

スマートエネルギー Week 2016 : 水素・燃料電池展、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12回水素・燃料電池展で併催された専門技術セミナーの一部を聴講した。最近、燃料電池車(FCV)を中心として世界各国で取り組みが活発となっている“水素利用”であるが、その取り組みの原動力、そしてその方向性は国、地域により異なる。今回、その中でも取り組みの進むドイツと日本の違いを知る講演を聴講したので、その概要を報告する。

1. ドイツのエネルギー転換政策“Energiewende”を支える Power-to-Gas

ドイツの新エネルギー関連での経験が豊富なコンサルタント会社 Ludwig-Bölkow-Systemtechnik 社の Bünger 氏による表題の講演があった。同社によると欧、米、日では水素活用を重要視する点では共通するものの、その方向性、動機は異なるという。米国、日本では水素をエネルギー源とする“Gas-to-Power”に力点を置くのに対して、欧州では電力を水素に変換する“Power-to-gas”を狙いとする。電気により製造された水素を燃料、電気あるいは原料として最終的に利用されることに変わりはないが、前者では安価な水素源を求めることとなる。水素利用の最大の理由は温暖化ガス(GHG)削減のための化石燃料代替であることに違いはない筈であるが、何故このような差が生まれるのか。欧州の温暖化ガス削減の動きを牽引するドイツの事情が紹介された。

1-1. ドイツの電力事情と電力貯蔵の必要性

ドイツは2050年目標として、GHG排出量を1990年比80~95%削減し、その為に電力供給量の80%を再生可能エネルギー(RE:水力を含む)で賄うとする。ドイツでは風力、太陽光(PV)発電、バイオマスの導入が急速に進み2013年段階で電力供給量の比率が25%まで来ているが、中間目標値である2020年35%の達成に向けて既に克服すべき課題に直面している。それはRE比率11%の日本でさえ既に問題となりつつある“電力余剰”である。現在85.3GWのRE発電能力で136.1TWhの電力を生み出しているが、余剰電力(多くが低需要の夜間にも動く風力によるもの)はその1.6%に留まるものの、今後急速に増大し2030年以降には問題が深刻化すると予想されている。一方で、2022年には原発が全て停止するのに加えて、最近報道されているように、RE発電量急増により既存の火力発電所の採算性が悪化(予備電源化)し、大手電力の火力からの撤退が相次ぐ。その結果として2020年代における電力供給力不足が懸念されている。

そこで低電力需要期に発電されるRE電力を高需要期にシフトする電力貯蔵が必須の対策となり、その手段として揚水発電、蓄電池、そして化学エネルギー貯蔵の水電解水素などが考えられる。ドイツでは地形条件から大規模な揚水発電は考えられず、残るは蓄電池あるいは水素となるが、一般に数日を超える貯蔵には水素のほうが有利で、季節間の長期シフトも求められるドイツでは、水素による電力シフトが有力候補だという。このような水素による電力供給の平準化、つまりはREのベース電力化、それに蓄電池による秒~時間単位でのRE電力変動の吸収を組み合わせることにより電力システムの安定化を図る。これがドイツの電力システムの将来イメージとなっている。

1-2. 電力を補完する水素

電源のRE化で生じるもう一つの問題は電力輸送(送電)である。主力の風力発電は北部地域に偏在し、その電力を大消費地の中南部地域に送る必要がある。また風力、PVは天候に左右され同時点での発電量が地域間で大きく異なるため、地域間での需給バランスを送電網により調整する必要がある。このため“2020年までの2,900kmの既存送電線の改造と

2,800km の新設”による送電網の増強を 2008 年に決定したが、環境問題等によりアセスメントが進まず現状 300km の建設にとどまっている。そこで登場するのが電力に替わる水素によるエネルギー輸送。高圧送電線と同じフルポットで 10 倍のエネルギーをパイプラインで輸送できる。送電の一部を電力から転換した水素で一部肩代わりすることによりエネルギー輸送コストを大幅に低減する、という発想である。更に輸送した水素を電力に戻さずに水素のまま利用すれば高いエネルギー効率も期待できる。その最も有力な担い手が燃料電池車(FCV)とみられている。

