

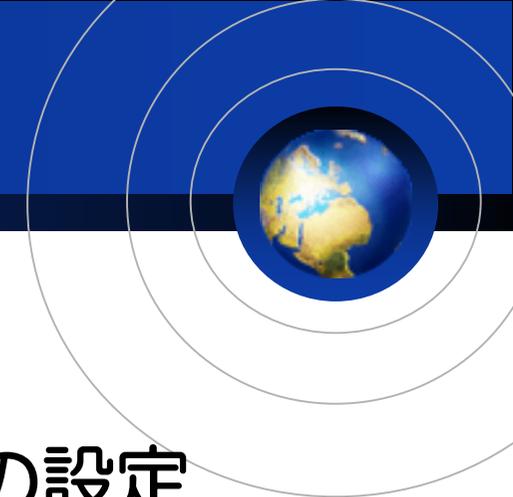
風力発電の主力電源化に向けた提案



2019年5月30日

一般社団法人 日本風力発電協会
(Japan Wind Power Association)

<http://jwpa.jp>



1. 風力発電の大量導入に向けた長期導入目標の設定
2. 主力電源化へ向けた施策案
3. 2020年度以降の制度設計について
4. 発電コスト低減のシナリオ

1. 風力発電の大量導入に向けた長期導入目標の設定



- 「主力電源化を目指す」とされる再エネの中でも、**大規模且つ低コストでの導入**が可能な電源の**最有力候補は風力発電**である。
- 風力発電の大量導入により、3E+Sの実現のみならず、**新しい産業の創出・育成**や**低コストな電力供給**を通じて**社会経済への貢献も可能**となる。
- 大量導入実現の第一歩は「**国の意思としての長期の導入目標**」の設定であり、関連する**ステークホルダーの投資・融資等への確信を醸成**することが必要である。



- 日本の温室効果ガス削減目標の対象年でもある**2050年度をにらんだ明確な道程**を示す、**長期の導入目標量を設定**していただきたい。
- **JWPAが設定している目標値は以下の通り**であり、これと遜色ない目標値としていただきたい。
 - 2030年度： 36.2GW（陸上：26.6GW／洋上：9.6GW）
 - 2040年度： 65.9GW（陸上：38.0GW／洋上：27.9GW）
 - 2050年度： 75.0GW（陸上：38.0GW／洋上：37.0GW）

【参考】英国の洋上風力の方針「Offshore wind: Sector Deal」



本年3月に英国政府と同国の洋上風力産業セクターが、一層のコスト低減を前提に、2030年までに洋上風力30GWの導入を目指すことで合意した。因みに、英国の発電量に占める洋上風力発電の比率は、2010年に0.8%であったが、2017年には6.2%となり、2020年には約10%に到達すると予測している。

合意内容の主要ポイントは下記の通り。

2030年までに洋上風力30GWとする導入目標の合意内容（主要ポイント）

- ①今後の洋上風力の入札における予見性確保のため、**政府は最大£557mの支援（CfD契約）**を行う。
- ②洋上風力発電の**英国調達比率**を産業界は2030年までに、**60%**に引き上げる。
- ③洋上風力発電の**直接雇用** 現在7,200人 ⇒ 2030年には**27,000人**に増やす
洋上風力発電で働く**女性比率**を2030年までに、**1/3以上**に増やす。
- ④洋上風力発電関連の**輸出**を2030年までに**5倍に増やす**（年間£2.6b）。
- ⑤**強固なサプライチェーン**を構築し、生産性向上と競争力を強化するために、**産業界は Offshore Wind Growth Partnership**を設立し、**最大£250m**を投資する。

2. 主力電源化へ向けた施策案



1) グラントデザインの策定 / 市場への明確なメッセージの発信

- 欧州の事例も参考とし、官民が一体となった中長期戦略を策定すべき。
- ⇒ 持続的且つ安定的な導入計画、系統制約の克服及び新たな産業形成の将来像を明確に示し、産業界が投資回収の可能性を見通せるようにすることが必要。

