

4. 地域産業振興に向けた風力発電事業の具体化検討プロジェクト

4.1 プロジェクトの概要及び検討フロー

基礎調査において有望エリアとされた2か所について、より詳細な風力発電事業の可能性を検討するため、風況観測を実施した。観測結果を踏まえ想定発電量を算出の上、事業性を評価し有望エリアにおける発電事業の可能性を具体的に検討した。本プロジェクトの検討フローを図4-2に示す。



出典：「伊根町エネルギービジョン策定基礎調査支援業務報告書」（伊根町、令和2年3月）

図4-1 風況有望エリア

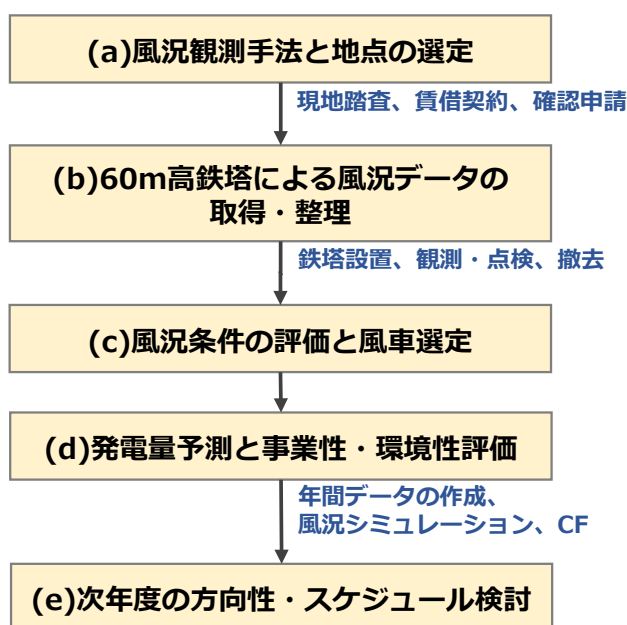


図4-2 プロジェクトの検討フロー

4.2 風況観測手法と地点の選定

風況観測を行うにあたり観測手法と観測地点の検討を行った。その結果を以下に示す。

4.2.1 観測手法の選定

風況観測の手法については、陸上風力発電の検討に必要な風況を観測するため、想定される風車のハブ高さの2/3の高さの風を観測可能な風況観測塔を設置することとした。

取得する風況データは、平均風速（10分平均）、平均風向（10分平均）、最大瞬間風速、風速の標準偏差、温度とし、観測高度は57.5m、50m、40mの3高度とした。観測塔の高さが60mを超えると建築基準法上の超高層建築物の扱いとなり計画期間内の設置が困難になること、また最上部には避雷針が必要となるため、観測高度は57.5mとした。

観測期間は、撤去及びデータ解析期間を考慮し、9月中旬～2月中旬までの5か月程度とした。60m高鉄塔の撤去は2月とし、鉄塔撤去の際は可能な限り現状復旧に努め、財産区の立会の上、引き渡しを行うこととした。

観測鉄塔の仕様に関しては、トラス式とポール式を検討した。その結果、緊急時の風向・風速計の取り外しが容易で安定感のあるトラス式を採用することとした。トラス式鉄塔のイメージを図4-3に示す。

表 4-1 鉄塔の比較仕様

構造等	トラス式	ポール式
適用高さ	30～90m程度	30～60m程度
支線	3か所	4か所
占有面積（支線含む）	70m×70m	70m×70m
作業面積（平場）	10m×10m	80m×100m
設置方法	下部から上部へ組立て	ポール組立て後に立上げ
交換・修理	設置したまま可能	ポールを倒す必要あり



左：周囲が開けた理想的な環境 右：樹木伐採を伴う場合

図 4-3 60m トラス式鉄塔のイメージ

4.2.2 観測地点の選定

基礎調査での有望エリア（2 か所）について、以下の観点から候補地を選定し、現地状況の確認を行った。

（選定ポイント）

- ・エリアの風況を代表する地点として、周囲が開けていること
- ・地形の影響を受けにくい尾根部であること
- ・安全面から 60m 以内に住居等がないこと
- ・複雑地形となるため、有望エリアを代表する風を可能な限り観測できること

表 4-2 風況観測塔設置候補地

候補地	地点	現地踏査結果	踏査結果
候補地 A	行尺山山頂部	山頂部が開けており観測塔設置可能。しかし、入口の橋が狭く、搬入路の法面が崩落している等の懸念事項あり	○
候補地 B	船津山山頂部	山頂までの道が整備されていないため、観測塔設置を断念	×
候補地 C	通信電波塔前	スペースが狭く設置不可	×
候補地 D	小豆畑の前	スペースはあるが近くに高い山があり乱流影響が強いと判断	×
候補地 E	残土処分場	スペースが広く観測塔設置可能。ただし、太陽光発電の計画地と重複	○

現地踏査を実施した時の様子を写真 4-1 に示す。



写真 4-1 現地踏査の様子

現地踏査の結果、A と E が候補と考えられたが、A の方が有望エリアの範囲に入っている等の理由から、財産区等との協議の上、候補地 A を観測地点として決定した。

4.3 60m高鉄塔による風況データの取得・整理

4.3.1 風況観測塔の設置

観測手法、観測地点を踏まえ風況観測塔を設置した。設置までの流れは以下のとおりである。

(1) 許認可関係手続き

観測塔設置にあたり対応した許認可の内容を表 4-3 に示す。

表 4-3 許認可手続き一覧

No	手続名称	法律・条例	手続内容
1	景観計画変更届	伊根町景観条例	60m 高観測塔設置にあたり、景観計画に与える影響を整理。付近見取図、配置図、完成予想図等を提出
2	伐採届	森林法	地域森林計画の対象となっている民有林の伐採にあたり伐採及び伐採後の造林の届出書を提出（伊根町より提出）
3	建築確認申請	建築基準法	建築基準法に基づき、工作物の新設に伴う確認申請を実施

また、観測地における土地の賃貸借、立木に伴う補償について、財産区等と協議の上決定した。

(2) 観測塔設置工事

観測塔の設置工事を以下のとおり実施した。工事実施状況を写真 4-2 に示す。

表 4-4 観測塔の設置工事工程

実施日	実施項目	実施内容
令和 2 年 9 月 9 日（水）	林道整備工事	林道轍整備、下草刈
令和 2 年 9 月 10 日（木）	林道整備工事	土砂崩れ撤去、法面掘削工事
	伐採作業	支線取付用伐採作業
令和 2 年 9 月 11 日（金）	伐採作業	支線取付用伐採作業
令和 2 年 9 月 16 日（水）	アンカー設置工事	観測資機材搬入 鉄塔、アンカー用掘削工事
令和 2 年 9 月 17 日（木）	アンカー設置工事	鉄塔、アンカー用掘削工事、アース溝作成
	観測鉄塔設置工事	支線及び鉄塔組立
令和 2 年 9 月 18 日（金）	観測鉄塔設置工事	鉄塔組立、観測機器、アーム取付 ロガー、太陽光パネル設置、配線作業



写真 4-2(1) 観測塔設置工事の様子



写真 4-2(2) 観測塔設置工事の様子



写真 4-2(3) 観測塔設置工事の様子

(3) 観測塔の点検

観測塔設置後撤去までの中間地点において観測塔の点検を実施した。点検作業ではロガー内の異常の有無やバッテリーの確認、支線の緩みの確認及び修正を行った。点検実施状況を写真 4-3 に示す。

