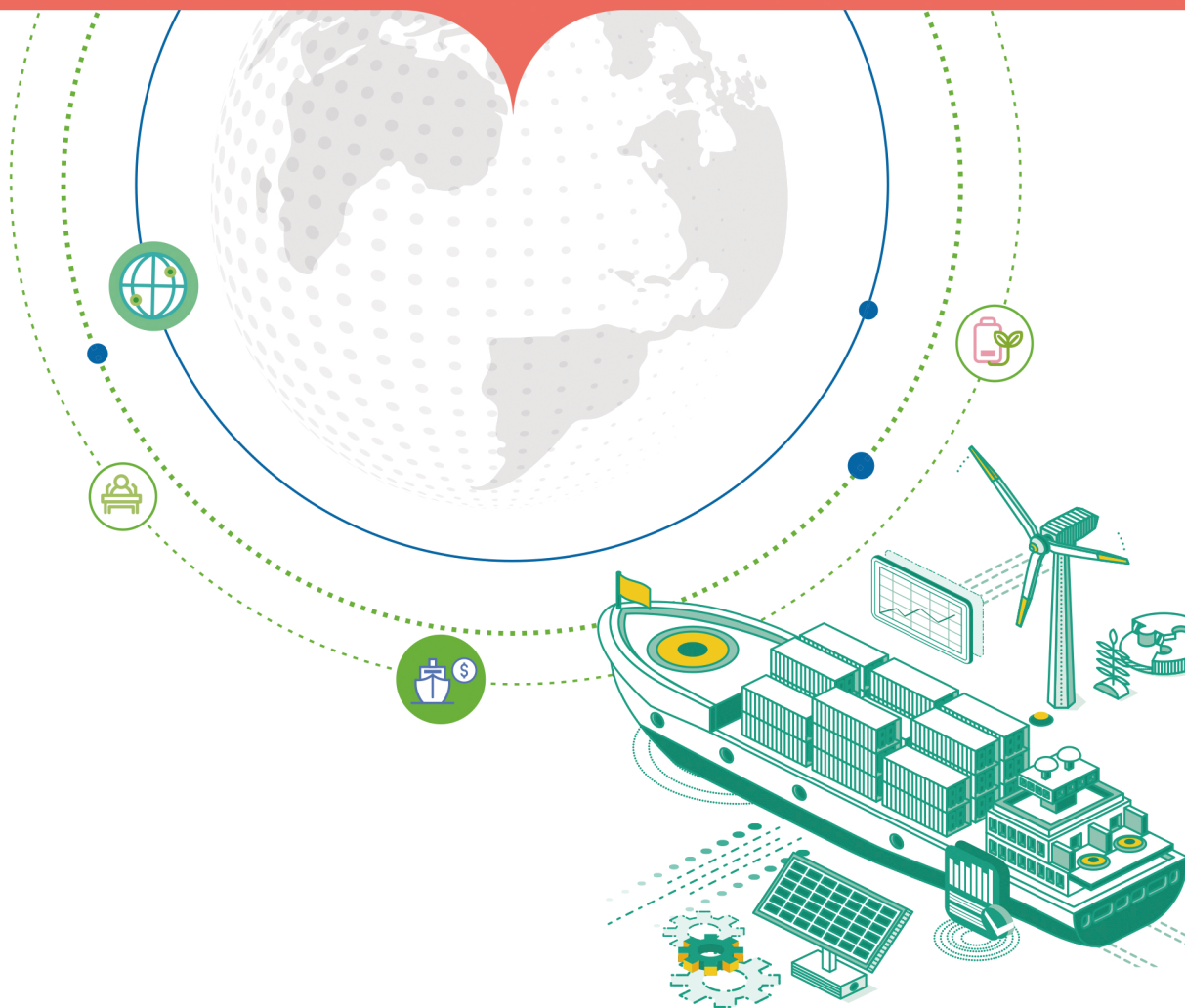




탈탄소화 국제해사 동향

INTERNATIONAL TREND FOR MARITIME DECARBONIZATION

2025.06. Vol.15



해양수산부



한국해사협력센터

Korea Maritime Cooperation Center



탈탄소화 국제해사 동향

INTERNATIONAL TREND FOR MARITIME DECARBONIZATION

발행처 (재)한국해사협력센터 | 주소 세종특별자치시 한누리대로 492 청암빌딩 5층 | 홈페이지 www.imokorea.org

시사평론 >>

ISSUE
NOW

IMO 중기조치 MARPOL 신설 규칙(안) 주요내용과 함의

규칙 해설서와 논의 쟁점사항을 중심으로

이 정 윤 | 한국해사협력센터

요약



MEPC 83차에서 승인된 중기조치는 선박이 사용하는 연료를 직접 규제하는 최초의 국제규제로, 선박연료의 온실가스 집약도 기준과 부과금 체계 도입을 통해 규제의 강도를 크게 높였다. 복잡한 논의를 거쳐 마련된 협약개정(안)에는 다층적인 이해관계와 주요 쟁점들이 반영되어 있으며, 이는 해운산업 전반의 탈탄소 전환 방향에 중대한 영향을 미칠 것으로 평가된다.

본 기고문은 중기조치의 주요내용과 함의를 요약하여 제공하며, 산업계의 선제적 대응 필요성을 강조하고자 한다.

MARITIME
FOCUS

IMO 중기조치에 따른 연료 전환의 전략과 비용

시나리오별 연료 구성 및 총비용 비교를 중심으로

