

運輸交通機関用太陽水素メタノールエネルギーシステム

城田 英之*、 平岡 克英*
菅 進*、 井亀 優*

Solar Hydrogen-Methanol Energy System for Transportation Sector in Japan
by
H. Shirota, K. Hiraoka, S. Kan, M. Ikame

Abstract

A solar hydrogen-methanol energy system for transportation sector in Japan is proposed in view of fossil fuels conservation and CO₂ emission suppression. It is assumed that all the fuel oil used by land transportations except railroads, 85.2 billion liters a year, is replaced by 165 million tons a year of methanol. The methanol is synthesized and refined in Australia, and is transported to Japan by 55 methanol tankers of 228000DW. Hydrogen, one material of methanol, is produced there with solar photovoltaic arrays of 8870km² on the present technical level. CO₂, the other material of methanol, is liquefied after being recovered from fossil fuel fired power plants in Japan and is transported to Australia by 121 LCO₂ tankers of 144000DW.

Next, the energy investment in prime system elements and CO₂ emission involved are estimated. It is the energy investment and CO₂ emission in the photovoltaic installation that account for nearly all of them in this system. Supposing that the life of the system is 30 years and the photovoltaic cells are manufactured based on the present technical level, this system can reduce fossil fuel consumption and CO₂ emission to about one-third of the present one. With the future technological progress in photovoltaic cells, the effect of introducing the system will better.

※ 機関動力部

原稿受付 平成10年7月2日

審査済 平成10年11月11日

目 次

1. まえがき	2
2. 太陽水素メタノールエネルギーシステムの概念設計	3
2.1. システム構成の概要	3
2.2. システムの概念設計	4
2.2.1. 自動車用燃料消費量と所要メタノール 量・CO ₂ 量	4
2.2.2. 海上輸送	5
2.2.3. 所要メタノール製造量	6
2.2.4. 所要水素製造量	7
2.3. 所要設備量	10
3. 投入エネルギーとCO ₂ 排出量	11
4. システムの評価	13
5. まとめ	13
参考文献	13

1. まえがき

現在、全世界で消費されている一次エネルギーのうちの約 90[%] が石油、石炭、天然ガス等の化石エネルギーである。この中で石油の消費量が最も多く、全エネルギー消費量の約 58[%] を占めており石油の枯渇問題は残されたままである。また、地球規模での環境汚染、とりわけ大気中の CO₂ 濃度の増加による地球温暖化の問題が近年大きくクローズアップされている。省エネルギーや燃料転換による CO₂ 排出低減及び植林等による CO₂ 吸収源増大等の対応策に全世界を挙げて取り組む動きがますます活発になってきている。

わが国はエネルギー源に恵まれずそのほとんどを海外からの輸入に依存している。わが国の石油消費量が全世界に占める割合は約 7[%] であるが、このうちの約 30[%] が運輸交通機関によるものである。運輸交通機関のエネルギー消費の石油依存率は 98[%] と極めて高いうえ、運輸交通機関による燃料消費量は年々増加傾向にある。化石エネルギー消費量低減と大気中の CO₂ 濃度低減の観点から、運輸交通部門においても将来的に環境汚染物質を放出しない自然エネルギーの導入・適用を考慮していく必要がある。自然エネルギー、とりわけ太陽光エネルギーは化石エネルギーと比較すると資源量が大変大きく、枯渇やそれ自身からの CO₂ 排出の心配もないことから、これを運輸交通部門で有効に利用することができればその意義は非常に大きいものと考えられる。

海外の自然エネルギーの利用を想定して水素エネルギーを供給するシステムが提案され、数多くの研究が行われている。現在通商産業省工業技術院によって推進されている計画に、WE-NET (World Energy Network) 構想がある。これは発展途上国に豊富に存在する水力・太陽光等のクリーンで再生可能な自然エネ

ルギーを水素等の輸送可能な形態に変換し、世界の需要地に輸送して利用する世界規模のネットワークの構築をねらいとするものである¹⁾。これと同様に自然エネルギーから水素を製造するプロジェクトには、EQHPP (Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Pilot Project; ヨーロッパ・カナダの共同研究) や HYSOLAR (Hydrogen from Solarenergy; ドイツ・サウジアラビアの共同研究) がある。太田らによって提案された PORSHE (Plan of Ocean Raft System for Hydrogen Economy) 計画は太陽エネルギーの豊富な南太平洋上に浮かべた筏上で太陽光発電を行い、電気分解により海水から水素を製造するエネルギーシステムである²⁾。

船舶技術研究所においても、太田らの提案に基づき、日本の運輸部門で消費されている石油燃料を筏上での太陽光発電を利用して得られる液化水素で代替する太陽水素エネルギーシステムを提案し、このシステムに関する評価研究を行ってきた。平岡らは、洋上筏システムで液化水素供給のための諸設備を製造するためには、現状技術レベルで現在の石油系エネルギーシステムと同等以上の化石エネルギーが必要となること、システムの諸設備の中でもとりわけ太陽光発電設備に大きな投入エネルギーが必要となること、さらに太陽光発電設備を洋上筏よりも砂漠に設置する方がエネルギー的に有利であること、等を示した³⁾⁴⁾⁵⁾。

自然エネルギーを運輸交通部門で利用するためには、燃料としての取扱いが容易で、輸送及び貯蔵に適したエネルギー媒体に変換することが必要となる。水素は極低温下でしか液体として存在しないため、燃料としての取扱いが専門的になる。一方、メタノールは水素と CO₂ から容易に製造することができ、常温常圧下で液体であるため輸送・貯蔵・取扱いが比較的容易である。メタノール自動車も技術的にほぼ実用の域まで開発されており、運輸交通機関用燃料として自然エネルギー導入を考える場合には水素よりメタノールの方が実現の可能性が高い。

以上の観点から、砂漠上に設置した太陽光発電設備によって得られる電力で水素を製造し、さらにこの水素と CO₂ とでメタノールを合成し、自動車が消費している石油燃料すべてをメタノールに代替して供給するエネルギーシステムを考える。この場合、CO₂ 排出低減に寄与するためには、メタノール合成に必要な CO₂ の炭素を化石燃料からは得ず、回収した CO₂ を利用する必要がある。しかしながら、CO₂ 回収装置は大規模なものとなるため自動車の排気ガスからの回収は現実的ではない。そこで、化石エネルギーの大消費施設である火力発電所から排出される CO₂ を回収し、これを原料としてメタノールを製造するエネルギーシステムを想定する。

本システムは化石エネルギー消費量低減と大気中の CO₂ 濃度低減の観点から CO₂ をリサイクルする点に特

徴を持ち、エネルギーフローとしては新たに化石エネルギーを消費しないエネルギーシステムとなっている。このシステムを構築するためには大面積の光発電設備や長距離輸送タンカーのような大規模な設備が必要となるため、それらの設備に対して投入される化石エネルギーとこれに伴って排出される CO₂ の量をライフサイクルで評価する必要がある。

本報告では、太陽電池への投入エネルギーに関するより詳細なデータ⁶⁾をもとに、その石油代替効果及び CO₂ 排出抑制効果について評価する。すなわち、太陽水素メタノールシステムのメタノール需要量とその製造に必要な水素及び CO₂ の量、このシステムを構築するために必要な諸設備量を計算する。ついでこれらのシステム設備を製造するために必要となる投入エネルギーとこれに伴う CO₂ 排出量を求め、本システムの導入によって化石エネルギー消費量と CO₂ 排出量をどれだけ抑えることが可能であるかという点について評価を行う。

2. 太陽水素メタノールエネルギーシステムの概念設計

2.1. システム構成の概要

海外で太陽エネルギーを用いて水素を製造し、この水素と回収した CO₂ とでメタノールを合成してエネルギー需要地に供給するエネルギーシステムを太陽水素

メタノールエネルギーシステムと呼ぶこととする。ここでは、日本の自動車用燃料としてメタノールを供給するエネルギーシステムを設計する。図2.1にシステム構成の概要を示す。本システムにおけるメタノール及びその原料となる水素と CO₂ の流れは以下に示す通りである。

- ① 海外に設置した太陽電池を用いて太陽光エネルギーを電力に変換する。
 - ② ①の電力を用いて得た水素の熱エネルギーで海水を淡水化する。
 - ③ ②の淡水を電気分解して水素を製造する。
 - ④ ①の水素と⑩の液化 CO₂ タンカーによって日本から輸送されてくる CO₂ を合成してメタノールを製造する。
 - ⑤ ④のメタノールを精製する。
 - ⑥ ⑤のメタノールをタンカーによって海外基地から日本へ輸送する。
 - ⑦ 日本の自動車部門で消費される石油燃料すべてを⑥のメタノールでまかなう。
 - ⑧ メタノールの原料の一つとなる CO₂ については、日本の火力発電所で排出される分をまかなう。
 - ⑨ ⑧の CO₂ を液化する。
 - ⑩ ⑨の液化 CO₂ をタンカーによって日本から海外基地へ輸送する。
- 海外の太陽電池基地及びメタノール製造地はオース

