



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

공학석사 학위논문

액화천연가스 연료 추진시스템을 적용한 중형
제품유 탱커의 경제성에 관한 연구

A Study on Economic Efficiency of MR Tanker Using Liquefied
Natural Gas Fuelled Propulsion System



2015년 8월

한국해양대학교 대학원

기관시스템공학과

김 선 태

본 논문을 김선태의 공학석사 학위논문으로 인준함.

위원장 최 재 성



위 원 조 권 회



위 원 이 강 기



2015년 6월 18일

한국해양대학교 대학원

목 차

List of Tables	iii
List of Figures	v
Abstract	vii
제1장 서 론	1
제2장 선박 대기오염물질 현황 및 저감장치	3
2.1 대기오염물질 현황	3
2.2 대기오염물질 배출규제	4
2.3 대기오염물질 종류 및 배출저감 장치	7
2.4 친환경 LNG연료 분석	17
제3장 LNG연료 추진선박	22
3.1 LNG연료 추진선박 건조 및 운항분석	22
3.2 LNG연료 엔진개발 현황	28
제4장 이중연료를 사용하는 엔진성능 분석 및 평가	33
4.1 개요	33
4.2 엔진제원	33
4.3 엔진성능 분석	34
4.4 엔진성능 평가	42

제5장 LNG연료 추진선박의 경제성 평가	43
5.1 에너지 동향 및 전망	43
5.2 LNG연료 추진선박의 기초설계	46
5.3 LNG연료 추진선박의 경제성 분석 및 평가	57
제6장 결 론	75
참고문헌	76
감사의 글	78



List of Tables

Table 2.1	Emission quantity of air pollution from ship	4
Table 2.2	Component of natural gas	18
Table 2.3	2006 IPCC guidelines for national GHG inventories	19
Table 2.4	Comparison of LNG vs traditional fuels	21
Table 3.1	Method of reduction NOx	22
Table 4.1	Specification of 2 stroke engine	33
Table 4.2	Specification of 4 stroke engine	33
Table 4.3	Specification fuel consumption in gas mode	38
Table 4.4	Specification fuel oil consumption in diesel mode	39
Table 4.5	Specification fuel consumption in gas mode	40
Table 4.6	Specification fuel oil consumption in diesel mode	41
Table 4.7	Specification fuel oil consumption with 6G50ME and 6G50ME-GI	42
Table 4.8	Specification fuel oil consumption with V51/60DF-ME and 12V50DF-ME ..	42
Table 5.1	Detailed data for four future scenarios	45
Table 5.2	Ship's particulars of MR tanker	46
Table 5.3	Overview of trade route(Chiba, Rosarito, LA, Ulsan)	47
Table 5.4	Detailed data for future six scenarios	51
Table 5.5	Scenario with full steam ahead	53
Table 5.6	Scenario with knowing the ropes	54
Table 5.7	Scenario with sink or swim	55
Table 5.8	Scenario with in the doldrums	56
Table 5.9	Total additional cost of the HFO system[M\$]	58
Table 5.10	Total additional cost of hybrid scrubber system[M\$]	58

Table 5.11	Total additional cost of the LNG system[M\$]	58
Table 5.12	Total additional cost of HFO + hybrid scrubber & LNG system[M\$]	58
Table 5.13	Annual HFO cost of MR Tanker	59
Table 5.14	Annual LNG cost of MR Tanker	60
Table 5.15	Total cost of scenario 1 [HFO and LNG]	61
Table 5.16	Total cost of scenario 2 [HFO and LNG]	62
Table 5.17	Total cost of scenario 3 [HFO and LNG]	63
Table 5.18	Total cost of scenario 4 [HFO and LNG]	64
Table 5.19	Total cost of scenario 5 [HFO and LNG]	65
Table 5.20	Total cost of scenario 6 [HFO and LNG]	65



List of Figures

Fig. 2.1 Emission control areas (ECA) under IMO Annex VI	6
Fig. 2.2 SO _x Emission control time line of IMO	7
Fig. 2.3 NO _x Emission control time line of MARPOL Annex VI	8
Fig. 2.4 CO ₂ intensity changes in shipping after the implementation of EEDI	9
Fig. 2.5 Open loop scrubber system	11
Fig. 2.6 Close loop scrubber system	12
Fig. 2.7 Hybrid scrubber system	13
Fig. 2.8 EGR process diagram with one turbocharger of MAN Diesel & Turbo	15
Fig. 2.9 SCR system diagram of MAN Diesel & Turbo	16
Fig. 2.10 Check and stability of LNG(fire point 5~15%)	20
Fig. 3.1 Bit viking with LNG fuel	23
Fig. 3.2 Share LNG fuel ship of IMO	24
Fig. 3.3 Confirmed LNG fuelled new-builds of DNVGL	25
Fig. 3.4 LNG fuelled ships in operation worldwide of DNVGL	26
Fig. 3.5 Four steps to become LNG ready of DNVGL	27
Fig. 3.6 Dual-fuel applications ship of DNVGL	28
Fig. 3.7 DF engine with electric motor of Wartsila	29
Fig. 3.8 DF engine operation mode of Wartsila	30
Fig. 3.9 Three different possibilities for generating high-pressure gas of MAN Diesel & Turbo	31
Fig. 3.10 Announced 2-stroke gas engine of DNVGL	32
Fig. 3.11 Announced 4-stroke gas engine of DNVGL	32
Fig. 4.1 Fuel consumption and exhaust gas data(fuel oil)	34
Fig. 4.2 Fuel consumption and exhaust gas data(gas mode)	35

Fig. 4.3 Specific fuel consumption(gas and F.O. mode)	36
Fig. 4.4 Fuel consumption and exhaust gas data(diesel mode)	37
Fig. 5.1 Fuel oil type of world's energy price(2015.01.30.)	43
Fig. 5.2 Outlook for natural gas consumption around the world[ELA]	44
Fig. 5.3 Tank size needed for a voyage using LNG globally	48
Fig. 5.4 Possible LNG tank locations	49
Fig. 5.5 CAPEX estimate for LNG	49
Fig. 5.6 Estimate for hybrid scrubber system	50
Fig. 5.7 Exhaust gas recirculation of MAN Diesel & Turbo	50
Fig. 5.8 Base fuel oil price scenario 1 (2015~2040)	52
Fig. 5.9 Base fuel oil price scenario 2 (2015~2040)	52
Fig. 5.10 Base fuel oil price scenario 3 (2015~2040)	53
Fig. 5.11 Base fuel oil price scenario 4 (2015~2040)	54
Fig. 5.12 Base fuel oil price scenario 5 (2015~2040)	55
Fig. 5.13 Base fuel oil price scenario 6 (2015~2040)	56
Fig. 5.14 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 1(264 day) ..	68
Fig. 5.15 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 1(300 day) ..	68
Fig. 5.16 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 2(264 day) ..	69
Fig. 5.17 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 2(300 day) ..	69
Fig. 5.18 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 3(264 day) ..	70
Fig. 5.19 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 3(300 day) ..	70
Fig. 5.20 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 4(264 day) ..	71
Fig. 5.21 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 4(300 day) ..	71
Fig. 5.22 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 5(264 day) ..	72
Fig. 5.23 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 5(300 day) ..	72
Fig. 5.24 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 6(264 day) ..	73
Fig. 5.25 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 6(300 day) ..	73

A Study on Economic Efficiency of MR Tanker Using Liquefied Natural Gas Fuelled Propulsion System

Kim, Sun Tae

Department of Marine System Engineering
Graduate School of Korea Maritime National University

Abstract

To prevent air pollution caused by ships, through a long term review and discussion process by the IMO(International Maritime Organization), the MEPC(Marine Environment Protection Committee) 2008 made a decision to implement Tier III for ships navigating through ECAs (Emission Control Areas) starting in 2016.

In this research when the diesel fuel propulsion system of medium range tankers that navigate the seacoasts that fall under ECAs or the governance of the EPA (US environmental protection agency) is changed to a liquefied natural gas fuelled propulsion system that satisfies SOx emissions regulations or when a hybrid scrubber system is additionally installed to the diesel fuelled propulsion system, according to oil price prediction scenarios by analyzing the CAPEX(capital expenditures) and the OPEX(operating expenses), the economic impact and the profits of the two propulsion systems were examined.

As a result, when changing the medium range tanker to a liquefied natural gas fuelled propulsion system or when additionally installing an additional hybrid scrubber system to the diesel fuelled propulsion system, it was confirmed that the liquefied natural gas fuelled propulsion system was sufficed to be an economic alternative.

When constructing ships that have liquefied natural gas fuelled propulsion systems implemented in the future, it is considered that this research can be used by shipping firms as relevant materials for proposing rational solutions and for proposals on environmental regulations.

KEY WORDS : LNG fuelled propulsion system 액화천연가스 연료추진시스템; MR tanker 석유화학제품선; Economic efficiency 경제성; Capex 초기투자비용; Opex 유지관리비용.



제 1 장 서 론

과거에는 선박용 디젤엔진에서 배출되는 유해물질의 규제가 육상에 비해 완화되거나 규제 대상에서 제외되어 선박 주 에너지원으로 가격이 상대적으로 저렴하고 운송과 저장이 편리한 중유(HFO, Heavy Fuel Oil)를 사용해 왔다. 그 후 선박으로부터 대기오염방지를 위해 국제해사기구(IMO, International Maritime Organization) 해양환경보호위원회(MEPC, Marine Environment Protection Committee)는 2016년 1월 1일 이후 용골거치(keel laying)되는 선박에 대해 질소산화물 배출규제 3단계(Tier III) 요건을 도입하였다. 그러나 2013년 5월에 개최된 해양환경보호위원회 65차 회의에서 장비와 기술, 비용 장벽에 관한 우려를 이유로 MARPOL Annex VI의 13.5.1.1 규칙에 규정하는 Tier III의 적용 일을 2016년에서 2021년으로 유예하자는 수정안을 제안하였으나 최근에 개최된 2014년 4월 해양환경보호위원회 66차 회의에서 질소산화물(NOx) 배출규제 3단계를 2016년 1월 1일부터 시행하자는 기존 안을 만장일치로 승인하였다. 이에 따라 배출가스 규제지역인 북미연안 및 카브리해를 2016년 1월 1일부터 통항하는 선박은 Tier II 수준보다 총량 대비 질소산화물 배출량을 75 % 이상을 감축해야 한다. 또한 2014년 이후 미국 해안지역을 운항하는 모든 외항선은 미국의 환경보호법으로 규제하고 있어 미국 연안에서 남미로 또는 유럽으로 항해하는 MR(Medium Range)탱커 역시 환경보호법 규제의 대상이 되어 톤당 1,000달러 수준의 저유황유 또는 LNG를 선박연료로 사용해야 한다.

이러한 배경으로 해양환경보호위원회 65차에 보고된 질소산화물 및 황산화물 저감기술 현황은 배출가스 재순환 장치, 선택적 촉매 환원장치, 스크러버 장치를 설치하는 것과 친환경 연료(LNG)를 사용하는 방법이 보고되었다. 현재 배기가스 후처리 장치는 배출가스규제를 만족시키고 있으나, 앞으로 강화되는 배기규제를 만족시키기에는 비용 및 기술적 측면에 어려움이 있다. 그래서 국제환경 기준을 충족할 수 있는 LNG연료 추진선박이 실용화되고 있다. 이러한 환경적 요인으로 선박 추진연료의 패러다임이 변화하고 있으며 청정에너지인 LNG연료

추진 선박의 증가와 더불어 이에 대한 경제성에 관한 연구가 필요한 실정이다.

본 연구에서는 배출제한지역 및 미국 연안을 운항하는 MR탱커에 황산화물 배출규제에 만족할 수 있는 LNG연료 추진시스템 설치 또는 디젤연료 추진시스템에 스크러버 시스템을 추가 설치하였을 때 유가 전망에 따라 초기투자비용과 유지관리비용을 분석하여 두 추진시스템의 경제적인 영향과 이득을 고찰하고자 한다. 이는 친환경 LNG연료 추진시스템을 적용한 MR탱커 선박 건조 시 향후 해운선사가 합리적인 대응 방안을 제시할 수 있는 유용한 자료가 될 뿐만 아니라 환경규제에 대응할 수 있다고 사료된다.



제 2 장 선박 대기오염물질 현황 및 저감장치

2.1 대기오염물질 현황

국내의 대기오염물질은 자동차, 항공기, 오토바이 등 육상교통수단으로부터 상당한 부분이 배출되며 그 중 일정 부분은 선박으로부터 배출되는 것으로 추정된다. 선박으로부터 대기오염 배출량에 대한 정확한 기록은 확보되지 않고 있으나 1997년 10월 31일 미국의 제임스 코벳과 폴 휘스백이 미국학술지 사이언스에 기고한 연구결과에 따르면 디젤 엔진을 사용하는 화물선이 단위 연료당 가장 많은 양의 대기오염물질을 배출하고 있는 것으로 알려져 있다. 선박으로부터 배출되는 대기오염물질량을 추정하면 전 세계적으로 선박에 의해서 방출되는 질소 배출물의 양이 미국 전역에서 방출되는 양의 50 %, 유럽 국가들에서 방출되는 대기오염물질의 74 %를 차지하는 것으로 나타났다. 또한, 황산화물의 경우 미국 전역에서 배출되는 전체량의 43 %에 이르며 북미에서 배출되는 양의 35 %에 이른다. 이 양은 유럽의 OECD 국가에서 배출되는 것의 53 %에 이르고 독일만을 기준으로 할 경우에는 178 %로 나타났다. 앞으로 선박의 경우 세계물동량 수송의 80 % 이상을 담당하고 있어 운송량 증가에 따른 대기오염물질의 양도 증가할 것으로 예상하고 있다.^[1]

Table 2.1은 1996년 전 세계에서 사용된 벙커 유를 1억 3,800만 톤으로 추정하여 선박 엔진에서 나오는 환경오염물질의 방출량과 세계에서 연간 방출되는 환경 위해물질을 나타내었다.^[2]

Table 2.1 Emission quantity of air pollution from ship^[2]

	Lloyd's		MARINTEX
	Exhaust gas emission (kg/Ton)	Exhaust gas emission (g/kW)	Annual emission of world (Mton)
NO _x	57-87	12-17	10.1-11.4
CO	7.4	1.6	0.7-1.1
HC	2.4	0.5	
CO ₂	3170	660	436-438
SO ₂	20×sulphur content(%)	4.2×sulphur content(%)	5.2-7.8

2.2 대기오염물질 배출규제

국제해사기구는 지구환경을 보호하고 대기오염을 억제하기 위한 각종 규제를 제정하고 각종 오염물질 배출저감을 위한 다양한 처리기술들을 개발하고 있다. 특히, 지구 환경보호가 전 세계적인 문제로 대두되면서 환경 및 대기오염방지 기술 확보는 세계화 시대에 경쟁력을 유지하는데 필수적인 조건이 되고 있다. 이와 같은 지구 환경보호 및 대기오염방지에 있어서 해상을 운항하는 선박도 예외일 수는 없어서, 국제해사기구에서는 1987년 노르웨이가 선박으로부터 대기오염방지에 관한 검토를 처음 제의한 후, 1990년대 초부터 이에 관한 규제를 위한 작업을 본격적으로 하였고 1997년 9월에 선박으로부터 대기오염방지 규칙이 제정됨에 따라 선박에 의해 발생하는 대기오염을 규제하게 되었으며, 동 부속서는 2005년부터 발효되었다.^[2]

선박 배기가스 중에 포함된 황산화물과 질소산화물의 배출을 줄이기 위하여 황함량이 낮은 선박연료유를 사용하도록 규제하고 질소산화물의 배출허용치를 만족하는 기관의 사용을 의무화하기도 하였다. 또한 선박으로부터 배출되는 모든 종류의 대기오염 물질을 규제한다는 계획 아래 배출가스 외에도 휘발성 유기화합물(VOCs) 등의 배출규제 뿐만 아니라 선박에서 발생하는 폐기물에 대해

서도 소각을 금지하는 등의 대기오염방지를 위한 조치를 도입하였다. 이 중에서도 황산화물과 질소산화물은 선박의 엔진이 운전되면 배출이 불가피하므로 최우선적으로 규제 대상이 되고 있다. 특히, 항만지역은 많은 관련 산업체와 주변지역의 상업 활동으로 인한 인구 밀집지역인 곳이 많으므로 선박의 입출항 및 정박 중에 이들 대기오염물질의 배출이 억제되어야 할 상황이다. [2]

지구온난화에 대한 관심이 전 세계적으로 높아지고 지구온난화가스 배출 규제에 대한 압력이 증대함에 따라 국제해사기구에서는 국제항해 선박으로부터 이산화탄소 배출감소를 위한 방법을 기술면, 운항별, 이산화탄소 저감 효과 등의 관점에서 해양환경보호위원회에서 중점적으로 논의되고 있다. 선박의 운항에 따라 이산화탄소 이외에도 메탄(CH₄), 일산화이질소(N₂O), HFCs, PFCs, SF₆ 등의 지구온난화가스가 배출되고 있다. 특히, 이산화탄소 이외에 향후 큰 배출이 예측되는 것은 메탄, 일산화이질소, HFCs의 세 가지 물질이다. 이들은 지구온난화 효과가 있어 상대적으로 소량이지만 큰 지구온난화에 크게 영향을 줄 가능성이 높다.[3]

국제해사기구는 1948년 제네바에서 해양 안전을 개선하기 위해 신설되었으며, 선박으로부터의 해양오염에 대한 안전과 보안의 일을 하고 있다. 또한, 국제해사기구 해양환경보호위원회는 1973년 11월에 신설되었으며, 선박으로부터의 해양환경 오염의 방지와 조절에 대한 조직의 활동들을 조정하는 일을 수행하고 있다. 국제해사기구는 50개의 규약과 프로토콜들을 제시했고, 1,000개 이상의 코드들과 권장사항들을 채택했다.[2]

선박으로부터의 해양오염을 막는 국제협정은 1973년 이 논의를 통해 결정되었다. 기존의 협정은 기름에 의한 오염에 국한되었으나 MARPOL은 화학적인 오염뿐만 아니라, 폐기물이나 하수와 같은 다른 해로운 물질들에 대해서도 규제할 수 있다.

프로토콜은 6개의 과학기술부속서를 가지고 있다. 부속서 VI는 1997년 MARPOL 프로토콜에 추가되었는데 이 부속서는 선박의 이산화황 배출량을 제한할 뿐만 아니라 질소산화물과 다른 입자상 물질들을 제한하고, 오존파괴 물질의 배출을 금지한다. MARPOL 부속서 VI의 규정은 특별 배출제한 지역의 내용을 따른다. Fig. 2.1은 배출제한 지역인 발트 해, 북해, 북미 연안을 나타내었다.

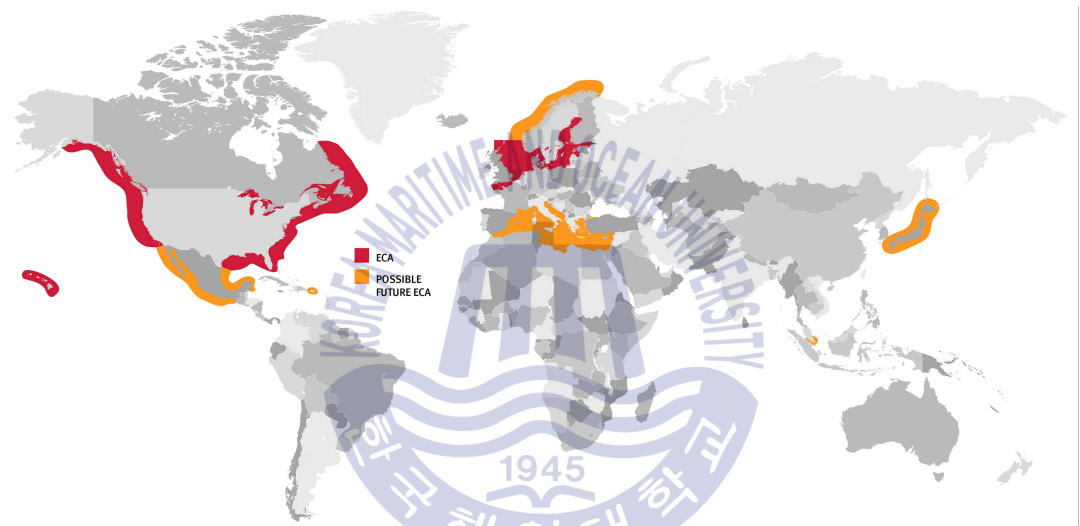


Fig. 2.4 Emission control areas under IMO Annex VI

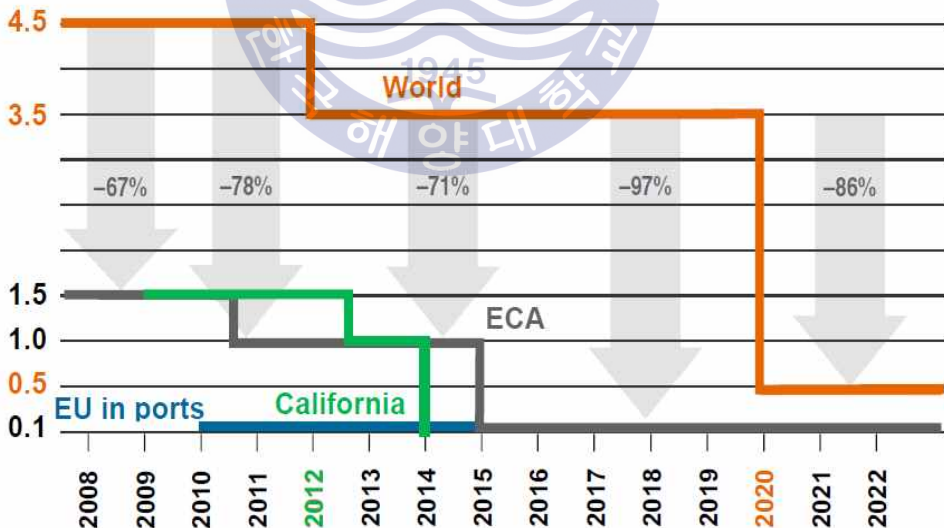
2.3 대기오염물질 종류 및 배출저감 장치

2.3.1 대기오염물질 종류

(1) 황산화물

황 성분이 포함된 화석연료의 연소과정에서 발생하는 황과 산소와의 화합물을 총칭으로 황산화물하며 이산화황, 삼산화황, 황산과 황산구리도 여기에 포함된다. 이 물질은 산성비 및 엽록소 파괴를 유발 및 인체에 점막을 자극시키는 대기오염물질로서 주요한 원인이 된다. 이러한 영향에 따라 2005년 7월 개최된 해양환경보호위원회 53차에서 “선상 배기가스 황산화물 세정장치에 대한 지침서”부터 논의되어 해양환경보호위원회 58차에서 연료 내 황 함유량에 대한 제한치 설정하였다. 해양환경보호위원회 58차에서 채택된 결과는 Fig. 2.2와 같으며, 연료 내 황 함유량에 대한 제한 조치에 대한 대응 방법으로는 낮은 황을 함유한 연료 사용이 황산화물 감소시키는 가장 효과적인 방법으로 연구되고 있다. 즉, HFO를 저유황디젤유 HFO, MDO, LNG 혹은 DME 등의 가스연료로 변경하는 것이다.

Sulphur limit (%)



Review of the 0.5% S global limit to be performed in 2018. In case readiness is not deemed to be sufficient by 2020, the introduction of the limit will be postponed to 2025.

Fig. 2.5 SO_x emission control time line of IMO^[18]

(2) 질소산화물

대기 중에 존재하는 질소산화물은 일산화질소(NO)와 이산화질소(NO₂)로 주로 구성되어 있으며 물과 반응하여 산성비 주요 원인인 질산(HNO₃)을 만들어 낸다. 또한 물과 질산이 섞이면 오존층의 파괴하는 물질 NAT(Nitric Acid Trihydrate) 생산되어 지구촌과 인체에 많은 영향을 미친다. 이러한 영향에 따라 2005년 7월 개최된 해양환경보호위원회 53차에서 질소산화물 배출의 미래 제한치 권고 및 감소를 위한 관련기술을 검토를 시작으로 2008년 3월 해양환경보호위원회 57차에 신조선에 대한 질소산화물 배출 제한이 결정되었다. 그 후 해양환경보호위원회 58차에 채택되었다. Fig. 2.3과 같이 2016년 1월 1일 이후 용골저치 되는 선박은 질소산화물을 Tier II보다 Tier III 규제를 적용하여 약 75 %를 감축해야 한다. 질소산화물 저감에 대한 대응기술은 여러 가지 있으나 질소산화물 저감제 등 첨가제 사용은 별다른 효과가 없으며, 선택적 촉매 환원장치는 질소산화물 저감률이 80~90 % 높으나 높은 투자비와 설치공간이 필요하다. 이외에도 배출가스 재순환 장치, LNG, 연료전지, 친환경연료 등을 사용하는 방법과 연소 안정성 범위 내에서 질소산화물을 저감시키기 위한 엔진의 연소 속도를 증가시키는 방법이 있다.

