

風力発電について

2024年1月
資源エネルギー庁

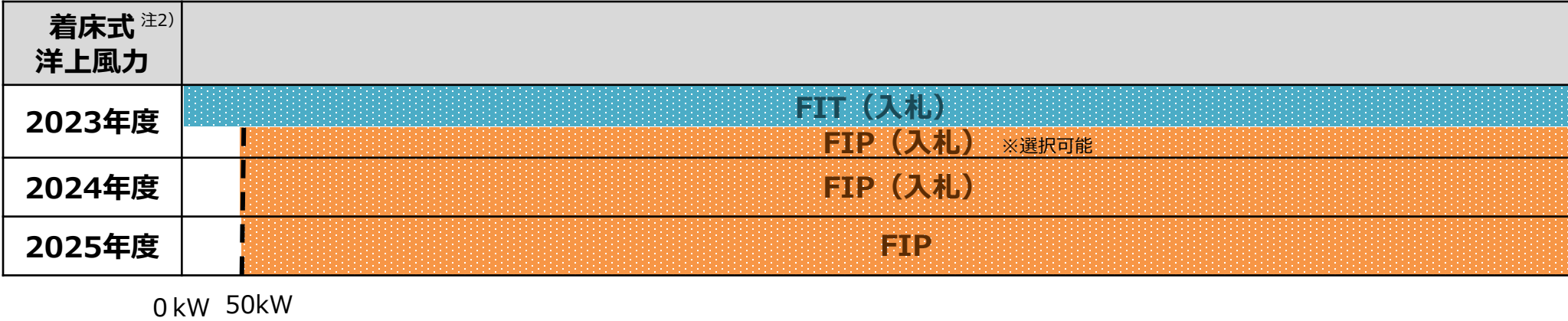
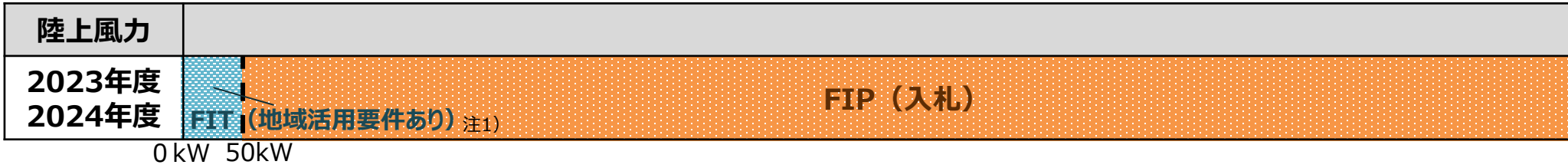
本日御議論いただきたい事項（風力発電）

- 陸上風力発電については、昨年度の委員会で、2025年度の入札制の基本的な方向性（上限価格・入札対象）や、2024年度にFIP制度のみ認められる対象等について、取りまとめたところ。また、洋上風力発電については、着床式洋上風力発電の2024年度の取扱い、浮体式洋上風力発電の2025年度の基準価格、2025年度にFIP制度のみ認められる対象等について、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（リプレース）の2024年度の調達価格・基準価格
 - (2) 陸上風力発電の2025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2025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2026年度の調達価格・基準価格
 - (4) 洋上風力発電の2026年度にFIP制度のみ認められる対象等
- なお、陸上風力発電の2024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（再エネ海域利用適用外）の2024年度の入札制（募集容量、入札上限価格等）については、資料3。

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～	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	17円	16円※	15円	14円	13円	入札制 (50kW以上) / 入札外 (50kW未満)	8～9 円 (2030 年)
	55円（陸上20kW未満）															
	36円（洋上風力（着床式・浮体式））						36円（着床式）	入札制 34円	32円	29円	24円	入札制	御議論いただきたい事項			
	36円(浮体式)															
風力 (リプレース) 【20年】						18円	17円	16円	15円	14円	13円	御議論いただきたい事項				

※ 2022年度に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



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。

今年度の本委員会の主な論点（総論）（案）

調達価格等算定委員会（第87回）
（2023年10月5日）事務局資料より抜粋

● 2050年カーボンニュートラルに向けた取組の加速

- 再エネについては、2050年カーボンニュートラルや2030年度再エネ比率36～38%の導入目標の実現に向けて、S+3Eを大前提に、再エネの主力電源化を徹底し、再エネに最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入を促していくことが基本方針。
- こうした状況の下、2023年5月31日には、「GX実現に向けた基本方針」や再エネ大量導入小委員会等での議論に基づき、系統整備のための環境整備や既存再エネの最大限の活用のための追加投資促進、事業規律の強化等の措置を盛り込んだ「脱炭素社会の実現に向けた電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律（GX脱炭素電源法）」が成立。
- 今年度の本委員会では、こうした点も踏まえつつ調達価格／基準価格や入札制度等について検討すべきではないか。

今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点②）（案）

調達価格等算定委員会（第87回）
（2023年10月5日）事務局資料より抜粋

<風力発電>

● 陸上風力発電の2024年度以降の入札制（募集容量・入札実施回数・上限価格等）

- 今年度の入札結果（追加入札の有無を含む）や陸上風力発電の自立化に向けた道筋等を踏まえつつ、導入ペースの加速を促すことと、より効率的な事業実施を促すため、2024年度入札の募集容量・入札実施回数等や、2026年度入札の上限価格について、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2024年度以降の取扱い

- 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2024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。

● 浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2026年度の基準価格／調達価格

- 浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2026年度の基準価格／調達価格について、技術開発や環境整備の進展、海外における動向等を踏まえて、どう設定するか。

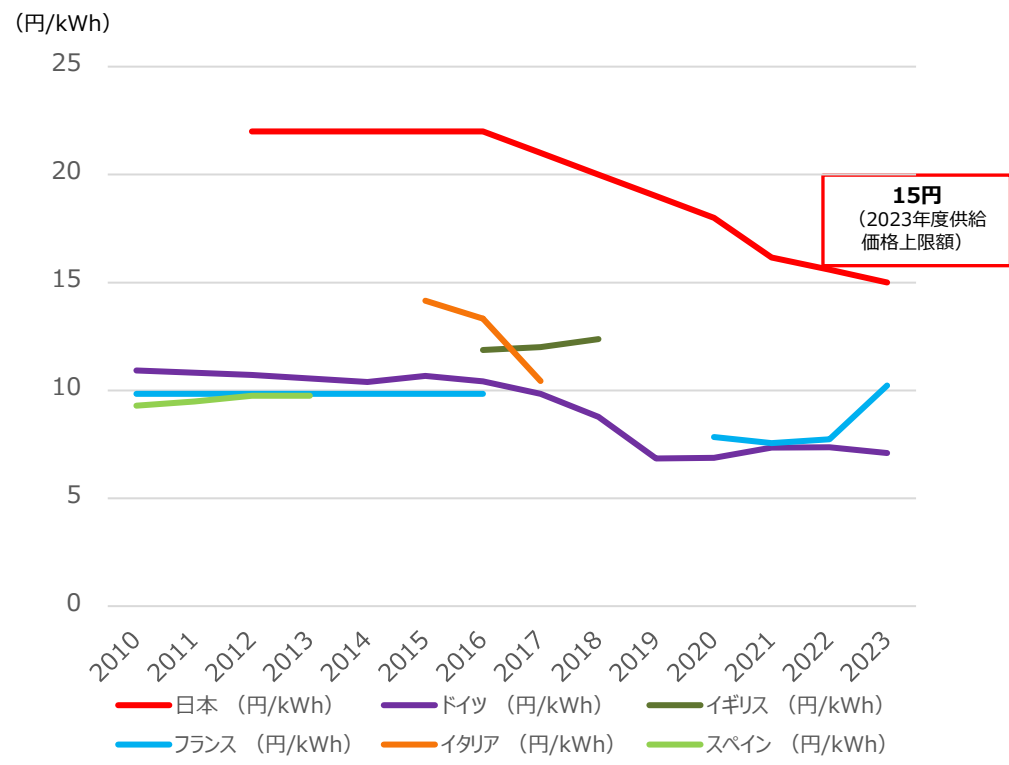
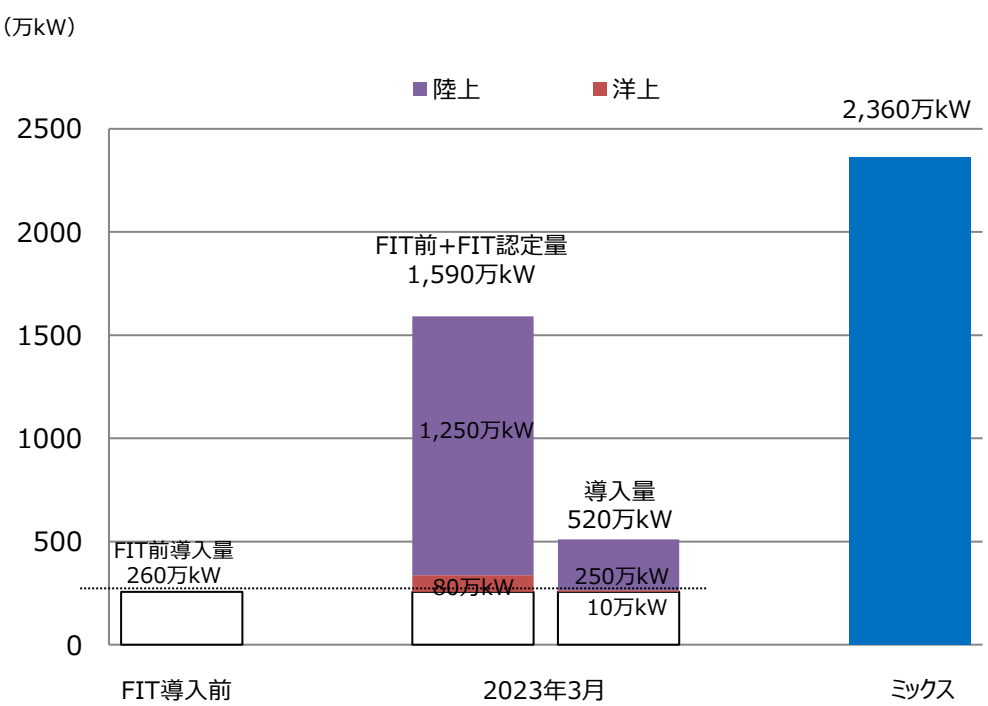
(参考) 風力発電のFIT・FIP認定量・導入量・買取価格

調達価格等算定委員会（第87回）
 （2023年10月5日）事務局資料より抜粋（一部加工）

- 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**1,590万kW**、導入量は**520万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**15円/kWh**（2023年度入札における上限価格）、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）が**24円/kWh**（2023年度）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（2023年3月末時点）を反映済。
 ※ リプレースは除く。

※ 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) の年度別・規模別FIT・FIP認定・導入状況

<FIT・FIP認定量> 単位：MW (件)

認定 (新設)	-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)	124(31)	18(2)	341(18)	103(3)	133(3)	51(1)	770(61)
2013年度	0(4)	0(1)	0(0)	0(0)	78(23)	8(1)	0(0)	34(1)	38(1)	51(1)	209(32)
2014年度	0(30)	0(0)	0(0)	0(0)	133(28)	9(1)	344(17)	196(6)	42(1)	278(3)	1,002(86)
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	43(2,224)	0(0)	0(0)	0(0)	289(59)	0(0)	316(16)	232(7)	379(9)	1,576(19)	2,835(2,334)
2017年度	45(2,301)	0(0)	0(0)	0(0)	64(14)	0(0)	63(3)	64(2)	88(2)	707(9)	1,031(2,331)
2018年度	41(2,117)	6(118)	0(0)	0(0)	65(12)	0(0)	86(4)	68(2)	120(3)	641(8)	1,026(2,264)
2019年度	0(16)	8(198)	0(0)	1(2)	66(15)	9(1)	170(8)	96(3)	92(2)	802(9)	1,243(254)
2020年度	0(2)	2(35)	0(0)	1(1)	49(11)	0(0)	182(9)	201(6)	438(10)	1,939(28)	2,811(102)
2021年度	0(1)	1(18)	0(0)	1(2)	54(13)	0(0)	29(1)	67(2)	92(2)	614(8)	858(47)
2022年度	0(0)	0(0)	0(0)	1(3)	2(1)	0(0)	51(2)	0(0)	47(1)	175(2)	276(9)
	132(6,884)	17(370)	0(0)	4(8)	999(224)	44(5)	1,681(83)	1,097(33)	1,553(36)	7,015(91)	12,541(7,734)

<FIT・FIP導入量> 単位：MW (件)

