

太陽光発電における水素貯蔵の有用性

伊原 征治郎・菅原 久法

日本工業大学

〒345 埼玉県南埼玉郡宮代町学園台 4-1

Economic Aspects of Photovoltaic Solar-Hydrogen Electric Power

Seijiro IHARA and Hisanori SUGAWARA

Nippon Institute of Technology

Miyashiro, Minami-Saitama, Saitama 345

Using simplified load duration curve and solar radiation profile as parameters, economic feasibility of a photovoltaic solar-hydrogen power system (PVHS) was investigated. The required power capacity for each system component was determined by the linear programming method, and the capital costs were computed. The total capital cost of the PVHS showed that stand-alone PVHS can be economically feasible in many circumstances.

Key words : Solar-hydrogen, Photovoltaics, Stand-alone, LP, Cost

1. はじめに

電力系統から遠く離れた辺境地や発展途上国に、数 MW 規模の太陽電池(PV)発電プラントを建設して、その地域の文化的生活を整え、経済発展に合わせて PV プラントを成長的に拡大する、というシナリオがある。このような計画は発展途上国支援にとどまらず、エネルギー資源問題や地球環境問題の対策に大きな寄与が期待される。これに対して、PV 発電電力が日照に依存して間歇的であるために、遠隔の系統に連系するか、もしくはバックアップ火力発電所を併設する必要が生じて、結局 PV システム建設の意義が失われるのではないかと、この疑問が提起されている。

当然考えられる対策に、電力貯蔵システムの設置がある。僻地や開発途上国の村落では小規模な PV と鉛蓄電池のシステムが自立電源として使用され、多くの場合、遠方の電力系統から配電線を引くよりも経済的であるとされている。しかし、現状の鉛蓄電池を大規模な電力貯蔵に使用することは技術的および経済的に困難が多く、一般に、大規模 PV システムの自立使用は二次電池の研究開発成果に依存すると考えられ

ている。

二次電池とは異なる電力貯蔵方式の一つに、PV 電力で水を電気分解して貯蔵し燃料電池で電力に逆変換する、PV 水素エネルギーシステム (PVHS) がある。このシステムは、電気→水電解水素→燃料電池→インバータの 3 段階の変換効率が 40~60%の範囲と推定され、燃料経済を重視する従来の電力システムの中では効率に魅力が乏しいとされていた。しかし、自然(再生可能)エネルギー利用の燃料経済の考え方は化石燃料に対する場合と異なり、最近このようなシステムの研究開発が支持され、技術進歩に伴って実用の可能性が高まってきた。実際にヨーロッパでは、HYSOLAR (Hydrogen from Solar Energy) 計画や、Fraunhofer 研究所のエネルギー自立ハウスなどで、PVHS を建設して実証試験が行われている。

PV 利用の可能性の大きさは、とくに太陽放射量と電力負荷の変動パターンに依存して多様に変わるから、PVHS の経済性は地域によって大幅に異なる。地域を特定すれば、その太陽放射と負荷の実測データに基づいて、その地域についての判断が可能であるが、筆者らは、PVHS の導入が妥当になる一般的な条件を

明らかにするために、日射条件と負荷パターンを単純化したモデルで扱う経済性計算を試みた。

2. モデルの概略

複数の需要家及び需要形態からなる電力負荷のパターンは、一般に複雑に変動する。このような一日の負荷の大きさが等しい部分を集めて、継続時間を横軸に取り、大きさの順に並べたスペクトル図を負荷持続曲線(Load Duration Curve)と呼ぶ。PVHS利用の可能性を把握するための負荷パターンモデルとして、この曲線の年間平均の典型的な形である Fig.1 の影を施した図形を用いる。この部分の面積は1日当たりの電力需要量(負荷電力量) Q に対応する。

日射量は地球上の緯度によって大きく異なり、時間的にも不規則に変動する。この日射パターンを単純化するため、日射量の年間連続平均値のデータを日射ピーク値 1 kW/m^2 で割り、 1 kW/m^2 の日射の1日の継続時間 $H \text{ h/day}$ に換算する。したがって、出力 X_1 のPVの発電量は図の矩形 $abcd$ で表される。発電量を直接負荷で消費する部分が $abef$ 、水素システムで貯蔵する部分が $feed$ に対応する。PVHSは、面積 $abef$ を除く負荷の部分が面積 $feed$ と等しくなるように運転する。

