

風力発電について

2026年1月
資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項（風力発電）

- 陸上風力発電については、2027年度の入札制の基本的な方向性（上限価格・入札対象）や2026年度にFIP制度のみ認められる対象等に関して、洋上風力発電については、着床式洋上風力発電の2026年度の取扱い、浮体式洋上風力発電の2027年度の基準価格、2027年度のFIP制度のみ認められる対象等に関して取りまとめたところ。
- このため、本日の委員会では、以下の内容について御議論いただきたい。
 - (1) 陸上風力発電（新設）の2026年度以降の入札上限価格及び調達価格・基準価格
陸上風力発電（リブレース）の2026・2027年度の調達価格・基準価格
 - (2) 陸上風力発電の2027年度にFIP制度のみ認められる対象等
 - (3) 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2027年度の取扱い・浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2028年度の取扱い
 - (4) 洋上風力発電の2028年度にFIP制度のみ認められる対象等
 - (5) 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用）の取扱い（価格調整スキーム）
- なお、陸上風力発電の2026年度の入札制（募集容量、入札実施回数等）と着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2025年度及び2026年度の入札制（募集容量、入札上限価格等）については、別日の委員会で御議論いただくこととしたい。

| 電源 【調達/交付 期間】 | 2012 年度 | 2013 年度 | 2014 年度 | 2015 年度 | 2016 年度 | 2017 年度 | 2018 年度 | 2019 年度 | 2020 年度 | 2021 年度 | 2022 年度 | 2023 年度 | 2024 年度 | 2025 年度 | 2026 年度 | 2027 年度 | 2028 年度 | 価格 目標 | | | |
|------------------------|---------------|------------|------------|------------|------------|------------------------|------------|------------|------------|------------------------------|------------|-------------------------|------------|------------|-----------------|------------|-----------------|----------|-----|-------|----------------------------------|
| 風力 (新設) 【20年】 | 22円（陸上20kW以上） | | | | | 21円 (20kW以上) | 20円 | 19円 | 18円 | 入札制（250kW以上） 入札外（250kW未満） | 17円 | 入札制（50kW以上）／入札外（50kW未満） | | | 16円※ | 15円 | 14円 | 13円 | 12円 | 11.8円 | 卸電力 市場価 格 + 環境価 値 |
| | 55円（陸上20kW未満） | | | | | | 36円（着床式） | | 入札制 34円 | | 32円 | 29円 | 入札制 24円 | 入札制 24円 | 入札 制 | 入札 制 | 御議論いただきたい 事項 | | | | |
| 風力 (リブレース) 【20年】 | | | | | | 36円 (洋上風力（着床式・浮体式）) | | 36円(浮体式) | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | 18円 | 17円 | 16円 | 15円 | 14円 | 13円 | 12円 | 12円 | 御議論いただきたい 事項 | | | | | | |

※ 2022年度のFIP新規認定については、入札制の適用なし。

(参考) FIT/FIP・入札の対象 (風力) のイメージ

調達価格等算定委員会 (第105回)
(2025年10月24日) 事務局資料より一部抜粋・修正

| 陸上風力 | | |
|--------|--------------------|----------|
| 2025年度 | FIT (地域活用要件あり) 注1) | FIP (入札) |
| 2026年度 | | |

0 kW 50kW

| 着床式 注2) 洋上風力 | | |
|-----------------|----------|-----|
| 2025年度 | FIP (入札) | FIP |
| 2026年度 | | |
| 2027年度 | | |

0 kW 50kW

注1) リブレースは入札対象外。特に1,000kW未満は、FIT/FIPが選択可能。

注2) 浮体式洋上風力については、FIT/FIPが選択可能。

※沖縄地域・離島等供給エリアはいずれの電源も地域活用要件なしでFITを選択可能とする。

(参考) 今年度の本委員会の主な論点 (電源横断の論点) (案)

調達価格等算定委員会 (第105回)
(2025年10月24日) 事務局資料より抜粋

1. 自立化に向けた進捗状況とそれを踏まえた支援のあり方

- 昨年度の本委員会においては、電源の特性、導入状況等に応じて、コストダウンのスピードに差異がある点を踏まえ、**各再エネ電源の自立化に向けた進捗状況とそれを踏まえた支援のあり方**等について御議論いただいた。昨今のインフレによる建設費の上昇等が見られる中でも、引き続き、**環境価値が適切に評価される再エネの事業環境整備を図りながら、FIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを目指していくことが重要**であることから、昨年度整理された支援のあり方を踏まえ、各電源について別紙の観点から今年度の本委員会において御議論いただくこととしてはどうか。

2. 今後のFIT/FIP制度における価格算定のあり方

- 再エネ特措法に基づく調達価格/基準価格の算定にあたっては、同法第2条の3第2項又は第3条第5項の規定に基づき、**再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎とし、適正な利潤その他の事情を勘案して定めることとされている。**
- 加えて、FIT/FIP制度は、**再エネのコスト競争力が他電源と比べてまだ十分ではない段階**において、**国民負担により価格支援を行うことで導入拡大を図り、導入拡大によるスケールメリット・習熟効果等を通じてコストダウンを実現していく制度**である。したがって、FIT/FIP制度の対象となる電源は、**将来的にFIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを実現していくこと、すなわち、再生可能エネルギーの自立化を実現していくことが制度の前提**である。
- 昨今のインフレによる建設費等の上昇が見られる中で、足下のコストデータが上昇しているという電源も現れているが、これらの前提を踏まえ、コストデータに上昇が見られる全ての電源について、機械的に一律の想定値の引上げ等を行うのではなく、**各電源の特性を考慮しつつ、①自立化に向けた取組がなされているか、②コストデータの上昇について、当該電源の中でも事業が特に効率的に実施されている場合においても生じているものかを確認**した上で、総合的に判断しながら足下のコストデータの上昇について適切に調達価格等/基準価格等への反映を行うこととしてはどうか。

3. FIT/FIP制度における入札制度の活用のあり方

- **事業用太陽光発電や陸上風力発電においては、入札制度によるコスト低減が実現してきたところであり、直近の入札では、卸電力市場価格を下回る価格での落札が生じており、非FIT/非FIPでの導入も増加する等、FIT/FIP入札への参加件数は減少傾向にある。**件数が減少する場合であっても、**入札システムの保守・運用費用等の事務コストは一定程度要することが課題。**
- 現時点で入札対象となっている各電源について、**上限価格や落札価格の水準、入札件数等を踏まえつつ、最大限の再エネ導入拡大という観点から、①入札制度を継続するか、②入札ではなく政府が一律の調達価格/基準価格を設定する方法とするか、御議論**いただくこととしてはどうか。

(参考) 今年度の本委員会の主な論点 (自立化) (案)

調達価格等算定委員会 (第105回)
(2025年10月24日) 事務局資料より抜粋

①コストダウンが進展している/見込まれる電源 (例: 太陽光発電、陸上風力発電)

- 太陽光発電や陸上風力発電については、コストダウンが進展している/見込まれる電源である。既にFIT/FIPによらない案件の形成が進んできている。地域との共生の観点から、関係法令に基づいて適切に事業規律の強化を図りながら、自立化に向けた道筋の検討を加速化させる必要がある。
- 特に、大規模な事業用太陽光については、調達価格/基準価格が卸電力市場価格を下回るなど、着実なコスト低減が実現されてきている中で、大規模な事業用太陽光の入札件数の減少やPPA等を活用しながら卸電力市場価格を大幅に下回る価格での入札も生じている。こうした事業者の入札行動を踏まえつつ、具体的な自立化の道筋の検討をより加速させていく。具体的には、2027年度以降の支援のあり方、価格水準について、どう考えるか。

②電源の特性を踏まえた中長期的なコストダウン策を検討すべき電源 (例: 中小水力発電・地熱発電)

- 地熱発電・中小水力発電は、太陽光発電等と比べて稼働期間が長いという特徴を有している。この特徴も踏まえ、まずは、FIT/FIP制度の支援期間の終了後も長期安定的な稼働が確保されることが重要。その上で、特に小規模なこれらの電源については、中長期的に「FIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況」を目指しながら、緩やかなコストダウンを実現していくべきではないか。
- また、地熱発電は、地熱資源の開発を伴うという電源の性質上、開発リスク/開発コストが高いという特徴を持つことから、官民の役割やリスク分担のあり方、自立化に向けたコスト低減の見通しについて関係審議会等にて議論が行われているところ。これらの見通しについて確認した上で、支援のあり方を検討をしていくべきではないか。

③大規模化や案件形成等を行うことによる産業基盤の構築を通じてコストダウンを目指すべき電源 (例: 洋上風力発電)

- 国内の洋上風力は未だ黎明期にあることから、今後、大規模化や案件形成、人材育成等を行うことによる産業基盤の構築を通じてコストダウンを目指すことが求められるもの、投資額が大きく、総事業期間が長くなることによる収入・費用の変動リスクが大きいという大型電源としての特性を持つ中で、足下では国内における洋上風力発電事業についても世界的なインフレ等による影響が生じていることが指摘されている。
- こうした状況を踏まえ、洋上風力発電については、自立化に向けたコスト低減や産業基盤構築に関する中長期的見通しを明確にしながら、その意義を改めて確認した上で、支援のあり方を検討していくべきではないか。

④自立化への課題が大きいコスト構造にある電源 (例: バイオマス発電)

- バイオマス発電については、発電コストの大半を燃料費を含む運転維持費が占める構造にあるが、FIT/FIP制度による支援終了後の事業の安定継続に課題が生じるなど、自立化への課題が大きいコスト構造にある電源である。
- 電源の特性を踏まえ、自立化に向けたコスト低減を進めていくにあたって重要な燃料供給サプライチェーンの強化・構築の状況を確認した上で、支援のあり方を検討していくべきではないか。

(※) 例えば、大規模バイオマス発電については、発電コストの大半を燃料費が占めるというコスト構造であり、その燃料費は国際市場の需給や円安等の影響を強く受ける性質があり、現在の事業環境下では、新規の案件形成が大きく進むとは考えにくいことから、2024年度調達価格等算定委員会においては、一般木質等 (10,000kW以上) 及び液体燃料 (全規模) は、2026年度以降、FIT/FIP制度の支援の対象外とするとの意見がとりまとめられた。

(参考) 今年度の本委員会の主な論点 (電源ごとの論点③) (案)

6

調達価格等算定委員会 (第105回)
(2025年10月24日) 事務局資料より抜粋

<風力発電>

● 陸上風力発電の2026年度以降の入札制 (募集容量・入札実施回数・上限価格等)

- 着実なコスト低減が実現されてきている中で、今年度までの入札件数や落札価格等のトレンド、陸上風力発電の自立化に向けた道筋等を踏まえつつ、更なる導入拡大とコスト低減の両立を図るという観点から2026年度入札の募集容量・入札実施回数等や、2028年度入札の上限価格等について、どう設定するか。

● 着床式洋上風力発電 (再エネ海域利用法適用外) の2025年度及び2026年度以降の取扱い

- 第104回の本委員会 (2025年10月1日) において、着床式洋上風力発電 (再エネ海域利用法適用外) 第4回入札を延期する旨の意見がとりまとめられたところ、洋上風力発電を取り巻く事業環境の変化を踏まえ、着床式洋上風力発電 (再エネ海域利用法適用外) の2025年度及び2026年度入札の上限価格やその事前公表／非公表、募集容量等について、どう設定するか。

● 着床式洋上風力発電 (再エネ海域利用法適用対象) の取扱い (価格調整スキーム)

- 大規模な洋上風力発電に係る電源投資の確実な完遂という観点から、大規模な洋上風力発電の特性を踏まえ、収入・費用の変動リスクへの対応として価格調整スキームが導入された。
- 昨年度の本委員会においては、契約や調達などにおいて、発電事業者自身が創意工夫を行った上での適切な事業実施を促していく観点から、物価変動率の下限を早期に引き上げることを目指すなど、今後不断の見直しの実施が重要であることが確認されたとともに、物価変動率の下限を2%に引き上げることについて今年度議論を行うとの意見がとりまとめられたところ、昨今の洋上風力発電事業を取り巻く事業環境の変化や制度の適用状況等を踏まえ、どのように考えるか。

● 浮体式洋上風力発電 (再エネ海域利用法適用外) の2028年度以降の基準価格／調達価格等

- 浮体式洋上風力発電 (再エネ海域利用法適用外) の2028年度の基準価格／調達価格等について、技術開発の進展や、我が国の排他的経済水域における案件形成に向けた事業環境整備に係る検討等を踏まえて、どう設定するか。

● 解体等積立基準額

- 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会からの要請を踏まえ、今後の調達価格等の設定において、廃棄等積立を行う金額の水準をどのように想定するか。また、入札対象案件について、積み立てるべき廃棄等費用の水準をどのように設定するか。

＜コストデータの上昇を価格に反映させる場合の対象及びその考え方＞

- 再エネ特措法に基づく調達価格/基準価格の算定にあたっては、法第2条の3第2項又は第3条第5項の規定に基づき、再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎とし、適正な利潤その他の事情を勘案して定めることとされている。
- 加えて、FIT/FIP制度は、再エネのコスト競争力が他電源と比べてまだ十分ではない段階において、国民負担により価格支援を行うことで導入拡大を図り、導入拡大によるスケールメリット・習熟効果等を通じてコストダウンを実現していく制度である。したがって、FIT/FIP制度の対象となる電源は、将来的にFIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを実現していくこと、すなわち、再生可能エネルギーの自立化を実現していくことが制度の前提である。
- こうした前提のもと、第105回の本委員会においては、コストデータに上昇が見られる全ての電源について、機械的に一律の想定値の引上げ等を行うのではなく、各電源の特性を考慮しつつ、①自立化に向けた取組がなされているか、②コストデータの上昇について、当該電源の中でも事業が特に効率的に実施されている場合においても生じているものかを確認した上で、総合的に判断しながら足下のコストデータの上昇について適切に調達価格等/基準価格等への反映を行うことについて議論が行われた。
- 他方で、第105回の本委員会において、コストダウンが着実に進展している太陽光発電・陸上風力発電以外の電源については、将来に向けた自立化の具体的な道筋、コストの中長期的な見通しを確認した上で、その支援のあり方を検討していくことについて議論がされた。これらの電源については、コストデータの上昇の調達価格等/基準価格等への反映を行うにあたっては、上記①の点について確認を継続して行っていくことが重要ではないか。
- こうした観点から、今後の各業界からのヒアリング等の機会においても、自立化に向けた取組状況や業界としてのコミットメントについて本委員会への報告を求めることとしてはどうか。

<2026年度・2027年度における調達価格等/基準価格等の考え方>

- 再エネ導入の促進を図る観点から、**事業者にFIT/FIP認定の時期を遅らせるインセンティブが働かないようにするため**、コストデータの上昇について調達価格等/基準価格等への反映を行ったうえで、当該価格が既に設定している2026年度・2027年度の調達価格等/基準価格等を上回る場合は、**2026年度・2027年度の調達価格/基準価格等を改めて設定することが考えられるが、既に設定されている調達価格等/基準価格等との関係が論点**となる。この点について、**以下のとおり整理することを本委員会として確認してはどうか。**
 - ① 再エネ特措法上、調達価格等/基準価格等は、**原則として年度ごとに経済産業大臣が定めて告示しなければならないこととされている** (第2条の3第1項、第3条第2項) が、これらの項のただし書において、再エネの供給量の状況等を勘案し、必要があると認めるときは、**半期ごとに当該半期の開始前に調達価格等/基準価格等を定めることができる**とされている。これは、法制定時の国会審議等を踏まえ、今後FIT/FIP認定を行う案件の調達価格等/基準価格等について、**年度当初に想定していなかった急激な状況の変化が生じた場合には、当該年度の途中で下半期の調達価格等/基準価格等を改めて設定することができる旨を定めた規定**であると解釈されている。
 - ② また、再エネ特措法上、再エネの供給量の状況等を勘案し、必要があると認めるときは、**複数年度の調達価格等/基準価格等の設定ができる** (第2条の3第3項、第3条第3項) とされている。**これらの規定に基づき複数年度の調達価格等/基準価格等の設定を行った場合**についても、法第2条の3第1項又は第3条第2項のただし書の趣旨を踏まえ、同様に、**今後FIT/FIP認定を行う案件の調達価格等/基準価格等を改めて設定することができる**と解されている。
 - ③ こうした考え方に基づく規定の適用については、**厳格に解することが必要**であるが、
 - **コストデータの上昇の反映は、インフレ下においても、特にその影響を受ける電源に対する投資が進むようにすることを目的とした措置**であり、**事業者にとっては投資促進の効果があること**
 - 仮に2026年度・2027年度の調達価格等/基準価格等を再設定しない場合、**コストデータの上昇を反映させた調達価格等/基準価格等で支援を受けるためにFIT/FIP認定を2027年度・2028年度以降に遅らせる事態が発生し、再エネ導入拡大を滞らせるおそれがあること**

などを総合的に勘案すると、コストデータの上昇について調達価格等/基準価格等への反映を行ったうえで、当該価格が既に設定している2026年度・2027年度の調達価格等/基準価格等を上回る場合には、**2026年度・2027年度の調達価格等/基準価格等を改めて設定することが妥当**と考えられる。

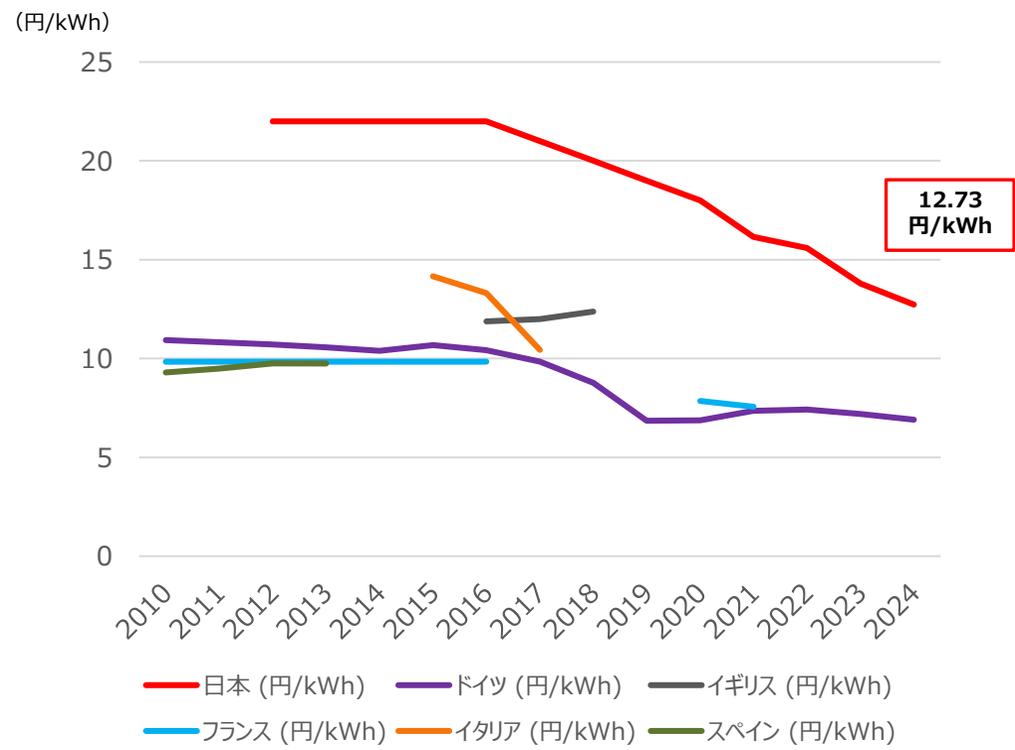
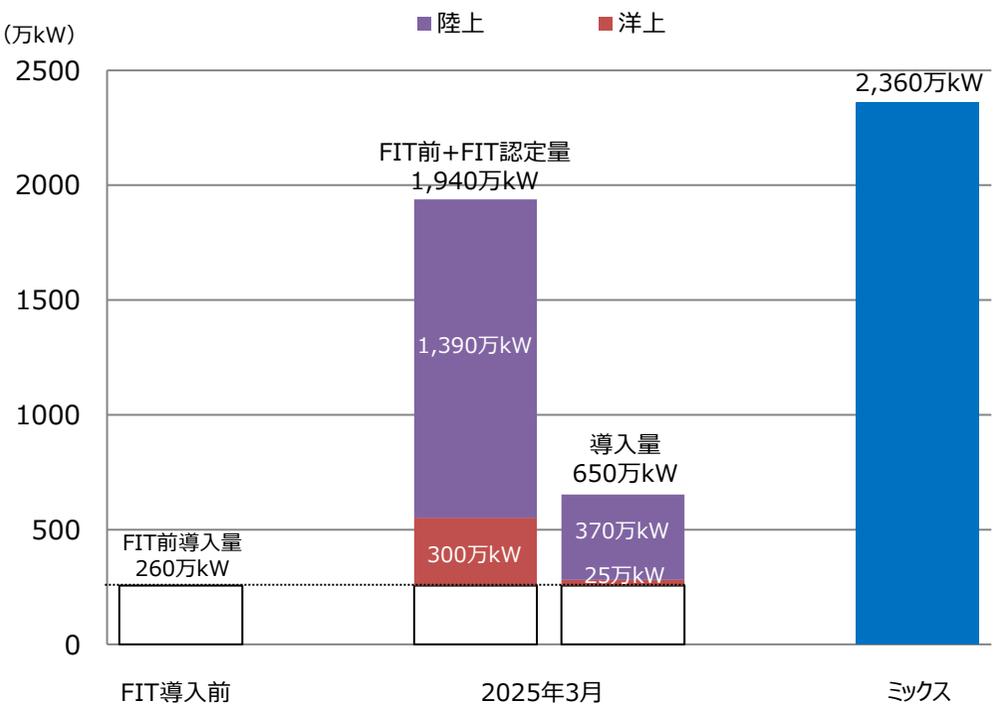
(参考) 風力発電のFIT・FIP認定量・導入量・買取価格

