

風力発電について

2022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）

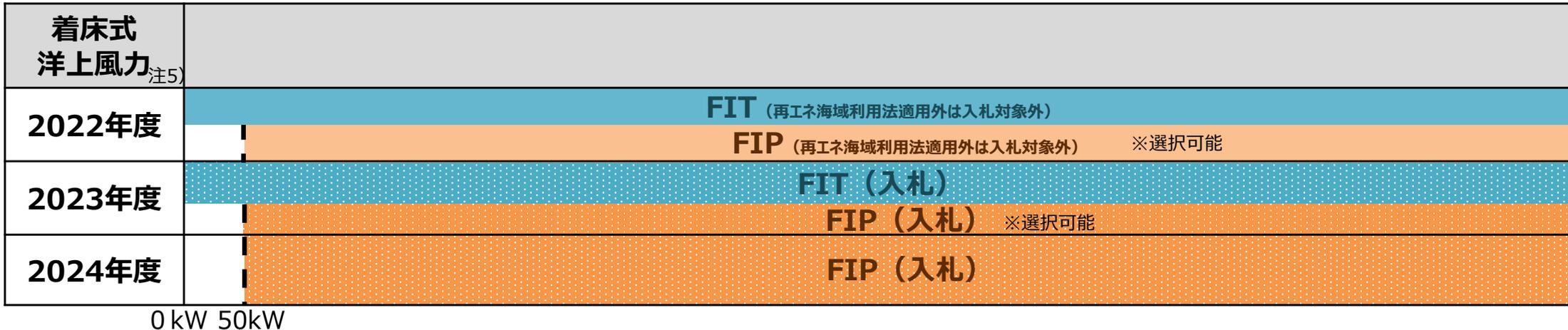
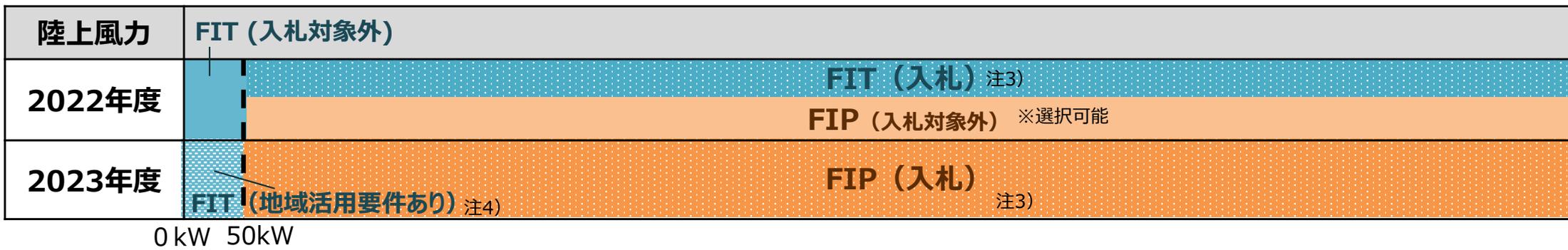
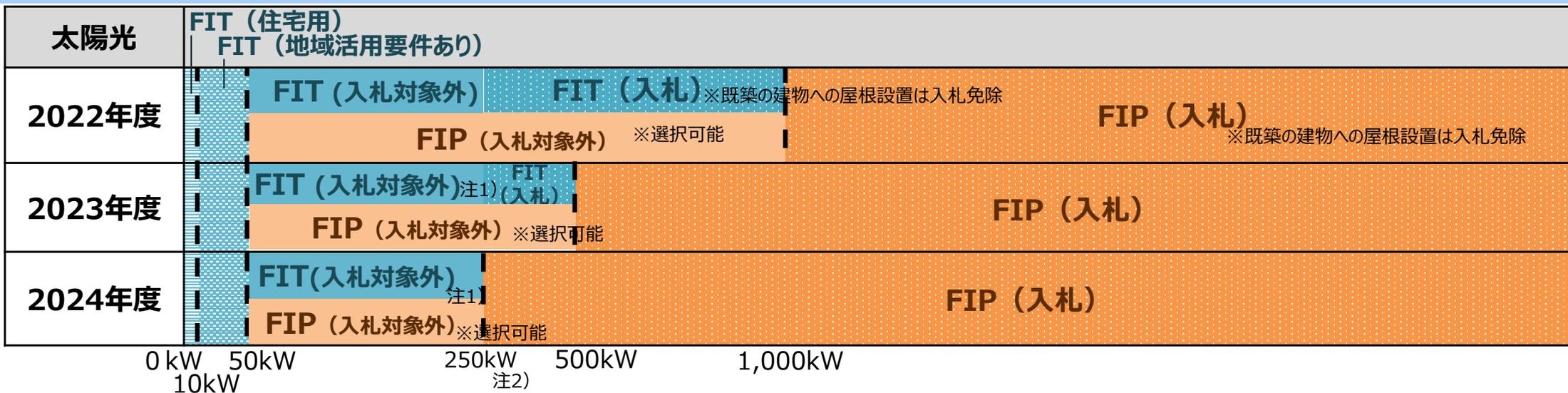
- 陸上風力発電については、昨年度の委員会で、**2022～2024年度の入札制の基本的な方向性（上限価格・入札対象）**や、**2022,2023年度にFIP制度のみ認められる対象等**について、取りまとめたところ。また、洋上風力発電については、**着床式洋上風力発電の2023年度の取扱い、浮体式洋上風力発電の2024年度の基準価格、2022～2024年度のFIP制度のみ認められる対象等**について、取りまとめたところ。
- このため、本日の委員会では、以下の内容について、御議論いただきたい。
 - (1) **陸上風力発電（新設）の2025年度の入札上限価格及び調達価格・基準価格**
陸上風力発電（リプレース）の2023年度の調達価格・基準価格
 - (2) **陸上風力発電の2024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2024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2025年度の基準価格
 - (4) **洋上風力発電の2025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2023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2023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～	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)	入札制 /入札外 (50kW未満)	17円	16円 ※	15円	14円	8～9 円 (2030 年)
	55円 (陸上20kW未満)						36円 (着床式)	入札制 34円	32円							
	36円 (洋上風力 (着床式・浮体式))									36円(浮体式)						
							18円	17円	16円	16円	15円	14円				
風力 (リプレ ース) 【20年】																

御議論いただきたい事項

※ 入札は、FIP新規認定について、2022年度は適用なし、2023年度は未定。入札の回数等は未定。

(参考) FIT/FIP・入札の対象 (太陽光・風力) のイメージ



注1) 太陽光の2023年度、2024年度の入札対象の閾値は、2022年度の閾値をそのまま仮定していることに留意。 注2) 2024年度にFIP制度のみ認められる対象は原則250kW以上
 注3) リブレースは入札対象外。なおかつ1,000kW未満は、FIT/FIPが選択可能。 注4) 沖縄地域・離島等供給エリアは地域活用要件なしでFIT制度を選択可能とする。 注5) 浮体式洋上風力については、FIT/FIPが選択可能。

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78回）
（2022年10月12日）事務局資料より抜粋

● 足元のエネルギー情勢やGXの加速に向けた検討

- 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%との野心的な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。
- 特に、足元、ロシアによるウクライナ侵略をきっかけに世界のエネルギー情勢が一変する中で、エネルギーの安定供給の確保を大前提に、クリーンエネルギー中心の経済社会・産業構造の転換（GX）を加速させることが必要。こうした中、再エネの導入拡大はエネルギー源の多様化にも資することから、再エネの最大限活用を進めていくことが重要。
- 今年度の本委員会では、こうした点をふまえた、再エネ大量導入小委員会等の関係審議会における検討もふまえつつ、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78回）
（2022年10月12日）事務局資料より抜粋

<風力発電>

- **陸上風力発電の2023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ふまえて、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、2023年度入札の募集容量・入札実施回数等や、2025年度入札の上限価格について、どう設定するか。
- **小規模陸上風力発電（新設：50kW未満）の地域活用要件**
 - 地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電と同様に、太陽光発電と比べ立地制約が大きいことから、その地域活用要件の具体内容については、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電と同様の要件を設定するべきか。
- **着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2023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2023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2025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2025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ふまえて、どう設定するか。

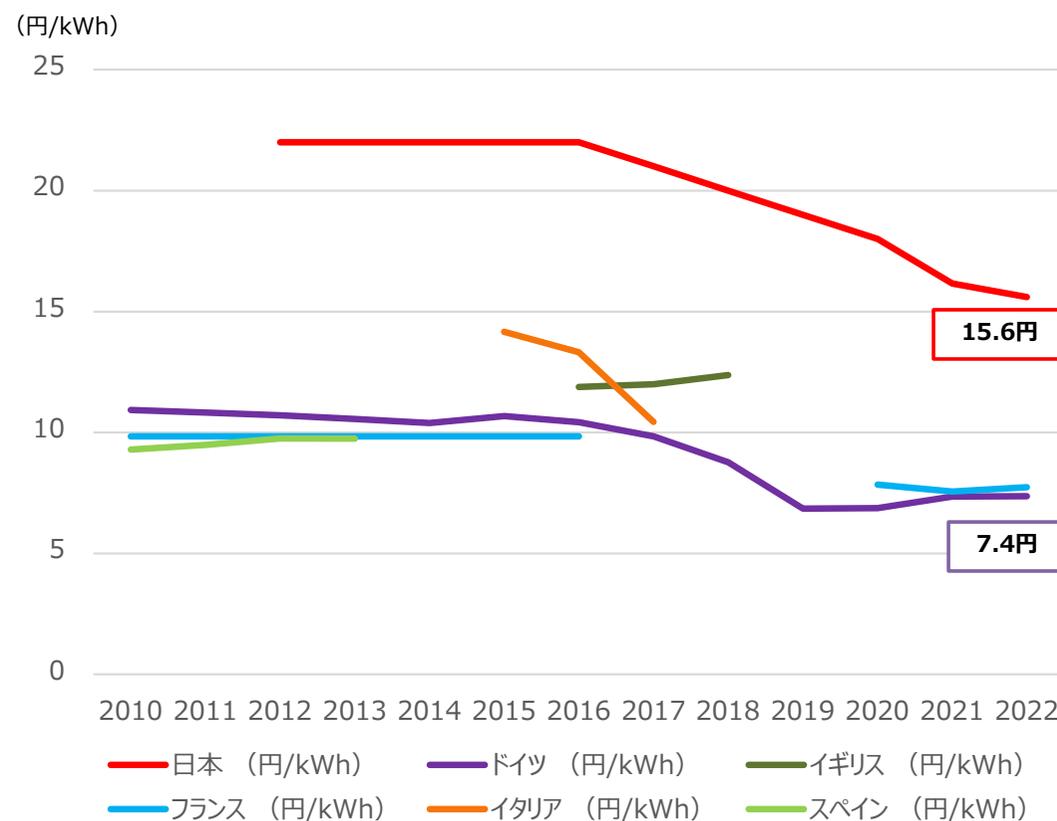
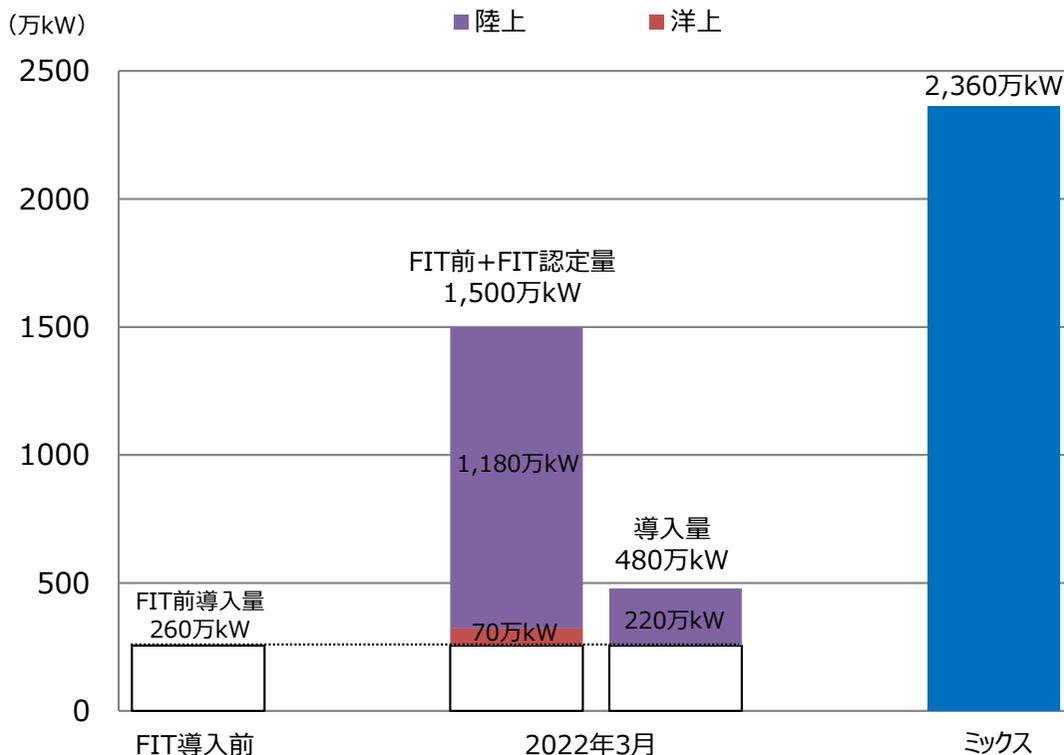
(参考) 風力発電のFIT・FIP認定量・導入量・買取価格

