

ライフサイクルを考慮した
水素の温室効果ガス排出量に関する
評価報告書
(概要版)

2016年12月

みずほ情報総研株式会社
Mizuho Information & Research Institute, Inc.

※ 本報告書の記載内容に関する問い合わせ先

みずほ情報総研株式会社 環境エネルギー第2部

〒101-8443 東京都千代田区神田錦町 2-3

TEL : 03-5281-5295 FAX : 03-5281-5466

E-mail : env2.press@mizuho-ir.co.jp

本報告書は、ビューローベリタスから第三者検証を受けた LCA 評価報告書からみずほ情報総研が一部を抜粋して作成した概要版です（概要版はビューローベリタスから第三者検証を受けたものではありません）。

本報告書の無断複写は著作権法上の例外を除き、禁じられています。本報告書に記載されている文章、図表等を複写使用する場合はあらかじめみずほ情報総研の許可を受けて下さい。

また、本報告書に記載された情報の利用にあたっては各自の判断に基づき行うものとし、みずほ情報総研はそれによって生じた一切の損害については責任を負いかねます。

目次

1. 調査の目的	1
1.1 調査をした理由	1
1.2 意図した用途	1
1.3 対象とする報告先	1
2. 調査の範囲	1
2.1 機能単位	1
2.2 システム境界	2
2.3 対象とした環境負荷項目	5
2.4 エネルギー消費及び発電に伴う GHG 排出量の定量化	5
3. ライフサイクルインベントリ分析 (LCI)	6
3.1 データ収集の手順	6
3.1.1 オンサイト・都市ガス改質パス	6
3.1.2 オフサイト・天然ガス改質 (圧縮水素輸送/液体水素輸送) パス	7
3.1.3 塩電解 (圧縮水素輸送/液体水素輸送) パス	8
3.1.4 オンサイト・下水汚泥を利用した水素製造パス	8
3.1.5 オフサイト・天然ガス改質 (CO ₂ 回収貯留 (CCS) 実施) (圧縮水素輸送/液体水素輸送) パス	9
3.1.6 オフサイト・風力発電電力を利用した水電解 (圧縮水素輸送/液体水素輸送) パス	9
3.1.7 オフサイト・太陽光発電電力を利用した水電解 (圧縮水素輸送/液体水素輸送) パス	10
3.1.8 海外褐炭改質 (CCS 実施) (液体水素輸送) パス	10
3.1.9 海外化学品製造副生水素・有機ハイドライド輸送パス	12
3.2 計算の手順	12
3.3 システム境界の精査のための感度分析	13
3.4 配分の原則及び配分の手順	13
3.4.1 配分の手順の文書化及び根拠の確認	13
3.4.2 配分の手順の統一的な適用	13
4. ライフサイクル影響評価 (LCIA)	14
4.1 LCIA の手順、計算、及び調査の結果	14
4.2 考慮した影響領域及び領域指標	14
4.3 使用したすべての特性化モデル、特性化係数及び方法の記述又は引用	14
4.4 LCA の設定された目的及び調査範囲に関連した LCIA 結果の限界	14
4.5 LCIA 結果の設定された目的及び調査範囲に対する関係	15
4.6 LCIA 結果の LCI 結果に対する関係	15

5. ライフサイクル解釈.....	16
5.1 結果.....	16
5.1.1 ライフサイクルインベントリ分析結果.....	16
5.1.2 ライフサイクル影響評価結果.....	17
5.2 結果の解釈に関連する前提条件及び限界.....	19
5.2.1 システム境界の精査のための感度分析結果.....	19
5.2.2 配分の手順が結果に及ぼす影響を確認するための感度分析結果.....	20
5.2.3 不確実性分析結果.....	22
6. まとめ.....	23
7. 参考文献.....	25

1. 調査の目的

1.1 調査をした理由

燃料電池自動車（FCV）の市販が開始され、ガソリン車、ハイブリッド車とともに動力源の選択肢が増える一方で、燃料の多様化も進みつつある。FCV の燃料として利用される水素に関しては、利用時に温室効果ガス（GHG）を排出しないという利点がある一方、製造時において GHG が排出される。また、水素製造時のエネルギー源の種類や製造パスの違いによって GHG 排出量は異なってくるため、異なる水素製造パスの GHG 排出量を定量的に把握するとともに、将来の排出削減の可能性を考察することを、本 LCA 実施の理由とする。

1.2 意図した用途

水素製造・供給・利用に関わる事業者、並びに FCV の利用者に対して、水素製造パスによる GHG 排出量の違いを提示し、GHG 排出量低減を目指した技術開発やより GHG 排出量の小さい水素の選択を促すことが、本 LCA 実施の意図した用途である。

1.3 対象とした報告先

水素製造・供給・利用に関わる事業者、並びに FCV の利用者

2. 調査の範囲

2.1 機能単位

本 LCA では、FCV の燃料として供給・利用可能な水素の製造パスを評価対象とする。ここで評価対象とする水素は、FCV に充填するための品質要件を満たすものとなっている必要があり、具体的には、下表に示す FCV 用水素燃料の国際規格 (ISO 14687-2 (2012)) に適合した水素を想定する。

表 2.1 ISO 14687-2 (2012) における FCV 用水素燃料規格 (抜粋)

項目	値
純度	99.97 %
全炭化水素	2 ppm
H ₂ O	5 ppm
O ₂	5 ppm
He	300 ppm
Ar, N ₂	100 ppm
CO ₂	2 ppm
CO	0.2 ppm

【出典】富岡 [2013]

本 LCA では、同一車種の FCV を日本国内で一定距離走行させることのできる水素の量を機能単位として定義した。具体的には 1 Nm^3 の水素を FCV の燃料タンクに充填することを基準フローとして設定した。

2.2 システム境界

本 LCA におけるシステム境界の考え方を図 2.2 に示す。本 LCA では、自動車燃料として使用する水素の原料採掘・生産から輸送・貯蔵、水素製造（原料から水素への変換）、水素の輸送・貯蔵から FCV への充填までのプロセスにおいて投入されるエネルギーを評価対象とした。なお、各プロセスにおいて使用される機器類の製造・組立や廃棄プロセスはシステム境界外とした。

