



JP0150345

JAERI-Review

2001-006



水素エネルギー研究の現状と高温ガス炉 水素製造システムの将来展望

2001年3月

宮本 喜晟・小川 益郎・秋野 詔夫・椎名 保顕
稲垣 嘉之・清水 三郎・小貫 薫・石山 新太郎
片西 昌司・武田 哲明・西原 哲夫・林 光二
森山 耕一・久保 真治・稲葉 良知・大橋 弘史

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、お申し越し下さい。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行っております。

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.

水素エネルギー研究の現状と 高温ガス炉水素製造システムの将来展望

日本原子力研究所大洗研究所核熱利用研究部

宮本 喜晟・小川 益郎・秋野 詔夫・椎名 保顕
稻垣 嘉之・清水 三郎・小貫 薫・石山 新太郎
片西 昌司・武田 哲明・西原 哲夫・林 光二
森山 耕一・久保 真治・稻葉 良知・大橋 弘史

(2001年1月31日受理)

水素に関する研究の現状を把握し、原研が進めている核熱による水素製造研究開発の位置づけを明らかにするため、水素製造を中心とした研究の現状と今後の展望について検討した。

水素の取り扱いに関する特性を明らかにするとともに、将来の水素製造に対する法整備が必要になること、また、原子炉施設との関係では水素の火災爆発に対し離隔距離の考え方が実務的であることを示した。水素製造法を総括し、核熱利用水素製造技術の課題を明らかにした。さらに、核熱水素製造の経済性を評価し、化石燃料燃焼方式より経済性のあることを明らかにした。このほか、我が国のエネルギー需給構造からみて、原子力による高効率発電と化石燃料の代替となるエネルギーの需要が多いことを示した。さらに、今後の水素利用の方法としては燃料電池自動車の燃料としての利用が有望で、燃料電池自動車の導入予測に対応して2020年から2030年では100MWtの高温ガス炉が最大30基程度必要になることがわかった。

Present Status of Research on Hydrogen Energy and Perspective of HTGR Hydrogen Production System

Yoshiaki MIYAMOTO, Masuro OGAWA, Norio AKINO, Yasuaki SHIINA,
Yoshiyuki INAGAKI, Saburo SHIMIZU, Kaoru ONUKI, Shintaro ISHIYAMA,
Shoji KATANISHI, Tetsuaki TAKEDA, Tetsuo NISHIHARA, Koji HAYASHI,
Koichi MORIYAMA, Shinji KUBO, Yoshitomo INABA and Hirohumi OHASHI

Department of Advanced Nuclear Heat Technology
Oarai Research Establishment
Japan Atomic Energy Research Institute
Oarai-machi, Higashiibaraki-gun, Ibaraki-ken

(Received January 31, 2001)

A study was performed to make a clear positioning of research and development on hydrogen production systems with a High Temperature Gas-cooled Reactor (HTGR) under currently promoting at the Japan Atomic Energy Research Institute through a grasp of the present status of hydrogen energy, focussing on its production and utilization as an energy in future.

The study made clear that introduction of safe distance concept for hydrogen fire and explosion was practicable for a HTGR hydrogen production system, including hydrogen properties and need to provide regulations applying to handle hydrogen. And also generalization of hydrogen production processes showed technical issues of the HTGR system. Hydrogen with HTGR was competitive to one with fossil fired system due to evaluation of production cost. Hydrogen is expected to be used as promising fuel of fuel cell cars in future. In addition, the study indicated that there were a large amount of energy demand alternative to high efficiency power generation and fossil fuel with nuclear energy through the structure of energy demand and supply in Japan. Assuming that hydrogen with HTGR meets all demand of fuel cell cars, an estimation would show introduction of the maximum number of about 30 HTGRs with capacity of 100 MWt from 2020 to 2030.

Keywords: Hydrogen, Production, HTGR, Process, Cost, Demand, Fuel Cell Car

目 次

1. はじめに	1
2. 水素の特性	2
2. 1 水素の性質	2
2. 1. 1 水素の基本特性	2
2. 1. 2 水素の燃焼特性	2
2. 2 水素の燃焼機構	3
2. 3 水素の変換に係わる理論	4
2. 3. 1 热供給による水素製造	4
2. 3. 2 電気を用いた水素製造	5
2. 3. 3 光を用いた水素製造	6
2. 3. 4 放射線（電子線）を用いた水素製造	7
2. 3. 5 エネルギーを取り出せる水素製造法	7
3. 水素の安全性	13
3. 1 水素の火災爆発特性	13
3. 2 水素の法規上の取り扱い	14
3. 2. 1 我が国における可燃性ガスの適用法規	14
3. 2. 2 海外の原子炉施設の関連法規	15
3. 3 高温ガス炉水素製造システムに適用する離隔距離評価案	16
4. 水素製造の技術	26
4. 1 従来の水素製造法	26
4. 1. 1 実用化されている技術	26
4. 1. 2 開発段階の技術	28
4. 1. 3 研究段階の技術	30
4. 2 核熱による化石燃料の水蒸気改質	32
4. 2. 1 HTTR水素製造システムの基本構成	32
4. 2. 2 HTTR水素製造システムと従来化石燃料燃焼システムとの相違点	33
4. 2. 3 水素製造システムの性能比較	33
4. 3 核熱による水の熱化学分解法	34
4. 3. 1 水からの水素製造	34
4. 3. 2 ISプロセス	35
4. 3. 3 UT-3プロセス	37
5. 水素製造の経済性	51
5. 1 水電解による水素製造の経済性	51
5. 2 核熱による水素製造の経済性	54
5. 2. 1 水素製造価格の算出	55

5. 2. 2 算出結果とまとめ	62
5. 3 エネルギーシステムの外部費用	62
5. 4 原子力プラントの設備投資	64
6. 水素利用分野と需要予測	73
6. 1 現在の利用分野	73
6. 1. 1 水素の需要量	73
6. 1. 2 工業用原料	74
6. 1. 3 エネルギー燃料	79
6. 1. 4 その他の利用	80
6. 2 将来の利用分野	81
6. 2. 1 将来の利用分野	81
6. 2. 2 燃料電池自動車	84
6. 3 将来の水素需要予測	86
6. 3. 1 将来増加が期待できる分野での水素需要予測	86
6. 3. 2 水素製造用高温ガス炉の導入基数試算	87
7. 核熱による水素製造の必要性	106
7. 1 我が国のエネルギー供給と消費	106
7. 2 高温ガス炉のエネルギー供給における特徴	108
7. 2. 1 高温エネルギー供給	108
7. 2. 2 大容量・連続エネルギー供給	108
7. 2. 3 自然エネルギーと核エネルギーの両立	109
7. 3 エネルギー供給における二酸化炭素排出量	110
7. 4 まとめ	116
8. おわりに	120
付録A. 水素関連プロジェクト	122
A. 1 World Energy NETwork	122
A. 2 Solar Wasserstoff Bayern	124
A. 3 HYSOLAR	125
A. 4 Euro Quebec Hydro-Hydrogen Pilot Project	126
A. 5 Chicago Bus Demonstration Project	127
付録B. 水素に係わる最近の状況（世界水素会議より）	135
B. 1 水素製造技術一般に関する動向	135
B. 2 熱化学法水素製造に関する動向	136
B. 3 水素をベースとしたエネルギーシステムへの移行	137
付録C. 放射線を利用した水素製造	143

Contents

1. Introduction	1
2. Hydrogen Characteristics	2
2.1 Hydrogen Properties	2
2.1.1 Basic Characteristics of Hydrogen	2
2.1.2 Burning Characteristics of Hydrogen	2
2.2 Burning Mechanism of Hydrogen	3
2.3 Theory of Hydrogen Conversion	4
2.3.1 Hydrogen Production by Heat Supply	4
2.3.2 Hydrogen Production with Electric	5
2.3.3 Hydrogen Production with Photon	6
2.3.4 Hydrogen Production with Radiation (Electron Beam)	7
2.3.5 Coproduction of Hydrogen and Energy	7
3. Safety of Hydrogen	13
3.1 Fire and Explosion of Hydrogen	13
3.2 Regulations of Hydrogen handling	14
3.2.1 Regulations Applying to Flammable Gas in Japan	14
3.2.2 Regulations Related to Nuclear Facility in Foreign Countries	15
3.3 Proposal of Estimation Method of Safe Distance Applied to HTGR Hydrogen Production System	16
4. Technology of Hydrogen Production	26
4.1 Usual Hydrogen Production Process	26
4.1.1 Commercialized Technology	26
4.1.2 Technology under Development	28
4.1.3 New Technology under Study	30
4.2 Steam Reforming of Fossil Fuel with HTGR	32
4.2.1 Outline of HTTR Hydrogen Production System	32
4.2.2 Difference between HTTR Hydrogen Production and Fossil Fired Plant Systems	33
4.2.3 Performance Comparison of Hydrogen Production Systems	33
4.3 Thermochemical Water Splitting with HTGR	34
4.3.1 Hydrogen Production from Water	34
4.3.2 IS Process	35
4.3.3 UT-3 Process	37
5. Hydrogen Production Cost	51
5.1 Hydrogen Production Cost by Water Electrolysis	51
5.2 Hydrogen Production with HTGR	54

5.2.1 Estimating Way of Hydrogen Production Cost	55
5.2.2 Estimation Results	62
5.3 External Cost of Energy System	62
5.4 Capital Cost of Nuclear Power Plant	64
6. Application Fields of Hydrogen and Estimation of Demand	73
6.1 Present Application Fields	73
6.1.1 Demand of Hydrogen	73
6.1.2 Industrial Raw Material	74
6.1.3 Hydrogen as Energy	79
6.1.4 Other Application Fields	80
6.2 Future Applications Fields	81
6.2.1 New Applications Fields	81
6.2.2 Fuel Cell Cars	84
6.3 Demand Prediction in Future	86
6.3.1 Demand Prediction	86
6.3.2 Trial Estimation of Number of HTGR Hydrogen Production Systems to Satisfy Hydrogen Demand	87
7. Necessity of HTGR Hydrogen Production	106
7.1 Energy Demand and Supply in Japan	106
7.2 Features of HTGR for in Energy Demand and Supply	108
7.2.1 Supply of High Temperature Energy	108
7.2.2 Large Capacity and Continuous Energy Supply	108
7.2.3 Use of Nuclear Energy in Combination with Renewable Energy	109
7.3 Emission of Dioxide Carbon in Energy Supply	110
7.4 Conclusion	116
8. Concluding Remarks	120
Appendix A. Projects Related to Hydrogen Production and Application	122
A.1 World Energy NETwork	122
A.2 Solar Wasserstoff Bayern	124
A.3 HYSOLAR	125
A.4 Euro Quebec Hydro-Hydrogen Pilot Project	126
A.5 Chicago Bus Demonstration Project	127
Appendix B. Current Status Related to Hydrogen Production and Application	135
(from 13th World Hydrogen Energy Conference)	
B.1 Trends of General Hydrogen Production	135
B.2 Trends of Hydrogen Production by Thermochemical Process	136
B.3 Transition to Hydrogen-Based Energy Systems	137
Appendix C. Hydrogen Production by Irradiation	143

1. はじめに

我が国の製鉄業は、その消費エネルギーが最終エネルギー消費全体の約 11%（1995 年度）を占めるエネルギー多消費産業であり、鉄鋼業のエネルギーは、その約 78%（1995 年度）を石炭に頼っている。1970 年代、我が国の鉄鋼生産の著しい増加に伴う原料炭確保の問題が顕在化したことに対応し、通産省の指導の下、原子力製鉄技術研究組合を中心に原子力プラントを接続した直接製鉄パイロットプラントの実現に必要な基礎技術の確立が行われた。これは、鉄鉱石を還元するための還元剤として使われていた石炭の替わりに、高温ガス炉（HTGR）で製造した水素を用いようとするものであった。しかしながら、原料炭確保が問題とはならなくなり、原子力製鉄の実現には至らなかった。その後、高温ガス炉は、実験炉の位置付けから試験研究炉となり、原研では 1991 年 3 月から高温工学試験研究炉（HTTR）の建設を開始した。1998 年 11 月に HTTR の初臨界を達成し、現在出力上昇試験中である。定格熱出力 30MW に達した後、HTTR での安全性試験などを計画している。また、高温のヘリウムガスによって供給される核熱を利用した研究開発を進めている。これは、HTTR に水素製造システムを接続する技術開発を行い、高温ガス炉核熱利用技術の基盤を確立しようとするものである。とくに高温ガス炉については、南アフリカでの発電用高温ガス炉開発計画が PBMR 一号機の 2005 年商業運転開始を目指して順調に進められていることもある。この原研の核熱利用研究開発計画は国内外で注目を集めている。国外でも、原研の高温ガス炉による水素製造は核熱利用のひとつのお手本として、同種の計画の検討が始まられている。

一方で、一般公衆が核熱利用水素製造に対してどれほどの関心があるのか、もっと身近には、直接水素に携わっていない研究者・技術者はどうであろうか。たとえ、知りたくとも最近の核熱利用水素製造に関する全体概要を一つにまとめた資料がほとんどないのも確かである。平成 8 年度から開始した核熱水素製造に関する一連の研究が 5 年を経ており、その成果を踏まえて核熱水素製造の全体概要をまとめることとした。そこで、平成 12 年 5 月から 5 ヶ月にわたって核熱利用研究部において水素に関するセミナーを開催し、核熱利用水素製造の位置づけ等を明らかにした。本報告書は、水素セミナーでの議論を踏まえた情報をまとめたものであり、一般公衆への説明義務に応えるための元となる資料として、また、研究者・技術者への知識・情報・研究開発現状の周知を図ることを目的としている。

本報告書では、まず第 1 章で本報告の目的を、2 章で水素の一般的な基本特性・性質をはじめとして、熱、電気、光、放射線を利用した水素の変換に関する理論を述べる。3 章では法規上の水素の取り扱いを含む安全性、4 章では現在行われている水素製造技術のほか、開発段階の技術について言及する。5 章では水素の経済性として水電解の製造コストのほか、原研が研究開発を進めている高温ガス炉による水蒸気改質法と熱化学水素製造法についての経済性の検討結果、6 章では水素の利用分野とその需要予測、7 章では水素製造の必要性を述べる。また、付録には、水素関連プロジェクトや平成 12 年 6 月に開催された世界水素会議（北京）の最新情報等についてまとめてある。

2. 水素の特性

2. 1 水素の性質

2. 1. 1 水素の基本特性

水素は無色、無臭、あらゆる気体の中で最も軽く、拡散速度、熱伝導率、比熱は他のガスに比較して大きく、粘度は小さい。また常温・常圧において、化学的に安定な最も分子量の小さい気体である。その同位体として重水素と三重水素がある。

水素は天然に産出されるものではなく、化石燃料や水を用いて作られる。水素製造法の原理については2. 3節、実際の製造方法については4章で詳述する。

Table 2.1.1⁽¹⁾に水素の物性を、Table 2.1.2⁽¹⁾に空気中で水素を完全燃焼させた場合における水素の低位発熱量（水蒸気の凝縮熱を控除したもの）、理論空気量、理論燃焼ガス量及び燃焼ガス組成を示す。比較のため、メタンの特性も併せて示した。水素は極めて軽いガスであり、メタンに比べて液化温度は100°Cほど低く、液体重量は6分の1である。また水素は、容積当たりの発熱量は小さいが、質量当たりの発熱量がメタンに比べ2.4倍も大きく、高発熱量燃料といえる。しかも、従来燃料（化石燃料）の燃焼に伴う硫黄酸化物、炭化水素類、一酸化炭素、すす等のような環境汚染物質を水素は発生しないこと、また、二酸化炭素のような地球温暖化ガスの発生がなく、酸素と水素による燃焼生成物は水だけであるため、水素はクリーン燃料の1つとして考えられている。しかし、水素を空気により燃焼させた場合、空気中の窒素に起因する窒素酸化物が発生する。

水素は希ガス以外の全ての元素と結びつき、種々の水素化合物を作るが、この中で金属との化合物を一般に金属水素化合物と呼んでいる。水素は還元性が強く、高温で金属の酸化物または塩化物と反応して金属を遊離する。有機化合物の不飽和結合の部分に入り込んで飽和させる性質があり、オレフィンに付加してパラフィンを生成し、芳香族化合物を水素化してナフテン、パラフィンを生成する。一酸化炭素と反応して炭化水素、アルコール類等を生成する。水素はハロゲン元素と激しく反応して、ハロゲン化水素を作る性質を持っている。水素の利用法については6. 1及び6. 2節で述べる。

さらに、水素は、高温高圧で炭素鋼に接すると、水素原子となって鋼中に浸透し、鋼中の炭素と反応してメタンを生成する、いわゆる水素浸食と呼ばれる脱炭作用を起こして材料を脆くする。また水素は、パラジウム等の金属中を透過する性質を持っている。

2. 1. 2 水素の燃焼特性

(1) 燃焼火炎の色

水素の燃焼火炎は、可視域での発光はほとんどなく無色透明な不輝炎である。大気開放火炎では火炎の存在に気付かないが、空気中のチリやナトリウム等の微量成分が発光することもある。光を遮って暗視野の中で水素の炎を見ると、わずかに青白い光を放っていることがわかる。ロケットエンジンのように、液体水素と液体酸素を用いた燃焼では青白い炎となる。

(2) 可燃範囲

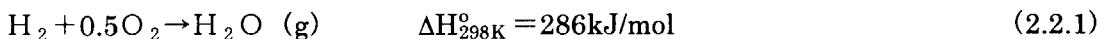
静止混合気に着火した場合の可燃範囲を Table 2.1.3⁽¹⁾に示す。比較のため、メタンの可燃範囲も同時に示す。水素は、他の燃料に比べて極めて可燃範囲の広いことがわかる。水素／酸素混合気の場合は、下限が 4 % と水素／空気混合気と余り変わらないが、上限は 94 % にもなる。

(3) 自発着火温度⁽¹⁾

自発着火温度は、外部から火炎・電気火花等の着火源を与えないで、基準となる装置を用い、1 気圧において可燃性ガスを空気中または酸素中で加熱し、容器内で全面的に燃焼が起きる最低温度のことである。水素の自発着火温度は酸素中で 560°C (836K)、空気中の場合で 572°C (845K) である。ただし、パラジウムまたはニッケル触媒等のもとでは常温でも容易に発火する。また、水素ガスが高速で容器から噴出すると、摩擦等により発生する火花、断熱圧縮により発生する熱あるいは静電気放電等により発火することがある。なお、メタンの自発着火温度は酸素中で 556°C (829K)、空気中の場合で 537°C (810K) である。

2. 2 水素の燃焼機構

水素を酸素あるいは空気と混合して点火すれば、爆発的に反応して水を生成する。水素 2 モルと酸素 1 モルとの混合ガスは特に激しい爆発を起こして化合するので、爆鳴気と呼ばれている。水素－酸素の燃焼反応式⁽²⁾は、以下のようになる。



上式は、総括反応式と呼ばれるもので、反応の始まりと終わりの量論関係を示しているにすぎない。実際には、この式のようにすぐに終点につくのではなく、様々な反応路を経由する。総括反応を 1 つ 1 つの反応路に分解したときの反応を、素反応という。すなわち、多くの素反応が積み重なって、全体の反応が進んでいくのである。水素－酸素の燃焼反応で、最も重要な素反応⁽²⁾は次の 3 つである。



水の 25°C (298K) における標準生成ギブスエネルギー ΔG_f° は、- 237.19 kJ/mol⁽³⁾である。したがって、自発的に変化（水の生成、つまり水素－酸素の燃焼反応）が進む条件 $\Delta G < 0$ を満たしているが、これは反応が熱力学的に進行しうることを示しているにすぎない。反応が実際にある速さで進むことは別問題であり、反応速度を考慮しなければならない。水素の燃焼反応における活性化工エネルギー E を $E = 40,185 \text{ J/mol}$ ⁽⁴⁾ とすれば、常温 (298K) の反応速度定数 k_1 と自発着火温度 (833K) の反応速度定数 k_2 の比は、

$$\frac{k_2}{k_1} = \exp \left\{ - \frac{E}{R} \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1} \right) \right\} = \exp \left\{ - \frac{40185}{8.314} \left(\frac{1}{833.15} - \frac{1}{298.15} \right) \right\} = 3.3 \times 10^4 \quad (2.2.5)$$

となり、常温時に比べ自発着火温度時の反応速度定数は、非常に大きいことがわかる。つまり、水素燃焼反応の活性化工エネルギーが大きすぎる所以、常温ではそれを乗り越えられず、実際には反応は進行しない。常温であれば、触媒を用いたり、スパークを起こせば、容易に発火する。こ

れは、活性化エネルギーの減少、反応速度の速い活性粒子（水素・酸素反応場合OH、H、Oのラジカルや原子）の生成による。但し、水素の最小発火エネルギー（電気火花のエネルギーで測定）は、0.018mJと極めて小さく、他の炭化水素と比べてはるかに発火しやすい。

2. 3 水素の変換に係わる理論

水素は、自然界中に水素分子の形では、ほとんど存在せず、酸化物あるいは炭化物等、すなわち水（H₂O）あるいは炭化水素（C_nH_m）等の形で存在する。このため、水あるいは炭化水素等から水素を得るためにには、何らかのエネルギーを用いてH—O結合あるいはC—H結合等を切断する必要がある。すなわち、この結合を他の原子で置き換える、あるいは結合を切断するという化学反応を進行させる必要がある。

水素を得るために必要な全エネルギーは、化学反応のエンタルピー変化（以下、「ΔH」）である。さらに、ΔHは、反応に伴うギブスエネルギー変化ΔG及び反応に伴うエントロピー変化ΔSを用いて、次式により表わすことができる。

$$\Delta H = \Delta G + T\Delta S \quad (2.3.1)$$

ΔGと温度の関係を表したものがΔG-T線図である。原系及び生成系で相変化などが起こらない限り、ΔH及びΔSの温度による変化はわずかである。ΔH及びΔSを一定と仮定した場合、ΔG-T線図は切片がΔH、傾きが−ΔSの直線となり、ΔHとΔSの符号の組み合わせによって、化学反応はFig.2.3.1に示す4つのパターンに分類できる。なお、ΔG°、ΔH°及びΔS°は各々、標準圧力（1 atm）におけるΔG、ΔH、ΔSである。ここで、代表的な水素製造法の一覧をTable 2.3.1に示す。これらの水素を生成する反応は、ほぼ全てがFig.2.3.1 (I)に示すΔH>0、ΔS>0のパターンであり、温度の増加に伴いΔGが減少する吸熱反応である。ΔH>0であるため、反応を進行させるには何らかのエネルギーが必要となる。具体的には、ΔGに相当するエネルギーを仕事として、TΔSに相当するエネルギーを熱で供給する必要がある。このようなTΔSに相当するエネルギーとしては熱の他に、電気、光、放射線等が挙げられる。これらの単一あるいは組み合せたエネルギーによって、ΔHに相当するエネルギーを供給することとなる。しかし、例外的に炭化水素の部分酸化反応のみがFig.2.3.1 (IV)に示すΔH<0、ΔS>0のパターンである。この反応は発熱反応であり、かつ、どの温度域であってもΔG<0であるために、自発的に反応が進行し水素を生成することが可能である。すなわち、原料物質自身が有する化学エネルギーを用いて反応が進行し水素を生成するため、外部からのエネルギー供給は必要ない。以下に各エネルギーを用いた水素製造の原理について概説する。

2. 3. 1 热供給による水素製造

(1) 热分解反応及び改質反応

化学反応において平衡定数KとΔGの関係は次式で表せ、ΔG<0のときにK>1となり、化学平衡は生成系側に偏っており、系に仕事を加えることなく反応が進行する。

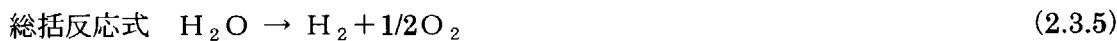
$$\Delta G = -RT\ln K \quad (2.3.2)$$

すなわち、ΔG<0となる温度で反応を行うことにより、TΔSに相当する熱を供給することに

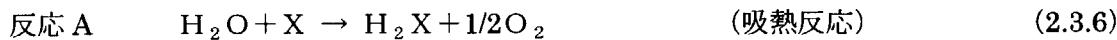
より水素を生成することができる。言い換えると、 $\Delta G > 0$ である温度では、仕事を加えることなく、熱供給のみで水素を生成することは不可能である。また、 $\Delta G < 0$ となる温度は、Table 2.3.1 に示すように反応ごとに異なる値を示す。

(2) 熱化学法⁽⁵⁾

水の分解反応において ΔG は大きな正の値をとり $\Delta G < 0$ となる温度は 4036°C であるために、熱供給のみで反応を進行させることは現実的に困難である。熱化学法とは、この水の分解反応をサイクル物質と呼ばれる物質を用いていくつかの吸熱反応と発熱反応に分割し、これらの反応を組み合わせにより、熱供給のみで水から水素を得る方法である。例として、2つの反応に分割した熱化学法における $\Delta G-T$ 線図の模式図を Fig. 2.3.2 に示す。サイクル物質を X とすると、反応式は次式のようになる。



あるいは



反応を分割することにより、高温が必要な吸熱反応 A においても水の直接分解における温度よりも低い温度 T_H で $\Delta G < 0$ となるため、反応温度の低減が可能となる。また、発熱反応 B は $\Delta G < 0$ となる T_L 以下の低温域で反応を行うこととなる。なお、反応 A の進行には、直接分解よりも大きい ΔH が必要であるが、この差に相当するエネルギーは、発熱反応である反応 B の進行に伴い放出される。結果的に、等モルの水素を得るために必要な ΔH は反応経路に依らず等しくなる。

2. 3. 2 電気を用いた水素製造⁽⁶⁾

電気を用いた水素製造法は、水の電気分解反応（電気化学反応）により行うもので、(2.3.1) 式の ΔG に相当するエネルギーを電気、さらに $T\Delta S$ に相当するエネルギーを熱で供給するものである。

まず、 ΔG に相当する電気量について考えてみる。可逆電池の起電力を E 、電極反応によって nF の電気量が流れたとき、この系が外部に対して行った電気的仕事は $-nFE$ である。ここで、 F はファラデー定数 (=96485 C/mol) である。この電気的仕事が電気分解反応の ΔG に等しいので、温度 T における理論分解電圧 E_r は次式で表わせる。

$$\Delta G = -nFE \quad (2.3.9)$$

$$E_r = -\frac{\Delta G}{2F} = -\frac{\Delta G_{298K}^{\circ}}{2F} + \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{P_{\text{H}_2} \cdot P_{\text{O}_2}^{1/2}}{a_{\text{H}_2\text{O}}} \right) = E^{\circ} + \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{P_{\text{H}_2} \cdot P_{\text{O}_2}^{1/2}}{a_{\text{H}_2\text{O}}} \right) \quad (2.3.10)$$

ここで、 ΔG_{298K}° (=237.4 kJ/mol) は 25°C、1 気圧における ΔG である。 E° は標準理論分解電圧であり、25°C、1 気圧において 1.23V となる。また、 P は分圧、 $a_{\text{H}_2\text{O}}$ は水の活量である。しか

し、実際に電気分解を行う際には、様々な原因で生じる過電圧及び電解質、導体等の抵抗を考慮する必要があり、以下の式で表わす槽電圧（陽極と陰極間に印可する電圧） E_t 以上でないと電流が流れず、電気分解反応は進行しない。

$$E_t = E_r + (\eta_a + \eta_b) + I (R_E + R_L) \quad (2.3.11)$$

η_a 及び η_b は各々正極及び陰極の過電圧、 R_E は電解質部のオーム抵抗、 R_L は電流から電源までの導体抵抗である。

次いで、 $T\Delta S$ に相当する熱エネルギーについて考えてみる。実際の槽電圧で理論分解電圧を超えた分は熱として放出され、この発熱量が $T\Delta S$ に相当する必要吸熱量を補うことが可能である。例えば、25°Cにおける必要吸熱量に相当する電圧は 0.25V であるため、発熱量と吸熱量がバランスする槽電圧（以下、「非熱電位」と呼ぶ）は、25°Cでは 1.48 (=1.23+0.25) V となる。だが実際には、80°C前後を作動温度とするアルカリ電解液型水電解法における過電圧は相当高い値であるため、非熱電位以下で作動する実用的な電解槽は存在せず、非熱電位を超えた分は系外部への発熱となる。

しかし、温度の増加に伴い、 ΔG 及び $T\Delta S$ は各々減少及び増加するため、高温では低温と比べて非熱電位を超えた分の熱量をより多く吸熱することが可能となる。さらに、ある温度以上では、非熱電位を超えた分の熱量だけでは足りず、系外部からの熱供給が必要となる。イオン導電体を電解質に用いて 1000°C程度で水蒸気を電気分解する固体電解質型高温水蒸気電解では、このように、外部からの熱エネルギー供給を必要とする。

2. 3. 3 光を用いた水素製造^(7,8)

エネルギー源として光を用いても水の分解（光化学反応）が可能である。これは、電気を利用する場合と同じく、 ΔG に相当するエネルギーを光、 $T\Delta S$ に相当するエネルギーを熱で供給するものである。電気分解の理論分解電圧に相当するものは、光の振動数である。量子力学の示すところにより、光は粒子性を有しており、振動数 ν の光量子 1 個のエネルギーは $h\nu$ である。ここで、 h はプランク定数で 6.63×10^{-34} Js である。このエネルギーが水 1 分子あたりの自由エネルギー変化分よりも大きくないと反応は進行しない。（現実的には、レーザーなど光の密度が高いときには、1 分子が短時間の間に光量子を 2 個以上吸収する光反応（多光子過程）も存在する。）例えば、反応が進行するために最低限必要な 1 光子過程における振動数は、25°Cにおける水 1 分子あたりの反応の自由エネルギー変化 Δg^0 を用いると以下のように算出できる。

$$\Delta g^0 = \Delta G^0 / (\text{アボガドロ数}) = 3.94 \times 10^{-19} \text{ J} \quad (2.3.12)$$

$$\nu = \Delta g^0 / h = (3.94 \times 10^{-19}) / (6.63 \times 10^{-34}) = 5.9 \times 10^{14} \text{ s}^{-1} \quad (2.3.13)$$

この振動数は波長にすると約 $0.5 \mu\text{m}$ であり、反応が進行するためには、これ以下の波長の光が必要である。実際、エネルギー量としては充分であっても、水分子が吸収できるのは $0.17 \mu\text{m}$ 程度以下の紫外光である。また、酸化チタン等の半導体電極により水の光分解を行う場合、酸化チタンに吸収される光の波長は約 $0.41 \mu\text{m}$ 以下である。このバンドギャップは約 3.0eV であり、水の標準理論分解電圧 1.23V との差（過剰に与えたエネルギー）の一部は、光起電力として外部に取り出すことも可能である。

2. 3. 4 放射線（電子線）を用いた水素製造⁽⁸⁾

高速電子の衝突によっても水を分解することが可能である。これは、 ΔG に相当するエネルギーを電子の運動エネルギー、 $T\Delta S$ に相当するエネルギーを熱エネルギーで供給するものである。電子の衝突で水を分解するためには、電子 1 個の有する運動エネルギーが水 1 分子あたりの自由エネルギー変化分よりも大きい必要がある。電子の運動エネルギーは $mv^2/2$ であり、反応が進行するための電子の最小飛行速度 v は、電子の質量 $9.1 \times 10^{-31} \text{ kg}$ および Δg^0 を用いると以下のように算出できる。

$$v = (2\Delta g^0 / m)^{0.5} = \{2 \times 3.94 \times 10^{-19} / (9.1 \times 10^{-31})\}^{0.5} = 9.3 \times 10^5 \text{ m/s} \quad (2.3.14)$$

速度 0 の電子をこの最小飛行速度まで加速するために必要な電位差 ΔV は、電子 1 個の電荷 e ($= 1.6 \times 10^{-19} \text{ C}$) を用いると以下の式で算出できる。

$$mv^2 / 2 = e\Delta V \text{ より} \quad (2.3.15)$$

$$\Delta V = mv^2 / 2e = (9.1 \times 10^{-31}) \times (9.3 \times 10^5)^2 / (2 \times 1.6 \times 10^{-19}) = 2.4 \text{ V} \quad (2.3.16)$$

水分子には 2 個の水素原子が含まれるので、電子 2 個の衝突で必要なエネルギーを与える場合、 $\Delta V = 1.2 \text{ V}$ となり、電気分解における理論分解電圧と等しくなる。

2. 3. 5 エネルギーを取り出せる水素製造法⁽⁵⁾

軽重質油の部分酸化反応の $\Delta G-T$ 線図は、Fig.2.3. 1 (IV) に示すように、 ΔH が ΔG よりも大きく、温度の増加に伴い ΔG が減少するパターンであり、発熱反応である。この反応では、どの温度域であっても $\Delta G < 0$ であるために、自発的に反応が進行し水素を生成することが可能である。

さらに、この反応系では、発熱反応でありながら、 $T\Delta S$ に相当する熱を外部より吸収し、 $\Delta G (= T\Delta S + \Delta H)$ に相当する仕事を取り出すことが可能な興味深い反応である。しかし、部分酸化反応だけを行うプロセスでは、外部より熱を吸収することができず、逆に ΔH に相当する熱を外部に放出するのみである。これに対して、エネルギーを取り出すプロセスを組み合わせることにより、 $T\Delta S$ に相当する熱を外部より吸収し、 $\Delta G (= T\Delta S + \Delta H)$ に相当するエネルギーを取り出すことが可能となる。エネルギーを取り出すプロセスとしては、水蒸気改質反応のような吸熱反応あるいは、燃料電池のように仕事（ここでは電気エネルギー）を取り出すプロセスが挙げられる。このようなプロセスとしては、水素を製造するのと同時に外部より熱を吸収し電力を発生するという、燃料電池内でメタンの部分酸化を行わせるプロセスが現在研究されている。

2章の参考文献

- (1) 黒崎晏夫監修：“環境と省エネルギーのためのエネルギー新技術大系”，エヌ・ティー・エス，132-134(1996).
- (2) 高圧ガス保安協会編：“中級 高圧ガス保安技術”，(1997).
- (3) 井手悌 他：“現代化学の基本”，朝倉書店，114 (1987).

- (4) Pons, B. and Benard, P. : "Hydrogen Flame Propagation in the Presence of Obstacles", Proc. 9th Canadian Hydrogen Conference Hydrogen Power Now, 567 (1999).
- (5) 吉田邦夫 他 : "エクセルギー工学", 共立出版, 131 (1999).
- (6) 嘉藤徹 他 : "固体電解質による高温水蒸気電解の現状と課題", 電子技術総合研究所彙報, Vol.59, No.2, (1995).
- (7) 太田時男監修 : "水素エネルギー最先端技術", エヌ・ティー・エス, 113 (1995).
- (8) 小宮山宏 : "速度論", 朝倉書店, 28 (1980).

Table 2.1.1 水素及びメタンの物性⁽¹⁾

	水素	メタン
分子量	2.016	16.04
比重 (kg/m ³)	0.09	0.715
空気に対する比重	0.0695	0.544
沸点 (°C)	- 252.79	- 161.4
沸点臨界温度 (°C)	- 239.9	- 82.5
臨界圧力 (MPa)	1.25	4.49
液体重量 (g/l)	70.779	422.62
体積膨張比 (20°C、1気圧)	1 : 845	1 : 649

Table 2.1.2 発熱量・理論空気量・理論燃焼ガス量及び燃焼ガス組成⁽¹⁾

低位発熱量 kJ/kg	m _N ³ /m _N ³ fuel	理論空気量 m _N ³ /m _N ³ fuel	理論燃焼ガス量				燃焼ガス組成 %		
			H ₂ O	N ₂	CO ₂	H ₂ O	N ₂	CO ₂	
水 素	119,708	10,768	2.38	1	1.88	0	34.7	66.3	0
メタノン	49,987	35,825	9.52	2	7.52	1	19.0	71.5	9.5

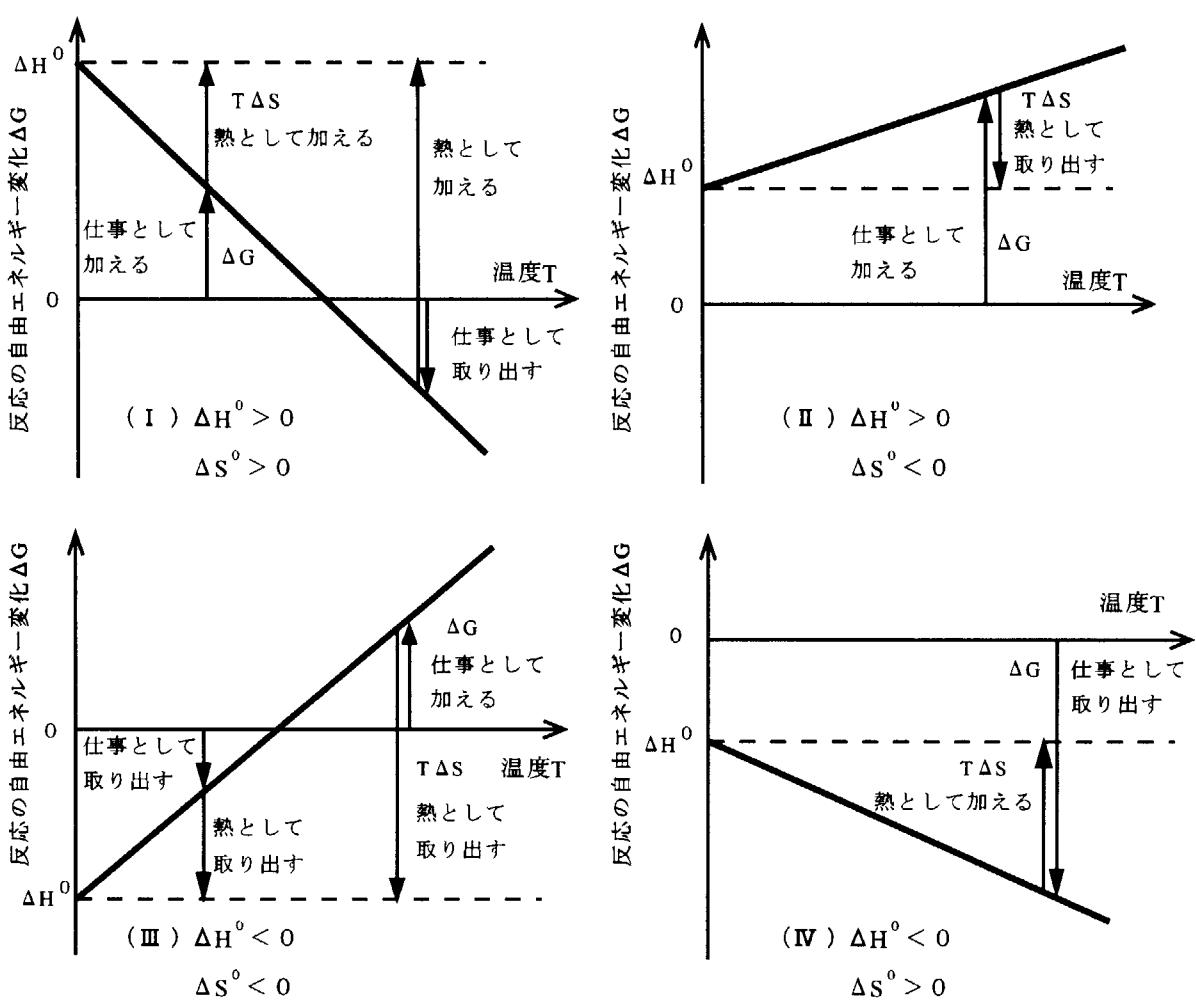
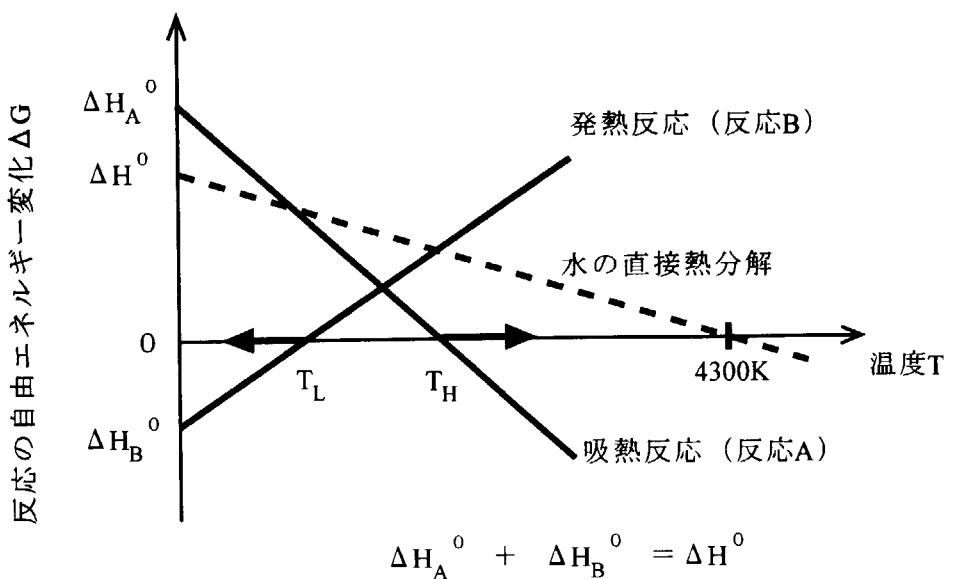
Table 2.1.3 水素及びメタンの可燃範囲⁽¹⁾

混合気	下限界 (vol%)	上限界 (vol%)
水素／空気	4.0	75.0
水素／酸素	4.0	94.0
メタン／空気	5.0	15.0
メタン／酸素	5.1	61.0

Table 2.3.1 主な水素製造法のエネルギー源及び熱力学定数

エネルギー源	原理	プロセス名	反応式	$\Delta G < 0$ となる温度 [K]	ΔH_{298K}^0 [kJ/mol]	開発段階
熱分解法	水の熱分解法		$H_2O(g) \rightarrow H_2 + 1/2O_2$	4036	241.8	実験段階
	メタンの熱分解法		$CH_4 \rightarrow 2H_2 + C$	546	74.9	実験段階
	メタノールの熱分解法		$CH_3OH \rightarrow CO + 2H_2$	199	91.1	実験段階
	天然ガスの水蒸気改質法		$CH_4 + H_2O(g) \rightarrow 3H_2 + CO$	620	206.2	実用化
改質法	石炭ガス化法		$C + H_2O(g) \rightarrow CO + H_2$	647	131.3	実用化
	メタノールの水蒸気改質法		$CH_3OH + H_2O(g) \rightarrow 3H_2 + CO_2$	8	49.9	実用化
	天然ガスのCO2改質法		$CH_4 + CO_2 \rightarrow 2H_2 + 2CO$	642	247.3	実験段階
	ISプロセス		$\begin{aligned} ① I_2(c) + SO_2 + 2H_2O(l) &\rightarrow 2HI(aq) + H_2SO_4(aq) \\ ② 2HI(g) &\rightarrow H_2 + I_2(g) \end{aligned}$	*1 常に正	-151.5 9.7	実験段階
熱化学法			$H_2SO_4(aq) \rightarrow SO_2 + 1/2O_2 + H_2O(g)$	774 ^{*2}	370.6	
	UT-3プロセス		$\begin{aligned} ① CaBr_2(c) + H_2O(g) &\rightarrow CaO(s) + 2HBr(g) \\ ② CaO(c) + Br_2(g) &\rightarrow CaBr_2(g) + 1/2O_2 \\ ③ Fe_3O_4(c) + 8HBr(g) &\rightarrow 3FeBr_2(c) + 4H_2O(g) + Br_2(g) \\ ④ 3FeBr_2(c) + 4H_2O(g) &\rightarrow Fe_3O_4(c) + 6HBr(g) + H_2 \end{aligned}$	常に正 常に正 常に負 常に正	216.9 -78.8 -277.1 380.8	実験段階 実験段階
	アルカリ電解液型電解法		$H_2O(l) \rightarrow H_2 + 1/2O_2$	-	286.2	実用化
	固体高分子型電解法		$H_2O(l) \rightarrow H_2 + 1/2O_2$	-	286.2	実証段階
電気エネルギー	固体電荷質型高温水蒸気電解法		$H_2O(l) \rightarrow H_2 + 1/2O_2$	-	286.2	実験段階
	光分解法	水の光分解法	$H_2O(l) \rightarrow H_2 + 1/2O_2$	-	286.2	実験段階
	放射線エネルギー	水の放射線分解	$H_2O(l) \rightarrow H_2 + 1/2O_2$	-	286.2	実験段階
	-	重質油の部分酸化法	$C_nH_m + n/2O_2 \rightarrow nCO + m/2H_2$	常に負	実用化	
	部分酸化法	メタンの部分酸化法	$CH_4 + 1/2O_2 \rightarrow 2H_2 + CO$	常に負	-126.5	実験段階

*1: 電解質溶液であるため、データが存在しない。298Kでは、負の値を示す。
 *2: 電解質溶液であるため、データが存在しない。aq. → gas と仮定した場合。

Fig. 2.3.1 化学反応の $\Delta G-T$ 線図⁽⁵⁾Fig. 2.3.2 水の熱化学法における $\Delta G-T$ 線図模式図⁽⁵⁾

3. 水素の安全性

3. 1 水素の火災爆発特性

これまで水素は燃料や化学工業の原料として大量に使用されており、取り扱い技術に関する多くの知識や災害経験が蓄積されている。水素の災害事例の調査解析結果によると⁽¹⁾、Table 3.1.1 に示すように漏えい又は噴出が発生すると発火して爆発にいたる場合が多く、爆発の場合、ほかの災害と比較して死傷者が多く危険性が高い。

ところで水素は無味無臭であるので人間が直接漏えいを検知することはできない。そのため、事故の拡大を防止するためには適切な漏えい検出装置が必要となる。一方、水素は最も軽い元素であることから浮上速度が非常に大きく、屋外での漏えいにおいては容易に拡散する。そして、水素には毒性はないことから、希釈された水素を吸入してもまったく問題はない。

水素の燃焼特性をメタン及びプロパンと比較したものを Table 3.1.2 に示す^(1, 2)。水素はメタンやプロパンに比べて、重量あたりの発熱量が非常に大きく、燃焼に必要な空気量が非常に少ない。その結果、燃焼範囲も 4.0%～75.0% と非常に広範囲になっている。また、水素は化学的活性が非常に大きい元素であり、燃焼速度はメタンの約 8 倍と非常に速い。一方、燃焼を開始するために必要な着火エネルギーはメタンの 1/16 である。これらのことから水素はきわめて高い燃焼特性を示すことがわかる。

一般に可燃性ガスが空気などの支燃性ガスと一定の割合で混合すると可燃性混合ガスとなる。この混合ガスに何らかのエネルギーが加わり発火すると火災となるが、条件によっては激しい爆発が発生する。配管から漏えいしているガスに直接着火するとジェット火災になる。しかし、空気と十分混合した後に着火すると爆発が発生する。爆発形態は爆燃と爆轟に大別される。爆燃とは燃焼速度が音速以下で、緩やかな圧力波を発生する。それに対して、爆轟は燃焼速度が音速を超えて、衝撃波を発生する。特に爆轟が発生すると周囲の機器・構築物に大きな損傷を与える。水素とメタンの爆轟特性の比較を Table 3.1.3 に示す⁽³⁾。水素の爆轟範囲はメタンに比べて非常に広範囲であり、爆轟を起こすためのエネルギーは非常に小さい。したがって、水素の混合ガスの爆発は爆轟にいたる可能性が非常に高いことがわかる。

ガス爆発時に発生する圧力波の強さは、TNT 火薬の爆発実験から得られた爆発特性曲線から類推する場合が多い。また、可燃性混合ガスの爆発挙動を数値解析して得られた曲線から距離と爆風圧の強さの関係を推定する方法も提案されている。これらの評価曲線を Fig.3.1.1 及び 3.1.2 に示す^(3, 4)。Fig.3.1.1 は TNT 火薬の爆轟特性に基づく評価曲線であり、Fig.3.1.2 は可燃性ガスの爆発挙動に基づく評価曲線を爆風強度 (level 1～10) をパラメータとして示したものである。ここで用いられる爆風強度は、爆発挙動の強さを考慮するための定性的指標で、着火エネルギーの大小、障害物等の存在や燃焼空間の密閉性による燃焼加速の可能性を定性的に分類するものであり、一般には障害物のない開放空間における最も弱い爆発挙動を level 1 とし、着火エネルギーが大きくまた燃焼加速の可能性もあり爆轟に至るような強い爆発挙動を level 10 としている。

爆風圧による被害は人的及び物的の両者がある。人体に及ぼす影響として代表的なものが鼓膜の損傷であり、文献によると 40 kPa の加圧で鼓膜の損傷率が 10% との報告がある⁽⁵⁾。また、200

kPa の加圧で致死率 1%、 350 kPa で致死率 99% というデータもある。構築物に与える影響については Glasstone がまとめたデータが有名である⁽⁵⁾。この中では 1 kPa で窓ガラスが破損し、 5 kPa で一般家屋に多少の被害が生じ、 10 kPa で建物のスチール製フレームにひずみが生じるとしている。そして、 20 kPa でスチール製フレームが破損し、 $35\sim50 \text{ kPa}$ で一般家屋が全壊し、 70 kPa でほとんどの構築物が崩壊する。したがって、爆発が発生した場合、周辺の機器構築物への被害を最小限にとどめるためには、爆風圧による加圧を 10 kPa 程度に抑制することが必要と考える。

3. 2 水素の法規上の取り扱い

3. 2. 1 我が国における可燃性ガスの適用法規

日本では原子炉施設に対する法律として「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」があるが、原子炉施設内部ならびにその周辺で可燃性ガスを使用する場合については言及しておらず、僅かに「原子力発電所の火災防護指針」に「発電用原子力設備に設置する発火性又は引火性液体(気体)を内包する設備」に該当する場合には、「その火災の悪影響により安全上重要な構造物、系統及び機器の安全機能を損なわないよう適切な配置とする」ことが定められているのみである。また、将来核熱利用系との接続を計画しているHTTRにおいても、その「原子炉設置変更許可申請書」においては、外部人為事象に対する安全設計上、特に原子炉施設周辺における爆発やこれに起因する飛来物は想定していない。今後、核熱利用による水素製造を実現するためには、原子炉施設における可燃性ガス取扱の安全対策の確立とその法制化が必要であろう。したがって、ここでは、一般施設に対する水素を含む可燃性ガスの適用法規の現状について述べることにする。

(1) 適用法規

国内では可燃性物質に関する現行法として、危険物を規制する消防法、可燃性ガスを規制するガス事業法と高圧ガス保安法⁽⁶⁾があり、また、土地利用区分ごとに可燃性物質の貯蔵数量を規制する法律として建築基準法がある。

水素はきわめて高い可燃性を示すことから危険な物質のように見えるが、消防法では、危険物を「酸化性固体、可燃性固体、自然発火性物質、禁水性物質、引火性液体、自己反応性物質、酸化性液体」と定義しその細目を定めている。水素はガス、液体ともに適用外である。一方、都市ガスをはじめとする圧力の低い燃料用の可燃性ガスは、その製造・貯蔵・使用等がガス事業法により規制されているが、導管を用いて各家庭に供給する事業を想定した法律であって、ガスの種類、性状は特に定義されていない。純粋な水素は、利用方法が確立されてないので、現在のところ想定外物質であって同法律には含まれていないと見るのが妥当であろう。

高圧ガス保安法は、圧力が1MPaを越える圧縮ガスを「高圧ガス」と定義し、この高圧ガスに対して適用される。同法では水素は可燃性ガスとして分類され、可燃性ガスを取り扱う場合の規則は全て水素にも適用される。したがって、高圧ガスとしての水素だけがその利用にあたり、製造・貯蔵・消費に関して同法の規制を受けることになる。

また、水素ガスの貯蔵に関しては、この他に、建築基準法による土地利用区分毎の貯蔵数量が

後述のように規制されている。大気圧(0.1MPa)から1MPaまでの圧縮された水素ガス(すなわち、高圧ガス保安法の適用外の水素ガス施設)であって、貯蔵数量が建築基準法を満たす場合にあっては、その利用全般を規制するに関する法規は特に無い。しかし、法規が無いからといって多量に貯蔵し利用する場合にはそれなりの安全対策が必要である。現に高圧ガス製造所の中にはある程度の量の水素を取り扱う事業所があるが、高圧ガス保安法の適用を嫌って適用外の低圧のガスホルダーを設置し利用しているものの、その安全管理においては神経を使っているというのが実状である。

以上をまとめると、高圧ガスとしての水素はその利用に当たり高圧ガス保安法の適用を受け、また貯蔵に関しては土地利用区分毎に建築基準法により規制を受けることがわかる。

(2) 高圧ガス保安法における水素の規制

高圧ガスを製造しようとする者はその製造量に応じて都道府県知事への届け出または許可を要する。水素は $100\text{Nm}^3/\text{day}$ 以上の製造もしくは容積 300m^3 以上の貯蔵の場合に許可が必要となる。いずれの場合も学校や病院など公共の不特定多数の人が集まる建物など(第一種保安物件)に対して第一種設備距離以上、一般の住居(第二種保安物件)に対して第二種設備距離以上を確保した位置(保安距離)になければならない。

第一種設備距離 $L_1(\text{m})$ および第二種設備距離 $L_2(\text{m})$ はその処理能力または貯蔵能力に応じて距離が決まる。その距離は、圧縮ガス(m^3)と液化ガス(kg)の場合とで異なる。Fig. 3.2.1に処理能力または貯蔵能力に対する距離 L を示す。水素の場合は L_1 に該当する。詳細な計算式はTable 3.2.1に示すとおりである。圧縮ガスの場合は貯蔵量に関係なく上限は 30m と定められている。また、どんなに小さくとも第一種保安物件に対して 17m と定められている。一方、液化ガス(低温貯槽)の場合は、下限は同じであるが、上限は無くその貯蔵能力が大きくなればなるほど距離が必要である。また、可燃性ガスとしての規制を受け、製造施設内部の高温部や電気設備などの火気に対して 8m 以上の距離を確保することが義務付けられている。

(3) 将来に向けた利用安全対策の確立と法整備

一方、将来ガソリンに代わる自動車燃料として水素の利用が研究されているが、水素供給ステーションを考える場合には現行法の貯蔵数量や設備距離などの制限がネックとなる。Table 3.2.2に建築基準法による可燃性ガスの貯蔵量の制限を示す⁽⁷⁾。工業地域では無制限であるが、準工業地域で 350Nm^3 、商業地域で 70Nm^3 、住居地域で 35Nm^3 である。ガソリンは地下貯蔵槽を用いた場合、現行法では住居地域で5万㎘(1757GJ)の貯蔵が許されているのに対して、水素は $70\text{Nm}^3(0.4\text{GJ})$ と約 $1/4000$ に過ぎない。また、高圧ガス保安法の設備距離を用いると、Fig. 3.2.2のようにかなり広い土地でないと水素供給ステーションは実現できない⁽⁷⁾。これらは現行の高圧ガス保安法が工業的利用を対象に制定されたものであるため生じた弊害といえるが、逆にガソリンスタンド並に立地条件を改善するには、それなりの安全対策を今後確立して行く必要があろう。

3. 2. 2 海外の原子炉施設の関連法規

海外の原子炉施設に対する安全基準では、施設周辺を輸送している可燃物が何らかの原因で爆

発事故を起こした場合に原子炉施設への影響を軽微なものにするために、爆風圧に対する許容値を定め、その許容値を満足するために確保する離隔距離の評価方法を規定している。そこで、米国、フランス及びドイツの基準を簡単に紹介する。