調達価格等算定委員会（第78回）
（2022年10月12日）事務局資料より抜粋・一部修正

- 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**1,500万kW**、導入量は**480万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**16円/kWh**（2022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**29円/kWh**（2022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>

<風力発電（20,000kW）の各国の買取価格>



※ 失効分（2022年3月時点で確認できているもの）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認定・導入状況

<FIT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)	10(1)	304(16)	103(3)	133(3)	51(1)	725(58)
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(32)	0(0)	0(0)	0(0)	135(28)	9(1)	344(17)	196(6)	42(1)	278(3)	1,004(88)
2015年度	3(188)	0(0)	0(0)	0(0)	74(17)	0(0)	100(5)	35(1)	86(2)	182(3)	480(216)
2016年度	44(2,281)	0(0)	0(0)	0(0)	314(63)	0(0)	316(16)	232(7)	379(9)	1,576(19)	2,860(2,395)
2017年度	46(2,385)	0(0)	0(0)	0(0)	64(14)	0(0)	63(3)	64(2)	88(2)	712(9)	1,037(2,415)
2018年度	42(2,169)	6(118)	0(0)	0(0)	80(14)	0(0)	86(4)	68(2)	120(3)	641(8)	1,042(2,318)
2019年度	0(17)	9(200)	0(0)	1(2)	66(15)	9(1)	170(8)	96(3)	92(2)	949(10)	1,390(258)
2020年度	0(2)	3(54)	0(0)	1(1)	63(13)	0(0)	192(10)	237(7)	438(10)	1,829(26)	2,763(123)
2021年度	0(1)	1(17)	0(0)	0(0)	40(8)	0(0)	29(1)	34(1)	92(2)	50(1)	246(31)
	136(7,082)	18(390)	0(0)	2(3)	1,037(226)	36(4)	1,604(80)	1,099(33)	1,506(35)	6,318(81)	11,757(7,934)

<FIT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)	10(1)	78(4)	0(0)	0(0)	0(0)	110(21)
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(42)	0(0)	0(0)	0(0)	44(13)	0(0)	17(1)	36(1)	0(0)	51(1)	148(58)
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(300)	0(0)	0(0)	0(0)	51(13)	9(1)	47(2)	65(2)	0(0)	0(0)	178(318)
2018年度	10(504)	0(0)	0(0)	0(0)	20(5)	0(0)	66(3)	30(1)	42(1)	0(0)	167(514)
2019年度	6(306)	0(0)	0(0)	0(0)	68(18)	0(0)	151(8)	69(2)	122(3)	51(1)	468(338)
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)
	33(1,763)	0(2)	0(0)	1(1)	407(100)	27(3)	789(40)	264(8)	349(8)	355(5)	2,224(1,930)

※ 2022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認定・導入状況

＜FIT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)	27(11)	0(0)	300(15)	96(3)	43(1)	0(0)	466(31)
2021年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	9(1)	27(2)	33(1)	0(0)	123(2)	191(6)
	0(0)	0(0)	0(0)	1(2)	54(19)	16(2)	383(20)	159(5)	43(1)	123(2)	779(51)

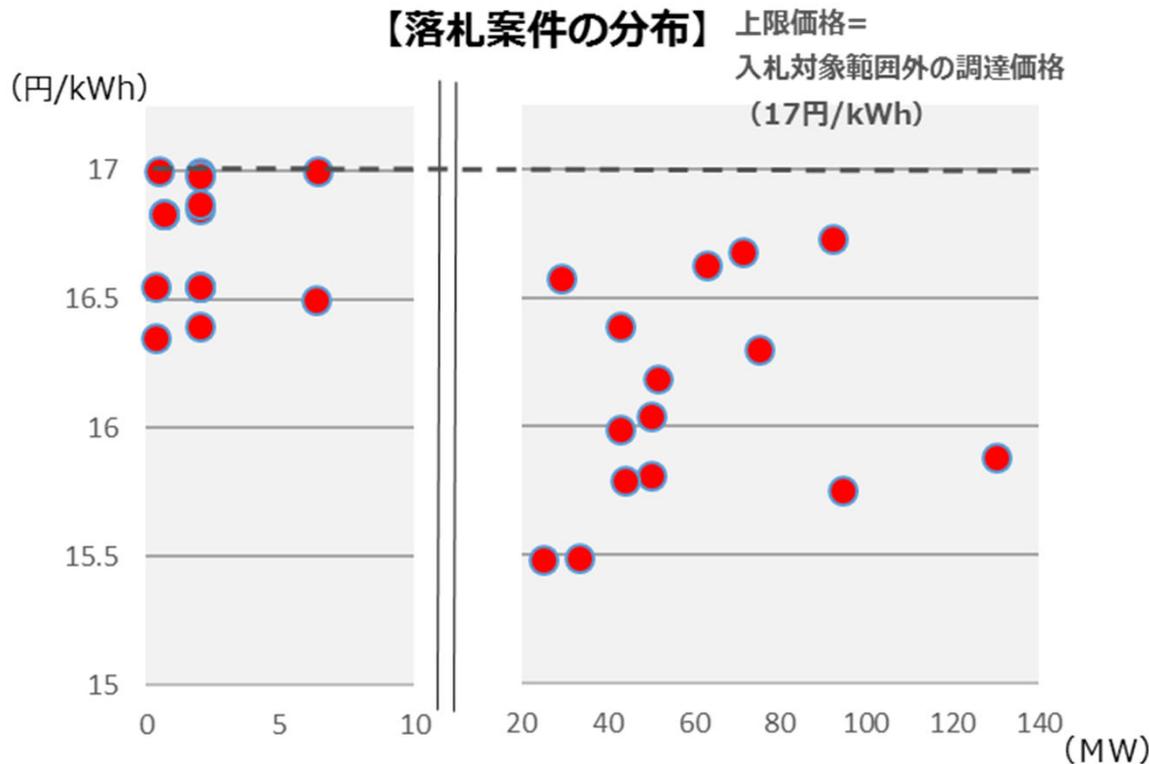
＜FIT導入量＞ 単位：MW（件）

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)
	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	5(2)	0(0)	34(2)	0(0)	0(0)	0(0)	40(4)

※ 2022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：2021年度の入札結果（第1回陸上風力発電）⁹

- 陸上風力発電については、2021年度から入札制に移行。
- 第1回入札は、対象250kW以上、上限価格を17.00円/kWh（事前公表）、募集容量を1,000MWとして、昨年10月に実施。
- 応札件数・容量は32件・936MWと、募集容量1,000MWをわずかに下回り、応札分は全件落札された。
- 一方で、平均落札価格は16.16円/kWhと、上限価格17.00円/kWhを大きく下回っており、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44件・1,455MWであり、このうち12件・518MW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。



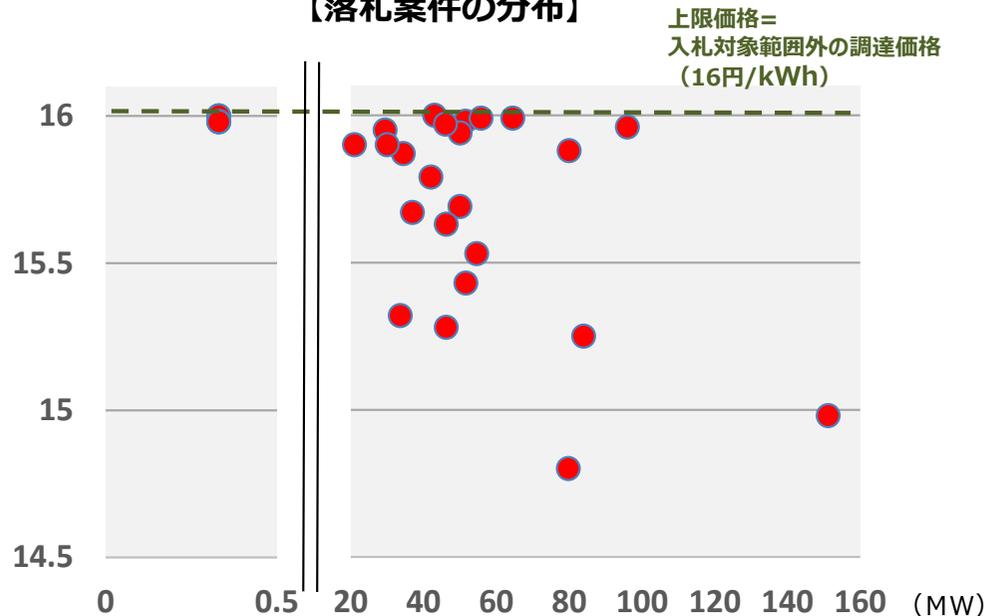
入札の結果	
入札参加申込件数・容量	： <u>44件・1,455MW</u>
入札参加者の最大出力	： <u>130MW</u>
参加資格を得た件数・容量	： <u>39件・1,182MW</u>
実際の入札件数・容量	： <u>32件・936MW</u>

落札の結果	
上限価格	： <u>17.00円/kWh</u>
落札件数・容量	： <u>32件・936MW</u>
平均落札価格	： <u>16.16円/kWh</u>

(参考) 国内のコスト動向：今年度の入札結果（第2回陸上風力発電） 10

- 第2回入札は、対象50kW以上（ただし、FIP区分は対象外）、上限価格を16.00円/kWh（事前公表）、募集容量を1,300MWとして、今年10月に実施。
- 応札件数・容量は30件・1,290MWと、募集容量1,300MWをわずかに下回り、応札分は全件落札された。
- 一方で、平均落札価格は15.60円/kWhと、上限価格16.00円/kWhを下回っており、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38件・1,646MWであり、このうち8件・356MWは実際の入札まで進んでいない。

【落札案件の分布】



入札の結果

入札参加申込件数・容量 : **38件・1,646MW**
入札参加者の最大出力 : **151MW**
参加資格を得た件数・容量 : **37件・1,613MW**
実際の入札件数・容量 : **30件・1,290MW**

