

# 水素蓄電を活用したエネルギーマネジメント

美齊津 宏幸 小谷野 眞司 藤井 康平 高橋 一之 古谷 博秀\* 前田 哲彦\*  
(\*産業技術総合研究所)

## 要 旨

本稿では、蓄電池と水素蓄電を電力貯蔵技術として用いた再生可能エネルギー電源システムについて、技術的・経済的な有効性をシミュレーションで評価した結果を報告する。太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギー発電は気象に依存した出力変動があるため、系統に大量に接続するためには、余剰電力を一旦貯蔵し、不足する時間帯に需要に供給する電力貯蔵技術が必要になる。短期貯蔵に有効な蓄電池と長期貯蔵に有効な水素蓄電を用いて、再生可能エネルギー発電の余剰電力を抑制することなく需要電力に変換する電源システムの最適構成を決定するシミュレータを開発した。これを用いて需要電力に占める再生可能エネルギーの割合に応じた蓄電池と水素蓄電の最適な設備比率や経済性について評価したところ、再エネ率 30 ~ 90 % におけるベストミックスは、蓄電池定格電力は最大需要電力の 0.1 ~ 0.5 倍、水素蓄電の定格水素製造電力は最大余剰電力に等しい場合、定格発電電力は最大不足電力に等しい場合、であった。

キーワード：再生可能エネルギー、水素蓄電、エネルギーマネジメント、最適化

## 1 はじめに

地球温暖化対策やエネルギーセキュリティ向上のため、再生可能エネルギー（再エネ）導入が推進されており、国や自治体においてエネルギー政策の重要項目に位置付けられている<sup>1)</sup>。当研究所においても、福島県の復興支援と水素社会の推進を目的として、2016年5月17日に東京都、福島県、(国研)産業技術総合研究所、(公財)東京都環境公社で締結された四者協定に従い、産業技術総合研究所と水素蓄電を活用したエネルギーマネジメントに関する共同研究を実施している<sup>2)</sup>。

再エネ電源として代表的な太陽光発電や風力発電などの自然変動電源は気象に依存した出力変動があり、需要との時間的整合が取れないため、電力需給に必須な同時同量が成立しない。需給マッチングは電力会社の調整力に依存しているため、系統に接続できる再エネ電源の量は制限される。また電力会社は接続された再エネ出力が調整力を上回ると見込まれる場合には出力抑制を要請する。大量の再エネ電源を新たに連系するためには、送配電系統の増強が必要になる場合もある。しかし、再エネ電源を分散電源として配置し、その周囲グリッドにおいてローカルに需給バランスが取れば、送配電系統の増強や出力抑制の必要なく再エネ電源を接続することが可能になる<sup>3)</sup>。

ローカルに電力収支のバランスを取るためには、再エネ電力が需要電力よりも上回る余剰電力を一旦貯蔵し、再エネ電力が不足する時間帯に需要に供給する電力貯蔵が必要である。その手法の第一に、電力を化学エネルギーへ変換して貯蔵する二次電池（蓄電池）が挙げられる。一般的な

蓄電池は電力変換部分と電力貯蔵部分が一体で分離できないため、貯蔵期間や貯蔵量に比例してシステム全体が大きくなり、価格も上昇する。同様な化学エネルギーによる電力貯蔵法として“水素蓄電”がある。電力から水素への変換は水電気分解で行い、製造された水素はガス、液体、化合物としてタンクなどに貯蔵する。水素から電力への変換は燃料電池で行う。水素蓄電は電力変換部分と電力貯蔵部分が分離しているため、長期貯蔵においても変換部分を増設する必要はなく、貯蔵部分だけを増設すれば良い。従って、比較的長期貯蔵に適している<sup>4)</sup>。

電力変換効率、蓄電池は80%以上、水素蓄電は40%程度であり、再エネ電力を大量に導入するには、電力貯蔵に伴う電力変換損失を許容しなければならない。また、系統に依存しない再エネ電源システムの電力貯蔵手段として、蓄電池と水素蓄電の双方を使用することが経済的に最適であるとの報告もある<sup>5)</sup>。そこで本研究では、再エネ電源の導入量に応じた、蓄電池、水素蓄電、系統電力の最適な構成比率を求めるシミュレーション技術を開発し<sup>6)</sup>、開発したシミュレータを用いて、需要電力に占める再エネの割合に対応した、蓄電池、水素蓄電、系統電力の最適な電力配分、設備容量、経済性を評価した結果について報告する。

## 2 水素蓄電を活用した最適電源モデル

### (1) 再エネ電源システムの構成

本稿のシミュレーションで想定する再エネ電源システムの基本構成を図1に示す。本再エネ電源システムは、電源として街区にも設置できる太陽電池システム（PV：

Photovoltaic system) を対象とし、電力貯蔵として蓄電池と水素蓄電、調整電源として系統電力を用いた構成とした。“水素蓄電”とは、電力を用いて水電気分解装置 (WE: Water Electrolyzer) で水素を製造し、その水素を用いて燃料電池 (FC: Fuel Cell) で発電するシステムのことを指し、電力を水素として貯蔵することから水素蓄電と呼ばれる。本稿では PV を 100% システム内利用させるため、売電 (逆潮) はしない。PV 出力が需要電力を上回る“余剰電力”が発生した際には蓄電池及び WE により電力貯蔵し、不足電力の際には蓄電池放電及び FC 発電で補填する。

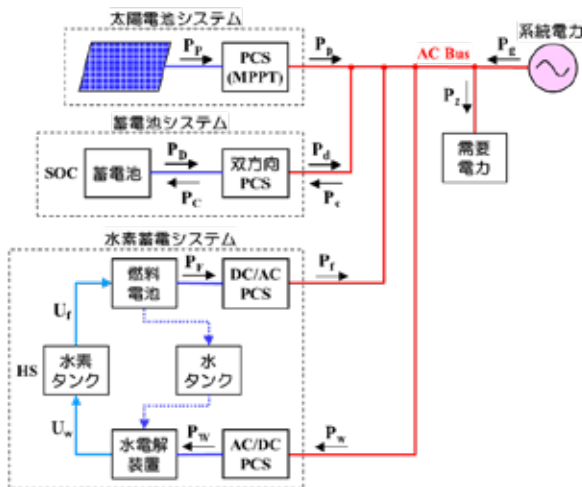


図1 再エネ電源システムの基本構成

(2) 太陽電池システム

PV は太陽電池パネルとパワーコンディショナ (PCS: Power Conditioning System) とで構成される。太陽電池パネルの直流 (DC) 出力は PCS により最大電力点に設定され、交流 (AC) に変換されて出力される。本稿のエネマネシミュレーションに使用する PV 発電出力は、日射量を与えて数式モデルで算出したデータと既存設備の実測データのどちらも使うことができる。

