

JAERI-Tech
2005-049



JP0550502



高温ガス炉電力水素併産システム (GTHTR300C) の
導入シナリオに関する検討 (その I)

2005年9月

西原 哲夫・武田 哲明

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

本レポートは、日本原子力研究所が不定期に公刊している研究報告書です。
入手の間合わせは、日本原子力研究所研究情報部研究情報課（〒319-1195 茨城県那珂郡東海村）あて、
お申し越してください。なお、このほか財団法人原子力弘済会資料センター（〒319-1195 茨城県那珂郡
東海村日本原子力研究所内）で複写による実費頒布をおこなっております。

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

高温ガス炉電力水素併産システム (GTHTR300C) の
導入シナリオに関する検討 (その I)

日本原子力研究所大洗研究所核熱利用研究部

西原 哲夫・武田 哲明

(2005年7月28日受理)

日本原子力研究所では、2030年頃の実用化を目指して、高温ガス炉電力水素併産システム GTHTR300C の研究開発を進めている。本システムが導入される前提条件として、水素需要が増大するとともに、新規原子力発電所のニーズがあることが上げられる。そして導入シナリオの作成のために、2030年頃の原子力発電所の運転状況、水素の主たるユーザーとなる燃料電池自動車の普及状況、既存設備の水素供給能力などを明確にしておく必要がある。

本報告書では、現在運転中の原子力発電所のうち2030年までに廃炉となる可能性が高い発電所を推定し、その代替システムとして GTHTR300C が導入可能なモデル地区を選定する。そして、モデル地区における水素需要の推算、既存設備の水素供給能力の調査を行い、2030年における水素供給シナリオを検討する。

**Study on Introduction Scenario of the High Temperature Gas-cooled Reactor
Hydrogen Cogeneration System (GTHTR300C) (Part I)**

Tetsuo NISHIHARA and Tetsuaki TAKEDA

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

(Received July 28, 2005)

Japan Atomic Energy Research Institute is carrying out the research and development of the high temperature gas-cooled reactor hydrogen cogeneration system (GTHTR300C) aiming at the practical use around 2030. Preconditions of GTHTR300C introduction are the increase of hydrogen demand and the needs of new nuclear power plants. In order to establish the introduction scenario, it should be clarified that the operational status of existing nuclear power plants, the introduction number of fuel cell vehicles as a main user of hydrogen and the capability of hydrogen supply by existing plants.

In this report, estimation of the nuclear power plants that will be decommissioned with a high possibility by 2030 and selection of the model district where the GTHTR300C can be introduced as an alternative system are conducted. Then the hydrogen demand and the capability of hydrogen supply in this district are investigated and the hydrogen supply scenario in 2030 is considered.

Keywords : GTHTR300C, Hydrogen Cogeneration, Introduction Scenario, Hydrogen Demand, Hydrogen Supply

目次

1. はじめに	1
2. 高温ガス炉電力水素併産システムの導入モデル地区の選定	2
2.1 原子力発電所の運転状況	2
2.2 廃炉措置の基本的考え方	2
2.3 導入モデル地区の選定	3
3. 水素需要予測	7
3.1 燃料電池自動車の普及台数と水素需要	7
3.2 GTHTR300C の潜在需要	7
4. 既存設備の水素供給能力	11
5. 水素供給シナリオ	14
5.1 水素ステーション	14
5.2 水素供給コスト	15
6. まとめ	18
謝辞	18
参考文献	19

Contents

1. Introduction	1
2. Selection of the Model District for High Temperature Gas-cooled Reactor Hydrogen Co-generation System Introduction	2
2.1 Operational Status of Commercial Nuclear Power Plants	2
2.2 Basic Concept of Nuclear Plant Decommissioning	2
2.3 Selection of Model District	3
3. Prediction of Hydrogen Demand	7
3.1 Introduction Number of Fuel Cell Vehicles and Their Hydrogen Demands	7
3.2 Potential Market of GTHTR300C	7
4. Capacity of Hydrogen Supply by Existing Plants	11
5. Hydrogen Supply Scenario	14
5.1 Hydrogen Station	14
5.2 Hydrogen Supply Cost	15
6. Conclusions	18
Acknowledgment	18
References	19

This is a blank page.

1. はじめに

日本原子力研究所では 2030 年頃の高温ガス炉電力水素併産システムの実用化を目指してガスタービン発電技術、水の熱化学分解水素製造技術、及び、高温ガス炉と水素製造設備の接続技術に関する研究開発を進めており、原子炉熱出力 600MW の高温ガス炉に最大熱使用量 170MW の水素製造設備を接続する GTHTR300C の設計を行っている⁽¹⁾⁽²⁾。この GTHTR300C が導入されるには、技術的や経済的な条件を満足することはもちろんであるが、社会的な条件も満足している必要がある。そのため、GTHTR300C の導入目標時期である 2030 年において、既存の原子力発電所の廃止に伴う建替え需要がどの程度発生しているか、また、水素の需要や既存設備の水素供給能力を考慮したときに GTHTR300C で製造した水素のニーズがどの程度あるかなどを明確にし、GTHTR300C の導入シナリオを構築しておく必要がある。

そこで最初に、全国で 50 基以上稼働している原子力発電所について、2030 年において運用年数が 60 年近い発電所を廃炉候補とし、その発電所がある県を GTHTR300C の導入モデル地区に選定した。そして、各モデル地区の燃料電池自動車普及台数を推算し、水素需要を評価するとともに、石油業界や鉄鋼業界などの一般産業界における水素供給能力を調査した。さらに、導入モデル地区における 2030 年の水素供給シナリオを設定し、水素供給コストを概算した。これら結果を基に GTHTR300C の導入可能性について検討した。

2. 高温ガス炉電力水素併産システムの導入モデル地区の選定

2.1 原子力発電所の運転状況

図 2.1 に我が国の原子力発電所の立地図を、表 2.1 に運転状況を示す⁽³⁾。商業用原子力発電所については、2005 年 1 月に中部電力浜岡 5 号機が営業運転に入ったことにより、現在運転中のものは合計 53 基となった。この中には 2010 年に廃炉の方針が示されている日本原子力発電敦賀 1 号機も含まれている。日本原子力発電東海発電所は既に運転を終了し、廃止措置に入っている。

GTHTR300C の導入目標時期である 2030 年頃における運転年数を調べると、運転年数 55 年以上の炉 (1975 年までに運転開始) が 9 基、50 年～54 年 (1976 年～1980 年に運転開始) が 11 基、40 年～49 年 (1981 年～1990 年に運転開始) が 18 基、40 年以下 (1991 年以降に運転開始) のものが 15 基となる。研究用発電炉は、現在、ふげんが廃止措置準備中であり、もんじゅは停止中である。