落札の結果

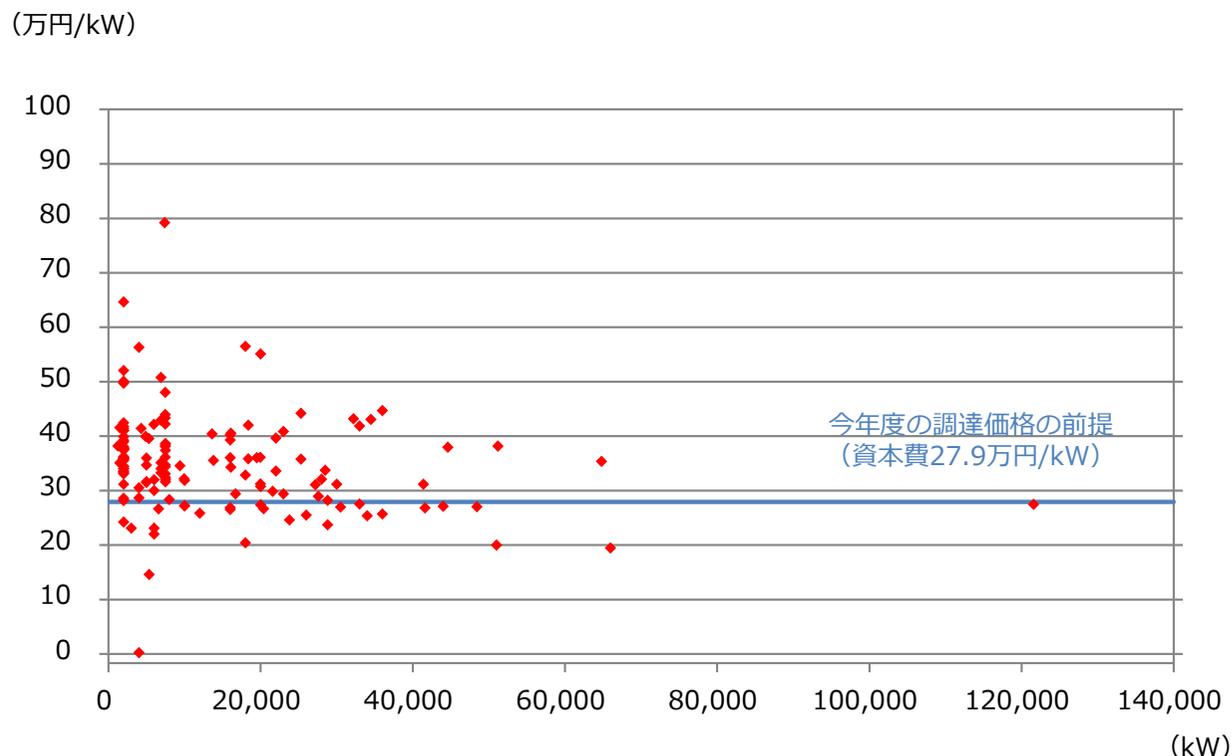
上限価格 : **16.00円/kWh**
落札件数・容量 : **30件・1290MW**
平均落札価格 : **15.60円/kWh**

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

- 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145件。**2022年度、2023年度、2024年度の調達価格等における資本費の想定値27.9万円/kW、27.5万円/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、**27.5万円/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、2022年度の想定値27.9万円/kWより低い事業者の割合（件数ベース）

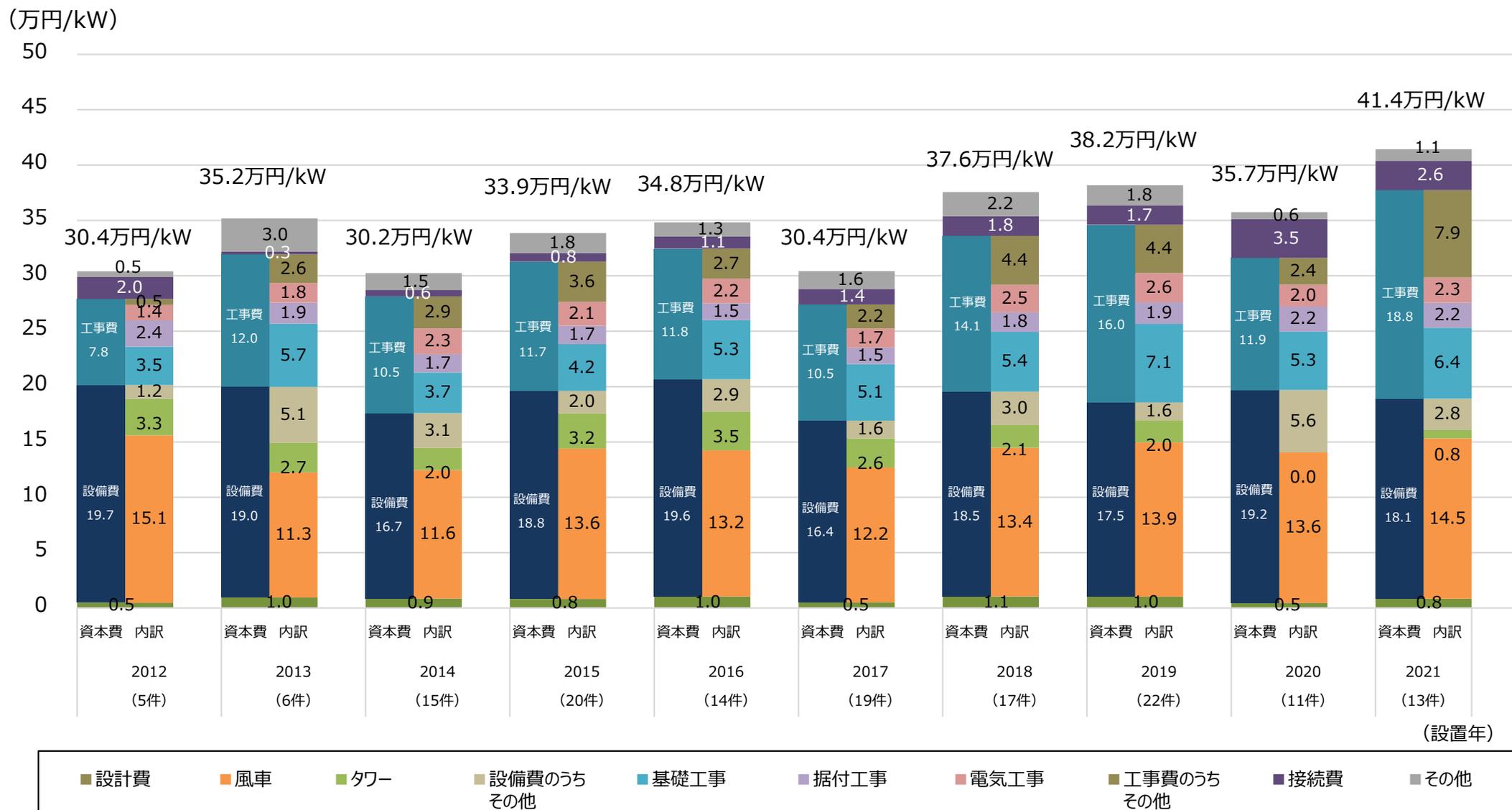
規模	2022年度の想定値より資本費が低い事業の割合 (件数ベース)
50kW以上 (145件)	19% (35.0/34.7)
7,500kW以上 (63件)	33% (32.8/31.2)
30,000kW以上 (19件)	53% (31.6/27.5)
37,500kW以上 (10件)	60% (29.0/27.3)

※ 2022年7月29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。

※ 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

■ 陸上風力発電の資本費の構成を設置年別に分析すると、各設置年の平均値は概ね横ばいの傾向（設備費は減少傾向にある一方で、工事費は増加傾向。）ただし、各設置年の件数も小さく、設置年ごとのばらつきが大きいことにも留意する必要がある。

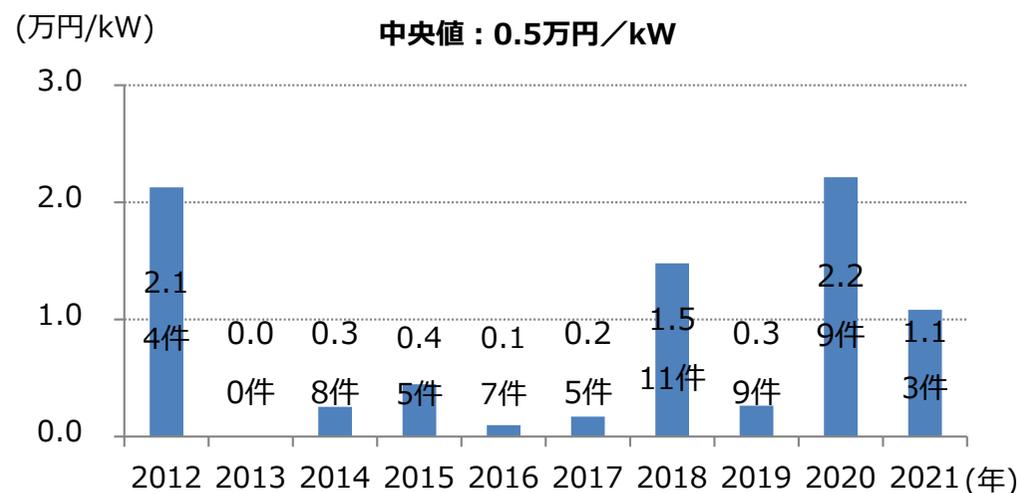
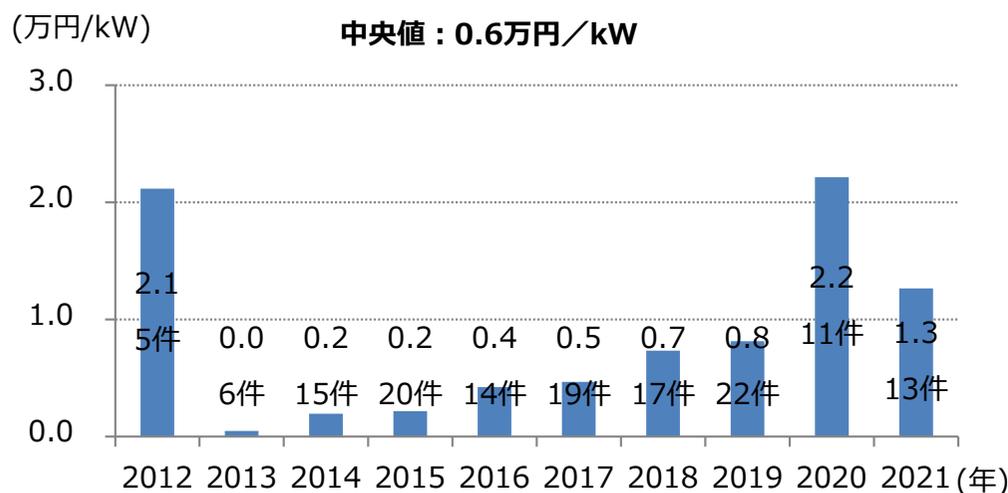
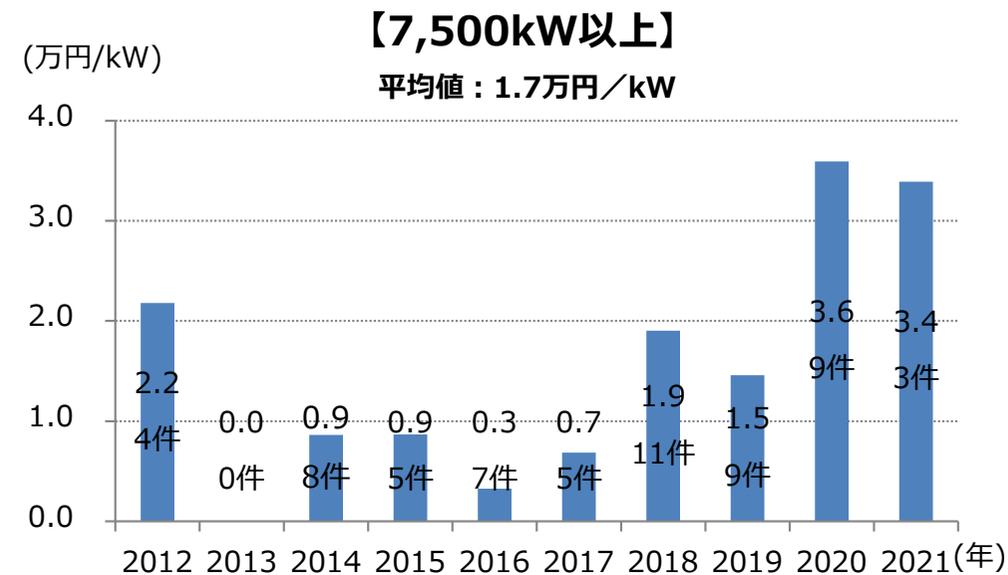
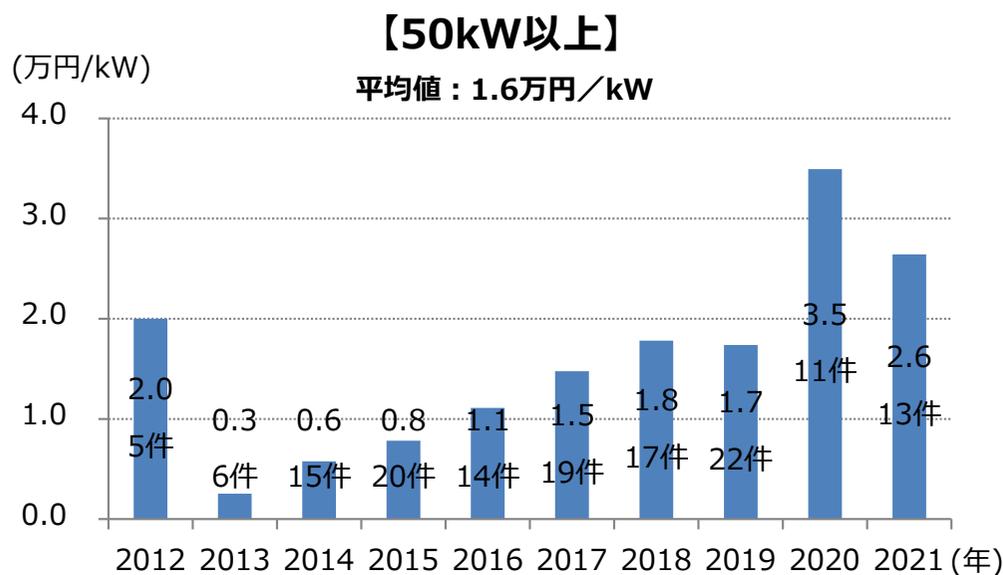


