

Title	物質・エネルギー収支からみた輸入水素の輸送効率に関する比較研究
Author(s)	常定, 健; 兒子, 英之; 永山, 則之; 名取, 隆
Citation	年次学術大会講演要旨集, 30: 201-204
Issue Date	2015-10-10
Type	Conference Paper
Text version	publisher
URL	http://hdl.handle.net/10119/13258
Rights	本著作物は研究・技術計画学会の許可のもとに掲載するものです。This material is posted here with permission of the Japan Society for Science Policy and Research Management.
Description	一般講演要旨

1 H O 3

物質・エネルギー収支からみた輸入水素の輸送効率に関する比較研究

○常定 健，兒子英之，永山則之（岡山県工業技術センター）名取 隆（立命館大）

1. はじめに

2014年6月、経済産業省は水素社会の実現に向けた関係者の取組みを示した「水素・燃料電池戦略ロードマップ」のとりまとめを行った。この報告書では、2030年頃に、褐炭等の未利用資源を用いて海外で水素を製造し、その水素を国内に輸送するという水素サプライチェーンの開始を目指すとしている。このような形の水素利活用プロジェクトをはじめめる意義として、エネルギーセキュリティの向上、省エネルギー・環境負荷の低減、産業振興などが掲げられている。

「水素・燃料電池戦略ロードマップ」に示されるような、海外から水素を輸入するエネルギー社会の実現は、日本のエネルギーセキュリティの向上や国際競争力の強化につながりうるものなのだろうか。原油の8割以上を中東に依存している我が国において、エネルギーセキュリティの観点から、石油以外のエネルギー利用を促進することは重要である。石炭はエネルギーあたりの二酸化炭素排出量が多いため、利用拡大が困難な状況にある。天然ガスは中東依存率が低く（約3割）、オーストラリアでは新たなガス田による産出が可能な状況にあることから、天然ガスシフトによりエネルギー全体の中東依存率を低下させることができる。さらに、天然ガスは石油・石炭に比べてエネルギーあたりの二酸化炭素排出量が少なく、燃料電池の投入燃料としても利用拡大が見込まれる。「水素・燃料電池戦略ロードマップ」が想定している褐炭による水素の製造であれば、天然ガスと同様、オーストラリアからの輸入がメインになるものと想定されるので、このことは、水素の輸入を強く推進する理由にはならない。

しかし、水素が天然ガスの欠点を補うエネルギーならば、導入の意義があるかもしれない。これまでエネルギーを石油・石炭に依存していた世界は徐々に天然ガス社会に移行しているが、このことは、国際的な産業競争力の点からみて日本にとって不利である。なぜならば、日本は天然ガスをLNG（液化天然ガス）として輸入しなければならないからである。シェールガス革命以降、国内パイプライン輸送によるガス供給が可能になった米国に比べて、日本の天然ガス価格は圧倒的に高いため、エネルギー消費型産業は日本より米国に立地するほうが有利になっている。よって、石油化学工業が栄えた日本において、国際競争力を持つ天然ガス関連産業が起ころことは考えられない。もし、天然ガスとは異なり、水素が産出国と輸入国の価格差をもたらさない燃料になりうるのであれば、水素関連の研究開発を進める意義は大きいし、水素エネルギー社会は日本にとって有意義なものとなり得る。

そこで本研究では、物質・エネルギー収支論的手法を用いて、水素を海外から海上輸送するときのエネルギー効率を調べた。この輸送効率には、液化など、輸入にともなって必要となるプロセスも含まれる。また、比較対象として、天然ガスの主成分であるメタンを選んだ。

2. 研究手法

本研究で扱う物質・エネルギー収支は熱化学方程式にもとづいており、物質収支は化学量論的なものである。熱化学方程式では 1mol あたりの熱量を表記することが一般的であるが、本研究では、熱化学方程式に示される化合物のモル数を必要に応じて変化させている。これを一般的な熱化学方程式と区別するために、化合物のモル数が可変である熱化学方程式においては、左辺と右辺を「 $\Rightarrow$ 」で結ぶことにする。これにより、一般的な熱化学方程式で使用される「 $=$ 」と区別されるし、反応の進む方向も明らかにできる。また、一般的な化学反応式で使用される「 $\rightarrow$ 」とも区別される。なお、数値データとしては、化学便覧に記載された標準生成エンタルピー等を用いた。物質の持つポテンシャルエネルギーは状態（気体・液体・固体）により異なるが、特に断りのない限り、その物質の一般的な条件（1 気圧 20℃）での存在状態とした。H₂O については、液体(1)として計算した。