2) 系統制約の克服 / 中長期のマスタートプランの策定

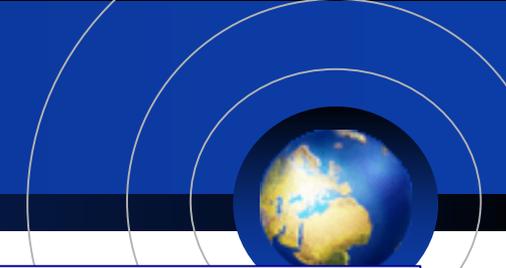
- 欧米で実施している実潮流ベースによる系統運用に早急に改善すべき。
 - 広域的な運用の促進のため、電力会社間連系線の増強を行うべき。
 - 電力会社間連系線活用のためには、関連する地内送電線の増強も不可欠
- ⇒ 系統形成の在り方を明確化した系統整備のマスタートプランの策定が必要。

3) 新たな産業の創出 / 我が国独自の風力サプライチェーン構築

《例：洋上風力 2030年10GW導入実現の場合》

- 年間1～2GWの継続的導入により、長期安定的な産業需要と地域雇用を創出。
- 累積10GW導入実現により、直接投資：累計5～6兆円程度、経済波及効果：累計13～15兆円程度、雇用創出効果：8～9万人程度が見込まれる。

2. 2) 系統制約の克服



風力発電を大量に導入するためには、適地といわれる北海道・東北・九州にて、国や広域機関が中心となって下記の対策等を早急に推進することにより、**開発中の競争力のある風力発電が適宜系統連系できる**ような体制を整える必要がある。



1. 日本版コネクト&マネージの更なる推進

実潮流に近い想定潮流の合理化と既存送電線利用率の大幅引き上げ（**N-1電制の最大化**）を通じて、速やかに、欧米と同じ「**実潮流**」ベースとすべき

2. 広域運用の拡大

電力会社間連系線（北本連系線、東北東京間連系線、関門連系線など）の増強

3. 地内送電線増強

風力連系点近傍および域内の電力輸送、さらには電力会社間連系線活用のための地内送電線の増強

2. 2) 1. 日本版コネクト&マネージの更なる推進



日本の送電線のほとんどは2回線で構成されている。これは1回線の事故停電時や作業停電時でも電力供給に支障が出ないようにするために、これを「**N-1基準**」と呼んでいる。

- 日本版コネクト&マネージでは、このN-1基準を元に季節の要素等を考慮した「**想定潮流の合理化**」を進め、送電線事故時等の場合に風力発電所を停止させ潮流超過を防ぐことを前提とする「N-1電制」と呼ばれる仕組みを導入するなどの対策により、再生可能エネルギーの連系を拡大してきている。
- しかし、N-1基準で運用することは、裏返せば最大使用率50%で運用するということであり、決して効率的な運用とは言えない。
- 日本の現在の技術でもきめ細かな潮流監視は可能であり、さらに踏み込んだ実潮流に近い想定潮流の合理化により**空容量の大幅な引き上げ**は可能である。
- ◆日本でも速やかに**欧米（※）と同様に系統連系を「実潮流ベース」**にすべきである。

※欧米では「想定潮流」という概念が無い。時々刻々の「実潮流」で毎時判断しているため、人為的・固定的な設定が無く、空容量という概念が無い。公平性を大原則としているため、既設と新設の間に公平性が担保されている。リアルタイムで実需要データに基づきフローベースで送電キャパシティを割り振っていることで、日本のように送電線容量から計画・契約ベースの発電量を差し引いて、残りを再エネに振り分けるシステムになっていない。

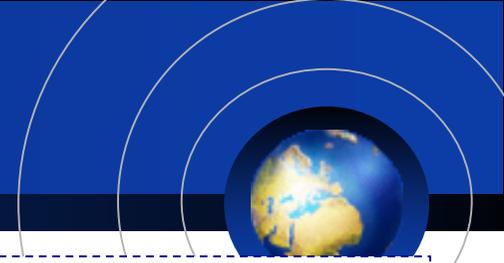
2. 2) 2. 広域運用の拡大



十分な効果的かつ効率的な広域運用を行うためには**連系線（電力会社間）の増強が必須**である。東日本大震災で電力会社間の連系線の重要性が認識されたことは記憶に新しいところである。2018年9月の**北海道におけるブラックアウト**も然りである。