導入 (新設)	-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(4)	0(1)	0(0)	0(0)	22(11)	18(2)	114(6)	0(0)	0(0)	0(0)	154(24)
2013年度											
2014年度	0(6)	0(0)	0(0)	0(0)	43(8)	0(0)	182(10)	0(0)	0(0)	0(0)	225(24)
2015年度	0(40)	0(0)	0(0)	0(0)	44(13)	0(0)	17(1)	36(1)	0(0)	51(1)	148(56)
2016年度	2(130)	0(0)	0(0)	0(0)	34(8)	8(1)	137(7)	34(1)	92(2)	0(0)	308(149)
2017年度	6(299)	0(0)	0(0)	0(0)	51(13)	9(1)	47(2)	65(2)	0(0)	0(0)	178(317)
2018年度	9(444)	0(0)	0(0)	0(0)	20(5)	0(0)	66(3)	30(1)	42(1)	0(0)	166(454)
2019年度	5(278)	0(0)	0(0)	0(0)	68(18)	0(0)	151(8)	69(2)	122(3)	51(1)	467(310)
2020年度	5(250)	0(1)	0(0)	1(1)	42(10)	0(0)	16(1)	0(0)	45(1)	252(3)	360(267)
2021年度	4(221)	0(0)	0(0)	0(0)	83(14)	0(0)	95(4)	31(1)	48(1)	0(0)	261(241)
2022年度	5(285)	0(4)	0(0)	0(0)	32(6)	0(0)	0(0)	107(3)	44(1)	0(0)	188(299)
	37(1,957)	0(6)	0(0)	1(1)	439(106)	35(4)	825(42)	371(11)	393(9)	355(5)	2,455(2,141)

※ 2023年3月末時点 ※ 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) の年度別・規模別FIT・FIP認定・導入状況 8

＜FIT・FIP認定量＞ 単位：MW（件）

認定 (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)	1(1)	19(5)	0(0)	35(2)	31(1)	0(0)	0(0)	86(9)
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)	208(11)	96(3)	43(1)	0(0)	369(24)
2021年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	9(1)	27(2)	33(1)	0(0)	66(1)	134(5)
2022年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	10(1)	0(0)	0(0)	50(1)	57(1)	117(3)
	0(0)	0(0)	0(0)	1(2)	49(16)	26(3)	291(16)	159(5)	93(2)	123(2)	741(46)

＜FIT・FIP導入量＞ 単位：MW（件）

導入 (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)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2018年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
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)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	2(1)
2021年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	3(1)	0(0)	34(2)	0(0)	0(0)	0(0)	37(3)
2022年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	19(5)	0(0)	21(1)	0(0)	0(0)	0(0)	40(6)
	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	24(7)	0(0)	55(3)	0(0)	0(0)	0(0)	80(10)

※ 2023年度3月末時点

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

(参考) 国内のコスト動向：これまでの入札結果（陸上風力発電）

- 陸上風力発電については、2021年度から入札制に移行。
- 第1回～3回入札では、上限価格は17.00円/kWh・16.00円/kWh・15.00円/kWh、募集容量は1,000MW・1,300MW・1,000MWとして実施。
- その結果、第1回・第2回では応札容量が募集容量を下回り、全量落札となったが、第3回では応札容量が募集容量を上回り、最高落札価格も上限価格を0.5円/kWh下回った。
- また、平均落札価格は16.16円/kWh・15.60円/kWh・14.08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。

<第1回風力入札結果>

入札の結果

募集容量	：	<u>1,000MW</u>
入札参加件数・容量	：	<u>44件・1,455MW</u>
参加資格を得た件数・容量	：	<u>39件・1,182MW</u>
応札件数・容量	：	<u>32件・936MW</u>

落札の結果

落札件数・容量	：	<u>32件・936MW</u>
最低落札価格	：	<u>14.98円/kWh</u>
最高落札価格	：	<u>17.00円/kWh</u>
平均落札価格	：	<u>16.16円/kWh</u>

<第2回風力入札結果>

入札の結果

募集容量	：	<u>1,300MW</u>
入札参加件数・容量	：	<u>38件・1,646MW</u>
参加資格を得た件数・容量	：	<u>37件・1,613MW</u>
応札件数・容量	：	<u>30件・1,290MW</u>

落札の結果

落札件数・容量	：	<u>30件・1,290MW</u>
最低落札価格	：	<u>14.80円/kWh</u>
最高落札価格	：	<u>16.00円/kWh</u>
平均落札価格	：	<u>15.60円/kWh</u>

<第3回風力入札結果>

入札の結果

募集容量	：	<u>1,000MW</u>
入札参加件数・容量	：	<u>56件・1,651MW</u>
参加資格を得た件数・容量	：	<u>54件・1,562MW</u>
応札件数・容量	：	<u>50件・1,414MW</u>

落札の結果

落札件数・容量	：	<u>20件・1,000MW</u>
最低落札価格	：	<u>13.00円/kWh</u>
最高落札価格	：	<u>14.50円/kWh</u>
平均落札価格	：	<u>14.08円/kWh</u>

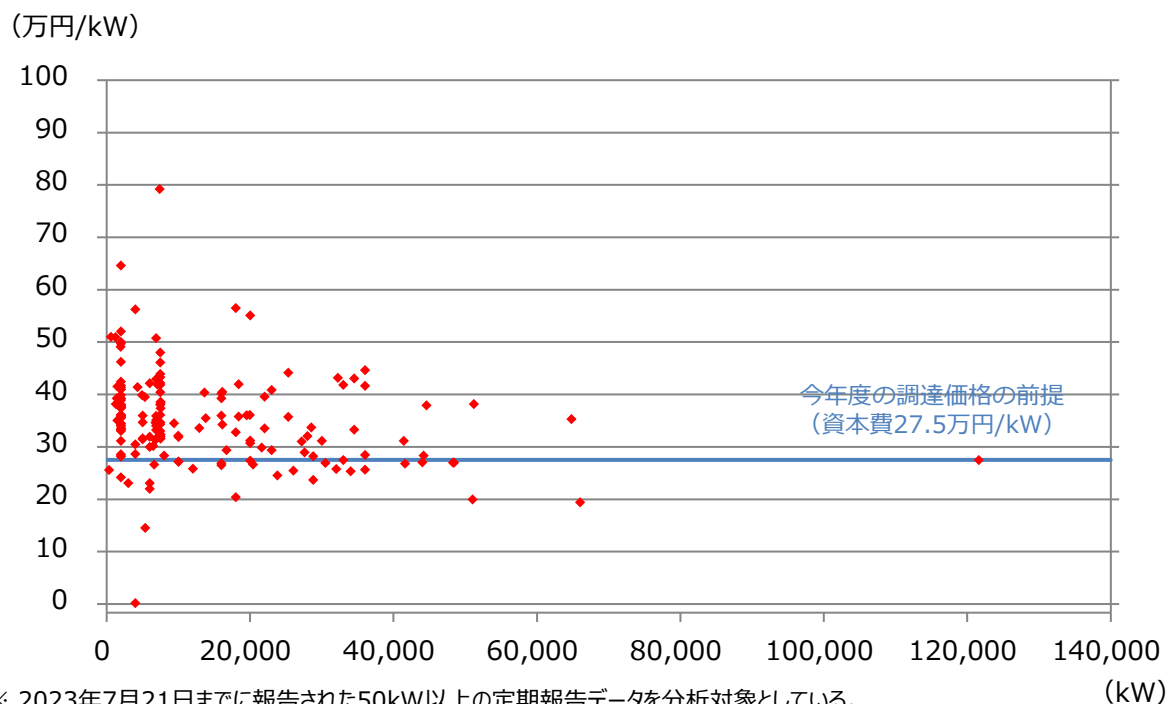
1. 陸上風力発電について

2. 洋上風力発電（再エネ海域利用適用外）について

(1) 国内のコスト動向：資本費の規模別分布状況

- 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168件。**2023年度、2024年度および2025年度の調達価格等における資本費の想定値27.5万円/kW、27.1万円/kW、27.1万円/kW**に対して、**定期報告全体での中央値は34.7万円/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、**27.3万円/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>



<規模帯と資本費が低い事業の割合>

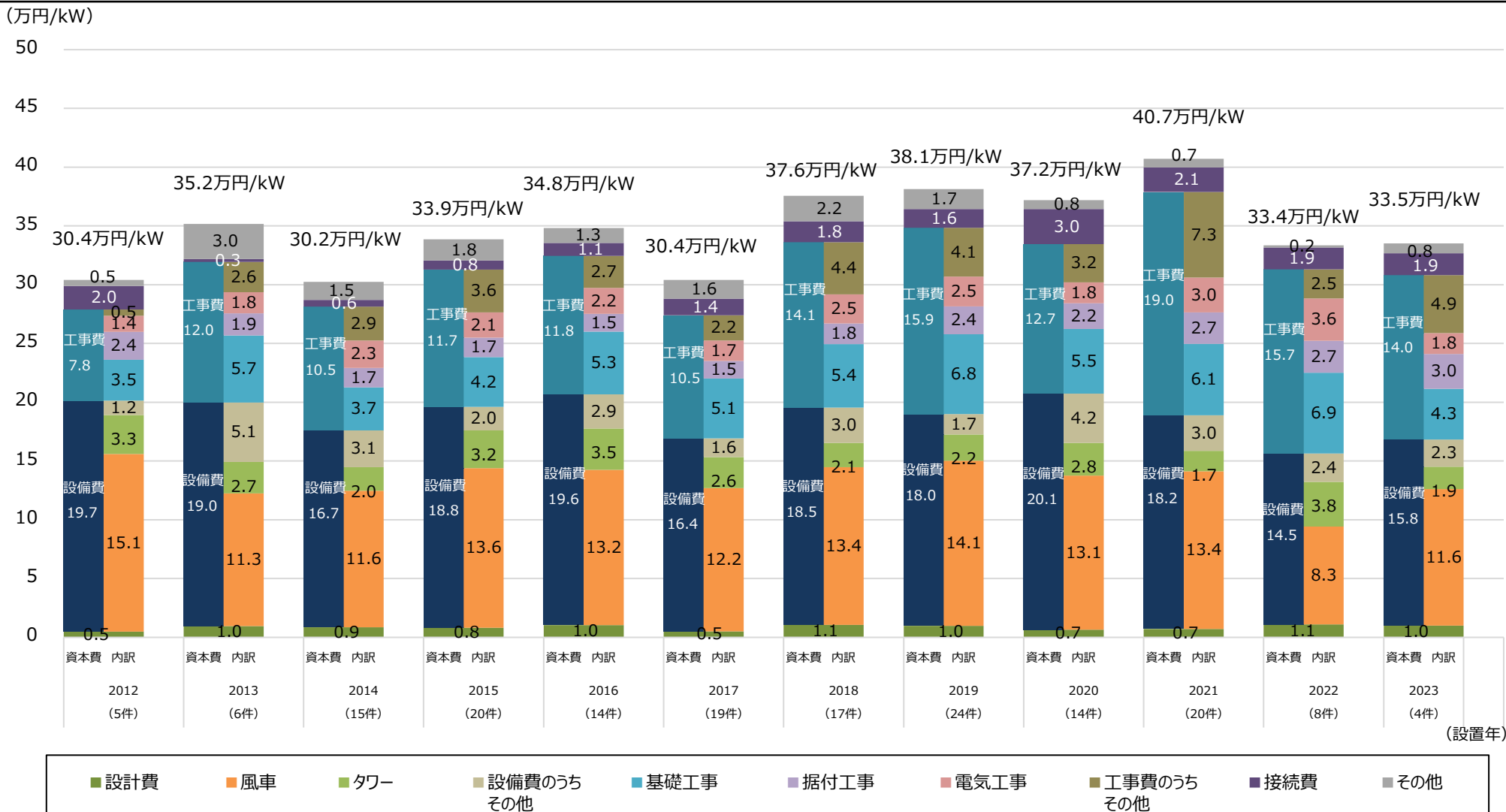
各規模での資本費（実績）において、2023年度の想定値27.5万円/kWより低い事業者の割合（件数ベース）

規模	2023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 (168件)	18% (35.2/34.7)
7,500kW以上 (70件)	33% (32.6/31.2)
30,000kW以上 (25件)	48% (31.4/28.4)
37,500kW以上 (12件)	58% (28.8/27.3)

※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、その後に横ばいとなっているが、各設置年の件数が少なく、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。

