空間情報を考慮したカーボンフリー水素のポテンシャル推計および経済性評価

勝又 遼太^{*1}, 古林 敬顕^{*2}, 中田 俊彦^{*2}, 松本 満^{*3}

Supply potential estimation and economic evaluation of carbon free hydrogen considering spatial information

Ryota KATSUMATA^{*1}, Takaaki FURUBAYASHI^{*2}, Toshihiko NAKATA^{*2}
and Mitsuru MATSUMOTO^{*3}^{*1,*2} Tohoku University, Graduate School of Engineering

Department of Management Science & Technology

6-6-11-815 Aramaki Aza Aoba, Aoba-ku, Sendai-shi, Miyagi 980-8579, Japan

^{*3} Toyota Central R&D Labs., Inc.

41-1 Yokomichi, Nagakute-shi, Aichi 480-1192, Japan

Received 6 April 2016

Abstract

In this study, we estimate supply potential of carbon-free hydrogen from wind power in Japan using spatial information such as wind speed and the land use. Then, hydrogen supply cost is revealed for every municipality in the Tohoku districts considering hydrogen production to distribution. The estimation indicates that the supply potential of carbon-free hydrogen in Japan is as much as 205 billion Nm³/year. With that amount of hydrogen a fuel cell vehicle can drive 3,030 billion km. When a high-pressure gas transport system is used for delivery of carbon-free hydrogen from each municipalities to Sendai city, the hydrogen supply cost ranges from 159.8 to 257.0 JPY/Nm³, and the average cost is 180.6 JPY/Nm³. If all cost component of carbon-free hydrogen supply system are replaced by the future cost target, the supply cost range decreases to 82.4~137.3 JPY/Nm³ and the average cost is 99.4 JPY/Nm³. The driving cost of fuel cell vehicle by this future hydrogen supply cost ranges 5.60~9.31 JPY/km and the average cost is 6.72 JPY/km. This cost is cheaper than 7.01 JPY/km of the internal combustion engine vehicle fueled with gasoline.

Key words : Carbon-free hydrogen, Supply potential, Cost estimation, Wind power, Hydrogen delivery, Spatial information

1. 緒 言

水素のエネルギー利用は、化石燃料の依存軽減や温室効果ガスの排出量削減を可能とする方策として注目されている。水素は、多様な資源から製造可能であること、多様なエネルギー需要部門へ供給できること、エネルギー利用時に発生する物質は水のみで環境影響が少ないこと、以上が他のエネルギーと比較して優位である。

水素は、すでに産業用マテリアルとして国内流通しているもので、水素利用産業部門へは十分な水素製造能力を保有している。勝又ら(勝又他, 2016)は、国内の水素のマテリアルフローを作成し、エネルギー利用可能な水素供給余力が十分に存在することを明らかにした。一方で、CO₂ 排出量の大幅削減やエネルギー自給率向上のためには、再生可能エネルギー由来の水素を利用する必要があることも明示した。

再生可能エネルギーおよびカーボンフリー水素の供給ポテンシャル推計としては、Levene ら(Levene et al., 2007)

No.16-00119 [DOI:10.1299/transjsme.16-00119], J-STAGE Advance Publication date : 5 October, 2016

^{*1} 東北大学大学院 工学研究科 (〒980-8579 宮城県仙台市青葉区荒巻字青葉 6-6-11-815)

^{*2} 正員, 東北大学大学院 工学研究科

^{*3} (株) 豊田中央研究所 環境・エネルギー2部 主任研究員 (〒480-1192 愛知県長久手市横道 41-1)

E-mail of corresponding author: nakata@m.tohoku.ac.jp

が米国を対象として風力・太陽光発電のポテンシャル量を求めて、電気分解にて製造可能な水素量を算出している。環境省地球環境局(環境省, 2011)では、日本国内における風力、太陽光、地熱、小水力による発電ポテンシャルを推計している。Wang ら(Wang et al., 2014)は、福島県の各再生可能エネルギーポテンシャルを推計している。本研究では、Levene らと同様に、国内を対象として再生可能エネルギーによる発電ポテンシャルを推計して、その発電量に基づいて製造可能な水素供給量を算出する。

さらに、社会実装を進めるうえで重要な水素供給コストの分析としては、前述の Levene ら(Levene et al., 2007)が、風力・太陽光発電コストと電解装置のコストに基づいて、水素製造コストを算出している。Linnemann ら(Linnemann and Steinbergerwilckens, 2007)は、風力発電による電力、電気分解装置、パイプライン輸送、水素ステーションの各コストを計上して、既存の輸送燃料であるガソリンと経済性を比較している。阿部(阿部, 2008)は、水電解による水素製造技術の特徴を整理したうえで、系統電力と電解装置による水素製造コストを算出している。國分(國分, 2009)は、高圧水素輸送による水素供給コストを評価している。JHFC プロジェクト(石油産業活性化センター他, 2011)では、製油所のナフサ改質による副生水素を高圧水素輸送して、オフサイト水素ステーションへ供給するコストと、都市ガス改質によるオンサイト水素ステーションへの供給コストをそれぞれ算出している。

以上のように、再生可能エネルギー由来の電気分解によって製造するカーボンフリー水素の供給コストの分析事例は少なく、製造、輸送、供給をすべて考慮した推計事例も限られる。さらに、各地域での再生可能エネルギー発電設備の稼働率や需要地との距離が、供給コストに与える影響を解析した先行事例も少ない。

本研究では、空間情報を利用して、CO₂ 排出量がゼロとなるカーボンフリー水素の国内供給ポテンシャルの地域偏在性を評価すると共に、カーボンフリー水素の製造、輸送、供給を考慮した地域ごとの供給コストを算出する。また、水素の供給ポテンシャル量と供給コストの関係も明らかにして、水素利用社会に必須な水素供給の量とコストの長期将来像を提示することを目的とする。

2. カーボンフリー水素の供給ポテンシャル推計

本章では、日本国内におけるカーボンフリー水素の供給ポテンシャルを求めるとともに、日本のエネルギー需要量の動向と比較して CO₂ 排出量低減に向けた実現可能性を検証する。

2・1 解析対象

カーボンフリー水素の供給ポテンシャルの推計にあたっては、日本全国の風力発電による電力を用いて電解装置で製造する水素を対象とする。解析手順を図 1 に示す。はじめに、対象地域を 1 km メッシュに分割した面積 1 km² の風況データ、土地利用情報、標高、傾斜度等を統合して風力発電のポテンシャル量を求める。次に、送電網への連系可能量による制約条件を考慮する。発電ポテンシャル量に PEM 型水電解装置の電解効率を乗じて、国内で製造可能なカーボンフリー水素の供給ポテンシャルを算出する。