- 連系線は、電力が不足する電力会社へ電力を送り込むという役割はもちろんのこと、逆の場合、電力が余った場合に他の電力会社で使ってもらおうという役割も果たす。
 - 余った電力は一般的に価格が安いので電力をもらう電力会社もメリットは大きい。
 - 日本は地形的に南北に長くまた東西にも幅があることから、日照や風況に時間差があり、太陽光発電や風力発電の出力の出方に時間差がある。
 - この太陽光発電や風力発電の出力の出方の違いをうまく広域運用することにより、出力抑制の時間を減らし、発電電力量を増やすことができる。
- ◆ 以上のとおり、電力会社間の連系線を増強することは、非常時に電力を融通し大規模な停電を防ぐという役割のほか、**地域を越えた電力取引の活性化**に資するとともに**再生可能エネルギーを最大限有効に活用**するという観点でもメリットが大きいと言える。
- ◆ 再エネ、特に風力を拡大するには、風の賦存量が多く**競争力の高い風力発電の立地が期待される北海道・東北・九州**から大消費地に電気を送るためにも、**北本連系線・東北東京連系線・関門連系線などの増強**が必要である。

2. 2) 3. 地内送電線増強



風力発電の系統連系に際し、連系点および地内（電力会社の管轄地域）において主に次の課題があるとされている。

（１）空容量の問題

電力系統は需要の大きさと信頼度を考慮して形成するため、現在計画されている風力発電所の適地近傍は、系統連系の際に発電所出力に見合う十分な空容量が無い場合が多い。

（２）電力輸送の問題

風力の適地は首都圏や大都市等の電力の大消費地から遠いことから、電力輸送の際に流れていく送電線に十分な容量が無い場合が多い。

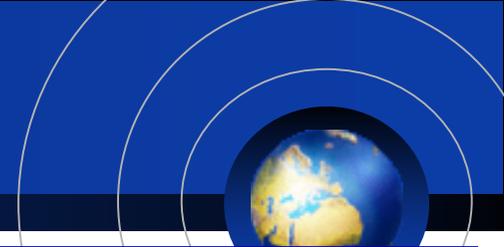
- この課題を解決しなければ大規模な風力発電の導入拡大は望めないことから、現在、国と電力会社は再生可能エネルギー事業者と共同で「募集プロセス」と呼ばれる地内送電線を増強する仕組みを導入し進めている。
- しかしながら、事業者の個別事情によりプロセス自体に影響が出る懸念があること、またコスト負担の偏在も懸念される。
- ◆従って、大局的な観点で、広域運用を行うための**連系線増強と同様に地内送電線増強についても国が主体となって進めるべき**と考える。
- ◆広域運用の拡大を指向しても地内でボトルネックが生じては目的を果たせない。**広域運用を行うための連系線増強と地内送電線増強はセットであるべき**と考える。

3. 2020年度以降の制度設計について（1）



- 風力発電の着実な導入拡大のためには、長期的且つ安定的な現行のFIT制度（20年の固定価格買取、買取義務）を一定程度の目安（陸上風力及び洋上風力の導入量：それぞれ10GW程度）まで維持していただきたい。
- 着実な導入と共に、2030年度を目途に発電コスト8～9円/kWh（買取価格12～13円/kWhと想定）を達成することが期待される。
- 上述の発電コスト引き下げのために、各種制度（入札制度を含む）の検討を官民で協議すべき。
- 各年度の導入量が達成され一定程度の導入規模に至った段階で、次の制度（FIP制度等）の検討を官民で協議し、将来の風力発電の経済的な自立化（グリッドパリティの持続）に向かうべき。

3. 2020年度以降の制度設計について (2)



■ 今後の価格設定・買取方式の在り方（陸上風力）

1. 価格目標（発電コスト8円～9円/kWh）の達成

- 価格目標（買取価格12円～13円/kWhと想定）は、**2025年度以降早期の達成を目指す。**
- **導入量が10GWを超えるまでは、現行のFIT制度（20年間固定価格）を維持。**

