

原子力発電オフピーク電力による 電解水素製造の可能性の検討

桜井 誠*1、清水 三郎*2

*1 東京農工大学 工学部 化学システム工学科

〒184-8588 東京都小金井市中町 2-24-16

*2 〒319-1111 茨城県那珂郡東海村舟石川 765-1

Feasibility Study of Hydrogen Production by Water Electrolysis using Nuclear Off-peak Power.

Makoto SAKURAI*1 and Saburo SHIMIZU*2

*1 Tokyo University of Agriculture and Technology

2-24-16 Naka-cho, Koganei-shi, Tokyo 184-8588, Japan

*2 765-1 Funaishikawa, Toukaimura, Naka-gun, Ibaraki 319-1111

Possibility of hydrogen production by water electrolysis using nuclear off-peak power was studied. Cost of nuclear off-peak power was estimated using various cases of plant operating pattern for supplying off-peak power and power plant working ratio. The relationship between cost of electricity and cost of hydrogen produced by water electrolysis process was evaluated on the basis of plant data of different types of water electrolysis hydrogen production, alkaline solution electrolyser and solid polymer electrolyte membrane. The effect of plant availability of electrolyser on the hydrogen production cost was also investigated. By connecting those evaluations, a case study was conducted for the cost of hydrogen production by water electrolysis using nuclear off-peak power. The cheapest case was almost 20 yen / Nm³-H₂. It was found that hydrogen production using nuclear off-peak power has a great possibility.

Key words: Off-peak power, Hydrogen energy, Water Electrolysis, Hydrogen cost

1. はじめに

昨今、電要については、その昼夜間や季節間の変動が顕著になってきている。さらに、負荷追従運転が不得手な資本費集約型電源が増大している。したがって、負荷平準化対策や電力貯蔵技術の開発は今後の重要な課題である。資本費集約型電源に対しても、オフピーク電力に対する大量の安定した需要が見込めれば、高い設備利用率を保ちつつピーク電力を供給することが可能となると考えられる。また、改正電気事業法が、2000年3月に施行され、オフピーク電力コストの試算およびその有効な利用についての考察が容易に行えるようになった。

一方、環境問題がクローズアップされ、新しいエネ

ルギーシステムの確立が急務の課題となってきたが、この、将来の新しいエネルギーシステムの中での二次エネルギーとして最も有望視されているのは水素である。水素は、燃料としての使用時に、燃料に起因するCO₂、NO_x、SO_x等の有害物質の排出が無いので、もし、水を原料として水素を製造できれば、非常にクリーンな二次エネルギーと位置付けることができる。電力も、二次エネルギーとして重要なものであるが、水素は電力と比較した場合、輸送性、貯蔵性等にも優れている。したがって、一次エネルギーを電力に変換して二次エネルギーとして利用する場合にも、最終利用段階までの輸送、貯蔵には水素の形態で利用した方が有利であると考えられる。このような観点から、水素は、現在の化石燃料主体の二次エネルギーにとって

かわる、最有力候補と考えられる。例えば、自動車燃料等についても、現在自動車会社各社において、次世代の自動車として、数年後の実用化をめざした、ガソリンではなく水素を燃料とした燃料電池自動車の開発に力が注がれている。

水素を二次エネルギーとして有効に使用するためには、水から水素を大量に、かつ高効率で経済的に製造する方法を確立する必要がある。水からの水素製造方法としては、直接分解、熱化学サイクルによる分解、電気分解、光分解等様々な方法がある。

以上のような背景を考え、ここでは、原子力発電という資本費集約型の代表とも言える一次エネルギーと、将来有望な二次エネルギーである、クリーンな水素との結びつきについて、原子力発電からのオフピーク電力供給、さらには、そのオフピーク電力からの電気分解による水素製造、をとりあげ、1. オフピーク電力供給の可能性、2. 水電解プラントの特性、3. この両者を結び合わせたオフピーク電解水素製造コストの評価、の検討結果について報告する。図1に、原子力発電からのオフピーク電力供給およびその電力による電解水素製造の概念を示す。