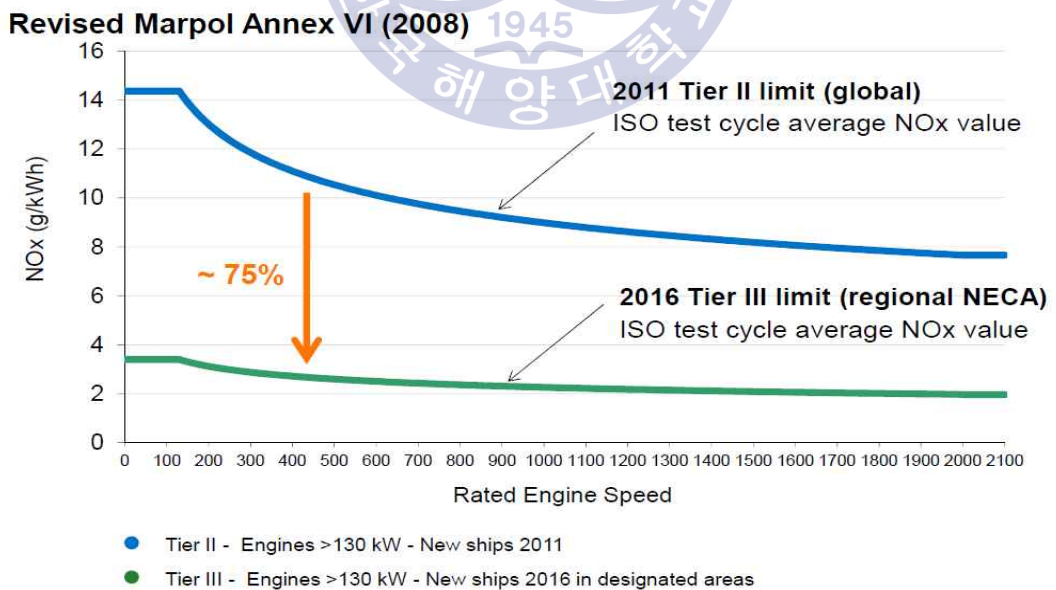


Fig. 2.6 NOx emission control time line of MARPOL Annex VI

(3) 온실가스

이산화탄소는 온실가스 중 온난화 지수는 가장 낮지만 산업발전에 따른 화석 연료의 사용량 증가로 인해 대기중에 배출되는 양이 증가하고 있다. 또한 지구의 온실효과 기여도가 가장 높은 물질로 지목되고 지구로부터 방출되는 장파장의 복사 에너지를 흡수함으로써 지표면의 온도는 높이는 주된 원인이 된다. 이러한 영향에 따라 Fig. 2.4와 같이 2013년 1월 1일 이후 총톤수 400톤 이상의 선박은 에너지효율설계지수(EEDI)와 선박에너지 효율적 관리 계획서(SEEMP)가 적용되고 있다. 온실가스 배출가스 감축에 대한 가장 효과적인 방법은 청정에너지 LNG 연료를 선박연료로 사용하는 것이며, 추진연료로 사용하는 경우 기존 석유계 연료에 비해 매연과 이산화황 배출이 거의 없고 온실 가스는 23 % 이상 감축할 수 있다.

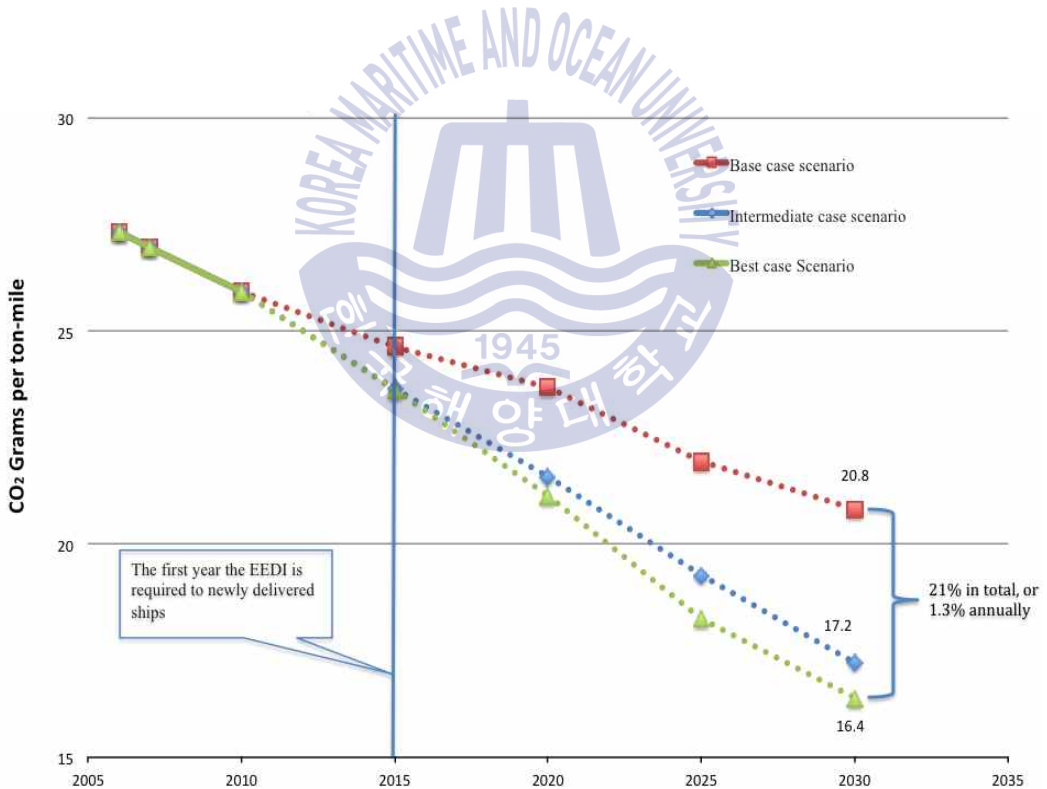


Fig. 2.7 CO₂ intensity changes in shipping after the implementation of EEDI and the SEEMP

2.3.2 대기오염물질 배출저감 장치

(1) 황산화물 배출저감 장치

1) 스크러버

습식세정기(wet scrubbing)는 배기가스로부터 황산화물을 제거하기 흡수제의 일부와 배기가스가 접촉하게 된다. 가장 일반적인 흡수제는 바닷물 또는 정수된 물을 이용한다. 해수 스크러버는 보통 개방형(open loop-type)으로서 해수를 이용하게 되며, 밀폐형(closed loop-type)의 경우 물은 선박 내에서 처리되어 생산되며 지속적으로 재순환된다. 밀폐형 시스템은 스크러버 재순환을 위해 배기가스를 처리한 물의 입자상 물질 및 기타 잔류물을 제거해야하고 pH를 유지해야 한다. 습식세정기는 배기가스 세척시스템과 스크러버 공정을 수행하는데 사용하는 흡수제의 상세 설계에는 상당한 차이가 있을 수 있지만, 모든 습식세정기는 같은 기본적인 화학 공정을 사용하여 작동한다. 또한, 일반적으로 물 분사를 통해 물과 배기가스를 접촉시키거나 캐스케이드 시스템을 통해 배기가스에 포함된 수용성 가스를 용해함으로써 대기오염물질을 제거하게 된다. 그러나 일부 스크러버는 배기가스가 스크러버 내의 층진 물을 위로 통과하고 아래로 흡수 액이 흐르면서 기체와 액체의 접촉 반응에 의해 수용성 물질이 제거되기도 한다.^[2]

개방형 스크러버의 경우 Fig. 2.5와 같이 선박 주변의 해수를 이용하여 배기가스를 처리하는 방식으로 해수의 고유 알칼리성을 이용하여 황산화 가스를 세정한다. 이 과정에서 바닷물을 펌프를 이용하여 스크러버로 이동시키고 스크러버 내에 베플(baffle)로 구분된 섹션에서 해수와 가스가 접촉함으로써 유해가스가 제거된다. 이후 해수는 스크러버 내에서 중력 작용에 의해 각 단계로 이동하며 배기가스를 제거한 후 생성된 폐수는 바다로 배출하기 전에 반드시 처리되어야 한다. 폐수는 사이클론을 이용하여 입경이 큰 입자상 물질을 분리하고 슬러지는 중력에 의해 제거된 후 탱크에 저장된다. 입자상 물질을 제거하는 과정 중 폐수에 바닷물을 유입시킴으로써 폐수의 농도를 배출허용기준에 만족시킬 수 있을 정도로 희석시키며 바다로 배출시킨다.^[2]

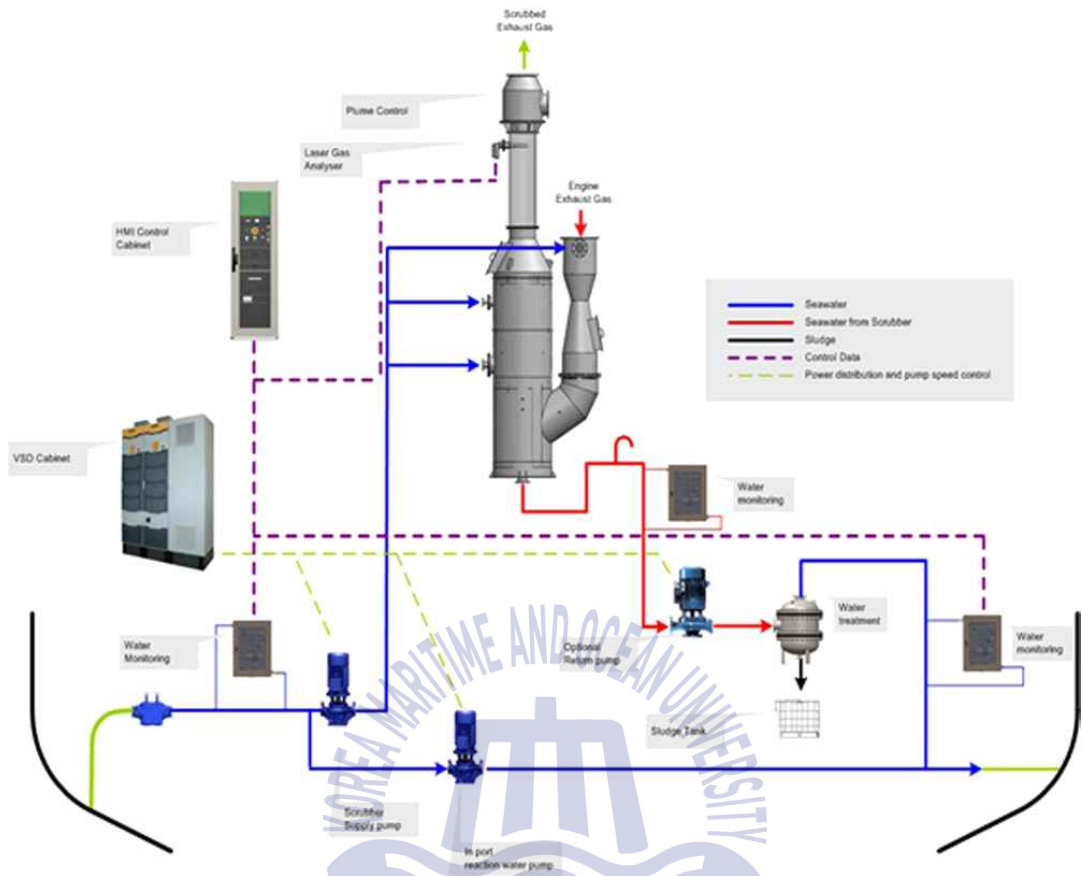


Fig. 2.5 Open loop scrubber system^[2]

밀폐형 스크러버 시스템의 경우, 개방형 시스템과는 달리 황산화물 규제가 엄격한 배출제한 지역에서 높은 효율로 이산화황을 처리하기 위해 알칼리성 흡수제를 적용하는 기술이다. Fig. 2.6은 수산화나트륨(NaOH) 흡수제를 이용한 밀폐형 스크러버를 나타낸 것으로 밀폐형 스크러버가 개방형 스크러버와 같은 처리효율을 달성하기 위해서는 흡수액이 절반정도 소모된다. 그 이유는 청수에 수산화나트륨을 직접 주입함으로써 알칼리도를 일정한 수준으로 유지하기 때문이다. 하지만 이산화황의 제거효율 및 제거량에 따라 화학 시료 투입을 달리할 필요가 있다. 밀폐형 스크러버는 이산화황이 수산화나트륨과 결합하게 되고 해수의 자연 중탄산염과 반응하지 않기 때문에 이산화탄소가 방출되지 않는다.^[2]

청수는 수산화나트륨을 투입하여 혼합한 후에 펌프를 이용하여 스크러버에 주입시키고 이는 개방형 스크러버와 동일하다. 하지만 스크러버에서 오염물질을 제거한 후 나온 폐수는 온도가 높은 상태이므로, 재순환 및 이산화황 제거를 위해서는 온도를 낮춰줄 필요가 있다. 이를 위해 해수와 열 교환 장치를 이용하여 흡수액의 온도를 감소시킨다. 흡수제는 스크러버에서 황산화물과의 반응으로 인해 수산화나트륨이 소모되므로 지속적으로 수산화나트륨을 투입함으로써 일정한 pH를 유지하게 된다. 또한 폐수처리를 통해 소모된 물을 보충하기 위해 청수도 지속적으로 주입하게 된다. 폐수처리 시스템은 주로 원심분리기를 이용하여 폐수 내 입자상물질을 제거한다. 폐수 내 입경이 큰 물질은 주로 연료 내에 포함되거나 연소로 인해 생성된 입자상 물질이다.^[2]

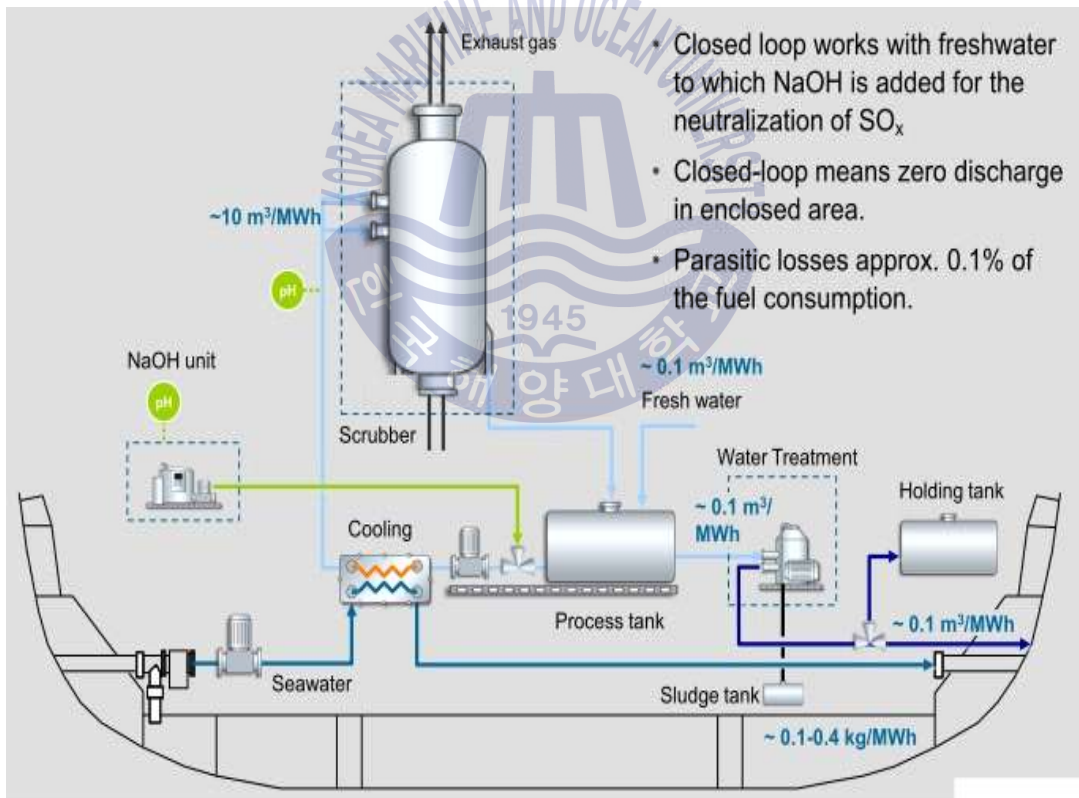


Fig. 2.6 Close loop scrubber system^[2]

혼합 스크러버 시스템(hybrid scrubbing systems)은 선박이 어디에 있던 관계 없이 같은 효율로 스크러버 작동할 수 있고 물의 배출이 거의 없어 근해, 항만과 내륙에 적합한 장점을 가지고 있다. 또한 개방형 스크러버의 경우 같이 해수를 활용함으로써 알칼리 흡수제 제조에 소모되는 비용을 줄일 수 있기 때문에 Fig. 2.7과 같이 혼합 스크러버 시스템을 제안하였다. Fig. 2.7에서 볼 수 있듯이 해수를 흡수제로 공급할 수 있는 시스템과 청수와 수산화나트륨을 흡수제로 활용할 수 있는 공급 라인이 동시에 설계되어 있는 구조이다. 선박이 바다에서 운항 중인 경우 개방형 스크러버를, 배출제한 지역에서는 밀폐형 스크러버 시스템을 작동한다. 밀폐형 스크러버 시스템에서 개방형 스크러버로 전환하기 위해서는 열 교환 장치와 같은 몇 가지 부속 장치가 필요하다. 혼합 시스템의 장점으로 배출제한 구역에서 밀폐형 스크러버 시스템으로 가동하면서 선박 내 탱크에 폐수를 저장하고 선박이 배출제한 지역을 벗어나게 되면 개방형 스크러버 시스템으로 전환함과 동시에 폐수를 방류시킬 수 있다. 이러한 혼합 기술을 사용하게 된다면 황산화물 배출 및 폐수 방류 기준을 만족 시킬 수 있으며 환경 문제 및 경제성 문제를 해결할 수 있을 것으로 예상된다.^[2]

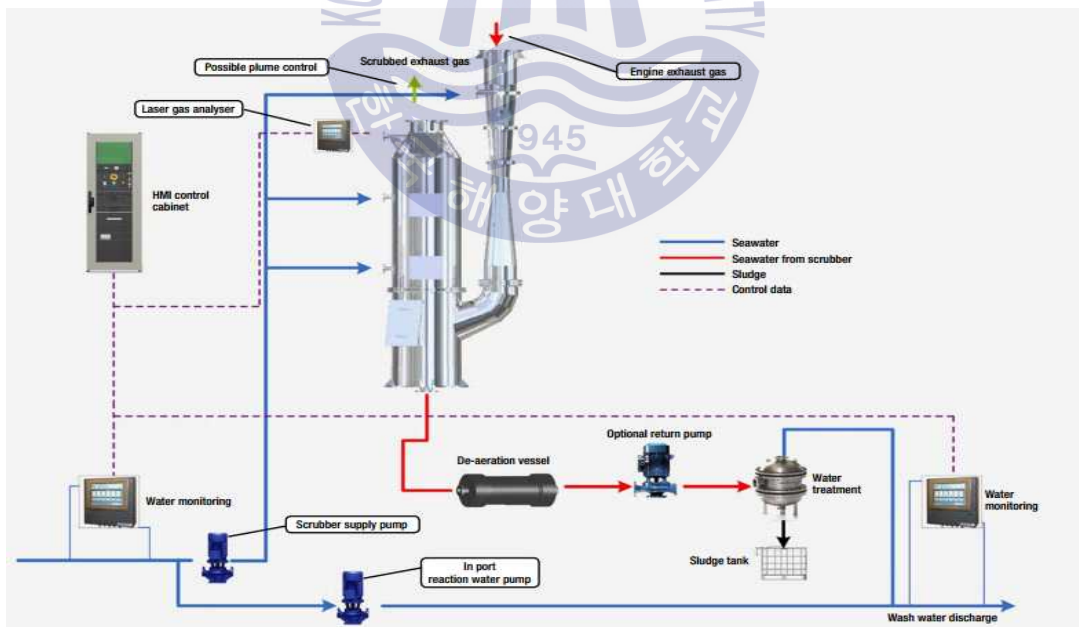


Fig. 2.7 Hybrid scrubber system^[2]

(2) 질소산화물 배출저감 장치

엔진에서 질소산화물의 발생량은 연소가 저온에서 이루어지느냐 고온에서 이루어지느냐에 따라 달라진다. 즉, 엔진의 압축비와 연소 압력에 따라 그 질소산화물의 양이 결정이 된다. 고온연소(hot combustion)에서는 다량의 질소산화물과 소량의 미립자가 발생하며 저온연소(cold combustion)에서는 소량의 질소산화물과 다량의 미립자가 발생한다는 것이다. 따라서 엔진이 저온에서의 연소가 이루어진다면 다량의 미립자를 걸러주기 위한 장치가 필요하며, 고온 연소가 이루어진다면 다량의 질소 산화물이 발생하기 때문에 그 다량의 질소산화물을 줄이기 위한 장치가 필요한 것이다. 이러한 특성에 따라서 배기가스 처리 방법이 배출가스 재순환 장치, 선택적 촉매 환원장치 등으로 나뉘지게 된다.

1) 배출가스 재순환 장치(EGR : Exhaust Gas Recirculation)

배출가스 재순환 장치는 엔진의 배기가스를 재순환 시키는 방식으로 엔진에서 연료가 연소되며 발생한 배기가스의 일부를 냉각시킨 뒤 연료와 섞어 엔진 내부로 재 투입시켜 연소되게 함으로서 배기가스에 포함되어 있는 질소산화물이 저감되도록 하는 유해가스 저감 장치이다. 배출가스 재순환 장치의 기본 원리는 재순환 배기가스의 높은 열용량과 낮은 산소함량이 연소실의 최고 연소 온도를 낮춤으로써 열에 의한 질소산화물 형성을 억제하는 것이다. **Fig. 2.8**은 MAN Diesel & Turbo(이하 MDT)사 엔진이 설치된 Alexander Maersk 컨테이너 선박에 EGR 테스트를 하기 위한 배출가스 재순환 장치의 배치도이다. 배출가스 재순환 장치는 집진기, 냉각기, 습기 채집기, 송풍기, 차단밸브, 전환밸브, 수처리장치, 수산화나트륨 조사시스템, 정수기 등의 구성으로 이루어진다. 배출가스 재순환 장치의 단점으로는 시스템이 가동됨에 따라 질소산화물의 양이 줄어들지만 연료소비율이 증가하여 전체적인 효율감소를 초래한다는 것이다. 그리고 연소 가스의 재순환 방식을 사용하고 있으므로 연소 가스 자체가 다시 연소실 안으로 들어오게 되며, 배기가스를 식히는 과정에서 생성되는 산성 물질이 각종 마운트와 가스킷을 손상 시킬 수 있다. 또한 산성 물질은 엔진 오일 교환 주기를 감소시키며 고급 오일을 사용해야할 필요성이 있어서 전체적인 유지 관리 비용이 증가하게 되고, 황 산화물질을 줄이기 위하여 초 저유황 경유가 필요하다는 것이다.

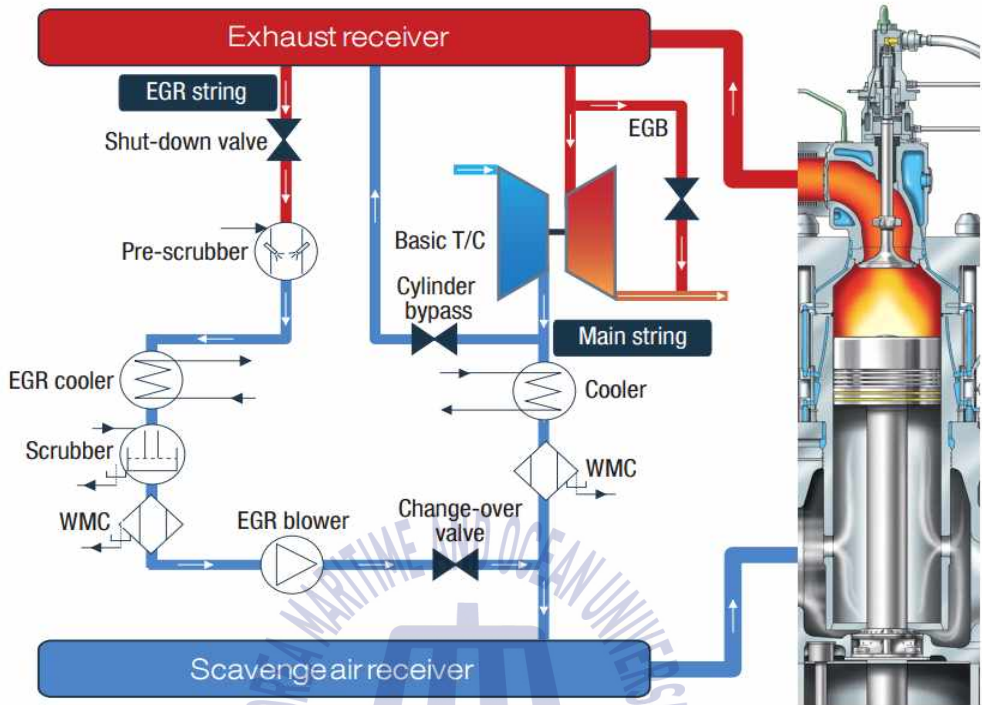


Fig. 2.8 EGR process diagram with one turbocharger of MAN Diesel & Turbo^[20]

2) 선택적 촉매 환원장치(SCR : Selective Catalytic Reduction)

질소산화물을 저감하는 방식으로는 다른 한 가지는 선택적 촉매 환원장치를 이용하는 것이다. 화석연료의 사용에 따라 발생하는 질소산화물은 대기 중으로 배출되기 전에 질소(N_2)와 산소(O_2)등 유해하지 않은 물질로 환원과 분리 시켜 줘야 하는데, 이를 위하여 촉매장치를 이용한 환경설비가 바로 선택적 촉매 환원장치이다. 이 장치 방식은 배출가스 재순환 장치 방식보다 연소 압력과 압축비가 상승하며, 엔진의 열효율이 증가하여 연비적인 측면이 우수하다는 장점이 있다. Fig. 2.9에서와 같이 선택적 촉매 환원장치에서 연소 후 배출가스에 포함된 질소산화물은 촉매를 통과하기 전에 암모니아, 요소(urea), 알콜 혹은 탄화수소화합물 등 여러 환원제 중 하나와 반응하여 환경에 무해한 질소와 물로 전환하게 된다. 선택적 촉매 환원장치에 의한 질소산화물의 감소는 특정 온도범

위 내에서 반응이 일어나게 되는데, 만약 온도가 너무 높으면 암모니아는 일산화질소, 이산화질소와 반응하기 전에 폭발하게 되며 온도가 너무 낮으면 반응 속도가 너무 낮아지고 황산암모늄의 응축에 의해 촉매가 손상될 수 있다.