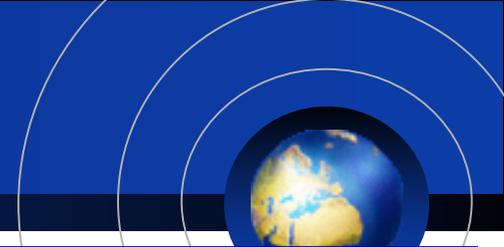
2. 価格目標達成の前提条件

- ① **各年度導入量を1～2GWに設定**すべき（5年程度で10GWを達成できる見込み）。
- ② **系統制約の克服**が不可欠。
- ③ 運転開始期限（現行8年）の短縮のため、**環境アセス期間の2年程度短縮**が必要。

3. 入札制度の導入

- 入札制度は必要十分条件ではない。むしろ**現行の買取価格を低減**する方が効果的。
- 例えば、2025年度のFIT認定取得までの**各年度買取価格の低減（毎年1円/kWhずつ低減）**を事前に決定し提示することで、**事業者は合理的な予見性を確保でき、競争力ある案件の開発・実現に注力し、価格目標の達成と導入拡大が可能になると思料。**

3. 2020年度以降の制度設計について（3）



■ 入札制を導入した場合の価格低減のイメージ（陸上風力）

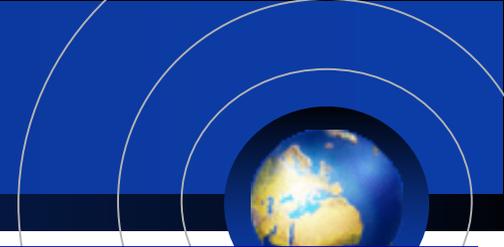
<前提条件>

- ① 各年度導入量を1～2GWに設定すべき（5年程度で10GWを達成できる見込み）。
- ② 系統制約の克服が不可欠。
- ③ 運転開始期限（現行8年）の短縮のため、環境アセス期間の2年程度短縮が必要。

<価格低減のイメージ>

年度	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
上限価格 (kWh/円)	18.0	18.0	17.0	16.0	15.0	14.0	13.0	12.0	11.0	10.0	10.0
下限価格 (kWh/円)		16.0	15.0	14.0	13.0	12.0	11.0	10.0	9.0	8.0	8.0

3. 2020年度以降の制度設計について（4）



■ 今後の価格設定・買取方式の在り方（洋上風力）

1. 洋上風力の現状と在り方

- ① 再エネ海域利用法に基づく洋上風力は、現在、整備促進区域の指定を始めとして、官民共に初めての公募（入札）に向けて準備中の状況。
- ② 公募の結果と実績を十分に評価・検証した上で、効率的且つ効果的な公募の仕組み作りをすることが必要。
- ③ 不当な入札額の提示（例：明らかに事業性が確保できない応札額等）を回避するための方策（**下限価格の設定**等）が必要。

2. 発電コスト（価格）の低減と前提条件

- ① 発電コスト（価格）低減実現のためには、**各年度導入量を1～2GW程度に設定**し、導入促進を推進すべき（8年程度で10GWを超える見込み）。
この年度導入量を維持するためには、**系統制約の克服**が不可欠。
- ② 価格目標（発電コスト8～9円/kWh）は、10GW導入実現以降早期の達成を目指す。
- ③ 10GWの導入実現までは、現状のFIT制度（20年間固定価格）を維持。
- ④ **環境アセス期間の短縮により運転開始期限（現行8年）の短縮が必要**なることは、陸上風力と同様。
- ⑤ 発電コスト（価格）低減の実現には、政府が風況・海象調査、海底地質調査、環境アセス、系統接続及び立地調整を実施すべき。