2.2 廃炉措置の基本的考え方

日本の原子力発電所では特定の設計寿命を設定していない。これは、定期検査や保守点検により経年劣化の顕在化を防ぎ、機器の健全性が確保できる間は、安全に運転を継続できるという考えに基づいている。現在では運転開始後 30 年を目安に技術評価を行い、長期保全計画を定めることとしている⁽⁴⁾。原子力発電所の高経年化対策に関する研究開発は、原子力事業者、メーカー、各種研究機関、及び、大学などで進められている。最終的に、原子力事業者は発電コストの観点から、運転を継続するか代替発電所を新たに建設するかの判断を行う。なお米国では、原子力法において運転認可期間を最大 40 年と規定し、最長 20 年までの延長が認められている。このように原子力発電所の長寿命化が模索されており、運転期間が 40 年を超えることは確実と思われる。ただし、いつ廃炉になるかは、それぞれの発電所固有の事情によるところが大きい。日本原子力発電は地元自治体の意向を受けて、敦賀 3 号機が運転を開始する 2010 年に老朽化が深刻化している敦賀 1 号機の運転を停止する方針を示している。この場合、敦賀 1 号機の運転期間は 40 年となる。

日本では安全貯蔵・解体撤去方式を廃炉措置の標準工程としている⁽⁵⁾。原子炉の運転終了後、使用済み燃料を搬出して系統除染を行う。放射能の減衰を待つために長期間の安全貯蔵を実施した後、解体撤去を行う。解体撤去が完了した跡地は再び原子力発電所を建設することを基本方針としている。したがって、跡地がいつ利用可能となるかは廃炉決定後、廃止措置の完了までにどの程度の期間を要するかによって決まる。既存の原子力発電所の代替システムとして高温ガス炉を建設する場合には重要なポイントとなる。安定貯蔵の期間は 5～10 年、運転停止から跡地再利用可能となるまでの期間は 30 年と想定されている。ただし、廃止措置中の日本原子力発電東海 1 号機、今後廃止措置が実施される核燃料サイクル開発機構ふげん発電所における廃炉技術の蓄積や経験によって所要期間は見直されるものとする。

日本原子力発電東海 1 号機と核燃料サイクル開発機構ふげん発電所については廃止措置計画が公表されているので、その概略を以下に示す。

(1) 日本原子力発電東海1号機⁽⁶⁾

日本原子力発電東海1号機はガス冷却炉（認可出力16.6万kW）で、1966年7月に運転を開始し、1998年3月に停止した。運転期間は32年である。2001年12月に解体に着手した。廃止措置に要する期間は以下のように17年とされている。したがって、2018年（平成30年）には発電所跡地は更地として再利用可能となる計画である。

第1期工事：平成13～17年度（約5年間）

準備工事、使用済燃料冷却池洗浄・排水、燃料取替機・タービン他付属設備撤去等

第2期工事：平成18～22年度（約5年間）

熱交換器他付属設備撤去等

第3期工事：平成23～29年度（約7年間）

原子炉本体解体、各建屋解体等

(2) 核燃料サイクル開発機構ふげん発電所⁽⁷⁾

核燃料サイクル開発機構ふげん発電所は、新型転換炉原型炉（認可出力は16.5万kW）であり、1979年3月に運転を開始し、2003年3月に停止した。運転期間は24年である。具体的な廃止措置計画として、2003年からの10年間で廃止措置準備期間と位置づけ、炉心燃料の取出し、使用済燃料の搬出を行うとともに、解体に必要となる各種技術開発を行うとしている。廃止措置は約30年以内を目途に実施するとしているが、廃止措置準備期間中に計画を具体化している。仮に廃止措置期間を30年とすると、跡地が再利用可能となる時期は2040年以降となる。

2.3 導入モデル地区の選定

原子力発電所の廃止措置に伴う跡地を利用して2030年頃にGTHTR300Cを導入する場合、2018年頃に廃炉が完了する計画である日本原子力発電東海発電所がモデル地区の第1候補となる。そして、ふげん発電所は廃止措置期間が短縮されると第2候補となり得る。原子力発電所の寿命延長を考慮しても運転期間は最長60年と考えられることから、関西電力美浜1号機、福島第1発電所1号機等は2030年までに廃止が決定されていると考えられる。しかし、具体的な廃止措置計画がないため、跡地利用時期は明確でない

原子力発電所の運転停止から廃止措置完了までの30年間発電を行わないとすると、その期間の電力供給量が不足する。そこで、既存の発電所の運転停止後、速やかにGTHTR300Cの運転を開始するというシナリオも考えられる。

以上のことから、廃炉が決定もしくはその方針が示されている3つの発電所に加えて、運転開始時期が早い2基の発電所を代替可能な発電所として考える。それらの概要を表2.2に示す。3基は福井県にあり、他の2基は茨城県と福島県に設置されている。そこで、導入モデル地区としてこの3県を選定する。

(商業用・2004年9月末現在)

