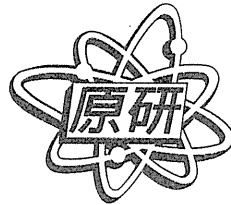




JP0550299

JAERI-Tech

2005-038



水素供給コストに関する評価

2005年7月

西原 哲夫・武田 哲明

日本原子力研究所  
Japan Atomic Energy Research Institute

本レポートは、日本原子力研究所が不定期に公刊している研究報告書です。

入手の問い合わせは、日本原子力研究所研究情報部研究情報課（〒319-1195 茨城県那珂郡東海村）あて、お申し越してください。なお、このほかに財団法人原子力弘済会資料センター（〒319-1195 茨城県那珂郡東海村日本原子力研究所内）で複写による実費頒布をおこなっております。

This report is issued irregularly.

Inquiries about availability of the reports should be addressed to Research Information Division, Department of Intellectual Resources, Japan Atomic Energy Research Institute, Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken 319-1195, Japan.

## 水素供給コストに関する評価

日本原子力研究所大洗研究所核熱利用研究部

西原 哲夫・武田 哲明

(2005年5月25日受理)

日本原子力研究所では 2025 年頃の高温ガス炉水素製造システムの実用化を目指し、高温工学試験研究炉 (High Temperature Engineering Test Reactor, HTTR) を用いて高温ガス炉と水素製造設備の接続技術、水からの水素製造プロセスである熱化学法 IS プロセス技術の研究開発を進めている。

燃料電池自動車の燃料として大量に水素を供給するシステムは、オフサイト型とオンサイト型に大別され、高温ガス炉水素製造システムのようなオフサイト型では水素製造、貯蔵、充填コストのほかに、輸送コストも考慮しなければならない。さらに、化石燃料を利用した水素製造システムでは、二酸化炭素の処理コストも必要になる。したがって、高温ガス炉水素製造システムの経済性評価では、水素製造コストだけではなく輸送や貯蔵を含めた総合的なコスト評価が必要である。

本報告書では、水素製造コストに加え、貯蔵、輸送及び充填に係る日本及び米国のコスト評価結果を調査し、様々なオフサイト型及びオンサイト型システムに対して、水素供給コストを評価した。

## Evaluation of Hydrogen Cost

Tetsuo NISHIHARA and Tetsuaki TAKEDA

Department of Advanced Nuclear Heat Technology

Oarai Research Establishment

Japan Atomic Energy Research Institute

Oarai-machi, Higashiibaraki-gun, Ibaraki-ken

(Received May 25, 2005)

Japan Atomic Energy Research Institute advances the research and development of the thermochemical water splitting IS process technology as well as the integration technology between a high-temperature gas cooled reactor (HTGR) and a hydrogen production system using the high temperature engineering test reactor (HTTR) aiming at the commercialization of the HTGR hydrogen production system around 2025.

Hydrogen system for fuel cell cars consists of off-site system and on-site system. In thinking about off-site system like the HTGR hydrogen production system, it is necessary to consider the cost of transportation of hydrogen as well as the cost of hydrogen production, storage and refueling. Moreover, when the hydrogen is produced with the fossil fuel, the cost of carbon dioxide disposal should be considered. The economy evaluation of the HTGR hydrogen production system must include all costs of hydrogen production, storage, transportation and refueling.

In this paper, the cost evaluation data related to storage, transportation and refueling in Japan and the USA are investigated in addition to the hydrogen production cost. The cost evaluation of several off-site and on-site systems is carried out.

Keywords: Hydrogen, Cost Evaluation, Production, Transportation, Refueling

## 目次

1. 序論 .....	1
2. 国内における水素供給コスト .....	2
2.1 輸送・貯蔵・充填技術 .....	2
2.1.1 輸送 .....	2
2.1.2 貯蔵 .....	2
2.1.3 充填 .....	3
2.2 輸送コスト .....	3
2.3 水蒸気改質法システム .....	6
2.4 軽水炉+水電解システム .....	10
2.5 オンサイト水素製造・供給システム .....	12
2.5.1 都市ガス改質システム .....	12
2.5.2 太陽光発電+水電解システム .....	12
2.5.3 風力発電+水電解システム .....	12
2.5.4 一般電力+水電解システム .....	13
2.6 二酸化炭素の処理コスト .....	16
3. 米国の水素貯蔵及び輸送コスト .....	17
3.1 水素貯蔵 .....	17
3.1.1 圧縮貯蔵 .....	17
3.1.2 液化貯蔵 .....	18
3.1.3 水素貯蔵合金 .....	19
3.1.4 各方式の比較 .....	20
3.2 水素輸送 .....	26
3.2.1 圧縮ガスの輸送 .....	26
3.2.2 液化水素の輸送 .....	27
3.2.3 水素貯蔵合金の輸送 .....	29
3.2.4 パイプライン輸送 .....	31
3.2.5 各方式の比較 .....	31
4. 結論 .....	39
謝辞 .....	39
参考文献 .....	40

## Contents

1	Introduction .....	1
2	Hydrogen Cost in Japan .....	2
2.1	Transportation, Storage and Refueling Technologies .....	2
2.1.1	Transportation .....	2
2.1.2	Storage .....	2
2.1.3	Refueling .....	3
2.2	Cost of Transportation .....	3
2.3	Steam Reforming System .....	6
2.4	Light Water Reactor with Water Electrolysis System .....	10
2.5	On-site Hydrogen Production and Refueling System .....	12
2.5.1	Town Gas Reforming System .....	12
2.5.2	Solar Power Generation with Water Electrolysis System .....	12
2.5.3	Wind Power Generation with Water Electrolysis System .....	12
2.5.4	General Power with Water Electrolysis System .....	13
2.6	Cost of Carbon Dioxide Disposal .....	16
3	Cost of Storage and Transportation of Hydrogen in the USA .....	17
3.1	Hydrogen Storage .....	17
3.1.1	Compressed Gas .....	17
3.1.2	Liquified Hydrogen .....	18
3.1.3	Metal Hydrode .....	19
3.1.4	Comparison of Each Method .....	20
3.2	Hydrogen Transportation .....	26
3.2.1	Compressed Gas .....	26
3.2.2	Liquified Hydrogen .....	27
3.2.3	Metal Hydrode .....	29
3.2.4	Compressed Gas Pipeline .....	31
3.2.5	Comparison of Each Method .....	31
4	Conclusions .....	39
	Acknowledgement .....	39
	References .....	40

## 1 序論

日本原子力研究所では 2025 年頃の高温ガス炉水素製造システムの実用化を目指し、高温ガス炉と水素製造設備の接続技術<sup>(1)</sup>、並びに、水から水素を製造する技術の一つである熱化学法 IS プロセスの研究開発<sup>(2)</sup>を進めている。高温ガス炉水素製造システムが実用化されるには、他の水素製造法に対して経済的に十分な競争力を持つことが必要である。そのため、メタンの水蒸気改質法で水素を製造する場合について経済性評価を行い、高温ガス炉から供給される核熱を利用することにより安価な水素を製造できることを示した<sup>(3,4)</sup>。

水素は燃料電池自動車の燃料としての大量需要が予想される。これに対して高温ガス炉水素製造システムは水素の大量生産が可能であるが、遠隔地に立地されるので水素を消費地まで輸送する必要がある。したがって、高温ガス炉水素製造システムの経済性は、大量集中生産によるコスト低減の効果だけでなく、水素の貯蔵、輸送、充填に係わるコストも考慮して総合的に判断する必要がある。また、地球温暖化問題の観点から、化石燃料を利用した水素製造システムでは二酸化炭素の処分コストも考慮しなければならない。そこで、高温ガス炉水素製造システムの経済性を論じるためには、水素の製造から充填までを含む総合的なコスト評価を行うとともに、二酸化炭素排出に関する優位性も考慮する必要がある。

本報告書は、日本及び米国で実施された様々な方式の水素製造、輸送、貯蔵に関するコスト評価結果を調査し、様々なシステムを対象として水素供給コストを評価したものである。

## 2 国内における水素供給コスト

燃料電池自動車及び水素ステーションの普及を目指して、水素の製造のみならず、輸送・貯蔵・充填について技術開発が進められ、それらに関するコスト評価が実施されている<sup>(6)・(11)</sup>。そこで、製造、輸送、貯蔵、充填に関するコストについて調査し、水素ステーションにおける水素供給コストを比較評価した。

### 2.1 輸送・貯蔵・充填技術<sup>(8)</sup>

#### 2.1.1 輸送

輸送については、高圧の水素ガス輸送する圧縮水素方式、液体水素を輸送する液化水素方式、パイプライン方式などが実用化されている。このうちパイプラインについては、水素ステーションの大多数が都市部に設置されること、天然ガスなどのパイプライン網が日本では整備されていないことから、新たに敷設するためには莫大なコストがかかる。

##### (1) 圧縮水素

一般に 15～20MPa の圧力で充填された高圧容器を集結した輸送機器を使用する。輸送量に応じて様々な形態があるが、輸送効率の点から水素ガストレーラーが優れている。国内最大級のトレーラーの輸送量は約 3,100Nm<sup>3</sup>/台である。

##### (2) 液体水素

輸送中の入熱を防ぐために積層真空断熱を施した液体水素タンクローリーあるいはコンテナを使用する。圧縮水素の輸送と同様に、輸送効率の点からできるだけ積載量の大きいものが望ましい。現在、国内最大のコンテナはタンク容量が約 40 kl である。また、タンカーによる海上輸送も考えられる。

#### 2.1.2 貯蔵

貯蔵については、圧縮水素、液体水素による貯蔵に加えて、水素吸蔵合金を使用する方法がある。

##### (1) 圧縮水素貯蔵

長尺容器を集結したカードルを用いて約 20MPa 程度の圧力で貯蔵されるが、水素ステーションで燃料電池自動車への供給には、圧縮機により昇圧して充填することとなる。

##### (2) 液体水素貯蔵

水素ステーションでは輸送に使用されたコンテナを留め置いて貯蔵タンクとして用いることにより充填ロスを防ぐことができる。

##### (3) 水素吸蔵合金<sup>(12)</sup>

高密度かつ安全に水素を貯蔵する方法として技術開発が行なわれている。従来合金では 1,000Nm<sup>3</sup> の水素を貯蔵するための必要な容積は約 1 m<sup>3</sup> 程度であるが、さらに容積を 1/2 以下にすることを開発目標としている。水素吸蔵合金は低温高圧で水素を吸蔵させ、高温低圧で放出する。



### 2.1.3 充填

燃料電池自動車に搭載される貯蔵形式に応じて、圧縮水素、液体水素、低圧水素（水素吸蔵合金の場合）のいずれかで水素が充填される。現時点では圧縮水素の形で搭載されるのが主である。

#### (1) 圧縮水素

圧縮水素の充填には天然ガスの技術が適用可能である。車載タンクの温度と圧力変化を見ながら、圧力上昇勾配が時間当たり一定になるように水素を充填する。

#### (2) 液体水素

経済産業省が実施する水素燃料電池実証プロジェクト（JHFC）の水素ステーションの実証試験において液体水素が供給可能なステーションが建設されている。本ステーションでは1台当たり140ℓの液体水素を10分以内で充填できる<sup>(13)</sup>。

#### (3) 低圧水素

水素吸蔵合金は水素と反応して水素化物を生成し、その際熱を放出する。そのため、水素充填は吸蔵合金を冷却しながら行う。急速充填を行うためには大型の冷却器が必要となる。

## 2.2 輸送コスト

### (1) 車両による輸送

輸送距離が短い場合には、水素ガストレーラーや液体水素ローリーもしくはコンテナで輸送するのが合理的である。そこで、これらの輸送方法についてコスト評価を行う。

国内最大級の輸送機器の搭載容量と価格は以下のとおりである<sup>(9)</sup>。

- 水素ガストレーラー 2740Nm<sup>3</sup> 2900万円（内、トラクター1100万円）
- 液体水素ローリー 14561 Nm<sup>3</sup> 5100万円
- 液体水素コンテナ 28335 Nm<sup>3</sup> 9000万円（内、トラクター1100万円）

車両の年経費率はTable 2.1のように設定した。運転手の人件費は年間840万円とし、燃料費40円/km、運行速度20km/h、年間運行日数330日とする。片道の輸送距離を50kmと100kmの2ケースを考えると、50kmの場合は1日2往復、100kmの場合は1日1往復の輸送が可能であり、1日の運行距離はどちらのケースも200kmとなる。これらの条件で輸送コストを評価した結果をTable 2.2に示す。

輸送距離が50kmの場合には水素輸送量が100kmの場合の2倍となるため、輸送コストは半減する。また、1回の輸送量が多いほど輸送コストが低減し、液体水素のコンテナ輸送コストが最も安価となり、水素ガストレーラー輸送に比べ1/6以下となった。

