Original Paper

Life Cycle Environmental Analysis of Hydrogen Storage Technology Using Organic Hydride: Energy Requirement and CO₂ Emission

Hiroki HONDO, Yue MORIIZUMI, and Tatsuro USUI

(Received October 31, 2007)

有機ハイドライドを用いた水素貯蔵技術のライフサイクル環境分析：エネルギー消費とCO₂排出
本藤祐樹, 森泉由恵, 臼井達朗

This paper describes the results of life cycle environmental analysis of hydrogen energy systems. It is proposed that hydrogen can be produced from coke oven gas (COG), and then stored and distributed to consumption sites in the form of organic hydride (methylcyclohexane/toluene). In this study, such a hydrogen energy system is analyzed in terms of primary energy requirement and CO₂ emission, with a special attention to the hydrogen distribution using organic hydride. The results show that energy requirement and CO₂ emission at consumption sites (i.e. dehydrogenation reaction of methylcyclohexane, refining of hydrogen) account for a large percentage of the whole system. From the results, it is understood that this is a special characteristics of the organic hydrides option. It also implies that primary energy requirement for the organic hydride option is almost equivalent to the liquid hydrogen option, but it is larger than the compressed hydrogen option. Furthermore, improvement analysis is carried out focusing on the characteristics of organic hydride. The results reveal that CO₂ emission from the whole system are considerably reduced if waste heat from fuel cells at consumption sites can be used as energy source for dehydrogenation reaction of methylcyclohexane.

Key Words

Carbon dioxide, Climate change, Energy analysis, Hydrogen storage, LCA

1. はじめに

環境負荷の低減やエネルギー源の多様化などの観点から、水素エネルギーの利用に期待が寄せられている。将来に向けた要素技術の研究開発が進められると同時に、技術開発課題の抽出や水素エネルギーの導入戦略の策定を目的として、環境面や経済面からのシステム評価に関する調査研究^{1)~5)}がなされてきた。環境面からのシステム評価においては、水素の製造から利用までのライフサイクルを考慮して、エネルギー効率や温暖化影響が分析されている。システムを検討する上で、水素の製造や利用に関しては様々な技術オプションが幅広く考慮されてきたが、それらに比して貯蔵・輸送の技術オプションについては十分に評価されていない。しかし、貯蔵・輸送技術の選択は、水素利用に関わる社会インフラを整えていく上で鍵となり、幅広くその技術オプションを検討するこ

とが肝要である。

水素の貯蔵・輸送技術の差異に着目したエネルギー効率や温暖化影響などいくつかの分析結果^{1)~10)}が公表されてきたが、主たる対象技術は、既に実用化段階にある高圧水素ガスや液体水素、もしくは吸蔵合金である。その一方で、最近、有機ハイドライド、金属（無機）ハイドライド、炭素材料など将来的な技術オプションの研究開発も進んでいるが、それらの環境面からの分析は、金属ハイドライド(NaBH₄, MgH₂)を対象としたエネルギー分析⁹⁾やエクセルギー分析⁶⁾はあるものの、あまり見当たらない。有機ハイドライドは、容積水素含有率と重量水素含有率のいずれも良好であることから水素貯蔵材料として期待されているが¹¹⁾、これまでエネルギー効率や地球温暖化の側面から十分な評価はなされていない。

本研究の目的は、実証段階ではあるが、将来有望な技術の

Graduate School of Environment and Information Sciences,
Yokohama National University
79-7, Tokiwadai, Hodogaya-ku, Yokohama-shi, Kanagawa
240-8501, Japan

横浜国立大学大学院環境情報研究院
〒240-8501 神奈川県横浜市保土ヶ谷区常盤台 79-7

ひとつである有機ハイドライドを用いた水素の貯蔵・輸送技術について、エネルギー効率とCO₂排出量の側面から検討することである。

2. 有機ハイドライドを用いた水素貯蔵・輸送システム

2.1 有機ハイドライドによる水素貯蔵¹¹⁾

分子中に不飽和な化学結合を有するトルエンやベンゼンなどの芳香族化合物（アロマ）分子は水素貯蔵物質として利用することが可能である。例えば、Fig. 1に示されるように、トルエンは3つの2重結合を有していて、3分子の水素と結合することでメチルシクロヘキサン（以下MCH）となる。逆に、MCHを白金触媒の存在下で加熱すると水素を発生して元のトルエンに戻る。この反応を繰り返すことで水素の貯蔵・輸送が可能となる。このように水素を化学的に貯蔵する有機材料を一般に“有機ハイドライド”と呼ぶ。有機ハイドライドは常温常圧では液体である。

2.2 対象とした技術システムの概略

短中期的な見地から有望な水素源とされるコークス炉ガス（以下COG）から水素を生産し、有機ハイドライドを用いて需要家へ供給するシステムを対象とした（Fig. 2）。COGは一般に製鉄所内で燃料として利用されており、外部供給のための水素生産に利用できるCOGには限界がある。他方で水素生産コストの観点から水素生産に関しては一定の設備規模が要求される¹²⁾。これらの兼ね合いから、本研究では、製鉄所における水素の年間生産量を87,600km³と設定し、300戸の集合住宅100箇所へ供給するとした。

