

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

平成 16 年 11 月

トヨタ自動車株式会社
TOYOTA MOTOR CORPORATION

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

本報告書の内容に関する問い合わせ先

みずほ情報総研株式会社 WTT-GHG 研究チーム

〒101-8443 東京都千代田区神田錦町 2-3

TEL : +81-3-5281-5410 FAX : +81-3-5281-5466

URL : <http://www.mizuho-ir.co.jp/kankyo/>

E-mail : kankyo@mizuho-ir.co.jp

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トヨタ自動車及び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、トヨタ自動車及び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。

はじめに

これまで自動車は、人々の移動の欲求を満たすと共に、様々な形で社会や経済の発展に寄与してきた。今後、多くの国や地域でモータリゼーションが進展することが予測される一方、自動車が引き続き社会の中で活用されるためには、自動車の利便性を犠牲にすることなく、環境負荷を軽減するために役立つ様々な技術や燃料の可能性を検討しておく必要がある。

このような検討を行うにあたっては、自動車の性能検討と同時に、燃料の原料調達段階から、製造、流通、および消費（燃焼）に至るライフサイクル全体を対象とし、それらの各段階における環境負荷を定量的に把握した評価を行うことが望ましい。なぜなら、性能改善によって自動車から排出される環境負荷が軽減されても、燃料の生産・供給に伴う環境負荷増加によって相殺されてしまう、または時には後者の方が上回ってしまう可能性があるからである。

ライフサイクル全体を対象とした環境負荷を把握する手法としては、ライフサイクルアセスメント（LCA）を挙げることができる。一般に、自動車のLCAにおいては、

- (1) 燃料供給インフラ及び自動車の製造
- (2) 燃料の製造
- (3) 燃料の使用（自動車の走行）
- (4) 自動車のメンテナンス
- (5) 燃料供給インフラ及び自動車の解体・廃棄

におけるマテリアルフロー、エネルギーフロー及び環境負荷が評価の対象となる。しかし、将来の様々な燃料や動力源の方向性を見極める場合には、自動車のLCAを実施するために設定した前提条件による不確実性（どのような自動車を何処の工場で製造し、何処で廃棄するか等）を極力減らすことが望まれる。このようなことから、今後の様々な燃料や動力源の組み合わせの評価を行うにあたっては、自動車のライフサイクルで最も重要な走行段階に焦点を当てた評価、(2)及び(3)、すなわち、Well-to-Tank（一次エネルギーの採掘から燃料タンクに充填されるまで）及びTank-to-Wheel（燃料タンクから車両走行まで）を対象に行われることが多い。実際、最近欧米においては(2)及び(3)に焦点を当てた研究が盛んに行われている（General Motors, *et al.* [2001]、General Motors, *et al.* [2002]、EU Alternative Fuels Contact Group [2003]）。また、日本においても、財団法人日本自動車研究所や財団法人石油産業活性化センター等において輸送用燃料を対象とした総合効率の検討が行われている（JHFC 総合効率検討特別委員会 [2004]、石油産業活性化センター [2002-2]）。

本報告書は、みずほ情報総研株式会社（旧社名：株式会社富士総合研究所）がトヨタ自動車株式会社からの委託を受け、日本において現在使用されている、もしくは将来の使用が検討されている輸送用燃料の主に Well-to-Tank でのエネルギー消費量、温室効果ガス排出量及びエネルギー効率の算出を行った結果をまとめたものである。また、その結果とこれまでにトヨタ自動車が調査研究してきた Tank-to-Wheel に関するデータとあわせ、セダン系乗用車の所定の条件下での Well-to-Wheel（一次エネルギーの採掘から車両走行まで）での温室効果ガス排出量の一例も示している。

本報告書は、自動車・燃料業界は元より、関連各社・各機関に活用され、持続可能なモビリティの実現に寄与することを期待するものである。

研究実施体制

本研究は、みずほ情報総研内の環境関連部署（環境戦略ソリューション室及び環境・資源エネルギー研究部）から構成されるプロジェクトチームが担当した。また、Well-to-Tank での分析にあたっては、有識者から構成されるアドバイザリーコミッティを設置し、研究計画、研究過程及び内容について御審議いただいた。

本研究には次のメンバーが参加した：

<アドバイザリーコミッティ委員>

（座長）石谷 久	慶應義塾大学大学院 政策・メディア研究科 教授
池松 正樹	新日本石油株式会社 新エネルギー本部 FC 事業第 2 部長
西村 文宏	電気事業連合会 立地環境部長
（北原 隆朗	電気事業連合会 立地環境部 副部長）
松本 清一	社団法人日本ガス協会 環境部長
中西 清	株式会社コンポン研究所 代表取締役所長 （トヨタ自動車株式会社 顧問）
小林 茂樹	IPCC コーディネーティング リード オーサー （株式会社豊田中央研究所 BR シンクタンク室 総合企画室（兼）主任研究員）

<トヨタ自動車>

（代表）星 博彦	第 1 材料技術部 燃料・油剤室 シニアスタッフエンジニア
----------	-------------------------------

<みずほ情報総研>

（代表）加地 靖	WTT-GHG 研究チーム（環境戦略ソリューション室 主任研究員）
----------	-----------------------------------

謝 辞

アドバイザリーコミッティ委員の方々には、研究内容に対する有益な助言・コメントだけではなく、貴重なデータ等をご提供いただいた。また、情報収集にあたっては、御多忙な中、多くの関係機関・企業の方々にヒアリング等ご協力いただいた。ここに深く感謝する次第である。

平成 16 年 11 月

概 要

燃料電池自動車（FCV）の実用化が視野に入り、ガソリン車、ハイブリッド車と共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。このような背景のもと、環境負荷を軽減するために役立つ様々な技術や燃料の可能性を検討するための基礎情報を把握することを目的に、トヨタ自動車の委託を受け、みずほ情報総研が本研究を実施した。

本研究では主に、日本において現在及び近い将来に想定される輸送用燃料を対象に Well-to-Tank（一次エネルギーの採掘から燃料タンクに充填されるまで）でのエネルギー消費量、温室効果ガス排出量及びエネルギー効率を算出した。そして、その結果とこれまでにトヨタ自動車が行ってきた Tank-to-Wheel（燃料タンクから車両走行まで）に関するデータとあわせ、セダン系乗用車の所定の条件下での Well-to-Wheel（一次エネルギーの採掘から車両走行まで）での温室効果ガス排出量の一例を算出した（下図参照）。

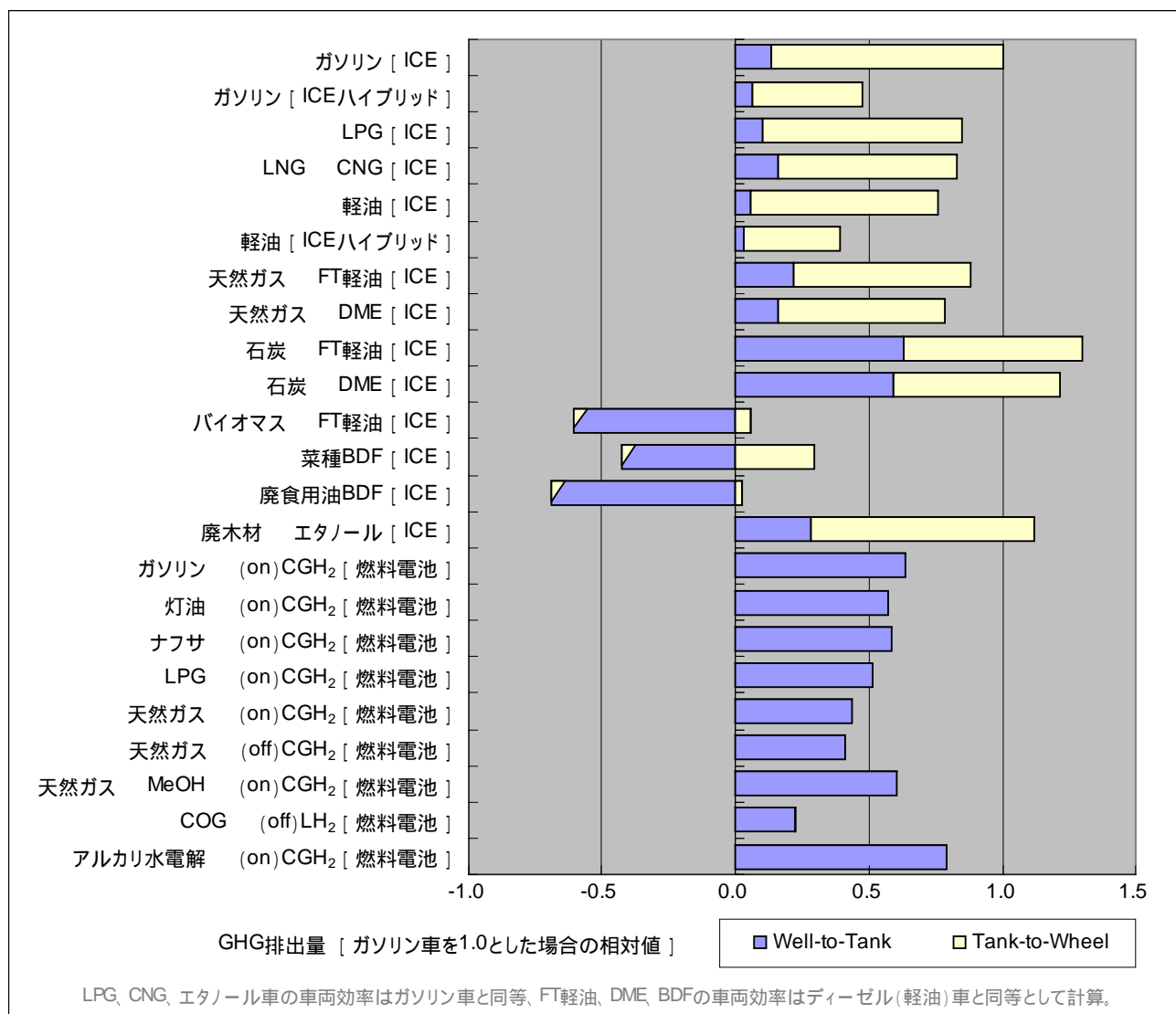


図 Well-to-Wheel での温室効果ガス排出量算出結果の一例

Well-to-Tank について、対象とした燃料製造パスは、石油起源 21、天然ガス起源 20、石炭起源 8、バイオマス資源関連 19 (バイオディーゼル燃料 (BDF) 3、dry 系 10、wet 系 6)、電源ミックス (日本平均) 及びそれによる水電解水素、副生水素 6 の合計 76 パスである。これらのデータの収集にあたっては、対象時期を特に限定せず、現時点で存在するデータを把握・整理することに務めた。また、データの公平性を確保するため、専門家による第三者評価 (アドバイザリーコミッティ) を実施、データの出典先から算出の方法に至るまで様々なアドバイスをすることにより、信頼性向上に努めた。なお、算出に用いたデータに幅があるものについては、最小値から最大値まで幅で示した。

更に、Well-to-Wheel については、これまでの先行研究と同様、比較的低速走行が主体である「10・15 モード走行」(本研究での算出例) では、温室効果ガス排出量に関してはハイブリッド車 (ガソリン、ディーゼル) の優位性が顕著であるという結果が得られた。そして、FT 軽油、DME 等の合成燃料や水素は、原料となる一次エネルギーにより Well-to-Tank での温室効果ガス排出量は大きくばらつき、今後の検討において如何に温室効果ガス排出量が少ないパスで燃料を製造するかが重要なポイントとなることもわかった。なお、水素については、過渡期には、天然ガス等化石燃料起源の水素もハイブリッド車と同等の効果を挙げており、CO₂ 回収・貯留技術等の動向によっては、これらのパスにおける温室効果ガス排出量を更に軽減できる可能性も考えられる。また、バイオマス資源を起源とする燃料は温室効果ガス排出量が比較的小さな値となっており、今後の活用が期待される。

本研究における算出結果の信頼性及びその適用性は、採用した負荷配分方法やデータの品質等、算出の前提条件に大きく依存している。実際、各種石油製品や都市ガス、LPG、電力等、既に商業利用されているものもあれば、バイオマス資源や合成燃料、水素等、技術開発の初期段階にあるものもある。また、今回の算出結果が実績値に基づいていても、今後の技術革新や市場規模の変化、新たな法規制等による不確実性が高いため、これらを単純に比較することは問題が多い。更に、共製品、副産物等との負荷配分に関して、本研究では基本的に副産物は廃棄することを前提に検討を実施しているが、先行研究においては、その実現可能性は不明確であるものの、一定の副産物の利用等が加味されている (負荷配分が検討されている) システム境界に関して、本研究では副生水素の原料となる COG 等を製造するプロセスからの環境負荷は考慮していない。このようなことから、本研究における算出結果はいわば第一次近似のようなものであり、所期の目的に資するためには今後、前提条件の整合性や算出に用いたデータの精度を向上し、結果の信頼性を更に高めていく必要があると考えられる。

本研究は Well-to-Tank での分析に重点を置いた。今後、種々の Tank-to-Wheel での分析結果や基礎データと合わせ、一次エネルギーの採掘から車両走行までの総合効率 - Well-to-Wheel - に関する様々な分析を更に行っていく予定である。また、その際には、分析の前提条件等に整合するように、本研究における算出結果も必要に応じて変更・修正が加えられるであろう。

Well-to-Wheel での分析結果は、将来の技術や燃料の選択を検討するための重要な要素の 1 つである。しかしながら、将来採用される技術や燃料はこれのみで決定されるものではない。この他にも、コストやインフラストラクチャーの問題、技術の完成度、供給可能性、使い勝手等、様々な要素が考慮されるからである。今後は、各国・各地域でのエネルギー事情やインフラストラクチャーの整備、規制の状況に応じて、自動車と燃料の最適な組み合わせを追求していく必要があると考えられる。

- 目 次 -

はじめに	(1)
概 要	(3)
1. 目的及び調査範囲	1
1.1 目的	1
1.2 調査範囲	1
1.2.1 評価対象とする燃料製造（Well-to-Tank）パス	2
1.2.2 環境負荷項目	6
1.2.3 算出方法	7
2. Well-to-Tank に関するデータの収集手順及び算出方法	11
2.1 石油起源の燃料製造パス	11
2.1.1 概要	11
2.1.2 各プロセスデータの収集	13
2.1.3 算出結果	19
2.2 天然ガス起源の燃料製造パス	20
2.2.1 概要	20
2.2.2 各プロセスデータの収集	21
2.2.3 算出結果	27
2.3 バイオマス資源を起源とする燃料製造パス	29
2.3.1 概要	29
2.3.2 各プロセスデータの収集	31
2.3.3 算出結果	42
2.4 合成燃料の製造パス	45
2.4.1 概要	45
2.4.2 各プロセスデータの収集	49
2.4.3 算出結果	58
2.5 液化石油ガス（LPG）製造パス	60
2.5.1 概要	60
2.5.2 各プロセスデータの収集	60
2.5.3 算出結果	62

2.6	電力（発電パス）	63
2.6.1	概要	63
2.6.2	各プロセスデータの収集	65
2.6.3	算出結果	73
2.7	水素製造パス	74
2.7.1	概要	74
2.7.2	各プロセスデータの収集	76
2.7.3	算出結果	86
3.	総合評価	94
3.1	評価対象とした燃料の Well-to-Tank における算出結果	94
3.2	Tank-to-Wheel に関する分析と Well-to-Wheel における算出結果の一例	100
3.2.1	Tank-to-Wheel の算出条件	100
3.2.2	Well-to-Wheel での温室効果ガス排出量の算出結果の一例	101
3.3	Well-to-Tank における結果の考察と今後の展開について	102
3.3.1	Well-to-Tank における結果の考察	102
3.3.2	今後の展開	107
4.	参考文献	108

1. 目的及び調査範囲

1.1 目的

燃料電池自動車（FCV）の実用化が視野に入り、ガソリン車、ハイブリッド車と共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。このような背景のもと、自動車が引き続き社会の中で活用されるために、自動車の利便性を犠牲にすることなく、環境負荷を軽減するために役立つ様々な技術や燃料の可能性を検討するための基礎情報を把握することが本研究の目的である。

具体的には、将来技術も考慮した、輸送用燃料として考えられる様々な燃料製造パスについて調査・整理すると共に、それら各パスにおける Well-to-Wheel でのエネルギー消費量、温室効果ガス排出量及びエネルギー効率を積み上げ形式にて算出した。

1.2 調査範囲

自動車のライフサイクルは、燃料の採掘から生産、充填までの燃料供給サイクル、自動車の製造、走行、廃棄・リサイクルからなる車両サイクル、及びそれらに関連するインフラのサイクルから構成される（図 1.1 参照）。これらのサイクルのうち、本研究では、主に日本における燃料供給サイクルを対象とし、Well-to-Tank でのエネルギー消費量、温室効果ガス排出量及びエネルギー効率を算出した。

また、一つのケーススタディとして、所定の条件下における自動車の走行段階を対象とした Well-to-Wheel での温室効果ガス排出量も参考データとして算出した。

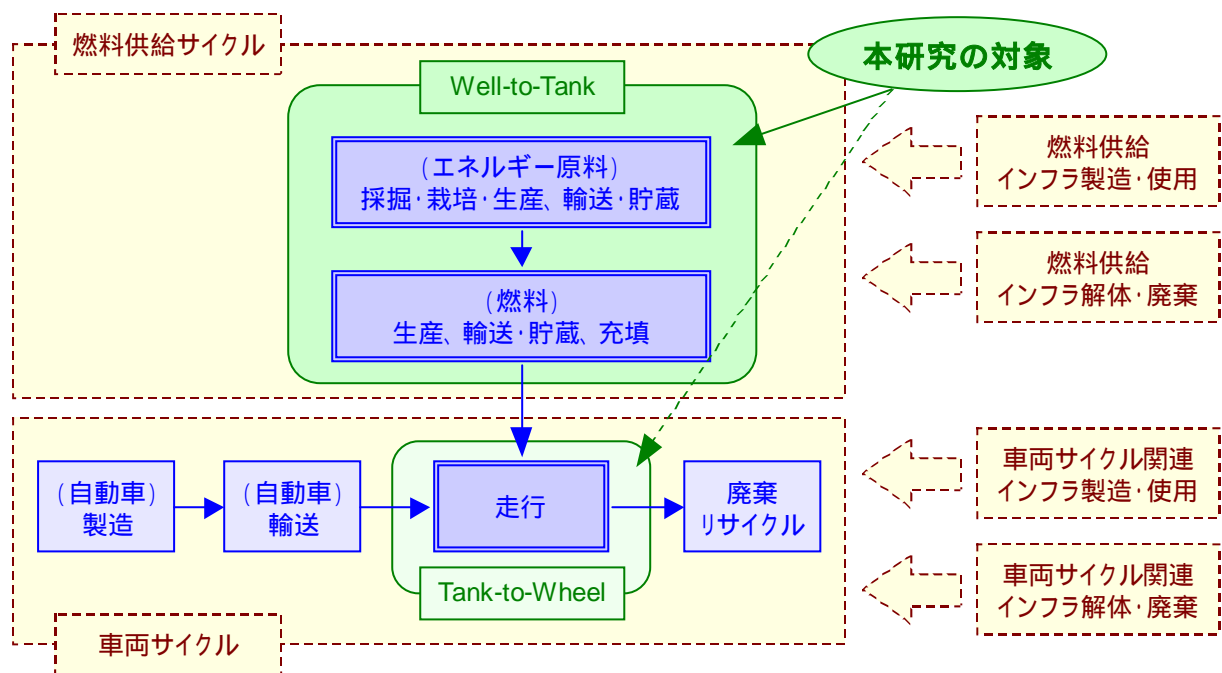


図 1.1 自動車ライフサイクルの各段階と本研究の対象範囲

1.2.1 評価対象とする燃料製造 (Well-to-Tank) パス

はじめに、日本において輸送用燃料として適用可能な燃料製造パスの整理を行った後、既に実現している、将来実現する可能性が高い、実現した場合の波及効果大きい、という視点から、検討の対象とする燃料製造パスの選定を行った。

本研究で検討の対象とした燃料製造パスを表 1.1 ((A) 石油起源、(B) 天然ガス起源、(C) 石炭起源、(D) バイオマス資源関連、(E) 電源ミックス (日本平均)、(F) 副生水素) に示す。

表 1.1 (A) 検討の対象とした燃料製造パス (石油起源)

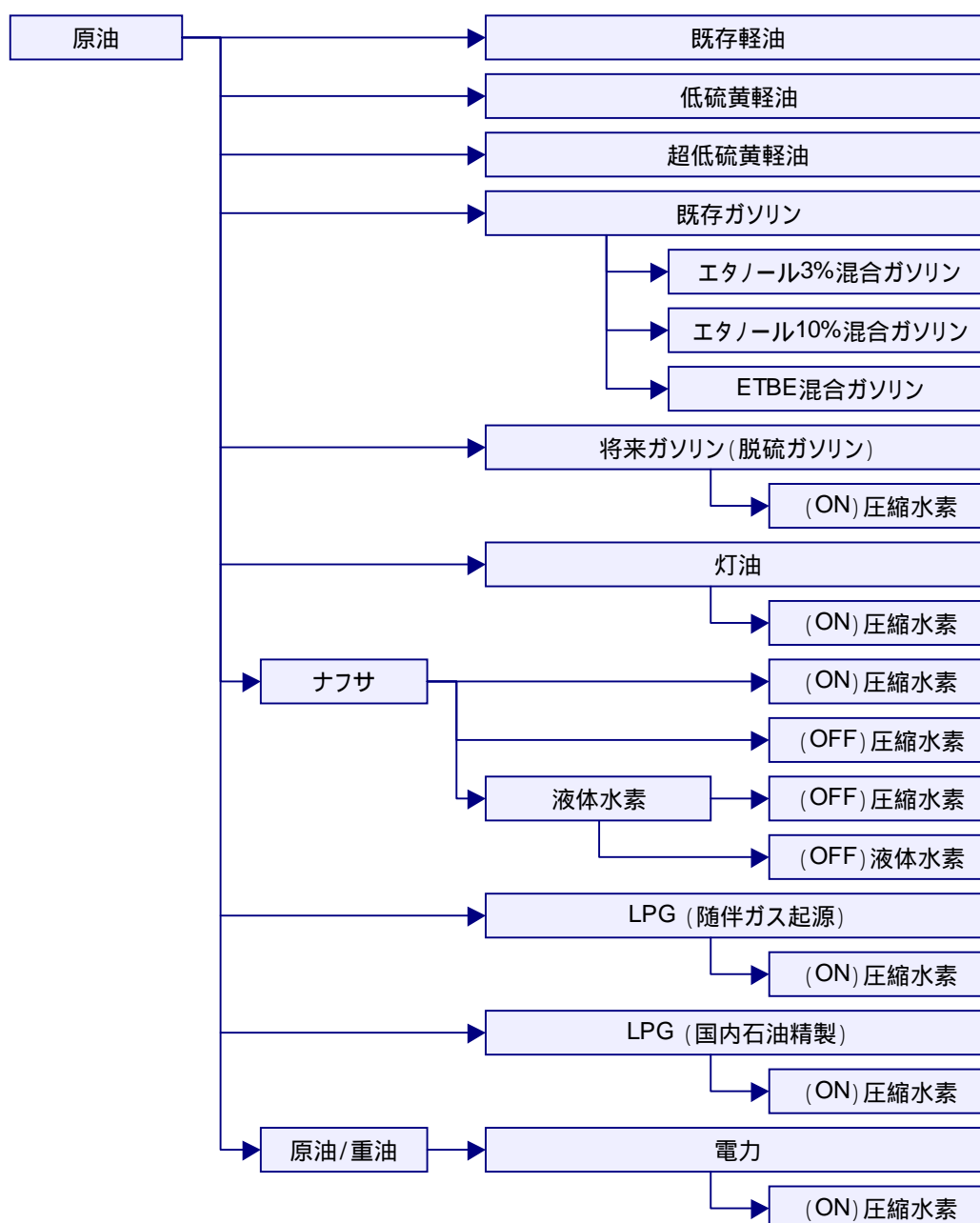


表 1.1 (B) 検討の対象とした燃料製造パス (天然ガス起源)

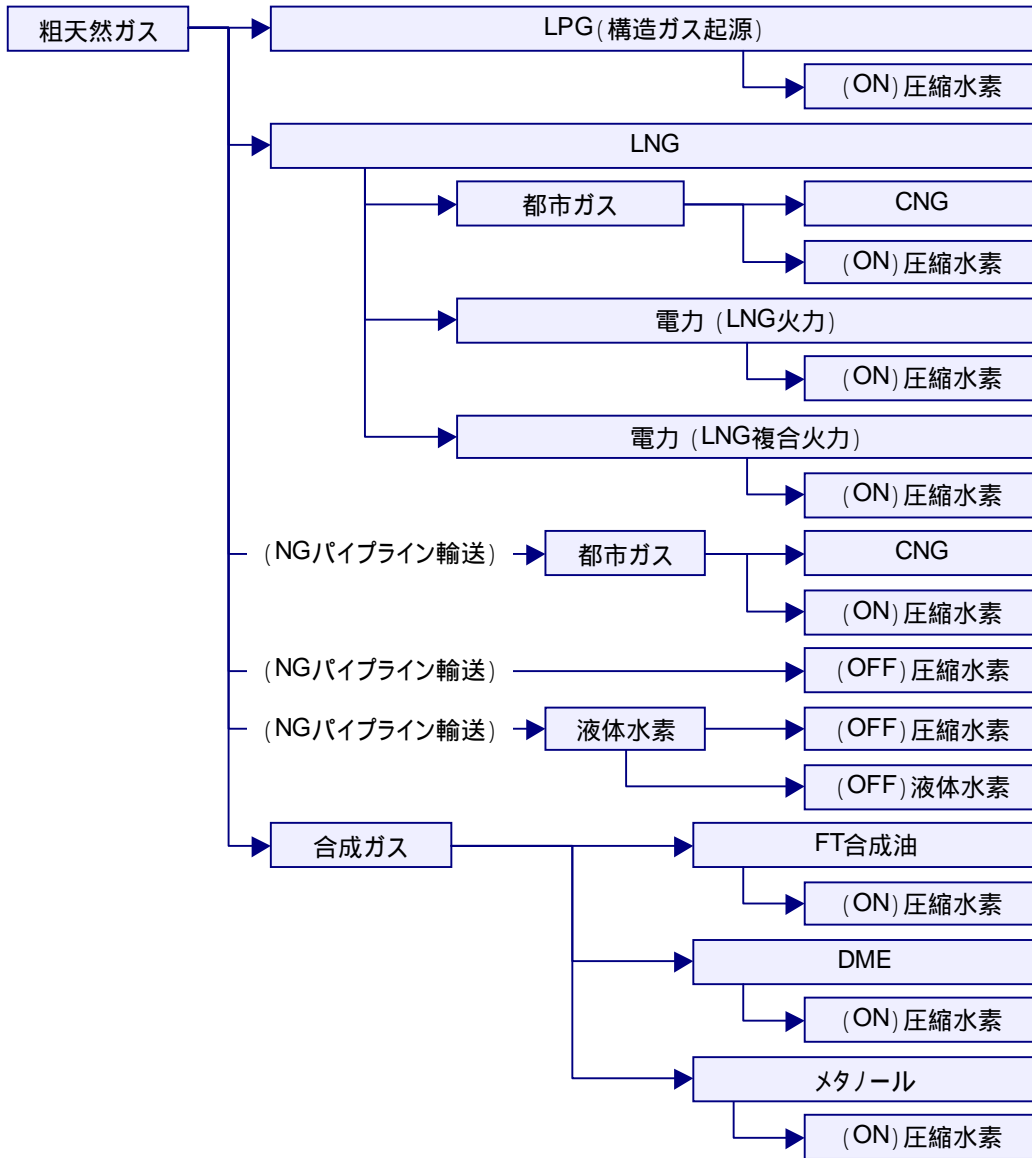


表 1.1 (C) 検討の対象とした燃料製造パス (石炭起源)

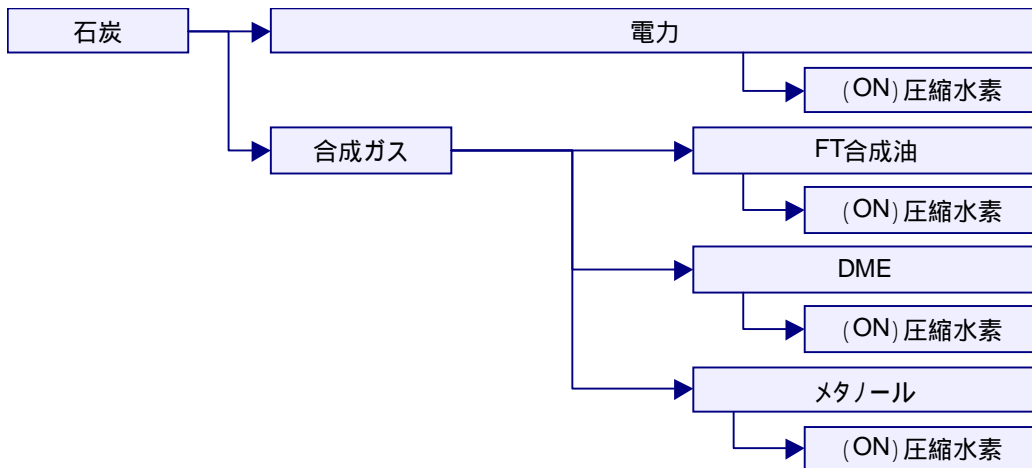


表 1.1 (D) 検討の対象とした燃料製造パス (バイオマス資源関連)

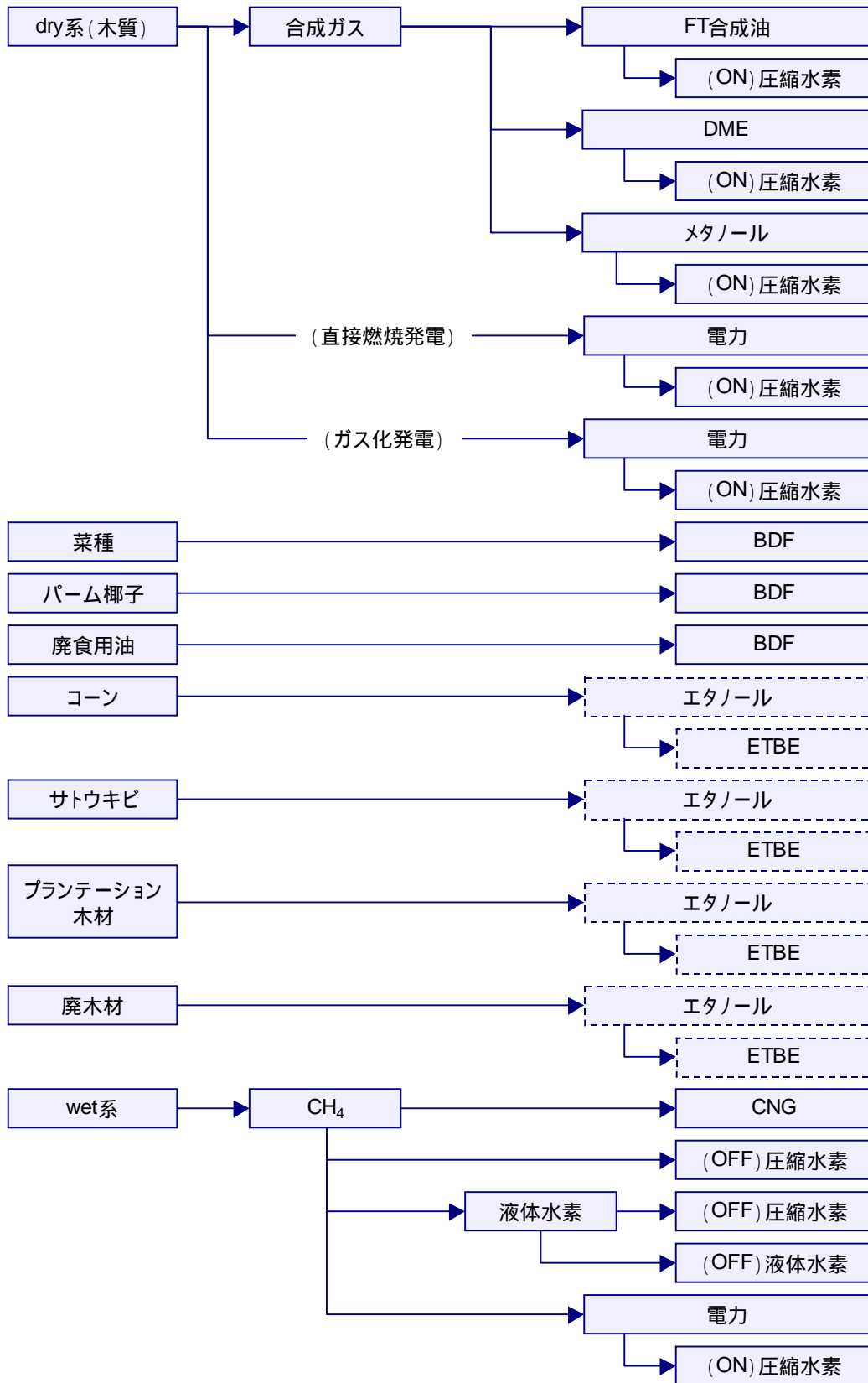


表 1.1 (E) 検討の対象とした燃料製造パス (電源ミックス (日本平均))

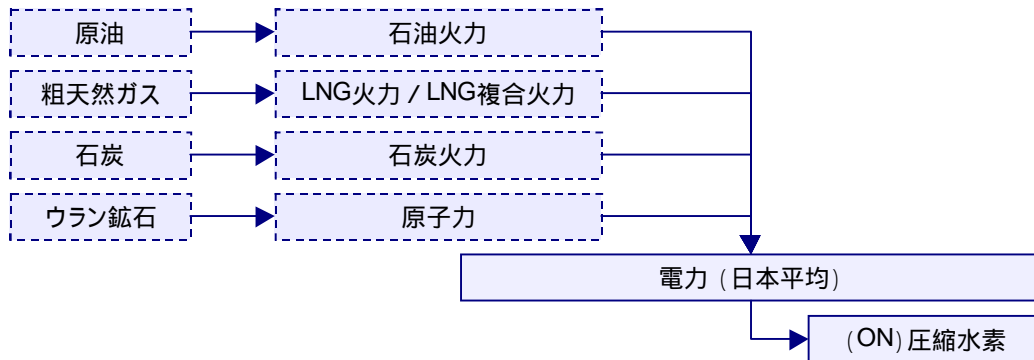
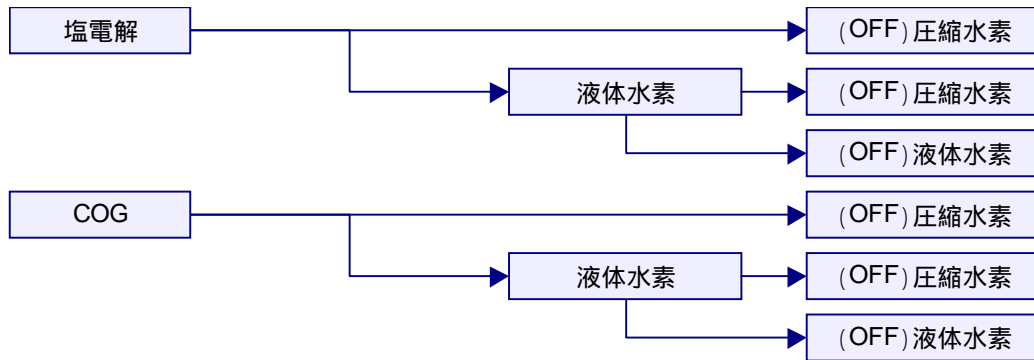


表 1.1 (F) 検討の対象とした燃料製造パス (副生水素)



なお、データの算出を効率よく行うために、本研究では表 1.1 に示した燃料製造パスを構成するプロセスの集合ごとに次のように分類した。

- | | |
|-------------------------|--------|
| (1) 石油起源の燃料製造パス | 2.1 参照 |
| (2) 天然ガス起源の燃料製造パス | 2.2 参照 |
| (3) バイオマス資源を起源とする燃料製造パス | 2.3 参照 |
| (4) 合成燃料の製造パス | 2.4 参照 |
| (5) 液化石油ガス (LPG) 製造パス | 2.5 参照 |
| (6) 電力 (発電パス) | 2.6 参照 |
| (7) 水素製造パス | 2.7 参照 |

各プロセスデータの収集手順及び計算方法を「2. Well-to-Tank に関するデータの収集手順及び算出方法」に示す。そして、これらプロセスデータを繋ぎ合わせることによって導かれる Well-to-Tank でのエネルギー消費量、温室効果ガス排出量及びエネルギー効率の算出結果とその考察については「3. 総合評価」にて議論することにする。

1.2.2 環境負荷項目

本研究では、環境負荷項目として次の内容に関わる項目を対象とした。

[エネルギー消費量]

- エネルギー消費量 (低位発熱量ベース) [MJ]
- エネルギー効率 (低位発熱量ベース) [%]

[大気圏への排出物]

- 温室効果ガス : CH₄, CO₂, N₂O [kg]

ただし、本研究では化石燃料の燃焼に伴う CH₄ 及び N₂O の排出はゼロとした (燃焼に伴う環境負荷の排出は CO₂ のみ考慮)

なお、本研究では、調査目的と照らし合わせ上記項目のみを対象とし、上記以外の大気圏への排出物、水圏及び陸圏への排出物は評価の対象外とした。

また、温室効果ガスについては、IPCC [2001] を参照し、一般に地球温暖化への影響度を示す係数として多く使用されている地球温暖化ポテンシャル (GWP) の 100 年値を特性化係数に採用した。100 年値を採用した理由については、

CO₂ の大気中残存年数 (寿命) が 120 年である

地球温暖化の影響度を調査する際にしばしば 100 年間の影響を議論することが多い

ことが挙げられる。

CO₂ 以外の物質 (CH₄, N₂O) については、この GWP 100 年値に従い CO₂ 相当量への換算により評価を実施した。

$$[\text{GWP 指標結果 kg eq-CO}_2] = [\text{温暖化物質排出量 kg}] \times [\text{GWP 100 年値 kg eq-CO}_2 / \text{kg}]$$

本研究で使用した GWP の 100 年値を表 1.2 に示す (IPCC [2001])。

表 1.2 地球温暖化に対する特性化係数 (単位 : kg eq-CO₂/kg)

温暖化物質名	GWP
メタン (CH ₄)	23
二酸化炭素 (CO ₂)	1
亜酸化窒素 (N ₂ O)	296

1.2.3 算出方法

本研究では、各燃料が生産され、自動車に供給されるまでのライフサイクルに含まれるプロセスごとにデータを調べる「積み上げ法」を採用した。

プロセスごとのエネルギー消費量及びCO₂排出量を算出する際に使用する化石燃料の燃焼及び電力の使用に関するデータは、特に断りがない限り、表 1.3 に示したものを一貫して使用した。すなわち、化石燃料の燃焼に関する入出力は表 1.3 の発熱量を乗ずることによって、また、電力の使用に関しては表 1.4 で示した kWh あたりのエネルギー消費量値を乗ずることによってエネルギー入出力に変換した。そして、エネルギー消費量及び CO₂ 排出量は、表 1.3 及び表 1.4 の発熱量及び燃料燃焼時 CO₂ 排出係数を乗ずることにより算出した。

エネルギー効率については、各プロセスごとに、プロセスの生産物が持つエネルギー（発熱量）を分子に、そのプロセスに投入された原料の持つエネルギー（発熱量）とそのプロセスにおいて消費されたエネルギーの和を分母として算出し、本研究ではそれらを単純に乗じたものをもって当該パスのエネルギー効率とすることとした。

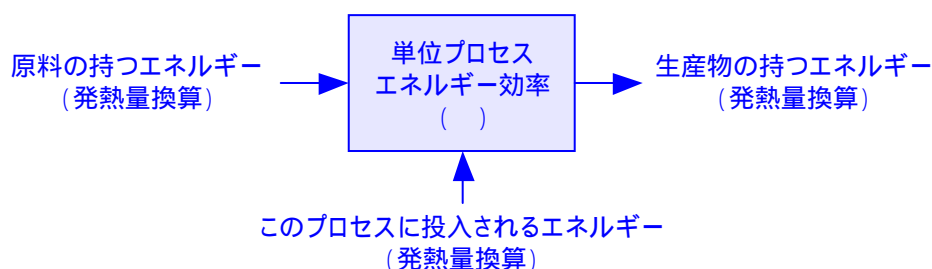


図 1.2 単位プロセスのエネルギー効率

$$= \frac{\text{生産物の持つエネルギー (発熱量換算)}}{\text{原料の持つエネルギー (発熱量換算) + このプロセスに投入されるエネルギー (発熱量換算)}}$$

発熱量に関して、一般に LCA においては高位発熱量 (= 燃料中の水分及び燃焼によって生成された水蒸気の凝縮熱 (蒸発潜熱) を発熱量として含んだ値。HHV) を使用している。しかし、本研究で対象とする燃焼機関は、動作温度が高く水蒸気の潜熱回収は困難であることから、本研究では、低位発熱量 (= 蒸発潜熱を含まない値。LHV) をベースに算出を行うことにした。なお、CO₂ 排出係数を引用した文献では HHV が用いられているため、次に示す換算係数をもとに LHV を算出した (日本エネルギー経済研究所 [1999])。

- 石炭 : LHV HHV × 0.96
- 石油 : LHV HHV × 0.93
- LNG : LHV HHV × 0.90
- LPG : LHV HHV × 0.92

また、石油系燃料の換算係数については、基本的に新エネルギー・産業技術総合開発機構 [1995] の値を引用し、不足分については石油通信社 [2002] の国際エネルギー機関 (IEA) ベース値を引用した。参考までに、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [1995] の換算係数は、湯浅ら [1991] の CO₂ 排出係数と科学技術庁 [1992] の CO₂ 排出係数が等しくなるように算出したものである。

表 1.3 単位量あたりの化石燃料の発熱量及び燃焼時 CO₂ 排出係数

	換算係数		発熱量			CO ₂ 排出係数	
		出典	高位 (HHV)	低位 (LHV)	出典	[kg-CO ₂]	出典
輸入原料炭			28.9 MJ/kg	27.7 MJ/kg	3)	2.61 kg/kg	4)
輸入一般炭			26.6 MJ/kg	25.5 MJ/kg	3)	2.39 kg/kg	4)
国産一般炭			22.5 MJ/kg	21.6 MJ/kg	3)	1.97 kg/kg	4)
輸入無煙炭			27.2 MJ/kg	26.1 MJ/kg	3)	2.45 kg/kg	4)
コークス			30.1 MJ/kg	28.9 MJ/kg	3)	3.25 kg/kg	4)
コークス炉ガス			21.1 MJ/Nm ³	19.0 MJ/Nm ³	3)	0.85 kg/Nm ³	4)
高炉ガス			3.4 MJ/Nm ³	3.1 MJ/Nm ³	3)	0.37 kg/Nm ³	4)
転炉ガス			8.4 MJ/Nm ³	7.6 MJ/Nm ³	3)	0.91 kg/Nm ³	4)
原油	0.8596 kg/L	1)	38.2 MJ/L 44.4 MJ/kg	35.5 MJ/L 41.3 MJ/kg	3)	2.64 kg/L 3.07 kg/kg	4)
NGL・コンデンセート	0.7365 kg/L	1)	35.3 MJ/L 47.9 MJ/kg	32.8 MJ/L 44.6 MJ/kg	3)	2.40 kg/L 3.26 kg/kg	4)
LPG	0.5500 kg/L	2)	50.2 MJ/kg	46.2 MJ/kg	3)	2.94 kg/kg	4)
ナフサ	0.7274 kg/L	1)	34.1 MJ/L 46.9 MJ/kg	31.7 MJ/L 43.6 MJ/kg	3)	2.22 kg/L 3.06 kg/kg	4)
ガソリン	0.7532 kg/L	1)	34.6 MJ/L 45.9 MJ/kg	32.2 MJ/L 42.7 MJ/kg	3)	2.38 kg/L 3.16 kg/kg	4)
ジェット燃料油	0.7834 kg/L	2)	36.7 MJ/L 46.8 MJ/kg	34.1 MJ/L 43.6 MJ/kg	3)	2.46 kg/L 3.14 kg/kg	4)
灯油	0.7990 kg/L	1)	36.7 MJ/L 45.9 MJ/kg	34.1 MJ/L 42.7 MJ/kg	3)	2.51 kg/L 3.15 kg/kg	4)
軽油	0.8299 kg/L	1)	38.2 MJ/L 46.0 MJ/kg	35.5 MJ/L 42.8 MJ/kg	3)	2.64 kg/L 3.19 kg/kg	4)
A 重油	0.8430 kg/L	2)	39.1 MJ/L 46.4 MJ/kg	36.4 MJ/L 43.1 MJ/kg	3)	2.80 kg/L 3.32 kg/kg	4)
B 重油	0.9000 kg/L	2)	40.4 MJ/L 44.9 MJ/kg	37.6 MJ/L 41.7 MJ/kg	3)	2.91 kg/L 3.23 kg/kg	4)
C 重油	0.9130 kg/L	1)	41.7 MJ/L 45.7 MJ/kg	38.8 MJ/L 42.5 MJ/kg	3)	2.99 kg/L 3.27 kg/kg	4)
潤滑油	0.8800 kg/L	1)	40.2 MJ/L 45.7 MJ/kg	37.4 MJ/L 42.5 MJ/kg	3)	2.89 kg/L 3.29 kg/kg	4)
その他重質石油製品			42.3 MJ/kg	39.3 MJ/kg	3)		
炭化水素油			41.0 MJ/L	38.2 MJ/L	5)	3.12 kg/L	5)
石油コークス			35.6 MJ/kg	33.1 MJ/kg	3)	3.31 kg/kg	4)
精油所ガス			44.9 MJ/Nm ³	41.8 MJ/Nm ³	3)	2.41 kg/Nm ³	4)
石油系炭化水素ガス			39.4 MJ/Nm ³	35.4 MJ/Nm ³	5)	2.04 kg/Nm ³	5)
石油随伴ガス			48.3 MJ/Nm ³	43.5 MJ/Nm ³	7), 8)	2.67 kg/Nm ³	7)
石油ガス(オフガス)			39.3 MJ/L	36.6 MJ/L	6)	2.05 kg/L	6)
輸入天然ガス(LNG)	0.7173 kg/Nm ³	1)	54.5 MJ/kg	49.1 MJ/kg	3)	2.77 kg/kg	4)
国産天然ガス			40.9 MJ/Nm ³	36.8 MJ/Nm ³	3)	2.09 kg/Nm ³	4)
都市ガス 13A			46.1 MJ/Nm ³	41.4 MJ/Nm ³	9)	2.36 kg/Nm ³	4)

