

WIND EXPO 2013

未来技術フォーラム神戸 板山克広

2013年2月27日から3日間にわたり東京ビッグサイトで「Smart Energy Week」が開催された。その中で最近日本においても注目を集めている風力発電に関して、約300社の参加のもとに第一回国際風力発電展が行われた。それに併催された風力発電に関する専門技術セミナーを聴講したので、以下に報告する。

1. 何故いま日本で風力発電なのか？

最近の報道によると、再生可能エネルギー(RE)のなかで風力発電、特に洋上風力発電への注目度が高まっている。経産省は昨年7月にスタートさせた電力買取(FIT)制度において陸上風力に対し買取価格22円/kWhを設定したが、洋上風力の導入促進策として更なる優遇価格を検討している。これまでの原発代替電源の議論では太陽光発電(PV)依存の色彩が強かったが、最近その流れに変化が見られる。経産省新エネルギー対策課長村上氏とみずほコーポレート銀行太田氏の講演では、その理由として以下の3点を挙げている。

① **PVのみでは原発能力代替は苦しい**：現政権ではエネルギー基本計画の見直しが先送りされているが、昨年、資源エネルギー庁基本問題委員会が提示し日本学術会議も現実的案として提言している2030年原発シェア15%シナリオにおいてはREの発電量シェアを30%(水力を除くと1,900億kWh)としている。PVの設備稼働率は12%と低く、設置可能な全ての戸建て1200万戸に4kWのパネルを置いても504億kWh(全消費量の5%)と目標の1/4にしか達しない。このため10万箇所以上のメガソーラが必要な計算となるが、極めて厳しい(非現実的?)目標と言える。そこで浮上するのが25~40%の設備稼働率を見込める風力発電で、それにより1/3程度を補完するのが現実的な方策と考えられている。日本の風力発電賦存量は、陸上で1,550GW(風速5.5m/s以上)、洋上では1,750GW(風速6.5m/s以上)と言われている。現在設置済みの風力は2.5GWに過ぎないが、これを35GW程度にまで増強することでREシェア30%が可能としている。

② **継続的な上昇が予想される電気料金**：原発停止のなか、全発電量の88%を火力発電に頼っている我が国では、エネルギー自給率が4%以下(韓国の1/5)まで下がっていることに加え、発電コストの急上昇による電気料金の値上げが問題となっている。3兆円を超える燃料費増(発電総コストの18%に相当)は、恒常的な貿易赤字化と同時に標準家庭で870円/月(+13.5%)に及ぶ電気代値上げの主因となっている。今後、シェールガス活用、石炭火力復活などの対策によるコスト削減も期待されるが、RE先進国のドイツで問題化しているように、RE賦課金(H24年度で+87円/月、買取総額2,500億円の52%を負担)が今後急速に上昇していく。買取価格は風力の22円/kWhに対してメガソーラが40円/kWhとなっているが、H24年4月からH25年1月に運転開始したRE140万kWの内、割高なPVがその95%を占めており、今後、REの中で安価な風力、地熱、小水力の比率を高めていくことが求められている。

③ **成長戦略としての風力**：「2020年でのREシェア30%以上」という高い目標を目指すEUであるが、その主力は風力発電である(例えばスペイン5割、ドイツ4割、デンマーク7割)。今後、全世界の風力発電市場はOECD諸国を中心に年率10%の成長が予想されている。導入先進国ではその発電コストが10円/kWh近傍と既に火力発電と競合するところまで下がったこと、そして中国勢に圧されるPVとは異なり、地場型産業で地元への経済効果が大きいことが風力優先の理由として挙げられる。例えばドイツ市場では、首位メカのEnercon(シェア60%)を筆頭に国内メカの風車製造シェアが80%を超え、2004~2010年の間の雇用増は設置、製造、保守を含め3.2万人とされる。日本でも、2030年までの20GWの増設により、GDPが累積で+7.2兆円、雇用増が7.4万人と試算されている。現状、日系風車メカの世界シェアは1%で

