

余剰電力を利用した水電解・蓄電池ハイブリッド型 水素製造システムの経済性評価

Economics of Hydrogen Production from Electrolyzer-Battery Hybrid System Using Surplus Electricity

柴田 善朗* 永富 悠**

Yoshiaki Shibata

Yu Nagatomi

The hydrogen production from electrolyzer using surplus electricity faces a challenge in high production cost due mainly to the low capacity factor of electrolyzer. Smoothing the input power to electrolyzer by using battery might be a solution for elevating the capacity factor of electrolyzer. This study developed the hourly simulation model for the hydrogen production of the electrolyzer-battery hybrid system, and evaluated the impact on hydrogen production cost, using surplus electricity profile in Hokkaido region figured out by the power generation mix optimization model. Based on the results, the impact on hydrogen production cost reduction by introducing battery could not be found. This is due to the cost of battery that largely exceeds the hydrogen production cost reduction gain by improving capacity factor of electrolyzer. In order to find out positive contribution of battery, further analyses may be required based on larger scale of surplus electricity or direct input of variable renewable energy to the hybrid system.

Keywords : Hydrogen, Electrolyzer, Battery, Surplus electricity, Power to Gas

1. はじめに

蓄電池と水電解は共に、自然変動型再エネ（VRE）の出力変動緩和対策として注目されている。蓄電池、水電解各々の出力変動緩和対策に関する分析事例は従前から多数見られるが、近年、技術的特徴の異なる両技術を組み合わせることで、システムのより高い柔軟性の確保や水素製造コスト低減の可能性を評価した事例が見られる。例えば、既往研究¹⁾では VRE インバランス補償を踏まえた小売事業者による蓄電池と水電解の協調運転に関する分析を行っている。

一方、水素製造コストの観点からは、既往研究²⁾では、太陽光発電からの水電解への入力電力を蓄電池により平滑化し水電解の設備利用率を向上させることで、水素製造コスト低減が図れることが示されている。VRE からの水素製造には、このような VRE 直接利用の他に、余剰電力を用いる場合もある³⁾。しかしながら、余剰電力は太陽光発電に比べてより稀頻度かつ小規模であることが推察され、蓄電池による水電解への入力余剰電力の平滑化効果によって得られる水素製造コスト低減効果が、蓄電池併設によるコスト増分を上回るかは定かではない。

* (一財) 日本エネルギー経済研究所 新エネルギーグループ
マネージャー 研究主幹

** (一財) 日本エネルギー経済研究所 電力グループ
主任研究員

したがって、本研究では実際に発生するであろう余剰電力のプロファイル電源構成モデル分析⁴⁾によって特定することで、余剰電力を利用した水電解・蓄電池ハイブリッド型水素製造システムの経済性評価を行う。なお、比較的大規模な余剰電力の発生が見込まれる北海道を対象とする。

2. 分析の流れ

まず、複数の VRE 導入シナリオを設定し、電源構成モデルにより年間の余剰電力プロファイルを特定する。余剰電力規模に応じて、水電解と蓄電池の設備容量の組み合わせを複数設定する。各組合せに対して、簡易シミュレーションにより、水電解に直接入力される余剰電力と、蓄電池経由で入力される余剰電力を特定することで（図 1）、水電解の設備利用率や水素製造コストを分析する。

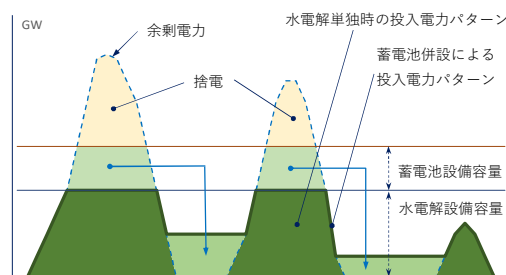


図 1 余剰電力を利用した水電解・蓄電池ハイブリッド型
水素製造システム

3. 余剰電力プロファイル

本研究では日本エネルギー経済研究所と東京大学藤井・小宮山研究室との共同研究を踏まえて開発した電源構成モデルを用いた。本モデルでは線形計画法を用いて総発電費用を最小化する経済合理的な電力需給運用を模擬する。最適化ソフトウェアは Xpress を用いた。詳細は文献⁴⁾を参照頂きたい。