(1) 米国の基準⁽⁸⁾

USNRCでは、TNT法を用いて主に炭化水素の爆発に対する離隔距離を規定している。この基準では、許容値は 1psi (7kPa) で高压ガス保安法の許容値より若干厳しいものとなっている。これは米国の単位（ポンドインチ法）に由来するものであり、基本的な考えは爆発による被害を軽微な損傷に抑えるということで、高压ガス保安法と同じである。

Fig.3.1.1 の TNT の爆轟曲線から、爆風圧 1 psi になるときの無次元化距離 R が 18 である。この関係から下記の評価式が導かれる。

$$r = 18 W_{TNT}^{\frac{1}{3}} \quad (3.2.1)$$

W_{TNT} を求めるためには TNT 収率が必要となるが、水素の TNT 収率は明記されておらず、各自で実験などから算出することとなっている。また、本基準では高压ガス保安法のように可燃性ガスの総量の平方根を用いて W_{TNT} を換算するというような離隔距離低減措置はない。

(2) フランスの基準⁽⁹⁾

フランスでは Fig.3.2.3 に示す波形の爆風圧を想定して、構造物の強度評価を行うことを規定している。これは、100m離れた所で 100kg の TNT が爆発した場合に相当する。また、原子炉施設の周囲 5 km 四方に存在し得る可燃性物質に対して、輸送量、事故頻度、気象データを用いた拡散挙動などを考慮した確率論的評価を行い、Fig.3.2.3 の設計用圧力波を超える事故の発生頻度を求め、これが $10^{-6}/\text{年}$ となることを求めている。この発生頻度が満足できない場合には、より大きな圧力波を用いた設計を行うことが求められる。

(3) ドイツの基準⁽¹⁰⁾

ドイツでは Fig.3.2.4 に示す波形の爆風圧を想定して、構造物の強度評価を行うことを規定している。この圧力波形はフランスのものと比較すると、かなり厳しいものとなっている。また、TNT 法に基づき下記の式で求められる距離と 100m のどちらか大きい距離を離隔距離として確保することが規定されている。この式は許容爆風圧を 20 kPa として導出されたものであり USNRC の基準と比べて緩やかな許容値となっている。

$$r = 8 W_{TNT}^{\frac{1}{3}} \quad (3.2.2)$$

3. 3 高温ガス炉水素製造システムに適用する離隔距離評価案

可燃性ガスは漏えい後、大気流動によって移流拡散しながら空気と混合し、可燃性ガス雲を形成する。この混合気に何らかの原因で着火した場合に爆発が発生する。したがって、可燃性ガスの爆発を考える場合、この 2 つの挙動を考慮しなければならない。しかし、国内に限らず諸外国

においても安全関連法規では爆発にのみ着目し、可燃性ガス雲の形成に関して考慮していないのが現状である。高温ガス炉水素製造システムは原子炉に化学プラントを接続する世界初の原子炉システムとなることから、十分な安全性の確保が求められる。そこで、事故進展挙動を十分考慮し、移流拡散挙動を考慮した可燃性ガス雲の爆発に対する離隔距離の評価を提案し、拡散・爆発の挙動の解析を進めている。その概要を以下に示す。

(1) 許容値

離隔距離を評価する上での過圧力の許容値は、3.1節で述べたように人的被害、構造物への影響の観点から、10 kPaを許容値の目安としている。

(2) 離隔距離評価法

爆発事象に対する離隔距離の評価は、漏洩した可燃性ガスの移流拡散により移動する距離と爆発が発生した地点からの爆風圧の低減に要する距離の和として考える。その評価は、それぞれ以下に述べるように可燃性混合気の移動距離の評価と可燃性混合気の爆発を仮定した場合の爆風圧低減距離の評価に分けて扱うことができる。離隔距離とその評価の概念をFig. 3.3.1に示す。

1) 移流拡散による移動距離の評価方法

雰囲気中へ漏洩した可燃性ガスは大気の流れによって風下へ移動するとともに、乱流拡散により可燃性混合ガスとしてクラウド（可燃性ガス雲）を形成する。クラウド中の可燃性ガス濃度が爆発限界濃度を下回るまでの距離が最大移動距離である。移動距離を評価するための可燃性混合ガスの分布を求めるには、Pasquill の式⁽¹¹⁾に基づく大気拡散モデルを用いる。このモデルは原子力安全委員会の「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」において、被ばく評価用の核分裂生成物の大気拡散評価にも用いられており、クラウドの濃度分布形にガウス分布を仮定し、分布の広がりを規定する拡散パラメータを与えることにより、任意の場所での濃度を表現するものである。

移動距離の評価においては、長時間の放出事象に対して以下の式で表される連続放出モデルを適用する。

$$c(x, y, z) = \frac{q}{u_a} F_y(x, y) \cdot F_z(x, z) \quad (3.3.1)$$

ここで、

c : ガス濃度 [kg/m³]

q : 放出率 [kg/s]

u_a : 風速 [m/s]

F_i : 分布関数 [1/m]

x : 風下方向の距離 [m]

y : 横方向の距離 [m]

z : 高さ方向の距離 [m]

また、短時間の放出事象に対しては、以下の式の瞬時放出モデルを適用することとして

いる。

$$c(x, y, z, t) = Q \cdot F_x(x, t) \cdot F_y(u_a t, y) \cdot F_z(u_a t, z) \quad (3.3.2)$$

ここで、

Q : 瞬時放出量 [kg]

t : 時間 [s]

これらの濃度分布に用いられる分布関数 F_i は、 x 方向、 y 方向、 z 方向それぞれ独立の関数としており、先に記したようにガウス分布を基本としているが、 z 方向については地表面等での反射を考慮した形となっている。これらの分布関数を定める拡散パラメータ σ_x 、 σ_y 、 σ_z は、ガウス分布における標準偏差に相当するものであるが、気象条件、距離等の評価条件の関数として決定される。拡散パラメータの算出には幾つかの方法が提案されており、離隔距離評価においては大気安定度、風速、放出高さ等、種々のパラメータの効果を考慮でき、連続放出モデル、瞬時放出モデルへのパラメータの適用も統一的に行えることから、TNO (The Netherlands Organization) が出版しているハンドブック⁽⁴⁾において評価選定されている方法を用いる。

Fig. 3.3.2 に、水素製造システムの原料ガスであるメタンガス漏洩事故を対象として、大気安定度 F (安定)、風速 1 m/s における連続放出時のクラウド濃度分布の計算例を示す。この図では最外周のコンターラインがメタンの爆発限界濃度下限値 (5 vol.%) に対応しており、移動距離は約 440 m となっている。

2) 爆風圧低減距離の評価方法

蒸気雲爆発による爆風圧を評価する代表的な手法としては、3.1 節で述べたように TNT 法、Multi-Energy 法等がある^(3, 4)。どちらの手法もほぼ同程度の保守性を有すると考えられ、評価式の自由度の点では着火強度等の影響因子を考慮できることから、高温ガス炉水素製造システムへの適用においては、Multi-Energy 法の適用を提案している。

Multi-Energy 法の適用にあたっては、Fig. 3.1.2 に示したチャートを用いて目標とする過圧力に応じたスケール化距離を読み取り、次式に従って爆風圧低減距離を算出する。

$$r = r' \cdot \left(\frac{E}{P_a} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (3.3.3)$$

ここで、

r : 爆風圧低減距離 [m]

r' : スケール化距離 [-]

E : 爆発エネルギー [J]

P_a : 雰囲気圧力 [Pa]

単位爆発エネルギーは、水素、メタン等の炭化水素系のガスにおいては、何れも空気との理論混合比とした可燃性混合ガスの標準状態での単位体積について 3.5 MJ/m³ 程度である。爆発エネルギーを求めるのに必要な、爆発に寄与するクラウド内の可燃性ガス質量は、クラウドの移動距離の評価から得られる可燃性ガスの濃度分布について、爆発限界内の濃度を数値計算により空間積分して求めることとしている。

3章の参考文献

- (1) 水素エネルギーシステム研究会：“水素エネルギー読本”，オーム社，173 (1982).
- (2) 化学工業会：“化学工学便覧”，丸善，1011 (1988).
- (3) 難波桂芳 他：“爆発防止実用便覧”，サイエンスフォーラム，462 (1983).
- (4) Bosch, C.J.H. and Weterings, R.A.P.M.: "Method for the calculation of Physical effects CPR 14E (Part 2) Third Edition", Sdu Uitgevers, Hague Netherlands, 533 (1997).
- (5) "Guideline for Evaluating the Characteristics of Vapor Cloud Explosions, Flash Fires and BLEVEs", CCPS/AICHE, New York, 351 (1994).
- (6) 高圧ガス保安協会：“高圧ガス保安法”，(1999).
- (7) 松岡美治：“水素供給ステーションの検討とその課題”，エネルギー・資源，Vol.21, No.1, 56 (2000).
- (8) "Regulatory guide 1.91", USNRC, Washington D.C. (1978).
- (9) 尾本彰 私信.
- (10) "Guideline for the Protection of Nuclear Plants against Pressure Waves from Chemical Reactions by means of the Design of Nuclear Power Plants with regard to Strength and Induced Vibrations and Means of the adherence to Safety Distances", BMI, Bonn (1976).
- (11) Pasquill, F. : "The Estimation of the Dispersion of Windborne Material", Meteorol. Mag. 90, 33-49 (1961).

Table 3.1.1 水素事故の種類と死傷者数⁽¹⁾

	件数	死者	負傷者
火災	117	1	15
爆発	211	14	76
破裂	25	1	0
漏えい (発火しない場合)	39	2	3
その他	17	4	7
計	409	22	101

Table 3.1.2 水素の燃焼特性⁽²⁾

	低位発熱量		理論 空気量	燃焼限界濃度		燃焼速度 (最高)	着火 エネルギー —
	MJ/kg	MJ/Nm ³		—	下限	上限	
水素	119.93	10.79	2.38	4.0	75.0	291	2
メタン	50.01	35.88	9.55	5.0	15.0	37	33
プロパン	46.35	91.21	23.87	2.1	9.5	43	30

Table 3.1.3 水素の爆轟特性⁽³⁾

	水素	メタン
爆轟範囲（推定値）	15.5～64vol%	8.3～11.8vol%
直接起爆爆轟エネルギー	7.2kJ	88MJ

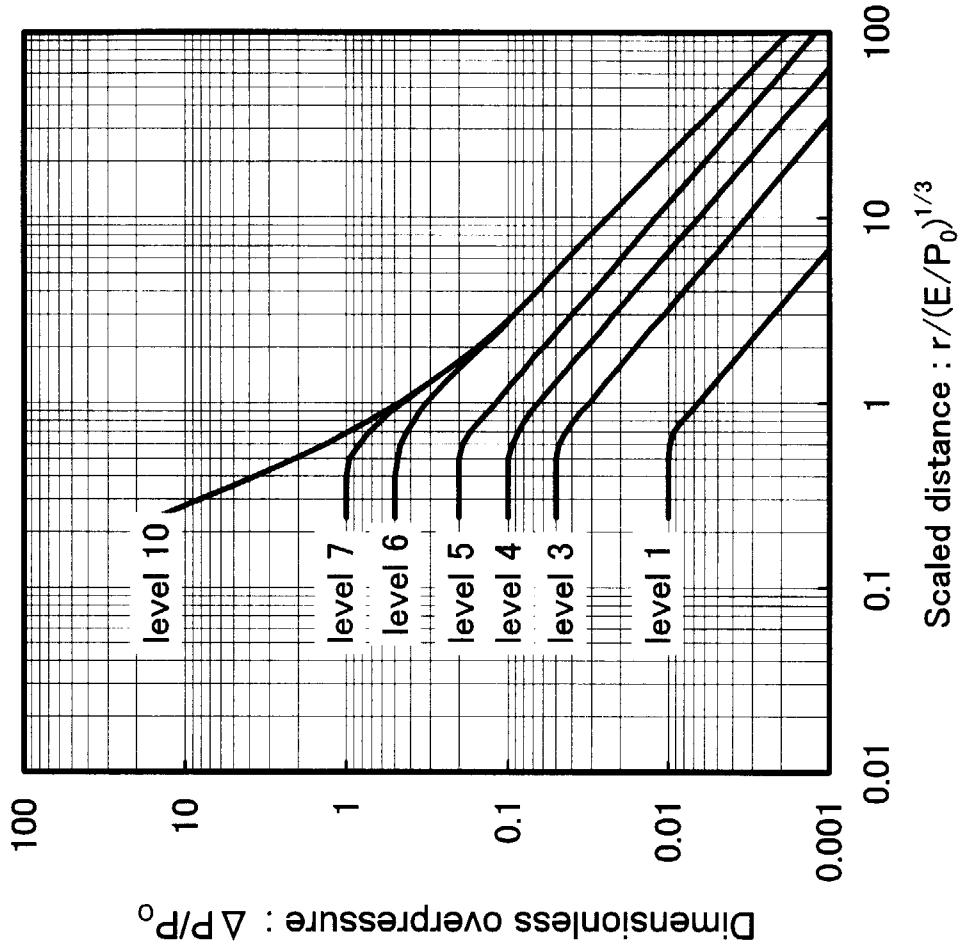
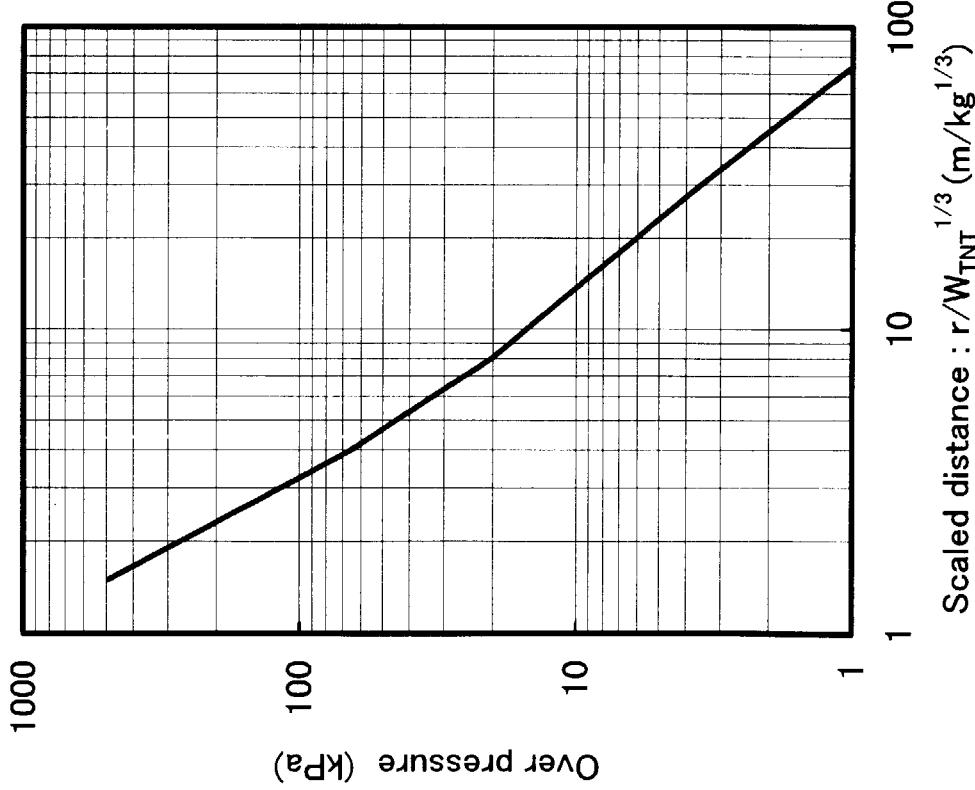
Table 3.2.1 高圧ガス保安法における水素の処理能力または貯蔵能力に対する設備距離Lの計算式⁽⁶⁾

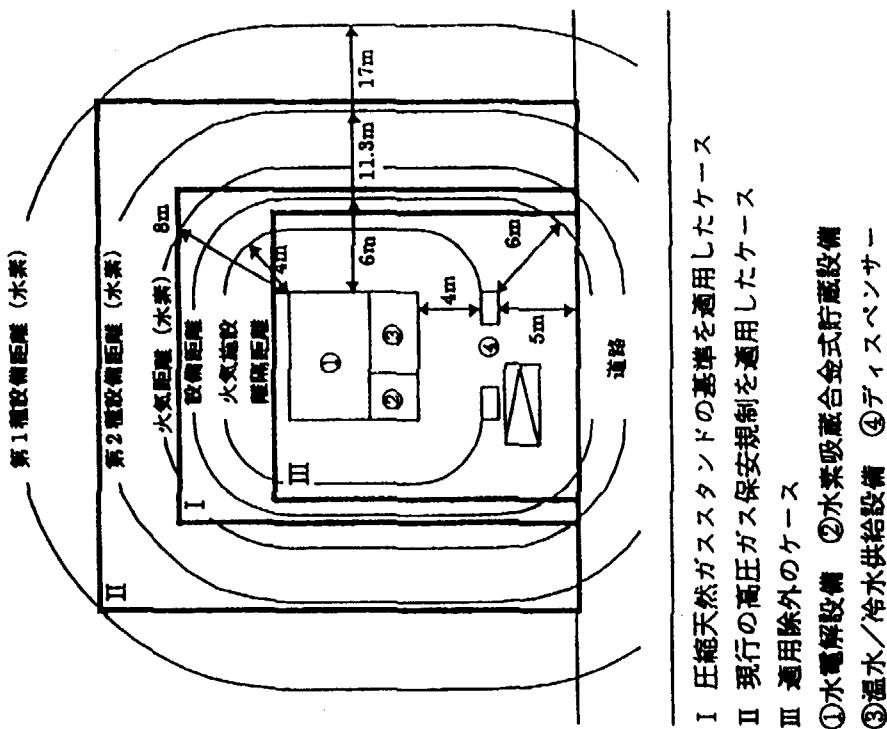
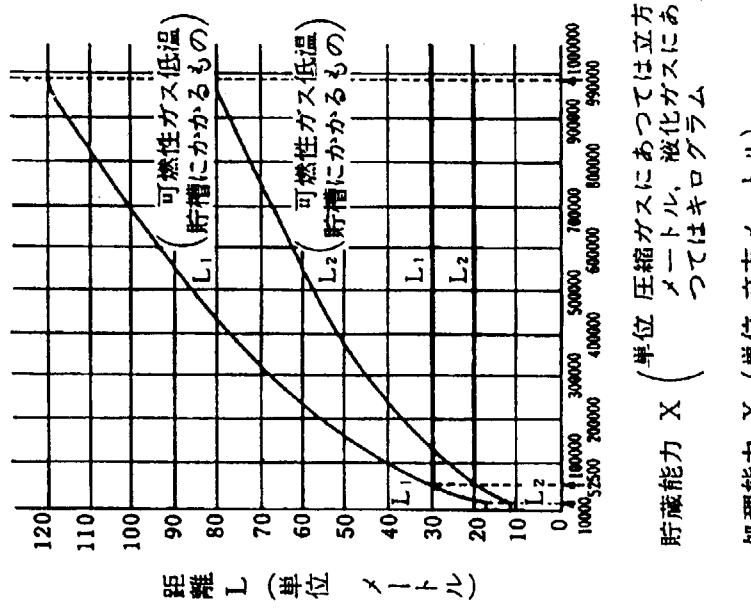
$L \backslash X$	$0 \leq X < 10000$	$10000 \leq X < 52500$	$52500 \leq X < 990000$	$990000 \leq X$
L_1	$12\sqrt{2}$	$\frac{3}{25}\sqrt{X+10000}$	30(可燃性ガス低温貯槽にあつては, $\frac{3}{25}\sqrt{X+10000}$) 20(可燃性ガス低温貯槽にあつては, $\frac{2}{25}\sqrt{X+10000}$)	30(可燃性ガス低温貯槽にあつては, 120) 20(可燃性ガス低温貯槽にあつては, 80)
L_2	$8\sqrt{2}$			

Table 3.2.2 建築基準法による水素及び各種燃料の処理・貯蔵の規制数量⁽⁷⁾

	住宅地域	商業地域	準工業地域	工業地域
圧縮水素 (可燃性ガス)	35 Nm^3 (0.4 GJ)	70 Nm^3 (0.9 GJ)	350 Nm^3 (4.5 GJ)	無制限
CNG (圧縮ガス)	350 Nm^3 (16 GJ)	700 Nm^3 (32 GJ)	$3,600 \text{ Nm}^3$ (161 GJ)	無制限
LPG (液化ガス)	3.5 t (176 GJ)	7 t (351 GJ)	35 t (1,757 GJ)	無制限
ガソリン (石油類)	500 L [50,000 L] (1,757 GJ)	1,000 L [50,000 L] (1,757 GJ)	5,000 L [50,000 L] (1,757 GJ)	無制限

注：ガソリンの[]は地下貯蔵槽についての特例



Fig. 3.2.2 各種基準による水素供給ステーションの立地例⁽⁷⁾Fig. 3.2.1 高圧ガス保安法における処理能力または貯蔵能力に対する設備距離 $L^{(6)}$ (水素は可燃性ガスに当たり、 L_1 は第1種設備距離、 L_2 は第2種設備距離に該当する。詳細はTable 3.2.1参照)

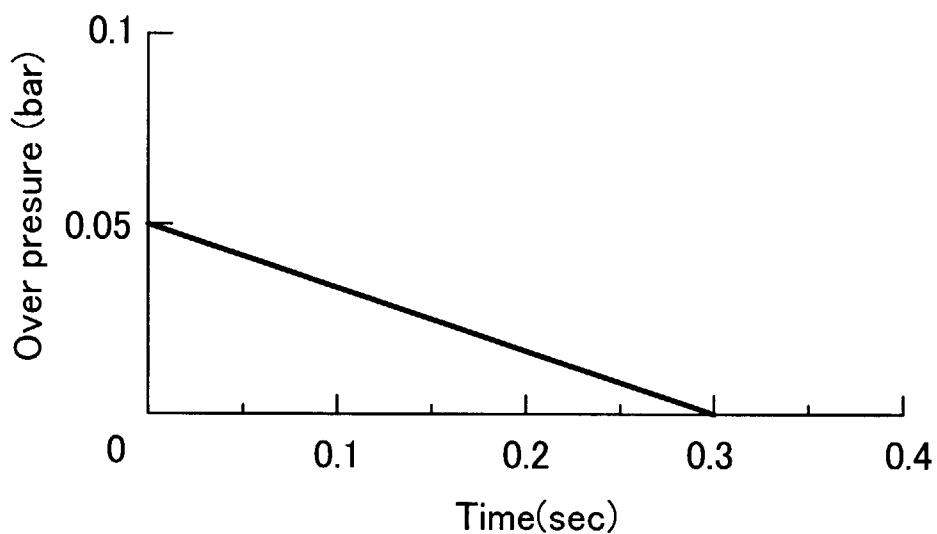


Fig. 3.2.3 フランスの設計用圧力波の挙動⁽⁹⁾

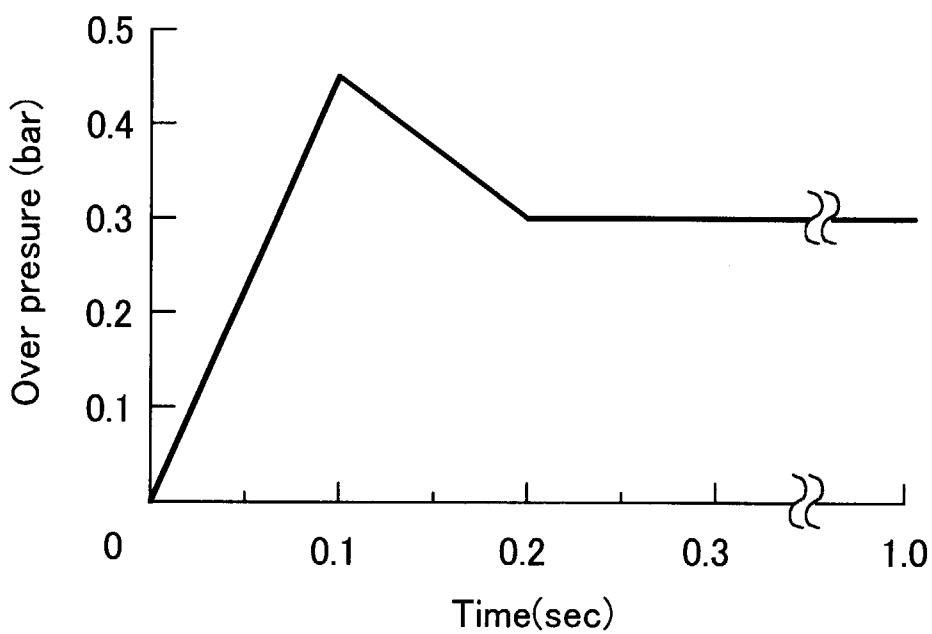


Fig. 3.2.4 ドイツの設計用圧力波の挙動⁽¹⁰⁾

・クラウド(可燃性ガス雲)
移動距離の評価

Pasquillの大気拡散式を適用

小リーク

- 検知できない場合
- 長時間の漏えい継続
- 連続放出モデルを適用

大リーク

- 早期検知及び遮断
- 短時間で漏えい終息
- 瞬時放出モデルを適用

・爆風圧低減距離の評価

クラウド(可燃性ガス雲)内の
爆発限界内ガス質量を用いて
Multi-Energy法を適用

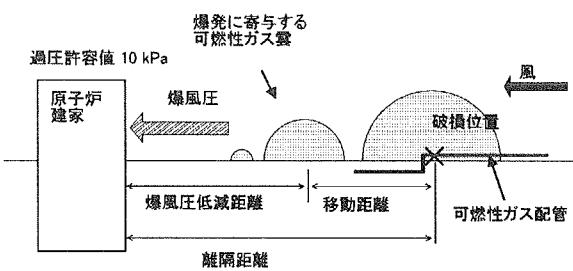
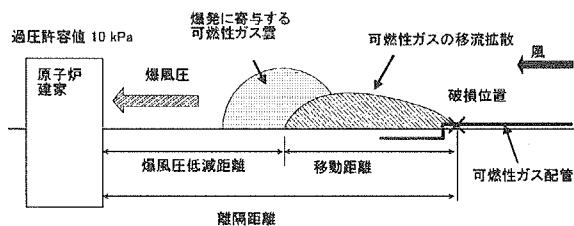


Fig. 3.3.1 離隔距離評価の概念

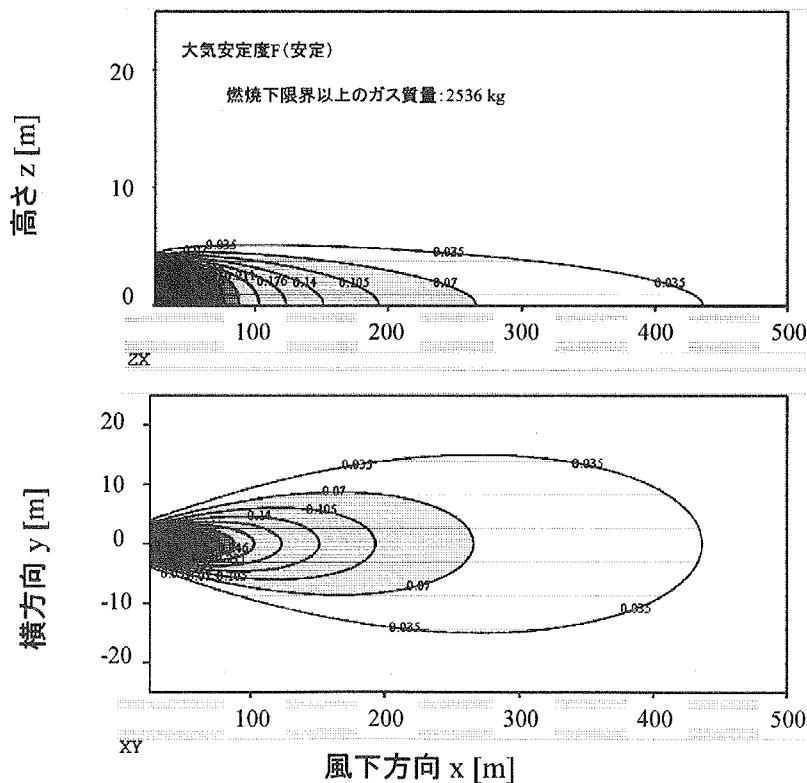


Fig. 3.3.2 連続放出時のクラウド(可燃性ガス雲)濃度分布計算例
(メタンガス連続放出: 10kg/s、風速: 1m/s)

4. 水素製造の技術

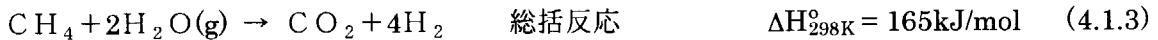
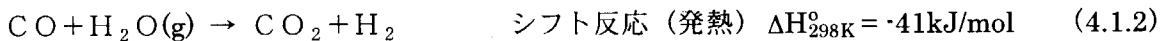
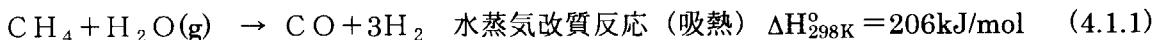
4. 1 従来の水素製造法

工業レベルで用いられている水素製造プロセスは、天然ガスや石炭等の化石燃料の改質法、重質油の部分酸化法及び水の電気分解法である。但し、現状ではそのほとんどが天然ガスや石炭等の改質により製造されている。電気分解による水素製造は水力発電電力の豊富なノルウェー、カナダ等で行われているが、世界の水素生産量の約1%程度であり、極わずかである⁽¹⁾。現在、実用化及び開発段階にある各種水素製造プロセスの概要⁽²⁾をTable 4.1.1に示す。さらに、主なプロセスを以下に概説する。

4. 1. 1 実用化されている技術

(1) 天然ガスの水蒸気改質法⁽³⁾

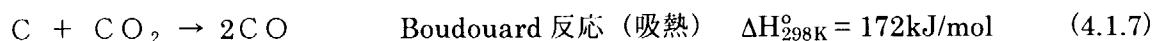
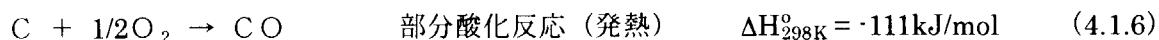
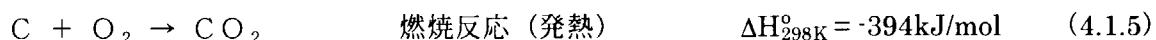
最も一般的な水素製造法であり、製造コストが最も安い。このプロセスは、主成分がメタン(CH_4)である天然ガスをニッケル等の触媒を用いて水蒸気と反応させるものである。

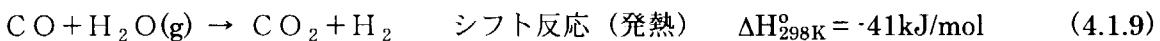


(4.1.1)式の改質反応で一酸化炭素と水素からなる合成ガスを製造し、生成した一酸化炭素は水蒸気と(4.1.2)式のシフト反応で二酸化炭素に変換して水素の生成量を増大させる。これらを合わせた総括反応式は(4.1.3)式となる。改質反応は吸熱反応、シフト反応は発熱反応であり、改質反応は高温、シフト反応は低温において高い転化率を示す。(ΔGは各々620°C以上、817°C以下で負の値を示す。)このため、システムとしては、主に改質反応を行う高温反応器(反応温度:約700~930°C)とその下流に主にシフト反応を行う低温反応器(反応温度:約350°C)を設備し、水素への転化率を増加させている。操作圧力は0.5~2.0MPa程度である。

(2) 石炭ガス化法⁽⁴⁾

石炭を高温で酸素及び水蒸気と反応させることにより水素を製造するものである。石炭ガス化は約200年前から行われ、天然ガス及び石油の利用拡大により一時期その利用は下火となっていたが、近年、ガスタービンと組み合わせた石炭ガス化複合発電技術として再び注目を浴びるようになってきた。石炭ガス化複合発電は、従来型方式である微粉炭火力に比べて高効率であり、燃料使用量が少なくなることから二酸化炭素発生量が約2割も減少し、また石炭灰の発生量もそれに応じて減少するとともに溶融状態で排出されるため、地球温暖化と環境保全の観点から優れた特性を有した技術である。石炭ガス化に伴って生じる主な反応式を以下に示す。



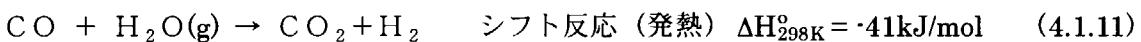
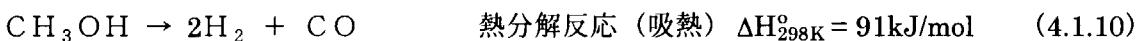


反応ではまず、石炭が熱分解し、メタンや低級炭化水素ガス等、重質油成分及びチャー（非粘結炭を乾留した際に得られる炭素分と灰分から成る残留の固体物）を生成する。この後、チャー中の炭素成分が酸素、水蒸気および(4.1.5)式により生成した二酸化炭素等と反応し、(4.1.8)式の水性ガス反応により水素と一酸化炭素を生成する。次いで、(4.1.9)式のシフト反応により一酸化炭素と水蒸気が反応し水素を生成する。一般に石炭ガス化とは、水性ガス反応とシフト反応を指すことが多い。システムとしては、天然ガスの水蒸気改質反応と同様に、水素への転化率を向上させるため、(4.1.4)～(4.1.8)式の反応を行う高温反応器（反応温度：約1,000°C～、無触媒）と主に(4.1.9)式のシフト反応を行うための低温反応器（反応温度：～約400°C、鉄系触媒）が設けられている。但し、生成物中より硫黄化合物を除去する設備が必要なため、設備コストは水蒸気改質法よりも割高である。

石炭ガス炉の代表的な種類としては、固定床（1,000°C程度）、流動床、噴流床（約1,200°C～）がある。その中で噴流床ガス化炉は、第二世代ガス化炉として開発実用化が進められ、すでに商用規模で運転に入ったものもある。日本で発電用として開発が進められているガス化炉も同方式が多い。水素を生成する反応で高温を必要とする水性ガス反応の ΔG は、647°C以上であれば負となり、反応が進行するが、運転トラブルの原因となるタール等の重質油系未分解成分の発生を防ぐ目的でこれよりも高い温度で反応させている。

(3) メタノールの水蒸気改質法⁽⁵⁾

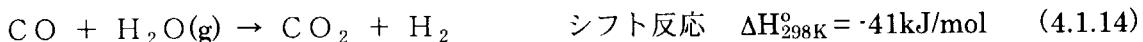
メタノールは、もっとも安価かつ汎用の化学原料・工業溶媒として知られている。このメタノールからも水素が製造可能である。反応式を以下に示す。



(4.1.10)式のメタノールの熱分解反応によって生じたCOを(4.1.11)式のシフト反応により水蒸気と反応させることにより水素を製造する。総括反応式は(4.1.12)式である。総括反応式の ΔG が負の値を示す温度は8°C以上であるが、充分な反応速度を得るために、実際の反応温度は250～300°C程度で銅系触媒を用いて行っている。天然ガスの改質反応に比べて低い温度であることから、シフト反応を行う反応器が不要となり、設備費が安い。さらに、原料のメタノールは液体であるために、貯蔵・輸送が便利である等の利点を有する。現在、国内の水素製造プラントでは原料としてメタノールが多く用いられている。また、宇宙ロケット燃料用の液体水素を大量に製造する大規模な工場も稼働中である。さらに、燃料電池自動車用の燃料である水素の供給方式として、メタノールの水蒸気改質により自動車内で水素を製造する方式が研究され、小型のメタノール改質器の開発が進められている。なお、現在、国内で消費されているメタノールは、ほぼ全量を輸入によってまかなっているが、もともとメタノールは天然ガスの水蒸気改質等によって製造された合成ガス（水素と一酸化炭素の混合ガス）を原料として製造されている。

(4) 重質油の部分酸化法⁽⁶⁾

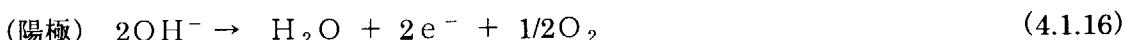
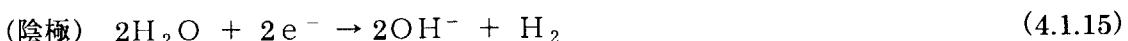
ナフサよりも重質の炭化水素は水蒸気改質が行えないため、これらから水素を製造するためには部分酸化反応を用いる。



水蒸気改質反応に活性を示すニッケル触媒の他、コバルト、鉄、白金、パラジウム、ロジウム触媒等も優れた触媒作用を示す。反応経路は複雑で、完全酸化反応と改質反応の組み合わせで反応が進行する説と、触媒上で直接炭化水素が解離して酸化されるという説がある。このプロセスでは、酸素製造設備等の付属設備が必要であるため、天然ガスの水蒸気改質法と比べ、設備費が割高となる。製造された水素は、主にメタノール製造の原料として用いられている。

(5) 水の電気分解法—アルカリ電解液型水電解法⁽⁷⁾、高温・高圧アルカリ水電解法

実用化されている製造法の中では、最もコストの高いものである。電気分解法は高純度水素の生産に適しているが、プラント規模は比較的小さい。電解質の水溶液中に1対の電極を入れて外部から直流電流を流すことによって電気エネルギーを仕事として与え、液中の物質または電極を反応させることにより水を分解し、水素を製造する。純水は電気伝導率が低いため、工業的にはイオン化傾向の大きな金属の陽イオン (K^+ 、 Na^+ 等) を含む電解質のアルカリ水溶液 (20%水酸化ナトリウムまたは30%水酸化カリウム水溶液等) が用いられている。また、電極には主として陽極にニッケルめっき鉄、陰極に鉄を用いている。この場合、陰極では水の電離で生じる H^+ が還元され、水素が発生する。各電極における反応を以下に示す。



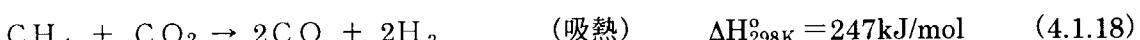
操作温度は60~90°C程度、槽電圧は1.9~2.5V程度である。

また、上記のアルカリ電解液型水電解法よりも高温・高圧条件下 (温度120°C、圧力0.2MPa) でアルカリ水電解を行う高温・高圧アルカリ水電解法も欧米で工業的実用段階にある。このプロセスは電解効率が高く、槽電圧は通常のアルカリ電解液型水電解法よりも低い1.7V程度にまで低減する。

4. 1. 2 開発段階の技術

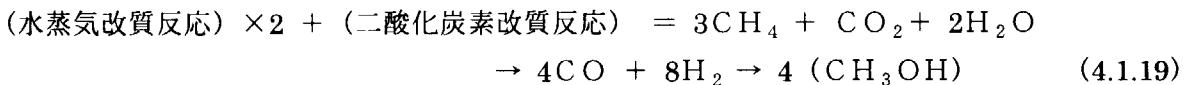
(1) 天然ガスの二酸化炭素改質法^(8, 9)

メタンと二酸化炭素を反応させることにより、一酸化炭素と水素を製造する。



この反応は、温室効果ガスである二酸化炭素をエネルギーとして価値のある物質に変換し、合成ガスを製造する新しい環境負荷低減技術として注目される反応である。合成ガス (一酸化炭素と水素) は、Fischer-Tropsch法による液体炭化水素燃料合成、直接メタノール合成等の原料となる。これらプロセスの原料として要求される一酸化炭素に対する水素の割合 (モル比) (以下、「 H_2/CO 」と呼ぶ) は、Fischer-Tropsch法では2~3、直接メタノール合成では2である。合成ガ

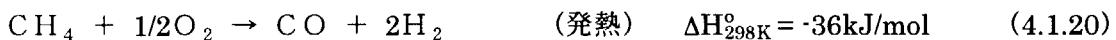
スは化石燃料の改質法により製造されているが、天然ガスの水蒸気改質を用いた場合、シフト反応が同時に進行するためにH₂/COは3以上の値を示し、上記プロセスの原料としては水素の割合が高すぎる。このため、H₂/COを調整する後処理が必要となる。これに対して、(4.1.18)式の二酸化炭素改質反応、あるいは二酸化炭素改質反応と水蒸気改質反応を組み合わせることにより、上記プロセスで要求される組成の合成ガスが製造可能となる。例えば、燃料電池自動車用の燃料として有力視されるメタノールの製造に適した合成ガスを製造するには、以下のように水蒸気改質反応と二酸化炭素改質反応を組み合わせればよい。



現在、二酸化炭素改質反応単独としては商業化には至っておらず、H₂/COを減少させるため水蒸気改質反応との組み合わせによって用いられているのみである。二酸化炭素改質反応実用化の問題点は、メタン分解反応 (CH₄ → C + 2H₂) および Boudouard 反応 (2CO → C + CO₂) に伴う炭素析出による触媒の失活である。このため、触媒の開発が精力的に行われている。

(2) 燃料電池内でのメタンの部分酸化法⁽⁶⁾

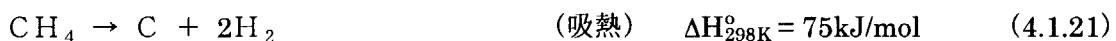
2. 3. 5で述べたように、重軽質油の部分酸化法は、水素の生成と同時に外部より熱エネルギーを吸収し、この熱エネルギーとΔHに相当するエネルギーの和を取り出すことが可能である。この方法として、燃料電池内でのメタンの部分酸化法が挙げられる。



このプロセスでは、外部より熱を吸収し、水素と電力の併産が可能である。また、燃料電池操作温度の増加に伴い熱吸収量が増加し、これにより取り出せる電気量（仕事）が増加する。現在、基礎研究段階であり、課題としては電気抵抗が1桁以上低い固体電解質及び電極材の開発等が挙げられる。

(3) メタンの熱分解法⁽¹⁰⁾

メタンを直接熱分解することによって水素が製造できる。



この反応では原料中の炭素をカーボンブラックとして回収することになり、水蒸気改質法と比べ、二酸化炭素排出量を大幅に削減することが可能である。現在、炭化水素を熱分解しカーボンブラックを生産する方法として、主にファーネス法が用いられている。これは、天然ガスから残渣油までの様々な炭化水素を原料として、これらを約1,200~1,800°Cで炭素系触媒を用いて熱分解する方法である。この他、プラズマアークを用いてプラズマ温度2,000°C程度で炭化水素を分解するCB&H法も技術開発が進められている。

(4) 水の電気分解法⁽⁷⁾

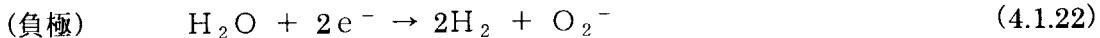
(a) 固体高分子型水電解法

アルカリ電解液型水電解に対して飛躍的な高効率、高出力密度が期待できるものとして、フッ素樹脂系イオン交換膜をプロトン導伝体の固体電解質 (Solid Polymer Electrolyte)とした

固体高分子型水電解法が期待されている。電極には両極とも白金、白金系合金あるいは白金担持カーボン等が用いられ、膜の両面に直接接合される。また、膜が電解質として働くので電解質溶液は不要であり、陽極に純水のみを供給する。利点としては、腐食性の電解液が不要であること、電解膜が固体であるため高圧化、装置小型化が容易であること及び循環液が非導電性の純水であるためアルカリ電解液型水電解のような漏洩電流による損失がない等が挙げられる。一方、課題としては、膜-電極間等の接触抵抗が大きく、電極層で発生したガスの一部が膜中を透過し対極で消費される現象による電流効率の低下、膜が強酸性であるため電極が白金などの耐酸性材料に限定される等が挙げられる。現在は実証段階であり、操作温度としては約60～120℃程度、操作圧力はアルカリ水電解が大気圧であるのに対して0.3～0.7MPa程度で試験が行われている。

(b) 固体電解質型高温水蒸気電解法⁽¹¹⁾

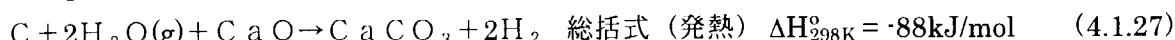
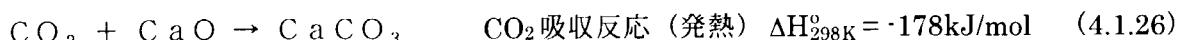
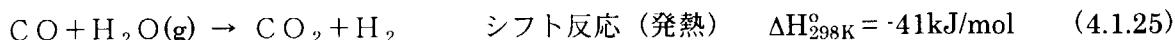
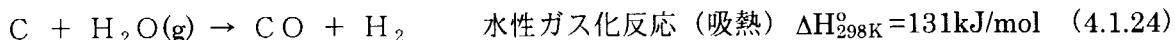
2.3.2節で述べたように、水の電気分解では、温度の増加に伴い ΔG が減少するため、理論分解電圧が減少する。このことより、アルカリ電解液型水電解法や固体高分子型水電解法での操作温度よりも高温で水電解を行った場合、低い槽電圧での運転が可能となり、電解エネルギー効率が向上する。このような高温(1000℃程度)の水蒸気を電気分解する方法が、安定化ジルコニア等のイオン導伝体を電解質に用いた固体電解質型高温水蒸気電解法である。安定化ジルコニアは酸素イオン導伝性を有しており、電位差の付加により酸素イオンが移動し電流が流れる。このイオン導電性固体で作った隔壁の両面に多孔質の電子導伝性材料を取り付けて電極とする。また、電解質で分けられた負極室に水蒸気を導入する。両極間に電流を流すと負極では気体水分子から電気化学的に酸素が引き抜かれて水素ガスが生成する。引き抜かれた酸素はイオンの形で電解質中を移動し、正極において電子を受け取って酸素ガスとなる。固体電解質型高温水蒸気電解法は現在、実験段階にある。



4.1.3 研究段階の技術

(1) HyPr-RING (Hydrogen Production by Reaction Integrated Novel Gasification Process) 法^(12, 13)

HyPr-RING法とは、二酸化炭素の吸収剤による吸収反応を石炭ガス化プロセスと組み合わせたものである。石炭ガス化の主反応である(4.1.8)式の水性ガス化反応及び(4.1.9)式のシフト反応を用いると反応式は以下のようになる。ここでは、二酸化炭素の吸収剤として酸化カルシウム(CaO)を使用しており、二酸化炭素と反応させることにより炭酸カルシウム(CaCO₃)が生成する。



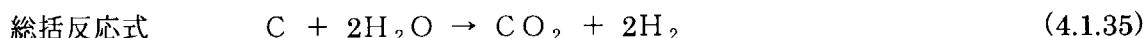
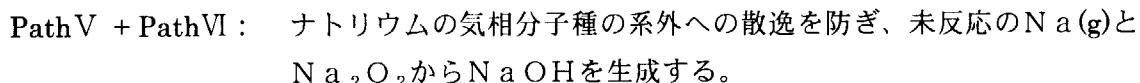
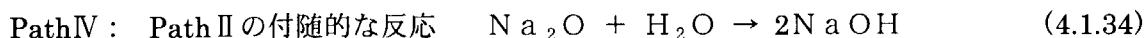
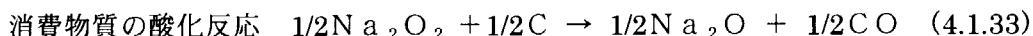
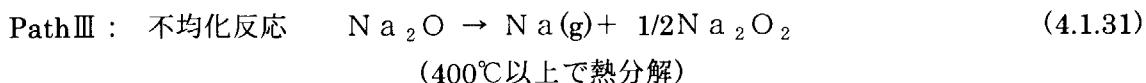
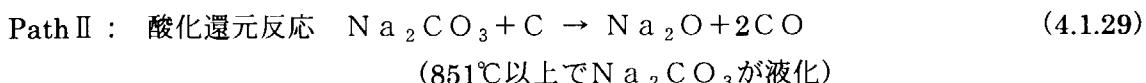
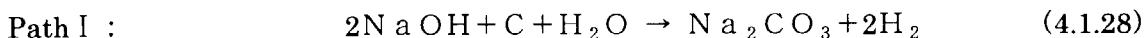
石炭ガス化により水素及び二酸化炭素が生成し、生成した二酸化炭素を同時に吸収剤と反応させ

ることで平衡を生成側にシフトでき、高濃度でクリーンな水素が得られる方法である。総括反応式は(4.1.31)式である。石炭ガス化では高温及び低温反応器が必要であったのに対し、HyPr-RING法では全ての反応を一つの反応器内で行わせることが可能であるとともに、有害成分および二酸化炭素が生成しないため、クリーンアップシステム及び二酸化炭素分離装置が不要となる等の利点を有する。

このプロセスの $\Delta G-T$ 線図をFig.4.1.1に示す。(4.1.30)式の二酸化炭素吸収反応の ΔG は740°Cにおいて負の値を示す。さらに、石炭ガス化反応(水性ガス化反応とシフト反応)と組み合わせた総括反応式の ΔG は、680°C以下で負の値を示す。これより、680°C以下であれば、このプロセスは発熱反応として自発的に進行することがわかる。すなわち、水蒸気改質反応では熱エネルギーのみで進行しなかった温度域であっても、二酸化炭素吸収反応を組み合わせることにより反応が進行し、水素を生成することが可能となる。

(2) 水酸化ナトリウムを用いた石炭ガス化の熱化学法⁽¹⁴⁾

水酸化ナトリウム(NaOH)をサイクル物質として用いることにより、石炭ガス化を以下に示す反応に分割する熱化学法である。反応サイクル模式図をFig.4.1.2示す。



このプロセスでは、水酸化ナトリウムが触媒として働き、これを液化あるいはガス化することにより、原料である固体炭素との接触面積の減少を抑制して反応速度減を高く維持できる。さらに、高温反応器と低温反応器が必要であった石炭ガス化プロセスを1つの反応器行うことが可能となる。

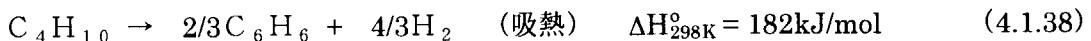
(3) 石炭の熱分解法

石炭の熱分解反応は、石炭ガス化において述べた(4.1.4)式であり、メタンや低級炭化水素ガスが得られる。さらに、生成したメタン等を熱分解することにより水素が得られる。このプロセスはハイドロカーブ法と呼ばれ、現在、構想段階である。

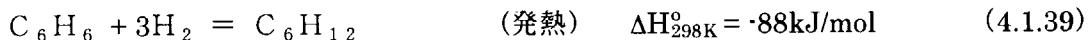


(4) ブタンからの水素製造⁽¹⁵⁾

ゼオライト触媒を用いて、ブタン (C_4H_{10}) からベンゼン (C_6H_6) と水素を製造できる。



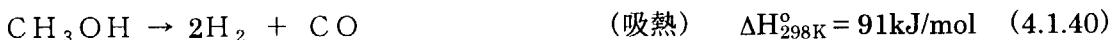
さらに、このゼオライト触媒を用いると以下の反応式に示すようにベンゼンと水素からシクロヘキサン (C_6H_{12}) が生成する。



これらの反応により、二酸化炭素を排出せずに水素を製造できる。さらにシクロヘキサンは液体であるために貯蔵・輸送が容易であり、可逆反応である(4.1.41)式の反応を利用した水素の輸送媒体としての利用が期待できる。現在、触媒性能の実験室規模での検証を終了した段階である。

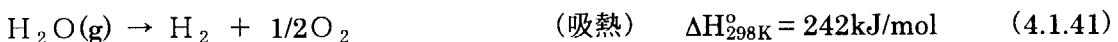
(5) メタノールの熱分解法⁽⁵⁾

反応式はメタノールの水蒸気改質法で示した(4.1.10)式であり、銅-亜鉛系の触媒上でメタノールを加熱することにより、水素と一酸化炭素を製造させる。



ΔG が負となる温度は 199°C であり、メタノールの水蒸気改質反応と比べて若干反応温度が高くなるが、蒸気の供給設備が不要となるためプラントランニングコストは低くなる。しかし、蒸気を供給しないためにメタノール濃度が高く、触媒の劣化が問題となる。このため現状は耐久性の高い触媒の開発が行われるなど、基礎研究段階である。

(6) 水の直接熱分解法



水の分解反応において、 $\Delta G < 0$ となり反応が熱エネルギーのみで自発的に進行する温度は、4,036°C である。これ以下の温度でもわずかに水素は生成するが、得られる水素濃度は低い。例えば、1,727°C (2,000K) では約 1.0%、2,227°C (2,500K) では約 9.0%程度である。また、高温の生成ガスを急冷しないと生成した水素が酸素との逆反応により水へと戻ってしまう。このため、熱効率は低いと考えられる。

(7) その他の製造法

この他、現在研究段階にある水素製造法として、水の熱化学法 (ISプロセス、UT-3プロセス)、水の光分解法及び水の生物分解法等がある。水の熱化学法の詳細は 4. 3 節に述べる。

4. 2 核熱による化石燃料の水蒸気改質

4. 2. 1 HTTR水素製造システムの基本構成

原研では、これまで発電のみに限られていた核熱利用の多様化を図るために、将来のエネルギーとして有望な水素に着目し、高温ガス炉水素製造システムの研究・開発を進めている。このため、水素製造システムを HTTR に接続した試験を行うことを計画している^(16, 17)。HTTR に接続する水素製造システムとしては、天然ガスの水蒸気改質法を選択した。この選択理由は、天然ガス

の水蒸気改質法は工業界で成熟した技術であり HTTRへの接続が早期に実現可能であること、及びこのシステムは高温での化学反応、蒸気製造という他の水素製造システム（水の熱化学法、石炭ガス化等）と共に通の技術を有するため、本接続試験で開発・実証した技術が他のシステムに適用できることによる。

HTTR水素製造システムの基本構成図を Fig.4.2.1 に示す。原子炉出口温度 950°C で HTTR から供給される熱出力 30MW の核熱は、中間熱交換器で 10MW、加圧水冷却器で残りの 20MW が熱交換され、1 次ヘリウムガスは 395°C で原子炉へと戻る。さらに、中間熱交換器で熱交換された 10MW の核熱は 2 次ヘリウムガスへと熱交換され、水蒸気改質器での化学反応、蒸気発生器での蒸気製造に使用される。水蒸気改質器の下流に設置された蒸気発生器は、反応に必要な蒸気製造だけでなく、水蒸気改質器内の化学反応量の変動により生じた熱外乱を吸収し、2 次ヘリウムガスの中間熱交換器戻り温度を一定に保つ熱外乱吸収機構の働きをする。

4. 2. 2 HTTR水素製造システムと従来化石燃料燃焼システムとの相違点

一般工業界で行われている天然ガスの水蒸気改質法が、化石燃料（主に天然ガス）の燃焼熱を熱源として利用しているのに対して、高温ガス炉水素製造システムでは原子炉から供給される高温ヘリウムガスを熱源としている。Fig.4.2.2 に HTTR 水素製造システムと既存の化石燃料の燃焼熱を熱源として用いる水素製造システム（以下、「従来化石燃料燃焼システム」と呼ぶ）との相違点を示す。

従来化石燃料燃焼システムでは、原料ガス最高温度が約 930°C であるのに対し、HTTR 水素製造システムでは、中間熱交換器出口 2 次ヘリウムガス温度 905°C、水蒸気改質器入口温度 880°C と化石燃料の燃焼温度よりも低いため、原料ガス最高温度は約 830°C であり化学平衡論的に不利な条件である。さらに、HTTR 水素製造システムの原料ガス圧力は、熱源である 2 次ヘリウムガスの事故時の漏洩を防ぐ目的から、2 次ヘリウム系よりも高い圧力の 4.5MPa であり、やはり従来化石燃料燃焼システムと比べ不利な条件である。