한 유 민 | 기후솔루션 · 지혜련 | 플랜잇

요약



IMO 중기조치는 선박연료의 온실가스 배출을 직접 규제하고, 탄소 부과금을 도입함으로써 해운산업 탈탄소 전환의 전환점이 되고 있다.

본 기고문은 중기조치 이행과 관련된 세 가지 시나리오를 설정해, 각 시나리오의 연료 구성과 총비용을 비교하였다. 특히 연료비와 탄소세가 장기적으로 미치는 영향을 살펴보고, 정책 선택에 따라 해운기업의 재무 안정성과 위험 수준이 어떻게 달라지는지를 분석하였다. 이를 바탕으로 중기조치의 제도적 특성과 현실적인 대응 방향에 대한 시사점을 제시하고자 한다.

최신동향 >>

01

정 책 동 향



- 1 IMO 온실가스 중기조치에 대한 국제전문기관의 평가와 전망 ————— 30
- 2 [T&E] IMO GFS 규제 및 원료에 따른 바이오 선박유 수요 전망 ————— 48
- 3 [CSL] 중기조치가 카리브해 지역 국가에 미치는 영향에 대한 종합 경제 보고서 ————— 56
- 4 [UMAS] IMO 중기조치가 해운부문 에너지 선택 및 e-연료 전환에 미치는 영향 ————— 64

02

기 술 동 향



- 1 [ICCT] 국제해운에서 온실가스 배출과 대기오염(2016~2023년) ————— 78
- 2 [DNV] 대체연료 안전성(암모니아, 수소를 선박연료로서 중점 분석) ————— 85
- 3 [CMA CGM] 메탄올 및 암모니아 선박연료의 전과정 평가 ————— 93
- 4 [ABS] 신조선의 이중연료(LNG, 메탄올, 암모니아) 추진 시스템 적용 검토 ————— 99