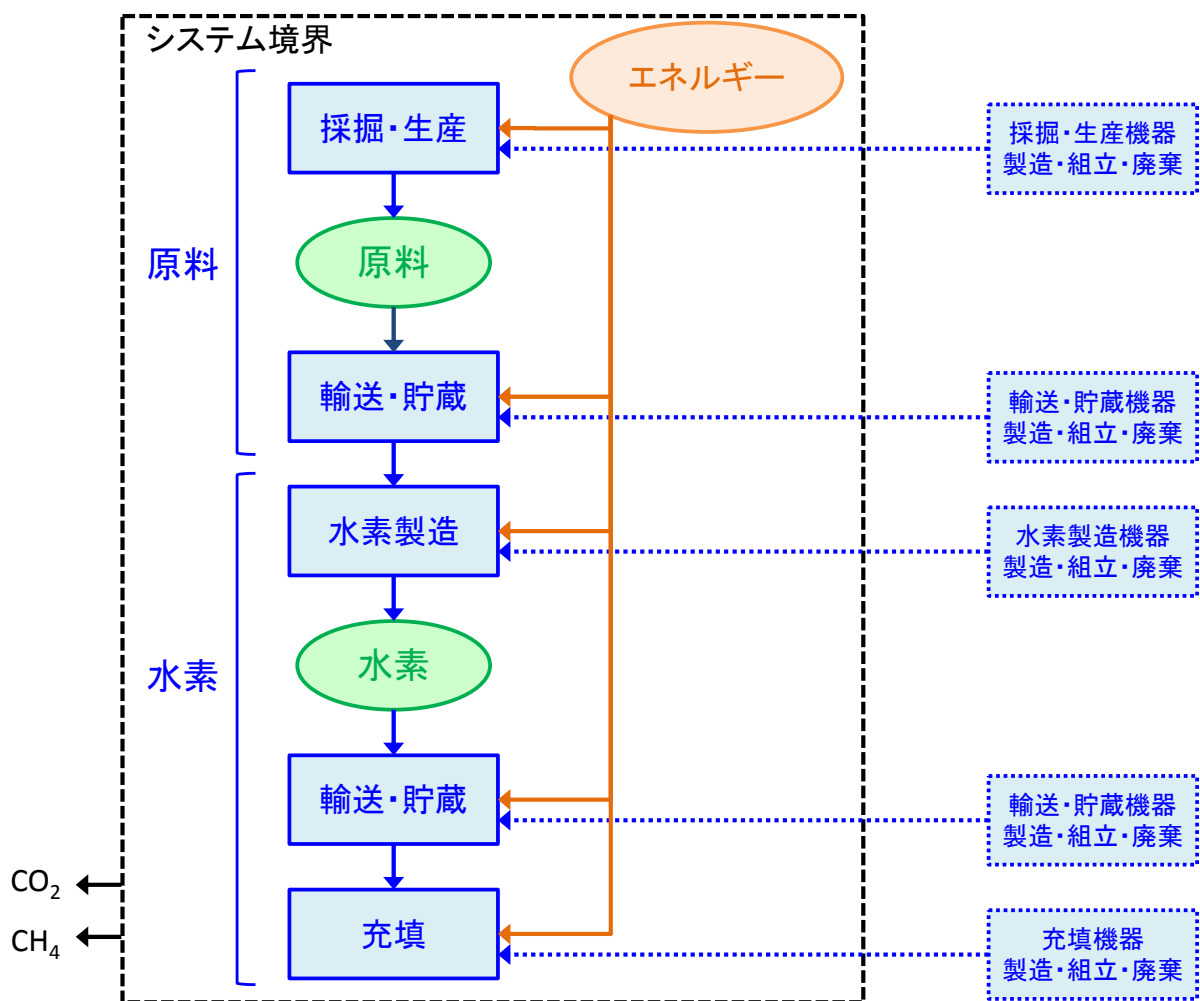


図 2.2 本 LCA におけるシステム境界の考え方

本 LCA で評価対象とする 9 種類の水素製造パスのプロセスフローを図 2.3～2.11 に示す。

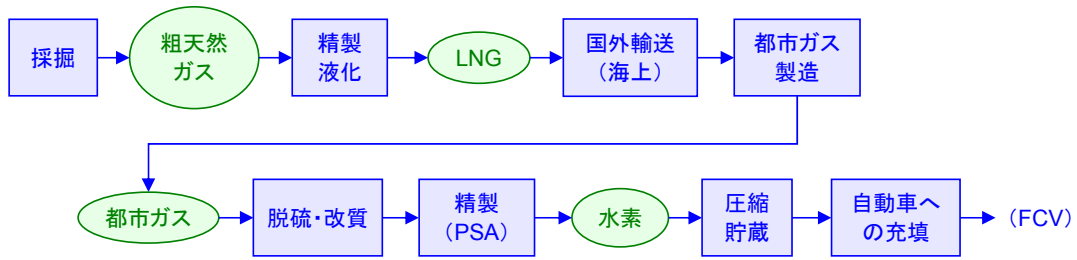


図 2.3 オンサイト・都市ガス改質パスのプロセスフロー

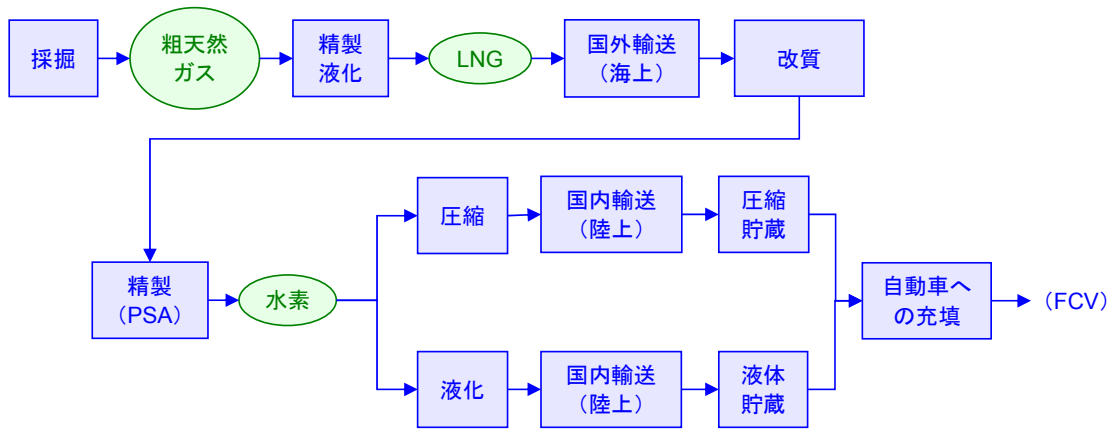


図 2.4 オフサイト・天然ガス改質（圧縮水素輸送／液体水素輸送）パスのプロセスフロー

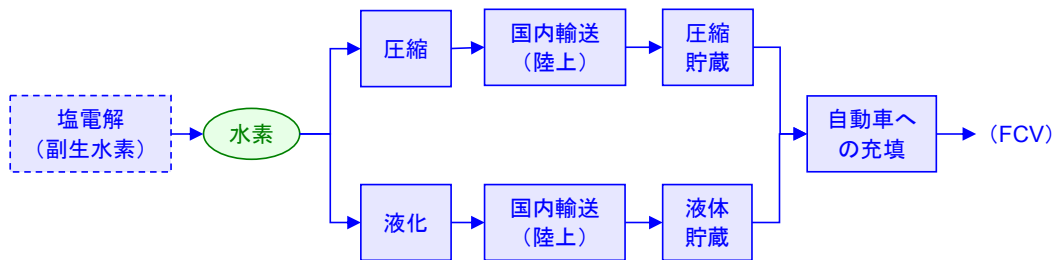


図 2.5 塩電解（圧縮水素輸送／液体水素輸送）パスのプロセスフロー

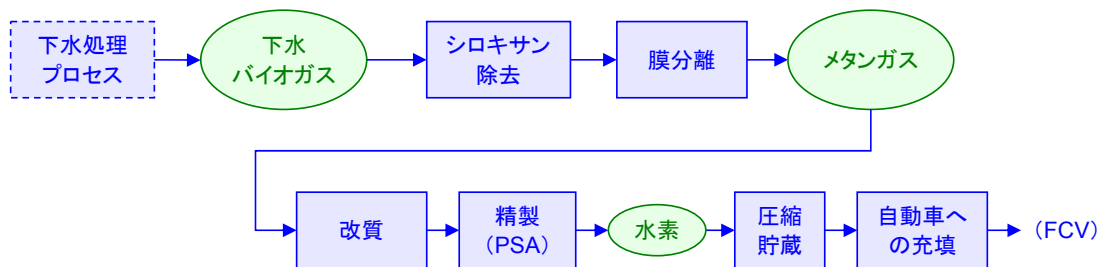


図 2.6 オンサイト・下水汚泥を利用した水素製造パスのプロセスフロー

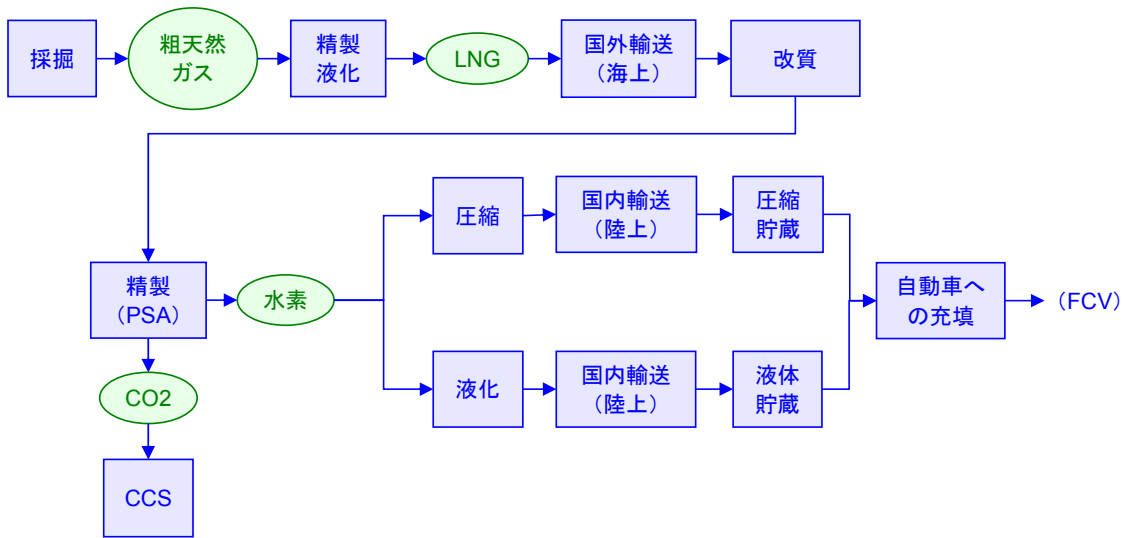


図 2.7 オフサイト・天然ガス改質 (CO₂ 回収貯留 (CCS) 実施)
(圧縮水素輸送/液体水素輸送) パスのプロセスフロー

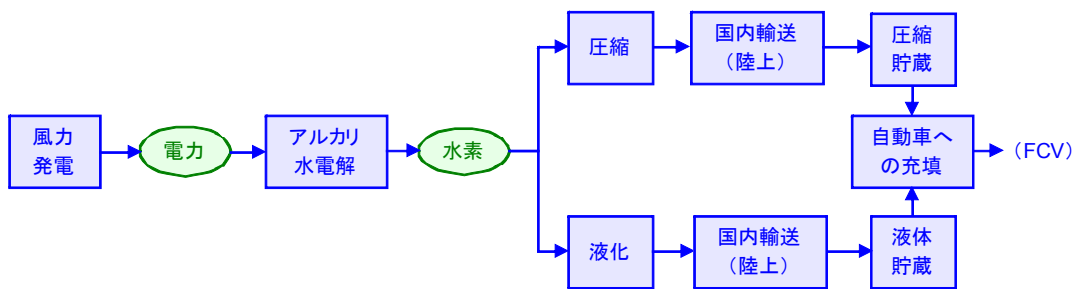


図 2.8 オフサイト・風力発電電力を利用した水電解 (圧縮水素輸送/液体水素輸送)
パスのプロセスフロー

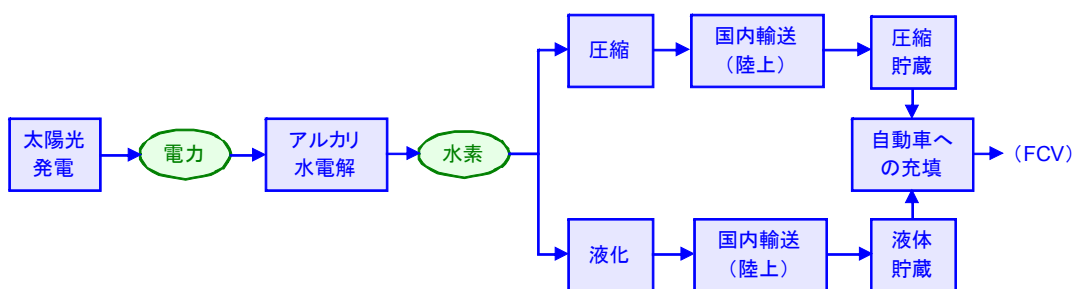


図 2.9 オフサイト・太陽光発電電力を利用した水電解 (圧縮水素輸送/液体水素輸送)
パスのプロセスフロー

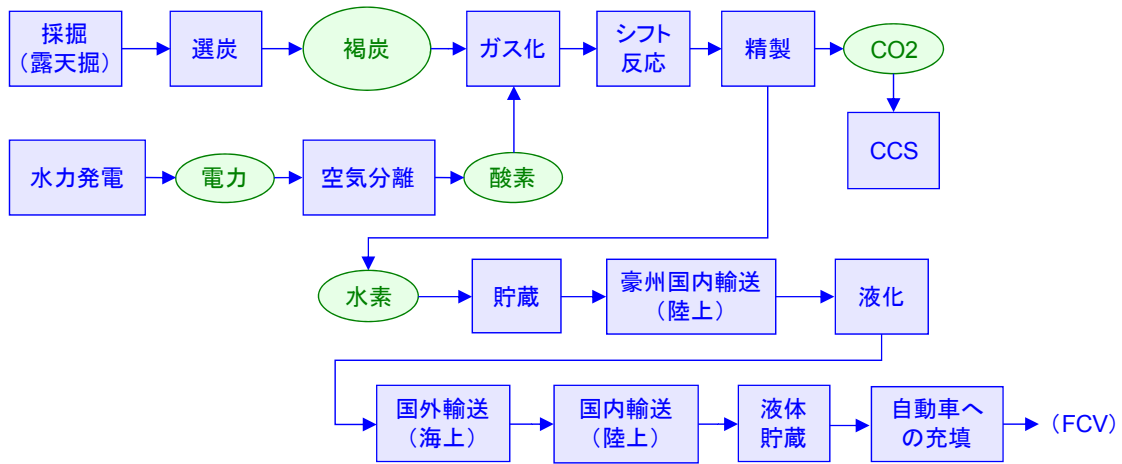


図 2.10 海外褐炭改質（CCS 実施）（液体水素輸送）パスのプロセスフロー

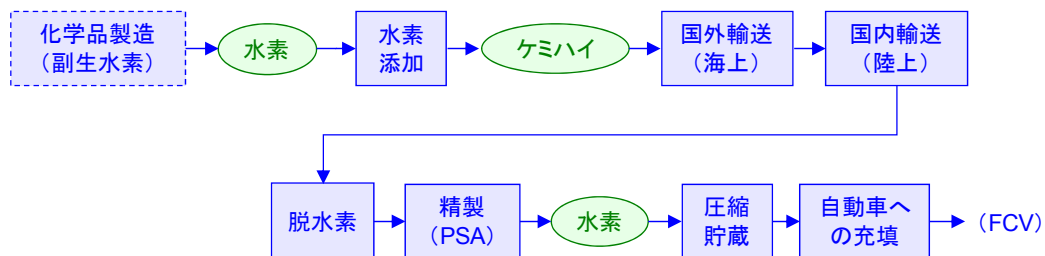


図 2.11 海外化学品製造副生水素・有機ハイドライド輸送パスのプロセスフロー

2.3 対象とした環境負荷項目

本 LCA では、環境負荷項目として以下の項目を評価対象とした。

- 大気圏への排出物（CO₂、CH₄）

なお、本 LCA では調査の目的と照らし、上記のみを評価対象とし、上記以外の大気圏への排出物や他の環境負荷項目（資源消費量、エネルギー消費量等）は評価の対象外とした。

2.4 エネルギー消費及び発電に伴う GHG 排出量の定量化

本 LCA で使用した、化石燃料に関する単位発熱量（低位）あたりの GHG 排出量（CO₂相当量）は燃焼プロセスからの排出だけではなく、その上流プロセス（原材料の採掘から燃焼場所への輸送までを構成するプロセス）からの排出も考慮したライフサイクルデータを使用した。

また、発電に伴う GHG 排出量については、本 LCA では経済産業省の総合エネルギー統計（2013 年度実績）における発電部門への一次エネルギー投入量と電力供給量（総発電量から自家消費量と送電ロス量を差し引いた受電端発電量）から、日本平均の値を算出して用いた。加えて、発電に用いる燃料の上流プロセスから排出される GHG についても考慮した。

3. ライフサイクルインベントリ分析 (LCI)

3.1 データ収集の手順

本 LCA では、評価対象とする 9 種類の水素製造パスについて、各パスを構成するプロセスのインプット・アウトプットデータを収集した。データ収集にあたっては、既存の公表文献値（二次データ）を基本として用いつつ、公表値が得られないデータについては関連企業・業界団体等へのヒアリング調査を通じて、一次データの収集を行った。

9 種類の水素製造パスそれぞれにおけるデータの収集手順を以下に示す。

3.1.1 オンサイト・都市ガス改質パス

(1) 粗天然ガス生産、液化

都市ガス向けの粗天然ガス生産（採掘・精製）、液化時における GHG 排出量は、岡村ら [2004] で示されている値を利用した。

(2) LNG 海上輸送

LNG の海上輸送における燃料消費量については、まず業界団体へのヒアリングにより得られた片道輸送あたりの燃料消費量及び LNG 積載量、輸送距離のデータから、 $t \cdot km$ あたりの燃料消費量原単位を作成した。続いて、事業者へのヒアリングにより、都市ガス向け LNG の地域別輸入量を加味した加重平均輸送距離データを入手し、LNG 輸送量あたりの燃料消費量データを作成した。

(3) 都市ガス製造

都市ガス製造プロセスにおける GHG 排出量は、岡村ら [2004] に示されている値を利用した。なお、同文献では LNG の冷熱利用による GHG 排出削減効果を考慮しているが、冷熱利用は燃料製造と直接関係するプロセスではないため、本評価では冷熱利用の効果を除外して計算を行った。

(4) 都市ガス改質

オンサイト水素ステーションにおける都市ガス投入量は、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2003] で示されている値（改善ケース、改質効率 80 %）を利用した。

改質・精製の消費電力については、石油産業活性化センター他 [2011] に示されている値を使用した。

(5) 出荷用圧縮・充填

FCV への充填時の圧力は 70 MPa が主流であるため、本 LCA においても 70 MPa での充填を想定した。圧縮及びユーティリティ・プレクールの消費電力については、石油産業活性化センター他 [2011] に示されている値を使用した。

