



JAPAN
RENEWABLE
ENERGY
FOUNDATION

Discussion Paper

日本の陸上風力発電コストの 現状と分析

2013年10月

公益財団法人自然エネルギー財団

上級研究員 水野瑛己

目次

要約	2
Executive Summary	3
用語説明	4
1. 調査の目的	5
2. 陸上風力発電設置コスト国際比較	5
3. 日本における設置コスト	8
3.1. 設置コストとその内訳	8
3.2. 風車コスト	9
3.3. 建設コスト	14
3.4. その他のコスト	15
4. 運転操業費	21
4.1. O&M コストの国際比較	21
4.2. 日本の年間操業費・O&M コストの内訳と国際比較	22
4.3. 日本における年間操業費高の要因分析	23
5. 設備利用率	29
6. 日本における風力発電コスト高の要因分析と今後の課題	30
7. 今後の研究の課題	34
8. Appendix	35
9. 参考文献	39

要約

今回の調査では、日本における陸上風力発電のコストが、世界のコストと比べてどのような水準になっているのか、そしてその違いがどういった要因から来ているのかについて、運転年数均等化発電原価 (Levelized Cost of Electricity, LCOE) を決定付ける資本費 (設置コスト)、運転操業費 (年間操業費)、そして設備利用率を用いて分析した。調査の目的は、今後のコスト削減と競争力強化への要因分析と研究課題の抽出をすることにある。

日本は設置コストが諸外国に比べ高く、またその一部である風車コストも高めである。コスト削減で重要なのは、設置コスト全体の 50%から 60%ほどを占める風車自体のコストの低減である。日本の風車のコストの高さは、ヨーロッパからの輸入風車が多く輸送コストが高くなる、2007 年の建築基準法改正で風車の耐震性向上のためのコストが掛かる、全体市場の小ささと個々のプロジェクト規模の小ささで規模の経済の恩恵を受けにくい、などの要因が一般的に言われている。これらについては、データ不足でいずれの要因と風車コストの明確な関連性を示すことは出来なかった。

全体の 20%から 30%を占める風力発電所の建設にかかわる建設コストに関しては、一般的に言われる日本の人件費の高さによる建設コストの高さは、ヨーロッパや米国と比較して必ずしも証明できない。それよりも遠隔地や山岳地に多くなっている立地が、風車の輸送コスト、道路や送電網インフラの建設・整備に及ぼす影響の方が課題であろう。設置場所ごとのコストの差がみられるデータがなく精査は出来ていないが、近年設置に関して何らかの土木工事が必要となる場所が増えてきていることが確認された。送電網の接続コストに関しては、透明性の高い情報公開の枠組みが必要となる。建設コストについては、様々な要因すべてが積み重なってコストが上がる事と、送電網接続の可否やコストの不確実性から来るリスクプレミアムの上昇も課題である。

設置コスト全体に占める設計や調査、許認可といった事業確立に関連するコストの割合は低いが、2007 年以後建築基準法改正による実施設計・申請コストと 2012 年 10 月からは環境影響評価コストが加わり、水準が上がっている。後者については、環境影響評価そのもののコストの上昇と共に、リードタイムの延長、その内容や期間、そして可否に対する不確実性の増加で、事業者への心理的な負担とリスクプレミアムの増加が事業確立コストを押し上げることも問題となる。

運転操業費については、諸外国との比較では日本のコストは高い方に属している。自然災害による故障が多いこと、小規模で分散した立地の多さと市場の小ささから O&M 専門業者が確立しておらず規模の経済を築けていないことが要因として考えられる。規模の経済についてはデータがないために精査できなかったが、自然災害に関する事故率に関しては、乱流・落雷・暴風といった自然災害が事故・故障要因に占める割合は、ドイツとの比較において圧倒的に高く、自然災害が原因での事故や故障で修理が必要になる部位は、修繕費も相対的に高いことが分かった。これに関しては、近年その対策が進みつつあり、今後の改善が見込まれている。

設備利用率は、国際比較で日本は低い値にとどまっており、設置コストおよび年間操業費の高さと合わせると、運転年数均等化発電原価は高くなる。しかし設備利用率は年々上昇しており、今後のさらなる技術の向上と、北海道のように設備利用率が高くなる風況の良い土地に設置することの重要性を示す結果となった。

今回の分析では、データの少なさから日本の風力発電の各種コストの高さを形成する要因を精査しきれてはいない。信頼できる第一次データの少なさがコスト分析の課題であることが分かり、今後は、日本の風力発電に関する事業主体別、項目別のコストデータの集積による分析が必須となる。

Executive Summary

This study investigates the differences in wind energy costs between Japan and other countries, and the reasons behind the differences. In order to do so, cost components that influence the levelized cost of energy (LCOE), namely capital (installation) cost, operating cost, and capacity factor, are analyzed. The purpose of the study is to examine the factors that influence future cost reduction and competitiveness of wind energy in Japan and to identify related topics for further investigations.

The costs for wind energy installation and wind turbines are higher in Japan than in other countries. Reducing the wind turbine cost, which constitutes 50-60% of the total installation cost, is very important for cost reduction efforts. The high cost of wind turbines in Japan is generally attributed to the additional transportation cost of turbines imported from Europe, extra costs to clear Japan's stricter seismic-proof standards after 2007, and the lack of economics of scale due to a limited domestic market and small project sizes. However, due to limited data availability, clear relationships of the high cost with all the above-mentioned factors could not be established.

The construction cost occupies 20-30% of the total installation cost. It was difficult to prove that the construction cost is higher in Japan than in other developed countries, due to the generically higher labor costs in Japan. Rather, controlling the additional costs arising from the transport of wind turbines and building infrastructure, such as roads and grid lines in remote and/or mountainous project locations, are considered more challenging. Because of lack of data, it was not possible to conduct an examination of cost differences based on individual project locations. However, it was confirmed that wind project locations requiring certain types of civil works have increased in recent years, possibly increasing the construction cost. Regarding the cost of grid connections, transparent data and an information disclosure mechanism is imperative to reduce the same; the uncertainties surrounding grid connection permits and the total cost of a grid connection raise risk premiums, thereby affecting finance of project. These risk premiums, coupled with the various above-mentioned factors, become cumulative and raise the total construction cost of wind energy projects in Japan.

Research, planning, design and engineering fees, and various permit costs form a small portion of the total installation cost. However, the mandates of the Building Code Amendment of 2007 for stricter seismic proofing and the 2012 Amendment of Environmental Impact Assessment Act have increased these costs. In particular, the latter not only adds to the overall cost, but also increases lead times and uncertainties regarding development permits. Consequently, they increase the psychological pressures for wind developers and add to the risk premiums and overall cost.

The operating cost of wind energy projects in Japan is also at the higher end than that in other countries. Frequent natural disasters and the lack of specialized operation and maintenance (O&M) professionals/businesses, due to small-scale projects, scattered project locations, and the small domestic market size, may increase operating costs. Although lack of data prevented this study from proving the influence of the lack of economies of scale on O&M costs, the study could investigate the effects of frequent and severe natural disasters on the same. Accident ratios by natural disasters, such as turbulence, lightning, and storms, including typhoons, in Japan are much higher than those in Germany. In addition, wind turbine parts involved in natural disasters tend to be more expensive to repair. Japanese wind energy developers and engineers have been working hard to overcome this problem, and various measures have been taken in recent years to reduce accident ratios. Further improvement is expected.

The capacity factor in Japan is also low in international comparison. Coupled with higher installation and operating costs, low capacity factors create high LCOE. However, the capacity factor has been improving constantly, indicating the importance of technological improvements and locating wind projects in areas such as Hokkaido (with higher wind speeds) to increase the capacity factor.

This study was not able to clarify the effects of various factors on wind energy costs in Japan due to the lack of reliable data. Accumulation of first-hand cost data according to project locations and ownership is vital to advance cost analysis of wind energy in Japan.

用語説明

1. 運転年数均等化発電原価 (Levelized Cost of Electricity、LCOE)

運転年数均等化発電原価は、特定の風力発電事業において、事業のライフタイム (推定運転年数) の間に発生するすべてのコストの総計を現在価値に割引いたうえで、ライフタイムの総発電量に基づいて均等化した値である。通常発電事業においては、資本費、燃料費、運転操業費の総計を現在価値に換算して、それを総発電量で割ったものとなるが、風力発電事業においては、燃料費が掛からないので、資本費 (設置コスト) と運転操業費、そして設備利用率が、LCOE を決定付ける要因となる。風力発電の場合、運転年数均等化発電原価は下式であらわされる。

$$\text{運転年数均等化発電原価 (LCOE)} = \frac{\text{資本費 (設置コスト)} + \text{運転操業費}}{\text{発電電力量 (kWh)}}$$

2. 資本費 (設置コスト)

資本費は、風力事業の調査・計画から、発電に至るまでのすべてのコストの事で、ここでは設置コストという。これには、風車やその他の設備コスト、土木工事、電気工事、組立据付、風車や機材の輸送や送電網接続にかかわるコスト、および事業確立コストが入る。

- 風車コストは、風車自体のコストである
- 建設コストには、建設・工事にかかわるコスト、つまり、基礎・土木工事、電気工事、風車や機材の輸送、組立据付といったコストが入る
- 送電網接続コストは、新しい送電網の建設・整備や既存の送電設備の整備・強化などに必要なコストで、電力会社に整備してもらう場合は、そのために支払う工事負担金のコストとなる
- 事業確立コストは、風況や資源調査、実行可能性調査 (FS)、実施設計、許認可、発電に至るまでの保険や管理費、その他の経費などが入る

3. 運転操業費 及び 年間操業費

運転操業費は、風力発電所を運転・維持するのに必要となるコストで、風力発電事業が始まった後にかかる諸経費すべてが含まれる。これを年間のコストとしてあらわしたものが年間操業費で、一般的に以下の項目で構成される。

- O&M (Operation & Maintenance の略) コストには、定期点検コスト、メーカー保証コスト、受電電気料金、航空障害灯などといった風車などの設備の運用・メンテナンスのコストが入る
- 一般管理費には、電気主任技術者、発電データなどの計測・記録等などがはいる
- 保険料は、火災保険、機械保険、企業利用利益保険、天候デリバティブ等といった事業に係る保険コストが含まれる
- 保守費には、部品交換コストなどが含まれる。
- 予備費は、年間操業費の項目の他のコストに不足が生じた場合の予備費

4. 設備利用率

発電設備がどのくらい有効に使われているかを表現する指標で、発電設備の最大出力で年間最大限操業したときに得られる発電量に対する実際の年間発電電力量の比。一般的に、下式で表わされる。

$$\text{設備利用率 (\%)} = \frac{\text{年間発電電力量} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{年}} \right)}{\left(\text{年間時間数} (365 \text{ 日} \times 24 \text{ 時間}) \times \text{設備の最大出力} (\text{kW}) \right)} \times 100 (\%)$$

1. 調査の目的

日本の風力発電のコストは、世界的に見て高いといわれている。今回の調査では、日本における陸上風力発電のコストが、世界のコストと比べてどのような水準になっているのか、そしてその違いがどういった要因から来ているのかを分析する。調査の目的は、コスト差の要因が、法制度や政策、ビジネス慣習などの努力次第で削減余地が出てくるものかどうかを精査し、今後の研究の課題を洗い出すことにある。

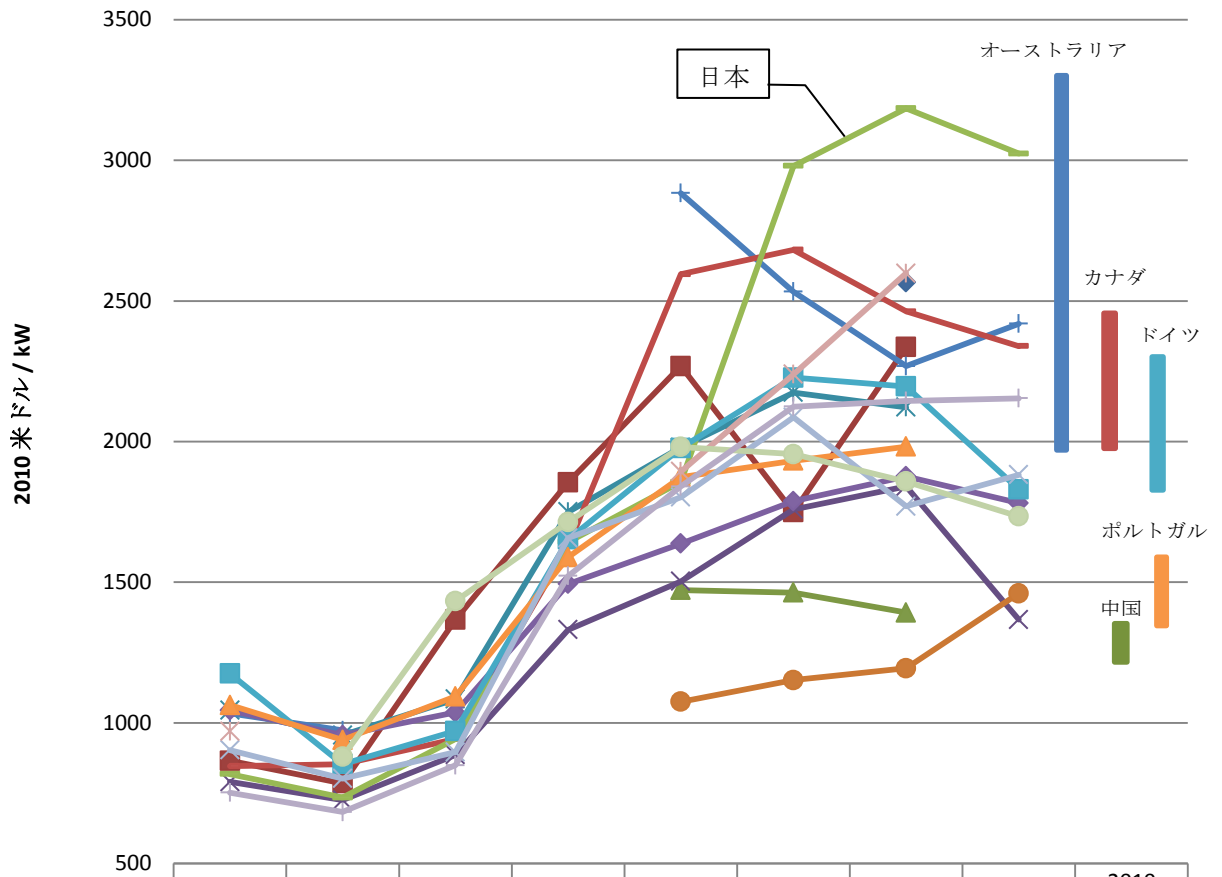
2. 陸上風力発電設置コスト国際比較

まず、既存のデータに基づき陸上風力発電の設置コストの国際比較を試みる。国際再生可能エネルギー機関 (International Renewable Energy Agency, IRENA) が 2012 年に発表した報告書 (IRENA, 2012) では、複数の出典のデータを統括して、2003 年から 2010 年までの国別の風力発電事業の kW あたりの設置コスト (2010 年米ドル) を比較している (図 2-1)。

図 2-1 から、風力発電の設置コストは 2004 年ごろには各国でほぼ同じであったが、価格上昇が続く中で差が生じはじめ、2007 年以降では各国による差異が特に大きくなっている。しかし、全体的に設置コストは 2008 年から 2009 年にピークを示し、2010 年には下がっている国がほとんどである。これは 2005 年ごろから 2008 年まで世界的に続いていた風力エネルギー業界全体のサプライチェーン・ボトルネックが、2008 年後半以降の金融危機で解消されたことが大きいと考えられる。例外はインドで、設置コストが 2010 年に上昇している。2010 年のデータは、平均値で示されている国と範囲で示されている国がある。ほとんどの国の kW あたりの設置コストは 2500 米ドル以下となっている。

このような世界的傾向と異なるのが日本である。日本の設置コストは、他の国々と同様 2005 年から上昇しているが、その上昇度が飛びぬけて大きい。特に 2007 年以降に大幅な上昇を示し、世界的なトレンドとの大きな乖離がみられる。日本の設置コストは 2008 年以降、kW あたり 3000 米ドル近く、またはそれ以上となっており、2010 年に日本のコストを超えるのは、オーストラリアの上限値 (3318 米ドル) のみとなっている。

