

2050年 NET ZEROにむけて 鍵を握るのは洋上風力

2021年12月10日
日本風力開発株式会社

目 次

- (1) 『Net Zero by 2050』のポイント
- (2) 第6次エネルギー基本計画
- (3) JWPAの洋上風力・陸上風力の目標
- (4) 日本の風力発電のポテンシャル
- (5) 世界の風力発電
- (6) 日本の洋上風力発電の促進に向けて

(1) 『Net Zero by 2050』のポイント

◎世界規模でのエネルギー転換の兆候（IEAによるNet Zero by 2050）

2050年の電源別予想発電量【発電電力量ベース】は、

➡ **全発電電力量**のうち、再生可能エネルギーが約9割を占め、そのうち **風力が 35%** を占める

	発電電力量 (10億kWh)			シェア			CAAGR	
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020-2030	2020-2050
合計	26,778	37,316	71,164	100%	100%	100%	3.4%	3.3%
再生可能エネルギー	7,660	22,817	62,333	29%	61%	88%	12.0%	7.2%
太陽光	821	6,970	23,469	3%	19%	33%	24.0%	12.0%
風力	1,592	8,008	24,785	6%	21%	35%	18.0%	9.6%
水力	4,418	5,870	8,461	17%	16%	12%	2.9%	2.2%
バイオマス	718	1,407	3,279	3%	4%	5%	7.0%	5.2%
CO2回収・貯蔵付	-	129	842	-	0%	1%	n.a.	n.a.
CSP	14	204	1,386	0%	1%	2%	31.0%	17.0%
地熱	94	330	821	0%	1%	1%	13.0%	7.5%
海洋エネルギー	2	27	132	0%	0%	0%	28.0%	14.0%
原子力	2,698	3,777	5,497	10%	10%	8%	3.4%	2.4%
水素	-	875	1,713	-	2%	2%	n.a.	n.a.
CCUS付化石燃料	4	459	1,332	0%	1%	2%	61.0%	21.0%
化石燃料（石炭・ガス・石油）	16,382	9,358	259	61%	25%	0%	-5.4%	-13%

※上記予測は、Net Zeroシナリオを想定した場合

出典：「Net Zero by 2050」IEA より

(1) 『Net Zero by 2050』のポイント

◎世界規模でのエネルギー転換の兆候（IEAによるNet Zero by 2050）

2050年の電源別予想発電容量【発電容量ベース】は、

➡ **全発電容量**のうち、再生可能エネルギーが8割を占め、そのうち **風力が 25%** を占める

	発電容量 (GW)			シェア			CAAGR	
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020-2030	2020-2050
合計	7,795	14,933	33,415	100%	100%	100%	6.7%	5.0%
再生可能エネルギー	2,994	10,293	26,568	38%	69%	80%	13.0%	7.5%
太陽光	737	4,956	14,458	9%	33%	43%	21.0%	10.0%
風力	737	3,101	8,265	9%	21%	25%	15.0%	8.4%
水力	1,327	1,804	2,599	17%	12%	8%	3.1%	2.3%
バイオマス	171	297	640	2%	2%	2%	5.7%	4.5%
CO2回収・貯蔵付	-	28	152	-	0%	0%	n.a.	n.a.
CSP	6	73	426	0%	0%	1%	28.0%	15.0%
地熱	15	52	126	0%	0%	0%	13.0%	7.4%
海洋エネルギー	1	11	55	0%	0%	0%	34.0%	16.0%
原子力	415	515	812	5%	3%	2%	2.2%	2.3%
水素	-	139	1,867	-	1%	6%	n.a.	n.a.
CCUS付化石燃料	1	81	394	0%	1%	1%	66.0%	25.0%
化石燃料（石炭・ガス・石油）	4,368	3,320	677	56%	22%	2%	-2.7%	-6.0%
蓄電池	18	585	3,097	0%	4%	9%	42.0%	19.0%

※上記予測は、Net Zeroシナリオを想定した場合

出典：「Net Zero by 2050」IEA より

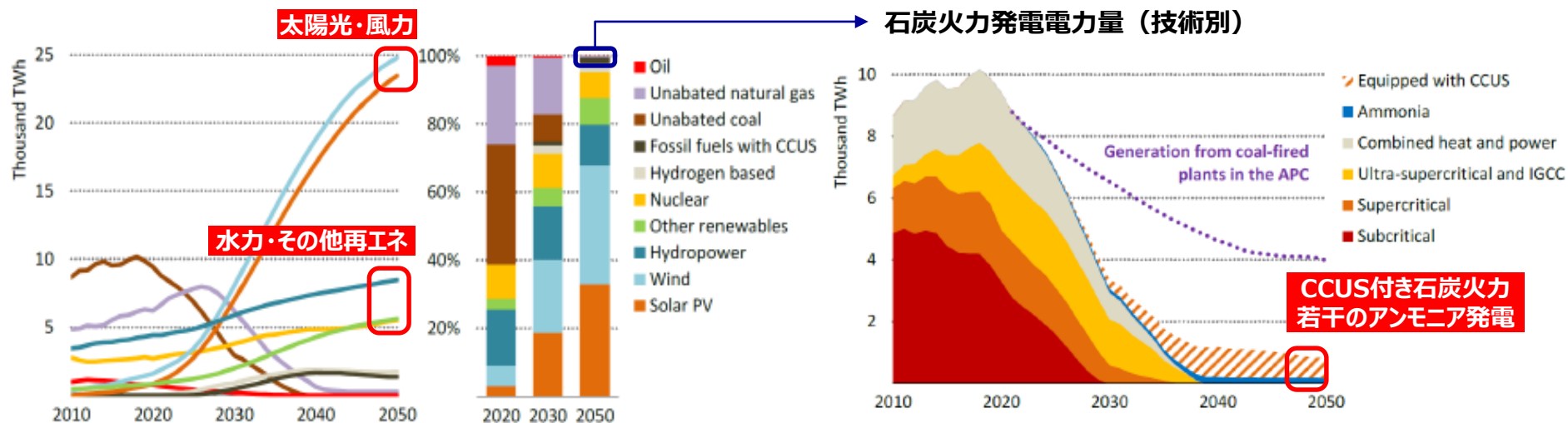
(1) 『Net Zero by 2050』のポイント

■ 発電電力の構成（2020～2050年）

【キーポイント】IEAネットゼロシナリオでは太陽光・風力等の再エネが大幅に拡大する（ただし、この結果はコスト想定等に依存するため、その検証作業が肝要）

- ◆ 2050年に再エネ比率が約90%まで増加（そのうち太陽光と風力が約70%）
- ◆ 残りの10%は、原子力、水素ベース燃料、および化石燃料+CCUS

- ◆ 2050年の石炭火力発電はCCUS付き石炭火力設備またはアンモニア発電設備に転換（下図）
- ◆ CCUS無し火力発電設備は2040年までにフェーズアウト



出典：IGES CEウェビナーシリーズ 気候変動トラック第6回（2021/7/8）「IEA（国際エネルギー機関）による2050年ネットゼロに向けたロードマップの解説」資料より

(1) 『Net Zero by 2050』のポイント

■ IEAネットゼロ排出シナリオのコストの想定

【キーポイント】IRENA（国際再生可能エネルギー機関）のコスト情報を参照しつつIEA独自にコストを想定。太陽光や洋上風力などの再エネ発電、EV、グリーン水素（再エネ電気による水電解）への転換が促進する結果を導出

1ドル＝110円で換算

	技術	IEAレポートのコスト想定			日本のコスト低減目標等 (モデルケース試算想定含む)	
		2020	2030	2050	2030	2050
発電	原子力 [USD/kWh]	0.07-0.15	0.07-0.12	0.06-0.12	0.09	—
	太陽光 [USD/kWh]	0.04-0.06	0.02-0.04	0.02-0.03	0.11-0.14	—
	陸上風力 [USD/kWh]	0.04-0.06	0.04-0.05	0.03-0.04	0.12-0.2	—
	洋上風力 [USD/kWh]	0.08-0.13	0.04-0.07	0.03-0.05	0.07-0.08	—
蓄電池	車載用バッテリー [USD/kWh]	130-155	75-90	55-80	90以下	—
水素製造	低温水電解装置 [USD/kWe]	835-1300	255-515	200-390	—	—
	ガス改質設備・CCUS付 [USD/kW H ₂]	1155-2010	990-1725	935-1625	—	—

出典：日本の洋上風力、車載用バッテリーコストは経済産業省（2020）グリーン成長戦略、その他は総合資源エネルギー調査会基本政策分科会発電コスト検証ワーキンググループ「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」（平成27年5月）

コストが大きく低減

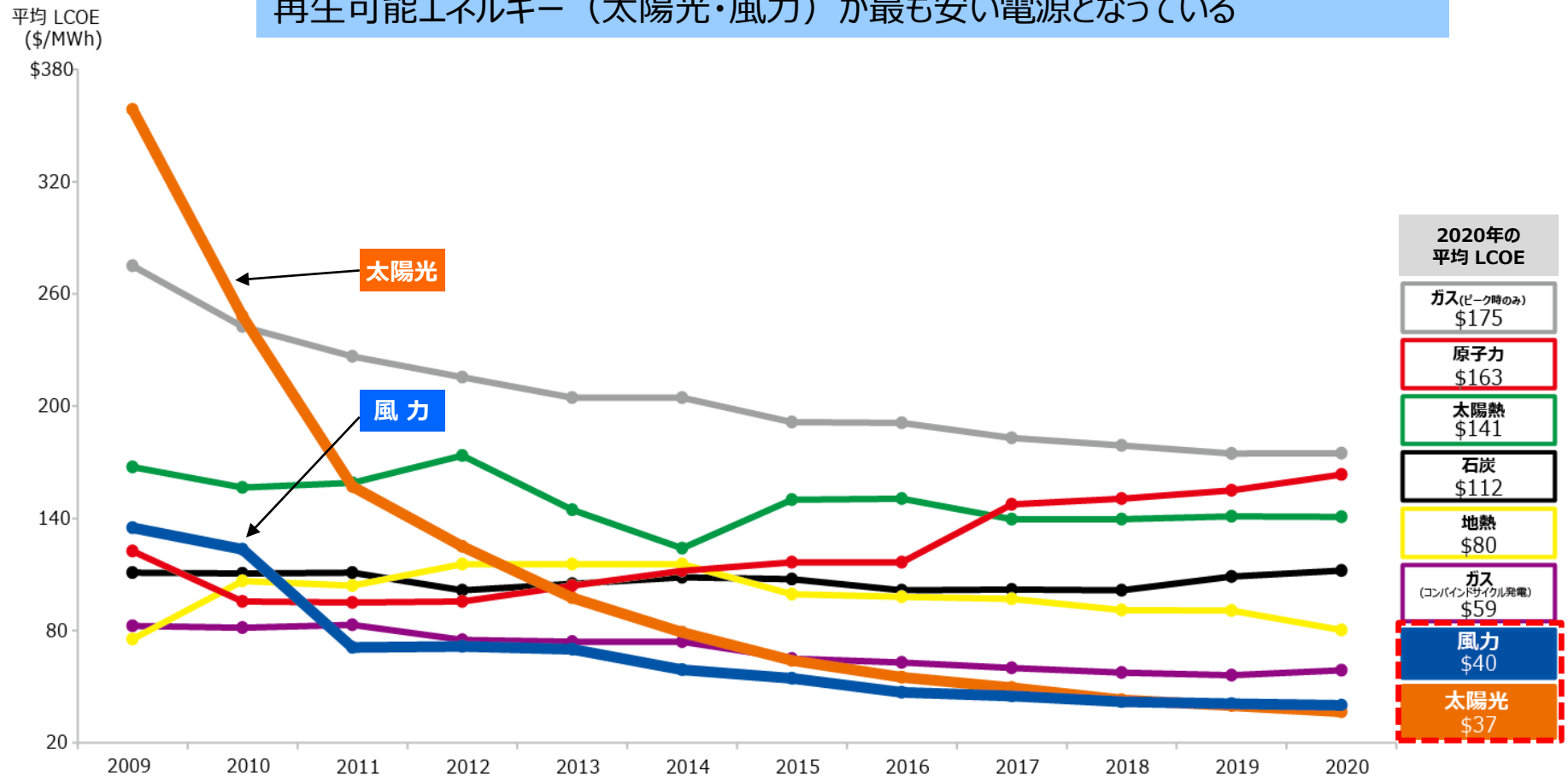
コストがあまり低減せず

出典：IGES CEウェビナーシリーズ 気候変動トラック第6回（2021/7/8）「IEA（国際エネルギー機関）による2050年ネットゼロに向けたロードマップの解説」資料より