調達価格等算定委員会（第105回）
（2025年10月24日）事務局資料より抜粋

- 風力発電については、**エネルギーミックス（2,360万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量＋FIT・FIP認定量は**1,940万kW**、導入量は**650万kW**。洋上風力（着床式・浮体式）発電については、現時点では導入案件は少ないものの、今後の導入拡大が見込まれる。
- 買取価格は、陸上風力発電が**13円/kWh**（2025年度入札における供給価格上限額）、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）が**24円/kWh**（2024年度入札における供給価格上限額）などであるが、**海外の買取価格と比べて高い**。

<風力発電のFIT・FIP認定量・導入量>

<陸上風力発電（20,000kW）の各国の買取価格>



※ 失効分（2025年3月末時点）を反映済。
※ リブレースは除く。

※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。
欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

(参考) 陸上風力発電 (新設) のFIT・FIP認定・導入状況 (2025年3月末時点)

<陸上風力発電 (新設) のFIT・FIP認定量>

単位: MW (件)

| 認定年度 | -20kW | 20-50kW | 50-250kW | 250-1000kW | 1,000-7,500kW | 7,500-10,000kW | 10,000-30,000kW | 30,000-37,500kW | 37,500-50,000kW | 50,000kW- | 全体合計 |
|--------|------------|---------|----------|------------|---------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------|---------------|
| 2012年度 | 0(3) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 126(33) | 28(3) | 393(22) | 103(3) | 133(3) | 51(1) | 834(68) |
| 2013年度 | 0(4) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 78(23) | 8(1) | 0(0) | 34(1) | 38(1) | 51(1) | 209(31) |
| 2014年度 | 0(28) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 133(28) | 9(1) | 344(17) | 196(6) | 42(1) | 278(3) | 1,002(84) |
| 2015年度 | 3(186) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 74(17) | 0(0) | 100(5) | 35(1) | 86(2) | 182(3) | 480(214) |
| 2016年度 | 42(2,166) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 289(59) | 0(0) | 315(16) | 232(7) | 425(10) | 1628(20) | 2,930(2,278) |
| 2017年度 | 44(2,257) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 54(12) | 0(0) | 63(3) | 64(2) | 88(2) | 707(9) | 1,020(2,285) |
| 2018年度 | 15(777) | 0(3) | 0(0) | 0(0) | 44(7) | 0(0) | 86(4) | 34(1) | 120(3) | 578(7) | 877(802) |
| 2019年度 | 0(9) | 0(5) | 0(0) | 1(1) | 29(8) | 9(1) | 170(8) | 62(3) | 92(2) | 802(9) | 1,164(45) |
| 2020年度 | 0(2) | 1(19) | 0(0) | 1(1) | 42(10) | 0(0) | 161(8) | 169(5) | 346(8) | 1,590(23) | 2,311(76) |
| 2021年度 | 0(1) | 1(18) | 0(0) | 0(1) | 46(12) | 0(0) | 29(1) | 67(2) | 92(2) | 677(9) | 913(46) |
| 2022年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 2(6) | 4(2) | 8(1) | 101(4) | 101(3) | 231(5) | 765(9) | 1,213(30) |
| 2023年度 | 0(0) | 0(0) | 0(1) | 2(7) | 0(0) | 10(1) | 26(1) | 34(1) | 355(8) | 486(8) | 913(27) |
| 2024年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| | 104(5,433) | 2(45) | 0(1) | 6(16) | 921(211) | 72(8) | 1,787(89) | 1,132(34) | 2,047(47) | 7,795(102) | 13,866(5,986) |

<陸上風力発電 (新設) のFIT・FIP導入量>

単位: MW (件)

| 認定年度 | -20kW | 20-50kW | 50-250kW | 250-1000kW | 1,000-7,500kW | 7,500-10,000kW | 10,000-30,000kW | 30,000-37,500kW | 37,500-50,000kW | 50,000kW- | 全体合計 |
|--------|-----------|---------|----------|------------|---------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------|--------------|
| 2012年度 | 0(7) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 193(53) | 36(4) | 393(22) | 137(4) | 171(4) | 51(1) | 981(95) |
| 2013年度 | | | | | | | | | | | |
| 2014年度 | 0(27) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 109(22) | 9(1) | 344(17) | 165(5) | 42(1) | 122(1) | 791(74) |
| 2015年度 | 1(93) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 42(12) | 0(0) | 100(5) | 35(1) | 86(2) | 182(3) | 446(116) |
| 2016年度 | 13(672) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 99(24) | 0(0) | 126(7) | 133(4) | 263(6) | 640(9) | 1,273(722) |
| 2017年度 | 18(913) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 37(7) | 0(0) | 0(0) | 30(1) | 42(1) | 0(0) | 126(922) |
| 2018年度 | 10(510) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 7(2) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 42(1) | 0(0) | 59(513) |
| 2019年度 | 0(9) | 0(3) | 0(0) | 1(1) | 18(5) | 0(0) | 20(1) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 39(19) |
| 2020年度 | 0(1) | 0(2) | 0(0) | 1(1) | 4(2) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 5(6) |
| 2021年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| 2022年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(1) | 2(1) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 2(2) |
| 2023年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| 2024年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| | 42(2,232) | 0(5) | 0(0) | 2(3) | 511(128) | 45(5) | 982(52) | 499(15) | 645(15) | 995(14) | 3,722(2,469) |

※入札対象は、認定日の属する年度ではなく入札に参加した年度で集計 ※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

(参考) 陸上風力発電 (リブレース) のFIT・FIP認定・導入状況 (2025年3月末時点) 11

<陸上風力発電 (リブレース) のFIT・FIP認定量>

単位：MW (件)

| 認定年度 (リブレース) | -20kW | 20 -50kW | 50 -250kW | 250 -1000kW | 1,000- 7,500kW | 7,500- 10,000kW | 10,000- 30,000kW | 30,000- 37,500kW | 37,500- 50,000kW | 50,000kW- | 全体合計 |
|-----------------|-------|-------------|--------------|----------------|-------------------|--------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-----------|---------|
| 2017年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 8(3) | 8(1) | 20(1) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 36(5) |
| 2018年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 19(5) | 0(0) | 35(2) | 31(1) | 0(0) | 0(0) | 85(8) |
| 2019年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| 2020年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(1) | 22(8) | 0(0) | 195(10) | 96(3) | 43(1) | 0(0) | 356(23) |
| 2021年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 15(1) | 33(1) | 0(0) | 0(0) | 48(2) |
| 2022年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| 2023年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 13(1) | 0(0) | 50(1) | 0(0) | 63(2) |
| 2024年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 21(1) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 21(1) |
| | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(1) | 49(16) | 8(1) | 300(16) | 159(5) | 93(2) | 0(0) | 608(41) |

<陸上風力発電 (リブレース) のFIT・FIP導入量>

単位：MW (件)

| 認定年度 (リブレース) | -20kW | 20 -50kW | 50 -250kW | 250 -1000kW | 1,000- 7,500kW | 7,500- 10,000kW | 10,000- 30,000kW | 30,000- 37,500kW | 37,500- 50,000kW | 50,000kW- | 全体合計 |
|-----------------|-------|-------------|--------------|----------------|-------------------|--------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-----------|---------|
| 2017年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 5(2) | 0(0) | 20(1) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 25(3) |
| 2018年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 19(5) | 0(0) | 35(2) | 31(1) | 0(0) | 0(0) | 85(8) |
| 2019年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| 2020年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 2(1) | 0(0) | 67(3) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 69(4) |
| 2021年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| 2022年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| 2023年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| 2024年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 27(8) | 0(0) | 122(6) | 31(1) | 0(0) | 0(0) | 179(15) |

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

- 陸上風力発電は、2021年度から入札制に移行（対象：第1回250kW以上，第2回～第5回 50kW以上）。
- 第4回入札では、上限価格は14.00円/kWh、募集容量は1,000MWとして実施し、応札容量885MW（応札件数17件）と募集容量を下回り、応札分は全件落札された。また、第5回入札では、上限価格は13.00円/kWh、募集容量は900MWとして実施し、応札容量は651MW（応札件数14件）と募集容量を下回り、応札分は全件落札された。
- 平均落札価格は、第4回入札12.73円/kWh、第5回入札11.96円/kWhとなっており、コスト低減が着実に進展していると評価できる。
- なお、入札参加資格の審査のために事業計画を提出した件数・容量は第4回が22件1,012MW、第5回が15件741MWであり、このうち第4回で5件・126MW、第5回で1件・90MWは実際の入札まで進んでいない。その多くが、期日までの認定取得が困難等を理由に入札前に辞退したもの。

<第4回陸上風力入札結果>

入札の結果

| | |
|--------------|----------------------|
| 入札参加申込件数・容量 | ： <u>22件・1,012MW</u> |
| 入札参加者の最大出力 | ： <u>129MW</u> |
| 参加資格を得た件数・容量 | ： <u>22件・1,012MW</u> |
| 実際の入札件数・容量 | ： <u>17件・885MW</u> |

落札の結果

| | |
|---------|---------------------|
| 上限価格 | ： <u>14.00円/kWh</u> |
| 落札件数・容量 | ： <u>17件・885MW</u> |
| 平均落札価格 | ： <u>12.73円/kWh</u> |

<第5回陸上風力入札結果>

入札の結果

| | |
|--------------|--------------------|
| 入札参加申込件数・容量 | ： <u>16件・741MW</u> |
| 入札参加者の最大出力 | ： <u>79.8MW</u> |
| 参加資格を得た件数・容量 | ： <u>15件・715MW</u> |
| 実際の入札件数・容量 | ： <u>14件・651MW</u> |

落札の結果

| | |
|---------|---------------------|
| 上限価格 | ： <u>13.00円/kWh</u> |
| 落札件数・容量 | ： <u>14件・651MW</u> |
| 平均落札価格 | ： <u>11.96円/kWh</u> |

(参考) 2025年度における価格目標と期待価格水準 (参考値)

調達価格等算定委員会 (第105回) (2025年10月24日) 事務局資料を一部加工

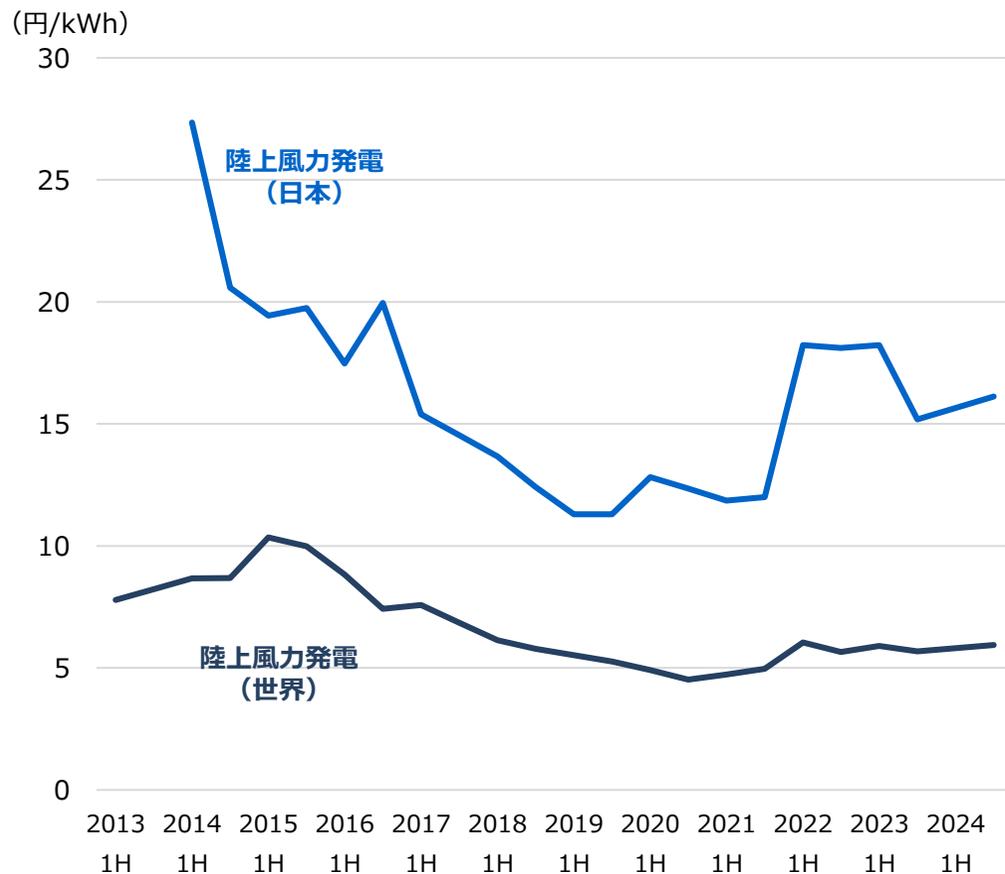
- 昨年度の本委員会においては、価格目標の具体的水準について、電源ごとに①kWh価値、②自家消費便益、③環境価値の水準を踏まえて投資回収可能な水準として各年度において最新のデータを用いながら定量的に算定したうえで、具体的な年限とともに価格目標を設定している電源については、コスト低減を行っていくことを想定した場合において、各年度において達成することが期待される「期待価格水準 (参考値)」についても価格目標とともに毎年度示すことがとりまとめられた。
- 一定の条件下 (次ページ参照) で機械的に算定した場合、今年度における価格目標と期待価格水準 (参考値) の具体的な水準は以下のとおり。

| | 2025年度 期待価格水準 | 2026年度 期待価格水準 | 2027年度 期待価格水準 | 価格目標 | 目標年度 |
|------------------|------------------|------------------|------------------|------------|--------|
| 事業用太陽光 | 8.41円/kWh | 8.41円/kWh | 8.41円/kWh | 8.41円/kWh | 2028年度 |
| 事業用太陽光 (屋根設置) | 11.41円/kWh | 11.41円/kWh | 11.41円/kWh | 11.41円/kWh | 2028年度 |
| 住宅用太陽光 | 14.96円/kWh | 14.69円/kWh | 14.43円/kWh | 14.43円/kWh | 2028年度 |
| 陸上風力 | 11.50円/kWh | 11.46円/kWh | 11.46円/kWh | 11.46円/kWh | 2030年度 |
| 着床式洋上風力 | 12.86円/kWh | 12.36円/kWh | 11.90円/kWh | 11.46円/kWh | 2035年度 |
| 浮体式洋上風力 | ● | ● | ● | 11.46円/kWh | - |
| 地熱 | ● | ● | ● | 10.51円/kWh | - |
| 中小水力 | ● | ● | ● | 10.41円/kWh | - |
| バイオマス | ● | ● | ● | 10.41円/kWh | - |

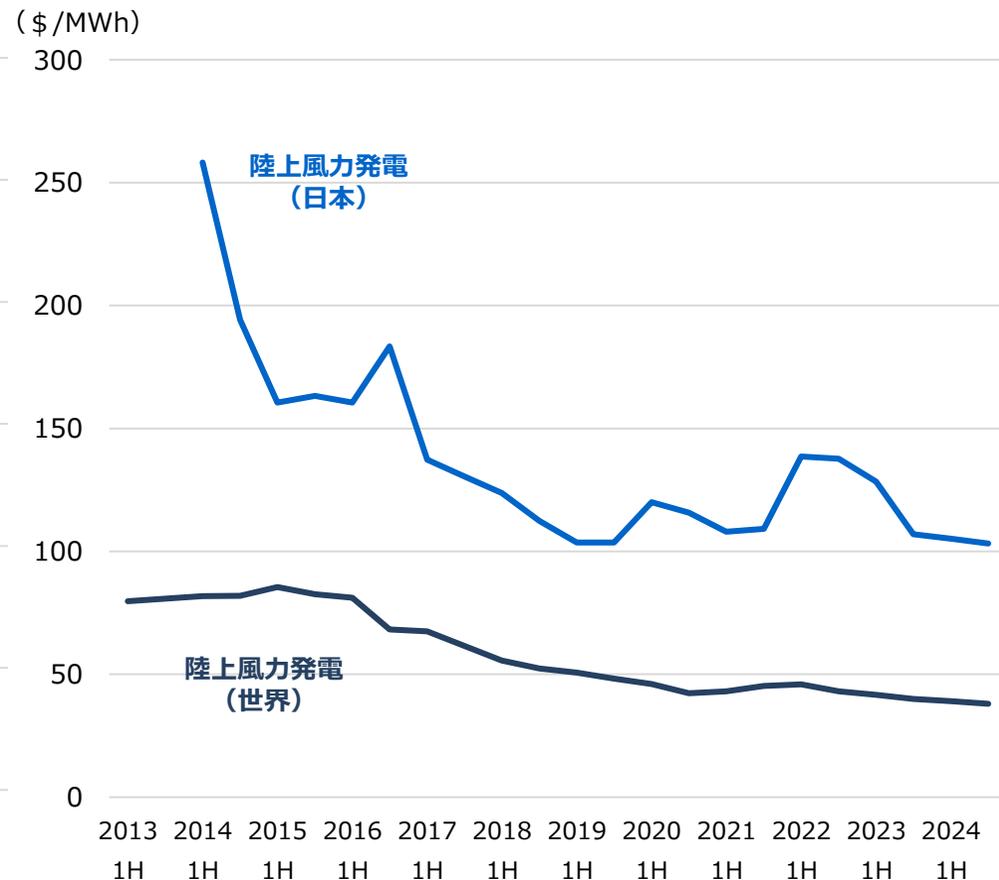
※価格目標は運転開始年度ベース。ただし、着床式洋上風力については、再エネ海域利用法適用案件を念頭に置いて、FIT/FIP認定から運転開始までの期間は7年間と想定。
 ※環境価値については、再エネ価値取引市場における2025年度第1回オークション (8月29日) の約定最安価格0.4円/kWhを採用。