PVHSの概念図を Fig. 2 に示す。システム構成の概要は次の通りである。PVアレイ出力($X_1 \text{ MW}$)を整流器(Converter, $X_2 \text{ MW}$)で調整し、インバータ

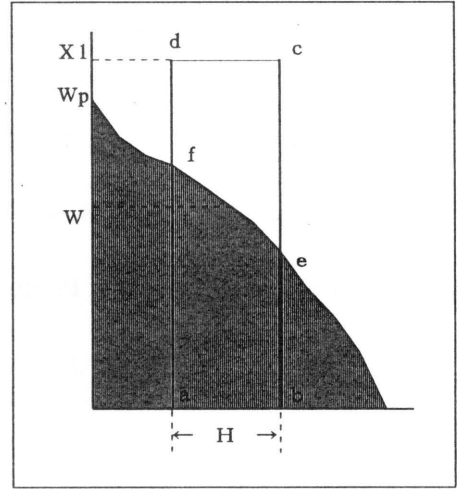


Fig. 1. Simplified model of load curve and PV power generation.

(Inverter, $X_3 \text{ MW}$)を介して負荷(Load)に電力を供給する一方、水電解プラント(Electrolyzer, $X_4 \text{ MW}$)で水素を生産してガスホルダー(Storage tank, $X_5 \text{ MW}$)に貯蔵する。夜間あるいは、PV出力が負荷に対して不足の場合に、水素ガスを燃料電池(Fuel Cell, $X_6 \text{ MW}$)で電力に変換しインバータ(Inverter, $X_7 \text{ MW}$)を介して負荷電力の全部または一部をまかなう。インバータの接続と切替制御を工夫すれば、 X_3 または X_7 のいずれかを省略できる可能性があるが、ここではこの考察を省く。図中の記号 η_i はそれぞれシステム要素の効率を表す。数値は現状の効率と、括弧内に研究開発の一

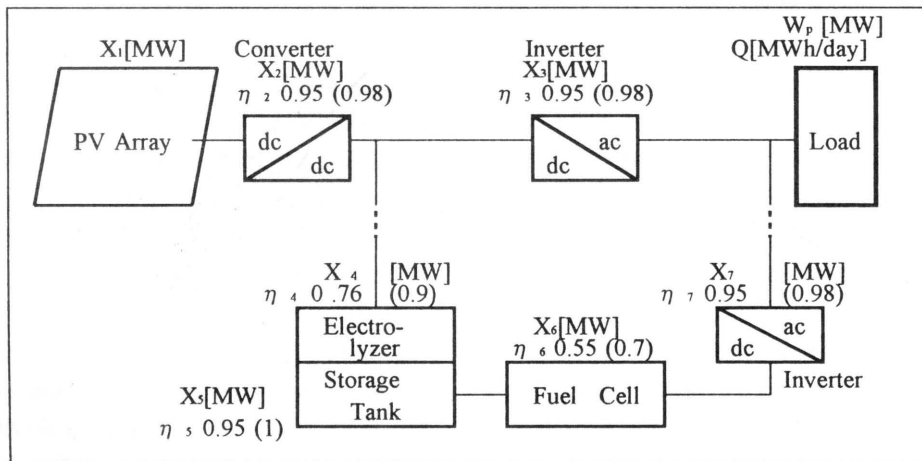


Fig. 2. Concept of the PV hydrogen energy system (PVHS).