3. 2020年度以降の制度設計について（5）



■ 入札制を導入した場合の価格低減のイメージ（洋上風力）

<前提条件>

- ① 発電コスト（価格）低減実現のためには、**各年度導入量を1～2GW程度に設定し**、導入促進を推進すべき（8年程度で10GWを超える見込み）。
この年度導入量を維持するためには、**系統制約の克服**が不可欠。
- ② 価格目標（発電コスト8～9円/kWh）は、10GW導入実現以降早期の達成を目指す。
- ③ 10GWの導入実現までは、現状のFIT制度（20年間固定価格）を維持。
- ④ **環境アセス期間の短縮により運転開始期限（現行8年）の短縮が必要**なることは、陸上風力と同様。
- ⑤ 発電コスト（価格）低減の実現には、政府が風況・海象調査、海底地質調査、環境アセス、系統接続及び立地調整を実施すべき。

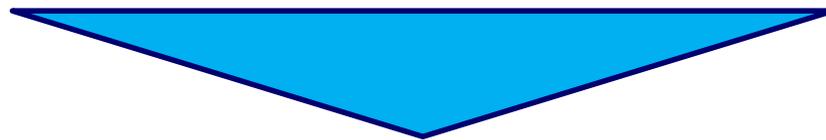
<価格低減のイメージ>

年度	2020	2021	2022	2023	2024	2025
上限価格 (kWh/円)	36.0	33.5	31.0	28.5	26.0	23.5
下限価格 (kWh/円)	33.0	30.5	28.0	25.5	23.0	20.5

4. 発電コスト低減のシナリオ

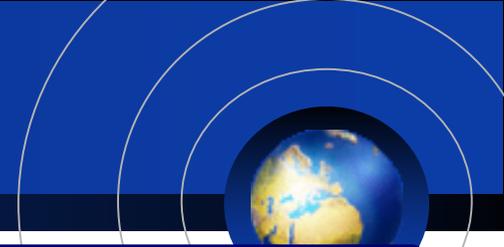


- ◆ 風力発電の将来見通しは下記の通り。
 - 2020年以降は、**高性能・高効率風車**が順次導入されることにより、**設備利用率**は現状25%程度がさらに向上する見込み
 - また、2020年以降は**スマートメンテナンス技術の導入**と一般化・成熟が促進されることにより、**設備利用率**はさらに向上する可能性あり
 - 風車本体や電気設備等の設備費については、**大量導入**により、2020年以降、欧州並みの水準に向けて、**コストが低減**する見込み
 - 工事費については、現時点では原材料費や労務費単価の上昇等による影響は否めないが、2020年以降は新設に加えて**リパワリング**による需要増が見込まれるため、緩やかに**コストが低減**する可能性あり



2030年に向けて、欧州並みの発電コストを目指す

【参考】技術面からの試算結果（個別技術改善効果）



- JWPAにて、技術革新による**陸上風力**の発電コストの低減見通しを検証
- 受風面積の拡大等による技術開発により、設備利用率を向上（＝発電量を増大）することで、発電コストを低減することが可能。また、風力発電機の長寿命化、CMSの採用によるO&Mコストの低減等も発電コストの低減に寄与する

（注）個別技術改善効果はあくまで各要素の最大値であり、実際は要素ごとに達成度は異なることに留意

《個別技術と発電コスト低減への効用》

個別技術	効用	発電効率改善	設備利用率向上	建設費低減	発電コスト低減
受風面積の拡大		○	○	—	○
ハブ高増加		○	○	—	○
ナセルの軽量化		—	—	○	○
風車効率等エネルギー変換効率の向上		○	○	—	○
CMS採用		—	○	—	○
長寿命化		—	—	—	○
ブレードの軽量化・形状合理化等の最適化		○	○	—	○
モジュール工法、パッケージ化による量産効果		—	—	○	○

《主要な個別技術の改善効果》

個別技術項目	発電コスト改善効果	改善効果を実現する時期（目標）
受風面積50%拡大	-1.99円/kWh	2025年頃
長寿命化(20年→25年)	-1.88円/kWh	2023年～2025年頃
CMS採用による稼働率・設備利用率向上	-1.69円/kWh	一部では既に実現
ナセル20%軽量化	-1.28円/kWh	2024年頃
メンテナンスの効率化	-0.51円/kWh	一部では既に実現
風車効率向上5%	-0.39円/kWh	2026年頃
タワー高25%増加	-0.25円/kWh	2020年頃

