

トヨタ・モビリティ基金「水素社会実現に向けた共同研究プログラム」  
水素社会/エネルギーシステム WG 報告書

## **短中期的に実現可能な水素エネルギーシステムの研究**

～カーボンニュートラルに向けた  
日本における再エネ水素の導入拡大ステップの検討～

**Study to expand steps for the introduction of renewable hydrogen in Japan  
towards carbon neutrality**

## 目 次

序 地産地消型水素エネルギーシステムに関する共同研究の概説	
	テクノ2050中島技術士事務所 中島 良 … 3
1. 日本の脱炭素化に向けた水素エネルギー普及のシナリオ分析	
	産業技術総合研究所 小澤 暁人 … 7
2. 洋上風力発電の大規模導入を考慮した地域水素供給システムの設計	
	秋田大学 古林 敬顕 … 11
3. ゼロエミッション電源の利用拡大を想定した地域のエネルギーと水素の運用システムの設計	
	九州大学 立川 雄也 … 15
4. マイクログリッドによる日本版 P2G の推進	
	東京工業大学 辻本 将晴 … 19
5. 地域における電力・水素複合エネルギーシステムに関する研究	
	東京大学 吉岡 剛 … 23

序	地産地消型水素エネルギーシステムに関する共同研究の概説
---	-----------------------------

テクノ2050中島技術士事務所  
代表 中島 良  
(トヨタ・モビリティ基金 アドバイザー)

## Overview of joint research on local production and local consumption type hydrogen energy system

Ryo Nakajima

*Techno2050 Nakajima PE Office*

### Abstract

To achieve carbon neutrality by 2050, a joint study has conducted on the hydrogen energy. In order to expand the introduction of unstable renewable energy, a local production and local consumption type hydrogen energy system that stores energy with hydrogen is a promising solution, but there are various problems to realize the system such as economic rationality, hydrogen demand development and so on. To understand and to solve those problems, five studies were conducted. The necessity and feasibility of hydrogen for achieving carbon neutrality through simulations was analyzed, and the renewable energy potential, hydrogen demand, hydrogen system configuration according to two arias regional characteristics were examined. Some system configuration examples from small to large scale, and business model construction were studied.

### 序ー（１）緒言

本研究は、(一財)トヨタ・モビリティ基金の水素研究の支援事業の一環として、複数の大学、研究機関に所属する研究者で構成されたワーキンググループ (WG) により実施したものである。カーボンニュートラル達成の一手段として、再生可能エネルギー由来のグリーン水素を活用した水素エネルギーシステムを導入拡大するために、多様な視点からそのポテンシャルや課題を検討した。

### 序ー（２）トヨタ・モビリティ基金における水素研究支援の取り組み

一般財団法人 トヨタ・モビリティ基金 (Toyota Mobility Foundation、以下 TMF) は、モビリティに関する公益的な活動を行うことを目的に、2014年8月にトヨタ自動車によって設立された。以来、誰もが自由に移動できるモビリティ社会の実現に向け、多くのプロジェクトを通じて世界中の移動課題の解決に取り組んできた。

一方で、持続可能なモビリティ社会の実現は、環境・エネルギー問題と密接な関わりがあり、その解決に向けた取り組みが重要である。特に、脱炭素社会の実現に向けては、再生可能エネルギーと組み合わせられた CO<sub>2</sub> フリー水素 (グリーン水素) が有力な選択肢であるが、その普及には水素の製造、貯蔵・運搬、利用というサプライチェーンの全領域において、技術確立やコスト、規制の合理化など、さまざまな課題が存在している。

そこで TMF は 2017 年 7 月、「水素社会構築に向けた革新研究助成」プログラムを創設し、同年 10 月に公募を開始。2018 年 3 月に 32 件の応募のなかから 10 件の優れた研究テーマを採択し、以来 3 期に亘って、29 件を採択した。採択後は、水素やエネルギーシステムの専門家から成る評価委員会による研究評価を定期的に行うとともに、水素研究分野における次世代のリーダーの育成も目的に、評価委員会に

よる助言・指導に加えて、研究者同士の交流機会を設けることで新たな気付きや視野拡大を促し、次代を担う気概を醸成する取り組みも行った。

2020年10月、「2050年カーボンニュートラル」が宣言され、脱炭素社会の実現に向けたより強力でスピード感ある活動に移行すべく、TMFでは研究者単独の基礎研究の支援から、研究者チームによる共同研究プログラムを2021年4月より新たに開始した。本プログラムでは「日本版P2G (Power to Gas)」をコンセプトとして掲げ、CO<sub>2</sub>フリー水素利用における重要テーマである「水素社会/エネルギーシステム」「水電解」の2つのWGを設置し、採択研究者の中からメンバーを募集、各WG5名ずつを選定した。このプログラムにおいても評価委員会による助言・指導は継承しつつ、水素事業や技術開発を企業や業界団体で推進した経験者を新たにアドバイザーに迎え、WGメンバーによる有機的で自立的な活動の支援を行っている。その結果、課題を俯瞰し、異なる考え方を受容しながら連携して研究を行う体制が整い、各WGで活動を進めているところである。

本稿では、水素社会/エネルギーシステムWGメンバーによる研究取組みの概要を紹介する。

### 序一（3）日本における地産地消型水素エネルギーシステム導入の課題

カーボンニュートラル達成に向けた様々な施策の中で、再生可能エネルギーの主力電源化や水素の利活用が進められている。グリーン成長戦略(2020年12月)、第6次エネルギー基本計画(2021年10月)、クリーンエネルギー戦略(2022年5月中間整理)等の国の施策では、水素の大量導入に向けたサプライチェーンによる海外からの輸入方針が明示され、グリーンイノベーション基金等を活用した大型プロジェクトが進行中である。一方で、国内に太陽光や風力などの再生可能エネルギーが大量導入された際、その変動する電力の平滑化や余剰分の蓄エネルギーには水素の利点や特徴を活かす事ができる。この再エネを活用する地産地消型水素エネルギーシステムの導入は、水素基本戦略(2017年12月)では明示され、地域の特性に合わせたさまざまな実証試験が行われてきたものの、海外で大型化が進むPower to Gas (P2G)のプロジェクトに比べて取組みが少ないように思われる。この理由としては以下のような多くの要因が考えられる。

- ・高コスト(再エネ電力、システムCAPEXとOPEX、輸送貯蔵)
- ・再エネの導入ポテンシャルが小さい
- ・地域ごとの需要開拓が不透明
- ・輸送に不向きで、大量利用が困難
- ・大容量の水電解装置が必要(実績や投資計画で海外メーカーが優位)

一方、大規模な水素サプライチェーンの構築においても、解決すべき課題は多いものと思われる。

- ・欧米で加速するグリーン水素認証の動きではブルーやグレー水素は認めない方向であるのに対して、日本のサプライチェーン実証はほとんどブルー水素が対象
- ・資源の海外依存(化石から水素への置換え)から脱却できないエネルギー・セキュリティの課題

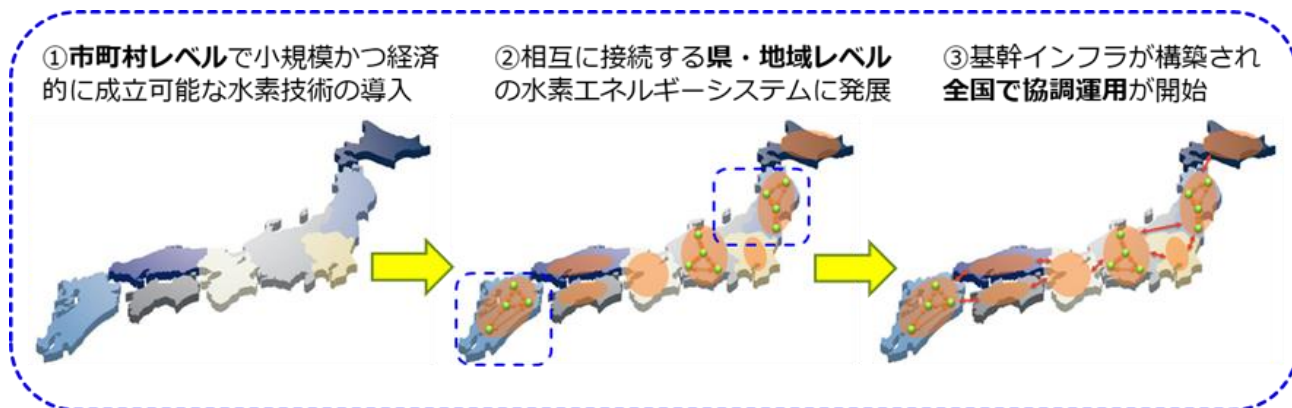
このような現状認識のもと、TMFの共同研究では、地産地消型水素エネルギーシステムの課題をアカデミア側の視点から検討し、カーボンニュートラル達成に向けて、日本のエネルギー事情に合ったP2G(日本版P2G)には、どのような取組みが考えられるのかを議論してきた。水素が持続可能なエネルギーとして活用される経済性のクリアが大前提であり、それを達成するための諸条件や、課題解決に必要なことを検討した。

### 序一（4）各研究内容の位置づけ

日本版P2Gの諸課題に対する検討のアプローチとして、本共同研究ではメンバーが上記の課題認識に対応する形で分担し、マクロな水素導入ポテンシャルの検討から、地域の特性に応じた水素システム

のシミュレーション検討、システム構築やビジネスモデルなど具体例の提案検討まで、それぞれの専門性を活かしたテーマで課題設定を行い、定期的に議論を行いながら研究を進めた。実際に水素エネルギーが社会実装されていく過程は、小規模なところから国全体の大規模なシステムへの流れとなると想定し（図1）、以下の3つのステップに分けたテーマに取り組んだ。