図 2-1 風力発電設備設置コストの国際比較



	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2010 (範囲)
○ オーストラリア							2566		1991-3318
■ カナダ	865	785	1367	1855	2268	1749	2336		1975-2468
▲ 中国					1472	1463	1392		1287-1354
× デンマーク	790	725	886	1331	1503	1759	1840	1367	
✱ ドイツ	1044	956	1084	1750	1979	2174	2122		1773-2330
● インド					1075	1152	1194	1460	
+ アイルランド	1034	973			2883	2533	2268	2419	
— イタリア	846	853	943	1629	2595	2682	2463	2339	
— 日本	818	734	943	1643	1856	2980	3185	3024	
◆ オランダ	1044	956	1037	1494	1637	1788	1876	1781	
■ ノルウェー	1175	853	971	1652	1977	2227	2196	1830	
▲ ポルトガル	1063	939	1094	1589	1874	1932	1982		1327-1593
✱ スペイン	903	802	896	1657	1802	2086	1770	1882	
✱ スウェーデン	969				1893	2239	2598		
● 英国		879	1433	1714	1981	1955	1858	1734	
— 米国	752	683	849	1522	1840	2124	2144	2154	

データ出典) IRENA 2012 (IEA Wind, 2007, 2008, 2009, 2010 and 2011などをまとめたもの)から筆者作成

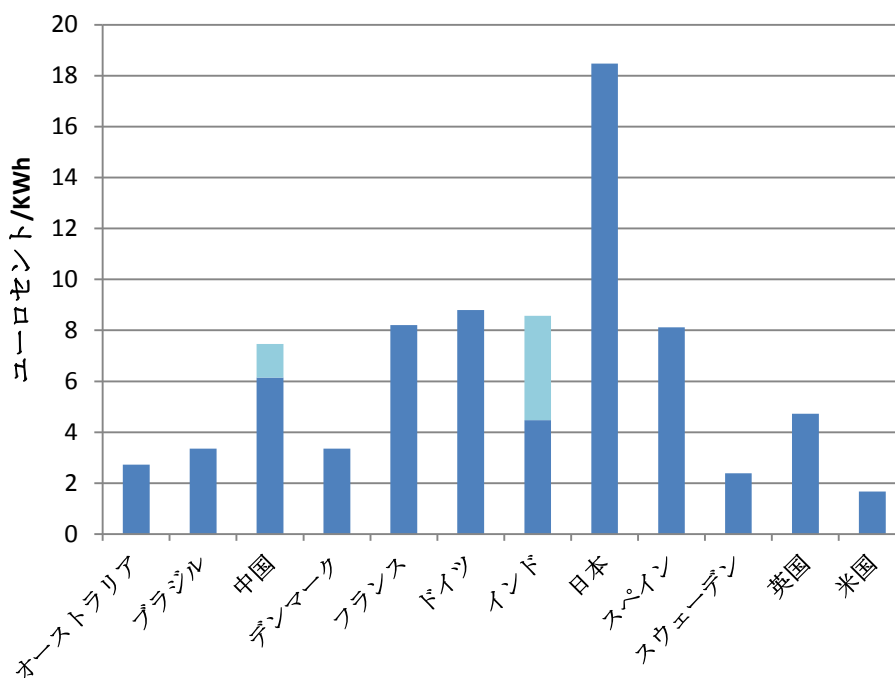
図 2-2 は、1997 年度から 2008 年度の日本における設置コストの変遷を、日本風力発電協会 (JWPA) がまとめたものである。1997 年度には平均で kW あたり 20 万円であった設置コストは、2008 年に 30 万円にまで増えている。この価格上昇は 先述した世界的な風車の供給不足、鋼材不足による材料コストの高騰、消耗品・交換部品のコストの増加によるものと考えられる。

図 2-2 日本における風力発電設備設置コストの変遷



出典) 日本風力発電協会 2010

図 2-3 各国の風力発電に対する政策インセンティブの比較



データ出典) BTM Consults 2013

注) 1 ユーロ=1.33 米ドル および 1 円=124.86 ユーロで換算。インセンティブはすべてが Feed-in Tariff (FIT) によるものではなく、Renewable Portfolio Standard (RPS) やグリーン電力証書といった制度を取っている国では、それらの制度もとの加重平均の風力売電価格を示している。中国とインドに関しては、州や場所ごとのインセンティブが違うので、上限が薄い青、下限が濃い青で示されている。日本に関しては、20kW 以下の FIT である 57.75 円/kWh (46.20 ユーロセント/kWh) は示されていない。

このような設置コストの差は、風力発電への政策インセンティブ (FIT やその他再生可能エネルギーに対する優遇措置の総称) の差にも反映され、図 2-3 に見られるように、日本の風力発電インセンティブは、諸外国の 2 倍から 11 倍に上っている。

次に、日本における設置コストの内訳と、なぜ日本の設置コストが 2008 年以降世界のトレンドからかい離してとびぬけて上昇し、高い所でとどまっているのかの要因を分析する。

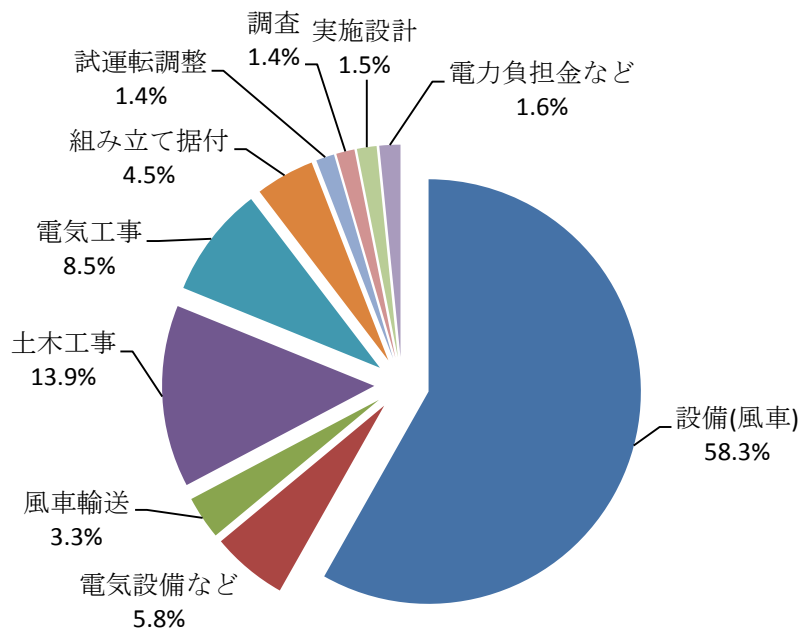
3. 日本における設置コスト

3.1. 設置コストとその内訳

日本における設置コストは、2012 年 3 月に FIT の調達価格等算定委員会に提出された日本風力発電協会の資料などによると、kW あたり 30 万円となっている。事業者ヒアリングや日本風力発電協会からは、設置コスト (30 万円 / kW) は、2011 年と 2012 年では変化がないという情報が得られた。

次に設置コストの内訳を見てみる。図 3-1 は、日本の風力発電設備設置のコストの内訳を、2005 年度から 2009 年度 (事業完成年度は 2005 年度から 2012 年度) までに採択された新エネルギー等事業者支援対策事業 91 事業の平均値をとったものである (新エネルギー・産業技術総合開発機構、2011)。

図 3-1 日本国内の風車の設置コストの内訳 (2005 年度から 2012 年度建設分)
(2005 年度から 2009 年度の新エネルギー等事業者支援対策事業採択分の 91 事業の平均値)



データ出典) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 2011

これらの事業の平均の出力は 14,733kW、風車 1 基あたりの平均出力は 1,844 kW、事業一か所の平均基数は 8.0 基である。この 91 事業の平均の設置コストは、kW あたり 263,500 円である。¹ この報告書では、風車基数が少ないケースでは建設単価のばらつきが非常に大きいこと、基数が多いほど建設単価が低下する傾向があること、そして 1 基当たりの容量が小さい事業は一般的に建設単価が高いことが報告されている。

この内訳によれば、風車自体の設備コストが 58.3%と設置コストの大半を占め、電気設備を含めた設備に要するコストは全体の 64.1%となっている。次に試運転調整まで含めた工事のコスト (風車輸送、土木工事、電気工事、組立据え付け、試運転調整) が 31.6%で、その中でも土木工事コストは 13.9%と高くなっている。調査コストと実施設計コストは合わせて 3%ほどとなっている。

表 3-1 は、デンマーク、ドイツ、スペイン、英国のデータから得られた設置コストの内訳である。内訳の区分が異なるので、図 3-1 との正確な比較はできないが、日本よりも設置コストに占める風車コストの割合が大きくなっていることが分かる。またこの表からは、各種コストの割合は大きく幅があり、国または事業の設置場所によって内訳が大きく変わるであろうこともわかる。

表 3-1 ヨーロッパにおける風力事業

	設置コストに占める割合(%)
風車 (Turbine)	68-84
送電網接続 (Grid Connection)	2-10
基礎 (Foundation)	1-9
電気工事 (Electric Installation)	1-9
土地代 (Land)	1-5
ファイナンス・コスト(Financial Cost)	1-5
道路整備 (Road Construction)	1-5
コンサルタント料 (Consultancy)	1-3

データ出典) EWEA 2009

こうした風車設置コストの海外との違いやその要因などについて分析するため、以下に設置コストを構成する項目ごとに見てみる。

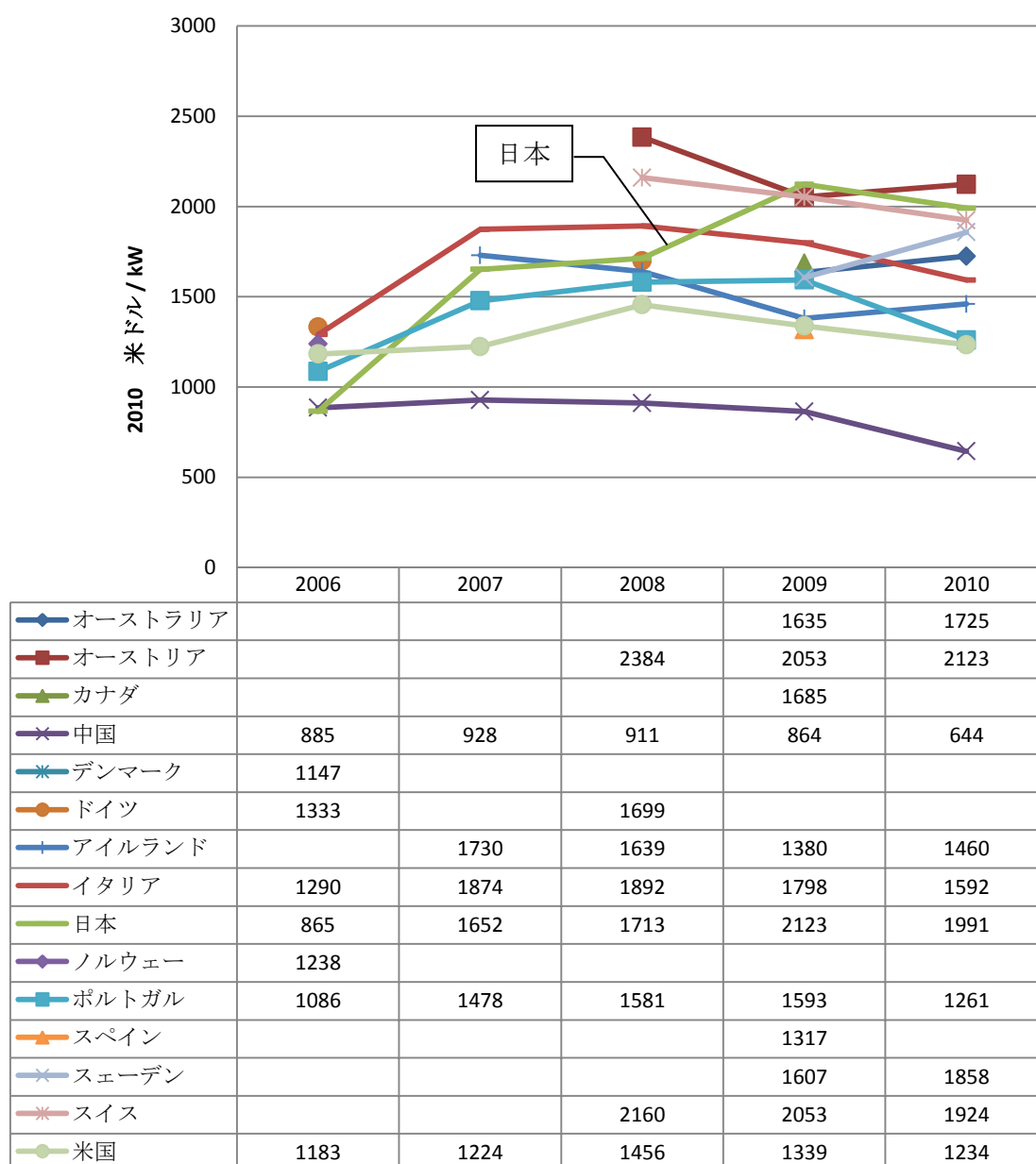
3.2. 風車コスト

図 3-2 は、先述した IRENA の報告書 (IRENA, 2012) に示された風車のコストデータをグラフ化したもので、2006 年から 2010 年までの国別の kW あたりの風車コストを比較している。

これによると、日本の風車コストは 2006 年には中国のそれと匹敵するほど低く、先進国の中で最も低かったものが、2007 年に急激に上昇し、2009 年にピークを迎えて、2010 年は下がったものの、各国の中で最も高い価格を示していたことが分かる。特に、金融危機直後の 2009 年に、各国の風車コストは軒並み下がるか横ばいを示したのに対し、日本のみが急激に上昇し、2010 年時点では、日本の価格は中国の実に 3 倍にもなっている。一体、どのような要因が日本の風車のコストに影響を与えているのであろうか。

¹最高額は、705,900 円であったが、これは離島用の可倒式の風車を用いた事業で、この例を除くと最高額は 479,800 円。最低額は kW あたり 140,700 円であった (新エネルギー・産業技術総合開発機構 2011)。

図 3-2 風車コストの国際比較



データ出典) IRENA 2012 (IEA Wind, 2007, 2008, 2009, 2010 and 2011 などをもとめたもの)

風車のコストは、市場の中での売り手（風車メーカーやサプライヤー）と、買い手との力関係や、事業の規模、それと様々な要因が複合的に絡まって変化する。Bollinger と Wiser (2011) は、アメリカの事例で、各メーカーとサプライヤーの内生的要因（労働コスト、保証、利益率、風車デザインや大型化）の影響と、外生的な要因（エネルギー価格、材料コスト、為替の変動）の風車コストへの影響を分析し、内生的要因が外生的要因よりも風車コストの変動に影響をあたえていると結論付けている。²

² Bollinger と Wiser (2011) は、米国の 2002 年から 2010 年までの Vestas 製の風車のデータを用いて、4 つの内生的要因（労働コスト、保証、利益率、風車デザインや大型化）の影響と、3 つの外生的な要因（エネルギー価格、材料コスト、為替の変動）が、複合的に風車のコストの変動の大部分を説明できる要因であると示している。同報告書は、2002 年から 2008 年の約 750 米ドルの風車コストの変動のうち約 600 米ドルの変動と、2009 年以降の 195 米ドルの変動のうち 95 米ドルの変動が、これら 7 つの要因で説明できるとしている。また、2002 年から 2008 年の風車コストの変動のうち、4 つの内生的要因は 376 米ドル、外生的要因は 219 米ドルの説明要因としている。

現時点においては、日本の風車コストについて精密な統計分析ができるほどデータが多くないことと内生的な要因はデータがなく、同じような分析ができない。外生的要因 (エネルギー価格、材料コスト、為替の変動) についてもデータが少なく定量的な分析ができないが、Appendix 1 で示されるように、エネルギー価格と鋼材価格との動向と風車コストの間には明確な関係性を向付けるのが難しい。