■ 日本における陸上風力のLCOEは足下で上昇傾向にあり、依然として世界より高い水準にあり、引き続きコスト低減に取り組んでいく必要がある。

<世界と日本の陸上風力発電のコスト推移（円/kWh）>



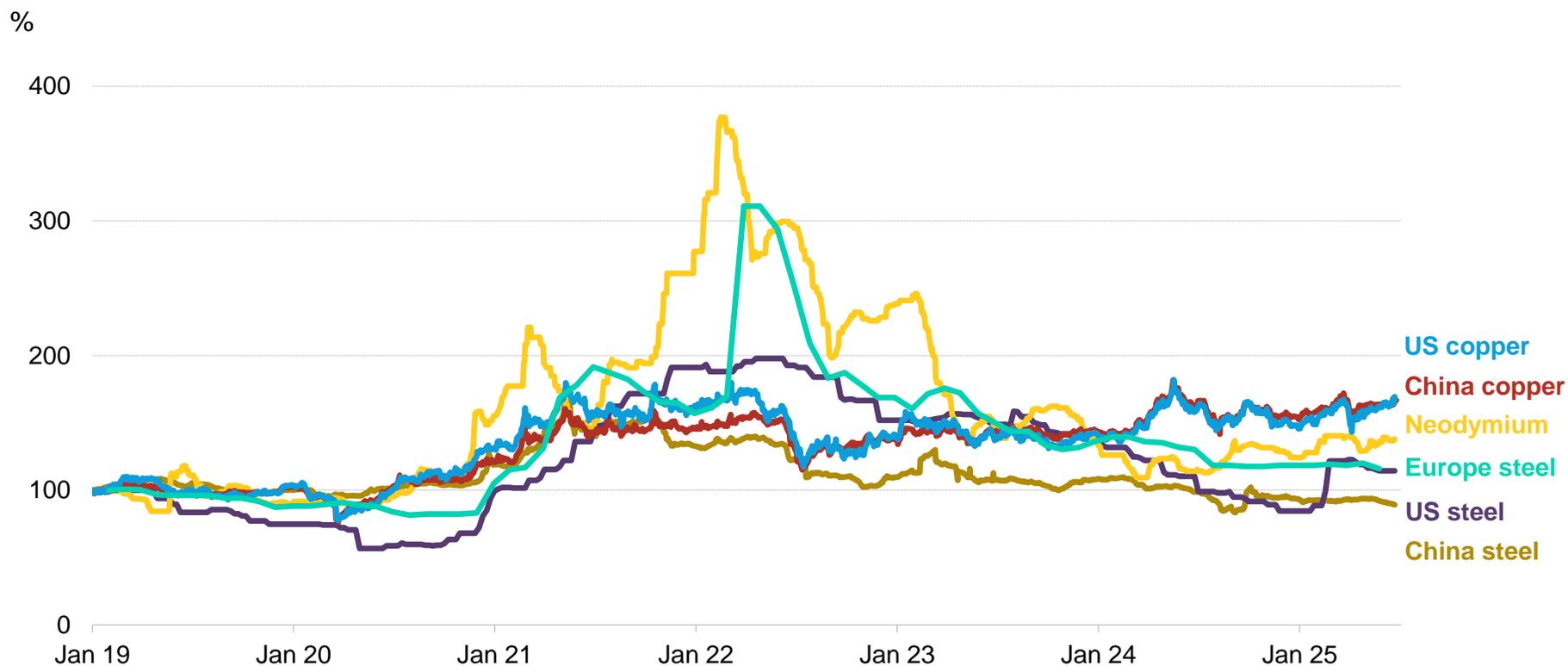
<世界と日本の陸上風力発電のコスト推移（\$/MWh）>



※BloombergNEFデータより資源エネルギー庁作成。太陽光発電の値はFixed-axis PV値を引用。為替レートはEnergy Project Valuation Model (EPVAL 9.3)から各年の値を使用。

- 民間調査会社のデータによると、風車の製造に必要な原材料の価格は一時的に上昇したものの、概ね2021年から2022年ごろをピークに低下。

<2019年1月を基準とした原材料価格の推移>

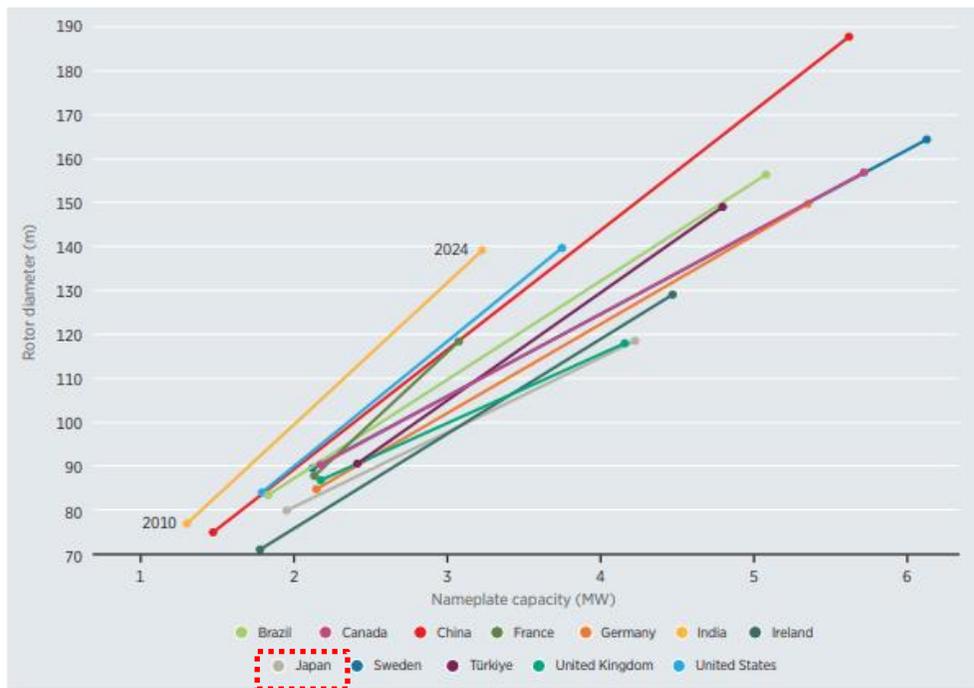


- 国際機関の報告書によると、世界の陸上風力発電設備の規模は経年で大型化の傾向にある。
- また、世界的に足下の設備利用率は低下傾向にあるが、コストの低下は着実に進んでいることがわかる。

＜陸上風力発電設備の風車規模の推移＞
(2010-2024)

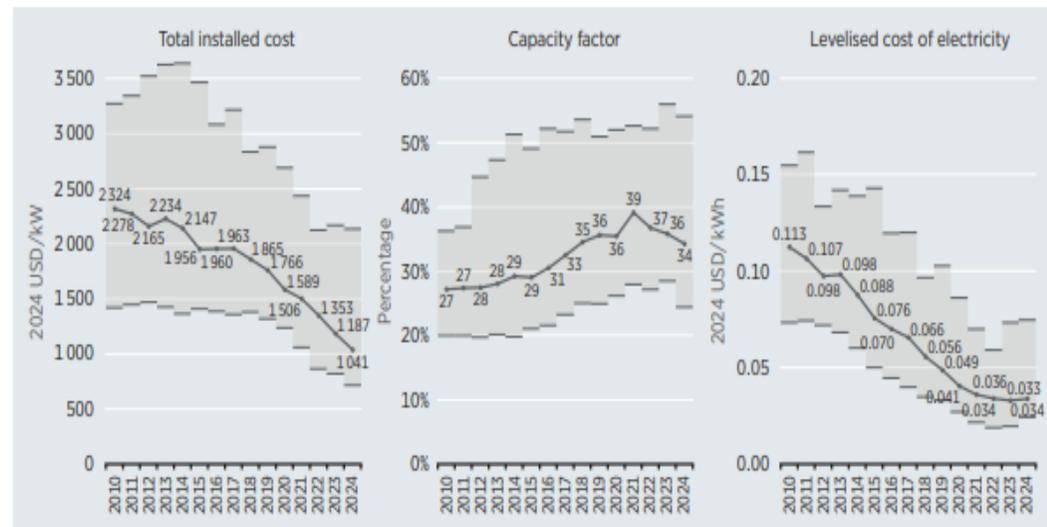
＜陸上風力発電設備の総設備コスト・設備利用率・LCOEの推移＞
(2010-2024)

Figure 2.2 Weighted average onshore wind rotor diameter and nameplate capacity evolution, 2010-2024



Notes: m = metre; MW = megawatt.

Figure 2.1 Global weighted average and range of total installed costs, capacity factors and LCOEs for onshore wind, 2010-2024

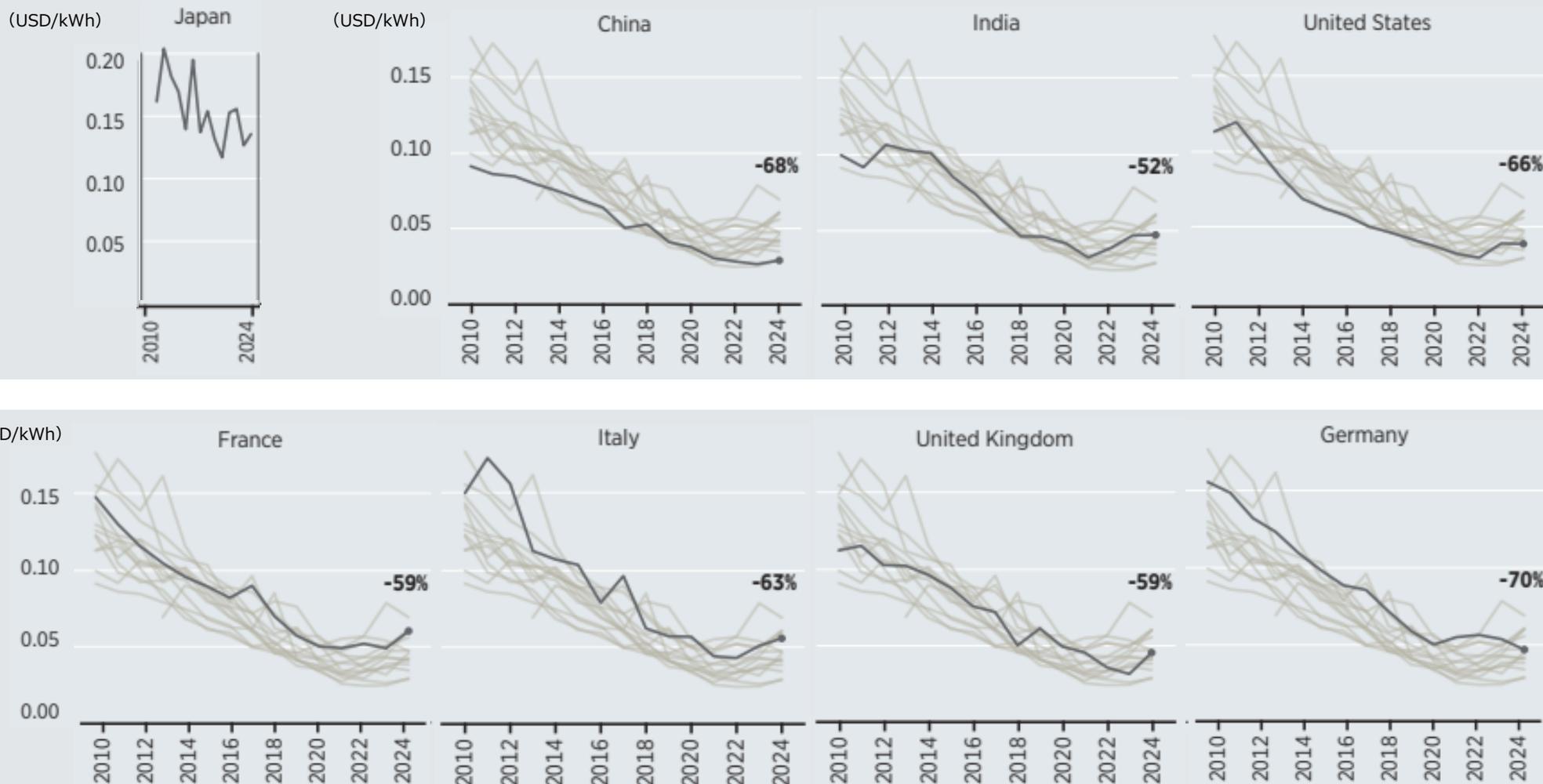


Notes: kW = kilowatt; kWh = kilowatt hours; USD = United States dollar.

(参考) 海外のコスト動向：各国における陸上風力発電の発電コスト推移 17

- 国際機関のデータによると、各国における陸上風力発電のLCOEの加重平均は、いずれも大きく低減している。
- 日本の陸上風力発電のコストは、依然として世界より高い水準。

〈各国における陸上風力発電のLCOEの加重平均の推移〉



**(1) 陸上風力発電（新設）の2026年度以降の入札上限価格及び調達価格・基準価格
陸上風力発電（リプレイス）の2026年度の調達価格・基準価格**

(2) 陸上風力発電の2027年度にFIP制度のみ認められる対象等

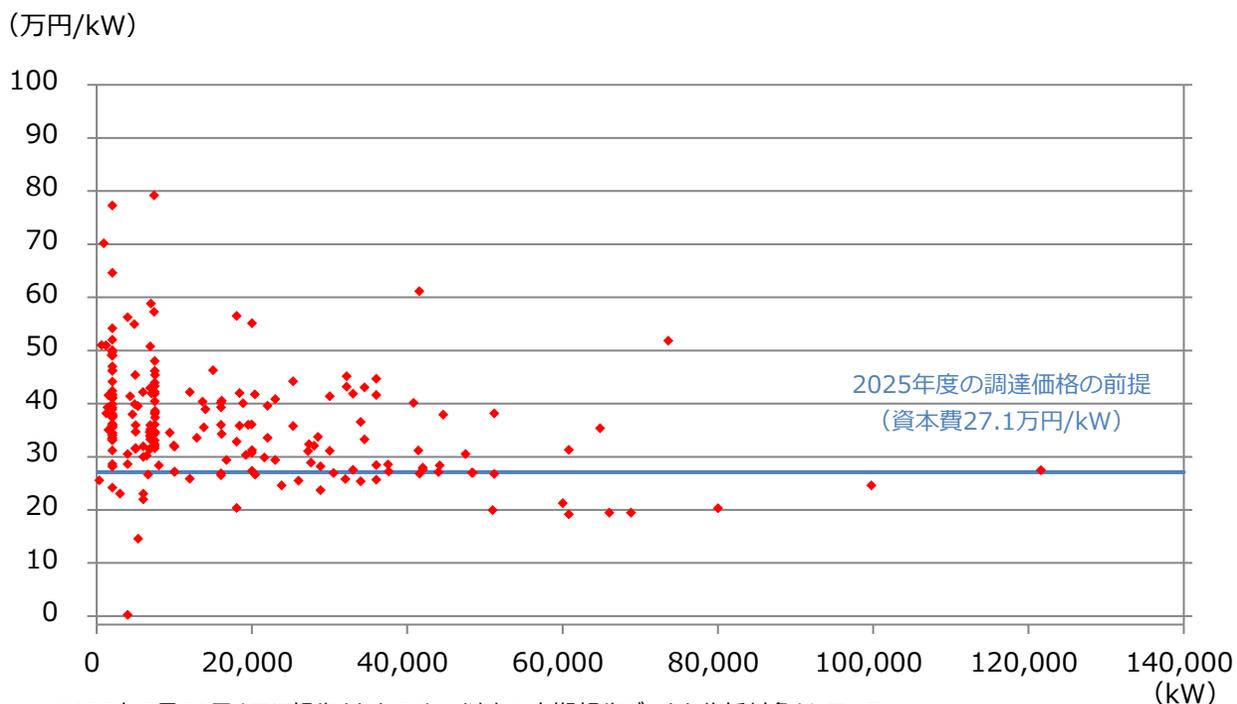
(3) 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2027年度の取扱い・
浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2028年度の取扱い

(4) 洋上風力発電の2028年度にFIP制度のみ認められる対象等

(5) 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用）の取扱い（価格調整スキーム）

- 陸上風力発電の想定値を算定するためのコスト分析（資本費、接続費、運転維持費、設備利用率）では、50kW以上を対象に実施した。
- 資本費の定期報告データは210件。**2025・2027年度の調達価格等における資本費の想定値27.1万円/kW**に対して、**定期報告全体での中央値は35.4万円/kW**。ただし、
 - **7,500kW以上**（旧環境影響評価制度の第2種事業の対象）では、**31.2万円/kW**
 - より大規模な**30,000kW以上**では、**28.4万円/kW**
 - さらに大規模な**37,500kW以上**（現行の環境影響評価制度の第2種事業の対象）では、**27.5万円/kW**
 となっており、**大規模案件ほど低い資本費で事業を実施できている傾向**にある。

＜出力と資本費の関係＞



※ 2025年7月22日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

＜規模帯と資本費が低い事業の割合＞

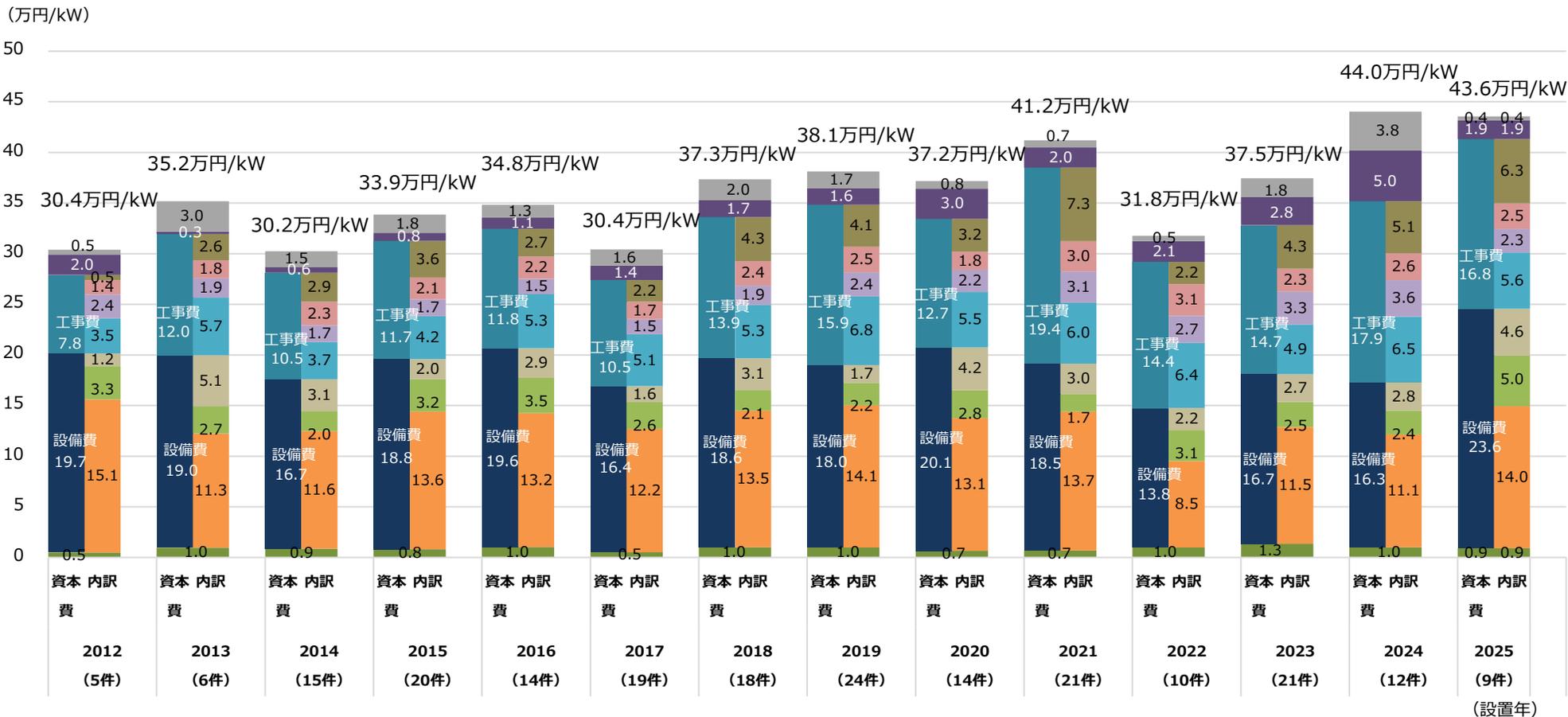
各規模での資本費（実績）において、2025年度の想定値27.1万円/kWより低い事業者の割合（件数ベース）

| 規模 | 2025年度の想定値より資本費が低い事業の割合 (件数ベース) |
|-----------------------------|------------------------------------|
| 50kW以上 (210件) | 15% (36.3/35.4) |
| 7,500kW以上 (95件) | 25% (33.0/31.2) |
| 30,000kW以上 (43件) | 37% (31.7/28.4) |
| 37,500kW以上 (27件) | 44% (29.8/27.5) |