般的目標を将来値として示す。これらの効率の値は文献[1]～[5]から採った。図中の負荷の記号 Q MW h/day および W_p MW は、それぞれ一日の負荷容量およびピーク負荷電力を表す。

3. モデルのパラメータと変数

PVの発電効率は、多結晶シリコン素子で15～16%が達成され、小面積では21%以上が試験的に得られている。価格は最近400円/W_{peak}を切ったところであるが、2000年頃にその二分の一、さらに120円/W_{peak}を目標に開発が進められている。これらを考慮してPVアレイの価格を次のように見積もった。

PVモジュールの素子占積率を0.783として、現在の結晶PVモジュール価格400,000円/kW、効率 $\eta_1 = 0.783 \times 0.155 = 0.12$ 、及び比較的近い将来の結晶PVモジュール価格200,000円/kW、 $\eta_1 = 0.783 \times 0.205 = 0.16$ とする。工事費を含む架台価格を15,000円/m²とすれば、1kW_p当たりのPVアレイ価格は、

$$400,000 \text{ [円/kW]} + 15,000 \text{ [円/m}^2\text{]} / 0.12 \text{ [kW/m}^2\text{]} = 52.5 \text{ [万円/kW]}$$

$$200,000 \text{ [円/kW]} + 15,000 \text{ [円/m}^2\text{]} / 0.16 \text{ [kW/m}^2\text{]} = 29.4 \text{ [万円/kW]}$$

となる。したがって、PVアレイの価格係数を現状 $a_1 = 5.25$ 億円/MW、将来 $a_1 = 2.94$ 億円/MWとする。

その他のシステム要素の価格係数 $a_2 \sim a_7$ 億円/MW

は、主に文献[1]～[5]を参照して、Table 1の第2欄に示すように想定する。

システム要素の容量 $X_1 \sim X_7$ は、次の条件を満たすように決める：

PVアレイ出力 X_1 は、日照時間 H の間の平均負荷電力 W を供給すると同時に、日照時間以外の負荷電力をまかなう水素を生産できる大きさとする。PVアレイと燃料電池の出力 (X_1 と X_6) は、どの時間帯に最大負荷電力 W_p が現れても必ず供給できる大きさが必要である。整流器容量 X_2 は、PVアレイの出力によって決まる。インバータ出力容量 (X_3 と X_7) は最大負荷によって決まる。水電解プラント X_4 およびガスホルダー X_5 は、日照時間以外の一日の負荷電力がまかなえる量の水素を生産および貯蔵する必要がある。システム要素それぞれの条件を表す容量制約式を、Table 1の第3欄に示す。

PVHSの初期費は、これらの容量条件をすべて満たし、かつ次の式の値が最小になるように決められる：

$$C = a_1 X_1 + a_2 X_2 + a_3 X_3 + a_4 X_4 + a_5 X_5 + a_6 X_6 + a_7 X_7 \tag{1}$$

PVシステムと負荷だけの場合の初期費は、負荷のピーク電力 W_p [MW]として、次の式で計算される：

$$C_0 = a_1 W_p / \eta_2 \eta_3 + a_2 W_p / \eta_3 + a_3 W_p \tag{2}$$

Table 1. Assumptions and required conditions for the system components.

System Components	Price [10 ⁸ 円/MW]	Required Condition for Each Capacity X
PV Array X_1	5.25 (2.94)	$\eta_2 \eta_4 \eta_5 \eta_6 \eta_7 (X_1 - W / \eta_2 \eta_3) H \geq Q - WH$ $\eta_2 \eta_3 X_1 + \eta_7 X_6 \geq W_p$
dc-dc Converter X_2	0.25 (0.15)	$X_2 \geq \eta_2 X_1$
dc-ac Inverter X_3 X_7	0.25 (0.15)	$X_3 \geq W_p$ $X_7 \geq W_p$
Electrolyzer X_4	1.75 (0.7)	$\eta_5 \eta_6 \eta_7 X_4 H \geq Q - WH$
Storage Tank X_5	0.014 (0.01)	$\eta_6 \eta_7 X_5 H \geq Q - WH$
Fuel Cell X_6	3.5 (1.4)	$\eta_7 X_6 \geq W_p$

註1. 価格は1～10MW規模に対する推定。括弧内は将来値。
 註2. Q = 日負荷電力量[MWh/day], W_p = ピーク負荷[MW], W = ピークを除く平均負荷[MW].