ISSUE
NOW

IMO 중기조치 MARPOL 신설 규칙(안) 주요내용과 합의

국문 해설과 논의 쟁점사항을 중심으로

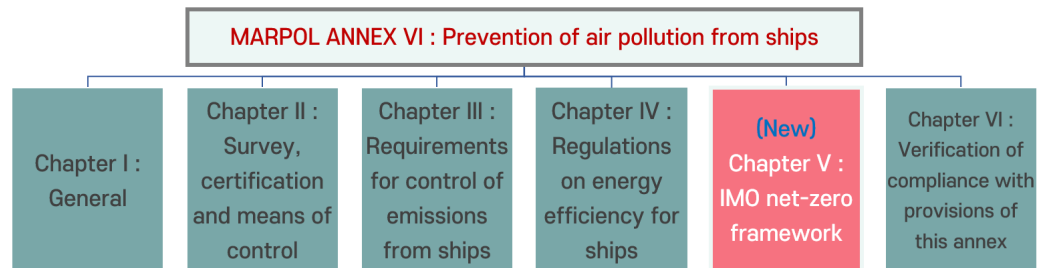


이 정 윤 연구원

한국해사협력센터
해양환경팀

(1) 배 경

2025년 4월 7일부터 11일까지 개최된 국제해사기구(IMO) 제83차 해양환경보호위원회(MEPC 83)는 2025년 10월 채택, 2027년 상반기 발효를 목표로 “IMO 선박 온실가스 감축 중기조치”를 승인하였다. 해당 조치는 MARPOL 부속서 VI(대기오염방지규칙)의 새로운 제5장 「IMO 넷제로 프레임워크(IMO Net-zero Framework)」에서 다루어진다.



이번 중기조치는 기존의 에너지효율설계지수(EEDI), 현존선에너지효율지수(EEXI), 탄소집약도 지수(CII)와 같이 선박의 운항 효율성을 중심으로 규제하던 방식과 달리, 선박연료 자체의 온실가스 배출 함량을 규제하는 것이 특징이다. 여기서 규제 대상은 연료의 연소단계뿐 아니라 생산·공급단계의 배출량까지 포함되며, 이는 국제해운의 연료체계를 기존 화석연료에서 친환경 대체연료(특히, 그린연료)로 전환하도록 유도하는 강력한 신호로 해석된다. 이에 따라, 해운, 조선, 에너지 등 다양한 산업부문에 중대한 파급효과가 예상된다.

이번 조치는 약 2주간 진행된 MEPC 본회의, 온실가스 회기간작업반(ISWG-GHG), 기타 비공식회의를 거쳐 어렵게 도출된 합의의 결과물이다. 협약의 각 조항에는 복잡한 논의과정의 다양한 쟁점이 반영되어 있으며, 타협의 결과로서 함축적인 부분이 많다. 이에 본 기고문은 MARPOL 부속서 VI 신설 제5장의 주요 내용을 중심으로, 산업계의 이해를 돕기 위한 해설을 제시하고 논의 쟁점을 분석하고자 한다.

※ 본 해설은 작성자의 독자적 해석에 기반한 것으로, 일부 내용에 주관적 판단이 반영되어 있음을 밝힙니다.

① 논의 배경 및 동향

2018년 4월, MEPC 72차는 「IMO 선박 온실가스 감축 초기전략(Initial IMO strategy on reduction of GHG emissions from ships)」을 채택하였다. 이 전략은 온실가스 감축조치를 단기('18~'23년), 중기('23~'30년), 장기('30년 이후)로 구분하여 각 단계별 세부조치를 제시하였다. 단기조치로는 EEXI, CII, 선박에너지효율관리계획(SEEMP) 강화 등이 포함되었으며, 2022년 11월에 규제로 채택되었다.

중기조치의 경우, MEPC 76차('21년 6월)에서 [표 1]과 같은 3단계 작업계획이 수립되었다. 이 과정에서 기술적 요소와 경제적 요소를 결합한 '결합조치(basket of measures)' 필요성에 대한 지지가 높아졌으며, 이에 따라 두 요소의 결합방안에 대한 논의가 본격화되었다.

표 1 중기조치 개발 작업계획(MEPC 76차 결정)

단계(일정)	작업계획
1단계('21년 봄~'22년 봄)	회원국들의 중장기 조치 제안을 목록화해 식별
2단계('22년 봄~'23년 봄)	식별된 제안 중 후보 조치를 식별(초기전략 개정과 연계)
3단계('23년 봄~)	선별된 조치에 대한 영향평가, 협약이행체계의 구축 또는 채택, 이행일정 수립

중기조치 개발 논의과정 중 MEPC 80차('23년 7월)는 IMO 초기전략을 개정한 「IMO 2023 선박 온실가스 감축 전략(2023 IMO Strategy on Reduction of GHG Emissions from Ships)」을 채택하였다. 2023 전략에서는 중기조치의 각 요소를 명확히 명기하였으며, 기술적 요소로는 선박연료의 온실가스 함량을 단계적으로 감축하는 목표기반 연료유 표준제(Goal based Fuel Standard, GFS)가 다수 회원국의 지지를 받았다. 한편, 경제적 요소의 구체적 형태에는 합의에 이르지 못했고, 전략 문구에는 '해양 온실가스 가격 메커니즘(maritime GHG emissions pricing mechanism)'이라는 포괄적 표현으로 기재되었다.

