

水素技術の介在による新型揚水発電所の提案

A Proposal of New Type of the Storage Pump Power Plant with Hydrogen Technology

上田（富男）晃義 *

1. 緒言

化石燃料の燃焼に伴う気候変動を避けるための一つの選択肢として水素エネルギーへの転換、もう一つの選択肢として太陽光に代表される自然エネルギーへの転換が叫ばれている。

水素を燃料とした場合、排出物が水なので環境に与える影響が極めて少ない。このため、水素技術の開発が急速に進んでいる。特に自動車産業で燃料電池を搭載した車の市場への供給が始まり、これを促進するためのインフラの整備（製造、貯蔵、輸送、水素スタンド）の議論が盛んになっている。電力供給の面だけで見ても、コンバインドサイクルの最新鋭火力でも、効率は43～44%⁽¹⁾であり、燃料電池の効率（純粋水素を燃料にした場合の可能性の数値）は50～60%となる。このことからも燃料電池の開発が急ピッチで進められている理由となっている。

もう一つの選択肢の一つである自然エネルギーへの転換への方法である太陽光発電素子の分野においても、発電効率の上昇を目指している多結晶シリコン太陽電池やアモルファスシリコン太陽電池を中心とする薄膜太陽電池だけでなく、新たな考え方である色素増感太陽電池、日本では一時開発を断念していた集光型太陽電池の開発も行われている。

これらの再生可能なエネルギーを利用する際に最大の課題（必要なときに必要なだけ使えない）という問題を解決するためにエネルギーの貯蔵が必要となる。これを解決する手法として、水をポンプで上部湖にくみ上げ、必要なときに下部湖に落とし発電する既存の揚水発電所の利用や水素の貯蔵といった方法が考えられる。

既存の電力系統の発電所群は電力負荷の時間や季節による変動に追従する必要（前記の必要なときに必要なだけ使えないという問題と同様）があるが、

発電所の効率は出力一定で運転した場合最大となる。（特に原子力、火力の場合）この矛盾を解決するためには時間や季節に応じて発電所の運転台数で調整する方法と、出力を変化させても効率の変動の少ない水力発電を利用し、ダム湖に貯水した水で調整する方式や、夜間の低負荷時にも原子力、火力発電の出力を一定に保ち高効率で運転、この余剰電力を揚水、昼間に発電する方式を組み合わせて対処している。

夜間の余剰電力を水素を電気分解により製造し貯蔵、昼間に燃料電池で発電すれば上記揚水発電所と同様の働きをする。

このとき既設揚水発電所において水を揚水する代わりに水素を上部湖に圧送し、上部湖で燃料電池により発電すれば、燃料電池の出力に加え副次的に発生する水による水力発電出力を加えた出力の利用が可能となる。

前述の理由により上部湖に水の流入が無い場合は図1、水の流入が得られる場合は図2に示すような発電所を想定し、既設揚水発電所との効率の比較をした場合、効率的に成り立つことが判明したのでここに報告する。この提案は一つの試算例である。

2. 新型揚水発電所の概念

既設揚水発電所の上部湖あるいは下部湖に電気分解プラントを設置、下部湖に電気分解装置を設置した場合、上部湖に電気分解装置を設置した場合とも、電気分解後の副次的生成物の酸素でダム湖の水にエアレーションを行い、富酸素状態の水にし、これを河川や海に流すことによりBODの改善に利用する。