2. 原子力オフピーク電力水素製造

2. 1. 原子力発電オフピーク電力の検討

原子力発電は、現在総電力供給の約35%を占めるまでになり、その性格からも、ベース電力の供給源として非常に重要な役割を果たしている。この原子力発電に対しても、もし、大量のオフピーク電力需要が見込まれれば、その高い設備利用率を維持したまま、ピーク電力供給が可能となるものと考えられる。そこで、まず原子力発電からのオフピーク電力供給について、その電力コストの推算を行った。ここでは、100万kW級の原子炉を想定し、原子力発電の電力コストについては、ベース電力供給としての原子力発電と同等とみなした。そして、そのコストとしては、日本エネルギー経済研究所が試算した、2000年運転開始プラントの電源別発電単価にある、設備利用率70%におけるコスト、10.12円/kWhを標準コストとして採用した[1]。また、本稿においては、電力コストの内訳のうち資本費及び運転費は設備利用率に反比例するものと仮定して、設備利用率80、60%での電力コストも試算した。

これらの結果を設備利用率毎の電力コストとして表1に示した。

表1. 原子力発電コスト

	80	70	60
資本費 (円/kWh)	5.70	6.51	7.60
運転費 (円/kWh)	2.02	2.31	2.70
燃料費 (円/kWh)	1.30	1.30	1.30
合計 (円/kWh)	9.02	10.12	11.60

次に、原子力発電によるオフピーク電力コストの試算を行った。オフピーク電力のコストは、東京電力の電力卸供給入札募集要綱にある、基本8パターン[2]にしたがって試算した。電力卸供給入札募集要綱とは、電気事業法の改正により、一般の事業者が競争入札により、電力会社に電力を販売できることになったことにより示されたものである。入札価格は、主に「資本費」、「運転費」、「燃料費」から構成されている。また、電力の供給パターンは、供給可能な電力量に対する実際に電力会社が購入する電力量の割合である、年間平均利用率によって設定され、その値が10~80%について基本8パターンがあり、10、20%の場合をピーク供給力、30、40、50%をミドル供給力、60、70、80%をベース供給力、としてそれぞれ分類されている。また、入札価格には上限が設けられ、この上限価格は、電力会社が自社で入札参加事業者と同じ目的のために設備を作り、それを運転して電力供給した場合にかかる電力価格とされており、この価格は回避可能原価と呼ばれている。表2に、オフピーク電力供給8パターンとその時の回避可能原価を示す。それぞれの運転パターンにおける、年間平均設備利用率の残りをオフピーク電力に供給できるとして、オフピーク電力の供給コストは、この供給パターンと、それぞれのパターンでの回避可能原価、および、前述の原子力発電の電力コストとから試算できる。具体的には、電力コストで発電電力全てを供給した場合と同じ売り上げが得られるように、年平均利用率分の電力を回避可能原価で供給し、残りのオフピーク電力をオフピーク電力コストで供給する、という考え方によって試算できる。表3に、設備利用率60、70、80%に対する、オフピーク電力コスト試算結果を示す。ここで、オフピーク電力供給割合とは、原子力発電の設備利用率(%)から、表2に

