

Energy Storage Summit Japan 2017

未来技術フォーラム神戸 板山 克廣

2017年11月7日から2日間にわたりベルサール飯田橋で開催された首記コンファレンスに参加し、エネルギー貯蔵に関する国内外の動きを調査した。ドイツ電気技術協会(VDE)とメッセ・デュッセルドルフの主催による同コンファレンスへの参加は今回で4回目となる。COP21に提出された温暖化ガス削減目標の達成に向けて、参加各国における再生可能エネルギー(RE)の導入、省エネルギー化への取り組みは既にかなり進んでいる。それに伴い大量のRE(特に風力、太陽光による発電)を既存エネルギーシステムに取り込むためには、何らかの手段によるエネルギー貯蔵(ESS)が不可欠との認識が定着しつつあり、ESS導入に向けた政策的取り組み、市場形成も一部の国では既に始まっている。本会議では例年と同様に各RE先進国の政策、市場動向、ビジネス動向、資金調達、標準化、ファイナンスなどESSを取り巻く多岐に亘る話題が紹介された。本稿では若干遅れを取っている感のある日本が「2030年電源イメージの達成に向けてESS/電力システム改革にどのように向かい合うか」という点に絞って会議内容を紹介したい。また興味深い新技術についても一部紹介する。

1. 日本における新エネルギーシステム構築に向けた課題

日本は2030年の電源構成イメージとして再生可能エネルギー(RE)の総電力比率22~24%を提示している。この数値自体(特に水力8.8~9.2%を除いた狭義RE)は欧米に比べて決して高くはないが、現状からするとかなりの努力が必要との認識が一般的となっている。まずはこの目標達成に向けた課題についての資源エネルギー庁の山影課長講演を紹介する。

1-1. RE導入状況

世界的に見ると、地球温暖化ガス(WHG)削減の流れを受けてREの新規導入量は年々増加し、2015年には世界全体で150GWと全電源新設量の50%を超えるまでになった。その結果、累積設置量でも2000GWに迫り石炭、天然ガスを抜いて電源シェアトップとなった。これに対して日本もFIT導入を契機にRE設備容量は年平均29%で増加してきたが、設備新設の中身は太陽光発電(PV)に極端に偏ったものとなっている。

2030年イメージでは、PV64GW(総発電量比率7%に相当)、風力10GW(同1.7%)、バイオマス7.3GW(同3.7~4.6%)、地熱1.6GW(同1%)とされているが、下表に示した2017年2月段階での目標達成率をみると、風力と地熱での導入遅れが目立つ。FIT認定後の環境アセスに5~6年かかり運開が進まないこともあるが、そもそも立地制約の強いこれら電源のFIT認定量が少ないことが原因となっている。風力を柱とする欧州諸国との比較でいうと、水力を除く日本の2015年のRE発電量比率は6%でドイツの24.5%、スペインの26.1%、英国の18.5%(いずれも2014年の数値)よりも低いレベルにある。PV偏重を是正してバランスのよいRE導入を進めるためには、立地制約の強い電源の導入を図るために地域利用ルールの見直しが必要としている。

(kW)	導入水準 (17年2月)	FIT 認定量 (17年2月)	ミックス (最大) (2030年度)	ミックス/ 導入水準
太陽光	3854万	8307万	6400万	約1.7倍
風力	338万	461万 (うち洋上 13万)	1000万 (うち洋上 82万)	約3.0倍
地熱	51万	8万	155万	約2.9倍
水力	4812万	91万 (中小水力)	4931万	約1.0倍
バイオ	311万	596万 (うち一般木質 515万)	728万 (うち一般木質 400万)	約2.1倍

1-2. RE導入拡大に向けた課題

日本が世界に遅れをとっている最大の要因として RE エネルギーのコスト競争力の弱さを挙げている。世界的には RE 導入拡大で発電コストの急激な低減が進み、火力などの従来電源に対して十分にコスト競争力のある電源となったことで更なる導入拡大を生む好循環が生まれている。これに対して日本では例えば PV のシステム価格が欧州の約 2 倍、風力では発電コストが世界平均の約 1.5 倍(13.9 円/kWh)といわれる。日本特有の災害対応、地理的制約による工事費の高さの問題もあるが、国際流通商品である部材も 1.4~1.7 倍と割高となっている。そこで経産省は競争促進と技術開発により 2030 年時点での非住宅用 PV システム価格を現状の約 30 万円/kW から 10 万円/kW に低減し、欧州並みの発電コスト 7 円/kWh を目指すとする。同様に風力発電も、システムコスト及び運転維持費の半減、稼働年数の改善により欧州並みの発電コスト 8~9 円/kWh を目指す。この中長期的な価格目標達成に向けて、入札制導入、逡減型価格設定、導入量に応じた価格設定など FIT 価格設定方式の見直しを進める。