Fig. 2に示すように、製鉄所から発生するCOGを0.9MPaまで昇圧した後、圧力スイング吸着（以下PSA）法により純度99.99%以上の水素を生産する。水素源として利用するCOGの成分をTable 1に示す。COG精製後に発生するオフガスにはメタンや酸化炭素などが含まれており、発電燃料などに用いることができる。対象システムからは水素に加え利用価値のあるオフガスが発生するが、このシステムから生じる環境負荷はすべて水素に配分する。生産された水素は、製鉄所内でトルエンと反応させMCHとし、タンクローリーによって100km離れた100箇所の集合住宅へ輸送する。集合住宅ではタンクに貯蔵されたMCHから1日あたり2,400 Nm³（876 kNm³/年）の水素を脱離して供給する。需要家は水素を燃料電池で利用すると想定し、水素ガスの供給条件は、純度99.99%以上、圧力0.2MPaとする。水素ガスの燃料電池への供給までを対象範囲とし、燃料電池による水素利用プロセスは対象範囲には含めていない。

Fig. 1 Organic hydride (methylcyclohexane/toluene)

Fig.2 Hydrogen energy system

Table 1 Components of COG

	H ₂	CH ₄	CO	CO ₂	N ₂	C _m H _n	Total
Mol %	58	28	7	2	2	3	100

Note: COG includes some minor components such as H₂S (600ppm), BTX (1000ppm)

3. インベントリ分析

3.1 方法

本研究では、Fig. 2に示した対象システムにおける設備建設および運用に伴う1次エネルギー消費量およびCO₂排出量を推計している。

設備の建設に必要な素材量や、運用に必要な燃料量などに関するデータ（以下、プロセスデータ）は、既存設備のデータを極力用いている。ただし、トルエン水素化やMCH脱水素プロセスなど既存設備が無い場合、採用可能と判断される類似設備のデータを利用している。また、想定設備と既存設備の規模が異なる場合、設備の建設に必要な素材量は設備規模の0.6乗に比例すると仮定し¹³⁾、また運用に必要な燃料や消耗資材の量は設備規模に比例すると仮定し、想定設備の素材量や燃料量などを算定した。

このようにして得られたプロセスデータと、素材や燃料の

単位あたり環境負荷量である原単位データとから、1年間の1次エネルギー消費量およびCO₂排出量を推計している。

3.2 原単位データ

Table 2に電力、燃料および素材のエネルギー原単位(高位発熱量)とCO₂排出原単位を示す。電力と燃料の発熱量は文献値^{13) 14)}に従った。各プロセスで使用する電力については系統からの電力を使用するとして、日本の電源構成に基づくCO₂排出原単位を用いた。素材および運用資材のエネルギー原

Table 2 Energy and CO₂ factors of Materials and fuels etc.^{12)~15)}

	Energy factor (Higher heating value)	CO ₂ factor
Electricity	2.15 Gcal/MWh	0.36 t-CO ₂ /MWh
Diesel	9.13 Gcal/kl	2.62 t-CO ₂ /kl
LPG	11.99 Gcal/t	3.00 t-CO ₂ /t
Steel	4.91 Gcal/t	1.39 t-CO ₂ /t
Carbon steel	4.91 Gcal/t	1.39 t-CO ₂ /t
Alloyed steel	4.91 Gcal/t	1.39 t-CO ₂ /t
Stainless steel	10.36 Gcal/t	2.94 t-CO ₂ /t
Toluene	2.24 Gcal/t	0.56 t-CO ₂ /t
Activated carbon	11.55 Gcal/t	3.33 t-CO ₂ /t
Catalyst	43.14 Gcal/t	11.28 t-CO ₂ /t

単位とCO₂排出原単位は1995年の産業連関表を用いて推計された値(実態反映型)^{15) 16)}を用いた。また、水素の発熱量(高位)は、3.055Mcal/Nm³とした。

3.3 プロセスデータ

Fig. 2で示した各プロセスにおける設備の建設に必要な素材、および運用に必要なエネルギーなどのデータをTable 3にまとめている。プロセスデータは、文献や市販製品のカatalogに掲載されている値、もしくはヒアリング調査によって得られた値である。なお、運用に必要なエネルギーはインベントリ分析結果に大きな影響を与えるので、以下の各項において個別に根拠を記述している。

3.3.1 COGの昇圧・精製

製鉄所から発生するCOGを0.9MPaまで昇圧し、脱湿および脱硫後に、PSA法により純度99.99%以上の水素に精製する(分離率約70%)。COGの昇圧・精製設備の年間稼働時間は、後述するトルエン水素化の年間稼働時間に合わせて8000時間とする。昇圧設備は2台設置し、1台をトラブル対応用の予備とする。COGの昇圧・精製に伴う電力消費量は文献¹²⁾の値を用いた。