### (2) 液体水素タンカー

大量の水素を効率的に長距離輸送する方法である液体水素タンカーによる輸送コストの評価を行う。ここで想定した液体水素タンカーの水素搭載量は200,000m<sup>3</sup>で、建造費は500億円と見積もられている<sup>(6)</sup>。耐用年数を15年とし、年経費率をTable 2.1に示すように12.8%とする。燃料費は輸送中に発生するボイルオフガスを使用する。人件費は運転員20人（700万円/人）を想定する。この結果、年経費は65.4億円となる。一方、輸送距離を5,000km、

1 航海の所要日数を9日(25knで走行)とし、年間航海を32回とすると、年間水素輸送量は6,400,000m<sup>3</sup>(50.4億Nm<sup>3</sup>)となる。その結果、輸送コストは1.30円/Nm<sup>3</sup>となる。

### (3) 水素パイプライン

液体水素タンカーと並んで代表的な大量輸送方法であるパイプラインの輸送コストの評価を行う。ここでは、天然ガスのパイプラインのコストデータをベースとして水素パイプラインによる輸送コストを評価する。評価対象システムとして水素輸送量225億Nm<sup>3</sup>/年、水素輸送距離5,000kmを想定する<sup>(6)</sup>。パイプラインの建設費は800万円/インチ・kmとすると、パイプライン口径40インチの場合には建設費は16,000億円となる。水素ガスを輸送するために3箇所昇圧設備を設置する必要がある。動力20,000kWの圧縮機を12台(うち3台は予備機)設置することとし、建設費を760億円と見積る。その結果、水素パイプラインの総建設費は16,760億円となる。年経費率を液体水素タンカーと同様の12.8%とし、人件費として運転員10人(700万円/人)を想定する。電力料金は東京電力の高圧電力料金を参考に基本料金1650円/kW、電力料金8.65円/kWhとすると、年間211.9億円となる。その結果、水素輸送コストは10.48円/Nm<sup>3</sup>となる。長距離輸送においても液体水素で輸送の方が安価となることが分かる。

これらの評価から、水素製造場所と消費地が離れているオフサイトシステムの場合には、タンカーやパイプラインにより消費地に隣接した貯蔵基地まで大量の水素を輸送し、そこから水素ステーションに車両で輸送するという組み合わせが経済的であると考えられる。輸送コストに関しては液体水素が有利であるという結果となったが、液体水素の製造コストはかなり割高であると考えられる。そこで、次節以降に水素製造コストも考慮した水素供給コストの評価を行う。

Table 2.1 各種輸送設備の年経費率

		トラクター	トレーラー	ローリー	コンテナ	タンカー
耐用年数	年	5	10	4	10	15
減価償却率	%	18	9	22.5	9	6
固定資産税	%	1.4	1.4	1.4	1.4	0.7
保険	%	1.6	1.6	1.6	1.6	0.6
検査補修費	%	4.0	4.0	4.0	4.0	2.0
事業報酬	%	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
一般管理費	%	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
年経費率	%	28.5	19.5	33.0	19.5	12.8

Table 2.2 車両による水素輸送コスト

	圧縮水素		液体水素			
	トレーラー / トラクター		ローリー		コンテナ / トラクター	
水素搭載量 (Nm <sup>3</sup> )	2740		14561		28335	
購入費用 (万円)	1800 / 1100		5100		7900 / 1100	
年経費率 (%)	19.5 / 28.5		33.0		19.5 / 28.5	
走行距離 (km/日)	200		200		200	
固定費 (万円/年)	664.5		1683		1854	
人件費 (万円/年)	840		840		840	
変動費 (万円/年)	264		264		264	
輸送距離 (片道) (km)	50	100	50	100	50	100
輸送コスト (円/Nm <sup>3</sup> )	9.78	19.56	2.90	5.80	1.58	3.16

## 2.3 水蒸気改質法システム

安価に大量の水素を製造する代表的な方法は天然ガスの水蒸気改質法である。そこで、リファレンスケースとして水蒸気改質法により水素を大量生産し、圧縮水素または液体水素の形で水素ステーションまで輸送する場合の水素供給コストを評価する。

### (1) 水素製造コスト

天然ガスの水蒸気改質法により純度 99.99%以上の水素ガスを製造する。過去に実施したコスト評価より<sup>(8)</sup>、水素製造量が約 20 万 Nm<sup>3</sup>/h のシステムの建設費は 335.6 億円である。年経費率を Table 2.3 のように 17.5%とすると、固定費は年間 58.73 億円となる。運転員は 3 人 1 組で 4 班 3 直運転とし、人件費を 8400 万円 (700 万円/人) と見積る。天然ガス、水、電力などの使用量は年間 219.2 億円で、余剰蒸気の売却益 53.8 億円を考慮すると変動費は 165.4 億円となり、経費総額は年間 224.97 億円となる。運転日数を年間 330 日とすると年間総生産量は 15.84 億 Nm<sup>3</sup>となる。その結果、固定費 3.71 円/Nm<sup>3</sup>、人件費 0.05 円/Nm<sup>3</sup>、変動費 10.44 円/Nm<sup>3</sup>で、水素製造コストは 14.20 円/Nm<sup>3</sup>となる。

### (2) 圧縮コスト

水素の処理量が 120 t/日 (55,617Nm<sup>3</sup>/h) の圧縮プラントの建設費は 24.8 億円と見積もられている<sup>(9)</sup>。20 万 Nm<sup>3</sup>/h の水素を全量処理するためには、さらに大規模な設備が必要となる。この場合、スケールメリットにより単位処理量あたりの建設費は低下するが、本評価では上記の建設費を用いて圧縮コストを評価する。年経費率、運転員数及び運転日数は水素製造プラントと同じとする。圧縮プラントの用役消費量及び料金は Table 2.4 に示すとおりである。その結果、固定費 0.99 円/Nm<sup>3</sup>、人件費 0.20 円/Nm<sup>3</sup>、変動費 3.76 円/Nm<sup>3</sup>となり、圧縮コストは 4.94 円/Nm<sup>3</sup>となる。

### (3) 液化・貯蔵コスト

水素処理量 120t/日 (55,617Nm<sup>3</sup>/h)、貯蔵量 280 t の液体・貯蔵プラントの建設費は 347.9 億円と見積もられている<sup>(9)</sup>。年経費率、人件費及び運転日数は水素製造プラントと同じとする。液化・貯蔵プラントの用役消費量及び料金は Table 2.5 に示すとおりである。その結果、固定費 13.82 円/Nm<sup>3</sup>、人件費 0.20 円/Nm<sup>3</sup>、変動費 12.40 円/Nm<sup>3</sup>となり、液化・貯蔵コストは 26.42 円/Nm<sup>3</sup>となる。

### (4) ステーションコスト

ステーションの規模を 300Nm<sup>3</sup>/h とする。圧縮水素ステーションの建設費は 307 百万円、液体水素ステーションの建設費は 305 百万円と見積もられている<sup>(10)</sup>。水素ステーションの年経費率を Table 2.6 に、各ステーションの用役消費量及び料金を Table 2.7 に示す。水素ステーションは年中無休とし、営業時間 13 時間、利用率 85%とする。人件費は要員 1 人で 840 万円 (700 万円に割増手当て 20%) とする。

固定費は圧縮水素ステーションが 50.24 円/Nm<sup>3</sup>、液体水素ステーションが 49.91 円/Nm<sup>3</sup>、

人件費は 6.94 円/Nm<sup>3</sup>、変動費は圧縮水素ステーションが 1.85 円/Nm<sup>3</sup>、液体水素ステーションが 1.03 円/Nm<sup>3</sup>となる。その結果、ステーションコストの合計は、圧縮水素で 59.03 円/Nm<sup>3</sup>、液体水素で 57.88 円/Nm<sup>3</sup>となる。

#### (5) 水素供給コスト

水素製造プラントから水素ステーションまでの距離を 100km、圧縮水素はトレーラーで、液体水素はローリーで輸送するとした場合の水素供給コストは Table 2.8 及び Fig.2.1 のとおりとなる。水素供給コストは圧縮水素のほうが若干安いという結果となった。水素供給コストに占める水素製造コストの割合は 15%程度であり、ステーションコストは約 60%を占めている。水素供給コストの削減には、ステーションコストを如何に安くするかが課題であるといえる。

高温ガス炉から供給される高温核熱を熱源として利用する水蒸気改質システムの水素製造コストは 12.11 円/Nm<sup>3</sup>と評価され<sup>(4)</sup>、上記の水素製造コストより 2 円/Nm<sup>3</sup>程度安くなり、水素供給コストを若干安価にできる。

Table 2.3 水素製造プラントの年経費率

		水素製造プラント
耐用年数	年	10
減価償却率	%	9.0
固定資産税	%	1.4
保険	%	0.6
検査補修費	%	3.0
事業報酬	%	2.5
一般管理費	%	1.0
年経費率	%	17.5

Table 2.4 圧縮プラントの変動費

	消費量	料金	単価
電気	0.33 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	3.68 円/ Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	基本料金 1650 円/kW 電気料金 8.65 円/kWh
工水	0.002 t /Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	0.08 円/ Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	40 円/ t

電気料金は東京電力業務用電力料金をベースに算定

Table 2.5 液化・貯蔵プラントの変動費

	消費量	料金	単価
電気	1.049 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	11.70 円/ Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	基本料金 1650 円/kW 電気料金 8.65 円/kWh
窒素ガス	0.0022 t/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	0.09 円/ Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	40 円/t
上水	0.0031 t /Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	0.62 円/ Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	200 円/ t

電気料金は東京電力業務用電力料金をベースに算定

Table 2.6 水素ステーションの年経費率

		水素ステーション
耐用年数	年	8
減価償却率	%	11.3
固定資産税	%	1.4
保険	%	0.6
検査補修費	%	3.0
事業報酬	%	2.5
一般管理費	%	1.0
年経費率	%	19.8

Table 2.7 水素ステーションの変動費

## (a) 圧縮水素ステーション

	消費量	料金	単価
電気	0.130 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	1.69 円/ Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	基本料金 1175 円/kW 電気料金 9.45 円/kWh
工水	0.002 t /Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	0.16 円/ Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	80 円/ t

## (b) 液体水素ステーション

	消費量	料金	単価
電気	0.067 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	0.87 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	基本料金 1175 円/kW 電気料金 9.45 円/kWh
工水	0.002 t /Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	0.16 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	80 円/ t

電気料金は東京電力業務用電力料金をベースに算定

Table 2.8 水素供給コスト

		圧縮水素	液体水素
製造コスト	円/ Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	14.20	14.20
圧縮・液化コスト		4.94	26.42
輸送コスト		19.56	5.80
ステーションコスト		59.03	57.88
合計		97.73	104.3

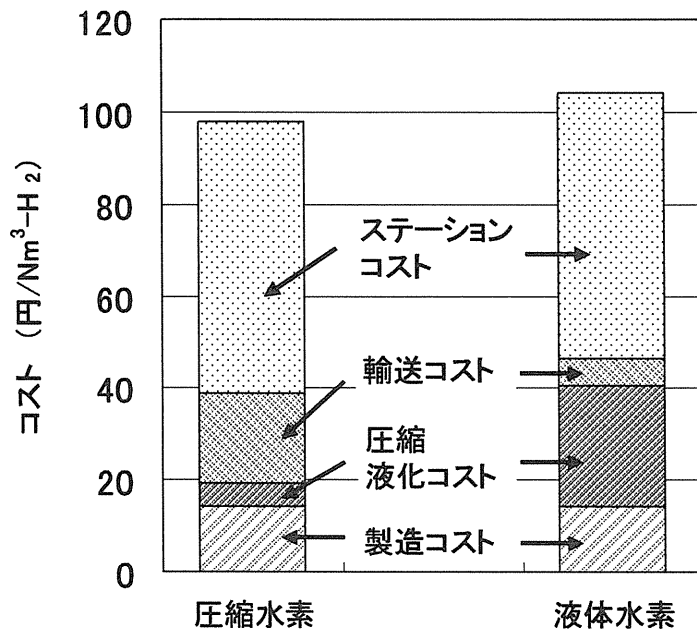


Fig.2.1 水素供給コスト

## 2.4 軽水炉＋水電解システム

軽水炉は安価な電力を供給できるとともに、運転中に CO<sub>2</sub> を排出しないクリーンな発電システムである。この軽水炉による電力を利用して水電解により水素を大量生産し、圧縮水素または液体水素を水素ステーションまで輸送するシステムのコスト評価を行う。水素製造は固体高分子電解質型水電解プラントを想定し<sup>(7)</sup>、軽水炉の発電原価による電力を使用する<sup>(14)</sup>。