輸送機分野での GHG 削減(脱化石燃料化)は殆ど進んでおらず、2020 年目標▲10%(対 2005 年)に対して現時点では+1%と大きな足枷となっている。車のゼロエミッション化に向けて各国が今のところ力を入れるのは電気自動車(EV)。EV のエネルギー効率は送電ロス等を加えても 69%と非常に高い。これに対して FCV は水電解と燃料電池が介在するため 32%に留まる。しかしながら大量の EV 導入を可能にするためには前述の送電インフラの増強が必要であり、エネルギーシステム全体のコストで考えると FCV の方が経済的に有利と試算している。また FCV には長距離走行、急速チャージ、快適性などの特徴もあり EV に対しても十分競争力があるとみている。因みに水素からメタンやディーゼルを合成しガソリン、天然ガスに代替するもう一つの方式は、エネルギー効率がそれぞれ 17%、14%と極めて低く競争力がないとのこと。

さらに不安定な RE 電力が発電量の 80%以上を占める 2050 年では、電力貯蔵を行うにしても電力供給安定化のためには余剰な発電容量の保持が必要で、それによる余剰電力量は現状の電力総需要に相当する 500TWh と予想する。この膨大な余剰電力を EV、FCV、メタン合成に活用することで、GHG 削減目標と輸送機分野での一次エネルギー使用料 40%削減をともに可能とするシナリオを描いている。このように余剰電力を水素により貯蔵し時間シフトする、あるいはそのままエネルギー源として活用する Power-to-Gas が GHG80%削減を可能とする道と考えている。

1-3. 水素社会構築への道筋

このようにドイツにおいて将来のエネルギーシステムのキーとなる水素であるが、その普及実現の道筋は必ずしも見えていない。これはエネルギー源として競合する天然ガス、石油に比べてかなりコストが高く足元では経済的に成り立つアプリケーションを見いだせず普及に向けた突破口が開けないことによる。水素供給コストを見ると、製造コストが 90%程度を占め(残りは輸送、貯蔵、供給インフラのコスト)、その 60%以上が水電解に必要な電気代となっている(一方、日本が追及する化石燃料改質による水素は天然ガスに競合しうるレベルに近い)。本格的な水素時代の到来は、水素供給価格が 8~9€/kg 位まで下がり FCV の内燃機関に対する競争力が確保される 2030 年頃と予想している。勿論、余剰電力のコストをどうみるか(極端な例では 0 円電力)、あるいは化石燃料の価格高騰、炭素税等のパナリティがどうなるかで状況は大きく変わることも予想される。

製造コスト低減の鍵となる“大量需要分野の開拓”の候補として期待されるのが化学工業である。例えば石油精製においては、脱硫、クラッキングなどのプロセスとして水素が利用されるが、リフォーミング等のプロセス内で得られる水素だけでは足りず、天然ガス改質水素なども調達する。これに必要な量は石油精製だけでも電力量換算で 1.5~3.7GW に上り、その際のがソリン、ディーゼル製造コストへの影響は無視できるレベルという。化学工業が集積すると同時に RE 電力源や水素大量貯蔵が可能な塩坑空洞跡などの条件が整う北・中部ドイツで複数の大型実証プロジェクトによる実績作りを行っている。中でもエルベ川流域をパイプラインで結ぶ Unterelbe 地区プロジェクトでは、水素利用の中核と期待されるハブルグで公共交通機関の FCV 化も積極的に進めている。

上記2分野とは異なり、天然ガス(都市ガス)使用分野での水素利用についてはかなり否定的である。水電解水素は天然ガスにコストで絶対に勝てない、というのが共通認識となっており、関連業界からの水素利用に対する支持は得られていない。とはいえ問題の公共性に鑑み、都市ガス網への2%程度の水素混入は多くの地域で許容されている。ガス網インフラの活用は水素社会構築に向けての重要な要素であり、このようなところから徐々に拡大していく道を探っている。以上を纏めると、2030年頃のFCV本格普及を皮切りに、市場規模の拡大に伴う水素供給コストの低減により、その対象市場を化学工業、最終的にはガス・電力分野に広げるシナリオが想定されている。