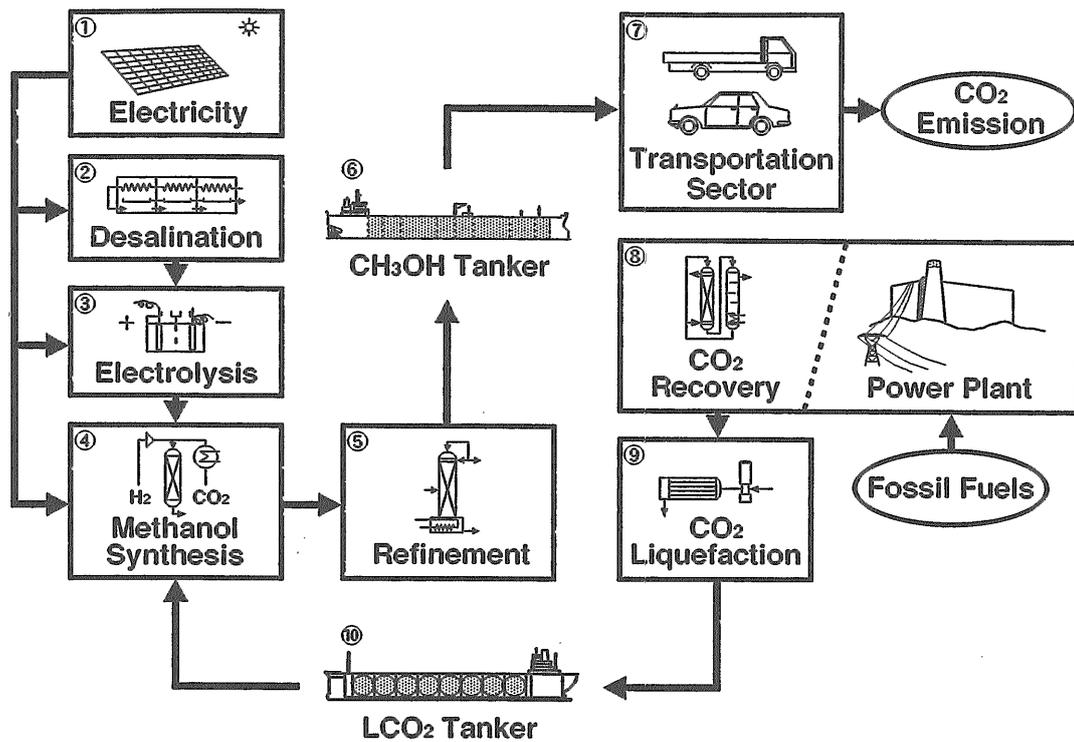


図2.1 太陽水素メタノールエネルギーシステム概念図

トラリアの砂漠と仮定する。オーストラリアの砂漠の平均日照量は日本のその約 1.5 倍の 0.24[kW/m²]である。海水淡水化基地及びメタノール合成・精製基地をオーストラリア海岸域に、太陽電池基地、水素製造・貯蔵基地を海岸から 500[km] 内陸の砂漠にそれぞれ設置し、これらに間に設けたパイプラインを介して淡水を沿岸域から砂漠へ、水素を砂漠から沿岸域へそれぞれ輸送するものとする。図 2. 2 に海外のシステム設備基地の位置関係を模式図で示す。

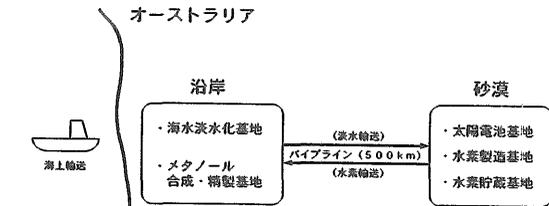


図 2.2 システム設備基地の位置関係

2. 2. システムの概念設計

以下に、本システムを構築するために必要となる主要設備、メタノール・水素の所要量の計算について述べる。

2. 2. 1. 自動車用燃料消費量と所要メタノール量・CO₂量

表 2. 1 に、鉄道を除く日本の輸送機関別のエネルギー国内消費量の原油換算量（1994 年）を示す⁷⁾。日本の自動車の 1994 年の消費エネルギーは原油換算で 85.2[GJ] である。この石油燃料をすべてメタノールによって代替する場合、燃料の種類によってエンジンの熱効率が変わらないものと仮定し、低位発熱量を基準に発熱量が等価なメタノール量に換算する（メタノールの低位発熱量は 20.0[MJ/kg]）。表 2. 2 に日本の陸運部門（鉄道除く）におけるエネルギー消費実績（1994 年）⁷⁾ 及びこれをメタノール量に換算した結果を示す。換算の際には、LPG、ガソリン、軽油のメタノール換算係数をそれぞれ 1.299[t/kl]、1.650[t/kl]、1.807[t/kl] とした。鉄道を除く陸運部門で消費された石油燃料を代替するメタノールの供給量は年間 154.8[Mt] となる。この量のメタノールを製造するために必要な CO₂ を化学量論的に求めると年間約 213[Mt] となる。

表 2. 3 に、日本における電気事業用発電電力量とその内訳（1990～1993 年）を示す⁸⁾。日本の電力はそのほとんどすべてを水力・火力・原子力の 3 種類の手段によって得ている。そこで本報告ではこの 3 種類による発電量の合計を全電力量として取り扱うものとする。このうち火力発電による発電量は全発電量の約 60[%] を占めており、発電所における化石エネルギー

の消費及びそれに伴う CO₂ の排出のほとんどは火力発電に因るものとする。

表 2. 4 に日本の火力発電におけるエネルギー消費実績（1990～1993 年）を示す⁸⁾。ここで火力発電にお

表 2.1 日本の輸送機関別エネルギー国内消費量の内訳 (1994年)

	陸運合計 (鉄道除く)	海運合計	航空合計	総合計
消費エネルギー (原油換算) [GJ]	85.2	10.1	5.7	100.9
(エネルギー換算) [EJ]	3.30	0.39	0.22	3.91
[%]	(84.4)	(10.0)	(5.6)	(100.0)
CO ₂ 排出量 [Mt]	229.0	27.0	15.2	271.3

表 2.2 日本の陸運部門（鉄道除く）におけるエネルギー消費実績 (1994年)

燃料種類	乗用車		貨物車		バス		国内陸運 合計
	自家用	営業用	自家用	営業用	自家用	営業用	
LPG [MJ]		2878					2878
ガソリン [MJ]	39286	43	10656	355	7		50347
軽油 [MJ]	5837	64	14056	15778	385	1487	37607
メタノール 換算合計 [MJ]	75.4	3.9	43.0	29.1	0.7	2.7	154.8

表 2.3 日本における電気事業用発電電力量とその内訳 (1990～1993年)

	1990年	1992年	1993年	1990-1993年 平均
水力発電 [TWh]	88.7	82.7	97.9	89.8
[%]	(11.7)	(10.5)	(12.3)	(11.5)
火力発電 [TWh]	466.0	481.7	448.1	465.3
[%]	(61.6)	(61.2)	(56.4)	(59.7)
原子力発電 [TWh]	201.4	222.3	248.2	224.0
[%]	(26.6)	(28.3)	(31.3)	(28.8)
全電力量 [TWh]	756.1	786.7	794.2	779.1
[%]	(100.0)	(100.0)	(100.0)	(100.0)

表 2.4 日本の火力発電におけるエネルギー消費実績 (1990～1993年)

	1990年	1992年	1993年	1990-1993年 平均
石炭 [PJ]	706	818	883	802
石油 [PJ]	1934	1872	1482	1763
LNG [PJ]	1537	1621	1626	1595
合計 [PJ]	4177	4311	3991	4160

表 2.5 日本の火力発電における CO₂ 推定排出量 (1990～1993年の平均)

	石炭	石油	LNG	合計
燃料発熱量 [GJ/t]	26.0	46.1	55.7	-----
炭素含有量 [%wt]	62	85	75	-----
CO ₂ 排出原単位 [kg/GJ]	87.7	67.6	49.4	-----
エネルギー消費実績 [PJ]	802	1763	1595	4160
CO ₂ 年間推定排出量 [Mt/year]	70.3	119.2	78.8	268.3

