

風力発電について

2024年12月
資源エネルギー庁

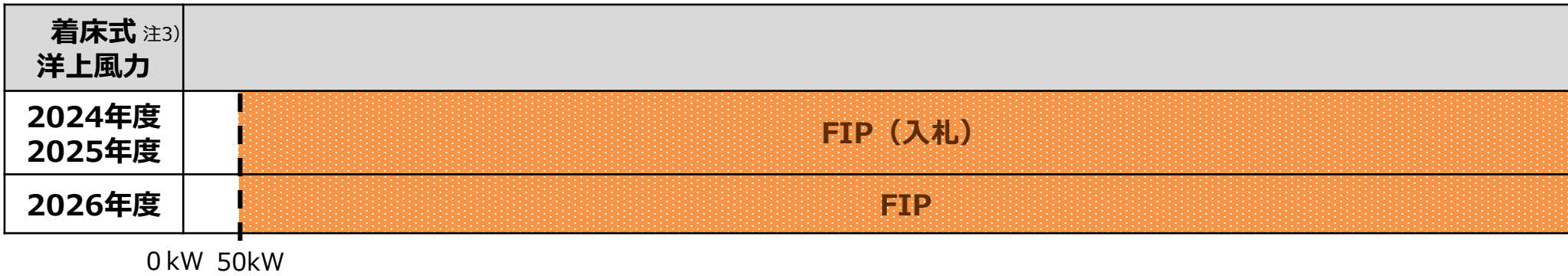
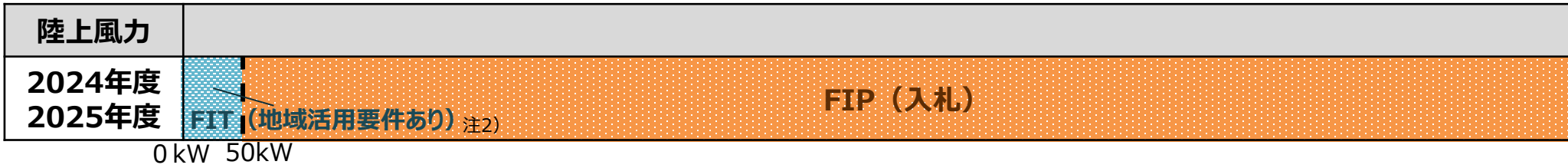
本日御議論いただきたい事項（風力発電）

- 陸上風力発電については、昨年度の委員会で、**2026年度の入札制の基本的な方向性（上限価格・入札対象）**や、**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。また、洋上風力発電については、**着床式洋上風力発電の2025年度の取扱い、浮体式洋上風力発電の2026年度の基準価格、2026年度の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2027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（リフレッシュ）の2025年度の調達価格・基準価格
 - (2) **陸上風力発電の2026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2026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2027年度の調達価格・基準価格
 - (4) **洋上風力発電の2027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2025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2025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～	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	12円	御議論 いただきたい 事項	8～9 円 （2030 年）
	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				
	36円 （洋上風力（着床式・浮体式））						36円（浮体式）										
風力 （リフレッ ス） 【20年】						18円	17円	16円	15円	14円	13円	12円					

※ 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



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95回）
（2024年10月16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**最大の導入**を促していくことが基本方針。
- 第6次エネルギー基本計画の策定から約3年が経過する中で、**総合資源エネルギー調査会基本政策分科会**では、**①最近のエネルギー情勢への評価**、**②今後のエネルギー政策の基本的な方向性**、**③エネルギーミックスの在り方**など様々な視点から、**次期エネルギー基本計画の策定に向けた検討**が進んでいる。
- こうした中、今年度の本委員会では、**国民負担の抑制**、**電源の特性を踏まえたリスクの評価や分担**、**電力システムへの影響等**も勘案し、**中長期的な視点で時間軸**を意識しながら、**調達価格／基準価格や入札制度等**について検討してはどうか。具体的には、例えば、以下のような点が主な論点となるのではないかと考えている。
 - **需給近接型の電源**については、**系統負荷が小さく、比較的地域共生しやすい再エネ**であるところ、**再エネの適地が限られる中、国民負担の抑制を図りつつ、今後の導入を加速する**観点から、設置主体の特性も踏まえ、**投資回収の早期化**などを図ることが重要ではないか。具体的には、より一層の導入拡大を促す観点から、需給近接型の電源における**調達期間／交付期間や調達価格／基準価格のあり方**について、どう考えるか。
例) 住宅用太陽光発電、事業用屋根設置太陽光発電
 - **大規模かつ総事業期間が長期にわたる電源**については、建設期間における資材価格等の変動が事業撤退リスクに直結することも踏まえつつ、**電源投資を確実に完遂**させるための**官民のリスク分担**のあり方について、どう考えるか。
例) 洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）
 - **資源の特性上、開発段階のリスク／コストが高い電源**については、官民における**調査・開発の分担に係る議論**を踏まえ、**新たなリスク分担のあり方**について、どう考えるか。
例) 地熱発電
 - **長期安定稼働が可能な電源**について、調達期間／交付期間の終了後も長期間にわたって稼働可能という特性を踏まえ、**長期安定稼働が可能な実態に合わせた支援の在り方**について、どう考えるか。一方で、**燃料の安定調達等の課題**から、**脱炭素電源としての事業の安定継続が課題となっている電源**について、**支援のあり方**をどう考えるか。
例) 地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電

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95回）
（2024年10月16日）事務局資料より抜粋

<風力発電>

● 陸上風力発電の2025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、地域との共生を図りながら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、2025年度入札の募集容量・入札実施回数等や、2027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対象）の取扱い

- 大規模かつ総事業期間が長期にわたる着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）については、資材価格等の変動による事業撤退リスクが大きいことを踏まえ、電源投資を確実に完遂させる観点から、FIP制度における基準価格を物価変動に連動させ、民間事業者のみでは取り切れないリスクの一部を制度側で、国民負担には中立的な形で引き受ける価格調整スキームを導入することが考えられる。
- 関係審議会における議論を受けて、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、価格調整スキームによる調整の対象や、価格調整スキームを適用する物価変動率の上下限、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、どう考えるか。
- 上記を踏まえたうえで、第4R公募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外）の2025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2025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2027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2027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。

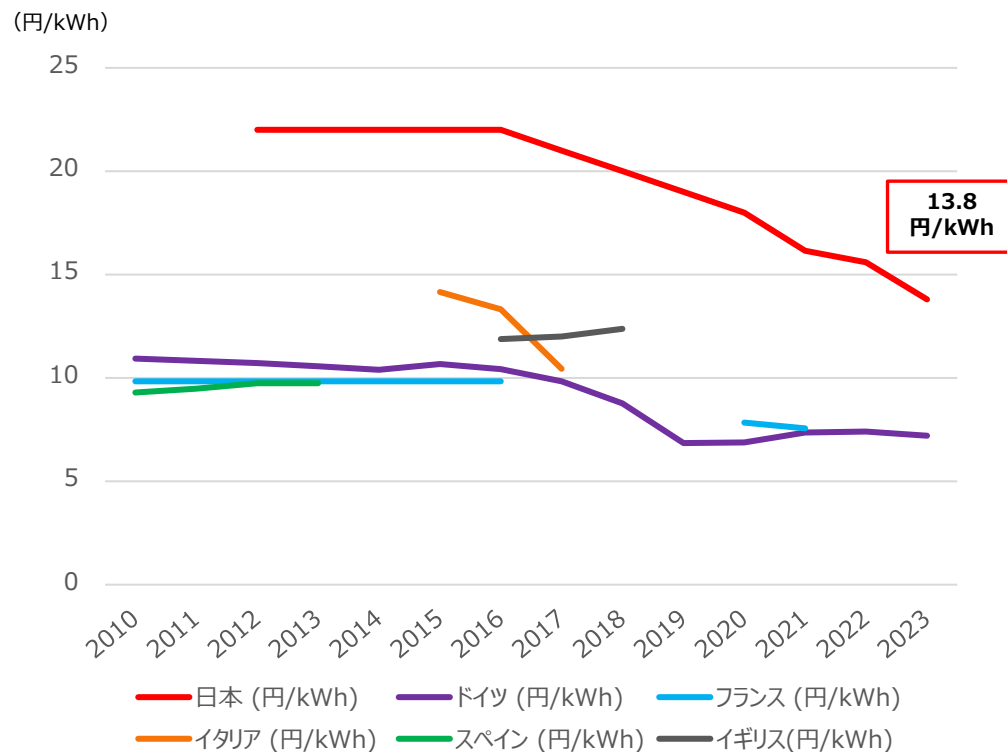
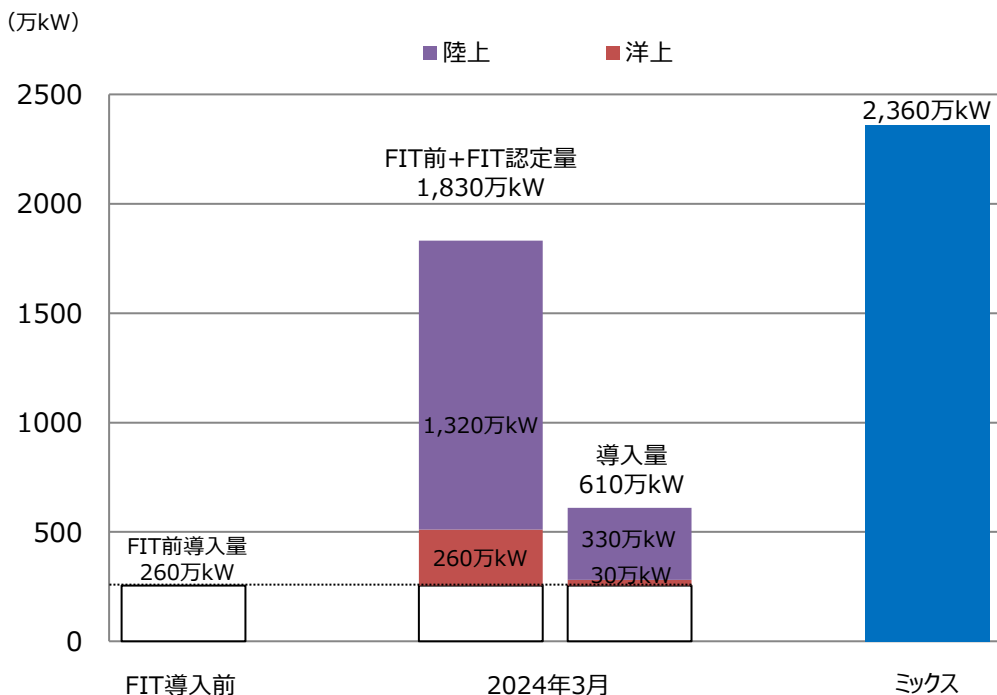
(参考) 風力発電のFIT・FIP認定量・導入量・買取価格

調達価格等算定委員会（第95回）
（2024年10月16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**1,830万kW**、導入量は**610万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**14円/kWh**（2024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（2024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)	371(20)	103(3)	133(3)	51(1)	800(63)
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(30)	0(0)	0(0)	0(0)	133(28)	0(0)	326(16)	196(6)	42(1)	278(3)	975(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	43(2,220)	0(0)	0(0)	0(0)	282(58)	0(0)	315(16)	232(7)	425(10)	1629(20)	2,926(2,331)
2017年度	44(2,281)	0(0)	0(0)	0(0)	61(13)	0(0)	63(3)	64(2)	88(2)	707(9)	1,027(2,310)
2018年度	15(798)	3(53)	0(0)	0(0)	65(12)	0(0)	86(4)	34(1)	120(3)	578(7)	901(878)
2019年度	0(16)	3(71)	0(0)	1(2)	59(14)	9(1)	170(8)	96(3)	92(2)	802(9)	1,231(126)
2020年度	0(2)	1(23)	0(0)	1(1)	49(11)	0(0)	161(8)	201(6)	394(9)	1704(25)	2,511(85)
2021年度	0(1)	1(18)	0(0)	1(2)	54(13)	0(0)	29(1)	67(2)	92(2)	677(9)	921(48)
2022年度	0(0)	0(0)	0(0)	2(5)	4(2)	8(1)	101(4)	101(3)	231(5)	765(9)	1,213(29)
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)
	106(5,541)	8(165)	0(0)	4(10)	983(222)	43(5)	1,722(85)	1,164(35)	1,739(40)	7,424(96)	13,193(6,199)

