

3.2 風力発電の導入ポテンシャルの精緻化について

風力発電の導入ポテンシャルの精緻化の実施フローを図 3.2-1 に示す。また、検討結果を以下に示す。

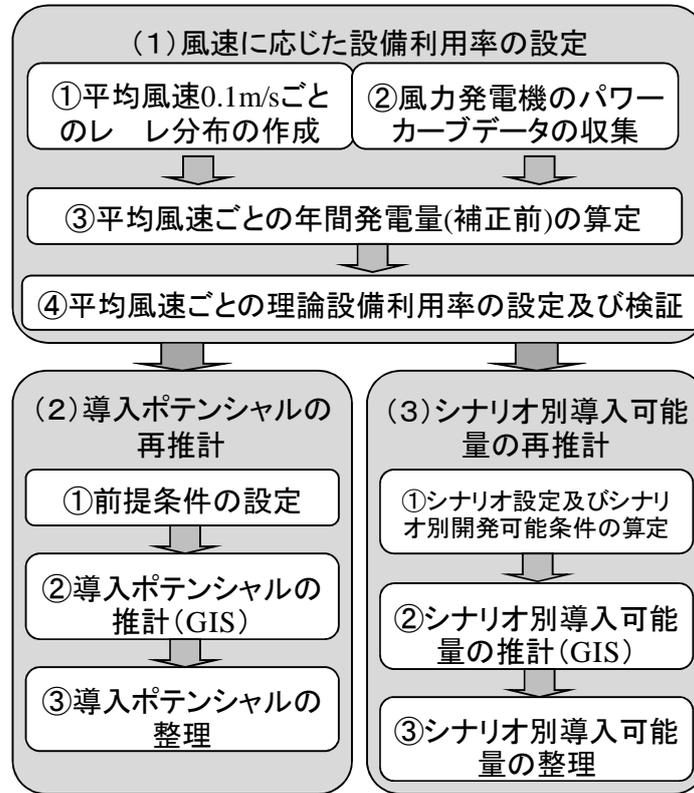


図 3.2-1 風力発電の導入ポテンシャル精緻化の実施フロー

3.2.1 風速に応じた設備利用率の設定

(1) 平均風速 0.1m/s ごとのレーレ分布の作成

下式(a)より作成した平均風速 0.1m/s ごとのレーレ分布 (5.5~9.5m/s) を作成した (図 3.2-2)。

$$\text{風速出現確率(\%)} = \frac{\pi}{2} \cdot \frac{V}{\bar{V}^2} \cdot \exp\left\{-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{V}{\bar{V}}\right)^2\right\} \quad \dots (a)$$

\bar{v} : 年平均風速、 v : 風速

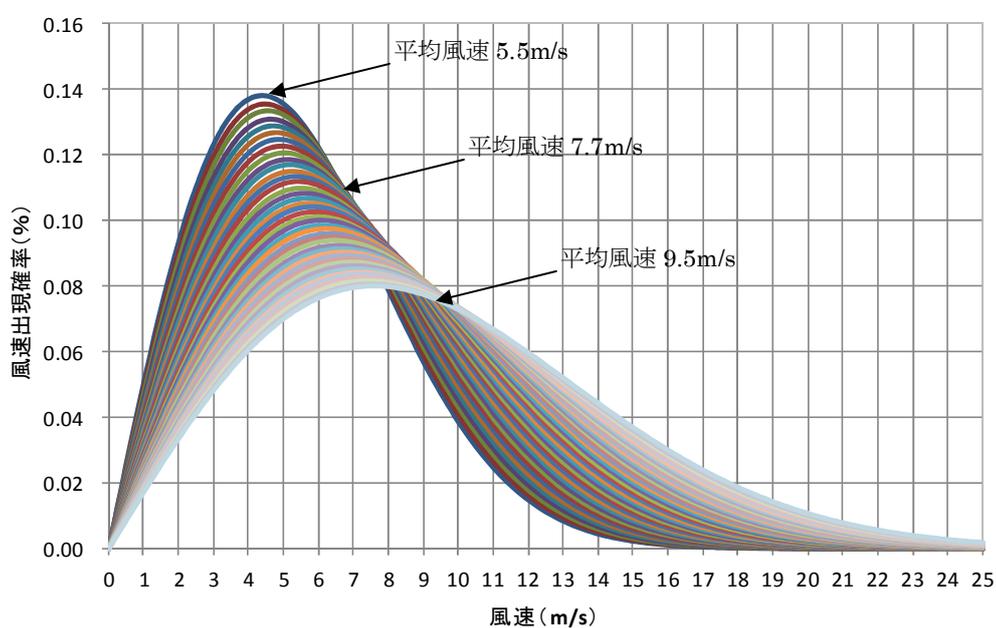


図 3.2-2 レーレ分布作成結果 (5.5~9.5m/s)

(2) 風力発電機のパワーカーブデータの収集

2,000kW 規模（陸上風力を想定）と 5,000kW 規模（洋上風力を想定）のパワーカーブデータを風力発電機製造事業者から提供頂いた。パワーカーブデータは平均風速 1.0m/s ピッチであったことからカットイン風速から定格出力までのパワーカーブを多項式近似により数式化することでグラフを作成し（図 3.2-3～4）、平均風速 0.1m/s ピッチの出力データを算定した。なお 2,000kW 規模風車については、近年設置環境に応じたローター径の異なる風車が開発されているが、ここでは最も一般的と考えられるローター径 80m の風車機データを採用した。

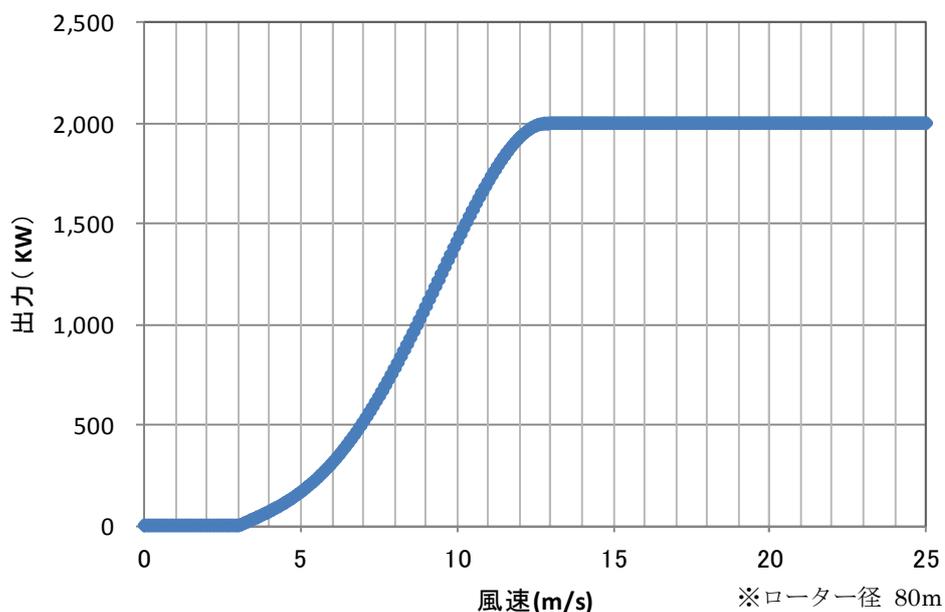


図 3.2-3 風車 2,000kW 規模のパワーカーブ（陸上風力に適用）

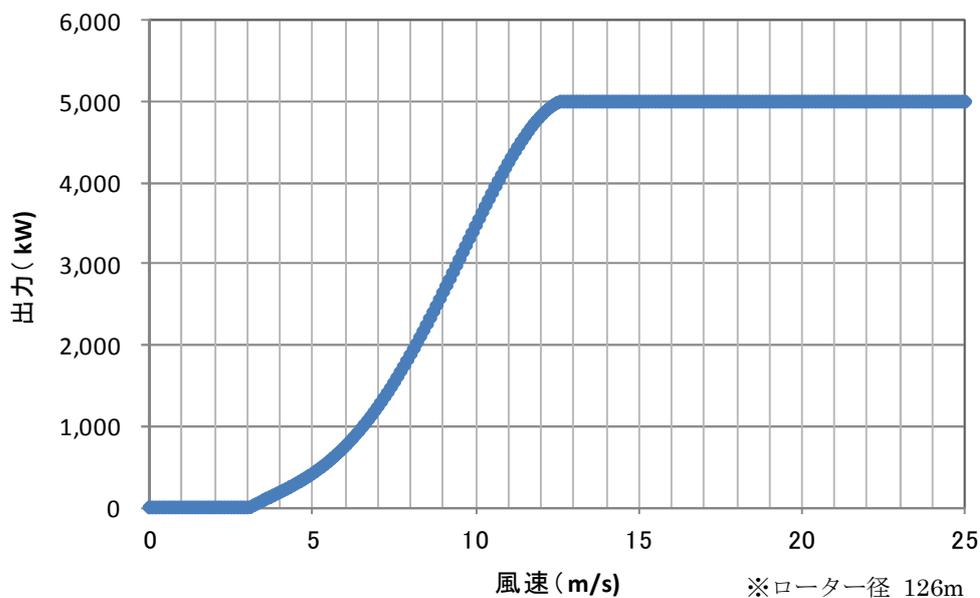


図 3.2-4 風車 5,000kW 規模のパワーカーブ（洋上風力に適用）

(3) 平均風速ごとの年間発電量（補正前）の算定

作成したレーレ分布とパワーカーブより、平均風速 0.1m/s ごとの年間発電量（補正前）を算定した。結果を図 3.2-5~6 に示す。

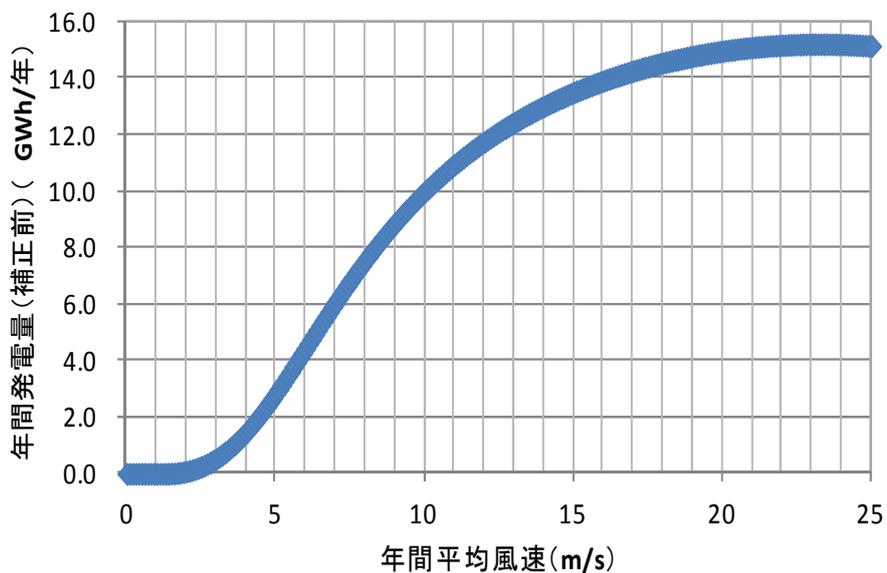


図 3.2-5 平均風速ごとの正味発電量の算定結果 (2,000kW)

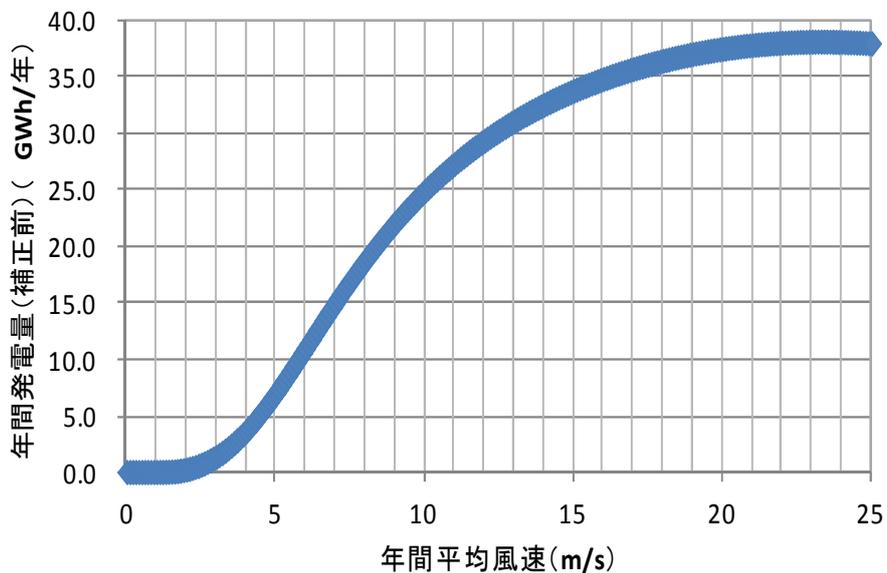


図 3.2-6 平均風速ごとの正味発電量の算定結果 (5,000kW)

(4) 平均風速ごとの設備利用率の設定及び検証

上述(3)の算定結果と下式(b)より平均風速 0.1m/s ごとの理論設備利用率を算定した。結果を表 3.2-1 に示す。今回算定した設備利用率は H24 調査で設定した設備利用率よりも高くなった。その要因としては、風力発電機に係る技術向上等が考えられる。

$$\text{理論設備利用率(\%)} = \frac{\text{年間発電量(補正前)(kWh)}}{\text{定格出力(kW)} \times 24(\text{h}) \times 365(\text{day})} \dots (b)$$

表 3.2-1 平均風速 0.1m/s ピッチの設備利用率の設定 (抜粋)

平均風速	理論設備利用率		H24 調査で設定した理論設備利用率	
	2,000kW 規模	5,000kW 規模		
5.0 m/s	16.2%	算定対象外	14.4%	
5.1 m/s	17.1%		15.3%	
5.2 m/s	18.0%		16.1%	
5.3 m/s	18.9%		17.0%	
5.4 m/s	19.8%		17.9%	
5.5 m/s	20.7%		18.7%	
5.6 m/s	21.6%		19.6%	
5.7 m/s	22.5%		20.5%	
5.8 m/s	23.5%		21.3%	
5.9 m/s	24.4%		22.2%	
6.0 m/s	25.3%		23.1%	
6.1 m/s	26.3%		23.9%	
6.2 m/s	27.2%		24.8%	
6.3 m/s	28.1%		25.6%	
6.4 m/s	29.1%		26.5%	
6.5 m/s	30.0%		29.5%	27.4%
6.6 m/s	30.9%		30.5%	28.2%
6.7 m/s	31.8%		31.4%	29.1%
6.8 m/s	32.8%		32.3%	30.0%
6.9 m/s	33.7%		33.2%	30.8%
7.0 m/s	34.6%	34.1%	31.7%	
7.1 m/s	35.5%	35.0%	32.6%	
7.2 m/s	36.4%	35.9%	33.4%	
7.3 m/s	37.2%	36.8%	34.3%	
7.4 m/s	38.1%	37.6%	35.2%	
7.5 m/s	39.0%	38.5%	36.0%	
7.6 m/s	39.8%	39.3%	36.9%	
7.7 m/s	40.7%	40.2%	37.7%	
7.8 m/s	41.5%	41.0%	38.6%	
7.9 m/s	42.3%	41.8%	39.5%	
8.0 m/s	43.1%	42.6%	40.3%	
8.1 m/s	43.9%	43.4%	41.2%	
8.2 m/s	44.7%	44.2%	42.1%	
8.3 m/s	45.5%	45.0%	42.9%	
8.4 m/s	46.3%	45.8%	43.8%	
8.5 m/s	47.0%	46.5%	44.7%	
8.6 m/s	47.8%	47.3%	未設定	
8.7 m/s	48.5%	48.0%		
8.8 m/s	49.2%	48.8%		
8.9 m/s	49.9%	49.5%		
9.0 m/s	50.6%	50.2%		
9.1 m/s	51.3%	50.9%		
9.2 m/s	52.0%	51.6%		
9.3 m/s	52.7%	52.2%		
9.4 m/s	53.4%	52.9%		
9.5 m/s	54.0%	53.6%		

3.2.2 導入ポテンシャルの推計

3.2.2.1 陸上風力の導入ポテンシャルの推計

(1) 陸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

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した。陸上風力の開発不可条件を表 3.2-2 に示す。昨年度に設定した開発不可条件に航空法による制限を追加した。

なお、今年度調査では設備容量だけではなく、下式により年間発電電力量も推計した。

$$\text{年間発電電力量(kWh/年)} = \text{設備容量(kW)} \times \text{理論設備利用率(\%)} \times \text{利用可能率(\%)} \times \text{出力補正係数} \\ \times \text{年間時間(h)}$$

※ 利用可能率及び出力補正係数は、NEDO 風力発電導入ガイドブック(2008)を参考にそれぞれ 0.95、0.90 とした。

※ ウィンドファームではウェイクロスが発生するが、本調査では考慮しないこととした。

表 3.2-2 陸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	平成 24 年度調査における 開発不可条件
自然条件	風速区分	5.5m/s 未満 ただし港湾区域は 5.0m/s 未満	同左
	標高	1,200m 以上	同左
	最大傾斜角	20 度以上	同左
	地上開度	75° 未満	同左
社会条件: 法制度等	法規制区分 (自然的条件)	1) 国立・国定公園(特別保護地区、第1種特別地域) 2) 都道府県立自然公園(第1種特別地域) 3) 原生自然環境保全地域 4) 自然環境保全地域 5) 鳥獣保護区のうち特別保護地区 (国指定、都道府県指定) 6) 世界自然遺産地域 7) 保安林	同左
	法規制区分 (社会的条件)	1) 航空法による制限(制限表面)	—
社会条件: 土地利用等	都市計画区分	市街化区域	同左
	土地利用区分	田、建物用地、幹線交通用地、その他の用地、 河川地及び湖沼、海水域、ゴルフ場 ※「その他農用地」、「森林(保安林を除く)」、 「荒地」、「海浜」が開発可能な土地利用 区分となる	同左
	居住地から の距離	500m 未満	同左