ける消費エネルギーとしては、石炭・石油・LNGの3種類にまとめて示した。文献⁹⁾では、石油は重油・原油・ナフサ・天然ガス液・軽油と分類されているが、ここでは発熱量でまとめて石油とした。表2.4のエネルギー消費実績から火力発電におけるCO₂の排出量を推算したものを表2.5に示す。石炭・石油・LNGの燃料発熱量及び炭素含有量をもとに推算される火力発電によるCO₂の排出量は年間約268[Mt]である。

先に述べたように、本システムで日本の自動車部門の消費するメタノールをすべてまかなうために必要なCO₂の量は年間213[Mt]であるので、火力発電によって排出されるCO₂を回収することによって所要のCO₂を十分にまかなうことが可能である。よって、メタノールの原料の一つとなるCO₂は日本の火力発電所で化石燃料を用いた結果として排出されるCO₂を回収するものとする。分離回収したCO₂は固体にすると低温大気圧下で輸送することになるが、液体の約2倍の製造エネルギーが必要となるうえ大量輸送に適さないのので液化してオーストラリアへ輸送する。なお、CO₂回収・液化に必要なエネルギーは考慮しないものとする。また、海上輸送用タンカーのエンジンから排出されるCO₂も合わせて回収するものとする。これについては2.2.2.で述べる。

2.2.2. 海上輸送

海上輸送には、オーストラリアから日本へメタノールを輸送するためのタンカーと、日本からオーストラリアへ液化CO₂を輸送するためのタンカーの2種類が必要となる。海上輸送距離は8900[km]とする。タンカーの可積載量及び所要動力は26万DW原油タンカー(平均的タンカー)の船形をもとに設計する⁴⁾。表2.6に26万DW原油タンカーの仕様を示す。メタノール輸送用タンカー及び液化CO₂輸送用タンカーの主機エンジンは熱効率40[%]のメタノールディーゼルエンジンとし、排気ガス中のCO₂の80[%]をエンジンの排熱を利用して回収し、再利用するものとする。⁹⁾

輸送用タンク及びタンカーの設計について以下に述べる。

表2.6 26万DW原油タンカー(平均的タンカー)の仕様

船長	310 [m]
幅	60 [m]
深さ	29 [m]
喫水	19.5 [m]
速力	15.6 [kt] (28.9 [km/h])
出力	22200 [PS] (16300 [kW])
満載排水量	292600 [t]
載荷重量	260000 [t]
タンク容積	314000 [m ³]
軽荷重量	32600 [t]

液化CO₂は常温では圧力が7[MPa]以上となり輸送用タンクの肉厚が著しく大きくなってしまいます。これを避けるため、液化CO₂は三重点に近い-50[°C]、0.69[MPa]で輸送するものとする。タンクの設計圧力は0.95[MPa](-40[°C]におけるCO₂の飽和圧力)とし、使用材料は低温用の9%Ni鋼(許容応力173[MPa]、比重7.95[t/m³]、ASTM規格板厚50[mm]まで)、溶接は片側突き合わせ溶接とし溶接効率は0.9とする。タンク直径は26万DWタンカーの船体に納まり、かつタンクの製造が技術的に可能となるよう極端に大きくない肉厚とする。防熱材として硬質ポリウレタンを用い、外気温度25[°C]の条件下で液化CO₂の蒸発率を0.1[%/day]以下に抑えるものとする。硬質ポリウレタンの物性値は、熱伝導率0.0335[W/(m・K)](平均温度-12.5[°C]での値)、比重は35.7[kg/m³]とする。タンク内径を25[m]とすると、タンク肉厚は37.3[mm]、必要な防熱材厚さは142[mm]となる。(ここで熱伝達の影響は無視するものとする。)また、タンク及び防熱材を合わせた総重量は約600[t]となる。タンクの膨張しろを考慮し、タンク容量はタンク容積の0.96倍の約7850[m³]とする。このとき液化CO₂重量は約9000[t]となる。

次にメタノールタンカー回収CO₂貯蔵用タンクについて考える。タンカーによる燃料メタノール消費量は約4000[t]と推定できる。CO₂回収率を80[%]とすると回収されるCO₂の量は一航海当たり約4400[t]である。そこでタンク内径を19.7[m]として同様に計算すると、断熱材を含めたタンク総重量は約300[t]となる。

(2) メタノール輸送用タンカー

メタノール輸送用タンカーの概略を図2.3に示す。液化CO₂回収貯蔵用タンクのためのスペースを24.1[m]×24.1[m]×24.1[m]≒14000[m³]とすると、メタノールタンカーのメタノール積載スペースは約300000[m³]となり、約5[%]減少する。このときメタノールタンカーの載荷重量は、メタノールの比重を79.3[kg/m³]とし、タンクの膨張しろを考慮すると約228000[t]となる。軽荷重量は26万DW原油タンカーの軽荷重量にCO₂回収貯蔵用タンクの重量を加えた32900[t]と考えると満載排水量は260900[t]、喫水は17.4[m]となる。このメタノールタンカーの概算出力を推定するために、表2.6の平均的タンカーのアドミラルティー係数を求めると1030.8となる。ここでアドミラルティー係数Cadは次式で与えられる。

$$Cad = \frac{\Delta F^{\frac{2}{3}} \cdot V^3}{P} \dots\dots (2.1)$$

[ここで ΔF 満載排水量 [t]
V 速力 [kt]
P 出力 [kW]]

船速を15[kt]として、設計したメタノールタンカー

の出力を概算すると約 13400[kW] となる。

燃料をメタノールとした場合の所要メタノール量 W_f [kg] は次式で与えられる。

$$W_f = \frac{P \cdot S}{\eta \cdot V \cdot Hu} \quad \dots\dots (2.2)$$

[ここで	P	タンカー出力 [kW]
	S	輸送距離 [km]
	η	エンジン効率
	V	船速 [m/s]
	Hu	メタノール低位発熱量 [MJ/kg]

輸送距離は日本-オーストラリア間往復距離

($S=17800$ [km])、また、 $P=13400$ [kW]、 $\eta=0.4$ 、 $V=15$ [kt]= 27.78 [km/h]、 $Hu=19.9$ [MJ/kg] とすれば往復所要メタノール量は約 3900[t]、排気から回収される CO_2 は約 4300[t] となる。

(3) 液化 CO_2 輸送用タンカー

液化 CO_2 輸送用タンカーの概略を図 2. 4 に示す。

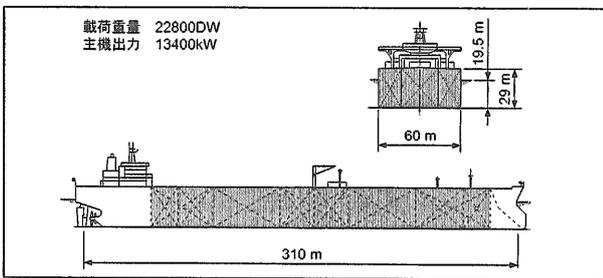


図2.3 メタノール輸送用タンカー

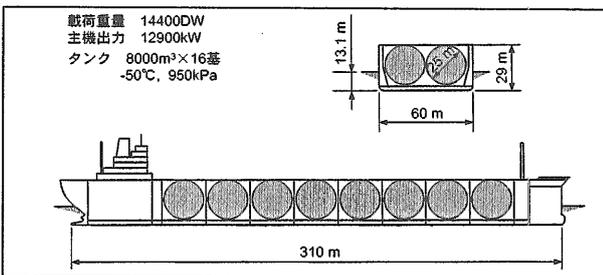


図2.4 液化 CO_2 輸送用タンカー

液化 CO_2 タンクはタンカー一隻当たり 2 列 16 基とする。また、専用バラスト水を積むためタンカーは二重船殻とする。これによる軽荷重量の増加分を 15[%] とすれば軽荷重量は約 47100[t]、載荷重量は約 144000[t]、満載排水量は約 191100[t] となる。この満載排水量は原油タンカーの満載排水量の約 0.65 倍でありほぼ原油タンカーのバラスト状態に近い。この程度のバラスト状態では同じ常用出力時で満載時に比べ速度が 1.04 倍に上昇する。エンジン所要動力はおおよそ速度の 3 乗に比例するので、液化 CO_2 輸送用タンカーの動力を同じ速

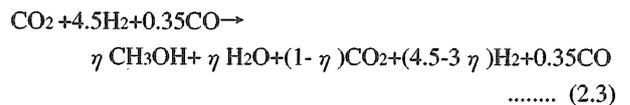
度の原油タンカーの動力の 1/1.12 倍であるものとするれば、約 12900[kW] となる。このときの往復所要メタノールは約 3700[t]、排気から回収される CO_2 は約 4100[t] となる。