そこで一般的にあげられている要因について考察してみる。日本風力発電協会は、海外と比較した日本の近年の風車コストの高さの要因を以下の3点でまとめている (日本風力発電協会 2012b)。

- ヨーロッパでは、風車に関する技術基準が IEC61400-1 に基づく認証のみであるのに対し、日本では独自基準である「発電用風力設備に関する技術基準」及び「建築基準法」が適用されるため、風車コストが増加する
- ヨーロッパでは発注ボリュームによるスケールメリットがとれるが、日本では発注量が少ないので価格は割高になる
- 日本は機器の80%を輸入に依存しているので、輸送コストが割高になる

これらについて、建築基準法の影響、市場の大きさ (発注ボリューム) との関連といった要因について精査を試みたが、信頼できる一次データが少なく、関連性を証明できる結果は得られなかった (内容に関しては Appendix 2 を参照)。

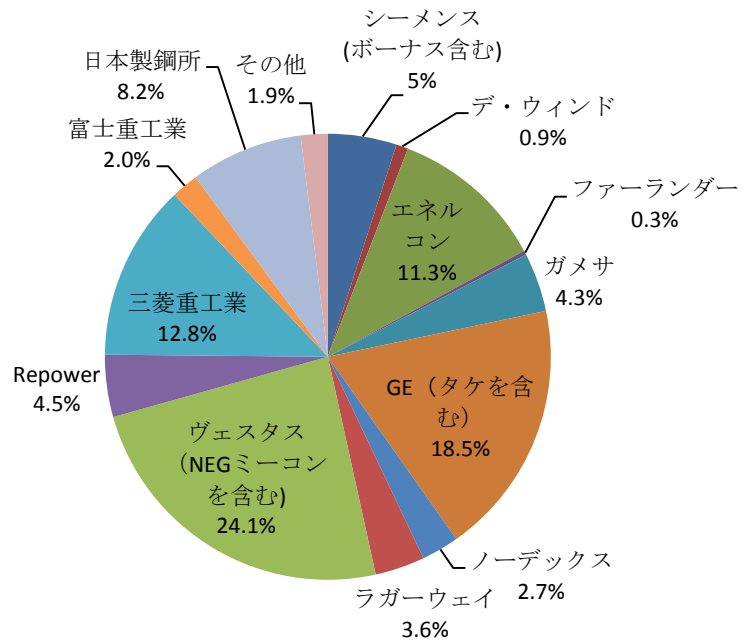
市場ボリュームと風車コストの定量的な関連は、データの少なさから見いだせなかったが、国産風車の価格への影響を日本市場の小ささと工場設備の稼働との関連から考える。現在大型風車製造に参入している日本の3社 (三菱重工業、日立製作所³、日本製鋼所) は、日本市場の小ささからいずれも年間の風車製造は二けた台に留まっており、工場の稼働率が非常に低い。そのため、年間の工場稼働に伴う風車一基当たりの固定コストは、年間1000基以上の風車を製造する欧米のメーカーに比べて大幅に高くなり、それが風車価格にも転嫁されることになる。こういった点は、大きな安定した市場が工場の近くにある欧米のメーカーの価格競争力に有利に働いているといえよう。

次に輸入風車の多さと関連要因 (輸送コストと為替の変動) についてであるが、まず輸入風車の市場に占める割合から見てみよう。1995年から2011年までに、新エネルギー・産業技術総合開発機構の補助金を受けた事業のうち50kW以上の定格出力の風車を用いた事業について、風車メーカーのシェアを見てみた (図3-3)。17年間の累積の市場の75%以上は海外のメーカーからの輸入となっている。また同じデータを、各年の輸入と国産風車の市場シェアで示した図3-4によれば、市場シェアは年ごとに大きく変化している。輸入風車は2009年までは風車の大部分を占めていたが、2011年は日本メーカーが貢献している。

輸入風車の輸送コストに関しては、確かに2010年までは輸入風車が大半を占め、ヨーロッパでの風車コストに加算されてきていることが分かるが、その影響度に関してはデータ入手ができず精査できていない。

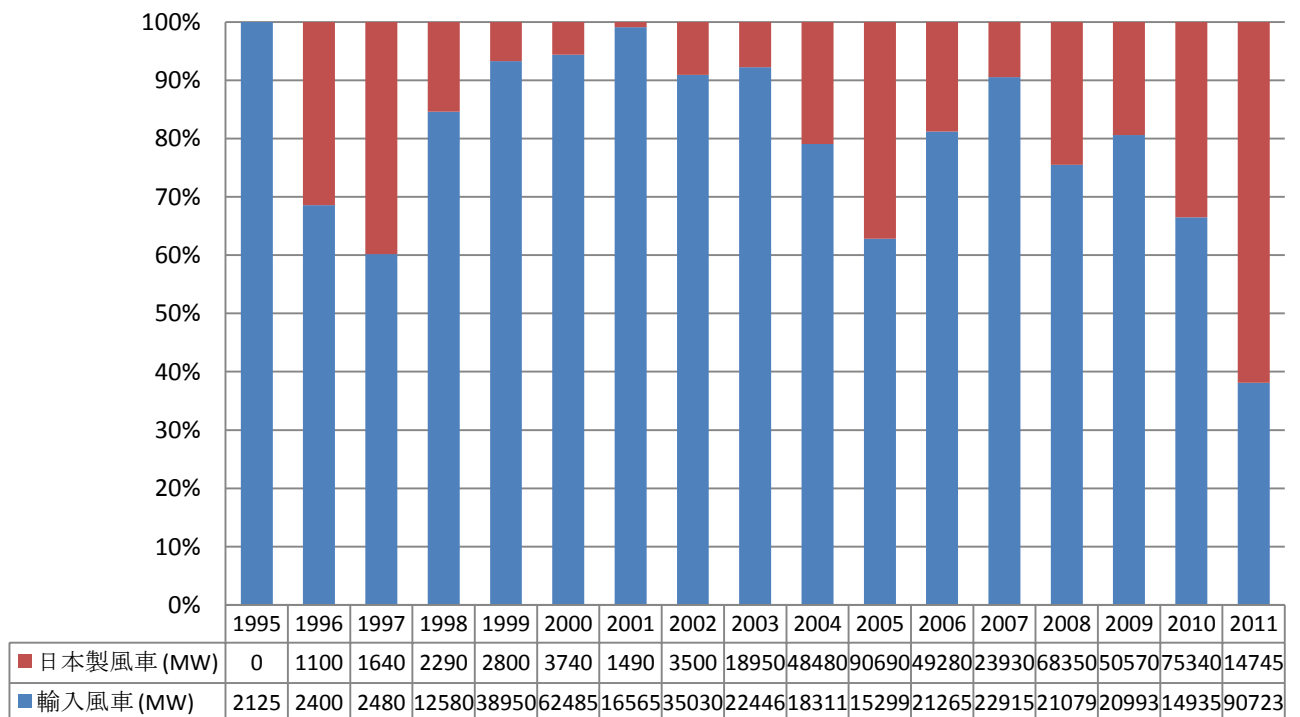
³ 2012年7月1日、富士重工業の風車製造事業は、日立製作所に合併吸収された。

図 3-3 中型または大型風車を用いた事業のメーカーごとのシェア (2573MW)
 (1995年から2011年までの新エネルギー・産業技術総合開発機構補助金を用いた事業)



データ出典) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 2012a

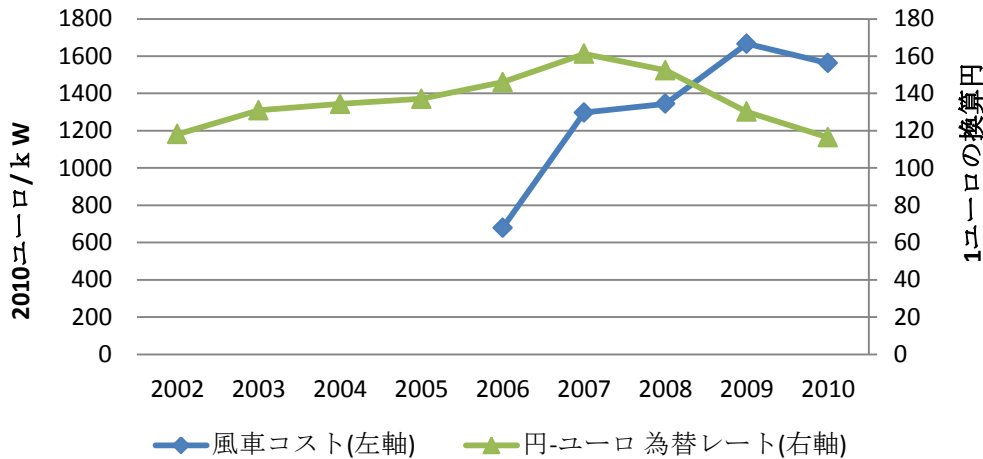
図 3-4 1995年から2011年までに建設された事業の市場シェア
 (新エネルギー・産業技術総合開発機構補助金を用いた事業)



データ出典) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 2012a

次に為替レートの影響であるが、事業者ヒアリングでは、2012年には前年から比べてkWあたりの風車コストがかなり下がったとの意見が多く、外国製、特に日本に入ることが多いヨーロッパ製の風車に関しては、対ユーロの「円高為替の影響が大きい」という意見が多かった。しかしもう少し長期的に見ると、図3-5で示されるように、2007年以後、円がユーロに対して非常に強くなり、円高となって輸入風車が安くなるべき時期に、日本の風車のコストは上昇をしていることが分かる。これからいえるのは、輸入風車の多さと為替の影響度についても強い相関が見いだせないという事である。

図 3-5 日本の風車コストと為替レート



データ出典) IRENA 2012; Principal Global Indicators 2013; US Internal Revenue Service, 2013

注) IRENA2012に掲載されている風車コストは2010米ドル表示であるため、米国政府による2010年の年間平均為替レートを用いてユーロに換算した値を、2010ユーロとして比較した。

このように輸入風車の多さと関連要因については、データポイントが少ないため、強い相関が分かるような要因は定量的に見いだせない。

日本における外生的要因の影響としては、リードタイムの長さからくる間接的なものもある。契約から納入、最終支払までのリードタイムが長いと、その間にエネルギー・原材料コスト、金利、為替の外生的要因の変動リスクが高くなるため、それらを回避するための様々なリスクプレミアムが風車価格に上乗せされる。結果として、それらの変動が小さく直接影響がなかった場合でも、高いリスクプレミアムで風車の最終価格は、ヨーロッパなどで取引されている価格よりも高くなる、という事が事業者ヒアリングで指摘された。

こういった輸入風車の多さからくる外生的要因の価格変動、それらに付随するリスクに対するリスクプレミアム、輸送コストの低減、そして先述した国内風車メーカーが安定した製造数を確保し経営基盤を確立しコストを下げていくためにも、持続的な自国市場の確立を促すことが重要になる。

3.3. 建設コスト

土木工事、電気工事、風車の輸送、組立据え付けなどの建設コストに関しては、諸外国に比べ割高となる理由として以下のことが考えられている (日本風力発電協会、2012b)。

- 日本の一般的な建設工事コスト自体が国際的に高水準である。
- 風力発電事業の場所が、遠隔地や山地などの複雑地形である場合が多く、土木工事 (サイト整地や道路整備など)、送電線工事、風車輸送に多額のコストを要する。
- ヨーロッパに比べ、小規模で分散した立地が多いため、建設工事や送電線整備コストにおけるスケールメリットが実現しにくい。特に道路の建設に関しては、事業の規模に関係なく同じだけコストが掛かるので、1 事業あたりの規模が大きい方が良いが、それが実現しにくい状況となっている。
- 改正建築基準法により、風車設計・適応コスト及び基礎工事コストが割高となっている。

こういった理由により、全体設置コストに占める建設コストの割合も大きくなるといわれる。

一般的な建設コスト

最初に、既存の一般的な建設のコストデータの国際比較から、日本の建設コストの高さを検証してみる。国際建設コンサルタントの Gardiner & Theobald 社が発表している 2010 年の各国のコスト調査のデータから抜粋したものを、表 3-2 から表 3-4 に示す。

風力発電建設コストにもっとも近いカテゴリーとして、表 3-2 では、一般的な工場、倉庫、産業用建物の単位面積当たりの建設コストを比較している。ここからは、日本の建設コストが中国やインドといった風力発電が多いアジアの国の 2.5 倍から 3 倍ほど、英国以外のヨーロッパ諸国の 1.1 倍から 1.5 倍ほどと、高くはなっているが、米国と比べると変わりはないことが分かる。ただ米国のデータはニューヨークとロスアンゼルスのもので、風車が立つような地域の建設コストに比べると、かなり割増しになっていることは考えられる。

表 3-2 2010 年の一般的な工場、倉庫、産業用建物の建設コストの国際比較

国	工場、倉庫、産業用建物の建設コスト (米ドル/SF)			為替レート 対米ドル	消コスト 税(%)
	下限	上限	典型的な階数		
中国	46	79	1	6.4772	17%/Nil*
インド	41	62	2	45.0350	10.36%
ドイツ	73	145	1	0.7002	23%
イタリア	96	230	--	0.7002	20%
スペイン	83	149	--	0.7002	18%
英国	37	74	1	0.6249	20%
米国(ニューヨーク)	93	214	--	1	**
米国(ロスアンゼルス)	102	177	1	1	**
日本	108	207	1	80.8900	5%

データ出典) Gardiner & Theobald, 2011

* 中国は一般消コスト税は 17%で建物にかかる消コスト税はない。そのほかの国は一般・建物共に同じ率が掛かる。** 米国は州内の自治体により違う。

表 3-3 で示される単位あたりの材料コストでは、先進諸国との間に大きな差は見られず、材料によってはヨーロッパのコストの方が高くなっている。表 3-4 で示される一人あたりの人件費でも、ヨーロッパ諸国とは格段違いは見られないが、総合請求レートで示される人件費は、日本が米国の 2 分の 1 以下と各段に安くなっている。しかしこれも、米国のデータは、ニューヨークとロスアンゼルスのものであることから、風車設置が多い地域では大幅に低いことも考えられる。

国や地域ごとに状況は違っており、一概には言えないであろうが、日本の建設コストはたしかに単位当たりの基本的な建設コストで国際的に高い方には入る。しかし先進諸国との違いが格段に大きいといえるほどではなく、これが風車の設置コストに非常に大きく影響する、といった一般的な結論は出すのが難しいのではないだろうか。

表 3-3 2010 年の建設用材料コストの国際比較

国	鉄筋	構造用鋼材	セメント	コンクリート	ガラス	為替レート 対米ドル
	米ドル/トン			米ドル/ 立方ヤード	米ドル/ 平方ヤード	
中国	627	1000	52	42	4	6.4772
インド	822	844	122	76	7	45.0350
ドイツ	1803	2378	288	68	21	0.7002
イタリア	1071	1785	194	109	25	0.7002
スペイン	1285	2571	171	93	51	0.7002
英国	960	1120	144	98	20	0.6249
米国(ニューヨーク)	1140	1030	110	111	71	1
米国(ロスアンゼルス)	1120	1125	150	103	79	1
日本	742	1236	125	118	18	80.8900

データ出典) Gardiner & Theobald, 2011

注) 消費税、付加価値税、種々の地方税は含まれない。

表 3-4 2010 年の建設人件費(一人あたり)の国際比較

国	基本レート (米ドル/時)			総合請求レート (米ドル/時)			為替レート 対米ドル
	不熟練	半熟練	熟練	不熟練	半熟練	熟練	
中国	1.19	1.44	1.70	2.04	2.45	2.92	6.4772
インド	0.42	0.56	0.69	0.56	0.69	0.83	45.0350
ドイツ	15.57	23.14	26.58	26.08	39.66	46.13	0.7002
イタリア	22.49	25.49	28.56	41.99	46.27	49.56	0.7002
スペイン	31.42	31.42	32.85	35.70	37.13	41.42	0.7002
英国	12.61	14.61	16.99	16.13	18.69	22.68	0.6249
米国(ニューヨーク)	34.00	42.00	53.00	76.00	90.00	112.00	1
米国(ロスアンゼルス)	53.00	65.00	74.00	76.00	90.00	112.00	1
日本	21.39	25.96	29.67	32.14	39.19	45.25	80.8900