※網掛けは昨年度調査からの変更箇所

(2) 陸上風力の導入ポテンシャルの推計結果

1) 陸上風力の導入ポテンシャル分布状況

陸上風力の導入ポテンシャル分布図を図 3. 2-7 に示す。

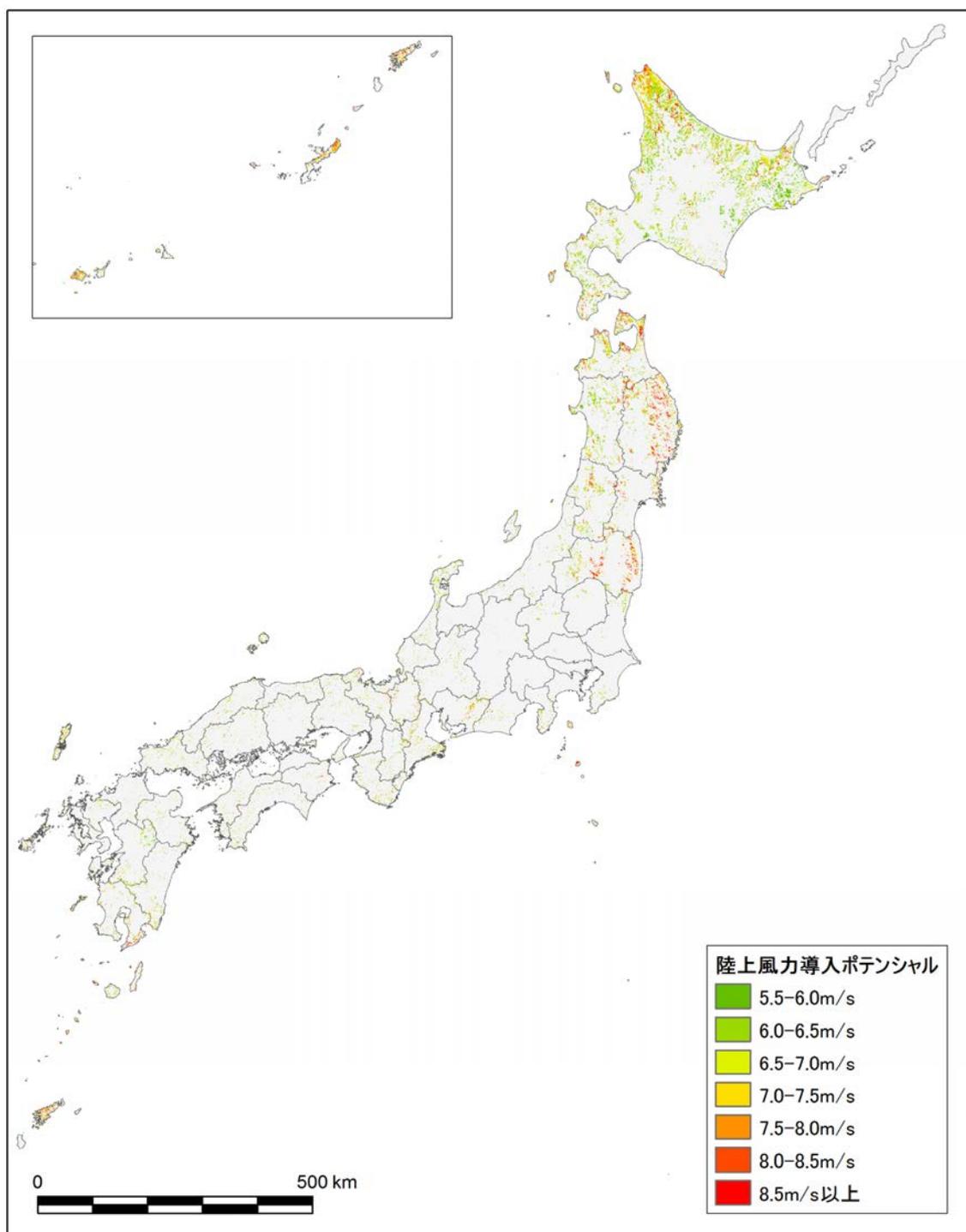


図 3. 2-7 陸上風力の導入ポテンシャル分布図（風速分布）

2) 陸上風力の導入ポテンシャルの集計結果

陸上風力の導入ポテンシャル集計結果を表 3. 2-3、図 3. 2-8 に示す。陸上風力の導入ポテンシャルは、約 2.7 億 kW、約 6, 100 億 kWh/年と推計された。航空法による制限を追加したことにより、昨年度調査結果と比較して設備容量で約 130 万 kW（全体の約 5%）の導入ポテンシャルが減少した。

表 3. 2-3 陸上風力の導入ポテンシャル集計結果

風速区分	面積 (km ²)	設備容量 (万 kW)	年間発電電力量 (億 kWh/年)
5. 5m/s	5, 435	5, 435	842
5. 6m/s	320	320	52
5. 7m/s	296	296	50
5. 8m/s	277	277	49
5. 9m/s	269	269	49
6. 0m/s	4, 836	4, 836	918
6. 1m/s	264	264	52
6. 2m/s	262	262	53
6. 3m/s	272	272	57
6. 4m/s	268	268	58
6. 5m/s	3, 954	3, 954	888
6. 6m/s	250	250	58
6. 7m/s	248	248	59
6. 8m/s	239	239	59
6. 9m/s	234	234	59
7. 0m/s	3, 018	3, 018	781
7. 1m/s	205	205	55
7. 2m/s	202	202	55
7. 3m/s	190	190	53
7. 4m/s	177	177	51
7. 5m/s	1, 887	1, 887	551
7. 6m/s	154	154	46
7. 7m/s	157	157	48
7. 8m/s	151	151	47
7. 9m/s	144	144	46
8m/s	978	978	316
8. 1m/s	139	139	46
8. 2m/s	128	128	43
8. 3m/s	120	120	41
8. 4m/s	123	123	43
8. 5m/s 以上	1, 432	1, 432	537
合計値	26, 628	26, 628	6, 060
(参考 1) 5. 0~5. 5m/s	6, 390	6, 390	794
(参考 2) H24 調査結果	26, 756	26, 756	(未調査)

※0.1m/s ピッチの風況データは東北地方のみ整備されている。

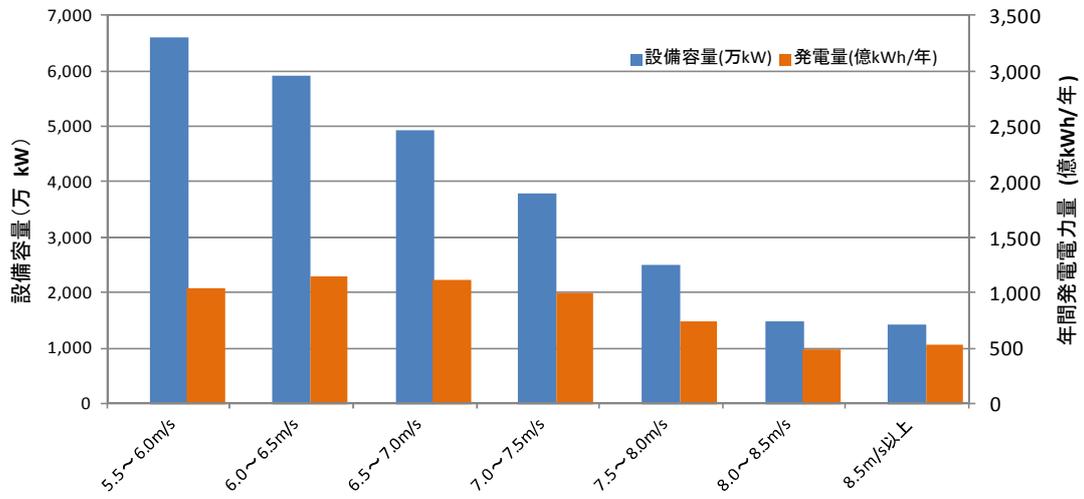
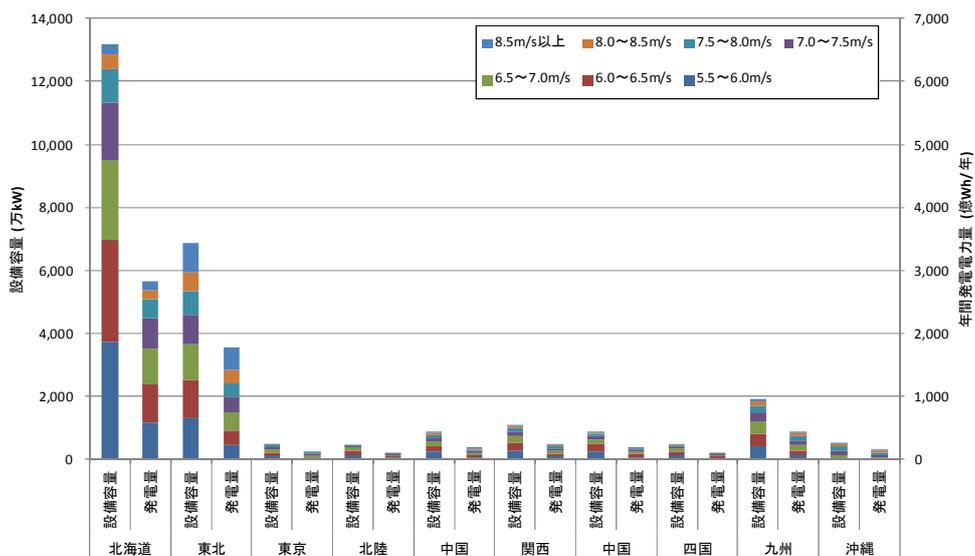


図 3.2-8 陸上風力の導入ポテンシャル集計結果

3) 陸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

陸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 3.2-9 に示す。これによると、全導入ポテンシャル（設備容量）の 50%を北海道エリアが占めており、次いで東北エリアが 26%、九州エリアが 7%で続いている。なお、北海道、東北、九州エリアでは、現状の電力供給能力を上回る導入ポテンシャルが推計されたため、導入には地域間連系設備能力の強化が必要となる。



設備容量(万 kw)

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
5.5~6.0m/s	6,596	3,732	1,311	109	144	234	278	249	126	411	3
6.0~6.5m/s	5,901	3,246	1,209	102	140	184	248	223	111	411	27
6.5~7.0m/s	4,925	2,521	1,141	95	92	143	214	169	94	365	91
7.0~7.5m/s	3,792	1,824	931	83	36	117	147	114	66	309	165
7.5~8.0m/s	2,494	1,057	732	51	15	92	103	58	30	222	135
8.0~8.5m/s	1,488	456	627	18	2	63	54	23	16	143	87
8.5m/s以上	1,432	356	906	21	2	21	23	3	7	69	23
合計	26,628	13,191	6,857	480	431	853	1,067	839	451	1,929	530

(参考)

5.0~5.5m/s	6,390	3,525	1,289	123	143	289	267	254	122	376	2
------------	-------	-------	-------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	---

年間発電電力量(億 kWh/年)

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
5.5~6.0m/s	1,041	579	221	18	22	36	43	38	20	64	0
6.0~6.5m/s	1,139	617	246	20	27	35	47	42	21	78	5
6.5~7.0m/s	1,123	567	272	22	21	32	48	38	21	82	20
7.0~7.5m/s	994	473	253	22	9	30	38	30	17	80	43
7.5~8.0m/s	737	309	223	15	4	27	30	17	9	65	39
8.0~8.5m/s	488	147	209	6	1	20	18	7	5	46	28
8.5m/s以上	537	130	345	8	1	7	8	1	3	25	8
合計	6,060	2,822	1,769	111	85	188	232	174	95	439	144

(参考)

5.0~5.5m/s	794	428	174	16	17	35	32	31	15	46	0
------------	-----	-----	-----	----	----	----	----	----	----	----	---

図 3.2-9 陸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

4) 陸上風力の都道府県別の導入ポテンシャル分布状況

陸上風力の都道府県別（北海道は4地域別）の導入ポテンシャル分布状況を図 3.2-10 に示す。ここでも、北海道の道北及び道東地域が突出しており、全体の約 38%程度を占めている。次いで道南地域、岩手県、青森県と東北各県が続いている。

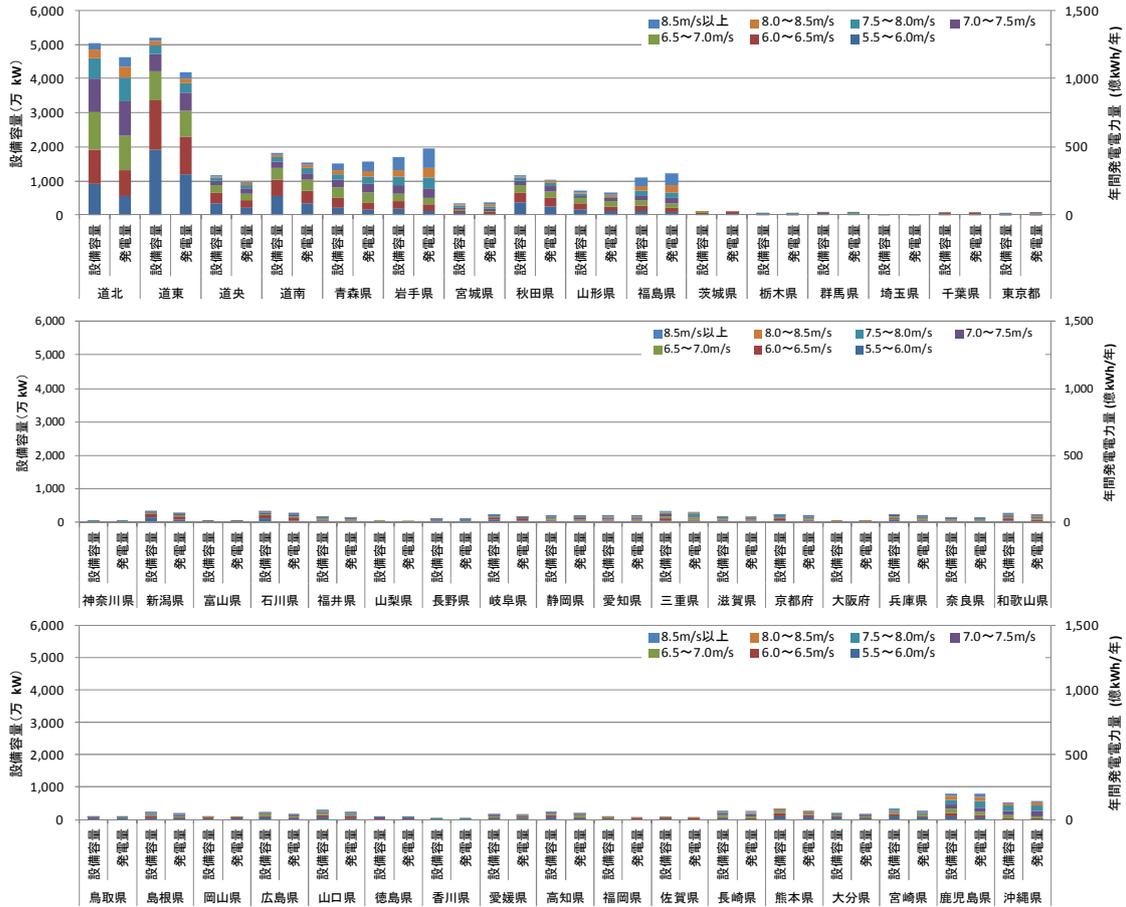


図 3.2-10 陸上風力の都道府県別の導入ポテンシャル分布状況（グラフ）

設備容量(万kw)

風速区分	全国	道北	道東	道央	道南	青森県	岩手県	宮城県	秋田県	山形県	福島県	茨城県	栃木県	群馬県	埼玉県	千葉県	東京都
5.5~6.0m/s	6,596	917	1,914	344	556	233	193	61	373	168	135	37	9	26	4	7	0
6.0~6.5m/s	5,901	999	1,447	311	488	259	205	50	290	171	146	32	8	22	0	15	3
6.5~7.0m/s	4,925	1,106	850	214	352	317	219	51	210	149	144	21	9	15	0	19	6
7.0~7.5m/s	3,792	989	511	135	189	232	255	56	139	88	140	11	5	11	0	18	14
7.5~8.0m/s	2,494	597	257	82	121	159	250	52	78	42	144	3	4	3	0	10	16
8.0~8.5m/s	1,488	241	104	42	68	135	213	47	46	36	149	0	5	0	0	1	6
8.5m/s以上	1,432	183	106	17	50	176	379	40	30	55	227	0	2	0	0	0	18
合計	26,628	5,033	5,189	1,146	1,823	1,511	1,713	358	1,166	710	1,085	104	42	76	5	70	63
風速区分	神奈川県	新潟県	富山県	石川県	福井県	山梨県	長野県	岐阜県	静岡県	愛知県	三重県	滋賀県	京都府	大阪府	兵庫県	奈良県	和歌山県
5.5~6.0m/s	2	147	10	102	38	4	41	98	42	21	64	41	56	7	73	33	50
6.0~6.5m/s	2	86	6	94	45	2	31	54	37	33	58	29	55	10	58	27	56
6.5~7.0m/s	3	51	4	63	32	0	12	26	39	34	58	31	43	7	43	29	50
7.0~7.5m/s	0	22	1	25	15	0	5	11	40	32	53	26	29	2	27	17	38
7.5~8.0m/s	0	7	0	8	10	0	4	7	24	33	39	18	22	2	19	14	24
8.0~8.5m/s	0	1	0	0	3	0	1	6	10	29	21	14	14	0	7	8	12
8.5m/s以上	0	0	0	0	2	0	1	2	5	6	9	15	3	0	1	3	2
合計	7	314	20	292	144	6	95	203	197	189	303	174	221	28	227	132	231
風速区分	鳥取県	島根県	岡山県	広島県	山口県	徳島県	香川県	愛媛県	高知県	福岡県	佐賀県	長崎県	熊本県	大分県	宮崎県	鹿児島県	沖縄県
5.5~6.0m/s	33	42	43	63	63	16	8	42	64	28	15	28	106	55	89	91	3
6.0~6.5m/s	28	50	17	55	70	19	5	31	59	18	18	38	92	52	79	113	27
6.5~7.0m/s	14	46	13	35	58	17	3	33	43	9	11	61	65	39	66	115	91
7.0~7.5m/s	4	40	9	19	40	11	3	24	31	5	9	65	35	21	40	134	165
7.5~8.0m/s	3	20	5	9	20	7	1	11	12	1	5	35	11	6	17	148	135
8.0~8.5m/s	2	9	1	5	6	5	0	4	7	0	2	13	3	3	7	116	87
8.5m/s以上	1	1	0	1	0	4	0	2	1	0	0	2	0	0	0	66	23
合計	86	209	88	188	257	79	21	145	217	60	59	241	311	176	298	784	530