Table 3 Materials and fuels etc. required for each process

Process	Equipment	Lifetime	Number	Material/Fuel	Requirement (/year)
COG compression	Compressor	30	2	Carbon steel	3.9 t
				Electricity	28,908 MWh
COG refinement	PSA generator	30	1	Carbon steel	5.9 t
				Activated carbon	175.2 t
H ₂ compression	Compressor	30	2	Carbon steel	1.5 t
				Electricity	5,606 MWh
Toluene hydrogenation	Hydrogenation reactor	30	1	Stainless steel	3.5 t
				Electricity	2,709 MWh
				Catalyst	0.6 t
	G/L separator	30	1	Stainless steel	0.1 t
Storage (production site)	MCH tank	30	2	Carbon steel	18.7 t
	Toluene tank	30	2	Carbon steel	14.7 t
Storage (consumption sites)	MCH tank	30	100	Carbon steel	14.3 t
	Toluene tank	30	100	Carbon steel	14.3 t
Transportation	Tank-lorry	6	28	Steel	56.0 t
				Diesel	681 kL
MCH dehydrogenation	Catalytic reformer	30	100	Carbon steel	48.9 t
				Stainless steel	4.1 t
				Alloyed steel	28.5 t
				Electricity	1,734 MWh
				LPG	9,643 t
				Catalyst	15.8 t
H ₂ compression & refinement	Compressor	30	200	Steel	20.0 t
				Electricity	13,140 MWh
	Buffer tank	30	100	Stainless steel	0.3 t
	Refrigerator	30	200	Stainless steel	12.0 t
				Electricity	6,482 MWh

3.3.2 水素の昇圧

精製された0.8MPaの水素を2.5MPaまで昇圧してからトルエンと反応させるため、別途昇圧設備を設けている。昇圧設備は2台設置し、1台はトラブル対応時の予備とする。前述したCOGの昇圧・精製に伴う電力消費量¹²⁾から、昇圧レベルの違いを反映して推計した。

3.3.3 トルエン水素化

トルエン水素化プロセスでは水素とトルエンを反応させてMCHを製造する。1tのMCHを製造するために必要なトルエンは0.938t、水素は692Nm³である。トルエンと水素の反応に必要な触媒には、反応液量に対して6wt%のNiコロイド(約3ton)を使用し、5年で全量入れ替える。トルエン水素化に必要な設備は1台であり、通常約1ヶ月/年の定期点検・修理を行うため、年間稼働時間を8,000時間とする。なお、トルエン水素化には、過去20年以上にわたり商用プラント導入実績のある液相法の利用を想定した。また、トルエン水素化プロセスの素材必要量やエネルギー消費量は、ヒアリング調査から得られた既存のベンゼン水素化プラント設備の実績値を基に推計した。

3.3.4 貯蔵

トルエン水素化設備の定期点検・修理を考慮し、年間通して一定量のMCHを需要家に安定して供給するためにMCH年間総生産量の12分の1を貯蔵可能なタンクを製鉄所内に設置する。また、それに伴い需要家から戻ってくるトルエンもMCH年間総生産量の12分の1に相当する貯蔵タンクを製鉄所内に設ける。

需要地には、MCHを貯蔵する30klのタンクと、脱水素後に発生するトルエンを貯蔵する30klタンクを設置する。

3.3.5 国内輸送

国内輸送には容量18klの化成品タンクローリー(燃料:軽油、燃費:3km/l)¹²⁾を用いる。1台あたりの水素輸送量(9,874Nm³相当)と1日の平均MCH製造量とから、1日あたりの必要車両台数は28台、1箇所あたりの輸送頻度は3日から4日に1度と計算される。ローリーは、製鉄所から需要地へ向かう時はMCHを積載し、需要地から製鉄所へ向かう時はトルエンを積載する。製鉄所と需要地の間の輸送距離は片道100kmであり、タンクローリーは1日あたり1往復する。

3.3.6 MCH脱水素、水素加圧・精製

需要地に輸送されたMCHは、脱水素率(反応転化率)90%で、トルエンと水素に分離される。MCH脱水素プロセスの吸熱反応の熱源にはLPGが用いられるとする。生成した水素は、エアフィンクーラーによって室温まで冷やされ、加圧ポンプで0.9MPaまで加圧される。その後、バッファータンクを介して、冷凍機で-40℃まで冷却され、不純物(未反応MCHや生成トルエンなど)の濃度が100ppm以下となるまで精製され、0.2MPaの水素ガスとして供給される。なお、水素加圧・精製

プロセスに関しては、加圧ポンプと冷凍機を需要地ごとに2台設置し、1台をトラブル時対応の予備とする。

MCH脱水素プロセスにおける脱水素装置に必要な素材やエネルギー量などに関しては、石油精製における石油接触改質プロセスのデータ¹⁷⁾¹⁸⁾を引用した。既存の石油接触改質プロセスのデータを引用した理由は以下のとおりである:1)改質反応がナフテン系炭化水素の脱水素反応による芳香族生成であり、MCHの脱水素反応と同じである、2)改質プロセスの沸点範囲が80℃~180℃であり、今回改質対象となるMCH(沸点101℃)も十分改質可能である、3)接触改質に用いる触媒が白金系であり、MCH改質と同じである。また、代表的な接触改質プロセスとしてUOP法とIFP法があるが、今回の分析においては下記の理由に基づき、IFPプロセスを利用することにした:1)両者の水素転化率を比べるとIFPの方が高く想定するMCH脱水素反応率と近い、2)UOPが改質ガソリンの生成を目的としているのに対し、IFPは芳香族の生成を目的としている。

