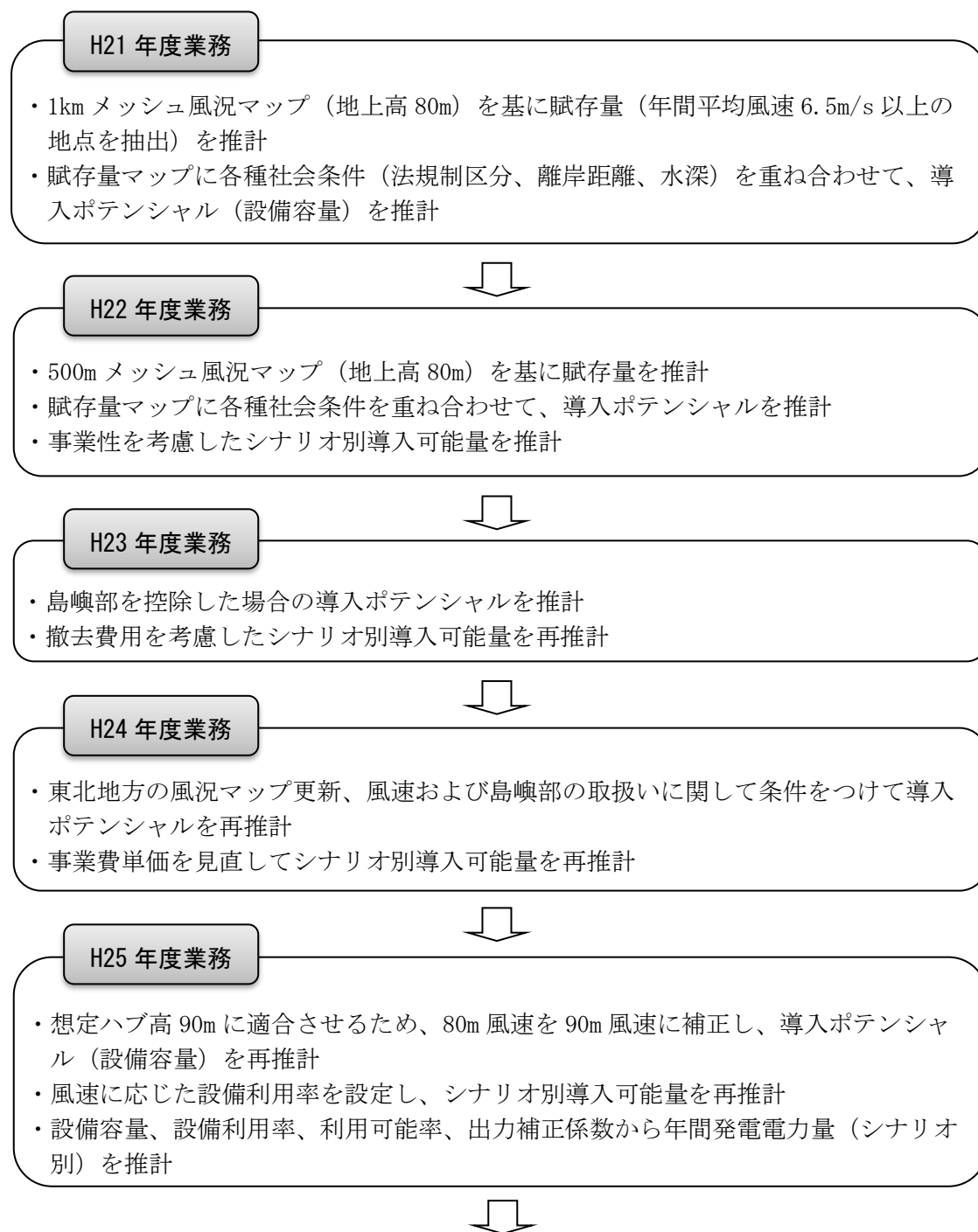


### 3.5 洋上風力発電の導入ポテンシャルの再推計

洋上風力発電は、平成 21 年度業務において初めて導入ポテンシャルを推計した。また、平成 22 年度業務、平成 23 年度業務、平成 24 年度業務、平成 25 年度業務、平成 27 年度業務において推計の精緻化を実施した。本年度業務では、平成 30 年度業務において検討した見直し内容に従い、各種情報を更新したうえで再推計を実施した。

これまでの洋上風力発電の導入ポテンシャル推計の概要を図 3.5-1 に示す。



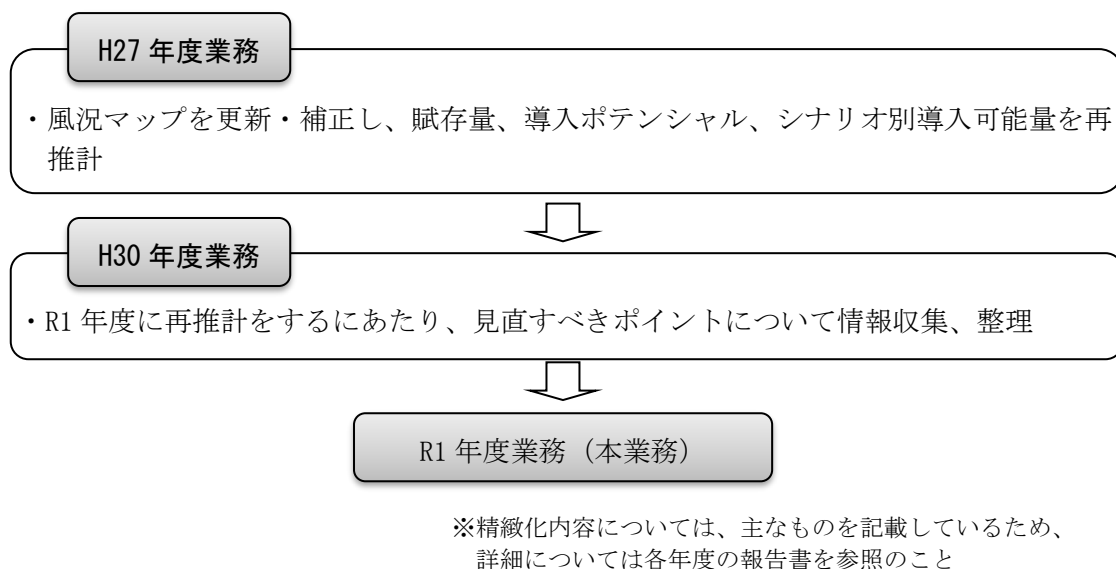


図 3.5-1 洋上風力発電の導入ポテンシャル推計の概要

本年度業務における洋上風力発電の導入ポテンシャルの再推計の実施フローを図 3.5-2 に示す。

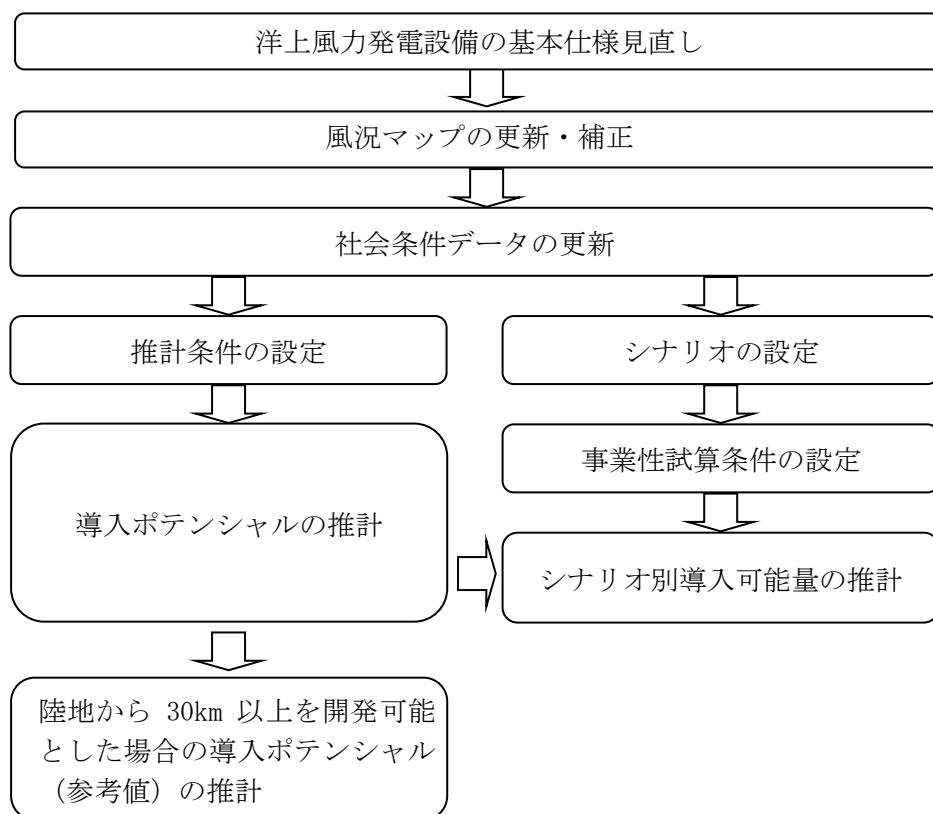


図 3.5-2 洋上風力発電の導入ポテンシャルの再推計の実施フロー

### 3.5.1 洋上風力発電設備の基本仕様見直し

過年度調査では洋上風力発電の導入ポテンシャルの推計にあたって、単機出力 5,000kW の発電設備を想定し推計を行っていたが、近年洋上風力発電設備の技術開発が進んでいることから基本仕様の見直しを行うこととした。