年間発電電力量(億kWh/年)

風速区分	全国	道北	道東	道央	道南	青森県	岩手県	宮城県	秋田県	山形県	福島県	茨城県	栃木県	群馬県	埼玉県	千葉県	東京都
5.5~6.0m/s	1,041	142	296	53	87	39	33	10	63	28	23	6	1	4	1	1	0
6.0~6.5m/s	1,139	190	275	59	93	53	42	10	59	35	30	6	2	4	0	3	0
6.5~7.0m/s	1,123	249	191	48	80	76	52	12	50	35	34	5	2	4	0	4	1
7.0~7.5m/s	994	256	132	35	49	63	69	15	38	24	38	3	1	3	0	5	4
7.5~8.0m/s	737	174	75	24	36	48	76	16	24	13	44	1	1	1	0	3	5
8.0~8.5m/s	488	78	34	14	22	45	71	16	15	12	50	0	2	0	0	0	2
8.5m/s以上	537	67	40	6	18	66	146	15	11	21	87	0	1	0	0	0	7
合計	6,060	1,155	1,042	239	385	390	489	94	259	168	305	22	10	16	1	16	19
風速区分	神奈川県	新潟県	富山県	石川県	福井県	山梨県	長野県	岐阜県	静岡県	愛知県	三重県	滋賀県	京都府	大阪府	兵庫県	奈良県	和歌山県
5.5~6.0m/s	0	25	1	16	6	1	7	15	7	3	10	6	9	1	11	5	8
6.0~6.5m/s	0	17	1	18	8	0	6	10	7	6	11	5	11	2	11	5	11
6.5~7.0m/s	1	12	1	14	7	0	3	6	9	8	13	7	10	2	10	7	11
7.0~7.5m/s	0	6	0	6	4	0	1	3	10	8	14	7	8	1	7	5	10
7.5~8.0m/s	0	2	0	2	3	0	1	2	7	10	11	5	6	1	5	4	7
8.0~8.5m/s	0	0	0	0	1	0	0	2	3	9	7	5	4	0	2	2	4
8.5m/s以上	0	0	0	0	1	0	0	1	2	2	3	5	1	0	0	1	1
合計	1	62	4	57	30	1	18	39	45	47	69	41	48	6	47	29	51
風速区分	鳥取県	島根県	岡山県	広島県	山口県	徳島県	香川県	愛媛県	高知県	福岡県	佐賀県	長崎県	熊本県	大分県	宮崎県	鹿児島県	沖縄県
5.5~6.0m/s	5	6	7	10	10	3	1	6	10	4	2	4	16	8	14	14	0
6.0~6.5m/s	5	10	3	10	13	4	1	6	11	3	3	7	17	10	15	22	5
6.5~7.0m/s	3	10	3	8	13	4	1	7	10	2	2	14	14	9	15	26	20
7.0~7.5m/s	1	10	2	5	10	3	1	6	8	1	2	17	9	6	10	35	43
7.5~8.0m/s	1	6	1	3	6	2	0	3	3	0	1	10	3	2	5	43	39
8.0~8.5m/s	1	3	0	1	2	2	0	1	2	0	1	4	1	1	2	37	28
8.5m/s以上	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	24	8
合計	17	46	17	38	54	18	4	31	45	11	12	57	62	35	61	201	144

図 3.2-10 陸上風力の都道府県別の導入ポテンシャル分布状況(集計表)

3.2.2.2 洋上風力の導入ポテンシャルの推計

(1) 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

①開発不可条件の設定

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により作成した。洋上風力の開発不可条件を表 3.2-4 に示す。洋上風力は、昨年度の開発不可条件を変更しない。

なお、今年度は設備容量だけでなく、下式により年間発電電力量も推計した。

$$\text{年間発電電力量(kWh/年)} = \text{設備容量(kW)} \times \text{理論設備利用率(\%)} \times \text{利用可能率(\%)}^{*1} \times \text{出力補正係数}^{*2} \times \text{年間時間(h)}$$

※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。

表 3.2-4 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	平成24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	同左
	離岸距離	陸地から 30km 以上	同左
	水深	200m 以上	同左
社会条件: 法制度等	法規制区分	1) 国立・国定公園（海域公園）	同左

②洋上風力に関する平均風速の補正

洋上風力発電事業に用いられる風車の規模は、世界的にみても大規模化の傾向がある。陸上風力では、2,000kW規模（ハブ高80m）を想定したのに対して、洋上風力では、5,000kW規模（ハブ高90m）の風車を想定し、風力発電機製造事業者から5,000kW規模風車のパワーカーブデータを収集し、使用することとした。一方で、本調査においてこれまで使用してきた風況データはハブ高80m地点の風速であることから、補正を行う必要が生じた。

（独）新エネルギー・産業技術総合開発機構「風力発電導入ガイドブック（2008）」によると、風車が設置される地表境界層では、風速の高度分布は理論的に大気中立状態の場合には対数則によって式(c)が得られるが、経験則として指数則（べき法則）が成り立つことが知られており式(d)により求められる。

$$V = V_1 \{ \ln(z/z_0) / \ln(z_1/z_0) \} \quad (z_0 \text{ は粗度長}) \dots\dots (c)$$

$$V = V_1 (z/z_1)^{1/n} \dots\dots (d)$$

V : 地上高 z における風速

V₁ : 地上高 z₁ における風速

1/n : 指数則のべき指数

本調査では、式(d)において海岸を想定したべき指数（表 3.2-5）を用い、洋上風力に関する平均風速を補正した。結果を表 3.2-6 に示す。平均風速が補正前と比較して約 0.1m/s 大きくなった。

表 3.2-5 指数則べき指数 1/n の値（多くの観測値の平均）

地表状態	n	1/n	出典
平坦な地形の草原	7~10	0.10~0.14	NEDO「風力発電導入ガイドブック（2008）」
海岸地方	7~10	0.10~0.14	〃
田園	4~6	0.17~0.25	〃
市街地	2~4	0.25~0.50	〃
海面	10 程度	0.10	(社)日本構造協会 構造物の耐風工学

表 3.2-6 洋上風力に関する平均風速の補正結果（抜粋）

平均風速（補正前, 80m）	平均風速（補正後, 90m）
5.5m/s	5.6m/s
6.0m/s	6.1m/s
6.5m/s	6.6m/s
7.0m/s	7.1m/s
7.5m/s	7.6m/s
8.0m/s	8.1m/s
8.5m/s	8.6m/s
9.0m/s	9.1m/s
9.5m/s	9.6m/s

(2) 洋上風力の導入ポテンシャルの推計結果

1) 洋上風力の導入ポテンシャル分布状況

洋上風力の基本となる導入ポテンシャルの分布図を図 3.2-11 に、条件付き導入ポテンシャルを図 3.2-12～13 に示す。風速が 7.5m/s 以上のエリアは、北海道近海や本州の太平洋側の一部といった地域に偏在しており、本州の日本海側は東北地方を除いて、比較的小さいことがわかる。

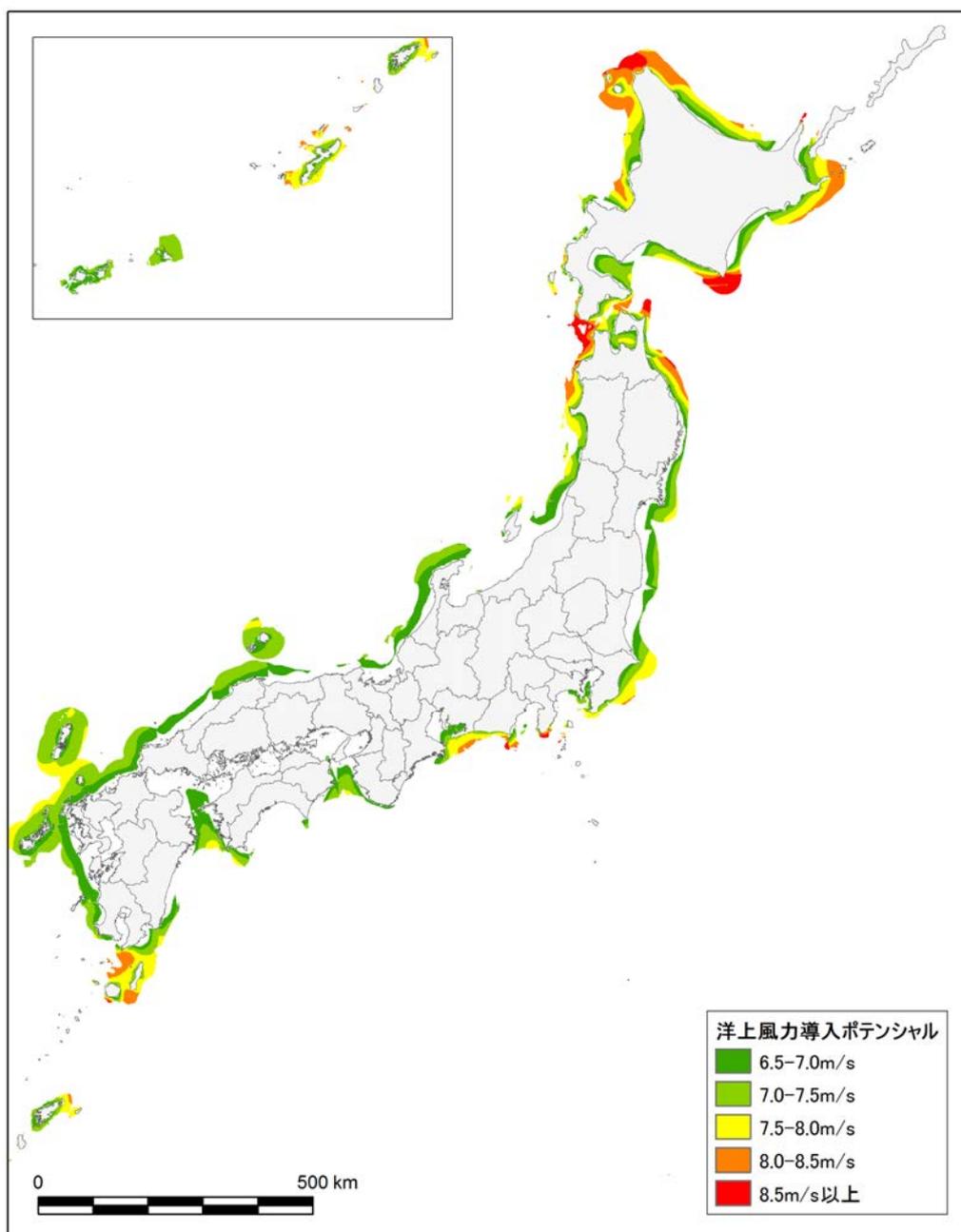


図 3.2-11 洋上風力の「基本となる導入ポテンシャル」の分布図
(風速 6.5m/s 以上、島嶼部控除なし)

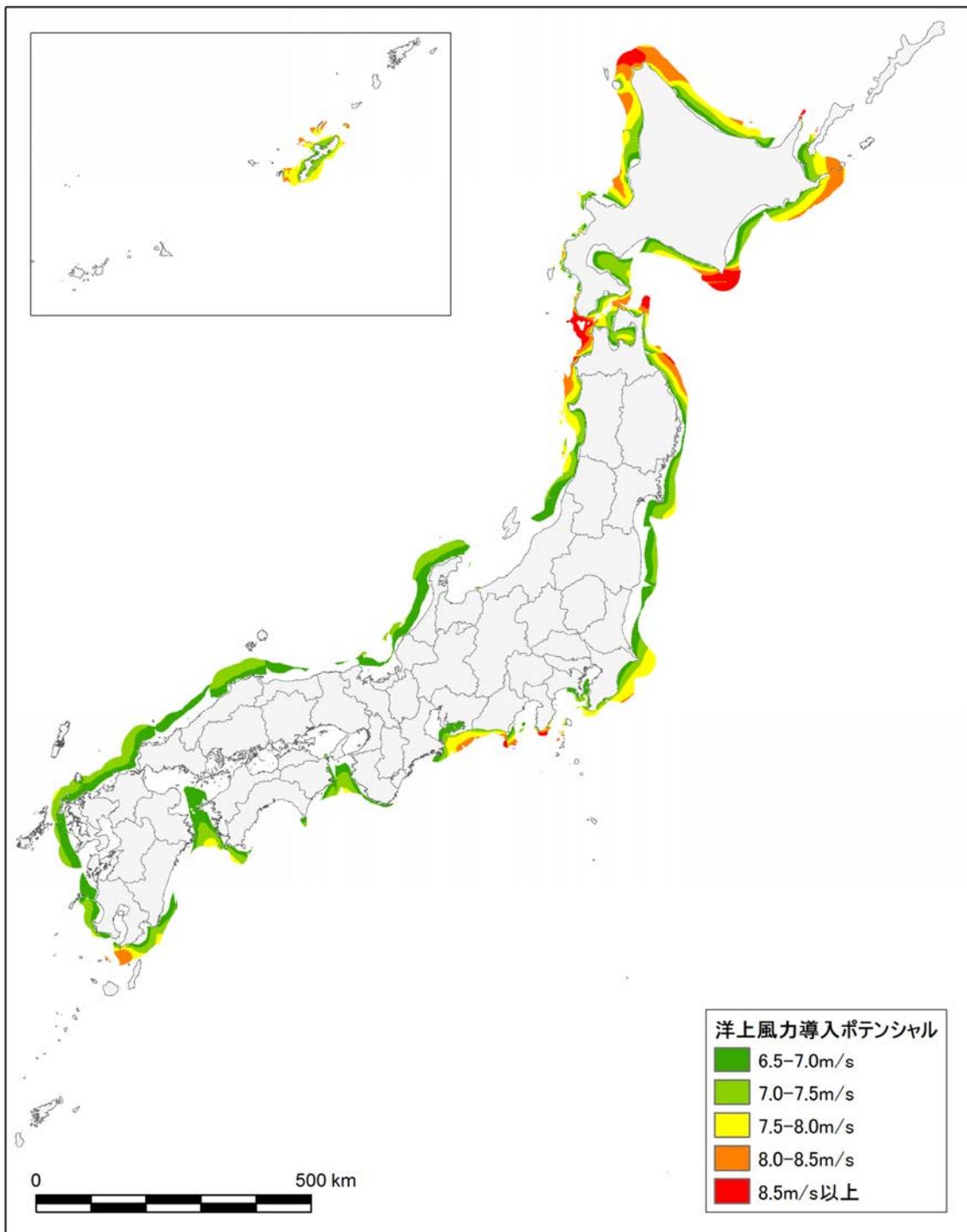


図 3.2-12 洋上風力の「条件付き導入ポテンシャル1」の分布図
 (風速 6.5m/s 以上、島嶼部控除あり)