<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(0)	0(0)	0(0)	22(11)	18(2)	144(8)	0(0)	0(0)	0(0)	184(25)
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)	0(0)	47(2)	65(2)	0(0)	0(0)	169(316)
2018年度	8(443)	0(0)	0(0)	0(0)	20(5)	0(0)	66(3)	30(1)	42(1)	0(0)	166(453)
2019年度	5(271)	0(0)	0(0)	0(0)	68(18)	0(0)	133(7)	69(2)	122(3)	51(1)	449(302)
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)
2023年度	4(211)	0(0)	0(0)	0(1)	39(9)	0(0)	105(6)	62(2)	128(3)	508(7)	846(239)
	41(2,160)	0(5)	0(0)	1(2)	478(115)	26(3)	942(49)	433(13)	521(12)	862(12)	3,304(2,371)

※ 2024年3月末時点 ※ 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)	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)	174(9)	96(3)	43(1)	0(0)	335(22)
2021年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	27(2)	33(1)	0(0)	0(0)	60(3)
2022年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	10(1)	0(0)	0(0)	0(0)	57(1)	67(2)
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)
	0(0)	0(0)	0(0)	0(1)	49(16)	17(2)	270(15)	159(5)	93(2)	57(1)	645(42)

<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)
2023年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	2(1)	0(0)	40(2)	31(1)	0(0)	0(0)	73(4)
	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	27(8)	0(0)	95(5)	31(1)	0(0)	0(0)	152(14)

※ 2024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) 国内のコスト動向：これまでの入札結果（陸上風力発電）

- 陸上風力発電は、2021年度から入札制に移行（対象：第1回250kW以上、第2・3・4回 50kW以上）。
- 第3回・第4回入札では、上限価格は15.00円/kWh、14.00円/kWh、募集容量はいずれも1,000MWとして実施。その結果、第3回では、落札容量1,000MW（落札件数20件）で全量落札となり、また、応札容量が1,300MWを上回ったため、指針に基づき、追加入札を実施。追加入札における上限価格は14.08円/kWh、募集容量は166MWとなった。また、第4回では、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。
- 一方で、平均落札価格は第3回が14.08円/kWh、追加が12.42円/kWh、第4回が12.73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3回が56件1,651MW、第4回が22件1,012MWであり、このうち第3回で6件・237MW、第4回で5件・126MW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3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>56件・1,651MW</u>
入札参加者の最大出力	： <u>100MW</u>
参加資格を得た件数・容量	： <u>54件・1,562MW</u>
実際の入札件数・容量	： <u>50件・1,414MW</u>

落札の結果

上限価格	： <u>15.00円/kWh</u>
落札件数・容量	： <u>20件・1,000MW</u>
平均落札価格	： <u>14.08円/kWh</u>

<陸上風力追加入札結果>

入札の結果

入札参加申込件数・容量	： <u>31件・356MW</u>
入札参加者の最大出力	： <u>67MW</u>
参加資格を得た件数・容量	： <u>29件・309MW</u>
実際の入札件数・容量	： <u>25件・211MW</u>

落札の結果

上限価格	： <u>14.08円/kWh</u>
落札件数・容量	： <u>25件・166MW</u>
平均落札価格	： <u>12.42円/kWh</u>

<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>

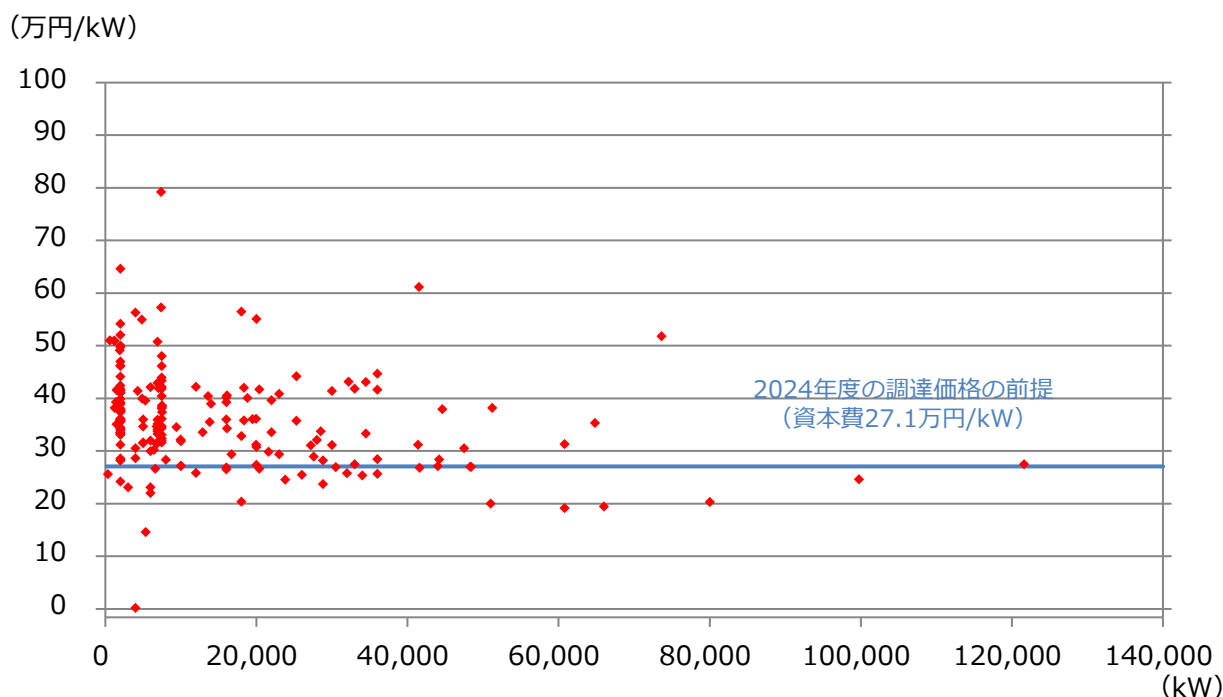
1. 陸上風力発電について

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188件。**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27.1万円/kW**に対して、**定期報告全体での中央値は35.2万円/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、**31.6万円/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>



※ 2024年7月17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、2024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）

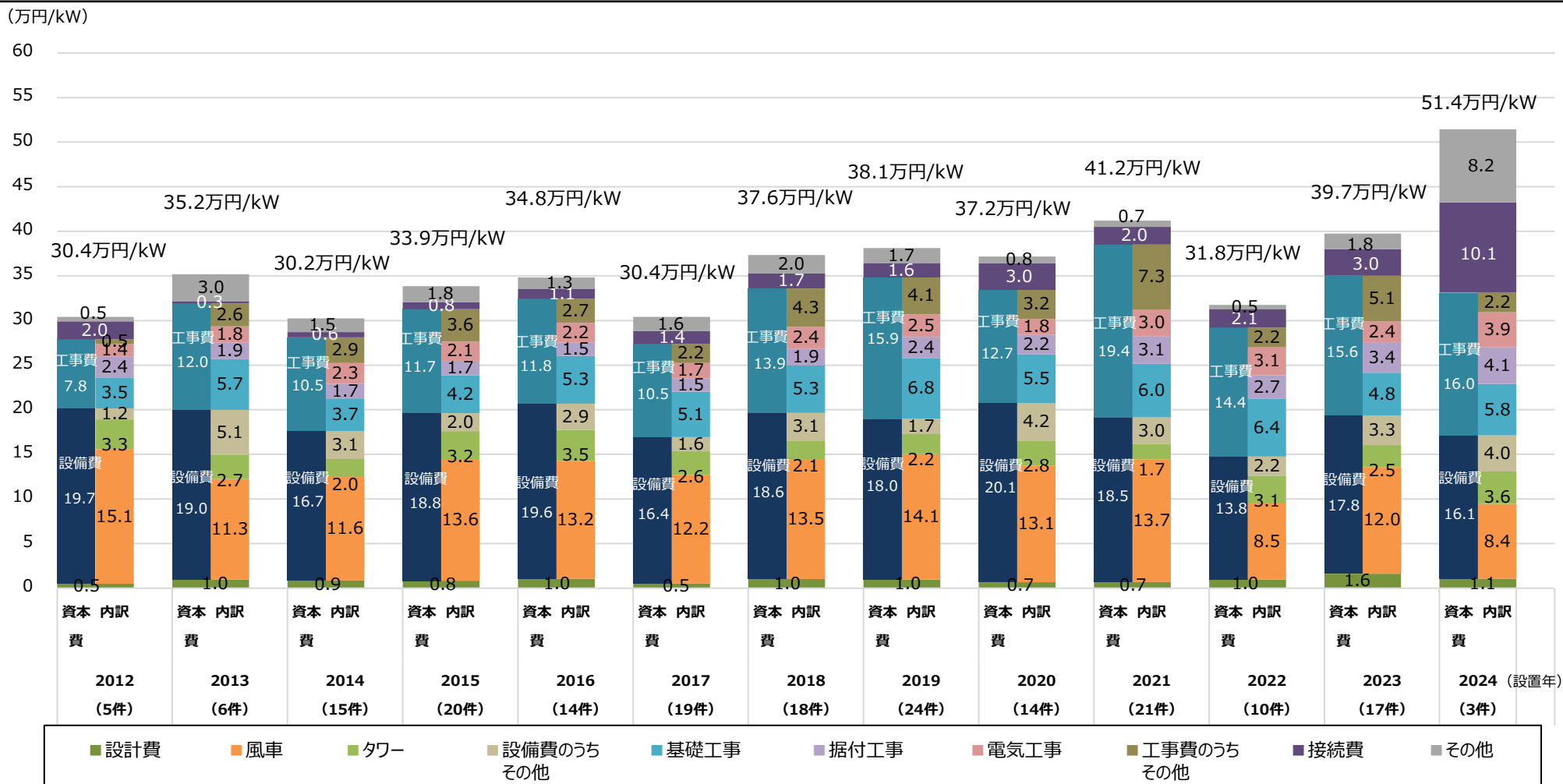
規模	2024年度の想定値より資本費が低い事業の割合（件数ベース）
50kW以上 (188件)	15% (35.9/35.2)
7,500kW以上 (82件)	26% (33.3/31.6)
30,000kW以上 (33件)	39% (32.3/28.4)
37,500kW以上 (19件)	47% (30.8/27.5)

※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。

※ なお、2024年度設置案件は3件のみであり、接続費が約11万円/kWの案件（設備容量約70,000kW）が1件、約19万円/kWの案件（設備容量約40,000kW）が1件あったことによって平均値が大幅に引き上がっている。また、そのいずれの案件も系統接続距離が約45kmと非常に長い一方、資本費データの全設置年分において40km以上の案件は3件のみ。また、開発権利代等によりその他の費目が10万円/kWを超える案件が2件あり、平均値を引き上げている。



※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。

※ 2024年7月17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。

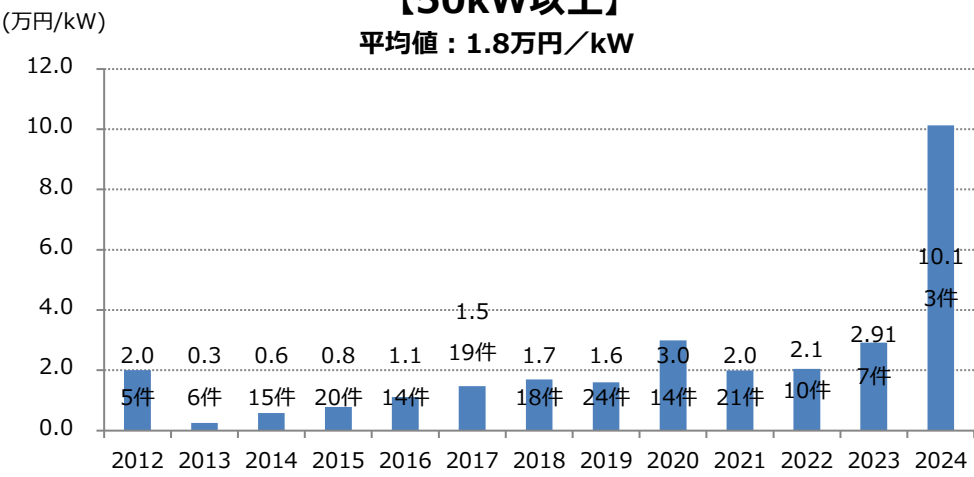
(1) 国内のコスト動向：資本費のうち接続費（設置年別の経年変化） 13

■ 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1.8万円/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。