水電解プラントの基本仕様は Table 2.9 のとおりであり、建設費は Table 2.10 に示すように約 43.2 億円である。プラントの年経費率は Table 2.3 に示すように 17.5% とする。水電解プラントの運転は 3 人 1 組の 4 班 3 直で行い、人件費 8400 万円を見積る。運転日数を年間 330 日とすると、固定費は 2.98 円/Nm<sup>3</sup>·H<sub>2</sub>、人件費は 0.33 円/Nm<sup>3</sup>·H<sub>2</sub> となる。変動費は Table 2.11 に示すように 26.22 円/Nm<sup>3</sup>·H<sub>2</sub> である。ここで、電力費として軽水炉の発電単価 5.9 円/kWh を用いる。その結果、軽水炉＋水電解システムの水素製造コストは 29.53 円/Nm<sup>3</sup>·H<sub>2</sub> となる。水素製造コストの大部分を電力料金が占め、水蒸気改質システムの約 2 倍になった。

前節と同じ条件で水素供給コストを評価すると、圧縮水素の場合が 113.06 円/Nm<sup>3</sup>·H<sub>2</sub>、液体水素の場合が 119.63 円/Nm<sup>3</sup>·H<sub>2</sub> となる。

Table 2.9 固体高分子電解質型水電解プラントの基本仕様

水素製造量	32,000 Nm <sup>3</sup> /h
電極面積	1 m <sup>2</sup> /セル
電流密度	3A/cm <sup>2</sup>
運転温度	120°C
運転圧力	0.4MPa
製造電力原単位	4.283kWh/ Nm <sup>3</sup>
電解槽単価	100 万円/m <sup>2</sup>

Table 2.10 水電解プラントの建設費

建設費総額	4,318,173 千円
電解槽	1,820,000 千円
整流器、受電設備	1,136,028 千円
熱交換器、配管	1,007,645 千円
建屋、基礎工事	354,500 千円



Table 2.11 水素製造プラントの変動費

	消費量	料金	単価
電気	4.283 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	25.27 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	5.9 円/kWh
工水	28.65t/h	0.04 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	40 円/t
上水	26.3t/h	0.16 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	200 円/t
ケミカル類	26.3t/h	0.08 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	100 円/t
イオン交換膜	168,875 千円/年	0.67 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	

## 2.5 オンサイト水素製造・供給システム

2.3 節及び 2.4 節では大規模な水素製造設備から水素を消費地へ輸送して利用する、いわゆるオフサイト型システムについて水素供給コストを評価した。本節では、小型の水素製造設備を用いて消費地で水素を製造して利用するオンサイト型システムの水素供給コストを評価する。

### 2.5.1 都市ガス改質システム

都市ガスを原料とした水素製造装置はパッケージ化され、オンサイト用水素供給装置として販売されている。水素製造量 300 Nm<sup>3</sup>/h のシステムの建設費および用役消費料原単位は Table 2.12 及び Table 2.13 に示すとおりである<sup>(11)</sup>。営業時間を 1 日 13 時間、年中無休、利用率 85% とする。本システムの建設費は 538.3 百万円と見積もられ、年経費率を Table 2.6 に示す水素ステーションと同じ 19.8% とすると、固定費は 88.10 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> となる。人件費は要員 1 人 840 万円を見積り、6.94 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> となる。変動費は Table 2.13 に示すとおり 29.76 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> である。ここで、天然ガス料金は以下の式で算出される東京ガスの産業用天然ガス料金を採用した。

$\begin{aligned} \text{ガス料金} &= \text{定額基本料金} \\ &+ \text{流量基本料金単位} \times \text{契約最大使用量 (時間最大使用量)} \\ &+ \text{最大需要月基本料金単位} \times \text{契約最大需要月使用量 (月最大使用量)} \\ &+ \text{従量料金単位} \times \text{使用量} \end{aligned}$
---

その結果、都市ガス改質システムの水素供給コストは 124.80 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> となる。

### 2.5.2 太陽光発電+水電解システム

新エネルギーとして太陽光発電が普及し、発電コストも下がりつつある。そこで、太陽光発電と固体高分子電解質水電解システムを組み合わせたシステムの水素供給コストを評価する。評価システムの水素製造能力は 300 Nm<sup>3</sup>/h とする。営業時間等については、都市ガス改質システムと同じとする。固体高分子水電解システムの建設費を Table 2.14 に示す<sup>(11)</sup>。太陽光発電システムの建設単価は 72 万円/kW とし、建設費 912 百万円を見込む<sup>(15)</sup>。年経費率を都市ガス改質システムと同様に 19.8% とすると、固定費は 251.09 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> となる。人件費は要員 1 人 840 万円を見積り、6.94 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> となる。太陽光発電の稼働時間は 1 日 4 時間（稼働率 16.7%）とし不足分は通常電力で補うとすると、月 214.4 時間分の電力が必要となり、変動費は Table 2.15 に示すように 54.47 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> となる。この結果、太陽光発電と水電解システムを組み合わせた場合の水素供給コストは 312.50 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> となる。

コスト高の要因は太陽光発電システムの価格と稼働時間にある。太陽光による発電は日中の晴天に限られるため、稼働率が低下することはやむをえない。

### 2.5.3 風力発電+水電解システム

風力発電は太陽光発電と並んで新エネルギーとして普及しており、現在は大型の発電設備

が実用化されている。そこで、風力発電と固体高分子電解質水電解を組み合わせたシステムの水素供給コストを評価する。評価システムの水素製造能力は  $300 \text{ Nm}^3/\text{h}$  とする。営業時間は上記システムと同じとする。風力発電システムの建設単価は 24 万円/kW とし、建設費 304 百万円を見込む<sup>(15)</sup>。年経費率を 19.8% とすると、固定費は  $151.60 \text{ 円/Nm}^3\text{-H}_2$  となる。人件費は要員 1 人 840 万円を見込むと、 $6.94 \text{ 円/Nm}^3\text{-H}_2$  となる。風力発電の稼働時間も 1 日 4 時間とし、不足分は通常電力で賄う。その結果、変動費は太陽光発電システムと同様に  $54.47 \text{ 円/Nm}^3\text{-H}_2$  となり、水素供給コストは  $213.01 \text{ 円/Nm}^3\text{-H}_2$  となる

発電設備の建設費が安くなったことにより、水素供給コストは太陽光発電システムに比べ 2/3 に低減した。

#### 2.5.4 一般電力+水電解システム

新エネルギーとして有望な太陽光発電及び風力発電を利用して水電解を行うことを想定したが、発電システムの建設費が高いことやシステム稼働率が低いことなどから、水素供給コストがかなり割高になるという結果となった。そこで、一般電力のみを使用して水電解を行うシステムの水素供給コストを評価してみる。システムの規模、運転条件、発電効率などは上記システムと同じとする。

発電システムが不要なことから、建設コストは 662.4 百万円となり、固定費は  $101.85 \text{ 円/Nm}^3\text{-H}_2$  に低減した。一方、月間 336.1 時間分の電力を使用し、その料金は 661.7 万円と見積もられ、変動費は  $69.63 \text{ 円/Nm}^3\text{-H}_2$  となる。そして、水素供給コストは  $178.42 \text{ 円/Nm}^3\text{-H}_2$  となる。

ここで検討した 4 つのシステムの水素供給コストの比較を Fig.2.2 に示す。固定費の違いにより水素供給コストに差が生じる結果となった。

Table 2.12 オンサイト都市ガス改質システムの建設費 (単位：百万円)

製造設備	216
ディスペンサ	30.1
蓄圧器	75.8
圧縮機	41.5
計装機器	9.2
工事費	108.7
その他	14.7
諸経費	42.4
合計	538.4

Table 2.13 都市ガス改質システムの変動費

	消費量	料金	単価
都市ガス	0.38 Nm <sup>3</sup> /Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	19.11 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	定額基本料金 113,715 円 流量基本料金単位 430.5 円 最大需要月基本料金単位 5.92 円 従量料金単位 40.0 円
電気	0.52 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	7.05 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	基本料金 1650 円/kW
(製造)	0.20 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>		電力料金 8.65 円/kWh
(圧縮)	0.32 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>		
上水	0.01 t/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	2.00 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	200 円/t
工水	0.02 t/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	1.60 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	80 円/t

都市ガス料金：東京ガス産業用ガス料金をベースに算定

電力料金：東京電力業務用電力料金をベースに算定

Table 2.14 固体高分子型水電解システムの建設費 (単位：百万円)

水電解ユニット	300
ディスペンサ	30.1
蓄圧器	75.8
圧縮機	41.5
計装機器	9.2
工事費	108.6
その他	14.7
諸経費	42.4
合計	622.3

Table 2.15 固体高分子型水電解システムの変動費

	消費量	料金	単価
電気	4.84 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	50.47 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	基本料金 1650 円/kW
(製造)	4.50 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>		電力料金 8.65 円/kWh
(圧縮)	0.32 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>		
上水	0.02 t/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	4.00 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	200 円/t

都市ガス料金：東京ガス産業用ガス料金をベースに算定

電力料金：東京電力業務用電力料金をベースに算定

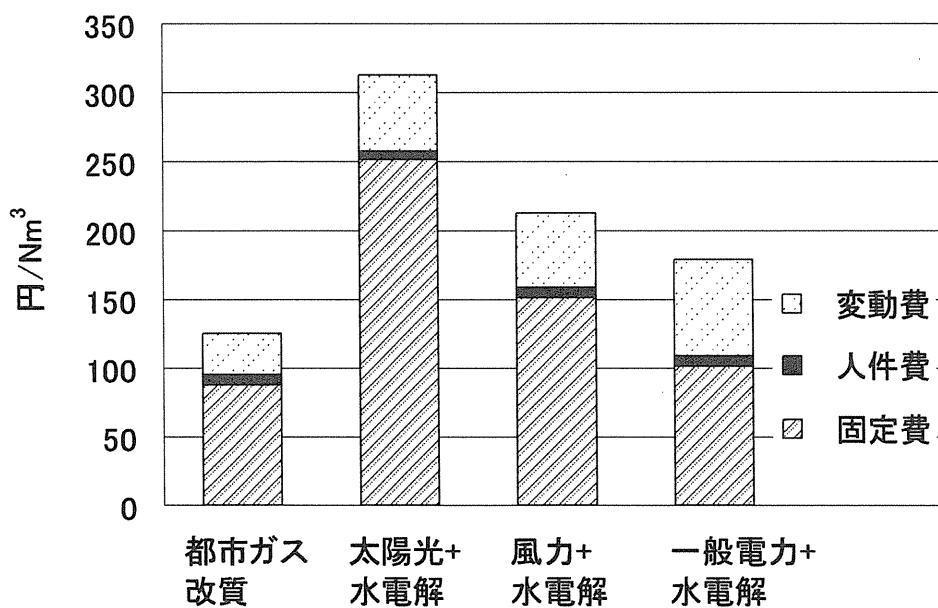


Fig.2.2 オンサイト水素供給システムのコスト比較

2.6 二酸化炭素の処理コスト

京都議定書が発効し、温暖化ガスの排出規制が強化されつつある。これまで検討してきた水素供給システムのうち、水蒸気改質法システムでは天然ガスを使用することから、水素製造時にCO<sub>2</sub>を排出する。将来的には、このCO<sub>2</sub>を回収・処理する必要がある。

CO<sub>2</sub>は設備の運転のみならず、設備の建設や水素の輸送でも排出される。しかし、建設時や輸送時に排出されるCO<sub>2</sub>を回収・処理することは困難であるため、水素供給コストに反映できない。そこで本評価では、水素製造時に排出されるCO<sub>2</sub>を対象として処理コストを算出する。

CO<sub>2</sub>はアミン吸収液を用いた化学吸収法により回収し、パイプラインで地中貯蔵サイトまで輸送する。年間処理量5.45万t-C(20万t-CO<sub>2</sub>)の建設費は24.95億円、輸送距離20kmの海底パイプラインの建設費は30億円と見積もられている<sup>(16)</sup>。地中貯蔵サイトに送られたCO<sub>2</sub>は海底の地下帯水層に圧入される。圧入設備は陸上に設置され、陸上から海底への圧入井を掘削して処理する。この設備費は14億円である。これらの設備の建設費の総額は68.95億円となる。年経費率をTable 2.3の水素製造プラントと同じとすると、固定費は年間12.07億円となる。運転要員は16人(4人1組、4班3直)とし、1人700万円として人件費1.12億円を見積る。また、用役費は7.14億円/年とする。その結果、CO<sub>2</sub>の処理単価は37.26円/kg-Cとなる。

2.3.2.項で検討した水蒸気改質法システムの天然ガス使用量は0.41Nm<sup>3</sup>/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>である<sup>(3)</sup>。天然ガスの二酸化炭素排出量原単位は0.5526kg-C/Nm<sup>3</sup>であるので、水素製造時に排出されるCO<sub>2</sub>量は0.226kg-C/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>である。その結果、CO<sub>2</sub>処理コストは8.43円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>となる。また、高温ガス炉と水蒸気改質法を組み合わせたシステムの場合は天然ガス使用量が若干少ないので、CO<sub>2</sub>処理コストは5.88円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>となる。この2つのシステムと軽水炉と水電解を組み合わせたシステムで水素供給コストを比較した結果をFig.2.3に示す。CO<sub>2</sub>処理コストを考慮しても高温ガス炉を利用した水素製造システムが経済性に優ることが分かる。