- 【出典】1) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [1995]
 2) 石油通信社 [2002] *国際エネルギー機関 (IEA) ベース
 3) 経済産業省資源エネルギー庁 [2002-1]
 4) 環境省 [2002-1]
 5) 財団法人石油産業活性化センター [2000]
 6) 財団法人石油産業活性化センター [2002-2]
 7) 重田潤 [1990]
 8) 財団法人石油産業活性化センター [1998]
 9) 日本エネルギー経済研究所 [1999]

表 1.4 発電所におけるエネルギー消費量*1 及び燃料燃焼時 CO₂ 排出係数

	855,488 × 10 ⁶ kWh あたり*2			発電電力量 1kWh あたり					
	エネルギー消費量			エネルギー消費量				CO ₂ 排出係数	
	HHV	LHV		HHV	LHV		(構成比)		
輸入一般炭	1,525	1,464	× 10 ¹⁵ J	1.78	1.71	MJ	(18.1%)	0.1604	kg-CO ₂
原油	296	275	× 10 ¹⁵ J	0.35	0.32	MJ	(3.5%)	0.0239	kg-CO ₂
C 重油	484	450	× 10 ¹⁵ J	0.57	0.53	MJ	(5.8%)	0.0405	kg-CO ₂
軽油	9	8	× 10 ¹⁵ J	0.01	0.01	MJ	(0.1%)	0.0007	kg-CO ₂
ナフサ	4	4	× 10 ¹⁵ J	0.00	0.00	MJ	(0.0%)	0.0003	kg-CO ₂
NGL	2	2	× 10 ¹⁵ J	0.00	0.00	MJ	(0.0%)	0.0002	kg-CO ₂
LNG	2,107	1,896	× 10 ¹⁵ J	2.46	2.22	MJ	(25.1%)	0.1251	kg-CO ₂
LPG	20	18	× 10 ¹⁵ J	0.02	0.02	MJ	(0.2%)	0.0014	kg-CO ₂
天然ガス	22	20	× 10 ¹⁵ J	0.03	0.02	MJ	(0.3%)	0.0013	kg-CO ₂
COG	61	55	× 10 ¹⁵ J	0.07	0.06	MJ	(0.7%)	0.0029	kg-CO ₂
LDG・BFG	146	131	× 10 ¹⁵ J	0.17	0.15	MJ	(1.7%)	0.0184	kg-CO ₂
ゴミ発電	19	19	× 10 ¹⁵ J	0.02	0.02	MJ	(0.2%)	0*3	kg-CO ₂
地熱	29	29	× 10 ¹⁵ J	0.03	0.03	MJ	(0.3%)	0*3	kg-CO ₂
水力	787	787	× 10 ¹⁵ J	0.92	0.92	MJ	(9.4%)	0*3	kg-CO ₂
原子力	2,892	2,892	× 10 ¹⁵ J	3.38	3.38	MJ	(34.4%)	0*3	kg-CO ₂
合計	8,403	8,051	× 10 ¹⁵ J	9.82	9.41	MJ	(100.0%)	0.375	kg-CO ₂

*1) 日本における 2000 年度実績

*2) 電力事業者から最終エネルギー消費への供給量

*3) ゴミ発電、地熱発電、水力発電、原子力発電における燃料燃焼時の CO₂ 排出量はゼロとした

【出典】経済産業省資源エネルギー庁 [2002-1]

海外でのプロセスに入力される電力については、当該国における平均的な電力構成に基づく発電プロセスのデータを参照した。各国別（中国、インドネシア、マレーシア、インド、イギリス、フランス、オランダ、EU、ロシア、米国、カナダ、ブラジル、南アフリカ、オーストラリア）の発電時におけるエネルギー消費量及び燃料燃焼時 CO₂ 排出係数を表 1.5 に示す。

表 1.5 各国別の発電時におけるエネルギー消費量及び燃料燃焼時 CO₂ 排出係数
（1 kWh あたり：受電端ベース、2001 年実績）

国名	エネルギー消費量			CO ₂ 排出係数	送電ロス率	出典
	HHV	LHV				
中国	12.68	12.19	MJ	1.034 kg-CO ₂	0.083	IEA[2003-2]
インドネシア	12.49	11.75	MJ	0.767 kg-CO ₂	0.135	IEA[2003-2]
マレーシア	9.48	8.62	MJ	0.492 kg-CO ₂	0.060	IEA[2003-2]
インド	18.42	17.68	MJ	1.490 kg-CO ₂	0.294	IEA[2003-2]
イギリス	11.10	10.57	MJ	0.564 kg-CO ₂	0.088	IEA[2003-1]
フランス	11.52	11.46	MJ	0.069 kg-CO ₂	0.062	IEA[2003-1]
オランダ	10.88	10.06	MJ	0.637 kg-CO ₂	0.039	IEA[2003-1]
EU	10.72	10.37	MJ	0.420 kg-CO ₂	0.063	IEA[2003-2]
ロシア	18.07	16.87	MJ	0.927 kg-CO ₂	0.141	IEA[2003-2]
米国	12.09	11.61	MJ	0.712 kg-CO ₂	0.061	IEA[2003-1]
カナダ	7.43	7.24	MJ	0.264 kg-CO ₂	0.079	IEA[2003-1]
ブラジル	6.05	5.94	MJ	0.111 kg-CO ₂	0.159	IEA[2003-2]
南アフリカ	14.15	13.62	MJ	1.206 kg-CO ₂	0.091	IEA[2003-2]
オーストラリア	13.90	13.29	MJ	1.157 kg-CO ₂	0.082	IEA[2003-1]

2. Well-to-Tank に関するデータの収集手順及び算出方法

2.1 石油起源の燃料製造パス

2.1.1 概要

石油起源の燃料としては、既存軽油、低硫黄軽油、超低硫黄軽油、既存ガソリン、将来ガソリン、灯油、ナフサ、LPG、重油等が挙げられる。これらのうち、自動車用燃料として現在使用されている軽油及びガソリンについては、将来型も含め、従来と同様の経路で自動車に供給されるものとした（車上改質型 FCV に対しても同様）。原油精製後の LPG については「2.5 液化石油ガス（LPG）製造パス」にまとめて記載した。その他の石油製品については、何らかの転換が行われた後、自動車に供給されるものとした。

（1）軽油

原油蒸留の際、灯油留分の次に留出する無色ないし蛍光色を帯びた茶褐色の油で、比重が 0.805～0.850、沸点範囲が 180～350 程度の石油製品である。用途は、自動車、鉄道、船舶用のディーゼル燃料が大部分であるが、窯業、鉄鋼用の燃料あるいは電力用補助燃料としても使用されている。ディーゼル燃料の特性としては、着火性、低温流動性がよいこと（セタン価が高いこと）、粘度が適当なこと及び硫黄分が少ないこと等が挙げられる。特に硫黄分については、従来 0.5wt% 以下であったものが、環境対策の観点から平成 4 年から 0.2wt% 以下、平成 9 年 10 月から 0.05wt% 以下となった。

なお、軽油中の硫黄分については、平成 17 年からその許容限度が 0.005wt% に改正されることが決まった（環境省 [2003-1]）。更に、環境省 [2003-2] においては、平成 19 年から 0.001wt% を許容限度設定目標値に設定することが適当であると報告されている。このようなことから、本研究では、硫黄分 0.05wt% の軽油を既存軽油、0.005wt% の軽油を低硫黄軽油、0.001wt% の軽油を超低硫黄軽油と定義し、それぞれについて定量化を行うことにした。

（2）ガソリン

原油から得られる常温で液状の最低沸点留分（30～220 程度）の石油製品をガソリンという。ガソリンは製造法により、天然ガソリン、直留ガソリン、改質ガソリン、分解ガソリン、合成ガソリン等に分けられる。いずれも、化学的には炭素数 4～12 の範囲の各種炭化水素の混合物である。ガソリンは、用途により工業用と燃料用とに分けられるが、自動車用ガソリンは後者にあたり、種々のガソリン基材を混合することによって製造される。自動車用ガソリンの最も重要な性状はアンチノック性であり、オクタン価で評価される。日本では、オクタン価はレギュラーガソリンで約 90、プレミアムガソリンで約 100 である。無鉛化については、レギュラーガソリンで昭和 50 年 2 月から、プレミアムガソリンで昭和 58 年 10 月から実施されている。また、芳香族やオレフィン分の含有量については、環境対策として自主的に規制している石油会社も多い。なお、ベンゼンについては、製品輸入が自由化された平成 8 年 4 月から 5% 以下が規格として取り入れられている。

軽油同様、ガソリンの硫黄分についても、平成 17 年から許容限度が 0.01wt% から 0.005wt% に

改正されることが決まった（環境省 [2003-1]）。このようなことから、硫黄分 0.01wt% のガソリンを既存ガソリン、0.005wt% のガソリンを将来ガソリンと定義し、それぞれについて定量化を行うことにした。

（３）灯油

灯油の名は、自動車の発明以前、まだ石油製品の多様化が進まず、光源としての灯油が唯一の石油製品として使用されていた時代の名残といえる。灯油は、比重 0.78~0.83 程度、沸点範囲 145~300 程度の留分である。すなわち、原油蒸留の際、ガソリンと軽油との間に留出する留分で、主として水素化精製により硫黄分等の不純物を除去・精製した無色または淡黄色、透明の石油臭を持った製品である。灯油成分中の炭素と水素の重量比（C/H 比）は 6~7、すなわち炭素約 86~88wt%、水素約 12~14wt% である。灯油は、自動車用燃料として直接使用されるものではなく、本研究では水蒸気改質による水素製造の原料として、検討の対象としている。

（４）ナフサ

ナフサは、米国では重質ガソリンを意味することが多いが、日本では粗製ガソリン（半製品ガソリン）の意味に用いることが多い。沸点範囲は 30~200 程度である。ナフサとして出荷される場合の用途の多くは石油化学、すなわちエチレン、プロピレン、ブタジエン等を製造する熱分解原料である。ナフサは灯油同様、本研究では主に水蒸気改質による水素製造の原料として、検討の対象としている。

（５）LPG

LPG は炭素数 3 及び 4 の炭化水素、すなわちプロパン、プロピレン、ブタン、ブチレン、またはこれらを主成分とする石油製品である。LPG は常温・常圧下では気体であるが、比較的低い加圧や冷却によって容易に液化する。無色・無臭で、液比重は 0.50~0.58、気体比重は空気を 1.0 として 1.5~2.0 で、漏洩すると低所に滞留する。日本では、自動車用燃料としては主にタクシーの燃料として使用されている。

（６）重油

重油は、ディーゼル・エンジン用及びガス・タービン用等の内燃用と、ボイラーや各種工業炉用等の外燃用の燃料として適当な品質を有する鉱油として、日本工業規格（JIS）でその種類と品質が定められている。重油は、常圧蒸留残油、減圧蒸留残油、溶剤脱瀝残油等の高粘度油に直留軽油や分解軽油等の低粘度油を調合して、その用途に応じて、粘度、硫黄分、流動点、引火点、残留炭素分等の性状を合わせて製品とされる。本研究では、発電用燃料として検討の対象としている。

以上の内容は、石油公団 [1986]、滝 [1997]、石油学会 [1998] に拠った。

2.1.2 各プロセスデータの収集

本研究で対象とした石油起源の燃料製造パスのフロー図を図 2.1.1 に示す：

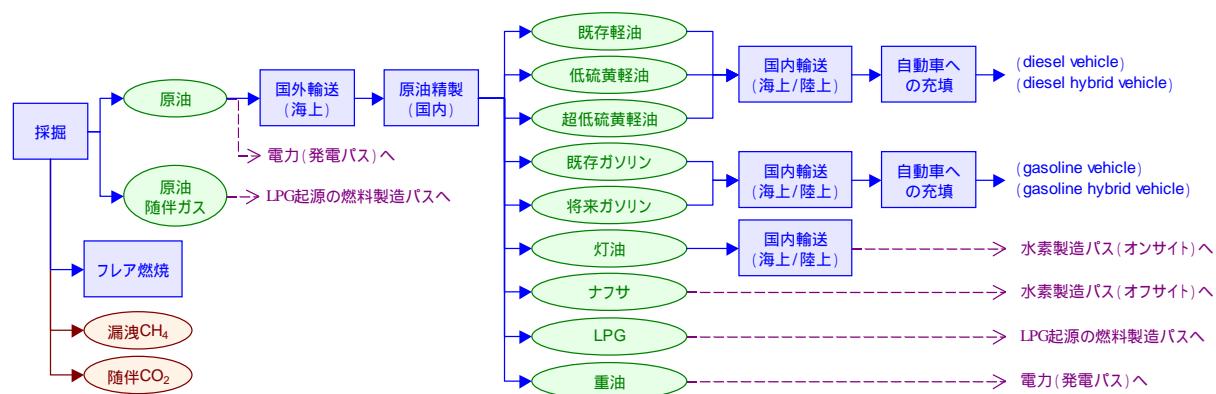


図 2.1.1 石油起源の燃料製造パスのフロー図

海外における石油製品の精製プロセス及びその輸入に関わるプロセスについて、自動車用燃料として現在使用されている軽油及びガソリンに関して言えば、国内で精製される量に比べ海外で精製される量は少量（3%以下）であることから、これらのプロセスを省略することも妥当と考えられる。一方、同じ石油製品でも、主に石油化学向けとなるナフサに関しては、国内で精製される量よりも海外で精製・輸入される量の方が多い（表 2.1.1 参照）。よって、自動車用燃料を生産するパスの中間製品としてナフサを検討する場合においては、海外における原油精製プロセス及びナフサの輸入（海上輸送）プロセスの考慮が必要となる可能性がある。しかし、海外における精製プロセスに関するインベントリデータ作成に必要な情報が得られなかったことから、本研究ではこれらのプロセスをシステム境界外とすることにした。

表 2.1.1 石油製品の国内生産量と輸入量の割合 [単位： 10^3 kL]

	軽油	ガソリン	ナフサ	灯油	A 重油	C 重油
国内生産量	41,530 (97.0%)	58,216 (98.0%)	18,501 (39.7%)	27,366 (93.1%)	28,166 (96.7%)	32,332 (97.6%)
輸入量	1,306 (3.0%)	1,215 (2.0%)	28,129 (60.3%)	2,030 (6.9%)	973 (3.3%)	780 (2.4%)

【出典】経済産業省 [2002]

(1) 原油採掘

先行研究の整理

原油の採掘には基本的にガスの生産を伴うことから、ほとんどの油田ではこの原油随伴ガスとその採掘設備の稼動に必要なエネルギー源としている。原油採掘のために必要な随伴ガス量は、

エネルギー総合工学研究所 [1990] (p.118) ではアラビア石油からの情報にのみ基づき 23 SCF/B¹、石油産業活性化センター [1998] (p.17) では日本への原油の大供給元である UAE 及びサウジアラビアの油田からの聞き取り調査に基づいて 50 ~ 60 SCF/B (算出には 60 SCF/B を使用) としている。また、石油産業活性化センター [2002-2] (p.18) でも、石油産業活性化センター [1998] を踏襲し 60 SCF/B を算出に用いている。

本研究における算出

本研究においても、石油産業活性化センター [1998] 及び石油産業活性化センター [2002-2] で用いている 60 SCF/B を採用した。原油随伴ガスの組成については、石油産業活性化センター [1998] 及び重田 [1990] においても使用しているエネルギー総合工学研究所 [1990] に記載の組成を採用した。これは、中東油田の随伴ガスの組成を加重平均したものである。この組成及び石油産業活性化センター [1998] で設定している各気体の高位発熱量から、随伴ガスの発熱量及び燃焼時 CO₂ 排出係数を算出することができる。

(2) フレア燃焼

先行研究の整理

原油採掘プロセスにおいて利用しきれない随伴ガスがフレアスタックで燃焼される。このフレアガスによって消費されるエネルギーと排出される CO₂ の算出を行っているのは、重田 [1990] 及び石油産業活性化センター [1998] (p.20) である。重田 [1990] では、随伴ガス油比 (Gas Oil Ratio, GOR) を中東の軽質原油系油田、中東の重質原油系油田、南方及び中国の 3 種類に設定している (出典は不明)。一方、石油産業活性化センター [1998] では中東及びインドネシアからの原油が日本の輸入の大部分を占めるとし、これらの国ごとに GOR を設定した。これは、財団法人石油開発情報センターのデータベースから入手できるものはそれを採用し、不明なものは API 度や場所等から推定したものである。いずれの報告書とも、フレア率 (随伴ガスのうちフレアで焼却される割合) は OPEC 年報 (重田 [1990] では 1987 年版、石油産業活性化センター [1998] では 1995 年版) をもとに算出したとしている。なお、石油産業活性化センター [2002-2] (p.19) では石油産業活性化センター [1998] の算出方法を踏襲しているが、OPEC 年刊統計速報 1999 年版のデータを用いてフレア率の設定内容を更新している。

本研究における算出

本研究では、石油産業活性化センター [1998] の算出方法を踏襲した。原油輸入量については、原油精製 (国内) に関して収集できたデータとの関係から、少し古いデータではあるが、通商産業省 [1998] より 1997 年実績値を用いた。また、国別の GOR は石油産業活性化センター [1998] で設定している数値を採用した。そして、フレア率は OPEC [2001] に記載の天然ガス生産量内訳から生産総量及びフレア量を用いて国ごとに算出した。また、中東諸国のうちフレアに関する情報が不明な国については、中東においてフレア率が明らかな国の数値を輸入量で加重平均を取った値を用いた。

¹ 1 SCF (standard cubic feet) = 0.0263 Nm³, 1B (barrel) = 158.9873 L

(3) 随伴 CO₂

先行研究の整理

採掘設備で自家消費される分とフレア燃焼される分を除いた原油随伴ガスに含まれる CO₂ (大気中に放出される) については、エネルギー総合工学研究所 [1990] 及び重田 [1990] では原油随伴ガスの組成をもとに値を算出している。

本研究における算出

エネルギー総合工学研究所 [1990] によれば、原油随伴ガスにおける CO₂ の割合は 5.8% であることから、この割合を求められた原油随伴ガス量に乗ずることによって随伴 CO₂ の量を算出した。

(4) 漏洩 CH₄

先行研究の整理

原油採掘時の漏洩 CH₄ については、電力中央研究所 [1992] (p.32) 及び日本エネルギー経済研究所 [1999] (p.23) で炭素換算値が記載されている。このうち、電力中央研究所 [1992] における値の根拠は不明である。また、日本エネルギー経済研究所 [1999] においては、原油採掘時に CH₄ の漏洩はなく、原油随伴ガスの生産においてのみ CH₄ の漏洩が発生すると仮定し、理論的な計算によって値を算出している。

本研究における算出

本研究では、日本エネルギー経済研究所 [1999] に記載の値をもとに算出した。なお、この文献に記載されている発熱量は HHV、CO₂ 排出量は CH₄ の地球温暖化に対する特性化係数を 21 としたときの炭素換算値であるが、本研究では表 1.2 に示した値 23 で算出した CO₂ 相当量に換算している。また、本研究では、漏洩する CH₄ によるエネルギーロスについても考慮した。

(5) 国外輸送 (海上)

先行研究の整理

原油生産国から日本への原油の輸送には大型タンカーが用いられる。エネルギー総合工学研究所 [1990] (p.38) では、中東・その他からは 25 万トン型、南方・中国からは 10 万トン型のタンカーが用いられるとしている一方、石油産業活性化センター [1998] (p.33) では、中国からは 8 万トン型、大洋州・北米からは 10 万トン型、中東・その他の地域からは 25 万トン型のタンカーが用いられるとし、双方とも各タンカーの燃料消費量より地域別の燃料消費原単位を算出している。

算出対象については、エネルギー総合工学研究所 [1990] では航行のみを考慮しているのに対し、石油産業活性化センター [1998] (p.34) では碇泊時や粘度の高い原油を加温しておくためのカーゴヒーティングにおける燃料消費も考慮している。算出手順については、石油産業活性化セ

ンター [1998] では、地域ごとに輸入量をもとに輸送距離の加重平均を求め、それを用いて 1 回航海時の燃料消費量を算出している。なお、エネルギー総合工学研究所 [1990] では算出手順に関する詳細な情報は記載されていない。

石油産業活性化センター [2002-2] では、石油産業活性化センター [1998] の算出方法を踏襲している。

本研究における算出

本研究では、石油産業活性化センター [1998] で設定された地域別のタンカーサイズを採用し、碇泊やカーゴヒーティングの際の燃料消費も加味してエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。

本研究では、生産国ごとにタンカーサイズと輸送距離を設定して国別の 1 回航海時の燃料消費量を求め、それらを輸入量で加重平均を取った値から原油 1 kg あたりの燃料消費量を算出した。なお、国外輸送（海上）にかかる原油 1 kg あたりの燃料消費量は、その用途によって、精製用と発電用にわけて算出した。

原油輸入量については、原油精製（国内）に関して収集できたデータとの関係から、少し古いデータではあるが、通商産業省 [1998] より 1997 年実績値を用いた。また、海上輸送距離は各産油国の積出港から横浜港までの距離を用いた。なお、ブルネイ、イラク、赤道ギニア、コンゴについては、これらの国から産出された原油の積出港からの輸送距離に関するデータが得られなかったため、比較的近い国や地域のデータで代用することにした。

(6) 原油精製（国内）

先行研究の整理

重田 [1990] 及び石油産業活性化センター [1997] (p.52) では、石油製品製造業における物質収支（石油製品の総生産量と、原材料及び原料投入量）から石油製品の単位量あたりの製造時に消費されるエネルギーと排出される環境負荷の量を算出している。

石油産業活性化センター [2000] では、石油製品の精製プロセスを更に細分化してプロセスフローダイアグラム（PFD）を組み、それに基づいて製品ごとのエネルギー消費量を算出しているが、製品収率の設定にあたっては物質収支のデータを挙げている（p.33～34）。CO₂ 排出量については、細分化された各精製プロセスやそこに投入される燃料に関する詳細で正確なデータは日本の全製油所に対する代表性の観点から収集不可能であるとし、CO₂ 排出量はエネルギー消費量に比例すると考え、物質収支のデータと PFD から求めた製品別の精製時エネルギー消費量を用いて算出している（p.40）。

石油産業活性化センター [2002-2] (p.30) においても精製プロセスを細分化して PFD を設定し、熱効率の算出根拠として石油学会 [1998] 等を挙げて製品（既存ガソリン、将来ガソリン、既存軽油、低硫黄軽油、ナフサ）ごとの精製時のエネルギー消費量を算出している。この文献においても、CO₂ 排出量の算出にはやはり物質収支のデータを用いており、投入される各燃料の発熱量あたりの CO₂ 排出係数について燃料ごとの年間総発熱量で加重平均を取った値を、精製プロセスにおける製品ごとのエネルギー消費量に乘じることにより算出している。

いずれの報告書も、物質収支のデータの出典は『エネルギー生産・需給統計年報』とし、重田

[1990]では昭和62年版、石油産業活性化センター[1997]では平成7年版、石油産業活性化センター[2000]では平成9年版、石油産業活性化センター[2002-2]では平成12年版を参照している。

本研究における算出

本研究では、石油産業活性化センター[2000]の算出方法を採用してエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出することとした。これは、石油産業活性化センター[2002-2]では扱っていない灯油、重油、LPGについてもデータを算出するためであるが、基本的に両者とも同様の考え方に基づいて算出しているため、この参考文献の違いが算出結果に及ぼす影響は小さいと推測されるからでもある。

ここで使用した『エネルギー生産・需給統計年報』は平成9年版である(通商産業省[1998])。なお、石油産業活性化センター[2000]では精製業者のみの実績データを用いているが、通商産業省[1998]では業者別の実績値の記載が不十分であるため、総括データ(精製業者、潤滑油業者、その他業者の合計)を用いることにした。

はじめに、原油精製におけるエネルギー消費を算出した。算出にあたっては、通商産業省[1998](p.50~53)に記載の燃料消費量、(p.68~71)に記載の投入量及び産出量、(p.150)に記載の電力使用量の各データを使用した。なお、これらの燃料消費に伴うエネルギー消費量[LHV]は511,514 TJ/年、CO₂排出量は $31,859 \times 10^3$ t-CO₂/年となる。また、石油産業活性化センター[2000](p.40~41)では、このエネルギー消費の他に、触媒付着コーク及びCOガスの自家消費分を加算しているため、本研究においてもこれらを加算することにした(LHV/HHV比をコークは0.93、COガスは0.9とした)。

次に、これらを各石油製品に配分した。配分には、石油産業活性化センター[2000](p.33~34)でPFDを用いて算出した製品ごとのエネルギー消費量の比率を引用した。すなわち、石油産業活性化センター[2000](p.33~34)に記載された各製品のエネルギー消費量とその平均値(67 L-FOE/kL)との比を用いて配分を行った。

低硫黄軽油について、石油産業活性化センター[2000](p.45)の試算によれば、超深度水素化脱硫設備の導入によってエネルギー消費は42~61 L-FOE/kL-軽油と約1.5倍弱に増加し、石油製品全体平均も68~71 L-FOE/kL-製品に押し上げられるとしている。一方、石油産業活性化センター[2002-2](p.31)が引用している文献からの報告として、硫黄分50 ppmの脱硫に必要な水素消費量は500 ppmの場合の1.3倍から1.5倍になるとしている。よって、本研究における低硫黄軽油の製造に必要なエネルギー消費量は石油産業活性化センター[2000]の試算結果をもとに算出することにした。

また、超低硫黄軽油及び将来ガソリンのエネルギー消費量については全く情報が得られなかったため、平均に対する比を超低硫黄軽油は既存軽油の約2倍の1.2、将来ガソリンは2.0になるものと仮定して試算することにした。

なお、原油精製プロセスにおける歩留まり(原油処理量に対する石油製品の割合)については、原油処理量(重量ベース)に対する石油製品全体量(重量ベース)の割合を用いた。

(7) 国内輸送（海上/陸上）

先行研究の整理

重田 [1990] では国内輸送時の CO₂ 排出量を一律に海上輸送時の CO₂ 排出量の 1 割としている。また、石油産業活性化センター [1998] (p.43 ~ 51) では、石油連盟の「石油業界の地球環境保全自主行動計画」策定に際して収集された石油製品の輸送実態及び燃料使用量に基づき、輸送機関をタンクローリー、内航タンカー、タンク車の 3 種類に設定して環境負荷の算出を行っている。そして、石油産業活性化センター [2002-2] (p.48 ~ 50) では、石油連盟 [2000] に基づいて環境負荷の算出を行っている。

本研究における算出

本研究では、石油産業活性化センター [2002-2] で用いているデータを引用した。すなわち、石油製品の国内陸上輸送プロセスについては同報告書 p.49 に記載のデータを、内航輸送プロセスについては p.50 に記載のデータを用いて、白油及び黒油を輸送する時のエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。消費される燃料については、国内陸上輸送プロセスでは軽油、内航輸送プロセスでは石油産業活性化センター [1998] (p.45) の記載に基づき、航行時に消費される C 重油が 9 割、入出港時に消費される A 重油が 1 割とした。また、最終結果として、国内陸上輸送と内航輸送の双方における燃料消費量を輸送量で配分した値をもとに、エネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。

(8) 自動車への充填

軽油またはガソリンを自動車へ充填するときのエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量については、先行研究においても特に考慮していない。また、ほとんど無視できるレベルであることがヒアリングをもとに確認できたことから、本研究では 0 とおいた。

2.1.3 算出結果

石油起源の燃料製造パスについて、石油製品 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量、温室効果ガス排出量及びエネルギー効率の算出結果を、表 2.1.2 (エネルギー消費量)、表 2.1.3 (温室効果ガス排出量)、表 2.1.4 (エネルギー効率) に示す。

表 2.1.2 石油製品 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量 [MJ/MJ]

		既存軽油	低硫黄軽油	超低硫黄軽油	既存ガソリン	将来ガソリン	灯油	ナフサ	A重油	C重油
採掘	運用	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012
	フレア燃焼	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006
国外輸送		0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012
原油精製(国内)		0.043	0.059	0.082	0.139	0.151	0.031	0.054	0.067	0.064
国内輸送		0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	-	-	-
自動車への充填		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-	-	-	-
合計		0.078	0.094	0.118	0.175	0.187	0.066	0.084	0.097	0.094

表 2.1.3 石油製品 1 MJ 製造時における温室効果ガス排出量 [g eq-CO₂/MJ]

		既存軽油	低硫黄軽油	超低硫黄軽油	既存ガソリン	将来ガソリン	灯油	ナフサ	A重油	C重油
採掘	運用	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.74	0.75	0.76
	フレア燃焼	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.39
	随伴CO ₂	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.32	0.33	0.33
	漏洩CH ₄	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.03	0.04	0.04
国外輸送		0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.90	0.91	0.92
原油精製(国内)		2.66	3.64	5.08	8.59	9.36	1.91	3.33	4.14	3.94
国内輸送		0.37	0.37	0.37	0.41	0.41	0.39	-	-	-
自動車への充填		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-
合計		5.45	6.43	7.88	11.42	12.19	4.72	5.70	6.54	6.38

表 2.1.4 石油起源の燃料製造パスにおけるエネルギー効率 (LHV)

		既存軽油	低硫黄軽油	超低硫黄軽油	既存ガソリン	将来ガソリン	灯油	ナフサ	A重油	C重油
原油採掘		0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982
国外輸送		0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988
原油精製(国内)		0.948	0.934	0.915	0.869	0.860	0.957	0.955	0.934	0.9233
国内輸送		0.995	0.995	0.995	0.995	0.995	0.995	-	-	-
自動車への充填		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	-	-	-	-
合計		0.916	0.902	0.883	0.839	0.830	0.924	0.927	0.907	0.896

2.2 天然ガス起源の燃料製造パス

2.2.1 概要

天然ガスはエネルギー密度が低く、輸送コストが大きい。この輸送コストを低減するために、天然ガスのエネルギー密度を物理的または化学的に高めることが必要となる。物理的に高める方法としては、冷却液化する液化天然ガス（LNG）、圧縮する圧縮天然ガス（CNG）、ハイドレート化するハイドレート輸送がある。一方、化学的に高めるとは、井戸元で化学プロセスにより他の物質に転換することであり、主としてガスを液体燃料に転換することから、この技術をGTL（Gas To Liquid）という。GTLについては「2.4 合成燃料の製造パス」で扱うこととし、ここでは、物理的に高めるLNGとそれを原料とした製品（都市ガス等）を対象とする。

（1）LNG

CH₄を主成分とする天然ガスを水分、硫黄化合物、CO₂等の不純物を除去した後、超低温に冷却、液化したものである。天然ガスは約 -160 で液化するが、液化すると気体の約 600 分の 1 の体積となり、輸送・貯蔵に便利となる。したがって、天然ガスのピーク・シェーピングの手段として LNG 化して一時貯蔵したり、パイプラインによる天然ガス輸送が不可能な渡洋輸送の場合、天然ガスを LNG 化して輸送している。

LNG の用途は主として電力用と都市ガス用である。

（2）都市ガス

都市ガスとは、「ガス事業法により許可されたガス事業会社（東京ガス、大阪ガス等）のガス製造工場により、ガス配管により各建物内のガス器具に供給される気体燃料」のことである。都市ガスは、LPG、石炭、コークス、ナフサ、原油、天然ガス等の原料を精製混合し、供給規定に定める所定の発熱量に調整している。

現在、原料や製造方法、発熱量等が異なる 7 種類の都市ガスが全国で使用されている（表 2.2.1 参照）。

表 2.2.1 ガスグループ別 都市ガスの標準発熱量

ガスグループ	標準熱量
13A	10,000 ~ 15,000 kcal/m ³
12A	9,070 ~ 11,000 kcal/m ³
6A	5,800 ~ 7,000 kcal/m ³
5C	4,500 ~ 5,000 kcal/m ³
L1	4,500 ~ 5,000 kcal/m ³
L2	4,500 ~ 5,000 kcal/m ³
L3	3,600 ~ 4,500 kcal/m ³

【出典】日本ガス協会ホームページ

これらのうち、日本国内で最も需要家数の多い都市ガス 13A の組成を表 2.2.2 に示す。

表 2.2.2 都市ガス 13A の組成比

成分		含有率 [wt%]
メタン	CH ₄	70 ~ 80
エタン	C ₂ H ₆	< 10
プロパン	C ₃ H ₈	10 ~ 20
ブタン	C ₄ H ₁₀	< 10

【出典】日本ガス協会ホームページ

本研究では、供給パスとして、海外の生産地で精製・液化され、LNG として輸入されるケースの他に、パイプラインで海外（サハリン）から直接輸送するケースを想定した。また、自動車への充填形式としては、都市ガスを圧縮によって充填するケース（CNG 車）の他に、将来普及する可能性があるものとして LNG を直接充填するケース（LNG 車）を検討の対象とした。

2.2.2 各プロセスデータの収集

本研究で対象とした天然ガス起源の燃料製造パスのフロー図を図 2.2.1 に示す：

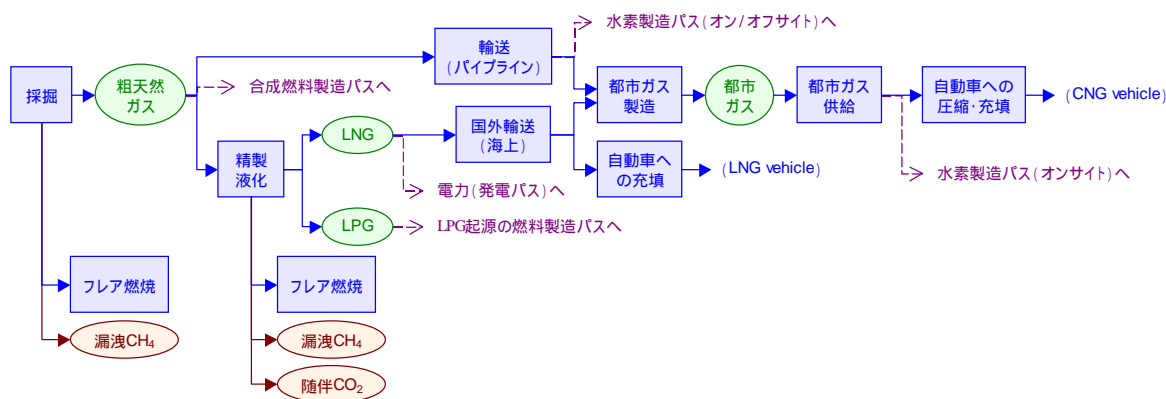


図 2.2.1 天然ガス起源の燃料製造パスのフロー図

(1) 天然ガス生産（採掘）

先行研究の整理

重田 [1990] では、産地ごとの粗天然ガスの組成を考慮して求めた原料粗天然ガス量と 1987 年の輸入量比率をもとに、採掘・生産（液化）を併せたプロセスからの CO₂ 排出量を算出している。

新エネルギー・産業技術総合開発機構 [1996] (p.101) では、インドネシア、ボンタンガス田のデータより、天然ガス試掘・採掘時の燃料 A 重油の投入量を採用している。

田村ら [1999] では、都市ガス用 LNG の調達先 5 ヶ国・地域（アラスカ、インドネシア、マレーシア、ブルネイ、オーストラリア）を対象とした現地調査のうち、アラスカを除く 4 ヶ国から得られたデータをもとに、CO₂ 排出量の輸入量比率（1997 年）による加重平均値を算出しており、日本エネルギー経済研究所 [1999] (p.24) でも同様のデータをもとに同様の算出方法で算出を行なっている。いずれも併産される LPG やコンデンセート等の分を熱量ベースで按分した値を挙げている。また、日本エネルギー経済研究所 [1999] では、日本平均とは別に、都市ガス用の LNG についても輸入量比率をもとに算出をしている。

石油産業活性化センター [2002-2] では、日本エネルギー経済研究所 [1999] をもとにエネルギー効率の算出を行っている。

また、岡村ら [2004] では、日本エネルギー経済研究所 [1999] の調査結果に新たに中東プロジェクト（カタール、オマーン）に関する調査内容を追加して算出したデータを挙げている。

本研究における算出

本研究では、岡村ら [2004] を引用した。ただし、エネルギー消費量については、岡村ら [2004] の報告内容に関して日本ガス協会へのヒアリングによって得られた、液化基地の入口を基準とした発熱量ベースの燃料比率のデータをもとに算出した。

（2）精製・液化

先行研究の整理

エネルギー総合工学研究所 [1990] (p.121) には、産ガス国別 LNG 輸入量、粗天然ガスの組成、粗天然ガス処理量、天然ガス消費量及び CO₂ 排出量が記載されている（1987 年実績）。小川ら [1998] はこれらのデータから燃料比率を算出し、1996 年の産ガス国別 LNG 輸入量から CO₂ 排出量を推計している。また、本藤ら [1999] においても、産ガス国にオーストラリアを加え、同様の方法で液化に必要な天然ガス消費量を求めている。これらの報告書の算出結果から求めた燃料効率は、約 88% である。

新エネルギー・産業技術総合開発機構 [1996] では、液化時のエネルギー消費を産出天然ガスの 9 vol% とし、また、産出天然ガスの 6 vol% は随伴ガス（主に CO₂）であるとしている。これらの値より、随伴ガスを除いた分の液化時の燃料効率は約 90% となる。

田村ら [1999] 及び日本エネルギー経済研究所 [1999] (p.24) では、都市ガス用 LNG の調達先 5 ヶ国・地域を対象とした現地調査から得られたデータをもとに、CO₂ 排出量の輸入量比率（1997 年）による加重平均値を算出しているが、算出結果に若干のずれがある。いずれの報告書も併産される LPG やコンデンセート等の分を熱量ベースで按分した値を挙げている。

石油産業活性化センター [2002-2] (p.53) では、日本エネルギー経済研究所 [1999] をもとに燃料効率を算出しており、ここでは 92% となっている。

また、岡村ら [2004] では、日本エネルギー経済研究所 [1999] の調査結果に新たに中東プロジェクト（カタール、オマーン）に関する調査内容を追加して算出したデータを挙げている。

本研究における算出

天然ガス生産（採掘）プロセス同様、本研究では岡村ら [2004] を引用した。ただし、エネルギー消費量については、岡村ら [2004] の報告内容に関して日本ガス協会へのヒアリングによって得られた、液化基地の入口を基準とした発熱量ベースの燃料比率のデータをもとに算出した。

(3) フレア燃焼

先行研究の整理

重田 [1990] では、日本の LNG プロジェクトにおいては液化設備とガス井とが連結されており、フレアされる量が液化に消費されるガス量と比較してほとんど無視できるとし、フレア燃焼の算出を行っていない。小川ら [1998] では、1996 年時の天然ガス生産量に対するフレア燃焼率の世界平均を 4% とする一方で、近代的な LNG の生産設備では、生産時に焼却される天然ガス量は少ないとし、フレア燃焼率を 1% に設定している。

田村ら [1999] 及び日本エネルギー経済研究所 [1999] (p.24) では、フレア燃焼を採掘時のものと液化時のものに分け、先に挙げた都市ガス用 LNG の調達先 5 ヶ国・地域を対象とした現地調査に基づいて CO₂ 排出量の輸入量比率 (1997 年) による加重平均値を算出しているが、算出結果に若干のずれがある。いずれの報告書も併産される LPG やコンデンセート等の分を熱量ベースで按分した値を挙げている。

石油産業活性化センター [2002-2] (p.53) では、日本エネルギー経済研究所 [1999] をもとに燃料効率を算出している。

また、岡村ら [2004] では、日本エネルギー経済研究所 [1999] の調査結果に新たに中東プロジェクト（カタール、オマーン）に関する調査内容を追加して算出したデータを挙げている。

本研究における算出

他プロセス同様、本研究では岡村ら [2004] を引用した。ただし、エネルギー消費量については、岡村ら [2004] の報告内容に関して日本ガス協会へのヒアリングによって得られた、液化基地の入口を基準とした発熱量ベースの燃料比率のデータをもとに算出した。

(4) 随伴 CO₂

先行研究の整理

エネルギー総合工学研究所 [1990] では、産ガス国ごとに挙げた液化プラントへ投入される粗天然ガスの量に粗天然ガス中の CO₂ 含有率を乗じ、1987 年の輸入量比率によって加重平均を取ることによって随伴 CO₂ の量を算出をしている。小川ら [1998] ではこれをもとに輸入量のデータを 1996 年に改め、同様の算出を行なっている。

田村ら [1999] では、CO₂ 含有率の井戸元の加重平均値を挙げている。

日本エネルギー経済研究所 [1999] (p.24) では、先に挙げた都市ガス用 LNG の調達先 5 ヶ国・地域の他に、石油公団の平成 8 年度調査資料によるアルン、カタール、アブダビのデータも適用

し反映させたとして、発熱量あたりの排出量の算出結果（併産される LPG やコンデンセート等の分を熱量ベースで按分した値）を挙げている。

また、岡村ら [2004] では、日本エネルギー経済研究所 [1999] の調査結果に新たに中東プロジェクト（カタール、オマーン）に関する調査内容を追加して算出したデータを挙げている。

本研究における算出

ここでも、岡村ら [2004] を引用した。

（5）漏洩 CH₄

先行研究の整理

小川ら [1998] では、フレア燃焼同様、CH₄ の漏洩率も天然ガス生産量に対して約 1% 程度と推定している。電力中央研究所 [1992] (p.32) では、特に根拠は不明なものの、採掘・液化時の CH₄ 漏洩量を挙げている。

田村ら [1999] 及び日本エネルギー経済研究所 [1999] (p.24) では発生源を生産・液化の各プロセスに分け、先に挙げた都市ガス用 LNG の調達先 5 ヶ国・地域を対象とした現地調査から得られたデータをもとに輸入量（1997 年）で加重平均を取ることで算出しているが、算出結果に若干のずれがある。いずれの報告書も挙げているのは併産される LPG やコンデンセート等の分を熱量ベースで按分した値である。

また、岡村ら [2004] では、日本エネルギー経済研究所 [1999] の調査結果に新たに中東プロジェクト（カタール、オマーン）に関する調査内容を追加して算出したデータを挙げている。

本研究における算出

他プロセス同様、本研究では岡村ら [2004] を引用した。ただし、エネルギー消費量については、岡村ら [2004] の報告内容に関して日本ガス協会へのヒアリングによって得られた、液化基地の入口を基準とした発熱量ベースの燃料比率のデータをもとに算出した。

また、地球温暖化に対する特性化係数については、本研究で使用している値（表 1.2 参照）を用いて CO₂ 相当量への再換算を行っている。

（6）国外輸送（海上）

先行研究の整理

エネルギー総合工学研究所 [1990] (p.125) では、12.5 万 m³ 型の LNG 船の航行時燃料消費量（往復分、ボイルオフガス（BOG）及び石油燃料を使用）と各産ガス国からの輸入量及び輸送距離から、LNG の単位重量当たりの CO₂ 排出量を算出している。

新エネルギー・産業技術総合開発機構 [1996] (p.105) では、積載量 12.5 万 m³（53,750 t）、燃費 63 kg-A 重油/km の輸送船で、輸送距離を 5,000 km、復路も考慮して、LNG 複合発電プラントの年間 LNG 使用量 51.3 万 t を輸送するのに必要な A 重油の量を算出している。

本藤ら[1999]では、航行時の燃料としてLNGのBOGを用いるものとし、12.5万m³型のLNG船のボイルオフ率と、各産ガス国からの輸入量と輸送距離、並びに碇泊時の燃料消費量(LNGを使用)から、単位重量のLNGを輸送するときの環境負荷を算出している。