2. 2. 3. 所要メタノール製造量

(1) メタノールの合成

文献¹⁰⁾ では、メタノール合成実験を行い、4[MPa]、230[°C] の条件下で 22[%]、8[MPa]、230[°C] の条件下で 30[%] のメタノール合成率をそれぞれ得ている。ただし、原料の有効利用のため CO 、 H_2 、 CO_2 を再循環させる入口条件を設定している。

この場合の合成反応は次式で表される。



[ここで η メタノール合成率]

メタノール合成率 η の定義は次の通りである。

$$\begin{aligned} (\text{メタノール合成率}) &= (\text{反応器出口メタノール流量} \\ &\quad [\text{mol/h}]) \\ &\quad \div (\text{反応器入口} (CO_2+CO) \text{流量} \\ &\quad [\text{mol/h}]) \quad \dots\dots (2.4) \end{aligned}$$

本システムでは水素の圧縮仕事が非常に大きいことを考慮し、メタノールの合成反応は 4[MPa]、230[°C] で行うものとする。メタノール合成率は 0.22 とする。メタノール合成反応における未反応ガス再循環のために必要な圧縮動力はすべて熱効率 40[%] の水素ガスタービンによって供給するものとする。

(2) メタノールの精製

合成されたメタノールは約 50[%] の水を含んだ形で得られるので、これを飽和温度 73.5[°C] まで加熱し、メタノール (沸点 64.6[°C]) を蒸発させることによって 99[%mol] の精製メタノールを得るものとする。

メタノールの合成反応 (2.3) は発熱反応である。精製に必要なメタノールの蒸発熱は合成反応によって発生する熱を有効に利用することでほぼまかなうことができるものと考えられる。そこでここではメタノール精製のための新たな外部熱源は考えないものとする。

(3) 所要メタノール製造量

所要メタノール製造量は次式のように与えるものとする。

$$\begin{aligned} (\text{所要メタノール製造量}) \times 0.99 &= (\text{精製後のメタノール量}) \\ &= (\text{自動車燃料供給用メタノール量}) \\ &\quad + (\text{メタノール及び} CO_2 \text{の輸送に必要なタンカー} \\ &\quad \text{燃料用メタノール量}) \quad \dots\dots (2.5) \end{aligned}$$

図 2. 5 に、これらの数量関係を単位製造メタノール当たり所要量として示す。なお、メタノールタンカー・液化 CO_2 タンカーの載荷量、タンカー用燃料量及

びタンカーからの CO₂ 回収量については 2. 2. 2. において計算した値を用いた。所要メタノール製造量は、自動車燃料供給メタノール量 154.8[Mt/year] の 1.065 倍の 164.9[Mt/year] となる。また、メタノール製造のために必要となる水素及び CO₂ の量はそれぞれ 30.9[Mt/year]、226.7[Mt/year] (うち発電所からの回収分 217.4[Mt/year]) となる。

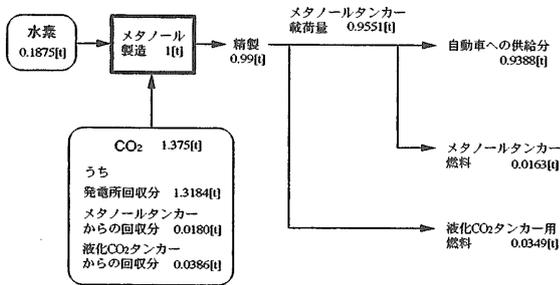


図2.5 自動車消費燃料メタノール換算量とメタノール製造量

2. 2. 4. 所要水素製造量

本システムでは、送水ポンプ・パイプライン輸送・水素貯蔵・メタノール合成反応における原料水素圧縮及び未反応ガス再循環のための圧縮動力はすべて熱効率 40[%] の水素ガスタービンによって供給するものとする。また、海水淡水化熱量を供給するためにも水素を用いる。このため、メタノール合成原料としての水素以外にも水素が必要となる。図 2. 6 に水素の製造に関する物質収支の系統図を示す。

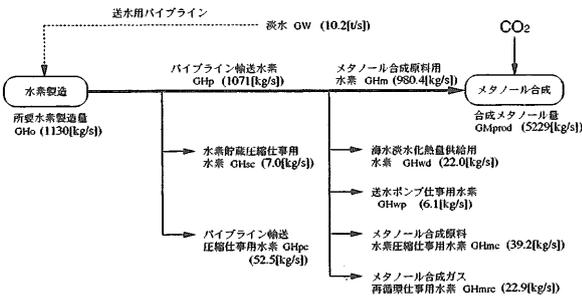


図2.6 所要水素製造量の計算

(1) 海水の淡水化

海水の淡水化には多段フラッシュ蒸発法を用いるものとする。これは、一定圧力に保った容器内に過熱状態の海水を放出し沸騰(フラッシュ蒸発)させる操作を多段で繰り返し、フラッシュ蒸発した蒸気を凝縮させて淡水を得るものである¹¹⁾。加熱蒸気を 118[°C]、0.19[MPa]、海水温度を 25[°C] とし、造水比 (=蒸気消費量に対する淡水製造量の比) を 10 とすると、淡水 1[kg] を製造するための所要エネルギー(淡水化所要熱量)は $q=260[\text{kJ/kg}]$ となる。

所要淡水量 $GW[\text{kg/s}]$ は、水電解反応 $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$ より化学量論的に計算して

$$GW = 9GH_o \quad \dots\dots (2.6)$$

[ここで GH_o 所要水素製造量 [kg/s]]

海水淡水化熱量を供給するための水素所要量 $GH_{wd}[\text{kg/s}]$ は次式で与えられる。

$$GH_{wd} = q \cdot GW / H_u = 9q \cdot GH_o / H_u \quad \dots\dots (2.7)$$

[ここで q 淡水化所要熱量 [kJ/kg]
 H_u 水素低位発熱量 [kJ/kg]
 (以下同じ)]

(2) 淡水のパイプライン輸送

パイプラインによる淡水輸送距離は 500[km] とし、淡水を輸送するためにポンプを使用する。

パイプラインの材料は、直径 2[m]、管耐圧 1.47[MPa] の配管用アーケ溶接炭素鋼管 (JIS G3457, STPY 41) とする。表 2. 7 にその仕様を示す。

表2.7 配管用アーケ溶接炭素鋼管仕様

最大呼び径	2000 [mm]
肉厚	15.9 [mm]
管重量	791 [kg/m]

直径 2[m] のパイプ 1 本を用いて淡水 ($GW=1.023 \times 10^4[\text{kg/s}]$) を 500[km] の距離に渡って輸送する場合の管内流速は、 $v=3.262[\text{m/s}]$ となる。淡水の粘性係数を $\mu=9.012 \times 10^{-4}[\text{kg}/(\text{m}\cdot\text{s})]$ とすれば、レイノルズ数は $Re=7.227 \times 10^6$ となる。管内は十分に滑らかであるものとし、ムーディ線図より管摩擦係数を $\lambda=0.015$ とする。摩擦以外の損失をすべて無視すれば、管による損失ヘッドは $H_{loss}=2036[\text{m}]$ となる。水電解圧力を 0.39[MPa] (後述)、すなわち管出口ヘッドを 40[m] とすれば、必要な管入口ヘッド(ポンプ吐出ヘッド)は $H=2076[\text{m}]$ となる。管耐圧 1.47[MPa] はヘッド 150[m] に相当することから、必要となるポンプ基地数は 14 基 ($2076/150=13.84$) となる。

淡水の単位質量流量当たり必要となる理論ポンプ動力 $L_{wp}[\text{kW}/(\text{kg/s})]$ は次式で与えられる¹²⁾。

$$L_{wp} = \frac{H}{102} \quad \dots\dots (2.8)$$

[ここで H ポンプ吐出ヘッド [m]]

送水ポンプ仕事用水素所要量 $GH_{wp}[\text{kg/s}]$ は次式で与えられる。

$$GH_{wp} = L_{wp} \cdot GW / (\eta_{wp} \cdot \eta_{gt} \cdot H_u) \quad \dots\dots (2.9)$$

[ここで L_{wp} 送水ポンプ単位理論仕事[kW/(kg/s)]
 η_{wp} ポンプ効率
 η_{gt} ガスタービン効率 (以下同じ)]

(3) 水素の貯蔵・水素貯蔵圧縮仕事

システム設備を有効に利用するためにシステムを 24 時間稼動とする。このためには、日中に製造された水素を気体の状態で圧縮貯蔵しておくためのタンクが必要となる。タンク貯蔵容量を見積もるため、一日の日照量が日照時間 10[hour/day] の正弦曲線で与えられるものと仮定する。図 2. 7 に、このときの時刻 t と日照量 I との関係を示す。平均日照量 Im 及び水素製造時間 Δt[hour] は次式によって求められる。

$$I_m = \frac{10}{24\pi} \int_0^\pi I(t) dt = \frac{5}{6\pi} = 0.265 \quad \dots\dots (2.10)$$

$$\Delta t = 10 \times \left(1 - 2 \times \frac{1}{180} \sin^{-1} I_m\right) = 8.29 \quad \dots\dots (2.11)$$