また、従来化石燃料燃焼システムの熱供給系が化石燃料の燃焼ガスによる開放系であるのに対し、HTTR 水素製造システムでは、2 次ヘリウムガス系による閉ループである。このため、原子炉への熱利用系からの外乱を抑制する必要があり、水蒸気改質器下流に設けた蒸気発生器とその上部に設けた放熱器による受動的冷却システムの確立を目指している。

さらに、原子炉および熱利用施設から成る HTTR 水素製造システムが原子炉等規制法の規制を受けた場合、高圧ガス保安法の規制を受ける従来化石燃料燃焼システムに対して、建設コストが高価となる。このため、HTTR 水素製造システムの熱利用施設を高圧ガス保安法の規制を受ける一般施設として建設することが望まれる。そこで、高温隔離弁の開発を行い、これを原子炉格納容器を貫通する 2 次ヘリウムガス配管に設置することにより原子炉施設と熱利用施設を隔離し、熱利用施設を原子炉規制法の適用を受けない一般施設として建設することを開発目標としている。

4. 2. 3 水素製造システムの性能比較

HTTR 水素製造システムと従来化石燃料燃焼システムにおけるメタン等の熱流動条件及び性能を Table 4.2.1 に示す。従来化石燃料燃焼システムでは熱効率の向上が課題となっており、最

新の水蒸気改質法として、TOPSOE 社（デンマーク）のシステムの一例⁽¹⁸⁾を挙げてある。また、高温ガス炉の核熱利用を想定したヘリウムを熱源とする実験プラント（ヘリウムの加熱には電気ヒーターを使用）としてドイツのユーリッヒ研究所によって試験が行われたEVA-ADAMⅡ⁽¹⁹⁾があり、この試験実績を合わせて示す。さらに、現在、詳細設計を行っているHTTR水素製造システムおよび建設中である炉外技術開発試験装置に関しては、これらの設計値を示す。

従来の化石燃料燃焼システムのメタン転化率平衡値は 0.97 であるのに対し、ヘリウムを熱源とするシステムは、EVA-ADAMⅡが 0.70、HTTR水素製造システムが 0.67、炉外技術開発試験装置が 0.55 と低い値である。この理由は、ヘリウムを熱源とするシステムが低温・高圧と化学平衡論的に不利な反応条件であることによる。

単位投入エネルギー当たりの水素製造量については、従来化石燃料燃焼システムが最も高く、0.25Nm³/MJ である。これは、S/C = 2.5 であるために蒸気生成により消費される熱量が少ないこと及び高いメタン転化率のためである。次いで、EVA-ADAMⅡの 0.18Nm³/MJ、HTTR水素製造システムの 0.11 Nm³/MJ、炉外技術開発試験装置の 0.10 Nm³/MJ の順である。EVA-ADAMⅡが比較的高い値を示す理由は、システムへの全熱供給量に対する水蒸気改質器での熱交換容量の割合がHTTR水素製造システム及び炉外技術開発試験装置と比べて高いためである。

また、システムの熱利用率、すなわち次式で定義されるシステムとしての水素製造効率については、

$$\text{熱利用率} = \Sigma (\text{生成物の燃焼熱量}) / \{ \Sigma (\text{原料の燃焼熱量}) + \text{供給熱量} \} \quad (4.2.1)$$

従来の化石燃料燃焼システム及びEVA-ADAMⅡがともに 0.91、HTTR水素製造システムが 0.75、炉外技術開発試験装置が 0.73 の順である。

さらに、原料物質を転換した際に生成物に増し加えられたエネルギーと転換に要した熱量との比を表すシステムの熱効率を次式で定義する。

$$\text{熱効率} = \{ \Sigma (\text{生成物の燃焼熱量}) - \Sigma (\text{原料の燃焼熱量}) \} / \text{供給熱量} \quad (4.2.2)$$

従来の化石燃料燃焼システムの熱効率が最も高くて 0.70、次いでEVA-ADAMⅡの 0.59、HTTR水素製造システム及び炉外技術開発試験装置の 0.25 の順である。

4. 3 核熱による水の熱化学分解法

4. 3. 1 水からの水素製造

化石燃料の利用に起因する温暖化ガスの増加など地球規模の環境問題が懸念される中で、クリーンな水素をエネルギーの担い手（2次エネルギー）として利用する考えが再び注目されている。水素の燃焼生成物である水を、原子力などの化石資源と異なる1次エネルギー源からのエネルギーを用いて分解し水素を製造するプロセスを確立することができれば、非常にクリーンなエネルギー・システムを構築することができる。

液体の水の標準生成エンタルピーは-286kJ/mol、標準生成自由エネルギーは-237kJ/mol である。大気環境温度で水を分解するには、前者に相当するエネルギーを要し、その内、後者に相当するエネルギーは仕事と等価な形態で与える必要がある。この“高級な”エネルギーとして、電気、放射線、光などが考えられるが、実用的な技術が確立しているのは電気分解法のみである。

一方、水の生成自由エネルギーは温度上昇とともに減少するので、高温では水の直接熱分解も原理的には可能である。しかし、1気圧において10%の平衡分解率を得るには4040°Cもの高温が必要であり、装置材料の耐熱を含めて現時点での実現性は低い。

熱化学水素製造法は、2.3.1に示すように複数の化学反応を組み合わせることにより、高温ガス炉などから得られる1000°C付近の熱のみを用いて、水分解を行う方法である。Fig. 4.3.1に仮想的な2段サイクルの自由エネルギー-温度線図を示す。水分解の全反応を高温域で進行する吸熱反応と低温域で進行する発熱反応に分割することにより、直接熱分解に必要な温度より低い温度の熱のみを用いて、各要素反応を実用的な高反応率で行わせ、サイクル全体として水分解を行うことが可能となる。

熱化学水素製造法の研究開発は、1960年代中期に行われた米国General Motors社のFunkら⁽²⁰⁾による概念検討をはじめとして、以後、EuratomのIspra研究所を中心に各国で活発に進められた⁽²¹⁾。1970年代中期に開始された米国エネルギー省DOEの国家計画では、熱化学法による水素の変換効率（高位発熱量基準、以下、熱効率とよぶ）が40%以上であること、水素製造コストが\$10/GJ以下であること、また、要素反応の最高温度を880°C以下とすることなどが目標とされた。1980年代中期に至って欧米では高温ガス炉計画のスローダウンに伴い研究が中断されたが、最近、水素エネルギーシステムの将来性に鑑み、見直しの気運がある。日本では、1970年代から1980年代にわたって、サンシャイン計画の一環として研究開発が行われた。現在、日本原子力研究所においてIS(Iodine-Sulfur)プロセス、また、東京大学を中心とする研究グループにおいてUT-3(University of Tokyo - 3)プロセスの研究開発が進められている。

4.3.2 ISプロセス

(1) 反応構成

ISプロセスでは、以下に示すブンゼン反応、硫酸分解反応、ヨウ化水素分解反応を組み合わせることにより、水を分解して水素を製造することができる。Fig. 4.3.2にその反応構成を示す。



ここで、硫酸分解反応((4.3.2)式：反応温度400-500°Cと(4.3.3)式：反応温度800-900°Cの2段階で進行する)は、高温ガス炉に適合した温度域で高い反応率と大きな吸熱量を有し、かつ、副反応もないため、熱化学サイクルの高温吸熱反応として適している。ヨウ化水素分解反応はわずかに吸熱的であり、ブンゼン反応は100°C以下の低温で発熱的に進む。ブンゼン反応で生成する硫酸とヨウ化水素酸はヨウ素共存下で生起する液液相分離によって分離する⁽²²⁾。分離した硫酸及びHIx溶液(ヨウ素を溶解したヨウ化水素酸)からそれぞれH₂SO₄及びHIを得るために、少なくとも溶解熱に相当する熱を必要とする。以上の吸熱量から回収可能な温度レベルの排熱分(凝縮潜熱)を差し引くと、ISプロセスの要素反応に必要な正味の熱量は約390kJ/molとなる。理想分離仕事は水分解のエンタルピー変化の一割以下なので、効率的な分離技術が開発できれば、原理的には60%台の熱効率も期待できる。

(2) 実験室規模連続水素製造基礎試験

熱化学水素製造プロセスは、水以外のすべての反応物を繰り返し使用する閉サイクル性が従来の化学プロセスと異なる大きな特色である。しかし、現実のプラントで起こり得る副反応、不完全な生成物分離などを制御し閉サイクル連続水素製造を実現するには高度な技術が必要である。原研では、Fig. 4.3.3 に示す I S プロセスの基本的な反応及び分離操作を組み込んだ実験室規模の試験装置 (1NL/h) を用いた基礎試験により、閉サイクル連続水素製造の要点（液液相分離組成の定常性、硫黄生成などの副反応の抑制、溶融ヨウ素の定量輸送など）が重要であり、すべての循環物質が関与するブンゼン反応工程で問題となる）とプロセス制御のための基本的な考え方を明らかにし、さらに、Fig. 4.3.4 に示すように 48 時間にわたる運転実験を行って閉サイクル連続運転が可能であることを検証した⁽²³⁾。

(3) 開発課題

I S プロセスによる大規模水素製造を実現するには、高い熱効率の得られる操作条件の下で閉サイクル連続運転を行う技術、及び、腐食性の強いプロセス環境に耐える装置材料が必要である。

高い熱効率を実現するための第 1 の要点は、ブンゼン反応の生成物から気体の H₂SO₄ 及び HI を得るまでの分離を如何に効率良く行うかという点にある。生成物から硫酸と HIx 溶液への分離は高ヨウ素濃度条件が有利であり、この条件はまた高い酸濃度を与えるため、引き続く H₂SO₄ 及び HI の分離にも有利である。硫酸から H₂SO₄ を分離する際には蒸発に先立つ濃縮段階において自己蒸気再圧縮法⁽²⁴⁾や多重効用蒸発法⁽²⁵⁾などの従来の手法を効果的に用いることができる。一方、HIx 溶液からの HI 分離については、共沸組成が存在するため、抽出蒸留⁽²³⁾や反応蒸留⁽²⁵⁾などが提案されている。第 2 点は比較的小さな平衡分解率（約 20%）を持ったヨウ化水素分解反応のワンパス分解率を高める点にあり、液相分解の提案がある。以上を考慮したフローシートが米国 G A 社⁽²³⁾及び独アーヘン工科大学⁽²⁶⁾から提案されており、いずれも 40~50% 台の高い熱効率を想定しているが、ヨウ化水素の分離及び分解工程には、複雑な構成あるいは装置材料に対して過酷なプロセス条件などの問題点が残されている。そこで、原研では、構成の簡略化、装置材料の耐食性の観点から、近年進歩の著しい分離膜技術の適用、とくに HIx 溶液の電気透析濃縮による蒸留の効率化⁽²⁷⁾、Fig. 4.3.5 に示すセラミックス水素分離膜を組み込んだ膜反応器によるヨウ化水素分解⁽²⁸⁾を検討している。

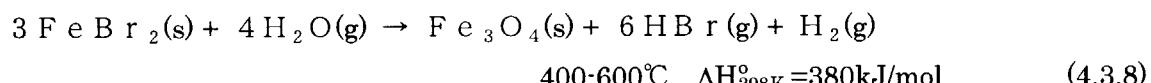
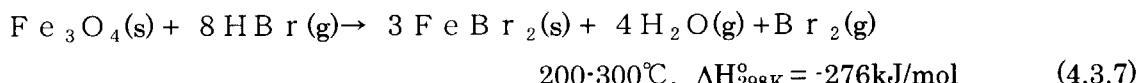
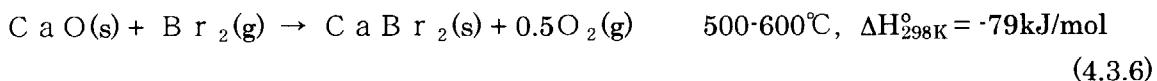
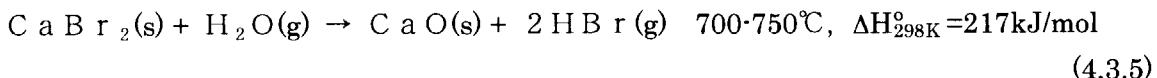
閉サイクル連続運転技術については、基礎試験の成果を基に、高効率条件の制御技術を開発することが必要であり、原研では、高ヨウ素濃度条件で運転できる 50NL/h 規模の試験装置 (JOIS-50, Fig. 4.3.6) を用いた閉サイクル連続水素製造試験を行う予定である。高ヨウ素濃度条件ではヨウ素の固化及び気化などに配慮した反応器構造や運転技術が重要であるが、一方、本条件は高い酸濃度を与えるのみでなく硫黄生成などの副反応の抑制にも効果的であり閉サイクル運転がより容易になることも期待される。JOIS-50 では、流量制御及びレベル制御などを行う制御機器、部分的なリサイクルラインなども組み込み、プラント大型化に必要な知見の蓄積を目指す。

装置材料については、ヨウ素及び硫黄は腐食性の強い物質であるので、装置の安全性及び長期寿命確保の観点から、耐食性への配慮が第 1 に重要である。これまでに、原研を含む各研究機関においてプロセス環境における市販材料の耐食性試験が行われ、酸の沸騰環境が最も厳しい腐食環境であることが明らかにされている。その結果を基に、原研では、高温ガス炉との接続の観点

からも重要な硫酸の沸騰環境に重点をおいて、耐食データの整備及び実用反応容器を考慮した材料開発を進めてきた。これまでに、硫酸沸騰環境における候補材料である鉄ケイ素合金及び炭化ケイ素系セラミックスについて、耐食性発現の臨界組成、機械的強度などを明らかにするとともに、耐食性発現がシリカ皮膜形成に起因することを明らかにした^(29, 30)。これを踏まえて、延性を有する低ケイ素組成の鉄ケイ素合金の表面を高ケイ素化した傾斜組成材料により沸騰硫酸中で耐食性を示すこと、さらに、表面改質により高ケイ素鉄の難点である脆性を克服し得る可能性を明らかにした⁽³¹⁾。また、現在、硫酸分解環境、ヨウ素環境など、他のプロセス環境についても、耐食データの整備を目指した各種検討を進めている。

4. 3. 3 UT-3 プロセス⁽³²⁻³⁴⁾

UT-3 プロセスは、カルシウム、鉄、及び、臭素の化合物を反応物とする下記の4反応で構成される。



すべての反応は固体と気体との反応であり、臭化物と水蒸気を反応させる2つの反応（加水分解反応）は吸熱的に、他の反応（臭素化反応）は発熱的に進行する。吸熱反応の反応熱の総量は約 600kJ/mol·H₂ であり、効果的な分離技術を用いれば 50% 近い熱効率も期待できる。UT-3 プロセスのフローシートを Fig. 4.3.7 に示す⁽³³⁾。

循環物質として固体を用いる場合、定量的な輸送、反応性の維持、温度制御などが課題となる。研究グループは、固体反応物を固定してガスのみを循環させる運転方式を考案し、実験室規模の試験装置 (MASCOT: Model Apparatus for Cyclic Operation in Tokyo) を用いた水素製造試験により、固体反応物を繰り返し使用しつつ水素と酸素を発生させることに成功した。また、固体反応物の反応性の向上及び長期安定性を目的として反応物調製法の研究を進め、特に Ca 系反応物の調整法に関して優れた成果を挙げている。高い熱効率を実現するには反応系の気体混合物から水素あるいは酸素を効率的に分離することが必要であり、高温腐食性環境で使用できるセラミックスなどの無機材料を素材とする気体分離膜による分離を目的とした膜開発も進められている。

本プロセスの課題として、2つの加水分解反応がいずれも平衡的に不利な反応であることに起因する低い生成気体分圧を克服して効率的な分離を行う方法の開発、鉄系反応物の反応性向上を目指した固体生成物調整法の開発などが挙げられている。また、装置材料に関しては、本プロセスも臭素などの腐食性の強い物質を扱うため、耐食材料の研究が進められている。

4章の参考文献

- (1) 朝比奈正 他：“水素エネルギー技術開発の方向，名古屋工業技術研究所報告, Vol.43, 282 (1994).
- (2) 西原哲夫 他：“実用高温ガス炉水素製造システムの検討”, JAERI-Tech 2000-046 (2000).
- (3) 富永博夫 他：“化学反応と反応器設計”, 丸善, 221 (1996).
- (4) 北野邦尋：“エネルギー資源の利用技術の進展と研究動向 石炭ガス化・熱分解”, 日本エネルギー学会誌, 78, 525 (1999).
- (5) 富永博夫 他：“新メタノール技術”, サイエンスフォーラム, 209 (1987).
- (6) 吉田邦夫 他：“エクセルギー工学”, 共立出版, 183 (1999).
- (7) 嘉藤徹 他：“固体電解質による高温水蒸気電解の現状と課題”, 電子技術総合研究所彙報, Vol.59, No.2, (1995).
- (8) Edwards, J. H. and Marita, A. M. : "The Reforming of Methane with Carbon Dioxide - Current Status and Future Application", Natural Gas Conversion II , 291 (1994).
- (9) Wurzel, T. et al : "Reaction Engineering Investigations of CO₂ Reforming in a Fluidized-Bed Reactor", Chem. Eng. Sci., Vol.55, 3955 (2000).
- (10) 村田和久 他：“有機磁性材料の現状と展望－磁性炭素材料を中心として”, 物質工学工業技術研究所報告, Vol.4, No.1 (1996).
- (11) 日野竜太郎 他：“高温水蒸気による水素製造予備試験”, 原子力学会誌, Vol.35, No.6, 546 (1993).
- (12) 林石英 他：“石炭を利用した革新的水素製造法の提案－HyPr-RING 法－”, 第三回石炭利用技術国際会議, (1999).
- (13) Harrison, D.P. et al.: "Hydrogen from Methane in a Single-step Process", Chem. Eng. Sci., Vol.54, 3543 (1999).
- (14) Nagase, K. et al. : "Kinetics and Mechanisms of the Reverse Boudouard Reaction over Metal Carbonates in Connection with the Reactions of Solid Carbon with the Metal Carbonates", Phys. Chem., Vol.1, 5659 (1999).
- (15) Ichikawa, M. et al. : "Catalytic Dehydrocondensation of Methane with CO and CO₂ towards Benzene and Naphthalene on Mo/HZSM-5 and Fe-Co Modified Mo/HZSM-5", J. Catal., 182, 92 (1999).
- (16) Miyamoto, Y. et al. : "Present Status of Nuclear Heat Utilization Systems Development for a High-Temperature Gas-Cooled Reactor in JAERI", Int. Conf. on Future Nuclear Systems (Global 97), 538 (1997).
- (17) Hada, K. et al. : "Design of Steam Reforming System to be Connected to the HTTR", JAERI-Conf 96-010, 229 (1996).
- (18) "TOPSOE topics", February (1993).
- (19) Harth, R. et al. : "Experience Gained from the EVA II and KVK operation", Nucl. Eng. Des., Vol.121, 173 (1990).

- (20) Funk, J. E. and Reinstrom, R. M. : "Energy Requirements in the Production of Hydrogen from Water", Ind. Eng. Chem., Process Design Develop., Vol.5, 336 (1966).
- (21) Beghi, G. E. : A decade of research on thermochemical hydrogen at the Joint Research Centre, ISPRA", Int. J. Hydrogen Energy, Vol.11, 761(1986).
- (22) Norman, J.H. et al. : "Thermochemical Water-Splitting for Hydrogen Production", GRI-80/0105 (1981).
- (23) Nakajima, H. et al. : "A Study on a Closed Cycle Operation of the Iodine-Sulfur Thermochemical Hydrogen Production Process", Proc. 7th Int. Conf. Nucl. Eng., ICONE-7104 (1999).
- (24) Norman, J.H. et al. : "Thermochemical Water-Splitting Cycle, Bench-Scale Investigations and Process Engineering", GA-A16713 (1982).
- (25) Knoche, K.F. et al. : "Second Law and Cost Analysis of the Oxygen Generation Step of the General Atomic Sulfur-Iodine Cycle", Proc. 5th World Hydrogen Energy Conf., Vol.2, 487 (1984).
- (26) Roth, M. and Knoche, K.F. : "Thermochemical Water Splitting through Direct HI-Decomposition from H₂O/HI/I₂ Solutions", Int. J. Hydrogen Energy, Vol.14, 545 (1989).
- (27) Hwang, G.-J. et al. : "Separation of Hydrogen from H₂-HI-H₂O Gaseous Mixture Using a Silica Membrane", AIChE. J., Vol.46, 92 (2000).
- (28) Onuki, K. et al. : "Electrodialysis of Hydriodic Acid in the Presence of Iodine", J. Membrane Sci., Vol.175, 171 (2000).
- (29) 二川正敏 他 : "シリコン含浸型炭化ケイ素に形成された酸化被膜の沸騰濃硫酸環境下における耐食性", 表面技術, Vol.48, 662 (1997).
- (30) Ioka, I. et al. : "The Characterization of Passive Films on Fe-Si Alloy in Boiling Sulfuric Acid", J. Materials Sci. Lett., Vol.18, 1497 (1999).
- (31) 二川正敏 他 : "傾斜濃度 Fe-Si 合金の沸騰濃硫酸中耐食試験", 材料と環境, Vol.46, 669 (1997).
- (32) 太田時男監修 : "水素エネルギー最先端技術", エヌ・ティー・エス, (1995).
- (33) 吉田, 堤, 松村, 佐藤, 中嶋, 高藪, UT-3 熱化学分解サイクルによる水素製造, 文部省科研費補助金重点領域研究「エクセルギー再生産の学理」1997年度報告書, 1998年1月, A03-1.
- (34) Yoshida, K. : Principle of Exergy Reproduction (Reports of Project Research No. 256, supported by the Grant-in Aid on Priority Areas, Ministry of Education, Japan), (1998).

Table 4.1.1 各種水素製造法⁽²⁾(1/3)

名称	天然ガスの水蒸気改質法	石炭ガス化法	メタノールの水蒸気改質法	重質油の部分酸化法	水の電気分解法	水の電気分解法
化学式等	① $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$ ② $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$	① $2\text{C} + 0_2 \rightarrow 2\text{CO}$ ② $\text{C} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2$ ③ $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$	① $\text{CH}_3\text{OH} \rightarrow \text{CO} + 2\text{H}_2$ メタノールを銅 - 亜鉛系の触媒で加熱する ② $\text{CH}_3\text{OH} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ (メタンの例) ③ $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ (メタノールを用いて水蒸気下で酸化させた後に水シフト反応を行なう。)	① $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$ 現在用いられている方法は、主として陽極にニッケルメッシュキ電極、陰極に鉄、電解質に25～30%の水酸化カリウム溶液を用いている。	$2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$ (高溫・高圧アルカリ水電解法)	$2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$ (高溫・高圧アルカリ水電解法)
効率	60～86% (各種報告より)	59%		約50%	57～72% (従来技術)	90%
反応条件	温度: ①700～925°C (吸熱) ② 350°C (発熱) 圧力: 5～20気圧	① 発熱 ② 吸熱 ③ 825°C		温度: ① 250°C以上 ② 250～300°C 圧力: 常圧～50気圧	温度: ① 600°C (メタン～ナフサ): 触媒を用いる場合、1,150～1,315°C (メタン～重油、石炭): 触媒を用いない場合、発熱 ② 吸熱 ③ 発熱 圧力: 常圧～50気圧	温度: 60～90°C 電流密度: 10～30A/dm ² 電解電圧: 1.9～2.5V (理論値 1.23V) 電流密度: 40A/dm ² 電解電圧: 1.73V (理論値 1.23V)
特徴	最も一般的な水素製造法で、世界で年産4,500万トンを製造。 ナフサより重質な炭化水素には泥炭、木材、汚泥等も利用可能。 用いることが出来ない。	通常は純度95%以上の酸素を使用。 水素含有率50%程度のガスが利用できる。 高純度の水素を製造可能。	水素含有率50%程度のガスが利用できる。 水素改質を行えないため、部分酸化を必要とするため、信頼性が高く操作も容易。 生成した水素と窒素の分離が必要なため、純化装置が必要。	実用化	実用化 (現在、世界の水素生産量の1%程度を生産) 485Nm ³ /時 (Norsk Hydro)	高効率 歐米で工業的実用化段階
技術開発段階	実用化	実用化 (無水酢酸、アンモニア、メタノール、炭化水素の合成等)			40m ³ /時 (Electrolyzer社)	高効率 40m ³ /時 (バイロットプラント)
設備能力	大型のプラントは100,000Nm ³ /時 程度。最大280,000Nm ³ /時					高効率 (カナダ・Electrolyzer社)
課題						高効率 安価な水力発電電力が得られる地域(ノルウェー、カナダ等)に立地している。
コスト	6.7€/Nm ³ ～9€/Nm ³ (大規模プラント) 15.3€/Nm ³ (小規模プラント)			輸送、貯の処分が困難。 設備コストが水蒸気改質に比べて高価。 鉄を還元する方法では、還元力の60%程度しか活用されない。 15.3～17.9€/Nm ³ (電力コストは25%)	12.8€/Nm ³ (4ドル/GJ以下の場合) が入手できた場合	12.8～25.5€/Nm ³ (オフィーパー電力) 35.7€/Nm ³ (再生可能エネルギー) (米国の事例) 30.6€/Nm ³ (ノルウェーの事例)
出典	Rusli et al., 1995 Caudernack and Lynn, 1996 Yürem, 1995 Rosen and Scott, 1998 大西, 1994 DOE, 1998			Yürem, 1995 Rosen and Scott, 1998 大西, 1994		Rusli et al., 1995 DOE, 1998

熱の換算については、水素1m³当たり12.75MJとした。

Table 4.1.1 各種水素製造法(2/3)

名称	メタンの熱分解法 (触媒利用)	メタンの熱分解法 (C、B & 日法)	水の電気分解法 (固体高分子型水道質法)	水の電気分解法 (固体電解質型高温水素電解法)	石炭の熱分解法 (ハイドロカーボン法)
化学式等	$\text{CH}_4 \rightarrow \text{C} + 2\text{H}_2$ $\text{C}_2\text{H}_6 \rightarrow 2\text{C} + 3\text{H}_2$	天然ガスを粗解し、プラズマ状態の水素とカーボンブラックを生産 炭素触媒等を使用	$2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$ フッ素樹脂系イオン交換膜等の固体電解質を用いた電解セルを使用。 陽極は白金、陰極はリチウム。陽極に水素気体を供給・電解をへて、水素イオンが陰極側で水素ガスとなる。	$2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$ 安定化ジルコニア等の固体電解質を用いた電解セルを使用。 陽極は白金、陰極はリチウム。陽極に水素気体を供給・電解をへて、水素イオンが陰極側で水素ガスとなる。	① 石炭の熱分解 ($\text{CH}_0, \text{S}_{0.08} \rightarrow \text{C} + 0.32\text{H}_2 + 0.08\text{H}_2\text{O}$) ② 生成メタンの熱分解
効率	メタン転化率は最大 96.8% (炭素触媒、1373K)。各種触媒により概ね 40%前後。	44% (天然ガス 10,500t を火力発電 85~90t (GE 社)) 水素 7,500万m ³ とカーボンブラックを 20,000t を生産。	86~96% (サンシャイン計画)		90%に達する。
反応条件	温度 : 900~1400K (炭素触媒) 500~900K 773~973K	温度 : 2000°C (水素プラズマ) 1500°C (反応器出力) 773~973K	温度 : 96°C 圧力 : 7気圧 電流密度 : 100A/dm ² 电压 : 1.9V (GE 社の事例)	温度 : 1,100°C (水素氣) 石炭火力発電を利用し、生成した水素気を電力で分解する。	
特徴	CO_2 を併産しない。 CO_2 分離回収の必要がない を生産。	有価物であるカーボンブラック	副産物は水だけであり、材料の選択、保守が容易。 両極質が非多孔質性の膜で隔てられており、高圧化、小型化が容易。ガス抵抗がなく、高電流密着化が可能。高効率、高純度。	副産物の機械が有価物であるため、生産コストを下げられる (16.6%)。	有価物であるカーボンブラックを生産。 石炭資源を利用可能。
技術開発段階	実験段階	ノルウェー、Kvaerner 社により技術開発。1992年にフルスケールのバイロットプラントが稼働開始。 新川化粧品。	実証段階	57m ³ /時(バイロットプラント) (米国・GE 社)	カーボンブラック製造に軸として構想段階
設備能力	車載燃料電池システムへ応用する場合、反応の低温化 (300~500°C 程度)。		触媒、膜等の複合化の合理化 給電体材料の改良 スケールアップ技術		
コスト		6.7 €/m ³ カーボンブラックを考慮しない場合 11.5 €/m ³		日産 283 万 m ³ のプラントについてコスト評価を実施。 コストの 2/3 は電力	6.8 €/m ³
出典	村田他、1998	Gaudernack and Lynum, 1996 酒井、平井、谷、1995 風、内藤、1993	Steinberg, 1995	Steinberg, 1995	

熱の換算については、水素 1m³当たり 12.75MJ とした。

Table 4.1.1 各種水素製造法(2)(3/3)

名称	水の直接熱分解	水の熱化成法 (ヨウ素・硫黄系-ISプロセス)	水の熱化学法 (臭素系-UT-3プロセス)	水の光分解法	水の生物分解法
化学式等	$2H_2O \rightarrow (H_2 + (I_2 + (H_2S + H_2SO_4))$ (同時に水素、酸素原子、及び各種イオンを生成)	① $I_2 + S0_2 + 2H_2O \rightarrow 2HI + H_2S0_4$ ② $2HI \rightarrow H_2 + I_2$ ③ $H_2S0_4 \rightarrow S0_2 + 0.5 O_2 + H_2O$	① $CaBr_2 + H_2O \rightarrow Ca(OH)2HBr$ ② $Ca(OH)2HBr \rightarrow CaBr_2 + 4H_2O + Br_2$ ③ $Fe_3O_4 + 8HBr \rightarrow 3FeBr_3 + 4H_2O + Br_2$ ④ $3FeBr_3 + 4H_2O \rightarrow Fe_3O_4 + 6HBr + H_2$	波長 3060 オン Angstrom の光分解反応を起こす。触媒として水銀が必要。	一部のバックテリア (クラミドモナス)、熱帯が持つ、太陽光により水を分解して水素と酸素を生成する能力を利用。
効率	急冷の必要があるため、低いと言われている。	40%程度	理論的限界は 33%。	Ga InP2 セルで 25%、アモルファスシリコンセルで 13%以上を達成。	太陽エネルギー変換効率は 5~6% 酸素だけを抽出したシステムでは理論上 25%まで可能。
反応条件	温度: 2500°C 以上	① 100~200°C (発熱) ② 300~500°C (等温) ③ 800~1000°C (吸熱)	① 700~950°C ② 500~600°C ③ 200~300°C ④ 550~600°C		
特徴		水の直接熱分解 (2500°C 以上) に比べて低温で実施可能。	水の直接受熱分解 (2500°C 以上) に比べて低温で実施可能。 気体 - 固体の反応であるため、反応固体を固定し、反応ガスの切替のみでプロセスを進行させることができる等、操作が容易。		
技術開発段階	実験段階	実証段階 (間サイクル回転試験による数時間にわたる水素製造)。	実証段階 (ベンチスケールプラントの連続運転による水素の連続製造実験)	レーザー等を利用して効率を向上させる実験が行われている。	実験の早期段階
設備能力		1~2dm³ / 時	20,000Nm³/時時の設備能力を持つプラントの F/S を実施		
課題	2000°C あるいはそれ以上でない耐熱性、機械強度に優れた材料の開発。 水の分解率: 2000K 1.0%、2500K 8.5% 3000K 34.3%、3600K 57.4% また、水素原子が水素分子となり、OH 等と化合しないようにするため、水等を噴射して温度を急速に低下させる必要があり、これも低効率の原因となる	固体内の反応物の反応性向上: 耐熱性、機械強度に優れた材料の開発。	低効率。	低効率 (バイオテクノロジーによる高効率の開発)。 酸素により反応が阻害される。	
コスト			42 J/m³ (核熱利用時。熱のコストを 0.91 J/mJ とした場合)		
出典	Yurum, 1995	小貫他, 1996 竹藤他, 1998 Rosen and Scott, 1998	吉田他, 1995 Rusli et al., 1995 竹藤他, 1998 Rosen and Scott, 1998	Yurum, 1995 Steinberg, 1995 DOE, 1998	DOE, 1998

熱の換算については、水素 1m³当たり 12.75M J とした。

Table 4.2.1 水素製造システムの性能比較

	従来化石燃料燃焼システム	EVA-ADAM II	HTTR水素製造システム	炉外技術開発試験装置
システムへの供給熱量 [MW]	75.4	10	10	0.38
改質器の熱交換容量 [MW]	*1	6.2	3.7	0.11
ヘリウム出／入口温度 [°C]	—	650 / 950	600 / 880	650 / 880
ヘリウム入口圧力 [MPa]	—	4.0	4.1	4.0
ヘリウム流量 [kg/s]	—	4.0	2.52	0.091
原料系出／入口温度 [°C]	930 / 615	460 / 330	600 / 450	600 / 450
原料系最高温度	930	820	830	770
原料系入口圧力 [MPa]	1~2	4.14	4.5	4.3
原料(メタン)流量 [kg/s]	*1	0.60	0.358	0.012
原料中メタン濃度 [mol%]	100	96.0	89.4	99.6
メタン転化率平衡値 ^{*2} / 実験値(計算値) [-]	0.97 ^{*3} / *1	0.70 / 0.61	0.66 / (0.62)	0.55 / (0.51)
S/C(メタンに対する水蒸気の供給割合)[-]	2.5	4.0	3.5	3.5
水素製造量 [Nm ³ /h]	67000	6560	4100	110
単位エネルギー当たりの水素製造量 [Nm ³ /MJ]	0.25	0.18	0.11	0.080
熱利用率 ^{*4} [-]	0.91	0.91	0.75	0.73
熱効率 ^{*4} [-]	0.70	0.59	0.25	0.25

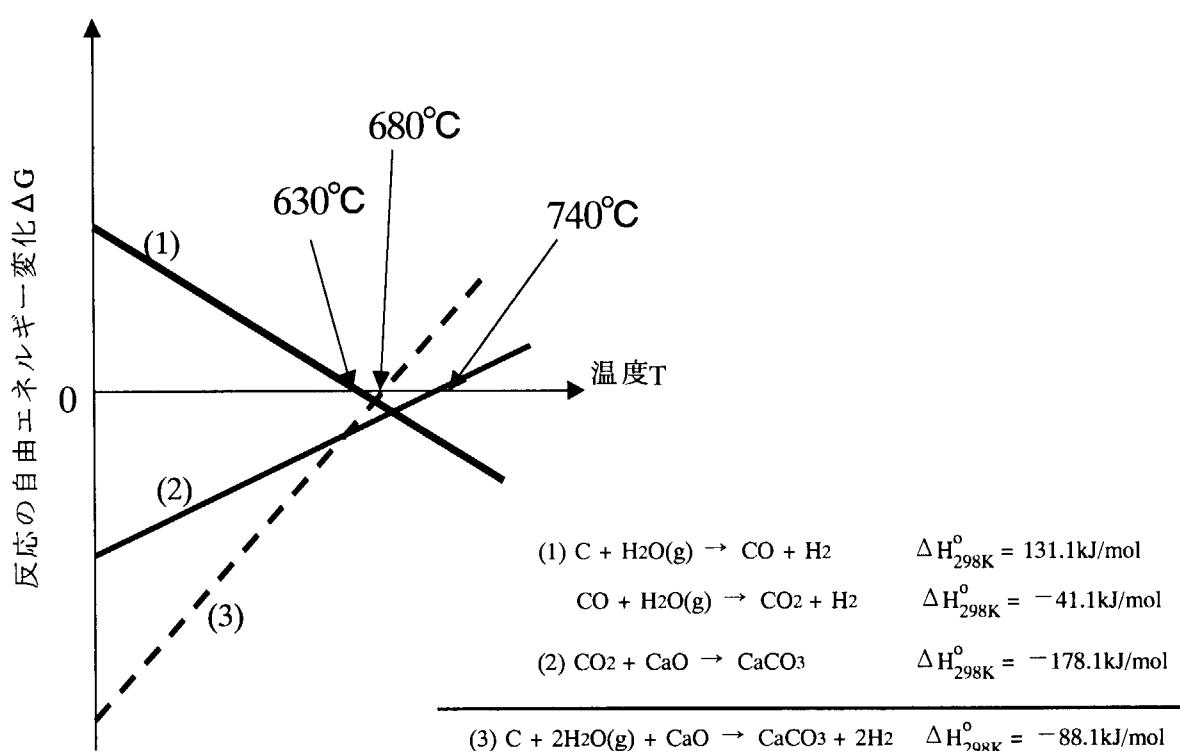
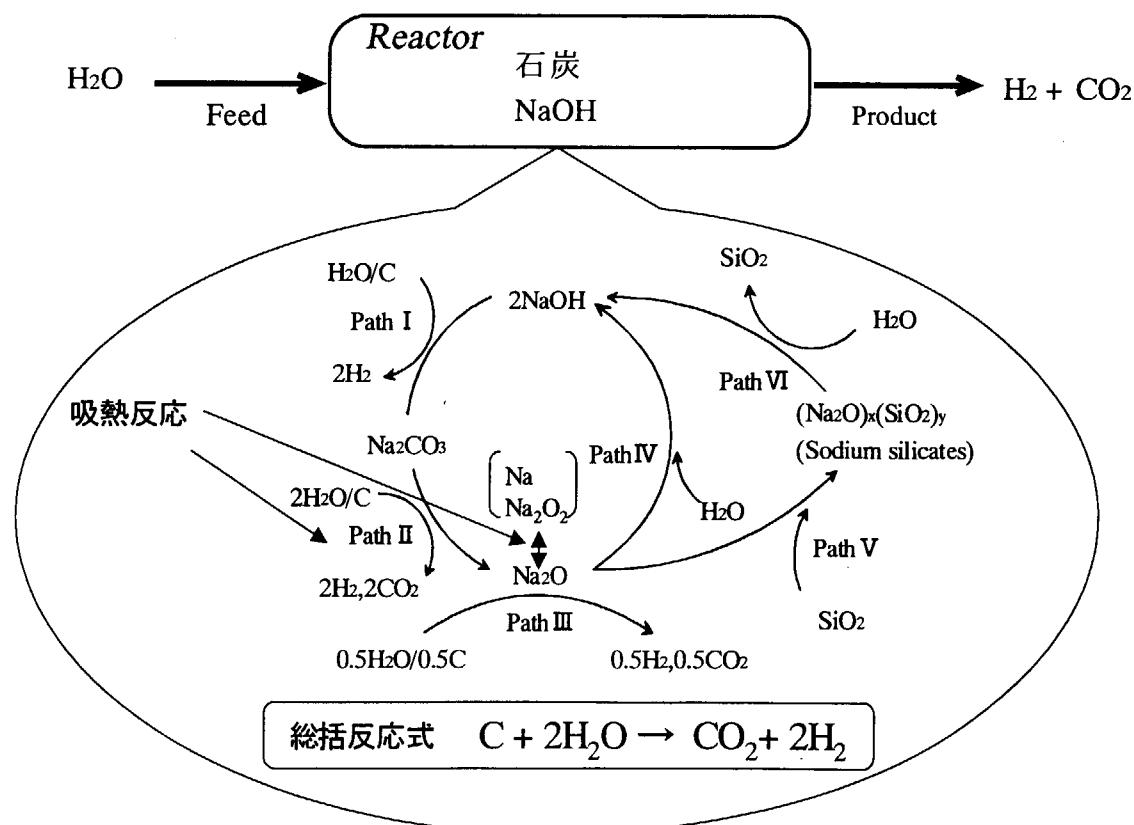
定格運転時のデータを引用

*1: 詳細不明

*2: 原料系入口圧力、最高温度における平衡転化率

*3: 圧力1.0MPa

*4: 高位発熱量使用

Fig. 4.1.1 HyPr-RING 法の ΔG -T 線図Fig. 4.1.2 NaOHを反応媒体とした石炭ガス化の熱化学法⁽¹²⁾

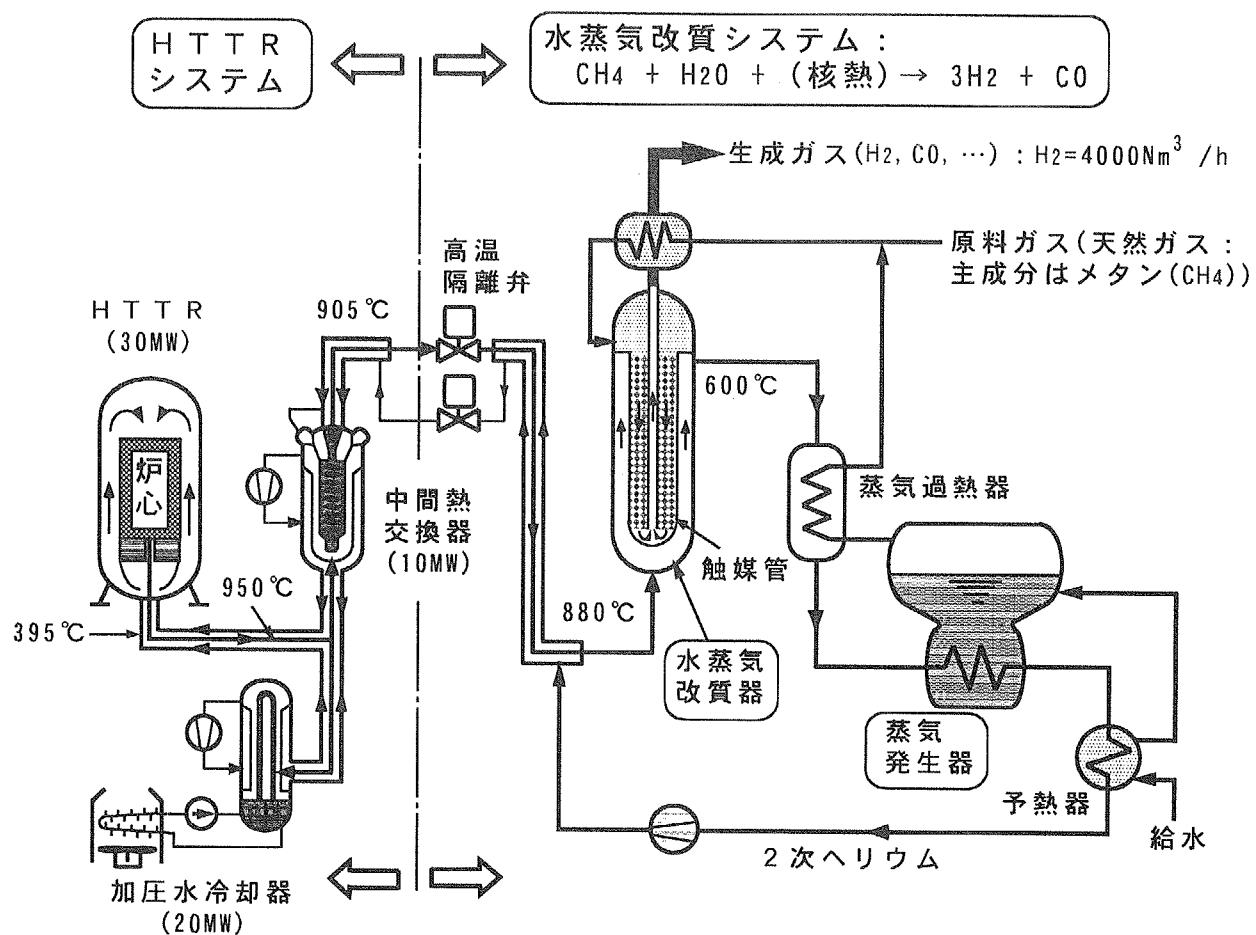
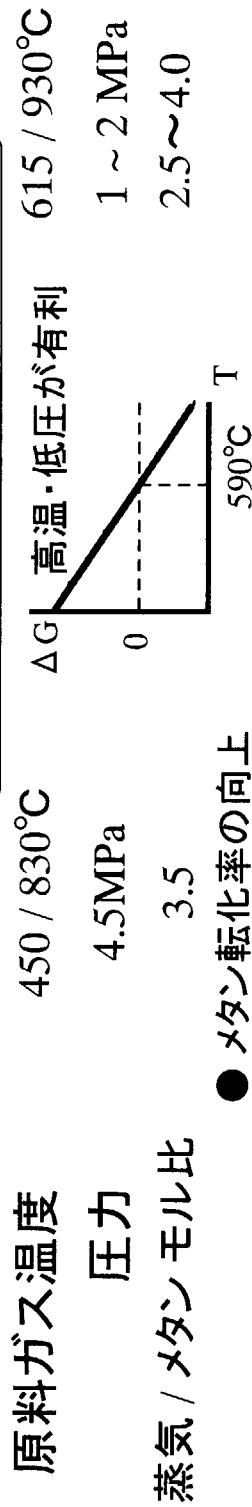
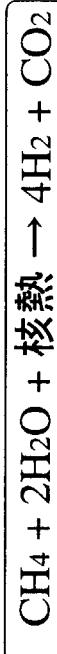


Fig. 4.2.1 HTTR 水素製造システムの基本構成

HTTR水素製造システム 従来化石燃料燃焼システム



2次ヘリウムガス系による閉ループ CH₄燃焼ガスによる開放系



- 熱利用系からの外乱抑制

規制法規
原子炉等規制法
高压ガス保安法等
● 一般施設として建設

高压ガス保安法等

Fig. 4.2.2 メタンの水蒸気改質プロセスにおけるHTTR水素製造システムと従来化石燃料システムとの相違点

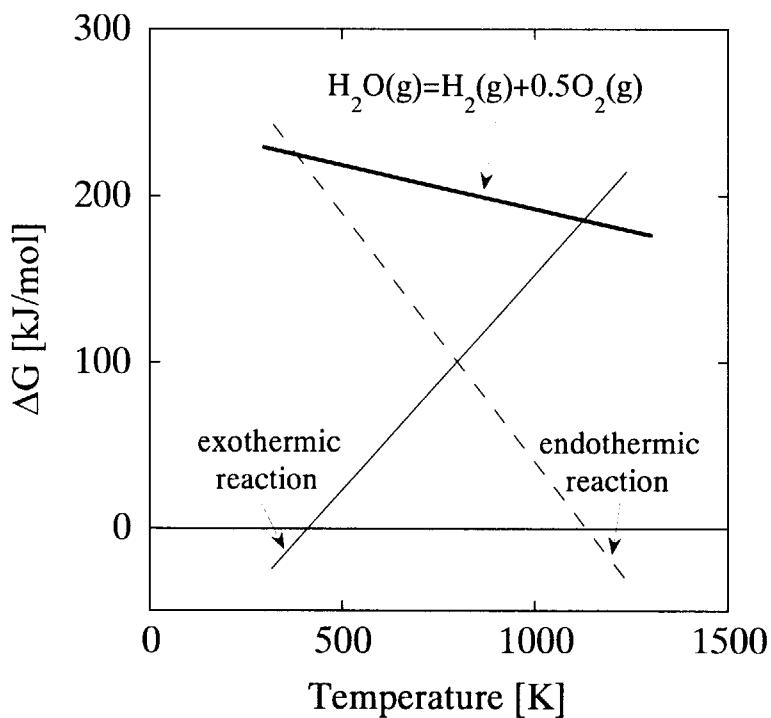


Fig. 4.3.1 热化学水素製造法の原理

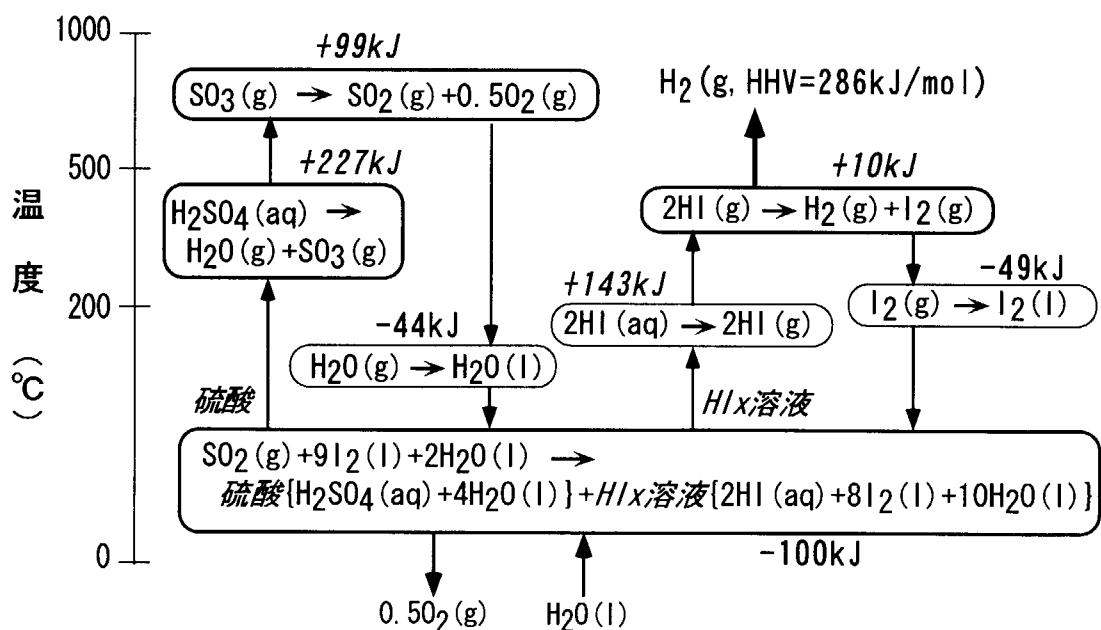


Fig. 4.3.2 IS プロセスの反応構成

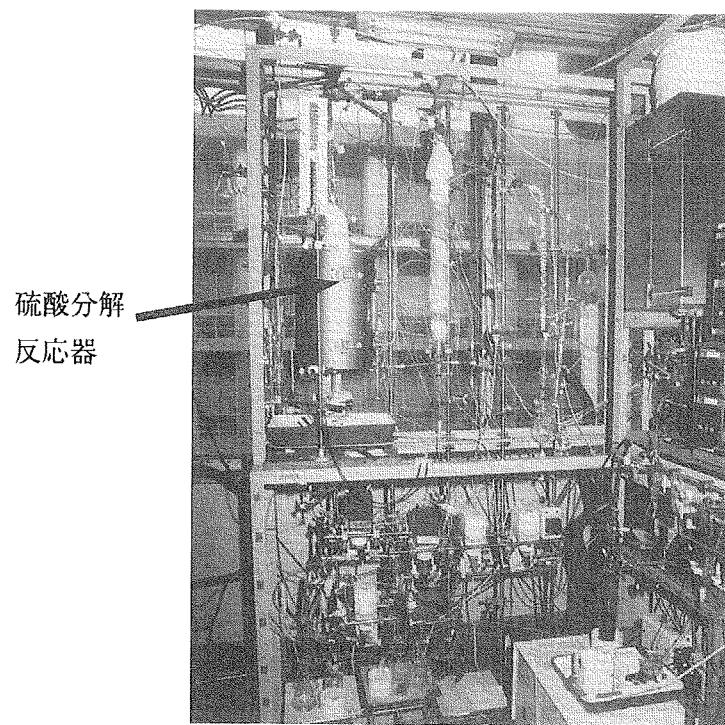


Fig. 4.3.3 閉サイクル連続水素製造基礎試験装置の外観

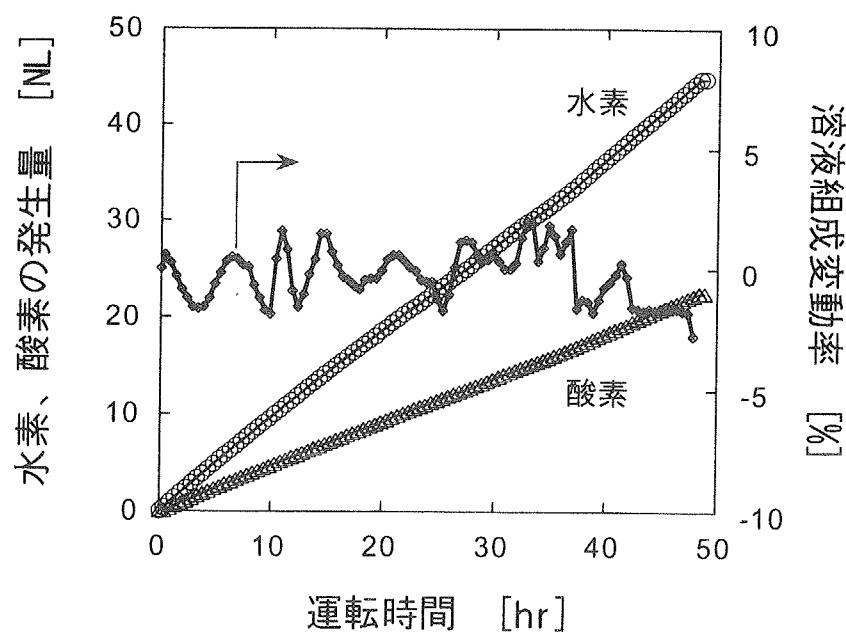


Fig. 4.3.4 閉サイクル連続水素製造基礎試験結果

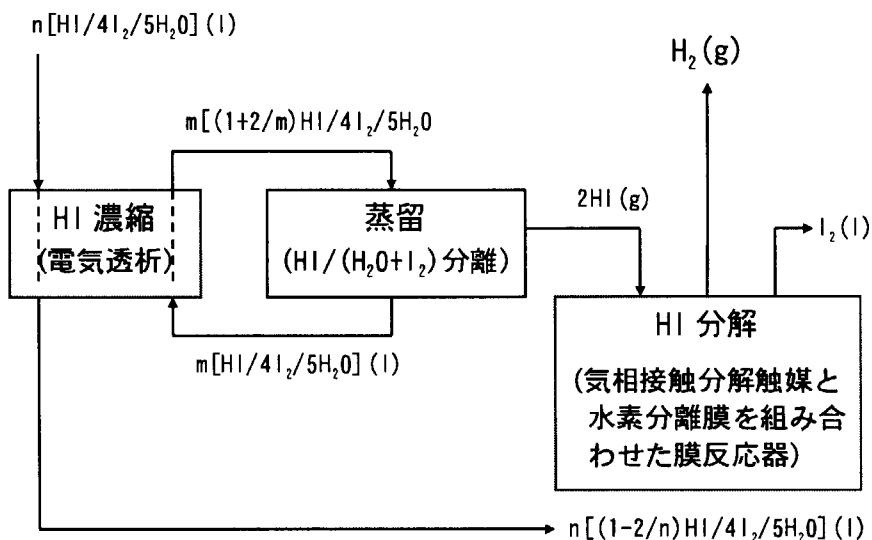


Fig. 4.3.5 分離膜を用いたヨウ化水素分解工程案

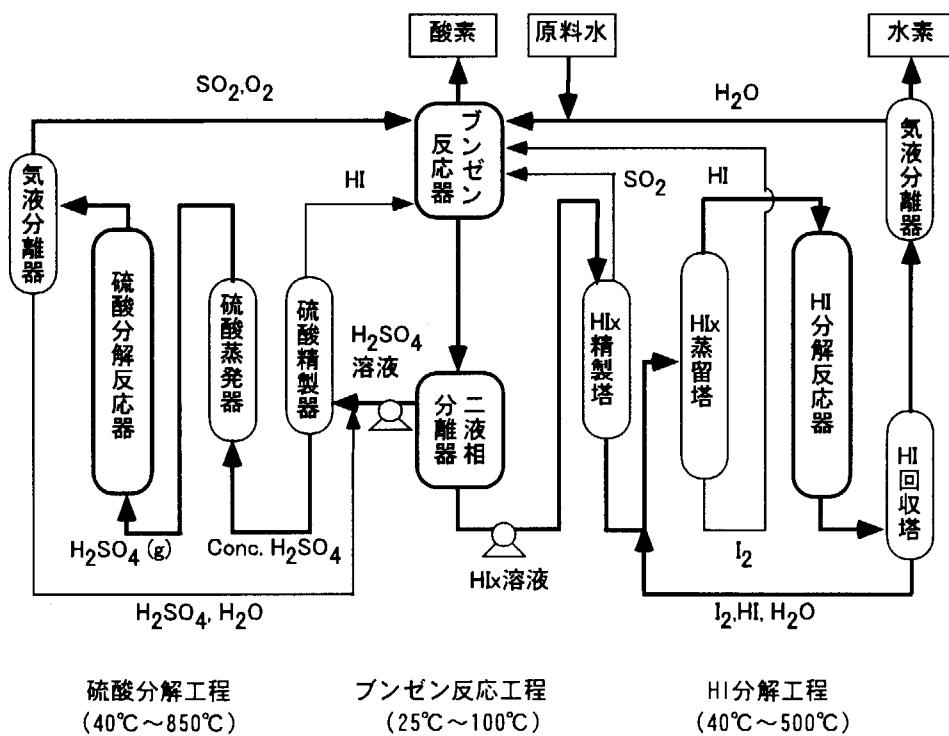
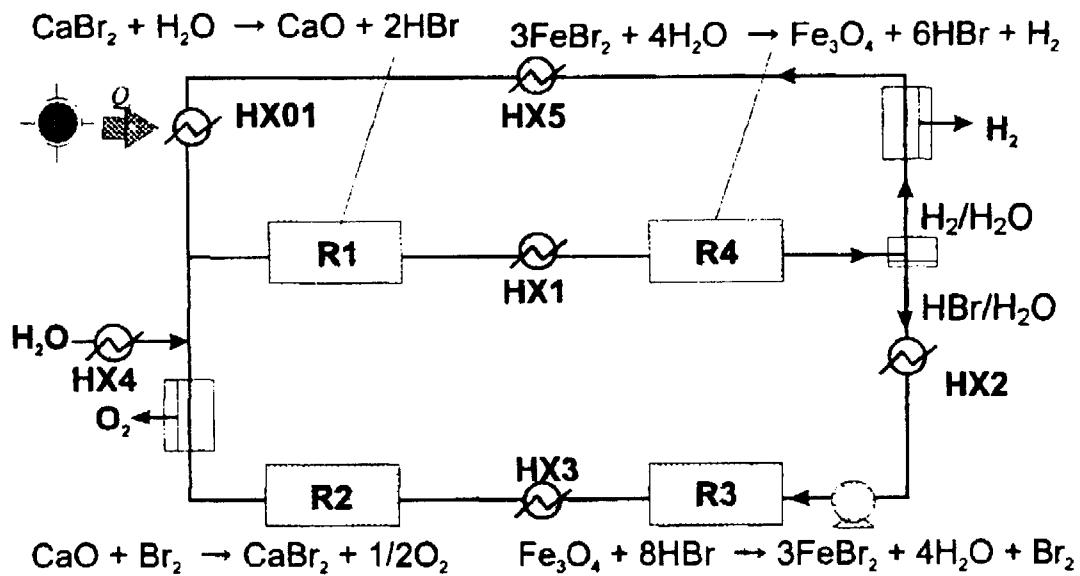


