

再生可能エネルギー各論 (風力発電)

2022年5月16日
日本風力開発株式会社

目 次

1. 風力発電の導入拡大に向けた世界の動き・・・・・・・・・・ 2
2. 我が国における風力発電の実態と将来見通し・・・・・・・・・・11
3. 風力発電の導入拡大実現のためのポイント・・・・・・・・・・23
4. 発電コスト低減に向けた取り組み・・・・・・・・・・28
5. 洋上風力発電の導入促進に向けて・・・・・・・・・・33

1. 風力発電の導入拡大に向けた世界の動き

- (1) 『Net Zero by 2050』のポイント
- (2) 電源別のコスト
- (3) 各国の石炭火力廃止への取り組み
- (4) 各国自給率のいま
- (5) 各国の風力発電設備容量（2020年）
- (6) 世界における風力発電の導入量[累計]
- (7) 風力発電機の大型化

(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）

*国際エネルギー機関
(International Energy Agency)

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			平均年間成長率 (複利計算)	
	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.
集光型太陽熱発電	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 <small>*二酸化炭素回収・貯留</small>	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」国際エネルギー機関 (International Energy Agency) より

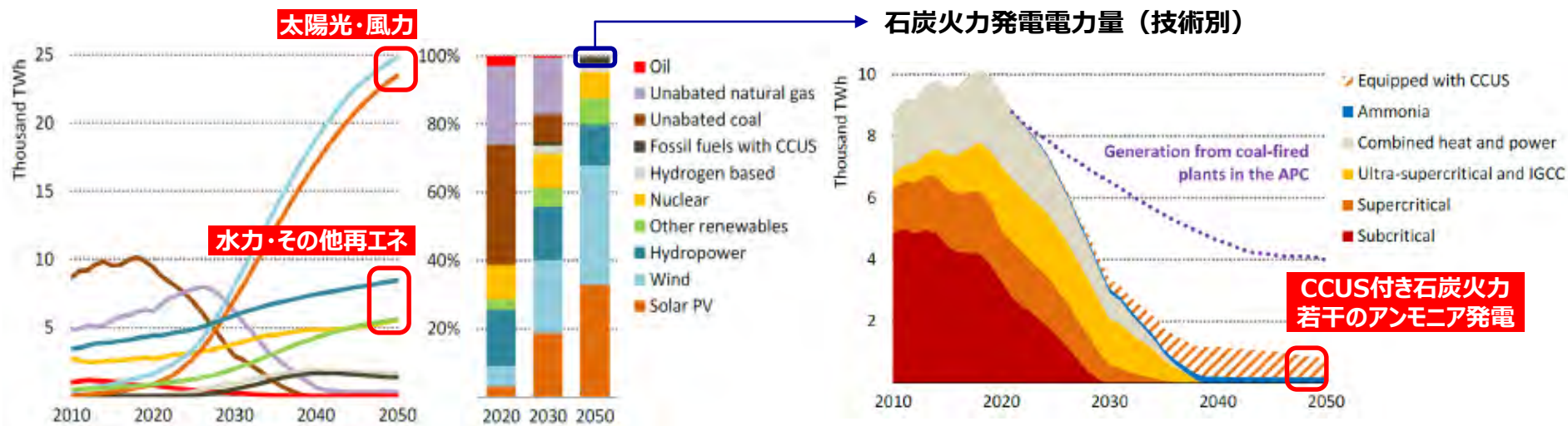
(1) 『Net Zero by 2050』のポイント

■ 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

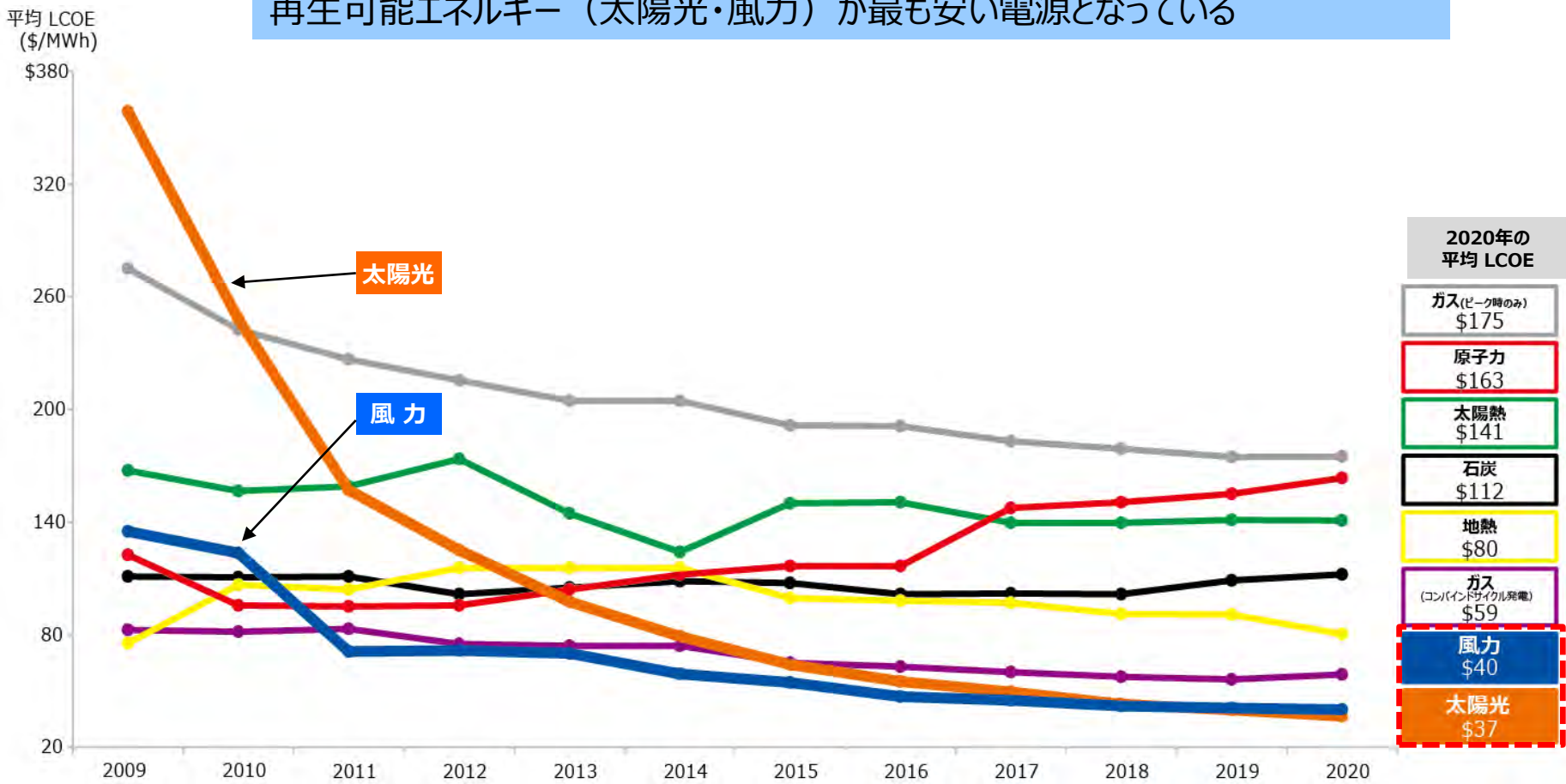


出典：IGES CEウェビナーシリーズ 気候変動トラック第6回（2021/7/8）「IEA（国際エネルギー機関）による2050年ネットゼロに向けたロードマップの解説」資料より

(2) 電源別のコスト

■ 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

(3) 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。

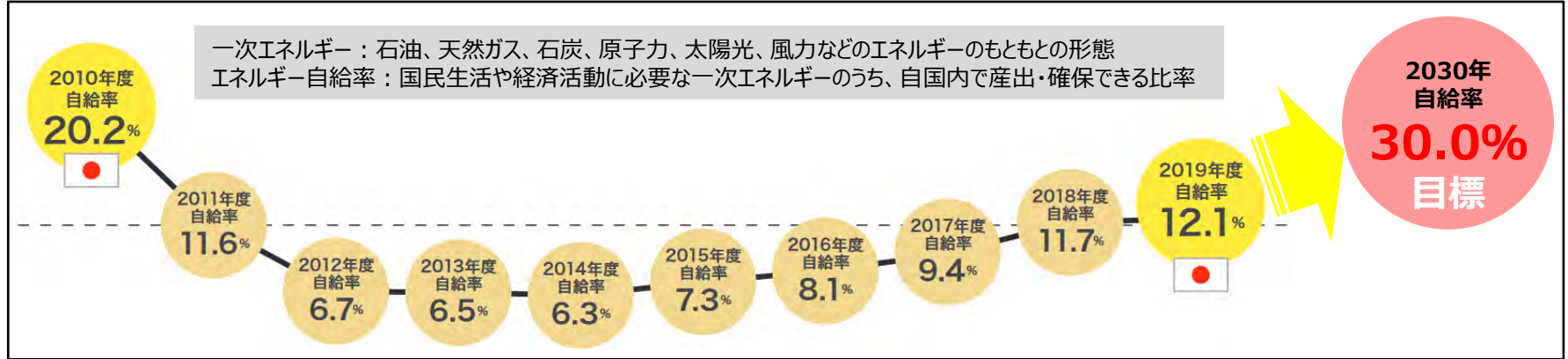
国	発電量に占める石炭比率(%)	低減・廃止目標や主な電力政策
ドイツ	25.5	38年までに全廃する計画の前倒しを検討
スペイン	2.3	30年までに全廃
英国	2.0	24年までに全廃 先進国に30年、途上国に40年までの廃止を要求
シンガポール	1.2	アジアの国で初めて「脱石炭連盟」に参加
フランス	1.0	22年までに全廃
インド	72.5	未電化地域をなくしつつ再生エネも導入拡大
中国	67.2	海外輸出の停止を9月に表明したが、国内は新設計画が多数
インドネシア	62.8	世界第4位の石炭生産国
フィリピン	54.6	22年までに未電化地域をなくす
ベトナム	49.9	再生エネの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」