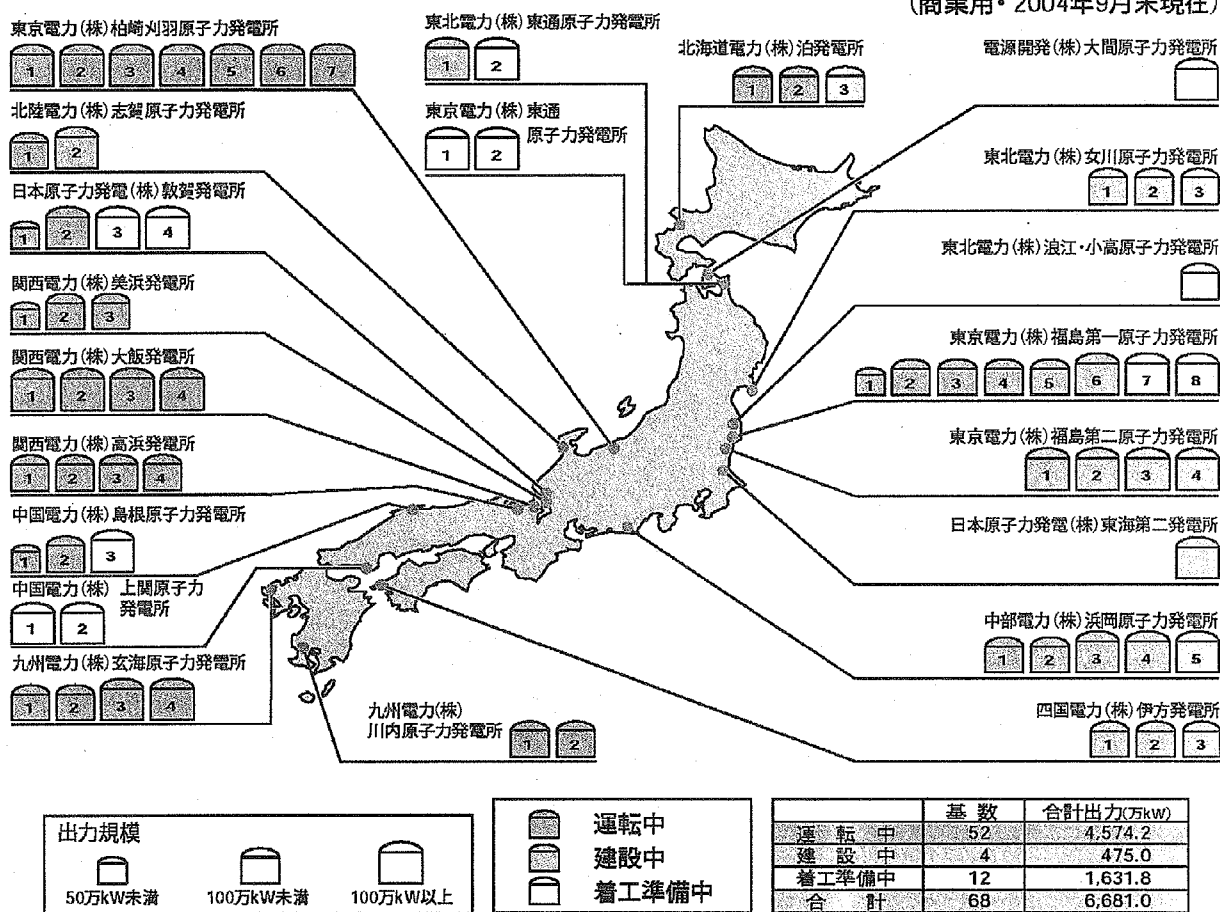


図 2.1 我が国における原子力発電所の立地図

表 2.1 に我が国における原子力発電所の運転状況

運転時期	発電所名	運転年月	状態	設置者	所在地	炉型	認可出力 万 KW	2030 年での 経過年数
商業用 ~1975	東海-1	1966.7	廃止措置中	日本原電	茨城県 那珂郡東海村	GCR	16.6	64(*1)
	敦賀-1	1970.3	運転中	日本原電	福井県 敦賀市	BWR	35.7	60(*2)
	美浜-1	1970.11	運転中	関西電力	福井県 三方郡美浜町	PWR	34.0	60
	福島第 1-1	1971.3	運転中	東京電力	福島県 双葉郡大熊町、双葉町	BWR	48.0	59
	美浜-2	1972.7	運転中	関西電力	福井県 三方郡美浜町	PWR	50	58
	島根-1	1974.3	運転中	中国電力	島根県 八束郡鹿島町	BWR	46	56
	福島第 1-2	1974.7	運転中	東京電力	福島県 双葉郡大熊町、双葉町	BWR	78.4	56
	高浜-1	1974.11	運転中	関西電力	福井県 大飯郡高浜町	PWR	82.6	56
	玄海-1	1975.10	運転中	九州電力	佐賀県 東松浦郡玄海町	PWR	55.9	55
	高浜-2	1975.11	運転中	関西電力	福井県 大飯郡高浜町	PWR	82.6	55
1976 ~1980	福島第 1-3	1976.3	運転中	東京電力	福島県 双葉郡大熊町、双葉町	BWR	78.4	54
	浜岡-1	1976.3	運転中	中部電力	静岡県 小笠原郡浜岡町	BWR	54.0	54
	美浜-3	1976.12	運転中	関西電力	福井県 三方郡美浜町	PWR	82.6	54
	伊方-1	1977.9	運転中	四国電力	愛媛県 西宇和郡伊方町	PWR	56.6	53
	福島第 1-5	1978.4	運転中	東京電力	福島県 双葉郡大熊町、双葉町	BWR	78.4	52
	福島第 1-4	1978.10	運転中	東京電力	福島県 双葉郡大熊町、双葉町	BWR	78.4	52
	浜岡-2	1978.11	運転中	中部電力	静岡県 小笠原郡浜岡町	BWR	84.0	52
	東海-2	1978.11	運転中	日本原電	茨城県 那珂郡東海村	BWR	110	52
	大飯-1	1979.3	運転中	関西電力	福井県 大飯郡大飯町	PWR	117.5	51
	福島第 1-6	1979.10	運転中	東京電力	福島県 双葉郡大熊町、双葉町	BWR	110.0	51
1981 ~1990	大飯-2	1979.12	運転中	関西電力	福井県 大飯郡大飯町	PWR	117.5	51
	玄海-2	1981.3	運転中	九州電力	佐賀県 東松浦郡玄海町	PWR	55.9	49
	伊方-2	1982.3	運転中	四国電力	愛媛県 西宇和郡伊方町	PWR	56.6	48
	福島第 2-1	1982.4	運転中	東京電力	福島県 双葉郡富岡町、楢葉町	BWR	110.0	48
	福島第 2-2	1984.4	運転中	東京電力	福島県 双葉郡富岡町、楢葉町	BWR	110.0	48
	女川-1	1984.6	運転中	東北電力	宮城県 牡鹿郡女川町、牡鹿町	BWR	52.4	46
	川内-1	1984.7	運転中	九州電力	鹿児島県 川内市	PWR	89	46
	高浜-3	1985.1	運転中	関西電力	福井県 大飯郡高浜町	PWR	87	45
	高浜-4	1985.6	運転中	関西電力	福井県 大飯郡高浜町	PWR	87	45
	福島第 2-3	1985.6	運転中	東京電力	福島県 双葉郡富岡町、楢葉町	BWR	110.0	45
1991 ~1990	柏崎刈羽-1	1985.9	運転中	東京電力	新潟県 柏崎市、刈羽郡刈羽村	BWR	110.0	45
	川内-2	1985.11	運転中	九州電力	鹿児島県 川内市	PWR	89	45
	敦賀-2	1987.2	運転中	日本原電	福井県 敦賀市	PWR	87.2	43
	福島第 2-4	1987.8	運転中	東京電力	福島県 双葉郡富岡町、楢葉町	BWR	110.0	43
	浜岡-3	1987.8	運転中	中部電力	静岡県 小笠原郡浜岡町	BWR	110.0	43
	島根-2	1989.2	運転中	中国電力	島根県 八束郡鹿島町	BWR	82	41
	泊 1 号	1989.6	運転中	北海道電力	北海道 古宇郡泊村	PWR	57.9	41
	柏崎刈羽-5	1990.4	運転中	東京電力	新潟県 柏崎市、刈羽郡刈羽村	BWR	110.0	40
	柏崎刈羽-2	1990.9	運転中	東京電力	新潟県 柏崎市、刈羽郡刈羽村	BWR	110.0	40
	泊 2 号	1991.4	運転中	北海道電力	北海道 古宇郡泊村	PWR	57.9	39
1991~	大飯-3	1991.12	運転中	関西電力	福井県 大飯郡大飯町	PWR	118	39
	大飯-4	1993.2	運転中	関西電力	福井県 大飯郡大飯町	PWR	118	37
	志賀-1	1993.7	運転中	北陸電力	石川県 羽咋郡志賀町	BWR	54	37
	柏崎刈羽-3	1993.8	運転中	東京電力	新潟県 柏崎市、刈羽郡刈羽村	BWR	110.0	37
	浜岡-4	1993.9	運転中	中部電力	静岡県 小笠原郡浜岡町	BWR	113.7	37
	玄海-3	1994.3	運転中	九州電力	佐賀県 東松浦郡玄海町	PWR	118	36
	柏崎刈羽-4	1994.8	運転中	東京電力	新潟県 柏崎市、刈羽郡刈羽村	BWR	110.0	36
	伊方-3	1994.12	運転中	四国電力	愛媛県 西宇和郡伊方町	PWR	89	36
	女川-2	1995.7	運転中	東北電力	宮城県 牡鹿郡女川町、牡鹿町	BWR	82.5	35
	柏崎刈羽-6	1996.11	運転中	東京電力	新潟県 柏崎市、刈羽郡刈羽村	ABWR	135.6	34
研究用	ふげん	1979.3	廃止措置 準備中	JNC	福井県 敦賀市	ATR	28.0	51(*3)
	もんじゅ	1994.4 (臨界)	停止中	JNC	福井県 敦賀市	FBR	16.5	38
	柏崎刈羽-7	1997.7	運転中	東京電力	新潟県 柏崎市、刈羽郡刈羽村	ABWR	185.6	33
	玄海-4	1997.7	運転中	九州電力	佐賀県 東松浦郡玄海町	PWR	118	33
	女川-3	2002.1	運転中	東北電力	宮城県 牡鹿郡女川町、牡鹿町	BWR	85.5	28
浜岡-5	2005.1	運転中	中部電力	静岡県 御前崎市佐倉	ABWR	188	25	

