

スマートエネルギー Week 2016 :WIND EXPO 参加報告

未来技術フォーラム神戸 板山克広

2016年3月2日から3日間にわたり東京ビッグサイトで開催された「スマートエネルギー Week2016」のなかで、第4回 Wind Expo の基調講演ならびに専門技術セミナーの一部の講演を聴講した。太陽光発電(PV)とならんで再生可能エネルギー(RE)導入の一つの柱となることが期待される風力発電であるが、FIT 設備認定の状況を見ても、先行する PV に比べて設備導入の動きに勢いは見られない。経産省は、PV を上回る FIT 買取価格の設定などで優遇策を執るが、まだその効果は目に見えていない。海外においては RE の中心的役割を風力発電が担っているのに対し、日本では PV 偏重となっているのは何故か？風力発電は日本に不向きなのか？日本における導入阻害要因は何か？これらの問題を中心に基調講演、専門技術セミナーの内容を以下に報告する。

1. 風力発電の海外市場動向：日本風力発電協会(JWPA)、丸紅、MHI Vestas Offshore Wind

2015年の全世界における風力発電導入量は前年比20%増の63GW(基数では約3万台)で、累計容量は日本の総電源容量292GWを上回る432GW、電力需要の約4%を賄うまでになった。特に中国での伸びが大きく世界市場の48%(31GW)を占め、2位の米国(8.6GW)、3位のドイツ(6GW)を大きく引き離し、累積容量でも145GWと世界の風力発電能力の34%にまで急増した。この結果、風車市場の様相も大きく変わり、中国市場に特化する Goldwind が Vestas、Siemens、GE Wind を抜き7.8GWとトップシェアを奪った。

年による浮き沈みはあるものの中国、北米、欧州を中心として平均年率1.2%の市場成長が今後も続き、2024年に70GW/年を超えると予想される一方、その市場構造は徐々に変化していく。まず欧州では、陸上風車が飽和状態に近づき洋上風力への市場シフトが進む。その累積設置量は2014年の8GW(容量シェア6%)から2020年には23GW(同12%)に急増する。

この洋上風力へのシフトは北米及び中国でも始まり、その世界市場規模は年率12.4%で成長し、2019年には6GWに達すると予想されている。PTC(税控除)の5年延長が決まり風力発電市場の復活がみられる米国では、洋上風力への関心が高まる。DOEのWind Visionでは2020年のその累積容量を3GW程度と予想している。また送電能力不足で内豪から締め出された中国でも、上海近傍のクラスIII風況域への市場シフトと洋上への展開が予想される。

一方、洋上風力市場はSiemens(2015年シェア60%)、Adwen(同18.2%、GamesaとArevaの合併)、MHI Vestas(同12.9%)の3強の寡占状態となっている。GE WindもAdwenの買収に興味を示しているといわれるが、資金力の求められるこの市場においては、このような合従連衡と寡占化が今後も続くと思われる。

2. 風力発電の技術動向：JWPA 上田氏、MHI Vestas Offshore Wind 加藤氏

このように期待の大きい洋上風力発電市場ではあるが、その拡大に向けた最大の課題はやはり設置コストで、導入が進む欧州でもそのタービナー価格は陸上風力の2.5倍以上といわれる。発電コストを陸上風力に近いところまで下げるには、ウィンドファームの大規模化、風車の大型化に加えて運転コストのドラスティックな低減が必要、と加藤氏は言う。MHIとの合弁でスタートしたMHI Vestas Offshore Windは既に18プラント(750基、2GW)を建設、受注残も新開発の8MW機も加えて2.4GWと順調な滑り出しをしている。

同社の事業戦略はタービン本体の信頼性向上、工期短縮、メンテナンス削減による徹底的なコスト削減。洋上で手直しトラブルを防止するために、陸上のテストセンターで6軸ウィンドシミュレーション、ナセル加速試験、ブレード耐久試験、タービン据え付け試験等を行う。これにより2基/日の設置を可能に

するなど建設期間の大幅短縮が可能となり、ワタダウ社のウィンドファーム(3MW機×45基)では3か月の工期短縮を実現したとのこと。また従来の“停止時間削減”の考え方をLPF(Loss Production Factor)重視による“発電ロス削減”に切り替えた。このために全部品の自社内検査を行うとともに、2900台のタービンのスパコン監視(10分間隔、500点/台)を行う予防保全体制を整備。その結果、出力ダウン運転中に修理することで発電ロスを2%抑え、また15年間の発電保証を可能とした。