数式モデルを用いる場合、日射量の時系列データを入力として、以下の数式モデルにより電圧・電流を算出する。1セルにおける数式モデルを以下に示す。

$$I_P = I_L - I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{q}{nkT} (V_P + R_S I_P) \right] - 1 \right\} - \frac{V_P + R_S I_P}{R_{Sh}} \quad (1)$$

ここで、 $I_P$  は PV の出力電流 (A)、 $I_L$  は短絡電流、 $I_0$  は飽和電流 ( $= 6.34 \times 10^{-9}$  A)、 $q$  は素電荷 ( $= 1.60 \times 10^{-19}$  C)、 $n$  はダイオード因子 ( $= 54.33$ )、 $k$  はボルツマン定数 ( $= 1.38 \times 10^{-23}$  Joule/K)、 $T$  は PV パネルの絶対温度 (ここでは 293.15 K)、 $R_S$  は直列抵抗 ( $= 0.5736 \Omega$ )、 $R_{Sh}$  は並列抵抗 ( $= 166.07 \Omega$ ) である。短絡電流  $I_L$  は次式

により求められる。

$$I_L = (-6.82 + 0.0467 \cdot T) \cdot \frac{S}{1000} \quad (2)$$

ここで、 $S$  は日射量 ( $W/m^2$ ) である。(1)、(2) 式から  $I_P$  と  $V_P$  を求め、出力電力の最大値 MPP (Maximum Power Point) を算出する。実際の PV においては、日射量変化に応じた MPPT (MPP Tracking) は PCS が行う。(1) ~ (2) 式による各特性の計算例を図 2 に示す。

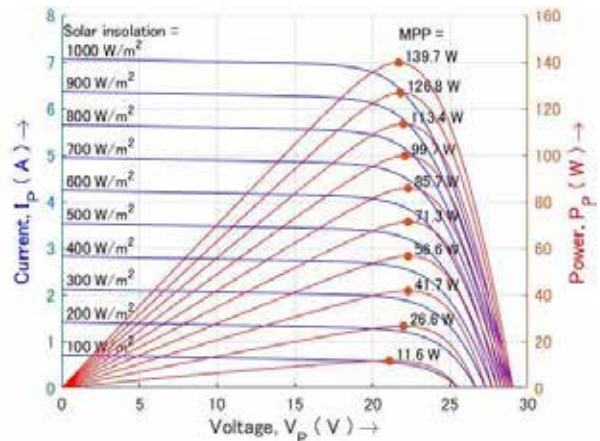


図2 PV (1セル) の V-I 特性、V-P 特性、MPP

(3) パワーコンディショナ

PCS は、接続されたデバイスからの DC 電力を AC に変換して系統への AC 出力とする機能と、系統から所定の AC 電力をデバイスへの DC 電力に変換して入力する機能のいずれか、または両方を有する装置である。また、系統側停電時にデバイスを解列 (系統から切り離すこと) し、PCS 不具合時にも解列する保護機能を有し、解列後に自立運転する機能を備えているものもある。本稿では、以下に示す PCS の変換効率  $\eta_c$  に関する汎用数式モデルを用いた<sup>8)</sup>。

$$\eta_c = \frac{x}{A \cdot x^2 + B \cdot x + C} \quad (3)$$

$$x = \frac{P_{INV}}{\max(P_{INV})} \quad (4)$$

$$P_{INV} = \eta_c \cdot P_{in} \quad (5)$$

ここで、 $x$  は負荷率、 $P_{INV}$  は PCS の出力 (kW)、 $\max(P_{INV})$  は PCS の定格出力 (kW)、 $P_{in}$  は PCS 入力 (kW) である。A、B、C は定数であり、汎用値は、 $A = 0.00856$ 、 $B = 1.02939$ 、 $C = 0.00593$  である。(3) ~ (5) 式による変換効率および入出力特性の計算例を図 3 に示す。この図で  $P_{Ideal}$  は変換効率 100% における入出力特性である。変換効率は負荷率 10% 以下で急激に低下するが、図 3 より、低入力時における変換効率の低下は入出力特性へは大きな影響を及ぼさない事がわかる。

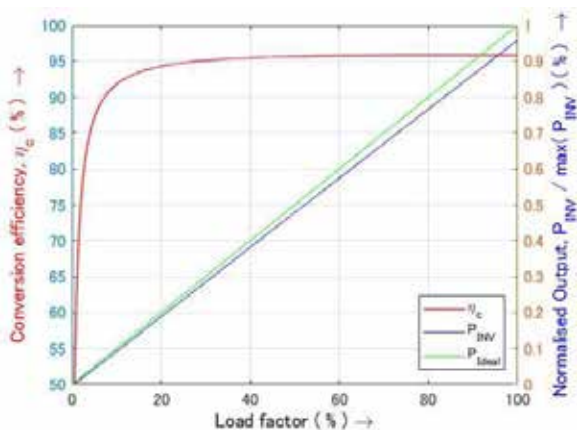


図3 PCSの変換効率特性と入出力特性

(4) 蓄電池システム

蓄電池システムは蓄電池本体と双方向 PCS とで構成される。蓄電池充電時にはPCSの変換損失があり、放電時には蓄電池内部損失(充放電損失)とPCSの変換損失がある。蓄電池システムの数式モデルを以下に示す。

$$P_c = \eta_c \cdot P_e \dots\dots\dots (6)$$

$$W_{C,i} = W_{C,i-1} + \eta_b \cdot \frac{dt}{3600} (P_{C,i} - P_{D,i}) \dots\dots\dots (7)$$

$$SOC_i = \frac{W_{C,i}}{W_{b,m}} \cdot 100 \dots\dots\dots (8)$$

$$P_d = \eta_c \cdot P_b \dots\dots\dots (9)$$

ここで、 $P_c$ は蓄電池へのDC充電電力(kW)、 $P_e$ は蓄電池システムへのAC入力電力(kW)、 $W_{C,i}$ は*i*番目の充電電力量(kWh)、 $\eta_b$ は充放電効率(クーロン効率)、 $SOC_i$ は*i*番目の充電状態(%)、 $W_{b,m}$ は定格容量(kWh)、 $P_d$ は蓄電池からのDC放電出力(kW)、 $P_b$ は蓄電池システムからのAC放電出力(kW)である。なお本稿において、双方向PCSの変換率はAC/DC、DC/ACともに同じ汎用的な特性であるとす。

(5) 水素蓄電システム

水素蓄電システムは、本稿では水素を製造するイオン交換膜(PEM: Proton Exchange Membrane)型WEと、水素を使用して発電する固体高分子型FC(PEFC: Polymer Electrolyte FC)、およびそれらを系統に接続できるようにするためのPCSから構成される。