*1 1988.8 運転終了、2001.10 解体届出、2001.12 解体着手
 *2 2010 年に廃炉とする方針を決定。(運転期間 40 年)
 *3 2008.8 運転終了、廃止措置準備中

表 2.2 2030 年までに運転停止すると予想される原子力発電所

炉名	東海 1 号	ふげん	敦賀 1 号	美浜 1 号	福島第 1-1 号
所在地	茨城県那珂郡 東海村	福井県 敦賀市	福井県 敦賀市	福井県三方郡 美浜町	福島県双葉 郡大熊町
電力会社	日本原電	JNC	日本原電	関西電力	東京電力
炉型	GCR	ATR	BWR	PWR	BWR
認可出力 (万 kW)	16.6	16.5	35.7	34	46
運開	1966.7	1979	1970.3	1970.11	1971.3
現状運転期間 (年)	-	-	35	35	34
停止 (予定)	1998.3	2003.3	(2010)	(2030)	(2030)
停止時運転期間 (年)	32	24	(40)	(60)	(59)
運転終了～燃料搬出 (年)	1998～2000	2003～2013			
廃止措置			-	-	-
安全貯蔵 (年)	2001～2010		-	-	-
解体撤去 (年)	2011～2017		-	-	-
廃止措置所要期間 (年)	17	-	-	-	-
再利用可能年 (年)	2018				
廃止措置 30 年の場合 (年)		2044	2040	2055	2056
廃止措置 20 年の場合 (年)		2034	2030	2045	2046

3. 水素需要予測

導入モデル地区として選定した3県の2030年における燃料電池自動車（FCV）の普及台数を推定し、水素需要を算出するとともに、その水素をGTHTR300Cで賄うと仮定したときの必要基数を示す。

3.1 燃料電池自動車の普及台数と水素需要

資源エネルギー庁長官の私的諮問機関である電池実用化戦略研究会ではFCVの導入目標値を示している⁽⁸⁾。これに基づく導入シナリオにおいて、2005～2010年を導入期、2010～2020年を普及期、2020～2030年を本格普及期と位置づけ、各時期において導入されるFCVの種類、割合、燃料電池の効率等を推定し、表3.1に示すように水素需要及び水素ステーション数を評価している⁽⁹⁾。導入期において三大都市圏の路線バスや公用車などを中心にFCVを導入する。普及期には全国の主要都市に拡大するとともに、業務用乗用車への導入が進む。本格普及期には全国に拡大し、自家用乗用車への導入も進む。2030年には軽自動車及び小型乗用車の1割、大衆車の5割、大型乗用車の10割がFCVになると想定している。また、燃料電池の効率は導入期で50%、普及期以降は60%になるとしている。

ところで、日本の自動車保有台数の推移は図3.1に示すように、貨物車数は1990年頃にほぼ飽和に達し、約2,000万台のレベルで推移しているが、乗用車数は一貫して増え続け、2004年時点でも増加傾向にある。2030年における自動車保有台数を予測するのは困難であるが、2030年の日本の総人口は2003年の1億2762万人から1億1758万人に約8%減少するとの予測から、自動車保有台数の増加傾向と人口の減少傾向が相殺して、自動車保有台数が大きく伸びるとは考えにくい。そこで、2030年の自動車保有台数は2004年の約7,500万台をほぼ維持すると仮定する。すなわち、全自動車台数の20%がFCVに置き換わることとなる。

表3.2に都道府県別自動車保有台数のデータ（平成16年8月現在）を示す。FCVは3大都市圏を中心に導入が進むため、これらの地域での2030年時点の自動車保有台数に占めるFCVの割合も高くなっていると想定される。しかし、本評価ではFCVの割合が全国一定になるものと仮定し、モデル地区のFCV台数を設定する。表3.1に示すように2030年のFCV台数は1,500万台、水素需要量は170億Nm³/年であるから、FCV1台あたりの年間水素消費量を1,100Nm³と設定し、水素需要を概算する。それらの結果を表3.3に示す。水素需要は茨城県>福島県>福井県の順となる。

3.2 GTHTR300Cの潜在需要

GTHTR300Cは原子炉熱出力600MWの高温ガス炉でガスタービン発電と水素製造を行うシステムである^(1,2)。そして、水素製造のために最大170MWの熱を供給できる。水素製造の熱効率を40%、水素の高位発熱量を286MJ/kmolとすると、水素製造量は19,200Nm³/hとなる。稼働率を90%とすると水素製造量は1.51億Nm³/年となり、モデル地区に導入可能なGTHTR300Cの基数を求めると表3.3のとおりとなる。さらに、周辺地域の状況も考慮した潜在需要を検討した結果を以下に示す。

(1) 茨城県

東海村を中心とする半径 50km の範囲に茨城県全域が入る。半径 100km とすると千葉県、栃木県、福島県、埼玉県の一部も入る。このうち千葉県は表 3.3 より 326 万台の自動車を保有している。2003 年の FCV は 65 万台となり、約 1/4 の 16 万台に対して茨城県から水素を供給するものと考え、さらに GTHTR300C 一基分の水素が必要となる。茨城～千葉の関東圏は地形も平坦であり、製品水素の輸送にも大きな支障はないことから、茨城県の東海村を中心として茨城県全域と周辺地域を GTHTR300C の水素供給範囲とすることは可能と考える。

(2) 福井県

福井県の FCV 設定台数は 12.8 万台であり、水素需要量は GTHTR300C 一基分に相当する。福井県周辺の各県の自動車保有台数を見ると、滋賀県 92 万台、京都府 129 万台、石川県 84 万台で、これに福井県の 62 万台を加えると合計で 367 万台となり、GTHTR300C 約 5.4 基分の水素を必要とする。しかしながら、福井県は日本海に面し、背後を山に囲まれているという地形的なハンディがあり、敦賀から近隣地域に水素を供給するには輸送ルートが限られる。敦賀を中心にして半径 100km の範囲には、愛知県 (467 万台) や大阪府の一部が入るが、これらの地域には中京工業地帯及び阪神工業地帯があり、既存の水素供給設備との競合が予想される。