もう一つの RE 普及阻害要因は系統接続制約の問題。系統制約には「空き容量不足」と「系統がカバーするエリア全体での需給調整のための出力抑制適用」の 2 つがある。前者に対しては系統増強が必要となるが、発電事業者がその「高額費用負担」と「長期工事による事業採算/予見性の不透明さのリスク」を負うのが現状。これに対しては既存系統能力の最大限活用できる仕組みや、系統増強のあり方についての新たなルール作りが必要とされる。後者については PV、風力の出力時間変動を補償し需給バランス/周波数調整を行うための調整力確保が課題となる。しかしながら RE 発電量比率が既に 30%を超える欧州諸国が直面しているように、RE 大量導入により需給調整力を担う火力の稼働率が大幅に下がり(例えばスペインでは 10%台)、収益性の悪化から火力の新設が難しい状況となる。調整力の乏しい北海道、東北、九州では、2030 年シナリオでの RE による余剰電力が合計 5.5 億 kWh/年に上り、年間 400h の RE 出力抑制が必要と試算されており、導入目標達成の大きな障害となる。この問題の解決には、調整余力の豊富な近隣エリアとの広域融通の拡大、あるいは新たな調整力の創出により出力制御の最小化を図る等の対策が必要となる。いずれの対策においても系統・調整力を含めた電力システムコスト全体をみたコスト最小化を図る観点からの議論が求められる。適切な調整力の確保の方策について次に紹介する。

1-3. 新たなエネルギーシステムへの移行

従来の大規模・集中型電源によるエネルギーシステムでは、一次エネルギーを電気に変換する際に廃熱ロスや送電ロスにより約 6 割のエネルギーが捨てられている。また日本の最終エネルギー消費の 5~6 割は熱利用で、WHG 削減のためには省エネ、熱の有効利用の観点も重要となる。RE 導入が進むことは、取りも直さず比較的小規模の電/熱源が地域、需要者側に分散されることで、この分散型エネルギーシステム(DER)の効率的活用が WHG 削減目標達成のための有効な方策となる。そのベースとなるのは自産自消を最大化することだが、この DER の生み出すエネルギーの利用範囲を距離的に拡げて地域全体にすることができれば、その効果は更に拡大する。

電力需要者側に設置される発電設備としては、住宅用 PV、燃料電池エネファーム、コージェネが考えられ、経産省は 2030 年までにそれぞれ 900 万 kW(現状 760 万 kW)、370 万 kW(同 10.5 万 kW)、1,320 万 kW(同 1,020 万 kW)の導入を期待する。これらは大規模火力約 25 基分の発電能力に相当する。一方、各電力需要者のエネルギーマネジメントを AI/IoT により行う HEMS(住宅) BEMS(商用ビル)、FEMS(工場)の導入をそれぞれ 4,700 万 kW、3,100 万 kW、1,000 万 kW と見込んでおり、さらに EV/PHV の 4,400 万 kWh を加えればかなりの電力資源となる。これらの 10%を発電/蓄電設備として系統運用に活用できると仮定すると、あたかも大規模火力 13 基分の調整能力(バーチャルパワープラント: VPP)を持つこととなる。この VPP

は RE 余剰電力を吸収することによる RE 導入拡大への寄与だけでなく、系統負荷平準化により高コストのピーク電源焚き増しや設備投資の回避による電力システムコスト低減への貢献が期待される。

2. 蓄電池・DER を活用した VPP ビジネス

2-1. DER・VPP のキとなる蓄電池の普及

自由に充放電のタイミングを変えられる蓄電池は、これまで RE 出力安定化、周波数変動抑制を目的に、発電側への大規模システムの導入が米国(395MW)、日本(165MW)、欧州(126MW)で進み、世界全体での累積導入量は 2015 年に約 800MW となった。今後は、消費者側の DER を電力システムに組み込むエネルギー・マネジメントシステム(EMS)のための重要なツールとしての導入が進むと期待されている。家庭用には PV システムとのセットでの導入が 2011 年以降進んだが、2016 年段階では 126 千台、HEMS 規模で 9 万 kW に留まる。これは現状では FIT 買取価格が家庭用電気料金よりも高く、PV 電力をより多く自家消費するメリットが見えないことに原因がある。今後数年で FIT 買取価格が小売電気料金を下回ることが予想される中、2030 年目標 4,700 万 kW 達成可否は HEMS の中核となる蓄電池の低コスト化の進展具合に掛かっている。蓄電池導入の必要性の認識は各国に共通したものであるが、米国カリフォルニアを除き政策措置による蓄電池導入策を執る国は少ない。豪州、ハワイなどでは自家消費ニーズの高まりによる自然体での蓄電池導入が進んでいる。