※ なお、2024年度設置案件は3件のみであり、接続費が約11万円/kWの案件（設備容量約70,000kW）が1件、約19万円/kWの案件（設備容量約40,000kW）が1件あったことによって中央値が大幅に引き上がっている。そのいずれも系統接続距離が約45kmと非常に長い一方、資本費データの全設置年分において40km以上の案件は3件のみである。2024年度の中央値は、設置件数が少ないことにも留意する必要がある。

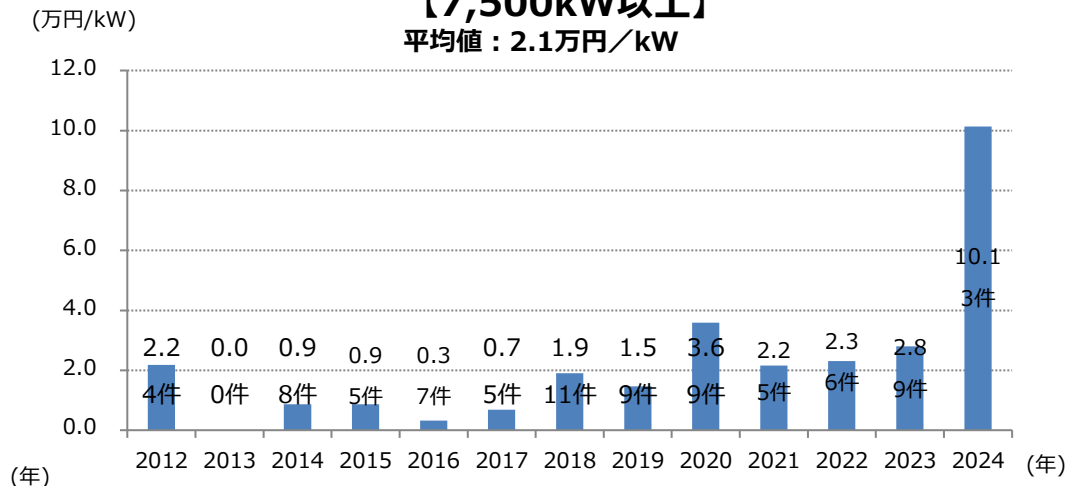
【50kW以上】

平均値：1.8万円/kW

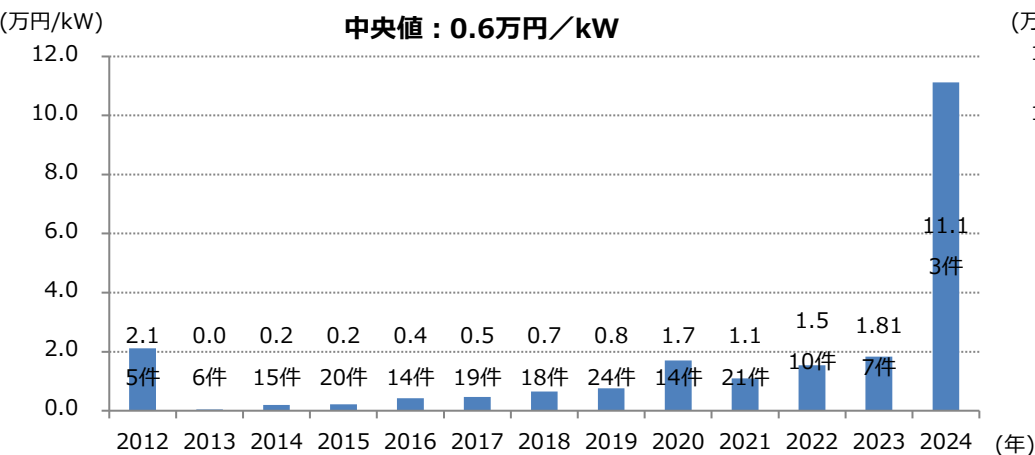


【7,500kW以上】

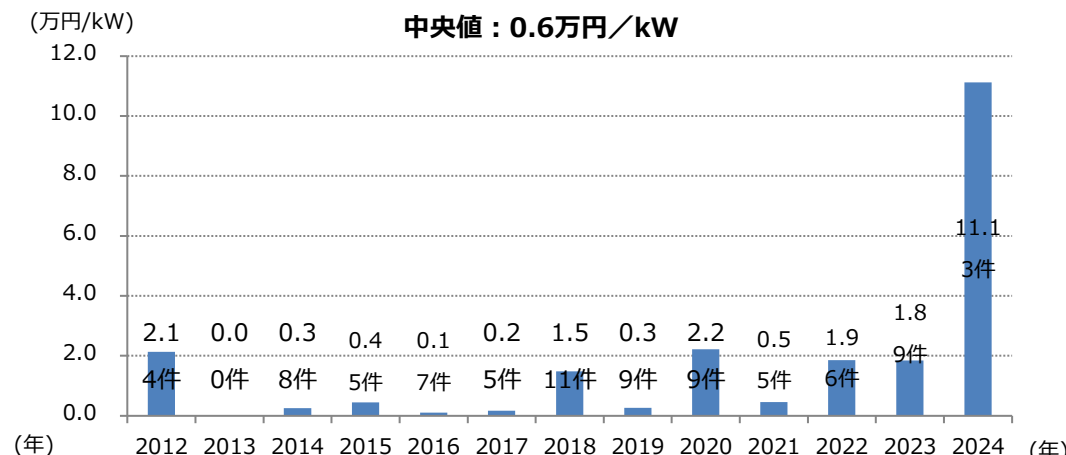
平均値：2.1万円/kW



中央値：0.6万円/kW



中央値：0.6万円/kW

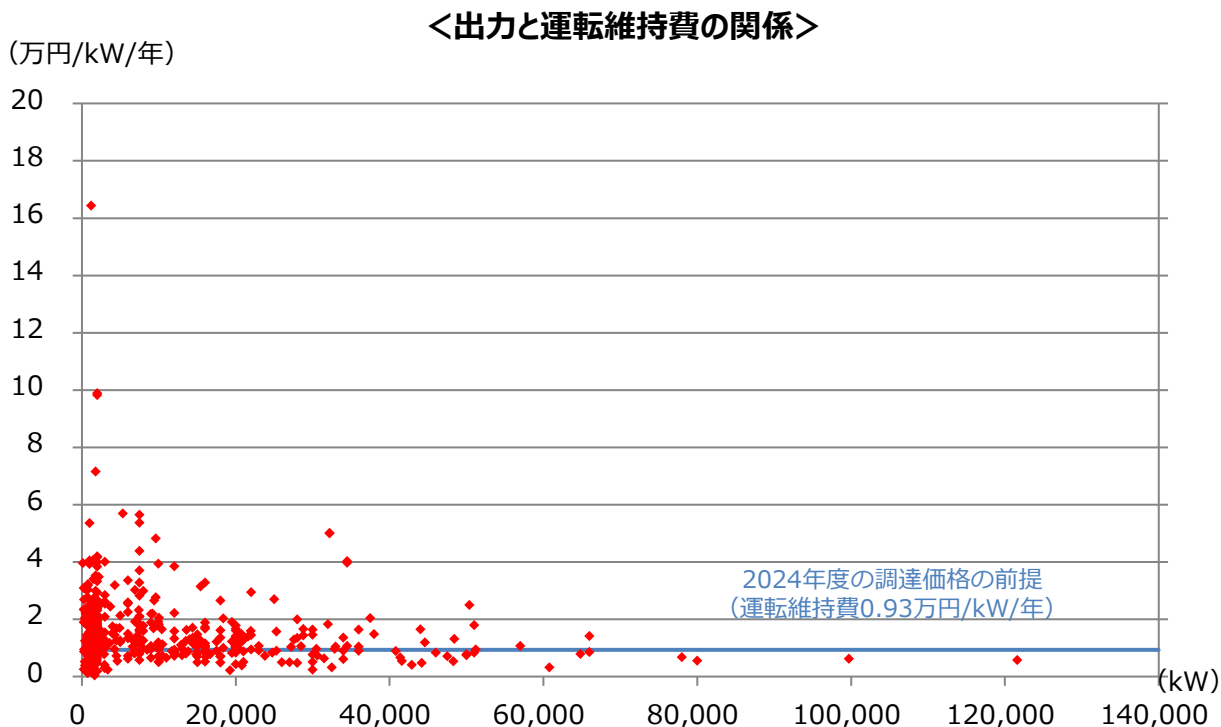


※ 2024年7月17日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

■ 運転維持費の定期報告データは499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1.27万円/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、**1.07万円/kW/年**
- より大規模な**30,000kW以上**では、**0.90万円/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、**0.81万円/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。



＜規模帯と運転維持費が低い事業の割合＞

規模	2024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 (499件)	29% (1.57/1.27)
7,500kW以上 (190件)	37% (1.30/1.07)
30,000kW- (51件)	53% (1.25/0.90)
37,500kW- (28件)	64% (0.97/0.81)

※括弧内は運転維持費の平均値／中央値

※ 2024年7月17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、2021～2023年設置それぞれの平均値を平均した値は**28.8%**、中央値を平均した値は**29.0%**と、2025年度の想定値とほぼ同水準である。

50kW以上 全体		設備利用率（平均値）			
		2023年6月～ 2024年5月の データ	2022年6月～ 2023年5月の データ	2021年6月～ 2022年5月の データ	左記3年間での 各年データ 平均
設置年	2023年	30.6% (6)			30.6%(6)
	2022年	26.9%(12)	24.5%(4)		26.3%(16)
	2021年	27.4%(9)	28.9%(7)	35.8%(3)	29.3%(19)
	2020年	25.9%(19)	26.9%(15)	27.5%(12)	26.6%(46)
	2019年	24.5%(23)	25.7%(22)	25.7%(23)	25.3%(68)
	2018年	25.6%(7)	25.5%(8)	24.7%(8)	25.2%(23)
	2017年	25.4%(22)	23.7%(19)	24.8%(19)	24.7%(60)
	2016年	23.7%(19)	24.9%(16)	26.1%(17)	24.8%(52)
	2015年	23.9%(21)	26.2%(22)	26.6%(23)	25.6%(66)
	2014年	23.5%(20)	23.8%(18)	25.1%(22)	24.2%(60)

平均
28.8%

50kW以上 全体		設備利用率（中央値）			
		2023年6月～ 2024年5月の データ	2022年6月～ 2023年5月の データ	2021年6月～ 2022年5月の データ	左記3年間での 各年データ 平均
設置年	2023年	31.1%			31.1%
	2022年	25.1%	24.6%		24.8%
	2021年	28.6%	30.7%	34.1%	31.1%
	2020年	24.2%	26.7%	26.6%	25.8%
	2019年	25.4%	25.9%	25.1%	25.5%
	2018年	25.3%	26.6%	25.4%	25.7%
	2017年	24.9%	22.8%	25.0%	24.2%
	2016年	23.8%	26.0%	26.5%	25.4%
	2015年	25.9%	27.2%	28.1%	27.1%
	2014年	23.3%	25.4%	25.8%	24.8%