Fig. 1 Analyzed flow for carbon free hydrogen supply potential

2・2 解析手法

2・2・1 風力発電のポテンシャル推計

(1) 推計式

風力発電量の推計は、風力発電導入ガイドブック(新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2008)を参照した。1 km メッシュごとに、以下の推計式 (1) ~ (5) に基づいて発電ポテンシャル量を求めた。

$$E_{\text{wind}} = F \cdot \sum_i \{f_i(v_i) \cdot p_i(v_i)\} \cdot 8760 \quad (1)$$

$$F = \frac{S_{\text{available}}}{S_{\text{turbine}}} \quad (2)$$

$$S_{\text{turbine}} = \left(\frac{10D}{2}\right)^2 \pi \quad (3)$$

$$f_i(v_i) = \frac{\pi}{2} \cdot \frac{v_i}{\bar{v}^2} \cdot \exp\left\{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v_i}{\bar{v}}\right)^2\right\} \quad (4)$$

$$p_i(v_i) = \frac{1}{2} \rho A v_i^3 \cdot \eta_{\text{wind}} \quad (5)$$

ここで、 E_{wind} : 風力発電量 [Wh/year], F : 風力タービン設置数 [-], $f_i(v_i)$: Rayleigh 分布による風速 v_i の出現率[-], v : 風速 [m/s], p : 出力 [W], $\bar{v}$: 平均風速 [m/s], ρ : 空気 (1 気圧 15°C) の密度 [kg/m³], A : タービン断面積 [m²], η_{wind} : タービン効率 [-], i : 各風速とする。

はじめに、各風速域における風力タービンの発電出力と出現率を乗じたものを、全風速域に広げて合計する。その値に 8,760 時間と風力タービンの設置数を乗じた値を、各メッシュにおける年間の風力発電ポテンシャルとした (式 (1))。風力発電の設置数は、1 km メッシュ内に存在する風力タービン設置に適した土地の面積から、風力タービン 1 基設置の必要面積を除いて算出する (式 (2))。風力タービン設置の必要面積は、タービンの直径に依存する (式 (3))。風車の風下に形成される風況の乱れたウエーク領域では、風力タービンのエネルギー取得量が大きく減少するために、この領域を避ける設置間隔が必要となる。この面積は、卓越風向の有無によって変化するが、本解析では、顕著な卓越風向が出現しない場合の面積を想定した。この風力タービンの設置必要面積は 0.64 km² と算出されたので、各メッシュの最大設置台数は 1 台と設定する。各風速の出現率は、Rayleigh 分布を用いる平均風速を入力することによって求まる (式 (4))。風力タービンの発電出力は、風力の運動エネルギーにタービン効率を乗じて求めたが (式 (5))、各タービンには、それぞれ発電が可能となるカットイン風速(Start-up wind speed)、定格出力となる定格風速(Nominal wind speed)、強風によるタービンの破損を防ぐために発電を中止するカットオフ風速(Maximum wind speed)が設定されているので、これらの制約を考慮した。

(2) 風力発電の立地条件

風力タービンを設置可能とする場所は、地上高さ 70 m における平均風速 6.0 m/s 以上、標高 1000 m 以下、傾斜度 20° 以下、土地利用区分が田を除く農地、林野地、荒地、海浜、以上をすべて満たす土地を対象とした。平均風速、標高、傾斜の立地条件を満たさないメッシュは、解析対象から除外して、利用可能な土地区分の面積はタービンの設置台数の計算 (式 (2)) に反映した。

(3) 入力データ

平均風速は、局所風況マップ(新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2000)、土地利用情報と標高・傾斜度は、平成 21 年の土地利用 3 次メッシュと平成 23 年の標高・傾斜度 3 次メッシュ(国土交通省, 2015)を利用した。風力タービンの規格は、Vestas 社の V90/2.0MW(Vestas, 2015)を代表モデルとして用いた。このタービンは、直径 90 m

の3枚のブレードから構成され、カットイン風速の3 m/s以上の条件で発電し、12 m/sで定格出力2,000 kWに達する。カットオフ風速は25 m/sであり、風速26 m/s以上では発電を停止する。

2・2・2 カーボンフリー水素の製造ポテンシャル推計

(1) ケース設定

風力発電の出力変動を理由として、送電網を保有する電力会社は連系可能量の上限値を設けている。このため、以下2ケースを想定して、カーボンフリー水素の製造ポテンシャル量を分析した(図2)。

ケースα：電力会社の現状の連系可能量の上限範囲内で水素を製造する。

ケースβ：上記の連系可能量を考慮せず、国内すべての風力発電ポテンシャルを用いて水素を製造する。

Fig.2 System of carbon free hydrogen production

(2) 推計式

カーボンフリー水素のポテンシャルを求める推計式を式(6)、(7)に示す。

$$\text{Case } \alpha : V_{\text{renewable}} = E_{\text{grid\_limit}} \cdot \eta_{\text{PEM}} \quad (6)$$

$$\text{Case } \beta : V_{\text{renewable}} = E_{\text{wind}} \cdot \eta_{\text{PEM}} \quad (7)$$

ただし、 $V_{\text{renewable}}$ ：カーボンフリー水素ポテンシャル [J]、 $E_{\text{grid\_limit}}$ ：電力会社の連系可能量 [J]、 E_{wind} ：風力発電ポテンシャル [J]、 η_{PEM} ：PEM型水電解装置の電解効率 [-]である。ケースαでは連系可能量に電解効率を乗じて、ケースβでは風力発電ポテンシャルに電解効率を乗じて、水素製造ポテンシャルを求めた。

(3) 入力データ

風力発電の連系可能量は、業界発表データ(電気事業連合会, 2015)を用いた。電力10社の連系可能量の合計は、563.5万kWであった。理論上の供給ポテンシャルを求めるために、水素を製造するPEM型水電解装置の電解効率は、将来の効率向上を想定して81%(日本自動車研究所, 2011)を用いた。

2・3 解析結果および考察

2・3・1 風力発電のポテンシャル

図3に、日本国内における1 kmメッシュごとの平均風速データを示す。北海道・東北地域の山岳地帯の平均風速が、特に大きい。また、関東・関西地域などの平野部の大部分では、風速6.0 m/s未満である。図中では、6.0 m/s未満のメッシュは風力発電に適さない土地として、発電ポテンシャルの推計から除外した。

