

風力発電の賦存量とポテンシャル ー長期導入目標とロードマップ V2.1ー

日本風力発電協会 企画局長 齊藤 哲夫

はじめに

わが国における陸上風力発電に係るポテンシャルは、2000年3月に算定された640万kW(実際の潜在量)が基本となっている。しかしながら、算定の前提条件が現況と乖離のあることや基本データである風況マップが統計解析手法によっていることなどから、最新の解析手法や近年の風力発電の技術開発状況および最新の国土地理データに基づいたポテンシャルの見直しが必要である。

日本風力発電協会(JWPA)・風力発電事業者懇話会(WPDA)・日本大学などにおいては、大型風車を対象として、風況マップの高度化(統計解析手法⇒CFD手法)、最新の国土数値情報に基づく地域特性などを勘案したポテンシャルを算定している。日本風力発電協会では、2007年12月に数値シミュレーション手法によるポテンシャルと導入目標(V0.0)を、2010年1月15日に、日本大学長井研究室の解析結果をベースとした賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップ(V1.1)を公表してきた。

本V2.1は、環境省が実施した「平成21年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」報告書(評価高度80m)をベースに、用語の定義を明確化するとともに、V1.1で考慮した社会的制約条件に加えて、自然環境保全地域、土地傾斜角、道路条件など殆ど全ての社会的制約条件を加味した賦存量とポテンシャルを算定し、これに基づく長期導入目標とロードマップを算定したものである。

注1: 賦存量

☆JISC-1400-0における「風力エネルギー資源量」ある地域において理論的に算出することができる風力エネルギー資源量で、種々の制約要因(土地用途、利用技術など)は考慮しないもの。

慣用語: 風力エネルギー賦存量

英語: wind energy resources 文章

注2: ポテンシャル

☆JISC-1400-0における「可採風力エネルギー量」ある地域における風力エネルギーの利用に関して、種々の制約要因を考慮した上で、エネルギーとして開発利用の可能な量。 英語: available wind energy

算定の前提条件

(1) 風況マップ

2000年度1年間の1時間値に基づく数値シミュレーションによるWinPASを適用し、数千kW機の平均的なハブ高さである高度80mの風速による陸上および洋上の面積を算定。

(2) ポテンシャル算定に適用した制約条件

面積算定に際しては、各制約条件を100mメッシュ(0.01km²)単位で判定、

<陸上>

- ・標高制限 : 標高1000m未満
- ・最大傾斜角 : 20度未満
- ・法規制区分 : 自然公園(特別保護地区、第1種特別地域)、原生自然環境保全地域、自然環境保全地域、国指定鳥獣保護区、世界遺産地域を除く
- ・居住地からの距離 : 500m未満を除く
- ・都市計画区分 : 市街化区域を除く
- ・土地利用区分 : その他の農用地、荒地、海浜、森林に限定
- ・保安林区分 : 全種別の保安林を除く場合と保安林を含むケースを算定

<洋上>

- ・離岸距離 : 30km未満
- ・水深 : 200m未満(着床式: 50m未満、浮体式: 50m以上200m未満)
- ・法規制区分 : 自然公園(特別保護地区、第1種特別地域、海中公園地域)を除く

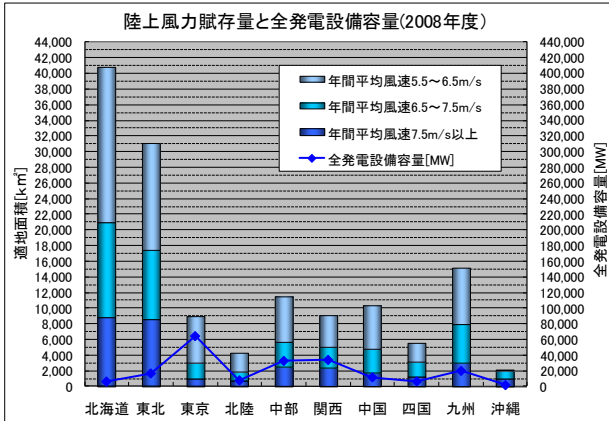
(3) 風力発電機出力への換算

現在は、単機出力2000kW~3000kWが主流となっており、ブレード径も長くなっているが、複数の風車配置に際しては、NEDO風力発電導入ガイドブック(2008年2月改訂第9版)から、卓越風向がある場合の推奨値(10D×3D)を採用し、主要風車の出力とローター径の調査結果および既設ウインドファームの実績から、1k㎡当り10MW(1万kW)とした。