海外から物質を海上輸送する場合、体積が質量のどちらかの制約を受ける。比重が1より小さいものであれば、質量の割に体積が大きいので、輸送物の体積が重要になる。原油や液化天然ガス（LNG）の

ような液体燃料では比重が1を超えないので、積荷容積が燃料を輸送するときの制約になる。本検証で水素と比較するのは、(液体)メタンである。日本の場合、天然ガスはLNGとして海外から海路で輸入している。産地によって異なるが、一般的には天然ガスの約90%はメタンなので、LNGの輸送では、液体メタンを運搬しているものとみなした。1Lの水素（もしくは水素を含有するエネルギーキャリア）の輸送により運ぶことができるエネルギーを、液体メタン1Lの輸送によるエネルギーと比較することで、水素の輸送効率を検証した。

3. 物質・エネルギー収支論的検証および考察

はじめに、水素の最も有力な輸送手段と考えられている液体水素1Lと液体メタン1Lの海上輸送にともなうエネルギー効率の比較を行う。

液体メタン1Lを海上輸送する場合、メタンの分子量は16.04、液比重は0.415であるから、1LのCH₄(1)は415g(25.87mol)である。メタンの燃焼熱は890.332kJ/molだから、

メタンの燃焼プロセス： $25.87\text{mol CH}_4(g) + 20_2 \Rightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}(l) + 23.0\text{MJ}$

原油1Lの標準発熱量は38.28MJだから、メタンは原油の6割しかエネルギーを運べないことが分かる。しかも、常温で気体であるメタンを輸送する容器は、常温で液体である原油を運ぶ容器より頑丈でなければならない。このことは輸送コストに反映されることになる。カタールから日本への原油の基準輸送コストが0.7ドル/MMBtuであるのに対し、カタールから日本を含む北東アジアへのLNG輸送コストは2.3ドル/MMBtuである（平成26年3月日本エネルギー経済研究所報告書）。

一方、液体水素を海上輸送する場合を考えてみる。水素の分子量は2.016、液比重は0.0700であるから、1LのH₂(1)は70.0g(34.72mol)である。水素の燃焼熱は285.83kJ/molだから、

水素の燃焼プロセス： $34.72\text{mol H}_2(g) + 1/2 \text{O}_2 \Rightarrow \text{H}_2\text{O}(l) + 9.92\text{MJ}$

液体メタンおよび液体水素を1L輸送した場合、液体メタンは23MJのエネルギーを輸送できるのに対し、液体水素の場合は約10MJのエネルギーしか輸送できない。固定費に関する要因を除けば、液体水素では液体メタン(≒LNG)の約2.3倍の輸送コストがかかることになる。これは、物質・エネルギー収支論的な結果であるため、技術開発の将来動向に依存しない原理的な数値である。つまり、液体水素はどのような技術開発を行っても、LNGの4割程度しかエネルギーを運べないのである。

輸送コストは、体積あたりのエネルギー輸送量だけでなく、輸送距離にも依存している。簡単な例で説明すると、体積あたりのエネルギー輸送量が半分でも、輸送日数も半分(輸送船の港湾滞在日数を無視)でよいならば、輸送船の数は同じでよいことになる。LNGの輸入相手国を順位1位からみると、オーストラリア、カタール、マレーシアの順で、2014年度における比率はそれぞれ、20.3、19.0、18.2%であった(財務省貿易統計)。一方、水素を海外から輸入する場合、最も想定されるシナリオはオーストラリアの褐炭を利用することである。また、再生可能エネルギー(太陽光)による水素の製造を検討した場合においても、オーストラリアが最適地であると考えられる。よって、天然ガスの場合より日本に近い場所から水素を輸入できる可能性は低いと言わざるをえない。