参考：電源別の発電原価の世界平均

■ 新設発電所の均等化発電原価の世界平均

電源別の新設発電所の発電原価（世界平均）は、再生可能エネルギー（太陽光・風力）が最も安い電源となっている



出典：「LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 14.0」Lazard Oct.2020

(2) 第6次エネルギー基本計画

■ 2030年におけるエネルギー需給の見通しが実現した場合の3E

野心的な見通しが実現した場合の3E

エネルギーの安定供給 (Energy security)

エネルギー自給率 ⇒ 約30%程度 (現行ミックス : 概ね25%程度)

環境への適合 (Environment)

エネルギー起源CO₂の削減割合 ⇒ 約45%程度 (現行ミックス : 25%)

経済効率性 (Economic efficiency)

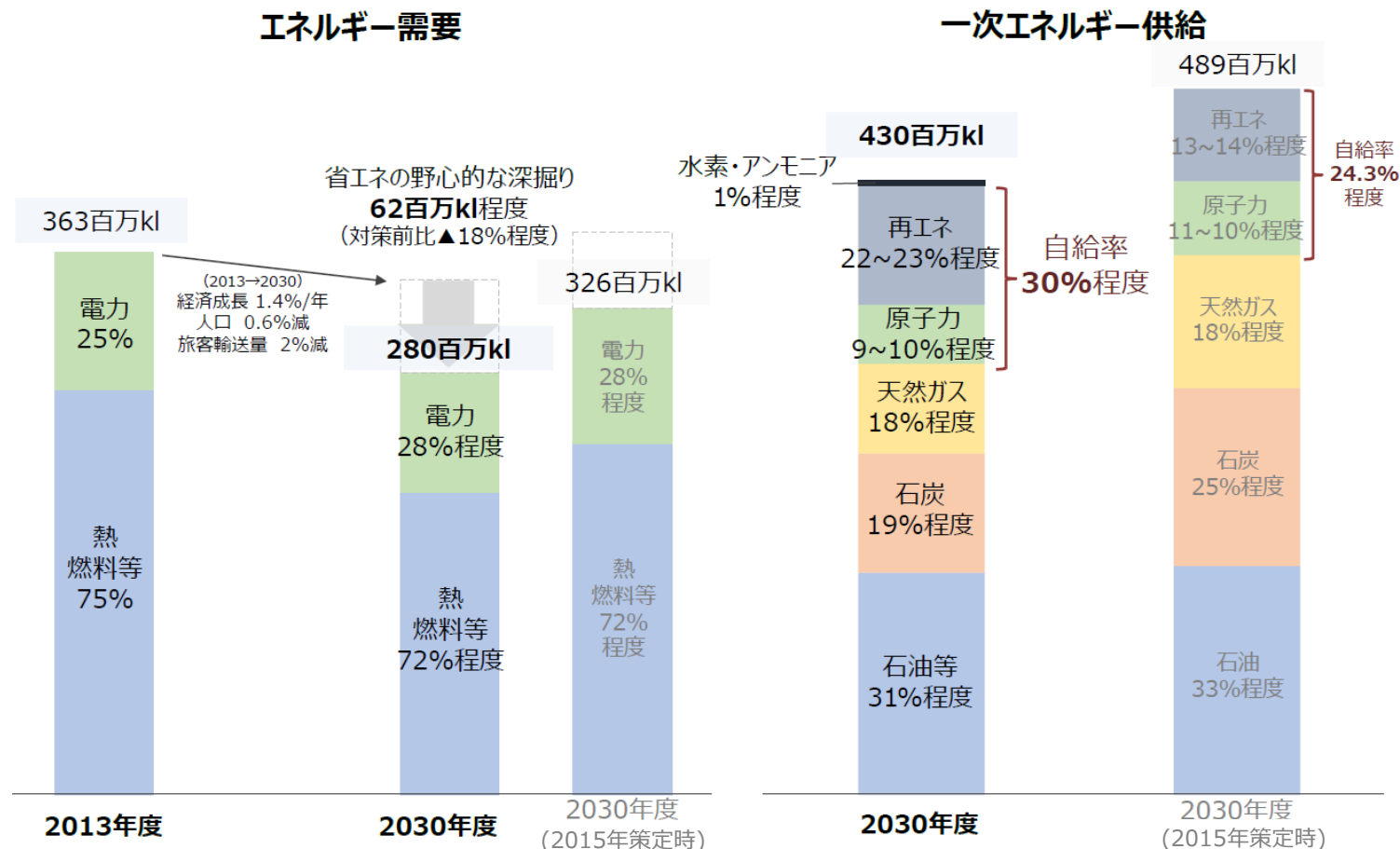
①コストが低下した再エネの導入拡大や②IEAの見通し通りに化石燃料の価格低下が実現した場合の電力コスト

- ✓ 電力コスト全体 : 約8.6～8.8兆円程度 (現行ミックス : 9.2～9.5兆円)
- ✓ kWh当たり : 約9.9～10.2円/kWh (現行ミックス : 9.4～9.7円/kWh)

出典 : 経済産業省 資源エネルギー庁「2030年度におけるエネルギー需給の見通し (関連資料)」2021年10月

(2) 第6次エネルギー基本計画

■ エネルギー需要・一次エネルギー供給



※再エネには、未活用エネルギーが含まれる

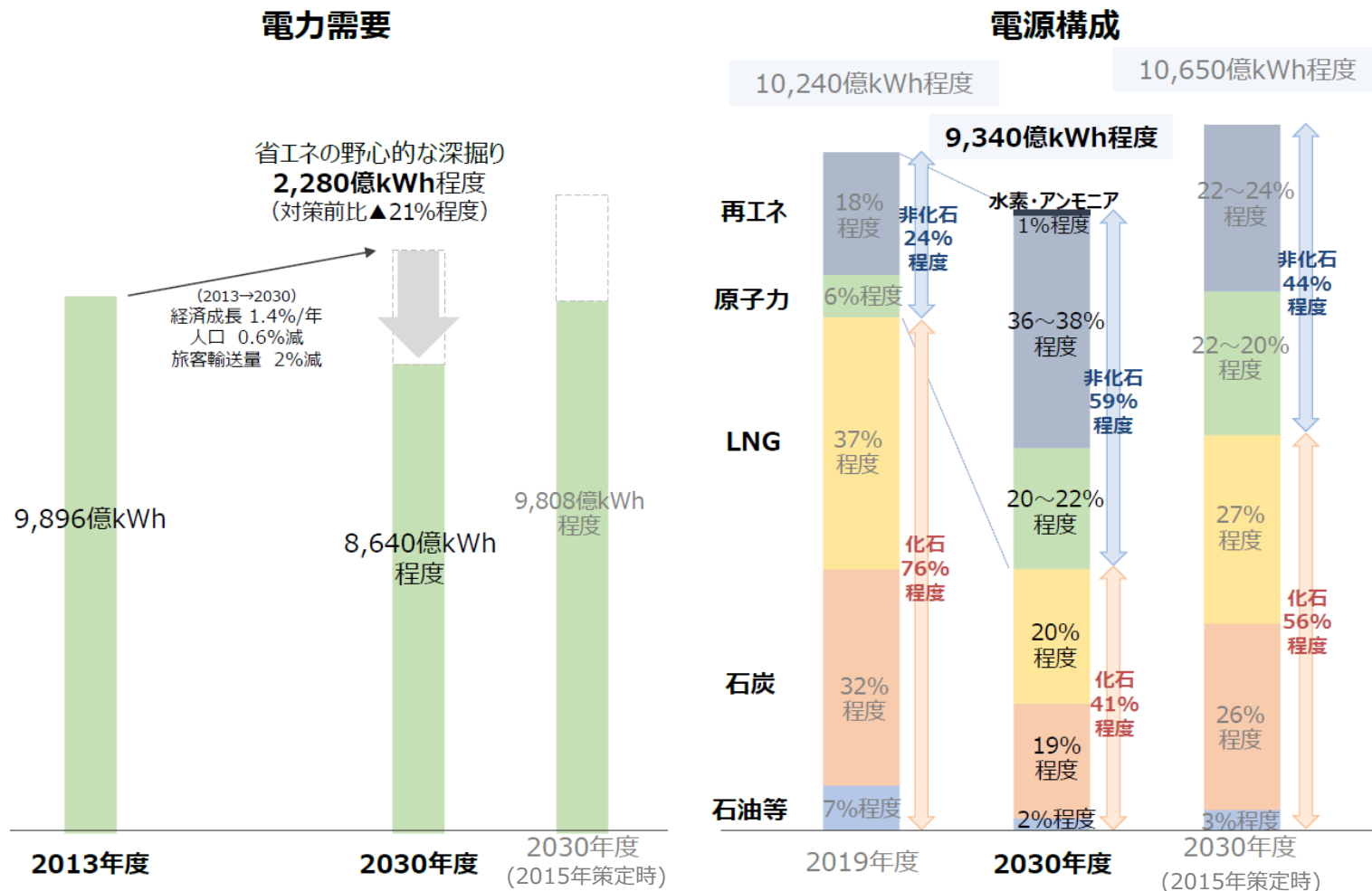
※自給率は総合エネルギー統計ベースでは31%程度、IEAベースでは30%程度となる

※2015以降、総合エネルギー統計は改訂されており、2030年度推計の出発点としての2013年度実績値が異なるため、単純比較は出来ない点に留意

出典：経済産業省 資源エネルギー庁「2030年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）」2021年10月

(2) 第6次エネルギー基本計画

■ 電力需要・電源構成



出典：経済産業省 資源エネルギー庁「2030年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）」2021年10月

(2) 第6次エネルギー基本計画

■ 2030年度の再生可能エネルギーの導入見込量

*全発電電力量(億kWh) に対する比率

		2019年度導入量		現行ミックス水準		2030年度の野心的水準	
		GW (億kWh)	割合*	GW (億kWh)	割合*	GW (億kWh)	割合*
	太陽光	55.8 (690)	6.7%	64 (749)	7.0%	103.5~117.6 (1,290~1,460)	14~16%
	風力	4.2 (77)	0.8%	10.0 (183)	1.7%	23.6 (510)	5.4%
	陸上風力	4.2 (77)	0.8%	9.2 (161)	1.5%	17.9 (340)	3.6%
	洋上風力	—	0.0%	0.8 (22)	0.2%	5.7 (170)	1.8%
	地熱	0.6 (38)	0.4%	1.4~1.6 (102~113)	1.0%	1.5 (110)	1.0%
	水力	50.0 (796)	7.8%	48.5~49.3 (939~981)	8.8~9.2%	50.7 (980)	11.0%
	バイオマス	4.5 (262)	2.6%	6~7 (394~490)	3.7~4.6%	8.0 (470)	5.0%
	再生可能エネルギー 発電電力量	115.1 (1,853)	18.1%	129.9~131.9 (2,366~2,515)	22.2%	187.3~201.4 (3,360~3,530)	36~38%
全発電電力量		(10,240)	100.0%	(10,650)	100.0%	(9,340)	100.0%

