

分散配置型電力・水素供給 システムの経済性評価

Economical feasibility study on distributed load leveling
system and hydrogen fueling station



(技) 研究開発部第1研究室 勉
多 井
Tsutomu Oi
(技) 研究開発部第2研究室 寛
中 井
Hiroshi Nakai
UC事業室
廣 瀬 潤
Jun Hirose

電力需要はコンピュータの利用拡大, エア・コンディショニングシステムの普及等に伴って着実に増加している。そして電力需要量は夏・冬と春・秋とでは大きな格差を生じている。特に夏季の暑い日の24時間においては大きな電力需要の格差が顕著である。このために発電設備の稼働時間が低下し, 電力コストが高くなり, 電力負荷平準化対策が要求されている。電力負荷平準化対策には低コスト電力の安定的供給という本来的意義に加えて省エネルギー, 二酸化炭素の排出抑制といった意義もある。地球環境問題, 化石燃料の枯渇問題を解決するためにクリーンエネルギー自動車の開発が進められている。これらの開発において究極の石油代替燃料として水素が位置付けられている。水素エネルギー導入のためにはインフラストラクチャーの整備とコスト低減が課題である。本報告では固体高分子電解質型水電解装置(HHOG)と固体高分子電解質型燃料電池を組み合わせた分散配置型電力負荷平準化システム, および燃料電池自動車用水素供給ステーションの経済性について評価した。なお本報告は1998年度に中部電力(株)電力技術研究所殿の委託を受けて行った「水素・酸素発生装置の燃料電池への適用に関する調査研究」の一部である。

The spread of computer and air-conditioning usage has increased the electricity demand. There is big difference between the electricity demand in the summer and winter and that in the spring and autumn. The difference of electricity demand in the hot summer's day is very big. This difference causes the operation time drop of generation plants and the rising of electricity cost. So it is necessary to level the load to generation plants. The load leveling is significant to save energy and reduce the carbon dioxide exhaust. The vehicles powered by clean energy is developed in order to solve the global warming and fossil fuel drain. The hydrogen is positioned as an ultimate fuel in these development. It is necessary to provide society with infrastructure for hydrogen and decrease the hydrogen cost in order to introduce the hydrogen energy. The economical feasibility study of load leveling system and hydrogen fueling station which consist of water electrolyzer and fuel cell using the proton exchange membranes is shown in this report. This study was done in the research commissioned by Chubu Electric Power Company in 1998.

Key Words :

電力負荷平準化システム	Electrical load leveling system
水素エネルギー	Hydrogen Energy
固体高分子電解質型水電解装置	Water electrolyzer using the proton exchange membrane
燃料電池	Fuel cell
燃料電池自動車	Fuel cell vehicle
水素供給ステーション	Hydrogen fueling station
経済性評価	Economical feasibility study

ま え が き

電気は使用しやすいエネルギーとして着実にその消費量は増加している。1980年と1996年の電力需要を比較すると、先進主要7カ国における総発電量は平均して、50%程度増加している。すなわちいずれの国においても、その国の生産水準、国民の生活水準を向上させていくために電力消費が増加している。

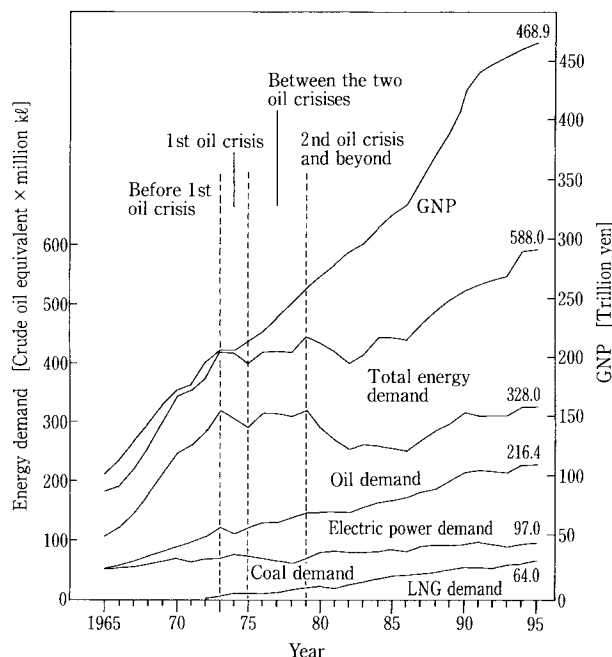
わが国のエネルギー需要は第1図に示すように1979年度に原油換算で4億4300万キロリットルのピークを示した。¹⁾ その後は第2次石油ショックを契機として省エネルギーが進んだことなどから、1982年度までは減少した。そして1983年度からは増加に転じたものの、過去の推移と比較すると低い伸び率になっている。これは主としてエネルギー多消費型産業からエネルギー寡消費型産業への産業構造の変革や省エネルギーの進展などによってなされたものである。エネルギー源別の需要動向では、石油需要の減少が顕著である反面、電力需要はコンピュータの利用拡大、エア・コンディショニングシステムの普及等に伴って着実に増加している。

わが国の月別に見た電力10社合計の電力需要量を第2図に示す。²⁾ わが国の電力需要は1965年初頭までは1年間通じて、ほぼ一定した量の電気が消費されていた。しかし近年生活水準の向上、コンピュータの普及、冷暖房用機器の普及等により夏・冬と春・

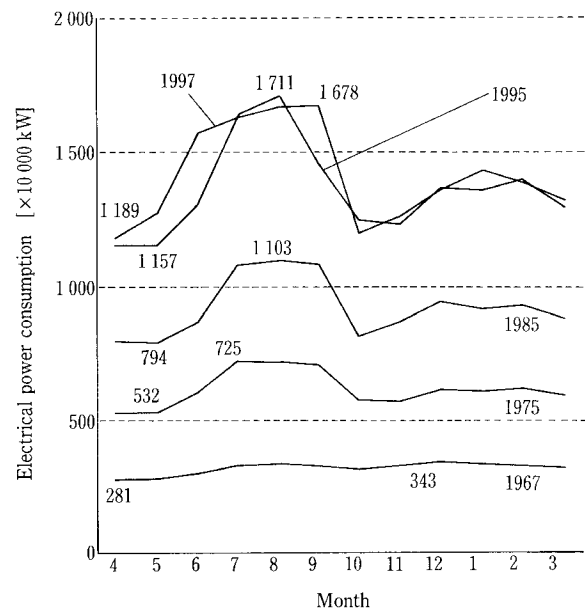
秋とでは大きな格差が生じて、電力需要量の曲線は第2図に示すように「ふたこぶらくだ」型になっている。

わが国の夏季の一日の電力需要を第3図に示す。³⁾ 夏季の暑い日の24時間においても電力需要の格差は顕著である。午前から午後にかけて気温が上昇すると冷房用の電力需要が鰻登りになり、午後2時から3時にかけて、電力需要はピークになる。このピークと最も電力需要量が少ない未明時のボトムでは2倍以上の格差がある。

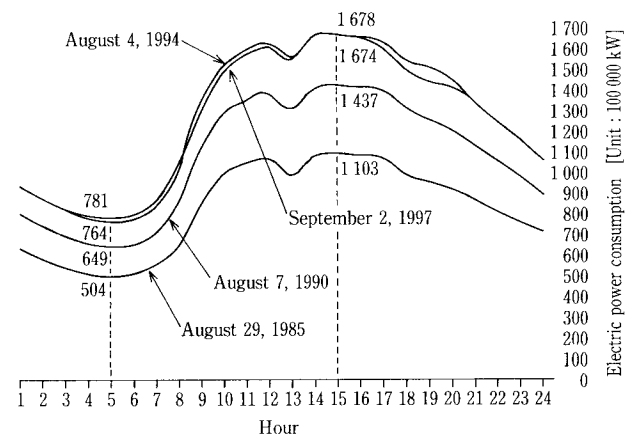
1997年12月のCOP3においてわが国は地球温暖化



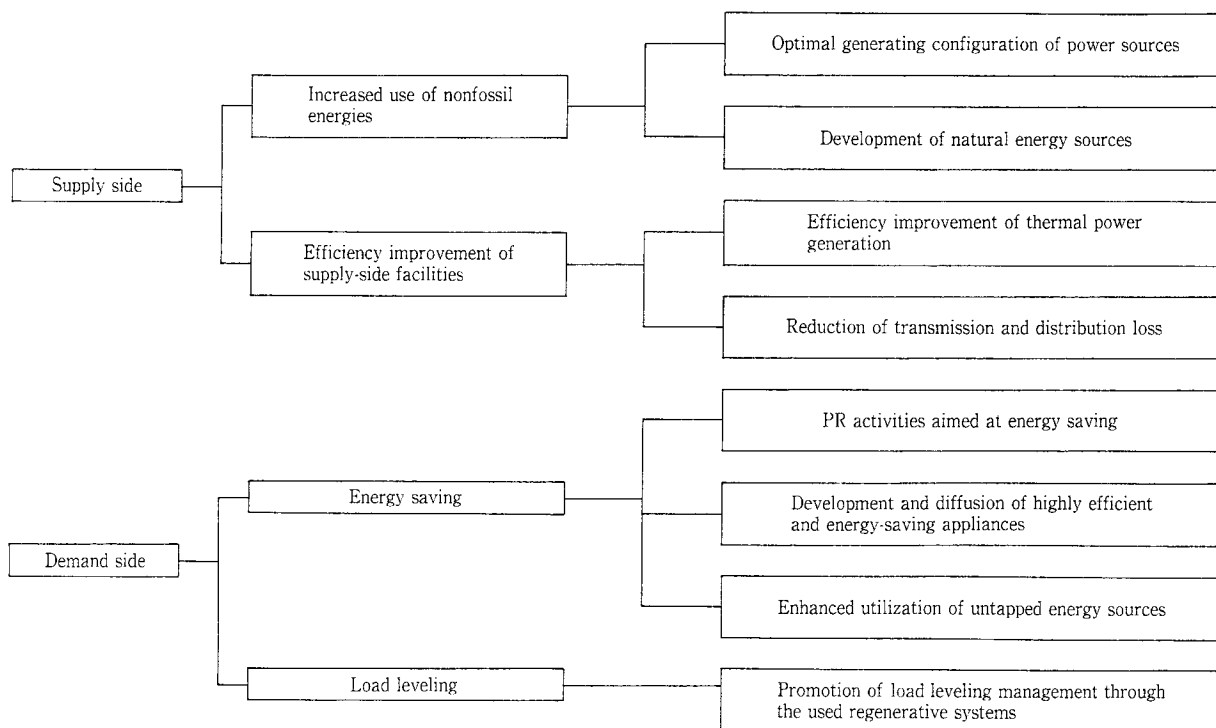
第1図 エネルギー需要と GNP の変化
Fig. 1 Changes in energy demand and GNP