※括弧内は資本費の平均値／中央値

(1) 国内のコスト動向：資本費およびその構成の設置年別推移

■ 陸上風力発電における設置年別の資本費については、**2022年に大きく低下し、その後は増加傾向**となっているが、**各設置年の件数が少なく、各費目において設置年ごとのばらつきが大きい**ことに留意する必要がある。



■ 設計費 ■ 風車 ■ タワー ■ 設備費のうち ■ 基礎工事 ■ 据付工事 ■ 電気工事 ■ 工事費のうち ■ 接続費 ■ その他

※タワーについては、風車に含めて費用を報告しているケースもあると考えられる。

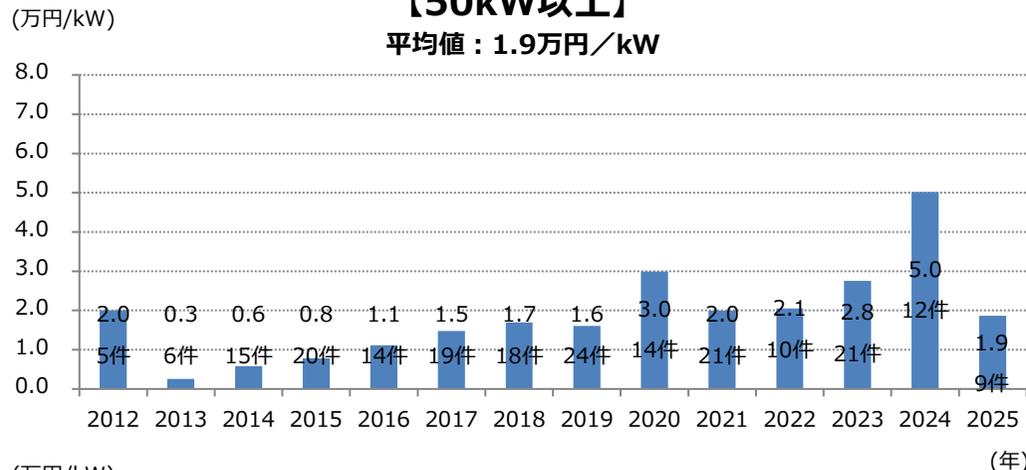
※ 2025年7月22日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

(1) 国内のコスト動向：資本費のうち接続費（設置年別の経年変化） 21

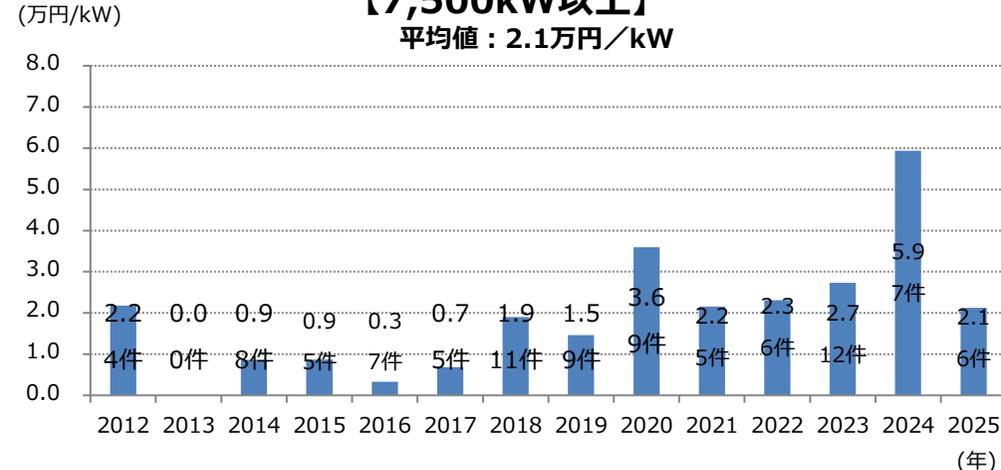
■ 定期報告データにより、接続費（資本費の内数）を設置年別に分析すると、**平均値は1.9万円/kW、中央値は0.7万円/kW**となっており、高額な案件が全体の平均値を引き上げていることを勘案して中央値を参照すると、**想定値（1.0万円/kW）を下回った**。なお、**7,500kW以上の比較的大規模な案件に限定して分析しても、同様の傾向がみられた**。

※ なお、2024年度設置案件では12件のうち、接続費10万円/kWを超える案件が3件あり、平均値が大幅に引き上がっている。いずれも距離あたりの接続費が16万円/m以上と他案件よりも高く、うち2件は系統接続距離が40km以上ある。

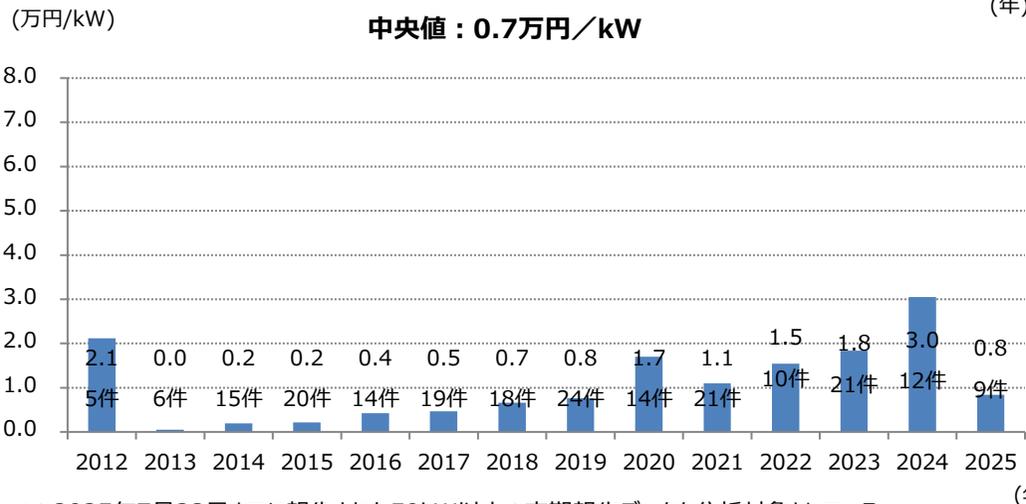
【50kW以上】
平均値：1.9万円/kW



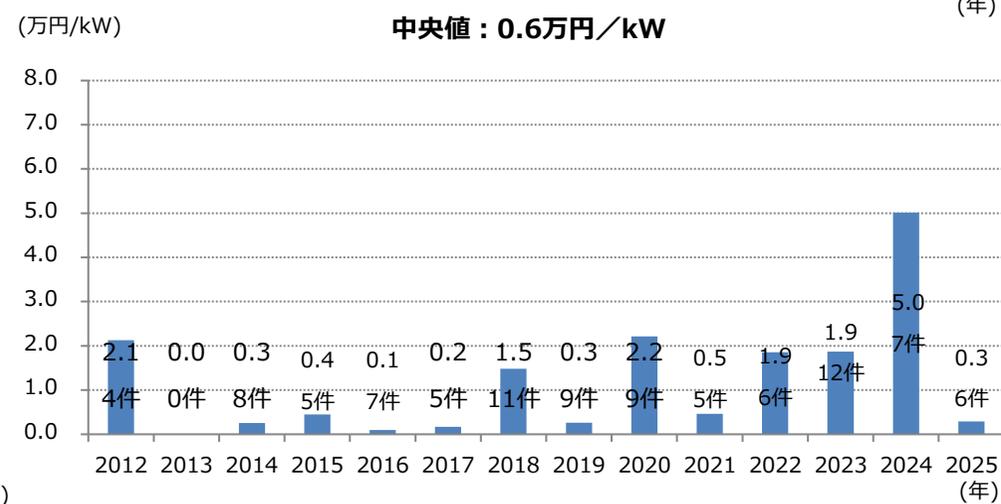
【7,500kW以上】
平均値：2.1万円/kW



中央値：0.7万円/kW



中央値：0.6万円/kW



※ 2025年7月22日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

■ 運転維持費の定期報告データは523件であった。2025年度及び2027年度の調達価格等における**想定値0.85万円/kW/年**に対して、**定期報告データ全体での中央値は1.36万円/kW/年**となっている。ただし、

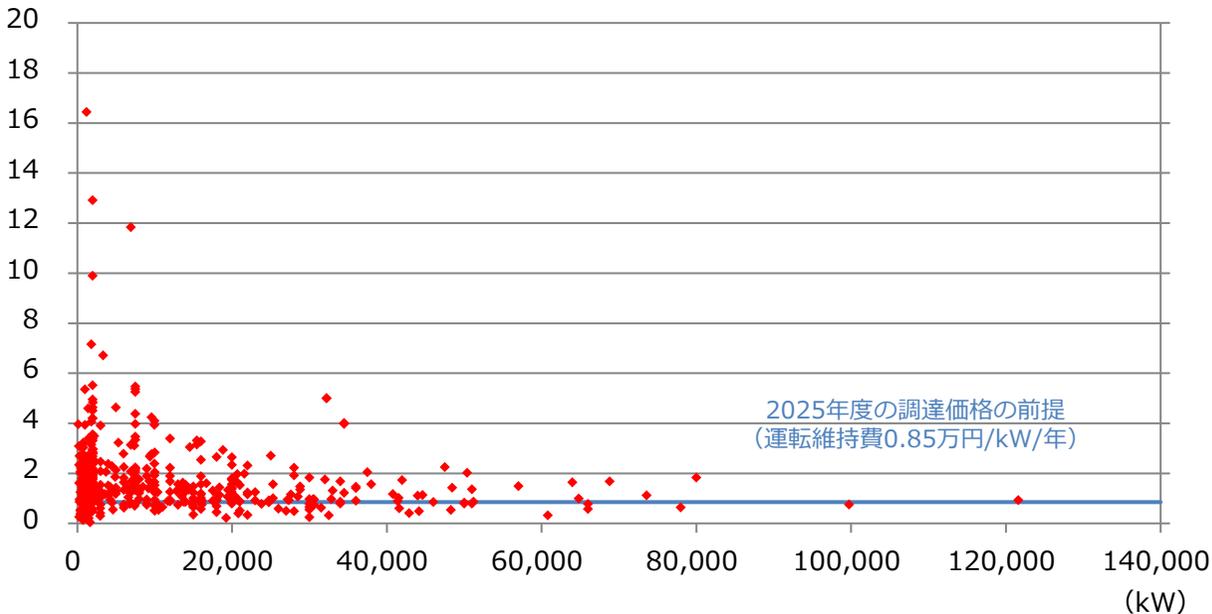
- **7,500kW以上**（旧環境影響評価制度の第2種事業の対象）では、**1.16万円/kW/年**
- より大規模な**30,000kW以上**では、**0.97万円/kW/年**
- さらに大規模な**37,500kW以上**（現行の環境影響評価制度の第2種事業の対象）では、**1.00万円/kW/年**

となっており、**大規模な案件は比較的低い運転維持費で事業を実施できている傾向**にある。

<出力と運転維持費の関係>

<規模帯と運転維持費が低い事業の割合>

(万円/kW/年)



| 規模 | 2025年度の想定値より 運転維持費が低い 事業の割合（件数ベース） |
|---------------------|--|
| 50kW以上 (523件) | 27% (1.68 / 1.36) |
| 7,500kW以上 (206件) | 35% (1.38 / 1.16) |
| 30,000kW- (58件) | 43% (1.30 / 0.97) |
| 37,500kW- (33件) | 45% (1.11 / 1.00) |

※括弧内は運転維持費の平均値 / 中央値

※ 2025年7月22日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

(1) 国内のコスト動向：設備利用率

- **設備利用率**について**設置年別・期間別**にみると、**期間ごとの設備利用率**は、その年々の風況等により、**ばらつきがあるもの**の、**設置年ごとの設備利用率**については、全体的に、**設置年が近年に近づくにつれて、大きくなる傾向**にある。例えば、**風車の大型化や効率化**によって、**より高効率で発電できる風車が増加している**と考えられる。
- これまでの本委員会では、**直近3年の各年に設置された案件の中央値を平均した値**に着目してきたことから、**設置年別に直近3年間の設備利用率データの平均値・中央値**に着目すると、2022～2024年設置それぞれの平均値を平均した値は**30.7%**、中央値を平均した値は**29.5%**と、2025・2027年度の想定値と**概ね同水準**である。

| 50kW以上 全体 | | 設備利用率（平均値） | | | |
|--------------|-------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|------------------------|
| | | 2024年6月～ 2025年5月の データ | 2023年6月～ 2024年5月の データ | 2022年6月～ 2023年5月の データ | 左記3年間での 各年データ 平均 |
| 設置年 | 2024年 | 33.3%(5) | | | 33.3%(5) |
| | 2023年 | 31.1%(14) | 33.2%(7) | | 31.8%(21) |
| | 2022年 | 27.7%(14) | 26.9%(12) | 24.5%(4) | 26.9%(30) |
| | 2021年 | 29.8%(13) | 31.8%(12) | 30.5%(9) | 30.7%(34) |
| | 2020年 | 26.5%(19) | 25.9%(19) | 28.3%(18) | 26.9%(56) |
| | 2019年 | 25.9%(24) | 24.9%(24) | 26.7%(25) | 25.8%(73) |
| | 2018年 | 27.8%(11) | 29.0%(9) | 27.6%(9) | 28.1%(29) |
| | 2017年 | 25.8%(23) | 25.4%(22) | 25.1%(22) | 25.4%(67) |
| | 2016年 | 26.0%(18) | 23.7%(19) | 25.2%(17) | 24.9%(54) |
| | 2015年 | 24.2%(25) | 23.7%(23) | 26.5%(25) | 24.8%(73) |
| | 2014年 | 23.7%(20) | 23.7%(19) | 24.3%(18) | 23.9%(57) |

平均
30.7%

| 50kW以上 全体 | | 設備利用率（中央値） | | | |
|--------------|-------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|------------------------|
| | | 2024年6月～ 2025年5月の データ | 2023年6月～ 2024年5月の データ | 2022年6月～ 2023年5月の データ | 左記3年間での 各年データ 平均 |
| 設置年 | 2024年 | 32.3% | | | 32.3% |
| | 2023年 | 29.5% | 31.2% | | 30.4% |
| | 2022年 | 27.7% | 25.1% | 24.6% | 25.8% |
| | 2021年 | 31.0% | 30.5% | 31.7% | 31.1% |
| | 2020年 | 28.1% | 24.2% | 28.1% | 26.8% |
| | 2019年 | 24.7% | 25.8% | 26.9% | 25.8% |
| | 2018年 | 29.9% | 29.9% | 28.4% | 29.4% |
| | 2017年 | 24.9% | 24.9% | 25.2% | 25.0% |
| | 2016年 | 25.4% | 23.8% | 26.1% | 25.1% |
| | 2015年 | 24.7% | 25.7% | 27.9% | 26.1% |
| | 2014年 | 25.0% | 23.5% | 26.7% | 25.1% |

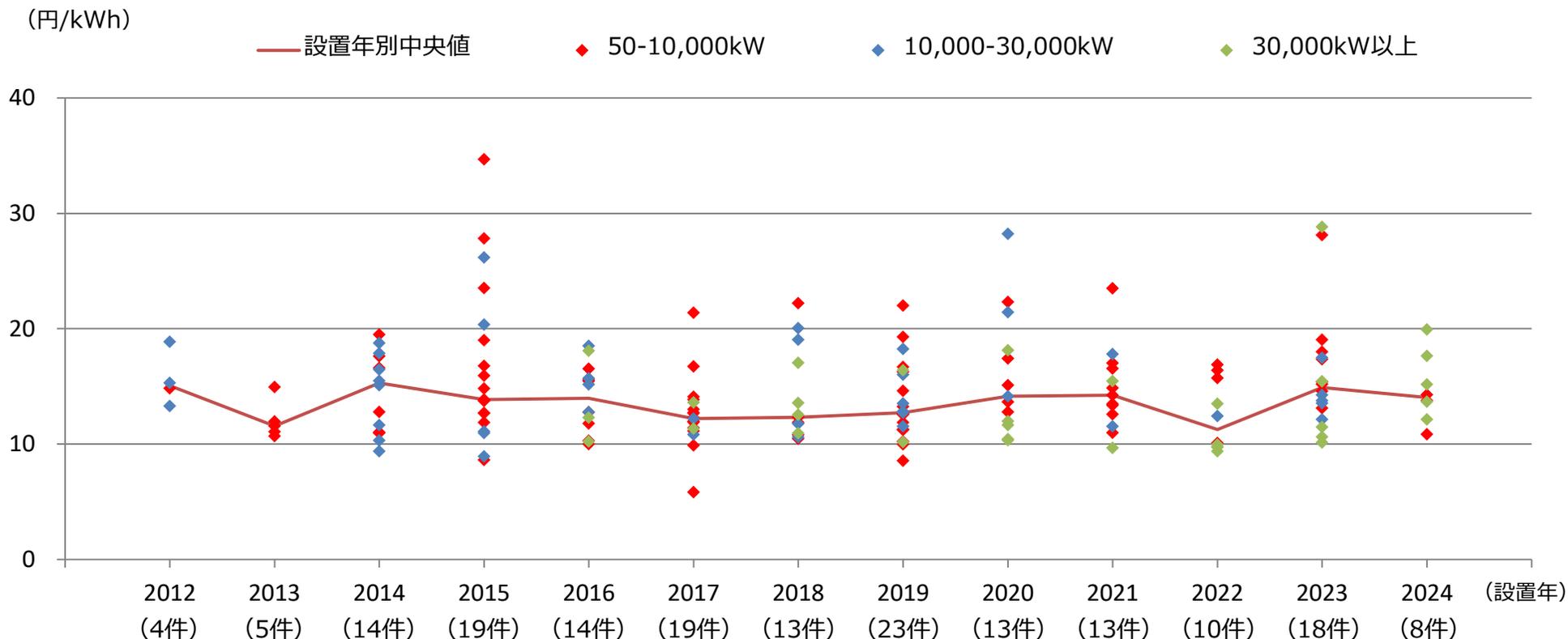
平均
29.5%

※括弧内は件数

(1) 国内のコスト動向：kWh当たりコスト（設置年別の変化）

- 陸上風力発電について案件ごとのkWh当たりコストを分析すると、案件ごとのばらつきは大きいものの、**各設置年別の中央値は10円台で推移**していることが分かった。