陸上風力賦存量（風力エネルギー資源量）

陸上風力の賦存量算定結果を以下に示す。

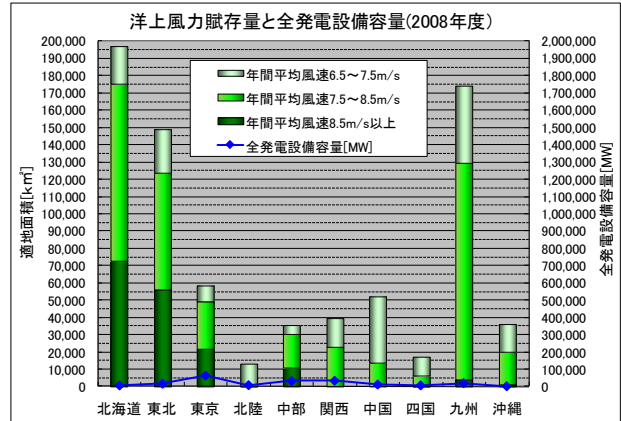
- 平均風速 5.5m/s 以上の賦存量＝139,150 万 kW：全発電設備容量の 6.88 倍
- 平均風速 6.5m/s 以上の賦存量＝ 71,912 万 kW：全発電設備容量の 3.56 倍
- 平均風速 7.5m/s 以上の賦存量＝ 31,046 万 kW：全発電設備容量の 1.54 倍



洋上風力合計賦存量（風力エネルギー資源量）

洋上風力の賦存量算定結果を以下に示す。

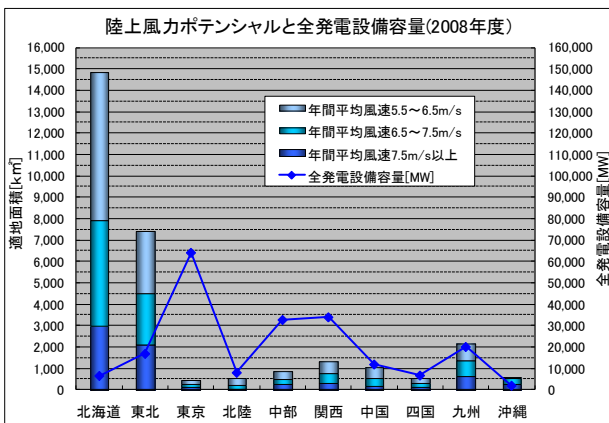
- 平均風速 6.5m/s 以上の賦存量＝771,668 万 kW：全発電設備容量の 38.17 倍
- 平均風速 7.5m/s 以上の賦存量＝571,571 万 kW：全発電設備容量の 28.27 倍
- 平均風速 8.5m/s 以上の賦存量＝167,597 万 kW：全発電設備容量の 8.29 倍



陸上風力ポテンシャル（可採風力エネルギー量）

ポテンシャル算定結果を以下に示す。

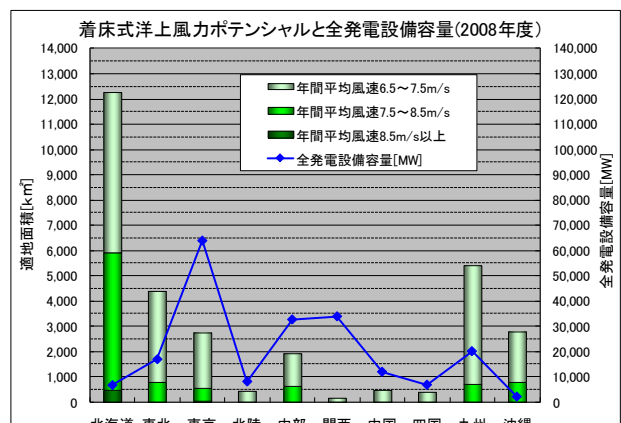
- 平均風速 5.5m/s 以上のポテンシャル＝29,733 万 kW：全発電設備容量の 1.47 倍
但し、各電力会社の設備容量を上限とした場合は、9,265 万 kW
- 平均風速 6.5m/s 以上のポテンシャル＝16,890 万 kW：全発電設備容量の 0.84 倍
但し、各電力会社の設備容量を上限とした場合は、6,477 万 kW:全発電設備容量の 0.32 倍
- 平均風速 7.5m/s 以上のポテンシャル＝7,041 万 kW：全発電設備容量の 0.35 倍
但し、各電力会社の設備容量を上限とした場合は、4,171 万 kW