第2図 月別の電気使用量
Fig. 2 Monthly electrical power consumption



第3図 1日の電気使用量
Fig. 3 Daily electric power consumption



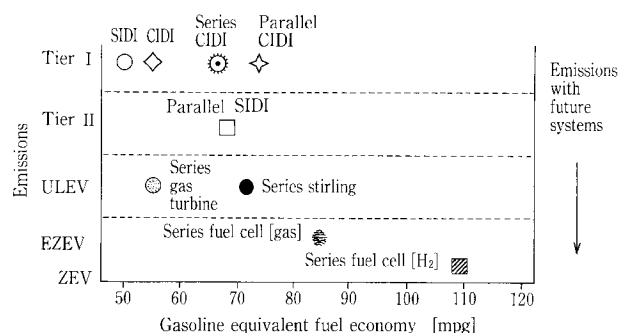
第4図 二酸化炭素排出抑制策
Fig. 4 Carbon dioxide control measures

ガスを2008年から2012年において、1990年に比較して6%削減することが決められた。発電分野から排出されている二酸化炭素の割合がわが国全体の排出量の約30%であることを考えると電力分野への削減の期待は大きい。二酸化炭素の排出削減にあたっては総合的な対策が必要である。電気事業連合会では第4図に示す対策を考えている。³⁾ それは「電力の供給面での対策」と「電力の使用面での対策」からなる。これらの対策の中に電力負荷平準化が含まれている

1994年12月16日、石油代替エネルギーの供給目標を達成するために新エネルギー導入大綱が制定された。この大綱の中で自動車関連分野ではクリーンエネルギー自動車の積極導入が決定された。クリーンエネルギー自動車の開発・導入の意義は、

- ・二酸化炭素等の地球温暖化ガスの排出削減
- ・石油代替エネルギーの開発
- ・都市の大気環境悪化への対応

等である。わが国においては財団法人自動車研究所が新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）より委託を受け、自動車会社と協力して1997年度から7カ年計画で「高効率クリーンエネルギー自動車の研究開発プロジェクト」が実施されている。⁴⁾ また米国においても同様に産官学が一体となって



第5図 PNGV コンセプト車の排出ガスと燃料予測
Fig. 5 Emissions and fuel economy of PNGV concept cars

PNGV プロジェクト（Partnership for a New Generation of Vehicles）が推進されている。⁵⁾ 第5図に示すよう PNGV プロジェクトにおいては究極の石油代替燃料として水素を位置付けている。そして2011年の目標で、ガソリン相当で燃費が42 km/リットルの6人乗りセダン車を開発しようとしている。水素エネルギーは供給面のインフラストラクチャーとコストの点で制約があり、その実用化は2030年以降とも考えられている。しかし地球環境問題、化石燃料の枯渇問題を考えると、水素エネルギー

の供給・利用のための基盤を早急に築いていくことが必要である。⁶⁾

過去に電力負荷平準化に水電解技術を適用することが提案されている。安価な深夜電力を使って水電解により水素を発生させた場合の水素価格が試算されている。⁷⁾ また深夜電力を用いて水電解し、発生した水素と酸素を貯蔵しておく。そしてこの水素と酸素を電力需要ピーク時にエンジン、または燃料電池に供給して発電するシステムについて解析されている。^{8),9)} ピークロード用電力を供給する原子力発電所を想定し、そのオフピーク電力による水電解水素製造について検討されている。¹⁰⁾ しかし将来の水電解装置と燃料電池の設備費を想定し、経済性を詳細に検討されている例が少ない。¹¹⁾ このような背景のもとに水電解装置と燃料電池を組み合わせた分散配置型電力負荷平準化システム、および燃料電池自動車用水素供給システムの経済性を評価した。

1. 電力負荷平準化

1.1 電力負荷平準化の意義

我々の生活の中で電気エネルギーはスイッチを入れるだけでいつでも使用できる非常に便利なエネルギーである。しかし電気エネルギーは大量に貯蔵ができないため、供給者は常に需要がどこまで増加するかを予想し、最大需要に対しても供給できるような発電設備を用意しておかなければならない。

電気設備で実際に使用される電力を負荷と呼ぶ。この電力のある期間における平均電力の最大電力に対する比率を負荷率といい、一般に次式のように定義される。

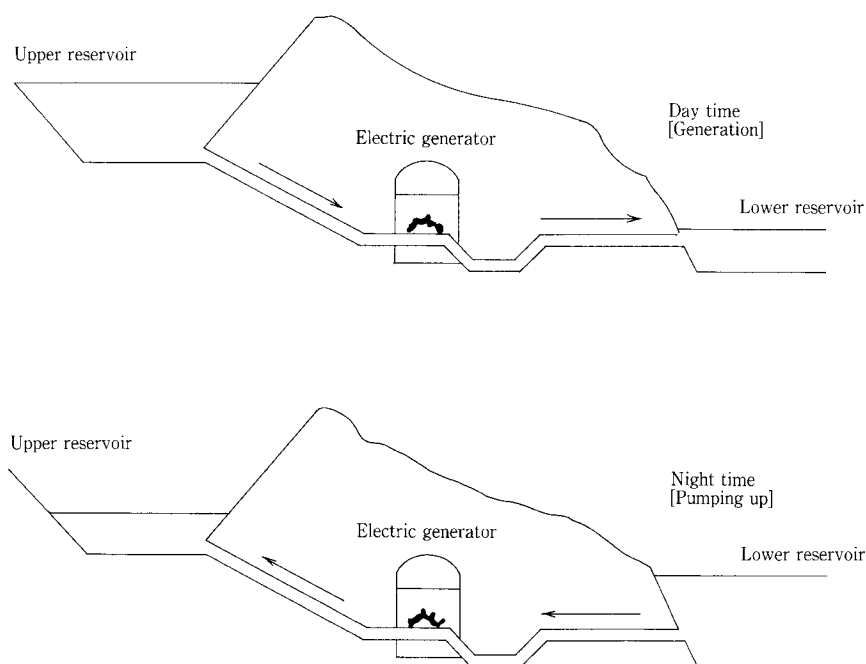
$$\text{負荷率} = \text{平均電力} / \text{最大電力} \times 100 \quad (1)$$

発電設備の稼働時間が低下する、すなわち負荷率が低下すると固定費が高くなり、電力コストが上昇する。「電力負荷平準化が今後の電力供給の安定確保、および電力供給コスト低減のために不可欠である」との認識のもとに1997年から官民をあげて、電力負荷平準化対策に取り組まれている。¹²⁾ 電力負荷平準化対策の意義は低コストの電力の安定的供給という本来的意義に加えて省エネルギー、二酸化炭素の排出抑制といった意義もある。負荷率を1%改善すると、二酸化炭素を20~30万トン炭素換算/年削減できる効果がある。

1.2 電力負荷平準化の方法¹³⁾

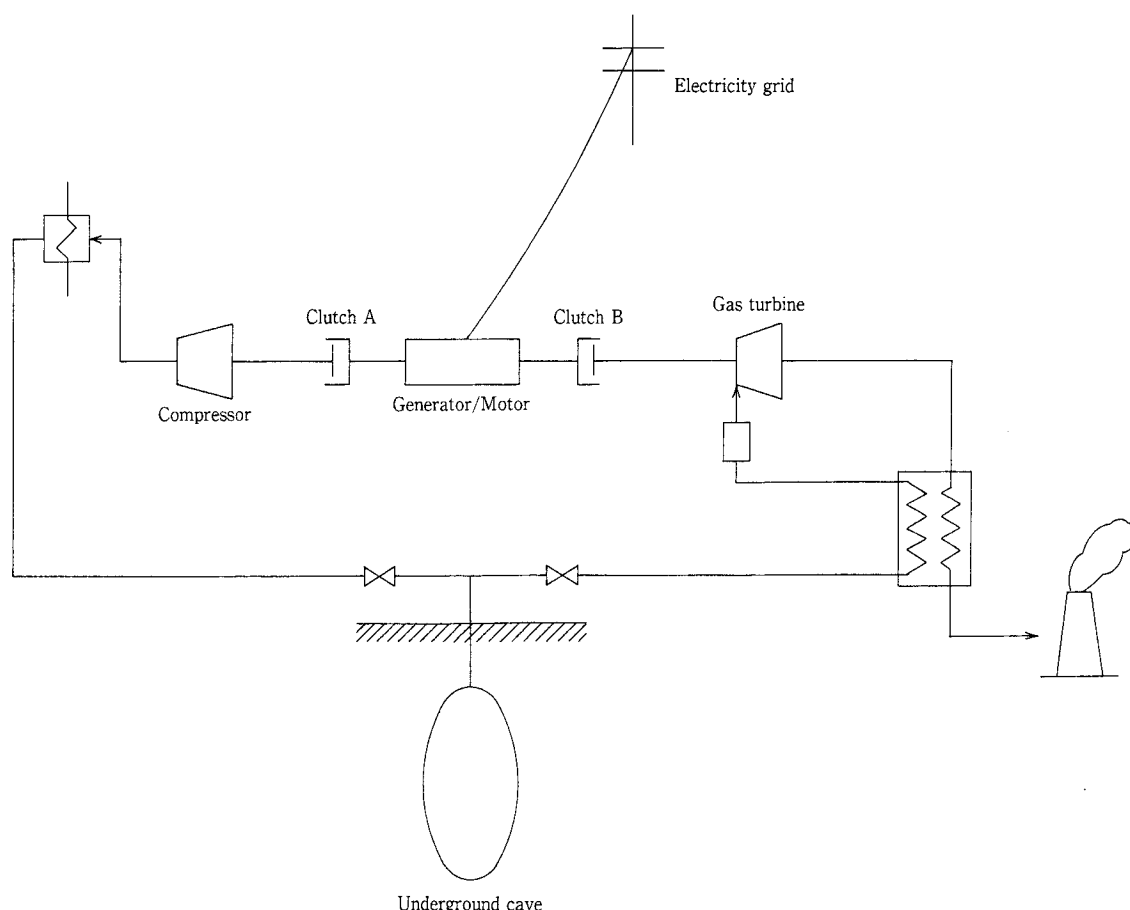
(1) 揚水発電

揚水発電を第6図に示す。発電所の上部と下部に貯水池（上池、下池）を設ける。夜間、休日等の電力需要が低下した時に余剰電力により水を下部池から上部池に汲み上げる。そして電力需要のピーク時に上池から下池に水を流して、発電する