2-1 下部湖に電気分解装置を設置した場合

図1示すように、既設揚水発電所下部湖に電気分解装置、ガス圧送装置を設置したフロートを浮かべ

* 商都交通株式会社

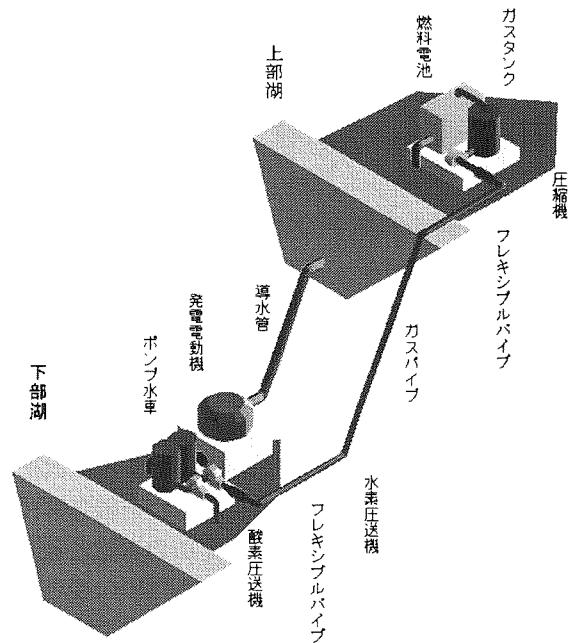


図1 下部湖に電気分解装置設置の新型揚水発電所概念図

る。上部湖に圧縮機、水素タンク、燃料電池を設置したフロートを浮かべる。夜間水を上部湖に揚水するかわりに、下部湖の水を電気分解し水素ガスのみを上部湖に圧送、水素タンクに貯蔵。昼間に燃料電池で発電、負荷に供給すると共に副生成物である水を下部湖の水車に送り発電、負荷に供給する。

2-2 上部湖に電気分解装置を設置した場合

図2示すように、既設揚水発電所上部湖に電気分解装置、ガス圧縮機、水素タンク、燃料電池を設置

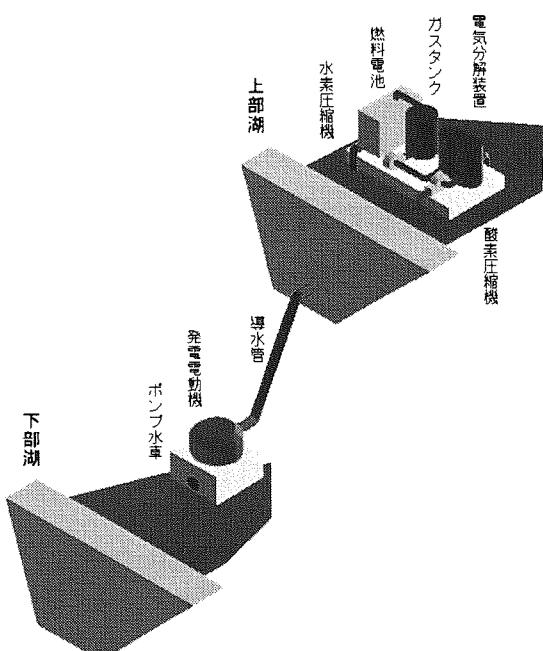


図2 上部湖に電気分解装置の新型揚水発電所概念図

したフロートを浮かべる。水素ガスを水素タンクに貯蔵。燃料電池で発電、負荷に供給すると共に副生成物である水を下部湖の水車に送り発電、負荷に供給する。

3. 効率と経済的効果の検証

効率と経済効果の検証するために、既存の水力発電所、既存の水力発電所を水素に置換えた場合、本提案の2つの方式（電気分解効率：70% 燃料電池効率：50% と電気分解効率：80% 燃料電池効率：60%）についてそれぞれの効率を求めた。

検証に採用した数値

表1 既設大河内発電所データー（関西電力資料）

大河内揚水発電所出力	1280000.0	kW
上部湖（太田ダム）面積	60.0	ha
下部湖（長谷ダム）面積	30.0	ha
落差	394.7	m
損失落差	12.3	m
ポンプ運転時効率	89.0	%
電動運転時効率	97.0	%
水車運転時効率	89.0	%
発電運転時効率	97.0	%

表2 水素関係機器効率

電気分解効率	(2)	70～80	%
空気圧送機効率	(2)	55.0	%
空気圧縮機効率	(2)	70.0	%
燃料電池効率	(2)	50～60	%

3-1 既存の揚水発電所の総合効率（図3参照）

既存の揚水発電所の総合効率

$$= \text{ポンプ効率} * \text{電動機効率} * \text{水車効率} * \text{発電機効率}$$

$$* (\text{落差} - \text{損失落差}) / (\text{落差} + \text{損失落差})$$

$$= 0.89 * 0.97 * 0.89 * 0.97$$

$$* (394.7 - 12.3) / (394.7 + 12.3)$$

$$= 0.700$$

3-2 既存揚水発電を水素貯蔵で置き換えた場合

電気分解装置、水素圧縮機、燃料電池（電気分解効率：80% 燃料電池効率：60% を採用）を河川の真水が得られる場所に図4のように設置し揚水発電所と置換えたときの総合効率を求める。副次的生成物の酸素は新型揚水発電所と同様に河川浄化のためのエアレーションを行うものとする。