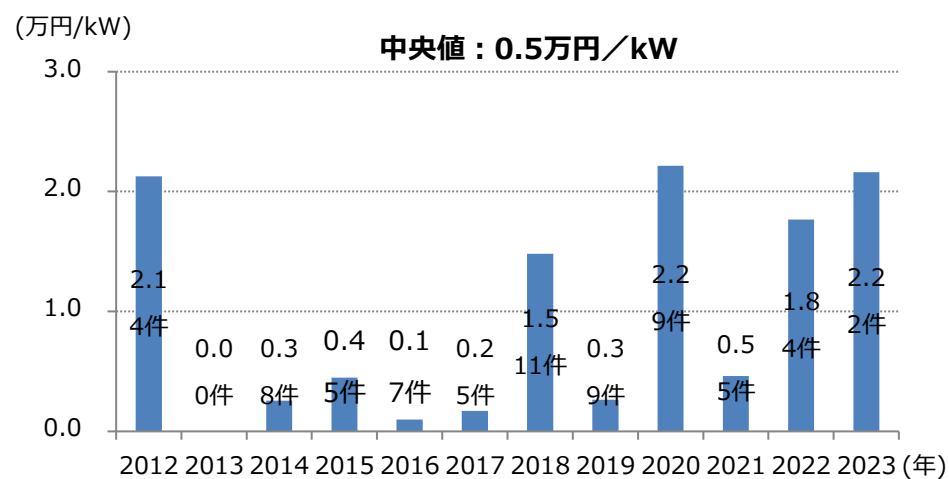
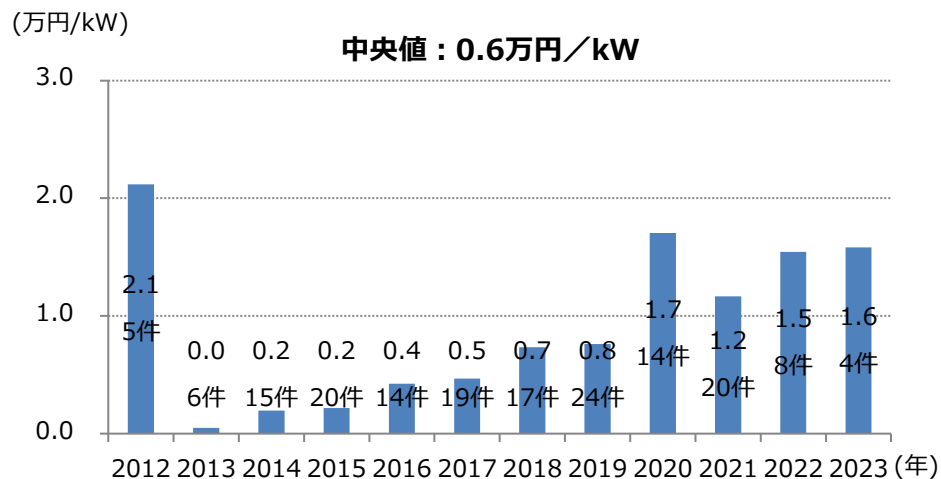
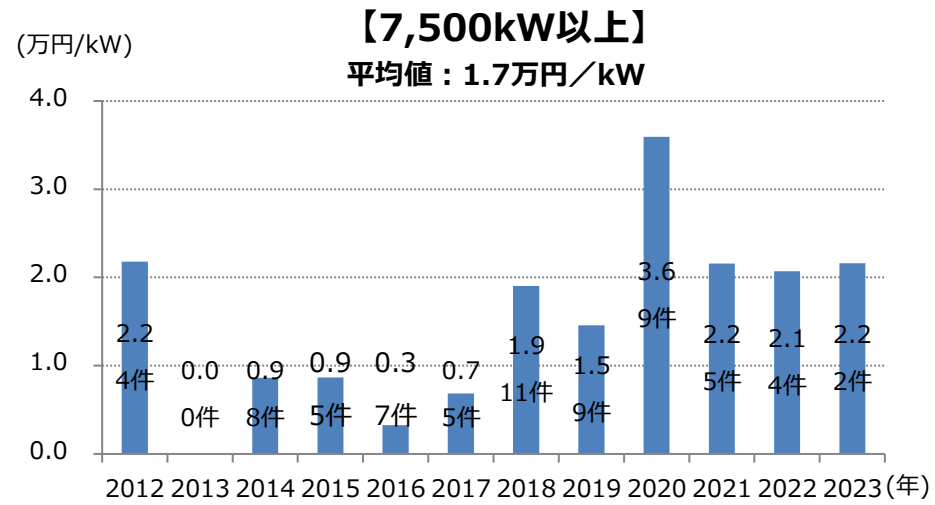
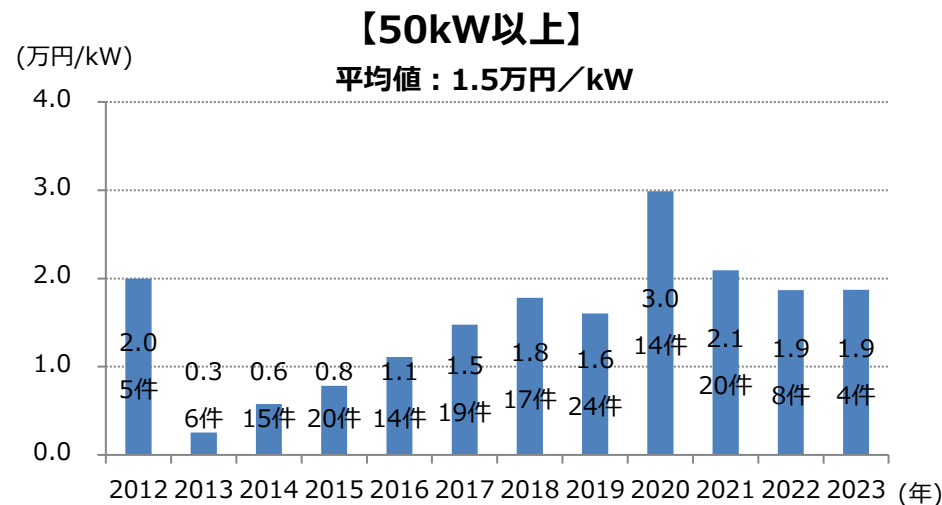


※タワーについては、風車に含めて費用を報告しているケースもあると考えられる。

※ 2023年7月21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） 13

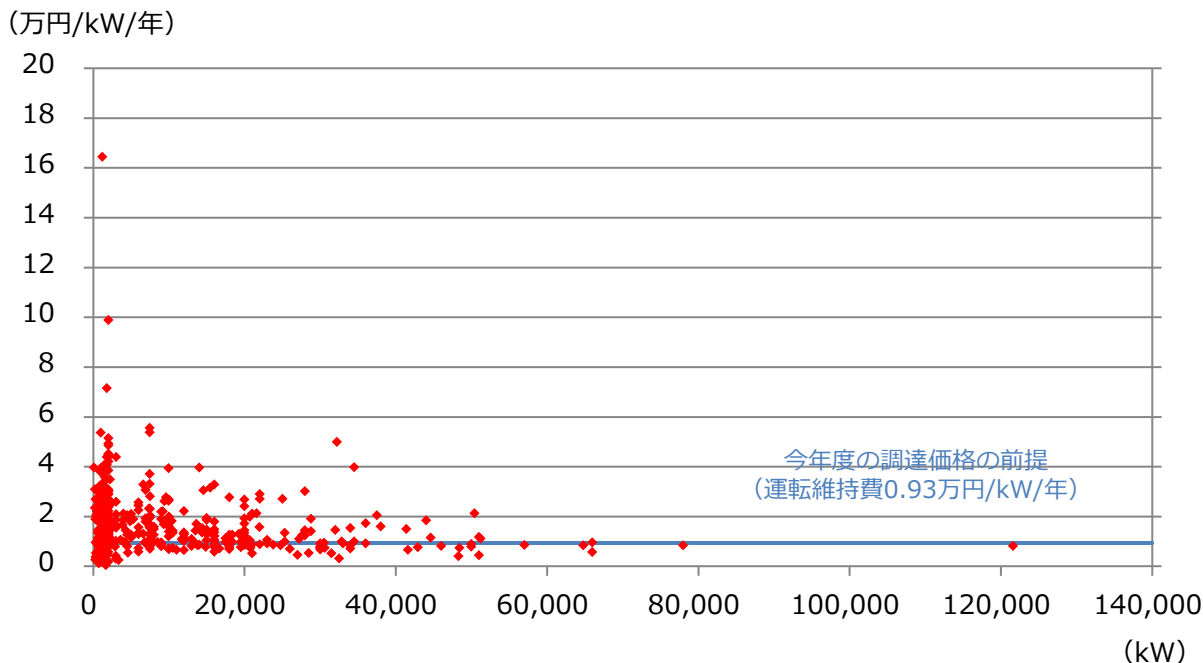
- 定期報告データにより、接続費（資本費の内数）を設置年別に分析すると、**平均値は1.5万円/kW、中央値は0.6万円/kW**となっており、高額な案件が全体の平均値を引き上げていることを勘案して中央値を参照すると、**想定値（1.0万円/kW）を下回った**。
- なお、**7,500kW以上の比較的大規模な案件に限定して分析しても、同様の傾向**がみられた。



※ 2023年7月21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460件であった。2021～2024年度の調達価格等における**想定値0.93万円/kW/年**に対して、**定期報告データ全体での中央値は1.34万円/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、**1.11万円/kW/年**
 - より大規模な**30,000kW以上**では、**0.87万円/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、**0.85万円/kW/年**となっており、**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**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>

規模	2023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 (460件)	26% (1.65/1.34)
7,500kW以上 (175件)	35% (1.36/1.11)
30,000kW- (42件)	60% (1.15/0.87)
37,500kW- (22件)	59% (1.04/0.85)

※括弧内は運転維持費の平均値／中央値

(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、設置年が近年になればなるほど、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。
- 2025年度の想定値29.1%を超えるデータもいくつか見られる。
- 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。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、2020～2022年設置それぞれの平均値を平均した値は27.7%、中央値を平均した値は28.1%と、2025年度の想定値をやや下回るが、風力発電の設備利用率についてはその年々の風況により、ばらつきがあることに留意する必要がある。

50kW以上 全体		設備利用率（平均値）			
		今年度のデータ (2022年6月～ 2023年5月)	昨年度のデータ (2021年6月～ 2022年5月)	2年前のデータ (2020年6月～ 2021年5月)	左記3年間での 各年データ 平均
設置年	2022年	24.5%(4)			24.5%(4)
	2021年	28.9%(7)	35.8%(3)		31.0%(10)
	2020年	26.9%(15)	27.5%(12)	28.5%(10)	27.5%(37)
	2019年	25.7%(22)	25.7%(23)	27.9%(18)	26.3%(63)
	2018年	25.5%(8)	24.7%(8)	27.3%(7)	25.7%(23)
	2017年	23.7%(19)	24.8%(19)	27.6%(19)	25.4%(57)
	2016年	24.9%(16)	26.1%(17)	27.7%(17)	26.3%(50)
	2015年	25.9%(21)	26.6%(23)	26.6%(23)	26.4%(67)
	2014年	23.8%(18)	25.1%(22)	25.4%(19)	24.8%(59)
	2013年	27.4%(11)	27.3%(10)	27.8%(9)	27.5%(30)

平均
27.7%

50kW以上 全体		設備利用率（中央値）			
		今年度のデータ (2022年6月～ 2023年5月)	昨年度のデータ (2021年6月～ 2022年5月)	2年前のデータ (2020年6月～ 2021年5月)	左記3年間での 各年データ 平均
設置年	2022年	24.6%			24.6%
	2021年	30.7%	34.1%		32.4%
	2020年	26.7%	26.6%	28.8%	27.4%
	2019年	25.9%	25.1%	27.5%	26.2%
	2018年	26.6%	25.4%	29.7%	27.2%
	2017年	22.8%	25.0%	29.7%	25.8%
	2016年	26.0%	26.5%	28.1%	26.9%
	2015年	25.7%	28.1%	25.2%	26.4%
	2014年	25.4%	25.8%	26.0%	25.7%
	2013年	28.6%	29.4%	29.5%	29.2%