一方、陸上風力では前述のように設置場所が低風速域に移行することから、一定水準のCF(Capacity Factor：設備利用率)を確保のために大ローター径化と高タワー化が進む。例えば米国では、2006年設置の風車使用の平均値はWind Class1.97(年間平均風速8.55m/s)、定格出力1.6MW、ローター径77m、タワー高さ75mであったが、2014年にはそれぞれ2.8(同7.7m/s)、1.92MW、99m、82mと低風速域化と大型化が進んでいる。本来、低風速域化(発電量は風速の3乗に比例)と大容量化でCFは大きく損なわれるが、それを大ローター径化(発電量はブレード長さの自乗に比例)と高タワー化(高風速化)でカバーし、CFは2006年の32%に対して33%とむしろ向上させている。このような大ローター径化の傾向は欧州で顕著に見られ、ブレード長50~60mの3-4MW機が主流になりつつある。このような長いブレードは山間地輸送の大きな障害となるが、これに対してGamesaから現地組み立て式分割翼の提案なども行われている。また既設風車のブレード長延伸によるリパリング需要も現れており、これに対してブレードを切断して中間にCFRPを嵌め込むGEの技術、あるいはブレード先端に接着剤で継ぎ足すRotor Blade Extension社の簡易技術の紹介があった。

欧州市場で顕著なもう一つの特徴は高風速を求めた高タワー化である。ドイツに2014年に設置された風車の平均ブレード長は50m弱であるが、平均タワー高さは容量に対応した標準的高さを大きく超える116mとなっている。Vestasは3.45MW機用に更にこれを上回る高さ166mの大口径鋼製タワーを提案している。このような長大タワーの輸送は不可能に近いが、同社は分割・現地接合方式を提案。これに対抗するものとしてEnerconはプレキャスト・コンクリートを現地で組み立てる手法を提案。鋼製に比べて大幅なコストダウンが可能という。更にはGold Windの鋼・コンクリートハイブリッドタワー、あるいはGEのトラス式タワーの復活など、タワー高高度化に向けた技術開発が相次いでいる。

3. 国内の風力発電の現状と課題： 経産省新エネルギー対策課 松山氏

経産省新エネルギー対策課松山氏より日本の風力発電導入拡大に向けた政策と今後の取組についての講演があった。日本が掲げる2030年RE発電量シェア目標22~24%の中で、風力は水力8.8%、PV7%に次いで1.7%(設備容量で10GW)とそれなりの役割を期待されている。これは米国(2014年シェア4.4%)、ドイツ(同8%)などの欧米諸国に比べると遥かに低い目標であるが、累積導入量が漸く3GWを超え新規導入量も0.4GW/年以下に留まる現状を考えると、その達成は必ずしも容易ではない。松山氏は現時点でこの2030年目標の妥当性を議論することよりも、その先も見据えて導入阻害要因をできるだけ早急に除去することが喫緊の課題と強調する。例えば他国の倍以上の高買取価格(日本の22円/kWhに対して例えばドイツは6.9~12.5円/kWh)。現状では買取価格にシステム価格がスライドするなど問題が多いとする。本年中にこれら阻害要因に関する論点を全て潰し、FIT制度実施期間20年の間に問題を解決することを目指すとのこと。日本における風力発電の現状と課題について以下紹介する。

3-1. 日本の風力発電の導入状況：

JWPA 上田氏によると2015年の推定導入量は246MW(118基20発電所)で、累積では3.16GW(2,140基434発電所)と念願の3GW超えを漸く達成。これに加えてアセス作業中の案

件が 7GW 以上あり、2030 年目標 10GW の 2020 年台初頭の前倒し達成が見えてきたという。業界としては 2030 年 36.2GW の導入達成に向けて取り組んでいきたいとのこと。ただ接続可能容量問題で揺れる北海道、東北、九州地区に立地が集中しており、これら地域の電力会社が 30 日を超えた無補償出力制御を許される指定電気事業者となったことを懸念している。