#### (1) 単機出力とローター径の見直し

風力発電は近年大型化が進んでおり、特に洋上風力発電設備の単機出力の平均値は、2014年から毎年16%増加している。2019年に設置された洋上風力発電設備の単機出力の平均値は7.8 MWであり、昨年より約1 MW大きくなっている(図3.5-3)。また、2020年以降に運転開始予定の洋上風力発電設備の単機出力は、10MWクラスが主流であり、英国で建設中の「Dogger Bank Wind Farms」は、単機出力が12MWで発電所定格出力が3.6GWである(図3.5-4)。

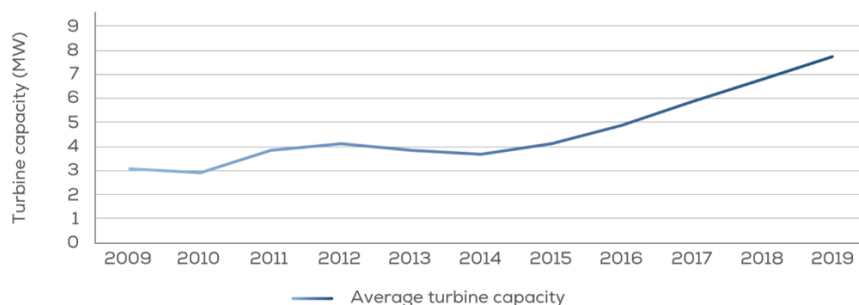


図 3.5-3 洋上風力発電設備単機の年別平均出力の推移

出典：Wind EUROPE (Offshore Wind in Europe Key trends and statistics 2019)

<https://windeurope.org/about-wind/statistics/offshore/european-offshore-wind-industry-key-trends-statistics-2019/>



図 3.5-4 12MW 洋上風力発電設備の例

出典：GE 社ホームページ、Dogger Bank Wind Farms ホームページ

<https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>

<https://doggerbank.com/downloads/News-Release-Construction-starts-for-Dogger-Bank-FINAL.pdf>

各社が製造している風力発電設備の定格出力とローター径の関係を図 3.5-5 に示す。陸上風力は単機出力 2,000~5,000kW 程度、洋上風力は単機出力 8,000~12,000kW 程度となっており、現在国内で予定している洋上風力発電の建設計画も、単機出力 10,000kW 程度が予定されている。また、国内で適用されている IEC61400 クラス I の風力発電も設備利用率の向上を目指して、kW 当りの受風面積が大きくなっている。これら最新動向から、本年度調査では単機出力を 10,000kW、kW 当り受風面積 3.0m<sup>2</sup>/kW (ローター径≒200m) を想定することとした。(過年度は 5,000kW、約 2.5 m<sup>2</sup>/kW)

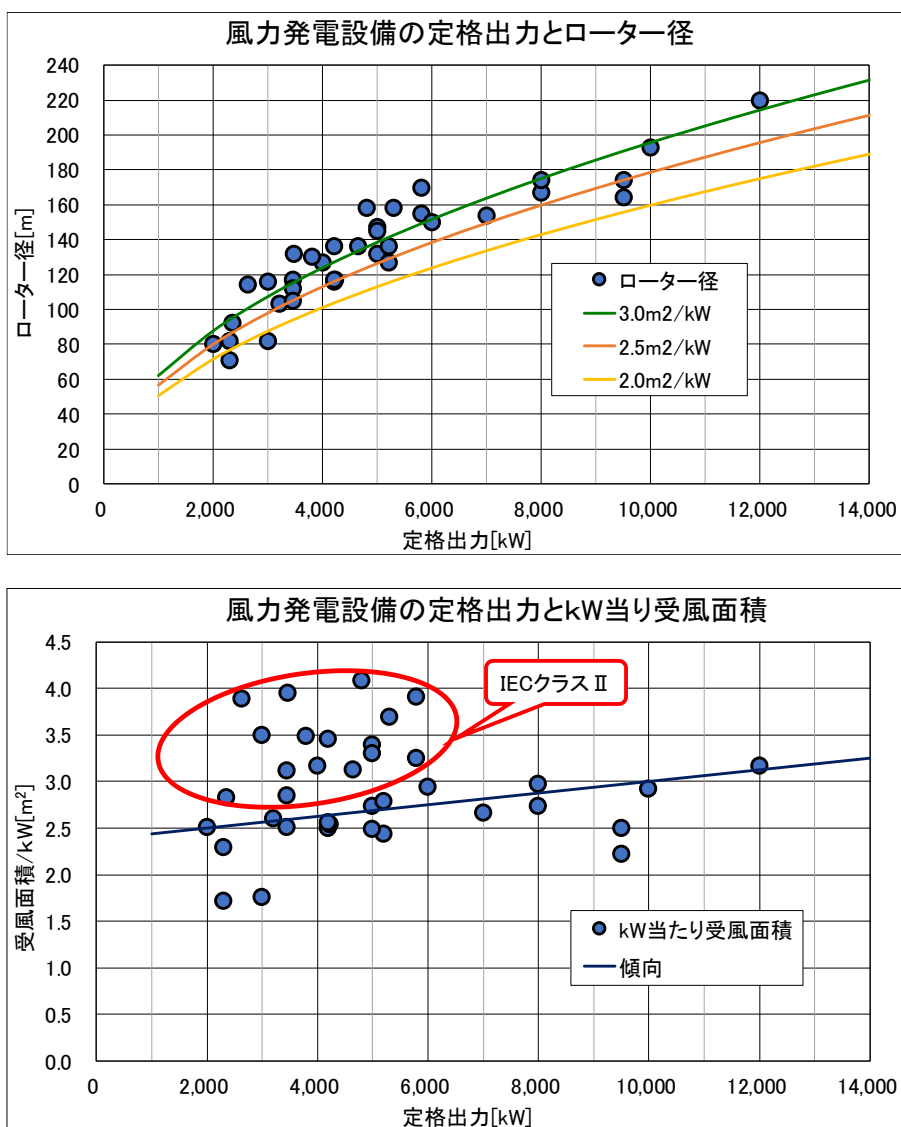


図 3.5-5 風力発電設備の定格出力とローター径

出典: 風力発電主要メーカーホームページ掲載の製品一覧より作成

<https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services>

<http://www.mhivestasoffshore.com/products-services/> <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy>

<https://www.enercon.de/en/products/> <http://www.hitachi.co.jp/products/energy/wind/products/index.html>

## (2) パワーカーブの設定

風力発電の出力は、理論上風速の三乗に、受風面積に比例（ローター径の二乗に比例）するので、過年度の kW 当たりの受風面積が約  $2.5\text{m}^2/\text{kW}$  のパワーカーブから  $3.0\text{m}^2/\text{kW}$  のパワーカーブを推定した。また、洋上風力発電は、GW クラスのウインドファーム計画も増えてきており、風況の変化に伴う出力変化による電力系統への影響も大きくなる。この影響を低減するために風速  $25\text{m/s}$  以上に達した場合に、カットアウトではなく出力を低減して運転を継続するストーム制御機能（High Wind Ride Through ともいう）を有する風力発電設備の導入検討が主流になってきていることから、ストーム制御機能を有するパワーカーブを設定した。なお、カットアウト風速以上の風速出現頻度が少ないためストーム制御機能による発電電力量増加の効果はさほど大きくないものの、風力発電事業者と電力系統運用者双方にメリットがある。本調査で適用したパワーカーブを図 3.5-6 に示す。