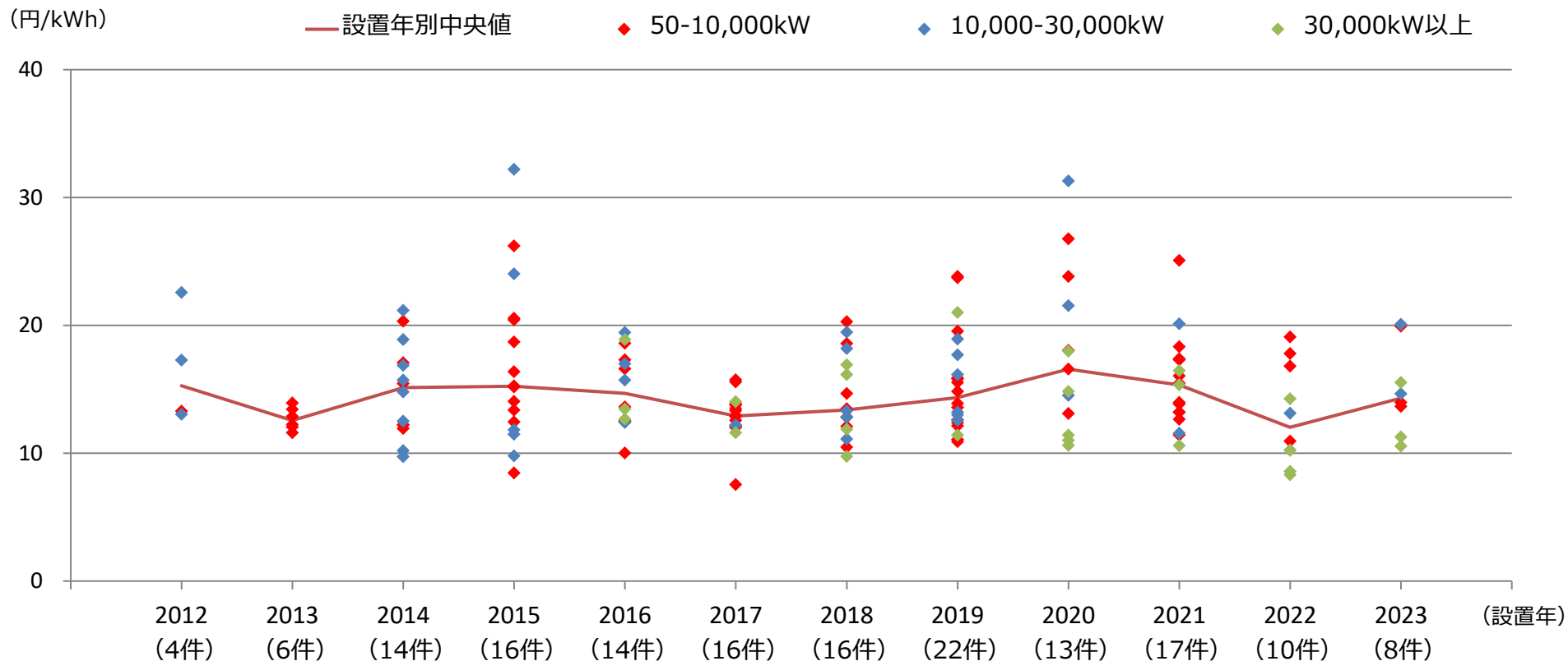
平均
29.0%

※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）>



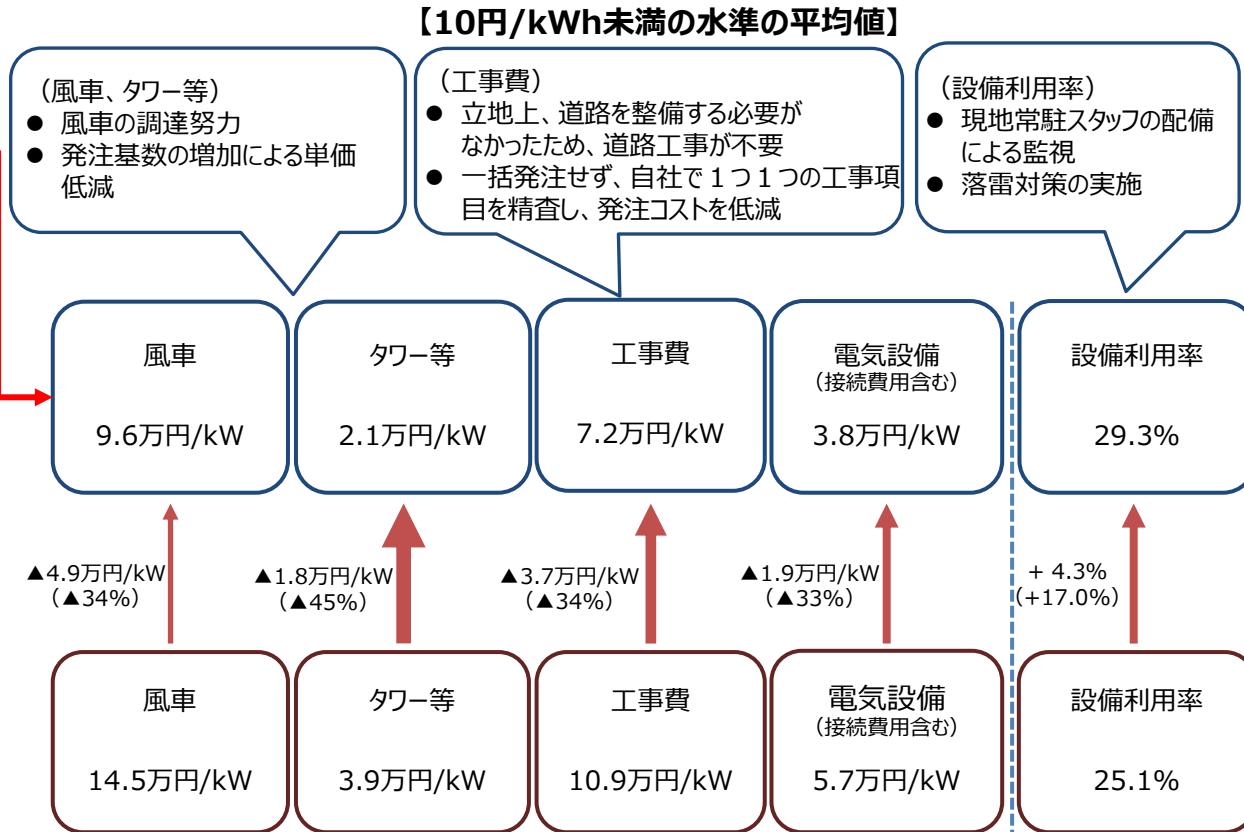
※ 2024年7月17日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

※ (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（158件）のうち、**7件（全体の4%）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30~50%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	3件
9円/kWh~10円/kWh	3件
10円/kWh~11円/kWh	10件
11円/kWh~12円/kWh	14件
12円/kWh~13円/kWh	27件
13円/kWh~14円/kWh	25件
14円/kWh~15円/kWh	9件
15円/kWh~16円/kWh	13件
16円/kWh~17円/kWh	10件
17円/kWh~18円/kWh	9件
18円/kWh~19円/kWh	10件
19円/kWh~20円/kWh	5件
20円/kWh以上	19件
合計	158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。

※2024年7月17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。

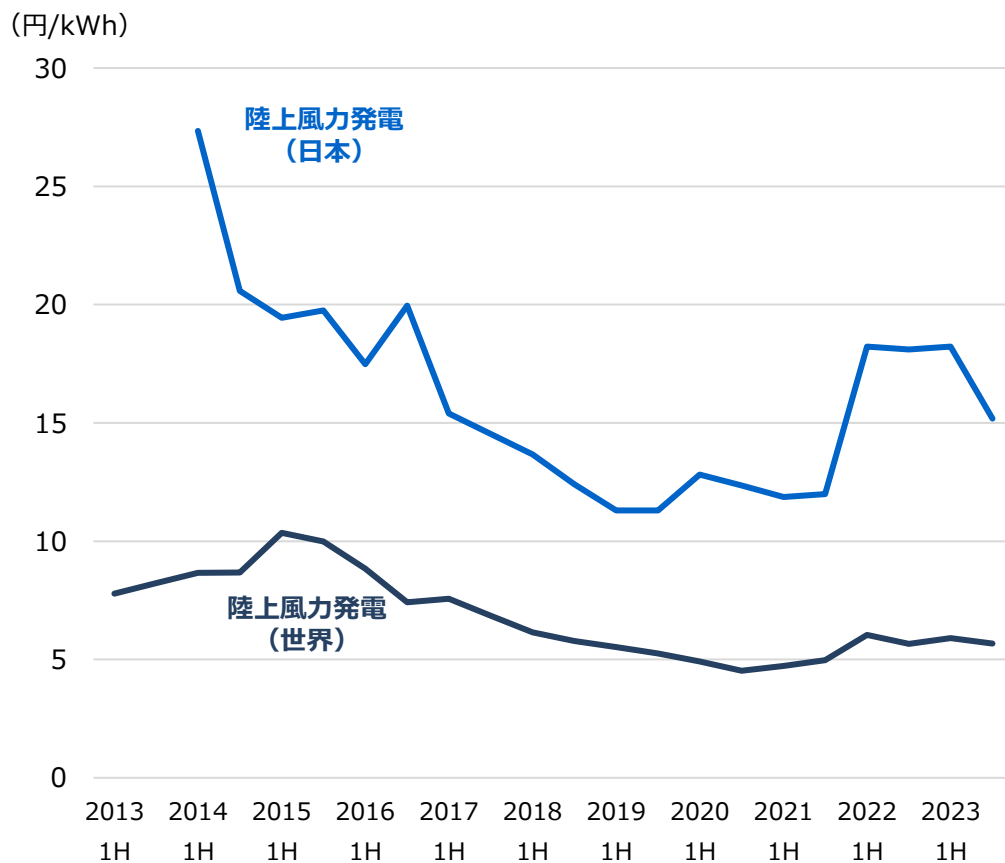
- **リプレース区分における資本費データ（14件）の平均値は36.3万円/kW、中央値は36.2万円/kWであり、2024年度の想定値（26.1万円/kW）※を上回った。**なお、7,500kW以上（6件）では、**平均値は30.8万円/kW、中央値は31.0万円/kW**、より大規模な30,000kW以上（1件）では、**27.8万円/kW**であり、新設同様に**大規模案件ほど低い資本費で事業を実施できている傾向**があった。一方で、**件数が限定**されているため、リプレース区分の資本費の検討にあたっては、**引き続き、実態把握が必要**。

