW→2050年30GW、2030年時点では洋上より陸上主力
- **洋上風力：2020年ゼロ→2030年6.5GW→2050年43GW、2050年には陸上を逆転し洋上が主力に**
- 太陽光：2020年16.5GW→2030年20GW→2050年58GW、2030年では風力合計19GWと同水準、しかし、2050年には風力合計73GWに追い越され、風力が発電容量ベースでは最大の電源となる



出所：IRENA Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics, Baker McKenzie (2021)その他の情報を参照して作成

ベトナム：2020年→2050年増加量は43GWの洋上風力が最大

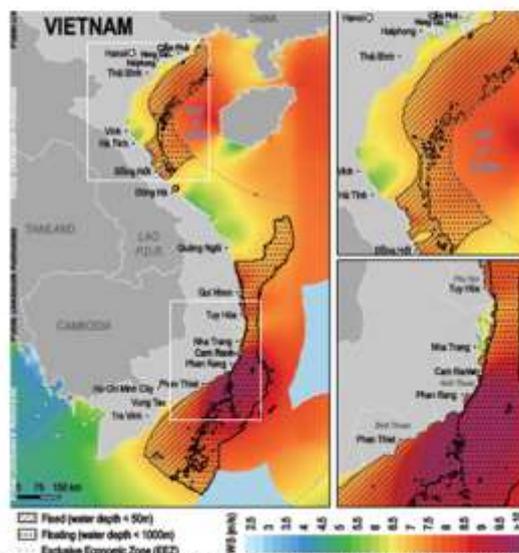
- PDP8ドラフトによる2020→2030→2050年の発電容量増加量の差分と見ると…
- 太陽光：2020→2030年の増加は4GWと比較的小さく、2030→2050年に37GWと大きく増加見込み
- 陸上風力：2020→2030年の増加は12GWと最も大きいですが、2030→2050年は17GWと比較的小さい
- 洋上風力：2020→2030年に6.5GWと増加した後、2030→2050年は37GWと2020年以降の増加量だけ着目すると43GWと太陽光を上回る高水準



出所：IRENA Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics. Baker Mackenzie (2021)その他の情報を参照して作成

ベトナム：洋上風力のポテンシャルは600GWと膨大

- 世銀ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program) によると…
- ベトナムの沿岸200km以内の洋上風力のポテンシャルは599GW (着床式261GW、浮体式338GW) と推計
- 現在100GW程度のエリアでサイト調査のための登録が進められている



出所：World Bank "Going Global : Expanding Offshore Wind to Emerging Markets (Vol. 50) : Technical Potential for Offshore Wind in Vietnam - Map (English)"

ベトナム：洋上風力導入目標 - 石炭フェーズアウトで加速



- COP26において、**2050年までのネット排出ゼロ**を目指すと言明、併せて**脱石炭連盟（PPCA）**に加盟し**石炭火力のフェーズアウトを明確化**
 - 第8次電力開発計画（PDP8）を見直し、化石燃料利用を最小化し、再エネを強く推進する方針で最終調整中
 - 2030年には再エネが一次エネルギー供給の15%~20%を占めるように再エネ開発を推進、その中で風力、特に洋上風力が大きな割合を占める
 - 電力需要は2030年までは8~9%、2030年~2050年は4~5%のペースで増加の見込み、これに対応するには水力や火力発電では限界があるため再エネ開発が重要、特に洋上風力開発のための具体的な制度構築を急いでいる
 - 洋上風力発電コストの見通し：2030年に8~9米セント/kWh、2035年に6~7米セント/kWh
 - MOIT（商工省）には、洋上風力のポテンシャルの高い地方自治体から最大129GW分の洋上風力をPDP8に含めるように要請あり
 - 最新のPDP8ドラフトによると2030年までに6.5GW、2050年までに43GWの洋上風力を全国で開発する予定

