



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

日本の陸上風力発電の 技術動向とコストに関する分析

2022年3月



謝辞

本レポートの作成にあたり、多数の発電事業者様から、発電事業に関する技術およびコストデータのご提供、および分析に対するご助言をいただきました。個別のお名前を示すことができませんが、ご協力に深く感謝申し上げます。

なお、本研究は、JSPS 科研費 20H00649 の助成を受けたものです。

著者

木村 啓二 自然エネルギー財団 上級研究員
齊藤 哲夫 自然エネルギー財団 特任研究員

免責事項

本レポートに記載した情報は執筆時点で入手可能な内容に基づいていますが、その正確性に関して自然エネルギー財団が責任を負うものではありません。

自然エネルギー財団とは

自然エネルギー財団は、東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を受けて、孫正義ソフトバンクグループ代表を設立者・会長として 2011 年 8 月に設立しました。安心・安全で豊かな社会の実現には、自然エネルギーの普及が不可欠であるという信念から、自然エネルギーを基盤とした社会の構築を目的として活動しています。

目次

1 はじめに.....	1
2 日本の陸上風力発電の技術動向.....	3
2.1 データの概要.....	3
2.2 陸上風車の技術動向	4
2.3 設備利用率	8
3 日本の陸上風力発電のコスト動向.....	10
3.1 設備導入費	10
3.2 風力タービン費用.....	11
3.3 基礎造成工事費用.....	14
3.4 電気・送電設備費用等.....	16
4 最後に-日本の陸上風力発電のコスト低減にむけた示唆-.....	19
5 参考文献.....	21

1 はじめに

問題意識、研究の目的

日本は、2050年カーボンニュートラルの実現を宣言し、第6次エネルギー基本計画（2021年）において、再生可能エネルギー（自然エネルギー）を「実用段階にある脱炭素電源」と位置づけ、「2050年における主力電源として最優先の原則の下で最大限の導入に取り組む」としている。そのうえで、同時に示された2030年のエネルギー需給の見通しで、2030年までに再エネの割合を一次エネルギー供給ベースで約20%、発電量ベースで、36~38%に増大する見通しを示した。

陸上風力発電は、日本におけるカーボンニュートラルの確実な実現にむけ、欠かすことのできない有望な電源の1つであり、その普及促進および経済性の向上は重要な課題である。日本における陸上風力発電の導入量は、2021年末で約5GWであり¹、長期エネルギー需給見通しでは2030年までに約16GW（政策強化ケース）まで増大する見通しとなっている。それでも、2030年の発電量見通しに占める割合は3%にとどまり、一層の普及拡大が求められる。

他方で、政府の発電コスト検証ワーキンググループによる発電コスト評価によると、陸上風力発電の発電コストは、2014年では21.6円/kWh、2020年に19.8円/kWhと計算され、コスト低減がほとんど進んでいない、と評価された（発電コスト検証ワーキンググループ, 2015; 2021）。また、2030年の発電コスト評価は、9.9~17.2円/kWhであり、その評価には大きな幅があり、不確実性の高さがうかがえる。

2030年の発電コストの見通し評価方法は、建設費については、国際機関による陸上風力発電の建設費低減シナリオによる低減率を日本に適用するものとしている（図表1）。さらに低コスト化の可能性を検討するものとして、「国際価格に収れんケース」も検討している。建設費以外の要素については、2020年と変わらないものとされた。

図表 1 2030年の陸上風力のコスト低減見通しの考え方

情報源	項目	足下コスト	2030コスト (低減率10-47%)
IRENA 「Future of wind」2019 P13	総設置費 ※平均又は平均範囲 (Total Installation Cost)	1,497 USD/kW (2018)	800-1,350 USD/kW (REmap Case の 2030)
定期報告	資本費から接続費を控除	34.7万円/kW ※ (2018-2020)	18.4-31.2万円/kW (建設費の推計)

出典：発電コスト検証ワーキンググループ，（2021）

注）「定期報告」とは、再エネ特措法に義務付けられている、費用報告のデータを意味しており、日本国内の実績データを指す。

1 日本風力発電協会（JWPA）によると、「2021年末日本の風力発電の累積導入量：458.1万kW、2,574基」であった。
(<https://jwpa.jp/information/6225/>)

発電コスト検証ワーキンググループの検討手法も一つの考え方ではあるものの、国際コストと日本のコストとの乖離がある中で、低減率のみが比例する、という考え方についてはその検証が必要であろう。また設備利用率の想定も、「適地が限定的」であり、「近年の傾向を見て、2020年と変わらない」としているが、2030年の設備利用率の想定手法として、技術的な裏付けに乏しい。

一方、近年の技術的な動向を適切に評価しつつ、より技術的かつ経済的な根拠を積み上げながら、将来のコスト見通しを評価することが重要である。また、技術的・経済的な根拠に基づいてコストを評価することによって、国内の陸上風力のコスト低減に資する知見が得られる可能性がある。

こうした問題意識から、本レポートでは、過去5年間に運転稼働した陸上風力発電の技術・経済性についての的確に把握することで、日本の陸上風力発電のコスト低減にむけた可能性について検討する。まず第一章では、技術に関する調査結果の概要を示す。第二章では、コストに関する調査・分析結果の概要を示す。最後に、分析結果をまとめ、コスト低減の可能性について議論する。

技術・コスト検討の範囲と方法

本コスト検討の範囲は、資本費、および設備利用率に着目する。資本費は、大きく分けて風力タービン（ナセル、タワー、ブレード等）²費用と、工事費、電気設備費、系統連系費用、開発費に分けられる。本研究では、このうち、風況調査や環境アセスメントなどの開発費は除き、風力タービン費用、工事費、電気設備費、系統連系費用といった設備導入費に特化して、そのコストについて詳細に分析する。その他、運転維持費の検討は重要だが、固定価格買取制度以降導入された風力発電所は運転開始してから間もない発電所が多く、十分なデータを得ることが難しいと考え、今回の調査対象から除外した。

技術・コスト検討の方法については、風力発電事業者に対するアンケート調査を行い、陸上風車の技術およびコストに関する情報を収集し、当該データに基づいて、統計解析を行った。対象とした風力発電所は、2016年以降2021年までに運転開始をした1.5MW以上の事業用の発電所である。

収集したデータは、大きく分けて以下の5つである。①発電所のFIT制度認定取得から、着工、運転開始に至るまでの時間に関する情報、②設備に関する基本情報（発電設備容量、風車の出力、風車基数、風車の技術情報）、③直接建設費に関する情報、④工事に関する情報（基礎、造成、据付、電気、送電線）、⑤設備利用率

² 電源一般を指す場合は、「風力発電」と表記し、風力発電タービン（ナセル、タワー等含む）を指す場合は、「風車」、その費用を「風力タービン費用」、風車に加えて、電気設備等も含めた施設全体を表す場合は、「風力発電所」と表記する。また、陸上用の施設に限定することを示す場合は、「陸上」と付記する。

2 日本の陸上風力発電の技術動向

2.1 データの概要

収集されたサンプルは 32 発電所についてのデータであり、合計の設備容量は 646MW、陸上風車基数 266 基となった(図表 2)。これは同時期に日本国内で建設された発電所の設備容量の約 4 割に相当する。平均発電所規模は 20MW となっている。世界の平均的な発電所規模は、地域によって異なり、Wang(2021)によれば、中南米では 268MW、北米では 218MW、西欧では 24MW となっている(2019-21 年)。ここから、日本の平均的な発電所規模は、西欧と同レベルであるといえる。