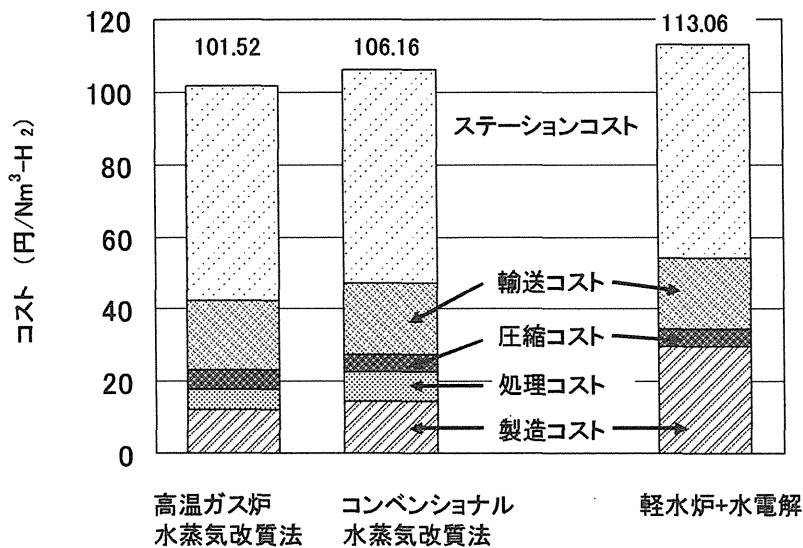


Fig.2.3 CO<sub>2</sub>処理後の水蒸気改質システムと軽水炉水電解システムのコスト比較

### 3 米国の水素貯蔵及び輸送コスト

米国の水素の貯蔵及び輸送に関するコスト評価の事例を以下に示す<sup>(17)</sup>。

#### 3.1 水素貯蔵

貯蔵形式として圧縮貯蔵、液化貯蔵、水素貯蔵合金に加え、圧縮水素の地下貯蔵を考慮している。圧縮水素の地下貯蔵は大量の水素貯蔵手段として最も安価な方式であるが、適切な自然地下構造があるか、利用できる廃鉱等があることが前提となる。そのため、日本での適用は難しいと考えられるので、説明は省略する。

##### 3.1.1 圧縮貯蔵

###### (1) 建設費

圧縮貯蔵の建設費は水素圧縮機と圧縮水素タンクのコストからなる。

###### a) 圧縮機

圧縮機のコストは水素の出入口圧力及び処理流量によってかわる。水素圧縮には往復式圧縮機や遠心式圧縮機が用いられる。往復式圧縮機は同じ容量の遠心式圧縮機に比較して建設費が50%以上高いが、効率は高い。圧縮機のコストデータを Table 3.1 に示す。コスト評価の前提条件は以下の通りとしている。

- 圧縮機の基準単価は、最終圧力 20MPa、4,000kW の容量で\$1,000/kW とする。
  - kW ベースでのスケールファクターを 0.8、圧力によるファクターを 0.18 とする。
- したがって、最終圧力が  $P_F$  (MPa)、電動機出力  $P$  (kW) の圧縮機コストは次式で示される。

$$\text{圧縮機コスト (\$)} = 4,000 \times 1,000 \times (P/4,000)^{0.8} \times (P_F/20)^{0.18}$$

###### b) 圧縮水素タンク

Table 3.2 に圧縮水素タンクのコストデータを示す。圧縮水素タンクのコスト評価の前提条件は以下のとおりとしている。

- タンクの基準単価は、最終圧力 20MPa、水素貯蔵量 227kg (500Lb) の条件で \$1,323/kg(600\$/Lb) とする。
  - kg ベースでのスケールファクターを 0.75、圧力によるファクターを 0.44 とする。
- したがって、最終圧力が  $P_F$  (MPa)、水素の処理量を  $W$  (kg/h)、貯蔵日数を  $N$  (日) とするとタンクコストは次式で Table される。

$$\text{タンクコスト (\$)} = 1,323 \times 227 \times \left[ \frac{W \times 24 \times N}{227} \times \frac{20}{P_F} \right]^{0.75} \times \left( \frac{P_F}{20} \right)^{0.44}$$

###### (2) 運転費

水素圧縮貯蔵に係わる運転費には、圧縮機の動力費及び冷却水の費用がある。

###### a) 動力費

$P_F = 20$  MPa の場合をベース動力原単位として 2.2kWh/kg- $H_2$ (0.20 kWh/Nm<sup>3</sup>- $H_2$ )と

する。水素の処理量  $W$  (kg/h)、最終圧力  $P_F$  の場合、圧縮機電動機出力は次式で計算する。

$$P(\text{kW}) = W \times 2.2 \times \frac{\text{Ln}(P_F/0.1)}{\text{Ln}(20/0.1)}$$

b) 冷却水

$P_F = 20$  MPa の場合をベースの冷却水原単位として  $50 \text{ l/kg}\cdot\text{H}_2$  とする。水素の処理量  $W$  (kg/h)、最終圧力  $P_F$  の場合、冷却水使用量  $L$  (ℓ/h) は次式で計算する。

$$L(\ell/\text{h}) = W \times 50 \times \frac{\text{Ln}(P_F/0.1)}{\text{Ln}(20/0.1)}$$

(3) 圧縮貯蔵コスト

以下の設定条件から水素の圧縮貯蔵コストを推算する。

- 年間稼働日数 : 350 日
- 電気 : \$0.05/kWh
- 冷却水 : \$0.2/m<sup>3</sup>
- 減価償却 : 22 年定額

貯蔵日数 7 日、貯蔵圧力 20MPa とした場合のコスト算出結果を Table 3.3 に示す。建設費の大部分をタンクコストが占め、処理量の増加に伴い圧縮貯蔵コストが安くなる。Table 3.4 には貯蔵日数を変化させた場合のコストを示す。貯蔵日数の増加に伴いタンクコストが増加し、圧縮貯蔵コストも増加する。貯蔵圧力の影響について、70MPa まで評価式が適用できるとしてコストを算出した結果を Table 3.5 に示す。貯蔵圧力の上昇に伴って圧縮機コストは上昇するが、タンクコストは下がり、全体として建設費は低減する。電気コストは上昇するが建設費の低減により減価償却費が下がるため、圧縮貯蔵コストは若干低下する。

3.1.2 液化貯蔵

(1) 建設費

液化貯蔵の建設費は水素液化設備と液化水素貯蔵タンクのコストからなるとする。

a) 水素液化設備

水素液化設備コストデータを Table 3.6 に示す。コスト評価の前提条件は以下の通りとしている。

- 液化設備の基準単価は、454 kg/h の処理容量で \$44,100 / (kg/h) とする。
- kg/h ベースでのスケールファクターを 0.65 とする。

したがって、処理量  $W$  (kg/h) の液化設備コストは次式で Table される。ただし、処理量  $W$  は液化水素のボイルオフ (0.1%/day) を含む容量とする。

$$\text{液化コスト} (\$) = 44,100 \times 454 \times (W/454)^{0.65}$$

b) 液化水素貯蔵タンク

Table 3.7 に液体水素貯蔵タンクのコストデータを示す。コスト評価の前提条件は以下としている。



- 液化水素タンクのベースとなる単価を、容量 45.4 kg で \$441 /kg とする。
- kg ベースでのスケールファクターを 0.70 とする。

したがって、水素の処理量を  $W$  (kg/h)、貯蔵日数を  $N$  (day) とすると液体水素タンクコストは次式で Table される。

$$\text{タンクコスト (\$)} = 441 \times 45.4 \times (W \times 24 \times N / 45.4)^{0.70}$$

## (2) 運転費

水素液化貯蔵に係わる運転費には、液化設備の動力費及び冷却水の費用がある。

### a) 動力費

液化動力原単位として  $10 \text{ kWh/kg-H}_2$  ( $0.88 \text{ kWh/Nm}^3\text{-H}_2$ ) とする。

### b) 冷却水

冷却水原単位使用量として  $626 \text{ l/kg-H}_2$  とする。

## (3) 液化貯蔵コスト

以下の設定条件から水素の液化貯蔵コストを算出する。

- 年間稼働日数 : 350 日
- 電気 : \$0.05/kWh
- 冷却水 : \$0.2/m<sup>3</sup>
- 減価償却 : 22 年定額

貯蔵日数 7 日とした場合のコスト算出結果を Table 3.8 に示す。液化貯蔵コストは液化設備の建設費が大部分を占め、圧縮貯蔵コストの約 2 倍となる。貯蔵日数の影響は Table 3.9 に示すようにあまり大きくない。

## 3.1.3 水素貯蔵合金

### (1) 建設費

水素貯蔵合金コストのみ考慮し、圧力容器は見積もらない。

#### a) 水素貯蔵合金

水素貯蔵合金のコストデータを Table 3.10 に示す。コスト評価の前提条件は以下のとおりである。

- 合金の基準単価は、\$2,200 /kg-H<sub>2</sub> とする。
- スケールファクターは 1.0 とする。

従って、水素の処理量を  $W$  (kg/h)、貯蔵日数を  $N$  (day) とすると合金コストは次式で表される。

$$\text{貯蔵合金コスト (\$)} = W \times 24 \times N \times 2,200$$

### (2) 運転費

運転費には、冷却水及び加熱用スチームの費用がある。

#### a) 冷却水

冷却水原単位として  $209 \text{ l/kg-H}_2$  とする。

## b) 加熱用スチーム

加熱用スチーム原単位として、23,260 kJ/kg-H<sub>2</sub>とする。

## (3) 貯蔵コスト

以下の設定条件から水素貯蔵コストを推算する。

- 年間稼働日数 : 350 日
- 電気 : \$0.05/KWh
- 冷却水 : \$0.2/m<sup>3</sup>
- スチーム : \$3.8GJ
- 減価償却 : 22 年定額

貯蔵日数 7 日とした場合のコスト算出結果を Table 3.11 に示す。建設費の大部分は合金コストで占められる。合金コストにスケールメリットが無いために、貯蔵コストは一定となる。貯蔵日数による影響を Table 3.12 に示す。貯蔵日数に依存して合金量が増加し、貯蔵コストも増加する。

## 3.1.4 各方式の比較

Table 3.13 に各貯蔵方式の比較を、Fig. 3.1 に貯蔵コストの比較を示す。貯蔵容量は 7 日分、圧縮貯蔵方式の貯蔵圧力は 20 MPa である。水素処理量 100~100,000 Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>/h の範囲で、貯蔵コストは圧縮貯蔵<液化貯蔵<水素貯蔵合金の順となる。水素貯蔵合金は合金コストが貯蔵コストの大部分を占めるがスケールメリットがないので、貯蔵コストは処理量によらずほぼ一定となる。液化貯蔵は処理量が増えるに従って設備費のスケールメリットが生じるが、1,000Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>/h でユーティリティ費が貯蔵コストの約半分を占めるようになり、更に処理量が大きくなると貯蔵コストの低減は緩やかになる。圧縮貯蔵では 100~100,000 Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>/h までの範囲で設備費>ユーティリティ費であり、この範囲ではスケールメリットの効果が大きい。

Table 3.1 水素圧縮機コストデータ

Size (kW)	コスト		単価	
	10 <sup>3</sup> \$	億円	\$/kW	10 <sup>3</sup> ¥/kW
10	n/a	n/a	6,600	792
75	180	0.22	2,400	288
250	N/A	N/A	660~990	79~119
2,700	2,333	2.8	863	104
3,700	2,444	2.93	650	78
4,500	3,160	3.79	702	84
28,300	20,000	24	702	84

- ・\$表示のコストは1995年ベースとし、120円/\$として円に換算
- ・N/A : specific information not provided

Table 3.2 圧縮水素貯蔵タンクコストデータ

水素貯蔵量		コスト		単価	
kg	Nm <sup>3</sup>	\$	千円	\$/Nm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> 円/Nm <sup>3</sup>
N/A	N/A	N/A	N/A	56~190	6.7~23
8.9~890	100~ 10,000	N/A	N/A	85~130	10~16
0.089~8.9	1~100	N/A	N/A	64~75	8~9
250	2,800	180,000	22,000	64	7.7
1,240	13,900	840,000	101,000	61	7.3

- ・\$表示のコストは1995年ベースとし、120円/\$として円に換算
- ・N/A : specific information not provided

Table 3.3 水素圧縮貯蔵コスト (貯蔵7日、20MPa)

処理量 (Nm <sup>3</sup> /h)	貯蔵 日数 (日)	貯蔵 圧力 (MPa)	建設費(億円)			貯蔵コスト(円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )			
			圧縮機	タンク	計	減価 償却	電気	冷却 水	計
100	7	20	0.07	1.49	1.55	8.4	1.2	0.0	9.6
1,000	7	20	0.43	8.35	8.78	4.7	1.2	0.0	5.9
10,000	7	20	2.7	47.0	49.7	2.7	1.2	0.0	3.9
100,000	7	20	17.1	264	281	1.5	1.2	0.0	2.7