出典：経済産業省 資源エネルギー庁「2030年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）」2021年10月 一部追記

参考：『Net Zero by 2050』とMETIとの比較

■ 2050年の電源シェアの比較

Net Zero by 2050(IEA)と日本の資源エネルギー庁 基本政策分科会で示された2050年の電源シェアを比較すると、両者には大きな差がある。

Net Zero by 2050		総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会	
		資源エネルギー庁 *1	RITE(参考値) *2
再生可能エネルギー	88%	約50~60%	54%
原子力	8%	約30~40%	10%
化石+CCUS	2%	上記に含む	23%
水素・アンモニア	2%	約10%	13%
化石燃料	0%	—	—
計	100%	100%	100%

日本の数値は **低すぎる**

日本の数値は **高すぎる**

出典：経済産業省資源エネルギー庁 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会

*1 第35回会合 資料1「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた検討」(2020年12月21日)

*2 第43回会合 資料2「2050年カーボンニュートラルのシナリオ分析 (中間報告)」(2021年5月13日)

参考：各国の石炭火力廃止への取り組み

第26回国連気候変動枠組み条約締約国会議(COP26)で、議長国の英国が、先進国などは2030年代、世界全体は40年代に石炭火力を廃止することなどを盛り込んだ声明を発表。

46カ国が賛同し、日本や米国、中国、インドなどは加わっていない。

国	発電量に占める 石炭比率(%)	低減・廃止目標や主な電力政策
ドイツ	25.5	38年までに全廃する計画の前倒しを検討
スペイン	2.3	30年までに全廃
英国	2.0	24年までに全廃 先進国に30年、途上国に40年までの廃止を要求
シンガポール	1.2	アジアの国で初めて「脱石炭連盟」に参加
フランス	1.0	22年までに全廃
インド	72.5	未電化地域をなくしつつ再生エネも導入拡大
中国	67.2	海外輸出の停止を9月に表明したが、国内は新設計画が多数
インドネシア	62.8	世界第4位の石炭生産国
フィリピン	54.6	22年までに未電化地域をなくす
ベトナム	49.9	再生エネの導入加速に向け先進国に資金援助を要求
日本	30.4	非効率石炭火力を縮小、30年度の比率は19%の見込み
米国	20.1	35年に電源を脱炭素化

注) IEAの資料などをもとに作成。石炭比率は2020年の値、ベトナムとフィリピンは2019年。青色の国は脱石炭連盟参加国

出典：日本経済新聞 2021年11月5日付「石炭火力廃止46カ国賛同」

(3) JWPAの洋上風力・陸上風力の目標

■ 意欲的で明確な中長期導入目標の設定

- **2030年：洋上風力10GW + 陸上風力26GW**
 - 中間点として目標を設定
 - 投資判断に最低限必要な市場規模(洋上は1GW程度×10年間)
- **2040年：洋上風力30～45GW + 陸上風力35GW**
 - 産業界が投資回収見通し可能な市場規模(年間当り2～4GW程度)
 - 世界各国と肩を並べる競争環境を醸成できる市場規模
- **2050年：洋上風力90GW + 陸上風力40GW = 130GW**
 - 政府目標：温室効果ガス排出量80%削減に相応しい目標値
 - 2050年推定需要電力量に対して風力により30%以上を供給



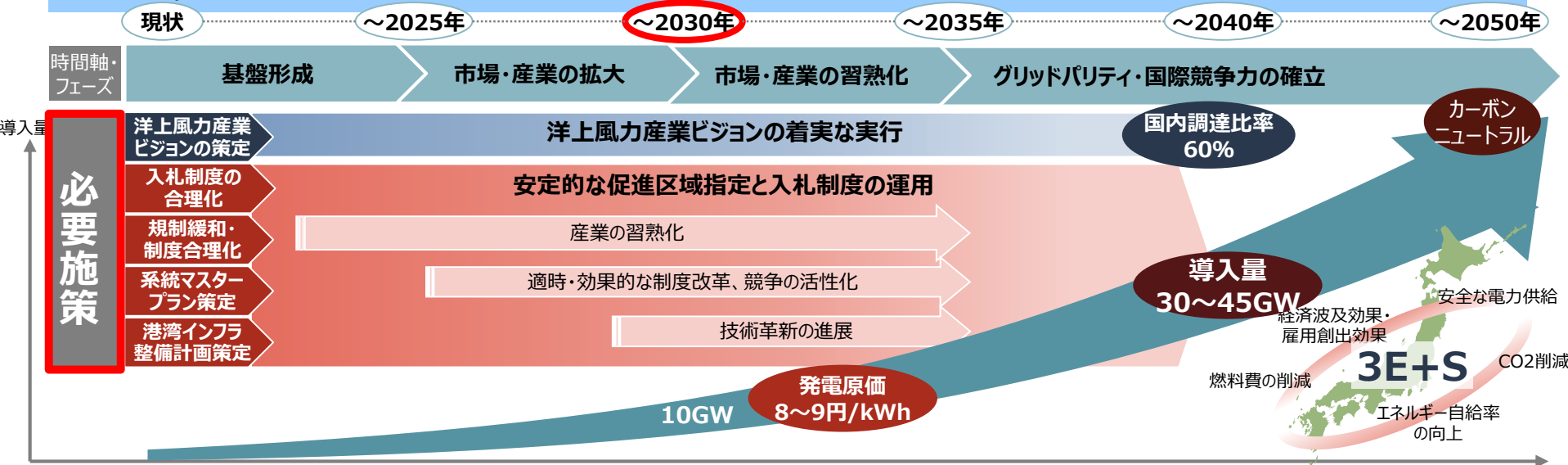
「2050年カーボンニュートラルの実現」を目指し、より意欲的な導入目標を！

出典：METI 第28回第28回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方」（JWPA）資料より

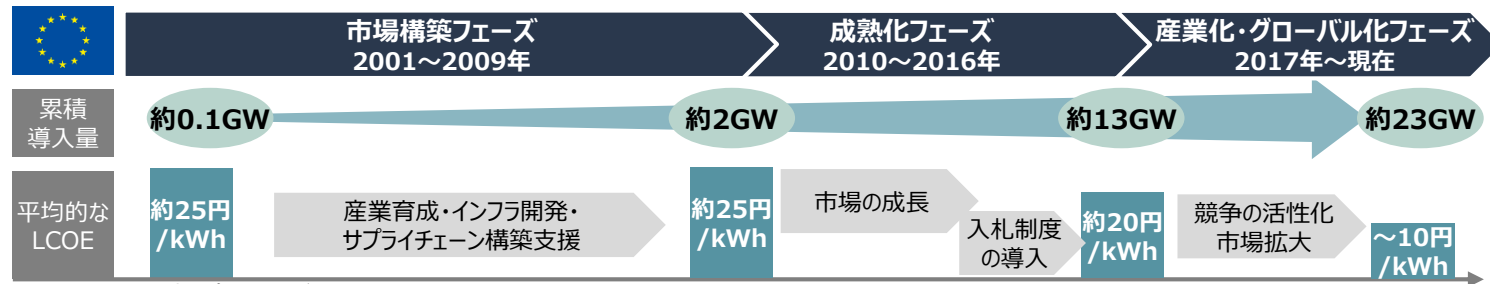
(3) JWPAの洋上風力・陸上風力の目標

■ 2030年の洋上風力発電の導入量の考え方 ～洋上風力の主力電源化に向けた道筋～

- コスト低減と国内産業育成を両立させ、導入目標を達成するためには、**必要となる施策を適切な順序で、適時に実施していくことが極めて重要。**
- 今後10年間で産業の基盤を形成、2030年以降早期に国際競争力を持つ国内産業を育成**し、3つの目標（導入量・コスト・国内調達比率）の実現を目指す。



欧州の歩みとの比較※



欧州は20年をかけ、サプライチェーンを構築、入札制度や産業ビジョン等の施策を適時に実施し、グリッドパリティを達成

※ JWPA内部調査レポートに基づき作成

出典：METI 第28回第28回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方」（JWPA）資料より

(3) JWPAの洋上風力・陸上風力の目標

■ 2030年の風力発電導入量（まとめ）

	陸上風力発電	洋上風力発電
導入容量	● 必達ケース：18GW（運転開始ベース） ● 促進ケース：26GW（同上）	● 2030年：10GW（運転開始ベース） ※ 2040年：30～45GW（同上）
導入ペースやリードタイムの考え方	● 足元の導入ペース：運転開始ベースでは年間0.3～0.5GW、認定ベースは年間約1.2GW ⇒ 今後の導入ペース：年間2～3GWに設定 ● リードタイム：現状約8年を5年までに短縮	● 導入ペース：年間1GW程度の区域指定 中長期的に2GW/年以上とすべき ● リードタイム：再エネ海域利用法に基づく公募による事業者選定から運転開始まで8年 ⇒「日本版セントラル方式」の早期導入で3～4年までに短縮
発電電力量	● 394～569億kWh（運転開始ベース）	● 307億kWh（運転開始ベース）
設備利用率等の前提条件	● 年間平均25%	● 年間平均35%
導入容量を実現可能とする方策、根拠	● スライドp.16～p.17参照	● 導入容量の実現には「案件形成の加速化／プッシュ型案件形成スキームの早期導入」と「インフラ（系統・港湾）の計画的整備」が不可欠 ● 産業競争力強化も並行
導入に要するコスト（単価の見通し、根拠）	● 発電コスト（LCOE）8～9円/kWh ※ 促進ケース：26GW導入が前提 ※ 接続費：地内送電網の増強とハブ変電所の新設をTSOが実施、発電側の負担は資本費全体の0～5%が前提 ※ インバランスコスト及び発電側課金は考慮していない（洋上風力発電も同様）	● 2030～2035年：着床式の発電コスト（LCOE）8～9円/kWh（認定取得ベース） ※ 日本版セントラル方式による公募（公平且つ透明性高い入札）実施により、2030～2035年に10GW以上導入が前提 ※ 接続費：欧州各国の仕組みを導入、TSOが敷設と費用を負担する前提
系統制約（出力変動、地理的偏在性等）の考え方	● スライドp.18参照 ※ 導入ペースに合わせ、地域毎及び全国大に適切な方策が適時に講じられ、系統制約が解消されていることが前提	

出典：METI 第28回第28回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方」（JWPA）資料より