式 (2.11) より、タンク貯蔵容量は一日の水素製造量の $\frac{2}{3}$ ($\approx 1 - \frac{8.29}{24}$) とする。

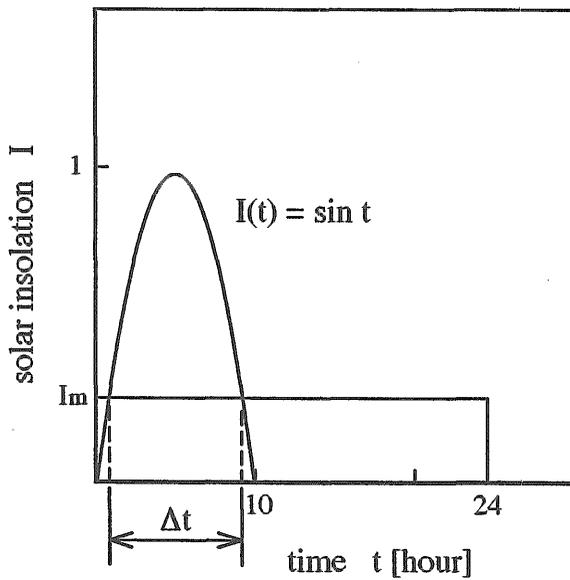


図2.7 日照量と時間との関係

タンクの材料には鉄鋼（許容応力 98.1[MPa]）を用いるものとする。水素の圧縮仕事は大きいので水素貯蔵のための圧縮仕事が過大にならないように、タンク最低保持圧力は水電解圧力に等しい 0.39[MPa] とし、タンクの最大圧力を 0.69[MPa] とする。タンク平均肉厚は耐圧肉厚の 1.5 倍とし、製造が技術的に可能と考えられる 50[mm] 程度までとして計算した。また、タンク 1 基の容量を 6000[m³] とした。表 2. 8 に設計した水素貯蔵タンクの要目を示す。

水素貯蔵圧縮仕事用水素所要量 GHsc[kg/s] は次式で与えられる。

表2.8 水素貯蔵タンクの項目

直径	22.5 [m]
平均肉厚	50.7 [mm]
容積	6000 [m ³]
重量	631.8 [t]

$$GH_{sc} = Lad_{sc} \cdot \left(\frac{2}{3} GH_o\right) / (\eta_{sc} \cdot \eta_{gt} \cdot Hu) \quad \dots\dots (2.12)$$

[ここで Lad_{sc} 水素断熱圧縮単位理論仕事 [kW/(kg/s)]
2/3GH_o 水素貯蔵容量 [kg/s]
η_{sc} 圧縮機効率]

水素は中間冷却器を持つ圧縮機を用いて断熱圧縮を行うものとし、Lad_{sc} の際にはこの場合の単位ガス流量当たりの理論仕事 Lad[kW/(kg/s)] を与える次式を用いるものとする¹²⁾。

$$Lad = (N+1) \cdot \frac{\kappa}{\kappa-1} \cdot RT \cdot \left\{ \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\kappa-1}{N+1}} - 1 \right\} \quad \dots\dots (2.13)$$

[ここで N 中間冷却段数
κ 比熱比
R ガス定数 [J/(kg·K)]
T 絶対温度 [K]
P₁ 圧縮機入口圧力 [MPa]
P₂ 圧縮機出口圧力 [MPa]]

なお、各定数及び変数については、表 2. 9 の数値を用いる。

後述する Lad_{pc}、Lad_{mc}、Lad_{mrc} についても同様に計算するものとする。

表2.9 Lad_{sc},Lad_{pc},Lad_{mc},Lad_{mrc}の計算条件

	N	κ	R [J/(kg·K)]	T [K]	P ₁ [Pa]	P ₂ [Pa]
Lad _{sc} ※1				298.15	0.39 (水電解圧力)	0.69 (タンク最高圧)
Lad _{pc}	1	1.4	4126		0.39 (水電解圧力)	1.56 (パイプライン許容圧)
Lad _{mc}					1.27 (メタノール供給圧)	4.02 (メタノール合成圧)
Lad _{mrc}	0	1.324 ※2	791.9 ※2		圧力比 $\frac{P_2}{P_1} = 1.1$	

※1 Lad_{sc} における $\frac{P_2}{P_1}$ の値は最大圧力比であり、得られる値の $\frac{1}{2}$ を (平均) 水素断熱圧縮単位理論仕事とするものとする。
※2 これらの値は再循環ガス (CO・H₂・CO₂ の混合ガス) のものである。

は圧縮して輸送するものとする。

パイプラインの材料は、淡水の場合と同様に、直径 2[m]、管耐圧 1.47[MPa] の配管用アーク溶接炭素鋼

管 (JIS G3457, STPY 41) とする。

図 2. 6 より、パイプライン輸送水素量 GHp[kg/s] は次式で与えられる。

$$GHp = GHo - GHsc - GHpc \quad \dots\dots (2.14)$$

[ここで GHpc パイプライン輸送圧縮仕事用水素所要量 [kg/s]]

パイプライン輸送圧縮仕事用水素所要量 GHpc[kg/s] は次式で与えられる。

$$GHpc = Ladpc \cdot GHp / (\eta_{pc} \cdot \eta_{gt} \cdot Hu) \quad \dots\dots (2.15)$$

[ここで Ladpc 水素断熱圧縮単位理論仕事 [kW/(kg/s)]

η_{pc} 圧縮機効率]

(5) メタノール合成原料水素圧縮仕事

図 2. 6 より、メタノール合成原料水素量 GHm[kg/s] は次式で与えられる。

$$GHm = GHp - GHwd - GHwp - GHmc - GHmrc \quad \dots\dots (2.16)$$

[ここで GHmc メタノール合成原料水素圧縮仕事用水素所要量 [kg/s]

GHmrc メタノール合成ガス再循環仕事用水素所要量 [kg/s]]

また、メタノール合成量 GMprod[kg/s] は、合成反応 $CO_2 + 3H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O$ より化学量論的に計算して

$$GMprod = \frac{32}{6} GHm \quad \dots\dots (2.17)$$

メタノール合成原料となる水素を圧縮するための水素所要量 GHmc[kg/s] は次式で与えられる。

$$GHmc = Ladmc \cdot GHm / (\eta_{mc} \cdot \eta_{gt} \cdot Hu) \quad \dots\dots (2.18)$$

[ここで Ladmc 水素断熱圧縮単位理論仕事 [kW/(kg/s)]

η_{mc} 圧縮機効率]

(6) メタノール合成ガス再循環仕事

式 (2.3) における合成メタノール 1[mol] (供給水素 3[mol]) 当たりの再循環ガスは、CO₂ が $(\frac{1}{\eta} - 1)$ [mol]、H₂ が $(\frac{4.5}{\eta} - 3)$ [mol]、CO が $\frac{0.35}{\eta}$ [mol] である。これより供給水素 1[kg] 当たりの再循環ガス量 GR[kg/kgH₂] は次式で与えられる。

$$GR = (\frac{1}{\eta} - 1) \cdot \frac{44}{6} + (\frac{4.5}{\eta} - 3) \cdot \frac{2}{6} + \frac{0.35}{\eta} \cdot \frac{28}{6} \quad \dots\dots (2.19)$$

式 (2.19) で $\eta = 0.22$ とすれば、GR=39.2[kg/kgH₂]となる。

表 2. 10に再循環ガス CO、H₂、CO₂ 及び混合ガスの物性値 (25[°C]における値)・質量を示す。

メタノール合成ガス再循環仕事用水素所要量 GHmrc[kg/s] は次式で求められる。

$$GHmrc = Ladmrc \cdot GR \cdot GHm / (\eta_{mrc} \cdot \eta_{gt} \cdot Hu) \quad \dots\dots (2.20)$$

[ここで Ladmrc 再循環ガス断熱圧縮単位理論仕事 [kW/(kg/s)]

η_{mrc} 圧縮機効率]

(7) 所要水素製造量・水素の製造・所要電力

表2.10 循環ガスCO・H₂・CO₂及び混合ガスの物性値 (25[°C])・質量

ガス種類 物性値・質量	CO	H ₂	CO ₂	混合ガス
ガス定数 [J/(kg・K)]	296.9	4126	189.0	791.9
比熱比	1.4	1.4	1.286	1.324
循環ガス質量 [kg/kgH ₂]	7.4	5.8	26.0	39.2