- ・120円/\$として換算

Table 3.4 水素圧縮貯蔵コスト (処理量 10,000 Nm<sup>3</sup>/h、20MPa)

処理量 (Nm <sup>3</sup> /h)	貯蔵 日数 (日)	貯蔵 圧力 (MPa)	建設費(億円)			貯蔵コスト(円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )			
			圧縮設 備	タンク	計	減価 償却	電気	冷却 水	計
10,000	1	20	2.7	10.9	13.6	0.8	1.2	0.0	2.0
10,000	4	20	2.7	30.9	33.6	1.8	1.2	0.0	3.0
10,000	7	20	2.7	47.0	49.7	2.7	1.2	0.0	3.9
10,000	14	20	2.7	79.0	81.7	4.4	1.2	0.0	5.6

・ 120 円/\$として換算

Table 3.5 水素圧縮貯蔵コスト (処理量 10,000 Nm<sup>3</sup>/h、貯蔵 7 日)

処理量 (Nm <sup>3</sup> /h)	貯蔵 日数 (日)	貯蔵 圧力 (MPa)	建設費(億円)			貯蔵コスト(円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )			
			圧縮設 備	タンク	計	減価 償却	電気	冷却 水	計
10,000	7	20	2.7	47.0	49.7	2.7	1.2	0.0	3.9
10,000	7	35	3.3	39.5	42.8	2.4	1.3	0.0	3.7
10,000	7	70	4.0	31.9	35.9	1.9	1.5	0.0	3.4

・ 120 円/\$として換算

Table 3.6 水素液化設備 コストデータ

水素処理量		コスト		単価	
kg/h	Nm <sup>3</sup> /h	10 <sup>3</sup> \$	億円	\$/Nm <sup>3</sup> /h	10 <sup>3</sup> ¥/Nm <sup>3</sup> /h
170	1,900	20,000	24	10,500	1,260
380	4,300	N/A	N/A	2,830	340
1,500	16,800	38,800	46.6	2,300	276
N/A		N/A	N/A	10,350	1,248

・ ドル表示のコストは 1995 年ベースとし、120 円/\$で換算した。

・ N/A : specific information not provided

Table 3.7 液化水素貯蔵タンクコストデータ

水素貯蔵量		コスト		単価	
kg	Nm <sup>3</sup>	\$	千円	\$/Nm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> ¥/Nm <sup>3</sup>
N/A	N/A	N/A	N/A	2.8~4.6	0.3~5.5
8.9~890	100~10,000	N/A	N/A	1.9~3.2	0.2~0.4
0.089~8.9	1~100	N/A	N/A	44~63	5.3~5.6
270	3,020	120,000	14,400	40	4.8
300,000	3,360,000	5,400,000	648,000	1.6	0.2

・ドル表示のコストは 1995 年ベースとし、120 円/\$ で換算した。

・N/A : specific information not provided

Table 3.8 水素液化貯蔵コスト (貯蔵 7 日)

処理量 (Nm <sup>3</sup> /h)	貯蔵 日数 (日)	建設費(億円)			貯蔵コスト(円/Nm <sup>3</sup> ·H <sub>2</sub> )			
		液化機	タンク	計	減価 償却	電気	冷却 水	計
100	7	1.88	0.28	2.16	11.7	5.4	0.1	17.2
1,000	7	8.38	1.40	9.78	5.3	5.4	0.1	10.8
10,000	7	37.4	7.02	44.5	2.4	5.4	0.1	7.9
100,000	7	167	35.2	202	1.1	5.4	0.1	6.6

・120 円/\$として換算

Table 3.9 水素液化貯蔵コスト (処理量 10,000 Nm<sup>3</sup>/h)

処理量 (Nm <sup>3</sup> /h)	貯蔵 日数 (日)	建設費(億円)			貯蔵コスト(円/Nm <sup>3</sup> ·H <sub>2</sub> )			
		液化機	タンク	計	減価 償却	電気	冷却 水	計
10,000	1	37.3	1.8	39.1	2.1	5.4	0.1	7.6
10,000	4	37.4	4.7	42.1	2.3	5.4	0.1	7.7
10,000	7	37.4	7.02	44.5	2.4	5.4	0.1	7.9
10,000	14	37.6	11.5	49.1	2.7	5.4	0.1	8.2

・120 円/\$として換算

Table 3.10 金属材コストデータ

水素貯蔵量		コスト		単価	
kg	Nm <sup>3</sup>	\$	千円	\$/Nm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> ¥/Nm <sup>3</sup>
N/A	N/A	N/A	N/A	158	19
N/A	N/A	N/A	N/A	188~232	23~28
0.036	0.40	2,150	258	192	23
0.089~8.9	1.0~100	N/A	N/A	73~116	9~14
8.9~890	100~10,000	N/A	N/A	125~161	15~19
2.7	30	8,500~33,000	1,020~4,000	280~1,090	34~130
0.089	1.0	N/A	N/A	540~2,000	65~240
0.89	10	N/A	N/A	270~1,000	32~120
8.9	100	N/A	N/A	200~730	24~88

- ・ドル表示のコストは1995年ベースとし、120円/\$で換算した。
- ・N/A : specific information not provided

Table 3.11 水素貯蔵合金貯蔵コスト (貯蔵7日)

処理量 (Nm <sup>3</sup> /h)	貯蔵 日数 (日)	建設費(億円)	貯蔵コスト(円/Nm <sup>3</sup> ·H <sub>2</sub> )			
		金属材	減価 償却	スチー ム	冷却水	計
100	7	3.97	21.4	1.0	0.1	22.5
1,000	7	39.7	21.4	1.0	0.1	22.5
10,000	7	397	21.4	1.0	0.1	22.5
100,000	7	3,970	21.4	1.0	0.1	22.5

- ・120円/\$として換算

Table 3.12 水素貯蔵合金貯蔵コスト (処理量: 10,000 Nm<sup>3</sup>/h)

処理量 (Nm <sup>3</sup> /h)	貯蔵 日数 (日)	建設費(億円)	貯蔵コスト(円/Nm <sup>3</sup> ·H <sub>2</sub> )			
		金属材	減価 償却	スチー ム	冷却水	計
10,000	1	56.7	3.1	1.0	0.1	4.1
10,000	4	226	12.3	1.0	0.1	13.3
10,000	7	397	21.4	1.0	0.1	22.5
10,000	14	794	43.0	1.0	0.1	43.9

- ・120円/\$として換算

Table 3.13 各貯蔵方式による建設費及び貯蔵コストの比較 (貯蔵量：7日分)

処理量 Nm <sup>3</sup> ·H <sub>2</sub> /h	方式	建設費 (億円)	貯蔵コスト(円/Nm <sup>3</sup> ·H <sub>2</sub> )		
			設備費	ユーティ リティ費	計
100	圧縮貯蔵	1.55	8.4	1.2	9.6
	液化貯蔵	2.16	11.7	5.5	17.2
	水素貯蔵合金	3.97	21.4	1.1	22.5
1,000	圧縮貯蔵	8.78	4.7	1.2	5.9
	液化貯蔵	9.78	5.3	5.5	10.8
	水素貯蔵合金	39.7	21.4	1.1	22.5
10,000	圧縮貯蔵	49.7	2.7	1.2	3.9
	液化貯蔵	44.5	2.4	5.5	7.9
	水素貯蔵合金	397	21.4	1.1	22.5
100,000	圧縮貯蔵	281	1.5	1.2	2.7
	液化貯蔵	202	1.1	5.5	6.6
	水素貯蔵合金	3,970	21.4	1.1	22.5

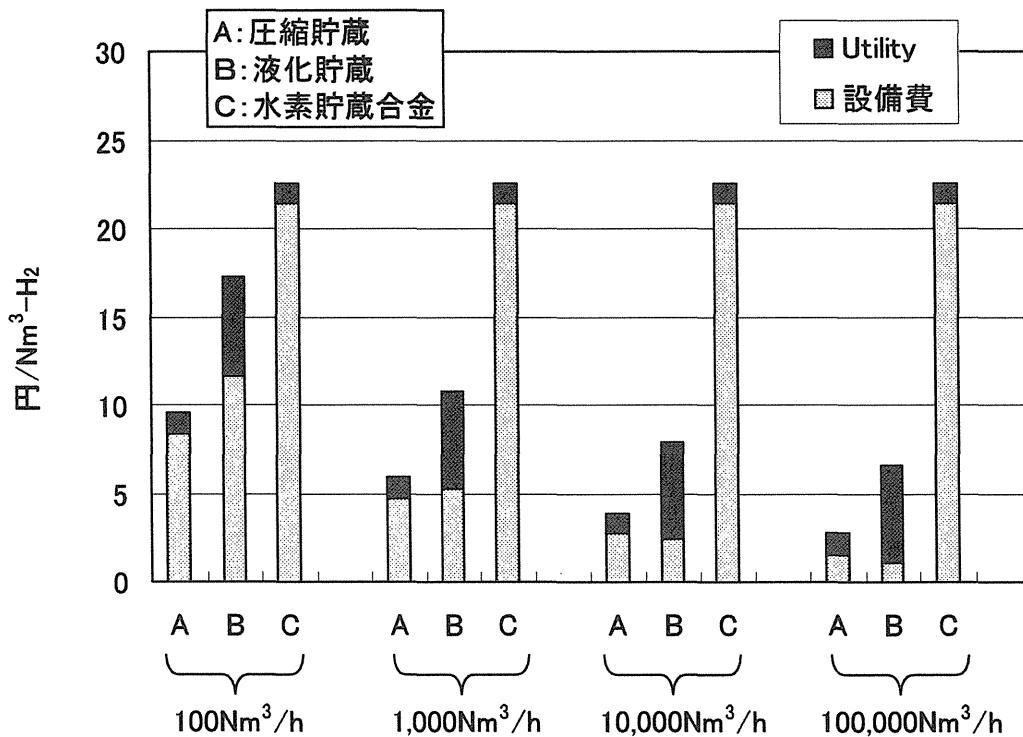


Fig 3.1 各方式による水素貯蔵コスト (貯蔵量：7日分)

### 3.2 水素輸送

圧縮ガスの輸送には高圧容器(high pressure cylinder)、専用トレーラー(tube trailer)、パイプライン等が使用される。高圧容器には、圧力が 40MPa で約 1.8kg(20Nm<sup>3</sup>)の水素を充填できるものがあるが、コストが高いとされている。専用トレーラーは保護フレームに数本の鋼製ポンペを搭載しており、20~60MPa の圧力で 63~460kg(700~5,200Nm<sup>3</sup>)の水素を輸送できる。パイプラインによる水素の輸送は、米国、カナダ、ヨーロッパの工業地域で行われており、圧力は 1~3 MPa、流量は 310~8,900 kg/h(3,500~100,000 Nm<sup>3</sup>/h)である。ドイツでは 1939 年から 210km のパイプラインによる水素輸送を行っており、10 インチのパイプラインを用い、輸送条件は圧力 2 MPa、流量は 100,000 Nm<sup>3</sup>/h である。世界最長のパイプラインは北部フランスとベルギーを結ぶもので、長さは 400km である。米国はガルフコーストを中心に 720km の水素パイプラインを有している。

#### 3.2.1 圧縮ガスの輸送

##### (1) トレーラー輸送

##### (a) 設備費

圧縮ガストレーラー輸送の設備費は、水素の圧力、トレーラーの積載重量、輸送距離によって変わる。一例として、16 本のポンペを積載し、460kg(5,200Nm<sup>3</sup>)の水素を輸送できるトレーラーの価格は 34 万 \$ といわれている。

本検討では以下の設定により設備費を算出した。

- ポンペユニット : \$100,000
- 搭載可能容量 : 180 kg-H<sub>2</sub>(2,000Nm<sup>3</sup>)
- 台車 : \$60,000
- トラクター : \$90,000
- 平均速度 : 80km/h(50mph)
- 運転時間 : 24 h/d
- 搭載・積み下ろし時間 : 2 h

##### (b) 運転費

圧縮ガストレーラー輸送の運転費は、トレーラーの燃料費と人件費である。

以下の条件から燃料費を及び人件費を算出する。

- 燃費 : 2.6 l/km(6 mpg)
- 燃料費 : \$1/gal (32 円/l @120¥/\$)
- 運転手稼働時間 : 12h/d
- 運転手賃金 : \$28.75/h(3,450 円/h @120¥/\$)