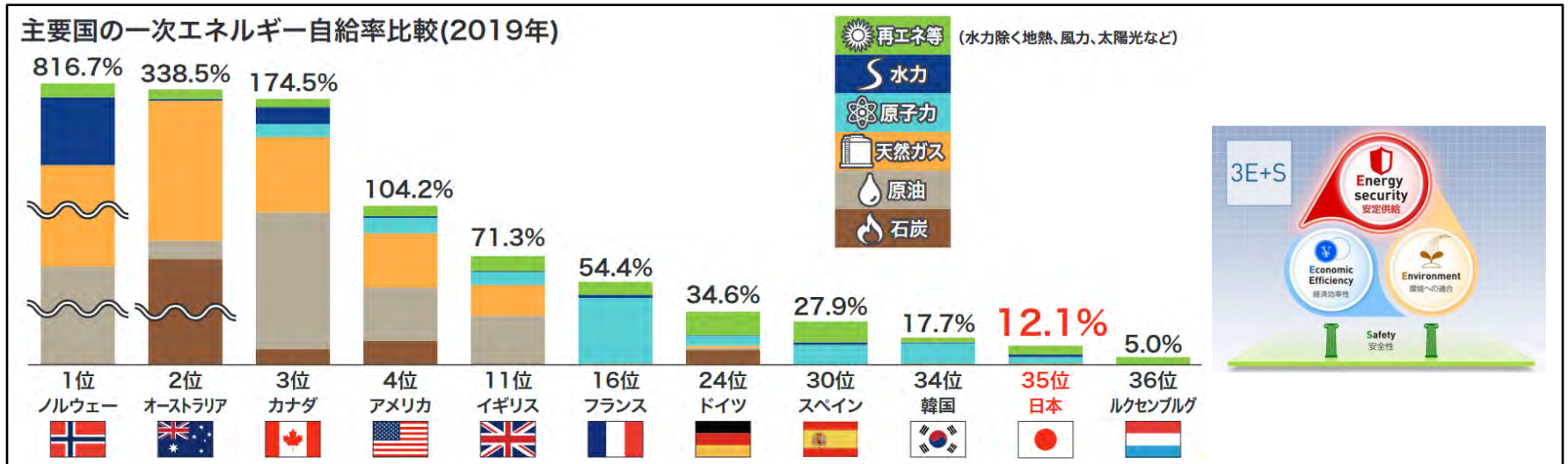
(4) 各国自給率のいま

■ 日本の一次エネルギー自給率の変化



出典：経済産業省 日本のエネルギー「エネルギーの今を知る10の質問」(2022年2月発行)

■ 主要国の一次エネルギー自給率の変化



出典：経済産業省 日本のエネルギー「エネルギーの今を知る10の質問」(2022年2月発行)、グラフで見る世界のエネルギーと「3E+S」安定供給①

(5) 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%**

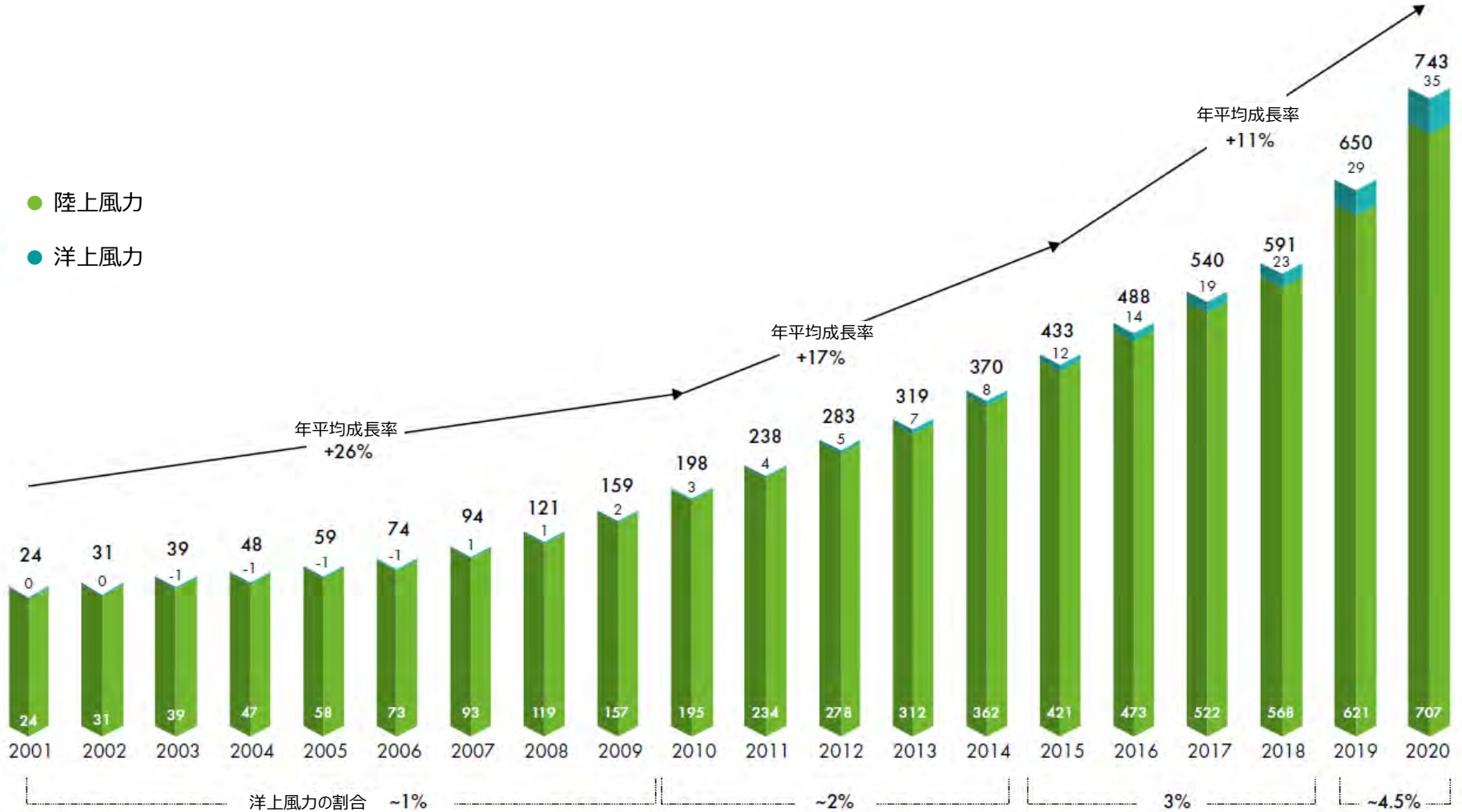
<日本とドイツの比較>
人口：日本は1.5倍
面積：ほぼ同じ

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

(6) 世界における風力発電の導入量[累計]