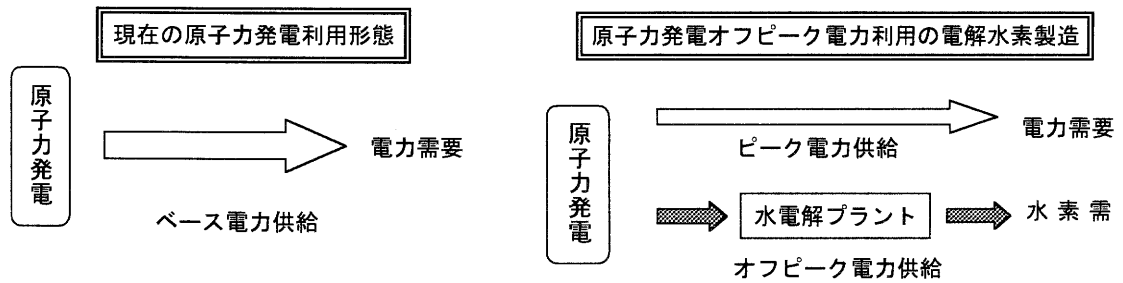


図1. 原子力発電からの電力供給の概念

示した回避可能原価算定時における想定した電源の設備利用率(%)を差し引いたもので、本稿では、電解プラントの稼働率を意味する。

2. 2. 水電解水素製造

前述のように、水素は、水から製造することができれば、将来、クリーンな二次エネルギーとして、重要な位置を占めてくると考えられる。また、水からの水

素製造方法として、現在最も現実的な方法は、電気分解法である。したがって、オフピーク電力の大量安定需要の候補としては、水電解水素製造が有望である。

水電解に必要な電力をオフピーク電力から供給すれば、将来的に、非常に大きな、なおかつ安定した電力需要となることは間違いない。ちなみに、100万kW級の原子炉1基から、30%の供給割合でオフピーク電力を電解水素製造のために供給するとすると、7200

表2. オフピーク電力供給パターンおよび回避可能原価

パターンNo.		1	2	3	4	5	6	7	8
年間平均利用率 (%)		80	70	60	50	40	30	20	10
昼間kWに対する夜間、土・日・祝日出力のウェイト	平日夜間出力 (%)	75	55	40	30	30	0	0	0
	土日夜間出力 (%)	75	55	40	30	0	0	0	0
算定根拠	平日日数	223	223	223	223	223	223	146	110
	その他日(土日祝)日数	112	112	112	112	0	0	0	0
	平日昼間時間	16	16	13	13	12	12	12	8
回避可能原価 (円/kWh)		9.3	10.2	11.4	12.4	14.6	18.1	19.5	33.4

表3. 原子力発電によるオフピーク電力コスト

パターンNo.		1	2	3	4	5	6	7	8
年間平均利用率 (%)		80	70	60	50	40	30	20	10
回避可能原価 (円/kWh)		9.3	10.2	11.4	12.4	14.6	18.1	19.5	33.4
設備利用率 80% 9.02 円/kWh	オフピーク電力供給割合 (%)	0	10	20	30	40	50	60	70
	年間オフピーク電力供給時間 (h/年)	-	876	1752	2628	3504	4380	5256	6132
	オフピーク電力コスト (円/kWh)	-	0.76	1.88	3.39	3.44	3.57	5.53	5.54
設備利用率 70% 10.12 円/kWh	オフピーク電力供給割合 (%)	-	0	10	20	30	40	50	60
	年間オフピーク電力供給時間 (h/年)	-	-	876	1752	2628	3504	4380	5256
	オフピーク電力コスト (円/kWh)	-	-	2.44	4.42	4.15	4.14	6.37	6.24
設備利用率 60% 11.60 円/kWh	オフピーク電力供給割合 (%)	-	-	0	10	20	30	40	50
	年間オフピーク電力供給時間 (h/年)	-	-	-	876	1752	2628	3504	4380
	オフピーク電力コスト (円/kWh)	-	-	-	7.60	5.60	5.10	7.65	7.24