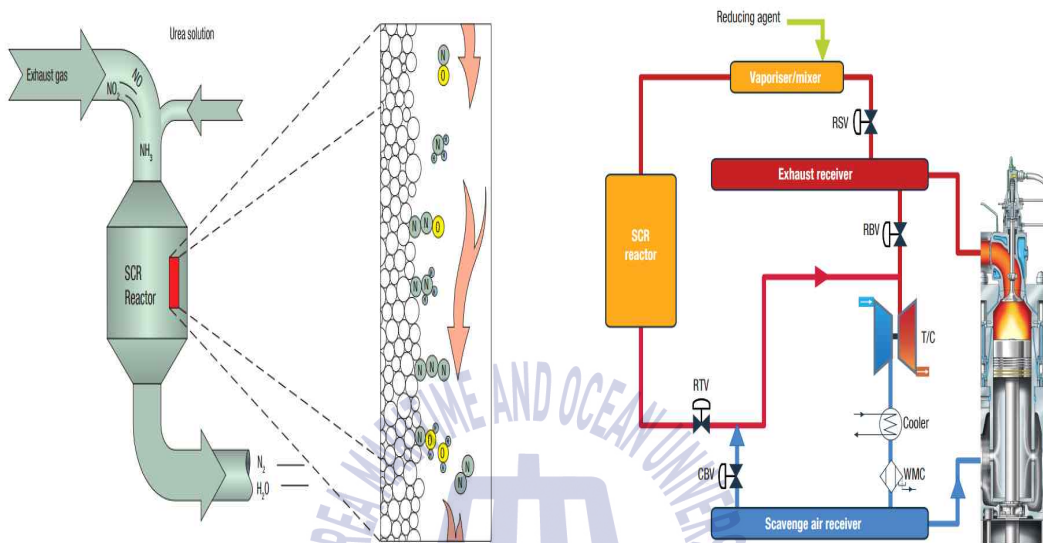


Fig. 2.9 SCR system diagram of MAN Diesel & Turbo^[20]

2.4 친환경 LNG 연료분석

2.4.1 LNG 연료 특징

지하에서 직접 채취되는 가스의 총칭이지만 보통으로 자연에서 생산되는 가스를 가리키는 수가 많다. 성분은 산지나 시기에 따라 다소 차이가 있지만 메탄을 주성분으로 하는 비교적 발열량이 큰 기체 연료로서, 일반적인 조건에서 연소시키기 쉬울 뿐만 아니라 연소가스에 의한 대기오염도 그렇게 문제가 되지 않는 청정연료이다. 천연가스를 상압, $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ 로 냉각하여 액화한 것을 액화천연가스라고 하며 액화에 의해 그 체적은 기체일 경우 약 1/600로 되므로 대량의 천연가스를 수송 및 저장할 수 있다. 이 특성을 이용하여 유탄분 등의 불순물을 제거하여 정제하였으므로 청정의 석유대체 연료일 뿐 아니라 수소, 메탄올, 암모니아, 아세틸렌 등의 화학연료용이다. 가스화할 때 발생하는 냉열(증발잠열=510.7 kJ/kg, $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$)은 냉동, 냉장산업 등에 사용되고 있다. 육상에서 250 bar 정도로 압축한 압축천연가스가 주로 사용되고 있다.^[8]

천연가스는 메탄을 주성분으로 하는 건성가스와 메탄, 에탄, 프로판 이상의 고급탄화수소를 포함하는 습성가스로 분류할 수 있고, 산출의 형태에 따라 유전가스, 수용성 가스, 탄전가스로 크게 구분된다. 유전가스에는 원유 중에 용해되어 있던 것이 원유를 채취할 때에 분리되어 나온 가스(석유수반 가스)나 원유층 위에 가스캡 내에 존재하는 가스(구조성 가스)가 있다. 석유 수반가스는 메탄과 에탄 외에 프로판이나 부탄 등이 함유되어 있어서 단위체적당 발열량이 크고 가압하면 상온에서 액화하므로 습성가스라고도 한다. 한편 구조성 가스는 고급 탄화수소의 함유량이 비교적 작다.^[8]

수용성가스는 지하 채수 때에 분리되어 나온 가스로서 순수 메탄에 가깝고 고급 탄화수소를 거의 포함하지 않는 가스이다. 탄전가스는 석탄층이나 협탄층 부근에서 산출되는 가스로서 메탄을 주성분으로 하고 고급 탄화수소를 거의 포함하지 않은 기체 연료이다. 즉, 수용성 탄전가스는 메탄을 주성분으로 CO_2 ,

산소, 질소 등을 품고 있으나 상온에서는 가압하여도 액화하지 않으므로 건설 가스라고도 한다. 천연가스의 한 예를 Table 2.2에 나타내었다.^[8]

Table 2.2 Component of natural gas^[8]

	Natural gas component (% v/v)							
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ -	CO ₂	N ₂	O ₂
Coal field gas	96.9	0.1	-	-	-	-	2.9	-
Natural gas	98.0	-	-	-	-	0.5	1.4	0.1
Oil field gas	96.5	2.3	0.2	0.8	0.2	0.4	-	-

2.4.2 LNG 연료 발열량

발열량은 연료의 단위량(기체 1 Nm³, 고체, 액체 1 kg)이 완전 연소할 때 발생하는 열량으로서 kcal/kg, kcal/Nm³¹⁾ 또는 kcal/Sm³²⁾으로 표시하며, 고위 발열량은 열량계로 측정되며 총 발열량이라고 한다. 연소에 의하여 생성된 연소가스 중에는 수분이 포함되는데 이것은 연료중의 수소분이 타서 생성되는 것과 연료 중에 함유된 수분이 가스로 배출하며, 고위 발열량은 연료중의 수분 및 연소에 의하여 생성된 수분의 응축열(증발잠열, H_s)을 함유한 열량이다. 실제 연소에서는 연소가스 중의 수분은 연소에 사용되지 않고 수증기 상태로 배출되기 때문에 응축열은 실제 연소에 이용되지 않는다. 저위 발열량은 고위 발열량에서 수분의 응축열을 공제한 잔여 열량으로서 엔진 연료 선정 시 중요한 기초자료로 이용된다.

실선에서 많이 사용 중인 연료인 증유는 탄화수소 분자 길이는 다양하게 나오지만 대략적으로 원소분석에 의한 성분은 탄소 85~87 %, 수소 10~12 %,

1) Normal Cubic Meter @ 1 Atm, 0°C

2) Standard Cubic Meter @ 1 Atm, 15°C

유황 1~45 %, 산소 1~1.75 %, 질소 0.3~1 %, 회분 0.02~0.1 % 이며, 비중은 0.86~1.00, 발열량은 41.87 MJ/kg 전후이다. LNG 발열량은 가스를 액화하는데 사용되는 공정과 사용하는 가스원에 따라 달라지며 레인지는 $\pm 10\sim 15$ 퍼센트의 유동적인 범위를 가질 수 있다. **Table 2.3**은 IPCC 2006 가이드라인에서 제시하는 저위발열량(에너지기본법 시행규칙 제5조 1항)의 전형적인 값을 나타내었다.

Table 2.3 2006 IPCC guidelines for national GHG inventories

IPCC	Energy fundamental law(korea)	unit	Lower calorific value
crude oil	crude oil	MJ/kg	42.3
gasoline(motor gasoline)	gasoline	MJ/L	31.0
shale oil		MJ/kg	36.0
gas/diesel oil	diesel fuel oil	MJ/L	35.4
	B-A	MJ/L	36.6
resident fuel oil	B-B	MJ/L	38.1
	B-C	MJ/L	39.1
natural gas liquids		MJ/kg	44.2
natural gas	natural gas	MJ/kg	49.2
		MJ/m ³	40.0
liquefied petroleum gases	liquefied petroleum gases	MJ/kg	46.3
ethane		MJ/kg	46.4
bitumen	asphalt	MJ/kg	39.1
lubricants	lubricants	MJ/L	36.2

2.4.3 LNG 연료의 위험요소

LNG가 선박 추진연료로서 사용함에 따른 위험요소는 -163°C 의 LNG가 노출될 경우 사람이 얼어붙고 철 소재 장비가 부서지면서 또 다른 피해를 발생시킬 수 있으며, LNG가 새어 흐르면서 화재와 폭발의 위험성이 발생한다. Fig. 2.11과 같이 LNG의 주된 성분은 메탄으로 새어 나가게 되면 기화하면서 공기와 만나 섞이게 되며 공기와 메탄가스가 섞이는 정도에 따라 가스의 비중이 5% 미만이면 LEL(lower explosion level)로 발화 범위 아래가 되고 5~15%에서는 UEL(upper explosion level)로 발화 범위가 된다. 가장 위태로운 천연가스는 공기에 9%가 되는 시점이다. LNG가 새어나가면 빠르게 증발되고 흩어지며 점화를 일으킬만한 재료가 있을 경우에만 폭발이 가능하다. 이 경우에도 건물 혹은 선박 내부와 같은 폐쇄된 곳이 아닐 경우에는 격렬한 폭발이 나타나지는 않는다. 다만 5~15% 범위 내의 가스가 혼합된 공기에서는 불꽃이 일고 LNG가 소진될 때까지 불이 날 수 있다.

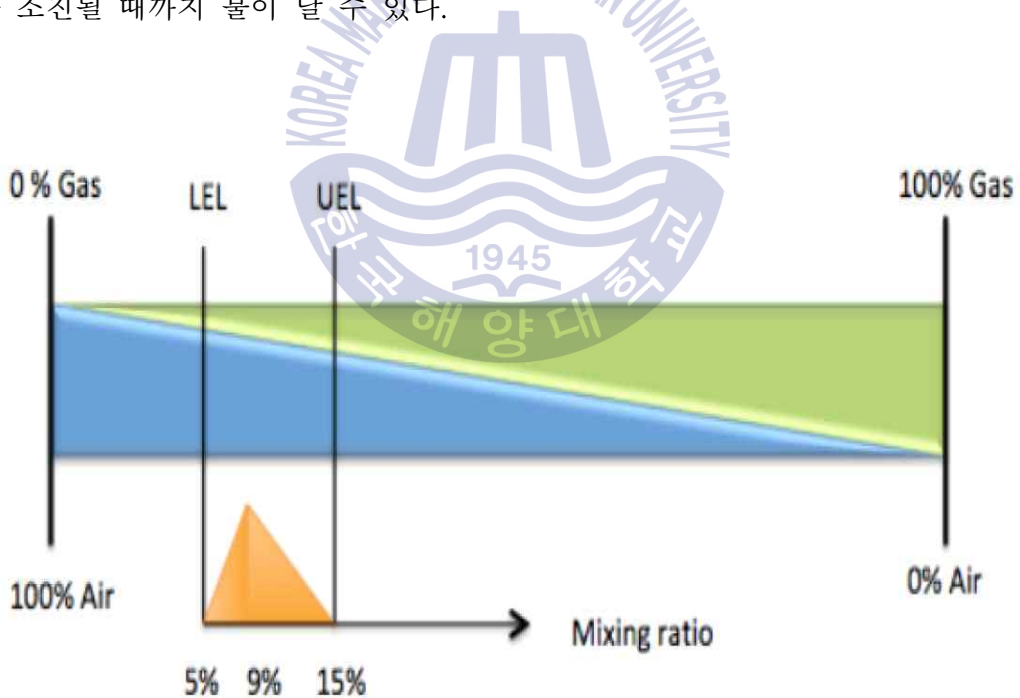


Fig. 2.13 Check and stability of LNG(fire point 5~15%)^[9]

2.4.4 LNG 연료 장·단점

선박에서 사용되는 연료별 장단점을 분석하면 HFO는 비중이 0.9정도에서 1.0 이상이며, 톤당 가격이 MGO, MDO 보다 저렴하여 연료비 절감이 뛰어나다. 또한 선박 연료로 전 세계적으로 가장 많이 소비되기 때문에 이에 따른 인프라가 잘 구축되어 있으나, 많은 배기가스 유해물질로 환경규제 대상이 되고 있다. MGO 경우는 배기가스 유해물질이 HFO에 비해 상대적으로 적어 황산화물에 대한 규제에 대한 대응은 필요 없으나, 높은 연료비와 질소산화물 환원작용이 필요하여 높은 투자비와 설치공간이 필요하다는 단점이 있다. LNG 연료인 경우 MARPOL Annex VI 요구사항인 황 함유량 제한치 0.1%보다 낮은 0.004%로 환경규제와 경제적 측면에서는 HFO 및 MGO에 비해 효과적이나 초기인프라 구축에 높은 투자비용이 필요하다는 단점이 있다. 이러한 선박연료별 장단점을 Table. 2.4로 정리하였다.^[19]

Table 2.4 Comparison of LNG vs. traditional fuels^[19]

	Advantages	Disadvantages
HFO	<ul style="list-style-type: none"> • low fuel cost • increased demand from road transportation may lead to higher price of distillates • benefits from existing fuel supply infrastructure and shipping fleet (inertial factor) • user familiarity • standardized and widely available fuel supply 	<ul style="list-style-type: none"> • high emissions - will require scrubbers (SO_x) and SCR_s (NO_x) in ECAs • scrubbers could add ~US\$2MM to capital costs • market may not accept exhaust abatement technologies
MDO MGO	<ul style="list-style-type: none"> • low emissions • no treatment required on board for SO_x • potential for reduced demand from road transportation, making price more competitive as bunker fuel 	<ul style="list-style-type: none"> • highest fuel cost, especially post-2015 • SCR_s required to meet NO_x limits
natural gas	<ul style="list-style-type: none"> • least environmental impact • highest efficiency • improved engine technology promotes acceptance of LNG as ship fuel 	<ul style="list-style-type: none"> • energy density of LNG is 60% that of diesel fuel, requiring at least a doubling of storage tank capacity • lack of existing LNG supply, distribution and refueling infrastructure • requires engine and fuel tank modifications, making retrofitted vessel an unlikely market

제 3 장 LNG 연료 추진선박

3.1 LNG연료 추진선박 건조 및 운항 분석

국제해사기구에서 환경 유해물질 배출규제 강화 움직임에 따라 선박엔진 제조사들은 유해물질 배출 저감과 동시에 엔진 성능 및 신뢰성 향상을 위한 기술 개발을 진행하고 있다. 현재까지 기술개발 중 이산화탄소 감축 방법으로는 저유황 중유를 대신한 친환경 액화 천연가스를 이용, 디젤과 전기의 혼합 추진체 사용, 지능형 열 재생시스템과 증기터빈을 결합한 디젤 혼합 사이클 이용 등이 있으며, 황산화물 배출 규제치를 만족할 수 방법으로는 저유황 연료를 이용하는 방법이 황산화물 배출 감축을 위한 가장 효과적이며 간단하다. 질소산화물 배출량을 줄이기 위한 주요 방법은 Table 3.1과 같이 배출량에 영향을 미치는 엔진 인자들을 최적화하여 연소 시 형성되는 질소산화물을 줄이는 방법과 질소산화물 배출가스 후미에서 처리하는 방법 등이 있다.^[21]

Table 3.1 Method of reduction NOx^[21]

No	NOx abatement method	Technique now available efficiency
1	reducing peak temperature	air/fuel ratio timing of ignition/type of ignition pre-stratified combustion
2	reducing residence time at peak temperature	valve timing
3	chemical reduction of NOx	selective catalytic reduction(SCR) non-selective catalytic reduction
4	oxidation of NOx with subsequent absorption	non-thermal plasma reactor (NTPR)
5	using a sorbent	sorbent in exhaust ducts adsorber in fixed bed

3.1.1 선박진조

세계 최초의 LNG연료 추진선박은 2000년 노르웨이에서 건조된 Glutra호로 페리선이며, 2014년 현재 운항중인 LNG 연료 선박의 수는 약 50여척에 이른다. 특히, Fig 3.1의 Bit viking호는 주요 기계 장치가 LNG 연료를 연소시킬 수 있도록 개조된 세계 최초의 선박이다. 현재는 대형 LNG 탱크(500 m³인 2개)가 갑판위에 장착되어 12일 동안 LNG연료를 사용할 수 있는 초대형 컨테이너선이 현실화되고 있다. 또한 2012년 전세계적에서 처음으로 Teekay가 대우조선해양에 2×5G70ME-GI 엔진의 LNG선을 발주하였으며 2013년에는 LNG선 외에 처음으로 LNG를 추진연료로 하는 컨테이너선을 미국 TOTE사가 NASSO 조선소에 8L70ME-C8, 2-GI 엔진이 장착된 3100TEU급 컨테이너선을 2척이 발주했다. 대우조선해양 자회사인 디섹이 설계와 구매를 담당하며 첫 선박은 15년 4분기, 두 번째는 16년 1분기에 인도 예정이며, 추가 발주 움직임이 늘어나는 가운데 11월 들어 미국 Matson사도 LNG를 연료로 사용하는 3600TEU급 2척을 발주한 것으로 확인된다.



Fig. 3.1 Bit viking with LNG fuel

Fig. 3.2를 보면 LNG연료 사용하는 선박의 선종별 보유량을 보면 컨테이너선에서 벌크선과 유조선으로 확대될 것이다. 조선소 입장에서 발주량이 많거나 척당 조선가가 높은 LNG연료 선박의 비중은 늘어날 것이다. 또한 선종별 LNG 연료를 사용하는 선박의 비율이 10 % 이상인 순서는 크루즈선이 그리고는 컨테이너선, 원유운반선, 벌크선 순으로 나타낼 전망이다.

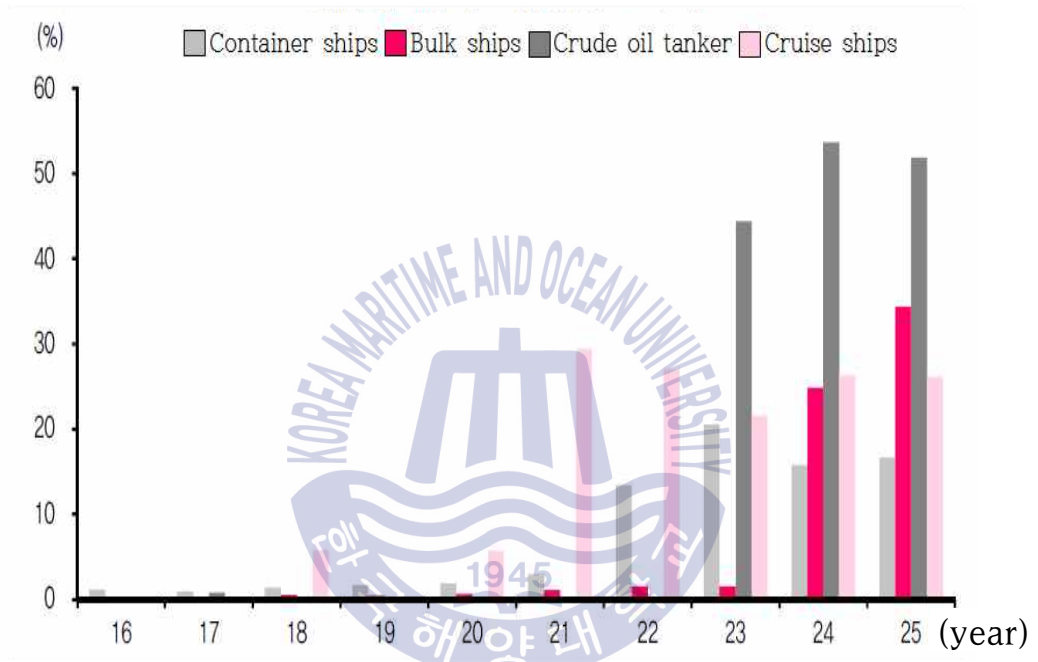


Fig. 3.2 Share LNG fuelled ships of IMO

2014년 7월 3일 기준으로 LNG 연료를 사용하는 2014년부터 2018년까지 선박의 건조현황 Fig. 3.3을 분석하면 RO-RO선은 11 %, 자동차/여객운반선(car/passenger ferry) 15 %, 컨테이너선 15 %, PSV 24 %, 기타 35 %로 나타났으며 선급은 DNVGL 36 %, ABS 17 %, LR 12 %, 기타 35 %로 구성되어 있다.^[11]

Confirmed orderbook							
Year	Type of vessel	Owner	Class	Year	Type of vessel	Owner	Class
2014	Ro-Ro	Norlines	DNV	2015	LEG carrier	Evergas	BV
2014	Ro-Ro	Norlines	DNV	2015	LEG carrier	Evergas	BV
2014	Patrol vessel	Finish Border Guard	GL	2015	LEG carrier	Evergas	BV
2014	Car/passenger ferry	Society of Quebec	LR	2015	Bulk ship	Erik Thun	LR
2014	Car/passenger ferry	Society of Quebec	LR	2015	Container Ship	Brodosplit	DNV GL
2014	Car/passenger ferry	Society of Quebec	LR	2015	Container Ship	Brodosplit	DNV GL
2014	Tug	Buksér & Berging	DNV	2015	PSV	Siem Offshore	
2014	PSV	Harvey Gulf Int.	ABS	2015	PSV	Siem Offshore	
2014	PSV	Harvey Gulf Int.	ABS	2015	Container Ship	TOTE Shipholdings	ABS
2014	PSV	Harvey Gulf Int.	ABS	2016	Container Ship	TOTE Shipholdings	ABS
2014	PSV	Harvey Gulf Int.	ABS	2016	Icebreaker	Finnish Transport A.	LR
2014	Gas carrier	SABIC	BV	2016	PSV	Siem Offshore	
2014	Gas carrier	SABIC	BV	2016	PSV	Siem Offshore	
2014*	Product tanker	Bergen Tankers	LR	2016	Chemical tanker	Termtank	
2014	General Cargo	Egil Ulvan Rederi	DNV	2016	Chemical tanker	Termtank	
2014	General Cargo	Egil Ulvan Rederi	DNV	2016*	Ro-Ro	TOTE Shipholdings	ABS
2014	PSV	Remoy Shipping	DNV	2016*	Ro-Ro	TOTE Shipholdings	ABS
2014	Car/passenger ferry	AG Ems	GL	2016	Car carrier	UECC	LR
2014*	Car/passenger ferry	AG Ems	GL	2016	Car carrier	UECC	LR
2014	Car/passenger ferry	Samsoe Municipality	DNV	2016	Car/passenger ferry	Boreal Transport	
2014	Ro-Ro	Sea-Cargo	DNV	2016	Car/passenger ferry	Boreal Transport	
2014	Ro-Ro	Sea-Cargo	DNV	2017	RoPax	Brittany Ferries	BV
2015	PSV	Siem Offshore	DNV	2017	Container Ship	Crowley Maritime	DNV GL
2015	PSV	Siem Offshore	DNV	2017	Container Ship	Crowley Maritime	DNV GL
2015	PSV	Simon Møkster	DNV	2018	Container Ship	Matson Navigation	DNV GL
2015	PSV	Harvey Gulf Int.	ABS	2018	Container Ship	Matson Navigation	DNV GL
2015	PSV	Harvey Gulf Int.	ABS				

Updated 07.03.2014

Fig. 3.3 Confirmed LNG fuelled new-builds of DNVGL^[11]

3.1.2 선박운항

2014년 7월 3일 기준으로 LNG 연료를 사용하는 운항현황 Fig 3.4를 분석하면 자동차/여객운반선 46 %, PSV 25 %, 기타 35 %이며, LNG 연료를 사용하는 대부분의 선박은 자동차/여객운반선으로 확인되었다. 또한 선박이 등록된 선급은 DNVGL 88 %, KR 0.2 %, 기타 11.8 %로 구성되어 있으며, 국내에서 운항되는 선박은 인천항만공사의 에코누리 1척으로 조사되었다.^[11]

Ships in operation							
Year	Type of vessel	Owner	Class	Year	Type of vessel	Owner	Class
2000	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV	2012*	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV
2003	PSV	Simon Møkster	DNV	2012	PSV	Eidesvik	DNV
2003	PSV	Eidesvik	DNV	2012	PSV	Olympic Shipping	DNV
2006	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV	2012	PSV	Island Offshore	DNV
2007	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV	2012	General Cargo	Nordnorsk Shipping	DNV
2007	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV	2012	PSV	Eidesvik Shipping	DNV
2007	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV	2012	PSV	Island Offshore	DNV
2007	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV	2012	Car/passenger ferry	Torghatten Nord	DNV
2008	PSV	Eidesvik Shipping	DNV	2012	Car/passenger ferry	Torghatten Nord	DNV
2009	PSV	Eidesvik Shipping	DNV	2012	Car/passenger ferry	Torghatten Nord	DNV
2009	Car/passenger ferry	Tide Sjø	DNV	2013	PSV	REM	DNV
2009	Car/passenger ferry	Tide Sjø	DNV	2013	RoPax	Viking Line	LR
2009	Car/passenger ferry	Tide Sjø	DNV	2013	Car/passenger ferry	Torghatten Nord	DNV
2009	Patrol vessel	Remøy Management	DNV	2013	Harbor vessel	Incheon Port Authority	KR
2009	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV	2013	General Cargo	Eidsvaag	DNV
2010	Patrol vessel	Remøy Management	DNV	2013	RoPax	Fjordline	DNV
2010	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV	2013	High speed RoPax	Buquebus	DNV
2010	Patrol vessel	Remøy Management	DNV	2013	Tug	CNOOC	CCS
2010	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV	2013	Tug	CNOOC	CCS
2010	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV	2013	Car/passenger ferry	Norled	DNV
2010	Car/passenger ferry	Fosen Namsos Sjø	DNV	2013	Car/passenger ferry	Norled	DNV
2011	PSV	DOF	DNV	2014	Tug	Buksér & Berging	DNV
2011*	Chemical tanker	Tarbit Shipping	GL	2014	RoPax	Fjordline	DNV
2011	Car/passenger ferry	Fjord1	DNV				
2011	PSV	Solstad Rederi	DNV				