着床式洋上風力ポテンシャル（可採風力エネルギー量）

着床式洋上風力のポテンシャル算定結果を以下に示す。なお、着床式洋上風力領域の水深を 50m 未満とした。

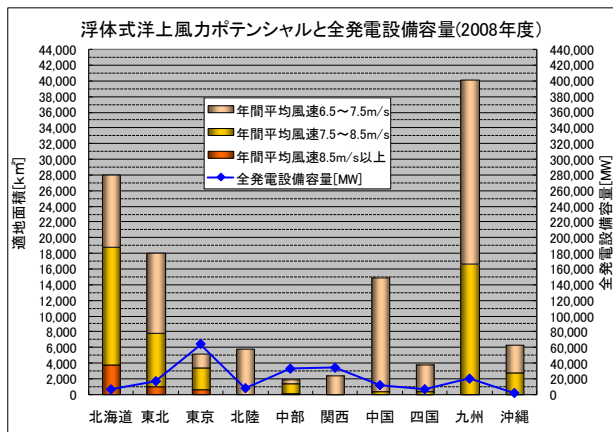
- 平均風速 6.5m/s 以上のポテンシャル＝30,968 万 kW：全発電設備容量の 1.53 倍
但し、各電力会社の設備容量を上限とした場合は、10,635 万 kW
- 平均風速 7.5m/s 以上のポテンシャル＝9,383 万 kW：全発電設備容量の 0.46 倍
但し、各電力会社の設備容量を上限とした場合は、3,510 万 kW
- 平均風速 8.5m/s 以上のポテンシャル＝508 万 kW：全発電設備容量の 0.03 倍
但し、各電力会社の設備容量を上限とした場合は、508 万 kW



浮体式洋上風力ポテンシャル（可採風力エネルギー量）

浮体式洋上風力のポテンシャル算定結果を以下に示す。なお、浮体式洋上風力領域水深を50m以上200m未満とした。

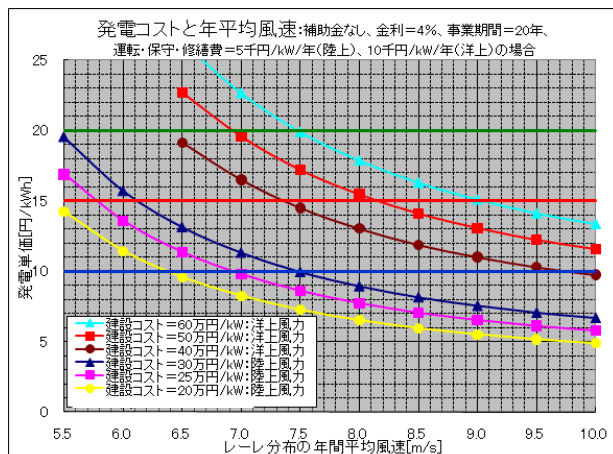
- ▶ 平均風速 6.5m/s 以上のポテンシャル＝126,690 万 kW：全発電設備容量の 6.27 倍
但し、各電力会社の設備容量を上限とした場合は、167,054 万 kW
- ▶ 平均風速 7.5m/s 以上のポテンシャル＝51,949 万 kW：全発電設備容量の 2.57 倍
但し、各電力会社の設備容量を上限とした場合は、10,244 万 kW
- ▶ 平均風速 8.5m/s 以上のポテンシャル＝5,606kW：全発電設備容量の 0.28 倍
但し、各電力会社の設備容量を上限とした場合は、2,499 万 kW



<参考> 年間平均風速と発電コスト(NEDO 風力発電導入ガイドブック第9版の計算式適用時)

補助金なし、事業期間＝20年、金利＝4%、陸上風力の運転・保守・修繕費＝5,000円/kW、洋上風力の運転・保守・修繕費＝10,000円/kWの前提条件で、建設コストをパラメータとした場合の発電コストを以下に示す。

(発電コストとは発電原価を意味しており、風力発電の事業性を確保する売価価格では無い)