それでは日本ではどうか？経産省が ERAB(Energy Resource Aggregation Business)検討会で行っている蓄電池の目標価格設定と普及見通しについて三菱総研より紹介があった。それによると、日本でも PV の発電単価は既に小売電気料金よりも安く所謂 Grid Parity に到達しているが、自家消費比率拡大のための蓄電池併設は未だ採算にのらない。しかしながら家庭用では、FIT 期間が終了する PV システムが 2019 年には 53 万世帯出現。それら費用回収を終えたシステムでは、市場取引価格との比較で蓄電池投資のメリットが出る可能性もある。そこで投資回収 15 年、自家消費率 61%を前提に採算の取れる蓄電池システム価格を試算すると、目標価格は 9.0 万円/kWh(現状 22 万円/kWh)になるという。このうち電池パック分は 3.4 万円/kWh で車載用電池の現状価格 2~4 万円/kWh と比較しても不可能な目標ではない。そして 2020 年台いずれかの時点では新規の PV+蓄電池導入も十分に採算がとれるものになると期待する

商業施設(BEMS)、工場(FEMS)などの産業用 EMS についても同様な評価がなされている。これら EMS 導入のメインの狙いはピーク電力カットによる契約電力の削減で、現状の蓄電池システムコスト 36 万円/kW(業界平均では 59 万円/kW)では採算性がない。7 年での投資回収を前提にすると、2020 年時点での目標価格は 15 万円/kW で、トップランナー企業によると設計変更・標準化、量産効果により到達可能な数値とのことである。尚、発電事業者の RE 出力安定化を目的とした蓄電池導入についても、買取期間が終了する 2032 年以降には蓄電池追加設置の卸売電力価格に対する優位性が十分発揮されるとみている。

2-2. VPP ビジネスへの挑戦

発送電分離、電力取引市場の整備が進む欧米では、DER を市場に繋げる VPP ビジネスの具体的な取り組みが既に始まっている。これに対して発送電分離を含む電力システム改革が海外に対して遅れ、所謂アバンドリングが 2020 年以降に実現する日本では、現状、経産省の主導する小規模な実証事業段階に留まっている。本会議では大手ユーティリティと IPP 事業者の VPP ビジネスへの取り組みが紹介された。

RE 導入が進む中、世界の電力市場は大きく変貌を遂げつつあり、従来の大手電力会

社も VPP ビジネスを含む新たな事業形態への切り替えを進めている。日本の電力業界も分散電源化の進展に加えて人口減少の時代を迎える。東電は事業環境の変容に備えて、従来の大規模発電所から一方向にエネルギーが流れるハイブリッドモデルからグリッドに繋がる全てのモノにエネルギー、情報・制御が双方向で行われる次世代のプラットフォームモデルへの転換を進める。そこでは情報技術を中心に従来にない様々な技術要素が不可欠となるため、他社との連携をオープンプラットフォームの場で模索する。具体的な取り組みとして、横浜市との「地域防災拠点小中学校における VPP 実証試験」、ブルーバケーションとの電力設備を自動点検する「ドローン飛行支援システム」、ZENRIN との安全飛行インフラを構築する「ドローンハイウェイ構想」、Via Science とのビッグデータ解析による「送電設備劣化予測」、住友商事との非常時専用ネットワークによる「プレミアムグリッド」などの共同開発事例が紹介された。興味深いのは、新島・式根島を舞台に現在進められている「電力系統室力変動対応技術開発」。同島では 1.9~4.4MW と電力需要が大きく変動する中、7.7MW のディーゼル発電の他に 1.1MW の VRE (PV500kW, 風力 600kW) を抱える。VRE 電力シェアは 9% でまさに 2030 年電源構成イメージの目標値と重なる。9 か所の発電サイトに合計 1.4MWh の蓄電池を配置し、既存電源と蓄電池の協調制御を行う統合型グリッドを構築する。RE 最大限導入と既存発電設備の最適経済制御を両立することが可能となれば、将来の大量 RE 時代のあるべき電力システムの姿が見える。

