

グリーン水素の国内製造に関する研究

A Research on Domestic Green Hydrogen Production in Japan

張天鴻*・前匡鴻*・松橋隆治*
Tianhong Zhang Masahiro Mae Ryuji Matsuhashi

Abstract

This study proposes a solar/wind hybrid energy system assisted with battery storage to examine the feasibility and strategies of domestic green hydrogen production in the 2030s. An optimization model of the proposed system utilizing linear programming was developed to determine promising production locations as well as the optimal capacity and operation of each modeled technology. As input data for the model, meteorological data of ERA5, which has a geographical resolution of 0.25° and a temporal resolution of one hour, was processed into power generation data of solar PV and wind. Economic and technical assumptions were adopted from publicly accessible reports and literature. We found that with cost results around 30-35 Yen/Nm³, coastal regions in Tohoku might be promising. A comprehensive sensitivity analysis was conducted to examine the influence of WACC and each technology's economic assumptions on production cost. Furthermore, selecting AREH project located in western Australia as a reference, domestic production was compared with overseas production in the same method.

Key words : Green hydrogen production, Economic assessment, Optimization, Linear programming

1. はじめに

水素は運輸や産業部門など、CO₂の排出削減が困難な部門(Hard-to-Abate Sector)の脱炭素化に貢献できるため、カーボンニュートラルを実現する上で欠かせないエネルギーキャリアとして注目を集めている。日本では2017年に世界初の国家水素戦略である「水素基本戦略」¹⁾が策定され、第6次エネルギー基本計画²⁾においても2030年度の電源構成の1%程度を水素・アンモニアで賄うことなどが盛り込まれた。その後、国内外の情勢変化を踏まえ、2023年6月に水素基本戦略が改定された。

現在日本で利用されている水素はグレー水素がほとんどである。将来的には、再生可能エネルギー(以下で再エネ)由来の電力による水電解で作られるグリーン水素の利用に焦点を当て、海外からの輸入だけではなく、国内製造の体制を確立することが理想的だと考えられる。これには主に3つの理由がある。第一に、グリーン水素の利用を促進することで、炭素排出量の少ないエネルギー利用が可能となり、グレー水素利用より環境負荷を大幅に軽減できる。第二に、日本の極めて低いエネルギー自給率(現在約12%)を改善する手段となる。第三に、グリーン水素の国内製造は国内経済に対しても多大な恩恵をもたらすことが期待される。しかしながら、改訂された水素基本戦略では、国内でのグリーン水素生産が言及されているものの、具体的な計画や十分な注目が欠けていると言わざるを得ない。

水素基本戦略において水素の国内製造よりも海外輸入がフォーカスされている現状を反映して、輸入水素を対象にした研究例が目立つ^{3),4)}。一方で、国内グリーン水素製造の経済性を検討した先行研究として、例えばKikuchi et al.⁵⁾、西ら⁶⁾がある。しかし、いずれの研究においても再エネ電源として太陽光発電だけが想定されている。また、Kikuchi et al.は長野市、西らは横須賀市の太陽光発電の実績を使用した。再エネポテンシャルの観点から国内で最適な製造場所に関する検討がなされていない。そこで、本研究では、2030年代に国内グリーン水素製造の戦略を明らかにするために、蓄電池付きの太陽光・風力ハイブリッド型エネルギーシステムを提案し、製造コスト最小化を目的とした線形計画モデルを構築した。ERA5再解析データを用い、最適化計算により、低コストを実現する有望な製造場所、各設備の導入容量(サイジング)と運転(オペレーション)を検討した。また、包括的な感度分析を行い、加重平均資本コスト(WACC)及び各設備の経済パラメータが製造コストに与える影響を調査した。さらに、グリーン水素の国内製造と海外製造とを比較するために、西オーストラリアに位置するAREHプロジェクトを取り上げ、同じ手法で計算を行い、比較を行った。

2. 手法

2.1 提案システムと最適化モデル

本研究は図1に示したような蓄電池付きの太陽光・風力ハイブリッド型エネルギーシステムを提案した。システムは太陽光発電(Solar PV Plants)、風力発電(Wind Plants)、蓄電

*東京大学大学院工学系研究科電気系工学専攻
〒113-8754 東京都文京区本郷7-3-1
E-mail: tenkozhang@gmail.com

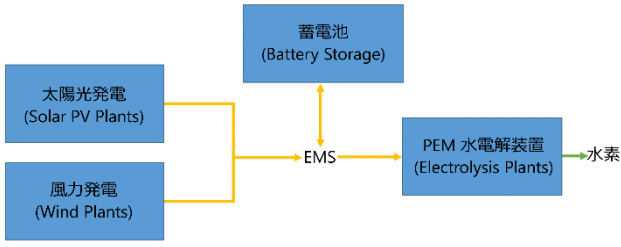


図1 提案したシステムの概略図

池(Battery Storage), 水電解装置(Electrolysis Plants)の4種類の設備とエネルギーマネジメントシステム(EMS)からなる。

太陽光と風力で発電した電力は、EMSを介して電圧が調整された後水電解装置に送られる。余分の電力はEMSによって蓄電池に充電され、必要な時に放電することで、水電解装置の運転の安定化を支援する。このシステムは水素の変換、貯蔵を考慮していない。