(5.1) PEM型水電気分解装置<sup>9)</sup>

WEはイオン交換膜を用いて、純水を直接電気分解して純度の高い水素ガスを発生させる装置である。WEにはポンプで純水を供給する給水系統や、発生した水素を脱水してタンクに貯蔵する水素貯蔵系統が必要になるが、本稿では電気系統のみを考慮するものとする。WEの数式モデル(1セルあたり)を次式に示す。

$$V_w = V_r + \left[ a \cdot e^{\frac{b}{T_w}} \right] \cdot i + c \cdot T_w + d \cdot \ln(i) + e \cdot [\ln(i)]^2 + i \cdot \left( \frac{f}{T_w} + \frac{g}{T_w^2} + \frac{h}{T_w^4} \right) \dots\dots\dots (10)$$

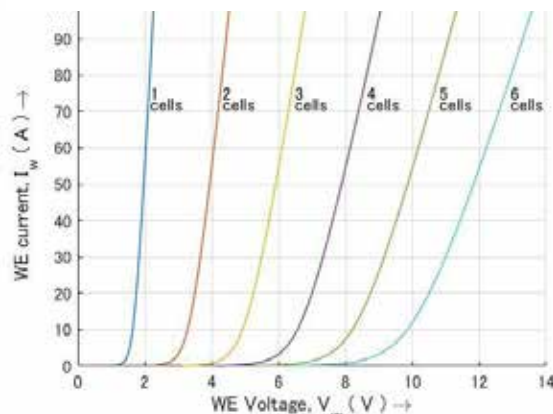
$$i = \frac{I_w}{S_w} \dots\dots\dots (11)$$

$$U_w = \frac{22.4 \times 10^{-3}}{2 \cdot F} \cdot I_w \dots\dots\dots (12)$$

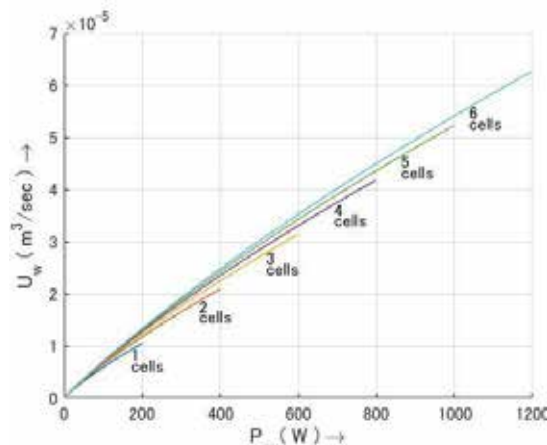
ここで、 $V_w$ は入力電圧(V)、 $V_r$ は理論電解電圧(=1.23V)、 $T_w$ は電解温度(K)、 $i$ は電流密度(A/m<sup>2</sup>)、 $I_w$ は電解電流(A)、 $a \sim h$ は装置固有の係数、 $S_w$ はWE電極の面積(cm<sup>2</sup>)、 $U_w$ は製造する水素の流量(m<sup>3</sup>/sec)、 $F$ はファラデー一定数(=96485C/mol)である。 $a \sim h$ および電極面積の値は参考文献<sup>9)</sup>を参照し、表1に示す値に設定した。

表1 WEのパラメータ

$a = 4.47 \times 10^{-6}$	$f = 62.8$
$b = 3479$	$g = -1.01 \times 10^{-5}$
$c = 1.36 \times 10^{-3}$	$h = 1.01 \times 10^{-5}$
$d = 0.064$	$S_w = 50 \text{ cm}^2$
$e = -6.85 \times 10^{-3}$	



(a) 電圧/電流 (V-I) 特性



(b) 電力/水素流量特性

図4 WEの電气的特性

(10)、(11) 式による電圧/電流特性の計算例を図 4 (a) に示す。また (12) 式より、水素流量  $U_w$  は電流に比例し、電力  $P_w$  も  $I_w$  にほぼ比例することから  $U_w$  も  $P_w$  にほぼ比例する。電力/水素流量特性を図 4 (b) に示す。

(5.2) 固体高分子型燃料電池<sup>10)</sup>

FC は水電気分解の逆動作であり、イオン交換膜 (電解膜) を挟んだ燃料極に水素を、もう一方の空気極に酸素 (空気) を送ると、水素と酸素が化学反応を起こして水になり、その際に電力エネルギーを放出することで発電する。FC の数式モデルを次式に示す。

$$V_f = E_{Ner} - V_{con} - V_{act} - V_{ohm} \dots\dots\dots (13)$$

$$E_{Ner} = 1.229 - 0.85 \times 10^{-3} \cdot (T_f - 298.15) + 4.31 \times 10^{-5} \cdot T_f \cdot \left[ \ln(P_{H_2}) + \frac{1}{2} \ln(P_{O_2}) \right] \dots (14)$$

$$V_{con} = -B \cdot \ln \left( 1 - \frac{J_f}{J_{max}} \right) \dots\dots\dots (15)$$

$$V_{act} = -[\xi_1 + \xi_2 \cdot T_f + \xi_3 \cdot T_f \cdot \ln(C_{O_2}) + \xi_4 \cdot T_f \cdot \ln(I_f)] \dots\dots\dots (16)$$

$$V_{ohm} = I_f \cdot (R_M + R_C) \dots\dots\dots (17)$$

$$R_M = \frac{\rho_M \cdot l}{A} \dots\dots\dots (18)$$

$$U_f = \frac{22.4 \times 10^{-3}}{2 \cdot F} \cdot I_f \dots\dots\dots (19)$$

ここで、 $V_f$  は出力電圧 (V)、 $E_{Ner}$  はネルンスト・ポテンシャル (V)、 $V_{con}$  は濃度過電圧 (V)、 $V_{act}$  は活性過電圧 (V)、 $V_{ohm}$  はオーミック過電圧 (V)、 $T_f$  は FC の動作温度 (K)、 $P_{H_2}$ 、 $P_{O_2}$  は水素・酸素電極における圧力 (atm)、 $J_f$ 、 $J_{max}$  はセル電流密度と最大値 (A/cm<sup>2</sup>)、 $C_{O_2}$  は酸素濃度 (mol/cm<sup>3</sup>)、 $R_M$  は陽子の電解膜抵抗 (Ω)、 $R_C$  は電子の電解膜抵抗 (Ω)、 $A$  は電極面積 (cm<sup>2</sup>)、 $B$ 、 $\xi_1 \sim \xi_4$  はパラメータである。本稿で用いた FC のパラメータは、参考文献<sup>9)</sup>を参照し、表 2 に示す値に設定した。(13) ~ (19) 式による V-I 特性/P-I 特性を図 5 (a) に、P-U 特性/P-η 特性を図 5 (b) に示す。