※ 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。

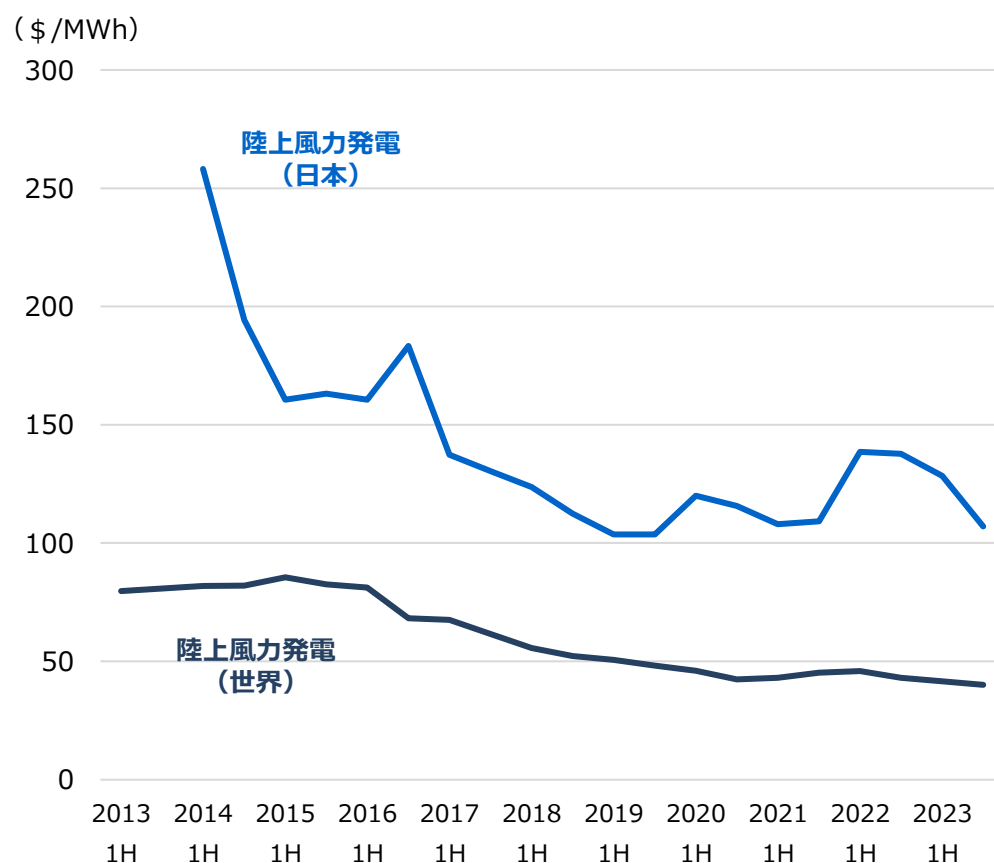
- **運転維持費の定期報告データは10件で、平均値は2.0万円/kW/年、中央値は1.7万円/kW/年であり、想定値（0.93万円/kW/年）を上回った。**なお、7,500kW以上（2件）では、**1.3万円/kW/年**であり、件数が少ないことに留意が必要であるが、新設同様に**大規模案件ほど低い運転維持費で事業を実施できている傾向**があった。
- **設備利用率のデータは6件で、平均値は27.8%、中央値は27.9%であり、想定値（28.0%）と同水準**であった。

- 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) >



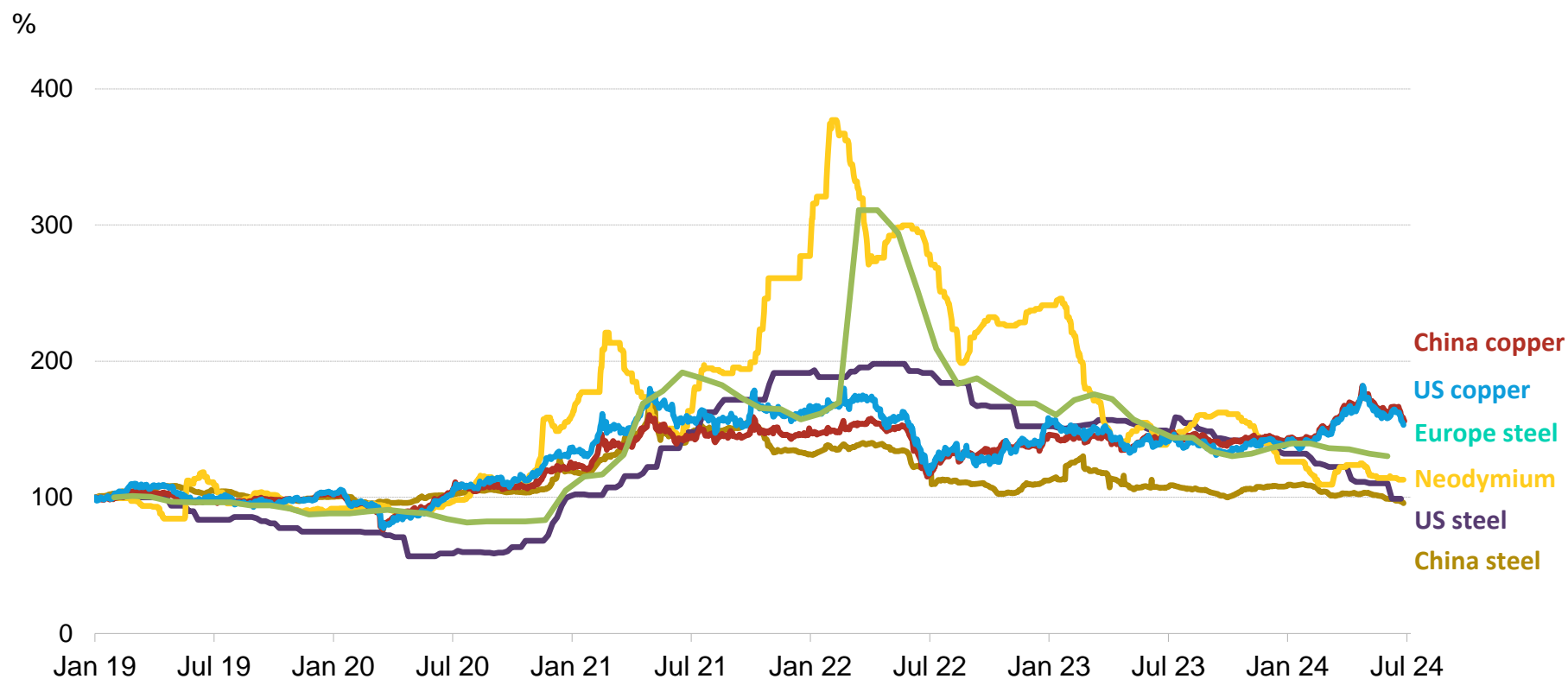
<世界と日本の陸上風力発電のコスト推移 (\$/MWh) >



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。

- 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>



<上限価格の設定方法①>

- 上限価格の設定にあたっては、以下の点に留意しつつ、検討を行うことが重要ではないか。
 - ✓ 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こと。
 - ✓ 今年度入札における平均落札価格は12.73円/kWhと、上限価格14.00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。
- 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27.5万円/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ことから、2027年度の想定値は、2025年度の想定値を据え置くこととしてはどうか。
- 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0.81万円/kW/年と、2025年度の想定値0.85万円/kW/年と概ね同水準であることから、2027年度の想定値は、2025年度の想定値を据え置くこととしてはどうか。
- 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（2021,2022,2023年）の設備利用率データの平均値・中央値に着目すると、2021～2023年設置案件のそれぞれの平均値を平均した値は28.8%、中央値を平均した値は29.0%と、2025年度の想定値29.1%とほぼ同水準。こうした分布もふまえ、2027年度の想定値は、2025年度の想定値を据え置くこととしてはどうか。なお、資本費や運転維持費同様、37,500kW以上の中央値に着目すると、2021年設置分が0件であるため、直近2年間でしか算定ができず単純比較はできないが、2022～2023年設置それぞれの中央値を平均した値は30.8%であった。風車の大型化・効率化についても考慮しつつ、引き続き実態把握を進める必要がある。

<上限価格の設定方法②>

- 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、引き続き自立化に向けて、より一層の**コスト低減を促していく必要がある**。実際、**入札における平均落札価格は低減していること（低減率：第2回▲3.5%、第3回▲10%、第4回▲10%）**や、**発電コスト検証ワーキンググループ**においても、**建設費**について、IEA「World Energy Outlook」（2023）のデータによる算出により、2023年から2040年への**低減率が7-9%**とされていること等を踏まえると、より低い価格で事業実施を行う余地はあると考えられる。

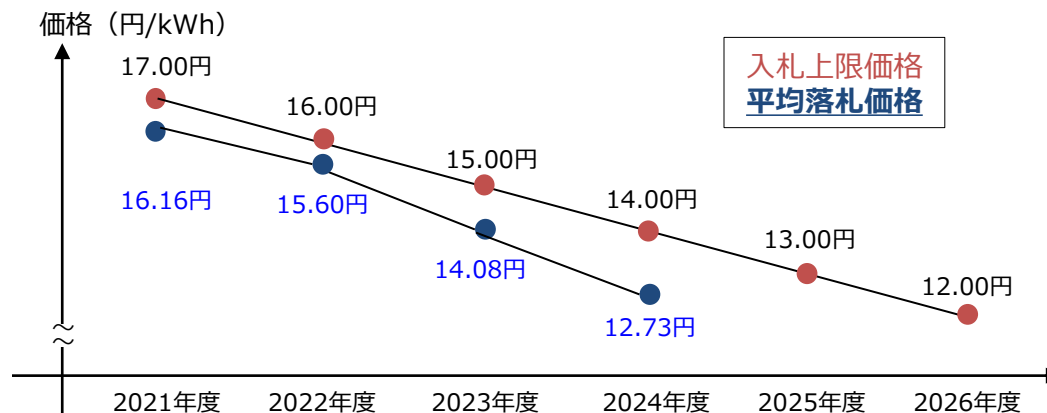
※ 第3回入札は応札容量が1,300MWを上回ったため、指針に基づき、第3回入札の平均落札価格14.08円/kWhを上限に追加入札を実施し、平均落札価格12.42円/kWh。第4回▲10%は、第3回入札と第4回入札を比較した低減率。

- また、**陸上風力発電の運転年数**については、風車の設計寿命が20年以上であり、多くの事業計画でも20年間の使用を念頭に置いている実態をふまえ、これまで20年間を想定していた。しかし、昨年、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、実際に**20年間以上運転を継続している事業者も一定数見られており**、今年度の本委員会でも、事業者団体から、**設計耐用年数25年間の認証を取得した風車の採用によりコスト低減を進めることが可能**との説明があった。**発電コスト検証ワーキンググループ**における**コスト試算**においても、陸上風力は**運転年数25年を基本ケース**としている。

- こうした動向等も踏まえ、**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、想定する運転年数については25年と設定**してはどうか。

※事業用太陽光と同様に、**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2023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、**9.64円/kWh**を想定。

<陸上風力発電入札における上限価格・平均落札価格の推移>



【陸上風力】将来の建設費（国際機関の予測に沿って低減）

○ 建設費の将来（2040年を想定）のコストについて、建設費が国際機関の予測に沿って低減する（前述①②）と仮定して、以下のとおり示すこととしてはどうか。

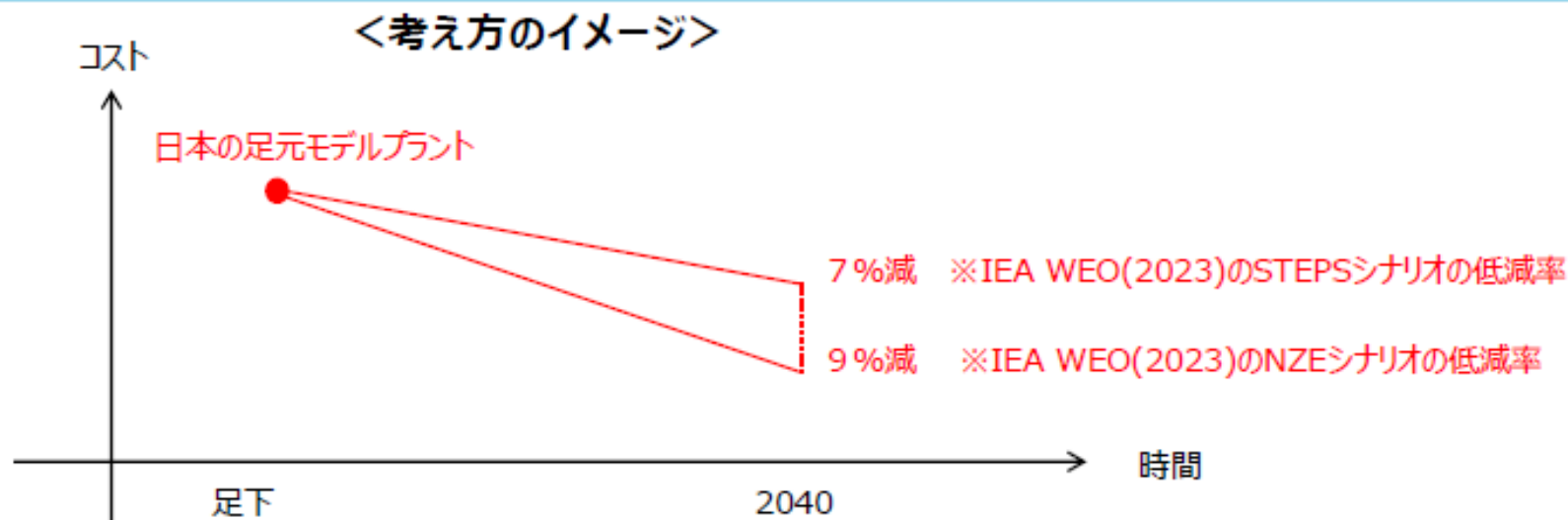
➤ 近年の国際機関による風力の建設費低減シナリオとして、IEA「World Energy Outlook」(2023)の「Global Energy and Climate Model 2023 key input data」を参照し、当該データ中の2023年・2040年・2050年の資本費（Capital costs）から、2023年及び2040年のコストを線形近似により算出し、2023年から2040年への低減率を算出すると、7-9%となる。