ベトナム：国レベルでの再エネ支援策



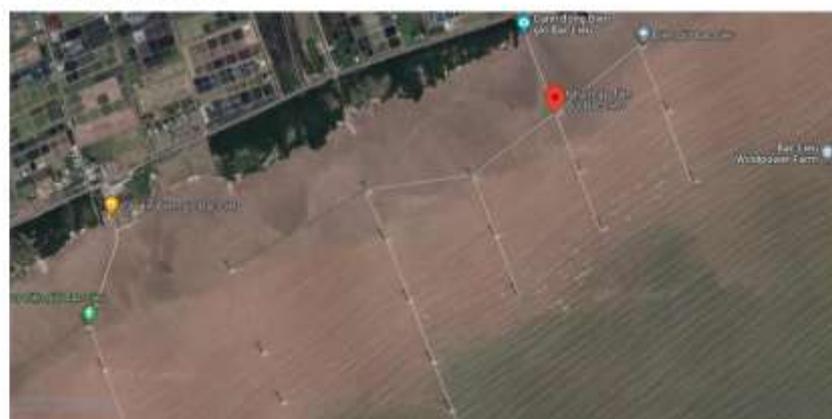
- 2011年からFITを導入、風力発電に対しては以下の固定買取価格を適用
 - 陸上風力：1,928 VND/kWh（≒9.97円/kWh）
 - 洋上風力：2,223 VND/kWh（≒11.49円/kWh）
- 風力発電に対するFITの新規適用を2021年10月末日で終了
- 現在FITに代わる次期支援策としての入札制度を検討中だが、その詳細は現時点では明確化されておらず、再エネ投資に対する不透明感が漂っている
- 法人所得税優遇措置
 - 再エネ・クリーンエネルギーの生産に関する新規投資及び事業拡大プロジェクトを実施する企業に対して、法人所得税（CIT）の優遇税率10%（通常税率は20%）を15年間適用、4年間は免税、9年間は50%減税

ベトナム：洋上風力開発に必要な手続き

- 開発事業者は洋上風力プロジェクトの開発に必要な許認可手続き
 - PDPにプロジェクトが含まれなかった場合、風力計測調査（連続12カ月以上）の実施、および、プロジェクトに関するMOITもしくは首相の承認の取得
 - 国会、首相、もしくは、地方の人民委員会の投資承認（in-principle investment approval）の取得
 - 地方の計画投資局からの投資登録証明書（investment registration certificate）の取得
 - 投資登録証明書の取得後、プロジェクト企業による会社登録証明書の取得
- 上記に加えて、洋上プロジェクトの建設事業者に必要な許認可手続き
 - 洋上風力発電設備の建設・運転に向けた海洋空間に関する海洋空間割当決定
 - 陸上の系統接続の整備に関し、地方の人民委員会の借地契約決定および土地利用権証明書
 - 天然資源環境省（Ministry of Natural Resources and Environment, MONRE）または地方の人民委員会からの環境影響評価報告の承認
 - 地方の建設局からの建設許可
 - MOITからの電力事業ライセンス
- さらに、開発事業者は、EVNとPPAを締結し、配電事業者と系統接続契約を締結しなければならない

ベトナム：洋上風力の現状 (1)

- ベトナム初の洋上風力発電 Bac Lieu Wind Farm：現在のところ唯一の洋上風力
 - 99.2MWの洋上（nearshore）風力発電、海岸から沖合に出た突堤上に設置されている
 - 2010年に建設が開始され、2013年に第1フェーズの16MWが運転開始、2016年に第2フェーズの83.2MW分が稼働
 - PPAに基づいてEVNに売電
 - 米国 U.S.-Asia Pacific Comprehensive Energy Partnershipから支援
 - ベトナム Cong Ly Construction - Trade - Tourism社が開発事業者、米GEの風車、米国輸出入銀行（Export-Import Bank of the United States）およびベトナム開発銀行（Vietnam Development Bank）が共同で融資



出所: Google Map

ベトナム：洋上風力の現状 (2)