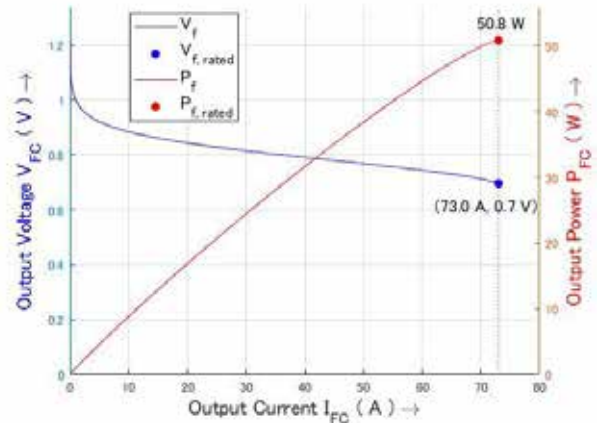
3 最適化計算

(1) 基本動作

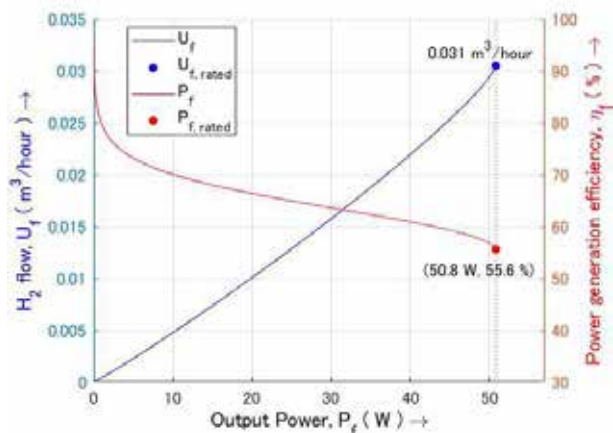
前項で述べた再エネ電源システムにおいて、線形計画法を用いて前提条件に対して最適となる電力収支を求める<sup>11)</sup>。需要電力  $P_z$  と PV 発電電力  $P_p$  を所与として、系統電力  $P_g$ 、蓄電池充電電力  $P_c$ 、蓄電池放電電力  $P_d$ 、WE 入力電力  $P_w$ 、FC 発電電力  $P_f$  を変数としている。最適化計算で算出された各設備の電力から設備規模が決定され、初期費用および年間の電気料金が算出される。その際、設備設置場所の地代や建物にかかる費用、設置工程にかかる費用、測定機器、

表 2 FC のパラメータ

$T_f = 343 \text{ K}$	$\xi_1 = -0.948$
$A = 50.6 \text{ cm}^2$	$\xi_2 = 0.00286 + 0.0002 \cdot \ln(A)$
$l = 50 \text{ }\mu\text{m}$	$+ 4.3 \times 10^{-5} \cdot \ln(C_{H_2})]$
$P_{H_2} = 1 \text{ atm}$	$\xi_3 = 7.6 \times 10^{-5}$
$P_{O_2} = 1 \text{ atm}$	$\xi_4 = -1.93 \times 10^{-4}$
$B = 0.016 \text{ V}$	$J_{max} = 1.5 \text{ A/cm}^2$
$R_C = 0.0003 \text{ }\Omega$	



(a) 電流/電圧特性、電流/電力特性



(b) 電力/水素流量特性、電力/発電効率特性

図 5 FC (1 セル) の電气的特性

水素貯蔵タンクなどにかかる費用は含まれていない。

(2) 目的関数

CO<sub>2</sub> 排出量を最小にすることを目的関数とした。また PV、蓄電池、水素蓄電のそれぞれのシステムからは動作時に CO<sub>2</sub> 排出が無いため、系統のみから排出されるものとした。以下の式に目的関数  $f$  を示す。

$$f = \frac{\Delta t}{3600} \cdot CO_2 \cdot \sum P_g = \frac{\Delta t}{3600} \cdot CO_2 \cdot W_g \Rightarrow \min \dots\dots\dots (20)$$

ここで、 $\Delta t$  はデータの時間間隔、 $W_g$  は計算期間 (1 年間)

における全系統電力量 (kWh)、CO<sub>2</sub>は平均的な系統電力のCO<sub>2</sub>排出量 (0.623 kg-CO<sub>2</sub>/kWh) である。

(3) 制約条件

最適化計算の変数の変動範囲は制約条件より確定される。制約条件には、各装置の入出力範囲を定める線形不等式制約と、回路条件を定める線形等式制約がある。

〈各装置の入出力制約〉

$$0 \leq P_g \leq P_z \dots\dots\dots (21)$$

$$0 \leq P_c, P_w \leq P_s \dots\dots\dots (22)$$

$$0 \leq P_d, P_f \leq P_{zl} \dots\dots\dots (23)$$

$$0 \leq W_b = \sum (P_D - P_C) \leq W_{b,m} \dots\dots\dots (24)$$

〈需給バランス制約〉

$$P_p + P_z + P_g + P_c + P_d + P_w + P_f = 0 \dots\dots\dots (25)$$

$$\sum P_c = W_c = \sum P_d = W_d \dots\dots\dots (26)$$

$$\sum P_w = W_w = \frac{1}{\epsilon_H} \cdot \sum P_f = \frac{W_f}{\epsilon_H} \dots\dots\dots (27)$$

ここで、P<sub>s</sub>は余剰電力 (kW)、P<sub>zl</sub> = P<sub>z</sub> - P<sub>p</sub> は需要電力よりPV電力が下回る時の不足電力 (kW)、W<sub>b</sub> は時々刻々における蓄電池残容量 (kWh)、ε<sub>H</sub> は水素の製造量と使用量を計算期間で一致させるための、WE 入力電力量 W<sub>w</sub> と FC 発電電力量 W<sub>f</sub> との間の変換係数であり、水素蓄電の電力変換効率を表す。(22)、(23) 式により、蓄電池の充放電並びにWEとFCの同時稼働は禁じられている。また、(22)、(23) 式から、蓄電池、WE、FCの定格電力は範囲内で任意であるため、蓄電池定格電力 P<sub>bm</sub> を事前に最大需要電力 P<sub>zm</sub> の M<sub>b</sub> 倍と設定することで、WEとFCの定格電力が最適計算により決定するようにした。また、蓄電池の定格容量と定格電力の比、容量/出力比は、ε<sub>SOC</sub> = W<sub>b,m</sub>/P<sub>bm</sub> = 2 ~ 8 (h) であるが<sup>12)</sup>、本稿では参考文献中の平均値である ε<sub>SOC</sub> = 4 (h) を採用した。

4 シミュレーション結果と考察

(1) シミュレーション条件の設定

本シミュレーションにおいて、365日10分間隔の需要電力データを固定入力として、PV標準データのスケールを変更することで、再生可能エネルギー比率 (RER: Renewable Energy Ratio) η<sub>r</sub> が20% から90%の間の所定の値になるよう、反復最適化計算を実施した。RERを所定の値にする意味は、様々な需要に対して、蓄電池と水素蓄電の設備容量を比較して判断する基準とするためである。図6に、RERの値を所定値にし、1年間の水素製造量と使用量を一致させた上でCO<sub>2</sub>排出量が最低になるよう電力収支を最適化する、