水素エネルギー貯蔵システムを付設することによる初期費増加分 ΔC は、式(1)と(2)の値の差、すなわち、

$$\Delta C = C - C_0 \tag{3}$$

を計算することによって求められる。

以上は、線形計画 (LP) 法の簡単な応用問題になっているので、パーソナルコンピュータ用に作成した LP 計算プログラムを使用して、条件に適合する C と $X_1 \sim X_7$ の値を短時間で得ることができる。

4. 結果と考察

最大負荷電力 W_p 、日負荷量 Q 、日射時間 H 、およびその時間帯の平均負荷電力 W は地域ごとにさまざまに異なり、それに伴って PVHS の経済性は著しく変化する。本文では、負荷が $W_p = 4 \text{ MW}$ 、 $Q = 20 \text{ MW h/day}$ の場合について、 H が 3 h/day と 6 h/day の 2 ケースの試算結果を述べる。 H は一日の日射量の指標と見なすべき数値で、年間の日射量で言えば、3 h/day と 6 h/day はそれぞれ $1,095 \text{ kW h/m}^2$ (たとえば日本のような中緯度地帯) と、 $2,190 \text{ kW h/m}^2$ (たとえば世界各地の砂漠辺境地、あるいは日射条件の良い低緯度地帯) に相当する。

W は日射と負荷の双方のパターンによってさまざまな値を取るため、その特徴を反映させる数値として、 W_p に対する比をパラメータに選び、 $W/W_p = 0.2; 0.4; 0.6; 0.8$ の 4 ケースの負荷について試算した。 W/W_p の値は、負荷電力が夜間側に寄っている場合には小さい値になるが、通常は 0.4 から 0.8 の間にあると推定される。

Table 2 は LP で最小化した初期費とその発電コス

ト概算値を、 W/W_p が 0.4 と 0.8 の場合について示す。発電コストは、年利子率 6%、寿命 20 年を仮定し、初期費の年投資回収率を 0.0872 として求めた。これらの初期費の内訳を Fig. 3 および Fig. 4 に示す。

Fig. 5 は、最大負荷 4 MW_p 、日負荷容量 20 MW h の PVHS と 4 MW_p の PV システムの初期費の差、すなわち水素貯蔵・発電システムを付設する場合の初期費増加分 ΔC を示す。縦軸の単位は [億円/ 4 MW_p] である。この値が系統連系の費用、あるいはバックアップ電源の付設費用よりも小さいことが、PVHS が経済的に妥当な要件となる。

成熟した通常の電力システムと自立電源を比較することの合理性は少ないが、コストの目安という観点で見れば、Table 2 に示した中緯度地帯における発電コスト (3 [h/day], $144 \sim 45 \text{ 円/(kW h)}$) は大部分がかなり高い。しかし日射が豊富な地帯では、通常の電力システムにおけるピーク対策電源程度、あるいはそれよりも安い発電コストと見なせる (6 [h/day], $69 \sim 21 \text{ 円/(kW h)}$) 。

初期費の内訳を示す Fig. 3, Fig. 4 に見るように、PV アレイ価格はシステムコストの大半を占める。アレイ価格では PV モジュールの価格が最も大きい、架台の価格も大きな比率を占めている。本文の計算は、日本の PV 価格の見積もりで用いられているアレイ 1 m^2 当たりの架台価格に従った結果、架台価格がアレイ価格の 31~47% を占めている。海外価格では、架台価格は三分の一程度までは低く見てよい場合がある。PVHS では、水素生産のための発電に PV アレイの広大な面積が必要である。したがって、日射量が豊富であるほどアレイ面積が少なくなるので発電コストは顕著に低下する。また、日射量が多ければ PV 発電量の多くを直接的に負荷で消費できるために、水素貯蔵の

Table 2. Calculated total cost for the PVHS of 4 MW_p , 20 MW h .