3.1 前提条件

本研究では北海道を対象とするが、当該地域の余剰電力の発生状況は、地域間連系線を通じて他地域からの影響を受けることから、全国を対象として電源構成モデル分析を実施し、北海道のみの余剰電力プロファイルを抽出する。以下の前提条件を想定する。

- 電力需要:電力広域的運営推進機関(以下,広域機関)が公表するエリア別需要端需要(2030年まで)を参照。2031年以降は横置き。
- 広域運用:北本連系線含む地域間連系線の運用量は広域機関見通しの熱容量制約を上限とする。
- 火力:既設及び計画中の発電所を考慮する。
- 原子力:北海道エリアについては泊原子力発電所1~3号機の再稼働を想定。設備利用率は経済産業省総合資源エネルギー調査会系統ワーキンググループ⁵⁾(以下,系統WG)を参照。
- 一般水力:設備は系統WGを踏まえて第6次エネルギー基本計画⁶⁾(以下,新基本計画)で想定される増分を考慮。設備利用率は系統WGを参照(約30%程度)。
- バイオマス:FIT認定計画容量について実現率を考慮し,新基本計画の値に2030年に到達すると想定。
- 地熱:計画中の案件を踏まえ,2030年の新基本計画の値に向けて増加すると想定。地域別に按分。
- 揚水:系統WGと同じ想定とする。
- 太陽光:2030年は新基本計画の全国値に合うようにFIT認定情報から地域別に按分。2030年から2040年まではIEAのWEO2020⁷⁾のSTEPS(Stated Policies Scenario)ケースの伸び率を参照。
- 風力:2030年は新基本計画の全国値に合うように環境アセスメント情報⁸⁾から実現率を考慮して地域別に按分。2040年は広域機関マスタープラン検討委員会⁹⁾の洋上風力45GWシナリオの値を参照した。
- 蓄電池は設置済みの蓄電池変電所以外の追加的な設置は考慮しない。

北海道のVREの導入想定について表1に整理する。2030年をイメージしたシナリオ1では,太陽光2.5GW,風力5.4GWを設定する。長期的視点から,2040年をイメージしたシナリオ2では太陽光3.19GW,風力16.1GWを想定する。

表1 VRE導入シナリオ

	太陽光	陸上風力	洋上風力
シナリオ1	2.5GW	5.4GW	
シナリオ2	3.19GW	1.48GW	14.65GW

注:シナリオ1は2030年をイメージ,シナリオ2は2040年をイメージして。

3.2 結果

図2にシナリオごとの余剰電力の持続曲線を示す。シナリオ1ではVREの余剰率(=余剰電力量/発電可能量)は15%で,余剰電力の負荷率(=余剰電力平均出力/余剰電力最大出力)は5%となる。一方,VRE導入の大きいシナリオ2ではVREの余剰率は46%に増大し余剰電力負荷率も14%に増加する。