データ出典) Gardiner & Theobald, 2011

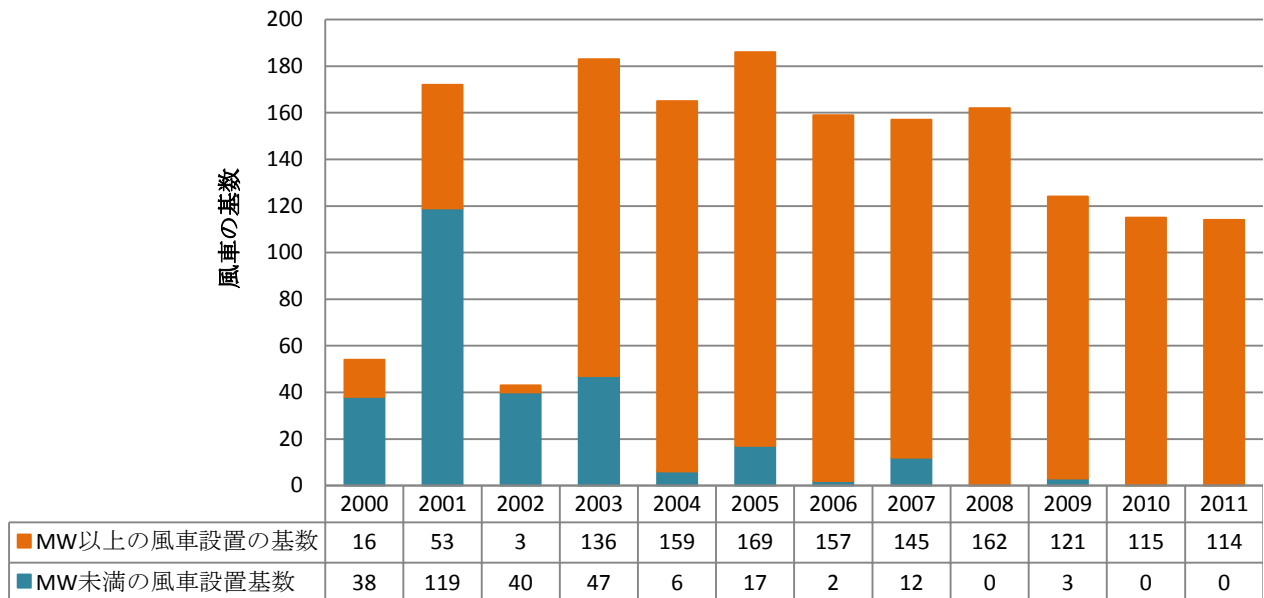
注) 基本レートは各国の賃金設定機関の提出する値も基に算定。総合請求レートは、保険、税金、種々の負担金を加えた残業なしの場合の額。

設置場所の影響

次に建設立地の設置コストへの影響についてであるが、近年は風況がよく需要地に近くて、建設がしやすい土地が少なくなっていることで、建設単価がより一層高くなっていると言われている。そこで、そういった傾向が実際に存在し、2000年代後半に顕著になり、2009年以降も日本の建設コストの高止まりの要因となっているかどうかについてのおおまかの検証を行った。

まず新エネルギー・産業技術総合開発機構の「日本における風力発電設備・導入実績の一覧表」(新エネルギー・産業技術総合開発機構、2012a)を用いて、2000年以後2011年末までの450kW以上の中型および大型風車を設置した事業に対して、使用された風車をMW以上とMW未満の定格出力で分けて、それぞれの風車の年間の設置基数を示す(図3-6)。

図 3-6 風車の定格クラスの変遷



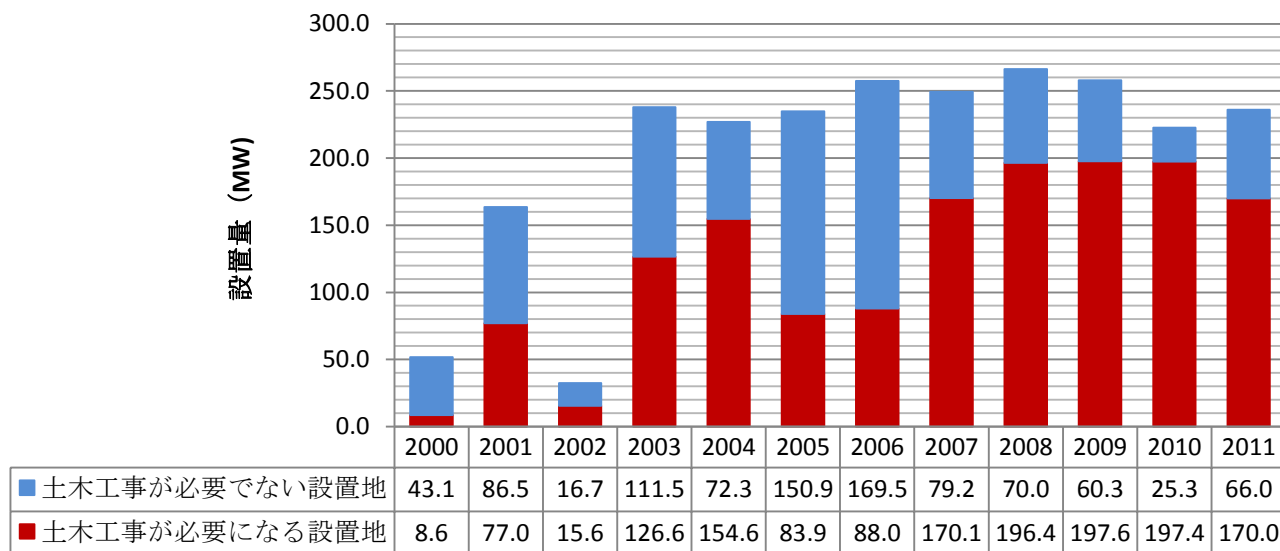
データ出典) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 2012a を基に筆者分析

これを見ると、2002年まではMW以下の風車の設置が大多数であったが、これが2003年に大きく変化し、それ以後はMW以上の定格出力の風車が増えてきたことが分かる。2010年と2011年の設置は全て1.5MWから2.5MWの風車で大型化が進み、それに伴う土木工事の規模も大きくなり、風車の輸送のむずかしさや道路などのインフラ整備のニーズも高まってきたことが推測される。

次に同じ一覧表をベースにしてGoogle Earthにインプットされた日本の風車の位置データベース(日本風力発電協会、2012c)を基に、2000年以後2011年末までの設置で、450kW以上の中型と大型風車の設置場所を分析してみた。詳細なGISデータが手に入らなかったため、航空写真、地図、地形図により、明らかに、市街地、農地、工業地帯、沿岸部(港湾内、埋立地、その他既存の海岸部)といった低地、または既に開拓されている土地を「土木工事の必要のない土地」と位置づけ、それ以外の丘陵地や山岳地、また標高が低くても森林の中であったりするところなどを「土木工事が必要になる土地」と大まかに位置付けて分類してみたものを図3-7に示す。

土地利用や傾斜、道路からの距離といったものを考慮しない非常におおまかの分析ではあるが、2000年代後半は、何らかの「土木工事が必要になるような土地」により多くの設置が集中していることが分析できた。事業者ヒアリングでは、山岳地の設置に関しては、輸送コストも大きくなり、道路の造成、国内で3台しかない風車設置に必要な起立装置の設置や輸送に時間が掛かることからその利用コストが上がり、「平坦地での設置コストとの差は、山岳地の方が2割ほど高くなる」という意見があった。

図 3-7 風車の設置場所と大きさの推移



データ出典) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 2012a, 日本風力発電協会 2012c を基に筆者分析

また図 3-1 では、風車の輸送コストは全体コストの 3.3%であり、これを建設コストだけで見ると、輸送コストが占める割合は約 10.5%となる。2012 年末に行った事業者ヒアリングでは、建設コストの約 20%が風車の輸送コストとなるという意見があり、輸送が難しい土地での建設の増加の影響も考えられる。「ヨーロッパや米国などに多い土地が平坦なところでの建設では、特に土木工事コストの部分が非常に小さくなるため日本の建設コストの約 60%で建設できる」という事業者もあり、大きな違いとなる。

改正建築基準法の影響

改正建築基準法の建設コストへの影響は、風車コストへの影響と同様、データが入手できないので詳細な分析は出来ていない。

3.4. その他のコスト

① 送電網接続コスト

送電網接続コストには、風力事業者が自身で送電網を整備する際にかかる整備コストと、電力会社に整備をしてもらう場合に支払う工事負担金がある。

送電網整備コスト

風力事業者が自身で送電網を整備するコストに関しては、建設コストと同じく、風況がよく需要地に近くて建設がしやすい土地が少なくなっていることが、その増加につながっているという意見が事業者ヒアリングでは多かった。

送電網の整備コストはケースごとに差があるが、決定要因となるのは「長さと内容」である。内容は、地形ではなく、「地上電柱、電線は景観を悪化させるので埋設する」などの景観に関する理由や、「どのような柱を用いるか」といった柱の種類の制約によって決まることが多い(表 3-5)。一般的には、内容により以下のようにコストが変わってくるとされ、実際には様々な内容の整備が混在するため、10km あたり 4 億円相当になるのが妥当という意見であった。

表 3-5 送電網整備コスト

内容		km あたりのコスト
特別高圧線への接続	鉄柱	約 1 億円
特別高圧線以外への接続	地上コンクリート柱	約 3 千万円
	地下埋設	約 5-6 千万円

データ出典) 事業者ヒアリング

送電網接続要件と送電網接続コスト

電力会社が新規の風力事業の送電網への接続に必要な整備をする場合に、風力事業者が電力会社に支払う工事費負担金については、その負担方法と共に「一般電気事業者 (電力会社) が定め公表する」というルールになっている(電気系統利用協議会、2013)。

この電力会社に要求される負担金と接続要件は、系統とシステムの脆弱性によって決定されるが、問題とされているのは情報の不透明性である。コスト試算の仕方、コストの内訳の両方が風力事業者には開示されずブラックボックス化されており、同時に客観的で公正な査定も欠如しているため、透明性が著しく低い。またコストの決定基準と決定の責任者が見えない構造も問題である。こういった問題は、繰り返し事業者ヒアリングで指摘された。

もう一つの問題は、接続そのものに関する系統側のパラメーターに関する情報、接続条件の不透明性である。例えば、接続点の位置の決定や Static Voltage Controller (SVC)⁴ 利用のための理由が示されないことや、Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA)⁵ や風車側の系統安定化機能を有効に使うために必要となる系統側のパラメーター情報が圧倒的に不足している事により、事業者が「より安価でかつ効率の高い制御技術や方法を提供する機会を逸してしまう」、また「そういった協議が電力会社側とできない」ということが多々あり、これに対する事業者側の苛立ちは大きい。

② 事業確立コスト

事業確立コストには、様々なものが含まれている。

風況調査コスト

風力事業に適した立地かどうかのもっとも重要な要素となるのは、立地における風況である。新エネルギー・産業技術総合開発機構が、1990 年代から作成している風況マップなどを用い、大まかな風況の良さを見極めた後に必要になるのは、もっと詳細な風況調査である。これには約 2 年の年月が必要になり、費用は 2000 万円から 5000 万円と考えられている(日本風力発電協会、2012d)。

⁴ 高圧送電ネットワークにおいて、即効性のある無効電力を提供する電子装置。

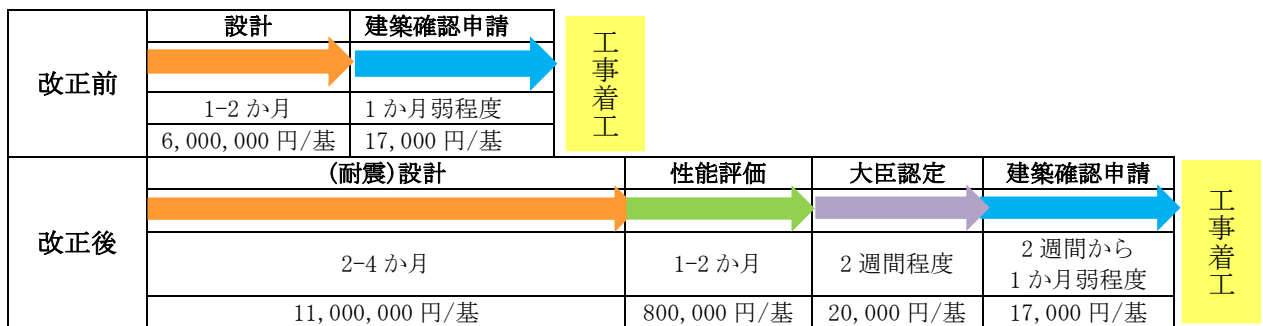
⁵ システムの監視、プロセスの制御、そしてデータ収集をコンピュータで行なう監視制御システム。

実施設計コストおよび申請コスト

実施設計コストは、現在はそのほとんどが耐震設計のためのコストとなっている。その根拠となる改正建築基準法は 2007 年 6 月 20 日から施行された。風車のブレード頂部が 60m 以上の風車が対象となるため、定格出力約 300kW 以上の風車が対象となる。この条件に当てはまる風車は、高さ 60m 以上の超高層ビルと同等の耐震基準を満たす必要がある。図 3-7 で、法改正の前と後の比較を示す。改正前、設計と申請は、一基 600 万円ほどのコストで、設計から工事着工までの期間も 2 カ月程度ですんでいた。改正後は、一基 1,182 万円のコストがかかり、期間も 4 カ月から 7 カ月半に延びている。つまり、この改正による実施設計コストと申請コスト、及び手続期間の変化は、風車一基あたりでコストが 582 万円高くなり、申請期間も 2 カ月から 4 カ月半長くなったという事である。

これに関しては、日本風力発電協会 (2012) は、「改正建築基準法により、設計コストは割高となっている」と述べているが、「初期の混乱による建設計画の変更・中止は、解消されつつある」とも述べている。しかし、これを 1MW の風車を 10 本、または 20 本建てる 10MW や 20MW のモデル事業に当てはめて考えれば、全体で 5000 万円から 1 億 1000 万円以上の設計コストが改正前よりかかっているということが分かる。建設コスト全般に占める割合と下げ代は小さく、大きな課題とはなっていないが、割増しのコストではあり、規制の妥当性の精査も必要になる。

図 3-8 建築基準法改正前と改正後の風車の実施設計及び申請コスト



データ出典) 日本風力発電協会 2010

環境影響評価のコスト

事業確立コストで、今後の課題となるのが環境影響評価の調査コストである。2012 年 10 月 1 日より、改正環境影響評価法が施行となり、風力発電事業が環境影響評価法の法対象として加えられた。これにより、10MW 以上の風力発電事業は、第一種事業として環境影響評価が義務付け、そして 7.5MW 以上 10MW 未満の風力発電事業は、第二種事業として審査次第で環境影響評価が義務付けられることとなった。このため 2012 年以降に申請されている風力事業の多くは、環境影響評価を実施することになり、これまで自主的環境影響評価を進めてきた案件も「差し戻し」を受けてやり直すものが増えている。また 2013 年 4 月 1 日から施行される改正では、新たに「計画段階における環境配慮書手続き」と「環境保全措置等の結果を報告する報告書手続き」が導入され、環境影響評価は以前よりも長く複雑になる。この環境影響評価法改正の適用で、これまでよりも調査コストや許認可コストが増え、調査コスト、ひいては事業確立コストの増加に直接つながると考えられている。

事業者側では新しい環境影響評価のプロセスをフルに通過することで、20MW のモデル事業一件あたりで、少なく見積もって 1 億円、2013 年 4 月からのプロセスでは、2 億円以上のコストがかかると考えている (日本風力発電協会、2012d)。これは総設置コスト (MW あたり 30 万円として、20MW あたり 60 億円) の約 3.3%以上となり、2011 年までに比べると 2 倍から 2.5 倍の負担となる。