(3) 福島県

福島県の FCV 設定台数は 30.1 万台であり、水素需要量は GTHTR300C 約 2 基分に相当する。福島第 1 発電所は阿武隈高地を背に太平洋に面して立地しており、発電所を中心とした半径 50km の範囲内には大きな都市がない。したがって、福島第 1 発電所近辺で水素を製造する場合、福島県の主要都市 (福島市、郡山市、会津若松市) がある内陸部へ輸送するより、隣接する宮城県 (保有台数 : 150 万台)、茨城県 (保有台数 : 229 万台) の沿岸部に輸送するほうが合理的と考える。

表 3.1 FCV 導入シナリオ

	2010年	2020年	2030年
FCV 導入目標	5万台	500万台	1,500万台
水素需要 (億 Nm ³ /年)	4.0	65	170
水素ステーション数	~500	~3,500	~8,500

表 3.3 各モデル地区における FCV 台数と水素需要

	茨城県	福井県	福島県
2030年における自動車保有台数 (万台)	231.0	62.4	151.1
2030年におけるFCV台数 (万台)	46.1	12.5	30.1
2030年における水素需要 (億 Nm ³ /年)	5.23	1.41	3.42
GTHTR300C 導入可能基数	3.5	0.9	2.3

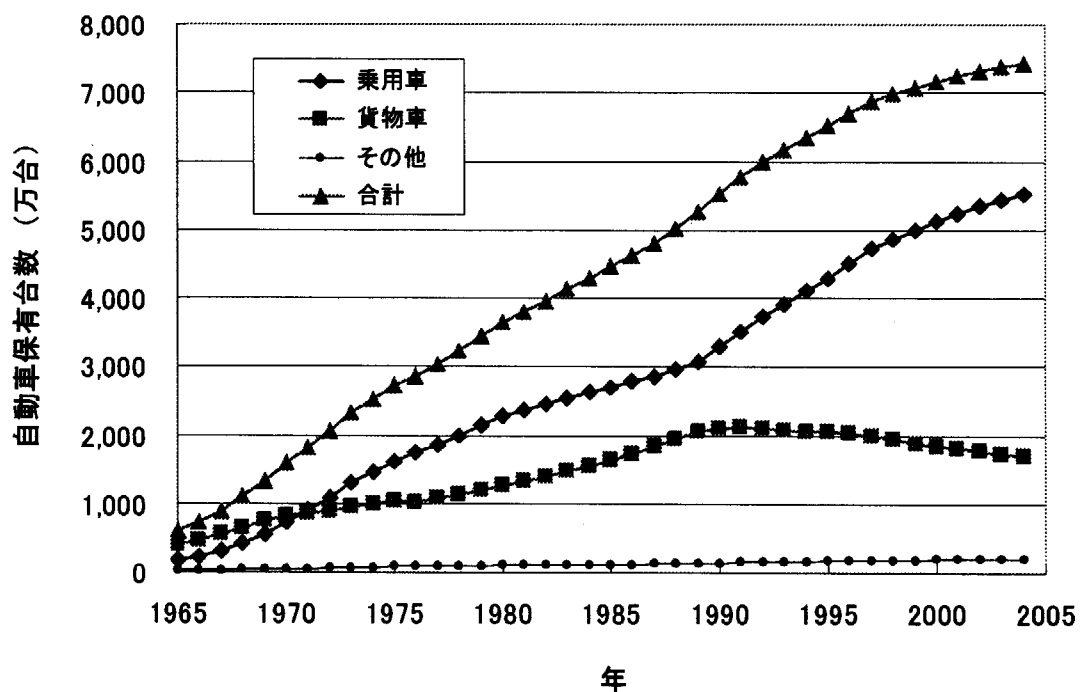


図 3.1 我が国における自動車保有台数の推移
(財団法人自動車検査登録協会のデータから作成)

表 3.2 都道府県別自動車保有台数 (平成 17 年 2 月末現在)

		乗用車	貨物車	その他	合計
北海道		2,692,231	747,372	149,183	3,588,786
東北	青森	680,351	258,868	35,993	975,212
	岩手	670,882	259,653	27,023	957,558
	宮城	1,137,202	336,253	38,020	1,511,475
	秋田	568,771	216,695	24,144	809,610
	山形	642,272	231,737	24,437	898,446
	福島	1,093,996	375,117	41,485	1,510,598
関東	茨城	1,716,019	539,140	55,211	2,310,370
	栃木	1,171,112	338,461	36,743	1,546,316
	群馬	1,240,568	380,896	36,716	1,658,180
	埼玉	2,934,906	661,328	85,374	3,681,608
	千葉	2,541,154	635,106	83,510	3,259,770
	東京	3,212,473	805,856	117,082	4,135,411
	神奈川	3,013,182	600,535	90,150	3,703,867
	山梨	499,068	180,853	17,738	697,659
北信越	新潟	1,251,273	425,837	49,332	1,726,442
	富山	644,555	184,456	20,950	849,961
	石川	645,307	176,722	20,684	842,713
	長野	1,255,965	488,416	41,078	1,785,459
中部	福井	460,563	147,746	16,076	624,385
	岐阜	1,202,053	356,625	37,804	1,596,482
	静岡	1,994,871	599,417	53,707	2,647,995
	愛知	3,711,453	893,771	103,765	4,708,989
	三重	1,023,291	332,424	31,157	1,386,872
	滋賀	689,422	210,474	19,403	919,299
近畿	京都	979,249	284,789	30,189	1,294,227
	大阪	2,716,744	791,880	84,095	3,592,719
	奈良	615,256	169,261	15,418	799,935
	和歌山	492,622	207,813	16,240	716,675
	兵庫	2,155,696	578,655	65,076	2,799,427
	鳥取	310,193	124,319	10,432	444,944
中国	島根	369,574	149,848	13,166	532,588
	岡山	1,030,780	356,974	32,686	1,420,440
	広島	1,318,459	393,111	42,914	1,754,484
	山口	760,782	247,747	22,112	1,030,641
	徳島	415,942	165,414	13,449	594,805
四国	香川	520,222	188,287	15,847	724,356
	愛媛	671,027	271,864	22,514	965,405
	高知	365,594	167,597	14,276	547,467
	福岡	2,272,657	666,673	66,042	3,005,372
九州	佐賀	435,522	168,415	13,689	617,626
	長崎	626,395	230,008	22,389	878,792
	熊本	888,401	332,885	28,696	1,249,982
	大分	609,433	219,968	19,164	848,565
	宮崎	594,599	256,464	19,537	870,600
	鹿児島	843,592	381,958	34,777	1,260,327
沖縄	650,218	212,662	20,588	883,468	
合計		56,335,897	16,950,350	1,880,061	75,166,308

財団法人自動車検査登録協会のデータから作成 (単位: 台)

4. 既存設備の水素供給能力

FCVの導入期及び普及期には、化学プラントや製鉄所の副生水素や製油所の余剰水素を精製してFCV用燃料として供給される。したがってGTHTR300C導入時には、これらの水素と競合することとなる。そこで、導入モデル地区（茨城県、福井県、福島県）における既存設備の水素供給能力を調査する。