あるが、これは累積導入量が2.6GW(世界13位、シェア1%)と国内市場が形成されていない為とされている。中国ではこの5年間ほどの風力発電の大量導入により、中国メカの世界シェアを30%までに急伸させている。日本の場合には、軸受け等の部品、部材で高い技術力と世界シェアを持つだけに、国内市場の形成が風車メカの国際競争力強化に繋がる。「2035年にかけて200兆円」とも言われる世界の風力発電新設投資市場への進出の足掛かりになることも期待される。

2. 風力発電の最新動向

2-1. 世界の動き

2011年における風力発電の新設状況を見ると、20万kW級の大型洋上Wind Farmの急増(合計89万kW、シェア22%)が顕著な特徴となっている。風力導入が進む欧州では陸上での好適地が枯渇しつつあり、また発電コストを下げるためのWind Farm大規模化の流れがこの傾向を後押ししている。低周波問題などで悩む米国でも、「2030年までに5,400万kWの導入」の目標が掲げられ、洋上風力への期待が高まっている。風車も5MW/基の実用化が始まり、今や6MW以上級の大型風車の開発競争の時代となっている(洋上風力の平均では3.6MW/基)。このため、オランダ・ベルギーでは資金力のある大手ユーティリティが、そして風車製造では専門メカに替わり資金・技術力のある大手重工メカが主役となり、業界の構図が大きく変わり始めた。今回の会議でも、海外から世界トップのVestas(世界シェア12.7%)を始めSiemens Wind Power(洋上では52%でトップシェア)、Alstom、Sway Turbineが参加し、6~10MWの洋上用大型風車の自社製品PRを行った。日本からは三菱重工が欧州最大のRound 3計画(2020年までに32百万kWの洋上風力を建設)への参画内容を紹介。同社はここで後述の福島プロジェクトで使用予定の油圧式7MW機の初実用化にチャレンジする。

2-2. 日本の対応(浮体式洋上風力)

経産省によると、日本では設置数5基以下の事業所が約8割に上り、その発電コストは18~24円/kWhと極めて高い。欧州に比べて相対的に平地が少なく尾根などに建設されるため、雷、乱流などで故障が多く設備利用率が上がらないことも原因の一つとされている。海外並みの100基以上規模の事業所ならば日本でも10円/kWhが可能だが、風速5.5m/s以上、且つ安価で広大な平地を確保できるのは、北海道など一部の地区に限られている(国内トップのユラスタジーによると同社事業所では稼働率40%が実現できているとのこと)。しかし北海道の送電網は脆弱で、且つ北海道域内の消費量は600万kWと小さい。このため2011年段階でみると、連結可能量56万kWに対して連結希望量は187万kWと上限を既に超えている。東電によると、日本全体での風力等の変動電源受入れ可能量は1000万~2000万kWとされているが、本州への送電能力は60万kWと限定され、北海道での大幅導入のネックとなっている。欧州でも問題となっているように、送電網の整備には10年以上の単位での時間が必要となり、風力発電大量導入が短期には期待できない理由となっている。

そこで浮上するのが、風況適地が消費地に近く、また原発等の既存送電網を活用できる東日本、西日本地区での洋上風力発電である。但し、北海、バルト海の殆どが水深50m以下である欧州と異なり、日本の海は風況適地の80%が水深50m以上のため、欧州のような着床式では経済性が悪くなるため、大量導入の可否は浮体式風力の実現性に懸かっている。浮体式は、世界を見てもノルウェーとポルトガルの2箇所で2MW級の実証実験が行われているに過ぎない。日本では、環境省が長崎県五島沖(2MW級)、そして経産省が福島県沖(7MW級)の実証実験を推進中で、その技術的実現性、経済性の検証を行っている。後者のプロジェクトでは、日本が誇る浮体構造技術をベースに、受風面積を広くとれるダウリント型(日立製作所製)、油圧ドライブ型(三菱重工製)の革新的風車技術を採用し、更に世界初となる洋上