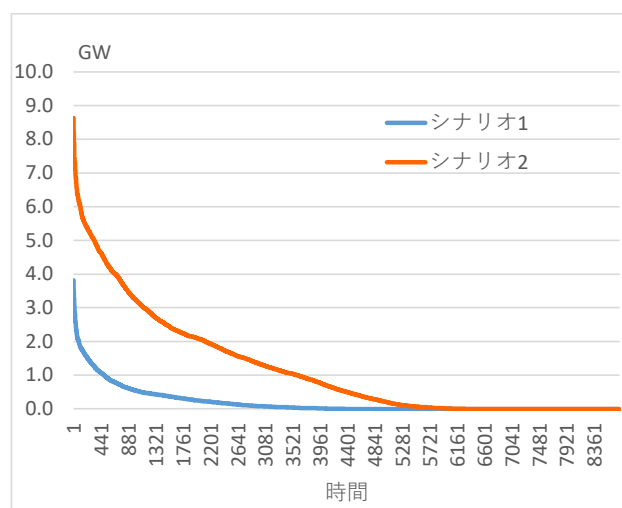


図2 余剰電力の持続曲線

4. 水電解・蓄電池ハイブリッド型水素製造システムの経済性

4.1 前提条件

水電解水素製造原単位は,圧縮水素製造を前提として圧縮にかかる動力を含めて,4.72kWh/Nm³-H₂(=52.9kWh/kg-H₂)とする。蓄電池の充放電効率¹⁰⁾は90%×90%,自己放電率は0.02%/hとする。設備費については,水電解は5万円/kW,蓄電池のセルスタックは2万円/kWh,PCS(パワーコンディショナ)は4万円/kWを想定する。蓄電池の時間貯蔵容量は5時間とする。全ての設備寿命を20年,割引率を5%と想定する。

4.2 分析結果

図3にシナリオ1, 図4にシナリオ2における水素製造の経済性の分析結果を示す. 本研究の目的は, 蓄電池の併設により水電解設備利用率が向上することで水素製造コストの設備費分がどの程度削減されるかを見る点にあることから, 経済性指標には均等化水素製造コスト (LCOH: Levelized Cost of Hydrogen) のうち, 設備費にかかる分 (LCOH_CAPEX) のみを用いる.

なお, 蓄電池併設の場合は, 蓄電池の roudtrip 効率や自己放電ロスによる投入電力コストの増分を踏まえなければならないが, 議論の単純化のため, 以下の考察にはこの影響を捨象する.

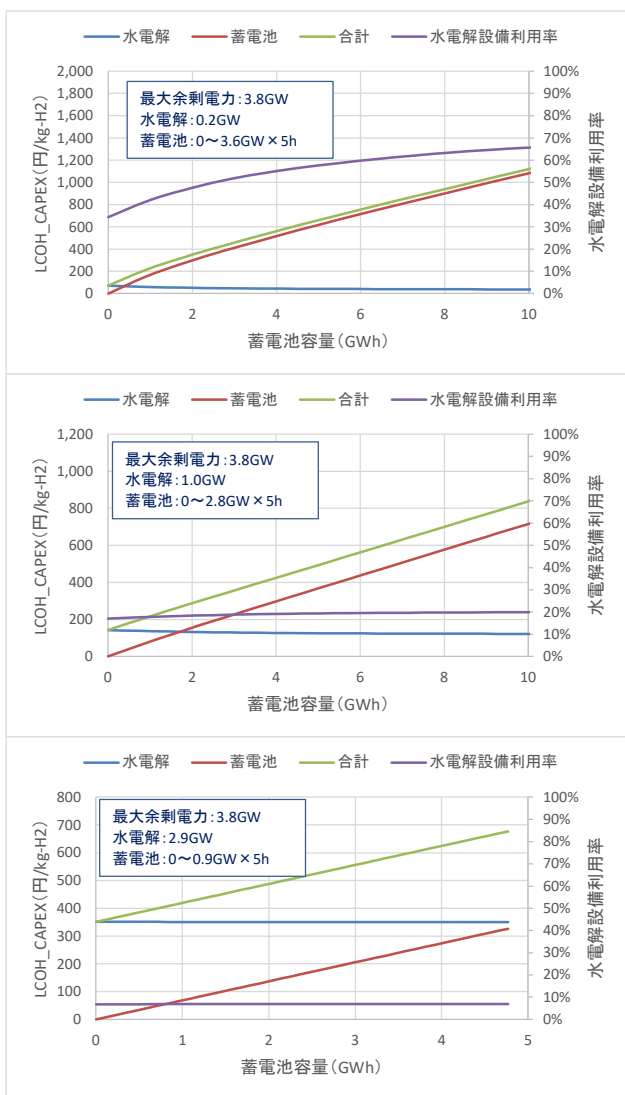


図3 水素製造コスト(設備費分): シナリオ1

シナリオ1においては, 最大余剰電力が3.8GWであり, 水電解の設備容量が0.2GW, 1.0GW, 2.9GWの三つのケースを例示している(図3). これら各々のケースについて, 最大余剰電力から水電解設備容量を差し引いた分が蓄電池

