

#### 2.2.2.2.7 SCR脱硝装置の要目と配置

NO<sub>x</sub> 3次規制を満足するために、LNG船の主機ガスインジェクションディーゼル機関ではSCR脱硝装置若しくはインエンジン技術であるEGR（排気再循環）装置及びSCR脱硝装置の組合せなどのNO<sub>x</sub>削減装置の設置が必要である。油焚船についても同装置が必要であり、本調査では、SCR脱硝装置を例に挙げて検討した。

主機のSCR脱硝装置の要目計算例を以下に示す。

仮定条件は以下のとおり。

- ① SCRは過給機後の排気管内に設置。
- ② 排ガス温度250℃にて80%脱硝が得られる低温用触媒を選択。
- ③ 排ガス温度が250℃より低い場合は別置きダクトバーナーで250℃になるよう加熱する。バーナーの燃料は在来船は0.1%S分油、LNG焚船はLNG。
- ④ SCRはECA内のみ使用するため、SCRバイパス配管を設置。
- ⑤ 主機出力（11K98ME-GI） 100%負荷 58,400 kW
- ⑥ 排ガス量、排ガス温度 378,400m<sup>3</sup>N/h、250℃(ISO条件)
- ⑦ 空間速度 SV=6,000 1/h（補機はSV=10,0001/h）
- ⑧ 選択した1本当りの触媒寸法

K=縦横 150mm

L=長さ 580mm

C=セル数 35セル（補機は45セル）

G=目開き 3.69mm、内壁厚 0.6mm

$A_v$ （比表面積）=  $H \cdot 4 \cdot C \cdot L / (K \cdot K \cdot L) \cdot 1000 = 804 \text{ m}^2/\text{m}^3$

- ⑨ 総括反応速度定数

$K_0 = 27 \text{ m}^3/\text{m}^2/\text{h}$  新品時40であるが、製品のばらつき（10%）、  
経年劣化（25%）を考慮して 27とする。

（補機は排ガス温度が高いので $K_0=35$ とする。）

ダクトバーナーでの必要燃料量

排ガス量（100%負荷） 339,300 kg/hを10℃上昇させるのに必要な熱量は  
排ガスの比熱を1.0kJ/kg/k、

A重油の発熱量42.7MJ/kg、LNGは50MJ/kgとし、  
燃焼効率を0.7とするとそれぞれ

A重油は  $339,300 \cdot 1.0 \cdot 10 / 42,700 / 0.7 = 113 \text{ kg/h}$

LNGは  $339,300 \cdot 1.0 \cdot 10 / 50,000 / 0.7 = 96.9 \text{ kg/h}$  必要。

以上の仮定条件を踏まえたSCR脱硝装置の基本要目を表2.2.7.1にまとめて示す。

表2.2.7.1 主機・補機のSCR脱硝装置の基本要目計算

主機MCO出力	単位	58400	補機1台MCO出力	単位	2900
MCO時の排ガス量	m3N/h	378400	MCO時の排ガス量	m3N/h	17,400
空間速度	1/h	6000	空間速度	1/h	10,000
必要触媒体積	m3	63.1	必要触媒体積	m3	1.74
一本当たりの触媒体積 (0.15m*0.15m*0.58m)	m3	0.0131	一本当たりの触媒体積 (0.15m*0.15m*0.58m)	m3	0.0131
必要本数	本	4833	必要本数	本	133
触媒の段数	段	6	触媒の段数	段	2
1段当たりの触媒本数	本	805.4	1段当たりの触媒本数		66.7
縦の本数	本	28	縦の本数	本	8
横の本数	本	29	横の本数	本	9
触媒ケースの基本寸法			触媒ケースの基本寸法		
縦	m	4.20	縦	m	1.20
横	m	4.35	横	m	1.35
長さ(1段当たり0.8m)	m	4.8	長さ(1段当たり0.8m)	m	1.6
触媒セル数	セル	35	触媒セル数	セル	45
目開き(H)	mm	3.69	目開き(H)	mm	2.93
内壁厚	mm	0.6	内壁厚	mm	0.4
比表面積	m2/m3	803.6	比表面積	m2/m3	1054.8
総括反応速度定数	m2/m3/h	27	総括反応速度定数	m2/m3/h	35
脱硝率 $\eta$	%	97.3	脱硝率 $\eta$	%	97.5
触媒ケースにおける圧損			触媒ケースにおける圧損		
全圧損	Pa	4190	全圧損	Pa	824
主機1航海の油燃料消費量 (ECA内)	t	1586.6	補機油燃料消費量 (ECA内)	t	216
尿素水噴射量			尿素水噴射量		
油燃料消費量の10%	t	158.7	油燃料消費量の10%	t	21.6
ME-GI機関は10%減	t	142.8	リーンバーンDFはゼロ	t	0

触媒ケースの圧損計算は表2.2.7.2にてその結果を示す。

表2.2.7.2 SCRの圧力損失試算結果

		主機	補機
排ガス温度	°C	250	350
排ガス比熱	kJ/kgK	1.12	1.12
排ガス密度	kg/m <sup>3</sup> N	1.15	1.15
排ガス流量	Nm <sup>3</sup> /h	378400	17400
	NL/min	6306667	290000
SV	h-1	6000	10000
触媒容積	m <sup>3</sup>	63.0667	1.7400
1本当たりの触媒体積	m <sup>3</sup>	0.0131	0.0131
段数	段	6.0	2.0
1段あたり触媒本数	本	805	67
1段あたり触媒断面積	mm <sup>2</sup>	18122605	1500000
触媒長さ	mm	3480.0	1160.0
セル数		35	45
ピッチ	mm	4.2857	3.3333
肉厚(線径)	mm	0.6	0.4
目開き	mm	3.6857	2.9333
濡れ縁長さ	mm	14.7429	11.7333
水力直径	mm	3.6857	2.9333
総セル数		986675.18	135000
総面積	m <sup>2</sup>	50621.5	1837.4
総流路断面積	m <sup>2</sup>	13.4035	1.1616
排ガス速度	m/s	14.00	8.85
Lv	Nm/s	7.84	4.16
粘性係数	Pas	2.668E-05	3.016E-05
レイノルズ数		2223.6	989.5
圧力損失係数		0.0098	0.0116
圧力損失	Pa	4190	824
	mmAq	414	81

SCRは船橋内の煙突に組み込む形で設置する。一般配置を図2.2.7.1、断面での配置を図2.2.7.2に示す。

今後の詳細検討における配置上の課題を以下に示す。

- ・還元剤噴射ノズルから反応器までの距離が、推奨されている排ガス配管口径の10倍を下回ることが判明した。SCRでの脱硝反応を均質にすすめるには整流板などの対策が必要である。
- ・SCR反応器を船橋内で支持する構造を検討することが必要である。
- ・SCRに加えて排ガスの排熱を排熱回収する排ガスエコノマイザも組み込む場合、排ガス管路全体の圧力損失の抑制を図ることが必要である。

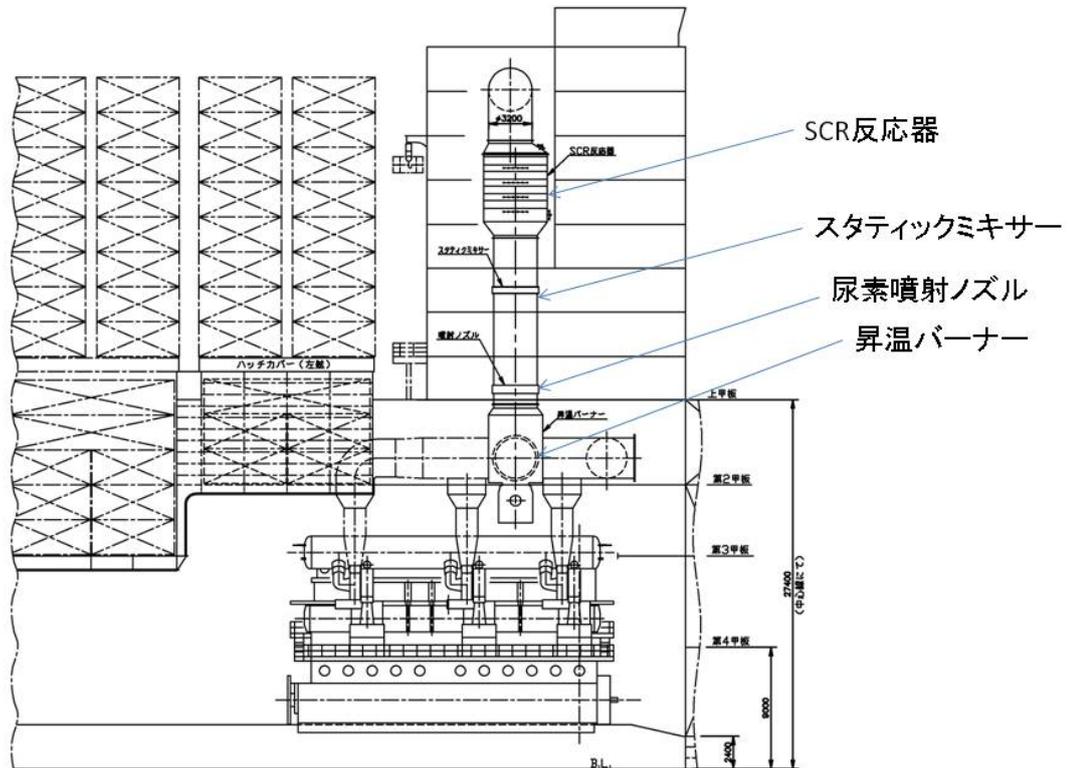


図2.2.7.1 主機とSCRの一般配置

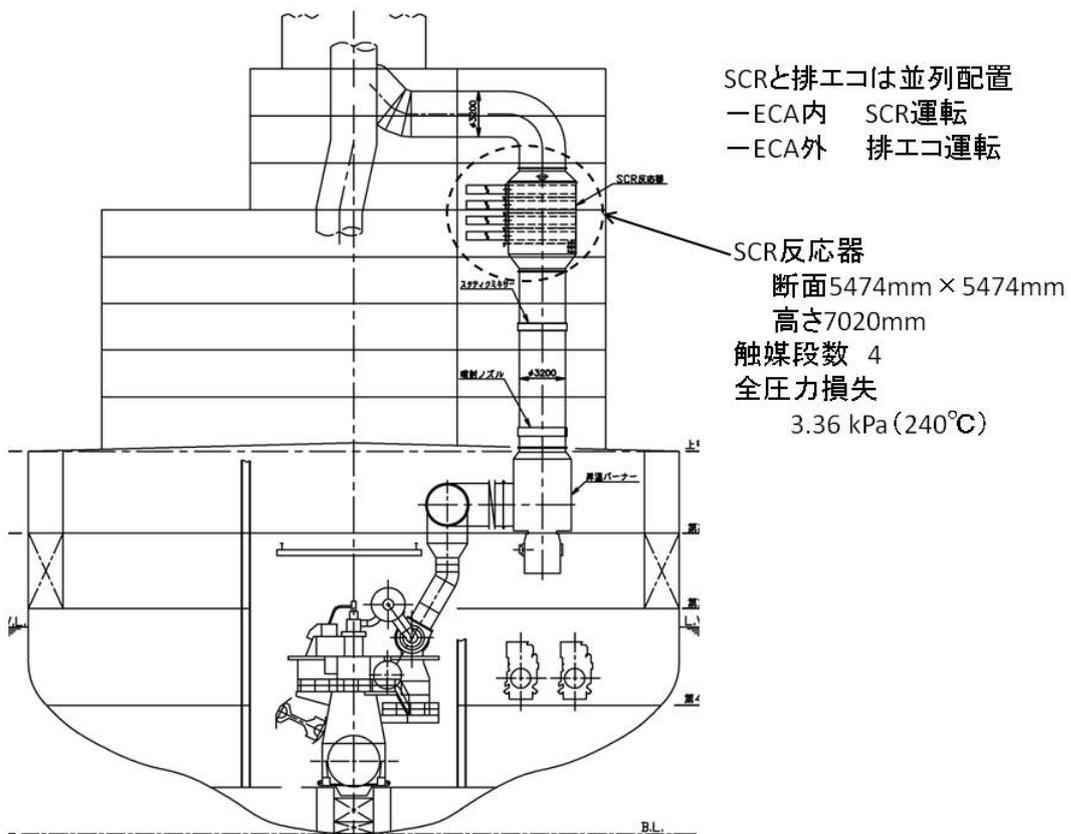


図2.2.7.2 SCRの一般断面配置

#### 2.2.2.2.8 LNGバンカリング

##### (i) バンカリング方法

LNG を主燃料とする船舶の普及に重要な課題の一つとなるのが LNG の補給、いわゆるバンカリングである。現在北欧などで運行されている LNG 船でのバンカリング及び LNG タンカーにおける荷役を調査したところ、以下の方法が考えられる。

- ◇ STS (Ship To Ship) ; LNG 専用の補給船から補給する。
- ◇ ローリーから船舶へのバンカリング; LNG タンクローリーを港に配置させて、そこから LNG 船へ補給する。
- ◇ LNG タンクコンテナを用いた船上バンカリング; LNG タンクをコンテナとして扱う。停泊時に必要量を充填したタンクコンテナと空のタンクコンテナを交換させることで燃料補給する。
- ◇ 陸上の固定式燃料供給施設からのバンカリング; LNG ターミナルに寄り、そこから LNG を補給する。港湾内にタンカーも荷役する大型ターミナルか LNG 燃料船専用のターミナル、のいずれかを設置する。
- ◇ シーバース[海上用棧橋]からのバンカリング; 寄港地が浅瀬で大型船の係留が困難な場合は、沖合に海上用棧橋であるシーバースを設置しそこから LNG を補給する。

コンテナ船も含めて LNG を商船用の燃料として普及させるためには、バンカリングを重油と同程度もしくはそれ以上の短い時間で進められることが必要である。バンカリングの時間が長すぎると商用船の航行スケジュールに支障が出てくるだけではなく、LNG を積載した状況で長時間係留されると BOG により LNG 内のメタン濃度が下がり熱量が増加する傾向を示す。

これを踏まえて上記のバンカリング法を大型コンテナ船へ適用可能かはメリット、デメリット、実現性、課題などで不明な点があった。そこでガス会社への聞き取りをはじめとして各バンカリング法を調査したところ、以下のことが判明した。

- STS; バンカリング価格を考えると最も有望な方法となる。ただ課題として、①係留索の取り方で風や雨への対策が必須、②船舶間を繋ぐバンカリング用フレキシブルチューブの固定方法や接続法などの技術基準が未確定。③係留の安定性が一番の問題、がある。
- ローリーから船舶へのバンカリング; 日本では実施困難。ローリーに積載可能な LNG は 13~14t が上限であり、外航船のような大型船へバンカリングする際はコストが高くなる。
- LNG タンクコンテナを用いた船上バンカリング; 同上。LNG タンクコンテナの回収ルートを確認するのが難しい。
- 陸上の固定式 LNG 燃料供給施設; 可能ではあるが、陸上施設は場所が限られており、船をそこへ持っていく必要がある。また、STS に比べて設備費用が

かかることが予測される。

- シーバース[海上用栈橋]；同上。参考として扇島工場（横浜市）沖に建造したLNG受入シーバースの建造コストは数百億円とのこと。

これらを踏まえて技術的な課題はあるものの、初期投資の低さなどからSTSによるバンカリングが一番現実的であると考えられる。

#### （ii）バンカリングの検討

バンカリングが現段階で成立しうるか、外航LNGタンカーの荷役についての調査結果を元に1ラウンド分の所要時間を試算する。

係留を済ませた後のタンカーのLNG荷役に係わる作業は大きく、ギャングウェイ取り付けからポンプの作動直前までの事前行程、ポンプを作動して必要量のLNGを補給しポンプが停止するまでのLNG補給行程、ポンプ停止から出港までの事後行程に分けられる。

まずLNG補給行程に要する時間はLNGのLoading Rates ( $\text{m}^3/\text{h}$ ) に依存する。ガス会社によると、LNG補給行程の速度は船側のポンプ能力とLNG供給配管の大きさ双方がそろふことで決まるとのことである。東京ガスの外航LNG運搬船の容量は14～15万 $\text{m}^3$ であり、32inch配管を使用して最大11,000～14,000 $\text{m}^3/\text{h}$ のLNG移送が標準的である。また現在の国内LNGターミナルにおいて荷役に使用しているアンローディングアームは配管径16inch（共通規格）でアーム一本当たりの最大輸送量は4,000～5,000 $\text{m}^3/\text{h}$ という仕様になっている。現行の外航LNGタンカーに対してはアーム4本を接続しており、内3本をLNGの荷役に、残り1本を船側タンクへのリターンガス供給用に、それぞれ使用しており、前述の数値はこの条件から試算している。なおLNGターミナルから内航用LNGタンカーへの積み込みには8inch管のローディングアームが使用される。

また重油の給油行程と比較して、LNG補給行程においては配管の監視とRGBの運転という作業が加わる。配管の監視では、LNG供給に伴い局所的に配管が縮むためその都度ボルトで締め直して漏洩を防ぐために、フランジを中心に配管の接続状況を随時チェックする。当該作業には特別な資格は必要なく、社内訓練程度で十分とのことである。RGBはReturn Gas Blowerの略称であり、船側タンクの圧力を維持させるために陸側タンクに溜まったLNGガスを船に供給する必要がある（Return Gas）ことから、LNGの荷役中に随時RGBを運転させる。

これを踏まえて本該船へのLNG補給行程の所要時間について試算する。上記のローディングアーム一本当たりの供給量を1,000 $\text{m}^3/\text{h}$  と4,000 $\text{m}^3/\text{h}$ の2ケースを仮定し、アーム2本でLNGを補給する場合（1本がLNG供給、残りはリターンガス排出）と、アーム4本でLNGを補給する場合（3本がLNG供給、残りがリターンガス排出）それぞれについて試算した。

その結果を以下に示す。

- ・ローディングアーム供給量 1,000m<sup>3</sup>/hの場合
  - 全海域LNG使用コンテナ船
    - アーム2本使用 10時間
    - アーム4本使用 3時間20分
  - 地中海ECAのみLNG使用コンテナ船
    - アーム2本使用 3時間
    - アーム4本使用 1時間
- ・ローディングアーム供給量 4,000m<sup>3</sup>/hの場合
  - 全海域LNG使用コンテナ船
    - アーム2本使用 2時間30分
    - アーム4本使用 48分
  - 地中海ECAのみLNG使用コンテナ船
    - アーム2本使用 48分
    - アーム4本使用 18分

次に事前行程について、重油のバンカリングと比較してLNGのハンドリング上加わる作業を以下に示す。

- ・主蒸気元弁閉止；蒸気タービンへの蒸気元弁を閉止し荷役時に絶対運転しないようにする。
  - ・ボイラー燃料切替（混焼停止）；航行中はLNGと重油の混合燃焼であるが、事前行程初期では重油のみの燃焼に、LNGの補給直前では環境保護のため再度LNGと重油の混合燃焼に、それぞれ切り替える。切り替えに要する時間は双方とも5分程度である。
  - ・ホット時の緊急遮断テスト；通常環境におけるESD（Emergency Shut Down、緊急遮断）弁の動作確認を行う。ESD弁はダブルボールバルブとなっており、船側と陸側いずれか停電の場合や気象等により船の停泊が困難な場合に作動させる。所要時間は15分程度である。
  - ・クールダウン；船側ポンプ1台を動かして荷役用配管系を-100℃まで冷却する。所要時間は約90分である。
  - ・クール時の緊急遮断テスト；-100℃の環境下におけるESD弁の動作確認を再度行う。こちらの所要時間は10分程度である。
- これらも含めて、事前行程に要する時間は3時間40分程度である。

最後に事後行程であるが、基本的には片付けと出港に向けての準備であることから作業内容は重油バンカリングでの作業とほぼ同じである。外航タンカーでの所要時間は3時間15分程度となる。

以上の調査結果を踏まえて、バンカリングの事前行程および事後行程は前述のLNG荷役におけるそれらと同じ所要時間がかかると仮定して、当該船への1ラウンド分LNGのバンカリングの所要時間を試算した結果を表2.2.8.2.1に示す。このときコンテナ船は既に港に係留されており、そこにSTS用タンカーが並列係留されて荷役と平行してバンカリングを行う状況を想定している。

表2.2.8.2.1 当該船へのバンカリング所要時間の試算結果（1ラウンド分）

(a) ローディングアーム供給量1,000m<sup>3</sup>/hの場合

所要時間 [hour]		LNGコンテナ船コンセプト			
		全海域LNG		地中海ECAのみLNG	
大分類	主な作業	アーム2本	アーム4本	アーム2本	アーム4本
事前行程	ESD弁テスト、クールダウン	3.7			
LNG補給行程	LNG補給、RGB作動	10.0	3.3	3.0	1.0
事後行程	後尺、アーム切り離し	3.3			
バンカリング時間		16.9	10.3	10.0	7.9

(b) ローディングアーム供給量4,000m<sup>3</sup>/hの場合

所要時間 [hour]		LNGコンテナ船コンセプト			
		全海域LNG		地中海ECAのみLNG	
大分類	主な作業	アーム2本	アーム4本	アーム2本	アーム4本
事前行程	ESD弁テスト、クールダウン	3.7			
LNG補給行程	LNG補給、RGB作動	2.5	0.8	0.8	0.3
事後行程	後尺、アーム切り離し	3.3			
バンカリング時間		9.4	7.8	7.7	7.2

表 2.2.8.2.1 より 2.2.2.1.4 にて示した神戸港での停泊時間 23 時間及び東京港での停泊時間 33 時間と比較して、1 ラウンド分のバンカリング所要時間はこれらより短く済ませることができることから、コンテナ船への運行スケジュールへの影響はないと見なすことができる。

さらに諸事情により航行中に1ラウンド分以上のLNGを消費した状況に対して、STSにて1.5ラウンド分のLNGを補給する場合のバンカリング所要時間を試算した結果を表 2.2.8.2.2 に示す。作業の内容から事前行程と事後行程それぞれの所要時間は1ラウンド分のバンカリングにおけるそれらと同じとした。表 2.2.8.2.2 より全海域LNGを使用するコンテナ船に対して供給量1,000m<sup>3</sup>/hのローディングアーム2本を使用する際の所要時間が約21時間54分と、同一条件での1ラウンド分のバンカリング所要時間の約1.3倍となるが、それでも前述の二港における停泊時間内にバンカリングを済ませることができる結果となっており、STSによるバンカリングは成立しうるということがわかる。

表2.2.8.2.2 当該船へのバンカリング所要時間の試算結果（1.5ラウンド分）

(a) ローディングアーム供給量1,000m<sup>3</sup>/hの場合

所要時間 [hour]		LNGコンテナ船コンセプト			
		全海域LNG		地中海ECAのみLNG	
大分類	主な作業	アーム2本	アーム4本	アーム2本	アーム4本
事前行程	ESD弁テスト、クールダウン	3.7			
LNG補給行程	LNG補給、RGB作動	15.0	5.0	4.6	1.5
事後行程	後尺、アーム切り離し	3.3			
バンカリング時間		21.9	11.9	11.5	8.4

(b) ローディングアーム供給量4,000m<sup>3</sup>/hの場合

所要時間 [hour]		LNGコンテナ船コンセプト			
		全海域LNG		地中海ECAのみLNG	
大分類	主な作業	アーム2本	アーム4本	アーム2本	アーム4本
事前行程	ESD弁テスト、クールダウン	3.7			
LNG補給行程	LNG補給、RGB作動	3.8	1.3	1.1	0.4
事後行程	後尺、アーム切り離し	3.3			
バンカリング時間		10.7	8.2	8.1	7.3

(iii) STS バンカリングの課題

バンカリングそのものが現実的な所要時間で成立しうる一方で、STSバンカリングを実現させるために必要な課題を以下に挙げる。

・ STSバンカリング実現のための技術的課題

具体的には先ほど挙げたように、①係留索の取り方で風や雨への対策が必須、②船舶間を繋ぐバンカリング用フレキシブルチューブの固定方法や接続法などの技術基準が未確定、③係留の安定性、などがある。

・ 事前行程の時間短縮

・ STS用タンカーの配備

前項にて議論したように、LNG補給行程の時間短縮を図るには少なくとも16inchできれば32inchのLNG用配管の使用は必須である。加えてSTSバンカリング一回分でLNGの補給が完了できるようLNG搭載量は10,000～30,000m<sup>3</sup>程度必要である。万が一バンカリングが長時間化する事態に備えて、タンカー側に再液化装

置を装備した方が有効である。

- ・ STSに係わる規定の整備と規格の統一
- ・ バンカリングと荷役の同時進行

商用船の運航スケジュールの過密さを考えると、貨物の荷役とLNGバンカリング、および重油バンカリングを同時に進めることは寄港時間を短縮し商船の稼働率を上げられることから有効な手段であると考えられる。そのため、ルールを検討する際には荷役とバンカリングの同時進行も考慮すべきであろう。

#### (iv) バンカリングのコスト

ガス会社へのヒアリングでは、STSでバンカリングする際の価格の内訳としては、LNG (CIF) +5%消費税、石油石炭税、警戒船の配置費用、港湾使用量、内航船の傭船費用、設備償却費、等から成るが、バンカリング販売価格はLNG自体の価格から1割強の割増が見込まれるとの意見をもらっている。

LNG自体の価格は貿易統計価格と同じと考えてよいとのことである。

#### 参考文献

Jürgen Harperscheidt, LNG BUNKERING LNG AS A SHIP'S FUEL, GREEN SHIP TECHNOLOGY, 2011.

Patrick Englebert , Ship-to-Ship LNG Bunkering, EMSA / ECSA Workshop, 2010.

Swedish Marine Technology Forum, LNG bunkering Ship to Ship procedure, 2010.

### 2.2.2.3 外航コンテナ船の経済性評価

#### 2.2.2.3.1 概要

各プロジェクトの燃料消費量の推計値に基づき、ディスカウントキャッシュフロー (DCF) 法に従って、LNG燃料船を導入するプロジェクトの評価の試算を行う。また、各プロジェクトがどのようなLNG燃料価格の場合に優位になるのかを示す。

#### 2.2.2.3.2 油焚船 (現存船)、油焚船 (ECA対応)、LNG船の初期コスト比較

油焚船 (現存船) と油焚船 (ECA対応) の違いはハード的には脱硝装置の有無であり、表2.3.2.1に油焚船 (現存船) を基準にLNG船の超概算初期コストを比較した。金額の単位は千ドルであり、1ドル=80円の換算レートを使用した。LNGタンク等LNG関連の設備費用はDNVが中心で検討しているLNG燃料VLCC Triality (注1) の数値を用いた。機関関係のkW単価は現在の相場に倣ったものである。脱硝装置についてはEPAの資料 (注2) によった。

超概算コストであるため、LNG船のコストは全海域LNGを使用する場合を想定し、ECAのみLNGを使用する船のコストは全海域LNG船と同じとした。LNG船 (ECAのみ使用) にとっては厳しめの評価となる。

表2.3.2.1 超概算初期コスト比較表

	(金額 単位 千ドル)					
	油焚船 (現存船)	油焚船 (ECA対応)	LNG船B (ECAのみ)	LNG船B (全海域)	LNG船C (ECAのみ)	LNG船C (全海域)
船種	A-1	A-2	B-1	B-2	C-1	C-2
推進システム	プロペラ直結	プロペラ直結	プロペラ直結	プロペラ直結	電気推進	電気推進
主機	低速ディーゼル	低速ディーゼル	低速ME-GI	低速ME-GI	中速DFDE	中速DFDE
補機	中速ディーゼル	中速ディーゼル	中速DFDE	中速DFDE	中速DFDE	中速DFDE
ボイラ	油焚	油焚	LNG焚	LNG焚	LNG焚	LNG焚
船体部						
船長増加	0	0	1,000	1,500	1,000	1,500
LNG燃料システム						
Vent Mast						
LNG Bunkerring Station						
Fuel gas Supply System						
LNGタンク(Type C)	0	0	15,511	15,700	15,530	15,757
機関部(プロペラ直結)						
低速ディーゼル(66,000kW)	33,000	33,000				
低速ME-GI(主機)(66,000kW)	0	0	36,300	36,300		
中速ディーゼル(補機)(4X2,900kW)	5,800	5,800	0	0		
中速DFDE(補機)(4X2,700kW)	0	0	10,800	10,800		
機関部(電気推進)						
中速DFDE(主機)(66,000kW)	0	0	0	0	41,250	41,250
中速DFDE(補機)(1X2,700kW)	0	0	0	0	2,700	2,700
電気推進装置	0	0	0	0	33,000	33,000
SCR脱硝装置	0	2,100 (主機+補機)	1,752 (主機のみ)	1,752 (主機のみ)	0	0
現存船よりコスト減額アイテム						
HFO加熱システム	0	25	25	25	25	25
上記合計	38,800	40,875	65,338	66,027	93,455	94,182
油焚船(現存船)よりの増額	0	2,075	26,538	27,227	54,655	55,382

参考文献

注1 : Triality Taking the environmental and economic performance of VLCCs a great step forward by DNV

注2 : Proposal to Designate an Emission Control Area for Nitrogen Oxides, Sulfur Oxides and Particulate Matter Technical Support Document Chapter 5 Costs by EPA

2.2.2.3.3 外航コンテナ船の経済性の比較

(i) DCF法による比較

(あ) 前提条件

①ディスカウントキャッシュフロー(DCF)法の内容

DCF手法は、現在価値により、投資とキャッシュフローの評価が可能となる。本調査で検討する投資は新たな船舶の建造であり、キャッシュフローは船舶を投入することによる収入と支出である。DCF手法の基本式は以下である。

$$NPV = -P + \frac{M_1}{(1+i)} + \frac{M_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{M_n}{(1+i)^n} + \frac{S}{(1+i)^n}$$

ここで、

- P : 初期投資額
- N : 対象期間
- M<sub>t</sub> : t年末の収益(名目額)

$S$  :  $n$ 年後の残存価値（名目額）  
 $I$  : 割引率  
 $NPV$  : プロジェクトの正味現在価値

このDCF手法を用いて、一般的に用いられるNPVの大きさ、回収期間（投資を回収できる期間）、内部収益率（NPVを0とする割引率）によって、プロジェクトの評価を行う。評価の対象は、日本ECAなし、日本ECA-沿岸50マイル、日本ECA-沿岸100マイルを設定した欧州航路において、2.2.2.2で示されたコンセプトに基づく9,300TEU型コンテナ船が運航するプロジェクトである。従って、3つのECA海域に対して、以下の6つの投資プロジェクトの評価を行う。

- ・ A-1 油焚船（現存船）
- ・ A-2 油焚船（ECA対応）
- ・ B-1 LNG船（ECAのみLNG）
- ・ B-2 LNG船（全海域LNG）
- ・ C-1 LNG電気推進船（ECAのみLNG）
- ・ C-2 LNG電気推進船（全海域LNG）

#### ②対象期間、残存価値、割引率の前提条件

DCF法を適用するに当たり、ヒヤリング調査の結果を踏まえて対象期間と割引率を以下の様に設定した。また、残存価値は、単純化のため発生しない（0[US\$]）と仮定した。

対象期間 20年  
割引率 6.0%  
残存価値 0US\$

#### ③初期投資額に関する前提条件

2.2.2.3.2で示した各コンセプト船（9,300TEU）のコスト比較と、現存するコンテナ船の船価から各コンセプト船の船価を設定する。表2.3.3.1.1はClarkson社の統計による近年のコンテナ船の船価である。この統計値に基づき、図2.3.3.1.1はコンテナ船のTEUサイズ別にTEU当たりの船価を示している。TEU当たり船価は、6,000TEUクラスを超えると大きな変化がない。そのため9,300TEU船の船価を推定するため、大型船ではTEU当たり船価が一定であると仮定した。9,300TEU船に大きさが近い8,800TEU船では、2011年7月において、船価が9,450万[US\$]であり、TEU当たりの船価が10,740[US\$/TEU]である。このTEU当たりの船価を使用して、9,300TEU船は、9,990万US\$と仮定した（9,450万[US\$]+1.074万[US\$/TEU]×500[TEU]）。

表2.3.3.1.1 コンテナ船の船価（単位：100万[US\$]）

サイズ	2008年	2009年	2010年	2011年7月
13,000 teu	166.0	118.0	129.0	130.0
8,800 teu	129.0	86.5	95.0	94.5
6,600 teu	100.0	66.5	79.5	70.0
4,800 teu	84.0	57.3	60.5	60.0
4,300 teu	72.0	48.3	52.5	58.0
2,750 teu	50.0	29.5	41.5	39.0
2,500 teu	52.0	28.5	36.0	40.0
1,700 teu	38.0	23.0	29.5	32.0
1,000 teu	25.0	19.0	21.5	21.3
725 teu	18.0	14.0	16.0	16.0

出典：Clarkson Research Services, World Shipyard Monitor August 2011

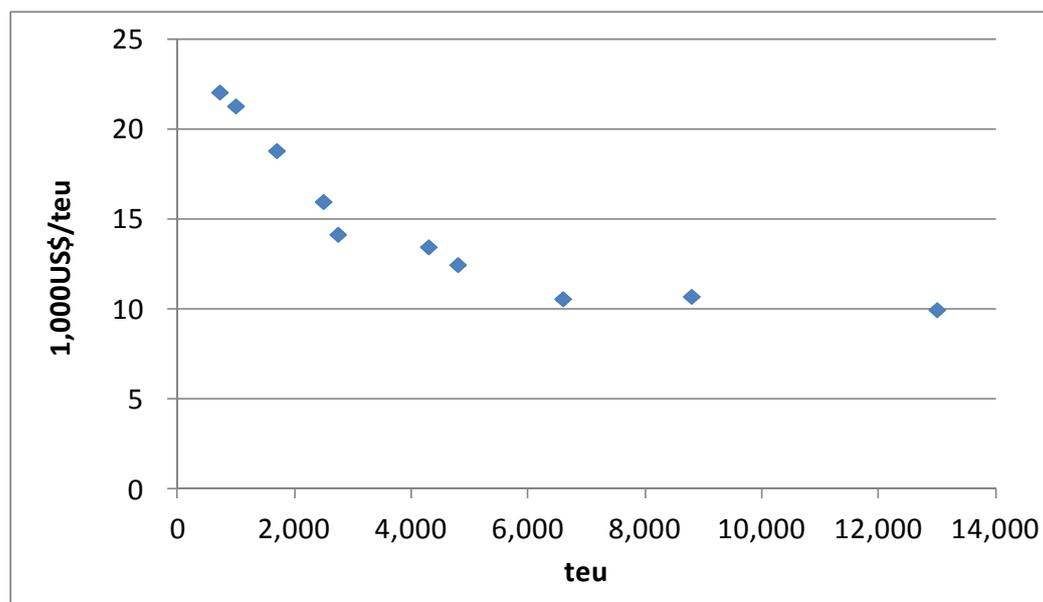


図2.3.3.1.1 コンテナTEU当たりの船価（2011年7月）

出典：Clarkson Research Services, World Shipyard Monitor August 2011.

9,300TEU船の船価を仮定と、2.3.2節のコスト比較から、各コンセプト船の船価は、以下の様に仮定できる。

A-1	油焚船（現存船）	9,990万[US\$]
A-2	油焚船（ECA対応）	1億190万[US\$]
B-1	LNG船（ECAのみLNG）	1億2,640万[US\$]
B-2	LNG船（全海域LNG）	1億2,710万[US\$]
C-1	LNG電気推進船（ECAのみLNG）	1億5,450万[US\$]
C-2	LNG電気推進船（全海域LNG）	1億5,530万[US\$]

この船舶の購入費用が、DCF法における各プロジェクトの初期投資額とする。図2.3.3.1.2は、各プロジェクトの船舶の購入費用を示している。

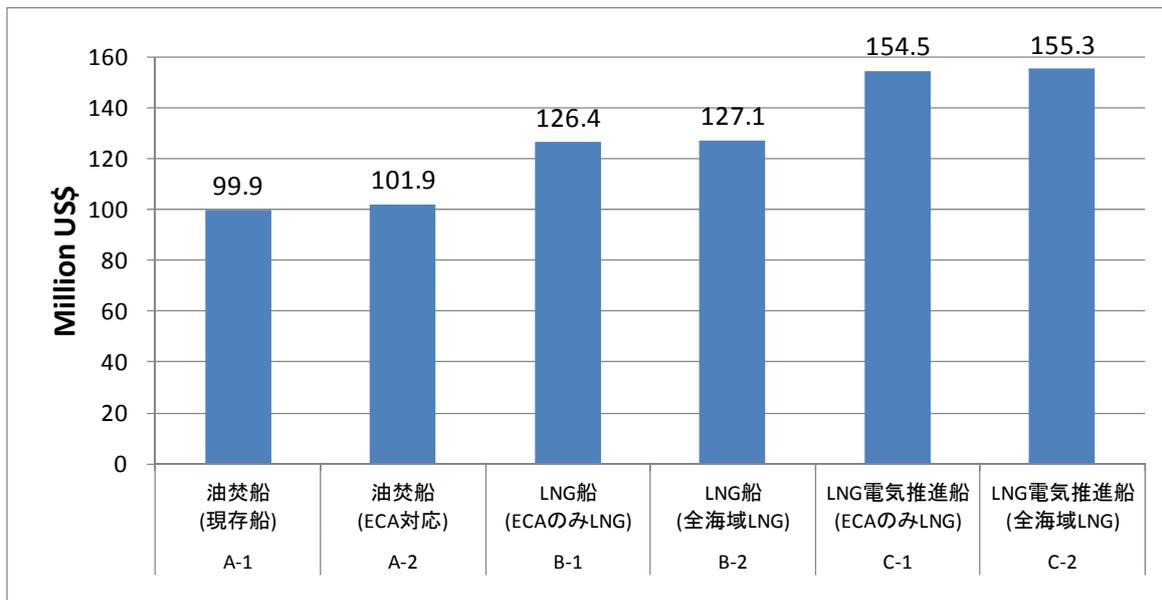


図2.3.3.1.2 各プロジェクトの船舶購入費用

#### ④利益に関する前提条件

利益は、運賃収入と費用の差であり、統計資料やヒヤリングに基づく概算値である。

運賃収益は、単純化と比較結果の考察を容易にするため、DCF法の適用期間で一定であることを仮定している。運賃収益は、積載能力(9,300TEU)×積載率×運賃で算出する。ただし、対象とする欧州航路は、アジア発欧州向けの航路と欧州発アジア向けの航路で特性が異なるため、それぞれの運賃と積載率を設定した。

積載率は、オーシャンコマース社「国際輸送ハンドブック2011年版」によると、アジア発欧州向け航路で、71% (2008年第2四半期)、72% (2009年第2四半期)、85% (2010年第2四半期)であり、欧州発アジア向け航路で、31% (2008年第2四半期)、34% (2009年第2四半期)、38% (2010年第2四半期)である。平均値は、アジア発欧州向け航路が76%、欧州発アジア向け航路が34%であり、この値をDCF法の適用に使用する。

次に、図2.3.3.1.3は、UNCTADが公表する1995年から2009年までのアジア・欧州航路の運賃推移を4半期別に示している。アジア発欧州向けの貨物は、対象期間の平均運賃が1,490[US\$/TEU]である。また、欧州発アジア向けの貨物は、その平均運賃が860[US\$/TEU]である。以上の運賃に関する平均値をDCF法の適用に使用する。以上の積載率と運賃の設定値と、コンセプト船は9,300TEUで同一であるため、表2.3.3.1.2の通りに運賃収益を算出できる。1ラウンドでは、約1,325万[US\$]の運賃収益であり、1ラウンドは70日と設定しているため、1年間に拡大すると約6,909万[US\$] (1,325万[US\$]×365[日]/70[日])の運賃収益である。この運賃収益は、DCF法の適用において比較結果を容易にするため、各プロジェクトで一定であることを仮定した。

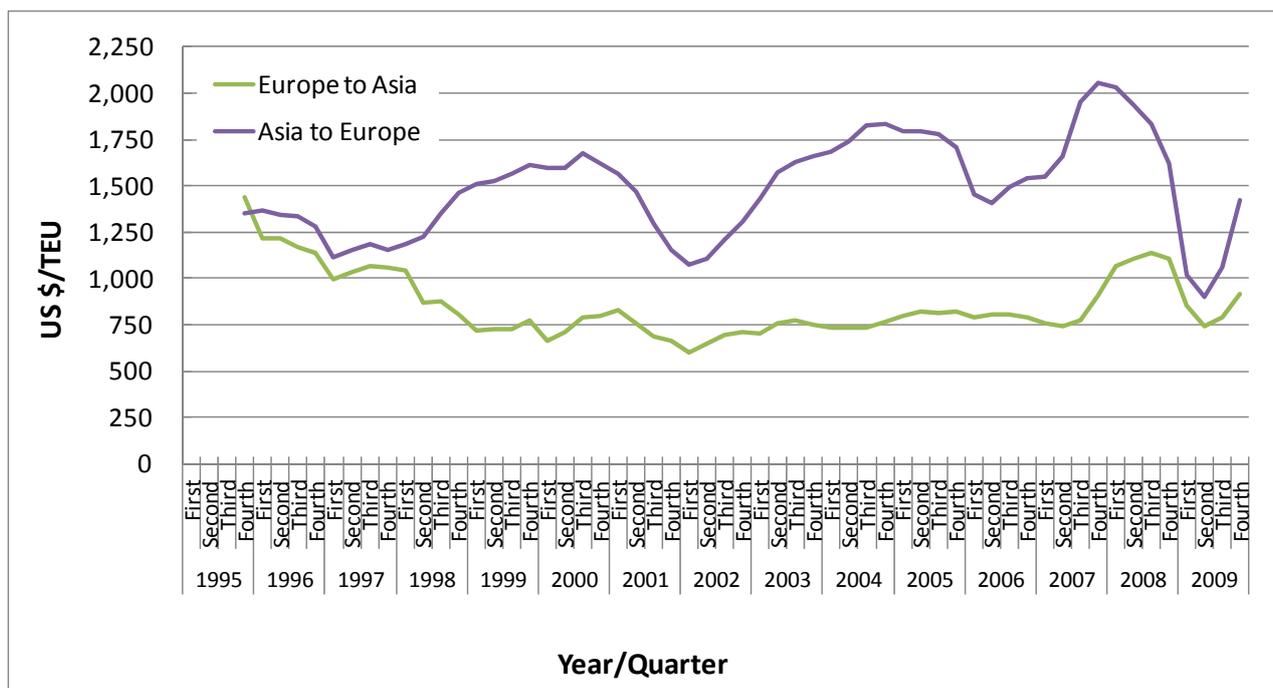


図2.3.3.1.3 アジア・欧州航路の運賃推移

出典：UNCTAD, Review of Maritime Transport, several years

表2.3.3.1.2 運賃収益収入の設定値

	Asia→Europe	Europe→Asia	1Round trip	年間利益
運賃[US\$/TEU] <sup>1)</sup>	1,490	860	-	-
積載率 <sup>2)</sup>	76%	34%	-	-
輸送量[TEU]	7,068	3,162	-	-
運賃収益[US\$]	10,531,320	2,719,320	13,250,640	69,092,623

出典1)：UNCTAD, Review of Maritime Transport, several years.