表 4-5 観測塔の点検工程

実施日	実施項目	実施内容
令和 2 年 11 月 26 日 (木)	観測塔点検	データロガーの異常確認 支線緩みの確認及び修正



写真 4-3 点検作業の様子

(4) 観測塔撤去工事

5 か月の観測期間を終えたのち観測塔の撤去工事を実施した。実施した工程を表 4-6 に示す。撤去作業は 2 日間行い、1 日目に観測塔本体の撤去、2 日目に基礎部分の撤去を行った。撤去後は整地を行い、廃棄物については地元の産廃業者に委託の上、処分した。撤去工事の様子を写真 4-4 に、撤去完了後の現地状況を写真 4-5 に示す。

表 4-6 観測塔の撤去工程

実施日	実施項目	実施内容
令和 3 年 2 月 24 日 (水)	観測塔撤去	風向計・風速計の撤去 観測塔支柱、支線の撤去
令和 3 年 2 月 25 日 (木)	基礎部分撤去	観測塔基礎の撤去、整地作業、産廃処分



写真 4-4 撤去作業の様子



写真 4-5 撤去完了後の写真（全景）

4.3.2 月次報告

観測データは毎日通信にて取得し、1 か月分のデータをまとめて報告を行った。報告内容は以下のとおりである。

表 4-7 解析内容

種別	項目	期間	目的
風況	平均風速	月間	風速の概要を評価する
	風速出現率	月間	風速の出現特性を評価する
	風向出現率	月間	卓越風向を明らかにする
	風向別平均風速	月間	集合型風車の配置を検討するために、主風向を明らかにする
	風向別風速出現率	月間	集合型風車の配置を検討するために、主風向を明らかにする
	風速の時間的変動	月間	風車の運転計画を検討するために、風速の時間的変動特性を評価する。

表 4-8 解析対象期間

対象期間	令和2年9月18日0時～令和3年2月23日23時50分
主な欠測	なし

解析結果については高度 57.5m、高度 50m、高度 40m の観測結果を整理した。整理結果の一部として示した月別平均風速を表 4-9、月別の高度 57.5m の風配図を図 4-4 に示す。

9 月～2 月までの高度 57.5m の月平均風速は 5.27～7.15m/s である。1 月の月平均風速は 7.15m/s、2 月の月平均風速は 7.04m/s であり、12 月までの平均風速を上回る結果となった。

風向は月毎に特に出現頻度の高い風向（卓越風向）が異なっており、9 月～10 月は北東、11 月と 2 月は南南西、12 月～2 月は西寄りの卓越風向となった。

表 4-9 平均風速

観測高度	57.5m	50m	40m	
平均風速 (m/s)	令和2年9月	5.33	5.12	4.68
	令和2年10月	5.27	4.94	4.48
	令和2年11月	6.11	5.86	5.44
	令和2年12月	5.85	5.40	5.03
	令和3年1月	7.15	6.76	6.33
	令和3年2月	7.04	6.57	6.08
	全期間	6.14	5.77	5.34

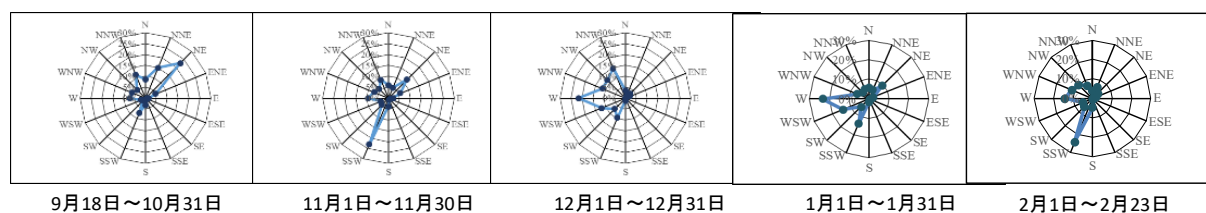


図 4-4 観測期間中の風配図

4.4 風況条件の評価と風車選定

風況観測結果から、年間データの補正とエネルギー（発電量）の評価に必要な風車の選定を行った。検討結果を以下に示す。

4.4.1 風況データの補正

分析に使用するデータの実測期間は5か月間程度となることから、不足期間のデータについて補完を行い、1年間の風況データを作成した。作成方法を図4-5に示す。

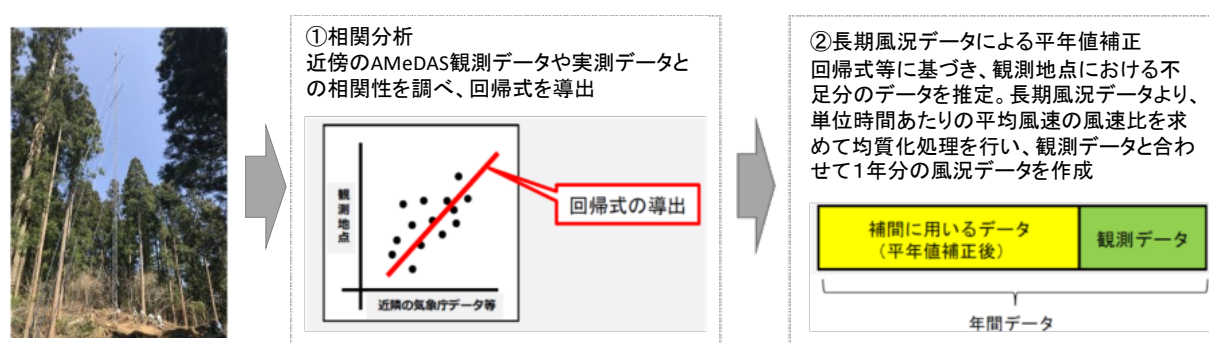


図 4-5 補完データの作成方法

(1) 補完するデータの選定

補完するデータについては、観測塔の実測データに基づき近傍の気象台、気象庁が配信する気象予報データ等より最も相関の高いものを選定した。観測開始日から12月31日にかけての観測データ間の相関結果を示したものを表4-10に示す。これらの結果より、最も相関が高かった気象庁配信の最新の予報モデルデータ（メソ数値予報モデル GPV）を用いてデータを補完することとした。

表 4-10 補完候補のデータと相関結果

No	データ名称	概要	観測高度	相関
1	気象台風速データ（間人）	観測地から最も近傍にある気象台の実測データ	7.9m	0.58
2	気象台風速データ（舞鶴）	観測地から30km程離れているが、近傍気象台の中で最も観測高度が高い気象台の実測データ	41.4m	0.30
3	メソ数値予報モデル GPV	気象庁が配信している全国の5km格子毎の予報データ。観測地点から最も近い4格子点が対象	—	0.78