Fig. 4.3.6 閉サイクル試験装置(JOIS-50、常圧操作)のフローシート

Fig. 4.3.7 UT-3プロセスの概略フローシート⁽³³⁾

3種類の気体分離膜(水素分離膜、酸素分離膜、臭化水素分離膜)及び断熱型反応器を用いるフローシート

5. 水素製造の経済性

水素の経済性を評価するため、データの公表されている水電気分解（以下、水電解）による水素の経済性を取り上げ、原子力発電と組合せたシステムを検討する。続いて、従来の化石燃料燃焼水蒸気改質システム及び水電解システムの経済性を分析評価し、これらのデータを用いて原研が研究開発を進めている高温ガス炉と組合せた水素製造システムの経済性を検討する。さらに、原子力エネルギーの優位性を環境等に与える損害の外部費用の観点から検討する。

5. 1 水電解による水素製造の経済性

水電解技術は、①アルカリ水電解、②固体高分子電解質型水電解、③酸化物電解質型高温水蒸気電解の3種に大別できる。①のアルカリ水電解は、電力単価の安価な地域で商用化されている。②の固体高分子電解質型水電解技術は、ニューサンシャイン計画の中のWE-NET計画などにおいて活発に開発されており実用化への期待が大きく、③の高温水蒸気電解は原理的に優れた特性に着目して基礎的な研究が行われている。水素がエネルギー・システムの一つとして定着するためには経済性、すなわち、製造コストが重要なファクターとなる。電解水素の製造コストは、一般的に次式に従って評価することができる。

$$\text{製造コスト} = \frac{(\text{設備費}) \times (\text{年経費率})}{(\text{製造能力}) \times (\text{設備利用率}) \times (\text{年間総時間})} + (\text{電力単価}) \times (\text{電力原単位}) \quad (5.1.1)$$

ここで電力原単位は水素 1Nm^3 当り必要な電解電力であり、電力単価を乗じると、電力価格が得られる。なお、理論的な電力原単位は $3.5\text{kWh}/\text{Nm}^3$ である。設備費は資本費に相当し、人件費、薬品代、修理費などの運転維持費を含む設備・運転維持費は、設備費に年経費率を乗じることにより得られる。本式から電解水素製造のコストを低減させるために、設備・運転維持費の低減、設備利用率の向上、安価な電力の利用などが鍵となることが分かる。Fig. 5.1.1に水電解による水素製造コストの電解槽の電流密度依存性を電力単価をパラメータとして概念的に示す⁽¹⁾。電力単価の影響が大きいことが明らかであるとともに、電流密度の大きな高性能セルを用いれば電解槽の設備費が低減するため水素製造コストを低減できることがわかる。

(1) アルカリ水電解

アルカリ水電解による水素製造コストとして、Norsk Hydro 社の300MW (6万 Nm^3/h) の大規模な実用アルカリ水電解プラントによるコスト試算例をTable 5.1.1に示す⁽²⁾。常圧電解で得られる水素は圧縮機により33気圧に昇圧して貯蔵される。建設コスト169M\$、電力原単位4.9kWh/ Nm^3 (注: アルカリ電解としては高めの設定) であり、電力単価を1.5¢/kWhと設定した。稼働率に依存して製造コストは、16.3¢/ Nm^3 (Case 1、稼働日数210日/年) および13.8¢/ Nm^3 (Case 2、稼働日数321日/年) と試算されている。これらの値は、海外での炭素質資源の改質による水素製造コストと同じ、

または数十%程度高めと思われる。また、これらの製造コストは電力単価に強く影響されているものの、従来技術による実用水电解プラントとして現実的かつ最新の値と考えられる。

(2) 固体高分子电解質型水电解

WE-NET計画において開発が進められている固体高分子电解質型水电解プラントの設備仕様をTable 5.1.2に、同プラントによる水素の製造コストの試算例をTable 5.1.3に示す⁽³⁾。プラント仕様では単電極面積、運転圧力、運転温度、電流密度をパラメータとして変化させている。アルカリ水电解と比較しての特徴として、電流密度が10倍程度大きい、槽電圧が低く電力原単位が2割程度低減しているなどがある。プラントは32,000Nm³/h規模であり、稼働率を90%、電力単価を5円/kWhと想定すると製造コストは24.65～29.82円/Nm³と試算された。なお、電力単価を2円/kWhと想定すれば製造コストは12.8～18.6円/Nm³まで低下する。電流密度を向上させると固定費負担単価が低減すること、電力費の占める割合が大きいので製造コストが電力単価に大きく依存することが分かる。

小規模の高分子电解質型水电解プラントは国内で既に実用化されている。製造規模20Nm³/h（水素圧力9気圧）のプラントでは、電力費70円/Nm³程度（5.5kWh/Nm³）、修繕・交換部品費10円/Nm³程度、原価償却費30円/Nm³程度で、製造コストは約110円/Nm³と推算される。小規模水电解プラントで製造される水素は、150円/Nm³程度で市場取引される高純度水素ガス（ボンベ入り）に対して経済性を有する。今後、このような小規模水素需要分野におけるオンサイト水素製造方式により、小規模高分子电解質型水电解プラントで製造される水素は、ボンベ入り高純度水素ガスを代替していくことが期待できる。小規模な高分子电解質型プラントはサンシャイン計画やニューサンシャイン計画の技術開発成果から派生したものであり、逆にこれらのプラントの運転経験が反映されてWE-NET計画における大型水电解プラントの開発が進展するものと期待できる。

(3) 原子力による電力を利用する水电解

水电解水素製造の経済性を評価するためには、电解プラントの設備利用率及び电解用電力単価をどのように算出するかが重要となる。これは、アルカリ水电解プラントは既に商用化されており、高分子电解質型水电解プラントの開発も進められているので、水电解プラントの設備費に関するデータは容易に算出できるからである。

わが国の電力源は、原子力、火力、水力、新エネルギー（風力、太陽電池など）である。主要な電源の平成10年度における発電電力量と設備利用率はそれぞれ、原子力（3,313億4,700万kWh、84.2%）、石炭火力（828億2,500万kWh、70.2%）、石油火力（743億9,900万kWh、18.7%）、LNG火力（2,301億1,600万kWh、49.8%）であった⁽⁴⁾。原子力などの資本費集約型の電源は、設備利用率が大きいほど発電原価が低くなるため、ベースロード電源として用いられ、一方、発電原価に燃料費の占める割合の大きい石油火力やLNG火力はミドルロード電源として用いられる。8月や12月などのピークロードに対しては揚水発電（100億7,300万kWh、設備利用率約10%）が電力を供給している。

水素製造の経済性から見ると、火力用の燃料から直接的に水素を製造する方式が効率的にも二酸化炭素排出量の観点からも有利なため、火力による電力は基本的に水电解用の電力に相応しくない。一方、二酸化炭素排出の点で有利と考えられる原子力発電の電力を用いる水电解水素製造

のコストを、i) ベースロード電源と同様に原子力発電を運用する場合の水素製造コスト、ii) 原子力による電力の一部を利用する場合の水素製造コスト、に分類して概算した。以下にその結果を示す。

i) ベースロード電源と同様に原子力発電を運用する場合

わが国の原子力発電はベースロード用電源として運用されてきた。1990年代において、原子力発電の発電原価は、設備利用率70%の場合に10.12円/kWhと評価されている⁽⁵⁾。この発電原価を適用するとアルカリ水電解または固体高分子電解質型水電解における電力費は40円/Nm³程度（電力原単位を4kWhとする）となる。電解プラントの設備・運転維持費は10円/Nm³程度（電解プラント設備利用率を90%程度とする）と考えられるので、電解水素の製造コストは50円/Nm³程度と試算できる。なお、1999年12月に報告された発電原価の新しい試算では、設備利用率80%、耐用年数40年で原子力発電原価は5.9円/kWhである。この発電原価を適用すれば電解水素の製造コストは34円程度と試算できる。いずれにしても、電解プラントは設備利用率90%で運転できるが、電力単価が高いことから水電解による水素製造コストは50円/Nm³程度となり、前項2)のWE-NETでの試算製造コストに対して割高である。

この方式による水電解水素製造は、遠い将来に他の電源に比較して原子力による発電原価が大きく低下する時期まで実用化は難しいと考えられる。

ii) 原子力による電力の一部を利用する場合

原子力による電力の一部をピークロード電力やミドルロード電力として一般電力利用に供し、残りをオフピーク電力として水電解用電力に利用することが考えられる。このようなロード振り分け型の運用をした場合の原子力発電が、ベースロード電源のみとして運用する従来型原子力発電と同等の発電原価となるものとし、ピークまたはミドルロード電力の単価を電力卸供給制度で明らかにされた回避可能原価（入札上限価格）と同等とすると、残りのオフピーク電力の電力単価と年間の供給時間を算出できる。ここで、回避可能原価とは、電力卸供給制度に基づいて入札に参加する業者と同じ目的のために、電力会社が自社で発電設備を設けその運転により電力供給を行う場合の電力コストとされている。この制度では、電源設備の利用率を10%から80%の間で10%毎に8つのパターンに区分し、それぞれの区分毎に回避可能原価を提示している。回避可能原価は、利用率10%での33.4円/kWhから利用率80%での9.3円/kWhまで緩やかに減少している。

原子力発電原価としては、前述の設備利用率を70%として10.12円/kWhを算出したデータを適用して、原子力発電の設備利用率を80%とした場合の原子力発電原価を算出し、この値をロード振り分け型の運用をした場合の原子力発電全体の平均発電原価とする。ピークまたはミドルロード電力の割合をパラメータとして、ピークまたはミドルロード電力の発電単価に回避可能原価を用いて、水電解電力単価及び年間の利用可能時間数を算出し、これらを用いて水素製造コストを評価した結果が報告されている⁽⁶⁾。水素製造コストが最も安価となるケースでは、水電解電力単価が3.44円/kWh、水電解プラント設備利用率40%で、水素製造コスト約22円/Nm³が得られる。水電解プラントの設備利用率としては低めであるものの、水電解電力単価が安価なために、水素製造コストが安価となったものである。この評価では、

水電解電力単価が最も安価な1円/kWh程度の場合には水電解プラント設備利用率が10%となり、逆に水電解プラント設備利用率が70%と大きい場合には水電解電力単価が5円台/kWhとなり、ともに水素製造コストは上昇することが分かった。

この原子力による電力の一部を用いる水電解水素製造法は近い将来に実現可能な方法である。水素を大規模に製造するための技術としてはエネルギー源に高温ガス炉の核熱を用いる核熱利用技術が最適と考えられるが、原子力により製造する水素を市場に導入する現実的な方法として、原子力による電力の一部を水電解に利用するのは有効と思われる。現在、原子力発電の発電原価や回避可能原価に影響を与える火力の発電原価は、規制緩和や自由化のために見直されつつある。これらを考慮して水素製造コストを検討するとともに、水素の貯蔵、輸送や利用をも含めたシステムとして、ロード振り分け型の運用を行い、電力の一部を利用した水電解水素製造を詳細に検討することにより、上記の有効性を現実的なレベルで評価することができる。

5. 2 核熱による水素製造の経済性

核熱による水素製造が従来法に比べ経済的に競合可能であるという見通しを示すことが、本節の目的である。そして、その見通しを確証することが研究開発の最終目標である。すなわち、核熱利用水素製造価格の算出に際して用いた前提条件や計算条件を実現することが研究開発の最終目標である。水素製造価格の算出には、単位水素製造量当たりの、運転維持費等を含んだ資本費とエネルギー費、そして何らかの原料が必要な場合には原料費が必要である。本節で行う核熱利用水素製造価格の算出により、核熱利用水素製造価格を構成する設備費やエネルギー費などの各費用が核熱利用水素製造価格に対してどの程度の割合を占めるかがわかる。したがって、この核熱利用水素製造価格の算出は、一種の感度解析ともなっており、本算出結果から、核熱利用水素製造が従来法による水素製造に対し経済的に競合可能となるためには、どの部分の研究開発による費用低減が最も効果的であるかが併せてわかる。

現在、世界の水素は、そのほとんどが水蒸気改質法で作られており、メタンを原料とするこの方法によって製造された水素が最も安価であると言われている⁽⁷⁾。水蒸気改質反応は下式で示される。



水素及びメタンの標準燃焼エネルギー ΔH_{H_2} , ΔH_{CH_4} は、それぞれ、

$$\Delta H_{\text{H}_2} = 285.83 \text{ kJ/mol}, \quad \Delta H_{\text{CH}_4} = 890.29 \text{ kJ/mol} \quad (5.2.2a)$$

である。したがって、原料が有するエネルギー（メタンの燃焼エネルギー）、改質反応に必要なエネルギー（外部から加えるエネルギー）、製品のエネルギー（水素の燃焼エネルギー）の関係は下記で示される。

メタンの燃焼エネルギー	外部から加えるエネルギー	水素の燃焼エネルギー
890.29kJ/mol	+ 253.03kJ/mol (=1143.3-890.29)	= 1143.32kJ/mol (=285.83×4)
0.779	0.221	1

すなわち、水蒸気改質法では、理論的には、1の水素燃焼エネルギーを持つ水素を得るために、0.78の燃焼エネルギーを持つメタンに外部から0.22のエネルギーを加えてやればよい。水の電気分解やISプロセスでは、1の水素燃焼エネルギーを持つ水素を得るために、1の電気もしくは熱エネルギーを外部から加える必要がある。

5. 2. 1 水素製造価格の算出

ここでは、化石燃料燃焼水蒸気改質法、水電気分解法、高温ガス炉（HTGR）水蒸気改質法、高温ガス炉ISプロセス法（水分解）の4つの方法による水素製造価格について、その算出法を述べる。各水素製造法における原料価格、エネルギー価格、資本費・運転維持費を算出し、それらの総和として水素製造価格の概算値を求める。なお、エネルギーの単位として、以下では[MJ]を用いる。

$$\Delta H_{H_2} = 0.286 \text{ [MJ/mol]} , \Delta H_{CH_4} = 0.890 \text{ [MJ/mol]} \quad (5.2.2b)$$

(1) 原料価格（水蒸気改質法の場合のみ）

- ① 単位標準燃焼エネルギーを有する水素のモル数；

$$n_{H_2} = \frac{1}{\Delta H_{H_2}} \quad [\text{mol/MJ}_{H_2}] \quad (5.2.3)$$

- ② この水素を作るのに必要なメタンのモル数；

$$n_{CH_4} = \frac{n_{H_2}}{4\eta_M} = \frac{1}{4\Delta H_{H_2}\eta_M} \quad [\text{mol/MJ}_{H_2}] \quad (5.2.4)$$

ここで、 η_M は、メタンの有効利用率である。

- ③ このメタンの標準燃焼エネルギー；

$$Q_{CH_4} = n_{CH_4} \Delta H_{CH_4} = \frac{\Delta H_{CH_4}}{4\Delta H_{H_2}\eta_M} \quad [\text{MJ}_{CH_4}/\text{MJ}_{H_2}] \quad (5.2.5)$$

- ④ 水素単位標準燃焼エネルギー当たりの原料価格；

$$C_{\text{原料}} = C_{CH_4} Q_{CH_4} = C_{CH_4} \frac{\Delta H_{CH_4}}{4\Delta H_{H_2}\eta_M} \quad [\text{円/MJ}_{H_2}] \quad (5.2.6)$$

ここで、 C_{CH_4} は、単位標準燃焼エネルギー当たりのメタンの価格[円/MJ_{CH4}]である。

(2) エネルギー価格

(a) 水蒸気改質法の場合：

- ① 単位標準燃焼エネルギーを有する水素を製造するのに必要なエネルギー；

$$E = \frac{4\Delta H_{H_2} - \Delta H_{CH_4}}{4} \frac{n_{H_2}}{\eta_T} = \frac{4\Delta H_{H_2} - \Delta H_{CH_4}}{4\Delta H_{H_2}\eta_T} \quad [\text{MJ/MJ}_{H_2}] \quad (5.2.7)$$

ここで、 η_T は、エネルギーの有効利用率である。

- ② エネルギー価格；

$$C_{\text{エネルギー}} = CE = C \frac{4\Delta H_{H_2} - \Delta H_{CH_4}}{4\Delta H_{H_2}\eta_T} \quad [\text{円/MJ}_{H_2}] \quad (5.2.8)$$

ここで、Cは、単位標準燃焼エネルギー当たりの価格[円/MJ]、もしくは、核熱の価格

[円/MJ]である。

(b) 水電気分解法の場合：

① エネルギー価格；

$$C_{\text{エネルギー}} = \frac{C}{\eta_T} \quad [\text{円}/\text{MJ}_{\text{H}_2}] \quad (5.2.9)$$

ここで、C は単位エネルギー当たりの電力価格、 η_T は、エネルギーの有効利用率であり、ここでは、水電気分解における電気／水素変換効率を用いる。

(c) ISプロセス法の場合：

① エネルギー価格；

$$C_{\text{エネルギー}} = \frac{C}{\eta_T} \quad [\text{円}/\text{MJ}_{\text{H}_2}] \quad (5.2.10)$$

ここで、C は単位エネルギー当たりの核熱価格、 η_T は IS プロセスにおけるエネルギーの有効利用率であり、ここでは、熱／水素変換効率である。

(3) 資本費・運転維持費

我が国の化石燃料燃焼水蒸気改質プラントの資本費・運転維持費に関する正確な値が公表されていない。水素製造価格の正確な値についても同様であり、国内では 13 円／m³、国外では 7～8 円／m³ と言われている。国内水素関係者からは 10 円／m³ ぐらいと言う声が良く聞こえてくるが、定かではない。下記の値は、WE-NET で行われたメタン燃焼水蒸気改質法による水素製造価格の評価結果である⁽⁸⁾。上記国外の 7～8 円／m³ という価格に比べれば、WE-NET での評価価格は高い。WE-NET での評価では、資本費・運転維持費（下記表では年経費）の水素製造価格に占める割合は、下表に示したように 33.1%、27.9% となっている。この割合についても、一般的の化学プラントでは 20～30% であると言われているが、水蒸気改質プラントについての正確な値が公表されていないのが現状である。

設備稼働率 (%)	70	90
水素製造価格 (円／Mcal)	4.6	4.3
(円／m ³)	14.1	13.1
合計費用 (億円／年)	173.1	206.0
年経費 (億円／年)	57.5	57.5
年経費／合計費用 (%)	33.1	27.9

国外における水蒸気改質プラントの水素製造価格評価例では、下表のような例がある⁽⁹⁾。

水素製造価格	資本費	運営管理費	ガス	電力	その他
6.71	1.72	0.43	3.97	0.09	0.54

(単位：¢ /m³)

資本費・運転維持費（上記表では資本費と運営管理費）が水素製造価格に占める割合は、32%である。1.2 円／¢ とすると、この水素製造価格は、約 8 円／m³ となり、WE-NETにおける評価例に比べかなり安い。このように、国内外における水素製造価格はかなり違った値を示している。しかしながら、WE-NETの評価において、原料有効利用率を 0.95、エネルギー有効利用率を 0.8、設備費を 10 万円／m³H₂、メタン価格 1.72 円/Mcal (WE-NETでは、それぞれ、0.525, 0.935, 13.5 万円／m³H₂、1.8 円/Mcal) とすれば、水素製造価格は 8.45 円／m³ となり、国外の水素製造価格と大差なくなる。

以上の状況から、ここでは、メタンの輸入価格 1.72 円/Mcal (1996 年度)⁽¹⁰⁾を用いて、(5.2.6) 式及び(5.2.8)式から、原料及びエネルギー有効利用率をそれぞれ 0.95 及び 0.8 として、原料価格とエネルギー価格を算出し、水素製造価格 10 円/m³ (0.856 円/MJ) からそれらの合計を差し引いた値を化石燃料燃焼水蒸気改質法における資本費・運転維持費とした。

すなわち、

$$\text{資本費・運転維持費} = 0.274 \quad [\text{円/MJ}] \quad (5.2.11)$$

とした。この値は、水素製造価格 0.856 円/MJ の約 32% になる。

(4) 比価格

水素製造価格を表す際に、化石燃料燃焼水蒸気改質法による水素製造価格を基準値 1 として他の水素製造価格を表すことにして、ここではこれを比価格と称する。

(5) 二酸化炭素処理費

① 原料からの二酸化炭素 排出量；

$$n_{m,CO_2} = n_{CH_4} \quad [\text{mol/MJ}_{H_2}] \quad (5.2.12)$$

$$m_{m,CO_2} = n_{m,CO_2} \times 44 \times 10^{-3} \quad [\text{kg/MJ}_{H_2}] \quad (5.2.13)$$

ここで、n_{m,CO₂} は、水素単位標準燃焼エネルギー当たりの、水素製造時に原料メタンから発生する二酸化炭素のモル数であり、m_{m,CO₂} は、水素単位標準燃焼エネルギー当たりの二酸化炭素排出質量である。

② 燃焼エネルギー源（燃料）からの二酸化炭素排出量；

$$E = \frac{4\Delta H_{H_2} - \Delta H_{CH_4}}{4} \frac{n_{H_2}}{\eta_T} = \frac{4\Delta H_{H_2} - \Delta H_{CH_4}}{4\Delta H_{H_2}\eta_T} \quad [\text{MJ/MJ}_{H_2}] \quad (5.2.14)$$

$$n_{f,CO_2} = \frac{E}{\Delta H_{CH_4}} \quad [\text{mol/MJ}_{H_2}] \quad (5.2.15)$$

$$m_{f,CO_2} = n_{f,CO_2} \times 44 \times 10^{-3} \quad [\text{kg/MJ}_{H_2}] \quad (5.2.16)$$

なお、燃料として重油や石炭を使用すると、CH₄(LNG) : 1.35 × 10⁻⁵ t·C/MJ (単位は熱量 1MJ 当たりの炭素排出量[トン]) を 1 として、二酸化炭素排出量は、

・ A 重油 : 1.89 × 10⁻⁵ t·C/MJ · · · · 1.4 倍

- ・ C 重油 : $1.95 \times 10^{-5} \text{ t}\cdot\text{C/MJ}$ 1.44 倍
 - ・ 石炭 : $2.41 \times 10^{-5} \text{ t}\cdot\text{C/MJ}$ 1.79 倍
- となる。

③ 二酸化炭素処理費用；

二酸化炭素を回収し、3000m の深海に固定する場合、21 円/kgCO₂ であることが報告されている⁽¹¹⁾。

$$C_{\text{処理}} = 21 \times m_{\text{CO}_2} [\text{円}/\text{MJH}_2] \quad (5.2.17)$$

④ その他のデータ

参考までに、最近の新聞記事において、以下の情報が伝えられている。二酸化炭素削減のためのいわゆる炭素税は、フィンランドで 1990 年に導入され、ガソリン 1 リッター当たり約 5 円、ドイツでは 1999 年に導入され、ガソリン 1 リッター当たり約 7 円である。これらの値を排出二酸化炭素 1 kg 当たりの価格に換算すると、それぞれ、2.2 円/kgCO₂、3.0 円/kgCO₂ となる。既に実施されている炭素税は、21 円/kgCO₂ の処理費用に比べれば、その十分の一程度であり、ガソリン等の使用抑制を狙ったものと考えることができる。環境庁による試算では、二酸化炭素排出量を 2010 年時点での 1990 年レベルと比較して 2 % 削減する場合、炭素税の導入だけでは 9 ~ 12 円/kgCO₂ 炭素税が必要となるが、排出量取引や省エネルギー投資への補助金等の施策との組み合わせにより 0.5 円/kgCO₂ 程度まで抑えることが可能であるとしている。一方、植林による二酸化炭素固定が検討されており、米国や東南アジアでは 0.2 ~ 0.6 円/kgCO₂ であり、我が国では 5.5 ~ 8.0 円/kgCO₂ と言われている。この我が国の二酸化炭素固定費用は、3000m の深海に固定する場合の 21 円/kgCO₂ まで高くはないが、2 ~ 3 円/kgCO₂ の炭素税よりは高くなっている。

なお、ガソリン 1 リッターの二酸化炭素排出量は約 2.3kgCO₂ であり、これは、0.64kgC に相当する。

以上の水素製造価格算出に用いる値、及び設定する前提条件について、以下に記す。

先ず、用いる値として、メタンの原料価格、水電気分解法における電力価格、並びに化石燃料燃焼水蒸気改質法におけるエネルギー価格は、以下のとおりとした。

(a) メタンの原料価格

$$C_{\text{CH}_4} = 0.411 [\text{円}/\text{MJ}] (= 1.72 [\text{円}/\text{Mcal}]) \quad (5.2.18)$$

なお、我が国における種々の化石燃料の輸入価格 C は、以下のとおりである⁽¹⁰⁾。

一般炭	原油	LPG	LNG	(1996 年)
0.88	1.65	2.46	1.72	[円/Mcal]
0.21	0.394	0.588	0.411	[円/MJ]

(b) 水電気分解法における電力価格

$$C = 1.64 [\text{円}/\text{MJ}] \quad (5.2.19)$$

なお、電力価格は、以下のとおりである。

- ・ 軽水炉の発電価格 : 5.9 円/kWh (= 1.64 [円/MJ])

- ・ LNG火力発電価格 : 6.4 円/kWh
- ・ 石炭火力発電価格 : 6.5 円/kWh
- ・ 石油火力発電価格 : 10.2 円/kWh
- ・ 水力発電価格 : 13.6 円/kWh

これらは、1999年12月の通産省・資源エネルギー庁による試算結果である。1994年に電気事業審議会需給部会で原子力発電の発電価格が9円/kWhであるとの評価結果が発表されているが、その後の運転年数、設備利用率、金利、為替レートなどが大きく変わったことを受けて、全電源の運転年数を40年、設備利用率を80%（水力のみ45%）、割引率を3%に統一して評価されたものである。

(c) 化石燃料燃焼水蒸気改質システムにおけるエネルギー価格

$$C = 0.889 \text{ [円/MJ]} \quad (5.2.20)$$

化石燃料燃焼水蒸気改質システムにおける熱価格は公表されていないため、公表されている発電価格を用いて単位量当たりの熱の価格を概算する。最新鋭火力である複合サイクルLNG火力発電所の熱効率は約50%であるから、1kWh当たりの発電量に対して約2倍の熱を消費する。したがって、複合サイクルLNG火力発電所の熱の価格は、発電価格の半分と推算できる。すなわち、 $C = 6.4 \text{ (LNG火力発電価格 [円/kWh])} \times 0.5 \text{ (発電効率)} = 0.889 \text{ [円/MJ]}$ である。

次に、仮定する項目は、以下のとおりである。

(A) 核熱の価格

高温ガス炉の核熱価格については、以下の条件を前提とした。

- (i) 高温ガス炉の発電価格を軽水炉の発電価格の2/3。
- (ii) 高温ガス炉の発電効率を50%。

上記前提条件のもと、下記の核熱価格をここで用いる。

$$C = 0.546 \text{ [円/MJ]} \quad (= 2.29 \text{ 円/Mcal}) \quad (5.2.21)$$

$$(= 5.9 \text{ [円/kWh]} \quad (= \text{軽水炉の発電価格}) \times 2/3 \times 0.5)$$

高温ガス炉の発電価格については、南アフリカのPBMR、米国／露のGT-MHR、米国マサチューセッツ工科大のMPBR、オランダ経済省によるPBMRの評価、欧州高温ガス炉グループによるPBMRの評価において、それぞれ、1.6～2.8¢/kWh（長期目標1.3¢/kWh）、第一モジュールプラントが2.2¢/kWh（後継機が1.3¢/kWh）、3.3¢/kWh、2～3¢/kWh、4.3¢/kWhとなっている⁽¹²⁾。また、土江らは、南アフリカのPBMRを日本で作る場合、次の三つのケースに対して建設単価を評価している。ケース1；機器をその国の物価ベースで国内調達、ケース2；仕様を一部軽水炉並みに戻す、ケース3；仕様をすべて軽水炉並みに戻す。これら三つのケースに対して、建設単価は、それぞれ、南アフリカの建設単価の（1040\$/kWe、長期目標880\$/kWe）2.1倍、2.2倍、2.5倍となっている^(12, 13)。これらの評価から上記(i)の前提条件は妥当であると考えられる。なお、現在、我が国における大型軽水炉の実績値は、2000～3000\$/kWeであり、新型軽水炉の目標が～2000\$/kWeである⁽¹²⁾。一方、高温ガス炉の発電効率については、原研が行った高

温ガス炉閉サイクルヘリウムガスタービン発電システムの設計により 48.4% の発電効率が期待できることを報告している⁽¹⁴⁾。ここでは、これを 50%とした。これらの前提条件を基に算出した (5.2.20) 式の核熱価格を高温ガス炉水蒸気改質法及び高温ガス炉 I S プロセス法に適用する。参考までに、軽水炉の核熱価格を計算すると、軽水炉の発電効率を 33% として、0.541 [円/MJ] (2.27 円/Mcal) となる。

なお、発電単価が同じであれば、発電効率を高くするほど、核熱価格は高くなる。

(B) 原料及びエネルギーの有効利用率

化石燃料燃焼水蒸気改質システムにおける原料有効利用率及びエネルギー有効利用率を以下のように設定した。

<化石燃料燃焼水蒸気改質法>

(i) メタン原料の有効利用率を 0.95 とする。

$$\eta_M = 0.95 \quad (5.2.22)$$

(ii) エネルギー有効利用率を 0.8 とする。

$$\eta_T = 0.8 \quad (5.2.23)$$

高温ガス炉水蒸気改質法における原料有効利用率及びエネルギー有効利用率について、上記の化石燃料燃焼水蒸気改質法と同じ値と仮定する。

化石燃料燃焼システムと高温ガス炉システムにおける水蒸気改質プロセス条件を比較してみる。水蒸気改質反応では、高圧・低温であるほど、原料であるメタンの転換率が悪くなる。反応温度は、両システムとも大差ないため、圧力について考える。高温ガス炉システムでは、原子炉除熱能力の観点からガス冷却材は高圧であるほど有利であり、外部への漏洩を防ぐという安全上の観点から一次系、二次系、三次系の順に少しづつ圧力を上げている。このため、原料ガス（メタンと水蒸気）系は、化石燃料燃焼システムでは 10 気圧程度であるのに対して、高温ガス炉システムでは 40 気圧以上になる。メタンの転換率は、10 気圧では約 95% となるが、40 気圧では 60% 程度まで減少する。高温ガス炉システムでは、残メタン回収・再利用による化石燃料燃焼システムとほぼ同程度の転換率を得ることができる技術を既に確立しており、高温ガス炉システムにおいても原料の有効利用率を 0.9 程度とすることは可能である。また、高圧にすると、水蒸気改質反応器を小型化でき、この高温機器の小型化による設備費の減少によって、残メタン回収・再利用装置の設備費増加分を吸収できると考えている。

エネルギー有効利用率については、化石燃料燃焼システムでは水蒸気改質器での火炎による熱放射によって高い熱伝達率が達成されているに対し、高温ガス炉システムではヘリウムガスの対流による熱伝達率が小さいという影響が考えられる。しかしながら、流路及び伝熱面形状の工夫でもって伝熱促進を図ることにより、水蒸気改質反応速度に対して十分な熱伝達率を得ることができる。

<水電気分解法>

(i) エネルギー有効利用率（電気／水素変換効率）を 0.9 とする。

$$\eta_T = 0.9 \quad (5.2.24)$$

<高温ガス炉 IS プロセス>

(i i) エネルギー有効利用率(熱／水素変換効率)を 0.55 とする。

$$\eta_T = 0.55 \quad (5.2.25)$$

水電気分解における変換効率は、最新の技術で 0.9 程度と言われている。IS プロセスの変換効率については、約 50%程度は達成できると考えられているが、55%は目標値として厳しい値である。

(C) 資本費・運転維持費

水電気分解法、高温ガス炉水蒸気改質法、高温ガス炉 IS プロセス法の資本費・運転維持費は、化石燃料燃焼水蒸気改質法における 0.274 [円/MJ] と同じとする。

$$\text{資本費・運転維持費} = 0.274 [\text{円}/\text{MJ}] \quad (5.2.26)$$

高温ガス炉と化学プラントを接続する場合、化学プラントを一般設備として建設し運転することができるならば、高温ガス炉水蒸気改質法における資本費・運転維持費は、化石燃料燃焼水蒸気改質法におけるそれと同じと考えてよいであろう。高温ガス炉 IS プロセス法では、IS プロセスの主な化学反応が 3 種類あること、及び硫酸やヨウ化水素などに対する耐食性材料が必要なことから、主な化学反応が 1 種類であり、硫酸やヨウ化水素などを使わない水蒸気改質法に比べて、資本費・運転維持費が高くなると考えられる。しかしながら、水蒸気改質反応と同様の高温領域における反応は 1 種類であり、残り 2 種類に反応が中低温領域であるため、化石燃料燃焼水蒸気改質法における資本費・運転維持費と同じ程度とは考えにくいが、3 倍以上となるようなことは考えにくい。ここでは、現時点で材料費等を正確に見積もることが困難であるため、IS プロセスにおける資本費・運転維持費を化石燃料燃焼水蒸気改質法におけるそれと同じと仮定した。

以上の値をまとめて以下に示す。

	化石燃料燃焼水蒸気 改質システム	水電気分解法 システム	HTGR 水蒸気 改質システム	HTGR IS プロセス
原料原価 (円/MJ)	0.411		0.411	
原料有効利用率	0.95		0.95	
エネルギー (発電) 価格 (円/kWh)	6.4 (LNG 火力)	5.9 (軽水炉)	5.9 (軽水炉)	5.9 (軽水炉)
HTGR 価格比率			2/3	2/3
発電効率	0.5		0.5	0.5
熱価格 (円/MJ)	0.889		0.546	0.546
エネルギー有効利用率	0.8	0.9	0.8	0.55
資本費・運転維持費 (円/MJ)	0.274	0.274	0.274	0.274
二酸化炭素処理費 (円/kg CO ₂)	21 (原料、エネルギー)		21 (原料)	

なお、エネルギー単位間の換算係数をまとめて以下に示す。

$$4.187 \text{ MJ/Mcal}, 3.6 \text{ MJ/kWh}, 11.6808 \text{ MJ/m}^3, 2.78978 \text{ Mcal/m}^3$$

ここで、体積換算には、標準状態； $1.013 \times 10^5 \text{ Pa}$ 、 25°C を用いた。

5. 2. 2 算出結果とまとめ

化石燃料燃焼水蒸気改質法、水電気分解法、高温ガス炉水蒸気改質法、高温ガス炉 I S プロセス法(水分解)の4つの方法における水素製造価格の算出結果を Table 5.2.1, 5.2.2 及び Fig. 5.2.1, 5.2.2 に示す。Table 5.2.1 及び Fig. 5.2.1 は、二酸化炭素処理費を考慮しない場合の水素製造価格であり、Table 5.2.2 及び Fig. 5.2.2 は、二酸化炭素処理費を考慮した場合の水素製造価格である。Fig. 5.2.1 から化石燃料燃焼水蒸気改質法における水素製造価格を基準にして、水電気分解法、高温ガス炉水蒸気改質法、高温ガス炉 I S プロセス法における水素製造価格は、それぞれ、2.5、0.9、1.5 倍であることがわかる。算出に際して用いた値及び設定した前提条件が保持、達成されるならば、高温ガス炉水蒸気改質法による水素製造価格は、化石燃料燃焼方式を幾分凌ぎ、高温ガス炉 I S プロセス法による水素製造価格は、水電気分解法に大きく優る。また、Fig. 5.2.2 から二酸化炭素処理費を考慮した場合には、高温ガス炉水蒸気改質法及び I S プロセス法とともに化石燃料燃焼水蒸気改質法及び水電気分解法に優ることがわかる。Fig. 5.2.1 から、水電気分解法及び I S プロセス法においては、資本費・運転維持費が水素製造価格に占める割合は、それぞれ、約 13% 及び約 21% と小さく、残りはエネルギー費であることがわかる。I S プロセスにおけるエネルギー有効利用率の向上は、水素製造価格に対して大きく影響する。

以上の結果から、高温ガス炉による水素製造においては、まず、核熱価格が化石燃料燃焼エネルギー費より安くするために、高温ガス炉発電による電力価格を現輕水炉の $2/3$ 程度にすること、次に、化石燃料燃焼水蒸気改質法における水素製造施設と高温ガス炉水素製造施設が同程度の費用で作れるようにするため、水素製造施設を一般施設として建設・運転が可能なようになること、最後に、経済性評価に基づいた原料・エネルギー有効利用率の向上を図ることが、高温ガス炉水素製造システムの研究開発の最終目標であることがわかる。これら最終目標を達成するため、原研では、原研型発電用高温ガス炉システムの開発、原子炉安全・安定運転を達成しつつ、かつ高温隔離弁等による核熱利用系機器・装置の非原子力級化に関する研究開発、高性能・コンパクトな熱交換器の技術開発、伝熱促進技術開発、原料・エネルギー有効利用率向上のための技術開発等の研究開発に取り組んでいる。

5. 3. エネルギーシステムの外部費用

競争原理に従って決まる市場価格には、5. 2. 1 で考えた二酸化炭素の処理処分の費用は組み込まれていない。しかしながら、世界人口の急激な増加に伴う生産・消費の大量化は、我々が住む地球の環境に少なからぬ影響を与えることが、公害、地球温暖化などの環境問題を通じて周知の事実となってきた。このような生産・消費の大量化は、地球環境に、そして最終的には地球上に住む人類を含めたすべての生物に損害を与えることになる。損害を与えるものの価格が高くなれば、その生産・消費を抑えることができ、我々は持続可能な発展を遂げることができるであろう。市場価格の決定機構の中にこのような損害抑制機構を組み込むべきであり、例えば、人工

的抑制方法のひとつが二酸化炭素排出抑制のための炭素税であると考えられる。このような税は、自由競争に介入し、市場価格を制御しようとするものであり、大量生産・消費により発生する損害の防止政策として各国が実施、もしくは実施しようとしている。公共の観点から、どのような介入、即ち、政策を実施すべきかについて、競争原理に従って決まる市場価格に組み込まれることのない、いわゆる外部費用に関する研究が、特に、エネルギー・システムに関して 1990 年代初頭から欧米において集中的に進められた⁽¹⁵⁾。英国における発電用燃料サイクルの外部費用試算結果が文献⁽¹⁵⁾に報告されている。それによると、公衆の健康、地球温暖化、農作物、騒音、建築材料、職業人の健康などに対して、各発電用燃料サイクルがどの程度損害を与えるかを算出しており、下記のようになっている。

石炭	石油	天然ガス	原子力	風力	バイオマス
54.6	41.8	16.5	2.55	1.36	5.47

(単位 : mECU/kWh ; 100 円/ECU 換算で、10mECU=1 円)

単純には、これら外部費用が市場価格に上積みされた価格がその物の価格であると考えようということである。我が国におけるこれまでの公害訴訟は、公衆が受けた損害に対してその補償を求めたものであり、損害を受けた後に損害費用を払うものである。上記外部費用は、前もって損害費用を提示し、市場価格を何らかの形で制御することにより損害を受けないようにしようというものである。英国における電気事業の発電コストが 30~45 mECU/kWh であるので、化石燃料、特に、石炭と石油から受ける損害を費用に換算した上記の外部費用は、如何に大きな費用かがわかる。なお、英國のこの試算結果では、原子力における重大事故の外部費用を試算していない。この点に関して、確率論的リスク評価に基づくドイツの試算結果は、0.0034 mECU/kWh という低い試算結果が報告されているが、まだ十分な精度を持ったデータとは言えず、実証的な研究の蓄積が待たれており、原子力の重大事故の損害費用を算出するという試みはまだ途上である⁽¹⁵⁾とのことである。

上記のようなエネルギー外部性は、現時点において受ける損害額の評価手法である。将来、我々がエネルギーを安定に確保できなかつた場合に受けるかもしれない損害について、このように将来におけるエネルギーの安定確保性も、現時点での損害費用と同様に、市場価格に含まれていない。藤本と福田⁽¹⁶⁾は、エネルギー安全保障としての燃料備蓄に関する外部費用、即ち、各発電プラントで行われている燃料貯蔵をエネルギー安全保障上行われている石油備蓄の軽減分と考えた場合の外部費用として、

石炭	石油	天然ガス	原子力
-0.090	-0.028	-0.086	-4.43

(単位 : 円/kWh)

なる値を試算し、これらの値から原子力発電のエネルギー安全保障（エネルギー資源の備蓄）としての有用性が示されたと報告している。外部費用を市場価格に加えて、例えば、発電プラントにおけるすべての得失をひとつの評価基準、即ち、経済性で評価しようというのが外部費用に関

する研究であり、負の外部費用を示す発電プラントは、より経済的であることを示している。5. 2. 1に示した我が国における各発電プラントにおける価格に上記の値を加えると、

	石炭	石油	天然ガス	原子力
5.2.1に示した価格	6. 5	10. 2	6. 4	5. 9
上記価格+外部費用	6. 4	10. 2	6. 3	1. 5

(単位：円／kWh)

となり、原子力発電の有用性の大きさがわかる。

原子力プラントに上記のような現時点及び将来における外部費用を考えるならば、原子力の廃棄物処理処分、重大事故の外部費用など更なる検討が必要ではあるが、原子力プラントの経済性は、他のプラントに比べ非常に有利になることがわかった。公共の観点から、大量生産・消費によって地球環境に損害を与える物について、それらの価格を市場原理に完全に任せではなくておけないという考え方方が世界の主流であり、特にエネルギーについて、その外部性を定量的に評価し、税金などによって市場価格をある程度制御する際に、税の導入に関し公衆の理解を得るために、エネルギー外部性の研究が行われ、実用の段階にまできている。単に、市場原理のみで決まるエネルギー価格によって、エネルギーを導入するかどうかを決めるのは、必ずしも正しくないことが理解されるべきである。

5. 4 原子力プラントの設備投資

5. 2節で核熱による水素製造の経済性に関し、水素製造価格の概算値を示した。しかしながら、大量に生産し消費する物、特に、エネルギーについては、その市場価格が安価というだけではなく、環境等に与える損害、並びに、エネルギーが安定に確保されなかつた場合に受ける損害に対する外部費用を含めて考える方向にあることを5. 3節に記した。本節では、原子力発電プラントの設備費の特徴を踏まえ、新たな原子力プラントを建設しようとするときの投資リスクを考えたときの一つの判断基準になると考えられる設備投資について述べる。

低成長経済、経済環境の先行き不安・不透明感、電力市場の自由化といった状況の中で、エネルギー関連の経営者は、一般的に、投資におけるリスクを回避し、手元に幾つかの選択肢を残すことを考えるであろう。このために、リスクを伴う投資ができる範囲内で先延ばしにするのが有力な手段である。仮に、投資を行うと判断した場合であっても、設備投資額が小さく、かつ短期的に投資額を回収できる対象を選択するであろう。例えば、軽水炉型原子力プラントは、その経済性向上のために大型化を図り、そのため設備費が大きく⁽¹⁷⁾、また、計画から建設までのリードタイムが長く、そして運転期間が約40年もの長期にわたるという特徴をもっている。加えて、放射性廃棄物の処理費用や廃炉費用などの不確実性がある。

発電プラント	原子力	石炭	天然ガス	石油
建設単価（万円/kW）	31	30	20	19
燃料単価（円/kWh）	1. 8	3. 0	4. 5	6. 0

(参考文献⁽¹⁷⁾)

エネルギー関連の経営者が原子力発電の新規導入を考える場合、上述のような状況下で、軽水炉型原子力プラントの有する特徴を考えると、設備投資の観点だけからは積極的な投資が行われる要因は見つけにくいようである。このため、原子力発電プラントがたとえ発電原価で十分競争力を有したとしても、大きな設備投資額と長いリードタイムといった投資リスクの観点からは、大型の軽水炉型原子力プラントの新規導入が促進されるのは難しい状況にあると思われる。したがって、このような状況の下では、設備投資額が小さく、計画から建設までのリードタイムが短い原子力プラントのほうが有利である。高温ガス炉は、他の発電プラントに対しても発電原価で十分な競争力を有し、かつ、設備費（資本費）が20万円/kW以下、モジュラー型による建設期間の短縮といった正に前述の要件を満たした原子力プラントである。

このような経済性の高い高温ガス炉を水素製造に利用する際に、水素配給設備の費用がかさむため、それらを考慮する必要がある、よく言われる。現在、確かに我が国には水素配給設備はほとんどなく、新たに整備する必要がある。しかしながら、中小型の高温ガス炉は、軽水炉発電用原子力プラントのように、需要地から遠くに建設して、長距離用送電網で電気を需要地まで延々と運ぶという必要はなく、需要地近接立地が可能であるが故に、高温ガス炉から近くの水素利用産業までの水素配送設備を整備すればよい。また、燃料電池自動車での水素利用では、高温ガス炉で製造した水素を水素タンクに一旦貯蔵し、水素タンクから、例えば、現在のタンクローリーによるガソリンスタンドまでのガソリン配送システムを暫時水素配送システムに置き換えていくことも可能であると考えられる。発電用高温ガス炉も需要地近接立地が可能であるが故、やはり、長距離用送電網は不要である。

以上のように、高温ガス炉は、原子炉本体の設備投資額を小さくすることが可能であり、また、モジュール化による工場生産が可能であり、計画から建設までのリードタイムを短くすることができます。また、水素製造高温ガス炉では、需要地近接立地が可能であるが故に、水素の遠距離輸送を必要とせず、水素配送設備に大きな投資額を要しないと考えられる。このような高温ガス炉の特徴故に、高温ガス炉は、火力発電も含めた他の発電プラントと発電原価で十分な競争力を有しつつ、大型軽水炉発電プラントに比べて、高温ガス炉の設備投資リスクを大きく軽減することが可能である。

5章の参考文献

- (1) 阿部勲夫：“世界的に新技術の開発進む－水電解法－”，化学経済，Vol. 41, No.2, 86 (1994).
- (2) Cloumann, A. et al. : "Analysis and Optimization of Equipment Cost to Minimize Operation Investment for a 300MW Electrolysis Plant", 第11回世界水素エネルギー会議予稿集, 143 (1996).
- (3) 新エネルギー・産業技術総合開発機構編：“WE-NET 計画 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”，(1995).
- (4) 資源エネルギー庁公益事業部編：“平成11年度電力需給の概要”，(2000).
- (5) 小松崎均：わが国の電気事業のコスト構造分析と今後の課題”，エネルギー経済, Vol.21, No.9,

2 (1995).

- (6) 桜井誠 他：“原子力オフピーク電力による電解水素製造の可能性の検討”，水素エネルギー・システム，Vol.25, No.1, 29 (2000).
- (7) 西原哲夫 他：“実用高温ガス炉水素製造システムの検討”，JAERI-Tech 2000-046 (2000).
- (8) 産業技術総合開発機構：“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 (1997).
- (9) Gaudernack, B. and Lynam, S. : "Hydrogen from Natural Gas without Release of CO₂ to The Atmosphere", Hydrogen Engng. Prog., 11, 511 (1996).
- (10) (財) 日本エネルギー経済研究所エネルギー計量分析センター編：“EDMC/エネルギー・経済統計要覧”，(財) 省エネルギーセンター (2000).
- (11) 内山洋司, 山本博巳：“発電プラントの温暖化影響分析”，電力中央研究所報告 Y91005 (1991).
- (12) 土江保男：高温ガス炉ガスタービンシステムの概要と予備的経済性評価，原子力学会誌，Vol.42, 10, 1014 (2000).
- (13) 浦上正雄, 土江保男：“P BMR の経済性予備的評価”，日本機械学会 2000 年度年次大会講演論文集 (IV) , 389 (2000).
- (14) 武藤, 石山：“高温ガス炉ガスタービンシステムの技術課題とその解決法”，原子力学会誌，Vol.42, 10, 1020 (2000).
- (15) 伊東慶四郎：“総論：エネルギー外部性研究の概要”，エネルギー・資源誌, Vol.21, No.6, 479 (2000).
- (16) 藤本登, 福田研二：“我が国における火力ならびに原子力発電に対するエネルギー安全保障としての燃料備蓄に関する一考察”，ibid., Vol.21, No.5, 438 (2000).
- (17) 今中健雄, 山地憲治：“不確実性を伴う需要成長下における分散電源の配置に関する検討”，電気学会論文誌 B, Vol.119, No.10, 1035 (1999).