3.1.2 オフサイト・天然ガス改質（圧縮水素輸送／液体水素輸送）パス

（1）粗天然ガス生産、液化

オフサイト・天然ガス改質で使用する粗天然ガスの生産（採掘・精製）、液化時における GHG 排出量は、岡村ら [2004] で示されている値を利用した。

（2）LNG 海上輸送

LNG の海上輸送における燃料消費量については、まずオンサイト・都市ガス改質と同様に t・km あたりの燃料消費量原単位を作成した。続いて、事業者へのヒアリングにより、LNG 平均の地域別輸入量を加味した加重平均輸送距離データを入手し、LNG 輸送量あたりの燃料消費量データを作成した。

（3）天然ガス改質

オフサイトにおける天然ガス改質効率については、事業者へのヒアリングにより、現状のオンサイト・都市ガス改質の水素ステーションと同程度であり、将来改善したとしても 80%程度であるとの情報を得たため、本 LCA においては、オンサイト・都市ガス改質と同様の設定とした。

（4）圧縮水素輸送

天然ガス改質により製造した水素は、圧縮によりエネルギー密度を高めて水素ステーションに輸送される。水素輸送の規制緩和により圧縮水素の圧力が 45 MPa の水素トレーラーが実用化されているが、輸送プロセスに関する具体的なデータが入手できなかったことから、みずほ情報総研[2004]と同様に圧縮水素の圧力は 19.6 MPa として算出を行った。

なお、輸送距離については、主に関東近県における輸送を想定し、往復 100 km とした。

（5）出荷用圧縮・充填（圧縮水素）

オンサイト・都市ガス改質と同様に、70 MPa での充填を想定した。圧縮及びユーティリティ・プレカールの消費電力については、オンサイト・都市ガス改質と同様に石油産業活性化センター他 [2011] に示されている値を使用した。

（6）液体水素輸送（陸上）

天然ガス改質により製造した水素は、液化によりエネルギー密度を高めて水素ステーションに輸送される。液化のための消費電力については、エネルギー総合工学研究所他 [2009] に示されている値を使用した。

また、液体水素輸送時のローリーの燃費に関しては、事業者へのヒアリングより 3.5~4.0 km/L-軽油とのデータを得たため、本 LCA においては過小評価を避けるために 3.5 km/L-軽油として算出した。輸送距離については、圧縮水素輸送と同様に、主に関東近県における輸送を想定し、往復 100 km とした。

（7）出荷用圧縮・充填（液体水素）

現在想定されている FCV はすべて気体の水素を充填するタイプであるため、本報告においては、液体水素を気化・昇圧し、FCV に 70 MPa で充填することを想定した。圧縮の消費電力については、

エネルギー総合工学研究所他 [2009] に示されている値を使用した。プレクールの消費電力については具体的なデータが入手できず、事業者へのヒアリングにより気体圧縮水素と同等との情報を得たため、本報告においては石油産業活性化センター他 [2011] に示されている値を使用した。

3.1.3 塩電解（圧縮水素輸送／液体水素輸送）パス

(1) 塩電解

塩電解パスにおいて製造される水素は、苛性ソーダ製造プロセスの副産物として得られるものであり、本 LCA では現在有効利用されていない副生水素を利用すると想定した。したがって主製品である苛性ソーダの製造プロセスはシステム境界外とした。

(2) 圧縮水素輸送

オフサイト・天然ガス改質（圧縮水素輸送）と同様の設定とした。

(3) 出荷用圧縮・充填（圧縮水素）

オフサイト・天然ガス改質（圧縮水素輸送）と同様の設定とした。

(4) 液体水素輸送（陸上）

オフサイト・天然ガス改質（液体水素輸送）と同様の設定とした。

(5) 出荷用圧縮・充填（液体水素）

オフサイト・天然ガス改質（液体水素輸送）と同様の設定とした。

3.1.4 オンサイト・下水汚泥を利用した水素製造パス

(1) 膜分離

下水処理場において発生したバイオガスから、膜分離装置により CO₂ を除去し、高濃度メタンガスを回収する。膜分離の消費電力は、事業者へのヒアリング結果より設定した。

なお、本 LCA では下水処理場において副生的に発生するバイオガスを利用して水素製造を行うことを想定した。したがってバイオガスの発生プロセス（下水処理場における処理プロセス）についてはシステム境界外とした。

(2) その他のプロセス

シロキサン除去（ガス冷却、昇圧）のための電力消費量は、ヒアリング結果より設定した。

メタンガスの改質・精製、圧縮・充填プロセスにおけるメタンガス投入量、電力消費量については、オンサイト・都市ガス改質と同様の設定とした。

3.1.5 オフサイト・天然ガス改質（CO₂回収貯留（CCS）実施）（圧縮水素輸送／液体水素輸送）パス

(1) 粗天然ガス生産、液化、LNG 海上輸送、天然ガス改質

オフサイト・天然ガス改質と同様の設定とした。

(2) CCS

天然ガス改質において CCS を行う場合、改質後の排ガスから CO₂ を分離・回収し、圧縮して貯留サイトまで輸送した後、地中へと圧入する。CCS のプロセスでは電力や燃料等の追加的なエネルギー投入が生じるため、CCS 実施による実際の CO₂ 排出削減量は、CO₂ の回収・貯留量から CCS プロセスに起因する CO₂ 排出量を差し引いた値となる。