田村ら[1999]では、インドネシア、ボンタンガス田からの1997年のLNG輸送実績からt・kmあたりのCO₂排出係数を算出し、各国からの輸送距離を輸入量(1997年)で加重平均を取ることによって、国外輸送におけるLNGの単位熱量あたりのCO₂排出量を算出している。なお、燃料にはBOGとC重油を使用するとしている。

日本エネルギー経済研究所[1999](p.25)では、日本に来航するLNG輸送船全65隻のうち44隻から収集した、1997年の実績値ベースのBOG及びC重油の消費量、LNG積載量、輸送距離に関するデータを輸入量比率(1997年)で加重平均を取ることによって、国外輸送におけるLNGのCO₂排出量を算出している。

また、岡村ら[2004]では、日本エネルギー経済研究所[1999]の調査結果に新たに中東プロジェクト(カタール、オマーン)に関する調査内容を追加して算出したデータを挙げている。

本研究における算出

本研究では、岡村ら[2004]を引用した。ただし、エネルギー消費量については、岡村ら[2004]の報告内容に関して日本ガス協会へのヒアリングによって得られた、LNG船の燃料消費量、LNG積載量、片道輸送距離の加重平均値のデータをもとに算出した。なお、算出はLNG全体と都市ガス用LNGに分けて行った。

(7) 輸送(パイプライン)

先行研究の整理

パイプラインによる天然ガスの輸送については、日本国内への供給を対象とした報告としては富士通総研経済研究所[2000]がCO₂排出量の算出を行っており、輸送距離が16,000km以下であればパイプラインによる輸送の方がLNGによる輸送よりも有利である、としている。

本研究における算出

本研究では、ヒアリングにより得られたパイプライン輸送に関するデータ(送出量880MCF/dayの天然ガスを1kmパイプライン輸送する際のエネルギーが約50kW)をもとにエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量の算出を行った。なお、天然ガス送出エネルギーの発電効率(天然ガスによる発電を想定)は15%とした。

輸送距離について、本研究では、小出[2000]にサハリンから日本までの距離として記載されている、コルサコフから新潟までの距離(約1,400km)及び新潟から福井までの距離(約600km)を足した距離(2,000km)をパイプラインの輸送距離とした。

また、サハリン産天然ガスの発熱量及びCO₂排出係数については、通商産業省資源エネルギー庁[1992](p.110)に記載の世界の天然ガス組成から、旧ソ連産天然ガスのデータを用いて算出した。

(8) 都市ガス製造・供給

先行研究の整理

田村ら [1999] 及び日本エネルギー経済研究所 [1999] (p.25) では、ガス 3 社の国内 LNG 基地における LNG の気化、熱量調整等でのエネルギー消費量の 1996 年度実績値をもとに CO₂ 排出量を算出しているが、算出結果に若干のずれがある。いずれの報告書も、熱量調整用に投入される LPG についても上流プロセスまで遡って環境負荷を考慮し、さらに、LNG の冷熱利用による CO₂ 削減量も加味している。供給プロセスについては、気化に先立って LNG を昇圧するポンプのエネルギーがそのまま用いられるため、都市ガス製造プロセスに既に含まれるとしている。

石油産業活性化センター [2002-2] (p.60) では、日本エネルギー経済研究所 [1999] からの引用値をもとに燃料効率を算出、99.8%としている。

また、岡村ら [2004] では、日本エネルギー経済研究所 [1999] の調査結果に新たに中東プロジェクト (カタール、オマーン) に関する調査内容を追加して算出したデータを挙げている。日本エネルギー経済研究所 [1999] 同様、熱量調整用の LPG や LNG の冷熱利用も考慮している。

本研究における算出

経済産業省資源エネルギー庁 [2002-2] 等に記載の統計値を用いれば都市ガス製造プロセス自体の環境負荷の算出は可能である。しかしながら、これらだけでは LNG、都市ガス等の自家消費に伴う環境負荷の算出を行うのは困難である。したがって、本研究では、岡村ら [2004] の内容に関する日本ガス協会へのヒアリングをもとに算出を行った。

岡村ら [2004] では、冷熱利用による CO₂ 排出削減効果を考慮しているが、本研究では、輸送用燃料製造プロセスには直接関係しない分については対象外とした。

(9) 自動車への充填

先行研究の整理

石油産業活性化センター [2002-2] では、サービスステーションでの CNG 車への圧縮・充填プロセスにおけるエネルギー効率として、米国アルゴンヌ国立研究所で開発された輸送用燃料の環境影響評価モデル「GREET1.6」(Argonne National Laboratory [2001]) のデフォルト設定値である 95% を挙げている。これは、圧縮機の動力源を天然ガスまたは電力と考え、それぞれを 50% ずつ使用するものとし、米国において CNG 車に充填する天然ガスを 3,000 lb/in² (= 約 200 kg/cm²) に圧縮することを想定して算出されたものである。なお、「GREET1.6」のデフォルト設定では、天然ガスを燃料とする圧縮機のエネルギー効率を 93%、電力を動力とする圧縮機のエネルギー効率を 97% としている。

本研究における算出

天然ガス自動車の中で現在最も利用されているのは CNG 車である。日本の場合、ガス導管 (中圧) から受け入れたガスを自動車の最高充填圧力 (20 MPa) より高い圧力 (通常 25 MPa 程度) まで圧縮機 (能力 250 m³/h のものが多い) で圧縮する。

本研究では、日本ガス協会へのヒアリング等によって得られた、天然ガススタンドに関するデータをもとに、CNG車及びLNG車への充填プロセスにおけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。

【CNG車への充填】

能力 250 m³/h の圧縮機の定格出力を 55kW (中圧 A) 及び 75kW (中圧 B) とし、それぞれ定格電力の 85% の出力で運転するものとして CNG 車への充填にかかるエネルギー消費量を算出した。

【LNG車への充填】

LNG 車については、運輸低公害車普及機構 [2003] (p.86) に記載されている LNG ポンプの吐出量及び電動機出力をもとに、LNG 車への充填にかかるエネルギー消費量を推定した。また、算出にあたっては、LNG 貯蔵時の自然蒸発量についても考慮した。

2.2.3 算出結果

天然ガス起源の燃料製造パスについて、製品 (LNG 及び都市ガス) 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量、温室効果ガス排出量及びエネルギー効率の算出結果を、表 2.2.3 (エネルギー消費量)、表 2.2.4 (温室効果ガス排出量)、表 2.2.5 (エネルギー効率) に示す。

表 2.2.3 製品 (LNG 及び都市ガス) 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量 [MJ/MJ]

		LNG	都市ガス	CNG車
			LNG起源(従来)	パイプライン
生産	運用	0.011	0.011	0.011
	フレア燃焼	0.002	0.002	0.002
精製・液化	運用	0.102	0.100	-
	フレア燃焼	0.009	0.008	-
国外輸送	海上	0.036	0.030	-
	パイプライン	-	-	0.054
製造・供給	運用	-	0.004	0.004
	LPG増熱	-	0.005	0.005
自動車への充填		0.000	0.046	0.046
合計		0.161	0.206	0.120
冷熱利用削減効果			0.004	

表 2.2.4 製品（LNG 及び都市ガス）1 MJ 製造時における温室効果ガス排出量 [g eq-CO₂/MJ]

		LNG	都市ガス CNG車	
			LNG起源(従来)	パイプライン
生産	運用	0.56	0.54	0.48
	フレア燃焼	0.17	0.17	0.15
	漏洩CH ₄	0.25	0.24	0.22
精製・液化	運用	6.11	5.60	-
	フレア燃焼	0.48	0.39	-
	随伴CO ₂	2.17	1.77	-
	漏洩CH ₄	0.64	0.55	-
国外輸送	海上	2.28	1.89	-
	パイプライン	-	-	3.09
製造・供給	運用	-	0.21	0.21
	LPG増熱	-	0.34	0.34
自動車への充填		0.01	1.82	1.82
合計		12.68	13.52	6.30
冷熱利用削減効果			0.34	

表 2.2.5 天然ガス起源の燃料製造パスにおけるエネルギー効率（LHV）

		LNG	都市ガス CNG車	
			LNG起源(従来)	パイプライン
生産		0.987	0.987	0.987
精製・液化		0.901	0.903	-
国外輸送	海上	0.965	0.971	-
	パイプライン	-	-	0.949
都市ガス製造・供給		-	0.998	0.998
自動車への充填		1.000	0.983	0.983
合計		0.858	0.848	0.918

2.3 バイオマス資源を起源とする燃料製造パス

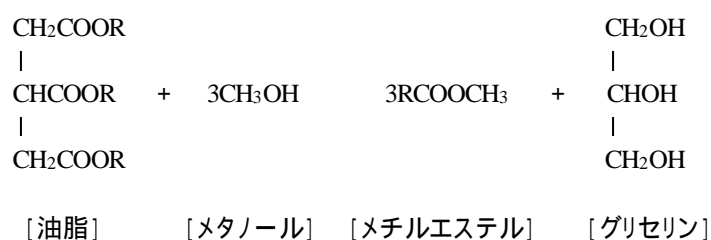
2.3.1 概要

バイオマスとは、生物を表す「バイオ (bio)」と量を表す「マス (mass)」の合成語で、生態学で用いられる用語であるが、近年では「エネルギーや工業原料等の資源としてみた生物体」(山田ら [2000])、「エネルギーとして利用できる、まとまった量の植物起源の物質」(横山 [2001])といった意味で用いられることが多い。燃料用途という観点でみた場合、バイオマスは液体燃料を製造するプロセスと、気体燃料 (中間生成物) を製造するプロセスとに分類することができる。

ここでは、液体燃料の製造方法としてバイオディーゼル燃料 (BDF) 製造 (エステル化) 及びエタノール発酵、気体燃料の製造方法としては CH_4 発酵を対象として検討を行う。なお、 CH_4 発酵に関しては、ここでは発酵後、生成した後に天然ガス供給ラインに供給するまでを対象とし、その後のプロセス (CNG 車等への充填、合成ガス製造、水素製造等) については、天然ガスと同様のプロセスを経るものとする。

(1) BDF (植物油のエステル交換反応によるディーゼル燃料)

BDF とは、植物油 (高級脂肪酸とグリセリンのエステル) とメタノールを触媒の存在下でエステル交換反応を行うことで得ることができる高級脂肪酸のメチルエステル化物の総称であり、BDF を得るための化学反応は次のように整理される。



植物油を構成している脂肪酸は、菜種、パーム等その原料により様々である。また、グリセリンとエステル結合している脂肪酸が単一種でないため、組成は複雑である。このように中に含まれている分子の構造が決まっているわけではないものの、その物理的、化学的性状が軽油と類似しているため BDF といった呼ばれ方をしている。BDF に関する研究は、イタリア (菜種油、ヒマワリ油等)、フランス (菜種油、ヒマワリ油、パーム油、大豆油等)、米国 (大豆油)、マレーシア (パーム油) 等で実施されている。

表 2.3.1 軽油と BDF の特性比較

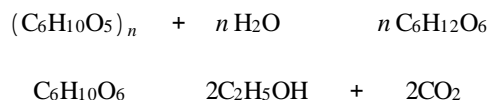
		軽油	A 町 BDF			軽油	A 町 BDF
密度 (15)	g/cm ²	0.8299	0.8866	残留炭素分	mass%	0.1 以下	0.05
動粘度 (40)	mm ² /s	1.7 ~ 2.7 以上	4.688	硫黄分	mass%	0.20 以下	0.01 未満
引火点 (COC)		45 ~ 50 以上	190	発熱量 (cal)	kcal/kg	10,997	9,507
流動点		+5 ~ -30 以下	2.5	発熱量 (J)	MJ/kg	46.0	39.8

【出典】近畿経済産業局資源エネルギー部エネルギー対策課 [2002]

(2) エタノール

微生物を用いたエタノール発酵技術は、古くから飲料用の酒の製法として、確立されている。これに対して燃料用のエタノールの製造は、1970年代のオイルショックを契機にその研究開発が進められ、ブラジルでは砂糖(糖蜜)、米国ではコーンを原料としたエタノールの生産が進められている。

エタノールの生成反応は、デンプン質がアミラーゼによって糖化されグルコースとなり、多くの微生物で1分子のグルコースからピルビン酸を経て2分子2分子のエタノールが生成する。



近年のバイオテクノロジーの進歩により、特に注目されているのが、セルロース系バイオマス原料を用いたエタノール発酵である。これは、酸糖化法やセルラーゼ糖化法により、セルロース系バイオマスを糖化した後、遺伝子組換え技術で育成したヘキシースとペントース両者を発酵できる酵母や細菌を用いる発酵プロセスによりエタノールを生産するものであり、米国等で精力的に研究開発が取り組まれ、工業化計画も進められている(図は現在想定されているバイオエタノール製造プロセスの一例)。

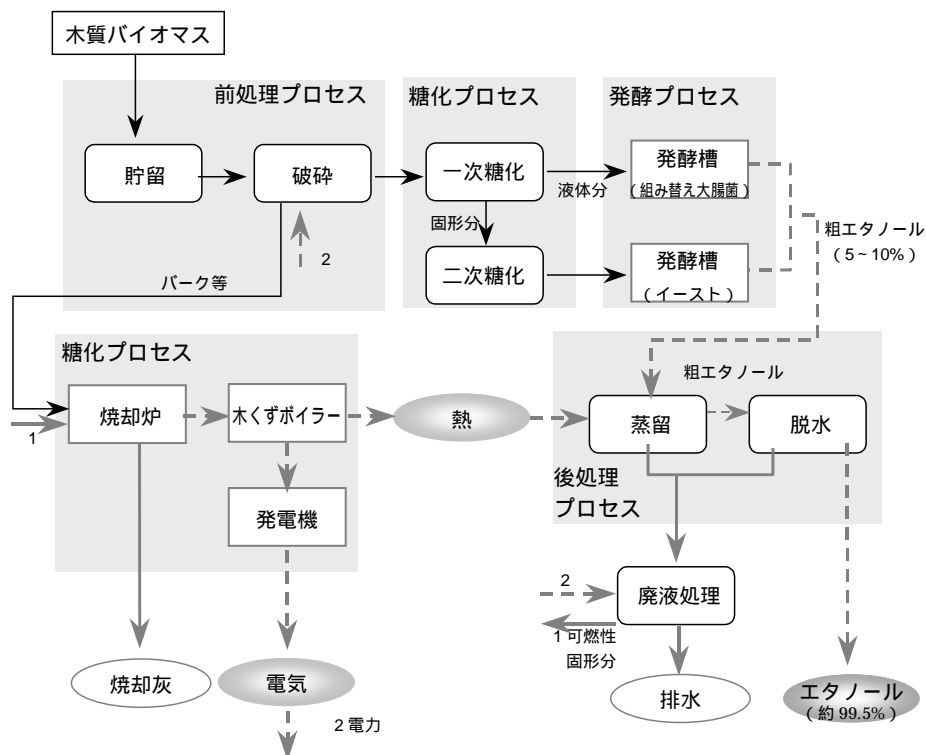


図 2.3.1 現在想定されているバイオエタノール製造プロセスの例

(3) バイオガス (CH₄ガス)

バイオガスとは、CH₄発酵によって最終的に発生するCH₄、CO₂を主成分とするガスのことであり、消化ガスともいわれる。CH₄発酵は多種多様な嫌気性微生物が有機物を分解することにより進行する反応で、廃棄物や有機性不純物を含む排水の処理に古くから用いられてきた。CH₄発酵は嫌気性反応であるため、好気性反応に比較すると送風動力が不要であること、また、CH₄ガスが回収できるという長所がある一方、反応速度が遅く大型の必要となるなどの短所がある。しかし、バイオマスエネルギーの有効利用が重視されるようになり、廃棄物処理というよりはバイオマスエネルギーの有効利用という観点から、CH₄が得られる点を積極的に活用する技術開発が進められている状況にある。

CH₄発酵が適用できるバイオマスとしては、食品廃棄物、家畜ふん尿、農業廃棄物等が挙げられる。CH₄発酵は、嫌気性、分解に必要な温度、pH、阻害物質 (Cr, Cu等の重金属、シアン、フェノール等の一部の有機物、NH₃) を含まないという条件下では自発的に反応が進むため、これらの条件を満たす最終処分場等では特に何もしなくてもCH₄ガスが発生する。

CH₄発酵は多種多様な嫌気性細菌によって段階的に進行するため、複雑系での反応である。まず、バイオマスに含まれるタンパク質、炭水化物等の高分子有機物質は、加水分解菌及び酸生成菌によってアミノ酸、単糖類等の構成単位の有機物を経て低分子化され、酢酸をはじめとする有機酸等が生成される。次に、絶対嫌気性菌であるCH₄生成菌によりによってCH₄、CO₂等の最終生成物まで分解される。

CH₄発酵は微生物反応であるため反応温度の影響を受ける。一般的には低温、30~35 の中温域、50~55 の高温域に区分されるが、発酵温度が高いほど分解速度が向上するため反応槽の小型化にもつながる高温発酵が採用されるようになってきている。

以上のような反応により得られるCH₄ガス中には微量のH₂S等を含むため、CH₄ガスの利用方法によっては精製が必要な場合もあるが、CH₄発酵プロセスで必要となる主なエネルギーは、発酵温度維持のための加温に必要なエネルギーと反応液の送液及びCH₄ガス圧送のための動力といえる。

2.3.2 各プロセスデータの収集

バイオマス資源を起源とする燃料製造パスに関しては、各参考文献における対象範囲や各種条件の詳細部分までが把握できないことを鑑み、エネルギー消費量の幅やCO₂排出量の幅が明確となるようなデータ、ないしは、プロセスや投入資源・エネルギーが特徴的なデータを整理することで本研究における算出結果とした。

バイオマスの生産においては、エネルギー転換の原料となる部分の他、副産物も同時に生育する。すなわち、エネルギー転換に利用できる部分 (例えば、菜種、コーン等の種子) 以外にも、生育過程においてエネルギーが消費されることになるが、これらはエネルギー転換に利用できる部分が生育するために不可欠なものであるため、本研究では、これらのエネルギーすべてがエネルギー転換の原料となる部分を製造するために消費されるものとして扱うことにした。

バイオマスの生産段階で摂取された炭素については、吸収されたものと考えてマイナス表示でその量を表記した。その具体的な量は、吸収量と燃焼時の発生量が同じになる (炭素収支がゼロとなる) 値とした。

また、エネルギー転換プロセスにおいて、所内の熱源としてバイオマスが利用されるケース(さとうきびのエタノール発酵等)では、バイオマス資源による発熱量のみ考慮し、バイオマス資源を燃焼することによって発生するCO₂排出量はゼロとしてデータを作成した。

各プロセスで排出される副産物に関しては、所内のエネルギー源や家畜飼料として利用できるものもある。しかし、副産物の用途は、その商品価値(品質、価格等)により変動し、その価値が低い場合には廃棄物として処理が必要となるが、本研究では、基本的に副産物は廃棄することを前提に計算を実施した。

(1) BDF (植物油のエステル交換反応によるディーゼル燃料)

本研究で対象とした BDF 製造パスのフロー図を図 2.3.2 に示す：

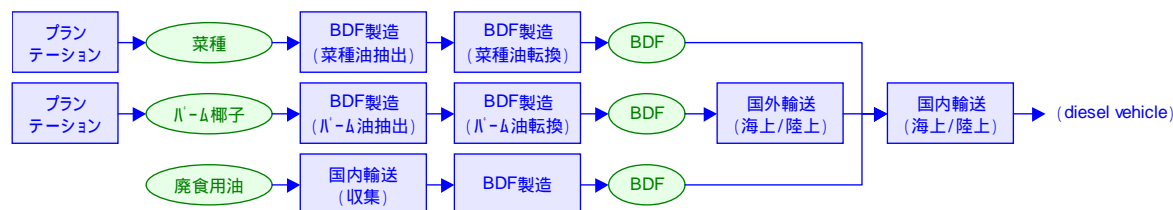


図 2.3.2 BDF 製造パスのフロー図

1) プランテーション

先行研究の整理

BDF 製造 (メチルエステル化反応) に用いられているバイオマス資源としては、パーム、大豆、菜種、ひまわり等の油糧作物と、これらを使用した後の廃食用油が挙げられる。

パームの生産のエネルギー投入量等については、燃料政策小委員会 [2003] で検討されている。

菜種については、EUCAR, CONCAWE, & JRC/IES [2003] Appendix 1 にヨーロッパにおける菜種プランテーションデータが、ETSU [1996] にイギリスにおける同様のデータが整理されている。

廃食用油に関しては、廃棄物という観点から、その製造エネルギーはシステム境界外となるが、近畿経済産業局 [2002] において一世帯あたりの廃食用油発生量、農林水産省総合食料局消費生活課 [2001] において一人あたりの廃食用油発生量が報告されている。

本研究における算出

土壌から放出される N₂O の放出については、環境省 [2002-2] (p. -79) に記載されている直接排出 [合成肥料] の排出係数 (15.6 [kg-N₂O/t-N]) を用いて算出した。これは、日本全国で実施した畑地からの N₂O のフラックス調査に基づき、作物種を考慮して推計した値である。具体的には、プランテーションにおいて投入される窒素の量にこの排出係数を乗ずることによって、プランテーションプロセスからの N₂O 排出量を算出した。

BDF 製造パスのプランテーションについて、本研究では、菜種とパーム椰子を検討対象とした。菜種については、日本に対する菜種の 2 大輸入元 (生産国) であるカナダ、オーストラリアにおける菜種の生産が減少していることから、輸入は想定せず、国内産を対象とすることにした。ま

た、パーム椰子についてはマレーシアでプランテーションが行われるものとした。

【菜種のプランテーション】

菜種のプランテーションプロセスについて、日本における菜種栽培に関する詳細なデータが存在しないため、国内における最大の菜種生産地である青森県へのヒアリングや発行資料（青森県農林部 [1994]）等から肥料投入量及びエネルギー消費量を想定し推計を行った。ここで、肥料及び殺虫剤の製造プロセスについては、Turhollow, A.F. *et al.* [1991] に記載された情報を用いて算出した。

【パーム椰子のプランテーション】

パーム椰子のプランテーションプロセスについては、燃料政策小委員会 [2003] をもとに算出した。パーム椰子生産はほとんど人手により行われているため、耕作等のエネルギーはゼロと見なし、肥料投入によるエネルギー消費量のみ算出した。

【廃食用油】

廃食用油については、廃棄物として発生したものを回収して使用することが前提となっているため、廃食用油発生にかかるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量は無視した。

2) 輸送（収穫・収集）

先行研究の整理

パーム椰子の収穫について、燃料政策小委員会 [2003] では平均輸送距離を 10 km としている。一方、廃食用油の回収については、三菱総合研究所他 [2002] (p. 84) では、中型トラック（燃費 3.5 km/L）で廃食用油 1 t 回収するにあたり平均 3 km 走行すると仮定して算出している。

本研究における算出

菜種の収穫については、プランテーションプロセスの耕作にかかるエネルギーの中に収穫の分を既に考慮しているため、ここではゼロとする。また、パーム椰子についても、収穫エリアによって値が大きく変動するものの、収穫にかかるエネルギー消費量の BDF 製造パス全体におけるエネルギー消費量に占める割合が小さいため、本研究ではゼロとおいた。

廃食用油の回収については、三菱総合研究所他 [2002] 同様、中型トラック（燃費 3.5 km/L）で廃食用油 1 t 回収するにあたり平均 3 km 走行すると仮定して算出した。

また、収穫場所から BDF 製造工場までの輸送については、収穫現場で BDF に転換することが現実的であること、高品質の粗パーム油から BDF を製造するためには遊離脂肪酸を生成させないことが重要であり、粗パーム油製造工場と BDF 製造工場は近接していることが望ましいこと（新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2003-2]）から、収穫場所から BDF 製造工場までの輸送にかかるエネルギーはゼロとすることにした。

3) BDF 製造 (搾油)

先行研究の整理

搾油については、燃料政策小委員会 [2003] に、わが国における菜種から粗油の生産に関するデータが記載されている。また、ETSU [1996] Shaine Tyson [1998] Sheehan, J. *et al.* [1998] Kadam, K.L. *et al.* [1999] Armstrong, A.P. *et al.* [2002] Ahlvik, P. *et al.* [2002] EUCAR, CONCAWE, & JRC/IES [2003] Appendix 1 等にも搾油についての記載がある。

本研究における算出

菜種の搾油に関する先行研究では、投入エネルギーの総量 (MJ 表示) のみでエネルギーの種類が不明なものがある。また、種類が明記されているものでも、日本国内での菜種の搾油に関しては想定されにくい天然ガスが利用されているものも多い。よって、本研究では、菜種の搾油にかかるエネルギーとして電力のみを利用している ETSU [1996] (p.97, p.156 ~ 157) に記載のデータを用いることにした。

また、パーム椰子については、関連するデータを収集することができなかつたため、菜種の搾油に関して比較的新しい文献である EUCAR, CONCAWE, & JRC/IES [2003] Appendix 1 (p.40) に記載のデータをもとにエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量の算出を行った²。なお、パーム椰子 (果房残材を除く) パーム油の収率については、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [1992] を参考とした。

4) BDF 製造 (精製)

先行研究の整理

メチルエステル化を行うための精製については、EUCAR, CONCAWE, & JRC/IES [2003] Appendix 1 (p.40) に菜種油 (粗油) を精製する際のインベントリデータが報告されている。

本研究における算出

菜種油 (粗油) の精製については、EUCAR, CONCAWE, & JRC/IES [2003] Appendix 1 (p.40) に記載のデータを用いることにした。また、パーム油 (粗油) については、関連するデータを収集することができなかつたことから、BDF 製造 (メチルエステル化) に含まれるものと仮定した。

² パーム椰子の搾油については、投入されるエネルギーとして電力及び天然ガスが見込まれているが、マレーシアでは人力で搾油されている事例もあることから、本プロセスにかかるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を考慮しないというケースも想定される。

5) BDF 製造 (メチルエステル化)

先行研究の整理

BDF 製造プロセスに関しては、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2003-2] に年産 1,500 万 t 規模の BDF 製造に関する FS 結果が示されており、このプロセスは、ECB 社プロセスを想定している。

大豆油からの BDF 製造については、米国における事例をもとにしたものが Sheehan, J. *et al.* [1998] に整理されている。ここでは機械的な油の抽出ではなく、溶剤によって油を抽出している例が記載されている。

菜種油に関しては、EUCAR, CONCAWE, & JRC/IES [2003] Appendix 1 に、EU において稼働している 10,000 ~ 15,000 t/年システムを参考とした、20,000 t/年規模のプラントを想定した場合のエネルギー投入量についての検討が実施されている。このシステムでは、菜種採取の際に発生する地上部残余を一部エネルギー資源として利用する場合、及びすべてを天然ガスで所内動力を賄う場合が想定されている。

また、日本においても BDF の製造が徐々に進められているが、基本的にはいずれも廃食用油を対象としている。投入エネルギーに関するデータはヒアリングベースの資料を整理している場合が多い。

本研究における算出

【菜種油のメチルエステル化】

先行研究においては、菜種油のメチルエステル化については電力だけではなく、その他のエネルギー資源を投入した場合等が検討されているため、本研究においても、

- ケース 1) 菜種わらを利用するケース
- ケース 2) 天然ガスを利用するケース
- ケース 3) 電力 + 天然ガスを利用するケース
- ケース 4) 電力のみを利用するケース

の 4 ケースを検討の対象とした。ここで、電力は系統からの電力を購入した場合を、菜種わらや天然ガスは工場内でコジェネレーションを行い、そこから電力を得る場合を想定している。

また、ここで、メタノールを製造するまでのプロセスにおけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量については、天然ガスを起源とする比較的最近の研究である、石油産業活性化センター [2002-2] 及び General Motors, *et al.* [2002] の燃料効率 (最悪ケース) 67% をもとに算出した。

【パーム油のメチルエステル化】

パーム油のメチルエステル化については新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2003-2] (p.97) において検討されており、本研究もこのデータを用いることにした。

【廃食用油のメチルエステル化】

廃食用油のメチルエステル化に関して日本国内で既に進められているプロセスはエネルギーとして電力が投入されている事例のみであることから、本研究では、菜種油のメチルエステル化の

「ケース4）」を廃食用油にも適用することにした。

6) 国外輸送（海上/陸上）

先行研究の整理

燃料政策小委員会 [2003] では、東南アジアから日本までの輸送距離（片道）を 5,000 km、タンカーは原油タンカー（0.059 MJ/km・t-BDF）と置いて算出している。

本研究における算出

本研究においても、東南アジアから日本までの輸送距離（片道）を 5,000 km と置いて算出することにした。また、タンカーは 10 万トン型の原油タンカーとした。

7) 国内輸送（海上/陸上）

先行研究の整理

燃料政策小委員会 [2003] では、流通拠点からガスステーションまでの国内の平均輸送距離（往復）を約 209 km とし、タンクローリーで運ぶものとして算出している。

本研究における算出

本研究では、「2.1 石油起源の燃料製造パス」で算出した軽油の国内輸送に関するデータで代用することにした。

(2) エタノール

本研究で対象としたエタノール製造パスのフロー図を図 2.3.3 に示す：

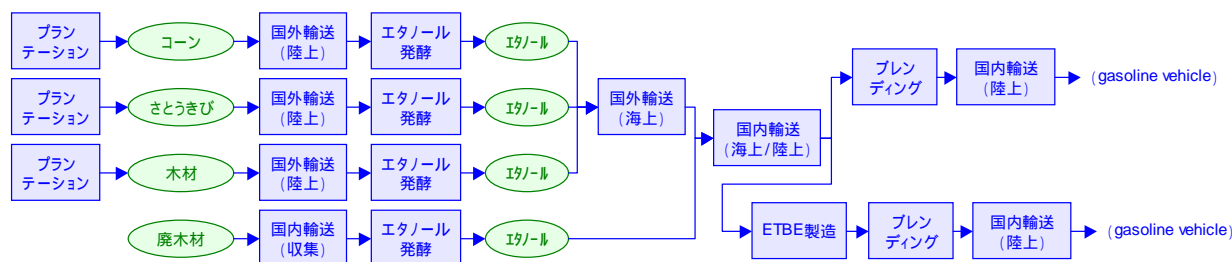


図 2.3.3 エタノール製造パスのフロー図

エタノールは自動車に直接充填されるのではなく、ガソリンとのブレンディング、または、エチル・ターシャリ・ブチル・エーテル (ETBE) に変換してからガソリンとブレンディングして使

用される。本研究では、「2.1 石油起源の燃料製造パス」で算出した既存ガソリンとのブレンドを想定し、その混合比率より、エタノール 3%混合ガソリン、エタノール 10%混合ガソリン及び ETBE 混合ガソリンの 3 種類の燃料を検討することにした。

1) プランテーション

先行研究の整理

コーンのプランテーションについては、北米における検討結果が Marland, G. *et al.* [1991] Lorenz, D. *et al.* [1995] Levelton Engineering Ltd. *et al.* [2000] Aden, A. *et al.* [2002] に整理されており、肥料投入量や灌漑の有無により投入エネルギー量に変化が見られる。

ブラジルにおけるサトウキビのプランテーションについては、Isaias de Carvalho Macedo [1998] に報告されている。ここには耕作エネルギーとして主に軽油、肥料、殺虫剤が計上されており、この報告には平均的データとトップデータが整理されている。収穫の機械化は 20%とされており、今後 50%まで機械化されると記載されている。

EUCAR, CONCAWE, & JRC/IES [2003] Appendix 1 には小麦、ETSU [1996] には冬小麦について、肥料、殺虫剤及び耕作に係るエネルギー投入量が整理されている。特に EUCAR, CONCAWE, & JRC/IES [2003] Appendix 1 には軽油に関するデータとして機器燃料とともに小麦の乾燥も含まれている。シュガービートに関するプランテーションデータについても EUCAR, CONCAWE, & JRC/IES [2003] Appendix 1 に整理されている。

セルロース系バイオマスのプランテーションとしては、ハイブリッドポプラの例が Lorenz, D. *et al.* [1995] に整理されている。肥料が少なく、灌漑も実施されていないため、コーン等と比較すると投入エネルギーが小さくなっている。

廃木材に関しては、住宅等の解体後に廃材が発生したものをを用いることを想定するため、ここでのエネルギー投入量及び温室効果ガス排出量はゼロとする。

本研究における算出

【コーンのプランテーション】

コーンのプランテーションについては、いくつかの先行研究が報告されていることから、これらと比較し、エネルギー消費量が最大となるケース (Lorenz, D. *et al.* [1995]) と最小となるケース (Marland, G. *et al.* [1991]) に記載されたデータをもとにエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。これらのデータには、肥料製造、灌漑、コーンの乾燥等に伴うエネルギー消費も含まれている。

【サトウキビのプランテーション】

サトウキビのプランテーションについては、Isaias de Carvalho Macedo [1998] に記載されている平均データと最良データをもとにエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。ここには、肥料製造、殺虫剤、耕作のエネルギーが含まれている。Isaias de Carvalho Macedo [1998] では、すべて投入エネルギーとして記載されているため、耕作にかかるエネルギーについては主に耕作機器燃料であると考え、それを軽油と想定して CO₂ 排出量の算出を行った。

【木材（セルロース系バイオマス）のプランテーション】

セルロース系バイオマスのプランテーションについては、Lorenz, D. *et al.* [1995] に記載されているデータをもとにエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。セルロース系バイオマスを利用したエタノール発酵はまだ商業化されておらず、ここではハイブリッドポプラを想定し、理論的数値として試算した結果としている。

2) 国外輸送（陸上）/ 国内輸送（収集）

先行研究の整理

ブラジルでのサトウキビをエタノール発酵プラントへ輸送するエネルギーは Isaias de Carvalho Macedo [1998] に記載されている。三井物産ナノテク事業部の講演では、サトウキビの輸送はほとんどトラックであり、サトウキビの軸を蒸留所まで運んで採算が取れるのは 50km 圏内ということである。

本研究における算出

本研究では、10 t トラック（燃費 3.5 km/L）で片道 50 km 輸送するものと仮定して算出した。国内における廃木材収集のための輸送も同様とした。

3) エタノール発酵

先行研究の整理

コーン起源のエタノール発酵については、北米における報告は多く、Lorenz, D. *et al.* [1995], Graboski, M.S. [2002] 等に整理がなされている。コーン起源のエタノール生産方法においては、ドライミルプロセスとウェットミルプロセスという 2 種類の前処理プロセスが存在し、これによりエネルギー投入量に差が出る。

ドライミルプロセスでは、コーンをつぶして水を加えてスラリー化して、酵素により加水分解した後、糖分をエタノール発酵する。発酵残さは乾燥されて DDGS (distillers dried grains with soluble) として回収され、商品として販売される。

ウェットミルプロセスはコーン油、特にグルテンフィードやグルテンミールといわれる栄養分を分離してから糖分をエタノール発酵するプロセスとなっている。

ETSU [1996] には、小麦を原料としたエタノール発酵についての整理が行われており、小麦の破碎後デンブンをとりだし、約 140t/d 規模でエタノール発酵をするシステムにおけるエネルギー投入量がとりまとめられている。ここでの所内電源は麦わらと天然ガスが想定されており、副産物として DDGS の家畜飼料利用が想定されている。同様の検討は EUCAR, CONCAWE, & JRC/IES [2003] Appendix 1 においても実施されているが、プラントの規模は不明である。

Lorenz, D. *et al.* [1995] には、米国におけるセルロース系バイオマスエタノール製造に関する投入エネルギーが整理されている。これは、米国 Arkenol 社プロセスを商業規模で実施した場合におけるプロセスシュミレーション結果であり、バイオマスプランテーションからエタノール製

造までが一連のデータとしてとりまとめられている。

ブラジルにおける糖蜜起源のエタノール発酵については、Isaias de Carvalho Macedo [1998] に平均データと最良データが整理されている。

セルロース系バイオマスのエタノール発酵については、Kadam, K.L. *et al.* [1999] に現在開発中の酸分解プロセスないしは将来的に開発が検討されている酵素分解プロセスの 2 種類の前処理プロセスを経たエタノール発酵についてのプロセスシミュレーション結果が整理されている。また、インドにおけるバガスのエタノール発酵として、同様の検討が Kadam, K.L. [2000] に示されている。これらはいずれも生産規模を 800 t/d と想定している。

また、EUCAR, CONCAWE, & JRC/IES [2003] Appendix 1 には、シュガービートからの搾汁後の繊維についてのエタノール発酵についても整理されている。

本研究における算出

【コーンのエタノール発酵】

コーンのエタノール発酵については、前処理としてコーンの粉碎をドライミルプロセスで行うか、ウェットミルプロセスで行うかにより、エネルギー消費量に差がでてくる。本研究では、ドライミルプロセスとして、Levelton Engineering Ltd. *et al.* [2000] (カナダ) 及び Graboski, M.S. [2002] (米国) ウェットミルプロセスとして、Marland, G. *et al.* [1991] 及び Graboski, M.S. [2002] (米国) を取り上げ、これらと比較し、エネルギー消費量が最大となるケース (Marland, G. *et al.* [1991]) と最小となるケース (Levelton Engineering Ltd. *et al.* [2000]) に記載されたデータをもとにエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。

【サトウキビのエタノール発酵】

サトウキビのエタノール発酵については、Isaias de Carvalho Macedo [1998] に記載されている平均データと最良データをもとにエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。

サトウキビのエタノール発酵については、サトウキビを絞るときに発生するバガス (絞り粕) を燃焼させ、蒸気タービン発電することが多い。本研究における温室効果ガス排出量の算出にあたっては、比較のために、バガスによる発電量と同量の電力を購入した場合における温室効果ガス排出量の検討も行った。ここで、バガス総発生量は、ジャパンエナジー・リサーチ・センター [2001] (p.102) に記載の物質収支データをもとに算出した。

【木材 (セルロース系バイオマス) のエタノール発酵】

セルロース系バイオマスのエタノール発酵については、前処理として酸を用いてバイオマスを糖化させるプロセスが組み込まれる。

セルロース系バイオマスのエタノール発酵については、Kadam, K.L. *et al.* [1999] (p.34) に記載されているデータをもとにエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。このデータは、セルロースを灌木、軟木材、米わらにわけて算出されており、本研究ではこのうち灌木と軟木材のデータを用いている。

廃木材のエタノール発酵については、組成が比較的類似している軟木材のデータを適用し、天然ガス消費量に関してのみ日本国内の発熱量に換算し再計算を行った。

4) 国外輸送（海上）

先行研究の整理

燃料政策小委員会 [2003] では、インドから日本までの輸送距離（片道）を 8,900 km、タンカーは原油タンカー（0.068 MJ/km・t-エタノール）と置いて算出している。

本研究における算出

本研究では、コーンについては北米（ロサンゼルス：4,849 miles）から、サトウキビについてはブラジル（リオデジャネイロ：11,768 miles）から、セルロース系バイオマスについてはマレーシア（ピンツル：2,511 miles）から、それぞれ日本まで輸送するものとして算出した。また、タンカーはメタノール船と同等のものを使用するものとし、その詳細データは新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2001-3] に記載のメタノール船の積載量を、速度や燃料消費量は同報告書に記載の GTL 船のデータで代用した。

5) 国内輸送（海上/陸上）

先行研究の整理

燃料政策小委員会 [2003] では、流通拠点からガスステーションまでの国内の平均輸送距離（往復）を約 209 km とし、タンクローリーで運ぶものとして算出している。

本研究における算出

本研究では、「2.1 石油起源の燃料製造パス」で算出したガソリンの国内輸送に関するデータで代用することにした。

6) ETBE 製造

エタノールからの ETBE 製造プロセスについては、Kadam, K.L. *et al.* [1999] (p.38) 及び環境省ホームページ内「ETBE について」(http://www.env.go.jp/earth/ondanka/renewable/03/mat_03.pdf) をもとにエネルギー消費量を算出した。

7) ブレンディング

ブレンディングプロセスにおけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量については、インベントリデータ作成に必要な情報を収集することができなかったことから、省略することにした。

(3) バイオガス (CH₄ガス)

本研究で対象とした CH₄ 発酵パスのフロー図を図 2.3.4 に示す：

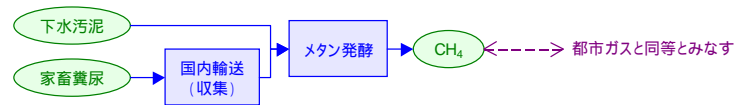


図 2.3.4 CH₄ 発酵パスのフロー図

1) 国内輸送 (収集)

わが国における CH₄ 発酵原料としては、下水汚泥、家畜ふん尿が中心であり、食品廃棄物等はごくわずかである。

下水汚泥については、下水処理場からのパイプ輸送が中心であり、一部浄化槽汚泥をバキュームカーで輸送している。また、家畜ふん尿については、農家がタンクに貯留した後、農家所有の軽トラック等で持ち込まれることが多い。よって、本研究では、2tトラック (燃料：ガソリン、燃費：6.0 km/L) で片道 10 km 輸送するものと仮定して算出した。

2) CH₄ 発酵

先行研究の整理

家畜ふん尿とおからを対象とした CH₄ 発酵処理から得た消化ガスをガスエンジン発電に利用するという八木町 (京都府) のシステムの運転データが小川ら [2003] に示されている。

長岡市 (新潟県) の中央浄化センターでは、下水汚泥の CH₄ 発酵から得られた消化ガスを都市ガスホルダーへ供給している。

本研究における算出

本研究では、先行研究で紹介した小川ら [2003] に記載されている八木町のシステムと長岡市の中央浄化センターの事例について、CH₄ 発酵プロセスにおけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。

近年では、小規模な CH₄ 発酵施設も数多く建設されているが、それらでは、輸送用燃料製造を前提とした CH₄ 発酵利用は困難であると考えられる。一方、本研究で扱う八木バイオエコロジーセンターは、わが国で最も有名かつ大規模な家畜ふん尿 CH₄ 発酵施設の一つである。

また、長岡市の中央浄化センターは、CH₄ 発酵で得られるバイオガスを生成して都市ガス代替として用いている最も代表的な例である。本研究では、長岡市中央浄化センターに対してヒアリングを実施し、得られたデータをもとにエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量の算出を行った。

3) 昇圧

都市ガスガスホルダーへの送出手のための昇圧については、長岡市中央浄化センターに対してヒアリングを実施し、得られたデータをもとにエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量の算出を行った。

2.3.3 算出結果

バイオマス資源を起源とする燃料製造パスについて、BDF 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量、温室効果ガス排出量及びエネルギー効率の算出結果を、表 2.3.2 (エネルギー消費量)、表 2.3.3 (温室効果ガス排出量)、表 2.3.4 (エネルギー効率) に示す。

エタノール 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量、温室効果ガス排出量及びエネルギー効率の算出結果を、表 2.3.5 (エネルギー消費量)、表 2.3.6 (温室効果ガス排出量)、表 2.3.7 (エネルギー効率) に示す。

CH₄ ガス 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量、温室効果ガス排出量及びエネルギー効率の算出結果を、表 2.3.8 (エネルギー消費量)、表 2.3.9 (温室効果ガス排出量)、表 2.3.10 (エネルギー効率) に示す。

表 2.3.2 BDF 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量 [MJ/MJ]

	菜種起源のBDF				パーム椰子起源のBDF		廃食用油起源のBDF
	菜種わら	天然ガス	電力 + 天然ガス	電力	搾油考慮	搾油未考慮	
バイオマス生産	0.107	0.107	0.110	0.113	0.128	0.128	-
廃食用油回収	-	-	-	-	-	-	0.001
粗油抽出(搾油)	0.223	0.223	0.229	0.236	0.068	0.000	-
粗油精製	0.010	0.010	0.011	0.011			
製造(メチルエステル化)	0.271	0.241	0.101	0.055	0.076	0.076	0.055
国外輸送	-	-	-	-	0.011	0.011	-
国内輸送	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006
合計	0.616	0.586	0.456	0.420	0.289	0.220	0.061

表 2.3.3 BDF 1 MJ 製造時における温室効果ガス排出量 [g eq-CO₂/MJ]

	菜種起源のBDF				パーム椰子起源のBDF		廃食用油起源のBDF
	菜種わら	天然ガス	電力 + 天然ガス	電力	搾油考慮	搾油未考慮	
バイオマス生産	13.9	13.9	14.3	14.8	14.4	14.4	-
廃食用油回収	-	-	-	-	-	-	0.1
粗油抽出(搾油)	8.9	8.9	9.1	9.4	3.9	0.0	-
粗油精製	0.6	0.6	0.6	0.6			
製造(メチルエステル化)	1.4	13.3	5.2	2.4	3.7	3.7	2.4
国外輸送	-	-	-	-	0.8	0.8	-
国内輸送	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
合計	25.2	37.1	29.7	27.6	23.2	19.4	2.9
CO ₂ 固定分	76.2	76.2	76.2	76.2	76.2	76.2	76.2

表 2.3.4 BDF 製造時におけるエネルギー効率 (LHV)