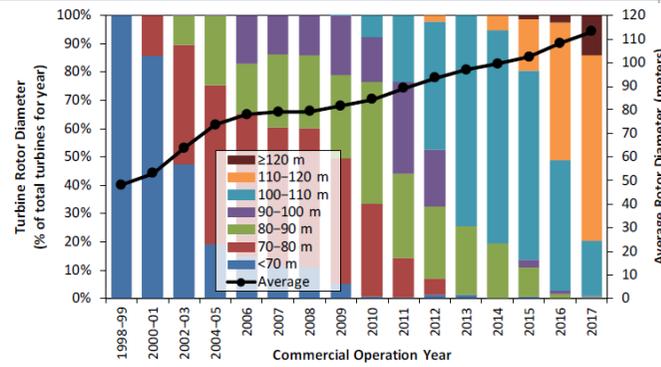
※発電コスト試算の基準

- ・2,000kW風車10基(20,000kW)の風力発電所
- ・建設費300千円/kW、運転維持費6千円/kW/年
- ・設備利用率20%、運転期間20年

【参考】発電コスト低減に寄与する高性能・高効率風車の技術開発

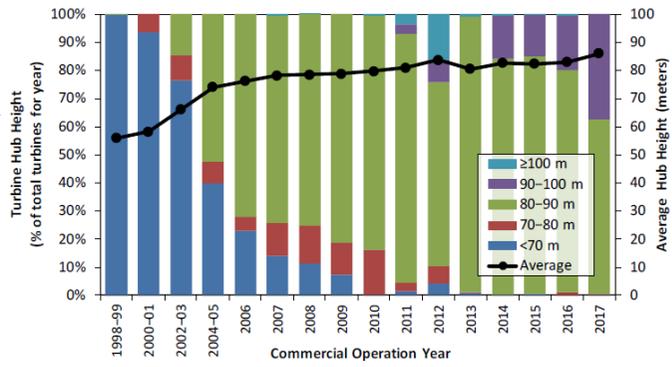


1. **ロータ径の拡大（米国の例）**
 - ・ 2008年～2017年の10年間で $\phi 80\text{m} \rightarrow \phi 115\text{m}$ と1.4倍超に拡大
 - ・ 発電性能で2倍相当



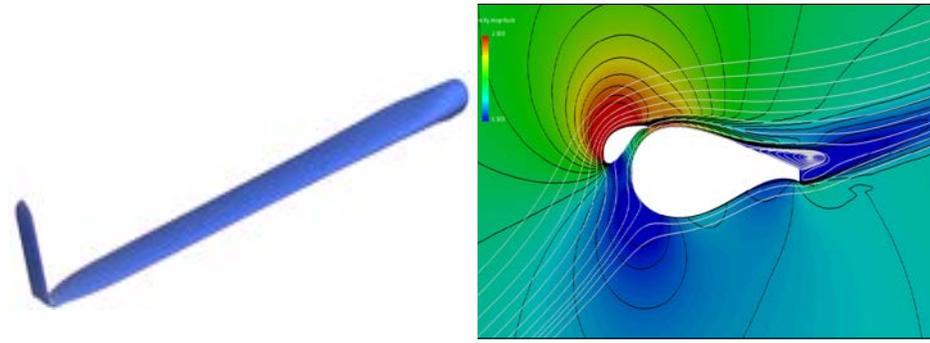
出典：米国エネルギー省

2. **ハブ高の延伸（米国の例）**
 - ・ 2003年～2017年の15年間で $68\text{m} \rightarrow 88\text{m}$ と約1.3倍に延伸
 - ・ 風速5.7%UP = 発電量で18%UPに相当



出典：米国エネルギー省

3. **ブレード形状の改善：発電量で10%UPに相当**



4. **制御の高度化：固定速から可変速運転への切替 → 発電量で6%UPに相当**
 また、ドップラーソーダや翼荷重センサーを用いた高度制御で同程度向上