図1 日本における水素社会の形成過程イメージ



① P2Gシステムの具体的検討

(小規模から大規模までのシステム事例、ビジネスモデル構築)

水素エネルギーが経済性を有するサステナブルな社会システムとして成立する条件を検討するために、「エコシステム」の設計・実装プロセスの検討と、自治体レベル規模での電力・水素複合エネルギーシステムのモデル構築検討と事業性評価。

② 広域レベルにおける再エネ利活用のシミュレーション

(東北、九州地域における水素供給・需要可能性)

秋田県に今後導入される大規模洋上風力の需給や、太陽光発電の出力抑制が既に生じている九州全体でのエネルギー運用に水素を利活用するシミュレーション検討。

③ 日本全体における水素エネルギー導入のポテンシャル

(2050年カーボンニュートラル達成からのバックキャスト)

2030年頃に水素エネルギーがどのような役割を發揮できるか、2050年の目標値からバックキャストするマクロなシミュレーションにより、水素のポテンシャルを検討。

なお、本稿ではこのステップとは逆の流れで、まず国の全体像をマクロに俯瞰した後、地域レベル、具体的事例の順で掲載する。各テーマ名と代表研究者は下記の通りである。

表1 共同研究の各テーマ

#	研究テーマ	代表研究者(所属)
1	日本の脱炭素化に向けた水素エネルギー普及のシナリオ分析	小澤暁人(産総研)
2	洋上風力発電の大規模導入を考慮した地域水素供給システムの設計	古林敬顕(秋田大)
3	ゼロエミッション電源の利用拡大を想定した地域のエネルギーと水素	立川雄也(九州大)

	の運用システム的设计	
4	マイクログリッドによる日本版 P2G の推進	辻本将晴（東工大）
5	地域における電力・水素複合エネルギーシステムに関する研究	吉岡 剛（東京大）

#### 序－（5）結言

カーボンニュートラル達成に向けて様々な取組みが進められる中、水素の役割について小規模な実システムの事例から、マクロなポテンシャル把握まで、異なる視点からの検討を行った。水素エネルギーの普及には今後、経済合理性、優位性がますます問われることになると思われ、本共同研究をさらに発展させて、産官学一体となった取組みが望まれる。関係各位のご指導、ご支援を期待する。

国立研究開発法人産業技術総合研究所 ゼロエミッション国際共同研究センター  
主任研究員 小澤 暁人

## Scenario analysis of hydrogen energy deployment for decarbonizing Japan

Akito Ozawa

*Global Zero Emission Research Center, National Institute of Advanced Industrial Science and Technology*

### Abstract

Scenarios for energy decarbonization are essential to reduce CO<sub>2</sub> emissions and achieve carbon neutrality. Local production and consumption of hydrogen is a promising option for increasing renewable energy penetration in Japan; however, scenarios for establishing such hydrogen systems have not been fully investigated. Therefore, in this study, we conducted a scenario analysis on energy systems from a macroscopic and backcasting perspectives, focusing on local production and consumption of hydrogen. We used a mathematical model, multi-regional MARKet ALlocation (MARKAL) model, to simulate a transition of energy supply and demand and CO<sub>2</sub> emissions in Japan until 2050. Then, we evaluated domestic hydrogen production/consumption in 2030 by region.

### 1 – (1) 緒言

2020年10月、日本政府は2050年までに温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする、カーボンニュートラルを目指すことを宣言した。日本における温室効果ガス排出の85%はエネルギー起源CO<sub>2</sub>が占めている。CO<sub>2</sub>排出を削減してカーボンニュートラルを実現するためには、水素の利活用などエネルギーを脱炭素化させる“道筋”(シナリオ)を検討しておく必要がある。しかしながら、わが国における水素導入のシナリオ検討の多くは、2050年を見据えた国際水素サプライチェーンによる低炭素水素の大量導入・利用に焦点が当てられており、より短・中期的に実現しうる国内再エネ活用の地産地消型水素エネルギーシステムに関しては十分な検討がなされていない。

そこで本分析では、2030年頃の実現しうる地産地消型水素エネルギーシステムに着目して、マクロ・バックキャストな視点に基づいたシナリオ分析を実施した。具体的には、数理モデルを用いて2050年までの日本全体のエネルギー需給やCO<sub>2</sub>排出の変化をシミュレーションした。そして、エネルギー脱炭素化の過程である2030年における国内の水素製造/消費を地域別に評価した。

### 1 – (2) 手法

#### ① エネルギーシステム分析用モデルの概要

本研究では、産総研が開発するエネルギーシステム分析用の数理モデル「多地域 MARKAL (MARKet ALlocation) モデル」を用いてシナリオ分析を実施した。MARKAL は国際エネルギー機関 (IEA) が提供するエネルギーモデルのフレームワークであり、将来のエネルギーに関する条件設定を入力することで、CO<sub>2</sub>排出制約がある中で将来の需要を満たすことができる最適な一次エネルギー供給、最終エネルギー消費、電源構成の推移などをバックキャストする形でシミュレーションできる。産総研の多地域 MARKAL モデルは日本国内を対象として47の「都道府県」、10の「電力地域」、1つの「国」の3種類58区分で構成されており、エネルギーキャリア・技術ごとに分割区分の種類を使い分けることで、地域別の詳細なエネルギー需給分析を実現する。水素に関しては、都道府県レベルでの製造・輸送・利用を

分析する。多地域 MARKAL モデルの概要は以下の通りである。詳細は参考文献<sup>1)</sup>を参照されたい。

- 目的関数：分析対象期間の総システムコスト（式(1)）の最小化  
総システムコスト = 一次エネルギー資源の調達コスト + 技術の建設・運用コスト (1)
- 分析対象期間：2010 年～2050 年（5 年 1 期として全 9 期）
- 1 期における時間帯数：6（夏・冬・中間期×昼・夜）
- 分析対象エネルギーキャリア・技術：エネルギーキャリア 約 110 種類、技術 約 350 種類
- 最終需要用途：22 種類（産業部門 6 種類、民生部門 8 種類、運輸部門 8 種類）

## ② エネルギーフロー・計算条件

多地域 MARKAL モデルのエネルギーフローのうち電力・水素に関連するフローを抜き出して、その概略を図 1 に示す。国内水素製造プロセスについては、天然ガス改質による水素製造と水電解による水素製造の 2 種類を考慮している。このうち水電解による水素製造は、主に発電用水素を供給する「大規模水素製造」と FCV 用水素を供給する「オンサイト水素製造」の 2 通りを考慮した。大規模水素製造にはアルカリ水電解、オンサイト水素製造には PEM 型水電解を適用することを想定して、性能・コストデータを設定した。国際サプライチェーンによる水素輸入は 2025 年以降に実用化すると想定し、輸入水素の CIF 価格は 2030 年 40 円/Nm<sup>3</sup>、2050 年 30 円/Nm<sup>3</sup>とした。水素需要は発電用（水素タービン、燃料電池）、産業用（ボイラー燃料）、民生用（燃料電池 CHP）、運輸用（FCEV）を想定した。

発電技術の種類は、火力発電（石炭・石油・ガス）、CCS 付き火力発電（石炭・ガス）、原子力発電、再エネ発電（太陽光、風力、水力、地熱、バイオ）、水素発電（水素タービン、燃料電池）とした。再エネ発電に関しては地域別の導入容量上限を複数の報告書<sup>2-5)</sup>に基づいて設定した。表 1 に 2030 年・2050 年における再エネ発電の導入容量上限を示す。

変動再エネ発電（太陽光・風力）の大量導入時に電力需給バランスを担保するためには、電力の需要バランスを調整できる電源（以降、「調整力電源」と呼ぶ）を利用する必要がある。一方、MARKAL モデルの時間解像度は昼・夜のみで短時間の電力需給変動を考慮できないため、調整力電源の必要量を過小評価することが懸念される。そこで、多地域 MARKAL モデルに調整力電源シェアの制約を実装し、2050 年を目処とした変動再エネ電源の大量導入時においても調整力電源の割合が一定以上になるように改良を加えた。具体的には、火力・バイオマス・水素発電・揚水発電・蓄電池を調整力電源として取り扱い、加えて複数の水電解装置を束ねることでバーチャルパワープラント（VPP）として調整力電源と同じ役割を果たすと仮定して、これらの電源の発電量が総発電量の 50%以上となるように制約した。

### 1 - (3) 結果と考察

図 2 にエネルギー起源 CO<sub>2</sub> 排出量の推移のシミュレーション結果を示す。2030 年における CO<sub>2</sub> 排出量の合計は 6.79 億 t となり、2013 年度比 45%削減を達成する。この結果は、日本の温室効果ガス削減目標（2030 年度 46%削減）を達成するときのエネルギー起源 CO<sub>2</sub> の排出削減と整合的である。排出量の内訳を見ると、発電・エネルギー転換部門の排出削減が大きく、2010 年 5.25 億 t から 2030 年 2.07 億 t に減少する。この CO<sub>2</sub> 排出削減を実現するために、太陽光・風力などの再エネ発電量が 2010 年から 2030 年にかけて 2.7 倍に増加する。2050 年における CO<sub>2</sub> 排出量の合計は 2.46 億 t となり、2013 年度比 80%削減を達成する。2050 年の排出量に相当する CO<sub>2</sub> をネガティブエミッション技術によって大気中から除去することで、エネルギー起源 CO<sub>2</sub> 排出量を全体としてゼロにすることができる。