	菜種起源のBDF				パーム椰子起源のBDF		廃食用油起源のBDF
	菜種わら	天然ガス	電力+天然ガス	電力	搾油考慮	搾油未考慮	
バイオマス生産							-
廃食用油回収							
粗油抽出(搾油)							-
粗油精製							
製造(メチルエステル化)	0.738	0.756	0.853	0.896	0.932	0.985	0.994
国外輸送	-	-	-	-	0.989	0.989	-
国内輸送	0.994	0.994	0.994	0.994	0.994	0.994	0.994
合計	0.734	0.751	0.848	0.891	0.916	0.969	0.988

表 2.3.5 エタノール 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量 [MJ/MJ]

	コーン起源		サトウキビ起源 (バガス利用)		サトウキビ起源 (購買電力利用)		海外プランテーション 木材起源		国内 廃木材
	(最悪)	(最良)	(平均)	(最良)	(平均)	(最良)	(最悪)	(最良)	
バイオマス生産	0.328	0.258	0.076	0.067	0.076	0.067	0.280	0.105	-
国外輸送(陸上)	0.013	0.012					0.046	0.017	-
廃木材回収	-	-	-	-	-	-	-	-	0.017
エタノール発酵	0.648	0.611	0.843	0.748	0.081	0.072	2.307	1.366	1.634
国外輸送(海上)	0.057	0.057	0.133	0.133	0.133	0.133	0.031	0.031	-
国内輸送	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009
合計	1.055	0.946	1.060	0.957	0.299	0.281	2.673	1.527	1.660

表 2.3.6 エタノール 1 MJ 製造時における温室効果ガス排出量 [g eq-CO₂/MJ]

	コーン起源		サトウキビ起源 (バガス利用)		サトウキビ起源 (購買電力利用)		海外プランテーション 木材起源		国内 廃木材
	(最悪)	(最良)	(平均)	(最良)	(平均)	(最良)	(最悪)	(最良)	
バイオマス生産	32.14	28.23	6.94	6.04	6.94	6.04	25.15	9.40	-
国外輸送(陸上)	0.96	0.89					3.39	1.27	-
廃木材回収	-	-	-	-	-	-	-	-	1.27
エタノール発酵	55.06	34.82	0.00	0.00	1.52	1.35	143.49	84.91	93.31
国外輸送(海上)	4.39	4.39	10.28	10.28	10.28	10.28	2.40	2.40	-
国内輸送	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66
合計	93.21	68.98	17.87	16.97	19.39	18.32	175.09	98.64	95.24
CO ₂ 固定分	71.28	71.28	71.28	71.28	71.28	71.28	71.28	71.28	71.28

表 2.3.7 エタノール製造時におけるエネルギー効率 (LHV)

	コーン起源		サトウキビ起源 (バガス利用)		サトウキビ起源 (購買電力利用)		海外プランテーション 木材起源		国内 廃木材
	(最悪)	(最良)	(平均)	(最良)	(平均)	(最良)	(最悪)	(最良)	
バイオマス生産									
国外輸送(陸上)									
廃木材回収	-	-	-	-	-	-	-	-	
エタノール発酵	0.588	0.590	0.533	0.562	0.924	0.931	0.282	0.408	0.377
国外輸送(海上)	0.946	0.946	0.882	0.882	0.882	0.882	0.970	0.970	-
国内輸送	0.991	0.991	0.991	0.991	0.991	0.991	0.991	0.991	0.991
合計	0.552	0.554	0.466	0.492	0.809	0.815	0.271	0.392	0.374

表 2.3.8 CH₄ ガス 1 MJ 製造時における
エネルギー消費量 [MJ/MJ]

	家畜糞尿	下水汚泥
原料回収	0.054	
CH ₄ 発酵	0.521	0.584
昇圧・圧送	0.194	0.194
圧縮・充填	0.046	0.046
合計	0.814	0.823

表 2.3.9 CH₄ ガス 1 MJ 製造時における
温室効果ガス排出量 [g eq-CO₂/MJ]

	家畜糞尿	下水汚泥
原料回収	4.0	
CH ₄ 発酵	15.0	16.8
昇圧・圧送	5.4	5.4
圧縮・充填	1.8	1.8
合計	26.3	24.1
CO ₂ 固定分	57.0	57.0

表 2.3.10 CH₄ 発酵時におけるエネルギー効率 (LHV)

	家畜糞尿	下水汚泥
原料回収		
CH ₄ 発酵	0.835	0.861
昇圧・圧送	0.951	0.951
圧縮・充填	0.983	0.983
合計	0.780	0.804

2.4 合成燃料の燃料製造パス

2.4.1 概要

最近、天然ガスを液体燃料に転換する GTL 技術が注目されている。この背景として、上流側では、未開発ガス田の豊富さ、産ガス国の開発ニーズの増大、中流側では、GTL 技術の進歩による経済性向上、下流側では、環境規制強化によるクリーンな燃料のニーズの増大等が挙げられる(鈴木 [2001])。

天然ガスを液体燃料に転換する方法は、間接法(ガスを一旦反応性の高い合成ガス(CO と水素の混合ガス)に転換し、これを FT 合成油、DME、メタノール等に転換する方法)と直接法(合成ガスを経由せずに直接メタノール等に転換する方法)に大別される。直接法は、合成ガス製造プロセスのコスト高を解決する方法として 1980 年代に盛んに研究されていたが、技術的に副反応である炭酸ガスの生成の抑制が困難で、現在は、大学等で研究が行われているものの、企業での研究は実施されていない(鈴木 [2001])。

合成燃料の製造プロセスは、合成ガス製造プロセス、FT 合成(、DME 合成、メタノール合成)プロセス、水素化分解・製品精製プロセスの 3 プロセスから構成される。

(1) 天然ガスからの合成ガス製造プロセス

天然ガスから合成ガスを製造するには改質プロセスを適用するが、その方法には次の 4 つが挙げられる：

- ・ 水蒸気改質
- ・ 水蒸気・CO₂改質
- ・ 自己熱改質
- ・ 部分酸化

以上、4 方法から生成する合成ガス組成の H₂/CO モル比はそれぞれ異なる(図 2.4.1 参照)。

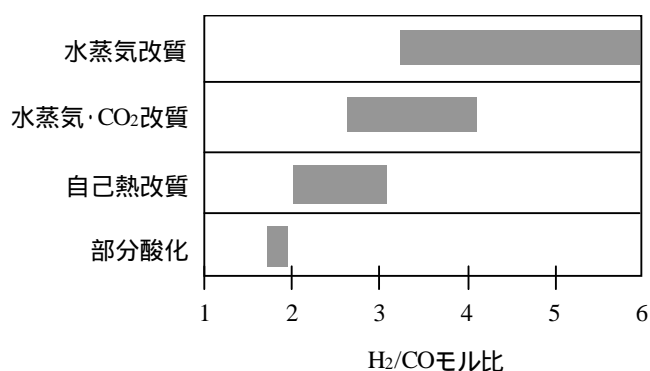


図 2.4.1 合成ガス製造プロセスと H₂/CO モル比の関係(【出典】浅岡ら [2001])

水蒸気改質 (Steam Reforming : SMR)

最も実績のあるプロセスである。一般的には、原料の炭化水素と水蒸気をニッケル系触媒上で

温度 600～850、圧力 2～3 MPa で反応させる方法である。化学式は次の通りである。



この反応は大きな吸熱反応であるため、加熱源が必要となるのが特徴である（佐藤 [2001]）。

水蒸気・CO₂改質（Steam/CO₂ Reforming）

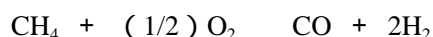
水蒸気改質反応と CO₂ 改質反応を組み合わせたもので、酸化剤として水蒸気と CO₂ を用いて天然ガスを合成ガスに転換する方法である。FT 反応において合成ガスの最適な H₂/CO 比は 2 であるが、天然ガスの水蒸気改質では H₂/CO 比は 3 以上となってしまったため、CO₂ を改質器に入れて CO₂ 改質することによって調整を行う。石油公団が研究開発を行っているプロセスもこれであり、原料ガス中の CO₂ を除去することなく天然ガスと共に原料として利用する方法である。

自己熱改質（Autothermal Reforming：ATR）

発熱反応である部分酸化プロセスと吸熱反応である水蒸気改質プロセスを組み合わせ、1 つあるいは 2 つの反応器で反応させて、熱バランスをとりながら熱効率の改善を目的とした改質法である。自己熱改質では純酸素を使用する。使用する触媒は水蒸気改質と同様、ニッケル系触媒が使用される（佐藤 [2001]）。

部分酸化（Partial Oxidation：POX）

無触媒で完全燃焼する際の酸素より少ない酸素で不完全燃焼させて、その発熱反応から得られた熱を用いてガス化する方法である。無触媒であるため原料中に不純物が含まれていても問題ないため、天然ガス以外にも石炭、重質油、バイオマス等多くの炭化水素に適用できる。酸化剤として純酸素を利用する場合と空気を利用する場合がある。化学反応式は以下のとおりである（佐藤 [2001]）。



（2）FT 合成、DME 合成、メタノール合成プロセス

合成ガスに続くプロセスとしては、FT 合成、DME 合成、メタノール合成が考えられるが、それぞれのプロセスには適切な H₂/CO モル比³があるため、その H₂/CO モル比になるような改質プロセスと組み合わせたプロセスが良いといえる。

以下にそれぞれの反応式を示す。

- | | | | |
|-----------------|-----------------------------------|---------------------------------------------------------|----------------|
| ・ FT 合成 | : 2H ₂ + CO | (1/n)(CH ₂) _n + H ₂ O | + 167 kJ/mol |
| ・ DME 合成（直接合成法） | : 3CO + 3H ₂ | CH ₃ OCH ₃ + CO ₂ | + 244.9 kJ/mol |
| ・ メタノール合成 | : CO + 2H ₂ | CH ₃ OH | + 90 kJ/mol |
| | CO ₂ + 3H ₂ | CH ₃ OH + H ₂ O | + 49 kJ/mol |

反応式から分かるように、適切な H₂/CO モル比は、FT 合成及びメタノール合成の場合には 2、

³ メタノール合成の場合は、(H₂ - CO₂) / (CO + CO₂) 比だが、以降これも含めて H₂/CO 比という

DME 合成の場合には 1 となる。

したがって、FT 合成及びメタノール合成の場合には、図 2.4.1 から H_2/CO モル比=2 付近にできる自己熱改質や部分酸化といった改質プロセスが適しているといえる。最近では、水蒸気・ CO_2 改質による FT 合成のプロセスも開発されているが、この改質プロセスでは H_2/CO モル比=2 にすることが可能となっているため、FT 合成には非常に適しているといえる。

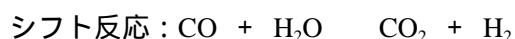
石炭やバイオマス等のガス化による FT 合成、DME 合成、メタノール合成

石炭やバイオマスのガス化の場合には、合成ガス中にタール等が存在しているため、まず湿式ガス洗浄プロセスに入る。その後、合成ガス中に残存する CH_4 濃度によっては、改質器を経て、後流のプロセスに適した H_2/CO モル比にするためのプロセスに入る。ここで、 H_2/CO モル比が必要以上に大きいと、余剰 H_2 が発生するため効率が悪くなる。

石炭をガス化すると、天然ガスの改質同様、 H_2 及び CO を含む合成ガスが生成するが、石炭中の水素分が低いこともあり H_2/CO モル比 1 のガスとなる。

バイオマスのガス化の場合には、ガス化炉のタイプ（炉の形状、ガス化の際のスチーム、酸素/空気の投入量等が異なる）によって、生成する合成ガスの組成が異なる。 H_2/CO モル比 1 になる場合も H_2/CO モル比 1 になる場合もある。

FT 合成及びメタノール合成の場合には H_2/CO モル比 = 2 の合成ガスが必要となるため、 H_2/CO モル比 2 の合成ガスの場合には、以下のようなシフト反応により H_2/CO モル比 = 2 とする。



CH_4 改質を含めたバイオマスガス化と FT 合成のプロセスフロー図を例として図 2.4.2 に示す。

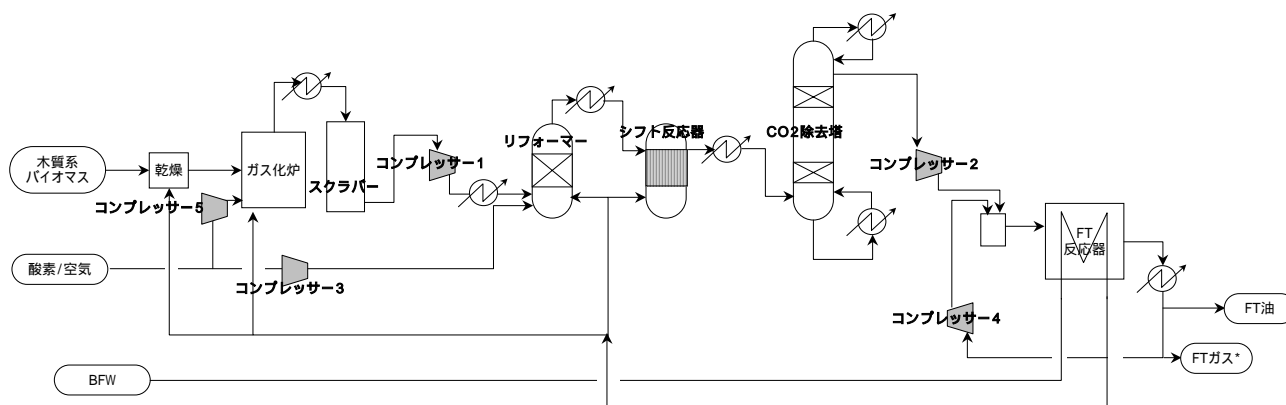


図 2.4.2 バイオマスガス化と FT 合成のプロセスフロー図

(3) 水素化分解・製品精製プロセス

FT 合成では、ナフサ、灯油、軽油等の一連の製品ができるが、これらの主成分は種々の炭素鎖を持つ直鎖パラフィンである。FT 合成で得られた炭化水素を水素化分解後、蒸留して各製品を得るのがこのプロセスである。

合成燃料の主要性状を表 2.4.1、特徴を表 2.4.2 に示す。

表 2.4.1 合成燃料の主要性状

			FT 軽油		メタノール	DME	
			Sasol SSPD 軽油	Shell SMDS 軽油	CH ₃ OH	C ₂ H ₆ O	
分子量					32.04	46.07	
構成比	C	wt%	84.9	84.91	37.5	52.2	
	H	wt%	15.1	14.97	12.6	13.1	
	N	wt%		0.67			
	O	wt%	0	0	49.9	34.7	
密度	15/15	kg/L	0.7698	0.7845	0.796	0.667	
	0 , 1atm	kg/m ³				2.05	
凝固点					-97.5		
沸点			159 ~ 352	210 ~ 338	65	-25	
蒸気圧	@38	kPa			32		
	@38	Psi			4.6		
比熱					2.5	2.99	
動粘度	@20	mPa-s			0.59	< 1	
	@20	CSt			0.74		
	@40	CSt	2.08	3.57			
水溶解度					100		
導電率					4.4 × 10 ⁻⁷		
蒸発潜熱					1,178	467.13	
高位発熱量			46.7	47.2	22.7	31.7	
			MJ/L	35.9	37.0	18.1	21.1
低位発熱量				44.0	19.7	28.8	
				34.5	15.8	19.2	
引火点			59	72	11		
自己着火温度					464	235	
燃焼限界	下限	vol%			7.3	3.4	
	上限	vol%			36.0	18.6	
理論空燃比					6.45	9.0	
火災拡散速度					2 ~ 4	0.54	
オクタン価	RON				108.7		
	MON				88.6		
セタン価			> 74.8	> 74		55 ~ 60	
出典			Myburgh, <i>et al.</i> [2000]	Norton, <i>et al.</i> [1998]	Bechtold[1997] Bosch[2000] EIA[1994]	Kajitani, <i>et al.</i> [1998] Bosch[2000]	

表 2.4.2 合成燃料の特徴

(【出典】 鈴木[2001]、 中村[2002]、 石油産業活性化センター[2002-1]、 JHFC ホームページ)

	長所	短所
FT 軽油	<ul style="list-style-type: none"> ・ 性質が石油系軽油とほぼ同等であるため、新たなインフラ整備や利用技術の開発を必要としない(他の FT 合成油も同様) ・ セタン価が高く硫黄分や芳香族分が少ないことから、自動車用軽油の品質規制値を容易にクリアできる ・ 商業プラントとしての実績がある ・ 石油製品の混合基材としての価値も高い 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 密度が相対的に低いことは、燃費を悪くする方向へ働く ・ 硫黄分、芳香族分が少ないことから潤滑性に乏しく、パラフィン分に富み芳香族分が少ないことからシールの膨張性が低い
FT 灯油	<ul style="list-style-type: none"> ・ 硫黄分が少なく煙点が高いため、優れた燃焼性を持つ ・ 灯油代替のほか、家庭用燃料電池の燃料としての利用の可能性も考えられる ・ 航空機用の燃料としても期待される(南アフリカでは石油系ジェット燃料との混合燃料が供給されている) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 現在の石油系灯油でも品質面で充分であることから、どの程度のプレミアムが得られるかが課題である
FT ナフサ	<ul style="list-style-type: none"> ・ パラフィン分に富むことからエチレン分解用の原料として石化用ナフサに適している ・ 硫黄分と芳香族分がほとんど含まれていないことから、燃料電池自動車用の燃料としても有望視されている 	<ul style="list-style-type: none"> ・ オクタン価が低いため、既存のガソリンの内燃機関と併用するためにはアルキレーションなどによりオクタン価を高める必要がある
DME	<ul style="list-style-type: none"> ・ 性状が LPG に似ており、LPG のインフラが利用できる可能性がある ・ LPG 代替燃料のほか、軽油代替燃料(ディーゼルエンジン用燃料)としても研究開発が進められている 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 現在の用途はフロンガス代替用のスプレーの噴射剤等に限定されており、市場規模が極めて小さい ・ 燃料として利用するにあたっての燃焼性等の特性がまだ十分に把握されていない ・ 燃料として使用するためのインフラ整備・利用技術の開発が必要である ・ 燃料としての製造スペック、安全性の確認、使用基準の確立等の課題もある
メタノール	<ul style="list-style-type: none"> ・ メタノール自動車はわが国では低公害車に区分されている ・ 燃料電池自動車用燃料としての利用を考えた場合、他の燃料と比べて低い反応温度での改質が可能である 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 『毒物及び劇物取締法』により指定される劇物である ・ 自動車用燃料としては、オクタン価が高いものの発熱量が低いので燃費が悪くなる傾向がある ・ セタン価が低いため、ディーゼルエンジンには不向きである

2.4.2 各プロセスデータの収集

本研究で対象とした合成燃料の燃料製造パスのフロー図を図 2.4.3 に示す。これらのパスのうち、本研究において収集できた先行研究は、天然ガスを起源とする FT 合成油、DME、メタノール製造、石炭を起源とする FT 合成油製造、バイオマスを起源とする FT 合成油、DME、メタノール

ール製造パスで、それ以外のパス、具体的には、石炭を起源とする DME 及びメタノール製造パスに関する先行研究は収集することができなかった。そこで、本研究では、これらのパスに関するデータの推計を試みた。具体的には、これらのパスを含め、各合成燃料製造パスについて、あるプロセス上の条件を設定し、その条件下でのエネルギー効率の推計を試みた。推計のために設定した条件と推計結果を本節の最後「(10) エネルギー効率の推計」に示す。

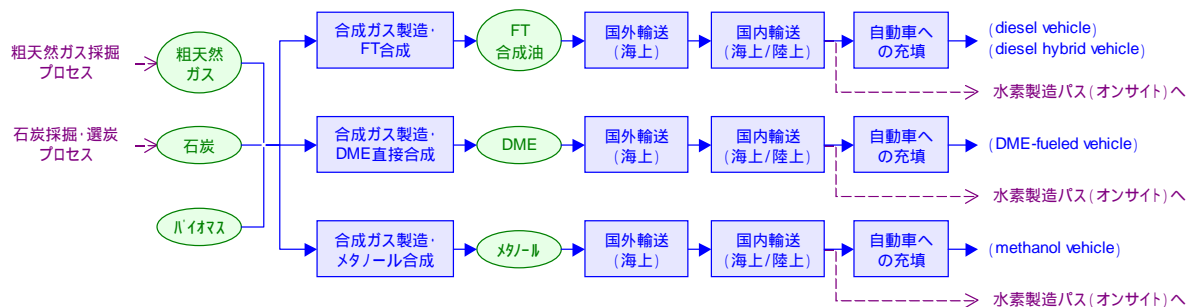


図 2.4.3 合成燃料の製造パスのフロー図

(1) 天然ガスを起源とする FT 合成油製造プロセス

先行研究の整理

先行研究で算出されたデータを表 2.4.3 に示す。報告書ごとに対象としている燃料種の範囲が異なるため、燃料種についても明記した。

表 2.4.3 先行研究における天然ガスを起源とする FT 合成油製造に関する燃料効率・炭素効率一覧

文献名	原料	対象とする燃料種	燃料効率 またはエネルギー消費量	CO ₂ 排出量 または 炭素効率	コージェネレーション、その他
Wang, M.Q. et al.[1999] (Argonne National Lab.)	天然ガス	FT軽油	66 %	76 %	水蒸気(発電利用)の熱量を考慮
	天然ガス	FT軽油	49 %	76 %	水蒸気(発電利用)の熱量を含めない
	天然ガス	FT軽油	57 %	73 %	コージェネ実施せず
	フレアガス	FT軽油	55 %	73 %	フレアガス起源、コージェネ実施せず、incremental
	フレアガス	FT軽油	57 %	73 %	フレアガス起源、コージェネ実施せず、leap-forward
Marano, JJ et al.[2001] (E ² S, LLC)	天然ガス (Pipeline)	FT合成油	59.1 %	57 %	既存の精製技術
	随伴ガス	FT合成油	57.3 %	39.3 %	原油随伴ガス起源
	随伴ガス	FT合成油	57.1 %	39.2 %	原油随伴ガス起源、水蒸気(発電利用)の熱量を考慮
Argonne National Lab. [2001]	天然ガス	FT軽油、 ナフサ	61 ~ 65 %	75 ~ 85 %	コージェネ実施せず
	天然ガス	FT軽油、 ナフサ	53 ~ 57 %	75 ~ 85 %	水蒸気(発電等に利用)の熱量を含めない
Ahlvik, P. et al.[2001] (Ecotrafic)	天然ガス	FT合成油	57 %		
Wang, M.Q.[2001] (Argonne National Lab.)	天然ガス	FT軽油	62 %	78.3 %	Mossgas Design、コージェネ実施せず
	天然ガス	FT軽油	54 %	68.4 %	Rentech Design、コージェネ実施せず
	天然ガス	FT軽油	49.6 %	68.4 %	Rentech Design、水蒸気(発電利用)の熱量を考慮
	天然ガス	FT軽油	57 %	72 %	Syntroleum Design、コージェネ実施せず
	天然ガス	FT軽油	49 %	72 %	Syntroleum Design、水蒸気(発電等に利用)の熱量を考慮
	フレアガス	FT軽油	57 %	65 %	フレアガス起源、Syntroleum Design、コージェネ実施せず
PEC[2002-2]	天然ガス	FT軽油	49 ~ 66 %	1,370 ~ 2,780 g-CO ₂ /kg-FTD	
GM, et al. [2002]	天然ガス	FT軽油	61 ~ 65 %	15.8 ~ 21.5 g-CO ₂ /MJ-FTD	
	天然ガス	FTナフサ	61 ~ 65 %	17.3 ~ 23.0 g-CO ₂ /MJ-FTN	
Shell Gas & Power [2002]	天然ガス	FT合成油	60 ~ 65 %	80 ~ 82 %	SMDS(Shell Middle Distillate Synthesis)の紹介レポート

なお、Marano, J.J *et al.* [2001] のデータの一部は Bechtel Corporation [1998] に記載のデータから算出されている。また、Beer, T., *et al.* [2001] (p.128) では、Wang, M.Q., *et al.* [1999] (p.34) に記載の燃料効率（水蒸気の熱量を考慮したもの）及び炭素効率（製品は FT 軽油）をそのまま用いている。

PricewaterhouseCoopers [2003] は、Shell 社が開発した SMDS (Shell Middle Distillate Synthesis) 技術に関する研究の最終報告書として、2003 年 5 月に発表されたものである。Shell Gas & Power [2002] 等はこの一連の研究の過程で出版されたものと考えられる。

本研究における算出

本研究では、対象としている技術が新しく、また、挙げられたデータも比較的詳細に記載されている PricewaterhouseCoopers [2003] をもとに、天然ガスからの FT 合成油製造プロセスにおけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出することにした。同報告書は中東における SMDS プラントを想定しており、原料として投入される天然ガスの発熱量原単位を 43.2 MJ/kg としているため、ここでもこの値を用いることにした。また、同報告書では重量による負荷配分を実施していることから、ここでもそれに従った。

(2) 天然ガスを起源とする DME 製造プロセス

先行研究の整理

先行研究で算出されたデータを表 2.4.4 に示す。

表 2.4.4 先行研究における天然ガスを起源とする DME 製造に関する燃料効率・炭素効率一覧

文献名	原料	対象とする燃料種	燃料効率 またはエネルギー消費量	CO ₂ 排出量 または炭素効率	コージェネレーション、その他
Hansen, J. B. et al. [1995] (Haldor Topsøe)	天然ガス	DME		0.44 t-CO ₂ /t-DME	
Wang, M.Q. et al. [1999] (Argonne National Lab.)	天然ガス	DME	69 %	0.446 t-CO ₂ /t-DME	コージェネ実施せず、incremental
	天然ガス	DME	70 %	0.446 t-CO ₂ /t-DME	コージェネ実施せず、leap-forward
	フレアガス	DME	68 %	0.446 t-CO ₂ /t-DME	コージェネ実施せず、incremental
	フレアガス	DME	69 %	0.446 t-CO ₂ /t-DME	コージェネ実施せず、leap-forward
NEDO [2001-3]	天然ガス	DME	71 %	0.112 g-C/10kcal	NG投入量: 1.114 Nm ³ / t-DME
Haldor Topsøe [2001]	天然ガス	DME	71.2 %	355 kg-CO ₂ /t-DME 12.3 g-CO ₂ /MJ-DME	
Ahlvik, P. et al. [2001] (Ecotrafic)	天然ガス	DME	74 %		

上記先行研究のうち、デンマークの Haldor Topsøe 社が自社の DME 直接合成技術を対象として行った調査に関する報告書 (Haldor Topsøe [2001]) では、個々のプロセスにまで立ち込んだ分析はしていないものの、実測に基づいたプラント全体の入出力に関する具体的なデータを挙げている (図 2.4.4 参照)。

本研究における算出

本研究では、算出根拠が比較的明確な Haldor Topsøe [2001] のデータを参考に算出することに

した（図 2.4.4 参照）。

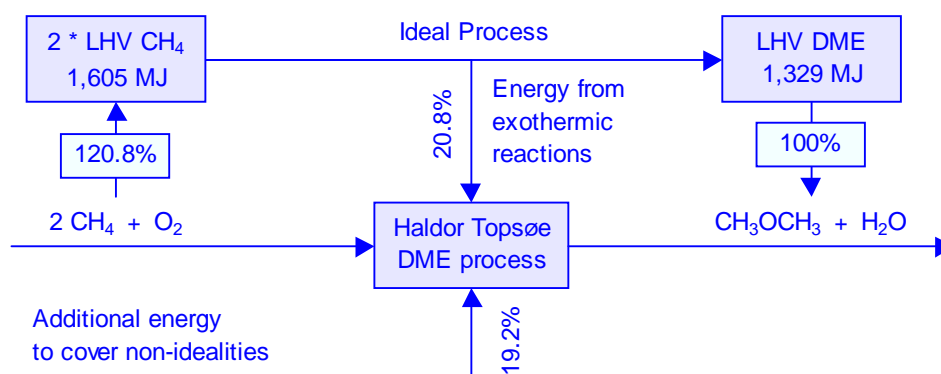


図 2.4.4 Haldor Topsøe の DME 直接合成プロセス

(3) 天然ガスを起源とするメタノール製造プロセス

先行研究の整理

先行研究で算出されたデータを表 2.4.5 に示す。

表 2.4.5 先行研究における天然ガスを起源とするメタノール製造に関する燃料効率・炭素効率一覧

文献名	原料	対象とする燃料種	燃料効率 またはエネルギー消費量	CO ₂ 排出量 または炭素効率	コージェネレーション、その他
IAE [1990]	天然ガス	メタノール	7.1 × 10 ⁶ kcal/t-MeOH	315.8 kg-CO ₂ /t-MeOH	エネルギー消費量は、原料も含んだ値
Wang, M.Q. et al. [1999] (Argonne National Lab.)	天然ガス	メタノール	67 %		incremental
	天然ガス	メタノール	70 %		leap-forward
	フレアガス	メタノール	65 %	65 %	incremental
	フレアガス	メタノール	67 %	67 %	leap-forward
Argonne National Lab. [2001]	天然ガス	メタノール	67.5 %		コージェネ実施せず
	天然ガス	メタノール	64 %		水蒸気(発電利用)の熱量を含めない
Ahlvik, P. et al. [2001] (Ecotrafic)	天然ガス (hydrogen-rich)	メタノール	70 %	90 %	
PEC [2002-2]	天然ガス	メタノール	67 ~ 70 %	710 ~ 820 g-CO ₂ /kg-MeOH	
GM, et al. [2002]	天然ガス	メタノール	67.3 ~ 69.4 %	12.4 ~ 14.9 g-CO ₂ /MJ-MeOH	

本研究における算出

FT 合成油及び DME とは異なり、天然ガスを起源とするメタノール製造プロセスに関しては、算出根拠が明確になっているデータがない。よって、本研究では、比較的最近の研究である石油産業活性化センター [2002-2] 及び General Motors, *et al.* [2002] の燃料効率より、最悪 (67%) 及び最良 (70%) の 2 ケースについて、天然ガスを起源とするメタノール製造プロセスにおけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。なお、CO₂ 排出量の算出については、エネルギー総合工学研究所 [1990] の方法に従った。すなわち、

- 1) 原料及び燃料として投入される天然ガスに含まれる炭素分の量を算出する
- 2) 製品として生産されるメタノールに含まれる炭素分の量を算出する

3) 炭素分の量の差を CO₂ の重量に換算、これを排出量とする

の手順で算出を行う。ただし、エネルギー総合工学研究所[1990]ではこのようにして求めた CO₂ 排出量から随伴 CO₂ の分を差し引き、随伴 CO₂ 量として別掲しているが、本研究では、随伴 CO₂ 量も含めた CO₂ 排出量として値を挙げるに留めることにした。また、メタノールの発熱量及び炭素分含有率は表 2.4.1 に従うこととし、原燃料となる天然ガスの性状については通商産業省資源エネルギー庁[1992]を参照した。天然ガスの産地については、石油産業活性化センター[2002-1] (p.119) より、プラント建設が計画されているマレーシア、インドネシア、オーストラリア、イラン、カタール等が考えられるが、本研究では、通商産業省資源エネルギー庁[1992]に記載のあるマレーシア、インドネシア(バダック)、オーストラリアの3ヶ国に関するデータの単純平均値を用いた。

(4) 石炭を起源とする FT 合成油製造プロセス

先行研究の整理

先行研究で算出されたデータを表 2.4.6 に示す。石炭を起源とする FT 合成油の製造プロセスについては、Marano, J.J *et al.* [2001] において、石炭の産地や製造技術をいくつかの場合分けし、燃料効率及び炭素効率を算出している。これのもととなっているのは、Bechtel Corporation[1998]に記載のデータである。

表 2.4.6 先行研究における石炭を起源とする FT 合成油製造に関する燃料効率・炭素効率一覧

文献名	原料	対象とする燃料種	燃料効率 またはエネルギー消費量	CO ₂ 排出量 または炭素効率	コージェネレーション、その他
Marano, J.J <i>et al.</i> [2001] (E ² S, LLC)	石炭 (Illinois)	FT合成油	50.4 %	40.1 %	Shell Design, 既存の精製技術
	石炭 (Illinois)	FT合成油	52 %	41.1 %	Shell Design, ZSM-5プロセス
	石炭 (Illinois)	FT合成油	47.4 %	37.7 %	Shell Design, 既存の精製技術+流動床によるワックス変換
	石炭 (Wyoming)	FT合成油	49.3 %	39.1 %	Shell Design, 既存の精製技術

本研究における算出

【石炭採掘・選炭】

本藤ら [1999] では、石炭採掘プロセスに関する事業者へのヒアリングにより得られたデータとして、オーストラリアの露天掘り及び坑内掘り炭鉱における石炭採掘時及び選炭時の単位重量あたりの燃料投入量(軽油、ガソリン、電力)を挙げ、日本で消費される輸入炭のライフサイクルにおける環境負荷を算出している。電力中央研究所[2000](p.19)においてもこの値を利用している。

本研究においても、本藤ら[1999]のデータと輸入炭供給元の採掘方法と輸入実績をもとに、輸入炭採掘時及び選炭時におけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。なお、各国別の発電時におけるエネルギー消費量及び CO₂ 排出係数については、各国の電力事情を反映したものを作成し、それを使用した。

【FT 合成油製造】

天然ガスからのメタノール製造同様、石炭を起源とする FT 合成油製造プロセスに関しては、算出根拠が明確になっているデータはない。よって、本研究では、先行研究の Marano, J.J *et al.* [2001] で示された燃料効率のうち、最悪（47.4%）及び最良（52%）の2ケースについて、石炭を起源とする FT 合成油製造プロセスにおけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。なお、CO₂ 排出量の算出はエネルギー総合工学研究所 [1990] の方法に従った。ここで、原料石炭中の炭素含有量は、各国別の石炭の炭素含有率を輸入割合で加重平均した値を使用した。

(5) バイオマスを起源とする FT 合成油製造プロセス

先行研究の整理

バイオマスを起源とする FT 合成油製造プロセス、DME 製造プロセス、メタノール製造プロセスに関する先行研究で算出されたデータを表 2.4.7 にまとめて示す。

表 2.4.7 先行研究における石炭を起源とする合成燃料製造に関する燃料効率・炭素効率一覧

文献名	原料	対象とする燃料種	燃料効率 またはエネルギー消費量	CO ₂ 排出量 または 炭素効率	コージェネレーション、その他
Marano, J.J et al. [2001] (E ² S, LLC)	バイオマス (Maplewood)	FT合成油	51 %	37.2 %	水蒸気(発電利用)の熱量を考慮、BCL Design、既存の精製技術
Ahlvik, P. et al. [2001] (Ecotrafic)	バイオマス	FT合成油	45 %		
Ahlvik, P. et al. [2001] (Ecotrafic)	バイオマス	DME	57 %		
Ahlvik, P. et al. [2001] (Ecotrafic)	バイオマス	メタノール	54 %	104 g-CO ₂ /MJ-MeOH	温水の利用を未考慮
	バイオマス	メタノール	65 %	104 g-CO ₂ /MJ-MeOH	温水の利用を考慮

本研究における算出

バイオマスを起源とする FT 合成油製造プロセスに関しては、先行研究の Ahlvik, P. [2001] 及び Marano, J.J *et al.* [2001] で示された燃料効率をもとに、最悪（45%）及び最良（51%）の2ケースについて、エネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。

(6) バイオマス起源とする DME 製造プロセス

先行研究の整理

表 2.4.7 にまとめて示した。

本研究における算出

バイオマスを起源とする DME 製造プロセスに関しては、先行研究の Ahlvik, P. [2001] で示された燃料効率 57% をもとに、エネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。

(7) バイオマスを起源とするメタノール製造プロセス

先行研究の整理

表 2.4.7 にまとめて示した。

本研究における算出

バイオマスを起源とするメタノール製造プロセスに関しては、先行研究の Ahlvik, P. [2001] 及び Marano, J.J *et al.* [2001] で示された燃料効率をもとに、最悪 (54%) 及び最良 (65%) の 2 ケースについて、エネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。

(8) 国外輸送 (海上)

先行研究の整理

新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2001-3] (p.I-124 ~ I-130) では、GTL (FT 合成油) については輸送船の船型を 8 万 t 型とし、輸送時及び積地・揚地での停泊時の燃料消費量のデータを挙げている。また、メタノールについては 4.5 万 t が標準的な船型であるとしているが、輸送時の燃料消費量等に関するデータは挙げていない。DME についても輸送船に関するデータを挙げていないが、LPG 船と同様の構造・機能を持つものと考えている。

石油産業活性化センター [2002-2] では、GTL、メタノールとも輸送船の船型を 5 万 t 型、輸入元 (生産国) は南方、中東、オーストラリアと想定している。

本研究における算出

FT 合成油については、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2001-3] に記載の GTL 船のデータを本研究でも用いることにした。このデータは、GTL には必要の無いカーゴヒーティングにおける燃料消費量を省略している以外は、石油産業活性化センター [1998] や石油産業活性化センター [2002-2] で挙げている 8 万 t 型の原油タンカーと同じ内容である。

DME については、後述「2.5 液化石油ガス (LPG) 製造パス」で用いる LPG 船のデータをここでも適用する。これは、日本エネルギー経済研究所 [1999] に記載の LPG の海上輸送に関するデータが元になっており、LPG 船の速度については石油産業活性化センター [1998] に記載の原油タンカーの速度で代用している。

メタノールについては、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2001-3] に記載のメタノール船の積載量を用い、速度や燃料消費量は同報告書に記載の GTL 船のデータを代用した。

なお、各合成燃料の輸入元 (生産国) は、天然ガス起源のものについては石油産業活性化センター [2002-1] で日本への GTL の供給元となる可能性が高いとしているマレーシア、インドネシア、オーストラリア、イラン、カタールの 5 ケ国を想定し、最終結果値として国別のデータの単純平均を算出した。石炭起源のものについては経済産業省 [2002] に記載の輸入炭の輸入実績を元に供給元を想定、最終結果値として輸入実績による加重平均値を算出した。バイオマス起源のものについてはオーストラリアを想定した。

(9) 国内輸送（海上/陸上）

先行研究の整理

新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2001-3] では、日本国内における合成燃料の輸送プロセスについて、GTL 及びメタノールはガソリンと、DME は LPG と同様の供給経路で扱えるとしている。また、石油産業活性化センター [2002-2] においても、GTL 及びメタノールの日本国内における輸送プロセスに関する環境負荷を石油製品と同様であるとしている。

本研究における算出

本研究では、FT 合成油及びメタノールについては、「2.1 石油起源の燃料製造パス」で算出した軽油の国内輸送に関するデータを、DME については LPG の国内輸送に関するデータで代用することにした。

(10) エネルギー効率の推計

本研究では、各合成燃料製造パスに関して、あるプロセス上の条件を設定し、その条件下でのエネルギー効率の推計を試みた。

各種原料から合成燃料を製造するプロセスは稼働中の設備が限定されていることから、既存情報が十分ではない状況である。したがって、本研究においては参考として、各プロセスにおける概略エネルギー効率を推計することを目的として、原料から各燃料を製造するメインプロセスにおける物質収支及び熱収支計算を行ってエネルギー効率の推計を試みた。ここでは、天然ガスとして純粋な CH₄ を想定した。また、いずれのプロセスも加圧下における発熱反応となっているため、メインプロセスで回収される熱量は主要な動力機器であるコンプレッサー動力として利用され、比較的小さいと考えられるメインプロセス以外で消費されるエネルギーは考慮しないという想定のもと試算を行った。設定した条件を以下に示す。

合成ガス製造プロセス（天然ガス改質器 / ガス炉）

改質器の操作条件を表 2.4.8 の通り設定した。

表 2.4.8 天然ガス改質器の操作条件

改質方法	温度 [°C]	圧力 [MPa]
水蒸気改質	850	2.1
水蒸気・CO ₂ 改質	850	2.1
部分酸化	1,300	2.1
自己熱改質	1,050	2.1
石炭ガス化 (Shell)	1,371	2.4
木質バイオマス	982	3.4

天然ガス改質による合成ガス組成は以下の反応の組み合わせから、表 2.4.8 の操作条件時の平衡組成を求めて算出した。



石炭ガス化及び木質バイオマスについては、上記のような明確な反応式がなく算出できないので、Williams, R.H, *et al.* [1995]、Tijmensen, M.JA. [2000] に示されている実測値に基づくデータを用いた。

合成ガス中の H₂/CO モル比

上記(式 1) ~ (式 4) の組み合わせを用いた平衡計算から得られた H₂/CO モル比を表 2.4.9 に示す。(式 4) は、部分酸化と自己熱改質の場合に用いた。

表 2.4.9 合成ガス中の H₂/CO モル比

改質方法	H ₂ /CO モル比
水蒸気改質	3
水蒸気・CO ₂ 改質	2
部分酸化	1.7
自己熱改質	2
石炭ガス化 (Shell)	0.5
木質バイオマス	1.4

H₂/CO モル比調整

後流プロセスで必要となる H₂/CO モル比以上の合成ガスの場合には、そのまま後流プロセスに入るとした。

一方、後流プロセスで必要となる H₂/CO モル比以下の合成ガスの場合には、CO シフト反応を設けて、適切な H₂/CO モル比とした。CO シフト反応は発熱反応のため、除熱量も算出した。

バイオマスの合成ガスの場合には、CH₄ が相当量残留しているため、改質器を介した後に CO シフト反応を想定した。この改質器で必要となる熱は後流プロセスで回収される熱で賄われると想定した。

製品燃料量の算出

後流プロセスで得られる製品燃料量を合成ガス中の CO [kmol]、製品分子量 [kg/kmol] 及び CO 転化率 (合成ガス中の CO 反応率) [-] を設定 (0.95 とした) の上、以下の式で算出した。

$$(\text{合成製品量 [kg]}) = (\text{CO [kmol]}) \times (\text{製品分子量 [kg/kmol]}) \times (\text{CO 転化率 [-]})$$

FT 合成の場合には、各種炭素数化合物が生成するが、FT 油は C₅+ (C₅ 以上の炭素数) 成分の合計量とした。C₁-C₄ のガス成分はガスとして利用される (Tijmensen, M.JA. [2000] 中では所内で IGCC 発電等に利用されるという想定となっている)。

また、FT 合成油中の各炭素数 *n* の成分比率は、連鎖成長確率 を用いて図 2.4.5 のように、

(n-1) × (1-)にて算出した。

CO₂H₂

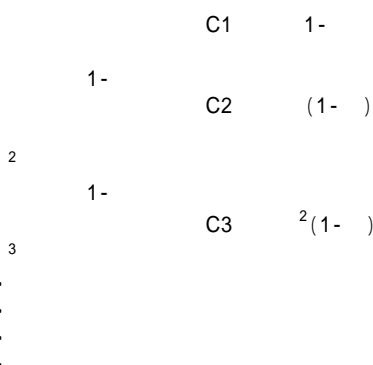


図 2.4.5 FT 合成物の組成

製品効率の算出

以上のように得られた製品量を以下の式で効率として算出した。

$$(\text{製品効率} [\%]) = (\text{製品量} [\text{kg}] \times \text{発熱量} [\text{MJ/kg}]) \div (\text{原料及び燃料の発熱量} [\text{MJ}]) \times 100$$

2.4.3 算出結果

合成燃料製造パスについて、合成燃料 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量、温室効果ガス排出量及びエネルギー効率の算出結果を、表 2.4.10 (エネルギー消費量)、表 2.4.11 (温室効果ガス排出量)、表 2.4.12 (エネルギー効率) に示す。

表 2.4.10 合成燃料 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量 [MJ/MJ]

	天然ガス起源				石炭起源		バイオマス起源					
	FT 合成油	DME	メタノール		FT合成油		FT合成油		DME	メタノール		
			最良	最悪	最良	最悪	最良	最悪		最良	最悪	
上流プロセス	0.017	0.016	0.016	0.017	0.028	0.030	0.074	0.084	0.066	0.058	0.070	
燃料合成	0.514	0.404	0.429	0.493	0.923	1.110	0.961	1.222	0.754	0.538	0.852	
国外輸送	0.017	0.036	0.069	0.069	0.012	0.012	0.013	0.013	0.026	0.050	0.050	
国内輸送	0.005	0.011	0.010	0.010	0.005	0.005	0.005	0.005	0.011	0.010	0.010	
合計	0.553	0.468	0.524	0.589	0.968	1.156	1.052	1.324	0.858	0.657	0.983	

参考：本研究による推計（試算）値 [(10) 参照]

	天然ガス起源						石炭起源			バイオマス起源		
	FT合成油		DME		メタノール		FT 合成油	DME	メタノール	FT 合成油	DME	メタノール
	最良	最悪	最良	最悪	最良	最悪						
上流プロセス	0.016	0.023	0.014	0.018	0.019	0.024	0.025	0.028	0.033	0.112	0.062	0.082
燃料合成	0.446	1.025	0.260	0.606	0.678	1.102	0.719	0.695	0.731	1.956	0.649	1.178
国外輸送	0.017	0.017	0.036	0.036	0.069	0.069	0.012	0.025	0.047	0.013	0.026	0.050
国内輸送	0.005	0.005	0.011	0.011	0.010	0.010	0.005	0.011	0.010	0.005	0.011	0.010
合計	0.484	1.070	0.322	0.671	0.777	1.205	0.761	0.759	0.821	2.085	0.749	1.321