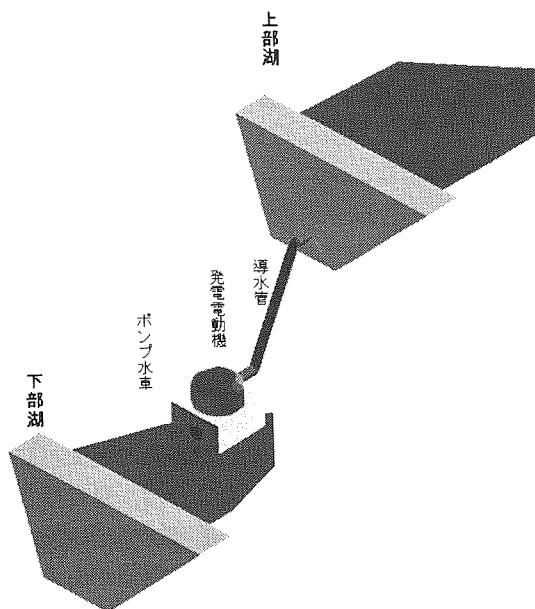


図3 既存の揚水発電所図

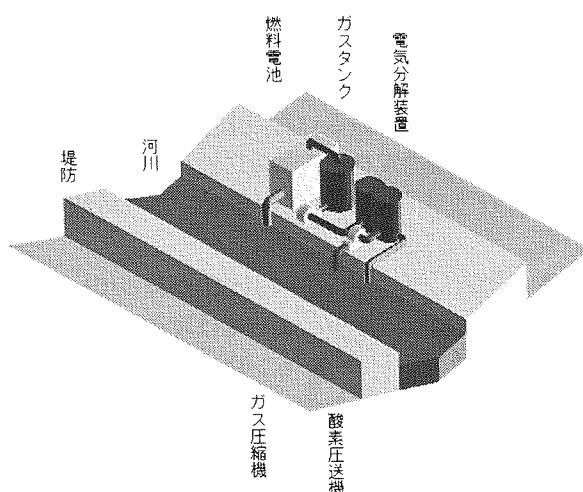


図4 既存揚水発電を水素貯蔵で置き換えた図

既存の揚水発電を水素に置換えた総合効率

$$\begin{aligned}
 &= \text{電気分解効率} * \text{空気圧縮機効率} * \text{燃料電池効率} \\
 &= 0.8 * 0.7 * 0.6 \\
 &= 0.366
 \end{aligned}$$

3-3 下部湖に電気分解装置設置の新型揚水発電所の総合効率（電気分解効率：70% 燃料電池効率：50%）

下部湖に電気分解装置設置の新型揚水発電所の水素の効率

$$\begin{aligned}
 &= \text{電気分解効率} * \text{水素圧送機効率} \\
 &\quad * \text{水素圧縮機効率} * \text{燃料電池効率} \\
 &= 0.70 * 0.55 * 0.70 * 0.50 \\
 &= 0.13475
 \end{aligned}$$

水力発電の効率

$$\begin{aligned}
 &= \text{水車効率} * \text{発電機効率} \\
 &= | \text{落差} / (\text{落差} + \text{損失落差}) | \\
 &= 0.89 * 0.97 * | 394.7 / (394.7 + 12.3) | \\
 &= 0.8372
 \end{aligned}$$

総合効率

$$\begin{aligned}
 &= \text{水素の効率} + \text{水力発電の効率} \\
 &= 0.13475 + 0.83721 \\
 &= 0.971
 \end{aligned}$$

3-4 上部湖に電気分解装置設置の新型揚水発電所の総合効率（電気分解効率：70% 燃料電池効率：50%）

上部湖に電気分解装置設置の新型揚水発電所の水素の効率

$$\begin{aligned}
 &= \text{電気分解効率} * \text{水素圧縮機効率} * \text{燃料電池効率} \\
 &= 0.70 * 0.70 * 0.50 \\
 &= 0.245
 \end{aligned}$$

総合効率

$$\begin{aligned}
 &= \text{水素の効率} + \text{水力発電の効率} \\
 &= 0.245 + 0.83721 \\
 &= 1.082
 \end{aligned}$$