Table 5.1.1 アルカリ水電解による水素製造コストの試算例

	Case1	Case2
稼働日	210日／年	321日／年
水素発生量	256MNm ³ ／年	396MNm ³ ／年
年間減価償却費	18.6M\$	18.6M\$
補助変動費	4.3M\$	6.6M\$
水素 1 Nm ³ あたり		
減価償却費	7.2¢	4.7¢
補助変動費	1.7¢	1.7¢
電力コスト	7.4¢	7.4¢
水素製造コスト	16.3¢ / Nm ³	13.8¢ / Nm ³

規模：300MW (60,000m³/H) 常圧電解プラントと圧縮機 (33気圧)

運転員：2人／シフト、メンテナンス時は日勤者4人

建設コスト：169M\$、耐用年数：25年、金利：年率10%、電力原単位：4.9kWh、電力費：1.5¢/kWh

Table 5.1.2 固体高分子電解質型水電解のプラント仕様⁽³⁾

設備タイプ	A-1	A-2	A-3	アルカリ水電解
単電極面積 (m ²)	3	3	1	
運転圧力 (atm)	1	1	10	1
運転温度 (°C)	80	80	80	
電流密度 (A/cm ²)	1	3	1	0.14
エネルギー効率 (%)	90	90	90	
槽電圧 (V)	1.65	1.65	1.65	1.9 ~ 2.0
電力原単位 (kWh/Nm ³)	3.95	3.95	3.95	4.6 ~ 4.8

アルカリ水電解：参考値

Table 5.1.3 固体高分子電解質型水電解による水素製造コストの試算例⁽³⁾

設備タイプ	A-1	A-2	A-3	アルカリ水電解
設備費(百万円)	13,654	6,579	14,101	20,000
電解槽	7,560	2,688	8,378	
直流電源	1,814	1,300	1,455	
電解設備 BOP	1,129	1,073	1,014	
共通設備	3,151	1,518	3,254	
固定費合計(百万円/年)	2,531	1,236	2,531	3,631
機械類原価償却費(10年定額)	1,077	523	1,077	1,539
建物原価償却費(35年定額)	92	45	92	132
固定資産税(設備費 × 0.7%)	98	48	98	140
損害保険料(設備費 × 0.6%)	84	41	84	120
補修費(設備費 × 2.0%)	280	136	280	400
人件費(設備費 × 0.3%)	42	21	42	60
設備費金利(5.2%/年)	728	354	728	1,040
一般管理費(設備費 × 1.0%)	140	68	140	200
固定費負担単価(円/Nm ³)	10.07	4.90	10.07	14.40
変動費単価(円/Nm ³)	19.75	19.75	19.75	23.50
水素製造単価(円/Nm ³)	29.82	24.65	29.82	37.90

アルカリ水電解：参考値

(注) 装置容量 : 32,000Nm³/h

変動費単価は (電力費) × (電力原単位)。電力費は 5 円/kWh を想定している。

上記以外の附属設備としては、水素液化設備 (490 億円)、貯蔵設備費 (1,240 億円) などがある。

Table 5.2.1 水素製造価格概算値の算出結果一覧

	化石燃料燃焼 水蒸気改質法	水電気分解法	HTGR 水蒸気改質法	HTGR ISプロセス法
費用比率		1	1	1
資本費・運転維持費 (円/MJ) 式(26)	0.2735	0.2735	0.2735	0.2735
(資本費等)/(水素価格)	0.3195	0.1306	0.3592	0.2159
原料原価(円/MJ) 式(18)	0.4108		0.4108	
原料有効利用率 式(22)	0.95		0.95	
$\Delta H_{CH_4}/(4 \Delta H_{H_2})$	0.7787		0.7787	
原料費(円/MJ) 式(6)	0.3367	0	0.3367	0
(原料費)/(水素価格)	0.3933	0.0000	0.4423	0.0000
エネルギー原価(円/MJ) 式(20), (19), (21), (21)	0.8889	1.6389	0.5463	0.5463
エネルギー有効利用率 式(23), (24), (23), (25)	0.8	0.9	0.8	0.55
$(4 \Delta H_{H_2} - \Delta H_{CH_4})/(4 \Delta H_{H_2})$	0.2213	1.0000	0.2213	1.0000
エネルギー費(円/MJ) 式(8), (9), (10)	0.2459	1.8210	0.1511	0.9933
(エネルギー費)/(水素価格)	0.2872	0.8694	0.1985	0.7841
水素製造価格(円/MJ)	0.856	2.094	0.761	1.267
水素製造価格(円/Mcal)	3.585	8.770	3.188	5.304
水素製造価格(円/m ³)	10.000	24.465	8.893	14.797
比価格	1.000	2.447	0.889	1.480

Table 5.2.2 CO₂処理費を考慮した場合の水素製造価格概算値の算出結果一覧

	化石燃料燃焼 水蒸気改質法	水電気分解法	HTGR 水蒸気改質法	HTGR ISプロセス法
資本費等(円/MJ)	0.2735	0.2735	0.2735	0.2735
(資本費等)/(水素価格)	0.1412	0.1306	0.1697	0.2159
原料価格(円/MJ)	0.3367	0.0000	0.3367	0.0000
(原料費)/(水素価格)	0.1739	0.0000	0.2089	0.0000
エネルギー価格(円/MJ)	0.2459	1.8210	0.1511	0.9933
(エネルギー費)/(水素価格)	0.1270	0.8694	0.0937	0.7841
CO ₂ のモル数(mol/MJ) 式(12)	0.9207		0.9207	
CO ₂ の質量(kg/MJ) 式(13)	0.0405		0.0405	
原料からのCO ₂ 処理費用 (円/MJ) 式(17)	0.8507	0	0.8507	0
(原料処理費)/(水素価格)	0.4393	0.0000	0.5277	0.0000
CO ₂ のモル数(mol/MJ) 式(15)	0.2486			
CO ₂ の質量(kg/MJ) 式(16)	0.0109			
エネルギーからのCO ₂ 処理 費 (円/MJ) 式(17)	0.2297	0	0	0
(エネルギー処理費) (水素価格)	0.1186	0.0000	0.0000	0.0000
水素製造価格(円/MJ)	1.9365	2.0945	1.6120	1.2668
水素製造価格(円/Mcal)	8.1081	8.7696	6.7496	5.3039
水素製造価格(円/m ₃)	22.6199	24.4651	18.8299	14.7967
比価格	1.000	1.082	0.832	0.654

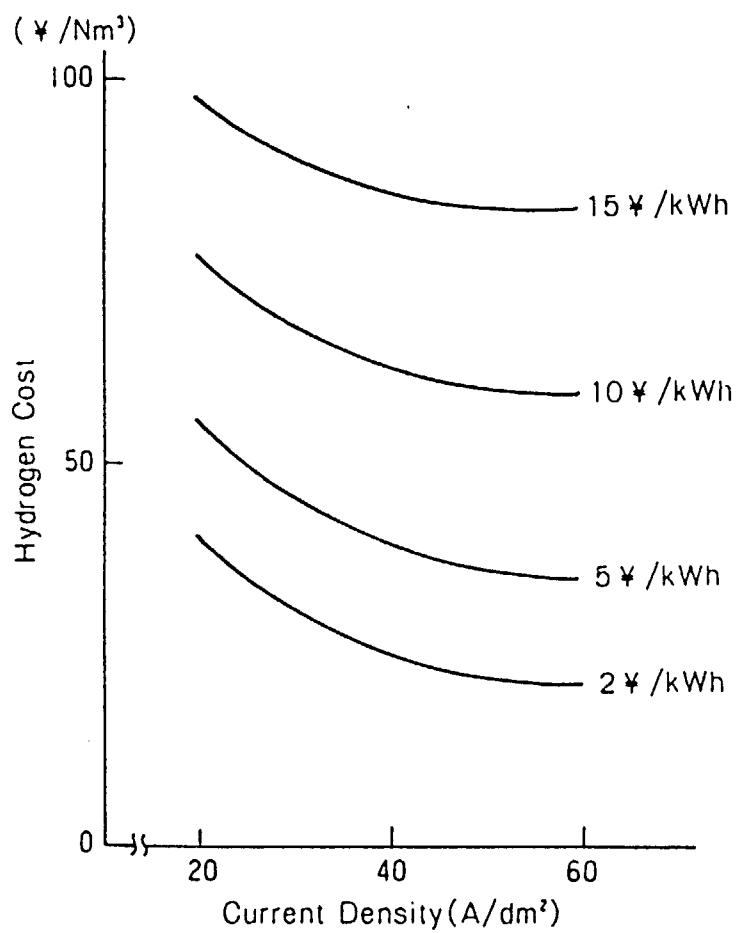


Fig. 5.1.1 水素製造コストの電解槽電流密度依存性と電力単価の影響

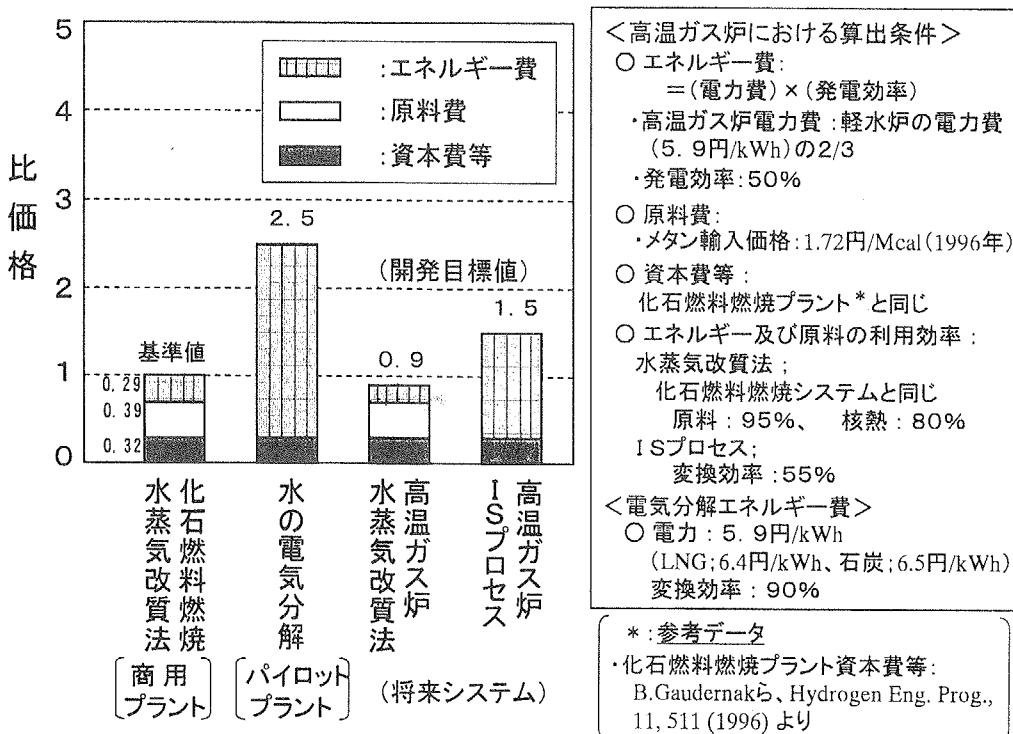


Fig. 5.2.1 水素製造価格概算値の算出結果

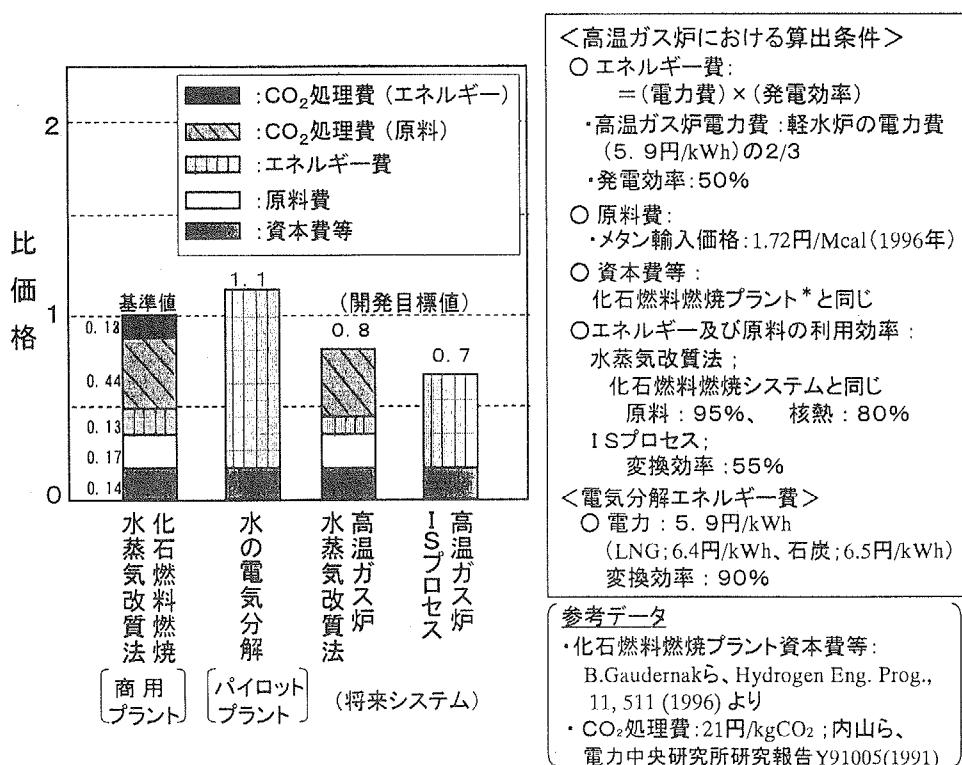


Fig. 5.2.2 CO2処理費を考慮した場合の水素製造価格概算値の算出結果

6. 水素利用分野と需要予測

6. 1 現在の利用分野

6. 1. 1 水素の需要量

世界の水素需要量は、年間 2,400 から 5,000 億 m^3 といわれている^(1,2)。その大半（90%以上）は、アンモニア合成、石油精製、メタノール合成の工業原料として使われている。1978 年のデータによれば、需要量の多い国は、アメリカ、日本、西独、カナダの順になる⁽³⁾。一方、我が国の水素需要量は、Table 6. 1. 1 に示すように約 200 億 m^3 であり⁽¹⁾、その内訳は 1980 年には、石油精製、アンモニア合成、石油化学、メタノール製造で 95%を占めていたが、これらに必要な水素は自家生産、自家消費されている。

最近の統計データから化学原料として需要の大半を占める水素の需要量を試算してみる。まず、アンモニアについては、アンモニア 1 トンを製造するために $2,100 m^3$ の水素が必要と云われている⁽⁴⁾。1997 年のアンモニア生産量は $1,836 \times 10^3$ トンであるから⁽⁵⁾、 $3,800 \times 10^6 m^3$ の水素が必要である。石油精製については、軽油の硫黄分を除去するために水添脱硫法が採用されており、軽油 1klあたり $40 m^3$ ($47 m^3/t$) の水素が必要と云われている。この水素元単位を 1997 年の石油製品生産量 $229 \times 10^6 kl$ (195×10^6 トン) 全てに当てはまると仮定すると、必要な水素は $9,160 \times 10^6 m^3$ である。なお、精油所の水素製造の設備能力は、国内合計 $1,132 \times 10^3 m^3/h$ であり⁽⁶⁾、稼働時間を 8,000 h と仮定すれば、 $9,060 \times 10^6 m^3$ となる。メタノールについては、第 2 次オイルショック後、原料面で競争力を失い、安価な天然ガスを原料とする資源国に立地した合弁会社等を通じて、需要量のほとんどが輸入されている。1997 年には 210 万トン（必要水素量は $4,830 \times 10^6 m^3$ 相当）が輸入されており、国内プラントとしては、三菱ガス化学（新潟）のみとなっている⁽⁵⁾。ベンゼン、トルエン、キシレン（BTX）については、1997 年の生産量は各々、 $4,501 \times 10^3$ 、 $1,418 \times 10^3$ 、 $4,633 \times 10^3$ トンであり、合計 $10,552 \times 10^3$ トンである⁽⁷⁾。BTX 1 トンあたり $290 m^3$ の水素が必要であるから、 $3,060 \times 10^6 m^3$ となる。以上をまとめると、Table 6. 1. 2 に示すように最近の水素需要量は、原料としての利用は 160 億 m^3 であり、オンサイト製造による水素が大半を占める。

この他、外販の水素は Fig. 6. 1. 1 に示すように、ここ数年、年間 1.6～1.8 億 m^3 で推移している。この水素は Fig. 6. 1. 2 に示すように主に弱電（光ファイバー、半導体）、化学（油脂、香料、食品工業）、金属（熱処理）、ガラス工業分野で使われている⁽⁸⁾。外販水素は、カセイソーダ製造のための食塩水の電気分解時に発生するいわゆる副生水素のほか、コークス炉からの副生水素等を精製して供給されている。元々、20 万 m^3 /月（ $300 m^3/h$ 相当）以上としていたオンサイト装置が最近 10 万 m^3 /月以下の小規模ユーザもオンサイト化をはかり外販水素を圧縮しつつある。

また、ロケット試験及び打ち上げ用として年間数千 kl の液体水素の需要がある。液体水素需要は H-II エンジンの開発が本格化する 80 年代後半から増加、Fig. 6. 1. 3 に示すようにピークの 93 年に $7,800 kl$ ($6.12 \times 10^6 m^3$) に達した。実機打ち上げが始まった 95 年、96 年は減少したが、97 年から改良型 H-IIA エンジンのテストもあり 6,000 kl 台に回復したものの、1998 年の実績ベースで 6200 kl（約 $5 \times 10^6 m^3$ ）と全水素需要量からみるとときわめて少量である⁽⁹⁾。2000 年に

は 13,000 kl の需要が見込まれている。今後は、燃料電池に代表される水素自動車等への多量の利用が期待される。

以上の水素需要量に対し、水素利用の立場からその分野を分類すれば、Table 6. 1. 3 に示すようになり、その利用方法を次項に述べる。

6. 1. 2 工業用原料⁽¹⁰⁾

(1) 燃料工業

原油を精製することにより、自動車や航空機などの各種の燃料油とプラスチックなどの石油化学原料が得られる。燃料や化学製品原料にはそれぞれに必要とされる品質規格があり、原油をそれぞれの品質規格に合うような留分に精製することが石油の精製である。20世紀は石油の世紀とも云われたが、21世紀にも原油の重質化傾向に伴って石油精製に必要な水素に対する需要が増大すると考えられる。また、埋蔵量が豊富な石炭を利用しやすい形態に転換するためには石炭液化が、従来、必須と考えられ、石炭液化の本格化にともなって大量の水素需要が発生する可能性もある。

1) 原油の成分

地殻から産出したままの状態の石油を原油と称する。原油の元素組成としては炭素と水素が大部分を占めるが、その他の成分として硫黄（痕跡～8%）、窒素（痕跡～6%）、酸素（痕跡～1.8%）のほか、ニッケル、バナジウムなどが含まれる。このうち、炭素と水素は主に飽和炭化水素として存在するが、主成分である直鎖脂肪族化合物の割合や含量は原油によって大きく異なり、流動性などに大きな影響を与えていた。この他、殆ど全ての芳香族化合物や縮合環化合物が含まれる。

硫黄は通常 0.5～1.5% の場合が多いが、炭化水素との化合物、単体硫黄、硫化水素、硫化カルボニルとして存在する。窒素は通常 0.2% 以下であり、窒素化合物として高沸点留分や残油中に存在する。大部分の原油では酸素の含有量は少なく、カルボン酸 (-COOH) のような酸として存在する。ニッケルとバナジウムは全ての原油に含まれる主要金属であり、含有率は 10ppb 程度である。

2) 石油精製

石油精製における水素の需要量は、Table 6.1.2 に示したように約 92 億m³と需要総量の大半を占めている。石油精製は、以下の各工程からなる。(c) と (d) の工程で水素を大量に必要とする。

- a) 脱塩 → b) 蒸留 → c) 水素処理 → d) 水素化分解 →
- e) その他（接触分解など）

a) 脱塩

原油を 65～90°C に加熱し、塩、粘土、その他の浮遊固体の 90% 以上を水洗で除去する。

b) 蒸留

常圧及び減圧の連続蒸留を組み合わせ、原油から軽質ガソリン、ナフサ、灯油、軽油、残油などの留分を得る。

c) 水素処理

温和な条件では、二重結合を含むオレフィン類が水素化されるとともに、硫黄、窒素、酸素、金属が除去される。処理条件は、固定床（触媒再生なし）を用い、1.5~2MPa、350~400°Cである。

水素の消費量は運転条件が厳しくなるとともに増加するが、原油中の硫黄やオレフィンなどの含有量によっても異なる。水素の消費量は、水素処理において原油1m³当たり18m³と言われている。わが国の石油輸入量は約3億kl/年であり、この量の原油を水素化処理するために必要な水素量は約54億m³/年となる。水素処理とd) 水素化分解を合わせて水素消費量を原油1m³当たり40m³とすると水素需要量は約92億m³/年となる。

d) 水素化分解

原油中に高分子量の成分が含まれる場合、水素処理より過酷な条件で水素化分解を行って、低沸点留分を得る。この工程は低沸点留出分を増加させるために広く行われており、原油の重質化傾向とともに重要性が増している。水素化分解における水素の消費量は原料1m³当たり180m³と云われている。

e) その他

石油精製における上記以外の工程、接触分解、接触改質、水素製造、硫黄回収、スチームクラッキングなどのうち、主要なものを以下に示す。

接触分解：ガソリンや中間留分の沸点範囲を持つ物質を得るために、重質留分油を流動床プロセスなどにより接触分解する。

接触改質：蒸留で直接分留された低オクタン価のナフサを、白金またはパラジウムベースの触媒を用い接触改質する。この場合、水素は副生する。副生する水素量は、原料1m³当たり36~45m³である。

水素製造：水素処理の必要性が増すとともに接触分解で副生する水素だけでは水素が不足するため、ナフサ、製油所ガス、メタンを接触水蒸気改質して水素を供給する。

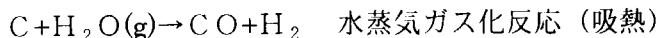
参考として、代表的な石油精製のフローをFig. 6.1.4に示す⁽¹⁰⁾。

3) 石炭液化

石炭液化法は、間接液化法と直接液化法に分類できる。間接液化法は石炭のガス化で得られる一酸化炭素とH₂からなる合成ガスを原料として液体炭化水素を合成する方法で、メタノール合成、メタノールを合成後ガソリンに転化するMobil法、Fischer-Tropsch法などがある。直接液化法には直接水素添加法（直接水添法）、溶媒抽出法などがある。なお、石炭には、無煙炭（H/C比、0.4）、瀝青炭（0.7）、褐炭（0.8）、亜炭（0.9）、泥炭（1.0）などの石炭化度の異なる炭種があり、炭種に応じて液化法が選択される。

a) 間接液化法

合成ガスの製造：液化に先だって合成ガスの製造が必要である。合成ガスを得るために石炭ガス化を行うが、石炭ガス化の基本は水蒸気ガス化反応である（水生ガス化反応とも言う）。



$$\Delta H_{298K}^o = 131.3 \text{ kJ/mol} \quad (6.1.1)$$

水素の生成に有利でメタンと二酸化炭素の生成が抑制される。条件 7 MPa、927°Cでは、一酸化炭素と水素が精製ガス中の約 56%を占める。高発熱量のガス(SNG、メタン含有量の高いガス)を得たい場合には、製品ガスの圧力の程度、ガス化反応の圧力と温度を最適化し、操業することとなる。この他、接触水素化や部分酸化の方法もある。

メタノールの合成：合成ガスを原料としてメタノールを製造する(次節参照)。

ガソリンの合成：メタノールを脱水してジメチルエーテルを得た後、ゼオライト触媒を用いてガソリンを合成できる(Mobile 法)。Fischer-Tropsch 合成では鉄系触媒も使用され、南アフリカの SASOL 社で合成ガスを原料とするガソリン製造プロセスが商業運転されている。

b) 直接液化法

石炭は、縮合芳香環や飽和環からなる単位構造がつらなったもので、架橋部分がある。この結合が弱い架橋部分から水素を反応させて切断することできる。例えば、水素供与性のテトラリンなどの溶剤とともに石炭を、415~430°C、10~15MPa で反応させることにより、液化油が得られる。なお、直接液化法で水素を外部から供給するものとすると、炭素 1 t 当り水素 1870m³が必要である。これまでに、直接液化法については数多くの開発が行われてきたが、大型化や経済性などの開発課題は依然として残されており、未だ実用化には達していない。

c) 石炭液化と水素利用

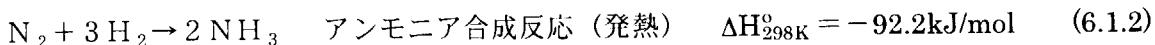
石炭の液化は合成石油を得る方法で水素の大量の需要も見込めるものの、水素を何処から供給するかという課題が新に浮上する。将来のエネルギー・システムにおいて水素を主体とする気体燃料が直接的に重要な役割を果たす可能性は大きく、石炭有効利用と水素エネルギー利用との整合を図る必要があると考えられる。いずれにしても、安価な水素を製造する技術開発が急務である。

(2) 化学工業

1) アンモニアの合成

産業革命を経て 19世紀の西欧では、人造肥料、火薬・爆薬への需要が著しく増大していた。当時は、天然資源であるチリ硝石(硝酸アンモニウム)やコークス製造の副産物である硫酸アンモニウムが窒素化合物として利用されていたが、これらの供給不足が懸念されていた。そこで空気中の窒素を固定する研究が活性化し、ハーバーはアンモニアを元素から直接に合成する可能性を示した。この合成法により、1909 年には実験室プラントにより初めて液状アンモニアが製造できるようになった。ハーバーの実験室プラントの技術は、BASF 社のボッシュが引継ぎ工業化にかけた。そして 1913 年に日産 10t のアンモニア製造工場の運転が開始され、ドイツにおいて人造肥料である硫酸製造が工業化されることとなった。

アンモニアは空気より軽い無色の気体で、独特の臭気がある。沸点 -33.35°C、凝固点 -77.7°C、水に対する溶解度 33.1wt% (20°C) であり、いろいろな物質と反応する。アンモニアは水素と窒素との可逆反応によって合成される。



アンモニア合成に影響を及ぼす因子には以下のものがある。①合成圧力⇒圧力の増加はアンモニアの平衡濃度と反応速度を増大させる。②合成温度⇒温度の上昇により反応速度は増大するが、平衡濃度が減少するとともに触媒の熱劣化が進行する。③空間速度⇒空間速度とともに反応器出口のアンモニア濃度が減少するが、同一触媒量でのアンモニア生産量を増大できる。これらの他④入り口ガス組成、⑤触媒粒子の大きさも影響を与える。

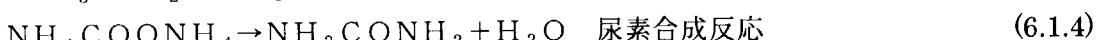
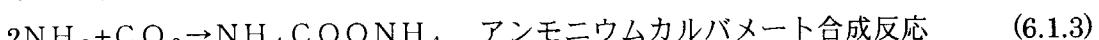
コークスを水素源として用いる大型単一系列のアンモニアの製造工程を Fig. 6.1.5 示す⁽¹⁰⁾。アンモニア製造プラントは、酸化アルミニウムや酸化カリウムを助触媒とする鉄系触媒を用い、400～500°C、30MPa 以上で操業されていたが、最近はプラント大型化に伴って遠心圧縮機を採用して 14～34MPa と操業圧を低圧化している。アンモニア製造に必要な水素の化学量論量が 2000m³/t·NH₃ であることからも判るように、水素の供給が重要である。アンモニア合成プラントの大部分は必要な水素製造を炭化水素の水蒸気改質で行っているが、一部においては石炭のガス化（部分酸化法など）を採用している。石油価格が上昇すれば、石炭からの水素製造が拡大するとともに、水からの水素についても関心が高まるものと思われる。

アンモニアの最大の用途は肥料工業であり、その他には工業用爆薬（アンモニアの 1 次製品である硝酸が爆薬の原料となる）、繊維・合成樹脂に用いられる。

a) 肥料工業

硫安（硫酸アンモニウム）、硝安（硝酸アンモニウム）、尿素がある。肥料の第一要素には、窒素、リン酸、カリウムがあり、次いで、カルシウム、マグネシウム、さらに、微量元素を揚げることができる。アンモニアはきわめて重要な窒素源である。

尿素は、アンモニアと二酸化炭素（アンモニア合成の副生物）を高圧反応容器（30MPa）中 200°C で反応させてアンモニウムカルバメートを先ず得て、これから水を除いて生成させる。なお、尿素はドラム造粒法などにより 1.7～6.7mm の粒子として使用される。



尿素は窒素肥料として直接土壌に散布して用いられる他、反芻動物の蛋白源として補足的な肥料に用いられ、純度の高い物は医薬品合成に用いられる。また、尿素の包接化合物は飛行機用燃料の製造など石油精製の一部にも利用される。

b) 工業用爆薬

爆薬はトンネル掘削などの土木事業に不可欠であり、また、火薬は推進的な用途に広く用いられる。代表的な爆薬にニトログリセリンがある。ニトログリセリンの製造には、アンモニアから合成される硝酸を必要とする。ニトログリセリンは三硝酸グリセリンの慣用名で、比重 1.6 の無色または炭黄色の液体である。二つの結晶形があり、融点は 2.2°C と 13.2°C である。最初の合成は、1846 年に冷やした硫酸混酸にグリセリンを滴下する方法で行われた。合成反応は次ぎの式に従う。



ニトログリセリンは極めて不安定である。このため、珪藻土含ませるなどにより安定化したダイナマイトとして用いる。なお、ニトログリセリンは血管拡張作用を有し、狭心症の特

効薬として重要である。

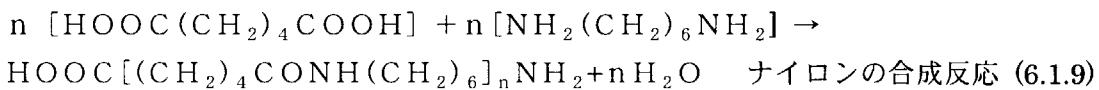
なお、ここで用いる硝酸はアンモニアを二段階で酸化して得られる二酸化窒素を水に吸収させて製造する。



硝酸は、爆薬などの製造以外に、その大部分は硝安肥料に用いられ、さらに次項に述べる繊維やプラスチックの原料としても用いられる。

c) 繊維・合成樹脂

アンモニアは繊維やプラスチックの原料としても用いられる。アンモニアと硝酸を原料として用いる繊維にナイロンがある。ナイロン-6,6は、アジピン酸とヘキサメチレンジアミンの縮合重合により合成される。原料がそれぞれ6ヶの炭素を有するのでこのように命名された。原料の違いによってナイロン-6、ナイロン-12など数種がある。

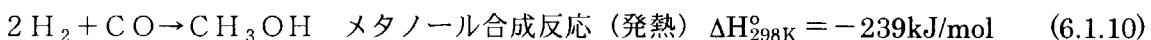


これらのナイロンはカーペット、家具、タイヤコード、その他産業資材用として広く用いられる。アミド結合 (-CONH-) を有する芳香族アミド繊維にアラミド繊維がある。高強度、高弾性率のアラミド繊維は宇宙のような過酷な条件でも使用に耐え、γ線やX線に対してもナイロンよりはるかに分解しにくい。

また、エンジニアリングプラスチックとして用いられるナイロンの他、アンモニアを出発原料の一つとするアミノ基 (-NH₂) を有するアミノ樹脂類も樹脂、プラスチックとして広く利用されている。

2) メタノールの合成

メタノールは室温で芳香のある無色透明の液体であり、融点-97.7°C、沸点64.7°Cの特性を有し、メチルアルコール、木精などとも呼ばれる。木材乾留の生成液である木酢中に1.5~3%含まれ、19世紀中期から20世紀初めまでは、これに石灰を加え分留することにより生産していた。1920年代に水素と一酸化炭素からの合成法が工業化された。製造工程の例をFig. 6.1.6に示す⁽¹⁰⁾。反応は次式の通りである。



反応条件は、亜鉛・クロム系触媒を用い34~40MPa、320~380°Cであったが、1960年代に高性能な銅・亜鉛・クロム系触媒が開発され5~10MPa、230~70°Cで操業が可能となった。本反応は発熱反応であるため、効果的な反応熱除去のための開発が進められた。

メタノール生産量のほぼ半分はホルムアルデヒド製造用に使用されている。酢酸製造用は8%程度である。1983年には全生産量の約10%が直接あるいはメチルターシャリーブチルエーテル(MTBE)として使用されていた。

ホルムアルデヒド(HCHO)：銀触媒を用いて常圧、600~650°Cの条件でメタノールを酸化して得られる。基礎的な化合物構成単位であり、アミノ樹脂、フェノール樹脂、キレート剤、ア

セタール樹脂の合成など後半に用いられている。

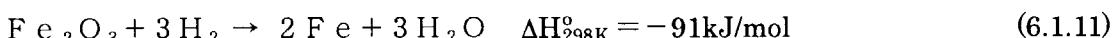
M T B E : イソブチレンとメタノールを反応させて合成する。オクタン価が高く、分子中に酸素を含んでいて排ガス中の一酸化炭素濃度の低減に効果があることからガソリンの添加剤として広く用いられている。

水素源としての利用 : メタノールは輸送用燃料として直接利用されているとともに燃料電池駆動輸送機関における水素源としても注目を集めている（6. 2 節参照）。

（3）金属工業

鉄鉱石を直接還元して電気炉で鋼にできる海綿鉄にすることによりコークス使用を避け、溶鉱炉を使わないことができる。このプロセスはコークスによる伝統的な溶鉱炉を用いた原料鉄の製造より望ましいといわれている。この方法は次の2方式が提案されている。

(a) H-iron プロセス :



(b) Korf-Midland-Ross プロセス :



(a) の H-iron プロセスは 1 t の鉄あたり 610m^3 の水素が必要であり、温度 500°C 、圧力 $3 \sim 4 \text{MPa}$ で運転される。高純度水素 (98%) と蒸気を含む改質器供給ガスの高希釈が必要である。

(b) の Korf-Midland-Ross プロセスは、1 t の鉄あたり 610m^3 の水素と 604m^3 の一酸化炭素が必要であり、温度 800°C 、圧力 0.3MPa で運転され、炭素析出を防ぐため低蒸気希釈比が求められる。また、改質器生成ガス中のメタン濃度レベル (2%以下)、最適な水素と一酸化炭素比は、二酸化炭素発生による環境インパクトと同様に、吸熱または発熱反応のエネルギーバランスと反応特性の間で決められる。鉄金属の熱処理は韌性、加工性を高め、電気的または磁性的性質を変えるため、 $3 \sim 30\%$ H_2 の水素-窒素雰囲気で行われる⁽¹¹⁾。

このほか、タンクステン、モリブデン、レニウムの精錬のために水素が使われる。これらの金属を含む鉱石を化学処理し、中間生成物であるアンモニウム化合物を水素で還元し、粉末金属にする⁽¹²⁾。また、特殊な利用として、バナジウム、チタン、レニウムに水素を吸蔵させて、粉末にする水素化粉碎のために利用される。

6. 1. 3 エネルギー燃料

(1) 電力

水素を燃料として電力を得る方法は、水素の燃焼熱を利用してガスタービンと蒸気タービンを駆動して発電する方法と燃料電池を利用して電力を発生する方法がある。詳細は 6. 2. 1 に述べる。

(2) 民生

水素を燃焼させて熱エネルギーとして利用する民生機器への利用が考えられている。一般に水

素は都市ガスやプロパンの特性と比較してみると、水素は燃焼速度が7～8倍速いため、逆火（バーナ内部への炎の吸い込み）が起きやすく、バーナ火口が加熱しやすい。そのため、空気予混合燃焼や高速燃焼等の水素燃焼に適した方式が研究されている。一方、高温炎を発生する直接燃焼に代わって、触媒燃焼が考えられる。白金、パラジウムなどの高活性触媒を用いると室温で水素を流すだけで燃焼を開始し、400℃程度まで出力調整により温度調整ができる。また、NOxの排出も少ないので、厨房機器、給湯器、暖房器等の試作が行われている⁽¹³⁾。

都市への水素エネルギーの導入の可能性が最も大きいのはむしろ現在の都市ガスに水素を混ぜた利用が考えられている。メタンガスに15%程度の水素を混ぜたガス（ハイタンと呼ぶ）をインフラの整った都市ガスのパイプラインで供給するのが現実的とも云われている。このハイタンを自動車へ利用する研究も行われており、天然ガスを使うより二酸化炭素やNOxの排出量が大幅に低減すると云われている。

（3）輸送（主にロケット用）

現在、大量の水素をエネルギーとして利用している分野は、液体水素として宇宙用ロケットエンジンの燃料として使われている。したがって、液体水素の需要の推移は宇宙用ロケットエンジンの開発に密接に関係している。

わが国の液体水素-酸素エンジンロケットH-Iの開発が開始したのは1978年からであり、この時期から液体水素がロケット事業としてビジネス化された。一方、H-IIロケットエンジンの開発が1987年から本格化し、これにあわせて、太平洋液化水素（大分）、日本液化水素（種子島）が液体水素生産工場を完成させている。なお、H-IIエンジン1基の打ち上げに必要な液体水素は、1段目で270 kL、2段目で53 kL、合計323 kLである。

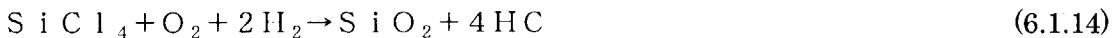
6. 1. 4 その他の利用

（1）雰囲気ガス／還元剤

水素の雰囲気ガス利用として、光輝焼きなましがある。この熱処理は、金属の酸化防止のため、水素還元雰囲気中で金属を加熱したり、冷却することにより、金属表面に光沢をつける⁽¹⁴⁾。

また、最も大量に生産される板ガラス製造では、フロートバスで高温で溶融している金属スズと溶融ガラスを混合する。このとき、スズの酸化を防ぐため、炉全体を窒素ガスと水素で不活性化する⁽¹⁵⁾。

光ファイバーの製造は、液体原料のSiCl₄（沸点57.6℃の腐食性発煙性透明液体）を気化させ、酸水素炎で酸化させSiO₂粒子を種棒に沈着させて作る。



また、半導体である多結晶シリコンの製造では、まず珪石を炭素還元し、次に示す反応式により金属シリコン（純度98～99%）を作る。



次に、金属シリコン粉にHClを流動反応させると、トリクロロシランができる。



反応器中にシリコン心棒を設置し、SiHCl₃と高純度の水素の混合ガスを導入すると、シリ

コン心棒上に多結晶シリコンが析出する。



ここで、高純度の水素は、蒸留液化水素が利用される。

(2) 特殊な利用

水素は、耐久性を増すためニッケル触媒により油脂を硬化する食品工業で利用される。このプロセスは圧力 20~40 MPa、温度 200~400°C である。これは、天然の油脂を構成する不飽和脂肪酸の二重結合の一部または全部を水添して飽和化する。不飽和脂肪酸のグリセライドが飽和化されると融点が高くなる。これとは別に脂肪酸エステルから洗剤用高級アルコールを製造する方法がある、グリセライドをメチルエステルとし Adkins 触媒を使用し比較的高い圧力と温度の下で水添を行わせて脂肪酸から同じ炭素数のアルコールを得る。これは原子の離脱を伴う水添の代表的な例である⁽¹⁶⁾。なお、グリセライドはグリセリンと脂肪酸のエステルの総称。脂肪酸は一般式 RCOOH のモノカルボン酸（例えば、ステアリン酸、オレイン酸）。脂肪酸エステル (RCOOR') は脂肪酸の活性水素を一価アルコールのアルキル基 (R') で置き換えたものである⁽¹⁴⁾。

また、発電所の大型発電機冷却材として、水素ガスが使用される。発電機内の回転子が雰囲気ガス中で回転すると回転子の風損により雰囲気ガスの温度が上昇する。このため、空気に比べ熱伝導率が 7 倍大きく、密度が 1/10 の水素ガスが選ばれている。水素は 0.1~0.5 MPa で封入され、水素濃度が 90% 以上になるようボンベから補給されている。

特殊な利用として、水素が酸素と強く結合する性質を利用して、BWR では、粒間応力腐食割れの原因として知られている供給水中の溶存酸素を水素注入により 10 ppb 以下のレベルまで下げるのに使用されている。

6. 2 将来の利用分野

6. 2. 1 将来の利用分野

ここでは、将来、水素を利用することになる可能性のある分野を紹介する^(13, 17-21)。但し、6. 1 で述べたような、現在、既に水素を利用している分野についてはここでは触れず、今後、新たに水素利用分野となり得るものについて述べる。また、この中で最も現実性が高いと考えられる燃料電池自動車については 6. 2. 2 で述べることにする。

現在、非常に広範囲な分野での水素利用の研究開発が進められている。また、考えられる利用形態も、集中型／分散型、産業用／民生用、家庭用／集合住宅用／地域用等々、様々である。各分野で研究開発が鋭意進められているが、現状では具体的に実用化の目途の立っているものは多くはない。

(1) 電力分野での利用

発電での利用に関しては、燃料電池による発電と、水素燃焼タービンによる発電が考えられている。

1) 燃料電池による発電

燃料電池は燃料の持つ化学エネルギーを直接電気エネルギーに変えるエネルギー変換装置である。燃料電池は電解質の種類により、Table 6. 2. 1 に示すようにリン酸電解質型(PAFC)、

溶融炭酸塩型（MCFC）、固体酸化物型（SOFC）、固体高分子型（PEFC または PEMFC）等に分類される⁽²²⁾。定置用としてすでに実用化の段階に入っている PAFC 及び MCFC 型燃料電池では数 kW台として市販される状態に至っている。これらの燃料電池は、水素イオン、酸素イオン等のイオン導電種が電解質を通過する。一方、外部回路では、電子が流れることにより、外部に電気エネルギーを取り出すことができる。したがって、熱エネルギーから機械的エネルギーを取り出すカルノー機関ではないので、効率が高く理論的には 100 %を越える場合もあり得る。各種燃料の燃焼反応・起電力・理論効率 ($= \Delta G^{\circ} / \Delta H^{\circ}$) の値を Table 6.2.2 に示す⁽²³⁾。水素を燃料とする場合には、理論効率は 83%であるが、実際には電池内の分極現象によりエネルギー損失があり、効率は 60%程度と云われている。

2) 水素燃焼タービンによる発電

水素を燃焼させてタービンを駆動して発電するもので、不活性ガスを加熱しガスタービンを駆動するもの（Fig. 6.2.1）と、蒸気を発生・加熱して蒸気タービンを駆動するもの（Fig. 6.2.2）とが考えられている。水素を用いると燃焼速度が大きいことにより燃焼器をコンパクト化できること、作動媒体を直接加熱するため高効率化が可能といった特徴がある。また、大規模集中型発電のみならず、マイクロガスタービンの開発が進めば小規模分散型電源としての普及も考えられる。さらに、電力需要のオフピーク時に原子力発電等の余剰電力により水素を製造・貯蔵し、ピーク時にその水素を用いて発電するという電力調整機能を持たせることも可能となろう。

（2）輸送機関

輸送機関では水素のエネルギーを動力に変換して利用することとなり、良好な燃焼特性とともに燃料の軽量化が強く求められる航空機、スペースプレーン、ロケット等での利用が考えられている。また、これらの特徴に加えて生成物が無害な水であることから長期間の潜水航行に適用可能として軍事用潜水艦での利用を計画している国もある。

航空機用の水素燃料エンジンの開発は、1950 年代から米国、旧ソ連を中心に行われている。既に、複数のエンジンのうちの一基を水素燃料ターボジェットエンジンとした試験機により、巡航時や離着陸の飛行データが得られている。水素は燃料としては高価であるが、軽量であることから現在の航空運賃と競合可能であるとの見方により、現在でも水素を燃料とする旅客機の研究開発が各国で進められている。我が国でも、極超音速機の R & D が始まっている。

水素を燃料とするスペースプレーンの開発は、米国、ロシアで進められており、ヨーロッパでも同様の構想がもたれている。例えば米国の Venturestar は、液体水素と固体水素の混合物を使うことで貯蔵燃料の容量を減らす工夫をしている。

（3）水素化物利用による冷却装置及びヒートポンプ

金属や合金に水素が吸収／放出される際の発熱／吸熱を利用した冷蔵庫、冷凍庫、エアコン等冷却装置及びその逆過程を利用し加熱（暖房）装置等のヒートポンプの開発が進められている。

ヒートポンプの原理は外部から機械エネルギーを与えるものと熱エネルギーを与えるものがある。機械エネルギーを与えて作動させる方式としては、圧力を高めることで金属または合金に

水素を吸収させそのときの発熱により加熱・暖房を行うものと、逆に圧力を低下させて水素を放出させそれに伴う吸熱により冷却を行うものがある。

熱エネルギーを与える方式としては、Fig.6.2.3 に示すように圧力と温度をコントロールすることで水素の吸収／放出特性の異なる 2 種の合金 M1 及び M2 の間で水素をやりとりし、水素吸収／放出による発熱／吸熱を用いることとなる（図は冷却装置の例である）。この場合、外部からの熱源として太陽熱や排熱等を利用できるという利点がある他、フロンを使用しないためオゾン層破壊防止の観点で有利であること、コンプレッサーが不要のため振動・騒音が低減できる等の利点も挙げられている。

どちらの方式についても、試作試験はかなり行われており、商品化可能との見通しが得られている。

（4）二酸化炭素固定化／二酸化炭素リサイクル

火力発電等化石燃料の燃焼で生成された二酸化炭素を水素と反応させてメタノールを作り、固定化する。この場合、回収し固定するのみならず、炭化物として利用できるようにすることが望ましい。

二酸化炭素の固定法としては、生物的方法と化学的方法がありそれいくつかの方法があるが、二酸化炭素の排出速度に匹敵する速度と炭化物としての利用可能性との観点から、固体触媒を用いて水素と反応させてメタノールや炭化水素等の燃料を製造する接触水素化法が最も注目されている。

二酸化炭素固定化に使われる水素は製造過程で二酸化炭素を発生しない水の分解が適しており、二酸化炭素固定化の実現性が増すにつれて水の分解による水素製造が脚光を浴びるのではないかとの見方がある。

（5）エネルギー輸送システム

水素は電気より輸送コストが安く貯蔵も容易であることから、工場の排熱や発電所で電力として作り出されたエネルギーにより水素を製造して消費地に輸送するためのシステムの研究開発プロジェクトがこれまでに行われた。

1) 水電解－燃料電池システム

米国 I G T (Institute of Gas Technology) で進められていた研究開発プロジェクトで、発電所で作られた電力で水電解により水素を作り、パイpline を介して消費地に輸送するシステムの開発計画である。原子力発電の大容量化と遠隔地化が進むとの予想のもとに、1960 年代後半に研究が進められた。

2) Euro-Quebec 計画

カナダのケベック州の豊富な水力発電で、水電解により水素を作り、タンカーで欧州に輸送するシステムの研究開発プロジェクトである。

3) 水素・メタノール熱貯蔵装置

日本の新エネルギー・産業技術総合開発機構 NEDO (New Energy Development Organization) のエコ・エネルギー都市プロジェクトの一環として、工場の排熱でメタノー

ルを水素と一酸化炭素に分解し、それを都市に移動させて再びメタノールを合成する際に発生する熱を利用するというプロジェクトである。取り扱い及び貯蔵が容易なメタノールの形で保存し、必要に応じて水素の転換して利用することも可能である。

6. 2. 2 燃料電池自動車

(1) 燃料電池自動車の原理と特徴

本項では、自動車に使用が考えられている固体高分子型（PEFC）の燃料電池を中心に原理と特徴を述べる。自動車用燃料電池は下記の要件を満たす必要がある⁽²⁴⁾。

- ・常温で作動
- ・高い電流密度
- ・メンテナンスフリー
- ・耐震性、耐衝撃性に強いこと
- ・低負荷から高負荷まで高効率運転が可能
- ・氷点下に放置が可能のこと

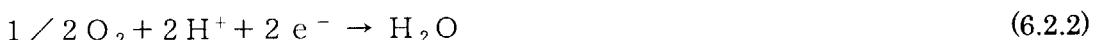
これらの要件を満足するのが PEFC である。PEFC の構造概念を Fig. 6. 2. 4 に示す。図の左から水素を供給するセパレータ、燃料極、電解質（イオン交換膜）、空気（酸素）極、空気を供給するセパレータからなる。この図は単セルを示したもので、実際には数十セルを積層しスタックとして使用される。セパレータの両面は独立した流路を持ち、片面が水素、もう一方の片面が空気及び生成した水の流路を形成する。発電の原理は以下の通りである。

水素が燃料極（負極）で、



ここで発生した H^+ が電解質のイオン交換膜を通過し、空気極（正極）に移動する。

空気極では、



の反応を生じ、水素イオンと電子が酸素と反応して水を生成する。全反応は水素の燃料反応となり、その際、電子は外部回路を通過して発電が行われる。現在の燃料電池は、セル当たり 0.7 V、0.2~0.5 A/cm²、0.2~0.3 W/cm² の性能である。

PEFC は電解質として、フッ素系テフロン骨格を持ち、水素イオン伝導性の高いスルホン酸膜が用いられる。この膜は架橋構造を持たない鎖状高分子であり、ガラス転移点は 125~135°C であるため、これ以上の高温では使用できない。水素イオン移動は膜中に存在する水分子による水和が不可欠のため、作動においては膜の水分管理が必要となる。膜抵抗を下げるため、膜厚は 50~200 μm 程度まで薄くなっている。電解質膜のコストは、5~10 万円/m² である。車一台当たり、10 m² 使用されると云われているので、膜のみで 50~100 万円のコストとなる⁽²⁵⁾。

電極は厚さ百分の数 mm のカーボンペーパーの内部に白金触媒を分散させたものである。担持量の低減化が課題であり、現在、0.1 mg/cm² 程度までのものが得られており、1 kWあたり 1.5 ~ 2 g の白金が使用されている。50 kW の燃料電池スタックでは、白金使用量は 75~100 g となるので、白金地金のコストを 1,800 円/g とすれば、13 万 5 千円~18 万円となり、触媒種の選定や分散の方法が課題となっている。

セパレータには厚さ約 1mm の黒鉛が用いられる。量産性などを考慮してステンレス鋼なども検討されている。

燃料電池を自動車に搭載した代表的なシステムの概念を Fig. 6. 2. 5 に示す。同図では、燃料となる水素をメタルハイドレイド（水素吸蔵合金）に貯蔵する型式である。燃料電池を出た冷却水で加熱されてメタルハイドレイドから脱着した水素が燃料電池に供給される。一方、空気ポンプから供給される空気は加湿器を経由して燃料電池に導かれる。水素と酸素は常圧から数気圧の状態で使用される。この他、負荷平準化のため 2 次燃料電池が搭載されている。燃料電池自動車に供給する水素は上記に示す水素吸蔵合金による貯蔵方式のほか、圧縮水素、液体水素としての貯蔵、天然ガスやメタノールなどを貯蔵し、これらの燃料を自動車に搭載した改質器で水素を発生させ燃料電池に供給する方法などが考えられているが、水素供給方式のインフラ整備と絡んで、まだ、決まった方式が絞られていない。

(2) 開発動向

運輸部門の二酸化炭素排出量の 9 割を自動車が占めていることから、自動車の排出ガス規制の強化が進んでおり、それに対応して自動車メーカー各社もガソリン直接噴射エンジンやハイブリッド自動車などの環境技術の開発を進めている。

一方、P E F C の著しい技術的進歩がある。すなわち、'90 年には 100 W/l、'95 年には 350 W/l、'97 年には 1.1 kW/l と性能が伸び、コストを除けば、自動車利用の目標である性能値を達成している。

自動車業界は世界的な再編を踏まえて燃料電池自動車に対しても技術提携や共同開発の動きが活発に進められている。

燃料電池自動車の開発状況は、カナダのバラード社と共同研究を進めてきたダイムラー・クライスラー社が 1999 年にモデル車 (NECAR4) を発表。2004 年にライン生産にのせ、コストを引き下げた上で販売することを表明しており、GM、フォード、トヨタなど内外の主要な自動車メーカーも開発を加速させ、ほぼ同時期に市場投入との動きがある。最近の新聞情報等に基づいて燃料電池自動車を巡る動向について以下に述べる。

- ・ ダイムラー・クライスラーは、燃料電池バスを 2002 年末までに 20~30 台売り出すと発表 (2000. 4)、ダイムラー・クライスラーの予測では、「2020 年には自動車市場全体の 20~25% (楽観的)、4~5% (悲観的) を占める」と考えている。
- ・ ダイムラー・クライスラーの日本法人と日石三菱は日本での燃料電池自動車の普及で共同活動 (1999. 10)、同実車走行試験の共同プロジェクトにマツダがフォードグループの一員として参加 (2000. 4) を表明。
- ・ 日産とルノー・・プジョーで 2003 年の実用化を目指す共同開発を基本合意 (2000. 5)
- ・ トヨタと GM が共同開発で合意 (1999. 10)

(3) 課題

燃料電池自動車が普及していくためには、以下の課題があると考えられる。

1) 技術的課題

- ・駆動源の高性能化： バラード社が既に 1.35 kW/l のレベルに達しており、触媒担持量の低減化やセパレータの薄肉化等に課題がある。
- ・低コスト化： 燃料電池本体は、現在 kW あたり数十万円～数百万円と云われているが、燃料電池本体がガソリンエンジン並の kW あたり 5,000 円～1 万円と百分の 1 までコストダウンする必要があり、技術的見通しがまだ立っていないのが現状である。
- ・燃料タンクの貯蔵性・輸送性、取り扱いの容易性： 燃料として水素のほか、メタノール、ガソリンが考えられるが、次項のインフラ整備の状況と密接な関係がある。高圧タンクに水素を貯蔵する場合、容積密度が小さく結果的に走行距離が短い。水素吸蔵合金での貯蔵では、その能力が 1～2 wt% であり、4～5 wt% の性能が要求される。そこで、最近、カーボン製ナノチューブを利用した水素吸蔵が期待されている。液体水素は高圧タンクでの貯蔵と同様に搭載レイアウトに大きな制約がある。メタノールやガソリンを改質して水素を燃料電池に供給する方法は、改質器を自動車に搭載するとスペースをとること及び起動時に難点がある。

2) 周辺・基盤整備及び法整備

- ・インフラ整備（水素の分散供給体制／水素供給ネット整備）：ガソリンはインフラとして最も整備されており問題はないが、メタノールスタンドの普及や水素の供給整備が課題である。メタノールやガソリンをスタンドで改質して水素を自動車に供給することも考えられている。
- ・法体系の整備： 自動車の製造、走行上各種規制が設けられており、燃料電池自動車に対応した法整備を行う必要がある。なお、国際的には、水素の供給及び水素自動車に関する規格の検討が既に ISO で行われている。

6. 3 将來の水素需要予測

6. 2 節で述べたように、現在、非常に広範囲な分野で水素利用技術の研究開発が進められている。また、分野毎の将来の水素需要予測については、これまで関係機関で行われているほか、原研でも他の機関に委託して調査を行っている。本節では、これらの将来の水素需要量予測結果を紹介するとともに、高温ガス炉の核熱により将来の水素需要に対応するためにはどのくらいの原子炉基数が必要となるかの試算結果について述べる。

6. 3. 1 将來増加が期待できる分野での水素需要予測

原研では、平成 8 年度に、原子力エネルギー供給利用システム概念の基礎資料の作成の一環として、原子力夜間電力による電解水素製造に関する調査を実施した。このなかで、水素利用に関するデータ収集として現在及び将来の水素ガスの市場規模について検討が行われた⁽¹⁷⁾。Table 6.3.1 に、分野ごとの将来の水素需要の予測結果を示す。ここでは、大きく発電関連、輸送機関・民生用、化学工業原料の 3 つに分類して、それぞれの中での利用分野ごとに 1992 年の実績及び 2000 年から 2030 年までの 10 年ごとの需要予測を示している。ここに示されている需要予測では、発電関連が大きく伸び、2030 年には水素需要全体のうちの 2/3 を占めるに至ると予測している。この時点では、燃料電池自動車の開発が現在のように急速に進むとは予測していなかった

こともあり、輸送分野での利用は発電に比べ大きな割合は占めないと予測になっている。また、化学工業原料としての利用は、1992年時点では、水素需要のほとんどを占めているが将来の伸びはほとんどないと予測されている。

平成10年度には、高温ガス炉の熱利用システムとして水素製造が最もふさわしいかどうかの検討を実施し、その一環として、将来の水素エネルギー需要の検討を行った⁽¹⁸⁾。Table 6.3.2に、分野ごとの水素需要の予測結果を示す。ここでは、2010年から2050年までの10年ごとの水素需要予測を示している。また、化学工業原料としての水素需要はここでは考えていない。この検討結果では、都市ガスに水素を混ぜて利用するものと、燃料電池自動車での利用とが大きく伸びることが予想されている。都市ガスに混ぜての利用については、現行の設備からの大きな変更が必要ないことから今後利用が進むものと見ている。また、燃料電池自動車は、過去数年の間に技術開発が急速に進展し自動車メーカーがかなり力を入れていることから、今後の水素利用技術のうち最も実現性が大きいと考えられる。

今後の水素需要予測としては、これらの検討結果の他に、自動車での利用が現実的であることから自動車での利用における需要予測がいくつかの文献において報告されている。Table 6.3.3は、Table 6.3.1及びTable 6.3.2に示した需要予測と、それ以外の燃料電池自動車に関する参考文献^(26, 27)における水素需要予測を比較して示したものである。この表で、「全体（化学工業原料を含む）の水素需要」として示したもの（記号：A 1）は、参考文献⁽¹⁷⁾の化学工業原料としての利用も含めた需要予測であり、Table 6.3.1の「合計」の値である。「化学工業原料を除いた水素需要」としては、参考文献⁽¹⁷⁾の予測結果のうち化学工業原料を除いたもの（記号：A 2）と、参考文献⁽¹⁸⁾における予測結果（Table 6.3.2の「合計」の値）を示した（記号：B 1）。さらに、現在では水素自動車が最も実現性の高いものと考えられることから自動車分野での需要予測の比較も示している。表中の「自動車分野での水素需要」としては、参考文献^(17, 18)における予測結果のうち自動車による水素需要（記号：A 3、B 2、B 3）、及び、水素自動車の開発動向について述べている参考文献^(26, 27)における自動車分野での予測結果を記載した（記号：C、D）。このうち、参考文献⁽²⁷⁾の予測結果に関しては、文献では燃料電池自動車の将来の導入台数予測が示されているため、それを用いてTable 6.3.3の脚注に示す種々の仮定の下に水素消費量を算出したものである。自動車分野における予測値をグラフ表示したものをFig. 6.3.1に示す。Table 6.3.3及びFig. 6.3.1からわかるように、全体的な水素需要予測においても、また、自動車分野に限って見ても文献により将来の水素需要予測はかなり異なるものとなっている。ここで示した文献はAからDの順に新しくなっており、ここ数年の間に燃料電池自動車の開発が急速に進捗していることから、新しい文献ほど自動車分野での水素需要量の予測値が大きくなっているものと考えられる。

6. 3. 2 水素製造用高温ガス炉の導入基数試算

将来の水素需要予測結果に基づいて、必要な水素を高温ガス炉の核熱を用いて製造する場合、何基の高温ガス炉が必要となるかの試算を行った。化石燃料の水蒸気改質により水素を製造する場合についての試算結果をTable 6.3.4に、熱化学法ISプロセスを用いた水の分解による水素製造の場合の試算結果をTable 6.3.5に示す。それぞれの試算の方法、用いた仮定は、各表の脚注に記した。

参考とした文献により水素需要予測の結果が非常に大きく異なっているが、低めの予測をしている参考文献⁽¹⁸⁾に基づく試算結果（記号：B 1）では、化石燃料の水蒸気改質により全水素需要を賄う場合 2030 年には 100MWt の高温ガス炉で 30 基、2050 年には 200 基程度の原子炉が必要となるとの試算結果となった。また、現在、実用化が現実的なものと考えられる自動車分野に限って試算した結果としては、参考文献⁽²⁶⁾に基づいた試算（記号：C）では 2030 年で 35 基、参考文献⁽²⁷⁾に基づく試算（記号：D）では 2020 年で 31 基となった。

熱化学法 I S プロセスを用いる場合は、化石燃料の改質法の場合にくらべ、同じ核熱供給量に対し 1 / 3 程度の製造能力と考えられるため、試算による必要基数は 3 倍程度となった。

将来の水素需要予測については、検討の時期、検討機関等によりかなりの違いが見られるため、水素需要を賄うために必要となる原子炉基数の試算結果も参考とした文献により大きく異なる。また、試算においても多くの仮定と未確定要素を含むものである。しかしながら、将来、水素エネルギーを中心とした社会が来た場合の原子力分野の役割の大きさをイメージできるものとして有意であると考える。

6 章の参考文献

- (1) 日本開発銀行：“調査「水素エネルギー開発の現状と課題」”，第 106 号，(1987.4).
- (2) Winter, C.J. et al.: "Hydrogen as an Energy Carrier", Berlin, (1986).
- (3) Balthasar, W. : "Hydrogen Production and Technology: Today, Tomorrow, and Beyond", Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 9, No. 8, 649-668 (1984).
- (4) N E D O : "水素エネルギーに関する調査研究", NEDO-PB-8004, 429 (1981.9).
- (5) 化学工業日報社：“化学工業年鑑”，646 (1998).
- (6) ガスレビュー、No.450(2000.2.15).
- (7) 石油化学工業会：“石油化学製品の生産”，<http://www.jpca.or.jp/nonv/stct/j7z721.htm>.
- (8) ガスレビュー, No.448(2000.1.15).
- (9) ibid. , No.447(2000.1.1).
- (10) カークオスマー化学大辞典、丸善, 97, 720, 1383 (1988).
- (11) IAEA : "Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power" IAEA-TECDOC-1085, 171 (1999).
- (12) 日本化学会編：“化学便覧、応用化学編、I プロセス編”，丸善, 387 (1986).
- (13) 太田時男監修：“水素エネルギー最先端技術”，エヌ・ティー・エス, 574 (1995).
- (14) “マグローヒル科学技術用語大辞典、2 版”，490 (1992).
- (15) 日本化学会編：“化学便覧、応用化学編、II 材料編”，丸善, 924 (1986).
- (16) 三井啓策：“水素添加を中心とした工業と将来”，化学工業, 第 35 卷, 第 9 号, 965(1971).
- (17) 三菱重工業（株）：原研委託調査報告書「原子力夜間電力による電解水素製造に関する調査（その 2）報告書」,(1996.12).
- (18) 西原哲夫 他：“実用高温ガス炉水素製造システムの検討”, JAERI-Tech2000-046 (2000).