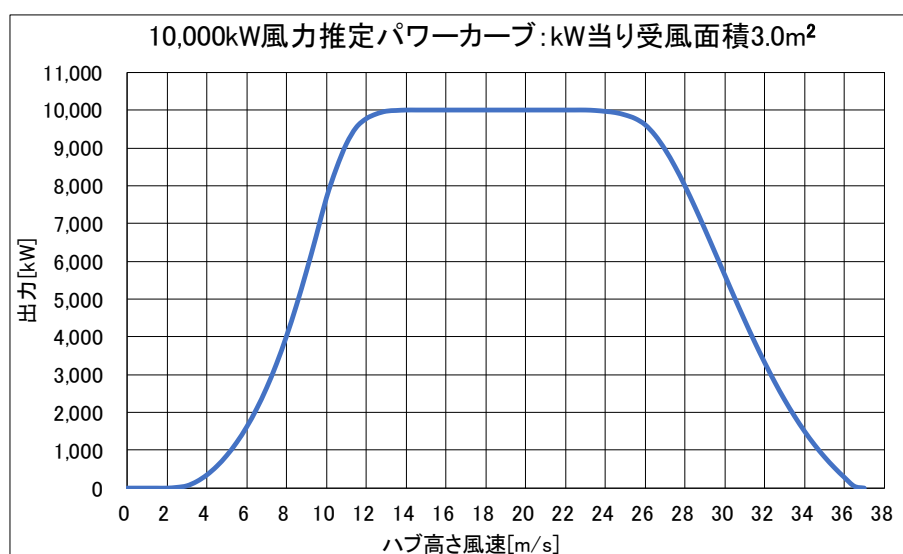


図 3.5-6 10,000kW 風力発電設備の推定パワーカーブ

出典：過年度の kW 当たりの受風面積が約  $2.5\text{m}^2/\text{kW}$  パワーカーブから推定し、ストーム制御特性を追加して作成

## (3) 設置面積の設定

実際には、建設エリアの端に設置した風力発電設備の所要面積が少なくすむことから、設置面積は、風力発電設備の配列数により異なる。定格出力が  $10,000\text{kW}$  で kW 当たりの受風面積を  $3.0\text{m}^2/\text{kW}$  とすると、ローター径は  $195.4\text{m}$  となるが、余裕を見てローター径を  $200.0\text{m}$  として  $3D \times 10D$  ( $D$  はローター径) での必要面積は、 $0.6 \times 2.0 = 1.2\text{km}^2$  となる。従って、配列数による変化を考慮しない場合の設置面積は  $8.33\text{MW}/\text{km}^2$  となるが、本調査では、余裕を見て  $8.0\text{MW}/\text{km}^2$  とした。(過年度は、kW 当たりの受風面積が約  $2.5\text{m}^2/\text{kW}$  であり、 $10.0\text{MW}/\text{km}^2$ )

#### (4) ハブ高さの設定

風力発電設備の単機容量とローター径の増加に伴い、ハブ高さの見直しを行った。陸上風力で年間平均風速が低い場合は、風速の鉛直分布から上空の高風速領域を利用すべくハブ高さをローター径より高くする場合も見られたが、平均値はローター径 80m (2,000kW 相当) の場合でハブ高さも 80mであった (図 3.5-7)。

単機出力が大きい洋上風力の場合は、上空の風速増加度合いが少ないことから、海面とブレード下端との距離を一定値以上に保つ傾向が見られる。NEDO 事業の着床式洋上風力では、ローター径 92m でハブ高さ (海面高さ) 80m、ローター径 80m でハブ高さ 80m、英国の Dogger Bank Wind Farms では、ローター径 220m でハブ高さ 150m と、海面とブレード下端との距離が 34~40m となっている。本調査で設定したローター径は、約 200m であることから、ハブ高さは、 $200 \div 2 + (34 \sim 40) = 134 \sim 140 \Rightarrow 140\text{m}$  とした。

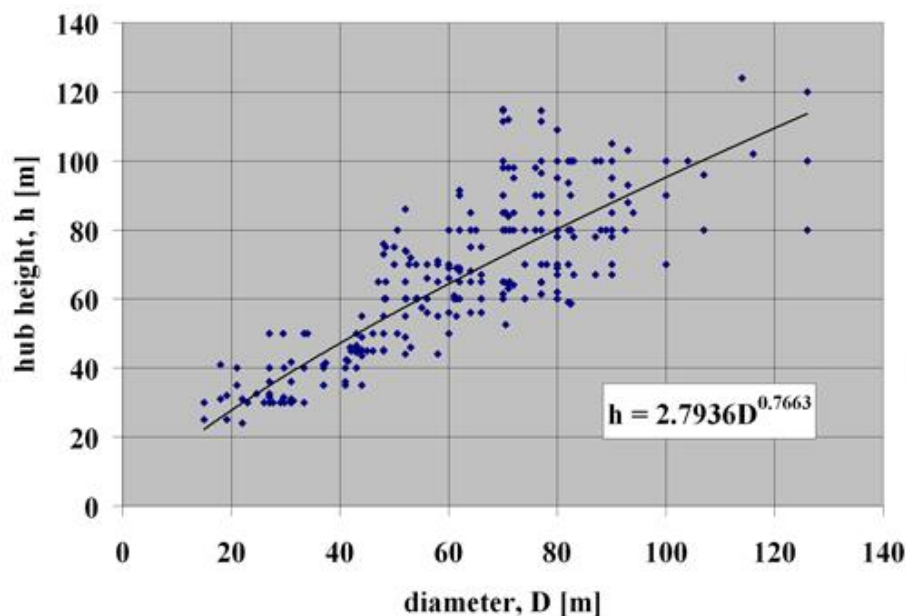


図 3.5-7 ローター径とハブ高さ

出典 : Wind Energy THE FACTS <http://www.wind-energy-the-facts.org/hub-height.html>

#### (5) 理論設備利用率の設定

ハブ高さにおける年間平均風速（風速出現頻度はレーレ分布による）とパワーカーブから、年間発電電力量を算定し理論設備利用率を設定した。その結果を表 3.5-1 に示す。

表 3.5-1 平均風速 0.5m/s ピッチの設備利用率の設定

平均風速	理論設備利用率
6.5m/s	31.2%
7.0m/s	35.8%
7.5m/s	40.3%
8.0m/s	44.5%
8.5m/s	48.3%
9.0m/s	51.9%
9.5m/s	55.2%
10.0m/s	58.3%
10.5m/s	61.0%
11.0m/s	63.4%
11.5m/s	65.5%
12.0m/s	67.4%

### 3.5.2 洋上風力発電の導入ポテンシャルの再推計

#### 3.5.2.1 洋上風力発電の導入ポテンシャルの再推計方法

##### (1) 風況マップの更新

風況マップについては、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）が、「NeoWins（洋上風況マップ）」において公開している。過年度業務で使用していた風況マップと比較した場合、作成年度が新しいことに加え、本年度業務で使用したハブ高さや推計範囲等において適していたため、風況マップを更新することとした。

風況マップの仕様比較を表 3.5-2 に、「NeoWins」の画面イメージを図 3.5-8 に示す。

表 3.5-2 風況マップの仕様比較

	本業務で使用了風況マップ	過年度業務で使用了風況マップ
作成	NEDO 事業	環境省事業
風況データ	1995 年～2014 年（20 年平均値）	1991 年～2010 年（20 年平均値）
高度	60, 80, 100, 120, 140m	80m
データ範囲	洋上： 離岸距離 数 100～数 1000km 以内	陸上：全国 洋上：離岸距離 数 10km 以内