図表 2 発電所に関するサンプルの概要

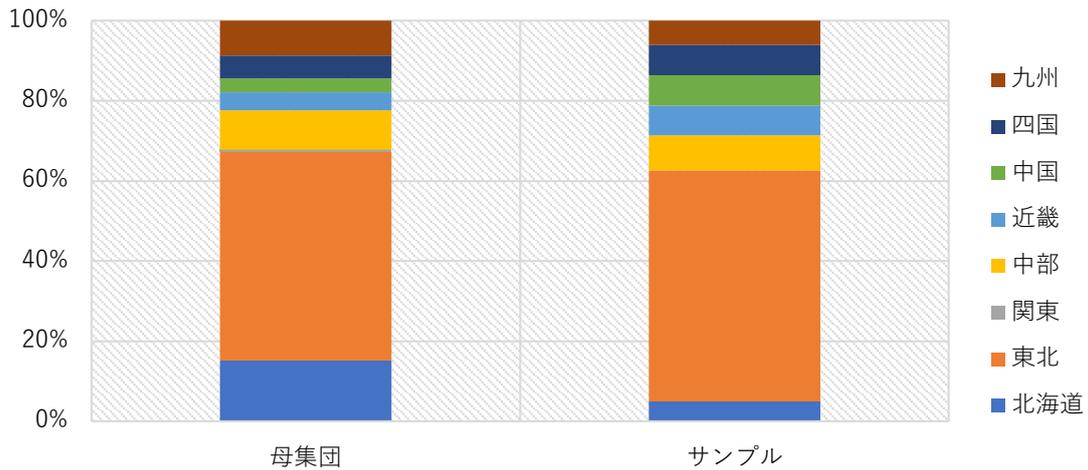
発電開始年(暦年)	2016-17年	2018-19年	2020-21年	合計
発電所数	7	16	9	32
総設備容量(MW)	155	243	249	646
(参考:国内新設 MW)*	412	523	727	1,662
風車基数	77	101	88	266
平均風車出力** (MW/基)	2.0	2.4	2.8	2.4
平均発電所規模(MW)	22	15	28	20

* 国内新設 MW: FIT 制度における新規導入容量より計算した。2021 年の値は JWPA を参照。
(<https://jwpa.jp/information/6225/>)

** 平均風車出力 = 総設備容量 ÷ 風車基数

次に、サンプルの地理的分布を示す。図表 3 に示したように、サンプルは、母集団 (FIT 制度で導入された 20kW 以上発電所すべて) と比べて、北海道の分布がやや少なく、西日本の比率が大きくなっている。他方で、東北地方の分布については母集団の分布をよく反映している。

図表 3 母集団とサンプルの地域分布



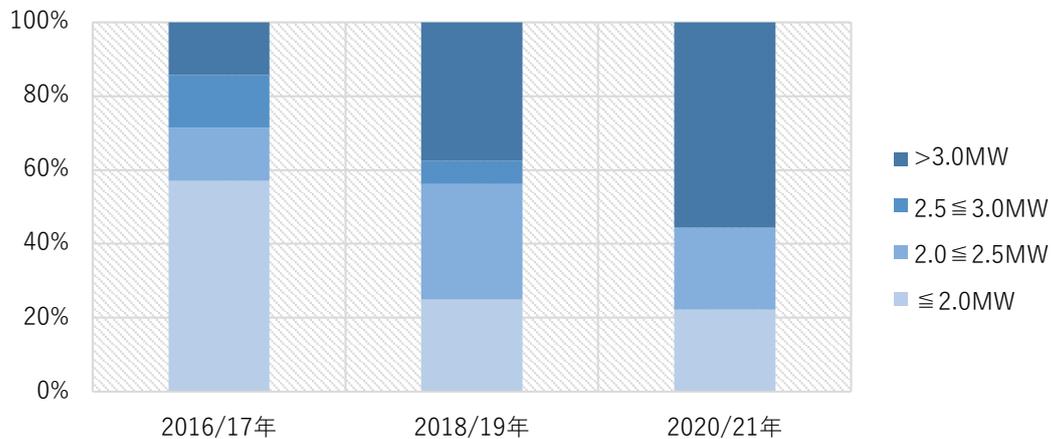
注) 地方区分は、都道府県単位で八地方区分としており、一般送配電エリアとは異なる。

2.2 陸上風車の技術動向

2.2.1 単基出力

本節では、今回集まったサンプルから日本の陸上風車の技術動向を整理する。まず図表 2 に示したように、平均風車出力は増加しており、2016-17年には1基2.0MWであったのが、2020-21年には、1基2.8MWに大型化している。陸上風車の単基出力分布を発電所単位で示すと、図表4のとおりである。2016-17年は2MW以下の陸上風車が主流であったが、急速に大型風車が導入されるようになってきており、2020-21年には3MW超の風車が主流となっている。

図表 4 陸上風車の単基出力分布 (発電所単位)



2.2.2 ハブ高およびローター直径

風車出力の増加にともなって、ハブ高およびローター直径も増大している。平均ハブ高は、2016-17年には77.3mであったが、2020-21年には82.4mと約5m高度化している（図表5）。高いものではハブ高90mを超えるものもある。また、ローター直径は、2016-17年には85.7mであったが、2020-21年には100mを超えた（図表6）。ハブ高は、ローターの最低地上高を一定値以上に保つように設計されており、各年の平均ハブ高と平均ローター直径から、「ハブ高=ローター直径/2+（32~34m）」であった。このようなハブ高およびローター直径の増大は、いずれも風車単体から得られる発電量の増大に寄与するものである。

図表5 平均ハブ高（発電所単位）



図表6 平均ローター直径（発電所単位）



2.2.3 受風面積比出力 (Specific power)

他方、風車 1 基あたりの出力が増加していることは必ずしも設備利用率の上昇を意味しない。風車 1 基あたりの設備利用率が増加するかどうかは、受風面積 1 m²あたりの出力 (受風面積比出力 (W/m²)) で評価される。理論的に、風力発電出力 (W) は、風速の 3 乗に比例し、ローターの受風面積に比例する。従って、同一風速の場合、受風面積比出力 (W/m²) が小さいほど風力発電出力 (W) が増加し、設備利用率が増加する。一般的に、低風速地域において、発電量を増大させるために、受風面積比出力が小さい風車が使われてきた。このため、陸上風車の技術動向を評価するためには、受風面積比出力の数値も検討する必要がある。

今回得られたサンプルにおける平均受風面積比出力の推移は、図表 7 のとおりわずかではあるが低下傾向にあり、原理的には、設備利用率の増加に寄与していると言える。しかし、世界ではさらに平均受風面積比出力が大きく低下しており、やや古いデータであるが、EU では、2016 年にはすでに 322 W/m² (IEA Wind, 2019) となっていた。ドイツに限ると、2016 年には 317W/m² (IEA Wind, 2019)、2021 年に 286W/m²に低下している³。2021 年のドイツの平均ローター直径は 133m であり、100m の日本と比べても相当大きなブレードを利用している。米国においては、さらに低い水準であり、2020 年には 223W/m²と、日本やドイツよりも小さくなっている (DOE, 2021)。米国の陸上風車の平均受風面積比出力が小さい理由は、単基出力が小さい割に、ローター直径の大きなブレードを利用していることが寄与しているものと考えられる。