主要産業界の水素需給バランスは表4.1に示すように184億Nm³/年の余剰となっている⁽¹⁰⁾。特に、石油業界と鉄鋼業界における供給能力が大きい。FCV燃料用水素の純度は99.99%以上が要求されるので、これらの水素は精製する必要があり、回収ロスが25～30%発生する。回収ロスを30%と仮定すると、余剰水素量は128億Nm³/年となる。2020年における燃料電池自動車用の水素需要量は表3.1に示すように65億Nm³/年であり、既存設備の余剰水素で全てを賄うことが可能であるが、2030年の需要170億Nm³/年に対しては約40億Nm³/年不足することとなる。以下に水素供給能力の概要を示す。

(1) 石油業界

高品質の石油製品を製造するために水素を使用する。ガソリンを製造する工程で発生する副生水素は約85億Nm³/年である。不足分は水蒸気改質システムにより製造するが、水素製造能力は稼働率85%として約104億Nm³/年である。そして、分解工程で約19億Nm³/年、脱硫工程で約105億Nm³/年の水素を使用する。

(2) 石油化学業界

エチレンプラントではナフサの分解過程で、スチレンモノマープラントではエチルベンゼンの脱水素反応で大量の水素が副生ガスとして発生する。水素製造量は前者が約24億Nm³/年、後者が約7億Nm³/年である。シクロヘキサンやアニリンの製造工程で約6億Nm³/年、所内の水素添加用として約12億Nm³/年の水素を使用する。

(3) ソーダ業界

塩水を電解して苛性ソーダ(NaOH)と塩素を製造する工程で副生水素が得られる。生成量は約12億Nm³/年である。塩酸合成において約1億Nm³/年を使用する。

(4) アンモニア業界

水素と窒素を合成するアンモニア製造の原料として水素を製造している。生産能力としては約42億Nm³/年を有しており、約32億Nm³/年をアンモニア製造に使用している。

(5) 鉄鋼業界

鉄鋼一貫製鉄所から発生する副生ガスには、コークス炉ガス(COG)、転炉ガス、高炉ガスがある。これらのガスは燃料として使用されている。純度は低いが多量の水素を含むのはCOGである。COGは不純物除去とPSA法により高純度の水素を回収できる。

上記の大規模な水素製造設備のほかに、小規模な水素製造設備として都市ガスやLPGなどを原料とした改質型水素製造設備がある。水素製造能力は平均1,000Nm³/hで、水素のインフラ整備が進んでいない導入期や、輸送コストが高い地域では重要な水素供給源となり得る。経済産業

省の水素・燃料電池実証プロジェクト (JHFC) では様々な原料を利用した改質型水素ステーションの実証を行っている⁽¹¹⁾。一方、水電解による水素製造設備は小規模の水素製造を目的とした設備としては最も採用されやすく、最近では高分子の分離膜が開発されて効率や耐久性が向上している。JHFC 相模原水素ステーションがアルカリ水電解システムを採用している。

以下にモデル地区の水素供給能力を示す。水素精製による回収ロスにソーダ業界は 15%、それ以外は 30%として算出した。

(1) 茨城県

業種	メーカー・事業所	水素供給能力 (億 Nm ³ /年)
石油業界	鹿島石油・鹿島製油所	1.75
石油化学業界	三菱化学・鹿島事業所	1.00
ソーダ業界	旭硝子・鹿島工場	0.60
	鹿島電解・鹿島工場	0.75
鉄鋼業界	住友金属工業・鹿島製鉄所	4.49
合計		8.59

(2) 福井県

福井県内に大規模な水素供給源は無い。

(3) 福島県

福島県内には苛性ソーダ工場 (呉羽化学・錦工場) があり、水素供給能力は 0.23 億 Nm³/年である。

表 4.2 にモデル地区における 2030 年の水素需給を示す。茨城県には鹿島臨海コンビナートがあり大型設備が数多く存在するため、十分な供給能力を有している。そのため、2030 年において水素供給量が不足することはない。福島県のプラント規模は大きくないため、2030 年の水素需要の 7%を賄う程度である。新たな水素製造設備のニーズは福井県及び福島県で大きいことが分かる。

表 4.1 水素需給バランスの現状

単位：億 Nm³/年

業界	供給可能量	需要	余剰水素量
石油業界	189	124	63
石油化学業界	31	18	13
ソーダ業界	12	1	11
アンモニア業界	42	32	10
鉄鋼業界	86	0	86
総計	383	179	184

表 4.2 モデル地区における 2030 年の FCV 用水素需要と現状の供給能力

単位：億 Nm³/年

候補県	茨城県	福井県	福島県
2030 年における FCV 用水素需要予測量	5.23	1.41	3.42
現状での水素供給ポテンシャル	8.59	0	0.23

5. 水素供給シナリオ

5.1 水素ステーション

水素ステーションにはオフサイト型とオンサイト型がある。FCVが大量に普及する大都市の近郊には大規模な工業地帯があり、巨大な水素供給能力を有していることから、これらの地域では既存設備から水素を輸送してステーションで供給するオフサイト型が主流になると考えられる。しかし、水素の輸送コストは既存の石油系燃料に比べてかなり高いので、長距離輸送が必要な地域ではオンサイト型水素ステーションの導入比率が高くなると考える。なお、オンサイト型ステーションは固定費の負担が大きく、稼働率が低いと水素供給コストが高くなるので、試験的な設置を除き、本格的な設置は普及期以降になると考える。そこで、2030年時点のオフサイト型とオンサイト型の水素ステーションの普及比率の全国平均を7:3と想定する⁽⁹⁾。

以下にモデル地区における2030年の水素ステーションの設置数とその比率について検討した結果を示す。本格普及期以降は水素ステーションの規模は大きくなると予想されているが、本評価では水素ステーションの規模を300 Nm³/hとし、営業日数365日/年、営業時間13時間/日とした。

(1) 茨城県

茨城県には鹿島臨海コンビナートがあり、京浜工業地帯とも接近しているため、供給可能な水素が豊富に存在する。県内の水素供給ポテンシャルだけで2030年の水素需要を賄うことができる。したがって、オフサイト型が中心となって水素ステーションが普及すると考える。普及期以降はFCVの増加に伴い水素ステーションの数も増加するため、液体水素出荷基地を整備して各基地から地理的に近いステーションへ水素を供給するというシステムが構築されると考える。

茨城県におけるオフサイト型水素ステーションの設置割合は高く、80%になると想定する。その結果、ステーション数および水素供給量は以下ようになる。

- オフサイト型水素ステーション 300基 (4.27億 Nm³/年)
- オンサイト型水素ステーション 75基 (1.07億 Nm³/年)

(2) 福井県

福井県内には供給可能な水素供給源は無く、FCV導入台数も他のモデル地区と比べ少ない。オフサイト型ステーションの場合は中京工業地帯や阪神工業地帯から水素を輸送してこることとなるが、輸送距離が長いので輸送コストが上昇する。そのため、オンサイト型水素ステーションの設置割合が高くなると考えられる。