表 2.4.11 合成燃料 1 MJ 製造時における温室効果ガス排出量 [g eq-CO₂/MJ]

	天然ガス起源				石炭起源		バイオマス起源				
	FT 合成油	DME	メタノール		FT合成油		FT合成油		DME	メタノール	
			最良	最悪	最良	最悪	最良	最悪		最良	最悪
上流プロセス	1.28	1.19	1.21	1.27	10.86	11.87	5.01	5.68	4.48	3.93	4.73
燃料合成	20.00	12.33	15.63	19.42	54.63	54.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
国外輸送	1.34	2.78	5.28	5.28	0.93	0.93	0.99	0.99	2.03	3.87	3.87
国内輸送	0.36	0.84	0.80	0.80	0.36	0.36	0.36	0.36	0.84	0.80	0.80
合計	22.99	17.14	22.93	26.77	66.78	68.14	6.36	7.03	7.35	8.61	9.41
CO ₂ 固定分							70.76	70.76	66.46	69.00	69.00

参考：本研究による推計（試算）値 [(10) 参照]

	天然ガス起源						石炭起源			バイオマス起源		
	FT合成油		DME		メタノール		FT 合成油	DME	メタノール	FT 合成油	DME	メタノール
	最良	最悪	最良	最悪	最良	最悪						
上流プロセス	1.23	1.72	1.07	1.36	1.42	1.78	9.76	9.87	10.38	7.56	4.22	5.57
燃料合成	14.88	49.20	8.21	28.68	30.44	55.54	48.07	50.69	50.61	0.00	0.00	0.00
国外輸送	1.34	1.34	2.78	2.78	5.28	5.28	0.93	1.91	3.65	0.99	2.03	3.87
国内輸送	0.36	0.36	0.84	0.84	0.80	0.80	0.36	0.84	0.80	0.36	0.84	0.80
合計	17.82	52.63	12.90	33.66	37.94	63.40	59.13	63.31	65.43	8.91	7.08	10.24
CO ₂ 固定分										70.76	66.46	69.00

表 2.4.12 合成燃料製造パスにおけるエネルギー効率 (LHV)

	天然ガス起源				石炭起源		バイオマス起源				
	FT 合成油	DME	メタノール		FT合成油		FT合成油		DME	メタノール	
			最良	最悪	最良	最悪	最良	最悪		最良	最悪
上流プロセス	0.987	0.987	0.987	0.987	0.993	0.993					
燃料合成	0.661	0.712	0.700	0.670	0.520	0.474	0.497	0.439	0.556	0.634	0.527
国外輸送	0.983	0.965	0.936	0.936	0.988	0.988	0.987	0.987	0.974	0.952	0.952
国内輸送	0.995	0.989	0.990	0.990	0.995	0.995	0.995	0.995	0.989	0.990	0.990
合計	0.638	0.671	0.640	0.613	0.508	0.463	0.489	0.431	0.536	0.597	0.496

参考：本研究による推計（試算）値 [(10) 参照]

	天然ガス起源						石炭起源			バイオマス起源		
	FT合成油		DME		メタノール		FT 合成油	DME	メタノール	FT 合成油	DME	メタノール
	最良	最悪	最良	最悪	最良	最悪						
上流プロセス	0.987	0.987	0.987	0.987	0.987	0.987	0.993	0.993	0.992			
燃料合成	0.692	0.494	0.793	0.623	0.596	0.476	0.582	0.590	0.578	0.330	0.591	0.448
国外輸送	0.983	0.983	0.965	0.965	0.936	0.936	0.988	0.976	0.955	0.987	0.974	0.952
国内輸送	0.995	0.995	0.989	0.989	0.990	0.990	0.995	0.989	0.990	0.995	0.989	0.990
合計	0.668	0.477	0.748	0.587	0.545	0.435	0.568	0.565	0.542	0.324	0.570	0.422

2.5 液化石油ガス (LPG) 製造パス

2.5.1 概要

LPG は炭素数 3 及び 4 の炭化水素、すなわちプロパン、プロピレン、ブタン、ブチレン、またはこれらを主成分とする石油製品である (2.1.1 (5) 参照)。

LPG の製造方法としては次の 3 通りが挙げられる。

- 1) 油田から原油と共に随伴するガスを分離精製して LPG を採集する (原油随伴ガス起源)
- 2) ガス田から採取されるガス (主に CH_4) を分離精製して LPG を採集する (粗天然ガス起源、または構造ガス起源)
- 3) 石油精製・石油化学工場からの副生ガスとして採集する (原油精製)

このうち、2) の精製・液化プロセスまでは「2.2 天然ガス起源の燃料製造パス」、3) の原油精製プロセスまでは「2.1 石油起源の燃料製造パス」で算出している。ここでは、1) の原油随伴ガス起源の LPG 製造パスを算出するとともに、各パスに対する日本国内における LPG 需給実績の比率 (原油随伴ガス起源 61.4%、粗天然ガス起源 15.4%、原油精製起源 23.2% (出典：日本エネルギー経済研究所 [1999] (p.37))) で加重平均した値について算出を行った。

2.5.2 各プロセスデータの収集

本研究で対象とした LPG 製造パスのフロー図を図 2.5.1 に示す：

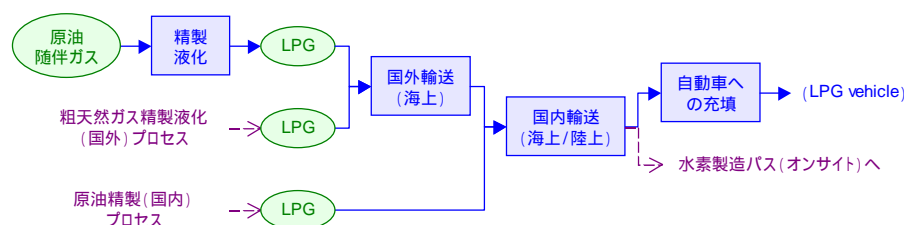


図 2.5.1 LPG 製造パスのフロー図

(1) 原油随伴ガスの精製・液化 (生産プロセスを含む)

先行研究の整理

日本エネルギー経済研究所 [1999] (p.35) では、生産 (採掘) プロセスとその際に発生するフレア燃焼、漏洩 CH_4 に関しては、同報告書で算出している石油製品のインベントリデータと同じ熱量ベースの CO_2 排出量の値を挙げている。また、精製・液化プロセスについてはデータが入手できなかったとして、海外プラントと同規模の精製・液化プラントの設計値をもとにシミュレーションを行なっている。なお、随伴 CO_2 については、同報告書の石油製品の項でも言及しておらず、原油随伴ガス起源の LPG の精製・液化プロセスにおいても発生しないものと考えているようである。

本研究における算出

本研究では、生産（採掘）プロセスは「2.1 石油起源の燃料製造パス」の算出結果をそのまま用いた。また、精製・液化プロセスについては、CO₂排出量は日本エネルギー経済研究所 [1999] (p.50) のシミュレーション値を引用し、エネルギー消費量は同シミュレーションの根拠となっているデータをもとに算出した。

(2) 国外輸送（海上）

先行研究の整理

日本エネルギー経済研究所 [1999] (p.35) では、標準的な LPG 輸送船のタンク容量と積付率を想定、使用燃料は C 重油と A 重油とし、LPG に占めるプロパンとブタンの比率を地域ごとに考慮した上で、1997 年の輸入構成比をもとに加重平均を取った CO₂ 排出量を挙げている。

本研究における算出

本研究では、LPG 船に関するデータは日本エネルギー経済研究所 [1999] (p.51) に記載の値を引用し、輸入構成比は 2001 年度の実績値を用いて算出した。日本エネルギー経済研究所 [1999] には記述のない LPG 船の速度については、石油産業活性化センター [1998] に記載されている 8 万 t 型及び 10 万 t 型の原油タンカーの値 (15.1 knot) を用いた。

なお、日本エネルギー経済研究所 [1999] では LPG 船のタンク容量の単位を m³ としているが、海上輸送プロセスにおいても LPG は液状のまま輸送されており、誤解を避けるため、ここでは単位を kL に改めて表記した。

(3) 国内輸送（海上/陸上）

先行研究の整理

日本エネルギー経済研究所 [1999] では、日本国内における LPG の輸送を陸上輸送（タンクローリー）と海上輸送（コースタルタンカー）によるものと想定して算出したとする CO₂ 排出量を挙げているが、算出の根拠は明らかではない。

本研究における算出

本研究では、石油起源の燃料製造パスにおける国内輸送プロセス（ガソリン）の値で代用することとした。

(4) 自動車への充填

自動車用の LPG はブタンが主成分であることから、自動車への充填にかかるエネルギー消費量はガソリン同様、ほとんど無視できるレベルであると考えられる。よって、本研究ではゼロと置くことにした。

2.5.3 算出結果

LPG 製造パスについて、LPG 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量、温室効果ガス排出量及びエネルギー効率の算出結果を、表 2.5.1 (エネルギー消費量)、表 2.5.2 (温室効果ガス排出量)、表 2.5.3 (エネルギー効率) に示す。

表 2.5.1 LPG 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量 [MJ/MJ]

		原油随伴ガス起源	粗天然ガス起源	原油精製起源	加重平均
需給比率		61.4%	15.4%	23.2%	100%
採掘	運用	0.012	0.011	0.011	0.012
	フレア燃焼	0.006	0.002	0.006	0.005
液化処理	運用	0.059	0.099	-	0.052
	フレア燃焼	-	0.009	-	0.001
国外輸送		0.035	0.035	0.011	0.030
原油精製(国内)		-	-	0.116	0.027
国内輸送		0.007	0.007	0.007	0.007
自動車への充填		0.000	0.000	0.000	0.000
合計		0.120	0.163	0.151	0.134

表 2.5.2 LPG 1 MJ 製造時における温室効果ガス排出量 [g eq-CO₂/MJ]

		原油随伴ガス起源	粗天然ガス起源	原油精製起源	加重平均
需給比率		61.4%	15.4%	23.2%	100%
採掘	運用	0.75	0.49	0.70	0.70
	フレア燃焼	0.37	0.15	0.35	0.34
	漏洩CH ₄	0.04	0.22	0.03	0.06
液化処理	運用	3.36	5.34	-	2.88
	フレア燃焼	-	0.42	-	0.06
	漏洩CH ₄	-	0.56	-	0.09
随伴CO ₂		0.00	1.90	0.30	0.36
国外輸送		2.72	2.72	0.85	2.28
原油精製(国内)		-	-	7.16	1.66
国内輸送		0.52	0.52	0.52	0.52
自動車への充填		0.00	0.00	0.00	0.00
合計		7.76	12.32	9.93	8.96

表 2.5.3 LPG 製造パスにおけるエネルギー効率 (LHV)

		原油随伴ガス起源	粗天然ガス起源	原油精製起源	加重平均
需給比率		61.4%	15.4%	23.2%	100%
原料採掘		0.982	0.987	0.982	-
液化処理		0.944	0.901	-	-
国外輸送		0.966	0.966	0.988	-
原油精製(国内)		-	-	0.950	-
国内輸送		0.993	0.993	0.993	-
自動車への充填		1.000	1.000	1.000	-
合計		0.889	0.853	0.916	0.890

2.6 電力（発電パス）

2.6.1 概要

発電の方法には大きく分けて、水力発電、火力発電、原子力発電の他に、自然のエネルギーを利用した太陽光発電、風力発電や地熱発電、廃木材を利用したバイオマス発電等がある。輸送用燃料製造という観点からみた場合、電力は電気自動車に充電される他、水電解による水素製造に用いられる。

（1）水力発電

水の落ちる力（位置エネルギー）を利用して発電機を回転させて電気をつくる発電方法である。短時間で起動・停止ができることから、1日のなかの電力使用量のピーク時の供給や急激な需要の変化に対応することが可能である。エネルギー源のほとんどを海外からの輸入に頼っている日本にとって、国内の豊かな水資源を利用する水力発電は、貴重な純国産エネルギーとして期待されている。

（2）火力発電

石油、LNG、石炭等の燃料をボイラーで燃やしてつくられた高温、高圧の蒸気でタービンを回して発電する方法である。大きな出力で発電でき、また電力需要に合わせた出力調整も可能で、現在では発電の中心的役割を担っている。火力発電のタイプには次の4つのタイプがある：

汽力

燃料をボイラーで燃やしてつくった高温・高圧の蒸気を回して発電する。現在、火力発電の中では、発電能力・発電量ともに、圧倒的に高い比率を占めている。

内燃力

ディーゼルエンジン等の内燃機関をまわして発電する。島等での小規模発電用として利用されている。

ガスタービン

灯油、軽油等の燃焼ガスでタービンを回して発電する。ピーク時の需要に対応する役割を担っている。

コンバインドサイクル

ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた新しい発電方式で、熱効率に優れている。運転・停止が短時間で容易にでき、需要の変化に即応した運転が可能である。

（3）原子力発電

原子力発電は、原子炉の中でウランが核分裂する際に発生する熱で高温・高圧の蒸気をつくり、タービンを回して発電する方法である。原子炉にはいろいろな種類があるが、日本で主に使われているのは「軽水炉」と呼ばれる型のものである。

軽水炉とは、減速材（＝核分裂によって発生した中性子を次の核分裂を起こしやすい状態にするために中性子の速度を落とすもの）や冷却材（＝核分裂によって発生した熱を炉心から外部に取り出すもの）に軽水（ふつうの水）を使用する原子炉のことであり、世界で最も多く採用されている。

軽水炉には（１）沸騰水型（BWR）と（２）加圧水型（PWR）があり、日本ではほぼ半々の割合で建設されている。BWR は原子炉の中で発生させた蒸気を直接タービンに送る方法である。タービンを回したあとの蒸気は、復水器で冷やして水に戻されたあと、再び原子炉に送りこまれる。一方、PWR は原子炉の中でつくられた熱湯を蒸気発生器に送り、別の系統の水を蒸気に変えて、その蒸気でタービンを回す方法である。

（４）太陽光発電

光を受けると電気を発生する太陽電池（光電池）を利用した発電方法である。エネルギー源がクリーンで無尽蔵である反面、大きな電力を発生させるためには広大な面積を必要とする上、天候に左右され、夜間は使用できないという特徴がある。日本は太陽光発電の導入量は世界一で、まだまだ難しい課題がありながら分散型電源としての利用が広がっている。

（５）風力発電

風が風車を回す力で発電機を回して発電する方法である。1973年のオイルショック以降、風力発電は石油に替わる新エネルギーとして米国、カナダ等世界で脚光を浴びた。風のエネルギー密度が小さいことやエネルギー変動の大きいこと、日本においては風力発電に適した場所の気象条件が厳しく、耐久性や信頼性などが課題になっている。

（６）地熱発電

地熱発電は地下からの蒸気でタービンを回して発電する方法である。燃料費がいらぬ上、稼働率が高く、安価で安定したエネルギー源といえ、既に商用化されている。問題は、大容量の発電所ができにくいこと、設置場所が火山帯に限られること、適地調査に多額の費用と長い期間がかかるという点である。

（７）バイオマス発電

バイオマスは、直接燃焼、ガス化等の熱化学的変換及び CH_4 発酵等の生物化学的変換により、水蒸気、ガス等に変換され、発電に用いられている。前者は、主に、木材、稲藁等の乾燥バイオマスを、後者は、畜産廃棄物、生ゴミ、汚泥等の湿潤バイオマスを使用する。発電方式としては、水蒸気タービン発電、ガスタービン発電、ガスエンジン発電等が行われている。

直接燃焼 - 水蒸気タービン発電は、バイオマスをボイラーで直接燃焼させ、得られる水蒸気により水蒸気タービンを用いて発電を行う方式で、現在最も多く用いられている。燃焼炉としては、ストーカ炉、流動床炉がよく用いられる。水蒸気タービンを用いたバイオマス発電方式の問題点は発電効率が低いことである。

ガス化 - ガスタービン発電は、水蒸気タービン発電と比べて高い発電効率を示し、初期投資が少なくてすむという利点を持ち、近未来のバイオマス発電方式として注目されているものである。また、ガスタービン発電は小規模でも高い効率を示すことから、バイオマス発電のような分散型

発電に有効なシステムである。

CH₄発酵 - ガスエンジン発電は、家畜の糞尿、生ゴミ、汚泥等のCH₄発酵により得られるガス（一般に、CH₄：60～70%、CO₂：30～40%よりなる）を用い、ガスエンジンにより発電を行う方式である。エネルギー利用というよりは、ゴミの悪臭の問題や埋立処分場確保の問題等の廃棄物処理問題や、温室効果ガスであるCH₄発生の抑制を主目的になされているものであり、個々のプラントの規模は一般に小さい。エネルギー利用を主目的とした場合には、発酵時間の長さ等が問題である。

なお、本研究において発電時のエネルギー効率を検討するにあたっては、水力発電、太陽光発電、風力発電、地熱発電に関しては電力変換の影響がほとんどないものとし、得られた電力からの効率のみを考えることにする。よって、ここでは、各種火力発電、原子力発電、バイオマス発電を対象とし、これらに関する原料の採掘から発電までのライフサイクルにおけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量、エネルギー効率の算出を行うことにする。

上記発電方法の解説は、電気事業連合会ホームページ（<http://www.fepec.or.jp/hatsuden/index.html>）及び坂 [2001] に拠った。

2.6.2 各プロセスデータの収集

本研究で対象とした発電パスのフロー図を図 2.6.1 に示す：

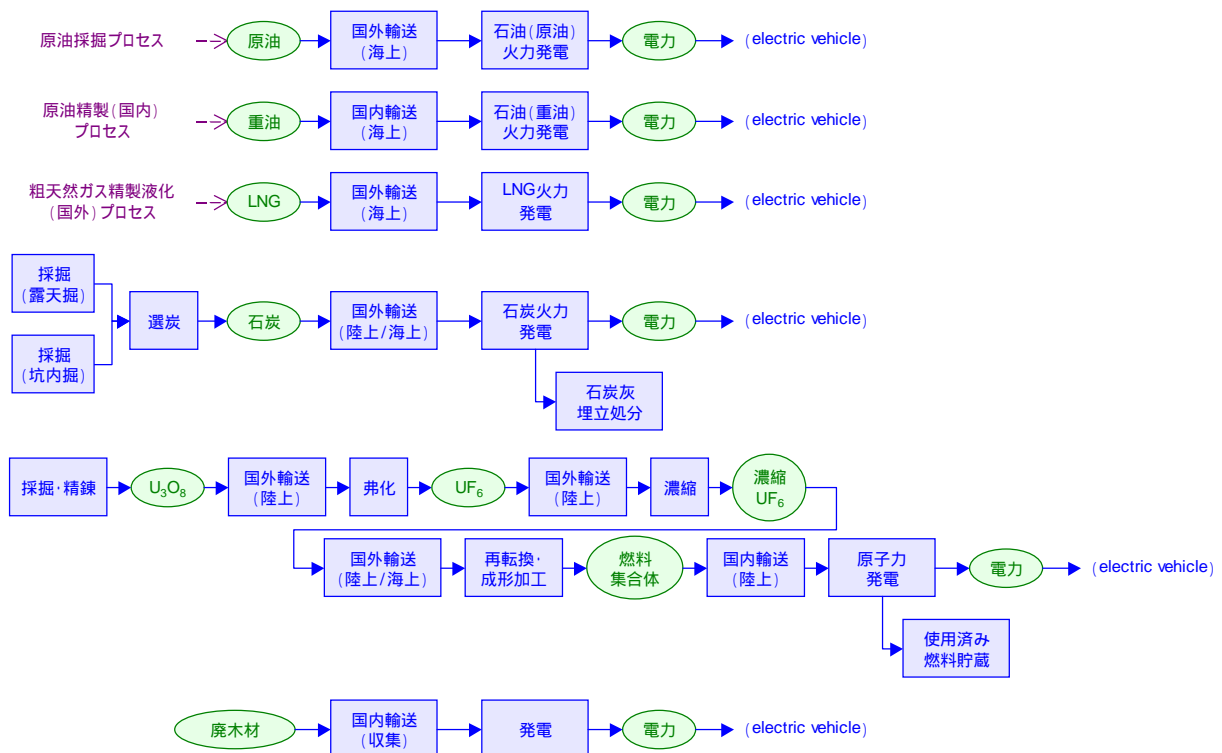


図 2.6.1 電力（発電パス）のフロー図

(1) 石油火力発電

先行研究の整理

エネルギー総合工学研究所 [1990] (p.144) では、昭和 63 年度における発電効率 (38.84%)、送電効率 (37.18%) 及び所内率 (4.27%) の年間平均値をもとに発電段階における CO₂ 排出量を算出している。

電力中央研究所 [1991] (p.19~27) では、石油火力発電プラントを設備容量 (発電端出力) 1,000 MW、設備利用率 75%、発電効率 (発電端) 39%、所内率 6.1% と想定し、石油火力発電の投入エネルギー量とエネルギー収支を算出している。その後、電力中央研究所で実施された研究 (電力中央研究所 [1992] [1995]) は、いくつかの修正点はあるものの基本的に電力中央研究所 [1991] のデータに基づいている。また、電力中央研究所 [2000] では、平成 8 年度の技術段階及び発電燃料の輸入状況等を基準として、石油火力発電技術のライフサイクルにおける温室効果ガス排出量の再推計を行っている。電力中央研究所のいずれの研究も、燃料のライフサイクルだけでなく、発電プラントの建設等についても考慮している。

本研究における算出

【国外輸送 (海上)】

発電用原油の国外輸送 (海上) については、「2.1 石油起源の燃料製造パス」で算出した結果を用いた。

【国内輸送】

重油の国内輸送については、「2.1 石油起源の燃料製造パス」で算出した結果を用いた。

【石油火力発電】

経済産業省資源エネルギー庁 [2002-3] に記載されている、石油火力発電所別の燃料消費量、発電端熱効率、所内率、発電電力量 (送電端、受電端) 送電損失率、送電ロス の 2000 年度実績値をもとに石油火力発電所におけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量 (送電端ベース) を算出した。

石油火力発電所の運用プロセスについて、電力中央研究所 [2000] (p.26) ではこの他に脱硫・脱硝に必要な石灰石及びアンモニアの消費量を算出している。本研究でもこれを踏襲した。石灰石及びアンモニア製造時のインベントリデータは、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [1995] (p.130) より引用した。これらのインベントリデータは、工業技術院資源環境技術総合研究所によって調査・作成されたものである。

(2) LNG 及び LNG 複合火力発電

先行研究の整理

エネルギー総合工学研究所 [1990] (p.145 ~ 146) では、昭和 63 年度における発電効率 (LNG : 39.29%、LNG 複合 : 42.42%)、送電効率 (LNG : 37.82%、LNG 複合 : 41.38%) 及び所内率 (LNG : 3.75%、LNG 複合 : 2.45%) の年間平均値をもとに発電段階における CO₂ 排出量を算出している。

電力中央研究所 [1991] (p.27 ~ 31) では、LNG 火力発電プラントを設備容量 (発電端出力) 1,000 MW、設備利用率 75%、発電効率 (発電端) 39%、所内率 3.5% と想定し、LNG 火力発電の投入エネルギー量とエネルギー収支を算出している。その後、電力中央研究所で実施された研究 (電力中央研究所 [1992] [1995]) は、いくつかの修正点はあるものの基本的に電力中央研究所 [1991] のデータに基づいている。また、電力中央研究所 [2000] では、平成 8 年度の技術段階及び発電燃料の輸入状況等を基準として、LNG 火力発電技術のライフサイクルにおける温室効果ガス排出量の再推計を行っている。電力中央研究所のいずれの研究も、燃料のライフサイクルだけではなく、発電プラントの建設等についても考慮している。

本研究における算出

【国外輸送 (海上)】

発電用 LNG の国外輸送 (海上) については、「2.2 天然ガス起源の燃料製造パス」で算出した結果を用いた。

【LNG 火力及び LNG 複合火力発電】

経済産業省資源エネルギー庁 [2002-3] に記載されている、LNG 火力及び LNG 複合火力発電所別の燃料消費量、発電端熱効率、所内率、発電電力量 (送電端、受電端) 送電損失率、送電口スの 2000 年度実績値をもとに LNG 火力及び LNG 複合火力発電所におけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量 (送電端ベース) を算出した。

また、石油火力発電同様、LNG 火力及び LNG 複合火力発電所の運用プロセスについて、電力中央研究所 [2000] (p.26) ではこの他に脱硫・脱硝に必要な石灰石及びアンモニアの消費量を算出している。本研究でもこれを踏襲した。

(3) 石炭火力発電

先行研究の整理

エネルギー総合工学研究所 [1990] (p.147) では、昭和 63 年度における発電効率 (39.37%)、送電効率 (36.26%) 及び所内率 (7.96%) の年間平均値をもとに発電段階における CO₂ 排出量を算出している。

電力中央研究所 [1991] (p.11 ~ 19) では、石炭火力発電プラントを設備容量 (発電端出力) 1,000 MW、設備利用率 75%、発電効率 (発電端) 39%、所内率 7.4% と想定し、石炭火力発電の投入エネルギー量とエネルギー収支を算出している。その後、電力中央研究所で実施された研究 (電力

中央研究所[1992]、[1995])は、いくつかの修正点はあるものの基本的に電力中央研究所[1991]のデータに基づいている。また、電力中央研究所[2000]では、平成8年度の技術段階及び発電燃料の輸入状況等を基準として、石炭火力発電技術のライフサイクルにおける温室効果ガス排出量の再推計を行っている。電力中央研究所のいずれの研究も、燃料のライフサイクルだけではなく、発電プラントの建設等についても考慮している。

本研究における算出

【石炭採掘・選炭】

本藤ら[1999]では、石炭採掘プロセスに関する事業者へのヒアリングにより得られたデータとして、オーストラリアの露天掘り及び坑内掘り炭鉱における石炭採掘時及び選炭時の単位重量あたりの燃料投入量(軽油、ガソリン、電力)を挙げ、日本で消費される輸入一般炭のライフサイクルにおける環境負荷を算出している。電力中央研究所[2000](p.19)においてもこの値を利用している。

本研究においても、本藤ら[1999]のデータと輸入一般炭供給元の採掘方法と輸入実績をもとに、輸入一般炭採掘時及び選炭時におけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。なお、各国別の発電時におけるエネルギー消費量及びCO₂排出係数については、各国の電力事情を反映したものを作成し、それを使用した。

漏洩CH₄については、日本エネルギー経済研究所[1999](p.13)に記載されている各国別の値を引用し、経済産業省資源エネルギー庁[2002-1]に記載されている輸入量で加重平均をとった。

【国外輸送(陸上/海上)】

石炭の現地陸上輸送に関しては、日本エネルギー経済研究所[1999](p.6)、電力中央研究所[2000](p.17)ともに、産炭地域から積出港までの輸出向け石炭の輸送はすべて鉄道により行われるものと仮定して算出している。また、各国の鉄道の電化状況は様々であるが、輸送にはディーゼル機関車が用いられるものと仮定し、消費される燃料は軽油としている。燃料消費原単位については、運輸省運輸政策局[2000]で報告されている値を利用している。

本研究においても、先行研究と同じ算出方法を用いることにした。現地陸上輸送距離は日本エネルギー経済研究所[1999](p.12)に記載されている値(片道)とした。これに燃料消費原単位(0.0126 L/t・km)を乗じた値を、経済産業省資源エネルギー庁[2002-1]に記載されている輸入量で加重平均をとることによって、石炭の現地陸上輸送にかかるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。

石炭の国外輸送(海上)については、新エネルギー・産業技術総合開発機構[1996](p.105~106)より、船舶の平均船型を50,000重量トン、速度15 knot、燃料消費量60 kg-C重油/kmとし、これらの値と輸入実績及び各国の積出港から日本までの距離をもとに、石炭の海上輸送にかかるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。また、船積と荷揚(ハンドリングによるエネルギー消費量)については、エネルギー総合工学研究所[1990](p.138)で報告されている値を利用した。ここで報告されている値は、苫小牧港における石炭1t積出あたりの電力消費量(0.95 kWh/t)であるが、ハンドリングの消費電力は、一般には船積・荷揚共に大差ない(エネルギー総合工学研究所[1990])とのことから、本研究においても、苫小牧港における石炭1t積出あたりの電力消費量で各国の積出港での値を代用することにした。

【石炭火力発電】

経済産業省資源エネルギー庁 [2002-3] に記載されている、石炭火力発電所別の燃料消費量、発電端熱効率、所内率、発電電力量（送電端、受電端）送電損失率、送電ロス の 2000 年度実績値をもとに石炭火力発電所におけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量（送電端ベース）を算出した。

他の火力発電同様、石炭火力発電所の運用プロセスについても、電力中央研究所 [2000] (p.26) ではこの他に脱硫・脱硝に必要な石灰石及びアンモニアの消費量を算出している。本研究でもこれを踏襲した。

【石炭灰埋立処分】

電力中央研究所 [2000] (p.27) では、石炭灰処分に必要な燃料消費量を関連事業者へのヒアリングにより算出している。本研究でもこれを踏襲した。

(4) 原子力発電

先行研究の整理

電力中央研究所 [1991] (p.31 ~ 36) では PWR の軽水炉を対象とし、設備容量 1,000 MW、設備利用率 75%、所内率 3.4% と想定して算出している。なお、ウランの採掘から濃縮、成型、輸送の各過程のデータについては、日本では公表データが入手できなかったため、米国のデータ (Asad T. Amr [1981]) を参考にしている。

電力中央研究所 [2000] (p.27 ~ 32) では、核燃料製造プロセスについては政策科学研究所 [1977] を、発電プロセス（運用）については、発電量あたりの燃料消費量として電力各社へのヒアリングによって得た 8 発電所の平均値を用いて算出している。ただし、ここでは、原子力発電におけるウラン濃縮について一部データが入手できなかったため、全量米国でガス拡散法により実施すると想定して分析を行っている。また、使用済み燃料を再処理し MOX 燃料として利用する発電システムについては検討していない。

そして、この翌年に発表された電力中央研究所 [2001] では、ウラン濃縮について現状をより的確に反映したデータを利用して、日本の現状を反映した原子力発電のライフサイクルにわたる CO₂ 排出量を分析している。さらに、ここでは、日本で計画中の原子燃料サイクルがライフサイクルにわたる CO₂ 排出量にどのような影響を与えるかについても分析を行っている。

なお、上記電力中央研究所のいずれの研究も、燃料のライフサイクルだけではなく、発電プラントの建設等についても考慮している。

本研究における算出

本研究では、基本的に電力中央研究所 [2001] を参考にした。ただし、他の燃料製造パスとの整合をとるために、発電プラントの建設等は評価の対象外とした。また、BWR 及び PWR の基本システムのみを対象とし、使用済み核燃料を再処理して生産された MOX 燃料を利用するリサイクルシステムについては評価の対象外とした。

【採掘・精錬】

イエローケーキ 1t-U 生産する際に必要となる核燃料及びエネルギー消費量データをもとに、年間の消費量及び 1kWh あたりのデータを算出した。ウラン鉱石採掘は 1 日あたり採掘量 5,000 t-鉱石の露天掘りとしている。精錬に関しては、1 年間のイエローケーキの生産量が 1,350 t-U の設備を考慮しており、耐用年数は 30 年である。これらの元データは政策科学研究所 [1977] である。

【弗化】

UF₆ を 1 t-U 生産する際に必要となる材料及びエネルギー消費量データをもとに、年間の消費量及び 1 kWh あたりのデータを算出した。1 年間の UF₆ の生産量が 5,000 t-U の設備を考慮しており、耐用年数は 30 年である。これらの元データは政策科学研究所 [1977] である。

【濃縮】

濃縮については、ガス拡散法（海外）遠心分離法（国内及び海外）を対象とした。

ガス拡散法（海外）は生産能力 8,750 t-SWU⁴/年、耐用年数 30 年の設備を、遠心分離法（国内）は生産能力 600 t-SWU/年、耐用年数 40 年の設備を、遠心分離法（海外）は生産能力 1,000 t-SWU/年、耐用年数 30 年の設備を想定している。電力中央研究所 [2001] によれば、ガス拡散法（海外）及び遠心分離法（海外）の基礎データは政策科学研究所 [1977]、遠心分離法（国内）の基礎データは東京電力株式会社エネルギー・環境技術研究所内部資料となっている。

濃縮 UF₆ を 1 t-U 生産する際に必要となる材料及びエネルギー消費量データをもとに、年間の消費量及び 1 kWh あたりのデータを算出した。

【再転換・成形加工】

燃料集合体を 1 t-U 生産する際に必要となる材料及びエネルギー消費量データをもとに、年間の消費量及び 1 kWh あたりのデータを算出した。1 年間の生産量が 900 t-U の設備を考慮しており、耐用年数は 30 年である。これらの元データは基本的に政策科学研究所 [1977] を引用している。

【国外・国内輸送】

電力中央研究所 [2000] では、輸送の各プロセスごとにデータを算出していたが、本研究では電力中央研究所 [2001] に記載された合算データを引用した。

【発電】

1 年間に必要となる核燃料は、

$$[\text{核燃料消費量}] = [\text{発電容量}] \times 365 \times [\text{設備利用率}] \div ([\text{燃焼度}] \times [\text{熱効率}])$$

で推計した（電力中央研究所 [2000] (p.28)）。エネルギー消費量及び温室効果ガス排出量については、発電所の暖房等に使用する補助ボイラーで消費される燃料を求めることによって算出した。これは、電力各社へのヒアリングによって得た 8 発電所の平均値である。

⁴ 分離作業量 (Separative Work Unit)

【使用済み燃料貯蔵】

BWR の使用済み燃料集合体 1 体を 1 年間貯蔵する際に必要となるエネルギー消費量データをもとに 1 kWh あたりのデータを算出した。ここでは、乾式キャスクによって 8×8 燃料集合体を 860 体収納できる自然換気構造の設備を想定している電力中央研究所 [2001] のデータをそのまま引用し、貯蔵期間は 50 年として算出した。なお、使用済み燃料の中間貯蔵に関するデータの出典は、東京電力株式会社エネルギー・環境技術研究所内部資料となっている。

一方、PWR については、電力中央研究所 [2001] では、PWR の使用済み燃料の長期中間貯蔵に関するデータが得られなかったことから、BWR のデータを援用している。よって、本研究においても同様の方法を採用した。

(5) バイオマス発電（直接燃焼 - 水蒸気タービン発電）

先行研究の整理

バイオマスには厨芥類や木質バイオマス等様々な種類があるが、厨芥類を含む都市ごみについては以前から焼却発電等が実施されている。北海道大学大学院 [1998] では都市ごみ焼却発電施設についての LCA 分析を行っている。本研究で対象としている木質系バイオマスについては、大木ら [2002] では木くず焚ボイラー発電について国内で実施あるいは計画されているものについてデータが記載されている。

本研究における算出

本研究の算出については大木ら [2002] に基づいて実施した。バイオマス発電施設では、通常、バイオマスから発電した電力の一部を所内動力として使用しながら運転しているため、設備稼働のエネルギーはすべてバイオマス由来のエネルギーとなり、化石燃料由来の CO₂ 排出量はゼロと考えることができる。ただし、所内では排ガス処理に薬品を消費するため、薬品製造に必要なエネルギーを加えて算出した。

(6) バイオマス発電（ガス化 - ガスタービン発電）

先行研究の整理

ここでは、バイオマスをガス化して得られた合成ガスを IGCC（ガスタービン発電とその排熱によるボイラー発電の組み合わせ）で発電するシステムを考える。厨芥類を含む都市ごみについては、国内の多くの炉メーカーで開発がなされているガス化溶融発電があるが、ほとんどの場合がガスタービン発電のない通常のボイラー発電となっているため、ここでいうガス化発電の先行研究には含まれない。木質バイオマス(ハイブリッドポプラ)のガス化発電については Mann, M.K., *et al.* [1997] にシミュレーションによる LCA 分析が示されている。実際のガス化発電プラントについては Krister Ståhl, *et al.* [2000] に記述されている。スウェーデンのベルナモで実施されている木質バイオマスを利用したガス化発電施設における主なデータ（発電効率等）が示されている。

本研究における算出

本研究では、算出に必要なデータが全て揃っている Mann, M.K., *et al.* [1997](p.21) をもとに算出した。主な消費エネルギーは動力関係の電力といえるが、すべて所内でバイオマスから発電された電力を用いることとなるため、化石由来の CO₂ 排出量はゼロと考えることができる。また、排ガス処理は排ガス中の除塵のみとなっており薬剤の使用は想定されていない。発電効率 (net) という観点では、 Krister Ståhl, *et al.* [2000] 中に 32% という数値が示されており、Mann, M.K., *et al.* [1997] とほぼ同じような範囲になっていることが分かる。

(7) バイオマス発電 (CH₄ 発酵 - ガスエンジン発電)

先行研究の整理

CH₄ 発酵により得られた消化ガス (CH₄ ガスを含むガス) を用いてガスエンジン発電する実プラントについては、小川ら [2003] に運転データが示されている。家畜ふん尿及びおからと所内排水処理施設からの下水汚泥を併せてメタン発酵し、3,200 kWh/日発電する施設となっている。

ここでは CH₄ 発酵後の脱水ケーキをコンポスト化する施設も含まれている。

本研究における算出

本研究では、実際の運転データが詳細に得られている小川ら [2003] に基づき算出した。CH₄ 発酵後の脱水ケーキコンポスト化施設で消費される電力はシステム境界外として算出した。入口バイオマスとしては前述のとおり主に家畜ふん尿及びおからとなっており、木質バイオマス等との違いとして含水率が非常に高いことがまず挙げられる。したがって、所内では排水処理負荷が大きく、ガスエンジンの発電効率が 29% と比較的高いわりには設備全体としての発電効率 (net) は低くなっている。

(8) 送電ロス

各種火力発電所や原子力発電所といった大規模集約型発電所から需要家まで送電線で運ぶ際に発生する送電ロスについては、経済産業省資源エネルギー庁 [2002-1] に記載されている送電端と受電端での発電電力量をもとに算出した。

なお、送電ロスについては、石油火力発電、LNG 及び LNG 複合火力発電、石炭火力発電及び原子力発電に対してすべて同じ値を適用した。

2.6.3 算出結果

電力（発電パス）について、1 MJ 発電時におけるエネルギー消費量、温室効果ガス排出量及びエネルギー効率の算出結果を、表 2.6.1（エネルギー消費量）、表 2.6.2（温室効果ガス排出量）、表 2.6.3（エネルギー効率）に示す。

表 2.6.1 電力 1 MJ 発電時におけるエネルギー消費量 [MJ/MJ]

	火力発電				原子力発電		バイオマス発電			日本平均 (2000FY)
	石油火力	LNG火力	LNG複合	石炭火力	BWR	PWR	直接燃焼	ガス化	CH ₄ 発酵	
上流プロセス計	0.181	0.386	0.333	0.115	0.119	0.155	0.506	0.089	0.553	0.259
（原油）	(0.031)	(0.002)	(0.000)							(0.002)
（重油）	(0.146)	(0.006)		(0.002)						(0.014)
（LNG）		(0.374)	(0.333)							(0.099)
（石炭）				(0.112)						(0.016)
（核燃料）					(0.119)	(0.155)				(0.127)
（その他）	(0.004)	(0.004)	(0.001)	(0.001)			(0.506)	(0.089)	(0.553)	(0.001)
燃料燃焼（発電）	1.770	1.527	1.081	1.662	0.002	0.002	5.150	0.761	0.479	1.614
灰処分・SF貯蔵等					0.004	0.004				0.004
送電ロス										
合計	1.951	1.913	1.414	1.777	0.125	0.160	5.656	0.850	1.032	1.877

表 2.6.2 電力 1 MJ 発電時における温室効果ガス排出量 [g eq-CO₂/MJ]

	火力発電				原子力発電		バイオマス発電			日本平均 (2000FY)
	石油火力	LNG火力	LNG複合	石炭火力	BWR	PWR	直接燃焼	ガス化	CH ₄ 発酵	
上流プロセス計	12.54	30.25	26.21	21.70	5.72	7.41	45.34	7.97	41.17	18.71
（原油）	(2.31)	(0.14)	(0.01)							(0.18)
（重油）	(9.96)	(0.43)		(0.15)						(0.93)
（LNG）		(29.44)	(26.17)							(7.77)
（石炭）				(21.51)						(3.70)
（核燃料）					(5.72)	(7.41)				(6.06)
（その他）	(0.26)	(0.25)	(0.04)	(0.04)			(45.34)	(7.97)	(41.17)	(0.08)
燃料燃焼（発電）	205.13	145.26	117.54	250.89	0.12	0.12				104.20
灰処分・SF貯蔵等				0.01	0.16	0.16				0.15
送電ロス										
合計	217.66	175.51	143.75	272.60	6.00	7.70	45.34	7.97	41.17	123.06

表 2.6.3 発電パスにおけるエネルギー効率（LHV）

	火力発電				原子力発電		バイオマス発電			日本平均 (2000FY)
	石油火力	LNG火力	LNG複合	石炭火力	BWR	PWR	直接燃焼	ガス化	CH ₄ 発酵	
上流プロセス計	0.928	0.858	0.858	0.964			0.674	0.921	0.653	0.948
（原油）	(0.972)									(0.972)
（重油）	(0.891)									(0.891)
（LNG）		(0.858)	(0.858)							(0.858)
（石炭）				(0.964)						(0.964)
（核燃料）										-
（その他）							(0.674)	(0.921)	(0.653)	-
燃料燃焼（発電）	0.402	0.431	0.513	0.417	0.966	0.957	0.145	0.372	0.292	0.383
灰処分・SF貯蔵等				1.000						1.000
送電ロス	0.959	0.959	0.959	0.959	0.959	0.959	0.959	0.959	0.959	0.959
合計	0.358	0.354	0.422	0.386	0.927	0.918	0.094	0.329	0.183	0.348

2.7 水素製造パス

2.7.1 概要

水素は、非金属の元素の一つであり、原子番号 1、元素記号 H で表される。宇宙で最も軽く、豊富に存在する原子であり、水や有機化合物、生物内部にも多数存在する。無色無臭で、非常に燃えやすい等の特徴がある。最近、地球環境の観点から、燃焼しても水しかできない水素エネルギーの利用が注目されるようになってきている。

自動車用燃料として FCV に供給される水素については、様々な供給方法、製造方法が提案されている。

(1) 水蒸気改質による水素製造

水蒸気改質は、炭化水素を原料とし水蒸気を加えて改質反応を起こし、水素を含む合成ガスを製造する方法である。

水蒸気改質の原料としては、メタノール、都市ガス(天然ガス)、LNG、LPG、脱硫ガソリン等が有力視されており、天然ガス改質型水素供給ステーションについては実証実験が行われている(新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2001-2])。

(2) 副生水素の利用

副生水素とは、副生成物として得られる水素のことである。副生水素は大きく次の3種類に分類される：

- ・ 塩電解水素：工業塩水を電気分解し苛性ソーダを生成する際に副生する水素。既に塩電解水素を供給する水素供給ステーションが稼働を開始している
- ・ コークス炉ガス精製水素：鉄鋼業において、石炭を乾留しコークスを生成する際に副生するコークス炉ガスに含まれる水素
- ・ 石油業界水素：水素化反応のためにナフサから水蒸気改質、部分酸化等の方法で製造される水素(厳密には副生成物ではないが、余剰物となるため副生水素に分類)

各副生水素の国内生産能力と供給可能量を図 2.7.1 に示す。

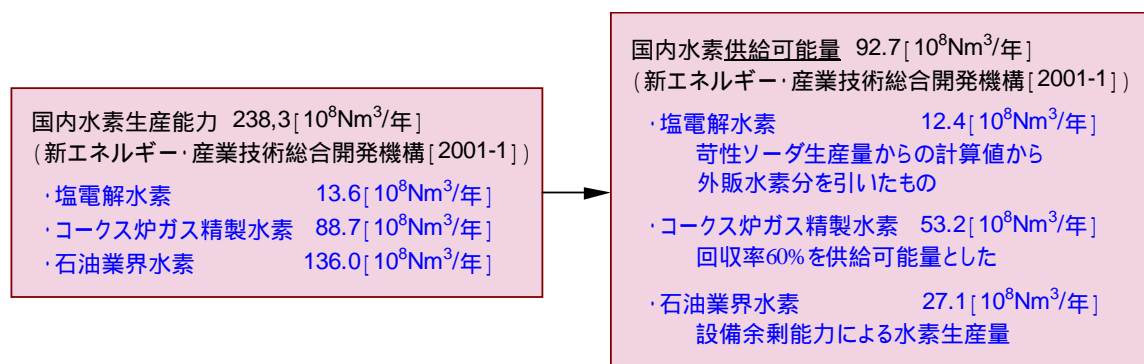


図 2.7.1 副生水素の国内生産能力と供給可能量

(3) 水電解による水素製造

水電解は、水の電気分解によって水素を製造する方法である。燃料電池にも使用されている固体高分子電解質膜の電解効率が注目されており、固体高分子電解質水電解型水素供給ステーションの実証実験が行われている（新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2001-1]）。また、固体高分子電解質水電解型水素供給ステーションは、水電解セルを燃料電池セルとしても機能する可逆セルを開発することで、余剰電力による水素製造による電力負荷平準化という付加価値を供給する試みも行われている（財団法人エネルギー総合工学研究所 [2002]）。