당초, 유럽과 군소도서국은 온실가스 배출량에 세금을 부과하는 Levy 제도를 경제적 요소로 강력히 지지하였다. 이들은 단순하고 적용범위가 명확하며, 기금 마련을 통해 대체연료 가격 차이를 보완할 수 있는 장점을 강조했다. 반면, 중국 등 개발도상국은 기술적 요소(GFS)의 이행과정에서 발생하는 비용 자체가 이미 경제적 요소로 간주될 수 있다며, Levy에 반대했다. 이들은 중복규제로 인한 산업계 부담, 기금이 해운 선진국 중심으로의 편향적 배분 가능성, 그리고 해운업계가 글로벌 탈탄소화의 캐시카우(cashcow)로 전락할 위험을 주요 우려로 제기하였다.

이러한 입장 차이는 MEPC 82차('24년 9월)까지 좁혀지지 못해 합의에 난항을 겪었다. 그러나 같은 회의에서 싱가포르가 제출한 중재안이 양측 입장을 일정 부분 포괄할 수 있다는 점이 주목받으면서 논의가 진전되었다. 싱가포르의 중재안은 온실가스 집약도 목표를 '기본 목표'와 '강화 목표'로 구분한 뒤, 각 목표를 달성하지 못한 경우에 부과되는 금액에 차등을 두는 방식이다. 이후, ISWG-GHG 18차('25년 2월)에서는 싱가포르 중재안을 기반으로 협약 개정안 초안이 마련되었으나, 감축률과 관련 비용, 적격 연료에 대한 기준 등을 둘러싼 이견은 여전히 존재했다. 이후 ISWG-GHG 19차('25년 3월)와 MEPC 83차 작업반 논의를 거치며, 공식·비공식 협의를 통해 국가 간 입장이 점차 조율되기 시작했다.

실질적으로 마지막 논의 날인 4월 10일(목)이 되었지만, 합의안 도출은 여전히 안갯속이었다. 자정을 앞둔 시점, 마침내 작업반은 하나의 통합된 중기조치 협약 개정안을 마련하였고, 해당 안건이 본회의에 상정되었다. 이 과정에서 사우디아라비아 등 중동 국가들의 강한 반대가 이어져 호명투표(roll call)가 진행되었으나, EU, 영국, 중국, 인도, 우리나라를 포함한 63개국이 찬성표를 던지면서, 다가오는 제2차 MEPC 특별회기('25년 10월)에서 협약 개정안의 최종 채택을 논의하기로 결정했다.

(2) IMO 넷제로 프레임워크 주요 내용 및 합의

중기조치가 MARPOL 부속서 VI에 반영되면서, 제1장부터 제4장까지의 일부 조항도 중기조치를 포괄할 수 있도록 개정하였다. 그러나, 데이터 보고, 감·인증 관련사항은 기존 단기조치 조항에 병합하지 않고 제5장에서 별도의 조항으로 구성하였다.

신설된 제5장은 ‘IMO 넷제로 프레임워크(IMO Net-zero Framework)’로 명명되었으며, 세부 목차는 [표 2]와 같다. 내용별로 분류하면, ① 30, 31, 32규칙 및 44규칙은 규제의 기본원칙을, ② 33, 35, 36규칙은 규제의 형태를, ③ 34, 37, 38, 39규칙은 ZNZs*의 기준과 감·인증 사항을, ④ 40, 41, 42, 43규칙은 기금과 자원배분 사항을 규정한다.

※ Zero or near-zero GHG emission technologies, fuels and/or energy sources: 배출량이 제로 또는 제로에 가까운 기술, 연료 및 에너지원

표 2 MARPOL 부속서 VI 제5장(신설) 세부 목차

제5장: IMO 넷제로 프레임워크에 관한 규칙			
규칙	내용	규칙	내용
30	적용	38	IMO GFI 등록부
31	목표	39	배출량이 제로 또는 제로에 가까운 기술, 연료 및 에너지원
32	기능적 요건	40	IMO 넷제로 펀드
33	연간 GFI 달성값	41	자원배분
34	지속가능한 연료 인증제도	42	선박연료 온실가스 집약도의 지속적 개선과 관련한 기술협력 및 기술이전 촉진
35	연간 GFI 목표값	43	식량안보
36	연간 GFI 준수 방안	44	검토
37	연간 GFI 보고 및 검증		

세부 내용을 분석하기에 앞서, 본 규제에서 사용되는 주요 용어를 아래와 같이 정리하였다.