導入促進の一翼を担う地方自治体の導入状況と課題について風力発電推進市町村協議会の森氏(苫前町長)より紹介があった。同協議会には 42 市町村が参加するが、自治体が運営する発電所の総容量は 154MW と 5%を占めるに過ぎない(基数では 182 基 9%)。一般に風況の良い日本海側地方の送電容量は小さく 7kV 以下の配電網への関係となるため、殆どが 2MW 以下の小規模ウインドファームとならざるを得ない。直面する課題としては、頻発する自然災害によるトラブルと高額なメンテナンス(部品)費用を挙げている。更に設置後 20 年を経過しようとしているが十分に戦力足りうる風車が今後増えてくるので、その次ステップ活用策を考えていく必要性を指摘している。

日本の風力発電促進のキーになると期待される洋上風力につき丸紅宮田氏より同社の取組が紹介された。他商社と一線を画して電力供給事業に注力する丸紅は、世界 22 か国で火力も含めて 10GW を超える発電事業を展開している。特に洋上風力では英国でガンフリート(3.6MW35 基、172MW)、ウエスタモストラフ(6MW35 基、210MW)の二つのプロジェクト(いずれも持分 25%)に参加。更に産業革新機構と共同で据付会社 Seajacks を買収し、据付船(SEP)5 隻による建設、メンテナンスも手掛ける。この経験をもとに、国内でも鹿島港沖合に 5MW×約 20 基、秋田県には秋田港と能代港の 2 か所で合計 5MW×34 基のいずれも着床式の洋上風力発電の建設を進める。これらが完成すれば国内最大のウインドファームとなる。一方、欧州での洋上風力事業に注力する MHI Vestas は、日本市場はいまだアセス等の阻害要因が大きく当面は静観の方針とのこと。但し、将来の有望市場との見方は丸紅などとも共通しており、2030 年 820MW の導入予想は低すぎるとしている。

3-2. 風力発電施工における最新の取り組みと課題: 清水建設 白枝氏

海外に比べて 2 倍以上高いといわれる日本の陸上風力発電の発電コスト。その原因の一つは好風況地が山間部に限られることによる施工の難しさといわれる。白枝氏より陸上風力の設計から送電線繋ぎ込みまでの詳細手順の紹介があった。最大のポイントは 40m を超えるブレード等の大型部材や大型クレーンの搬入。大型トレーラ、トラック、あるいは起立装置付き台車が用いられるが、これらの車両の運行を可能とする道路の幅、勾配、曲率を確保するために、山林の伐採、岩盤掘削、道路拡幅などの大工事が必要となる。更に基礎工事、風車組み立て作業・風車設置用のヤード造成では、残土の場内処理や排水施設など防災・環境対策も必要となる。そして最後に連系点までの送電線の敷設と受変電設備の建設。最近では 10~20km 程度の工事が必要なケースが増えているという。このような事情から、日本では経済性の成り立つ大規模陸上ウインドファームの設置サイトはかなり限定され、一般に建設コストも割高となる。

このような陸上風力の弱点と無縁な着床式洋上風力発電に期待が高まる。暴風波浪及び地震の荷重効果に対応した基礎杭仕様ならびに風車との接合強度が求められるため風車本体のコストは高くなるが、タワー、ブレード、セル等の大型部材そしてクレーン等の大型機材の搬送は海上輸送で行えるため地理的条件による工事制約は少ない。実用化の緒に就いた許の現時点では、経験不足に加えて、設置工事、メンテナンスを担う SEP 作業船(備船料金は 20 万ドル/日ともいわれる)も 3 隻しかないなどサプライチェーンは未整備。このため陸上風力に比較して発電コスト

は現状かなり高く、それに対応して買取価格も 34 円/kWh と陸上風力の 1.5 倍に設定されている。これに対して Vestas は 2020 年までに発電コストを 10€/kWh まで下げられるとするが、経産省の指摘する早急なサプライチェーン整備とコストダウンの実現が求められる。

遠浅の海域に限られる日本で期待されるのが浮体式洋上風力。福島沖で行われている実証実験は第 1 期のセミサブ式 2MW 機風車とアドバンスドタワー式のサブステーション建設が終了し、現在、第 2 基の 7MW 機が試運転に入り、さらに 5MW の建設も進む。今回の講演では、第 1 期での経験を活かした 2 期工事での施工法改良の内容が報告された。クレーン吊りの揺れ抑制技術、捻じり取り治具の開発、チェーンシュアの改良、チェーン積込み法改良などにより、チェーンの敷設・係留作業が著しく効率化され、荒天にも拘わらず予定を大幅に短縮する工期を達成したとこと。