3-5 下部湖に電気分解装置設置の新型揚水発電所の総合効率（電気分解効率：80% 燃料電池効率：60%）

下部湖に電気分解装置設置の新型揚水発電所の水素の効率

$$\begin{aligned}
 &= \text{電気分解効率} * \text{水素圧送機効率} \\
 &\quad * \text{水素圧縮機効率} * \text{燃料電池効率} \\
 &= 0.80 * 0.55 * 0.70 * 0.60 \\
 &= 0.1848
 \end{aligned}$$

総合効率

$$\begin{aligned}
 &= \text{水素の効率} + \text{水力発電の効率} \\
 &= 0.1848 + 0.83721 \\
 &= 1.022
 \end{aligned}$$

3-6 上部湖に電気分解装置設置の新型揚水発電所の総合効率（電気分解効率：80% 燃料電池効率：60%）

上部湖に電気分解装置設置の新型揚水発電所の水素の効率

$$\begin{aligned}
 &= \text{電気分解効率} * \text{水素圧縮機効率} * \text{燃料電池効率} \\
 &= 0.80 * 0.70 * 0.60 \\
 &= 0.336
 \end{aligned}$$

総合効率

$$\begin{aligned}
 &= \text{水素の効率} + \text{水力発電の効率} \\
 &= 0.336 + 0.83721 \\
 &= 1.173
 \end{aligned}$$

上記計算結果より既存の揚水発電を単に水素に置換えた場合は揚水発電に比べ効率が悪く経済的に成り立たない。

このため、これを補うために都市部に設置し送電損失を無くすとともに廃熱を地域の冷暖房に利用して総合効率を上げる試みが検討されている。

この提案のように既設揚水発電所と水素技術を組み合わせた場合、揚水発電単独の場合よりも効率率が高くなり、上部湖に水の流入が得られる場合は、貯蔵費と売電価格が同じ場合でも成り立つ。

さらに上部湖に水の流入がある場合はガスを圧送する費用が不要なので、工事費の面でも経済的に成り立つ可能性が極めて高いことが予想される。

下記3表に本提案の中で検討した方式の効率を掲げた。

表3 それぞれの場合の効率の比較

既設揚水発電所の総合効率	70.0	%
既存揚水発電を水素貯蔵で置き換えた総合効率	36.0	%
電気分解効率：70% 燃料電池効率：50%		%
新型揚水発電の総合効率 (2-1)	97.1	%
新型揚水発電の総合効率 (2-2)	108.2	%
電気分解効率：70% 燃料電池効率：50%		%
新型揚水発電の総合効率 (2-1)	102.2	%
新型揚水発電の総合効率 (2-2)	117.3	%

4. 水素と既存の化石燃料貯蔵方式との比較

現状の化石燃料貯蔵法は、海岸沿いの利用が容易な、高価値の土地に燃料貯蔵施設を建設しているが、水素の場合、低価格な山の上にダムを建設し、ダム湖に燃料貯蔵用の施設を浮かべての利用が可能となる。

化石燃料の場合、地震により貯蔵施設が破壊され、炎上した例が最近もみられたが、ダム湖の上に燃料貯蔵施設を浮かべた場合、地震の影響を直接受けないので、ダムが破壊されない限り安全な施設となる。

さらに上部湖、下部湖の山陰にならない場所にイカダを浮かべ太陽光発電プラントと組み合わせ、発電しながら湖の水を電気分解し貯蔵すれば、貯蔵だけでなく上部湖、下部湖の水の蒸発を抑えられ、一举両得である。

水素を貯蔵する場合、他のガスに比べ爆発しやすいので危険とのイメージが強い（飛行船の爆発事故によると考えられる。）が、爆発炎上しても有毒ガスは発生しないので環境に対して爆発時の熱と爆風以外の影響を与えない。

さらに炎上し生成された水は、冷却され周辺に降下後、水力発電によりエネルギーとしての回収が可能となる。さらに消火は単に水だけで良いので、ダム湖の容量を大きくするだけで得られる。よって他の燃料と比較した場合、環境に対して安全な燃料であると断定できる。

また化学消火材により消火した場合の消火材による環境への悪影響も無い。このことは、単に装置の効率だけで議論するのではなく、様々な角度から、これらの経済的効果も検討してみる価値があることを示している。