加圧ポンプと冷凍機に必要な素材やエネルギー量に関しては、必要とされる能力を持つ市販の機器を選定して、エンジニアリング会社からの設計仕様書とカタログ値から設定した。

3.3.7 トルエン必要量

トルエンは循環利用されており、脱水素後のトルエンは製鉄所に戻り、再び水素との反応によってMCHとなる。1年を通して平均的に、需要地ではMCHとトルエンが合計で30kl(MCH換算)貯蔵されている。同様に、製鉄所にはMCH年間総生産量の12分の1に相当する量のMCHとトルエンがそれぞれ貯蔵されている。そのような前提に基づくと、想定したシステムに必要なトルエン量21,975tと算出される。トルエンは揮発や劣化のため上記必要量の3.3%を毎年補充する必要がある(30年間で全量が入れ替わることと同等)、1年間の補充必要量は733t/年となる。

3.4 結果

Fig. 3とTable 4に、対象とした技術システムにおける年間エネルギー消費量と年間CO₂排出量を示す。

システムを構成するプロセスをTable 4のように、水素の生産、貯蔵、輸送の3段階に分けると、貯蔵段階におけるエネルギー消費とCO₂排出量が支配的である(Fig. 3)。また、Fig. 3には明示していないが、いずれの段階においても、設備運用における燃料と電力の消費に伴う環境負荷が全体のほとんど全てを占めており、設備建設における環境負荷は全体の1%未満にとどまる。

製造段階では、PSAを用いた水素分離前のCOG昇圧に伴う電力消費が、エネルギー消費とCO₂排出の主たる要因となっている(Table 4)。

貯蔵段階を詳細に見ると、MCH脱水素プロセスにおけるエネルギー消費量とCO₂排出量の割合が最も多く、それぞれ全体の47.5%、56.2%を占めている(Table 4)。この主因は、MCHを水素とトルエンに分離する過程で多量の熱を必要とし、そ

の熱を供給するためにLPGを燃焼させていることにある。次いで、水素加圧・精製プロセスからのエネルギー消費、CO₂排出が、それぞれ全体の16.7%, 13.3%を占めている。このように、有機ハイドライドは、需要地での脱水素プロセス以降におけるエネルギー消費およびCO₂排出が多いことが特徴的であり、水素生産地でのエネルギー消費やCO₂排出が多い圧縮水素や液体水素などと異なる。

なお、水素製造を除いた貯蔵・輸送に必要なエネルギーは

Fig. 3 Energy requirement and CO₂ emission for the studied system (1)

2.16Mcal/Nm³-H₂であり、式(1)に従うと、有機ハイドライドによる貯蔵・輸送のエネルギー効率は58.6%と推計される。また、水素 1 Nm³ あたりの貯蔵・輸送に伴う CO₂ 排出量は、0.482kg-CO₂/Nm³-H₂ と求められる。

貯蔵・輸送のエネルギー効率

$$= \frac{\text{水素の発熱量}}{\text{水素の発熱量} + \text{貯蔵・輸送に必要なエネルギー}} \quad (1)$$

4. 改善分析

4.1 COG精製の省略

4.1.1 前提条件

水素の生産段階におけるCOG精製のCO₂排出量(エネルギー消費)が全体の20.4%(25.3%)を占めている(Table 4)。有機ハイドライドによる水素貯蔵では、高純度の水素ガスでなくてもトルエン水素化反応が可能のため、このCOG精製プロセスを省略し、生産段階のCO₂排出量(エネルギー消費量)を削減できる可能性がある。そこで、Fig. 4に示すようなCOG精製を省略したシステムを想定した。COG精製を行う基本システム(Fig. 2)をType A, COG精製を省略した代替システムをType Bとした。トルエン水素化プロセス以降はFig. 2の

Table 4 Energy requirement and CO₂ emission for the studied system (2)

Stage	Process	Equipment	Material/Fuel	Enrgy requirement		CO ₂ emission		
				Gcal/year	%	t/year	%	
Production	COG compression	Compressor	Carbon steel	19.0	0.0%	5.4	0.0%	
			Electricity	62,152	24.5%	10,271	19.3%	
	COG refinement	PSA generator	Carbon steel	29.0	0.0%	8.2	0.0%	
			Activated crabon	2,023	0.8%	583	1.1%	
Storage	H ₂ compression	Compressor	Carbon steel	7.6	0.0%	2.2	0.0%	
			Electricity	12,054	4.8%	1,992	3.8%	
	Toluene hydrogenation	Hydrogenation reactor	Stainless steel	36	0.0%	10	0.0%	
			Electricity	5,824	2.3%	962	1.8%	
			Catalyst	25.9	0.0%	6.8	0.0%	
		G/L separator	Stainless steel	0.7	0.0%	0.2	0.0%	
	Storage (production site)	MCH tank	Carbon steel	92	0.0%	26	0.0%	
		Toluene tank	Carbon steel	72	0.0%	20	0.0%	
	Storage (consumption sites)	MCH tank	Carbon steel	70	0.0%	20	0.0%	
		Toluene tank	Carbon steel	70	0.0%	20	0.0%	
	Transportation		Tank-lorry	Steel	275	0.1%	78	0.1%
				Diesel	6,218	2.5%	1,788	3.4%
Storage	MCH dehydrogenation	Catalytic reformer	Carbon steel	240	0.1%	68	0.1%	
			Stainless steel	42	0.0%	12	0.0%	
			Alloyed steel	140	0.1%	40	0.1%	
			Electricity	3,729	1.5%	616	1.2%	
			LPG	115,639	45.6%	28,948	54.5%	
			Catalyst	682	0.3%	178	0.3%	
	H ₂ compression & refinement	Compressor	Steel	98	0.0%	28	0.1%	
			Electricity	28,251	11.1%	4,669	8.8%	
		Buffer tank	Stainless steel	3.5	0.0%	1.0	0.0%	
		Refrigerator	Stainless steel	124	0.0%	35	0.1%	
		Electricity	13,937	5.5%	2,303	4.3%		
	Toluene production		Toluene	1,642	0.6%	408	0.8%	
Total			253,497	100.0%	53,100	100.0%