本報告では、CCS プロセスの LCA に関する先行研究（湯ら [2013]）を参照し、CCS を実施した場合に改質排ガスからの CO₂ 排出量を 80%削減することができると想定し、算出を行った。

(3) 圧縮水素輸送

オフサイト・天然ガス改質（圧縮水素輸送）と同様の設定とした。

(4) 出荷用圧縮・充填（圧縮水素）

オフサイト・天然ガス改質（圧縮水素輸送）と同様の設定とした。

(5) 液体水素輸送（陸上）

オフサイト・天然ガス改質（液体水素輸送）と同様の設定とした。

(6) 出荷用圧縮・充填（液体水素）

オフサイト・天然ガス改質（液体水素輸送）と同様の設定とした。

3.1.6 オフサイト・風力発電電力を利用した水電解（圧縮水素輸送／液体水素輸送）パス

(1) 風力発電

本 LCA では水素製造パスを構成するすべての機器類のライフサイクル（機器製造、組立、廃棄等）において発生する GHG を評価対象外とした。風力による発電は、発電時には GHG ガスが発生しないため、発電プロセスにおける GHG の発生はないものと想定した。

(2) 水電解

水電解の効率及び電力消費量については、日本自動車研究所 [2011] のデータを参照し設定した。

(3) 圧縮水素輸送

オフサイト・天然ガス改質（圧縮水素輸送）と同様の設定とした。

(4) 出荷用圧縮・充填（圧縮水素）

オフサイト・天然ガス改質（圧縮水素輸送）と同様の設定とした。

(5) 液体水素輸送（陸上）

オフサイト・天然ガス改質（液体水素輸送）と同様の設定とした。

(6) 出荷用圧縮・充填（液体水素）

オフサイト・天然ガス改質（液体水素輸送）と同様の設定とした。

3.1.7 オフサイト・太陽光発電電力を利用した水電解（圧縮水素輸送／液体水素輸送）パス

(1) 太陽光発電

風力発電と同様に、太陽光による発電は、発電時には GHG が発生しないため、発電プロセスにおける GHG の発生はないものと想定した。

(2) 水電解

オフサイト・風力発電電力を利用した水電解と同様の設定とした。

(3) 圧縮水素輸送

オフサイト・天然ガス改質（圧縮水素輸送）と同様の設定とした。

(4) 出荷用圧縮・充填（圧縮水素）

オフサイト・天然ガス改質（圧縮水素輸送）と同様の設定とした。

(5) 液体水素輸送（陸上）

オフサイト・天然ガス改質（液体水素輸送）と同様の設定とした。

(6) 出荷用圧縮・充填（液体水素）

オフサイト・天然ガス改質（液体水素輸送）と同様の設定とした。

3.1.8 海外褐炭改質（CCS 実施）（液体水素輸送）パス

褐炭とは低品位炭の一種であり、世界の石炭可採埋蔵量の約 2 割もの貯存量があるにもかかわらず、含有水分が多いため輸送効率や発電効率が低いこと、及び自然発火の危険を伴うことから、現地利用に限定されている。その褐炭を現地以外の場所でエネルギーとして利用するための方法のひとつとして、褐炭をガス化、精製して水素を製造することが検討されている。この方法により高効率で安全な輸送が可能となり、褐炭の有効利用が可能になるといわれている。

本評価では、豪州にて褐炭ガス化水素製造及び CCS を行い、液体水素輸送により日本へ輸送して供給するパスに関して、川崎重工業 [2012-1]、川崎重工業 [2012-2] 及び事業者へのヒアリングにより得られたデータを参照し、GHG 排出量を算出した。

(1) 採掘・選炭

褐炭の採掘・選炭プロセスにおけるエネルギー消費量については、事業者へのヒアリングによりデータを入手した。なお、電力はすべて現地の水力発電によって供給することを想定した。

(2) 褐炭改質 (CCS 実施)

褐炭改質プラントにおける年間水素製造量及び褐炭・燃料 (天然ガス)・電力の消費量は、川崎重工業 [2012-2] 及び事業者へのヒアリングに基づき設定した。

なお、褐炭のガス化及び天然ガスの燃焼において発生した CO₂ は排ガスから分離回収されるが、まず褐炭ガス化の排ガスから 95 %の回収率で CO₂ 回収が行われる。さらに回収排ガスは天然ガスと共にボイラーで燃焼され、燃焼排ガスからは 90 %の回収率で CO₂ 回収が行われる想定となっている。

また、褐炭改質プラントにおいて消費する電力については、現地の水力発電により供給することを想定した。

(3) 水素輸送 (豪州内陸上)、積荷

褐炭改質プラントで製造した水素は、水素パイプラインにて港側の積荷基地へ輸送され、液化された後、液体水素輸送船へと移送される。水素パイプライン及び液化・積荷基地における電力消費量は、川崎重工業 [2012-2] 及び事業者へのヒアリングに基づき設定した。なお、電力は現地の水力発電により供給することを想定した。

(4) 液体水素輸送 (海上)、揚荷

水素の大量輸送システムとして、液体水素による船舶輸送が検討されている。液体水素は常圧で -253 °C と極低温であるため、低温断熱タンクを搭載した専用船の開発が必要となる。本 LCA では、川崎重工業 [2012-1] 及び川崎重工業 [2012-2]、事業者へのヒアリングにより得られたデータを参照した。

液体水素船による海上輸送では、0.2 %/日の割合で BOG (ボイルオフガス) が発生する。BOG は船舶の燃料として消費されるため、積荷時の積載量から航海中の BOG 発生量を差し引いた分が、到着ベースでの水素輸送量となる。

なお、揚荷基地で消費する電力については日本の系統電力により供給することを想定した。

(5) 液体水素輸送 (国内陸上)

オフサイト・天然ガス改質 (液体水素輸送) と同様の設定とした。

(6) 出荷用圧縮・充填

オフサイト・天然ガス改質 (液体水素輸送) と同様の設定とした。

3.1.9 海外化学品製造副生水素・有機ハイドライド輸送パス

(1) 化学品製造

本 LCA では、海外の化学プラントにおいて、現在有効利用されていない副生水素を利用すると想定した。したがって主製品である化学品の製造プロセスはシステム境界外とした。

(2) 有機ケミカルハイドライド輸送（海上）

有機ケミカルハイドライドによる水素輸送は、水素化反応により水素をトルエン等の芳香族有機化合物に化学的に固定し、メチルシクロヘキサン等の液体化学品として常温・常圧の条件で貯蔵輸送を行い、利用場所で脱水素反応を行って水素を取り出して利用する方法である。

本 LCA では、有機ケミカルハイドライド輸送として、実用化が最も近いと考えられるトルエン／メチルシクロヘキサン系を想定した。水素添加において消費されるエネルギーに関しては、事業者へのヒアリングにより得られたデータを利用した。

また、海上輸送にはケミカルタンカーの利用を想定し、事業者へのヒアリングにより得られた燃費（0.19 g-C 重油/km・GJ-水素）を利用した。

(3) 有機ケミカルハイドライド輸送（陸上）

本 LCA では、有機ケミカルハイドライド輸送に関するパスについては、有機ケミカルハイドライドのまま水素ステーションに輸送され、水素ステーションにおいて脱水素すると想定した。

有機ケミカルハイドライドの国内輸送には、一般的に石油製品輸送に用いられるタンクローリーが利用される。本報告においては、事業者へのヒアリングに基づき、タンクローリーの燃費等を設定した。

脱水素及び精製において消費されるエネルギーに関しては、事業者へのヒアリングにより得られたデータを利用した。なお、脱水素・精製プロセスを経た水素の一部は、PSA からの排ガスとして回収され脱水素に必要な熱エネルギーとして自家消費されるため、水素製造、輸送（海上、陸上）プロセスにおける GHG 排出量はその自家消費分を考慮した。

(4) 出荷用圧縮・充填

オフサイト・天然ガス改質（圧縮水素輸送）と同様の設定とした。

3.2 計算の手順

各単位プロセスから排出される GHG 量の算出には、2.4 で示したものを一貫して用いた。すなわち、各単位プロセスのインプットのエネルギーについて、化石燃料等はインプットの量を当該エネルギーの単位熱量あたりの GHG 排出量に乗ずることによって、また、電力はインプットの量を kWh あたりの GHG 排出量に乗ずることによって、各単位プロセスの GHG 排出量に変換した。

3.3 システム境界の精査のための感度分析

本 LCA では、次のプロセスを評価対象から省略している。

➤ 水素製造パスにおいて使用される機器類のライフサイクルを構成するすべてのプロセス省略したプロセスが調査の目的に対して重要であるか否かを検証するため、感度分析を実施した。なお、ここで実施した感度分析結果については 5.2.1 に記載した。

3.4 配分の原則及び配分の手順

3.4.1 配分の手順の文書化及び根拠の確認

本 LCA においては、いずれのプロセスについても配分は実施していない。

なお、副生水素について、本 LCA では現在有効利用されず余剰となっている水素を FCV の燃料として利用することを想定しており、主製品の製造プロセスに起因する環境負荷の配分は行っていない。

ただし、今後水素需要が高まった際には、既に何らかの用途に有効利用されている水素をエネルギー用途に転用するケースも考えられるため、参考として以下の 3 通りの考え方で負荷配分を行った場合の感度分析を実施した（感度分析結果については、5.2.2 参照）。

- ① 副生水素を製品として取り出す代わりに、代替燃料として化石燃料を利用する（副生水素がエネルギーとして利用されている場合）
- ② 主製品と副生水素の間で、物理量（kg）に基づく負荷配分を実施する
- ③ 主製品と副生水素の間で、経済価値（円）に基づく負荷配分を実施する

3.4.2 配分の手順の統一的な適用

3.4.1 に記した配分手順は、以下の 2 つの入出力に対して一律に適用している。

- 塩電解（圧縮水素輸送／液体水素輸送）パス
- 海外化学品製造副生水素・有機ハイドライド輸送パス

4. ライフサイクル影響評価（LCIA）

4.1 LCIA の手順、計算、及び調査の結果

本 LCA における LCIA は次の手順で実施した：

- ① 影響領域、領域指標及び特性化モデルの選択
- ② 選択された影響領域への LCI 結果の割り振り（分類化）
- ③ 結果として得られた領域指標の計算（特性化）