図4に、1 kmメッシュ毎の風力発電ポテンシャルを示す。平均風速や標高、傾斜度の条件に満たない土地は、空白メッシュで表す。北海道・東北地域では平均風速が大きいので風力発電ポテンシャルは大きくなる。関東・関西地域では平均風速が小さく、土地利用の制約も影響して風力発電ポテンシャルは小さい。

表 1 に、各電力会社の連系可能量と風力発電ポテンシャルを示す。連系可能量を考慮しないケース β の風力ポテンシャルは、北海道電力の供給地域が最も大きく 2,653 万 kW に達した。次いで、東北電力の 2,516 万 kW、九州電力の 1,062 万 kW であり、以上の各地域では風力発電ポテンシャルが特に大きい。なお、東京電力、中部電力、関西電力は連系可能量を設定していないため、風力発電ポテンシャルすべてを便宜的な連系可能量として計上した。表内では、この便宜的な連系可能量を括弧内で括り区別している。ケース α の風力発電ポテンシャルは 1,649 万 kW であり、ケース β の風力発電ポテンシャルは 8,645 万 kW であった。

Fig.3 Average wind speed (1 km mesh)

Fig.4 Potential of wind power (1 km mesh)

Table 1 Grid capacity and wind power potential of power companies in Japan

Power company	Grid capacity [million kW]	Wind power potential [million kW]
	Case α (Within grid connection)	Case β (All the potential)
Hokkaido Electric Power	0.56	26.53
Tohoku Electric Power	2.00	25.16
Tokyo Electric Power	(2.21)	2.21
Chubu Electric Power	(3.81)	3.81
Hokuriku Electric Power	0.45	2.19
Kansai Electric Power	(4.83)	4.83
Chugoku Electric Power	1.00	6.31
Shikoku Electric Power	0.60	3.86
Kyusyu Electric Power	1.00	10.62
Okinawa Electric Power	0.025	0.92
Total	5.635 (16.49)	86.45

なお、ケース β における風力発電の設備容量は、2 億 9,230 万 kW であり、2 億 8,290 万 kW(環境省, 2011)に比べて 940 万 kW 大きくなったが、これは本研究では国立公園等の法規制区分や居住区からの距離、都市計画区分を考慮しなかったために発生した差と考えられる。また、発電量と設備容量の比である設備利用率に着目すると、本研究では全国平均で 29.6% となり、2011 年の実績値 20.7% (日本風力発電協会, 2013) よりも 8.9% 高い値となった。この原因としては、本分析が対象とした風力発電の機器設備容量が、設備利用率が高い大型機器 (定格出力 2,000kW) と設定したことと、平均風速が比較的大きい 6.0 m/s 以上の地域に特定したためと考えられる。

2・3・2 カーボンフリー水素の供給ポテンシャル

図5に、連系可能量を考慮しないケースβのカーボンフリー水素の供給ポテンシャルを示す。風力発電ポテンシャルと同様に、北海道・東北・九州地域に水素供給ポテンシャルが集中し、関東・関西地域のポテンシャルは小さい。日本国内のカーボンフリー水素の供給ポテンシャルの合計は、2,050 億 Nm³に達する。図6に、各地域におけるカーボンフリー水素の供給ポテンシャルの分布を示す。この図から、カーボンフリー水素の供給ポテンシャル（ケースβ）は、北日本地域において、非常に大きいことがわかる。また、連系可能量による制約（ケースα）との差も顕著であることがわかる。ただし、東京電力(株)、中部電力(株)、関西電力(株)の各供給エリアでは、風力ポテンシャルすべてを便宜的に連系可能量としたため、両ケースの値は一致している。

Fig.5 Carbon free hydrogen production potential (1 km mesh)

Fig.6 Carbon free hydrogen production potential for regional power utilities

Table 2 Energy potential of carbon free hydrogen

Supply potential	Unit	Case α (Within grid connection)	Case β (All the potential)	Ref.
High purity hydrogen capacity	billion Nm ³ /year	39.0	205.0	
Higher heating value, HHV	PJ/year	500.0	2,620.0	
Driving distance for fuel cell vehicle	billion km/year	577.7	3028.3	*1
Number of fuel cell vehicle (travel 8,905 km/year)	million cars	64.9	340.1	*2
Energy data of Japan in 2012				
Conversion ratio of total final energy consumption	%	3.7	19.4	*3
Potential FCV share based on hydrogen capacity	%	110.5	579.0	*4
Conversion ratio of driving distance for the passenger car	%	109.6	574.7	*2
Conversion ratio of fuel consumption for the passenger car considering difference of fuel efficiency	%	68.0	356.2	*1, *2

*1 (Japan Automobile Research Institute, 2011)

*2 (MILT of Japan, 2012)

*3 (The Institute of Energy Economics, Japan, 2014)

*4 (Automobile Inspection and Registration Information Association, 2012)

2・3・3 カーボンフリー水素のエネルギーポテンシャル

カーボンフリー水素の供給ポテンシャルをエネルギー利用する場合の価値を考える(表2)。連系可能量を考慮したケース α の水素ポテンシャルは、390 億 Nm^3/year となる。風力発電ポテンシャルすべてを水素製造に用いるケース β の2,050 億 Nm^3/year に比べて、連系可能量の制約によって水素ポテンシャル量が19 %まで大きく減ることがわかった。また、ケース β の水素ポテンシャル量をエネルギー換算すると、2,620 PJ/year (HHV 基準) となる。これは、2012 年の最終エネルギー消費量(日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット, 2014)の19.4%に相当する。また、この水素量を現仕様の燃料電池自動車に供給した場合には、走行可能距離は3.03 兆 km に達する(日本自動車研究所, 2011)。一台あたりの年間平均走行距離を8,905 km(国土交通省, 2012)とすれば、2012 年の乗用車保有台数5,870 万台(自動車検査登録情報協会, 2012)の579 %に相当する、3.4 億台の燃料電池自動車に燃料供給可能である。同様に、ケース α の水素ポテンシャルは、2012 年の乗用車保有台数の110 %に相当する、約6,500 万台に供給可能である。燃料電池自動車の普及に伴い性能が向上した場合、さらに多くの燃料電池自動車に供給可能となる。さらに、この水素ポテンシャルを乗用車燃料に換算すると、走行距離基準では636 %、燃料熱量・燃費基準では356 %に相当する。