表4. 水電解プラント基礎データ

プラント情報	フランス電力庁	WE-NET		
		Case-1	Case-2	Case-3
電解技術	アルカリ水電解	固体高分子型水電解	固体高分子型水電解	固体高分子型水電解
電流密度	1 A/cm ²	1 A/cm ²	3 A/cm ²	3 A/cm ²
電解電力	5 kWh/Nm ³ -H ₂	3.95 kWh/Nm ³ -H ₂	3.95 kWh/Nm ³ -H ₂	4.28 kWh/Nm ³ -H ₂
圧	3 MPa	1 atm	1 atm	4 kg/cm ² G
温度	130 °C	80 °C	80 °C	120 °C
プラント規模	20 MW	-	-	-
	4000 Nm ³ -H ₂ /h	32000 Nm ³ -H ₂ /h	32000 Nm ³ -H ₂ /h	32000 Nm ³ -H ₂ /h
想定電力価格	0.082 FF/kWh	5 ¥/kWh	5 ¥/kWh	-
運転時間	5000~6000 h/y	-	-	-
稼働率	63%	90%	90%	90%
コスト情報	*1			
固定費負担単価	9.65 円/Nm ³ -H ₂	10.07 円/Nm ³ -H ₂	4.9 円/Nm ³ -H ₂	4.33 円/Nm ³ -H ₂
(資本費)	7.5 円/Nm ³ -H ₂	5.35 円/Nm ³ -H ₂	2.6 円/Nm ³ -H ₂	2.11 円/Nm ³ -H ₂
(運転費)	2.15 円/Nm ³ -H ₂	4.72 円/Nm ³ -H ₂	2.3 円/Nm ³ -H ₂	2.22 円/Nm ³ -H ₂
変動費単価	8.84 円/Nm ³ -H ₂	19.75 円/Nm ³ -H ₂	19.75 円/Nm ³ -H ₂	22.16 円/Nm ³ -H ₂
水素製造単価	18.49 円/Nm ³ -H ₂	29.82 円/Nm ³ -H ₂	24.65 円/Nm ³ -H ₂	26.49 円/Nm ³ -H ₂

*1: 1FF = 21.5 円で換算

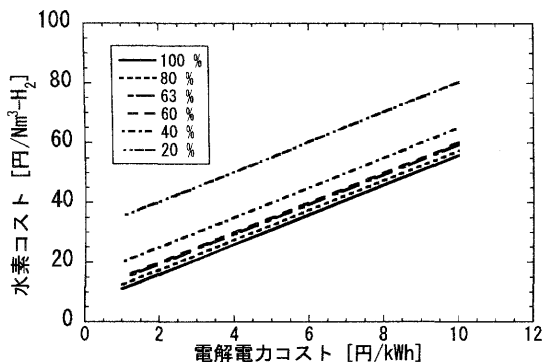


図2-(a). 電解電力価格と水素価格との関係へのプラント稼働率の影響 (フランス電力庁データ)

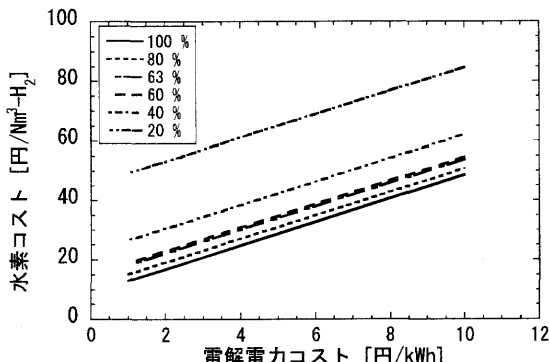


図2 (b). 電解電力価格と水素価格との関係へのプラント稼働率の影響 (WE-NET, Case-1)

Nm³-H₂/day規模の水素ステーション 250ステーションに水素を供給できる (電解電力を 4 kWh / Nm³-H₂ とした場合)。

水の電気分解プロセスとしては、大きく分けて、商用化済みの高温高圧アルカリ水溶液電解、固体酸化物電解質高温水蒸気電解、固体高分子電解質水電解の3つのタイプに分類できる。このうち、アルカリ水電解は、既に実用段階に達しており、エネルギー効率はあまり高くないが、安価な電力が入手できる場合は有利である。また、固体高分子電解質水電解は、システムのコンパクト化が可能、エネルギー変

換効率が高い、起動停止が容易、等という特長を持ち、次世代の電解技術、特にオフピーク電力利用といった、起動停止が頻繁に起こりうるシステムにおいては、特に有力な候補と考えられる。

電解水素製造の特性について、電解水素製造の電力コストに対する水素コストを試算して評価を行った。その資料としては、フランス電力庁による、アルカリ水電解プラントに対するコスト試算データ [3]、および WE-NET プロジェクトにおける、固体高分子電解質水電解に対するコスト試算データ [4,5]があるので、それらを利用した。表4に、水電