なお、本 LCA では、特性化に続く次に挙げる項目は行わなかった：

- ④ 正規化
- ⑤ グルーピング
- ⑥ 重み付け

結果として得られる領域指標は、選択された影響領域に割り振られた LCI 結果に（当該影響領域に関する）特性化係数を乗ずることにより算出した。その結果は 5.1.2 にまとめて記した。

4.2 考慮した影響領域及び領域指標

本 LCA では、調査をした理由（→ 1.1 参照）に照らし、次の影響領域及び領域指標を選択し、LCIA を実施した：

影響領域： 気候変動
領域指標： 赤外線放射力（W/m²）

4.3 使用したすべての特性化モデル、特性化係数及び方法の記述又は引用

4.2 で選択した影響領域について、使用した特性化モデル及び特性化係数を次に示す：

影響領域： 気候変動
特性化モデル： 気候変動に関する政府間パネルの 100 年のベースラインモデル
特性化係数： 地球温暖化係数（GWP）
指標結果： Σ （温室効果ガス排出量 [kg] × 地球温暖化係数 [kg-CO₂e/kg]）

上記の特性化モデルは既存の LCA において広く用いられていることから、本 LCA においても採用することとした。

4.4 LCA の設定された目的及び調査範囲に関連した LCIA 結果の限界

本 LCA における LCIA 結果は、設定されたシステム境界のもとに算出された LCI 結果に基づいており、本 LCA 実施の対象とした水素製造パスがそのライフサイクルを通じて排出した（気候変動に影響を及ぼす）すべての環境負荷項目を対象にして計算されたものではない。

4.5 LCIA 結果の設定された目的及び調査範囲に対する関係

本 LCA では、調査をした理由である「異なる水素製造パスの GHG 排出量を定量的に把握すること」と整合するように、LCIA 結果として気候変動に対する指標結果を選択している。

4.6 LCIA 結果の LCI 結果に対する関係

LCIA 結果を算出するにあたって、選択された影響領域への LCI 結果の割り振りを表 4.1 に示す。また、本 LCA で使用した、各影響領域における特性化係数を表 4.2 に示す。

表 4.1 選択された影響領域への LCI 結果の割り振り（分類化）

影響領域名	環境負荷項目名
気候変動	CO ₂
	CH ₄

表 4.2 気候変動に対する特性化係数

環境負荷項目名	GWP [kg-CO ₂ e/kg]
CO ₂	1
CH ₄	28

【出典】 IPCC [2014]

5. ライフサイクル解釈

5.1 結果

5.1.1 ライフサイクルインベントリ分析結果

本 LCA で対象とした環境負荷項目 (CO₂、CH₄) が各水素製造パスのライフサイクル段階に占める割合を図 5.1 に示す。

ライフサイクル段階別の CO₂ 発生量は、各水素製造パスにより様々であった。化石燃料由来の水素製造パスでは、水素製造プロセス (オフサイト及びオンサイト) の割合が 50~70 % と比較的高かったが、CCS を実施することにより 20~30 % まで低減された。また、副生水素由来の水素製造パスでは出荷用圧縮/液化、国内輸送及び圧縮・充填プロセスの割合が大部分を占める結果となった。再生可能エネルギー (風力発電、太陽光発電) を利用する水素製造パスでは、圧縮・充填プロセスの割合が最も高かった。

CH₄ 発生量については、CO₂ と比べて原料の上流プロセスの割合が高い傾向が見られた。これは本 LCA において考慮している CH₄ 発生量が、化石燃料の採掘プロセスのみに起因するものとなっているためである。

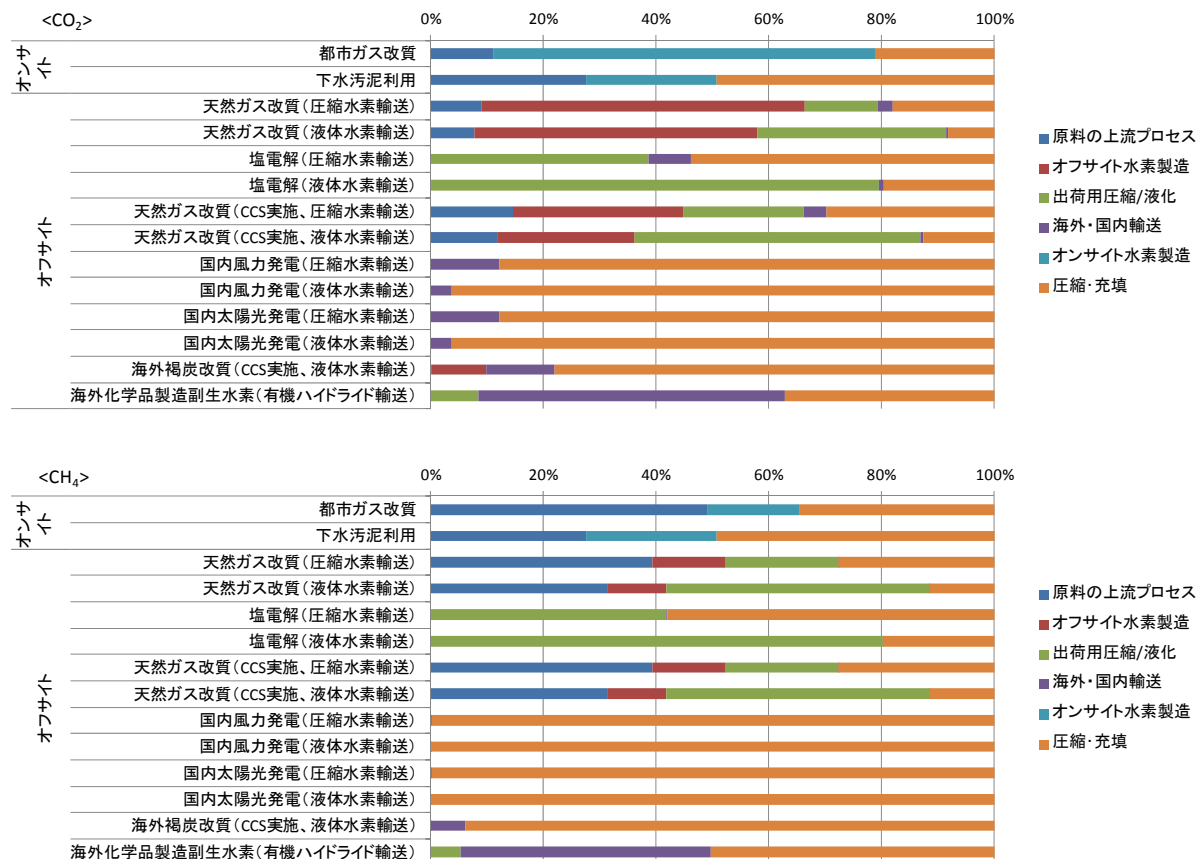


図 5.1 各水素製造パスにおける CO₂ 及び CH₄ のライフサイクル段階ごとの割合

5.1.2 ライフサイクル影響評価結果

本 LCA におけるライフサイクル影響評価結果を図 5.2 及び図 5.3 に示す。

ライフサイクル全体での GHG 排出量は、水素製造パスにより 0.16~1.86 kg-CO₂e/Nm³-H₂ の間の値となった。

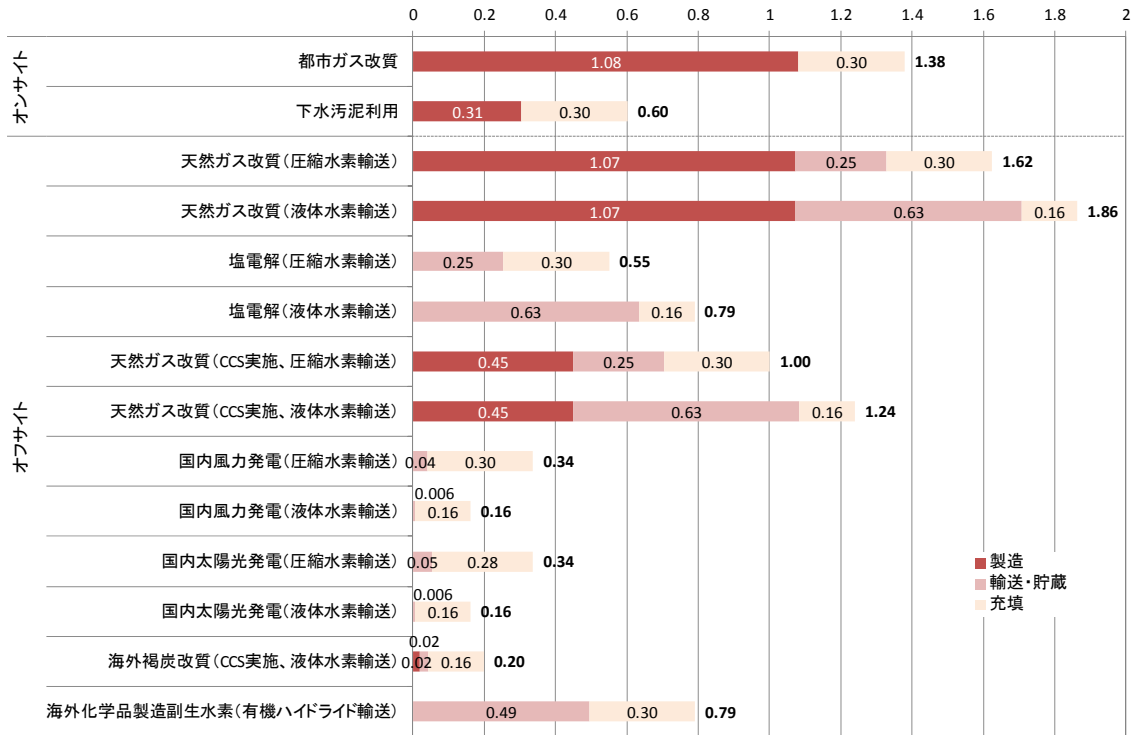
化石燃料由来の水素製造パス（オンサイト・都市ガス改質、オフサイト・天然ガス改質）では、水素製造時に原料由来の GHG が排出されるため、製造段階における GHG 排出量の割合が高いという結果になった。なお、CCS を行うパス（オフサイト・天然ガス改質、海外褐炭改質）では、CCS により製造段階の GHG 排出量が減少するが、CCS による GHG 排出削減効果は 100 %ではなく（オフサイト・天然ガス改質（CCS 実施）では 80 %と想定）、さらに CCS を適用できない GHG 排出（製造段階で使用する電力由来の排出や原料採掘時の排出等）も存在するため、製造段階からの GHG 排出量が 0 になることはない。