※ 建設費の低減率は、IEA WEO(2023)の2022、2030、2050年における陸上風力の資本費データをもとに、資源エネルギー庁にて算出
 (<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-2023-key-input-data>)

※ 数値はWEO2024が出次第、差し替え。

➤ この低減率は、接続費を含む建設費の低減率であるため、足下のモデルプラントの建設費（31.9万円/kW）に接続費（0.3万円/kW）を加えた値（資本費：32.2万円/kW）に低減率を乗じることで、将来の建設費（接続費込み）が29.2-29.9万円/kWとなる。ここから接続費（0.3万円/kW）を減じることで、将来のモデルプラントの建設費を28.9-29.6円/kWと算出してはどうか。

※ 四捨五入により、記載した数値の積が一致しない場合がある。



<上限価格の設定方法③>

- **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年度の本委員会では、資金調達コストの低減の一部を反映させ、**2021~2023年度の陸上風力発電のIRRの想定値を1%低減**し、また、2021年度の本委員会では、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、さらに1%低減させて、新設区分は6%、リプレイス区分は4%**とした。
- **2027年度のIRRの想定値**については、民間機関の調査によれば、**日本の陸上風力発電の資金調達コスト**は、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、**3%程度低減していること**（2023年下半期）や、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%**としてはどうか。

※**2014年度の算定委**においては、**2015年度のIRRを8%と設定**した。

※入札制に移行した2021年度以降も**平均落札価格は下降傾向**で、**直近回は平均落札価格12.73円/kWh**と、上限価格14.00円/kWhより一定程度下回っている。事業者へのヒアリングによると、コスト効率化に加えて、**PPAによる収益等も安価なFIP価格による事業実施に寄与**していることが確認されている。

	2014年度下半期	最新（2023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%
融資分の資金調達コスト (Cost of Debt)	5.27%	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%
資金調達 コスト	5.45%	2.20~3.10%

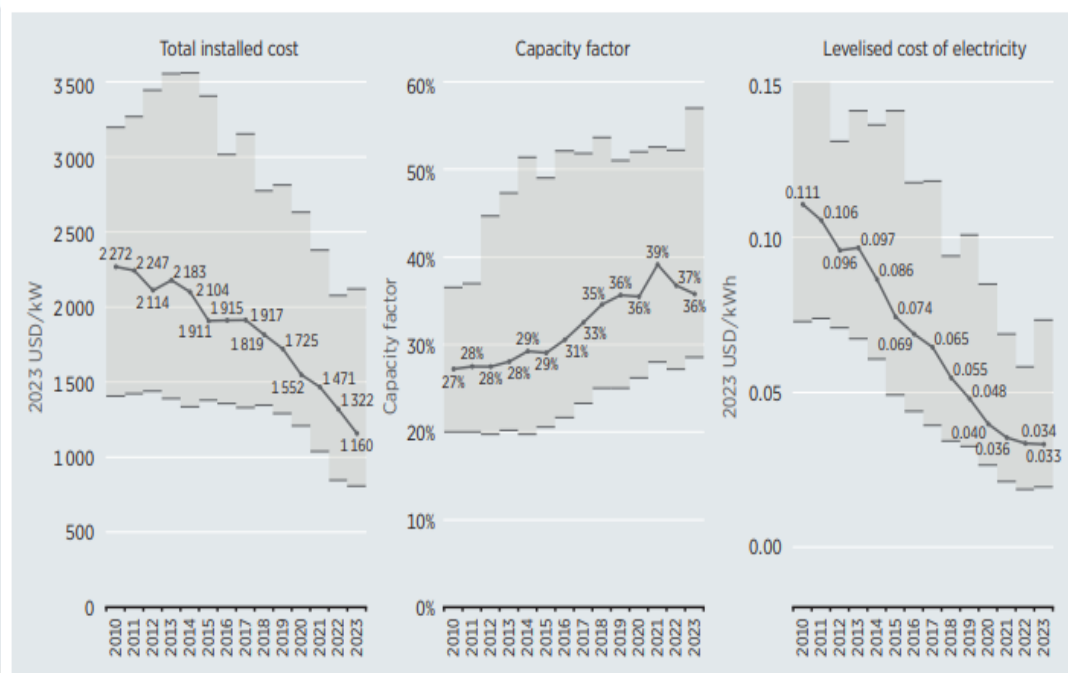
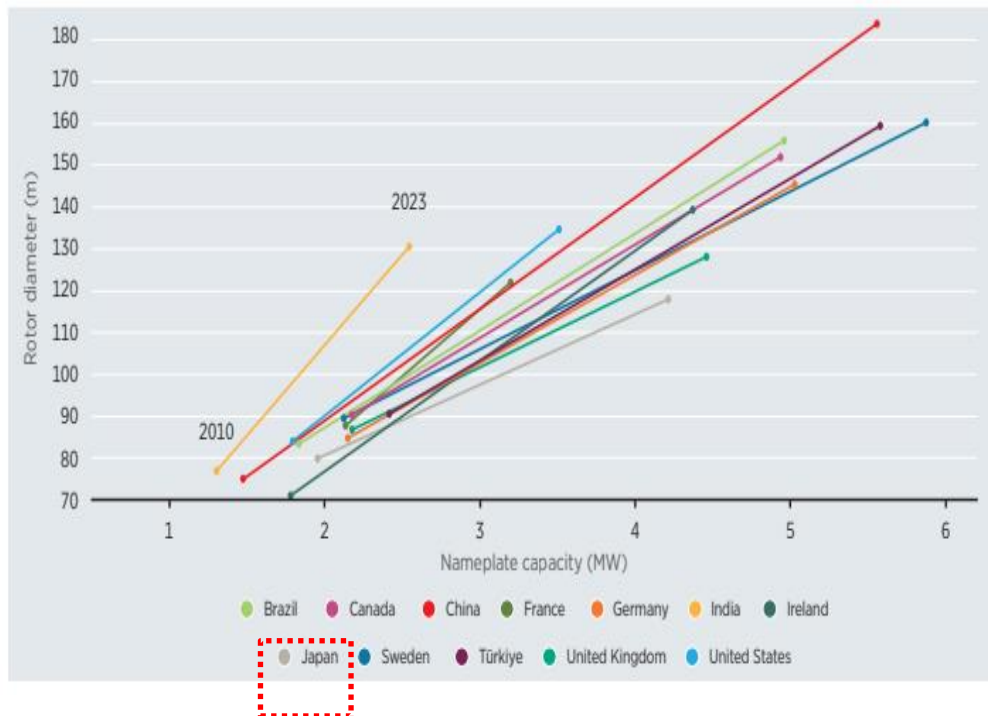
- 国際機関の報告書によると、世界の陸上風力発電設備の規模は経年で大型化の傾向にある。
- また、世界的に設備利用率の向上・コスト低下が着実に進んでいることがわかる。

〈陸上風力発電設備の風車規模の推移〉
(2010-2023)

〈陸上風力発電設備の総設備コスト・設備利用率・LCOEの推移〉
(2010-2023)

Figure 2.2 Weighted average onshore wind rotor diameter and nameplate capacity evolution, 2010-2023

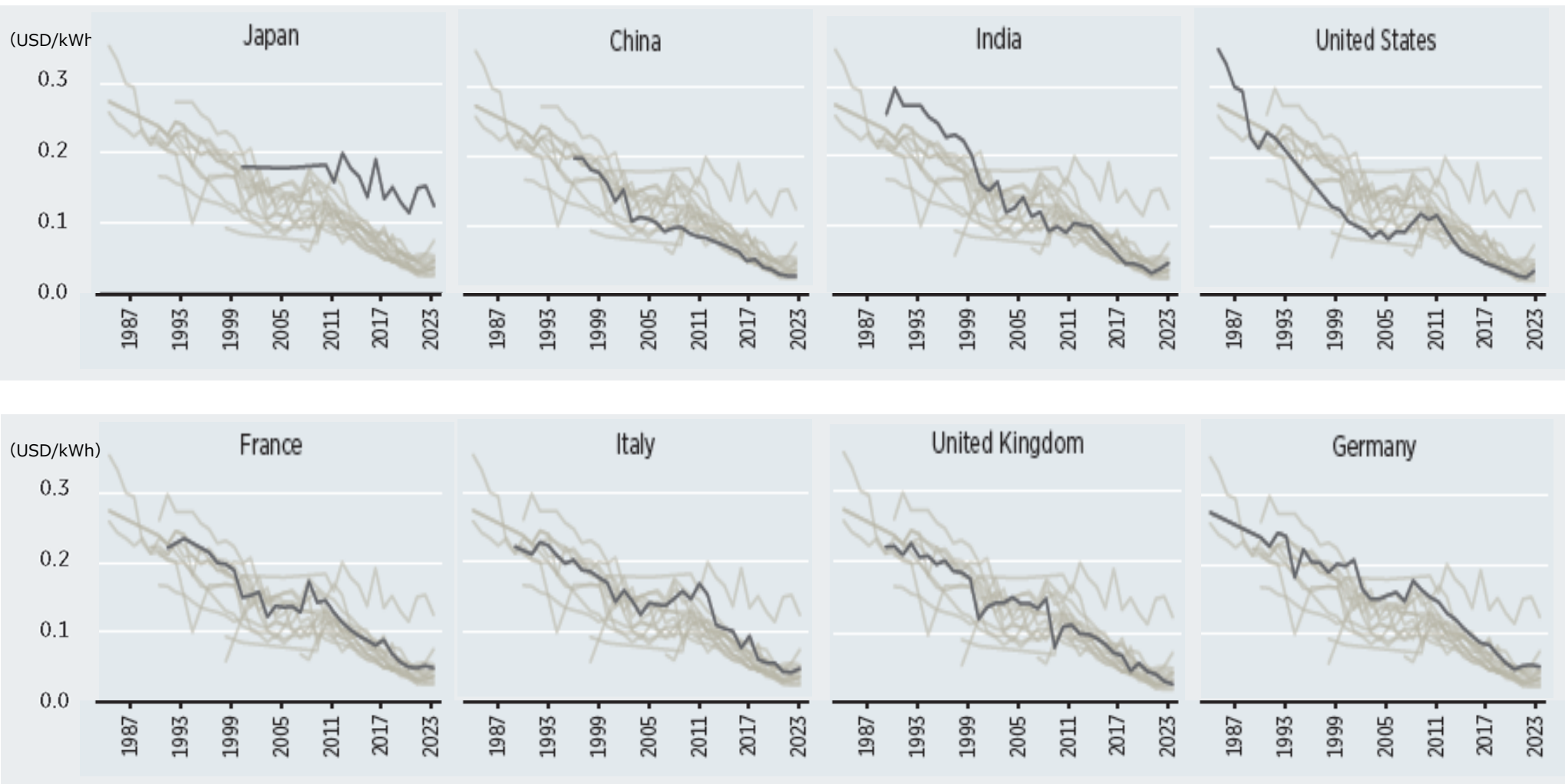
Figure 2.1 Global weighted average and range of total installed costs, capacity factors and LCOEs for onshore wind, 2010-2023



(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 26

- 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：2025・2027年度の調達価格等の取扱い（案） 27

<2027年度の入札対象範囲外の調達価格>

- 2027年度の入札対象範囲外の調達価格については、2022～2026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。