(2) データの補正

メソ数値予報モデル GPV のデータを用いて実測で不足する期間分のデータを作成し、12 か月分の風況データを作成した。作成した結果を図 4-6 に示す。

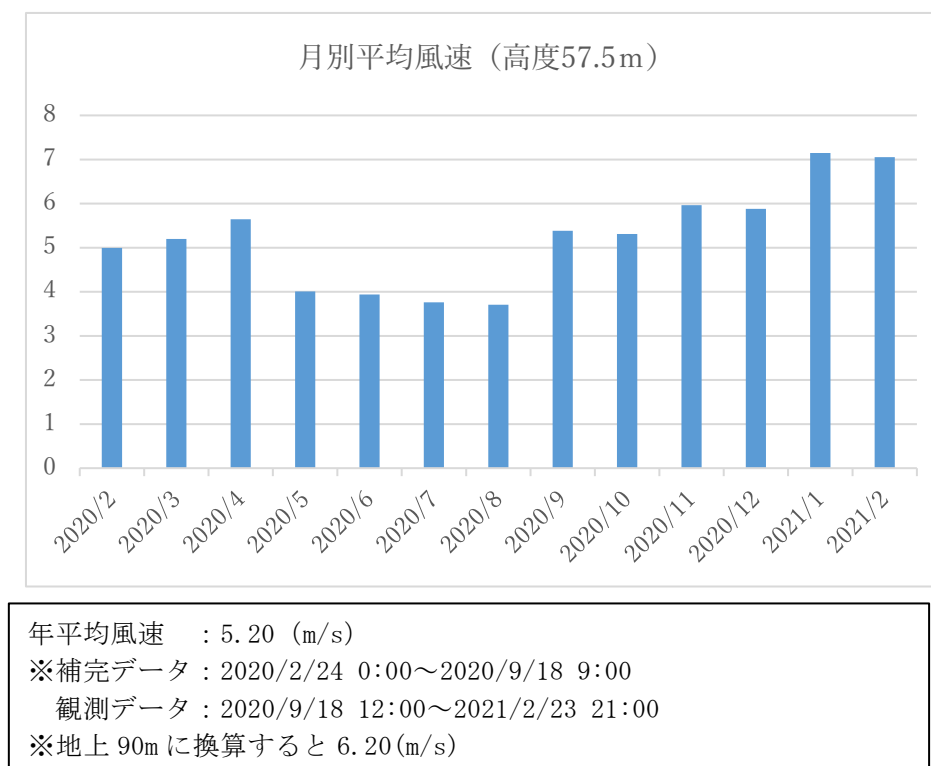


図 4-6 補正した年間の月平均風速 (高度 57.5m)

4.4.2 風車の選定

12 か月分の風況データにより、風車の設置によって想定される発電量を算定するため、発電量算定に用いる風車を選定した。風車の選定にあたっては、①発電性能のデータ（パワーカーブ、スラスト係数）が公開されている、②太鼓山風力発電所の風車と同程度の強度を有する、③最近の陸上風力発電の設置状況より 2~3MW 級の風車であること、の 3 つの条件から選定を行った。その結果、Nordex 社が製造する N117/3MW が 3 つの条件を満たしたため、この風車を選定した。

表 4-11 N117/3MW の諸元

出力規模	3MW
ロータ直径	117m
ハブ高さ	90m
IEC クラス	II A

出典 : Wind Turbine Models.com より作成
 <<https://en.wind-turbine-models.com/turbines/439-nordex-n117-delta>>

4.5 発電量予測と事業性・環境性評価

風況観測データ等を用いて発電量予測を行い、事業性・環境性を評価した結果について以下に示す。

4.5.1 発電量マップの作成

補完した12か月間のデータを踏まえ、発電量マップを作成した。作成にあたっては、気流解析ソフトのMASCOT (Microclimate Analysis System for Complex Terrain) を用いて気流解析を行い、選定した風車で発電可能な発電量を試算した。発電量マップの対象範囲は伊根町内を中心とした20 km四方、150mメッシュで計算を行った。

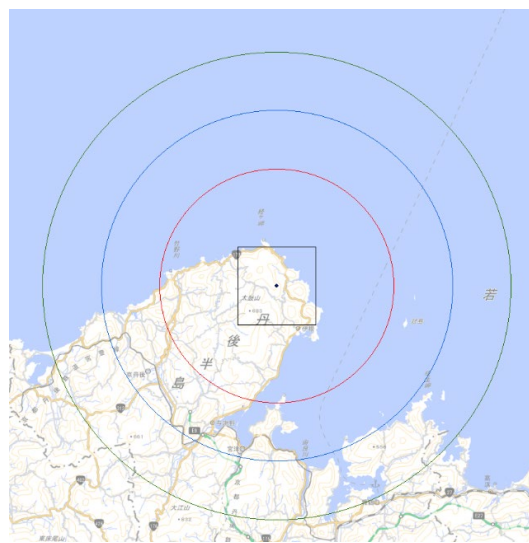


図 4-7 発電量マップの対象範囲（四角の箇所）

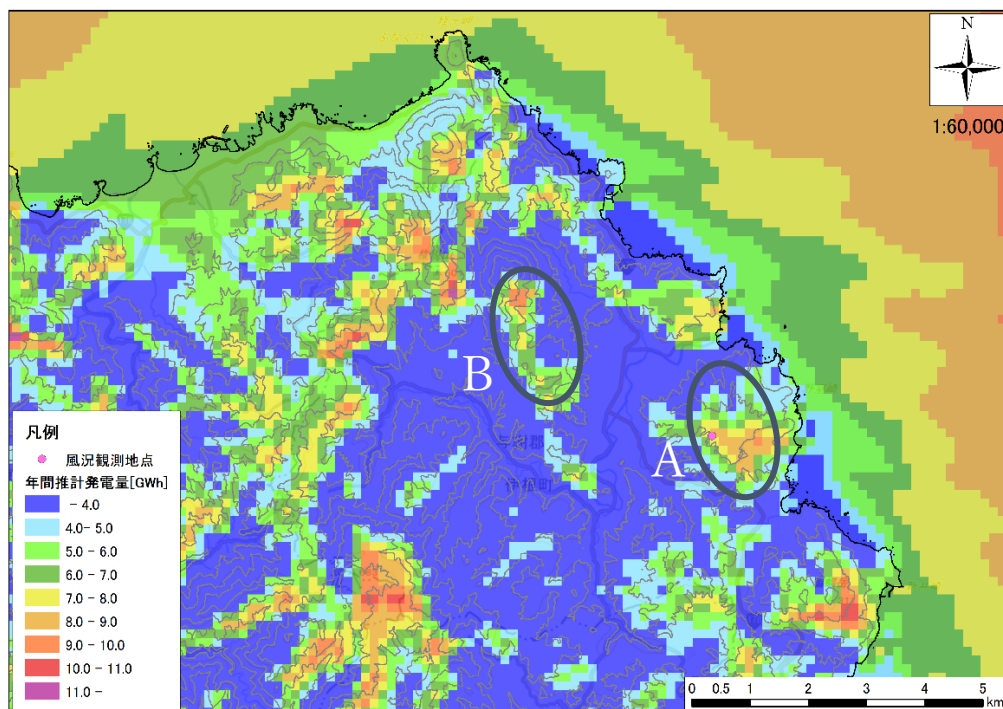
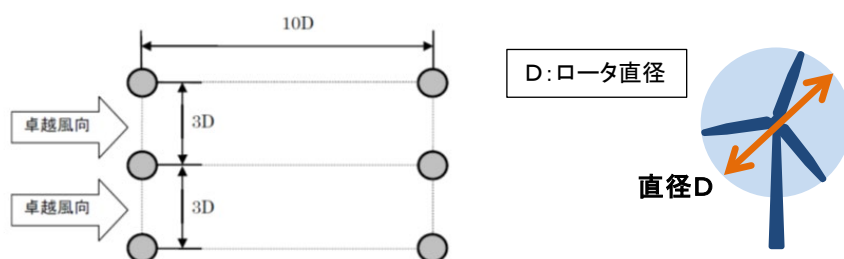