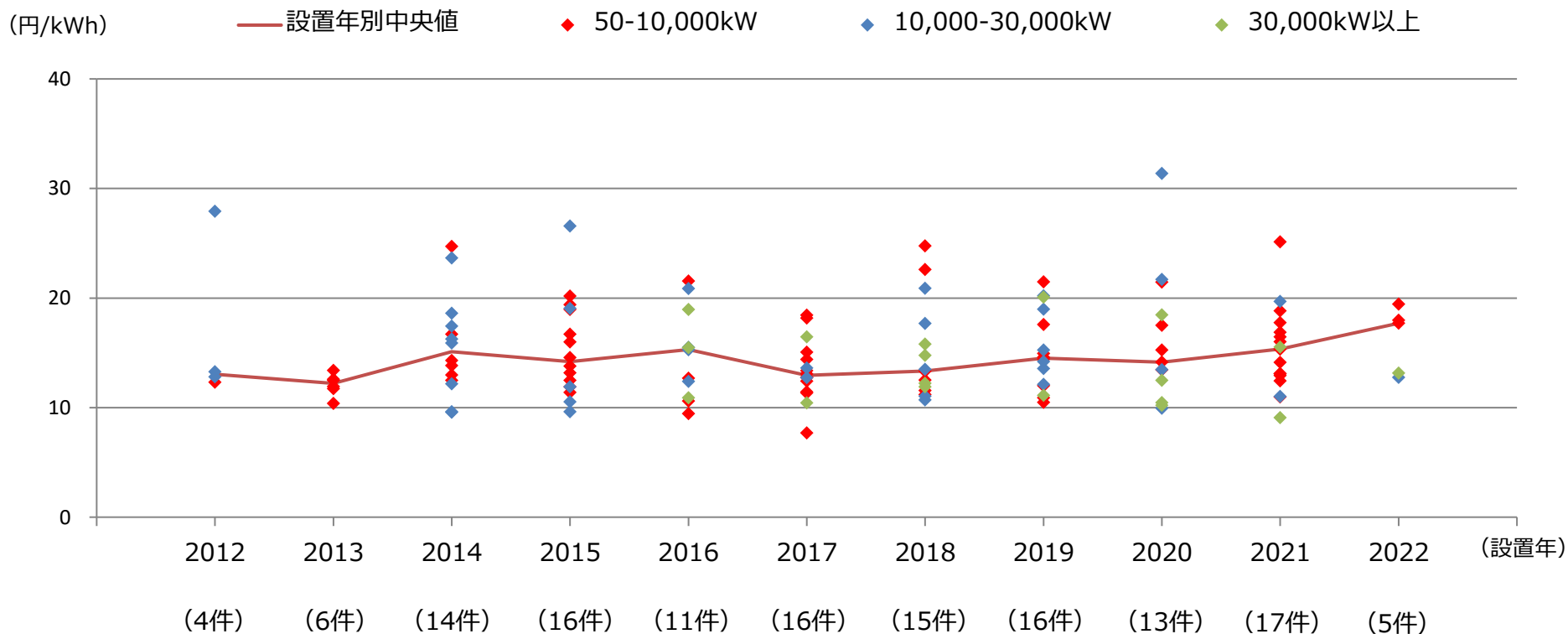
平均
28.1%

※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、**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。
- また、各案件のkWh当たりのコストをプロットすると、**案件ごとのばらつきは大きいものの、価格目標（8～9円/kWh）付近のコストで事業を実施できている案件もある。**

<陸上風力発電のkWh当たりのコスト（設置年別）>



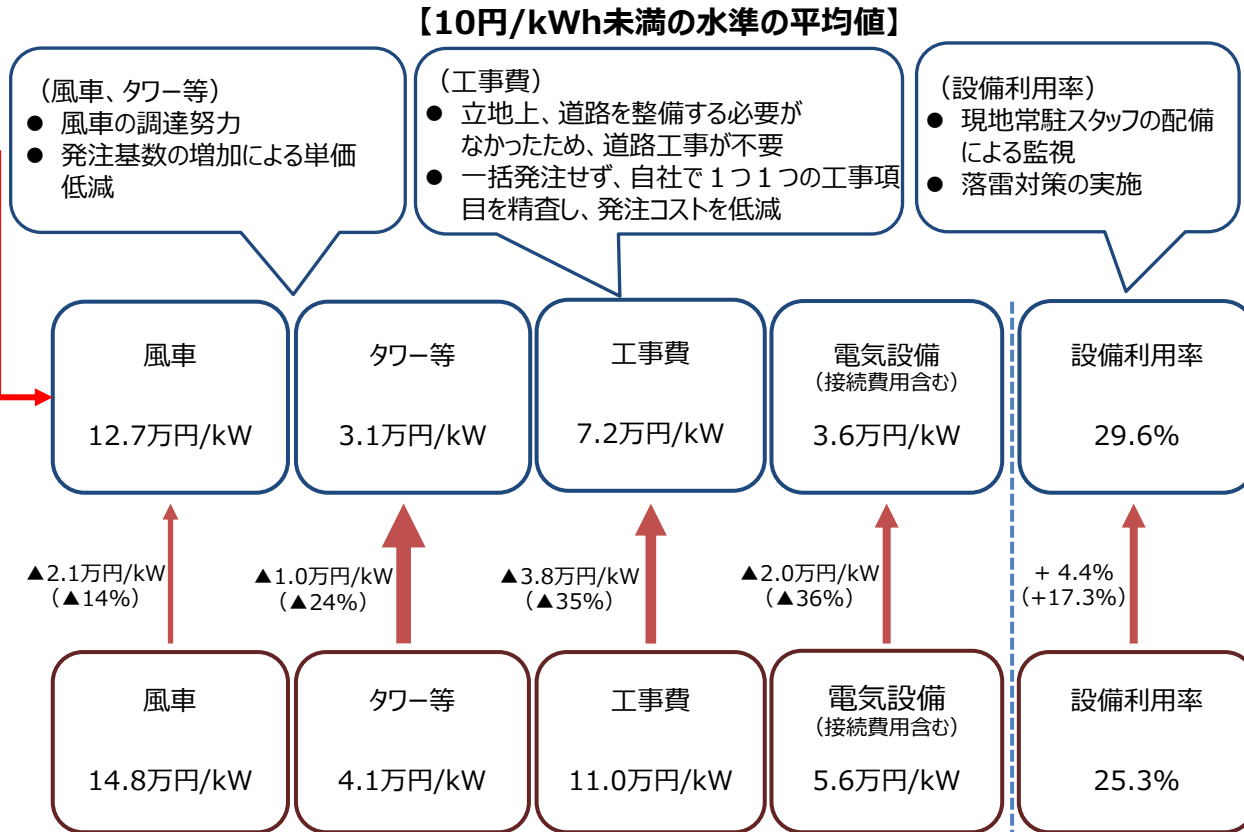
※ 2023年7月21日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

※ (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 17

- 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（134件）のうち、**7件（全体の5%）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10~40%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
7円/kWh~8円/kWh	1件
8円/kWh~9円/kWh	0件
9円/kWh~10円/kWh	6件
10円/kWh~11円/kWh	11件
11円/kWh~12円/kWh	13件
12円/kWh~13円/kWh	22件
13円/kWh~14円/kWh	16件
14円/kWh~15円/kWh	10件
15円/kWh~16円/kWh	11件
16円/kWh~17円/kWh	7件
17円/kWh~18円/kWh	7件
18円/kWh~19円/kWh	8件
19円/kWh~20円/kWh	5件
20円/kWh以上	17件
合計	134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。

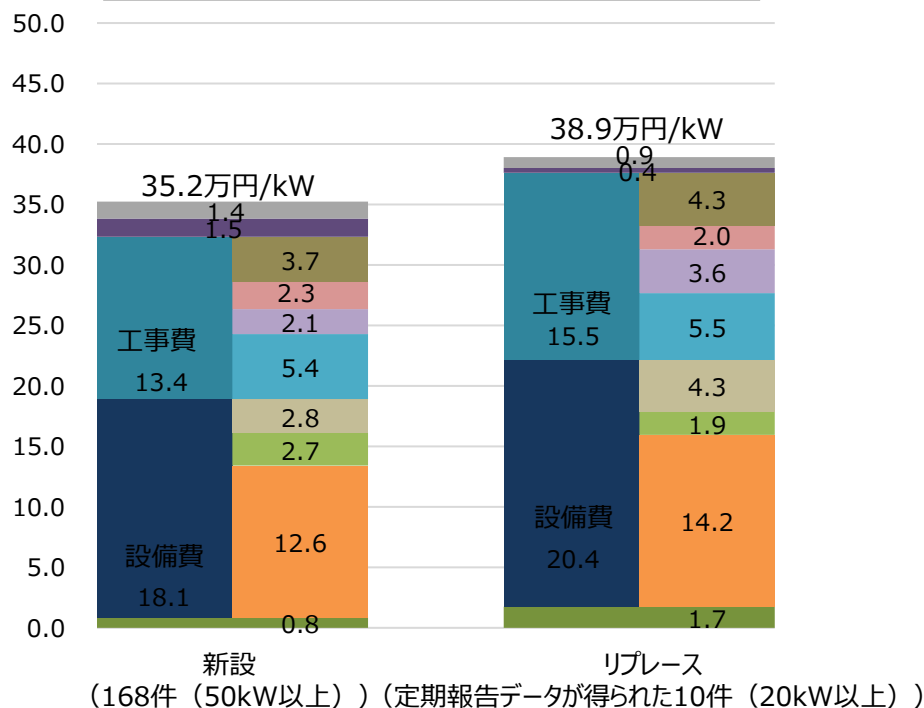
※2023年7月21日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

- **リプレース区分における資本費は38.9万円/kW**であり、2023年度の想定値（26.5万円/kW）※よりも高かった。他方、**件数が10件に限定されている**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4件で、**1.9万円/kW/年**であり、**想定値（0.93万円/kW/年）を上回った**。
- 設備利用率のデータは1件で、**平均値・中央値31.5%**であった。