図 2. 6 より、所要水素製造量 GHo[kg/s] は次式で与えられる。

$$GHo = GHsc + GHpc + GHwd + GHwp + GHmc + GHmrc + GHm \quad \dots\dots (2.21)$$

所要メタノール量が既知 (GMprod=164.9[Mt/year]) であるので、以上の式に基づいて繰り返し計算を行うことにより諸量を求めることができる。なお計算に当たっては、圧縮機効率は $\eta_{sc} = \eta_{pc} = \eta_{mc} = \eta_{mrc} = 0.8$ 、ポンプ効率は $\eta_{wp} = 0.7$ 、ガスタービン効率は $\eta_{gt} = 0.4$ 、水素低位発熱量は $Hu = 1.20 \times 10^5$ [kJ/kg] とする。

計算によって得られた諸量については、図 2. 6 に示す通りである。

所要水素製造量は 1130[kg/s] (=35.6[Mt/year]) となる。

水素は、従来のアルカリ水溶液電解法と比較すると極めて高い電流密度をとることが可能な固体高分子電解質 (SPE, Solid Polymer Electrolyte) 水電解法を用いて製造するものとする。

水電解のために必要な電気エネルギーは $\Delta G = -237.3$ [kJ/mol] で、水素 1[kg] を製造するために必要な理論電解電力は $P_{theory} = 32.7$ [kWh/kgH₂] である。

しかし、実際の電解層においては、電圧については電極における反応の抵抗による過電圧や電解液・隔膜のオーム損等、電流については漏れ電流等の影響による損失のために、理論電解電力よりも大きな電解電力が必要となる。電圧・電流・電力における理論電解値に対する実際に要する値の比をそれぞれ電圧効率 η_v 、電流効率 η_i 、電力効率 η_p と呼ぶ。従来の水電解では $\eta_v = 0.50 \sim 0.65$ 、 $\eta_i = 0.95 \sim 0.99$ 、 $\eta_p = 0.47 \sim 0.64$ 程度であった。工業技術院によるサンシャイン計画における η_p の目標値は $\eta_p = 0.75$ であり、この場合の水電解電力は約 44[kWh/kgH₂] となる。また、固体高分子電解質水電解法の実験室規模の実験結果¹⁾ によれば、70[°C]、0.39[MPa]、電流密度 100[A/dm²]、電解セル電圧 1.75[V] の電解条件における水電解電力として約 46[kWh/kgH₂] という値が得られている。

以上を参考にし、本報告では、固体高分子電解質水電解法における電解電力を 45[kWh/kgH₂] とする。このとき、所要水素 (GHo=1130[kg/s]) を製造するために必要な電力は $W_c = 183.1$ [GW] となる。

2. 3. 所要設備量

前節において得られた所要水素製造量等より、システムに必要な諸設備量を計算する。

(1) 太陽電池モジュール面積

太陽光発電に用いる太陽電池用シリコンの生産規模が異なれば、システムへのエネルギー投入効率や CO₂ 排出低減効果も異なるものと予想される。その効果を比較するため、太陽電池モジュールについては次の 2 通りのケースを考える。

ケース I. 年間生産規模 10[MW]、電池セル変換効率 15[%] の多結晶電池モジュール
(昨今の太陽電池用シリコンの製造開発技術レベルを最も良く反映していると考えられるケース)

ケース II. 年間生産規模 10⁵[MW]、電池セル変換効率 20[%] の多結晶電池モジュール
(将来の太陽電池用シリコンの製造開発技術レベルのサンプルケース)

なお、生産規模の増大に伴って技術開発が進み太陽電池の諸効率も向上するものと仮定する。

太陽電池の発電容量 Wc[kW] とセル面積 Sc[m²] 及びモジュール面積 Sm[m²] との間には次式の関係が成り立つ。

$$Wc=Ce \cdot Ec \cdot Ed \cdot Er \cdot Et \cdot Edc \cdot Ee \cdot Sc \quad \dots\dots (2.22)$$

$$Sm = \frac{Sc}{Ep} \quad \dots\dots (2.23)$$

- [ここで Ce 太陽光入射量 [kW/m²] (以下同じ)
- Ec 電池セル変換効率 (以下同じ)
- Ed ガラス汚れ係数
- Er ガラス反射係数
- Et 温度係数
- Edc 直流集電係数
- Ee 電解電池整合係数
- Ep パッケージ係数 (以下同じ)]

式 (2.22)、(2.23) において Ce=0.24[kW/m²]、Ed=0.95、Er=0.96、Et=0.85、Edc=0.95、Ee=0.95 とする。また、ケース I では Ec=0.15、Ep=0.82、ケース II では Ec=0.20、Ep=0.88 とする。

必要となる太陽電池モジュール面積は ケース I で Sm=8866[km²]、ケース II で Sm=6196[km²] となる。

(2) 水素貯蔵タンク

貯蔵すべき水素容量は一日の水素製造量の 2/3 に当たる 65.1[kt/day] である。水素は 25[℃]、最高圧力 0.69[MPa] で貯蔵するものとする、タンカー基当たりの貯蔵水素重量は約 3350[kg] となる。また、タンクの最低圧力 (0.39[MPa]) を保持するために必要な水素重量はタンカー基当たり約 1915[kg] であり、これらの差がタンカー基当たりの貯蔵可能水素重量となる。これらより必要な水素貯蔵タンク数を求めると 4.535×

10⁴基となる。

(3) 水素・淡水輸送用パイプライン

水素は完全ガス、温度一定であるものとする、断面積一定の管のガス供給量 G[kg/s] は次式で与えられる¹²⁾。

$$G = \frac{\pi}{4} \sqrt{(P_1^2 - P_2^2) \cdot D^5 / (\lambda \cdot L \cdot R \cdot T)} \quad \dots\dots (2.24)$$

- [ここで P₁ 管入口絶対圧力 [Pa]
- P₂ 管出口絶対圧力 [Pa]
- D 管内径 [m]
- λ 管摩擦係数
- L 管長 [m]
- R ガス定数 [J/(kg·K)]
- T 絶対温度 [K]

水素の粘性係数を μ=8.90×10⁻⁶[kg/(m·s)] (温度 25[℃])、パイプライン一本当たりのガス供給量を G=10¹~10²[kg/s] とすれば、このときのレイノルズ数は Re>7.15×10⁵ となる。管内は十分に滑らかであるものとし、ムーディ線図より管摩擦係数を λ=0.015 とする。管の許容応力を 98.1[MPa] とし、パイプライン入口圧は許容圧力の P₁=1.6[MPa] とする。管内径は D=2[m] とする。パイプライン出口圧及びパイプライン本数は、パイプラインへの投入エネルギー及び 5 年間の圧縮機動力の合計が最小となるように決めるものとする。式 (2.24) で L=500[km]、R=4126[J/(kg·K)]、T=298.15[K] として計算すればパイプライン出口圧は P₂=1.3[MPa]、水素輸送用パイプライン一本当たりのガス供給量は G=42.3[kg/s]、パイプライン本数は 25 本となる。

また、淡水輸送用パイプラインは 2.2.4. で計算したように 1 本を使用する。

(4) タンカー

表 2.11 に、両タンカーが日本-オーストラリア間を往復するための所要時間を示す。これを用いると、オーストラリアで製造・精製したメタノールのうちメタノールタンカー載荷分 (157.5[Mt/year]) を輸送するために必要な 228000DW メタノールタンカーの隻数は 55 隻、日本の発電所から回収した CO₂ (217.4[Mt/year]) を輸送するために必要な 144000DW 液化 CO₂ タンカー (実際に輸送できる一隻当たりの CO₂ 量はタンカー回収分 4100[t] を除いた 139900[t]) の隻数は 121 隻となる。

以上の計算によって得られたシステム所要量を表 2.12 にまとめて示す。

表2.11 タンカーの日本-オーストラリア往復所要時間

	航行時間 (片道) [h]	出入港時間 [h]	荷役時間 [h]	往復所要時間 [h]
メタノール タンカー	320.4	3	20	687
液化 CO ₂ タンカー			16	679

表2.12 システム所要量一覧

自動車燃料消費 (原油換算)		85.2 [GJ/year]
自動車燃料消費 CO ₂ 排出量		229.0 [Mt/year]
メタノール換算需要 (LHV 基準)		154.8 [Mt/year]
メタノール製造量		164.9 [Mt/year]
水素製造量		35.6 [Mt/year]
(発電所からの) CO ₂ 回収量		217.4 [Mt/year]
太陽電池パネル面積	ケース I	8866 [km ²]
	ケース II	6196 [km ²]
水素貯蔵タンク		45350 [基]
ガスパイプライン		25 [本]
水パイプライン		1 [本]
228kW メタノールタンカー		55 [隻]
144kW 液化 CO ₂ タンカー		121 [隻]