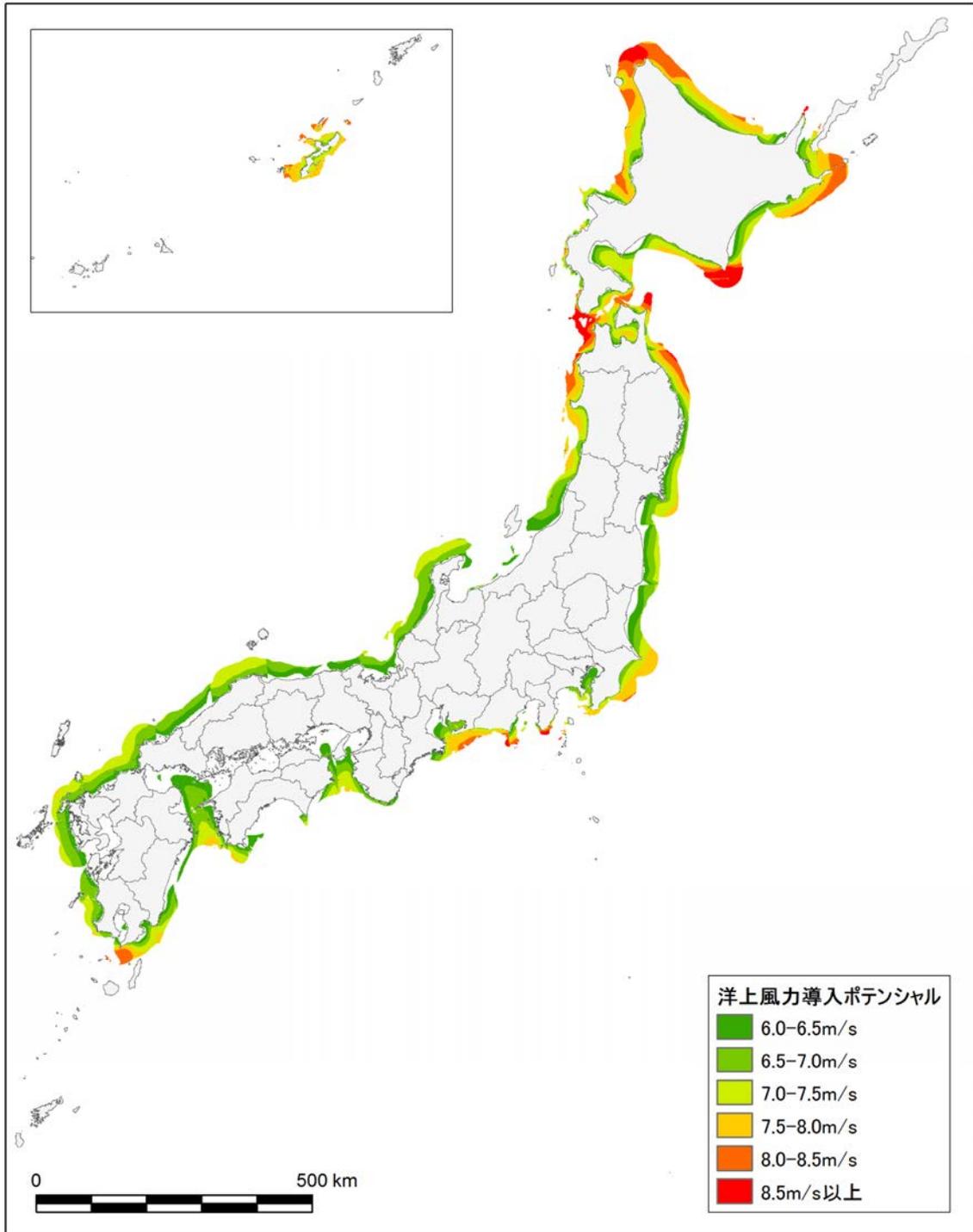


図 3.2-13 洋上風力の「条件付き導入ポテンシャル2」の分布図
 (風速 6.0m/s 以上、島嶼部控除あり)

2) 洋上風力の導入ポテンシャルの集計結果

洋上風力の導入ポテンシャル集計結果を表 3.2-7、図 3.2-14～15 に示す。洋上風力の基本となる導入ポテンシャルは 13.8 億 kW、3.5 兆 kWh/年、条件付き導入ポテンシャル1は 10.6 億 kW、2.7 兆 kWh/年、条件付き導入ポテンシャル2は 13.0 億 kW、3.1 兆 kWh/年と推計された。設備容量に関しては、昨年度調査結果と同一である。

表 3.2-7 洋上風力の導入ポテンシャル集計結果

風速区分	設置方式	基本となる 導入ポテンシャル (風速 6.5m/s 以上、島 嶼部控除なし)		条件付き導入ポテンシャル			
				条件付き1 (風速 6.5m/s 以上、 島嶼部控除あり)		条件付き2 (風速 6.0m/s 以上、 島嶼部控除あり)	
		設備容量 (万 kW)	年間発電 電力量 (億 kWh/年)	設備容量 (万 kW)	年間発電 電力量 (億 kWh/年)	設備容量 (万 kW)	年間発電 電力量 (億 kWh/年)
6.0～6.5 m/s	着床式	0	0	0	0	11,133	2,041
	浮体式	0	0	0	0	12,911	2,367
6.5～7.0 m/s	着床式	11,611	2,510	10,202	2,206	10,202	2,206
	浮体式	27,846	6,020	24,706	5,341	24,706	5,341
7.0～7.5 m/s	着床式	9,113	2,263	7,823	1,943	7,823	1,943
	浮体式	40,928	10,163	25,668	6,373	25,668	6,373
7.5～8.0 m/s	着床式	5,502	1,536	5,055	1,411	5,055	1,411
	浮体式	24,080	6,721	16,470	4,597	16,470	4,597
8.0～8.5 m/s	着床式	2,576	794	2,388	736	2,388	736
	浮体式	11,894	3,667	9,329	2,876	9,329	2,876
8.5m/s以上	着床式	409	135	394	130	394	130
	浮体式	4,305	1,422	4,252	1,404	4,252	1,404
合計		138,265	35,230	106,289	27,018	130,333	31,426
H24 調査結果		138,265	(未調査)	106,289	(未調査)	130,333	(未調査)

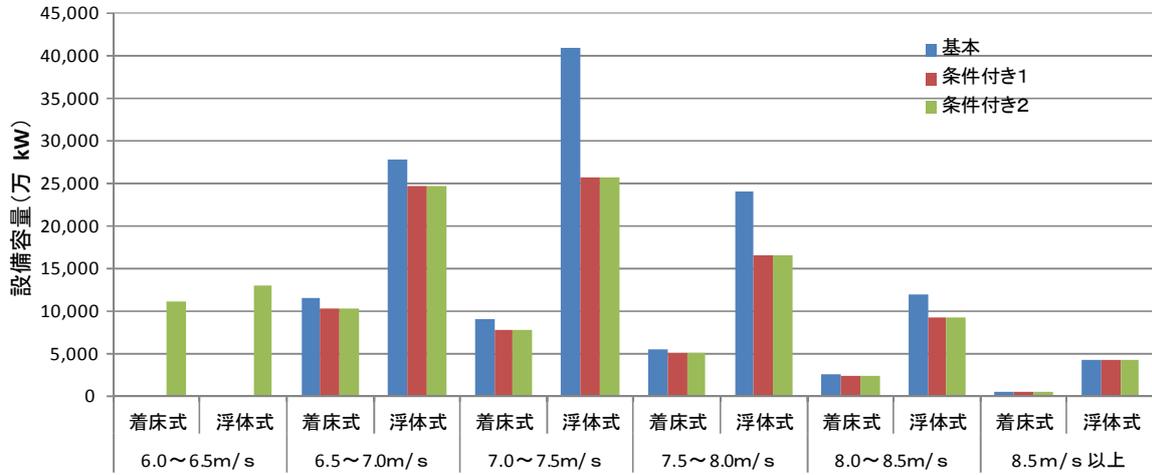


図 3.2-14 洋上風力の導入ポテンシャル集計結果（設備容量）

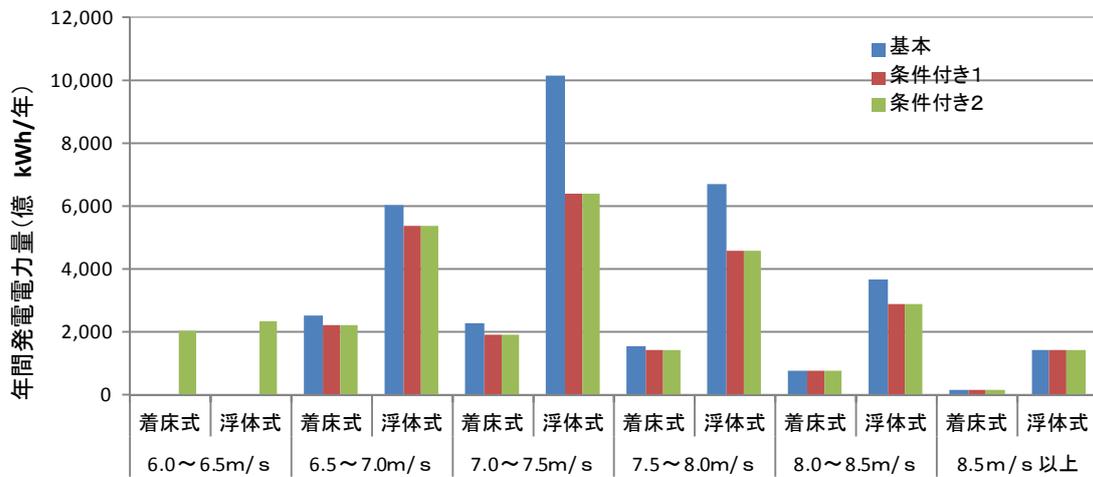
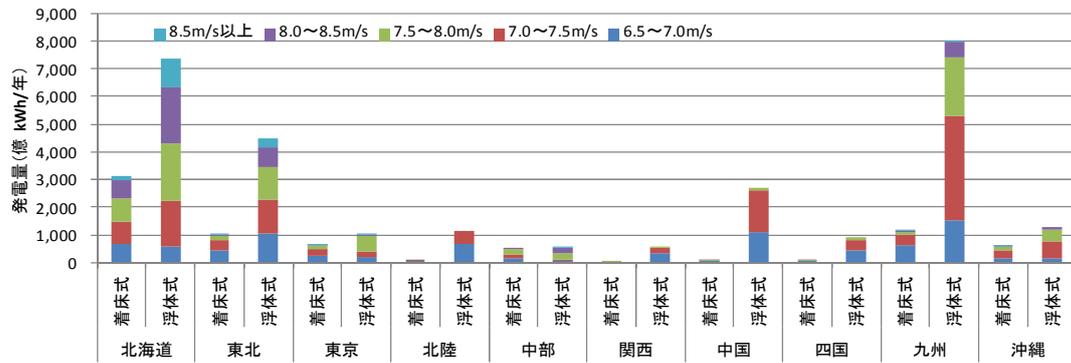
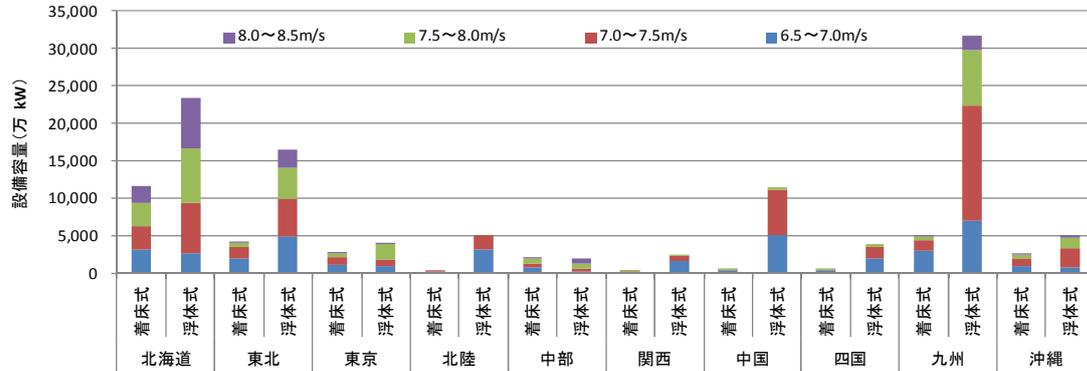


図 3.2-15 洋上風力の導入ポテンシャル集計結果（年間発電電力量）

3) 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

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 3.2-16 に示す。これによると、北海道エリアが最も大きく、全体の 28%を占めており、東北エリアは 16%、九州エリアは 26%でそれに続いている。



設備容量(万 kw)

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	11,611	27,846	3,115	2,690	1,927	4,821	1,052	948	260	3,072	749	172	102	1,514	347	5,032	345	1,923	2,907	6,939	807	732
7.0~7.5m/s	9,113	40,928	3,150	6,700	1,827	5,050	1,107	714	57	1,891	540	316	41	813	18	6,041	25	1,514	1,458	15,359	1,089	2,532
7.5~8.0m/s	5,502	24,080	3,087	7,307	484	4,187	439	2,089	0	0	610	816	0	70	1	340	0	357	411	7,536	471	1,378
8.0~8.5m/s	2,576	11,894	2,185	6,662	196	2,317	24	165	0	0	10	550	0	0	0	0	0	0	139	1,821	21	379
8.5m/s以上	409	4,305	395	3,069	4	999	10	109	0	0	0	106	0	0	0	0	0	0	0	22	0	0
小計	29,211	109,054	11,932	26,427	4,239	17,374	2,631	4,024	317	4,963	1,910	1,959	143	2,396	366	11,413	370	3,796	4,915	31,677	2,388	5,023
合計		138,265		38,360		21,613		6,656		5,280		3,869		2,540		11,778		4,166		36,593		7,410

年間発電電力量(億 kWh/年)

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	2,510	6,020	673	562	417	1,042	227	205	56	664	162	37	22	327	75	1,088	75	416	629	1,500	174	158
7.0~7.5m/s	2,263	10,163	782	1,664	404	1,254	275	177	14	470	134	78	10	202	5	1,500	6	376	382	3,814	270	629
7.5~8.0m/s	1,536	6,721	862	2,039	135	1,168	123	583	0	0	170	228	0	19	0	85	0	100	115	2,103	131	385
8.0~8.5m/s	794	3,667	674	2,054	61	714	7	51	0	0	3	170	0	0	0	0	0	0	43	561	7	117
8.5m/s以上	135	1,422	130	1,014	1	330	3	36	0	0	0	35	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0
小計	7,238	27,992	3,121	7,352	1,018	4,509	635	1,052	70	1,134	470	548	32	549	80	2,683	81	892	1,148	7,986	583	1,289
合計		35,230		10,473		5,527		1,687		1,204		1,017		581		2,762		973		9,134		1,872

図 3.2-16 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

3.2.3 シナリオ別導入可能量の推計

3.2.3.1 陸上風力のシナリオ別導入可能量の推計

(1) 陸上風力のシナリオの設定

本年度調査におけるシナリオ設定の考え方を表 3.2-8 に示す。なお、昨年度設定したシナリオと同様である。

表 3.2-8 H 24 調査におけるシナリオ設定の考え方

シナリオ	シナリオの考え方
シナリオ1	FIT 単価 15 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 20 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 22 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4	FIT 単価 25 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

シナリオ別導入可能量の推計条件を表 3. 2-9 に示す。陸上風力の設備費等は、第 12 回調達価格等算定委員会（H26. 1）において、「平成 26 年度においても昨年度に前提とした資本費を据え置くが適当か」といった考えが示されていたことから、昨年度と同じとした。

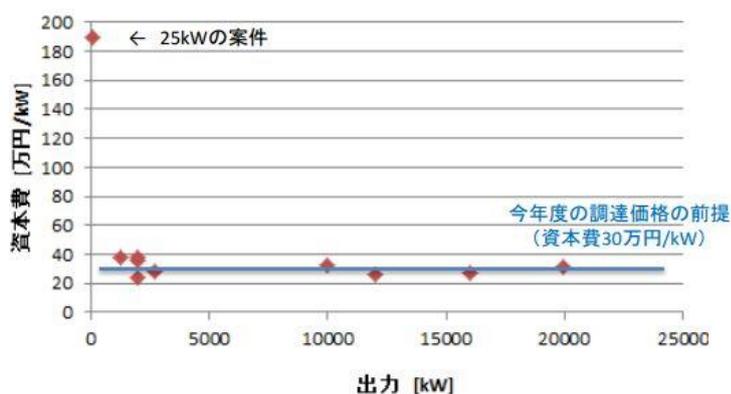
表 3. 2-9 H 25 調査陸上風力のシナリオ別導入可能量推計条件の設定

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	5. 5m/s 以上で導入可能性あり	
	設備容量	共通	20, 000kW (2, 000kW×10 基)	ウインドファームを想定。	
	設置面積	共通	2. 0km ²	1 万 kW/km ²	
	設備利用率	5. 0m/s ~25. 0m/s	(表 3. 2-1 を参照)	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. 95	NEDO 風力発電導入ガイドブック (2008)	
	出力補正係数	共通	0. 90		
初期投資 額	設備費 (風車本体)	共通	25 万円/kW	有識者ヒアリングをもとに設定	
	道路整備費	共通	平地：25 百万円/km 山岳地：85 百万円/km	原則として山岳地の値を使用する。なお、道路整備は迂回を考慮して「道路からの距離」×2 とする。	
	送電線敷設費	共通	平地：35 百万円/km 山岳地：55 百万円/km	・66kV 送電線を想定する。 ・原則として山岳地の値とする。	
	開業費	共通	600, 000 千円	・調査費、実施設計、保険、初期投資における一般管理費 他、予備費 等 ・JWPA 資料および専門家へのヒアリングより	
収入計画	売電収入	シナリオ 1	15 円/kWh×20 年間	シナリオ 3 が平成 24 年度の FIT 単価	
		シナリオ 2	20 円/kWh×20 年間		
		シナリオ 3	22 円/kWh×20 年間		
		シナリオ 4	25 円/kWh×20 年間		
支出計画	オペレーション&メンテナンス費	共通	6, 000 円/kW	有識者へのヒアリングをもとに設定	
資金計画	自己資本比率	共通	25%	金利 4%、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	風力発電機本体	共通	17 年	定額法、残存 10%	
	道路整備費	共通	36 年	定額法、残存 10%	
	送電線敷設費	共通	36 年	定額法、残存 10%	
	開業費	共通	5 年	定額法、残存 0%	
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逡減を 考慮	
	法人税率	共通	30%		
	法人住民税	共通	17. 3%		都道府県 5%、市町村 12. 3%
	事業税	共通	1. 267%		収入課税

＜参考：第12回調達価格等算定委員会（H26.1開催）資料抜粋＞

- ・今回収集した資本費のコストデータは10件。資本費は平均値47.1万円/kW、中央値31.7万円/kWであるが、中でも25kWと小形風力とほぼ同等と思われるケースに関する特異なデータを除けば、平均値31.7万円であり、今年度の調達価格の前提（30万円/kW）から大きくずれるものではない。
- ・現在のところ、設備認定を取得した開発案件が76件存在し、今後これらの案件が順次運転開始していくことが見込まれる。資本費の変化は、これらの案件の運転開始を待って判断することが適当か。

【陸上風力(20kW以上)の出力と資本費の関係】



【陸上風力(20kW以上)の資本費の分布状況】



(2) 陸上風力の開発可能条件の算定

税引前 PIRR \geq 8%を満たすシナリオ別 (FIT 単価別) の開発可能条件を算定した。結果を表 3.2-10 に示す。

表 3.2-10 風速区分別の陸上風力の開発可能条件
(税引前 PIRR \geq 8%を満たす風車以外の事業費)