SB エナジーは PV をメインに国内 30 か所以上で合計 524MW の発電設備を運営する IPP 事業社で、モンゴルで 7GW の風力を立ち上げるなど海外展開にも力を入れる。同社も多数のメガソーラーを保有する九州には好立地条件を受けて RE 電源が集中し、現状は揚水発電により余剰電力の吸収を行っているものの、今後は出力抑制無しには RE 導入が不可能な状況を迎えつつある。特に離島地域の壱岐島では昨年の 4~5 月の 2 か月で 19 日もの出力抑制指令が出されている。例えば同島の 5 月の 10~13 時の電力需要は最大 15MW であり、天候急変による RE 出力大幅変動に備えて 6MW 2 基、3MW 1 基、計 3 基発電機を運転する必要がある。しかし RE 9.7MW が稼働する好天候条件下では、発電機を最低出力の 50% に絞っても数 MW の余剰電力が発生するため、数 MW 規模の RE 出力抑制を余儀なくされる。同社は LOOOP などリソースアグリゲーター 8 社と組んで、VPP 構築事業補助金を利用した同島及び九州本体での VPP 実証事業を進めている。そこでは蓄電池、デマンドレスポンスを含めた需要の創出と DER との組み合わせによる電力小売り、RE 出力抑制の最小化、調整力提供サービスを行う VPP 事業の実証を目的としている。

3. 新規蓄電技術

3-1. Water Battery: MAX BÖGL

電力貯蔵技術として最も一般的かつ大規模な揚水発電。日本では豊富な河川・山岳地を活かして 50GW を超える規模を主に原子力発電の夜間電力貯蔵用に保有している。これに対して例えばドイツでは地理的制約から 7GW (56GWh) と能力に限られ、また環境への配慮から新設も望めない。MAX BÖGL は山上に作られたコンクリート製人口貯水槽の上に鉄製の風力タービンを搭載するハイブリッドタービン構造を提案。タービンは貯水槽 (active reservoir : AR) 高さ 40m 分嵩上げされ、発電能力もそれだけ向上する。貯蔵電力量は AR を取り巻く高さ 10m 前後の同じコンクリート製の passive reservoir の大きさ (通常直径 60m 程度) により調整できる。下側の取水/放水は川あるいは海を利用し、16~32MW の双方向タービンにより 1.6~2.5m^Φ の樹脂製ペナストックを介して発電/汲み上げを行う。貯水池造成が不要なため環境アセスの壁は低く、またプレキャストコンクリートの現地製造・組み立てを行うことで工事期間の短縮も図られる。低い初期コスト (CAPEX: €300~400/kWh) に加えて、コンクリート製による長寿命 (50 年) と保守費用低減も期待で

きる。

同社は、GE と組んでドイツ Gaildorf で環境省支援事業のハイットプラント建設を 2018 年運開の予定で進めている。そのプラント諸元を右表に示す。GE 製 3.4MW 風力タービンを 4 基備え、そのハブ高さは最高 178m と世界最高を誇り、その結果、予想稼働率 (Capacity Factor) は 34.4% と洋上風力並みの高さとなっている。揚水発電能力 16MW/70MWh (揚水高さ 200m) で、双方向タービンによる発電/蓄電の切り替えを 30 秒以内に行えるため、出力安定化機能付き風力発電プラントであると同時に、周波数調整のための短時間貯蔵用途としての役割を狙っている。本プロジェクトの総コストは €70M で年間売上 €6.5M を見込む。

Gaildorf プロジェクトの諸元

Capacity wind power plant	4x3.4MW
Rotor diameter	137m
Electricity production	42GWh/a
Hub height	155-178m
Capacity power station	16MW
Electrical storage capacity	70MWh
Max. duration (16MW)	4.5hrs
Water fall height	200m
Water quantity	160,000m ³
Diameter passive reservoir	63m
Penstock diameter	1.6m

3-2. ハイブリッド燃料電池・蓄電池 : Exergy Power Systems

蓄電池の一つとして負極に水素を使う水素電池が知られているが、それと基本構造が同じ燃料電池の機能を併せた FCB システムを東大生研堤研究室が提案。この技術をベースにエクセルギー工学研究所は穴あき円盤状の負極(水素吸蔵合金)・正極(NiOH 等)・セパレータ(KOH 電解液含有)を交互に積層した EXB 電池を開発。水素電池としての特徴を積層型構造により活かすことで、蓄電池の共通の欠点である耐久性(10 万サイクル以上)、冷却(熱伝達 10 万倍)を解決し、同時に 100 倍以上の急速充電、過充電の心配のないフローティング充電が可能となった。「未来創生ファクト」からの 5 億円の出資を得て、1.35kW のマイクロセル 40 個を重ねた 54kW のマイクロジュール(75×420L)と、211kW のセルを 10 個重ね合わせた 2.1MW の標準ジュール(204×1600H)の製品化に成功している。