※タワーについては、風車に含めて費用を報告しているケースもあると考えられる。

※ 2022年7月29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） 14

- 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1.6万円/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。

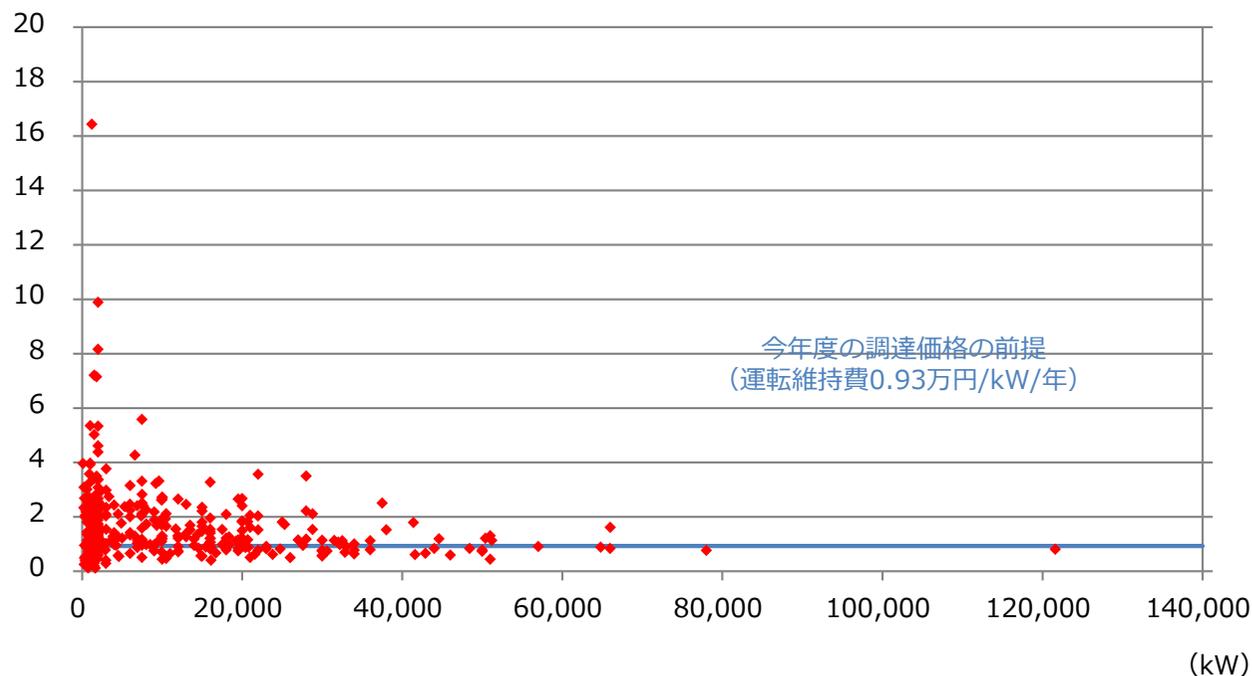


※ 2022年7月29日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

- 運転維持費の定期報告データは427件であった。2021～2023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1.35万円/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、**1.15万円/kW/年**
 - より大規模な**30,000kW以上**では、**0.85万円/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>

(万円/kW/年)



<規模帯と運転維持費が低い事業の割合>

規模	2022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 (427件)	25% (1.66/1.35)
7,500kW以上 (163件)	33% (1.35/1.15)
30,000kW- (38件)	61% (0.97/0.85)
37,500kW- (21件)	62% (1.05/0.85)

※括弧内は資本費の平均値／中央値

※ 2022年7月29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。
- **2022年度の想定値26.8%を超えるデータは多く**、特に2013年度以降の設置案件の**平均値・中央値**の多くが、26.8%を超えている。また、**2023年度・2024年度の想定値28.0%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。その年々の風況により、ばらつきがあることもふまえ、**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、2019～2021年設置それぞれの平均値を平均した値は**30.1%**、中央値を平均した値は**29.1%**。

50kW以上 全体		設備利用率（平均値）			
		今年度のデータ (2021年6月～ 2022年5月)	昨年度のデータ (2020年6月～ 2021年5月)	2年前のデータ (2019年6月～ 2020年5月)	左記3年間での 各年データ 平均
設置年	2021年	35.8%(3)			35.8%(3)
	2020年	27.5%(11)	28.5%(9)		28.0%(20)
	2019年	25.7%(23)	27.9%(18)	24.6%(6)	26.4%(47)
	2018年	24.7%(8)	27.3%(7)	32.2%(3)	26.9%(18)
	2017年	24.9%(20)	27.7%(20)	25.7%(15)	26.1%(55)
	2016年	26.1%(17)	27.7%(17)	28.4%(12)	27.3%(46)
	2015年	26.6%(23)	26.6%(23)	27.7%(21)	26.9%(67)
	2014年	25.0%(21)	25.4%(19)	26.0%(20)	25.4%(60)
	2013年	27.3%(10)	27.8%(9)	28.2%(11)	27.8%(30)
	2012年	18.7%(9)	22.5%(8)	18.2%(8)	19.7%(25)

平均
30.1%

50kW以上 全体		設備利用率（中央値）			
		今年度のデータ (2021年6月～ 2022年5月)	昨年度のデータ (2020年6月～ 2021年5月)	2年前のデータ (2019年6月～ 2020年5月)	左記3年間での 各年データ 平均
設置年	2021年	34.1%			34.1%
	2020年	26.8%	29.0%		27.9%
	2019年	25.1%	27.5%	22.9%	25.2%
	2018年	25.4%	29.7%	32.0%	29.0%
	2017年	25.0%	29.1%	25.7%	26.6%
	2016年	26.5%	28.1%	27.9%	27.5%
	2015年	28.1%	25.2%	30.1%	27.8%
	2014年	25.9%	26.0%	27.4%	26.4%
	2013年	29.4%	29.5%	29.9%	29.6%
	2012年	19.3%	26.0%	17.3%	20.8%

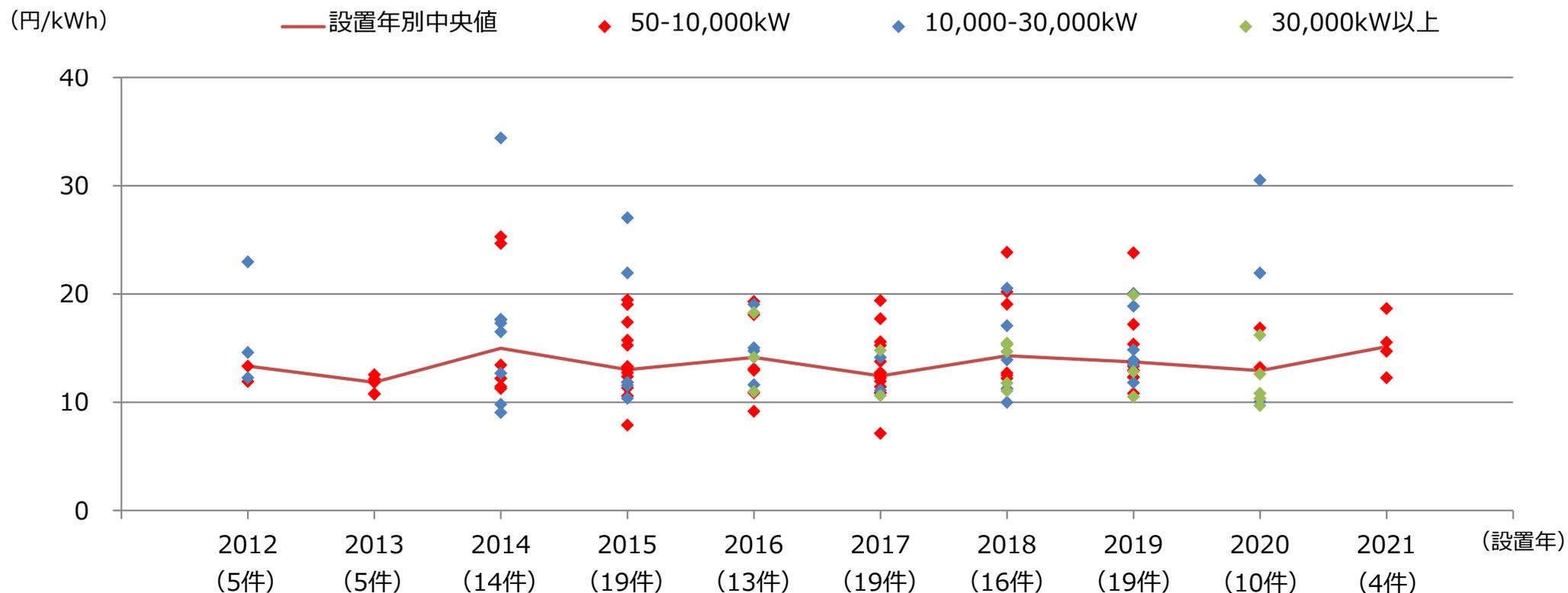
平均
29.1%

※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、概ね10円台前半で横ばいに推移**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、なかには、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）＞

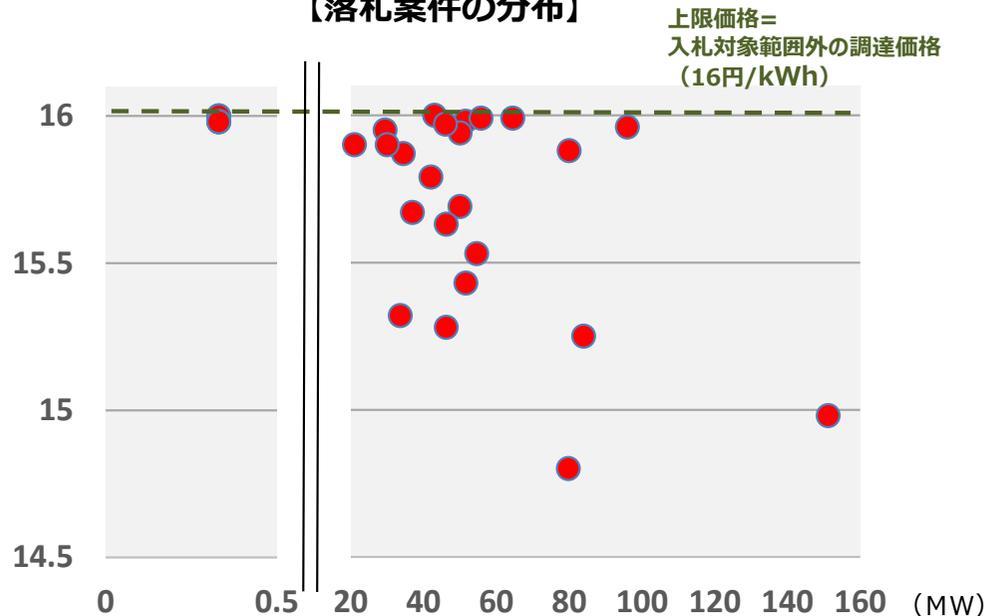


※ 2022年7月29日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

※ (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。

- 第2回入札は、対象50kW以上（ただし、FIP区分は対象外）、上限価格を16.00円/kWh（事前公表）、募集容量を1,300MWとして、今年10月に実施。
- 応札件数・容量は30件・1,290MWと、募集容量1,300MWをわずかに下回り、応札分は全件落札された。
- 一方で、平均落札価格は15.60円/kWhと、上限価格16.00円/kWhを下回っており、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38件・1,646MWであり、このうち8件・356MWは実際の入札まで進んでいない。