以下では提案したシステムの最適化モデルについて説明する。このモデルは、指定された量のグリーン水素を製造した際の総コストを最小化する線形計画最適化モデルで、最小コストとそれを実現する各設備の導入容量と運転を求める。総製造量が指定されるため、最小総コストを求めることは単位重量・体積当たりの最小コストを求めることと同じである。モデルの目的関数は式(1)によって表される。総コストは、各設備の年あたりの設備投資費($CAPEX_{ann_i}$)、固定運転維持費(FOM_i)、変動運転維持費(VOM_i)の和である。 i は設備、 t はタイムスロット、 C_i は設備 i の導入容量、 $P_{i,t}$ は設備 i のタイムスロット t における使用電力量(太陽光と風力にとっては発電電力量、蓄電池にとっては充放電電力量や蓄電電力量、水電解装置にとっては消費電力量)を表す。 C_i と $P_{i,t}$ は決定変数であり、これらを解くことで最小コストを実現する各設備の導入容量とタイムスロットごとの運転が分かる。 $CAPEX_{ann_i}$ は、設備 i の総設備投資費($CAPEX_i$)、寿命(L_i)と加重平均資本コスト($WACC$)から式(2)のように計算される。

$$\min \sum_i [(CAPEX_{ann_i} + FOM_i) \times C_i + \sum_t VOM_i \times P_{i,t}] \quad (1)$$

$$CAPEX_{ann_i} = CAPEX_i \times \frac{WACC}{(1 - (1 + WACC)^{-L_i})} \quad (2)$$

各設備に対応したモジュールがそれぞれ実装された。太陽光と風力のモジュールでは、発電電力量に関する制約として式(3)と(4)が採用された。 E_{solar_t} と E_{wind_t} は t における太陽光と風力それぞれの発電電力量、 CF_{solar_t} と CF_{wind_t} は t におけるそれぞれの設備利用率、 C_{solar} と C_{wind} はそれぞれの導入容量を表す。設備利用率の計算方法は後述する。

$$0 \leq E_{solar_t} \leq CF_{solar_t} \times C_{solar} \quad (3)$$

$$0 \leq E_{wind_t} \leq CF_{wind_t} \times C_{wind} \quad (4)$$

蓄電池のモジュールでは、式(5)~(7)は充放電及びSoCの導入容量に関する制約で、 E_{in_t} 、 E_{out_t} 、 E_{soc_t} はそれぞれタイムスロット t における蓄電池の充電・放電・蓄電電力量を表し、 C_{flow} 、 C_{stock} はそれぞれ蓄電池の充放電・蓄電容量を表す。充放電(flow)の容量と蓄電(stock)の容量はそれぞれ独立している。式(8)はSoC保存に関する制約で、過渡効果を回避するために、最適化期間の開始時と終了時のSoCが等しくなるようにしている。 T は最適化の期間である。式(9)は蓄電池の運転に関する制約で、 η_{in} と η_{out} はそれぞれ蓄電池の充電・放電効率を表し、 η_{self} は蓄電池の自己放電率を表す。

$$0 \leq E_{in_t} \leq C_{flow} \quad (5)$$

$$0 \leq E_{out_t} \leq C_{flow} \quad (6)$$

$$0 \leq E_{soc_t} \leq C_{stock} \quad (7)$$

$$E_{soc_0} = E_{soc_{T-1}} \quad (8)$$

$$E_{soc_{t+1}} = (1 - \eta_{self}) \times E_{soc_t} + \eta_{in} \times E_{in_t} - E_{out_t} \div \eta_{out} \quad (9)$$

水電解装置のモジュールでは、式(10)が導入容量に関する制約で、 E_{el_t} は t における水電解装置の消費電力量、 C_{el} は水電解装置の導入容量を表す。式(11)は最低運転負荷に関する制約で、 δ は最低負荷率を表す。式(12)は水素製造量に関する制約で、 H_t は t における水素製造量、 ε は消費電力量と水素製造量との間の変換効率を表す。PEM型の水電解装置は変動運転に対応しているため、ランピングに関する制約は考慮されていない。

$$0 \leq E_{el_t} \leq C_{el} \quad (10)$$

$$\delta \times C_{el} \leq E_{el_t} \quad (11)$$

$$H_t = \varepsilon \times E_{el_t} \quad (12)$$

モジュールの間には、式(13)のエネルギーバランスと式(14)の水素製造量バランスという2つのバランスが存在する。 H_{total} は水素の年間最低総製造量を表し、日本政府の2030年における水素供給目標の1%となるよう、3万トンに設定された。

$$E_{solar_t} + E_{wind_t} + E_{out_t} = E_{in_t} + E_{el_t} \quad (13)$$

$$\sum_t H_t \geq H_{total} \quad (14)$$

各設備の経済・技術パラメータは文献^{7),8),9)}を参考に、表1にまとめる。すべての経済・技術パラメータは2030年代における想定値である。経済パラメータは文献においてユーロ単位で表記されているため、過去数年間の平均的な為替レートを反映し、1ユーロ=130円の為替レートで円に換算した。水のコストは軽微であるため、考慮されていない。また、水電解装置の寿命を25年だと長めに設定したが、これは2回のスタック交換が想定されているからである⁷⁾。

表 1 各設備の経済・技術パラメータ

項目	値	単位
$CAPEX_{ely}$	84.5	百万円/MW
$CAPEX_{solar}$	49.4	百万円/MW
$CAPEX_{wind}$	135.2	百万円/MW
$CAPEX_{stock}$	18.46	百万円/MW
$CAPEX_{flow}$	20.8	百万円/MW
WACC	7	%
FOM_{ely}	3.38	百万円/MW/年
FOM_{solar}	1.235	百万円/MW/年
FOM_{wind}	1.638	百万円/MW/年
FOM_{stock}	0	百万円/MW/年
FOM_{flow}	0.0702	百万円/MW/年
VOM_{ely}	0	百万円/MWh
VOM_{solar}	0	百万円/MWh
VOM_{wind}	0.0001755	百万円/MWh
VOM_{stock}	0.000234	百万円/MWh
VOM_{flow}	0	百万円/MWh
L_{ely}	25	年
L_{solar}	40	年
L_{wind}	30	年
L_{stock}	25	年
L_{flow}	25	年
η_{in}	95.9	%
η_{out}	95.9	%
η_{self}	0.00004	%/時間
H_{total}	30000	t
ε	50.6	MWh_電力/t_水素
δ	5	%