第6図 揚水発電システム

Fig. 6 Pumped-storage hydroelectric generation system



第7図 圧縮空気貯蔵ガスタービンシステム
Fig. 7 Compressed air energy storage and gas turbine system

方式である。水の汲み上げ時のポンプと発電時の水車、ポンプ駆動用モーターと発電機はそれぞれ同一のものを使用するのが普通である。我が国では1960年代に入って、大容量可逆式水車技術等が進み、現在では出力100万 kW を越える揚水発電所がいくつも建設され、稼働している。

(2) 圧縮空気貯蔵ガスタービンシステム

このシステムは深夜、休日の電力需要が低下した時に余剰電力により圧縮空気をつくり、それを地下空洞に貯蔵しておく。昼間の電力需要のピーク時にはこの圧縮空気を取り出して、燃料とともに燃焼させて、ガスタービンを回転させて発電するシステムである。

第7図に圧縮空気貯蔵ガスタービンシステムを示す。電力需要オフピーク時にはクラッチ A を接続して、系統から得られる電力でモーターを回転し、空気を高圧圧縮する。そして高圧空気を地下空洞に貯蔵する。電力需要のピーク時にはクラッチ A を切って、クラッチ B を接続する。そして

貯蔵しておいた圧縮空気を再生器で加熱した後、燃料とともに燃焼させる。そしてガスタービンを回転させて、発電する。本システムでは気密性、安定性に優れ、経済的に掘削の行える圧縮空気貯蔵空洞が必要である。岩塩層内にこのような地下空洞が得られる欧米では実用化されている。しかし日本では軟弱な地盤の点から、本システムは導入されていない。

(3) 超電導マグネットエネルギー貯蔵システム

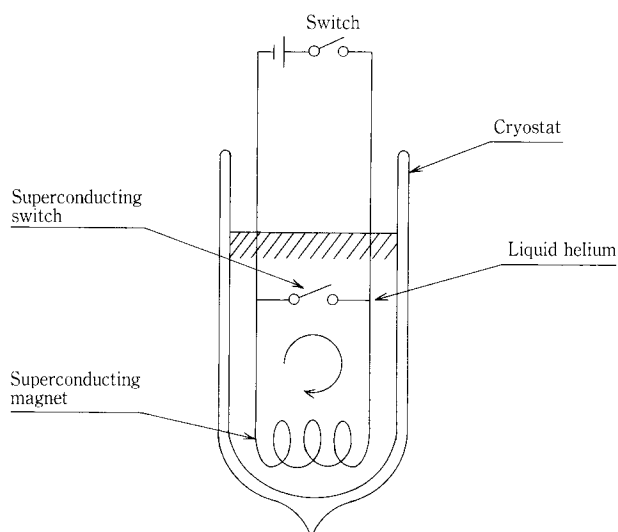
第8図にエネルギー貯蔵の原理を示す。超電導マグネットを液体ヘリウムで冷却し、スイッチを閉じる。そして所定の電流を通電した後に電気抵抗がゼロの超電導スイッチで超電導マグネットの両端を短絡する。このとき超電導マグネットと超電導スイッチから回路の全抵抗を R 、インダクタンスを L とするとこの回路の電流の減衰時定数 τ は次のとおりになる。

$$\tau = L/R \quad (2)$$

R がゼロであるならば τ は無大となり、電源を超電導マグネットから分離したのちも超電導マグネット内を電流は流れ続ける。超電導マグネットを流れる電流をIとすると超電導コイルには $LI^2/2$ のエネルギーが貯蔵される。電流が減衰しないかぎり、このエネルギーは一定に保存される。本システムを大型化するためにはマグネット技術、マグネット保護技術、極低温冷凍技術等の開発とコスト低減の解決すべき課題があり、まだ実用化されていない。

(4) 電池エネルギー貯蔵システム

かつては電池はスケールメリットは小さいと言われていた。しかし近年ナトリウム—硫黄電池のような高効率の二次電池が開発されて、変電所等に設置される分散配置型として使用されようとし



第 8 図 超電導磁石によるエネルギー貯蔵の原理
Fig. 8 Principle of the superconducting magnetic energy storage system

ている。このシステムでは深夜、休日の電力需要が低下した時に余剰電力を交流から直流に変換して、電池に貯蔵する。昼間の電力需要のピーク時には貯蔵された直流を交流に変換して、需要家に送る。

(5) 氷蓄熱システム

電力エネルギーを熱エネルギーとして貯蔵するシステムとして氷蓄熱システムがある。このシステムでは深夜の電力需要が低下した時に余剰電力により氷を作り、貯蔵しておく。昼間の電力需要のピーク時には貯蔵した氷を溶かして、冷房に使用する。

2. 水素エネルギーを用いた電力負荷平準化システム

2.1 電力負荷平準化システムの基本仕様

電力負荷平準化システムの基本仕様を第 1 表に示す。水電解装置の水素発生能力を次のように決定した。

水素の標準状態における高位発熱量

$$3\,050\text{ kcal/Nm}^3 = 3\,547\text{ Wh/Nm}^3$$

発電効率 55 %

6 時間水電解し、3 時間発電する。

燃料電池の発電能力1 000 kW あたりの水電解装置の水素発生能力は次のようになる

$$\begin{aligned} \text{水素発生能力} &= (1\,000 \times 10^3\text{ W} \times 3\text{ h}) \div \\ & (0.55 \times 3\,547\text{ Wh/Nm}^3 \times 6\text{ h}) = 256\text{ Nm}^3/\text{h} \quad (3) \end{aligned}$$

14 % の余裕を見て、燃料電池の発電能力1 000 kW あたり292 Nm³/h とする。配置する燃料電池の発電能力を2 400 kW とすると、水電解装置の水素発生能力は700 Nm³/h、酸素発生能力は350 Nm³/h となる。それに伴って水素貯蔵量は4 000 Nm³、酸素貯蔵量は2 000 Nm³ となる。

第 1 表 分散配置型電力負荷平準化システムの仕様
Table 1 Specifications of distributed load leveling system

HHOG	Hydrogen generation rate	Nm ³ /h	700
	Oxygen generation rate	Nm ³ /h	350
	Operation time	—	23:00~5:00 (6 hours/day)
Storage tank	Hydrogen storage volume	Nm ³	4 000
	Oxygen storage volume	Nm ³	2 000
Fuel cell	Output	kW	2 400
	Operation time	—	13:00~16:00 (3 hours/day)

2.2 水電解装置

水電解装置には次のものがある。

(1) アルカリ水電解装置

現在商用に運転されている水電解装置の大部分はアルカリ水電解装置である。KOH を電解質として純水に25 %程度添加し、水電解する。固体高分子電解質型水電解装置と比較すると電解電流密度が低いにもかかわらず、エネルギー効率は高くない。電解電流密度が低いため、固体高分子電解質型水電解装置と比較して装置が大きい。

(2) 固体高分子電解質型水電解装置

分散配置型電力負荷平準化システムは都市近郊に配置されることから水電解装置にはコンパクトであることが要求される。また深夜のみ水電解するため低温で作動し、即座に水電解を開始することが要求される。固体高分子電解質型水電解装置は電流密度（固体高分子電解質膜の単位面積当たりの電解電流）が高く、100℃以下の低温で作動する等の特徴がある。また水電解装置と燃料電池を一体化した可逆型燃料電池が将来可能になる。これらのことから今回の経済性評価では固体高分子電解質型燃料電池を取り上げた。詳細は後述する。

(3) 固体酸化物電解質型水電解装置

イットリウムで安定化したジルコニアを酸素イオン導電体として利用する、運転温度が1000℃程度の高温水蒸気電解装置である。現段階では電解質、電極の製法、接続材料などに技術的課題を抱えている。将来核熱水蒸気などによる安定した高温熱源が確保できるようになれば、高効率水電解装置として期待できる。

2.3 燃料電池¹⁴⁾

燃料電池は水素と酸素を電気化学的に反応させて電気を発生させる発電装置である。使用する電解質の種類によって、第2表に示すようにリン酸型、熔融炭酸塩型、固体電解質型、固体高分子電解質型等に分類できる。発電効率が40～60%と高く、オンサイト設置、コージェネレーション使用としても適していることから、省エネルギー効果が高い。また水素を発生させるもととなる燃料として天然ガス、メタノール、石炭ガスなどが使用でき、石油代替エネルギーの利用促進になる。さらに燃料電池は硫黄酸化物、窒素酸化物の排出量が極めて少ないこと、発電部に回転体を使用していないため振動音が小さいなど環境上の立地制約条件が少なく、また建設工期も短いなどの利点がある。

分散配置型電力負荷平準化システムは都市近郊に配置されることから燃料電池にはコンパクトであることが要求される。また電力需要ピーク時のみ発電することから低温で作動し、即座に発電を開始することが要求される。固体高分子電解質型燃料電池には電力密度（電池の単位面積当たりの発生電力）が高く、100℃以下の低温で作動する等の特徴がある。また現在自動車の駆動用として固体高分子電解質型燃料電池が開発されている。そして自動車メーカーは来世紀初頭に燃料電池自動車を販売すると新聞発表している。多数の乗用車に固体高分子電解質型燃料電池が使用されると、大量生産の効果により固体高分子電解質型燃料電池の価格が下がると期待されている。これらのことから今回の経済性評価では固体高分子電解質型燃料電池を取り上げた。