- (19) Veziroglu, T. N. : "Quarter Century of Hydrogen Movement 1974–2000", Proceedings of the 13th World Hydrogen Energy Conference, Beijing, China, June 12 to 15, (2000).
- (20) 稲葉真一：“米国における分散型電源技術の短期動向予測”，日本原子力学会誌, Vol.42, No.9, 878(2000).
- (21) 大塚馨象：“燃料電池発電技術の現状と展望”，日本原子力学会誌, Vol.42, No.9, 868(2000).
- (22) 黒崎晏夫監修：“環境と省エネルギーのためのエネルギー新技術体系”, NTS, 638 (1996).
- (23) 太田健一郎：“燃料電池の今後”，エネルギー・資源誌, Vol. 21, No. 5, 396(2000).
- (24) 岩井信夫：“自動車用燃料電池の開発動向と将来展望”，OHM, 第86巻, 第7号, 22(2000).
- (25) “燃料電池革命の衝撃”, TRIGGER, JUL, 5 (2000).
- (26) 蓮池宏：“水素自動車導入シナリオ”，WE-NET 水素エネルギーインポジウム, 2月 24~25 日 (1999).
- (27) 森田裕二, 杉山淳：“燃料電池自動車の開発・普及とそのインパクト”, エネルギー経済, Vol.26, No.6, (2000).

Table 6.1.1 国内外の水素需要量(1980)

利 用 分 野	国内水素需要量		世界水素需要量	
	量(Mm ³ /年)	構成比(%)	数量(Mm ³ /年)	構成比(%)
アンモニア合成	7,950	33.5	109,160	46.0
石油精製	9,560	40.3	87,800	37.0
メタノール合成	2,450	10.3	23,730	10.0
石油化学	2,730	11.5	16,610	7.0
その他	1,040	4.4		
合 計	23,730	100.0	237,300	100.0

日本開発銀行調査資料(1987)

Table 6.1.2 わが国的主要水素消費分野の年間水素需要量(1997)

分 野	生産量 (× 10 ³ t)	水素必要量 (m ³ /t)	水素需要量 (× 10 ⁶ m ³)
アンモニア合成	1,836	2,100	3,800
石油精製	195,000	47	9,160
B T X *) 製造	10,552	290	3,060
合 計	—	—	16,020

*) ベンゼン、トルエン、キシレン

Table 6.1.3 水素利用技術と分野

工業用原料	燃料工業（石油精製）、石油化学 化学工業（メタノール、アンモニア、水素添加用） 金属工業（還元製鉄、焼結、水素化粉碎）
エネルギー燃料	電力（ガスタービン、蒸気タービン、燃料電池） 民生（暖房用、給湯器、冷暖房） 輸送用（自動車、航空機、船舶、ロケット）
その他	雰囲気ガス（ガラス製造、金属精錬、熱処理） ケミカルヒートポンプ、発電機用冷却剤 水素吸蔵合金利用 (空調機、冷凍機、アクチュエータ、センサー) 冷熱発電、他

WE-NET 第1期研究開発最終評価報告書(1999)からの修正

Table 6.2.1 代表的な燃料電池の特徴⁽²²⁾

電解質 電極	アルカリ水溶液型	酸水溶液型	溶融炭酸塩型	固体酸化物型	固体高分子型
	水酸化カリウム (KOH)	リン酸(H_3PO_4)	炭酸リチウム (Li_2CO_3) 炭酸カリウム (K_2CO_3)	安定化ジルコニア ($ZrO_2 + Y_2O_3$)	イオン交換膜(特にカチ オン交換膜)
イオン導電種 比抵抗	OH^- $\sim 1\Omega cm$	H^+ $\sim 1\Omega cm$	CO_3^{2-} $\sim 1\Omega cm$	O^{2-} $\sim 1\Omega cm$	H^+ $\leq 20\Omega cm$
作動温度	50~150°C	190~220°C	600~700°C	~1000°C	120°C
腐食性	中程度	強	強	—	中程度
使用形態	マトリックスに含浸 マトリックスに含浸	同左	マトリックスに含浸またはベーストタイプ	薄膜状	膜
触媒	ニッケル・銀系	白金系	不要	不要	白金系
燃料極 (-極)	$H_2 + 2 OH^- \rightarrow 2 H_2O + 2 e^-$	$H_2 \rightarrow 2 H^+ + 2 e^-$	$H_2 + CO_3^{2-} \rightarrow H_2O + CO_2 + 2 e^-$	$H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2 e^-$	$H_2 \rightarrow 2 H^+ + 2 e^-$
酸化剤極 (+極)	$1/2 O_2 + H_2O + 2 e^- \rightarrow 2 OH^-$	$1/2 O_2 + 2 H^+ + 2 e^- \rightarrow H_2O$	$1/2 O_2 + CO_2 + 2 e^- \rightarrow CO_3^{2-}$	$1/2 O_2 + 2 e^- \rightarrow O^{2-}$	$1/2 O_2 + 2 H^+ + 2 e^- \rightarrow H_2O$
燃料(反応物質)	純水素(炭酸ガス含有不可)	水素(炭酸ガス含有可)	水素, 一酸化炭素	水素, 一酸化炭素	水素(炭酸ガス含有可)
燃料源	電解工業の副生水素, 水 の分解 (熱化学法, 電解)	天然ガス, ナフサまでの 軽質油, メタノール	石油, 天然ガス, メタノ ール, 石炭	石油, 天然ガス, メタノ ール, 石炭	天然ガス, メタノール
化石燃料を用いたときの 発電システム熱効率	(60%) (燃料電池本体の効率)	40~45%	45~60%	50~60%	(40~50%)
問題点および開発課題	・燃料, 酸化剤中の CO_2 による電解液劣化 ・水・熱収支の制御 ・純水素燃料利用技術の 実現	・安価な触媒の開発ある いは白金使用量の低減 ・発電システム全般にわ たる長寿命化, 低コスト化	・構成材料の耐食, 耐熱 性 ・ CO_2 の循環系など要 素技術の開発, 热収支, ボトミングサイクルを考 慮したシステム解説	・セル構造 ・耐熱材料 ・電解質の薄膜化 ・サーマルサイクルに対 する耐久性	・構成材料の高性能化, 長寿命化 ・セル構成技術と大形化 ・温度, 水分管理 ・白金使用量の低減

Table 6.2.2 各種燃料の酸化反応・理論起電力・理論効率(25°C)⁽²³⁾

燃料	反応	ΔH° (kJ/mol)	ΔG° (kJ/mol)	理論起電力 (V)	理論効率 (%)
水素	$H_2(g) + 1/2O_2(g) \rightarrow H_2O(l)$	-286	-237	1.23	83
メタン	$CH_4(g) + 2 O_2(g) \rightarrow CO_2(g) + 2 H_2O(l)$	-890	-817	1.06	92
一酸化炭素	$CO(g) + 1/2 O_2(g) \rightarrow CO_2(g)$	-283	-257	1.33	91
炭素(グラファイト)	$C(s) + O_2(g) \rightarrow CO_2(g)$	-394	-394	1.02	100
メタノール	$CH_3OH(l) + 1/2O_2(g) \rightarrow CO_2(g) + 2 H_2O(l)$	-727	-703	1.21	97
ヒドラジン	$N_2H_4(l) + O_2(g) \rightarrow N_2(g) + 2 H_2O(l)$	-622	-623	1.61	100
アンモニア	$NH_3(g) + 4/3O_2(g) \rightarrow 3/2H_2O(l) + 1/2N_2(g)$	-383	-339	1.17	89
ジメチルエーテル	$CH_3OCH_3(g) + 3O_2(g) \rightarrow 2CO_2(g) + 3H_2O(l)$	-1460	-1390	1.20	95

Table 6.3.1 水素需要予測(その1)⁽¹⁷⁾〔単位: × 10⁶Nm³〕

	1992	2000	2010	2020	2030
発電関連			18,057	59,560	70,121
燃料電池			6,080	17,030	19,960
水素タービン			190	1,900	2,227
石炭複合発電			11,720	40,250	47,174
その他			67	380	760
輸送機関・民生用	160	198	2,932	15,641	26,537
自動車燃料用			50	250	1,250
石炭液化用			350	1,750	3,500
石炭水添ガス化用			1,230	6,150	12,300
都市ガス用				15	75
航空機用			467	1,870	3,740
ロケット用	0.3	3	5	6	8
その他	160	195	830	5,600	5,664
化学工業原料	11,500	12,581	13,354	13,771	14,209
石油精製用	6,300	7,381	8,154	8,571	9,009
アンモニア、メタノール製造用	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300
その他	900	900	900	900	900
合 計	11,660	12,779	34,343	88,972	110,867

Table 6.3.2 水素需要予測(その2)⁽¹⁸⁾

		〔単位: × 10 ⁶ Nm ³ 〕					
		年	2010	2020	2030	2040	2050
導入機器							
工場	・ 水素ギヤー転換装置	0	0	27	120	550	2,200
民生	・ 都市ガス利用設備	0	6,600	7,600	8,900	10,000	
産業	・ 燃料電池コジエネ設備	0.5	4	31	210	1,200	
	・ 水素ティーゼルコジエネ設備	0.2	3	34	370	2,300	
運輸	・ 燃料電池コジエネ設備	3	22	170	1,300	7,100	
	・ 水素ティーゼルコジエネ設備	1	16	200	2,200	14,000	
合計		56	7,000	10,400	24,900	69,500	

(*) 燃料電池自動車(2)は、燃料電池自動車(1)に比べて10年早く導入されると仮定した場合のもの。

Table 6.3.3 水素需要予測の比較

〔単位： $\times 10^6 \text{Nm}^3/\text{年}$ 〕

記号 ^(*)	年	1992	1996	2000	2010	2020	2030	2040	2050
全体（化学工業原料を含む）の水素需要									
A 1	11,700	—	12,800	34,300	89,000	111,000	—	—	—
化学工業原料を除いた水素需要									
A 2	160	—	200	21,000	75,000	96,700	—	—	—
B 1	—	0	—	56	7,000	10,400	24,900	69,500	—
自動車分野での水素需要									
A 3	0	—	0	50	250	1,250	—	—	—
B 2	—	0	—	56	340	2,100	10,700	28,000	—
B 3	—	0	—	220	1,400	7,040	20,500	33,400	—
C	—	—	—	50	2,000	12,000	—	—	—
D ^(*)	—	—	—	43	10,900	—	—	—	—

(*1) A 1 : 参考文献17)より〔表6.3.1の「合計」の値〕

A 2 : 参考文献17)より〔表6.3.1の「化学工業原料用」を除いた値〕

A 3 : 参考文献17)より〔表6.3.1の「自動車燃料用」の値〕

B 1 : 参考文献18)より〔表6.3.2の「合計」の値〕

B 2 : 参考文献18)より〔燃料電池自動車(1)〕と「水素エンジン自動車」の和〕

B 3 : 参考文献18)より〔燃料電池自動車(2)〕と「水素エンジン自動車」の和〕

C : 参考文献26)より
D : 参考文献27)より

(*2) Dは、参考文献27)における燃料電池自動車の保有台数の将来予測から算出したもの。

【算出根拠】：① 1995年のガソリン車の燃料消費実績： $7 \times 10^{10} \text{J}/\text{台}\cdot\text{年}$ 。

② ガソリン車の効率：23%、燃料電池自動車の効率：50%を仮定。

③ ①及び②より、燃料電池自動車のエネルギー消費量は1台当たり1年間に $3.2 \times 10^{10} \text{J}$ として計算した。

Table 6.3.4 水素供給に必要な原子炉基数(化石燃料の水蒸気改質による場合)

【() 内は需要量の30%を原子力で供給する場合】

記号(*1)	年	2010	2020	2030	2040	2050
A 1 (全体)		98(30)	255(77)	318(96)	—	—
A 2 (化学工業原材含まず)		60(18)	215(65)	277(83)	—	—
B 1 ("")		0.2(0.05)	20(6)	30(9)	72(22)	199(60)
A 3 (自動車のみ)		0.2(0.04)	0.8(0.3)	4(1)	—	—
B 2 (自動車のみ)		0.2(0.05)	1(0.3)	6(2)	31(10)	80(24)
C (自動車のみ)		0.2(0.05)	6(2)	35(11)	—	—
D (自動車のみ)		0.2(0.04)	31(10)	—	—	—

(*1) : 記号は表6.3.3と同じ。

【算出の方法】

- 原子炉出力100MWt(水素製造に使われる熱)とし、その熱量がすべて水素製造システムに供給されると仮定した。
- 一年間の内、10ヶ月の運転を仮定。
- HTTR水素製造システムにおける予測値(10MWt当たり4,000Nm³/h)より、供給熱量100MWt当たりの水素製造量を40,000Nm³/hと仮定した。
- 以上より、原子炉1基当たり1年間で $350 \times 10^6 \text{Nm}^3$ の水素を製造するものとした。

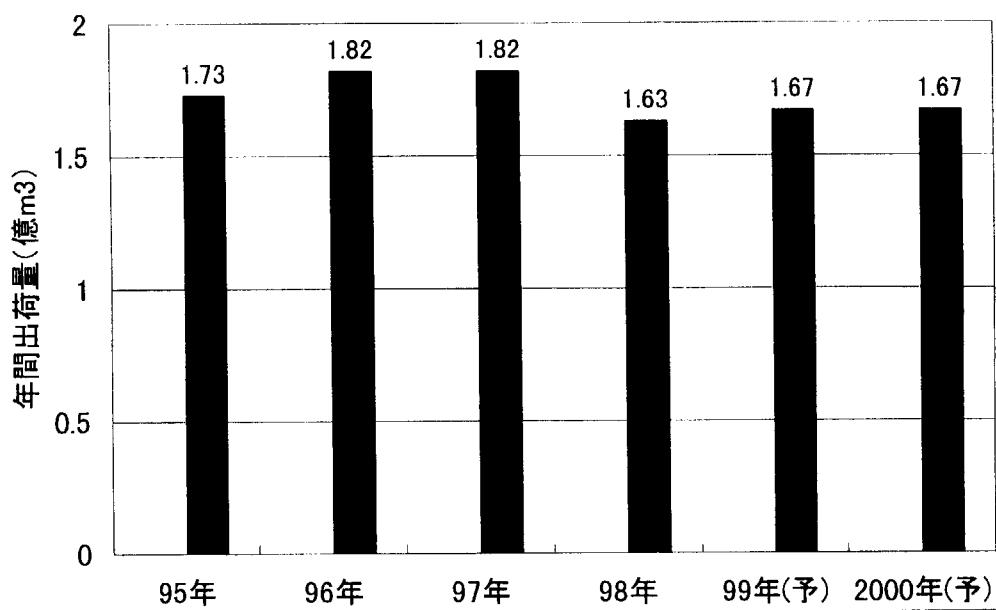
Table 6.3.5 水素供給に必要な原子炉基数
(熱化学法ISプロセスを用いた水の分解による場合)

記号 (*1)	年	2010	2020	2030	2040	2050
A 1 (全 体)		309	802	1000	—	—
A 2 (化 学 工 業 原 料 含 ま ず)	190	676	872	—	—	—
B 1 (")	0 . 5	63	94	225	627	627
A 3 (自 動 車 のみ)	0 . 5	3	12	—	—	—
B 2 (自 動 車 のみ)	0 . 5	3	19	97	253	253
C (自 動 車 のみ)	0 . 5	18	109	—	—	—
D (自 動 車 のみ)	0 . 4	99	—	—	—	—

(*1) : 記号は表 6.3.3 と同じ。

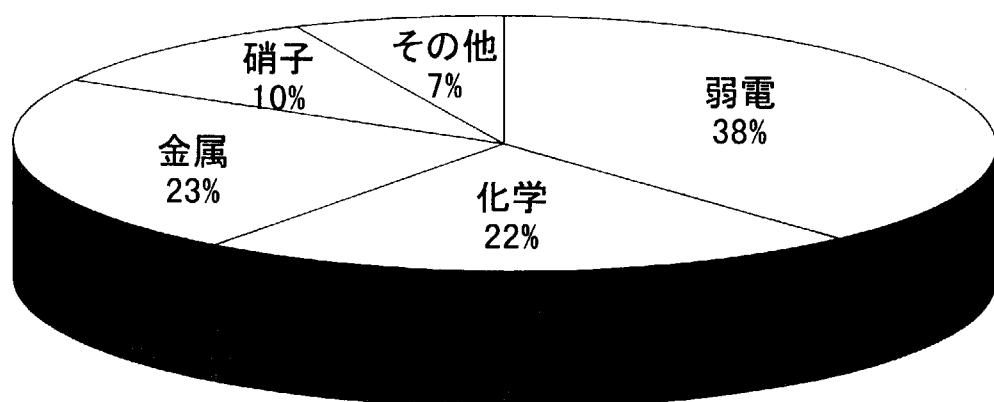
【算出の方法】

- 原子炉出力 100MWt (水素製造に使われる熱) とし、その熱量がすべて水素製造システムに供給されると仮定した。
 - 一年間の内、10ヶ月の運転を仮定。
 - ISプロセスにおける各反応のエネルギーから、供給熱量 100MWt当たりの水素製造量を $12,700 \text{Nm}^3/\text{h}$ と予測した。
 - 以上より、原子炉 1 基当たり 1 年間で $111 \times 10^6 \text{Nm}^3$ の水素を製造するものとした。



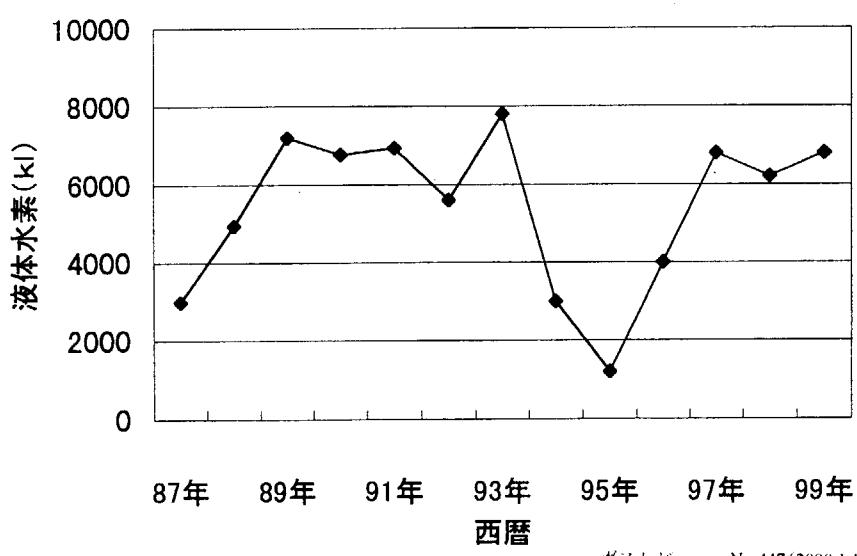
ガスレビュー、No.448(2000.1.15)

Fig. 6.1.1 外販水素の年間出荷量



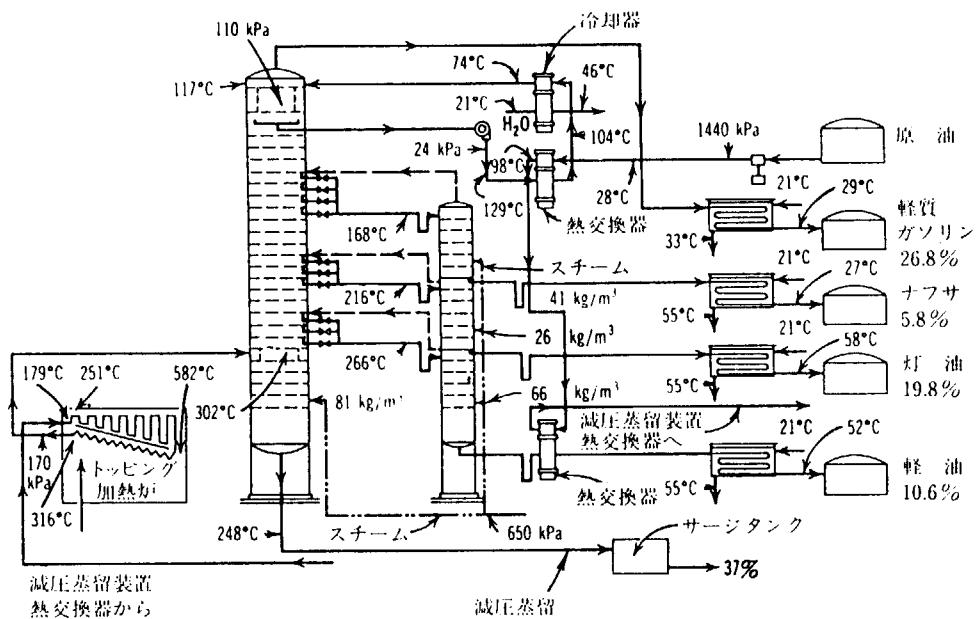
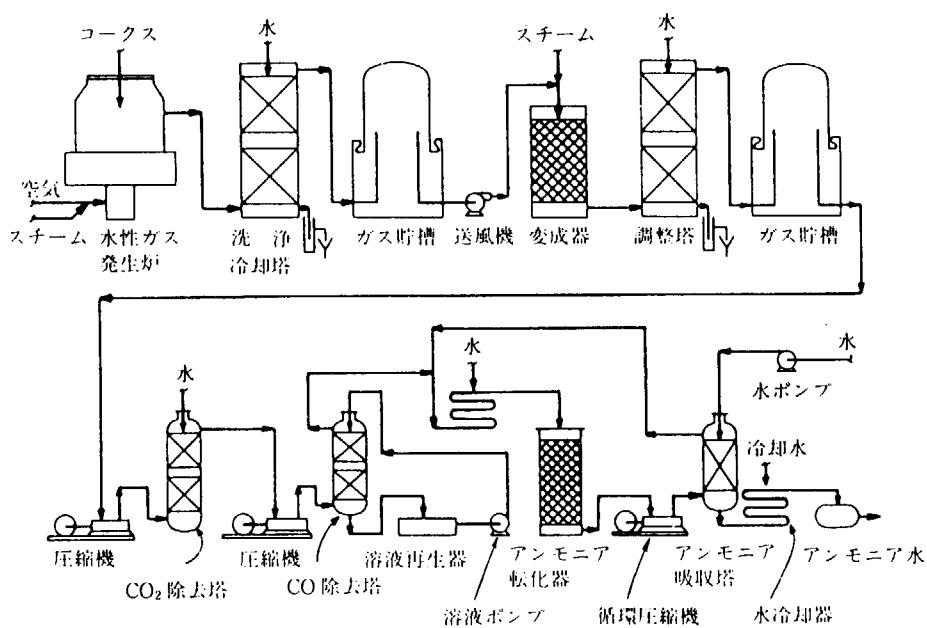
ガスレビュー、No.448(2000.1.15)

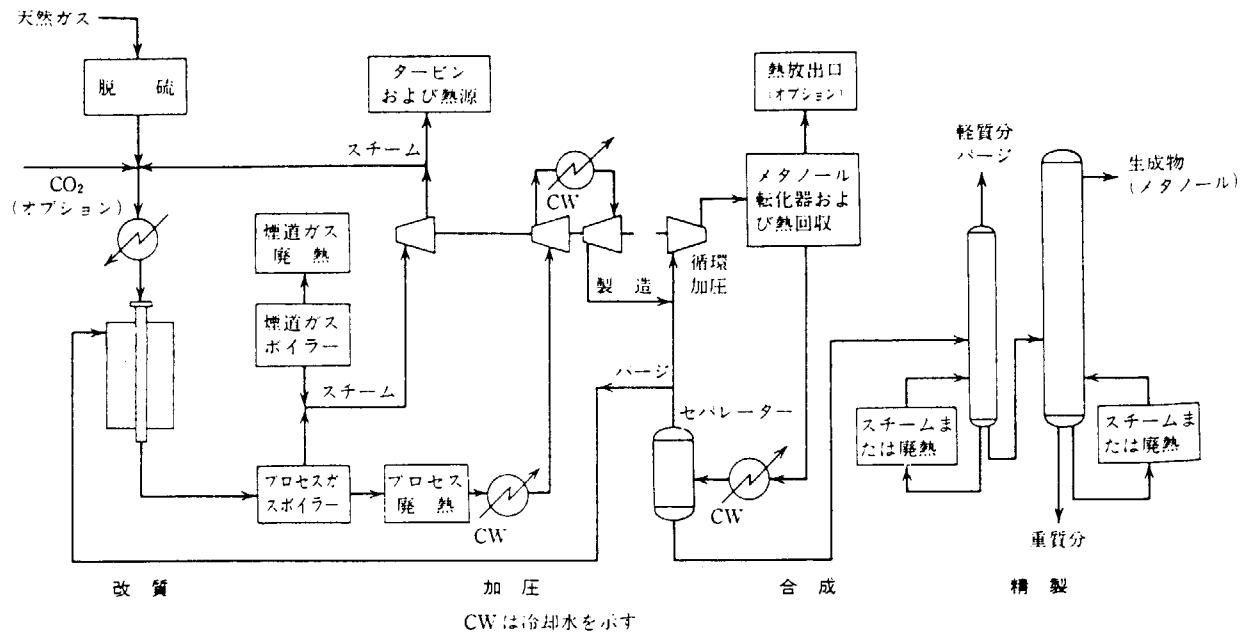
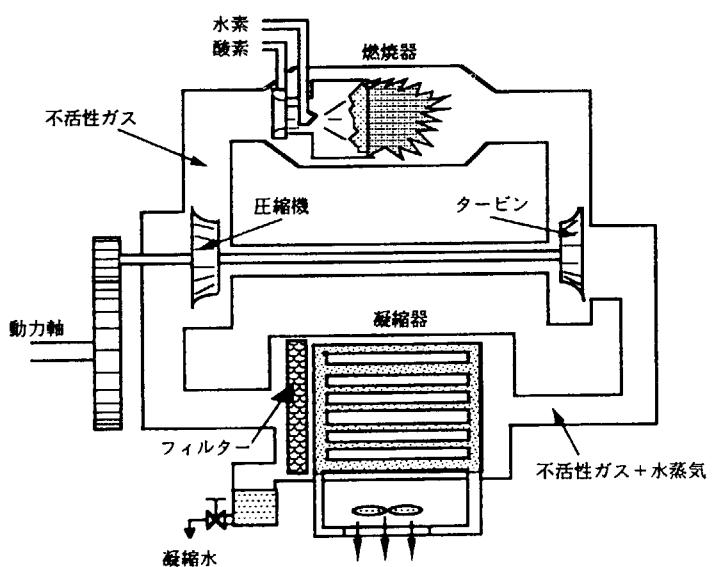
Fig. 6.1.2 外販水素の利用分野



ガスレビュー、No.447(2000.1.1)

Fig. 6.1.3 液体水素需給推移

Fig. 6.1.4 原油の常圧蒸留精製工程⁽¹⁰⁾Fig. 6.1.5 コークスを水素源とするアンモニア製造工程⁽¹⁰⁾

Fig. 6.1.6 天然ガスからのメタノール製造工程⁽¹⁰⁾Fig. 6.2.1 不活性ガス循環型水素燃焼タービンの概念図⁽¹³⁾

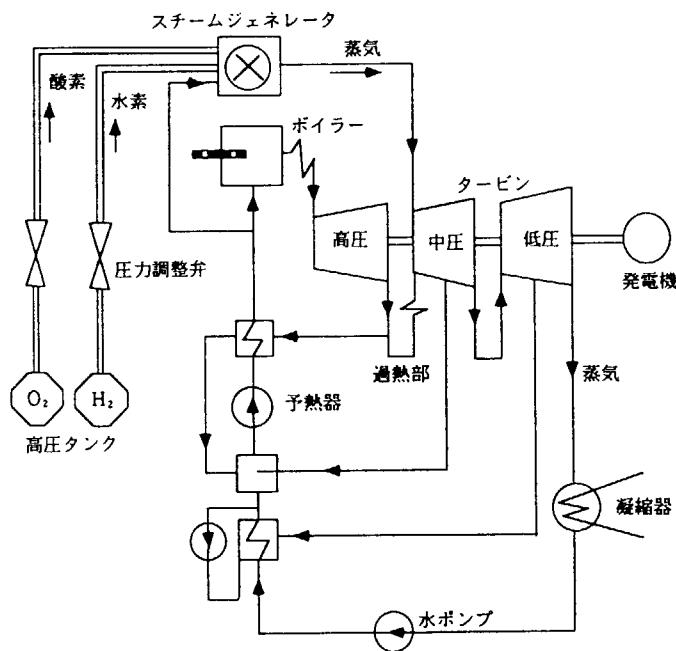


Fig. 6.2.2 スチームジェネレータの発電システムへの適用例⁽¹³⁾

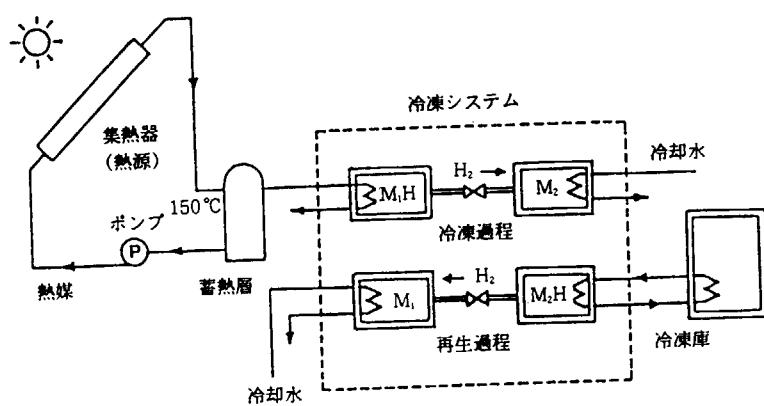


Fig. 6.2.3 水素吸蔵合金を用いた冷凍システムの原理⁽¹³⁾

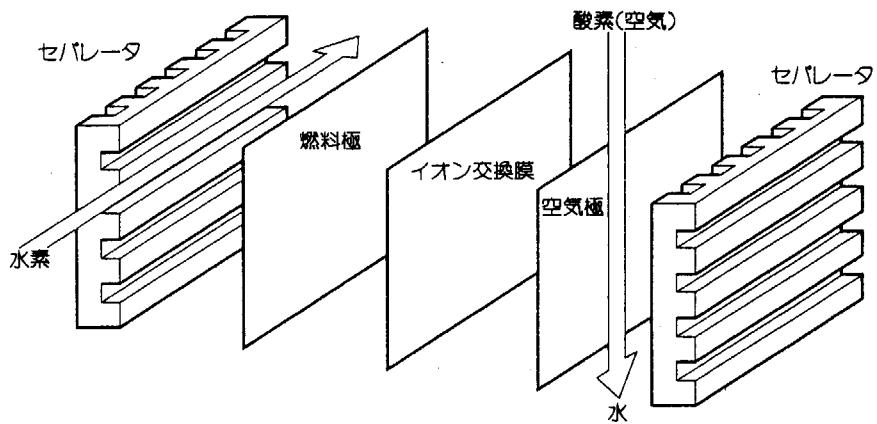


Fig. 6.2.4 固体高分子型燃料電池の構造⁽²⁴⁾

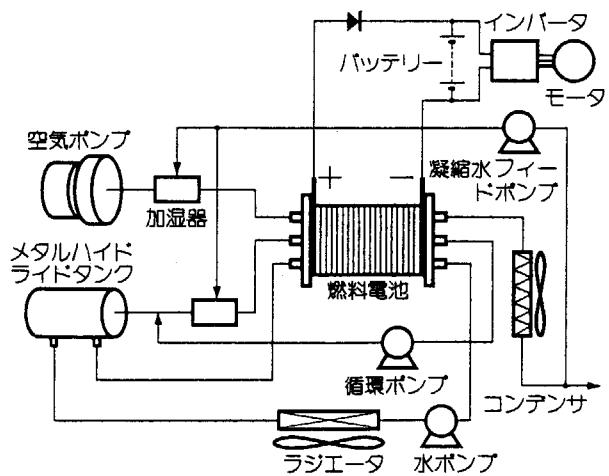


Fig. 6.2.5 固体高分子型燃料電池の概念⁽²⁵⁾

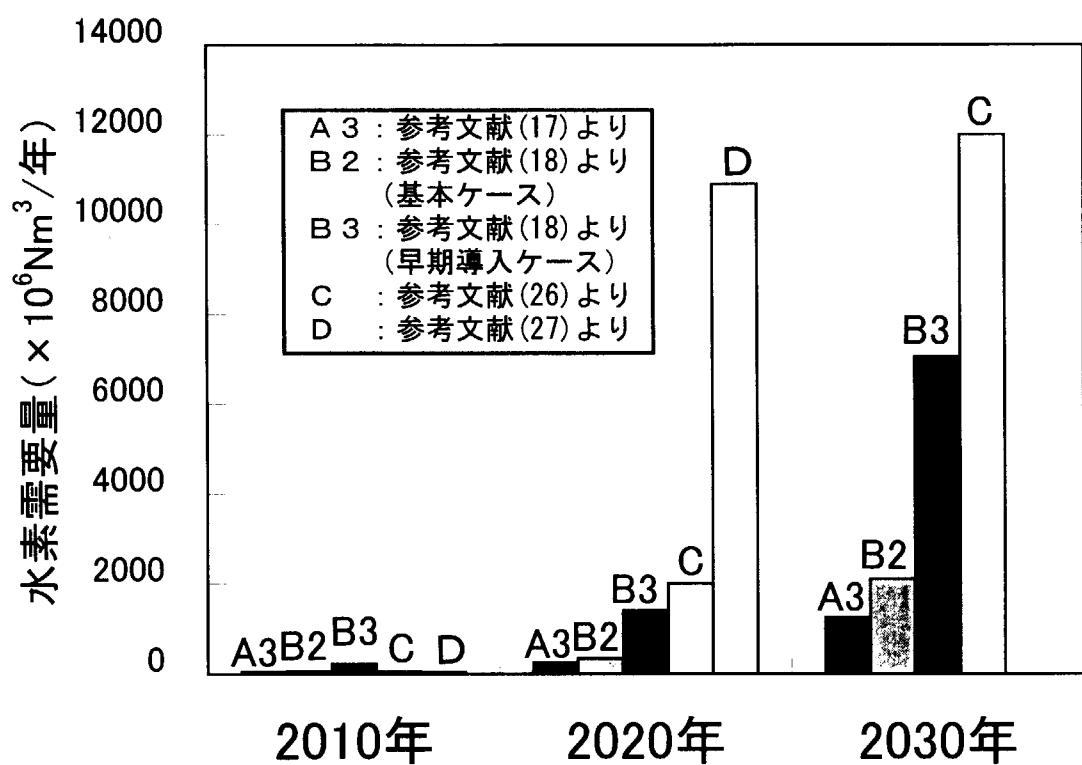


Fig. 6.3.1 自動車分野における水素需要予測

7. 核熱による水素製造の必要性

二酸化炭素を排出することなく、化石燃料の代替となることのできるエネルギー源として、自然エネルギーと原子力エネルギーが頻繁に話題に上る。我が国では、21世紀に向かって、地球温暖化防止のため、今後も、徹底した省エネルギーの推進と、二酸化炭素排出量の少ない自然エネルギー開発・導入の促進や原子力発電の利用を進めていくことにしている。このような我が国の政策に対して、原子力については、事故、放射性廃棄物の処理・処分などの観点から、もっと自然エネルギーの開発・導入に最大限努力すべきであるという意見が多く聞かれる。一方で、それでも、二酸化炭素排出抑制等のため、化石燃料代替エネルギーの数少ない最も有力なオプションのひとつとして、原子力は残るし、残すべきという意見は、相変らず根強い支持を受けている。

自然エネルギー及び原子力エネルギーの利用法としては先ず発電が考えられるが、電気のみで全てのエネルギー需要を賄うことは困難であり、例えば自動車の燃料としてガソリン・軽油に代替し得るものが必要となる。化石燃料の代替として最も有望なものが水素であり、近い将来その需要が急速に伸びるものと考えられている。それでは、需要に応えられるだけの大量の水素を環境に負荷をかけず、かつ、安価に製造するにはどうすればよいであろうか。

従来行われてきた化石燃料を原料と熱の供給源とする方法（例えば、メタンの水蒸気改質法）では、二酸化炭素排出の削減が見込めないのは明らかであり、5. 2節に示したように二酸化炭素の処理費を含めれば水素の価格は約2倍になる。水の電気分解では二酸化炭素排出の削減効果は大きいが、やはり水素は高価格となる。一方、核熱を直接利用した水素製造は、二酸化炭素排出の削減効果が大きく、かつ、上記の方法より安価に水素を製造できることから、非常に魅力的な水素製造法となる。ここでは、我が国のエネルギー形態を俯瞰し、高温ガス炉を用いた水素製造システムの必要性について考察する。

7. 1 我が国のエネルギー供給と消費

まず、我が国のエネルギー供給状況とその消費の構成について、再確認するために、我が国の1次エネルギー源の構成と、最終消費における構成をFig. 7.1に示す⁽¹⁾。この図では、括弧内の数字は、1次エネルギー総供給量に占める各エネルギー量の割合を%で示している。また、括弧なしに%を付けて示した値は、各領域のエネルギー量を100としたときの割合を示している。図の左側は1次エネルギーの構成を示しており、原子力は1次エネルギー総供給量の約13%を、水力などの自然エネルギーは約5%を（地熱、太陽、風力などの新エネルギーは、その内約1%を）占めている。残り82%は化石燃料によって賄われている。参考までに、82%の内訳は、石油が約54%、石炭が約17%、天然ガスが約12%である。したがって、化石燃料の約半分を石油に頼っているのが現状である。それでも、1973年の第1次石油危機以降、1次エネルギー総供給量に石油が占める割合は約77%から、1997年度の約54%まで大きく減少した。しかしながら、エネルギーの輸入依存度は、1973年度の約89%から1997年度の約81%といぐらか改善はされたものの、まだまだ大きく輸入に頼っているのが現状である。

図のほぼ中央及び右側には、最終エネルギー消費における構成を示した。中央は、最終エネル

ギー消費におけるエネルギーの形態を示したものであり、熱の形で使われるものが1次エネルギー総供給量の約52%、そして、発電に使われるのが40%となっている。電力化率と言われる値は、この40%のことである。最終エネルギー消費がどんな形で行われているかについて特徴的なことが三つある。

- ・発電に使われるエネルギーのうち、約65%は損失として環境に廃棄されていること。
- ・原子力のほとんどが発電に使われていること、並びに、他の発電と同様に損失が65%程度であること。
- ・熱の形で使われるエネルギーが1次エネルギー総供給量の52%を占めていること、並びに、発電に使われるエネルギー損失に比べ、熱の形で使われるエネルギーの損失がその内の約9%と非常に少ないとこと。

Fig. 7.1の右側は、エネルギーが消費される分野を示している。まず、熱利用時及び発電時ににおいて環境に廃棄される損失の総量は、1次エネルギー総供給量の約30%であり、残り70%が各分野で利用される正味の消費エネルギーである。この正味消費エネルギーうち、約73%が熱の形で、約21%が電気の形で、約6%が都市ガスの形で消費されている。なお、電気21%のうち約36%は原子力によって賄われている。また、現在我が国が掲げている省エネの目標は、1次エネルギー総供給量の約9%を省エネによって節約しようというものであり、効率を上げて消費を減らす、無駄使いを減らす、損失を減らすなどによって、このかなり大きなエネルギー削減目標を達成しようとしている。もし、経済性・安全性を維持したまま、全原子力発電時の損失を15%減らすことができれば、即ち、発電効率を現在の約35%から50%に上げることができれば、この供給増加量によって、1次エネルギー総供給量の1.5%を賄うことができる。これは、全損失量（1次エネルギー総供給量の30%）の5%にあたり、省エネ目標量（1次エネルギー総供給量の9%）の17%にあたる。

上記の正味消費エネルギーは、その約1/4が運輸部門で、約1/4が民生部門で、約半分が産業部門で消費されている。運輸部門における消費の約9割は自動車による消費である。この三つの部門における電気の形での消費は、民生部門では約半分、産業部門では約1/5、運輸部門ではほとんどない。言い換えると、運輸部門及び産業部門では、熱の形でのエネルギー消費が多いということである。以上、最終エネルギー消費における特徴的なことは、

- ・環境に廃棄されるエネルギーを除いた正味消費エネルギーのうち約73%が熱の形で消費されていること。
- ・正味消費エネルギーは、運輸部門ではほとんどが熱の形で、産業部門ではその約4/5が熱の形で消費されること。
- ・運輸部門での消費は、その約9割が自動車によるものであること。
- ・民生部門では、熱の形と電気の形で消費されるのがほぼ半分半分であること。

などである。

以上、核エネルギーの利用の観点から、我が国におけるエネルギー供給・消費の構成に関してまとめると、以下のような特徴があるのがわかる。

- (1) 発電時のエネルギー損失が大きいこと。
- (2) 原子力エネルギーは、ほとんど電気エネルギーに変換されており、原子力が熱エネルギー

一の供給源にはなっていないこと。

(3) 産業部門及び運輸部門では、熱の形での消費が多いこと。

7. 2 高温ガス炉のエネルギー供給における特徴

前節で、我が国におけるエネルギー消費においては、産業及び輸送部門において熱の形での利用が多いことを見た。輸送部門における利用は、ほとんど自動車用燃料として使われているものであったが、では、産業部門では、どのような形で熱が使われているのであろうか。

7. 2. 1 高温エネルギー供給

我が国の産業部門における熱の利用に関し、各種産業で利用される熱の温度範囲を Fig.7.2 に示す。1,000°C以上の高温では、セメント製造、ガラス製造、高炉法による製鉄、石灰窯素製造などがある。直接還元法による製鉄、石炭の水性ガス化、エチレン生産、水蒸気改質法による水素製造などが 1,000°C以下の高温域での熱の利用方法である。500~600°Cの中温領域では、熱は都市ガス製造、各種化学製品の製造等に、少し温度が下がって、重油脱硫、石油精製、紙パルプ製造等に、200°C前後の低温領域では、尿素合成、塩化ビニル合成、海水淡水化、地域暖房、養魚等に使われている。このように 1,600°C以下の範囲で様々な種類の産業に化石燃料によって供給される熱が使われているが、ほとんどの産業は 1,000°C以下の熱を利用しているのがわかる。高温ガス炉は約 1,000°C以下の熱を供給することができるため、ヘリウムガスタービンによる高効率の発電も含めて、多様なエネルギー需要に応えることが高温ガス炉に期待されている。

7. 2. 2 大容量・連続エネルギー供給

従来の軽水炉発電プラントは、経済性の観点から、ある特徴を有する。それは、軽水炉発電プラントの資本費・運転維持費が燃料費に比べて大きな割合を占める（発電原価；5.9 円/kWh。内訳、資本費；2.3 円/kWh、運転維持費；1.9 円/kWh、燃料費；1.65 円/kWh（内訳、フロントエンド；0.74 円/kWh、再処理；0.63 円/kWh、バックエンド／中間貯蔵；0.03 円/kWh、バックエンド／廃棄物処理処分；0.25 円/kWh）：出力 130 万 kWh、運転年数；40 年、設備利用率；80% で評価）ということである。火力発電プラントの発電原価に占める資本費・運転維持費が、石油火力で 4 割、LNG 火力で 5 割程度であるのに比べ、軽水炉発電プラントのそれは約 8 割⁽¹⁾（上記データでは 72%）と大きい。このような特徴を有する軽水炉発電プラントでは、極力稼働率を上げることがその経済性向上に直結している。したがって、軽水炉発電プラントは、我が国のベースロード電力の供給源として、現に大きな役割を果たしている。高温ガス炉は、軽水炉に比べ小さな熱出力となるが、それでも単基当たりの熱出力は、200MW~600MW になる。このような大きな核熱エネルギーが高温ガス炉から利用者に常時供給されることになる。

では、前記のような種々の産業が必要とする熱量はどの程度の大きさで、その量は時間的に変動するのであろうか。我が国における熱需要の大きさを次式で表される値を用いて調べる。

(我が国におけるある製品の年間総生産量)

(熱出力 100MW の高温ガス炉 1 基によって年間生産される量)

この値を Fig.7.3 に示す。化学プラントで生産されるビニルクロライドやスチレンなどの化学製

品は、その国内総生産量が少なく、Fig.7.3 に示したように、例えばビニルクロライドの製造には熱出力 100MW の高温ガス炉 0.2 基分のエネルギーで十分である。熱出力 100MW の高温ガス炉が何基かまとめて必要となる製品は、Fig.7.3 からわかるように、水素製造（27 基の高温ガス炉）、製鉄（21 基の高温ガス炉）程度である。メタノールは、そのほとんどを輸入しており、もしこれを日本で作れば、56 基の高温ガス炉が必要となる。Fig.7.3 に示した水素製造量は、流通している水素と化学プラント等で原料として使われている水素を合わせた量であり、世界の水素製造量の約 8 % であると言われている⁽²⁾。製鉄では、前述のように、直接還元法を用いれば、必要となるのはやはり水素である。また、メタノールは、水素と一酸化炭素から作ることができ、メタンの水蒸気改質法によって水素を作れば、同時に生成する一酸化炭素を用いてメタノールを作ることができる。すなわち、熱需要が大きな産業は水素を基本物質として利用している。

一方、水素は、同じ 2 次エネルギーである電気とは違い、貯蔵が容易である。この利点を生かして、高温ガス炉で水素を製造し、貯蔵・輸送基盤を整備すれば、前述のような大きな水素需要がある産業はもちろん、大量には使わないが定常的に燃料が必要なセメント製造、ガラス製造、化学プラントなどの燃料（水素の燃焼温度までの高温を利用することができるようになるので、ほとんどの温度範囲における産業利用が可能となる）や水素燃料電池自動車の燃料など、中小規模の需要、時間的に変動する需要、水素燃焼温度程度の高温需要などに応えることが可能である。また、高温ガス炉が軽水炉に比べ小型であること及び需要地近接立地が可能であることなどの高温ガス炉の特徴から、水素の貯蔵・輸送基盤の整備についても、大掛かりな水素輸送網は必要ではなく、各地域ごとに、その地域の需要地に隣接する高温ガス炉から地域内の消費地までの水素貯蔵・輸送基盤を確立すればよい。例えば、高温ガス炉水素製造設備、一次水素貯蔵所、化学プラント等の水素消費設備までの区間を輸送するパイplineがあればよい。また、現在の自動車用ガソリンを供給しているガソリン貯蔵所、ガソリンタンクローリー、ガソリンスタンドといったガソリン輸送網を水素が取り扱える施設に順次変更整備・改良すれば、燃料電池自動車用水素供給網を確立することも可能と思われる。

以上のように、水素が貯蔵可能であること、並びに、高温ガス炉が需要地近接立地が可能であることを活かして、大掛かりではない水素の貯蔵・輸送基盤を確立することによって、高温ガス炉で製造した水素を化石燃料の代替燃料として、大量かつ安定需要のある産業のみならず、中小規模の需要、時間的に変動する需要、水素燃焼温度程度の高温需要など様々な需要に応えることができる。つまり、エネルギー消費者が要求するエネルギーの質・量・時間と、高温ガス炉が供給する熱エネルギーの質・量・時間との間に存在する、利用温度条件（質）の不一致、利用熱量（量）の不一致、間欠的利用による利用時間（時間）の不一致、を高温ガス炉で水素を作ることによって解決することができる。

7. 2. 3 自然エネルギーと核エネルギーの両立

Fig.7.1 で見たように、我が国におけるエネルギーは、その約 1/4 が民生部門で、約 1/4 が運輸部門で、残り約半分が産業部門で消費されている。前節で述べたように、高温ガス炉は、産業分野及び輸送分野の様々な需要に応えることができる。水素の貯蔵・輸送基盤が民生部門まで含めて確立されるならば、民生のような分散型の、少量の、間欠的な、電気と低温熱といったコジェ

ネ的な需要にも応えることができる。一方で、民生分野、特に住宅部門の需要には、分散型・少量・間欠的な自然エネルギーの経済性を上げて利用することも有力な選択肢である。しかしながら、その最大の問題点は、自然エネルギーの経済性である。なぜならば、エネルギー変換において、やはり、元来エネルギー密度の小さい自然エネルギーをたとえ少量とはいえエネルギー密度を高めることに変わりはなく、加えて、自然エネルギーの不安定性を補う何らかのシステムが必要となる分、化石燃料や核エネルギーの集中発生型エネルギーのコストに比べ、自然エネルギーのコストは割高になりそうであるからである。自然エネルギーが経済的に成立するのは、導入時の国の支援、環境に関する外部コストの繰り入れ、他の場所からの大掛かりな輸送基盤の整備なしに手に入れることができるとエネルギー供給源であること、などを考慮した場合であろう。現在、風力発電は、集中発生型エネルギーに比べてもかなり現実的なコストになっている。したがって、民生、運輸、産業の各部門のエネルギー需要形態、即ち、エネルギーの質的・量的・時間的需要特性に応じて、自然エネルギーと核エネルギーは、それぞれの特徴を踏まえて役割分担しながら両立するものと考えることができる。残念ながら、自然エネルギーを安価に、大量に、安定に産業用として供給することは、現状技術では非常に困難であることは疑う余地がない。日本という地域に住む人々全員が、農業、林業、水産業などの一次産業、もしくは、鉱業などの資源で生計を立てるならば、集中型エネルギー源は不要かもしれない。しかしながら、限られた土地を利用し、資源を輸入し、それを加工して輸出する二次産業を生業の一部とする限り、安価に、大量に、安定にエネルギーを供給できる集中発生型エネルギー変換装置が必要である。さらに、もしアジア地域で水素ネットワーク網が整備されるなら、我が国で高温ガス炉を用いて水から水素を作り、アジア各国に輸出することも夢ではなくなり、発展途上国における原子力発電プラントでの安全運転維持に対する不安を解消できる。

7. 3 エネルギー供給における二酸化炭素排出量

温暖化などの地球環境問題で、「地球規模で考え、地域で行動しよう。」とよく言われる。特定地域だけで地球環境問題に取り組んでも、他の地域で地球環境を悪くしては効果がないので、地球全体で対応の方向と力を合わせ、実際の環境保全活動は、各地域毎に実施しようというものである。二酸化炭素による地球温暖化問題に関して、文献⁽¹⁾によれば以下のとおりである。地球温暖化へのガスの寄与については、二酸化炭素が 64%、メタンが 19%、フロン及び代替フロンが 10%、亜酸化窒素が 6 %であると報告されている。メタンは、排出量は少ないが、地球温暖化への寄与は二酸化炭素の 21 倍であると言われている。地球温暖化に大きな寄与がある二酸化炭素について、産業革命以前の 280ppmv (ppmv は容積比で 100 万分の 1、以後 ppm と略記する) から 1994 年時点で 358ppm まで増加し、地球の平均気温は 19 世紀の終わりに比べ 0.3~0.6℃ 上昇し、海面は過去 100 年間に 10~25cm 上昇した、と報告されている。1996 年における世界の二酸化炭素総排出量は 223 億トンにのぼり、米国が 24%、EU が 15%、中国が 14%、ロシアが 7 %、ついで日本が 5.3% を排出している。米国は、一人あたりの二酸化炭素排出量が最も多く、約 20 トン／人であるが、ロシア、EU、日本などは 7 ~10 トン／人であり、中国は 3 トン／人弱である。我が国における二酸化炭素排出量は、1997 年度に 12.3 億トンであり、各部門の直接排出量は産業部門が 31%、民生部門が 11% (家庭; 6 %、業務; 5 %)、運輸部門が 20%、