2.2 気象データ、計算地域と期間

本研究では、ERA5 データセット¹⁰⁾を利用しました。ERA5 はヨーロッパ中期予報センター(ECMWF)による再解析データで、空間解像度が0.25°(およそ30kmのメッシュ)であり、時間解像度が1時間である。

Python ライブラリの `atlite`¹¹⁾を用いて、ERA5 の気象データを太陽光・風力発電の設備利用率データ CF_{solar_t} と CF_{wind_t} に変換した。

計算の対象地域は、北海道・本州・四国・九州の陸地部分に限定し、沖縄本島やその他の離島部分は考慮していない。ERA5 の空間解像度により、沿岸部のセルには概ね陸地と海の両方が含まれる。セル面積の1%以上が陸地であることを判定条件に設定しフィルタリングした結果、791個のセルが計算対象となった。また、計算の対象期間は2023年の8760時間(1月1日0時~12月31日23時)とした。

3. 結果と考察

2030年代における国内のグリーン水素製造コストの計算結果を図2に示す。コストは緑色の濃さで表現されており、色が薄いほどコストが低い。最高コストは43.7円/Nm³、最低コストは23.7円/Nm³、平均コストは38.3円/Nm³であった。数は非常に限定されているが、沿岸地域(例えば、青森県や北海道)においていくつかのセルで25-30円/Nm³の結果が得られたことを考慮すると、これらの地域はグリーン水素の国内生産に適した場所となる可能性がある。参考として、日本政府の2030年の水素供給価格目標は30円/Nm³である。これはグリーン水素に限定したものではないが、図2から分かるように、グリーン水素の製造コストはほとんどのセルにおいて政府目標を超えている。そのため、水素製造だけでなく、貯蔵や流通も含めた総供給コストは政府の価格目標を確実に超えると言える。したがって、グリーン水素の利用を促進するためには、より安価なコストで製造可能なグレー/ブルー水素との価格差を埋める政策が不可欠であることが示唆された。

次に、図3に示したセル(ピンはセルの中心と頂点を表す)について詳しく見る。このセル(以下ではセル1と呼ぶ)の中心座標は(141.25°, 41.25°)で、東北地方の北下半島に位置し、六ヶ所村の北にある。セル1におけるコスト結果は25.23円/Nm³であり、最も低いコストが得られたセルの一つである。各設備の最適な導入容量は表2の通りである。各設備の最低導入容量を設けていないため、セル1において太陽光発電だけを用いた水素製造よりも、風力発電と蓄電池を導入した方がコストを抑えられることが明らかになった。1年を通じた水電解装置の設備利用率は59%となった。

セル1の1週間に渡るシステム運転状況を図4に示す。上から順に太陽光と風力の発電電力量、蓄電池の充放電電力量、蓄電池のSoC、水素製造量を表している。ここから分かるように、セル1のエネルギー供給は風力が支配的である。また、h=25付近で、太陽光と風力による電力供給が0になった時刻(風が吹かない夜間)があったが、蓄電池の放電により、水電解装置が5%の最小負荷制限を満たし運転し続けたことが観察できる。

