

APEC 地域における再生可能エネルギー水素の経済性評価

Evaluation of the Economics of Renewable Hydrogen Supply in the APEC Region

闕 思 超 * · 柴 田 善 朗 **
Sichao Kan Yoshiaki Shibata

This paper presents the economics of renewable hydrogen in APEC region. With the cost reduction of renewable electricity, innovation of electrolyzer, hydrogen liquefier, storage, shipping, and other relevant technologies the fuel cost of imported renewable hydrogen for power generation was estimated to be JPY 51–69/Nm³ around 2030. To reach the government target (JPY 30/Nm³), acceleration of cost reduction over all the supply chain processes is required. Fuel cell vehicle hydrogen supply cost using domestic renewable electricity could be as low as 80JPY/Nm³ around 2030.

Keywords : Hydrogen, Renewable Energy, APEC

1. 背景・目的

水素はエネルギーシステムの低炭素化のみならず、多様なエネルギー源から製造できるためエネルギーセキュリティ改善への貢献も期待されている。海外からのCO₂フリー水素の日本への供給を考えると、エネルギー供給の中東依存度削減のために、多様なエネルギー資源を有するAPEC地域は水素の供給源として期待できる。

本研究は再生可能エネルギー(以下:再エネ)電力を用いたCO₂フリー水素の生産に着目し、APEC地域主要国における再エネ水素の製造コスト、日本への輸入コストを推計し、輸入再エネ水素の経済性を分析する。また、輸入再エネ水素と国産再エネ水素の経済性の比較も行う。

2. 再エネ水素供給の経済性評価の手法

2.1 水素供給チェーンの想定

再エネ水素には、国内生産と海外輸入の二つの供給源が考えられる。国産水素の供給コストは水素製造コストと国内輸送コストで構成される。輸入水素の場合は、水素製造コスト、生産国における水素の輸送・貯蔵コスト、水素の国際輸送コスト、国内受入基地費用、国内輸送コストから構成される。

本研究では、エネルギーキャリアには比較的成本データ等が入手しやすい液化水素、生産国における水素輸送は水素パイプラインを想定する。図1に水素生産地から国内受入基地までのフローを示す。

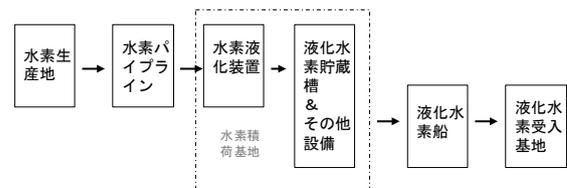


図1 水素輸入チェーン

2.2 コスト推計の手法

水素サプライチェーンの各プロセスで発生する費用は設備費(初期投資)、運転維持費、用役費用(電力、水等の費用)である。各プロセスにおける単位当たりの水素コストは以下の式で計算する:

$$\text{単位当たりの水素コスト (円/Nm}^3\text{)} = \text{均等化設備費} + \text{均等化運転維持費} + \text{均等化ファイナンス費用} + \text{用役費用}$$

均等化費用は以下の式で計算する:

$$\text{均等化費用} = \frac{\text{該当費用の現在価値}}{\sum_{t=1}^n \frac{\text{年間水素量}}{(1+\text{割引率})^{t-1}}}$$

ここで、"n"は該当設備の耐用年数である。

用役費用とは水素生産、液化、輸送の過程で投入した燃料(電力)や原料(水)のコストである。

なお、国内受入基地の費用および日本国内の輸送コストは既存研究(文献¹⁾)の結果を参考にする。

* (一財)日本エネルギー経済研究所 主任研究員
〒104-0054 東京都中央区勝どき 1-13-1 イヌイビル・カチドキ

** (一財)日本エネルギー経済研究所 グループマネージャー・研究主幹

3. 前提条件

3.1 再エネ水素生産国の想定

APEC 地域における再生可能エネルギーの資源賦存の状況等に基づき、再エネ水素の供給可能な国と水素生産用再エネ技術を表1に示す。

表1 再エネ水素製造国と再エネ技術

	風力発電	太陽光発電	水力発電
豪州	●	●	
カナダ			●
チリ		●	
中国	●	●	●
メキシコ	●	●	
ニュージーランド	●		●
ロシア			●
米国	●	●	
日本	●	●	

3.2 水電解・輸送の設備費、運転維持費、ファイナンス等

設備費、運転維持費、およびファイナンスに関しては、全ての国に対して同じ前提を置く。また、基準ケースとコスト削減ケースを設定する。文献^{1), 2), 3), 4), 5)}における基準ケースの想定を本研究の基準ケースにする。コスト削減措置の検討がある場合は、それをコスト削減ケースにする。なお、ファイナンスおよび用役費用について、両ケースは同様な想定をする。