今後の風力発電事業の環境影響評価のコストにもっとも大きくかかわるのが「動植物の生態系」の調査コストである。特に、渡り鳥や希少鳥類が確認された場合、原則として2 営巣期の調査が必要とされ、1 つの営巣地について調査コストは約3 千万から4 千万円、コストは営巣地の数に比例して増える。また、あらゆる項目を、これまでの自主的環境影響評価よりも詳細に、また個々の項目をより深く掘りさげて調査・評価する必要性、それに伴うモニタリングの導入、そして「計画段階における環境配慮書手続き」のプロセスが加わった。しかし調査項目や調査方法については、明確化がなされていないため「差し戻し」が起こっており、コストを増加させる要因として懸念されている。環境影響評価項目とその目的、調査方法、調査期間の明確化が必須となっている。「配慮書」の義務付けも、コスト増加の面で重要となると考えられる。⁶ ここでは事業者が複数案を提出し、地域への影響について、住民や、専門家、地方公共団体などの意見を取り入れるよう努めることが必要となっており、従来に比べてコストが増加する。また環境影響評価のコストは、事業の立地、つまり山岳地の事業地と、平坦地・工業地で大きく変化する。山岳地では、調査と評価がすべての項目に対して深掘りされるが、平坦地・工業地ではその必要性が低く、調査コストが「3 分の2 ほどで済む」という意見もあった。

上記のような要因によるコストの増加は重要であるが、日本の環境影響評価で最も重要になるのは、実体としてのコスト増ではなく、不確実性の増加要因となっていることである。日本においては、上述のような調査項目や方法、差し戻し、地元との意見調整といった新しい環境影響評価プロセスの中での不確実性が多い。その上、仮に環境影響評価をクリアしても、まだ系統接続の許認可の不確実性が残り、規制を全てクリアして事業の実現性を高めるといった部分でのリスクプレミアムが非常に高い。また詳細な環境影響評価でリードタイムが長くなる分、様々な原材料費や為替変動といった外生的要因によっておこるリスクへのプレミアムも増える。こういったリスクが増えて市場への参入障壁となっていることと、様々なリスクプレミアムの付加が、風力事業促進とコスト削減の妨げの大きな要因になっている。

⁶ これは、事業計画の検討の段階（事業の位置、規模や施設の配置、構造といったことを検討する段階）を対象としてもので、事業者に複数案を提示させ、環境配慮をさせるというものである。日本版の戦略的環境アセスメント（SEA）と言われているが、諸外国の制度と異なり、風力発電や開発に関する上位の計画や政策が日本では存在しないので、それらに対して本来行われる SEA とは全く違った性格のものとなっている。

4. 運転操業費

風力発電事業の運営操業費は、現在の風力発電コストの運転年数均等化発電原価 (Levelized cost of electricity、LCOE) の 20%から 25%を占めるとされ (EWEA, 2009)、また洋上風力発電の普及により、その重要性が高まってきており、昨今風力発電業界内での注目度が高くなっている。

運転操業費の重要な部分を占める O&M (Operation & Maintenance) コストは、発電事業が始まったあとに風車やその他の設備のメンテナンスや運用にかかるコストをいう。これらに、発電事業を行なっていくうえで必要となる一般管理費や税金、土地の賃貸料や予備費、事業全体にかかる火災や災害に備える保険・天候デリバティブへの保険などを含めたものが運転操業費となる。一般的に、運転操業費、特に O&M コストに関するデータは各国で非常に少なく不確実性も多い。

4.1. O&M コストの国際比較

O&M コストには、固定コストで示されるものと変動コストで示されるものが含まれる。固定 O&M コストには通常、設備に対するメーカーの保証・保険、管財コスト、定期点検の契約コスト、系統利用コストが含まれ、単位当たりの設置容量 (kW) に対して年間でかかるコストという形で示される。変動 O&M コストには、固定契約ではカバーされない維持管理コスト、交換部品のコスト、そして労働コストなどが含まれ、発電量当たり (kWh) で示される。こういった項目を O&M コストに含むのか、またはその他の操業費の項目に含むのかについては、国によって内容のくくりが違っておりデータを見る場合には注意が必要となる。

表 4-1 は、国際エネルギー機関 (International Energy Agency, IEA) が実施する風力エネルギーに関する国際協力活動⁷である IEA Wind の年次報告書 (2011) に、日本を含め固定 O&M コストが示されている 5 カ国について示したもので、日本とドイツが高くなっている。特に日本は、フィンランドやオランダの 2 倍近くになっている。この IEA Wind のデータでは、O&M コストを kWh あたりの変動コストで示している国の方が圧倒的に多く、それらの国々の中では、米国の O&M コストが一番低い一方、ヨーロッパ各国は米国よりも O&M コストが軒並み高くなっている。これらを合わせて推測すれば、日本は O&M コストの面においても諸外国よりも高いといえるであろう。

表 4-1 固定 O&M コストの国際比較

国	固定 O&M コスト USD / kW / 年
フィンランド	35-38
ドイツ	64
イタリア	47
日本	71
オランダ	35

データ出典) IEA Wind 2011

⁷ 実施協定、Implementing Agreement といわれる。

4.2. 日本の年間操業費・O&Mコストの内訳と国際比較

日本においては、O&Mコストをふくんだ年間操業費を慣例的に固定コストで示しており、新エネルギー財団のデータ (NEF、2011 および 2012) や事業者ヒアリングにより、現状では kW あたり約 6000 円という値が出ている。2011 年の FIT の調達価格算定委員会に出されたデータも同じ値であった。

しかし事業者ヒアリングでは、この値については「近年、安くなっている」という声もあり、「風車一基あたり 20-30%下がっている可能性もある」という意見もあった。メーカーの 10 年保証などの取り入れや、部品のボトルネックの解消が要因となっている可能性もある。欧米では 2008 年から比べて、O&M コスト(平均年間契約金額) が 38%下がっているという報告がある (Bloomberg, 2012)。運転操業効率の改善、O&M 業務の改善、効率的な部品管理が理由とされているが、同時に東欧や英国などの「人件費が高く、地元サプライチェーンが限定されているところでは高い」という事が指摘されており、これは日本の条件ともよく似ているため、日本でのデータ分析が必要になる。

表 4-2 日本の風力事業の年間操業費 (20 年間の平均)

項目	百万円	%	
O&M コスト (年平均)	71.2 (7 千 2 百万円)	51.0%	インフレ率 年間 1%で計算
一般管理費 (年平均)	11.0 (1 千 1 百万円)	7.9%	インフレ率 年間 1%で計算
保険料 (年平均)	4.2 (4 百 2 百万円)	3.0%	インフレ率 年間 1%で計算
土地賃貸料 (年平均)	5.7 (5 百 7 百万円)	4.1%	インフレ率 年間 1%で計算
固定資産税 (年平均)	32.1 (3 千 2 百万円)	23.0%	固定資産税率 1.4%
事業税 (年平均)	1.0 (1 百万円)	0.7%	
保守費 (年平均)	6.6 (6 百 6 百万円)	4.7%	5 年ごとに 5%低減
予備費 (年平均)	7.9 (7 百 9 百万円)	5.7%	●O&M コスト及び保守費の 10% ●インフレ率 年間 1%で計算
合計	139.7 (1 億 3 千 2 百万円)	100%	
	6985 円/kW		
O&M コスト: 定期点検コスト、メーカー保証コスト、受電電気料金、航空障害灯など 一般管理費: 電気主任技術者、発電データなどの計測・記録等 保険料: 火災保険、機械保険、企業利用利益保険、天候デリバティブ等 保守費: 部品交換コストなど 予備費: 他のコストに不足が生じた場合の予備費			

データ出典) 新エネルギー財団 2012

20MW のモデル事業について、新エネルギー財団がまとめた 20 年間の運転操業費のおおよその内訳を年平均で表 4-2 に示す。実際の年間操業費は、このコスト内訳の各年の値から減価償却費と金利を引いたものとなる。ここでもっとも大きな割合を占めているのが O&M コストで、全体の半分以上となっている。次に大きいのが固定資産税であるが、これは通常の減価償却では初年度が最も大きく、毎年下がっていくことになる。一般管理費 (7.9%)、予備費 (5.7%)、保守費 (4.7%)、土地賃貸料 (4.1%)、保険料 (3.0%) がそれに続く。故障・事故に備えるための保険料に関しては、一度故障・事故が起こると、その起こった年の保証はされるが、その次の年からの保険料が大幅に上がってしまい年間操業費を圧迫するため、予備費で修理・保守をカバーする構造にすることも多いという。事業者ヒアリングでは、自然現象で起こる事故・故障が多い為、それをカバーするために余分な予備費を常に持つておく、または高い保険料を支払うという事が、年間操業費を高止まりさせる一因であるとの指摘があった。

年間操業費の中で大きな割合を占める O&M コストの内訳を表 4-3 に示す。この中で重要な位置を占めるのが「風車のメンテナンスコスト」と「スペアパーツのコスト」、そしてそれに付随する「クレーンのコスト」と「消耗品」のコストである。これらは全体の O&M コストの 80%以上を占めている。つまり、風車自体の故障や事故を防ぐ、または対処をするという事が、年間操業費の約 40%と重要な位置を占めるという事になる。しかし O&M コストの国際比較では、データ自体が少なく、コストの傾向について信頼実証できるデータはほとんど存在しないといわれ (Asmus et al. 2011)、存在するデータについても、データの取得時期が違っていることなどがあり、風車の技術償却期間が短い⁸ことを考えると、簡単な比較は難しい。

表 4-3 日本の風力 O&M コストの内訳 (初年度)

項目	千円	%	設定条件
風車 O&M コスト	17,850 (1 千 9 十 万 円)	27.6%	設備コスト*85%*0.7%
変電施設メンテナンスコスト	2,100 (2 百 十 万 円)	3.2%	設備コスト*10%*0.7%
送電線メンテナンスコスト	2,800 (2 百 8 十 万 円)	4.3%	送電線コスト*0.7%
買電電力料金	2,277 (2 百 3 十 万 円)	3.5%	売電収入の 0.3%
消耗品	10,200 (1 千 2 十 万 円)	15.8%	(設備コスト+送電線コスト)*0.3%
スペアパーツ	17,000 (1 千 7 百 万 円)	26.3%	(設備コスト+送電線コスト)*0.5%
航空障害灯	4,985 (5 百 万 円)	7.7%	
クレーンコスト	7,500 (7 百 5 十 万 円)	11.6%	
O&M コスト合計	64,712 (6 千 4 百 7 十 万 円)	100.0%	設置コストの 1%

データ出典) 新エネルギー財団 2012

表 4-3 で示される日本での初年度の O&M コストは、設備コストの 1%となっている。これは、Asmus et al (2011)による米国とヨーロッパの事例調査の報告書による「多くのプロジェクトオペレーターによる当初の O&M コストの見積もりが初期コストの 1%である」というところを呼応する。しかし同調査では、O&M コストは初期コストの 3% (標準偏差 3%) となっており、「当初の予測の 2-3 倍にもなっている」という事が報告されている。これに関しては、日本の設置コストそのものが欧米よりも高いことから、簡単な比較は難しい。

4.3. 日本における年間操業費高の要因分析

日本風力発電協会 (2012b) は、日本において O&M コストを含めた年間操業費が大きい理由として、次の事項を挙げている。

- 乱流・台風・落雷等の影響を受けるサイトが比較的多いため、ヨーロッパと比較して部品の故障頻度が多く、修繕コストや保険料の増加につながっている
- ヨーロッパでは、複数発電所の O&M を低コストで請け負う専門業者が存在するが、市場の未成熟な日本では各事業者自らが O&M を手がける (もしくは風車メーカーに依存する) 必要があり効率が劣る
- ヨーロッパに比べ日本では、小規模で分散した立地が多いため、運転・保守上のスケールメリットが実現しにくい

⁸ 風車は、2-3 年ごとに製造業者から新しいモデルが発表されており、その中に新しい要素技術が組み込まれていくことが多く、技術償却の期間が比較的短い。

2 番目と 3 番目の項目については、詳細データが不足しているため分析ができないが、ここでは最初の項目の故障・事故について見てみる。

① 日本独自の自然環境・事業立地による故障

日本において、もっとも大きな故障・事故の要因として指摘されるのが、自然環境による故障と事故の多さである。2004 年度から 2011 年度までの 8 年間の日本の風車の故障や事故に関してまとめた報告書(新エネルギー・産業技術総合開発機構 2012b)では、表 4-4 のような故障・事故発生率が報告されている。故障・事故の頻度は、年によってかなりのばらつきがある。これは、自然現象がそれぞれの年によってばらつきがあることが大きな要因と考えられる。

表 4-4 日本における故障・事故発生率 (2004 年度～2011 年度)

項目	2004 年度	2005 年度	2006 年度	2007 年度	2008 年度	2009 年度	2010 年度	2011 年度	合計
調査協力風車基数	769	898	926	1025	802	821	1029	706	6976
故障・事故発生回数	164	115	97	144	128	174	185	195	1202
故障・事故発生率[%]	21.3	12.8	10.5	14.0	16.0	21.2	19.6	27.6	17.2

データ出典) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 2012b

そこで、実際にどれほど自然現象が日本における風車の故障・事故の要因となっているかを見てみる。同じ報告書が、8 年間で 3 日間 (72 時間) 以上の運転停止となった 6976 基の風車を調査の対象として、表 4-5 のような事故及び故障の要因内訳を出している。

表 4-5 日本における故障・事故発生要因内訳 (2004 年度～2011 年度)

故障事故要因	要因内訳	発生回数	構成率
自然現象	暴風	35	2.9%
	落雷	267	22.2%
	乱流	18	1.5%
	低温・凍結	2	0.2%
	浸水	23	1.9%
	その他	21	1.7%
風車内故障	設計不良	101	8.4%
	製造不良	96	8.0%
	施工不良	31	2.6%
人的要因	メンテ不備	54	4.5%
系統故障	系統故障	7	0.6%
原因不明 その他	調査中	139	11.6%
	特定できず	279	23.2%
	その他	129	10.7%
計		1202	100.0%

データ出典) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 2012b

これでわかるのは、日本では「原因不明」の故障をのぞくと「落雷」による故障が 22.2%と最も多くなっていることである。また、暴風や乱流などを含めた自然現象によっておこる故障・事故の割合が、全体の 30.4%を占める。それ以外の要因では、「その他」(10.7%)、「設計不良」(8.4 %)および「製造不良」(8.0%) の比率が高く、この「その他」は、経年劣化や磨耗によるものがほとんどで、大半が運転開始後 5 年以上を経過した風車でおこっている。この調査では、原因不明の故障が 大きな割合を占めていることは確かであるが、原因が究明できる故障・事故に対しては、圧倒的に落雷によるものが多くなっている。

諸外国との比較については、ドイツの Fraunhofer 研究所が公開するドイツにおける風車の故障の原因の内訳を、表 4-6 で示したもので見てみる。これは 1989 年から 2006 年までの少し古いデータではあるが、現在の日本の風車の多くが 1990 年代後半から設置されたもの多いことから、このデータで精査されたドイツの風車群とよく似た年齢の物となっており、比較にはよいデータと考えられる。⁹

表 4-6 ドイツにおける故障・事故発生要因内訳 (1989 年～2006 年)

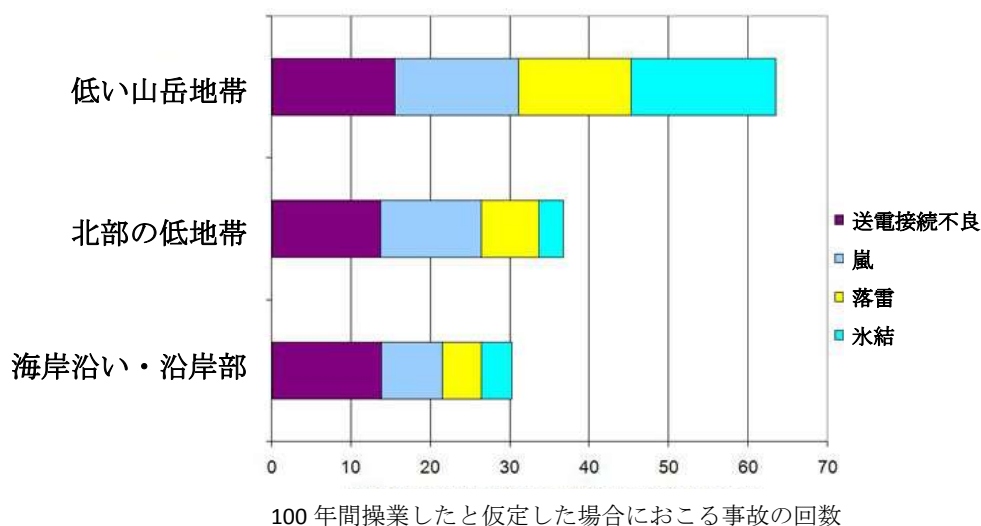
故障事故要因	要因内訳	構成率
自然現象	暴風・乱流(Storm)	5.16%
	落雷 (Lightning Stroke)	3.66%
	凍結 (Icing)	3.22%
風車内故障・ 人的要因	部品不良(Defect of Parts)	36.68%
	施工不良(Loosening of parts)	3.38%
	制御(Plant control)	22.79%
系統故障 (Grid failure)		6.54%
原因不明(Cause unknown)		7.55%
その他(Different causes)		11.02%
計		100.0%