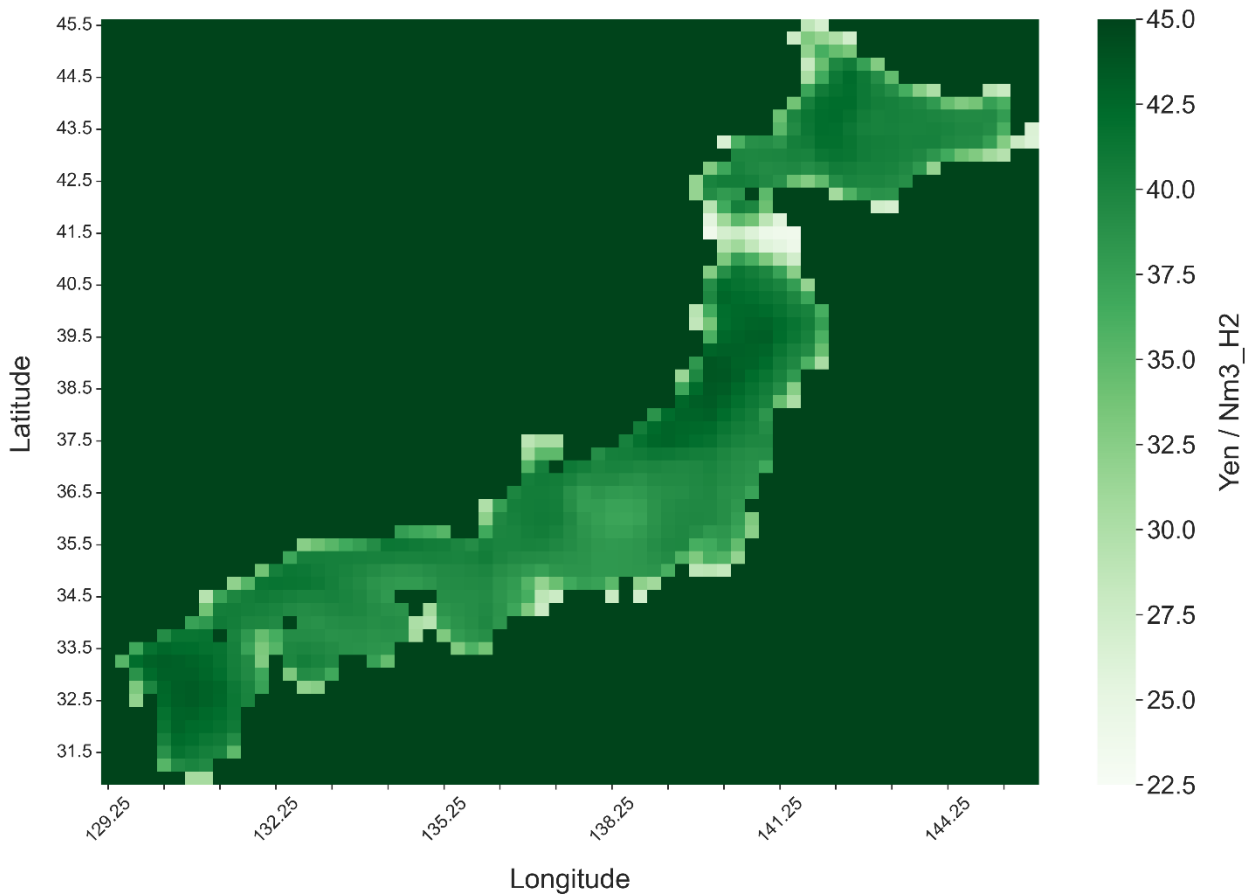


図2 2030年代グリーン水素の国内製造コスト結果



図3 セル1の位置 (画像および地図データ: Google)

比較対象として、中心座標が(130.75°, 32.75°)のセルの計算結果をしてみる。このセル (以下ではセル2と呼ぶ) は九州の熊本市に位置しており、コスト結果が43.3円/Nm³で、最も高いコストが得られたセルの一つである。各設備の最適な導入容量は表3の通りである。セル1と違い、セル2では風力発電が導入されていない。そのため、膨大な容量の太陽光発電 (セル1の約7.2倍) と蓄電池 (充放電部分

表2 セル1における各設備の最適導入容量

設備	導入容量	単位
風力発電	294	MW
太陽光発電	196	MW
蓄電池 (充放電部分)	24	MW
蓄電池 (蓄電部分)	212	MWh
水電解装置	293	MW

表3 セル2における各設備の最適導入容量

設備	導入容量	単位
風力発電	0	MW
太陽光発電	1413	MW
蓄電池 (充放電部分)	188	MW
蓄電池 (蓄電部分)	892	MWh
水電解装置	496	MW

はセル1の約7.8倍、蓄電部分は約4.2倍) が導入された。水電解装置もセル1の約1.7倍の容量が導入されたため、1年を通した設備利用率は35%となった。

図4と同様に、セル2の1週間に渡るシステム運転状況を図5に示す。晴れた日だと風力よりも太陽光の方が発電電力量が規則的であるため、セル2の方がシステムの運転状況がパターン化している。