- ✓ **GHG Fuel Intensity (연료 온실가스 집약도, GFI)**: 선박 내에서 사용된 에너지 단위 당 전과정 온실가스 배출량을 ^①gCO_{2eq}/MJ로 표현한 값
 - Target annual GHG fuel intensity (연간 GFI 목표값): 기본 목표(Base target) 및 강화 목표(Direct compliance target)로 구성된 두 개 구간의 감축률을 반영한 값
 - Attained annual GHG fuel intensity (연간 GFI 달성값): 해당 선박이 연간 사용한 모든 연료의 온실가스 집약도 가중 평균값
- ✓ **Annual GFI compliance approach (연간 GFI 준수방안)**: GFI 목표값을 충족하지 못했거나, 초과 달성한 경우 활용하는 방법으로, ^②톤CO_{2eq} 단위를 가짐
 - GFI complinace deficit (GFI 준수 부족분): 연간 GFI 목표값을 충족하지 못한 부족분
 - Remedial unit (보정유닛, RU): 넷제로 펀드에 부과금(contribution)을 납부하여 획득한 양도 불가능한 유닛으로 준수 부족분을 상쇄하기 위해 사용할 수 있음
 - Surplus unit (초과유닛, SU): 강화 목표를 달성한 선박이 받을 수 있는 양도 가능한 유닛
 - GFI complinace balance (GFI 준수 잔고): 연간 GFI 목표 대비 해당 선박의 준수 상태를 나타낸 측정값
- ✓ **GFI Registry (GFI 등록부)**: 선박계정(Ship account)별 유닛을 기록하는 플랫폼으로, 모든 거래 기록 및 GFI 준수 잔고를 반영하여 연 단위로 선박계정명세서를 발급함
- ✓ **Net-Zero Fund (넷제로 펀드)**: 선박이 납부하는 온실가스 배출량 기여금을 수령·관리 및 집행하는 기관
 - Reward (보상): 배출량이 제로 또는 제로에 가까운 연료, 기술 및 에너지원(ZNZs)의 사용에 대해 넷제로 펀드가 연 단위로 제공하는 보상

각 개념은 평가방식에 따라 상이한 단위(지표)로 정의된다. ❶연료유 온실가스 집약도(GHG Fuel Intensity, GFI)는 연료의 배출 ‘성능(quality)’ 기준을 평가하는 지표로, 연료 1MJ당 배출되는 온실가스 배출량(gCO_{2eq})을 나타낸다. 해당 수치가 낮을수록 보다 친환경적 연료로 간주된다. 선사의 ❷규제 준수 여부 및 보상 산정의 기준 단위는 GFI 집약도에 해당 선박의 총 에너지 사용량(MJ)을 곱해 산출된 톤CO_{2eq} 이다. 이 값은 연료 사용의 ‘양(amount)’을 반영한다.

이러한 구조 하에서는 GFI 규제 잔고가 양수(+)인지 음수(-)인지에 따라, 선박이 사용하는 총 에너지 사용량이 많을수록, 규제 준수 결과(부족분 또는 초과분) 또한 같은 방향(양 또는 음)으로 비례 증가한다. 즉, 이론적으로는 집약도가 낮은 친환경연료를 사용하더라도, 그 연료를 대규모로 사용할 경우 전체 온실가스 배출량은 오히려 증가할 수 있다. 그러나, 해당 선박의 달성값이 규제 기준보다 낮게 나타날 경우, 해상 선박은 보상체계를 통해 경제적 이익을 얻을 수 있는 구조로 설계되어 있다.

① 규제의 기본원칙(30, 31, 32규칙 및 44규칙)

30규칙 적용

(생략...)

1.3 ❶반잠수식 선박은 이 장의 적용에 대한 추가 검토가 이루어질 때까지, 이 장의 규정들을 적용하지 않는다.