解による水素コスト試算に必要な電解プラント設計データを4種(フランス電力庁によるもの1種, WE-NETプロジェクトによるもの3種; Case-1とCase-2[4]およびCase-3[5])を示す。これらのデータを用いれば, 水素コストの電力コスト依存性を評価できる。例として, フランス電力庁のアルカリ水電解プラントとWE-NETのCase-1プラントに対し, 電解水素コストの電解プラントの稼働率毎(100, 80, 63, 60, 40, 20%)の電力コスト依存性を推算し, その結果を図2(a), (b)に示した。なお, 原子力発電コストの推算時と同様に, 水素コストに占める電解プラントの資本費及び運転費は, プラント稼働率に反比例するものと仮定した。

2. 3. 原子力オフピーク電力と水素コストとの関係

2. 1. 節において求めた原子力オフピーク電力コスト, およびその際のオフピーク電力供給割合(電解プラント稼働率), そして, 2. 2. 節で求めた電力コストと電解水素コストとの関係を結びつけ, オフピーク電力による水素製造の評価を行った。図3(a), (b), (c), (d)に, 各電解プラントについてのオフピーク電力コストと水素コストとの関係を, 原子力発電の設備利用率毎に示す。

2. 4. 原子力発電複数基利用の影響

上記の検討においては, 原子力発電は, 単基利用を想定している。次に, 複数基利用についての検討を行った。例えば, 70%の設備利用率の原子力発電を10基利用することを考える。ベース電力の安定供給という原子力発電の特徴を最大限にいかせるような, 10基による年間運転パターンを考える。このパターンにおいては, 1基あたりの平均的な出力としては70%の出力の発電炉が, 年間設備利用率としては100%で稼働している, ということと, 等価と考えても差し支えない。そこで, 電解プラントの見かけの稼働率を, この, 10基にすることにより増えた設備利用率に対しても, 単基の場合と同じ割合で稼働させられる, 言い換えれば, 10基利用によって増えた設備利用率の方からも, 単基利用の場合と同じ設備利用率に対する供給割合で, オフピーク電力の供

給ができる, と考え, その分の稼働率を上乗せして考えられる, と仮定した。設備利用率60%, 80%に対しても, 10基利用すれば, これと同様に, それぞれ60%, 80%の出力で, 年間利用率100%で稼働していることと等価と考えられる。表5に, 10基利用した場合, 見かけの電解プラント稼働率が, 単基利用の場合と比べてどの程度増やすことができるかを評価した結果を示す。なお, この仮定によって考えると, 一基当たり, 年間に電解電力に供給できる電力総量は, 見かけの稼働率の上昇にかかわらず, 単基でも10基でも等しいことになる。

ここに示した, 見かけの稼働率の評価結果にもとづいて, 単基利用の場合と同様な手順で, 原子力オフピーク電力のコストと水素コストとの関係を推算した。なお, 原子力発電から供給される電力コストは, 単基, 複数基の利用によらず変わらないとした。推算結果を図4(a), (b), (c), (d)に示す。

3. 検討結果および考察

オフピーク電力コストは, 表3を見ると, 原子力発電年間設備利用率の変化に対してなめらかに推移していない。ここでの推算に利用した回避可能原価と設備利用率との関係を見ると, この回避可能原価も, 利用率の変化に対してなめらかに推移していないことがわかる。したがって, この回避可能原価を利用して推算したオフピーク電力コストの推移もその影響を受けているために, 利用率の変化に対してなめらかに推移していないものと考えられる。また, 同じパターンにおいては, 設備利用率が大きいほどオフピーク電力コストが安くなっている。これは, 各パターン毎の設備利用率が高くなるほど, 電力コストが低下するとともに年間の総発電量が増加するが, ピーク電力の供給割合とコストが一定なことから, オフピーク電力供給量が増加することになり, そのためにそのコストが低下するからである。図2において, 電力コスト0における水素コストは, すなわち, 資本費と運転費の計を示している。また, グラフの傾きは電解電力量(kWh)に等しい。WE-NETのデータは, フランス電力庁によるデータと比較して, プラント稼働率が水素コストに及ぼす影響が大きいことを示している。