出典2)：オーシャンコマース社、国際輸送ハンドブック2011年版

費用は、船舶購入の初期投資を除いた、(a)船費・店費、(b)港費・運航費、(c)燃料費、(d)SCRによる尿素水費を対象にする。

(a)船費・店費は、ヒヤリング調査による9,300TEU型コンテナ船の備船料から算出した。9,300TEU船の一般マーケットベースの備船料は、2011年7月現在、1ラウンド当たり365万[US\$]程度（約52,143[US\$/日]）である。これは、資本費、船費、店費等で構成される値であると考えられる。備船料から資本費を除外するため、資本費は船舶購入の減価償却費と仮定した。また、減価償却費は、10年後に残存価額が0の場合の定額法に従うとして、購入費用の10%と仮定する（9,300TEU船の購入費用は1.0億[US\$]と設定）。よって、9,300TEU船の資本費は、1,000万[US\$/年]と仮定することになる。よって、年間の船費・店費は以下の様になる。

$$\begin{aligned}
 \text{(a)年間船費・店費} &= 3,650,000[\text{US\$/round}] \times 365/70[\text{round/年}] - 10,000,000[\text{US\$/年}] \\
 &= 19,032,143[\text{US\$/年}] - 10,000,000[\text{US\$/年}] \\
 &= 9,032,143[\text{US\$/年}]
 \end{aligned}$$

各プロジェクトの船費・店費は、この値で等しいと単純化のため仮定した。また、参考までに、Harper Petersen & Coによる2008年8月から2011年8月までの6,500TEU型コンテナ船と8,500TEU型コンテナ船の傭船料の推移を図2.3.3.1.4に示す。

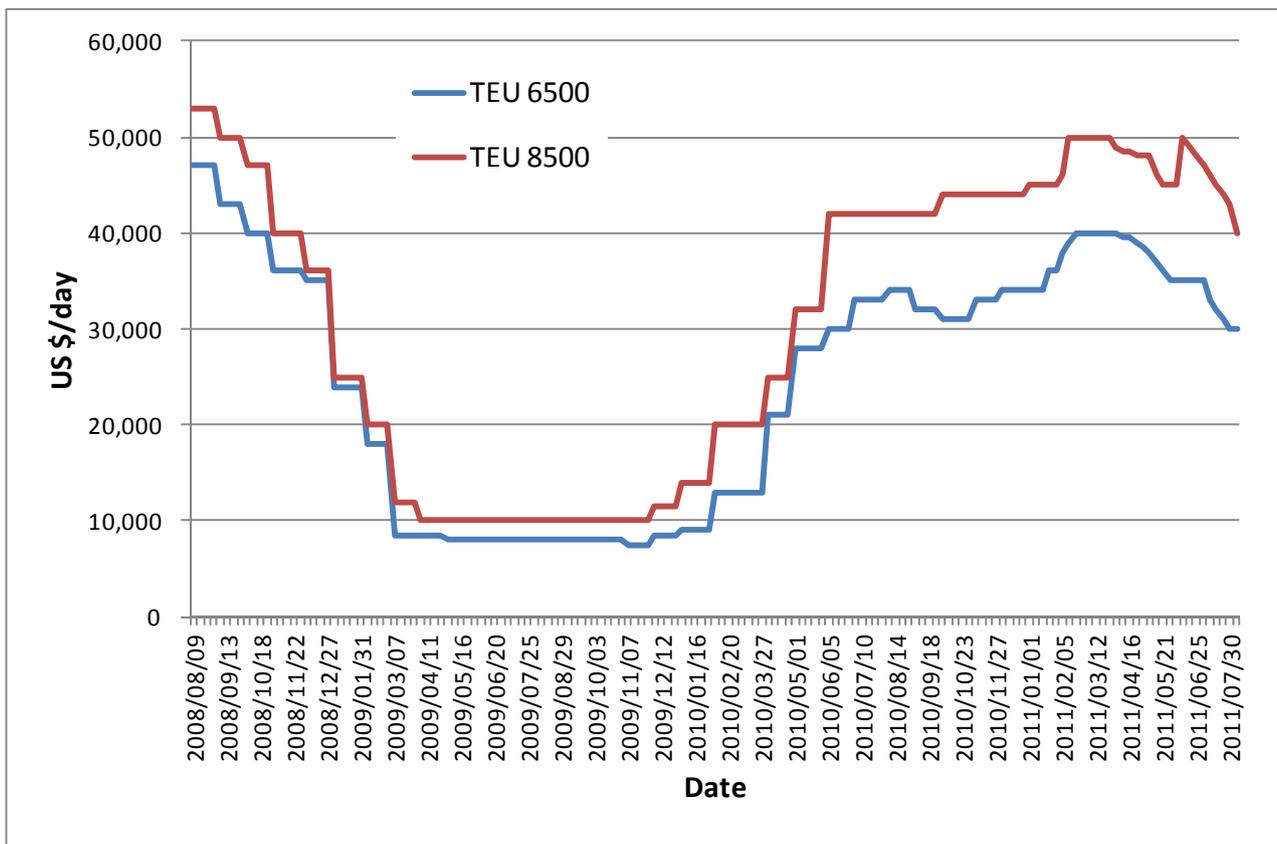


図2.3.3.1.4 6,500TEU型コンテナ船と8,500TEU型コンテナ船の傭船料の推移

出典：Harper Petersen & Co, HARPEX, <http://www.harperpetersen.com/harpex/harpexVP.do>

(b)港費・運航費は、ヒヤリング調査により、9,300TEU型コンテナ船では、1ラウンド当たり180万[US\$]程度であることが得られた。各プロジェクトにおいても変化しないと仮定した。

$$\begin{aligned} \text{(b)年間港費・運航費} &= 1,800,000[\text{US\$/round}] \times 365/70[\text{round/年}] \\ &= 9,385,714[\text{US\$/年}] \end{aligned}$$

(c)燃料費は、2.2.2.2で検討した各コンセプト船の燃料消費量と燃料価格によって算出する。燃料価格は、既存統計による値を基準にして設定値を作成する。

C重油（Heavy Fuel Oil, HFO）は、油焚船（現存船）でのみを消費されることを仮定している。図2.3.3.1.5は、IEAの統計値に基づき、ロッテルダム、ヒューストン、シンガポールにおけるHFO（380 cst）とHFO（180 cst）の推移を1986年から2011年6月まで示している。また、参考までに、ロッテルダム、ヒューストン、シンガポールにおけるA重油（Marine Diesel Oil, MDO）の統計値も示している。C重油は、長期的に大きな変動を示しているが、2011年に入り価格が670[US\$/ton]程度で安定している。図2.3.3.1.6は、最新の情報として、BunkerIndexに基づくC重油に加え、参考までにA重油、船用ガスオイル（Marine Gas Oil, MGO）の価格推移（2011年1月から2012年1月）を示している。BunkerIndexによると、2011年4月以降、C重油の価格はある程度安定しており、2012年1月5日では、380cstと180cstのC重油の平均価格が720[US\$/ton]である。本調査では、C重油の価格として最近の値である720[US\$/ton]を設定する。

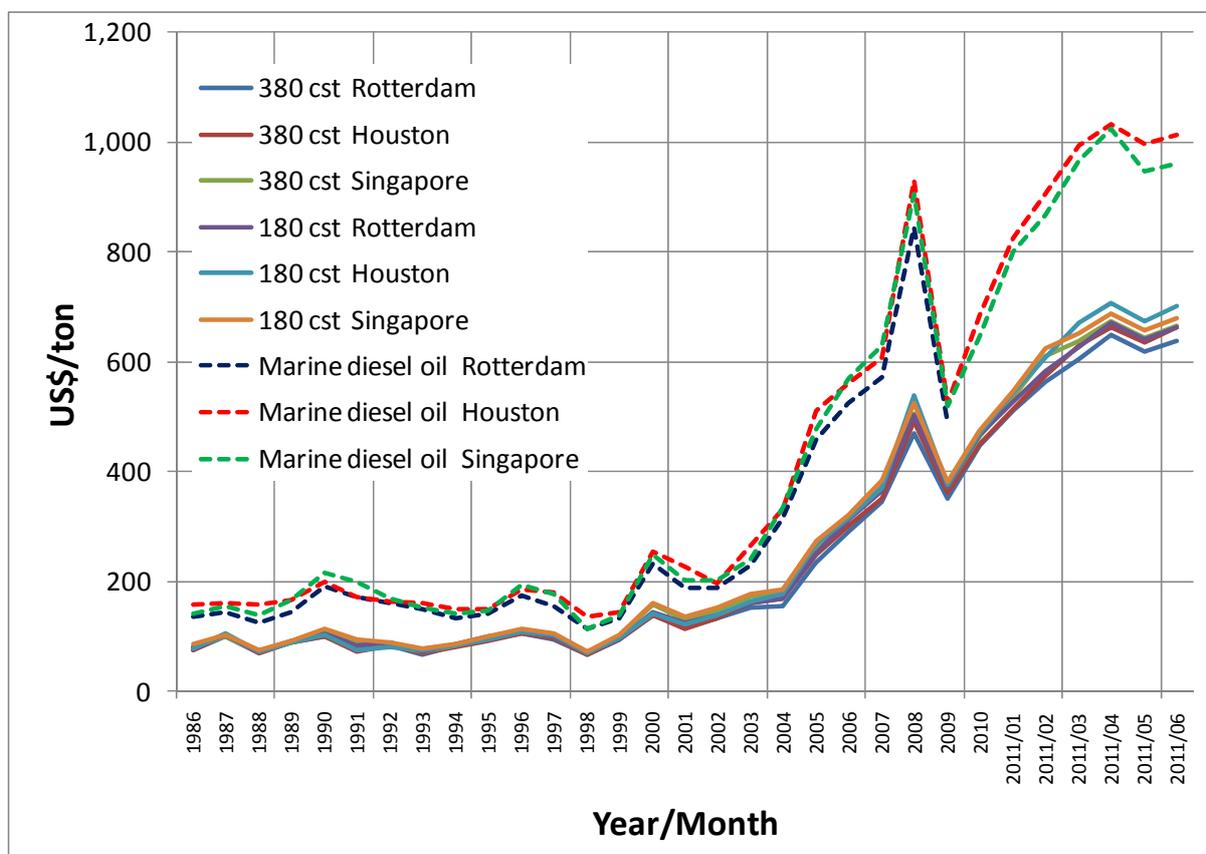


図2.3.3.1.5 HFO価格とMDO価格の推移（IEA）

出典：International Energy Agency, Energy Prices and Taxes

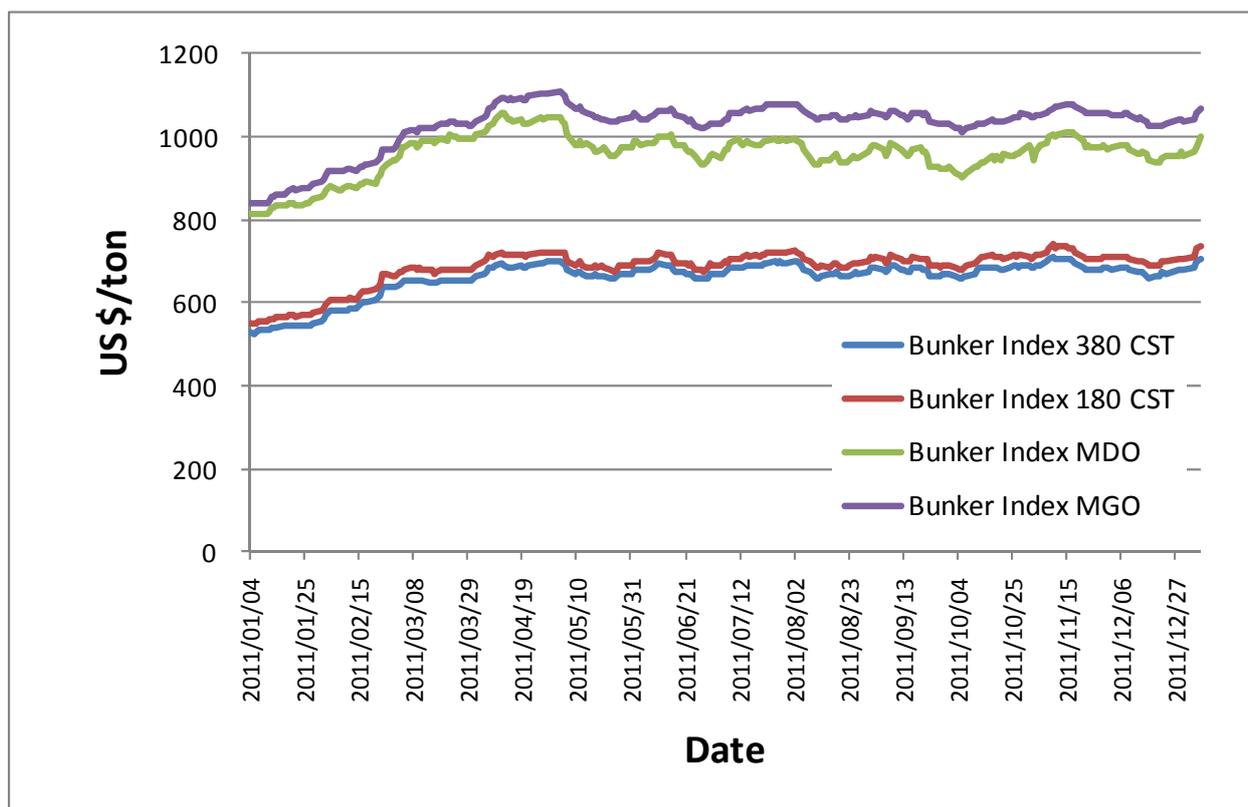


図2.3.3.1.6 HFO価格とMDO価格の推移 (BunkerIndex)

出典：BunkerIndex, Price, <http://www.bunkerindex.com/prices/index.php>

LSFOは、0.1% S分と0.5% S分の燃料が対象であり、油焚船 (ECA対応)、LNG船、LNG電気推進船で使用されることが仮定されている。LSFOは、取引が広まっていないため既存統計値が存在しない。本調査は、DCF法の適用において、0.1% S分と0.5% S分のLSFO価格は、共にC重油の1.5倍と仮定した。そのため、LSFOは、1,100[US\$/ton]となる。なお、この価格は、最近のA重油価格と同じ程度となる。

LNGは、LNG船とLNG電気推進船によって消費される。LNG価格は、日本の貿易統計の輸入価格に基づき検討する。また、参考までに、IMFの資料に基づき、欧州と米国のLNG価格、原油価格を加え、100万btu (100万英国熱量単位、Million Metric British Thermal Unit, mmbtu) 当たりのLNG価格[US\$/mmbtu]を図2.3.3.1.7は示している。対象期間は、2001年1月から2011年11月である。また、同様のLNG価格について、液体での立法メートル当たりUS\$に換算した価格を図2.3.3.1.8に示す。日本のLNG価格は、原油価格に応じて設定されるため、タイムラグは存在するが、両者の推移は強い相関を持っている。原油価格は2008年7月に842[US\$/m3]のピークに達している。これに対応して、日本のLNG価格は2008年11月に360[US\$/m3] (16.4[US\$/mmbtu]) に達しているが、この値を超えて2011年11月には403[US\$/m3] (18.4[US\$/mmbtu]) に急増している。今後のLNG価格の情勢は注意深く観察する必要があるが、本調査では、日本における最新の実績値である403[US\$/m3]を基準としてLNG価格を設定する。日本のLNG輸入価格に対して、消費税、バンカー輸送等を考慮し、約1.1倍の440[US\$/m3] (20.1[US\$/mmbtu]) としている。

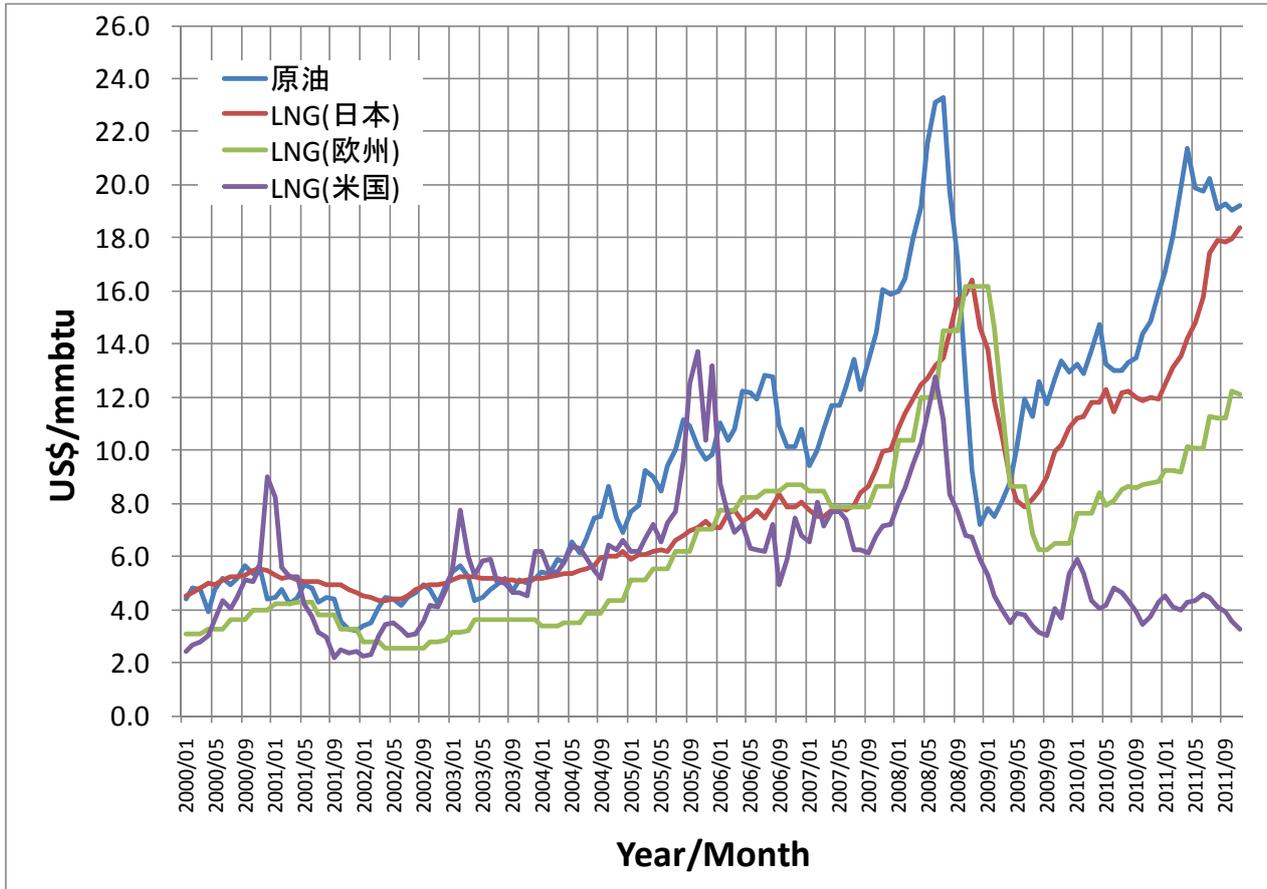


図2.3.3.1.7 100万英国熱量単位当たりのLNG価格と原油価格

出典 LNG(日本)：財務省，貿易統計，<http://www.customs.go.jp/toukei/info/index.htm>

原油、LNG(欧州)、LNG(米国)：International Monetary Fund, Primary Commodity Prices

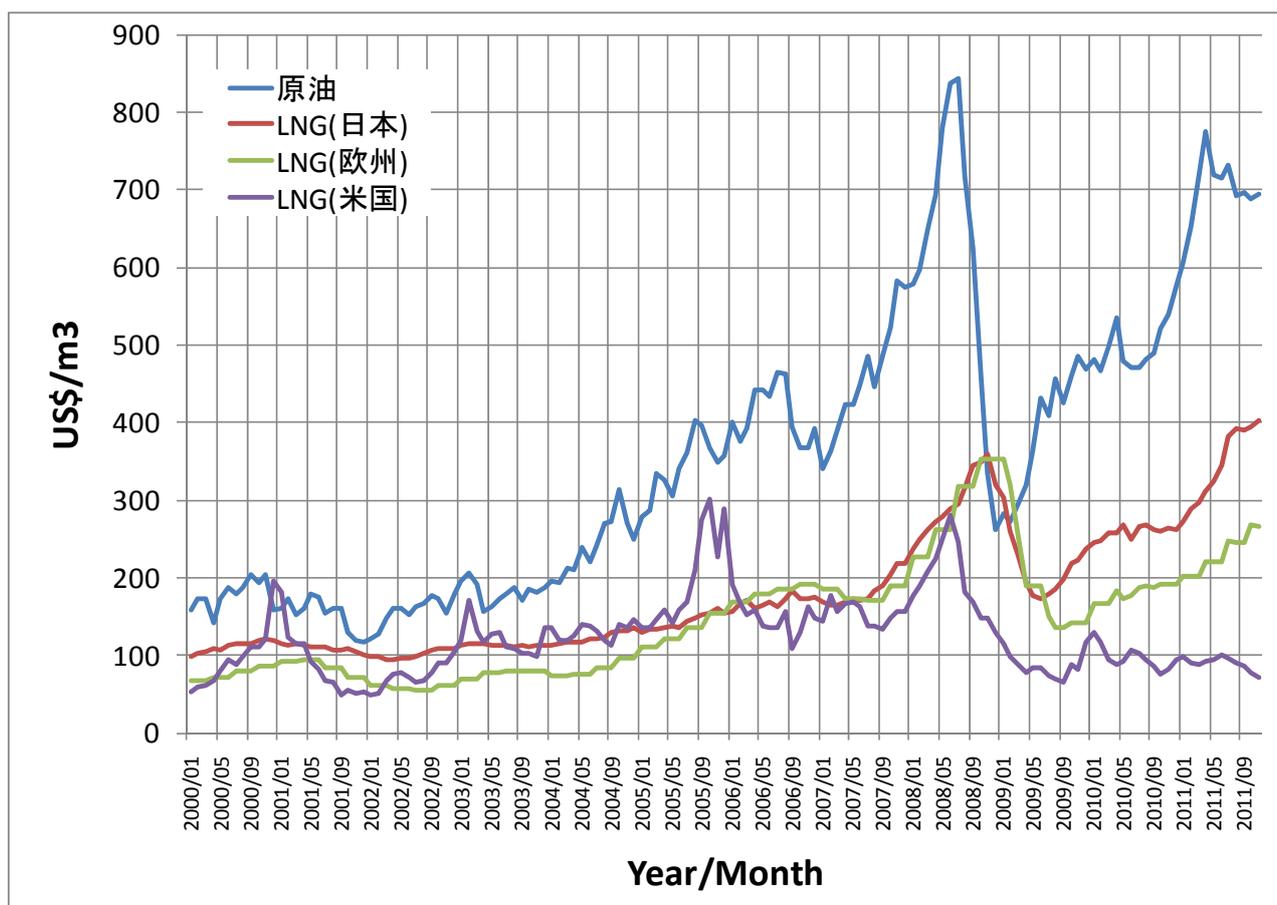


図2.3.3.1.8 立法メートル（液体）当たりのLNG価格と原油価格

出典 LNG(日本)：財務省，貿易統計，<http://www.customs.go.jp/toukei/info/index.htm>

原油、LNG(欧州)、LNG(米国)：International Monetary Fund, Primary Commodity Prices

(d)SCRによる尿素水費は、SCRの使用に伴う尿素水消費によるもので、尿素水消費量と尿素水価格で決定することを仮定した。尿素水の購入実績から、尿素水価格を800[US\$/m<sup>3</sup>]に設定した。

表2.3.3.1.3は、以上の燃料価格と尿素水価格の設定値を整理したものであり、これらの値を用いてDCF法の適用を行う。

表2.3.3.1.3 燃料価格と尿素水価格の設定値

燃料価格 [US\$/ton]	C重油 (HFO)	720
	LSFO (0.5%S)	1,100
	LSFO (0.1%S)	1,100
燃料価格 [US\$/m <sup>3</sup> ]	LNG	440
燃料価格 [US\$/mmbtu]	LNG	20.1
尿素水価格 [US\$/ton]		800

(い) DCF法による比較

①年間費用の算出結果

(あ) の前提条件に基づき、DCF法の適用を行った費用の結果を示す。

図2.3.3.1.9は、日本沿岸のECA海域の設定別に、各プロジェクトの年間総費用の平均値を示している。ここでの年間総費用の平均値とは、初年の船舶購入費用も含み、各年の総費用を現在価値化した上で20年間の平均を算出した値を意味している。日本のECA海域の設定によって、年間総費用平均値の相違は小さい。ECA海域が日本沿岸でない場合、A-1・油焚船（現存船）、A-2・油焚船（ECA対応船）、B-1・LNG船（ECAのみLNG）、B-2・LNG船（全海域LNG）、C-1・LNG電気推進船（ECAのみLNG）、C-2・LNG電気推進船（全海域LNG）の年間総費用平均値は、それぞれ2,650万[US\$]、3,360万[US\$]、3,420万[US\$]、3,190万[US\$]、3,580万[US\$]、3,290万[US\$]である。A-1・油焚船（現存船）の年間総費用平均値に比べ、A-2・油焚船（ECA対応船）の年間総費用は、約1.3倍大きい。

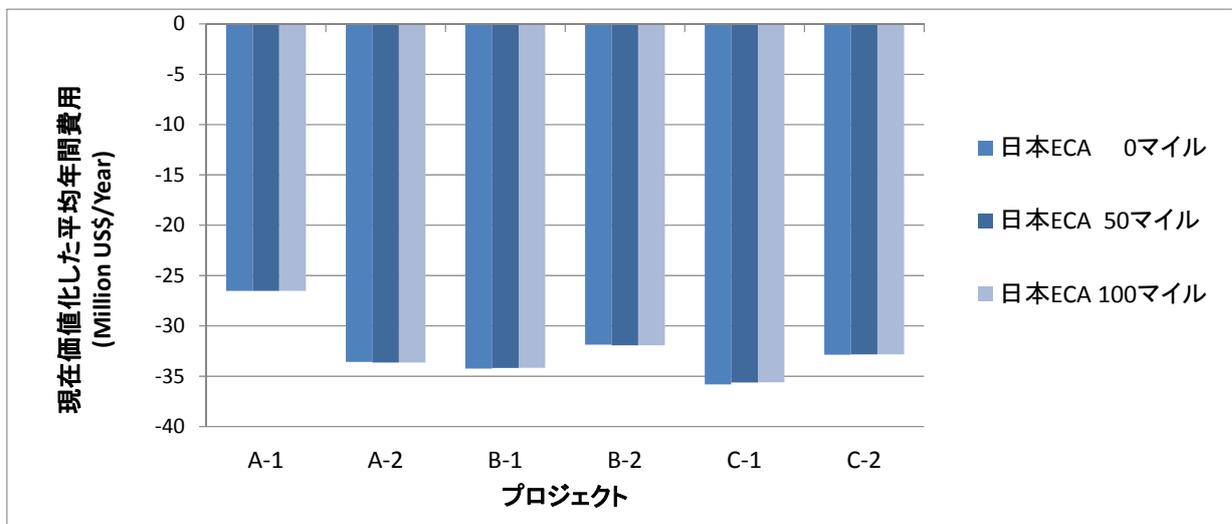


図2.3.3.1.9 ECA海域別の各プロジェクトにおける平均年間費用の比較

また、A-2・油焚船（ECA対応船）に比べて、全海域LNGを使用するB-2・LNG船（全海域LNG）とC-2・LNG電気推進船（全海域LNG）は、年間総費用平均値がそれぞれ約5%と約2%小さい。一方、A-2・油焚船（ECA対応船）に比べて、ECA海域のみLNGを使用するB-1・LNG船（ECAのみLNG）とC-1・LNG電気推進船（ECAのみLNG）は、年間総費用平均値がそれぞれ約2%と約7%大きい。以上の結果から、本調査の前提条件では、A-2・油焚船（ECA対応船）に比べて、B-2・LNG船（全海域LNG）とC-2・LNG電気推進船（全海域LNG）は経済性が優れているが、B-1・LNG船（ECAのみLNG）とC-1・LNG電気推進船（ECAのみLNG）は経済性が劣っている。

次に、表2.3.3.1.4は、日本沿岸のECA海域がない場合において、各プロジェクトの年間総費用平均値とその費用項目別割合を示している。表2.3.3.1.5と表2.3.3.1.6は、同様の内容に関して、日本沿岸ECA海域を50マイルと100マイルに設定した場合である。日本沿岸ECA海域の設定の相違では、費用項目の割合に大きな相違が存在しない。そのため、ここでは、日本沿岸ECA海域がない場合について記述する。

A-1・油焚船（現存船）とA-2・油焚船（ECA対応船）では、船舶の購入費用に関して大きな相違がないため、A-2・油焚船（ECA対応船）の燃料費の増加によって年間総費用平均値の差が生じる。A-1・油焚船（現存船）とA-2・油焚船（ECA対応船）の年間燃料費平均値は、それぞれ1,170万[US\$]と1,830万[US\$]であり、それぞれ総費用の44%と54%を占める。

次に、A-2・油焚船（ECA対応船）とB-1、B-2、C-1、C-2のプロジェクトを比較する。それぞれの年間購入費平均値は、A-2・油焚船（ECA対応船）が490万[US\$]、B-1・LNG船（ECAのみLNG）とB-2・LNG船（全海域LNG）が600万[US\$]、C-1・LNG電気推進船（ECAのみLNG）とC-2・LNG電気推進船（全海域LNG）が740万[US\$]である。A-2に比べ、B-1とB-2は140万[US\$]大きく、また、C-1とC-2は250万[US\$]大きい。一方、年間燃料費平均値は、A-2・油焚船（ECA対応船）が1,830万[US\$]、B-1・LNG船（ECAのみLNG）が1,790万[US\$]、B-2・LNG船（全海域LNG）が1,550万[US\$]、C-1・LNG電気推進船（ECAのみLNG）が1,840万[US\$]、C-2・LNG電気推進船（全海域LNG）が1,540万[US\$]である。A-2に比べ、B-1、B-2、C-2は、年間燃料費平均値がそれぞれ40万[US\$]、280万[US\$]、280万[US\$]小さいが、C-1は10万[US\$]大きい。B-2とC-2は、A-2と比べて購入費が増加するが、燃料費の削減によって総費用がA-2に比べて小さくなる。一方、B-1は、燃料費の削減では、購入費の増加分を取り戻すことが出来ない。また、C-2はA-2に比べ燃料費も増加し、総費用の面でA-2に劣る。以上の考察は、尿素水の影響を考えていないが、尿素水費は小さく、全体に影響を与えていない。

図2.3.3.1.10、図2.3.3.1.11、図2.3.3.1.12は、それぞれ日本のECA海域なし、50マイル、100マイルの設定別に、購入費、燃料費、尿素水費の年間費用平均値を示している。

表2.3.3.1.4 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（日本沿岸ECAなし）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万 [US\$]	費用項目別の割合									
		購入費	船費 ・ 点費	港湾費 ・ 運航費	燃料費						尿素水 費
					小計	LSFO		LNG	HFO		
						(0.5% S)	(0.1% S)				
A-1	26.5	18%	19%	19%	44%	—	—	—	44%	—	
A-2	33.6	14%	15%	15%	54%	37%	17%	—	—	1%	
B-1	34.2	18%	14%	15%	52%	38%	3%	11%	—	1%	
B-2	31.9	19%	15%	16%	49%	6%	3%	39%	—	1%	
C-1	35.8	21%	14%	14%	51%	38%	1%	13%	—	—	
C-2	32.9	22%	15%	16%	47%	1%	1%	45%	—	—	

表2.3.3.1.5 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（日本沿岸ECA50マイル）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万 [US\$]	費用項目別の割合									
		購入費	船費 ・ 点費	港湾費 ・ 運航費	燃料費						尿素水 費
					小計	LSFO		LNG	HFO		
						(0.5% S)	(0.1% S)				
A-1	26.5	18%	19%	19%	44%	—	—	—	44%	—	
A-2	33.6	14%	15%	15%	54%	35%	19%	—	—	1%	
B-1	34.2	18%	14%	15%	52%	36%	4%	12%	—	1%	
B-2	31.9	19%	15%	16%	49%	5%	4%	39%	—	1%	
C-1	35.6	21%	14%	14%	51%	36%	1%	14%	—	—	
C-2	32.8	22%	15%	16%	47%	1%	1%	45%	—	—	

表2.3.3.1.6 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（日本沿岸ECA100マイル）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万 [US\$]	費用項目別の割合									
		購入費	船費 ・ 点費	港湾費 ・ 運航費	燃料費						尿素水 費
					小計	LSFO		LNG	HFO		
						(0.5% S)	(0.1% S)				
A-1	26.5	18%	19%	19%	44%	—	—	—	44%	—	
A-2	33.6	14%	15%	15%	54%	35%	19%	—	—	1%	
B-1	34.2	18%	14%	15%	52%	36%	4%	12%	—	1%	
B-2	31.9	19%	15%	16%	48%	5%	4%	39%	—	1%	
C-1	35.6	21%	14%	14%	51%	36%	1%	15%	—	—	
C-2	32.8	22%	15%	16%	47%	1%	1%	45%	—	—	

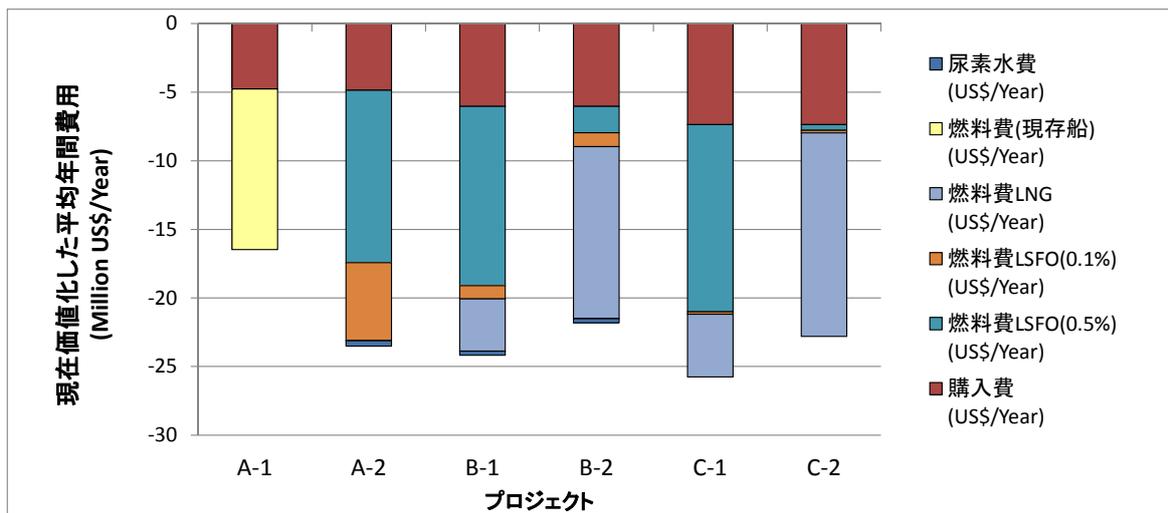


図2.3.3.1.10 購入費、燃料費、尿素水費の年間費用平均値（日本ECA海域なし）

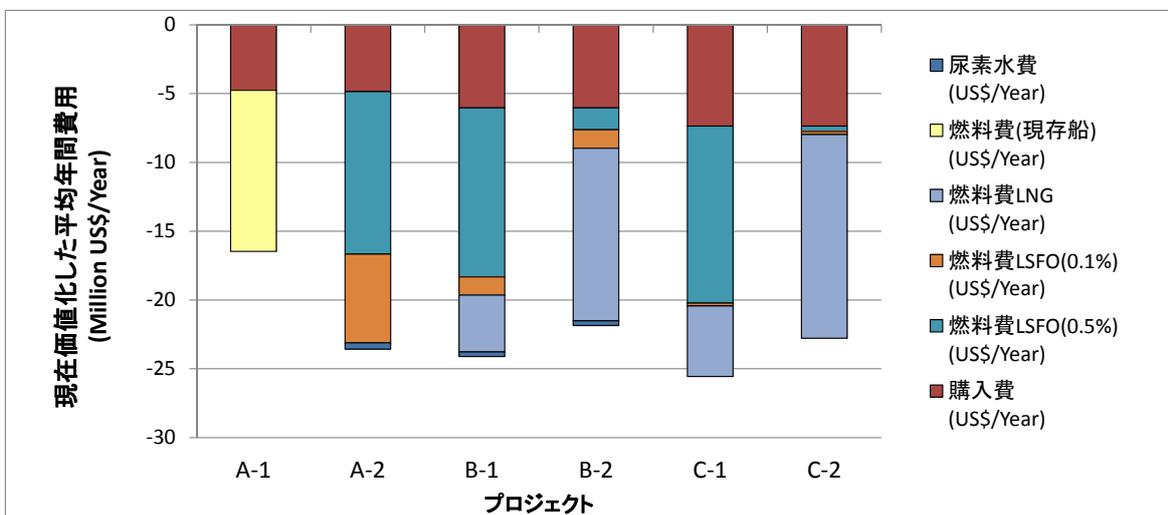


図2.3.3.1.11 購入費、燃料費、尿素水費の年間費用平均値（日本ECA海域50マイル）

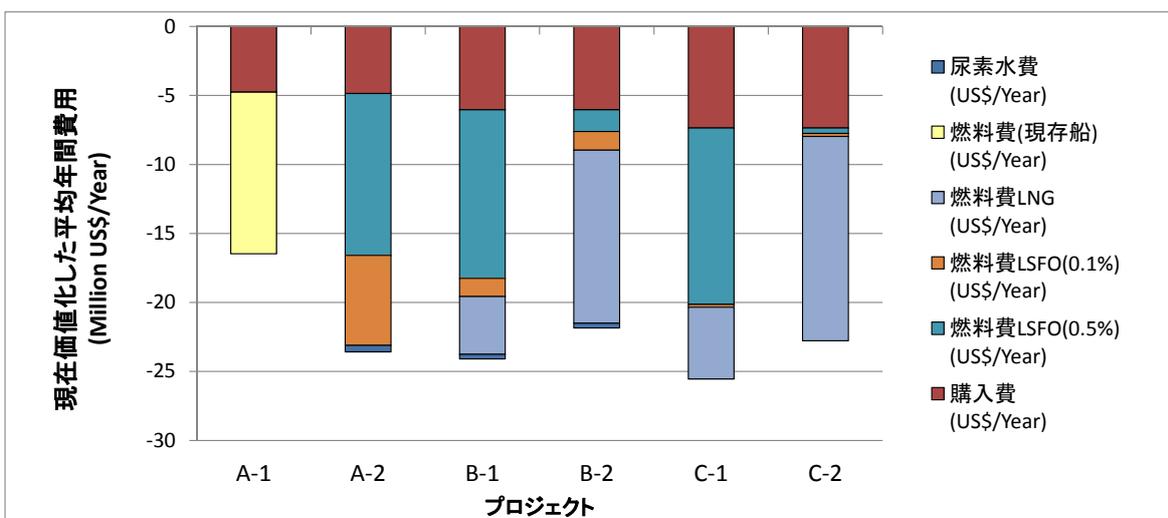


図2.3.3.1.12 購入費、燃料費、尿素水費の年間費用平均値（日本ECA海域100マイル）

## ② 正味現在価値、回収期間、内部収益率の算出結果

(あ) の前提条件に基づき、DCF法の適用を行った正味現在価値 (NPV)、回収期間 (Payback year)、内部収益率 (IRR) の算出結果を示す。

表2.3.3.1.7は、日本ECA海域の設定別に、20年後の各プロジェクトの正味現在価値を示している。日本沿岸ECA海域の設定の相違では、正味現在価値の大きな相違が存在しない。そのため、ここでは、日本沿岸ECA海域が0マイルである場合について記述する。A-1・油焚船 (現存船)、A-2・油焚船 (ECA対応船)、B-1・LNG船 (ECAのみLNG)、B-2・LNG船 (全海域LNG)、C-1・LNG電気推進船 (ECAのみLNG)、C-2・LNG電気推進船 (全海域LNG) の20年後の正味現在価値は、2億3,540万 [US\$]、8,730万 [US\$]、7,340万 [US\$]、1億2,310万 [US\$]、4,040万 [US\$]、1億220万 [US\$]である。A-1の正味現在価値に対して、A-2の正味現在価値は、約1億4,810万 [US\$]の減少である。A-2に比べて、B-1、B-2、C-1、C-2は、それぞれ1,390万 [US\$]の減少、3,580万 [US\$]の増加、4,690万 [US\$]の減少、1,490万 [US\$]の増加である。A-2に比べて正味現在価値が優れているB-2とC-2は、それぞれ正味現在価値が1.4倍と1.2倍になる。

表2.3.3.1.8は、日本ECA海域の設定別に、各プロジェクトの回収期間を示している。日本沿岸ECA海域の設定の相違では、回収期間の大きな相違が存在しないため、ここでは、日本沿岸ECA海域がない場合について記述する。A-1・油焚船 (現存船)、A-2・油焚船 (ECA対応船)、B-1・LNG船 (ECAのみLNG)、B-2・LNG船 (全海域LNG)、C-1・LNG電気推進船 (ECAのみLNG)、C-2・LNG電気推進船 (全海域LNG) の回収期間は、3.9年、7.9年、9.8年、7.4年、13.5年、9.2年である。A-1の回収期間に対して、A-2の回収期間は、約4年長い。A-2に比べて、B-1、B-2、C-1、C-2は、それぞれ1.9年の増加、0.5の減少、5.6年の増加、1.3年の増加である。A-2に比べて正味現在価値が優れているB-2とC-2は、B-2は回収期間の点でも優れているが、C-2は回収期間の点ではA-2に劣る。C-2は、A-2に比べ長期的な視点での投資が必要になる。

参考として、表2.3.3.1.9は、日本ECA海域の設定別に、各プロジェクトの内部収益率を示している。内部収益率は、正味現在価値が0 [US\$]となる割引率である。

また、図2.3.3.1.13、図2.3.3.1.14、図2.3.3.1.15は、それぞれ日本のECA海域なし、50マイル、100マイルの設定別に、正味現在価値累積値の経年的な変化を示している。正味現在価値累積値が0 [US\$]になる年が、上記の回収期間となる。

表2.3.3.1.7 正味現在価値（NPV）の算出結果（100万[US\$]）

プロジェクト	日本ECA （なし）	日本ECA （沿岸50マイル）	日本ECA （沿岸100マイル）
A-1 油焚船（現存船）	235.4	235.4	235.4
A-2 油焚船（ECA対応船）	87.3	86.2	86.1
B-1 LNG船（ECAのみLNG）	73.4	74.8	75.1
B-2 LNG船（全海域LNG）	123.1	122.2	122.2
C-1 LNG電気推進船（ECAのみLNG）	40.4	44.3	44.7
C-2 LNG電気推進船（全海域LNG）	102.2	102.9	102.9