この他にも、日本原子力研究所において、高温ガス炉から供給される熱の利用という観点で研究されている熱分解（IS プロセス）等も挙げられる。

水素の物性について

本研究で用いた水素の物性等を次に示す。

元素記号	H	[爆発燃焼]	
原子量	1.00794 -	爆発限界(空气中, 20 , 1atm)	4 ~ 75 %
分子量	2.0158 -	自然発火温度(空气中, 1atm)	570
標準状態での密度	0.08989 kg/m ³	爆発限界(酸素中, 20 , 1atm)	4 ~ 94 %
[三重点]		自然発火温度(酸素中, 20 , 1atm)	560
温度	13.803 K	最小発火エネルギー	0.02 mJ
	-259.347	消炎距離(空气中, 1atm, 常温)	0.06 cm
圧力	0.0704 bar	理論空燃重量比	34.3 -
飽和固体密度	86.48 kg/m ³	拡散係数(空气中, 0 , 1atm)	0.611 m ² /s
飽和液体密度	77.019 kg/m ³	高位発熱量(0 , 1atm)	12,790 kJ/m ³
飽和気体密度	0.1256 kg/m ³	低位発熱量(0 , 1atm)	10,780 kJ/m ³
融解潜熱	58.2 kJ/kg	標準生成エンタルピー(25 , 1atm)	
蒸発潜熱	449 kJ/kg	H ₂ O(気体)	-241.82 kJ/mol
[大気圧沸点]		H	217.97 kJ/mol
温度	20.268 K	H ₂	0 kJ/mol
	-252.882	O ₂	0 kJ/mol
蒸発潜熱	446 kJ/kg	標準生成ギブスエネルギー(25 , 1atm)	
飽和液体密度	70.779 kg/m ³	H ₂ O(気体)	-228.59 kJ/mol
飽和気体密度	1.3378 kg/m ³	H	203.26 kJ/mol
[臨界点]		H ₂	0 kJ/mol
温度	32.976 K	O ₂	0 kJ/mol
	-240.174	標準生成エントロピー(25 , 1atm)	
圧力	12.928 bar	H ₂ O(気体)	188.72 J/mol/K
密度	31.426 kg/m ³	H	114.60 J/mol/K
[安定同位体(自然含有率)]		H ₂	130.57 J/mol/K
H(軽水素)	99.9885 %	O ₂	205.03 J/mol/K
D(重水素)	0.0115 %		

【出典】 <http://www.ena.or.jp/WE-NET/phs/butsu.html>

2.7.2 各プロセスデータの収集

本研究で対象とした水素製造パスのフロー図を図 2.7.2 (オンサイト) 及び図 2.7.3 (オフサイト) に示す:

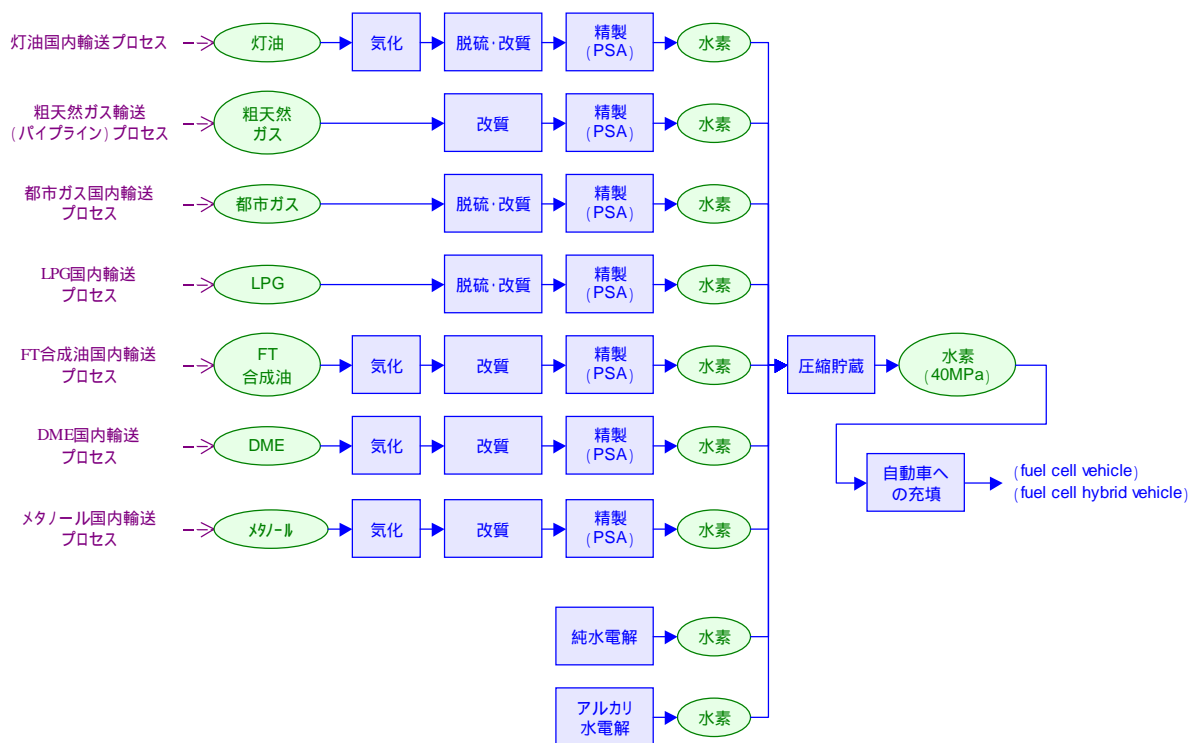


図 2.7.2 水素製造パス (オンサイト) のフロー図

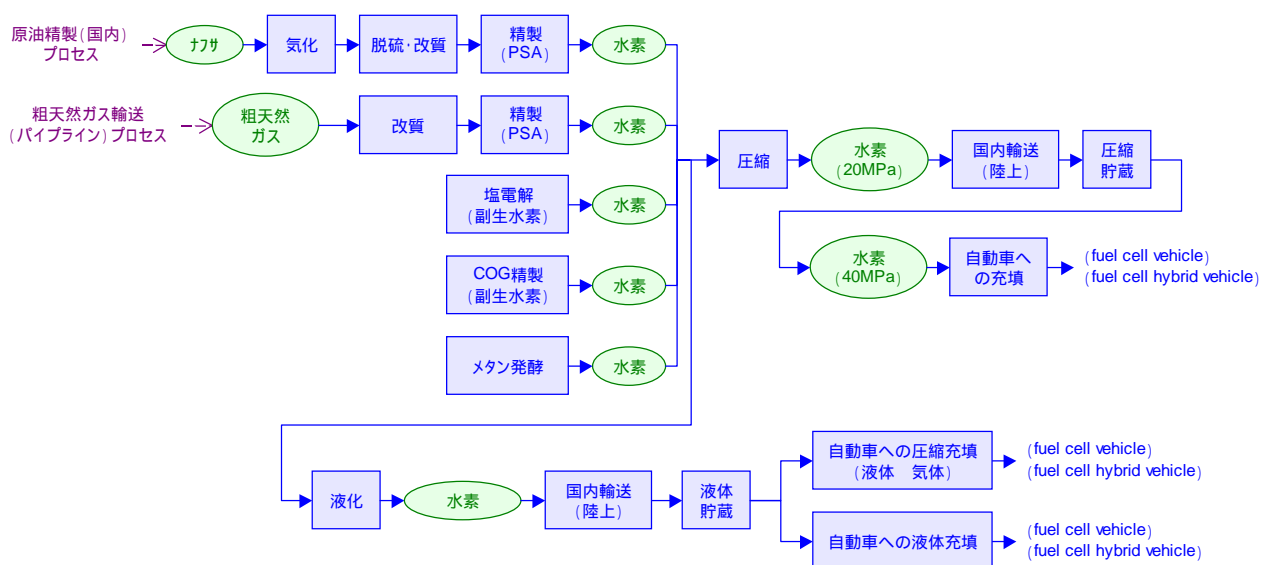


図 2.7.3 水素製造パス (オフサイト) のフロー図

これらのパスを構成する各プロセスデータの算出方法について、ここでは、(1) 水素製造 (水蒸気改質((A)都市ガス改質、(B)ナフサ改質、(C)メタノール改質、(D)ガソリン改質、(E) LPG 改質、(F) DME 改質、(G) 灯油及び FT 合成油等の改質)、 コークス炉ガス (COG) 精製、塩電解、 水電解 ((A) 固体高分子型水電解、(B) 純水電解、(C) アルカリ水電解、(D) パッケージ型水電解、(E) 可逆セルによる純水電解)、 CH₄ 発酵) + 圧縮貯蔵・充填 / (出荷用) 圧縮または液化、(2) 輸送 (圧縮水素輸送、液体水素輸送)、(3) 貯蔵・充填、にわけて整理する。なお、エネルギー効率を算出する上で必要となる「自動車へ充填される水素の発熱量」について、本研究では、水素の受け渡し位置を FCV の燃料タンクとし、圧縮水素の場合、標準大気圧での水素の発熱量に、圧力 35 MPa または 40 MPa、温度 25 °C まで圧縮するときの圧力エネルギー

$$E_{press} = R \times T_{H_2} \times \ln(P_{H_2}/P_0)$$

ここで、 R : 気体定数 (8.3151 [Jmol⁻¹K⁻¹])

T_{H_2} : 水素の温度 (298.15 [K])

P_{H_2} : 標準大気圧 (101.325 [kPa])

P_0 : 水素ガスの圧力 (35,000 [kPa])

を加算した値とした。また、液体水素については、20 K における水素 (気体) の比熱に関する情報が得られなかったことから、エネルギー効率の算出にあたっては標準大気圧での水素の発熱量を液体水素にもそのまま適用することにした。

表 2.7.1 本研究で使用した水素の発熱量 (圧縮水素)

		HHV	LHV
大気圧 (25 °C)	MJ/kg	142.3	119.9
	MJ/Nm ³	12.79	10.78
20 MPa (25 °C)	MJ/kg	148.8	126.4
	MJ/Nm ³	13.37	11.36
35 MPa (25 °C)	MJ/kg	149.5	127.1
	MJ/Nm ³	13.44	11.43
40 MPa (25 °C)	MJ/kg	149.6	127.3
	MJ/Nm ³	13.45	11.44

水素の製造から自動車への充填までの各プロセスにおけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出するにあたっては、エネルギーとして投入される電力を消費する時点でのエネルギー消費量 [MJ] への換算は 1 kWh = 3.6 MJ 及び CO₂ 排出量 = 0 とし、電力の起源 (火力、原子力、バイオマス等) 別によるこれら各値の増加分を別掲とした。これは、使用する電力の起源 (火力、原子力、バイオマス等) によってこれらの値が異なってくるためである。

(1) 水素製造 + 圧縮貯蔵・充填 / (出荷用) 圧縮または液化

水蒸気改質による水素製造

炭化水素の改質による水素製造は、多くの場合、次の2つのプロセスから構成される：

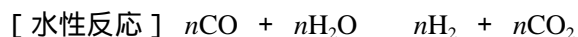
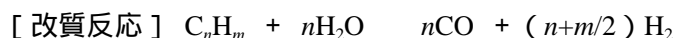
改質プロセス	<ul style="list-style-type: none">・ 水蒸気改質や部分酸化等の改質反応によって水素を生成させるプロセス・ 改質反応以外に、改質反応で副生した CO をさらに水素にかえる水性反応等を含めて「改質プロセス」と呼ぶことが多い(本研究もこの呼び方に従う)
精製プロセス	<ul style="list-style-type: none">・ 改質プロセスによって得られた水素含有ガスから水素を精製するプロセス・ 精製プロセスに使われる方法には膜分離、深冷分離、圧力スイング吸着 (PSA) 等がある

炭化水素の改質において排出される CO₂ の発生源は次の通りである：

- ・ 投入される燃料 (化石燃料、電力) 由来の CO₂
- ・ 投入される原料 (各種炭化水素) 由来の CO₂

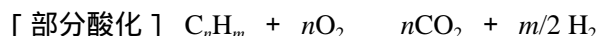
原料由来の CO₂ とは、水素原料となる炭化水素の炭素分が CO₂ となって放出されるものを指している。本研究では、原料由来の CO₂ 排出量の算出においても、表 1.3 で示した燃焼時 CO₂ 排出係数を用いた。これは、いかなる改質プロセスを適用した場合にも、理論的には炭化水素内の炭素分がすべて CO₂ になると考えられ、その量は当該炭化水素の完全燃焼時に排出される CO₂ の量に等しいと考えられるためである。具体例を次に示す。

【水蒸気改質の場合】



炭化水素 C_nH_m 1 mol から n mol の CO₂ が発生することになる。改質反応後の水素含有ガス (nCO + (n+m/2) H₂) の一部が水性反応に回されず、改質反応の燃料として使用される場合もあるが、このときも CO がすべて CO₂ になるため、総体としては発生する CO₂ は炭化水素 C_nH_m 1 mol から n mol となる。

【部分酸化の場合】



部分酸化の場合も、炭化水素 C_nH_m 1 mol から n mol の CO₂ が発生することになる。

(A) 都市ガス改質

都市ガス改質による水素製造に関する先行研究としては、新エネルギー・産業技術総合開発機構による「水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術 (WE-NET)」が挙げられる。本研究においても、WE-NET の内容をもとに算出した。

ここでは、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2002-1] (p.17) において 100 Nm³/h, 300 Nm³/h, 500 Nm³/h 級の水素ステーションの事業性検討で示された諸元に基づいた現状データと、この現状データに新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2003-1] (p.64-65) で示されている改質効率の向上度 (70% - 80%) を反映させた改善データの2つのデータを算出した。

改質・精製以外の消費電力の内訳については、300 Nm³/h のケースについて新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2003-1] に示されている値を使用した。

投入される都市ガスについては、水素の原料と改質反応の熱源という2つの異なる役割があり、その割合は原料：燃料 = 4.2：0.2 程度という報告がある（田畑 [2002]）。しかし、改質器の規模等によってこの割合が変化する可能性が考えられること、この割合が変動しても本研究で算出しているエネルギー消費量や温室効果ガス排出量、エネルギー効率の値が変化しないこと等から、本研究では全量原料として扱うことにした。

なお、生産される水素の性状は、0.8 MPa、純度 99.99% 以上、不純物は CO 10 ppm 以下、CO₂ 100 ppm 以下である（新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2002-1] [2002-2]）。

(B) ナフサ改質

ナフサ改質による水素製造は、FCV 用水素製造となる以前から製油所や石油化学工場での水素製造方法として定着していたため参考となるデータは多いが、信頼性が高いものは限定されている。本研究では、その中でも信頼性の高い、中島ら [1993] 石油産業活性化センター [2003] 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [1995] 及び JHFC [2004] を取り上げることにした。

B-1) 中島ら [1993]

デンマークの Haldor Topsøe 社によって開発されたトプソ法と呼ばれるナフサの水蒸気改質による水素製造プロセスである。この文献の執筆者が所属する千代田化工建設株式会社では、本設備を 1991 年段階で国内に 20 基、海外に 5 基建設している。また、世界的には 136 基が導入されている（1991 年段階）。

B-2) 石油産業活性化センター [2003]

石油化学工場の 100 万 Nm³/日級の水素製造装置に PSA プロセスを追加したケースである。

インベントリデータ算出のための前提条件は、石油産業活性化センター [2003] に記載されている水素製造装置の原料及び用役データに拠った。

B-3) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [1995]

中島ら [1993] 及び石油産業活性化センター [2003] は、ナフサを水蒸気改質し、PSA 精製を

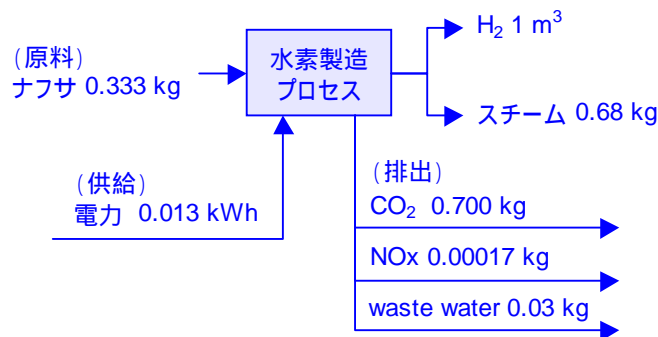


図 2.7.4 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [1995] における水素製造プロセス

経て水素を得るプロセスであるのに対し、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [1995] はナフサの部分酸化と水性反応によって水素を得るプロセスである。新エネルギー・産業技術総合開発機構 [1995] では、製油所や石油化学工場における水素製造プロセスのデータとしているが、「水素の製造は公表資料が得られないので調査により作成した」とも記述されており、この調査が実績値のヒアリングであるのか、何らかの想定計算であるのかは不明である。

B-4) JHFC [2004]

JHFC [2004] (p.35 ~ 36) には、横浜・旭水素ステーションにおける試験結果が記載されている。これは能力 50 Nm³/h の改質器定格運転時のデータをもとに算出を行ったものである。

(C) メタノール改質

メタノール改質による水素製造については、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2001-3] に三菱ガス化学株式会社が商用化実績を持つ高純度水素製造方法に関する概略図及びプロセス仕様が掲載されている。また、JHFC [2004] には川崎水素ステーションにおける試験結果が記載されている。本研究ではこの 2 件を取り上げることにした。

C-1) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2001-3]

三菱ガス化学株式会社では、水蒸気改質と PSA を組み合わせ、メタノールから高純度の水素をオンサイトで生成する高純度水素製造プロセスの商用化実績を持っている。

メタノールの水蒸気改質は、分解反応器の中で銅系触媒により 240 ~ 290 の雰囲気で行われ、生成された水素混合ガスは冷却器、気水分離器より水蒸気分を除去した後に、PSA 分離・精製装置により高純度水素ガスに精製される。

インベントリデータ算出のための前提条件は、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2001-3] (p. -32) に記載されている高純度水素製造プロセス仕様に拠った。

C-2) JHFC [2004]

JHFC [2004] (p.37 ~ 38) には、川崎水素ステーションにおける試験結果が記載されている。これは能力 50 Nm³/h の改質器定格運転時のデータをもとに算出を行ったものである。

(D) ガソリン改質

ガソリン改質による水素製造について、JHFC [2004] (p.34 ~ 35) には横浜・大黒ステーションにおける脱硫ガソリンによる試験結果が掲載されている。これは能力 30 Nm³/h の改質器定格運転時のデータをもとに算出を行ったものである。

(E) LPG 改質

LPG 改質による水素製造については、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2001-3] に中島ら [1993] のナフサ改質事例を LPG に適用した試算事例が掲載されている。また、JHFC [2004]

には千住水素ステーションにおける試験結果が記載されている。本研究ではこの2件を取り上げることにした。

E-1) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2001-3]

新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2001-3] (p. -31) では、中島ら [1993] のナフサ改質事例を LPG に適用した場合のエネルギー収支を試算 (机上検討) している。

E-2) JHFC [2004]

JHFC [2004] (p.36~37) には、千住水素ステーションにおける試験結果が記載されている。これは能力 50 Nm³/h の改質器定格運転時のデータをもとに算出を行ったものである。

(F) DME 改質

新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2001-3] (p. -33) では、DME 改質による水素製造システムはメタノールを燃料とするシステムと基本的に同一となり、水蒸気改質反応は触媒反応下、250~450 の温度で進行するものと考えられる、としている。

このような想定のもと、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2001-3] では DME 改質効率に関する推算を行っている。具体的には、本研究 C-1) で紹介した三菱ガス化学株式会社のメタノール改質水素製造装置の資料をもとに、DME 水蒸気改質反応の物質収支を推算し、さらにユーティリティ原単位の試算を行って改質効率を求めている。ここでは、DME の反応性 (温度を除く) 及び PSA の水素分解効率はメタノールプラントの場合と同等と考えている。

(G) 灯油及び FT 合成油等の改質

本研究では、灯油及び FT 合成油等の改質による水素製造に関するデータを収集することができなかった。よって、ここでは、JHFC [2004] におけるナフサ及び脱硫ガソリンの改質による水素製造に関するデータを参考に、水素 1kg を製造するために必要な灯油または FT 合成油の量を 4.8 kg、電力 7 kWh と想定した。

コークス炉ガス (COG) 精製による水素製造

鉄鋼製造プロセスにおいて水素を回収可能な副生ガスとして、コークス炉ガス (COG)、高炉ガス (BFG)、転炉ガス (LDG) があるが、このうち、最も水素の比率が高いのが COG である。

COG は水素を 50% 以上含有しており、不純物除去と PSA 精製により高純度な水素を容易に回収することができる。本研究では、COG 精製による水素製造について、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2002-1] に記載されているデータをもとにエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。COG 精製による水素製造に関するデータは、この他にも石油産業活性化センター [2003] に記載されているが、この出典は新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2002-1] であり、基本的には同じものである。なお、本研究では、原料となる COG を製造するプロセスにおけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量は考慮していない。

COG 精製による水素製造プロセスは、COG 中に含まれる水素を PSA によって分離精製するプロセスで、水素の他に REST ガス（水素を含まない燃料ガス）も同時に生産される。新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2002-1] (p.10) では、水素の平均製造能力が 556 Nm³/h, 1,669 Nm³/h, 5,562 Nm³/h, 16,685 Nm³/h, 55,617 Nm³/h の 5 ケースについて諸元を記載しているが、このうち、16,685 Nm³/h, 55,617 Nm³/h の原料・ユーティリティ消費量が 5,562 Nm³/h のケースと同等であったため、本研究では省略した。

塩電解による水素製造

水素供給の一つの手段として、塩電解による苛性ソーダ製造に伴う副生水素を利用するケースがある。本プロセスは苛性ソーダ製造がメインであるため、ここで発生する環境負荷を水素が追わなくてもよいという考え方もある。しかし、この水素を既に熱源等として利用している場合には、これを補うために新たなエネルギーが必要となることから、副生水素の利用を検討する際には、何らかの形で副生水素にも環境負荷を織り込んでおかないと判断を誤る可能性がある。

塩電解プロセスについては、プラスチック処理促進協会 [1993] に記載されたデータがよく引用されている。プラスチック処理促進協会 [1993] に記載されたデータを生成物（NaOH、塩素、水素）の重量構成比で負荷配分を行う方法によって、塩電解による副生水素に環境負荷を織り込むことも可能であるが、本研究では、塩電解による副生水素の製造にかかるプロセスはシステム境界外とした。

水電解による水素製造

水電解による水素製造は重要な工業的水素製造法であるが、水電解に比べ炭素質燃料資源から直接水素を製造する方が安価であることから、日本ではあまり注目されてこなかった。しかし、WE-NET において海外の安価な水力を用いて水電解により水素を製造するとの構想があり、本技術が見直され、技術開発が盛んに行われている。

本研究では、水電解による水素製造について、実際に市販されている日立造船株式会社製の固体高分子型水電解水素発生装置の仕様や、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2003-1] 及びエネルギー総合工学研究所他 [2002] に記載されているデータをもとにエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量を算出した。

(A) 固体高分子型水電解水素発生装置（日立造船株式会社製）

日立造船株式会社製のオンサイト型水電解水素発生装置は、固体高分子型水電解槽の採用により、高効率でかつアルカリ等の薬液を一切使わないオンサイト型水電解水素発生装置である。水素製造能力としては、0.5 Nm³/h, 1.0 Nm³/h, 3.0 Nm³/h の 3 ケースがあり、いずれも実際に市販されている。本水電解水素発生装置の基本仕様をもとにデータを算出した。

(B) 純水電解装置 (新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2003-1])

純水電解装置による水素製造におけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量は、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2003-1] に記載されたデータをもとに算出した。設備スケールは 100 ~ 500 Nm³/h であるが、単位量あたりの電力及びユーティリティの消費量は一定である。

(C) アルカリ水電解装置 (新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2003-1])

アルカリ水電解装置による水素製造におけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量は、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2003-1] に記載されたデータをもとに算出した。

(D) パッケージ型水電解装置 (新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2003-1])

パッケージ型純水電解装置及びパッケージ型アルカリ水電解装置による水素製造におけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量は、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2003-1] に記載されたデータをもとに算出した。

(E) 可逆セルによる純水電解装置 (エネルギー総合工学研究所他 [2002])

エネルギー総合工学研究所他 [2002] では、ビルを導入対象とした電力負荷平準化システムとしての可逆セル (水電解運転と燃料電池運転をリバーシブルで実施できるセルスタック) による純水電解装置が紹介されている。この可逆セルによる水素製造におけるエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量の算出は、エネルギー総合工学研究所他 [2002] の水素 / 空気システムの諸元データ (想定計算) を参考に行った。

以上より、水素 1 Nm³ を製造するときのエネルギー消費量は 4.3 ~ 6.2 kWh となった。一般的に、水電解によって水素 1 Nm³ を製造するときのエネルギー消費量は 4.5 ~ 6.2 kWh (石黒 [1981])、4.8 ~ 5.3 kWh (電気化学会 [2000]) と言われているので、(E) (4.3 kWh) で示された値 (想定計算) は理想的な条件の下の値と推測される。また、(A) (5.5 ~ 6.0 kWh) は実機であり、また、比較的小規模な装置であることを勘案すると妥当な数値であると考えられる。

CH₄ 発酵による水素製造

CH₄ 発酵による水素製造プロセスは、本研究では、基本的に都市ガス改質による水素製造プロセスと同等と考えて評価を行うことにした (「(A) 都市ガス改質」参照)。

圧縮貯蔵・充填 / (出荷用) 圧縮または液化

水素を輸送または FCV へ充填するにあたっては、そのエネルギー密度を高めるために圧縮また

は液化する必要がある。ここでは、オフサイトで水素を製造したケースにおける輸送を目的とした圧縮または液化に関するプロセスデータの算出を行うこととする。

(A) 出荷用圧縮 (0.8 MPa 19.6 MPa)

新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2002-1] (p.11) による 556 ~ 55,617 Nm³/h 級のオフサイト型水素ステーションについて示されたデータをもとに算出した。なお、このデータは、COG 精製によって得られた純水素をオフサイト型水素供給ステーション向けに圧縮水素として出荷するプロセスのものである。

圧縮水素の圧力については、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2003-1] (p.56) に記載されている 19.6 MPa を本研究においても用いることにした。

(B) 出荷用液化 (0.8 MPa 0.0708 kg/L)

新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2002-1] (p.12) による 556 ~ 55,617 Nm³/h 級のオフサイト型水素ステーションについて示されたデータをもとに算出した。なお、このデータは、COG 精製によって得られた純水素をオフサイト型水素供給ステーション向けに液体水素として出荷するプロセスのものである。

(2) 輸送 (圧縮水素輸送、液化水素輸送)

圧縮水素輸送

新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2003-1] (p.56) では、「オフサイトの水素製造プラントからステーションへの高圧水素の輸送は、銅製の長尺容器を集結した水素トレーラーをトラクタで牽引する」としている。同文献によると、715 L 容器 × 22 本組のトレーラーの場合、有効積載量は 2,460 Nm³/台となる。本研究においても、このデータを用いることにした。トラクタの燃費については、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2000] (p.45) に記載されている 3 km/L-軽油 を採用した。

また、輸送距離については、関東近県への輸送を想定し、往復 100 km とした。

液体水素輸送

液体水素輸送時のエネルギー消費量及び温室効果ガス排出量については、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2002-1] (p.15) に記載されているローリーの液体水素搭載量 14,561 Nm³/台と、JHFC [2004] (p.90) に記載されているローリーの燃費 2.2km/L-軽油 をもとに算出した。

また、輸送距離については、関東近県への輸送を想定し、往復 100 km とした。

(3) 貯蔵・充填

輸送された圧縮水素 (19.6 MPa) の自動車への高圧充填

水素トレーラーによって輸送された圧縮水素を更に圧縮して FCV へ高圧充填するプロセスについては、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2002-1] (p.16) に 100 Nm³/h, 300 Nm³/h, 500 Nm³/h の 3 ケースのオフサイト型水素ステーション(高圧貯蔵 - 高圧充填、平均 10 MPa - 40 MPa) に関するデータが記載されている。また、JHFC [2004] (p.38) に移動式水素ステーション (19.6 MPa - 35 MPa) における試験結果が記載されている。本研究では、より実績値に近い JHFC [2004] のデータを採用することにした。

(A) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2002-1]

新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2002-1] (p.16) に記載されている、高圧貯蔵 - 高圧充填ステーションの諸元をもとに算出した、圧縮水素の FCV への高圧充填時に消費される電力量は 0.12 ~ 0.15 kWh/Nm³-H₂ となる。

(B) JHFC [2004]

JHFC [2004] (p.38) に記載されているデータをもとに算出した。ここでは、FCV に充填される圧縮水素の圧力を 35 MPa としている。

輸送された液体水素 (0.0708 kg/L) の自動車への高圧充填

輸送されてきた液体水素を液体水素として貯蔵し、FCV に充填する際に圧縮水素 (40 MPa) として高圧充填するプロセスである。このプロセスに関しては、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2002-1] (p.16) に 100 Nm³/h, 300 Nm³/h, 500 Nm³/h の 3 ケースのオフサイト型水素ステーション (液体貯蔵 - 高圧充填、平均 0.0708 kg/L - 40 MPa) に関するデータが記載されている。ここでは、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2002-1] (p.16) に記載されている、液体貯蔵 - 高圧充填ステーションの諸元をもとに算出したデータを採用することにした。

輸送された液体水素 (0.0708 kg/L) の自動車への液体充填

輸送されてきた液体水素を液体水素として貯蔵し、FCV に充填する際に液体水素のまま充填するプロセスである。このプロセスに関しては、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2002-1] (p.17) に 100 Nm³/h, 300 Nm³/h, 500 Nm³/h の 3 ケースのオフサイト型水素ステーション (液体貯蔵 - 液体充填、平均 0.0708 kg/L - 40 MPa) に関するデータが記載されている。ここでは、新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2002-1] (p.17) に記載されている、液体貯蔵 - 液体充填ステーションの諸元をもとに算出したデータを採用することにした。

2.7.3 算出結果

水素製造パスの算出結果は、オンサイト炭化水素改質、オンサイト水電解、オフサイト（圧縮水素輸送 圧縮水素充填、液体水素輸送 圧縮水素充填、液体水素輸送 液体水素充填）にわけて示す。

オンサイト炭化水素改質（(A) 都市ガス・石油製品、(B) 合成燃料）について、水素 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量、温室効果ガス排出量及びエネルギー効率の算出結果を、表 2.7.2（エネルギー消費量）表 2.7.3（温室効果ガス排出量）表 2.7.4（エネルギー効率）に示す。

表 2.7.2 (A) 水素 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量 [MJ/MJ]
（オンサイト炭化水素改質（都市ガス、石油製品））

	都市ガス改質				脱硫 ガソリン 改質	灯油 改質	LPG改質					
	LNG起源		PL輸送				構造ガス起源		随伴ガス起源		石油精製起源	
	(現状)	(改善)	(現状)	(改善)			(NEDO)	(JHFC)	(NEDO)	(JHFC)	(NEDO)	(JHFC)
原料製造	0.23	0.20	0.11	0.09	0.33	0.11	0.24	0.27	0.18	0.20	0.23	0.25
水素製造(改質)	0.08	0.08	0.08	0.08	0.11	0.09	0.33	0.05	0.33	0.05	0.33	0.05
圧縮・充填	0.09	0.09	0.09	0.09	0.10	0.12	0.09	0.15	0.09	0.15	0.09	0.15
合計(*1)	0.40	0.37	0.28	0.27	0.54	0.32	0.66	0.46	0.60	0.39	0.64	0.44
発電方式別 1kWh = 3.6MJ 発電までのエネルギー消費量増加分 [MJ/MJ-H ₂]												
(石油火力)	+0.33	+0.33	+0.33	+0.33	+0.41	+0.41	+0.24	+0.38	+0.24	+0.38	+0.24	+0.38
(LNG火力)	+0.32	+0.32	+0.32	+0.32	+0.40	+0.40	+0.24	+0.38	+0.24	+0.38	+0.24	+0.38
(LNG複合)	+0.24	+0.24	+0.24	+0.24	+0.29	+0.30	+0.18	+0.28	+0.18	+0.28	+0.18	+0.28
(石炭火力)	+0.30	+0.30	+0.30	+0.30	+0.37	+0.37	+0.22	+0.35	+0.22	+0.35	+0.22	+0.35
(日本平均)(*2)	+0.32	+0.32	+0.32	+0.32	+0.39	+0.39	+0.24	+0.37	+0.24	+0.37	+0.24	+0.37
(*1) + (*2)	0.72	0.69	0.60	0.59	0.93	0.72	0.90	0.83	0.83	0.76	0.88	0.81

表 2.7.2 (B) 水素 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量 [MJ/MJ]
（オンサイト炭化水素改質（合成燃料））

	FT合成油改質					DME改質		メタノール改質			
	天然ガス 起源	石炭起源		バイオマス起源		天然ガス 起源	バイオマス 起源	天然ガス起源		バイオマス起源	
		(最良)	(最悪)	(最良)	(最悪)			(最良)	(最悪)	(最良)	(最悪)
原料製造	0.97	1.70	2.04	1.85	2.33	0.58	1.07	0.56	0.79	0.70	1.32
水素製造(改質)	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.21	0.21	0.17	0.24	0.17	0.24
圧縮・充填	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.09	0.09	0.09	0.08	0.09	0.08
合計(*1)	1.18	1.91	2.25	2.06	2.54	0.89	1.37	0.83	1.11	0.97	1.64
発電方式別 1kWh = 3.6MJ 発電までのエネルギー消費量増加分 [MJ/MJ-H ₂]											
(石油火力)	+0.41	+0.41	+0.41	+0.41	+0.41	+0.23	+0.23	+0.21	+0.63	+0.21	+0.63
(LNG火力)	+0.40	+0.40	+0.40	+0.40	+0.40	+0.23	+0.23	+0.20	+0.62	+0.20	+0.62
(LNG複合)	+0.30	+0.30	+0.30	+0.30	+0.30	+0.17	+0.17	+0.15	+0.46	+0.15	+0.46
(石炭火力)	+0.37	+0.37	+0.37	+0.37	+0.37	+0.21	+0.21	+0.19	+0.58	+0.19	+0.58
(日本平均)(*2)	+0.39	+0.39	+0.39	+0.39	+0.39	+0.23	+0.23	+0.20	+0.61	+0.20	+0.61
(*1) + (*2)	1.58	2.31	2.64	2.46	2.94	1.11	1.60	1.03	1.72	1.17	2.25

表 2.7.3 (A) 水素 1 MJ 製造時における温室効果ガス排出量 [g eq-CO₂/MJ]
(オンサイト炭化水素改質 (都市ガス、石油製品))

	都市ガス改質				脱硫 ガソリン 改質	灯油 改質	LPG改質					
	LNG起源		PL輸送				構造ガス起源		随伴ガス起源		石油精製起源	
	(現状)	(改善)	(現状)	(改善)			(NEDO)	(JHFC)	(NEDO)	(JHFC)	(NEDO)	(JHFC)
原料製造	17.1	14.9	6.6	5.7	21.4	8.1	18.4	20.2	11.6	12.7	14.9	16.3
水素製造・圧縮												
原料由来CO ₂	83.3	72.3	83.3	72.3	129.6	125.9	95.4	104.5	95.4	104.5	95.4	104.5
合計(*1)	100.4	87.2	89.8	78.0	151.0	134.0	113.8	124.7	107.0	117.2	110.2	120.8
発電方式別 1kWh = 3.6MJ 発電までの温室効果ガス排出量増加分 [g eq-CO ₂ /MJ-H ₂]												
(石油火力)	+ 37.0	+ 37.0	+ 37.0	+ 37.0	+ 45.4	+ 45.7	+ 27.2	+ 42.8	+ 27.2	+ 42.8	+ 27.2	+ 42.8
(LNG火力)	+ 29.8	+ 29.8	+ 29.8	+ 29.8	+ 36.6	+ 36.8	+ 22.0	+ 34.5	+ 22.0	+ 34.5	+ 22.0	+ 34.5
(LNG複合)	+ 24.4	+ 24.4	+ 24.4	+ 24.4	+ 30.0	+ 30.2	+ 18.0	+ 28.3	+ 18.0	+ 28.3	+ 18.0	+ 28.3
(石炭火力)	+ 46.3	+ 46.3	+ 46.3	+ 46.3	+ 56.9	+ 57.2	+ 34.1	+ 53.6	+ 34.1	+ 53.6	+ 34.1	+ 53.6
(日本平均)(*2)	+ 21.0	+ 21.0	+ 21.0	+ 21.0	+ 25.7	+ 25.9	+ 15.4	+ 24.2	+ 15.4	+ 24.2	+ 15.4	+ 24.2
(*1) + (*2)	121.3	108.1	110.8	99.0	176.7	159.9	129.2	148.9	122.4	141.4	125.6	145.0

表 2.7.3 (B) 水素 1 MJ 製造時における温室効果ガス排出量 [g eq-CO₂/MJ]
(オンサイト炭化水素改質 (合成燃料))

	FT合成油改質				DME改質		メタノール改質				
	天然ガス 起源	石炭起源		バイオマス起源		天然ガス 起源	バイオマス 起源	天然ガス起源		バイオマス起源	
		(最良)	(最悪)	(最良)	(最悪)			(最良)	(最悪)	(最良)	(最悪)
原料製造	40.5	117.6	120.0	14.2	15.8	21.4	11.1	24.6	35.9	10.7	14.8
水素製造・圧縮								12.1		12.1	
原料由来CO ₂	125.9	125.9	125.9	1.3	1.3	96.9	14.1	74.0	92.4		
合計(*1)	166.4	243.5	245.9	15.5	17.1	118.3	25.1	110.7	128.3	22.8	14.8
発電方式別 1kWh = 3.6MJ 発電までの温室効果ガス排出量増加分 [g eq-CO ₂ /MJ-H ₂]											
(石油火力)	+ 45.7	+ 45.7	+ 45.7	+ 45.7	+ 45.7	+ 26.1	+ 26.1	+ 23.2	+ 70.6	+ 23.2	+ 70.6
(LNG火力)	+ 36.8	+ 36.8	+ 36.8	+ 36.8	+ 36.8	+ 21.1	+ 21.1	+ 18.7	+ 57.0	+ 18.7	+ 57.0
(LNG複合)	+ 30.2	+ 30.2	+ 30.2	+ 30.2	+ 30.2	+ 17.3	+ 17.3	+ 15.3	+ 46.7	+ 15.3	+ 46.7
(石炭火力)	+ 57.2	+ 57.2	+ 57.2	+ 57.2	+ 57.2	+ 32.7	+ 32.7	+ 29.1	+ 88.5	+ 29.1	+ 88.5
(日本平均)(*2)	+ 25.9	+ 25.9	+ 25.9	+ 25.9	+ 25.9	+ 14.8	+ 14.8	+ 13.2	+ 40.0	+ 13.2	+ 40.0
(*1) + (*2)	192.3	269.4	271.8	41.4	43.0	133.1	39.9	123.8	168.3	35.9	54.8

表 2.7.4 (A) 水素 1 MJ 製造時におけるエネルギー効率 (LHV)
(オンサイト炭化水素改質 (都市ガス、石油製品))

	都市ガス改質				脱硫 ガソリン 改質	灯油 改質	LPG改質						
	LNG起源		PL輸送				構造ガス起源		随伴ガス起源		石油精製起源		
	(現状)	(改善)	(現状)	(改善)			(NEDO)	(JHFC)	(NEDO)	(JHFC)	(NEDO)	(JHFC)	
原料製造	0.863	0.863	0.934	0.934	0.830	0.924	0.853	0.853	0.889	0.889	0.916	0.916	
水素製造(改質)	0.650	0.743	0.650	0.743	0.536	0.555	0.654	0.591	0.654	0.591	0.654	0.591	
圧縮・充填	0.971	0.971	0.971	0.971	0.968	0.949	0.971	0.925	0.971	0.925	0.971	0.925	
合計(*1)	0.545	0.622	0.590	0.674	0.431	0.486	0.541	0.467	0.565	0.486	0.582	0.501	
発電方式別 1kWh = 3.6MJ 受電するまでのエネルギー効率 (LHV)													
(石油火力)							0.358						
(LNG火力)							0.354						
(LNG複合)							0.422						
(石炭火力)							0.386						
(日本平均)(*2)							0.348						

表 2.7.4 (B) 水素 1 MJ 製造時におけるエネルギー効率 (LHV)
(オンサイト炭化水素改質 (合成燃料))

	FT合成油改質					DME改質		メタノール改質			
	天然ガス 起源	石炭起源		バイオマス起源		天然ガス 起源	バイオマス 起源	天然ガス起源		バイオマス起源	
		(最良)	(最悪)	(最良)	(最悪)			(最良)	(最悪)	(最良)	(最悪)
原料製造	0.638	0.508	0.463	0.489	0.431	0.671	0.536	0.640	0.613	0.597	0.496
水素製造(改質)	0.555	0.555	0.555	0.555	0.555	0.687	0.687	0.804	0.632	0.804	0.632
圧縮・充填	0.949	0.949	0.949	0.949	0.949	0.971	0.971	0.971	0.979	0.971	0.979
合計(*1)	0.336	0.267	0.244	0.257	0.227	0.447	0.357	0.500	0.379	0.466	0.307
発電方式別 1kWh = 3.6MJ 受電するまでのエネルギー効率 (LHV)											
(石油火力)	0.358										
(LNG火力)	0.354										
(LNG複合)	0.422										
(石炭火力)	0.386										
(日本平均)(*2)	0.348										

オンサイト水電解について、水素 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量、温室効果ガス排出量及びエネルギー効率の算出結果を、表 2.7.5 (エネルギー消費量)、表 2.7.6 (温室効果ガス排出量)、表 2.7.7 (エネルギー効率) に示す。

表 2.7.5 水素 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量 [MJ/MJ] (オンサイト水電解)

	固体高分子型(日立造船)			純水 電解	アルカリ水電解			パッケージ型		可逆セルによる純水電解		
	HS2505	HS2510	HS2530		KOH100	KOH300	KOH500	PA-P	PA-K	40kW級	500kW級	1000kW級
製造(水電解)	2.00	1.84	1.84	1.50	1.78	1.64	1.65	2.07	1.60	1.44	1.44	1.44
圧縮・充填				0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
合計(*1)	2.00	1.84	1.84	1.60	1.87	1.73	1.74	2.16	1.70	1.54	1.53	1.53
発電方式別 1kWh = 3.6MJ 発電までのエネルギー消費量増加分 [MJ/MJ-H ₂]												
(石油火力)	+ 3.90	+ 3.57	+ 3.57	+ 3.11	+ 3.65	+ 3.37	+ 3.39	+ 4.21	+ 3.30	+ 2.99	+ 2.98	+ 2.98
(LNG火力)	+ 3.82	+ 3.50	+ 3.50	+ 3.05	+ 3.57	+ 3.30	+ 3.33	+ 4.13	+ 3.24	+ 2.93	+ 2.92	+ 2.92
(LNG複合)	+ 2.83	+ 2.59	+ 2.59	+ 2.25	+ 2.64	+ 2.44	+ 2.46	+ 3.05	+ 2.39	+ 2.16	+ 2.16	+ 2.16
(石炭火力)	+ 3.55	+ 3.25	+ 3.25	+ 2.83	+ 3.32	+ 3.07	+ 3.09	+ 3.83	+ 3.01	+ 2.72	+ 2.71	+ 2.71
(日本平均)(*2)	+ 3.76	+ 3.45	+ 3.45	+ 3.00	+ 3.52	+ 3.25	+ 3.27	+ 4.06	+ 3.18	+ 2.88	+ 2.88	+ 2.88
(*1) + (*2)	5.77	5.28	5.28	4.59	5.39	4.98	5.02	6.23	4.88	4.42	4.41	4.41

表 2.7.6 水素 1 MJ 製造時における温室効果ガス排出量 [g eq-CO₂/MJ] (オンサイト水電解)

	固体高分子型(日立造船)			純水 電解	アルカリ水電解			パッケージ型		可逆セルによる純水電解		
	HS2505	HS2510	HS2530		KOH100	KOH300	KOH500	PA-P	PA-K	40kW級	500kW級	1000kW級
製造(水電解)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
圧縮・充填	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
合計(*1)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
発電方式別 1kWh = 3.6MJ 発電までの温室効果ガス排出量増加分 [g eq-CO ₂ /MJ-H ₂]												
(石油火力)	+ 435.4	+ 399.1	+ 399.1	+ 346.9	+ 407.1	+ 375.9	+ 378.8	+ 470.2	+ 368.6	+ 333.6	+ 332.8	+ 332.9
(LNG火力)	+ 351.1	+ 321.8	+ 321.8	+ 279.7	+ 328.3	+ 303.1	+ 305.4	+ 379.2	+ 297.2	+ 269.0	+ 268.4	+ 268.4
(LNG複合)	+ 287.5	+ 263.6	+ 263.6	+ 229.1	+ 268.9	+ 248.3	+ 250.2	+ 310.6	+ 243.5	+ 220.3	+ 219.8	+ 219.9
(石炭火力)	+ 545.3	+ 499.8	+ 499.8	+ 434.4	+ 509.8	+ 470.8	+ 474.4	+ 588.9	+ 461.7	+ 417.8	+ 416.8	+ 416.9
(日本平均)(*2)	+ 246.6	+ 226.0	+ 226.0	+ 196.4	+ 230.5	+ 212.9	+ 214.5	+ 266.3	+ 208.8	+ 188.9	+ 188.5	+ 188.5
(*1) + (*2)	246.6	226.0	226.0	196.4	230.5	212.9	214.5	266.3	208.8	188.9	188.5	188.5