(1) 水電解装置

水電解装置は固体高分子 (PEM) 型を想定する。大規模 PEM 水電解装置の仕様とコストの想定は米国エネルギー省の Hydrogen and Fuel Cells Program (文献²⁾) で検討された値を利用する。コスト削減ケースの想定も文献²⁾ で検討されている低コストケースを前提とする。

表2 PEM水電解装置の主要前提

項目	単位	基準ケース	コスト削減ケース
プラントキャパシティ	kg-H ₂ /日	50,000	
単位当たり電力消費量	kWh/kg-H ₂	50.2	45.0
耐用年数	年	20	
初期投資	百万米ドル	44	35
運転維持費	%/設備費/年	8.5%	
為替	2015年	121	

(出所) 文献²⁾, 世界銀行等

なお、再エネ発電の全量を水素生産に投入することを前提とする。従って、水電解の電力供給コストは再エネ発電コストとなる。また、水電解装置の設備利用率は再エネ発電設備の設備利用率と同じとなる。

(2) 水素輸送・液化・貯蔵

水素パイプライン (圧縮機を含む)、水素液化設備、積荷基地、液化水素船等に関する諸前提は米国エネルギー省及び独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) の研究 (文献^{1), 2), 3), 4), 5)}) で検討されている条件を参照する。

水素パイプライン、水素液化基地、積荷基地での供給電力は系統電力を想定する。

表3 水素輸送コスト試算の前提想定

前提	基準ケース	コスト削減ケース
水素パイプライン	圧縮機容量 (kg-H ₂ /日)	194,070
	圧縮機導入台数 (台数)	5
	パイプライン距離 (km)	79
	圧縮機設備費 (百万ドル/台)	10
	パイプライン設備費用 (百万ドル/km)	0.4
	年間運転維持費 (%/総設備費)	8%
水素液化装置	電力負荷 (kW)	19,500
	液化機容量 (kg-H ₂ /日)	50,000
	導入台数 (台数)	16
	液化効率 (kWh/kg-H ₂)	6.4
	液化機単価 (百万ドル/台)	8
	年間運転維持費 (%/総設備費)	3.6%
積荷基地	液化水素貯蔵容量 (m ³ /基)	50,000
	貯蔵基数 (基数)	4
	電力負荷 (kW)	6,000
	総初期投資 (百万ドル)	878
	年間運転維持費 (%/総設備費)	1.9%
	液化水素タンク容量 (m ³ /タンク)	40,000
液化水素船	タンク数 (基/船)	4
	BOG (Boil-off Gas) 率 (%/日)	0.2%
	船速 (km/h)	30
	荷役 (積荷・揚荷合計) 日数 (日数)	4
	単価 (百万ドル/船)	413
	受入基地 (円/Nm ³)	8
国内配送	水素発電所へ (円/Nm ³)	1.3
	水素ステーションへ (円/Nm ³)	3

(出所) 文献^{1), 2), 3), 4), 5)} による想定

コスト削減ケースでは、水素の積荷基地と受入基地の単価は文献¹⁾ で想定された2050年時点の最大削減ケースの結果を利用している。

(3) ファイナンス

割引率5%、税率1.4%、減価償却期間15年、自己資本比率100%を想定する。為替レートは2015年の平均値を利用する。

3.3 用役費用

再エネ水素の大規模生産は2030年頃から導入開始されるものと想定し、水素生産に投入する再エネ電力の発電コスト、水素液化・輸送・貯蔵段階で消費される系統電力の供給コストも2030年時点を想定する。

表4 用役費用の想定

	風力		太陽光		水力		水供給コスト (\$/m ³)	系統電力供給コスト (\$/kWh)
	発電コスト (\$/kWh)	稼働率	発電コスト (\$/kWh)	稼働率	発電コスト (\$/kWh)	稼働率		
豪州	0.049	30%	0.038	22%			1.50	0.095
カナダ					0.034	54%	2.67	0.075
チリ	0.044	27%	0.027	25%			1.30	0.103
中国	0.044	24%	0.029	17%	0.033	41%	0.61	0.092
メキシコ	0.041	27%	0.031	22%			0.87	0.065
ニュージーランド	0.051	38%			0.034	52%	0.91	0.087
ロシア					0.055	39%	0.42	0.020
米軍	0.050	34%	0.030	21%			1.01	0.068
日本	0.066	21%	0.058	15%			1.53	0.111

(出所) 文献^{6), 7), 8), 9), 10)} および各資料に基づいた推計・想定

将来の再エネ発電コストは、現状の設備費用、運転維持費、稼働率、ならびに将来のコスト削減幅 (文献^{6), 7), 8)}) を参考に想定する。一部の国では売電価格を参考にして、発電コストの値を調整する。日本における再エネ発電コスト