Updated 07.03.2014

Fig. 3.4 LNG fuelled ships in operation worldwide of DNVGL^[11]

3.1.3 선박건조 절차

LNG 연료를 사용하는 선박건조절차는 Fig. 3.5와 같이 연료결정지원(fuel decision support), 개념재검토(concept review), 원칙승인(approval in principle), 위험평가(risk assessment)와 선급승인(class approval)으로 나타내며, 이 과정을 통과하면 LNG 연료를 사용하여 운항이 가능하다. [11]

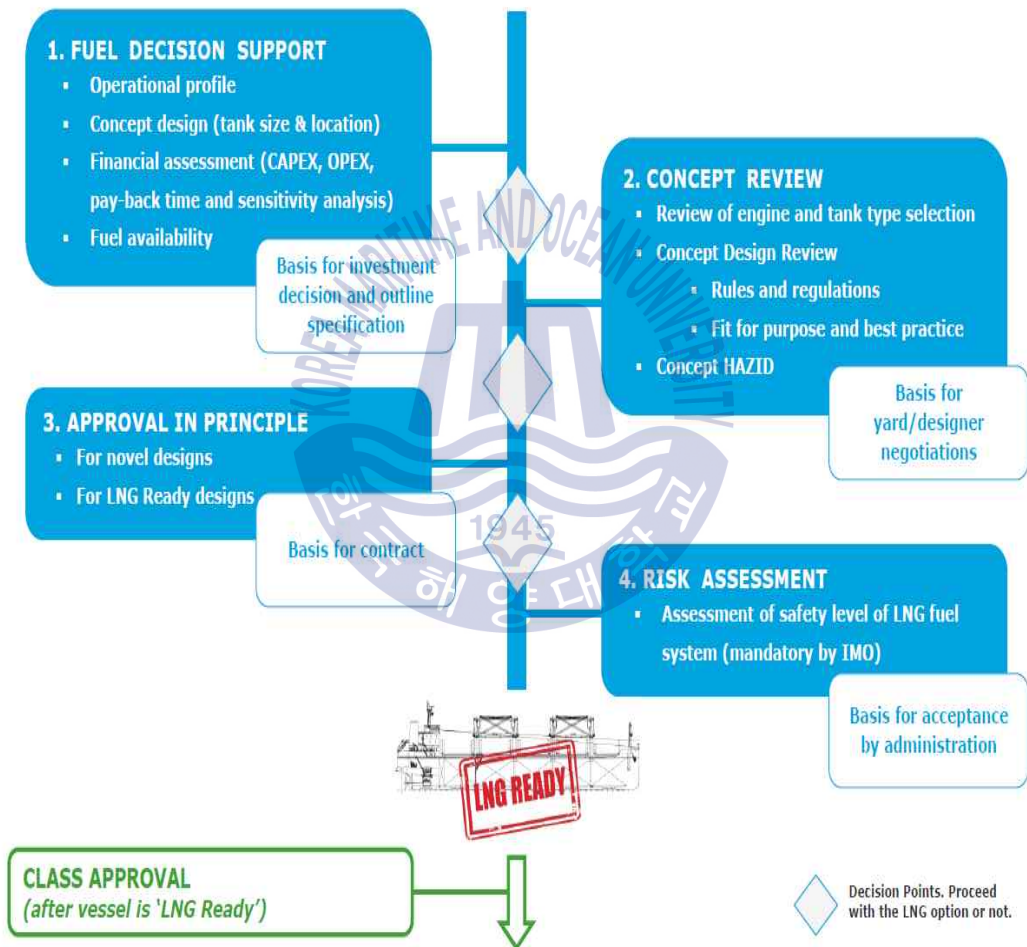


Fig. 3.5 Four steps to become LNG ready of DNVGL^[11]

3.2 LNG연료 엔진개발 현황

3.2.1 4행정 이중연료 엔진

최근 이중연료 엔진과 가스엔진에 대한 연구가 Fig. 3.6과 같이 부유식 오일 생산 선박(floating oil production vessels), 저장장치(storage units), rigs shuttle tanker, 해양지원선(offshore support vessels), LNG 탱커 등에 적용되고 있다. 이중연료 엔진의 주요 생산업체는 Wartsila, MDT사 등이 있으며 가스엔진은 롤스로이스, MDT, Mitsubishi사 등이 선박에 가스엔진을 보급하고 있다. 현재 노르웨이의 Double-ended ferry, 해양 작업 지원선, 대형 LNG 캐리어 선박 등이 가스엔진을 적용하였고 최근 롤스로이스사의 LNG를 연료로 하는 Bergen 가스 엔진을 장착한 double-ended RO-Pax ferries, 연안용 LNG carrier, 소형 RO-RO선 등이 건조되어 운항하고 있다.

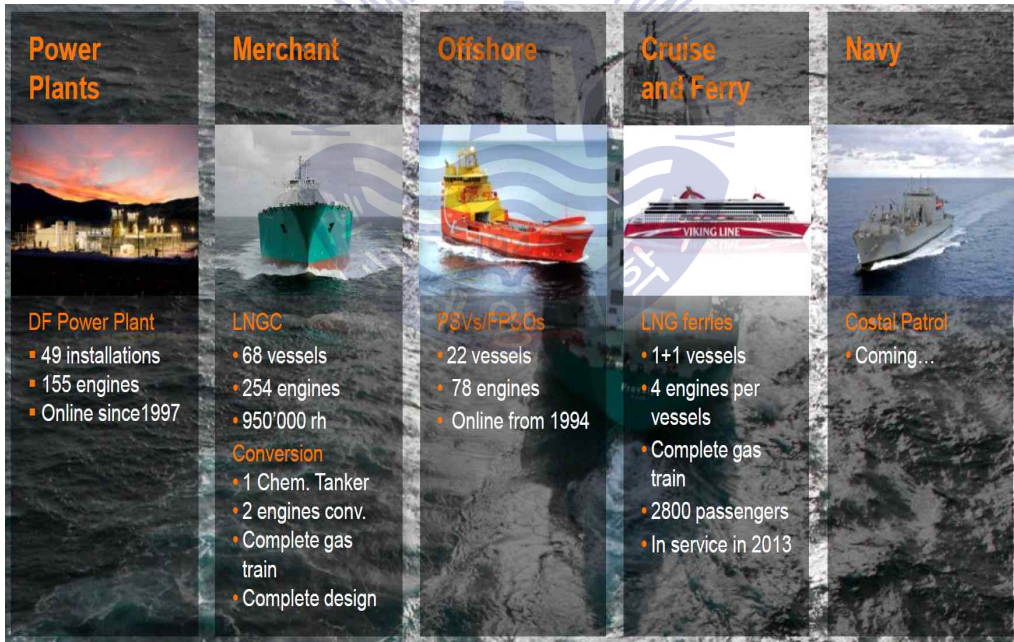


Fig. 3.6 Dual-Fuel applications ships of DNVGL^[15]

현재 Wartsila사와 MDT사가 제품화하여 활발하게 보급하고 있는 선박용 4행정 이중연료엔진을 보면, 이중연료 엔진과 전기추진 전동기를 장착하여 선박을 추진하고 있다. 또한 GD엔진과 SG엔진은 거의 채용되지 않고 있으며, DF엔진이 많이 채용되고 있다. 이중연료 엔진의 가스 모드 시 점화오일로 사용되는 연료는 MDO에서 중유까지 사용이 가능하며 사용량은 초창기 7%에서 1%로 감소되었다. LNG선에서 이중연료 엔진을 장착하고 전기 추진을 하는 개략도를 Fig. 3.7로 나타내었다.

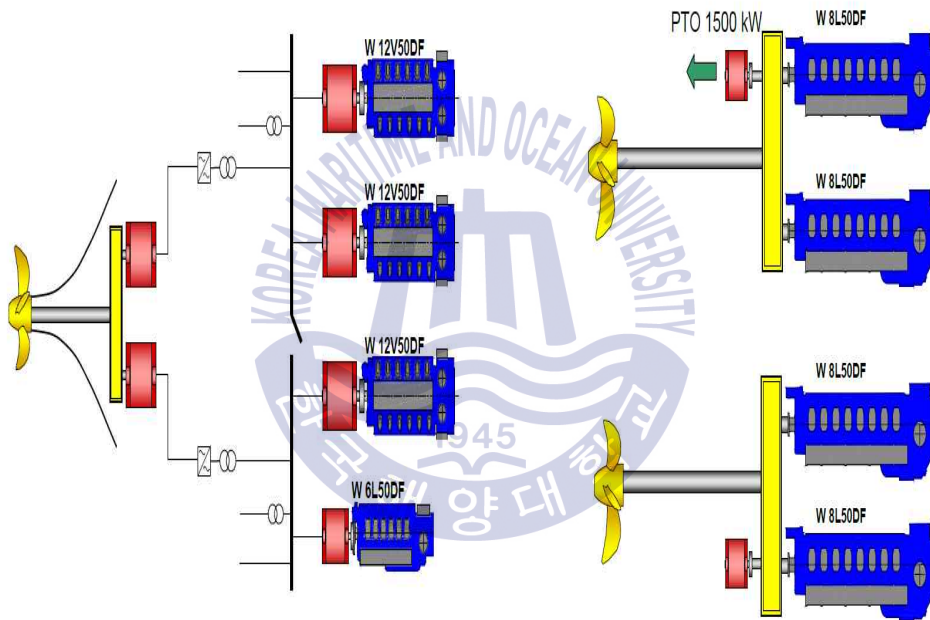


Fig. 3.7 DF engine with electric motor of Wartsila

DF엔진 가스 모드 운전 시 오토 사이클에서 가스와 공기의 연소가 이루어지며, 파일럿 연료에 의해 점화된다. 디젤 모드에서는 디젤 사이클로 운전되며, 일반 디젤엔진 운전형태와 동일하다. 또한 Fig. 3.8와 같이 가스 모드에서는 10%(MDT형 15%) 미만의 부하에서는 5분 후에 자동으로 디젤모드로 전환하게 되어 있으며, 디젤모드에서 운전 중 80%(MDT형 100%) 이하의 부하가 되면 조작에 의해 출력과 속도의 손실 없이 가스모드로 전환할 수 있다.

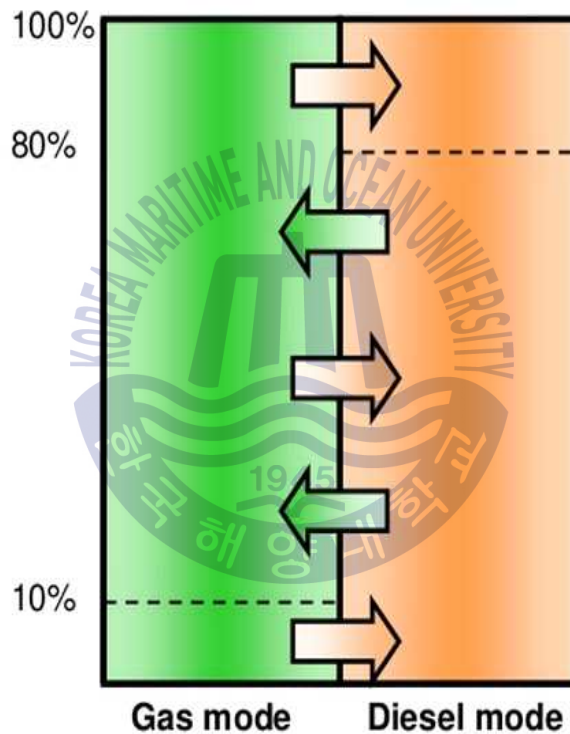


Fig. 3.8 DF engine operation mode of Wartsila

3.2.2 2행정 이중연료 엔진

선박에 사용하고 있는 2행정 저속 디젤엔진 열효율은 선박 엔진 중에서 가장 높은 것으로 알려져 있다. LNG를 연료로 사용하는 MDT사의 2행정 저속디젤 MC-GI 엔진은 이미 발전소의 원동기로 사용되고 있으며, 현재 2행정 저속디젤 MC-GI 엔진 보다 출력 및 효율 면에서 향상된 하이엔드급 엔진이 등장하였다. Fig. 3.9는 LNG 및 CNG 사용이 가능한 300 bar인 고압형 ME-GI 엔진이다. ME-GI 엔진은 4행정 DF 엔진에는 없는 가스화 중유를 중 부하 영역 이상에서 함께 연소시키는 형태도 가능하다. 또한 MAN B&W는 2011년에 카타르 가스 프로젝터를 통해 2행정 S70ME-OC 엔진을 90대를 공급하였으며, 향후 GI엔진으로의 전환을 고려한 8대 엔진을 추가 주문하여 2행정 S70ME-OC 엔진에 가스를 적용할 수 있는 기술력을 구축하였다. 또한 국내에서는 최근 대우조선해양은 자체 개발한 고압연료 분사장치, 천연가스 재액화 장치를 ME-GI에 적용하고 있다.

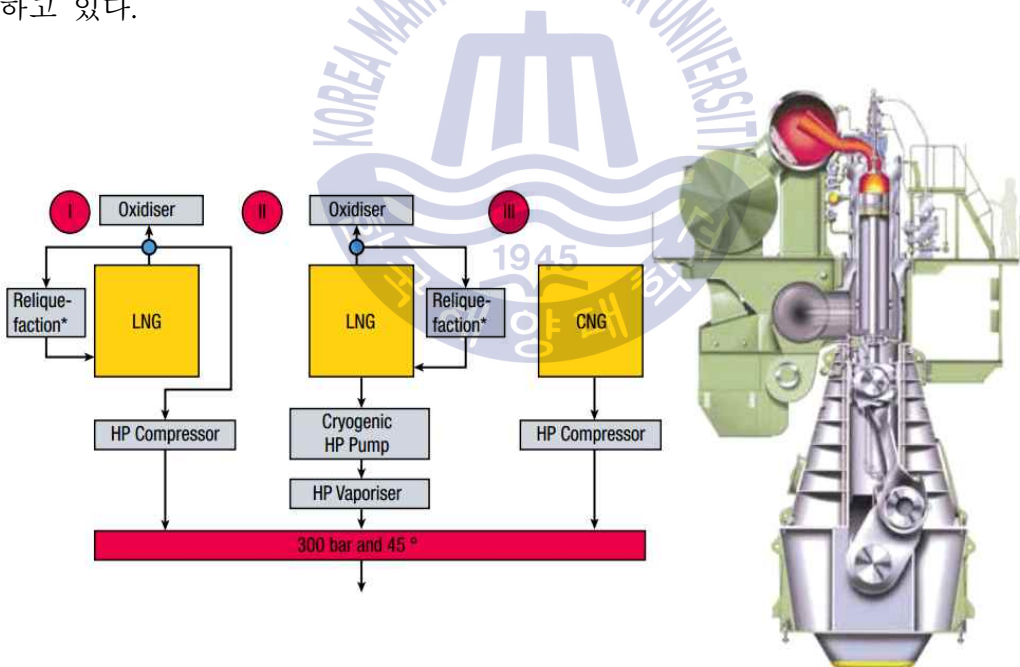


Fig. 3.9 Three different possibilities for generating high-pressure gas of MAN Diesel & Turbo^[16]

3.2.3 친환경 엔진 개발 현황

LNG 연료를 사용하는 선박엔진의 제조사별 모델명과 출력에 대해 Fig. 3.10, Fig. 3.11으로 나타냈다.

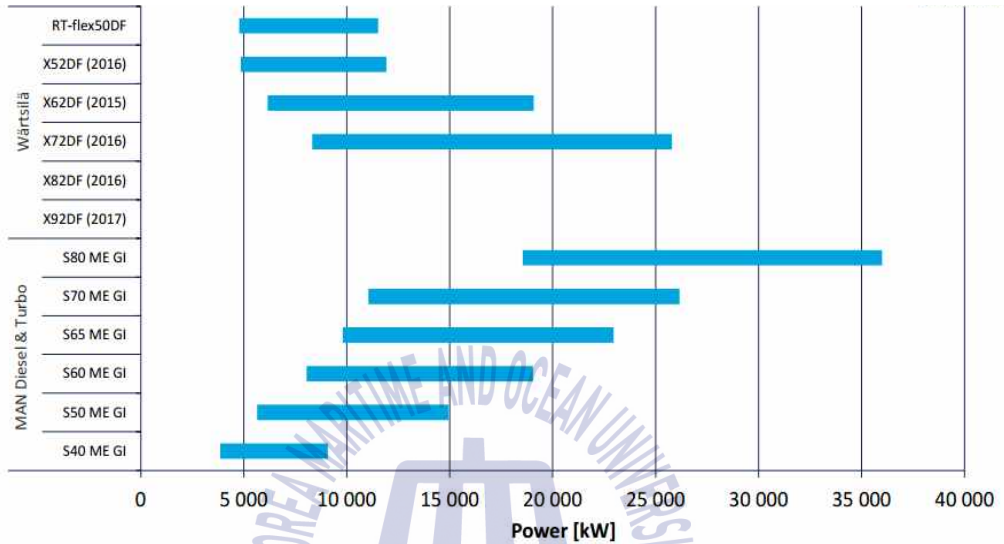


Fig. 3.10 Announced 2-stroke gas engines of DNVGL^[12]

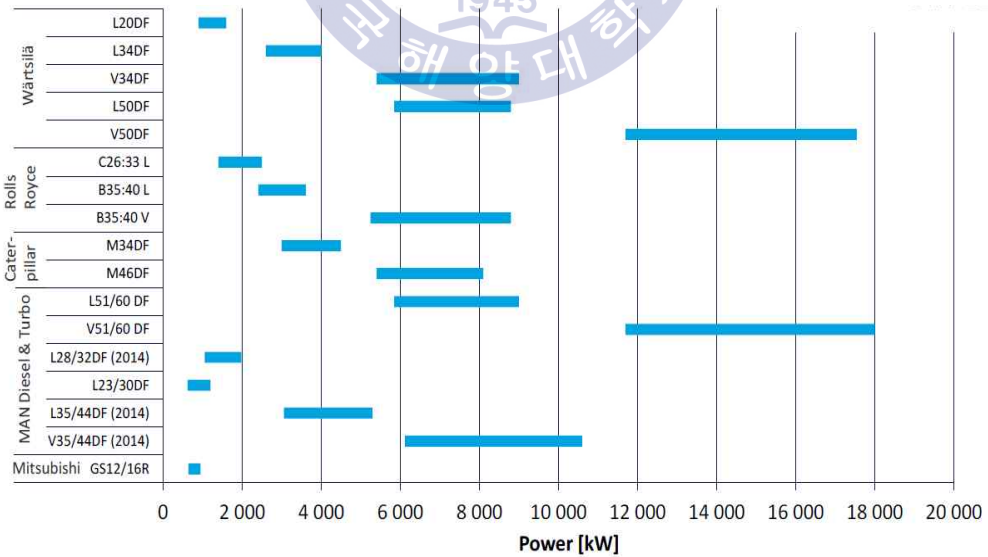


Fig. 3.11 Announced 4-stroke gas engines of DNVGL^[12]

제 4 장 이중연료를 사용하는 엔진성능 분석 및 평가

4.1 개요

본 연구에서는 이중연료를 사용하는 2행정 ME 엔진과 ME-GI 엔진의 CEAS³⁾ 및 선행연구 결과를 사용하여 엔진효율을 고찰하였으며, 그 값을 5장 LNG연료 추진선박의 경제성 평가에 대한 기초자료로 사용하였다. 또한 이중연료를 사용하는 2행정 및 4행정 엔진에서 가스모드와 디젤모드 시 엔진효율을 분석하였다.

4.2 엔진제원

Table 4.1은 MDT사의 2행정 ME 및 ME-GI 엔진의 제원이며, Table 4.2는 이중연료를 사용하는 MDT 및 Wartsila사의 4행정 엔진의 제원을 나타내었다.

Table 4.1 Specification of 2 stroke engine^[2]

Engine specification		
	A1 Engine	A2 Engine
Type of engine	6S50 ME	6S50 ME-GI
Output	10,320 kW	10,320 kW
Speed	100 rpm	100 rpm
Cylinder bore	500 mm	500 mm

Table 4.2 Specification of 4 stroke engine^[2]

Engine specification		
	A3 Engine	A4 Engine
Type of engine	V51/60DF	W12V50DF
Output	12,000 kW	11,700 kW
Speed	514 rpm	514 rpm
Cylinder bore	510 mm	500 mm

3) CEAS : Computerised Engine Application System

4.3 엔진성능 분석

4.3.1 2행정 ME 및 ME-GI 엔진성능 분석

(1) A1 엔진

Fig. 4.1은 MDT사의 컴퓨터 프로그램을 사용하여 6G50ME 엔진의 운전성능을 분석한 자료이다. 이 엔진에서 디젤 연료소비율은 70 % 부하에서 164.0 g/kWh로 가장 낮은 연료소비율을 나타냈으며, 100 %의 부하에서는 168.0 g/kWh 이다. 또한 엔진 부하 100 %에서 디젤연료 열량은 7,173.6 kJ/kWh 이며, 엔진효율은 50.18 %로 확인하였다.

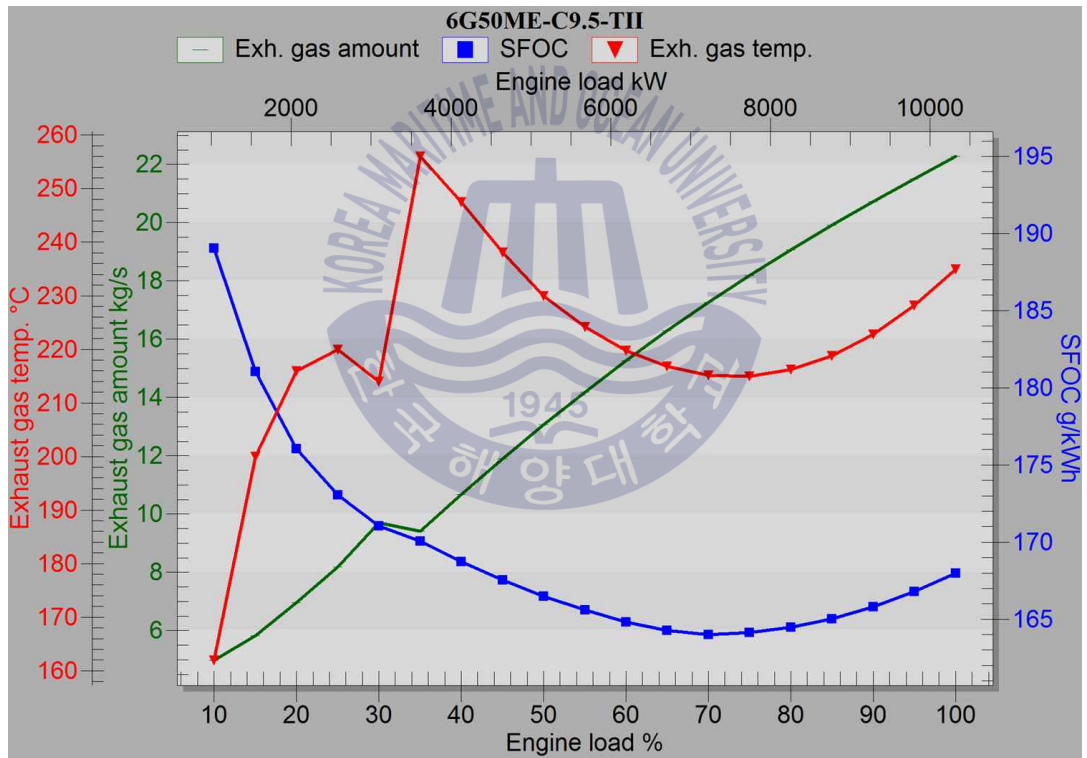


Fig. 4.1 Fuel consumption and exhaust gas data(fuel oil)^[24]

(2) A2 엔진

1) 가스모드

Fig. 4.2은 MDT사의 컴퓨터 프로그램을 사용하여 6G50ME-GI 엔진의 가스모드 시 운전성능을 분석한 자료이다. 이 엔진에서 가스 연료소비율은 65~70 % 부하에서 131.2 g/kWh 로 가장 적은 것으로 나타났으며, 100 %의 부하에서는 138.3 g/kWh 이다. 또한 파일럿 연료소모량은 부하 100 %에서 5.0 g/kWh 로 가장 적으며, 부하가 낮을수록 증가하는 것을 확인하였다.

엔진 부하 100 %에서 가스연료 열량은 6,915 kJ/kWh, 파일럿연료 열량은 21.35 kJ/kWh 이며, 총 소비되는 열량은 6,936.35 kJ/kWh, 엔진효율은 51.19 % 로 확인하였다.