	Insolation	$W/W_p = 0.4$		$W/W_p = 0.8$	
		Capital 10^8 ¥	¥ / kWh	Capital 10^8 ¥	¥ / kWh
Present	3 h/day	120.80	144.3	98.99	118.2
	6 h/day	57.86	69.1	37.02	44.4
Future	3h/day	43.36	51.8	37.60	44.9
	6h /day	22.45	26.8	17.72	21.2

ための水電解設備は大分小さくなる。これらの効果が Fig. 3 および Fig. 4 の 3 [h/day] と 6 [h/day] の対比に表れている。本文中で定義したパラメータの一つ W/W_p は、PV の発電パターンと負荷需要パターンの整合性を表している。この値が大きいほど PV は有利な条件で発電することになり、したがって $W/W_p = 0.8$ (Fig. 4) の場合の方が $W/W_p = 0.4$ (Fig. 3) よりも経済的になる。

PV がピーク負荷に近い時間帯で発電できて、しか

も日照時間が長い地域では、電力の水素貯蔵の必要性が少なくなるので、水電解の設備費はきわめて小さくなる (Fig. 3 および Fig. 4, 6 [h/day])。このような場合でも日照時間以外にピーク負荷があるならば、燃料電池の設備容量は W_p まで必要である。もし、ピーク負荷が日照時間内にしかないならば、燃料電池の設備費はもっと少なくて済む。すなわち、実際の負荷パターンと日射パターンの関係によっては、PVHS の初期費はもっと小さくなる場合もあり得る。

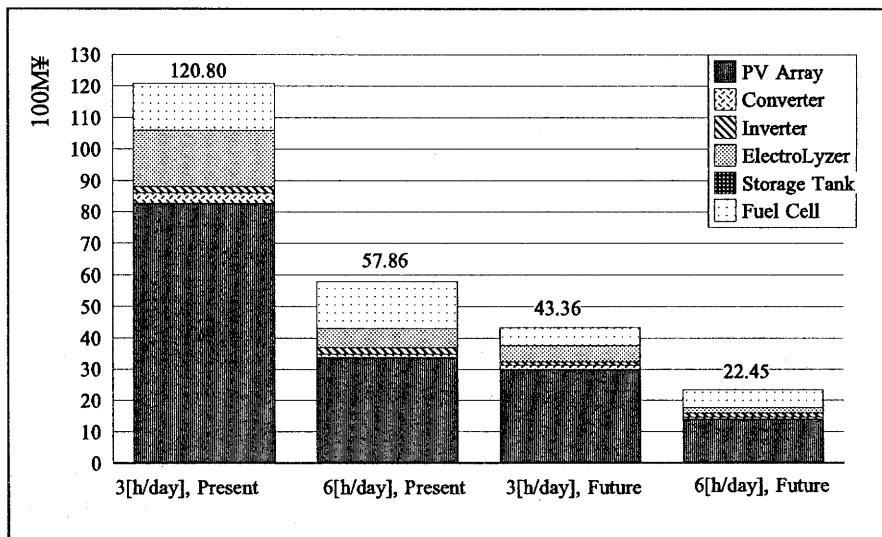


Fig. 3. Capital cost of the PVHS (4MWp, 20 MW h) calculated for $W/W_p = 0.4$.

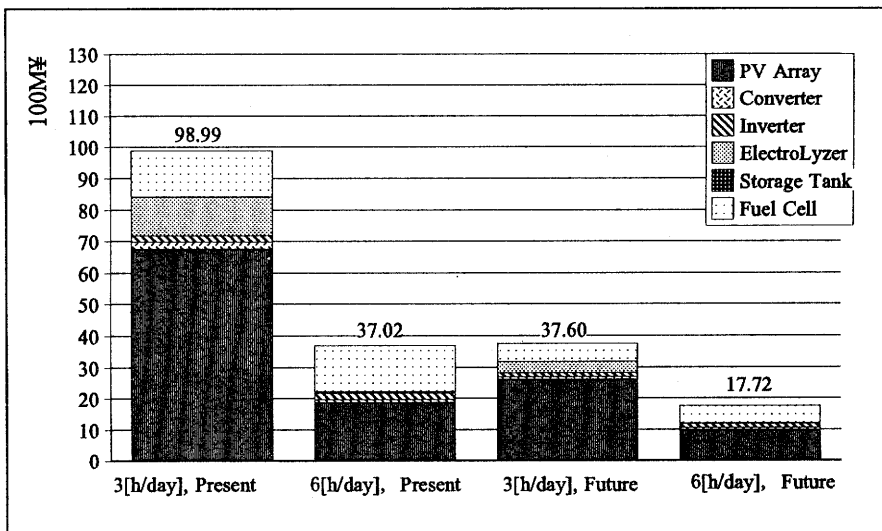


Fig. 4. Capital cost of the PVHS (4MWp, 20 MW h) calculated for $W/W_p = 0.8$.