2. 日本の水素化社会に向けた民間企業の取り組み

日本においても“MIRAI”の発売を契機に一気に“水素時代の到来”の機運が高まってきた。勿論、その中心的話題は自動車各社からのFCVの上市とそれを支える水素供給インフラ網の構築であるが、FCV以外にも水素時代に向けたチャレンジを幾つもの企業が行っている。今回は“発電事業への水素利用”と“水素エネルギーシステム”を手掛ける2社からの取組紹介があった。

2-1. 水素焚きガスタービンの開発：三菱日立パワーシステムズ(MHPS) 谷村主幹技師

大型コンパクトサイクルガスタービン(CCGT)での水素焚きを検討するMHPSより、その開発取り組みの紹介があった。同社は1970年台から水素焚きガスタービンに取り組んできたが、それは副生ガスを10~90%混入する小規模な自家発電・コージェネ用であった。現在は火力発電事業のGHG削減と発電コスト低減に狙いを定めて、発電効率60%(LHV)超えの大型CCGTへの適用に挑戦している。更に本取組みの社会的位置づけとして、大規模水素需要の創出による水素利用基盤拡大への貢献を挙げる(天然ガスへの水素20%混入により500MWGT1基でFCV10万台分以上の水素を消費)。また水素焚きガスタービンでは、FCVと異なり低品質だが安価な副生・改質ガスをそのまま使えることで、発電コスト低減並びに早期実用化が狙える。

20年ほど前に取り組んだ経産省プロジェクト“WE-NET”では、“燃焼温度1700℃、効率66%の純水素炊きCCGT”を目指したが、複雑なクロスサイクルを採用し、開発項目が多岐に亘りコスト的に実用化には至らなかった。今回はその反省をもとに、改造範囲を燃焼器に限る最小範囲に留めて、従来タービンの水素焚きへの転換への敷居を低くすることをコンセプトとしている。水素焚きにおけるリスクとしては、ホットスポット発生によるNOx生成、水素の高燃焼速度による逆火、火炎位置が変化に伴い燃焼器内部に生じる圧力変動による燃焼振動、が挙げられる。これらへの対応策として、大型機で主流の空気と燃料を混合して噴射する予混合方式(低NOx対策)と、中小型タービンでの実績が豊富な拡散方式(旋回流による火炎安定化効果)、それぞれの長所を取り入れたクラスターバーナを複数備えたマルチクラス燃焼器の開発に取り組んでいる。

本開発においては、高温化、大型化へ向けた改良により如何に高効率化を達成できるかがポイント。高温・高圧のもとにおける水素ターボが不十分なこともあり、基礎試験とCFD解析を組み合わせて開発促進を図っているとのこと。実用化初期段階では水素調達に不安定なことも想定して、水素添加量を調整できる柔軟性のあるプラントの設計を2020年までに完了したいとしている。実証運転を2025年までに終え、水素インフラの発達に合わせて既存プラントからのリプレースを展開する。また水素インフラの成熟が予想される2030年台の実用化を念頭に、今年度から水素専焼ガスタービンの基本設計に着手するとのこと。

2-2. 水素用いたRE安定化と貯蔵の適用例：東芝 大田部長

水素を軸にしたエネルギーシステムの実用化時期は2020年台以降との認識が支配的な中であって、“現時点でも十分に成立する事業モデルを迫及する”と意気込みを見せるのが東芝。同社は

風力、PV等のRE電力を用いた水電解と純水素燃料電池(FC)を組み合わせた地産地消型のエネルギーシステム“H₂One”を提案する。鉄道、トラックで輸送可能な20フィートコンテナ3台に水電解(水素製造1m³/h)、FC(出力3.5kW、発電55%、温水40%)、蓄電池(44kWh)、水素貯蔵タンク(0.8MPa×33m³、350kWh電力)そしてコンテナ上にPV(30kW)の各ユニットを搭載。このシステムにより、非常時には300人に30kWの電力と75L/hの温水を7日間供給することができるという。平時は水電解と蓄電池によりPV電力の平準化と余剰電力貯蔵の機能を担う。2015年4月に本システムの1号機が一時避難所に指定された川崎マリンに設置され、6年間の実証試験に入っている。2016年4月には横浜港流通センターで、災害時BCP対策そして平時の電力ピークカットとピークシフト、を目的に運用が開始。さらにはJR東日本武蔵溝ノ口駅での採用も決まったとのこと。