<陸上風力発電のkWh当たりのコスト（設置年別）>



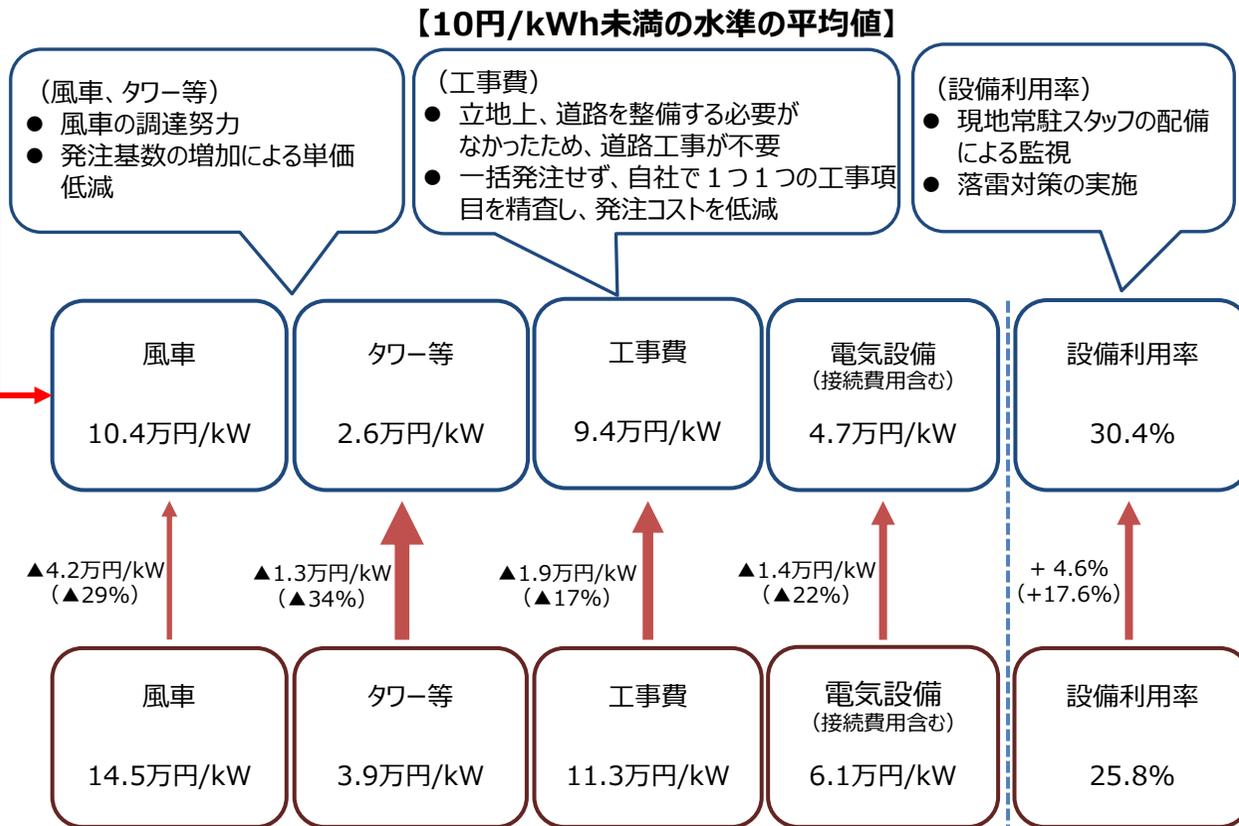
※ 2025年7月22日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

※ (資本費+運転維持費) / 発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。割引率は3%と仮定。最新の調達価格等の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機械的・簡易的に計算した。

(参考) 国内のコスト動向：10円/kWh未満で事業実施できている案件 25

- 陸上風力発電については、定期報告データの提出があり、かつ設備利用率が確認できた事業者（175件）のうち、**12件（全体の7%）が10円/kWh未満で事業を実施**できている。10円/kWh未満の事業者は、平均的な案件と比較して、**風車、風車以外の設備、工事費がそれぞれ20~30%程度低い**。設備利用率については、**平均的な案件よりも2割程度高い**。
- 10円/kWh未満で事業を実施できている事業者へのヒアリングによると、①**風車等の調達努力**、②**道路工事の不要な立地の選定**、③**現地常駐スタッフ配備による監視による設備利用率向上**などが低コストを実現している。

| 機能的・簡易的に計算したLCOE | 件数 |
|------------------|-------------|
| 0円/kWh~7円/kWh | 1件 |
| 7円/kWh~8円/kWh | 0件 |
| 8円/kWh~9円/kWh | 3件 |
| 9円/kWh~10円/kWh | 8件 |
| 10円/kWh~11円/kWh | 21件 |
| 11円/kWh~12円/kWh | 25件 |
| 12円/kWh~13円/kWh | 22件 |
| 13円/kWh~14円/kWh | 19件 |
| 14円/kWh~15円/kWh | 11件 |
| 15円/kWh~16円/kWh | 15件 |
| 16円/kWh~17円/kWh | 12件 |
| 17円/kWh~18円/kWh | 10件 |
| 18円/kWh~19円/kWh | 6件 |
| 19円/kWh~20円/kWh | 7件 |
| 20円/kWh以上 | 15件 |
| 合計 | 175件 |



【全案件の平均値】

(資本費+運転維持費) / 発電電力量により、機能的・簡易的に計算した。
割引率は3%と仮定。最新の調達価格等の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機能的・簡易的に計算した。
※ 2025年7月22日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

- リプレース区分における資本費データ（14件）の平均値は36.3万円/kW、中央値は36.2万円/kWであり、2025年度の想定値（26.1万円/kW）※を上回った。なお、7,500kW以上（6件）では、平均値は30.8万円/kW、中央値は31.0万円/kWであり、新設同様に大規模案件ほど低い資本費で事業を実施できている傾向があった。一方で、件数が限定されているため、リプレース区分の資本費の検討にあたっては、引き続き、実態把握が必要。

※ 資本費は、電源線等の系統設備は基本的に全て流用可能であることから、同年度の陸上風力発電（新設）の想定値から接続費を差し引いた値を採用しており、運転維持費・設備利用率は、新設の場合と特段別異に取り扱う理由がないことから、同年度の陸上風力発電（新設）の想定値と同じ値を採用している。

- 運転維持費の定期報告データは13件で、平均値は1.5万円/kW/年、中央値は1.1万円/kW/年であり、2025年度の想定値（0.85万円/kW/年）を上回った。なお、7,500kW以上（5件）では、平均値は1.0万円/kW/年、中央値は0.9万円/kW/年であり、件数が少ないことに留意が必要であるが、新設同様に大規模案件ほど低い運転維持費で事業を実施できている傾向があった。
- 設備利用率のデータは13件で、平均値は35.8%、中央値は33.4%であり、2025年度の想定値（29.1%）をやや上回った。

<陸上風力に係るコストデータの動向>

- 資本費及び運転維持費について、昨年度と同様に**37,500kW以上の中央値**に着目すると、資本費については**27.5万円/kW**であり、運転維持費については**1.00万円/kW/年**と既に設定されている**2025年度・2027年度の想定値**（それぞれ27.1万円/KW、0.85万円/kW/年）を**上回る**。
- 設備利用率について、昨年度と同様、設置年別に直近3年間（2022年,2023年,2024年）の設備利用率データの平均値・中央値に着目すると、2022～2024年設置案件のそれぞれの平均値を平均した値は**30.7%**、中央値を平均した値は**29.5%**と、既に設定されている**2025年度・2027年度の想定値（29.1%）**と**ほぼ同水準**。

<2026年度の入札上限価格等の想定値>

- 2026年度の入札上限価格等の設定にあたっては、「固定価格買取制度からの電源自立化に向けて、発電コストの水準が2030年までに8～9円/kWhとなること」という価格目標の達成に向けた道筋が見えるかたちで、上限価格を設定するという方針のもと、資本費・運転維持費・設備利用率・IRRについて想定値の設定を行わなかったものの、昨年度には価格目標の考え方を変更したこと等を踏まえ、今年度の本委員会において、最新のコストデータに基づいて新たに2026年度の想定値を設定することとしてはどうか。

※昨年度の本委員会においては、価格目標の具体的水準について、電源ごとに①kWh価値、②自家消費便益、③環境価値の水準を踏まえて投資回収可能な水準として各年度において最新のデータを用いながら定量的に算定することとした。

<入札上限価格等の設定方法①>

- 運転年数について、**2026年度**については**20年**、**2027年度**については、自立化に向けて、調達期間終了後も長期安定的な稼働を継続するよう促していく観点から、25年と設定した。特段の事情の変化が見られなかったことから、それぞれを**据え置くこととしてはどうか**。
- 設備利用率について、既に設定されている**2025年度・2027年度の想定値と概ね同程度**であることから、**2026年度**については**2025年度の想定値を据え置くこととし、2027年度**については既に設定されている**想定値を据え置くこととしてはどうか**。

※事業用太陽光と同様に、2026年度・2027年度の調達期間／交付期間終了後の売電価格の想定値については、2016年度（電力小売全面自由化）から2024年度までのシステムプライス平均値の平均（但し、新型コロナ禍からの経済回復や、ロシアによるウクライナ侵略等の影響を強く受けた2021～2022年度を除く）を採用し、10.0円/kWhを想定。

<入札上限価格の設定方法②>

- **陸上風力発電のIRR**については、FIT制度当初の**利潤配慮期間の終了以降**、2014年度の本委員会において、「**供給量勘案上乗せ措置**」として、利潤配慮期間に上乗せされてきた**IRR1~2%分に相当する分**を上乗せした。
- こうした中で、2020年度及び2021年度の本委員会では、資金調達コストの低減の状況や、直近の認定・入札結果や事業環境変化等も踏まえて、**2024年度のIRRの想定値**を、**新設区分は6%、リプレース区分は4%**とした。また、昨年度の本委員会では、**2027年度のIRRの想定値**について、日本の陸上風力発電の資金調達コストが供給量勘案上乗せ措置を導入することとした2014年下半期と比較して2023年下半期時点で**3%程度低減している**こと及び2027年度まで**向こう2年間の期間**があることを踏まえて、**さらに1%低減**させて、**新設区分は5%**とした。
 ※**2014年度の算定委**においては、**2015年度のIRRを8%**と設定した。
- **2026年度のIRRの想定値**については、これまでの本委員会における議論を踏まえ、**2025年度の想定値(6%)**を据え置くこととしてはどうか。
- なお、民間機関の調査によれば、**日本における足下の陸上風力発電の資金調達コストは、昨年度に参照したデータと比較して変動はほぼ見られなかった**。昨年度の本委員会においては、2027年度に向けて2年の期間があることを踏まえて1%の引き下げを行ったものの、**最新の資金調達コストに変動が見られない**ことを踏まえ、引き続き資金調達コストの動向を注視することとし、**2027年度のIRR想定値を2025年度の想定値を据え置く形で6%と設定し直す**こととしてはどうか。

| | 2014年度下半期 | 2023年下半期 | 最新(2024年下半期) |
|-----------------------------------|--|--|--|
| 調達する資金の性質 | 他人資本 (Debt) : 75% 自己資本 (Equity) : 25% | 他人資本 (Debt) : 90~80% 自己資本 (Equity) : 10~20% | 他人資本 (Debt) : 90~80% 自己資本 (Equity) : 10~20% |
| 融資分の資金調達コスト (Cost of Debt) | 5.27% | 2.0~2.5% | 2.0~2.5% |
| 自己資本分の資金調達コスト (Cost of Equity) | 6.0% | 4.0~5.5% | 3.5~5.5% |
| 資金調達 コスト | 5.45% | 2.20~3.10% | 2.15~3.10% |

<入札上限価格等の設定方法③>

- 最新のコストデータによると、資本費・運転維持費については、既に設定されている2025年度・2027年度の想定値を上回っていた。
- 第105回の本委員会においては、各電源の特性を考慮しつつ、①自立化に向けた取組がなされているか、②コストデータの上昇について、当該電源の中でも事業が特に効率的に実施されている場合においても生じているものかを確認した上で、総合的に判断しながら足下のコストデータの上昇について適切に調達価格等/基準価格等への反映を行うという今後のFIT/FIP制度における調達価格/基準価格の設定に係る基本的な方針を確認したが、今後のFIT/FIP制度における調達価格/基準価格の設定に係る基本的な方針におけるそれぞれの確認結果は以下のとおり。
 - ①について、FIT制度開始以降におけるコストダウンの着実な進展をもって、自立化に向けた取組がなされていることが確認された。
 - ②について、陸上風力の入札上限価格等の設定にあたり、資本費・運転維持費ともに37,500kW以上の中央値を想定値として設定しているが、最新のコストデータに基づくと、それぞれに上昇が見られたことから、特に効率的に実施されている場合においても上昇が見られることが確認された。
- 以上を総合的に判断し、コストデータの上昇を調達価格/基準価格に適切に反映を行うこととしてはどうか。
- 第108回の本委員会においては、コストデータの上昇について調達価格等/基準価格等への反映を行ったうえで、当該価格が既に設定している2026年度・2027年度の調達価格等/基準価格等を上回る場合には、2026年度・2027年度の調達価格等/基準価格等を改めて設定することを確認した。
- 陸上風力の入札上限価格等における、資本費・運転維持費については既に設定されている2025年度又は2027年度の想定値を上回り、その他諸元についても2025年度又は2027年度の想定値と同水準であった。これらの想定値を基に改めて2026・2027年度の入札上限価格等を算出した場合、既に設定した2026年度・2027年度については入札上限価格等を上回ることが明らかであることから、上記方針を踏まえ、2026・2027年度の想定値については、今年度の本委員会において改めて設定することとしてはどうか。

<入札上限価格等の設定方法>

- 前述のコストデータ等を踏まえ、2026年度・2027年度の入札上限価格等における想定値は、以下のとおりとはどうか。

| | 最新のコストデータに基づいて算出された諸元 | | 既に設定されている想定値 | | |
|-------|-----------------------|-----------------|-----------------------------|----------------|----------------|
| | 2027年度 新設 | 2026年度 新設 | (参考) 2027年度 新設 | (参考) 2026年度 新設 | (参考) 2025年度 新設 |
| 資本費 | 27.5万円/kW | 27.5万円/kW | 27.1万円/kW (2025年度据え置き) | - | 27.1万円/kW |
| 運転維持費 | 1.00万円/kW/年 | 1.00万円/kW/年 | 0.85万円/kW/年 (2025年度据え置き) | - | 0.85万円/kW/年 |
| 設備利用率 | 据え置き (29.1%) | 据え置き (29.1%) | 29.1% (2025年度据え置き) | - | 29.1% |
| 運転年数 | 25年 | 20年 | 25年 | 20年 | 20年 |
| IRR | 6% | 6% | 5% | - | 6% |

<2028年度の取扱い>

- 価格の設定にあたっては、コストデータに加えて自立化に向けた道筋も見据える必要がある点や、今年度入札における平均落札価格は11.96円/kWhと、上限価格13.00円/kWhを一定程度下回っている点を踏まえ、引き続き、コスト効率的な事業実施を促す価格設定を行っていくことが重要。
- 2028年度の価格設定にあたっては、足下でのコスト上昇を踏まえつつ、こうしたコスト効率的な事業実施に向けた取組について実態把握を引き続き行った上で、来年度の本委員会において検討することとはどうか。

<2026年度・2027年度の入札対象範囲外の調達価格>

- 2026年度・2027年度の入札対象範囲外の調達価格については、2022～2025年度と同様、入札上限価格と整合的になるように設定することが適切であるため、入札区分における上限価格と同様の考え方に基づき設定してはどうか。

<2026年度のリプレース区分の調達価格>

- これまで、リプレース区分については、FIT認定の件数・容量が限定的であり、入札がもたらす競争・価格低減のメカニズムが期待しにくいことから、入札制の対象としないこととしてきた。引き続き、同様の傾向にあることから、2026年度についても、入札制の対象としないこととしてどうか。
- その上で、調達価格については、新設区分とは資本費とIRRのみ異なるという考え方に基づき想定値を設定してきた。
- 資本費については、現時点までに得られている定期報告データは14件のみであるところ、引き続き実態把握に努めることとし、2026年度のリプレース区分の資本費の想定値については、2025年度までと同様、2026年度の入札対象範囲外の調達価格・基準価格における資本費の想定値から接続費（1.0万円/kW）を差し引く考え方にもとづき設定してはどうか。
- IRRについては、2026年度の新設区分における考え方（2025年度の想定値を維持）と同様、リプレース区分についても、2025年度の想定値を維持することとしてはどうか。

陸上風力（新設・リプレース）の想定値（色塗り箇所が今回の御議論の対象）

| 年度 区分 | 2024年度 | | 2025年度 | | 2026年度 | | 2027年度 | |
|-----------------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|
| | 新設 | リプレース | 新設 | リプレース | 新設 ※ | リプレース | 新設 ※ | リプレース |
| 資本費 [万円/kW] | 27.1 | 26.1 | 27.1 | 26.1 | 27.5 | 26.5 | 27.5 | - |
| 運転維持費 [万円/kW/年] | 0.93 | 0.93 | 0.85 | 0.85 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | - |
| 設備利用率 [%] | 28.0 | 28.0 | 29.1 | 29.1 | 29.1 | 29.1 | 29.1 | - |
| IRR [%] | 6 | 4 | 6 | 4 | 6 | 4 | 6 | - |

※2026年度・2027年度価格は、コストデータの上昇を反映する形で上限価格を改めて設定。

(1) 陸上風力発電（新設）の2026年度以降の入札上限価格及び調達価格・基準価格
陸上風力発電（リプレイス）の2026年度の調達価格・基準価格

(2) 陸上風力発電の2027年度にFIP制度のみ認められる対象等

(3) 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2027年度の取扱い・
浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2028年度の取扱い

(4) 洋上風力発電の2028年度にFIP制度のみ認められる対象等

(5) 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用）の取扱い（価格調整スキーム）

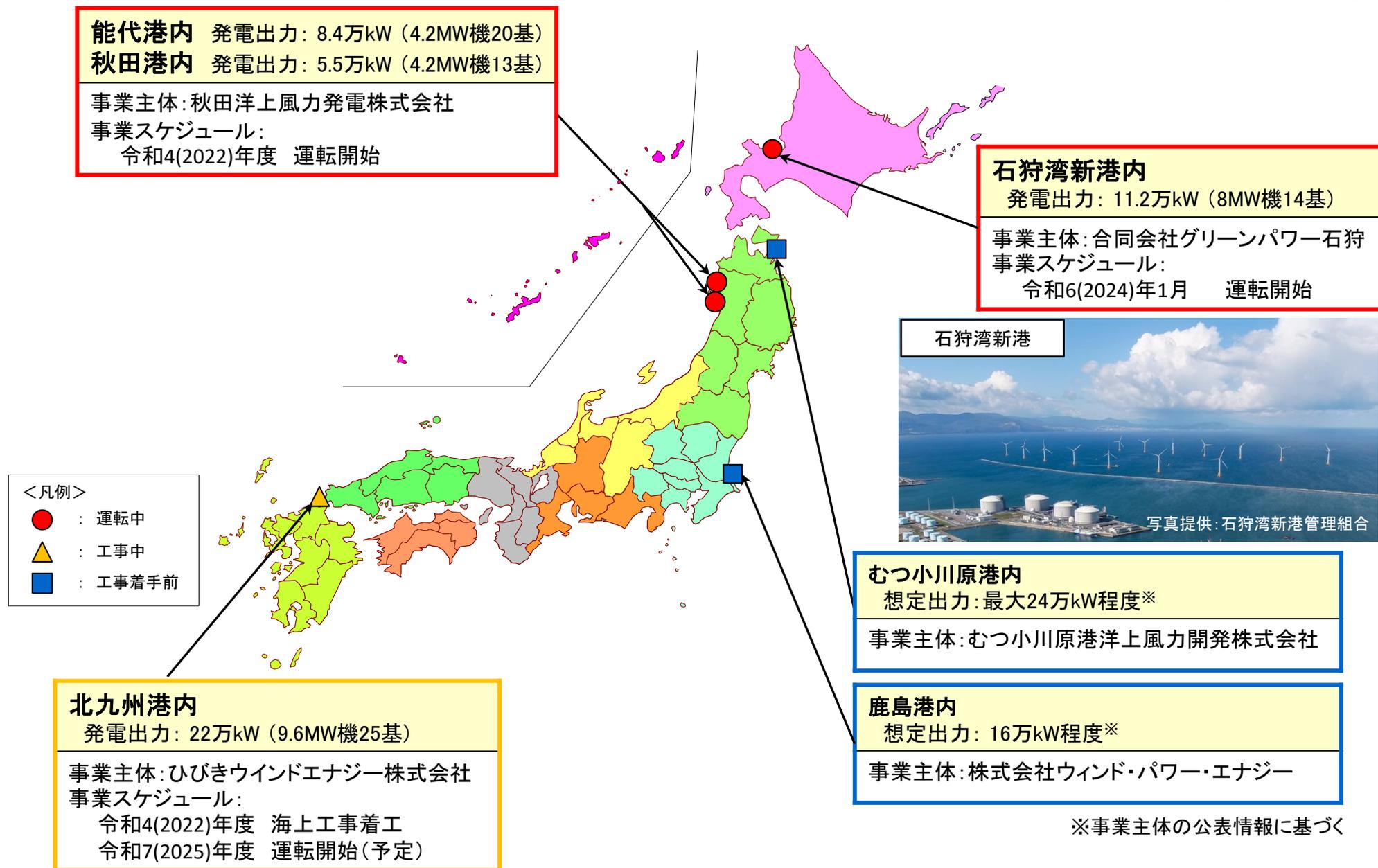
<新規認定においてFIP制度のみ認められる対象・地域活用電源として支援していく対象>