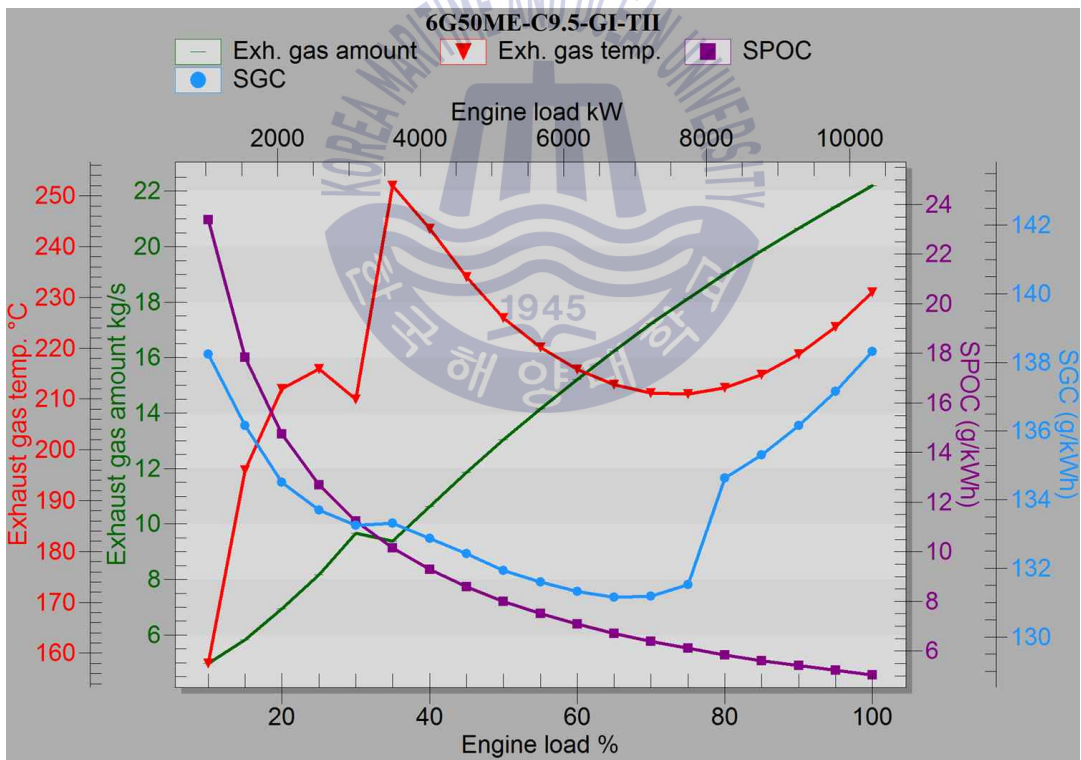


Fig. 4.2 Fuel consumption and exhaust gas data(gas mode) [2]

Fig. 4.3은 MDT사에서 6S50ME 및 RT-Flex 50DF 엔진의 가스모드, 디젤모드 시 연료소비율에 대한 선행연구 결과이다. 이 연구 결과에서도 가스 연료소비율은 약 70 % 부하에서 130.5 g/kWh로 가장 낮은 것으로 나타났으며, 100 %의 부하에서는 137.5 g/kWh 이다. 또한 파일럿 연료소모량은 부하 100 %에서 4.13 g/kWh로 확인하였다. Fig. 4.2의 MDT사의 컴퓨터 프로그램을 사용한 가스 연료소비율과 선행연구 결과 값의 차이가 무시할 수 있을 정도로 판단되며, 파일럿 연료소모율은 컴퓨터 프로그램을 사용하였을 때 0.87 g/kWh 가 많은 것으로 확인되었다.

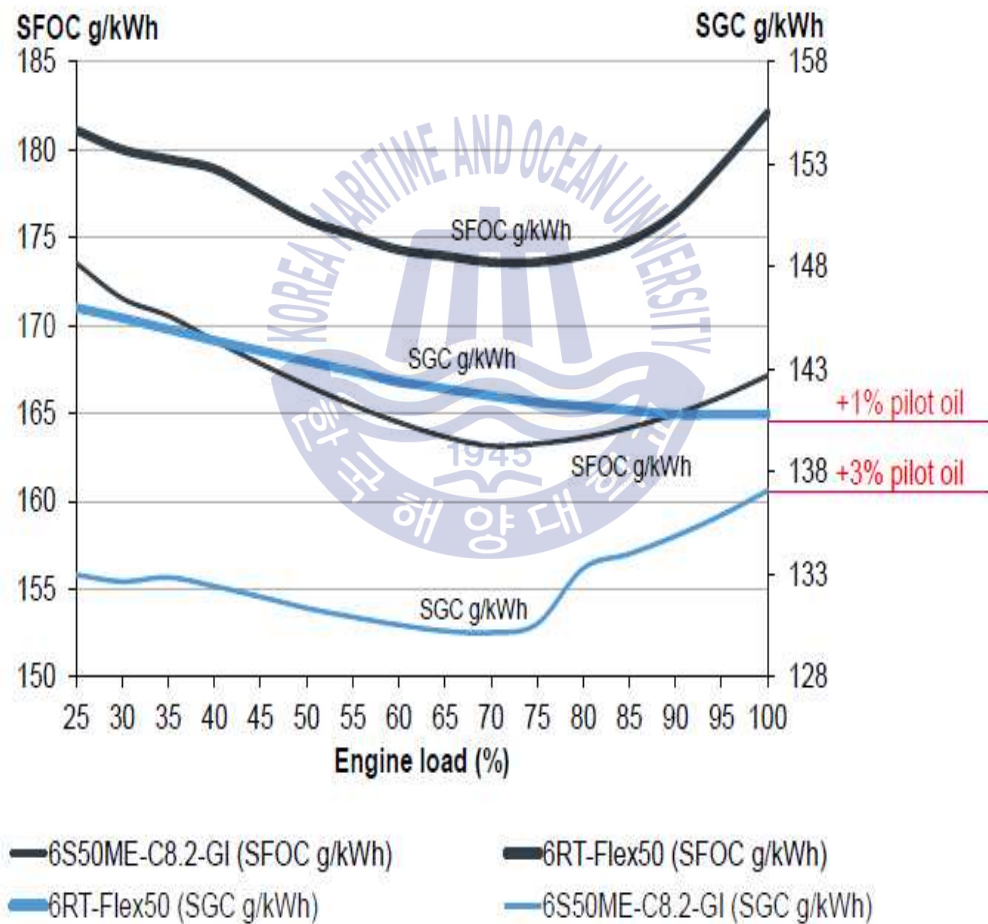


Fig. 4.3 Specific fuel consumption(gas and F.O. mode)^[17]

2) 디젤모드

MDT사의 컴퓨터 프로그램을 사용하여 계산한 6G50ME-GI 엔진의 디젤모드 시 연료소비율 및 엔진효율은 Fig. 4.1의 A1 엔진의 성능과 동일한 것으로 확인하였으며, 그 값을 Fig. 4.4로 나타내었다. 또한 MDT사에서 6S50ME 및 RT-Flex 50DF 엔진에서 디젤모드 시 연료소비율에 대한 선행연구 결과 Fig. 4.4는 Fig. 4.1의 A1 엔진 연료소비율 값과 오차가(0.3 %)로 매우 작아 A1 엔진의 성능과 동일한 것으로 판단할 수 있다.

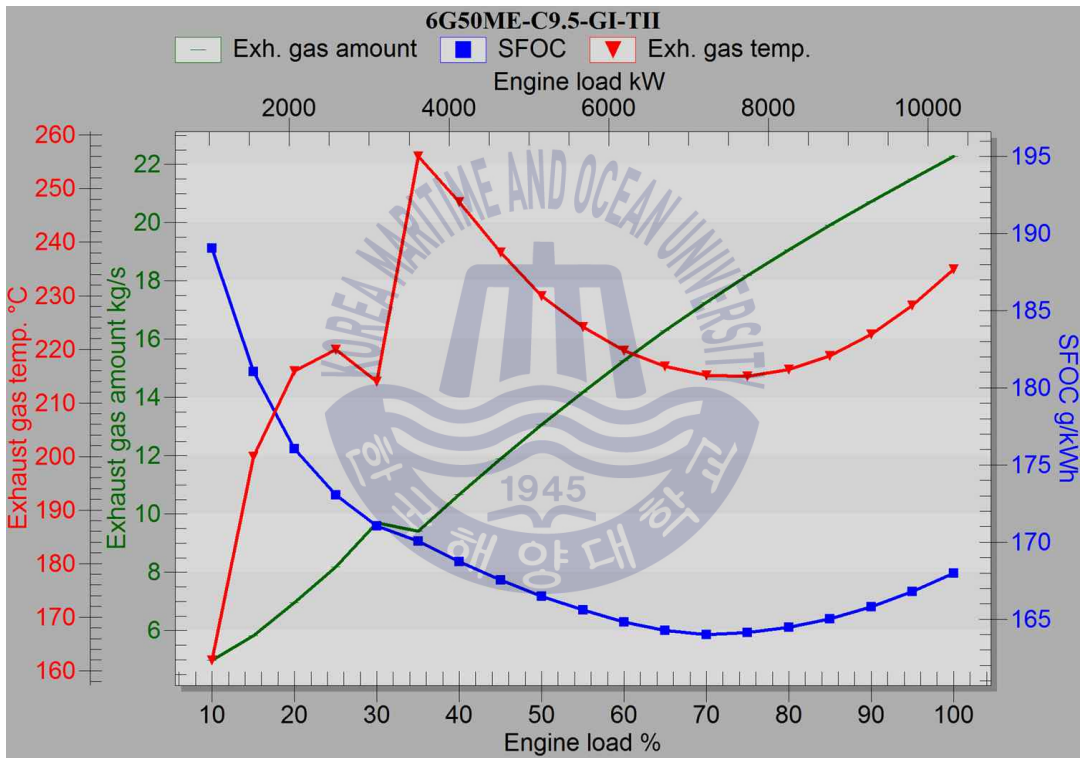


Fig. 4.4 Fuel consumption and exhaust gas data(diesel mode)^[24]

4.3.2 4행정 이중연료 엔진성능 분석

(1) A3 엔진

1) 가스모드

Table 4.3는 MDT사에서 제공한 V51/60DF-ME 엔진의 가스모드 시 성능자료이다. 이 엔진에서 가스 연료소비율은 85 % 부하에서 147.12 g/kWh로 가장 낮은 연료소비율을 나타냈으며, 100 %의 부하에서는 147.86 g/kWh 이다. 또한 파일럿 연료소모량은 부하 100 %에서 2.0 g/kWh로 연료소비율 가장 낮으며, 부하가 낮을수록 증가하는 하는 것을 확인하였다.

엔진 부하 100 %에서 가스연료 열량은 7,393 kJ/kWh, 파일럿연료 열량은 86.0 kJ/kWh 이며, 총 소비되는 열량은 7,479 kJ/kWh, 엔진효율은 48.14 %로 확인하였다.

Table 4.3 Specification fuel consumption in gas mode^[2]

Load		100%	85% ²⁾	75%	50%	25%
Natural gas	g/kWh	147.86	147.12	149.84	156.32	174.78
	kJ/kWh	7,393	7,356	7,492	7,816	8,739
Pilot fuel	g/kWh	2.0	2.4	2.7	4.1	12.6
	kJ/kWh	86	101	114	172	540
Total = a + b ¹⁾		7,479	7,457	7,606	7,988	9,279

- Based on reference conditions, see table Reference conditions.
- Tolerance for warranty +5 %.
- Gas LHV 50,000 kJ/kg
- Pilot fuel LHV 42,700 kJ/kg

Note!

The additions to fuel consumption must be considered before the tolerance is taken into account.

1) Gas operation (including pilot fuel).

2) Warranted fuel consumption at 85 % MCR.

2) 디젤모드

Table 4.4는 MDT사에서 제공한 V51/60DF-ME 엔진의 디젤모드 시 성능자료이다. 이 엔진에서 디젤 연료소비율은 85 % 부하에서 180.4 g/kWh 로 가장 낮은 연료소비율을 나타냈으며, 100 %의 부하에서는 181.3 g/kWh 이다. 또한 파일럿 연료소모량은 부하 100 %에서 2.2 g/kWh로 연료소비율 가장 낮으며, 부하가 낮을수록 증가하는 하는 것을 확인하였다.

엔진 부하 100 %에서 디젤연료 열량은 7,740 kJ/kWh, 파일럿 연료 열량은 95 kJ/kWh 이며, 총 소비되는 열량은 7,835 kJ/kWh, 엔진효율은 45.95 %로 확인하였다.

Table 4.4 Specification fuel oil consumption with diesel mode^[2]

Load		100%	85% ²⁾	75%	50%	25%
Main fuel	g/kWh	181.3	180.4	187.1	188.7	209.3
	kJ/kWh	7,740	7,706	7,991	8,059	8,939
Pilot fuel	g/kWh	2.2	2.6	2.9	4.3	8.7
	kJ/kWh	95	109	124	186	371
Total = a + b ¹⁾	g/kWh	183.5	183	190	193	218
	kJ/kWh	7,835	7,815	8,115	8,245	9,310

- Based on reference conditions, see table Reference conditions.
- Tolerance for warranty +5 %.
- Main & Pilot fuel LHV 42,700 kJ/kg

Note!

The additions to fuel consumption must be considered before the tolerance is taken into account.

- 1) Diesel oil operation (including pilot fuel).
- 2) Warranted fuel consumption at 85 % MCR.

(2) A4 엔진

1) 가스모드

Table 4.5는 Wartsila사에서 제공한 W12V50DF-ME 엔진의 가스모드 시 성능 자료이다. 이 엔진에서 가스 연료소비율은 100 %의 부하에서는 146.27 g/kWh이며, 파일럿 연료소모량은 부하 100 %에서 1.0 g/kWh로 연료소비율 가장 낮으며, 부하가 낮을수록 증가하는 하는 것을 확인하였다. 또한, 엔진 부하 100 %에서 가스연료 열량은 7,258 kJ/kWh, 파일럿연료 열량은 42.0 kJ/kWh이며, 총 소비되는 열량은 7,300 kJ/kWh, 엔진효율은 49.32 %로 확인하였다.

Table 4.5 Specification fuel consumption in gas mode^[29]

Load		100%	75% ²⁾	50%
Natural gas	g/kWh	146.27	149.71	155.86
	kJ/kWh	7,258	7429	7734
Pilot fuel	g/kWh	1.0	1.5	2.4
	kJ/kWh	42	61	96
Total = a + b ¹⁾	kJ/kWh	7,300	7,490	7,830

- Based on reference conditions, see table Reference conditions.
- Tolerance for warranty + 5 %.
- Gas LHV 49,620 kJ/kg
- Pilot fuel LHV 42,700 kJ/kg

Note!

The additions to fuel consumption must be considered before the tolerance is taken into account.

1) Gas operation (including pilot fuel).

2) 디젤모드

Table 4.6은 Wartsila사에서 제공한 W12V50DF-ME 엔진의 디젤모드 시 성능 자료이다. 이 엔진에서 가스 연료소비율은 100 %의 부하에서는 189.0 g/kWh이며, 파일럿 연료소모량은 부하 100 %에서 1.0 g/kWh로 연료소비율 가장 낮으며, 부하가 낮을수록 증가하는 하는 것을 확인하였다. 또한, 엔진 부하 100 %에서 디젤연료 열량은 8,070 kJ/kWh, 파일럿연료 열량은 42.0 kJ/kWh이며, 총 소비되는 열량은 8,112 kJ/kWh, 엔진효율은 44.38 %로 확인하였다.

Table 4.6 Specification fuel oil consumption with diesel mode^[2]

Load		100%	75%	50%
Main fuel	g/kWh	189.0	194.5	197.6
	kJ/kWh	8,070	8,305	8,438
Pilot fuel	g/kWh	1.0	1.5	2.4
	kJ/kWh	42	61	96
Total = a + b ¹⁾	g/kWh	190.0	196.0	200.0
	kJ/kWh	8,112	8,366	8,534

- Based on reference conditions, see table Reference conditions.
- Tolerance for warranty +5 %.
- Main & Pilot fuel LHV 42,700 kJ/kg

Note!

The additions to fuel consumption must be considered before the tolerance is taken into account.

1) Diesel oil operation (including pilot fuel).

4.4 엔진성능 평가

4.4.1 2행정 엔진성능 평가

Table 4.7은 MDT사의 6G50ME 엔진 및 6G50ME-GI 엔진성능 분석 결과를 나타내었다.

Table 4.7 Specification fuel oil consumption with 6G50ME and 6G50ME-GI

Maker		SFOC (g/kWh)	SGC (g/kWh)	Cal. value* (kJ/kWh)	Efficiency (%)	Oper. mode
MDT	6G50ME	168.0	-	7,173.60	50.18	Diesel
	6G50ME-GI	5.0 ¹⁾	138.3	6936.35	51.19	Gas
		168.0	-	7,173.60	50.18	Diesel

1) SPOC : Specific Pilot Oil Consumption (LCV: 42,700 kJ/kg)

* including calorific value of pilot fuel

4.4.2 4행정 엔진성능 평가

Table 4.8은 MDT사의 V51/60DF-ME 엔진 및 Wartsila사의 W12V50DF-ME 엔진성능 분석 결과를 나타내었다.

Table 4.8 Specification fuel oil consumption with V51/60DF-ME and W12V50DF-ME

Maker		SGC (g/kWh)	SPOC (g/kWh)	Cal. value* (kJ/kWh)	Efficiency (%)	Oper. mode
MDT	V51/60DF-ME	147.86	2.0	7,479.00	48.14	Gas
		181.30 ¹⁾	2.2	7,835.00	45.95	Diesel
Wärtsilä	12V50DF-ME	146.27	1.0	7,300.00	49.32	Gas
		189.00 ²⁾	1.0	8,112.00	44.38	Diesel

1) & 2) SFOC : Specific Fuel Oil Consumption (LCV: 42,700 kJ/kg)

* including calorific value of pilot fuel

제 5 장 LNG 연료 추진선박의 경제성 평가

5.1 에너지 동향 및 전망

5.1.1 에너지 가격 동향

(1) 국제유가 동향

최근 국제유가는 지속적인 하락 속에 2015년 1월 30일 싱가포르 기준 HFO 380은 톤당 297.00 USD, HFO 180은 톤당 306.00 USD, MGO은 톤당 498.00 USD로 거래되고 있다. 또한, 원유의 톤당 가격을 LNG 가격을 나타내는 MMBTU로 분석하면 비중이 0.9607인 HFO(380cst) 1톤은 960.7 L, 비중이 0.9491인 HFO(180cst) 1톤은 949.1 L, 비중이 0.8509인 MGO 1톤은 850.9 L로 환산하였다. 그 값에 연료별 저위발열량 값[HFO(380cst) 39.1 MJ/L, HFO(180cst) 38.6 MJ/L, MGO 35.4 MJ/L]과 BTU 환산계수(MJ=947.817)에 적용하여 Fig. 5.1로 나타내었다.

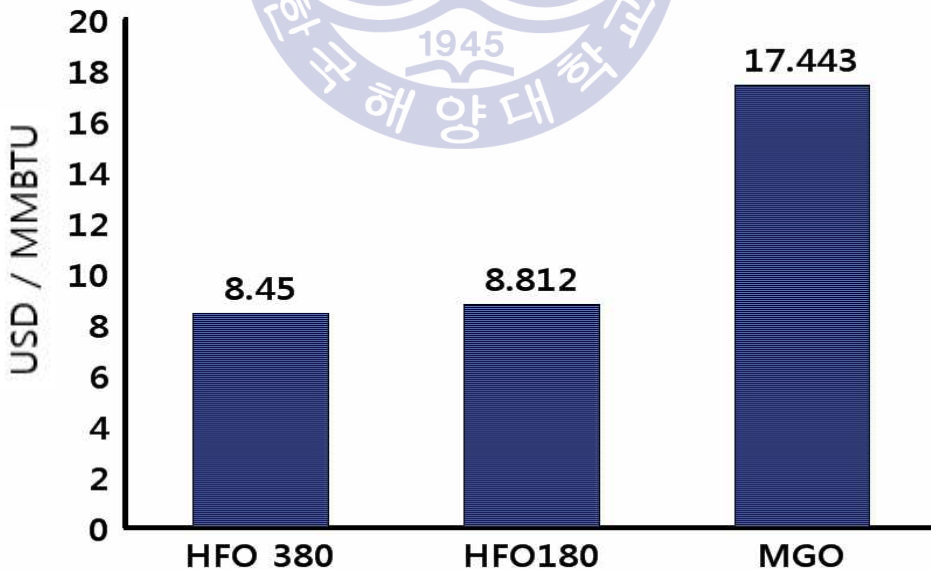


Fig. 5.1 Fuel oil type of world's energy price(2015.01.30.)

(2) 국제에너지 소비전망

세계 주요 에너지자원 중 석유와 석탄 다음으로 많은 비중을 차지하고 있는 것이 천연가스이다. 주요 기관들의 전망자료들 대부분이 천연가스의 가파른 소비 증대를 예상하고 있으며 특히, 원자력의 안전에 대한 불확실성이 부각될수록 천연가스는 더욱 주목 받을 것으로 판단한다. 그러나 EIA 등 주요 전망기관이 아직까지는 선박의 연료로서 LNG의 소비를 추정하고 있지는 않다. 다만, Fig. 5.2에서 소개되는 바와 같이 육상 운송수단의 연료로 천연가스의 소비가 늘어날 수 있음을 전망하고 있다.

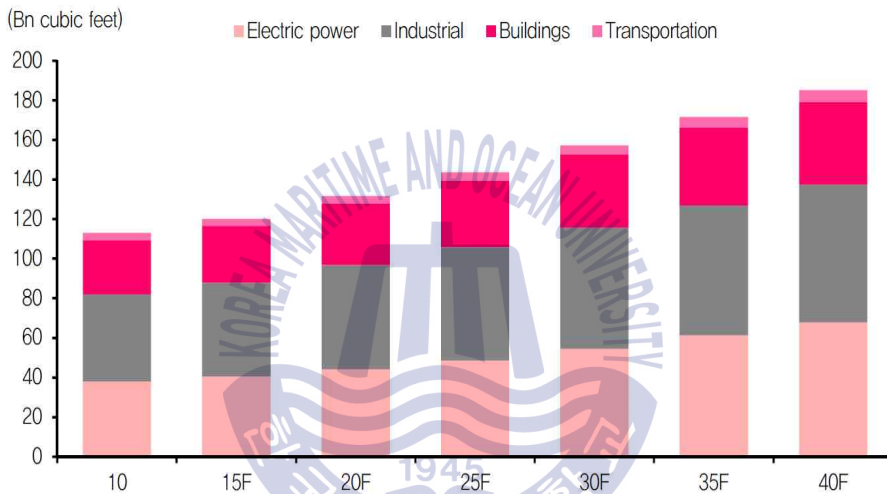


Fig. 5.2 Outlook for natural gas consumption around the world[ELA]

5.1.2 국제유가 전망

세계경제의 전망, 산유국의 오일 정책 및 미국의 셰일가스 등의 경제적, 정치적 영향에 따라 선박 연료 시장이 급변하여 미래의 유가를 예측하는데 어려움이 있다. 그러나 세계시장에서 오일과 가스의 생산 비용은 앞으로도 지속적으로 증가하므로 선박 연료인 HFO 및 LNG 가격이 상승할 것으로 세계 유가 전문가들이 예측하였으나, 현재 원유 가격은 급락하고 천연가스 가격이 하락세를 보이고 있다. 그럼에도 불구하고 미래의 유가를 예측하기 위해 전문가에서 연구된 유가전망을 Table 5.1로 나타내고 본 연구의 시나리오 작성에 참고하였다.

Table 5.1 Detailed data for four future scenarios.^[9]

Scenario	A	B	C	D
	full steam ahead	knowing the ropes	sink or swim	in the doldrums
Economic growth:				
western world	4%	4%	2%	2%
china/india	8%	8%	5%	5%
Regulations:				
sulphur	global sulphur limit of 0.5% postponed till 2025	ECA in all coastal areas worldwide. Re-enforced ECA in EU	ECA in all coastal areas worldwide. Re-enforced ECA in EU	global sulphur limit of 0.5% postponed till 2020
carbon price	No regulation	\$50–100/tonne	\$30–50/tonne	No regulation
Fuel prices:				
HFO(2020)	high (\$1,150/tonne)	high (\$1,150/tonne)	moderate (\$750/tonne)	high (\$1150/tonne)
MGO(2020)	130% of HFO price	150% of HFO price	200% of HFO price	150% of HFO price
LNG(2020)	110% of HFO price	30% of HFO price (decoupled)	110% of HFO price	70% of HFO price (decoupled)

5.2 LNG 연료 추진선박의 기초설계

5.2.1 MR 탱커 제원 및 연간운항일수

(1) 선박 제원

Table 5.2는 미국 연안을 운항할 수 있는 MR 탱커의 주요 제원을 나타내었다.

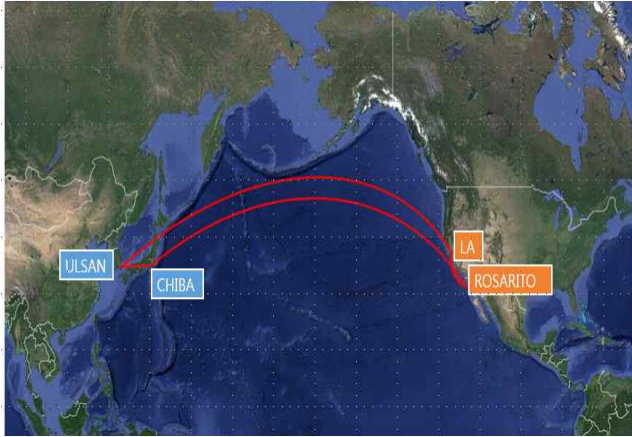
Table 5.2 Ship's particulars of MR tanker

	Specifics	
Dimensions	L.O.A.	183.0 m
	Breadth M.L.D.	32.2 m
	Depth M.L.D.	19.1 m
Main engine	Maker / Model	MDT / 6S50 ME-GI
	Maximum continuous rating	10,320 kW at 100 rpm
	SGC(load 85%), (LCV:50 MJ/kg)	135.3 g/kWh
	SPOC(load 85%), (LCV:42.7 MJ/kg)	5.6 g/kWh
Fuel oil & gas oil tanks capacity	Fuel oil tanks	1531.906 m ³
	Gas oil tanks	58.362 m ³

(2) 선박항로 및 운항일수

MR 탱커의 6개월 동안의 항로(한국, 일본에서 미국 연안)를 분석한 결과 총 42일 1항차 중 주기관의 운전은 33일, 정박 및 묘박은 9일, 항해 마일은 10,390 마일과 평균속력은 13.5 knots로 나타났으며, 그 값을 **Table 5.3**에 정리하였다. 본 연구에서는 연간 8항차 기준으로 선박운항 일수를 264일, 항해 마일은 83,120로 운항비율은 72.3 %로 설계하였다. 그러나 선행연구에서는 연간 선박운항 일수를 보통 300일로 가정하고 있다.