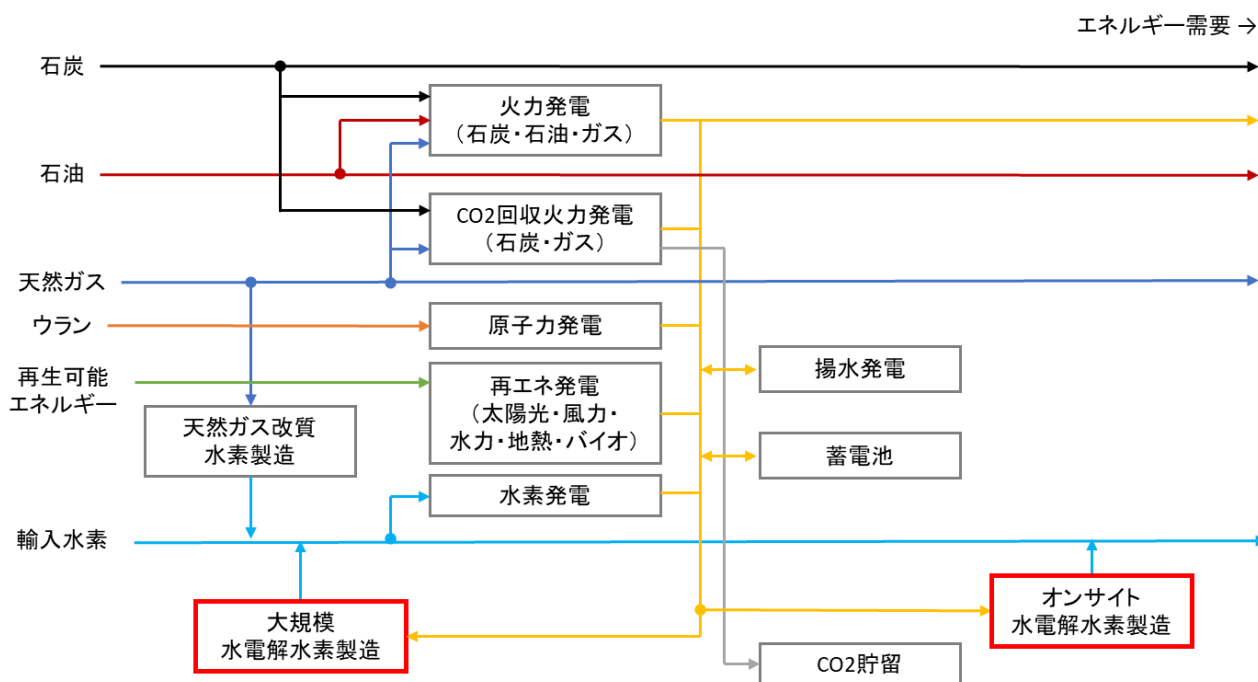


図1 多地域 MARKAL モデルにおける電力・水素エネルギーフローの概略

表1 2030年・2050年における再エネ発電の導入容量上限（単位：GW）

	2030年					2050年				
	太陽光	風力	水力	地熱	バイオ	太陽光	風力	水力	地熱	バイオ
北海道	7.7	19.3	1.4	0.4	0.6	16.5	46.9	1.4	0.7	0.6
東北	15.9	6.4	4.0	1.8	1.1	30.5	10.4	4.0	3.8	1.1
関東	27.6	1.0	5.2	0.3	1.6	62.8	2.2	5.2	0.7	1.9
北陸	7.3	0.3	3.0	0.0	0.2	12.6	0.5	3.0	0.0	0.2
中部	22.2	1.6	4.0	0.1	0.8	48.9	4.2	4.0	0.3	0.9
近畿	15.0	1.0	4.0	0.0	0.8	30.7	1.5	4.0	0.0	1.0
中国	15.8	0.8	1.1	0.0	0.5	30.5	1.1	1.1	0.0	0.5
四国	9.6	0.4	1.0	0.0	0.3	17.9	0.6	1.0	0.0	0.3
九州	27.5	1.3	3.4	0.9	0.9	46.7	1.9	3.4	1.6	1.0
沖縄	1.3	0.4	0.1	0.0	0.1	2.9	0.7	0.1	0.0	0.1
合計	150.0	32.5	27.1	3.5	6.7	300.0	70.0	27.1	7.1	7.5

上記の CO<sub>2</sub> 削減シナリオにおける 2030 年の国内水素製造／消費量のシミュレーション結果を図 3 に示す。2030 年には合計 74 万 t の水素が国内で製造される。本分析では水電解装置が再エネ発電の出力変動に対する調整力としての役割を果たすことを想定した。そのため、北海道・東北・九州など太陽光・風力のポテンシャルが大きい地域において水電解装置の導入が進み、電力を利用して水素が製造される結果となった。一方で 2030 年の水素消費量の合計は 16 万 t となり、主に北海道・関東・九州などの地域で消費される。水素の用途としては、主に発電用水素タービン、民生用燃料電池 CHP、FCEV で利用される。2030 年の水素製造量は消費量の約 5 倍で、供給過剰となる。この結果は、本分析で想定した用

途だけでは、国内の再エネ導入拡大に伴う水素製造に見合うだけの水素需要が創出されていないことを意味する。このことから、国内で製造した水素を有効に活用するためには水素需要の開拓が必要であることが示唆された。また、再エネポテンシャルが大きい地域（北海道・東北・九州）では水素製造量が大きく、三大都市圏（関東・中部・近畿）では水素消費量が大きい。このことから、水素を製造地から消費地まで輸送するための国内サプライチェーンの実現が重要であることが示唆された。

## 参考文献

- 1) 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 水素利用等先導研究開発事業 トータルシステム導入シナリオ調査研究 平成28年度～平成29年度成果報告書, (2018)
- 2) 環境省, 平成26年度2050年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討委託業務報告書, (2015)
- 3) 株資源総合システム, 2030年日本の太陽光発電導入量150GWを実現するための行動計画 (PV150行動計画), (2019)
- 4) 太陽光発電協会, JPEA ビジョン・PV OUTLOOK 2050, (2020)
- 5) 環境省, 再生可能エネルギー情報提供システム, <https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/index.html>

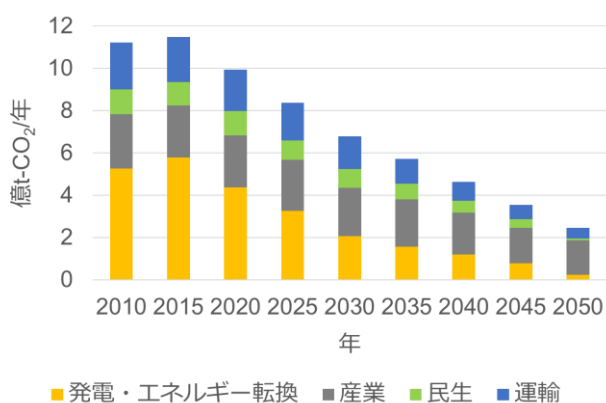


図2 エネルギー起源 CO<sub>2</sub> 排出量の推移

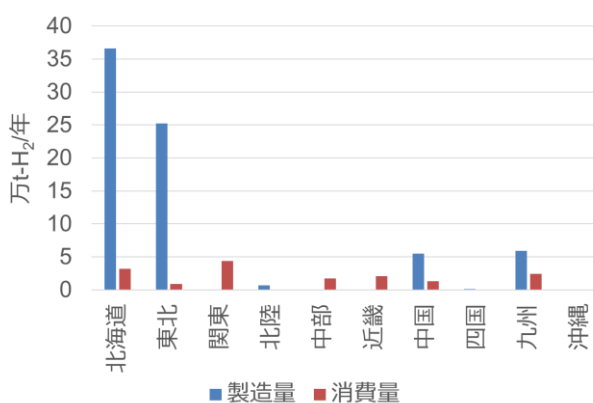


図3 2030年の国内水素製造／消費量

秋田大学大学院理工学研究科共同サステナブル工学専攻  
准教授 古林 敬顕

## Design of the regional hydrogen supply system considering large scale offshore wind energy

Takaaki Furubayashi

*Dept. of Cooperative Major in Sustainable Eng., Graduate School of Engineering Science, Akita University*

### Abstract

This study aims to design a regional hydrogen supply system considering large scale offshore wind energy. In Akita prefecture, it was decided to install offshore wind power 819 MW in Yurihonjo area and 478.8 MW in Noshiro-Oga-Mitane area until 2030. We assumed to install hydrogen production systems in each area using surplus electricity for avoiding output power fluctuation. It was also considered to power interchange among each hydrogen production system. As results, it was shown that hydrogen production amount is much larger than the current hydrogen demand potential even if only 7 % of surplus electricity is utilized to hydrogen production. The energy flow drawn considering offshore wind power and hydrogen production showed that the utilization of excess hydrogen to substitute fossil fuels in the transportation sector reduced the largest fossil fuel amount, but it was much smaller than the total final energy consumption. It should be discussed how to improve the availability of hydrogen production system and to develop the additional hydrogen demand.