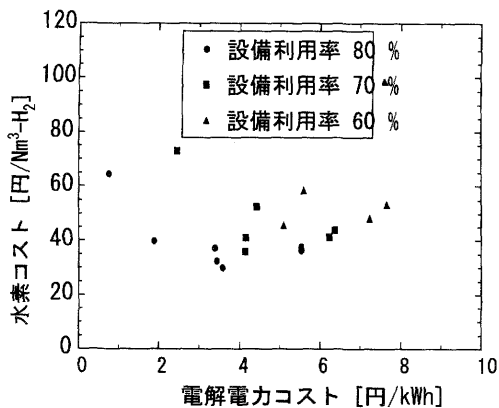


図3 (a). 原子力発電設備利用率60, 70, 80%における水素コストへの電解電力コストの依存性 (電解設備：フランス電力庁データ)

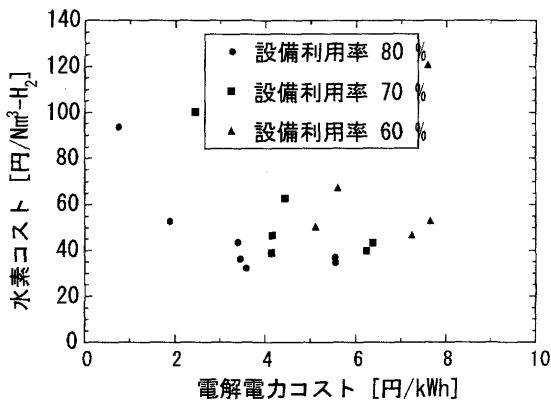


図3 (b). 原子力発電設備利用率60, 70, 80%における水素コストへの電解電力コストの依存性 (電解設備：WE-NET, Case-1)

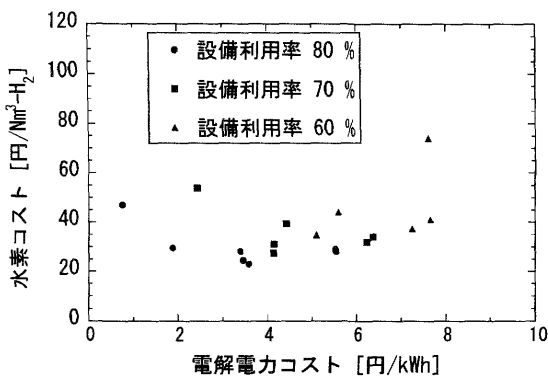


図3 (c). 原子力発電設備利用率60, 70, 80%における水素コストへの電解電力コストの依存性 (電解設備：WE-NET, Case-2)

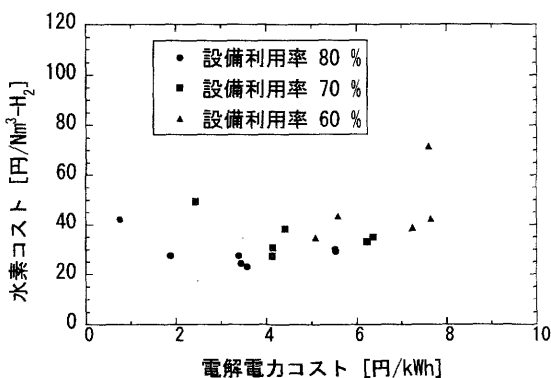


図3 (d). 原子力発電設備利用率60, 70, 80%における水素コストへの電解電力コストの依存性 (電解設備：WE-NET, Case-3)