発電所等のエネルギー転換部門が 29% となっている。

大気に放出される二酸化炭素について、どれくらいの割合で増加し、どれくらいまで減らそうとしているのか、について述べる。二酸化炭素の濃度で見てみると、地球上における二酸化炭素の濃度バランスは、Fig.7.4 に示すように、現在大気中に約 350ppm 二酸化炭素が存在し、植物による光合成 (-46.2ppm) 及び海洋による吸収 (-41.7ppm) によって合計 87.9ppm の二酸化炭素が吸収・固定される一方、海洋からの放出 (40.8ppm)、陸上動・植物の呼吸 (22.6ppm)、生物の腐敗 (22.2ppm)、化石燃料燃焼時の放出 (3.32ppm)、森林破壊による増加分 (0.9ppm) などによって合計 89.82ppm の二酸化炭素が大気中に放出されており、差し引き 1.92ppm／年の割合で二酸化炭素の大気中濃度が増加している⁽³⁾。この増加する二酸化炭素濃度を削減するため、第 3 回締約国会議 (COP3) が 1997 年京都で開催され、2008 年～2012 年の間に先進国全体で少なくとも 5 % の削減を達成するという「京都議定書」が採択された。具体的数値目標としては、1990 年を基準年次として、基準年次における二酸化炭素排出量の、EU では -8 %、米国では -7 %、日本、カナダ等では -6 % など、まで削減することとなっている⁽¹⁾。前述のように、我が国における二酸化炭素排出量は、1997 年に 12.3 億トン（炭素質量換算で、3.35 億トンに相当）であり、基準年次の 1990 年では、10.7 億トンであった。したがって、

$$(\text{二酸化炭素排出削減量}) = 2.2 \text{ 億トン} (= 12.3 - 10.7 \times (1 - 0.06))$$

としなければ、「1990 年比マイナス 6 %」である二酸化炭素排出量 10.1 億トンまでの削減を達成できることになる。

そこで、1998 年 6 月に日本政府は、2010 年に向けて緊急に実施すべき地球温暖化対策を総合的に取りまとめた「地球温暖化対策推進大綱」を決定した⁽¹⁾。この「地球温暖化対策推進大綱」に盛り込まれた対策には、

- ・ エネルギー需要面の対策：省エネ基準の強化など、
- ・ エネルギー供給面の対策：原子力立地の推進や新エネルギーの加速的導入、
- ・ 二酸化炭素以外の温室ガスの排出削減対策：代替フロン等 3 ガスの排出抑制等、
- ・ 二酸化炭素吸収源対策：森林整備等の植林等、
- ・ 革新的な環境・エネルギー技術の研究開発の強化、
- ・ 夏時間導入等のライフスタイルの見直し、

などがある。「1990 年比マイナス 6 %」、即ち 10.1 億トンまで二酸化炭素排出量を削減するということは、1988 年の二酸化炭素排出量がほぼ 9.9 億トンであるので、あらゆるもの今から 12 年前の 1988 年レベルに戻すことができればよいわけである。12 年前と現在を比較すると、まず、家電製品や乗用車の普及台数は、経済企画庁のデータによれば、

- ・ ルームエアコン；0.98 台／世帯 → 2.1 台／世帯、
- ・ テレビ ； 1.9 台／世帯 → 2.3 台／世帯、
- ・ 乗用車 ； 0.94 台／世帯 → 1.3 台／世帯、

と増加している。部門別で見ると、1990～1998 年度の二酸化炭素排出量の変化は、産業部門が 3.2 % 減であるのに対して、運輸部門では約 21 % 増加、民生家庭部門では約 9 % 増加、民生業務部門では約 16 % 増加している⁽¹⁾。生活の質を落とすことなく、生産者を巻き込んだ形でのいわゆる省エネ経済の確立によって、「1990 年比マイナス 6 %」削減の達成に寄与することが期待され

ている。

家庭における省エネによる二酸化炭素排出削減効果について概算してみる。東京都「エネルギー・ダイエットノート(簡易版)」によれば、家庭における行動により削減できる二酸化炭素量について、以下のような値が示されている。

・エアコン使用時間を1日60分短縮	夏3ヶ月で	5.8kg
・石油ストーブ使用時間を1日60分短縮	冬4ヶ月で	18.8kg
・無人部屋の照明を1日60分短縮	1年で	2.6kg
・テレビ使用時間を1日60分短縮	1年で	3.5kg
・電話使用時間を1日1分短縮	1年で	0.5kg
・シャワー使用時間を1日3分短縮	1年で	15.3kg (256日間使用)
・風呂の追い炊きを1日5分短縮	1年で	12.5kg (256日間使用)
・洗濯を1日おきに削減	1年で	7.7kg
・ドライヤー使用時間を1日3分短縮	1年で	2.0kg
・洗顔時水の使用を1日2分短縮	1年で	1.5kg
・電子レンジ使用時間を1日3分短縮	1年で	1.7kg
・ガスコンロ使用時間を1日5分短縮	1年で	2.0kg
・炊飯器の保温時間を1日6時間短縮	1年で	7.9kg
・換気扇使用時間を1日60分短縮	1年で	0.5kg
・冷蔵庫の開閉を1日10回削減	1年で	1.5kg

以上の合計は、83.8kgである。1998年度における我が国の世帯数は4,450万世帯である⁽⁴⁾。すべての世帯で上記の二酸化炭素削減行動をとったとすると、373万トン/年($=0.0838\text{ [t/世帯・年]}\times 4.45\times 10^7\text{ [世帯]}$)の二酸化炭素(2.2億トンの約1.7%)を削減できる。さらに、

・乗用車に替わり電車を利用

1年で	840kg (1日100km、200日)
-----	----------------------

を全世帯で実施すると、3,740万トン/年($=0.84\text{ [t/世帯・年]}\times 4.45\times 10^7\text{ [世帯]}$)の二酸化炭素(2.2億トンの約17%)を削減できる。合わせて、2.2億トンの約20%の二酸化炭素を削減できることになる。

一方で、「地球温暖化対策推進大綱」に記されている原子力立地の推進などによるエネルギー供給面の対策は、エネルギー転換部門や産業部門においてその効果が大きいに期待できるものである。我が国における発電設備におけるそのライフサイクル中に発生する二酸化炭素総排出量を見てみる。下の表は、各発電設備が単位電気エネルギー(1kWhe)あたりに排出する二酸化炭素量を炭素質量(g)換算で表したものであり、最も最近に発表された資料⁽⁵⁾の値を示してある。

発電プラント	自然エネルギー					原子力	火力			
	水力	地熱	風力	太陽光	軽水炉	LNG 複合	LNG	石油	石炭	
二酸化炭素排出量原単位 [g-C/kWhe]	11	15	29	53	28	519	608	747	955	

火力発電の中でも LNG 複合発電プラントは、二酸化炭素排出量が一番少なく、二酸化炭素排出量が最も多い石炭火力の約 54%であるが、二酸化炭素排出量が最も少ない水力に比べれば、水力の約 47 倍もの二酸化炭素を排出している。これら火力発電プラントにおける二酸化炭素は、そのほとんどが化石燃料の燃焼によるものであり、LNGについても、LNGを液化する際の排出及び天然ガス中に含まれる二酸化炭素の影響が大きいことがわかったということである⁽⁵⁾。新エネルギーに分類される太陽光の発電プラントは、一般公衆が持つクリーンなイメージに比べれば、二酸化炭素排出量が 53 g·C/kWh と自然エネルギーの中では意外に多いのがわかる。住宅などに用いられるこの太陽光発電の二酸化炭素排出量は、水力の約 5 倍、地熱の約 3.5 倍、風力の 2 倍弱、そして、原子力の 2 倍弱となっている。単位電気エネルギー（1 kWh）あたりの二酸化炭素排出量が少ないとする観点だけからは、自然エネルギーでは、水力、地熱、風力である。原子力発電プラントの二酸化炭素排出量は風力発電プラントと同程度であり、LNG 複合火力発電プラントの 1/20 強であることがわかる。なお、今後の生産規模の拡大により、風力は 20 g·C/kWh、太陽光は 26 g·C/kWh まで排出量を低減できる可能性があると報告されている。

高温ガス炉を化石燃料代替エネルギー源として用いた場合、二酸化炭素排出削減量の概算値を計算してみる。まず高温ガス炉を発電に用いた場合を考える。電気出力 100MW の高温ガス炉とまったく同様の LNG 複合火力発電を考えると、設備稼働率を 80%として、供給できる電力は $2.52 \times 10^{15} \text{ Je/年・基}$ ($=10^8[\text{W}] \times 0.8 \times 365 \times 24 \times 3600$) となる。二酸化炭素排出量原単位は、高温ガス炉が軽水炉と同じとすれば、高温ガス炉及び LNG 複合火力は、それぞれ、 $2.85 \times 10^{-11} \text{ t/Je}$ 及び $5.29 \times 10^{-10} \text{ t/Je}$ (前述の 28 g·C/kWh 及び 519 g·C/kWh を単位換算した値) となる。したがって、この高温ガス炉及び LNG 複合火力では、約 7.2 万 t/年・基 ($=2.52 \times 10^{15} [\text{Je/年・基}] \times 2.85 \times 10^{-11} [\text{t/Je}]$) 及び 133.3 万 t/年・基 ($=2.52 \times 10^{15} [\text{Je/年・基}] \times 5.29 \times 10^{-10} [\text{t/Je}]$) の二酸化炭素を排出することになるので、電気出力 100MW の LNG 複合火力発電プラントの替わりに同じ電気出力 100MW の高温ガス炉発電プラント 1 基を用いた場合、その差として、1 年間に 1 基当たり約 126 万トンの二酸化炭素を削減できることになる。したがって、単純には、

$$\left. \begin{array}{l} \text{2.2 億トンの二酸化炭素を削減} \\ \left\{ \begin{array}{l} \text{175 基の電気出力 100MW の LNG 複合火力発電プラント} \\ \downarrow \text{置き換え} \\ \text{175 基の電気出力 100MW の高温ガス炉発電プラント} \end{array} \right. \end{array} \right.$$

となり、「1990 年比マイナス 6%」の削減を達成できることになる。

次に、高温ガス炉で水素を製造し、作った水素を化石燃料の代替として用いる場合を考えてみる。メタンと水から水素を作る既存の化石燃料燃焼水蒸気改質法と、高温ガス炉での水素製造法として、水蒸気改質法及び水から水素を作る熱化学法 IS プロセスを対象とする。なお、水の電気分解法は、原子力発電プラントで作った電気を用いるならば、高温ガス炉 IS プロセスと二酸化炭素排出量については大差なくなる。第 5 章において水素製造価格を算出したときと同様に、原料、エネルギー、資本（設備）・運転維持の 3 つに区分けして二酸化炭素排出を考える。即ち、
 ・化石燃料燃焼水蒸気改質法；①原料であるメタン
 ②エネルギーである化石燃料（ここでは、メタンとする）

③設備建設・運転維持に投入するエネルギー（ここではLNGを用いたとする）

- ・高温ガス炉水蒸気改質法 ；①原料であるメタン
②設備建設・運転維持用のLNG
- ・高温ガス炉ISプロセス ；①設備建設・運転維持用のLNG

から排出される二酸化炭素について考える。以後、化石燃料燃焼水蒸気改質法をFF/ SR、高温ガス炉水蒸気改質法をHTGR/ SR、高温ガス炉ISプロセスをHTGR/ ISと表記する。設備建設・運転維持用に投入するエネルギーに関しては、LNG火力発電プラント及び軽水炉発電プラントを参考にする⁽⁴⁾。

	投入エネルギー（万トン／年：石油換算、括弧内は割合）		
	設備エネルギー	運用エネルギー	総 計
LNG火力発電プラント	0.33 (1.3%)	25.1 (98.7%)	25.4
石油火力発電プラント	0.36 (5.5%)	6.1 (94.5%)	6.5
石炭火力発電プラント	0.59 (7.2%)	7.6 (92.8%)	8.2
軽水炉発電プラント (リサイクル、ガス拡散法)	0.65 (7.4%)	8.1 (92.6%)	8.7

LNG火力発電プラントの設備建設・運転維持に投入されるエネルギーは、軽水炉発電プラントのそれの約3倍であり、石油火力、石炭火力のそれは、軽水炉と同程度である。LNG火力発電プラントの設備建設・運転維持に投入されるエネルギーが大きいのは、運転維持において天然ガスの液化に大きなエネルギーを要するからである⁽⁵⁾。ここでは、水素製造プラントの設備建設・運転維持に投入されるエネルギーについて、化石燃料燃焼水素製造プラントの設備建設・運転維持に投入されるエネルギーは、高温ガス炉と同じであると仮定し、したがって、設備建設・運転維持に起因する二酸化炭素の排出量も差はないとする。

FF/ SRにおける水素単位エネルギー当たりの原料メタンのエネルギー量は、5.2節の(5.2.5)式及び(5.2.22)式より、0.820 J/J·H₂であり、水素単位エネルギー当たりのエネルギー量は、(5.2.7)式及び(5.2.23)式より、0.277 J/J·H₂である。HTGR/ SRでは、水素単位エネルギー当たりの原料メタンのエネルギー量は、同様に0.820 J/J·H₂である。HTGR/ ISでは、原料及びエネルギーに起因する二酸化炭素はなく、設備建設・運維持に係るものだけである。なお、ウラン燃料は、運転維持に含められている⁽⁴⁾。原料及びエネルギーのメタンの二酸化炭素排出量原単位は、 $4.95 \times 10^{-11} \text{ t/J}$ （炭素質量換算では $1.35 \times 10^{-11} \text{ t-C/J}$ ）である。参考までに、A重油の二酸化炭素排出原単位は、LNGのそれの1.4倍、C重油は1.44倍、石炭は1.79倍である。以上から、各水素製造法における二酸化炭素排出原単位は、以下のようになる。

- (1) FF/SR : $5.45 \times 10^{-11} \text{ t/J}\cdot\text{H}_2$ ($= (0.820 + 0.277) \times 4.95 \times 10^{-11}$)
 (2) HTGR/SR : $4.06 \times 10^{-11} \text{ t/J}\cdot\text{H}_2$ ($= 0.820 \times 4.95 \times 10^{-11}$)
 (3) HTGR/IS : 0 t/J·H₂

したがって、高温ガス炉によって水素を製造すると、化石燃料燃焼水蒸気改質法で水素を製造したときと比べて、HTGR/SRでは $1.39 \times 10^{-11} \text{ t/J}\cdot\text{H}_2$ ($= 5.45 \times 10^{-11} - 4.06 \times 10^{-11}$)、HTGR/ISでは $5.45 \times 10^{-11} \text{ t/J}\cdot\text{H}_2$ ($= 5.45 \times 10^{-11} - 0$)だけ二酸化炭素排出量を削減できる。

高温ガス炉で作った水素で化石燃料を代替したとすると、さらに二酸化炭素排出量を削減することができる。ここでは、2つのケースについて計算する。

ケースA：産業部門で用いられている燃料メタンを水素で代替

ケースB：運輸部門の自動車燃料として用いられているガソリンを水素で代替

まず、ケースAでは、メタンを水素で代替すると、 $4.95 \times 10^{-11} \text{ t/J}$ の二酸化炭素排出量を削減できる。したがって、HTGR/SR、もしくは、HTGR/ISを用いた場合、水素製造時及び水素による代替によって、それぞれ、

$$6.34 \times 10^{-11} \text{ t/J}\cdot\text{H}_2 \quad (= 5.45 \times 10^{-11} - 4.06 \times 10^{-11}) + 4.95 \times 10^{-11} \quad ; \text{ HTGR/SR}$$

$$10.4 \times 10^{-11} \text{ t/J}\cdot\text{H}_2 \quad (= 5.45 \times 10^{-11} + 4.95 \times 10^{-11}) \quad ; \text{ HTGR/IS}$$

の二酸化炭素排出量を削減でき、2.2億トンの二酸化炭素を減らすためには、それぞれ、

$$3.47 \times 10^{18} \text{ J}\cdot\text{H}_2 \quad (= 2.2 \times 10^8 \div 6.34 \times 10^{-11}) \quad ; \text{ HTGR/SR}$$

$$2.12 \times 10^{18} \text{ J}\cdot\text{H}_2 \quad (= 2.2 \times 10^8 \div 1.04 \times 10^{-10}) \quad ; \text{ HTGR/IS}$$

なるエネルギー量を持つ水素を作り、メタンの代替として使えば良い。これら水素エネルギー量は、1997年度の我が国の1次エネルギー総供給量 $2.34 \times 10^{19} \text{ J}$ の、それぞれ、約15%もしくは約9.4%に相当し、熱として産業部門で最終的に消費された（損失を含んだ） $6.06 \times 10^{18} \text{ J}$ （1次エネルギー供給量 $2.34 \times 10^{19} \text{ J}$ の約26%を占める）の約57%もしくは約35%に相当する。

次に、ケースBについて計算してみる。近年の燃料電池の開発が急速に進む中、燃料電池自動車が夢ではなくなりつつある。現在、自家用乗用車、営業用乗用車、バス、貨物自動車合わせて7,082万台（1998年度）あり、ガソリンとして供給される $3.34 \times 10^{18} \text{ J}$ のエネルギー（このエネルギーは運輸部門で最終的に消費されるエネルギーの約9割にあたる。）を使っており、2.32億トン（ $= 0.704[\text{億トン}\cdot\text{C}] \times 44/12 \times 0.9$ ）の二酸化炭素を排出している⁽⁴⁾。このガソリンからの排出量2.32億トンを二酸化炭素排出量原単位で表すと、 $6.95 \times 10^{-11} \text{ t/J}$ （メタンの1.40倍）となる。一方、現時点でのガソリン車のエネルギー効率は15%、燃料電池自動車のエネルギー効率は47%である⁽⁶⁾。以上から、HTGR/SRもしくはHTGR/ISを用いた場合、水素製造時及び水素による代替によって、それぞれ、

$$8.34 \times 10^{-11} \text{ t/J}\cdot\text{H}_2 \quad (= 5.45 \times 10^{-11} - 4.06 \times 10^{-11}) + 6.95 \times 10^{-11} \quad ; \text{ HTGR/SR}$$

$$12.4 \times 10^{-11} \text{ t/J}\cdot\text{H}_2 \quad (= 5.45 \times 10^{-11} + 6.95 \times 10^{-11}) \quad ; \text{ HTGR/IS}$$

の二酸化炭素排出量を削減でき、2.2億トンの二酸化炭素を減らすためには、それぞれ、

$$2.64 \times 10^{18} \text{ J}\cdot\text{H}_2 \quad (= 2.2 \times 10^8 \div 8.34 \times 10^{-11}) \quad ; \text{ HTGR/SR}$$

$$1.77 \times 10^{18} \text{ J}\cdot\text{H}_2 \quad (= 2.2 \times 10^8 \div 12.4 \times 10^{-11}) \quad ; \text{ HTGR/IS}$$

なるエネルギー量を持つ水素を作り、ガソリンの代替として使えば良い。

100MWの熱出力を持つ高温ガス炉を80%の稼働率で1年間運転して水素を作ると、HTGR

／S RもしくはHT GR／ISでは、それぞれ、

$$9.12 \times 10^{15} \text{ J}\cdot\text{H}_2/\text{年}\cdot\text{基} (=10^8[\text{W}/\text{基}] \times 0.8 (\text{稼働率}) \times 365[\text{日}/\text{年}] \times 24[\text{時間}/\text{日}] \times 3,600[\text{秒}/\text{時間}] \div 2.53 \times 10^5 [\text{J/mol}\cdot\text{CH}_4] \times 4[\text{mol}\cdot\text{H}_2/\text{mol}\cdot\text{CH}_4] \times 2.86 \times 10^5 [\text{J}\cdot\text{H}_2/\text{mol}\cdot\text{H}_2] \times 0.8 (\text{エネルギー利用効率})) ; \text{HT GR/S R}$$

$$1.39 \times 10^{15} \text{ J}\cdot\text{H}_2/\text{年}\cdot\text{基} (=10^8[\text{W}/\text{基}] \times 0.8 (\text{稼働率}) \times 365[\text{日}/\text{年}] \times 24[\text{時間}/\text{日}] \times 3,600[\text{秒}/\text{時間}] \times 0.55 (\text{エネルギー利用効率})) ; \text{HT GR/IS}$$

の水素を作ることができる。したがって、2.2億トンの二酸化炭素を減らすために天然ガスの替わりに産業部門で熱として消費されるエネルギーに水素を用いた場合には、100MWの熱出力を持つHT GR/S RもしくはHT GR/ISが、それぞれ、

$$\text{基 } 381 (=3.47 \times 10^{18} [\text{J}\cdot\text{H}_2] \div 9.12 \times 10^{15} [\text{J}\cdot\text{H}_2/\text{年}\cdot\text{基}]) ; \text{HT GR/S R}$$

$$1,530 \text{ 基} (=2.12 \times 10^{18} [\text{J}\cdot\text{H}_2] \div 1.39 \times 10^{15} [\text{J}\cdot\text{H}_2/\text{年}\cdot\text{基}]) ; \text{HT GR/IS}$$

必要である。また、現在約7100万台ある自動車のほとんどを水素燃料電池自動車で置き換える場合には、100MWの熱出力を持つHT GR/S RもしくはHT GR/ISが、それぞれ、

$$\text{基 } 289 (=2.64 \times 10^{18} [\text{J}\cdot\text{H}_2] \div 9.12 \times 10^{15} [\text{J}\cdot\text{H}_2/\text{年}\cdot\text{基}]) ; \text{HT GR/S R}$$

$$1,273 \text{ 基} (=1.77 \times 10^{18} [\text{J}\cdot\text{H}_2] \div 1.39 \times 10^{15} [\text{J}\cdot\text{H}_2/\text{年}\cdot\text{基}]) ; \text{HT GR/IS}$$

必要である。

以上をまとめると以下のようになる。

○1997年度時点で、「1990年比マイナス6%」を達成するためには、約2.2億トンの二酸化炭素排出量を削減しなければならない。

○我が国の世帯数4450万世帯で、様々な二酸化炭素削減行動をとったとすると、約0.03億トンの二酸化炭素（2.2億トンの約1.7%）を削減できる。

○電気出力100MWのLNG複合火力発電プラントの替わりに同じ電気出力100MWの高温ガス炉発電プラント1基を用いた場合、約0.013億トンの二酸化炭素（2.2億トンの約0.6%）を削減できることになる。

したがって、2.2億トンの二酸化炭素を削減するためには、175基の電気出力100MWの高温ガス炉発電プラントをLNG複合火力発電プラントの替わりに導入すればよい。

○天然ガスの替わりに産業部門で熱として消費されるエネルギーに水素を用いた場合、2.2億トンの二酸化炭素を減らすためには、100MWの熱出力を持つHT GR/S R（高温ガス炉水蒸気改質法）もしくはHT GR/IS（高温ガス炉ISプロセス）が、それぞれ、381基もしくは1,530基必要である。

○自動車を水素燃料電池自動車で置き換える場合、2.2億トンの二酸化炭素を減らす（現在約7,100万台ある自動車のほとんどを置き換えることになる）ためには、100MWの熱出力を持つHT GR/S R（高温ガス炉水蒸気改質法）もしくはHT GR/IS（高温ガス炉ISプロセス）が、それぞれ、289基もしくは1,273基必要である。

7. 4 まとめ

我が国は、1次エネルギー総供給量の81%（1997年度）を海外からの輸入に頼っている。国产の自然エネルギーや準国产エネルギーであるといわれる原子力によりエネルギー自給率を高め、

エネルギーの安定供給を確保すべきである。自然エネルギーは、1次エネルギー総供給量のわずか1%しか導入されておらず、政府の「地球温暖化対策推進大綱」でも、加速的導入が謳われている。民生部門のような分散発生・分散消費型のエネルギー利用にとって、自然エネルギーは大きく期待されており、1次エネルギー総供給量の約17%を占める民生部門でのエネルギー消費量を自然エネルギーで賄えるようになれば、二酸化炭素排出量削減問題も一気に解決できるであろう。しかしながら、自然エネルギーによる少量、間欠的なエネルギー供給では、安価、大量、安定供給といった産業・運輸部門からの要求には応えることが困難である。一方、原子力は、1次エネルギー総供給量の13%を占め、そのほとんどが発電に使われている。我が国のエネルギー需給構造には、発電時のエネルギー損失が大きいこと、熱の形での利用が、産業・運輸部門で多いこと、などの特徴が見られる。そこで、高温ガス炉による高効率発電や高温ガス炉による水素製造によって、原子力の利用拡大を図ることが期待されている。水素は、電気に比べて貯蔵が容易であるため、大量ではない、間欠的な（負荷変動が大きい）、1,000°C以上の高温などの利用に対しても、需要地近接立地が可能、小型であることなどの高温ガス炉の有する特徴を活かして、水素の貯蔵・輸送基盤の大掛かりな整備なしに、対応できる。さらに、これら高温ガス炉による高効率発電や水素製造によって、二酸化炭素排出量の削減に大きく貢献できる。特に、高温ガス炉で製造した水素を産業部門の化石燃料の代替として、また、水素燃料電池自動車のガソリン燃料の代替として用いることにより、大きく二酸化炭素排出を減らすことができる。このように、エネルギー安定供給を確保しつつ二酸化炭素排出量を削減し、原子力利用の拡大を図ることのできる高温ガス炉による水素製造は、その将来を大いに期待されているエネルギー・システムである。

7章の参考文献

- (1) 資源エネルギー庁編：“エネルギー2000”，電力新報社（1999）。
- (2) 西原哲夫 他：“実用高温ガス炉水素製造システムの検討”，JAERI-Tech 2000-046 (2000)。
- (3) 上田豊甫：“入門熱力学－エントロピー増大に抗して－”，共立出版，(1996)。
- (4) (財)日本エネルギー経済研究所計量分析部：“エネルギー・経済統計要覧”，省エネルギーセンター（2000）。
- (5) 新田義孝, 内山洋司：“破局からの脱出”，電力新報社（1993）。
- (6) 日産自動車(株)編：“自動車交通1998”，日産自動車総合研究所環境・交通研究所（1998）。

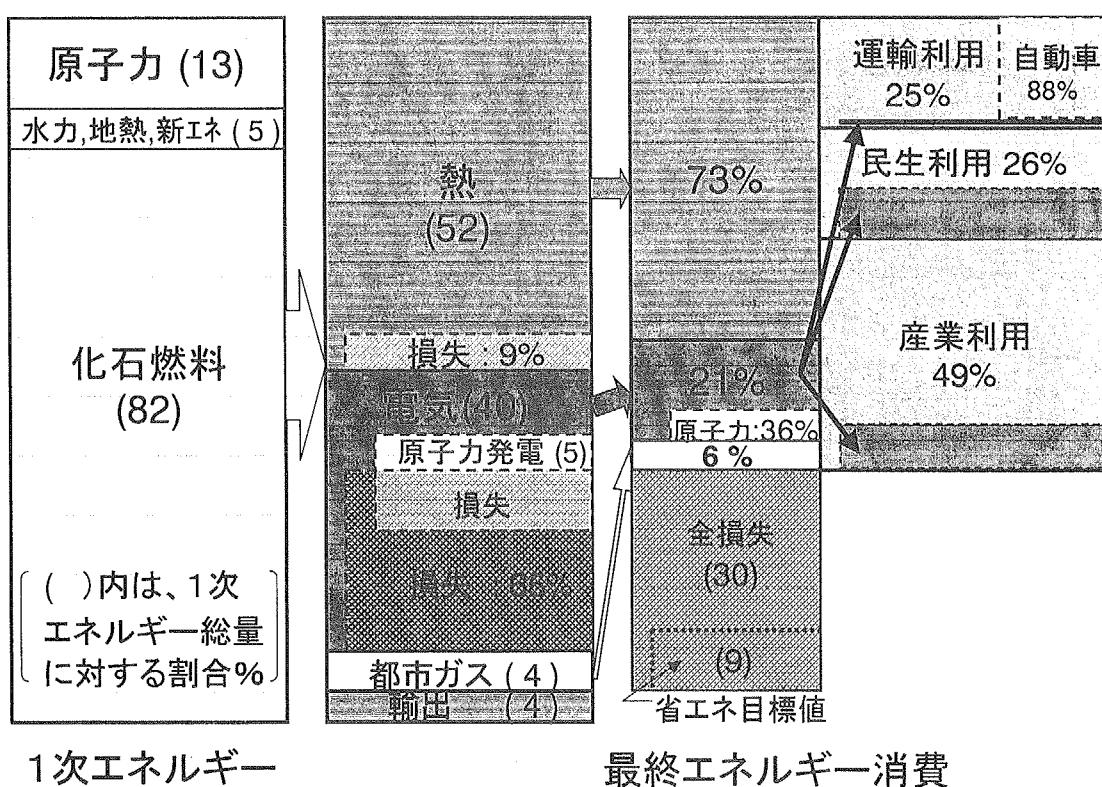


Fig. 7.1 我が国のエネルギー供給と消費(1997年度)

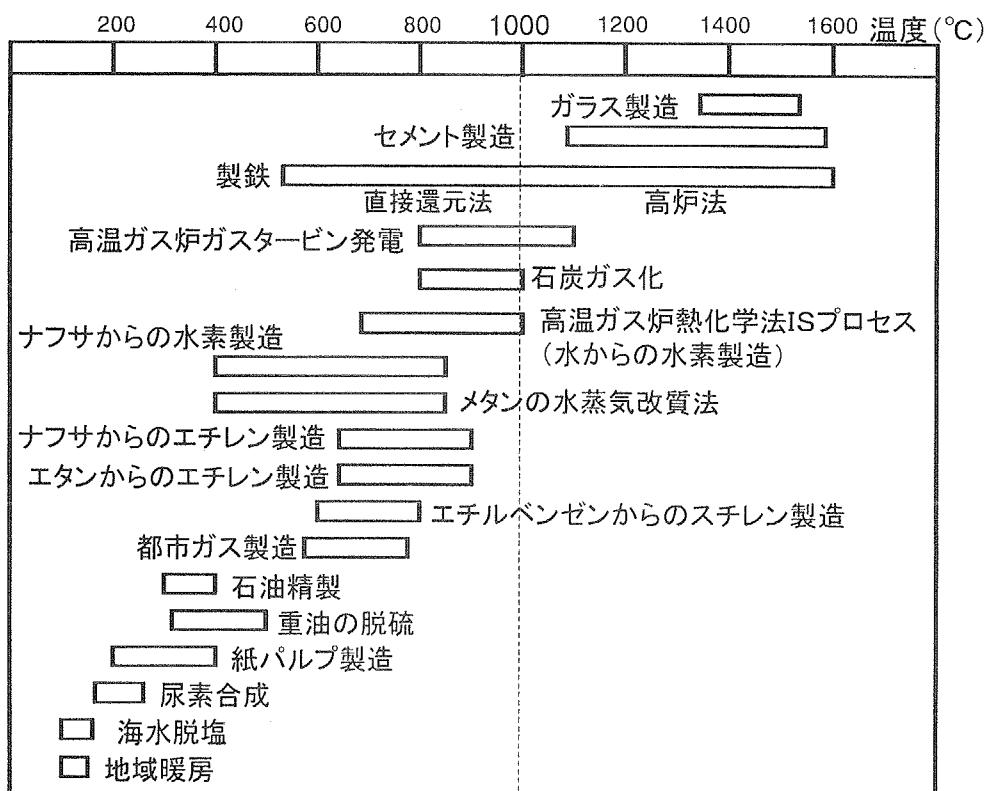


Fig. 7.2 各種産業における利用温度範囲

(原子炉1基の熱出力 :100MWt、稼働率 :70%)

業種	総生産量		利用 温度域	事業所 数
	原子炉1基による生産量			
(1)水素製造 (水蒸気改質法)	27		800 ~ 900°C	39 (販売所数)
(2)高炉銑製造: 製鋼用 (直接還元法)	21		480 ~ 750°C	12
(3)高炉銑製造: 鑄物用 (直接還元法)	0.23		同上	4
(4)スチレン生産(脱水素法)	1.6		550 ~ 620°C	10
(5)塩化ビニル生産(熱分解法)	1.6		500 ~ 600°C	8

参考: メタノール(酢酸、ホルマリンの原料として輸入) (総生産量)/(原子炉1基)=56

Fig. 7.3 産業における熱利用量の大きさ

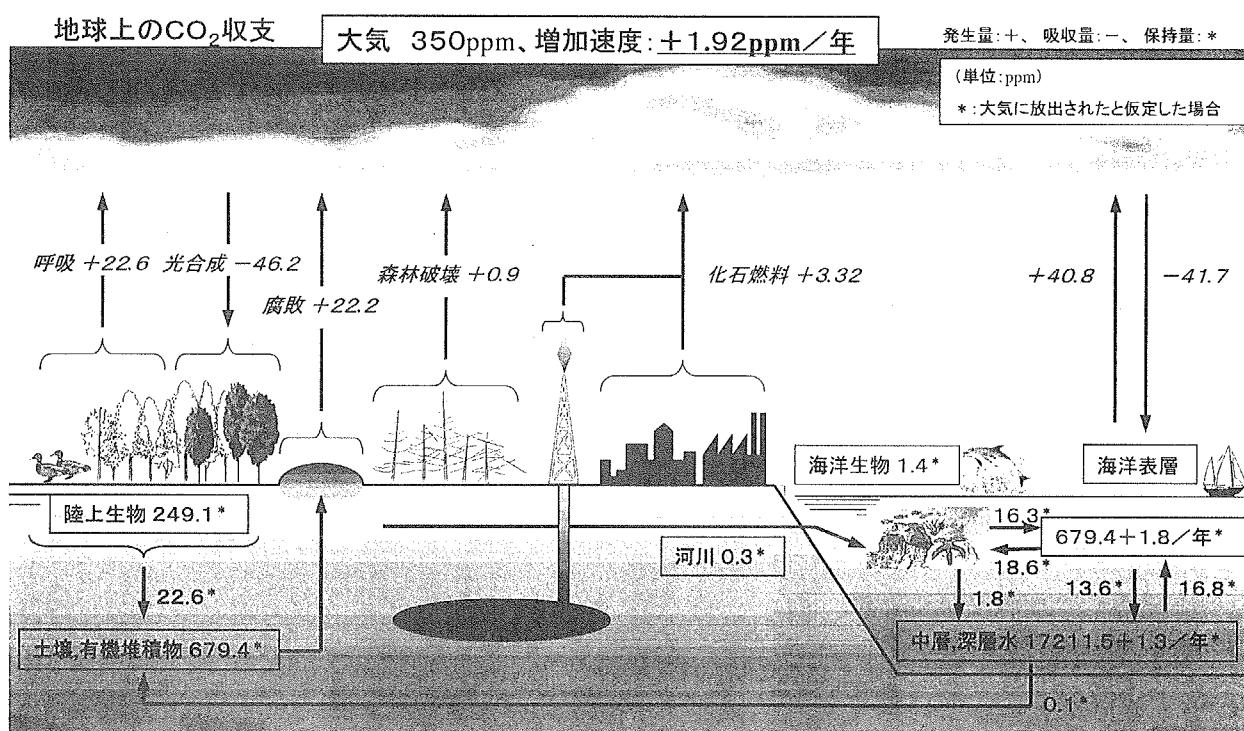


Fig. 7.4 地球上における二酸化炭素の濃度バランス

8. おわりに

原子力エネルギー（核熱）による水素製造は、これから環境問題を解決する上で不可欠な方法の一つとして、核熱利用研究部では水素製造に関する研究開発を進めてきている。

水素に関連する最近の情勢をみると、燃料電池自動車に代表される新しい水素利用技術開発が自動車メーカーを含む関係機関で行われ、数年以内に実用化する勢いである。このように技術革新が行われようとしている状況を十分に把握し、核熱利用研究部が進めている核熱による水素製造技術開発の位置づけを明らかにするため、平成12年5月から9月まで月2回の頻度で部内で水素に関するセミナーを開催した。水素のに関する情報は種々公開されているが、自ら調査・発表し、疑問点を討論することで、自己啓発する機会を持つことが重要と判断したためである。

この水素セミナーでは、少なくとも水素に関連する研究開発に携わる研究者・技術者が知つておくべき情報及び今後種々の場で議論される可能性のあるテーマについて活発な討論を行い、再検討・発表する課題などもあった。このような情報を単にセミナーの場での議論で終わらせるのではなく、我々の参考すべき情報としてきちんと整理することのほか、もっと広く知つてもらうことも重要であるとの意見もあり、セミナーでの発表に手を加え、本報告書として公開することにした。本報告書は、以上の経緯によって作成したものであり、本書からさかのぼって原論文でのチェックができるよう各章毎に参考文献をリストアップし、使い勝手が容易なようにしてある。

本報告書では、まず1章で本報告をまとめた目的を、2章では水素の一般的な基本特性・性質を始め、熱、電気、光、放射線を利用した水素の変換に関する理論を述べた。3章では法規上の水素の取り扱いに関する現行法規類を検討した結果、高圧ガス水素では高圧ガス保安法に、また、貯蔵に関しては建築基準法による規制を受けることになる。しかし、将来の水素利用に対する法整備が必要となることを示した。また、原子炉施設との関係では、我が国において法規がないことから、外国で行われている爆発事象に対する離隔距離の考え方を参考として示した。現在、この考え方を基に高温ガス炉水素製造システムに適用する離隔距離の評価方法の検討を進めている。4章では従来の化石燃料燃焼による水素製造技術のほか、開発段階の技術について述べた。また、原研が進めている水蒸気改質法及び熱化学法について述べ、核熱水素製造に関する研究開発の位置づけを明確にした。5章では水素の経済性として水電解の製造コストのほか、原研が研究開発を進めている高温ガス炉による水蒸気改質法と熱化学水素製造法についての経済性を検討した結果、前提条件が達成されるなら、化石燃料燃焼方式より十分経済性があることを明らかにした。また、環境等による損害等の外部費用の観点からも原子力エネルギーが他のエネルギー源より十分優位性があることを示した。6章では水素の需要とその利用法について、水素の利用方法までさかのぼって検討し、製品単位あたりの水素使用量から水素需要量を推定した結果、年間約160億m³の水素が工業用原料として使用されていることがわかった。また、今後の利用法を検討し、燃料電池自動車の導入予測台数に対応して必要な水素を全て高温ガス炉による水素製造で賄うと仮定した高温ガス炉の基数を予測した。その結果、

2020年から2030年にかけて100 MWtの高温ガス炉による水蒸気改質法による水素製造プラントが最大30基程度必要となることがわかった。7章ではなぜ核熱で水素を作るかに関し、我が国のエネルギー需給構造からみて、まず、産業用及び運輸用として二酸化炭素をほとんど排出しない原子力による高効率発電と化石燃料の代替えとなるエネルギーの需要が多いことを示した。そのうえ、京都で開催されたCOP3の1990年比マイナス6%を達成するために導入すべき高温ガス炉の概算基数を示した。参考として付録に、国内外の代表的な水素関連プロジェクト、平成12年6月に開催された世界水素会議（北京）の最新の情報、原研で実施した放射線を利用した水素製造の基礎研究結果についてまとめた。

最後に、水素セミナー実施に快く協力頂いた塩沢周策核熱利用研究部長をはじめ、水素セミナーでの討論に参加し貴重なコメントを頂いた同部職員に甚大なる謝意を表する。また、本報告書に対し査読いただいた中性子科学研究所センターの日野竜太郎システム工学グループリーダーに謝意を表する。

付録A：水素関連プロジェクト

水素関連技術としては、(a) 製造技術（化石燃料の改質、水の電気分解（アルカリ水電解、固体電解質水電解法）、熱化学法、水の光分解（植物、半導体電極）、分離精製（高分子膜、金属膜）)、(b) 貯蔵輸送技術（パイプライン、液化、高圧タンク、吸蔵（合金、カーボンナノチューブ）)、(c) 利用技術（電力変換（燃料電池、二次電池）、動力変換（エンジン、アクチュエータ）、熱変換（燃焼、金属水素化物の反応熱）)、(d) その他（経済性、安全性）などが挙げられる。水素関連プロジェクトには、これらの技術の開発や総合的な利用システムまで、多様なプロジェクトが進められている。

Table A.1⁽¹⁾に示すように水素関連技術の開発は、国内、海外において古くから進められており、近年、水素自動車技術への取り組みやアメリカエネルギー省支援による研究開発も盛んに成りつつある。その背景には、再生可能なエネルギー源（太陽光、太陽熱、水力、風力）と再生可能な（二酸化炭素などの温暖化物質を発生しない）エネルギー媒体（二次エネルギー）を用いて、全体がクリーンで再生可能なシステムを実現する期待感がある。本章では多くの水素関連プロジェクトの中から、日本の World Energy NETwork (WE-NET)、ドイツ Solar Wasserstoff Bayern (SWB)、ドイツとサウジアラビアの HYSOLAR、ドイツとカナダの Euro Quebec Hydro-Hydrogen Pilot Project (EQHHPP)、アメリカのシカゴ市燃料電池バスプロジェクトを紹介する。

A. 1 World Energy NETwork⁽²⁾

(1) 目的

WE-NET は、発展途上国等に賦在する未利用水力、太陽光、風力等の再生可能なエネルギーを水素に変換し、液体水素、メタノール、他の水素含有物質といった輸送可能な形に転換し、世界の需要地に輸送し、発電・輸送用燃料、都市ガス等の民生用エネルギーとして広範な分野で利用するシステム構築を目的とするもので、そのために必要な中核的な要素技術の開発およびシステム設計等を総合的に推進している。

(2) 実行機関と期間及び資金

以下に示す機関が本プロジェクトを遂行した。プロジェクトの第一期分は平成 5～10 年度に行われ研究開発費の総額は約 100 億円であった。第二期は平成 11～15 年度に実施され、現時進行中である。

- ・通商産業省工業技術院 ニューサンシャイン計画推進本部
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)
- ・(財)エンジニアリング振興協会
- ・電源開発株式会社
- ・(財)電力中央研究所
- ・(財)金属系材料研究開発センター
- ・(財)エネルギー総合工学研究所

(3) 第一期の主な成果

(a) 全体構想

全体システム概念設計 (Fig.A.1) を進め、液体水素システム、二酸化炭素回収メタノールシステム、アンモニアシステムでは発電コスト(25.5 円/kWh)に大差がないと結論した。

また、都市規模での水素導入予測評価では、ロンドンを対象にハイタン（天然ガス 80% と水素 20% の混合ガス）の形で水素を導入するシナリオに基づいて評価を行った。ロンドン圏を都市部、市街部、郊外部に分け自動車燃料にハイタンを導入する効果を評価したところ、都市部および市街部ではコスト削減が期待できることが分かった。

(b) 水素製造技術

高分子電解膜技術の開発では、電流密度 1A/cm²、エネルギー効率 90%、2,500cm²、の高分子電解膜を開発でき、将来の 30~50 セルスタック開発の予備ステップとして 4~5 セルスタックで性能試験が実施された。

(c) 水素輸送貯蔵技術

水素液化技術については、様々な方式（水素クローズドサイクル、混合冷媒サイクル、ヘリウムブレイトンサイクル、ネオンブレイトンサイクル、ネリウムブレイトンサイクル）の運転性の運転性、経済性、構成機器を検討し水素クロードサイクルを選定した。また、液体水素タンカーと貯蔵タンクの概念設計を完了した。タンカーは積載容量： 200,000m³（液体水素）、ボイルオフ率： 0.2~0.4%/day、タンク型式：自立角形 2 タンク式またはダブルスキン型球形 4 タンク式 である。タンクは、貯蔵容量： 50,000m³（液体水素）、ボイルオフ率： 0.1%/day、タンク型式： 粉末真空断熱による平底円筒/球形 貯槽、粉末常圧断熱による平底円筒/球形 貯槽、固体真空断熱による平底円筒/球形 貯槽、積層真空断熱及び粉末真空断熱のメンブレン型式貯槽 である。低温材料では、SUS304L、SUS316L、A5083 の三種の材料について液体ヘリウム環境下での試験および水素せい化試験を行い、母材よりも溶接部の制御が重要であること明らかにした。

(d) 水素分散輸送・貯蔵用水素吸蔵合金

調査の結果、潜在的に高い吸蔵能力を有する Mg 系合金の開発に着手した。

(e) 水素燃焼タービン

要素技術開発と総合的なシステム設計を進めた。システム設計では最適化を図り 3 方式の候補からトッピング再生サイクル方式ひとつに絞り込んだ。500MW 級実規模システムにて 62% の熱効率を得た。燃焼制御技術に関しては、小規模なバーナー性能評価試験を行い、最適燃焼器を選定した。1,700°C のスチームを作動流体とする翼列試験を実施し、選定した 3 種の方式で冷却された翼は、短時間の耐久性には問題ないことを明らかにした。より長時間の耐久性については、耐食遮熱コーティングを含めた素材試験レベルでは 1,700°C を越える環境への適用可能性を示すことができた。

(f) その他の利用技術

分散型利用技術については、まずプロジェクトで取り組むべき課題を明らかにするための調査研究と検討を行った。さらに、水素ディーゼル、燃料電池車、純水素供給固体高分子型燃料電池、水素供給ステーションについて研究開発課題等の検討・抽出を行った。

(g) 革新的・先導的技術

外部から提案を募ったところ 34 件の提案があり 14 件についてフィージビリティ研究を行った。水素エネルギー分野では、新技術の発掘は容易ではないが、フィージビリティ研究の結果を総合的に評価し第二期に研究開発を実施することが望ましいとされた。

(4) 第一期総括と第二期基本計画

第一期の長期目的は妥当であったものの、プロジェクト設計に関して WE-NET システムの実用化に至るプロセスを必ずしも明確に提示できなかった。WE-NET システムは長期的将来に実現される可能性のあるエネルギーシステムの一つのオプションと位置づけされるべきものであり、長期構想に付随する不確実性を考慮すべきであったことは否めない。また、今日の世界的な水素自動車に関する研究開発の急進展を十分に予想し得ず、これらへの取り組みが遅れた。

そこで、第二期基本計画を検討するにあたり、第一期の総括に基づいた全体構想の見直しが行われた。長期目的は堅持しつつ、短期的開発項目として 2010 年頃に成果の実用化が期待できる水素自動車、中期的開発項目として 2010~2020 年頃に成果の実用化が期待できる水素ディーゼルコージェネレーションを設定した。これらを時系列的に実用化し水素エネルギー社会への導入を促進するとしている。化石燃料を用いた再生可能ではない水素であっても製造から利用に至る過程で環境負荷の面で利点があるならば積極的に視野に入れ水素源の多様化を図る方針も取り入れた。また、水素分散利用技術を重視し、水素自動車およびそのインフラスラクチャーとして不可欠である水素供給ステーションの開発を取り上げている。水素燃焼タービンは、実用化の時期を長期的将来(2020~2030 年頃)に設定し、これを独立プロジェクト化している

A. 2 Solar Wasserstoff Bayern^(3, 4)

(1) 目的

Solar Wasserstoff Bayern(SWB)は、太陽を一次エネルギー源とする二酸化炭素フリーの水素製造の工業的スケールでのテストを行うことをねらいとした。そのために、異なる技術の比較を進めるために、共同テスト計画を協力して行い産業的興味を引き起こし、研究や開発を刺激するために機器メーカーを参加させることを目的として、1986~1999 年にかけて実施された。

(2) 実行機関と資金

本プロジェクトはドイツ産業界が主導するプロジェクトであり、研究開発費は関連企業、ドイツ政府と Bavaria 州政府が出資した。予算は第一期 64 百万ドイツマルク(41 億円)、第二期 81 百万ドイツマルク(53 億円)であった。

(3) 内容

プロジェクトの研究開発項目を以下に示す。

(a) 第一期

- ・太陽光発電プラント : 135kW (単結晶)、131kW (多結晶) と電源装置
- ・低圧水電解プラント : アルカリ水電解 (111kW)
- ・PEM 水電解 (100 kW) 水素発生量合計 47Nm³/h
- ・水電解生成水素、酸素ガス貯蔵システム (5,000Nm³ 30 気圧水素ガスタンク)
- ・水素、水素・天然ガスボイラー (酸素、空気 20kW 級 2 基)

- ・燃料電池：6.5kW アルカリ型、79kW リン酸型
- ・水素自動車用液体水素燃料供給システム

(b) 第二期

- ・太陽光発電プラント：25、24kWp (アモルファス)、11.3kWp (改良単結晶) ほか
- ・改良高圧型アルカリ水電解プラント (100kWel)
- ・触媒燃焼ヒーター (10kWth) とビル暖房用システム
- ・触媒燃焼バーナーによる吸収式冷凍機
- ・電気フォークリフトトラック：フォークリフト用 PEM 燃料電池 (10kW)，燃料貯蔵用
水素給蔵合金
- ・水素自動車用液体水素燃料供給システム：新カッピング方式と車への水素供給

これらのいくつかについてその概要を記す。

触媒燃焼ヒーターの開発では、水素を濃度で 10~50vol%含む天然ガスを燃焼し、酸化剤である空気をあらかじめ燃料に混合する設計がなされた。"触媒燃焼バーナーによる吸収式冷凍機"の開発では、一般の天然ガスを燃焼させるタイプのエアコン用吸収式冷凍機が改造された。冷凍機の能力は 16.6kWth で酸化剤には空気を使用している。熱は拡散バーナー構造部で発生させる。これは燃料と酸化剤をあらかじめ混合しないので原理的にバックファイアを防ぐことができる。

電気フォークリフトトラックの開発では、フォークリフトが 8 時間が動作できるように、水素体積 $2 \times 13\text{m}^3$ を保持できる水素吸蔵合金が搭載される設計がなされた。供給時の発熱は循環冷却水により除去し、供給時間は 10 分間程度であることが期待された。

水素自動車用液体水素燃料供給システムは、3,000 リットルの液化水素タンクから、内圧またはポンプを用いて試験車の燃料タンクに水素を供給するものである。供給オペレーションはプログラム化され自動的にコントロールされる一方、試験車と供給設備の接続はマニュアルであった。設備の最適化を行うために試験結果を評価し、蒸発による燃料の損失が 8%以下の条件では燃料供給時間を 5 分間に短縮できた。さらに、改良された clean-break 接続システムを用いることによって試験車への燃料供給時間は 3 分以内になった。

A. 3 HYSOLAR^(3, 4, 5)

(1) 目的

HYSOLAR は、将来の水素製造と利用に必須となる科学・技術を開発すること、高度なノウハウや技術を交換するため両国間の長期的な協力を確立することを目的として 1986~1995 年に実施された。

(2) 実行機関と資金

本プロジェクトは、ドイツとサウジアラビアの大学と研究機関が実施した。資金は、Phase 1においては 57 百万ドイツマルク(約 37 億円)、Phase 2においては 28 百万ドイツマルク (約 18 億円) であった。

(3) 内容

(a) Phase IA および Phase IB

プロジェクト内容は、基礎研究から実証プラントまで多様であった。以下にその概要に

について記す。

太陽光水素製造では、3つの太陽電池・電解・水素製造プラントが設計、製作、運転された。地球上で最も日射レベルが高い地域の一つであるアラビア半島の Riyadh に 350kW の太陽光発電システム (Fig.A.2) を設置し、アルカリ水電解法で水素発生規模 $463\text{m}^3/\text{day}$ のデモンストレーションプラント(常圧、電極面積 0.25m^2 、120 セル)を建設した。太陽電池システムには、アメリカ・サウジアラビアの共同プロジェクト(SOLERAS)で建設したもの用いた。Stuttgart には 10kW 級のプラントを建設し、深刻なトラブルもなく運転できた。電気エネルギーのおよそ 66%が水素に変換され、入射太陽光エネルギーの水素へのトータルの効率は水素の低位発熱量を基準として 4.5~5.2 パーセントであった。Jeddah には、研究とトレーニングを目的としたラボスケールの装置が作られた。4 つのセルを持つ電解モジュールには直接あるいは DC/DC コンバータを介して 2kW 太陽電池が取り付けられた。

基礎研究では、アルカリ電解、アルカリ燃料電池、光にかかる電気化学に関する研究が行われた。アルカリ電解用の低圧プラズマスプレーコーティング電極、燃料電池用 PTFE 接着ガス拡散電極などが試作され試験された。"システムの研究と水素利用"の開発では、水素製造システムのシミュレーションモデルを開発した。これは、Riyadh の 350kW 規模プラントの諸元を組み込んでおり、コストの解析も可能である。"教育"に関しては、数多くのワークショップやセミナーが開催され、技術やノウハウの移転が実施された。

(b) Phase II

Phase II の特徴は、太陽電池システム工学の研究が新たに太陽水素製造、水素利用システムの研究に加わったことである。それ以外にも、水素利用の研究(直接燃焼、触媒燃焼、燃料電池、水素エンジンなど)や水素製造の研究(光電気化学エネルギー変換、電気分解技術、太陽電解システム)が行われた。また、Riyadh の 350kW プラントを運転した結果より、太陽電池や電解器の改良、直流・交流変換器の整流器の改良、新しい空気圧縮システムや測定テクニックの研究開発が必要である⁽⁶⁾ことが示された。

A. 4 Euro Quebec Hydro-Hydrogen Pilot Project^(1, 7-9)

(1) 目的

Euro Quebec Hydro-Hydrogen Pilot Project(EQHHPP)のコンセプトを図 A.3 に示す。この計画は、カナダで 100MW の余剰水力発電による電力によって水素を 16000 t/year 規模で生産し、ヨーロッパへ海上輸送してエネルギーとして利用・消費することを目指した計画で、EU 各国とカナダ(Quebec 州)との共同プロジェクトとして 1986 年に発足した。

(2) 実行機関と概要

本計画は、EC 委員会の Ispra が考案した。ヨーロッパとカナダの企業が研究を行い、Ispra とケベック州が統括している。プロジェクトの概要を以下に示す。

Phase 1 1986~1987 年 アセスメント

Phase 2 1989~1991 年 システム研究

Phase 3 1994~1998 年 研究開発の継続と水素自動車のデモンストレーション

Phase 3.0 1992～1993年 水素の大量輸送と利用技術の研究開発

(3) 内容

Phase 1 では、システムの検討、要素の特性、システム全体のおおまかなコストを、算出し、4通りの輸送貯蔵法(メチルシクロヘキサン方式、アンモニア方式、液体水素方式、液体水素輸送船または航空機による運搬)が検討され、クリーンで再生可能かつ貯蔵可能性を有するので、本システムは将来競合性を持つであろうことが結論として述べられている。

Phase 2 では以下の項目について検討し、

- ・コスト計算の精密化
- ・安全、法律
- ・環境分析

カナダの水力発電による電力料金が 2 セント ECU(約 2.5 円)/kWh の時、ヨーロッパ到着後の水素価格は 14.8 セント ECU(約 18.3 円)/kWh(熱量) となることが示され、この値は妥当なものとして評価された。この際のコストの試算条件は、水力発電電力：100MW、水電解効率：74%(実質効率)、負荷率：95%、年償却率：11.7%(利子率 8%、15 年償却)、設備投資額：415×106ECU、Hamburg 渡し水素量：74MW=614GWh/年、水素輸送効率：74% である。また、カナダ側水素供給設備の概要は次の通りである。

- ・電力設備 水力発電：100MW、利用率：95%、年間電力量：823×109kWh
- ・水電解設備 電力消費量：100MW、効率：75～85%、水素製造量：21,000～24,000m³/h
- ・水素液化設備 1,800～2,100kg/h、電力消費量：40MW
- ・輸送設備 液体水素タンク輸送船：全長 180m バージ用タンク (3000m³) 5 基積載
- ・輸送量：12,500～15,500m³/航海 船速：15 ノット 航海日数：24 日

Phase 3.0 として、水素利用の実証プロジェクトを開始した。また、都市交通用の輸送機関、航空機、国内水路の公衆輸送、製鉄における水素、貯蔵および輸送、コーチエネレーション、安全性と標準規格、都市バスデモンストレーション、配送システム等の研究等を行った。

A. 5 Chicago Bus Demonstration Project⁽³⁾

(1) 目的

バラード社の高分子膜 (PEM) 型燃料電池を用いたバスを実際に運行して、シカゴの気候下において公的バスサービスへの適合性に係わる経験を得ることを目的とする。

(2) 実行機関と資金

実行機関は Ballard Power Systems、XCELLSIS Fuel Cell Engines Inc.、Chicago Transit Authority(CTA)である。メーカー側には、デザインのシンプル化、メンテナンスの改善、軽量化の実現などの経験を積むことができるといったの利点がある。市側には、商業ベースのバスが一台売れると 1000 ドルほどバラード社から支払われる(最大 4 百万ドル)といった利点がある。プロジェクトの資金は、総額 9.6 百万ドル (うち公的資金 6.7 百万ドル、およそ 10 億円弱) でありその内訳は、バス本体 1.4 百万ドル、スペアパーツ、メンテナンス、トレーニング 1.6 百万ドル、燃料供給施設 0.9 百万ドル、ガレージ建設 2.9 百万ドルである。

(3) 成果

本バスは運行がスムースであり、静かであり、煙(臭い)がなく、加速性がよく、毎日の運用に耐え、かつ季節によらず良好な運転性能を示した。計 50,000km 100,000 人を運ぶ実績を挙げることが出来た。

付録Aの参考資料

- (1) WE-NET : <http://www.enaa.or.jp/WE-NET>.
- (2) 福田健三："WE-NET プロジェクト模様替え", 水素エネルギー・システム, Vol.24, No.2 (1999).
- (3) Hydrogen and Fuel cell Information System : <http://www.hyweb.de>.
- (4) Winer, C.J. and Fuchs, M. : "Hysolar and Solar-Wasserstoff-Bayern", Int. J. Hydrogen Energy, Vol.16, No.11, 723-734 (1991).
- (5) Steeb, H. et al. : "HYSOLAR: An Overview on The German-Saudi arabian Programme on Solar Hydrogen", Int. J. Hydrogen Energy, Vol.19, No.8, 683-686 (1991).
- (6) The Permanent Mission Of Kingdom of Saudi Arabia To The United Nations : <http://www.un.int/saudiarabia/index.html>.
- (7) 太田時男監修 :"水素エネルギー最先端技術", エヌ・ティー・エス (1995).
- (8) Gretz J. et al. : "Status of The Hydrogen Pilot Project (EQHHPP)", Int. J. Hydrogen Energy, Vol.19, No.2, 169-174 (1994).
- (9) Drolet B. et al. : "The Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Pilot Project [EQHHPP]: Demonstration Phase", Int. J. Hydrogen Energy, Vol.21, No.4, 305-316 (1996).