(3) JWPAの洋上風力・陸上風力の目標

■ 2030年の陸上風力発電の導入量の考え方

- 但し、「**2030年の陸上風力発電の導入量26GW**」をより確実にするためには、**①事業計画認定の取得ペースを上げる**ことと、**②リードタイムを短縮させる**ことが必要。
- ①について、足元の認定ペース（年間約1.2GW）の維持ケースでは、事業計画認定無しの案件（8.9GW）全てが認定済となるには7年超を要するため、**年間約2GWまで認定ペースを上げる**必要があると思料。実現可能とする方策は下記が考えられる。
 - **FIT入札募集量の拡大**：現状年間1GW（～2023年度）から年間2～3GWへ
 - **系統制約の解消**：特に、北海道、東北、九州における地域個別の課題の解消が重要
- ②について、足元の運転開始までの所要期間は平均約8年。8.9GW全てが2030年までに運開するためには5年まで短縮する必要があると思料。実現可能とする方策は下記が考えられる。
 - **環境アセスメント規模要件見直し**：現行10MWから50MWへの引き上げにより、容量ベースで全体の内2割程度の導入ペースが上がる（＝約2.7GWが導入前倒し可能）
 - **環境アセスメント期間の短縮**：現状4～5年程度の所要期間の半減で、全体的に2年程度の導入前倒しが可能。改正温対法による環境アセス期間の短縮には大いに期待
 - **森林エリアでの設置に係る許認可手続の迅速化**：事前相談含めて現状2年近くを要する期間を半減することで、該当する開発中案件は1年程度の導入前倒しが可能
 - **所有者不明土地使用手続の迅速化**：特に山間部に設置の場合、共有地を含め非常に多数の地権者同意承諾と（場合によっては）隣接地の地権者同意承諾が必要なため、速やかに使用手続ができるようになれば導入前倒しが可能

出典：METI 第28回第28回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方」（JWPA）資料より

(3) JWPAの洋上風力・陸上風力の目標

- 「意欲的な2030年導入目標の設定」とその実現には、①導入ペースの加速化（リードタイムの短縮）及び②好適地への立地の促進が不可欠であると共に、コスト低減との両立を図るために「発電所の大規模化」が必要。今後、必要な方策を措置して導入ペースを上げることにより、**26GW**も可能と思料。26GWまで導入可能な見込みが立つことで、発電コスト8～9円/kWh達成も可能となる。
- ①について、実現可能とする方策としてはスライドp.16の①及び②と同様。
- ②について、実現可能とする方策は下記が考えられる。

方策※	概要※
保安林区域内への立地促進／指定解除要件等の緩和	● 「公益上の理由により必要が生じたとき」に該当する事業として取り扱われるように解除要件の見直しが必要。風車の規模は従来2MW主流も現在4MWまで拡大、同一の発電所規模であれば基数減となり土地改変面積は従来とほぼ不変と思料（アクセス道路も同様）、風車設置場所の許可要件の緩和も必要。 ● 保安林エリアは好風況な場所が多く、風力発電事業は森林施業とも共生ができる。 ● JWPA推計による導入ポテンシャル量は約136GW（風速6m/s以上）
自然公園内の立地制約の解消	● 自然公園区域内には自然環境が維持されていない箇所や一括りに指定された海岸線などが存在、区域指定の再検討により設置可能となる可能性あり。 ● JWPA推計による導入ポテンシャル量は約81GW（風速6m/s以上）、他の規制区域との重複範囲を除いた場合の導入ポテンシャル量は約24GW（風速6m/s以上）
緑の回廊への立地の推進	● JWPA推計による導入ポテンシャル量は約6GW（風速6m/s以上）、保安林且つ緑の回廊の場合の導入ポテンシャル量は約17GW（風速6m/s以上）
耕作放棄地・荒廃農地への立地促進／農振除外要件の緩和	● 農山漁村再エネ法の積極的な活用と耕作放棄地における設置許可要件の緩和を、農地転用許可制度及び農業振興地域制度へ適用することが必要。 ● JWPA推計による導入ポテンシャル量は約5GW（風速6m/s以上）

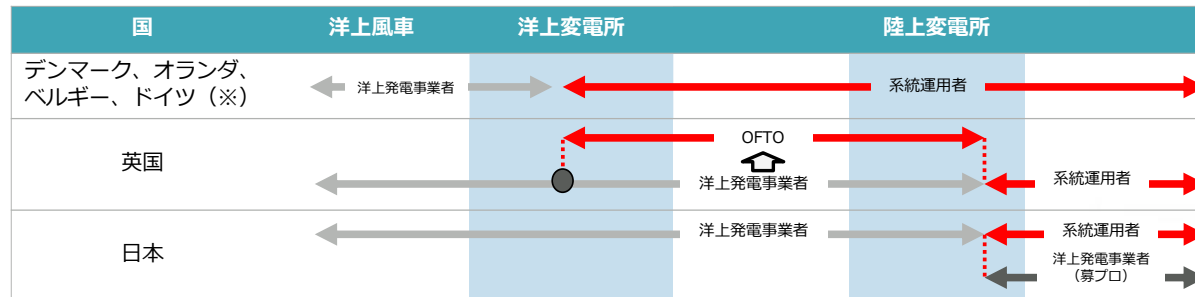
出典：METI 第28回第28回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方」（JWPA）資料より

(3) JWPAの洋上風力・陸上風力の目標

■ 2030年の導入量を可能とする系統制約に対する方策

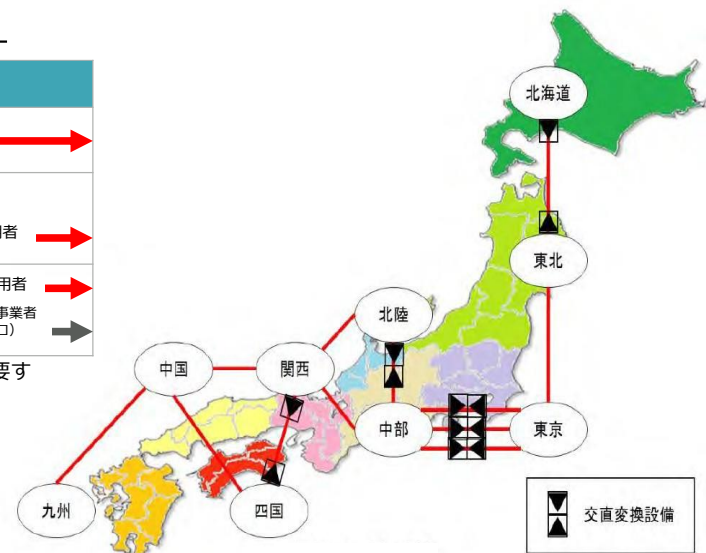
～主力電源化に適した電力ネットワークの形成と運用～

- 送電線利用ルールを早期に見直し
- 欧米と同様の実潮流ベースによる系統連系・運用を早期に実現
- 制約ある地域では、地内送電網の増強、ハブ変電所の新設、基幹送電線（地域間及び地内）の増強等（プッシュ型の系統形成を含む）が必要
- 風力由来電力を大需要地に送電可能とするマスタープランの策定（海底直流送電線の敷設等）
- 発電/送配電の責任・費用の分界点は変電所又は集電所までとする欧州各国の仕組みを導入（洋上風力の送電線は系統運用者:TSOが敷設と運営を）



※ドイツの場合は各洋上発電事業者にて変電所を設置し、系統運用者が設置する洋上変電所まで接続を要す

- 送電線利用ルールを早期に見直し電力安定供給のため、蓄電池や需要側の需給調整（DR）、市場メカニズム（需給調整・容量市場他）の活用等も必要



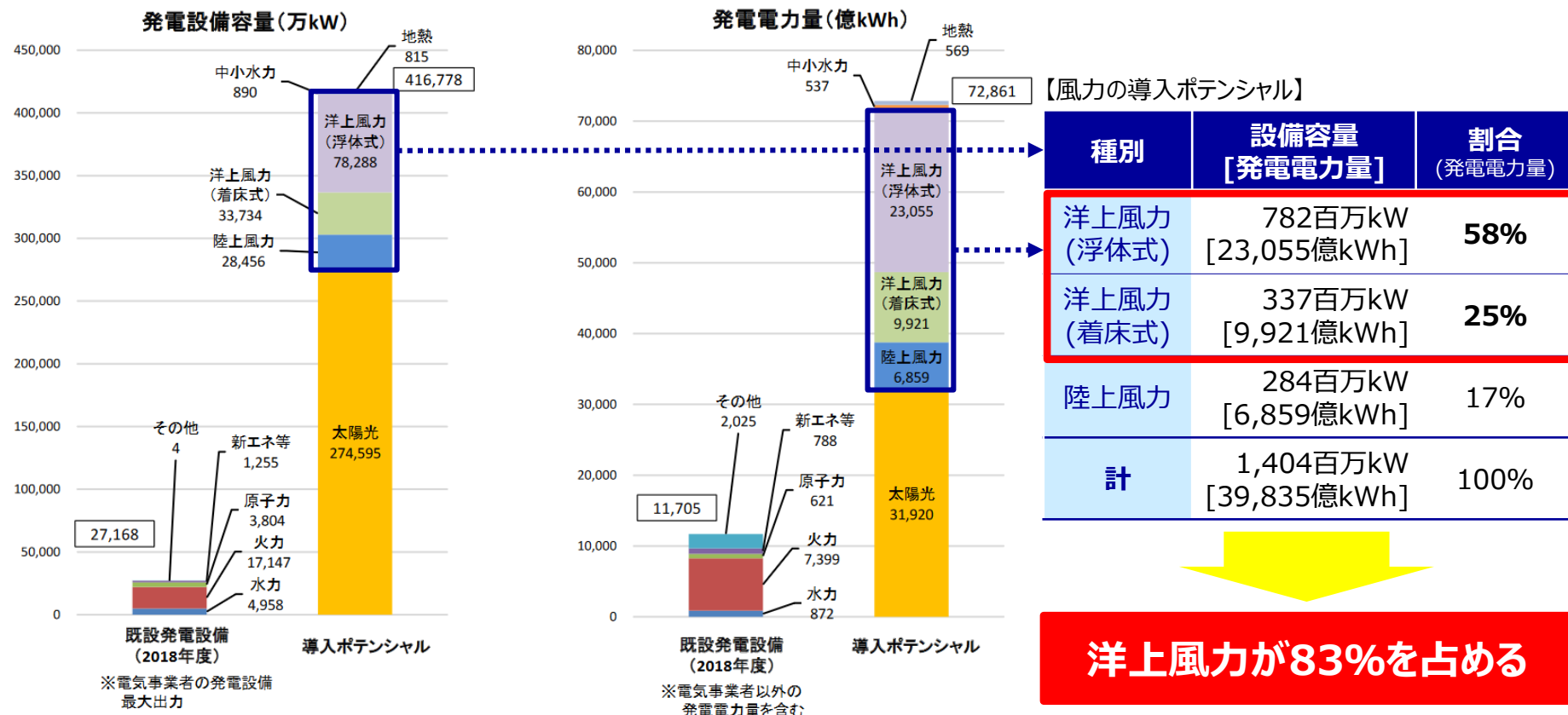
出典：電力広域的運営推進機関 年次報告書 2019年度版

出典：METI 第28回第28回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方」（JWPA）資料より