3-3. 稼働率向上に向けた取り組み: ユーラステクニカルサービス 高木氏

海外に比して低い設備利用率(日本の 18.5%に対して米国 42%、ドイツ 34%)も高発電コストの主要原因の一つとなっている。わが国最大の風力発電会社であるユーラスエナジーは、海外で発電事業を行うと同時に、国内でも三菱重工、Siemens など内外メカ 6 社製 11 機種(容量 648MW)の風車 400 基(容量 648MW)を操業する発電事業を行う。その風車の約半数は運転年数 10 年を超え、30 日ルールの影響を含む全風車の平均稼働率は 90%以上をキープしているものの年々低下傾向にある。今回の講演では同社の稼働率解析データと稼働率向上に向けた取り組みが紹介された。

各風車の運転年数毎の停止時間を見ると、運転開始時と稼働 6~7 年後にトラブルが多く発生し、10 年目以降に稼働率が低下する傾向にある(機種・メカによる差異は認められない)。そのトラブルの内容は発電機、増速機、主軸等の交換を伴う大物修繕で、1 回当たりの修繕時間は 2000 時間を超え停止時間総計の 50%以上を占める。この大物修繕停止時間のうち 70%以上が実作業以外の準備作業で、部品・大型クレーンの調達、風車メカ SV の確保、工事許可取得(農地転用等)に時間を要する。そこで同社は停止時間の最小化の方策として 300 基を対象に予備品の適正保有を進める。機種毎の事故率データを基に NPV、IRR 計算により保有可否と適正台数を決定。その結果、直近 5 年間で大物予備品の保有台数は 5 倍となったものの、95%以上の修繕に即応でき、修繕件数は横這いで推移するなかで年間の停止時間をほぼ半減させた。

しかし約 30 日/件という停止時間は、同社が海外で操業するウインドファームの 4~5 倍の所要日数とのこと。更なる稼働率向上に向けて、現在、従来の事後保全から状態保全を可能とする態勢への移行を推進中。これにより部品や大型クレーン搬送のタイミングに合わせて設備を止めるため、停止時間の極小化が図れる。具体的にはファイバースコープ等による監視、潤滑油等の定期検査によりトラブルが起こる前の修繕を行う。これにタークレーンやドローンの採用による修繕・監視作業の効率化を加えて、2015 年には稼働率を絶対値で 5%と大きく改善することができたという。更に 24 時間稼働の監視センターの IT 化による機能強化、人材育成、CMS オンライン計測の導入を進めている。

3-4. 系統連系の問題: 関西大学 安田氏

風力を中心とした RE の導入が大きく進む国際社会の中にあつて、日本は風力と PV を合わせてもその発電量比率は 2.9%と OECD 中 22 位の地位にある。「国際送電網がなく、また地域間連系能力も弱い(=調整能力が小さい)日本は風力のような変動型 RE(VRE)の導入に不利」という国内での論調に対し、安田氏は強く反論する。風力導入が進む欧州においてもこのような連系線の調整能力不足が問題とされてきたが、現在では「VRE 発電量に

ア 5~10%では電力システム運用に大きな技術的課題はない」、「現在の電力システムの柔軟性水準で 25~40%の導入が可能」（いずれも 2014 年の IEA 報告：電力改革からの引用）が欧州の常識になっており、日本の認識とのギャップは大きいと安田氏は指摘する。確かにシェア 15%以上を達成する国が欧州では既に 7 か国存在する。日本で問題となった“接続可能量”（ピーク電力に対する導入 RE 容量率）という概念も日本独特のもので、九州、中国、四国、東北の各地区で設定された 30~60%という値を欧州では既に 4 か国が超えている。これは日本が現状の電力システムの“柔軟性”を十分に活用する姿勢に欠ける証拠と同氏は主張する。

例えば、連系容量（連系線熱容量/ピーク電力）の問題。欧州のメッシュ状連系に対して、日本は線状楕円形連系であることの不利が指摘されるが、実際には多くの地域間連系能力が連系容量が豊富といわれるデンマーク(90.6%)、ドイツ(72%)と同等あるいはそれに近い能力を有している。接続可能量問題の発端となった九州(36.5%)、東北(55.4%)、北海道(12.4%)でさえ、VRE 導入率 20%を超えるスペインの 10%より大きい。問題はその利用率(TBCF)で、欧州では殆どの国で 40%を超えているのに対して、日本でそのレベルにあるのは関西・四国間(75%)と東北・東京間(40%)のみ。つまり連系線を有効活用していないことになるが、その原因は連系線活用のインセンティブを働かせるシステムの違いという。欧州では電力料金の変動に呼応して電力の流れが決まる市場メカニズムが働いているのに対して、日本の取引市場は未整備でまだ規模も小さく活用が進んでいない。