第2表 燃料電池の分類

Table 2 Fuel cell categories

	Phosphoric acid type	Molten carbonate type	Solid oxide type	Polymer electrolyte type
Electrolyte	Phosphoric acid	Carbonate	Yttria-stabilized zirconia	Proton exchange membrane
Charge carrier in electrolyte	H ⁺	CO ₃ ²⁻	O ²⁻	H ⁺
Operation temperature	200℃	600～700℃	1000℃	80℃
Fuel	Hydrogen Hydrocarbon-reformed gas	Hydrogen, Carbon oxide Hydrocarbon Hydrocarbon-reformed gas	Hydrogen, Carbon oxide Hydrocarbon Hydrocarbon-reformed gas	Hydrogen Hydrocarbon-reformed gas
Features	Close to commercialization	High efficiency, Wide use of fuels, Possibility of internal reforming	High efficiency, Wide use of fuels, Possibility of internal reforming	High efficiency Used for electrical vehicles
Power generation efficiency	40～45%	45～60%	50～60%	～60%
Cell materials	Carbon	Nickel, Stainless steel	Ceramics	Carbon

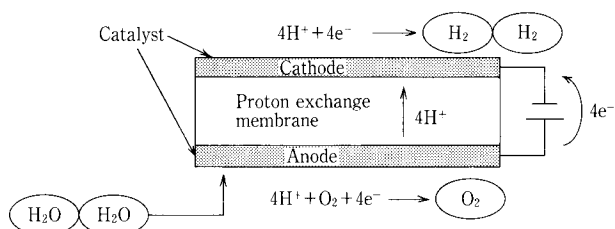
2.4 固体高分子電解質型水電解装置

固体高分子電解質膜を使った水電解装置は1970年代に米国において宇宙船、潜水艦等の生命維持装置として開発されたのが最初である。¹⁵⁾ 水素をエネルギーとして利用する技術開発が石油危機を契機に1974年以降通産省工業技術院大阪工業技術研究所において開始された。¹⁶⁾ 近年地球温暖化問題の点から石油、石炭等にかわる燃料として、燃焼時に二酸化炭素の排出がない水素への期待が高くなっている。新エネルギー・産業技術総合開発機構の「水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術」(WE-NET) 計画では、この水素を世界各地に未利用の形で存在する水力、太陽光、風力などの自然エネルギーと固体高分子電解質型水電解装置を組み合わせる技術の開発がなされている。¹⁷⁾

当社は数十 Nm³/h 規模の水素発生能力のある固体高分子電解質膜を使った水電解装置 (以下 HHOG [High purity Hydrogen and Oxygen Generator] と呼ぶ) を商品化し、半導体工業、化学工業、発電所等に納入してきた。^{18),19),20)}

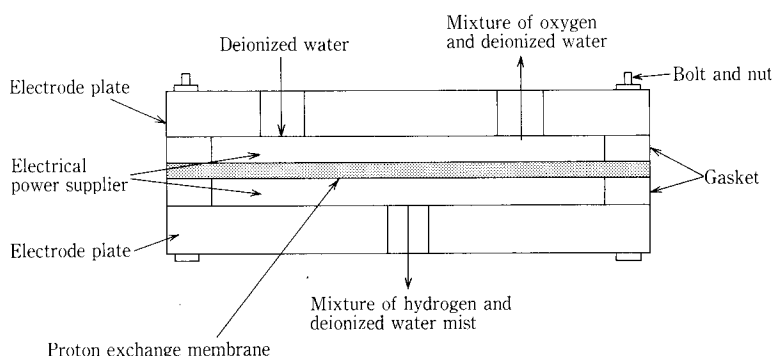
(1) 水電解の原理

HHOG におけるガス発生の原理を第9図に示す。固体高分子電解質膜は第10図に示す構造のス



第9図 ガス発生の原理

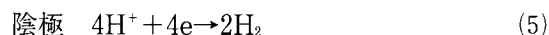
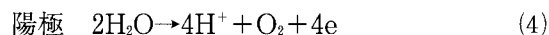
Fig. 9 Principle of gas generation



第11図 電解セルの構造

Fig.11 Structure of electrochemical cell

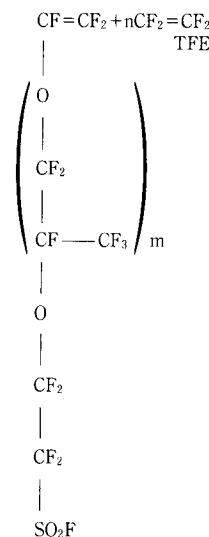
ルホン酸基を持ち、プロトン伝導性のあるフッ素系カチオン交換樹脂である。電解電圧を下げるために白金族金属の電解触媒が固体高分子電解質膜の両面に接合されている。純水を固体高分子電解質膜の陽極側に供給し、固体高分子電解質膜の両極に直流電流を通電する。純水は次式に従って、電気分解される。



酸素が陽極側に発生する。陽極側に発生したプロトンが固体高分子電解質膜中を移動して、陰極側で電子と結合する。そして水素になる。結果として次の式に従って、水は水素と酸素に電気分解される。

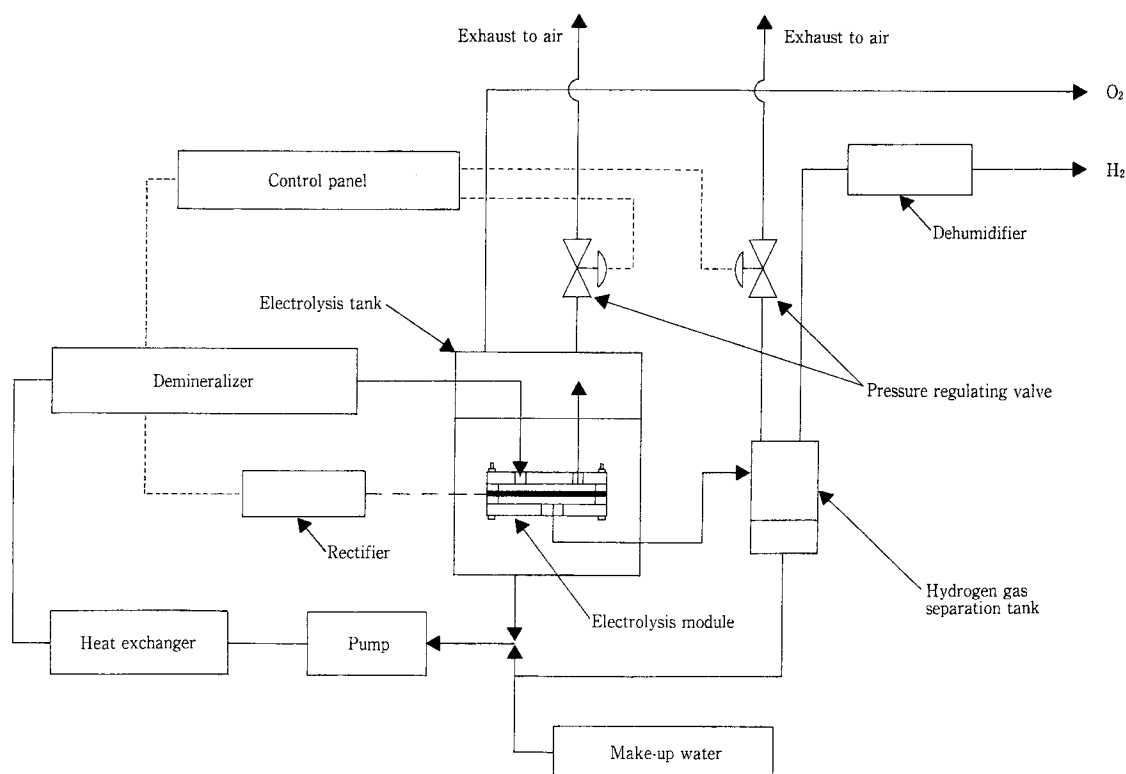


水を電気分解する電解セルは第11図に示すように電極板、白金族金属を両面に接合した固体高分子電解質膜、給電体、ガスケットから構成されている。陽極側の電極板には純水を供給するポートと酸素と純水を放出するポートが設けられている。また陰極側の電極板には水素と純水ミストを放出



第10図 固体高分子電解質膜 (フッ素系イオン交換膜) の構造

Fig.10 Structure of proton exchange membrane (Perfluoro-sulfonic acid polymer membrane)



第12図 HHOG のフローダイアグラム
Fig.12 Flow diagram of HHOG

するポートが設けられている。水素発生量に併せて必要な固体高分子電解質膜の表面積が決まる。その結果、第11図に示した構造の電解セルの必要数が決まり、これらの部品が積層されて、電解モジュールが構成される。

(2) HHOG のフローダイアグラム

水素発生圧力が 4 kg/cm^2 をこえる高圧型 HHOG のフローダイアグラムを第12図に示す。高圧型 HHOG は電解モジュール、電解タンク、水素ガス分離タンク、除湿器、整流器、コントロールパネルから構成されている。電解モジュールは電解タンク中の純水中に浸漬されている。純水は循環ポンプによって電解モジュールの陽極に供給される。純水は電解モジュールにおいて電解される。電解モジュールの陰極は水素ガス分離タンクに接続されている。水素に含まれている純水是水素ガス分離タンクにて分離される。酸素は電解タンクにて純水と分離される。

陽極に供給される純水の一部が電気分解される。残りの純水は電解モジュールの冷却に使用される。純水は循環ポンプによって循環される。HHOG は閉鎖系になっていて、外部への純水の放出はない。電解タンク中の純水温度は電解モジュールの発熱