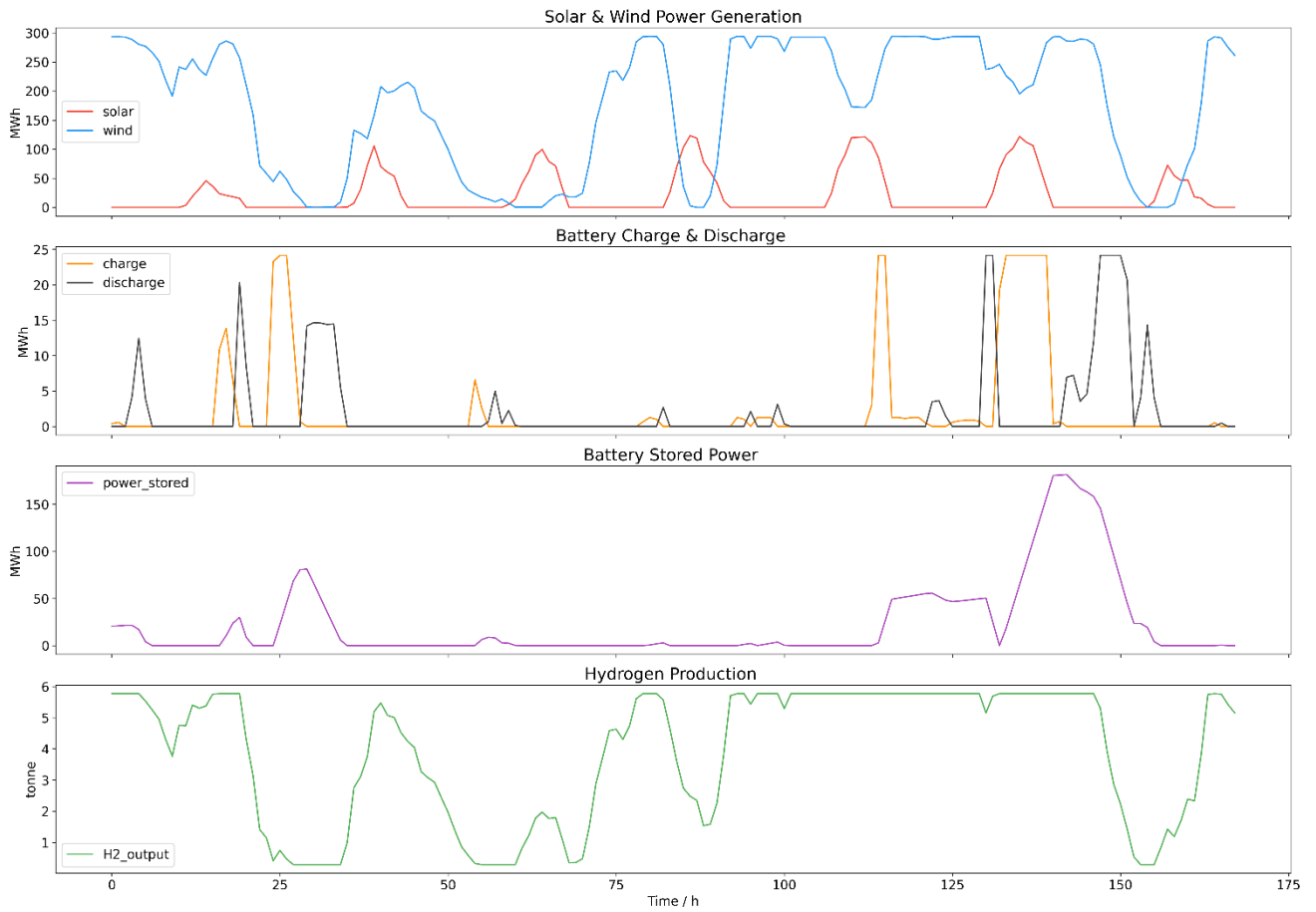


図 4 セル 1 における一週間分のシステム運転状況

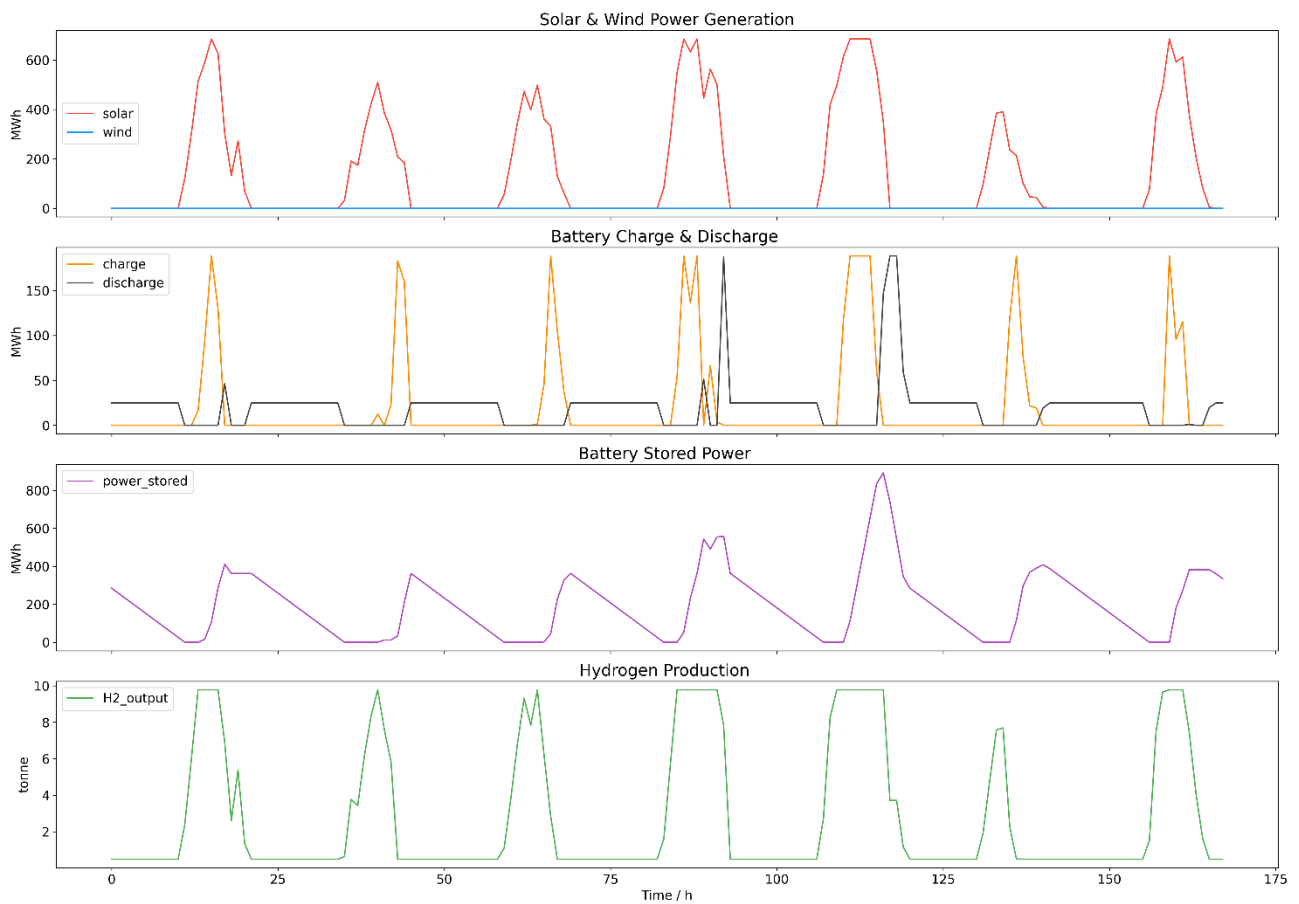


図 5 セル 2 における一週間分のシステム運転状況

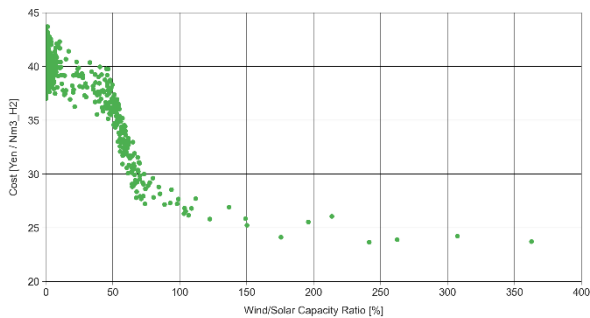


図 6 製造コストと風力/太陽光導入容量比との関係

図6は各セルの製造コストと風力/太陽光導入容量比との関係を表している。緑色の点は各セルの計算結果である。全 791 個のセルの内、風力発電が導入されなかった（風力/太陽光容量比が 0）セルは 339 個あるが、これらのセルのコスト結果が高く、低くても約 37 円/Nm³であった。35 円/Nm³ よりも低いコストを達成できたセルの容量比はほぼすべて 50%以上であり、35 円/Nm³ よりも低いコストを達成できたセルの容量比はすべて 60%以上であった。さらに、25 円/Nm³ 以下の低コストを達成できたセルの容量比はすべて 150%以上であった。すなわち、提案した太陽光/風力ハイブリッド型エネルギーシステムにおいては風力発電の比率が高いほど低コストを得られる傾向が観察できる。このことから、今後グリーン水素の国内製造地を選定する際に、再エネの供給源として、太陽光発電に加えて、風力発電も検討すべきだと言える。

WACC 及び各設備の経済パラメータが製造コストに与える影響を考察するために、セル 1 を対象に包括的な感度分析を実施した。以下のような 12 個のケースが検討された：参照ケース(Reference), WACC なしのケース(No_wacc), 高コスト/低コスト水電解装置のケース (Exp_electrolysis, Cheap_electrolysis), 高コスト/低コスト太陽光発電のケース (Exp_solar, Cheap_solar), 高コスト/低コスト風力発電のケース(Exp_wind, Cheap_wind), 高コスト/低コスト蓄電池のケース(Exp_battery, Cheap_battery), すべての設備が高コストのケース(Exp_all), 及びすべての設備が低コストのケース(Cheap_all)。「高コスト」とは、該当技術の CAPEX と FOM が参照ケースより 50%高いことを意味し、「低コスト」とは、該当技術の CAPEX と FOM が参照ケースより 20%低いことを意味する。VOM は変化しないと仮定した。No_wacc ケースにおいては、式(2)の代わりに式(15)を用いて CAPEX_{anni} を計算する。

$$CAPEX_{anni} = \frac{CAPEX_i}{L_i} \quad (15)$$

各ケースの製造コストとその内訳が図 7 に示されている。最高コストは 37.41 円/Nm³ (Exp_all ケース), 最低コストは 20.34 円/Nm³ (No_wacc ケース) となった。Reference ケ