■ 世界における 陸上/洋上 風力の累計導入量

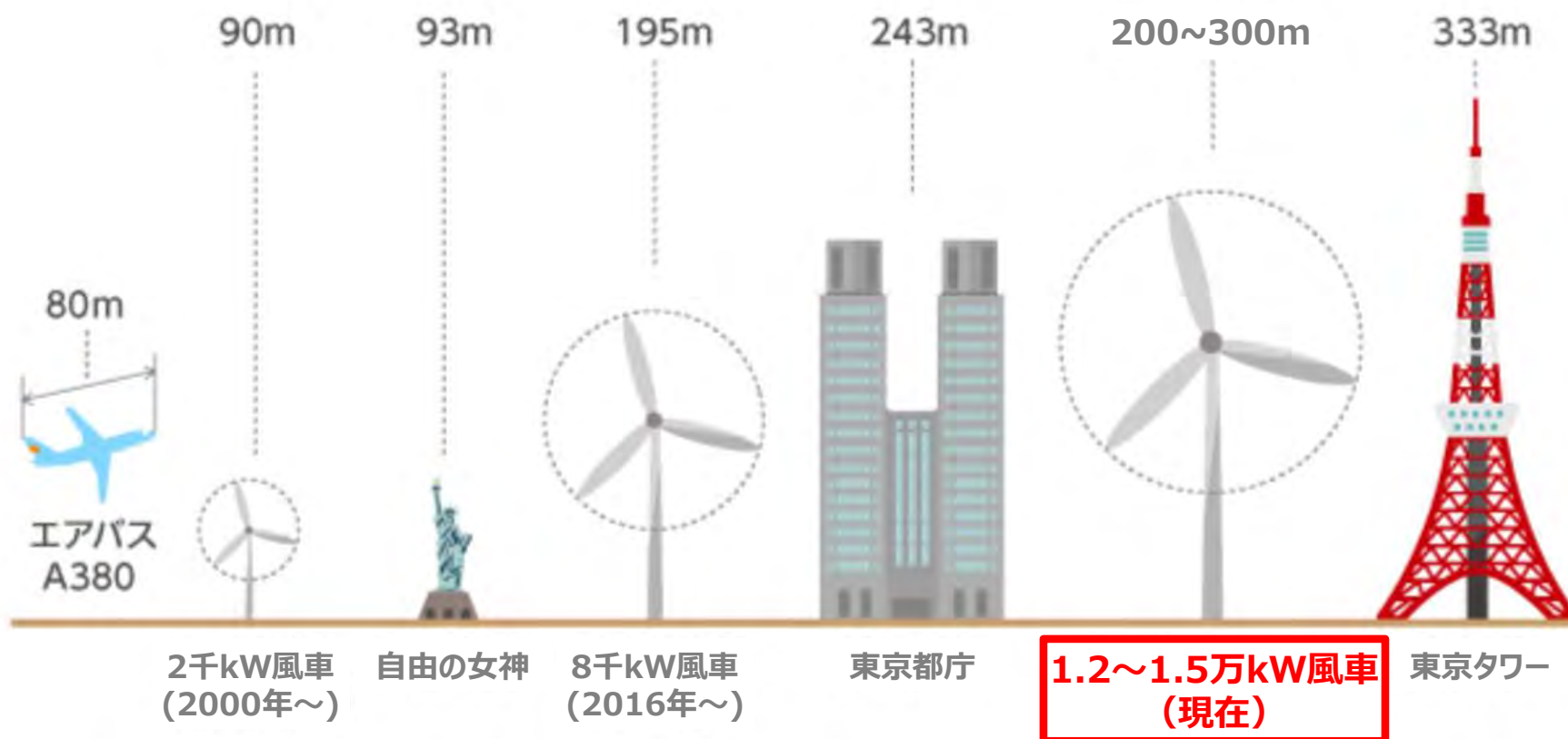
【単位：百万kW】



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

(7) 風力発電機の大型化

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。



2. 我が国における風力発電の実態と将来見通し

- (1) 第6次エネルギー基本計画
- (2) 『Net Zero by 2050』とMETIとの比較
- (3) 日本の風力発電のポテンシャル
- (4) JWPAの洋上風力・陸上風力の目標
- (5) 原子力発電既存炉の発電電力量の見通し
- (6) 風力発電の買取制度の変遷
- (7) FIT制度とFIP制度

(1) 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(国際エネルギー機関)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

(1) 第6次エネルギー基本計画

■ 一次エネルギー供給

[百万kl]	2013年度		2030年度	
石油等	233	43%	130	31%
石炭	137	25%	80	19%
天然ガス	127	23%	80	18%
原子力	2	0%	40	9~10%
再エネ	46	8%	100	22~23%
水素・アンモニア	0	0%	2	1%
合計	544	100%	430	100%

※2030年度の数値は概数であり、合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

■ 2030年度の発電電力量・電源構成

[億kWh]	発電電力量	電源構成
石油等	190	2%
石炭	1,780	19%
LNG	1,870	20%
原子力	1,880~2,060	20~22%
再エネ	3,360~3,530	36~38%
水素・アンモニア	90	1%
合計	9,340	100%

※数値は概数であり、合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

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

(1) 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	
	百万kW (億kWh)	割合*	百万kW (億kWh)	割合*	百万kW (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

(2) 『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

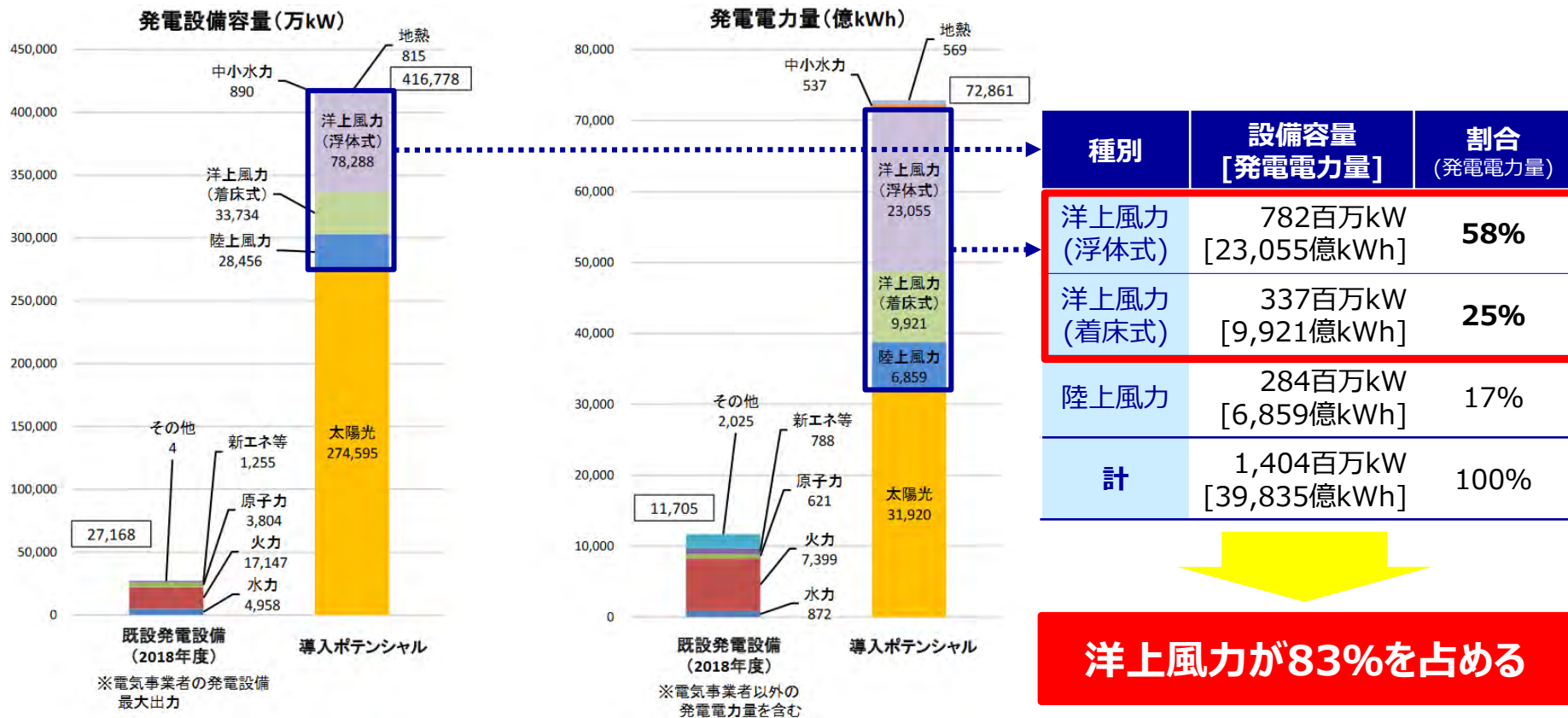
*1 第35回会合 資料1「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた検討」(2020年12月21日)

*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)