表 2.7.7 水素 1 MJ 製造時におけるエネルギー効率 (LHV)(オンサイト水電解)

	固体高分子型(日立造船)			純水電解	アルカリ水電解			パッケージ型		可逆セルによる純水電解		
	HS2505	HS2510	HS2530		KOH100	KOH300	KOH500	PA-P	PA-K	40kW級	500kW級	1000kW級
製造(水電解)	0.499	0.544	0.544	0.665	0.562	0.611	0.606	0.483	0.624	0.694	0.695	0.695
圧縮・充填				0.971	0.971	0.971	0.971	0.971	0.971	0.971	0.971	0.971
合計(*1)	0.499	0.544	0.544	0.646	0.545	0.593	0.588	0.469	0.606	0.673	0.675	0.675
発電方式別 1kWh = 3.6MJ 受電するまでのエネルギー効率 (LHV)												
(石油火力)	0.358											
(LNG火力)	0.354											
(LNG複合)	0.422											
(石炭火力)	0.386											
(日本平均)(*2)	0.348											

オフサイトについては、輸送方法と自動車への充填方法により、圧縮水素輸送 圧縮水素充填、液体水素輸送 圧縮水素充填、液体水素輸送 液体水素充填の3ケースを想定した。

それぞれ((A) 圧縮水素輸送 圧縮水素充填、(B) 液体水素輸送 圧縮水素充填、(C) 液体水素輸送 液体水素充填)について、水素 1 MJ 製造時におけるエネルギー消費量、温室効果ガス排出量及びエネルギー効率の算出結果を、表 2.7.8 (エネルギー消費量)、表 2.7.9 (温室効果ガス排出量)、表 2.7.10 (エネルギー効率) に示す。

表 2.7.8 (A) 水素 1MJ 製造時におけるエネルギー消費量 [MJ/MJ]
(圧縮水素輸送 圧縮水素充填)

	ナフサ改質				COG精製			塩電解	粗天然ガス改質		発酵CH ₄ ガス改質	
	トリエ法	PEC	NEDO	JHFC	case.1	case.2	case.3		(現状)	(将来)	(現状)	(将来)
原料製造	0.12	0.14	0.11	0.15					0.10	0.08	0.85	0.74
水素製造/精製	0.30	0.80	0.004	0.07	0.15	0.15	0.11		0.08	0.08	0.08	0.08
出荷用圧縮	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
国内輸送	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
再圧縮・充填	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
合計(*1)	0.62	1.14	0.32	0.41	0.35	0.34	0.31	0.20	0.37	0.36	1.13	1.02
発電方式別 1kWh = 3.6MJ 発電までのエネルギー消費量増加分 [MJ/MJ-H ₂]												
(石油火力)	+0.31	+0.33	+0.31	+0.43	+0.59	+0.58	+0.51	+0.30	+0.45	+0.45	+0.45	+0.45
(LNG火力)	+0.30	+0.32	+0.30	+0.42	+0.58	+0.57	+0.50	+0.29	+0.44	+0.44	+0.44	+0.44
(LNG複合)	+0.22	+0.24	+0.22	+0.31	+0.43	+0.42	+0.37	+0.22	+0.32	+0.32	+0.32	+0.32
(石炭火力)	+0.28	+0.30	+0.28	+0.39	+0.54	+0.53	+0.47	+0.27	+0.41	+0.41	+0.41	+0.41
(日本平均)(*2)	+0.30	+0.32	+0.30	+0.42	+0.57	+0.56	+0.50	+0.29	+0.43	+0.43	+0.43	+0.43
(*1) + (*2)	0.92	1.45	0.61	0.83	0.92	0.90	0.80	0.49	0.80	0.79	1.56	1.45

表 2.7.8 (B) 水素 1MJ 製造時におけるエネルギー消費量 [MJ/MJ]
(液体水素輸送 圧縮水素充填)

	ナフサ改質				COG精製			塩電解	粗天然ガス改質		発酵CH ₄ ガス改質	
	トブリ法	PEC	NEDO	JHFC	case.1	case.2	case.3		(現状)	(将来)	(現状)	(将来)
原料製造	0.12	0.14	0.11	0.15					0.10	0.08	0.85	0.74
水素製造/精製	0.30	0.80	0.004	0.07	0.15	0.15	0.11		0.08	0.08	0.08	0.08
出荷用液化	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36
国内輸送	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
気化圧縮・充填	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
合計(*1)	0.86	1.38	0.55	0.65	0.59	0.58	0.55	0.44	0.61	0.60	1.37	1.25
発電方式別 1kWh = 3.6MJ 発電までのエネルギー消費量増加分 [MJ/MJ-H ₂]												
(石油火力)	+0.84	+0.86	+0.84	+0.96	+1.12	+1.11	+1.04	+0.83	+0.98	+0.98	+0.98	+0.98
(LNG火力)	+0.82	+0.84	+0.82	+0.94	+1.10	+1.09	+1.02	+0.81	+0.96	+0.96	+0.96	+0.96
(LNG複合)	+0.61	+0.62	+0.61	+0.70	+0.81	+0.81	+0.76	+0.60	+0.71	+0.71	+0.71	+0.71
(石炭火力)	+0.76	+0.78	+0.76	+0.88	+1.02	+1.01	+0.95	+0.75	+0.89	+0.89	+0.89	+0.89
(日本平均)(*2)	+0.81	+0.83	+0.81	+0.93	+1.08	+1.07	+1.01	+0.80	+0.94	+0.94	+0.94	+0.94
(*1) + (*2)	1.67	2.20	1.36	1.58	1.67	1.65	1.55	1.24	1.55	1.54	2.31	2.20

表 2.7.8 (C) 水素 1MJ 製造時におけるエネルギー消費量 [MJ/MJ]
(液体水素輸送 液体水素充填)

	ナフサ改質				COG精製			塩電解	粗天然ガス改質		発酵CH ₄ ガス改質	
	トブリ法	PEC	NEDO	JHFC	case.1	case.2	case.3		(現状)	(将来)	(現状)	(将来)
原料製造	0.12	0.14	0.11	0.15					0.10	0.08	0.85	0.74
水素製造/精製	0.30	0.80	0.004	0.07	0.15	0.15	0.11		0.08	0.08	0.08	0.08
出荷用液化	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36
国内輸送	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
液体水素充填	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
合計(*1)	0.81	1.32	0.50	0.60	0.53	0.53	0.49	0.38	0.55	0.54	1.31	1.20
発電方式別 1kWh = 3.6MJ 発電までのエネルギー消費量増加分 [MJ/MJ-H ₂]												
(石油火力)	+0.73	+0.75	+0.73	+0.86	+1.02	+1.00	+0.94	+0.72	+0.87	+0.87	+0.87	+0.87
(LNG火力)	+0.72	+0.74	+0.72	+0.84	+1.00	+0.99	+0.92	+0.71	+0.85	+0.85	+0.85	+0.85
(LNG複合)	+0.53	+0.54	+0.53	+0.62	+0.74	+0.73	+0.68	+0.52	+0.63	+0.63	+0.63	+0.63
(石炭火力)	+0.67	+0.68	+0.67	+0.78	+0.93	+0.92	+0.85	+0.66	+0.79	+0.79	+0.79	+0.79
(日本平均)(*2)	+0.71	+0.72	+0.70	+0.83	+0.98	+0.97	+0.90	+0.70	+0.84	+0.84	+0.84	+0.84
(*1) + (*2)	1.51	2.05	1.20	1.42	1.52	1.50	1.40	1.08	1.40	1.38	2.15	2.04

表 2.7.9 (A) 水素 1MJ 製造時における温室効果ガス排出量 [g eq-CO₂/MJ]
(圧縮水素輸送 圧縮水素充填)

	ナフサ改質				COG精製			塩電解	粗天然ガス改質		発酵CH ₄ ガス改質	
	トゾ法	PEC	NEDO	JHFC	case.1	case.2	case.3		(現状)	(将来)	(現状)	(将来)
原料製造	8.4	9.9	7.7	9.9					5.7	5.0	24.6	21.4
水素製造/精製	20.7	54.8										
出荷用圧縮												
国内輸送	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
再圧縮・充填												
原料由来CO ₂	83.0	66.6	94.4	121.6					83.3	72.3		
合計(*1)	115.5	134.6	105.4	134.8	3.3	3.3	3.3	3.3	92.4	80.6	27.9	24.7
発電方式別 1kWh = 3.6MJ 発電までの温室効果ガス排出量増加分 [g eq-CO ₂ /MJ-H ₂]												
(石油火力)	+34.4	+36.5	+34.3	+48.4	+66.4	+64.9	+57.3	+33.4	+50.1	+50.1	+50.1	+50.1
(LNG火力)	+27.7	+29.4	+27.7	+39.0	+53.5	+52.4	+46.2	+26.9	+40.4	+40.4	+40.4	+40.4
(LNG複合)	+22.7	+24.1	+22.7	+32.0	+43.9	+42.9	+37.9	+22.0	+33.1	+33.1	+33.1	+33.1
(石炭火力)	+43.1	+45.7	+43.0	+60.6	+83.2	+81.3	+71.8	+41.8	+62.7	+62.7	+62.7	+62.7
(日本平均)(*2)	+19.5	+20.7	+19.4	+27.4	+37.6	+36.8	+32.5	+18.9	+28.4	+28.4	+28.4	+28.4
(*1) + (*2)	135.0	155.3	124.9	162.2	40.9	40.1	35.8	22.2	120.7	109.0	56.3	53.0

表 2.7.9 (B) 水素 1MJ 製造時における温室効果ガス排出量 [g eq-CO₂/MJ]
(液体水素輸送 圧縮水素充填)

	ナフサ改質				COG精製			塩電解	粗天然ガス改質		発酵CH ₄ ガス改質	
	トゾ法	PEC	NEDO	JHFC	case.1	case.2	case.3		(現状)	(将来)	(現状)	(将来)
原料製造	8.4	9.9	7.7	9.9					5.7	5.0	24.6	21.4
水素製造/精製	20.7	54.8										
出荷用液化												
国内輸送	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
気化圧縮・充填												
原料由来CO ₂	83.0	66.6	94.4	121.6					83.3	72.3		
合計(*1)	112.9	132.0	102.9	132.2	0.8	0.8	0.8	0.8	89.8	78.1	25.4	22.1
発電方式別 1kWh = 3.6MJ 発電までの温室効果ガス排出量増加分 [g eq-CO ₂ /MJ-H ₂]												
(石油火力)	+93.5	+95.6	+93.4	+107.5	+125.5	+124.1	+116.4	+92.5	+109.2	+109.2	+109.2	+109.2
(LNG火力)	+75.4	+77.1	+75.3	+86.7	+101.2	+100.0	+93.9	+74.6	+88.0	+88.0	+88.0	+88.0
(LNG複合)	+61.7	+63.1	+61.7	+71.0	+82.9	+81.9	+76.9	+61.1	+72.1	+72.1	+72.1	+72.1
(石炭火力)	+117.1	+119.7	+117.0	+134.6	+157.2	+155.4	+145.8	+115.8	+136.7	+136.7	+136.7	+136.7
(日本平均)(*2)	+53.0	+54.1	+52.9	+60.9	+71.1	+70.3	+65.9	+52.4	+61.8	+61.8	+61.8	+61.8
(*1) + (*2)	165.9	186.2	155.8	193.1	71.8	71.0	66.7	53.1	151.6	139.9	87.2	84.0

表 2.7.9 (C) 水素 1MJ 製造時における温室効果ガス排出量 [g eq-CO₂/MJ]
(液体水素輸送 液体水素充填)

	ナフサ改質				COG精製			塩電解	粗天然ガス改質		発酵CH ₄ ガス改質	
	トゾ法	PEC	NEDO	JHFC	case.1	case.2	case.3		(現状)	(将来)	(現状)	(将来)
原料製造	8.4	9.9	7.7	9.9					5.7	5.0	24.6	21.4
水素製造/精製	20.7	54.8										
出荷用液化												
国内輸送	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
液体水素充填												
原料由来CO ₂	83.0	66.6	94.4	121.6					83.3	72.3		
合計(*1)	112.9	132.0	102.9	132.2	0.8	0.8	0.8	0.8	89.8	78.1	25.4	22.1
発電方式別 1kWh = 3.6MJ 発電までの温室効果ガス排出量増加分 [g eq-CO ₂ /MJ-H ₂]												
(石油火力)	+ 81.6	+ 83.7	+ 81.6	+ 95.7	+ 113.7	+ 112.2	+ 104.6	+ 80.6	+ 97.3	+ 97.3	+ 97.3	+ 97.3
(LNG火力)	+ 65.8	+ 67.5	+ 65.8	+ 77.1	+ 91.7	+ 90.5	+ 84.3	+ 65.0	+ 78.5	+ 78.5	+ 78.5	+ 78.5
(LNG複合)	+ 53.9	+ 55.3	+ 53.9	+ 63.2	+ 75.1	+ 74.1	+ 69.1	+ 53.3	+ 64.3	+ 64.3	+ 64.3	+ 64.3
(石炭火力)	+ 102.3	+ 104.9	+ 102.2	+ 119.8	+ 142.3	+ 140.5	+ 131.0	+ 101.0	+ 121.9	+ 121.9	+ 121.9	+ 121.9
(日本平均)(*2)	+ 46.2	+ 47.4	+ 46.2	+ 54.2	+ 64.4	+ 63.5	+ 59.2	+ 45.7	+ 55.1	+ 55.1	+ 55.1	+ 55.1
(*1) + (*2)	159.2	179.5	149.1	186.4	65.1	64.3	60.0	46.4	144.9	133.2	80.5	77.3

表 2.7.10 (A) 水素 1MJ 製造時におけるエネルギー効率 (LHV)
(圧縮水素輸送 圧縮水素充填)

	ナフサ改質				COG精製			塩電解	粗天然ガス改質		発酵CH ₄ ガス改質	
	トゾ法	PEC	NEDO	JHFC	case.1	case.2	case.3		(現状)	(将来)	(現状)	(将来)
原料製造	0.927	0.927	0.927	0.927					0.936	0.936	0.861	0.861
水素製造/精製	0.674	0.573	0.740	0.555	0.868	0.873	0.901		0.650	0.743	0.650	0.743
出荷用圧縮	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950
国内輸送	0.959	0.959	0.959	0.959	0.959	0.959	0.959	0.959	0.959	0.959	0.959	0.959
再圧縮・充填	0.966	0.966	0.966	0.966	0.966	0.966	0.966	0.966	0.966	0.966	0.966	0.966
合計(*1)	0.549	0.467	0.604	0.452	0.764	0.768	0.792	0.880	0.536	0.612	0.492	0.563
発電方式別 1kWh = 3.6MJ 受電するまでのエネルギー効率 (LHV)												
(石油火力)	0.358											
(LNG火力)	0.354											
(LNG複合)	0.422											
(石炭火力)	0.386											
(日本平均)(*2)	0.348											

表 2.7.10 (B) 水素 1MJ 製造時におけるエネルギー効率 (LHV)
(液体水素輸送 圧縮水素充填)

	ナフサ改質				COG精製			塩電解	粗天然ガス改質		発酵CH ₄ ガス改質	
	トブリ法	PEC	NEDO	JHFC	case.1	case.2	case.3		(現状)	(将来)	(現状)	(将来)
原料製造	0.927	0.927	0.927	0.927					0.936	0.936	0.861	0.861
水素製造/精製	0.674	0.573	0.740	0.555	0.868	0.873	0.901		0.650	0.743	0.650	0.743
出荷用液化	0.735	0.735	0.735	0.735	0.735	0.735	0.735	0.735	0.735	0.735	0.735	0.735
国内輸送	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990
気化圧縮・充填	0.995	0.995	0.995	0.995	0.995	0.995	0.995	0.995	0.995	0.995	0.995	0.995
合計(*1)	0.452	0.384	0.497	0.372	0.628	0.632	0.652	0.724	0.441	0.504	0.405	0.463
発電方式別 1kWh = 3.6MJ 受電するまでのエネルギー効率 (LHV)												
(石油火力)	0.358											
(LNG火力)	0.354											
(LNG複合)	0.422											
(石炭火力)	0.386											
(日本平均)(*2)	0.348											

表 2.7.10 (C) 水素 1MJ 製造時におけるエネルギー効率 (LHV)
(液体水素輸送 液体水素充填)

	ナフサ改質				COG精製			塩電解	粗天然ガス改質		発酵CH ₄ ガス改質	
	トブリ法	PEC	NEDO	JHFC	case.1	case.2	case.3		(現状)	(将来)	(現状)	(将来)
原料製造	0.927	0.927	0.927	0.927					0.936	0.936	0.861	0.861
水素製造/精製	0.674	0.573	0.740	0.555	0.868	0.873	0.901		0.650	0.743	0.650	0.743
出荷用液化	0.735	0.735	0.735	0.735	0.735	0.735	0.735	0.735	0.735	0.735	0.735	0.735
国内輸送	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990
液体水素充填	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989
合計(*1)	0.449	0.382	0.494	0.370	0.625	0.628	0.648	0.720	0.438	0.501	0.403	0.460
発電方式別 1kWh = 3.6MJ 受電するまでのエネルギー効率 (LHV)												
(石油火力)	0.358											
(LNG火力)	0.354											
(LNG複合)	0.422											
(石炭火力)	0.386											
(日本平均)(*2)	0.348											

3. 総合評価

3.1 評価対象とした燃料の Well-to-Tank における算出結果

(1) エネルギー消費量 [MJ/MJ-fuel (LHV)]

				Well-to-Tank		
				最良	代表値	最悪
原油	既存軽油				0.078	
原油	低硫黄軽油				0.094	
原油	超低硫黄軽油				0.118	
原油	既存ガソリン				0.175	
原油	既存ガソリン	エタノール3%混合ガソリン		0.177		0.222
原油	既存ガソリン	エタノール10%混合ガソリン		0.182		0.338
原油	既存ガソリン	ETBE混合ガソリン		0.177		0.218
原油	将来ガソリン				0.187	
原油	将来ガソリン	(on) 圧縮水素			0.929	
原油	灯油				0.066	
原油	灯油	(on) 圧縮水素			0.718	
原油	ナフサ	(on) 圧縮水素 (JHFC)			0.733	
原油	ナフサ	(off) 圧縮水素		0.612		1.455
原油	ナフサ	(off) 液体水素 (圧縮充填)		1.360		2.203
原油	ナフサ	(off) 液体水素 (液体充填)		1.203		2.046
原油	LPG(随伴ガス起源)				0.120	
原油	LPG(随伴ガス起源)	(on) 圧縮水素		0.763		0.833
原油	LPG(国内石油精製)				0.151	
原油	LPG(国内石油精製)	(on) 圧縮水素		0.814		0.880
原油	原油 / 重油	電力			1.951	
原油	原油 / 重油	電力 (on) 圧縮水素		4.512		6.375
粗天然ガス	LPG(構造ガス起源)				0.163	
粗天然ガス	LPG(構造ガス起源)	(on) 圧縮水素		0.835		0.898
粗天然ガス	LNG				0.161	
粗天然ガス	LNG	都市ガス CNG充填			0.206	
粗天然ガス	LNG	都市ガス (on) 圧縮水素		0.693		0.724
粗天然ガス	LNG	電力(LNG火力)			1.913	
粗天然ガス	LNG	電力(LNG火力) (on) 圧縮水素		4.454		6.293
粗天然ガス	LNG	電力(LNG複合火力)			1.414	
粗天然ガス	LNG	電力(LNG複合火力) (on) 圧縮水素		3.691		5.215
粗天然ガス	(パイプライン輸送)	都市ガス CNG充填			0.120	
粗天然ガス	(パイプライン輸送)	都市ガス (on) 圧縮水素		0.585		0.599
粗天然ガス	(パイプライン輸送)	(off) 圧縮水素		0.791		0.804
粗天然ガス	(パイプライン輸送)	(off) 液体水素 (圧縮充填)		1.540		1.553
粗天然ガス	(パイプライン輸送)	(off) 液体水素 (液体充填)		1.383		1.396
粗天然ガス	合成ガス	FT合成油			0.553	
		< 本調査研究推計値 >		< 0.484 >		< 1.070 >
粗天然ガス	合成ガス	FT合成油 (on) 圧縮水素			1.579	
		< 本調査研究推計値 >		< 1.457 >		< 2.489 >
粗天然ガス	合成ガス	DME			0.468	
		< 本調査研究推計値 >		< 0.322 >		< 0.671 >
粗天然ガス	合成ガス	DME (on) 圧縮水素			1.112	
		< 本調査研究推計値 >		< 0.930 >		< 1.365 >
粗天然ガス	合成ガス	メタノール		0.524		0.589
		< 本調査研究推計値 >		< 0.777 >		< 1.205 >
粗天然ガス	合成ガス	メタノール (on) 圧縮水素		1.027		1.724
		< 本調査研究推計値 >		< 1.298 >		< 2.550 >

(続き) エネルギー消費量

				Well-to-Tank		
				最良	代表値	最悪
石炭	電力			1.777		
石炭	電力	(on) 圧縮水素	4.246		5.999	
石炭	合成ガス	FT合成油	0.968		1.156	
		< 本調査研究推計値 >	< 0.761 >			
石炭	合成ガス	FT合成油 (on) 圧縮水素	2.309		2.641	
		< 本調査研究推計値 >		< 1.946 >		
石炭	合成ガス	DME < 本調査研究推計値 >		< 0.759 >		
石炭	合成ガス	DME (on) 圧縮水素 < 本調査研究推計値 >		< 1.494 >		
石炭	合成ガス	メタノール < 本調査研究推計値 >		< 0.821 >		
石炭	合成ガス	メタノール (on) 圧縮水素 < 本調査研究推計値 >	< 1.388 >		< 2.089 >	
dry系バイオマス(木質)	合成ガス	FT合成油	1.052		1.324	
		< 本調査研究推計値 >			< 2.085 >	
dry系バイオマス(木質)	合成ガス	FT合成油 (on) 圧縮水素	2.458		2.936	
		< 本調査研究推計値 >			< 4.277 >	
dry系バイオマス(木質)	合成ガス	DME		0.858		
		< 本調査研究推計値 >		< 0.749 >		
dry系バイオマス(木質)	合成ガス	DME (on) 圧縮水素		1.598		
		< 本調査研究推計値 >		< 1.462 >		
dry系バイオマス(木質)	合成ガス	メタノール	0.657		0.983	
		< 本調査研究推計値 >			< 1.321 >	
dry系バイオマス(木質)	合成ガス	メタノール (on) 圧縮水素	1.170		2.252	
		< 本調査研究推計値 >	< 1.882 >		< 2.706 >	
dry系バイオマス(木質)	(直接燃焼)	電力		5.656		
dry系バイオマス(木質)	(直接燃焼)	電力 (on) 圧縮水素	11.726		16.567	
dry系バイオマス(木質)	(ガス化IGCC)	電力		0.850		
dry系バイオマス(木質)	(ガス化IGCC)	電力 (on) 圧縮水素	4.365		6.167	
菜種	BDF		0.420		0.616	
パーム椰子	BDF		0.220		0.289	
廃食用油	BDF			0.061		
サトウキビ	エタノール		0.281		1.060	
サトウキビ	エタノール	ETBE	0.209		0.476	
コーン	エタノール		0.946		1.055	
コーン	エタノール	ETBE	0.437		0.474	
プランテーション木材	エタノール		1.527		2.673	
プランテーション木材	エタノール	ETBE	0.637		1.030	
廃木材	エタノール			1.660		
廃木材	エタノール	ETBE		0.682		
wet系バイオマス	CH ₄	(CNG充填)	0.814		0.823	
wet系バイオマス	CH ₄	(off) 圧縮水素	1.449		1.561	
wet系バイオマス	CH ₄	(off) 液体水素 (圧縮充填)	2.197		2.310	
wet系バイオマス	CH ₄	(off) 液体水素 (液体充填)	2.040		2.153	
wet系バイオマス	CH ₄	電力		1.032		
wet系バイオマス	CH ₄	電力 (on) 圧縮水素	3.797		5.365	
電力(日本平均)				1.877		
電力(日本平均)	(on) 圧縮水素		4.407		6.226	
(塩電解)	(off) 圧縮水素			0.487		
(塩電解)	(off) 液体水素 (圧縮充填)			1.235		
(塩電解)	(off) 液体水素 (液体充填)			1.078		
(COG)	(off) 圧縮水素		0.804		0.924	
(COG)	(off) 液体水素 (圧縮充填)		1.552		1.672	
(COG)	(off) 液体水素 (液体充填)		1.395		1.515	

(2) 温室効果ガス排出量 [g-eq CO₂/MJ-fuel (LHV)]

				Well-to-Tank		
				最良	代表値	最悪
原油	既存軽油				5.45	
原油	低硫黄軽油				6.43	
原油	超低硫黄軽油				7.88	
原油	既存ガソリン				11.42	
原油	既存ガソリン	エタノール3%混合ガソリン		10.17		13.18
原油	既存ガソリン	エタノール10%混合ガソリン		7.14		17.44
原油	既存ガソリン	ETBE混合ガソリン		10.34		13.05
原油	将来ガソリン				12.19	
原油	将来ガソリン	(on)圧縮水素			176.68	
原油	灯油				4.72	
原油	灯油	(on)圧縮水素			159.87	
原油	ナフサ	(on)圧縮水素 (JHFC)			163.43	
原油	ナフサ	(off)圧縮水素		124.86		162.19
原油	ナフサ	(off)液体水素 (圧縮充填)		155.78		193.11
原油	ナフサ	(off)液体水素 (液体充填)		149.07		186.40
原油	LPG(随伴ガス起源)				7.76	
原油	LPG(随伴ガス起源)	(on)圧縮水素		122.39		141.45
原油	LPG(国内石油精製)				9.93	
原油	LPG(国内石油精製)	(on)圧縮水素		125.64		145.01
原油	原油 / 重油	電力			217.66	
原油	原油 / 重油	電力 (on)圧縮水素		332.83		470.22
粗天然ガス	LPG(構造ガス起源)				12.32	
粗天然ガス	LPG(構造ガス起源)	(on)圧縮水素		129.22		148.93
粗天然ガス	LNG				12.68	
粗天然ガス	LNG	都市ガス CNG充填			13.52	
粗天然ガス	LNG	都市ガス (on)圧縮水素		108.13		121.34
粗天然ガス	LNG	電力 (LNG火力)			175.51	
粗天然ガス	LNG	電力 (LNG火力) (on)圧縮水素		268.37		379.16
粗天然ガス	LNG	電力 (LNG複合火力)			143.75	
粗天然ガス	LNG	電力 (LNG複合火力) (on)圧縮水素		219.81		310.55
粗天然ガス	(パイプライン輸送)	都市ガス CNG充填			6.30	
粗天然ガス	(パイプライン輸送)	都市ガス (on)圧縮水素		98.98		110.80
粗天然ガス	(パイプライン輸送)	(off)圧縮水素		108.99		120.71
粗天然ガス	(パイプライン輸送)	(off)液体水素 (圧縮充填)		139.92		151.63
粗天然ガス	(パイプライン輸送)	(off)液体水素 (液体充填)		133.20		144.92
粗天然ガス	合成ガス	FT合成油			22.99	
粗天然ガス	合成ガス	FT合成油 (on)圧縮水素	<本調査研究推計値>	<17.82>		<52.63>
粗天然ガス	合成ガス	FT合成油 (on)圧縮水素	<本調査研究推計値>	<183.17>		<244.48>
粗天然ガス	合成ガス	DME			17.14	
粗天然ガス	合成ガス	DME (on)圧縮水素	<本調査研究推計値>	<12.90>		<33.66>
粗天然ガス	合成ガス	DME (on)圧縮水素	<本調査研究推計値>	<127.78>		<153.65>
粗天然ガス	合成ガス	メタノール		22.93		26.77
粗天然ガス	合成ガス	メタノール (on)圧縮水素	<本調査研究推計値>	<37.94>		<63.40>
粗天然ガス	合成ガス	メタノール (on)圧縮水素	<本調査研究推計値>	123.84		168.32
粗天然ガス	合成ガス	メタノール (on)圧縮水素	<本調査研究推計値>	<139.94>		<217.40>

(続き) 温室効果ガス排出量

				Well-to-Tank		
				最良	代表値	最悪
石炭	電力			272.60		
石炭	電力	(on) 圧縮水素	416.82		588.90	
石炭	合成ガス	FT合成油	66.78		68.14	
		< 本調査研究推計値 >	< 59.13 >			
石炭	合成ガス	FT合成油 (on) 圧縮水素	269.41		271.79	
		< 本調査研究推計値 >		< 255.92 >		
石炭	合成ガス	DME		< 本調査研究推計値 >	< 63.31 >	
石炭	合成ガス	DME (on) 圧縮水素		< 本調査研究推計値 >	< 230.43 >	
石炭	合成ガス	メタノール		< 本調査研究推計値 >	< 65.43 >	
石炭	合成ガス	メタノール (on) 圧縮水素		< 本調査研究推計値 >	< 318.84 >	
dry系バイオマス(木質)	合成ガス	FT合成油	64.40		63.73	
		< 本調査研究推計値 >			< 61.85 >	
dry系バイオマス(木質)	合成ガス	FT合成油 (on) 圧縮水素	41.39		42.97	
		< 本調査研究推計値 >			< 47.40 >	
dry系バイオマス(木質)	合成ガス	DME		59.11		
		< 本調査研究推計値 >		< 59.38 >		
dry系バイオマス(木質)	合成ガス	DME (on) 圧縮水素		39.95		
		< 本調査研究推計値 >		< 39.50 >		
dry系バイオマス(木質)	合成ガス	メタノール	60.40		59.60	
		< 本調査研究推計値 >			< 58.76 >	
dry系バイオマス(木質)	合成ガス	メタノール (on) 圧縮水素	35.95		54.77	
		< 本調査研究推計値 >	< 38.30 >		< 56.27 >	
dry系バイオマス(木質)	(直接燃焼)	電力		45.34		
dry系バイオマス(木質)	(直接燃焼)	電力 (on) 圧縮水素	69.45		98.12	
dry系バイオマス(木質)	(ガス化IGCC)	電力		7.97		
dry系バイオマス(木質)	(ガス化IGCC)	電力 (on) 圧縮水素	12.21		17.26	
菜種	BDF		50.95		39.10	
パーム椰子	BDF		56.84		52.95	
廃食用油	BDF			73.28		
サトウキビ	エタノール		54.31		51.89	
サトウキビ	エタノール	ETBE	10.26		9.43	
コーン	エタノール		2.31		21.92	
コーン	エタノール	ETBE	7.60		15.92	
プランテーション木材	エタノール		27.36		103.80	
プランテーション木材	エタノール	ETBE	17.78		44.04	
廃木材	エタノール			23.95		
廃木材	エタノール	ETBE		16.61		
wet系バイオマス	CH ₄	(CNG充填)	32.93		30.73	
wet系バイオマス	CH ₄	(off) 圧縮水素	53.05		56.29	
wet系バイオマス	CH ₄	(off) 液体水素 (圧縮充填)	83.97		87.21	
wet系バイオマス	CH ₄	(off) 液体水素 (液体充填)	77.26		80.50	
wet系バイオマス	CH ₄	電力		41.17		
wet系バイオマス	CH ₄	電力 (on) 圧縮水素	63.07		89.10	
電力(日本平均)				123.06		
電力(日本平均)	(on) 圧縮水素		188.49		266.30	
(塩電解)	(off) 圧縮水素			22.23		
(塩電解)	(off) 液体水素 (圧縮充填)			53.15		
(塩電解)	(off) 液体水素 (液体充填)			46.44		
(COG)	(off) 圧縮水素		35.79		40.93	
(COG)	(off) 液体水素 (圧縮充填)		66.71		71.85	
(COG)	(off) 液体水素 (液体充填)		60.00		65.14	

(3) エネルギー効率 (LHV)

				Well-to-Tank		
				最良	代表値	最悪
原油	既存軽油			0.916		
原油	低硫黄軽油			0.902		
原油	超低硫黄軽油			0.883		
原油	既存ガソリン			0.839		
原油	既存ガソリン	エタノール3%混合ガソリン	0.838		0.822	
原油	既存ガソリン	エタノール10%混合ガソリン	0.836		0.782	
原油	既存ガソリン	ETBE混合ガソリン	0.833		0.803	
原油	将来ガソリン			0.830		
原油	将来ガソリン	(on)圧縮水素		0.431		
原油	灯油			0.924		
原油	灯油	(on)圧縮水素		0.486		
原油	ナフサ	(on)圧縮水素 (JHFC)		0.452		
原油	ナフサ	(off)圧縮水素	0.604		0.452	
原油	ナフサ	(off)液体水素 (圧縮充填)	0.497		0.372	
原油	ナフサ	(off)液体水素 (液体充填)	0.494		0.370	
原油	LPG(随伴ガス起源)			0.889		
原油	LPG(随伴ガス起源)	(on)圧縮水素	0.565		0.486	
原油	LPG(国内石油精製)			0.916		
原油	LPG(国内石油精製)	(on)圧縮水素	0.582		0.501	
原油	原油/重油	電力		0.358		
原油	原油/重油	電力 (on)圧縮水素	0.241		0.168	
粗天然ガス	LPG(構造ガス起源)			0.853		
粗天然ガス	LPG(構造ガス起源)	(on)圧縮水素	0.541		0.467	
粗天然ガス	LNG			0.858		
粗天然ガス	LNG	都市ガス CNG充填		0.848		
粗天然ガス	LNG	都市ガス (on)圧縮水素	0.622		0.545	
粗天然ガス	LNG	電力(LNG火力)		0.354		
粗天然ガス	LNG	電力(LNG火力) (on)圧縮水素	0.239		0.166	
粗天然ガス	LNG	電力(LNG複合火力)		0.422		
粗天然ガス	LNG	電力(LNG複合火力) (on)圧縮水素	0.285		0.198	
粗天然ガス	(パイプライン輸送)	都市ガス CNG充填		0.918		
粗天然ガス	(パイプライン輸送)	都市ガス (on)圧縮水素	0.674		0.590	
粗天然ガス	(パイプライン輸送)	(off)圧縮水素	0.612		0.536	
粗天然ガス	(パイプライン輸送)	(off)液体水素 (圧縮充填)	0.504		0.441	
粗天然ガス	(パイプライン輸送)	(off)液体水素 (液体充填)	0.501		0.438	
粗天然ガス	合成ガス	FT合成油		0.638		
		<本調査研究推計値>	<0.668>		<0.477>	
粗天然ガス	合成ガス	FT合成油 (on)圧縮水素		0.336		
		<本調査研究推計値>	<0.352>		<0.251>	
粗天然ガス	合成ガス	DME		0.671		
		<本調査研究推計値>	<0.748>		<0.587>	
粗天然ガス	合成ガス	DME (on)圧縮水素		0.447		
		<本調査研究推計値>	<0.499>		<0.391>	
粗天然ガス	合成ガス	メタノール	0.640		0.613	
		<本調査研究推計値>	<0.545>		<0.435>	
粗天然ガス	合成ガス	メタノール (on)圧縮水素	0.500		0.379	
		<本調査研究推計値>	<0.425>		<0.269>	

(続き) エネルギー効率 (LHV)

				Well-to-Tank		
				最良	代表値	最悪
石炭	電力				0.386	
石炭	電力	(on) 圧縮水素		0.260		0.181
石炭	合成ガス	FT合成油		0.508		0.463
			< 本調査研究推計値 >	< 0.568 >		
石炭	合成ガス	FT合成油	(on) 圧縮水素	0.267		0.244
			< 本調査研究推計値 >		< 0.299 >	
石炭	合成ガス	DME			< 0.565 >	
石炭	合成ガス	DME	(on) 圧縮水素		< 0.377 >	
石炭	合成ガス	メタノール			< 0.542 >	
石炭	合成ガス	メタノール	(on) 圧縮水素	< 0.423 >		< 0.335 >
dry系バイオマス(木質)	合成ガス	FT合成油		0.489		0.431
			< 本調査研究推計値 >			< 0.324 >
dry系バイオマス(木質)	合成ガス	FT合成油	(on) 圧縮水素	0.257		0.227
			< 本調査研究推計値 >			< 0.171 >
dry系バイオマス(木質)	合成ガス	DME			0.536	
			< 本調査研究推計値 >		< 0.570 >	
dry系バイオマス(木質)	合成ガス	DME	(on) 圧縮水素		0.357	
			< 本調査研究推計値 >		< 0.380 >	
dry系バイオマス(木質)	合成ガス	メタノール		0.597		0.496
			< 本調査研究推計値 >			< 0.422 >
dry系バイオマス(木質)	合成ガス	メタノール	(on) 圧縮水素	0.466		0.307
			< 本調査研究推計値 >	< 0.329 >		< 0.261 >
dry系バイオマス(木質)	(直接燃焼)	電力			0.094	
dry系バイオマス(木質)	(直接燃焼)	電力	(on) 圧縮水素	0.063		0.044
dry系バイオマス(木質)	(ガス化IGCC)	電力			0.329	
dry系バイオマス(木質)	(ガス化IGCC)	電力	(on) 圧縮水素	0.222		0.154
菜種	BDF			0.891		0.734
パーム椰子	BDF			0.969		0.916
廃食用油	BDF				0.988	
サトウキビ	エタノール			0.815		0.466
サトウキビ	エタノール	ETBE		0.739		0.423
コーン	エタノール			0.554		0.552
コーン	エタノール	ETBE		0.502		0.501
プランテーション木材	エタノール			0.392		0.271
プランテーション木材	エタノール	ETBE		0.356		0.246
廃木材	エタノール				0.374	
廃木材	エタノール	ETBE			0.339	
wet系バイオマス	CH ₄	(CNG充填)		0.804		0.780
wet系バイオマス	CH ₄	(off) 圧縮水素		0.563		0.492
wet系バイオマス	CH ₄	(off) 液体水素	(圧縮充填)	0.463		0.405
wet系バイオマス	CH ₄	(off) 液体水素	(液体充填)	0.460		0.403
wet系バイオマス	CH ₄	電力			0.183	
wet系バイオマス	CH ₄	電力	(on) 圧縮水素	0.123		0.086
電力(日本平均)					0.348	
電力(日本平均)	(on) 圧縮水素			0.235		0.163
(塩電解)	(off) 圧縮水素				0.880	
(塩電解)	(off) 液体水素	(圧縮充填)			0.724	
(塩電解)	(off) 液体水素	(液体充填)			0.720	
(COG)	(off) 圧縮水素			0.792		0.764
(COG)	(off) 液体水素	(圧縮充填)		0.652		0.628
(COG)	(off) 液体水素	(液体充填)		0.648		0.625

3.2 Tank-to-Wheel に関する分析と Well-to-Wheel における算出結果の一例

3.2.1 Tank-to-Wheel の算出条件

Tank-to-Wheel のデータはトヨタ自動車がかれまでに調査研究してきたものを使用した。その概要は次の通りである。

(1) 車両諸元

車両重量 1,250 kg、排気量 2,000cc、4 気筒のガソリンエンジン、オートマチックトランスミッション搭載のセダン系乗用車をベースとする。

(2) 評価走行パターン

走行条件が Well-to-Wheel での算出結果に大きく影響を及ぼすことは周知である。本来であれば、様々な走行条件を勘案し評価すべきであるが、本報告書においては参考ケーススタディという位置付けで、日本国内の燃費測定走行パターンである「10・15 モード走行」を採用した。

(3) 検討パワートレイン

代表的なパワートレインとして、内燃機関、ハイブリッド、燃料電池を選定し、「3.1 評価対象とした燃料の Well-to-Tank における算出結果」に示した各種該当燃料と組み合わせた。

各種パワートレインにおけるベース車に対する燃費の割合と排出ガスレベル（エミッションターゲット）を表 3.2.1 に示す。

表 3.2.1 対象とした代表パワートレイン車と燃費、エミッションターゲットの一覧

代表パワートレイン車	燃費 ^{*1} (対ベース比)	エミッションターゲット
ガソリン車	1.00 (ベース)	ガソリン新長期規制値以下
ガソリンハイブリッド車	2.31	
LPG 車	1.00	
天然ガス車	1.00	
ディーゼル車	1.25	ディーゼル新短期規制値以下 (NOx, PM 法は満たす)
ディーゼルハイブリッド車	2.44 ^{*2}	
燃料電池車	3.75 ^{*3}	ゼロ (米国 Tier-2 Bin 1 相当)

注^{*1}：燃費は各燃料において、発熱量ベースでガソリン換算した場合の 1 L 当たりの走行距離。
ただし、ガソリン車との相対値で表示

^{*2}：社外公開資料等からの推定値 ^{*3}：将来の目標値

動力性能については、それぞれのパワートレインのシステム重量、パフォーマンスを考慮し、概ねベース車両相当になるようにパワートレインの諸元を調整した。

3.2.2 Well-to-Wheel での温室効果ガス排出量の算出結果の一例

3.2.1 に示した条件をもとに算出した Well-to-Wheel での温室効果ガス排出量を図 3.2.1 に示す。

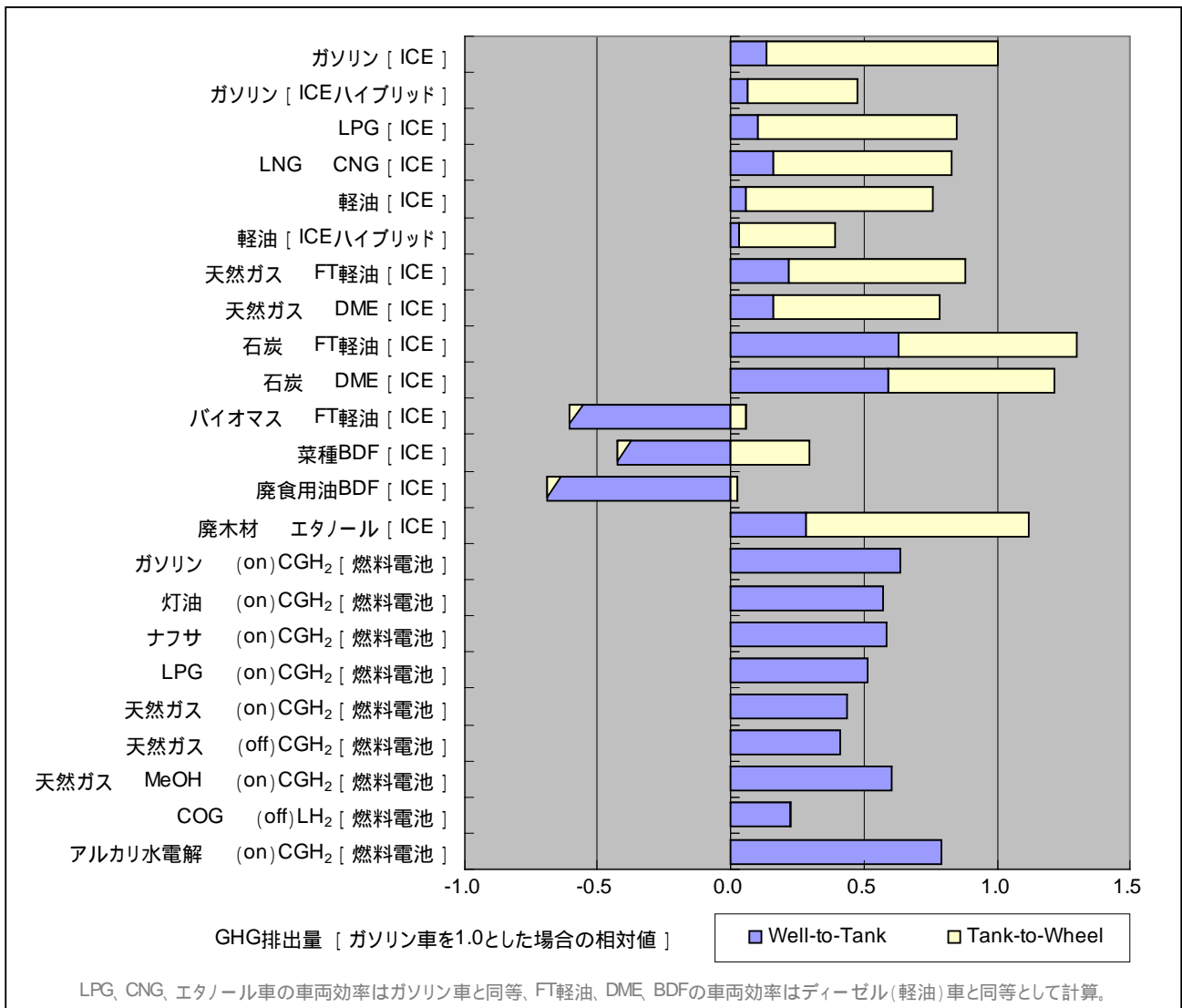


図 3.2.1 Well-to-Wheel での温室効果ガス排出量算出結果の一例

これまでの先行研究と同様、比較的低速走行が主体である「10・15モード走行」では、温室効果ガス排出量に関してはハイブリッド車(ガソリン、ディーゼル)の優位性が顕著である。