### 2 – (1) 緒言

2050年カーボンニュートラル社会の実現に向けて、再生可能エネルギーの導入が加速している。特に、再エネ海域利用法の策定に伴い、国内の再生可能エネルギーとしては過去に例がない大規模な洋上風力発電の導入が決まった。しかし、現在導入されている再生可能エネルギーの多くは電力であり、熱や輸送用燃料の脱炭素化は進んでいないのが現状である。電力以外のエネルギーを脱炭素化する方法は、おもに電化と燃料転換に分けられる。水素は発電用の燃料だけでなく、熱や輸送用燃料に利用することができ、電化が困難な需要の燃料転換として期待されている。しかし、現在利用されている水素の多くは化石燃料由来であり、再生可能エネルギー由来の水素（再エネ水素）はほとんど製造されていない。大規模な洋上風力発電の導入は出力変動によってシステムの安定性に影響を及ぼすので、水電解装置と組み合わせることで出力の平滑化が期待できる。しかし、一つの地域の風力発電と水電解装置の組み合わせは、設備利用率が低くコストが割高になることが先行研究にて示されている。本研究では、複数の地域で発生する再生可能エネルギーの余剰電力の地域間融通を考慮して、水電解装置の設備利用率を向上する水素供給システムの設計および分析を目的とする。

### 2 – (2) 解析手法

#### ① 解析対象

本研究では、導入が決定している秋田県の洋上風力発電を対象とする。能代市・三種町・男鹿市沖では478.8MW、由利本荘市沖では819MWの洋上風力発電がそれぞれ導入される。これほどの規模の再生可能エネルギーが系統に与える影響は大きいと予想され、システムの安定のために出力変動はできるだけ小

さく抑える必要がある。そのため、1時間ごとの出力変動をそれぞれの海域で設備容量の10%に抑えることを想定して、超過する電力を余剰電力として水素製造に用いる。水素製造のための水電解装置は能代と由利本荘の2カ所に設置する場合と、1カ所に集約する場合を想定する。2カ所に設置する場合は、隣接する洋上風力発電の電力のみを用いる場合と、他方の電力を融通する場合を想定する。対象とするシステムの概要を図1に示す。

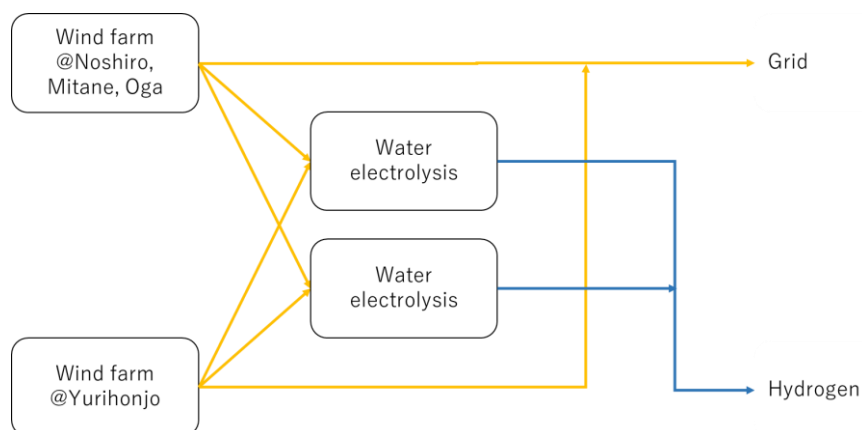


図1 システム概要図

## ② 設計および評価手法

対象とするシステムの設計および評価は以下の手順で行う。

- i 太陽放射コンソーシアムが公開している1時間ごとの風況データから、対象海域における洋上風力発電の発電量を推計する。
- ii 得られた発電量の時間変化から、余剰電力の発生量を推計する。
- iii 余剰電力のピーク値から、水電解装置の容量の上限を定める。
- iv 3つのケーススタディを行い、水素製造量、製造コスト、水電解装置の設備利用率などを定量評価する。
  - a 能代および由利本荘にそれぞれ水電解装置を設置して、それぞれの地域の余剰電力のみを利用する。
  - b 秋田市に水電解装置を設置して、すべての余剰電力を集約して利用する。余剰電力は系統を流れるものとして、水電解装置をデマンドレスポンスとして扱う。
  - c 能代および由利本荘にそれぞれ水電解装置を設置して、地域間の電力融通を考慮する。ケースiと比較して水電解装置の容量を小さくすることができ、設備利用率の向上をはかる。
- v 水素製造量が秋田県の調査に基づく水素需要量よりも大きい場合、県内の化石燃料消費量を最も削減できる需要家に供給する。
- vi 秋田県のエネルギーフローを分析<sup>1)</sup>して、洋上風力発電および水素製造が地域に与える影響について考察する。

風力発電および水素製造などに関する数理モデルは陸上風力発電を対象とした先行研究に従う<sup>2)</sup>。

### 2- (3) 結果および考察

洋上風力発電の発電量および設備利用率は、能代市・三種町・男鹿市沖で1,525 GWh/year, 39%、由利本荘市沖で3,034 GWh/year, 42%となり、事業概要で示される想定値を10-20%上回った。余剰電力が発生するのは能代市・三種町・男鹿市沖で年間1790時間、由利本荘市沖で2940時間となり、県の南北で

風況の変化が異なることが示された。水電解装置を2カ所に設置して独立して運転するケース i で設置された設備容量は、能代市で約 376MW、由利本荘市で約 648MW となり、設備利用率はそれぞれ 3.7%、5.3%となった。水電解装置を秋田市に集約したケース ii の設備利用率は 5.6%となり、集約は設備利用率の向上には大きな効果がないことが示された。水電解装置を2カ所に設置して、かつ電力融通を考慮したケース iii では、それぞれの設備容量をケース i の 0.9 倍にすることで設備利用率は 4.2%、5.9%となり、わずかに向上した。さらに、余剰電力をすべて利用するのではなく、設備利用率の向上を優先して設備容量をケース i の 0.1 倍にまで小さくすると、18.8%、23.6%まで向上して、電力を除く水素製造コストは 104 JPY/Nm<sup>3</sup>、電力コストを含めると 164 JPY/Nm<sup>3</sup>となった。このとき、水素製造に利用する電力は発生する余剰電力の 7%であり、得られる水素は 5,196 ton (737.9 TJ) となった。

秋田県で想定される水素の需要量は、既存産業用 16.9 ton (2.4 TJ)、LPG 代替 523.9 ton (74.4 TJ)、都市ガス混合 33.1 ton (4.7 TJ)、燃料電池バス 135.9 ton (19.3 TJ) であり、本研究で解析した最も小規模な水電解装置を設置した場合でも十分需要を満たすことができる。製造コストは増加するが、余剰電力をさらに利用すれば最大で約 11,300 ton (約 1,600 TJ) の水素製造が可能となり、秋田県沖は本研究で対象とした二つの海域以外にも再エネ海域法に指定されている海域があるため、水素製造ポテンシャルが水素需要を大きく上回っている。そのため、水素利用の促進には、地方の水素需要を開拓することが重要である。

最も小規模な水電解装置にて水素を 5,196 ton (737.9 TJ/year) 製造した場合、水素利用がエネルギーフローに与える影響について考察する。図 2 に洋上風力発電と水素製造を考慮した秋田県のエネルギーフローを示す。上述の通り、現在想定されている県内の水素需要は 710 ton (101 TJ) であり、4,487 ton (637 TJ) の水素が余剰となる。産業用熱、LPG または都市ガスの代替、輸送用燃料、自家発電などの用途が考えられるが、最も大きな影響を与えると考えられるのは輸送用燃料としての利用となった。これは産業・業務・家庭部門のエネルギー効率に比べて、運輸部門のエネルギー効率が低いことが原因として挙げられる。燃料電池自動車は内燃機関自動車に比べてエネルギー効率が高く、同じ量の水素で代替することができる化石燃料の量が他の需要部門に比べて大きい。また、図 2 に示されるように、秋田県では運輸部門のエネルギー消費量は産業部門に次いで大きく、石油の依存率が高いため、運輸部門にて水素を利用することは化石燃料消費量削減だけでなく、需要部門のエネルギー自給率向上にも貢献することができる。課題として、電気自動車との競合、水素供給価格の低減などが挙げられ、本研究でも設備利用率の低さから水素製造コストが割高となった。蓄電池との併用など、さらに設備利用率を向上するシステムを研究する必要がある。

図 2 の電力に着目すると、秋田県では洋上風力発電を除いても県内の電力需要量以上の発電量を有しており、洋上風力発電を導入することで県内の発電量は電力需要の 2 倍以上となった。石炭火力発電および石油火力発電を除いた再生可能エネルギーのみの発電量で電力需要量と同程度であり、電力に限れば総量では RE100 を達成している。しかし、電力以外の熱や輸送用燃料の脱炭素化は進んでいないことも改めて示された。今回対象とした洋上風力発電以降に導入される再生可能エネルギーは、県外の脱炭素化に資することも重要だが、県内の熱や輸送用燃料の脱炭素化のために利用することも重要である。