＜新設とリプレースの資本費内訳の比較＞

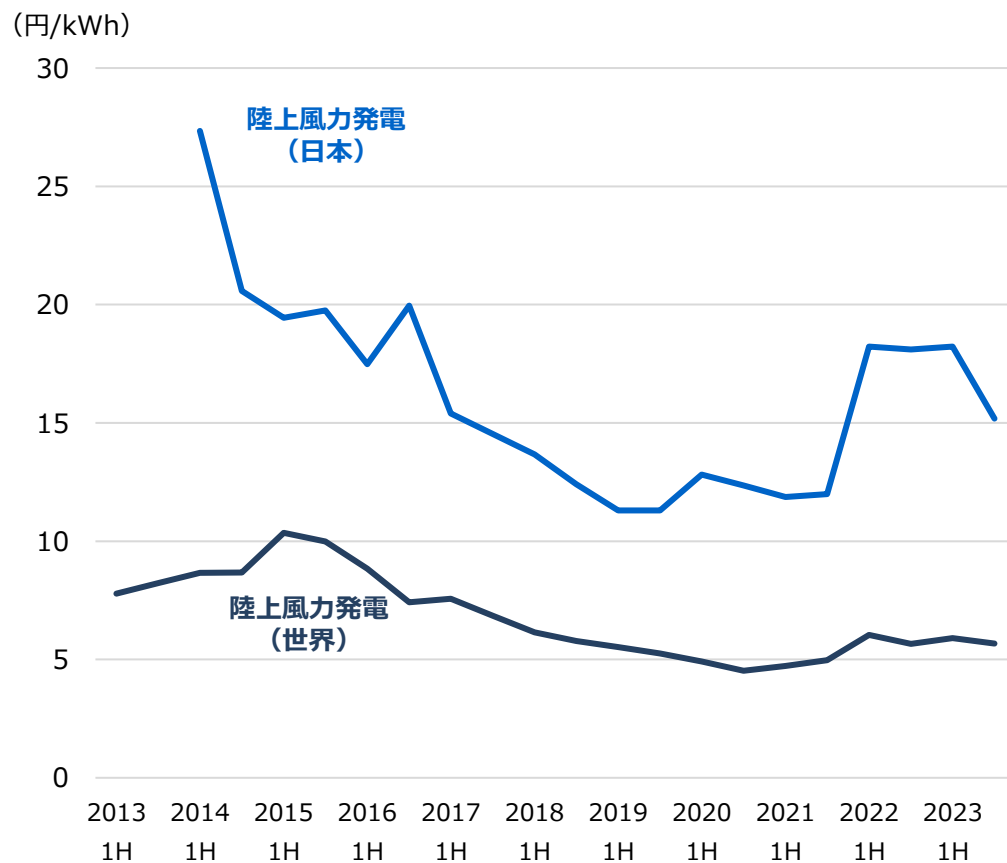


■ 設計費 ■ 風車 ■ タワー ■ 設備費のうち その他 ■ 基礎工事 ■ 据付工事 ■ 電気工事 ■ 工事費のうち その他 ■ 接続費 ■ その他

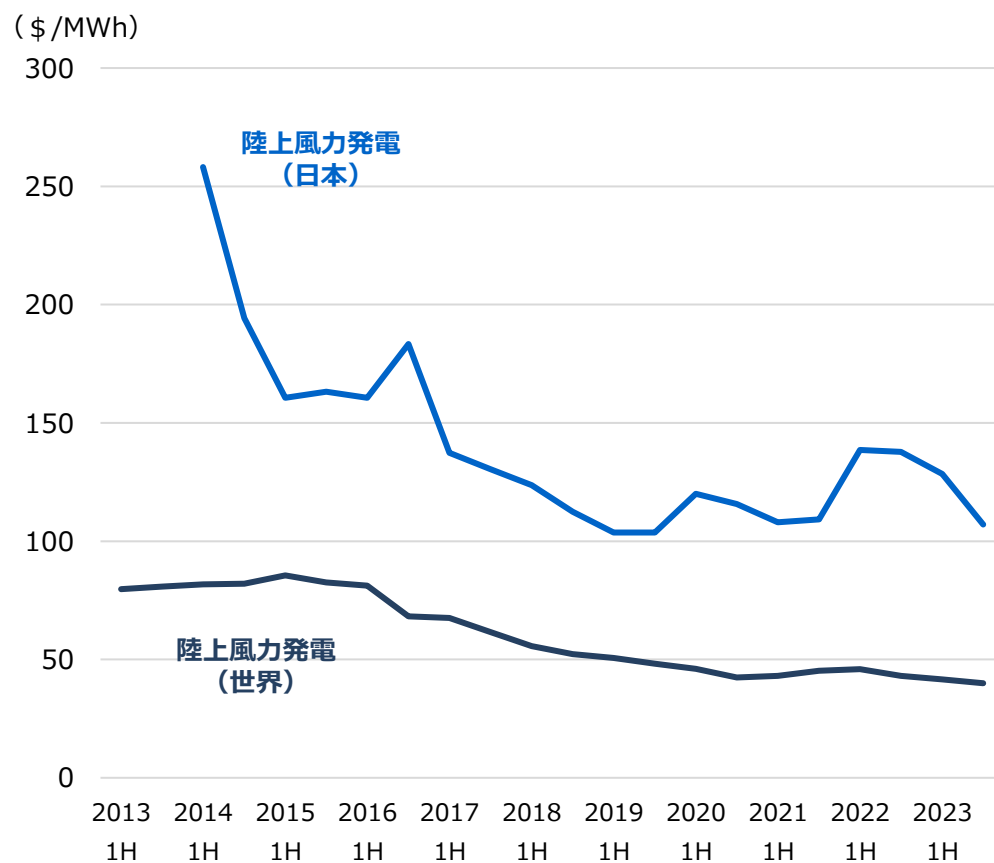
※2023年7月21日までに報告された定期報告データを分析対象としている。

- 日本における陸上風力のLCOEは一時的な上昇が見られたものの、現在は再び下降傾向に転じている。
- 2030年発電コスト8～9円/kWhの目標に向けて、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) >

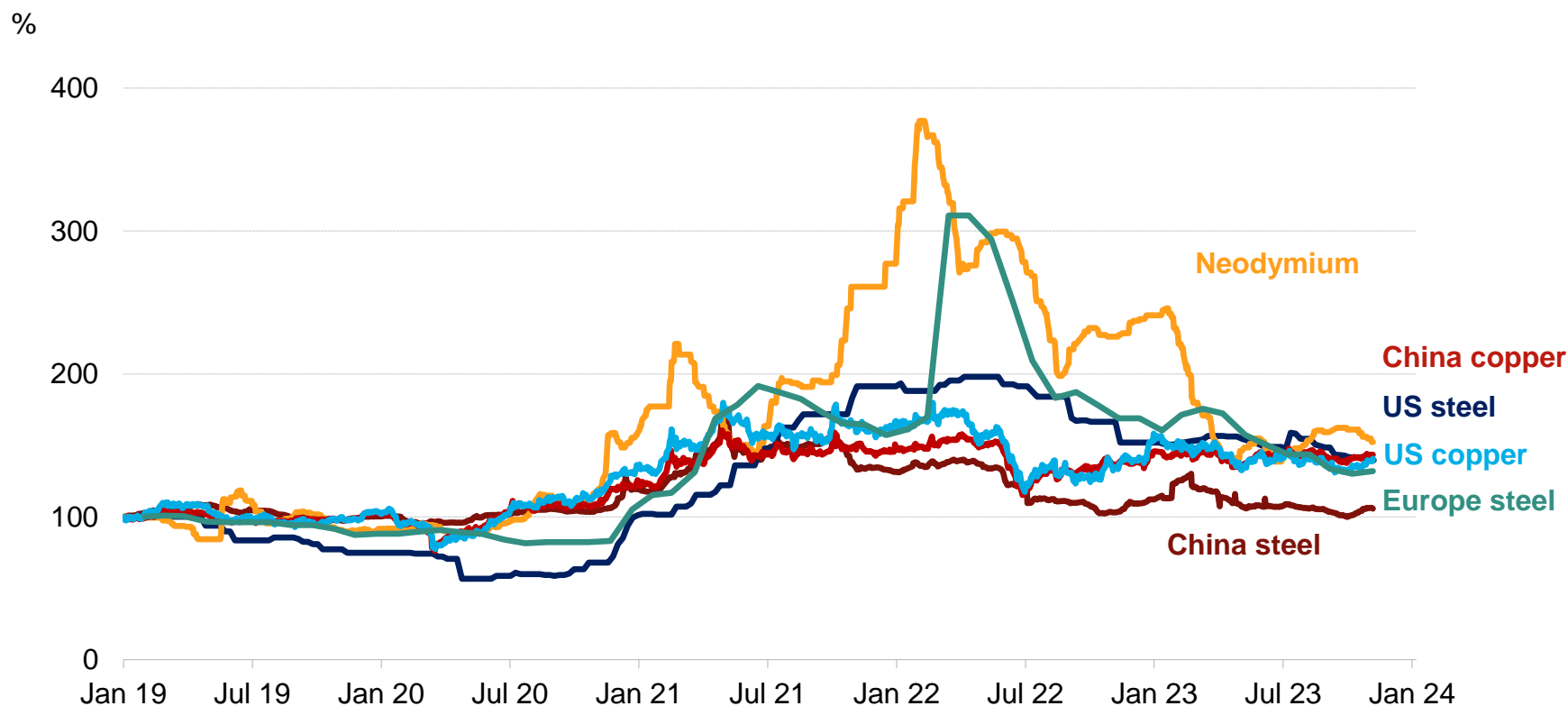


<世界と日本の陸上風力発電のコスト推移 (\$/MWh) >



- 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、現在は低下傾向にある。

<2019年1月を基準とした原材料価格の推移>



<足元のコスト動向の考え方>

- 陸上風力発電のコストデータについて、
 - **資本費**については、昨年度と同様に、**37,500kW以上の中央値**に着目すると**27.3万円/kW**であり、2025年度の想定値27.1万円/kWと**概ね同水準**である。
 - **運転維持費**については、同様に**37,500kW以上の中央値**に着目すると**0.85万円/kW/年**と、2025年度の想定値0.85万円/kW/年と同水準。
 - **設備利用率**については、昨年度と同様に、**設置年別に直近3年間（2020,2021,2022年）の設備利用率データの平均値・中央値**に着目すると、2020～2022年設置それぞれの平均値を平均した値は**27.7%**、中央値を平均した値は**28.1%**と、**2025年度の想定値29.1%を下回った**。
- 他方で、上限価格の諸元の設定にあたっては、以下の点に留意しつつ、慎重な検討を行う必要がある。
 - 価格の設定にあたっては、**コストデータに加えて価格目標の達成も見据える必要がある**こと。
 - 今年度入札における**平均落札価格は14.08円/kWh**と、上限価格15.00円/kWhより一定程度下回っており、こうした落札案件においては、**効率的な費用水準が想定される**こと。
 - **20年間を超えて運転を継続する風車**も出てきており、調達期間終了後も長期に安定して稼働する電源となるよう、引き続き動向を把握する必要があること。
 - 直近のコスト動向については**物価や為替の変動、風車の供給不足等の影響**も見られるが、**直近の原材料価格は高騰時に比べて低下傾向**にあり、**日本の風力発電のLCOEも低下傾向**に転じていること。

<上限価格の設定方法>

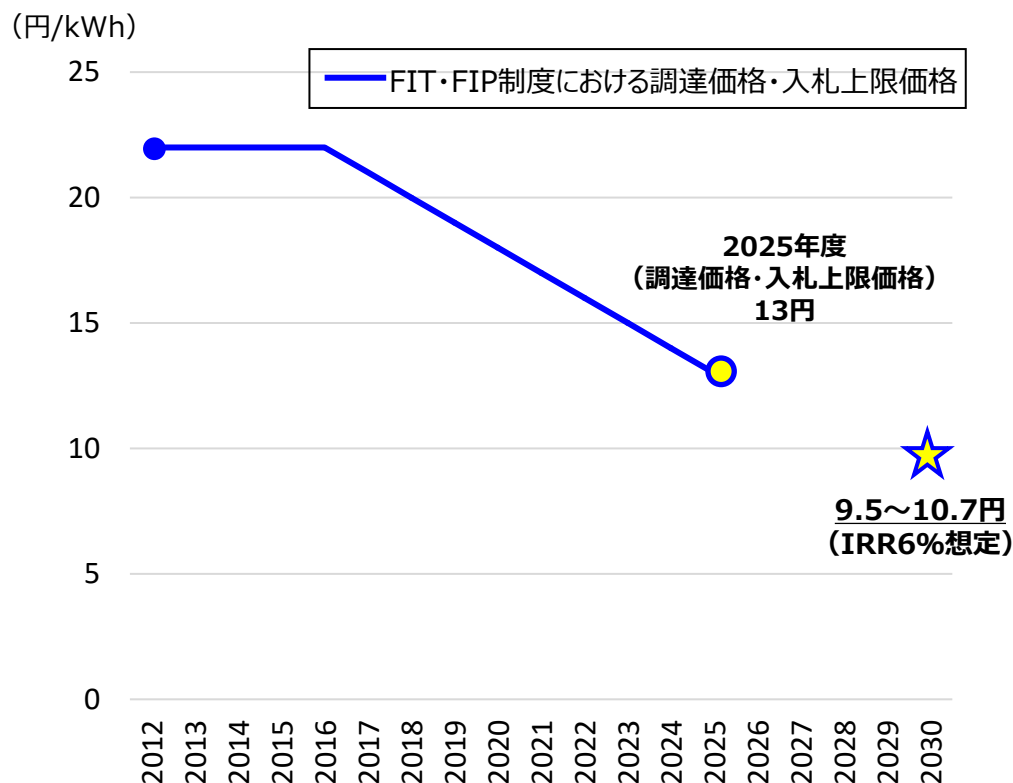
- 陸上風力発電の価格目標である「**固定価格買取制度からの電源自立化に向けて、発電コストの水準が2030年までに8～9円/kWhとなること**」は、**2030年までに運転開始する案件の平均的な調達価格・基準価格が9.5～10.7円/kWhとなることに相当する**※。
- ※ IRR6%を想定して調達価格・基準価格に換算した額であり、IRRの想定値に応じて変わる。最新の調達価格の想定値を使用したIRR3%及びIRR6%の場合の比率をもとに、機械的・簡易的に計算した。
- 高圧かつ環境影響評価法に基づく環境アセスメントの第二種事業の閾値以下となる、50kW以上37,500kW未満の陸上風力発電設備を対象に、**認定から運転開始までの所要年数を分析したところ、概ね1～5年程度**であった。したがって、**価格目標の達成水準は、調達価格・基準価格が、2030年度の1～5年前までに9.5～10.7円/kWhとなることに相当する**。
- また、調達価格・基準価格は、再エネ特措法上、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、**価格目標その他の事情を勘案**して定めると規定されている。
- 定期報告データに着目すると、コストの低減傾向は注視が必要な状況であるものの、**入札における平均落札価格は下落していること（下落率：第2回3.5%、第3回10%）**等を踏まえ、引き続き**価格目標の実現に向けて、より一層のコスト低減を促していく必要がある**。
- 以上を踏まえ、上限価格設定に当たっては、**第1回から第3回までの陸上風力発電入札における平均落札価格の平均的な低減比率（6.6%）**も念頭に置きつつ、「**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、上限価格を設定してはどうか**。