反復最適化計算のフローチャートを示す。本稿では線形計画法による最適化計算に内点法を用いており、内点法ではニュートン法による反復計算 (フローチャートでは省略) を行っているため、PVスケール比 ε<sub>PV</sub> のループ、水素変換係数 ε<sub>H</sub> のループと合わせて3重ループとなっている。

RER、η<sub>r</sub> を次式に示す。

$$\eta_r = \frac{W_{pd} + W_d + W_f}{W_z} \dots\dots\dots (28)$$

ここで、W<sub>pd</sub>は需要電力に直接使用されるPV出力電力量 (kWh) である。RER反復ループにおけるPV出力のスケール変更は、以下の式で示すPV電力量の補正值 ΔW<sub>p</sub> を前回の電力量 W<sub>p</sub> に加算して次回の W<sub>p,2</sub> とし、W<sub>p,2</sub> と W<sub>p</sub> との比 ε<sub>PV</sub> を前回の P<sub>p</sub> に乗ずることにより次回のPV電力 P<sub>p,2</sub> とする。

$$W_{p,2} = W_p + \Delta W_p \dots\dots\dots (29)$$

$$\Delta W_p = \eta_r \cdot W_z - (W_{pd} + W_d + W_f) \dots\dots\dots (30)$$

$$P_{p,2} = \frac{W_{p,2}}{W_p} \cdot P_p = \epsilon_{PV} \cdot P_p \dots\dots\dots (31)$$

ΔW<sub>p</sub>の相対誤差が所定値以内になるまで、即ち、|ΔW<sub>p</sub>/W<sub>p</sub>| ≤ 1 × 10<sup>-3</sup> となるまで更新する。

図4(b)より、WEで製造する水素流量 U<sub>w</sub> は入力 P<sub>w</sub> にほぼ比例し、図5(b)より、FCで使用する水素流量 U<sub>f</sub> は発電電力 P<sub>f</sub> にほぼ比例するため、1年間の水素製造量と水素使用量を一致させるためには、WE入力電力量 W<sub>w</sub> とFC

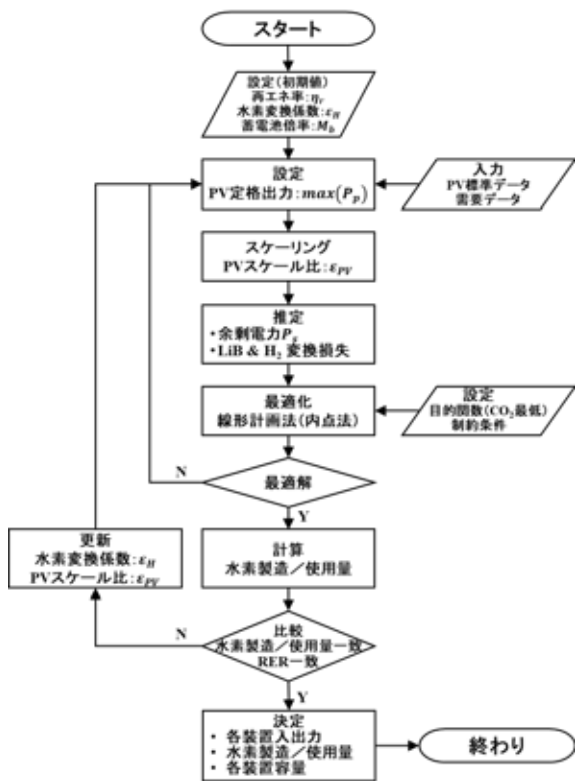


図6 反復最適化計算のフローチャート

発電電力量  $W_f$  との比、 $\varepsilon_H$  を所定の値にすれば良い。水素変換係数  $\varepsilon_H$  は次式で表わされる。

$$\varepsilon_H = \frac{W_f}{W_w} = \gamma_0 \cdot \frac{H_f}{H_w} \dots\dots\dots (32)$$

ここで、 $\gamma_0$  は WE 入力と FC 発電出力の比と、水素製造量と使用量の比との関係を連結する比例係数、 $H_w$  は計算期間内に WE で製造する水素量 (Nm<sup>3</sup>)、 $H_f$  は FC で使用する水素量 (Nm<sup>3</sup>) である。水素製造量と使用量が近似的に一致するよう、以下の式に示すように  $\varepsilon_H$  を更新する。

$$\begin{aligned} \varepsilon_{H,1} &= \frac{W_{f,1}}{W_{w,1}} = \gamma_1 \cdot \frac{H_{f,1}}{H_{w,1}} \\ \Rightarrow \gamma_1 &= \varepsilon_{H,2} = \varepsilon_{H,1} \cdot \frac{H_{w,1}}{H_{f,1}} = \frac{W_{f,2}}{W_{w,2}} \dots\dots\dots (33) \end{aligned}$$

ここで、添字の 1、2 は反復ループ回数である。

$|H_w/H_f - 1| \leq 1 \times 10^{-3}$  となるまでループを更新する。

(2) 需要電力

本稿では需要電力として、標準需要電力<sup>13)</sup>と当研究所を含む 13ヶ所の都有施設の実測エネルギーデータ(電力量とガス使用量)を用いた。これらの需要エネルギーデータのうち、電力、ガスともに 60 分値が入りできたのは 1 施設、30 分値が入りできたのも 1 施設であるため、他の 11 施設に関しては、経済産業省が公表しているオープンデータ<sup>14)</sup>から、1 年間の変化が類似したものを選定してスケールリングし、60 分値を作成した。ガスは全てガスエアコンに使用されたとして、次式に示すように、同じ冷暖房エネルギーを得ることができる電気エアコンの電力量に換算した<sup>15)</sup>。

$$W_e = \frac{COP_g}{COP_e} \cdot W_g = \frac{COP_g}{COP_e} \cdot \frac{\varepsilon_g \cdot G_L}{3.6} \dots\dots\dots (34)$$

ここで、 $W_e$  は電力量 (kWh)、 $W_g$  はガスエネルギー (kWh)、 $COP_g$  はガスエアコンの冷暖房平均エネルギー消費効率 (1.1)、 $COP_e$  は電気エアコンの冷暖房平均エネルギー消費効率 (3.2)、 $\varepsilon_g$  は都市ガス 13A、1m<sup>3</sup> あたりのエネルギー

表 3 シミュレーション対象の都有施設

施設	業種	延床面積 (m <sup>2</sup> )	屋上面積 (m <sup>2</sup> )	年間需要電力量 (MWh)
A 専門学校	学校	4,950	1,238	206
B 高校	学校	31,014	3,877	2,012
C 高校	学校	18,423	4,606	673
D 高校	学校	19,380	4,845	541
E 高校	学校	12,600	3,150	494
F 高校	学校	10,308	2,577	398
G 施設	娯楽	38,408	38,408	1,453
H 施設	娯楽	18,133	18,133	8,945
I 事務所	事務所	1,203	401	65
当研究所	事務所	9,025	1,805	1,596
J 事務所	事務所	16,187	3,237	2,416
K 事務所	事務所	262	262	16
L 営業所	事務所	1,771	886	183