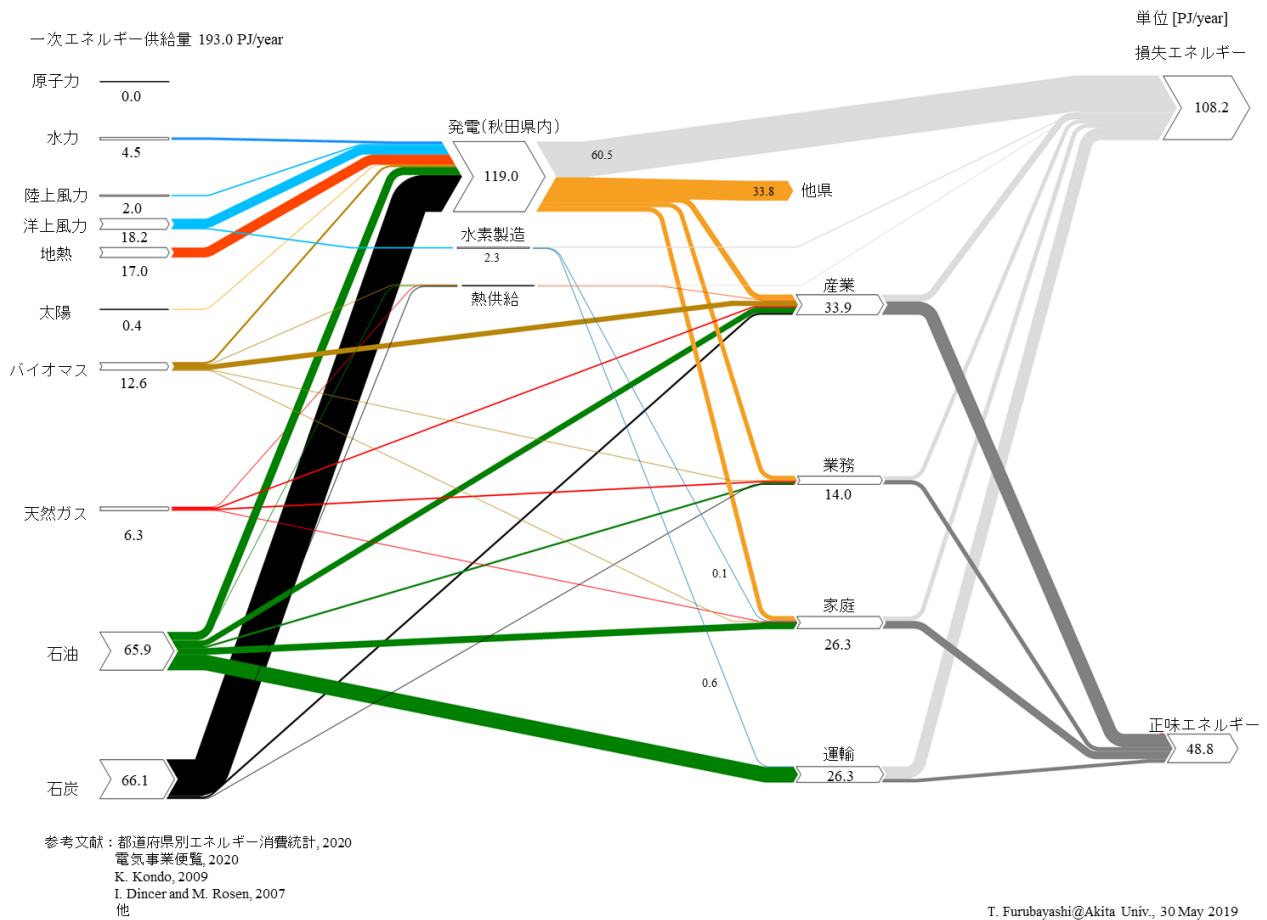


図2 洋上風力発電および水素製造を考慮した秋田県のエネルギーフロー

## 参考文献

- 1) Y. Takita, T. Furubayashi and T. Nakata, Transactions of the JSME (in Japanese), Vol.81, No.827 (2015) 4.: doi.org/10.1299/transjsme.15-00164 .
- 2) T. Furubayashi, Smart Energy, Vol. 2 (2021), 1 – 12: doi.org/10.1016/j.segy.2021.100012

九州大学大学院工学研究院機械工学部門  
助教 立川 雄也

## **Design of hydrogen and local energy utilization model after expanding the use of zero-emission energy**

Yuya Tachikawa

*Department of Mechanical Engineering, Kyushu University*

### **Abstract**

In Kyushu Island, where the power generation by solar photovoltaic is much widespread, the problem of electricity supply-demand balance becomes more apparent as the spread of renewable energy expands. Although the use of zero-emission power sources such as renewable energy is expected to expand in the future, there are still many issues to be resolved to achieve the 2030 and 2050 targets for carbon-neutral goals. In order to construct an energy utilization model for future energy operations, a study of how to operate renewable energy and hydrogen will be conducted assuming the Kyushu Island region.

### **3 – (1) 緒言**

世界各国で気候変動問題に対する温室効果ガスの排出削減 2030 年目標および 2050 年ネットゼロ排出が示されている。現在、その目標実現に向けて各国が努力しているがさまざまな困難に直面している。国内に目を向けると太陽光発電(PV)や風力発電が増設される一方で、発電する地域と利用する地域が地理的に離れていて送電に課題があることや得られた電気をどのように貯蔵するかが課題であることが明らかとなってきた。そのため本研究では、太陽光発電による出力抑制の問題が国内で先駆けて現れた九州地域のエネルギー運用に焦点を絞り、水素をエネルギー運用手段の一つとして考慮した場合の求められる規模などについて検討した。実際には当地域におけるエネルギー運用の現状を明らかにしつつ、2030 年、2050 年目標達成に向けたゼロエミッションな電力の普及がエネルギー運用に与える影響について、構築した地域エネルギーのモデルの数値解析により計算・分析を行う。

### **3 – (2) 九州地域を想定したエネルギー融通の検討**

2050 年のカーボンニュートラル達成に向けて再エネ水素の導入拡大が国内で進むとした場合の水素社会の形成に向けて、小規模の将来的な経済的自立性を有した水素技術の導入やそれらを相互に接続した中規模のプラットフォーム成立、それらを全国で協調運用する大規模インフラ構築がそれぞれのレベルで必要である。本稿では小～中規模でまず経済的に成立することを目指して、海外へのエネルギー依存度を下げることがエネルギー利用の持続可能性を高めることを考慮し、エネルギーの地域内融通、地産地消化を基本設計としてモデル化を行った。

これまでの報告<sup>1)</sup>で示した設計と同様、本研究で使用するエネルギーモデルによって、九州地域の各県をつなぐ 50 万ボルト送電網を模擬した電力ネットワーク (図 1) と各県のエネルギー需要、各地の既存発電所や再生可能エネルギーの発電実績<sup>2)</sup>および計画に基づいたエネルギー供給力を組み合わせたエネルギー融通を計算することが可能である。地域の再エネ各地域内および相互の融通では図 2 のような

エネルギーの運用を行うとし、太陽光や風力、その他の発電については公開情報を基に各地域に紐づけて計算した。

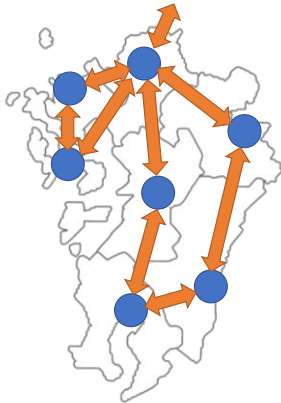


図1 九州地域のネットワークモデル

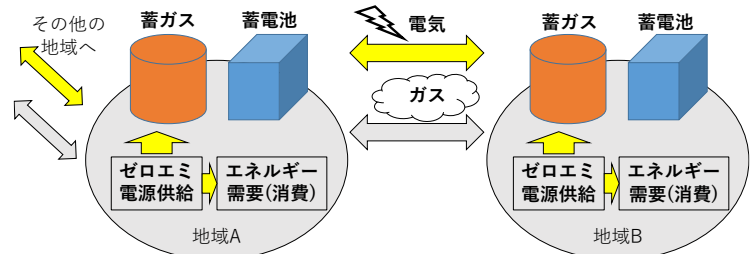


図2 2地域間のエネルギー融通モデルの概略図

### 3- (3) 計算結果および考察

九州電力送配電(株)が公開している情報<sup>2)</sup>によると2021年度に管内の太陽光・風力発電で発電したにも関わらず電力系統に受け入れられずに出力抑制した電力量は年間約5億3500万kWh(内訳:太陽光総発電量約124億kWhのうち約5億1200万kWh、風力総発電量8億kWhのうち約2200万kWh)であった。また1時間あたりの最大出力抑制電力量は350万kWhであった反面、3~5月などを除いて出力抑制の発生は抑えられていたことが確認できる。管内の総電力需要は年間約853億kWh、連系線を用いた域外への送電量は年間約168億kWhであるため、域内で発電された電力量における出力抑制された電力量の比率は約0.5%であることが計算できる。本計算では、現状でのポテンシャルを評価するとともに太陽光発電の設置拡大がさらに進んだ将来を想定したケースにおいて蓄エネ能力がどの程度再エネ利活用に求められるかを計算した。

#### ① 現状の分析

図3に現在の九電管内の電力潮流の1例として設置された太陽光発電量が性能通りに日中発電をしたと想定した場合の各地域間のエネルギー送電量の傾向について示す。この結果は九州南部にある太陽光発電が発電している日中においては九州北部に向けて各地の電力需要を賄いながら送電され本州側に送電されていること、および朝夕の太陽光発電量が少ない時間帯においては電力供給力の不足を補うため計算上、本州側から送電されていることがわかる。実際には朝夕の電力不足については揚水発電の活用等が積極的に行われるため、計算上現れているこの送電は発生しないと考えられる。



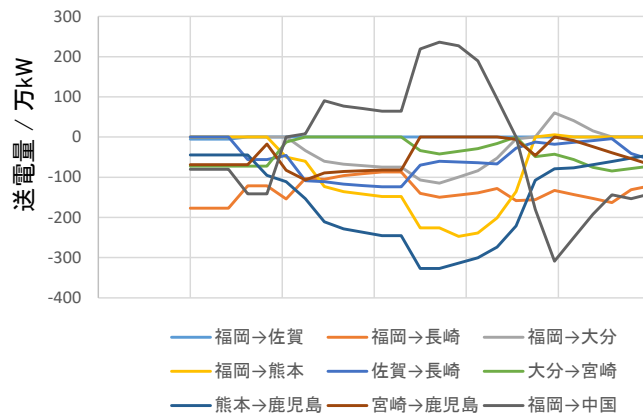


図3 好天に恵まれた条件を想定した各地域間の1日(0時~24時)の電力送電量の傾向

### ② さらに太陽光発電の導入・接続による影響と蓄電池導入による効果

本研究で構築したエネルギーモデルを用いて、太陽光などの再エネ導入拡大が進んだ場合のエネルギー融通の想定を計算した。表1は各地の太陽光発電容量を現在の2倍、九州全体の電力量需要に対して3割相当まで増設・接続した条件で各地の太陽光発電設備容量に応じて九州全体で蓄電池を(入出力量:容量) = (50万kW:500万kWh, 100万kW:1000万kWh) 導入したケースにおける結果である。PVを現状の2倍まで設置した場合、九州内で利用・蓄電できない電力は関門連系線を通じて本州側に送るとした場合、PV発電量の多い春季秋季を中心に、表1のような結果となった。合計100万kWクラスの蓄電池を九州内に導入することで約3億kWhの電力が九州内で利用される計算結果となった。また、設置した蓄電池が稼働することで年間最大4.6億kWhの入出力が行われる結果となった。さらにPV約124億kWh分を増設した結果、本州側への送電分も含めた再エネ電力増加量は蓄電池増設なしで102.4億kWh、蓄電池増設100万kWでさらに0.9億kWhの増加が見込まれる計算となった。増設した発電分がそのまま増えない要因として送電/蓄電に伴うロスに加えて系統の送電網によって送電できず、消費も蓄電もできない電力が生じた結果この差が生じたと考えられる。