一方、副生水素由来と再生可能エネルギー由来の水素製造パスでは、製造段階における GHG 排出量が 0 となるため、輸送・貯蔵及び充填段階のみの排出となる（例外として、下水汚泥利用水素製造パスでは副生メタンを水素に改質する際に消費する電力に起因する GHG 排出が生じる）。

オフサイト方式の水素製造パスにおいて、本 LCA では水素の輸送方法として圧縮水素輸送、液体水素輸送、有機ハイドライド輸送の 3 種類を想定した。通常、圧縮水素輸送よりも液体水素輸送の方がエネルギー消費量が大きく、GHG 排出量も大きい。しかし、再生可能エネルギー由来の水素製造パスでは、液化プロセスの電力にも再生可能エネルギー電源を利用することを想定しているため、輸送効率で優れる液体水素輸送の方が排出量が小さい結果となった。

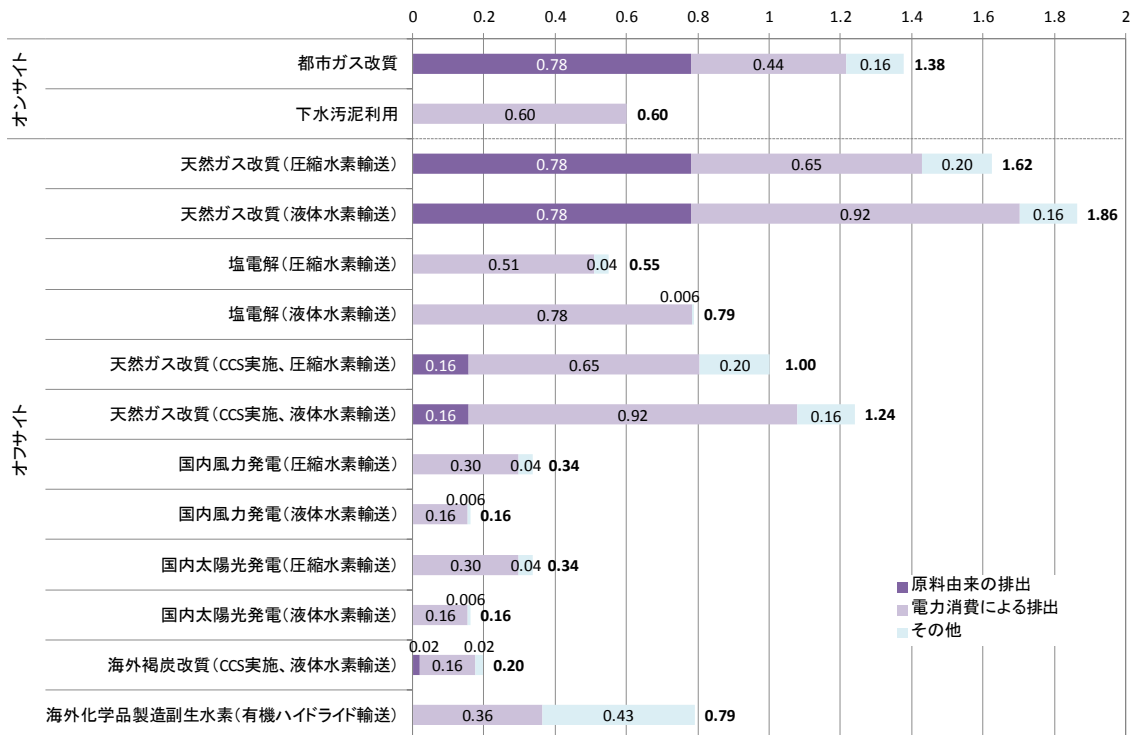
GHG の発生源別で見ると、オンサイト・都市ガス改質及びオフサイト・天然ガス改質（CCS なし、圧縮水素輸送）を除くすべての水素製造パスにおいて、電力消費に由来する GHG 排出量が最も大きな割合を占める結果となった。特に、塩電解や再生可能エネルギー由来の水素製造パスでは電力消費に由来する GHG 排出量が全体の 9 割超を占めており、系統電力の排出原単位（=1 kWh の発電に伴い発生する GHG 排出量（日本平均））が水素製造パス全体の GHG 排出量に極めて大きな影響を及ぼすことが示唆された（再生可能エネルギー由来の水素製造パスでは水素製造及び出荷用圧縮・液化に利用する電力からの GHG 排出はないため、水素ステーションにおいて圧縮・充填を行う際に消費する電力に由来する GHG のみが計上されている）。

以上より、化石燃料由来の水素製造パスでは「製造段階におけるエネルギー消費量及び原料からの直接排出量」が、副生水素由来の水素製造パスでは「輸送・貯蔵及び充填段階におけるエネルギー消費量」が、再生可能エネルギー由来の水素製造パスでは「充填段階におけるエネルギー消費量」が重要な事項であると特定された。また、すべてのパスを通じて（特に再生可能エネルギー由来の水素製造パス等において）、「ライフサイクル全体における電力消費量」も重要な事項であると特定された。



水素1Nm³あたりの温室効果ガス排出量 [kg-CO₂e/Nm³-H₂]

図 5.2 ライフサイクル影響評価結果（プロセス別）



水素1Nm³あたりの温室効果ガス排出量 [kg-CO₂e/Nm³-H₂]

図 5.3 ライフサイクル影響評価結果（排出源別）

5.2 結果の解釈に関連する前提条件及び限界

5.2.1 システム境界の精査のための感度分析結果

本 LCA において省略されたプロセスが評価結果に与える影響度を以下に分析した。

本 LCA では水素製造パスを構成するすべての機器類のライフサイクルに関するプロセスを評価対象外としているが、ここでは原料生産プロセスに関連する機器類を評価対象に含めた場合の影響を分析した。なお、水素の製造及び輸送・貯蔵、充填プロセスについては、まだ機器類が広く一般には普及していない状況であり、機器類のライフサイクルに関するデータが得られなかったため、感度分析は実施しなかった。

分析にあたっては、今村ら [2010] を参照し、化石燃料については採掘・輸送プロセス、再生可能エネルギーについては設備構築プロセスの GHG 排出量データを収集した。

感度分析の結果、都市ガス及び天然ガスを原料とする水素製造パスでは、原料生産プロセスの設備構築に起因する GHG 排出量が水素製造パス全体の排出量に与える影響は 0.1~0.3 % とごくわずかであった (表 5.1 参照)。このことから、再生可能エネルギーを利用しない水素製造パスにおいては、原料生産プロセスの設備構築に起因する GHG 排出量を省略しても、本 LCA に及ぼす影響は小さいと考えられる。

一方、再生可能エネルギー (太陽光発電・風力発電・水力発電) を利用する水素製造パスでは、発電設備の構築に起因する GHG 排出量を計上することで、水素製造パス全体の排出量が約 13~110 % 増加する結果となり、排出量全体に占める設備構築分の割合が非常に高いことが示された。なお、海外褐炭改質パスでは設備構築分として石炭生産プロセス由来の排出量と水力発電プロセス由来の排出量の両方が計上されているが、石炭生産プロセスの設備構築分が占める割合は限定的である (増加分の 13.3% のうち、石炭生産プロセスによるものは 3.9%)。

表 5.1 各水素製造パスへの設備構築由来 GHG 排出量の寄与

(kg-CO ₂ e/Nm ³ -H ₂)	オンサイト		オフサイト			
	都市ガス改質	天然ガス改質 (圧縮水素輸送)	天然ガス改質 (液体水素輸送)	天然ガス改質 (CCS実施、 圧縮水素輸送)	天然ガス改質 (CCS実施、 液体水素輸送)	
製造	1.08	1.07	1.07	0.45	0.45	
輸送	0.00	0.25	0.63	0.25	0.63	
供給	0.30	0.30	0.16	0.30	0.16	
上記計	1.38	1.62	1.86	1.00	1.24	
設備	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	
全合計	1.38	1.63	1.87	1.00	1.24	
増加率	0.2%	0.2%	0.1%	0.3%	0.2%	

(kg-CO ₂ e/Nm ³ -H ₂)	オフサイト				
	国内風力発電 (圧縮水素輸送)	国内風力発電 (液体水素輸送)	国内太陽光発電 (圧縮水素輸送)	国内太陽光発電 (液体水素輸送)	海外褐炭改質 (CCS実施、 液体水素輸送)
製造	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02
輸送	0.04	0.01	0.05	0.01	0.02
供給	0.30	0.16	0.28	0.16	0.16
上記計	0.34	0.16	0.34	0.16	0.20
設備	0.10	0.11	0.15	0.18	0.026
全合計	0.44	0.28	0.49	0.34	0.22
増加率	29.2%	70.6%	45.4%	109.9%	13.3%

5.2.2 配分の手順が結果に及ぼす影響を確認するための感度分析結果

3.4において記載した配分の手順が本LCAの結果に及ぼす影響を確認するため、以下の分析を行った。

(1) 分析対象パス

副生水素を利用する以下の2種類のパスとした。

- 塩電解（圧縮水素輸送／液体水素輸送）パス
- 海外化学品製造副生水素・有機ハイドライド輸送パス

(2) 配分の手順

以下の3種類の手順についてそれぞれ計算を行った。

- ① 副生水素を製品として取り出す代わりに、代替燃料として化石燃料を利用する（副生水素がエネルギーとして利用されている場合）
- ② 主製品と副生水素の間で、物理量（kg）に基づく負荷配分を実施する
- ③ 主製品と副生水素の間で、経済価値（円）に基づく負荷配分を実施する

(3) 使用したデータ

代替燃料としては石炭（輸入一般炭）、A重油、都市ガスを利用した場合を想定し、それぞれの燃料について副生水素と熱量等価となる量を燃焼させた場合のGHG排出量を算出した。

主製品製造プロセスにおけるGHG排出量については、（一社）産業環境管理協会の提供するLCAシステムMiLCA ver.1.1に収録されているデータを参照した。

物理量に基づく負荷配分にあたっては、化学反応における量的関係に基づき、主製品の製造プロセス由来のGHG排出量を配分した。

また、経済価値に基づく負荷配分にあたっては、主製品及び副製品の価格を設定し、さらに質量比を考慮してGHG排出量の配分を行った。なお苛性ソーダ、塩素、化学品の価格については財務省の貿易統計を参照し、2015年の輸出価格実績に基づき設定した。水素の価格については、現在水素ステーションにおける一般的な販売価格である1,100円/kgを使用した。