フローと同じであるため省略している。Type BではCOG精製プロセスが省略されるが、COG中に含まれる硫黄分や一酸化炭素などトルエン水素化反応で反応阻害要因となる物質を除去するために、COGを改質する一連のプロセスが必要となる (Fig. 4)。これら一連のプロセスの年間稼働時間は Type A と同様に 8,000 時間とした。各プロセスに必要な素材やエネルギーなどを Table 5 に示す。なお、低圧脱硫、COG 昇圧、トルエン水素化の各プロセスにおける消費電力量は、それぞれヒアリング調査による実機データ、文献データ¹²⁾、ヒアリング調査による類似実機データ (3.3.3 参照) に基づいて推計された。

4.1.2 比較方法—バスケットアプローチ—

両システムのCO₂排出量を適切に比較するために、COG投入量、水素生産量、発電量が同一になるように、Type A と Type B のシステム境界を再設定した (Fig. 5)。

Type B では COG 中の水素全量をトルエン水素化反応で MCH 中に取り込むことができるので、需要家へ供給すべき水素量を満たすために必要な COG 量が Type A に比べて少なくて済み、余剰 COG が発生する。そこで、この余剰 COG を発電に用いるとする。また、両システムからは利用価値のあるオフガスが発生する。Type A では COG 精製後に、Type B ではトルエン水素化反応後に発生するオフガスも発電に用いるとする。なお、オフガスと余剰 COG による発電の発電効率は 40% と想定した。これら余剰 COG とオフガスによる発電量の合計は Type A の方が小さいために、足りない分を系統からの電力で補い、両システムから発生する電力量を同一としている。

4.1.3 結果

Type A と Type B のシステム全体のエネルギー消費量と CO₂ 排出量を Table 6 に示す。Type B では COG 改質のために設備が必要となり、設備建設による CO₂ 排出量が Type A に比

Fig. 5 Comparison between Types A and B using basket approach

Table 5 Materials and Energy required for COG Reforming Related Processes

Process	Equipment	Lifetime	Number	Material/Fuel	Requirement (/year)
Desulfurization under low pressure	Scrubber	30	1	Stainless steel	4.5 t
				Electricity	674 MWh
COG compression	Compressor	30	2	Carbon steel	2.5 t
				Electricity	30,997 MWh
Hydro-desulfurization	Hydrotreater	30	1	Carbon steel	1.0 t
Water gas shift reaction	Shift converter	30	1	Stainless steel	1.9 t
Decarbonization	Decarbonizer	30	1	Carbon steel	0.9 t
Methanization	Methanater	30	1	Stainless steel	0.1 t
Toluene hydrogenation	Hydrogenation reactor	30	1	Stainless steel	4.5 t
				Electricity	2,709 MWh
				Catalyst	0.6 t
	G/L separator	30	1	Stainless steel	0.1 t

Table 6 Energy requirement and CO₂ emission for Types A and B

	Energy requirement 1000Gcal/year		CO ₂ emission 1000t-CO ₂ /year	
	Type A	Type B	Type A	Type B
Construction	1.32	1.36	0.37	0.39
Operation	252.18	244.04	52.73	51.13
H ₂ production	76.23	68.09	12.85	11.25
Toluene hydrogenation	5.85	5.85	0.97	0.97
H ₂ storage	0.00	0.00	0.00	0.00
H ₂ transportation	6.22	6.22	1.79	1.79
MCH dehydrogenation	120.05	120.05	29.74	29.74
H ₂ refinement	42.19	42.19	6.97	6.97
Toluene production	1.64	1.64	0.41	0.41
Electricity from network	0.30	0	0.05	0
Total	253.80	245.40	53.15	51.52
	100%	96.7%	100%	96.9%

べてわずかに増加している。逆に、Type Bでは COG 精製に関わる投入エネルギーが削減されるため、水素製造に伴う CO₂ 排出量は Type A に比べて少ない。また、オフガスと余剰 COG による発電量に関しては、Type A は Type B に比べて少なく^{脚注1)}、不足電力分 (133MWh/年) を系統電力の購入で補う必要がある^{脚注2)}。そのため、Type A では、Type B との差分である系統電力からの間接的な CO₂ 排出量が 0.05t-CO₂/年とわずかながら加算されている。合計では、Type B のシステム全体からの CO₂ 排出量は、Type A のそれと比べて 3.1% 少ないと推計された。