本技術の特徴の一つは 67μs で 1000A(2.5 秒で最大 4800A)放電が可能な大きな突進率(スパークリング機能)で、これを活かした用途としてまず考えられるのが急速放電を行う非常用電源(EPS)。フローティング充電ができるため直流送電網に組み込めば常時スタンバイするキャパシタ的な EPS となる。また火力発電システムに組み込めば高速充放電機能により秒~時間単位の需要変動に追従し発電機を高効率域で定常稼働させることも可能となる。当然 RE 電源の出力安定化も可能であるが、売電量が増える訳でもないので発電側のメリットはないという。期待できるのが水素を積極活用した RE 負荷追従性発電システム。例えば水素・電力・熱を生み出すハイマス・ガス化発電と PV・風力を組み合わせ、水素タンクを備えた FCB システムを介して系統に安定電力を供給する。北電、森林技術協会と組んで農水省の補助事業を進めている。

電力需要側の活用法として提案するものの一つが EV 充電設備。EV スタンドのネックの一つが高圧充電のための高額な契約電力と長時間充電による稼働率の低さ。チャージモに変えて EXB を用いれば、62.5kWh の車載電池を 6250kW・36 秒で充電しスタンドの稼働率アップを図れるのに加え、平均電力(フローティング)充電で契約電力を下げランニングコストを半減できる。更に FCB システムにより FCV への水素チャージも同時に可能となり、HRS インフラ整備加速の有力な手法となると提案する。この他に瞬間的に大電力を必要とする機器へのスパークリング機能の活用を提案。例えば鉄鋼業における圧延機操業、粒子線治療器・NMR 等医療への応用でコストを大幅に低減できる可能性がある。また EV 登山バスへの 80kWh EXB 搭載と下山中間地点への急速充電設備(1 分間充放電)の設置を提案。下山による回生エネルギー(70kWh 相当)により登山消費電力(140kWh)を 80kWh 蓄電池で賄い、外部受電を殆ど不要とする運行が

可能となる。このような様々な分野での応用が EXB/FCB には拓けており、今後、世界に向けて売り込んでいきたいと意気込む。

3-3. 高温蓄熱用 PCM：北海道大学 能村准教授

省エネ分野において、断続的に発生する未利用熱源を利用するためには蓄熱が不可欠となる。例えば省エネの進む製鉄業でも、高エネルギーを有する 500°C 以上の高温排熱の多くは未回収のものが多い。また最新のター型太陽熱発電でも 500°C 以上の高温・高密度・高速蓄熱の蓄熱技術が求められている。蓄熱量の大きい潜熱型(PCM)高温用蓄熱材としては熔融塩が利用されているが、融解時の体積膨張が大きいことや腐食性が強いことから使い勝手が悪く利用範囲が限られている。これに対して北大は蓄熱量の大きい合金系 PCM を提案。用いるのは 36.3 μm の Al-25wt%Si 合金(融点：577°C)粉末で、これを緻密な α アルミで被覆するマイクロカプセル化技術を開発した。蓄熱量 233kJ/kg とセラミックス等の固体顕熱蓄熱材の 5 倍の性能となっているだけでなく、周りの部材への腐食の問題の解消、高熱伝導性(157W/m・K)という特徴を併せ持つ。

製法は、Al 合金粉末を 100°C の蒸留水中で化成被膜処理 3 時間行ったあと、酸化雰囲気での熱処理炉で融点以上 6 時間の酸化処理を行う、という簡便な手法。本合金は融解・凝固による体積変化が非常に僅かで、繰り返し使用時の健全性を確認するための 3000 回のサイクル試験に合格したという。本技術の特徴であるセラミックスシェル構造は、融体漏出のない粒子流動媒体として使用できるだけでなく、セラミックス焼結技術を活用したヒート交換器、煉瓦等の部材形状への成形、あるいは触媒の担持などが可能となり、蓄熱に加えて種々のプラス α 機能を持たせることが期待される。現在、企業との量産技術開発のステージにあるとのことである。

以上