図表 7 受風面積比出力の推移



³ Deutsche WindGuard GmbH (2022) の 2021 年のドイツで建設された陸上風力発電所の平均データより筆者が計算した。

2.2.4 IEC の風車規格（2005）にもとづく風車の採用種類の状況

IEC（国際電気標準会議）は電気・電子技術分野の国際規格の策定を行っている機関であり、風力発電の設計要件は、IEC61400-1にて規定されている。IEC61400-1にもとづいた風車規格は、図表 8 に示した風条件の違いによって異なっており、クラス I、II、III、S の 4 つに分かれる⁴。標準的な風車規格は、年間平均風速（ V_{ave} : 10 分平均風速の年間平均値）、基準風速（ハブ高さにおける 10 分間平均風速の 50 年再現期待値： V_{ref} ）、乱流強度（ I_{ref} : 風速の標準偏差の平均風速に対する比）に応じて、I、II、III の 3 つのクラスに分類されている。そのほかにクラス S が設けられており、これは 3 つの標準的なクラスに分類されないものを指す。クラス S に分類された風車は、「設計に用いた基準風速が高い風車を指すだけでなく、それが低いものや、乱流強度、風速頻度分布、運転温度、空気密度その他の設計条件が、標準とは異なる風車全てを指す可能性がある」とされている（NEDO, 2008, 付 A-3）。Wang（2021）によると、2016-21 年においては、世界ではクラス II およびクラス III が主流となっているようである。

図表 8 IEC61400-1（2005）の風車規格の風条件

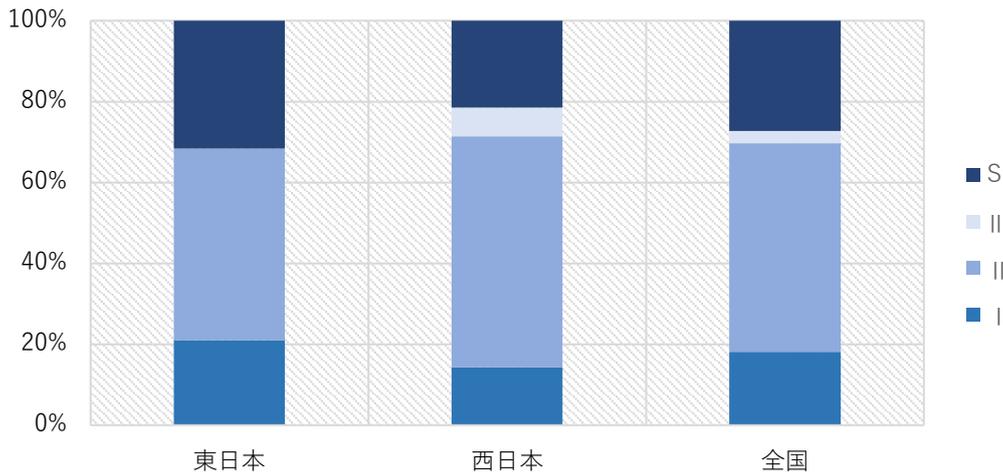
Wind turbine class		I	II	III	S
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	Values specified by the designer
A	I_{ref} (-)	0,16			
B	I_{ref} (-)	0,14			
C	I_{ref} (-)	0,12			

出典：NEDO（2008）付 A-3

日本の状況を表すために、今回の調査サンプルの陸上風車の種類について、国際規格 IEC61400-1 による分類をもとに集計を行った。図表 9 に示す通り、日本でもっとも普及している陸上風車は IEC クラス II の風車であり、続いてクラス S、クラス I と続いている。日本は、世界に比べ年間平均風速が低い、台風による強風や地形の影響によって乱流強度が高いことから、クラス I またはクラス S を適用することが必要となる地域が存在する。しかし、他国でも多く採用されているクラス II が多数を占めており、特殊な市場ではない。ただし、世界的に採用が多いクラス III は、日本ではほとんど利用されていない。これは、クラス III の風車だと、台風による一時的な強風に対応できないためであると考えられる。

⁴ 2019 年に、IEC61400-1 は、第 4 版に改訂されており、その中で、台風等の熱帯性低気圧と高乱流を考慮した基準風速の新たな基準「Class T」が設けられた。これにより風車メーカーは、この新たな規格に対応した風車の開発を進めた。ただし、今回の調査対象となる風車はいずれも 2019 年までに着工されており、この新たな規格に対応した風車は含まれていないと考えられる。

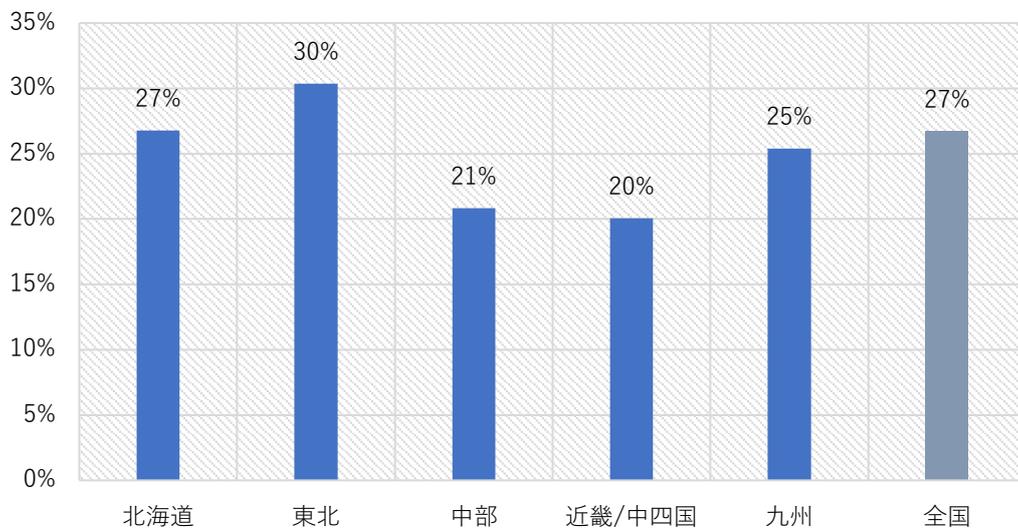
図表 9 IEC 規格別の分布



2.3 設備利用率

設備利用率について過去 1 年間のデータを集計したところ、図表 10 のように全国平均では 27% となった。国の調達価格等算定委員会のデータでは、2020 年 6 月～21 年 5 月の平均設備利用率は、26.0%～27.3% となっており（資源エネルギー庁, 2021）、この結果は国のデータとも整合している。地方別の設備利用率は、東北地方、北海道で全国平均よりも高く、その他の地方で低い傾向がある。地域的に北日本が風況に恵まれていることが示唆される。

図表 10 地方別平均設備利用率

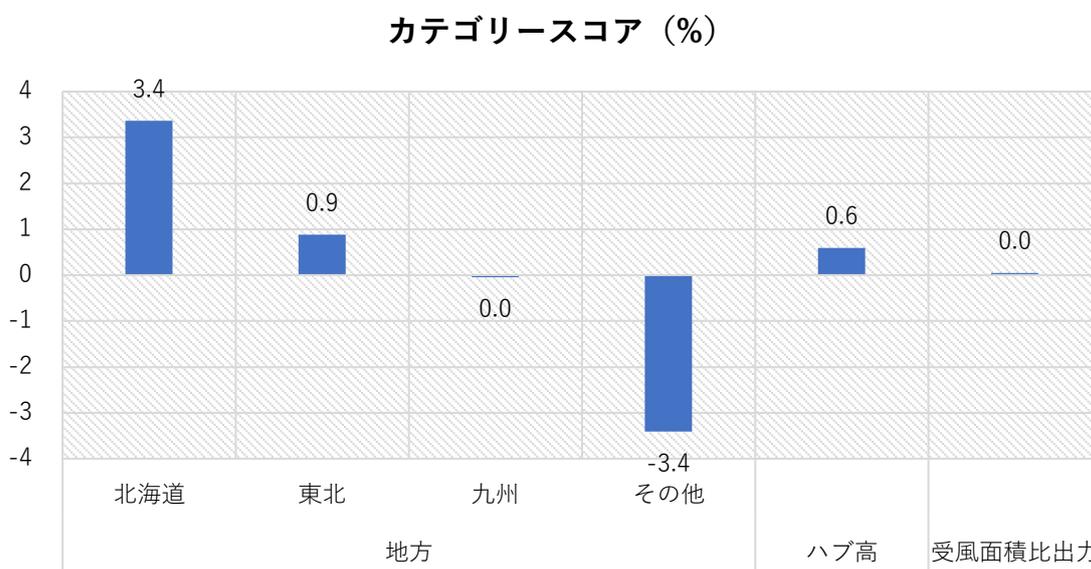


注) 平均設備利用率は各発電所の推計発電量の合計を当該発電所の設備容量の合計から計算した。

設備利用率に影響を与える要素として、立地場所における風況に加えて、ハブ高や受風面積比出力が考えられる。この点を踏まえ、これらの複数の要素が設備利用率の向上にどの程度影響を与えるのかを統計分析する。ここでは、立地の違いをカテゴリーに分けて分析するため、多変量解析の一手法である「拡張型数量化1類」を用いる⁵。目的変数は設備利用率であり、説明変数は「地方区分」「ハブ高」「受風面積比出力」の3つとする。