(4) 感度分析結果

各手順に従い配分を行った結果を以下に示す。

代替燃料を考慮した場合、いずれの水素製造パスにおいても大幅にGHG排出量が増加する結果となった。代替燃料として石炭を利用した場合、パス全体のGHG排出量は配分前と比べて2.4～3.0倍に、A重油を利用した場合は2.2～2.7倍に、都市ガスを利用した場合は2.0～2.4倍に増加した。

質量基準での負荷配分を行った場合は、いずれの水素製造パスでも1.2倍程度の増加率であった。

また、経済価値基準での負荷配分を行った場合、塩電解による水素製造パスでは1.3～1.4倍程度の増加率であったのに対し、海外化学品製造由来の水素製造パスでは約3.7倍と大幅にGHG排出量が増加した。これは塩電解による水素製造パスの場合、共製品である塩素の生成量が多く、また塩素の価格も高いためGHG排出量の大部分（約9割）が塩素へと配分されるのに対し、今回想定した海外化学品製造由来の水素製造パスの場合は共製品がなく、化学品の価格も低いため排出量の約

6割が水素へと配分されることが理由となっている。

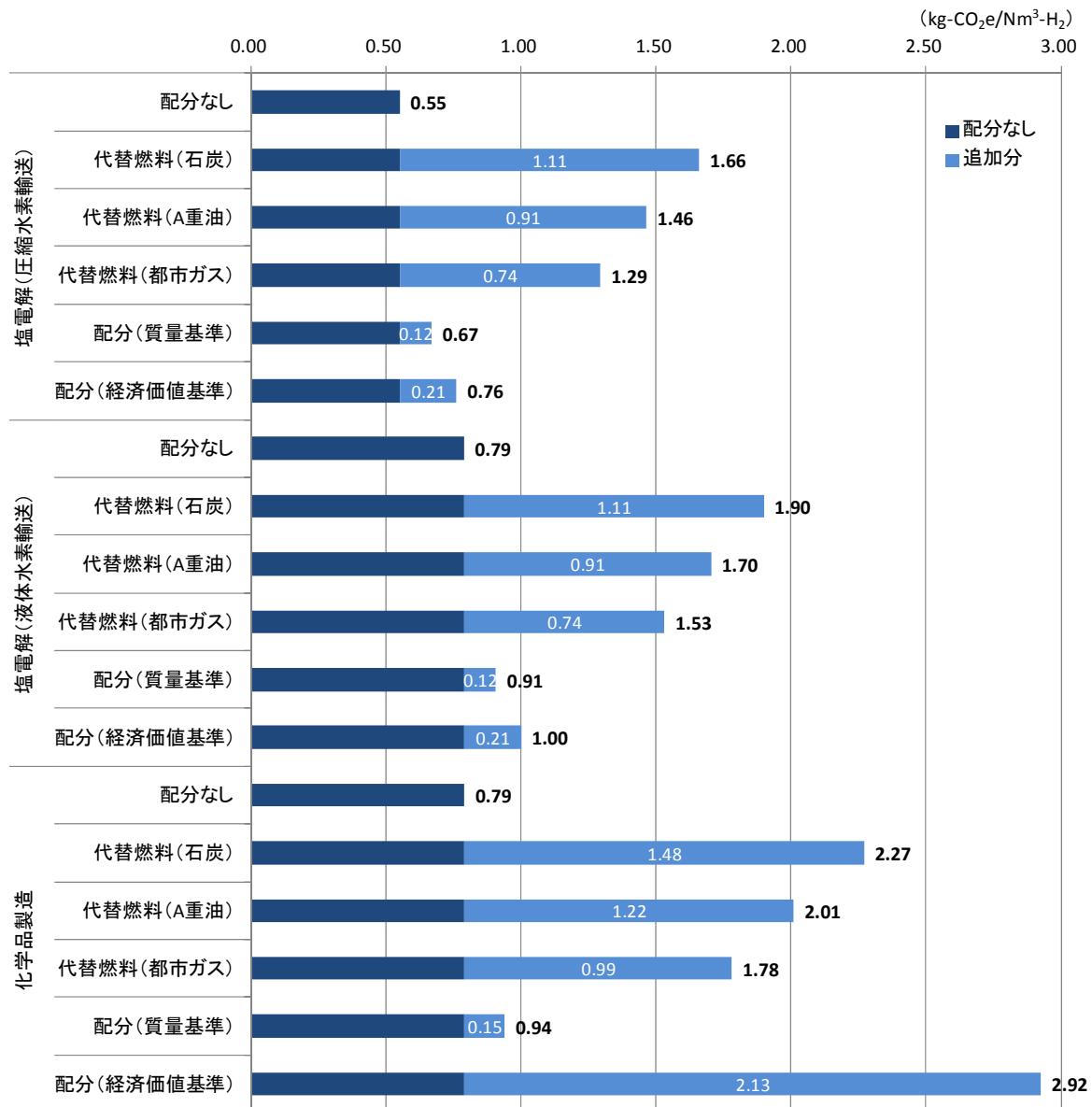


図 5.4 配分の手順に関する感度分析結果

5.2.3 不確実性分析結果

本 LCA では、5.1 において重要な事項として特定された「ライフサイクルにおける電力消費量」について、将来における系統電力の排出原単位の不確実性に関する影響を分析した。

将来の排出原単位が最も低くなるケースとしては、電気事業連合会が 2015 年に発表した「電気事業における低炭素社会実行計画」における 2030 年の目標値である、370 g-CO₂/kWh を使用した。一方、最も高くなるケースとしては、現状で最も GHG 排出量の大きな電源である石炭火力発電の排出係数 864 g-CO₂/kWh (出典：環境省 [2012]) を参考に、排出原単位が 900 g-CO₂/kWh になった場合を仮定して計算を行った。

分析結果を図 5.5 に示す。排出原単位の不確実性による水素製造パス全体の GHG 排出量への影響は、電力由来の GHG 排出量の割合が大きいパスほど顕著であった。液体水素輸送では、圧縮水素輸送よりもより多くの電力を消費するため、排出原単位が大きくなった場合には、液体水素輸送と圧縮水素輸送の GHG 排出量の差がさらに拡大する可能性が示唆された。

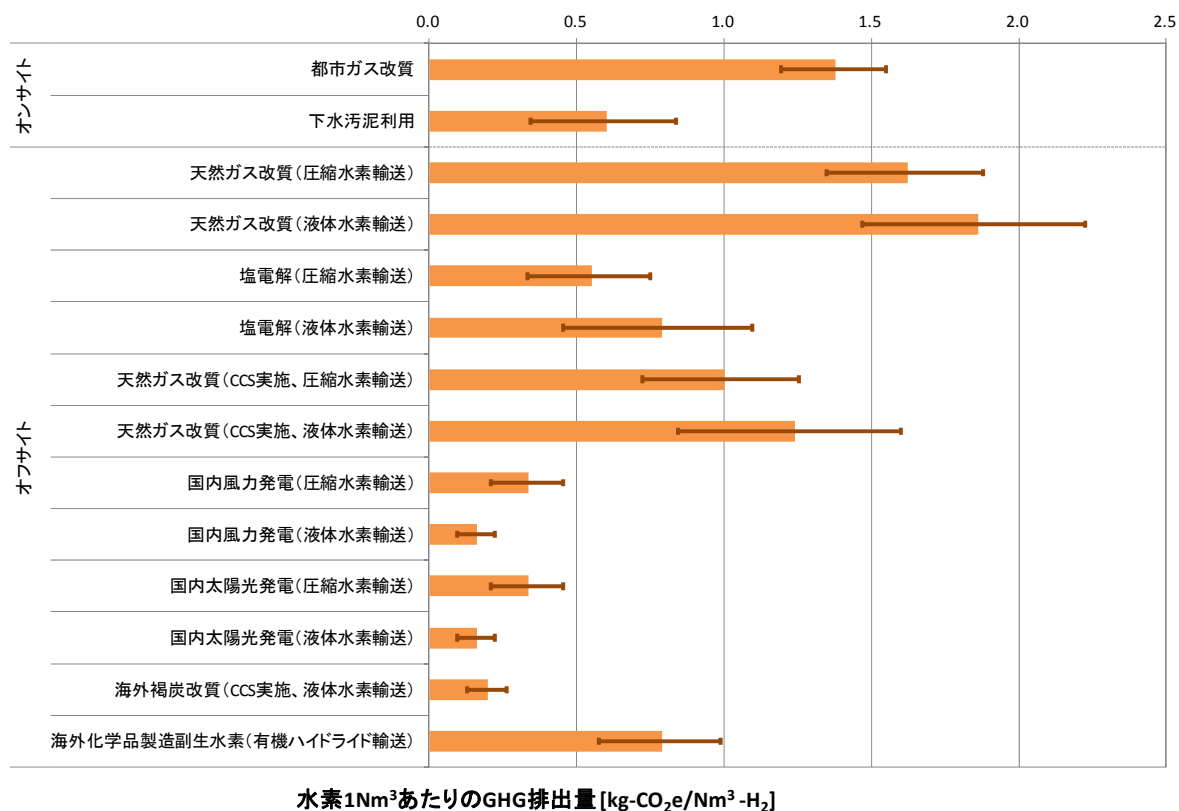


図 5.5 系統電力の排出原単位に関する不確実性分析結果

6. まとめ

本 LCA は、異なる水素製造パスの GHG 排出量を定量的に把握するとともに、将来の排出削減の可能性を考察することを目的に実施された。なお、評価対象（基準フロー）は水素 1 Nm^3 を FCV の燃料タンクに充填することとした。

評価の結果、水素製造パスのライフサイクル全体における GHG 排出量は $0.16 \sim 1.86 \text{ kg-CO}_2\text{e/Nm}^3\text{-H}_2$ となった。化石燃料由来の水素製造パスの GHG 排出量が多い傾向にあり、次に副生水素由来の水素製造パスが大きく、最も GHG 排出量が少ないのは再生可能エネルギー（太陽光発電、風力発電）由来の水素製造パスという傾向がみられた。