ースでは、製造コストの内、風力発電は 46%, 太陽光発電は 12%, 蓄電池は 5%, 水電解装置は 37%を占める。また、WACC が製造コストに極めて大きな影響を与えていることが観察できた。Reference ケースで用いられた 7%の WACC を排除する、つまりシステムの資金調達コストをゼロに設定することで、製造コストが約 44%削減された。この設定の下で計算された製造コストは、システム内の設備のコストと効率のみを反映し、現実的に達成可能な最低コストとなっている。この結果は、水素製造の経済性を追求する上で、資金調達コストをできるだけ低く抑えることは不可欠であることを意味する。

設備の内、風力発電、次いで水電解装置のコストが製造コストに最も大きな影響を与える。風力発電のコストを 50%引き上げると、製造コストが Reference ケースに比べて 20.7%増加した。太陽光発電のコストによる影響はそれほど大きくなく、蓄電池のコストによる影響は最も小さい。蓄電池のコストを 50%引き上げても、製造コストの変化は 2.2%に過ぎなかった。

各ケースにおける各設備の最適導入容量が図 8 に示されている。蓄電池に関しては蓄電部分のみを示した。設備のうち、太陽光発電は経済パラメータの変動に最も敏感であることが分かった。太陽光発電の導入容量は最大で 67%変化したが、他の設備の導入容量の変化はすべて 11%以内に収まった。

さらに、国内と海外でのグリーン水素製造を比較するために、本研究と同様に太陽光と風力からグリーン水素・アンモニアを製造するためのメガプロジェクトである AREH(Australian Renewable Energy Hub)¹²⁾を参照として選んだ。AREH はオーストラリア西部のピルバラ地域に位置しており、オペレーターは英石油大手の BP である。プロジェクトの開発が完了すれば、フル稼働時に 26GW の水電解プラントにより年間最大で 160 万トンのグリーン水素を製造できると試算されている。同じ手法と前提条件で AREH サイト付近の 4 つのセル（中心座標がそれぞれ(120.5°, -20.5°), (120.75°, -20.5°), (120.5°, -20.25°), (120.75°, -20.25°)である）に関して計算を行った結果、製造コストは 29.2~30.3 円/Nm³ の範囲に収まった。最もコストが低いセルは中心座標が(120.5°, -20.25°)のセル（以下ではセル 3 と呼ぶ）で、各技術の最適導入容量は表 4 の通りである。1 年を通した設備利用率は 58%となった。前述のセル 1 とは異なり、セル 3 では太陽光発電と風力発電の両方が導入されたが、太陽光発電の方が支配的である。

日本における平均製造コストは AREH の平均よりも約 23%高いが、極めて限られているものの、いくつかのセルのコスト結果は AREH の結果と近い範囲にある。しかし、以下の点を考慮する必要がある。