FT 軽油、DME 等の合成燃料や水素は、原料となる一次エネルギーにより燃料製造時(Well-to-Tank)での温室効果ガス排出量は大きくばらつき、今後の検討において如何に温室効果ガス排出量が少ないパスで燃料を製造するかが重要なポイントとなる。また、バイオマス資源を起源とする燃料は温室効果ガス排出量が比較的小さな値となっており、今後の活用が期待される。

本報告書で示した Well-to-Wheel での温室効果ガス排出量の算出結果は、ある条件下でのケーススタディであり、この結果によって将来の自動車用燃料、パワートレインの優位性を議論できるものではない。各自動車や燃料の価格(経済性)、供給量、使い勝手等、幅広い見地から総合的に評価していくことが必要である。

3.3 Well-to-Tank における結果の考察と今度の展開について

3.3.1 Well-to-Tank における結果の考察

本研究では主に、日本において現在及び近い将来に想定される輸送用燃料を対象に Well-to-Tank (一次エネルギーの採掘から燃料タンクに充填されるまで)でのエネルギー消費量、温室効果ガス排出量及びエネルギー効率の算出を行った。ただし、データの収集にあたっては、対象時期を特に限定せず、現時点で存在するデータを把握・整理することに務めた。なお、算出に用いたデータのうち幅があるものについては、最小値から最大値までを幅で示した。

算出した燃料製造パスは、石油起源 21、天然ガス起源 20、石炭起源 8、バイオマス資源関連 19 (バイオディーゼル燃料 (BDF) 3、dry 系 10、wet 系 6)、電源ミックス (日本平均) 及びそれによる水電解水素、副生水素 6 の合計 76 パスである。その算出結果は「3.1 評価対象とした燃料の Well-to-Tank における算出結果」に示した通りである。

(1) 石油起源の燃料製造パス 2.1

石油起源の燃料製造パスでは、現在主流である内燃機関エンジンの燃料である軽油及びガソリンを中心に、超深度水素化脱硫による低硫黄軽油、超低硫黄軽油及び将来 (脱硫) ガソリン、バイオマス資源を起源とするエタノールや ETBE を混合したガソリンを対象とした (石油製品改質水素等は後述)。これらの燃料製造におけるエネルギー効率は 0.83 ~ 0.92 と高い。

原油起源の燃料製造パスに関するデータの算出にあたっては、大きく 2 つの不確定要因が挙げられる。1 つめは原油に含まれる硫黄分の割合による影響である。これは脱硫に関する技術要素よりも産地の違いによる影響の方が大きい。本研究のように統計値をもとに算出したデータは、(現在日本で消費される原油の大半が中東からの輸入で賄われていることから) 中東の原油の性状を反映した結果になる。中東の原油は硫黄分が約 2% 弱で、また、アロマ (芳香族) 成分が高い。一方、最近の状況としては、硫黄分の低いロシア産、アフリカ産原油の輸入が増えてきている。アフリカ産原油は比較的北海原油に似た性状で、低硫黄原油である。北海原油は硫黄分が 0.1% 以下と最も質がよい原油であるが、日本へ輸入されることはほとんどない。また、現在最も注目されているのはロシア産原油で、硫黄分も比較的低い。仮に、これらの原油が 20 ~ 30% 程度、中東の原油を代替することになれば、(脱硫を含む原油精製プロセス) データは大きく変わってしまう可能性がある。このように、原型の硫黄分の影響 (産地の違いによる影響) が大きいというのが原油起源の燃料の特徴である。

2 つめは非在来系資源と言われている、現在の統計に載っていない石油資源 (= オイルサンド等を加工することによって製造される低硫黄の精製用原料油。合成原油) の考慮による影響である。これらの消費が米国で非常に伸びている。また、カナダでは、今年度統計において合成原油が天然原油を上回ったという状況である。価格については、原油は現在 1 バレルあたり 40 ~ 50 ドルと比較的高値だが、一方の合成原油は同 20 ドル以下である。更に、資源量についてはほぼ無尽蔵にあることから、価格によっては合成原油の重みは今後大きくなる可能性がある。しかし一方で、合成原油の割合が大きくなると CO₂ 排出量は増加してしまうという問題がある。

原油精製プロセスもまた、日本特有のファクターとして考慮しておく必要がある。日本の特徴は、米国のようにガソリンを多く作る熱分解プロセスではなく、マイルドクラッキング、すなわ

ち、水素を多く使い、灯油を約 20%の得率で作っていることである（灯油は外国ではほとんど使われない）。米国のように、ガソリンの得率を高めたい場合は触媒を使って熱分解する方法があるが、エネルギー効率は悪化してしまう。実際、米国に比べ、日本の方がトータルで 2~4%くらい効率がよいと言われている。また、日本の原油精製プロセスにおいて今後想定される不確定要因の一つとして、C 重油の位置付けが挙げられる。今までは電力会社を中心に産業界で C 重油を使用していたが、今後は使用しなくなる可能性もある。今の消費状況のまま推移した場合、C 重油は今後、分解してガソリンや軽油に持っていくことになると考えられ、その結果、プロセスの効率は今より悪くなると予想される。

(2) 天然ガス起源の燃料製造パス 2.2

天然ガス起源の燃料製造パスでは、物理的にエネルギー密度を高める液化天然ガス (LNG)、都市ガスを圧縮する圧縮天然ガス (CNG) を対象とした（天然ガス改質水素等は後述）。供給パスとしては、LNG の他にサハリンからパイプラインで輸送するケースも検討した。

本研究で参考にした岡村ら [2004] は、LNG 調達の多様化の観点から導入された中東 LNG プロジェクト（カタール、オマーン）についての最新情報を収集、中東 LNG プロジェクト追加による（日本で使用する）LNG のライフサイクルにおける温室効果ガス排出量への影響を分析したものである。中東は輸送距離が倍になるため、ライフサイクル全体で温室効果ガス排出量は増える可能性があったが、中東 LNG プロジェクトの方が原料中の CO₂ が少なかったことから、全体では温室効果ガス排出量は小さくなった、と岡村ら [2004] では報告されている。原料中の CO₂ についてはインドネシアのアルンが最も多いが、枯渇する傾向にある。日本はこのアルンで調達していた分を中東から賄うことになるが、ライフサイクル全体としては温室効果ガス排出量は増えないことになる。今後考えられるサハリンも原料中の CO₂ は少ないと言われている。

また、本研究で設定した前提条件の下では、サハリンからパイプラインで輸送するケースの方が温室効果ガス排出量は少ないという結果となった。富士通総研経済研究所 [2000] においても、「環境面からは、輸送距離が 16,000 km 以下であれば、パイプライン輸送が LNG に対して有利であり、特に 2,000~3,000 km といった近距離であれば圧倒的にパイプライン輸送が有利」と述べられている。パイプライン輸送に関しては現在、投資リスクや政治的な問題等、非常に難しい問題が絡んでいる。今後、地球温暖化対策として考えた場合、日本の近隣諸国から天然ガスをパイプラインで輸送することが可能であれば、パイプライン輸送は取り組むべき価値のある、十分に魅力的なプロジェクトであると言える。

(3) バイオマス資源を起源とする燃料製造パス 2.3

バイオマス資源を燃料とする燃料製造パスでは、油糧作物等からの BDF、糖類・澱粉類や木材等セルロース系から製造されるエタノール及び ETBE（ガソリンに混合して使用）CH₄ 発酵を対象とした（バイオマス資源による合成燃料等は後述）。バイオマス資源に関しては、転換技術が研究段階であるため、現在の研究段階から将来に向けてどうみていくかが重要となる。

また、導入普及に向けた様々な制約因子について考慮しておくことも必要である。例えば、BDF の導入普及ではコスト及び生産量の面からの制約が考えられる。

現在、BDF を日本で使用する場合、軽油と混入した時点で軽油と同等の課税（軽油引取税）がなされる。仮に軽油と混入して利用することを想定した場合、Well-to-Tank での BDF 生産コストとしては、軽油引取税を考慮すると 30 円程度であることが望ましいことになる。また、文献デー

タによれば、日量 200～300 L 程度の BDF を製造することを想定した場合、エステル化装置の費用を再生油製造装置の耐用年数である 8 年間で回収するためには、その費用を BDF 1L あたり概ね 10～20 円に収めなければならない。すなわち、スケールメリットを生かすような大規模製造を行い、かつ BDF 単独（軽油に混入しない）で使用することを前提とした BDF の普及が必要となる。更に、プランテーションから BDF を生産することは、機械化できない部分の人件費が大きな負担となるため、概して高コスト化することが多い。したがって、無償（または逆有償）で回収することが可能である廃食用油を用いることがコスト競争力を持つためには重要と言える。

一方、生産面では、食用との競合から、菜種は耕作放棄地・遊休地での栽培になると想定される。日本では現在、田、畑、果樹園をあわせて 21 万 ha あまりの耕作放棄地が存在しているが、その 4 分の 3 程度が 5 ha 未満である。5 ha 未満では、1 ヶ所あたり年間 3.7 kL 程度しか BDF の生産は望めないため、例えば、京都市が想定している年間 1,500 kL クラスのプラントを想定する場合、400 ヶ所もの畑で菜種を栽培する必要があることになる。また、大規模（30 ha 以上）遊休地の分布は地域により大きな差があると考えられるため、全国的な普及という観点からは、大規模遊休地の利用は現実性に乏しい。そして、廃食用油については、大都市圏で可能な範囲で家庭から回収するとともに、事業者から排出される廃食用油を安定的に収集するスキームの構築が求められる。

これら制約因子を考慮すると、日本において BDF を安定的に普及させることを想定した場合、輸入パーム油起源の BDF の可能性が最も高く、次いで廃食用油の利用を行うことを想定することが現実的と考えられる。しかし、政策的な後押しにより、菜種（を含む油糧作物栽培）が優位になる場合には、農作業の機械化により BDF を安価に製造した上で普及が進む可能性もある。また、輸入を前提とした場合、他国との需給のバランス、カントリーリスク等に対する対策が重要となる点に留意が必要である。

次に、エタノールの導入普及では、糖質系の資源（コーン、サトウキビ等）を用いる場合は食糧需給動向を、セルロース系（木材、廃木材等）の場合はプランテーションもしくは廃棄物処理動向を念頭に置く必要がある。

現在、欧米を中心に、コーン及びその他澱粉質の農作物等を原料としてエタノール製造が進められているが、一方で、コーン等の農作物は重要な食糧でもあるため、気候の変動等によりその取引価格が高騰することもある。そのことは、エタノール製造コストに対しても大きな影響を与えることとなる。実際、原油価格に対するカントリーリスク以上にコーンエタノールに対しては気象リスクが大きく影響すると言われている。

サトウキビに関しては、砂糖の生産との関係が大きく影響を及ぼすと考えられる。特にブラジルでは压榨業者が直接エタノールを生産するため、この傾向は顕著になる。また、ブラジルは世界の砂糖生産量の約 3 割、輸出の約 4 割を占めている。このことは、国際的な砂糖価格の変化によりブラジルの農家が砂糖の生産を重視すれば、エタノール需給が逼迫する可能性があることを示唆している。

セルロース系バイオマスのエタノール発酵については現在技術開発が進められている段階であり、日本のように糖質系資源の確保が困難な地域を中心として導入普及が進むと考えられる。セルロース系資源では木質バイオマスだけでなく、稲わら、麦わら、古紙等がターゲットになる。米国では麦わら等をターゲットにしている場合が多いが、日本では水田が必ずしも大規模ではないことに加え分散しているため大きな期待はできず、建築発生木材（廃木材）の利用が中心となるとみられている。

これら制約因子を考慮すると、当面は輸入アルコールを中心に導入を進めることが主力となり、技術開発の進捗に伴ってセルロース系エタノールの製造に切り替わることが考えられる。コーン

については、欧米からの輸入が想定されにくいことから、日本における選択肢としてはあまり現実性がないといえる。

(4) 合成燃料の製造パス 2.4

合成燃料の製造パスでは、その元となる一次エネルギー（ガス）として、天然ガス、石炭分解ガス及びバイオマスガス化ガスの3種類を、合成燃料として、FT 合成油、DME、メタノールの3種類を対象とし、製造パスとしては $3 \times 3 = 9$ つのパスについてエネルギー効率等の算出を試みた。

本研究では、9つすべてのパスについて先行研究を収集することができなかつたため、先行研究を参考にしたエネルギー効率等の算出の他に、あるプロセス上の条件を設定し、その条件下でのエネルギー効率の推計を試みた。推計結果に関しては、概ね先行研究を参考に算出した結果と一致したが、一部のパスに関しては大きく乖離する結果となった。これは推計においてはガスの組成を全量 CH_4 としたのに対し、現実の世界では CH_4 以外の成分も含まれ、その組成に相応しい改質方法によって合成燃料を製造すると考えられるためである（天然ガス起源の各種合成燃料製造の場合、必要な H_2/CO 比によって最適な改質プロセスが自ずと決まると考えられる）。すなわち、商業化されている施設では最適なプロセスが採用されており、それらに基づく文献値は効率のよい数値になっていると考えられるが、本研究による推計結果は、4種類の改質プロセスすべてを想定し試算を行った結果のうち最良と最悪の数値を掲載していることによるものと推測される。また、試算上設定している条件等は情報が不十分な部分もあるため、精度向上のためにはプロセスに関する更なる情報を考慮の上、試算モデルの検討が必要と言える。

更に、既に商業利用されている石油製品や天然ガスとは異なり、輸送用燃料としての合成燃料は商業利用ベースに至っていないこともあり、いずれのパスに関しても輸送用燃料としての品質に関する内容までは考慮できていない（石炭由来で FT 合成により軽油を製造すると質の悪いものができてしまうため、もう1回水素化精製して2次処理をしないと今の軽油の品質に至らないが、本研究の算出結果ではその部分のプロセスが欠けている）。輸送用燃料としての合成燃料の製造パスに関しては、その考慮による算出結果の精度向上が今後の課題である。

(5) LPG 製造パス 2.5

LPG 製造パスでは、日本で使用されている LPG の製造方法 - 原油と共に随伴するガスを分離精製して LPG を採集する方法（原油随伴ガス起源）、ガス田から採取されるガスを分離精製して LPG を採集する方法（粗天然ガス起源）、石油精製・石油化学工場からの副生ガスとして LPG を採集する方法（原油精製起源）を対象とした。

輸送用燃料としての LPG は、タクシー、営業車、トラック等として既に利用実績のある LPG 車に供給される。自動車に用いられる LPG のプロパン：ブタンの構成比率（重量）は、夏期で 20：80、冬期で 30：70 程度と言われている。本研究で参考にした先行研究等においては、これら品質に関する情報までは明確になっていない。輸送用燃料としての LPG の製造パスに関しては、その考慮による算出結果の精度向上が今後の課題である。

(6) 電力（発電パス） 2.6

電力（発電パス）は、石油火力、LNG 及び LNG 複合火力、石炭火力、原子力、バイオマス発電及び現在の日本の平均電源構成による電源ミックスを対象とした。電力は、電気自動車に充電

されるほか、水電解による水素製造に用いられる。

電力の利用に伴うCO₂排出量やエネルギー効率の算出に用いるデータは、1つの化石燃料の利用という視点と、自動車におけるエネルギーの利用という視点では異なってくることに注意する必要がある。化石燃料をどのように利用すべきかという視点でみれば、1つの化石燃料からどのようなパスによってCO₂排出量やエネルギー効率がどうなるのかをみるのが適切である。逆に、自動車を動かすエネルギーに何を用いるのかという視点でみれば、電力はその一次エネルギーが何かによらず、1 kWh = 3.6 MJ のエネルギーの利用とみるのが適切であると考えられる。

電源ミックス（日本平均）について、その算出結果を使用する際は、電力使用に伴うCO₂排出量が薄められるということに留意する必要がある。本来、輸送用エネルギーとして電力が賄うのであれば、そのために新たな発電所が必要となるわけで、新たな発電所として何がその新たな需要に対し電力供給をするのかということも考える必要があるからである。

また、バイオマス発電（直接燃焼 - 水蒸気ガスタービン発電、ガス化 - ガスタービン発電、CH₄発酵 - ガスエンジン発電）は、インプットの組成とプロセス（反応条件を含む）の違いが結果に大きな影響を及ぼす。本研究で示したバイオマス発電の算出結果はいずれもある特定のサイトの内容をもとに算出しており、各種火力発電や原子力発電の算出結果と比較して不確実性や分散は高いと考えられる。これらの精度向上も今後の課題である。

（7）水素製造パス 2.7

水素製造パスは、石油製品、都市ガス、純水等の形態で水素ステーションまで輸送した後、そこで水素製造装置で製造するケース（オンサイト）と、セントラルプラント等大規模な設備で水素を製造し、圧縮水素または液体水素の形で輸送するケース（オフサイト）の両方を対象とした。

FCVの燃料となる水素は自然界で単体では存在しないため、本研究で取り上げたパスのように、製造するには従来のエネルギー源に頼らざることになる（再生可能エネルギーを利用した場合、水素製造に伴う温室効果ガス排出量は限りなくゼロに近づくが、再生可能エネルギーは現時点では一般に普及していない）。

本研究で取り上げた水素製造パスのほとんどは、現時点では実用化レベルに達していない。すなわち、本研究での算出に用いたデータの多くはチャンピオンデータとも考えられ、今後、商業利用されたときの内容との乖離をどのように推測するかが課題である。

また、副生水素に関して、本研究では副次的に生産されるものとしている。しかし、製鉄所や苛性ソーダ工場において、副生水素が有効利用されている場合は、水素をFCV燃料として利用することによって不足するエネルギーを補う代替燃料について考慮する必要が出てくる。この場合（十分に活用されている場合）本研究での算出結果ほどFCV利用の効果はないと考えるべきであろう。

本研究での算出結果からでは、現時点では水素が従来の燃料と比較してとりわけ優れているとは言うことはできない。しかし、水素の魅力は、使用時に温室効果ガスが排出されないこと、

様々な資源から取り出せる（原料の多様性）ということにある。また、ガソリン車等既存のシステムから排出されるCO₂とは異なり、水素製造により排出されるCO₂は特定の場所で発生するため、回収・貯留できる可能性がある。このCO₂回収・貯留技術の動向によっては、水素製造パスにおける温室効果ガス排出量は大きく削減されることが期待できる。更に、地域性に依存するところが大きいのが、改質廃熱のコージェネレーションへの利用等、水素はエネルギー効率を更に向上する余地があるエネルギーでもある。今後は、これらの点も考慮し、適切な水素製造パスを模索していくことが重要であろう。

3.3.2 今後の展開

本研究における算出結果の信頼性及びその適用性は、採用した負荷配分方法やデータの品質等、算出の前提条件に大きく依存している。実際、各種石油製品や都市ガス、LPG、電力等、既に商業利用されているものもあれば、バイオマス資源や合成燃料、水素等、技術開発の初期段階にあるものもある。また、今回の算出結果が実績値に基づいていても、今後の技術革新や市場規模の変化、新たな法規制等による不確実性が高いため、これらを単純に比較することは問題が多い。更に、共製品、副産物等との負荷配分に関して、本研究では基本的に副産物は廃棄することを前提に検討を実施しているが、先行研究においては、その実現可能性は不明確であるものの、一定の副産物の利用等が加味されている（負荷配分が検討されている）。このようなことから、本研究における算出結果はいわば第一次近似のようなものであり、所期の目的に資するためには今後、前提条件の整合性や算出に用いたデータの精度を向上し、結果の信頼性を更に高めていく必要があると考えられる。

本研究は Well-to-Tank での分析に重点を置いた。今後、種々の Tank-to-Wheel での分析結果や基礎データと合わせ、一次エネルギーの採掘から車両走行までの総合効率 - Well-to-Wheel - に関する様々な分析を更に行っていく予定である（図 3.2.1 参照）。また、その際には、分析の前提条件等に整合するように、本研究における算出結果も必要に応じて変更・修正が加えられるであろう。

Well-to-Wheel での分析結果は、将来の技術や燃料の選択を検討するための重要な要素の 1 つである。しかしながら、将来採用される技術や燃料はこれのみで決定されるものではない。この他にも、コストやインフラストラクチャーの問題、技術の完成度、供給可能性、使い勝手等、様々な要素が考慮されるからである。今後は、各国・各地域でのエネルギー事情やインフラストラクチャーの整備、規制の状況に応じて、自動車と燃料の最適な組み合わせを追求していく必要があると考えられる。

4. 参考文献

- Asad T. Amr [1981]: “*Energy Systems in the United States*”, Energy, Power and Environment Series, Vol. 12, New York, NY, U.S.A. Marcel Dekker Incorporated, ISBN Number: 0824712757
- Marland, G. and A.F. Turhollow [1991]: “*CO₂ emissions from the production and combustion of fuel ethanol from corn*”, Energy Vol.16, No.11/12, pp.1307-1316
- Turhollow, A.F. and R.D. Perlack [1991]: “*Emission of CO₂ from Energy Crop Production*”, Biomass and Bioenergy Vol.1, No.3, pp.129
- Energy Information Administration [1994]: “*Alternatives to Traditional Transportation Fuels 1994*”, DOE/EIA-0585 (94)
- Hansen, J.B., B. Voss, F. Joensen, I.D. Siguroardottir [1995]: “*Large Scale Manufacture of Dimethyl Ether--A New Alternative Diesel Fuel From Natural Gas*”, SAE 950063
- Lorenz, D. and D. Morris [1995]: “*How Much Energy Does It Take to Make a Gallon of Ethanol?*”, http://www.carbohydrateeconomy.org/library/admin/uploadedfiles/How_Much_Energy_Does_it_Take_to_Make_a_Gallon_.html
- Williams, R.H, E.D. Larson, R.E. Katofsky, and J. Chen [1995]: “*Methanol and hydrogen from biomass for transportation*”, Energy for Sustainable Development, Vol. 1, No. 5, pp.18-34
- Energy Technology Support Unit(ETSU)[1996]: “*Alternative Road Transport Fuels – A Preliminary Life-cycle Study for the UK*”, Volume 2, ISBN 0 11 515411 6
- Bechtold, R. L. [1997]: “*Alternative Fuels Guidebook Properties, Storage, Dispensing, and Vehicle Facility Modifications*”, ISBN 0 7680 0052 1
- Mann, M.K. and P.L. Spath [1997]: “*Life Cycle Assessment of a Biomass Gasification Combined-Cycle System*”, prepared under Task No. BP811030, National Renewable Energy Laboratory (NREL), U.S. DOE, NREL/TP-430-23076
- Bechtel Corporation[1998]: “*Baseline Design/Economics for Advanced Fischer-Tropsch Technology*”, Technical Report, Report No. DE-AC22-91PC90027-01, sponsored by U.S. Department of Energy, Download at : <http://www.osti.gov/dublincore/gpo/servlets/purl/14176-YzKSu3/webviewable/>
- Isaias de Carvalho Macedo [1998]: “*Greenhouse gas emissions and energy balances in bio-ethanol production and utilization in Brazil (1996)*”, Biomass and Bioenergy Vol.14, No.1, pp.77-81
- Kajitani, S., Z. L. Chen, M. Oguma, M. Alam, K. TAI Rhee [1998]: “*Direct-Injection Diesel Engine Operated With Propane-Dme Blend Fuel*”, SAE 982536
- K. Shaine Tyson, Editor [1998]: “*Biodiesel Reseach Progress 1992-1997*”, prepared for National Renewable Energy Laboratory (NREL), U.S. DOE, NREL/TP-580-24433, prepared by Information Resources, Inc., Download at : http://www.eere.energy.gov/biomass/pdfs/biodiesel_92-97.pdf

- Norton, P., K. Vertin, B. Bailey, N. N. Clark, D. W. Lyons, S. Goguen, and J. Eberhardt [1998]: “*Emissions from Trucks using Fischer-Tropsch Diesel Fuel*”, SAE 982526
- Sheehan, J., V. Camobreco, J. Duffield, M. Graboski, H. Shapouri [1998]: “*Life Cycle Inventory of Biodiesel and Petroleum Diesel for Use in an Urban Bus*”, Final Report, prepared by U.S. Department of Agriculture and U.S. Department of Energy, NREL/SR-580-24089 UC Category 1503, Download at : <http://www.nrel.gov/docs/legosti/fy98/24089.pdf>
- Kadam, K.L., V.J. Camobreco & B.E. Glazebrook, L.H. Forrest & W.A. Jacobson, D.C. Simeroth, W.J. Blackbum, and K.C. Nehoda [1999]: “*Environmental Life Cycle Implications of Fuel Oxygenate Production from California Biomass*”, Technical Report, prepared under Task No. WG900101, National Renewable Energy Laboratory (NREL), U.S. DOE, NREL/TP-580-25688, Download at : <http://www.nrel.gov/docs/fy99osti/25688.pdf>
- Wang, M.Q. and H.-S. Huang [1999]: “*A Full Fuel-Cycle Analysis of Energy and Emissions Impacts of Transportation Fuels Produced from National Gas*”, Center for Transportation Research, Argonne National Laboratory, ANL/ESD-40, Download at : <http://www.transportation.anl.gov/pdfs/TA/13.pdf>
- Bosch, R. [2000]: “*Automotive Handbook 5th Edition*”, ISBN 0837606144
- Kadam, K.L. [2000]: “*Environmental Life Cycle Implications of Using Bagasse-Derived Ethanol as a Gasoline Oxygenate in Mumbai (Bombay)*”, prepared under Task No. WG88.0101, National Renewable Energy Laboratory (NREL), U.S. DOE, NREL/TP-580-28705
- Krister Ståhl, Magnus Neergaard, Jorma Nieminen [2000]: “*Värnamo Demonstration Programme –Final Report*”, 1st World Conference on Biomass for Energy and Industry, Sevilla, Spain, 5-9 June 2000, pp.730-736
- Levelton Engineering Ltd. and (S&T)² Consulting Inc. [2000]: “*Assessment of Net Emissions of Greenhouse Gases from Ethanol-Gasoline Blends in Southern Ontario*”, R-2000-1, File : 499-0418
- Myburgh, Ian S., P. W. Schaberg, J. J. Botha, I. Khalek [2000]: “*Comparative Emissions Performance of Sasol Fischer-Tropsch Diesel Fuel in Current and Older Technology Heavy-Duty Engines*”, SAE 2000-01-1912
- Tijmensen, M.J.A. [2000]: “*The Production of Fischer Tropsch liquids and power through biomass gasification*”, Science Technology Society, Universiteit Utrecht, NWS-E-2000-29, ISBN 90-73958-62-8
- Argonne National Laboratory [2001]: “*Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Transportation (GREET) Model*”, ver.1.6 , Download at : http://greet.anl.gov/greet1-6_beta.html
- Beer, T., T. Grant, G. Morgan, J. Lapszewicz, P. Anyon, J. Edwards, P. Nelson, H. Watson, and D. Williams [2001]: “*Comparison of Transport Fuels*”, Final Report (EV45A/2/F3C) to the Australian Greenhouse Office on the Stage 2 study of “Life-cycle Emissions Analysis of Alternative Fuels for Heavy Vehicles”, by CSIRO in association with The University of Melbourne the Centre for Design at RMIT Parsons Australia Pty Ltd and Southern Cross Institute of Health Research, Download at : <http://www.greenhouse.gov.au/transport/comparison/index.html>

- General Motors, Argonne National Laboratory, BP, ExxonMobil, and Shell [2001]: “*Well-to-Wheel Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – North American Analysis –*”, Download at : <http://greet.anl.gov/publications.html>
- Haldor Topsøe[2001]: “*DME as a Transportation Fuel*”, Download at <http://www.topsoe.dk/site.nsf/vALLWEBCID/KVOO-5PGFAZ?open&returnid=BBNN-5PNJ3F>
- Isaias de Carvalho Macedo, Manoel Regis Lima Verde Leal and Suleiman Jose Hassuani (Centro de Tecnologia Copersucar) [1998]: “*Sugar cane residues for power generation in the sugar / ethanol mills in Brazil*”, Energy for Sustainable Development, Volume V, No.1, March 2001
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) [2001]: “*Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*”
- Marano, J.J and J.P. Ciferno [2001]: “*Life-Cycle Greenhouse-Gas Emissions Inventory For Fischer-Tropsch Fuels*”, prepared by U.S. DOE, NETL and Energy and Environmental Solutions, LCC, Download at : <http://www.netl.doe.gov/coal/gasification/pubs/pdf/GHGfinalADOBE.pdf>
- OPEC [2001]: “*OPEC Annual Statistical Bulletin 2001*”
- Peter Ahlvik and Åke Brandberg, Ecotrafic R&D³ AB [2001]: “*Well-To-Wheel Efficiency for alternative fuels from natural gas or biomass*”, Publication number: 2001: 85, ISSN: 1401-9612, Download at : http://www.vv.se/publ_blank/bokhylla/miljo/2001_85/2001-85.pdf
- Wang, M.Q. [2001]: “*Assessment of Well-to-Wheel Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Fischer-Tropsch Diesel*”, Center for Transportation Research, Argonne National Laboratory, prepared for U.S. DOE, Download at : http://www.ott.doe.gov/epact/pdfs/greenhouse_gas.pdf
- Aden, A., M. Ruth, K. Ibsen, J. Jechura, K. Neeves, J. Sheehan, B. Wallace, L. Montague, A. Slayton, and J. Lukas [2002] “*Lignocellulosic Biomass to Ethanol Process Design and Economics Utilizing Co-Current Dilute Acid Prehydrolysis and Enzymatic Hydrolysis for Corn Stover*”, prepared under Task No. BFP2.A410, National Renewable Energy Laboratory (NREL), U.S. DOE, NREL/TP-510-32438, Download at : <http://www.afdc.doe.gov/pdfs/6483d.pdf>
- Armstrong, A.P., J. Baro, J. Dartoy, A.P. Groves, J. Nikkonen, and D.J. Rickeard [2002]: “*energy and green gas balance of biofuels for europe – an update*”, prepared by the CONCAWE Ad Hoc Group on Alternative Fuels, report No.2/02
- General Motors, L-B-Systemtechnik GmbH, BP, ExxonMobil, Shell, and TotalFinaElf [2002]: “*GM Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – A European Study*”, Download at : <http://www.lbst.de/gm-wtw/>
- Graboski, M.S.[2002]: “*Fossil Energy Use in the Manufacture of Corn Ethanol*”, Colorado School of Mines, prepared for the National Corn Growers Association
- Peter Ahlvik and Åke Brandberg, Ecotrafic R&D³ AB [2002]: “*Sustainable fuels, Introduction of biomass*”, Publication number: 2002: 144, ISSN: 1401-9612, Download at : http://www.vv.se/publ_blank/bokhylla/miljo/2002_144/2002-144.pdf

- Shell Gas & Power [2002]: “*Gas to Liquids: Shell Middle Distillate Synthesis and the Environment*”
- International Energy Agency (IEA) [2003-1]: “*Energy Balances of OECD Countries 1971-2001*”, 2003 Edition/CD-ROM
- International Energy Agency (IEA) [2003-2]: “*Energy Balances of Non-OECD Countries 1971-2000*”, 2003 Edition/CD-ROM
- EU Alternative Fuels Contact Group [2003]: “*Market Development of Alternative Fuels*”, Download at : http://europa.eu.int/comm/energy_transport/en/envir_alternative_fuels_en.html
- European Council for Automotive R&D (EUCAR), CONCAWE, and European Commission’s Joint Research Centre (JRC/IES) [2003]: “*Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context*”, Well-to-Tank Report Version 1, December 2003, Download at : <http://ies.jrc.cec.eu.int/Download/eh>
- PricewaterhouseCoopers [2003]: “*Shell Middle Distillate Synthesis(SMDS) Update of a Life Cycle Approach to Assess the Environmental Inputs and Outputs, and Associated Environmental Impacts, of Production and Use of Distillates from a Complex Refinery and SMDS Route*”, Technical Report v 3.1
- 財団法人政策科学研究所 [1977]: 「エネルギー利用構造とエネルギー収支に関する調査」
- 石黒孝義 [1981]: 「基礎 工業電気化学」, 産業図書、ISBN4-7828-2521-8 C3058
- 石油公団 [1986] (現在は独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構): 「石油用語辞典」 (石油/天然ガス用語辞典 <http://oilresearch.jogmec.go.jp/glossary/>)
- 財団法人エネルギー総合工学研究所 [1990]: 「火力発電所大気影響評価技術実証調査報告書」, 通商産業省資源エネルギー庁委託調査、IAE-C8917
- 重田潤 [1990]: 「化石燃料利用のための二酸化炭素排出量の定量的評価」, 季報エネルギー工学、Vol.13, No.3
- 財団法人電力中央研究所 [1991]: 「発電プラントのエネルギー収支分析」, 電力中央研究所報告 Y90015
- 湯浅俊昭、高橋勝 [1991]: 「地球環境問題と電源構成」, エネルギー経済、17(8), pp.27-39
- 通商産業省資源エネルギー庁 [1992]: 「最新版 火力ハンドブック」, 株式会社電力新報社
- 科学技術庁 [1992]: 「アジアのエネルギー利用と地球環境」, 科学技術庁科学技術政策研究所編、大蔵省印刷局
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [1992]: 「パーム油からの輸送用バイオフィューエル実用化可能性調査」, NEDO-P-9213
- 財団法人電力中央研究所 [1992]: 「発電プラントの温暖化影響分析」, 電力中央研究所報告 Y91005
- 社団法人日本海運集会所 [1992]: “*Distance Tables For World Shipping (Eighth Edition)*”
- 社団法人プラスチック処理促進協会 [1993]: 「プラスチック製品の使用量増加が地球環境に及ぼす影響評価報告書【改訂版】」

- 中島猛、酒井孝夫 [1993] : 「トプソ法水蒸気改質プロセス」、PETROTECH、第 16 巻、第 10 号、pp.84-85
- 青森県農林部 [1994] : 「魅力ある農業実現に向けた主要作目の技術・経営指標」、青森県農業推進方向魅力ある農業実践プラン付属資料
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [1995] : 「平成 6 年度 エネルギー使用合理化手法国際調査」
- 財団法人電力中央研究所 [1995] : 「発電システムのライフサイクル分析」、電力中央研究所報告 Y94009
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [1996] : 「地球環境から見た総合的化石燃料サイクル分析評価手法の調査 ()」、NEDO-GET-9507
- 財団法人石油産業活性化センター [1997] : 「石油製品のライフサイクルインベントリーの作成に関する調査報告書」、平成 8 年度石油精製合理化基盤調査事業、PEC-1996R-09
- 滝真人 [1997] : 「超重質油ガス化コンバインド発電技術開発」、中部電力株式会社技術開発本部 技術開発ニュース 73 号
- 小川芳樹、尹性二 [1998] : 「採掘から燃焼までグローバルにみた各化石エネルギー源の温室効果の比較」、エネルギー経済、24(5)、pp.30-55
- 財団法人石油産業活性化センター [1998] : 「輸送段階を含めた石油製品のライフサイクルインベントリーの作成に関する調査報告書」、平成 9 年度石油精製合理化基盤調査事業、PEC-1997R-12
- 社団法人石油学会 [1998] : 「石油精製プロセス」
- 通商産業省 [1998] : 「平成 9 年 エネルギー生産・需給統計年報 (石油・石炭・コークス) 」
- 北海道大学大学院工学研究科廃棄物資源工学講座廃棄物処分工学分野 [1998] : 「都市ごみの総合管理を支援する評価計算システムの開発に関する研究」
- 運輸省運輸政策局 [1999] : 「平成 10 年版 運輸関係エネルギー要覧」
- 財団法人日本エネルギー経済研究所 [1999] : 「わが国における化石エネルギーに関するライフサイクル・インベントリ分析」、第 353 回定例研究報告会資料
- 田村至、加賀城俊正、桑原茂、吉岡朝之、永田敬博、倉橋和宏、石谷久 [1999] : 「都市ガス及び LNG のライフサイクル CO2 分析」、第 15 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、pp.419-424
- 本藤祐樹、内山洋司 [1999] : 「国内エネルギー消費により誘発される海外での環境負荷」、第 15 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、pp.431-436
- 小出康弘 [2000] : 「アジア・太平洋地域の天然ガス事情と LNG 需給動向」、財団法人日本エネルギー経済研究所第一研究部、Download at : <http://eneken.ieej.or.jp/data/old/pdf/azialng98.pdf>
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2000] : 「水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術 (WE-NET) 第 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-9901

- 財団法人石油産業活性化センター [2000]: 「石油製品油種別 LCI 作成と石油製品環境影響評価調査報告書」, 平成 11 年度石油精製合理化基盤調査事業、PEC-1999R-13
- 石油連盟 [2000]: 「経団連環境自主行動計画フォローアップ資料」
- 社団法人電気化学会 [2000]: 「第 5 版 電気化学便覧」, 丸善株式会社、ISBN 4-621-04759-0 C3058
- 財団法人電力中央研究所 [2000]: 「ライフサイクル CO2 排出量による発電技術の評価 - 最新データによる再推計と前提条件の違いによる影響 - 」, 電力中央研究所報告 Y99009
- 株式会社富士通総研経済研究所 [2000]: 「パイプラインと LNG の温暖化効果ガス排出のライフサイクルアセスメント比較」, 石油 / 天然ガスレビュー '00・2, pp.2-28
- 山地憲治 (編著)、山本博巳、藤野純一 (共著) [2000]: 「バイオエネルギー」, ミオシン出版、ISBN 4-88701-861-4 C0030
- 浅岡佐知夫、志村光則 [2001]: 「合成ガス製造技術」, PETROTECH、第 24 巻、第 3 号、pp.226-229
- 坂志朗 [2001]: 「バイオマス・エネルギー・環境」, ISBN 4-901493-13-2 C3043
- 佐藤幹基 [2001]: 「天然ガスの液体燃料化技術 (GTL ; Gas to Liquids) と世界の最新動向」, PETROTECH、第 24 巻、第 7 号、pp.543-548
- 株式会社ジャパンエナジー・リサーチ・センター [2001]: 「温暖化対策クリーン開発メカニズム事業調査 ベトナムにおけるサトウキビからエタノール含有ガソリンの製造に関する調査報告書」, 財団法人地球環境センター委託調査
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2001-1]: 「水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術 (WE-NET) 第 1 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-0001
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2001-2]: 「水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術 (WE-NET) 第 2 期研究開発 タスク 7 水素供給ステーションの開発」, NEDO-WE-NET-0007
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2001-3]: 「天然ガスを燃料電池等に用いた場合の総合変換効率の算定に関する調査」, NEDO-00
- 鈴木信市 [2001]: 「未開発ガス田を市場に導く石油公団 GTL 技術開発」, 石油 / 天然ガスレビュー '01・11, pp.10-30
- 財団法人電力中央研究所 [2001]: 「ライフサイクル CO2 排出量による原子力発電技術の評価」, 電力中央研究所報告 Y01006
- 農林水産省総合食料局消費生活課 [2001]: 「平成 13 年度食料品消費モニター第 1 回定期調査」
- 財団法人エネルギー総合工学研究所、高砂熱学工業株式会社 [2002]: 「平成 13 年度 水素を用いた電力負荷平準化システムに関する調査報告書」, 戦略的電力技術開発調査 (経済産業省資源エネルギー庁委託調査)

- 大木祐一、佐々木宏一、工藤拓毅 [2002]:「木質バイオマス発電導入のための課題調査」, 財団法人日本エネルギー経済研究所 第二研究部環境グループ、研究レポート 2002 年 5 月号、Download at : <http://eneken.ieej.or.jp/data/pdf/404.pdf>
- 化学日報社 [2002]:「14120 の化学商品」
- 片西昌司、國富一彦、武井正信、中田哲夫、渡部隆、泉谷徹 [2002]:「高温ガス炉ガスタービン発電システム (GTHTTR300) 用高燃焼度燃料の成立性評価 (I)」, 日本原子力学会和文論文誌、Vol.1, No.4, pp.373-383
- 環境省 [2002-1]:「平成 14 年度 温室効果ガス排出量算定方法検討会 エネルギー・工業プロセス分科会報告書 (燃料)」
- 環境省 [2002-2]:「温室効果ガス排出量算定に関する検討結果 第 3 部 運輸分科会報告書 農業分科会報告書 廃棄物分科会報告書」, 温室効果ガス排出量算定方法検討会
- 近畿経済産業局資源エネルギー部エネルギー対策課 [2002]:「循環型経済社会の形成を目指したバイオマスエネルギー活用促進に向けた調査 ~ 近畿地域におけるバイオマスエネルギー利用の展望 ~ 調査報告書」
- 経済産業省 [2002]:「平成 13 年 エネルギー生産・需給統計年報」
- 経済産業省資源エネルギー庁 [2002-1]:「総合エネルギー統計 平成 13 年度版」
- 経済産業省資源エネルギー庁 [2002-2]:「ガス事業年報 平成 13 年 (2001 年)」
- 経済産業省資源エネルギー庁 [2002-3]:「平成 13 年度 電力需給の概要 51」
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2002-1]:「水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術 (WE-NET) 第 1 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-0101
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2002-2]:「水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術 (WE-NET) 第 1 期研究開発 タスク 7 水素供給ステーションの開発」, NEDO-WE-NET-0107
- 財団法人石油産業活性化センター [2002-1]:「新燃料油のわが国への導入可能性調査」, PEC-2001L-02
- 財団法人石油産業活性化センター [2002-2]:「輸送用燃料ライフサイクルインベントリーに関する調査報告書 - 燃料電池車と既存自動車の比較 - 」, 平成 13 年度石油産業技術開発基盤等整備事業、PEC-2001L-04
- 石油通信社 [2002]:「平成 14 年 石油資料」
- 田畑健 [2002]:「大阪ガスにおける家庭用 PEFC 用燃料改質技術の開発」, 燃料電池、Vol.2, No.2, pp.11-13
- 中村新、佐藤幹基 [2002]:「GTL : ガス田開発を促進するオプションとなりうるか - GTL 燃料の市場性と課題 - 」, 石油 / 天然ガスレビュー '01・11, pp.10-29
- 社団法人日本エネルギー学会 [2002]:「バイオマスハンドブック」, オーム社、ISBN 4-274-02485-7 C3044

- 株式会社三菱総合研究所、株式会社富士総合研究所 [2002] : 「平成 13 年度食品リサイクル緊急調査・普及委託事業報告書」、農林水産省総合食料局食品産業企画課委託調査
- 財団法人運輸低公害車普及機構 [2003] : 「天然ガス自動車の新技術開発状況調査報告書」、平成 14 年度国土交通省委託事業
- 大阪ガス株式会社、東京ガス株式会社 [2003] : 「吸着材を用いた新規な天然ガス貯蔵技術開発成果報告書」、新エネルギー・産業技術総合開発機構委託、平成 14 年度即効的・革新的エネルギー環境技術開発事業
- 小川幸正、藤田正憲、中川悦光 [2003] : 「ふん尿・食品残渣のメタン発酵施設における運転データの解析」、廃棄物学会論文誌、Vol.14, No.5, pp.258-267
- 環境省 [2003-1] : 「「自動車の燃料の性状に関する許容限度及び自動車の燃料に含まれる物質の量の許容限度」の一部改正について」、平成 15 年 8 月 25 日付報道発表資料
- 環境省 [2003-2] : 「中央環境審議会「今後の自動車排出ガス低減対策のあり方について（第七次答申）」について」、平成 15 年 7 月 29 日付報道発表資料
- 社団法人産業環境管理協会 [2003] : 「平成 14 年度新エネルギー・産業技術総合開発機構委託 製品等ライフサイクル環境影響評価技術開発成果報告書」、二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2003-1] : 「水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術（WE-NET）第 1 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
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 [2003-2] : 「国際エネルギー使用合理化等対策事業 国際エネルギー消費効率化等モデル事業 パーム油利用バイオディーゼル燃料製造モデル事業実施可能性調査」、NEDO-IC-02EF09
- 財団法人石油産業活性化センター [2003] : 「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」、平成 14 年度環境対応型石油関連調査、PEC-2002P-04
- 燃料政策小委員会 [2003] : 総合資源エネルギー調査会石油分科会石油部会燃料政策小委員会（第 9 回）配布資料 資料 4-2 : バイオマス燃料の CO₂ 排出等に関する LCA（ライフサイクルアセスメント）評価について（2）～我が国で想定される導入形態への LCA 適用による試算結果～、Download at : <http://www.meti.go.jp/report/data/g30723aj.html>
- Japan Hydrogen & Fuel Cell Demonstration Project (JHFC) [2004] : 「平成 15 年度 水素・燃料電池実証プロジェクト JHFC セミナー資料」、2004 年 3 月 12 日於東京プリンスホテル、JHFC 活動報告「水素ステーション領域・試験結果」及び JHFC 活動報告「液体水素製造技術 開発・実証状況」
- JHFC 総合効率検討特別委員会、財団法人日本自動車研究所 [2004] : 「平成 15 年度「JHFC 総合効率検討結果」中間報告書」、Download at : <http://www.jhfc.jp/topics/pdf/h15houkoku.pdf>
- 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