表2.3.3.1.8 回収期間（年）

プロジェクト	日本ECA （なし）	日本ECA （沿岸50マイル）	日本ECA （沿岸100マイル）
A-1 油焚船（現存船）	3.9	3.9	3.9
A-2 油焚船（ECA対応船）	7.9	8.0	8.0
B-1 LNG船（ECAのみLNG）	9.8	9.7	9.7
B-2 LNG船（全海域LNG）	7.4	7.4	7.4
C-1 LNG電気推進船（ECAのみLNG）	13.5	13.1	13.1
C-2 LNG電気推進船（全海域LNG）	9.2	9.2	9.2

表2.3.3.1.9 内部収益率（%）

プロジェクト	日本ECA （なし）	日本ECA （沿岸50マイル）	日本ECA （沿岸100マイル）
A-1 油焚船（現存船）	29.1%	29.1%	29.1%
A-2 油焚船（ECA対応船）	15.2%	15.1%	15.1%
B-1 LNG船（ECAのみLNG）	12.5%	12.6%	12.6%
B-2 LNG船（全海域LNG）	16.4%	16.3%	16.3%
C-1 LNG電気推進船（ECAのみLNG）	9.1%	9.3%	9.4%
C-2 LNG電気推進船（全海域LNG）	13.3%	13.3%	13.3%

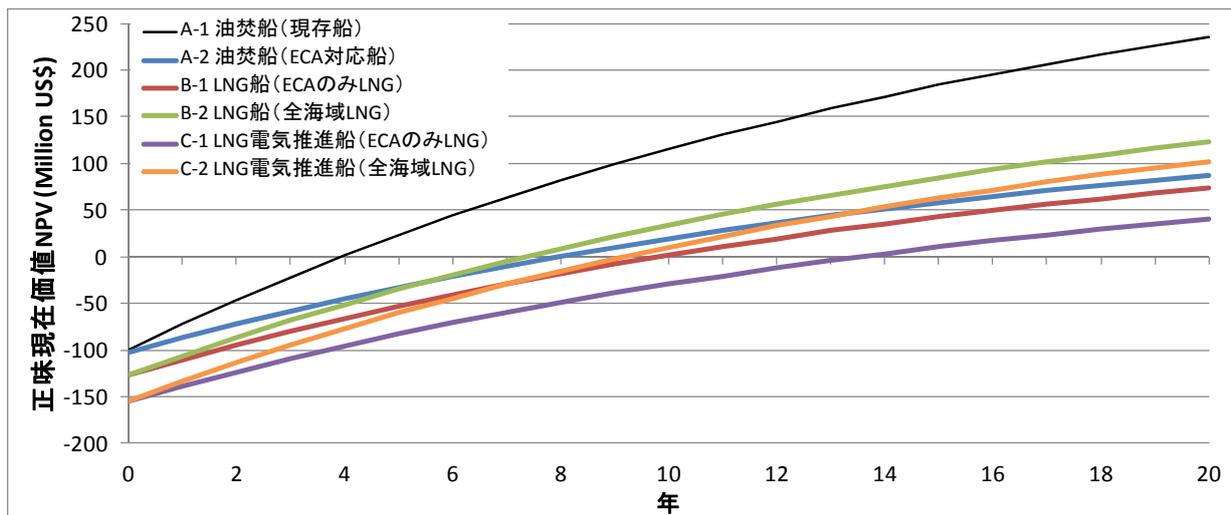


図2.3.3.1.13 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化 (日本ECA海域なし)

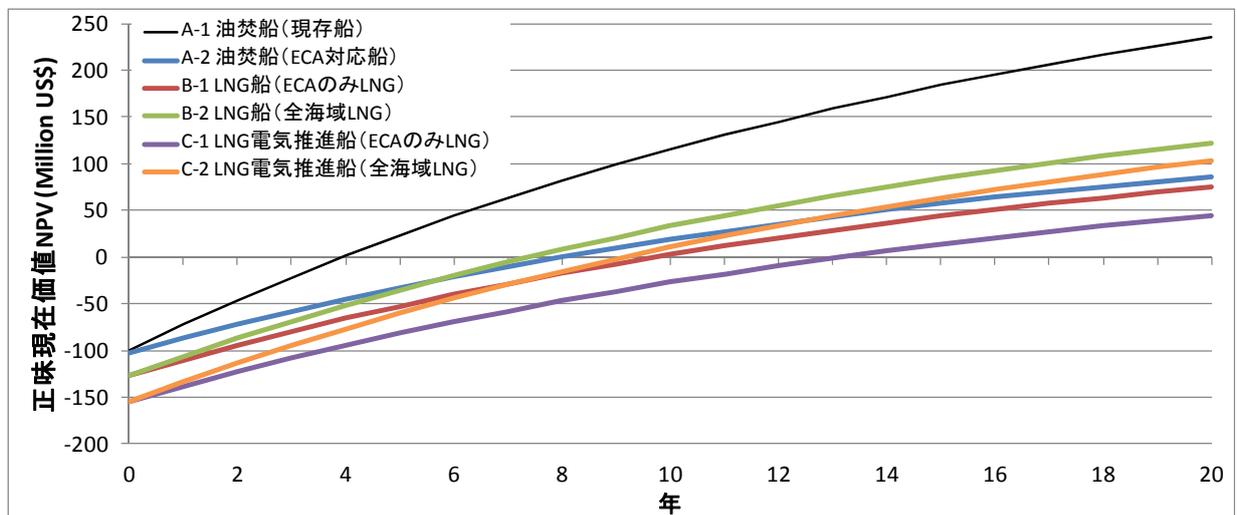


図2.3.3.1.14 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化 (日本ECA海域50マイル)

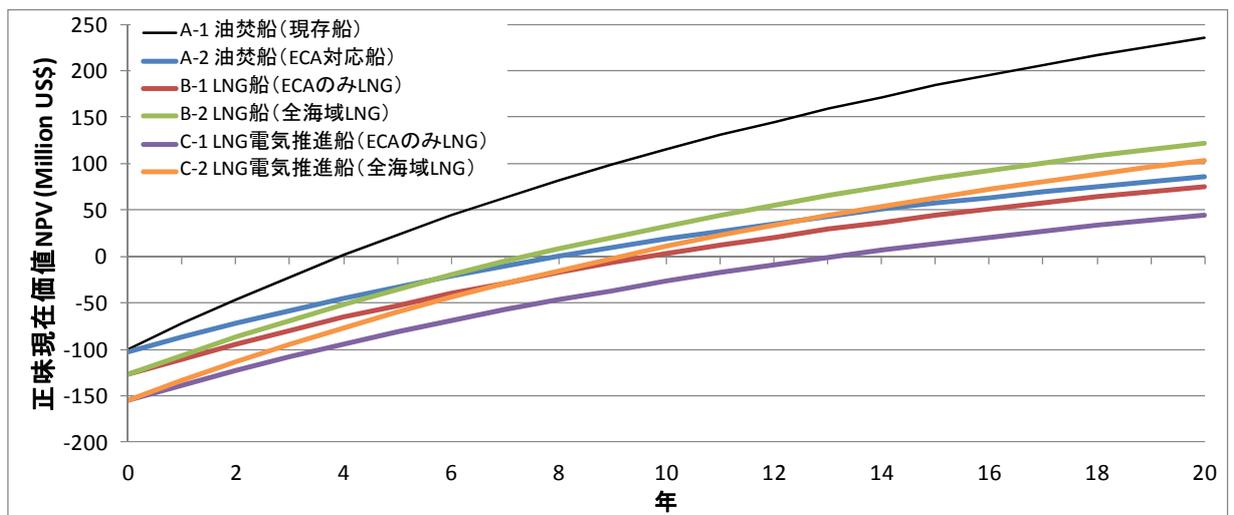


図2.3.3.1.15 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化 (日本ECA海域100マイル)

(ii) 油焚船 (ECA対応) とLNG燃料船の年間費用が同一となる限界線

ここでは、燃料価格の変化に従って、A-2・油焚船 (ECA対応船) に対して、B-1・LNG船 (ECAのみLNG)、B-2・LNG船 (全海域LNG)、C-1・LNG電気推進船 (ECAのみLNG)、C-2・LNG電気推進船 (全海域LNG) がいかなる場合に優位性を持つかを検討する。優位性は、年間費用の大小のみで検討し、各プロジェクトの燃料消費量、購入費用、SCRによる尿素水費のみを対象とする。したがって、船費・店費、港費・運航費は扱わず、各プロジェクトで同一と考えている。また、A-2・油焚船 (ECA対応船) の船舶購入費用はDCF法で用いた値で一定する。一方、B-1とB-2のLNG船、C1とC2のLNG電気推進船は、表2.3.2.1で推計した増加コストの0.5倍、1.0倍、1.5倍を加え、それぞれを購入費用の下位値、中位値、上位値として設定する。中位値は、DCF法で使用した値と同一である。表2.3.3.2.1は、以上の内容に従った各プロジェクトの船舶購入を示している。また、これらのプロジェクトにおいて、年間購入費は、15年定額償却の値とした (残存価値は0[US\$])。年間燃料費は、各プロジェクトで定まった燃料消費量と変化するLSFO燃料価格とLNG燃料価格で算出する。LSFO(0.1%S)とLSFO(0.5%S)の燃料価格は、同一の値で変化するとした。尿素水費は、各プロジェクトで定まった尿素水消費量と一定の尿素水価格 (800[US\$]) で算出する。

図2.3.3.2.1から図2.3.3.2.9は、A-2・油焚船 (ECA対応) に対して、B-1・LNG船 (ECAのみLNG)、B-2・LNG船 (全海域LNG)、C-1・LNG電気推進船 (ECAのみLNG)、C-2・LNG電気推進船 (全海域LNG) が同一の年間費用となる限界線を示している。図2.3.3.2.1、図2.3.3.2.2、図2.3.3.2.3は、日本のECA海域がない場合であり、それぞれ各プロジェクトの購入費用を下位値、中位値、上位値とした場合である。図2.3.3.2.4、図2.3.3.2.5、図2.3.3.2.6は、日本のECA海域を50マイルとした場合であり、図2.3.3.2.7、図2.3.3.2.8、図2.3.3.2.9は、日本のECA海域を100マイルとした場合である。各限界線の下側では、A-2・油焚船 (ECA対応) に比べ、LNG燃料船の年間費用が上記の条件では小さくなる。

日本沿岸ECA海域の設定の相違では、限界線の大きな相違が存在しない。そのため、ここでは、日本沿岸ECA海域がない場合について記述する。

DCF法で設定したLSFO価格が1,100[US\$/ton]である時、船舶購入費の中位値では、B-1では396[US\$/m<sup>3</sup>] (18.1[US\$/mmbtu]) 以下、B-2では509[US\$/m<sup>3</sup>] (23.3[US\$/mmbtu]) 以下、C-1では282[US\$/m<sup>3</sup>] (12.9[US\$/mmbtu]) 以下、C-2では479[US\$/m<sup>3</sup>]

(21.9[US\$/mmbtu]) 以下で、LNG燃料船の年間費用がA-2油焚船 (ECA対応船) の年間費用よりも小さくなる。これは、LNG価格を440[US\$/m<sup>3</sup>]としたDCF法の結果 (A-2に比べB-2、C-2の経済性が優れている) に対応する。

表2.3.3.2.1 船舶購入費の設定 (10,000[US\$])

プロジェクト	下位値	中位値	上位値
A-2 油焚船 (ECA対応船)	1,019	1,019	1,019
B-1 LNG船 (ECAのみLNG)	1,143	1,266	1,390
B-2 LNG船 (全海域LNG)	1,143	1,266	1,390
C-1 LNG電気推進船 (ECAのみLNG)	1,283	1,547	1,811
C-2 LNG電気推進船 (全海域LNG)	1,283	1,547	1,811

同様のLSFO価格における船舶購入費の上位値では、B-1では344[US\$/m<sup>3</sup>] (15.7 [US\$/mmbtu]) 以下、B-2では494[US\$/m<sup>3</sup>] (22.5[US\$/mmbtu]) 以下、C-1では189[US\$/m<sup>3</sup>] (8.6[US\$/mmbtu]) 以下、C-2では450[US\$/m<sup>3</sup>] (20.6[US\$/mmbtu]) 以下で、LNG焚船の年間費用がA-2油焚船 (ECA対応船) の年間費用よりも小さくなる。船舶購入費が上位値の場合でもLNG価格が440[US\$/m<sup>3</sup>]であれば、A-2に比べB-2、C-2は経済性が優れていると判断できる。

同様のLSFO価格における船舶購入費の下位値では、B-1では448[US\$/m<sup>3</sup>] (20.4[US\$/mmbtu]) 以下、B-2では525[US\$/m<sup>3</sup>] (24.0[US\$/mmbtu]) 以下、C-1では374[US\$/m<sup>3</sup>] (17.1[US\$/mmbtu]) 以下、C-2では507[US\$/m<sup>3</sup>] (23.2[US\$/mmbtu]) 以下で、LNG焚船の年間費用がA-2油焚船 (ECA対応船) の年間費用よりも小さくなる。DCF法の適用条件であるLNG価格440[US\$/m<sup>3</sup>]で考えると、船舶購入費下位値ではB-1も年間費用がA-1よりも小さくなる。

LSFO価格が1,500[US\$/ton]である場合の船舶購入費の中位値では、B-1では573[US\$/m<sup>3</sup>] (26.2[US\$/mmbtu]) 以下、B-2では705[US\$/m<sup>3</sup>] (32.2[US\$/mmbtu]) 以下、C-1では437[US\$/m<sup>3</sup>] (20.0[US\$/mmbtu]) 以下、C-2では669[US\$/m<sup>3</sup>] (30.5[US\$/mmbtu]) 以下で、LNG焚船の年間費用がA-2油焚船 (ECA対応船) の年間費用よりも小さくなる。この場合は、C-1がA-2に比べ若干年間費用が大きくなるが、B-1、B-2、C-2は年間費用がA-2に比べ小さくなることがわかる。

以上は、船舶購入費やLSFO価格の変化に伴う各プロジェクトの優位性の変化を、一例として示している。図2.3.3.2.1から図2.3.3.2.9は、その様々なケースを示している。これに加え、図2.3.3.2.10から図2.3.3.2.21は、各プロジェクト別に、購入費下位値、購入費中位値、購入費上位値の限界線を、上記と同様の方法で作成している。

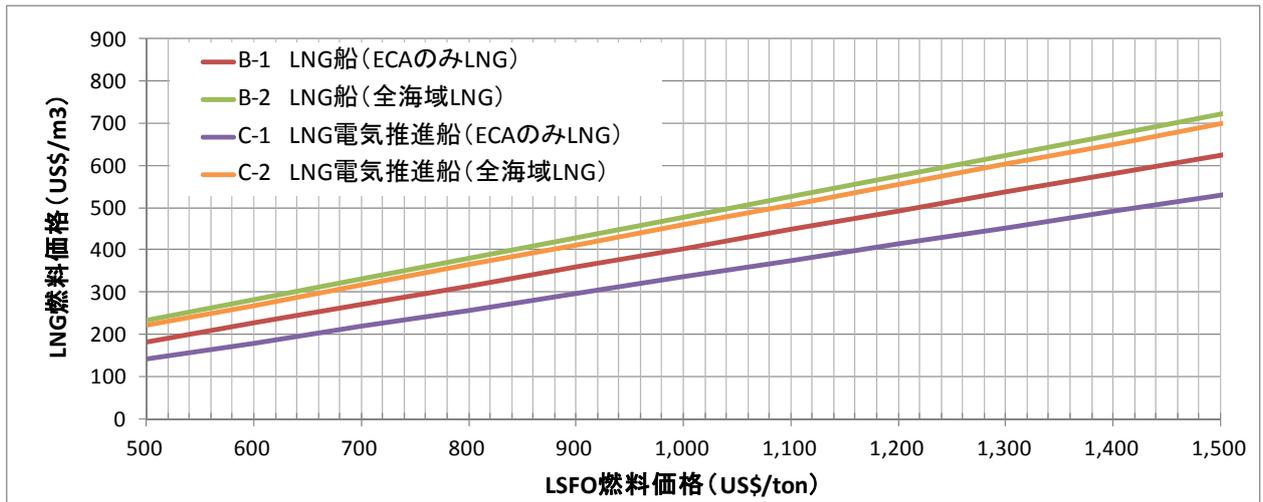


図2.3.3.2.1 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線  
(日本ECAなし、購入費下位値)

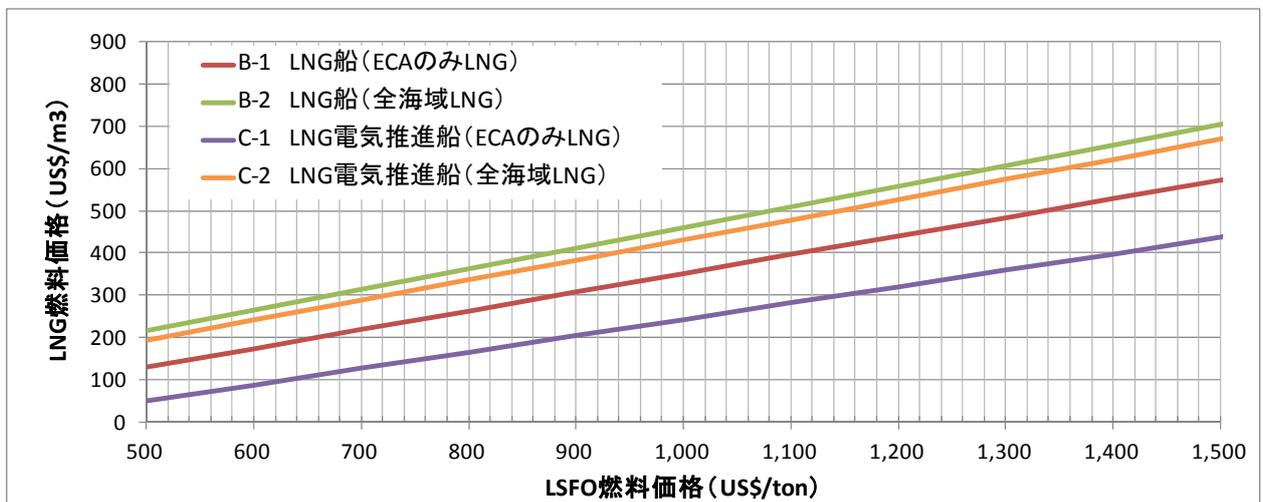


図2.3.3.2.2 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線  
(日本ECAなし、購入費中位値)

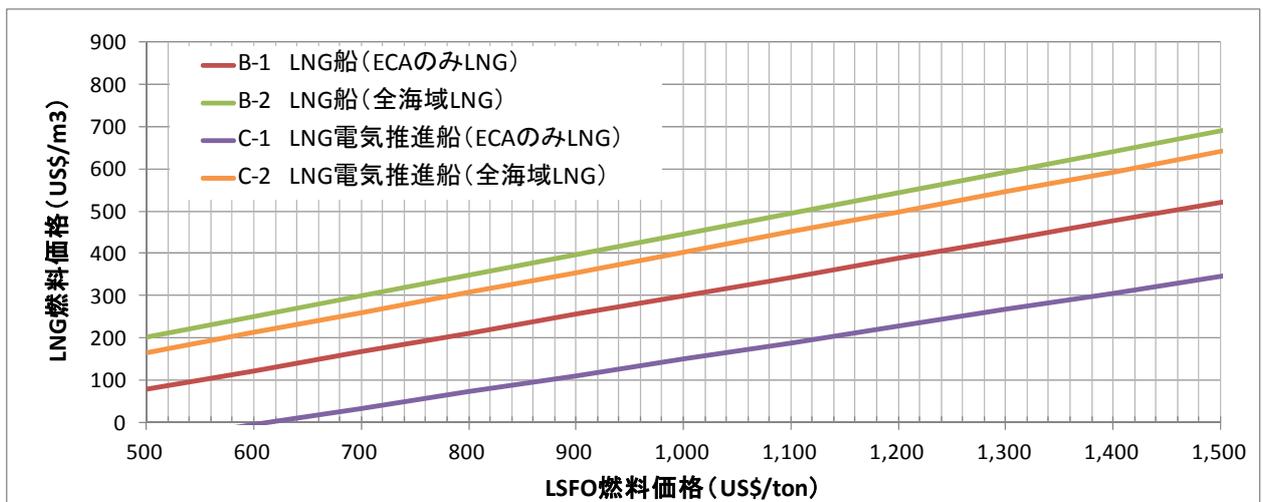


図2.3.3.2.3 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線  
(日本ECAなし、購入費上位値)

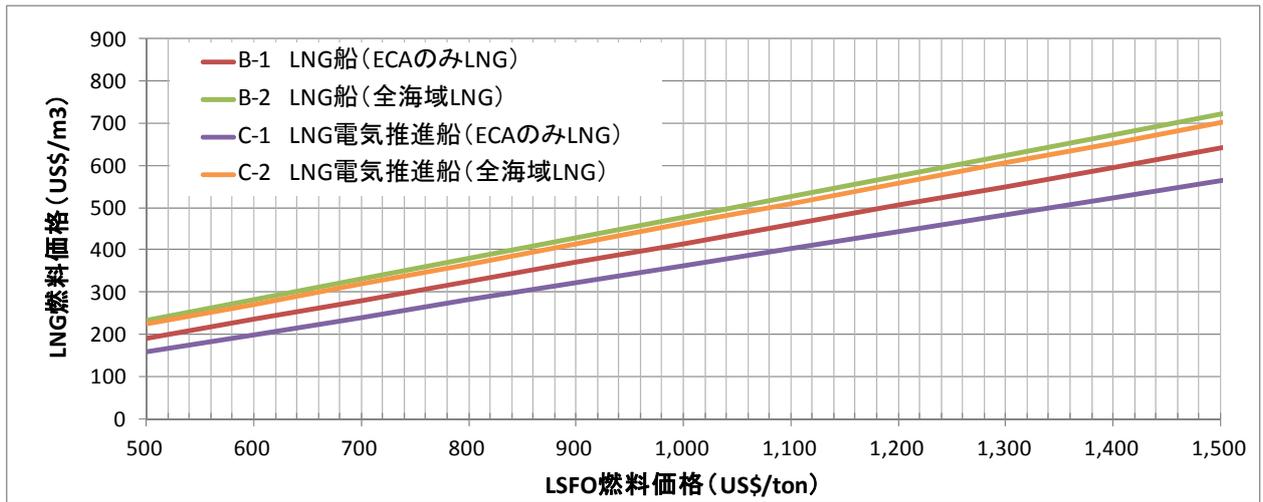


図2.3.3.2.4 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線  
(日本ECA50マイル、購入費下位値)

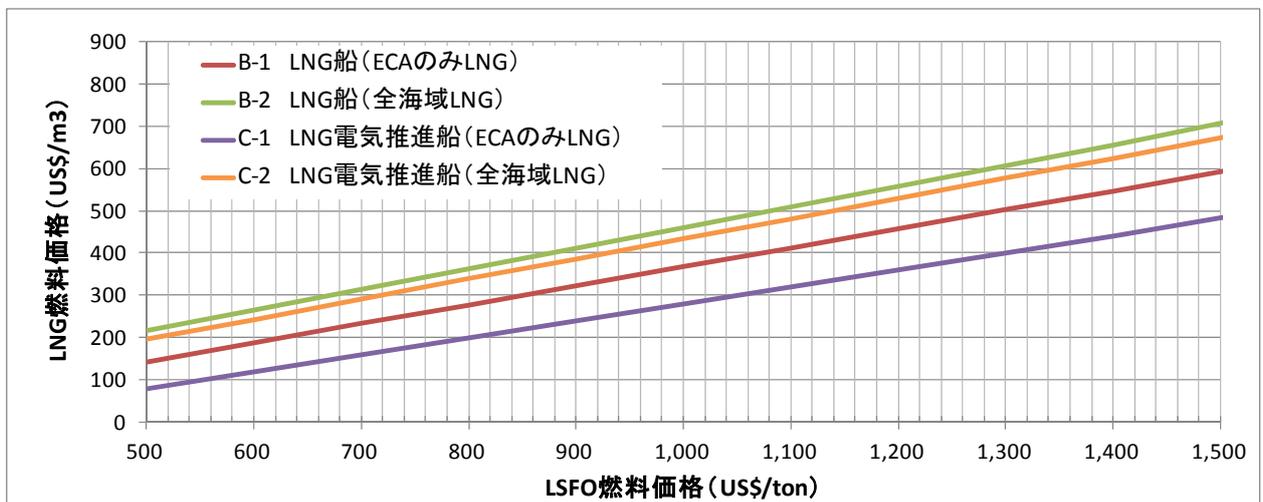


図2.3.3.2.5 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線  
(日本ECA50マイル、購入費中位値)

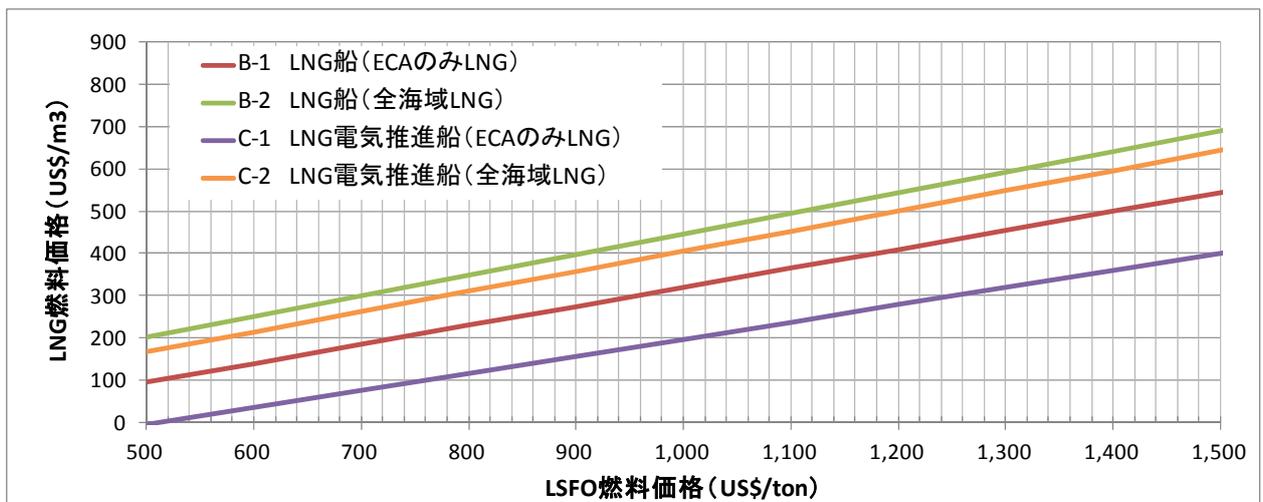


図2.3.3.2.6 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線  
(日本ECA50マイル、購入費上位値)

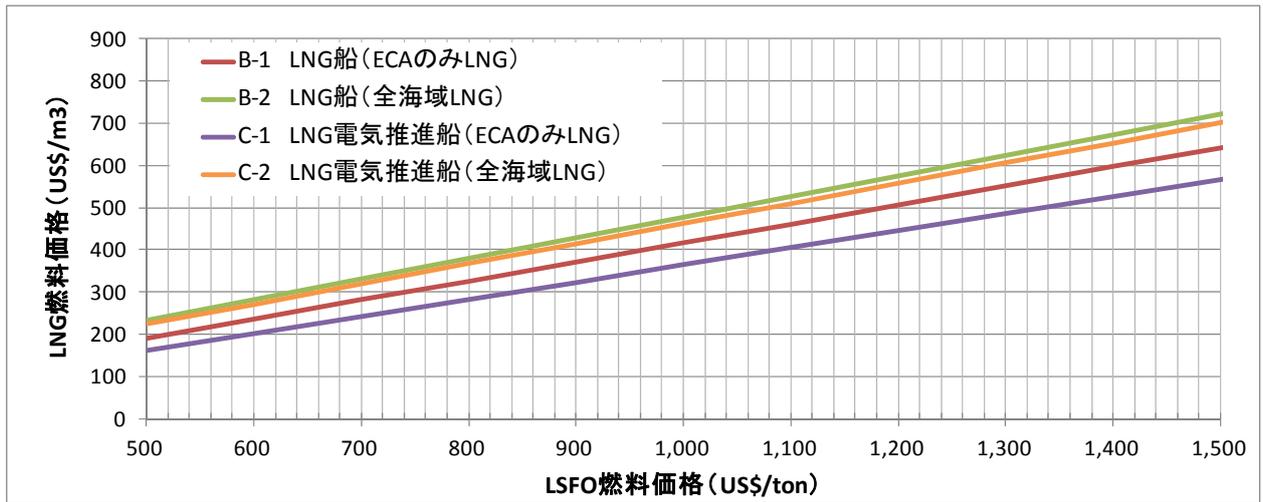


図2.3.3.2.7 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線  
(日本ECA100マイル、購入費下位値)

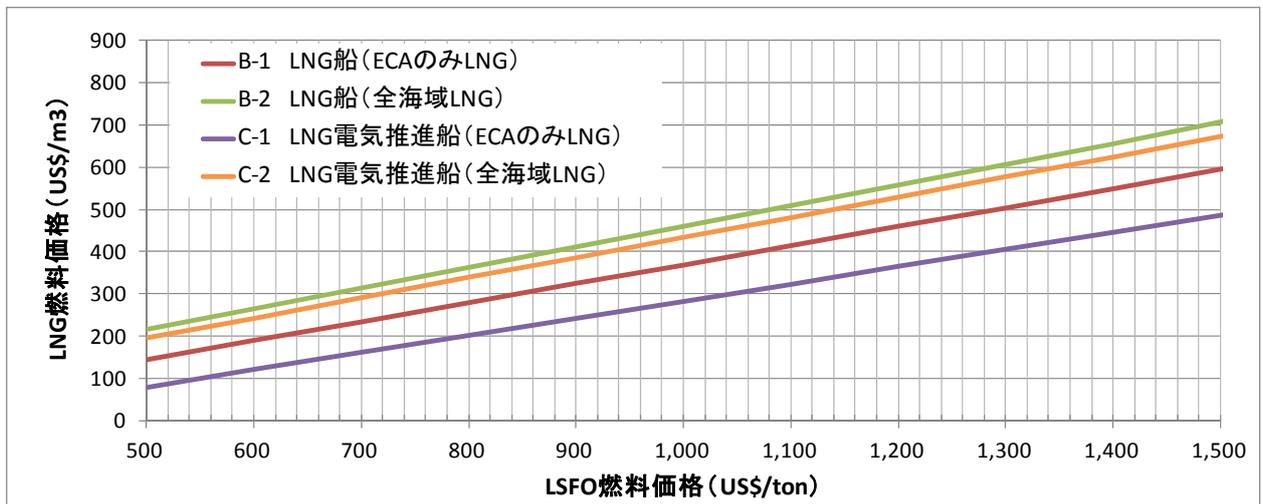


図2.3.3.2.8 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線  
(日本ECA100マイル、購入費中位値)

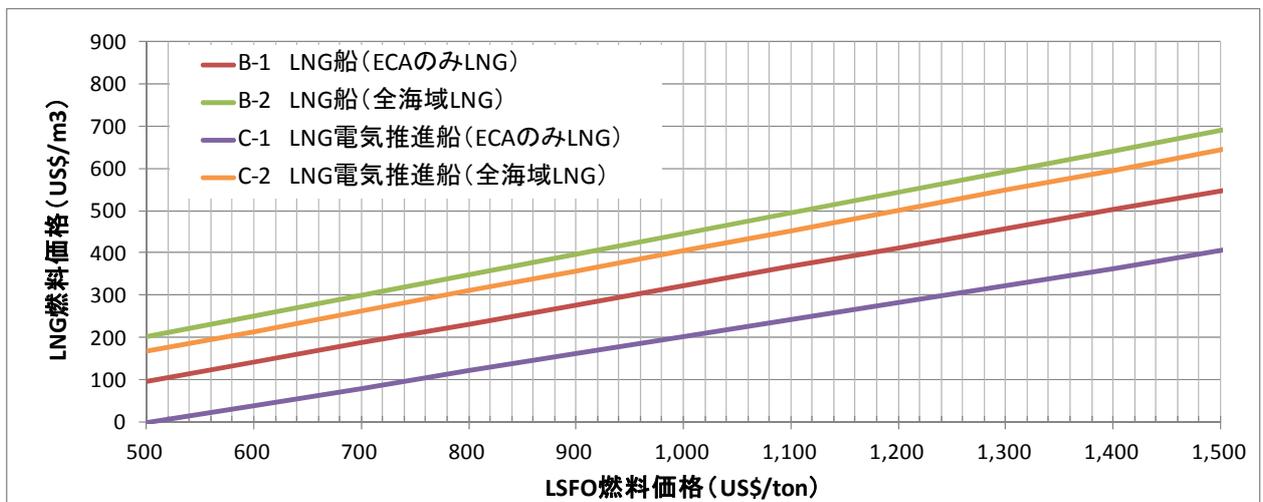


図2.3.3.2.9 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線  
(日本ECA100マイル、購入費上位値)