(46.1 MJ/m<sup>3</sup>)、 $G_L$  は都市ガス消費量 (m<sup>3</sup>) である。60 分値または 30 分値を区分的 3 次エルミート補間多項式で内挿することにより 10 分値を作成した。

本稿で使用した都有施設の基本情報を表 3 に示す。

(3) PV データ

都有施設のシミュレーションに使用する PV 出力データは、(国研) 産業技術総合研究所 福島再生可能エネルギー研究所の 250kW 定格出力 PV における MPPT 動作後の AC 出力実測データの 2016 年 1 月 1 日 0 時 0 分から 12 月 31 日 23 時 59 分までの 1 分値、を標準データとした。この標準データを各都有施設の需要電力とそれに対応した RER に合わせてスケールリングし、ローパスフィルタ処理した後、に 10 分値にダウンサンプリングして用いた。

(4) 電気料金算定基準

電気料金の算定は、系統電力と PV 電力以外は、設置・運搬などの工事費用を含めない設備の購入費用を、単純に定格電力または定格電力量と寿命 (耐用年数) で除した値を使用した。表 4 に 2018 年と 2030 年における 1 年間の電気料金算定基準を示す<sup>16-20)</sup>。

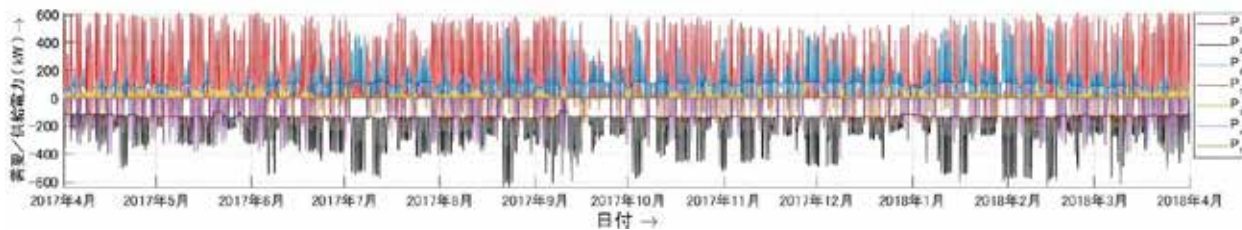
表 4 電気料金算定基準 (1 年間)

装置	2018年	2030年
系統電力	20円/kWh	20円/kWh
PV	23.1円/kWh	7.0円/kWh
リチウムイオン蓄電池 (寿命10年)	20,000円×定格容量 (寿命10年)	1,000円×定格容量 (寿命10年)
PEM型WE (寿命20年)	20,900円×定格入力 (寿命20年)	8,250円×定格入力 (寿命20年)
PEFC (寿命10年)	200,000円×定格発電電力 (寿命10年)	30,000円×定格発電電力 (寿命10年)
水素	26.1円/m <sup>3</sup>	10.3円/m <sup>3</sup>

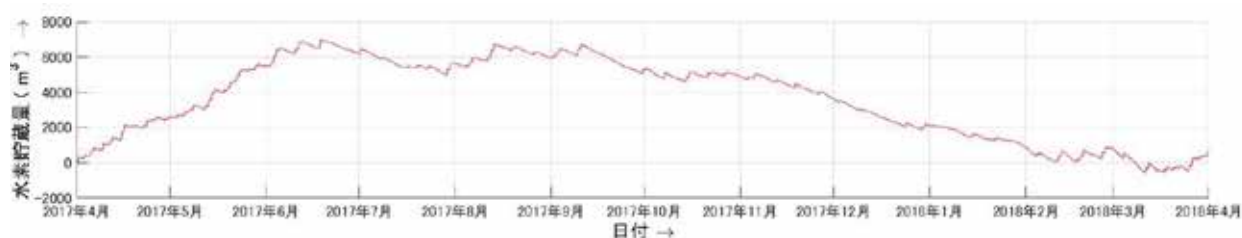
(5) シミュレーション結果

開発したシミュレータによるシミュレーション波形例として、東京都環境科学研究所 (当研究所) の最適化計算結果を図 7 に示す。図 7(a) は需要側電力 ( $P_z$ 、 $P_c$ 、 $P_w$ ) と供給側電力 ( $P_p$ 、 $P_d$ 、 $P_j$ ) の 1 年間の時間波形であり、(b) は水素貯蔵量 (水素製造量と水素使用量の差の、その時刻までの積分値) の 1 年間の時間波形である。シミュレーションでは各時刻で同時同量となる各変数の波形を計算し、各波形を積分して 1 年間の電力量を求めて解析する。需要電力  $P_z$  が少なく PV 出力  $P_p$  が多い 4 月から 6 月までは WE 入力  $P_w$  も多く、水素貯蔵量が増えて行き、その後は年度末に向かって貯蔵量は減少し、1 年間で水素製造量 ≒ 水素消費量となる運用になっている。

次に、蓄電池の設備比率を明確にするため、蓄電池の最大充放電電力 (定格電力:  $P_{bm}$  kW) と最大需要電力

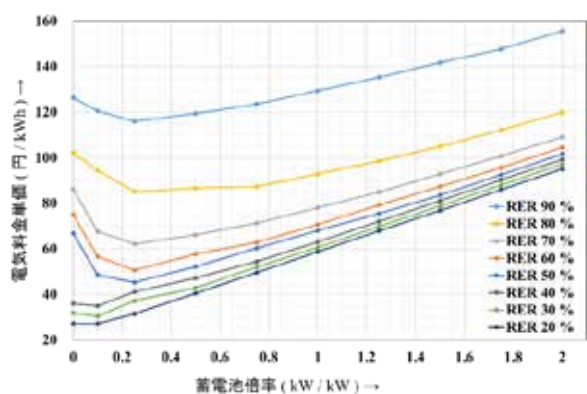


(a) 最適化計算例：需要側電力と供給側電力の1年間の波形

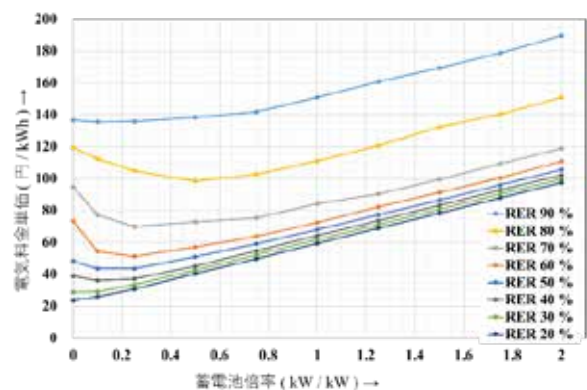


(b) 1年間の水素貯蔵量波形

図7 シミュレーション波形例 (当研究所、RER = 50%)