ここまで液化物の輸送について検討したが、液化および再ガス化にともなうコストはどの程度発生するのであろうか。LNGの再ガス化には設備が必要であり、それにともなうコストが発生する。しかし、エネルギーの動きからみるとLNGを海水で温めるだけであり、外部から積極的にエネルギーを投入する必要はないため、本研究では再ガス化にともなうエネルギーは無視した。一方、液化の場合は、ガスを冷却するためのエネルギー投入が必要になる。メタンと水素ともに常温におけるガスの圧縮により液化することはできないので、液化には冷媒による冷却が必要になり、冷媒の冷却には主に電力が使用される。冷却に必要なエネルギーを物質・エネルギー収支論的に示すことはできない。しかし、除去しなければならない熱量を算出することは可能であり、液化コストは、除去しなければならない熱量に比例すると考えることができる。上述の議論より、35molの水素からは10MJのエネルギーを得ることができるが、同じエネルギーを得るには、メタンでは11.25molが必要である。液化において除去しなければならない熱は、ガスの温度を下げるときとガスが液体になるときに発生する熱の合計である。水素とメタンの定圧モル熱容量(常圧、298.15K)のデータを用いて、熱容量が温度に対して一定であるものとして計算すると、水素ガスを常温から沸点の-252.9℃(20.25K)まで冷やすとして、

水素ガスの冷却： $35\text{mol H}_2(g) (298.15\text{K}) \Rightarrow \text{H}_2(g) (20.25\text{K}) + 280.41\text{kJ}$

水素の蒸発エンタルピーをもとに算出すると、

水素の液化にともなう潜熱： $35\text{mol H}_2(g) \Rightarrow \text{H}_2(l) + 31.64\text{kJ} (20.25\text{K})$

液化には、ガスの冷却と液化にともなう潜熱の除去が必要になるので、

水素の液化プロセス： $35\text{mol } \text{H}_2(\text{g}) (298.15\text{K}) \Rightarrow \text{H}_2(\text{l}) (20.25\text{K}) + 312.05\text{kJ}$

一方、メタンについては、沸点の -161.5°C (111.65K)まで冷やすと、

メタンガスの冷却： $11.25\text{mol } \text{CH}_4(\text{g}) (298.15\text{K}) \Rightarrow \text{CH}_4(\text{g}) (111.65\text{K}) + 75.09\text{kJ}$

メタンの蒸発エンタルピーをもとに算出すると、

メタンの液化にともなう潜熱の除去： $11.25\text{mol } \text{CH}_4(\text{g}) \Rightarrow \text{CH}_4(\text{l}) + 92.025\text{kJ} (111.65\text{K})$

水素の液化と同様に、メタンの液化にともなう熱量を求めると、

メタンの液化プロセス： $11.25\text{mol } \text{CH}_4(\text{g}) (298.15\text{K}) \Rightarrow \text{CH}_4(\text{l}) (111.65\text{K}) + 167.1\text{kJ}$

冷媒に窒素を用いる方法 (Dual N_2 Expander) でLNGの液化を行う場合、天然ガス1トンの液化に必要な1日あたりの消費エネルギーは19.0kWである (石油天然ガス・金属鉱物資源機構の資料を参照)。メタンでも同様のエネルギーで液化が行えるとすると、メタン1トンの液化に必要な一次エネルギーは1642MJである。メタン1molあたりにすると26.34kJなので、発熱量10MJ分のメタン (11.25mol) から冷却により発生する熱 (167.1kJ) を除去するのに必要なエネルギーは、296.3kJと見積もることができる。エネルギー消費効率 (消費電力あたりの冷却能力を表した値) を計算すると0.564となる。この値が水素の液化でも同じであると仮定すると、発熱量10MJ分の水素 (35mol) から、冷却により発生する熱

(312.05kJ) を除去するのに必要な一次エネルギーは553.28Jであると推定される。液化するために、メタンより 90°C 以上のさらなる温度低下が必要な水素では、エネルギー消費効率がさらに低下する可能性もある。少なくともいえることは、水素のほうがメタンより液化に要するエネルギーが大きいということである。そして言うまでもないことであるが、原油は液化する必要がない。