<2025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、2025年度についても、入札制の対象としないこととしてはどうか。
- 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、2025年度のリプレース区分の資本費の想定値については、2024年度までと同様、2025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、2025年度の新設区分において2024年度の想定値を維持していることから、リプレース区分についても、2024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	2024年度		2025年度		2026年度		2027年度	
区分	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	-	-	27.1	-
運転維持費 [万円/kW/年]	0.93	0.93	0.85	0.85	-	-	0.85	-
設備利用率 [%]	28.0	28.0	29.1	29.1	-	-	29.1	-
IRR [%]	6	4	6	4	-	-	5	-

※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。

※2027年度価格は、運転年数25年を前提に上限価格を設定。

(2) 陸上風力発電：2026年度にFIP制度のみ認められる対象等 (案) 28

＜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2025年度にFIP制度のみ認められる対象として設定した。
- 2026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はどうか。
- なお、陸上風力については、2024年11月時点で計48件・約1,337MWのFIP認定、計37件・約1,187MW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、2025年度は1,000kW以上をFIP制度のみ認められる対象とした。2026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

調達価格等算定委員会(第94回)
(2024年10月2日)事務局資料より抜粋

石狩湾新港



写真提供: 石狩湾新港管理組合

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
事業スケジュール:
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程度)>

事業主体: むつ小川原港洋上風力開発株式会社
事業スケジュール: (未定)

秋田港



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
事業スケジュール:
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

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(NEDO実証事業)

鹿島港内

<導入エリア 約680ha(16万kW程度)>

事業主体: 株式会社ウインド・パワー・エナジー
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)

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

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

北九州港内

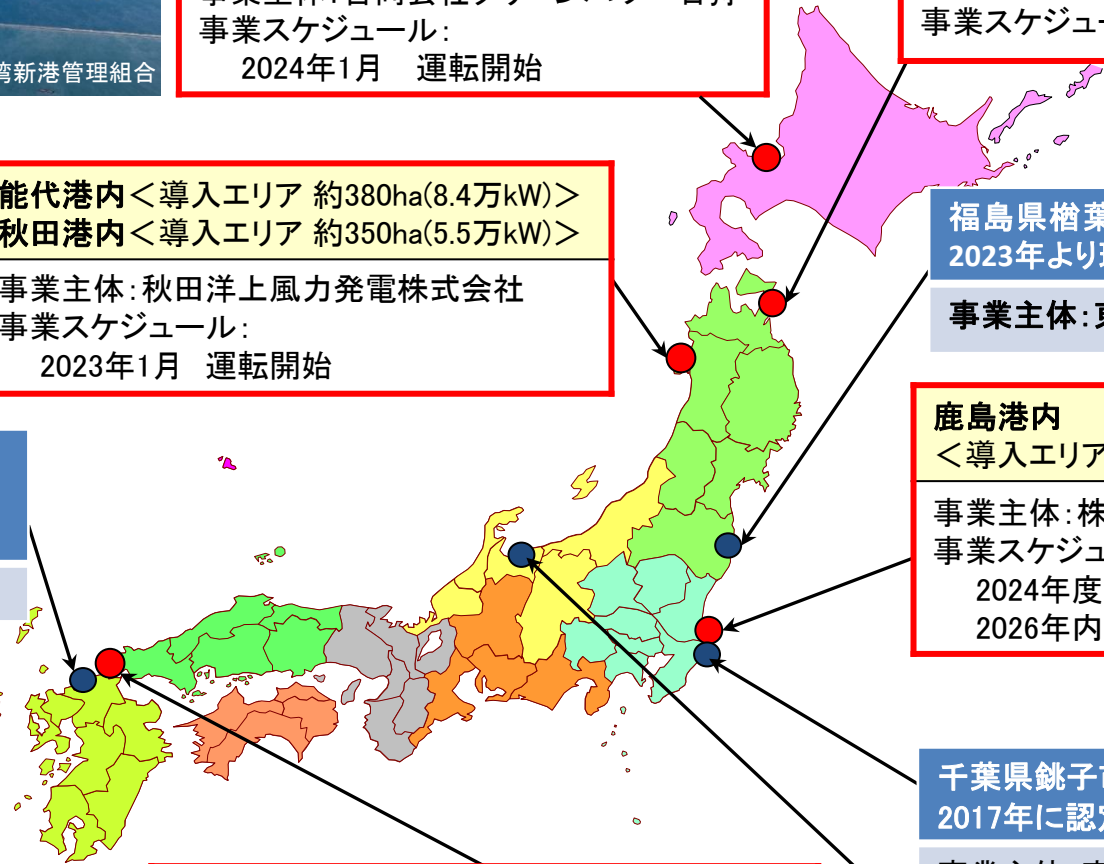
<導入エリア 約2,700ha(最大22万kW)>

事業主体: ひびきウインドエナジー株式会社
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)

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3件得られた。そのうち実証機は1件で**5.1万円/kW/年**であり、**想定値（2.25万円/kW/年）を上回った**。商用機2件の平均値は**2.8万円/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4件で**平均値は28.3%**であり、**想定値（30.0%）をやや下回った**。

(参考) 再エネ海域利用法の施行等の状況

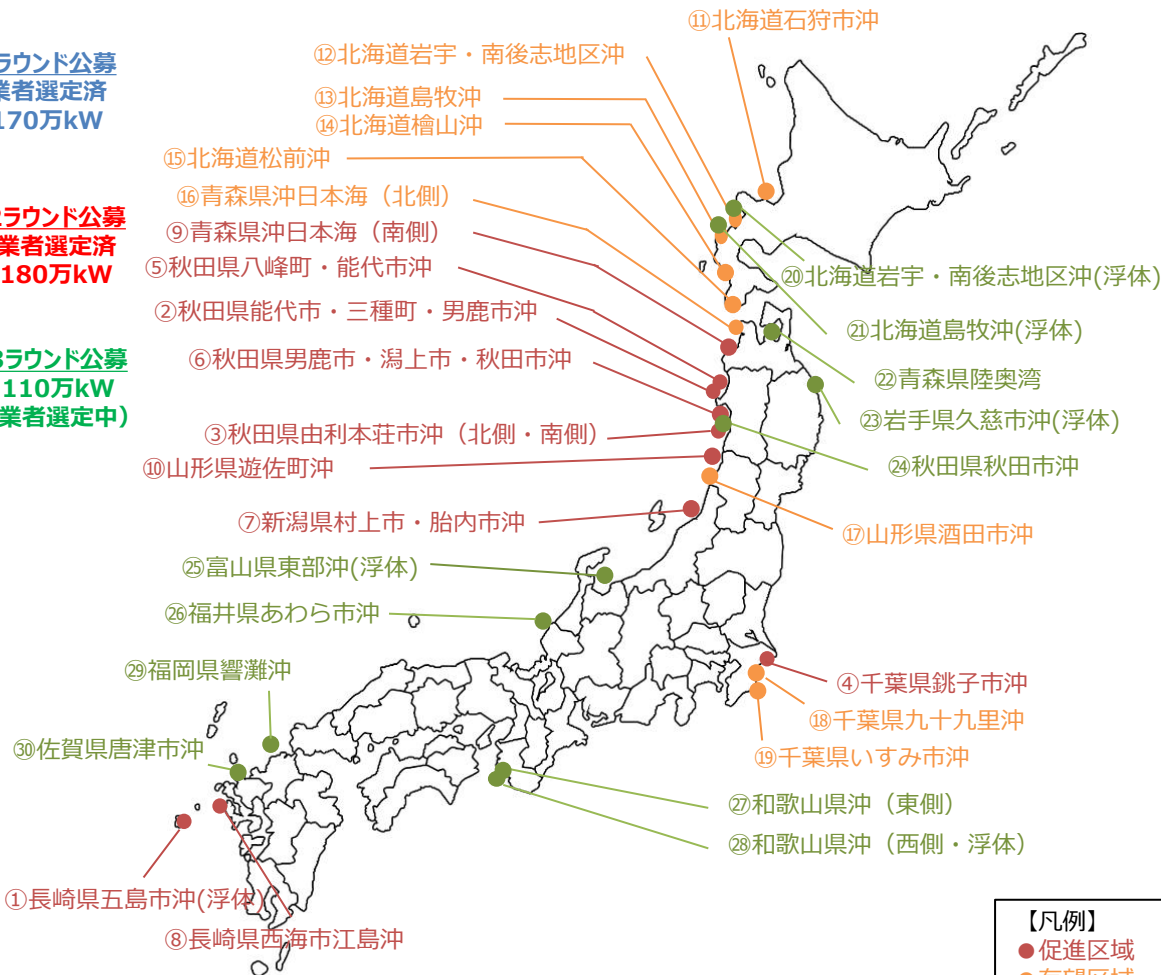
- 第1ラウンドとして、2021年度に長崎県五島沖、秋田県2区域、千葉県銚子沖において発電事業者を選定済。(第1ラウンド合計 約170万kW)
- 第2ラウンドとして、2023年度に秋田県八峰町及び能代市沖、新潟県村上市・胎内市沖、長崎県西海市江島沖において発電事業者を選定済。(第2ラウンド合計 約180万kW)
- 第3ラウンドとして、2023年10月に新たに促進区域として指定した2区域(青森県沖日本海(南側)、山形県遊佐町沖)について、事業者の選定評価中であり、年内を目途に結果を公表予定。(第3ラウンド合計 約105万kW)

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	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
	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
	⑳北海道岩宇・南後志地区沖(浮体)	⑳福井県あわら沖
㉑北海道島牧沖(浮体)	㉑和歌山県沖(東側)	
㉒青森県陸奥湾	㉒和歌山県沖(西側・浮体)	
㉓岩手県久慈市沖(浮体)	㉓福岡県響灘沖	
㉔秋田県秋田市沖	㉔佐賀県唐津市沖	
㉕富山県東部沖(浮体)	㉕和歌山県沖(西側・浮体)	

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
事業者選定済
約180万kW

第3ラウンド公募
約110万kW
(事業者選定中)