データ出典) Fraunhofer IWES, 2013

ドイツでの故障は、自然現象が全体の 12%であるのに対して、風車自体の部品や施工の不良によるものが 40%、また制御による問題が 23%近くで、圧倒的に風車自体や人的な要因によるものが多い。特に落雷による故障の比率は、日本と比べてかなり低い。新エネルギー・産業技術総合開発機構 (2011) による「風力発電故障・事故調査委員会」の報告書には、「落雷による故障・事故では、ブレードや電気装置、系統接続装置において発生率が高いうえに平均停止時間、平均停止時間率ともに大きな値となっており、これら部位の故障・事故が事業性に与える影響が大きい」とある。日本の風車の事故・故障の要因に落雷が多いが、ドイツでは落雷や台風クラスの暴風などといった自然現象が少なく、これが日本での風車の故障やメンテナンス、それに関連する事業の採算性や O&M コストに与える影響も大きくなっていったといえるだろう。

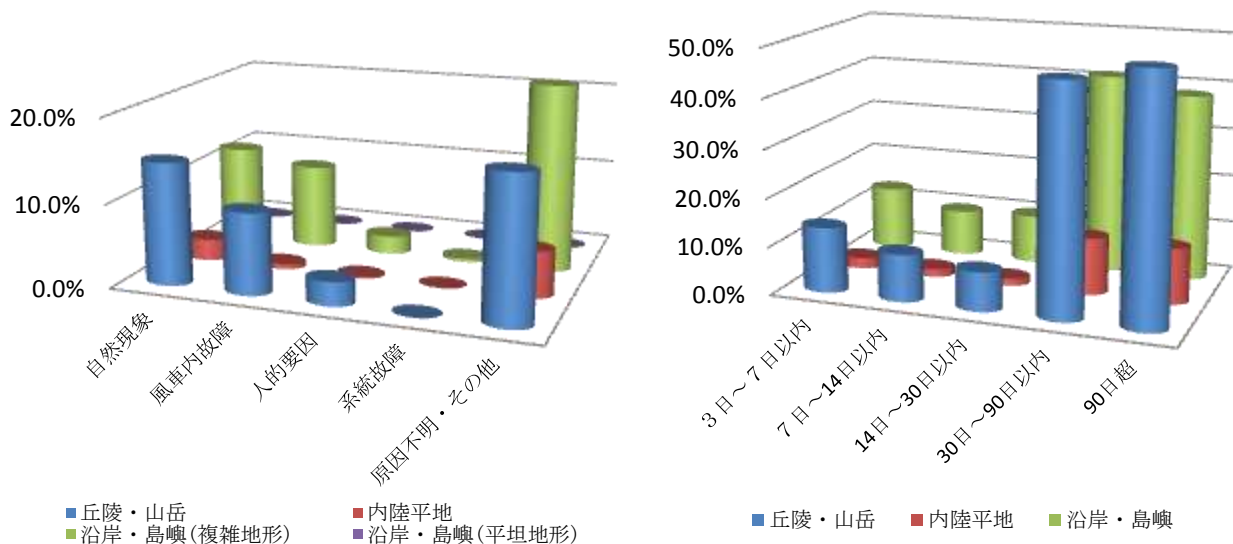
⁹ ドイツでは“250MW Wind Programme”という民間の風力発電事業に対する資本金への補助金を出す国のプログラムが 1989 年から始まり、補助金事業は 1996 年に終了したが、その後 2006 年までプログラム補助金を受けて設置された風車のモニタリングを行っていた。このモニタリングプログラムは、Scientific Measurement and Evaluation Programme (WMEP)と呼ばれ、1500 基あまりの風車から、1989 年から 2006 年までの 17 年間、毎月 193,000 あまりの運用実績と、全体で 64,000 あまりのメンテナンスおよび補修実績の報告データが集積された。通算で分析された風車の数は 15,000 となる(Tavner, et al. 2012)。その分析結果の一部は、同研究所のウェブサイトで公開され、また様々な科学学術雑誌や同研究所の報告書でも紹介されている。

図 4-1 ドイツにおける風車の設置場所と事故・故障原因



出典) Fraunhofer IWES 2013

図 4-2 日本における風車の設置場所と事故・故障原因
および 停止期間との関係 (2004 年度-2010 年度)



データ出典) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 2011

自然現象による故障と地形との関係に関しては、Tavner, et al. (2012) は、ドイツにおける風車の設置場所および天候と風車の事故・故障との因果関係を分析し、これらの間には深いつながりがあると結論付けている。図 4-1 は、表 4-6 と同じデータを用いた Fraunhofer 研究所の分析によるドイツにおける風車の設置場所と事故・故障原因を示したものである。明らかに山岳地帯での自然現象による事故・故障の率が沿岸や低地よりも多くなっており、その原因は嵐、落雷、氷結といった自然現象である。これに対して日本の故障原因と地形との関連を示した図 4-2 でも、山岳地や複雑地形の方での系統故障以外のすべての原因での故障が平坦地よりも多いことがわかる (新エネルギー・産業技術総合開発機構、2011)。

風車の設置場所と事故・故障原因による停止期間の関係に関しては、丘陵地・山岳地そして沿岸・島嶼の地形では、事故・故障での停止期間が内陸平地よりも圧倒的に長い。新エネルギー・産業技術総合開発機構の報告書(2011)にある各種レポートの引用によれば、「平坦地域の風車の平均稼働率が98%であるのに関して、山岳地などのアクセスの厳しい立地条件では、メンテナンス間隔が長いこと、故障による停止時間が長いことから、80%の稼働率に下がってしまっている」と報告され、日本に多い平坦でない立地でのO&Mの充実化の重要性を、発電コスト低減の面から指摘している。

同じ新エネルギー・産業技術総合開発機構の報告書の2012年度版も用いて、表4-7と4-8に事故・故障の発生部位と故障原因および発生部位とコストの関係を示す。表4-7では、自然現象による故障が多く起こっている部位は、ブレード、制御装置、電気装置、系統接続装置、風向風速計、ピッチ制御装置、といった順位である。これを表4-8と比べると、保証がきかない場合の修復コストは、制御装置、電気装置、系統接続装置、ピッチ制御装置でいずれも50万円未満から200～500万円などとなる割合が高い。またブレードの修復コストは、200万円から1000万円かかっている例があり、自然災害で起こる故障が修復コストの中で高い割合を占めるという事が言えるであろう。

表 4-7 日本における風車の事故・故障原因と故障部位の関係 (2004年度-2010年度)

	自然現象	風車内故障	人的要因	系統故障	原因不明・その他	合計
ブレード	7.3%	0.5%	0.3%	0.0%	1.5%	9.6%
ハブ	0.0%	0.2%	0.1%	0.0%	0.6%	0.9%
空力ブレーキ	0.4%	0.1%	0.1%	0.0%	0.9%	1.5%
機械式ブレーキ	0.2%	0.4%	0.1%	0.0%	0.8%	1.4%
ピッチ制御装置	1.8%	2.2%	0.7%	0.1%	6.0%	10.9%
主軸ベアリング	0.1%	0.6%	0.0%	0.0%	1.2%	1.9%
ギアボックス	0.2%	0.6%	0.1%	0.0%	1.7%	2.7%
発電機	1.2%	2.2%	0.4%	0.0%	2.8%	6.6%
ヨー装置	1.2%	1.1%	0.9%	0.0%	3.6%	6.8%
風向風速計	3.0%	2.2%	0.1%	0.0%	1.2%	6.5%
制御装置	5.5%	2.5%	0.2%	0.1%	6.4%	14.7%
電気装置	4.2%	1.9%	0.4%	0.1%	6.9%	13.5%
油圧装置	0.3%	1.1%	0.6%	0.1%	3.4%	5.5%
センサ類	1.1%	0.2%	0.1%	0.1%	1.7%	3.2%
基礎	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%
継手	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.3%
系統接続装置	2.7%	0.5%	0.1%	0.0%	1.4%	4.7%
その他	3.9%	1.5%	0.6%	0.1%	3.1%	9.2%
合計	33.2%	18.0%	4.8%	0.6%	43.5%	100.0%

データ出典) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 2011

表 4-8 故障部位別の修復コストの関係 (2004 年度-2011 年度)

	0 円 [メーカー保証を含む]	50 万円 未満	50～ 200 万 円	200～ 500 万 円	500～ 1000 万 円	1000～ 2000 万 円	2000～ 5000 万 円	5000～ 10000 万円	合計
ブレード	1.1%	0.3%	0.3%	2.0%	1.8%	0.6%	0.2%	0.2%	6.4%
ハブ	0.0%	0.0%	0.9%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.2%
空力ブレーキ	0.2%	0.3%	1.7%	0.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.7%
機械式ブレーキ	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	1.4%
ピッチ制御装置	2.6%	3.6%	4.4%	0.8%	0.2%	0.2%	0.0%	0.0%	11.7%
主軸/ベアリング	0.2%	0.0%	0.5%	0.2%	0.0%	0.2%	0.5%	0.0%	1.4%
ギアボックス	0.3%	0.3%	1.1%	0.2%	0.3%	0.0%	0.2%	0.2%	2.4%
発電機	2.1%	0.5%	1.2%	0.8%	0.5%	0.9%	0.5%	0.0%	6.4%
ヨー装置	2.4%	0.9%	3.0%	1.2%	0.6%	0.6%	0.2%	0.2%	9.1%
風向風速計	0.3%	1.1%	1.7%	0.0%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	3.2%
制御装置	2.0%	2.9%	6.2%	1.5%	0.9%	0.3%	0.0%	0.0%	13.8%
電気装置	2.7%	4.2%	5.0%	3.6%	1.4%	0.6%	0.0%	0.2%	17.8%
油圧装置	1.2%	2.6%	2.6%	0.8%	0.2%	0.2%	0.0%	0.0%	7.4%
センサ類	1.1%	0.8%	0.2%	0.2%	0.2%	0.0%	0.0%	0.2%	2.4%
基礎	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
継手	0.2%	0.3%	0.2%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.6%
系統接続装置	2.0%	2.4%	1.2%	0.5%	0.6%	0.0%	0.0%	0.0%	6.7%
その他	0.3%	1.5%	2.1%	1.1%	0.3%	0.0%	0.0%	0.2%	5.5%
合計	17.8%	22.0%	33.1%	14.1%	7.1%	3.6%	1.4%	0.9%	100.0%

データ出典) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 2011 および 2012b

これらの分析から言えるのは、運転操業費の削減には自然現象によっておこる事故や故障を減らしていくことが不可欠という事である。これまでの事故・故障の多さは、逆に言えば日本において、こういった自然現象に適した風車・技術が十分用いられてこなかったということである。この考えに即して、2000 年代中盤から事故・故障の原因追求と、落雷や台風といった日本の自然条件を克服するのに適した技術の採用、そしてそういった技術基準の設定といった取り組みが、新エネルギー・産業技術総合開発機構を中心になされてきており、上記の報告書もそういった一連の事業の一環である。また事業者ヒアリングでも、様々な苦い経験から、事業者間での情報共有と技術の改良が進んでいるという指摘があった。台風・強風に関しては、今後の東南アジア諸国への風力発電の普及を鑑みて、強風に耐えうる風車の国際基準を日本の主導で進めることが現在進んでいる。

自然要因による事故や故障は、技術の進化によって回避、減少させていくことができるものであり、日本における風力の可能性を減少させる根本原因にはならない。逆にこういった条件を克服する技術開発と普及を今後も進めることで、こういった技術分野における国際競争力を高めることもできる。

5. 設備利用率

最後に kWh あたりの単価にかかわる設備利用率について見てみる。表 5-1 に、IEA Wind から得られた 2011 年末時点の各国の設備利用率を含めた風力発電に関わる主要データを示す。設備利用率の高い国々は、導入が加速化したのが 2007 年以降で、洗練された風況シミュレーション技術を用いて好風況地域の選定と風車配置の適正化を図り、また大型で高性能な風車を適用したことなどで高い設備利用率を得ているものと推定される。一方、中国も 2006 年以降導入が増えているが、系統に接続されていない風車が全体の約 30%もあることに加え、初期故障の多さなどで設備利用率は低い (IEA Wind 2012)。

表 5-1 2011 年末時点の各国の累積風力発電設備利用率

国	風力発電設備容量 (うち洋上) (MW)	年間発電電力量 (TWh/y)	対需要電力量 供給率 [%]	設備利用率 [%]
オーストラリア	2224 (0)	6.4	2.4%	32.9%
カナダ	5265 (0)	14.3	2.5%	31.0%
アイルランド	1633 (25)	4.4	15.6%	30.8%
米国	46916 (0)	119.7	2.9%	29.1%
ノルウェー	511 (0)	1.3	1.0%	29.0%
デンマーク	3952 (0)	9.8	28.0%	28.3%
英国	6470 (871)	15.5	4.2%	27.3%
オランダ	2368 (228)	5.1	4.2%	24.6%
スウェーデン	2899 (0)	6.2	4.4%	24.4%
ポルトガル	4302 (2)	9	18.0%	23.9%
ギリシャ	1640 (0)	3.3	5.8%	23.0%
韓国	406 (0)	0.8	0.2%	22.5%
スペイン	21673 (0)	41.8	16.4%	22.0%
日本	2501 (25)	4.2	0.5%	19.2%
ドイツ	29075 (200)	46.5	7.6%	18.3%
イタリア	6878 (0)	10.1	3.0%	16.8%
中国	62364 (108)	73.2	1.6%	13.4%
合計	202976 (3325)	375.7	2.8%	21.1%

データ出典) IEA Wind, 2012

日本の設備利用率は、この 2011 年末の累積で見るとかなり低い方に位置する。この値はドイツやスペイン、イタリアに比べて格段低くはないが、ドイツの風車は 1990 年代前半に設置された容量の小さい風車や当時の洗練された風況シミュレーションを用いずに設置されたものも多いため、2000 年以後に設置が増えた日本とは風車ストックの内容が違ふという事に留意する必要がある。先に見た日本の設置コスト・年間操業費の高さ、そしてこの設備利用率の低さを合わせると、設置コストが低く設備利用率が高い国はもちろん、設備利用率が低くとも設置コストや O&M コストが低い国々に比べても日本の LCOE は高くなる。

次に日本での年間発電実績をベースにした設備利用率の 2003 年度から 2011 年度までの実績値を、日本全体と北海道についてまとめたものを表 5-2 に示す。設備利用率は、少しずつではあるが着実に上昇してきている。日本独特の風況条件 (乱流) や雷による障害への対策が確立してきた事や、風車の大型化・高性能化、ウインドファームの大規模化がその要因として考えられる。また、風況の良い北海道における設備利用率は、日本全国の平均値よりも概ね 5%ほど高くなっており、風況のよい場所に設置することの重要性が分かる。したがって今後も、風況調査や風車の高性能化・事故

対策技術といった技術面での向上と共に、事業の大規模化や各種コストの削減をもたらす政策・制度面を変えていくことが重要となる。

表 5-2 日本全国と北海道の風力発電設備利用率 実績値

国	日本全国			内数：北海道	
	認定設備容量 (MW)	年間発電電力量 (TWh/y)	設備利用率 [%]	運転中設備容量 (MW)	設備利用率 [%]
2003	673	990	16.8%	160	21.5%
2004	921	1440	17.9%	167	22.9%
2005	1075	1910	20.3%	240	22.3%
2006	1553	2144	15.8%	242	23.0%
2007	1816	2744	17.3%	257	23.8%
2008	2043	3058	17.1%	256	25.7%
2009	2341	3734	18.4%	256	26.3%
2010	2452	4143	19.3%	257	24.5%
2011	2559	4631	20.7%	288	25.1%