によって上昇する。熱交換器によってこの熱は取り除かれ、電解に適した純水温度に保持される。

イオン交換樹脂が HHOG に取り付けられている。電解タンク、水素ガス分離タンク、熱交換器、配管等はオーステナイト系ステンレス鋼で製作されており、これらの内面は電解研磨等の洗浄処理がなされている。この洗浄処理によってステンレス鋼表面からの金属成分の溶出が少なくされている。またイオン交換樹脂によっても水質は一定に保たれる。

電解モジュールの陽極側圧力は電解タンクの圧力と同じである。水素側と酸素側の圧力差を常に一定に保つことによって原理的には電解タンクの耐圧まで水素、酸素の発生圧力を高めることが可能である。

水素発生圧力が 4 kg/cm^2 以下の低圧型 HHOG では電解モジュールは大気空間に設置される。そして電解モジュールの陽極側の出口側に酸素分離タンク（循環水気液分離タンク）を設ける。

2.5 水素・酸素の貯蔵方法

深夜電力を用いて HHOG により発生させた水素、および酸素を昼間の電力負荷ピーク時に燃料電池に供給するためには、一時的に発生ガスを貯蔵する必

要がある。貯蔵方法には以下のような方法がある。

(1) 圧縮ガス

ガスの最も一般的な貯蔵方法である。大きく分類して、タンク方式と高压容器方式がある。タンクは通常、球形、もしくは円筒形のものが使用され、大容量のガス貯蔵に向いている。大容量のタンクは一般的に現地施工で組み立てられる。高压貯蔵用ではタンクの肉厚が厚くなるため、製作時、溶接による歪みを取り除く焼純が必要になる。これらの点から製作時における焼純が必要でないタンクの肉厚にし、かつ現地施工で組み立てて経済性を出している。このために貯蔵圧力は10~30気圧が一般的である。

高压容器方式にはボンベとシリンダーがある。小容量の場合にはボンベ（内容積約50リットル、充填量約7 Nm³）、またはこのボンベを集合させたカードルが使い分けられる。カードルとは50リットルボンベを20~50本集合連結し、架台にのせた集合容器である。シリンダーとは1本の内容積が500~600リットルの長尺容器を架台上に30~40本固定し、配管で接続した一つの容器として使用するものである。200 kg/cm²で2 800 Nm³を貯蔵できる。150 kg/cm²ではマンガン鋼を、200 kg/cm²ではクロムモリブデン鋼を容器用材料として使用する。

(2) 液化ガス

水素にはオルソ水素とパラ水素があり、水素分子中の二つの原子核の回転方向が同じものをオルソ水素、逆のものをパラ水素と呼ぶ。大気温度での水素はオルソ水素が75 %、パラ水素が25 %の割合で混合している。液化水素になると平衡値はパラ水素99.8 %となる。水素を液化した場合、オルソからパラへの転換速度は極めて遅く、平衡値に達するのに数百時間を要する。液化水素をそのまま貯蔵するとオルソ/パラ変換により発熱し、

大量の水素が蒸発する。この蒸発を防止するために水素ガスを液化する過程で水酸化鉄などの触媒と接触させることによって強制的にオルソ水素からパラ水素に転換する。

水素自身を冷媒として水素膨脹タービンとジュール・トムソン効果の組み合わせにより液化する。水素圧縮機にて高压となった水素ガスを予冷し、膨脹タービンで常圧付近まで膨脹させて温度を降下させる。そして液化水素を生成し、この液化水素で原料水素を液化する。この方法は水素サイクル法と呼ばれ、中・大型液化プラントに適用されている。比較的小型のプラントにはヘリウムを冷媒として水素サイクルと同様な冷凍サイクルを形成するヘリウムサイクル法が適用される。水素サイクル法で液化能力が100~1 000キロリットル/日、ヘリウムサイクル法で10~30キロリットル/日のプラントが運転されている。-253℃までの極低温に水素を冷却しなければならないため、スケールメリットがある大容量プラント、および安価な電力が経済性成立のための条件である。約35 %の液化効率で1 Nm³の水素を液化するために1 kWhの電力が必要である。

液化酸素に関しても概ね同様である。

(3) 地下貯蔵

廃坑、岩塩空洞、帯水層などの地下空間に水素、酸素を圧縮貯蔵する方法である。岩塩空洞は1億Nm³程度まで、帯水層はそれ以上の量の大規模貯蔵に適している。この方法には次のような利点がある。

- ・設備投資と運転費用が低く抑えられる。
- ・温度変化が少ないため、貯蔵圧力の変動が小さい。
- ・長期保存に適している。

しかし欧米では実績があるが、国内では適した廃坑、岩塩空洞がない。

第3表 水素充填密度の比較

Table 3 Comparison of filling up density of hydrogen

	Atom/cm ³ (×10 ²²)	Weight percent (%)
Gaseous hydrogen (Normal state)	5.4×10 ⁻³	100
Liquified hydrogen (20K)	4.2	100
Metal hydride (MgH ₂)	6.6	7.6
Metal hydride (Mg ₂ NiH ₄)	5.6	3.6
Metal hydride (LaNi ₅ H ₆)	6.2	1.4
Metal hydride (TiFeH _{1.9})	5.7	1.8
Gaseous hydrogen in high-pressure cylinder (15MPa)	0.8	1.2(*)

Note: The weight of high-pressure cylinder is included.

(4) 水素吸蔵合金²¹⁾

水素吸蔵合金と水素ガスの反応を次式に示す。



ここで M は水素吸蔵合金 (金属水素化物をつくる合金), MH_2 は金属水素化物, Q は反応熱である。水素吸蔵合金では水素が結晶格子間に原子状に侵入して金属水素化物を形成する。この性質を利用して水素を貯蔵する。水素吸蔵時に発熱反応, 水素放出時に吸熱反応を起こすため, それぞれ冷却と加熱が必要である。

国内ではガスクロマトグラフィー用に水素貯蔵量100リットルの容器が販売されている。海外では水素貯蔵量 1 ~ 100 m³ の容器が販売されている。近年水素自動車用燃料タンクに水素吸蔵合金を適用する開発が進められている。現在の水素吸蔵合金には次の点の課題があるが, これからの開発を通じての解決が期待できる。

- ・高価である。
- ・第3表に示すように液化水素相当の高充填密度であるが, ボンベ相当の高重量である。
- ・吸蔵, 放出を繰り返すと粉塵化する。

2.6 ガス貯蔵設備

分散配置型電力負荷平準化システム用ガス貯蔵設備であるがために, 次に示す特徴を有している。

- ・夜間の6時間のみ水素と酸素を貯蔵する。
- ・昼間の3時間のみ水素と酸素を燃料電池に供給する。

この特徴を考慮すると, 次の理由から液化貯蔵方式は適さない。液化能力的にはヘリウムサイクル法で対応できる。しかし夜間の6時間以外も液化装置を極低温に保持しておく必要があるため, 多くの電力が必要である。またガス化にもエネルギーが必要である。よって次の3方法に絞り, 設計を行った。

- ・タンク方式の貯蔵
- ・高圧シリンダー方式の貯蔵
- ・水素吸蔵合金方式の貯蔵

そして既存技術で実績を有し, 敷地面積が少なく, 建設費および消費動力がもっとも安価であるタンク貯蔵方式が現時点では最適と判断した。

3. システムのコンセプト

経済性を検討したシステムを第13, 14, 15図に示す。またこれらのシステムの1日の運転スケジュールを第16, 17, 18図に示す。

3.1 分散配置型電力負荷平準化システム

電力需要の少ない夜間の23時から翌朝5時までHHOGにより水電解を行い, 水素と酸素を貯蔵しておく。そしてこの水素と酸素を用いて固体高分子電解質型燃料電池により電力需要ピークの13時から16時まで発電する。

3.2 電力負荷平準化機能, 発電機能と水素供給機能を合わせ持つ分散配置型水素供給ステーション

電力需要の少ない夜間の23時から翌朝5時までHHOGにより水電解を行い, 水素と酸素を貯蔵しておく。そしてこの水素と酸素を用いて固体高分子電解質型燃料電池により電力需要ピークの13時から16時まで発電する。電力需要の少ない深夜と電力需要ピーク時以外はHHOGにより水素を発生させて, 燃料電池自動車に供給する。電力需要ピーク時以外は都市ガスを改質した水素を固体高分子電解質型燃料電池に供給して発電する。

3.3 水素供給ステーション

電力需要ピーク時の13時から16時以外の時間にHHOGにより水素を発生させて, 燃料電池自動車に供給する。

4. 経済性の評価方法

4.1 計算式

(1) 設備費

$$\text{設備費 (¥)} = \text{水電解装置設備費 (¥)} + \text{ガス貯蔵装置設備費 (¥)} + \text{燃料電池設備費 (¥)} \quad (8)$$

(2) 設備単価

$$\text{設備単価 (¥/kW)} = \text{設備費 (¥)} \div \text{燃料電池の発電能力 (kW)} \quad (9)$$

(3) 減価償却率

$$\text{減価償却率 (\%)} = (1 - \alpha) \times r (1 + r)^n / \{(1 + r)^n - 1 + \alpha \times r\} \quad (10)$$

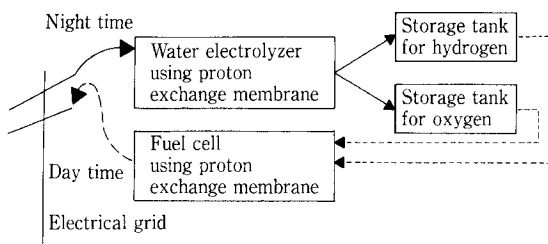
α : 残存価格 (10%)

r : 金利 (%)

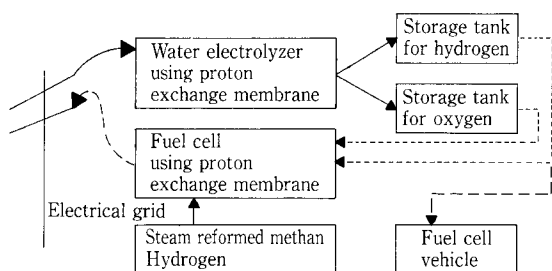
n : 減価償却年数 (年)