(3) 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。

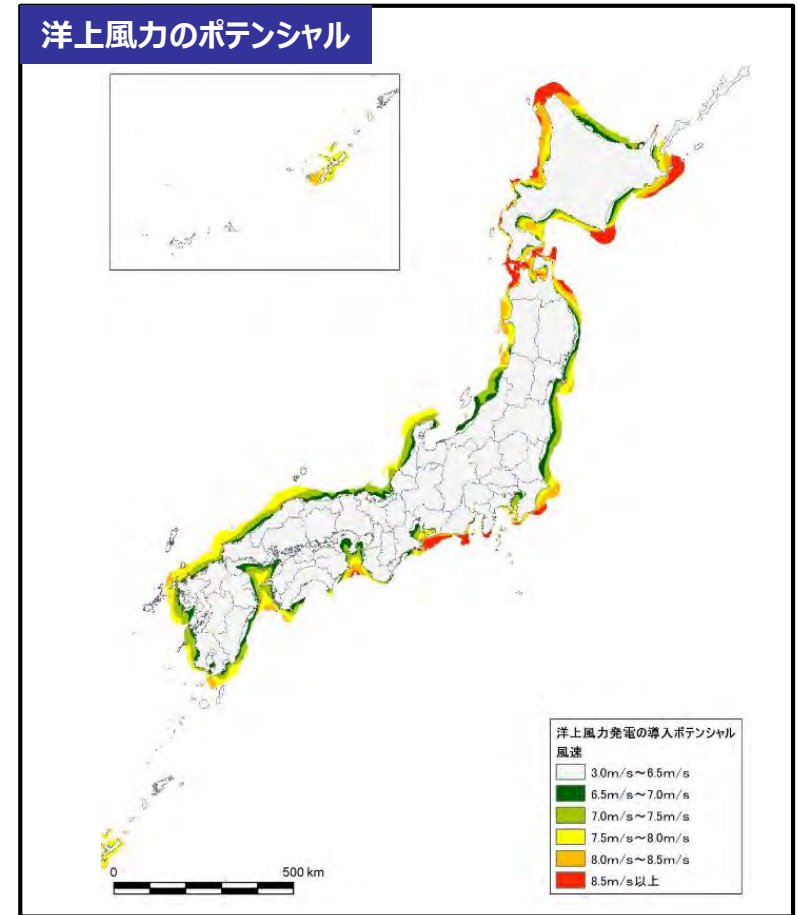
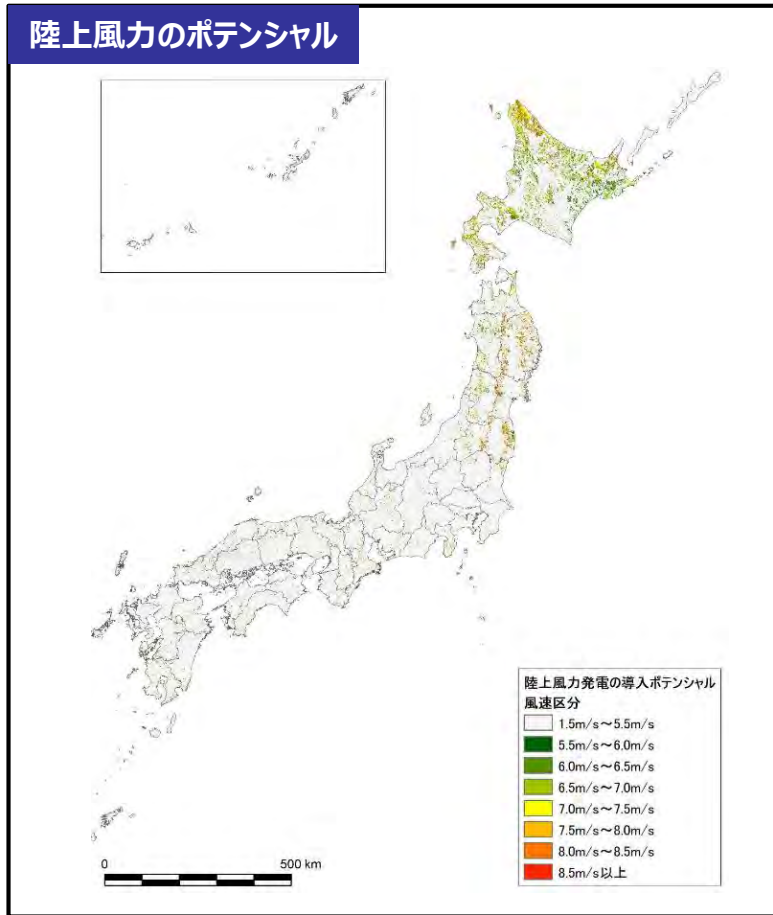


出典：環境省地球温暖化対策課調査 わが国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル(概要資料導入編)

(3) 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）

(4) 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10百万kW + 陸上風力26百万kW

- 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1百万kW程度×10年間)

● 2040年:洋上風力30~45百万kW + 陸上風力35百万kW

- 産業界が投資回収見通し可能な市場規模(年間当り2~4百万kW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90百万kW + 陸上風力40百万kW = 130百万kW

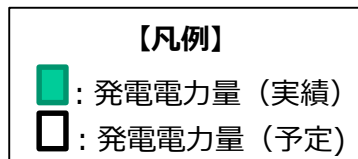
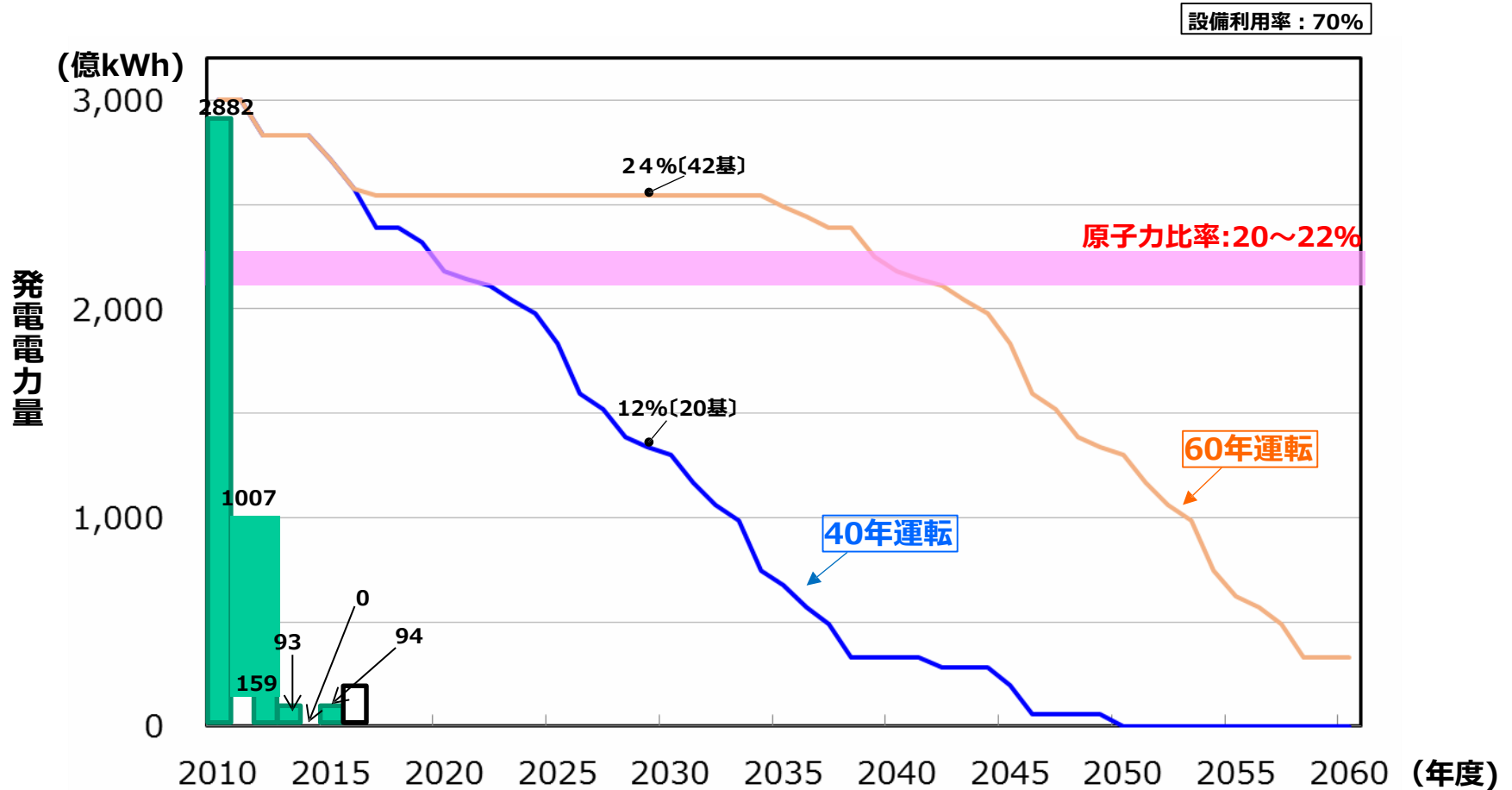
- 政府目標：温室効果ガス排出量80%削減に相応しい目標値
- 2050年推定需要電力量に対して風力により30%以上を供給



「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

(5) 原子力発電既存炉の発電電力量の見通し



出典：第38回原子力委員会 電気事業連合会資料

(6) 風力発電の買取制度の変遷

市場の成熟度合に応じた再生可能エネルギーへの支援策が必要

0.市場が形成される段階

1.市場が未成熟な段階

2.成熟市場への過渡期①

3.成熟市場への過渡期②

4.成熟した市場

年度	買取制度名	内 容
1992	余剰電力 購入メニュー	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 風力発電他からの余剰電力(発生電力の半分以上は自家消費)を電力会社が購入 ✓ 買取価格は年度ごとに変更
1997	京都議定書	
1998	事業用風力 購入メニュー	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 風力発電からの電力を全量買取。期間は15年から17年 ✓ 価格は 11円/kWh台で固定 ✓ 設備コストの 1/3または1/2の補助金を国（経産省）が供与
2003	RPS*制度 *Renewable Portfolio Standard	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 新エネルギー等の電気の利用目標量を国が制定し、電力会社はその目標量に応じて新エネルギー等電気を買取る制度
2011	福島第一原子力発電所放射能漏れ事故	
2012	FIT*制度 *Feed in Tariff	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 電源別により買取価格を制定し、20年間その電気を買取る制度 ✓ 陸上風力発電の買取価格は22円/kWhに決定 ⇒2017年から1円/kWhずつ低下 ✓ 洋上風力発電の買取価格を36円/kWhに決定（2014年）
2021	入札制度の導入	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 陸上：上限価格/容量を事前公表した入札制度 ✓ 洋上：再エネ海域利用法適用案件は、公募による入札制度
2022	FIP導入の開始	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 買取価格が市場連動型となるFIP制度を導入
		<ul style="list-style-type: none"> ✓ 優先規定のみが残り、電力市場の中で従来型電源と差別無しで同等に取り扱う（完全なる競争）