図 4-8 発電量マップ（○は基礎調査における有望エリア）

4.5.2 事業性評価

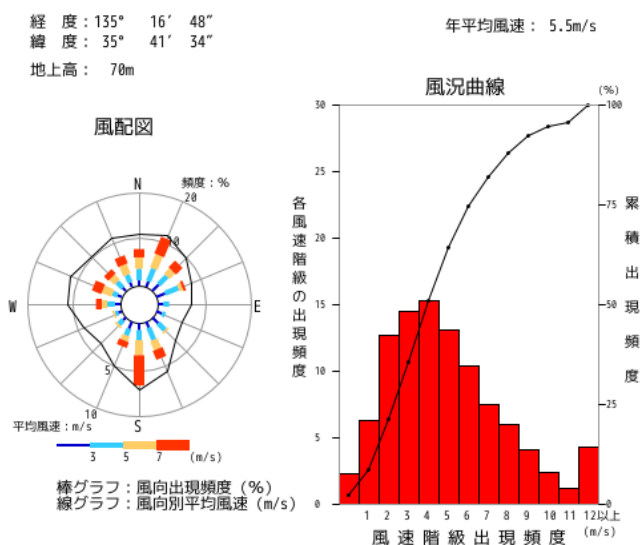
(1) 風車配置の検討

伊根町で有望エリアとされた2つのエリア（A、B）について、発電量マップを基に3MW風車の配置を検討した。配置の考え方については風力発電導入ガイドブック（NEDO）より、卓越風向に対してロータ直径（117m）の10倍、垂直方向に3倍の離隔をとるものとした。伊根町全域の年間の卓越風向については、局所風況マップ（NEDO）にある高度70mの風況データを参考とした。これによると卓越風向は南側と考えられたため、南北方向に対して10D、東西方向に3Dの離隔を取るものとした。



出典：「風力発電導入ガイドブック」（NEDO）より作成

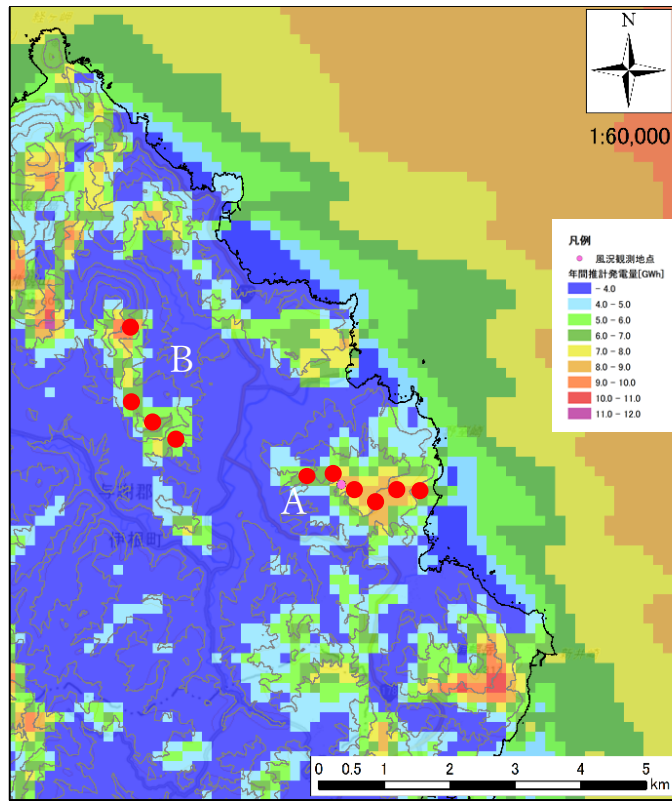
図 4-9 風車の離隔距離の考え方



出典：局所風況マップ（NEDO）〈<https://apprawl.infoc.nedo.go.jp/nedo/index.html>〉

図 4-10 伊根町の風況

検討の結果有望エリア A で 6 基、エリア B で 4 基の風車配置を想定した。配置位置は 10D × 3D の離隔をとりつつ、発電量マップにおいて発電量が良いと試算されたメッシュの上に風車を配置できるように留意した。この結果、エリア A の想定年間発電量は 49GWh、エリア B の想定年間発電量は 29GWh と試算された。

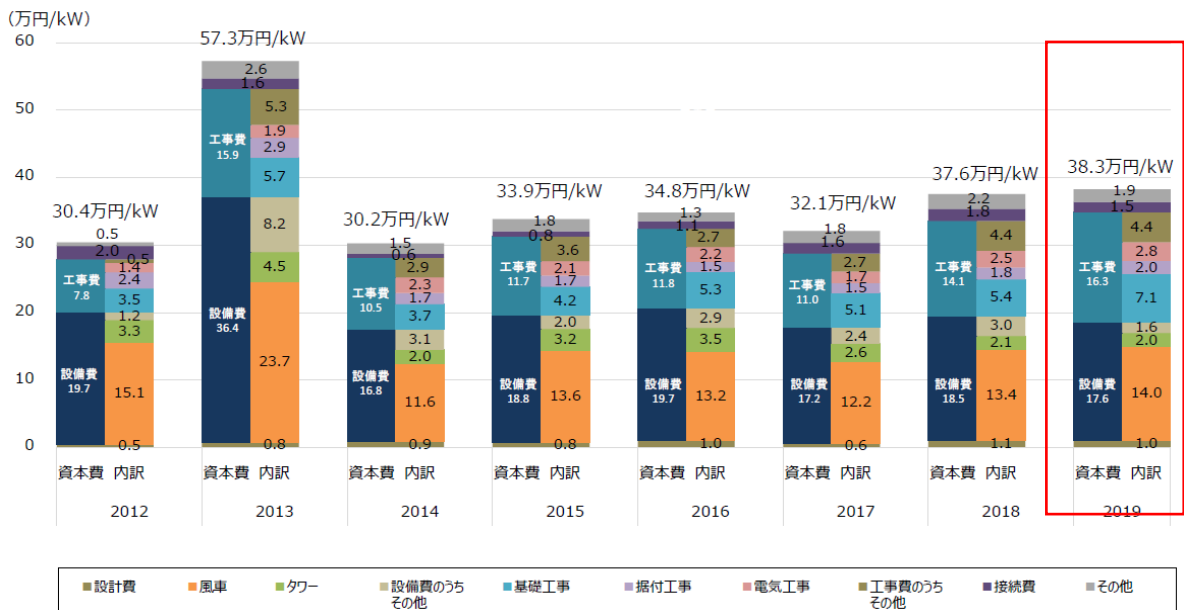


●風車配置位置

図 4-11 風車の想定配置位置

(2) コストの検討

エリア A と B に設置された場合の事業コストを検討した。資本費の算出は、資源エネルギー庁調達価格等算定委員会資料（令和 2 年 11 月）にある 2019 年度に設置された風車の資本費（38.3 万円/kW）の内訳を参考に整理した。



出典：「第 63 回調達価格等算定委員会資料」（資源エネルギー庁、令和 2 年 11 月）

<<https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/063.html>>

図 4-12 設置年度別の陸上風力発電事業の建設費の内訳

運転維持費、撤去費は、資源エネルギー庁「発電コスト検証WG」で試算されたコストモデルにある内訳を参照して試算した。

<陸上風力>

		コスト等検証委員会 (2010モデルプラント)
資本費	建設費	20~35万円/kW
	接続費用	上記内数
	廃棄費用	5%(対建設費)
運転維持費	人件費	1.4%(対建設費)
	修繕費	
	諸費	0.6%(対建設費)
	業務分担費	14.0%(対直接費)
	土地賃借料	上記内数

出典：「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検証に関する報告 参考資料」
(発電コスト検証ワーキンググループ、平成 27 年 5 月)