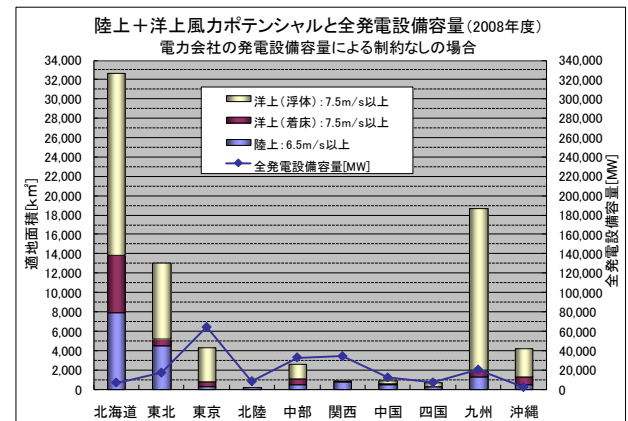


陸上風力と洋上風力との合計ポテンシャル

(1) 各電力会社の発電設備容量による制約なしの場合

陸上風力と洋上風力のポテンシャル算定結果と、参考に示した発電コストから、陸上は6.5m/s以上、また洋上は7.5m/s以上の領域を対象とした陸上風力と洋上風力との合計ポテンシャル算定結果を以下に示す。

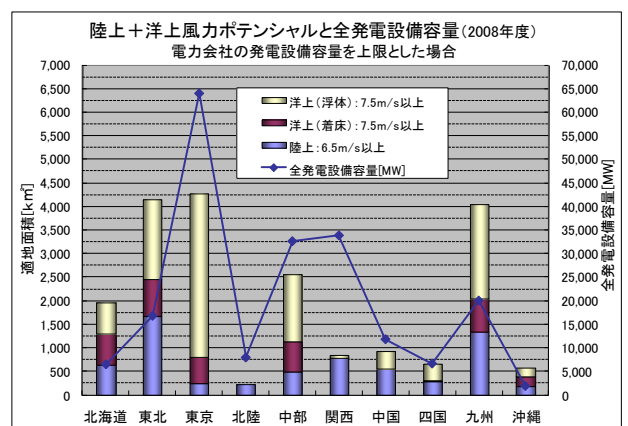
- ▶ ポテンシャル－1＝78,222 万 kW:全発電設備容量の 3.87 倍



(2) 各電力会社の発電設備容量を上限とした場合

陸上風力、着床式洋上風力および浮体式洋上風力それぞれに対して、各電力会社の発電設備容量を上下とした場合のポテンシャル算定結果を以下に示す。

- ▶ ポテンシャル－2＝20,230 万 kW:全発電設備容量の 1.00 倍



いずれのケースにおいても、日本には十分なポテンシャルがあるが、地域別では北海道、東北、九州に集中していることが判る。

長期導入目標値

(1) 長期導入目標値の設定

前ページに、各電力会社の設備容量を上限とした場合のポテンシャルを示したが、これは地域差があるものの国内全発電設備容量に等しい風力発電設備の建設が可能であることを意味している。

長期導入目標の設定に際しては、風力発電の重要性のひとつであるCO₂削減効果を明確にすべく、発電電力量(kWh)を基準に以下とする。

『2050年度までに、風力発電による電力量供給比率を、日本の2008年度における全需要電力量の10%以上とする』

2008年度の需要電力量は、888,935GWhであるので、マージンを見て実質的な設備利用率を20%とすると、2008年度の需用電力量の10%を供給する為に必要な風力発電設備容量は、以下となる。

$$888,935 \times 0.1 \times 1000 \div (0.2 \times 365 \times 24) = 50,738 \Rightarrow 50,000\text{MW} (5,000 \text{万 kW})$$

実際には、以下の要因などにより2050年度における風力発電による電力量供給比率は変化するが、2008年度における需用電力量の約10%を供給可能な風力発電設備容量を導入目標値とする事により、プラス要因とマイナス要因とのトータルで2050年度には10%以上を確保することが可能と考える。

<プラス要因>

- ・年間平均風速が高い地点を重点的に、建設を推進する(設備利用率は高くなる)
- ・洋上風力は、陸上風力以上に好風況地域への建設を推進する(設備利用率は高くなる)
- ・2050年度の需用電力量は、2008年度実績より低下する可能性が高い

<マイナス要因>

- ・電力系統運用面から必要となる、風力発電所の最大出力制限運転や出力上昇率制限運転などにより、実質的な設備利用率が低下する
- ・電力系統運用面から必要となる、蓄電設備(揚水発電所、蓄電池など)による電力損失が発生する
- ・長距離送電による送電損失などが発生する

<参考> 2008年末:各国の風力発電による電力量供給比

デンマーク	19.3% (2025年までに50%供給)
スペイン	11.7% (発電設備容量比:17.3%)
ドイツ	6.5%
EU平均	4.2%
アメリカ	1.9% (2030年までに20%供給)
日本	0.3%