3. カーボンフリー水素の供給コスト分析手法

本章では、カーボンフリー水素の供給コストを分析して、水素製造ポテンシャルとの関係や地域毎の供給コスト差を明らかにして、カーボンフリー水素の導入可能性を評価する。

3・1 解析対象

カーボンフリー水素の供給コスト分析の対象地域として、供給ポテンシャルが大きい東北地域を選択した。現地域電力会社の供給エリアに倣って、東北6 県に新潟県を加えた7 県を対象とした。図7(a)に、前章で求めたカーボンフリー水素の供給ポテンシャルの分布を示す。第2 章では理論上の供給ポテンシャルを求めたが、本章ではコストを推計するために、PEM 型水電解装置の電解効率は現状の61 % (U.S. Department of Energy, 2013)と設定した。図7(b)に、カーボンフリー水素のポテンシャルを市区町村別に集約した結果を示す。対象地域におけるカーボンフリー水素の供給ポテンシャルの合計は、449 億 Nm^3/year である。水素供給ポテンシャルがゼロの市区町村と、陸上輸送が不可能な島嶼市区町村を除外して、残り231 市区町村毎に算出した。なお、水素供給コストの分析には、各市区町村における水素供給ポテンシャルをすべて利用することを前提として、風力タービン、PEM 型水電解装置、水素輸送手段、水素ステーションの4 要素機器の特性をそれぞれ考慮した(図8)。

3・2 ケース設定

カーボンフリー水素の供給システムの定義を図9 に示す。PEM 型水電解装置の設置場所は、供給側か需要側かに応じて輸送するエネルギー媒体が異なる。以下の2 ケースを設定して、エネルギー輸送方法を区別して、水素供給システムの性能を評価する。

ケース1：電解装置を風力タービン付近に分散して設置し、トレーラーで高圧水素ガスを輸送するシステム。

ケース2：電解装置を需要地に集中的に設置し、送電網(グリッド)で電力を需要地へ輸送するシステム。

ケース1では、水素を高圧保存してトレーラーで輸送する。従来技術と既存の道路網インフラを利用するので、実現可能性が比較的高い。なお、高圧トレーラーに搭載する圧縮機等の補器類や、トレーラーが道路走行可能な幅員への拡張費用などには、考慮していない。一方、ケース2は、対象すべての地域に送電網を増強する必要があるため、水素需要が限定的な導入初期段階では、設備投資の回収に費用と期間を要する。さらに、風力発電の出力変動など大規模送電するうえでの技術課題も残る。本解析では、水素需要が十分に存在する水素社会の成熟期、かつ電気事業の発送電分離が十分に浸透している社会を想定する。このため、現電力会社が自主設定している連系可能量を制約として考慮しない。つまり、再生可能エネルギーを送れない前近代的な既設送電網の抜本的な改革は、社会インフラとしての高圧送電網の公的整備を想定して、本解析の水素供給コストに含めない。

3・3 市区町村ごとの水素供給コストの推計

水素供給コストの推計式を式 (8) に示す.

(a) Per 1 km mesh

(b) Per municipalities

Fig.7 Supply potential of carbon free hydrogen in Tohoku

Fig.8 Layer structure of this study

Fig.9 Supply system of carbon free hydrogen

$$UC_{total,j} = UC_{wind,j} + UC_{electrolyzer} + UC_{transport,j} + UC_{station} \quad (8)$$

ただし, UC_{total} : 水素供給単価[JPY/Nm³], UC_{wind} : 風力発電単価[JPY/Nm³], $UC_{electrolyzer}$: 電解装置単価[JPY/Nm³], $UC_{transport}$: 水素輸送単価[JPY/Nm³], $UC_{station}$: 水素ステーション単価[JPY/Nm³], j : 市区町村である. 水素供給単価には, 風力発電, 電解装置, 水素輸送, 水素ステーションの4要素機器のコストを計上した. なお, 風力発電と水素輸送コストは, 市区町村ごと異なる値を計上している. 一方, 電解装置と水素ステーションコストは, 一定の単価コストを計上した. 水素ステーションの単価は, 水素製造装置, 改質機, ディスペンサー等の機器の費用及び配管や土木建築等の工事費からなる初期投資費用に耐用年数を加味した固定費用 (Capital cost) と, 人件費や管理費などの運営維持費 (O&M cost) を含む (Japan Automobile Research Institute, 2011).

風力発電単価の推計式を式 (9) に示す.

$$UC_{wind,j} = \frac{(CC_{wind} + OMC_{wind}) \cdot P_j}{V_{potential,j}} \quad (9)$$

ただし、 UC_{wind} ：風力発電単価[JPY/Nm³], CC_{wind} ：風力発電初期コスト[JPY/kW/year], OMC_{wind} ：風力発電運転維持コスト[JPY/kW/year], P ：発電容量[kW], $V_{potential}$ ：水素製造ポテンシャル[Nm³/year], j ：市区町村である。発電容量あたりの初期コストと運転維持コストの合計に発電容量を乗じて、その値を水素製造ポテンシャルで除することで、風力発電単価とする。ここで、風力発電初期コストは、機器購入費、建設工事費、廃棄費用等を含む。平均風速が大きく風力タービンの稼働率が大きくなる地域ほど、風力発電単価は小さくなる。

水素輸送単価は、各ケースによって推計方法が異なる。ケース 1 の推計式を式 (10) ～ (14)、ケース 2 の推計式を式 (15) に示す。

$$\text{Case 1} : UC_{transport,j} = \frac{(CC_{trailer} + OMC_{trailer}) \cdot N_{trailer,j} + EC \cdot N_{employee,j} + FC_j}{V_{potential,j}} \quad (10)$$

$$N_{trailer,j} = \frac{t_{transport,j} \cdot r_j}{8760} \cdot 2 + 1 \quad (11)$$

$$N_{employee,j} = \frac{t_{transport,j} \cdot r_j}{t_{employee}} \quad (12)$$

$$r_j = \frac{V_{potential,j}}{V_{trailer}} \quad (13)$$

$$FC_j = d_{transport,j} \cdot r_j \cdot \frac{C_{diesel}}{\mu_{trailer}} \quad (14)$$

$$\text{Case 2} : UC_{transport,j} = \frac{CC_{grid,j} \cdot D_{grid,j}}{V_{potential,j}} \quad (15)$$