(4) 年経費率

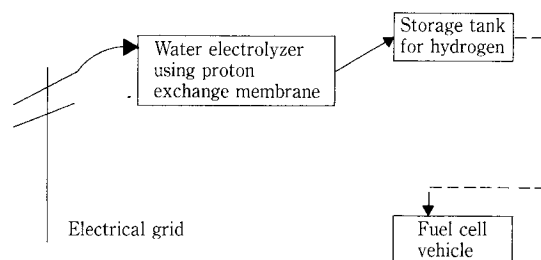
$$\begin{aligned} \text{年経費率 (\%)} = & \text{減価償却率 (\%)} + \text{金利 (\%)} \\ & + \text{固定資産税 (\%)} + \text{資本費諸費率 (\%)} + \text{修繕費率 (\%)} \\ & + \text{給与手当率 (\%)} + \text{直接費諸費率 (\%)} + \text{業務分担関連費率 (\%)} \end{aligned} \quad (11)$$



第13図 分散配置型電力負荷平準化システム
Fig.13 Distributed load leveling system



第14図 電力負荷平準化機能、発電機能と水素供給機能を
を合わせ持つ分散配置型水素供給ステーション
Fig.14 Distributed hydrogen fueling station having
the functions of load leveling and electrical
generation



第15図 分散配置型水素供給ステーション
Fig.15 Distributed hydrogen fueling station

Hour	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
HHOG	Water electrolysis																							
Storage tank	Storage																							
Fuel cell	Generation of electricity																							

第16図 分散配置型電力負荷平準化システムの運転時間スケジュール
Fig.16 Operational schedule of distributed load leveling system

Hour	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
HHOG	Water electrolysis for load leveling												Water electrolysis for fueling of fuel cell vehicles											
Storage tank	Storage																							
Fuel cell	Generation of electricity using SRM hydrogen												Generation of electricity for load leveling				Generation of electricity using SRM hydrogen							

第17図 電力負荷平準化機能と水素供給機能を合わせ持つ分散配置型水素供給ステーションの運転スケジュール
Fig.17 Operational schedule of hydrogen fueling station having the functions of load leveling and generation of electricity

Hour	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
HHOG	Water electrolysis for fuel cell vehicle												Water electrolysis for fuel cell vehicle											
Storage tank	Storage and fueling												Storage and fueling											

第18図 分散配置型水素供給ステーションの運転スケジュール
Fig.18 Operational schedule of distributed hydrogen fueling station

- (5) 年経費
 年経費 (¥) = 水電解装置設備費 (¥) × 水電解装置の年経費率 (%) + ガス貯蔵装置設備費 (¥) × ガス貯蔵装置の年経費率 (%) + 燃料電池設備費 (¥) × 燃料電池の年経費率 (%) (12)
- (6) 固定費分発電原価
 固定費分発電原価 (¥/kWh) = 年経費 (¥) ÷ (燃料電池の出力 (kW) × 365日 × 1日の発電時間 × 年稼働率 (%)) (13)
- (7) 深夜に発生させる電解水素の価格
 (電力代のみからなり、水電解装置の年経費分は上記の年経費に含まれる)
- 電解水素価格 (¥/Nm³) = 1 Nm³ の水素を発生させるために必要な電力 (kWh/Nm³) × 深夜電力料金 (¥/kWh) (14)
- (8) 深夜に発生させた水素が電力負荷ピーク時に変換される発電原価 (燃料相当分)
 燃料相当分の発電原価 (¥/kWh) = (7)の電解水素価格 (¥/Nm³) ÷ (水素の高位発熱量 (kWh/Nm³) × 燃料電池の発電効率 (%)) (15)
- (9) 事業税
 事業税 (¥/kWh) = (固定費分発電原価 (¥/kWh) + (8)の燃料相当分の発電原価 (¥/kWh))

第 4 表 HHOG の経済性評価係数

Table 4 Factors of economical feasibility study for HHOG

		Electrolysis module	Other equipments
Depreciation time	Year	10	15
Rate of interest	%	6	6
Rate of fixed property tax	%	0.75	0.75
Rate of repairs	%	1.8	1.8
Rate of salary	%	0.3	0.3
Total of other rates	%	2	2
Electricity cost in the night-time	Yen/kWh	3	
Electricity cost in the day-time	Yen/kWh	10	
Rate of operation per year	%	80	

第 5 表 ガス貯蔵設備の経済性評価係数

Table 5 Factors of economical feasibility study for storage tank

Depreciation time	Year	15
Rate of interest	%	6
Rate of fixed property tax	%	0.75
Rate of repairs	%	1.8
Rate of salary	%	0.3
Total of other rates	%	2
Rate of operation per year	%	80

第 6 表 燃料電池の経済性評価係数

Table 6 Factors of economical feasibility study for fuel cell

		Cell module	Other equipments
Depreciation time	Year	10	15
Rate of interest	%	6	6
Rate of fixed property tax	%	0.75	0.75
Rate of repairs	%	1.8	1.8
Rate of salary	%	0.3	0.3
Total of other rates	%	2	2
Rate of operation per year	%	80	

$$\times (1.5/98.5) \quad (16)$$

(10) 発電原価

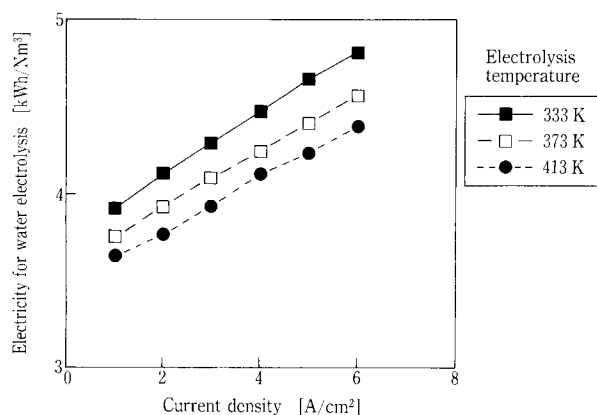
$$\text{発電原価 (¥/kWh)} = \text{固定費分発電原価 (¥/kWh)} + (8) \text{の燃料相当分の発電原価 (¥/kWh)} + \text{事業税 (¥/kWh)} \quad (17)$$

(11) 水素供給ステーションのみでの電解水素の価格

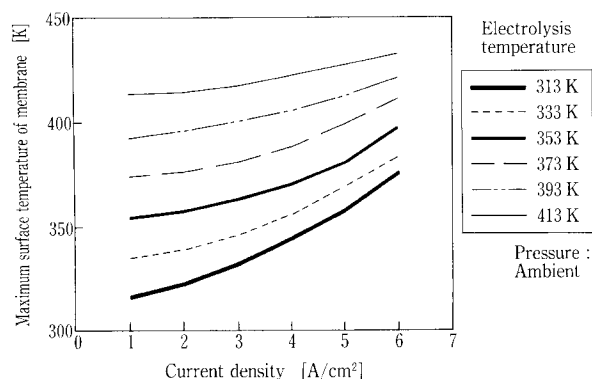
$$\text{電解水素の価格 (¥/Nm}^3\text{)} = (\text{水電解装置設備費 (¥)} \times \text{水電解装置の年経費率 (\%)} + \text{ガス貯蔵装置設備費 (¥)} \times \text{ガス貯蔵装置の年経費率 (\%)}) \div (\text{水電解装置の水素発生能力 (Nm}^3\text{/h)} \times 365 \text{日} \times 1 \text{日の電解時間} \times \text{年間稼働率 (\%)}) \quad (18)$$

4.2 経済性評価係数

各装置の経済性評価係数を第4, 5, 6表に示す。



第19図 水電解に必要な電力
Fig.19 Electricity for water electrolysis



第20図 固体高分子電解質膜表面の最高温度
Fig.20 Maximum surface temperature of proton exchange membrane

5. 固体高分子電解質型水電解装置の概念設計

消費電力を最小化するためには薄い固体高分子電解質膜を用いて、高温で水電解を行うのが望ましい。一方固体高分子電解質膜を透過するガスはエネルギー効率を下げる。この透過ガス量は電解温度が上昇すると増加し、固体高分子電解質膜の膜厚さが減少すると増加する。電解電流密度を高くすると電解電圧は高くなる。最適な電解電流密度はHHOGの設備費と電力費の両方を考えて決めなければならない。

5.1 HHOGの最適設計点

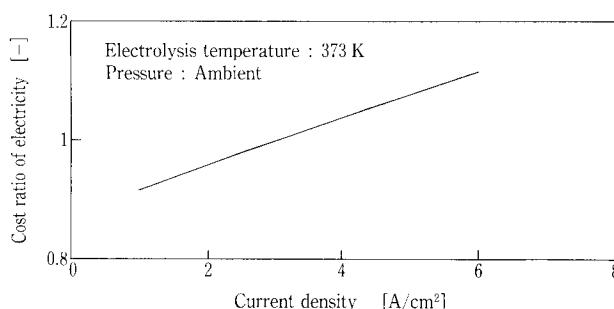
HHOGは広範囲の温度、圧力、電解電流密度で運転することが出来る。最も経済的な運転条件を決定するために次のトレードオフ・スタディーを行った。

(1) 電解温度

電解温度が高くなると電解電圧は低くなり、第19図に示すように水素を1 Nm³発生させるために必要な電力は減少する。一方電解温度が高くなると第20図に示すように固体高分子電解質膜表面温度は高くなる。固体高分子電解質膜の膨潤による機械的強度の低下、固体高分子電解質膜を通じて透過するガス量の増加によるエネルギー効率の低下を考慮すると、固体高分子電解質膜の使用上限温度は423 Kである。市販されている機器の使用とチタンの水素脆化を考慮して、電解温度を373 Kとして設計した。

(2) 電解電流密度

HHOGの設備費に占める電解モジュールの割合は高い。電解電流密度を高くすると固体高分子電解質膜の電解面積は小さくなる。結果として電解モジュールの設備費は安価になる。一方第19図に示したように電解電流密度を大きくすると電解



第21図 電解電流密度と電力コスト比の関係
Fig.21 Relation between the current density and the cost ratio of electricity