- 昨年度の本委員会では、陸上風力発電の電力市場への統合を促していく観点から、50kW以上を2026年度にFIP制度のみ認められる対象として設定した。
- 2027年度についても、引き続き50kW以上をFIP制度のみ認められる対象とし、引き続き、動向を注視していくこととしてはどうか。
- なお、陸上風力については、2025年12月時点で計88件・約2,351MWのFIP認定、計30件・約926MWの認定申請が確認できている。

(※) なお、リブレース区分については、他の電源のリブレース区分等を踏まえ、2026年度は1,000kW以上をFIP制度のみ認められる対象とした。2027年度も同様とし、FIP制度の動向等に注視することとしてはどうか。

- (1) 陸上風力発電（新設）の2026年度以降の入札上限価格及び調達価格・基準価格
陸上風力発電（リプレイス）の2026年度の調達価格・基準価格
- (2) 陸上風力発電の2027年度にFIP制度のみ認められる対象等
- (3) 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2027年度の取扱い・
浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2028年度の取扱い**
- (4) 洋上風力発電の2028年度にFIP制度のみ認められる対象等
- (5) 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用）の取扱い（価格調整スキーム）

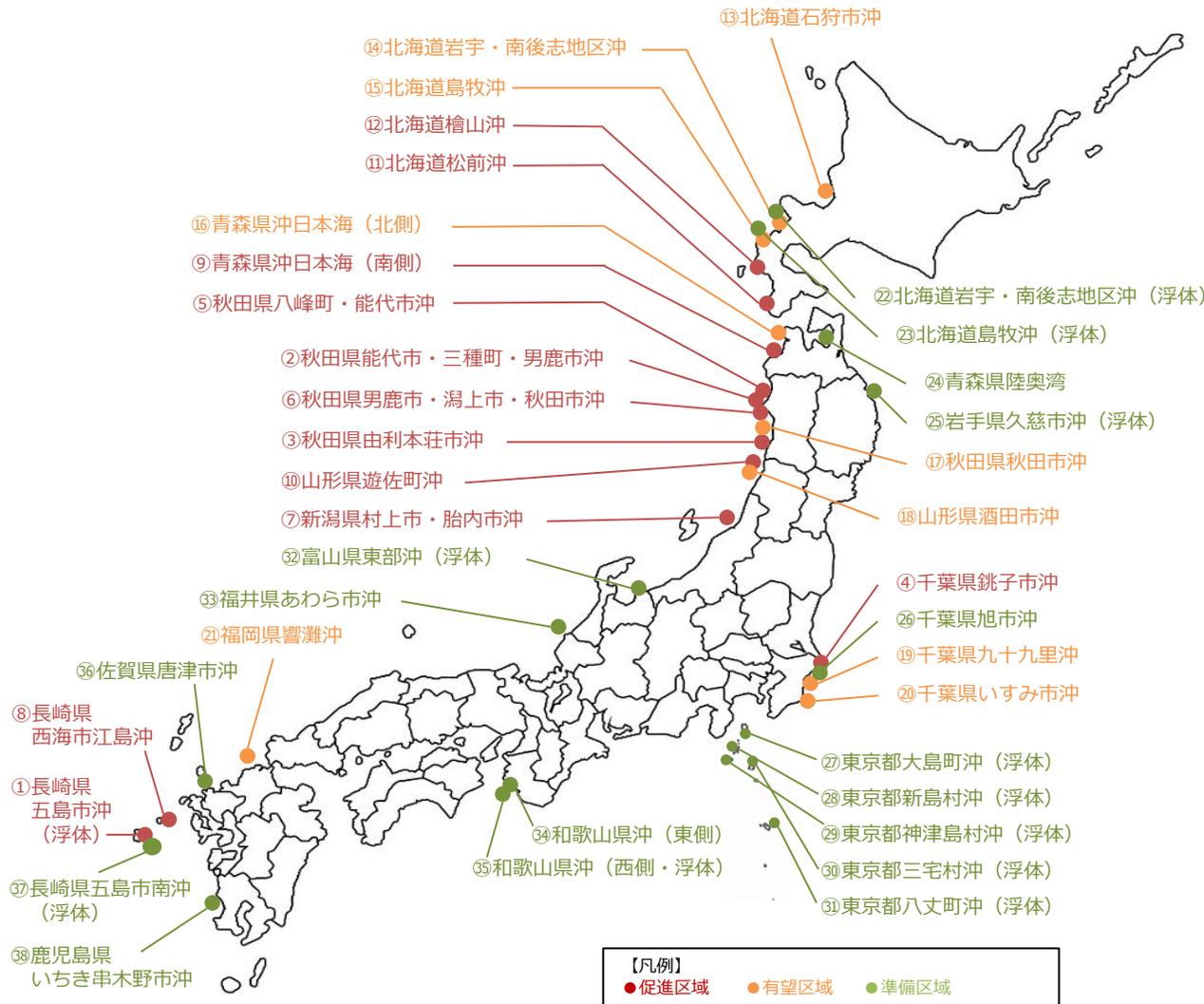
令和8年1月現在



- 洋上風力発電について、以下のとおり資本費、運転維持費の定期報告データおよび設備利用率のデータを得られた。
- 資本費の定期報告データは6件得られた。そのうち**実証機2件の平均値は205.6万円/kW**であり、**想定値(56.5万円/kW)を上回った**。**商用機4件の平均値は77.9万円/kW**であり、**想定値を上回ったものの、実証機の平均値を大きく下回った**。
- 運転維持費の定期報告データは5件得られた。そのうち実証機は1件で**3.0万円/kW/年**であり、**想定値(2.25万円/kW/年)をやや上回った**。商用機4件の平均値は**2.6万円/kW/年**であり、同様に**想定値(2.25万円/kW/年)をやや上回った**。
- また、設備利用率のデータは5件で**平均値31.6%**であり、**想定値(30.0%)をやや上回った**。

(参考) 再エネ海域利用法の施行等の状況

■ 2025年10月3日に新たに2区域(秋田県秋田市沖及び福岡県響灘沖)を有望区域に整理。また、3区域(千葉県旭市沖、長崎県五島市南沖(浮体)及び鹿児島県いちき串木野市沖)を準備区域に整理。



| 区域名 | 万kW※ | 事業者選定済 |
|-------------------|--------|---------------|
| ①長崎県五島市沖(浮体) | 1.7 | |
| ②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖 | 41.5 | |
| ③秋田県由利本荘市沖 | 73.0 | |
| ④千葉県銚子市沖 | 37.0 | |
| ⑤秋田県八峰町・能代市沖 | 37.5 | |
| ⑥秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖 | 31.5 | |
| ⑦新潟県村上市・胎内市沖 | 68.4 | |
| ⑧長崎県西海市江島沖 | 42.0 | |
| ⑨青森県沖日本海(南側) | 61.5 | |
| ⑩山形県遊佐町沖 | 45.0 | |
| ⑪北海道松前沖 | 25~32 | |
| ⑫北海道檜山沖 | 91~114 | |
| ⑬北海道石狩市沖 | 91~114 | |
| ⑭北海道岩宇・南後志地区沖 | 56~71 | |
| ⑮北海道島牧沖 | 44~56 | |
| ⑯青森県沖日本海(北側) | 30 | |
| ⑰秋田県秋田市沖 | 37 | |
| ⑱山形県酒田市沖 | 50 | |
| ⑲千葉県九十九里沖 | 40 | |
| ⑳千葉県いすみ市沖 | 41 | |
| ㉑福岡県響灘沖 | 48 | |
| ㉒北海道岩宇・南後志地区沖(浮体) | | ㉓東京都八丈町沖(浮体) |
| ㉒北海道島牧沖(浮体) | | ㉔富山県東部沖(浮体) |
| ㉓青森県陸奥湾 | | ㉕福井県あわら市沖 |
| ㉔岩手県久慈市沖(浮体) | | ㉖和歌山県沖(東側) |
| ㉕千葉県旭市沖 | | ㉗和歌山県沖(西側・浮体) |
| ㉖東京都大島町沖(浮体) | | ㉘佐賀県唐津市沖 |
| ㉗東京都新島村沖(浮体) | | ㉙長崎県五島市南沖(浮体) |
| ㉘東京都神津島村沖(浮体) | | ㉚鹿児島県いちき串木野市沖 |
| ㉙東京都三宅村沖(浮体) | | |
| ㉚東京都八丈町沖(浮体) | | |

※容量の記載について、事業者選定済の案件は選定事業者の計画に基づく発電設備出力量。それ以外は、事業者が確保している系統接続の最大受電電力、または系統確保スキームで算定した当該区域において想定する最大出力規模であり、区域の調整状況に応じて変動しうるもの。

(参考) 再エネ海域利用法に基づく公募の評価結果①

調達価格等算定委員会（第82回）
（2022年12月26日）資料2より抜粋（一部加工）

- **秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖、秋田県由利本荘市沖並びに千葉県銚子市沖**について、**再エネ海域利用法**に基づき、**2020年7月に促進区域に指定し、2020年11月～2021年5月に公募を実施**。当該公募で提出された公募占用計画について、学識者・専門家により構成される**第三者委員会の意見と秋田県知事・千葉県知事の意見**を参考にしつつ、**評価を行い、事業者を選定（2021年12月24日公表）**。選定結果の詳細は以下の表のとおり。
- 選定事業者の供給価格（FIT制度適用のため調達価格）は13.26円/kWh、11.99円/kWh、16.49円/kWh。

| 事業者名 | 評価点 | | 選定事業者 |
|----------------------------------|------------------------------|-----------------|-------|
| | 価格点（120点満点） 選定事業者のみ供給価格公表 | 【参考】合計点（240点満点） | |
| (1) 秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖の評価結果 | | | |
| 秋田能代・三種・男鹿オフショアウインド | 120 (13.26円/kWh) | 208 | ○ |
| 公募参加事業者 1 | 87.52 | 160.52 | |
| 公募参加事業者 2 | 93.77 | 157.77 | |
| 公募参加事業者 3 | 71.35 | 149.35 | |
| 公募参加事業者 4 | 59.04 | 127.04 | |
| (2) 秋田県由利本荘市沖の評価結果 | | | |
| 秋田由利本荘オフショアウインド | 120 (11.99円/kWh) | 202 | ○ |
| 公募参加事業者 5 | 83.65 | 156.65 | |
| 公募参加事業者 6 | 58.73 | 149.73 | |
| 公募参加事業者 7 | 78.20 | 144.20 | |
| 公募参加事業者 8 | 62.58 | 140.58 | |
| (3) 千葉銚子市沖の評価結果 | | | |
| 千葉銚子オフショアウインド | 120 (16.49円/kWh) | 211 | ○ |
| 公募参加事業者 9 | 87.60 | 185.6 | |

※なお、価格点については、公募占用指針に基づき右記の計算式により算出（計算式：価格点 = 120点 × （最も低い供給価格/当該事業者の供給価格））

(参考) 再エネ海域利用法に基づく公募の評価結果②

調達価格等算定委員会(第92回)
(2024年1月26日)資料1より抜粋

- **秋田県男鹿市、潟上市及び秋田市沖、新潟県村上市及び胎内市沖、長崎県西海市江島沖**について、**再エネ海域利用法**に基づき、**2022年9月に促進区域に指定し、2022年12月～2023年6月に公募を実施**。当該公募で提出された公募占用計画について、それぞれの区域ごとに学識経験者及び専門家から構成される第三者委員会を設置し、秋田県知事、新潟県知事、長崎県知事の意見も参考にしつつ**評価を行い、事業者を選定(2023年12月13日公表)**。選定結果の詳細は以下の表のとおり。
- 選定事業者の供給価格(FIP制度適用のため基準価格)は3円/kWh、3円/kWh、22.18円/kWh。なお、FIP制度適用に伴い、本公募では3円/kWhをゼロプレミアム水準とし、同水準以下の供給価格は一律120点の価格点。

| 事業者名 | 評価点 | | 選定事業者 |
|---------------------------------------|------------------------------|-----------------|-------|
| | 価格点(120点満点) 選定事業者のみ供給価格公表 | 【参考】合計点(240点満点) | |
| (1) 秋田県男鹿市、潟上市及び秋田市沖の評価結果 | | | |
| 男鹿・潟上・秋田 Offshore Green Energyコンソーシアム | 120 (3円/kWh) | 240 | ○ |
| 公募参加事業者 1 | 120 | 205.53 | |
| 公募参加事業者 2 | 120 | 188.08 | |
| (2) 新潟県村上市及び胎内市沖の評価結果 | | | |
| 村上胎内洋上風力コンソーシアム | 120 (3円/kWh) | 240 | ○ |
| 公募参加事業者 1 | 120 | 222.86 | |
| 公募参加事業者 2 | 120 | 211.43 | |
| 公募参加事業者 3 | 19.2 | 66.34 | |
| (3) 長崎県西海市江島沖の評価結果 | | | |
| みらいえのしまコンソーシアム | 120 (22.18円/kWh) | 221.25 | ○ |
| 公募参加事業者 1 | 91.78 | 211.78 | |

※なお、価格点については、公募占用指針に基づき右記の計算式により算出(計算式: 価格点 = 120点 × (最も低い供給価格/当該事業者の供給価格))

(参考) 再エネ海域利用法に基づく公募の評価結果③

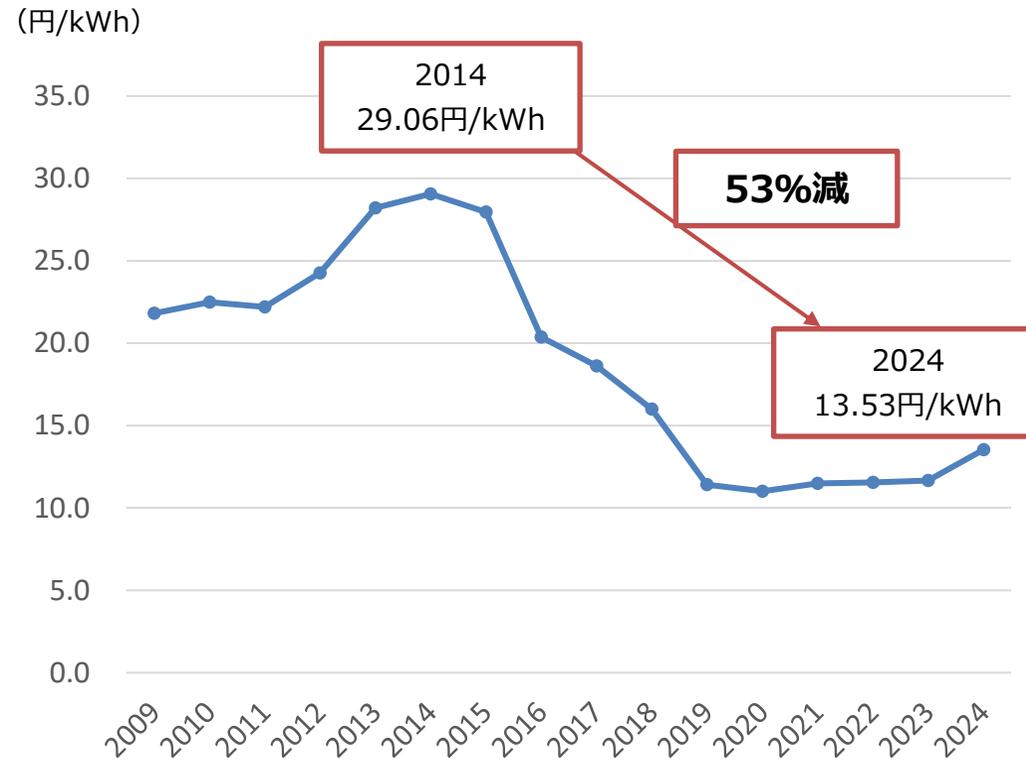
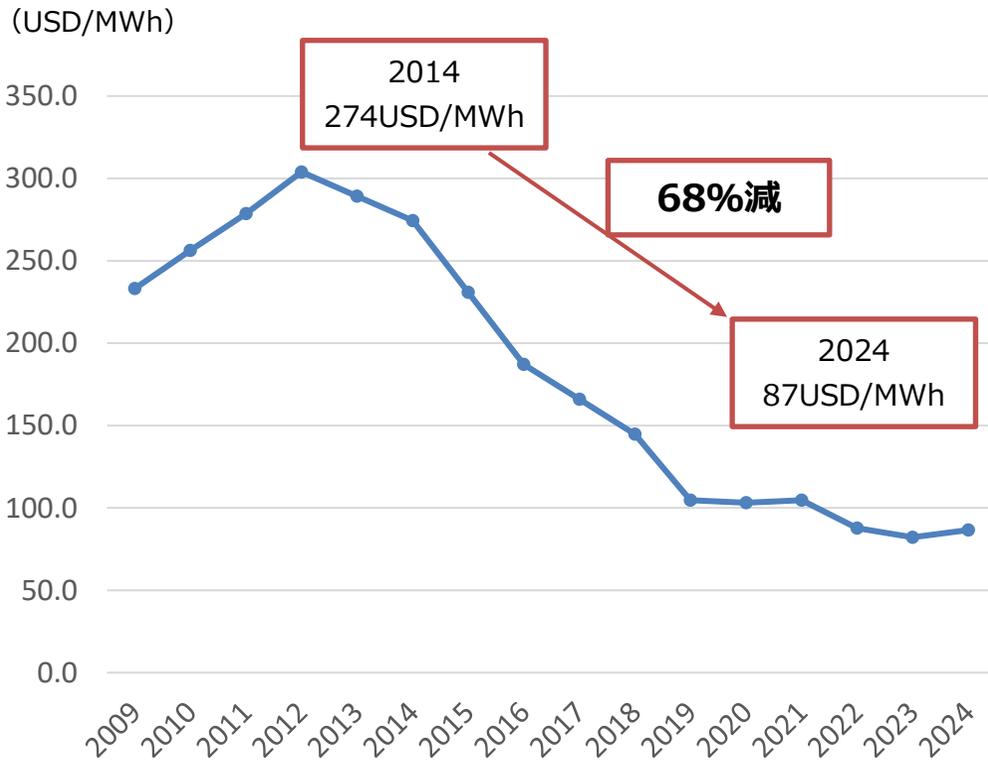
- **青森県沖日本海(南側)、山形県遊佐町沖**について、**再エネ海域利用法**に基づき、**2023年10月に促進区域に指定し、2024年1月～2024年7月に公募を実施**。当該公募で提出された公募占用計画について、それぞれの区域ごとに学識経験者及び専門家から構成される第三者委員会を設置し、青森県知事、山形県知事の意見も参考にしつつ**評価を行い、事業者を選定(2024年12月24日公表)**。選定結果の詳細は以下の表のとおり。
- 選定事業者の供給価格(FIP制度適用のため基準価格)は3円/kWh、3円/kWh。なお、FIP制度適用に伴い、本公募では3円/kWhをゼロプレミアム水準とし、同水準以下の供給価格は一律120点の価格点。

| 事業者名 | 評価点 | | 選定事業者 |
|-----------------------------|------------------------------|-----------------|-------|
| | 価格点(120点満点) 選定事業者のみ供給価格公表 | 【参考】合計点(240点満点) | |
| (1) 青森県沖日本海(南側)の評価結果 | | | |
| つがるオフショアエナジー共同体 | 120 (3円/kWh) | 240 | ○ |
| 公募参加事業者1 | 120 | 202.71 | |
| 公募参加事業者2 | 120 | 185.08 | |
| (2) 山形県遊佐町沖の評価結果 | | | |
| 山形遊佐洋上風力合同会社 | 120 (3円/kWh) | 240 | ○ |
| 公募参加事業者3 | 120 | 219.88 | |
| 公募参加事業者4 | 120 | 194.01 | |
| 公募参加事業者5 | 120 | 191.86 | |