このようなH₂Oneシステムの公共施設のBCP以外の用途として期待するのがマンションへの展開。共有設備への電力供給とともに災害時の防災自立、地域住民の防災拠点としての活用を狙い、政策制度による支援(容積率特例等)への働きかけを行っているとのこと。これと並んで自家発電を必要とする離島、リゾート地への展開も図る。REと水素によるエネルギーシフト、蓄電池による電力供給制御を組み合わせ、ディーゼルより安価に自前の安定な電力、熱を供給し、年間通して需要の100%をカバーする。この最初の実用化例はハウステンボスの「変なホテル」。第2期棟12室に電力54kW(貯蔵電力量1.8MWh)、温水24L/minを供給する。本システムでは、電力貯蔵に標準の0.8MPaタンクの代わりに水素吸蔵合金を採用し貯蔵面積を90%削減した。同貯蔵方法はLiイオン電池対比で設置面積が1/3、設置コストが40%ということで、移動用車載システム用にも採用している。更に本格的な水素時代を睨んだ大型システムとして、京浜臨海部で「ハワイング(2MW風力発電)」からのFCフォークリフトへの水素供給(45MPa)、そして北海道釧路地区では小水力発電(220kW)からの公共施設酪農家への電気・熱供給、を環境省「水素サプライ実証事業」として進めている。単なる水素供給システムとしては、本方式が改質水素に勝つ可能性は低い、水素ならではの“地産地消型クリーンエネルギーシステム”の特徴を生かして、2020年には1000億円ビジネスに育成できると東芝は言う。

一方、電力貯蔵方法として見た場合、最大の競合相手は蓄電池となる。同社の試算によると、現状でも20MW容量で約2日分の蓄電量(900MWh)以上ならコストで蓄電池単独システムに勝つと言う。また前述のように電解水素の供給コストの大きな部分は電解コストであり、余剰/未利用RE電力のコストをどう評価するかで話は大きく変わる。そこで本格的な電力貯蔵用途を睨んで、揚水発電代替として出力4MWe、電力貯蔵量32MWh(1万世帯8時間相当)の大容量電力貯蔵システム“H₂Omega”を提案する。本システムでは現在の高分子型に替わる固体酸化物型電解、同型FCの採用により充放電効率80%が得られ、揚水並みの蓄電コストを狙えるという。

3. 所感

脱化石燃料と脱原子力を2050年にはあくまでも達成したいドイツと、2030年以降のエネルギーシステムを描き切れていない日本。将来における水素の重要性においては両国に相違はなくとも、目指すところ、役割は大きく異なるのかもしれない。また水素輸送・貯蔵のインフラをある程度整えている欧州と、陸路、海上輸送に頼らざるを得ない日本では、同じ“水素社会”といいながらそのアプローチは違ったものとなろう。しかしながらそれを支える技術においては、国・地域の違いはない。産業の国際競争力という観点では海外の動向も十分注意しておく必要がある。その意味で、将来及び海外市場も見据えて、現時点ではここで紹介した東芝、MHPSのような多様な取り組みを幅広く行っていくことが重要であろう。

本格的な水素社会の到来は2030年以降、現時点ではこの認識は世界に共通したものとな

っている。しかしながらその時期は各国の政策により大きく動くのも確か。産業界が嫌う排出権取引の拡大、炭素税の導入などのトップダウン手法であるが、欧米での動きによっては水素を巡る流れが一変する可能もある。欧米の動きに大きく遅れるようなことがあれば日本の競争力に大きく影を落とすことになる。そろそろ原発論議にも決着をつけ、2030年以降の明確なエネルギー計画を描く中で、強力な政策誘導を行っていくべき時期に差し掛かっていると思う。東京オリンピックを好機として、国のビジョンと具体策としての政策パッケージが提出されることを期待したい。

以上