Table 5.3 Overview of trade route(Chiba, Rosarito, LA, Ulsan)

	Operational profile	
	Total distance (round-trip)	10,390 nm
Average Speed	13.5 knots	
Completed round-trip voyage time	42 days	
Total sailing time	33 days	

5.2.2 MR 탱커 투자비용 설계

(1) 선박 수명

해운시장 운임 침체가 장기화 되는 가운데 저유가 지속을 배경으로 연료효율성이 떨어지는 노후와 선박의 해체 물량이 크게 늘어났다. 최근 선박의 해체 선령은 2011년 30.6년에서 2012년 27.6년으로 대폭 낮아졌으며, 향후 해체 선령이 더욱 낮아 질 것으로 전망된다.^[5]

Clark-son은 2013년에 4,850만 DWT 규모의 선박이 세계 각지의 해체설비로 향할 것으로 전망되고 2014년에는 3,320만 DWT의 해체 매각이 예상된다고 밝혔다. 지난해 운임시장의 극심한 침체 속에 벌크선의 해체량이 전체 해체량의 59.5 %에 해당하는 3,290만 DWT, 557척(평균선령 28.2년)을 기록했으며, 탱커는 1,180만 DWT, 131척(23.2년)이 해체 처분되었다.^[5] 앞으로 선박 건조기술이 발달하게 되어 선박의 기대 수명은 증가가 전망되어 경제성 평가를 위한 기대수명을 25년으로 설계하였다.

(2) 선박할인율

선박 할인율은 일정한 법칙이 정해져 있는 것이 아니라 국가별로 경제사황에 맞게 적용되고 있다. 국가적으로 보면 미국은 3~5 %, 영국 5~8 %, 독일 3 %,

스위스 2 %, 개발도상국 6~8 % 정도로 적용하고 있으며, 국내에서는 통계청 3~5 %, 교통개발연구원 5~8 %, 한국개발원 3 %, 시설안전공단 2 % 등으로 조사되다.^[5] 그래서 본 연구에서는 1척의 선박에서 기초 자료를 바탕으로 경제성을 분석 범위를 한정하여 선박할인율이 미치는 영향은 아주 적으나 국내 및 국외의 자료를 최솟값을 종합하여 볼 때 평균 할인율을 3.55 %로 설계하였다.

(3) 초기투자비용

선박의 초기투자비용은 CAPEX의 개념이며, 선박의 초기설계비용 및 건조비가 포함된다. 또한 본 연구에서 선박 건조비용을 추정 할 때는 LNG 연료를 사용할 수 있는 MR 탱커 건조 시 엔진 선정에 필요한 기술적인 자료와 주기관의 제원, 연료 탱크의 용량, 탱크의 설치 가능한 장소, LNG 시스템, 혼합 스크러버 시스템 등의 비용을 선행연구 자료를 참고하여 설계하였다.

1) 탱크 사이즈

Fig. 5.3은 MR 탱커의 전체 항로 1항차[10,390 nm]를 기본으로 탱커의 전체 용량을 나타내었다. 또한 MR탱커선의 연료탱크의 가능한 위치를 Fig. 5.4로 나타내었으며, 연료탱크의 형태는 “C type”이며 용량은 연료소비율에 마진 5 %로 산출하였다.

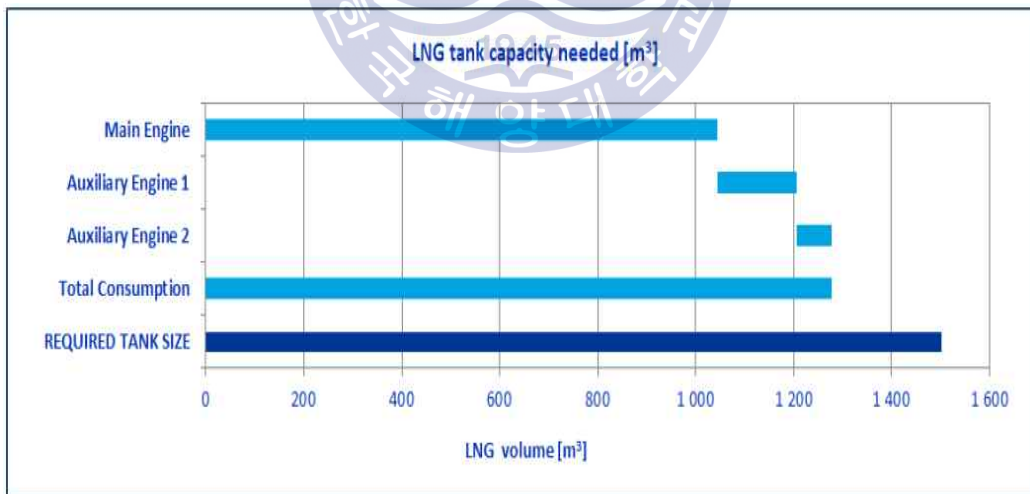


Fig. 5.3 Tank size needed for a voyage using LNG globally^[11]

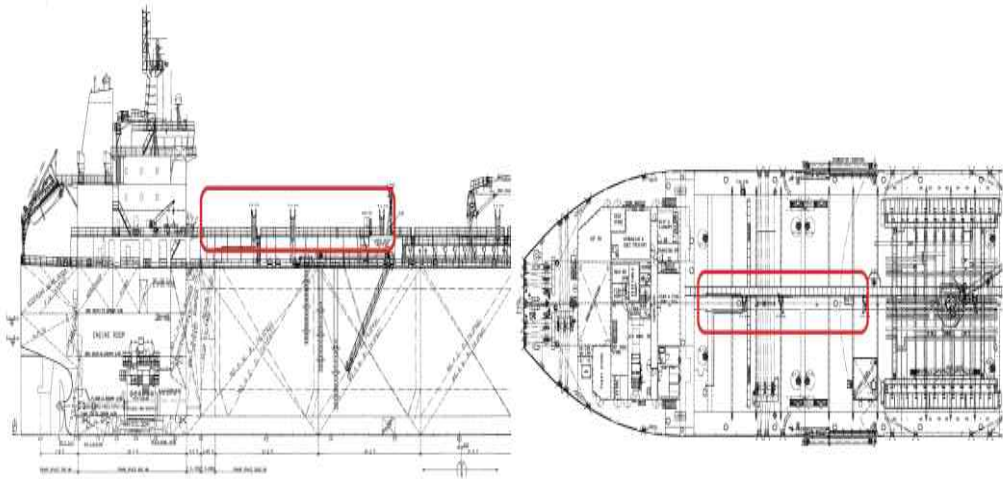


Fig. 5.4 Possible LNG tank locations^[11]

2) LNG 연료 사용하는 선박의 초기투자금액

MR 탱커에서 디젤연료를 LNG 연료로 변경 시 추가되는 비용은 Fig. 5.5와 같으며 엔진 및 GVUs(Gas Vaporizing Units), LNG 시스템, 조선소 비용으로 나타내었다.

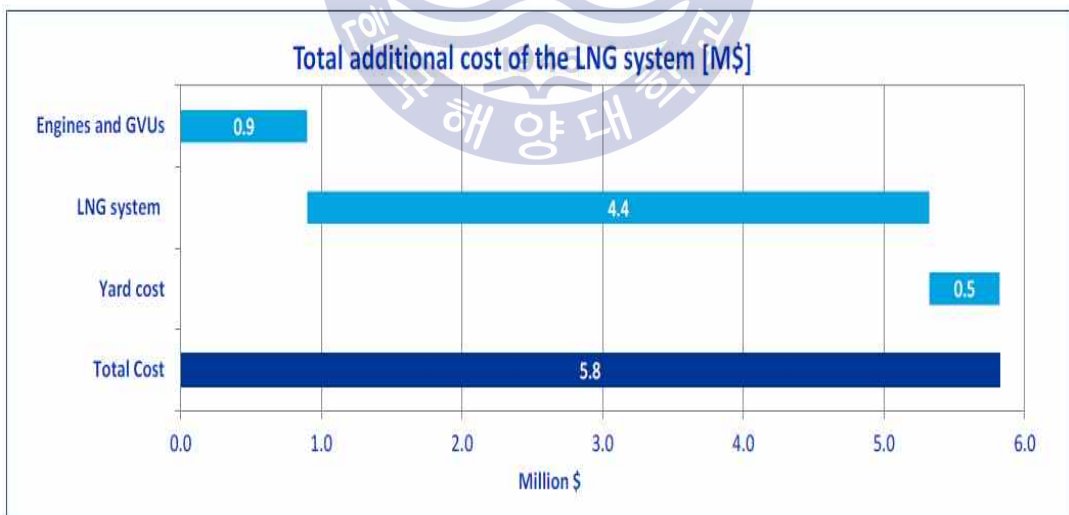


Fig. 5.5 CAPEX estimate for LNG^[11]

3) 혼합 스크러버 시스템 초기투자비용

Fig. 5.6은 디젤연료를 사용하는 MR 탱커에 혼합 스크러버 시스템을 장착 시 소요비용을 나타내었다.

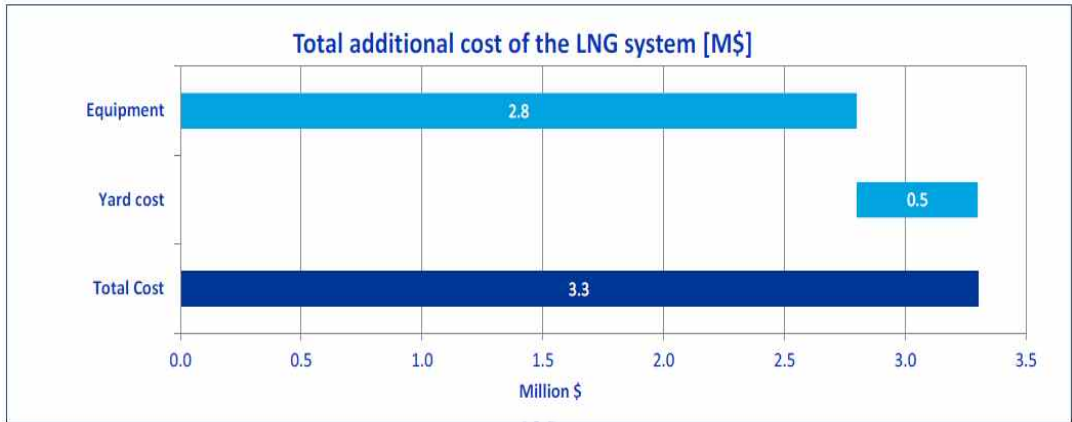


Fig. 5.6 Estimate for hybrid scrubber system^[11]

4) 선택적 촉매 환원장치 & 배출가스 재순환장치의 초기투자비용

MDT사는 선택적 촉매 환원장치와 배출가스 재순환 장치 설치비용을 1 kW에 약 60 USD 정도로 전망하고 있으며, 이를 근거로 출력이 10,320 kW 디젤엔진에 이 장치를 설치하면 약 0.62 M\$ 이상의 초기투자비용이 소요된다.^[3] Fig. 5.7은 MDT사의 배출가스 재순환 장치를 나타내었다.

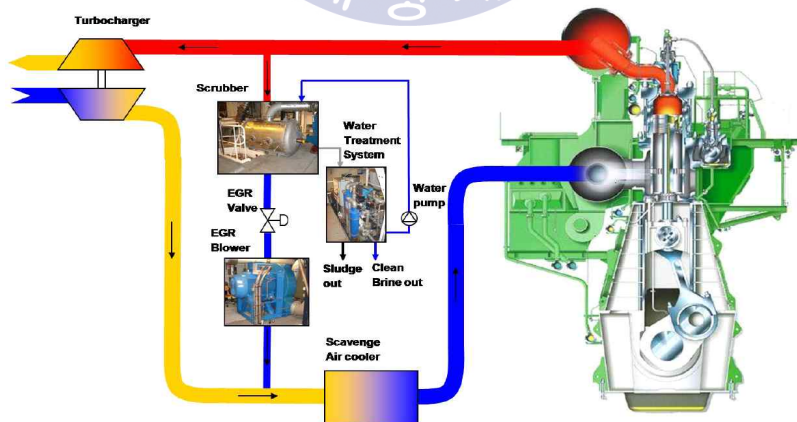


Fig. 5.7 Exhaust gas recirculation of MAN Diesel & Turbo^[20]

5.2.3 HFO 및 LNG 연료시나리오

Table 5.4는 LNG연료 추진선박의 경제성 평가에 적용될 2015년부터 2040년까지 유가 전망이다. 첫 번째와 두 번째 시나리오는 현재의 HFO 가격과 2013년 유럽, 아시아, 미국의 LNG 거래기준 가격이 앞으로 25년 동안 지속될 경우이며, 세 번째에서 여섯 번째의 시나리오는 선박관련 전문기관에서 전망한 유가 전망을 2015년 1월 30일의 HFO 가격과 2013년 유럽, 아시아, 미국의 LNG 거래기준 가격으로 다시 설계하였다.^[13]

Table 5.4 Detailed data for future six scenarios

Scenario		Year					
		2015	2020	2025	2030	2035	2040
1	HFO USD/ton	297	297	297	297	297	297
	LNG USD/ton	503	503	503	503	503	503
2	HFO USD/ton	600	600	600	600	600	600
	LNG USD/ton	503	503	503	503	503	503
3	HFO USD/ton	297	697	1097	1647	1897	2297
	LNG USD/ton	327	767	1207	1497	2087	2527
4	HFO USD/ton	297	697	1097	1647	1897	2297
	LNG USD/ton	89	209	329	449	569	825
5	HFO USD/ton	297	497	697	897	1097	1297
	LNG USD/ton	327	547	767	987	1207	1427
6	HFO USD/ton	297	697	1097	1647	1897	2297
	LNG USD/ton	208	488	768	1048	1328	1608

- Economic growth
 - scenario 3, 4 : western world 4 % , china/india 8 %
 - scenario 5, 6 : western world 2 % , china/india 5 %
- Regulations
 - 1) sulphur
 - scenario 3, 6 : global sulphur limit of 0.5% postponed till 2040
 - scenario 4, 5 : ECA in all coastal areas worldwide. re-enforced ECA in EU
 - 2) carbon price
 - scenario 3, 6 : no regulation
 - scenario 4 : \$50-100/tonne
 - scenario 5 : \$30-50/tonne

(1) 시나리오 1

Fig. 5.8은 선박 연료가격이 HFO 297 USD/ton, LNG 503 USD/ton로 25년 동안 지속될 경우를 나타내었다.



Fig. 5.8 Base fuel oil price scenario 1 (2015~2040)

(2) 시나리오 2

Fig. 5.9는 선박 연료가격이 HFO 600 USD/ton, LNG 503 USD/ton로 25년 동안 지속될 경우를 나타내었다.



Fig. 5.9 Base fuel oil price scenario 2 (2015~2040)

(3) 시나리오 3

국제해사기구에서 환경규제를 2040년까지 유예하고 중국과 인도에서 8 %, 유럽 4 %의 빠른 경제 성장을 할 때 무역은 성장의 두 배가 된다. 화석 연료의 소비는 증가하고 가격은 높게 형성될 것이다. 이에 대한 대체 에너지인 천연자원의 탐사와 생산이 증가하게 되나, 화석연료가격 상승과는 다르게 톤당 HFO 가격의 110 %에서 LNG의 가격이 형성될 것으로 확인하고 **Table 5.5, Fig. 5.10**에 나타내었다.

Table 5.5 Scenario with full steam ahead

Scenario 3		
Economic growth:	western world	china/india
	4 %	8 %
Regulations	sulphur	carbon price
	global sulphur limit of 0.5 % postponed till 2040	no regulation
Fuel prices	HFO(2020)	LNG(2020)
	high (\$697/tonne)	110 % of HFO price (decoupled)

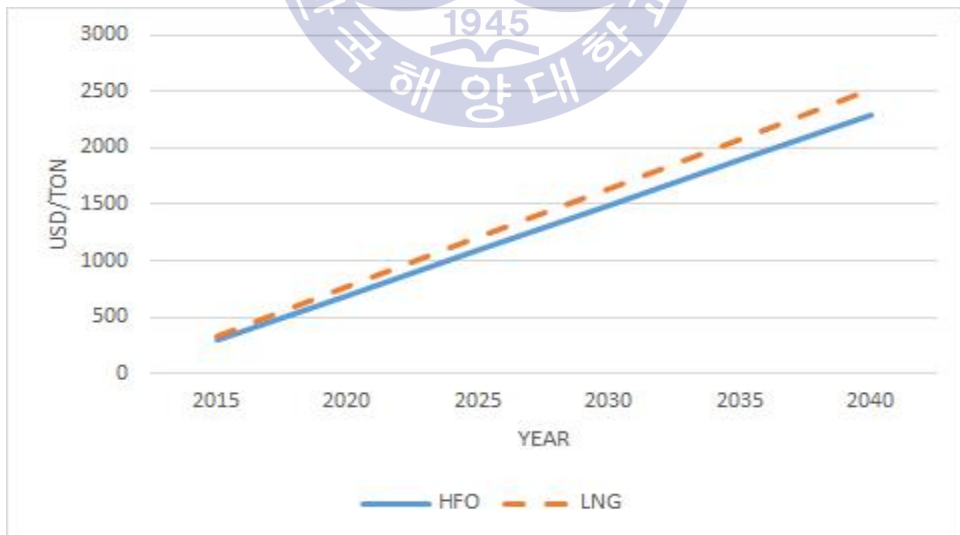


Fig. 5.10 Base fuel oil price scenario 3 (2015~2040)

(4) 시나리오 4

중국과 인도에서 8 %, 유럽 4 %의 경제 성장을 할 때 유가는 점점 증가하여 높은 가격으로 형성되어 천연자원의 탐사와 생산이 증가한다. 해상 무역이 크게 증가하면 HFO 연료 가격은 상승하게 되나, LNG의 가격은 HFO와 다르게 HFO 가격의 30 %로 유지될 것으로 확인하고 Table 5.6, Fig. 5.11로 나타내었다.

Table 5.6 Scenario with knowing the ropes

Scenario 4		
Economic growth:	western world	china/india
	4 %	8 %
Regulations	sulphur	carbon price
	ECA in all coastal areas worldwide. re-enforced ECA in EU	\$50-100/tonne
Fuel prices	HFO(2020)	LNG(2020)
	high (\$697/tonne)	30 % of HFO price (decoupled)

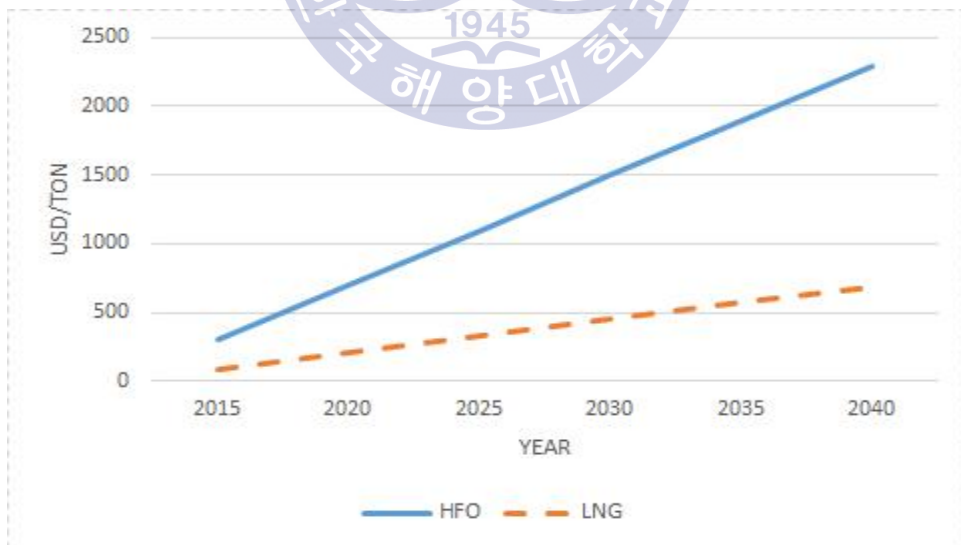


Fig. 5.11 Base fuel oil price scenario 4 (2015~2040)

(5) 시나리오 5

세계경제가 저 성장(중국과 인도에서 5 %, 유럽 2 %) 할 때 오일의 사용은 점점 감소하여 적정 가격으로 형성되며 다른 대체 에너지의 생산에 필요한 투자가 감소하게 된다. 또한 해상 무역이 감소로 선박의 건조가 25~30 %로 감소한다. HFO 연료의 가격은 상승하지 않으며, LNG의 가격 역시 유가의 영향으로 톤당은 HFO 가격의 110 %에서 가격이 될 것으로 확인하고 **Table 5.7, Fig. 5.12**로 나타내었다.

Table 5.7 Scenario with sink or swim

Scenario 5		
Economic growth:	western world	china/india
	2 %	5 %
Regulations	sulphur	carbon price
	ECA in all coastal areas worldwide. re-enforced ECA in EU	\$30-50/tonne
Fuel prices	HFO(2020)	LNG(2020)
	moderate (\$497/tonne)	110% of HFO price

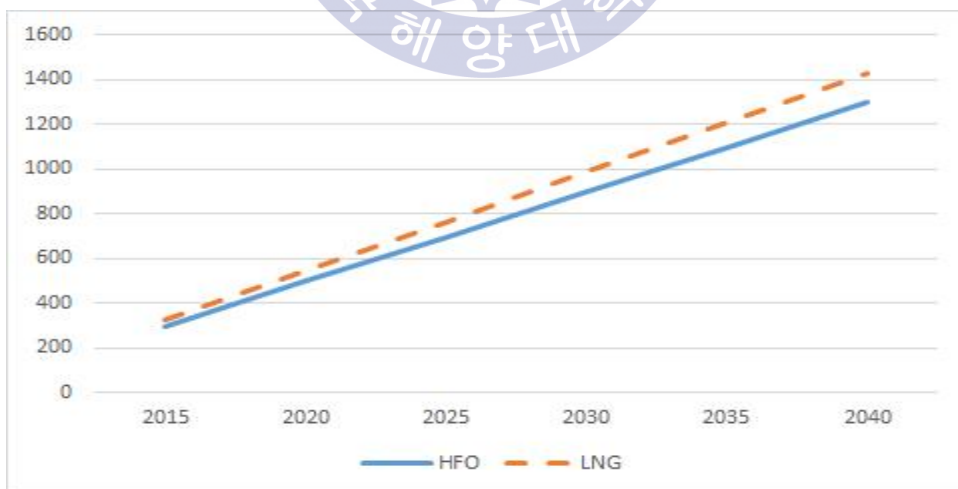


Fig. 5.12 Base fuel oil price scenario 5 (2015~2040)

(6) 시나리오 6

국제해사기구에서 환경규제를 2040년까지 유예하고 중국과 인도에서 5 %, 유럽 2 %의 경제 성장을 할 때 오일 사용은 점점 증가하여 높은 가격으로 형성되어 천연자원의 탐사와 생산이 증가한다. 또한 해상 무역이 크게 증가하면 HFO 연료 가격은 상승하게 되나, LNG의 가격은 HFO와 다르게 HFO 가격의 70 %로 유지될 것으로 확인하고 **Table 5.8, Fig. 5.13**로 나타내었다.

Table 5.8 Scenario with in the doldrums

Scenario 6		
Economic growth:	western world	china/india
	2 %	5 %
Regulations	sulphur	carbon price
	global sulphur limit of 0.5% postponed till 2040	no regulation
Fuel prices	HFO(2020)	LNG(2020)
	moderate (\$697/tonne)	70 % of HFO price

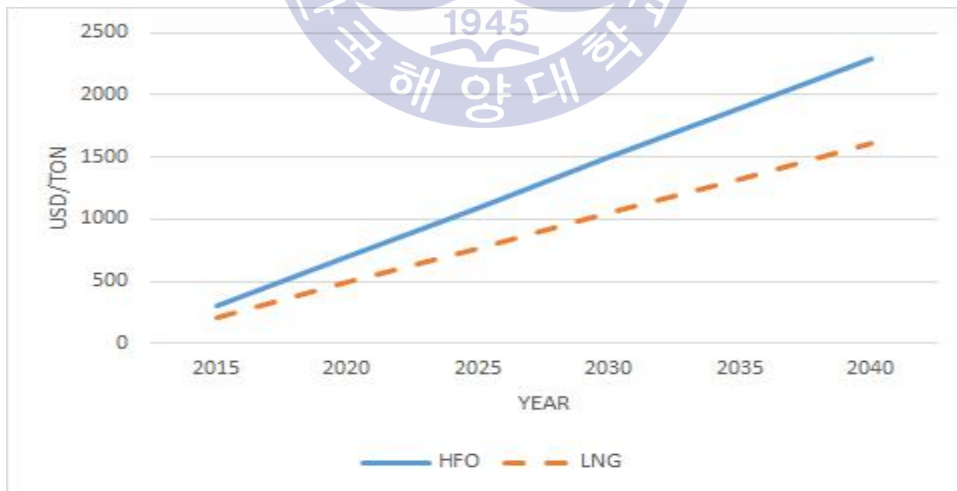


Fig. 5.13 Base fuel oil price scenario 6 (2015~2040)

5.3 LNG연료 추진선박의 경제성 분석 및 평가

5.3.1 개요

아시아에서 남미로 또는 유럽으로 운항하는 MR 탱커의 추진 연료별 경제성 분석에 필요한 중요 인자에 대해서 고찰하고자 한다.