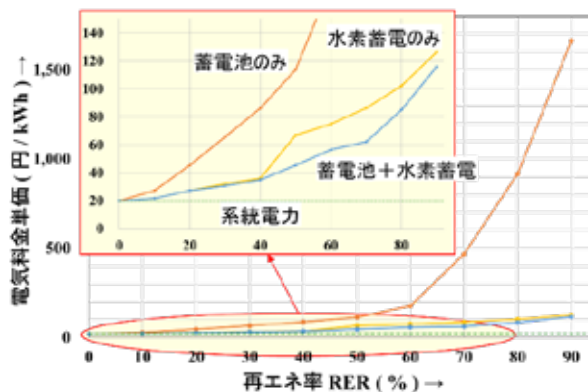


(a) 標準需要

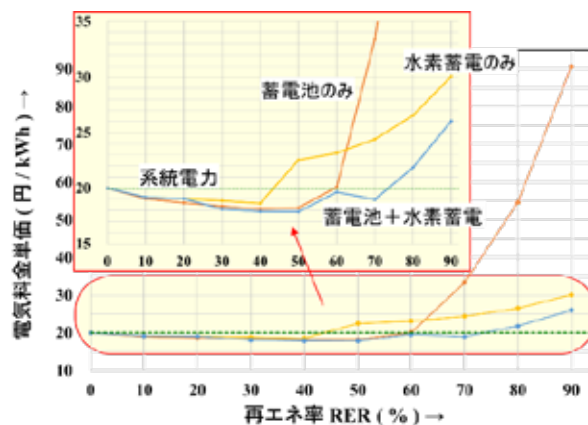


(b) F 高校

図8 蓄電池倍率に対する電気料金単価



(a) 2018年



(b) 2030年

図9 RERに対する単価

( $P_{zm}$  kW) との比率である蓄電池倍率を  $M_b = P_{bm}/P_{zm}$  と定義し、 $M_b$  を 0 倍 (蓄電池なし) から 2 倍まで変化させた場合の、各 RER における最適電源構成を求め、2018 年度における電気料金単価 (単価) を算出した。その際、WE の定格電力は各  $M_b$  および各 RER における最大余剰電力と

同等であり、FC の定格発電電力は各  $M_b$  および各 RER における最大不足電力と同等である。計算結果を図 8 (a) 標準需要、(b) F 高校、に示す。(a)、(b) とともに各 RER で単価が最低になる  $M_b$  が存在する。これは、単価が最低になる蓄電池容量と水素蓄電容量のベストミックスが存在するこ

とを示している。ベストミックスとなる  $M_b$  の値は、RER や需要電力波形の違い、即ち、施設により異なる。 $M_b$  の値は RER 20% から大きくなるに従い、(a) 標準需要では  $0 \rightarrow 0.1 \rightarrow 0.25$  と変化し、(b)F 高校では、 $0 \rightarrow 0.1 \rightarrow 0.25 \rightarrow 0.5 \rightarrow 0.1$  と変化している。RER30 ~ 90% において、 $M_b$  の値は 0.1 ~ 0.5 の範囲である。

次に、蓄電池のみ、水素蓄電のみ、蓄電池と水素蓄電のベストミックス、のそれぞれにおける RER に対する単価の比較を図 9 に示す。(a) は表 4 の 2018 年の電気料金算定基準を用いたもの、(b) は 2030 年の算定基準を用いたものである。2018 年においては、系統電力のみのケースが単価は最低であるが、再エネ電源を必ず使用するという条件においては、蓄電池と水素蓄電のベストミックスが単価は最低である。2030 年においては RER40% までは再エネを使用する全てのケースで系統電力より単価は安く、RER60% までは蓄電池のみと蓄電池と水素蓄電のベストミックスは系統電力より単価は安い。RER70% でもベストミックスは系統より単価が安く、2030 年は再エネを導入した方が単価は安くなる事が予想される。

次に、都有施設 13 ヶ所で、蓄電池・水素蓄電ベストミックスの構成で RER50% と 90% における単価を比較したグラフを図 10 に示す。RER は同じでも、施設の需要電力波形の相違により、単価には相違が出る。2030 年、RER50% の場合は概ね系統電力の単価よりも安くなるが、F 高校だけは若干高くなる。

表 5 に、シミュレーション結果から算定した、都有施設 13 ヶ所における、RER50% と 90% の場合の PV、蓄電池、水素蓄電 (WE、FC) の最適設備仕様 (2018 年、2030 年) を示す。RER を確保するには PV が必要であり、施設の屋上または敷地内に PV 設置面積が取れる必要がある。PV の設置が可能な面積は、建物の階層、建ぺい率、敷地の使われ方などにより異なると推測されるが、本稿では PV 設置比率が 50% を超えたら、PV 設置困難レベル (表 5 の赤

表 5 都有施設の最適設備仕様

RER 50%								
施設	PV 定格 (kW)	PV 設置比率 (%)	蓄電池定格 (kW)	蓄電池容量 (kWh)	WE 定格 (kW)	FC 定格 (kW)	設備価格 2018年 (百万円)	設備価格 2030年 (百万円)
A 専門学校	74	7.2	30	120	50	2.0	69	16
B 高校	735	11.4	244	978	540	40	703	172
C 高校	244	6.4	79	316	180	20	246	59
D 高校	197	4.9	65	259	150	10	189	47
E 高校	179	6.9	59	235	140	20	195	46
F 高校	143	6.7	51	204	120	80	290	58
G 施設	531	6.7	252	1,008	260	30	516	106
H 施設	3,639	96.7	393	1,570	2,700	300	3,043	854
I 事務所	24	9.8	10	41	30	1.0	29	7.7
当研究所	596	31.8	160	639	540	120	757	181
J 事務所	888	26.4	284	1,136	750	60	905	227
K 事務所	5.8	10.6	2.7	11	5.0	0.5	6.8	1.6
L 営業所	66	18.0	27	106	50	2.0	64	15

RER 90%								
施設	PV 定格 (kW)	PV 設置比率 (%)	蓄電池定格 (kW)	蓄電池容量 (kWh)	WE 定格 (kW)	FC 定格 (kW)	設備価格 2018年 (百万円)	設備価格 2030年 (百万円)
A 専門学校	156	15.2	30	120	130	90	301	63
B 高校	1,558	24.2	244	978	1,400	670	2,549	572
C 高校	520	13.6	79	316	460	260	918	200
D 高校	419	10.4	65	259	370	220	762	165
E 高校	378	14.4	59	235	330	220	729	154
F 高校	300	14.0	51	204	260	160	552	118
G 施設	1,207	15.1	252	1,008	1,100	830	2,653	541
H 施設	8,644	229.7	393	1,570	8,000	1,100	8,235	2,386
I 事務所	52	21.0	10	41	60	40	128	27
当研究所	1,287	68.7	160	639	1,200	540	2,063	474
J 事務所	1,912	56.9	284	1,136	1,800	810	3,125	711
K 事務所	12	22.6	2.7	11	11	8.0	26	5.3
L 営業所	138	37.6	27	106	130	80	274	58