##### (c) 輸送コスト

以下の設定条件から圧縮ガストレーラー輸送の水素輸送コストを算出する。

- 年間稼働日数 : 350 日
- 減価償却

ポンペユニット /台車 6 年定額



## トラクター 4年定額

Table 3.14 に片道輸送距離 100km の輸送コストを示す。水素輸送量が 1,000 Nm<sup>3</sup>/h 以上では、輸送コストに占める燃料費と人件費の割合が大きくなるため、輸送コストはほぼ一定となる。この傾向は輸送距離が長くなっても変わらない。Table 3.15 に輸送量が 10,000 Nm<sup>3</sup>/h の条件での輸送距離の影響を示す。片道 100km 未満の輸送距離では輸送コストが 10 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> 以下であるが、輸送距離が長くなると輸送コストは輸送距離に応じて増加し、圧縮ガストレーラー輸送は長距離輸送には不適であることがわかる。

## (2) 圧縮ガスの貨車輸送

## (a) 設備費

トレーラー輸送と同様に以下の設定により設備費を算出する。

- ボンベユニット : \$200,000
- 搭載可能容量 : 454 kg-H<sub>2</sub>(5,000Nm<sup>3</sup>)
- 台車 : \$100,000
- 平均速度 : 40km/h(25mph)
- 運転時間 : 24 h/d
- 搭載・積み下ろし時間 : 2 h

## (b) 運転費

圧縮ガス貨車輸送の運転費は貨物運賃であり、1 台あたりの単価を以下のように仮定する。

- 運賃 : \$400

## (c) 輸送コスト

以下の設定条件から圧縮ガス貨車輸送の水素輸送コストを算出する。

- 年間稼働日数 : 350 日
- 減価償却 : 15 年定額

Table 3.16 に片道輸送距離 100km の場合の輸送コストを示す。運賃が輸送コストの大部分を占めるが、運賃を一定と仮定したため、水素輸送量にほとんど依存せず輸送コストはほぼ一定となる。Table 3.17 に輸送量が 10,000 Nm<sup>3</sup>/h の条件での輸送距離の影響を示す。片道 500km 程度までは輸送コストは一定で 23 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> である。輸送距離がこれより長くなると輸送コストは若干増加するものの感度は小さい。

## 3.2.2 液化水素の輸送

## (1) トレーラー輸送

液化水素のトレーラー輸送のコストは、輸送容器もしくはトレーラーのコスト、輸送用燃料、人件費で構成される。輸送中のボイルオフによるロスが考慮される。払出/受入間でのボイルオフによるロスは 10~20%と考えられているが、50%になる場合もある。

## (a) 設備費

本検討では以下の設定により設備費を算出した。

- 液体水素タンク : \$350,000

- 搭載可能容量 : 4,080 kg-H<sub>2</sub> (46,000Nm<sup>3</sup>)
- 台車 : \$60,000
- トラクター : \$90,000
- 平均速度 : 80km/h(50mph)
- 運転時間 : 24 h/d
- 搭載・積み下ろし時間 : 2 h

## (b) 運転費

液化水素トレーラー輸送の運転費はトレーラーの燃料費と人件費である。

以下の条件から燃料費を及び人件費を算出する。

- 燃費 : 2.55 l/km(6 mpg)
- 燃料費 : \$1/gal (32 円/l @120¥/\$)
- 運転手稼働時間 : 12h/ d
- 運転手賃金 : \$28.75/h(3,450 円/h @120¥/\$)

## (c) 輸送コスト

以下の設定条件から液化水素トレーラー輸送の水素輸送コストを算出する。

- 年間稼働日数 : 350 日
- 減価償却
 

ポンベユニット /台車	6年定額
トラクター	4年定額
- 蒸発率 : 0.3 %/d

Table 3.18 に片道輸送距離 100km の場合の輸送コストを示す。水素輸送量が 1,000Nm<sup>3</sup>/h 以上では減価償却費が大幅に低下し、10,000Nm<sup>3</sup>/h 以上では輸送コストは 1 円/ Nm<sup>3</sup> 以下となる。Table 3.19 に輸送量が 10,000 Nm<sup>3</sup>/h の条件での輸送距離の影響を示す。圧縮ガストレーラーに比べ輸送コストはかなり安くなる。

## (2) 鉄道輸送

## (a) 設備費

トレーラー輸送と同様に以下の設定により設備費を算出する。

- 液体水素タンク : \$400,000
- 搭載可能容量 : 9,090 kg-H<sub>2</sub>(100,000Nm<sup>3</sup>)
- 台車 : \$100,000
- 平均速度 : 40km/h(25mph)
- 運転時間 : 24 h/d
- 搭載・積み下ろし時間 : 2 h

## (b) 運転費

液化水素鉄道輸送の運転費は貨物運賃であり、1 台あたりの単価を以下のように仮定する。

- 運賃 : \$400

## (c) 輸送コスト

以下の設定条件から液化水素鉄道輸送の水素輸送コストを算出する。

- 年間稼働日数 : 350 日
- 減価償却 : 15 年定額
- 蒸発率 : 0.3 %/d

Table 3.20 に片道輸送距離 100km の場合の輸送コストを示す。水素輸送量が 1,000Nm<sup>3</sup>/h 以上では、輸送量によらず輸送コストはほぼ一定となる。Table 3.21 に輸送量が 10,000 Nm<sup>3</sup>/h の条件での輸送距離の影響を示す。輸送コストは輸送距離によらずほぼ一定で 1~2 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> 程度である。

### (3) 船舶輸送

#### (a) 設備費

以下の設定により設備費を算出する。

- 液体水素タンク : \$350,000
- 搭載可能容量 : 4,080 kg-H<sub>2</sub>(46,000Nm<sup>3</sup>)
- 平均速度 : 16 km/h(10 mph)
- 運転時間 : 24 h/d
- 搭載・積み下ろし時間 : 48 h

#### (b) 運転費

液化ガス船舶輸送の運転費は貨物運賃であり、1 台あたりの単価を以下のように仮定する。

- 運賃単価 : \$3,000

#### (c) 輸送コスト

以下の設定条件から液化ガス船舶輸送の水素輸送コストを算出する。

- 年間稼働日数 : 350 日
- 減価償却 : 6 年定額
- 蒸発率 : 0.3 %/d

Table 3.22 に片道輸送距離 100km の場合の輸送コストを示す。水素輸送量が 1,000Nm<sup>3</sup>/h 以上では、運賃が輸送コストの大部分を占め、輸送コストはほぼ一定となる。Table 3.23 に輸送量が 10,000 Nm<sup>3</sup>/h の条件での輸送距離の影響を示す。輸送コストは輸送距離によらずほぼ一定で 18~20 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> 程度である。

### 3.2.3 水素貯蔵合金の輸送

#### (1) トレーラー輸送

##### (a) 設備費

以下の設定により設備費を算出する。

- 水素貯蔵合金コンテナ : \$2,200/kg-H<sub>2</sub>
- 搭載可能容量 : 454 kg-H<sub>2</sub>(5,100Nm<sup>3</sup>)
- 台車 : \$60,000
- トラクター : \$90,000

- 平均速度 : 80km/h(50mph)
- 運転時間 : 24 h/d
- 搭載・積み下ろし時間 : 2 h

## (b) 運転費

水素貯蔵合金のトレーラー輸送の運転費はトレーラーの燃料費と人件費である。以下の条件から燃料費を及び人件費を算出する。

- 平均速度 : 2.6 l/km(6 mpg)
- 燃料費 : \$1/gal (32 円/l @120¥/\$)
- 運転手稼働時間 : 12h
- 運転手賃金 : \$28.75/h(3,450 円/h @120¥/\$)

## (c) 輸送コスト

以下の設定条件から水素貯蔵合金のトレーラー輸送の水素輸送コストを算出する。

- 年間稼働日数 : 350 日
- 減価償却

コンテナ / 台車 6 年定額

トラクター 4 年定額

Table 3.24 に片道輸送距離 100km の場合の輸送コストを示す。水素輸送量が 1,000Nm<sup>3</sup>/h 以上では、輸送コストはほぼ一定で約 7 円/Nm<sup>3</sup>となる。Table 3.25 に輸送量が 10,000 Nm<sup>3</sup>/h の条件での輸送距離の影響を示す。輸送コストは輸送距離に応じて増加する。

## (2) 鉄道輸送

## (a) 設備費

以下の設定により設備費を算出する。

- 水素貯蔵合金コンテナ : \$2,200/kg-H<sub>2</sub>
- 搭載可能容量 : 910 kg-H<sub>2</sub>(10,000Nm<sup>3</sup>)
- 台車 : \$100,000
- 平均速度 : 40km/h(25mph)
- 運転時間 : 24 h/d
- 搭載・積み下ろし時間 : 2 h

## (b) 運転費

水素貯蔵合金の鉄道輸送の運転費は貨物運賃であり、1 台あたりの単価を以下のように仮定する。

- 運賃単価 : \$400

## (c) 輸送コスト

以下の設定条件から水素貯蔵合金の鉄道輸送の水素輸送コストを算出する。

- 年間稼働日数 : 350 日
- 減価償却 : 15 年定額

Table 3.26 に片道輸送距離 100km の場合の輸送コストを示す。水素輸送量によるスケール

効果はほとんど無く、輸送コストは 25 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> 程度となる。Table 3.27 に輸送量が 10,000 Nm<sup>3</sup>/h の条件での輸送距離の影響を示す。輸送距離が 10~500km の範囲で、輸送コストは輸送距離によらず、一定となり 24 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> 程度である。

### 3.2.4 パイプライン輸送

#### (1) 設備費

圧縮ガスパイプライン輸送の設備費は、パイプライン敷設費、及び昇圧用の水素ガスコンプレッサーのコストである。本検討では以下の設定により設備コストを算出した。

- パイプライン敷設費 : \$1,000,000/mile
- パイプライン内径 : 0.25m
- 水素圧力 : 20MPa
- コンプレッサー容量 : 水素流量とパイプライン長に依存
- コンプレッサーコスト : 3.1.1 項を参照

#### (2) 運転費

圧縮ガスパイプライン輸送の運転費は、昇圧用コンプレッサーの動力費である。詳細は 3.1.1 項を参照。

#### (3) 輸送コスト

以下の設定条件から圧縮ガスパイプライン輸送の輸送コストを算出する。

- 年間稼働日数 : 350 日
- 減価償却 : 22 年定額

Table 3.28 に片道輸送距離 100km の場合の輸送コストを示す。輸送距離片道 100km の条件では輸送量が 100~10,000 Nm<sup>3</sup>/h の範囲で、輸送コストはほぼすべてがパイプラインの減価償却費であり、輸送量の増加に伴って輸送コストは急激に低下する。Table 3.29 に輸送量が 10,000 Nm<sup>3</sup>/h の条件での輸送距離の影響を示す。輸送コストに占める電力費の割合が小さいため、輸送コストは輸送距離にほぼ比例して大きくなる。

### 3.2.5 各方式の比較

Fig. 3.2 に輸送距離を 100km とした場合のコスト比較を、Fig. 3.3 に輸送距離をパラメータとした場合のコスト比較を示す。

輸送距離や輸送量によらず、液体水素での輸送が経済的であることが分かる。圧縮水素の輸送に関しては、輸送距離が短い場合に経済性が向上する。貨車や船舶による輸送では、輸送コストに運賃が占める割合が大きいが、本評価では、輸送距離によらず運賃を一定と仮定したため、輸送距離によるコストの差がトレーラー輸送のようになかった。

Table 3.14 圧縮ガストレーラー輸送 輸送コスト (輸送距離片道 100km)

輸送量 (Nm <sup>3</sup> /h)	設備費		Driver 人数	輸送コスト(円/Nm <sup>3</sup> ·H <sub>2</sub> )			
	トレーラ 一台数	億円		減価 償却費	燃料費	人件費	計
100	1	0.3	1	7.0	1.2	8.5	16.7
1,000	3	0.9	5	2.1	1.2	8.5	11.8
10,000	25	7.5	50	1.8	1.2	8.5	11.5
100,000	247	74.1	493	1.7	1.2	8.5	11.4

・ 120 円/\$で換算。

Table 3.15 圧縮ガストレーラー輸送 輸送コスト (輸送量 10,000 Nm<sup>3</sup>/h)

輸送距離 片道 (km)	設備費		Driver 人数	輸送コスト(円/Nm <sup>3</sup> ·H <sub>2</sub> )			
	トレーラ 一台数	億円		減価 償却費	燃料費	人件費	計
10	15	4.5	30	1.1	0.1	5.1	6.3
20	15	4.5	30	1.1	0.2	5.1	6.4
50	20	6.0	40	1.4	0.6	6.8	8.8
100	25	7.5	50	1.8	1.2	8.5	11.5
200	35	10.5	69	2.5	2.4	11.9	16.8
500	74	22.2	148	5.2	6.1	25.5	36.8
1,000	133	39.9	266	9.3	12.2	45.8	67.4

・ 120 円/\$で換算。

Table 3.16 圧縮ガス貨車輸送 輸送コスト (輸送距離片道 100km)