(3) 海外の動向：世界における洋上風力発電のLCOEの推移

- 民間調査機関のデータによると、**世界の洋上風力発電では大幅なコスト低減が進んでおり**、洋上風力の調達価格を設定した2014年度から直近までの約10年間で、**ドルベース68%減、円ベース53%減**となっている。

＜世界における洋上風力発電のLCOEの推移＞



※ 着床式洋上風力発電も浮体式洋上風力発電も含む。

出典：BloombergNEFのデータ（2025 LCOE: Data Viewer Tool）を基に資源エネルギー庁作成。為替レートはEnergy Project Valuation Model (EPVAL 9.3)から各年の値を使用。

世界的インフレ等による洋上風力への影響

- 世界的な資材価格の高騰や、サプライチェーン逼迫、金利上昇などにより、開発コストが大幅上昇。
- 米英をはじめ世界各国にて、プロジェクトの大幅遅延・撤退等が発生。

<世界各国の主なプロジェクト変更事例>

【事業撤退】2023年7月

英国



- ・事業者：バッテンフォール社(スウェーデン)
- ・出力：140万kW
- コスト約40%上昇（約760億円の損失を計上）

【事業撤退】2023年7月

米国



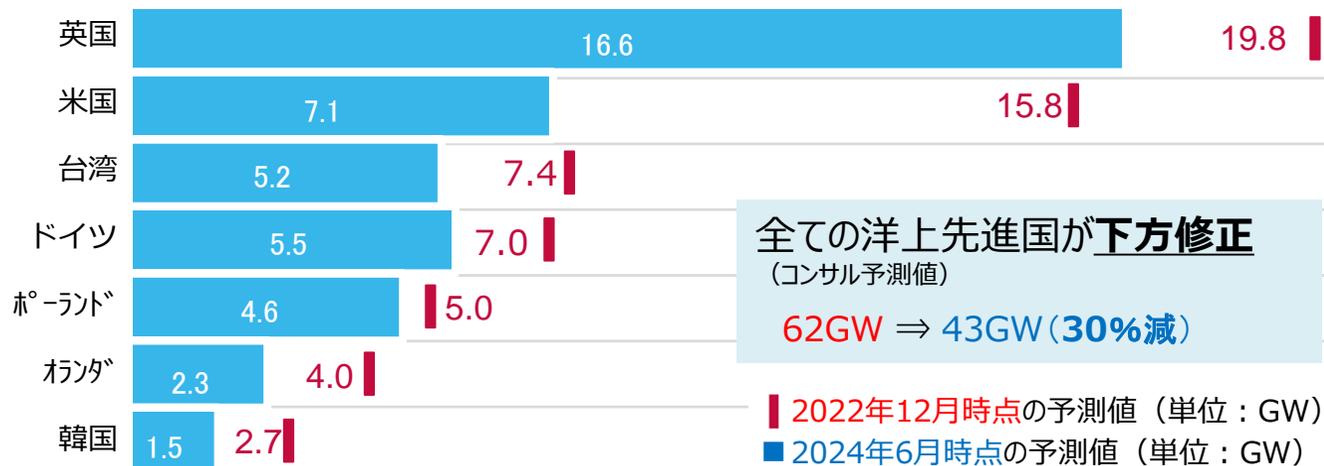
- ・事業者：オーステッド社（デンマーク）
- ・出力：220万kW（2海域の合計）
- コスト上昇（約6100億円の損失を計上）

【事業中断】当分先送り

台湾

- ・事業者：JERA社（日本）
- ・出力：200万kW
- コストが約30%上昇。JERA社は事業権益譲渡を発表。

<世界の洋上風力の導入見通し（2024～2028年合計）>



- 世界的に洋上風力の事業計画の延期、入札制度の見直しが行われており、導入見通しは2年前の想定より約30%の大幅減。

【各国を取り巻く状況】

英国：2023年9月に実施した洋上風力公募にて応札者0に

米国：2025年に就任したトランプ大統領により、洋上風力プロジェクトの新規及び更新の停止

台湾：過酷なローカルコンテンツにより事業者が敬遠

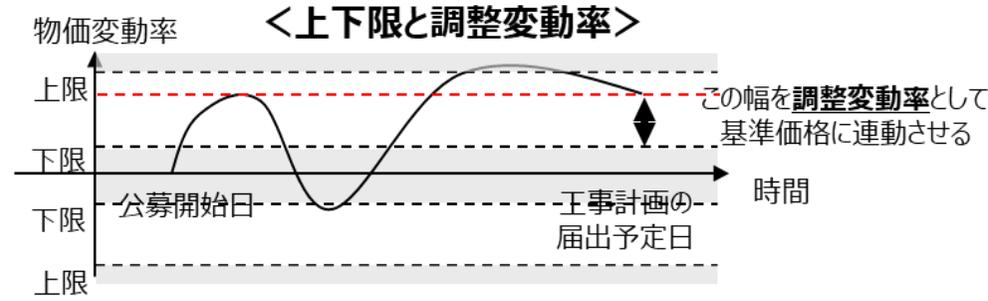
大規模電源投資を確実に完遂させるための環境整備

- 我が国における再エネ主力電源化の実現を確実になものとしていく観点から、引き続き**コスト低減・迅速性を重視**しつつ、収入・費用の変動といった環境変化に対して強靱な事業組成を促し、洋上風力発電への**電源投資を確実に完遂させることを主軸**として、**国民負担に中立的な形で、事業実施の確実性を高めるための規律強化・環境整備**を2024年11月にとりまとめた。
- 具体的には、撤退や遅延を抑止する①**保証金制度を見直し**、収入・費用の変動等に伴うリスク分担のあり方という観点から②**価格調整スキームの導入**。

＜保証金制度の見直し＞

| | | 日本（現行） | 日本（見直し案） |
|-------|---------------------------|------------|--------------------|
| 保証金 | 第1次保証金 （不当な入札の防止） | 500円/kW | 500円/kW |
| | 第2次保証金等 （確実な事業実施の担保①） | 5,000円/kW | 10,000円/kW |
| | 第3次保証金等 （確実な事業実施の担保②） | 13,000円/kW | 24,000円/kW |
| 運開遅延金 | 保証金の全額没収 （評価点が下がる場合のみ） | | ～6か月 4,000円/kW |
| | | | 6～12か月 8,000円/kW |
| | | | 12～18か月 16,000円/kW |
| | | | 18～24か月 20,000円/kW |
| | | | 24か月～ 24,000円/kW |
| 撤退違約金 | 全額没収 | 全額没収 | |

＜価格調整スキームの導入＞



＜基準価格に乗じる物価変動条項＞

物価変動条項 = CAPEX比率 × 調整変動率

$$= \frac{7}{10} \times \left[\min(\text{上限}, \frac{\text{変動後物価指数}}{\text{変動前物価指数}}) - \text{下限} \right]$$

洋上風力の事業環境整備

- 第1ラウンド3海域の事業撤退を受け、関係審議会において撤退の要因分析等を実施。
- 今後の公募の在り方や既存事業の環境整備について、2025年に取りまとめ。

新たな公募制度

- 黎明期にある我が国の洋上風力の導入を確実なものとする観点から、引き続きコスト低減は重視しつつ、事業完遂が可能な計画を高く評価する方向で、公募制度を見直す。
 - 適切な供給価格での入札がされるための価格点の設計
 - より精緻な事業実現性の採点
 - スケジュールの柔軟性の確保 等
- ⇒第1ラウンド3海域の再公募を含む今後の公募に適用。

既存事業の環境整備

- 国内サプライチェーンの構築や人材育成等の産業基盤の確立はまだ緒についたばかり。初期の案件形成を着実に進めることで、産業基盤を構築していく必要。
- 事業完遂の重要性及び公募の公平性の観点等を総合的に判断した結果として、第2ラウンド・第3ラウンドの事業について、以下の方針を取りまとめ。
 - ① 長期脱炭素電源オークションへの参加
 - ② 公募占用計画変更に係る柔軟な対応
 - ③ 一定要件下における海域占用許可の更新の原則化（※） 等

（※） ③については既存事業のほか、今後公募する事業も対象。

第39回洋上風力促進WG (2025年11月19日)
資料1より抜粋

- **洋上風力**のEEZを含む開発エリアの拡大に際し、**浮体式**も必要になる。
 - 浮体式について**魅力的な国内市場を創出**するとともに、**産業・技術基盤の充実**や**グローバル市場への展開**を図るため、浮体式産業戦略検討会において、**案件形成目標**や**国内調達比率目標**等について議論。
 - 今年8月8日の「洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」※でとりまとめ・公表。
- ※ **業界団体11団体** (JWPA, ECOWIND, FLOWRA, FLOWCON他) 、**発電事業者8社**、**風車メーカー3社**、**浮体等メーカー11社**、**建設業者6社**等が参加。

洋上風力産業ビジョン(第2次) [浮体式洋上風力等に関する産業戦略] ポイント

①世界的なインフラ等への対応 魅力的な国内市場の創出

②産業・技術基盤の充実

③グローバル市場への展開

(政府の浮体式案件形成目標)

- **2040年までに15GW以上**の浮体式案件を形成
(洋上風力全体で30GW~45GW)
- **2029年度中を目途に大規模浮体式案件を形成**

(産業界の目標)

- **2040年までに国内調達比率を65%以上**
- **2040年までに洋上風力関連人材を約4万人確保・育成**

(官民の目標)

- **2040年までに海外浮体式案件30GW**に関与
- **2030年までに欧州・アジア太平洋等10カ国・地域と連携**

- インフラ等に対する更なる環境整備
- 浮体式コスト目標の検討
- JOGMECセントラル調査のEEZへの拡充

- **風車の国産化**に向けた体制構築・技術開発・設備投資と、それを通じた**コスト低減**
- 浮体等の大量生産、港湾インフラの整備、船舶確保
- **EEZやアジア太平洋展開に向けた実証事業の推進、技術検証環境整備**、技術開発ロードマップに基づく技術開発

- **アジア太平洋に向けた製造拠点創出のためのグローバル風車メーカーとの官民協力**
- 業界協調体制による技術開発を通じ、**国際標準化を主導**

- **排他的経済水域（EEZ）**への洋上風力発電設備の設置について、**長期間の設置を認める制度を創設**。

①経済産業大臣は、自然的条件等が適当である区域について、公告縦覧や関係行政機関との協議を行い、**募集区域として指定**することができる。

②募集区域に海洋再生可能エネルギー発電設備を設置しようとする者は、設置区域の案や事業計画の案を提出し、経済産業大臣及び国土交通大臣による**仮の地位の付与（仮許可）**を受けることができる。

③経済産業大臣及び国土交通大臣は、仮の地位の付与を受けた事業者、利害関係者等を構成員とし、発電事業の実施に必要な協議を行う**協議会を組織**するものとする。

④経済産業大臣及び国土交通大臣は、協議会において協議が調った事項と整合的であること等の許可基準に適合している場合に限り、**設置を許可**することができる。

※ **EEZにおける洋上風力等に係る発電設備の設置を禁止し、募集区域以外の海域においては設置許可は行わない。**

※ **促進区域（領海及び内水）及び募集区域（EEZ）の指定等の際に、海洋環境等の保全の観点から、環境大臣が調査を行うこととし、これに伴い、環境影響評価法の相当する手続を適用しないこととする。**

国内産業・技術基盤の充実（G I 基金を活用した技術開発）

- **浮体式洋上風力**は、**欧州を中心に実証プロジェクトが進展**（10MW程度の風車で10機程度、水深300m以下）。**世界的にコスト低減・量産化が共通課題**。
- 我が国では、浮体式の早期社会実装に向けて、これら課題に対する技術確立を目指し、**グリーンイノベーション基金**により、2021年度から浮体基礎や電気システムなどの**要素技術開発**を実施、2024年度からこれら成果を活用し**大型風車**を用いた**領海内における実証事業**（秋田県南部沖、愛知県田原市・豊橋市沖）を実施。
- 今後、**浮体式洋上風力を我が国EEZやアジア太平洋へ展開**するために、**過酷海象**（高い波高、急峻な海底勾配等）**における発電実証**や、大水深においても係留索やケーブル等を低コストで施工するため**技術実証**に取り組む。

＜グリーンイノベーション基金プロジェクト [上限約2,100億円] ＞

要素技術開発 [上限約680億円] (フェーズ1, <2021~30年度>)

- ①次世代風車技術開発
- ②浮体式基礎製造
・設置低コスト化技術開発
- ③洋上風力関連
電気システム技術開発
- ④洋上風力運転保守
高度化事業
- ⑤共通基盤技術開発
・浮体システム最適設計
・大水深対応設計、施工 等

浮体式洋上風力発電実証 [上限約1420億円] (フェーズ2, <2024~32年度>)

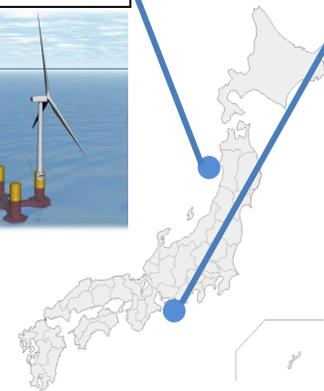
秋田県南部沖

**丸紅洋上風力等
コンソーシアム**
【計画概要】
風 車：12MW超×2基
浮体形式：セミサブ浮体
(JMU)
水 深：400m程度
2024~ 気象・海象等調査、
設計
2029~ 運転開始予定



愛知県田原市・豊橋市沖

**シーテック等
コンソーシアム**
【計画概要】
風 車：12MW超×1基
浮体形式：セミサブ浮体
(カナデビア)
水 深：100m程度
2024~ 気象・海象等調査、
設計
2029~ 運転開始



大水深(500m超級)実証

浮体、係留、アンカー、電気関連システム製造・施工、
O&M、耐久性検証、ガイドライン等の規格策定

過酷海域実証

高波高、急勾配、岩地盤等に対する設計・製造・施工・発電、O&M、
耐久性検証、ガイドライン等の規格策定

- **洋上風力**の事業開発を担う人材、エンジニア、専門作業員の育成に向け、**カリキュラム作成やトレーニング施設整備に係る支援**を2022年度から実施。（洋上風力以外も含めた予算額：令和6年度7.5億円、令和7年度7.5億円）
- **2024年4月から、支援を受けた事業者によるトレーニング施設が各地でオープン**。2024年度以降も、地域の高専等を含め産学が連携し、必要なスキルを取得するための政策支援を実施していく。



日本郵船

風と海の学校 あきた（秋田県男鹿市）

- 秋田県立男鹿海洋高校の大水深プール等の既存施設を活用し、各種機器の導入によって訓練センターとして整備。
- 作業員・船員向けの基本安全訓練や、シミュレータによる作業員輸送船の操船訓練を提供、年間1,000人の修了生輩出を目指す。
- 施設は男鹿海洋高校の生徒や近隣の小中学生にも開放し、各種イベントも企画予定。



ウインド・パワー・グループ

ウインド・パワー・トレーニングセンター

（茨城県神栖市）

- 鹿島港の洋上風力発電事業を実施する事業者が整備したトレーニングセンター。洋上風力発電設備の保守管理作業員を訓練するためのプールや高所作業所を併設。
- GWO認証を受けた施設で、基本安全訓練のモジュールに準拠した育成プログラムを提供。年間1,000人の受講生輩出を目指す。



GiraffeWork

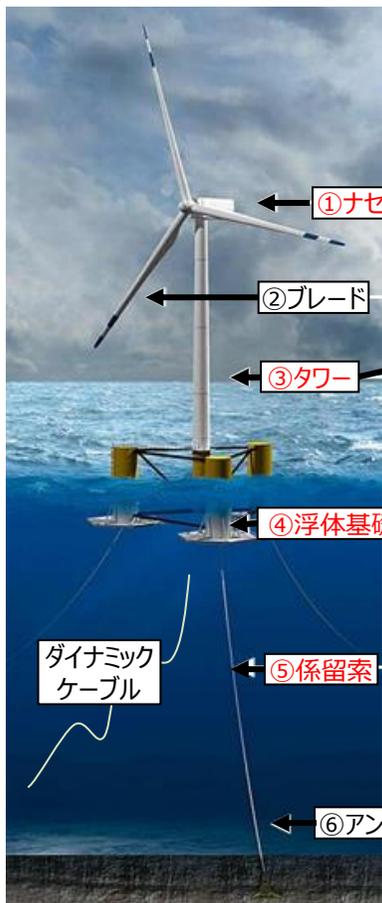
ジラフワーク・トレーニングセンター

（神奈川県川崎市）

- 労働安全の専門的な訓練に実績のあるマスク・トレーニング社（デンマーク）と提携した教育プログラムを提供するトレーニングセンター。
- GWO認証に基づく基礎安全訓練のほか、上級救助訓練等の複数モジュールの育成プログラムを提供し、GWO認証基準の要求事項品質を維持する管理システムを整備。

- 洋上風力のサプライチェーン構築は、**安定供給・産業競争力強化**の観点から極めて重要。**事業規模も大きい**。
- 洋上風力は欧州で導入拡大が先行したことから、特に風車の製造産業は欧州に集中し、**国内の風車産業構築が大きな課題**。一方、今後導入拡大が見込まれる**浮体式洋上風力**については、**我が国の強みである造船、繊維・鉄鋼等の素材、製造技術や量産化技術を十分に活かせる領域**。
- 「洋上風力産業ビジョン2.0」(2025年8月洋上風力官民協議会)でとりまとめた、「**2040年までに国内調達比率を65%以上**」とする産業界目標の実現を目指す。

<浮体式洋上風力発電設備> ※はGXサプライチェーン構築支援事業で支援（①～⑥が支援対象）



東芝ESS(株)：ナセル組立(京浜工場(神奈川))※



国内初の洋上風車用ナセル組立。ナセル内部品は1万点以上あり、**部品の国産化も狙う**。2029年に年間約30基の製造能力を整備。

(株)駒井ハルテック：風車タワー(富津工場(千葉))※



国内初の洋上風車用タワー生産ライン。国産高張力鋼材の利用による軽量化を狙う。2029年に年間約30基の製造能力を整備。

日鉄エンジニアリング(株)：浮体基礎製造(若松工場(福岡))※



着床基礎の量産に加え、浮体基礎についても2028年に年間約20基の製造能力を整備。

ナロック(株)：係留ロープ(量産工場(和歌山))※



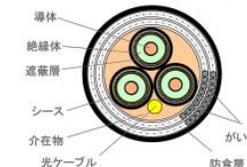
大口径係留ロープを製造出来る数少ないメーカー。2030年に年間約30基分の製造能力を整備。

TDK(株)：ナセル内発電機の磁石



発電機に必須となる磁石の**グローバルサプライヤー**

住友電気工業(株)、古河電気工業(株)：ダイナミックケーブル



電力ケーブルのグローバルサプライヤー

(株)大島造船：浮体基礎製造(香焼工場(長崎))※



世界最大級のドライドックを保有。造船事業で培った量産製造ノウハウを活用し、部品製造から完成品組立まで一貫通貫で施工・高速量産。2029年に年間約30基の製造能力を整備。

濱中製鎖工業(株)：係留チェーン(兵庫)



世界で4社しかない鋼製チェーンメーカー

グローバル市場の拡大・獲得（FLOWRAを核とした共通基盤開発）

- 浮体式の広域かつ大規模な商用化や国内産業創出等に貢献するため、発電事業者が協調し、浮体式洋上風力技術研究組合（FLOWRA）が設立（2024年3月）
- グローバル展開や海外プロジェクトへの参入も視野に、欧米等の海外諸機関と連携しながら、①風車・浮体式一体システムの最適設計手法の開発や、②規格の策定、標準化等を進め、浮体式洋上風力の低コスト化・量産化技術の確立に取り組む。
- この1年で欧米諸機関と連携。今後、アジア太平洋地域の有力機関との連携を構築していく。