PV導入量(2021年時点導入量を100%とする)		200%	200%	200%
蓄電池導入量/万kW:万kWh		0	50:500	100:1000
本州への余剰再エネ送電ポテンシャル <sup>※1</sup>	億kWh	5.7	4.1	2.7
蓄電池の年間入出力量 <sup>※2</sup>	億kWh	-	2.6	4.6
PV追加導入に伴う再エネ電力増加	億kWh	102.4	102.9	103.3
※1 PV100%導入を基準に増加した分を計算				
※2 九州内の揚水による入出力量は除く				

表1 モデルケースにおける九州における太陽光発電増加と蓄電池設置による再エネ電力利用拡大

### ③ 地域への水素インフラ導入による各地の水素製造ポテンシャル

グリーン成長戦略の2030年300万トン、2050年2000万トンの水素導入目標量との比較のため、3.2節で検討したケースで各地の蓄エネを同等の規模の水電解で代替した場合の九州での水素製造量のポテンシャルを表2に示す。この計算では水素貯蔵容量の上限値はないものとし、また製造した水素は、蓄電池に貯めた電力と異なり水素から電力に戻さないとして算出した。表2中の蓄電池年間入出力に基

づく水素製造能力の値は製造効率  $4.5\text{kWh}/\text{Nm}^3\text{-H}_2$  として表 1 の蓄電池の年間入出力量に基づいて水素換算で製造可能量を機械的に計算した場合の結果である。表 2 の結果から再エネ由来水素の製造量は蓄電池の年間入出力量から換算した値から大きく減少した。計算では、電力の地産地消、送電網を通じた電力の融通、既存の揚水発電での蓄電を実施した上で生じた余剰電力を水素に変換し、貯蔵することとした結果、九州各地で生じた余剰電力の一部が水素に変換され、その大部分は九州南部で行われた。水素に変換されなかった余剰再エネの大部分は表 1 の蓄電池を導入しなかったケースと同様、本州側への送電によって消費された。蓄電池では送電網を通じて九州内で生じた余剰電力を本州側へ送電せずに蓄電した一方で、水素製造では九州外への送電や蓄電ができない余剰電力を受け入れたことで、その製造量に差が生じたと考えられる。

PV導入量(2021年時点導入量を100%とする)		200%	200%
水電解装置導入量/万kW		50	100
再エネ由来水素製造量	億Nm <sup>3</sup> /トン	0.13 / 1200	0.22 / 2000
蓄電池年間入出力量に基づく水素製造能力	億Nm <sup>3</sup> /トン	0.58 / 5200	1.03 / 9300

表 2 モデルケースにおける九州での年間再エネ水素製造量

これらの結果から、蓄電池の導入によって九州内の再エネ電力を九州内で利用することが確認できたと同時に、水電解などの水素製造技術の導入によって九州内で送電網を介して送ることができなかった電力を地域で貯蔵することで、電力を無駄にすることなしに蓄エネできることを定量的に可視化することができた。今後、さらなる再エネの増設や再エネの種類、立地に関する影響のほか、蓄電池と水素製造技術の並立による影響についても検討を行う必要があると考えられる。

## 謝辞

ソフトウェア開発にあたって協力いただいた株式会社構造計画研究所の皆様に感謝いたします。

## 参考文献

- 1) 立川雄也、“再エネ普及拡大を踏まえた水素を用いたエネルギー融通ポテンシャルの検討” 第 41 回水素エネルギー協会大会予稿集, 2A12 (2021)
- 2) “でんき予報 (電力のご使用状況)” 九州電力送配電ホームページ (2022 年 9 月)

東京工業大学環境・社会理工学院イノベーション科学系  
教授 辻本 将晴

## Promotion of the P2G by microgrid in Japan

Masaharu Tsujimoto

*Department of Innovation Science, School of Environment and Society, Tokyo Institute of Technology*

### Abstract

The hydrogen energy social system that is compatible with the Japanese context and situation have to be built. Moreover, the sustainable growth scenario that can guarantee economic viability must be drawn up and realized. On the other hand, the structure of the social system is not explicit. In order to address this issue, firstly, an 'ecosystem' was presented as a useful concept for considering social systems. Secondly, its design and implementation process were defined. In line with this process, three ecosystem designs are explicitly presented, and actual prototypes are created in collaboration with potential customers for the realization of each design, with the aim of social implementation.

### 4- (1) 緒言

日本の状況に適合的な水素エネルギー社会システムを構築し、経済性を担保できる持続可能な成長シナリオを描き実現していかなければならないが、その社会システムの像が明示的ではない。この課題に対応するために、社会システムを検討する上で有用な概念としての「エコシステム」を提示し、その設計と実装プロセスを定義した。当該プロセスに沿って、3つのエコシステム設計を明示的に示した上で、それぞれの実現に向けて、潜在顧客と協働しながら実際にプロトタイプを作成し、社会実装を目指している。

### 4- (2) 研究方法

エコシステムの設計・実装プロセスに沿って3つのエコシステム像を示し、潜在顧客と協働しながらプロトタイプを作成し、経済性をクリアした持続可能なエコシステムの実現に向けて研究開発を行う。その中で課題を発見し解決していくことを繰り返し、実現可能性を高める。

#### ① エコシステムとは

エコシステムとは利用者がプロダクト／サービスシステム全体を利用できるようにするために必要な構成要素の全てを意味する (Tsujimoto et al.,2018)。すなわち、関与する規制、技術、市場 (ユーザ) のすべてを含むシステムである。マイクログリッドが技術的に成立していても、その関連規制の整備や市場による受容がなければエコシステムは成立しない (図 1)。

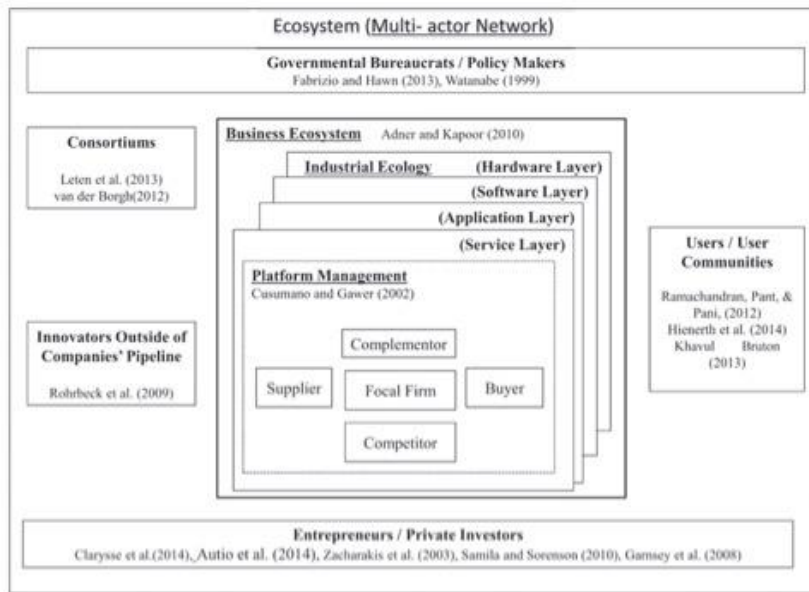


図1 エコシステム (Tsujiimoto et al.,2018)

## ② エコシステムの設計・実装プロセス

多くの先行研究やケーススタディ、実際の取り組みから、エコシステムの設計・実装プロセスを定義した。エコシステムの設計・実装における重要な前提事項は次の3点である。第一に、エコシステムは設計することができる人工物であるということである。第二に、ただしその振る舞いは自律的なアクターの行動とその連鎖によって予測が難しいということである。第三に、エコシステムの実装のためにはアクターの行動原理の深い理解とエコシステムを動作させる中でのフィードバックによるマネジメントが必要であるということである。

エコシステムの設計・実装プロセスは次の3つのフェーズと15のプロセスで構成される。

### 第1フェーズ：エコシステム設計フェーズ

1. ビジョンの定義：誰のためにどのような価値を創出するのか
2. 達成目標の定義：いつまでに何を達成するのか
3. 顧客への価値提供のために必要な機能の定義
4. 必要な機能を実現するための仕様の定義
5. オーケストレータを含む各機能を担うアクターの配置計画策定

### 第2フェーズ：エコシステム詳細設計フェーズ

6. 資金・情報・知財などの権利の流れと帰属のチェック
7. 必要コストの推定
8. 顧客の支払い意欲の確認
9. オーケストレータを含むアクターへのインセンティブ配分構造の検討
10. ガバナンス体制とルールの設定と合意：意思決定プロセス、役割、権限と責任

### 第3フェーズ：エコシステム実装フェーズ

11. 短期・中期・長期のシナリオとポートフォリオの検討
12. 各種リスク（プロダクトリスク・マーケットリスク・カスタマーリスク）の確認と検証
13. プロトタイプテスト（MVP: Minimum Viable Product、MVE: Minimum Viable Ecosystem）