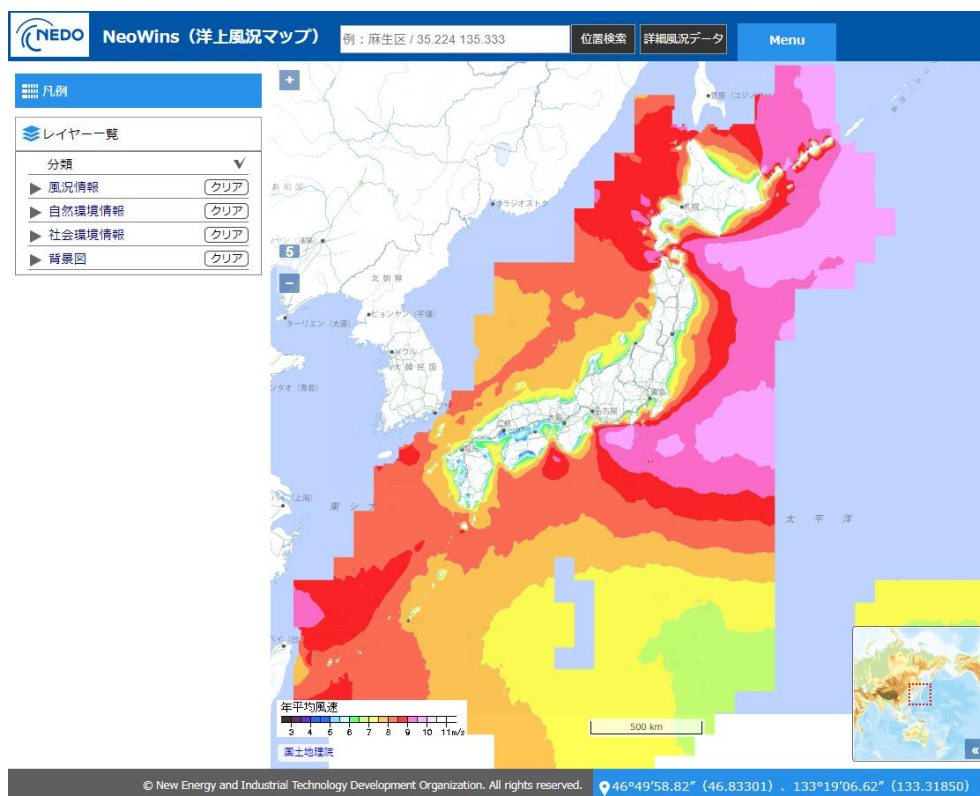


図 3.5-8 「NeoWins」の画面イメージ

出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）NeoWins（洋上風況マップ）



## (2) 社会条件データの更新

各推計条件の元となる社会条件データの更新については、「3.1 共通使用する社会条件データの更新」に記載した。

## (3) 洋上風力の導入ポテンシャル推計のための前提条件の設定

### (開発不可条件について)

導入ポテンシャルは、賦存量マップに対して開発不可条件に該当するエリアを控除することで作成する。洋上風力の開発不可条件を表 3.5-3 に示す。開発不可条件に関しては、過年度情報に大幅な変更は認められないことから、過年度の条件と同様とした。

表 3.5-3 洋上風力の導入ポテンシャル推計に係る開発不可条件

区分	項目	本年度調査における開発不可条件
自然条件	風速区分	6.5m/s 未満
	離岸距離	陸地から 30km 以上
	水深	200m 以上
社会条件:法制度等	法規制区分	1) 国立・国定公園 (海域公園) ※データ更新 (3.1 参照)

#### (設備容量、年間発電電力量について)

設備容量、年間発電電力量は下式により推計した。

$$\bullet \text{設備容量 (kW)} = \text{設置可能面積 (km}^2\text{)} \times 8,000 \text{ (kW/km}^2\text{)}$$

$$\bullet \text{年間発電電力量 (kWh/年)}$$

$$= \text{設備容量 (kW)} \times \text{理論設備利用率} \times \text{利用可能率}^{\ast 1} \times \text{出力補正係数}^{\ast 2} \\ \times \text{年間時間 (h)}$$

※1 洋上風力は、点検や修理時における現場への到着時間がかかること、冬季などには現場へ行けない可能性が高いこと、機材調達に時間を要することから、メンテナンスに係る時間を陸上風力の2倍と仮定し利用可能率は0.90とした。

※2 洋上風力は、陸上風力と比べて風の乱れ度が少なく年間発電電力量が増加する可能性があるが、出力補正係数は、主に実際の風速の分布と、年間平均風速をレーレ分布と仮定して算出した年間発電電力量との補正係数であるので、陸上風力と同じく0.90とした。

#### (理論設備利用率の設定について)

水深に係らず全てのメッシュにおいて単機出力 10,000kW の風車を設置すると想定し、10,000kW 風車のパワーカーブデータから理論設備利用率を算定し年間発電電力量を算定した。

### 3.5.2.2 洋上風力発電の導入ポテンシャルの再推計結果

#### (1) 洋上風力発電の導入ポテンシャル集計結果

洋上風力発電の導入ポテンシャルの分布状況を図 3.5-9 に示す。

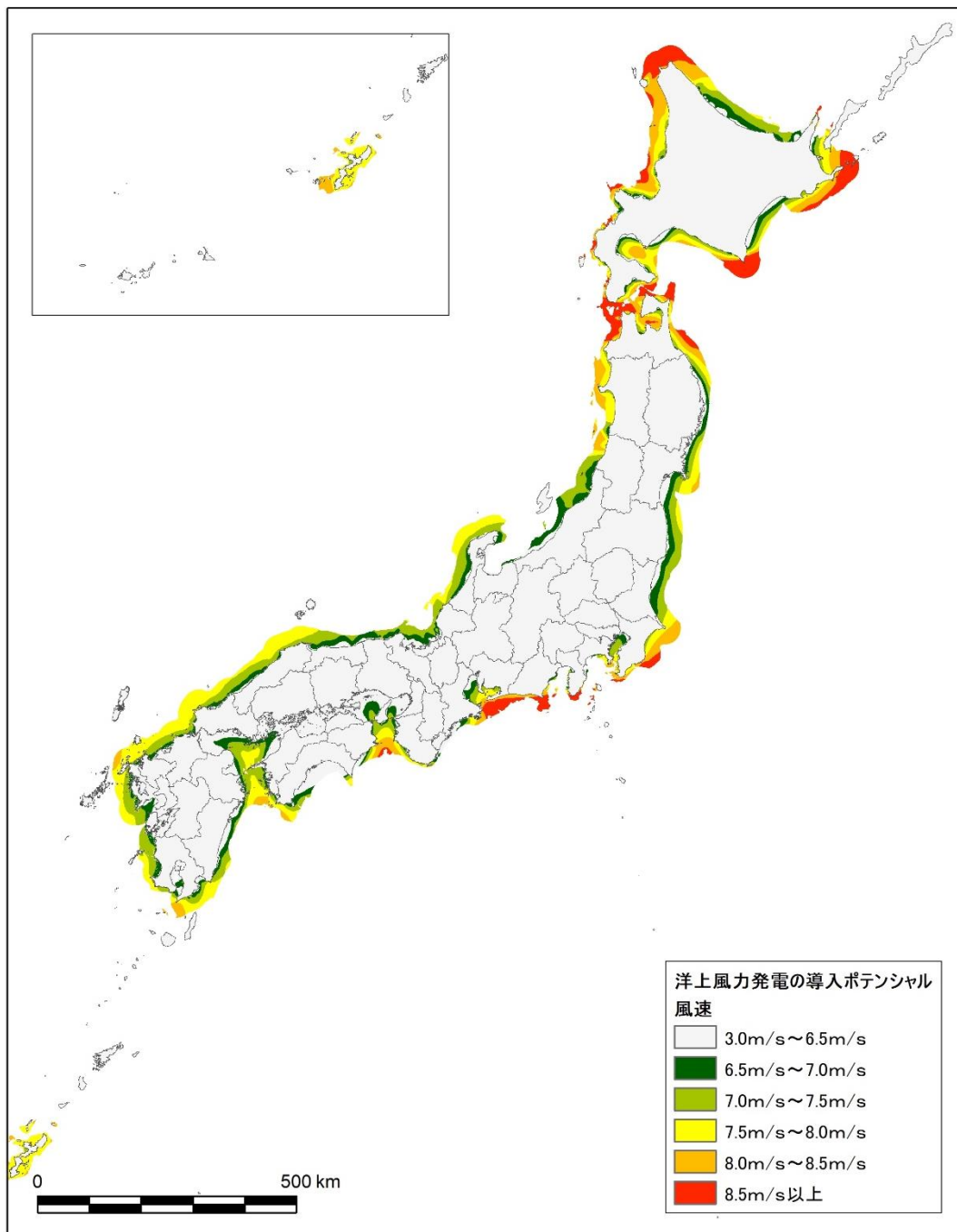


図 3.5-9 洋上風力発電の導入ポテンシャルの分布状況

洋上風力発電の導入ポテンシャル集計結果を表 3.5-4、図 3.5-10～11 に示す。洋上風力の導入ポテンシャルは、約 11.2 億 kW と推計された。更新前と比較して設備容量で約 2.9 億 kW 減少した。

表 3.5-4 洋上発電の導入ポテンシャル集計結果

風速区分	設置方式	設備容量(万 kW)	年間発電電力量 (億 kWh/年)
6.5～7.0m/s	着床式	9,577	2,433
	浮体式	9,384	2,384
7.0～7.5m/s	着床式	8,551	2,445
	浮体式	21,549	6,162
7.5～8.0m/s	着床式	8,146	2,572
	浮体式	23,743	7,497
8.0～8.5m/s	着床式	4,651	1,594
	浮体式	13,097	4,489
8.5m/s 以上	着床式	2,810	1,047
	浮体式	10,515	3,985
小計	着床式	33,734	10,091
	浮体式	78,288	24,516
合計	—	112,022	34,607
(参考) H27 年度業務 における合計値	—	141,276	—