GHG 排出量の内訳を見ると、化石燃料由来の水素製造パスでは「製造段階におけるエネルギー消費量及び原料からの直接排出量」が、副生水素由来の水素製造パスでは「輸送・貯蔵及び充填段階におけるエネルギー消費量」が、再生可能エネルギー由来の水素製造パスでは「充填段階におけるエネルギー消費量」が、それぞれパス全体の GHG 排出量に大きなインパクトを持つことが認められた。また、すべてのパスにおいて「ライフサイクル全体における電力消費量」による影響も大きく、特に塩電解と再生可能エネルギー由来の水素製造パスにおいてその傾向は顕著であった。これらの結果を踏まえると、各プロセスにおける機器の効率化等を通じたエネルギー消費量の低減や CCS の実施による原料由来排出量の低減（化石燃料由来のパスの場合）、系統電力の排出原単位を下げることで、水素製造パス全体の GHG 排出量低減において重要であることが示唆された。

本 LCA では水素製造パスを構成する機器類のライフサイクルを構成するプロセスをシステム境界外としたが、このシステム境界の精査に関する感度分析を行った。その結果、原料生産プロセスの設備構築に起因する GHG 排出量は、化石燃料由来の水素製造パスでは極めて小さく、パス全体の排出量にはほとんど寄与しないことが示された。一方、再生可能エネルギーを利用する水素製造パスでは、発電設備の構築に起因する GHG 排出量がパス全体の排出量を約 $13 \sim 110 \%$ も押し上げる効果があることが示された。なお、本 LCA では水素の製造、輸送・貯蔵、充填プロセスに関する設備構築時の排出量データは入手できなかったため評価対象外としており、今後の検討課題である。

副生水素を利用する水素製造パスについて、本 LCA では現在有効利用されていない余剰の副生水素を利用することを想定し、配分を原則行わないこととした。しかし将来的に、現在有効利用されている副生水素が FCV の燃料として利用されるケースもあり得ることを考慮し、配分手順に関する感度分析を実施した。その結果、代替燃料を考慮した場合は、GHG 排出量が $2 \sim 3$ 倍に増加した。また、質量基準での配分を行った場合は 1.2 倍程度、経済価値基準で配分を行った場合は $1.3 \sim 3.7$ 倍程度に排出量が増加した。このように、排出量増加の程度は選択した配分手順によって幅がみられたが、いずれのケースにおいても、配分を行うことで GHG 排出量が増加することが示された。この結果から、将来既に利用されている副生水素を FCV の燃料として利用する場合には、副生水素の GHG 排出量が増加する可能性があることに留意すべきと考えられた。

本 LCA の結果は、今後、水素の製造・供給・利用に関わる事業者や FCV の利用者が、環境負荷低減を目指した技術開発やより環境負荷の小さな水素の選択を行う上で参考となる資料の 1 つになるであろう。しかしながら、本 LCA の結果は気候変動という環境側面のみに対して、ある前提条件下で評価した結果であり、すべての環境側面やあらゆる前提条件下において、特定の水素製造パスが優位であることを示したわけではないことに注意する必要がある。

今後は、今回の調査において対象外とした環境側面や前提条件についても可能な限り調査を行うとともに、本 LCA の精度を向上し、水素の製造・供給・利用に関わる事業者や FCV の利用者に対

してよりの確な情報を提供できるようにしていく必要があると考えられる。

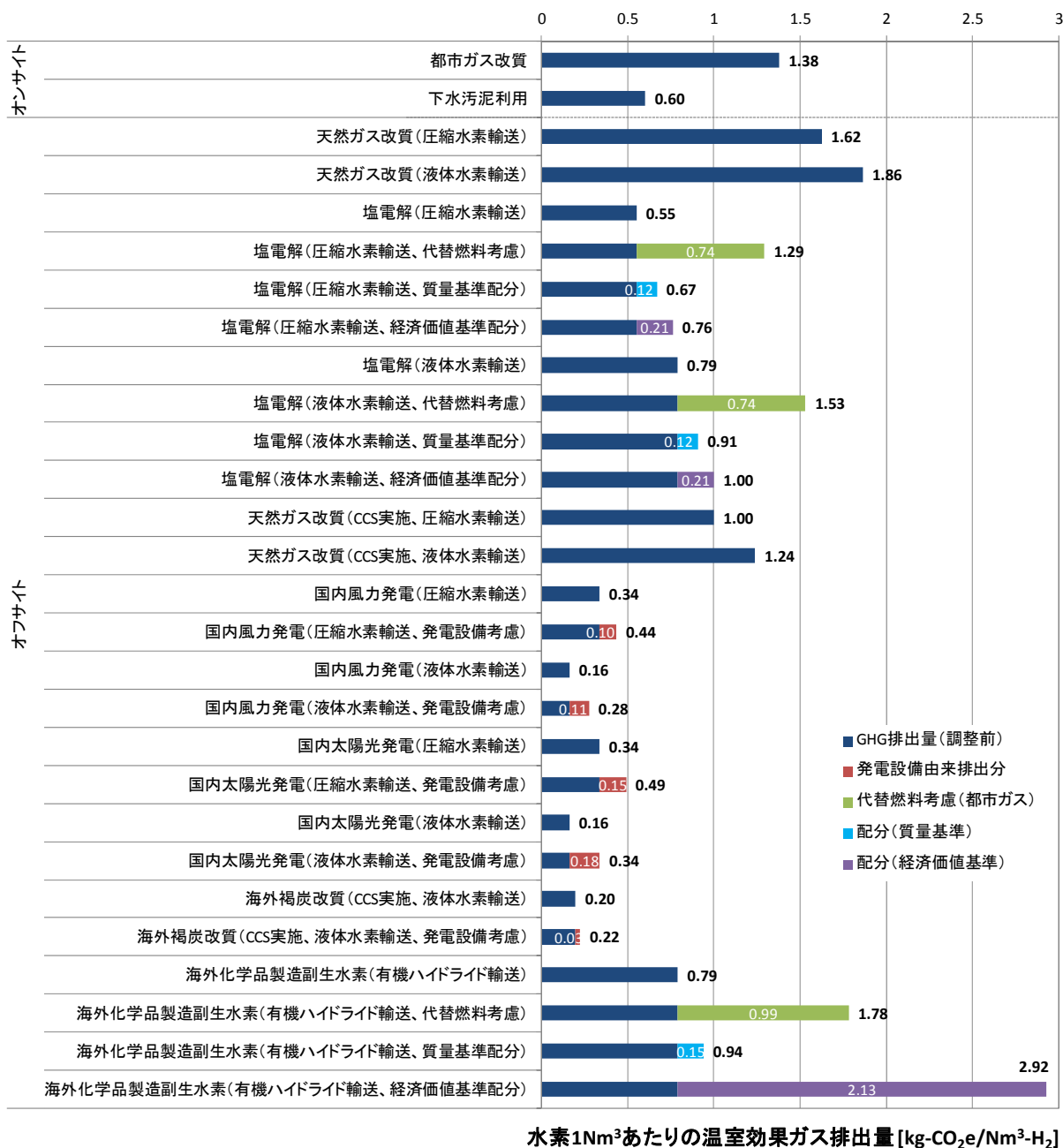


図 6.1 評価結果一覧

7. 参考文献

- 富岡秀徳 [2013] : 「燃料電池自動車用水素性状に係る国際標準化について」、JARI Research Journal 20130806
- 岡村智仁、古川道信、多田進一、石谷久 [2004] : 「LNG 及び都市ガスの LCCO₂ 分析における中東プロジェクトのインパクト評価」、第 20 回エネルギーシステム・経済・環境カンファレンス講演論文集
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2003] : 「水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術 (WE-NET) 第Ⅱ期研究開発 タスク 1 システム評価に関する調査・研究」、NEDO-WE-NET- 0201
- 石油産業活性化センター、日本自動車研究所、エンジニアリング振興協会、日本ガス協会 [2011] : 「燃料電池システム等実証研究 (第 2 期 JHFC プロジェクト) 報告書」
- みずほ情報総研 [2004] : 「輸送用燃料の Well-to-Wheel 評価 日本における輸送用燃料製造 (Well-to-Tank) を中心とした温室効果ガス排出量に関する研究報告書」、トヨタ自動車株式会社委託調査、Download at : <http://www.mizuho-ir.co.jp/research/documents/wtwghg041130.pdf>
- エネルギー総合工学研究所、岩谷産業、川崎重工業、関西電力、清水建設、三菱重工業、千代田化工建設 [2009] : 「水素製造・輸送・貯蔵システム等技術開発 次世代技術開発・フィージビリティスタディ等 技術シナリオに関するフィージビリティスタディ等研究開発 水素キャリアに応じたフィージビリティスタディ」、平成 20 年度新エネルギー・産業技術総合開発機構委託事業
- 湯龍龍、横山隆壽、窪田ひろみ、下田昭郎 [2013] : 「日本における CCS 付き微粉炭火力発電のライフサイクルアセスメント ―CCS 導入による環境・健康リスク―」、電力中央研究所報告 (研究報告 : V12012)
- 日本自動車研究所 [2011] : 「総合効率と GHG 排出の分析 報告書」
- 川崎重工業 [2012-1] : 「国際エネルギー消費効率化等技術・システム実証事業／基礎事業 石炭高効率利用システム案件等形成調査事業 豪州における褐炭を利用した水素供給・利用インフラチェーンプロジェクトの案件形成調査」、平成 23 年度新エネルギー・産業技術総合開発機構委託事業
- 川崎重工業 [2012-2] : 「国際連携クリーンコール技術開発プロジェクト クリーンコール技術に関する基盤的国際共同研究 低品位炭起源の炭素フリー燃料による将来エネルギーシステム (水素チェーンモデル) の実現可能性に関する調査研究」、平成 22～23 年度新エネルギー・産業技術総合開発機構委託事業
- IPCC [2014] : 「Climate Change 2014: Synthesis Report」、Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change
- 今村栄一、長野浩司 [2010] : 「日本の発電技術のライフサイクル CO₂ 排出量評価―2009 年に得られたデータを用いた再推計―」、電力研究所報告 (研究報告 : Y09027)
- 一般社団法人産業環境管理協会 : 「LCA システム MiLCAver.1.1」
- 財務省 : 「貿易統計」 Download at : <http://www.customs.go.jp/toukei/info/index.htm>
- 環境省 [2012] : 「地球温暖化対策事業効果算定ガイドブック」 Download at : <https://www.env.go.jp/earth/report/h24-05/full.pdf>