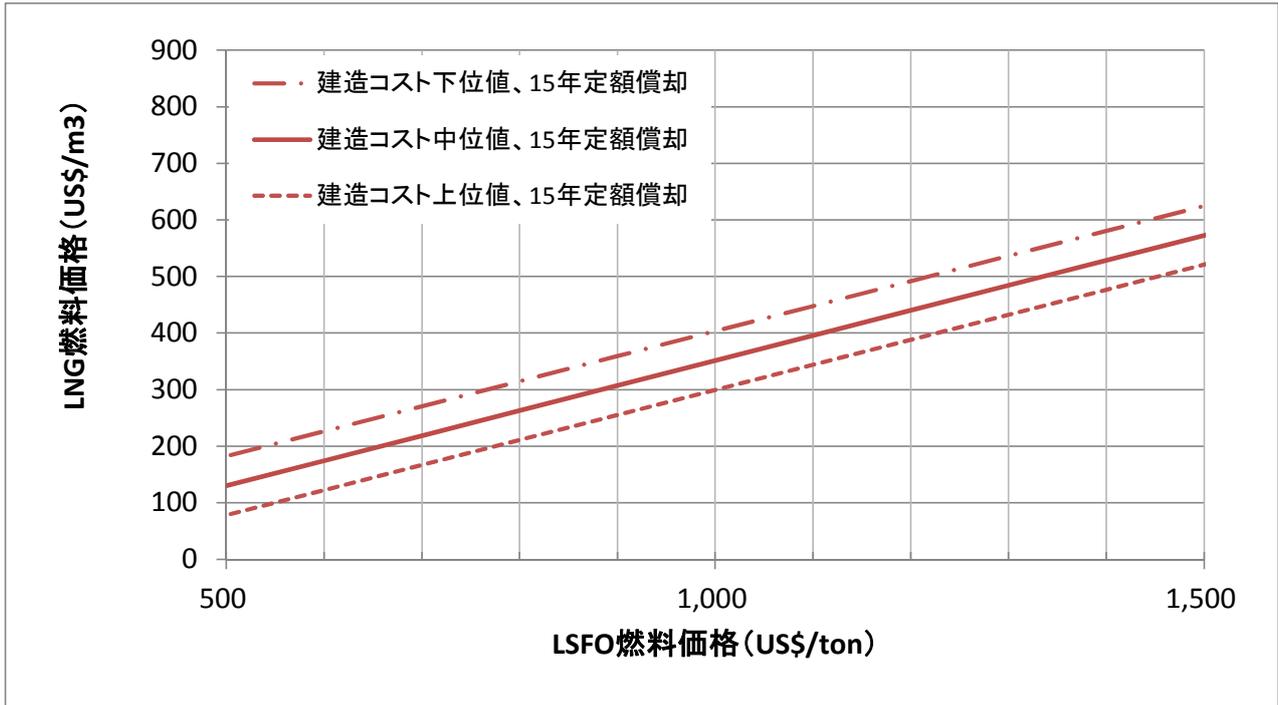


図2.3.3.2.10 B-1・LNG船（ECAのみLNG）の限界線（日本ECAなし）

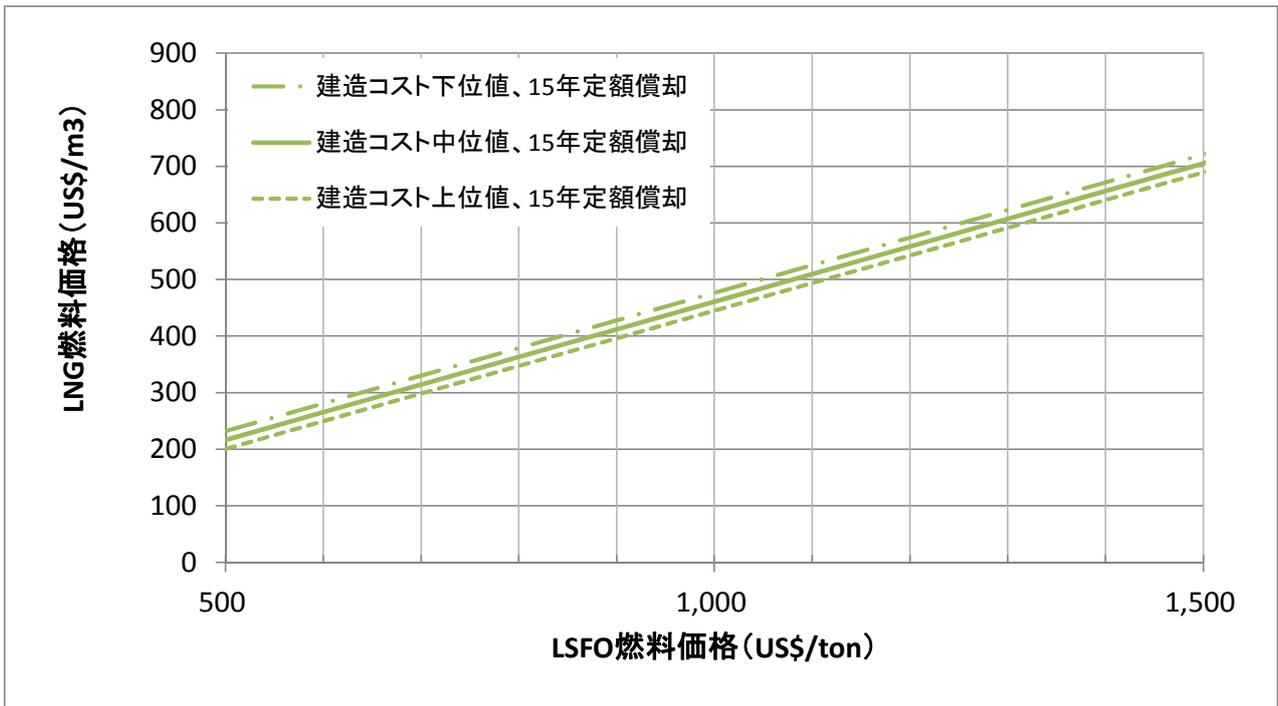


図2.3.3.2.11 B-2・LNG船（全海域LNG）の限界線（日本ECAなし）

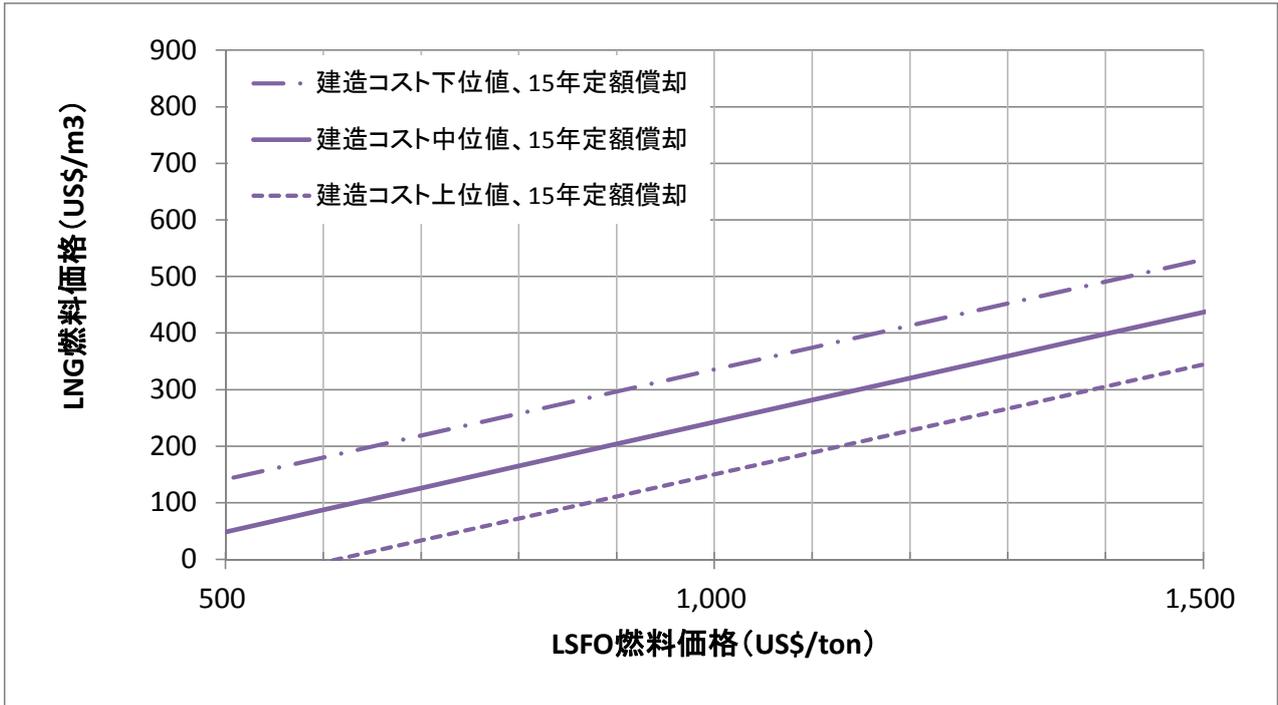


図2.3.3.2.12 C-1・LNG電気推進船（ECAのみLNG）の限界線（日本ECAなし）

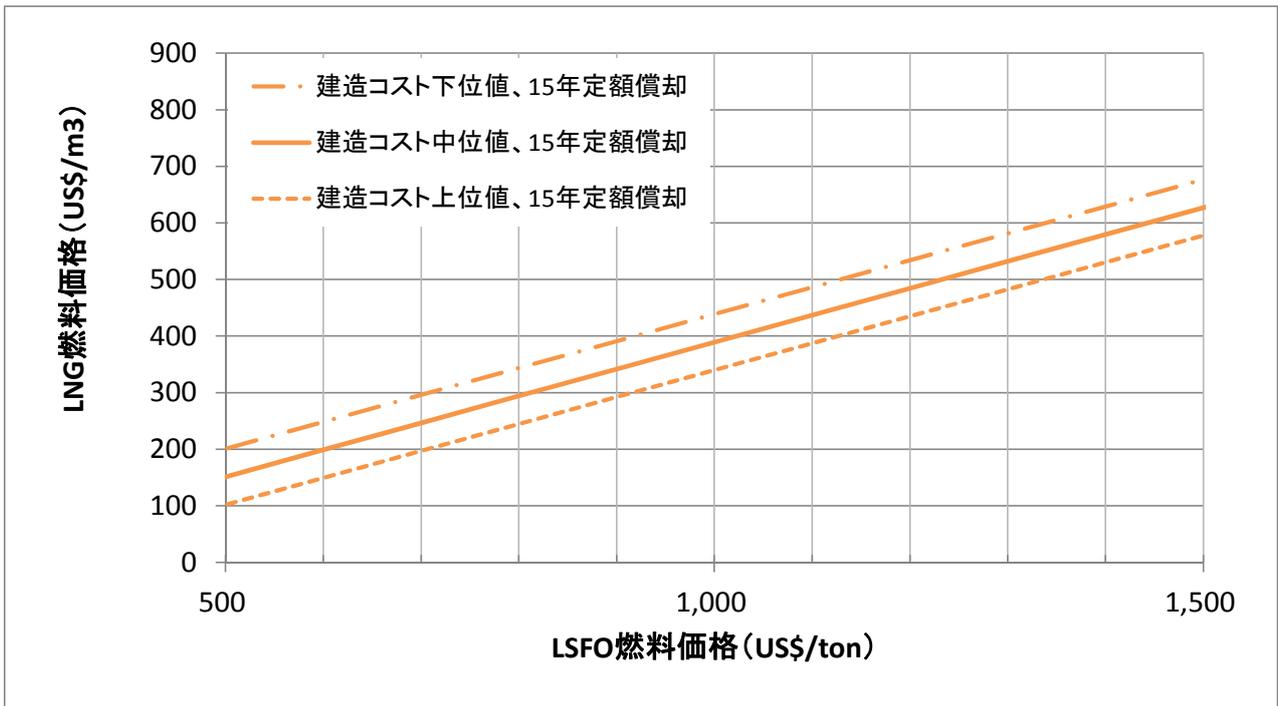


図2.3.3.2.13 C-2・LNG電気推進船（全海域LNG）の限界線（日本ECAなし）

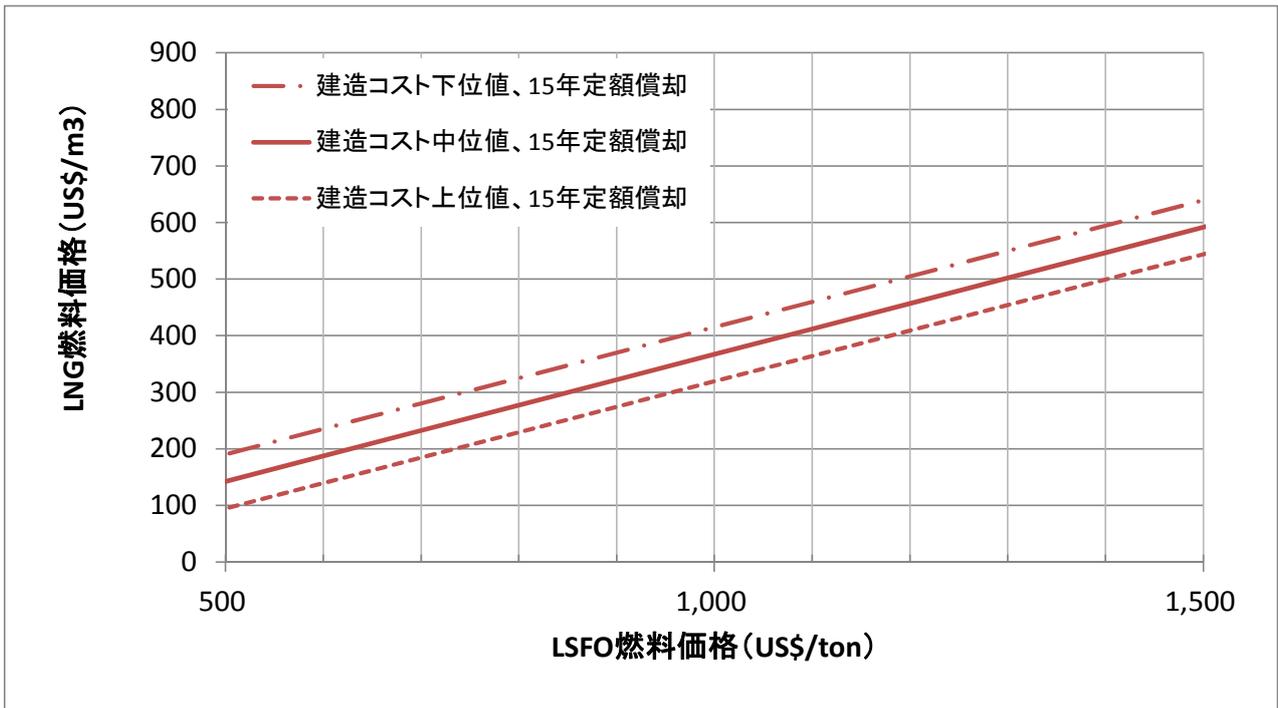


図2.3.3.2.14 B-1・LNG船（ECAのみLNG）の限界線（日本ECA50マイル）

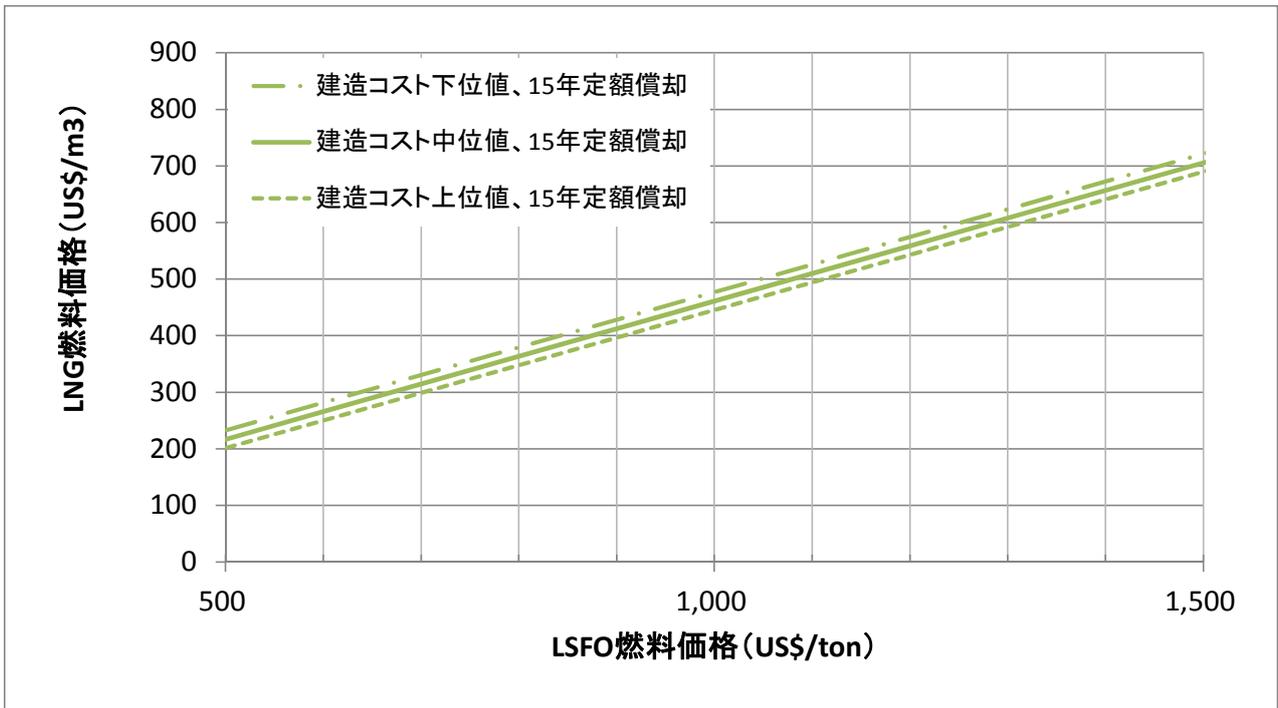


図2.3.3.2.15 B-2・LNG船（全海域LNG）の限界線（日本ECA50マイル）

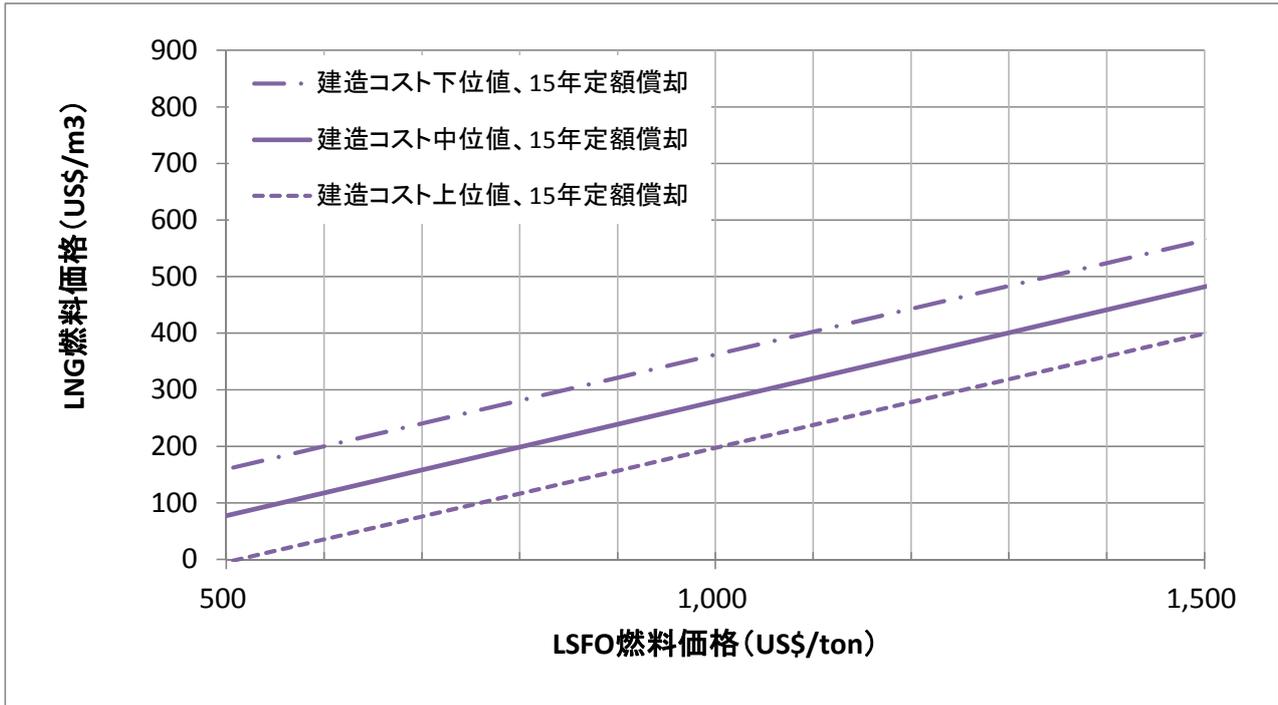


図2.3.3.2.16 C-1・LNG電気推進船（ECAのみLNG）の限界線（日本ECA50マイル）

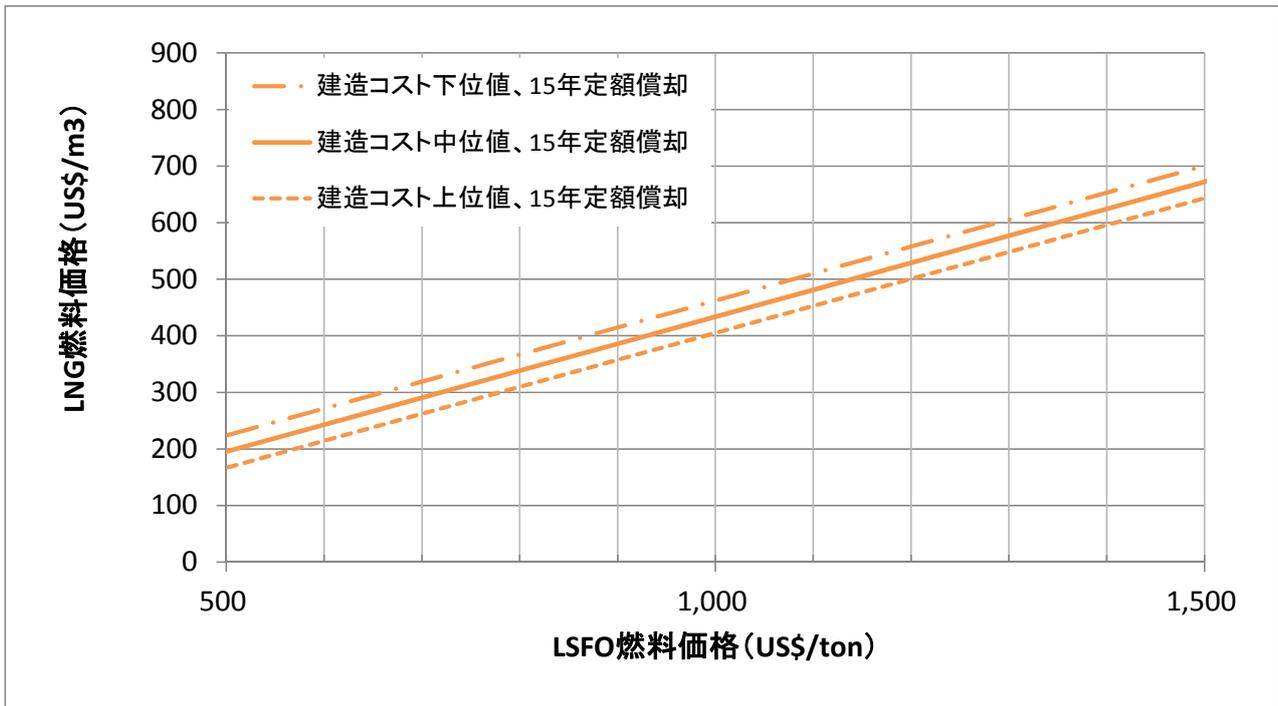


図2.3.3.2.17 C-2・LNG電気推進船（全海域LNG）の限界線（日本ECA50マイル）

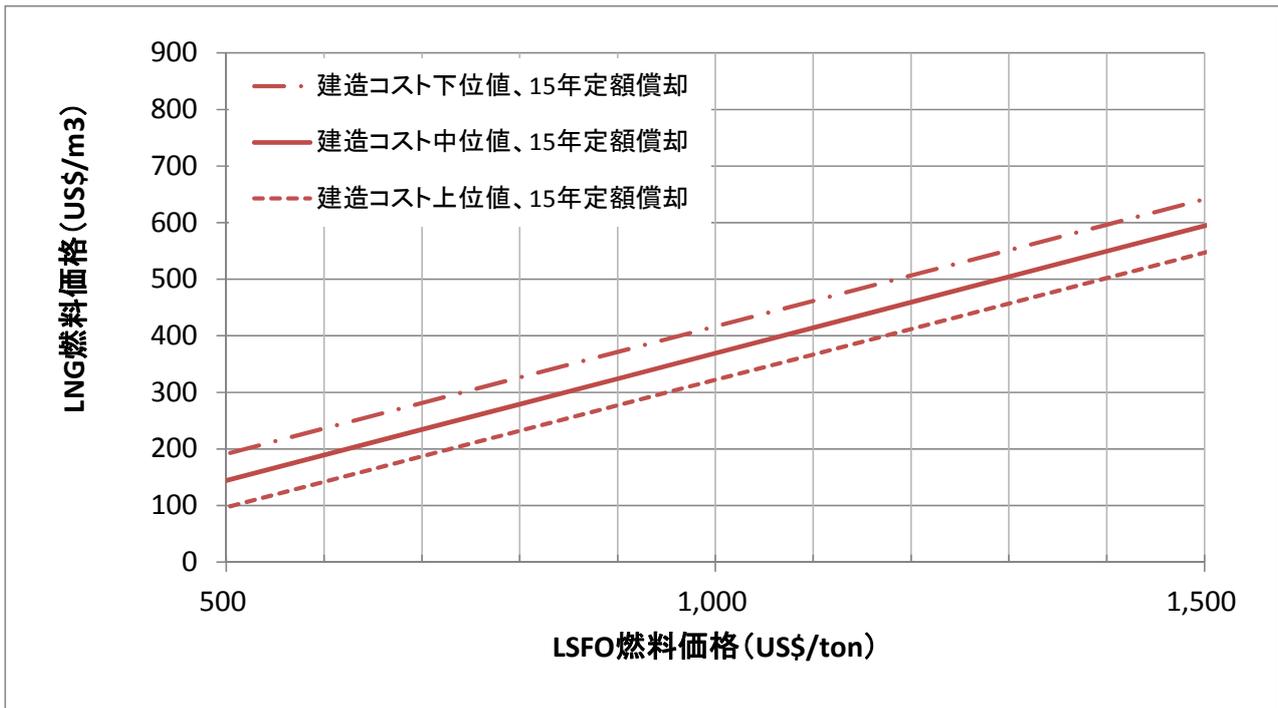


図2.3.3.2.18 B-1・LNG船（ECAのみLNG）の限界線（日本ECA100マイル）

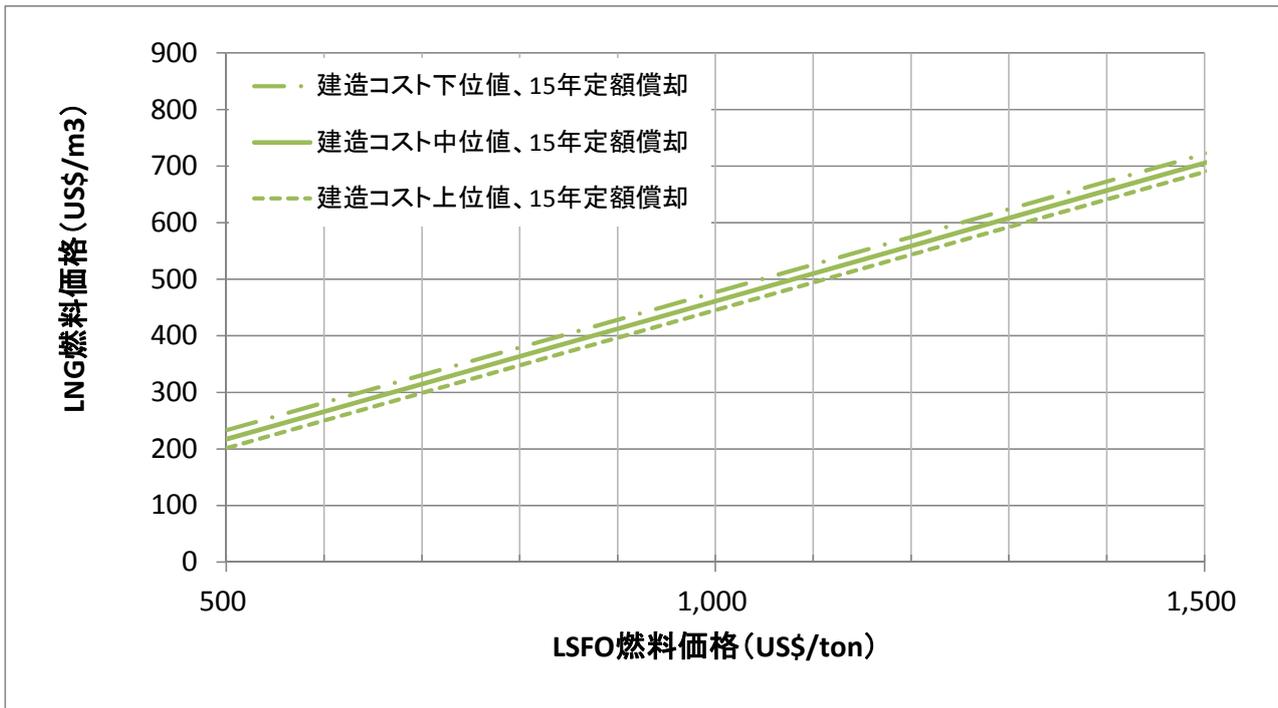


図2.3.3.2.19 B-2・LNG船（全海域LNG）の限界線（日本ECA100マイル）

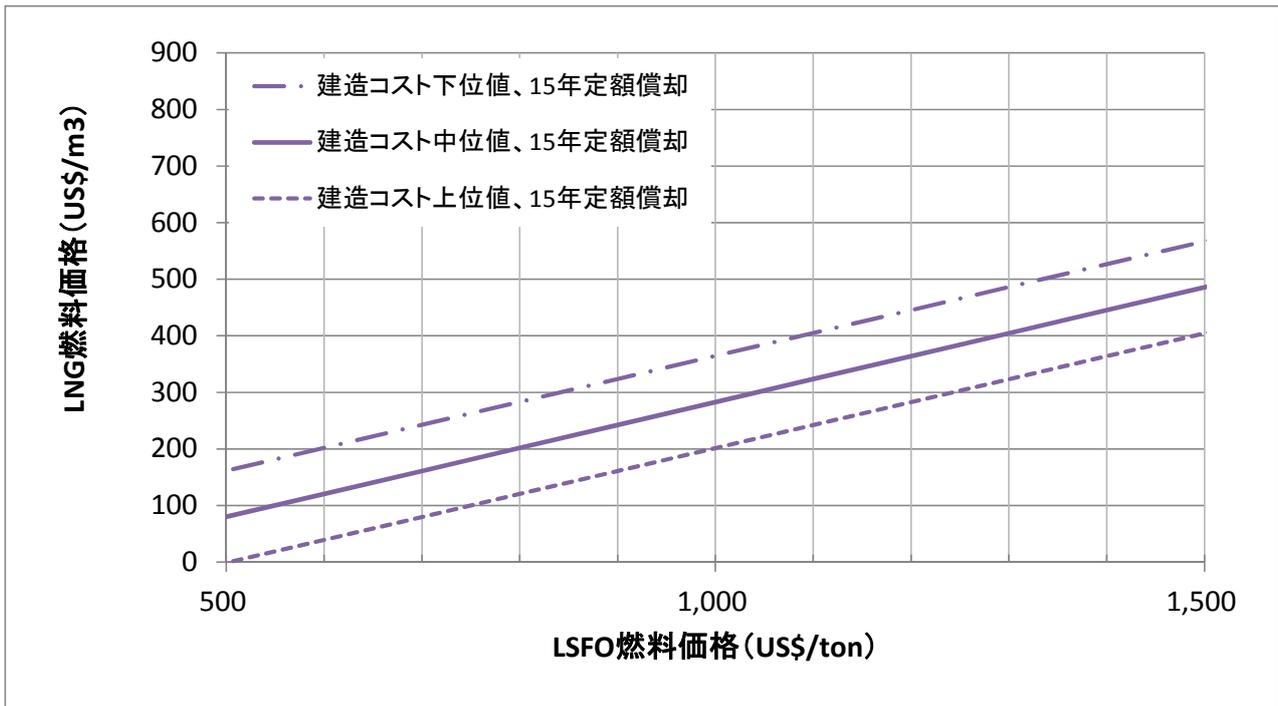


図2.3.3.2.20 C-1・LNG電気推進船（ECAのみLNG）の限界線（日本ECA100マイル）

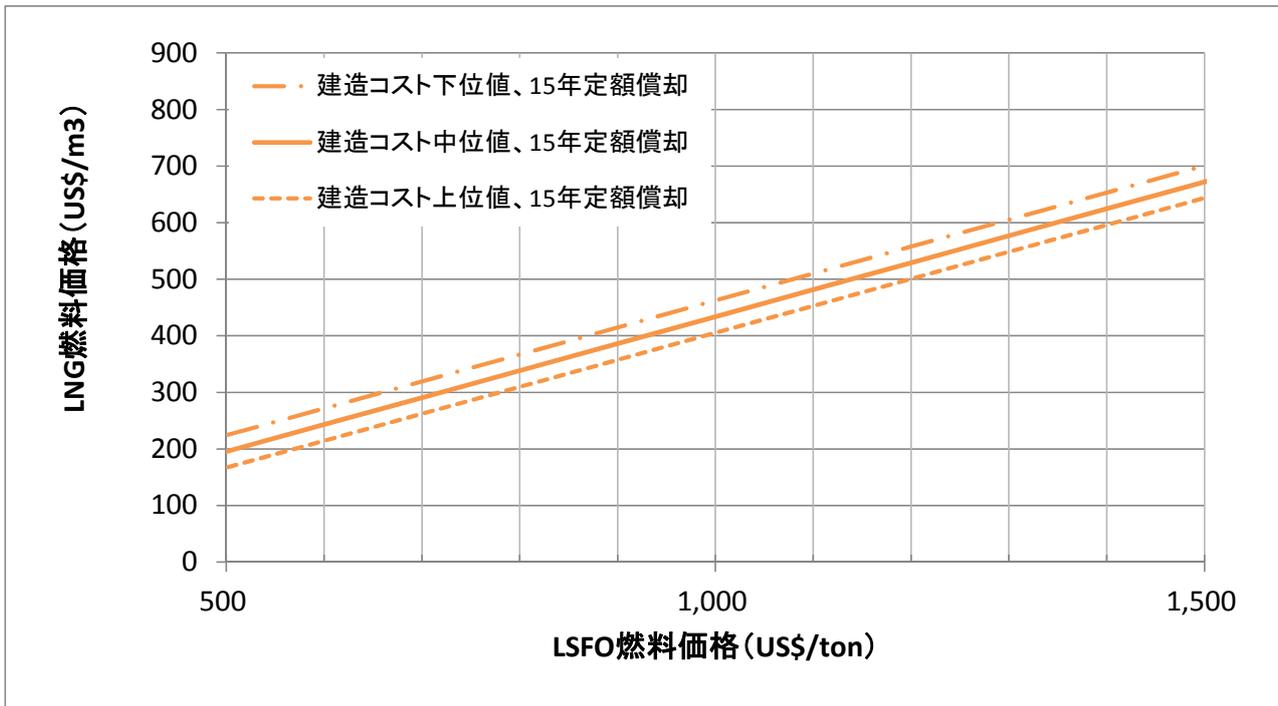


図2.3.3.2.21 C-2・LNG電気推進船（全海域LNG）の限界線（日本ECA100マイル）

## 2.2.2.4 まとめと考察

### 2.2.2.4.1 まとめ

#### (i) LNG燃料コンテナ船のコンセプト検討

LNG燃料貯蔵タンクの容量については、1ラウンド燃料消費量の1.5倍の容量として、1ラウンドで一回消費量分を補給する前提でコンテナ船のコンセプトをまとめた。全海域LNGを使用する場合の必要タンク容量は15,000m<sup>3</sup>となり、地中海ECAのみを使用する場合は4,700m<sup>3</sup>となった。貯蔵タンクについてはタイプC、タイプBの両方検討したが、タイプCではコンテナ積載数を確保するために、船長を45m、30m増加する必要がある。タイプBについては詳細配置検討をしていないが、同寸法の増加が必要である。

LNG貯蔵量が大きくなるとBOG（ボイルオフガス）量も多くなり、1日に0.2%のBOGが出るとすると、10,000m<sup>3</sup>貯蔵の場合1日に20m<sup>3</sup>のBOGが出ることになり、補機リーンバーンDF機関の消費量とほぼ等しくなる。これ以上の場合、あるいは非ECA内でLNGを消費しない場合はBOGを圧縮貯蔵する必要があり、高压に出来るタンクCの方が有利である。タンクBの場合は別に圧縮貯蔵室が必要となる。いずれにしてもBOGの詳細利用について、また再液化装置等については検討していない。

推進システムについては主機直結プロペラ駆動方式と電気推進方式の2ケースについて検討し、初期コスト、燃料消費を比較した。電気推進方式は燃費は6%程度の悪化であるが、初期コストの増加は大きくコンテナ船には向いていないと思われる。

主機・補機等の要目については、主機はME-GI機関の電子燃料噴射制御式ガスインジェクション機関を、補機はリーンバーンDF機関を選ぶことができ対応できるものと考えている。補機については、ガス専焼のガス機関を選ぶこともできるが、油焚機関のバックアップがリダンダンシー上必要になるかもしれない。

LNG貯蔵タンク以外にLNG燃料船として、バンカリングステーション、タンクコネクションスペース、ポンプ・気化器等の燃料ガス供給機器室、燃料ガスの2重管・ダクト、ベントマスト、換気ファン、イナートガスシステム等が必要であり、大まかな配置検討を行った。

主機ME-GI機関への燃料ガス供給については、300bar程度の高圧が必要であるが、極低温LNG液体ポンプが実用化されてきており、効率的に圧縮できる。補機の低圧ガス機関には5bar程度の低圧ガスで良く、BOG（ボイルオフガス）の利用が出来る。

#### (ii) 経済性評価

LNG船の経済性評価の比較対象は将来のNO<sub>x</sub>、油燃料のS（硫黄）分規制導入後を想定し、A-2油焚船（ECA対応船）とした。即ち、油焚船ではECA内では0.1% S分の油、非ECA内では0.5% S分の油とLNG価格の比較をした。

DCF法を適用した結果、20年後のNPVは、A-2油焚船（ECA対応船）に比べ、B-2

LNG船（全海域LNG）とC-2 LNG電気推進船（全海域LNG）が大きい（A-2に対し、B-2とC-2は、1.4倍、1.2倍大きい）。回収期間は、B-2<A-2<C-2であり、A-2に比べB-2は0.5年短い、C-2は回収期間が1.3年ほど長い。

船舶購入費が中位値、LSFO価格が1,100 [\$/ton]の場合、B-1 LNG船（ECAのみLNG）とC-1 LNG電気推進船（ECAのみLNG）が、A-2に対して優位になるためには、それぞれLNG価格が、397 [\$/m<sup>3</sup>] (18.1 [\$/MBTU]) 以下、282 [\$/m<sup>3</sup>] (12.9 [\$/MBTU]) 以下になる必要がある。

なお、IMF統計によると、最近の欧州と米国のLNG価格は、266 [\$/m<sup>3</sup>] (12.1 [\$/MBTU])、72 [\$/m<sup>3</sup>] (3.3 [\$/MBTU]) であり、いずれも上記の値を下回っている。特に、米国の価格は一桁安く、これをベースにすると更に優位性が高まる。

#### 2.2.2.4.2 課題と考察

##### (i) LNG燃料コンテナ船のコンセプト検討

LNG燃料コンテナ船のコンセプトをまとめたが、欧州航路全海域でLNGを燃料として使用する場合、貯蔵タンク容量は大きくなり、タイプCタンクの場合コンテナ積載数を同じとするためには、船長を45m伸ばす必要があった。また、タイプBタンクでも30m伸ばす必要があり、船長増加による船舶の性能上の問題、造船上の工作等の問題については詳細に検討する必要がある。

1ラウンドに1回の燃料補油の回数を上げることにより、貯蔵タンク容量を小さくできスペース上は有利となる。ただ、バンカリングの回数が増えるとともに、バンカリング場所のインフラ整備が必要となる。

推進システムの課題はガスエンジンの信頼性と安全性である。主機のME-GIガスインジェクション機関は船用での実績がないが、ガスインジェクションコンセプトは古くから開発され、すでに主要船級の型式承認が得られており、陸上発電プラントでの10年近い実績がある。また、今後数多くの搭載船が出ることが計画されており、実績が積みあがるものと期待される。ME-GI機関は高NO<sub>x</sub>に対応するSCR脱硝装置や排ガス再循環（EGR）の設置を考える必要があり、スペースを確保する必要がある。

リーンバーンDF機関については燃焼の安定性確保、異常燃焼（ノッキング、失火）の回避制御の高度化を図る必要がある。また、メタンスリップについてはインエンジンでの対応や後処理装置での対策も検討する必要があるかもしれない。

ガス専焼機関についてもDF機関と同じ燃焼の問題があり、異常時油燃料に変換できないことから、更なる燃焼の安定性と制御の高度化が求められる。

LNG燃料のバンカリングについては、技術的には現在のLNG運搬船のLNG受け渡しをベースにその簡素化が良いが、海上で船同士のバンカリングであるSTSバンカリングについては実績が少なく、規則の整備等が今後の検討課題である。

Small LNG基地の少ない我が国においては特に今後のインフラ整備が必要である。

## (ii) 経済性評価

本調査ではLNG船とA-2船の比較を行ったが、将来のNO<sub>x</sub>、S（硫黄）分規制を満足する方法としてA-1船にSCR脱硝装置+排気ガススクラバーを装備することも考えられる。この場合はLNGとHFO（C重油）との比較となるが、スクラバーについては詳細検討を行っていない。いずれにしても将来のLNGと油価格動向が経済性に及ぼす影響が大きい。ただ、シェール革命と言われているようにLNGの供給は中国等全世界に広がる可能性があり、原油よりも供給が広がる可能性もある。

本調査では、初歩的な経済性の評価によって、LNG燃料船の優位性を示した。その際、燃料価格や費用に関して、単純な仮定を行なっているが、それらの仮定を詳細に検討することが必要である。

## 2.2.3 内航LNG燃料船

本受託研究「LNG燃料船の経済運航実現に関する課題の検討」においては、LNG燃料船としての実現可能性が高い船種として、関係者の関心が高い内航フェリーを選定し、そのコンセプト検討とそれを前提としたLNG燃料船の経済性評価を行う。

本章では、主に瀬戸内海を対象とした数隻のフェリーの実船調査結果、10000 GT級大型フェリー及び300 GT級小型フェリーの2隻の内航フェリーについてコンセプト検討並びに経済性評価を実施した結果について述べる。

### 2.2.3.1 在来内航フェリーの実船調査

本研究では、主に瀬戸内海を対象として、図3.1.1に示す①～⑥のフェリーに乗船・見学並びに関係者への聞き取り調査を実施した。

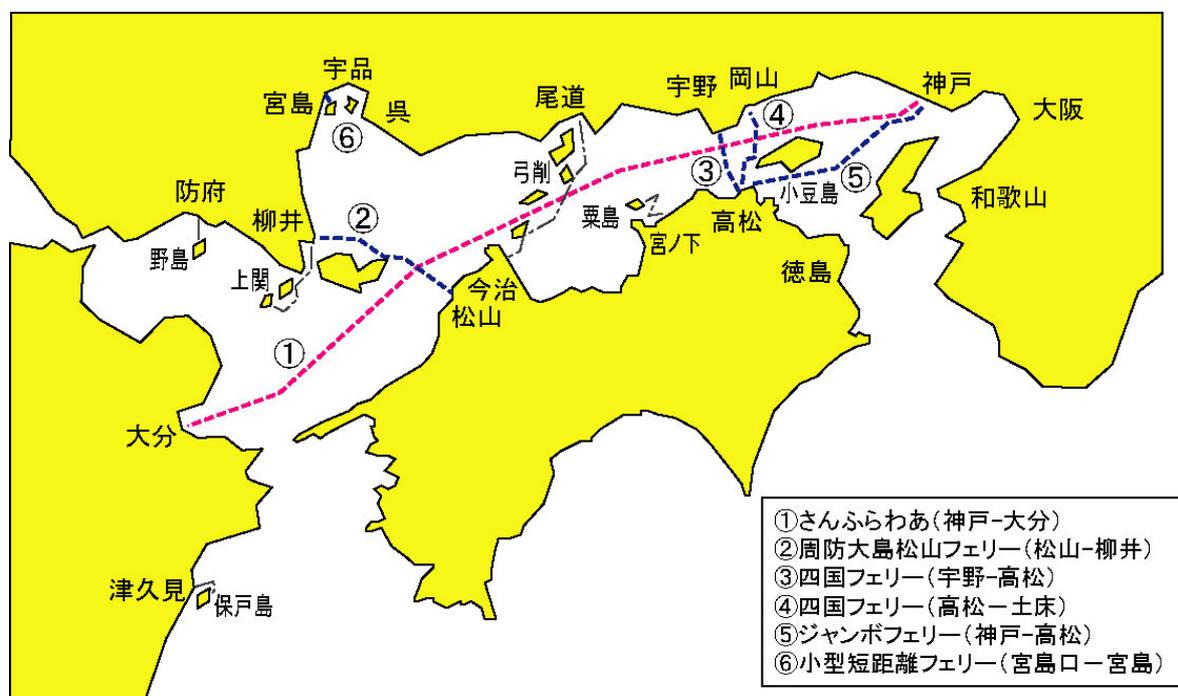


図3.1.1 瀬戸内海のフェリー航路

#### 2.2.3.1.1 さんふらわあ ごーるど

図3.1.1.1～図3.1.1.8は、総トン数11,178 GTの大型内航フェリー「さんふらわあ ごーるど」の外観並びに船内の写真である。表3.1.1.1に本船の主要目を示す。本船には、常用出力7650 kW(85%負荷率)の2台の主機が搭載されており、それぞれに1350 kW及び1800 kWの軸発電機が取り付けられている。主発電機には、2台のディーゼルエンジン(出力1280 kW)が搭載されているが、運航時には主発電機を運転せず、軸発電機だけを運転して船内電力を賄っている。本船の発着港は神戸と大分であり、約12時間の運航と約12時間の停泊を繰り返し、ドックを年間約360日、約180往復の運航を行っている。



図3.1.1.1 さんふらわあ ごーるど<sup>1)</sup>



図3.1.1.2 ブリッジ



図3.1.1.3 機関コントロール室



図3.1.1.4 主機関



図3.1.1.5 主発電機



図3.1.1.6 軸発電機



図3.1.1.7 排ガスエコマイザ



図3.1.1.8 減速機

表3.1.1.1 「さんふらわあ ごーるど」の主要データ

(a) 主要目

船名	さんふらわあ ごーるど
全長 (LOA)	165.50 m
垂線間長さ (Lpp)	154.70 m
幅 (B)	27.00 m
深さ	14.30 m
喫水	6.00 m
総トン数	11,178 GT
機関型式・出力・台数	<p>【主機】ディーゼル機関： 12PC2-6B×2台 N.R.(85%)7,650kW/568rpm (10,404PS)</p> <p>【軸発電機】1350kW×1台，1800kW×1台</p> <p>【主発電機】ディーゼル機関： 8DK-20 (1280kW) ×2台 発電機：1500kVA (1200kW) ×2台</p>
車載数	トラック147台，乗用車75台
旅客定員	通常定員 655名
燃料タンク容量	タンク全容量：900kL程度

(b) 航路及び運航スケジュール等

発着港	神戸～大分
運航速度 (通常運航時)	航海速力 23.2kt (フェリーガイドより)
1年間当たりの航海数	隔日の神戸発と大分発で基本的に毎日 (357日運航)、ドック8日間 (HPより)
バンカリングの頻度	8日間に1回 1回当たり200～250kL (神戸または大分)

2.2.3.1.2 周防大島松山フェリー／防予フェリー

図3.1.2.1及び図3.1.2.2は、周防大島松山フェリー株式会社が柳井（山口県）と松山（愛媛県）の間で運航する443 GTフェリー「しらきさん」である。瀬戸内海における就航数が多い数百GT級の代表的な内航フェリーであり、車輦甲板の前後に自動車の乗入口があり、その上部に客室が配置されている。

図3.1.2.3は、同系列グループの防予フェリー株式会社が運航する694 GTフェリー「おれんじぐれいす」である。両船の主要目を表3.1.2.1及び表3.1.2.2に示す。



図3.1.2.1 しらきさん<sup>2)</sup>



図3.1.2.1 しらきさんの車輛甲板



図3.1.2.3 おれんじぐれいす

表3.1.2.1 「しらきさん」の主要目

船名	しらきさん
航路	柳井～伊保田～松山
全長	62.97 m
総トン数	443 GT
主機関	ディーゼル1700PS×2基
航海速力	15.8ノット
旅客定員	150名
車両搭載能力	乗用車のみ／34台 (大型車7台、乗用車3台)

表3.1.2.2 「おれんじぐれいす」の主要目

船名	おれんじぐれいす
航路	柳井～松山
全長	61.35 m
総トン数	694 GT
主機関	ディーゼル1700PS×2基
航海速力	14ノット
旅客定員	300名

#### 2.2.3.1.3 四国フェリーグループ

図3.1.3.1～図3.1.3.4は、宇野-高松間（所要時間約60分）を運航する853 GTフェリー「第八十七玉高丸」である。表3.1.3.1に本船の主要目を示す。本航路は、ほぼ24時間体制で運航しており、1日に44往復もの就航数がある。

図3.1.3.5は、同四国フェリーグループが高松-小豆島間を運航する993 GTフェリー「第七しょうどしま丸」である。観光客が多い小豆島航路は、高い環境性が要求されるためLNG燃料化の関心が高いと考えられる。表3.1.3.2に本船の主要目を示す。本船の寸法等の主要目は宇野-高松航路のフェリーと概ね同じである。



図3.1.3.1 第八十七玉高丸

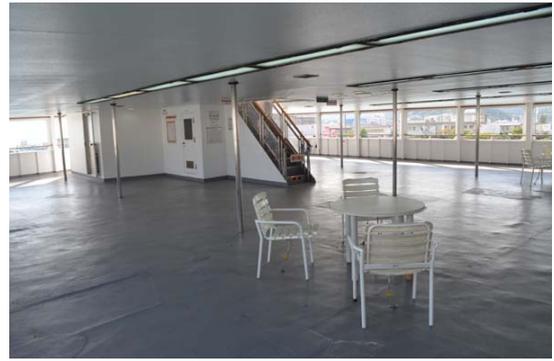


図3.1.3.2 オープンデッキ



図3.1.3.3 客室



図3.1.3.4 車輛甲板

表3.1.3.1 「第八十七玉高丸」の主要目

船名	第八十七玉高丸
航路	宇野～高松
全長	71.83 m
総トン数	853 GT
主機関	ディーゼル1300PS×2基
航海速度	13.5ノット
旅客定員	300名



図3.1.3.5 第七しょうどしま丸

表3.1.3.2 「第七しょうどしま丸」の主要目

船名	第七しょうどしま丸
航路	高松～土床（小豆島）
全長	71.83 m
総トン数	694 GT
主機関	ディーゼル1800PS×2基
旅客定員	481名
タンク容量	74.3 kL（100 %）

#### 2.2.3.1.4 小型短距離フェリー

小型フェリーに関する実船調査として、宮島口-宮島間を運航するフェリーに乗船した。図3.1.4.1～図3.1.4.4は、JR西日本（西日本旅客鉄道株式会社）が運航する254 GT電気推進フェリー「みやじま丸」、表3.1.4.1は本船の主要目である。図3.1.4.5は、広島電鉄グループの宮島松大汽船株式会社が運航する199 GTフェリー「フェリー宮島」である。

宮島口-宮島間には、同一航路を複数のフェリーが運航している。これらのフェリーは、1航海（片道）の所要時間はわずか10分程度であり、1隻当たり1日20往復程度の運航をしている。



図3.1.4.1 みやじま丸（JR西日本）



図3.1.4.2 バリアフリー客席



図3.1.4.3 オープンデッキ



図3.1.4.4 車輦甲板（乗用車7台）

表3.1.4.1 「みやじま丸」の主要目

船名	みやじま丸
航路	宮島口～宮島
全長	35.02 m
総トン数	254 GT
主発電用機関	353kW/1800rpm×3台
航海速力	8ノット
旅客定員	503名
車輦搭載能力	乗用車7台



図3.1.4.5 フェリー宮島（宮島松大汽船）

#### 2.2.3.1.5 その他のフェリー

その他のフェリーとして、ジャンボフェリー株式会社が神戸-高松間を運航する3056 GTフェリー「こんぴらⅡ」（図3.1.5.1）、九州商船株式会社が長崎-五島航路を運航する1551 GTフェリー「万葉」（図3.1.5.2）に訪船し、関係者からの話を伺うことができた。