図3 (a), (b)において、電解電力コストが低い領域では差が見られるが、それ以外では、あまり大きな差はみられなかった。電解電力コストが低い領域は、プラント稼働率(運転時間)が小さく、その分、資本費、運転費の影響を大きく受けてしまい、資本費、運転費が高めのWE-NETのCase-1の設備の方が、水素のコストが高くなるものと思われる。また、図3を全体的に見ると、電解電力コストとプラント稼働率の間には、トレードオフの関係があるために、電力コストが安いほど良い、というわけではない。例えば、電解に利用できる電力コストが安くても、

オフピーク電力供給割合が低ければ電解プラントの稼働率が低下し、水素コストを上昇させることが考えられる。逆に、電解プラントの稼働率が高くても電力コストが高ければ、水素コストはやはり上昇する。そして、電力コストが4円/kWh程度で、プラント稼働率40~50%程度の領域(原子力発電設備利用率80%の場合)で、水素コストの極小値が得られる。また、ここに示したような、原子力オフピーク電力コストと電解水素コストとの様々なケースにおける検討結果を見ると、場合によっては、20円台前半/Nm³-H₂程度のコストで水素が製造可能である

表5. 原子力発電10基利用における見かけのプラント稼働率

プラント稼働率(=オフピーク供給割合) (%)		10.00	20.00	30.00	40.00	50.00	60.00	70.00
原子力発電設備利用率 80%	単基%	10.00	20.00	30.00	40.00	50.00	60.00	70.00
	複数基(10基) (%)	12.50	25.00	37.50	50.00	62.50	75.00	87.50
原子力発電設備利用率 70%	単基%	10.00	20.00	30.00	40.00	50.00	60.00	
	複数基(10基) (%)	14.29	28.57	42.86	57.14	71.43	85.71	
原子力発電設備利用率 60%	単基%	10.00	20.00	30.00	40.00	50.00		
	複数基(10基) (%)	16.67	33.33	50.00	66.67	83.33		

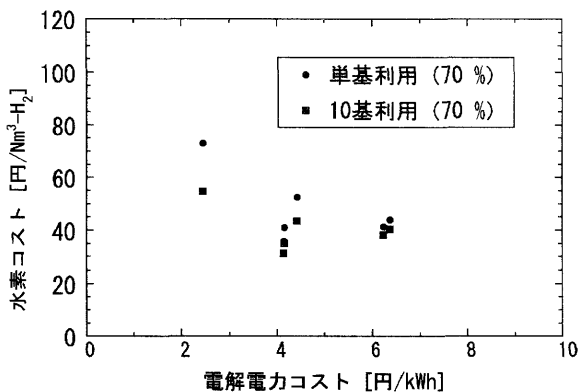


図4 (a). 水素コストへの電解電力コストの依存性に対する原子力発電複数基 (10基) 利用の影響 (電解設備: フランス電力庁)

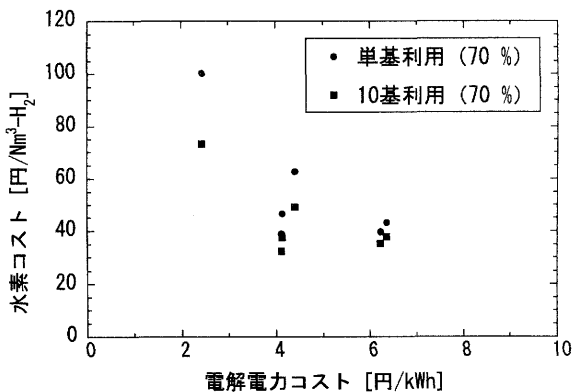


図4 (b). 水素コストへの電解電力コストの依存性に対する原子力発電複数基 (10基) 利用の影響 (電解設備: WE-NET, Case-1)