拡張型数量化1類の分析結果を図表11に示す。決定係数は、0.368と分析精度は良いとはいえない。これはカテゴリー区分を大まかな地方(4地方)に区分しているだけで、発電所の立地地点の正確な風況を反映できていないためであると考えられる。地方区分別のカテゴリースコア⁶は北海道で非常に高く、3.4ポイントという結果になった。これは、北海道に立地した場合、平均よりも設備利用率が3.4ポイント高くなることを意味する。ハブ高(m)については、ハブ高が1m高くなると設備利用率が0.6ポイント高くなることが示された。受風面積比出力は、理論的にはマイナスになるはずであるが、わずかにプラスとなっており、精度の低さに問題があると考えられる。

図表 11 設備利用率に与える要因分析結果



⁵ 拡張型数量化1類は、「予測モデル式を導き、目的変数の予測、その予測に重要な影響を及ぼす要因を解明」する手法の1つで、説明変数に量的データと質的データの両方を予測式に適用できる。(統計分析研究所株式会社アイスタット)

⁶ カテゴリー数量とも呼ばれ、それぞれのカテゴリーアイテムが、目的変数の値にどの程度影響を与えているかを数量的に表したものの。

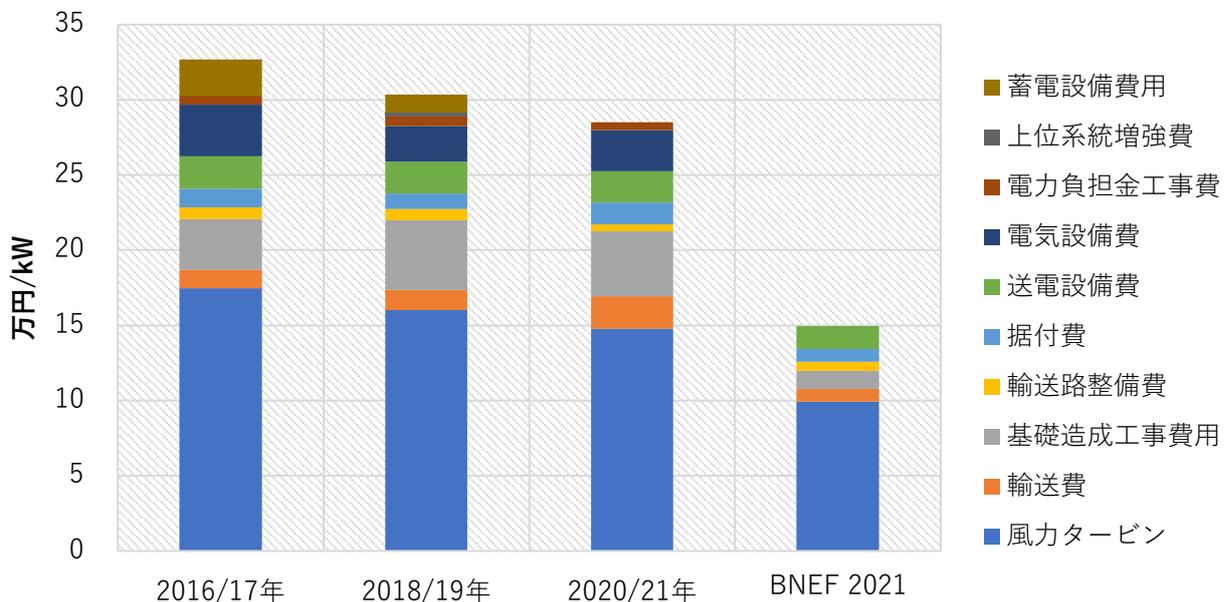
3 日本の陸上風力発電のコスト動向

前章での技術的動向分析を基に、本章では、得られたコストデータから日本の陸上風力発電のコストについて分析を行っていく。なお、本レポートでは、設備導入費に着目しているため、その他の費用については本分析の対象外である。

3.1 設備導入費

平均設備導入費は緩やかに低下傾向がみられ、32.7 万円/kW（2016-17 年）から 28.5 万円/kW（2020-21 年）に低下している（図表 12）。低下傾向がみられるのは、風力タービン費用、電気設備費、蓄電設備費用の 3 つである。他方で、費用が上昇しているのは、輸送費（国内）および基礎造成工事費である。輸送費については、1.2 万円/kW から 2.2 万円/kW に増加している。しかし、これは一部のプロジェクトで、コロナの影響で遅延が発生し、輸送車両の待機や再手配等の費用等想定外の費用が発生したことによる。そうした異常値を除けば、輸送費にはほぼ変化はない。

図表 12 平均設備導入費



出典：BNEF2021 は Wang（2021）を参照。2020 年下半期契約の風力タービン価格。

日本のデータと、同時期の世界の陸上風力発電の平均設備導入費（BNEF 2021）、14.9 万円/kW とを比較すると、日本の設備導入費はかなり高いことがわかる（図表 12）。コスト内訳をみていくと、BNEF2021 の水準と大きく異なる費目と、同程度の費目とがある。世界の費用水準と同程度のコストになっているのは、輸送費、輸送路整備費、据付費である。他方、BNEF2021 と大きく異なるのは、①風力タービン費用、②基礎造成工事費、③電気・送電設備費等（電気設備費、電力負担金、上位系統増強費、蓄電池費用含む）である。そこで、以下では、上記 3 つの費用区分について、詳しく検討していく。

3.2 風力タービン費用

風力タービン費用は設備導入費の過半を占めているため、コスト分析の重要な要素となる。日本では平均風力タービン費用（kW 単価）は、17.5 万円/kW（2016-17 年）から 14.8 万円/kW（2020-21 年）に低下しており、中央値では 14.5 万円/kW から 13.1 万円/kW に低下している（図表 13）。