ただし、 $CC_{trailer}$ ：トレーラー初期コスト[JPY/台/year], $OMC_{trailer}$ ：トレーラー維持コスト[JPY/台/year], $N_{trailer}$ ：トレーラー台数[台], EC ：人件費[JPY/人/year], $N_{employee}$ ：雇用人数[人], FC ：燃料費[JPY/year], $t_{transport}$ ：往復輸送時間[h], r ：トレーラー往復回数[回/year], $t_{employee}$ ：一人あたり年間労働基準[h/人/year] = 2,085, $V_{potential}$ ：水素製造ポテンシャル[Nm³/year], $V_{trailer}$ ：トレーラー容量[Nm³] = 4,500, $d_{transport}$ ：往復輸送距離[km], C_{diesel} ：軽油料金[JPY/L], $\mu_{trailer}$ ：トレーラー燃費[km/L], CC_{grid} ：送電線建設コスト[JPY/km/year], D_{grid} ：送電線距離[km], j ：市区町村である。

3・4 水素輸送コストの推計

ケース 1 では、水素輸送コストは、トレーラーの初期費用、運転維持費用、人件費、輸送燃料費用を計上する(式 (10))。各市区町村に必要なトレーラー台数は、需要地までの往復の輸送時間と年間往復回数を乗じた時間に、年間 8,760 時間を除して求めた。トレーラーは、充填用に輸送用と同数、水素製造拠点ごとの留置用に 1 台必要であることも反映させた(式 (11))。雇用人数は、トレーラー台数と同様に、需要地までの往復輸送時間と年間往復回数を乗じた時間に、一人あたりの年間労働基準時間 2,085 時間(厚生労働省, 2015)を除いて求めた(式 (12))。トレーラーの年間往復回数は、各市区町村が所有する水素供給ポテンシャルをトレーラー容量 4,500 Nm³(石油産業活性化センター他, 2011)で除することで求めた(式 (13))。燃料費用は、各市区町村と需要地までの輸送距離と輸送往復回数を乗じた総輸送距離に、軽油料金とトレーラー燃費を考慮することで求めた(式(14))。

ケース 2 では、水素輸送コストは、送電線の距離あたりの建設コストと送電線距離を乗じて算出した(式(15))。送電線距離は、隣接する高压送電網までの距離とした。なお、送電線の建設コストは、接続する発電所の容量に対応するため、各市区町村の送電線の建設コストは、風力タービン設置容量により変化させた。

本解析に用いた入力データを表 3 に示す。風力タービンは、日本政府の公開データ(資源エネルギー庁, 2015)を、電解装置は、米国政府の公開データ(U.S. Department of Energy, 2013)を、水素トレーラー輸送と水素ステーションは、JHFC プロジェクトのデータ(石油産業活性化センター他, 2011)、送電線の接続容量と電圧の関係は、業界資料(関西電力株式会社, 2015)、送電線の建設コストは、政府報告書(エネルギー・環境会議, 2011)を参照した。固定費用 (Capital cost) は、各機器の初期費用に耐用年数を加味して算出する。なお、各資料には、現在コストと将来コストが併記されているので、本解析では原則として現在コストを用いた。将来コストを考慮した分析結果は、項目 4・3・3 にて述べる。

Table 3 Input data for cost estimation

Table 5 Input data for cost estimation					
Element		Unit	Cost		Ref.
			Current	Future	
Wind power generation (2 MW)					
Capital cost		[JPY/kW/year]	14,910	10,763	*1
Durable years		[years]	20	20	*1
O & M cost		[JPY/kW/year]	6,000	4,300	*1
PEM electrolyzer (50,000 kg-H ₂)					
Capital cost, O & M cost		[JPY/Nm ³]	18.4	7.83	*2
High pressure transportation (4,500Nm ³ trailer)					
Capital cost		[JPY/number of car/year]	9,640,000	3,622,000	*3
Durable years		[years]	10	10	*3
O & M cost		[JPY/ number of car /year]	6,748,000	2,535,400	*3
Employee		[JPY/man/year]	7,000,000	7,000,000	*3
Fuel efficiency		[km/L]	2	2	*3
Diesel cost		[JPY/L]	120	150	*3
Grid capital cost					
2～10 MW	(22 kV)	[JPY/km]	50,000,000	-	*4, *5
10～300 MW	(77 kV)	[JPY/km]	140,000,000	-	*4, *5
300～700 MW	(154 kV)	[JPY/km]	200,000,000	-	*4, *5
700～2,000 MW	(275 kV)	[JPY/km]	200,000,000	-	*4, *5
2,000 MW～	(500 kV)	[JPY/km]	600,000,000	-	*4, *5
Durable years		[years]	36	-	*6
Hydrogen station (Off site, 70MPa, 300 Nm ³ /h)					
Capital cost, O & M cost		[JPY/Nm ³ /year]	107.3	49	*3

*1 (Agency of Natural Resources and Energy, 2015.)

*2 (U.S. Department of Energy, 2013)

*3 (Japan Automobile Research Institute, 2011)

*4 (Conference of energy and environmental, 2011)

*5 (Kansai Electric Power Co., Inc., 2015)

*6 (National Tax Agency, 2002)

Table 4 Case settings

Case	Transportation method	Energy carrier	Demand area
Case 1A	Trailer	High pressure hydrogen	Sendai
Case 1B	Trailer	High pressure hydrogen	7 cities (Prefectural capital in Tohoku)
Case 1C	Trailer	High pressure hydrogen	Tokyo
Case 2	Grid	Electricity	Sendai

3・5 各供給地域から需要地までの輸送経路の推定

ケース 1（トレーラー）では、GIS の Network analyst を用いてダイクストラ法による輸送ルートを算出して、各市区町村から需要地までの輸送時間と輸送距離を求めた。エネルギー利用としての水素需要は、現在ごく少数の水素ステーションによる燃料電池自動車向けの燃料販売しか実績がなく、今後の水素需要も燃料電池自動車の普及に依存するため、将来予測は難しい。また、カーボンフリー水素が利用される社会は、化石燃料起源の水素利用が進んだ社会からの移行として想定している。以上の理由から、本研究では、現状からの移行に伴う水素需要量の詳細な変化は対象としない。水素需要地は、輸送コストの影響を明らかにするために、ケース 1 を以下の 3 ケース分けて設定した。

ケース 1A：仙台市

ケース 1B：各県庁所在地の 7 か所

ケース 1C：東京都

ケース 2（グリッド）では、高圧送電網データ(東北電力株式会社, 2016)を基準とし、各市区町村から高圧送電網に直線距離で接続した送電線の増設コストを、水素供給コストに計上した。ケース 2 では、需要地は仙台市の 1 ケースのみ分析した。各ケースの設定を表 4 に列挙する。

4 カーボンフリー水素の供給コスト分析結果および考察

4・1 風力発電コスト

図 10 に、市区町村別の風力発電コストを示す。5.59～10.87 JPY/kWh の地域差があり、平均発電コストは、6.49JPY/kWh となる。地域別にみると、平均風速の大きい青森県や岩手県は、風力タービンの稼働率が大きくなり低コストだが、新潟県は、平均風速が小さいので発電コストが高くなる。