Fig. 5 は、一日当たり発電量 20 MWh, 最大出力 4 MW の PVHS と、発電設備容量 4 MW の PV システムとの初期費の差を示している。後者は日照時間以外の負荷に供給する設備を持つ必要があるが、そのための費用が ΔC よりも大きければ PVHS の方が経済的で

ある。たとえば、図の $\Delta C = 30$ の目盛りは 36 円/kWh 程度の発電コストに相当するが、これは MW 級の火力発電設備の発電コストのオーダーであろう。したがって、Fig. 5 には PVHS が経済的に妥当であると推定される広い範囲が表れていることになる。

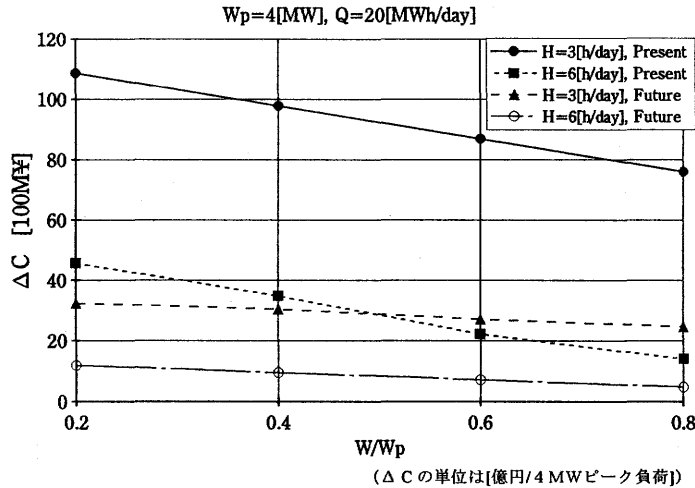


Fig. 5 Increase in the capital cost of 20MWh PVHS compared to 4MW PV system. (The unit of ΔC is 10^8 yen per 4MW of peak load.)

5. 結論

PV システムに水素エネルギー貯蔵システムを設けることの得失は、日射条件と負荷の条件に依存して大幅に異なる。PV および水素エネルギー技術のコストの現状では、PVHS のようなシステムは経済的に引き合わないと考えられがちであるが、試算結果は、一日の日射パターンと電力負荷パターンの整合性が良ければ、特に日射量の豊富な地域で、系統連系やバックアップ発電所建設より有利になることを示している。

将来の資源問題と環境問題の進展に伴って、化石燃料発電のコストは高騰する予想が一般的である。そのような傾向に加えて、PVHS に関するシステム要素それぞれの研究開発目標値が実現するならば、日本国内の日射量の程度でも実用性が現れることも考えられる。

さらに、PVHS は水素を燃料とする装置を持つことによって、多くのエネルギーを統合的に利用できる特徴がある。太陽の直接放射と共に、バイオマス、風力などの自然エネルギーばかりでなく、従来の化石燃料

エネルギーも、水素という種類の燃料を通して利用できる。このようなシステムになれば、PVHS の電源としてのロバスト性が高まるとともに、発電コストが平均化されて、さらに経済性が向上し、環境に調和するエネルギーシステムの主要な形態の一つになるであろう。

参考文献

- 1) L. Barra and D. Coiante, Int. J. Hydrogen Energy, 18, 685-693, 1993.
- 2) R. Friberg, Int. J. Hydrogen Energy, 18, 853-882, 1993.
- 3) H. Dienhart and A. Siegel, Int. J. Hydrogen Energy, 19, 61-66, 1994.
- 4) M.A.K. Lodhi, Int. J. Hydrogen Energy, 20, 471-484, 1995.
- 5) 伊原,若松,金竹,鈴木,太田, 水素エネルギーシステム,18,16-23,1993.