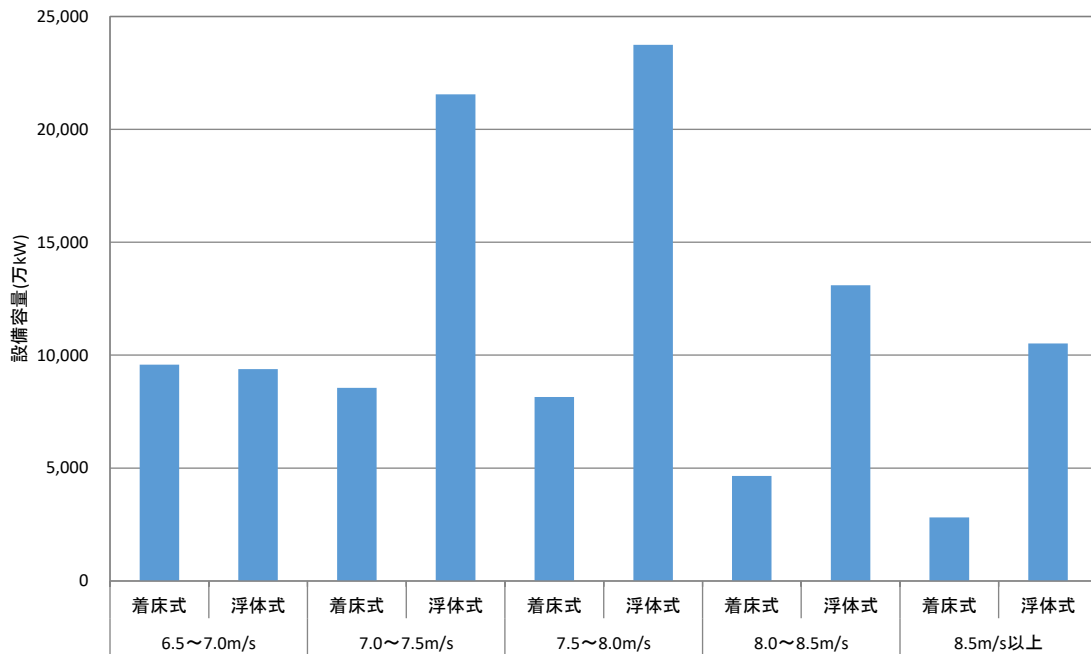


図 3.5-10 洋上風力の導入ポテンシャル集計結果（設備容量：万 kW）

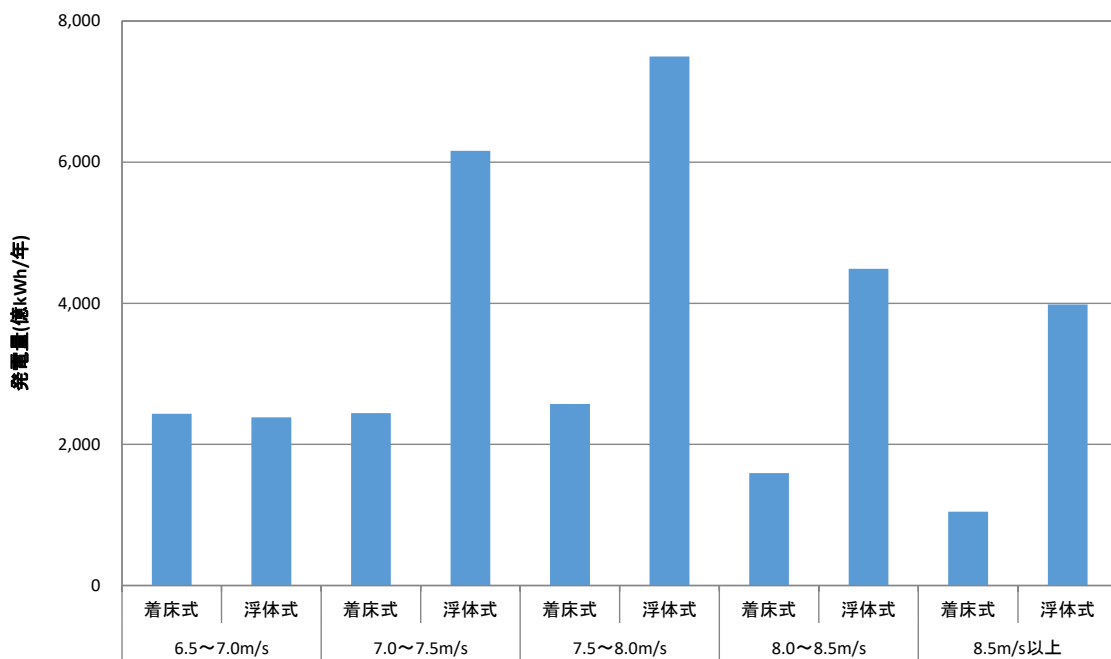


図 3.5-11 洋上風力の導入ポテンシャル集計結果（年間発電電力量：億 kWh/年）

洋上風力の電力供給エリア別の導入ポテンシャル分布状況を図 3.5-12、表 3.5-5 示す。更新後の電力供給エリア別の賦存量分布状況によると、導入ポテンシャル（設備容量）の 28.5%を北海道エリアが占めており、次いで東北エリアが 19.0%、九州エリアが 15.3%で続いている。

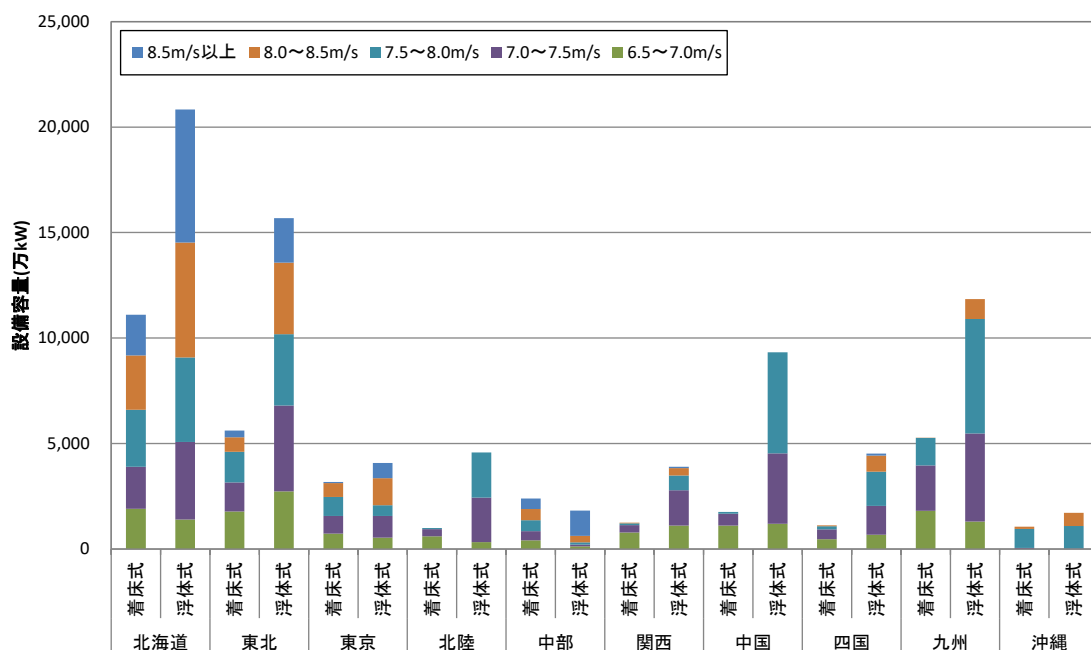


図 3.5-12 洋上風力の電力供給エリア別の導入ポテンシャル分布状況（グラフ）

表 3.5-5 洋上風力の電力供給エリア別の導入ポテンシャル分布状況（集計表）

風速区分	全国		北海道		東北		東京		北陸		中部		関西		中国		四国		九州		沖縄	
	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式
6.5~7.0m/s	9,577	9,384	1,906	1,391	1,774	2,734	728	538	603	321	408	128	777	1,108	1,114	1,193	460	676	1,807	1,296	0	0
7.0~7.5m/s	8,551	21,549	1,987	3,682	1,381	4,066	834	1,028	335	2,110	433	86	357	1,676	554	3,338	464	1,367	2,151	4,180	53	16
7.5~8.0m/s	8,146	23,743	2,703	4,006	1,447	3,383	905	503	55	2,143	518	105	83	703	84	4,787	154	1,620	1,301	5,422	895	1,072
8.0~8.5m/s	4,651	13,097	2,573	5,445	689	3,393	654	1,289	0	0	540	299	28	343	0	0	44	761	13	944	109	623
8.5m/s以上	2,810	10,515	1,937	6,313	317	2,107	58	720	0	0	498	1,205	0	68	0	0	0	102	0	0	0	0
小計	33,734	78,288	11,108	20,836	5,609	15,682	3,179	4,077	992	4,573	2,397	1,822	1,245	3,899	1,752	9,318	1,122	4,527	5,272	11,843	1,058	1,711
合計	112,023		31,944		21,291		7,256		5,566		4,218		5,144		11,071		5,649		17,115		2,769	