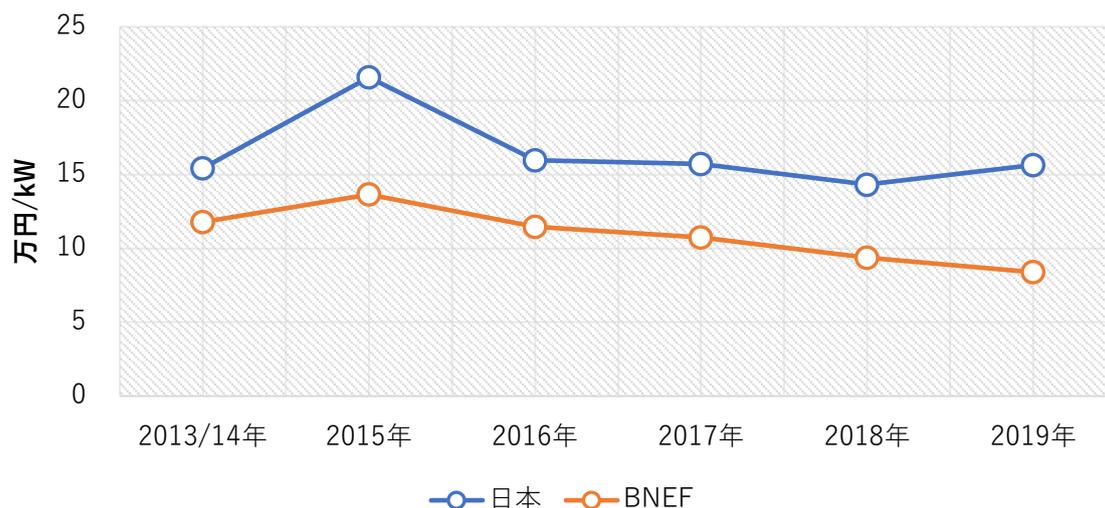
図表 13 風力タービン費用（四分位）



注) 中央値は○で示した値で、上下の幅は 25%値と 75%値を示す。

他方で、図表 12 から日本と世界の風力タービン費用には大きなコスト差があることがわかる。ただし、図表 12 の BNEF2021 の値は 2020 年下半年契約のタービン価格を参照しており、運転開始年別で示した日本のコストと時期的な対応しない部分がある。そこで、時期的に対応したコストについて比較するため、工事期間のずれを取り除いた、着工年別（サイトデリバリー時点）の風力タービン費用について、本調査結果と海外データとの比較をした（図表 14）。その結果、およそ 5 万円/kW の費用差が発生していることがわかった。比較的高額な風車メーカーの風車が約 3 割の発電所で利用されているものの、それらを除いても費用差はほとんど縮まらなかった。

図表 14 風力タービン費用：日本と世界の比較

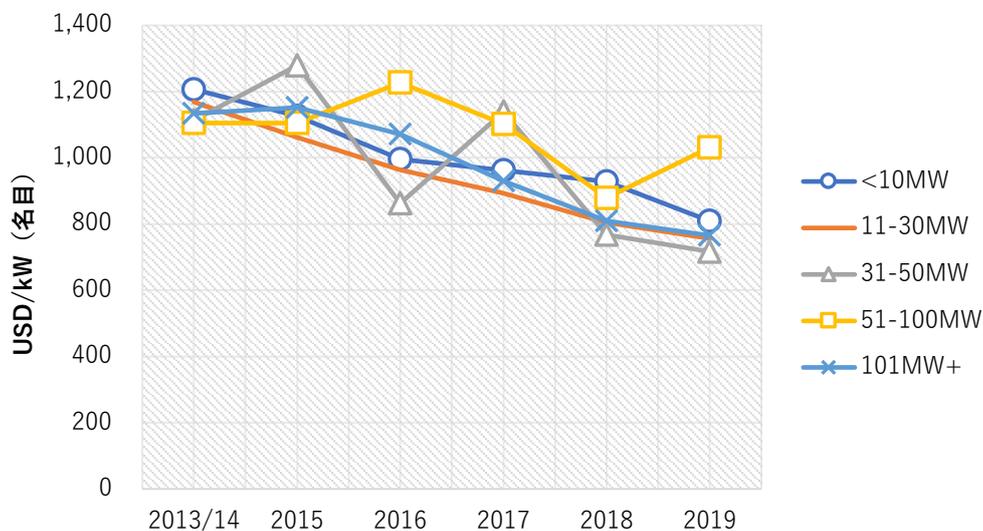


出典：BNEF は、Wang (2021) の値を採用した。また為替は当該年の平均為替レートを適用した。

注：日本および BNEF データの風力タービン費用には、国際輸送費は含まれている。

前述したように、日本の風力発電所の規模は、西欧とほぼ同レベルであるが、米国とは大きく異なる。この発電所規模の違いが調達する風力タービン費用に大きな影響を与えるのか、同様に BNEF のデータを参照した(図表 15)。図表 15 を見ると、日本の平均発電所規模である 20MW の規模である「11-30MW」の風力発電所は、他の規模、特により大規模の発電所の費用水準とそん色がない費用で風力タービンを調達できている。したがって、世界との発電所の規模の違いが日本の風力タービン費用の高コスト理由にはなりづらいと考えられる。そもそも、陸上風車そのものは IEC 規格等いくつかの仕様上の違いがあったとしても、世界と日本で実質的費用が「大きく」異なるとは考えにくい。

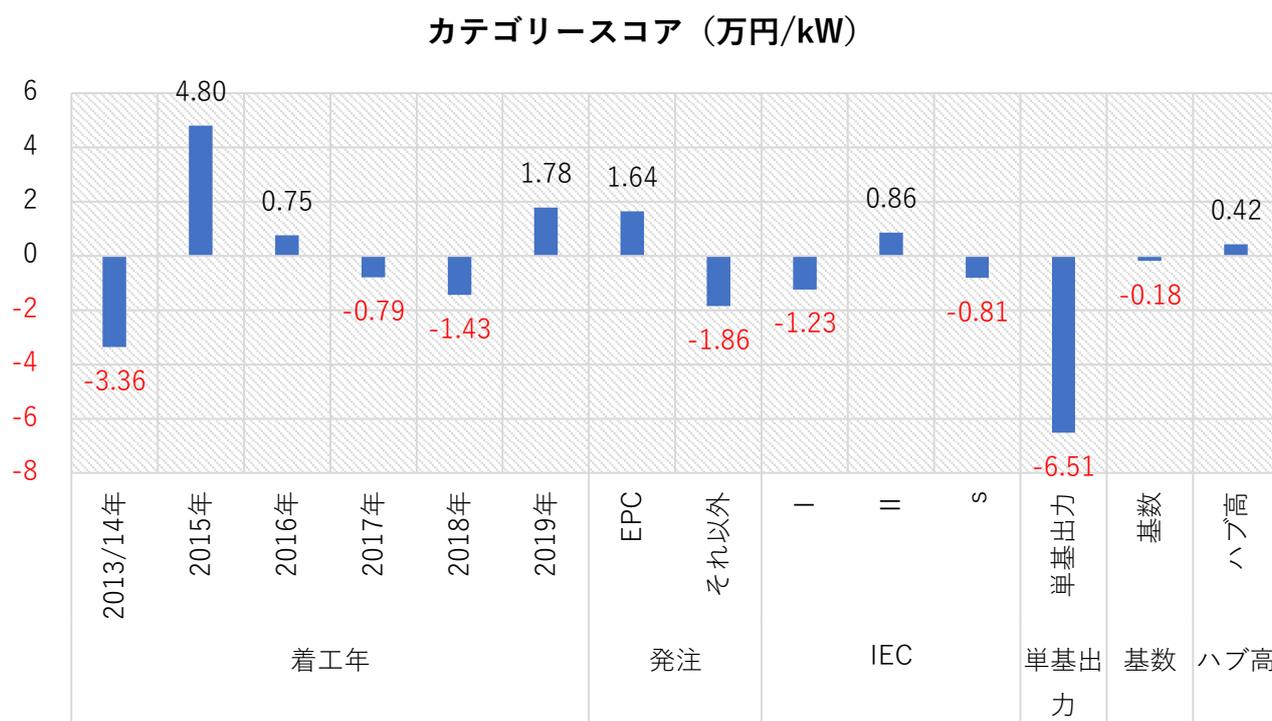
図表 15 発電所規模別の風力タービン費用 (サイトデリバリー時点)