<FLOWRA>

<共同研究パートナー>

ゼネコン・マリコン・材料/造船/重電メーカー等

港湾工事

高炉

造船所

出典：Shutterstock



<諸外国>

| | | | | | |
|---|---|--|---|---|--------------------------------------|
| 英国 ORE Catapult (2025.3)、EMEC (2025.9)と協力覚書締結 | デンマーク DI Energy, 等と協力覚書締結(2025.4) | ノルウェー Innovation Norway、DNVと協力覚書締結(2025.6) | オランダ HHWEと協力覚書を締結(2025.9) | 仏国 FRANCE ENERGIES、MARINESと協力覚書を締結(2025.10) | 米国 ABSと協力覚書を締結(2025.7) |
|---|---|--|---|---|--------------------------------------|

<研究機関／教育・研究機関／認証機関>

- **洋上風力発電等のエネルギー分野について、経産省は、グローバル風車メーカーと官民協力枠組みを立ち上げ**。併せて、グローバル風車メーカーと国内企業との間で協力覚書を締結。
- この覚書に基づく議論において、各社は製造拠点立地の検討について前向きな姿勢なるも、**ロードマップ策定や投資の意思決定には、国内案件のボリュームと継続性が非常に重要**との指摘あり。

協働のイメージ

例：洋上風力分野における
官民協力枠組み

グローバル
風車メーカー

官

サプライチェーン
構築

イノベーション
連携

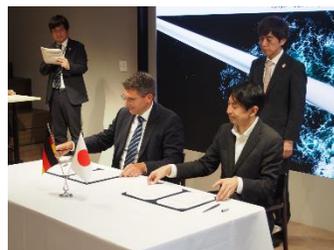
国内民間企業

ベスタス社（2025/7/30締結）



- 署名者：
 - ・ エネ庁 小林 省エネルギー・新エネルギー部長
 - ・ ベスタス パテル アジアパシフィック代表※松尾経産審立ち会い
- 風力発電の継続的かつ安定的な導入や国内風車製造拠点の投資促進等について議論
- 併せて、日本製鉄が欧州・アジア・日本市場向けのタワー用鋼材の供給に関する協業を推進するための覚書を同社と締結

シーメンスガメサ社（2025/6/24締結）



- 署名者：
 - ・ エネ庁 伊藤 省エネルギー・新エネルギー部長
 - ・ シーメンスガメサ マーク洋上風力事業統括責任者※松尾経産審立ち会い
- 日本企業のシーメンスガメサ風力タービンサプライチェーンへの参加促進や、中長期での主要風力タービン部品に関する日本での投資促進の施策と戦略、等を議論
- 併せてTDK社が磁石のグローバル供給に関する覚書を同社と締結

<着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）に対する入札制の適用>

- 2023年度の本委員会では、**着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）**における複数事業者の参加状況等を踏まえ、再エネ海域利用法適用外を含め、**国内の着床式洋上風力発電において一定程度の競争効果が見込まれることから、2025年度について入札制を適用することとした。**また、昨年度の本委員会においては、FIT制度の活用状況や**着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）公募の参加状況**を踏まえ、**引き続き競争的な状況であることは変わらないことから、2026年度についても入札制を採用することとしつつ、**更なる競争を促す観点から**上限価格を事前非公表とした。**
- 国内における**洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）のFIT認定件数・認定容量については11件・743MWと一定の実績はあることから、2027年度についても、引き続き入札制を採用することとしてはどうか。**なお、**上限価格の事前公表/非公表**については、洋上風力を取り巻く状況を踏まえ、**以降の本委員会で検討を行うこととしてはどうか。**

<浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2028年度の取扱い>

- 国内における**浮体式洋上風力発電のFIT認定量は3件・34MW、導入量は2件・5MW**となっており、導入済の発電事業は、**実証事業として導入され、実証事業終了後から現在まで運転を継続しているものである。****国内外において、現時点では大規模な商用発電所の運転開始に至っていない。**
- また、**長崎県五島市沖における浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）の公募の選定事業者の供給価格は、2027年度までの浮体式洋上風力発電の調達価格・基準価格と同じ36円/kWh**である。
- 12月17日に開催された関係審議会（洋上風力促進ワーキンググループ）において（※）、第1ラウンド3海域の事業からの事業者の撤退に至った要因の検証や公募制度の見直しを含む洋上風力発電に係る電源投資を確実に完遂させるための事業環境整備のあり方等について一定の整理がなされた。その中では、**洋上風力発電を取り巻く事業環境の変化（インフレ等）や風車調達費用等の建設費用の増加が見られた点**についても言及されたところ、これらが**浮体式洋上風力発電へ与える影響**や、**FIT/FIP制度において支援を行う前提となる自立化に向けた道筋を確認した上で、2028年度以降の浮体式洋上風力発電の取扱いについて来年度以降の本委員会で検討を行うこととしてはどうか。**

（※）洋上風力発電に係る第1ラウンド公募事業の撤退要因等の分析については、当日座長一任となり、一部修正の上で12月23日に公開

- (1) 陸上風力発電（新設）の2026年度以降の入札上限価格及び調達価格・基準価格
陸上風力発電（リプレイス）の2026年度の調達価格・基準価格
- (2) 陸上風力発電の2027年度にFIP制度のみ認められる対象等
- (3) 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2027年度の取扱い・
浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2028年度の取扱い
- (4) 洋上風力発電の2028年度にFIP制度のみ認められる対象等**
- (5) 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用）の取扱い（価格調整スキーム）

<洋上風力発電の2028年度にFIP制度のみ認められる対象>

- 昨年度の本委員会で、2027年度の**着床式洋上風力発電**については、**再エネ海域利用法適用対象の公募における複数事業者の参加状況・評価結果**や、将来的なアジア市場等への展開を見据えた**国内の環境整備等**を踏まえて、**FIP制度のみ認められる対象**とした。
- 一方で、**浮体式洋上風力発電**については、国内外においても、**現時点では大規模な商用発電所の運転開始に至っていないこと**を踏まえて、2027年度も **FIP 制度のみ認められる対象を設けないこと**とした。
- 再エネ海域利用法適用対象の公募については、第1ラウンド3海域の事業からの事業者の撤退等の状況の変化はあったものの、引き続き**国民負担の抑制を図りながら、導入拡大を進めていくという方針を踏まえ、2028年度においても、洋上風力発電のFIP制度のみ認められる対象は2027年度と同様**とすることを基本としつつ、**来年度に検討を行うこと**としてはどうか。

- (1) 陸上風力発電（新設）の2026年度以降の入札上限価格及び調達価格・基準価格
陸上風力発電（リプレイス）の2026年度の調達価格・基準価格
- (2) 陸上風力発電の2027年度にFIP制度のみ認められる対象等
- (3) 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2027年度の取扱い・
浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2028年度の取扱い
- (4) 洋上風力発電の2028年度にFIP制度のみ認められる対象等
- (5) 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用）の取扱い（価格調整スキーム）**

<着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用）の取扱い（価格調整スキーム）>

- 昨年度の本委員会で、**大規模な洋上風力発電に係る電源投資の確実な完遂**という観点から、大規模な洋上風力発電の特性を踏まえ、収入・費用の変動リスクへの対応として**価格調整スキームが導入**された。
- 昨年度の本委員会においては、足下における洋上風力発電事業の実態等を踏まえつつ、民間側での適切なリスク分担を段階的に促していく観点から、設定する下限については1%から開始することとしたが、契約や調達などにおいて、**発電事業者自身が創意工夫を行った上での適切な事業実施を促していく**観点から、物価変動率の下限を早期に引き上げることを目指すなど、**今後不断の見直しの実施が重要であることが確認された**とともに、**物価変動率の下限を2%に引き上げる**ことについて今年度議論を行うとの意見がとりまとめられた。
- しかしながら、今般、第1ラウンドの事業撤退が生じたことを受け、関係審議会（洋上風力促進ワーキンググループ）において、**再エネ海域利用法に基づく公募制度に係る見直しを行っている**ところであり、**本スキームを適用した事例も存在していない**ことから、引き続き案件の形成状況等を注視しつつ、**本スキームにおける物価変動率の下限については来年度以降の本委員会で検討していく**こととしてはどうか。

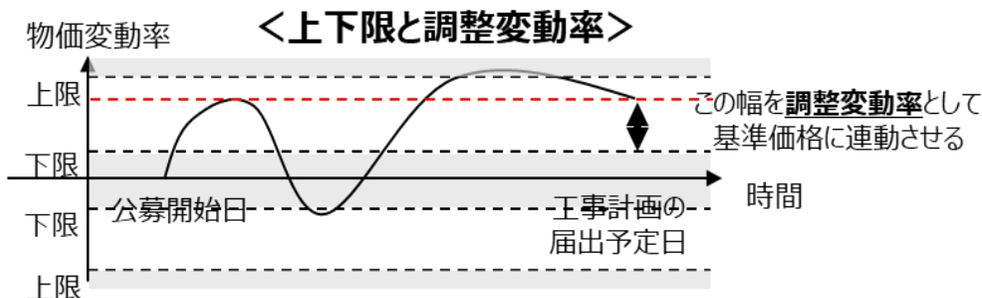
<価格調整スキームによる官民のリスク分担のあり方>

- 第68回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会において、**大規模な洋上風力発電**については、①**投資額が大きく総事業期間も長期間**となることや、②サプライチェーンの混乱、インフレによる開発費用の増大等により、海外において**大規模な洋上風力プロジェクトからの撤退事例が複数生じている**こと、③**我が国の電力供給の一定割合を占める**ことが見込まれること等、**電源投資を確実に完遂していく必要性が大きい**ことから、**収入・費用の変動リスクへの対応を検討**していくこととされた。
- それを受けて、洋上風力促進WG・洋上風力促進小委員会において、撤退や遅延を抑止する保証金制度の見直し（保証金の増額）等と併せて、**民間事業者のみでは取り切れない物価変動リスクを、制度側で、国民負担には中立的な形で引き受ける**ことにより、**物価変動率の変動を基準価格に連動させる「価格調整スキーム」を適用**する方向性が示されたところ。具体的には、洋上風力発電は**事業費の大半を資本費が占めており、資材価格等の変動は事業撤退リスクに直結し得る**ことを踏まえ、「**落札後1度のみ調整を行う方式（1回調整方式）**」を採用し、建設期間における資材価格等の変動を基準価格に連動させてはどうかとの意見が取りまとめられている。
- 上記の関係審議会において示された方向性に基づき、**例外的に、大規模な洋上風力発電に限り、価格調整スキームを適用し、落札後1度のみ資材価格等の変動に応じた調整を行う**こととしてはどうか。
- その際に論点となるポイントは、下記の通り。
 - a. **価格調整スキームの式**について、どのように考えるべきか。特に、基準価格に連動させる**物価変動率**について、**着目する指標やその割合**について、措置適用の趣旨を踏まえ、どのように設定すべきか。
 - b. **物価変動率の算出時に参照する物価指数の考え方**について、措置適用の趣旨を踏まえ、どのように整理すべきか。
 - c. **価格調整スキームを適用する物価変動率の上下限**や、**事業者が必要なリスクプレミアムの低下に応じたIRRの設定**について、官民のリスク分担のあり方や国民負担の抑制といった観点を踏まえ、どのように考えることが適切か。

<c. 物価変動率の上下限と、IRRの設定>

- 価格調整スキームは、民間事業者のみでは取り切れない物価変動リスクを、制度側で、国民負担には中立的な形で引き受けるという点が原則であり、過大な国民負担の抑制という観点からは、関係審議会における議論に基づき、下記の点を踏まえて措置する必要があるのではないか。
 - 物価変動率の上限を設定し、上限以上の物価変動が生じた場合も、基準価格に連動させるのは当該上限の割合までとすること。
 - 民間事業者による適切なリスク評価・リスク分担、契約や調達などにおける再エネ発電事業者自身の創意工夫を促す観点から、民間事業者のみで対応可能な物価変動リスクとして物価変動率の下限を設定すること。
 - 物価変動率が、設定した上限から下限の間である場合、基準価格に連動させる調整変動率は、変動前物価指数と変動後物価指数の比により算出した物価変動率から、下限の割合を減じた割合とすること。
 - 物価変動リスクを制度側で引き受ける価格調整スキームの導入により、事業者が必要なリスクプレミアムが低下することから、IRRの設定を見直すこと。

第29回洋上風力促進WG・洋上風力促進小委員会（2024年11月12日）事務局資料より下図を抜粋・一部修正(青字)



<基準価格に乗じる物価変動条項>

物価変動条項 = CAPEX比率 × 調整変動率

$$= \frac{7}{10} \times \left[\min(\text{上限}, \frac{\text{変動後物価指数}}{\text{変動前物価指数}}) - \text{下限} \right]$$

<c. 物価変動率の上下限と、IRRの設定>

(ii) 下限とIRRの設定について

- **下限**については、関係審議会において、**IRR設定に際して資金調達コストに上乗せして考慮するリスクプレミアムや、洋上風力発電事業の実態等を勘案**することが議論され、具体的な割合は、**IRRの設定と併せて、調達価格等算定委員会で議論**することとされた。
- **IRRの設定**について
 - 今回、民間事業者のみでは取り切れない物価変動リスクを、制度側で、国民負担には中立的な形で引き受けるという価格調整スキームを、**ウクライナ危機による物価上昇と同様な変動にも対応可能な水準で導入**することにより、**事業者が必要なリスクプレミアムが低下**することから、現在のIRR設定については見直す必要がある。
 - 直近の民間調査のデータ（次々頁参照）を踏まえると、足元の洋上風力発電の資金調達コストは**概ね4%、最大でも5%未満**である。洋上風力発電については、我が国における供給量の状況を踏まえ、陸上風力発電について措置された供給量勘案上乗せ措置に倣い、**IRRを適正水準から1～2%上乗せし、5～6%として**はどうか。

➤ 下限の設定について

- 下限は、**官民の適正なリスク分担を実現し、オフテイクーとの交渉においてPPA価格に物価変動率を織り込む等の民間側の適切な努力を促していくもの。民間側が引き受けたリスクに値する費用の増減を民間側に帰属させる観点から、上限と同様に、物価変動率の正負に関わらず対称に下限を設定することとしてはどうか。**
- 民間側が引き受けるべきリスク水準として下限を設定するにあたっては、①FIP制度においては、PPAを締結している場合、**オフテイクーへの価格転嫁も理論上可能**と考えられること、②資本費に占める割合の大きい風車について、**風車メーカーとの価格交渉も理論上可能**と考えられること、③金融機関や監査法人等へのヒアリングによると、**国内の洋上風力発電事業への融資に際しては、元利金の1.3倍程度のフリーキャッシュフローが見込まれる**と確認されたこと、を踏まえる必要があると考えられる。
- 他方で、事業者へのヒアリングによると、**PPA契約に物価調整の条項が入っていない実態や、風車メーカーとの契約において、インフレ下でも、取引価格を変更しないといった契約は一部に限られているといった実態**も確認されている。こうした足元における洋上風力発電事業の実態等を踏まえつつ、洋上風力発電に価格調整スキームを導入している国としては初の試みとして下限を導入し、**民間側での適切なリスク分担を段階的に促していく観点から、設定する下限については、1%から開始することとしてはどうか。**

※民間側がインフレのリスクを一部引き受ける方法に関しては、PPA契約に物価調整の条項を入れなくても、**PPA価格の設定において、予想される物価変動率を一定程度勘案するといった方法も存在**しており、**PPA契約に物価調整の条項が入っていないことをもって、民間側が物価変動リスクを引き受けることが困難とは評価できない**ことに留意が必要。

- その上で、今後も、**契約や調達などにおいて、洋上風力発電事業者自身が創意工夫を行った上での適切な事業実施を促していく観点からは、設定する下限については、早期に引き上げることを目指す**など、**今後不断の見直しを実施していくことが重要**ではないか。例えば、日本における洋上風力事業者の資金調達コスト（中間は概ね4%、最大値は概ね5%）と今回設定したIRR（5～6%）の差（1%）を**IRR設定に際して資金調達コストに上乗せして考慮するリスクプレミアム**として想定し、当該リスクプレミアムに対し、価格調整が必要な期間（公募から洋上工事開始までの5年間程度）を乗じた**5%を、下限の水準として目指していく**ことが考えられる。一方、短期間で下限の水準を急激に引き上げることは事業性への影響が大きい可能性があることを踏まえ、来年度の本委員会においては、国内の**1年間における物価安定目標の水準やIMFによる日本の物価変動率見通し**も参考に、**下限の水準を2%に引き上げる**ことについて、議論することとしてはどうか。

(参考) 第111回調達価格等算定委員会における委員意見

<総論>

- ✓ **国民負担とのバランスをうまくとりながら費用対効果の高い形で持続的に回すというのが重要。**
- ✓ **他の電源とのバランス**、具体的には再エネ電源としてどこまで洋上風力に期待するのか。また、洋上風力の中でも安いものから高いものまでである中で、**国として洋上風力をどこまで導入するのかという見通しを立てた上で、そこから逆算してどこまで政策的に支援するかが決まってくる**と思う。
- ✓ 2045年になったとしても実際にはコストが全然下がっていないにも関わらず、大量にコミットして高い価格で支援することになると**国民負担の観点では、国民からの理解は得られない**。**途中の段階でも想定したとおり着実にコストが下がってきている**ということを常にアピールし、実績をもって、この後も繰り返し適切なタイミングで情報を発信していかなければならない。

<コスト低減について>

- ✓ 欧州の数字をベースにしているということだが、欧州に比べて地盤等の条件が厳しい日本において、**学習効果は欧州と同等に発揮されると考えてよいのか。**
- ✓ 学習効果を働かせることは非常に重要であるが、**既に風車が大型化して、その技術を使えるものが、日本でこの後学習効果が欧州でたどってきたものと同じ形で実現するのか**といえ、**不確実性が高く、その点に寄りすぎるわけにはいかないのではないか。**

<海域ごとの入札上限価格の設定>

- ✓ **海域ごとに入札上限価格を設定するというのは、効率が悪いところでも実施されるというのはデメリットにも思えることから、どのような場合に必要になるのかを丁寧に議論する必要がある**。これは、**洋上風力をどの程度導入するのが現実的か、ノウハウの共有が事業者間でもなされるのかにもよる**と思う。
- ✓ 費用効率的にやることが重要。FIT/FIP制度の中で海域ごとの差をつけるというのは難しいのではないか。必要であれば他の制度を使って支援することもあると思う。
- ✓ 好循環を起こすにあたっての量はコミットする必要があると思うが、**どこまで増やすのかはこれからの様々なコスト条件に依存して決まることから、原則として早い段階ではコストが低いところからやるべき**。ここは後回しにするという判断が本委員会ではできないにも関わらず、著しく高い価格をコストベースで積み上げてよいのかということについては、十分に考えなければならない。**程度の差があったとしても著しいコスト差を許容すべきかという点については慎重に考えるべき**。

<その他>

- ✓ 地盤や風況等様々な個別の事情もある中で**ノウハウを共有することで業界全体としてコスト低下を図っていくことが重要**。
- ✓ 昨今の海外の情勢を鑑みると**洋上風力を含む再エネの割合を上げていくことは、安全保障の観点から重要**であるとの認識を強くしている。
- ✓ **洋上風力を導入していくのは大事**。物価の上昇には洋上風力についても対応していくべき。NEDOモデルのギャップが見られるという点については、中身を精査してギャップを埋めるような形で価格設定していく必要がある。
- ✓ **国内調達比率65%を目指していくことは重要**だが、欧州等では海外製の風車を使いながらコスト低減を図ってきたことから、**国産比率とコスト低減の調和をうまくとって意図した形でコストが低減できるかは慎重に見る必要がある**。