データ出典) 資源エネルギー庁 2012; 北海道産業保安監督部 2013

6. 日本における風力発電コスト高の要因分析と今後の課題

この調査では、現在公開されている情報・データを用いて、風力発電の LCOE に影響を及ぼす風車の設置コスト及び運転操業費、設備利用率について、世界の中の日本のベンチマーキングと、日本でのコスト高に対して一般的に言われている理由づけの検証を行った。

IRENA (2012) の各国の設置コストによれば、日本の風車設置コストは諸外国に比べて高い傾向が見られた。設置コストの大部分を占める風車コストは、2000 年代中盤から世界的に供給不足のピークを迎えた 2008 年にかけて各国とも上昇したが、2008 年後半の金融危機以降、供給不足が緩和され風車価格が低減した。しかし日本のみがその後 2009 年まで上昇している。2010 年には、日本でも下落が始まったが、諸外国に比べると高どまりをしていた。

日本の風力事業一般のコスト高に関しては、様々な理由が挙げられており、それらの検証を行った。分析では、信用に足りる一次データの入手が困難で、公開・出版されているデータのみで可能な検証が中心になった。表 6-1 でそれらの検証結果、考えられる政策や企業努力の課題、今後のコスト精査の課題についてまとめた。今回の検証では、特にどのコスト項目がどれだけ日本の風車設置コストに影響をあたえているかについて定量的に出せていない。しかし様々な要因が少しずつ全体コストを押し上げていると考えられる。日本独自の資源の特徴やその立地特性などについては変更ができない部分が多いが、日本の風力発電コストを決定づける要因、特に設置コストの低減は、政策や制度、ビジネス側の努力で可能な部分も大きいと考えられる。

表 6-1 : 陸上風力コスト検証のまとめ (1)

コスト項目	検証内容	入手できるデータによる 検証結果	コスト内訳% (影響度)	風力政策・ 企業努力側の課題	今後のコスト精 査に関する課題
風車コスト	技術・建築基準の厳しさによる割増	データが不十分で定量・定性的に検証できず	全体の 50-65%	リードタイムの削減で各種価格の変動リスクを低減し、リスクプレミアムを下げる	全般的に一次データが不足 ● ターゲットをしぼったヒアリング等でサンプルを抽出し検証 ● 一次データの収集と解析
	市場の小ささによるスケールメリットとメーカーに対する交渉力のなさ	入手データは、集合データの平均値であり、明確には影響度が現れない		基準を適正值にする意義あり	
	エネルギー価格の影響	データが不十分で検証できず		市場規模を大きくし、競争環境を強化することが一般的に価格低減につながる	
	輸入風車が大半を占めるため為替レートが影響する	輸入風車は、累積で日本の風車の75%を占めることから影響はあると考えられるが、データが不十分で影響度が検証できず		<ul style="list-style-type: none"> ● 外生的要因のため、風力独自の対策のみでの下げ代は低い ● リードタイムを減らすことで、外生的要因変動の不確実性をカバーするリスクプレミアムを軽減できる 	
	輸入風車が大半を占めるため輸送コストが上積み	輸入風車は、累積で日本の風車の75%を占めることから影響はあると考えられるが、データが不十分で影響度が検証できず			
	材料価格の影響	データが不十分で検証できず			
建設コスト	日本の一般的な建設コスト自体が割高	入手された一般的なデータからは、建設コストが、ヨーロッパ各国の 1.2 倍から 1.5 倍となっている。材料コストと人件費では遜色はない	全体の 20-30%		<ul style="list-style-type: none"> ● 道路や送電網などのインフラ整備の援助、または遠隔地や山岳地の FIT のプレミアム ● 設置場所の集積によるスケールメリットの実現可能性の追跡
	設置場所が遠隔地・山岳地のため土木・電気工事コストがかさむ	土木工事や道路インフラが必要な設置は増えており、欧米の平地地よりコスト高になることが考えられる	全体の 20%		
	設置場所が遠隔地・山岳地のため輸送コストがかさむ		全体の 3-4%		
	設置場所が遠隔地・山岳地のため送電網整備・建設コストが高くなる	地形ではなく、長さや景観に対する内容で決まる。遠隔地では高くなる	全体の 5-7%		
	建設コスト(基礎)が 2007 年の改正建築基準法の適用で増加	データがなく検証できない	不明	基準を適正值にする意義あり	

表 6-1 : 陸上風力コスト検証のまとめ (2)

コスト項目	検証内容	入手できるデータによる 検証結果	コスト内訳% (影響度)	風力政策・ 企業努力の課題	今後の課題
送電網接続 コスト	送電網の整備のために電力 会社に支払う工事負担金が 割高?	工事負担金の請求において透明性が 非常に低い	全体の 2.3%	「公正な情報公開のルー ル」「正当な理由付け」 「客観的な証明」がで きる制度・システムの確立	
事業確立 コスト	実施設計コストが 2007 年の 改正建築基準法の適用で増 加	改正後、1 基当たり 582 万円の増加・ 10 基で 6000 万円ほどの増加	全体の 1.5%	下げ代低い	---
	環境影響評価コストが、改 正法の適用内に入ることか ら 2012 年 10 月及び 2013 年 4 月から増加	<ul style="list-style-type: none"> 20MW の事業で、従来の 2-2.5 倍 (1 億円から 2 億円ほどになる) 事業立地に大きく左右される。山岳 地は動植物への影響が大きくなるた め、平坦地・工業地帯は山岳地の 2/3 ほど。 	全体の 1.3%か ら 3.3%ほどへ 増加	<ul style="list-style-type: none"> 事務手続きの簡素化や データベース整理など 政策側コスト削減支援 ビジネス側の環境影響 評価の学習効果の蓄積 と各プロセスの効率化 	増加分が理にか なっているかの 検証
O&M コスト	乱流・台風・落雷等の影響 を受けるサイトが比較的多 いため、ヨーロッパと比較 して部品の故障頻度が多 く、修繕コストや保険料が 増加	<ul style="list-style-type: none"> 他国と故障自体の率が高いかはデー タがなく精査できず ドイツと比べ自然要因の故障の頻度 が大きい 自然災害で起こる故障が修復コスト の中で沢山の割合を占める 	年間操業費の 50% 設置コストの 約 1%	<ul style="list-style-type: none"> 技術革新、日本独自の 基準の設置・遵守で故 障率を減らす 先進 O&M 技術の取り 入れを促す 	<ul style="list-style-type: none"> 全般的に一次デ ータが不足 (サ ンプル検証や一 次データの収集 と解析) 欧米のもっとも 進んだモニタリ ング手法などの 取り入れの推進 するために必要 なことの洗い出 し
	市場の未成熟で各事業者自 らが O&M を手がける必要が あり効率が低い	比較データがなく影響の精査ができ ない		市場の拡大と O&M 業者 の参入、先進 O&M 技術 の取り入れを促す	
	小規模で分散した立地が多 いため、運転・保守上のス ケールメリットが実現しにく い			風力事業が集積している 場所での O&M の共有化 事業などを押していく	

表 6-2 : 設備利用率の検証

項目	検証内容	検証結果	政策・企業努力や今後の課題
設備利用率	日本の設備利用率は国際的 に低いか?	<ul style="list-style-type: none"> 国際的には低い設備利用率 2000 年代中盤・後半から導入を増 やしている国とは大きな差がある 	<ul style="list-style-type: none"> 風況のよい所への設置を促進する政策やインフラ整備 企業側の努力による、より進んだ設置技術や風況解析の取 り入れ

コスト削減でまず重要なのは、設置コストの中で全体の 50%から 65%ほどを占める風車コストの低減で、市場や個々のプロジェクト両方の規模の拡大によるスケールメリットの拡大と、リードタイムの削減で外生的要因の価格変動リスクプレミアムを減らすための市場政策・制度面での取り組みがカギとなるであろう。

次に建設コストも全体の 20%から 30%を占める大きな項目である。一般的に言われる日本の人件費の高さによる建設コストの高さは、ヨーロッパや米国と比較して必ずしも証明されるものではなく、遠隔地や山岳地に多くなっている立地が風車の輸送コストや道路や送電網インフラの建設・整備に及ぼす影響の方が課題となる。また設備利用率を上げるにも、こういった設置が難しいが風況のよい立地に優先的に建設を促していく施策が必要となり、立地を鑑みた市場政策援助が一つの策となるであろう。

事業確立コストの全体の風車設置コスト全体に占める割合は低い。しかし新しく導入された環境影響評価によるリードタイムの延長と、そのプロセスや評価の可否に対する不確実性が与える事業者への心理的な負担、それらに伴い増えるリスクプレミアムの低減が課題となる。これらに関しては、市場政策・制度面での施策とビジネス側の努力の両方が必要になるであろう。また送電網の接続コストについては、これまでの情報公開や接続ルールの改良で、「公正な情報公開のルール」「正当な理由付け」「客観的な証明」ができる制度・システムの確立が重要な事項となる。

運転操業費に関しては、その 50%を占める O&M コストを下げるのが課題であるが、これには日本の風況環境に適した技術基準の確立や技術革新政策と共に、市場の拡大による O&M 専門業者などのビジネス確立や国内外からの新規参入、競争を促すために市場政策も重要となる。また、事業者側も積極的に欧米の優れた O&M 技術や手法を取り入れていく努力が必要になる。

7. 今後の研究の課題

2012 年後半に行った事業者ヒアリングでは、2012 年のプロジェクト風車価格は、kW あたり、安いヨーロッパ製では 11 万円、国内メーカーの最安値が約 12 万円、そしてもっとも高いヨーロッパ製が約 15 万円となっており、ほとんどの国内外メーカーの風車価格はこの幅の間にあるという結果を得た。これを 2012 年のヒアリング当時の為替相場レートである 1 米ドル=82.5 円で換算すると 1333 米ドルから 1815 ドルとなる。これを IMF の GDP デフレーターを用い、2010 年の米ドルに換算すると、1300 ドルから 1771 ドルとなる。また 2010 年の日本円に換算すると、約 11 万 1700 円から 15 万 2300 円の幅になる。2012 年には、風車の国内コストはかなり下がったと言える。諸外国との比較に関しては、他国の 2012 年の風車価格のデータがないため日本の価格との比較は出来ていない。世界の風車メーカーの 2012 年当初の供給能力が約 80GW 強であったのに対し (Grace, 2012)、2012 年の市場は 45GW に留まっており、供給過剰による価格の低下は各国で続いていると予想される。

こういった直近の傾向も含め、今後の風力発電コストの精査にはまずデータ収集、特にどういった焦点で、誰からそういったデータを収集していくのかが課題となる。上記の分析で、世界の中での日本の陸上風力設置コストのベンチマークができたことの重要性は大きいですが、こういった国際比較は重要である一方、様々な影響要因が国によって大きく違っていることや、風力発電の導入の経験・歴史にも差があることなどを鑑みると、国内の比較分析をより一層を深め、日本でのグリッド・パリティ (Grid Parity) に向かうために必要なコスト削減努力をしていくことが重要となる。

そのための当面の課題は、今回の分析でとらえきれなかった部分に関する国内のコストに関するデータ収集と、特に事業主体・形態や立地ごとのコスト精査や要因分析を行い、特に今後の FIT を始めとする市場政策の基礎となる分析を行なうこととなる。

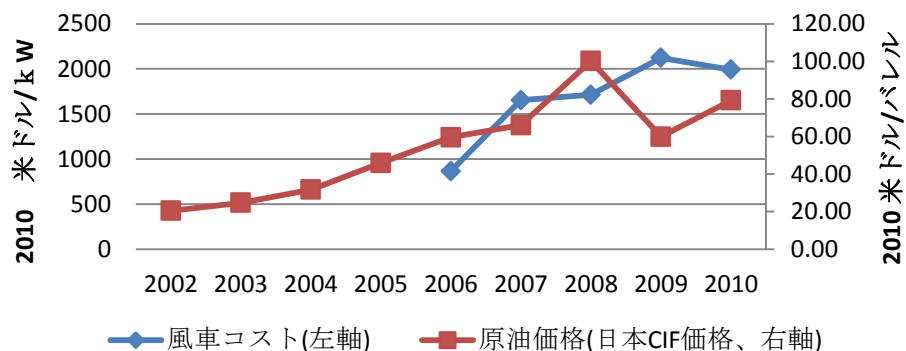
8. Appendix

Appendix 1: エネルギー価格と鋼材価格の風車コストへの影響

エネルギー価格と鋼材価格の平均と IRENA (2012) で示された風車の平均コストの変化を 2006 年以降についてグラフで表示する。ここでの風車コストは、平均値をとられたものであることより、風車モデルごとの材料の重量比や、国内生産部品や風車であるのか、また輸入部品の比率や国なども判別しない。したがって材料コストの影響や、為替の影響について、比重をかけて分析することはしていない。

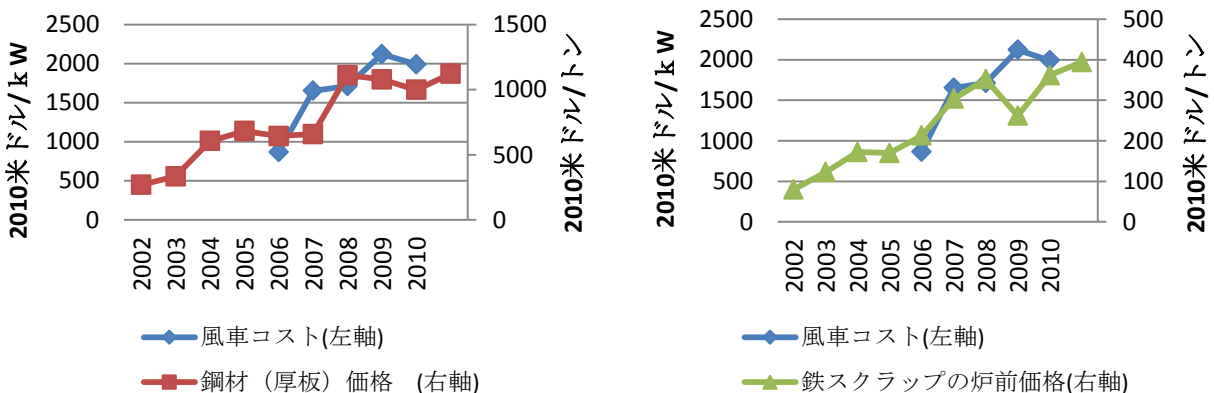
エネルギーコストであるが、日本の原油と LNG の価格は連動しているため、トレンドとしては同じであるためここでは、原油価格との関連を示す。2006 年から 2010 年までの 5 年間では、風車コストとエネルギーコストの強い相関は見出しにくい。風車に使われている鋼材の価格との比較では、一般鋼材と鉄の価格¹⁰、そして風車コストの動向を示したが、ここでも、一見してわかるような強い相関は見出せない。