以上で述べたことから、環境対策として新たに小規模なダムを建設し利用する方法や、ため湖を利用する考えられる。我が国は先祖が水田の為に多くのため池を建設した。これらは現在、減反政策により価値を失っている。この水面と水を現在の水素技術と太陽光発電を導入することにより我々の先祖の偉大な遺産を現代に蘇らせることが可能となる。

日本のように海岸や川沿いまで山が迫っていて人口密度が高い場合、場所によっては現在存在している熱利用のコジェネレーションに加え、さらに小規模の揚水発電所を組み合わせされることを示している。

5. 太陽光発電と水素技術を組み合わせた経済効果の検証

図5に示すように上部湖や下部湖、ダム堤体腹部に太陽光発電設備を設置、太陽光で発電した電力を上部湖に送り、上部湖の水を電気分解し貯蔵。この条件での検証を実施した。

太陽光発電の場合は昼間のみ発電可能となる。そこで最も経済的効果の高い夏季の午前中（昼間時間帯）に発電し上部湖に電気分解を設置する新型揚水発電所で水素を貯蔵。負荷ピーク時の午後（重負荷時間帯）に燃料電池、水車発電所の出力を供給する場合について経済的検証を実施。（電気分解装置効率80%，燃料電池の効率60%とする）

上部湖、下部湖の太陽電池設置可能面積は湖の面積の50%とし、午前中の日照時間を4時間、午後の負荷に供給する時間も4時間とする。

表4 検証に使用した資料

太陽電池効率	(1)	10.0	%
1molの水生成時の発生熱量	(3)	285.9	kJ
1kWhと等価な熱量	(4)	3599.7	kJ
圧縮機圧力（高層ビル）	(5)	714.0	mmAq
1molの水の重量	(6)	18.0	g
空気に対する水素の比重	(6)	0.0695	
1kmolの水素の体積	(6)	22.4	m ³
電力単価	(7)		
重負荷時間帯		21.15	円/kWh
昼間 時間帯		14.58	円/kWh
夜間 時間帯		6.32	円/kWh

重負荷時間帯 期間 7月1日～9月30日
時間 10時～17時
昼間 時間帯 期間（重負荷時間、期間を除く）
時間 8時～21時
夜間 時間帯 期間（重負荷、昼間時間帯を除く）
時間 22時～7時

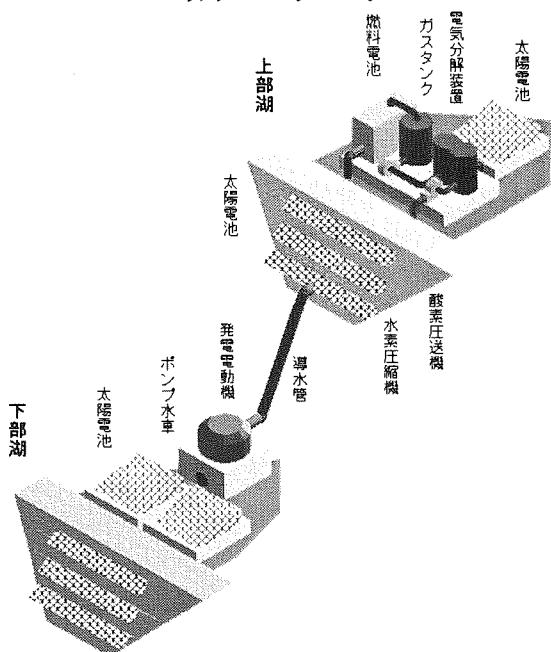


図5 太陽光発電と本提案を組み合わせた図

昼間時間帯太陽光電力量

$$\begin{aligned}
 &= (\text{上部湖太陽電池設置可能面積} \\
 &+ \text{下部湖太陽電池設置可能面積}) \\
 &\times \text{太陽光発電効率} \\
 &\times \text{昼間時間帯の日照時間} \\
 &= (15,000 + 15,000) \\
 &\times 0.1 \times 4 \\
 &= 30,000 \times 0.1 \times 4 \\
 &= 12,000 \text{kWh}
 \end{aligned}$$

水素製造に消費された電力

$$\begin{aligned}
 &= \text{昼間時間帯太陽光電力量} \\
 &= 12,000 \times 0.8 \\
 &= 9,600 \text{kWh}
 \end{aligned}$$