(6) 風力発電の買取制度の変遷

■ 日本のFIT制度

制度の対象である再生可能エネルギー（風力、太陽光、小水力、バイオマス、地熱）の電源別に買取価格を設定。

買取価格の最も高い（2012年：40円/kWh）太陽光発電が一気に普及拡大し、**高収益の太陽光バブルが発生**
2021年には買取価格が10円程度/kWhとなる



風力が世界基準に比して高い（2012年：22円/kWh）との判断より**価格低減シナリオに買取価格変更**

価格低減シナリオ：
2017年：21円/kWh
2018年：20円/kWh
2019年：19円/kWh
2020年：18円/kWh
2021年：17円/kWh
2022年：16円/kWh



FIT価格は電気料金＋賦課金（国民負担）によって成り立っており、再生可能エネルギーの導入拡大により、電気料金に占める**国民の負担（賦課金）が増大**している。
今後、再生可能エネルギーの拡大と同時に、この負担にブレーキをかける対処策が必要となる→FIP制度

【設定当初】（2012年）

風力	20kW以上	20kW未満	洋上風力(※)
調達価格	22円+税	55円+税	36円+税
調達期間	20年間	20年間	20年間

※ 建設及び運転保守のいずれの場合にも船舶等によるアクセスを必要とするもの。



【現在】（2021年～）

(円/kWh)

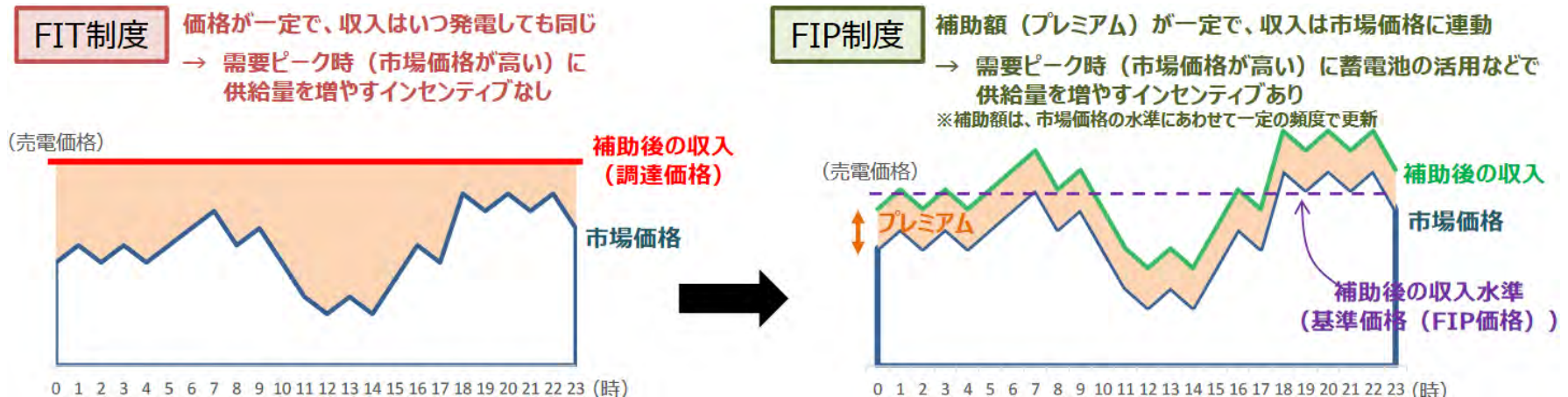
年度	陸上風力		洋上風力		
	新設(入札)	リブレース	着床式*1	着床式*2	浮体式
2021	17円+税 (入札上限価格)	15円+税	32円	29円+税 (上限価格)	36円+税
2022	16円+税 (入札上限価格)	14円+税	29円	28円+税※ (上限価格) ※八峰能代の公募占用指針より	36円+税
2023	15円+税 (入札上限価格)	-	入札制度	未定 (公募占用指針による)	36円+税
2024	14円+税 (入札上限価格)	-	入札制度	未定 (公募占用指針による)	36円+税
調達期間	20年間				

*1：再エネ海域利用法適用外、*2：再エネ海域利用法適用

(7) FIT制度とFIP制度

2012年に「固定価格買取制度（FIT制度）」が導入され、再生可能エネルギーの導入が加速。

しかし、賦課金の増大などの課題が出てきたため、再エネを主力電源としていくための新たな方策として、2022年4月からFIP制度がスタート。



出典：総合エネルギー調査会 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（第19回）基本政策分科会 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第7回）合同会議（2020年8月31日）資料1より

<FIT制度からFIP制度へ>

需要と供給のバランスなど電力市場の状況を踏まえた発電をおこなうことで、自立した電源にしていく

3. 風力発電の導入拡大実現のためのポイント

- (1) 再生可能エネルギー導入の課題
- (2) 風力発電の導入拡大実現のためのポイント
- (3) 政府による意欲的な目標設定
- (4) 系統制約の克服

(1) 再生可能エネルギー導入の課題

長期導入目標の制定（2050年まで）

- ① エネルギー安全保障
- ② 大規模導入によるコスト低減化
- ③ 化石燃料輸入量の減少
- ④ 投資の増大と雇用の創出
- ⑤ 温暖化対策

電力改革の推進

多様な参加者の電力グリッドへの受入れ、オープンアクセス、フェアな競争の確保のため、送電線へのアクセスの不当な差別を改善し、電力価格の低減を目指す

日本では、風力発電の賦存量の多い、北海道及び東北などで、送電線の空容量を電力会社がZEROと公表。また、風力発電の受入れには系統増強・蓄電池設置が必要と説明

しかしながら、既存の基幹送電線の実際の利用率（年間平均値）は北海道が1.9%から15.3%、東北が2.0%から18.2%との発表もある状況

電気の接続については、ファーム接続⇒ノンファーム接続⇒メリットオーダー（実潮流）への早期転換が必要（メリットオーダー：安い電気から接続するシステム）

(2) 風力発電の導入拡大実現のためのポイント

【point 1】 政府による意欲的な長期目標設定(2050年)

他の主要国と同様に明確な目標の設定と実施のための制度作りが必要

2030年 36百万kW (政府：23.6百万kW)

2050年 130百万kW以上 (政府：未決定)

[参考：原子力発電1基は概ね1百万kW]

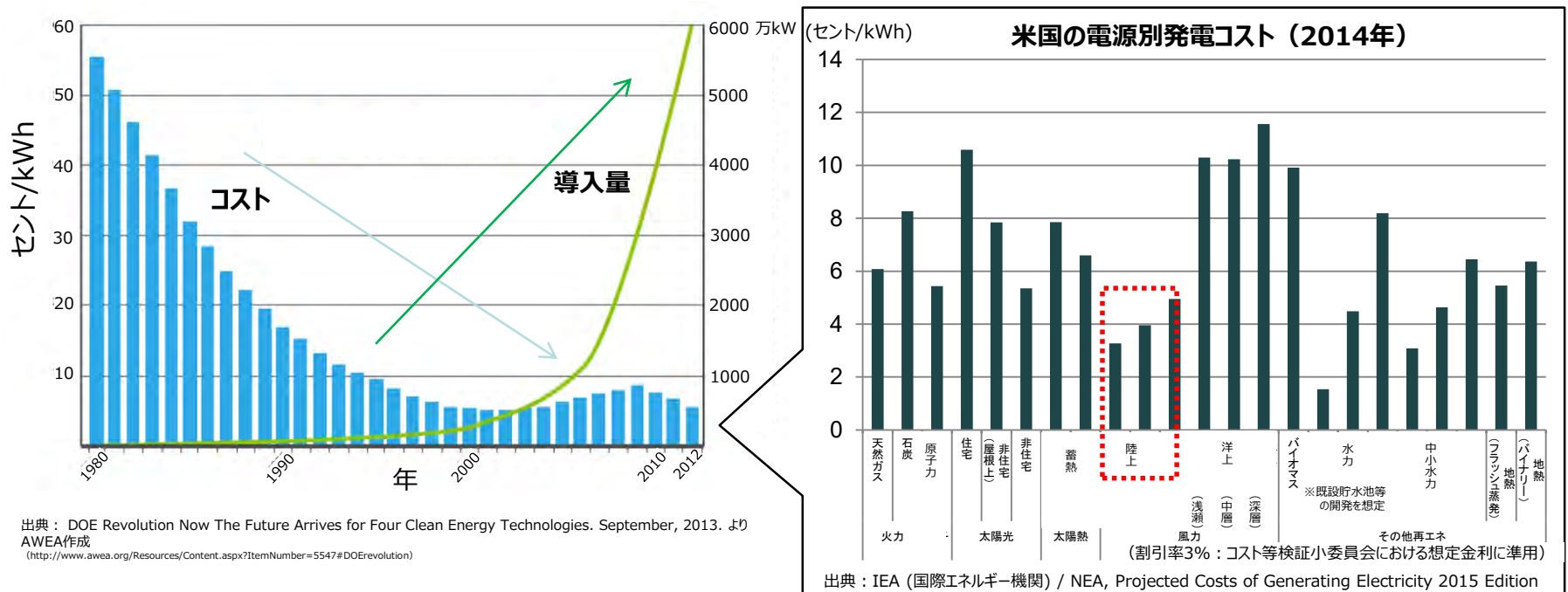
【point 2】 系統制約の克服

風力発電の電気を受け入れる体制の構築が必要

(3) 政府による意欲的な目標設定

- 政府方針として、**2030年36百万kW、2050年130百万kW以上の導入**を決定すべきである。国の方針無くして、風力発電関連産業への設備投資は進まない
- メーカーが**大規模な生産体制**に入ることによって確実にコストは低下し、加えて**建設機材の充実**による建設単価の低減、**効率的な運転保守体制**の構築による運転保守費用の低減が図られる