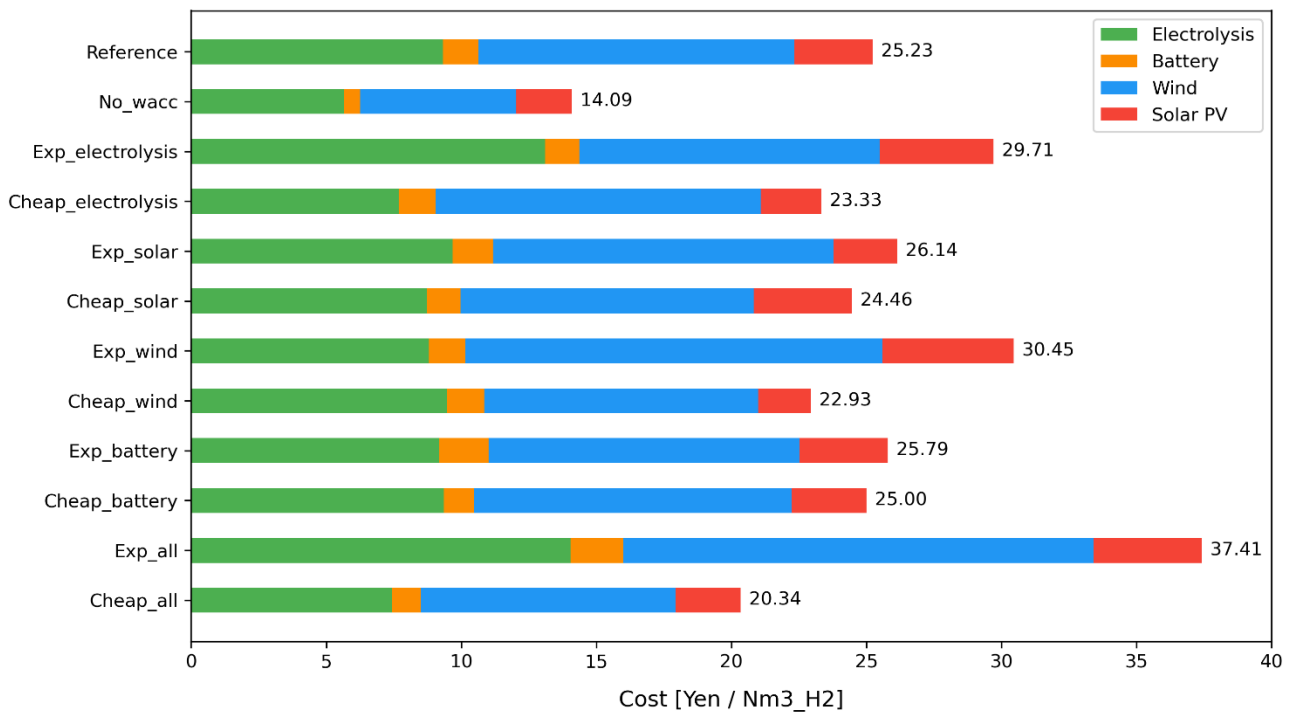


図7 各ケースの製造コストとその内訳

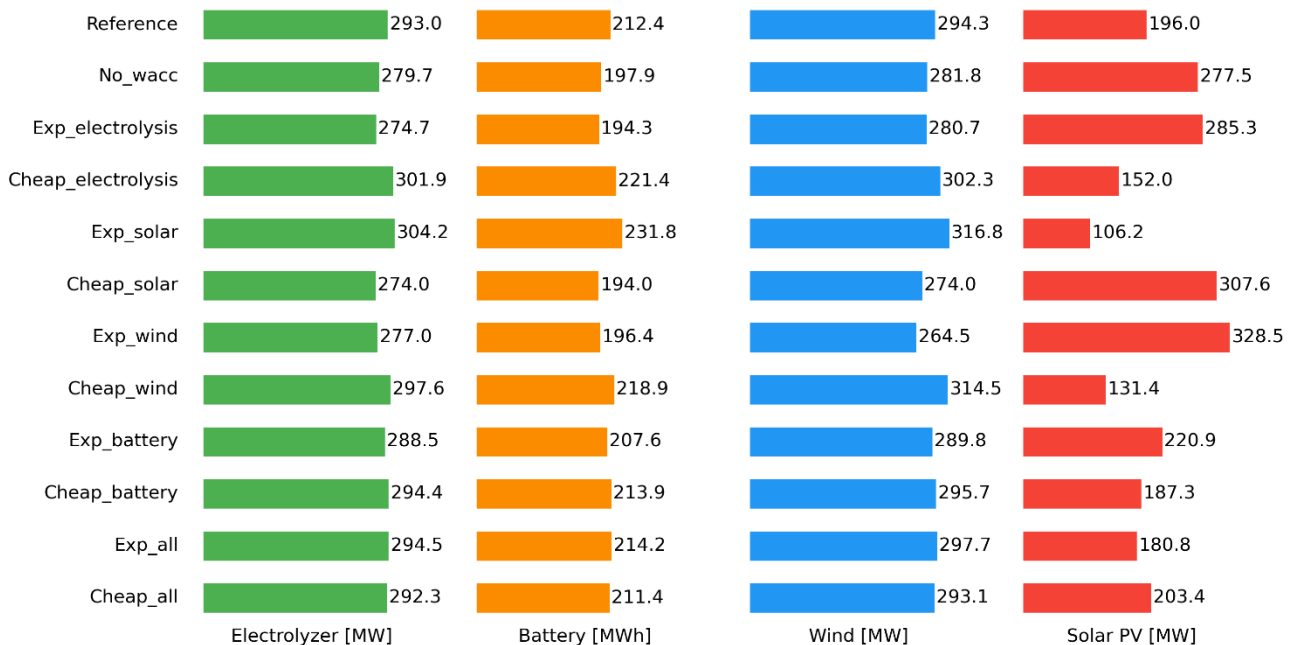


図8 各ケースにおける各設備の最適導入容量

表4 セル3における各設備の最適導入容量

設備	導入容量	単位
風力発電	283	MW
太陽光発電	496	MW
蓄電池（充放電部分）	44	MW
蓄電池（蓄電部分）	192	MWh
水電解装置	297	MW