### 3.5.2.3 離岸距離の開発不可条件を解除した場合の洋上風力発電の導入ポテンシャル推計結果（参考値）

#### （1）離岸距離の開発不可条件を解除した場合の導入ポテンシャル推計のための前提条件の設定

洋上風力発電については、海外で陸地から 30km 以上の地点に設置された事例があること、近年では送電のみならず水素をキャリアとしてエネルギーを運ぶ形態も検討されつつあることから、「離岸距離：陸地から 30km 以上」の開発不可条件を解除した場合の導入ポテンシャルを参考値として推計した。なお、推計範囲は、NEDO 風況マップが公開されている範囲とした。

表 3.5-6 離岸距離の開発不可条件を解除した場合の洋上風力の導入ポテンシャル推計に係る開発不可条件

区分	項目	洋上風力発電の参考値推計における開発不可条件
自然条件	風速区分	6.5m/s 未満
	水深	200m 以上
社会条件：法制度等	法規制区分	1) 国立・国定公園（海域公園）
	範囲	NEDO 風況マップで公開されていない海域

#### （2）離岸距離の開発不可条件を解除した場合の洋上風力発電導入ポテンシャル集計結果

「離岸距離：陸地から 30km 以上」の開発不可条件を解除した場合の洋上風力発電の導入ポテンシャル集計結果を表 3.5-7 に示す。

表 3.5-7 離岸距離の開発不可条件を解除した場合の洋上風力発電の導入ポテンシャル（参考値）

風速区分	設置方式	設備容量(万 kW)	年間発電電力量(億 kWh/年)
6.5～7.0m/s	着床式	9,755	2,478
	浮体式	9,549	2,426
7.0～7.5m/s	着床式	9,118	2,607
	浮体式	23,750	6,791
7.5～8.0m/s	着床式	10,110	3,192
	浮体式	55,062	17,386
8.0～8.5m/s	着床式	6,757	2,316
	浮体式	69,363	23,772
8.5m/s 以上	着床式	5,077	1,905
	浮体式	132,560	49,849
小計	着床式	40,817	12,499
	浮体式	290,284	100,224
合計	—	331,101	112,722
(参考) 離岸距離の開発不可条件を考慮した場合の合計値	—	112,022	34,607

### 3.5.3 洋上風力発電のシナリオ別導入可能量の推計

#### 3.5.3.1 洋上風力発電のシナリオ別導入可能量の推計条件の設定

##### (1) 洋上風力発電のシナリオ別導入可能量の推計条件の設定

洋上風力発電のシナリオは、経済産業省調達価格等算定委員会において示された調達価格を参考に設定した。設定したシナリオを表 3.5-8 に示す。

表 3.5-8 洋上風力発電のシナリオの設定

シナリオ	シナリオの考え方
シナリオ 1	FIT 単価 32 円/kWh×買取期間 20 年間で表出すると考えられるポテンシャル
シナリオ 2	FIT 単価 34 円/kWh×買取期間 20 年間で表出すると考えられるポテンシャル
シナリオ 3	FIT 単価 36 円/kWh×買取期間 20 年間で表出すると考えられるポテンシャル

※FIT 単価は税抜価格



洋上風力のシナリオ別導入可能量推計にあたって設定した事業性試算条件を表 3.5-9 示す。平成 27 年度業務では、着床式と浮体式の閾値を 50m に設定していたが、平成 30 年度業務において検討した結果、閾値を 60m とした。事業費、運転維持費に関するコスト設定結果については、表 3.5-10 に示す。

表 3.5-9 洋上風力の事業性試算条件

区分	設定項目	適用区分	設定値もしくは 設定式	設定根拠等
主要事業 諸元	風速	共通	当該地点における風速	6.5m/s 以上で導入可能性あり
	設備容量	共通	300,000kW (10,000×30 基)	実績や計画を参考に設定
	設置面積	共通	37.5km <sup>2</sup>	8,000kW/km <sup>2</sup> と設定
	理論設備利用率	6.5m/s 以上	風車のパワーカーブと平均風速出現率より算定	
	利用可能率	共通	0.90	平成27年度業務と同様
	出力補正係数	共通	0.90	
	想定基礎形式	水深 0～60m 水深 60m～	着床式 浮体式	環境省平成 30 年度業務報告書
初期投資 額	事業費	【水深 60m 未満】	{0.5062×水深 m +46.63} (万円/kW)	基礎・浮体設備費、送電線敷設費、開業費等をすべて含む 環境省平成 30 年度業務報告書
		【水深 60m 以上】	77 (万円/kW)	
撤去費用	撤去費用	共通	初期投資額×5%	平成 27 年度業務と同様
収入計画	売電単価	シナリオ 1	32 円/kWh×20 年間	
		シナリオ 2	34 円/kWh×20 年間	
		シナリオ 3	36 円/kWh×20 年間	
支出計画	運転維持費	共通	2.25 万円/kW・年	環境省平成 30 年度業務報告書
資金計画	自己資本比率	共通	25%	金利 3%、固定金利 15 年元利均等返済
	借入金比率	共通	75%	
減価償却 計画	事業費	共通	17 年	定額法、残存 0% 事業費には土木工事費や風車本体費用、海底送電線敷設費等が含まれ、各費用は異なる償却年数を持つが、本試算では簡易的に 17 年に設定した。
その他の 条件	固定資産税率	共通	1.4%	減価償却による評価額の逓減を考慮
	法人税率	共通	30%	
	法人住民税	共通	17.3%	
	事業税	共通	1.267%	

表 3.5-10 本業務における洋上風力のコストの設定結果

項目	項目	設定値 (案)	設定根拠等
設備容量	設置基数	30 基	平成 27 年度業務と同様
	単機出力	10,000kW	平成 27 年度業務と同様
資本費		<b>【水深 60m 未満】</b> $0.5062 \times (\text{水深}) \text{ m} + 46.63 \text{ 万円}$ <b>【水深 60m 以上】</b> 77 万円	・水深 13~26m (概ね 10m 台) では 54~59 万円/kW。 (オプション②に該当) →中間の平均水深 19.5m において資本費 56.5 万円/kW に設定。 ・平均水深までは 75,79 万円/kW と試算されている。(オプション③に該当) →60m において資本費 77 万円に設定。
運転維持費		全ての水深において 2.25 万円/kW	オプション②では 1.5~3.0 万円/kW。 オプション③では 2.1, 2.3 万円/kW。

※オプションとは、経済産業省調達価格算定委員会で示されたコスト試算ケースである。  
 オプション②：比較的條件が良い海域において国内外で商用化実績を有する相対的に安価な基礎構造を想定するケース  
 オプション③：沖合で大型風車を設置する際に採用が見込まれる相対的に高価な基礎構造を想定するケース

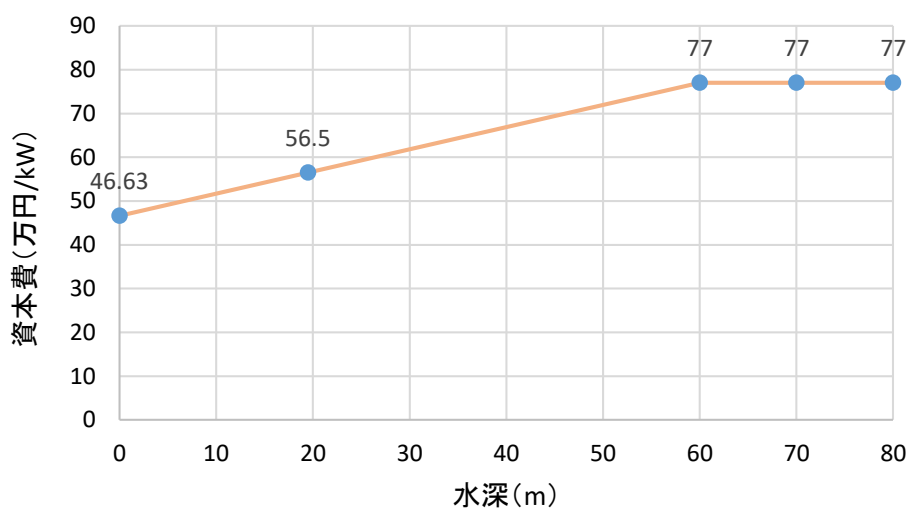


図 3.5-13 洋上風力の資本費の設定

(2) シナリオ別開発可能条件の算定

税引前 PIRR $\geq$ 10%を満たす風速区分別の開発可能条件（水深）を算定した。その結果を表 3.5-11 に示す。

表 3.5-11 風速区分別の洋上風力の開発可能条件（水深（m 以浅））

風速区分	FIT単価		
	32.0 円/kWh	34.0 円/kWh	36.0 円/kWh
12.0m/s	すべて満たす	すべて満たす	すべて満たす
11.5m/s			
11.0m/s			
10.5m/s			
10.0m/s			
9.5m/s			
9.0m/s	57.2		
8.5m/s	44.4	55.2	
8.0m/s	30.6	40.5	50.3
7.5m/s	15.7	24.7	33.6
7.0m/s	開発不可	7.9	15.9
6.5m/s		開発不可	開発不可