<長期安定稼働が可能な電源のあり方について>

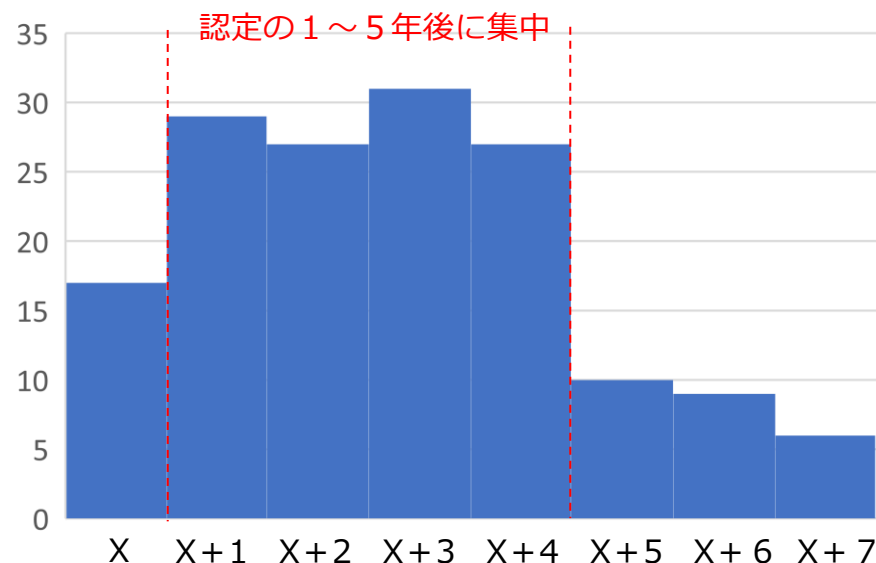
- RPS移行案件を対象にヒアリングを行ったところ、**定期的なメンテナンス等**の取組により、**20年間以上運転を継続している事業者も一定数見られた**。
- こうした状況を踏まえ、**調達期間終了後も長期に安定して稼働する電源を目指し、陸上風力発電のあり方については実態把握を進める必要がある**。

- **2030年発電コスト8～9円/kWhの価格目標は、2030年までに運転開始する案件の平均的な調達価格・基準価格9.5～10.7円/kWhに相当**（IRR6%を想定して価格目標を調達価格・基準価格に換算した額）する。
- **認定から運転開始までの期間は概ね1～5年程度**であるところ、**価格目標を達成するためには、調達価格・基準価格が、2030年度の1～5年前までに9.5～10.7円/kWhとなることに相当**する。
- **陸上風力発電入札における平均落札価格の下落率が、第2回入札においては3.5%、今年度の第3回入札においては10%**となっていることも踏まえつつ、引き続き、**価格目標の実現を目指してコスト低減を促していくことが重要**。

<陸上風力発電の価格目標のイメージ>



<X年度に認定を受けた場合の運転開始年度>



※2023年7月21日までに報告された定期報告データのうち、50kW以上37,500kW未満の案件を対象に分析

(1) 陸上風力発電：2024・2026年度の調達価格等の取扱い（案） 24

<2026年度の入札対象範囲外の調達価格>

- 2026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。

<2024年度のリプレース区分>

- 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、2024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10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、2024年度のリプレース区分の資本費の想定値については、2023年度までと同様、2024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。

※なお、2024年度のリプレース区分のIRRについては、「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」において4%と取りまとめられている。

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	2023年度		2024年度		2025年度		2026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]	27.5	26.5	27.1	26.1	27.1	-	-	-
運転維持費 [万円/kW/年]	0.93	0.93	0.93	0.93	0.85	-	-	-
設備利用率 [%]	28.0	28.0	28.0	28.0	29.1	-	-	-
IRR [%]	7	5	6	4	6	-	-	-

※2026年度価格は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。

(2) 陸上風力発電：2025年度にFIP制度のみ認められる対象等 (案) 25

＜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、陸上風力発電については、入札結果や他の電源のFIP対象等を踏まえ、50kW以上を2024年度にFIP制度のみ認められる対象として設定した。
- 2025年度についても、同様に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FIP制度のみ認められる対象としてどうか。
- なお、陸上風力については、2024年1月時点で計15件・約363MWのFIP認定、計30件・約1121MWの認定申請が確認できている。

(※) なお、リプレース区分については、他の電源のリプレース区分等を踏まえ、2024年度は1,000kW以上をFIP制度のみ認められる対象とした。2025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. 陸上風力発電について

2. **洋上風力発電（再エネ海域利用適用外）** について

(参考) 都道府県条例・港湾法に基づく海域占用許可

石狩湾新港内
＜導入エリア 約500ha(11.2万kW)＞

事業主体: 合同会社グリーンパワー石狩(GPI)
事業スケジュール:
2022年5月 海上工事着工
2024年1月 運転開始

むつ小川原港内
＜導入エリア 約1,000ha(最大8万kW)＞

事業主体: むつ小川原港洋上風力開発株式会社
(六ヶ所エンジニアリング、開発電業等)
事業スケジュール: (未定)



能代港内＜導入エリア 約380ha(8.4万kW)＞
秋田港内＜導入エリア 約350ha(5.5万kW)＞

事業主体: 秋田洋上風力発電株式会社
(丸紅、大林組、東北電力、関西電力等)
事業スケジュール:
2021年3月 海上工事着工
2023年1月 運転開始

福島県楢葉町、富岡町沖(導入量3万kW程度)
2023年より環境アセスメント開始

事業主体: 東京ガス



鹿島港内
＜導入エリア 約680ha(16万kW)＞

事業主体: 株式会社ウインド・パワー・エナジー
(東京ガス、日本風力エネルギー、ウインド・パワー・グループ)
事業スケジュール:
2024年度 海上工事着工(予定)
2026年内 運転開始(予定)

福岡県北九州市沖
(導入量0.3万kW程度)
2019年に運転開始

実施主体: 丸紅

千葉県銚子市南沖(導入量0.24万kW程度)
2017年に認定、2019年1月に運転開始

事業主体: 東京電力リニューアブルパワー

北九州港内
＜導入エリア 約2,700ha(最大22万kW)＞

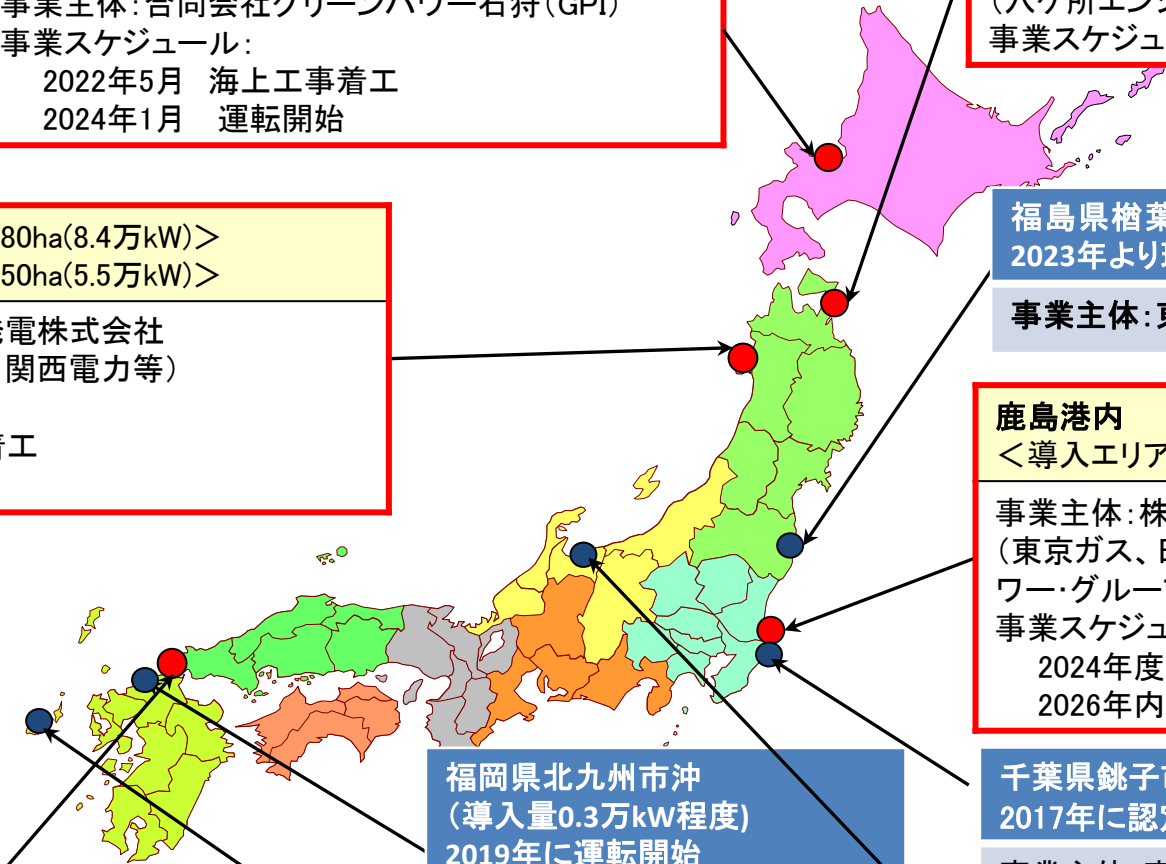
事業主体: ひびきウインドエナジー株式会社
(九電みらい、Jpower、北拓等)
事業スケジュール:
2023年3月 海上工事着工
2025年度 運転開始(予定)

長崎県五島列島沖
(導入量0.19万kW程度)
2015年に認定、2016年に運転開始

実施主体: 五島フローティングウインド
パワー合同会社

富山県入善町沖(導入量0.75万kW程度)
2018年に認定、2023年9月に運転開始

事業主体: ウェンティ・ジャパン、JFEエンジニアリング、北陸電力



- 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えられた。ただし、**一部実証機によるものが含まれている点に留意が必要**である。
- 資本費の定期報告データは4件得られた。**その平均値は137.0万円/kW**であり、**想定値（56.5万円/kW）を上回った**。
- 運転維持費の定期報告データは1件で、**2.5万円/kW/年**であり、**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1件で、**26.1%**であり、**想定値（30.0%）を下回った**。

- 第1ラウンドとして、2021年度に長崎県五島沖、秋田県2区域、千葉県銚子沖において発電事業者を選定済。(第1ラウンド合計 約170万kW)
- 第2ラウンドとして、2023年12月に秋田県八峰町及び能代市沖、新潟県村上市・胎内市沖、長崎県西海市江島沖において発電事業者を選定済。秋田県八峰町及び能代市沖については、2024年3月に選定結果を公表予定(第2ラウンド合計 約180万kW)
- 第3ラウンドとして、2023年10月に新たに促進区域として指定した2区域(青森県沖日本海(南側)、山形県遊佐町沖)について、今後、公募予定。(第3ラウンド合計 約105万kW)