同様に、システム全体におけるエネルギー消費量は Type A に比べて Type B は 3.3% 少ないと推計された。

以上より、COG 精製の省略は、わずかではあるが、水素生産段階におけるエネルギー消費量と CO₂ 排出量を減少させる可能性が認められる。

4.2 燃料電池の排熱利用

4.2.1 前提条件

MCH 脱水素時における LPG 燃焼に伴う CO₂ 排出量が全体の 56% を占めている (Table 4)。それ故に、MCH 脱水素に必要な熱を減少させるか^{脚注3)}、その熱を化石燃料の直接燃焼以外の方法で得るか^{脚注4)}が期待される。ここでは、需要地における燃料電池の排熱を利用する場合について検討する。燃料電池により熱電併給が行われる場合、需要地の設定にも依存するが、排熱は完全に消費されることなく余る可能性がある。

Table 7 に示されるような、供給水素利用に対応した 142 kW 固体酸化形燃料電池 (SOFC) を想定した。Type A と Type B の両システムとも脱水素時に必要な熱量は 1ヶ所あたり

Table 7 Solid oxide fuel cell

Capacity	142 kW
Efficiency (total)	80 %
Efficiency (electricity)	40 %
Input hydrogen	2,400 Nm ³ /day
Input energy	7,316 Gcal/day
Discharged heat	2,926 Gcal/day

3.17 (Gcal/day) である (Table 4 より計算)。この必要熱量を燃料電池の排熱だけでは賄えない場合、不足分は LPG 燃焼によって供給すると仮定した。

4.2.2 結果

Fig. 6 に、SOFC の排熱利用率とシステム全体からの総 CO₂ 排出量との関係を示す。排熱利用率が 100% の場合、すなわち燃料電池から発生する排熱全量を脱水素反応に利用する場合、システム全体からの総 CO₂ 排出量は Type A では 50.4%、Type B では 51.9% 削減できる。排熱を 100% 利用可能とすると、脱水素時の LPG 燃焼に伴う CO₂ 排出量を 92% 削減できるためである。また、仮に排熱の 50% が利用可能だとすれば、システム全体からの総 CO₂ 排出量は Type A では 25.2%、Type B では 26.0% 削減できる。なお、この分析結果は、燃料電池の排熱利用には CO₂ 排出が伴わないという仮定に基づいていることに留意すべきであり、それに関しては第 5 章で言及している。

他方、エネルギー消費量に関しては、Type A と Type B とで、脱水素に利用するエネルギーの種類が変わるだけで消費

脚注 1) Type B では、COG 改質に伴いガス成分が変化するために、Type A に比べて、ガスが持つ燃焼熱がわずかながら大きくなる。

脚注 2) いずれのオフガスや余剰 COG の発電に関しても、発電効率は 40% と一律に設定している。ガス種に応じて発電効率を設定した場合、Type A と Type B における発電量は多少異なる可能性がある。ただし、システム全体からの CO₂ 排出量に大きな影響はない。

脚注 3) 例えば、より有効な触媒の利用など。

脚注 4) 一案として、精製された水素の一部を熱源として自家利用するシステムについても検討した。しかし、脱水素プロセスにおける水素消費に伴い必要となる COG 量が大幅に増加するため、LPG を用いたシステムと比べて CO₂ 排出量が 30% 以上増加すると推計された。

Fig. 6 Relationship between availability of heat discharged from fuel cells and CO₂ emission

量は同一なので変化はない。

5. 考察

5.1 他の貯蔵技術と比較

圧縮水素ガス、液体水素、水素吸蔵合金、および金属（無機）ハイドライドを対象として水素貯蔵技術に着目したエネルギー分析およびエクセルギー分析の研究がいくつか公表されている^{6)~10)}。データが比較的詳細に提示されている Ahluwaliaら⁹⁾による分析結果と、今回の有機ハイドライドの分析結果とをエネルギー消費の観点から比較検討する。2つの分析結果は、水素生産源、輸送距離、水素供給圧力など対象システム自体、さらには発熱量、電源構成などの基礎データの前提が異なるために、正確には比較できないが、他の貯蔵技術に対する有機ハイドライドの大きな位置を理解することができる。

Ahluwaliaら⁹⁾では、天然ガスを原料としたメタン改質により生産した水素を、圧縮水素ガス(350Bar, 700Bar)、液体水素、金属ハイドライド(NaBH₄, MgH₂)の形で貯蔵し輸送することを検討している。Fig. 7に、これら5種類の水素生産、貯蔵、輸送における水素1kgあたりの1次エネルギー消費量を示す。輸送距離を往復100kmとし、圧縮水素ガスはパイプライン輸送、それ以外はトラック輸送（軽油、燃費6 mile/gallon）が仮定されている^{脚注5)}。

他方、有機ハイドライドの貯蔵と輸送に伴う一次エネルギー消費は、今回の分析結果(Table 4)より101.3MJ/kg-H₂と推計される。この値は、圧縮水素ガス(30.6-44.2MJ/kg-H₂)^{脚注6)}に比べると大きく、金属ハイドライド(393.1-436.9 MJ/kg-H₂)^{脚注7)}に比べると小さいと評価される。Fig. 7では液体水素のボイル