- 現在約20の洋上風力プロジェクトの開発が進められており、中でも比較的大規模なものとしてビントゥアン省で行われている以下の2件（下記+次頁）のプロジェクトがある
- Thang Long 洋上風力プロジェクト
 - ビントゥアン省ケガ岬 (Ke Ga cape) から20~50km離れた沖合の風速9.5m/sと良好なエリア (2,000km²)
 - 総出力は3,400MW、投資額（送電網や変電所建設費用を除く）は90億米ドル
 - 最初は9.5MWのタービンを使用、技術開発に応じて10~12MWのタービンも使用
 - 英国Enterprize Energyが主導、ベトナム企業ではPVC-MS、Vietsovetro、EVN PECC3、Haduco、Hemera Mediaが参加、海外からはMHI Vestas Offshore Wind、Société Générale、ODE Ltd. が参加、PVC-MSとVietsovetroが設計、建設、設置から送電網への接続などを担う
 - ビントゥアン省人民委員会の承認済みで、首相の承認待ち
 - Enterprize Energyは、2021年12月、ベトナムエネルギー研究所 (Institute of Energy) と、グリーン水素のポテンシャルを評価する調査について覚書 (MOU) を締結した
 - 洋上風力を用いて年間330,000トンの水素生産が可能と見られている

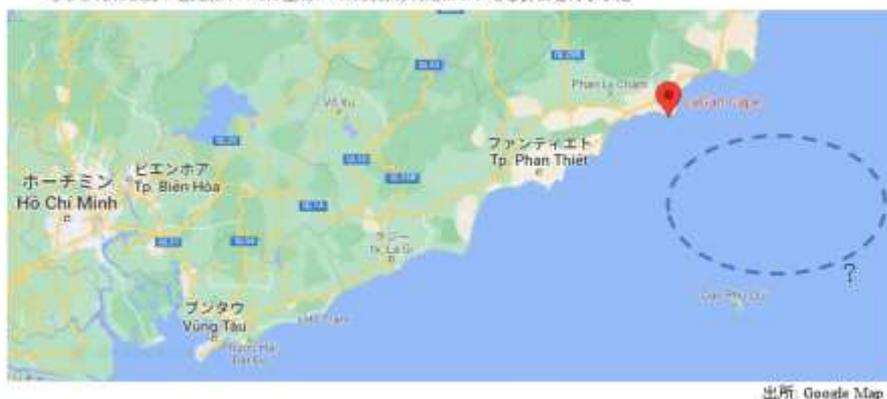


IEE © 2022

13

ベトナム：洋上風力の現状 (3)

- La Gan洋上風力プロジェクト
 - 沿岸から12~40km離れ、600km²をカバーする海域で風速は9m/sと恵まれている
 - 投資総額105億米ドル、総出力は3,500MW、12MW規模の風力タービンを採用
 - 水深10~35mであるため、巻床式洋上風力の基礎構造としてモノパイル式もしくはジャケット式を検討中
 - ビントゥアン省人民委員会の承認を待機済み
 - デンマーク年金基金がベトナム企業Asia Petroleum Energy Corporation (Asiabetro) およびNovasia Energy Company Limited (Novasia) と共に開発、Copenhagen Offshore Partnersが管理を担う
 - 2020年7月、COPはビントゥアン省人民委員会と当プロジェクトの開発についてMOUを締結
 - 2021年5月にはベトナム政府機関である海洋資源環境計画調査北部センター (Northern Center for Planning and Investigation of Marine Resources and Environment, CPIM) とLa Gan洋上風力プロジェクトに関して2件の地質調査契約 (La Gan Geophysical Survey Campaign ContractおよびLa Gan Geological Study Contract) が締結された
 - CPIMはデンマーク気候・エネルギー・ユティリティ省のデンマーク・グリーンランド地質調査所 (Geological Survey of Denmark and Greenland, GEUS) と協力して、水深測量、海底の特性や地質を分析するため海底のデータ・サンプルの収集、地質条件、海洋生物、海洋資源の利用についても評価を行う予定



IEE © 2022

14

ベトナム：洋上風力事業展開に当たっての課題（順不同）(1)