【落札案件の分布】



入札の結果

入札参加申込件数・容量 : **38件・1,646MW**
入札参加者の最大出力 : **151MW**
参加資格を得た件数・容量 : **37件・1,613MW**
実際の入札件数・容量 : **30件・1,290MW**

落札の結果

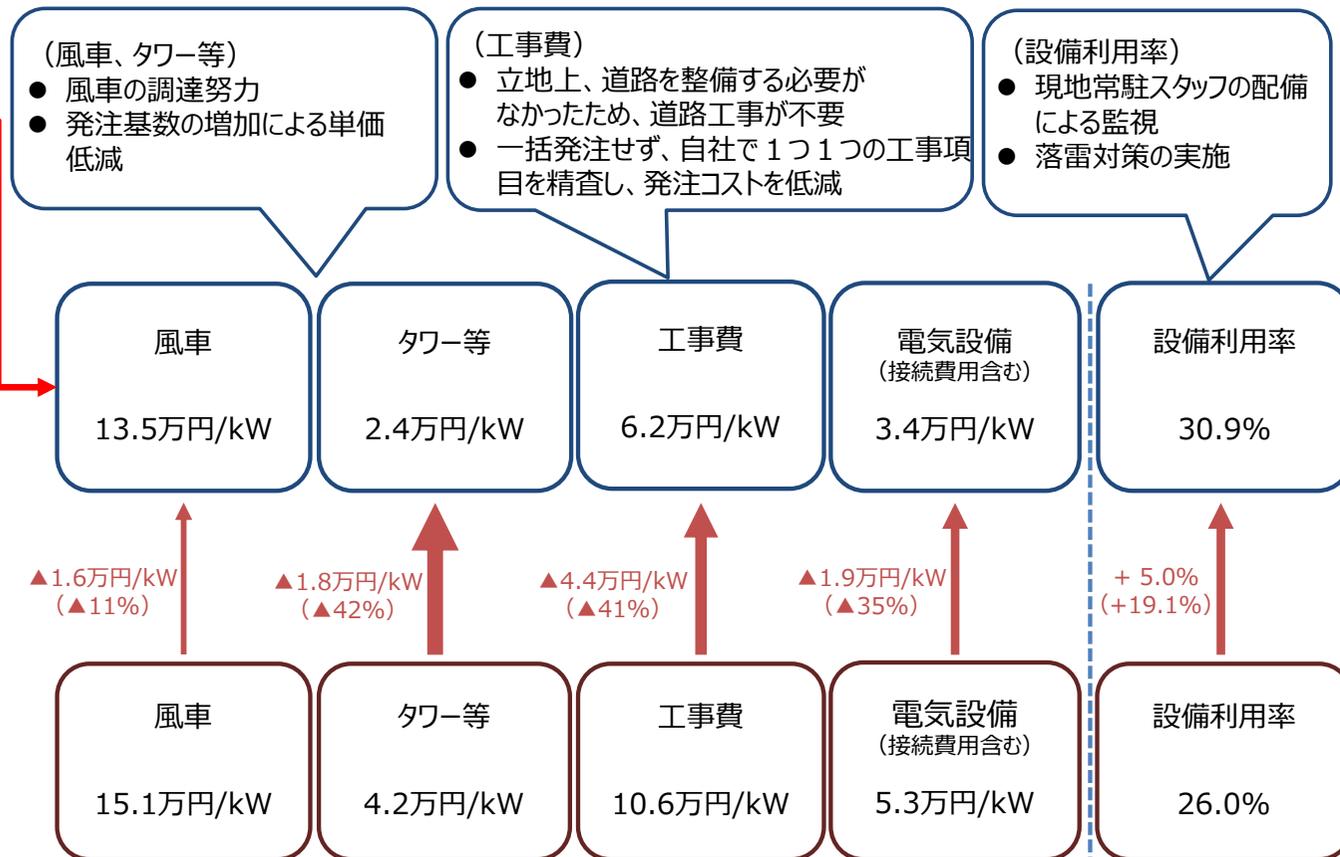
上限価格 : **16.00円/kWh**
落札件数・容量 : **30件・1290MW**
平均落札価格 : **15.60円/kWh**

(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 19

- 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（125件）のうち、**7件（全体の6%）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。

機械的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh~8円/kWh	2件
8円/kWh~9円/kWh	0件
9円/kWh~10円/kWh	5件
10円/kWh~11円/kWh	14件
11円/kWh~12円/kWh	16件
12円/kWh~13円/kWh	22件
13円/kWh~14円/kWh	14件
14円/kWh~15円/kWh	8件
15円/kWh~16円/kWh	9件
16円/kWh~17円/kWh	3件
17円/kWh~18円/kWh	7件
18円/kWh~19円/kWh	5件
19円/kWh~20円/kWh	7件
20円/kWh以上	13件
合計	125件

【10円/kWh未満の水準の平均値】



※一般負担の上限見直し等によって対応

【全案件の平均値】

(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。

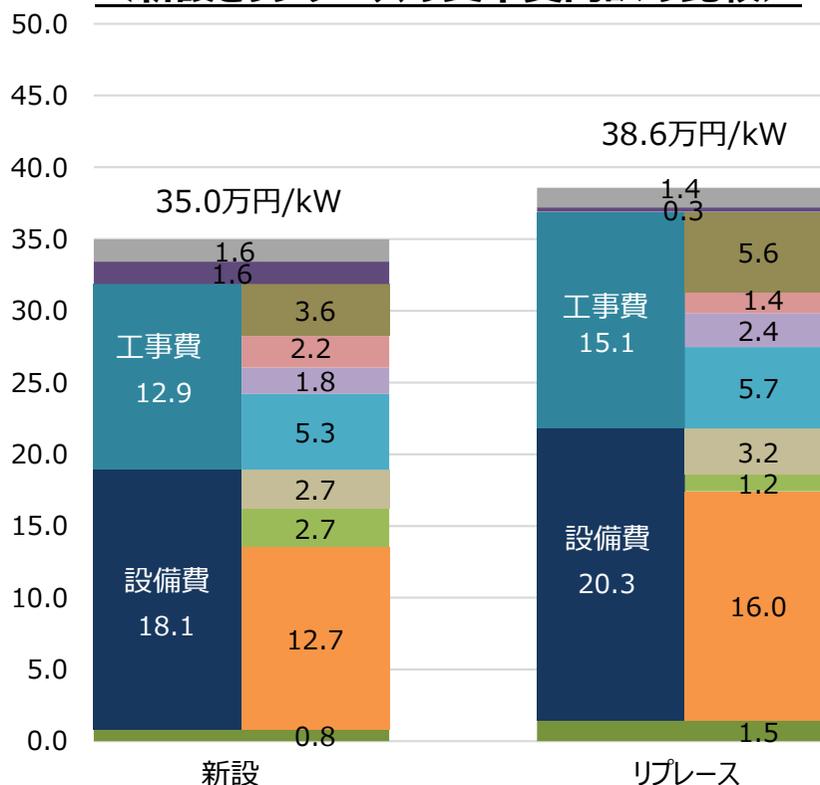
※2022年7月29日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

- **リプレース区分における資本費は38.6万円/kW**であり、2022年度の想定値（26.9万円/kW）※よりも高かった。他方、**件数が3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2件で、**1.7万円/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2件で、**平均値・中央値35.7%**であった。

＜新設とリプレースの資本費内訳の比較＞



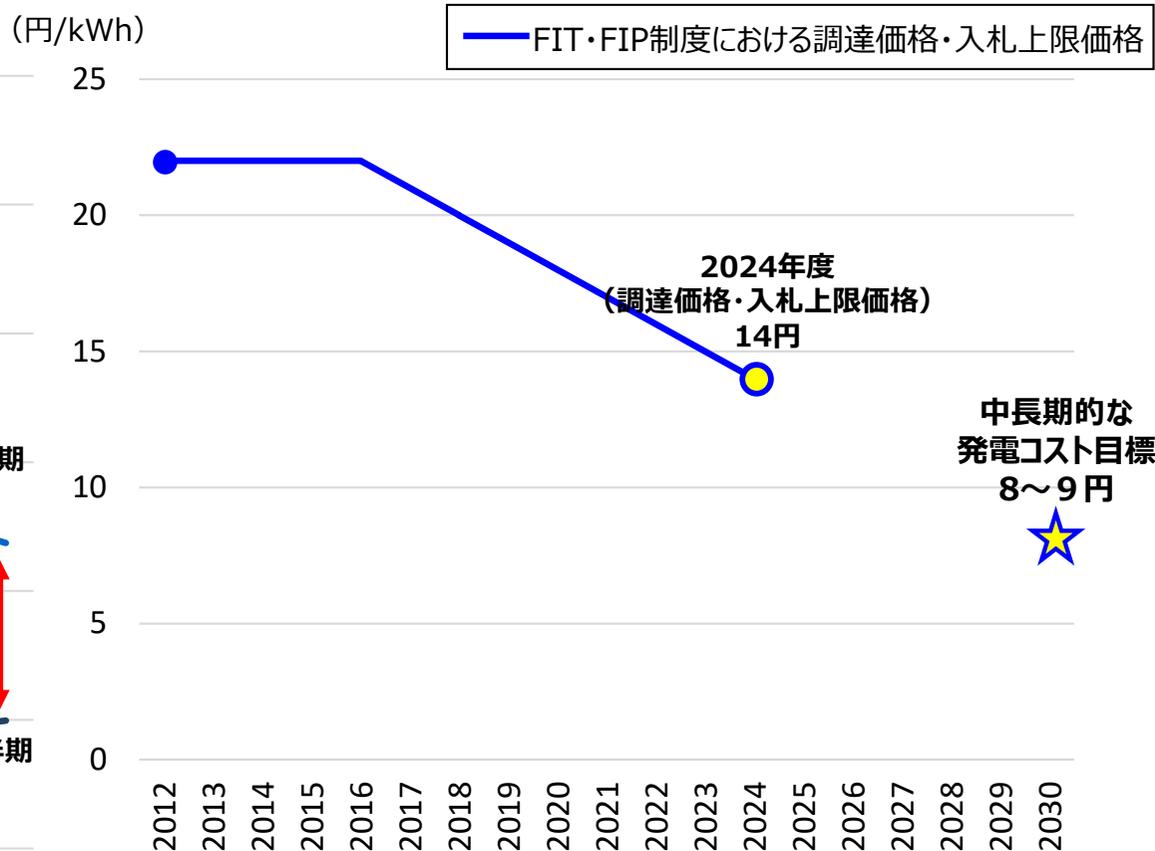
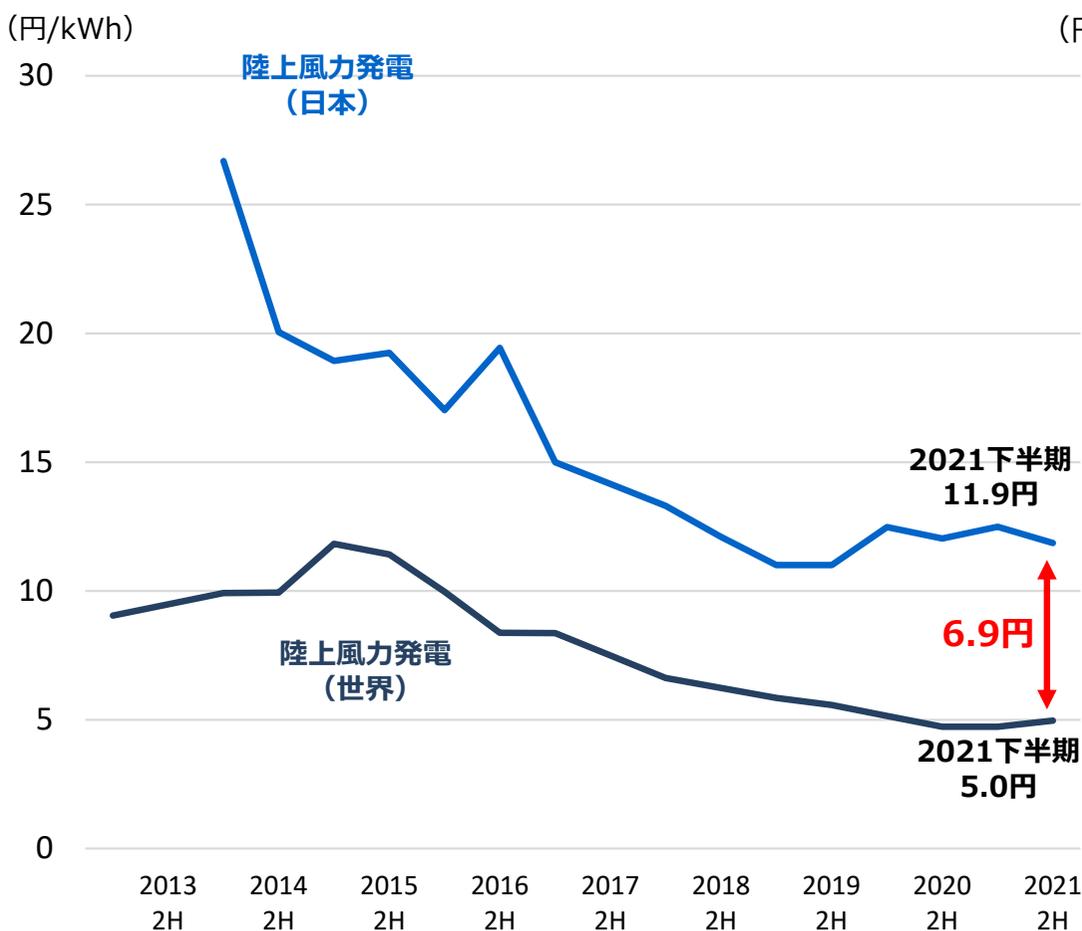
※2022年7月29日までに報告された定期報告データを分析対象している。（145件（50kW以上））（定期報告データが得られた3件（20kW以上））