3. 投入エネルギーと CO₂ 排出量の計算

太陽水素メタノールエネルギーシステムを導入する際に必要となる諸設備に投入されるエネルギー量と、エネルギー投入の際に排出される CO₂ 量の計算方法について以下に述べる。

設備に投入されるエネルギーは、原料素材を製造するためのエネルギー、設備を建設するためのエネルギーと、その設備を運転・維持するためのエネルギーに大別される。本報告では、システムに必要な諸設備のうち、投入エネルギーが相対的に大きいと推定される主要なシステム要素のみを取りあげて投入エネルギーとこれに伴う CO₂ 排出量を算出する。

本報告で投入エネルギー及び CO₂ 排出量を考慮するシステム要素は、太陽電池モジュール、太陽電池パネル架台、水素貯蔵タンク、パイプライン及びタンカーの5種類とする。

原料素材を製造するために投入された原料素材単位当たりの投入エネルギーを投入エネルギー原単位という。同様にして、原料素材を製造する際に排出される原料素材単位当たりの CO₂ 量を CO₂ 排出原単位と呼ぶものとする。CO₂ 排出量は原料素材を製造する際の投入エネルギーの種類によって異なるので、各種エネルギーの投入割合を考慮する必要がある。本報告では、考慮するエネルギーを3種類の化石燃料すなわち石炭・石油・LNGに電力を加えた合計4種類とする。

本報告では、太陽水素メタノールエネルギーシステムを評価するに当たって、システムを導入する際に必要な電力を火力発電のみによって供給するケース(火

力発電ベース)と、火力・水力・原子力発電によって供給するケース(全電力ベース)の2通りのケースについて、電力への化石エネルギーの投入量及びこれに伴う CO₂ 排出量の計算を試みる。表2.3、表2.4、表2.5を用いて、電力への化石エネルギー投入原単位及びこれに伴う CO₂ 排出原単位を2通りのケースについて求めた結果を表3.1に示す。

表3.1 電力への化石エネルギー投入原単位及びCO₂排出原単位

	火力発電ベース	全電力ベース
化石エネルギー投入原単位 [MJ/kWh]	8.94	5.34
CO ₂ 排出原単位 [kg/kWh]	5.77×10 ¹	3.44×10 ¹

(1) 太陽電池モジュールへの投入エネルギー及び CO₂ 排出量の計算

太陽電池モジュールについては、試算された⁶⁾ 多結晶電池モジュールの投入エネルギーを使用する。表3.2、表3.3に、それぞれケース I 及びケース II について試算された多結晶シリコン電池セルの各製造工程への投入エネルギー及び全工程への投入エネルギーを、表3.4に、ケース I、II の試算の前提条件のうち主要なものを示す。文献⁶⁾ では、太陽電池の発電容量 W_e [kW] とセル面積 S_c [m²] との関係式として次式を用

表3.2 多結晶シリコン電池セルの各製造工程への投入エネルギー (ケース I)

	電力	化石エネルギー
原料シリコン製造工程	8.69×10 ⁶ [kWh]	3.02×10 ⁷ [MJ]
シリコン基盤化工程	3.21×10 ⁶ [kWh]	1.61×10 ⁷ [MJ]
セル化工程	9.45×10 ⁶ [kWh]	7.12×10 ⁶ [MJ]
モジュール化工程	3.17×10 ⁶ [kWh]	2.53×10 ⁷ [MJ]
全工程投入エネルギー合計	1.60×10 ⁷ [kWh]	7.87×10 ⁷ [MJ]
単位モジュール面積当たり投入エネルギー	189 [kWh/m ²]	930 [MJ/m ²]

表3.3 多結晶シリコン電池セルの各製造工程への投入エネルギー (ケース II)

	電力	化石エネルギー
原料シリコン製造工程	2.33×10 ¹⁰ [kWh]	1.25×10 ¹¹ [MJ]
シリコン基盤化工程	5.88×10 ⁹ [kWh]	5.86×10 ¹⁰ [MJ]
セル化工程	6.54×10 ⁹ [kWh]	9.88×10 ⁹ [MJ]
モジュール化工程	1.52×10 ¹⁰ [kWh]	1.35×10 ¹⁰ [MJ]
全工程投入エネルギー合計	5.09×10 ¹⁰ [kWh]	3.28×10 ¹¹ [MJ]
単位モジュール面積当たり投入エネルギー	86.0 [kWh/m ²]	555 [MJ/m ²]

表3.4 ケース I、ケース II の試算の前提条件

	ケース I (年間生産規模 10[MW])	ケース II (年間生産規模 10 ² [MW])
セル変換効率 [%]	15	20
セル生産形状 [mm]	100×100×0.25 (切りしろ: 0.20)	200×200×0.20 (切りしろ: 0.20)
セル生産面積 [m ² /year]	6.94×10 ⁴	5.21×10 ⁵
パッケージ係数	0.82	0.88
モジュール生産面積 [m ² /year]	8.47×10 ⁴	5.92×10 ⁵

い、 $C_e=1[\text{kW/m}^2]$ 、 $E_g=0.96$ として試算を行っている。

$$W_c=C_e \cdot E_c \cdot E_g \cdot S_c \quad \dots\dots (3.1)$$

[ここで E_g セル透過率]

表3.2、表3.3によれば、太陽電池モジュール単位面積当たりの投入エネルギーは、ケースⅠでは電力189[kWh/m²]、化石エネルギー930[MJ/m²]、ケースⅡでは電力86.0[kWh/m²]、化石エネルギー555[MJ/m²]である。これらの値と表3.1を用いて、太陽電池モジュールの投入エネルギー原単位及びCO₂排出原単位を火力発電ベース及び全電力ベースについて求めた結果を表3.5、表3.6に示す。なお、ここでCO₂排出量については、投入された化石エネルギーがすべて石油であるものとして計算を行うものとする。

表3.5 太陽電池モジュールの投入エネルギー原単位及びCO₂排出原単位(ケースⅠ)

	火力発電ベース	全電力ベース
投入エネルギー原単位 [MJ/m ²]	2.62×10 ³	1.94×10 ³
CO ₂ 排出原単位 [kg/m ²]	1.72×10 ²	1.28×10 ²

表3.6 太陽電池モジュールの投入エネルギー原単位及びCO₂排出原単位(ケースⅡ)

	火力発電ベース	全電力ベース
投入エネルギー原単位 [MJ/m ²]	1.32×10 ³	1.01×10 ³
CO ₂ 排出原単位 [kg/m ²]	8.71×10 ¹	6.71×10 ¹

(2) それ以外のシステム要素への投入エネルギー及びCO₂排出量の計算

太陽電池パネル架台、水素貯蔵タンク、パイプライン及びタンカーの材料はすべて鉄鋼であるものとする。素材としての鉄鋼の投入エネルギー原単位は電力500[kWh/t]、石炭20.9[GJ/t]とする¹³⁾。これらの値と表3.1を用いて鉄鋼材料の投入エネルギー原単位及びCO₂排出原単位を2通りのケースについて求めた結果を表3.7に示す。

表3.7 鉄鋼材料の投入エネルギー原単位及びCO₂排出原単位

	火力発電ベース	全電力ベース
投入エネルギー原単位 [MJ/kg]	2.54×10 ⁴	2.36×10 ⁴
CO ₂ 排出原単位 [kgCO ₂ /kg]	2.12	2.01

太陽電池モジュール以外のシステム要素については、投入エネルギー及びそれに伴うCO₂排出量を次のように計算する。組立て産業において消費されるエネルギーは、その18.9[%]が直接的に消費されるエネルギーで、残りは原料素材・部品等、間接的に投入されるエネルギーとなっている¹⁴⁾。そこで、設備を建設するための投入エネルギーを、原料素材を製造するための投入エネルギーの20[%]として計算し、原料素材製造の

ための投入エネルギーに設備建設のための投入エネルギーを加えたものを設備に投入されるエネルギーとする。なお、太陽電池モジュールを支持するための架台についての計算では、文献^{3) 15)}における検討結果を参考にし、太陽電池パネル単位面積当たりの架台重量を20[kg/m²]とした。表3.1及び表3.7を用いて各システム要素の投入エネルギー原単位及びCO₂排出原単位を求めた結果を表3.8に示す。