導入可能最大容量 (GW) となり, 0GW~最大容量を変数として分析を行っている. この蓄電池容量 (GW) に5時間(上述)を乗じた貯蔵容量を図の横軸に取っている. 水電解設備容量が0.2GWの場合は(図3の上段), 蓄電池導入容量を増加させることで, 水電解の設備利用率の向上が図られていることがわかる. 蓄電池容量が0の場合の水電解の設備利用率は34%であるが, 蓄電池を10GWh (=2GW×5時間) 導入することで, 70%近くまで向上している. しかしながら, 水電解設備利用率向上による水素製造コスト削減効果よりも, 蓄電池導入によるコスト増分が大きく上回っており, 全体で蓄電池導入による水素製造コスト削減効果は見られない. 水電解の設備容量を増加させると(図3の上段→中段→下段), 蓄電池導入拡大による設備利用率向上効果は漸減する.

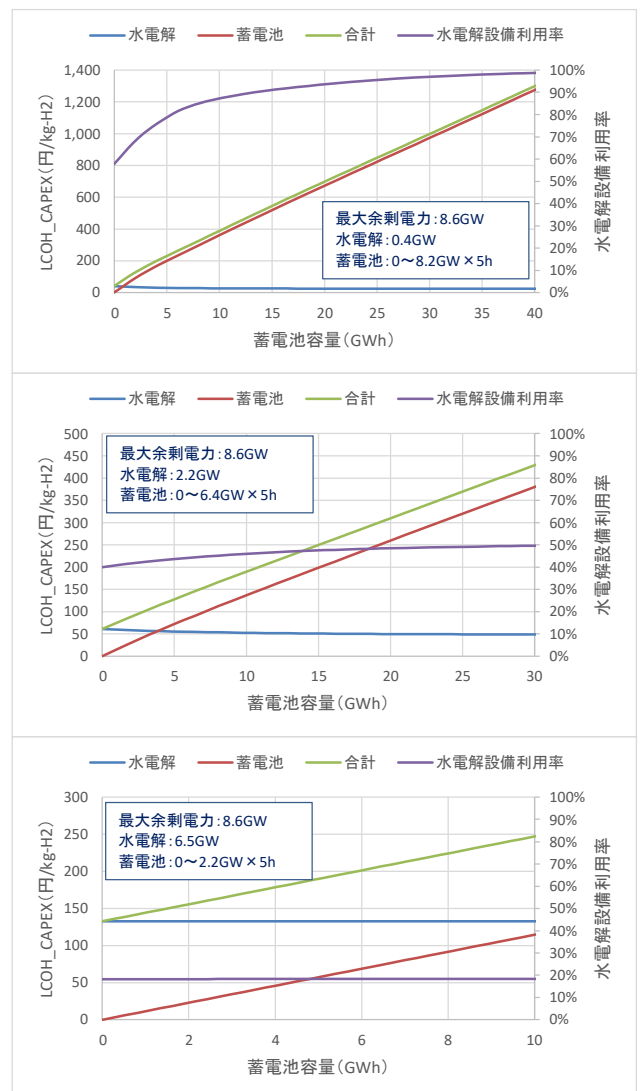


図4 水素製造コスト(設備費分): シナリオ2

これは, 水電解設備容量の拡大に伴い, 水電解に直接投入される余剰電力が増えることで, 蓄電池経由で水電解に投入される残りの余剰電力が稀頻度・少量になることに起因する. 余剰電力規模が拡大するシナリオ2(図4)でも同

様の傾向が見える。

上述したように、蓄電池の roudtrip 効率や自己放電ロス を踏まえると蓄電池によるコストは更に増加することから、水電解の設備利用率向上を目指した蓄電池の併設は、水素製造コスト削減の観点からは得策でないとと言える。

なお、当然のことながら蓄電池併設の効果は、水電解と蓄電池の設備費の相対関係にも依存する。水電解の想定設備費を固定し、蓄電池の設備費を低下させていき LCOH_CAPEX に最小点が見出される条件を探索すると、想定 の 1/20 で最小点が発現した (図 5)。