14. スケールアップ

15. 達成目標の達成度評価とエコシステム設計の見直し、フィードバック

### ③ 3つのエコシステムの研究開発と社会実装

#### i GeoFree1：キャンピングカー・キッチンカーの組み込み電源

本研究では3つのプロトタイプを構築している。それぞれを GeoFree1(GF1)、GeoFree2(GF2)、GeoFree3(GF3)と呼んでいる。GF1(図2)についてはリードユーザー候補であるキャンピングカーユーザーの強いニーズを発見しつつある。具体的には、キャンピングカーメーカーの担当者に対するインタビューの中で、キャンピングカーユーザーは車中泊で様々なところに自由に泊まりたいという強いニーズを持っていることがわかってきた。例えば車中泊でスキーゲレンデのすぐ横で宿泊し、出たらすぐにスキーができる、誰もいない系統電源もない場所で星を見る、といったニーズが非常に強いことなどである。この場合、系統から長いコードを引いてくることができるような特殊な場所ではすでにサービスが実行されることもあるそうだが、本拠点が提供するようなモジュールがあればどこでも車中泊可能となり、キャンピングカーの使い方が大きく変わる可能性がある。このような高い付加価値が水素のコストの高さを吸収できる可能性があると考えられる。

現状では、キャンピングカーに大型のリチウムイオン電池を持ち込むことで電力を使用しているが、十分な電力を使用できるわけではないため上記のニーズは満たされていない。そこで、GF1のプロトタイプをキャンピングカーに組み込み、実際に使用することで潜在顧客がどの程度の支払い意欲を持つかを実証することに取り組もうとしている。



図2 GF1 プロトタイプ



図3 GF2 プロトタイプ

図4は現時点でのGF1のエコシステム設計である。これまでキャンプ需要や観光需要を取り込めなかった地方の活性化に資するという価値も提示できると考えている。GF1を搭載したキャンピングカーはレンタルやリースで提供することでエンドユーザーの初期負担を抑えることができる。

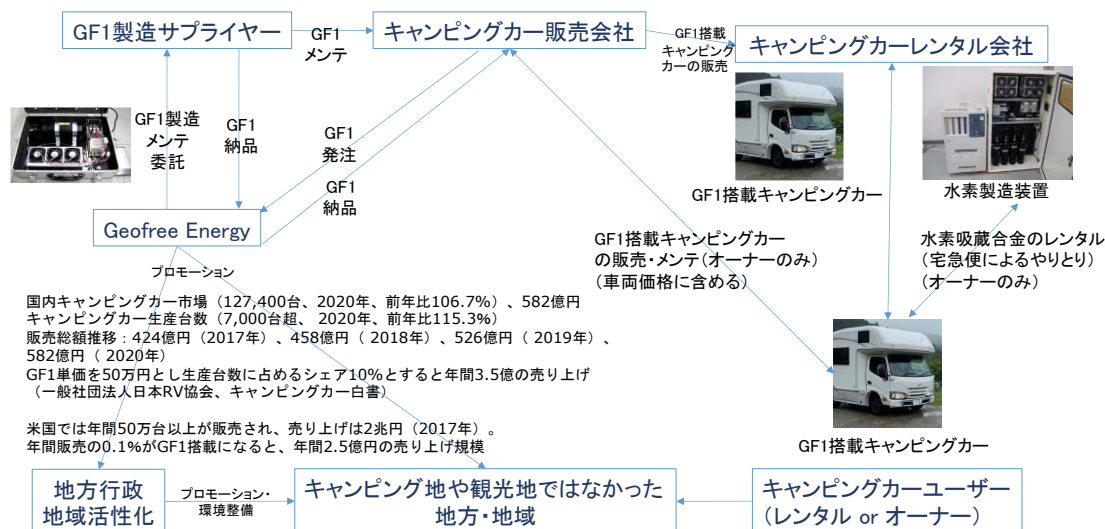


図4 GF1 エコシステム設計

ii GeoFree2：多用途向けプラットフォーム

GF2 (図3) は様々な用途に利用できるよう想定されたプロトタイプである。具体的には、家庭用電源、放送局 (夜間撮影)、工事現場 (夜間作業)、通信基地局、僻地電源、災害用電源などが想定される。これらのユーザーに実際にテスト利用してもらいながら需要側からの反応を得ている。すでに建設現場やキッチンカーなどでの利用についての潜在顧客からのテスト利用要望が来ている。それらの潜在顧客に利用してもらいながら、支払い意欲の確認を行い、コスト計算、実用上必要な耐久性のある製品化・事業化に向けて発展させていく予定である。

iii GeoFree3：港湾を起点とした物流の水素エネルギー化のためのコンテナ型電源の利用

GF3 はコンテナ型電源を想定しており、次のシナリオについて関係するアクターと対話している。

- a 港湾を拠点とする：褐炭運搬、汚泥からの水素製造、太陽光パネル・水電解からの水素製造
- b 港湾内を水素化：フォークリフト、コンテナトラック、大型クレーンを水素化。小型水素ステーション設置。コンテナトラックについては水素エンジンか、FCEV。
- c コンテナトラックが大型物流拠点まで移動するので、大型物流拠点に水素製造機能を設置 (太陽光パネル・水電解)、一般のFCEVにも水素供給の可能性はある。
- d 下水処理場などで水素製造を行い水素ステーション機能を持つ。
- e 小型の配送車両のEV化が進んでいく中で、小型物流拠点にGF3を設置する。
- f 水素をガス会社 (もしくは別の会社) が大型物流拠点や下水処理場から配送することで、小型物流拠点でGF3が稼働、EVステーションとしても機能する。

参考文献

1) Masaharu Tsujimoto, Yuya Kajikawa, Junichi Tomita, Yoichi Matsumoto, A review of the ecosystem concept Towards coherent ecosystem design, Technological Forecasting and Social Change, Volume 136 (2018) Pages 49-58, <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2017.06.032>.

東京大学大学院工学系研究科電気系工学専攻  
特任研究員 吉岡 剛

## The Study of a coproduction system of electricity and hydrogen in region

Tsuyoshi Yoshioka

*Dept. of Electrical Eng. and Information Systems, Graduate School of Engineering, The University of Tokyo*

### Abstract

Although the development of individual technologies related to hydrogen energy is progressing, economical hydrogen energy system doesn't have been developed. In this study, we constructed a business model for a coproduction system of electricity and hydrogen in a region that utilizes renewable energy sources. we evaluated the business feasibility, and analyzed the conditions for establishing the model.

### 5－（１）緒言

世界的に脱炭素化に向けた取り組みが進んでいるなか、日本でも2020年10月に「2050年カーボンニュートラル」が宣言された。そうした中、水素エネルギーは、民生部門だけではなく、産業、運輸などの多様な分野への用途で活用が可能であり、エネルギーセキュリティ強化とともに脱炭素化の有力なエネルギーとして期待されている。一方、水素エネルギーに関連する技術として、水素製造、貯蔵、輸送などの個別技術の研究開発は進んでいるが、経済性を有する水素エネルギーシステムの構築に関する研究は少ない。また、日本では2012年から始まった固定価格買取制度により、再生可能エネルギーの導入が進んでおり、とりわけ太陽光発電の導入量が多くなっている。しかし、再生可能エネルギーの導入拡大にあたり、系統接続の容量や発電出力の予測誤差によるインバランスなどの問題が生じている。そこで本稿では、変動性再生可能エネルギーの課題解決を図りながら、再生可能エネルギー電力を用いて水素製造を図る電力・水素複合エネルギーシステムを提案し、自治体レベルでの規模での導入を想定した事業性評価を行う。

### 5－（２）研究方法

自治体規模のエネルギー需要家地域を対象に、電力・水素複合エネルギーシステムを導入した場合の事業性について評価を行う。

#### ① 対象事業

再エネ発電を保有した小売電気事業者（以下、新電力事業者）が電力小売を行う場合、再エネ発電の予測誤差によるインバランスペナルティが新電力事業のリスク要因となる。これを解決する手段として、再エネのインバランス電力を用いた水素の製造・販売を行うことでリスクヘッジを行うこととする。そこで本稿で評価する事業は、新電力事業者が事業主体となって水電解装置を保有し、製造した水素を販売する事業とする。

#### ② 電力・水素複合エネルギーシステム

近年、地域の再エネ活用等を図るために地域新電力の設立が進んでいるが、卸電力市場の高騰や再エネ発電を保有する場合はインバランスの対応などが経営リスクとなっている。一方、水素エネルギーの活用においては、水素の製造から利用までのサプライチェーンの構築が必要である。そこで本稿では、地域新電力の抱えるインバランスリスクをヘッジしつつ、効率よく水素を製造し、高付加価値となるモビリティ燃料として水素を利用する事業として、図1に示す「電力・水素複合エネルギーシステム」を検討する。本システムを用いた事業モデルの概要を以下に示す。

- ・ 原料、製造：新電力が保有する再エネ発電のインバランス対策として、余剰インバランス電力を用いて再エネ発電サイト内で水素製造を行う。
- ・ 貯蔵、供給：再エネ発電所のサイト内近くに併設する水素ステーションから主にモビリティ用燃料として水素供給を行う。
- ・ 利用：FCバス、FCトラックなどの一定規模かつ安定需要が見込まれるモビリティに水素供給を行う。また、可搬式小型FCなど、水素を高付加価値に扱える需要にも展開を図る。