<https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/009/pdf/009_07.pdf>

図 4-13 発電コスト検証WGで想定された運転維持費

土地賃借料は風況観測塔設置時の単価×面積で計算した。面積については、過去の陸上風力発電事業の事例等から 60,000 m²/基と想定した。減価償却費は 17 年の定額法にて試算した。土地（伊根町：9,000 円/m²）と償却資産の固定資産税を計上した。

(3) キャッシュフロー計算書の作成

コスト検討結果を踏まえ、20 年間の事業を想定したキャッシュフロー計算書を作成した。2020 年度の FIT 買取価格 18 円/kWh を売電価格とした場合、年間の売電収益は A で 8.82 億円、B で 5.22 億円である。また、20 年間の事業による利回りを示すプロジェクト IRR は、A で 4.92%、B で 2.78%と試算された。

表 4-12 エリア A のキャッシュフロー計算結果

【結果】

年次	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
発電量(kWh)		49,000,000	49,000,000	49,000,000	49,000,000	49,000,000	49,000,000	49,000,000	49,000,000	49,000,000	49,000,000	49,000,000	49,000,000	49,000,000	49,000,000	49,000,000	49,000,000	49,000,000	49,000,000	49,000,000	49,000,000
売上合計(千円)		882,000	882,000	882,000	882,000	882,000	882,000	882,000	882,000	882,000	882,000	882,000	882,000	882,000	882,000	882,000	882,000	882,000	882,000	882,000	882,000
許認可費用(千円)		180,000																			
土地賃借料(千円)		30,636	30,636	30,636	30,636	30,636	30,636	30,636	30,636	30,636	30,636	30,636	30,636	30,636	30,636	30,636	30,636	30,636	30,636	30,636	30,636
人件費(千円)(O&M費用等含む)		93,999	93,999	93,999	93,999	93,999	93,999	93,999	93,999	93,999	93,999	93,999	93,999	93,999	93,999	93,999	93,999	93,999	93,999	93,999	93,999
修繕費(千円)		49,392	49,392	49,392	49,392	49,392	49,392	49,392	49,392	49,392	49,392	49,392	49,392	49,392	49,392	49,392	49,392	49,392	49,392	49,392	49,392
諸費(保険代・事務管理費・電気代等含む)(千円)		40,285	40,285	40,285	40,285	40,285	40,285	40,285	40,285	40,285	40,285	40,285	40,285	40,285	40,285	40,285	40,285	40,285	40,285	40,285	40,285
管理費(千円)		9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400
固定資産税(施設)(千円)		46,487	43,581	40,676	37,770	34,865	31,960	29,054	26,149	23,243	20,338	17,432	14,527	11,622	8,716	5,811	2,905	-0			
固定資産税(土地)(千円)		45,360	45,360	45,360	45,360	45,360	45,360	45,360	45,360	45,360	45,360	45,360	45,360	45,360	45,360	45,360	45,360	45,360	45,360	45,360	45,360
減価償却費(定額法により算出)(千円)		207,529	207,529	207,529	207,529	207,529	207,529	207,529	207,529	207,529	207,529	207,529	207,529	207,529	207,529	207,529	207,529	207,529	207,529	207,529	207,529
撤去費(千円)		16,786	16,786	16,786	16,786	16,786	16,786	16,786	16,786	16,786	16,786	16,786	16,786	16,786	16,786	16,786	16,786	16,786	16,786	16,786	16,786
営業費用(千円)		719,873	536,968	534,063	531,157	528,252	525,346	522,441	519,535	516,630	513,725	510,819	507,914	505,008	502,103	499,198	496,292	493,387	490,481	487,576	484,671
営業利益(千円)		162,127	345,032	347,937	350,843	353,748	356,654	359,559	362,465	365,370	368,275	371,181	374,086	376,992	379,897	382,802	385,708	388,613	391,518	394,423	397,328
支払利息(千円)		46,999	43,866	40,733	37,600	34,466	31,333	28,200	25,066	21,933	18,800	15,666	12,533	9,400	6,267	3,133	0	0	0	0	0
営業外費用(千円)		46,999	43,866	40,733	37,600	34,466	31,333	28,200	25,066	21,933	18,800	15,666	12,533	9,400	6,267	3,133	0	0	0	0	0
経常利益(千円)		115,127	301,166	307,205	313,243	319,282	325,321	331,359	337,398	343,437	349,476	355,514	361,553	367,592	373,630	379,669	385,708	391,747	397,786	403,825	409,864
法人事業税(千円)(特別法人事業税含む)		11,466	11,466	11,466	11,466	11,466	11,466	11,466	11,466	11,466	11,466	11,466	11,466	11,466	11,466	11,466	11,466	11,466	11,466	11,466	11,466
税引後利益(千円)		103,661	289,700	295,739	301,777	307,816	313,855	319,893	325,932	331,971	338,010	344,048	350,087	356,126	362,164	368,203	374,242	380,281	386,320	392,359	398,398
元金返済(千円)	4,699,940	313,329	313,329	313,329	313,329	313,329	313,329	313,329	313,329	313,329	313,329	313,329	313,329	313,329	313,329	313,329	313,329	313,329	313,329	313,329	313,329
営業CF		322,657	508,695	514,734	520,773	526,811	532,850	538,889	544,928	550,966	557,005	563,044	569,082	575,121	581,160	587,199	593,237	599,276	605,315	611,354	617,393
投資CF	-6,714,200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FCF	-6,714,200	322,657	508,695	514,734	520,773	526,811	532,850	538,889	544,928	550,966	557,005	563,044	569,082	575,121	581,160	587,199	593,237	599,276	605,315	611,354	617,393
IRR(税前)		4.92%																			