輸送量 (Nm <sup>3</sup> /h)	設備費		輸送コスト(円/Nm <sup>3</sup> ·H <sub>2</sub> )		
	貨車 台数	億円	減価 償却費	運賃	計
100	2	0.7	5.7	18.9	24.6
1,000	15	5.4	4.3	18.9	23.2
10,000	142	51	4.1	18.9	23.0
100,000	1,418	510	4.1	18.9	22.9

・ 120 円/\$で換算。

Table 3.17 圧縮ガス貨車輸送 輸送コスト (輸送量 10,000 Nm<sup>3</sup>/h)

輸送距離 片道 (km)	設備費		輸送コスト(円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )		
	貨車 台数	億円	減価 償却費	運賃	計
10	142	51	4.1	18.9	23.0
20	142	51	4.1	18.9	23.0
50	142	51	4.1	18.9	23.0
100	142	51	4.1	18.9	23.0
200	142	51	4.1	18.9	23.0
500	142	51	4.1	18.9	23.0
1,000	237	85	6.8	18.9	25.7

・ 120 円/\$で換算。

Table 3.18 液化水素トレーラー輸送 輸送コスト (輸送距離片道 100km)

輸送量 (Nm <sup>3</sup> /h)	設備費		Driver 人数	輸送コスト(円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )			
	トレーラ 一台数	億円		減価 償却費	燃料費	人件費	計
100	1	0.6	1	13.0	0.1	0.4	13.4
1,000	1	0.6	1	1.3	0.1	0.3	1.6
10,000	2	1.2	3	0.3	0.1	0.4	0.7
100,000	11	6.6	22	0.1	0.1	0.4	0.6

・ 120 円/\$で換算。

Table 3.19 液化水素トレーラー輸送 輸送コスト (輸送量 10,000 Nm<sup>3</sup>/h)

輸送距離量 (km)	設備費		Driver 人数	輸送コスト(円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )			
	トレーラ 一台数	億円		減価 償却費	燃料費	人件費	計
10	1	0.6	2	0.1	0.1	0.2	0.4
20	1	0.6	2	0.1	0.1	0.2	0.4
50	1	0.6	2	0.1	0.1	0.3	0.5
100	2	1.2	3	0.3	0.1	0.4	0.7
200	2	1.2	4	0.3	0.1	0.5	0.9
500	4	4.8	7	0.5	0.3	1.1	1.9
1,000	6	6.6	12	0.8	0.5	2.0	3.4

・ 120 円/\$で換算。

Table 3.20 液化水素貨車輸送 輸送コスト (輸送距離片道 100km)

輸送量 (Nm <sup>3</sup> /h)	設備費		輸送コスト(円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )		
	貨車 台数	億円	減価 償却費	運賃	計
100	1	0.6	4.8	0.9	5.7
1,000	1	0.6	0.5	0.9	1.4
10,000	8	4.8	0.4	0.9	1.3
100,000	71	43	0.3	0.9	1.3

・ 120 円/\$で換算する。

Table 3.21 液化水素貨車輸送 輸送コスト (輸送量 10,000 Nm<sup>3</sup>/h)

輸送距離 片道 (km)	設備費		輸送コスト(円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )		
	貨車 台数	億円	減価 償却費	運賃	計
10	8	4.8	0.4	0.9	1.3
20	8	4.8	0.4	0.9	1.3
50	8	4.8	0.4	0.9	1.3
100	8	4.8	0.4	0.9	1.3
200	8	4.8	0.4	0.9	1.3
500	8	4.8	0.4	0.9	1.3
1,000	12	9.6	0.6	0.9	1.5

・ 120 円/\$で換算。

Table 3.22 液化水素船舶輸送 輸送コスト (輸送距離片道 100km)

輸送量 (Nm <sup>3</sup> /h)	設備費		輸送コスト(円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )		
	タンク 台数	億円	減価 償却費	運賃	計
100	1	0.4	8.4	15.8	24.2
1,000	3	1.3	2.5	15.8	18.3
10,000	21	8.8	1.8	15.8	17.6
100,000	210	88	1.8	15.8	17.6

・ 120 円/\$で換算。



Table 3.23 液化水素船舶輸送 輸送コスト (輸送量 10,000 Nm<sup>3</sup>/h)

輸送距離 片道 (km)	設備費		輸送コスト(円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )		
	タンク 台数	億円	減価 償却費	運賃	計
10	21	8.8	1.8	15.8	17.6
20	21	8.8	1.8	15.8	17.6
50	21	8.8	1.8	15.8	17.6
100	21	8.8	1.8	15.8	17.6
200	21	8.8	1.8	15.8	17.6
500	32	13.4	2.8	15.8	18.5
1,000	42	17.6	3.5	15.9	19.4

・120 円/\$で換算。

Table 3.24 水素貯蔵合金トレーラー輸送 輸送コスト (輸送距離片道 100km)

輸送量 (Nm <sup>3</sup> /h)	設備費		Driver 人数	輸送コスト(円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )			
	トレーラ 一台数	億円		減価 償却費	燃料費	人件費	計
100	1	1.4	1	28.5	0.5	3.4	32.3
1,000	1	1.4	2	2.9	0.5	3.4	6.7
10,000	10	13.8	20	2.9	0.5	3.4	6.7
100,000	99	137	197	2.8	0.5	3.4	6.7

・120 円/\$で換算。

Table 3.25 水素貯蔵合金トレーラー輸送 輸送コスト (輸送量 10,000 Nm<sup>3</sup>/h)

輸送距離量 (km)	設備費		Driver 人数	輸送コスト(円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )			
	トレーラ 一台数	億円		減価 償却費	燃料費	人件費	計
10	6	8.3	12	1.7	0.1	2.0	3.8
20	6	8.3	12	1.7	0.1	2.0	3.8
50	8	11.0	16	2.3	0.2	2.7	5.2
100	10	13.8	20	2.9	0.5	3.4	6.7
200	14	19.3	28	4.0	1.0	4.7	9.7
500	30	41.4	60	8.6	2.5	10.2	21.1
1,000	54	74.5	107	15.3	4.9	18.3	38.4

・120 円/\$で換算。

Table 3.26 水素貯蔵合金貨車輸送 輸送コスト (輸送距離片道 100km)

輸送量 (Nm <sup>3</sup> /h)	設備費		輸送コスト(円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )		
	貨車 台数	億円	減価 償却費	運賃	計
100	1	2.5	19.7	9.4	29.5
1,000	8	20	16.0	9.4	25.5
10,000	71	179	14.3	9.4	23.7
100,000	709	1,790	14.1	9.4	23.6

・ 120 円/\$で換算。

Table 3.27 水素貯蔵合金貨車輸送 輸送コスト (輸送量 10,000 Nm<sup>3</sup>/h)

輸送距離 片道 (km)	設備費		輸送コスト(円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )		
	貨車 台数	億円	減価 償却費	運賃	計
10	71	179	14.3	9.4	23.7
20	71	179	14.3	9.4	23.7
50	71	179	14.3	9.4	23.7
100	71	179	14.3	9.4	23.7
200	71	179	14.3	9.4	23.7
500	71	179	14.3	9.4	23.7
1,000	119	300	23.8	9.4	33.3

・ 120 円/\$で換算。

Table 3.28 圧縮ガスパイプライン輸送 輸送コスト (輸送距離片道 100km)

輸送量 (Nm <sup>3</sup> /h)	設備費(億円)			輸送コスト(円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )		
	パイプ ライン	コンプレ ッサー	合計	減価 償却費	電力費	計
100	75	0	75	403	0	403.5
1,000	75	0	75	40	0	40.3
10,000	75	0	75	4	0	4.0
100,000	75	3	78	0.4	0.2	0.6

・ 120 円/\$で換算。

Table 3.29 圧縮ガスパイプライン輸送 輸送コスト (輸送量 10,000 Nm<sup>3</sup>/h)

輸送距離 (km)	設備費(億円)			輸送コスト(円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )		
	パイプ ライン	コンプレ ッサー	合計	減価 償却費	電力費	計
10	7	0	7	0.4	0	0.4
20	15	0	15	0.8	0	0.8
50	37	0	37	2.0	0	2.0
100	75	0	75	4.0	0	4.0
200	149	0	149	8.1	0	8.1
500	373	0	373	20.2	0	20.2
1,000	746	0	746	40.3	0.1	40.4

・ 120 円/\$で換算。

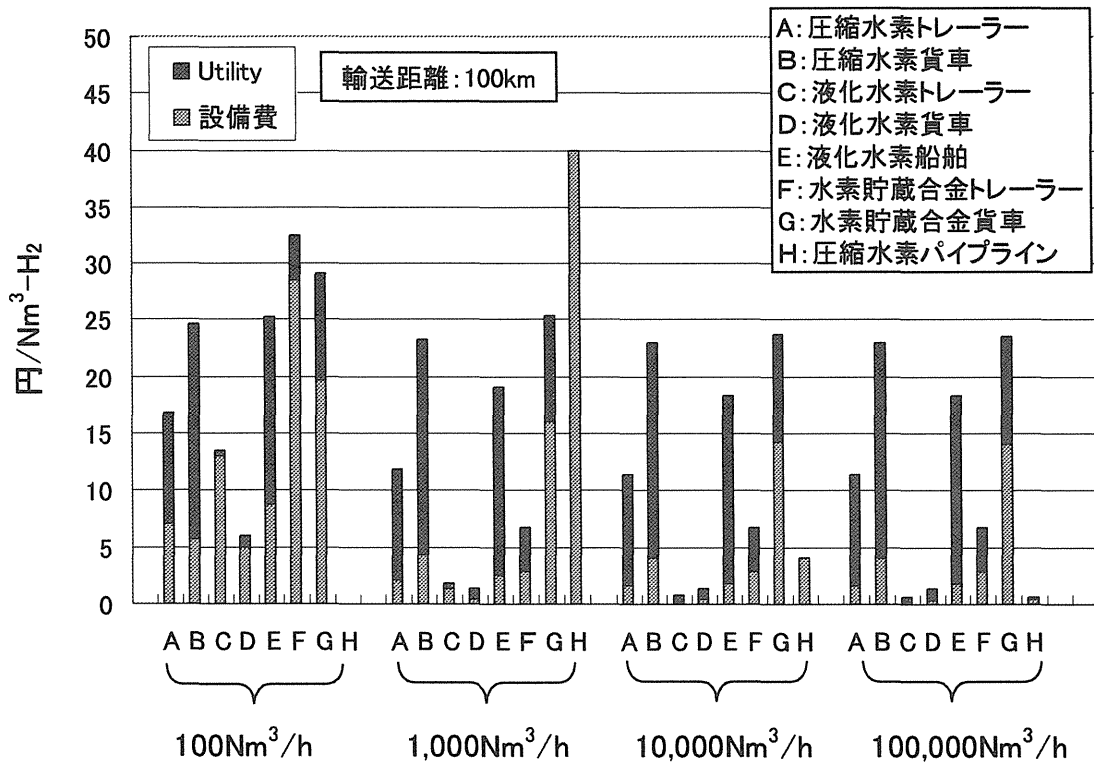


Fig. 3.2 水素輸送コストの比較 (輸送距離 100 k m)

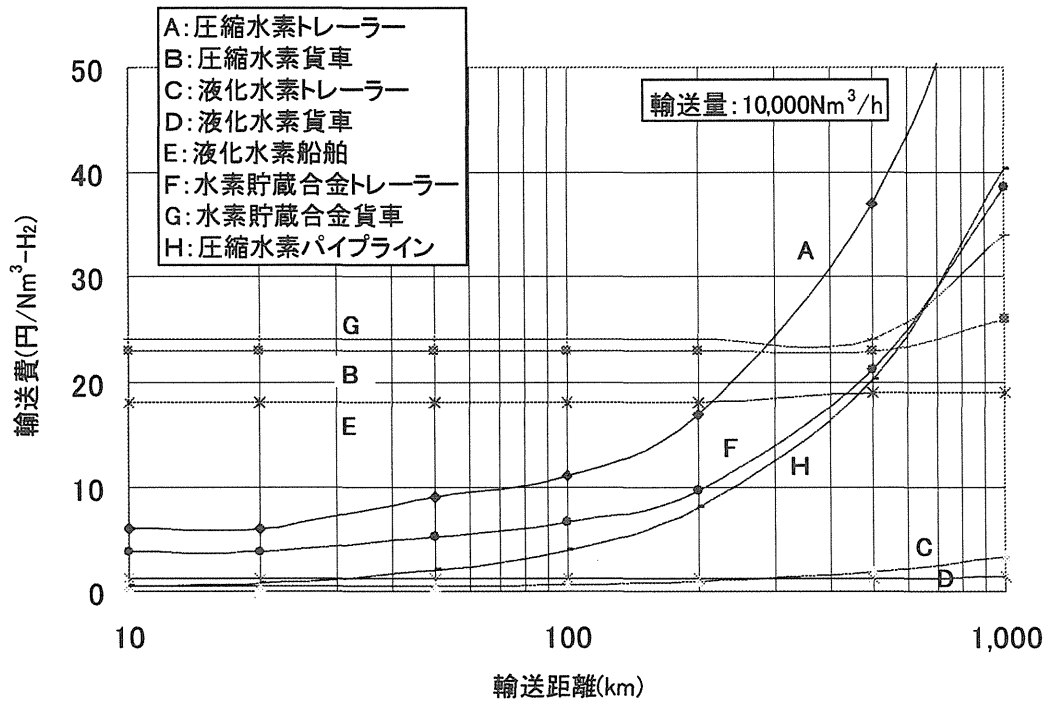


Fig. 3.3 水素輸送コストの比較 (輸送量 10,000Nm<sup>3</sup>/h)