電力システムの柔軟性・安定度を確保する手段の一つに VRE の出力制御がある。前述の IEA 報告でも、現行の電力システムで VRE シェア 25~40%を可能とする前提条件として、「無制限の局地集中回避」と「必要に応じた VRE の発電量制御の導入」を挙げている。その例として連系容量の乏しいなかで 22%の VRE シェアを達成したスペインの例が紹介された。VRE に監視・制御機能装備を義務化し、中央給電司令所の RE 制御センターで全設備をリアルタイム監視する。必要に応じて VRE による発電を抑制するが、発電予測精度も向上させた電力計画策定により、発電制御による年間の逸失電力量は 0.8%に留まるとのこと。もう一つの成功例であるデンマークは、コージェネ(CHP)を調整電力化することにより風力を中心とした VRE シェア 43%を達成した。同国は 90 年代までその殆どの電力を大規模石炭火力が担ってきたが、2000 年代に入り小規模分散型 CHP を積極的に導入。従来、熱が主目的の CHP は電力システム安定の観点からは阻害要因とみなされていたが、2006 年に FIT 認定条件に電力市場との通信機能を要件化することで、逆に系統運用を支援する「柔軟性のある電源」に変貌。市場価格を見ながら自動運転(売電/買電)されるため、スポット価格の変動に応じて系統運用者が介入する前に自動的に混雑が解消される。これ以外にもデマンドレスポンス、負荷制御など現状の電力システムの中での工夫の余地は多い。時間の掛かる送電網強化は将来のより高い VRE シェアを睨んで今から進める必要はあるが、上記のような様々な工夫を行うことにより、現状の 10 倍程度の VRE 導入は何ら問題はないと安田氏は主張する。(因みに蓄電池導入は最後の選択肢で発電側への導入は経済的、技術的に不合理と指摘)

また発電電分離後に系統運用を担う送電会社のあり方にも触れる。欧州では、社会全体の便益を考えたコストの社会化・最適化の観点から、VRE 変動対策・系統増強は系統運用者の責務とされる(電気料金への上乗せ)。価格ギャップ規制もあるなかで系統運営者は系統技術のイノベーション、付加価値創造への経営努力で生き残りを図る。その結果、業績はむしろ安定し積極投資に繋がっているのが現状。一方、火力系発電会社は軒並み苦戦し、最近では RE 重視へと方針転換している。このような欧州の電力事情は日本に中々伝わらないが、偏りのない情報収集と分析により「電力システム改革」を支えるシステム・市場設計を全体最適の観点から

進めるべきとする。

【所感】

風力の高い発電コストの問題。地理的条件による施工コスト、ウィンドファーム規模の制約は如何ともし難いように思える。この事情を根本から変えられる洋上風力への期待は大きい。漁業権、規制などの阻害要因は施策により乗り越えることはできるが、しかし欧州と日本の市場規模の圧倒的差による高コスト構造を克服する手立てはあるのか？日本企業が海外と対抗できるコスト・技術競争力を身に着けるためには、海外企業の力・技術を取り込んだ海外市場での活動が必須であろう。三菱重工、丸紅、ユーステジーの報告はその意味で示唆に富んだものであった。また国内市場の確立のためには、北海油田のヒークアウトを機、に産業構造変革と技術資産の活用を狙いに雇用効果の大きい洋上風力の推進に舵を切った英国の様な国家的取り組みが必要と思える。

また電力システムの RE 対応に関する「日本の常識＝世界の非常識」という安田氏の指摘。筆者も海外での同分野におけるコンファレンスに参加するたびに情報と認識の彼我のギャップを時に感ずる。確かに日本は電力システムという意味では孤立した世界で世界のシステムをそのまま持つてくる必要はないが、技術・市場のガラパゴス化だけは避けなければならない。同氏のよ様な指摘がより多くなされ、より合理的なエネルギー社会の構築へ向かうことを期待したい。

以上