以上によって得られた投入エネルギー原単位及びCO₂排出原単位を用いることにより、本システムを構

表3.8 その他システム要素の投入エネルギー原単位及びCO₂排出原単位

	火力発電ベース	全電力ベース
(太陽電池パネル架台)		
投入エネルギー原単位 [MJ/m ²]	6.10×10 ²	5.66×10 ²
CO ₂ 排出原単位 [kg/m ²]	4.90×10 ¹	4.62×10 ¹
(水素貯蔵タンク)		
投入エネルギー原単位 [MJ/基]	1.93×10 ⁷	1.79×10 ⁷
CO ₂ 排出原単位 [kg/基]	1.55×10 ⁶	1.46×10 ⁶
(パイプライン)		
投入エネルギー原単位 [MJ/本]	1.21×10 ¹⁰	1.12×10 ¹⁰
CO ₂ 排出原単位 [kg/本]	9.70×10 ⁶	9.15×10 ⁶
(メタンールタンカー)		
投入エネルギー原単位 [MJ/隻]	1.00×10 ⁹	9.32×10 ⁸
CO ₂ 排出原単位 [kg/隻]	8.07×10 ⁷	7.61×10 ⁷
(液化CO ₂ タンカー)		
投入エネルギー原単位 [MJ/隻]	1.43×10 ⁹	1.33×10 ⁹
CO ₂ 排出原単位 [kg/隻]	1.15×10 ⁸	1.09×10 ⁸

表3.9 システム要素への投入エネルギー(ケースⅠ)

システム要素	火力発電ベース		全電力ベース	
	投入エネルギー [PJ]	CO ₂ 排出量 [Mt]	投入エネルギー [PJ]	CO ₂ 排出量 [Mt]
太陽電池モジュール	23236	1525	17182	1134
太陽電池パネル架台	5406	435	5022	410
水素貯蔵タンク	873	70	811	66
パイプライン	313	25	291	24
タンカー	229	18	212	17
合計	30057	2074	23518	1652

(四捨五入のため合計が合わない場合がある。)

表3.10 システム要素への投入エネルギー(ケースⅡ)

システム要素	火力発電ベース		全電力ベース	
	投入エネルギー [PJ]	CO ₂ 排出量 [Mt]	投入エネルギー [PJ]	CO ₂ 排出量 [Mt]
太陽電池モジュール	8198	540	6275	416
太陽電池パネル架台	3778	304	3509	287
水素貯蔵タンク	873	70	811	66
パイプライン	313	25	291	24
タンカー	229	18	212	17
合計	13391	957	11100	809

(四捨五入のため合計が合わない場合がある。)

築するために必要となる投入エネルギー及びこれに伴う CO₂ 排出量を計算した結果を表3. 9、表3. 10に示す。

4. システムの評価

表3. 9、表3. 10よりわかることをまとめると以下のようになる。

昨今の太陽電池用シリコンの製造開発技術レベル(ケースI)において、システム全体への投入エネルギーに占める太陽電池設備(モジュール及びパネル架台)への投入エネルギーの割合は約95%と非常に大きくなっている。一方、将来多結晶電池モジュールの製造開発技術レベルが向上し、年間生産規模が現状の10⁴倍(ケースII)になると、太陽電池モジュールへの投入エネルギーは約3分の1で済む。また、必要となる太陽電池パネル面積も小さくなるため、パネル架台への投入エネルギーも約70%で済むことになる。しかしながら、システム全体への投入エネルギーに占める太陽電池設備への投入エネルギーの割合は約90%であり依然として大きい。言い換えれば、太陽電池の製造開発技術レベルの向上があっても、システム設備を製造・建設する際には、太陽電池設備がシステム設備の大部分をエネルギー的に占めるという状況はほとんど変わらないということである。

CO₂ 排出量についても上記と同様な結果となっている。また、火力発電ベースと全電力ベースで比較した場合でも上のような傾向はほとんど変わらない。

システムを評価するための指標として、等価年数なる量を次式のように定義する。

$$\begin{aligned} \text{(等価年数)} &= \frac{\text{(システムへの化石エネルギー投入量 [CO}_2\text{ 排出量])}}{\text{(日本における年間自動車燃料消費量 [CO}_2\text{ 排出量])}} \\ &\dots\dots (4.1) \end{aligned}$$

表2. 1、表3. 9及び表3. 10を用いて、投入エネルギー及びCO₂ 排出量について求めた等価年数を表4. 1に示す。表4. 1より、火力発電ベースでは、システムへの化石エネルギーの投入量は現在自動車消費している石油エネルギーの約9年に相当することがわかる。現在商品化されている太陽電池の耐用年数は20年程度とされている。本システムにおいては、太陽電池モジュールをオーストラリアの砂漠上に設置して使用するため、その使用環境は厳しいものと考えられる。一方で、太陽電池の技術開発は急速に進行しているため、それに伴って太陽電池モジュールの耐用年数も将来的に30年程度まで伸びるものと仮定すれば、火力発電ベースでは化石エネルギー消費量及びCO₂ 排出量を現状レベルの約 $\frac{1}{3}$ ($\approx \frac{9.11}{30}, \frac{9.06}{30}$)程度まで低減することができる。同様に、全電力ベースでは化石エネルギー消費量及びCO₂ 排出量を現状レベルの約

$\frac{1}{4}$ ($\approx \frac{7.13}{30}, \frac{7.21}{30}$)程度まで低減することができる。電池生産規模が現状の10⁴倍の場合には、化石エネルギー消費量及びCO₂ 排出量を、火力発電ベースで現状レベルの約 $\frac{1}{7}$ ($\approx \frac{4.06}{30}, \frac{4.18}{30}$)程度まで、全電力ベースで現状レベルの約 $\frac{1}{8}$ ($\approx \frac{3.36}{30}, \frac{3.53}{30}$)程度まで低減することができる。本システムの導入効果すなわち性能は、今後の太陽電池モジュールの技術開発の進歩の度合いに左右される部分が相対的に大きいと言えることができる。

表4.1 システムの等価年数

		火力発電ベース		全電力ベース	
		投入エネルギー	CO ₂ 排出量	投入エネルギー	CO ₂ 排出量
等価年数 [年]	ケースI	9.11	9.06	7.13	7.21
	ケースII	4.06	4.18	3.36	3.53

5. まとめ

化石燃料の消費量低減と大気中へのCO₂ 排出量抑制を目的として、日本の運輸部門の自動車が消費している石油燃料を太陽エネルギーを利用して製造するメタノールに代えて供給する太陽水素メタノールエネルギーシステムを提案した。

太陽電池の現状技術を用いて本システムを構築すると、約8900[km²]の太陽電池パネル、228000DWのメタノールタンカー55[隻]、144000DWの液化CO₂タンカー121[隻]等の設備が必要となり、本システムを構築するために必要となるエネルギーの大部分は太陽電池設備に投入されるものである。本システムの耐用年数を30年と仮定すると、自動車が消費している石油燃料に対して、化石エネルギー消費量とCO₂ 排出量を約1/4～1/3に低減することができる。

また、太陽電池技術開発のさらなる進歩によって、同様に化石エネルギー消費量とCO₂ 排出量が約1/8～1/7まで低減する可能性があることを示した。

参考文献

- 1) 太田時男 (監修)、水素エネルギー最先端技術、(株)NTS
- 2) 太田時男、海洋水素エネルギーのためのポルシェコンビナート計画、(株)アイピーシー、(1981.7)
- 3) K. Hiraoka et al, Int. J. Hydrogen Energy, Vol.16, No.9, (1991), pp.631-638., and Vol.16, No.11, (1991), pp.755-764.
- 4) K. Hiraoka et al, Proc. 10th World Hydrogen Energy Conf., (1994), pp.339-348.
- 5) 平岡克英他、日本機械学会関西支部第250回講演会、

- (1991.11), pp.162-164.
- 6) 太陽光発電技術の評価Ⅰ、化学工学会 (CO₂ と地球環境問題研究会／代表：小宮山 宏)、(1993.10)
 - 7) 運輸関係エネルギー要覧 (平成 8 年版)、運輸省運輸政策局情報管理部、(1996.7)
 - 8) 日本統計年鑑、総務庁統計局
 - 9) 平岡克英他、日本船用機関学会第 58 回講演会、(1997.5), pp.80-87.
 - 10) 赤野徹、炭酸ガスの固定化技術の研究開発について、第 9 回エネルギーシステム・経済コンファレンス、エネルギー・資源学会、(1993)
 - 11) 化学便覧 応用化学編、日本化学会、丸善、(1986)
 - 12) 技術資料 管路・ダクトの流体抵抗、日本機械学会
 - 13) 自然エネルギーと発電技術、科学技術庁資源調査会、大成出版社、(1983)
 - 14) 茅陽一、エネルギー・アナリシス、電力新報社、(1981.1)
 - 15) 飯田和弘、太陽電池架台の設計について、太陽光発電システムシンポジウム、日本能率協会、(1987.3)
 - 16) 技術資料 流体の熱物性値集、日本機械学会、丸善、(1983)