燃料電池の1kWh当たりの水の生成量

$$\begin{aligned}
 &= (\text{1kWhと等価な熱量} \\
 &\quad / \text{1molの水生成時の発生熱量}) \\
 &\times \text{* 1molの水の重量} \\
 &= (3,599.7 / 285.9) \times 18 \\
 &= 226.6 \text{g} \\
 &= 0.0002266 \text{m}^3
 \end{aligned}$$

生成される水量

$$\begin{aligned}
 &= \text{水素製造に消費された電力} \\
 &\times \text{* 燃料電池の1kWh当たりの水の生成量} \\
 &= 9,600 \times 0.0002266 \\
 &= 2.175 \text{m}^3
 \end{aligned}$$

製造される水素量

$$\begin{aligned}
 &= (\text{重負荷時水量 (kg)} \\
 &\quad / \text{1kmolの水の重量}) \times 22.4 \\
 &= (2.175 \times 1,000 / 18) \times 22.4 \\
 &= 2,706 \text{m}^3
 \end{aligned}$$

1分当たりのガス圧縮流量

$$\begin{aligned}
 &= \text{重負荷時発電水素量} / (\text{昼間時間} \times 60 \text{分}) \\
 &= 2,706 / (4 \times 60) \\
 &= 11.275 \text{m}^3 / \text{min}
 \end{aligned}$$

水素貯蔵圧縮機出力（簡易法で計算）

$$\begin{aligned}
 &= (\text{1分当たりのガス流量} \times \text{圧縮機圧力}) \\
 &\quad / (6,120 \times \eta_a) \times \text{水素の比重} \\
 &= (11.275 \times 714) \\
 &\quad / (6,120 \times 0.7) \times 0.0695 \\
 &= 0.1306 \text{kW}
 \end{aligned}$$

水素貯蔵電力量

$$\begin{aligned}
 &= \text{水素貯蔵圧縮機出力} \times 4 \text{時間} \\
 &= 0.129 \times 4 \\
 &= 0.5224 \text{kWh}
 \end{aligned}$$

昼間時間帯の水素貯蔵費の算出

昼間時間帯の水素貯蔵費

$$\begin{aligned}
 &= \text{昼間時間帯太陽光電力量} - \text{水素貯蔵電力量} \\
 &\times \text{昼間電力単価} \\
 &= (12,000 - 0.5224) \times 14.58 \\
 &= 11,999.4776 \times 14.58 \\
 &= 174,952 \text{円}
 \end{aligned}$$

重負荷時間帯売電価格の算出

重負荷時間帯の燃料電池出力電力

$$\begin{aligned} &= \text{水素製造に消費された電力} * \text{燃料電池効率} \\ &= 9,600 * 0.6 \\ &= 5,760 \text{kWh} \end{aligned}$$

重負荷時間帯の水力発電所の出力電力量

$$\begin{aligned} &= |9.8 * \text{重負荷時間帯の流量} * \\ &\quad (\text{落差} - \text{損失落差}) * \text{水車効率} * \text{発電機効率}| \\ &\quad * \text{発電時間} \\ &= |9.8 * (2.706 / 60 * 60) * \\ &\quad (394.7 - 12.3) * 0.89 * 0.97 \\ &\quad * 4 \\ &= 9.72 \text{kWh} \end{aligned}$$

重負荷時間帯売電価格の算出

$$\begin{aligned} &= (\text{燃料電池出力電力量} + \text{揚水発電所の出力電力量}) \\ &\quad * \text{重負荷時間帯電力単価} \\ &= (5,760 + 9.72) * 21.15 \\ &= 5,760.972 * 21.15 \\ &= 121,844 \text{円} \end{aligned}$$

経済効果の検証

夏季重負荷期間において重負荷時間帯売電価格から昼間時間帯の水素貯蔵費を差し引くと -53.108 円となるので経済的に成り立たない。

昼間時間帯の水素貯蔵費の発電単価を替え、再計算を実施。昼間時間帯の太陽光発電の単価が 10.15 円より安価になると経済的に成り立つ。

他の期間において売電価格が 14.58 円のとき水素貯蔵用の太陽光発電単価が 6.99 円より安価になると経済的に成り立つ。

上記結果より風力発電や、潮力発電などの夜間の出力が得られる場合、水素技術と組み合わせることにより、夜間の余剰電力が十分なときに低価格で売電するより大きな利益が得られることを示している。