- 不透明な支援政策
 - ベトナムでは洋上風力市場は黎明期にあり、その普及・拡大のためには政府による支援が不可欠
 - しかし、洋上を含む風力発電に対するFITの新規適用は2021年10月末日で終了しており、その後継政策となる入札制度の整備が検討されているところ、その方向性については明確には示されておらず、不透明な状況が続いている
 - 開発事業者も入札に向けた準備を行う期間が必要になるが、政策的な支援の見通しが不透明な状況では投資判断が難しく、洋上風力プロジェクトの進捗が遅れる可能性が考えられる
- 系統接続・系統制約等インフラに関するリスク
 - 洋上風力開発事業者は、発電所から陸上の国の電力網に至る送電線や変電所の建設・運転・維持の責任を担っている
 - 送電網部分については送電事業者の所管となるが、現在の法制度では系統接続に関して遅延や支障が生じても、洋上風力開発事業者は保護されるように整備されていない
 - 系統混雑によって再生エネの発電量の出力抑制が行われても補償はなく、再生エネの優先給電もない
 - 今後洋上風力が増加して系統接続できたとしても出力抑制されるなど収益に影響するリスクが伴う
 - 送電システムの更新や運用改善、系統増強、アンシラリーサービス等柔軟性資源の活用拡大
- 融資の確保の難しさ
 - 洋上風力は事業規模が巨額なのでどのように資金を調達するが重要
 - しかし、現時点の不透明な支援政策や不確実性を伴う系統状況では、洋上風力プロジェクトを融資可能な事業として判断するのは困難な状況（いわゆるBankabilityの問題）
 - 現状のPPAテンプレートは、系統接続遅延・接続拒否、出力抑制、為替リスク、法令変更リスクに対する保護規定や国際紛争時の裁判管轄権規定の欠落など開発事業者（売電側）にとっては極めて不利な内容となっている

ベトナム：洋上風力事業展開に当たっての課題（順不同）(2)



- 漁業事業者等先行利用者との調整
 - ベトナムの漁獲量は2019年時点で世界第7位と漁業が主要な産業の一つ
 - 他方、洋上では石油・ガスの開発も行われており、このような先行利用者が洋上風力の開発に適した海域で事業を行っている可能性も考えられる
 - 先行利用者の事業に影響を及ぼさないように、洋上風力の開発を慎重に進めていかなければならず、調整不調の場合は開発遅延につながりかねない
- 洋上風力開発に関する包括的な法的枠組みの欠如
 - 日本の再生エネ海域利用法に相当するような一般海域における洋上風力開発に関する包括的な法律が存在しない
 - 既存の電力事業法には、洋上風力開発に関する特別な規定がない
 - 技術的インフラ整備、市場形成に適した洋上風力プロジェクトの維持運営に係る規制がない
 - 既存の電力、計画策定、投資、建設、海洋資源利用に関する諸法令には、洋上風力プロジェクト開発について不整合や重複があるなど統一的な法体系とはなっていない
→包括的な法的枠組みの整備が必要
- 洋上風力技術に関する知見・経験、サプライチェーンの未整備
 - 洋上風力に関連した各種サプライチェーンの未整備
 - 洋上風力プロジェクトの維持管理や送電システムに関する専門家育成など人的リソースが必要
 - 洋上風力開発に必要な港湾・埠頭設備の増強や道路等アクセスに関する整備が必要
- 洋上風力に関するデータベースの不足
 - 洋上風力開発のためのポテンシャル・ゾーニング、風速、風力資源、海底調査と評価、環境・社会に対する影響評価等に基づく洋上風力の計画策定のためのデータベースの不足

ベトナム：政策的課題に対するソリューションの認識



- 洋上風力の開発のための政策的課題に対するソリューションとしてはPDP8の確立が重要
- 併せて、電力事業法など既存法制度の見直しを進めている
- 洋上風力開発のための法的枠組み整備のための重要な個別論点としては、
 - 開発促進のためのモデル選択：「セントラル方式」か「非セントラル方式」か
 - 関係府省間、セクター間、地方自治体との協力の強化の在り方
 - 電力系統整備のための方策
 - プロジェクト開発のための投資の促進
 - 海域利用のための規制の整備
 - サプライチェーンの整備
 - 洋上風力の発電設備、技術、設置、環境影響、輸送に関する技術的標準の確立

ベトナムでの展開に向けた論点整理



- 各ステークホルダーが認識する課題は何か？
 - 不透明な支援政策
 - 系統接続・系統制約
 - 融資
 - 漁業事業者との調整
 - 包括的な法的枠組み
 - サプライチェーンの整備
 - データベースの整備 …
- これらの諸課題に対して各ステークホルダーが今後すべきことは何か？
 - 政府主導で行うこと
 - 民間主導で行うこと
 - 官民共同で行うこと …