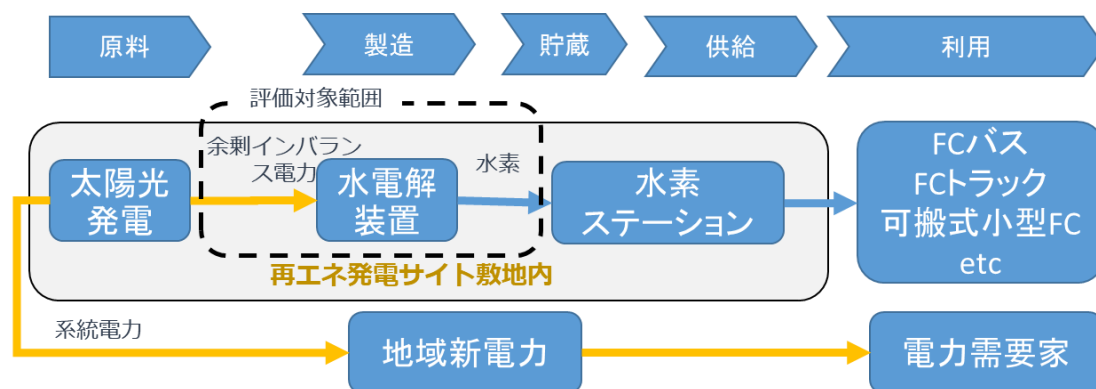


図1 事業モデルイメージ

### ③ 前提条件

事業収支の検討において、重要な要素となる再エネ発電と水素製造装置について、前提条件を以下に示す。

#### イ) 再エネ発電からの電力調達

本稿では太陽光発電の予測誤差は式(1)に示すラプラス分布に従うとし(高橋ら(2017)<sup>1)</sup>、この誤差の分布を式(2)~(7)に示す6つに分割する。この6つに分割した予測誤差の分布において、電力小売りに用いる太陽光発電の計画値を最も小さい分布の(7)に設定し、余剰インバランス分を水素製造に用いることが経済的に最適であるとする既往研究(Matsushashi and Yoshioka(2018)<sup>2)</sup>に従い、本稿でも同様の設定とした。計算に用いる太陽光発電の発電データおよびインバランスの発生条件を以下に示す。

- ・ 太陽光発電出力：10,000kW
- ・ 設置場所：福岡
- ・ 設備利用率：17.7%
- ・ 発電パターン：福岡の全天日射量データ(2021年度気象庁)から30分データに分割



- ・発電予測誤差率：PVの予測誤差は、国内の一般送配電事業者でも18.3%～34.1%（前々日16時配分値：2018.4.1～2019.1.31）であることから、予測誤差の分布は以下の式に従うとし、予測誤差 $\sigma$ は20%とした。

$$P(dx) = \frac{1}{\sqrt{2\sigma}} \cdot e^{-\frac{\sqrt{2}|dx|}{\sigma}} \quad (1)$$

$$S(1) = \{dx \mid -4.1\sigma \leq dx \leq -2.1\sigma\} \quad (2)$$

$$S(2) = \{dx \mid -2.1\sigma \leq dx \leq -0.8\sigma\} \quad (3)$$

$$S(3) = \{dx \mid -0.8\sigma \leq dx \leq 0\} \quad (4)$$

$$S(4) = \{dx \mid 0 \leq dx \leq 0.8\sigma\} \quad (5)$$

$$S(5) = \{dx \mid 0.8\sigma \leq dx \leq 2.1\sigma\} \quad (6)$$

$$S(6) = \{dx \mid 2.1\sigma \leq dx \leq 4.1\sigma\} \quad (7)$$

P：誤差 dx の発生確率、dx：平均値からの誤差、  
 $\sigma$ ：平均二乗誤差（RMSE）

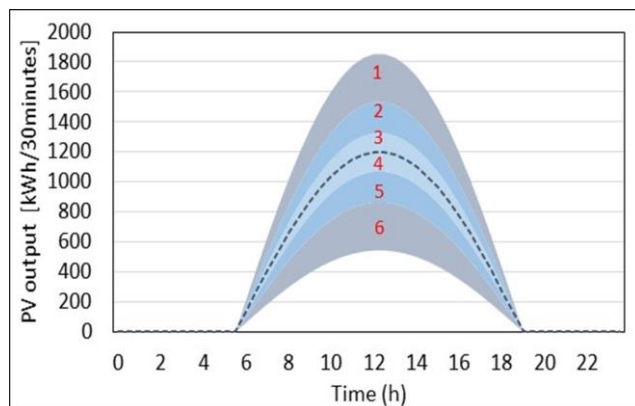


図2 太陽光発電の予測誤差の分布イメージ（Matsubishi and Yoshioka（2018）<sup>2)</sup>）

#### ロ) 水素製造（コスト、設備利用率）

水素製造はPEM形水電解装置を想定し、水電解消費電力やコストは文献<sup>3,4</sup>をもとに、2030年頃の見積値を採用した（エネルギー消費量：4.5kWh/Nm<sup>3</sup>、システムコスト：65千円/kW）。水素製造における経費として、再エネ発電の電力調達コスト、ユーティリティ費（水道使用料）、保険料（設備費の0.8%）、修繕費（5.9千円/(Nm<sup>3</sup>/h)）を計上した。人件費や土地代等は水素ステーション側のコストとしてみることとし、本計算の対象外とした。水素製造設備容量は予測誤差の大きさに応じてIRR（Internal Rate Of Return:内部収益率）を最大化する設備容量を計算した。なお、水素製造設備の処理能力を超えた再エネ発電の余剰電力は、ダミーロード（疑似負荷）により消費すると想定した。

#### ④ 事業性評価

これまでに想定した事業を対象に、再エネ発電のインバランス電力の発生モデル（1年間（30分毎））を作成し、各要素の時間別単価を用いて、事業の損益計算書、キャッシュフロー計算書を作成した。この計算書をもとにDCF（Discounted Cash Flow）法により各事業のIRR（事業期間：15年）を算出した。なお、再エネ電力調達単価を2円/kWh、水素販売単価を50円/Nm<sup>3</sup>として計算した。

### 5－（3）結果と考察

#### ① 結果

これまでに設定した条件において対象事業のIRRは3.35%となり、本再エネ発電の事業規模で、経済最適となる水電解設備の容量と設備利用率は、309m<sup>3</sup>/h、39.8%となった。このときの水素製造設備の費用は、システムコスト（水電解装置、純水素製造装置）、受変電設備、水素貯蔵装置、工事費（各装置・設備費の25%）の合計として248,099千円とした。また、製造される水素は、1,077,756Nm<sup>3</sup>/年であり、これはFCVバス25台分（1台あたり42,825Nm<sup>3</sup>/年の需要とした）の需要となる。

再エネ電力購入単価、水素製造装置コスト、水素販売単価をそれぞれパラメータとしてベースケースに対して感度分析を行った結果を図2に示す。

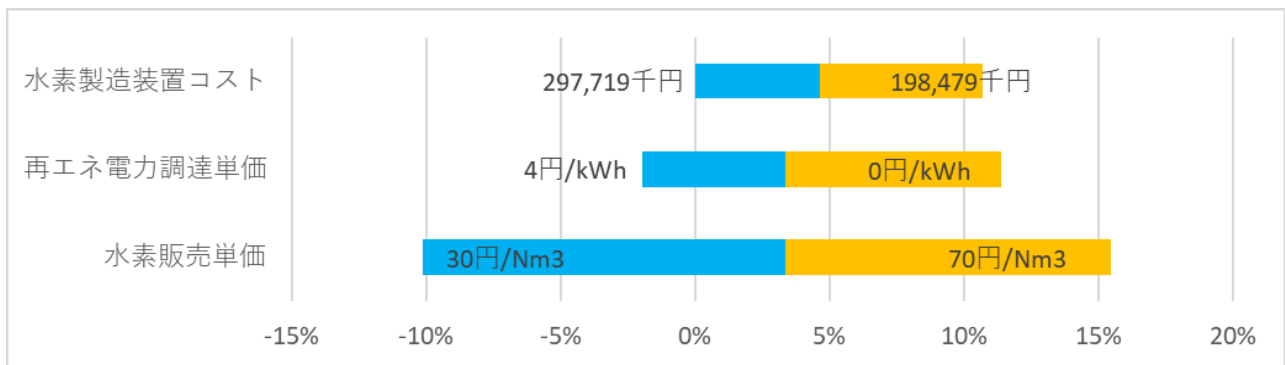


図3 対象事業におけるIRRの感度分析結果

## ② 考察

将来的に水素製造設備のコストが低減し、本稿で設定したような条件のもとでは、水素製造事業が事業性を有することが示された。ただし、このようなシステムの構築には、再エネ発電のインバランス電力のような価値の低い電力の活用、輸送等に大きなコストがかからない、水素の付加価値を高める安定需要の確保などが必要である。また、感度分析結果より、各要素がIRRにどの程度の影響を与えるか把握した。特に水素販売単価は長期的な見通しが難しいため、事業化検討の際には注意が必要であると考えられる。

水素エネルギーシステムの普及に向けて、短中期的には本稿で示したような自治体レベルの規模でのシステムを設置していき、長期的にはそれぞれの地域を繋ぐ水素インフラネットワーク構築しながら多様な用途へ水素利用を図りながら脱炭素化社会を目指していくことが必要だと思われる。

## 参考文献

- 1) 高橋 雅仁、松橋 隆治(2017) 重回帰分析を用いた系統エリア大の風力発電・太陽光発電の出力予測と予測誤差特性の分析、エネルギー・資源学会論文誌 2017 年 38 巻 5 号 p. 1-8
- 2) Matsushashi Ryuji and Yoshioka Tsuyoshi(2018) Optimal design of a coproduction system of electricity and hydrogen to manage imbalances resulting from forecast errors in photovoltaic outputs, E3S Web Conf. Volume 64, 2018 2018 3rd International Conference on Power and Renewable Energy.
- 3) NEDO 技術開発機構：NEDO 燃料電池・水素技術開発ロードマップ  
 <[https://www.nedo.go.jp/library/battery\\_hydrogen\\_2010.html](https://www.nedo.go.jp/library/battery_hydrogen_2010.html)>、2022.10.1 参照
- 4) NEDO 技術開発機構：燃料電池システム等実証研究（第2期 JHFC プロジェクト）報告書

本研究は一般財団法人トヨタ・モビリティ基金の支援により実施されました。



2023年11月発行

本報告書は「2022 HESS 特別講演会」予稿集を再構成して転載したものです。  
(一般社団法人水素エネルギー協会 許諾済)