5. 結言

この提案で明らかなように水素を高い場所に移送、又は高い場所で電気分解した場合、副次生成物の水が位置のエネルギーを持つ。言い換えれば水素が位置のエネルギーを持つとの同様である。

電気は重力の制限が受けないので、我が国のように山岳部において比較的多くの水が得られ、送電線網が確立されているような場合は、低地に設置され

た太陽光発電装置で発電し、高地で電気分解により水素を製造することにより、平野部で製造された水素に比べ、位置のエネルギーを持たせることが可能となる。

本提案中で太陽光発電については、既存の発電所のダム湖で設置可能な面積で検証を行った。ダム湖の太陽光発電出力は既設水力発電出力に比べ出力が非常に小さいので、太陽光パネルをダムの堤体腹部などの設置可能なあらゆる部分に設置する方法や、現在実験が計画されているメガフロート上に太陽光発電パネルを設置、あるいは他の場所での風力発電や波力発電などの夜間でも出力が得られる電力との組み合わせで、水力発電所を十分に活用できるようになると経済的に成り立つ可能性が高くなる。

既設揚水発電所で高価格の電力単価の時間帯に最高出力で運転可能な水量を、全て電気分解した水素を利用すると仮定したため、1日の電力量としては、かなり大きな数値となった。

現在電気分解装置、燃料電池の効率を改良する研究が継続されている。これらの効率が、この提案で採用した数値より改善される場合はさらに検討してみると価値があると結論できる。

水素利用について、さらなる検証をするべき価値があるかの判断材料を得ることを目的としたために、この検証では設置費、機器費、メンテナンス費などは検討に含んでいない。これらの検証は次世代の方にお願いする。

6. 謝辞

この検討をまとめたのに当たり、ご助言、参考文献、資料のご提供を頂きました立命館大学理工学部光工学科（大阪大学名誉教授）浜川圭弘教授に深く感謝いたします。

また独立法人産業技術研究所 上原斎博士、太陽エネルギー学会、校閲委員の方からのご助言、既設大河内用水発電所資料、電気料金の資料のご提供を頂いた関西電力のご担当者に深く感謝いたします。

7. 参考文献

- 1) 電気学会、電気工学ハンドブック、(1998), P983, 電気学会、東京.
- 2) 電気設備技術計算ハンドブック編集委員会、電気設備技術計算ハンドブック、(1992), P4-190 P4-191 P1770, 電気書院、京都.
- 3) 広瀬研吉、燃料電池のお話 改定版、(2002), P32 P74, 日本規格協会、東京.

- 4) 建築設備技術懇話会, 建築設備手帳, (1994),
P5, 建築設備技術懇話会, 東京.
- 5) 生井武史、井上雅弘, ターボ送風機と圧縮機,
(1988), P682,
- 6) 松村篤躬、越後雅夫, 熱力学の計算法, (1989),
P119 P2, 東京電気大学出版局, 東京.
- 7) (関西電力季節別時間別供給約款)

学会からのお知らせ

研究論文 のご投稿をお待ちしております

日頃の研究成果をぜひ学会誌に発表してください。

投稿を希望される方は事務局までメール・FAX等でお知らせください。

折り返し、「投稿規定」、「研究論文フォーマット」、「原稿表紙」等をメール添付または郵送いたします。

ご投稿いただいた研究論文は掲載の迅速化に努めておりますが、偶数月の下旬に開催する編集委員会において校閲委員を選任しますので、偶数月の中旬までに原稿を事務局へ提出いただければ、掲載までの時間が短くなります。

研究論文の定義（投稿規定抜粋）

太陽エネルギー利用およびこれに関連した諸部門の記述で、独創性、信頼性があり、学術的価値あるいは産業上有用性のある完結した内容の原著論文であること。原則として本会以外の刊行物に未投稿のものであって、文書作成ソフトウェアで印字されたもの。本文の他に150語以内の英文概要とキーワードを含め、刷り上がり6頁以内を基準とし、超過する場合は10頁を限度とする。

お詫びと訂正

前号Vol.30, No.2（通巻160号）掲載の研究論文「パッシブ換気機能を有する建築部材の非定常状態における空気挙動に関する実験的研究」（57ページ）の著者名に誤りがありましたので訂正致します。

正： 梅干野 晃

誤： 梅干野 晃

Akira HOYANO

Akira HOYANO