「こんぴらⅡ」は、ファンネルを片側（左舷）に配置する等、車輦甲板をできる限り長方形として、車載数（主にトラック）を増やしていることが特徴である。

「万葉」は、2011年4月に就航した新造船であり、省エネのための船首・船尾形状等、様々な省エネ対策をしているといった特徴がある。

また、新日本海フェリー株式会社が三菱重工長崎造船所で建造し、2012年6～7月に就航を予定しているすずらん型代替新造船（約17000 GT）は、ディーゼルエンジン駆動と電気駆動（ポッド）を組み合わせたハイブリッド推進の大型フェリーであり、排熱回収機器を搭載する等、多くの省エネ対策をしている<sup>3)</sup>。

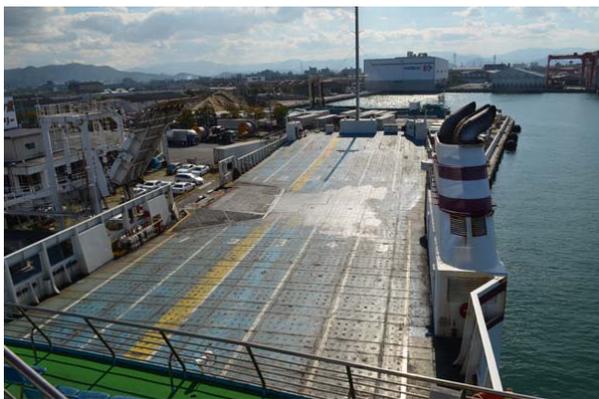


図3.1.5.1 こんぴらⅡ（ジャンボフェリー）



図3.1.5.2 万葉（九州商船）

#### 2.2.3.1.6 実船調査のまとめ

以上、主に瀬戸内海を対象として、数隻の内航フェリーに乗船・見学並びに関係者への聞き取り調査を実施した結果について述べた。以下、調査結果をまとめる。

##### (1) 経済性評価のためのコスト構造

内航フェリーの用途としては、生活・輸送・観光があり、各運航事業者の状況は多様

である。LNG燃料フェリーの経済性を踏まえた実運航を考える場合、各運航事業者や各船舶のコスト構造の正確な推定が重要である。LNG燃料船の詳細な経済性評価を行うためには、船舶の建造コストや燃料費、船舶を運航するためのその他の必要経費、さらに運賃等の収入を試算する必要があるが、それらは各運航事業者や各船舶によって全く異なるため、総括的な評価は極めて難しい。また、コスト試算ばかりでなく、それぞれの航路で要求される環境調和性や燃料供給等の利便性、運航スケジュール等の兼ね合いが重要となる。

## (2) 船舶に要求される仕様

運航事業者の環境性・省エネ化についての考え方や各船舶に要求される設計条件（仕様）や船内設備は様々である。船舶の主要目である船体寸法やトン数、要求される船速や主機出力は、航路毎に全く異なる仕様が要求される。また、対象とする客層によって、必要とされる搭載車両数（車両甲板の広さ）や旅客定員（客室数、客席数）、客室や船内のバリアフリー設備等は全く異なってくる。

LNG燃料船の経済性評価のためには船価を設定する必要があるが、各船舶に要求される仕様によって船価は大きく異なるため、総括的な評価は難しい。

## (3) タンク容量

一般に、現在就航中の内航フェリーや旅客船の燃料タンク容量には、かなりの余裕がある。実際、軽量化による省エネ運航のために必要最小限の燃料を搭載し、頻繁に燃料供給をする運航事業者もいる。次章以降で述べるLNG燃料船のコンセプト検討では、本調査結果を踏まえて、現在就航中の船舶のタンク容量よりもやや小さいLNGタンクを搭載することとし、実現性の高い検討を行うこととする。

## 参考文献

- 1) フェリーさんふらわあ：<http://www.ferry-sunflower.co.jp/ship/index.html>
- 2) 防予フェリー株式会社：<http://www.boyoferry.co.jp/>
- 3) 新日本海フェリー株式会社：<http://www.snf.jp/>

### 2.2.3.2 内航LNG燃料大型フェリーのコンセプト検討及び経済性評価

以上の実船調査の結果を踏まえて、10000 GT級大型フェリーのLNG燃料化のためのコンセプト検討及び本報告書第2章で述べた外航コンテナ船と同様の経済性評価を行う。

#### 2.2.3.2.1 コンセプト検討のための前提条件

コンセプト検討のための前提条件は以下の通りである。

- (1) 瀬戸内海の280 mile (516 km) の航路を運航する10000 GT級フェリーを検討する。
- (2) 瀬戸内海の全海域がECA (Emission Control Area) になるものとし、12時間の航行、12時間の停泊を繰り返すものとする。
- (3) 10000~20000 GT級内航大型フェリーの主要目を参考にして、LNG燃料船の主機出力や発電機出力を検討する。
- (4) バンカリング頻度を8日に1回として、LNGタンク容量を検討する。

#### 2.2.3.2.2 機関推進システムの検討

大型フェリーのコンセプトを検討するにあたって、図3.2.2.1.1に示す機関推進システムの特徴を調べ、それぞれのシステムの特徴を比較する。

##### (i) 各機関推進システムの特徴

図3.2.2.1.1 (a)は、NOx 3次規制に対応するための油焚き船であり、NOx排出削減のためにSCR脱硝システムを搭載している。

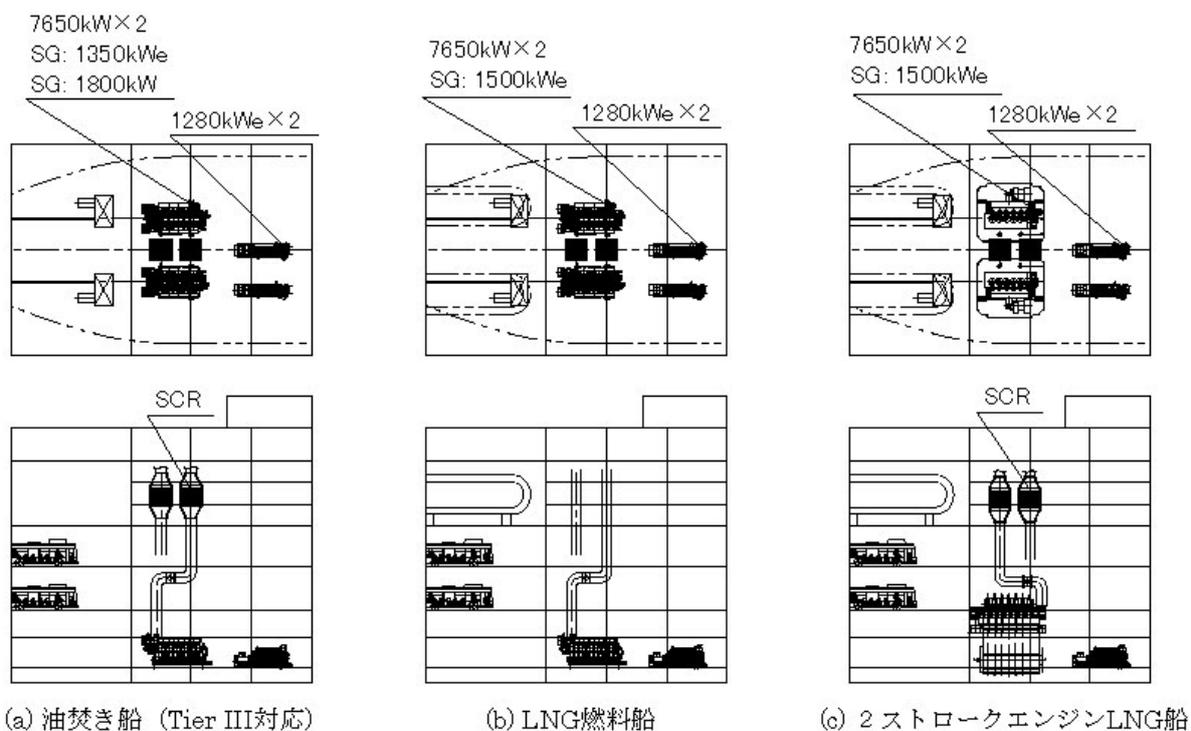


図3.2.2.1.1 機関推進システムの検討

(b)は、主機及び主発電機に、LNG焚きの4ストロークエンジンを搭載したシステムであり、低NO<sub>x</sub>のガスエンジンを搭載しているためSCR脱硝システムは不要となる。ここでは、ガス専焼エンジンを想定しているが、負荷変動対応等の実用時の技術課題については詳細な調査が必要である。

(c)は、LNG焚きの高効率2ストロークエンジンを搭載したシステム例である。ガスインジェクション（GI）方式の2ストロークエンジンはNO<sub>x</sub>排出力が多いため、NO<sub>x</sub> 3次規制に対応するためのSCR脱硝システムを搭載している。2ストロークエンジンは、4ストロークエンジンと比べて一般に熱効率が高く、省エネ性・環境調和性は高められるものと考えられる。しかし、2ストロークエンジンの高さは、4ストロークエンジンの2倍以上もある。そのため、同一の出力の主機を搭載すると車輻甲板に干渉し、実現性は低いと考えられる。

表3.2.2.1.1は、ECA非対応の油焚き船（現在就航中の船舶に相当）及び上記(a)～(c)の機関推進システムの特徴をまとめたものである。これらの結果を踏まえて、本研究では、(b)の4ストロークエンジンを搭載したLNG燃料船を主対象としてコンセプト検討を行い、コスト試算や経済性評価について調べることにする。

表3.2.2.1.1 機関推進システム構成の比較

項目	油焚き船 (ECA非対応)	(a) 油焚き船 (ECA対応)	(b) LNG燃料船	(c) 2ストローク エンジンLNG船
燃料	C重油	重油 (S0.1%未満)	LNG	LNG
主機関構成	4ストロークエ ンジン×2機	4ストロークエ ンジン×2機	4ストロークエ ンジン×2機	2ストロークエ ンジン×2機
NO <sub>x</sub> 規制対応	不要	SCR搭載	不要	SCR搭載
コスト	◎	○	○	○
省エネ・環境性	△	△	○	◎
実現性	◎	○	○	×
備考	・ 現在就航中の船舶に相当する。	・ LNG燃料船との比較用。NO <sub>x</sub> 3次規制対応のためにSCRが必要となる。	・ 現状の船舶の燃料をLNGとする。その他の構成は変更しない。	・ 燃料消費削減のために、高効率な2ストロークディーゼルエンジンの搭載を検討。 ・ エンジンの高さ寸法が大きく車輻甲板に干渉するため、フェリーへの搭載は困難。

(ii) 油焚き船 (ECA対応) のSCR脱硝システム

図3.2.2.2.1は、図3.2.2.1.1(a)に示した油焚き船 (ECA対応) に搭載するためのSCR脱硝システムの構成例である。主機にはSV値 (負荷率100 %時の排ガス流量[Nm<sup>3</sup>/h]と触媒体積[m<sup>3</sup>]の比) が10000 h<sup>-1</sup>、主発電機にはSV値が12000 h<sup>-1</sup>の触媒を搭載することを想定している。規制対応のために必要となる尿素水消費量は同図に示すとおりである。

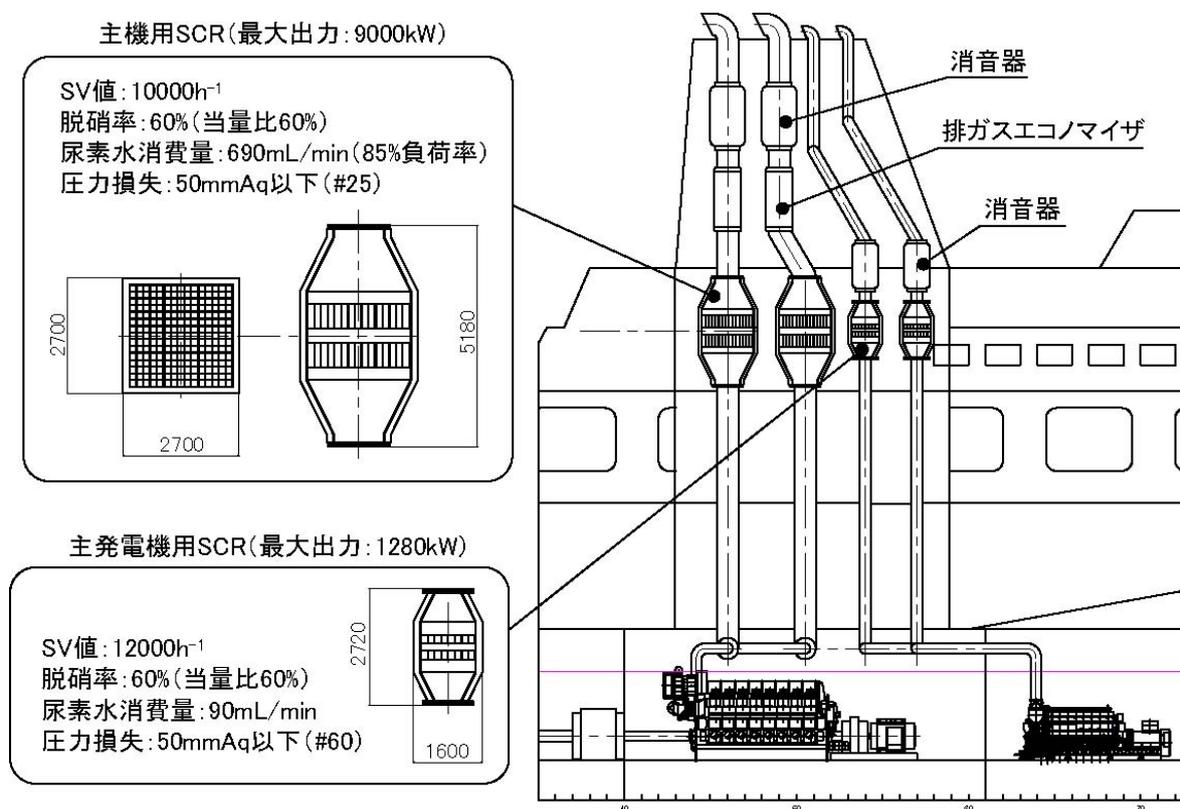


図3.2.22.1 油焚き船 (ECA対応) のSCR脱硝システムの検討例

2.2.3.2.3 燃料消費量及び燃料タンクの試算例

(i) 仮定及び計算条件

燃料消費量及び燃料タンクの試算においては、2.2.3.2.1項で述べた条件の他、以下の仮定及び計算条件を設ける。

- (1) LNG燃料焚きエンジンの熱効率が油焚きエンジンの熱効率と同じになるように燃料消費量を計算する。
- (2) 8日に1回のバンカリングを行い、1回に全タンク容量の50%を供給するものとする。すなわち、15航海 (7.5往復) に必要な燃料タンク容量を計算する。
- (3) 船底部及びオープンデッキ上にLNGタンクを設置することを想定し、内径2.7mのタンク長さ及びタンク数を計算する。
- (4) タンク周囲の断熱材の厚さは250mm程度とする。

(ii) 燃料消費量及びタンク容量の計算結果

表3.2.3.2.1は、以上の仮定・計算条件に基づき計算した結果である。同表には、油焚き船（ECA非対応）、油焚き船（ECA対応）及びLNG燃料船の主な計算結果をまとめている。

表3.2.3.2.1 大型フェリーの計算結果（燃料消費量及び運航コスト）

	単位	油焚き船 (ECA 非対応)	油焚き船 (ECA 対応)	LNG 燃料 船	備考
<b>燃料物性値</b>					
燃料		C 重油	重油 S0.1%未満	LNG	
低位発熱量	MJ/kg	42.7	39.1	50	
密度	kg/m <sup>3</sup>	970	900	450	液体密度
	kg/m <sup>3</sup>			0.72	ガス密度
容積あたりの熱量	MJ/m <sup>3</sup>	41419	35190	22500	
<b>運航時</b>					
常用機関出力	kW	15300	15300	15682.5	85%負荷率で運航, LNG 船は 2.5%up
燃料消費率	g/kWh	190	207.5	162.3	
熱効率	%	44.4	44.4	44.4	
燃料消費量	kg/h	2907	3174.7	2544.6	
	kL/h	3.00	3.53	5.65	
常用速力	knot	23	23	23	
航行時間	h	12.2	12.2	12.2	1 航海（片道）の時間
航行距離	海里	280	280	280	1 航海（片道）の距離
尿素水流量	L/min	0	1.38		
<b>停泊時</b>					
機関出力	kW	1020	1020	1020	発電機 1 台を 85%負荷 率運転
燃料消費率	g/kWh	207	226.1	176.8	
熱効率	%	40.7	40.7	40.7	
燃料消費量	kg/h	211.14	230.6	180.3	
	kL/h	0.22	0.26	0.40	
停泊時間	h	11.8	11.8	11.8	1 航海（片道）の時間
尿素水流量	L/min		0.09		
<b>タンク容量</b>					
1 航海当たりの燃料消費量	kL	39.1	46.0	73.6	
燃料タンク容量	航海分	25.6	15	15	
	kL	1000	689.6	1032.6	
	日分	25.6	15	15	1 航海（片道）／1 日
尿素水タンク容量	kL		15.12		燃料タンクと同じ比 率として
燃料使用量	ton/day	37.89	41.37	33.11	1 航海（片道）／1 日

2.2.3.2.4 一般配置の検討

以上の計算結果を踏まえて10000 GT級LNG燃料船の一般配置を検討する。検討のための条件として、表3.1.1.1に示した11178 GTフェリーと同じ搭載車両数とする。

図3.2.4.1は10000 GT級LNG燃料船のエンジン及びLNGタンクの配置を示している。同図

に示すように、船底部に8本のLNGタンク、オープンデッキ上に2本のLNGタンクを搭載している。表3.2.4.1に油焚き船とLNG燃料船の主要目をまとめている。

図3.2.4.2は車輛甲板や客席を含めた一般配置の検討例を示す。上述の通り、車載数は表3.1.1.1に示した11000 GT級フェリーと同じであり、トラック147台、乗用車75台としている。客席数についても概ね表3.1.1.1に示した11000 GT級フェリーと同程度としている。

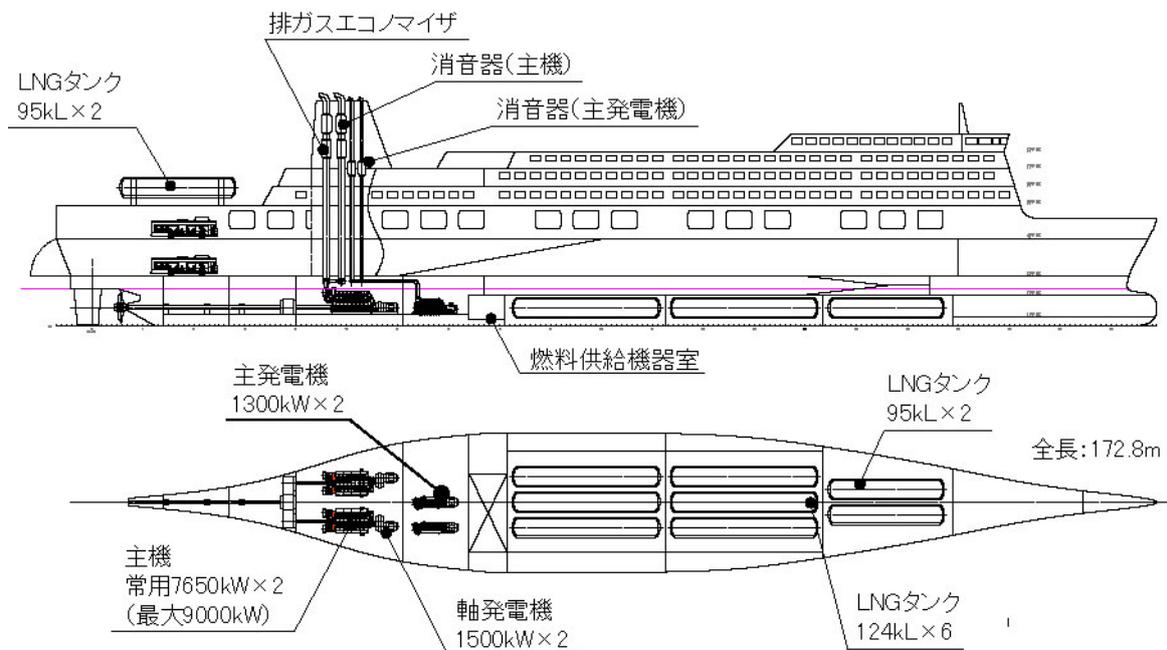


図3.2.4.1 内航LNG燃料大型フェリーの検討例

表3.2.4.1 油焚き船とLNG燃料船の主要目

項目	油焚き船 (ECA 非対応・対応)	LNG 燃料船	備考
全長	166m	172.8m	約 7m 延長
垂線間長さ	155m	162.5m	約 8m 延長
幅(型)	27m	27m	
満載喫水	6m	6m	
総トン数	約 11000GT	約 12000GT	
旅客定員	約 650名		
車載数	トラック 147台, 乗用車 75台		
主機常用出力	7650kW (85%) × 2機	7840kW × 2機	
常用速力	23knot		
タンク容量	約 1000kL		
連続航行距離	約 280mile × 26 航海	約 280mile × 15 航海	
CO <sub>2</sub> 排出量	57.7ton/day	43.7ton/day	24%削減 (概算)

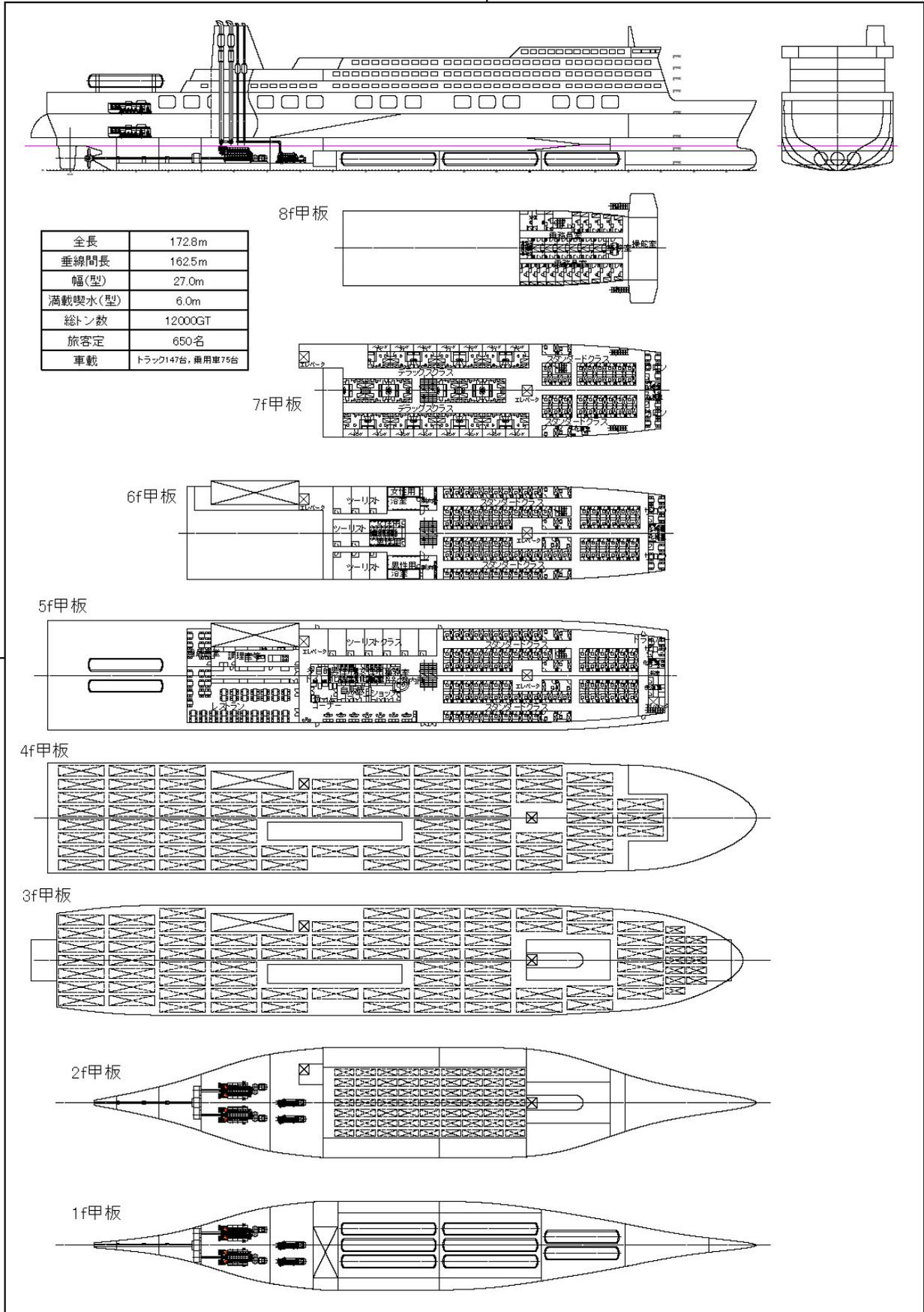
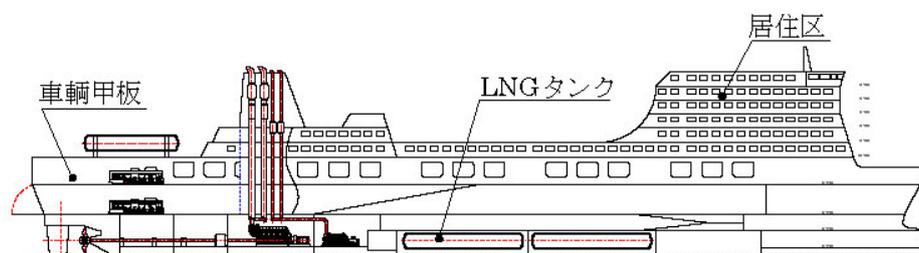


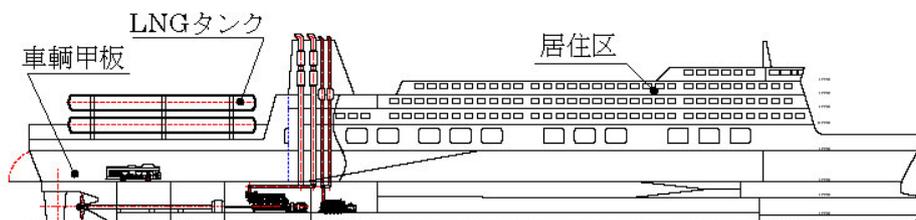
図3.2.4.2 内航LNG燃料大型フェリーの一般配置

図3.2.4.2の内航LNG燃料大型フェリーは、船底部に配置したLNGタンクの上方に3層の車輦甲板を介して、客室が配置されている。IMO等による基準は未確定であるが、LNGタンク上方に居住区を配置することが禁止された場合の対応策を検討する。

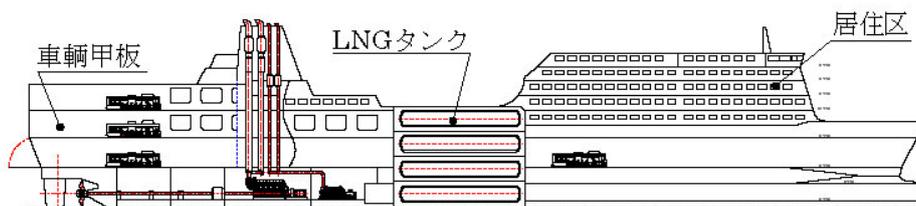
図3.2.4.3は、LNGタンク上方に居住区を配置しない場合の一般配置の例である。(a)はLNGタンク上の居住区を船体前方に配置した例であるが、トリムのバランスが悪化するために実現は極めて困難であると考えられる。(b)はオープンデッキ上だけにLNGタンクを配置した例である。詳細については検討していないが、避難スペースの確保等が課題になるものと考えられる。(c)はすべてのLNGタンクを1区画に配置した例である。トリムのバランスが悪化するばかりでなく、車輦や旅客の船内移動等で船としての使い勝手が悪化するものと考えられる。(d)はオープンデッキ上に小型タンクを配置した例である。2本のLNGタンク（計248 kL）により3航海が可能であると試算されており、バンカリング回数を増やすことができれば、このような構成の実現も十分に可能性があるものと考えられる。



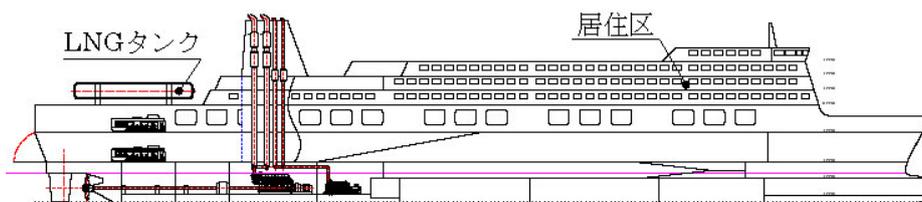
(a) LNGタンク上の居住区を船体前方に配置



(b) オープンデッキ上だけにLNGタンクを配置



(c) すべてのLNGタンクを1区画に配置



(d) オープンデッキ上に小型タンクを配置

図3.2.4.3 客室とタンク配置の検討

### 2.2.3.2.5 運航コスト及び建造コストの試算例

表3.2.2.2.1に示した各船舶の燃料消費量及び油焚船（ECA対応）の尿素水消費量の計算結果より、各船舶の運航コスト並びに建造コストを試算する。

表3.2.5.1は運航コストの試算例である。この計算において、油焚船（ECA非対応）の燃料費は現状のA重油価格、油焚船（ECA対応）の燃料費は現状のA重油価格の1.5倍、LNG燃料船の燃料費は現状の輸入価格を参考にした値を用いている。

表3.2.5.2は建造コストの試算例である。LNG燃料システムやSCR脱走システムのコストは、2.2.2で述べた外航コンテナ船の計算に準じている。

表3.2.5.1 大型フェリーの運航コストの試算例

		油焚船 (ECA非対応)	油焚船 (ECA対応)	LNG燃料船	備考
燃料使用量	ton/day	37.89	41.37	33.11	1航海（片道）／1日
燃料費	yen/ton	¥64,897	¥104,917	¥69,444	
	yen/Nm3			¥50	ガス
	yen/kL	¥62,950	¥94,425	¥31,250	A重油(2011年7-9月,内航総連)×1.5倍
	yen/MJ	1.47	2.41	1.39	
	yen/day	¥2,458,718	¥4,340,906	¥2,299,351	
尿素水使用量	kL/day		1.01		
尿素水費	yen/L		¥84		
	yen/day		¥84,319		
<b>運航コスト</b>	<b>yen/day</b>	<b>¥2,458,718</b>	<b>¥4,425,225</b>	<b>¥2,299,351</b>	
CO2排出係数	kgC/L	0.8016	0.8016		
	kgC/kg			0.7331	
CO2排出量	ton/day	29.46	29.85	24.27	

表3.2.5.2 大型フェリーの建造コストの試算例

	単位	油焚船 (ECA非対応)	油焚船 (ECA対応)	LNG燃料船	備考
基準船価	千円	7,000,000	7,000,000	7,000,000	推測値
ディーゼル機関（増加分）	千円		0	720,000	ガス燃料化による差額4万円/kWとして
LNG燃料システム	千円		0	444,133	資料：タンク容量1395kL=6000kユーロ=6億円より
SCR脱硝装置	千円		54,864	0	$= (22.6 \times W[\text{kW}] + 279000) \times 80[\text{yen/USD}]$
尿素水タンク	千円		0	0	油焚船では従来のDOTを流用
上記合計	千円	7,000,000	7,054,864	8,164,133	
油焚船からの増額	千円			1,109,269	
償却年	年			1.4	建造コスト増加分／運航コスト差額

## 2.2.3.2.6 大型フェリーの経済性の検討

### (1) 前提条件

内航大型フェリーを対象にしてDCF法の適用を行う。内航大型フェリーに関する在来型油焚船のプロジェクトは、A-1・油焚船（ECA非対応）と表記する。LSFO（0.1%S）を使用する油焚船のプロジェクトは、A-2・油焚船（ECA対応）と表記する。LNG燃料船のプロジェクトは、B・LNG燃料船と表記する。以下は、DCF法の適用に関する主な前提条件である。

#### ①対象期間、残存価値、割引率の前提条件

DCF法を適用するに当たり、対象期間と割引率を以下の様に設定した。また、残存価値は、単純化のため発生しない（0円）と仮定した。

対象期間	30年
割引率	3.0%
残存価値	0円

#### ②初期投資額に関する前提条件

2.2.3.2.5のコスト比較に従い、内航大型フェリーの各プロジェクトにおける船価は以下の様に仮定できる。

A-1	油焚船（ECA非対応）	70億円
A-2	油焚船（ECA対応）	70億5,500万円
B	LNG燃料大型フェリー	81億6,400万円

#### ③利益に関する前提条件

利益は、A-1・油焚船（ECA非対応）に関して、年間6億円と設定した。これは、償却・利払い前のフリーキャッシュフローの推定値である。この利益を基準として、A-2・油焚船（ECA対応）とB・LNG燃料船の利益は、燃料費に従って変化する。

燃料費は、2.2.3.2.3（ii）で検討した燃料消費量と燃料価格によって算出する。燃料価格は、既存統計による値を基準にして設定値を作成する。

A-1・油焚船（ECA非対応）はC重油を使用し、A-2・油焚船（ECA対応）はLSFO（0.1%S）を使用し、B・LNG燃料大型フェリーはLNGを使用する。図3.2.6.1は、内航総連によるC重油とA重油の推移を1999年度から2011年12月まで示している。

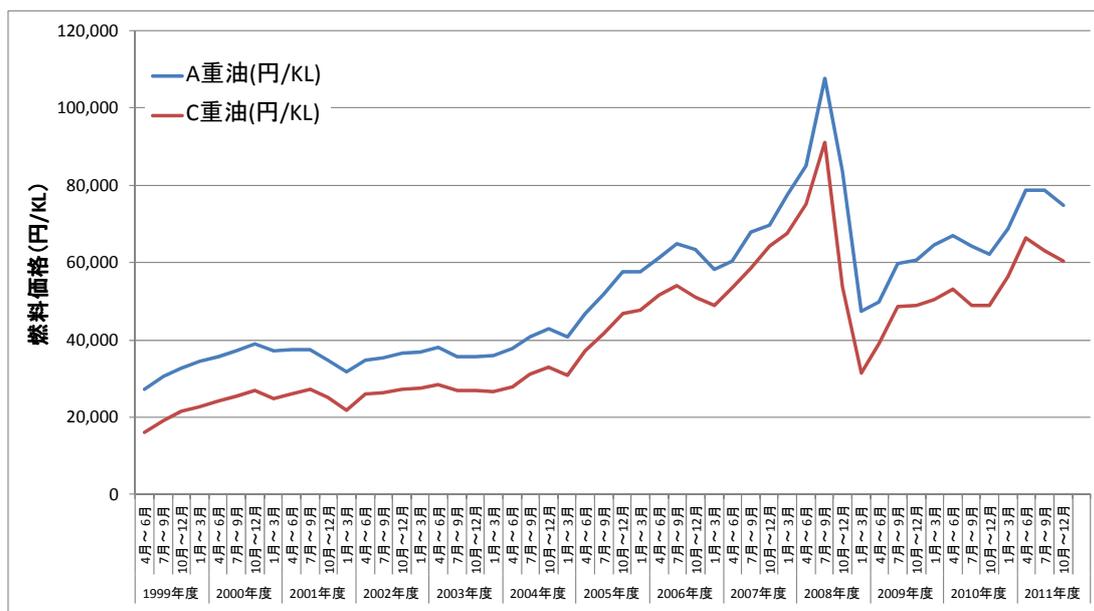


図3.2.6.1 内航A重油価格とC重油価格の推移

出典：内航総連、内航燃料油価格

A重油とC重油の変動を踏まえ、C重油価格を基準としてLSFO価格、LNG価格の設定を行う。表3.2.6.1は、本調査で設定したC重油価格、LSFO価格、LNG価格である。C重油は、50,000[円/kl]、60,000[円/kl]、70,000[円/kl]、80,000[円/kl]、90,000[円/kl]の5ケースを想定する。LSFOは、このC重油価格の1.5倍とした。次に、A重油価格をC重油価格のプラス12,000[円/kl]と仮定し、このA重油価格とエネルギー量等価価格のLNG価格をベースとなる値とした。このベースシナリオのLNG価格は、C重油の5つのケースに対応して、34,140[円/kl]、39,650[円/kl]、45,160[円/kl]、50,660[円/kl]、56,170[円/kl]となる。さらにLNG価格は、ベースシナリオに対して、-30%、-20%、-10%、+10%、+20のシナリオを設定した。これらのLNG価格の設定値に対応して、C重油価格の5つのケース別に、LNG燃料船のプロジェクトはB-1、B-2、B-2、B-3、B-4、B-5、B-6と記述する。図3.2.6.2は、参考までに、2001年1月から2011年11月の日本におけるLNG輸入価格を示している。

表3.2.6.1 内航大型フェリーの燃料価格の設定値

燃料油	燃料価格 [円/kl]	C重油の設定ケース				
		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
C重油価格：A-1		50,000	60,000	70,000	80,000	90,000
LSFO価格 (C重油価格×1.5)：A-2		75,000	90,000	105,000	120,000	135,000
A重油価格 (C重油価格+12,000[円/kl])		62,000	72,000	82,000	92,000	102,000
LNG価格 (-30%シナリオ)：B-1		23,890	27,750	31,610	35,460	39,310
LNG価格 (-20%シナリオ)：B-2		27,310	31,720	36,120	40,520	44,930
LNG価格 (-10%シナリオ)：B-3		30,720	35,680	40,640	45,590	50,550
LNG価格 (ベースシナリオ)：A重油等価価格、B-4		34,140	39,650	45,160	50,660	56,170
LNG価格 (+10%シナリオ)：B-5		37,550	43,610	49,670	55,720	61,780
LNG価格 (+20%シナリオ)：B-6		40,960	47,580	54,190	60,790	67,400

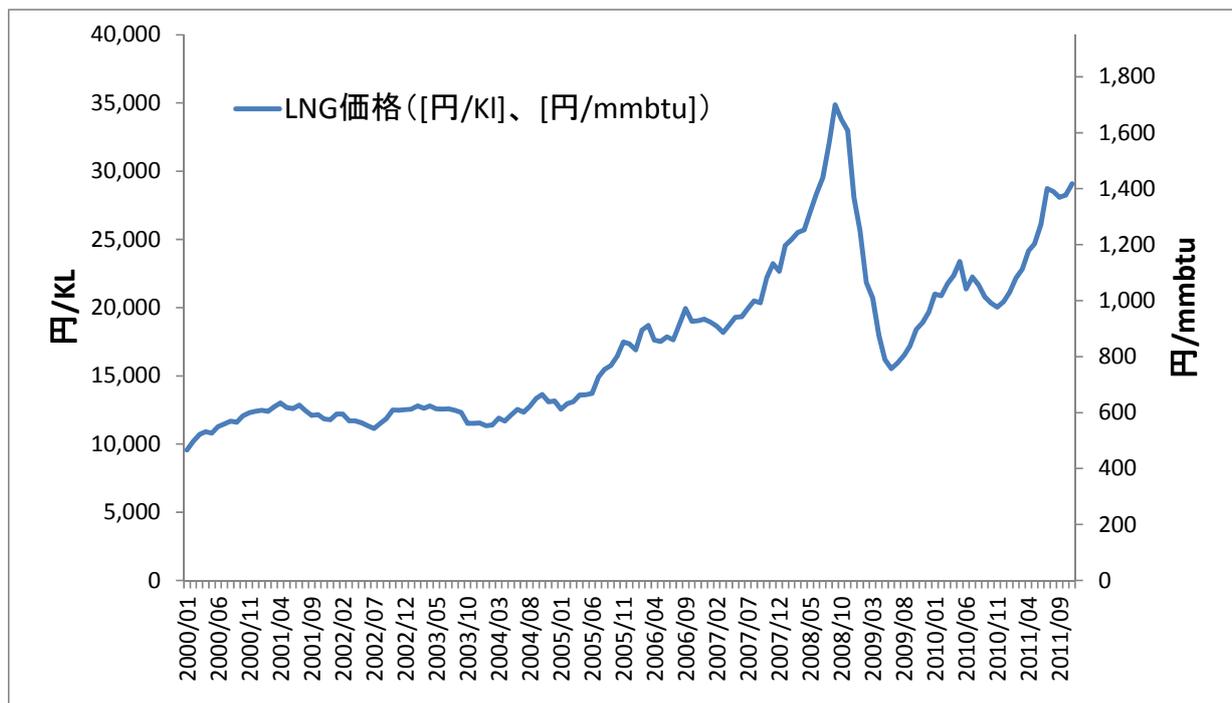


図3.2.6.2 日本のLNG輸入価格の推移

出典 財務省，貿易統計，<http://www.customs.go.jp/toukei/info/index.htm>

SCRによる尿素水費は、SCRの使用に伴う尿素水消費によるもので、尿素水消費量と尿素水価格で決定することを仮定した。尿素水の購入実績から、尿素水価格を84[円/k]に設定した。

## (2) DCF法による比較

### ①年間費用の算出結果

(1) の前提条件に基づき、DCF法の適用を行った費用の結果を示す。

図3.2.6.3は、C重油価格ケース別に、各プロジェクトの年間総費用の平均値を示している。ここでの年間総費用の平均値とは、初年の船舶購入費用も含み、各年の総費用を現在価値化した上で30年間の平均を算出した値を意味している。ここでは、最近のC重油価格とLNG価格に近い値であるC重油価格ケース2について述べる。この場合、A-1・油焚船（ECA非対応）、A-2・油焚船（ECA対応）の年間総費用平均値が、13億2千万円、17億3千万円である。また、LNG燃料大型フェリーのベースシナリオであるLNG価格（B-4）では、年間総費用平均値が14億9,000万円となる。LNG燃料大型フェリーの年間総費用平均値が、A-1・油焚船（ECA非対応）の年間総費用平均値に比べ小さくなるLNG価格は、ベースシナリオから-30%であるB-1である。また、すべてのLNG燃料大型フェリーにおいて、年間総費用平均値は、A-2・油焚船（ECA対応）の年間総費用平均値よりも小さい。本調査で設定した燃料価格では、すべてのC重油価格ケースごとに、以上の年間総費用平均値の大小関係が一致する。表3.2.6.2から表3.2.6.6は、C重油価格ケースごとに、以上の年間総費用平均値とその費用項目別割合を示している。また、図3.2.6.4から図3.2.6.8は、C重油価格ケースごとに、購入費、燃料費、尿素水費の年間費用平均値を示している。