Fig. 7 Energy requirement of different hydrogen storage technologies⁹⁾

オフによるロス分は製造段階に計上されているが、その分(12.1MJ/kg-H₂)を考慮すると、有機ハイドライドは液体水素(97.4MJ/kg-H₂)と同程度と評価される。

次いで、エクセルギー消費の観点から各種貯蔵技術の差異について簡単に言及する。有機ハイドライドの場合、MCH脱水素に必要なエネルギーはシステム全体のエネルギー消費の44.6%を占めており、前章の改善分析でも述べたように、それは単位熱量あたりのエクセルギーが小さいエネルギー源（燃料電池の排熱など）で賄うことが可能である。他方、圧縮水素や液体水素を用いた貯蔵システムの場合、エネルギー消費のほとんどは電力である。それ故に、エクセルギー消費で評価した場合、エネルギー消費による評価と比べて、圧縮水素や液体水素に対する有機ハイドライドの優位性が高まると推察される。

それ故に、エネルギー貯蔵に関する潜在的な能力を検討するために、可能性のある貯蔵技術を幅広く対象として、エネルギー消費（効率）に加えてエクセルギー消費（効率）の観点⁶⁾からも比較検討することが、今後の課題として挙げられる。

5.2 システム全体を考慮した貯蔵技術の評価

前章(4.2節)で示されたように、有機ハイドライドの場合、需要地における排熱を利用することでCO₂排出量を大幅に削減できる可能性がある。これは、需要地において多量の熱を

脚注6) 市場シェアが1%のときは、Ahluwaliaら⁹⁾に掲載されているデータを用いると、圧縮水素ガスの場合、輸送エネルギーは8.4MJ/kg-H₂の4倍近くなり、貯蔵と輸送の合計で54-68MJ/kg-H₂程度になると推察される。

脚注7) 金属ハイドライドの場合、脱水素反応過程において水から水素が生産するために、貯蔵すべき水素量すなわち生産すべき水素量は供給すべき水素量の半分で足りる。それ故に、水素製造段階で削減されるエネルギー量(87.5MJ/kg-H₂)は貯蔵技術の寄与分と考えることができる。その寄与分を差し引いても貯蔵・輸送段階で393.1-436.9 MJ/kg-H₂のエネルギーを消費する。

脚注5) Ahluwaliaら⁹⁾では、都市部のエネルギー市場における水素のシェアが1%と50%の場合の2通りを分析しており、1%の場合では一律に往復239kmのトラック輸送を仮定している。ただし、1%の場合の分析結果は示されていない。

必要とするという有機ハイドライドの特性のためである。他方、需要地でのエネルギー消費がほとんど無い圧縮水素や液体水素の場合、需要地に余剰排熱が存在しているか否かはCO₂排出量に影響を及ぼさない。このことは、貯蔵技術のパフォーマンスが需要側の状況に依存しており、需要側の条件（例えば、水素の利用技術、消費地における電力/動力/熱の需要）を考慮した分析そして評価が必要であることを示唆している。

水素生産側の条件（例：水素の生産技術、需要地からの距離）もまた貯蔵技術のパフォーマンスに影響する。例えば、4.1節で示した改善分析では、貯蔵時に高純度の水素を必要としないという有機ハイドライドの特性が、水素製造時のCO₂削減をもたらす可能性を示している。しかし、電気分解などで高純度の水素が生産される場合は、このような有機ハイドライドの特性は生かされない。また、4.2節で示した改善分析の結果も水素生産技術に依存して変化し得る。この改善分析では、余っている排熱をMCH脱水素の熱源として利用するので、排熱のCO₂排出原単位をゼロと仮定している。しかし、その排熱が有効利用されることになった時点で、燃料電池の利用に伴い直接間接に排出されるCO₂の1部を負担すべきと考えることもできる。その場合、Fig. 7に示されているCO₂排出削減量は過大評価となり、かつ利用する水素生産技術に依存してCO₂削減量は変化することになる。

すなわち、水素貯蔵技術の評価は、製造、輸送、利用の各段階の条件に依存しており、それらの条件によって評価が変わり得る。それ故に、各貯蔵技術の環境特性を適切に評価するためには、水素生産から利用までをシステムとしてとらえ、水素の生産や利用における条件を幅広く検討することが求められる。今回の分析ではCOGからの水素生産のみを仮定したが、風力発電による水の電気分解やバイオマスからの生産など様々な水素生産技術を検討することが期待される。また、今回の分析では、需要地への水素供給までを対象としたが、需要地における水素の様々な利用方法を考慮することも期待される。例えば、改善分析では高温の排熱が生じる定置用SOFCの利用を仮定したが、低温の排熱しか生じない高分子電解質形を利用する場合や、自動車用燃料として水素を用いる場合も有り得る。貯蔵技術間の優劣を単純につけるのではなく、各貯蔵技術を如何なるエネルギー生産技術や利用技術と如何に組み合わせることがシステム全体として効率的となるか、如何なる条件下において各貯蔵技術の特徴がいかにされ有望なオプションとなり得るかを明らかにすることが今後望まれる。