に必要な電力が高くなる。

電解電流密度と電解温度373 Kにおける電力コスト比の関係を第21図に示す。横軸の電力コスト比は電解電流密度 3 A/cm² における電力コストと他の電解電流密度における電力コストの比を意味する。1 A/cm² では0.9に減少し、6 A/cm² では1.1に増加する。

電解電流密度と電解温度373 Kにおける電解モジュールコスト比の関係を第22図に示す。横軸の電解モジュールコスト比は電解電流密度 3 A/cm² における電解モジュールコストと他の電解電流密度における電解モジュールコストの比を意味する。1 A/cm² では2.7倍に電解モジュールのコストは増加する。6 A/cm² ではほぼ一定になる。電解モジュールコストの増加が電力コストの減少よりも大きいため、最適な電解電流密度を 3 A/cm² とした。

5.2 高圧水電解

水電解により発生させた水素と酸素を貯蔵しておく必要がある。すでに述べたように高圧ガス状態で貯蔵する方法、液体状態で貯蔵する方法、水素の場合は水素吸蔵合金により貯蔵する方法などがある。1日の電解時間が6時間と非常に短いことから、液化して貯蔵する方法は経済的でない。また水素吸蔵合金は高価である。これらの理由から高圧ガス状態で水素と酸素を発生させる方法を検討した。

HHOGは高圧の水素と酸素を発生させることができる。HHOGを高圧で運転しても、電気化学的な損失は大きくない。電解に必要な直流電流の量は電解圧力に関係なく、次のファラデーの法則によって与えられる。

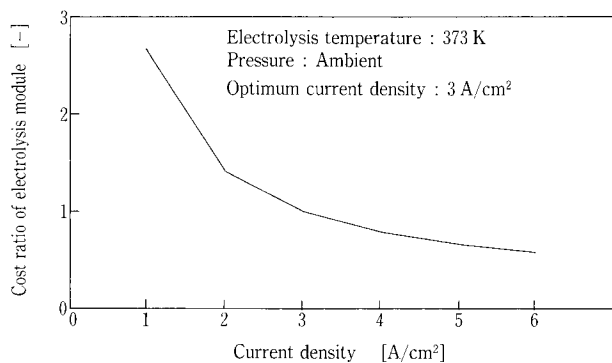
$$I = F \times w / (t \times Eq) \quad (19)$$

ただし I : 電解電流 (A)
w : 水素発生量 (mol)
F : ファラデー定数
(=9.648×10⁴ Cmol⁻¹)
t : 電解時間 (s)
Eq: 水素のグラム当量 (-)

(19)式によると 1 Nm³ の水素を発生させるためには 2 393 Ah が必要である。

電解セル電圧は次の電圧から構成されている。

$$V = V_t + V_a + V_c + IR \quad (20)$$



第22図 電解電流密度と電解モジュールコスト比の関係
Fig.22 Relation between the current density and cost ratio of electrolysis module

$$V_t = V_o + R \times T / (2 \times F) \times \ln(P - P_{\text{water}})^{3/2} \quad (21)$$

$$V_o = 1.518 - 1.542 \times 10^{-3} \times T + 9.523 \times 10^{-5} \times T \times \ln T + 9.84 \times 10^{-8} \times T^2 \quad (22)$$

ただし V : 電解セル電圧 (V)

V_t : 理論電解電圧 (V)

V_a : 陽極側過電圧 (V)

V_c : 陰極側過電圧 (V)

IR : オーム損失 (V)

V_o : 標準理論稼働電解電圧 (V)

T : 電解温度 (K)

P : 電解圧力 (atm)

P_{water}: 水の電解温度における蒸気圧 (atm)

R : 気体定数 (=8.314 Jmol⁻¹K⁻¹)

F : ファラデー定数 (=9.648×10⁴ Cmol⁻¹)

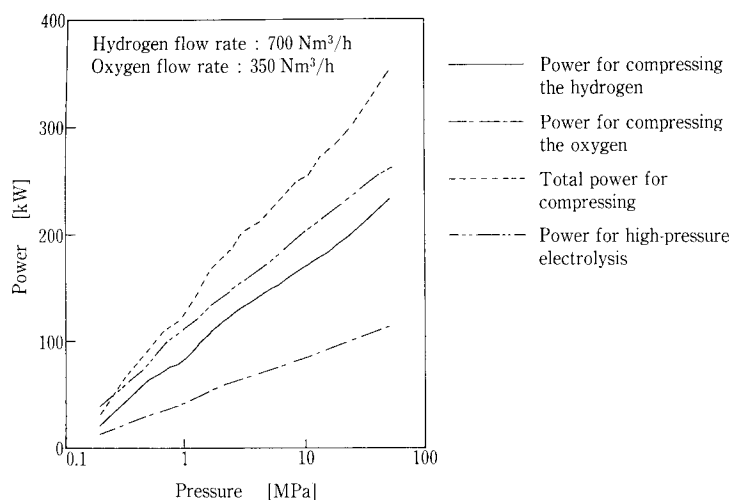
一定の電解電流密度、電解温度において、電解圧力が変化すると理論電解電圧は変化する。一方陽極側過電圧、陰極側過電圧、オーム損失は変化しない。すなわち電解電流密度と電解温度を一定に保った場合、高圧水電解に必要な電力と低圧水電解に必要な電力の差は理論電解電圧の差と電解電流の積に等しい。

機械的圧縮に必要な動力は次の式によって与えられる。

$$P_a = M_f \times R \times T_i \times m \times \gamma / (\gamma - 1) \times \{ (P_o / P_i)^{(\gamma-1)/\gamma} - 1 \} / \eta \quad (23)$$

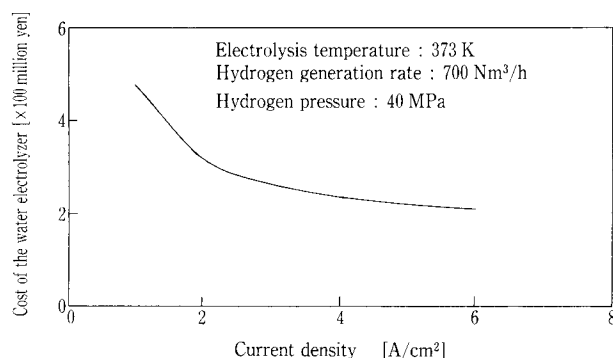
ただし P_a : 機械的圧縮に必要な動力 (W)

M_f : 圧縮される気体量 (mols⁻¹)



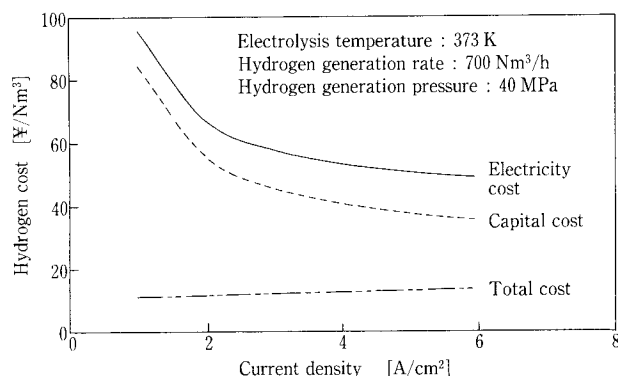
第23図 高压水電解と機械的圧縮の必要電力

Fig.23 Required power for high-pressure electrolysis and mechanical compression



第24図 固体高分子電解質型水電解装置の将来の価格

Fig.24 Prospective cost of the water electrolyzer



第25図 将来の水素の発生価格

Fig.25 Prospective hydrogen cost

R : 気体定数 ($=8.314 \text{ Jmol}^{-1}\text{K}^{-1}$)

T_i : 圧縮機入口の気体温度 (K)

P_o : 圧縮機出口の気体圧力 (atm)

P_i : 圧縮機入口の気体圧力 (atm)

γ : 気体の比熱比 (—)

m : 圧縮段数 (—)

η : 圧縮効率 (—)

1 時間に水素を 700 Nm^3 、酸素を 350 Nm^3 高压水電解により発生させた場合と同量の大気圧の水素と酸素を圧縮機により機械的に圧縮した場合の動力を第23図に示す。圧縮機の効率を70%とした。1時間に大気圧の水素 700 Nm^3 を 40 MPa まで圧縮すると 222 kW 必要である。また同様に1時間に 350 Nm^3 の酸素を圧縮すると 111 kW 必要である。合計すると 333 kW 必要になる。 40 MPa で水電解すると水素と酸素を発生させる以外に 268 kW 必要である。

この電力は大気圧の水素を機械的に 40 MPa に圧縮するために必要な電力よりも若干多い。しかし水素と酸素の両方を 40 MPa の高压状態で水電解により発生させるための電力は大気圧の水素と酸素を機械的に 40 MPa に圧縮する合計電力の80%である。燃料電池の効率が向上するため発生酸素を貯蔵しておき、空気の代わりにピーク時に使用するの望ましい。水素と酸素の高压貯蔵を考えると高压水電解はエネルギー的に圧縮機よりも優れている。また圧縮機が必要でないため、設備費が削減できる。

5.3 HHOGの将来の設備費

HHOGの将来の設備費を第24図に示す。このHHOGは 40 MPa の水素を1時間に 700 Nm^3 発生させる。電解モジュールのコストが設備費全体に占める割合が高いため、電解電流密度が大きくなると、設備費は減少する。

5.4 将来の水素発生価格

第24図に示す HHOG を深夜の安価な電力により 1 日に 3 時間のみ運転した場合の水素の発生単価を第25図に示す。運転時間が 1 日に 3 時間のみであり、稼働率が低いいため、固定費分の価格全体にしめる割合が高い。深夜の安価な電力を使用しているため、電力費分の価格全体にしめる割合は低い。3 A/cm² で電解すると 59 円/Nm³ の水素価格になる。