(4) 日本の風力発電のポテンシャル

■ 現在(2018年)のエネルギー需給状況と再エネの導入ポテンシャル

日本は、風力発電のポテンシャルが高く、特に洋上風力発電のポテンシャルは非常に高い。

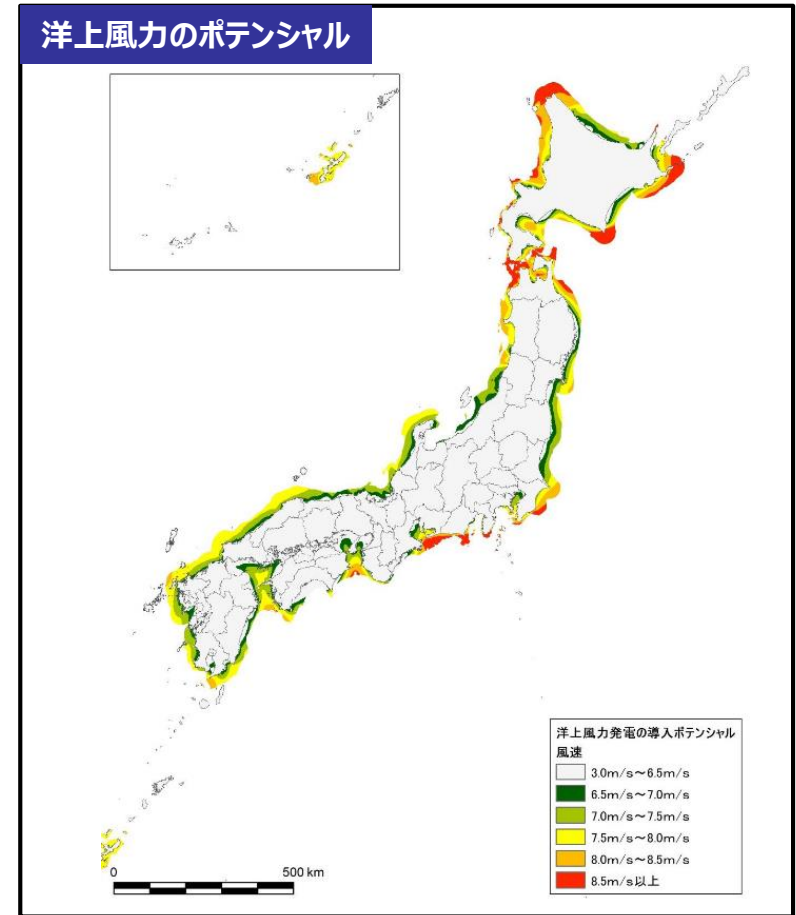
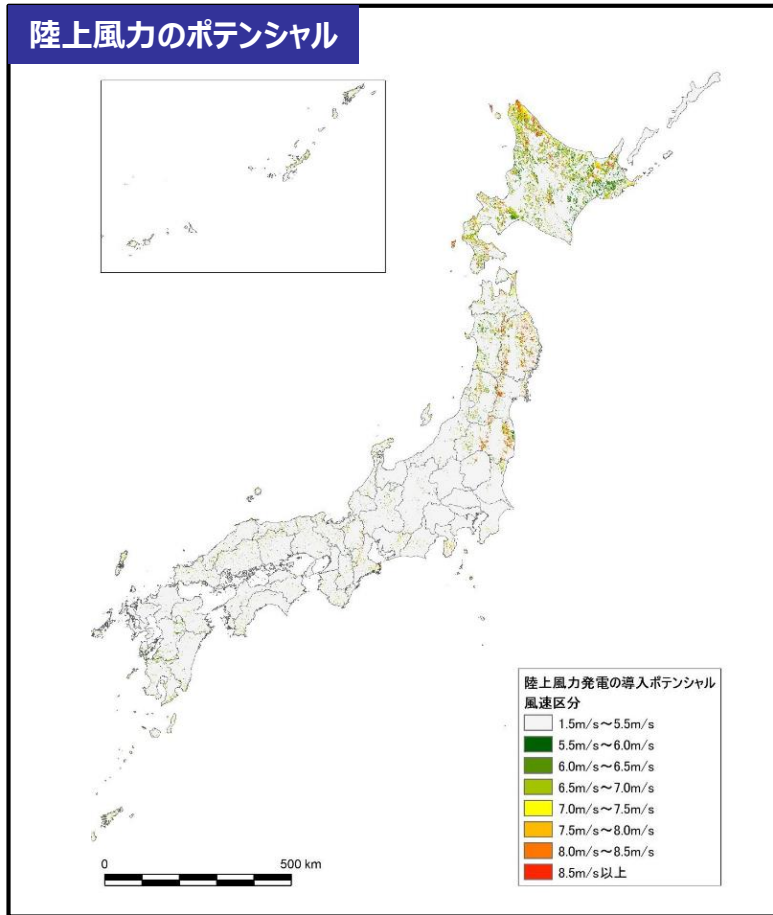


出典：環境省地球温暖化対策課調査 わが国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル（概要資料導入編）

(4) 日本の風力発電のポテンシャル

■ 風力発電のポテンシャルのエリア

陸上風力は北海道・東北エリアに、洋上風力は北海道・東北・九州エリアにポテンシャルが多い。



出典：「令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書」（2020年3月）

(5) 世界の風力発電

■ 世界各国の風力発電設備容量（2020年）

GWEC（世界風力エネルギー協会）によれば、世界における風力発電設備の2020年新規導入量は93百万kWで、2020年末の累積導入量は742百万kWとなる。

順位	国名	新規導入量		累積導入量
		2019年	2020年	
1	中国	26,785千kW	52,000千kW	288,320千kW
2	米国	9,143千kW	16,205千kW	122,317千kW
3	ドイツ	2,189千kW	1,668千kW	62,850千kW
4	インド	2,377千kW	1,119千kW	38,625千kW
5	スペイン	2,319千kW	1,400千kW	27,250千kW
6	英国	2,393千kW	598千kW	23,937千kW
7	フランス	1,336千kW	1,318千kW	17,946千kW
8	ブラジル	745千kW	2,297千kW	17,750千kW
9	カナダ	597千kW	165千kW	13,577千kW
10	イタリア	不明	不明	10,543千kW
-	日本	274千kW	551千kW	4,336千kW

ドイツの導入量に対し、
日本の導入量は、**約7%**

<日本とドイツの比較>
人口：日本は1.5倍
面積：ほぼ同じ

出典：GWEC（世界風力エネルギー協会）「GLOBAL WIND REPORT 2021」

(5) 世界の風力発電

■ GDP上位国における風力発電導入状況

- 世界の風力発電導入量上位国を、日本を除くGDP上位国が占めており、該当国の風力発電メーカーのマーケットシェアも高い
- 日本の風力発電導入拡大のためには、**日本の風力発電メーカーの育成**を図る必要がある
(意欲的な大規模導入目標設定⇒大量生産⇒コスト低減) (P30参照)

■ 風力発電導入量上位5カ国 (2020年)

Rank	国名	陸上	洋上	合計 (万kW)	GDP順位 [2020年]
1	中国	27,832.4	999.6	28,832.0	2位
2	アメリカ	12,227.5	4.2	12,231.7	1位
3	ドイツ	5,512.2	772.8	6,285.0	4位
4	インド	3,862.5	0.0	3,862.5	6位
5	スペイン	2,725.9	0.5	2,726.4	14位

■ 風力発電機納入量 上位5社 (2020年)

Rank	メーカー名	国名	2020年供給量 (万kW)
1	Vestas	デンマーク	1,618.6
2	GE	アメリカ/ フランス	1,413.5
3	Goldwind	中国	1,360.6
4	Envision	中国	1,071.7
5	Siemens Gamesa	ドイツ/ スペイン	867.8

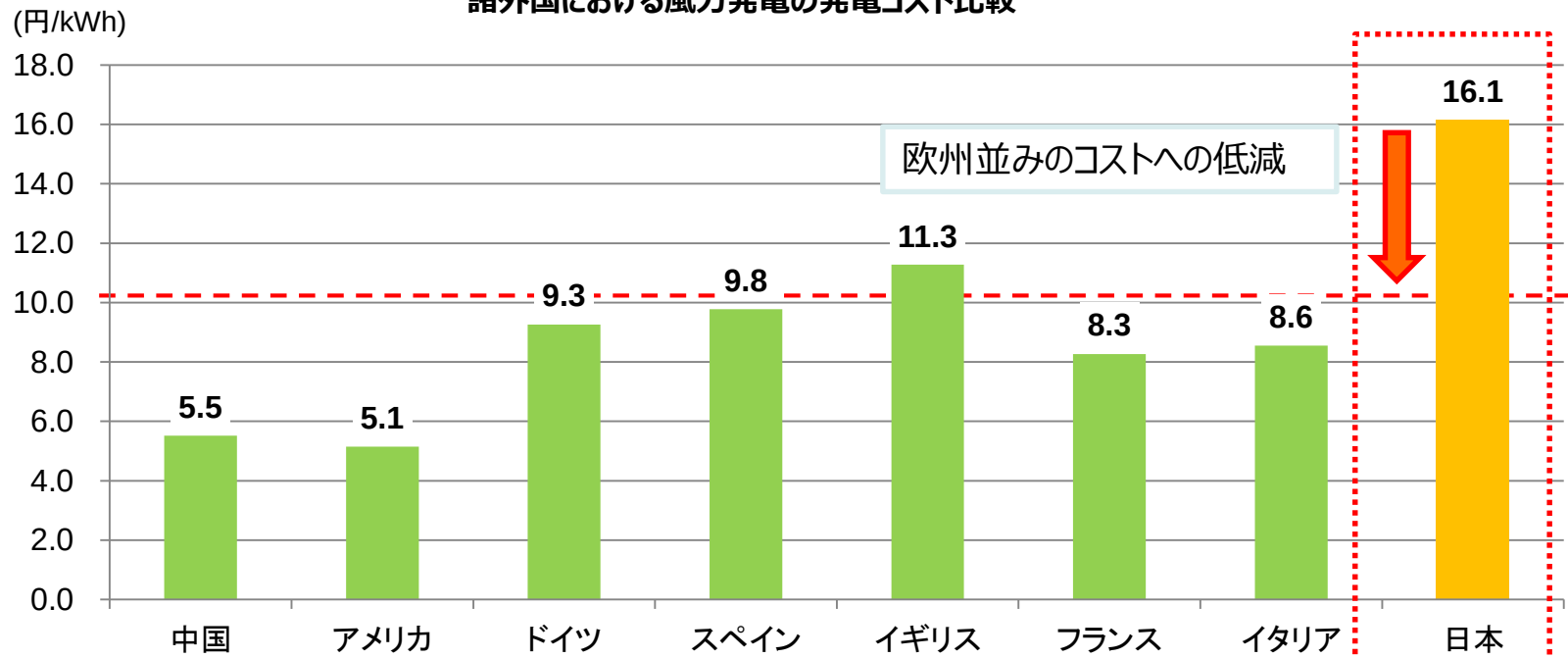
出典：GWEC（世界風力エネルギー協会）「Global Wind Report 2021」及びWind Europe「2020 Statistics and the outlook for 2021-2025」
International Monetary Fund World Economic Outlook (April - 2021)

(5) 世界の風力発電

■ 各国における風力発電の発電コスト

- 電源別で見ると、世界における風力発電の発電コストは、現時点で再生可能エネルギーの中でも安く、化石燃料と同等程度となっている
- 我が国においても、風力発電の意欲的な導入目標を設定し、風力発電を大規模導入することで、コスト削減が達成可能である

諸外国における風力発電の発電コスト比較



※東京証券取引所における2015年8月平均為替レート 1\$ = 120.96円にて換算

出典：IEA (国際エネルギー機関) , Projected Costs of Generating Electricity 2015 よりJWPA作成

(5) 世界の風力発電

■ 地域別の洋上風力導入量

	2019		2020	
	新規導入量	累計導入量	新規導入量	累計導入量
欧州	3,627千kW	21,901千kW	2,936千kW	24,837千kW
アジア	2,616千kW	7,301千kW	3,120千kW	10,414千kW
米国	0千kW	30千kW	12千kW	42千kW
合計	6,243千kW	29,232千kW	6,068千kW	35,293千kW

■ 2020年度時点での累計導入量の国別順位は下記

順位	国名	累計導入量
1	英国	10,206千kW
2	中国	9,996千kW
3	ドイツ	7,728千kW
4	オランダ	2,611千kW
5	ベルギー	2,262千kW
6	デンマーク	1,703千kW