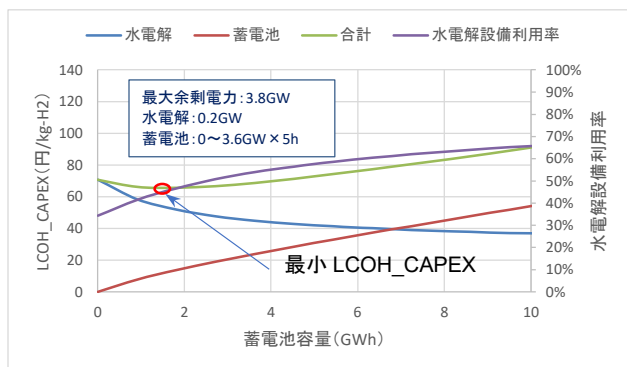


図 5 水素製造コスト(設備費分): シナリオ 1+蓄電池コスト低下ケース

注: 蓄電池コストを想定 の 1/20 まで低下させたケースである。

5. まとめ

本研究では、余剰電力を利用した水電解・蓄電池ハイブリッド型水素製造システムの経済性評価を行った。蓄電池の併設により水電解への投入余剰電力を平滑化でき、水電解の設備利用率向上を図ることが期待される。しかしながら、蓄電池導入による設備費増分が、水電解設備利用率の向上による水素製造コスト削減効果を大きく上回り、余剰電力を利用した水電解・蓄電池ハイブリッド型水素製造システムは現実的でないことがわかった。

これは、本研究で想定した VRE 導入規模においては、余剰電力発生頻度・量ともに充分ではなく、水電解に直接投入された後の残りの余剰電力の規模も小さく、この小規模の余剰電力を蓄電池によって回収し水電解に投入するというプロセスが経済合理的でないことを意味する。

蓄電池併設の効果は、水電解と蓄電池の設備費の相対関係にも依存するが、仮に、蓄電池コストが 1/20 になる場合には、水電解・蓄電池ハイブリッド型水素製造システムの水素製造コストが最小となる容量の組合せはあり得る。しかしながら、蓄電池コストが 1/20 となる想定は非現実的である点に留意が必要である。

一方で、余剰電力ではなく、太陽光発電や風力発電からの電力を直接水電解に投入する場合には、これらの電源の設備利用率にも依存するが、水電解と蓄電池のハイブリッドシステムの効果が発揮される可能性もある。また、本研究では水素製造量については精査しなかったが、水素製造量を制約、水素製造コストを目的関数として、水電解と蓄電池の最適な設備容量の組合せが特定できるかもしれない。これらの多様なケースにおける検証が今後の課題である。

参考文献

- 1) 松原雅, 吉岡剛, 松橋, “小売事業者における蓄電池と水電解装置の協調運転に関する研究”, 第 37 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 2021 年 1 月
- 2) Yasunori Kikuchi, Takayuki Ichikawa, Masakazu Sugiyama, Michihisa Koyama, “Battery-assisted low-cost hydrogen production from solar energy: Rational target setting for future technology systems”, International Journal of Hydrogen Energy 44 (2019) 1451- 1465
- 3) 柴田善朗, “国内再生可能エネルギーからの水素製造の経済性”, 第 32 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 2016 年 1 月
- 4) 永富 悠, 松尾雄司, 小笠原潤一, “LFC 調整力を考慮した電源構成モデルによる 2040 年の電源構成の分析と政策課題に関する検討, エネルギー資源学会論文誌, Vol.40 No.2, pp.8-20 (2019)
- 5) https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/index.html
- 6) <https://www.meti.go.jp/press/2021/10/20211022005/20211022005.html>
- 7) “World Energy Outlook 2020”, International Energy Agency
- 8) https://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/wind.html
- 9) 「マスタープラン検討に係る中間整理」, 2021 年 5 月 20 日, 広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルール の在り方等に関する検討委員会事務局