6. 経済性評価の結果

6.1 分散配置型電力負荷平準化システム

(1) 1 日の運転スケジュール

夜間の 23 時から翌朝 5 時まで水電解を行い、水素と酸素を貯蔵する。そしてこの水素と酸素を用いて、電力需要時の 13 時から 16 時まで発電する。

(2) 設備費

40 MPa で高圧水電解が行える HHOG を想定した。電解温度を 373 K、電解電流密度を 3 A/cm² とした時の設備費の試算値は第24図に示すように 2.4 億円である。ガス貯蔵装置については仕様に基づき見積もりを行い、1 億円とした。燃料電池は固体高分子電解質型を想定した。この燃料電池は自動車用に現在、開発が進められている。2005 年頃に大量生産されると発電能力 1 kW あたり、200 千円になると予想されている。また米国エネルギー省の Hydrogen Program では発電能力 1 kW あたり 1 000～1 500 ドル（1 ドル＝120 円で 120～180 千円）と予想されている。²²⁾ これらのデータを参考にして 1 kW あたり 150 千円とし

第 7 表 分散配置型電力負荷平準化システムの経済性評価

Table 7 Economical feasibility of distributed load leveling system

	Capital cost (×100 million yen)	Cost of system (×1 000 yen/kW)	Cost of electricity (Yen/kWh)
HHOG	2.4	292	79
Storage tank	1		
Fuel cell	3.6		
Total	7		

第 8 表 電力負荷平準化機能、発電機能と水素供給機能を合わせ持つ分散配置型水素供給ステーションの経済性評価（電力負荷平準化運転用）

Table 8 Economical feasibility of distributed hydrogen fueling station having the functions of load leveling and generation of electricity (for load leveling)

	Proportional division rate to operation hours	Capital cost (×100 million yen)	Cost of system (×1 000 yen/kW)	Cost of electricity (Yen/kWh)
HHOG	6/21	0.69	63	22
Storage tank	9/24	0.38		
Fuel cell	3/24	0.45		
Total	—	1.52		

第 9 表 電力負荷平準化機能、発電機能と水素供給機能を合わせ持つ分散配置型水素供給ステーションの経済性評価（水素供給運転用）

Table 9 Economical feasibility of distributed hydrogen fueling station having the functions of load leveling and generation of electricity (for hydrogen fueling)

	Proportional division rate to operation hours	Capital cost (×100 million yen)	Cost of hydrogen (Yen/Nm ³)
HHOG	15/21	1.71	62
Storage tank	15/24	0.63	
Fuel cell	—	—	
Total	—	—	

た。これらの値をまとめると第7表のようになる。

(3) 建設単価

総設備を燃料電池の発電能力で割り、建設単価292千円/kWとなった。この値は現在最も高効率で大容量のコンバインドサイクルLNG火力発電設備の設備単価200千円/kWよりも高い。本システムが分散配置型で使用されること、短い建設期間、高効率であること等を考慮すると、この建設単価は充分競争力のある値と考えられる。

(4) 電力需要ピーク時の発電原価

既にのべた計算式と経済性評価係数を用いて計算すると、79円/kWとなった。このように高い値になったのは、電力需要ピークの3時間のみ発電しているためである。

6.2 電力負荷平準化機能、発電機能と水素供給機能を合わせ持つ分散配置型水素供給ステーション

(1) 1日の運転スケジュール

電力負荷平準化機能のみでは稼働時間が短いため、電力需要ピーク時の発電原価が高くなる。次のように稼働時間を長くすることによって、電力需要ピーク時の発電原価を下げた。

夜間の23時から翌朝5時まで水電解を行い、水素と酸素を貯蔵する。そしてこの水素と酸素を用いて、電力需要時の13時から16時まで発電する。電力需要ピーク時以外の時間帯では都市ガスを改質した水素を固体高分子電解質型燃料電池に供給して、発電する。また5時から13時までと、16時から23時にはHHOGにより水素を発生させて、燃料電池自動車に供給する。

(2) 建設費

運転時間を考慮して第7表に示す建設費を案分すると建設費は第8、9表のようになる。

(3) 建設単価

電力負荷平準化機能に関しての建設単価は63千円/kWになる。

(4) 発電原価

第8表に示す建設費を用いて計算すると22円/kWhになる。電力需要ピーク時以外に都市ガスを改質した水素を供給することによって固体高分子電解質型燃料電池の稼働率を高めると、建設単価、発電単価ともに競争力が出る。

(5) 水素発生単価

第9表に示す設備費を用いて計算すると62円/Nm³になる。運転時間帯を考慮して、昼間の電力代10円/kWhを用いた。

現在開発が進められている燃料電池自動車の場合、水素2kgを消費して、250km走行する。²³⁾1km走行あたりの水素消費量は0.09Nm³になる。ガソリン1リットルを100円、ガソリン車の1km走行あたりのガソリン消費量を0.1リットルとする。このガソリン価格と同等の水素価格は111円/Nm³となる。この価格と比較して、水素供給ステーションにより製造される水素は競争力がある。

6.3 水素供給ステーション

(1) 運転スケジュール

電力需要ピーク時以外の16時から翌日の13時までの21時間、HHOGにより水素を発生させて、燃料電池自動車に供給する。

(2) 設備費

第10表に示すHHOG、ガス貯蔵装置の設備費と同じである。

(3) 水素発生単価

電力需要ピーク時以外、HHOGを運転するため、運転時間の長さにより重み付けした深夜電力代と昼間電力代の平均電力代8円/kWhを計算に用いた。そして60円/Nm³の水素発生価格が得られた。この水素価格も前述と同じように競争力がある。

む す び

HHOGと固体高分子電解質型燃料電池を組み合

第10表 分散配置型水素供給ステーションの経済性評価

Table10 Economical feasibility of distributed hydrogen fueling station

	Capital cost (×100 million yen)	Cost of hydrogen (Yen/Nm ³)
HHOG	2.4	60
Storage tank	1	
Fuel cell	—	
Total	3.4	

わせた分散配置型電力・水素供給システムの経済性を評価した。HHOG の設備費の内、電解モジュールのしめる割合が高いため、 3 A/cm^2 の電流密度で設備費を試算した。また電解温度を固体高分子電解質膜の耐熱性、チタンの水素脆化、および市販周辺機器の耐熱性等を考慮して373 K とした。そして1時間に40 MPa の水素を700 Nm³、発生させる固体高分子電解質型水電解装置の設備費を2.4億円とした。また固体高分子電解質型燃料電池の価格を発電能力1 kW あたり150千円として経済性を評価した。電力需要ピークの3時間のみ発電するため、電力負荷平準化のみでは発電原価は競争力がない。電力需要ピーク以外は都市ガスを改質した水素による発電と燃料電池自動車への水電解水素の供給を行うと稼働時間が長くなり、競争力が得られる。また水素供給のみでも競争力がある。

現状の化石燃料システムには地球温暖化問題、化石燃料枯渇問題等がある。これらの問題を解決するためには無尽蔵に存在し、地球環境の保全性に優れた再生エネルギーの利用技術を開発する必要がある。再生エネルギーには化石燃料に比較して種々の欠点がある。この欠点を補うのが水素エネルギーである。再生エネルギーを使った水素発生技術では水電解装置が重要な役割を担う。当社では固体高分子電解質膜を使った水電解によるオンサイト型水素発生装置(HHOG)を半導体工業、化学工業、発電所向けに製品化してきた。この技術をベースに大型化、高圧化等の技術開発を行うことによって、電力負荷平準化システム、水素エネルギーシステムに適したHHOG とするように努めていく所存である。

[参考文献]

- 1) 省エネルギーセンター発行、省エネルギー便覧(平成8年版)
- 2) 電気事業連合会編、「電気事業の現状 1998-1999」(1998)
- 3) 電気事業連合会編、「環境とエネルギー」(1998)
- 4) 森田ほか、自動車研究, Vol.21, No.1 (1999)
- 5) <http://www.uscar.org/>
- 6) 多井勉ほか: 神鋼パンテック技報, Vol.42, No.2 (1998), p.2.
- 7) K.E.Johnson et al., Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, 15th, 3, 2015-2018 (1980)
- 8) S.Stucki, *Int. J.Hydrogen Energy*, Vol.16 (1991), p.461.
- 9) S.P.Cicconardi et al., *Int. J.Hydrogen Energy*, Vol.18 (1993), p.993.
- 10) 清水三郎: 日本原子力学会誌, Vol.36 (1993), p.335.
- 11) J.J.Iannucci et al., *Proceeding of the 1998 U.S.Hydrogen Program Review*, Verginia, April (1998), p.281.
- 12) 金子史彦: 省エネルギー, Vol.50, No.3 (1998), p.77.
- 13) 鈴木、伊東弘一編著: エネルギー貯蔵システム, エネルギー・資源学会 (1992)
- 14) 電気学会燃料電池運転性調査専門委員会編, 燃料電池発電, コロナ社発行 (1994)
- 15) L.J.Nuttall: *Int. J.Hydrogen Energy*, Vol.2 (1977), p.395.
- 16) H.Takenaka et al.: *Int. J.Hydrogen Energy*, Vol.7 (1982), p.397.
- 17) 第18回新エネルギー・産業技術総合開発機構事業報告会, 水素・アルコール・バイオマス技術分科会資料, (1998)
- 18) 廣瀬潤ほか: 神鋼パンテック技報, Vol.40, No.2 (1996), p.48.
- 19) 三宅明子ほか: 神鋼パンテック技報, Vol.41, No.1 (1997), p.55.
- 20) 平井清司ほか: 神鋼パンテック技報, Vol.42, No.1 (1998), p.61.
- 21) 田村英雄監修: 水素吸蔵合金 NTS 社発行 (1998)
- 22) Strategic Plan For DOE HYDROGEN PROGRAM: DOE/GO-10098-532, January 1998
- 23) トヨタ自動車カタログ

連絡先

多 井 勉	技術開発本部 研究開発部 第1研究室 室長	中 井 寛	技術開発本部 研究開発部 第2研究室	廣 瀬 潤	UC 事業室 担当課長
TEL 078 - 992 - 6525		TEL 078 - 992 - 6525		TEL 078 - 232 - 8100	
FAX 078 - 992 - 6504		FAX 078 - 992 - 6504		FAX 078 - 232 - 8110	
E-mail t.oi@pantec. co.jp		E-mail hr.nakai@pantec. co.jp		E-mail j.hirose@pantec. co.jp	