- 民間調査機関の分析に基づけば、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。
- 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>

<陸上風力発電の価格目標のイメージ>



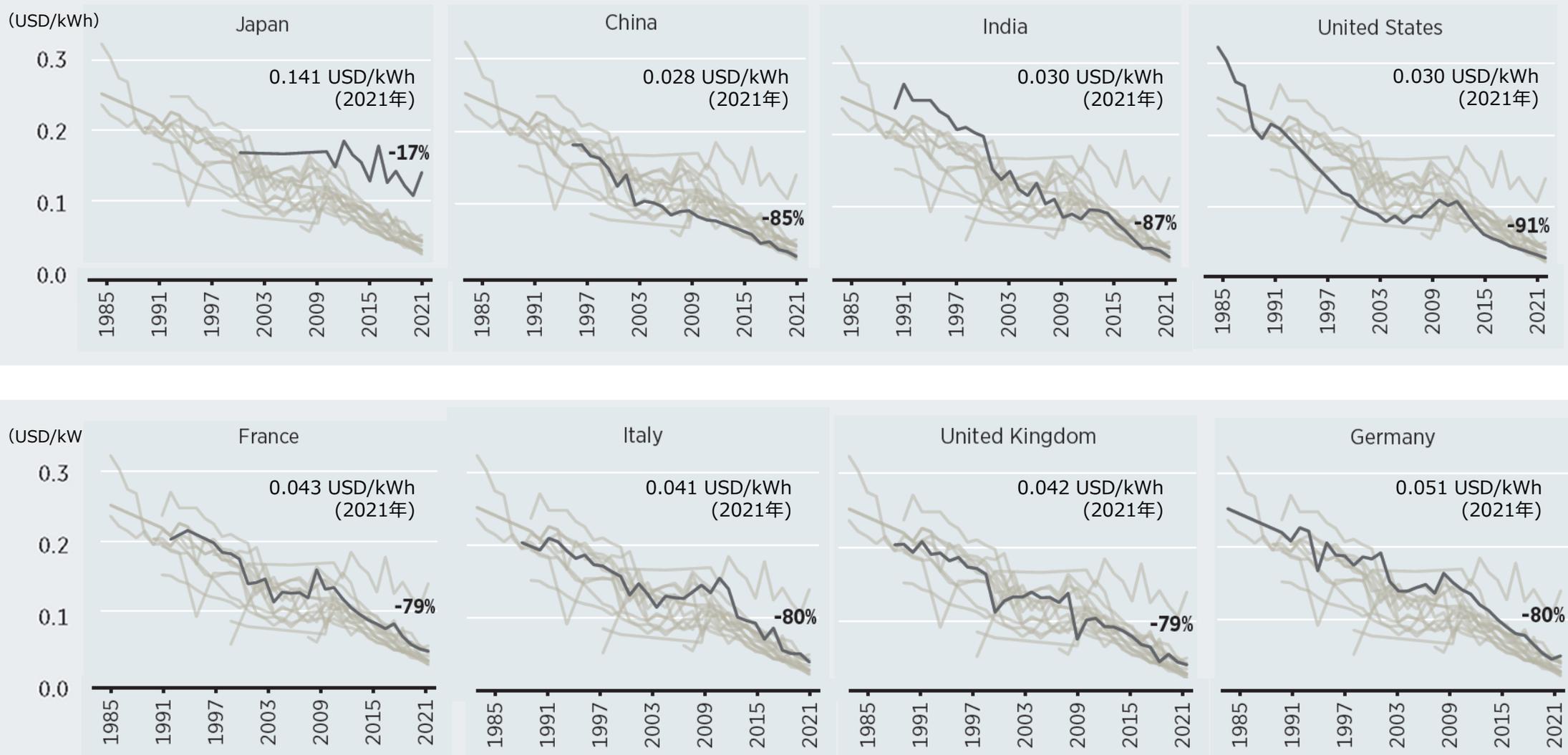
※BloombergNEFデータより資源エネルギー庁作成。風力発電の値はOnshore wind値を引用。為替レートはEnergy Project Valuation Model (EPVAL 9.2.4)から各年の値を使用。

※折れ線は、毎年度、調達価格等算定委員会の意見を聞いて経済産業大臣が決定している調達価格及び入札上限価格。
 ※中長期的な発電コスト目標8～9円/kWhは、資金調達コストのみを念頭に置いた割引率（3%）を付加したものの、調達価格に換算（内部収益率IRR8%）すると、12.1～12.9円/kWhに相当する。

(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 22

- 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〉



<上限価格の設定方法>

- これまでの本委員会で、向こう3年間の複数年度の上限価格を取りまとめてきたことをふまえ、本日の委員会では、**2025年度の上限価格の設定方法**について、取りまとめることとしてはどうか。その際、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、検討を行うことが重要ではないか。
 - ✓ 資本費の定期報告データ147件のうち123件（約84%）、また、運転維持費の定期報告データ427件のうち409件（約96%）が、**単機出力3MW以下**であるが、**近年4MWを超える風車の大型化**が進んでいること。
 - ✓ 今年度入札における**平均落札価格は15.60円/kWh**と、上限価格16.00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。
 - ✓ 欧州諸国では**10円/kWhを下回る買取価格が設定されている**。日本の発電コストは**世界と比べると依然として高い水準**であること。
- **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**27.3万円/kW**であり、2024年度の想定値27.1万円/kWと**概ね同水準**であることから、**2025年度については2024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**0.85万円/kW/年**と、2024年度の想定値0.93万円/kW/年を下回る水準。こうした点もふまえ、**2025年度の想定値は0.85万円/kW/年**としてはどうか。
- **設備利用率**については、**2021年度の想定値25.6%を超えるデータが多く、2023年度の想定値28.0%を超えるデータもいくつか見られた**。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や、その年々の風況により、ばらつきがあること**をふまえ、**設置年別に直近3年間（2019,2020,2021年）の設備利用率データの平均値・中央値**に着目すると、2019～2021年設置それぞれの平均値を平均した値は**30.1%**、中央値を平均した値は**29.1%**。こうした分布や、**風車の大型化・効率化**が進んでいることもふまえ、**2025年度の想定値として、29.1%を採用する**こととしてはどうか。

<2025年度の入札対象範囲外の調達価格>

- 2025年度の入札対象範囲外の調達価格については、2022～2024年度と同様、入札上限価格と整合的になるように、入札上限価格と同様の想定値を用いて設定してはどうか。

<2023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、2023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3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、2023年度のリプレース区分の資本費の想定値については、2022年度までと同様、2023年度の入札対象範囲外の調達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。

陸上風力（新設・リプレース）の想定値

年度 区分	2022年度		2023年度		2024年度		2025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]	27.9	26.9	27.5	26.5	27.1	-	27.1	-
運転維持費 [万円/kW/年]	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	-	0.85	-
設備利用率 [%]	26.8	26.8	28.0	28.0	28.0	-	29.1	-
IRR [%]	7	5	7	5	6	4	6	-

※色塗り箇所が、今回の御議論の対象

(2) 陸上風力発電：2024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対象等をふまえ、50kW以上を2023年度にFIP制度のみ認められる対象として設定した。
- 2024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、現時点で計11件・約135MWのFIP移行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ふまえ、2023年度は1,000kW以上をFIP制度のみ認められる対象とした。2024年度も同様とし、FIP制度の動向等に注視するとしてはどうか。

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

(3) 国内の動向：都道府県条例・港湾法に基づく海域占用許可

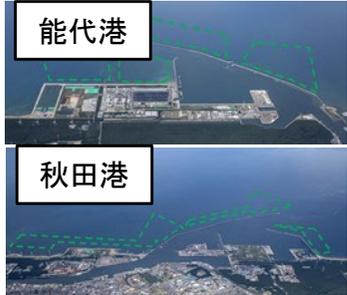
■ 条例や港湾法に基づき、海域占用許可を得た上で、小規模な洋上風力発電の導入（条例5区域、港湾5区域）。

2022年8月現在

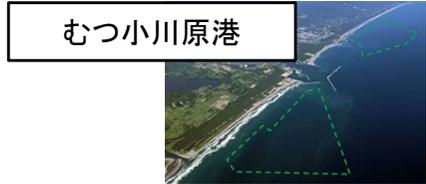


石狩湾新港内
＜導入エリア 約500ha(11.2万kW)＞
事業主体: 合同会社グリーンパワー石狩
事業スケジュール:
2022年5月 海上工事着工
2023年末 運転開始(予定)

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
事業スケジュール: (未定)

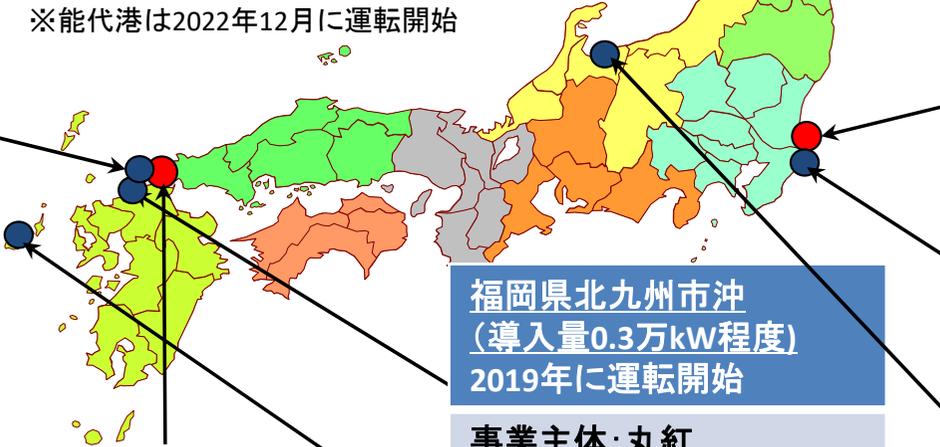


能代港内＜導入エリア 約380ha(8.4万kW)＞
秋田港内＜導入エリア 約350ha(5.5万kW)＞
事業主体: 秋田洋上風力発電株式会社
事業スケジュール:
2021年度 海上工事着工
2022年末 運転開始(予定)