#### 4. 結論

国内外の水素の製造・輸送・貯蔵・充填に係るコストを調査し、オフサイト型及びオンサイト型の各システムの水素供給コストを評価した。その結果、以下の結論を得た。

- (1) オフサイト型システムの水素供給コストにおいて水素製造コストが占める割合は15%程度で、ステーションコストが約60%を占める。水蒸気改質法システムで輸送距離100kmの場合、水素供給コストは圧縮水素方式で97.73円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>、液体水素方式で104.30円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>となり、圧縮水素方式のほうが若干安い。
- (2) コンベンショナルな水蒸気改質法システムと高温ガス炉水蒸気改質法システム及び軽水炉水電解システムにおいて、二酸化炭素処理コストを含む水素供給コストを比較すると、それぞれ、106.16円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>、101.52円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>、及び113.06円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>となり、高温ガス炉水蒸気改質法システムが軽水炉水電解システムより安価な水素を供給できることが示された。
- (3) 輸送コストは、輸送形態、輸送量、輸送距離によって大きな影響を受ける。米国の評価結果との比較には、輸送コストの評価に用いた条件（車両、輸送用燃料、人件費等の価格、車両のスピード等）を十分考慮する必要がある。近距離の輸送ではトレーラー輸送が、長距離の輸送ではパイプラインや液体水素タンカーが経済的である。
- (4) 300Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>/h 規模のオンサイト型システムの水素供給コストは、都市ガス改質システムで124.80円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>、一般電力利用水電解システムで178.42円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>でオフサイト型システムより高い。新エネルギー利用システムでは、発電システムの建設費が高く、稼働率が低いことにより、水素供給コストは200円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>を超える。

本検討範囲では、高温ガス炉水蒸気改質法システムが最も安価に水素を供給できることが示された。しかし、その場合でも水素供給コストは約100円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>であり、燃料電池自動車の普及時の目標コスト40円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>に対してかなり高くなっている。今度、コスト削減のため水素製造コスト削減のみならず、適切な輸送距離、輸送方法を検討していくことが重要であると考えられる。

#### 謝辞

本研究の遂行に当たり、コスト評価作業に御助力頂いた㈱千代田化工建設 塚田隆治氏に感謝の意を評します。

## 参考文献

- (1) 西原哲夫、清水明、稲垣嘉之、谷平正典、“HTTR 水素製造システムの系統設計及び制御性”、原子力と文誌、Vol.2, No.4, P517-524 (2003)
- (2) S.Kubo, H.Nakajima, S.Higashi, et.al., “R&D program on thermochemical water-splitting Iodine-Sulfur process at JAERI”, Proc. of GENES4/ANP2003, 1072, Kyoto, Sep. 15-19 (2003)
- (3) 椎名保顕、桜木洋一、西原哲夫、“核熱利用システムによる水素及び DME 製造システムの経済性評価”、JAERI-Tech 2003-076 (2003)
- (4) 椎名保顕、西原哲夫、“核熱利用システムによる水素及び DME 製造システムの経済性評価Ⅱ”、JAERI-Tech 2004-057 (2004)
- (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 3 全体システム概念設計”、NEDO-WE-NET-9431、p 61、(1995)
- (6) “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 3 全体システム概念設計”、NEDO-WE-NET-9731、p 16、(1998)
- (7) “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”、NEDO-WE-NET-974、p 119、(1998)
- (8) “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 7 水素利用技術に関する調査検討”、NEDO-WE-NET-987、p 270、(1999)
- (9) “水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術(WE-NET) 第Ⅱ期研究開発タスク 1 システム評価に関する調査・研究”、NEDO-WE-NET-9901、p 70、(2000)
- (10) “水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術(WE-NET) 第Ⅱ期研究開発タスク 1 システム評価に関する調査・研究”、NEDO-WE-NET-0101、p 3、(2002)
- (11) “水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術(WE-NET) 第Ⅱ期研究開発タスク 1 システム評価に関する調査・研究”、NEDO-WE-NET-0201、p 88、(2003)
- (12) “NEDO 燃料電池・水素技術開発成果報告会要旨集”、NEDO、p 80 (2004)
- (13) “有明水素ステーション” JHFC ホームページ <http://www.jhfc.jp/index.html>
- (14) “日本のエネルギー2005”、経済産業省資源エネルギー庁、p 14 (2004)
- (15) “平成 15 年度エネルギーに関する年次報告 (エネルギー白書)”、資源エネルギー庁、(2004)
- (16) “国際プロジェクトとしての二酸化炭素隔離・輸送についての経済性調査”、NEDO、p37、(2004)
- (17) W.A.Amos, ”Costs of storing and transporting hydrogen”, NREL/TP-570-25106 (1998)

# 国際単位系 (SI) と換算表

表1 SI基本単位および補助単位

量	名称	記号
長さ	メートル	m
質量	キログラム	kg
時間	秒	s
電流	アンペア	A
熱力学温度	ケルビン	K
物質質量	モル	mol
光度	カンデラ	cd
平面角	ラジアン	rad
立体角	ステラジアン	sr

表2 SIと併用される単位

名称	記号
分, 時, 日	min, h, d
度, 分, 秒	°, ', "
リットル	l, L
トン	t
電子ボルト	eV
原子質量単位	u

1 eV = 1.60218 × 10<sup>-19</sup> J  
 1 u = 1.66054 × 10<sup>-27</sup> kg

表5 SI接頭語

倍数	接頭語	記号
10 <sup>18</sup>	エクサ	E
10 <sup>15</sup>	ペタ	P
10 <sup>12</sup>	テラ	T
10 <sup>9</sup>	ギガ	G
10 <sup>6</sup>	メガ	M
10 <sup>3</sup>	キロ	k
10 <sup>2</sup>	ヘクト	h
10 <sup>1</sup>	デカ	da
10 <sup>-1</sup>	デシ	d
10 <sup>-2</sup>	センチ	c
10 <sup>-3</sup>	ミリ	m
10 <sup>-6</sup>	マイクロ	μ
10 <sup>-9</sup>	ナノ	n
10 <sup>-12</sup>	ピコ	p
10 <sup>-15</sup>	フェムト	f
10 <sup>-18</sup>	アト	a

表3 固有の名称をもつ SI 組立単位

量	名称	記号	他のSI単位による表現
周波数	ヘルツ	Hz	s <sup>-1</sup>
力	ニュートン	N	m·kg/s <sup>2</sup>
圧力, 応力	パスカル	Pa	N/m <sup>2</sup>
エネルギー, 仕事, 熱量	ジュール	J	N·m
工率, 放射束	ワット	W	J/s
電気量, 電荷	クーロン	C	A·s
電位, 電圧, 起電力	ボルト	V	W/A
静電容量	ファラド	F	C/V
電気抵抗	オーム	Ω	V/A
コンダクタンス	ジーメンズ	S	A/V
磁束	ウェーバ	Wb	V·s
磁束密度	テスラ	T	Wb/m <sup>2</sup>
インダクタンス	ヘンリー	H	Wb/A
セルシウス温度	セルシウス度	°C	
光度	ルーメン	lm	cd·sr
照射度	ルクス	lx	lm/m <sup>2</sup>
放射能	ベクレル	Bq	s <sup>-1</sup>
吸収線量	グレイ	Gy	J/kg
線量当量	シーベルト	Sv	J/kg

表4 SIと共に暫定的に維持される単位

名称	記号
オングストローム	Å
バ	b
バール	bar
ガリ	Gal
キュリー	Ci
レントゲン	R
ラド	rad
レム	rem

1 Å = 0.1 nm = 10<sup>-10</sup> m  
 1 b = 100 fm = 10<sup>-28</sup> m<sup>2</sup>  
 1 bar = 0.1 MPa = 10<sup>5</sup> Pa  
 1 Gal = 1 cm/s<sup>2</sup> = 10<sup>-2</sup> m/s<sup>2</sup>  
 1 Ci = 3.7 × 10<sup>10</sup> Bq  
 1 R = 2.58 × 10<sup>-4</sup> C/kg  
 1 rad = 1 cGy = 10<sup>-2</sup> Gy  
 1 rem = 1 cSv = 10<sup>-2</sup> Sv

(注)

- 表1-5は「国際単位系」第5版, 国際度量衡局 1985年刊行による。ただし, 1 eV および 1 uの値は CODATA の1986年推奨値によった。
- 表4には海里, ノット, アール, ヘクトールも含まれているが日常の単位なのでここでは省略した。
- barは, JISでは流体の圧力を表わす場合に限り表2のカテゴリーに分類されている。
- EC閣僚理事会指令では bar, barn および「血圧の単位」mmHgを表2のカテゴリーに入れている。

## 換算表

力	N (=10 <sup>5</sup> dyn)	kgf	lbf
	1	0.101972	0.224809
	9.80665	1	2.20462
	4.44822	0.453592	1

粘度 1 Pa·s (N·s/m<sup>2</sup>) = 10 P (ポアズ) (g/(cm·s))  
 動粘度 1 m<sup>2</sup>/s = 10<sup>4</sup> St (ストークス) (cm<sup>2</sup>/s)

圧	MPa (=10 bar)	kgf/cm <sup>2</sup>	atm	mmHg (Torr)	lbf/in <sup>2</sup> (psi)
	1	10.1972	9.86923	7.50062 × 10 <sup>3</sup>	145.038
力	0.0980665	1	0.967841	735.559	14.2233
	0.101325	1.03323	1	760	14.6959
	1.33322 × 10 <sup>-4</sup>	1.35951 × 10 <sup>-3</sup>	1.31579 × 10 <sup>-3</sup>	1	1.93368 × 10 <sup>-2</sup>
	6.89476 × 10 <sup>-3</sup>	7.03070 × 10 <sup>-2</sup>	6.80460 × 10 <sup>-2</sup>	51.7149	1

エネルギー・仕事・熱量	J (=10 <sup>7</sup> erg)	kgf·m	kW·h	cal (計量法)	Btu	ft·lbf	eV	1 cal = 4.18605 J (計量法)
	1	0.101972	2.77778 × 10 <sup>-7</sup>	0.238889	9.47813 × 10 <sup>-4</sup>	0.737562	6.24150 × 10 <sup>18</sup>	= 4.184 J (熱化学)
	9.80665	1	2.72407 × 10 <sup>-6</sup>	2.34270	9.29487 × 10 <sup>-3</sup>	7.23301	6.12082 × 10 <sup>19</sup>	= 4.1855 J (15 °C)
	3.6 × 10 <sup>6</sup>	3.67098 × 10 <sup>5</sup>	1	8.59999 × 10 <sup>5</sup>	3412.13	2.65522 × 10 <sup>6</sup>	2.24694 × 10 <sup>25</sup>	= 4.1868 J (国際蒸気表)
	4.18605	0.426858	1.16279 × 10 <sup>-6</sup>	1	3.96759 × 10 <sup>-3</sup>	3.08747	2.61272 × 10 <sup>19</sup>	仕事率 1 PS (仏馬力)
	1055.06	107.586	2.93072 × 10 <sup>-4</sup>	252.042	1	778.172	6.58515 × 10 <sup>21</sup>	= 75 kgf·m/s
	1.35582	0.138255	3.76616 × 10 <sup>-7</sup>	0.323890	1.28506 × 10 <sup>-3</sup>	1	8.46233 × 10 <sup>18</sup>	= 735.499 W
	1.60218 × 10 <sup>-19</sup>	1.63377 × 10 <sup>-20</sup>	4.45050 × 10 <sup>-26</sup>	3.82743 × 10 <sup>-20</sup>	1.51857 × 10 <sup>-22</sup>	1.18171 × 10 <sup>-19</sup>	1	

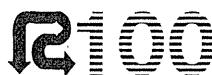
放射能	Bq	Ci
	1	2.70270 × 10 <sup>-11</sup>
	3.7 × 10 <sup>10</sup>	1

吸収線量	Gy	rad
	1	100
	0.01	1

照射線量	C/kg	R
	1	3876
	2.58 × 10 <sup>-4</sup>	1

線量当量	Sv	rem
	1	100
	0.01	1

水素供給コストに関する評価



古紙配合率100%  
白色度70%の再生紙を使用しています