4・2 輸送経路

図 11 (a)～(c)に、ケース 1 の解析結果としてトレーラーの輸送経路を示す。ケース 1B では、需要地を 7 都市に分割したので、各市区町村から需要地への輸送距離が短縮される。また、ケース 1C では、需要地を東京都に限定したので、輸送距離が非常に長くなることがわかる。

図 12 に、ケース 2 の解析に用いた送電網を示す。図中の太線が、現東北電力(株)が所有する 500 kV - 275 kV の高圧送電網を表す。本解析では、発電所、変電所、開閉所からこの高圧送電網までを追加投資の送電線（図中の細線）にて接続可能と考えて、水素供給コストに含めて考えている。

4・3 カーボンフリー水素の供給コスト

カーボンフリー水素の供給コスト分析の結果を示す。(1) 各ケースの水素供給コスト比較、(2) 水素供給コストと水素供給ポテンシャルの関係、(3) 水素供給コストの将来見通しについて述べる。

4・3・1 各ケースの水素供給コスト比較

図 13(a)~(c)に、トレーラー輸送するケース 1 の市区町村別の水素供給コストを示す。図 13(a)から、仙台へ輸送するケース 1A の水素供給コストは $159.8 \sim 257.0$ JPY/Nm³、平均値は 180.6 JPY/Nm³ となる。需要地の仙台市に近いほど、水素供給コストが低くなることわかる。新潟県は、需要地との距離が長いことと平均風速が小さいことの 2 つの要因が重なり、供給コストが非常に割高になる。図 13(b)から、7 都市へ輸送するケース 1B の水素供給コストは、 $157.1 \sim 250.7$ JPY/Nm³、平均値は 170.0 JPY/Nm³ になる。需要地を分散させることによって、輸送コストを抑えられたので、ケース 1A よりも水素供給コストは全体に安価になる。また、需要地への輸送距離の地域差が小さいことと、風力発電ポテンシャルの大きさが、供給コストを低下させている。とくに平均風速の大きい青森県と岩手県の供給コストが、安価になる。図 13(c)から、東京へ輸送するケース 1C の水素供給コストは、 $171.9 \sim 260.6$ JPY/Nm³、平均値は 200.1 JPY/Nm³ になる。東京までの輸送距離が増加するので、平均風速の大きい青森県や岩手県を含めたほぼ全域で水素供給コストが上昇する。

図 14 に、需要地に送電後に水素製造するケース 2 の区町村別水素供給コストを示す。水素供給コストは、 $153.2 \sim 221.1$ JPY/Nm³、平均値は 167.7 JPY/Nm³ になる。送電線の建設コストは、初期投資は非常に大きいものの運用開始後の運転・維持費が少額のために、トレーラー輸送による水素単位コストよりも安価になる結果となった。

Fig.10 Cost of wind power generation

Fig.11 Transportation path for hydrogen trailers

Fig.12 Grid path for Case 2

Fig.13 Supply cost of carbon free hydrogen

Fig.14 Supply cost of carbon free hydrogen for Case 2 (Grid)

4・3・2 水素供給コストと水素供給ポテンシャルの関係

図 15 に、各ケースの水素供給量と水素供給コストの関係を示す。横軸は、水素供給コストの小さい順に各市区町村における水素供給ポテンシャルを積み上げた。横軸の上段の軸は水素供給量の累積値 [million Nm³], 中段の

軸がカーボンフリー水素による燃料電池自動車の走行距離 [billion km], 下段の軸がカーボンフリー水素によって走行可能となる燃料電池自動車の台数 [million cars]を示している。また、縦軸は、右側の軸が体積あたりの水素供給コスト [JPY/Nm³], 中央の軸が熱量あたりの水素供給コスト [JPY/MJ], 左側の軸が燃料製造から走行までを合計した Well to Wheel の走行コスト [JPY/km]を示している。比較対象として、他の燃料種と車種を表示した。縦軸中央には、ガソリン価格と電気料金の熱量あたりの単価を、縦軸左側には、内燃機関自動車 (ICEV) とハイブリッド自動車 (HEV), 電気自動車 (BEV) の走行コストを示す。

表 5 に、比較対象としたエネルギーおよび車種のコストデータを示す。ガソリン価格は、2015 年 9 月 25 日時点の全国平均(資源エネルギー庁, 2016)を、電気料金は 2013 年度の平均価格(資源エネルギー庁, 2014)を用いた。また、走行距離あたりのエネルギー消費量は、燃料供給後から走行までに消費する Tank to Wheel 基準(日本自動車研究所, 2011)である。走行距離あたりのコストは、電気自動車の 1.75 JPY/km が最も安価であるが、これは電気自動車に充電する電気料金のみのものであり、充電スタンド等のインフラ整備コストを考慮していない。

図 15 にて、水素供給コストの曲線に注目すると、すべてのケースがおおよそ 150~200 JPY/Nm³ の範囲で緩やかに推移することがわかる。グラフの右端では、急激にコストが上昇するが、このポイントが示す地域では、水素ポテンシャルが非常に小さいので単位コストが非常に大きくなる。東北 7 県の対象地域におけるカーボンフリー水素供給ポテンシャルは、449 億 Nm³/year に達する。これは、燃料電池自動車の走行効率が 0.73 MJ/km(日本自動車研究所, 2011)と想定すると、7,380 万台に相当する。図中赤色の直線は、2012 年の日本における乗用車の保有台数(自動車検査登録情報協会, 2012)を示し、東北 7 県の水素供給ポテンシャル量のみで、この値を上回っていることがわかる。水素供給コストを Well to Wheel 基準の燃料電池自動車走行コストに換算すると、およそ 10~15 JPY/km となり、これはガソリンを燃料とする内燃機関自動車の走行コスト 7.01 JPY/km (資源エネルギー庁, 2016)(日本自動車研究所, 2011)を上回る。現状では、最も低コストで供給できるカーボンフリー水素でも、輸送用化石燃料に比べて割高となるので、経済的動機づけのみによる導入が困難であることがわかる。

Fig.15 Relations of hydrogen supply cost and hydrogen supply potential

Table 5 Cost data of different vehicles

Elements	ICEV	HEV	BEV	Ref.
Fuel	Gasoline	Gasoline	Electricity	
Fuel cost [JPY/MJ]	4.15	4.15	4.87	*1, *2
Fuel efficiency [MJ/km]	1.69	1.09	0.36	*3
Driving cost [JPY/km]	7.01	4.52	1.75	