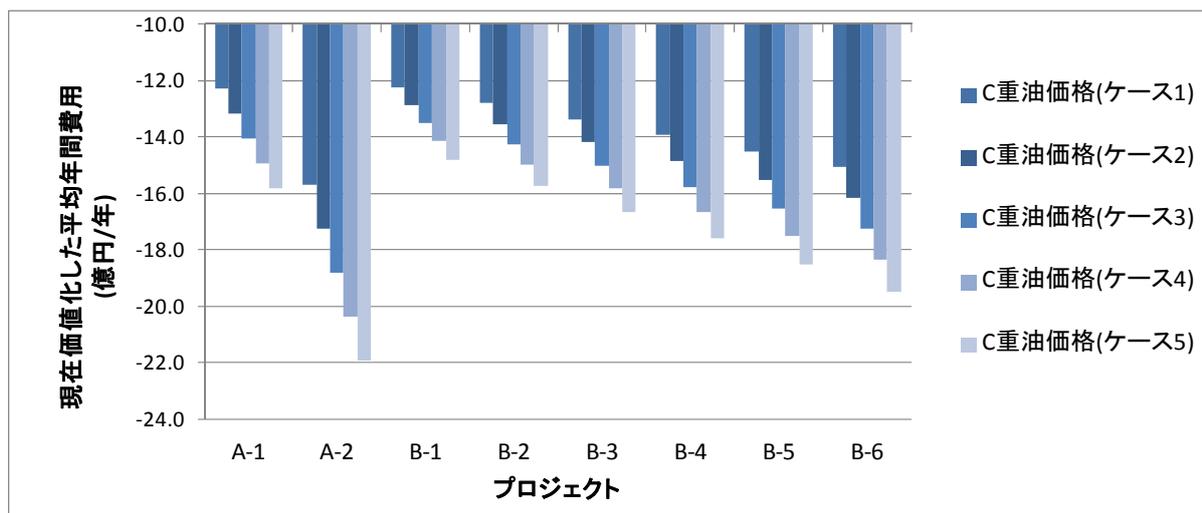


図3.2.6.3 C重油価格ケース別の各プロジェクトにおける平均年間費用の比較

表3.2.6.2 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（C重油価格・ケース1）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・運航費	燃料費			尿素水費
					C重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	1,230	18%	25%	21%	36%	—	—	—
A-2	1,569	15%	19%	17%	—	50%	—	0.001%
B-1	1,223	22%	25%	21%	—	—	32%	—
B-2	1,280	21%	24%	20%	—	—	35%	—
B-3	1,336	20%	23%	19%	—	—	38%	—
B-4	1,393	19%	22%	19%	—	—	41%	—
B-5	1,450	18%	21%	18%	—	—	43%	—
B-6	1,507	17%	20%	17%	—	—	45%	—

表3.2.6.3 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（C重油価格・ケース2）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・運航費	燃料費			尿素水費
					C重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	1,318	17%	23%	20%	40%	—	—	—
A-2	1,725	13%	18%	15%	—	54%	—	0.001%
B-1	1,287	20%	24%	20%	—	—	36%	—
B-2	1,353	19%	22%	19%	—	—	39%	—
B-3	1,419	19%	21%	18%	—	—	42%	—
B-4	1,485	18%	20%	17%	—	—	44%	—
B-5	1,551	17%	20%	17%	—	—	47%	—
B-6	1,617	16%	19%	16%	—	—	49%	—

表3.2.6.4 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（C重油価格・ケース3）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・運航費	燃料費			尿素水費
					C重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	1,406	16%	22%	18%	44%	—	—	—
A-2	1,881	12%	16%	14%	—	58%	—	0.001%
B-1	1,351	19%	22%	19%	—	—	39%	—
B-2	1,426	18%	21%	18%	—	—	42%	—
B-3	1,501	18%	20%	17%	—	—	45%	—
B-4	1,576	17%	19%	16%	—	—	48%	—
B-5	1,651	16%	18%	16%	—	—	50%	—
B-6	1,726	15%	18%	15%	—	—	52%	—

表3.2.6.5 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（C重油価格・ケース4）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・運航費	燃料費			尿素水費
					C重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	1,495	15%	20%	17%	47%	—	—	—
A-2	2,036	11%	15%	13%	—	61%	—	0.001%
B-1	1,415	19%	21%	18%	—	—	42%	—
B-2	1,499	18%	20%	17%	—	—	45%	—
B-3	1,583	17%	19%	16%	—	—	48%	—
B-4	1,668	16%	18%	16%	—	—	50%	—
B-5	1,752	15%	17%	15%	—	—	53%	—
B-6	1,836	14%	17%	14%	—	—	55%	—

表3.2.6.6 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（C重油価格・ケース5）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・運航費	燃料費			尿素水費
					C重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	1,583	14%	19%	16%	50%	—	—	—
A-2	2,192	10%	14%	12%	—	64%	—	0.001%
B-1	1,479	18%	21%	18%	—	—	44%	—
B-2	1,573	17%	19%	16%	—	—	47%	—
B-3	1,666	16%	18%	16%	—	—	50%	—
B-4	1,759	15%	17%	15%	—	—	53%	—
B-5	1,852	14%	16%	14%	—	—	55%	—
B-6	1,946	14%	16%	13%	—	—	58%	—

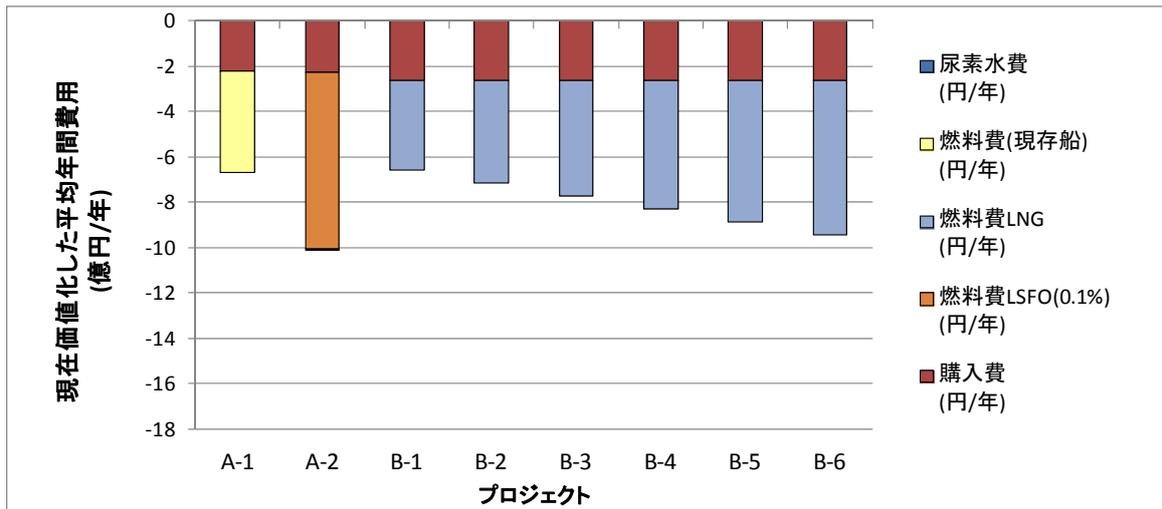


図3.2.6.4 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－C重油価格(ケース1)

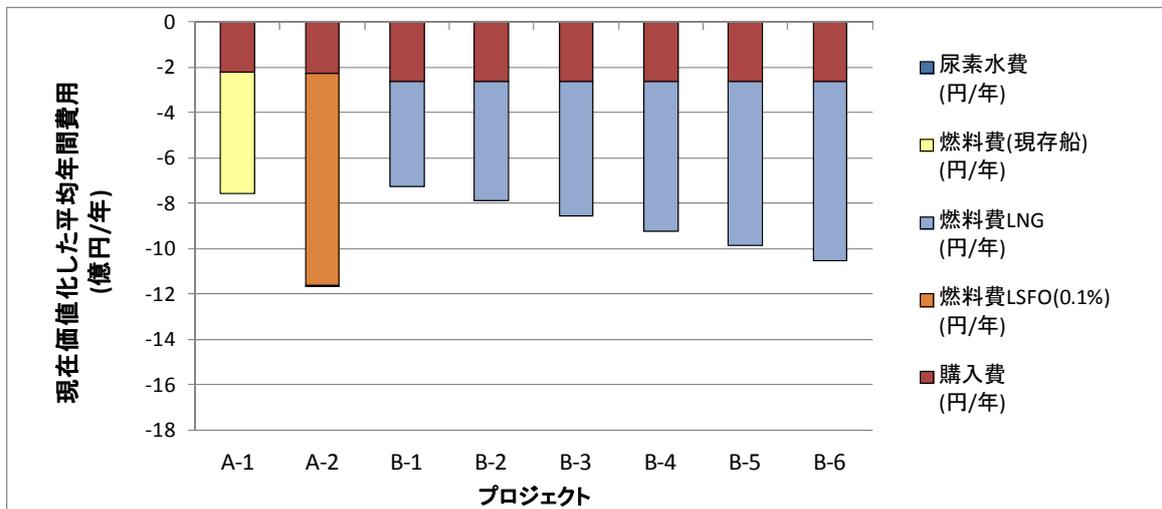


図3.2.6.5 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－C重油価格(ケース2)

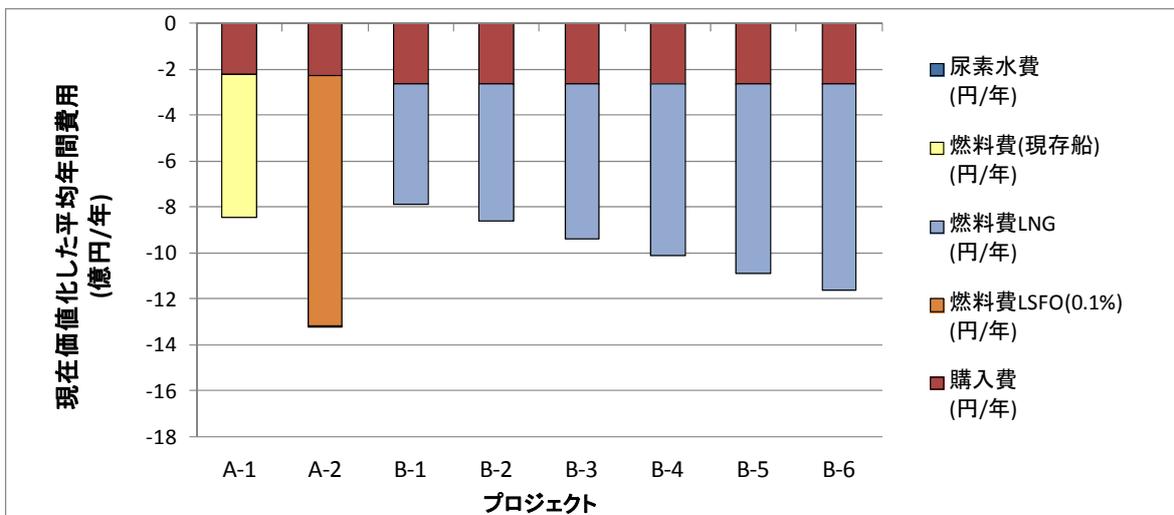


図3.2.6.6 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－C重油価格(ケース3)

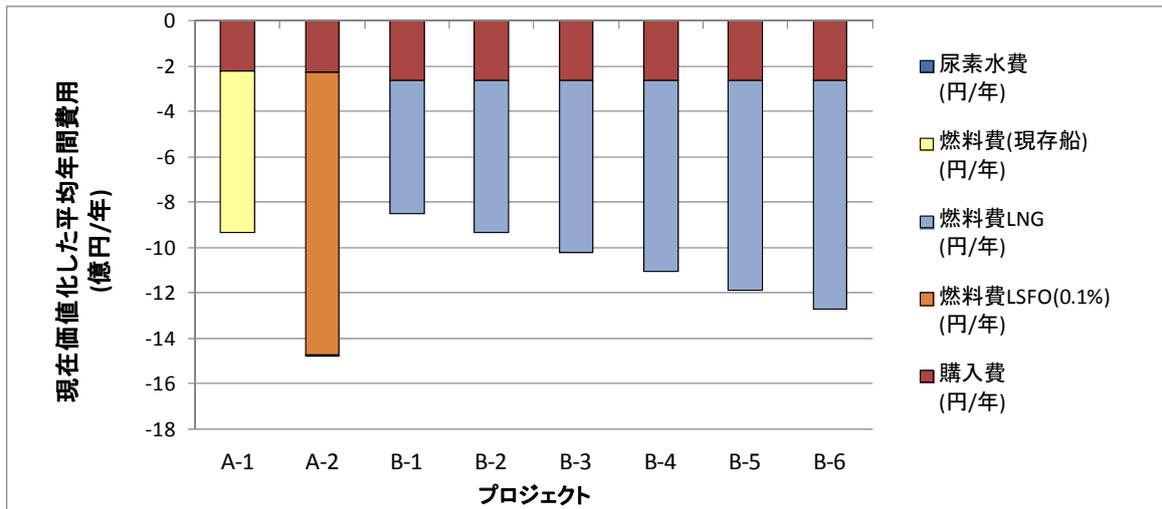


図3.2.6.7 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－C重油価格(ケース4)

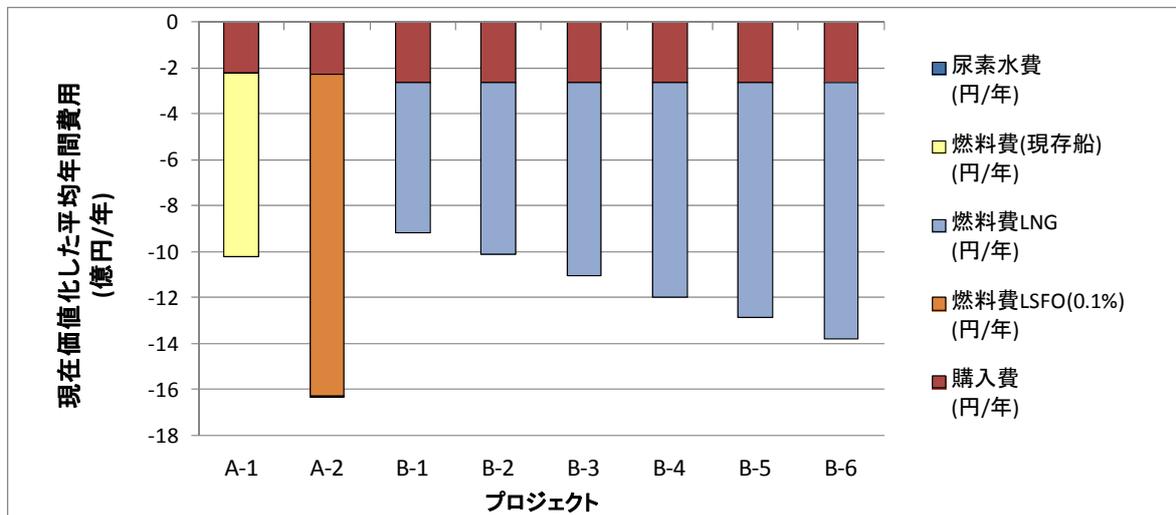


図3.2.6.8 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－C重油価格(ケース5)

## ② 正味現在価値、回収期間、内部収益率の算出結果

表3.2.6.7は、DCF法による正味現在価値（NPV）の算出結果を示している。C重油価格ケース2について述べると、A-1・油焚船（ECA非対応）のNPVは約48億であり、A-2・油焚船（ECA対応）のNPVは-78億円である。本調査の設定値では、A-2・油焚船（ECA対応）のNPVがマイナスであり経済性を持たない。LNG燃料大型フェリーでは、B-1、B-2、B-3ではそれぞれ57億円、37億円、17億円のNPVである。B-1のLNG価格である時、最も大きなNPVであり、A-1のNPVよりも大きい。B-4、B-5、B-6ではマイナスのNPVである。

表3.2.6.8と表3.2.6.9は、プラスのNPVを持つシナリオに関して、回収期間と内部収益率を示している。また、図3.2.6.9から図3.2.6.13は、C重油価格ケース別に、NPV累積値の対象期間における変化を示している。

表3.2.6.7 正味現在価値（NPV）の算出結果（1億円）

プロジェクト	C重油価格				
	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
A-1 油焚船（ECA非対応）	75.1	47.8	20.4	-7.0	-34.3
A-2 油焚船（ECA対応）	-30.0	-78.3	-126.6	-174.9	-223.2
B-1 LNG燃料大型フェリー（LNG価格-30%）	77.2	57.4	37.5	17.7	-2.2
B-2 LNG燃料大型フェリー（LNG価格-20%）	59.6	36.9	14.3	-8.4	-31.1
B-3 LNG燃料大型フェリー（LNG価格-10%）	42.1	16.5	-9.0	-34.5	-60.1
B-4 LNG燃料大型フェリー（LNG価格Base）	24.5	-3.9	-32.3	-60.6	-89.0
B-5 LNG燃料大型フェリー（LNG価格+10%）	6.9	-24.3	-55.5	-86.7	-117.9
B-6 LNG燃料大型フェリー（LNG価格+20%）	-10.7	-44.8	-78.8	-112.8	-146.8

表3.2.6.8 回収期間（年）

プロジェクト	C重油価格				
	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
A-1 油焚船（ECA非対応）	11.3	14.6	20.6	-	-
A-2 油焚船（ECA対応）	-	-	-	-	-
B-1 LNG燃料大型フェリー（LNG価格-30%）	12.2	14.3	17.5	22.4	-
B-2 LNG燃料大型フェリー（LNG価格-20%）	14.0	17.6	23.5	-	-
B-3 LNG燃料大型フェリー（LNG価格-10%）	16.6	22.7	-	-	-
B-4 LNG燃料大型フェリー（LNG価格Base）	20.4	-	-	-	-
B-5 LNG燃料大型フェリー（LNG価格+10%）	26.4	-	-	-	-
B-6 LNG燃料大型フェリー（LNG価格+20%）	-	-	-	-	-

表3.2.6.9 内部収益率（%）

プロジェクト	C重油価格				
	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
A-1 油焚船（ECA非対応）	8.5%	5.8%	2.8%	-	-
A-2 油焚船（ECA対応）	-	-	-	-	-
B-1 LNG燃料大型フェリー（LNG価格-30%）	7.7%	6.0%	4.1%	2.2%	-
B-2 LNG燃料大型フェリー（LNG価格-20%）	6.2%	4.1%	1.8%	-	-
B-3 LNG燃料大型フェリー（LNG価格-10%）	4.6%	2.0%	-	-	-
B-4 LNG燃料大型フェリー（LNG価格Base）	2.9%	-	-	-	-
B-5 LNG燃料大型フェリー（LNG価格+10%）	1.0%	-	-	-	-
B-6 LNG燃料大型フェリー（LNG価格+20%）	-	-	-	-	-

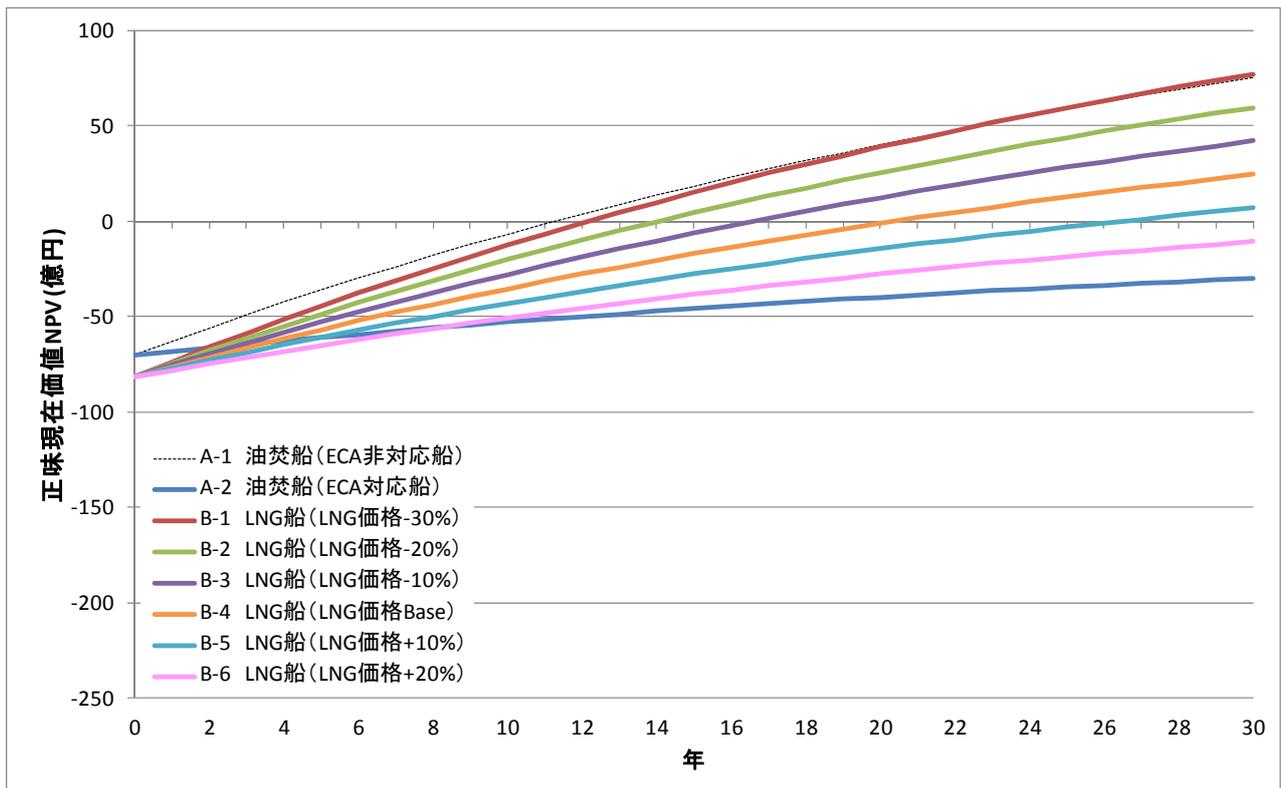


図3.2.6.9 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化－C重油価格(ケース1)

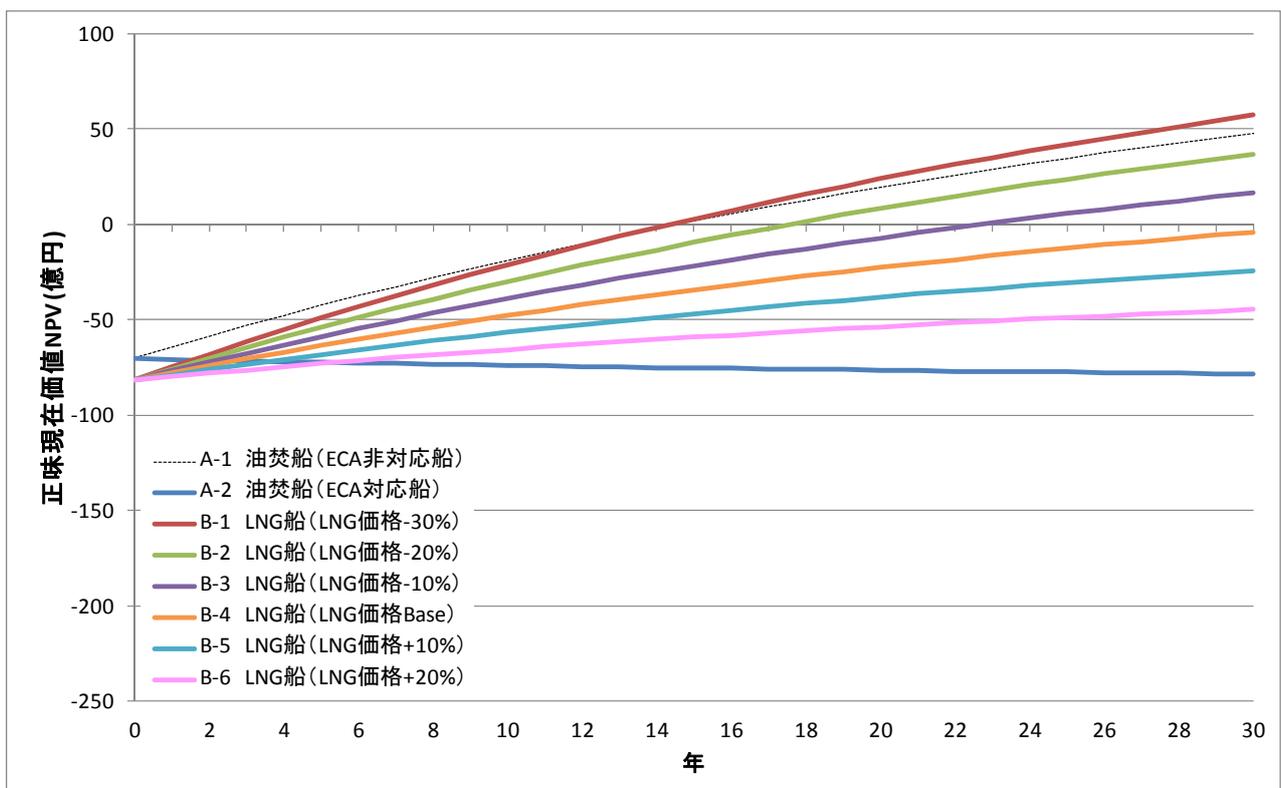


図3.2.6.10 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化－C重油価格(ケース2)

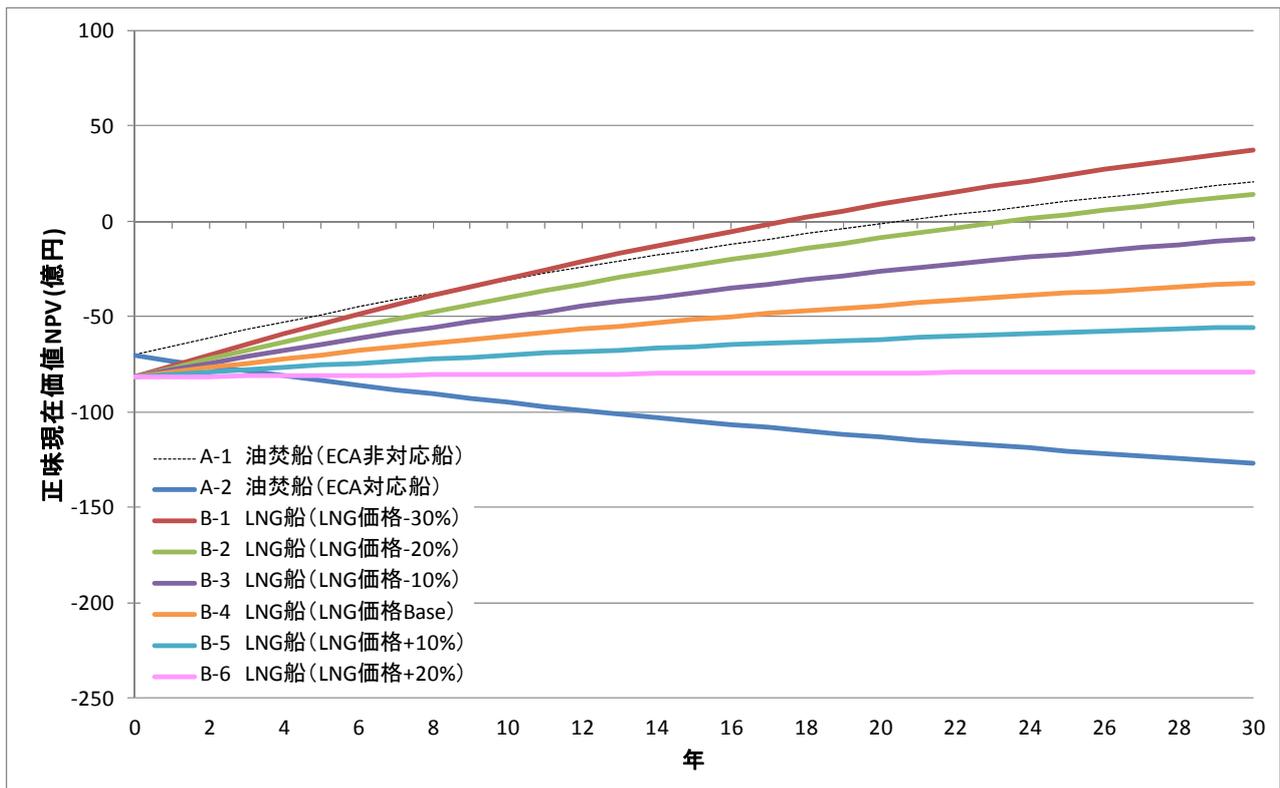


図3.2.6.11 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化－C重油価格(ケース3)

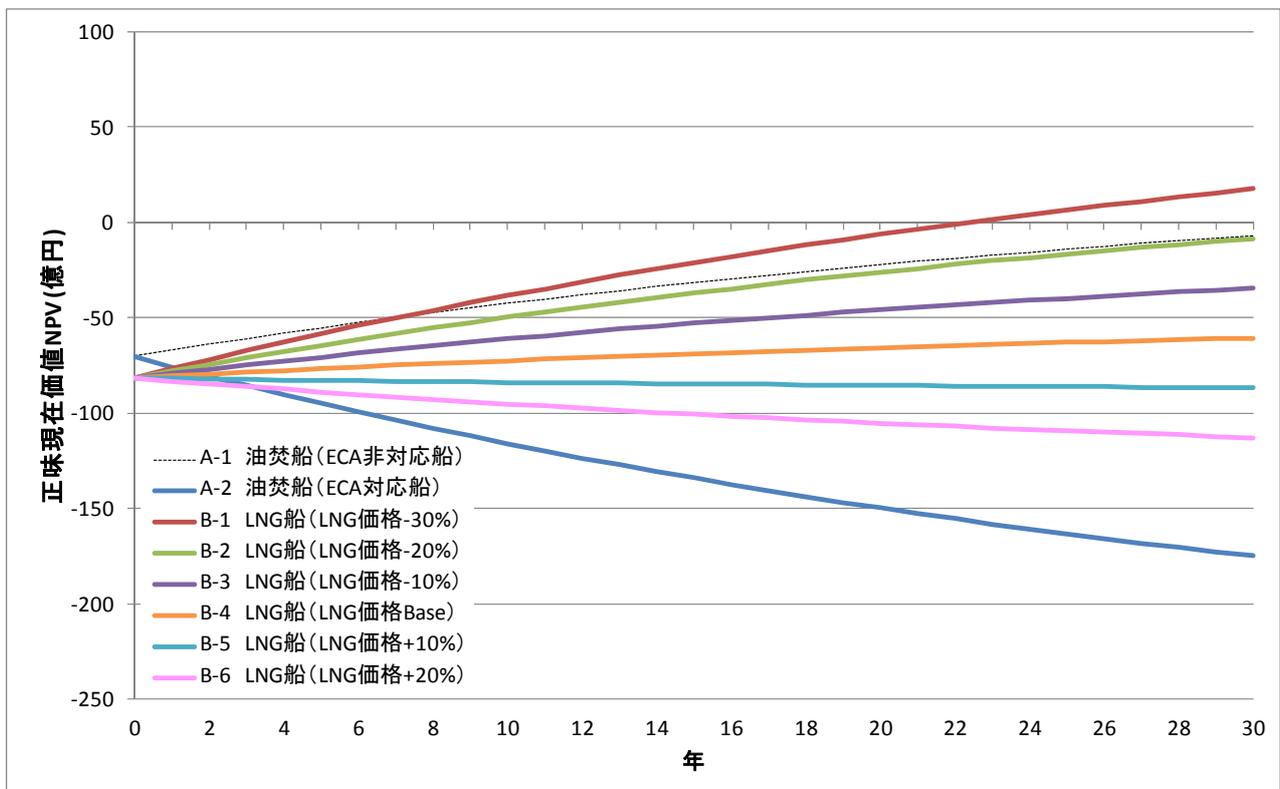


図3.2.6.12 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化－C重油価格(ケース4)

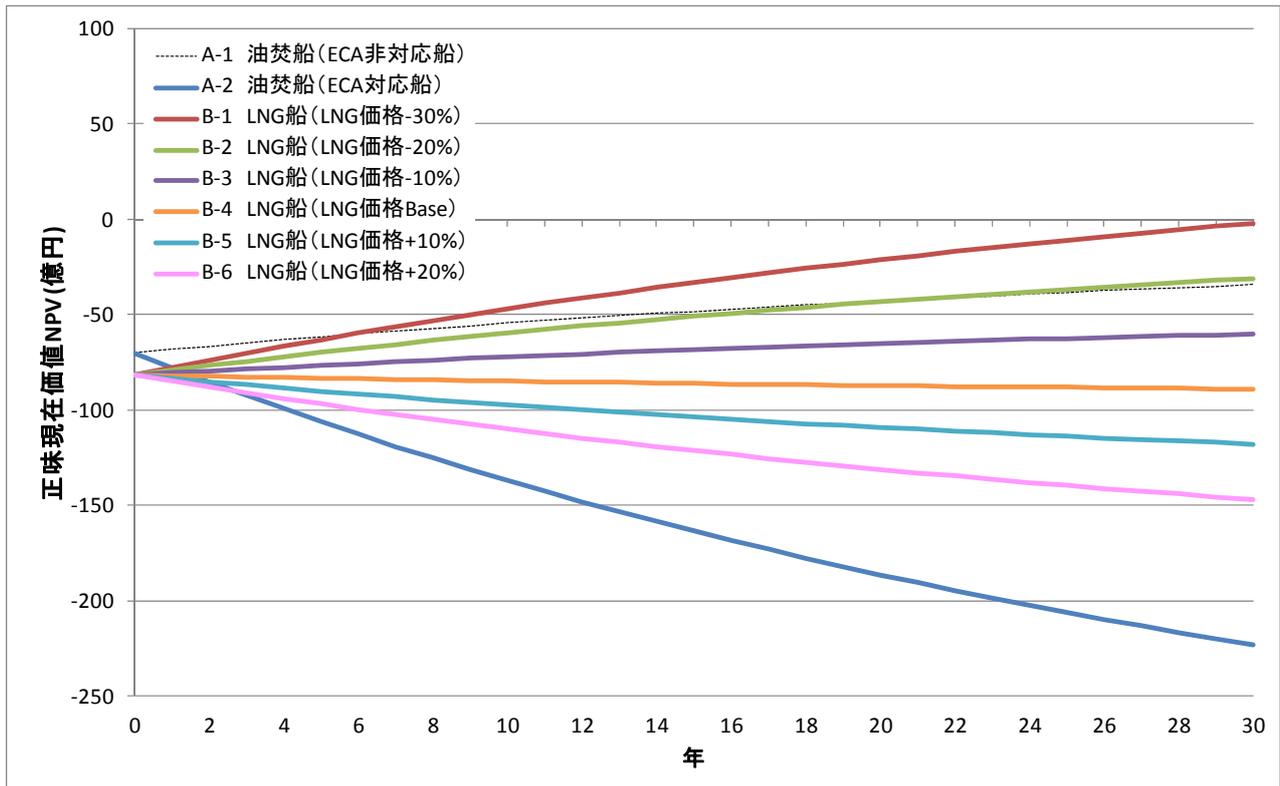


図3.2.6.13 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化－C重油価格(ケース5)

#### 2.2.3.2.7 油焚船 (ECA対応) とLNG燃料船の年間費用の比較

ここでは、燃料価格の変化に従って、A-2・油焚船 (ECA非対応) に対して、B・LNG燃料大型フェリーがいかなる場合に優位性を持つかを検討する。優位性は、年間費用の大小のみで検討し、各プロジェクトの燃料消費量、購入費用、SCRによる尿素水費のみを対象とする。したがって、その他の費用は扱わず、各プロジェクトで同一と考えている。また、A-2・油焚船 (ECA対応船) の船舶購入費用はDCF法で用いた値で一定する。一方、B・LNG燃料大型フェリーは、2.2.3.2.5で推計した増加コストの0.5倍、1.0倍、1.5倍を加え、それぞれを購入費用の下位値、中位値、上位値として設定する。中位値は、DCF法で使用した値と同一である。算出結果を図3.2.7.1に示す。船舶購入費の中位値では、LSFOがkL当たり75,000円、90,000万円、105,000円、120,000円、135,000円である時、それぞれLNG価格がkL当たり44,061円、53,436円、62,811円、72,186円、81,561円以下で、LNG燃料船の年間費用が油焚船 (ECA対応) の年間費用よりも小さい。

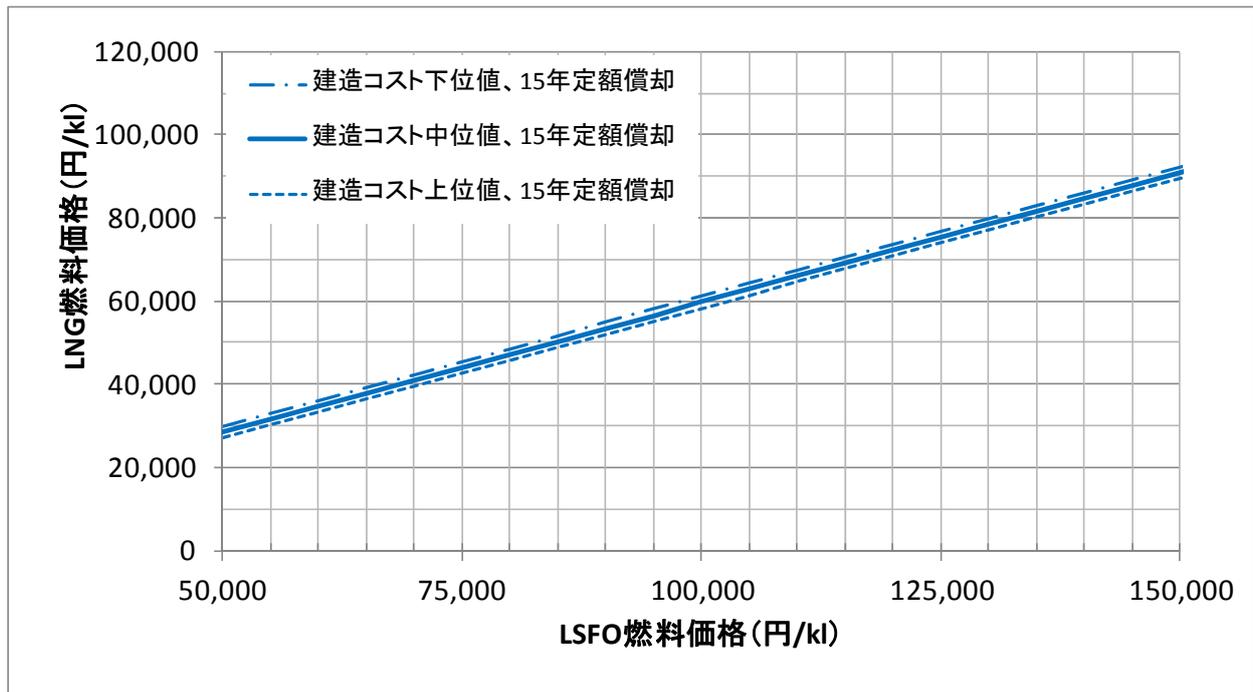


図3.2.7.1 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線

### 2.2.3.3 内航LNG燃料小型フェリーのコンセプト検討及び経済性評価

2.2.3.1.4項に述べた小型短距離フェリーの実船調査結果を踏まえて、300 GT級小型フェリーのLNG燃料化のためのコンセプト検討及び経済性評価を行う。

#### 2.2.3.3.1 燃料消費量および燃料タンクの試算

##### (i) 仮定及び計算条件

前節の大型フェリーと同様、燃料消費量及び燃料タンクの試算における仮定及び計算条件を以下のように設定する。

- (1) 瀬戸内海の2 kmの航路を10分で運航する300 GT級フェリーを検討する（図3.3.1.1.1参照）。
- (2) 瀬戸内海の全海域がECA（Emission Control Area）になるものとし、短時間の航行を1日に20往復する船舶を検討する。
- (3) 小型電気推進フェリーの主要目を参考にして、LNG燃料船の主発電用機関の出力及び搭載台数を検討する。
- (4) LNG燃料焚きエンジンの熱効率が油焚きエンジンの熱効率と同じになるように燃料消費量を計算する。
- (5) 8日に1回のバンカリングを行い、1回に全タンク容量の50%を供給するものとする。すなわち、15航海（7.5往復）に必要な燃料タンク容量を計算する。



図3.3.1.1.1 瀬戸内海の短距離航路（宮島口-宮島航路）

(ii) 燃料消費量及びタンク容量の計算結果

表3.3.1.2.1は、以上の仮定・計算条件に基づき計算した結果である。大型フェリーと同様、油焚き船（ECA非対応）、油焚き船（ECA対応）及びLNG燃料船の主な計算結果をまとめている。

表3.3.1.2.1 小型フェリーの計算結果（燃料消費量及び運航コスト）

		油焚き船 (ECA非対応)	油焚き船 (ECA対応)	LNG燃料船	備考
<b>燃料物性値</b>					
燃料		A重油	重油 S0.1%未満	LNG	
低位発熱量	MJ/kg	39.1	39.1	50	物性値
密度（液体）	kg/kL	900	900	450	物性値
ガス密度	kg/m <sup>3</sup>			0.72	物性値
容積あたりの熱量	MJ/kL	35190	35190	22500	物性値
<b>運航時</b>					
機関出力	kW	600.1	600.1	600.1	機関定格出力353kW×2台×負荷率85%として
燃料消費率	g/kWh	201	201	157.182	提供資料より
熱効率	%	45.8	45.8	45.8	
燃料消費量	kg/h	120.62	120.62	94.32	
	kL/h	0.13	0.13	0.21	
常用速力	knot	8	8	8	提供資料より
航行時間	h	0.17	0.17	0.17	片道10分
航行距離	海里	3.6	3.6	3.6	片道2km
尿素水流量	mL/min	77.2	77.2		40%尿素水，類似機関の実績より推測
<b>停泊時</b>					
機関出力	kW	176	176	176	機関出力176kW×1台として（負荷率50%）
燃料消費率	g/kWh	207	207	161.874	類似機関の実績より
熱効率	%	44.5	44.5	44.5	
燃料消費量	kg/h	36.432	36.432	28.489824	
	kL/h	0.04	0.04	0.06	
1往復当たりの時間	h	0.96	0.96	0.96	16時間で50/3往復
片道の平均時間	h	0.48	0.48	0.48	
停泊時間	h	0.31	0.31	0.31	
尿素水流量	mL/min		49.3		40%尿素水，類似機関の実績より推測
<b>タンク容量</b>					
1往復当たりの燃料消費量	kL	0.083534911	0.083534911	0.130648601	運航・停泊を含む
燃料タンク容量	kL	19.5	19.5	30.5	提供資料より
	往復分	233.4353355	233.4353355	233.4353355	
	日分	14.00612013	14.00612013	14.00612013	1日に50/3往復
1往復当たりの尿素水消費量	L		4.38368		
尿素水タンク容量	kL		1.023305811		燃料タンクと同じ比率として
燃料使用量	ton/day	1.253	1.253	0.980	1日に50/3往復

### 2.2.3.3.2 LNG燃料タンク配置の検討

小型フェリーの船型には様々な形式が考えられるが、ここでは双胴船を想定して、LNGタンクの配置を検討する。LNGタンクは船の側壁から幅の1/5以上の距離を離して配置するように定められているため、双胴船においては車輦甲板下の船底部へのLNGタンクの配置は難しい。そのため、図3.3.2.1に示すように、ブリッジ上方のデッキ上にLNGタンクを設置する。なお、航続距離を減らすことで車輦甲板上への設置も可能であると考えられる。