### 3.5.3.2 洋上風力のシナリオ別導入可能量の推計結果

#### (1) 洋上風力発電のシナリオ別導入可能量の集計結果

洋上風力発電のシナリオ別導入可能量の分布状況を図 3.5-14 に示す。

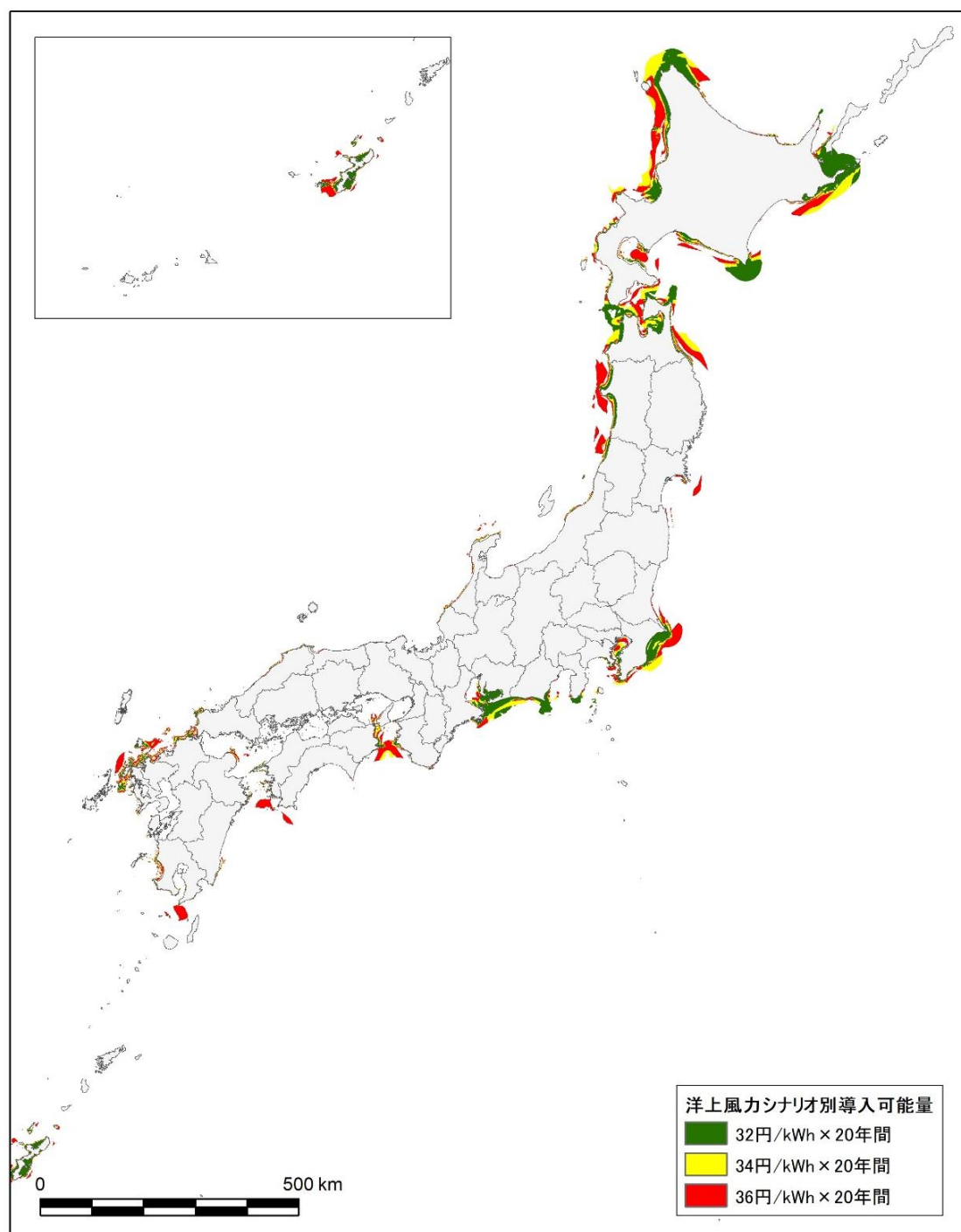


図 3.5-14 洋上風力発電のシナリオ別導入可能量の分布状況

洋上風力発電のシナリオ別導入可能量の集計結果を表 3.5-12～13、図 3.5-15～16 に示す。シナリオ別導入可能量は、設備容量では 17,785 万 kW～46,025 万 kW、年間発電電力量では 6,168 億 kWh～15,584 億 kWh となった。

表 3.5-12 洋上風力発電のシナリオ別導入可能量の集計結果（設備容量 単位：万 kW）

No.	シナリオ (FIT 単価×買取期間)	着床式	浮体式	合計
1	32.0 円/kWh ×20 年間	13,517	4,268	17,785
2	34.0 円/kWh ×20 年間	17,712	11,309	29,021
3	36.0 円/kWh ×20 年間	22,194	23,831	46,025

表 3.5-13 洋上風力発電のシナリオ別導入可能量の集計結果  
(年間発電電力量 単位：億 kWh/年)

No.	シナリオ (FIT 単価×買取期間)	着床式	浮体式	合計
1	32.0 円/kWh ×20 年間	4,484	1,684	6,168
2	34.0 円/kWh ×20 年間	5,748	4,257	10,005
3	36.0 円/kWh ×20 年間	7,041	8,542	15,584

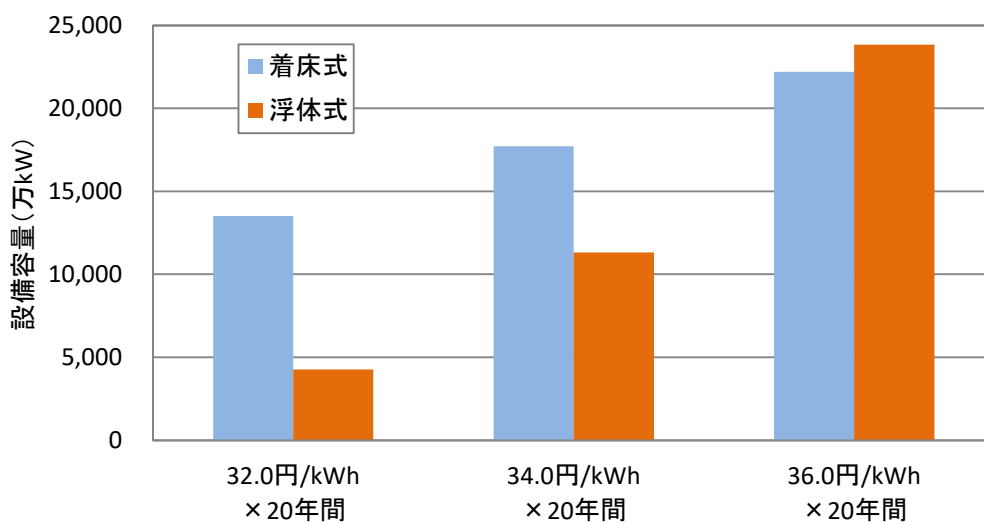


図 3.5-15 洋上風力発電のシナリオ別導入可能量の集計結果 (設備容量 単位 : 万 kW)