風速区分	FIT 単価				
	15 円/kWh	20 円/kWh	22 円/kWh	25 円/kWh	
10.1m/s	49 億円未満	87 億円未満	102 億円未満	125 億円未満	
10.0m/s	48 億円未満	86 億円未満	101 億円未満	123 億円未満	
9.9m/s	47 億円未満	84 億円未満	99 億円未満	121 億円未満	
9.8m/s	46 億円未満	83 億円未満	97 億円未満	119 億円未満	
9.7m/s	45 億円未満	80 億円未満	95 億円未満	117 億円未満	
9.6m/s	43 億円未満	79 億円未満	94 億円未満	115 億円未満	
9.5m/s	42 億円未満	78 億円未満	92 億円未満	113 億円未満	
9.4m/s	41 億円未満	76 億円未満	90 億円未満	111 億円未満	
9.3m/s	39 億円未満	74 億円未満	88 億円未満	109 億円未満	
9.2m/s	38 億円未満	72 億円未満	86 億円未満	107 億円未満	
9.1m/s	37 億円未満	71 億円未満	84 億円未満	104 億円未満	
9.0m/s	35 億円未満	69 億円未満	82 億円未満	102 億円未満	
8.9m/s	34 億円未満	67 億円未満	80 億円未満	100 億円未満	
8.8m/s	33 億円未満	65 億円未満	78 億円未満	97 億円未満	
8.7m/s	31 億円未満	63 億円未満	76 億円未満	95 億円未満	
8.6m/s	30 億円未満	61 億円未満	74 億円未満	93 億円未満	
8.5m/s	28 億円未満	59 億円未満	71 億円未満	90 億円未満	
8.4m/s	27 億円未満	57 億円未満	69 億円未満	88 億円未満	
8.3m/s	25 億円未満	55 億円未満	67 億円未満	85 億円未満	
8.2m/s	24 億円未満	53 億円未満	65 億円未満	83 億円未満	
8.1m/s	22 億円未満	51 億円未満	63 億円未満	80 億円未満	
8.0m/s	21 億円未満	49 億円未満	60 億円未満	77 億円未満	
7.9m/s	19 億円未満	47 億円未満	58 億円未満	75 億円未満	
7.8m/s	17 億円未満	45 億円未満	56 億円未満	72 億円未満	
7.7m/s	16 億円未満	42 億円未満	53 億円未満	69 億円未満	
7.6m/s	14 億円未満	40 億円未満	51 億円未満	66 億円未満	
7.5m/s	12 億円未満	38 億円未満	48 億円未満	64 億円未満	
7.4m/s	11 億円未満	36 億円未満	46 億円未満	61 億円未満	
7.3m/s	9 億円未満	33 億円未満	43 億円未満	58 億円未満	
7.2m/s	7 億円未満	31 億円未満	41 億円未満	55 億円未満	
7.1m/s	5 億円未満	29 億円未満	38 億円未満	52 億円未満	
7.0m/s	4 億円未満	26 億円未満	35 億円未満	49 億円未満	
6.9m/s	2 億円未満	24 億円未満	33 億円未満	46 億円未満	
6.8m/s	0 億円未満	22 億円未満	30 億円未満	43 億円未満	
6.7m/s	事業採算性基準 (PIRR \geq 8%)を 満たさない	19 億円未満	28 億円未満	40 億円未満	
6.6m/s		17 億円未満	25 億円未満	37 億円未満	
6.5m/s		14 億円未満	22 億円未満	34 億円未満	
6.4m/s		12 億円未満	20 億円未満	31 億円未満	
6.3m/s		9 億円未満	17 億円未満	28 億円未満	
6.2m/s		7 億円未満	14 億円未満	25 億円未満	
6.1m/s		5 億円未満	11 億円未満	22 億円未満	
6.0m/s		2 億円未満	9 億円未満	19 億円未満	
5.9m/s		事業採算性基準 (PIRR \geq 8%)を 満たさない	事業採算性基準 (PIRR \geq 8%)を 満たさない	6 億円未満	16 億円未満
5.8m/s				3 億円未満	13 億円未満
5.7m/s				1 億円未満	10 億円未満
5.6m/s	7 億円未満			7 億円未満	
5.5m/s	3 億円未満			3 億円未満	
5.4m/s	0 億円未満			0 億円未満	
5.3m/s	事業採算性基準 (PIRR \geq 8%)を 満たさない			事業採算性基準 (PIRR \geq 8%)を 満たさない	事業採算性基準 (PIRR \geq 8%)を 満たさない
5.2m/s					
5.1m/s					
5.0m/s					

※ 風況データにおける風速の最大値が 10.1m/s であったため、10.1m/s まで算定した。

※ 「風車以外の事業費」は下式より算定するものとする。

「風車以外の事業費」(億円) =

$$0.85 \text{ 億円/km} \times \text{道路からの距離(km)} \times 2 \text{ 倍 (迂回等を考慮)} + 0.55 \text{ 億円/km} \times \text{送電線からの距離(km)}$$

(3) 陸上風力のシナリオ別導入可能量の推計結果

1) 陸上風力のシナリオ別導入可能量分布状況

陸上風力のシナリオ別導入可能量分布図を図 3.2-17 に示す。

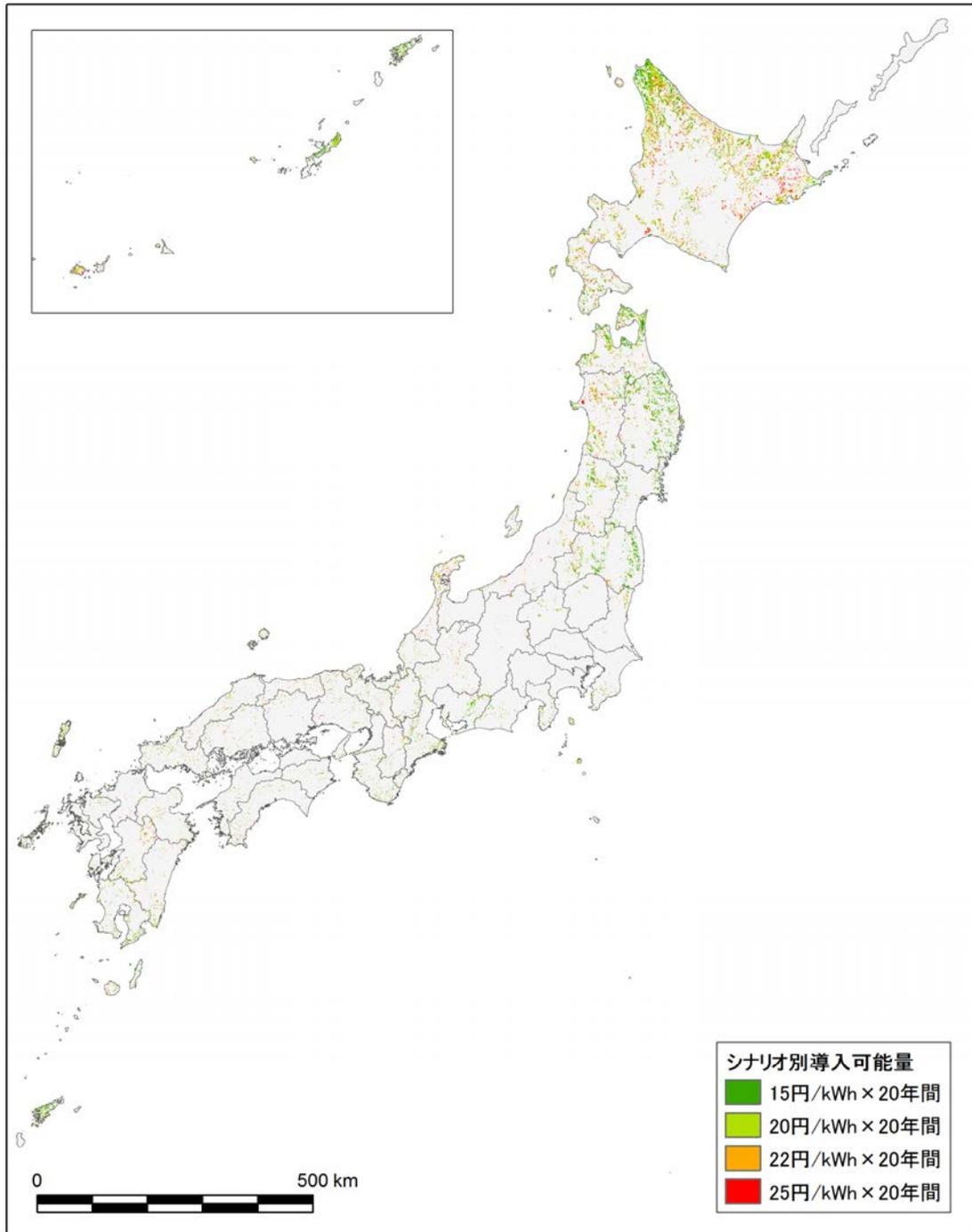


図 3.2-17 陸上風力のシナリオ別導入可能量分布図

2) 陸上風力のシナリオ別導入可能量の集計結果

陸上風力のシナリオ別導入可能量の集計結果を表 3.2-11、図 3.2-18 に示す。シナリオ別導入可能量は 0.71 億～2.4 億 kW、2,200 億～5,600 億 kWh/年であった。設備利用率を見直したことにより、昨年度調査結果に比べて設備容量が増加したことがわかる。

表 3.2-11 陸上風力のシナリオ別導入可能量の集計結果

No	FIT 価格×買取期間	設備容量 (万 kW)	年間発電電力量 (億 kWh/年)	参考 (H24 調査結果) 設備容量(万 kW)
1	15.0 円/kWh×20 年間	7,106	2,186	4,781
2	20.0 円/kWh×20 年間	16,410	4,303	13,592
3	22.0 円/kWh×20 年間	19,672	4,925	16,582
4	25.0 円/kWh×20 年間	23,648	5,575	20,342

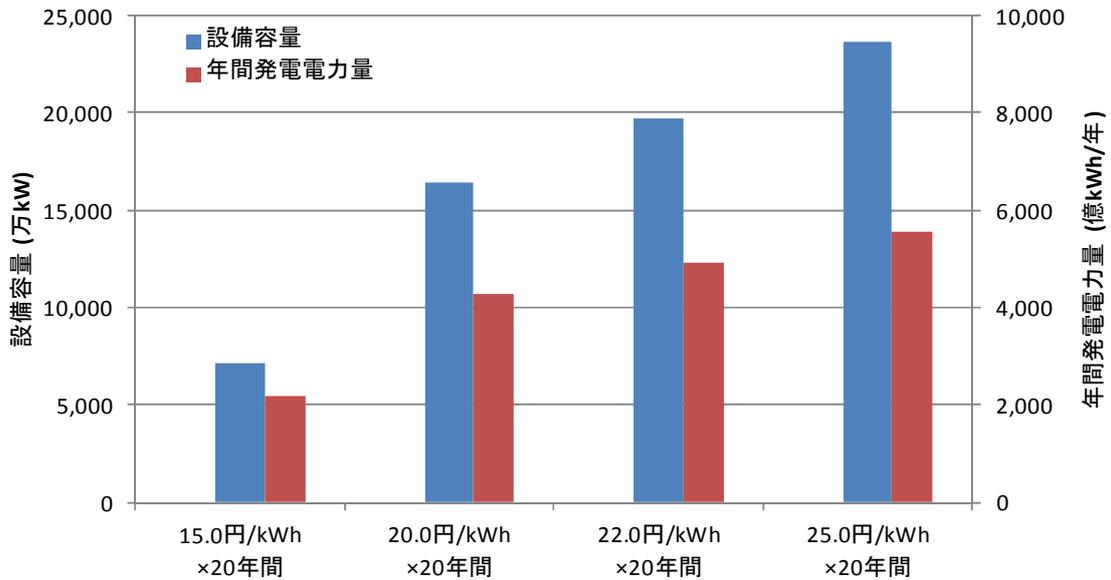
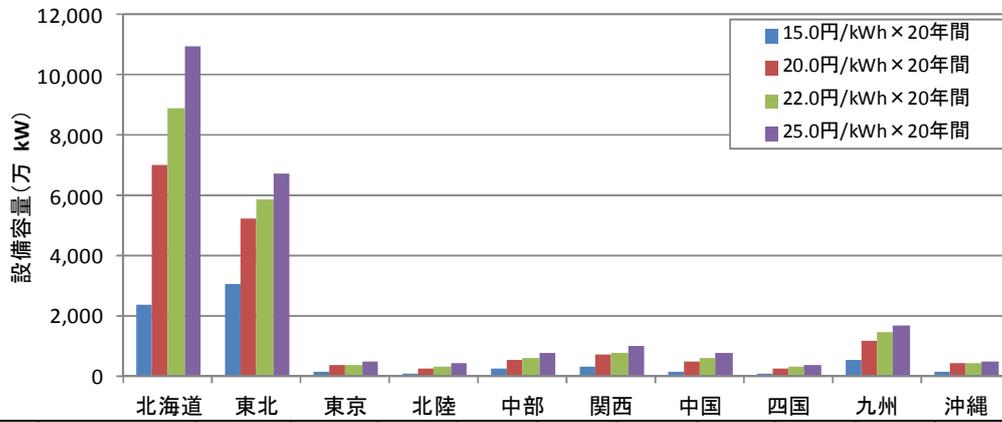


図 3.2-18 陸上風力のシナリオ別導入可能量の集計結果

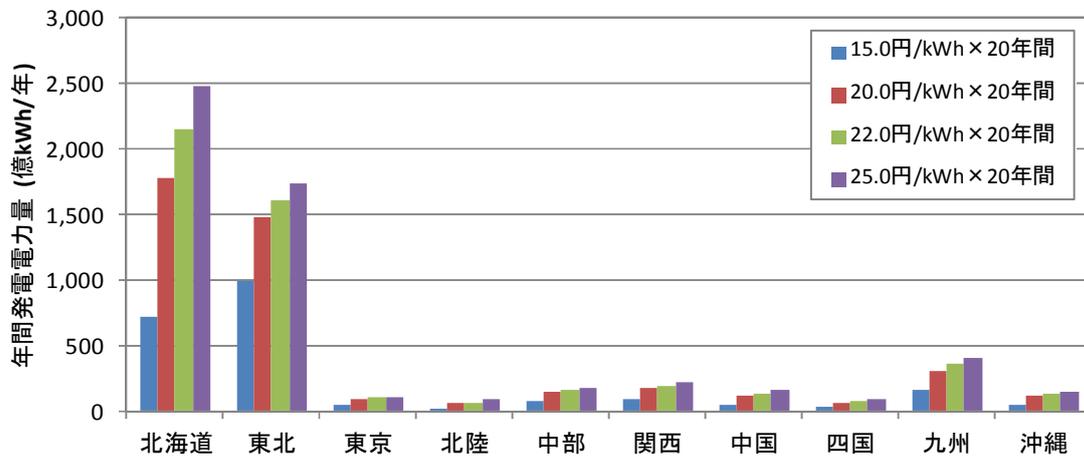
3) 陸上風力の電力供給エリア別のシナリオ別導入可能量

陸上風力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. 2-19～20 に示す。



シナリオ 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	15.0 円/kWh × 20 年間	7,106	2,392	3,053	142	47	270	280	159	87	515	162
2	20.0 円/kWh × 20 年間	16,410	7,030	5,246	337	239	544	684	484	245	1,193	408
3	22.0 円/kWh × 20 年間	19,672	8,928	5,883	386	292	621	784	584	317	1,438	437
4	25.0 円/kWh × 20 年間	23,648	10,948	6,704	462	405	789	1,001	769	386	1,687	497

図 3. 2-19 陸上風力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: 万 kW)

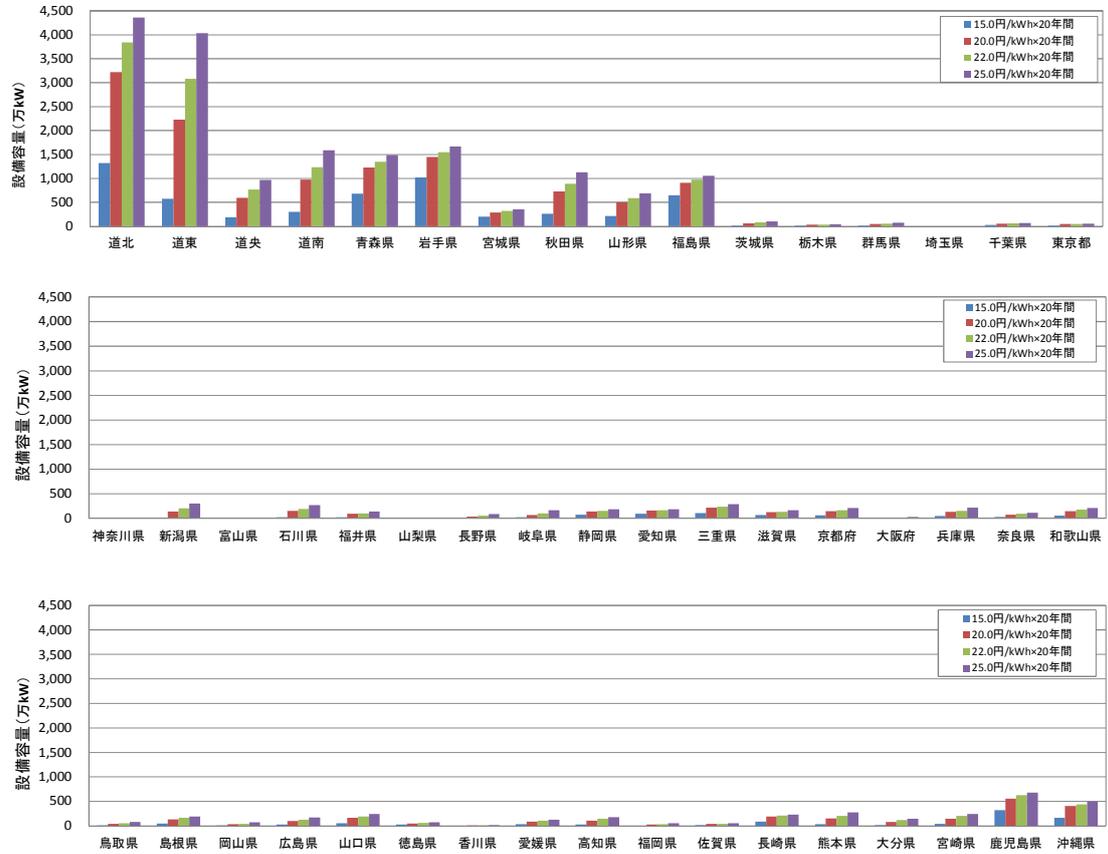


シナリオ No.	買取価格	全国	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
1	15.0 円/kWh × 20 年間	2,186	716	984	41	13	79	82	45	25	153	49
2	20.0 円/kWh × 20 年間	4,303	1,776	1,480	86	54	138	169	115	61	308	117
3	22.0 円/kWh × 20 年間	4,925	2,141	1,598	95	64	152	188	134	74	355	124
4	25.0 円/kWh × 20 年間	5,575	2,472	1,734	107	81	178	222	163	85	394	138