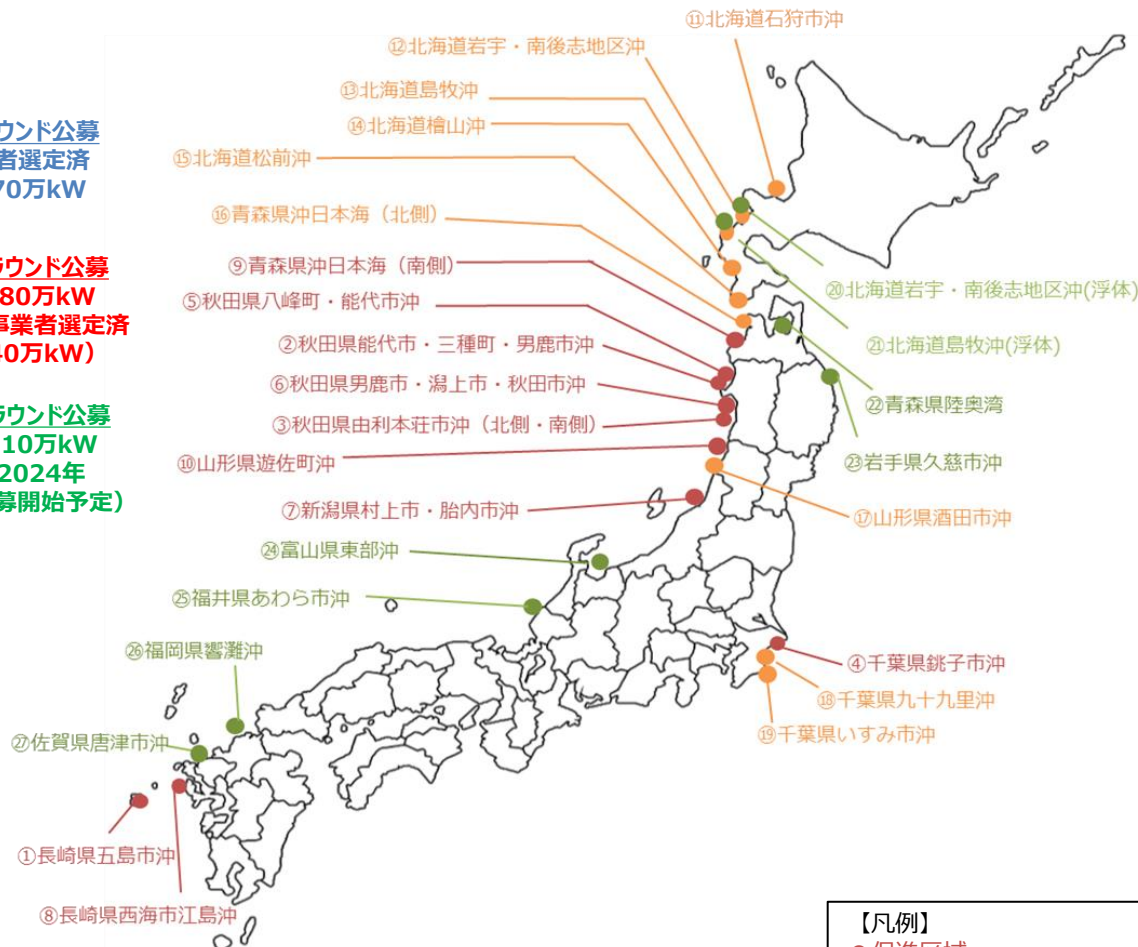
〈促進区域、有望な区域等の指定・整理状況〉

区域名	万kW	
促進区域	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	49.4
	③秋田県由利本荘市沖	84.5
	④千葉県銚子市沖	40.3
	⑤秋田県八峰町能代市沖	36
	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
	⑨青森県沖日本海(南側)	60
	⑩山形県遊佐町沖	45
有望区域	⑪北海道石狩市沖	91~114
	⑫北海道岩宇・南後志地区沖	56~71
	⑬北海道島牧沖	44~56
	⑭北海道檜山沖	91~114
	⑮北海道松前沖	25~32
	⑯青森県沖日本海(北側)	30
	⑰山形県酒田市沖	50
	⑱千葉県九十九里沖	40
	⑲千葉県いすみ市沖	41
準備区域	⑳北海道岩宇・南後志地区沖(浮体)	㉔富山県東部沖(着床・浮体)
	㉑北海道島牧沖(浮体)	㉕福井県あわら市沖
	㉒青森県陸奥湾	㉖福岡県響灘沖
	㉓岩手県久慈市沖(浮体)	㉗佐賀県唐津市沖

第1ラウンド公募
事業者選定済
約170万kW

第2ラウンド公募
約180万kW
(うち事業者選定済
約140万kW)

第3ラウンド公募
約110万kW
(2024年
公募開始予定)



【凡例】
● 促進区域
● 有望区域
● 準備区域

※ 容量の記載について、事業者選定後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、系統確保容量又は調査事業で算定した当該区域において想定する出力規模。

(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））

- **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。

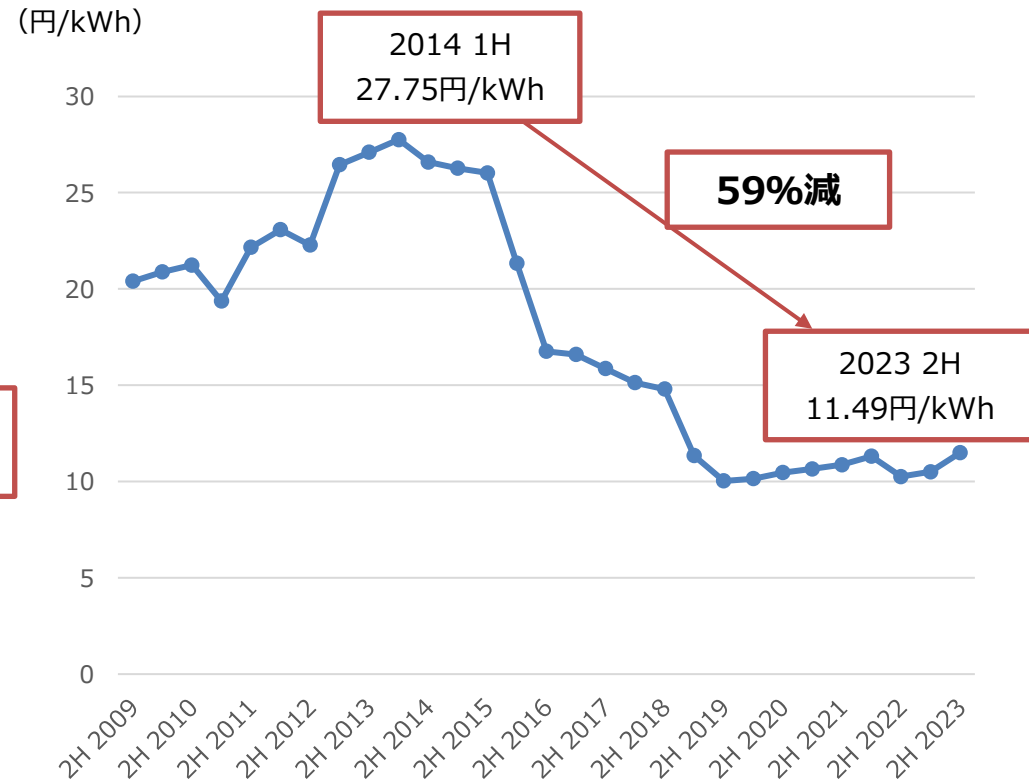
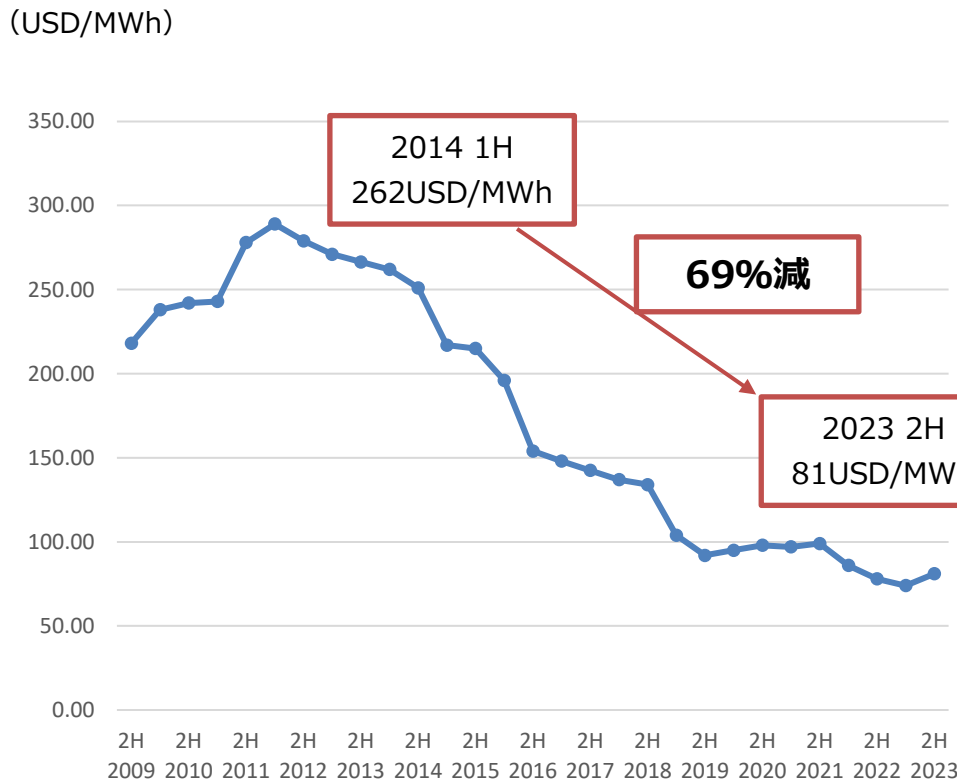
事業者名	評価点		選定事業者
	価格点（120点満点） 選定事業者のみ供給価格公表	【参考】合計点（240点満点）	
(1) 秋田県男鹿市、潟上市及び秋田市沖の評価結果			
男鹿・潟上・秋田 Offshore Green Energyコンソーシアム	120 (3円/kWh)	240	○
公募参加事業者 1	120	205.53	
公募参加事業者 2	120	188.08	
(2) 新潟県村上市及び胎内市沖の評価結果			
村上胎内洋上風力コンソーシアム	120 (3円/kWh)	240	○
公募参加事業者 1	120	222.86	
公募参加事業者 2	120	211.43	
公募参加事業者 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)）

(3) 海外の動向：世界における洋上風力発電のLCOEの推移①

- 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9年間で、**ドルベース▲69%減、円ベース▲59%減**となっている。

＜世界における洋上風力発電のLCOEの推移＞



※ 1H：上半期 2H：下半期 ※ 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（2H 2023 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 9.2.8)から各年の値を使用。

<現状>

- 「洋上風力産業ビジョン」(2020年、官民協議会)において、政府として2030年10GW、2040年30～45GWの案件形成、産業界として2040年までに国内調達比率60%の目標を設定。
- 現在、再エネ海域利用法に基づき、沿岸海域における着床式を中心に、年平均で1GWのペースで10箇所の促進区域を創出(合計4.6GW)。この他、港湾区域において、2023年1月に秋田港・能代港の洋上風力が運転開始、2024年1月には石狩湾新港の洋上風力が運転開始。
- また、さらなる案件形成の加速化に向け、セントラル方式の一環として今年度からJOGMECが設備の基本設計に必要な風況や地質構造の調査を実施。
- こうした区域の創出に加えて、サプライチェーン補助金を呼び水に、国内における投資が進展。
例えば、
 - ✓ 第1ラウンド公募(秋田2区域、千葉1区域)に関して、風車のナセルを東芝京浜工場で製造・組立。永久磁石はTDKが生産。電気キャビネット等については、秋田県の地元企業の参画に向けたマッチングが進む。さらに、O&M(Operation(運用)&Maintenance(保守))は北拓が実施予定。
 - ✓ 石狩湾新港のプロジェクトでは、日鉄エンジニアリングによるジャケット基礎の建設に加え、清水建設のSEP船による施工等により、国内調達比率60%超を達成。
国内で生産できない主要部品は大型風車のブレードのみ。

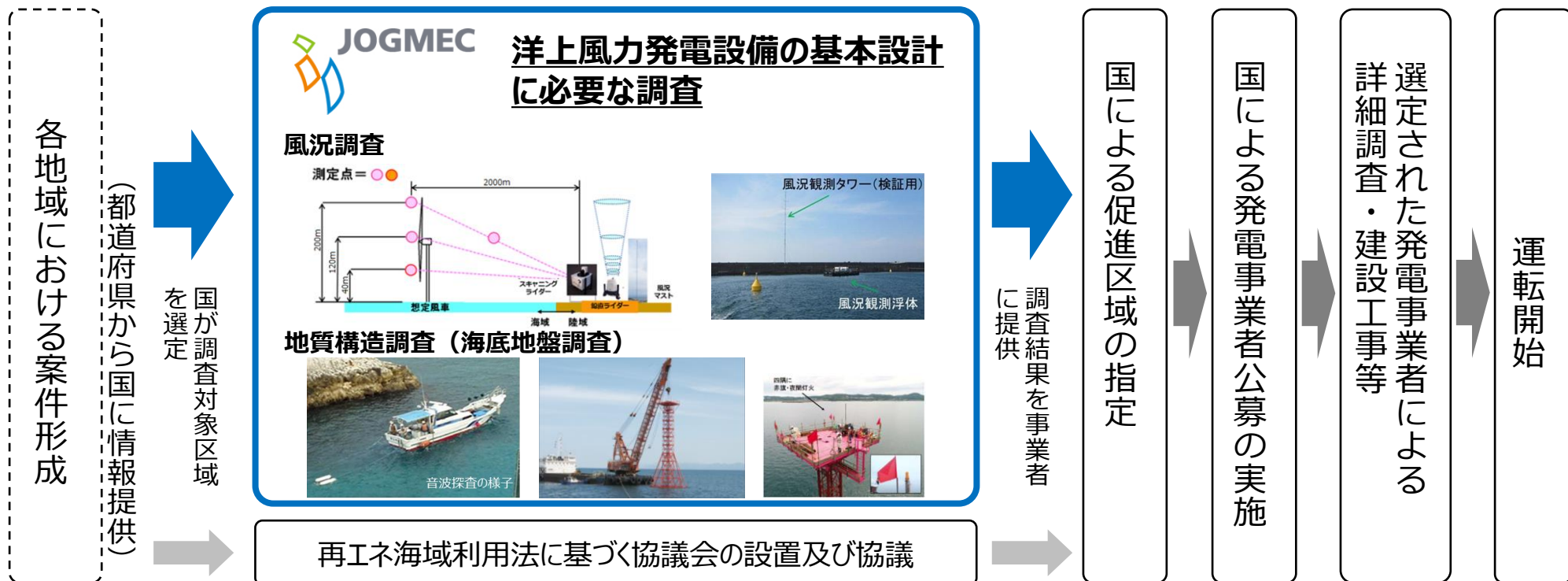
<今後>

- 2040年目標の達成を見据え、着床式の案件の加速化に加え、沖合における浮体式に着手する必要。
 - ① 浮体式に特化した導入目標を策定・公表し、国内外の投資を促進
 - ② EEZにおける洋上風力の導入に向けた具体的な制度措置等の検討
 - ③ 欧米等と連携した研究開発・調査を実施し、国際標準等を実現
 - ④ 風車メーカーを含むサプライチェーンの国内立地の促進に向けた大規模な設備投資を支援
 - ⑤ 必要なスキルを取得するための政策支援と併せて、地域における人材育成の拠点構築を支援