福岡県白島沖
(導入量0.99万kW程度)
2023年に運転開始、2026年頃運転開始予定
事業主体: 株式会社グローバル

鹿島港内
＜導入エリア 約680ha(16万kW)＞
事業主体: 株式会社ウィンド・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)



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:
2022年度 海上工事着工(予定)
2025年度 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
事業主体: 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

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
事業主体: 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3~4月頃着工予定
事業主体: ウェンティ・ジャパン、清水建設

- 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、いずれも実証機によるものである点に留意が必要である。
- 資本費の定期報告データは2件得られた。その平均値は205.6万円/kWであり、想定値（56.5万円/kW）を上回った。
- 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2件で、28.7%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

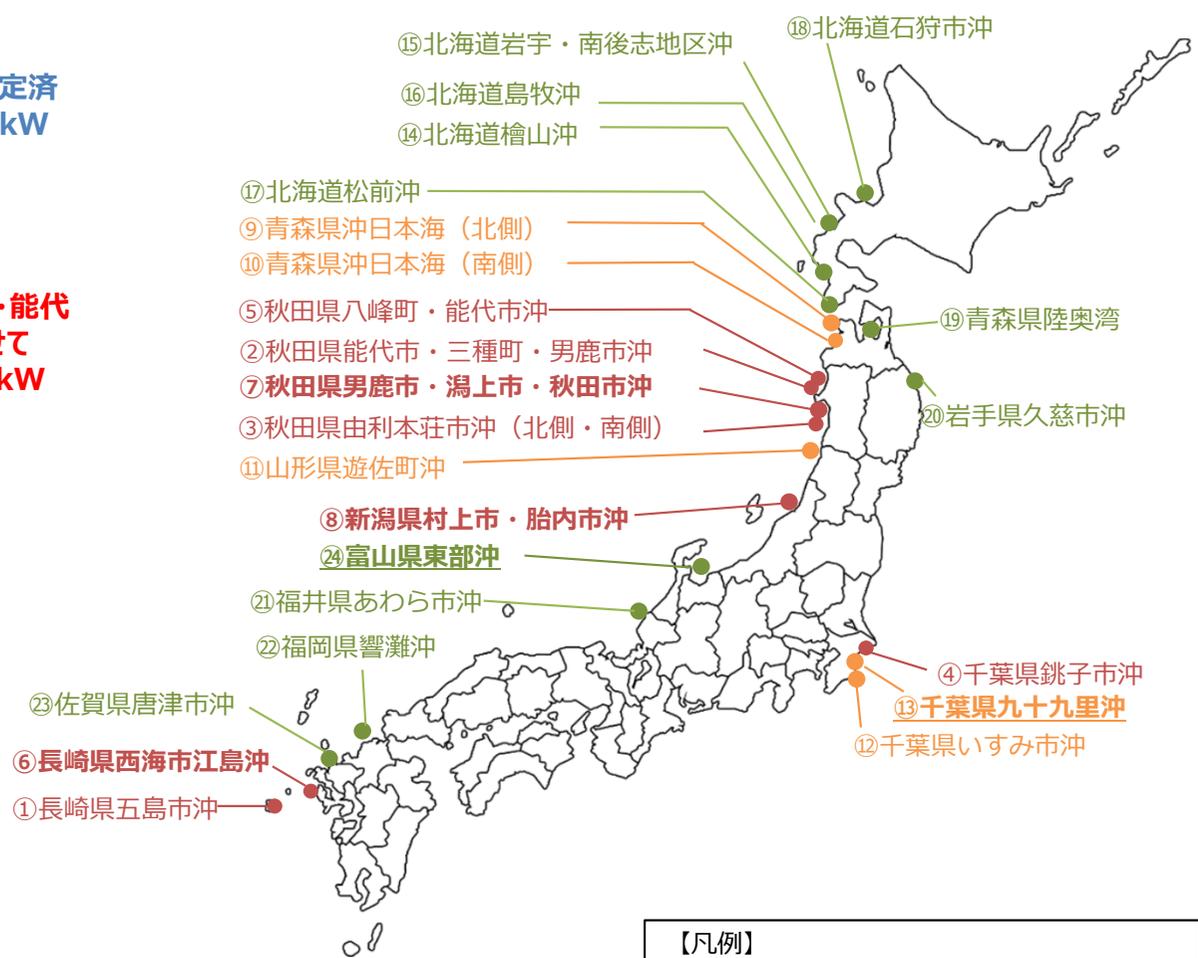
- 2021年度に長崎県五島沖、秋田県2区域、千葉県銚子沖において発電事業者を選定済。（発電設備容量 計約170万kW）
- 2022年9月30日に新たに3区域（長崎県西海江島沖、新潟県村上・胎内沖、秋田県男鹿・潟上・秋田沖）を促進区域に指定。
- 今後、公募を延期している秋田県八峰・能代沖と合わせ、計4区域にて年内目途に公募開始予定。（系統容量 計約180万kW）

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	47.88
	③秋田県由利本荘市沖（北側・南側）	81.9
	④千葉県銚子市沖	39.06
	⑤秋田県八峰町・能代市沖	36
	⑥長崎県西海市江島沖	42
	⑦秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	34
	⑧新潟県村上市・胎内市沖	35,70
有望区域	⑨青森県沖日本海（北側）	30
	⑩青森県沖日本海（南側）	60
	⑪山形県遊佐町沖	45
	⑫千葉県いすみ市沖	41
	⑬千葉県九十九里沖	40
一定の準備段階に進んでいる区域	⑭北海道檜山沖	⑳岩手県久慈市沖（浮体）
	⑮北海道岩宇・南後志地区沖	㉑福井県あわら市沖
	⑯北海道島牧沖	㉒福岡県響灘沖
	⑰北海道松前沖	㉓佐賀県唐津市沖
	⑱北海道石狩市沖	㉔富山県東部沖（着床・浮体）
	⑲青森県陸奥湾	

事業者選定済
約170万kW

秋田八峰・能代沖と合わせて
約180万kW

第17回洋上風力促進WG・洋上風力促進小委員会（2022年10月28日）資料1より抜粋



【凡例】
 ※下線は2022年度に新たに追加した区域
 ※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

【凡例】
 ● 促進区域
 ● 有望な区域
 ● 一定の準備段階に進んでいる区域

(参考) 再エネ海域利用法に基づく公募の評価結果

調達価格等算定委員会（第74回）
（2022年1月17日）資料1より抜粋

- 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は13.26円/kWh、11.99円/kWh、16.49円/kWhであった。

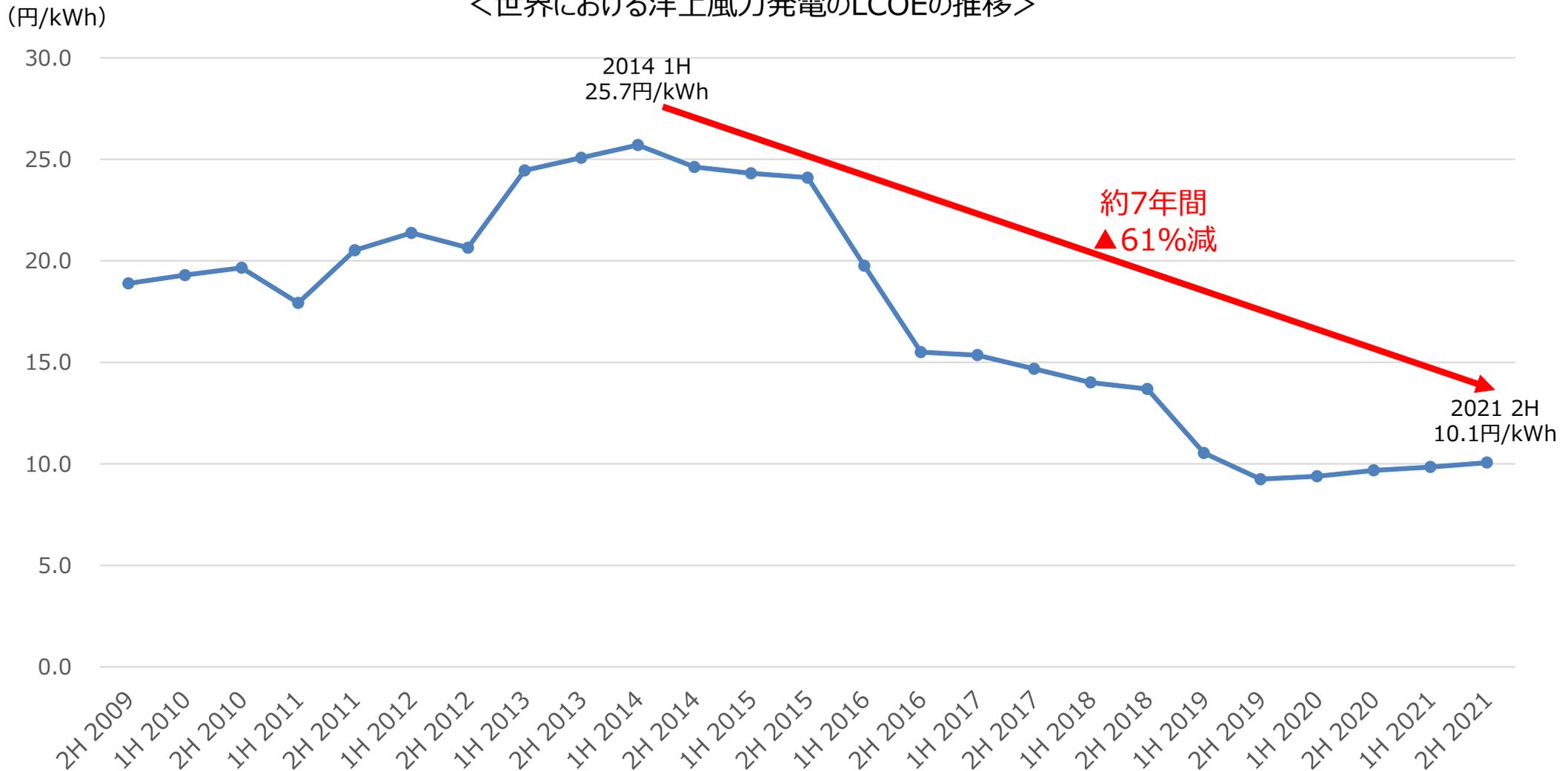
事業者名	評価点			選定事業者
	合計 (240点満点)	価格点 (120点満点)	事業実現性に関する得点 (120点満点)	
(1) 秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖の評価結果				
秋田能代・三種・男鹿オフショアウインド	208	120 (13.26円/kWh)	88	○
公募参加事業者 1	160.52	87.52	73	
公募参加事業者 2	157.77	93.77	64	
公募参加事業者 3	149.35	71.35	78	
公募参加事業者 4	127.04	59.04	68	
(2) 秋田県由利本荘市沖の評価結果				
秋田由利本荘オフショアウインド	202	120 (11.99円/kWh)	82	○
公募参加事業者 5	156.65	83.65	73	
公募参加事業者 6	149.73	58.73	91	
公募参加事業者 7	144.20	78.20	66	
公募参加事業者 8	140.58	62.58	78	
(3) 千葉県銚子市沖の評価結果				
千葉県銚子オフショアウインド	211	120 (16.49円/kWh)	91	○
公募参加事業者 9	185.6	87.60	98	

※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

- 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（36円/kWh）を設定した2014年度から直近までの7年間で**▲61%減**（25.7円/kWh→10.1円/kWh）となっている。
- なお、**2019年度下期以降の直近**については、コストは**概ね横ばい**という状況。