図 3. 2-20 陸上風力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: 億 kWh/年)

4) 陸上風力の都道府県別のシナリオ別導入可能量の分布状況

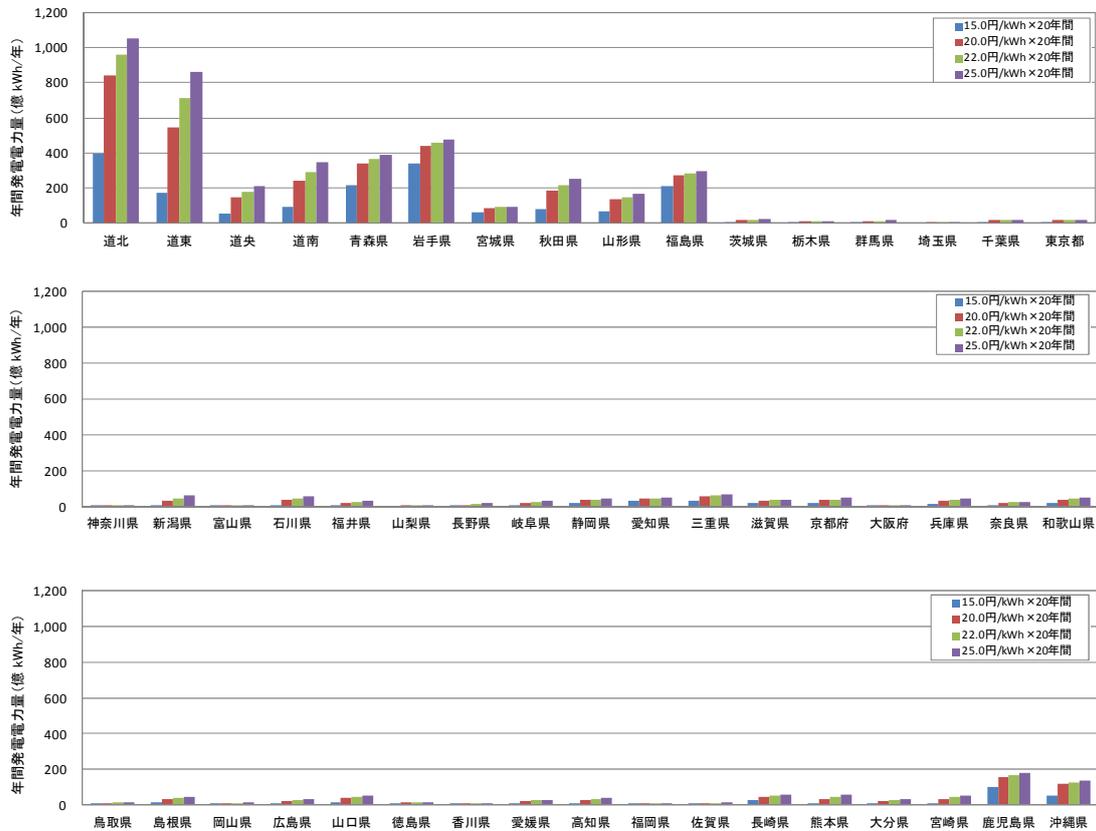
陸上風力の都道府県別のシナリオ別導入可能量の分布状況を図 3.2-21~22 に示す。



単位：万 kW

買取価格	全国	道北	道東	道央	道南	青森県	岩手県	宮城県	秋田県	山形県	福島県	茨城県	栃木県	群馬県	埼玉県	千葉県	東京都
15.0円/kWh × 20年間	7,106	1,320	578	189	305	685	1,023	199	266	215	646	19	18	16	0	28	18
20.0円/kWh × 20年間	16,410	3,221	2,232	598	979	1,229	1,445	292	726	505	907	63	33	48	0	59	50
22.0円/kWh × 20年間	19,672	3,841	3,084	767	1,236	1,351	1,546	323	891	590	974	81	37	60	0	63	52
25.0円/kWh × 20年間	23,648	4,358	4,035	968	1,587	1,491	1,671	358	1,130	692	1,057	102	42	75	2	70	58
買取価格	神奈川県	新潟県	富山県	石川県	福井県	山梨県	長野県	岐阜県	静岡県	愛知県	三重県	滋賀県	京都府	大阪府	兵庫県	奈良県	和歌山県
15.0円/kWh × 20年間	1	18	1	27	27	0	10	22	75	95	112	68	62	4	48	30	60
20.0円/kWh × 20年間	5	141	9	158	92	1	42	72	142	160	216	125	150	18	136	78	147
22.0円/kWh × 20年間	5	208	11	195	106	2	57	103	155	168	239	133	165	21	155	97	178
25.0円/kWh × 20年間	7	306	19	273	139	4	87	167	186	185	288	169	214	28	216	114	211
買取価格	鳥取県	島根県	岡山県	広島県	山口県	徳島県	香川県	愛媛県	高知県	福岡県	佐賀県	長崎県	熊本県	大分県	宮崎県	鹿児島県	沖縄県
15.0円/kWh × 20年間	9	49	12	28	59	25	4	31	30	5	13	85	35	17	39	321	162
20.0円/kWh × 20年間	44	134	34	99	166	52	12	84	105	28	38	188	153	83	144	558	408
22.0円/kWh × 20年間	52	165	45	124	190	62	13	103	147	32	44	212	204	118	202	626	437
25.0円/kWh × 20年間	77	193	73	172	243	72	19	129	176	55	57	228	277	148	241	682	497

図 3.2-21 陸上風力の都道府県別のシナリオ別導入可能量の分布状況（設備容量）



単位：億 kWh/年

買取価格	全国	道北	道東	道央	道南	青森県	岩手県	宮城県	秋田県	山形県	福島県	茨城県	栃木県	群馬県	埼玉県	千葉県	東京都
15.0円/kWh × 20年間	2,186	393	175	55	93	217	340	63	80	67	211	5	5	4	0	8	7
20.0円/kWh × 20年間	4,303	841	546	147	243	341	438	83	184	132	270	15	9	11	0	14	16
22.0円/kWh × 20年間	4,925	960	709	179	292	364	456	89	214	148	282	18	10	13	0	15	16
25.0円/kWh × 20年間	5,575	1,050	863	211	348	387	478	94	253	165	295	21	10	16	0	16	17
買取価格	神奈川県	新潟県	富山県	石川県	福井県	山梨県	長野県	岐阜県	静岡県	愛知県	三重県	滋賀県	京都府	大阪府	兵庫県	奈良県	和歌山県
15.0円/kWh × 20年間	0	5	0	7	8	0	3	6	21	28	32	21	18	1	14	9	17
20.0円/kWh × 20年間	1	33	2	35	21	0	10	17	36	42	55	33	36	4	32	20	37
22.0円/kWh × 20年間	1	45	2	42	24	0	12	23	38	44	59	34	39	5	36	24	42
25.0円/kWh × 20年間	1	61	4	54	29	1	17	33	43	46	67	40	47	6	45	26	48
買取価格	鳥取県	島根県	岡山県	広島県	山口県	徳島県	香川県	愛媛県	高知県	福岡県	佐賀県	長崎県	熊本県	大分県	宮崎県	鹿児島県	沖縄県
15.0円/kWh × 20年間	3	14	3	8	16	7	1	9	9	1	4	24	9	5	11	98	49
20.0円/kWh × 20年間	10	33	8	23	39	13	3	21	26	6	9	48	35	20	35	155	117
22.0円/kWh × 20年間	11	39	10	28	44	15	3	24	34	7	10	52	45	26	46	168	124
25.0円/kWh × 20年間	15	44	15	35	52	17	4	28	39	10	12	55	56	31	52	178	138

図 3.2-22 陸上風力の都道府県別のシナリオ別導入可能量の分布状況（年間発電電力量）

3.2.3.2 洋上風力のシナリオ別導入可能量の推計

(1) 洋上風力のシナリオの設定

条件付き導入ポテンシャル2（風速 6.0m/s 以上、島嶼部控除あり）をベースにシナリオ別導入可能量を推計することとした。H25 ポテンシャル調査におけるシナリオ設定の考え方を表 3.2-12 に示す。なお、昨年度設定したシナリオと同様である。

表 3.2-12 H 25 調査におけるシナリオ設定の考え方

シナリオ	シナリオの考え方
シナリオ1	FIT 単価 22 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 25 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 30 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4	FIT 単価 35 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

洋上風力のシナリオ別導入可能量推計に関する事業性試算条件を表 3.2-13 に示す。洋上風力の事業費は、平成 26 年 1 月現在では、調達価格等算定委員会においても具体的な設定コストが定まっていないことから、本年度調査では昨年度調査と同様の設定(最大 60 万円/kW, 最大 80 万円/kW の 2 ケース)とした。

表 3.2-13 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	
	設備容量	共通	150,000kW (5,000kW×30 基)	海外の洋上ウインドファームを 参考に設定
	設置面積	共通	25km ²	6,000kW/km ²
	理論設備利用 率	6.5m/s~10.1m/s	(表 3.2-1 を参照)	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	3.2.2.2(1)を参照
	出力補正係数	共通	0.90	
	想定基礎形式	水深 0~50m 水深 50m~	着床式 浮体式	ノルウェーSway 社資料、NEDO 再 生可能エネルギー技術白書を参 考
初期投資 額	事業費	ケース 1 (最大 60 万円 /kW の場合) ケース 2 (最大 80 万円 /kW の場合)	・水深 0~50m 0.42 × 水深 (m)+ 39.0 (万円/kW) ・水深 50m 以上 60 (万円/kW) ・水深 0~50m 0.82 × 水深 (m)+ 39.0 (万円/kW) ・水深 50m 以上 80 (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
収入計画	売電単価	シナリオ 1	22 円/kWh×20 年間	
		シナリオ 2	25 円/kWh×20 年間	
		シナリオ 3	30 円/kWh×20 年間	
		シナリオ 4	35 円/kWh×20 年間	
支出計画	オペレーション&メン テナンス費	共通	12,000 円/kW・年	有識者ヒアリングをもとに設定
資金計画	自己資本比率	共通	25%	
	借入金比率	共通	75%	金利 4%、固定金利 15 年 元利均等返済
減価償却 計画	風力発電機本 体	共通	17 年	・定額法、残存 10% ・陸上風力と同様 25 万円+開業 費を対象とする。
	道路整備費	共通	36 年	定額法、残存 10%
	送電線敷設費	共通	36 年	定額法、残存 10%
	開業費	共通	5 年	定額法、残存 0%
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通減を 考慮
	法人税率	共通	30%	
	法人住民税	共通	17.3%	都道府県 5%、市町村 12.3%
	事業税	共通	1.267%	収入課税

※事業費の 60 万円/kW あるいは 80 万円/kW は浮体式に対する設定値であり、水深が 50m 未満の場合はそれよりも安価な設定としている。

＜参考：第12回調達価格等算定委員会（H26.1開催）資料抜粋＞

- ・実証事業の成果も踏まえつつ、事業検討段階にある事業者へのヒアリング、事業者も参画した実現可能性調査、海外の事例等をあわせて分析した結果、事業化段階における費用を検討する際に、大きく3つの代表的なコスト試算オプションを念頭に置くことが適切ではないかとの結論に至った。

オプション	コスト ※ヒアリング・実現可能性調査の値	備考
①事業検討段階にある一部事業者の報告	資本費 45 万円/kW 運転維持費 2.1 万円/kW/年	委員から以下の指摘あり。 ・利害関係者の特定が容易な港湾内の開発案件で調整コストが安価 ・事業リスクや設備利用率の見通しなどに不十分
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	資本費 54～59 万円/kW 運転維持費 1.5 万円/kW/年～3.0 万円/kW/年。	・「比較的條件が良い海域」とは、海底条件が良く、比較的高い設備利用率が期待できる海域を想定
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	資本費 75、79 万円/kW 運転維持費 2.1、2.3 万円/kW/年	一部委員から以下の指摘あり。 ・本ケースのような、欧州でも展開が始まっている沖合での大型風車も見据えた調達価格の設定が必要。

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

風車※：2MW

立地※

平均離岸距離：2～5.5km（欧州のサイトでも10km未満）
平均水深：13～26m（概ね10m台）

基礎構造：モノパイル式

- ・適用地盤は、岩質、泥質、砂質
- ・国内外で商用化されており、相対的に安価

モノパイル式
水深0～30m



➡ 資本費54～59万円/kW ※
運転維持費1.5万円/kW/年～3.0万円/kW/年※

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

風車※：3～7MW

立地※

平均離岸距離：～10km（欧州では43kmのサイト有り）
平均水深：～20m（欧州では29mのサイト有り）

基礎構造：重力式、ジャケット式

- ・適用地盤は、砂質
- ・大型風車や、沖合の大水深に対応できるが、相対的に高価

重力式
水深0～40m



ジャケット式
水深0～50m



➡ 資本費75、79万円/kW ※
運転維持費2.1、2.3万円/kW/年※

(2) 洋上風力の開発可能条件の算定

税引前 PIRR \geq 8%を満たす風速区分別の開発可能条件（水深）を算定した。結果を表 3.2-14 に示す。

表 3.2-14 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									
	22.0 円/kWh		25.0 円/kWh		30.0 円/kWh		35.0 円/kWh			
	ケース 1	ケース 2	ケース 1	ケース 2	ケース 1	ケース 2	ケース 1	ケース 2		
10.1m/s	すべて満 たす	37.9	すべて満 たす	すべて満 たす	すべて満 たす	すべて満 たす	すべて満 たす	すべて満 たす		
10.0m/s		36.9								
9.9m/s		35.8								
9.8m/s		34.8								
9.7m/s		33.7								
9.6m/s		32.6								
9.5m/s		31.5								
9.4m/s		30.4								
9.3m/s		29.2								
9.2m/s		28.1								
9.1m/s	26.9									
9.0m/s	25.7									
8.9m/s	48.9	24.5		36.1						
8.8m/s	46.5	23.2		34.7						
8.7m/s	44.0	22.0		33.3						
8.6m/s	41.4	20.7		31.8						
8.5m/s	38.8	19.4		30.4	48.6					
8.4m/s	36.2	18.1		28.9	46.8					
8.3m/s	33.5	16.8		27.4	45.0					
8.2m/s	30.8	15.4		25.8	43.1					
8.1m/s	28.1	14.1	48.5	24.3	41.3					
8.0m/s	25.3	12.7	45.4	22.7	39.4					
7.9m/s	22.5	11.3	42.2	21.1	37.5					
7.8m/s	19.7	10.0	39.0	19.5	35.6					
7.7m/s	16.9	8.4	35.7	17.9	33.6			49.3		
7.6m/s	13.9	7.0	32.4	16.1	31.6			47.0		
7.5m/s	11.0	5.5	29.1	14.5	29.6			44.7		
7.4m/s	8.1	4.0	25.8	12.9	27.6			42.3		
7.3m/s	5.1	2.5	22.3	11.2	25.5			39.9		
7.2m/s	2.0	1.0	18.9	9.4	47.0	23.5		37.5		
7.1m/s	該当なし	該当なし	15.4	7.7	42.8	21.4		35.1		
7.0m/s			11.9	6.0	38.6	19.3		32.7		
6.9m/s			8.3	4.2	34.4	17.2		30.2		
6.8m/s			4.9	2.4	30.2	15.1		27.7		
6.7m/s			1.3	0.6	25.9	12.9		25.2		
6.6m/s			該当なし	該当なし	該当なし	該当なし	21.5	10.8	45.4	22.7
6.5m/s							17.2	8.6	40.4	20.2
6.4m/s							12.9	6.5	35.3	17.7
6.3m/s							8.6	4.3	30.2	15.1
6.2m/s							4.2	2.1	25.1	12.6
6.1m/s	該当なし	該当なし					20.0	10.0		
6.0m/s			15.0	7.5						