*1 (Agency of Natural Resources and Energy, 2016)

*2 (Agency of Natural Resources and Energy, 2014)

*3 (Japan Automobile Research Institute, 2011)

4・3・3 水素供給コストの将来見通し

図 16 に、ケース 1A（トレーラー輸送+需要地仙台）にて、要素機器のコストが市場普及や技術習熟に伴い低下することを想定した、将来の水素供給コストを示す。水素ステーションに将来コストを考慮すると、平均の水素供給コストは122.8 JPY/Nm³となる。水素ステーション、風力タービンに将来コストを考慮すると112.5 JPY/Nm³、水素ステーション、風力タービン、電解装置に将来コストを考慮すると101.9 JPY/Nm³となる。すべての構成要素を将来コストを考慮すると、水素供給価格は82.4~137.3 JPY/Nm³、平均値は99.4 JPY/Nm³となる。燃料電池自動車（FCV）の走行コストに換算すると、すべての構成要素を将来コストに置き換えると5.60~9.31 JPY/km、平均値は6.72 JPY/kmとなり、ガソリンを燃料とする内燃機関自動車（ICEV）の7.01 JPY/kmに比べて安価となる。一方で、ハイブリッド自動車（HEV）の走行コストの4.52 JPY/kmに近づくものの下回る結果とはならなかった。系統電力を動力源とする電気自動車（BEV）の走行コストは1.75 JPY/kmと最も安価となったが、この算出はBEVの走行コストの下限であることを注意する必要がある。すなわち、この試算で用いた系統電力からの電力量の大半は経済性を志向した化石燃料に由来するものであり、BEV走行にはCO₂排出を伴っている。FCVとBEVの比較には、航続距離や必要インフラ数などを考慮した分析が必要である。また、運輸部門全体を効率的に低炭素化するためのFCVとBEVの相補的な活用法も検討すべき課題の一つといえる。

Fig.16 Future prospect of the average hydrogen supply cost in Case 1A

5. 結 論

カーボンフリー水素のポテンシャル量と供給コストを推計した。解析結果を以下にまとめる。

- ・ 風力発電から電解装置により製造するカーボンフリー水素の供給ポテンシャルは、電力会社の系統連系可能量を考慮した場合、390 億 Nm^3/year であり、乗用車の内燃機関自動車 110 %の燃料電池自動車と代替することが可能な量となる。
- ・ 連系可能量を考慮せず、風力発電ポテンシャルをすべて利用した場合は、2,050 億 Nm^3/year の水素を製造することが可能であり、これは、2012 年の日本国内の最終エネルギー消費量の 19.4 %を賄うことができる量である。
- ・ 東北電力供給地域におけるカーボンフリー水素の供給コストは、トレーラーを用いて各市区町村から仙台市へ高圧水素輸送する場合は 159.8~257.0 JPY/ Nm^3 となり、平均値は 180.6 JPY/ Nm^3 であった。
- ・ 供給システムの各構成要素が将来コストに置き換わった場合の水素供給価格は 82.4~137.3 JPY/ Nm^3 、平均値は 99.4 JPY/ Nm^3 となり、燃料電池自動車の走行コスト換算で 5.60~9.31 JPY/km、平均値は 6.72 JPY/km となり、内燃機関自動車の走行コストの 7.01 JPY/km より安価となる地域が発生することがわかった。

本研究では、国内のカーボンフリー水素の供給ポテンシャルと供給コストを明らかにした。供給ポテンシャルは、すべての乗用車を燃料電池自動車に置き換えることが可能となる水素量が存在することが確認できた。さらに、供給ポテンシャルをすべて利用すると、日本のエネルギー構造を変化させるほどのエネルギー量が得られることが明らかとなった。供給コストは、供給地域による違いや需要地域の違いによって発生するコスト差を定量的に明示して、この地域差を考慮したエネルギー供給システムを構築する必要があることがわかった。また、現状では経済的な理由から既存の内燃機関自動車との代替は困難ではあるものの、技術が進展して各構成要素のコスト低下が実現する将来では、市場原理のもとで内燃機関自動車と代替する可能性があることが明らかとなった。今回求めたポテンシャル量とコストデータを利用したうえで、水素需要量を明確に設定することで、具体的な水素エネルギーシステムの設計することが可能となり、カーボンフリー水素を利用する社会像を明確に示すことができると考えられる。

文 献

- 阿部勲夫, 水電解法による水素製造とそのコスト, 水素エネルギーシステム, Vol.33, No.1 (2008), pp.19-26.
- 資源エネルギー庁, エネルギー白書 2014 (2014).
- 自動車検査登録情報協会, 車種別自動車保有台数 平成 24 年度 (2012).
- エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会, コスト等検証委員会報告書 (2011).
- 資源エネルギー庁 発電コスト検証ワーキンググループ, 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する 発電コスト等の検証に関する報告 参考資料 (2015).
- 環境省 地球環境局 地球温暖化対策課, 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査 報告書 (2011).
- 日本自動車研究所 総合効率検討作業部会, 総合効率と GHG 排出の分析報告書 (2011).
- 石油産業活性化センター, 日本自動車研究所, エンジニアリング振興協会, 日本ガス協会, 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 (2011).
- 日本風力発電協会, 自然エネルギー白書 (風力編) (2013).
- 関西電力株式会社, 流通設備計画に関する通達 (2015).
- 勝又遼太, 古林敬顕, 中田俊彦, 松本満, 製造から消費までを考慮した水素マテリアルフローの作成, 日本機械学会論文集, Vol. 82, No. 836 (2016), DOI:10.1299/transjsme.15-00574.
- 國分裕一, 高圧水素の輸送にかかわるコストとエネルギー効率, 水素エネルギーシステム, Vol. 34, No.4(2009), pp.24-30.
- Levene, J. I., Mann, M. K., Margolis, R. M. and Milbrandt, A., An analysis of hydrogen production from renewable electricity sources, Solar Energy, Vol. 81, No.6 (2007), pp.773-780.
- Linnemann, J. and Steinbergerwilckens, R., Realistic costs of wind-hydrogen vehicle fuel production, International Journal of Hydrogen Energy, Vol.32, No.10-11 (2007), pp.1492-1499.
- 国土交通省, 自動車輸送統計 自動車燃料消費量統計 年報 (2012).
- 厚生労働省, 労働時間・休日,

available from <http://www.mhlw.go.jp/stf/seisakunitsuite/bunya/koyou_roudou/roudoukijun/roudouzikan/index.html>, (参照日 2015 年 12 月 18 日) .