【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））

(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	

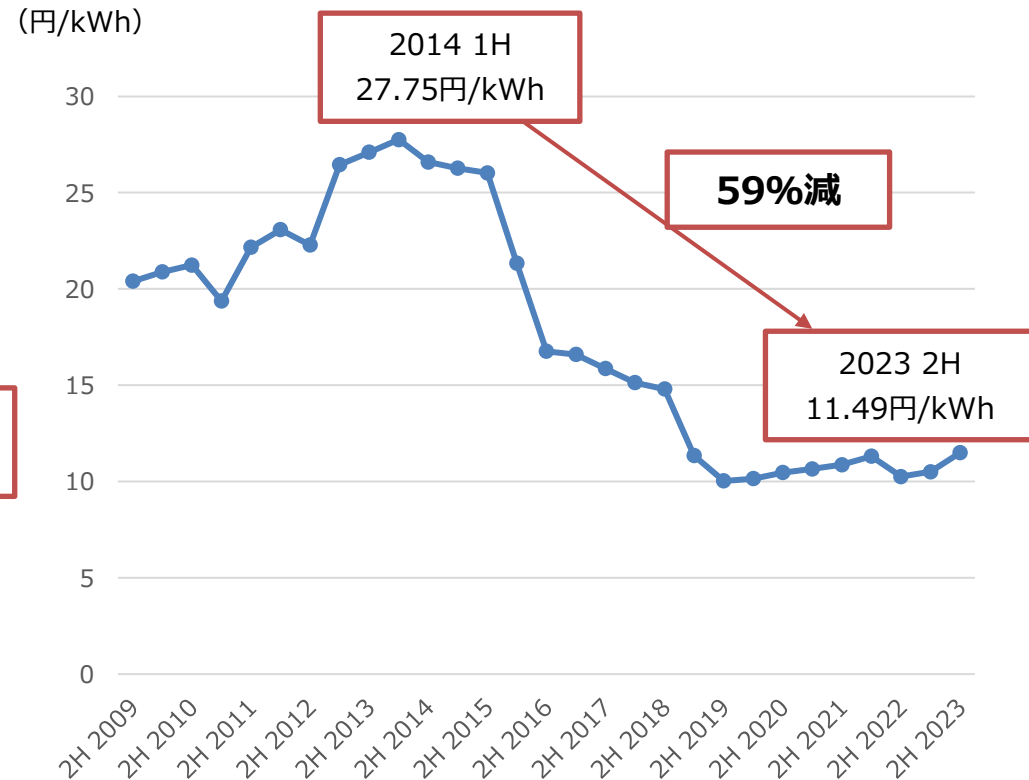
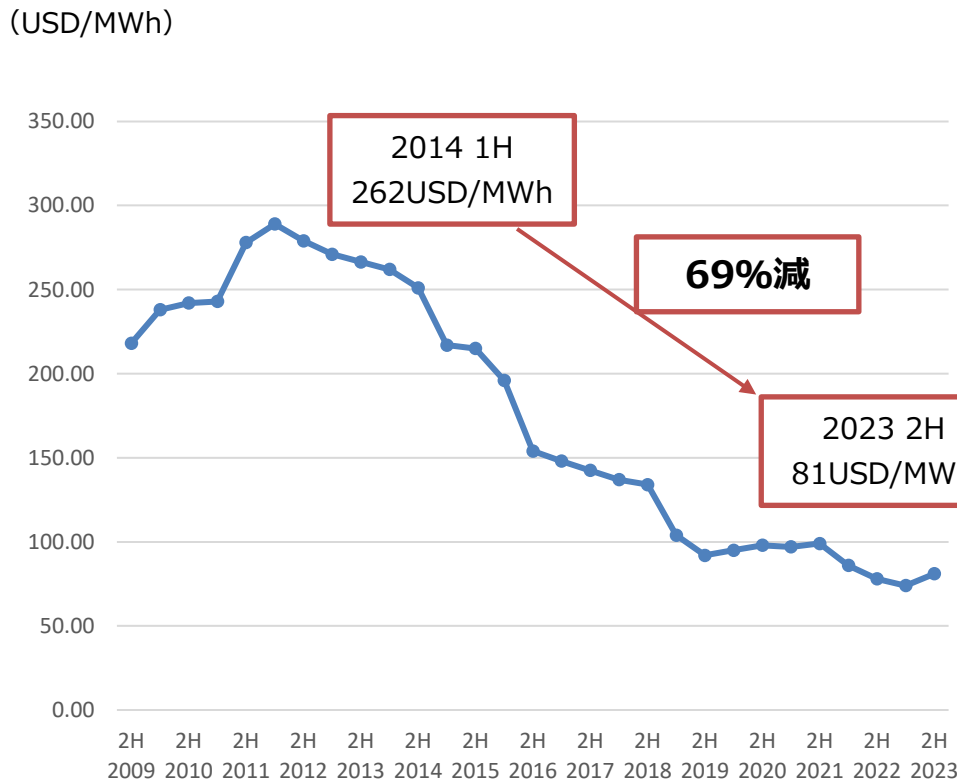
※なお、価格点については、公募占用指針に基づき右記の計算式により算出（計算式：価格点 = 120点 × (最も低い供給価格/当該事業者の供給価格)）

(3) 海外の動向：世界における洋上風力発電のLCOEの推移①

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

- 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＞



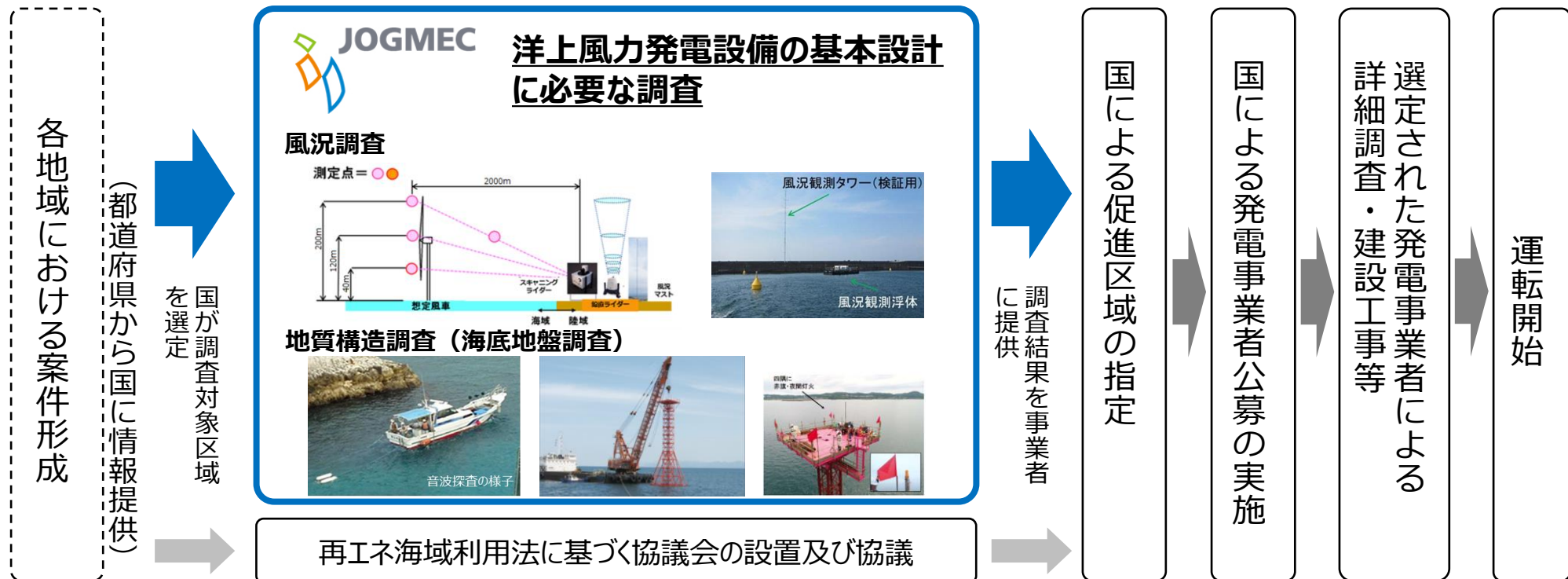
※ 1H：上半期 2H：下半期 ※ 着床式洋上風力発電も浮体式洋上風力発電も含む。

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。

- 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 **O**rganization for **M**etals and **E**nergy 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



- 着床式洋上風力について、引き続き、再エネ海域利用法等に基づき、着実に導入を進めていくとともに、**浮体式洋上風力**についても、**我が国の産業競争力を強化し、早期導入を実現していくこと**を目的に、以下、4点に取り組む。

1. 案件形成

- 改正再エネ海域利用法に基づきEEZで洋上風力を実施していくため、運用ルール等を整備。
- EEZを含む洋上風力の案件形成加速化に向け、JOGMECによるセントラル調査等の体制強化を図る。
- 浮体式洋上風力の導入目標等を含む戦略を策定。国内外から更なる投資を呼び込む魅力的な市場を創出。

2. 研究開発・実証

- 浮体式洋上風力分野で日本がグローバル市場をリードしていくため、我が国の産学官が緊密に連携しつつ、グローバルな共通課題である、コストを抑えつつ量産化する技術等の確立を目指す。
- これに向けて、研究開発・大規模実証を実施するとともに、欧米を中心とした有志国とグローバルに連携し、規格・国際標準等に関する議論を推進。

3. サプライチェーン構築

- 着床式洋上風力に係るサプライチェーンについては、補助金や電力安定供給について重点評価する事業者選定方法により、着実に国内に形成されつつある。
- 浮体式洋上風力についても、GXサプライチェーン補助金を活用しつつ戦略的に設備投資等を実施。国外にも輸出し得る生産基盤を国内に確保。

4. 人材育成

- 洋上風力産業を支える人材育成のため、地域における人材育成拠点の整備を推進。
- 加えて、これら拠点を活用し、大学・高専等の教育研究機関が広く産業界と連携した人材育成枠組を構築。

(参考) 再エネ海域利用法の改正法案 (EEZへの拡大)

第62回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力
NW小委員会 (2024年5月29日) 資料1より抜粋

○ EEZに設置される洋上風力発電設備について、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)**を受けすることができる。

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。

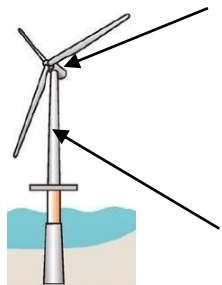
※ EEZにおける洋上風力等に係る発電設備の設置を禁止し、募集区域以外の海域においては設置許可は行わない。

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)

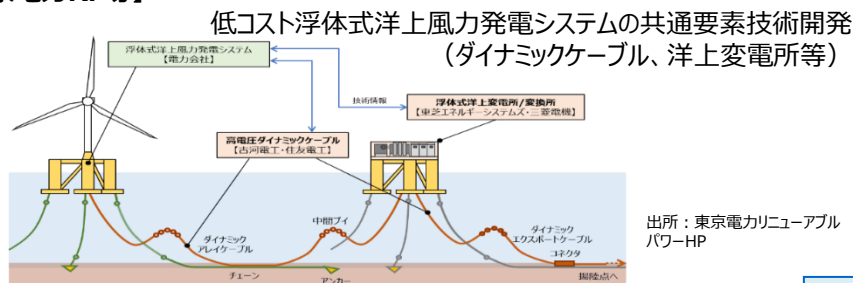
【大同メタル工業株式会社】
風車主軸受の滑り軸受化開発
【株式会社 石橋製作所】
15MW超級増速機ドライブトレインの開発など
【NTN株式会社】
洋上風力発電機用主軸用軸受のコスト競争力アップ

●タワー

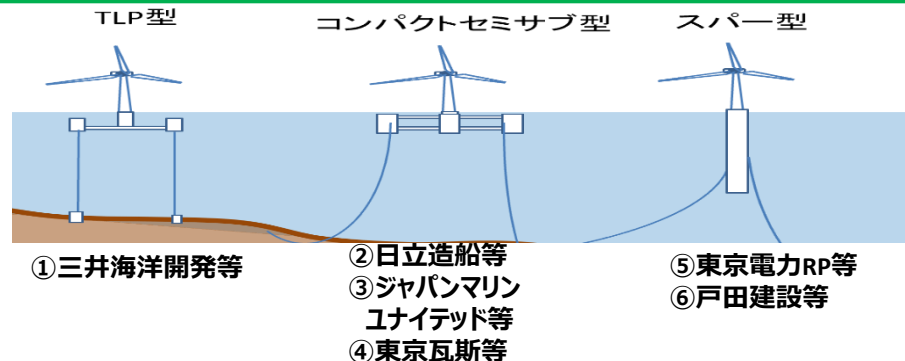
【株式会社駒井ハルテック】
洋上風車用タワーの高効率生産技術開発・実証

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】



②浮体式基礎製造・設置低コスト化技術開発事業



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

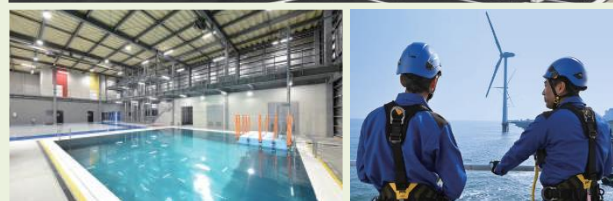
- 洋上風力の事業開発を担う人材、エンジニア、専門作業員の育成に向け、カリキュラム作成やトレーニング施設整備に係る支援を2022年度から実施。（令和5年度6.5億円、令和6年度は洋上風力以外を含めて7.5億円）
- 2024年4月から、支援を受けた事業者によるトレーニング施設が各地でオープン。今後も、地域の高専等を含め産学が連携し、必要なスキルを取得するための政策支援を実施していく。



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。

(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） 41

<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、2025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11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、2026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2027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認定量は2件・31MW、導入量は1件・2MW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、2026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、2026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、将来的な調達価格・基準価格の引下げについても、支援のあり方と併せて検討を進めることとしてはどうか。

(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） 42

<洋上風力発電の2027年度にFIP制度のみ認められる対象>

- 昨年度の本委員会で、2026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、2026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、2027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2026年度と同様としてはどうか。