(3) 洋上風力のシナリオ別導入可能量の推計結果

1) 洋上風力のシナリオ別導入可能量の分布状況

洋上風力のシナリオ別導入可能量の分布図を図 3.2-23～24 に示す。

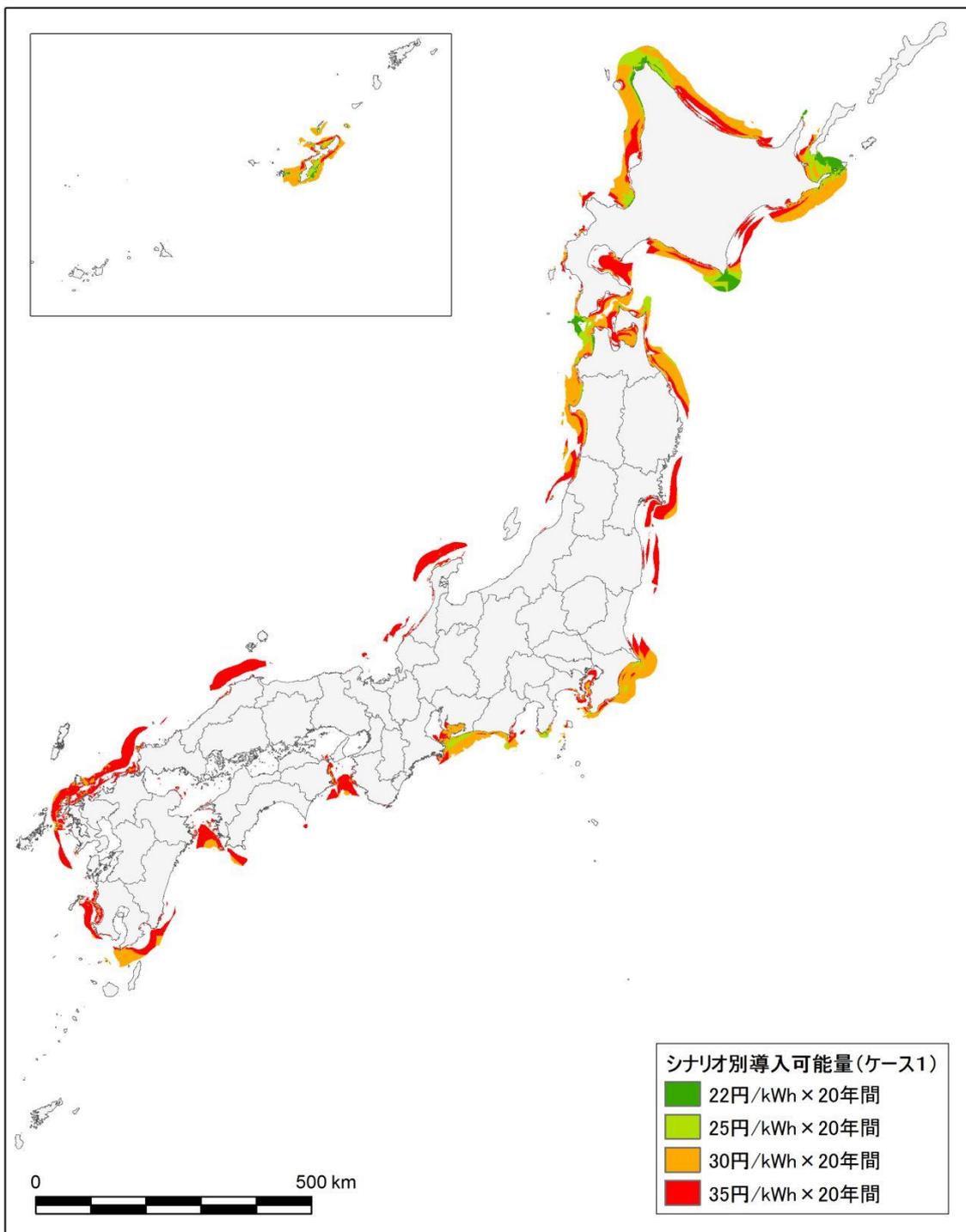


図 3.2-23 洋上風力のシナリオ別導入可能量の分布図 (最大 60 万円/kW の場合)

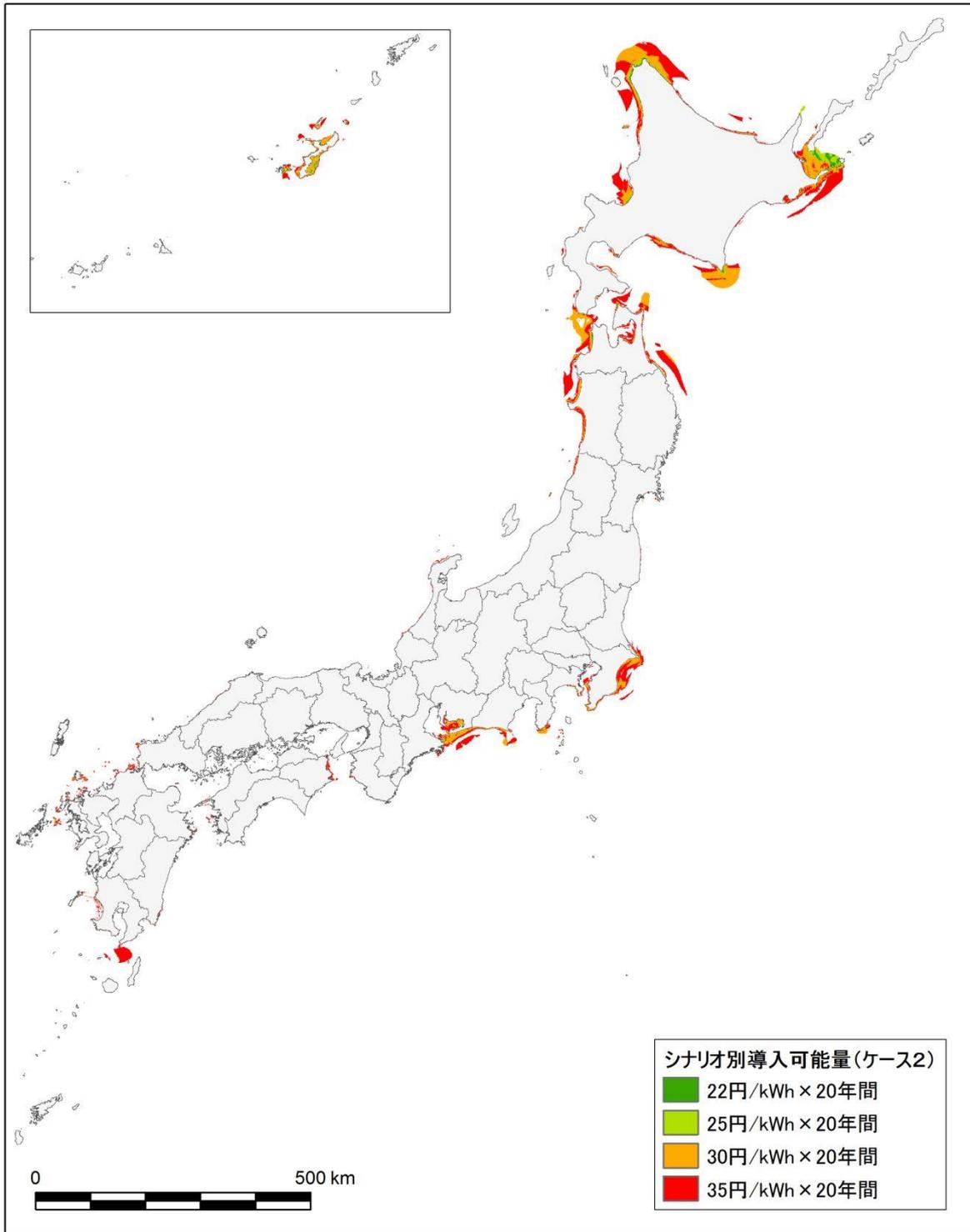


図 3.2-24 洋上風力のシナリオ別導入可能量の分布図 (最大 80 万円/kW の場合)

2) 洋上風力のシナリオ別導入可能量の集計結果

洋上風力のシナリオ別導入可能量の集計結果を表 3.2-15～16、図 3.2-25～26 に示す。シナリオ別導入可能量はケース 1（事業費 60 万円/kW）では、0.33 億～8.4 億 kW、0.10 兆～2.2 兆 kWh/年、ケース 2（事業費 80 万円/kW）では、0.065 億～3.1 億 kW、0.019 兆～0.88 兆 kWh/年となった。設備利用率を見直したことにより昨年度調査結果に比べて設備容量が増加したことがわかる。

表 3.2-15 洋上風力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	ケース	シナリオ (FIT 単価×買取期間)	着床式	浮体式	合計	参考(H24 調査結果)
1	ケース 1 (最大 60 万 円/kW の場合)	22.0 円/kWh×20 年間	2,009	1,246	3,254	1,492
2		25.0 円/kWh×20 年間	7,372	4,252	11,624	9,434
3		30.0 円/kWh×20 年間	17,871	30,051	47,922	45,100
4		35.0 円/kWh×20 年間	27,974	55,719	83,693	79,196
5	ケース 2 (最大 80 万 円/kW の場合)	22.0 円/kWh×20 年間	649	0	649	285
6		25.0 円/kWh×20 年間	2,305	54	2,359	1,768
7		30.0 円/kWh×20 年間	9,328	4,252	13,580	11,541
8		35.0 円/kWh×20 年間	17,565	13,581	31,146	28,305

表 3.2-16 洋上風力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	ケース	シナリオ (FIT 単価×買取期間)	着床式	浮体式	合計
1	ケース 1 (最大 60 万 円/kW の場合)	22.0 円/kWh×20 年間	603	411	1,014
2		25.0 円/kWh×20 年間	2,088	1,404	3,492
3		30.0 円/kWh×20 年間	4,652	8,877	13,530
4		35.0 円/kWh×20 年間	6,775	15,251	22,025
5	ケース 2 (最大 80 万 円/kW の場合)	22.0 円/kWh×20 年間	193	0	193
6		25.0 円/kWh×20 年間	659	18	677
7		30.0 円/kWh×20 年間	2,493	1,404	3,897
8		35.0 円/kWh×20 年間	4,491	4,280	8,771

(ケース 1 : 最大 60 万円/kW の場合)

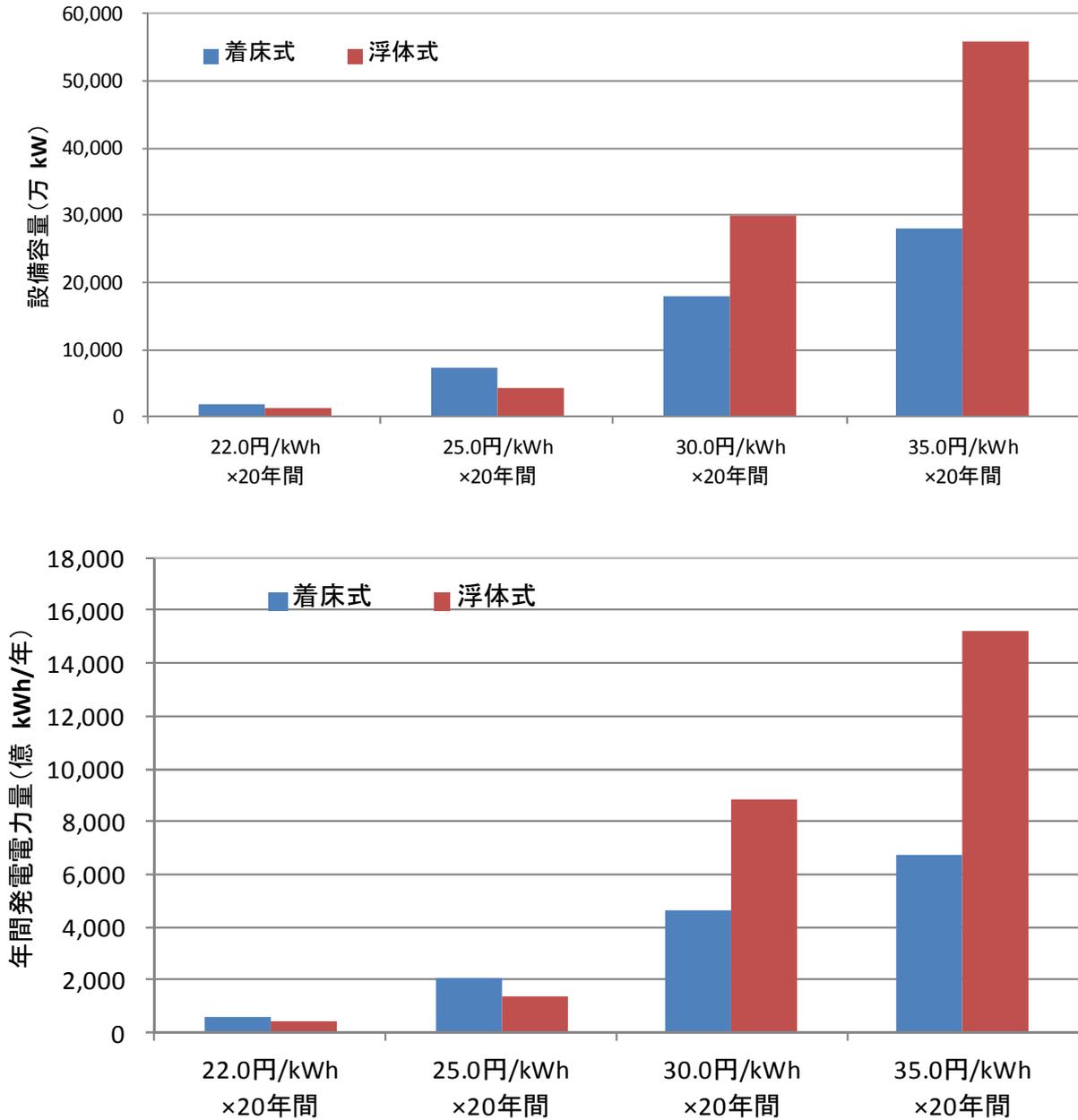


図 3. 2-25 洋上風力のシナリオ別導入可能量の集計結果 (ケース 1 : 最大 60 万円/kW)

(ケース 2 : 最大 80 万円/kW の場合)

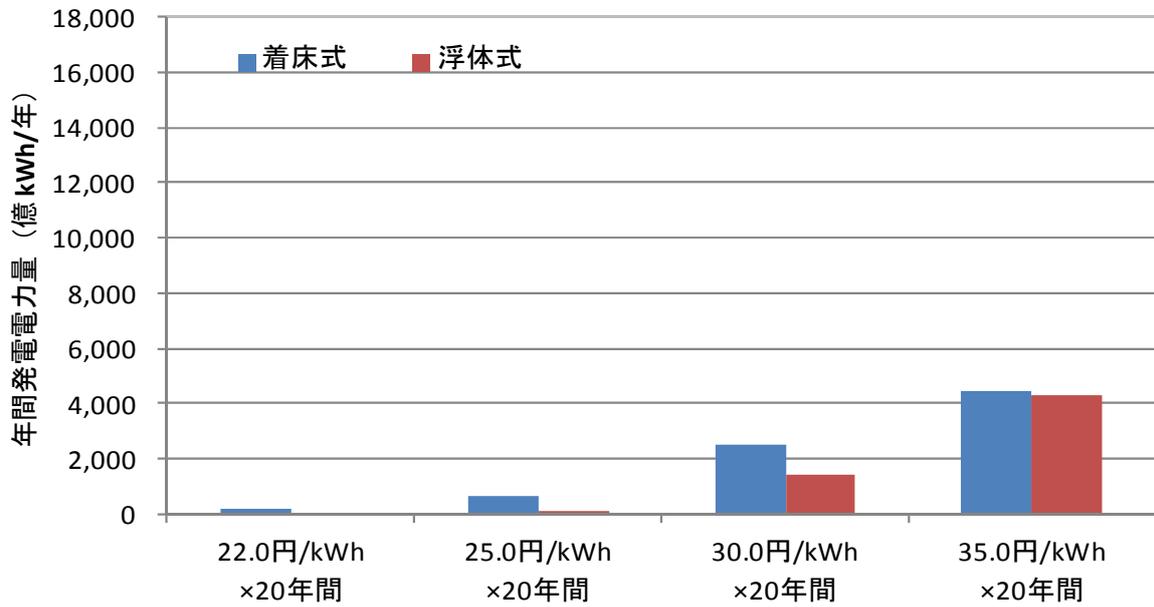
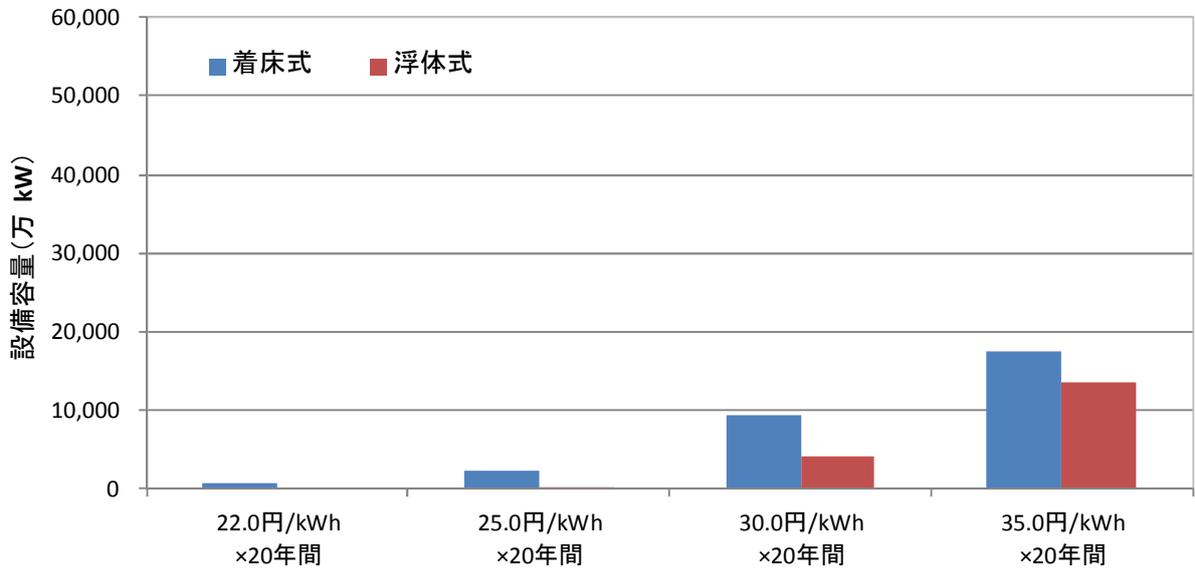
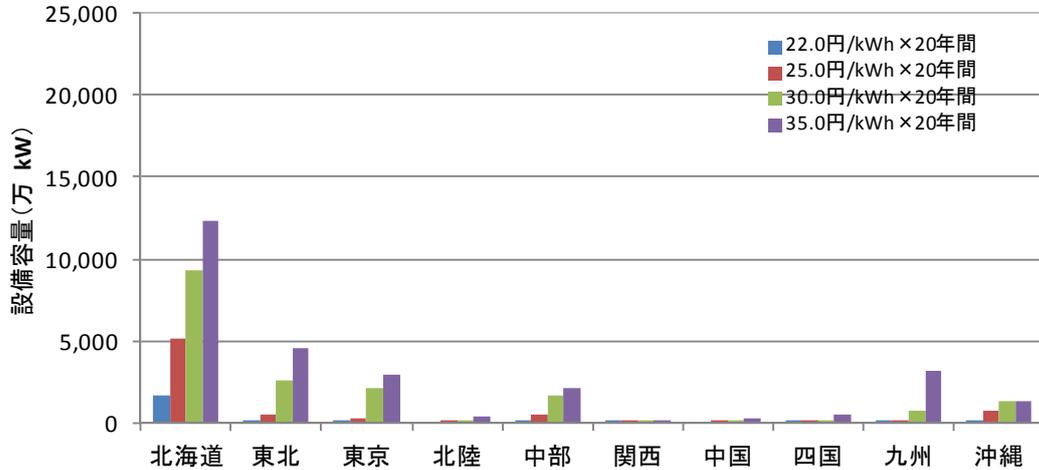