表 4-13 エリア B のキャッシュフロー計算結果

【結果】

年次	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
発電量(kWh)		29,000,000	29,000,000	29,000,000	29,000,000	29,000,000	29,000,000	29,000,000	29,000,000	29,000,000	29,000,000	29,000,000	29,000,000	29,000,000	29,000,000	29,000,000	29,000,000	29,000,000	29,000,000	29,000,000	29,000,000
売上合計(千円)		522,000	522,000	522,000	522,000	522,000	522,000	522,000	522,000	522,000	522,000	522,000	522,000	522,000	522,000	522,000	522,000	522,000	522,000	522,000	522,000
許認可費用(千円)		120,000																			
土地賃借料(千円)		20,424	20,424	20,424	20,424	20,424	20,424	20,424	20,424	20,424	20,424	20,424	20,424	20,424	20,424	20,424	20,424	20,424	20,424	20,424	20,424
人件費(千円)(O&M費用等含む)		62,667	62,667	62,667	62,667	62,667	62,667	62,667	62,667	62,667	62,667	62,667	62,667	62,667	62,667	62,667	62,667	62,667	62,667	62,667	62,667
修繕費(千円)		32,928	32,928	32,928	32,928	32,928	32,928	32,928	32,928	32,928	32,928	32,928	32,928	32,928	32,928	32,928	32,928	32,928	32,928	32,928	32,928
諸費(保険代・事務管理費・電気代等含む)(千円)		26,857	26,857	26,857	26,857	26,857	26,857	26,857	26,857	26,857	26,857	26,857	26,857	26,857	26,857	26,857	26,857	26,857	26,857	26,857	26,857
管理費(千円)		6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267
固定資産税(施設)(千円)		30,991	29,054	27,117	25,180	23,243	21,306	19,369	17,432	15,496	13,559	11,622	9,685	7,748	5,811	3,874	1,937	0			
固定資産税(土地)(千円)		30,240	30,240	30,240	30,240	30,240	30,240	30,240	30,240	30,240	30,240	30,240	30,240	30,240	30,240	30,240	30,240	30,240	30,240	30,240	30,240
減価償却費(定額法により算出)(千円)		138,353	138,353	138,353	138,353	138,353	138,353	138,353	138,353	138,353	138,353	138,353	138,353	138,353	138,353	138,353	138,353	138,353	138,353	138,353	138,353
撤去費(千円)		11,191	11,191	11,191	11,191	11,191	11,191	11,191	11,191	11,191	11,191	11,191	11,191	11,191	11,191	11,191	11,191	11,191	11,191	11,191	11,191
営業費用(千円)		479,917	357,980	356,043	354,106	352,169	350,232	348,296	346,359	344,422	342,485	340,548	338,611	336,674	334,737	332,800	330,863	328,926	326,989	325,052	323,115
営業利益(千円)		42,083	164,020	165,957	167,894	169,831	171,768	173,704	175,641	177,578	179,515	181,452	183,389	185,326	187,263	189,200	191,137	193,074	195,011	196,948	198,885
支払利息(千円)		31,333	29,245	27,156	25,067	22,978	20,889	18,800	16,711	14,622	12,533	10,444	8,356	6,267	4,178	2,089	-0	-0	-0	-0	-0
営業外費用(千円)		31,333	29,245	27,156	25,067	22,978	20,889	18,800	16,711	14,622	12,533	10,444	8,356	6,267	4,178	2,089	-0	-0	-0	-0	-0
経常利益(千円)		10,749	134,775	138,801	142,827	146,853	150,879	154,904	158,930	162,956	166,982	171,008	175,034	179,059	183,085	187,111	191,137	195,163	199,189	203,215	207,241
法人事業税(千円)(特別法人事業税含む)		6,786	6,786	6,786	6,786	6,786	6,786	6,786	6,786	6,786	6,786	6,786	6,786	6,786	6,786	6,786	6,786	6,786	6,786	6,786	6,786
税引後利益(千円)		3,963	127,989	132,015	136,041	140,067	144,093	148,118	152,144	156,170	160,196	164,222	168,248	172,273	176,299	180,325	184,351	188,377	192,403	196,429	200,455
元金返済(千円)	3,133,340	208,889	208,889	208,889	208,889	208,889	208,889	208,889	208,889	208,889	208,889	208,889	208,889	208,889	208,889	208,889	208,889	208,889	208,889	208,889	208,889
営業CF		149,102	273,128	277,154	281,180	285,206	289,232	293,257	297,283	301,309	305,335	309,361	313,387	317,412	321,438	325,464	329,490	333,516	337,542	341,568	345,594
投資CF	-4,476,200	0	0	0	0																

4.5.3 環境性評価

事業性評価で検討した風車の配置を踏まえ、有望エリア A と B の風車をもたらす発電量と CO₂ 排出削減量について検討した。

(1) 発電量

エリア A の想定年間発電量は 49GWh、エリア B の想定年間発電量は 29GWh と試算されたことから、A と B 合計の想定年間発電量は 78GWh である。電気事業連合会がとりまとめている 1 世帯あたりの電力消費量によると平成 28 年度の 1 世帯 1 か月あたりの電力消費量は 247.8kWh である。これを年に換算すると 2,973.6kWh であり、A と B に風車が計画どおり設置されると約 26,200 世帯分の電気を賄うことができる。伊根町の世帯数は 918 世帯（令和 2 年 1 月 1 日現在）であるため、町内の世帯分の消費電力を十分に賄うことが可能となる。



出典：電気事業連合会ウェブサイト

<<https://www.fepc.or.jp/smp/enterprise/jigyuu/japan/index.html>>

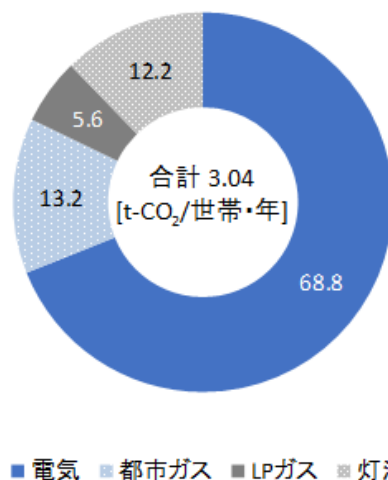
図 4-14 1 世帯あたりの電力消費量の推移

(2) CO₂削減量

有望エリアでの発電事業に伴う CO₂ 削減量を試算した。環境省がまとめている電気事業者別排出係数（令和 3 年）によると、関西電力株式会社の排出係数は 0.340kg-CO₂/kWh である。一方、一般社団法人日本風力発電協会の資料によると、風力発電によるライフサイクル排出量 0.028kg-CO₂/kWh である。これを用いて計算すると、A と B 合計で、約 24,000t-CO₂/年の削減効果があると試算された。

伊根町地球温暖化対策実行計画（平成 19 年度）によると、伊根町の事務・事業に関する CO₂

排出量は 936,126kg-CO₂/年（約 936t-CO₂/年）である。また、環境省の平成 30 年度家庭部門の CO₂ 排出実態統計調査の結果によると、1 世帯あたりの CO₂ 排出量は 3.04t-CO₂/年であり、伊根町全世帯分で約 2,791t-CO₂/年（3.04t-CO₂/年×918 世帯）である。このことから、町内の家庭部門の CO₂ 排出量は十分に相殺可能な量であることが確認できる。



出典：「平成 30 年度 家庭部門の CO₂ 排出実態統計調査の結果（速報値）について」
（環境省、令和元年 9 月 30 日）

図 4-15 世帯当たり年間エネルギー種別 CO₂ 排出量・構成比（全国）

4.5.4 発電所の事故防止

平成 25 年 3 月 12 日、太鼓山風力発電所 3 号機のナセルが落下する事故が発生した。事故の原因は風の乱れ（乱流）に伴うタワートップボルトの折損と、その発見の遅れによる。



出典：「京都府太鼓山風力発電所 3 号機ナセル落下事故報告 報告書」（京都府、平成 25 年 12 月 26 日）

図 4-16 太鼓山風力発電所のナセル落下事故の様子

太鼓山風力発電所の事故の要因の 1 つが乱流であることから、観測塔での実測結果より乱流強度を整理した。整理した結果を図 4-17 に示す。この結果によると、15m/s の風速において 0.2 前後である。IEC の風車の規格においては、最も乱流強度に対して強度のある風車のクラスで風速 15m/s において 0.16 程度の数値であるため、これと比較しても高い数値が記録された。