＜世界における洋上風力発電のLCOEの推移＞

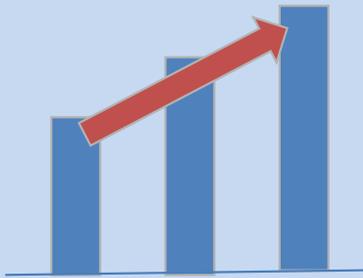


出典：BloombergNEFのデータ（2022年12月頭時点）を基に資源エネルギー庁作成。
為替レートはEnergy Project Valuation Model (EPVAL 9.2.4)から各年の値を使用。

※ 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。

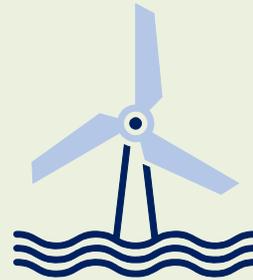
- 現状の着床式に関する取組に加えて、今後導入拡大が見込まれる浮体式に関する取組も重要。
- 浮体式洋上風力の国際競争力を確保し、国内需要のみならず将来的なアジア展開をも見据えたサプライチェーンを形成し、導入を加速化するため、①需要喚起、②技術開発、③人材育成の3点を重点的に取り組む。

① 需要喚起



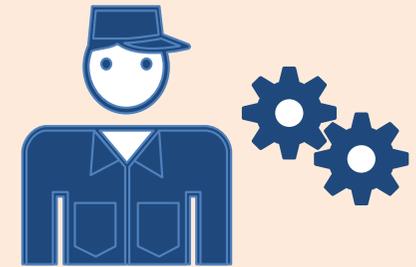
- 「日本版セントラル方式」として、浮体式も含む海域について2023年度にJOGMECによる風況・地質調査を開始し、1 GW/年以上の案件形成を行う。
- EEZへの拡大も念頭に、浮体式の導入目標を検討。

② 技術開発



- 将来のアジア展開も見据えた、グリーンイノベーション基金等を活用した、技術開発の加速化や最速で2023年度からの大型浮体実証を開始し、コスト競争力のあるシステムを開発。

③ 人材育成



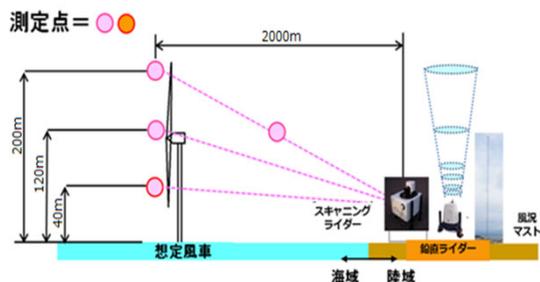
- 風力の立地地域を中心に、適地での人材育成の拠点化を進める。
- 洋上風力人材育成補助金等を活用した、浮体式洋上風力の施工に必要な専門作業員や、風車と浮体基礎の錬成解析等が可能なエンジニア育成を支援する。

- 現状、複数の事業者が、将来の公募への参加を見込み、同一海域で重複した風況調査や地盤調査を実施。このため、地元漁業に対して、操業調整等の面で過度な負担が生じている。これら課題や公募における公平な競争性環境を確保する観点から、**事業者ではなく政府機関が主導して調査する「日本版セントラル方式」を確立。**
- 2022年、JOGMEC法を改正し、業容に洋上風力に関する風況・地質調査を追加。**今後、JOGMECにおいて、2023年度から洋上風力発電設備の基本設計に必要な風況や地質構造の調査を実施。2025年度から、公募に参加する事業者に調査結果を提供していく方針。**

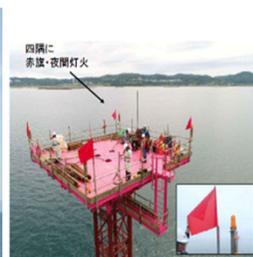
日本版セントラル方式として、JOGMECが実施

洋上風力発電設備の基本設計に必要な調査

風況調査



地質構造調査 (海底地盤調査)



各地域における案件形成

(都道府県からの情報提供)

調査結果を事業者
に提供

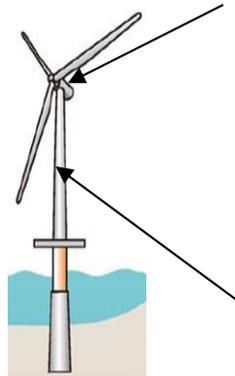
国による発電事業者公募の実施

選定された発電事業者による
詳細調査・建設工事等

運転開始

- まずは、2022年より台風、落雷等の気象条件やうねり等の海象条件等のアジア市場に適合し、また(1)日本の強みを活かせる要素技術の開発を4分野(①~④)において進めつつ(フェーズ1:345億)、最速2023年度から(2)システム全体として関連要素技術を統合した実証を行う(フェーズ2:850億)ことで、商用化につなげる。

①次世代風車技術開発事業



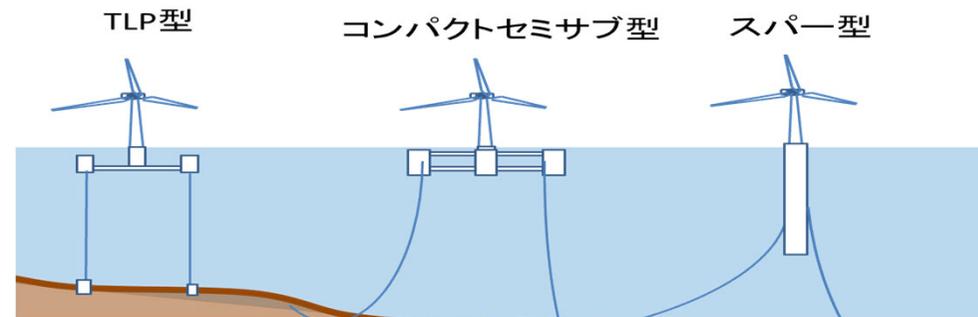
●ナセル内部部品(軸受・増速機)

- 【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

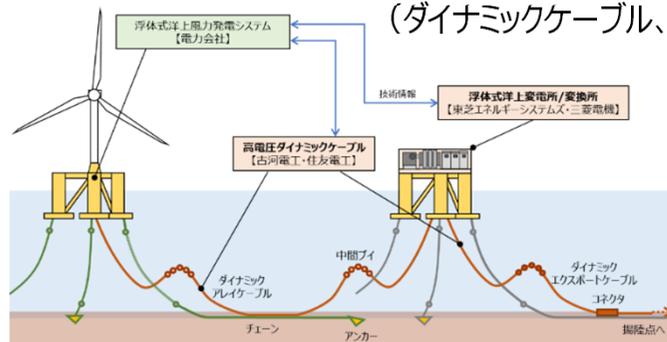


- ①三井海洋開発等
- ②日立造船等
- ③ジャパンマリンユナイテッド等
- ④東京瓦斯等
- ⑤東京電力RP等
- ⑥戸田建設等

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】

低コスト浮体式洋上風力発電システムの共通要素技術開発
(ダイナミックケーブル、洋上変電所等)



出典: 東京電力
ニューアブルパワーHP

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最速2023年から実証を行う (上限額850億円)

- 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について、2022年度から実施（6.5億円【新規】）
- より多くの人材が必要となる専門作業員については、特に、コスト低減や電力安定供給の観点から、**立地地域における人材育成が重要**。そこで、**促進区域や有望区域のある、秋田県、長崎県、千葉県を中心に、地元人材の育成を強力にサポート**。

カテゴリ	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) 	専門作業員 (建設・メンテナンス関連) 
対象	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、 <u>法務知識</u> を有し、 <u>プロジェクトを総括・主導</u> する人材	風車本体や支持構造物などの <u>構造設計</u> や <u>工事計画</u> 、 <u>管理やリスクマネジメント</u> に必要な電気や機械の <u>基盤技術</u> に関する専門的知見を有する人材	洋上での風車の組立や設置、O&M、撤去フェーズで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的知識や技能を有する専門人材
採択事業者 (例)	<ul style="list-style-type: none"> ●長崎大学 ・長崎大が中心となり、秋田大、秋田県立大、千葉大、北九州市立大や三菱商事、中部電力等5事業者による産学連携。 ・人材育成カリキュラムを策定し、<u>洋上風力発電施設を用いた実践型インターンシップ</u>等を実施。 	<ul style="list-style-type: none"> ●九州大学 ・エンジニア向け人材育成プログラムを構築。<u>風車本体や支持構造物などの構造設計</u>や<u>工事の計画</u>、<u>管理やリスクマネジメント</u>に必要な<u>電気・機械の基盤技術</u>に関する専門的知見を持つ人材を育成。 	<ul style="list-style-type: none"> ●日本郵船 ・秋田県において、<u>地元の男鹿海洋高校の施設（訓練用プール等）</u>を利用し、専門作業員を対象に教育プログラムを実施。 ・これに向け、<u>国際認証を取得した安全訓練施設やシミュレータ</u>を活用した船員の訓練設備の整備を目指す。

(3) 海外の動向：浮体式実証の現状について

- 各国において、**浮体式洋上風力の導入目標の設定**や**入札・開発計画の発表**といった取組が進められている。
- **数十MW～数百MWクラスのプレ商用プロジェクト**等により、**商用化に向けた技術開発の加速化**が進んでいる。

		英国	フランス	米国	(参考)日本
導入目標 ・見通し	洋上風力	50GW(2030年)	6GW(2030年)	30GW(2030年)	30～45GW(2040)
	浮体式	5GW(2030年)	—	15GW(2035年)	—
主な入札・開発計画 (浮体式)		約14.5GW ScotWind Leasing (海域リースラウンド) (2022年実施済)	約750MW(3か所) ～2.25GW(最大)	CA州:最大8.4GW (2022年～)	16.8MW (五島市沖) (2020年実施済)
主な実証・プレ商用 プロジェクト ※数十MW以上規模の今後稼 働予定のプロジェクト (除:日本)		<ul style="list-style-type: none"> ・White Cross(100MW) (最大8基) ・Llÿr 1(100MW) ・Llÿr 2(100MW) ・Salamander(200MW) ・Erebus(96MW) (7～10基・セミサブ型) ・Valorous(300MW) (18～31基・セミサブ型) 	<ul style="list-style-type: none"> ・EFGL(30MW) (10MW×3基・セミサブ型) ・EolMed(30MW) (10MW×3基・バージ型) ・Provence Grand Large (25MW) (8.4MW×3基・TLP型) 	<ul style="list-style-type: none"> ・Gulf of Maine Floating Offshore Wind Research Array (最大180MW) (10～15W×最大12基・ セミサブ型) ・CADEMO(最大60MW) (12～15MW×4基・バー ジ型、TLP型) ・Ideol(最大40MW) (10MW×4基・バージ型) 	<ul style="list-style-type: none"> ・次世代浮体式洋上風力 発電システム実証事業 (NEDO) (3MW×1基・バージ型)

出所：MRI実施「令和3年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（洋上風力に係る官民連携の在り方の検討（洋上風力の導入拡大と産業競争力強化の好循環の実現に向けた検討等）のための調査）」成果報告書を一部加工

(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）³⁷

<着床式洋上風力発電（再エネ海域利用適用外）の取扱い>

- 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ふまえると、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、2023年度については、改めて入札制を適用することとした。
- 足元においても、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とから、2024年度についても、同様に入札制を適用することとしてはどうか。

<浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用適用外）の2025年度の調達価格・基準価格>

- 国内における洋上風力発電のFIT導入件数・導入容量は2件・4MW、FIT認定件数・認定容量は11件・668MWとなっている（2022年6月時点）。このうち、浮体式洋上風力発電は、FIT導入・認定いずれも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。
- 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、2024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。
- 加えて、浮体式洋上風力発電は、国内においても、需要喚起、技術開発や人材育成といった取組の着実な進展がみられるものの、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。
- 浮体式洋上風力発電については、上述の動向をふまえ、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、2024年度の想定値を維持することとしてはどうか。
- その上で、技術開発や環境整備の進展、海外における動向等をふまえて、今後、想定値の設定の仕方を含め、検討することとしてはどうか。