(1) MR 탱커에서 HFO 연료 사용 시 연간 총 지출비용

$$HFO_{engine} = \text{초기투자금액}_{CAPEX} \times \text{선박할인율} + \text{연료비}_{USD/year} + \text{유지관리비용}_{OPEX}$$

- 초기투자금액_{CAPEX} = 선박설계비 + 건조비 + SCR + SCRUBBER
- 연료비_{year} = $POWER_{MCR 85\%} \times SFOC_{g/kWh} \times \text{연간항해일수} \times 24hrs \times \text{연료가격}_{USD/TON} \times 10^{-6}$

(2) MR 탱커에서 LNG 연료 사용 시 연간 총 지출비용

$$LNG_{engine} = \text{초기투자금액}_{CAPEX} \times \text{선박할인율} + \text{연료비}_{USD/year} + \text{유지관리비용}_{OPEX}$$

- 초기투자금액_{CAPEX} = 선박설계비 + 건조비 + SCR
- 연료비_{year} = $POWER_{MCR 85\%} \times SGC_{g/kWh} \times \text{연간항해일수} \times 24hrs \times \text{연료가격}_{USD/TON} \times 10^{-6}$

5.3.2 초기투자금액

(1) 디젤연료를 사용하는 MR 탱커 건조비용

HFO를 사용하는 추진선박 MR 탱커의 선박 건조 비용은 **Table 5.9**와 같이 37 M\$로 확인되었다. **Table 5.10**은 그 결과에 혼합 스크러버 시스템의 초기 투자비용 3.3 M\$를 더한 40.3 M\$이다. 여기서 LNG 연료추진시스템과 중복된 선택적 촉매 환원장치 또는 배출가스 재순환 장치 설치비용은 제외하였다.

Table 5.9 Total additional cost of the HFO system[M\$]

HFO propulsion system ⁴⁾	Engine + Yard cost
	37 [M\$]

Table 5.10 Total additional cost of hybrid scrubber system[M\$]

Hybrid scrubber system	Equipment	Yard cost	Total cost
	+ 2.8 [M\$]	+ 0.50 [M\$]	+ 3.30 [M\$]

(2) LNG 연료를 사용하는 MR 탱커 선박 건조비용

LNG 연료를 사용하는 추진선박의 경우 초기투자비용은 HFO 연료를 사용하는 시스템에도 중복되는 선택적 촉매 환원장치 또는 배출가스 재순환 장치 설치비용을 제외하면 HFO 연료를 사용하는 선박 보다 총 투자비용은 5.8 M\$로 더 많이 투자되어야 한다. 또한 총투자비용을 세분화하여 **Table 5.11, 5.12**로 나타내었다.

Table 5.11 Total additional cost of the LNG system[M\$]

LNG propulsion system	Engine and GAUs	LNG system	Yard cost	Total cost
	+ 0.9 [M\$]	+ 4.4 [M\$]	+ 0.5 [M\$]	+ 5.8 [M\$]

Table 5.12 Total additional cost of HFO + hybrid scrubber & LNG system[M\$]

CAPEX	HFO propulsion system + Hybrid scrubber system	LNG fuel Propulsion system
	40.3 [M\$]	42.8 [M\$]

4) 41K~51K급 MR 탱커 신조선 가격[2014. Clarksons]

5.3.3 연간 연료비

Table 5.13은 2015년 1월 30일 싱가포르에서 거래되는 HFO 가격과 MDT사의 6G50ME 엔진의 운전성능을 분석하여 연간 소요되는 연료비를 산출하였다. 또한 식 (1)는 HFO 연간 연료비 계산방법을 정리하였다.

$$\text{연료비}_{\text{year}} = \text{POWER}_{\text{MCR}85\%} \times \text{SFOC}_{\text{g/kWh}} \times \text{연간항해일수} \times 24\text{hrs} \times \text{연료가격}_{\text{USD/OIL}} \times 10^{-6} \quad (1)$$

Table 5.13 Annual HFO cost of MR Tanker

		Case A	Case B
HFO price	USD/Ton	297 ¹⁾	600 ²⁾
Output	kW	10,320	10,320
Running hours	hr/day	24	24
SFOC ³⁾	g/kWh	165.0	165.0
Annual sailing time	Day/year ⁴⁾	264	264
Annual fuel cost	M\$[USD]	3.20	6.47
1) HFO price (2015.01.30.) 2) prediction of HFO price 3) SFOC with load 85% of 6G50-ME engine 4) 1 year=365 day			

Table 5.14는 2013년 7월 유럽 3개국, 아시아 3개국, 미국 LNG 수입가격을 근거로 추정된 LNG 가격과 MDT사의 6G50ME-GI 엔진의 운전성능을 분석하여 산출하였다. 또한 식 (2)는 LNG 연간 소요되는 연료비 계산방법을 정리하였다.

$$\text{연료비}_{\text{year}} = \text{POWER}_{\text{MCR } 85\%} \times \text{SGC}_{\text{g/kWh}} \times \text{연간항해일수} \times 24\text{hrs} \times \text{연료가격}_{\text{USD/LNG}} \times 10^{-6} \quad (2)$$

Table 5.14 Annual LNG cost of MR Tanker

		Case A	Case B
HFO price	USD/Ton	297 ¹⁾	600 ²⁾
LNG price	USD/Ton	503	503
Output	kW	10,320	10,320
Running hours	hr/day	24	24
SGC ³⁾	g/kWh	135.3	135.3
SFOC ⁴⁾	g/kWh	5.6	5.6
Annual sailing time	Day/year ⁵⁾	264	264
Annual fuel cost	M\$[USD]	4.56	4.67
1) HFO price (2015.01.30.) 2) prediction of HFO price 3) SGC with load 85% of 6G50ME-GI engine 4) SFOC with load 85% of 6G50ME-GI engine 5) 1 year=365 day			

5.3.4 경제성 분석

MR 탱커에서 HFO 연료와 LNG 연료를 사용할 경우, 연간 총 지출비용을 계산하여 Table 5.15부터 Table 5.20에 나타내었다.

연간 총 지출비용은 초기투자금액에서 할인율을 적용하고 연료비, 승조원비, 선체보험료, 수리유지비, 선용품 및 소모품, 일반관리비, 항비를 포함하면 산출할 수 있다. 그러나 본 연구에서는 동일한 MR 탱커에서 선박 연료변화에 따른 경제성을 평가를 위해 총 지출금액을 산출하기 때문에 선박이 운항하면서 동일하거나 연구 결과에 미치는 영향이 적은 항목별 비용은 제외하였다. 즉, 초기투자비용과 할인율, 연료비, 스크러버 투자비용 이외의 모든 항목을 제외시켰다.

Table 5.15 Total cost of scenario 1 [HFO and LNG]

Year	HFO					LNG				
	ship's price	fuel cost		total cost		ship's price	fuel cost		total cost	
		A	B	A	B		A	B	A	B
0	40.3	2.72	3.10	2.72	3.10	42.8	3.87	4.40	6.37	6.90
1	38.9	2.72	3.10	4.13	4.51	41.3	3.87	4.40	5.37	5.90
2	37.5	2.72	3.10	4.08	4.46	39.9	3.87	4.40	5.32	5.85
3	36.2	2.72	3.10	4.04	4.41	38.5	3.87	4.40	5.27	5.80
4	34.9	2.72	3.10	3.99	4.36	37.1	3.87	4.40	5.22	5.75
5	33.7	2.72	3.10	3.95	4.32	35.8	3.87	4.40	5.17	5.70
6	32.5	2.72	3.10	3.90	4.28	34.6	3.87	4.40	5.13	5.66
7	31.4	2.72	3.10	3.86	4.23	33.4	3.87	4.40	5.08	5.61
8	30.3	2.72	3.10	3.82	4.19	32.2	3.87	4.40	5.04	5.57
9	29.2	2.72	3.10	3.78	4.16	31.1	3.87	4.40	5.00	5.53
10	28.2	2.72	3.10	3.75	4.12	30.0	3.87	4.40	4.96	5.49
11	27.2	2.72	3.10	3.71	4.08	28.9	3.87	4.40	4.92	5.45
12	26.3	2.72	3.10	3.68	4.05	27.9	3.87	4.40	4.89	5.42
13	25.4	2.72	3.10	3.64	4.01	26.9	3.87	4.40	4.85	5.38
14	24.5	2.72	3.10	3.61	3.98	26.0	3.87	4.40	4.82	5.35
15	23.6	2.72	3.10	3.58	3.95	25.1	3.87	4.40	4.78	5.31

16	22.8	2.72	3.10	3.55	3.92	24.2	3.87	4.40	4.75	5.28
17	22.0	2.72	3.10	3.52	3.89	23.4	3.87	4.40	4.72	5.25
18	21.2	2.72	3.10	3.49	3.86	22.5	3.87	4.40	4.69	5.22
19	20.5	2.72	3.10	3.47	3.84	21.8	3.87	4.40	4.66	5.19
20	19.8	2.72	3.10	3.44	3.81	21.0	3.87	4.40	4.64	5.16
21	19.1	2.72	3.10	3.42	3.79	20.3	3.87	4.40	4.61	5.14
22	18.4	2.72	3.10	3.39	3.76	19.5	3.87	4.40	4.58	5.11
23	17.8	2.72	3.10	3.37	3.74	18.9	3.87	4.40	4.56	5.09
24	17.1	2.72	3.10	3.35	3.72	18.2	3.87	4.40	4.54	5.06
25	16.5	2.72	3.10	3.32	3.69	17.6	3.87	4.40	4.51	5.04

Table 5.16 Total cost of scenario 2 [HFO and LNG]

Year	HFO					LNG				
	ship's price	fuel cost		total cost		ship's price	fuel cost		total cost	
		A	B	A	B		A	B	A	B
0	40.3	5.50	6.25	5.50	6.25	42.8	3.97	4.51	6.47	7.01
1	38.9	5.50	6.25	6.91	7.66	41.3	3.97	4.51	5.47	6.01
2	37.5	5.50	6.25	6.86	7.61	39.9	3.97	4.51	5.41	5.96
3	36.2	5.50	6.25	6.82	7.57	38.5	3.97	4.51	5.36	5.91
4	34.9	5.50	6.25	6.77	7.52	37.1	3.97	4.51	5.32	5.86
5	33.7	5.50	6.25	6.73	7.48	35.8	3.97	4.51	5.27	5.81
6	32.5	5.50	6.25	6.68	7.43	34.6	3.97	4.51	5.22	5.76
7	31.4	5.50	6.25	6.64	7.39	33.4	3.97	4.51	5.18	5.72
8	30.3	5.50	6.25	6.60	7.35	32.2	3.97	4.51	5.14	5.68
9	29.2	5.50	6.25	6.56	7.31	31.1	3.97	4.51	5.10	5.64
10	28.2	5.50	6.25	6.53	7.28	30.0	3.97	4.51	5.06	5.60
11	27.2	5.50	6.25	6.49	7.24	28.9	3.97	4.51	5.02	5.56
12	26.3	5.50	6.25	6.46	7.21	27.9	3.97	4.51	4.98	5.52
13	25.4	5.50	6.25	6.42	7.17	26.9	3.97	4.51	4.95	5.49

14	24.5	5.50	6.25	6.39	7.14	26.0	3.97	4.51	4.91	5.45
15	23.6	5.50	6.25	6.36	7.11	25.1	3.97	4.51	4.88	5.42
16	22.8	5.50	6.25	6.33	7.08	24.2	3.97	4.51	4.85	5.39
17	22.0	5.50	6.25	6.30	7.05	23.4	3.97	4.51	4.82	5.36
18	21.2	5.50	6.25	6.27	7.02	22.5	3.97	4.51	4.79	5.33
19	20.5	5.50	6.25	6.25	7.00	21.8	3.97	4.51	4.76	5.30
20	19.8	5.50	6.25	6.22	6.97	21.0	3.97	4.51	4.73	5.27
21	19.1	5.50	6.25	6.19	6.94	20.3	3.97	4.51	4.70	5.25
22	18.4	5.50	6.25	6.17	6.92	19.5	3.97	4.51	4.68	5.22
23	17.8	5.50	6.25	6.15	6.90	18.9	3.97	4.51	4.65	5.19
24	17.1	5.50	6.25	6.12	6.87	18.2	3.97	4.51	4.63	5.17
25	16.5	5.50	6.25	6.10	6.85	17.6	3.97	4.51	4.61	5.15

Table 5.17 Total cost of scenario 3 [HFO and LNG]

Year	HFO					LNG				
	ship's price	fuel cost		total cost		ship's price	fuel cost		total cost	
		A	B	A	B		A	B	A	B
0	40.3	2.72	3.10	2.72	3.10	42.8	2.55	2.90	5.05	5.40
1	38.9	3.46	3.93	4.87	5.34	41.3	3.24	3.68	4.73	5.18
2	37.5	4.19	4.76	5.55	6.12	39.9	3.92	4.46	5.37	5.90
3	36.2	4.92	5.60	6.24	6.91	38.5	4.61	5.24	6.00	6.63
4	34.9	5.66	6.43	6.93	7.70	37.1	5.30	6.02	6.64	7.36
5	33.7	6.39	7.26	7.62	8.49	35.8	5.98	6.80	7.28	8.10
6	32.5	7.13	8.10	8.31	9.28	34.6	6.67	7.58	7.92	8.83
7	31.4	7.86	8.93	9.00	10.07	33.4	7.36	8.36	8.57	9.57
8	30.3	8.59	9.76	9.69	10.86	32.2	8.04	9.14	9.21	10.31
9	29.2	9.33	10.60	10.39	11.66	31.1	8.73	9.92	9.86	11.05
10	28.2	10.06	11.43	11.08	12.46	30.0	9.42	10.70	10.50	11.79

11	27.2	10.79	12.27	11.78	13.25	28.9	10.10	11.48	11.15	12.53
12	26.3	11.53	13.10	12.48	14.05	27.9	10.79	12.26	11.80	13.27
13	25.4	12.26	13.93	13.18	14.85	26.9	11.48	13.04	12.45	14.02
14	24.5	12.99	14.77	13.88	15.65	26.0	12.16	13.82	13.10	14.76
15	23.6	13.73	15.60	14.58	16.46	25.1	12.85	14.60	13.76	15.51
16	22.8	14.46	16.43	15.29	17.26	24.2	13.54	15.38	14.41	16.26
17	22.0	15.20	17.27	15.99	18.07	23.4	14.22	16.16	15.07	17.01
18	21.2	15.93	18.10	16.70	18.87	22.5	14.91	16.94	15.73	17.76
19	20.5	16.66	18.94	17.41	19.68	21.8	15.60	17.72	16.38	18.51
20	19.8	17.40	19.77	18.11	20.49	21.0	16.28	18.50	17.04	19.26
21	19.1	18.13	20.60	18.82	21.29	20.3	16.97	19.28	17.70	20.02
22	18.4	18.86	21.44	19.53	22.10	19.5	17.66	20.06	18.36	20.77
23	17.8	19.60	22.27	20.24	22.91	18.9	18.34	20.84	19.03	21.53
24	17.1	20.33	23.10	20.95	23.73	18.2	19.03	21.62	19.69	22.28
25	16.5	21.06	23.94	21.66	24.54	17.6	19.72	22.40	20.35	23.04

Table 5.18 Total cost of scenario 4 [HFO and LNG]

Year	HFO					LNG				
	ship's price	fuel cost		total cost		ship's price	fuel cost		total cost	
		A	B	A	B		A	B	A	B
0	40.3	2.72	3.10	2.72	3.10	42.8	0.76	0.87	3.26	3.37
1	38.9	3.46	3.93	4.87	5.34	41.3	0.97	1.10	2.47	2.60
2	37.5	4.19	4.76	5.55	6.12	39.9	1.17	1.33	2.62	2.78
3	36.2	4.92	5.60	6.24	6.91	38.5	1.38	1.57	2.77	2.96
4	34.9	5.66	6.43	6.93	7.70	37.1	1.58	1.80	2.93	3.15
5	33.7	6.39	7.26	7.62	8.49	35.8	1.79	2.03	3.09	3.33
6	32.5	7.13	8.10	8.31	9.28	34.6	1.99	2.27	3.25	3.52
7	31.4	7.86	8.93	9.00	10.07	33.4	2.20	2.50	3.41	3.71
8	30.3	8.59	9.76	9.69	10.86	32.2	2.41	2.73	3.57	3.90

9	29.2	9.33	10.60	10.39	11.66	31.1	2.61	2.97	3.74	4.09
10	28.2	10.06	11.43	11.08	12.46	30.0	2.82	3.20	3.90	4.29
11	27.2	10.79	12.27	11.78	13.25	28.9	3.02	3.43	4.07	4.48
12	26.3	11.53	13.10	12.48	14.05	27.9	3.23	3.67	4.24	4.68
13	25.4	12.26	13.93	13.18	14.85	26.9	3.43	3.90	4.41	4.88
14	24.5	12.99	14.77	13.88	15.65	26.0	3.64	4.13	4.58	5.08
15	23.6	13.73	15.60	14.58	16.46	25.1	3.84	4.37	4.75	5.28
16	22.8	14.46	16.43	15.29	17.26	24.2	4.05	4.60	4.93	5.48
17	22.0	15.20	17.27	15.99	18.07	23.4	4.25	4.83	5.10	5.68
18	21.2	15.93	18.10	16.70	18.87	22.5	4.46	5.07	5.28	5.88
19	20.5	16.66	18.94	17.41	19.68	21.8	4.66	5.30	5.45	6.09
20	19.8	17.40	19.77	18.11	20.49	21.0	4.87	5.53	5.63	6.30
21	19.1	18.13	20.60	18.82	21.29	20.3	5.08	5.77	5.81	6.50
22	18.4	18.86	21.44	19.53	22.10	19.5	5.28	6.00	5.99	6.71
23	17.8	19.60	22.27	20.24	22.91	18.9	5.49	6.23	6.17	6.92
24	17.1	20.33	23.10	20.95	23.73	18.2	5.69	6.47	6.35	7.13
25	16.5	21.06	23.94	21.66	24.54	17.6	6.92	7.86	7.56	8.50

Table 5.19 Total cost of scenario 5 [HFO and LNG]

Year	HFO					LNG				
	ship's price	fuel cost		total cost		ship's price	fuel cost		total cost	
		A	B	A	B		A	B	A	B
0	40.3	2.72	3.10	2.72	3.10	42.8	2.55	2.90	5.05	5.40
1	38.9	3.09	3.51	4.50	4.92	41.3	2.89	3.29	4.39	4.78
2	37.5	3.46	3.93	4.82	5.29	39.9	3.24	3.68	4.68	5.12
3	36.2	3.82	4.35	5.14	5.66	38.5	3.58	4.07	4.97	5.46
4	34.9	4.19	4.76	5.46	6.03	37.1	3.92	4.46	5.27	5.80

5	33.7	4.56	5.18	5.78	6.40	35.8	4.27	4.85	5.56	6.15
6	32.5	4.92	5.60	6.10	6.78	34.6	4.61	5.24	5.86	6.49
7	31.4	5.29	6.01	6.43	7.15	33.4	4.95	5.63	6.16	6.84
8	30.3	5.66	6.43	6.76	7.53	32.2	5.30	6.02	6.46	7.19
9	29.2	6.03	6.85	7.09	7.91	31.1	5.64	6.41	6.77	7.53
10	28.2	6.39	7.26	7.42	8.29	30.0	5.98	6.80	7.07	7.89
11	27.2	6.76	7.68	7.75	8.67	28.9	6.33	7.19	7.37	8.24
12	26.3	7.13	8.10	8.08	9.05	27.9	6.67	7.58	7.68	8.59
13	25.4	7.49	8.51	8.41	9.43	26.9	7.01	7.97	7.99	8.95
14	24.5	7.86	8.93	8.75	9.82	26.0	7.36	8.36	8.30	9.30
15	23.6	8.23	9.35	9.08	10.20	25.1	7.70	8.75	8.61	9.66
16	22.8	8.59	9.76	9.42	10.59	24.2	8.04	9.14	8.92	10.02
17	22.0	8.96	10.18	9.76	10.98	23.4	8.39	9.53	9.23	10.38
18	21.2	9.33	10.60	10.10	11.37	22.5	8.73	9.92	9.55	10.74
19	20.5	9.69	11.02	10.44	11.76	21.8	9.07	10.31	9.86	11.10
20	19.8	10.06	11.43	10.78	12.15	21.0	9.42	10.70	10.18	11.46
21	19.1	10.43	11.85	11.12	12.54	20.3	9.76	11.09	10.49	11.82
22	18.4	10.79	12.27	11.46	12.93	19.5	10.10	11.48	10.81	12.19
23	17.8	11.16	12.68	11.80	13.33	18.9	10.45	11.87	11.13	12.55
24	17.1	11.53	13.10	12.15	13.72	18.2	10.79	12.26	11.45	12.92
25	16.5	11.89	13.52	12.49	14.12	17.6	11.13	12.65	11.77	13.29

Table 5.20 Total cost of scenario 6 [HFO and LNG]

Year	HFO					LNG				
	ship's price	fuel cost		total cost		ship's price	fuel cost		total cost	
		A	B	A	B		A	B	A	B
0	40.3	2.72	3.10	2.72	3.10	42.8	1.66	1.88	4.16	4.38
1	38.9	3.46	3.93	4.87	5.34	41.3	2.10	2.39	3.60	3.89
2	37.5	4.19	4.76	5.55	6.12	39.9	2.55	2.90	3.99	4.34
3	36.2	4.92	5.60	6.24	6.91	38.5	2.99	3.40	4.39	4.80
4	34.9	5.66	6.43	6.93	7.70	37.1	3.44	3.91	4.79	5.26
5	33.7	6.39	7.26	7.62	8.49	35.8	3.89	4.42	5.18	5.71
6	32.5	7.13	8.10	8.31	9.28	34.6	4.33	4.92	5.59	6.18
7	31.4	7.86	8.93	9.00	10.07	33.4	4.78	5.43	5.99	6.64
8	30.3	8.59	9.76	9.69	10.86	32.2	5.22	5.94	6.39	7.10
9	29.2	9.33	10.60	10.39	11.66	31.1	5.67	6.44	6.80	7.57
10	28.2	10.06	11.43	11.08	12.46	30.0	6.12	6.95	7.20	8.04
11	27.2	10.79	12.27	11.78	13.25	28.9	6.56	7.46	7.61	8.51
12	26.3	11.53	13.10	12.48	14.05	27.9	7.01	7.96	8.02	8.98
13	25.4	12.26	13.93	13.18	14.85	26.9	7.45	8.47	8.43	9.45
14	24.5	12.99	14.77	13.88	15.65	26.0	7.90	8.98	8.84	9.92
15	23.6	13.73	15.60	14.58	16.46	25.1	8.35	9.48	9.26	10.39
16	22.8	14.46	16.43	15.29	17.26	24.2	8.79	9.99	9.67	10.87
17	22.0	15.20	17.27	15.99	18.07	23.4	9.24	10.50	10.09	11.34
18	21.2	15.93	18.10	16.70	18.87	22.5	9.68	11.00	10.50	11.82
19	20.5	16.66	18.94	17.41	19.68	21.8	10.13	11.51	10.92	12.30
20	19.8	17.40	19.77	18.11	20.49	21.0	10.58	12.02	11.34	12.78
21	19.1	18.13	20.60	18.82	21.29	20.3	11.02	12.53	11.76	13.26
22	18.4	18.86	21.44	19.53	22.10	19.5	11.47	13.03	12.18	13.74
23	17.8	19.60	22.27	20.24	22.91	18.9	11.91	13.54	12.60	14.22
24	17.1	20.33	23.10	20.95	23.73	18.2	12.36	14.05	13.02	14.71
25	16.5	21.06	23.94	21.66	24.54	17.6	12.81	14.55	13.44	15.19

5.3.5 경제성 평가

디젤 연료추진시스템에 혼합 스크러버를 설치하여 운항한 경우와 LNG 연료추진시스템을 사용하는 경우, 25년 동안 선박운항에 소요되는 비용과 역전(pay back) 시점을 확인하였다.

시나리오 1의 HFO와 LNG 연료추진시스템에 25년 동안 소요되는 비용을 Fig. 5.14, 5.15으로 나타내었다. 또한 총 소요되는 비용이 역전되는 시점은 25년 동안 없는 것을 확인할 수 있으며, 선박이 운항하는 25년 동안 소요되는 비용은 연간 264일 항해 시 HFO 95.48 M\$, LNG 104.23 M\$이며 300일 항해 시에는 HFO 128.48 M\$, LNG 142.33 M\$로 확인되었다.