Appendix 2-1 風車コストとエネルギー価格



データ出典) IRENA 2012; 国際石油開発帝石株式会社 2012; IMF 2013

Appendix 2-2: 日本の風車コストと材料価格



データ出典) IRENA 2012; 日刊鉄鋼新聞 2012; 日本鉄源協会 2012; IMF 2013

¹⁰ 鋼材は、風車の材料の重量比の約 65-80%を占め、鉄は約 8-18%を占めている (Bolinger and Wiser, 2011)。

Appendix 2: 建築基準法改正と市場ボリュームが風車コストにあたる影響について

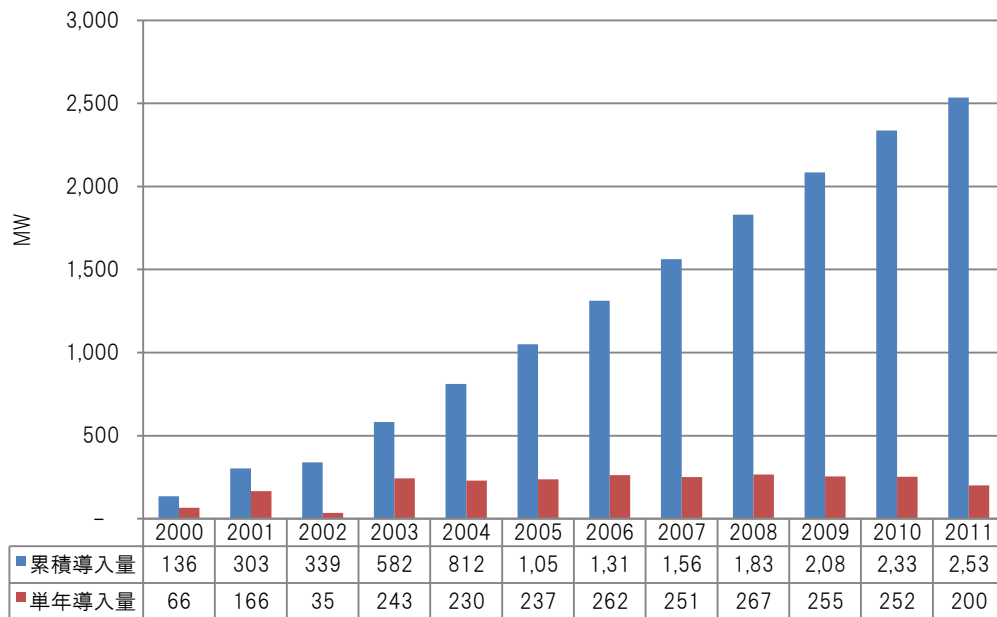
建築基準法改正の影響

2006年から2007年にかけての日本の風車コストの増加は、諸外国に比べて大きい。これについては、2007年6月20日に施行された建築基準法で、60mを超える風車は超高層ビル並みの耐震設計を要求されるようになったことが一因と言われる。これにより、風車自体を耐震強化しなければならなくなったのであるが、実際にどれくらい風車コストに影響をするのかのデータがなく影響の度合いがわからない。

市場の大きさ (発注ボリューム) との関連

市場の大きさとの関連であるが、図A-1に見られるように、年間導入量では2006年から2010年まで250MWから270MWの間での推移で大きな変化がないことから、市場全体の規模との関連は見つけにくい。また日本の市場は各国に比べて各段に小さく、市場拡大も期待されていなかったことから、海外風車メーカーは、日本市場に対して風車の価格を低くして市場シェアを得、今後につなげるといったインセンティブも効いていないことは、市場の小ささから来るデメリットの一つともいえる。

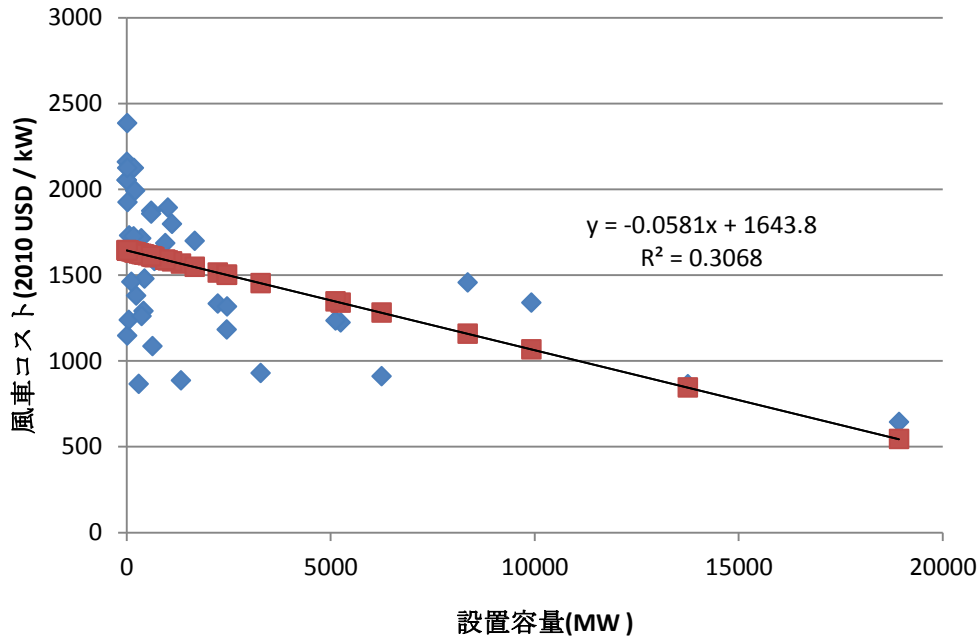
図 A-1 日本の単年の導入量と累積導入量



データ出典) 日本風力発電協会 2012a

各国の市場の大きさと風車コストの関連性については、IRENA (2012)で示された風車コストと各国の年間設置容量 (MW) を突き合わせ、45のデータポイントについて関連を見たが (図A-2)、関連は非常に弱く、t値による判定で、有意水準5%での回帰係数の有意性も否定された。平均値ではない一次データを集積して検証しなければ、実際のスケールメリットと設置コストの関係を精査できないが、風車のコストは市場の大きさだけではない複合的な要因があることもうかがえる。

図 A-2 風車コストと設置容量との関係



データ出典) IRENA 2012 (IEA Wind, 2007, 2008, 2009, 2010 and 2011 などをまとめたもの) ;
BTM Consults 2004, 2005, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011; EWEA, 2010, 2011.

表 A-1 風車コストと設置容量との関係分析の回帰分析・分散分析の概要

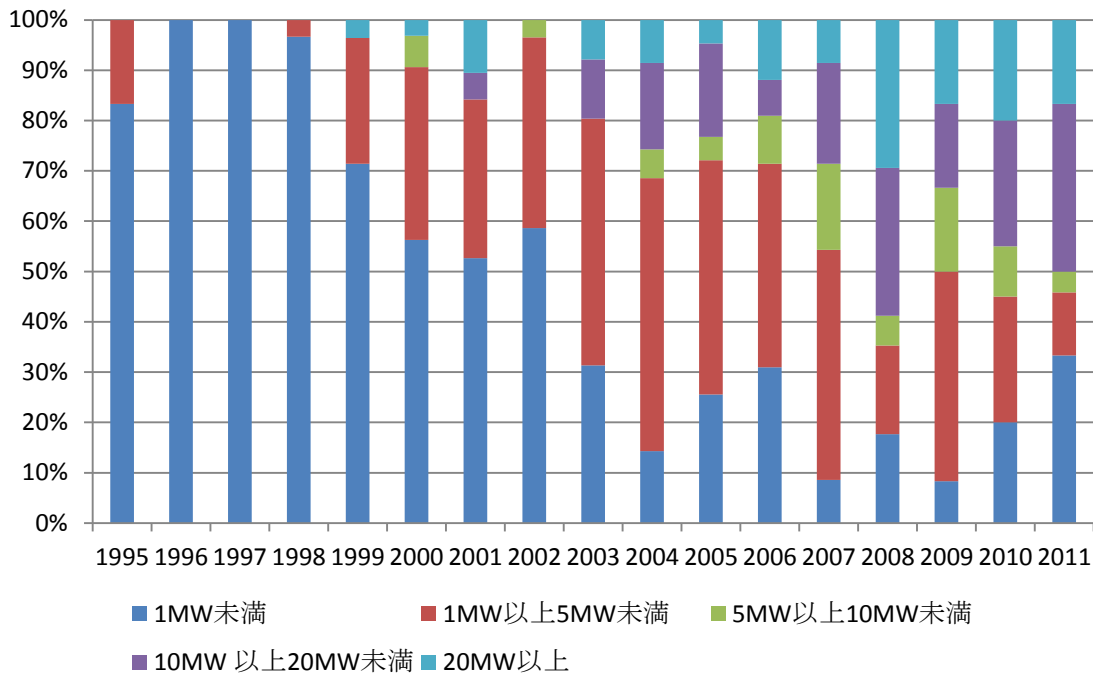
回帰統計	
重相関 R	0.55392
重決定 R2	0.306827
補正 R2	0.290707
標準誤差	341.6146
観測数	45

分散分析表					
	自由度	変動	分散	観測された分散比 F	有意 F
回帰	1	2221233	2221233	19.03361376	7.9E-05
残差	43	5018122	116700.5		
合計	44	7239355			

	係数	標準誤差	t	P-値
切片	1643.845	57.79626	28.44206	1.61836E-29
設置容量(MW)	-0.05808	0.013313	-4.36275	7.90071E-05

次に市場全体ではなく、各事業の規模を見てみる。図 A-3 で、1995 年から 2011 年の間に新エネルギー・産業技術総合開発機構から補助金を受け取った風力事業の規模を示した。1990 年代には 1MW 未満の小さな事業が圧倒的に多く、2000 年代に入ってもその傾向は継続していたが 1MW 以上 5MW 未満の規模の事業も増えている。それでも海外の事業の規模に比べると圧倒的に小さいことには変わりはない。5MW 以上の事業は 2000 年代後半から増えるが、2011 年においても 10MW 未満の事業が全体の 50%ほどを占め、全体の 80%以上が 20MW 未満の事業となっている。日本の個々の事業は、海外の案件に比べて圧倒的に小さく、スケール効果を個々の事業自体で作るのも非常に難しいということがわかる。

図 A-3 新エネルギー・産業技術総合開発機構の補助金プロジェクトの規模
(1995 年から 2011 年)



データ) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 2012a

これらの検証では、信頼のできるデータ不足により、明確な市場や発注ボリュームと風車コストの関連性は示せない。

9. 参考文献

日本語文献

資源エネルギー庁、2012. PRS法ホームページ、および電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法の平成23年度の施行状況について、<http://www.rps.go.jp/RPS/new-contents/top/main.html>、http://www.rps.go.jp/RPS/new-contents/pdf/rps_H23.pdf

新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)、2011. 平成 22 年度 風力発電故障・事故調査結果 次世代風力発電技術研究開発(自然環境対応技術等(故障・事故対策)) [風力発電故障・事故調査委員会]

新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)、2012a、日本における風力発電設備・導入実績の一覧表、NEDO 新エネルギー部：[日本における風力発電設備・導入実績] | 資料集、http://www.nedo.go.jp/library/fuuryoku/pdf/01_dounyuu_ichiran.pdf

新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)、2012b. 平成 23 年度 風力発電故障・事故調査結果 次世代風力発電技術研究開発(自然環境対応技術等(故障・事故対策)) [風力発電故障・事故調査委員会]

新エネルギー財団 (NEF), 2011. 平成 23 年度新エネルギー人材育成研修会テキスト:風力コース. 東京

新エネルギー財団 (NEF), 2012. 平成 24 年度新エネルギー人材育成研修会テキスト:風力コース. 東京

国際石油開発帝石株式会社, 2012. Fact Book 2012 2012年3月期.
http://www.inpex.co.jp/ir/library/pdf/factbook/inpex_factbook2012.pdf

電気系統利用協議会, 2013. 系統アクセスに関する Q&A

日刊鉄鋼新聞, 2012 . 市中相場. <http://www.japanmetaldaily.com/market/list/index.php>

日本鉄源協会、2012. 鉄スクラップの炉前価格推移 <http://www.tetsugen.gol.com/kiso/2sukurap.htm>

日本風力発電協会 (JWPA) , 2010. 風力導入の現状と導入量拡大に向けて：風力発電導入促進に関する提言 V.1.1、2010 年 5 月 26 日

日本風力発電協会 2012a, 2011 年 12 月末と 2012 年 3 月末の風力発電導入量. 2012 年 5 月 30 日
<http://jwpa.jp/pdf/30-14dounyuujisseki2011graph.pdf>

日本風力発電協会 (JWPA) , 2012b. 風力発電コストの日欧比較、第 10 回基本問題委員会 自主的分科会資料

日本風力発電協会 (JWPA) , 2012c. 風力発電機個別位置 2012_3 (Google Earth による日本の風力発電プロジェクトの風車位置データ)

日本風力発電協会 (JWPA) , 2012d. 第 3 回調達価格等算定委員会 説明資料、2012 年 3 月 19 日

Bloomberg. 2012. プレスリリース 「風力発電所のO&M（運転／保守管理）コストが急落」、2012年11月26日

北海道産業保安監督部、2013. 北海道における風力発電の現状と課題、http://www.safety-hokkaido.meti.go.jp/denki_hoan/h23fy_wp_eng/index.htm

英語文献

Asmus, P., Seitzler, M., and Bussieres, F. 2011. The Wind Energy Operation & Maintenance Report 2011. A Wind Energy Update Report.

M. Bolinger and Wiser, R. (2011), Understanding Trends in Wind Turbine Prices Over the Past Decade, Environmental Energy Technology Division, Lawrence Berkeley National Laboratory. LBNL-5119E

BTM Consults. 2004. World Market Update 2003, Ringkøbing.

BTM Consults. 2005. World Market Update 2004, Ringkøbing.

BTM Consults. 2006. World Market Update 2005, Ringkøbing.

BTM Consults. 2007. World Market Update 2006, Ringkøbing.

BTM Consults. 2008. World Market Update 2007, Ringkøbing.

BTM Consults. 2009. World Market Update 2008, Ringkøbing.

BTM Consults. 2010. World Market Update 2009, Ringkøbing.

BTM Consults. 2011. World Market Update 2010, Ringkøbing.

BTM Consults. 2013. World Market Update 2012, Copenhagen.

European Wind Energy Association (EWEA). 2009. The Economics of Wind Energy, EWEA, Brussels

EWEA, 2010. Wind in power: European statistics 2009, EWEA, Brussels

EWEA, 2011. Wind in power: European statistics 2010, EWEA, Brussels

Fraunhofer IWES. 2013. Reliability: Climatic Causes for Failures, Windmonitor, http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=278&lang=en

Grace, A. 2012. BNEF University- Innovation in Wind. <http://about.bnef.com/presentations/bnef-university-innovation-in-wind/>

Gardiner & Theobald. 2011. INTERNATIONAL CONSTRUCTION COST SURVEY: Values in US Dollars [http://www.gardiner.com/assets/files/files/effa05997c38f6947ebdd3180d5a0c1c2a7a29e3/2010%20International%20Construction%20Cost%20Survey%20\(US\\$%20Version\).pdf](http://www.gardiner.com/assets/files/files/effa05997c38f6947ebdd3180d5a0c1c2a7a29e3/2010%20International%20Construction%20Cost%20Survey%20(US$%20Version).pdf)

International Energy Agency Wind (IEA Wind), 2007. IEA Wind: 2006 Annual Report, IEA Wind Energy Systems.

IEA Wind, 2008. IEA Wind: 2007 Annual Report, IEA Wind Energy Systems.

IEA Wind, 2009. IEA Wind: 2008 Annual Report, IEA Wind Energy Systems.

IEA Wind, 2010. IEA Wind: 2009 Annual Report, IEA Wind Energy Systems.

IEA Wind, 2011. IEA Wind: 2010 Annual Report, IEA Wind Energy Systems.

IEA Wind, 2012. IEA Wind: 2011 Annual Report, IEA Wind Energy Systems.

International Monetary Fund (IMF), 2013. GDP Deflator, World Economic Outlook (WEO) data, IMF <http://www.econstats.com/weo/V005.htm>

International Renewable Energy Agency, 2012. RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector: Wind Power, June 2012.

http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf,

Principal Global Indicators, 2013. Exchange Rates. <http://www.principalglobalindicators.org/default.aspx>

US Internal Revenue Service 2013, Yearly Average Currency Exchange Rates Translating foreign currency into U.S. dollars, <http://www.irs.gov/Individuals/International-Taxpayers/Yearly-Average-Currency-Exchange-Rates>

Tavner, P., Greenwood D., Whittle, M., Gindele, R., Faulstich, S., and Hahn, B. 2012. Study of weather and location effects on wind turbine failure rates, WIND ENERGY. DOI: 10.1002/we.538

日本の陸上風力発電コストの現状と分析

2013年10月

公益財団法人 自然エネルギー財団

〒105-0021 東京都港区東新橋 2-18-3 ルネパルティール汐留 3階

電話 03-6895-1020 URL: <http://jref.or.jp/>