出典：GWEC（世界風力エネルギー協会）「Global Wind Report 2021」

(5) 世界の風力発電

■ 稼働中の世界の大規模洋上風力発電所 Top10

	Wind Farm	国	容量 (万kW)	株主	基数× 単機容量	コミッショニング
1	Hornsea Project One	United Kingdom	121.8	Orsted 50%, GIP 50%	174×7.0MW	2019
2	Borssele 1&2	Netherlands	75.2	Orsted 50%, NBIM 50%	94×8.0MW	2020
3	Borssele 3&4	Netherlands	73.15	Partners Group 45%, Shell 20%, DGE 15%, Eneco 10%, Van Oord 10%	77×9.5MW	2021
4	East Anglia One	United Kingdom	71.4	Iberdrola 60%, Macquarie 40%	102×7.0MW	2020
5	Walney Extension	United Kingdom	65.9	Orsted 50%, PKA 25%, PFA 25%	40×8.25MW +47×7.0MW	2018
6	London Array	United Kingdom	63.0	Orsted 25%, CDPQ 25% RWE 30%, Masdar 20%	175×3.6MW	2013
7	Kriegers Flak	Denmark	60.5	Vattenfall 100%	72×8.4MW	2021
8	Gemini Wind Farm	Netherland	60.0	Northland Power 60%, Siemens 20%, HVC 10%, ALTE LEIPZIGER-HALLESCH 10%	150×4.0MW	2017
9	Beatrice	United Kingdom	58.8	SSE Renewables 40%, Red Rock 25%, TRIG 17.5%, equitix 17.5%	84×7.0MW	2019
10	Gode Wind (phase 1+2)	Germany	58.2	[Gode Wind 1] Orsted 50%, TRIG 25%, Glennmont Partners 25% [Gode Wind 2] Orsted 50%, PKA and Industriens Pension 50%	97×6.0MW	2017

出典：Wikipedia「List of offshore wind farms」 ※一部加工

(6) 日本の洋上風力発電の促進に向けて

～2050年カーボンニュートラルに向け、鍵を握る洋上風力～

国と地域に新たな産業を

- 政府は「洋上風力産業ビジョン(第1次)」(2020年12月)において、2050年カーボンニュートラルの実現に向け、洋上風力発電を「再生可能エネルギーの主力電源化に向けた切り札」と位置付け、**2030年までに10GW、2040年までに浮体式も含めて30GW～45GW***まで拡大するという目標を掲げた。
*30GW～45GWは、大型火力発電所30～45基に相当する規模
- 産業界は、**2040年までに国内調達比率60%、2030～2035年までに発電コストを8～9円/kWh**（着床式）という目標を掲げた。
- 目標値と併せて、**国内の洋上風力産業の育成、競争力強化を目指し**、官民が連携して国内でのコスト低減および最大限の導入を進めた後、**将来的にはアジアの成長市場を獲得**していくという一連の戦略も示された。

実現のための課題

[課題1] 国産化

- 雇用創出、電力の安定供給、輸送コスト削減などの観点から、国内調達比率の向上は重要である
- 産業界の目標を達成するためには、主要な海外風車メーカーと連携し、サプライチェーンの強靱化が必要

[課題2] セントラル方式

- 公募計画策定のための必要な調査・事前調整を公募を実施する国が実施
- 系統の確保、PJ規模に見合った拠点港の設備など、必要なインフラを国が整備

[課題3] 促進区域

- 近年の欧州の洋上風力発電所規模の拡大、風車の大型化を踏まえ、1区域1GW程度で考えるべき
- 産業界の目標を達成するためには、年間3～4PJで2～3GW程度まで拡大すべき

(6) 日本の洋上風力発電の促進に向けて

「洋上風力産業ビジョン（第1次）」の概要

洋上風力発電の意義と課題

- 洋上風力発電は、①**大量導入**、②**コスト低減**、③**経済波及効果**が期待され、再生可能エネルギーの主力電源化に向けた切り札。
- **欧州を中心に全世界で導入が拡大**。近年では、中国・台湾・韓国を中心に**アジア市場の急成長**が見込まれる。
(全世界の導入量は、**2018年23GW→2040年562GW（24倍）**となる見込み)
- 現状、**洋上風力産業の多くは国外に立地**しているが、**日本にも潜在力のあるサプライヤーは存在**。

洋上風力の産業競争力強化に向けた基本戦略

1.魅力的な国内市場の創出

2.投資促進・サプライチェーン形成

3.アジア展開も見据えた次世代技術開発、国際連携

官民の目標設定

(1)政府による導入目標の明示

- ・2030年までに10GW、
2040年までに30GW～40GWの
案件を形成する

(1)産業界による目標設定

- ・国内調達比率を2040年までに60%にする。
- ・着床式発電コストを2030～2035年までに、
8～9円/kWhにする。

(2) 案件形成の加速化

- ・政府主導のプッシュ型案件形成スキーム
(日本版セントラル方式)の導入

(3) インフラの計画的整備

- ・系統マスタープラン一次案の具体化
- ・直流送電の具体的検討
- ・港湾の計画的整備

(2)サプライヤーの競争力強化

- ・公募で安定供給等に資する取組を評価
- ・補助金、税制等による設備投資支援（調整中）
- ・国内外企業のマッチング促進（JETRO等）等

(3)事業環境整備（規制・規格の総点検）

(4)洋上風力人材育成プログラム

(1)浮体式等の次世代技術開発

- ・「技術開発ロードマップ」の策定
- ・基金も活用した技術開発支援

(2)国際標準化・政府間対話等

- ・国際標準化
- ・将来市場を念頭に置いた二国間対話等
- ・公的金融支援

出典：経済産業省「洋上風力産業ビジョン（第1次）」（概要）※一部単位を統一

(6) 日本の洋上風力発電の促進に向けて

[課題1] 国産化 -1

国産化・サプライチェーンの早期構築 ⇒ 『国際競争力の確保』

国際競争力を確保するために

<国内外からの投資促進>

- 官民の連携による最大限の導入
⇒2040年30GW～45GWという世界第3位の導入目標の前倒しが必要

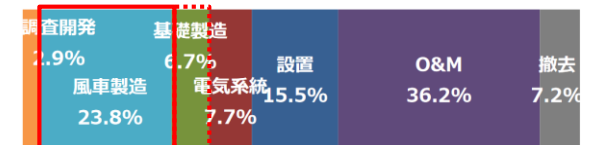
- 国内調達比率の向上
(2040年60%・サプライチェーンの強靱化(地元企業の参入))

⇒競争力を確保するには、国産化の早期実現が必須。目標年度 2030年への前倒しが必要

<国内調達比率向上>

- 国産化率の根拠を明確にし、公募での評価指標を明確にする
- 国内調達比率60%達成のためには、資本費の約1/4を占める風車の国産化が必須
公募において、国産化しない風車は排除するなどの重みづけが必要

洋上風力サプライチェーンの全体像(着床式の例)



→ 風力製造が23.8% (基礎構造を含むと30.5%)

出典：洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会「洋上風力産業ビジョン(第1次)(案)概要」(2020年12月15日)

洋上風力の産業化 アジアを中心とした世界へ、日本の風力産業の海外進出

(6) 日本の洋上風力発電の促進に向けて

[課題1] 国産化 -2

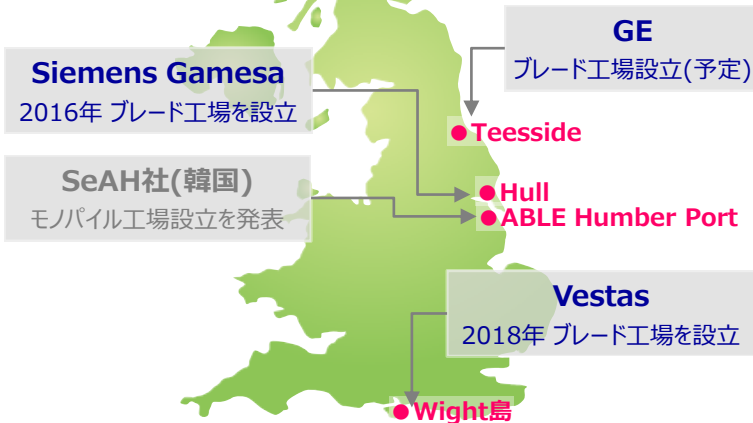
- 英国では、2019年に洋上風力発電産業戦略(Offshore Wind Sector Deal)を策定
- 英国政府と洋上風力産業セクターが「2030年に洋上風力30GW(電力供給の1/3)」の導入目標に合意

英国

洋上風力の導入目標 **2030年までに30GW(40GW?)**

国内調達比率の目標 **2030年までに60%**

世界の三大メーカーがそろっている



日本

洋上風力の導入目標 **2030年までに10GW**

国内調達比率の目標 **2040年までに60%**

**コストを下げるには
風車メーカーを誘致し
競争させることが肝要**



世界的風車メーカーを誘致するためには、[3GW/年以上] の導入が必要ではないか

(6) 日本の洋上風力発電の促進に向けて

[課題1] 国産化 -3

■ 洋上風力の国産化に向けた動き

主要な風車メーカー3社のうち、1社（GE）は日本への進出を決定、1社（Vestas）は検討中。
国際競争力向上（コスト削減）には、数多くの風車メーカーの日本への進出を促し、コスト低減を図る必要がある。

	Siemens Gamesa	Vestas	GE
補助金申請者	未定	Vestas Japan	東芝エネルギーシステムズ
事業内容	未定	ナセル組立工場	ナセル組立工場
事業実施場所	未定	長崎県(香焼)？	神奈川県(横浜)
補助金申請	未定	2021年5月	2020年6月
補助金採択	未定	2021年7月	2020年8月
正式申請	未定	未定	2021年6月
事業完了期限	未定	未定	2024年3月

主要な海外風車メーカーと連携し、いかに国内調達率を高めていけるかが、
サプライチェーン強靱化のカギを握っている

(6) 日本の洋上風力発電の促進に向けて

[課題2] セントラル方式 -1

① 必要十分な事前調査のデータ開示

促進区域指定ガイドライン*では、風況、海底調査等を行うこととしているが、応札のコスト積算には信頼性の高いデータが必要。風況調査は、1区域当たり複数個所観測し、海上での調査（海上観測塔、フローティングライダー）も実施すべきである。

地質調査についても、ボーリング調査が1か所程度であるが、例えばオランダでは、30基のプロジェクトで、全地点でのボーリング調査を国が行っている。

② 環境アセスメントの実施

現在の促進区域、有望な区域等では、各事業者が環境アセスを行っているが、現地調査（配慮書・方法書含む）までは国が行い、公募参加予定者による重複作業を排除、選定事業者によるアセスの期間短縮を図るべきである。

③ 系統の確保

系統はプッシュ形で国が確保し、洋上風力発電所の発電適地と大型需要地を結ぶ連系線を国のコストで早期に実施すべきである。

④ 適切な規模の拠点港の整備

現在の促進区域に指定された指定港の整備では、プロジェクト規模には足りない整備規模である。促進区域のPJ規模に応じた国による適切な規模、地耐力を持った拠点港の整備を実施すべきである。

⑤ 漁業関係者との調整の実施

現在の促進区域、有望な区域等では、事業者がそれぞれ漁業関係者と調整を行っているが、国または地方公共団体が一括して調整を実施すべきである。

⑥ 許認可手続の円滑化

洋上風力発電事業に必要な許認可を効率的に取得することができれば、事業予見性が高められると共に、開発リードタイム短縮とコスト低減が可能となるため、国及び地方公共団体が各種許認可のサポートをすべきである。

*「海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域指定ガイドライン」（2021年7月改訂）経済産業省/国土交通省