(1) Langenmayr et al.¹³⁾によると、AREHのサイトはオーストラリアにおけるグリーン水素の最低製造コストを実現する

場所ではない可能性がある。つまり、オーストラリアではAREHより低いコストを達成できる可能性がある。

(2) ERA5の空間解像度により、日本の沿岸部に位置するセルは一部の海域を含むため、セルの風速が陸地部の実際の風速よりも高くなっていると推測される。よって、これらのセルの計算結果は楽観的過ぎる可能性がある。

(3) AREHは平坦な土地に位置している一方、日本の国土の約75%が山地である。そのため、コスト結果が有望な場所であっても、現実的にグリーン水素製造に適していない可能性がある。

4. まとめと今後の課題

本研究では、2030年代における国内グリーン水素製造戦略を検討するために、蓄電池付きの太陽光・風力ハイブリッド型エネルギーシステムを提案した。ERA5 気象データと提案システムの線形計画最適化モデルを用いて、2030年代の国内グリーン水素製造コストを推定した。その結果、東北地方や北海道の一部の沿岸地域では、約25~30円/Nm³のコスト結果が得られ、製造地として有望だと考えられる。また、風力発電と蓄電池の導入は製造コストの低減に貢献することが明らかになった。各セルの製造コストと風力/太陽光導入容量比との関係について考察したところ、提案システムにおいては風力発電の比率が高いほど低コストが得られる傾向を観察できたため、経済的なグリーン水素国内製造を実現する上での風力発電の重要性を示唆した。包括的な感度分析により、WACCが製造コストに極めて大きな影響を与えていることが明らかになり、リスクを低減する政策措置(De-risking policies)の導入により資金調達コストを削減する必要性が示された。セル1においては、各設備の内、風力発電のコストが製造コストに最も大きな影響を与え、蓄電池のコストによる影響が最も小さいことが判明した。設備の最適導入容量に関しては、太陽光発電が経済パラメータの変化に最も敏感であると分かった。同じ方法と前提条件でオーストラリア西部に位置するAREHプロジェクトを対象に計算を行い、日本におけるグリーン水素の平均製造コストはAREHの平均よりも約9円/Nm³高いという結果が得られた。しかし、輸入に関わるコストも考慮すると、もし国内で地産地消または地産地消に近い形でグリーン水素を製造・利用できれば、適切な場所を選択することで、国内製造水素は海外輸入水素と比較しても優れた競争力を持つ可能性が十分にあると結論づけられる。

今後の課題として、より高い空間解像度を有する気象データによる計算と、土地利用の可能性の評価が挙げられる。現在のモデルは電力系統に独立しており、電力不足による水電解装置の運転停止を防ぐ役割は主に蓄電池によって担われている。今後は系統電力を一部補完することを許容したモデルについて評価する予定である。また、再エネから直接電力供給を受けず、電力系統に連携した水電解装置を需給調整市場に参入させることで水素製造コストを削減できた研究例¹⁴⁾が中村らにより報告されており、需給調整を本研究のモデルに統合する可能性についても検討したい。

参考文献

- 1)再エネ・水素等関係閣僚会議; 水素基本戦略。
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/20230606_2.pdf (アクセス日 2024.06.14)
- 2)資源エネルギー庁; エネルギー基本計画, (2021).
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_01.pdf (アクセス日 2024.06.14)
- 3)水野有智, 石本祐樹, 酒井奨, 坂田興; 国際水素エネルギーキャリアチェーンの経済性分析, エネルギー・資源学会論文誌, 38-3(2017), pp.11-17.
- 4)颯思超, 柴田善朗; APEC 地域における CO₂フリー水素の経済性評価, エネルギー・資源学会論文誌, 40-1(2019), pp. 1-7.
- 5)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, 44-3(2019), pp. 1451-1465.
- 6)西美奈, 山本博巳, 竹井勝仁; 太陽光発電を用いた Power to Gas における水電解設備の容量削減による低コスト化の分析, エネルギー・資源学会論文誌, 42-2(2021), pp. 86-92.
- 7) Danish Energy Agency; Technology data for renewable fuels. <https://ens.dk/en/our-services/technology-catalogues/technology-data-renewable-fuels> (アクセス日 2024.06.14)
- 8) Danish Energy Agency; Technology data for energy storage. <https://ens.dk/en/our-services/technology-catalogues/technology-data-energy-storage> (アクセス日 2024.06.14)
- 9)Mathias Berger, David Radu, Ghislain Detienne, Thierry Deschuyteneer, Aurore Richel and Damien Ernst; Remote Renewable Hubs for Carbon-Neutral Synthetic Fuel Production, Frontiers in Energy Research, 9(2021).
- 10)ECMWF; ECMWF Reanalysis v5 (ERA5). <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/dataset/ecmwf-reanalysis-v5> (アクセス日 2024.06.14)
- 11)Fabian Hofmann, Johannes Hampp, Fabian Neumann, Tom Brown and Jonas Hörsch; atlite: A Lightweight Python Package for Calculating Renewable Power Potentials and Time Series, Journal of Open Source Software, 6-62(2021).
- 12) BP Australia; Australian Renewable Energy Hub. https://www.bp.com/en_au/australia/home/accelerating-australia/hydrogen/australian-renewable-energy-hub.html (アクセス日 2024.06.14)
- 13) Uwe Langenmayr, Manuel Ruppert; Calculation of Synthetic Energy Carrier Production Costs with high Temporal and Geographical Resolution, (2023). <https://hdl.handle.net/10419/278715> (アクセス日 2024.06.14)
- 14)中村勇太, 青木睦, 加戸良英, 壹岐浩幸; 需給調整市場に参入する水電解装置を有するマイクログリッドの運用に関する検討 — 実績の三次調整力取引価格の時系列データに基づくコスト評価 —, エネルギー・資源学会論文誌, 43-4(2022), pp. 172-177.