長期導入目標値に対応した各電力管内の風力発電設備容量の設定

(1) 第一ステップ(開発率の仮設定)

前ページに各電力会社の設備容量を上限とした場合のポテンシャルと各電力会社の発電設備容量との関係を示したが、この場合でも、北海道、東北、東京、中部、中国、四国、九州、沖縄は、全発電設備容量に比して風力発電設備の容量が50%を超過しているため、電力需給制御面などに問題を生じる可能性がある。

電力系統運用面からは、適切な容量の蓄電設備および会社間連系線の新增設が必須ではあるが、極端な容量の新增設は、コストパフォーマンス面で劣るので、第一ステップとして、以下の開発率を設定する。

但し、東京、九州、沖縄の洋上風力ポテンシャルには、離島が多く含まれているため設定開発率の1/2とする。

➤ 陸上風力の開発率=50%

(今回の算定に適用した社会的制約条件以外の項目を考慮して、50%を上限とする)

➤ 着床式洋上風力の開発率=40%(但し、離島分を考慮して、東京、九州、沖縄は20%)

➤ 浮体式洋上風力の開発率=30%(但し、離島分を考慮して、東京、九州、沖縄は15%)

(2) 第二ステップ(各電力会社の発電設備容量、需要電力量による制限)

第一ステップで設定した開発率では、長期導入目標を(5,000万kW)を超過しており、また北海道、東北、九州、沖縄は、全発電設備容量に比して風力発電設備の容量が50%を超過しているため、電力需給制御面などに問題を生じる可能性がある。

そこで、設定開発率による算定結果に、以下の制約条件を加えて各電力会社の設備容量を再算定する。

① 基本条件

- ・風力発電設備容量(kW)比を50%未満とする
- ・風力発電電力量供給(kWh)比を20%未満とする

② 補正条件

- ・kW比またはkWh比により制約を受けた電力管内は、その値の5%以内で目標値を低減する
- ・設定開発率では必要な設備容量に達しない場合は、上記以外の電力管内に対して、その値の5%以内で目標値を増加する

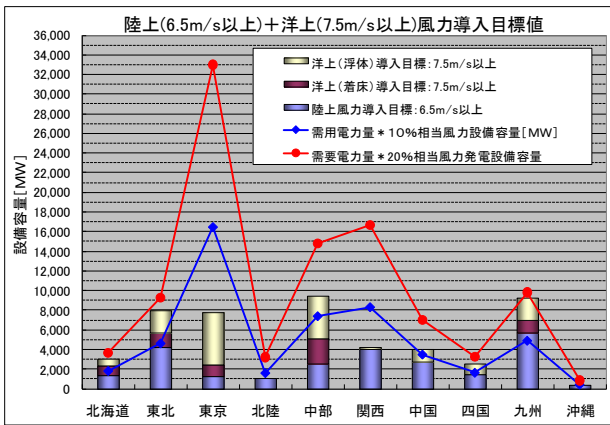
③ 特殊条件

- ・ 沖縄は、他電力と連系していないことなどから上記補正を行わず、沖縄電力管内における需用電力量の 10%供給に必要な風力発電設備容量とする。

(3) 第三ステップ(方式別風力発電設備容量)

第二ステップにて算出された各電力管内の風力発電設備容量に対して、各電力会社の発電設備容量を上限とした場合の陸上風力と洋上風力との合計ポテンシャルに示した各電力管内における陸上、洋上(着床)、洋上(浮体)の設備容量比率をベースに算定した方式別風力導入目標値を以下に示す。

但し、沖縄は適地面積や地域特性などから陸上のみとした。



電力会社	発電設備容量 [MW]	km2当り10MWで計算			風力長期導入目標値 [MW]
		風車容量 [MW]			
		陸上	洋上(着床)	洋上(浮体)	
北海道	6,505	1,400	1,000	700	3,100
東北	16,800	4,200	1,500	2,300	8,000
東京	63,981	1,300	1,200	5,300	7,800
北陸	7,962	1,100	0	0	1,100
中部	32,626	2,600	2,500	4,400	9,500
関西	33,865	4,000	0	200	4,200
中国	11,826	2,800	0	1,200	4,000
四国	6,665	1,500	0	1,100	2,600
九州	20,023	5,700	1,300	2,300	9,300
沖縄	1,925	400	0	0	400
合計	202,177	25,000	7,500	17,500	50,000