メタン、水素を液化するのに必要とされるエネルギー量は、得られるエネルギーのそれぞれ、3.0、5.5%程度であり、それほど大きくないように感じられるが、ここに示されるエネルギーは冷媒を圧縮するのに必要となる電力である。このため、電力を得るための発電に必要なエネルギーはそれよりも大きく、設備も大がかりになる。よって、現実には大きなコスト負担になる。

液体水素の輸送が大量に行われていない状況においては、液体水素による輸送をはじめると、輸送量の増加とともにコストは低下していく。そのような状況においては、大量輸送すればコストがどんどん下げられるような錯覚を起こしがちであるが、液体水素の場合、現在のLNG並みに大量輸送されるようになったとしても、LNG並みに輸送コストが下がることはない。なぜなら、物性的な特性として、水素はメタンより輸送効率が悪いからである。天然ガス価格の内訳で、LNGの液化・輸送コストが無視できるものであれば、水素においても液化・輸送コストはそれほど考慮すべきものにならないかもしれない。しかし、現実には、天然ガスをLNGとして輸入しなければならないことで、日本は米国に比べて高い価格で天然ガスを調達しなければならないとなっている。

次に、液化の必要がない有機ハイドライド法を検証した。この方法では、水素を可逆的に放出する飽和縮合環炭化水素 (有機ハイドライド) を用いて水素を液体の状態で輸送することができる。安全性や利便性などの点から、種々の有機ハイドライドのなかでも、メチルシクロヘキサン ($\text{C}_6\text{H}_{11}\text{CH}_3$) - トルエン ($\text{C}_6\text{H}_5\text{CH}_3$) 系の実用化が進められていることから (NEDO水素エネルギー白書)、この系の検討を行う。

メチルシクロヘキサン-トルエンによる輸送を行う場合、海外から日本へはメチルシクロヘキサンが輸送され、日本国内でメチルシクロヘキサンを脱水素化によりトルエンにして、海外へトルエンを輸送することになる。メチルシクロヘキサン (分子量98.19)、トルエン (分子量92.14) の比重はそれぞれ、0.7737、0.8623であり、比重の低いメチルシクロヘキサンの輸送が律速になる。メチルシクロヘキサン1Lを海外から輸送する場合、7.88molのメチルシクロヘキサンを運ぶことができるので、海外において、

水素貯蔵プロセス： $7.88\text{mol } \text{C}_6\text{H}_5\text{CH}_3 + 3\text{H}_2 \Rightarrow \text{C}_6\text{H}_{11}\text{CH}_3 + 1.59\text{MJ}$

このプロセスは発熱反応なので、エネルギー収支論的にはエネルギーの投入を必要としない。一方、国内の港において、水素23.64molを取り出すときにはエネルギーを必要とし、

水素放出プロセス： $7.88\text{mol } \text{C}_6\text{H}_{11}\text{CH}_3 \Rightarrow \text{C}_6\text{H}_5\text{CH}_3 + 3\text{H}_2 - 1.59\text{MJ}$

取り出された水素から得られるエネルギーは、

水素の燃焼プロセス： $23.64\text{mol } \text{H}_2 + 1/2 \text{O}_2 \Rightarrow \text{H}_2\text{O} + 6.76\text{MJ}$

つまり、有機ハイドライドによる水素の輸送においては6.76MJのエネルギーしか運べない。水素を取り出すときには1.59MJのエネルギーが失われることを意味している。つまり、実質、5.17MJのエネルギーしか運べない。よって、有機ハイドライドによる水素の輸送では、原油と同じように輸送ができるとはいうものの、原油の13.5%、メタンと比較してもその22.5%分のエネルギーしか運ぶことができない。さらに、水素放出プロセスにおいて、利用できるエネルギーの約3割にあたるエネルギーを消費することになる。

4. 結論と今後の課題

物質・エネルギー収支論的アプローチにより、液体メタンと水素に関して、海外からの輸送効率を比較した。その結果、水素を「水素・燃料電池戦略ロードマップ」が想定する液体水素・有機ハイドライドのどちらの形で輸送しても、液体メタンの輸送効率のほうが優れていることが分かった。これは、技術革新が進んで理論的に可能な最高の水素の輸送効率が達成されたとしても、液体メタンのほうが低いコストで輸送できることを意味する。LNG関連インフラとして既に整備されている液体メタンのほうが水素より輸送効率がよいことは、海外から水素を輸入するための新たなインフラ整備を行うことに疑問を投げかける結果となった。水素社会実現に向けた関係者の取組みを示した「水素・燃料電池戦略ロードマップ」についても、再検討を促すものである。今後、水素エネルギーの意味や意義を再考し、全体の設計を行うことが重要であると考えられる。