- 洋上風力の案件形成における課題として、**複数の事業者が同一海域で重複した調査を実施し非効率**であるほか、それに伴い**地元漁業における操業調整等の負担**が生じている。
- これら弊害を解消することも含め、**政府や自治体の主導的な関与により、効率的な案件形成を実現する仕組み**として、「**セントラル方式**」の制度設計を行っている。
- **セントラル方式の一環として、JOGMEC (※) が担い手となり、洋上風力発電事業の検討に必要な基本設計に関する調査を実施**。事業者は、この調査結果を用いて事業計画の検討を行う (令和5年度予算額36億円、**令和6年度予算案額65億円**)。

※JOGMECは「独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構」の略称
(Japan Organization for Metals and Energy Security)

「セントラル方式」における案件形成プロセスのイメージ



- 洋上風力発電は、2019年に施行された再エネ海域利用法に基づき、これまで着床式を中心に4.6GW分の案件形成が進捗しており、**2030年10GW目標の達成に向け、着実に進展**。他方、**2040年30～45GW目標を達成していくためには、開発に要するリードタイムを考慮し、世界第6位の面積を誇る我が国のEEZも視野に加速していく必要**。
- こうした背景のもと、**内閣府において、EEZにおける洋上風力発電の実施に向け、国連海洋法条約（UNCLOS）との整合性を中心に、国際法上の諸課題について有識者をメンバーとする検討会を開催し、2023年1月にとりまとめを実施**。環境省においても、中央環境審議会において、**EEZにおける環境配慮の確保を含む、風力発電に係る環境影響評価制度の在り方について検討を開始**。
- このように、EEZへの拡大については、区域の設定に関するステイクホルダーの調整を中心に、関係府省を跨ぐ多様な論点が想定される。**内閣府海洋事務局を中心に関係省庁が連携した検討・制度設計が必要**。本合同会議においても、**EEZにおける洋上風力発電の実施に向けて、区域の設定や事業者選定プロセスを中心に、必要な論点について提示するもの**。

EEZ拡大に関する政府方針

- ①再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議決定
（令和5年4月4日）
 - ・ **排他的経済水域（EEZ）への拡大のための国内法制度の環境整備等を行う**（中略）。また、浮体式洋上風力の導入拡大に向けて、**海外の公募制度も踏まえた検討を行う**。【内、経、国、環、農】
- ②第4期海洋基本計画（令和5年4月28日閣議決定）
 - ・ 洋上風力発電の**排他的経済水域への拡大を実現**するため、国連海洋法条約等との整合性についての整理を踏まえつつ、**法整備を始めとする環境整備を進める**。【内、経、国】

検討体制と主要論点

- ①検討体制
 - ・ EEZへの拡大に向けて、入札制度から漁業調整まで多様な論点があるため、**内閣府海洋事務局を中心に関係省庁が連携**
- ②想定される主要論点 ※下線部分は本合同会議において御議論いただきたい項目

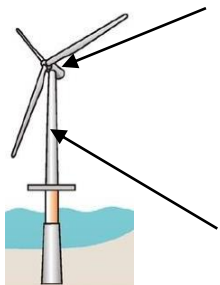
i) EEZにおける国の管轄権	v) 浮体基礎安全基準
ii) <u>区域創出</u>	vi) 環境アセス
iii) <u>入札方式</u>	vii) レーダ干渉
iv) 航行の安全確保	viii) 漁業調整

第4回GX実現に向けた専門家ワーキンググループ
(2023年11月16日) 資料1より抜粋(一部加工)

- GI基金を活用し、現在、浮体式洋上風力の要素技術開発(フェーズ1)を実施中。
- 今後、フェーズ2として、**国内の海域を活用した浮体式洋上風力の実証事業を実施予定(4候補海域より2海域程度をNEDOの公募で決定)**。**高いコストや大量生産に係る技術が未確立**といった課題を解決するため、**1基あたり10MW以上の大型風車を用いて、コスト目標等を設定し、我が国と気象・海象が類似するアジア等への海外展開も見据えたプロジェクト**を実施していく。
- また、「**風車・浮体等のインテグレーションに係る共通基盤の開発**」を新たに追加。

(参考) フェーズ1 採択事例

①次世代風車技術開発事業



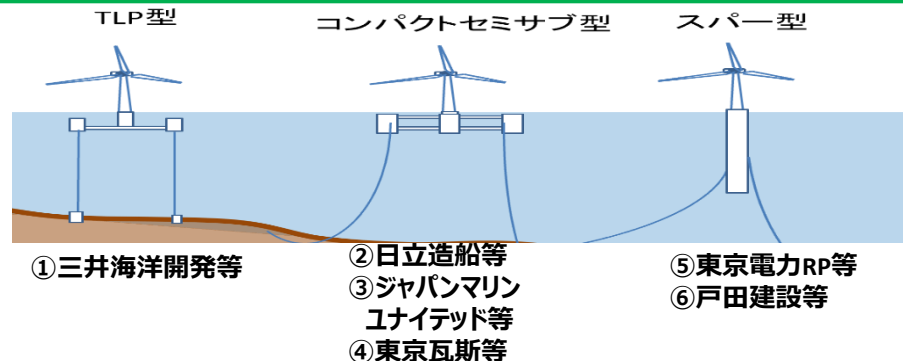
●ナセル内部部品(軸受・増速機)

【大同メタル工業株式会社】
風車主軸受の滑り軸受化開発
【株式会社 石橋製作所】
15MW超級増速機ドライブトレインの開発など
【NTN株式会社】
洋上風力発電機用主軸用軸受のコスト競争力アップ

●タワー

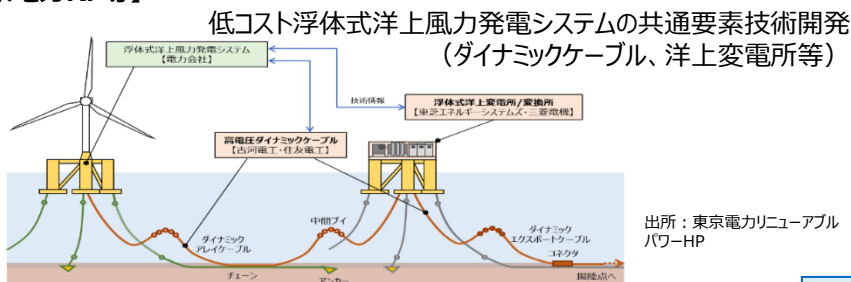
【株式会社駒井ハルテック】
洋上風車用タワーの高効率生産技術開発・実証

②浮体式基礎製造・設置低コスト化技術開発事業



③洋上風力関連電気システム技術開発事業

【東京電力RP等】



④洋上風力運転保守高度化事業

【関西電力等】

ドローンを使った浮体式風車ブレードの革新的点検技術の開発
【古河電気工業等、東京汽船等の2者】
海底ケーブル敷設専用船(CLV)、風車建設・メンテナンス専用船(SOV)
【東京電力RP等、株式会社北拓、NTN、戸田建設の4者】
デジタル技術やAI技術による予防保全やメンテナンス高度化

フェーズ2：風車・浮体・ケーブル・係留等の一体設計を行い2023年度から実証事業を実施

4つの候補海域：①北海道石狩市浜益沖、②北海道岩宇・南後志地区沖、③秋田県南部沖、④愛知県田原市・豊橋市沖

- **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（R4年度6.5億円、R5年度6.5億円）。
- 令和6年度においては、引き続き、**洋上風力分野において、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**を行うとともに、**洋上風力分野以外も含め、再エネ導入拡大やサプライチェーン構築に必要な人材育成・獲得を計画的に推進**すべく、「**再エネ人材育成戦略**」の策定に向けて検討を進めていく（R6年度予算案額7.5億円）。

カテゴリ	専門作業員 (建設・メンテナンス関連) 	事業開発 (ビジネス・ファイナンス・法務関連) 	エンジニア (設計・基盤技術・データ分析関連) 
対象	洋上での風車の組立や設置、O&M、撤去フェーズに必要な高所作業や作業船の操作等の特殊作業に関する専門の知識や技能を有する専門人材	事業計画立案・調整、財務計画を管理するのに必要なビジネス・ファイナンス知識、法務知識を有し、プロジェクトを総括・主導する人材	風車本体や支持構造物などの構造設計や工事計画、管理やリスクマネジメントに必要な電気や機械の基盤技術に関する専門的知見を有する人材
採択事業者例 (2023年度)	<ul style="list-style-type: none"> ●日本郵船 ●秋田県において、地元の男鹿海洋高校の施設（訓練用プール等）を利用した、専門作業員対象の教育プログラムを2024年4月に開講予定。 ●開講に向けて、2022年度より、国際認証を取得した安全訓練施設及びシミュレータを活用した船員の訓練設備の整備や、トレーナー訓練を実施している。 	<ul style="list-style-type: none"> ●長崎大学 ●長崎大を中心とした、秋田大、秋田県立大、北九州市立大、千葉大や三菱商事、JERA等4事業者による産学連携。 ●人材育成カリキュラム策定に向け科目構成等の検討を行っており、2024年度より一部の科目を開講予定。また、産業界と連携し、洋上風力発電施設を用いた研修やインターンシップ等を実施中。 	<ul style="list-style-type: none"> ●九州大学 ●洋上風力風車に係る設計、計画、設置、運用・保守及び撤去の一連のプロジェクトフェーズに必須となるエンジニアリングの専門知識・能力を培うことができる人材育成プログラムを構築を目指す。 ●2023年度より一部科目を開講しており、受講者からのアンケート等に基づき教材の開発・改良を行っている。

(3) 着床式／浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の取扱い（案） 38

<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>

- 昨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や評価結果を踏まえ、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、2024年度については、入札制を適用することとした。
- 国内における洋上風力発電のFIT認定件数・認定容量は14件・2,513MW（2024年1月時点）、うち再エネ海域利用法適用外は11件・771MWと、一定の実績があることや、2022年12月に開始した着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）公募では、対象区域全てにおいて複数事業者から公募占用計画の提出があるなど、国内の着床式洋上風力発電が競争的であることは変わらない。このため、2025年度の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）については入札制を採用することとしてはどうか。
- ただし、単年度ベースで見た場合には、これまでには認定案件のない年度や入札における事業者の応札がない年度が存在したことも踏まえると、上限価格を事前非公表とすることで上限価格を意識した競争を促す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2026年度の調達価格・基準価格>

- 国内における浮体式洋上風力発電のFIT認定・導入量はいずれも1件・2MWのみとなっており、当該発電事業は、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、2025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。
- 浮体式洋上風力発電については、上述の動向を踏まえ、将来的な浮体式洋上風力発電の普及拡大を見据えつつ、事業者の予見可能性を高めることが重要であることから、引き続き、2025年度の想定値を維持することとしてはどうか。
- その上で、今後の浮体式洋上風力発電の取扱いについては、技術開発の支援や人材育成へ向けた取組、EEZへの導入拡大へむけた具体的制度の検討が進んでおり、導入の拡大及びコストの低減が期待できることを踏まえた検討を進めることとしてはどうか。

<洋上風力発電の2026年度にFIP制度のみ認められる対象>

- 昨年度の本委員会で、2025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、2025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。
- 足元においても、こうした状況は変わらないことから、2026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2025 年度と同様としてはどうか。