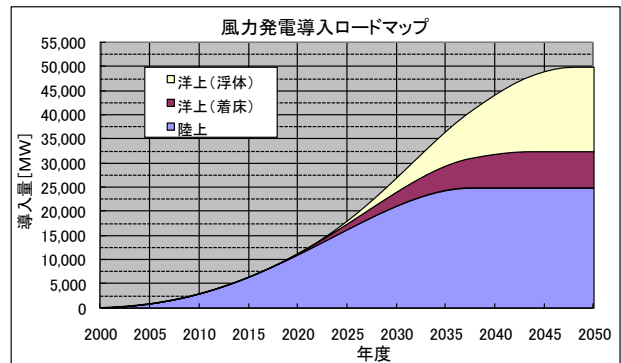
現実には、抜本的な系統連系対策が実施される事が条件となるが、2020年以降を考えると、殆どの発電設備や電力系統制御システムが更新されることから、出力変動緩和制御蓄電池システム、風車制御機能の有効活用、調整電源の新增設、気象予測システムの有効活用と各電力会社管内を超えた広域運用(日本全国が強風の日は無である)などにより、実現可能と考える。

ロードマップ

風力発電長期導入目標(5,000万kW)を達成するためのロードマップを、以下に示す。

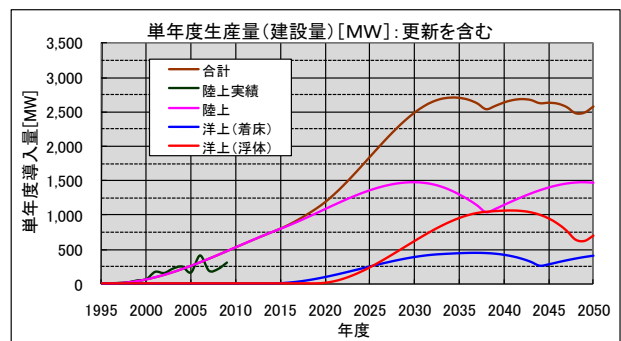
但し、2010年度には国の導入目標値である300万kWを達成するものとし、単年度導入量の推定式を年数に対する3次式としている。

また、着床式洋上風力の商用機導入開始を2015年度、浮体式洋上風力の商用機導入開始を2020年度とした。



年度	風力導入目標値 [MW]			合計
	陸上	着床	浮体	
2008	1,854	0	0	1,854
2010	3,000	0	0	3,000
2015	6,500	10	0	6,510
2020	11,100	200	10	11,310
2025	16,300	1,200	600	18,100
2030	21,200	2,900	2,900	27,000
2035	24,500	5,100	7,100	36,700
2040	25,000	7,000	12,300	44,300
2045	25,000	7,500	16,600	49,100
2050	25,000	7,500	17,500	50,000

また、産業効果を把握するために、風力発電設備の更新が20年毎に行われるとした場合の、単年度生産量(建設量)以下に示す。



2030年以降は、毎年250万kW以上の建設が行われることから、国内のみを見ても、安定的な産業・雇用の確保に貢献することが可能といえる。

おわりに

今回のポテンシャル算出に際しては、殆ど全ての社会的制約条件を考慮しているが、今後は、以下を実施し、更なる精度向上などを図る予定である。

➤ **風況マップの精緻化**

2000 年度 1 年間の 1 時間値に基づく CFD (数値シミュレーション) による WinPAS を適用したが、5~10 年間の 1 時間値に基づく CFD を実施し、年度による差を最小化する。

➤ **送電線データの追加**

今回は、データ入手の困難性などから、送電線からの距離による制約条件を設けていないが、送電線からの距離条件を追加し以下を図る。
 ・2010 年代は、送電線近傍の地点から開発を進める為の基礎情報提供を図り、建設費の低減に寄与する

・2020 年以降に必要となる、好風況地への送電線新增設計画を策定する為の基礎情報提供を図り、風力エネルギー導入促進に寄与する

➤ **既設風力発電所位置データの追加**

今回のポテンシャル算定結果と既設風力発電所の位置を比較し、ポテンシャル算定条件の見直しと、リプレースに際しての有効となる情報提供を図る

➤ **制約条件および制約値の定期的な見直し**

ポテンシャルとは、エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因を考慮したエネルギー資源量であって、特定の社会条件による一時点における導入可能量であることから、風力発電の技術進歩や社会的制約条件などの変化に応じて、制約条件や制約値などの見直しを行う。

＜参考＞北海道のポテンシャルマップ