福井県におけるオフサイト型水素ステーションの設置割合を60%と想定すれば、ステーション数および水素供給量は以下ようになる。

- オフサイト型水素ステーション 62基 (0.88億 Nm³/年)
- オンサイト型水素ステーション 42基 (0.59億 Nm³/年)

(3) 福島県

福島県には太平洋沿岸のいわき市に水素供給可能な工場があり、水素ステーション 16 基への供給が可能である。隣接する宮城県には新日本石油精製(株)仙台製油所があるが、宮城県内の水素需要を賄えるだけの水素供給能力は有していない。したがって、オフサイトステーションへの水素供給は京浜工業地帯や鹿島コンビナートからの輸送に頼ることとなり、長距離輸送のため水素供給コストが高くなる。

福島県におけるオフサイト型水素ステーションの設置割合を 60% と想定すれば、ステーション数および水素供給量は以下ようになる。

- オフサイト型水素ステーション 148 基 (2.10 億 Nm³/年)
- オンサイト型水素ステーション 98 基 (1.40 億 Nm³/年)

5.2 水素供給コスト

オフサイト型ステーションには、既存設備で製造された水素を高純度水素に精製した後、圧縮ガスもしくは液化水素の形で輸送する。そのため、水素供給コストは水素製造・精製コスト、圧縮・液化コスト、輸送コスト及びステーションコストの積算値となる。天然ガスの水蒸気改質システムについて、水素製造量 20 万 Nm³/h、ステーション規模 300Nm³/h とし、輸送距離を 50km から 300km まで変えたときの水素供給コストを評価した結果を表 5.1 に示す⁽¹²⁾。COG 精製コストは精製設備の規模が約 55,000Nm³-H₂/h の場合、15.0 円/Nm³-H₂ と評価されており⁽⁹⁾、水蒸気改質より僅かに高い程度でほとんど差がない。そこで、本評価では水蒸気改質システムの水素供給コストで代表する。輸送方式は表 5.1 の評価で考慮した水素ガストレーラーもしくは液体水素ローリーを使用するのが一般的であるが、液体水素コンテナを鉄道輸送する方法も検討されており、輸送コストは表 5.2 のように評価されている⁽¹³⁾。輸送距離が 300km と長くなると液体水素ローリーによる輸送より若干安くなる。

オンサイト型ステーションには改質型と水電解型があり、水素供給コストは都市ガス改質型で 124.80 円/Nm³-H₂、アルカリ水電解型で 178.42 円/Nm³-H₂ と評価されており、現時点では改質型がコスト的に有利となっている⁽¹²⁾。また、改質型において燃料の違いによる水素供給コストの差は小さい⁽¹³⁾。そこで、本検討では都市ガス改質型ステーションで代表する。

モデル地区の水素供給コストの試算結果を以下に示す。

(1) 茨城県

茨城県では鹿島臨海コンビナートから水素を輸送する。この場合、水戸市までの輸送距離は約 50km、県西部や県北部までの輸送距離は 100km となる。本評価では平均輸送距離を 75km と設定する。この距離では圧縮水素による輸送のほうが経済的である。オフサイト型水素ステーションでの水素供給コストは輸送距離 50km と 100km の平均値をとり、92.84 円/Nm³-H₂ とした。その結果、水素供給コストは 99.23 円/Nm³-H₂ となる。

- オフサイト型ステーション 300 基 92.84 円/Nm³-H₂
- オンサイト型ステーション 75 基 124.80 円/Nm³-H₂
- 水素供給コスト 99.23 円/Nm³-H₂

(2) 福井県

福井県には水素製造設備が無いので長距離輸送が余儀なくされる。ここでは中京工業地帯及び阪神工業地帯から水素を輸送するものとし、輸送距離を 200km と設定する。この場合、液体水素のローリー輸送が最も安価となる。その結果、水素供給コストは 113.95 円/Nm³-H₂となる。

● オフサイト型ステーション	62 基	106.60 円/Nm ³ -H ₂
● オンサイト型ステーション	42 基	124.80 円/Nm ³ -H ₂
● 水素供給コスト		113.95 円/Nm ³ -H ₂

(3) 福島県

福島県の場合は不足分を関東圏からの輸送に頼る。ここでは京浜工業地帯から水素を輸送するものとし、輸送距離を 300km とする。この場合、液体水素コンテナの鉄道輸送が最も安価となる。その結果、水素供給コストは 114.10 円/Nm³-H₂となる。

● オフサイト型ステーション	148 基	109.50 円/Nm ³ -H ₂
● オンサイト型ステーション	98 基	124.80 円/Nm ³ -H ₂
● 水素供給コスト		115.60 円/Nm ³ -H ₂

以上の検討結果を表 5.3 に纏めた。水素供給コストは、周辺地域からの大量水素供給が可能か否かで大きく異なる。オンサイト型水素ステーションの割合が大きくなる福井県や福島県の水素供給コストは、茨城県より約 15 円/Nm³-H₂高くなる。したがって、本格普及期には周辺地区に大型の水素供給設備を整備する必要があると考える。

表 5.1 オフサイト型水素ステーションにおける水素供給コスト

単位：円/ $\text{Nm}^3\text{-H}_2$

	圧縮水素			
輸送距離 (km)	50	100	200	300
製造コスト	14.20			
圧縮・液化コスト	4.94			
輸送コスト	9.78	19.56	31.77	47.65
ステーションコスト	59.03			
合計	87.95	97.73	109.94	125.82

	液体水素			
輸送距離 (km)	50	100	200	300
製造コスト	14.20			
圧縮・液化コスト	26.42			
輸送コスト	2.90	5.80	8.10	12.15
ステーションコスト	57.88			
合計	101.40	104.30	106.60	110.65

表 5.2 液体水素コンテナの鉄道輸送コスト

輸送距離	100km	200km	300km
輸送コスト (円/ $\text{Nm}^3\text{-H}_2$)	9.1	10.1	11.0

表 5.3 モデル地区の水素供給システム及び水素供給コスト

モデル地区		茨城県	福井県	福島県
水素需要量 (億 Nm^3 /年)		5.23	1.41	3.42
水素供給ポテンシャル (億 Nm^3 /年)		8.59	0	0.23
オフサイト型	ステーション基数	300 基	62 基	148 基
	水素供給量 (億 Nm^3 /年)	4.27	0.88	2.10
オンサイト型	ステーション基数	75 基	42 基	98 基
	水素供給量 (億 Nm^3 /年)	1.07	0.59	1.40
平均水素供給コスト (円/ Nm^3)		99.23	113.95	115.60

6. まとめ

既存の原子力発電所の廃炉に伴う代替システムとして、2030年頃にGTHTR300Cを導入すると想定した場合、候補となるモデル地区は茨城県、福井県及び福島県の3県である。このモデル地区の2030年のFCV台数を推定し、水素需要を概算すると、茨城県で5.23億 $\text{Nm}^3\text{-H}_2$ /年、福井県で1.41億 $\text{Nm}^3\text{-H}_2$ /年、福島県で3.42億 $\text{Nm}^3\text{-H}_2$ /年となり、GTHTR300Cの潜在需要は茨城県で3~4基、福井県で1基、福島県で2基であった。