6. まとめと今後の課題

本研究では、これまで分析されていなかった有機ハイドライドを用いた水素貯蔵・輸送技術の特性を、エネルギー効率とCO₂排出量の側面から明らかにした。得られたインベントリ分析の結果は、今後の水素利用エネルギーシステムの分析や評価において貴重な情報となる。

エネルギー消費量の観点から、他の水素貯蔵技術に関する既往研究の結果と比較したところ、有機ハイドライドは圧縮

水素よりは劣るものの液体水素とはほぼ同程度と評価された。今後、エネルギー消費・効率だけでなく、エネルギーの質を考慮したエクセルギー分析を行うことで、各技術の特性をより的確に理解することができると考えられる。

また、改善分析の結果、需要地に未利用の排熱が存在し、それが脱水素反応の熱源として利用できる場合、有機ハイドライドを用いた水素貯蔵・輸送のCO₂排出量は半減する可能性が示された。

今後、一次エネルギー源、そしてエネルギーキャリアの多様化が進むと考えられ、エネルギーの輸送および貯蔵に関する社会インフラ整備の方向性を検討していく必要がある。そのためには、水素をはじめとして電力なども含めエネルギーキャリアの可能性を幅広く考慮して、エネルギー貯蔵技術について評価することが求められる。特定の条件下で各貯蔵技術の優劣を単純に評価するのではなく、社会全体のインフラ整備という観点から各貯蔵技術の適材適所を明らかにし、貯蔵技術の最適な組み合わせを明らかにすること¹⁹⁾が今後期待される。

謝 辞

本研究の実施にあたり有機ハイドライド利用システム研究会には多大なご協力を戴いた。ここに記して感謝申し上げる。

文 献：References

- 1) 新エネルギー・産業技術総合開発機構, エネルギー総合工学研究所, 平成13年度成果報告書, NEDO-WE-NET-0101, (2002): NEDO, IAE, NEDO-WE-NET-0101, (2002)
- 2) Technology database for hydrogen pathways and analysis of hydrogen pathways, <http://www.eu.fhg.de/h2database/index.html> (accessed October 2007)
- 3) Wietschel M., Hasenauer U., de Groot A., *Energy Policy*, **34**(11), 1284-1298 (2006)
- 4) 日本自動車研究所, JHFC総合効率検討結果, (2006): Japan Automobile Research Institute, JHFC Sogo Kouritsu Kentou Kekka, (2006)
- 5) Wang M.Q., GREET 1.7-transportation fuel-cycle model. Argonne National Laboratory, Argonne, IL, (2005)
- 6) Neelis M. L., van der Kooij H. J., Geerlings J. J. C., *Int J Hydrogen Energy*, **29**(5), 537-545 (2004)
- 7) Sarkar A., Banerjee R., *Int J Hydrogen Energy*, **30**(8), 867-877 (2005)
- 8) López E., Isorna F., Rosa F., *Int J Hydrogen Energy*, **32**(10-11), 1537-1541 (2007)
- 9) Ahluwalia R.K., Hua T.Q., Peng J.K., *Int J Hydrogen Energy*, Available online 30 April 2007 (In Press)
- 10) de Wit M.P., Faaij A.P.C., *Int J Hydrogen Energy*, Available online 30 April 2007 (In Press)
- 11) 市川勝, 水素エネルギーがわかる本, オーム社, (2007): Ichikawa M., Suiso Enerugi ga Wakaru Hon, (Ohmsha), (2007)

- 12) 新エネルギー・産業技術総合開発機構, エネルギー総合工学研究所, 平成11年度成果報告書, NEDO-WE-NET-9901, (2000) : NEDO, IAE, NEDO-WE-NET-9901,(2000)
 - 13) 本藤祐樹, 内山洋司, 森泉由恵, 電力中央研究所研究報告, Y99009(2000) : Hondo H., Uchiyama Y., Moriizumi Y., CRIEPI Report, Y99009,(2000)
 - 14) 日本エネルギー経済研究所, エネルギー・経済統計要覧, (2007) : The Energy Data and Modelling Center, Handbook of Energy & Economic Statistics in Japan,(2007)
 - 15) 本藤祐樹, 森泉由恵, 外岡豊, 神成陽容, 日エネ誌, **81** (9), 828-844(2002) : Hondo H., Moriizumi Y., Tonooka Y., Kannari A., *J. Jpn. Inst. Energy*, **81** (9), 828-844(2002)
 - 16) 本藤祐樹, 森泉由恵, 外岡豊, 電力中央研究所研究報告, Y01009, (2002) : Hondo H., Moriizumi Y., Tonooka Y., CRIEPI Report, Y01009,(2002)
 - 17) 石油学会編, 石油精製プロセス, (講談社), (1998) : The Japan Petroleum Institute, Oil refining process, (Kodansya), (1998)
 - 18) 石油学会編, プロセスハンドブック, (石油学会), (1975) : The Japan Petroleum Institute, Process Handbook, (The Japan Petroleum Institute),(1975)
 - 19) Hondo H., Moriizumi Y., Sakao T., *Int J LCA*, **11** (6), 383-393, 2006
-