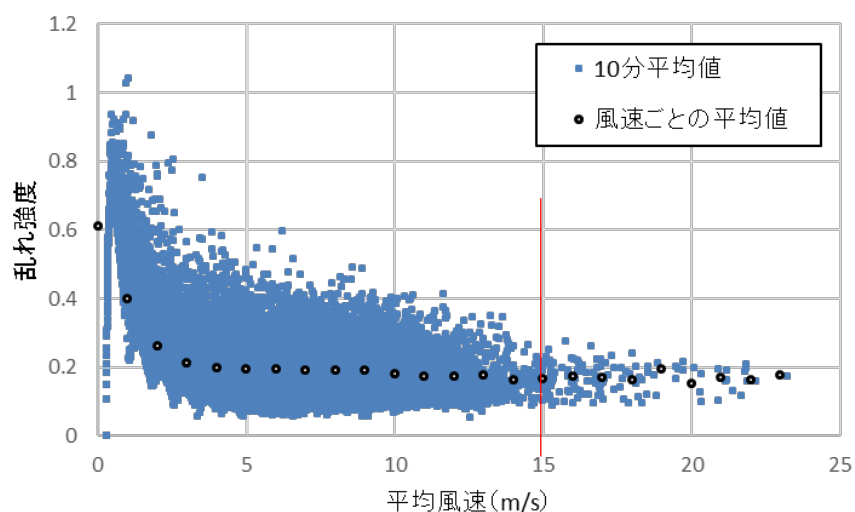


図 4-17 観測結果に基づいた乱れ強度の整理結果

現在はメンテナンスの高度化や故障予知技術の進展により、タワートップボルトに生じた疲労の解析や故障の早期発見が可能な技術開発が行われているが、乱流に伴う故障を防止する観点でクラス II A よりさらに乱流強度に強い風車の導入が必要と想定される。ただし、事業性評価で想定した風車よりさらに乱流に強い風車を導入すると想定発電量が減少するため、事業性は悪化する可能性が高い。

4.5.5 事業者ヒアリング

事業性評価、環境性評価の結果を踏まえ、事業者ヒアリングを行い、風況データや許認可情報等の判断情報を提供の上、事業化意欲を確認した。事業者の選定条件として、伊根町の有望エリアの事業規模での検討実績がある、もしくは同程度の規模でも検討してもらえると想定される事業者を検討した。その中で2社（以下、「A社、B社」とする）から協力が得られ、ヒアリングを実施した。A社のヒアリング結果を表4-14に示す。なお、ヒアリング時は1月までの風況データを用いてデータを作成したため、最終的な風況データと多少数値が異なっている。

表4-14 ヒアリング結果（A社）

質問項目	ヒアリング結果
(1) 有望エリアでの事業可能性	<ul style="list-style-type: none"> 12か月の補正結果が5.98m/sだとすると、よほど条件が良くないと事業化は厳しい。年平均風速で6.5m/s～7.0m/sくらいが必要。 複雑地形の場合、鉛直分布のグラフで示された係数よりも風速が少ない傾向があり、実際の年平均風速は5.7m/sくらいの可能性あり。 事業IRRについては8%くらいが必要。事業者によって異なるが、7～8%が事業性の目安となる。買取価格は18円/kWhより下がっていく一方で、事業環境は厳しくなる。 風況の良い配置検討エリアの近くに集落があり、設置箇所から500m以内だと環境影響評価時に問題になる。 有望エリアAの方が事業性は良いと思うが、それでも事業化は難しい気がする。
(2) 事業化を想定した場合の課題	<ul style="list-style-type: none"> 風況の次に懸念するのは運搬の問題であり、水切り港から設置場所までの距離と運送経路の確認が必要。水切り港は重要港湾クラスが求められる。 最近陸上でも3MWクラスは少なく4MW以上のものしか販売されていない。その風車のブレード等を運搬できるかが課題。 最近クラスIIAの風車は平坦地形でしか使われない。複雑地形になると複雑地形の条件に合わせたクラスT型の風車を導入することになる。 搬入路の入口の橋が狭い。他の搬入路を確保するため、造成が必要な可能性もある。 事業化を検討するためには系統連系地点までの距離や送電ロス、ウェイクロスも考慮する必要もある。
(3) 風車の設置規模・基数について	<ul style="list-style-type: none"> 設置基数を風況の良い場所だけに絞っても道路整備費等の固定費があるのである程度の基数は必要。 一番風況のよさそうな場所の近くに集落があるのでそれが問題。
(4) 伊根町・町民に対する要望	<ul style="list-style-type: none"> 事業を行う場合、早期に住民に開示した方がよい。その場合に町からもサポートが望まれる。
(5) その他	<ul style="list-style-type: none"> 乱流強度の計算については実測値のみで10分値で計算する。 ウィンドシアのαの計算方法が違っているので修正した方がよい。 風向は月ごとに変わっているので1年間の観測を見てみないとわからない。

事業者が想定するIRRは7～8%程度であることから、IRRが4.55%という結果ではよほど条件が良くない限り事業化は難しいとの意見であった。輸送計画を考慮した造成費用も求められるため、好条件とはいえず、事業化は困難であると推察される。また、設置想定箇所の近くに集落があると環境影響評価時に問題になる点も懸念されるとのことであった。なお、直近のトレンドでは陸上風車は4MW規模のものが多いとのことであり、輸送計画を立てる際にもその規

模の風車の導入を想定する必要があることも明らかとなった。

続いてB社に対するヒアリング結果を表4-15に示す。

表 4-15 ヒアリング結果 (B社)

質問項目	ヒアリング結果
(1) 有望エリアでの事業可能性	<ul style="list-style-type: none"> 観測塔の実測結果で年平均風速が 5.5m/s 以上であることを事業性の1つの目安としている。今回の結果 (5.06m/s) だと事業化は厳しい。輸送コストを考慮するともう少し風況が必要かもしれない。 中国製の風車等、低風速でも発電量を稼げる機種を選定することになる。風車の大きさは 3MW~4MW クラスになるが、乱流が強いので強度の不安がある。 乱流に耐えうるクラス I、T 型風車になると発電量が少なくなりコストも高くなる。 事業化には IRR の数値だけではなく、地元の協力が得られるかが重要となる。
(2) 事業化を想定した場合の課題	<ul style="list-style-type: none"> 町内には漁港しかなく、水揚げの場所がない。舞鶴港等で水揚げし、陸上輸送することになり、そのための輸送計画が必要。舞鶴港から運ぶ場合は、運搬に丸1日くらいはかかる。場合によっては、1日で運べない可能性もあるので、中間地点で借り置き場等も確保する必要がある。歩道橋撤去、道路標識移設、電柱移設等も必要。 候補地までブレード等を運ぶためには道幅を広くする必要がある。急斜面の山頂に設置する場合、約10度程度の道路勾配が最大なので、造成距離が増えてしまう 買取価格は現在、18円/kWhだが年々下がっている。買取価格が分からないと収支計算はできない。
(3) 風車の設置規模・基数について	<ul style="list-style-type: none"> 今回の検討では2つの有望エリアで30MWを想定しているが、50MWくらい欲しい。基数を選抜する場合は1基の出力を4MWくらいに大きくする必要がある。
(4) 伊根町・町民に対する要望	<ul style="list-style-type: none"> 事業を早く着手するため、許認可関係等、地元の協力体制が欲しい。 環境アセスメント、自然公園法の規制緩和が期待されるが、地元の理解・協力は事業実施にあたり必要不可欠。風車の運搬時に道路を一時通行止めにすることになるので、地元の理解が得られないと事業は難しい。 洋上風力発電に関しては国が調査を実施するセントラル方式となる傾向であり、洋上風力発電の可能性も町にあると良い。
(5) その他	<ul style="list-style-type: none"> 地域貢献策としては教育の一環で地元小学生に対する見学会、地元雇用、イベントへの協賛等が考えられる。 自治体担当者の同意も不可欠であり、協議しながら計画を進める必要がある。 風力発電に対するイメージは住民それぞれ異なるので、地元住民が事業に対して神経質になっていなければ良い。