既存設備の水素供給能力について調査した結果、利用可能な設備は偏在しており、鹿島臨海コンビナートを有する茨城県では年間8.59億 $\text{Nm}^3\text{-H}_2$ を供給可能であり、水素需要を賄えることが分かった。一方、福島県には大規模水素供給設備は1箇所のみで、福井には全くなく、将来の水素需要を賄うには周辺地域からの輸送に頼るか、周辺地域に新規の大型水素供給設備を整備する必要がある。

この水素需給バランスを考慮して水素ステーションにおけるオフサイト型とオンサイト型の普及比率を想定し、水素供給コストを試算した結果、最安値の茨城県と最高値の福島県では約15円/ $\text{Nm}^3\text{-H}_2$ の差が生じた。これは割高なオンサイト型水素ステーションの普及割合が高いことやオフサイト型水素ステーションへの輸送距離が長いことに起因する。水素需給バランスや水素供給コストを考えると、福井県や福島県にGTHTR300Cのニーズがあると思われる。

本評価ではFCVは全国均一に普及すると仮定したが、実際には3大都市圏を中心に普及すると考えられている。すなわち、関東地方の水素需要は莫大となることから、茨城県を含めた周辺地域での水素供給ニーズが高まる可能性がある。そこで、関東地方全体での水素需要、水素供給能力を推算するとともに、輸送距離、輸送形態、輸送方法などに関するケーススタディを実施し、GTHTR300Cの導入シナリオを構築していくことも必要と思われる。

ところで、電力10社と日本原子力発電及び電源開発では3基の原子力発電所を建設中で、1基を平成17年度に着工し、7基の建設準備を進めている。そして、2013年にはすべての発電所が運転を開始している予定である。この11基の総出力は1,471.7万kWで、大飯2号より運転開始時期が古い20基の発電所の発電量と等価である。これは、既設原子力発電所の代替システムとしてGTHTR300Cを積極的に導入してことに対する大きな障壁となる。そこで、水素生産専用炉として高温ガス炉を活用するのも一つの方策と考える。この場合、高温ガス炉1基で5.3億 $\text{Nm}^3\text{-H}_2$ を供給可能であり、FCV47万台の燃料を賄える。

謝辞

本研究の遂行に当たり、データ調査に御助力頂いた㈱千代田化工建設 塚田隆治氏に感謝の意を評します。

参考文献

- (1) K. Kunitomi, X. Yan, S. Shiozawa and N. Fujimoto, "GTHTR300C for hydrogen cogeneration", 2nd Int. Topical Meeting on High Temperature Reactor Technology, Paper D18, Beijing, China, September 22-24 (2004)
- (2) K. Kunitomi, X. Yan and I. Minatsuki, "Deployment of GTHTR300 cogeneration for hydrogen and electric generation", 2004 Int. Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP2004), p4350, Pittsburgh, PA, USA, June 13-17 (2004)
- (3) "原子力発電所の現状と今後の見通し", 経済産業省ホームページ、
<http://www.atom.meti.go.jp/siraberu/atom/05/index01s.html>
- (4) "高経年化に関する基本的な考え方", 資源エネルギー庁 (1996)
- (5) "実用発電用原子炉施設の廃止措置に係る安全確保及び安全規制の考え方について", 総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会廃止措置安全小委員会、(2001)
- (6) 日本原子力発電㈱ホームページ、"東海発電所の廃止措置"
<http://www.japco.co.jp/haishi/outline.htm>
- (7) 核燃料サイクル開発機構ホームページ、"廃止措置の進め方"
<http://www.jnc.go.jp/zfugen/jhaishi/planning/planning.html>
- (8) "水素社会に向けたシナリオ (案) について", 燃料電池実用化戦略研究会資料 (2004)
- (9) "水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術 (WE-NET) 第II期研究開発タスク 1 システム評価に関する調査・研究", NEDE-WE-NET-0101、(2002)
- (10) "水素社会における水素供給者のビジネスモデルと石油産業の位置付けに関する調査報告書", PEC-2002P-04、石油産業活性化センター (2003)
- (11) JHFC ホームページ、http://www.jhfc.jp/station/station_kanto.html
- (12) 西原哲夫他、"水素供給コストに関する評価", JAERI-Tech 2005-038、(2005)
- (13) "オフサイト型水素エネルギー供給インフラ整備に向けた石油産業の取組みに関する調査", PEC-2003P-03、石油産業活性化センター、(2004)

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
物質質量	モル	mol
光度	カンデラ	cd
平面角	ラジアン	rad
立体角	ステラジアン	sr

表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
工率, 放射束	ワット	W	J/s
電気量, 電荷	クーロン	C	A·s
電位, 電圧, 起電力	ボルト	V	W/A
静電気抵抗	ファラド	F	C/V
電気抵抗	オーム	Ω	V/A
コンダクタンス	ジーメンス	S	A/V
磁束	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	
光量	ルーメン	lm	cd·sr
照射線量	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 eV = 1.60218 × 10⁻¹⁹ J
1 u = 1.66054 × 10⁻²⁷ kg

表4 SIと共に暫定的に維持される単位

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

1 Å = 0.1 nm = 10⁻¹⁰ m
1 b = 100 fm² = 10⁻²⁸ m²
1 bar = 0.1 MPa = 10⁵ Pa
1 Gal = 1 cm/s² = 10⁻² m/s²
1 Ci = 3.7 × 10¹⁰ Bq
1 R = 2.58 × 10⁻⁴ C/kg
1 rad = 1 cGy = 10⁻² Gy
1 rem = 1 cSv = 10⁻² Sv

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

換算表

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

粘度 1 Pa·s (=10⁵ P) = 10 P (ポアズ) (g/(cm·s))

動粘度 1 m²/s = 10⁴ St (ストークス) (cm²/s)

圧	MPa (=10 bar)	kgf/cm ²	atm	mmHg (Torr)	lbf/in ² (psi)
	1	10.1972	9.86923	7.50062 × 10 ³	145.038
力	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	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
	1055.06	107.586	2.93072 × 10 ⁻⁴	252.042	1	778.172	6.58515 × 10 ²¹
	1.35582	0.138255	3.76616 × 10 ⁻⁷	0.323890	1.28506 × 10 ⁻³	1	8.46233 × 10 ¹⁸
	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

1 cal = 4.18605 J (計量法)
= 4.184 J (熱化学)
= 4.1855 J (15 °C)
= 4.1868 J (国際蒸気表)
仕事率 1 PS (仏馬力)
= 75 kgf·m/s
= 735.499 W

放射能	Bq	Ci
	1	2.70270 × 10 ⁻¹¹
	3.7 × 10 ¹⁰	1

吸収線量	Gy	rad
	1	100
	0.01	1

照射線量	C/kg	R
	1	3876
	2.58 × 10 ⁻⁴	1

線量当量	Sv	rem
	1	100
	0.01	1

高温ガス炉電力水素併産システム (GHEER300) の導入シナリオに関する検討 (そのI)



古紙配合率100%
白色度70%の再生紙を使用しています