44규칙 검토

1 이 장의 목표가 지속적으로 달성되는 것을 보장하기 위해, 기구는 ❷5년마다 검토를 완료하여 이 부속서의 31규칙에 명시된 목표를 달성하는 데 있어 이 장의 효과성을 평가하고, 이를 바탕으로 다음 사항을 고려해야 한다:

- 1 본 부속서 35규칙에 따른 연간 GFI 감축률(기본목표 및 강화목표)의 개정;
- 2 본 부속서 39규칙에 따라 정의된 ZNZs 임계값의 개정;
- 3 총톤수 400톤 이상 선박에 대한 5장의 적용 가능성.

중기조치는 기존 IMO DCS와 동일한 적용대상을 원칙으로 했으나, ❶중국 등 개도국이 반잠수식 선박의 특수한 역할 및 운영방식, 사용범위 등의 고려 필요성을 주장함에 따라 반잠수식 선박은 일시적으로 적용 제외되었다. 반잠수식 선박의 적용은 ❷5년마다 이루어지는 제5장의 추가 검토에서 논의될 예정으로, 규제 발효 시점(2027년 3월)으로부터 5년 후, 즉 2032년경 이루어질 예정이다. 검토 항목으로는 연간 GFI 감축률, ZNZs 임계값, 총톤수 400톤 이상 선박의 적용 여부가 포함된다.

31규칙 목표

이 장의 목표는 ❶국제해운으로부터의 온실가스 배출을 가능한 한 조속히 감축하고, ❷IMO 2023 선박 온실가스 감축 전략에서 명시된 감축목표를 달성하며, ❸해운부문의 에너지 전환을 효과적으로 촉진하고 세계 선대에 필요한 인센티브를 제공하는 한편, 공정한 경쟁의 장과 정의롭고 공평한 전환에 기여하는 것이다.

중기조치의 목표는 2023 전략을 중심으로 전략의 ❶비전(2항)과 ❷목표(3항), ❸중기결합조치의 목적(4.5항)을 포함한 포괄적인 내용으로 작성되었다.

② 중기조치 형태 및 준수방안(33, 35, 36규칙)

35규칙 연간 GFI 목표값 (target annual GFI, GFI_T)

1 선박의 연간 GFI 목표값(GFI_T)은 다음의 ①두 단계(Tiers)로 구성된다:

- .1 연간 GFI 기본목표(base target);
- .2 연간 GFI 강화목표(direct compliance target).

2 이 규칙이 적용되는 각 선박의 GFI_T 는 다음과 같이 결정 또는 계산되어야 한다:

$$GFI_T = (1 - Z_T/100) \cdot GFI_{2008}$$

이 식에서,

T 는 표 4에서 언급된 역년을 의미한다.

② GFI_{2008} 은 93.3gCO_{2eq}/MJ (Well-to-Wake 기준)에 해당하는 GFI 기준값으로, 이는 2008년 국제해운의 평균 GFI를 나타낸다.

Z_T 는 선박연료 온실가스 집약도의 지속적인 개선을 보장하기 위한 연간 GFI 감축계수이며, 기본목표와 강화목표 각각에 대한 연간 감축계수로 구성된다. 이 값들은 표 4에 GFI 기준값 대비 백분율로 명시되어 있다.

표 4 - GFI 기준값 대비 연간 GFI 목표값 달성을 위한 연간 GFI 감축계수(Z_T , %)

Year (T)	기본목표 Z_T (%)	강화목표 Z_T (%)
2028	4	17
2029	6	19
2030	8	21
2031	12.4	25.4
2032	16.8	29.8
2033	21.2	34.2
2034	25.6	38.6
2035	30	43

2032년 1월 1일까지, 위원회(Committee)는 2036년부터 2040년까지의 기본목표 및 강화목표에 대한 Z-factor(Z_T)를 결정해야 한다.

2040년의 기본목표(Base target)에 대한 Z-factor는 65%로 설정되어야 한다.