風力導入拡大によるコスト低減効果とグリッドパリティの実現（米国の例）



(4) 系統制約の克服

【課題】

遅れて開発された風力発電から発生する電気は、既存の送電線に流せないという課題がある。

理由は、既存の電源（火力、水力、原子力等）の電気を流すために敷設した送電線に空き容量が無いためと言われてきた。

しかしながら、調査してみると送電線の容量の10～20%しか使われていなかった。

上記の克服のため下記の対応に向かっている

【課題への対応策】

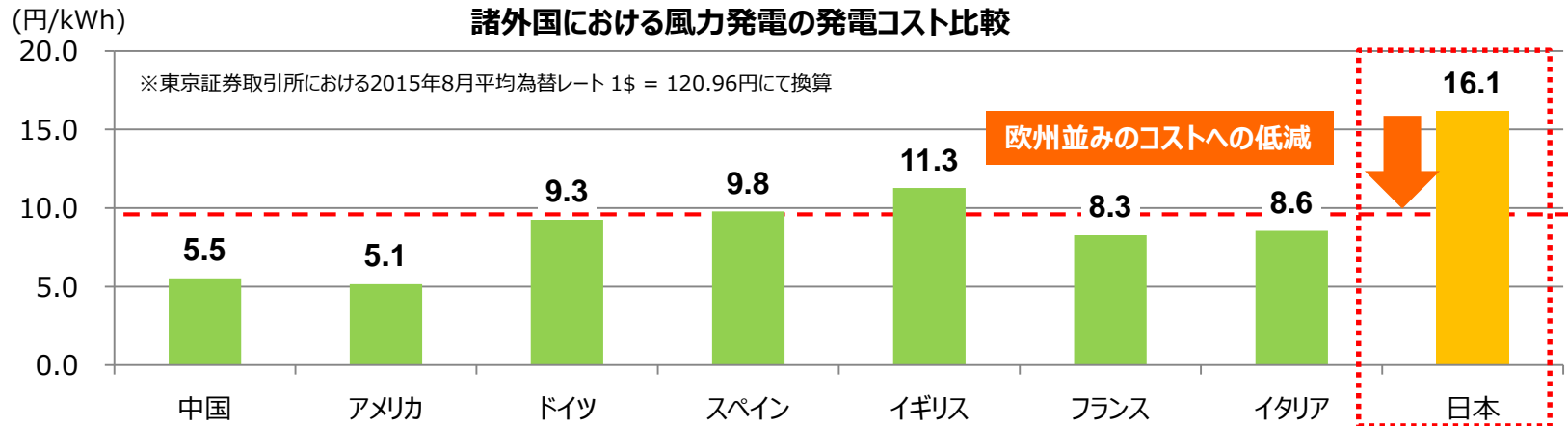
- ① **メリットオーダー**：欧米では送電線は安い電気から流すことになっている。我が国も同じ制度とする。
- ② **送電線の新設・増設**：例えば、北海道から首都圏に電気を流すための海底直流送電線の新設や既存の送電線の容量UP。

4. 発電コスト低減に向けた取り組み

- (1) 各国における風力発電の発電コスト
- (2) GDP上位国における風力発電導入状況
- (3) 国産化に向けた風車メーカーの動き
- (4) 風力発電の将来のコストダウンイメージ

(1) 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、各電源種の中でも太陽光と並び最も低い。しかし、日本では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



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

■ 国内の2020年の電源別発電コスト試算の結果概要

電源	石炭火力	LNG火力	原子力	石油火力	陸上風力	洋上風力	太陽光(事業用)	太陽光(住宅)	小水力	中水力	地熱	バイオマス(混焼、5%)	バイオマス(専焼)	ガスコジェネ	石油コジェネ
発電コスト (円/kWh) ※()内は政策経費なしの値	12.5 (12.5)	10.7 (10.7)	11.5~ (10.2~)	26.7 (26.5)	19.8 (14.6)	30.3 (21.1)	12.9 (12.0)	17.7 (17.1)	25.3 (22.0)	10.9 (8.7)	17.4 (10.9)	13.2 (12.7)	29.8 (28.1)	9.3~10.6 (9.3~10.6)	19.7~24.4 (19.7~24.4)
設備利用率	70%	70%	70%	30%	25.4%	30%	17.2%	13.8%	60%	60%	83%	70%	87%	72.3%	36%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年

出典：資源エネルギー庁「発電コスト検証について」(2021年8月4日)

(2) 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)

■ 風力発電導入量上位5カ国（2020年）

Rank	国名	陸上		合計 (万kW)	GDP順位 [2020年]
		陸上	洋上		
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)

(3) 国産化に向けた風車メーカーの動き

■ 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）は検討したが断念。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	断念（成約なしのため）	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

(4) 風力発電の将来の発電コストのイメージ

- ◆ 風力発電の発電コストの将来見通し（イメージ）は、
 - 2020年以降は高性能・高効率風車が順次導入され、最近の設備利用率は25～27%程度（稼働中の設備は約20%）まで向上する見込み
 - また、2020年以降はスマートメンテナンス技術の導入と一般化・成熟が促進されることにより、設備利用率はさらに向上する可能性あり
 - 風車本体や電気設備等の設備費については、大量導入により、2020年以降、欧州並みの水準に向けて、コストが低減する見込み
 - 工事費については、2020年頃までは原材料費や労務費単価の上昇による影響は否めないが、2020年以降は新設に加えてリパリングによる需要増が見込まれるため、緩やかにコストが低減する可能性あり