図 3.2-26 洋上風力のシナリオ別導入可能量の集計結果 (ケース 1 : 最大 80 万円/kW)

3) 洋上風力の電力供給エリア別のシナリオ別導入可能量

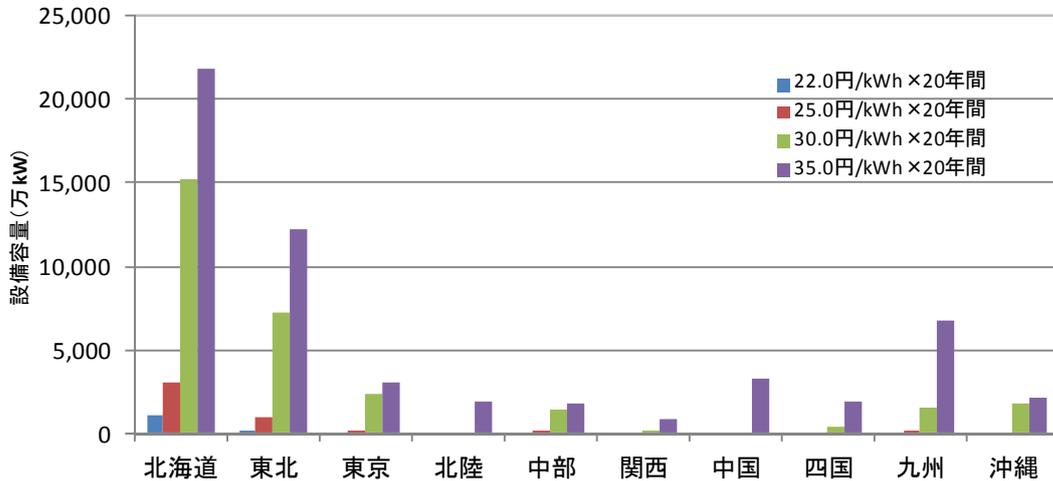
洋上風力の電力供給エリア別のシナリオ別導入可能量分布状況を図 3. 2-27～30 に示す。
(着床式)



単位：万 kW

シナリオ 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	22.0 円/kWh × 20 年間	2,009	1,723	106	21	0	16	0	0	0	9	134
2	25.0 円/kWh × 20 年間	7,372	5,190	501	340	1	552	1	0	2	55	731
3	30.0 円/kWh × 20 年間	17,871	9,275	2,552	2,121	57	1,648	29	47	134	719	1,289
4	35.0 円/kWh × 20 年間	27,974	12,367	4,537	2,987	432	2,120	172	336	530	3,133	1,359

(浮体式)

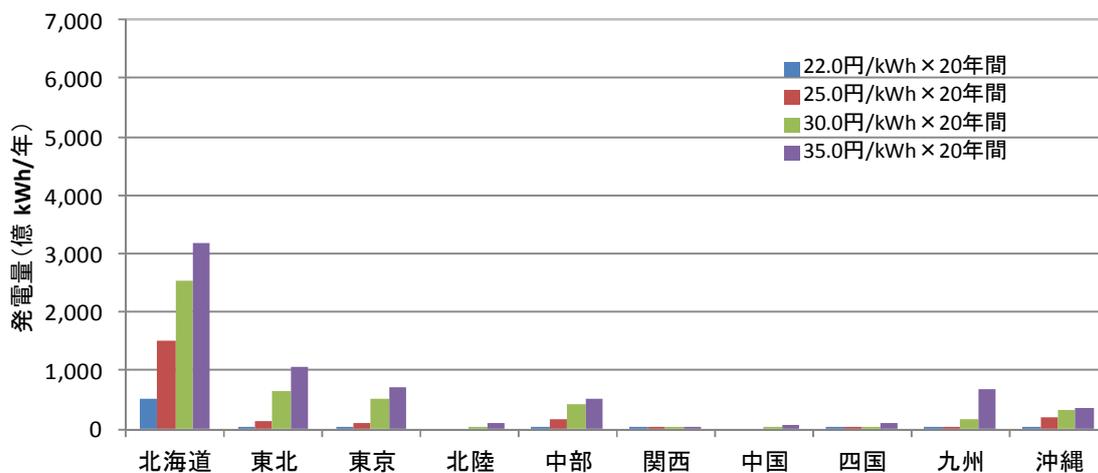


単位：万 kW

シナリオ 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	22.0 円/kWh × 20 年間	1,246	1,044	201	0	0	0	0	0	0	0	0
2	25.0 円/kWh × 20 年間	4,252	3,038	999	109	0	106	0	0	0	0	0
3	30.0 円/kWh × 20 年間	30,051	15,194	7,273	2,362	0	1,472	70	0	357	1,564	1,759
4	35.0 円/kWh × 20 年間	55,719	21,853	12,193	3,076	1,891	1,787	882	3,265	1,871	6,777	2,124

図 3. 2-27 洋上風力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
(最大 60 万円/kW の場合、設備容量)

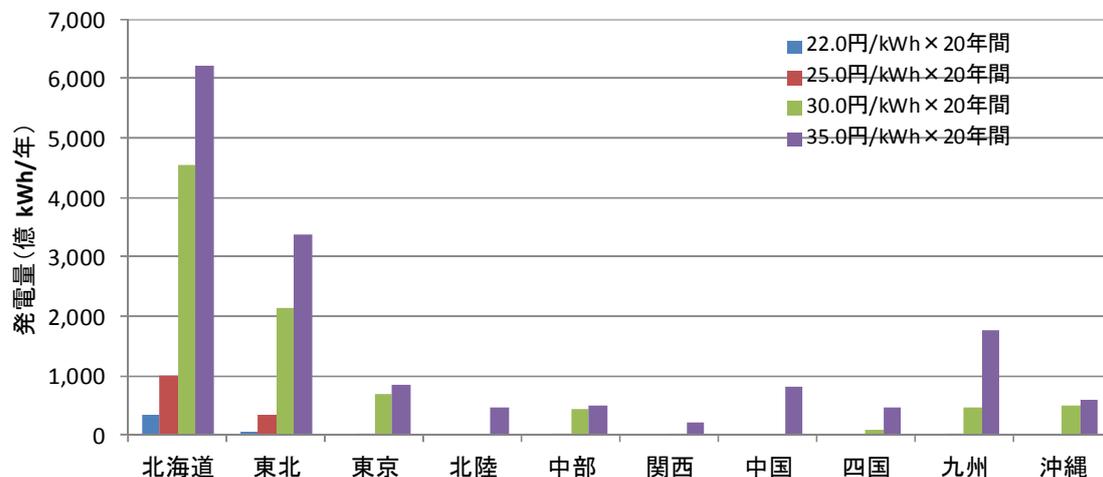
(着床式)



単位：億 kWh/年

シナリオ 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	22.0 円/kWh × 20 年間	603	520	32	6	0	4	0	0	0	3	38
2	25.0 円/kWh × 20 年間	2,088	1,500	140	91	0	150	0	0	0	15	192
3	30.0 円/kWh × 20 年間	4,652	2,519	642	522	13	411	7	10	29	169	330
4	35.0 円/kWh × 20 年間	6,775	3,175	1,066	700	90	508	37	68	108	677	347

(浮体式)

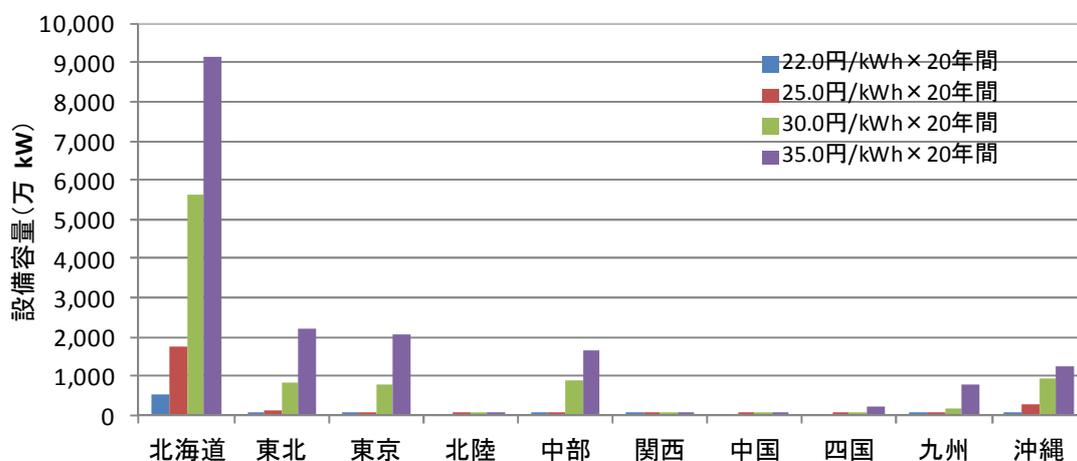


単位：億 kWh/年

シナリオ 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	22.0 円/kWh × 20 年間	411	345	66	0	0	0	0	0	0	0	0
2	25.0 円/kWh × 20 年間	1,404	1,003	330	36	0	35	0	0	0	0	0
3	30.0 円/kWh × 20 年間	8,877	4,548	2,149	670	0	432	19	0	100	458	502
4	35.0 円/kWh × 20 年間	15,251	6,201	3,370	847	470	511	221	811	476	1,752	593

図 3. 2-29 洋上風力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
(最大 60 万円/kW の場合、年間発電電力量)

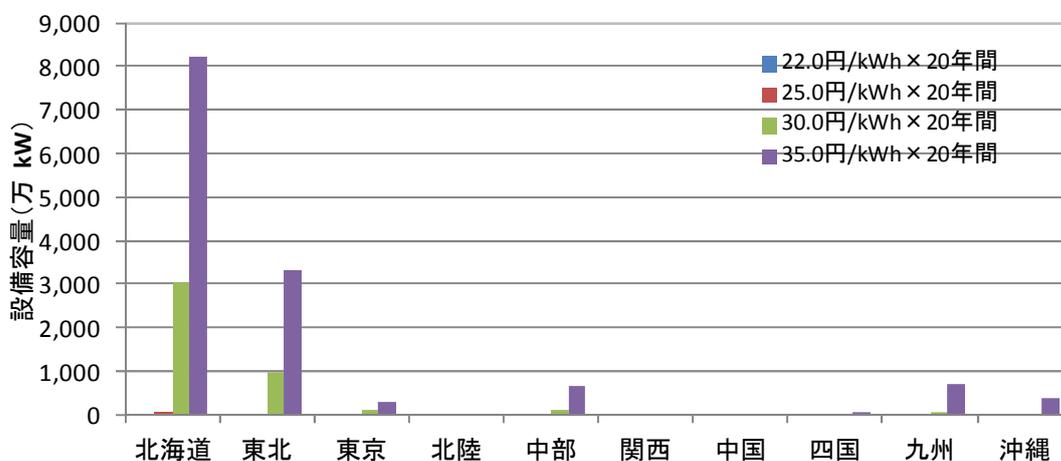
(着床式)



単位：万 kW

シナリオ 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	22.0 円/kWh × 20 年間	649	550	37	2	0	1	0	0	0	4	55
2	25.0 円/kWh × 20 年間	2,305	1,748	143	38	0	73	0	0	0	13	289
3	30.0 円/kWh × 20 年間	9,328	5,653	845	784	15	908	3	16	30	160	914
4	35.0 円/kWh × 20 年間	17,565	9,147	2,233	2,080	94	1,659	27	93	218	787	1,227

(浮体式)

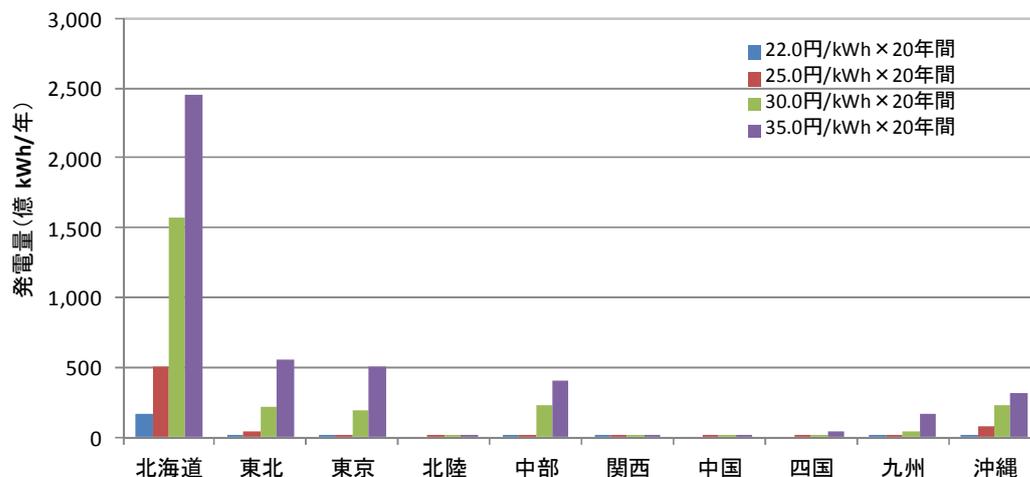


単位：万 kW

シナリオ 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	22.0 円/kWh × 20 年間	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	25.0 円/kWh × 20 年間	54	54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	30.0 円/kWh × 20 年間	4,252	3,038	999	109	0	106	0	0	0	0	0
4	35.0 円/kWh × 20 年間	13,581	8,235	3,317	273	0	656	0	0	0	720	380

図 3.2-28 洋上風力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
(最大 80 万円/kW の場合、設備容量)

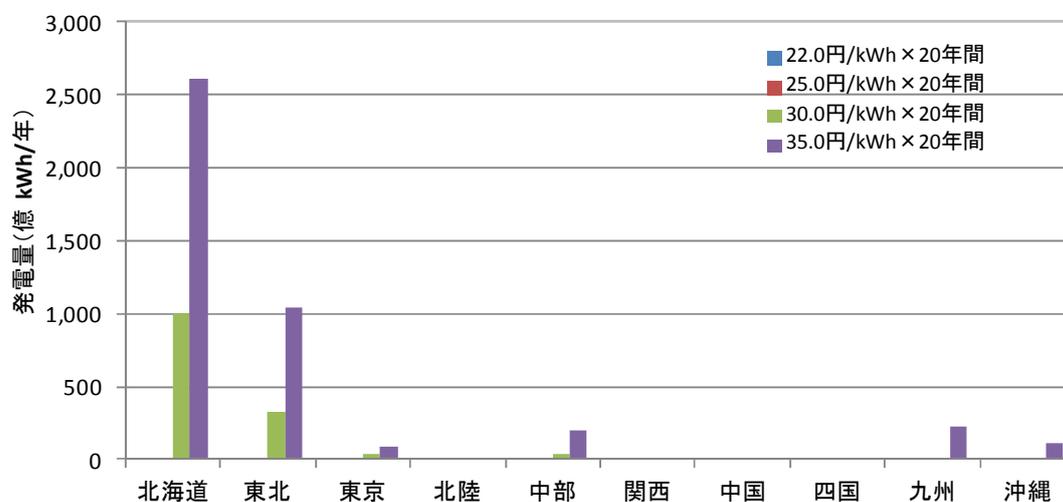
(着床式)



単位：億 kWh/年

シナリオ 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	22.0 円/kWh × 20 年間	193	164	11	1	0	0	0	0	0	1	15
2	25.0 円/kWh × 20 年間	659	508	40	10	0	19	0	0	0	4	77
3	30.0 円/kWh × 20 年間	2,493	1,571	215	193	3	229	1	3	7	39	232
4	35.0 円/kWh × 20 年間	4,491	2,457	551	502	19	407	6	19	45	172	314

(浮体式)



単位：億 kWh/年

シナリオ 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	22.0 円/kWh × 20 年間	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	25.0 円/kWh × 20 年間	18	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	30.0 円/kWh × 20 年間	1,404	1,003	330	36	0	35	0	0	0	0	0
4	35.0 円/kWh × 20 年間	4,280	2,606	1,044	87	0	204	0	0	0	222	117

図 3.2-30 洋上風力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
(最大 80 万円/kW の場合、年間発電電力量)