変電所(66/22kV、25MVA)の建設にもチャレンジする。課題としては、海底ケーブルと風車を結ぶ高耐久性ライナーケーブル・接続材料の開発、運転制御システム・監視システム・維持管理手法の確立、そして漁業との共生方法を挙げている。

3. 風力発電大量導入に向けた課題

みずほコーポレート銀行の太田氏が指摘した市場創出のポイントは、①長期導入目標の設定(民間参入への仕掛け)、②事業性担保(投資環境・制度の整備)、③規制緩和の3点で、ドイツの例を挙げて説明。ドイツでは、2030年に洋上風力25GW導入の目標を掲げ、FIT制度内での優遇策(高価格設定、逓減率ゼロ、短期回収モデルなど)、50億ユーロの公的融資制度などの制度設計を行っている。我国では前政権が風力をRE導入の柱(グリーン政策大綱)としていたが、自民党新政権では選挙公約でRE最大導入を謳ったものの、エネルギー政策の方向性は未だ不明。25年度予算で250億円の送電網整備補助金と60億円の研究開発事業予算がつくに留まっている。

RE導入拡大の重要なファクターとして、上記FIT制度の適切な設計・運用に加えて前述のように関係線の整備の必要性が強調される。国内総需要の37%の国際関係線容量を有するドイツにおいても、風力等の変動電源導入の急拡大により一部系統の安定運用に影響が出始め、南北間の系統増強投資が進められている。しかしながら2012年の風力導入率がEU平均の4.9%(2011年段階)に比べて0.4%と小さい日本では、少なくとも現時点では北海道と東北の一部を除いて関係能力がネックとはならない。関西大学の安田准教授は、西日本の関係容量はEU域内よりむしろ大きく、関係線が変動電源に開放されず関係線設備利用率が極めて低いレベルに留まっていることが問題、と指摘する。EUでは、「系統の変動性は系統全体で対応するのが社会コスト最適化の道」との発想であるのに対して、日本では個別の電源で変動対策を求められる、つまり技術的問題ではなく制度的問題としている。

年間最低負荷に対する変動電源設備容量を見ると、日本では僅か9%と当面問題になるレベルではないが、EUの風力先進国の殆どでは100%を超えている。このように一日の負荷曲線から変動電源を引いた正味負荷(Net Load)がマイナスとなる状況にありながら、EUでは更なる風力導入拡大を目指している。EUでは系統変動に対応した需給バランス維持のための「柔軟性の確保」(Flexibility)をそれぞれの国情に合わせて行っている。安田准教授はその対応策として、①関係線容量確保、②応答性の高い電源による予備力確保(揚水発電、CCGTなど)、③デマンドレスポンス容量確保(コージェネなど)を挙げ、それぞれについて紹介した。

①の典型例はドイツであるが、デンマークも51.5%の関係線容量(スウェーデンの水力を利用)とコージェネ(CHP、容量シェア41.5%)の組合せで、2035年における100%RE化を目指している。これに対して、国際関係線を殆ど持たないアイルランド(北海道と面積、人口、消費電力量がほぼ同一)は、26.3%のCCGT容量により(対策②)、既に風力導入率15%を達成し、2020年には40%を計画している。揚水発電を調整手段とする国としてはポルトガルが挙げられる。同国は水力比率が27%とスウェーデンに次いで大きい、風力依存率も17.6%(電力量ベース)とデンマークに次いで高い。2011年秋には風力発電量が負荷の93%にまで上がったが、火力・水力の停止、設備容量5.4%の揚水(対策②)の活用、と唯一の関係先であるスペインへの輸出、でその状況に対応した。日本の状況を見てみると、③のコージェネ容量(3%、EU各国は5~10%)を除き、関係線容量、揚水発電容量ともにEUと同等以上の能力を有する。安田准教授は、「我国も関係線増強は必要ではあるが、その前にできることをやるべし。正確な情報とデータに裏付けされた議論が必要。」と強調していた。

以上