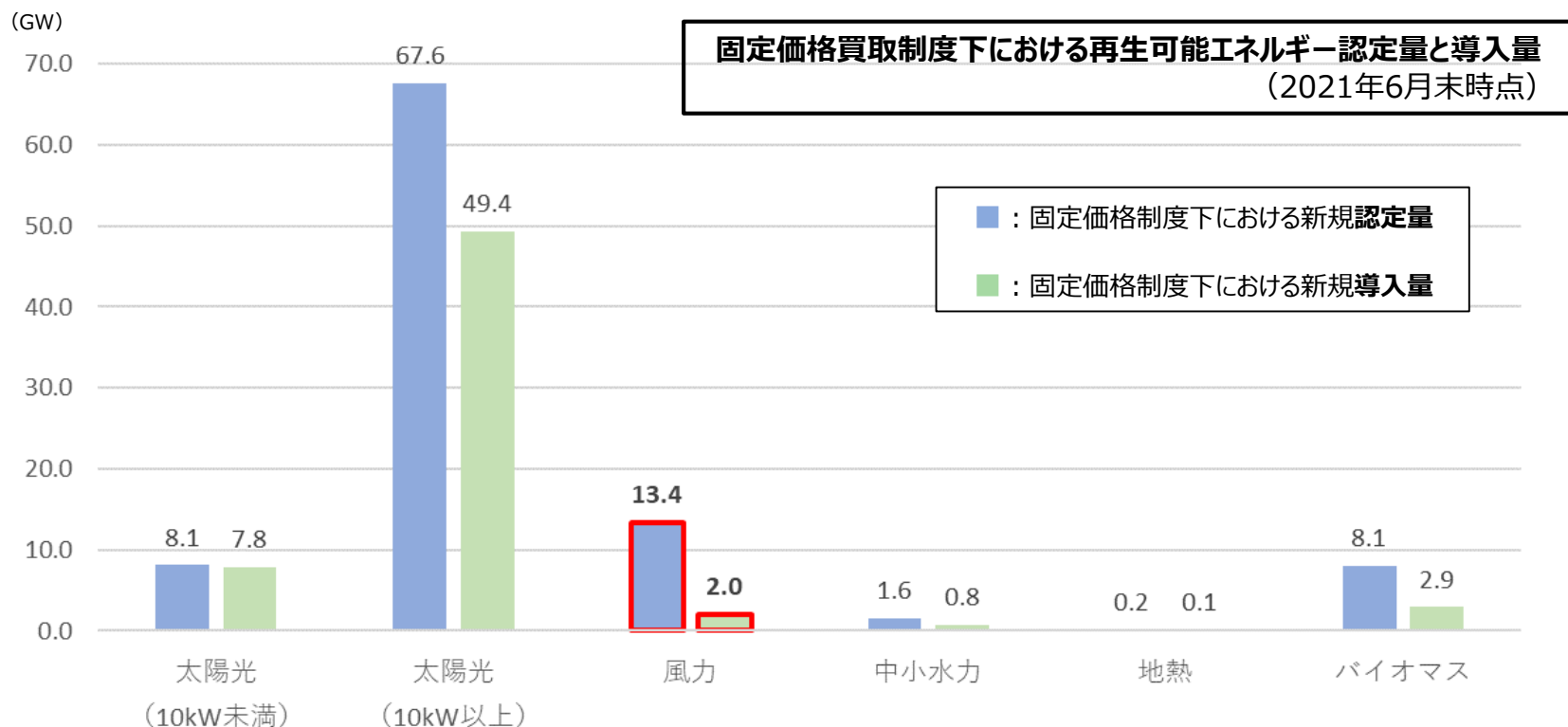
(6) 日本の洋上風力発電の促進に向けて

[課題2] センtral方式 -2 ② 環境アセスメントの実施

2012年に風力発電所が環境アセス法の対象事業に追加され、4～5年を要する環境アセスメントを含むリードタイムが長期化し、導入が進んでいない。

一方、環境アセス法の対象外*であった太陽光発電は、導入が急速に進んだ。

*2020年より太陽光も環境アセス法の対象。(対象事業：第一種 40MW以上,第二種 30MW以上40MW未満)
促進区域においては、国が現地調査までを行い、環境アセスメントによるリードタイムの短縮を図るべきである。



出典：資源エネルギー庁 固定価格買取制度 情報公開用ウェブサイト

(6) 日本の洋上風力発電の促進に向けて

[課題2] センtral方式 -3 ③ 系統の確保

a. 直流海底送電線の早期敷設

風力のポテンシャルの高いエリアと需要地をつなぐ直流海底送電線を早期に実現すべきである。

b. 再エネ優先の系統運用

再エネの優先接続と優先給電（出力抑制の最小化）、メリットオーダー（価格の安い順に接続）を実施し、再エネの最大限活用すべきである。

c. 出力抑制の低減

上記再エネ優先の系統運用にすることに加え、ドイツ等の欧州のように出力抑制率が5%を超える場合は、国負担とすべきである。

<ドイツの出力抑制の補償*>

- 再エネを系統混雑回避のために出力制御する場合、系統運用者は再エネ電源事業者の損失収入の95%を補償（ただし、再エネ事業者の損失収入が年間収入の1%を上回る場合には100%補償）。
- 需給バランスによる出力制御の場合には、補償無し。

d. 発電/送配電の分岐点の事業者負担の低減

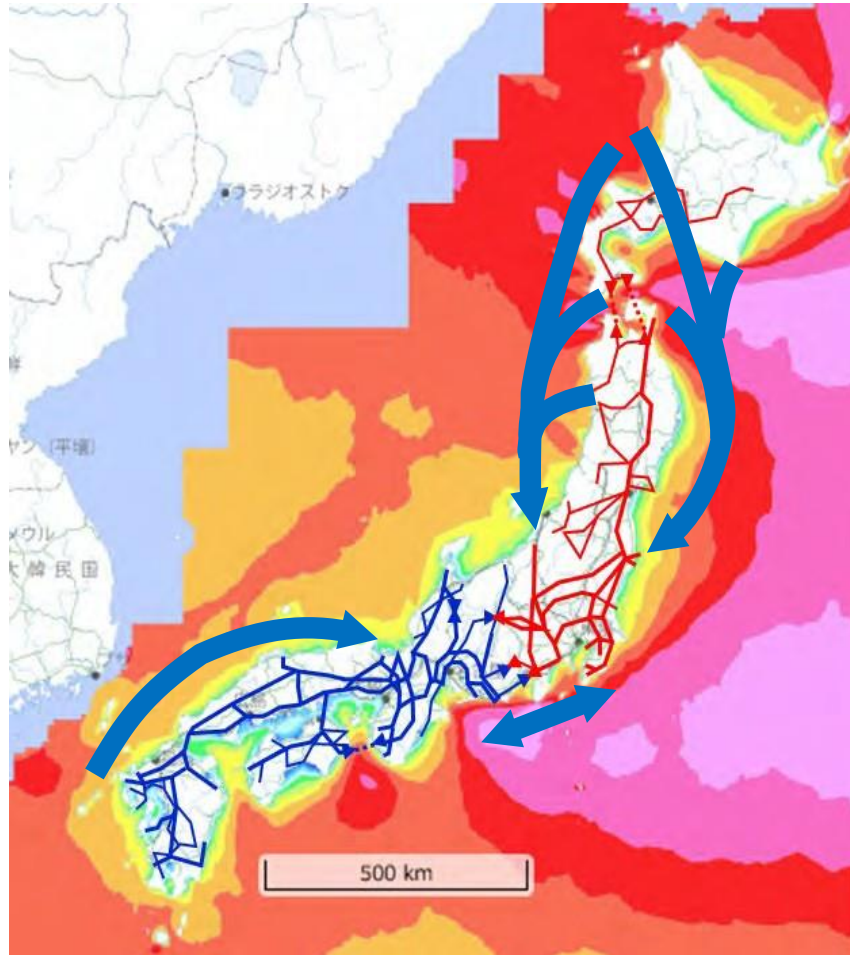
洋上風力の総事業費に占める接続コストは、負担割合が高く、案件ごとの変動が大きい。洋上風力の導入が進んでいる欧州に倣い、洋上風力発電事業者の発電/送配電の責任分界点を陸上または洋上の集電所までとし、コスト低減及び洋上風力導入の加速化を図るべきである。

* 出典：第2回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料2「系統制約の緩和に向けた対応」（2018年1月24日）資源エネルギー庁

(6) 日本の洋上風力発電の促進に向けて

[課題2] セントラル方式 -4 ③ 系統の確保 a.直流海底送電線の早期敷設

■ 海底直流送電線：ジャパン・スーパーグリッドのイメージ



※ NEDO洋上風況マップ (http://app10.infoc.nedo.go.jp/Nedo_Webgis/index.html) に主要電力系統（275kV以上）概略図を重ねた

大型電源＝広域消費

ダム



原子力



洋上風力



- 風力ポテンシャルを需要地へ直接送電
- 海底ケーブルによる短納期での整備
- 直流送電でロス少なく長距離に最適
- 全国大で系統の一体運用を可能に

出典：METI 第28回第28回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方」（JWPA）資料より

(6) 日本の洋上風力発電の促進に向けて

[課題2] セントラル方式 -4 ③ 系統の確保 c.出力抑制の低減

(参考) マスタープラン中間整理における複数シナリオ分析結果

「再エネ5～6割シナリオ」の分析結果では、全国的な出力制御が発生することから、増強後でも再エネ出力制御率が約39%と、他のシナリオと比較して高い値となっている。

マスタープラン検討に係る中間整理

シナリオ 分析項目	官民協議会ベース（電源ポテンシャル考慮）		ケーススタディ	
	電源偏在シナリオ (30GW)	電源偏在シナリオ (45GW)	電源立地変化 シナリオ (45GW)	再エネ5～6割 シナリオ
系統増強の投資額※1 (ネットワーク増強コスト※2)	約2.2～2.7兆円 (約0.2～0.26兆円/年)	約3.8～4.8兆円 (約0.36～0.45兆円/年)	約1.5～1.7兆円 (約0.13～0.16兆円/年)	約2.0～2.6兆円 (約0.19～0.24兆円/年)
(参考) 燃料費※3 CO2対策コスト	約3.21兆円/年 約1.67兆円/年	約2.81兆円/年 約1.57兆円/年	約2.82兆円/年 約1.57兆円/年	約2.17兆円/年 約1.16兆円/年
費用便益比 (B/C)	1.07 ～ 1.35	1.13 ～ 1.44	1.29 ～ 1.53	0.95 ～ 1.21
純便益 (B-C)	約200～800億円/年	約600～1,500億円/年	約500～800億円/年	約▲100～400億円/年
再エネ出力制御率 (増強後、太陽光・風力)	約2%	約4%	約4%	約39% (需要側の対策が必要)
再エネ比率	37%	42%	42%	53%
CO2削減量 (うち系統増強によるもの)	約3,500万t (約500万t)	約5,400万t (約1,200万t)	約5,300万t (約400万t)	約1億2,600万t (約1,300万t)

※1 偏在する電源等を大消費地に送電するための連系線等の背骨系統の増強コストのみを記載しており、再エネ増加に伴う、調整力確保、慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。
また、HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は漁業補償費を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。