2030年に向けて、欧州並みの発電コストを目指す

5. 洋上風力発電の導入促進に向けて

(1) 地域別の洋上風力導入量

(2) 世界の大規模洋上風力発電所

(3) 欧州での最近の洋上風力のコスト

(4) 日本における洋上風力の状況

(1) 地域別の洋上風力導入量

■ 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」

(2) 世界の大規模洋上風力発電所

■ 稼働中の世界の大規模洋上風力発電所 Top10

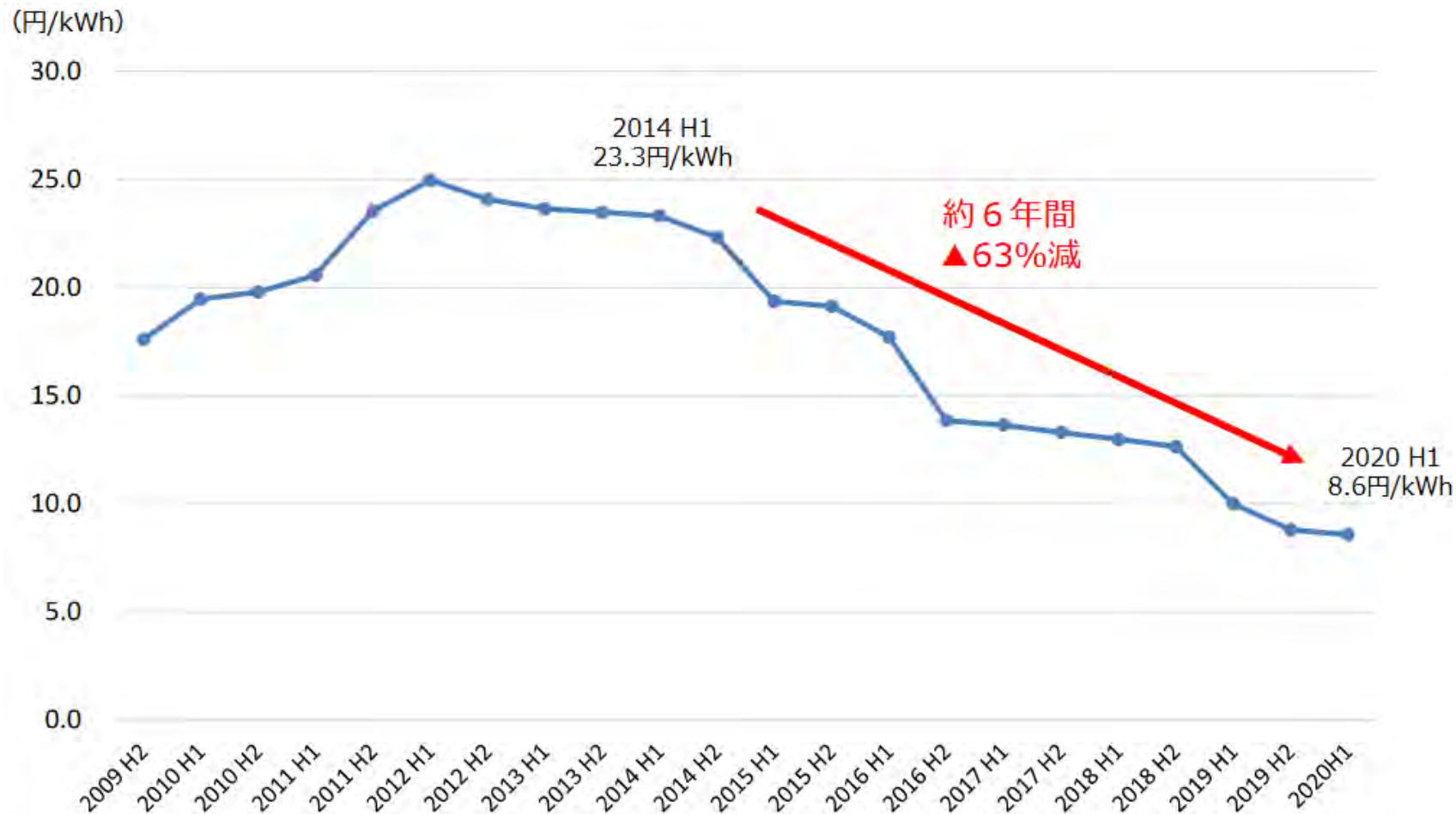
	Wind Farm	国	容量 (万kW)	株主	基数× 単機容量	コミッショニング
1	Hornsea Project One	United Kingdom	121.8	Orsted 50%, GIP 50%	174×7.0MW	2019
2	Triton Knoll	United Kingdom	85.7	RWE 59%, J-Power 25%, Kansai Electric Power 16%	90×9.5MW	2021
3	Jiangsu Qidong	China	80.2	Jiangsu Huawei Wind Power, Qidong Hua Er Rui Wind Power Technology	中国製4機種	2021
4	Borssele 1&2	Netherlands	75.2	Orsted 50%, NBIM 50%	94×8.0MW	2020
5	Borssele 3&4	Netherlands	73.15	Partners Group 45%, Shell 20%, DGE 15%, Eneco 10%, Van Oord 10%	77×9.5MW	2021
6	East Anglia One	United Kingdom	71.4	Iberdrola 60%, Macquarie 40%	102×7.0MW	2020
7	Walney Extension	United Kingdom	65.9	Orsted 50%, PKA 25%, PFA 25%	40×8.25MW +47×7.0MW	2018
8	London Array	United Kingdom	63.0	Orsted 25%, CDPQ 25% RWE 30%, Masdar 20%	175×3.6MW	2013
9	Kriegers Flak	Denmark	60.5	Vattenfall 100%	72×8.4MW	2021
10	Gemini Wind Farm	Netherland	60.0	Northland Power 60%, Siemens 20%, HVC 10%, ALTE LEIPZIGER-HALLESCH 10%	150×4.0MW	2017

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

(3) 欧州での最近の洋上風力のコスト

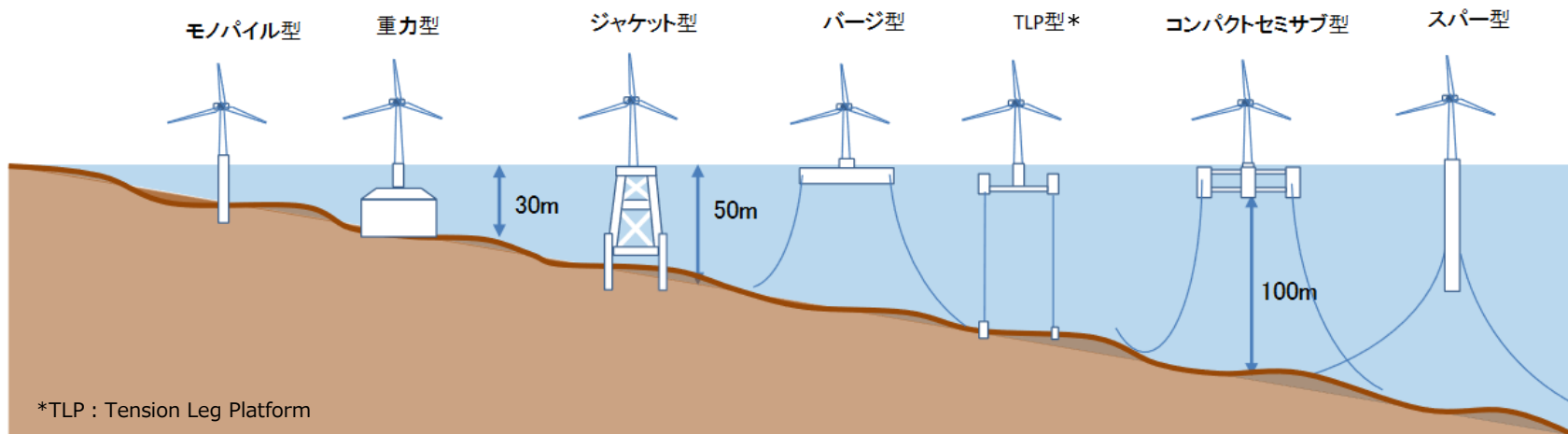
■ 世界における洋上風力発電のLCOE*の推移 * Levelized Cost of Electricity : 均等化発電原価

2014年度から直近までの約6年間で▲63%減（23.3円/kWh→8.6円/kWh）となっている。



出典：経済産業省「第58回調達価格等算定委員会」資料1

参考：洋上風力発電の基礎構造



	着床式			浮体式			
	モノパイル型	重力型	ジャケット型	バージ型	TLP型*	コンパクトセミサブ型	スパー型
長所	<ul style="list-style-type: none"> ・施工が低コスト ・海底の整備が原則不要 	<ul style="list-style-type: none"> ・保守点検作業が少ない 	<ul style="list-style-type: none"> ・比較的深い水深に対応可 ・設置時の打設不要 	<ul style="list-style-type: none"> ・構造が単純で低コスト化可 ・設置時の施工が容易 	<ul style="list-style-type: none"> ・係留による占用面積が小さい ・浮体の上下方向の揺れが抑制される 	<ul style="list-style-type: none"> ・港湾施設内で組立が可能 ・浮体動揺が小さい 	<ul style="list-style-type: none"> ・構造が単純で製造容易 ・構造上、低コスト化が見込まれる
短所	<ul style="list-style-type: none"> ・地盤の厚みが必要 ・設置時に汚濁が発生 	<ul style="list-style-type: none"> ・海底整備が必要 ・施工難易度が高い 	<ul style="list-style-type: none"> ・構造が複雑で高コスト ・軟弱地盤に対応不可 	<ul style="list-style-type: none"> ・暴風時の浮体動揺が大 ・安全性等の検証が必要 	<ul style="list-style-type: none"> ・係留システムのコストが高い 	<ul style="list-style-type: none"> ・構造が複雑で高コスト ・施工効率、コストの観点からコンパクト化が課題 	<ul style="list-style-type: none"> ・浅水域では導入不可 ・施工に水深を要し設置難
備考	-	銚子沖実証事業 (東京電力HD 他)	北九州沖実証事業 (電源開発 他)	北九州沖実証事業 (日立造船 他)	-	福島沖実証事業 (三井E&Sエンジニアリング 他)	福島沖実証事業 (ジャパンマリンユナイテッド 他) 五島市沖実証事業 (戸田建設 他)

出典：経済産業省「第1回 産業構造審議会 グリーンイノベーションプロジェクト部会 グリーン電力の普及促進分野ワーキンググループ」資料4より

(4) 日本における洋上風力の状況

■ 再エネ海域利用法に基づく促進区域等の指定状況（2021年9月公表）

[凡例：洋上風力の区域等]