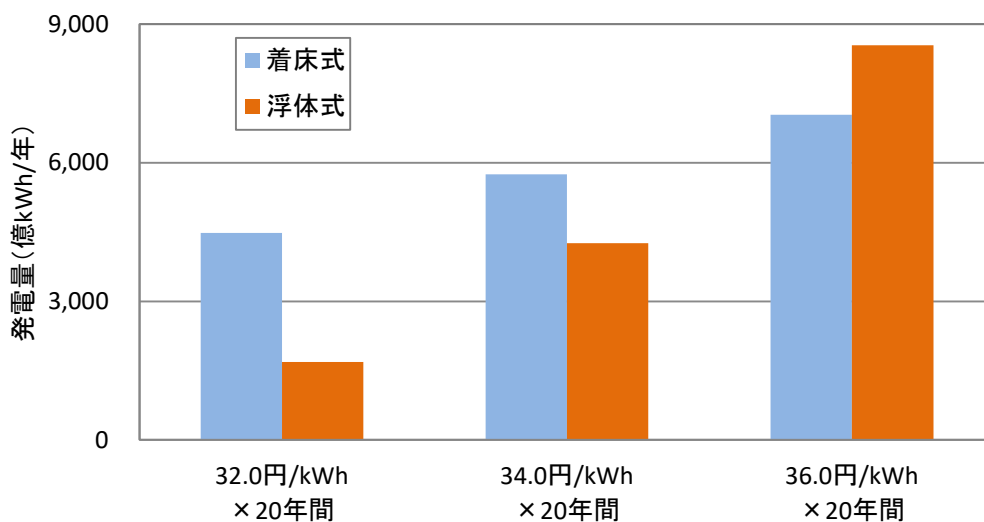
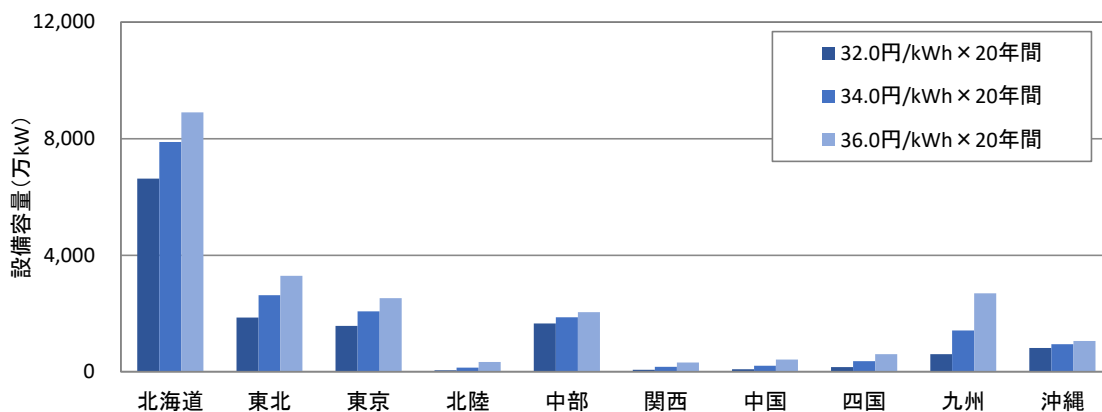


図 3.5-16 洋上風力発電のシナリオ別導入可能量の集計結果  
(年間発電電力量 単位 : 億 kWh/年)

## (2) 洋上風力発電の電力供給エリア別のシナリオ別導入可能量

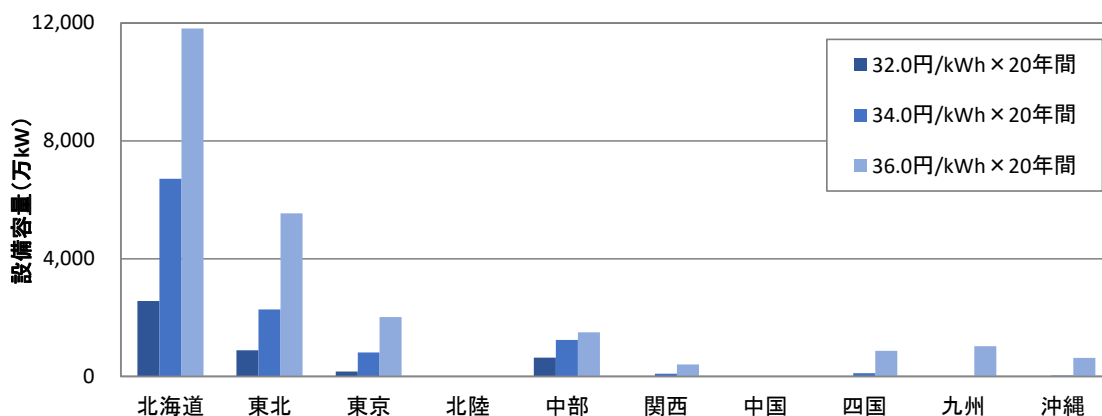
洋上風力発電の電力供給エリア別のシナリオ別導入可能量分布状況を図 3.5-17～18 に示す。36.0 円/kWh (2019 年度 FIT 単価) ×20 年間のシナリオにおける導入可能量は北海道エリアで最も多く、着床式 8,904 万 kW、浮体式 11,812 万 kW と推計された。

### (着床式)



No.	買取価格	全国	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
1	32.0円/kWh×20年間	13,517	6,633	1,865	1,571	52	1,656	68	87	163	606	817
2	34.0円/kWh×20年間	17,712	7,889	2,625	2,076	147	1,872	168	206	362	1,416	951
3	36.0円/kWh×20年間	22,194	8,904	3,292	2,530	337	2,048	321	418	601	2,688	1,054

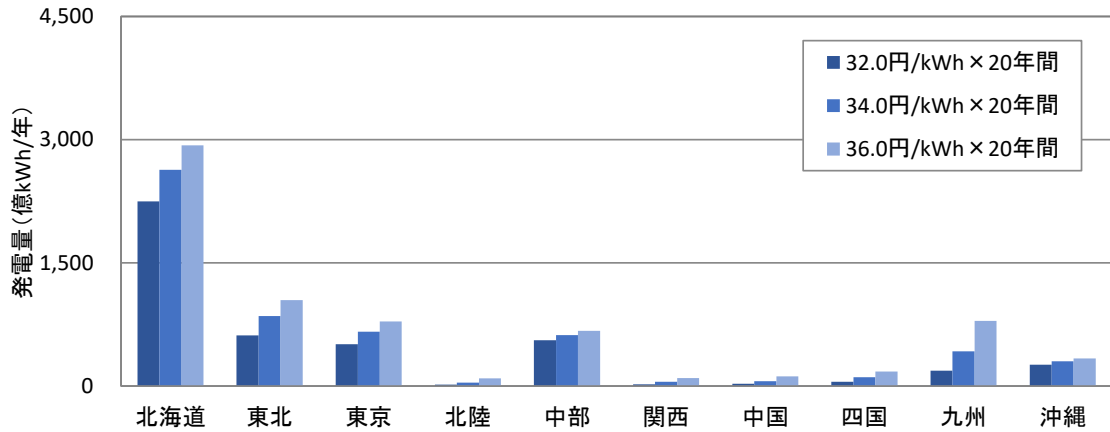
### (浮体式)



No.	買取価格	全国	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
1	32.0円/kWh×20年間	4,268	2,567	894	169	0	638	0	0	0	0	0
2	34.0円/kWh×20年間	11,309	6,715	2,276	822	0	1,243	93	0	117	10	33
3	36.0円/kWh×20年間	23,831	11,812	5,540	2,014	9	1,505	415	3	872	1,026	633

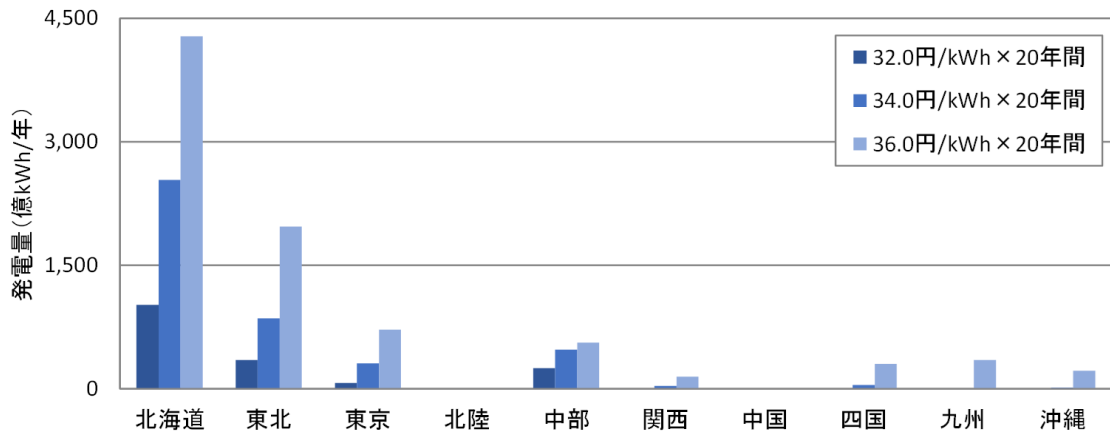
図 3.5-17 洋上風力発電の電力供給エリア別のシナリオ別導入可能量の分布状況  
(設備容量 単位：万 kW)

(着床式)



No.	買取価格	全国	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
1	32.0円/kWh×20年間	4,484	2,247	615	507	15	558	21	26	50	186	259
2	34.0円/kWh×20年間	5,748	2,632	850	661	41	621	51	60	108	423	302
3	36.0円/kWh×20年間	7,041	2,929	1,046	786	94	670	95	118	176	793	334

(浮体式)



No.	買取価格	全国	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
1	32.0円/kWh×20年間	1,684	1,017	349	68	0	250	0	0	0	0	0
2	34.0円/kWh×20年間	4,257	2,535	853	306	0	472	34	0	43	3	11
3	36.0円/kWh×20年間	8,542	4,280	1,971	714	3	562	144	1	301	350	217

図 3.5-18 洋上風力発電量の電力供給エリア別のシナリオ別導入可能量の分布状況  
(年間発電電力量 単位：億 kWh/年)