国土交通省 国土政策局 国土情報課, 国土数値情報ダウンロードサービス,

available from <<http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/index.html>>, (参照日 2015 年 11 月 13 日) .

国税庁, 耐用年数の適用等に関する取扱通達 (2002).

新エネルギー・産業技術総合開発機構, 局所風況マップ (2000),

available from <<http://app8.infoc.nedo.go.jp/nedo/index.html>>, (参照日 2015 年 11 月 13 日) .

新エネルギー・産業技術総合開発機構, 風力発電導入ガイドブック (2008).

資源エネルギー庁 資源・燃料部 石油流通課, 給油所小売価格調査 (ガソリン、軽油、灯油) 平成 23 年 4 月 4 日～(2016), available from <http://www.enecho.meti.go.jp/statistics/petroleum_and_lpgas/pl007/results.html>, (参照日 2016 年 1 月 21 日) .

日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット, EDMC/エネルギー・経済統計要覧 (2014 年版) (2014).

電気事業連合会, 太陽光・風力発電の連系可能量－新エネルギーへの取り組み (2014), available from <http://www.fepc.or.jp/environment/new_energy/renkei/>, (参照日 2015 年 4 月 16 日) .

東北電力株式会社, 電力系統 (特別高圧) の状況, available from <<http://www.tohoku-epco.co.jp/jiyuka/04.htm>>, (参照日 2016 年 3 月 16 日) .

U.S. Department of Energy Fuel Cell Technologies Office; PEM Electrolysis H2A Production Case Study Documentation (2013).

Vestas, V90-1.8/2.0 MW®, available from <https://www.vestas.com/en/products/turbines/v90-2_0_mw#!>, (参照日 2015 年 11 月 17 日).

Wang, Q., M'Ikiugu, M. and Kinoshita, I., A GIS-based approach in support of spatial planning for renewable energy: A case study of Fukushima, Japan, Sustainability, Vol.6, No.4 (2014), pp.2087–2117.

References

Abe, I., Hydrogen production by water electrolysis, Hydrogen energy system, Vol.33, No.1 (2008), pp.19-26 (in Japanese).

Agency of Natural Resources and Energy, Energy white paper 2014 (2014) (in Japanese).

Automobile Inspection and Registration Information Association, Car ownership number according to the car model (2012) (in Japanese).

Cost, etc. verification committee, Conference of energy and environmental, Cost, etc. verification committee report (2011) (in Japanese).

Generation cost verification working group, Agency of Natural Resources and Energy, Report about generation cost, etc. verification for the long term estimate of energy supply and demand subcommittee (2015) (in Japanese).

Global warming measures Division, Global Environment Bureau, Ministry of the Environment, Renewable energy introduction potential working papers (2011) (in Japanese).

Japan Automobile Research Institute General efficiency examination taskforce, Analysis report of the general efficiency and GHG emission (2011) (in Japanese).

Japan Petroleum Energy Center, Japan Automobile Research Institute, Engineering Advancement Association of Japan and The Japan Gas Association, A report about empirical studies on the fuel cell systems in second JHFC project (2011) (in Japanese).

Japan Wind Power Association, Renewable energy white paper wind power edition (2013) (in Japanese).

Kansai Electric Power Co., Inc., Notification about the distribution facilities plan (2015) (in Japanese).

Katsumata, R., Furubayashi, T., Nakata, T. and Matsumoto, M., A material flow of hydrogen from production to consumption, Transactions of the JSME (in Japanese), Vol. 82, No. 836 (2016), DOI:10.1299/transjsme.15-00574.

Kokubun, Y., Cost and energy efficiency in transportation of high pressure hydrogen, Hydrogen energy system, Vol.34, No.4 (2009), pp.24-30 (in Japanese).

- Levene, J. I., Mann, M. K., Margolis, R. M. and Milbrandt, A., An analysis of hydrogen production from renewable electricity sources, *Solar Energy*, Vol. 81, No.6 (2007), pp.773–780.
- Linnemann, J. and Steinbergerwilckens, R., Realistic costs of wind-hydrogen vehicle fuel production, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol.32, No.10-11 (2007), pp.1492–1499.
- MILT of Japan, Annual report of statistics about car transportation and car fuel consumption (2012) (in Japanese).
- Ministry of Health, Labour and Welfare, Working hours and holiday, available from http://www.mhlw.go.jp/stf/seisakunitsuite/bunya/koyou_roudou/roudoukijun/roudouzikan/index.html, (accessed on 18 December, 2015) (in Japanese).
- National Land Information Deivision, National Spatial Planning and Regional Policy Bureau, MILT of Japan, National land numerical information download service, available from <http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/index.html> > (accessed on 13 November, 2015) (in Japanese).
- National Tax Agency, The handling notification about applications of the durable years (2002) (in Japanese).
- NEDO, Local wind speed map (2000), available from <http://app8.infoc.nedo.go.jp/nedo/index.html> >, (accessed on 13 November, 2015) (in Japanese).
- NEDO, Wind generated electricity introduction guidebook (2008) (in Japanese).
- Oil Logistics Deivision, Resources and Fuel Department, Agency of Natural Resources and Energy, Gas station retail price investigation about gasoline, diesel and kerosene from 4 April, 2011 (2016), available from http://www.enecho.meti.go.jp/statistics/petroleum_and_lpgas/pl007/results.html >, (accessed on 21 January, 2016) (in Japanese).
- The Energy Data and Modelling Center, The Institute of Energy Economics, Japan, EDMC Handbook of energy & economic statistics (2014) (in Japanese).
- The Federation of Electric Power Companies of Japan, Grid capacity of PV and wind power generator (2014), available from http://www.fepc.or.jp/environment/new_energy/renkei/ > (accessed on 14 April, 2015) (in Japanese).
- Tohoku Electric Power Co., Inc., The situation of the extra-high voltage, available from <http://www.tohoku-epco.co.jp/jiyuka/04.htm> > (accessed on 16 March, 2016) (in Japanese).
- U.S. Department of Energy Fuel Cell Technologies Office; PEM electrolysis H₂A production case study documentation (2013).
- Vestas, V90-1.8/2.0 MW®, available from https://www.vestas.com/en/products/turbines/v90-2_0_mw#!, (accessed on 17 November, 2015)
- Wang, Q., M'Ikiugu, M. and Kinoshita, I., A GIS-based approach in support of spatial planning for renewable energy: A case study of Fukushima, Japan, *Sustainability*, Vol.6, No.4 (2014), pp.2087–2117.