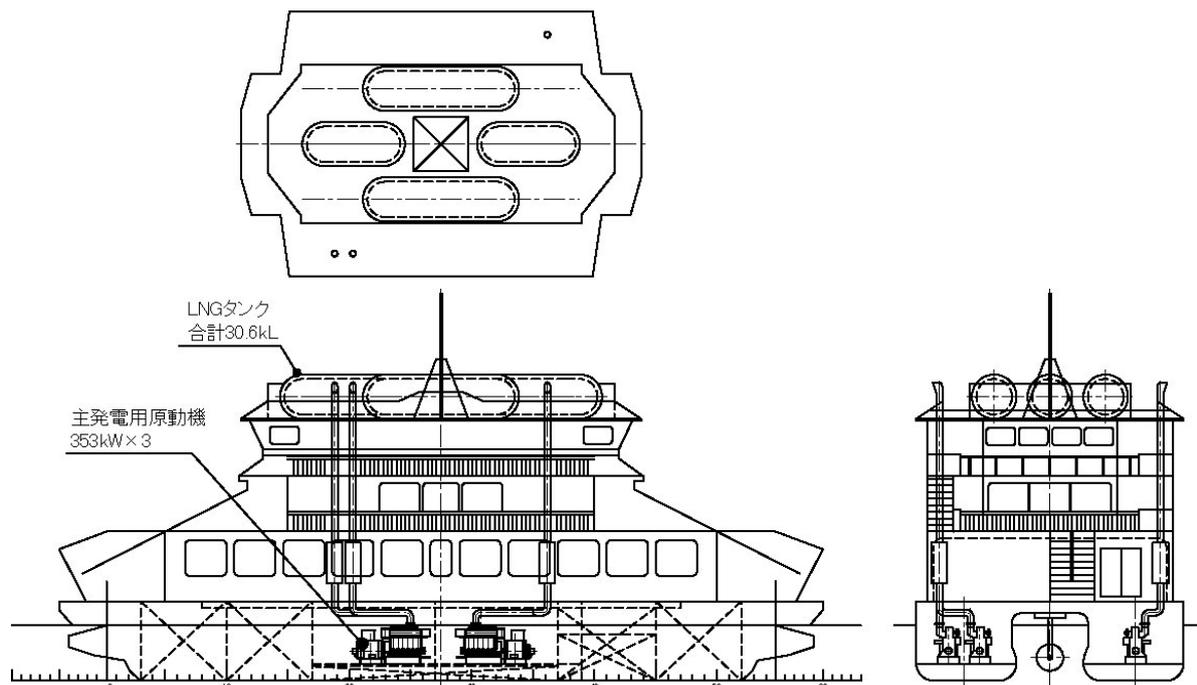


図3.3.2.1 内航LNG燃料小型フェリーの検討例

図3.3.2.2及び図3.3.2.3は、油焚き小型フェリー（ECA対応）に搭載するためのSCR脱硝システムの構成例である。それぞれの主発電用機関にはSV値が $11000 \text{ h}^{-1}$ の触媒を搭載することを想定し、機関室内に設置している。また、規制対応のために必要となる尿素水消費量は $82 \text{ mL/min}$ 程度であると推定される。

図3.3.2.4は、当研究所が実運航中の内航貨物船の発電用ディーゼルエンジンに搭載しているSCR脱硝装置の外観である。本ディーゼルエンジンの定格出力は $353 \text{ kW}$ であり、本研究で想定した小型フェリーの主発電用機関の出力と同じである。

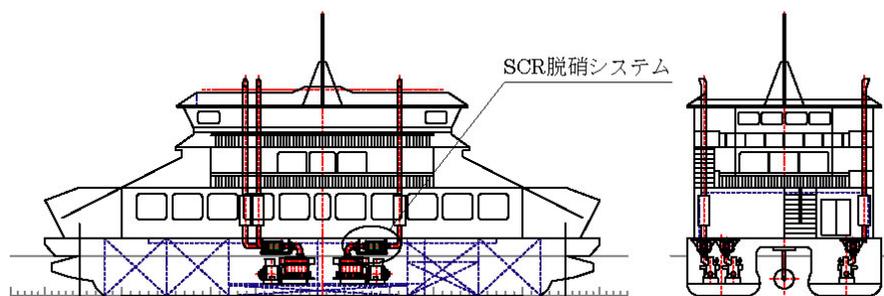


図3.3.2.2 油焚き船（ECA対応）のSCR脱硝システムの検討例

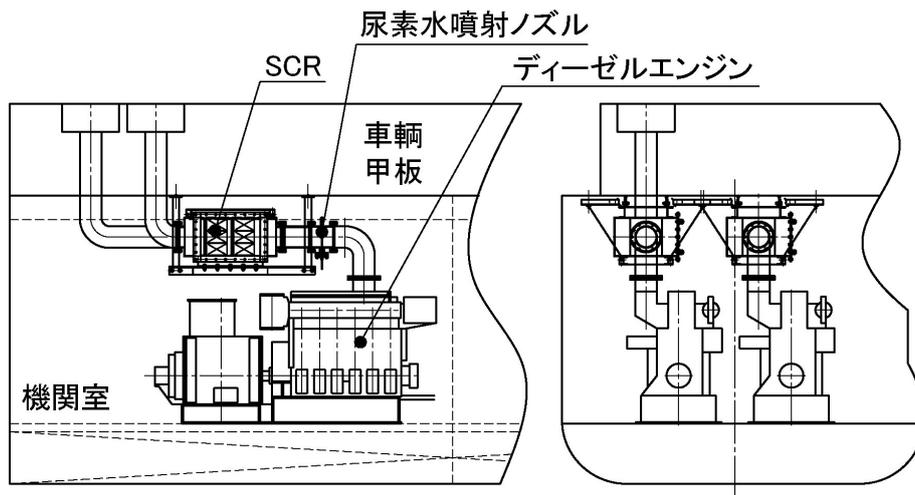
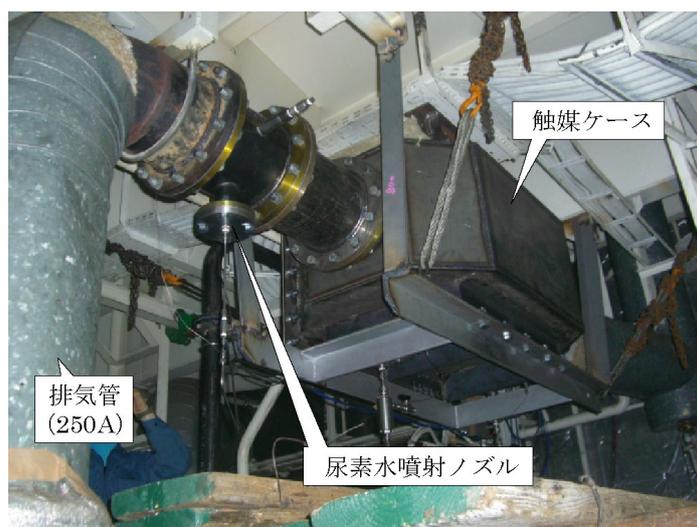


図3.3.2.3 SCR脱硝システムの詳細（機関室）



(a) 触媒ケースの外観



(b) 船舶に搭載したSCR

図3.3.2.4 353 kWディーゼルエンジンに搭載したSCR脱硝システム

### 2.2.3.3.3 運航コスト及び建造コストの試算例

表3.3.1.2.1に示した各船舶の燃料消費量及び油焚き船（ECA対応）の尿素水消費量の計算結果より、各船舶の運航コスト並びに建造コストを試算する。

表3.3.3.1は運航コストの試算例である。この計算において、油焚船（ECA非対応）の燃料費は現状のA重油価格、油焚船（ECA対応）の燃料費は現状のC重油価格の1.5倍、LNG燃料船の燃料費は現状の輸入価格を参考にした値を用いている。

表3.3.3.2は建造コストの試算例である。LNG燃料システムやSCR脱走システムのコストは、2.2.2で述べた外航コンテナ船及び前節で述べた大型フェリーの計算に準じている。

表3.3.3.1 小型フェリーの運航コストの試算例

		油焚船 (ECA非対応)	油焚船 (ECA対応)	LNG燃料船	
燃料使用量	ton/day	1.253	1.253	0.980	1日に50/3往復
燃料費	yen/ton	¥87,333	¥131,000	¥69,444	
	yen/Nm3			¥50	ガス
	yen/kL	¥78,600	¥117,900	¥31,250	C重油（2011年7-9月， 内航総連）×1.5倍として
	yen/MJ	2.23	3.35	1.39	
	yen/day	¥109,431	¥164,146	¥68,046	
尿素水使用量	L/day	0.00	73.06		1日に50/3往復
尿素水費	yen/L	¥84	¥84		40%尿素水（2009年購入 価格，ローリ運搬）
	yen/day	¥0	¥6,112		
<b>運航コスト</b>	<b>yen/day</b>	<b>¥109,431</b>	<b>¥170,258</b>	<b>¥68,046</b>	

表3.3.3.2 小型フェリーの建造コストの試算例

		油焚船 (ECA非対応)	油焚船 (ECA対応)	LNG燃料船	
基準船価	千円	900,000	900,000	900,000	現存SES船から推測
ディーゼル機関 (増加分)	千円	0	0	42,360	ガス燃料化による差額 4万円/kWとして
LNG燃料システム	千円	0	0	13,117	資料：タンク容量 1395kL=6000kユーロ=6 億円より
SCR脱硝装置	千円	0	24,240	0	$= (22.6 \times W[\text{kW}] + 279000) \times 80[\text{yen/USD}]$
尿素水タンク	千円	0	0	0	油焚船では従来のDOT を流用
上記合計		900,000	924,240	955,477	
油焚船からの増額				31,237	
償却年	年			0.8	建造コスト増加分／運 航コスト差額

#### 2.2.3.3.4 小型フェリーの経済性の検討

##### (1) 前提条件

内航小型フェリーを対象にしてDCF法の適用を行う。内航小型フェリーに関する在来型油焚船のプロジェクトは、A-1・油焚船（ECA非対応）と表記する。LSFO（0.1%S）を使用する油焚船のプロジェクトは、A-2・油焚船（ECA対応）と表記する。LNG燃料船のプロジェクトは、B・LNG燃料小型フェリーと表記する。以下は、DCF法の適用に関する主な前提条件である。

##### ①対象期間、残存価値、割引率の前提条件

DCF法を適用するに当たり、対象期間と割引率を以下の様に設定した。また、残存価値は、単純化のため発生しない（0円）と仮定した。

対象期間 20年  
割引率 6.0%  
残存価値 0円

##### ②初期投資額に関する前提条件

3.3.3節のコスト比較に従い、内航小型フェリーの各プロジェクトにおける船価は以下の様に仮定できる。

A-1 油焚船（ECA非対応） 9億円  
A-2 油焚船（ECA対応） 9億2,420万円  
B LNG燃料小型フェリー 9億6,540万円

##### ③利益に関する前提条件

利益は、運賃収益と費用の差であり、各種資料に基づく概算値である。

運賃収益は、単純化と比較結果の考察を容易にするため、DCF法の適用期間で一定であることを仮定している。運賃収益は、積載能力×積載率×運賃で算出する。在来小型フェリーを参考にして、積載能力は、旅客503名、車両7台とした。積載率は70%、運賃は旅客150円、車両1,000と設定している。以上の設定値と在来小型フェリーが年間5,917回の往復の運航であることから、表3.3.4.1の通りに運賃収入を算出できる。

表3.3.4.1 運賃収入の設定値

	旅客（片道）	車両（片道）	1往復収入	年間利益
運賃[円/人、円/台]	150	1,000	-	-
積載能力[人、台]	503	7	-	-
積載率	70%	70%	-	-
輸送量[人、台]	352	4.9	-	-
運賃収入[円]	52,815	4,900	57,715	341,499,655

費用は、船舶購入の初期投資を除いた、(a)船費・店費、(b)港費・運航費、(c)燃料費、(d)SCRによる尿素水費を対象にする。

(a)船費・店費、(b)港費・運航費は、海事産業研究所（2002）の「内航海運コスト分析研究会報告書」を参考にし、以下のように設定した。

(a)船費・店費 8,900万[円/年]

(b)港費・運航費 8,070万[円/年]

(c)燃料費は、2.2.3.3.1（ii）で検討した燃料消費量と燃料価格によって算出する。燃料価格は、既存統計による値を基準にして設定値を作成する。

A-1・油焚船（ECA非対応）はA重油を使用し、A-2・油焚船（ECA対応）はLSFO（0.1%S）を使用し、B・LNG燃料小型フェリーはLNGを使用する。

A重油価格、LSFO価格、LNG価格は、大型フェリーの分析と同様の設定を行った。表3.3.4.2は、本調査で設定したA重油価格、LSFO価格、LNG価格である。

表3.3.4.2 内航小型フェリーの燃料価格の設定値

燃料油	燃料価格の設定ケース				
	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
C重油価格	50,000	60,000	70,000	80,000	90,000
LSFO価格（C重油価格×1.5）：A-2	75,000	90,000	105,000	120,000	135,000
A重油価格（C重油価格+12,000[円/kl]）：A-1	62,000	72,000	82,000	92,000	102,000
LNG価格（-30%シナリオ）：B-1	23,890	27,750	31,610	35,460	39,310
LNG価格（-20%シナリオ）：B-2	27,310	31,720	36,120	40,520	44,930
LNG価格（-10%シナリオ）：B-3	30,720	35,680	40,640	45,590	50,550
LNG価格（ベースシナリオ）：A重油等価価格、B-4	34,140	39,650	45,160	50,660	56,170
LNG価格（+10%シナリオ）：B-5	37,550	43,610	49,670	55,720	61,780
LNG価格（+20%シナリオ）：B-6	40,960	47,580	54,190	60,790	67,400

(d)SCRによる尿素水費は、SCRの使用に伴う尿素水消費によるもので、尿素水消費量と尿素水価格で決定することを仮定した。尿素水の購入実績から、尿素水価格を84[円/kl]に設定した。

## (2) DCF法による比較

### ①年間費用の算出結果

(1) の前提条件に基づき、DCF法の適用を行った費用の結果を示す。

図3.3.4.1は、A重油価格ケース別に、各プロジェクトの年間総費用の平均値を示している。ここでの年間総費用の平均値とは、初年の船舶購入費用も含み、各年の総費用を現在価値化した上で20年間の平均を算出した値を意味している。ここでは、最近のA重油価格とLNG価格に近い値であるA重油価格ケース2について述べる。この場合、A-1・油焚船（ECA非対応）、A-2・油焚船（ECA対応）の年間総費用平均値が、1億5,500万円、1億6,200万円である。また、LNG燃料小型フェリーのベースシナリオであるLNG価格（B-4）では、年間総費用平均値が1億5,600万円となる。LNG燃料小型フェリーの年間総費用平均値が、

A-1・油焚船（ECA非対応）の年間総費用平均値に比べ小さくなるLNG価格は、ベースシナリオから-10%であるB-3である。また、すべてのLNG燃料小型フェリーにおいて、年間総費用平均値は、A-2・油焚船（ECA対応）の年間総費用平均値よりも小さい。本調査で設定した燃料価格では、すべてのA重油価格ケースごとに、以上の年間総費用平均値の大小関係が一致する。さらに、A重油価格ケース4、ケース5では、B-4（LNG価格ベースシナリオ）においても、年間総費用平均値がA-1・油焚船（ECA非対応）のものよりLNG燃料小型フェリーで小さい。表3.3.4.3から表3.3.4.7は、A重油価格ケースごとに、以上の年間総費用平均値とその費用項目別割合を示している。また、図3.3.4.2から図3.3.4.6は、A重油価格ケースごとに、購入費、燃料費、尿素水費の年間費用平均値を示している。

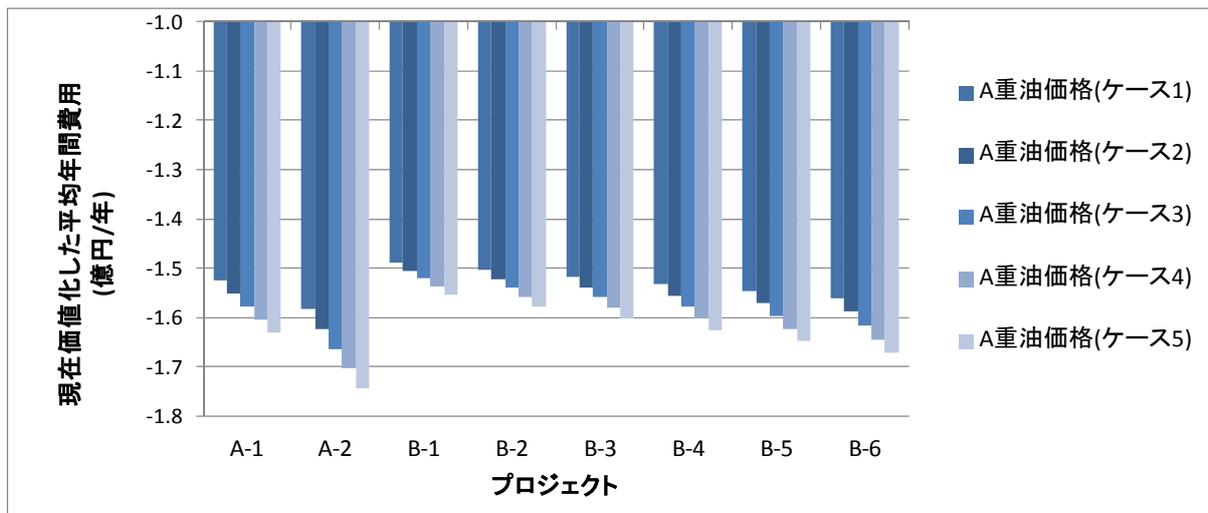


図3.3.4.1 A重油価格ケース別の各プロジェクトにおける平均年間費用の比較

表3.3.4.3 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（燃料価格・ケース1）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・運航費	燃料費			尿素水費
					A重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	152	28%	32%	29%	11%	—	—	—
A-2	158	28%	31%	28%	—	13%	—	1%
B-1	149	31%	33%	30%	—	—	7%	—
B-2	150	31%	32%	29%	—	—	8%	—
B-3	152	30%	32%	29%	—	—	9%	—
B-4	153	30%	32%	29%	—	—	9%	—
B-5	155	30%	32%	29%	—	—	10%	—
B-6	156	29%	31%	28%	—	—	11%	—

表3.3.4.4 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（燃料価格・ケース2）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・運航費	燃料費			尿素水費
					A重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	155	28%	31%	28%	13%	—	—	—
A-2	162	27%	30%	27%	—	15%	—	1%
B-1	150	31%	32%	29%	—	—	8%	—
B-2	152	30%	32%	29%	—	—	9%	—
B-3	154	30%	32%	29%	—	—	10%	—
B-4	156	30%	31%	28%	—	—	11%	—
B-5	157	29%	31%	28%	—	—	12%	—
B-6	159	29%	31%	28%	—	—	13%	—

表3.3.4.5 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（燃料価格・ケース3）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・運航費	燃料費			尿素水費
					A重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	158	27%	31%	28%	14%	—	—	—
A-2	168	26%	29%	26%	—	17%	—	1%
B-1	152	30%	32%	29%	—	—	9%	—
B-2	154	30%	32%	29%	—	—	10%	—
B-3	156	29%	31%	28%	—	—	11%	—
B-4	158	29%	31%	28%	—	—	12%	—
B-5	160	29%	30%	28%	—	—	13%	—
B-6	162	28%	30%	27%	—	—	14%	—

表3.3.4.6 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（燃料価格・ケース4）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・運航費	燃料費			尿素水費
					A重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	160	27%	30%	27%	15%	—	—	—
A-2	170	26%	29%	26%	—	19%	—	1%
B-1	154	30%	32%	29%	—	—	10%	—
B-2	156	29%	31%	28%	—	—	11%	—
B-3	158	29%	31%	28%	—	—	12%	—
B-4	160	29%	30%	28%	—	—	13%	—
B-5	162	28%	30%	27%	—	—	14%	—
B-6	164	28%	30%	27%	—	—	16%	—

表3.3.4.7 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（燃料価格・ケース5）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・ 運航費	燃料費			尿素水費
					A重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	163	26%	30%	27%	17%	—	—	—
A-2	174	25%	28%	25%	—	21%	—	1%
B-1	155	30%	31%	28%	—	—	11%	—
B-2	158	29%	31%	28%	—	—	12%	—
B-3	160	29%	30%	28%	—	—	13%	—
B-4	162	28%	30%	27%	—	—	15%	—
B-5	165	28%	30%	27%	—	—	16%	—
B-6	167	27%	29%	26%	—	—	17%	—

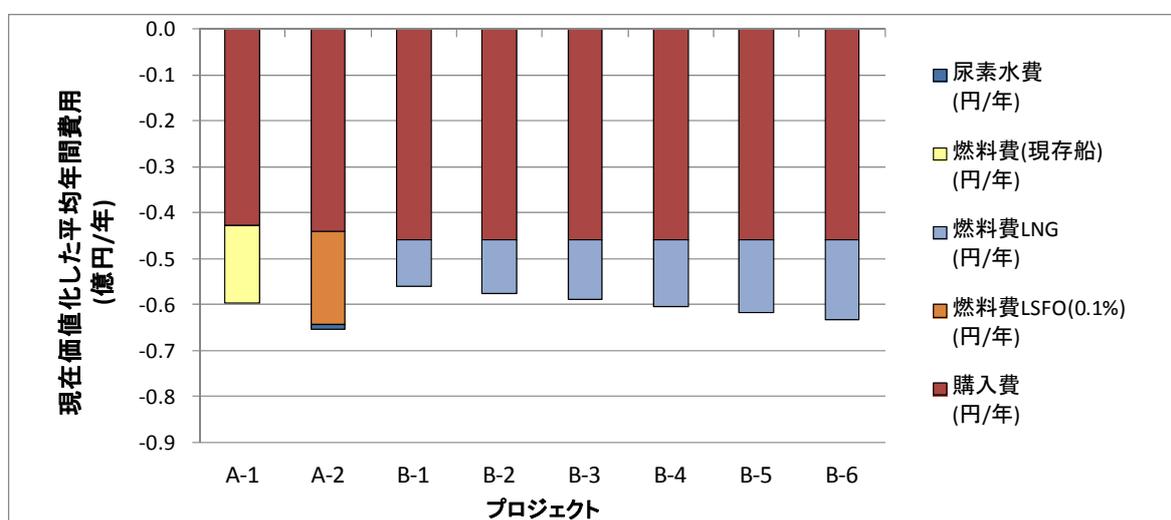


図3.3.4.2 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－燃料価格(ケース1)

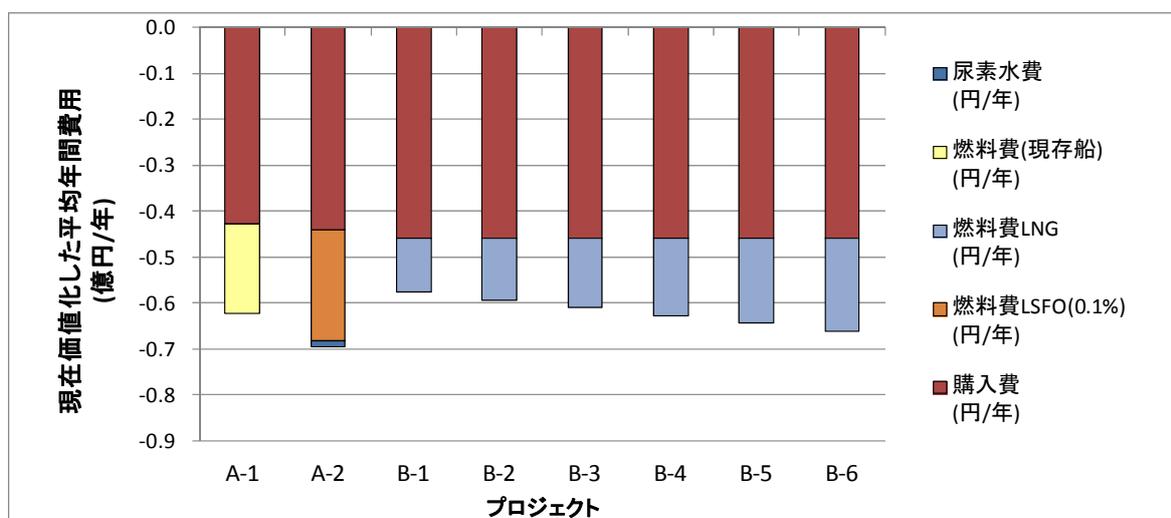


図3.3.4.3 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－燃料価格(ケース2)

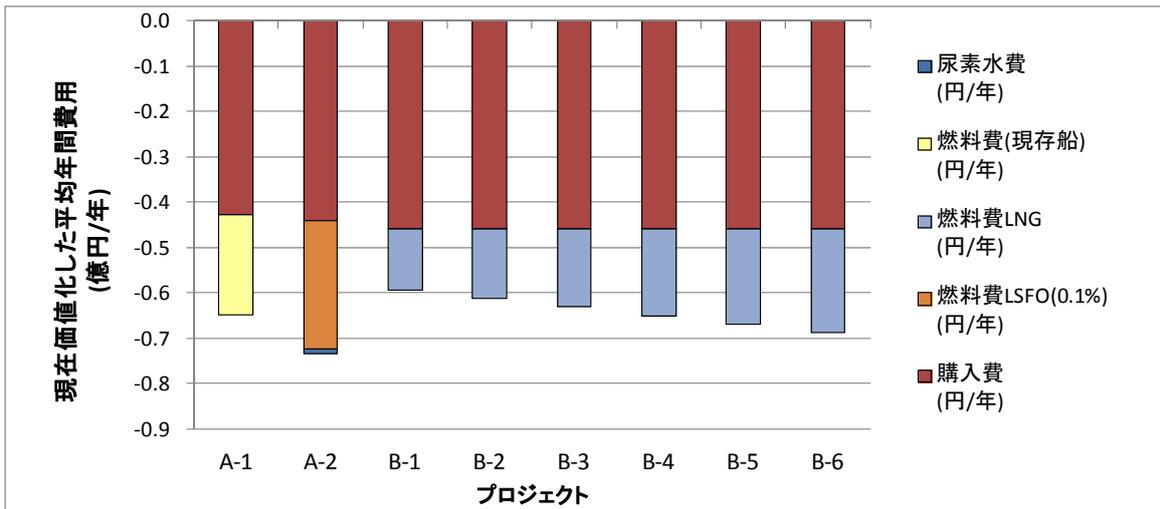


図3.3.4.4 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－燃料価格(ケース3)

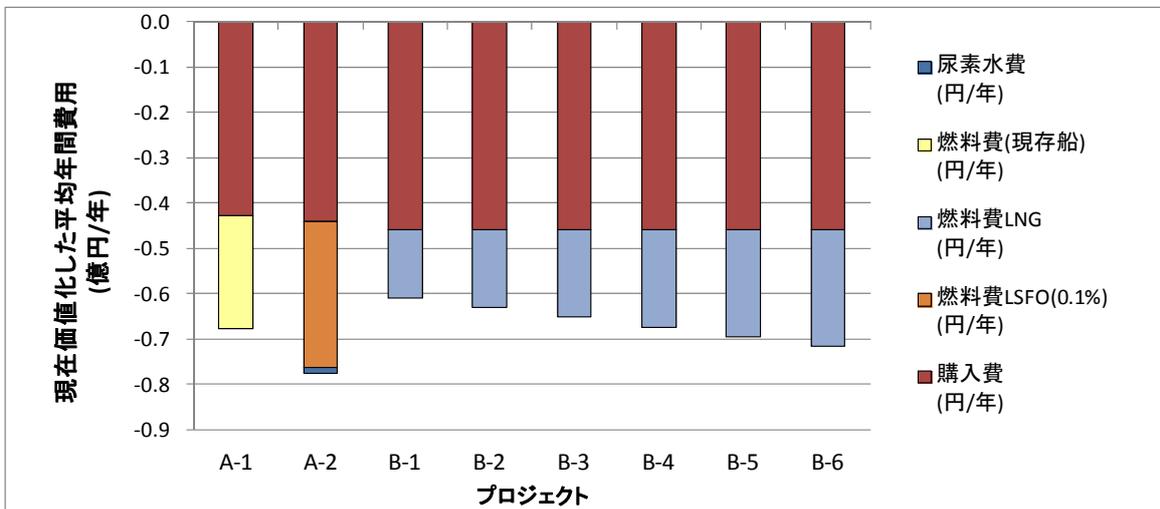


図3.3.4.5 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－燃料価格(ケース4)

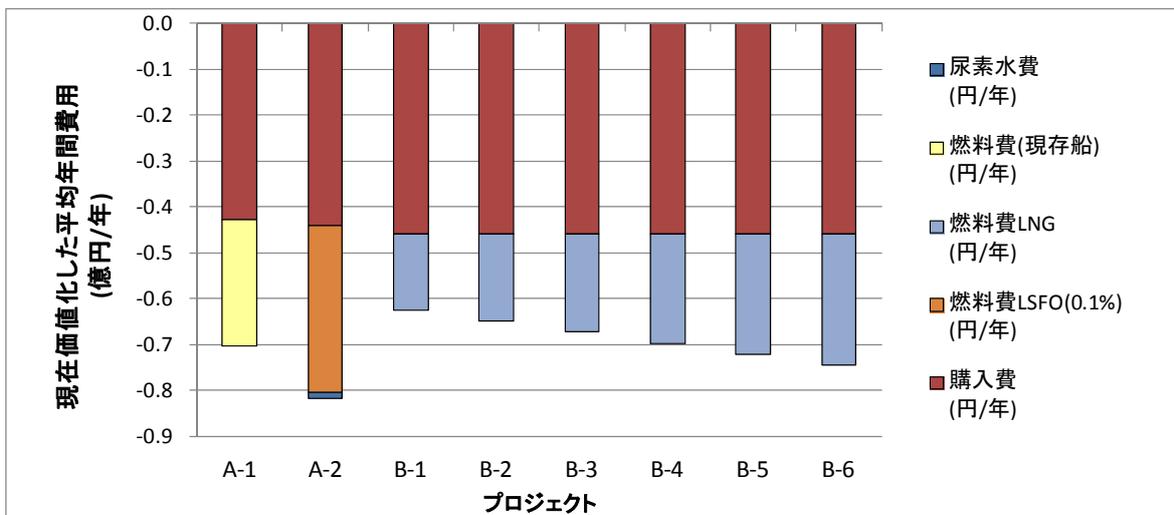


図3.3.4.6 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－燃料価格(ケース5)

②正味現在価値、回収期間、内部収益率の算出結果

表3.3.4.8は、DCF法による正味現在価値（NPV）の算出結果を示している。A重油価格ケース2について述べると、A-1・油焚船（ECA非対応）のNPVは約6億6千万円であり、A-2・油焚船（ECA対応）のNPVは5億1千万円である。LNG燃料小型フェリーのNPVは、B-1、B-2、B-3、B-4、B-5、B-6でそれぞれ7億6千万円、7億2千万円、6億9千万円、6億5千万円、6億2千万円、5億8千万円である。LNG燃料小型フェリーのNPVは、A-2・油焚船（ECA対応）のNPVよりも大きく経済性が優れていることになる。

表3.3.4.9と表3.3.4.10は、回収期間と内部収益率を示している。また、図3.3.4.7から図3.3.4.11は、燃料価格ケース別に、NPV累積値の対象期間における変化を示している。

表3.3.4.8 正味現在価値（NPV）の算出結果（1億円）

プロジェクト	燃料価格価格				
	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
A-1 油焚船（ECA非対応）	7.2	6.6	6.0	5.5	4.9
A-2 油焚船（ECA対応）	5.9	5.1	4.2	3.4	2.5
B-1 LNG燃料小型フェリー（LNG価格-30%）	7.9	7.6	7.2	6.9	6.5
B-2 LNG燃料小型フェリー（LNG価格-20%）	7.6	7.2	6.8	6.4	6.0
B-3 LNG燃料小型フェリー（LNG価格-10%）	7.3	6.9	6.4	6.0	5.5
B-4 LNG燃料小型フェリー（LNG価格Base）	7.0	6.5	6.0	5.5	5.0
B-5 LNG燃料小型フェリー（LNG価格+10%）	6.7	6.2	5.6	5.1	4.6
B-6 LNG燃料小型フェリー（LNG価格+20%）	6.4	5.8	5.2	4.6	4.1

表3.3.4.9 回収期間（年）

プロジェクト	燃料価格				
	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
A-1 油焚船（ECA非対応）	8.3	8.7	9.1	9.6	10.1
A-2 油焚船（ECA対応）	9.3	10.1	11.0	12.0	13.3
B-1 LNG燃料小型フェリー（LNG価格-30%）	8.2	8.4	8.6	8.8	9.1
B-2 LNG燃料小型フェリー（LNG価格-20%）	8.3	8.6	8.9	9.1	9.4
B-3 LNG燃料小型フェリー（LNG価格-10%）	8.5	8.8	9.2	9.5	9.9
B-4 LNG燃料小型フェリー（LNG価格Base）	8.7	9.1	9.5	9.9	10.3
B-5 LNG燃料小型フェリー（LNG価格+10%）	8.9	9.4	9.8	10.3	10.8
B-6 LNG燃料小型フェリー（LNG価格+20%）	9.2	9.6	10.2	10.7	11.4

表3.3.4.10 内部収益率 (%)

プロジェクト	燃料価格				
	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
A-1 油焚船 (ECA非対応)	14.6%	14.0%	13.4%	12.7%	12.1%
A-2 油焚船 (ECA対応)	13.1%	12.2%	11.2%	10.2%	9.2%
B-1 LNG燃料小型フェリー (LNG価格-30%)	14.9%	14.5%	14.2%	13.8%	13.5%
B-2 LNG燃料小型フェリー (LNG価格-20%)	14.6%	14.2%	13.8%	13.3%	12.9%
B-3 LNG燃料小型フェリー (LNG価格-10%)	14.3%	13.8%	13.3%	12.9%	12.4%
B-4 LNG燃料小型フェリー (LNG価格Base)	13.9%	13.4%	12.9%	12.4%	11.9%
B-5 LNG燃料小型フェリー (LNG価格+10%)	13.6%	13.1%	12.5%	11.9%	11.3%
B-6 LNG燃料小型フェリー (LNG価格+20%)	13.3%	12.7%	12.1%	11.4%	10.8%

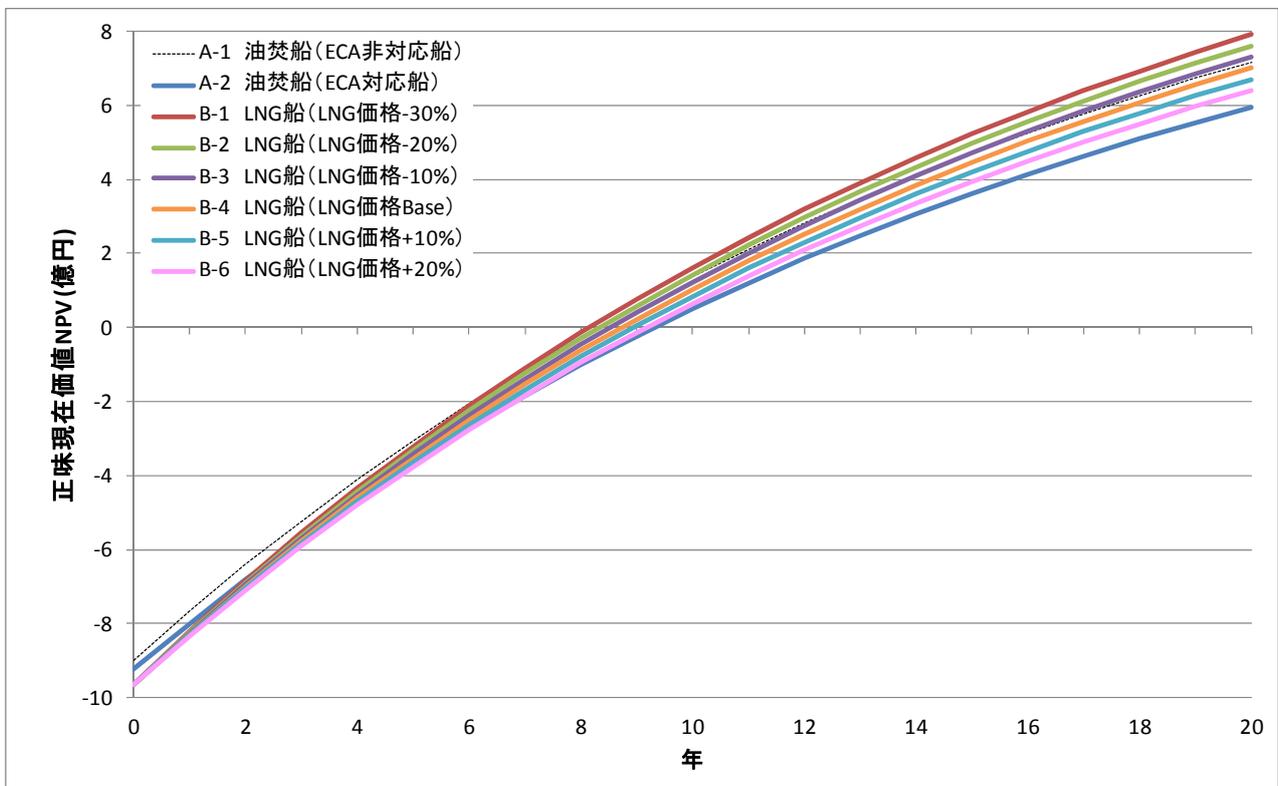


図3.3.4.7 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化－燃料価格(ケース1)

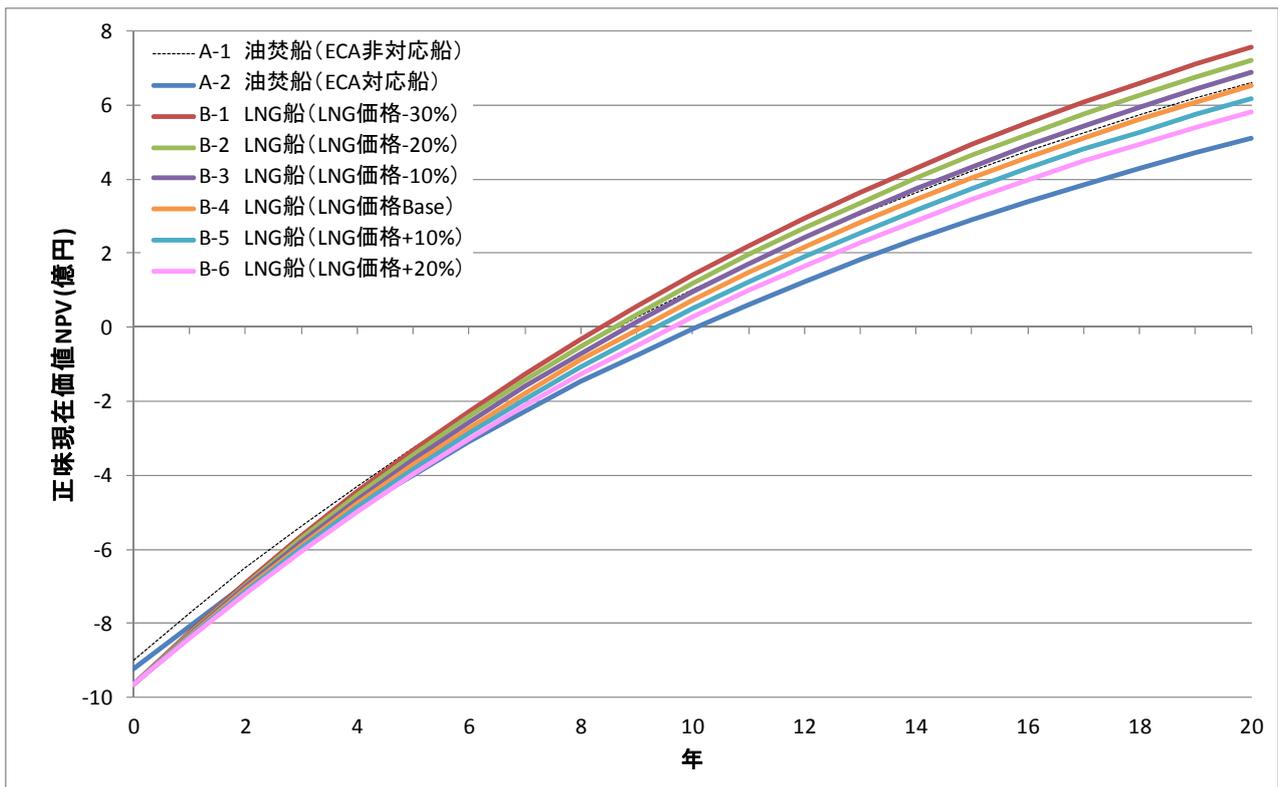


図3.3.4.8 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化－燃料価格(ケース2)

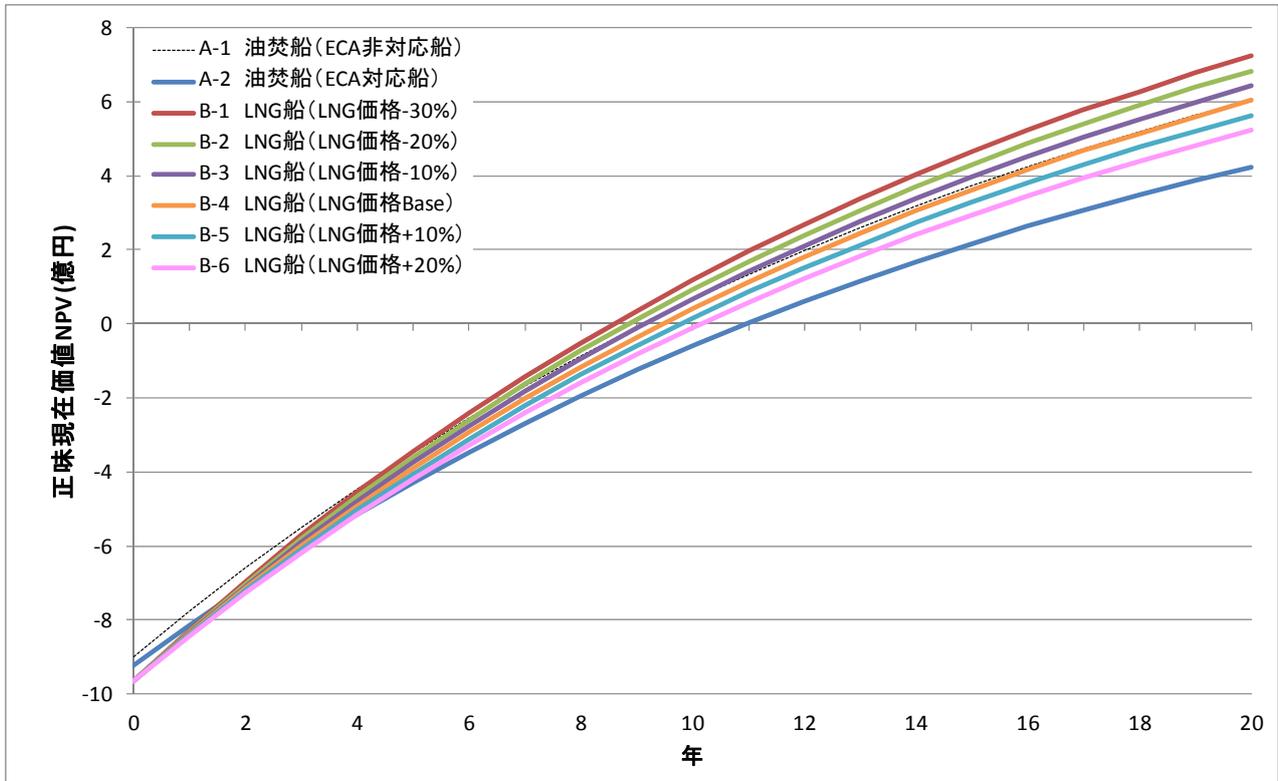


図3.3.4.9 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化－燃料価格(ケース3)