は調達価格等算定委員会で検討した目標価格を利用する。

系統電力の供給コストは、各国における現状の電気料金水準、および将来の平均発電コストで推計する。水素製造に投入した水の単価は各国における工業用水料金を参考に設定する。

4. 結果

4.1 基準ケース

(1) 水素製造コスト

試算結果（図2）によると、水力発電による水素の生産が安価である。太陽光発電の発電コストが将来も継続的に低減するなら、チリ、メキシコ、米国等日射条件が良い国での太陽光発電による水素製造の可能性が期待できる。なお、日本の再エネ水素の生産コストがAPEC地域内で最も高い水準である。

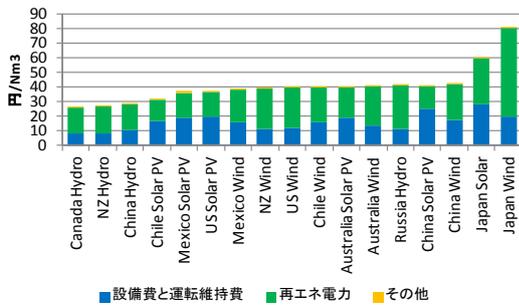


図2 主要国における再エネ水素の生産コスト

(2) 再エネ水素の輸入コスト

海外で生産された再エネ水素を国内の水素発電プラントに供給する場合のプラント引き渡しコストを図3に示す。

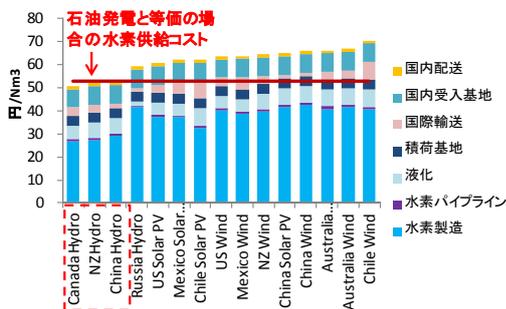


図3 再エネ水素のプラント引き渡しコスト

既往調査において2030年の石油火力発電単価（38.5円/kWh）と同等の水準に到達するために求められる水素価格（プラント引き渡しコスト）は52.6円/Nm³と試算されている（文献⁴）。輸入再エネ水素のプラント引き渡しコストは50.7円/Nm³～69.1円/Nm³となり（図3）、水素発電が

石油火力発電と競合できる水素の供給源は、カナダ、ニュージーランド、中国の水力に限られる。

(3) 国産再エネ水素の経済性検証

輸入再エネ水素と国産再エネ水素の経済性の比較は、水素の国内配送の手前段階とする。すなわち、国産再エネ水素の生産コストを、図3に示した国内受入基地までのコストと比較する。生産国での水素輸送・液化・貯蔵、国際輸送と受入基地の費用が発生しないため、国産再エネ水素の供給コストは輸入再エネ水素に匹敵することが分かる（図4）。

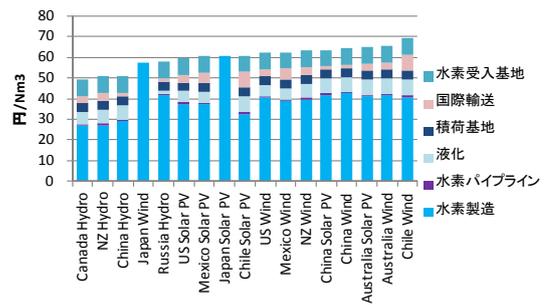


図4 国産再エネ水素と輸入再エネ水素のコスト比較

4.2 コスト削減ケース

輸入水素を発電用、国産水素を燃料電池自動車（FCV）燃料用として、コスト削減ケースの結果を検討する。

(1) 発電用輸入再エネ水素

コスト削減ケースにおける輸入再エネ水素の発電プラント引き渡しコストを図5に示す。

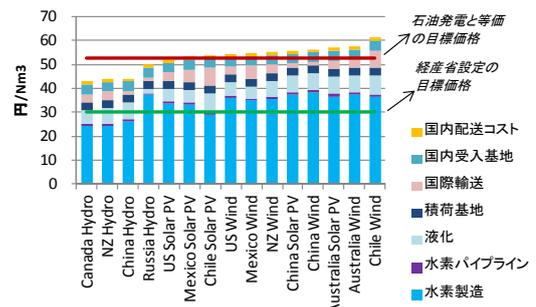


図5 コスト削減ケースの水素輸入コスト

コスト削減ケースでは、石油発電と競合可能な輸入再エネ水素の供給源が太陽光発電由来の水素にも広がる。

しかし、経済産業省の“水素・燃料電池戦略ロードマップ”での2030年頃の発電事業用水素のプラント引き渡し価格の目標30円/Nm³（文献¹¹）に到達するためには、更なる再エネ発電コストの低減や、サプライチェーンにおける各