出典：Wang (2021) より作成。

次に、風力タービン費用（kW 単価）に影響を与えると考えられる要素について拡張型数量化 1 類の手法を用いて分析する。ここで、目的変数は風力タービン費用とし、説明変数は、着工年、発注方式、IEC 規格、単基出力、発電所基数、ハブ高とする（図表 16）。分析の結果、決定係数は 0.537 と中程度の精度と言える。着工年による違いを除けば、単基出力の増加が風力タービン費用のコスト低減に寄与していることを示している。また、発注方式の違いも重要な要素となりうる。EPC 発注以外の方法（つまり、BOP 発注方式⁷や分離発注方式⁸）で陸上風車を調達することで、コストを下げられる可能性がある。さらに、発電所の基数の増大はコスト低下要因となっている。他方で、ハブ高の高度化はコスト増要因となっている可能性がある。

図表 16 風力タービン単価の要因分析結果



⁷ BOP 発注方式とは、[Balance of Plant]の略称で、風車調達以外の工事を一括してゼネコンなどに発注するかたちである。

⁸ 分離発注方式とは、すべてを EPC 事業者に一括発注するのではなく、風車の調達から、工事まですべてを発電事業者が監理し、各工事会社と直接契約する方式である。

3.3 基礎造成工事費用

平均基礎造成工事費は、2016-17年 3.4 万円/kW から 2020-21 年に 4.3 万円/kW と増加している。また、中央値でも 3.0 万円/kW から 3.5 万円/kW にわずかに上昇している。

図表 17 基礎造成工事費単価（四分位）



基礎造成工事費は発電所が立地する場所の地形や工事部材のコストに影響をうけると考えられる。そこで、まず、基礎造成工事費と関係しそうな要素である地形と工事内容について整理した。図表 18 に、地形区別の 1 基あたりの平均造成土量、杭基礎の割合、平均単基工事費を示している。これらはいずれも基礎造成工事費に関連していると考えられる。地形区分は、国土交通省「20 万分の 1 土地分類基本調査の地形分類図」等より、環境省が整備した「環境アセスメントデータベース」⁹の風力発電所が立地する場所の地形情報より大まかに 4 つに分類した。造成土量は、ヤードを造成する費用に関連していると考えられる。また、基礎には大きくわけて直接基礎と杭基礎の 2 種類あり、同じ発電所でも地盤の状況等によって基礎の種類が分かれ、基礎造成工事費も変化すると考えられる。

図表 18 地形区別の工事内容および工事費単価

地形区別	発電所数	1 基あたり平均造成土量 (千 m ³)	平均杭基礎比率	平均単基工事費 (百万円/基)
低地	11	2.3	90%	161
台地	5	2.1	67%	100
丘陵地	4	8.1	83%	65
山地	13	5.3	48%	86

注) 杭基礎比率 = 杭基礎基数 ÷ 発電所基数

⁹ 環境省「環境アセスメントデータベース」(<https://www2.env.go.jp/eiadb/ebidbs/>)

地形区分別にみると、次の特徴がみられる。まず、1基あたりの造成土量については、平地・台地では少なく、約2000 m³/基程度であるが、複雑な地形である丘陵地や山地では5000 m³/基以上となっている。基礎工法については、杭基礎は、一般的に軟弱な地質における施工で用いられる。その場所の地質によるため、地形区分による明確な傾向は見つけづらいものの、杭基礎は低地や丘陵地で利用されることの多い基礎方式である。他方で、山地では直接基礎の比率が他の地形区分に比べて相対的に多い。単基あたりの平均基礎土木工事費は、低地や台地で高く、山地や丘陵地で比較的安価である。これは、これまでの「山岳地での工事費が高い」という一般的な想定に反する結果となった。

次に、影響を与える工事部材の一つに、コンクリートがある。そこで、生コンクリート（生コンと略記）価格について調査した（図表 19）。年度別都市別価格指数を用いて、各年度の都市別の平均生コン価格を計算したところ、東北地方（仙台）では、2014-15年度をピークに下落傾向にあるのに対して、他の多くの地域では増加傾向にあることがわかった。

図表 19 都市別の生コンクリート価格の推計値（円/m³）

	札幌	仙台	東京	新潟	名古屋	大阪	広島	高松	福岡
2013 年度平均	10,962	13,696	12,522	11,801	9,101	12,072	14,115	8,127	10,562
2014 年度平均	12,363	14,048	12,814	12,339	10,256	12,072	14,115	8,187	10,900
2015 年度平均	12,400	14,048	13,279	12,527	11,221	12,072	14,796	8,457	10,900
2016 年度平均	12,896	14,020	13,279	12,527	11,098	13,171	14,929	10,867	10,137
2017 年度平均	13,243	13,696	13,412	12,364	10,806	15,609	14,929	12,584	9,374
2018 年度平均	13,243	13,444	13,824	8,969	10,930	16,116	14,929	12,584	11,412
2019 年度平均	13,243	12,938	14,195	8,519	11,300	18,314	15,698	13,878	13,450
2020 年度平均	13,243	12,390	14,408	10,247	11,300	19,400	15,950	14,800	13,450

注) 建設総合ポータルサイト「けんせつ Plaza」における「主要資材の市況・価格推移」に記載されている生コン価格、および一般財団法人経済調査会が公表している年度別都市別価格指数を用いて、各年度の都市別の平均生コン価格を計算した。

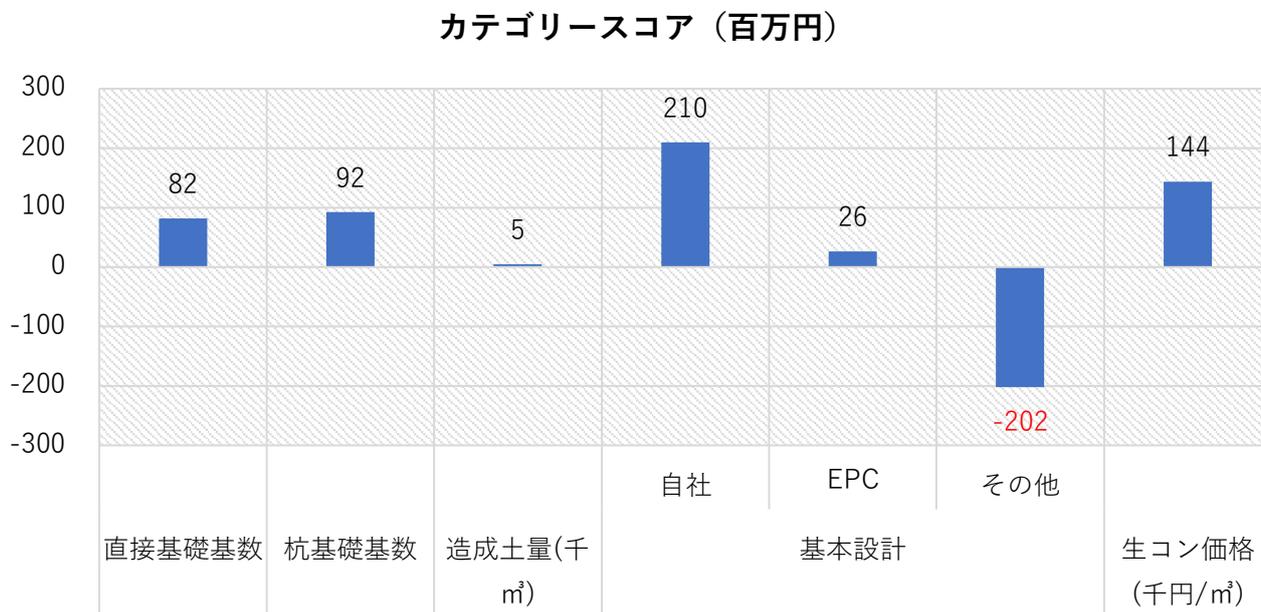
以上のように、基礎土木工事費には様々な要素が絡んでいる。そこで、複数の要因がどの程度基礎造成工事費に影響を与えるのかを統計分析する。ここで用いる手法は、「拡張型数量化1類」とする。目的変数は基礎造成工事費（総額）であり、説明変数は、基礎の種類、造成土量、生コン価格、基本設計主体¹⁰とする。