Table A.1 主要な海外の水素関連プロジェクトのまとめ(1/3)⁽¹⁾

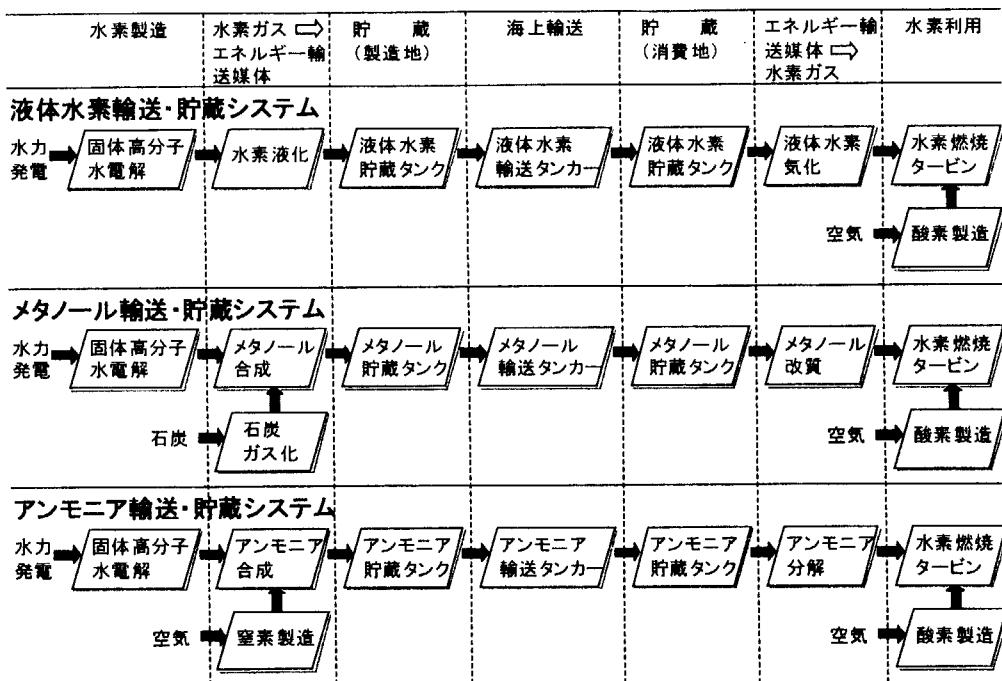
プロジェクト名	国名	プロジェクト概要	参加機関	期間
[EQHH]	カナダ EU連合 ドイツ イタリア フランス ベルギー スイス	カナダの水力発電力で水素を製造しヨーロッパへ輸送・貯蔵して利用するシステムの検討、利用技術の開発。現在は水素自動車ほか利用技術を開発中	カナダ:Hydro-Quebec ほか12 ドイツ:LBSほか23 イタリア、フランス、 スペイン、ベルギー :AirLiquideほか7	Ph.1: 1986- Ph.2: 1989- Ph.3: 1991- 1999年 終了予定
[HYSOLAR]	ドイツ サウジアラビア 出資者: ・ドイツ政府 ・サウジKACST ・参加機関	太陽光発電と水素製造のシステム(350kW)実験プラント設置、基礎研究、システム及び利用技術の研究	ドイツ: DLR、 Stuttgart Univ. サウジアラビア: KAACST, Univin Riyadh, Jiddah, Dhahran	Ph.1A: 1986- Ph.1B: 1990- Ph.2 : 1992- 1995年に完了
[SWB]	ドイツ 出資者: ・ドイツ政府 ・バイエルン州 ・Bayernwerk ・参加機関	太陽光発電－水電解－燃料電池発電の一貫システム実験プラントを設置。水素自動車への燃料供給、 燃料電池フォーカリフトの研究続続中	SWB GmbH BMW, Linde, Siemens	Ph.0: 1985- Ph.1: 1987- Ph.2: 1992- 1999年 終了予定

Table A.1 主要な海外の水素関連プロジェクトのまとめ(2/3)⁽¹⁾

プロジェクト名	国名	プロジェクト概要	参加機関	期間
[ミュンヘン空港水素自動車 プロジェクト]	ドイツ	空港内に水素製造、貯蔵設備を設置し、空港内の車両を水素自動車に転換する	Daimler-Benz Aero. BMW, Lufthansa 航空 (ほか)	Ph.1:1995- Ph.2:1996- Ph.3:1998-
出資者: ・バイエルン州 ・参加機関				
[Bad Brückenau 水素プロジェ クト]	ドイツ	保養村の集中給湯暖房を水素燃料のボイラと燃料電池で行う。金属工場への水素供給や自動車への水素燃料供給を行う。水素はバイオマス(木材のガス化)技術で製造する。	Daimler-Benz Aero.	Ph.0:1995- Ph.1:1998- Ph.2:2001-
出資者: ・バイエルン州 ・参加機関				
[Hydrogen Vehicle Project]	フランス イタリア スウェーデン	液体水素燃料のPEM燃料電池車(Renault Laguna を改造)を共同開発する。 FC: 35-40kW 走行距離: 600km 車両: ステーションワゴン	Renault(フランス) Air Liquide(〃) Ansaldo(イタリー) Denola(〃) Volvo(スウェーデン)	1995-1997
出資者: ・EU ・参加機関				
[Fuel Cell Bus Project]	ドイツ フランス イタリア	加圧水素燃料のPEM燃料電池バスを共同開発する。 FC: 50-60kW 車両: 大型バス	Neoplan (ドイツ) Air Liquide(フランス) Ansaldo(イタリア) Denola (〃)	1996-1999
出資者: ・EU ・参加機関				

Table A.1 主要な海外の水素関連プロジェクトのまとめ(3/3)⁽¹⁾

プロジェクト名	国名	プロジェクト概要	参加機関	期間
[Clean Air Now / Xerox Solar Hydrogen Vehicle Project]	米国	太陽光発電－水素ガス貯蔵－水素ディスペンサーによる独立した水素スタンドと水素エンジン車の実験プロジェクト。Xerox の車両を水素自動車にして実用試験を行う。	Clean Air Now Xerox	1994-1997
出資者: ・DOE ・SCAQMD ・Xerox				
[Chrysler 燃料電池車プロジェクト]	米国	加圧水素燃料の PEM 燃料電池大型バス 3 台を市営バスとしてテスト運行する。実際の運行は 1997 年より開始。	Chrysler Allied Signal	1993-1998
出資者: ・DOE ・SCAQMD ・参加機関 ・参加機関				
[シカゴ市燃料電池バスプロジェクト]	米国	加圧水素燃料の PEM 燃料電池大型バス 3 台を市営バスとしてテスト運行する。実際の運行は 1997 年より開始。	Ballard P.S	1995-2000 年終了
出資者: ・シカゴ市				
DOE Hydrogen Program		米国の長期水素エネルギー計画。 水素製造、貯蔵、利用等の技術開発と水素の市場導入を図る計画。	米国の参加機関多数	1991-

Fig. A.1 WE-NETにおける液体水素、メタノール、アンモニアシステムの構成⁽²⁾

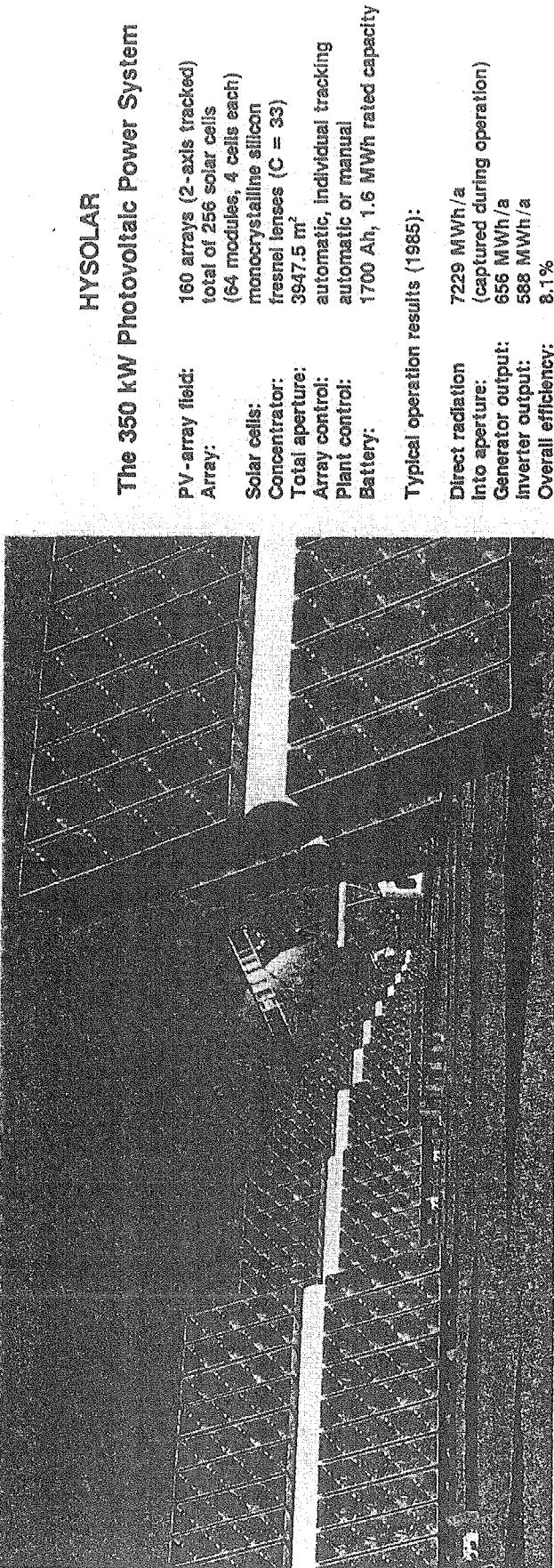
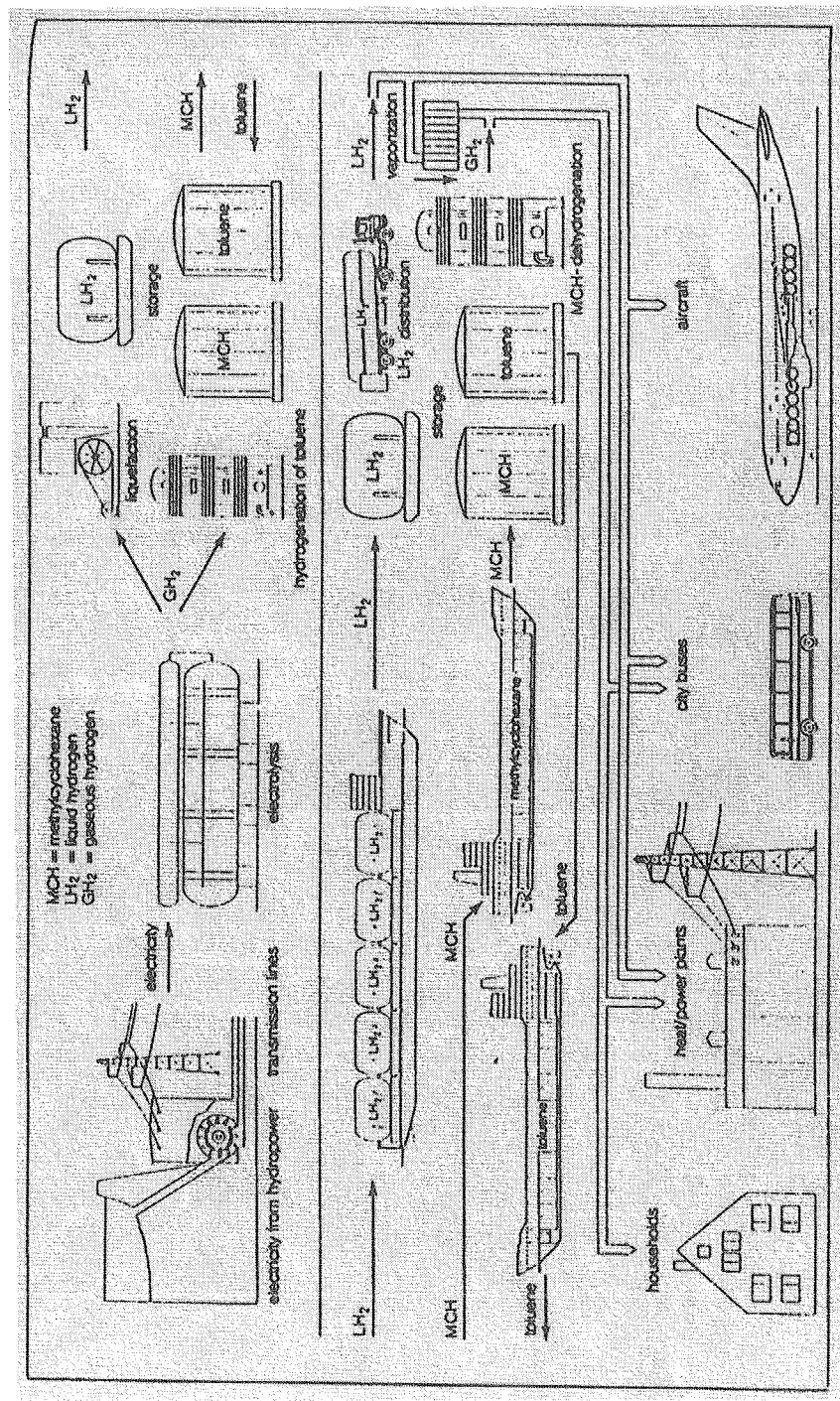


Fig. A.2 HYSOLARにおける350kW太陽電池システム⁽⁴⁾

Fig. A.3 EQHHPP のコンセプト⁽⁷⁾

付録B：水素に係わる最近の状況（世界水素会議より）

世界水素会議（World Hydrogen Energy Conference）は、国際水素エネルギー協会（International Association for Hydrogen Energy: IAHE）が2年に一度開催している水素エネルギーに関する国際会議であり、四半世紀の歴史を有し、カバーする範囲が広いので研究開発を初めとして産業や社会的な動向を探るのに適している。13回目の今回は平成12年6月11日から15日までの期間、中国の北京で行われた。会議の内容は、水素をベースとするエネルギー・システムへの移行、水素製造技術、水素貯蔵と輸送、水素利用技術、材料と安全性、基礎研究の6つのセッションで構成されていた。出席者は33カ国にわたり、発表論文は239件、参加者数約330人であった。

数年内に固体高分子電解質燃料電池（PEFC）が実用化し、呼応して燃料電池自動車（FCEV）とコジェネレーションが可能な定置分散型電源が市場に投入され、水素エネルギーの時代が始まるという期待感が、会議の活気を盛り上げていた。しかしながら、大量供給が可能な一次エネルギー源・資源、水素製造技術、貯蔵法、供給インフラストラクチャーをどうするか、など根本的な問題が未解決のままである。これらは、依然として、個々の技術開発の動向・成否に依存している。例えば、水素の貯蔵法に関しては、カーボンナノチューブなどの新吸蔵材料の基礎研究で良い結果がでれば、現在本命と考えられているメタノール、ガソリン等の液体炭化水素系燃料の改質反応器の位置づけは異なってくるであろう。

会議の内容は、広範囲であり、並行して進行するセッションが主であるため、全てを報告することはできない。以下、水素製造法一般、熱化学法水素製造法、および、水素をベースとするエネルギー・システムへの移行について、動向を調査した結果を記す。

B. 1 水素製造技術一般に関する動向

水素の製造技術に関するセッションでは、各国から水素製造技術の状況について計46件の論文が発表された。ここでは、内容を次のように6つに分類して整理する。

(1) 化石燃料からの水素製造

これは、現行の水素製造技術の主流である化石燃料の改質技術の高度化に対する取り組みに関する報告であり、水素製造技術のセッションの大半を占めるものであった。内容は、化石燃料の改質で生成される混合ガスから高純度の水素を効率よく分離する方法に関するもの、水素の分離に使用する分離膜の開発、水素製造の高効率化のための触媒開発等の研究が中心となっている。

(2) 水の分解による水素製造

これは、電気分解によるもの、熱化学法によるもの、植物の光合成の原理を用いるものに分けられる。電気分解によるものとしては、固体高分子電極を用いた水の直接分解に関する技術開発が中心となっている。熱化学法による水の分解については、触媒の開発に関するものとUT-3サイクル及びISプロセスに関する技術開発が進められている。

(3) 水素製造のためのエネルギー源

水素製造のためのエネルギー源の多様化に関するものとして、原研の HTTR を用いた水素製造システムの開発状況の報告及び中国の HTR-10 計画の進捗といった原子力を用いた水素製造技術の開発に関するものの他、海洋の波の力を利用する方法の研究開発も進められている。

(4) 生物関連

微生物を用いた水素製造については、農産物の余剰物をバクテリアにより発酵させる方法等の研究開発が進められている。

(5) 重水素等同位体の分離

水素製造の中でも、製造された水素から重水素等の同位体を分離する方法についても高効率化を図る重要な要素として研究が進められている。

(6) その他

その他、新しい原理による水素製造の可能性を探る基礎研究も進められているが、発表論文数としてはわずかであった。

水素製造技術に関する発表件数を整理したものを Table B.1.1 に、各論文のテーマを列挙したものを Table B.1.2 に示す。

発表された論文の内容から、水素製造技術の動向としては、現行の水素製造技術の主流である化石燃料の改質技術の高度化に関する研究開発が中心であり、手法自体は確立されているため生成ガス中の水素を高純度で分離する方法の研究が中心となっていることがわかった。

水の分解による水素製造の分野では、固体電解質の製作技術の研究開発が現在の研究開発の中心的なものとなっている。また、微生物による発酵、光合成微生物による水の分解による水素製造技術等の生物関連も注目されていることがわかる。

以上のように、従来技術の高度化と従来より進められている技術開発をさらに推し進めるための研究が中心となっており、新たな原理によるものの開発等は比重としては大きくはないものと思われる。

B. 2 熱化学法水素製造に関する動向

原研で実施している主要テーマの一つである熱化学法水素製造プロセスについて記す。

Funk(米国 Kentucky 大学)は、米国 NERI 計画の初年度成果を中心に、熱化学法水素製造の歴史と現状について展望し、再評価を進めているプロジェクトについて報告した。まず、データベースを用いて過去約 25 年間に提案された 115 のサイクルを検索し、次いで、反応段数、分離操作数、作動元素数と価格、腐食性の程度、固体操作の関与程度、最高温度、研究開発の進捗程度等々の 10 項目に評価基準を定めて採点評価し、25 のサイクルを選び出した。次いで、サイクル毎に、化学反応が自発的に進行すること、固体の移動操作が無いこと、プラントが過度に複雑にならないこと、原子炉から取り出しうる温度と適合すること、電解操作の無いこと等を検討し、UT-3 サイクルと Sulfur-Iodine サイクルを次段階の検討対象として選出した。(GA サイクル、原研の I-S サイクルは、後者のサイクルに分類される。) 次いで、Sulfur-Iodine サイクルは今後さらに改良できる可能性が残されているとし、より高い水素製造効率が期待できるので、次年度に

は Sulfur-Iodine サイクルの検討を中心にして進め、高温ガス炉とのインターフェースの検討、フローシートの構築、主要機器の主要仕様の検討等、を行い、最終年には、フローシートの最適化、補機類の検討、効率およびコスト評価を行い、熱化学法の再評価を終えるとしている。従つて、2年後（2002年中頃）には、彼らの調査研究の結論として、UT-3およびISによる原子力水素製造システムの評価検討結果が公表されることになる。講演のなかで、原研のISプロセスの研究を高く評価し、彼らの調査研究のよりどころの一つとし、今後の協力に対する期待を述べていた。

これまで原研の独走状態であったISプロセスの研究は、今後国際的な協力関係を進めると共に、研究成果と独創性において国際的に遅れを取らないよう競争せずにはすまなくなる。むしろ、この状況を上手く利用して国際的に熱化学法の研究を盛り上げ、かつトップランナーの位置を維持する戦略と精進が求められる時期が到来したと考えるべきである。

他に、熱化学法分野では、UT-3用固体反応要素(日本, 堤)、ゼオライト触媒(日本, Sugie)の講演があったが、概して燃料電池分野などに比べて低調であった。

欧州の情勢としては、Marketti(Austria, IIASA)に尋ねたところによれば、かつて彼が熱化学法の研究を断念した理由は、所属した研究機関の官僚的運営が要因であり、技術的な要因ではなかったとのことであった。また、熱化学法の研究の再開は彼の近辺には具体的な計画はないが、Rubbio(イタリア)が着手する可能性があるとのことであった。

横浜国立大学の大田時男名誉教授によれば、海水電解水素製造を目指したポルシェ計画はコストの見通しが立たなかったので断念したことであった。自己評価の結果に従い自らの計画を切ったものと理解した。原研の熱利用の研究開発においても、コストの見通しに加えて、成果に対して厳しく自己評価し、積極的に成果を世に問う努力を払わなければ、漫然と研究を継続しているとの誇りを受けることになるだろうと強く感じた。特に、熱化学法の研究では過去に多くの研究機関が研究を断念した経緯を考えるならば、原研において研究を継続した根拠を十分に説明し理解を得ておく必要を感じた。

B. 3 水素をベースとしたエネルギーシステムへの移行

本会議には、Transition to Hydrogen-Based Energy Systemsというsessionが設けられており、基本的な考え方を示している。そこでは、イタリアの水素研究開発計画(Rubbio)、米国カルフォルニアの水素バス計画、ブラジルの水素バスプロジェクト、中国の大気汚染と燃料電池開発(中国)等に関する多数の講演があった。しかし、セッション名に対応するような社会システムに正面から取り組んだ講演はなかった。化石・原子力・再生可能エネルギーなどの利用可能エネルギー資源又は開発すべきエネルギー技術の特性・供給可能量と消費供給に関する超長期的な持続可能性を考慮したエネルギーシステムをどのように構想し選択すべきなのか、最大の大気汚染要因であり需要増が予想される運輸・交通システムはどうあるべきか、先進国のライフスタイルと開発途上国の開発計画に深く関係する民生エネルギーの消費動向と供給システムはどうあるべきか、それらの個別の技術的項目を総合して水素の特性を生かした社会システムはどうあるべきか、このような未来の社会システムの出発点となる大きな構想は提示されなかった。

近年、水素が注目されている背景には、燃料電池の技術開発の進展に伴って、民生分野では分

散型コジェネレーションの導入、運輸分野では燃料電池自動車の数年内の市場への投入等、電力、運輸、民生分野の産業構造を変革するほど大きな変化が始まることが期待感がある。これらの技術の実現は、炭酸ガス放出の抑制、大気公害の改善、大きな省エネルギーの実現等、現在の社会的課題が一気に解決される可能性を秘めている。

運輸エネルギー分野では、水素を燃料とするバスを公共交通機関として運行する計画、経験に関する5件の講演があった。公共バスは運行行程、距離が定まっているので、少数の供給スタンド等のインフラ整備で開始でき、車内にスペースがとれるので水素貯蔵技術に比較的問題は少なく、自家用車に先行して実証試験を進めことによって、供給スタンド等のインフラを先行整備できるとしている。

自家用車については、ダイムラー・クライスラーは、2004年までにFCEVを市場に投入する構想を発表し、実用化への機運を高めていた。しかし、彼らは、燃料電池用燃料について、自家用車はメタノール、バスは純水素が適しているとしていた。純水素の貯蔵方法もまた、高圧容器、液体水素、合金（又はカーボンナノチューブ）による水素吸蔵のどれになるのか、未だ結論が出ていない。燃料電池自動車の本命燃料はまだ未定であることが分かる。

PEFC 燃料電池に関しては、カナダ（Montreal工科大学）とデュポン（台湾）が高分子電解質の製造コストへの量産効果と非 Nafion 系の新材料開発の最新動向を述べていたが、コスト面で実用レベルの材料はまだ確立しておらずブレークスルー待ちである。従って、現在の勢いで PEFC の実用化が一気に進むか否かまだ断言できない可能性がある。

また、スウェーデンの Royal Institute of Technology(KTH)は、中温（400-700°C）で作動する固体電解質を開発し、それを組み込んだ中温固体電解質型燃料電池 ITSOFC (Intermediate Temperature Solid Oxide Fuel Cell) は、最高温度が700°Cと低いため特殊な耐熱材料を用いる必要がないこと、PEFCより作動温度が高いため高価な（白金）触媒が不要であること、さらに各種炭化水素系燃料を直接使用できる長所を有するため、現在本命視されている改質器付き PEFC は将来の主流ではないと主張していた。1999年にDOE（米国）は、数年内に ultra-low-cost-ceramic-FC を開発し市場化するために、24百万ドルの支出を決めたことを裏付けとして述べていた。すなわち、自動車用燃料電池の最終的な構成はまだ確定していないと思われる。

Table B.1.1 世界水素会議における水素製造技術に関する発表論文数

発表論文のテーマ	件数
●化石燃料からの水素製造	
・高純度水素を得る手法	4 件
・分離膜の開発	3 件
・触媒の開発	3 件
・石炭のガス化	2 件
・メタノールの部分酸化	1 件
小計	13 件
●水の分解による水素製造	
(1) 電気分解	
・SPE (Solid Polymer Electrolyte) を用いた水の直接分解	4 件
・Double Liquid Electronic Cell	1 件
(2) 熱化学法	
・触媒の開発	2 件
・UT-3 サイクル	1 件
(3) Photoelectrochemical システム	3 件
小計	11 件
●水素製造のためのエネルギー源	
・原子力 (HTTR、HTR-10)	2 件
・波のエネルギー利用	1 件
小計	3 件
●生物関連 (バクテリア利用)	6 件
●同位体 (重水素等) の分離	3 件
●その他	9 件

Table B.1.2 分野ごとの発表論文のテーマ(1/3)

●化石燃料からの水素製造

高純度水素を得るために技術開発に関する論文 (4件)

- ①パラジウム分離膜での生成ガス中の水素の分離について（水素生成プロセスのどの段階で分離するか、及び、再循環過程の有無の影響）。
- ②PSA (Pressure Swing Adsorption) 法における触媒の特性と、産業界での PSA による水素製造の実績について。
- ③PSA 法と他の方法との比較検討について。
- ④水素の貯蔵と精製を同時にを行う方法（水素との親和力の強い物質で吸蔵）について。

分離膜の開発に関する論文 (3件)

- ①高温用のシリカ製分離膜の開発（性能試験）について。
- ②パラジウム製分離膜の水素透過試験について。
- ③新たな分離膜 (Transitional Metal Organic Complex-Polyimide Hybrid Membrane) の開発について。

触媒の開発に関する論文 (3件)

- ①ガソリンの部分酸化による水素製造のための触媒の性能確認実験（成分と性能の関係）について。
- ②メタノール改質の触媒の性能確認実験について。
- ③honeycomb 型の触媒の開発について。

石炭のガス化に関する論文 (2件)

- ①新しいUCG 法 (Underground Coal Gasification) の field での試験結果について。
- ②流動層の使用による高効率化、及び、現状の方法 (fixed-bed 法) での酸素濃度增加による高効率化について。

メタノールの部分酸化に関する論文 (1件)

- ①高効率化に対する成分、圧力の影響について。

Table B.1.2 分野ごとの発表論文のテーマ(2/3)

●水の分解による水素製造

電気分解に関する論文（5件）

- (1) SPE (Solid Polymer Electrolyte) を用いた水の直接分解
 - ① SPE 技術の開発状況（コスト低減が課題）について。
 - ② 試作品による性能試験（厚さの影響等）の結果について。
 - ③ MEA (Membrane Electrode Assembly) を重ねた Large-scale 装置での性能試験結果について。
 - ④ PEM (Proton Exchange Membrane) を用いた水素製造装置の商品化について。

(2) Double Liquid Electronic Cell

- ① 陰極と陽極とで異なる電解質を用いる方法による水素生成速度の増加について。

熱化学法に関する論文（3件）

(1) 触媒の開発

- ① ゼオライト触媒ペレットの製法（塩酸溶液を用いることにより高性能化）について。
- ② ゼオライトの特性試験結果について。

(2) UT-3 サイクル

- ① Fe ペレットの製法（アルコキシドを用いた高性能化）について。

Photoelectrochemical システムに関する論文（3件）

- ① バクテリアのタンパク質を使用した Photoelectrochemical プロセスについて。
- ② SiC ベースの Photoelectrochemical システムについて。
- ③ CdS-ZnS Photoelectrolysis プロセスについて。

●水素製造のためのエネルギー源

原子力の利用に関する論文（2件）

- ① HTTR 水素製造システムの開発研究の現状について。
- ② HTR-10 を用いた石炭ガス化技術の実証計画について。

波のエネルギー利用に関する論文（1件）

- ① 海の波の力を電気に変換し、水を電気分解する技術の理論的検討について。

Table B.1.2 分野ごとの発表論文のテーマ(3/3)

●生物関連（バクテリア利用）
<p><u>バイオ技術を用いた水素製造について（5件）</u></p> <p>① 農産物の余り物を用いたバクテリアによる水素製造について。 ② 発酵による水素生成における収率の向上について。 ③ 光合成バクテリアの色素の突然変異体による水素生成について。 ④ biohydrogen の現状と今後の展望について。 ⑤ 有機色素を用いた太陽光エネルギーによる水の分解反応について。</p>
●同位体（重水素等）の分離
<p><u>水素同位体の分離技術に関する論文（3件）</u></p> <p>① Moving-bed プロセスによる水素同位体からの重水素の分離について。 ② 特殊な陰極材料（hypo-hyper-d-electric combination of transition metal）を用いて電極を active にすることにより、D/H 分離能の高い水の電気分解のコストを低減する方法について。 ③ Ti-Ni 陰極を用いた水の電気分解について。</p>
●新しい原理による水素製造
<p><u>新しい水素製造の原理に関する論文（1件）</u></p> <p>① Mechano-catalitic Overall Water Splitting の原理の探求について。</p>
●その他

付録C：放射線を利用した水素製造

SiC半導体はバンドギャップが大きく、しかも高温強度が高くて照射損傷に強い材料であるため、この素子を用い、原子炉からの放射線を利用して効果的に水素を製造できる可能性がある。そこで、本研究では、超微粒SiC粉末の自己焼結体中にN型及びP型化処理を施した半導体を試作し、 ^{60}Co 照射及びD線照射による水分解性能を評価した。

供試材は、粒度数ナノミクロンの超微粒SiC粉末（ β ランダム、エビデン社製）及びTiO₂粉末である。試験体は、湿気を管理したフード内でこれら超微粒粉末を計量した後、形込め装置により直径φ35×厚み7mmの円盤型試験片他のプリフォームを製作し、その後P型及びN型化した焼結試験体を製作するため高純度窒素雰囲気ないし高純度アルゴン雰囲気中で最高2000°Cまでのホットプレスにより自己焼結させた⁽¹⁾。なお、ホットプレス中の最高負荷及び負荷・温度保持時間は、それぞれ1トン及び2時間である。この焼結半導体裏面に銀ペーストによりリード線を接合し、その先端に白金電極を半田接合して照射試料を作成した。この試料をFig.C.1に示す浴槽内に設置し、その中を0.5mol/l希硫酸で満たし、半導体試料上部ならびに白金電極上部に目盛り付きビューレット（容量500cc）を立てた。

照射試験は、東海研のコバルト照射施設の4.1Bqコバルト線源(^{60}Co)により $8.1 \times 10^4 \sim 4.3 \times 10^3 \text{R/hr}$ の線量を最大24時間、線源から試料間照射距離15~70cmで照射実験を行った。また、比較のため蛍光灯のD線を利用した照射試験も実施した。なお、照射中に発生するガス量計測は上述のビューレット上目盛りを逐次照射セル外から双眼鏡にて目読により行った。また、ビューレットで捕集したガスの成分分析はガスクロマトグラフィーにより行った。

以下に試験結果を述べる。

(1) SiC半導体の分解性能

Fig.C.2にN型及びP型SiC半導体側及び半導体と接合した白金電極側からの ^{60}Co 照射中に発生した水素発生量変化を示す。これによると、P型は照射開始から約20ksまでN型のものも2倍以上の水素の発生量を記録したが、20ks以降発生量が鈍り、やがて飽和した。これに対して、N型では照射時間中一定の水素発生量を維持した。

Fig.C.3にP型SiC半導体の平均水素発生率をγ線、D線、γ+D線同時照射及びD線照射後γ線を照射した場合について示す。これによると、γ線のみの照射の場合約0.135cc ks^{-1} の発生率を示し、個別にD線のみの照射の場合で0.085cc ks^{-1} であった。一方、γ+D線の場合、D線単独照射の場合より発生率は高いもののγ線の場合より低い値となった。そこで、D線を照射した後γ線を再度照射した。その結果、γ線単独照射に比べて水素発生率は急激に低下し、P型SiCにおいてD線照射はむしろ起電能力を低下させることが明らかとなった。

Fig.C.4にN型SiC半導体のγ線、D線、γ+D線及びD線照射後γ線を照射した場合について示す。これによると、N型と異なりγ+D線同時照射によりγ線ないしD線単独照射の場合の2倍以上の水素発生率を記録した。これは、N型の場合P型と異なり明らかにD線及びγ線照射がそれぞれ重畠効果をもたらしている。

以上の結果からSiC焼結体では、γ線による起電効果が認められ、かつD線による光電効果も

認められるものの、P型では γ 線による照射欠陥の生成によりカラーセンターがずれ、そのため両線による重畠効果は認められなかつたものと考えられる。一方、N型では γ 線による照射欠陥により生成した新しいカラーセンターによりD線との重畠効果が認められた。

(2) TiO₂の水分解性能

Fig.C.2に⁶⁰Co照射によるTiO₂の水素発生量変化を示す。試料3個による照射試験の結果、照射時間に比例して直線的に水素発生量が増加することがわかつた。Fig.C.5に平均水素発生率を γ 線、D線、 $\gamma+D$ 線同時照射及びD線照射後 γ 線を照射した場合について示した。これによると、TiO₂の水素発生率はSiC半導体に比べて半分程度であるが、光電効果のほうが γ 線起電効果より大きく、また両者による重畠効果があることが認められる。

(3) 照射距離の効果

Fig.C.6にSiC半導体及びTiO₂の水素発生率と⁶⁰Co線源間との照射距離との関係を示す。これによると、TiO₂の場合線源間距離が15~50cmまではほとんど水素発生率に変化は認められないものの、70cmになると発生率が減少する傾向が見られた。

付録Cの参考文献

- (1) Ishiyama, S., Fukaya, K. and Eto, M. : "Synthesis and Fabrication Technique SiC/SiC Thermo Elements", Key Engineering Materials, Vols.156-160, 423 (1999).

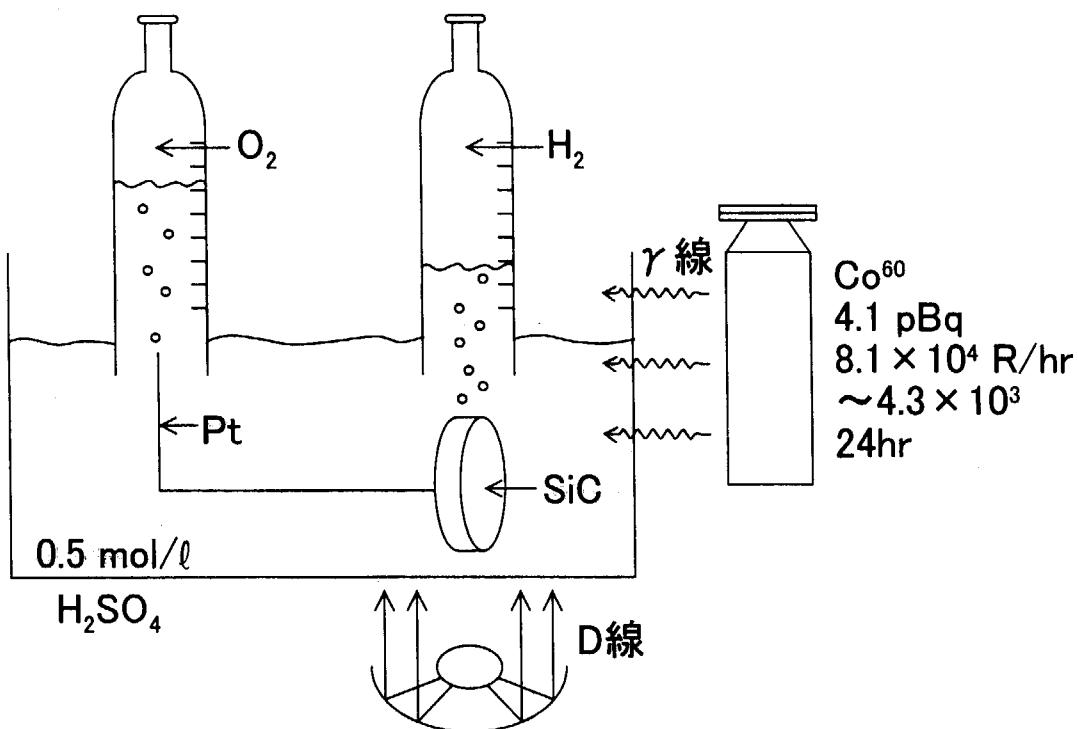
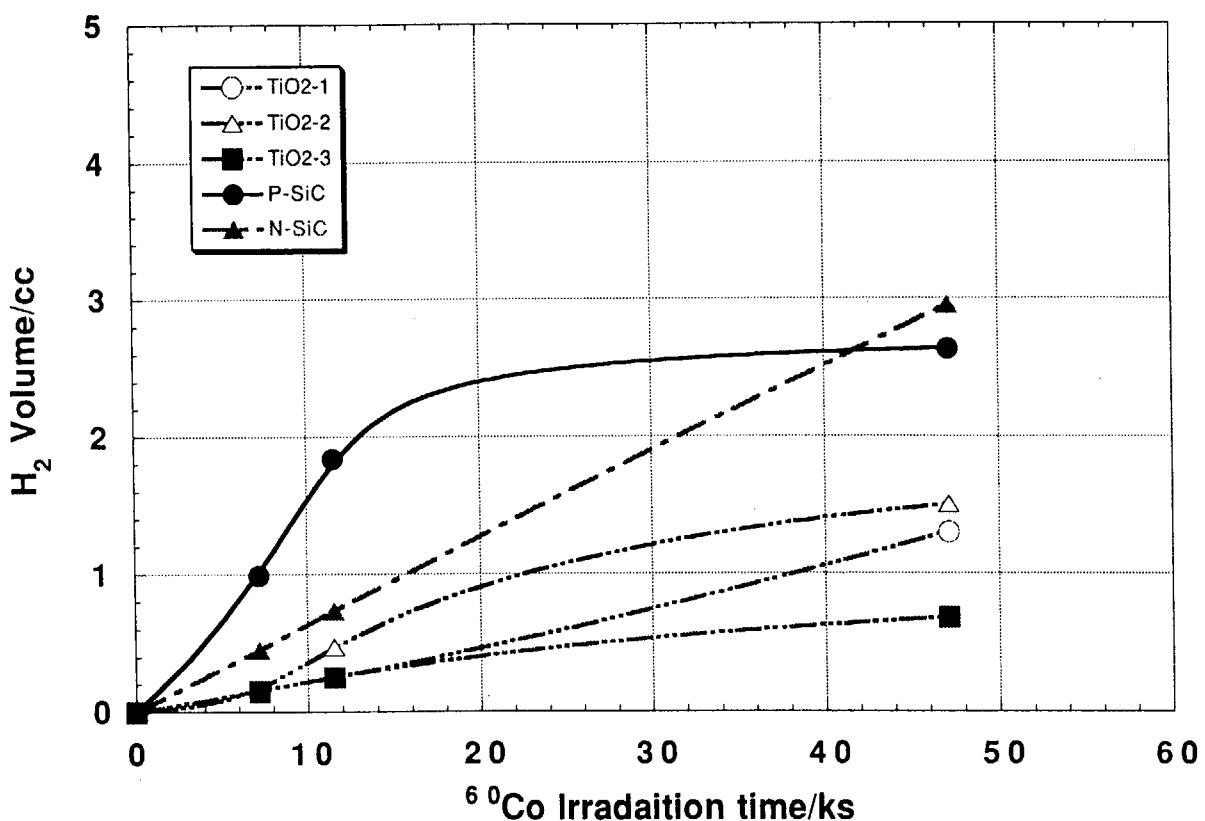


Fig. C.1 SiC半導体を用いた水素製造試験装置

Fig. C.2 ^{60}Co 照射下におけるSiC、TiO₂半導体の水素生成特性

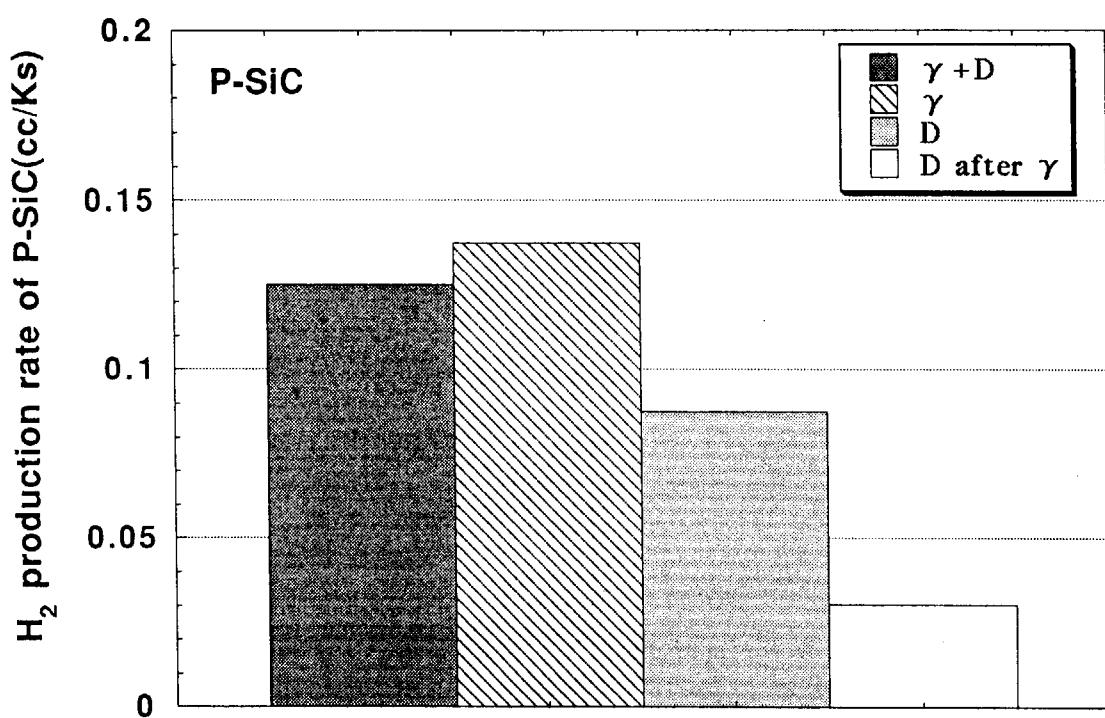


Fig. C.3 γ 線及びD線照射下におけるP型SiC半導体の水素生成特性

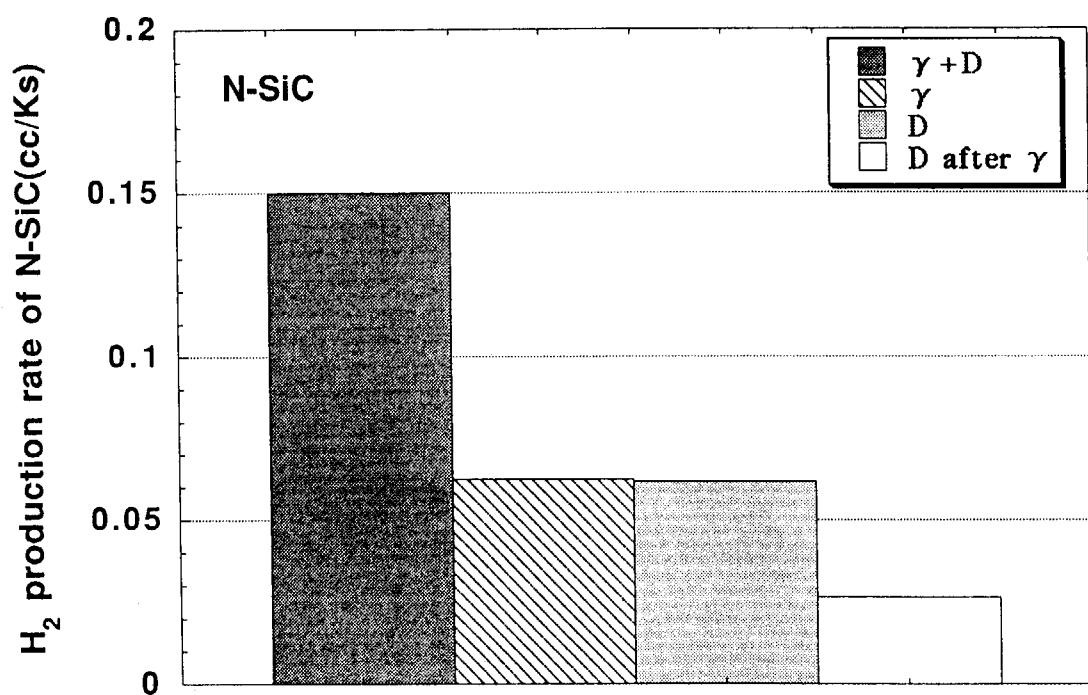


Fig. C.4 γ 線及びD線照射下におけるN型半導体の水素生成特性

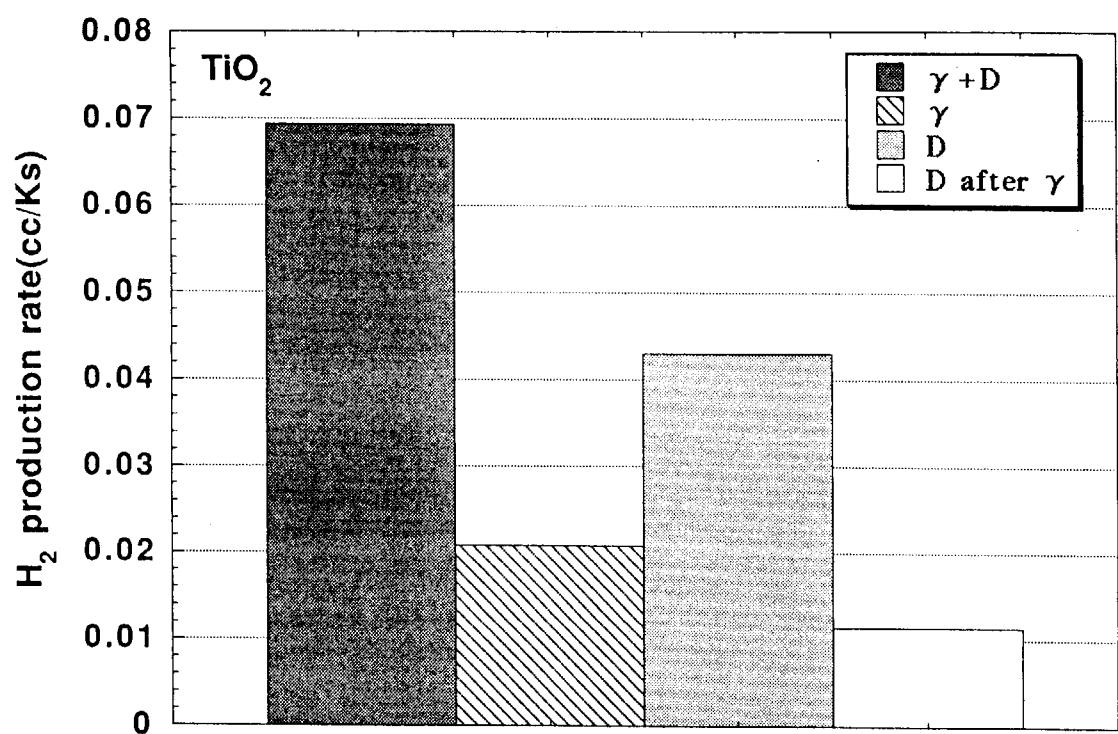


Fig. C.5 γ 線及びD線照射下における TiO_2 半導体の水素生成特性

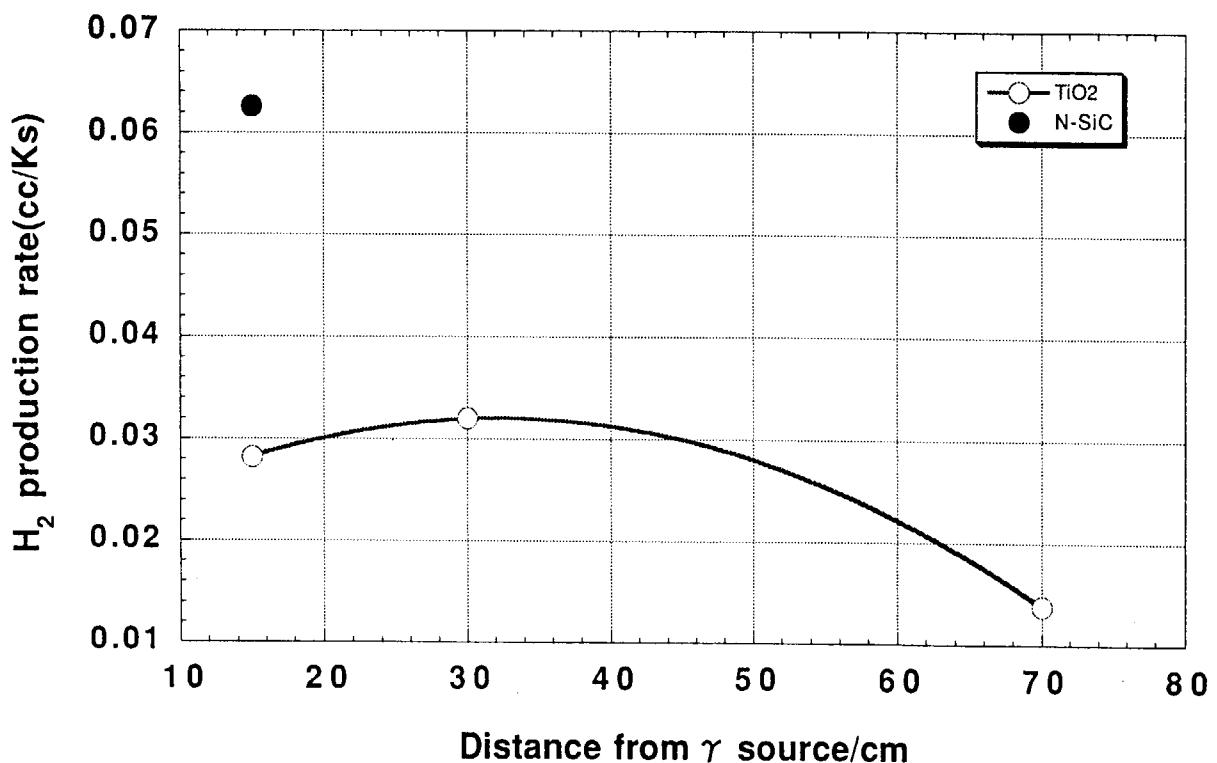


Fig. C.6 ^{60}Co 照射源と水素生成速度の関係

This is a blank page.

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
物質量	モル	mol
光强度	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 ⁻¹
力	ニュートン	N	m·kg/s ²
圧力、応力	パスカル	Pa	N/m ²
エネルギー、仕事、熱量	ジュール	J	N·m
功率、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	ファラード	F	C/V
電気抵抗	オーム	Ω	V/A
コンダクタンス	ジーメンス	S	A/V
磁束密度	ウェーバ	Wb	V·s
磁束密度	テスラ	T	Wb/m ²
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	
光束度	ルーメン	lm	cd·sr
照度	ルクス	lx	lm/m ²
放射能	ベクレル	Bq	s ⁻¹
吸収線量	グレイ	Gy	J/kg
線量当量	シーベルト	Sv	J/kg

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

$$1 \text{ eV} = 1.60218 \times 10^{-19} \text{ J}$$

$$1 \text{ u} = 1.66054 \times 10^{-27} \text{ kg}$$

表5 SI接頭語

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

(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、1eVおよび1u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、ヘクタ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 ⁵ 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/m²) = 10 P(ポアズ)(g/(cm·s))

動粘度 1 m²/s = 10⁴St(ストークス)(cm²/s)

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

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

放射能	Bq	Ci	吸収線量	Gy	rad	照射線量	C/kg	R	線量当量	Sv	rem
	1	2.70270 × 10 ⁻¹¹		1	100		1	3876		100	
	3.7 × 10 ⁻¹⁰	1		0.01	1		2.58 × 10 ⁻⁴	1		0.01	1

照射線量	C/kg	R
	2.58 × 10 ⁻⁴	1

(86年12月26日現在)