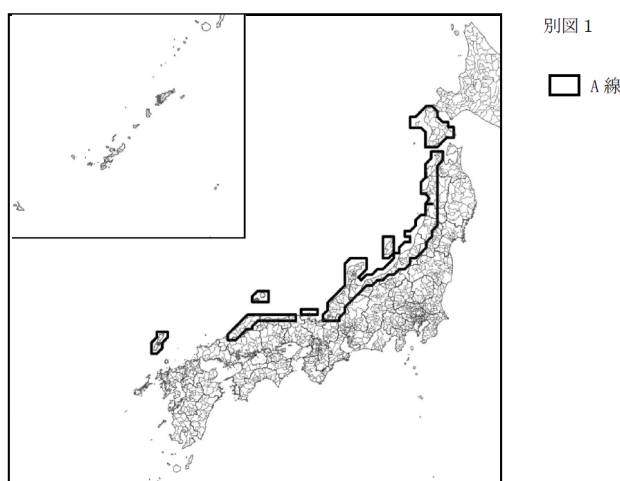
B社も、輸送計画を考慮するともう少し風況が良くないと事業化は厳しいとの認識を示した。発電しやすい風車を選定するとその分乱流に対して弱くなるので、乱流強度に対する不安もあるとのことである。

また、事業を行うためには地元の理解が必要である点を示している。風力発電導入に反対する動きが起きないように、地元の自治体担当者の協力を得ながら事業を進めていく必要性をご指摘いただいた。このほか、各地で洋上風力発電の計画が進んでいることから、洋上風力発電の可能性についても期待するとの意見をいただいた。

4.5.6 落雷対策

風力発電事業において留意すべき落雷対策について整理を行った。陸上風力発電の故障リスクとして落雷によるブレードの破損等が挙げられる。

平成 27 年度に「発電用風力設備の技術基準の解釈について」（いわゆる風技解釈）が一部改正され、「雷撃から風車を保護するような装置」を満たす要件として、「次に掲げる地域の区分に応じ」と雷保護を重点的に行わなければならない地域を明示的に示された。これによると、伊根町は落雷の多い地域に属している。



出典：「発電用風力設備の技術基準の解釈について」（経済産業省）

図 4-18 雷保護を重点的に行うべき地域

そのため、伊根町に風車を設置する際には、(イ)風車への雷撃の電荷量を 600 クーロン以上と想定して設計すること、(ロ)雷撃から風車を保護する効果が高く、かつ、容易に脱落しない適切なレセプタを風車へ取付けること、(ハ)雷撃によって生ずる電流を風車に損傷を与えることなく安全に地中に流すことができる引下げ導体等を施設すること、(ニ)風車への雷撃があった場合に直ちに風車を停止することができるように、非常停止装置等を施設すること、の 4 つが求められる。

レセプタ付きブレードでは、高い確率でレセプタに直接被雷し、レセプタ以外のブレード部分への雷撃を防ぐ効果があることが確認されている。ダウンコンダクターは、レセプタで受けた雷撃を地中へと放電する導体機構のことである。ダウンコンダクターは十分な耐雷性能（材料及び太さ）を持つ導体で施設し、導体接続部についても雷電流を安全に流せる構造とすることが必要である。レセプタ、引下げ導体（ダウンコンダクター）の例を図 4-19 に示す。雷撃を 100%回避するのは不可能だが、雷撃のダメージを和らげる装置と、雷検出装置による早期対応が落雷対策としては有効となる。



出典：平成 28 年度-平成 29 年度 NEDO 成果報告書「雷検出装置等の性能・評価技術の開発」, 2018000000588

図 4-19 レセプタとダウンコンダクターの例

4.6 次年度の方向性・スケジュール検討

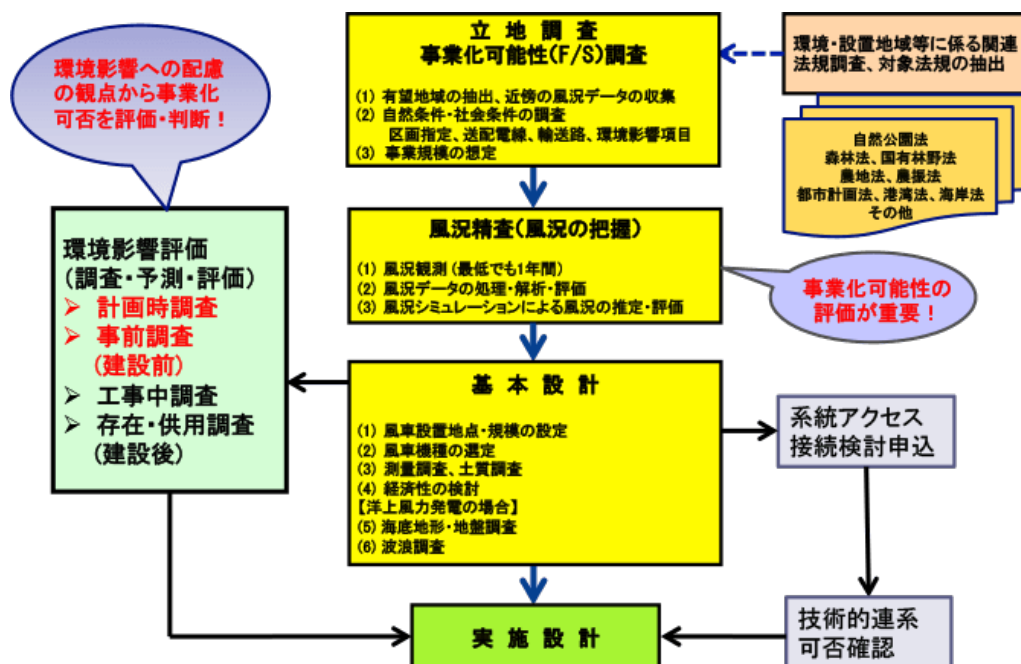
本調査では、5 か月間の風況観測を踏まえて 12 か月分の年平均風速を算出し、事業性評価、環境性評価、事業者ヒアリング等を通じて伊根町の有望エリアにおける風力発電事業の可能性を検討した。その結果、以下のような結論が得られた。

- ・ 実測データ 5 か月分+予測モデルを基に補完した 7 か月分のデータを用いて整理した結果、観測地点では高度 90m 換算で 6.20m/s の年平均風速が見込まれる。
- ・ 有望エリア 2 地点 (A, B) に風車を設置した場合の想定発電量は約 1,600GWh、20 年間の CO₂ 排出削減量は約 49 万 t-CO₂ (約 24,000t-CO₂/年) と想定される。
- ・ 検討結果を踏まえ、風力発電事業者へヒアリングを行った結果、民間事業者が売電目的で事業を行う可能性は現時点では低い。
- ・ 乱流強度 (観測結果から計算) の期待値は、15m/s の風速において 0.2 前後と高く、乱流に強い風車が必要となる。
- ・ 事業化においては、大規模な工事等が発生するため採算性だけでなく地元の理解が得られていることが重要となる。

これらのことから、次年度以降の検討として、売電事業以外に地産地消モデルの活用も検討しつつ風力発電導入の可能性を探っていくべきと考える。

風力発電事業を進める場合の参考として、風力発電導入の流れを図 4-20 に示す。

事業実施となる場合は、建設予定地における風況観測データが連続 12 か月分以上必要となる。また、環境影響評価等の調査を行いながら周辺住民への説明を行っていく必要がある。その後基本設計、実施設計を実施し、許認可手続きや電力会社との系統連系の事前協議を行い、建設、運転開始となる。



出典：資源エネルギー庁ウェブサイト<https://renewable-energy-concierge.go.jp/started_wind.html>

図 4-20 風力発電導入の流れ