중기조치는 선박의 연간 연료유 온실가스 집약도(GFI)를 기준으로 하는 규제이며, ①두 단계의 목표값으로 구성된다. 낮은 감축률을 가진 기본목표는 기술적 요소로 작용하여 2023 전략의 목표 충족을, 높은 감축률을 가진 강화목표는 경제적 요소로 작용하여 기금을 구성할 수 있다.

이 두 목표는 공통적으로 ②2008년의 국제해운 평균 GFI값을 기준으로, 두 단계의 감축률을 곱하여 산정된다. 기준값은 IMO DCS, IMO 4차 GHG 연구, IMO LCA 지침 등의 데이터에 근거하여 93.3gCO_{2eq}/MJ으로 합의되었으며, 당시 제출된 제안값(92.1~94.7gCO_{2eq}/MJ)의 중간수준에 해당한다. 제안된 기준값의 차이는 미미하지만, 이에 따라서 규제 적합연료로서의 LNG(전과정 배출계수: 76~91gCO_{2eq}/MJ) 사용 가능 여부, 규제 준수를 위한 바이오연료의 사용량이 결정되는 만큼, 연료 결정에 미치는 영향이 지대한 중요 요소이다.

표 3 제안된 기준값에 따른 2028년, 2030년 목표값 변화

기준값(gCO _{2eq} /MJ)	92.1	93	93.3	94	94.7
2028년 목표값	88.4~76.4	89.3~77.2	89.6~77.4	90.2~78.2	90.9~78.6
2030년 목표값	84.7~72.8	85.6~73.5	85.8~73.7	86.5~74.3	87.1~74.8

☞ 표 4 감축계수(Z_T)의 결정은 기금규모, 보상체계, 전략목표 달성의 실효성과 직결되는 쟁점으로, MEPC 83차 마지막 순간까지 논의가 지속되었다. 초기에는 2028년 기본목표 감축률로 1.9~16%, 강화목표 감축률로 3.2~100%가 제시되어, 그 격차가 다른 쟁점 대비 상당했다. 특히 강화목표 감축률 100%는 군소도서국이 전체 배출량에 일괄적으로 부과하는 Levy와 동일한 강도의 조치를 주장한 것으로 해석된다.

위원회는 국가간 입장차가 큰 감축률을 조율하기 위한 논의를 이어갔으며, 마지막 단계에서 기금규모를 통해 감축률을 도출한 일본이 개도국, EU, 선진국 등을 설득하면서, 중간 수준의 감축률로 최종안을 도출할 수 있었다. [그림 1]은 국가별로 제시한 기본감축률과, FuelEU Maritime의 감축률, IMO 중기조치의 최종 기본감축률을 비교하여 보여준다. 최종안은 양극에 있는 국가가 제안한 감축률의 중간 수준이나 개발도상국 제안에 좀 더 가깝게 합의되었으며, FuelEU Maritime보다는 높은 감축률을 적용하기로 결정하였다. 다만, FuelEU Maritime의 기준값이 IMO보다 낮은 값이므로 실제 연도별 목표값을 도출해야 규제 수준을 비교할 수 있다.