拡張型数量化1類の結果を図表 20 に示す。決定係数は、0.648 と分析精度は中程度である。本分析の結果から、基礎の種類がコストに大きな影響を与えていることがうかがえる。とりわけ、カテゴリースコアより、杭基礎が直接基礎に対して約11百万円/基が高いことが示されている（図表 20）。図表 18 において、低地で基礎土木工事費が高い、という結果になっていたが、その理由の一つとして、相対的に低地においては、強固な地盤が地下数十mとなることから、コストの高い杭基礎が多く採用されていること

¹⁰ ここで基本設計主体を説明変数に加えているのは、相関分析において、相関比が0.1を超えたためである。

が影響している可能性がある。また、生コン価格や造成土量もそれぞれ影響を与えていることがわかった。さらに、基本設計主体の違いもまた基礎土木工事費に影響を与えている可能性がある。各主体の違いが、基本設計にどのような影響を与えるかは不明であるものの、基本設計において、基礎土木工事費への影響を考慮した最適の風車の配置等の検討が重要である可能性がある。

図表 20 土木工事費（総額）に与える要因分析結果

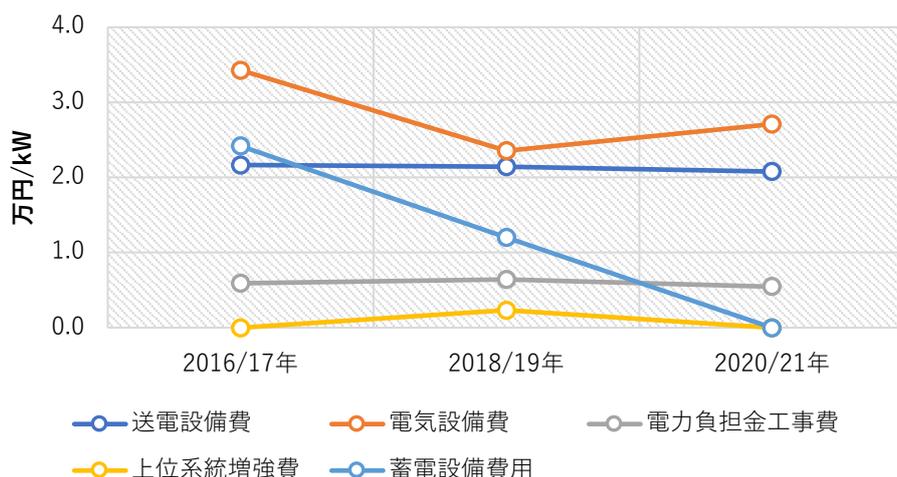


3.4 電気・送電設備費用等

図表 12 で示したように、電気設備費や送電設備費もまた、海外に比べて極めて高い。これらの費用は、変電設備等の電気設備の導入費、構内線のケーブル敷設費用、発電所から連系点までの電源線（以下、構外連系線）の敷設費用が含まれる。さらに、系統連系するにあたり、接続する送配電事業者に対して支払う電力負担金もある。これに加えて、かつては発電事業者が接続を求めた際に、上位系統に空き容量がないと送配電事業者が判断すれば、その上位系統の増強費用も請求されてきた¹¹。これとは別に、一部の送配電事業者が、風力事業者に対して、周波数の変動対策が必要になるとし、その対策のため、一部の風力発電所の接続に対して蓄電池の設置を要求することもあった。例えば、再エネ特措法が導入される以前の 2008 年度および 2010 年度に、東北電力は、風力発電の電気の買い取り募集を行ったが、その一部の枠について蓄電池の設置を条件とした（東北電力株式会社, 2008; 2010）。今回、得られたサンプルの中には、この募集枠に応募した案件とみられる発電所がいくつか見られた。これらの発電所は、蓄電池の導入費用が含まれている。

¹¹ この仕組みは 2015 年策定された「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」により変更され、各地域内の上位 2 電圧の基幹系統は、原則一般負担として、著しい増強費用がかかる場合（一般負担の上限額（陸上風力は 2.0 万円/kW）を超える場合）を除いて発電事業者が負担することはない（資源エネルギー庁, 2015）。

図表 21 平均電気・送電関連費単価の推移

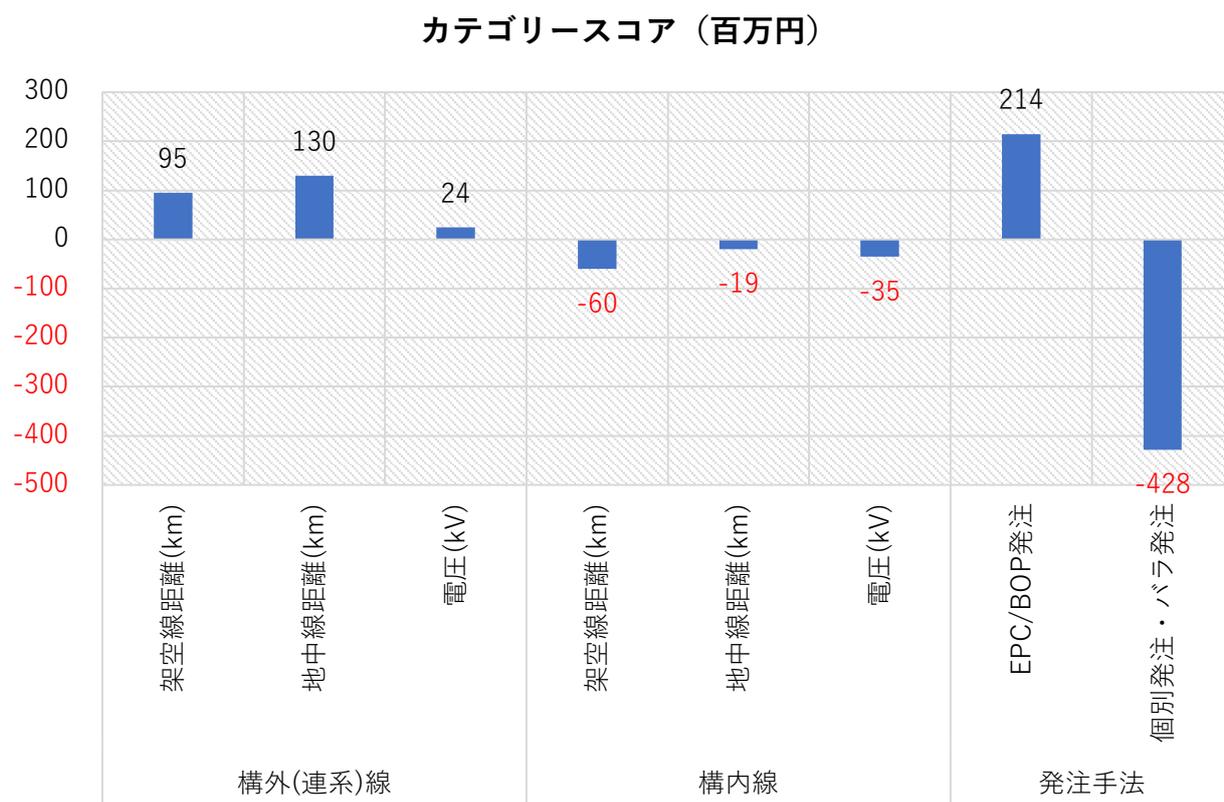


今回集計したサンプルの kW あたりの平均単価を図表 21 に示す。傾向として、平均蓄電池設備費用が 2016–17 年には 2.4 万円/kW であったのが、急速に低減し 2020–21 年にはゼロになっている。これは前述の再エネ特措法施行前の蓄電池設置枠に該当する発電所の接続が終了したことを意味している。上述のように、蓄電池は一部の発電所のみが導入しているため、平均費用だけでみるとその実態はわかりにくい。蓄電池を設置している発電所のみで見ると、蓄電池設備費はいずれも 6 万円/kW を超え、設備導入費用を大きく引き上げていた。その他の費目では、電気設備費が 2018–19 年に大きく下落している。上位系統増強費については、今回のサンプル数中では、1 発電所のみで発生していた。当該発電所は、総出力が、7.5MW 以上 15MW 未満の中規模な発電所であったが、2 億円以上の上位系統増強費用を負担している。その他の費用（送電設備費、電力負担金工事費）は横ばいで変化はない。