港湾区域

港湾（事業者選定済港湾）

一般海域

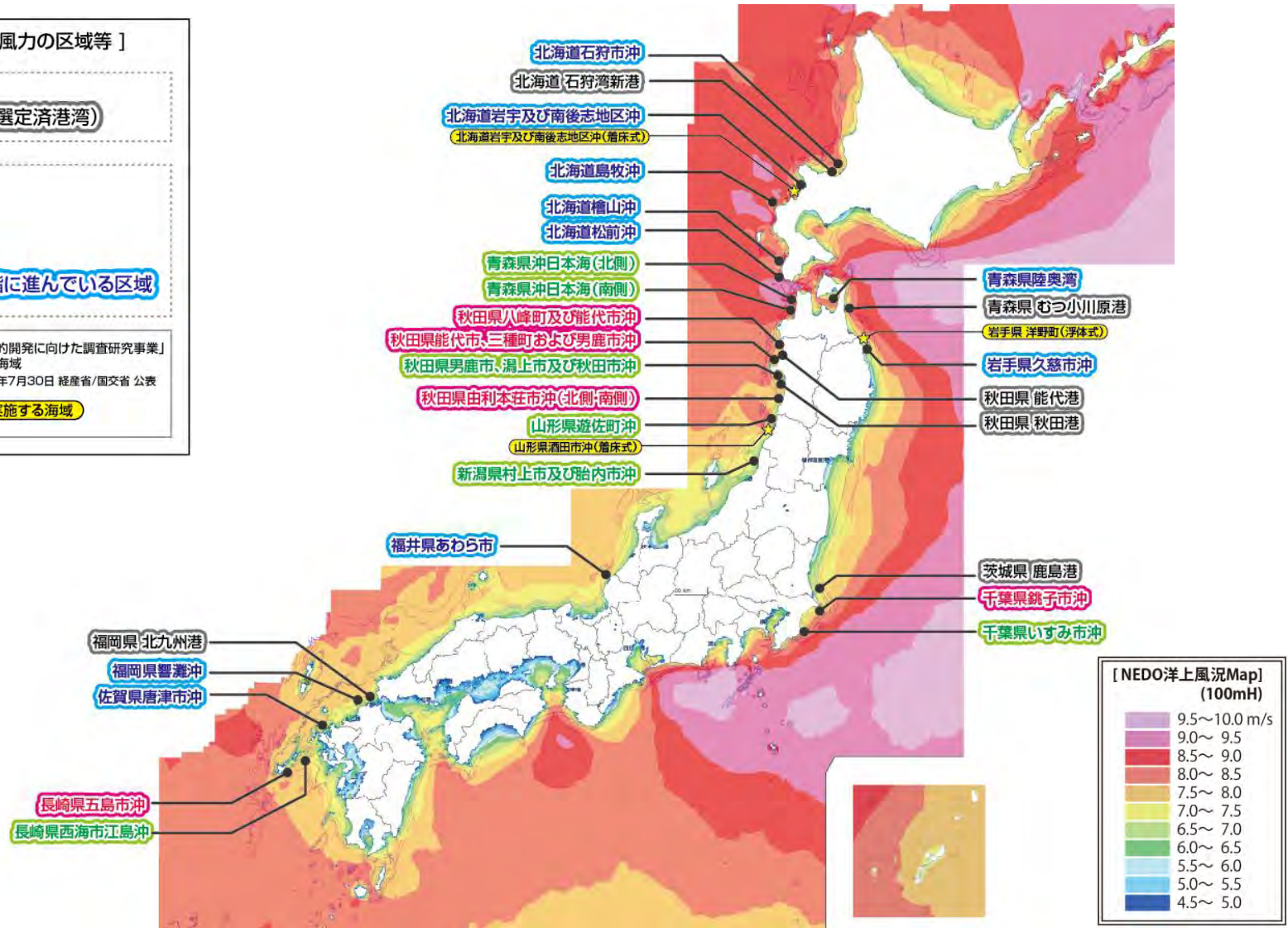
促進区域

有望な区域

一定の準備段階に進んでいる区域

「洋上風力発電の地域一体的開発に向けた調査研究事業」を活用して調査を実施する海域
 ※2021年7月30日 経産省/国交省 公表

☆ 調査を実施する海域



(4) 日本における洋上風力の状況

■ 日本の洋上風力発電のコスト

2020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、2021年11月に公募を開始した案件では、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) <small>(法人税等の税引前の内部収益率)</small>	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

(4) 日本における洋上風力の状況

■ 公募占用計画の評価の方法

事業実現性に関する評価項目と供給価格の配点は、1 : 1

価格点

価格点 = (最低入札価格/提案価格) × (満点【120点】)

事業実現性

事業の実現性に関する要素の評価の採点方法は、5段階の階層を設けて採点する。

各項目のトップランナーを満点として、トップランナー(100%)、ミドルランナー(70%)、最低限必要なレベル(30%)、不適切とまではいえないレベル(0%)、不適切(失格)として採点する。

■ 事業実現性に関する評価項目

事業実現性に関する評価項目【120点】

事業の実施能力【80点】

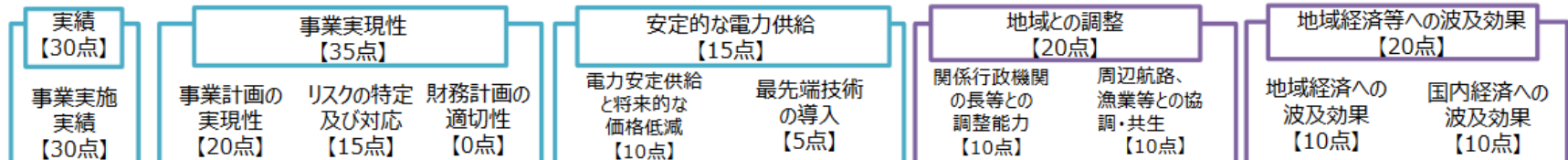
地域との調整、地域経済等への波及効果【40点】

事業の確実な実施【65点】

安定的な電力供給【15点】

地域との調整【20点】

波及効果【20点】



出典：経済産業省/国土交通省「一般海域における占用公募制度の運用指針」令和元年6月

(4) 日本における洋上風力の状況

■ 各風車メーカーの洋上風力向け大型風車 導入計画

メーカー名	機種		開発スケジュール			導入予定PJ				
	単機容量 (千kW)	ローター (m)	プロトタイプ (予定)	型式認証 [Class-T] (予定)	生産開始 (予定)	PJ名 (国)	主な事業者	規模 (百万kW)	基数	COD
GE	12	220m	2019/11	2021/3	2021	Vineyard Wind (アメリカ)	CIP	0.8	62	2023
	14	220m	2019/11	未取得	(2023)	Dogger Bank C	SSE/ Equinor	1.2	87	2026
Siemens	11	200m	2020/3	2021/5	(2022)	Hollandse Kust Zuid (ドイツ)	Vattenfall	1.5	140	2023
	14	222m	未設置 2021	未取得	(2024)	Sofia (イギリス)	Innogy	1.4	100	2026
Vestas	9.5	174m	2020/1	2020/12	(2022)	Baltic Eagle project (ドイツ)	Iberdrola	0.476	52	2024
	15	236m	未設置 (2022)	未取得	(2024)	Empire Wind I Empire Wind II (アメリカ)	Equinor	2.1	138	—

(4) 日本における洋上風力の状況

■ 第1ラウンドの公募結果

：選定事業者

ラウンド	区域 【規模】	事業者	運転開始時期	総合点 (A+B)	価格点 (120点) (A) [価格(円/kWh)]	事業実現性評価点(120点)		
						合計点 (B=C+D)	事業実施能力 (80点)	地域との調整等 (40点)
							合計点 (C)	合計点 (D)
1-1	長崎県 五島市沖(浮体式)	戸田建設、ENEOS、大阪瓦斯、関西電力、INPEX、中部電力	-	207.00	120.00 [36.00]	87	-	-
1-2	秋田県 能代市、三種町 及び男鹿市沖	三菱商事エナジーソリューションズ、三菱商事、シーテック	2028.12	208.00	120.00 [13.26]	88	54	34
		公募参加事業者1		160.52	87.52 [18.18]	73	46	27
		公募参加事業者2		157.77	93.77 [16.97]	64	40	24
		公募参加事業者3		149.35	71.35 [22.30]	78	54	24
		公募参加事業者4		127.04	59.04 [26.95]	68	45	23
	秋田県 由利本荘市沖	三菱商事エナジーソリューションズ、三菱商事、シーテック、ウエンティ・ジャパン	2030.12	202.00	120.00 [11.99]	82	54	28
		公募参加事業者5		156.65	83.65 [17.20]	73	46	27
		公募参加事業者6		149.73	58.73 [24.50]	91	54	37
		公募参加事業者7		144.20	78.20 [18.40]	66	42	24
		公募参加事業者8		140.58	62.58 [22.99]	78	54	24
		三菱商事エナジーソリューションズ、三菱商事、シーテック	2028.9	211.00	120.00 [16.49]	91	54	37
		公募参加事業者9		185.60	87.60 [22.59]	98	64	34

出典：経済産業省HP、第11回洋上風力促進WG 資料1を一部加筆

(4) 日本における洋上風力の状況

■ 第1ラウンドの公募結果

2030～2035年の発電コスト目標8～9円/kWh (調達価格:11円～13円/kWh) をほぼ達成
⇒3PJの加重平均単価 13.4円/kWh

しかし……

2030年エネルギーミックス (洋上風力5.7GW)、国内産業振興・サプライチェーン形成などの政策的な重要ポイントの評価が鮮明には見えにくい評価結果であった

第1ラウンド の主な課題

- ① 運転開始が遅い
- ② 公募結果が未公表
- ③ トップランナー不在の評価が多数
結果、120点(価格) 対 120点(事業実現性)にならず、事業実現性のウェイトが低下

2021/12より公募開始していた第2ラウンドを2022/3に中止し、
新評価基準で今夏以降に新たに指定する促進区域と併せ2GW程度で第2ラウンドを実施予定