プロセスのコストの低減の加速が求められる。

(2) 燃料電池自動車用国産再エネ水素

国産再エネ水素の生産コストは基準ケースでは、60 円/Nm³ 程度であったが(図4)、コスト削減ケースでは51-55 円/Nm³ まで低減することができる(図6)。

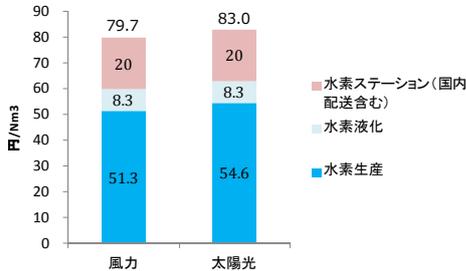


図6 国産再エネ水素を利用した場合のFCV用水素供給コスト(コスト低減効果込み)

国内配送を含めた水素ステーションのコストに関しては、大型化と学習効果によって20 円/Nm³ 台(水素キャリアが液化水素の場合)まで低減可能とされている(文献¹⁾)。また、国内水素液化コストは8.3 円/Nm³ となることから(表3と表4に示した条件のもとで計算)、国産再エネ水素を利用した場合のFCV燃料コストは79.7 円/Nm³ まで低減できる(図6)。

5. まとめ

輸入再エネ水素を国内の水素発電に供給する場合、2030年時点でもかなり高く(51 円/Nm³~69 円/Nm³)、カナダ、ニュージーランド、中国の水力発電から製造する水素のみが石油火力発電と競合できる水準である。水電解や水素輸送のコスト削減をした場合、石油発電と競合できる水素供給源が太陽光発電由来の水素にも広がる。しかし、輸入再エネ水素が政府目標価格(30 円/Nm³)に到達するためには、更なるコスト削減が求められる。

一方、国産再エネ水素の生産コストは輸入再エネ水素に匹敵することが分かった。水電解を中心にコスト低下が実現すると、国産再エネ水素の製造コストは51 円/Nm³ まで低減できる。水素ステーションのコストも最大限に削減した場合、国産再エネ水素を供給源としたFCV用の水素供給コストが80 円/Nm³ 弱となる。

本研究は、アジア太平洋エネルギー研究センター(APERC)との共同研究における一部の研究結果をまとめたものである。

参考文献

1) NEDO; 水素利用等先導研究開発事業エネルギーキャ

リアシステム調査・研究エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解析、(委託先)一般財団法人エネルギー総合工学研究所、(2016)。

- 2) DOE; Hydrogen Production Cost from PEM Electrolysis, DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record, https://www.hydrogen.energy.gov/h2a_production_documentation.html. (アクセス日 2017. 10. 28)
- 3) NEDO; 国際連携クリーンコール技術開発プロジェクト:クリーンコール技術に関する基盤的国際共同研究(低品位炭起源の炭素フリー燃料による将来エネルギーシステム(水素チェーンモデル)の実現可能性に関する調査研究)、(委託先)川崎重工業株式会社、(2012)。
- 4) NEDO; ゼロエミッション石炭火力技術開発プロジェクトクリーン・コール・テクノロジー実用可能性調査(低品位炭利用促進事業可能性に関する検討:豪州の低品位炭から水素を製造するバリューチェーンの改善に関する検討)、(委託先)川崎重工業株式会社、電源開発株式会社、(2015)。
- 5) DOE; DOE Hydrogen and Fuel Cells Program: System Analysis, https://www.hydrogen.energy.gov/h2a_analysis.html. (アクセス日 2017. 10. 28)
- 6) IRENA; The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025, (2016)。
- 7) Fraunhofer ISE; Current and Future Cost of Photovoltaics. Longterm Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems, (2015)。
- 8) Agora Energiewende. "Future Cost of On-shore Wind" (2017), https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Future_Cost_of_Wind/Agora_Future-Cost-of-Wind_WEB.pdf. (アクセス日 2017. 10. 28)
- 9) IEA; Energy Prices and Taxes, Volume 2016 Issue 4, (2016)
- 10) APERC; APEC Energy Demand and Supply Outlook 6th Edition, (2016)
- 11) 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~水素社会の実現に向けた取組の加速~, (2016)。
- 12) IEA; Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells, (2015)。
- 13) 調達価格等算定委員会;平成 29 年度以降の調達価格等に関する意見、(2016)。
- 14) 柴田善朗; 再生可能エネルギーからの水素製造の経済性に関する分析, エネルギー経済, 第41 巻, 第2号, (2015)。