※2 系統増強を行うことで毎年発生する費用（減価償却費、運転維持費など）

※3 燃料費は、シミュレーションで計算された発電量のみを計上

出典：「マスタープラン策定に向けたシナリオ検討の進め方について（需要関係）（2021/9/16）」

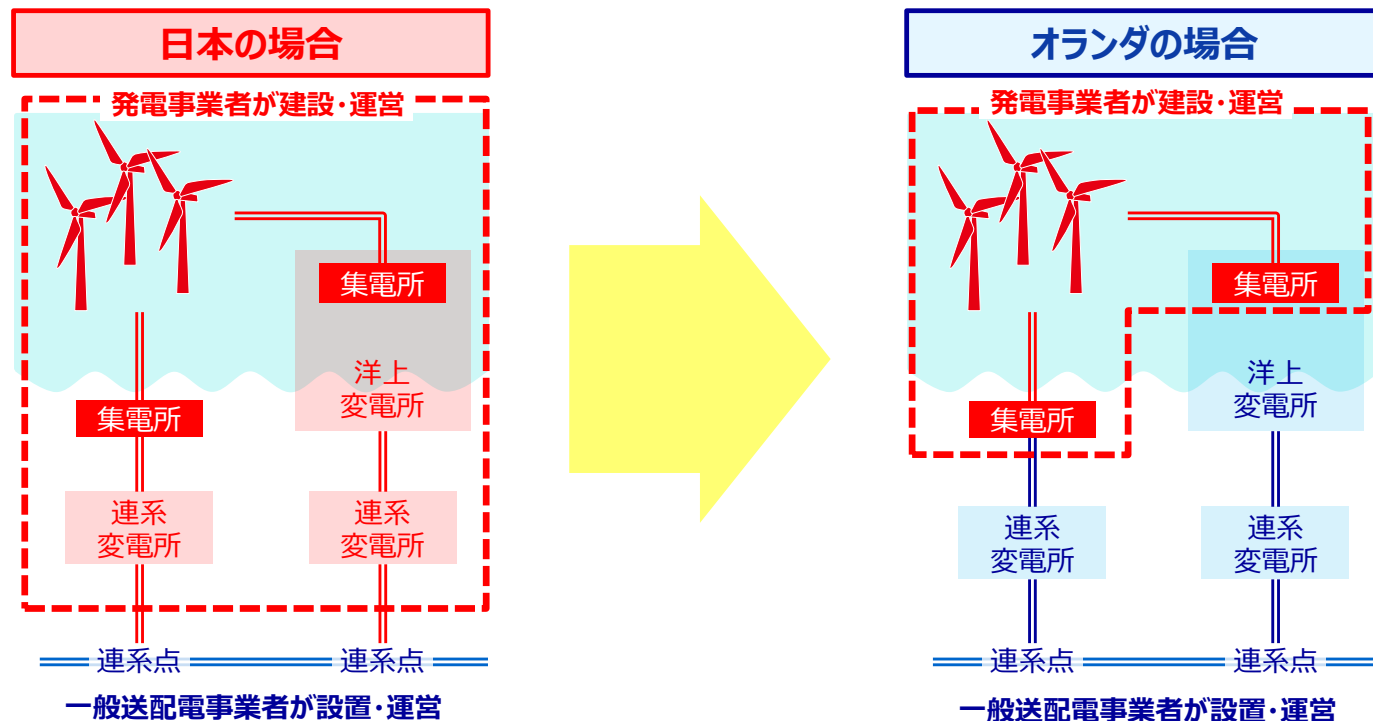
広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会事務局」資料より

(6) 日本の洋上風力発電の促進に向けて

[課題2] セントラル方式 -4 ④ 系統の確保 d.発電/送配電の分岐点の事業者負担の低減

■ 日本と欧州の「発電/送配電の責任・費用の分界点」の比較

日本は、欧州と比べ、事業者が設置・運営する範囲が広く、高コスト化、工期長期化の大きな要因となっている。洋上風力発電事業者の発電/送配電の責任分界点を陸上または洋上の集電所までとすべきである。



(6) 日本の洋上風力発電の促進に向けて

[課題3] 促進区域

促進区域の1PJ規模が小さい

促進区域指定ガイドライン*では、1区域当たり350MWという目安が示されているが、2020年に稼働した欧州の洋上風力発電所の平均規模は788MWである。日本においても1区域1GW程度で考えるべきである。

促進区域に指定できる区域が狭い

促進区域指定ガイドライン*では、促進区域に指定する区域は、領海(基線から約22km)及び内水のうち一定の区域(指定された促進区域のほとんどが共同漁業権内)とされているが、浮体式を視野にいれ、欧州同様に排他的経済水域(基線から約370km)の活用を図るべきである。

*「海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域指定ガイドライン」(2021年7月改訂) 経済産業省/国土交通省

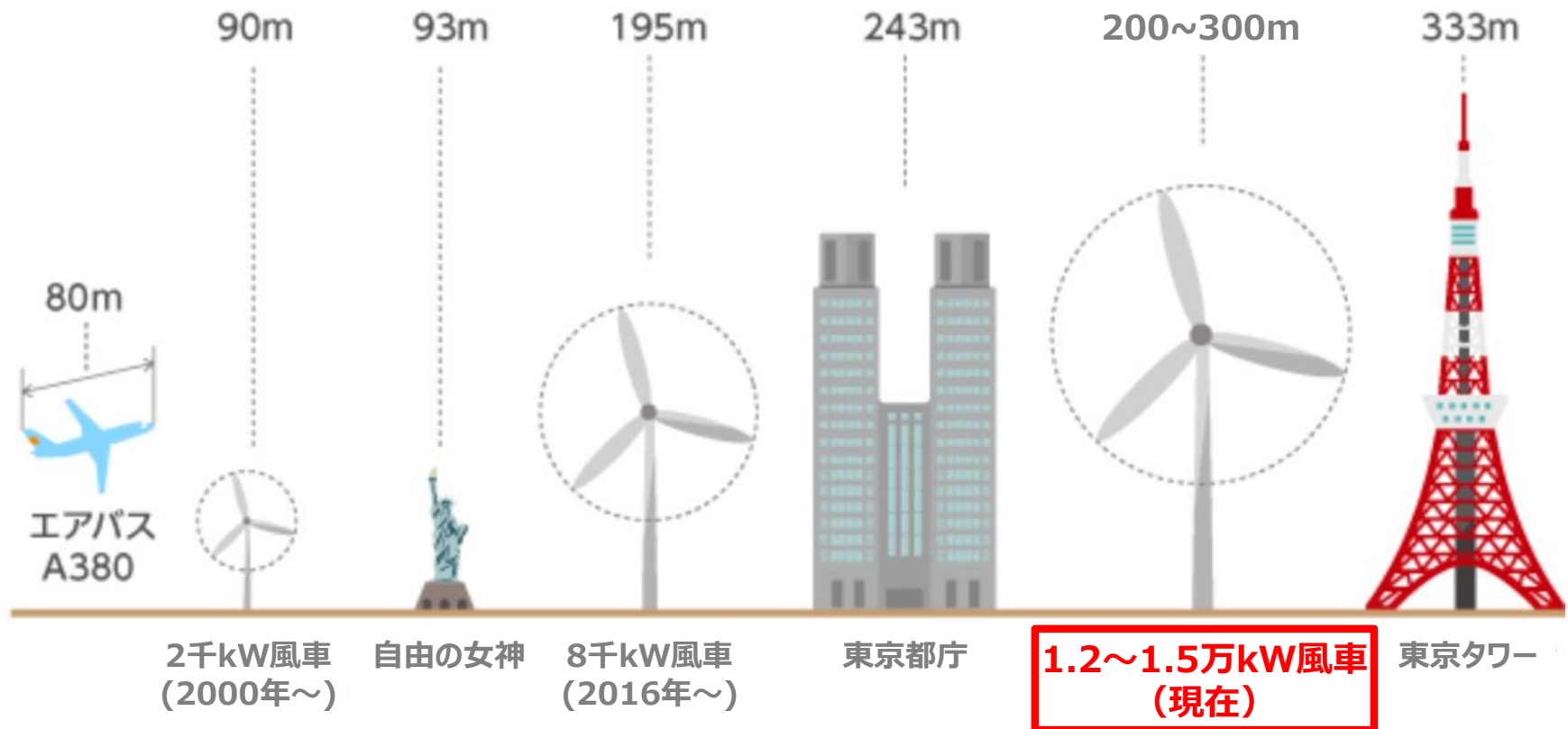
<参考：促進区域の規模>

促進区域	基礎形状	公募開始日	最大受電電力
長崎県五島市沖	浮体	2020年6月24日	21 MW
秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖	着床	2020年11月27日	415 MW
秋田県由利本荘市沖(北側)	着床	2020年11月27日	373 MW
秋田県由利本荘市沖(南側)	着床	2020年11月27日	357 MW
千葉県銚子市沖	着床	2020年11月27日	370 MW
秋田県八峰及び能代市沖	着床	未定	356 MW

(6) 日本の洋上風力発電の促進に向けて

■ 洋上風力向け 風力発電機の大規模化

現時点での世界最大の風力発電機は、Vestasが2021年2月に公表した1.5万kW機（2024年より量産開始）で、ローター径（羽の直径）は236mである。



(6) 日本の洋上風力発電の促進に向けて

■ 促進区域・有望な区域 他（2021年9月13日公表）

	今年度	昨年度	備考
促進区域	① 長崎県五島市沖	促進区域	
	② 秋田県能代市・三種町・男鹿市沖		
	③ 秋田県由利本荘市沖		
	④ 千葉県銚子沖		
	⑤ 秋田県八峰町・能代市沖	有望な区域	新たに促進区域に指定
有望な区域	⑥ 長崎県西海市江島沖		
	⑦ 青森県沖日本海（南側）		
	⑧ 青森県沖日本海（北側）		
	⑨ 秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	一定の準備段階に進んでいる区域	促進区域指定基準（風況等）への適合が見込まれるため、新たな有望な区域として整理
	⑩ 山形県遊佐町沖		
	⑪ 新潟県村上市・胎内市沖	新規追加	
	⑫ 千葉県いすみ市沖		
一定の準備段階に進んでいる区域	⑬ 北海道檜山沖	一定の準備段階に進んでいる区域	
	⑭ 北海道岩宇・南後志地区沖		
	⑮ 北海道島牧沖		
	⑯ 青森県陸奥湾		
	⑰ 北海道松前沖	新規追加	新たに都道府県からの情報提供があったため、一定の準備段階に進んでいる区域として追加
	⑱ 北海道石狩市沖		
	⑲ 岩手県久慈市沖（浮体）		
	⑳ 福井県あわら市沖		
	㉑ 福岡県響灘沖		
	㉒ 佐賀県唐津市沖		

出典：経済産業省/国土交通省 HPより作成

(6) 日本の洋上風力発電の促進に向けて

■ 日本の洋上風力発電のコスト

昨年11月に公募を開始した案件では、供給価格の上限が29円/kWhとされ、本年11月頃に公募開始が予定されている案件では、供給価格の上限が28円/kWhとされた。

	(参考) 2014年度から2019年度までの 着床式洋上風力発電	・秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖 ・秋田県由利本荘市沖(北側) ・秋田県由利本荘市沖(南側) ・千葉県銚子市沖	・秋田県八峰町及び能代市沖
供給価格上限額	36円/kWh ※調達価格	29円/kWh	28円/kWh
資本費(接続費含む)	56.5万円/kW	51.2万円/kW	49.4万円/kW
運転維持費	2.25万円/kW/年	1.84万円/kW/年	1.84万円/kW/年
撤去費	資本費の5%	10.7万円/kW	10.1万円/kW
設備利用率	30%	33.2%	33.1%
IRR(税引前) (法人税等の税引前の内部収益率)	10%	10%	10%
調達期間	20年間	20年間	20年間

出典：経済産業省「第59回 調達価格等算定委員会」資料2(別添)および「第68回 調達価格等算定委員会」資料2(別添)より