送電設備費用は構内電源線および構外連系線の敷設費用を表している。これらの費用は電圧の大きさや電源線の長さによって変わってくると考えられる。そこで、これらの要素と送電費用（総額）との関係について、拡張型数量化 1 類の手法を用いて、分析を行った。目的変数は送電費用（総額）とし、説明変数は、構外連系線および構内電源線の種類、距離電圧、発注手法とする。

結果は、決定係数が 0.784 と精度が高いものとなった。図表 22 に示したように、構外連系線、とりわけ地中線の距離の長さが費用を増加させる要因となっている。構外連系線の地中線は、架空線よりも 1km あたり 0.3 億円高い。また、構外連系線の電圧もコストの上昇に影響を与えており、高圧化することで送電設備費が増えることがわかる。ただし、高圧での送電により送電損失が減るため、費用の増加と送電効率との兼ね合いが重要になる。その他特筆すべき事項として、発注手法による送電設備費の違いが認められる。すなわち、分離発注の場合、送電設備費用を抑制できる可能性がある。

図表 22 送電設備費（総額）に与える要因分析結果



4 最後に-日本の陸上風力発電のコスト低減にむけた示唆-

本研究では2016年から2021年までの6年間の日本の陸上風力発電の技術動向およびコストについての分析を行った。その結果を踏まえて、陸上風力発電のコスト低減にむけた示唆をまとめる。

- 1) 国内においても着実に陸上風車が大型化していることが明らかになった。2016年から21年にかけて、平均風車出力は、2.0MWから2.8MWに増大している。特に2020-21年には採用されている風車の多くは3.0MW以上の風車が多くを占めている。
- 2) 風車出力の増大は、ハブ高の高度化、および受風面積比出力の低減に直結しており、これらはいずれも設備利用率の向上に資するものである。これらの要素は、JWPAコスト競争力強化TF（2019）においても、日本の風力発電の発電コストの低減に資する技術項目にリストアップされている。
- 3) 他方で、JWPAコスト競争力強化TF（2019）は上記の風車の大型化等の技術進展は、「ナセル、タワー、基礎構造等の技術革新を見込んだとしても建設コストの増加が想定される」とされ、風力タービン費用や基礎造成費用の増加が懸念されている。この点について、本研究の分析結果では、確かにハブ高の高度化はコスト増要因になっているが、風車出力の増大は、風力タービン費用（kW単価）に対してコスト低減効果がある可能性があることがわかった。
- 4) 基礎造成費用に対する影響については、風車出力の増大が基礎造成費用の増大を引き起こしているという証拠は得られなかった。基礎造成費用に関しては、直接基礎に対する杭基礎の増大が基礎造成費用の増加に影響を与えている可能性があり、単に地形の複雑性のみが基礎造成工事費用を規定するものではないことがわかった。
- 5) 送電設備費用について、構外連系線の電圧や地中線距離が費用の重要な要素になっており、この点に着目した電源線の敷設が重要になる。
- 6) 系統の接続・利用ルールによって、陸上風力発電の設備導入費が大きく影響を受けることも明らかである。これまでも、上位系統の増強費用の特定負担金や、一部地域の一般電気事業者の規制により蓄電池設置費用が風力事業にとって多大な負担になっていた。2022年時点では、こうした個別の発電事業に対して、インフラ整備や系統安定化対策の費用を過度に負担させるルールは撤廃されつつあり、それが設備導入費の低減にも結び付いている。
- 7) 発注方式の違いがいくつかの費用の大小に影響を与えていることもわかった。今回の検討で明らかになったのは、風力タービン費用においては直接調達（発注項目では「EPC以外と表記」）、および送電設備費用においては分離発注を通じて、コストを節減できる可能性があることである。

こうした研究成果は、今後の陸上風力発電の発電コスト検証にも資すると思われる。

本研究では、特に「風車の大型化」という技術変化が明確に見られるとともに、それがコストに与える影響も実証的に示された。

このことから、第一に、2030年の発電コストを検討する際には、その技術変化を見通すとともに、その技術変化が風力タービン費用や設備利用率に与える影響を推計する手法をとることが検討に値する。これにより、将来の発電コスト推計の不確実性を低減させることが可能になる。

第二に、発電コスト検証においては、国際価格取れんケースが検討されるが、発電コスト検証ワーキンググループ（2021）では、風力タービン費用のみが国際価格に取れんするとしており、他の費目については変化しないとしている。しかしながら、単純に国際価格に取れんする、という考え方にとどまらず、全体としてコスト効率化が進む、という考え方も取りうる。特に本研究では、基本設計主体や発注方式によるコストの違いも示唆された。こうした国内の発電事業者の熟練に伴い、コストの効率化が進む、という想定も可能ではないか。

一方で、依然として不明なままの点もいくつか残っている。特に課題として、日本の風力タービン費用を代表として、主要な費用が世界と比較してかなり高額となっていることが改めて確認されたが、風力タービン費用が世界と約5万円/kWの差が生じている理由については明確にできなかった。また、基礎造成費用について、山地よりも低地のほうが1基あたりの費用が高額になっている点も、常識に反する結果である。こうしたことがどのような要因にもとづくものか、さらに検討をしていく必要がある。

5 参考文献

- ・ 一般社団法人日本風力発電協会コスト競争力強化タスクフォース：JWPA コスト競争力強化 TF (2019) 『JWPA コスト競争力強化 TF 報告書～グリッドパリティ達成に向けて～』
- ・ 資源エネルギー庁 (2015) 「発電設備の設置に伴う電力システムの増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」
- ・ 資源エネルギー庁 (2021) 「風力発電について」第 73 回調達価格等算定委員会資料 3
- ・ 発電コスト検証ワーキンググループ (2015) 『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の検証に関する報告』
- ・ 発電コスト検証ワーキンググループ (2021) 『発電コスト検証について』
- ・ 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構:NEDO (2008) 『日本型風力発電ガイドライン台風・乱流対策編』
- ・ 東北電力株式会社 (2008) 『平成 20 年度風力発電の募集概要等について』
- ・ 東北電力株式会社 (2010) 『平成 22 年度風力発電の募集概要等について』
- ・ Deutsche WindGuard GmbH (2022) Status of Onshore Wind Energy Development in Germany – Year 2021.
- ・ IEA Wind TCP Task 26: IEA Wind (2019) Cost of Wind Energy Phase 3 Final Technical Report.
- ・ Wang, Leo (2021) , 1H 2021 Wind Turbine Price Index (WTPI) , BloombergNEF.
- ・ U.S. Department of Energy: DOE (2021) Land-Based Wind Market Report: 2021 Edition.

日本の陸上風力発電の技術動向とコストに関する分析

2022年3月

公益財団法人 自然エネルギー財団

〒105-0001 東京都港区虎ノ門1-10-5 KDX虎ノ門1丁目ビル 11F TEL:03-6866-1020(代表)

info@renewable-ei.org

www.renewable-ei.org