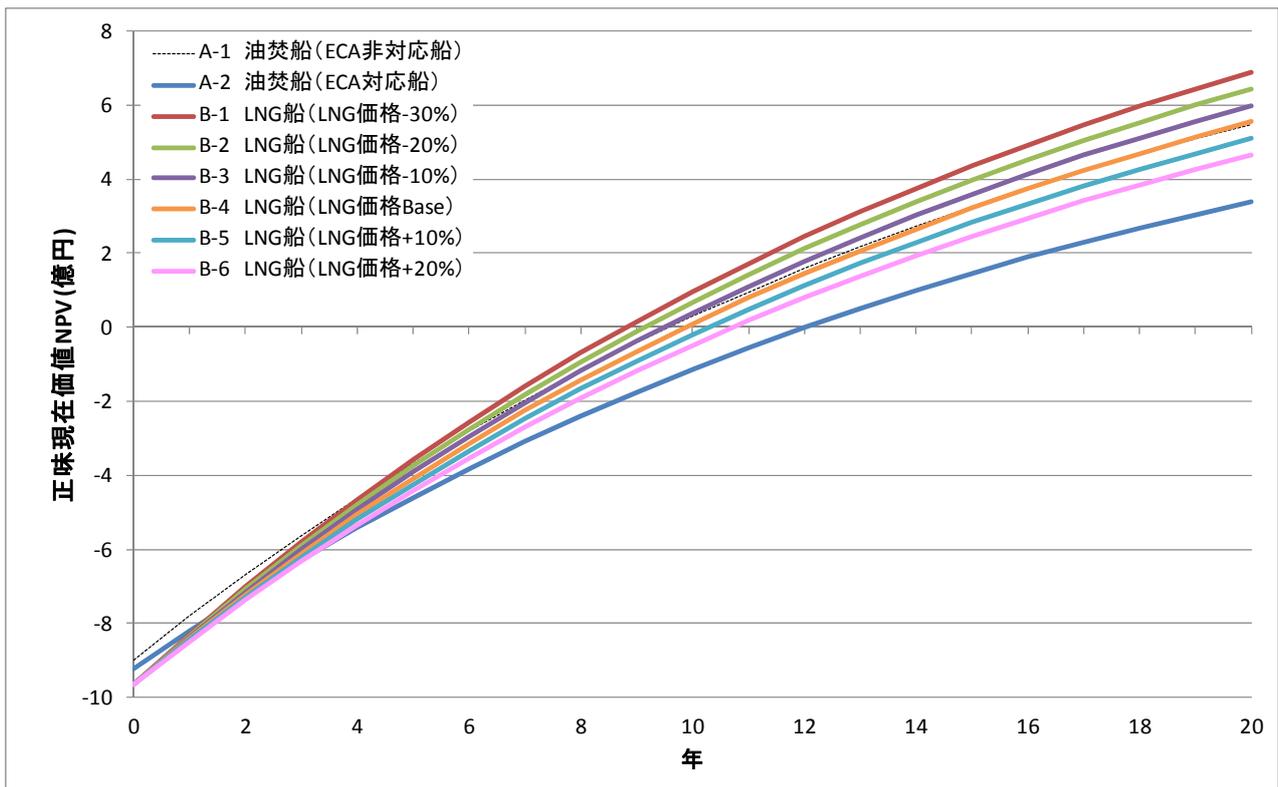


図3.3.4.10 正味現在価値（NPV）の累積値の変化－燃料価格(ケース4)

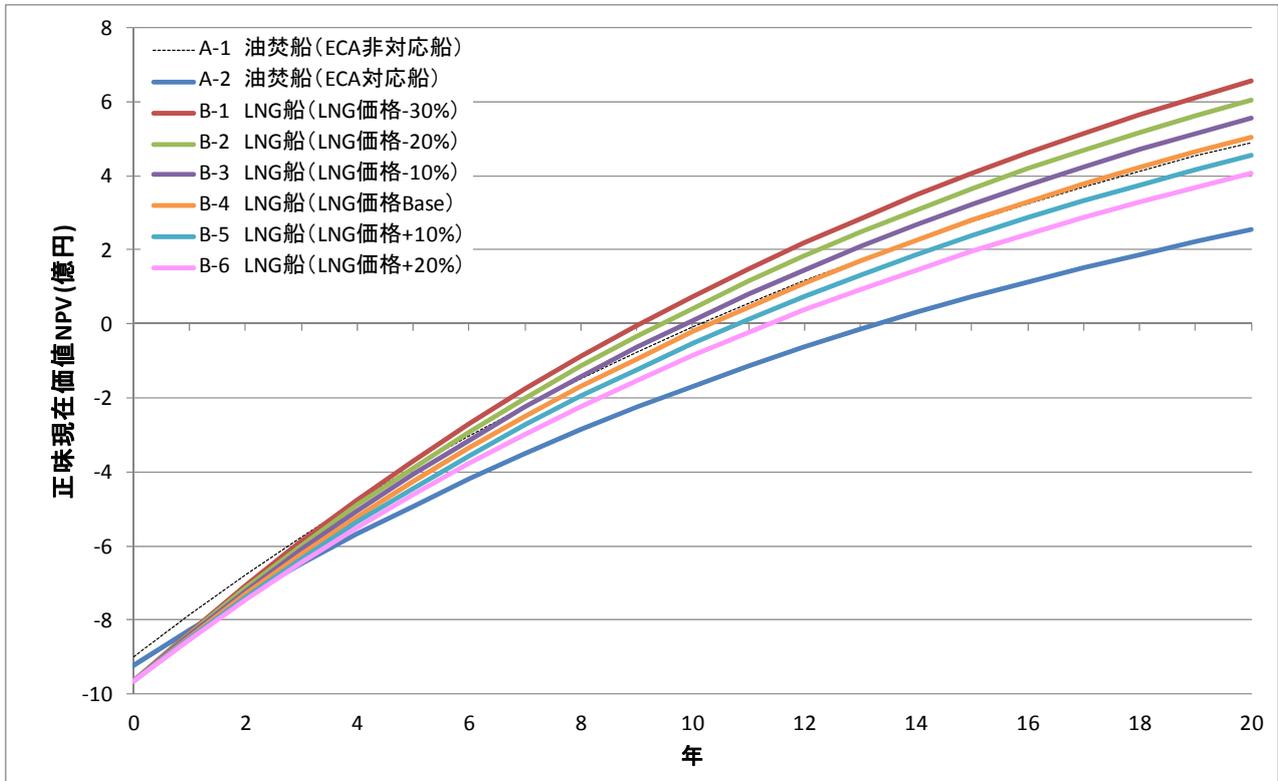


図3.3.4.11 正味現在価値（NPV）の累積値の変化－燃料価格(ケース5)

### 2.2.3.3.5 油焚船（ECA対応）とLNG燃料船の年間費用の比較

ここでは、燃料価格の変化に従って、A-2・油焚船（ECA非対応）に対して、B・LNG燃料大型フェリーがいかなる場合に優位性を持つかを検討する。優位性は、年間費用の大小のみで検討し、各プロジェクトの燃料消費量、購入費用、SCRによる尿素水費のみを対象とする。したがって、船費・店費、港費・運航費は扱わず、各プロジェクトで同一と考えている。また、A-2・油焚船（ECA対応船）の船舶購入費用はDCF法で用いた値で一定とする。一方、B・LNG燃料小型フェリーは、3.3.4節で推計した増加コストの0.5倍、1.0倍、1.5倍を加え、それぞれを購入費用の下位値、中位値、上位値として設定する。中位値は、DCF法で使用した値と同一である。算出結果を図3.3.5.1に示す。船舶購入費の中位値では、LSFOがkL当たり75,000円、90,000万円、105,000円、120,000円、135,000円である時、それぞれLNG価格がkL当たり47,246円、56,836円、66,427円、76,018円、85,609円以下で、LNG燃料船の年間費用が油焚船（ECA対応）の年間費用よりも小さい。

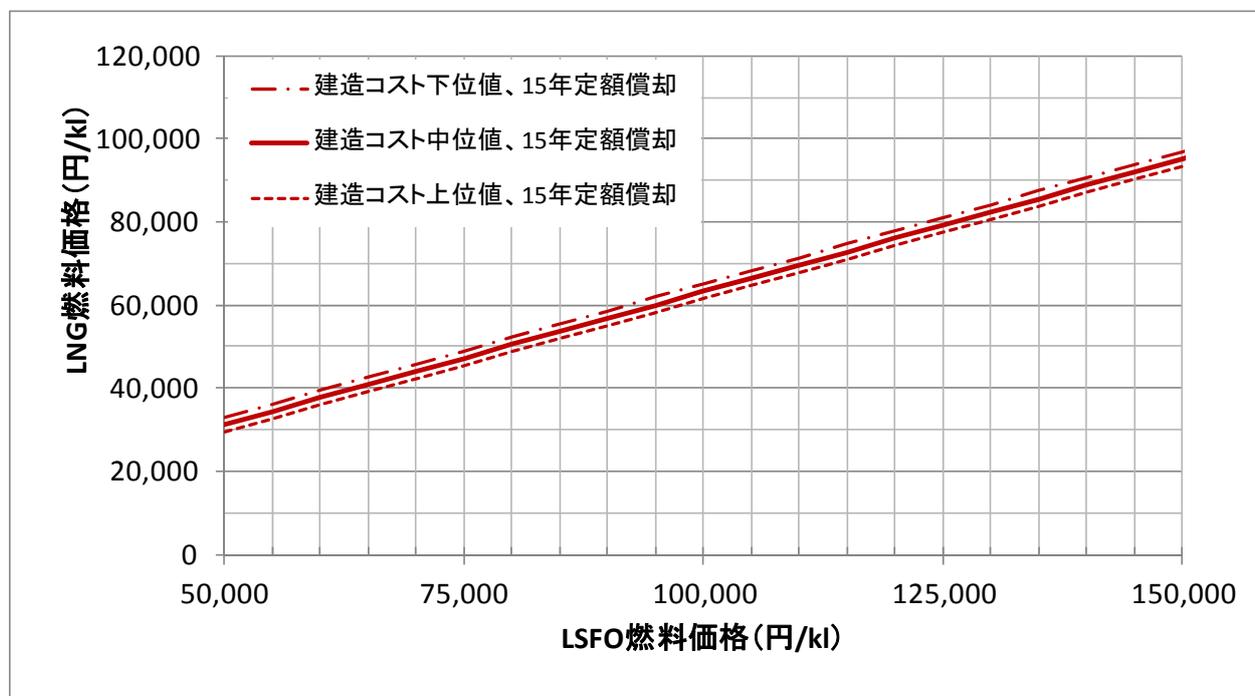


図3.3.5.1 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線

#### 2.2.3.4 内航フェリーのLNG供給方法の検討

航行時間に対する停泊時間が長い内航LNG燃料船では、燃料供給に要する時間が問題になることは少ないと考えられる。LNGの供給方法としては、①専用タンカーからの供給（STS）、②タンクローリからの供給、③港内の専用供給設備からの供給等があり、いずれの方法も実現可能性がある。

インフラ設備の設置コストや運用方法については詳細な検討が必要であるが、現状の内航フェリーでは、③港内の専用供給設備からの供給が最も適切であると考えられる。図3.4.1に示すように、瀬戸内海の一部の港には旅客船用の燃料供給設備が設置されており、船員が停泊中に燃料補給をしている。このようなLNG供給設備が設置されることで、適切な運航が保たれるものと考えられる。ただし、補給時の配管の冷却や安全装置については今後の検討課題である。

また、図3.4.2に示すように、瀬戸内海の沿岸には、液化天然ガスを利用した発電所があり、これらの陸上インフラ設備をLNG燃料船の燃料供給設備として活用できれば、内航LNG燃料フェリーの実運航の可能性がさらに高まるものと考えられる。



(a) 燃料供給設備



(b) 小型船舶への燃料補給

図3.4.1 港での燃料補給（広島県宇品港）



図3.4.2 山口県柳井港・中国電力柳井発電所（液化天然ガス発電）

### 2.2.3.5 まとめと考察

本章では、主に瀬戸内海を対象とした数隻のフェリーの実船調査結果、10000 GT級大型フェリー及び300 GT級小型フェリーの2隻の内航フェリーについてコンセプト検討並びに経済性評価を実施した結果について述べた。以下、調査結果をまとめる。

#### (1) LNG燃料タンクの配置

内航フェリーの場合、在来船の燃料タンク容量は運航プロファイルに比べてやや過大傾向にある。在来船と同じ航続距離を維持するようにLNG燃料タンク容量を決めると、タンク寸法が大きくなり、船底部あるいはオープンデッキへの配置や船型・船長の増大等の検討が必要となる。しかし、運航実態や燃料供給の頻度を踏まえて必要燃料量の検討を行うことにより、在来船とほぼ同一寸法の船型でLNG燃料化ができるものと考えられる。

#### (2) 建造コスト

LNG燃料化に伴う建造コストの増加、あるいはECA対応の油焚船とするためのSCR搭載の建造コストには不明確な点が多い。また、基準となる船価により大きく異なるが、LNG燃料船の建造コストは在来船と比べて5～20%程度の増加があると推測される。重油価格が現在の1.5倍となり、LNG価格が現状を維持した場合、LNG燃料船の建造コスト増加分は1年程度で回収でき、十分に採算がとれるものと考えられる。

#### (3) 運航コスト

LNG燃料船と油焚船の運航コストは使用する燃料の価格によって大きく異なる。DCF法による評価では、最近のLNG価格としたLNG燃料船は、油焚船（LSFO及びNOx 3次規制対応以降、LSFOがC重油の1.5倍の場合）に比べて、大型・小型フェリーともに経済性が優れているという結果が得られた。なお、本計算の結果は、燃料価格差の影響を大きく受けており、ECAの設定の有無に関わらず、グローバルキャップ導入後のLSFO（S分0.5%）の燃料価格によって計算結果が大きく左右される点にご留意頂きたい。

#### (4) 燃料供給

航行時間に対する停泊時間が長い内航船では、燃料供給に要する時間が問題になることは少ないと考えられる。インフラ設備の設置コストや運用方法については詳細な検討が必要であるが、定期航路を運航する内航フェリーでは、港内の専用供給設備からの供給が最も適切であると考えられる。

#### (5) その他の技術課題

その他のLNG燃料内航フェリーを実現化するための技術課題としては、外航コンテナ船と同様、ガスエンジンの信頼性及び燃焼の安定性の確保があげられる。また、LNG燃料化に伴うポンプや気化器等の燃料供給機器の船内設置、あるいは燃料供給時の配管の冷却方法や安全装置についても今後の検討課題である。

## 2.3 電気推進型内航船への LNG 焚き船適用可能性調査

### 2.3.1 調査目的

2010 年度に「LNG 燃料船の燃料タンク等に関する研究」—LNG 燃料船の試設計実施および関連する調査—を実施した。国際海運から排出される GHG の抑制方策の 1 つとして、単位出力あたりの二酸化炭素排出量の少ない LNG を船舶燃料にすることにあるが、商業船としての LNG 燃料船の実用化に際しては、船舶の安全性確保と高い経済性を求められた。IMO では 2009 年に LNG 燃料船の安全要件に関する「IGF 暫定ガイドライン」を定め、このガイドラインを基に「IGF コード」化作業を進めてきた。この検討スケジュールを踏まえ、IGF コード策定に際して必要な提案を行うため LNG 燃料船の試設計を行い、商業船としての経済性を確保した上で、船舶の安全性の要件を整理し、課題を抽出した。

2011 年度はこの結果を基に内航小型船に適用した場合の技術的課題の抽出、経済性の評価を行うことにした。環境対策を主たる目的として、国および(独)鉄道建設・運輸施設整備支援機構（以下 JR TT と略す）は電気推進船スーパーエコシップ（以下 SES と略す）の普及促進を推進してきた。この SES への LNG 焚き適用の可能性を調査した。

IMO の NO<sub>x</sub> の 3 次規制が内航海運にも適用され、小型内航船が排出規制海域（ECA）を航行することを想定して、NO<sub>x</sub> の 3 次規制の適用を満足し、CO<sub>2</sub> の排出量の更に低減することを目的として、電気推進型内航小型船の燃料を LNG とする「LNG 焚き船」とする場合の適用可能性を調査した。内航小型船の LNG 焚き船は排出規制海域（ECA）が設定されれば、環境影響対策の意味では有効性は大きいと思われるが、一方経済性の面ではかなり厳しいものと予想された。従ってそのメリットを何にするかの目標設定を的確に行うことが重要であり、そのための先導的な調査と位置づけた。

現在、主として大型外航船で研究開発を進めている LNG 焚き船は LNG と重油との混焼（DUAL FUEL）を前提としたものであった。これをそのまま小型内航船の主推進機関に適用するにはシステムが複雑になり、経済的にも成立性が困難であると予想された。一方、エンジンメーカーでは 80 年代頃から、陸上用のコージェネ用として専焼のガスエンジンを商用化しており、すでに多くの実績がある。これを基に船用に転用し、性能改善した船用ガスエンジンの開発も着実に進められてきた。

今回の調査では内航小型船として JR TT が普及を促進している SES をモデルとし、この実用化開発中の船用ガスエンジンの採用を前提とした。従来からガスエンジンは一般に負荷変動に弱いと言われており、プロペラ直結の主機関として使用するより、負荷変動が小さい主発電機関に使用するほうが好都合である。また出入渠時等 LNG 燃料が使用出来ない状況を想定して、重油も焚けるようにする二元燃料化が必要になるが、SES では主としてパワーマネジメントの観点から推進に必要な電力を複数の発電機関の並列運転により供給している。このコンセプトを活用して複数の LNG 専焼の発電機関（単一ガス燃料エンジン）と、1 基の A 重油焚き発電機関とを組み合わせた LNG 焚き SES を想定した。

これらを前提として技術課題の抽出および経済性の評価の調査を実施した。

## 2.3.2 試設計条件と試設計結果の概要

### 2.3.2.1 想定される運用区域と船種・船型

内航船への LNG 焚き船の適用を検討するにあたり、NO<sub>x</sub> 3 次規制が適用され、通常のディーゼルエンジンに A 重油を使用するだけでは適合することができず、主機および発電機機関の排気に SCR 脱硝装置（選択接触還元触媒 Selective Catalytic Reduction、以下 SCR と略す）を装備することが要求される状況を想定した。

内航貨物船の場合は北九州工業地帯から阪神工業地帯まで、約 300SM の ECA に設定された瀬戸内海を航行して産業基礎物資を輸送すると想定した。燃費性能と、経済性を重視して図 2. 1. に示す 2 軸型の SES とした。

内航旅客船の場合は ECA に設定された 3 大港湾内の短距離の約 10SM を往復して人と車を輸送するものとした。出入港の回数が多く、狭い港内で 180° 旋回しなくてはならない内航フェリーの場合には燃費性能に加えて、特に操縦性能を重視して 2 重反転ツインポッド型の SES とした。

全航路 ECA が適用され LNG 燃料を全航海で使用する場合でも、入渠時等 LNG 燃料が使用出来ない状況を想定して、燃料は LNG 燃料だけでなく、A 重油も使用できるようにして、船として二元燃料化しておくことが必要である。このため従来は主機は二元燃料 (DUAL FUEL) 化であることが求められた。

SES では推進用の電力は複数の主発電機を並列運転して供給するのが通常である。このうち 1 基を A 重油燃料専焼の予備主発電機関とし、他を全て LNG 燃料専焼の常用主発電機関とした。常時は LNG 燃料だけで運航し、必要な場合のみ予備発電機関により A 重油にて発電するものとした。これにより内航船用の主機本体を DUAL FUEL 化することなく、船として DUAL FUEL 化することができると考えた。

### 2.3.2.2 留意点

#### (1) LNG 燃料の供給について

LNG 燃料供給側のインフラは整備されているものとする。大型外航船の場合にも同様な前提条件が設定されているが、小型内航船の場合にはその供給量が少ないことから、より簡便な方式が必要とされることも想定されるが、大型船と同様な設備が整備されているものとする。

#### (2) LNG 燃料タンクについて

749GT 型内航貨物船の場合には、特に他の船と比べて燃料タンクを置くスペースの確保が難しいため、他方式と比べて容積効率に優れる IHI-SPB (IMO Type-B) 方式（以下 SPB 方式）とした。Type-B 認定のための諸試験、手続きが必要になると思われるが、今回の試設計で想定したタンク形状、寸法の SPB タンクが Type-B として認定され、部分 2 次防壁の考え方が適用されるものとした。

3,000GT クラスの旅客フェリーの場合には 749 型貨物船に比べて配置的に余裕があるので、BOG (Boil Off Gas) の処理が容易な円筒型の圧力タンク (IMO Type-C) の LNG 燃料タンクで検討した。

(3) LNG 燃料供給システムについて

ガス発電機機関には LNG を温水または海水による気化器により気化させ常温まで温度を上げて、低圧の 3.5bar の天然ガスとして供給するものとし、これによって発電した電力を推進モータに供給するものとした。

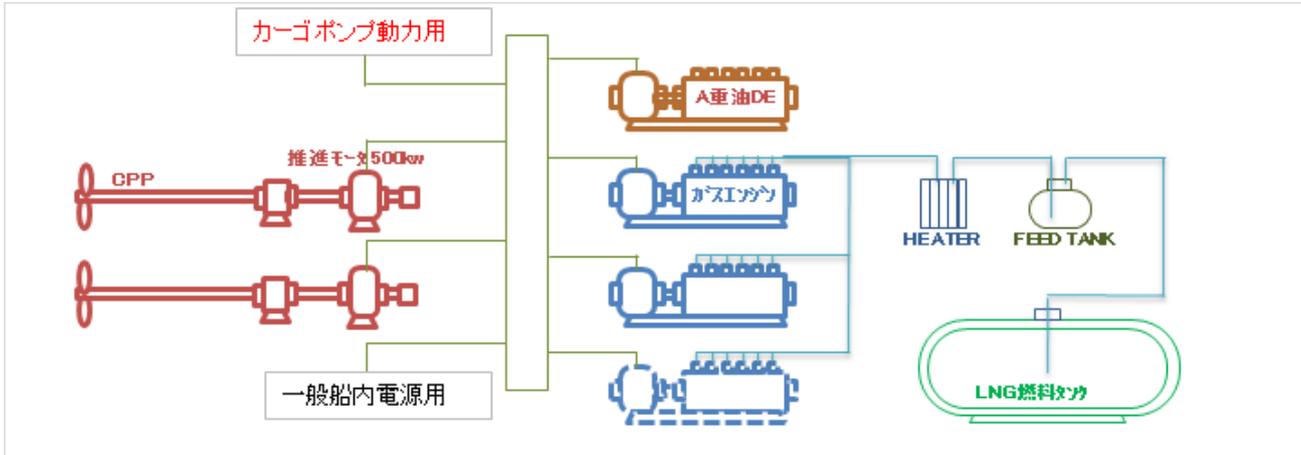


図 2. 1. 2 軸型 SES の貨物船の LNG 燃料供給システム

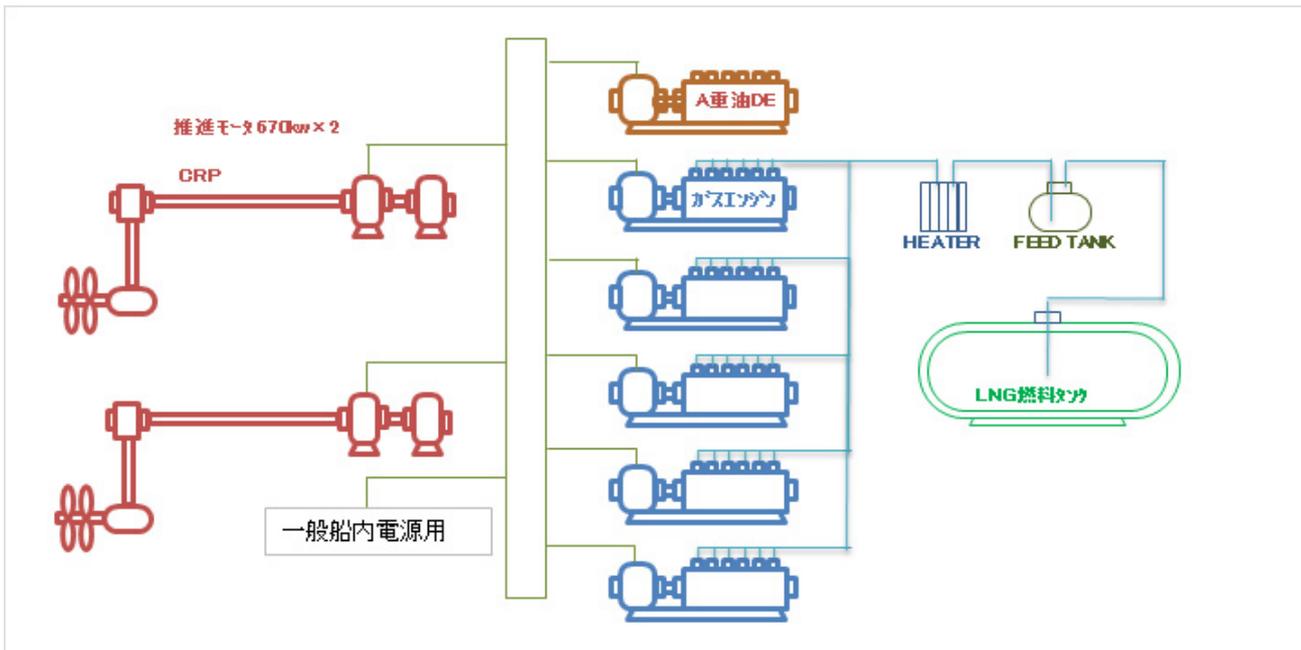


図 2. 2. 2 重反転ツインポッド型 SES の旅客フェリーの LNG 燃料供給システム

(4) 機関室と LNG 機器配置について

SES および小型内航船に関する設計および性能評価についての従来からの研究開発の結果から、機関室の長さを出来るだけ圧縮し、貨物槽を船尾側にシフトし、それに釣り合うように浮心位置を船尾側に移動し、船首肥大度を小さくすることにより性能改善ができる可能性があった。しかし従来の C 重油焚き船では燃料油の処理関連の機器が多く、機関室の配置上の制約から性能の最適化が難しい状況にあった。

LNG 焚きの SES とするにあたり、機関室には推進器関連の機器のみを配置し、船首部に LNG 燃料区画を設けて、LNG タンクと関連機器を配置することにより、従来の機関室配置上の制約から緩和され機関室を圧縮することにより性能改善の効果を意図する。

機関室には推進電動機、ガス発電機関とそれに関連する機器を配置し、従来の燃料油関連の機器、燃料油タンクは非常用の一部を除いて全廃する。LNG 燃料区画には LNG タンク室とその上部に LNG 機器室を配置する。LNG 燃料は LNG 機器室にてガス化し、上甲板上を縦方向に機関室まで導き、ガス発電機関に供給する。機関室内の供給配管は全てダクト構造の中に導設し、そのダクト内は強制排気通風機にて規定の換気を行う。

(5) ガス発電機関について

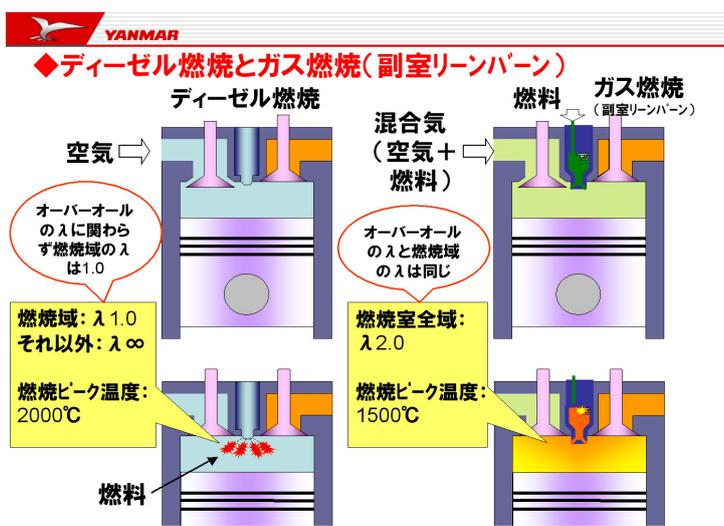


図 2. 3. リーンバーンの説明図(出典ヤンマー提供図)

発電機関として現在(株)ヤンマーが開発をすすめているガスエンジンを使用することを想定する。ガスエンジンは陸上でのコージェネ用として実用化され累積 570 台の実績がある。この間、高効率化、低エミッション化の性能改善も行われ、副室式リーンバーン+ミラーサイクルエンジンとして発展した。これは 2006 年優秀省エネルギー機器として日本機械連合会長賞を受賞している。

リーンバーンとは図 2. 3. に示すように取り込まれた燃料を完全燃焼させるために必要な理論空気量よりも多くの空気と混合させて燃焼させる希薄燃焼方式で、燃焼最高温度を低く抑えることができるため NOx の低減をはかることができる。

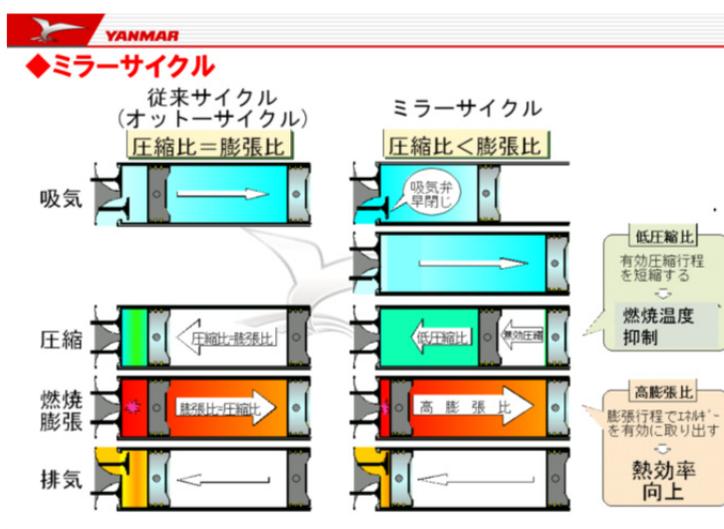


図 2. 4. ミラーサイクルの説明図(出典ヤンマー提供図)

またミラーサイクルは図 2. 4. に示すように吸気の途中で吸気弁を閉める(早閉じ)、あるいは圧縮の途中まで吸気弁を開けておく(遅閉じ)ことによりシリンダーの圧縮仕事を軽減する一方で、膨張行程ではシリンダー内で燃焼したガスを全ストロークにわたり十分に膨張させ、効率の上昇をはかることができる。

## ガスエンジン性能改善(高効率化)

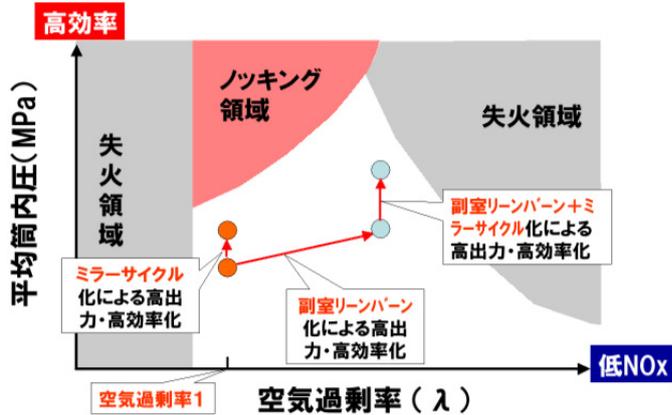


図 2. 5. ガスエンジンの使用領域の説明図  
(出典ヤンマー提供図)

ミラーサイクルは圧縮比よりも膨張比が大きいことから、高膨張比サイクルとも呼ばれる。これをベースに船用エンジンとしての開発をすすめ、NKの認定取得の作業をすすめている。

図 2. 5. に示すようにガスエンジンの高効率化をすすめた結果として筒内圧と空気過剰率の領域においてノッキング領域と失火領域に挟まれた狭い範囲で使用することになり、負荷変動に対し配慮が必要となる。電子制御システム等のエンジン側の対策に加え、出来るだけ負荷変動の小さい使用方法が望ましく、プロペラ直結の主機よりも発電機エンジンとして使用する電気推進船に適する。

### (6) LNG 機器について

LNG 機器は IGF 暫定ガイドラインに従い 100%の予備機および配管を持つものとした。係留中あるいは A 重油を焚いて航行しているときに、LNG タンクから発生する BOG はバッファータンクに一時保管してガス発電機関に供給するか、省エネ上は得策ではないが AUX GAS BOILER にて燃焼し、温水として回収もしくは放熱するものとした。

LNG の燃料供給は約 4 時間で完了するものとし、VAPOUR は供給元に戻すものとした。LNG 燃料タンクに設置する LNG 燃料供給ポンプは主機推進用に必要十分な容量とした。非常時にこれを排出用に用いることは可能であるが、全量排出するには約 60 時間要すること留意する必要がある。

### 2.3.2.3 試設計結果の概要

#### (1) 船舶の概要

749GT 型タンカーは現在約 150 隻が燃料油、石油製品の内航輸送に運航されており、最もポピュラーな船種、船型の 1 つである。近年になり環境対策、輸送効率の向上を目的として SES が現在のところ 3 隻が就航している。貨物船のモデルとして表 2. 1. および図 2. 6. に示すような最新鋭の 2 軸型 SES を選定し、これを LNG 焚き船とする検討を行った。一般に LNG 焚き船はタンク配置が難しく、小型船なればなるほど困難になると言われている。このクラスがサイズ的には下限に近いと考え選定した。

3,000GT クラスの内航フェリーが比較的近距离の航路に東京湾フェリーの「しらはま丸」をはじめとして、現在約 20 隻が運航されている。これらはいずれも SES ではないが、参考にして SES に変更した上で、さらに LNG 焚きの SES に変更して計画した。

比較主要目表を表 2. 1. に示す。SES 化するにあたり、その方式について検討した。頻繁に出入港を繰り返す内航フェリーであるので、港内での操船船を優先してツインポッド方式とした。ベースの船型が 2 軸船であるので、そのままツインポッドにしたのではプロペラの荷重度から推定して推進効率の向上はあまり期待できず、電気変換ロスの方だけ燃費低下になると判断した。図 2. 7. に示す 2 重反転プロペラのポッドとすることにした。このタイプは 23 年度に就航した鹿児島県の桜島フェリーの「さくらじま丸」がこのタイプを採用し、良好な燃費性能を出している。

表 2. 1. 比較主要目表

LNG 焚きに変更

SES にして LNG 焚きに変更

	2軸SES型貨物船	LNG焚き2軸SES	通常型旅客フェリー	LNG焚きツインポッドSES	
	749型内航タンカー-(Type II)	749型内航タンカー-(Type II)	2,600型フェリー	3,000型フェリー	
	白油、ケミカル 沿海	白油、ケミカル 沿海	旅客、車 限定沿海	旅客、車 限定沿海	
船体寸法	長さ	69.950 m	69.950 m	72.900 m	72.900 m
	幅	11.500 m	11.500 m	16.000 m	16.000 m
	深さ	5.200 m	5.200 m	4.800 m	4.800 m
	計画喫水	4.700 m	4.700 m	3.400 m	3.400 m
	載貨重量	1,750 t	1,750 t	690 t	680 t
総トン数(国内)	749 T	749 T	2,610 T	3,000 T	
貨物容積または積載量	1,850 m <sup>3</sup>	1,700 m <sup>3</sup>	130 乗用車	130 乗用車	
航海速度	12.0 knots	12.0 knots	13.5 knots	13.5 knots	
推進機関	推進機関	2軸-推進用電動機	2軸-推進用電動機	2-低速ディーゼルエンジン直結	2-ポッド型2重反転プロペラ
	発電機関	3-中速ディーゼル発電機	2-ガスエンジン発電機		5-ガスエンジン発電機
	D.ENG.		1-中速ディーゼル発電機		1-中速ディーゼル発電機
	MCR (kW × rpm)	500 2006	500 196.8	1,620 310.0	1,300 238.0
	NOR (kW × rpm)	425 190.0	425 190.0	1,373 293.7	1,200 231.5
燃料消費量	4.4 t/day		13.1 t/day		
航続距離	3,678 sm		739 sm		



図 2. 6. 2 軸型 SES の完成予想図  
 (出典：JRTT の SES 資料)



図 2. 7. 2 重反転ポッド型 SES の船尾部  
 (出典：JRTT の SES 資料)



図 2. 8. 749 型 SES タンカーの就航例  
 東亜汽船(東亜丸)  
 (出典：JRTT の HP フォトギャラリー)



図 2. 9. 3,000GT 級フェリーの例  
 東京湾フェリー(しらはま丸)  
 (出典：東京湾フェリーの HP)

(2) 推進機関の概要

想定される運用航域ではNOxおよびSOxの排出量制限がかかると想定されることに加え、機関室内の設置スペースをできるだけ効率的に縮小し、SESとしての優位性を保つために、推進機関は図 2. 10. に示す(株)ヤンマーが常用発電用ガスエンジンをベースに開発中の800kW（V型12気筒）の高効率・低NOxガス専焼エンジンAYG40L-SEを想定した。

このエンジンは火花点火式リーンバーン（希薄燃焼）方式により、熱効率40.8%、NOxの排出量1g/kWh以下の性能が期待できる。また火花点火方式は電氣的な放電エネルギーだけで燃料を着火させるため、燃焼残渣物が発生せず非常にクリーンでかつメンテナンスが容易であり、より環境性が重視される内航船では高い顧客メリットの提供が可能である。

船用推進機関としてのガスエンジンの課題は、負荷変動や燃料の発熱量のばらつきへの対応である。わが国はほぼ99%の天然ガスをLNGとして輸入に依存しているが、産地によってその性状が異なる。このためノッキングや失火を起こさずに安定して運転できるよう、エンジンには空気過剰率を調整する機能が不可欠である。エンジンの運転状態や警報はすべて電氣的に処理され、電気推進装置とともに集中監視が可能である。この機能をさらに進め、全体の装置の健全性を自己診断し必要に応じてメンテナンスができる高度船舶安全管理システムにすることで、乗務員の負荷の軽減や装置の維持管理費の低減につなげることが可能となる。


YANMAR

## 副室式リーンバーンミラーガスエンジン AYG



**AYG20L-SE**

2006年 優秀省エネルギー機器  
日本機械連合会会長賞 受賞

機関名称	AYG20L-SE	
発電出力(kWe)	370	400
機関回転数(rpm)	1500	1800
燃料消費量(Nm <sup>3</sup> /h)	74.7	92.2
発電端効率(%) $\eta_g: 96.7\%$	40.5	39.6



**AYG40L-SE**

機関名称	AYG40L-SE	
発電出力(kWe)	700	800
機関回転数(rpm)	1500	1800
燃料消費量(Nm <sup>3</sup> /h)	147.2	173.8
発電端効率(%) $\eta_g: 97.0\%$	42.0	40.8

図 2. 10. ガスエンジンの概要説明図(出典ヤンマー提供図)

(3) 燃料タンクの概要

LNGを燃料として使用するための機器を表2.2. および表2.3. にまとめた。749GT型はLNGタンクを配置することが難しいので、船型に合わせてタンク形状を設計できるので容積効率が良いSPB方式とした。3,000GT型フェリーはBOGの処理が容易な2重殻円筒型タンクを使用した。それでも必要な容積を確保することは困難であり、749GT型の場合には55 m<sup>3</sup>が限度であった。LNG機器は100%予備の機器および配管とした。

表2.2. LNG燃料タンクの主要目

	内航749型貨物船用		内航旅客フェリー用	
燃料	LNG		LNG	
燃料比重	燃費計算:0.430	構造強度:0.50	燃費計算:0.430	構造強度:0.50
タンク型式	IHI SPB(IMO Type-B)		圧力タンク(IMO Type-C)	
タンク形状	矩型		2重殻円筒型	
数量	1 基		2~4	基
タンク材質	アルミ合金		ステンス(内殻:SUS304、外殻:SUS316L)	
容量(98% cold cond)	55	m <sup>3</sup>	45	m <sup>3</sup>
タンク長	4.6	m	10.0	m
タンク幅	4.6~2.0	m	2.0~3.0	m
タンク深さ	4.0	m	2.0~3.0	m
MARVS	0.25	bar	10.00	bar
防熱材	PUF	300 mm	真空断熱、パーライト充填	
BOG	0.40	%/day以下	0.50	%/day以下

表2.3. LNG燃料機器の主要目

	内航749型貨物船用		内航旅客フェリー用	
主発電機関	2-高速4ストローク ガスエンジン YANMAR AYG40L-SE 745/680kw×450V		5-高速4ストローク ガスエンジン YANMAR AYG40L-SE 745/680kw×450V	
	副室式リンパーンミラーサイクル方式		副室式リンパーンミラーサイクル方式	
	1-中速4ストローク ディーゼルエンジン YANMAR 6EY22ALW 970/900kw×450V		1-中速4ストローク ディーゼルエンジン YANMAR 6EY22ALW 1,370/1,300kw×450V	
補助ボイラー	1-雑用水管ボイラー、ガス/A重油兼用		1-雑用水管ボイラー、ガス/A重油兼用	
LNG燃料供給ポンプ	2-サブマージド型	0.6m <sup>3</sup> /h×3Pa		
LNG燃料ポンプ	2-ピストン型	0.6m <sup>3</sup> /h×5Pa	2-ピストン型	1.5m <sup>3</sup> /h×5Pa
LNG燃料バーライザー	2-温水or海水	0.6m <sup>3</sup> /h, 40kw	2-温水or海水	1.5m <sup>3</sup> /h, 100kw
LNG燃料ヒーター	2-温水or海水	0.6m <sup>3</sup> /h, 15kw	2-温水or海水	1.5m <sup>3</sup> /h, 45kw
BOGコンプレッサー	2-ピストン型	10m <sup>3</sup> /h×5Pa		
BOGウォームアップヒーター	2-温水or海水	10m <sup>3</sup> /h, 0.2kw		
N <sub>2</sub> ボトル	2-		2-	
N <sub>2</sub> バッファータンク	1-		1-	