字) とした。RER50% では H 施設、RER 90% では H 施設、当研究所、J 事務所が該当し、これらの施設に PV を導入する場合には、駐車場など建物以外にも設置する工夫が必要と考えられる。

設備価格について、2030 年の価格は 2018 年の価格に対して 20% から 30% に下がると予想される。

### 5 まとめ

本稿は、再エネ電源の導入量に応じた、系統電源、蓄電池、水素蓄電の最適な構成比率を求めるシミュレーション技術を開発し、開発したシミュレータを用いて、需要電力に占める再エネの割合 (RER) に対応した蓄電池、水素蓄電、系統電力の最適な電力配分、設備容量、経済性に関して都有施設の需要データを用いて計算し、評価した。その結果、以下のことが明らかになった。

- ・ 電力貯蔵システムとして蓄電池のみや水素蓄電のみより、蓄電池と水素蓄電を併用した方が経済性は高い
- ・ 各 RER において、電気料金単価が最低になる蓄電池・水素蓄電ベストミックスの設備容量配分がある
- ・ その際の蓄電池の定格電力は、需要電力の時間波形により異なるが、 $M_b = 0.1 \sim 0.5$  の範囲内である
- ・ 同様に WE の定格電力は最大余剰電力、FC の定格発電電力は最大不足電力と等しくなる
- ・ RER 50% 以下では、2030 年の蓄電池・水素蓄電ベストミックスの電気料金単価は系統電力より安くなる

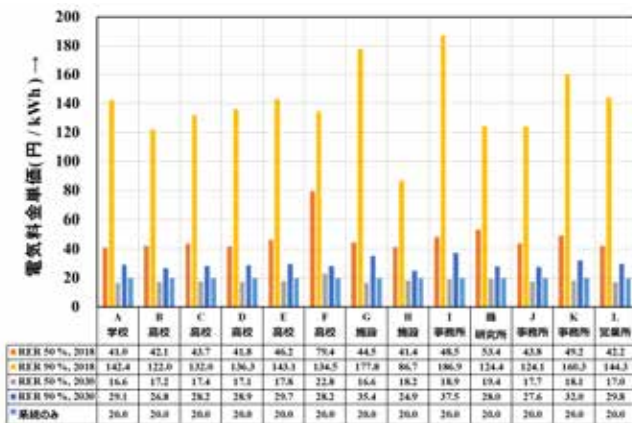


図 10 都有施設における再エネ導入時の単価



- ・ 水素蓄電ベストミックスを用いた場合の 2030 年の電気料金単価は、2018 年の 20 ~ 30% である
- ・ 2030 年は PV、蓄電池、水素蓄電はコストが下がり、導入する経済的メリットは有ると言えるが、施設間の電気料金単価の差が大きいため、導入するにはシミュレーションによる事前検討が必須である  
今後の展望として、小型実験設備を用いてスケールダウンした実証試験を行い、シミュレーション精度を高めて、実施への導入時の設備設計に有効なツールにしたいと考えている。

#### 参考文献

- 1) 経済産業省 資源エネルギー庁、「第 5 次エネルギー基本計画」、2018 年 7 月、  
[https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic\\_plan/pdf/180703.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/180703.pdf)
- 2) 東京都、「CO2 フリー水素の活用等に向けた福島県、産総研との協定の締結について」、2016 年 5 月、  
<http://www.metro.tokyo.jp/INET/OSHIRASE/2016/05/DATA/20q5h100.pdf>
- 3) 森野、沼田、傳田、「分散電源によるマイクログリッドシステムの開発」、清水建設研究報告、第 82 号、pp. 45 - 56, 2005
- 4) 藤井、山下、小池、津野、杉山、和田、「太陽電池からの高効率水素貯蔵と水素貯蔵を利用した小型エネルギーマネジメントの実績」、Enermix, Vol. 98, No. 3, pp. 240 - 247, 2019
- 5) 美齊津、小谷野、加納、古谷、前田、河野、「中小規模建物における水素蓄電を活用したエネルギーマネジメント」、平成 30 年電気学会 B 部門大会、324, 2018
- 6) 周、石田、前田、「系統非依存型電源システムの供給信頼度に基づく容量計画と実用性評価」、電学論 B、Vol. 131, No. 8, pp. 662 - 669, 2011
- 7) T. Maeda, H. Ito, Y. Hasegawa, Z. Zhou and M. Ishida, "Study on control method of the stand-alone direct-coupling photovoltaic - Water electrolyzer," Int. J. Hydrogen Energy, 2012; 37: 4819 - 4828
- 8) 大関、井澤、大谷、黒川、「システム出力電力量のみの計測における太陽光発電システムの評価方法に関する研究」、電学論 B、Vol. 125, No. 12, pp. 1299-1307, (2005)
- 9) T. Maeda, Y. Nagata, N. Endo and M. Ishida, "Effect of water electrolysis temperature of hydrogen production system using direct coupling photovoltaic and water electrolyzer," JICEE, 2016,
- 10) M.T.Outeiro, R.Chibante, A.S.Carvalho, A.T.deAlmeida, "A parameter optimized model of a Proton Exchange Membrane fuel cell including temperature effects," J.Power Sources, Vol. 185, pp. 952 - 960, 2008
- 11) 小宮山、大槻、藤井、「再生可能エネルギー余剰電力の水素貯蔵を考慮に入れた最適電源構成の検討」、電学論 B, Vol. 134, No. 10, pp. 885 - 895, 2014
- 12) 省エネドットコム、ウェブサイト、「家庭用蓄電池のメーカー比較」、<https://www.shouene.com/battery/battery-compare/compare.html>
- 13) (公社) 空気調和・衛生工学会編「都市ガスコージェネレーションの計画・設計と運用」、丸善出版、2015
- 14) 経済産業省エネルギー管理システム導入促進事業 実績報告データ、環境創生イニシアチブ、  
<https://www.ems-opendata.jp/>
- 15) 経済産業省 資源エネルギー庁、「電気需要平準化を勘案した判断基準等の見直しについて (案)」、2013 年 8 月  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene\\_shinene/.../2013\\_001\\_05\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/.../2013_001_05_00.pdf)
- 16) 経済産業省 資源エネルギー庁、「電力小売自由化の進捗状況」、2017 年 4 月
- 17) NEDO、「太陽光発電開発戦略」、2013 年 8 月
- 18) NEDO、「二次電池技術開発ロードマップ 2013」、2013 年 8 月
- 19) 経済産業省 資源エネルギー庁、「第 4 回 CO2 フリー水素 WG 事務局提出資料」、2016 年 9 月
- 20) 水素・燃料電池戦略協議会、「水素・燃料電池戦略ロードマップ」、2014 年 6 月