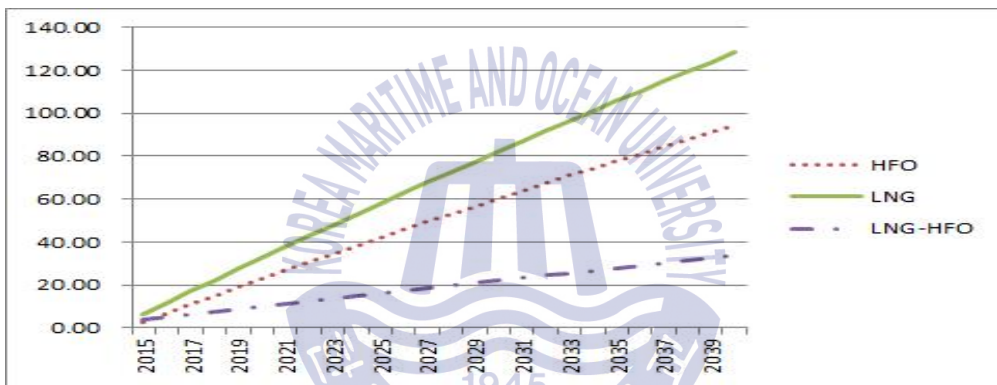


Fig. 5.14 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 1(264 Day)

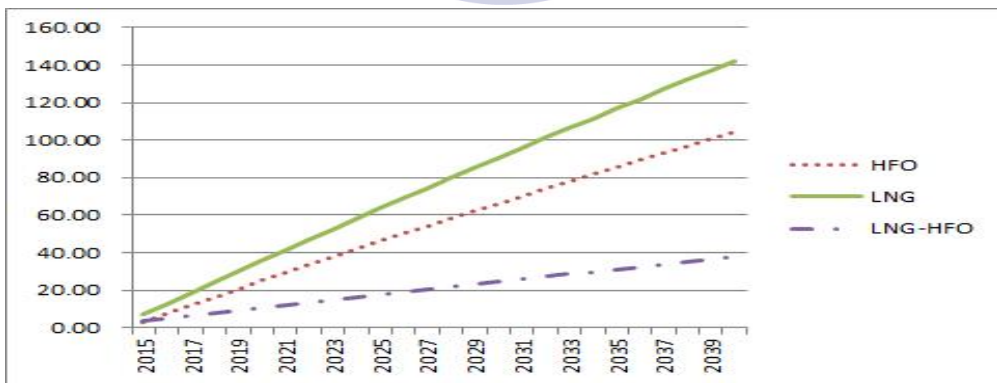


Fig. 5.15 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 1(300 Day)

시나리오 2의 HFO와 LNG 연료추진시스템에 25년 동안 소요되는 비용을 Fig. 5.16, 5.17로 나타내었다. 또한 25년 동안 소요되는 비용이 역전되는 시점은 연간 항해일수가 264일과 300일 경우 2016년으로 확인할 수 있으며, 선박이 운항하는 25년 동안 소요되는 비용은 연간 264일 항해 시 HFO 166.82 M\$, LNG 130.94 M\$이며 300일 항해 시에는 HFO 186.33 M\$, LNG 145.01 M\$로 확인되었다.

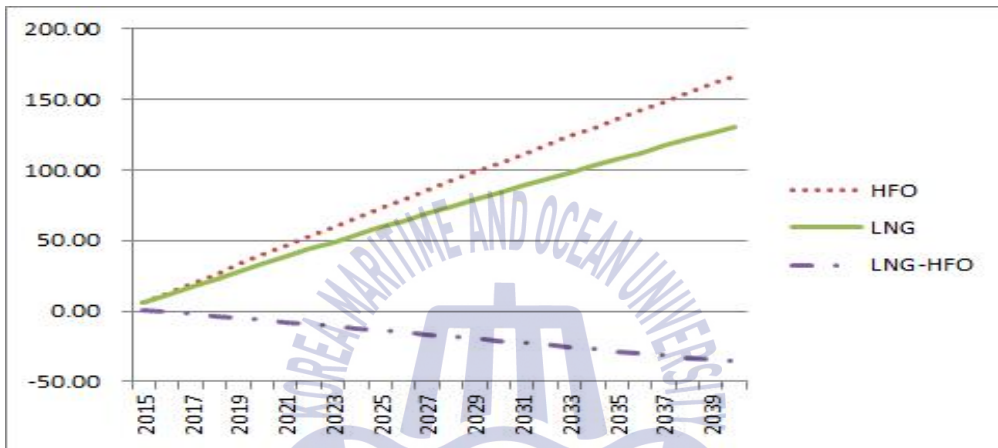


Fig. 5.16 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 2(264 Day)

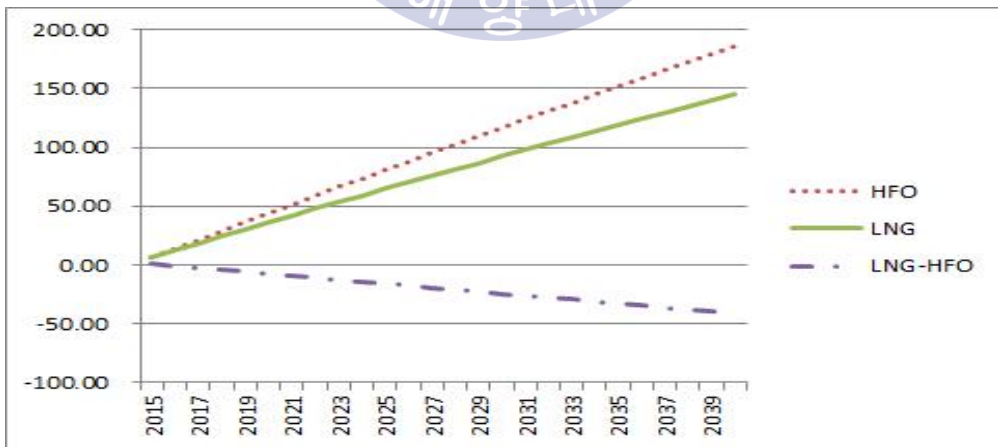


Fig. 5.17 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 2(300 Day)

시나리오 3의 HFO와 LNG 연료추진시스템에 25년 동안 소요되는 비용을 Fig. 5.18, 5.19로 나타내었다. 또한 25년 동안 소요되는 비용이 역전되는 시점은 연간항해일수가 264일, 300일 경우는 2023년으로 확인할 수 있으며, 선박이 운항하는 25년 동안 소요되는 비용은 연간 264일 항해 시 HFO 333.01 M\$, LNG 317.18 M\$이며 300일 항해 시에는 HFO 375.18 M\$, LNG 356.65 M\$로 확인되었다.

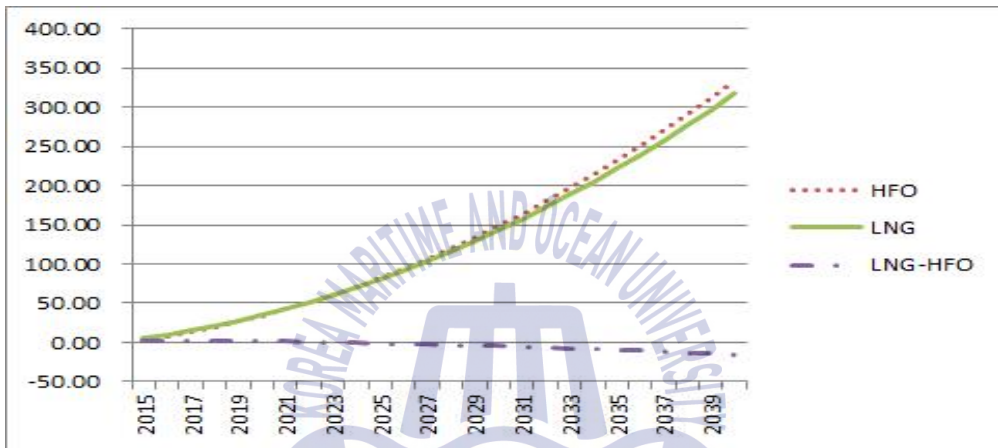


Fig. 5.18 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 3(264 Day)

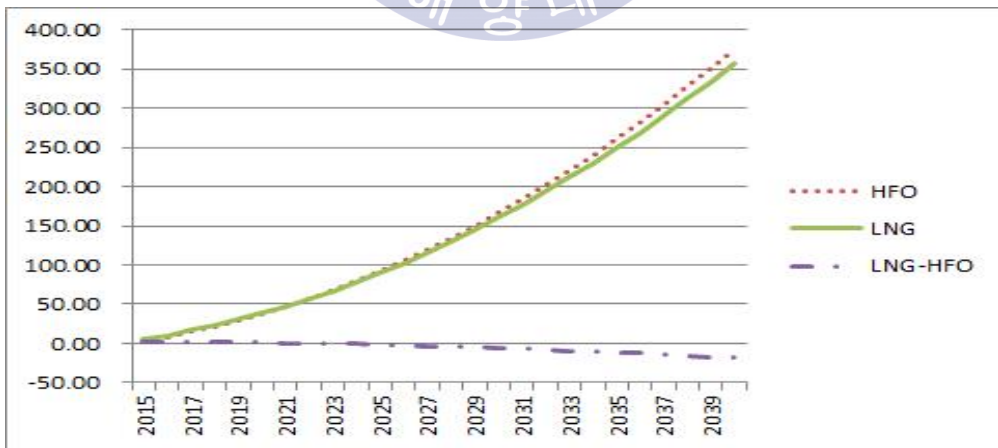


Fig. 5.19 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 3(300 Day)

시나리오 4의 HFO와 LNG 연료추진시스템에 25년 동안 소요되는 비용을 Fig. 5.20, 5.21으로 나타내었다. 또한 25년 동안 소요되는 비용이 역전되는 시점은 모두 2016년으로 확인할 수 있으며, 선박이 운항하는 25년 동안 소요되는 비용은 연간 264일 항해 시 HFO 331.01 M\$, LNG 115.33 M\$이며 300일 항해 시에는 HFO 375.18 M\$, LNG 127.27 M\$ 로 확인되었다.

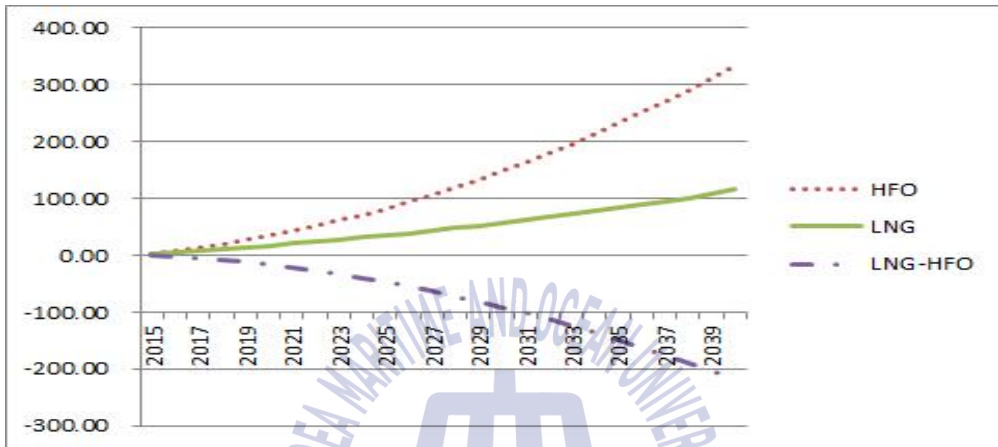


Fig. 5.20 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 4(264 Day)

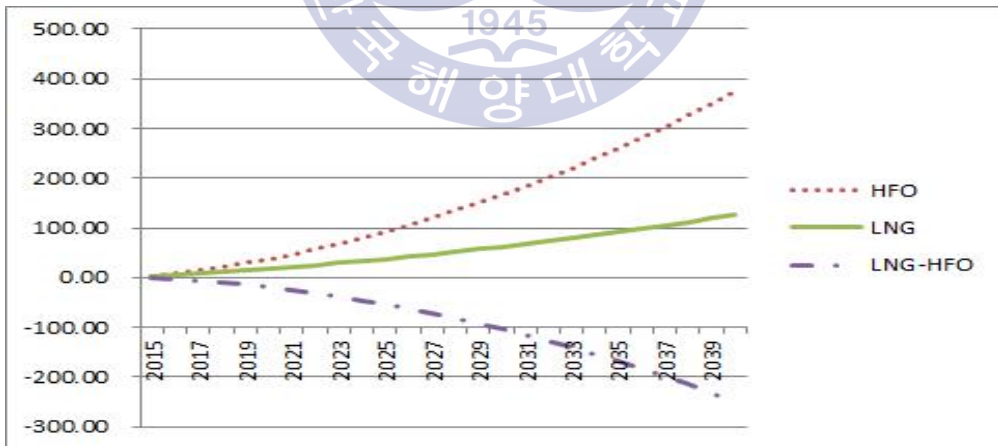


Fig. 5.21 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 4(300 Day)

시나리오 5의 HFO와 LNG 연료추진시스템에 25년 동안 소요되는 비용을 Fig. 5.22, 5.23로 나타내었다. 또한 25년 동안 소요되는 비용이 역전되는 시점은 모두 2025년으로 확인할 수 있으며, 선박이 운항하는 25년 동안 소요되는 비용은 연간 264일 항해 시 HFO 213.79 M\$, LNG 205.60 M\$이며 300일 항해 시에는 HFO 239.71 M\$, LNG 229.85 M\$로 확인되었다.

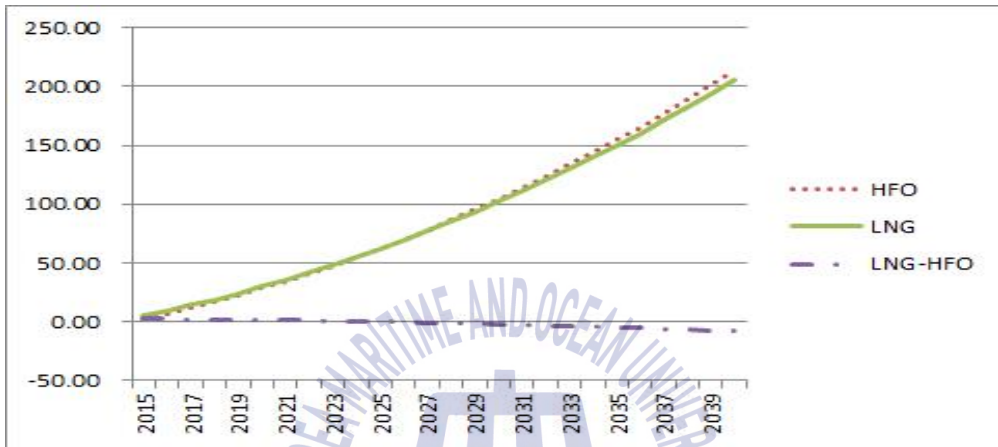


Fig. 5.22 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 5(264 Day)

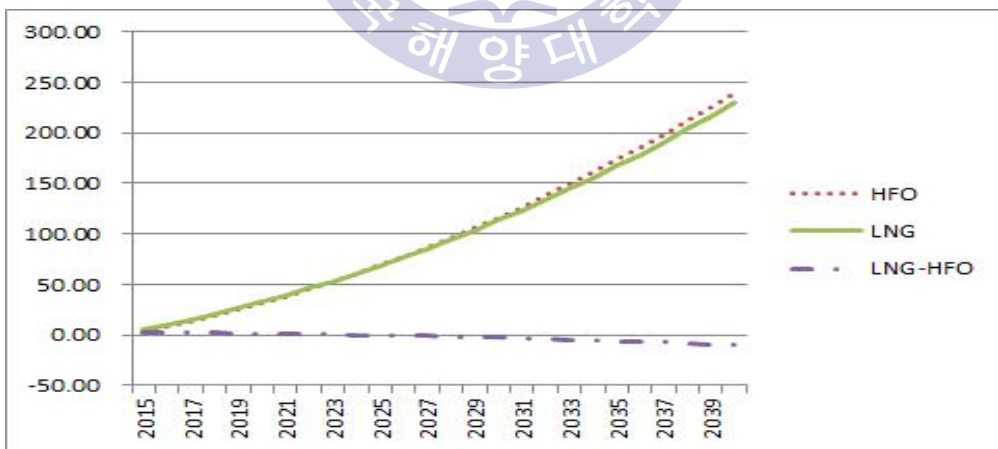


Fig. 5.23 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 5(300 Day)

시나리오 6의 HFO와 LNG 연료추진시스템에 25년 동안 소요되는 비용을 Fig. 5.24, 5.25로 나타내었다. 또한 25년 동안 소요되는 비용이 역전되는 시점은 모두 2017년으로 확인할 수 있으며, 선박이 운항하는 25년 동안 소요되는 비용은 연간 264일 항해 시 HFO 333.01 M\$, LNG 215.74 M\$이며 300일 항해 시에는 HFO 375.18 M\$, LNG 241.38 M\$로 확인되었다.

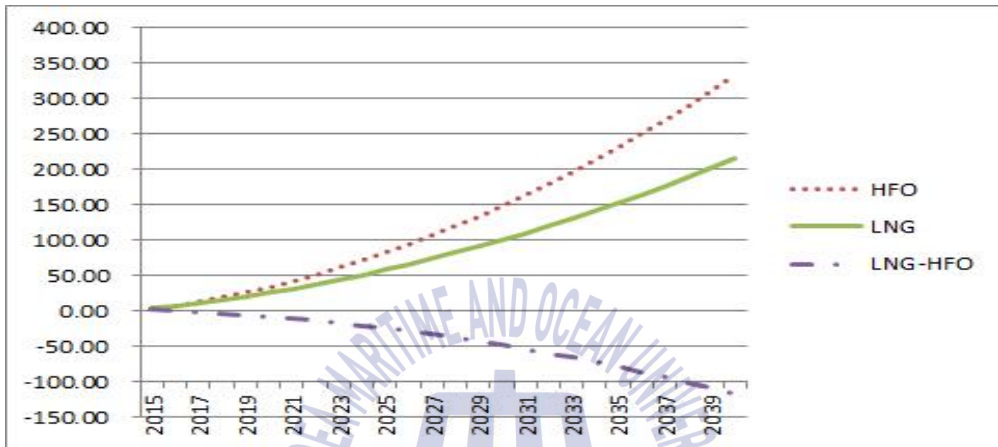


Fig. 5.24 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 6(264 Day)

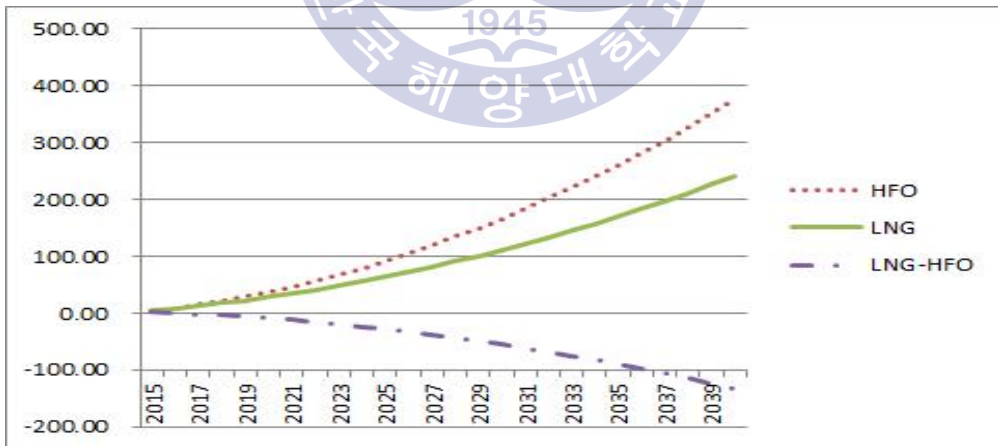


Fig. 5.25 Payback time of LNG compared to scrubber+HFO for scenario 6(300 Day)

위의 경제성 평가를 종합하면 LNG 연료를 사용할 수 있는 MR 탱커의 선박 건조비용은 HFO 연료를 사용하는 선박 보다 상대적으로 높으나, LNG 연료의 톤당 가격이 HFO 가격 보다 낮게 형성되면 LNG 연료를 사용하는 선박이 경제성이 있는 것으로 나타났다. 또한 유가 시나리오 1부터 6까지 분석하면 총 소요 비용의 역전시점은 시나리오 1을 제외하고는 약 1~10년으로 나타났으며, 25년 동안 총 소요비용은 유가 전망에 따라 큰 변동 값이 있는 것으로 나타났다.



제 6 장 결 론

본 연구에서는 현재 운항중인 MR 탱커의 디젤연료 추진시스템을 국제적인 환경규제에 만족할 수 있는 친환경 LNG연료 추진시스템으로 변경 또는 디젤 연료시스템에 스크러버 장치를 추가하였을 경우, 항로 및 유가 시나리오에 따라 총 소요되는 비용을 고찰하여 아래와 같은 결과를 도출하였다.

- 1) ME-GI 엔진을 설치한 MR탱커와 ME 엔진에 스크러버 장치를 설치한 MR 탱커에 대해 항로 및 유가 시나리오를 적용하면, 25년 동안의 총 소요되는 비용은 시나리오 1을 제외하고 LNG 연료를 사용하는 ME-GI 엔진을 설치한 MR탱커가 경제적 대안이 될 수 있음을 확인하였다.
- 2) LNG와 HFO 가격이 동일한 조건에서는 스크러버 장치를 설치한 ME 엔진 보다 ME-GI 엔진이 25년 동안 총 소요되는 비용은 적은 것으로 확인 되었으며, 시나리오별로 편차가 크게 발생하였다.
- 3) 이중연료를 사용하는 2행정 및 4행정 엔진에서 가스 및 디젤연료 운전 시, 효율은 가스모드 운전 시 디젤모드 운전 보다 좋은 것으로 확인하였다.
- 4) 국제해사기구 및 해상 운송업계에서는 선박으로부터 대기오염방지와 전체 적인 운용비용 절감이라는 두 가지 문제에 대한 해결책으로 친환경 LNG 연료가 확대되고 있으며 LNG연료는 국제환경 기준을 충족할 수 있는 것으로 확인하였다.

본 연구를 통해 탱커선 이외의 선종에도 LNG 연료시스템을 적용시킬 수 있는 기초 자료로 활용할 수 있을 것으로 기대하며, 해상에서 LNG 추진선 박의 연료공급을 위한 Ship-to-Ship 병커링 시스템에 대한 연구가 필요하다고 사료된다.

참 고 문 헌

- [1] 이원주, 2015. 선박용 디젤엔진에서 이단지연분사에 따른 배기 배출물 저감에 관한 연구. 석사학위논문, 한국해양대학교.
- [2] 김봉준, 2014. 선박 스크러버 설계 및 운전조건에 따른 SO_2 흡수 영향. 석사학위논문, 부산대학교.
- [3] 김병곤, 2005. 선박으로부터 발생하는 환경위해물질 배출 방지에 관한 연구. 석사학위논문, 한국해양대학교.
- [4] 김경민, 2010. 선박에 기인한 대기오염과 CO_2 에 대한 최근 IMO MEPC의 규제경향과 정책에 관한 연구, 석사학위논문, 목포해양대학교.
- [5] 홍진표, 2014. 복합이자율과 민감도분석에 기반한 LCC 기법의 LNG 연료 추진선박 경제성 평가 연구, 석사학위논문, 부산대학교.
- [6] 최우정, 2014. 액화천연가스(LNG)를 연료로 하는 친환경 선박 개발에 따른 기술평가 및 경제성 분석, 박사학위논문, 한국해양대학교.
- [7] 박준희, 2014. 친환경 항만정책이 해운선사에 미치는 경제적 영향에 관한 연구. 석사학위논문, 중앙대학교.
- [8] 조권희, 2012. 선박유류이론과 실무. 다솜출판사. pp.63-65.
- [9] DNVGL. 2010. *Report shipping 2020*, p.51.
- [10] Sundenergy.com, *Gas prices today and going forward*, p.22.
- [11] DNVGL. 2014. *LNG - A cost efficient fuel option?* pp.44-52.
- [12] DNVGL. 2014.01. *Fuel strategy regulatory compliance and minimize the fuel cost*, pp.12-15.

- [13] *MEPC 59/24 Add.1 ANNEX 14*, pp.11-13.
- [14] *MEPC 59/24 Add.1 ANNEX 20*.
- [15] Oskar Levander. 2011.9.27. *Dual fuel engines latest developments*, p.23.
- [16] MAN Diesel & Turbo. ME-GI dual fuel MAN B&W engines. *technical, operational and cost-effective solution for ships fuelled by gas*.
- [17] Kjeld Aabo. 2014.5.27. Den norske gasskonferansen *LNG operation 2 stroke and 4 stroke genset marine engines*. MAN Diesel & Turbo, p.14.
- [18] Frederick Adamchak. *LNG as marine fuel*. DNVGL, p.2.
- [19] PACE Global, 2013. *LNG bunkering opportunities*, p.6.
- [20] MAN Diesel & Turbo, 2013. *Emission project guide MAN B&W two-stroke marine engines*, pp.9-34.
- [21] United States Environmental Protection Agency, 1999. *Nitrogen Oxides (NOx)*, p.31.
- [22] <http://dieselturbo.man.eu> [Accessed 05.May.2015]
- [23] <http://www.wartsila.com> [Accessed 05.May.2015]

감사의 글

항상 따뜻한 애정과 관심으로 지도하여 주시고 격려하여 주신 고마운 분들께 감사의 글을 올립니다.

이 논문을 완성할 수 있도록 처음부터 끝까지 모든 면에서 부족한 저를 이끌어 주신 조권희 교수님의 아낌없는 관심과 지도에 깊이 감사드리며 교수님의 배려와 은혜는 평생 잊지 못할 것입니다. 또한, 바쁘신 업무에도 세심하게 논문을 심사해 주시고 아낌없는 조언을 해주신 최재성 교수님과 이강기 교수님께 감사의 말씀을 드립니다.

논문 작성에 도움을 주신 연구실의 모든 선후배님들께도 감사의 말씀을 올립니다. 아울러 직장과 대학원 공부를 가능하게 도와주신 한국해양수산연수원의 정이규, 박용선, 김선규, 노범석, 김종필, 허재정, 이운형, 류원, 남홍식 교수님을 비롯한 여러 교수님과 김이남, 이성우, 김무겸, 전재호 교관, 신재현님께 감사드립니다.

지금까지 성장할 수 있도록 믿고 지원해주신 아버지, 어머니와 저를 믿어주시고 묵묵히 응원해주시는 장모님께 늘 감사드립니다. 앞으로 더 많이 성장하는 모습으로 그 은혜에 보답하겠습니다.

어려운 환경에서도 본 논문이 잘 마무리 될 수 있도록 이해하고 배려해 준 아내 “이순화”에게 진심으로 사랑과 감사함을 전합니다. 그리고 주말과 휴일에 논문을 작성하느라 잘 놀아주지 못해 항상 미안하게 생각하면서도 항상 건강하고 씩씩하게 자라고 있는 지수, 지성에게 이 작은 기쁨을 바칩니다.

그 동안 저를 아끼고 사랑해주신 모든 분들께 진심으로 감사드리며 모두 건강하시고 가정과 직장에 행복만이 가득하시길 기원합니다.