ピーター・ドラッカーは「将来のイノベーションをねらってはいけない」とし、将来の予測に基づく計画を戒めている。「現在もニーズがある。しかし、将来はもっとニーズがでてくる」ものに限定しなければならないとしている。海外からの水素の輸入に関して、現在の天然ガスより経済的優位性を持つ見通しを立てられないのであれば、現行の天然ガスに関する技術開発に注力するほうが賢明である。石油・石炭から、二酸化炭素排出量がより少ない天然ガスに転換することは、日本の二酸化炭素排出総量の削減につながる。今後、天然ガス産出におけるメタンの漏出防止技術や随伴ガスである二酸化炭素の有効利用法の開発などの分野で、地球温暖化対策を進めていくことが現実的であると思われる。

水素の海上輸送法として、圧縮水素ガスも検討したが実用的な輸送効率が得られないことが分かった。また、検証結果を示していないが、水素を含有するエネルギーキャリアとして、アンモニア、金属（マグネシウム）および吸蔵合金を検討した。これらのなかでは、アンモニアが最も効率のよい方法であることが分かった。液体アンモニアの輸送効率は液体メタンより劣るものの、液体水素よりは優れている。さらに、液化が容易であるアンモニアはメタンより液化コストがかからないと考えられるので、エネルギー消費量の少ないアンモニア合成法が開発されれば、有力な水素のエネルギーキャリアである。ただ、アンモニアは海上輸送後、水素に戻して国内搬送するのではなく、液体アンモニアのまま搬送して利用したほうが効率的であることから、水素のエネルギーキャリアという位置づけではなく、水素とは別のエネルギー体として考えたほうがよいように思われる。今後、研究開発が進み、現行よりエネルギー消費量の少ないアンモニア合成法が開発されてアンモニアが安価に製造できることが望まれる。しかし、アンモニアをエネルギーとして利用するには、エネルギー消費量を劇的に削減する必要があり、そのような革新的アンモニア製造法が実用化される見込みはたっていないため、アンモニアをメインにしたエネルギー計画を立てることができる段階にはない。アンモニアは重要な肥料の原料でもあるので、アンモニアの安価な製造は、発展途上国の農業に大きなインパクトをもたらすものになりうる。エネルギー源としての利用の有無にかかわらず、革新的アンモニア合成に関する技術開発は、注力すべき重要な研究領域であることに変わりはない。

本研究の結論は、水素エネルギー社会の実現は不可能であるということではない。水素を海外から輸入することに否定的なのであって、水素そのものを否定するものではない。結論としては、水素は長距離輸送に適したエネルギーではないということである。日本が目指すべき水素エネルギー社会は、海外からの水素の輸入といった巨大インフラプロジェクトではなく、各地域の実状に応じた地産地消型エネルギーシステムの構築といった形ではないだろうか。

水素エネルギー社会を構築するうえで最も重要であると位置づけられている工業製品および産業は、燃料電池自動車とその関連産業である。燃料電池自動車の普及には水素ステーションが必要であるが、発展途上国で水素ステーションを整備することは容易でない。しかし、再生可能エネルギーによる不安定な電力を水素として貯めておき、必要に応じて水素を熱や電気にするというシステムが世界に広まれば、システム内に水素ステーションを併設することで、燃料電池自動車の普及が進む可能性がある。発展途上国が水素を海外から輸入することは想定しにくい、電力系統のインフラが不要な水素製造システムを導入する可能性はゼロではないように思われる。水素エネルギー社会の構築に必要な技術開発は、「いかにして水素を効率よく運ぶか」ではなく、「いかにして水素を運ばないで済むようにシステムを構築するか」であると考えており、海外への展開も視野にいれながら、日本各地において地域の特性を活かした小さな取組みを数多く推進していけば、そのなかから大きなイノベーションが生まれるように思われるので、そのような取組みを進めていきたいと考えている。