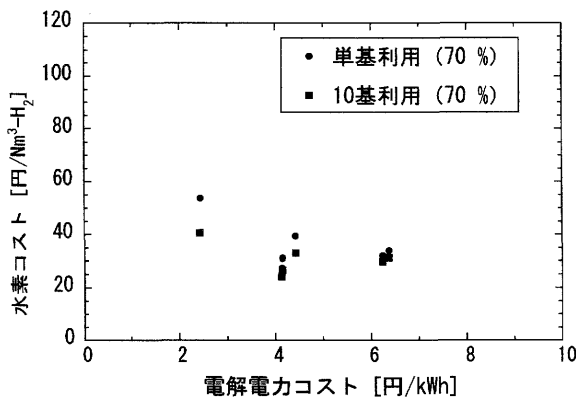


図4 (c). 水素コストへの電解電力コストの依存性に対する原子力発電複数基 (10基) 利用の影響 (電解設備: WE-NET, Case-2)

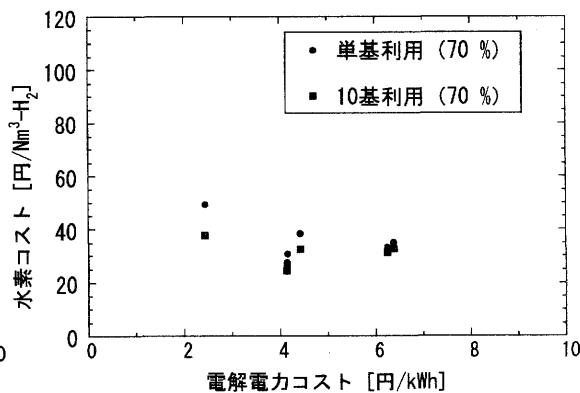


図4 (d). 水素コストへの電解電力コストの依存性に対する原子力発電複数基 (10基) 利用の影響 (電解設備: WE-NET, Case-3)

という結果が得られた。岡野による試算[6]では、水素を燃料電池自動車の燃料として考えた場合の、現在のガソリンスタンドに代わるような施設である、水素ステーションにおける水素の供給を想定しての、幾つかのケースにおける水素製造コストは、22.9 円/Nm³-H₂ から 53.1 円/Nm³-H₂ の範囲、という結果が得られている。今回検討された結果の、水素製造コストで約 20 円/Nm³-H₂ というコストは、この試算されたコストに十分に競合しうる可能性があるものと考えられる。図4を見れば、複数基（この場合は 10 基）の利用により、見かけのプラント稼働率を増大させられるので、水素コストが、単基利用に対して安くできる効果があることが明らかである。

4. まとめ

これまで、主にベース電力供給という役割を担うと考えられてきた原子力発電について、そのオフピーク電力供給の可能性、および、そのオフピーク電力からの電解水素製造という概念についての経済性の評価を幾つかの場合について検討した。検討によって得られた水素のコストは、本概念が決して非現実的なものではなく、十分に実現可能性があるものであることを示していると考えられる。ここで考えたオフピーク電力の供給パターンの中には、その供給割合に季節変動を含むケースもあり、このような供給パターンでは、電解水素の製造量も季節変動を持つことになってしまうので、できるだけ、季節変

動のないような供給パターンを考えることが望ましい。また、今回検討に用いたデータには、最新のものとは言い難いものもあるので、今後は、この検討をたたき台として、さらに最新のデータの利用、さらに詳細なケーススタディー等を行うことが必要であり、そのことが、本概念をより現実味が帯びたものにしていくものと考えられる。

参考文献

1. 小松崎 均, エネルギー経済, 21(9), 2-10, 1995
2. 平成8年度 電力卸供給入札募集要綱, 平成8年4月15日, 東京電力株式会社, 1996
3. F. Buteau, P. Demange, C. Moreau, R. Gros-Bonnivard and J. M. Jud, Int. J. Hydrogen Energy, 18(9), 727-733(1993)
4. 水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術 (WE-NET) サブタスク4. 水素製造技術の開発 平成6年度成果報告書, 平成7年3月, 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (委託先 財団法人 エンジニアリング振興協会)
5. 水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術 (WE-NET) サブタスク4. 水素製造技術の開発 平成9年度成果報告書, 平成10年3月, 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (委託先 財団法人 エンジニアリング振興協会)
6. 岡野一清, 水素エネルギーシステム, 24(1), 89-97(1999)