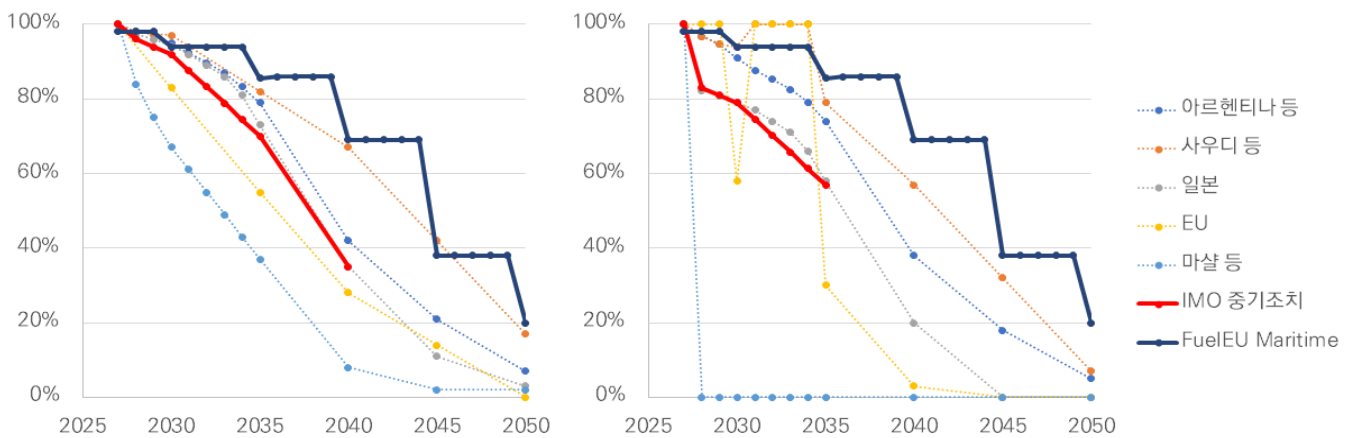


그림 1 국가별 제안, FuelEU Maritime 및 IMO 중기조치 감축률 최종안(좌: 기본목표, 우: 노력목표)

33규칙 연간 GFI 달성값 (attained annual GFI)

(생략...)

2 특정 연도의 선박에 대한 연간 GFI 달성값은 ①IMO에서 개발할 지침을 고려하여 아래 식에 따라 계산되어야 한다:

$$\textcircled{2} GFI_{\text{attained}} = \frac{\sum_{j=1}^J EI_j \times Energy_j}{Energy_{\text{total}}}$$

이 식에서:

GFI_{attained} 는 특정 연도에 한 선박에 대해 계산된 연간 GFI 달성값(attained annual GFI)을 의미함;

j 는 연료 유형을 뜻함;

J 는 보고기간 동안 사용된 연료의 전체 연료 유형 수를 의미하며, 이는 IMO의 선박연료유 소비 데이터베이스(DCS)에 보고된 바에 따름;

EI_j 는 단위 gCO_{2eq}/MJ 로 표현되며, 연료 유형 j 에 대한 전과정(well-to-wake) 기준 온실가스 집약도를 나타냄. 이 값은 ③IMO에서 개발한 지침을 고려하여 계산됨;

$Energy_j$ 는 단위 MJ로 표현되며, 보고기간 중 해당 선박이 연료 유형 j 를 통해 소비한 에너지량을 의미함;

$Energy_{\text{total}}$ 은 단위 MJ로 표현되며, 보고기간 중 선박이 사용한 총 에너지량을 의미. 여기에는 연료유뿐만 아니라, 육상에서 공급받은 전기, 풍력 추진 및 태양광 발전과 같은 무배출 에너지원(zero-emission energy sources)이 포함하되, ④이에 국한되지 않음.

33규칙에는 ❷선박이 연간 GFI 달성값을 산정하는 식이 제공된다. 해당 식은 분자와 분모에 에너지량을 나타내는 두 가지 매개변수를 가진다. 분자의 소비한 에너지량(Energy_j)은 연료 유형 j에서 발생한 양으로 한정하지만, 분모의 총 에너지량(Energy_{total})은 그 범위가 연료에 ❶한정되지 않는 점을 알 수 있다. 따라서, IMO는 어떤 기술과 에너지원이 반영될지, 그리고 기술별로 온실가스 절감 효과를 어떻게 반영할지에 대한 ❸추가 지침을 개발할 예정이다. 예를 들어 로터세일의 경우, 분모에 포함하기 위해 로터세일로 얻은 전력을 산정하는 방법이 필요하며, 로터세일을 구동하는 데 필요한 전력은 산정되어 분자에 포함되어야 한다.

산정식에서 전과정 온실가스 집약도(EI)는 ❹IMO가 개발한 지침, 즉 선박연료 전과정평가 지침(LCA 지침)*에 따라 결정된다. 따라서, LCA 지침에서 제공하는 기본배출계수(CO_{2eq}/MJ)를 사용할 수 있으며, 인증체계를 통해 기본배출계수보다 나은 값을 사용할 수 있다. 주로 전통 화석연료의 기본배출계수값은 GESAMP-LCA 작업반을 통해 과학적 검토를 거치고, 위원회의 승인 후에 사용될 것으로 예상되며, 대체연료의 경우 주로 인증체계를 통해 정해진 배출계수값이 사용될 것으로 예상된다. 그러나 동 지침은 아직 모든 연료에 대한 배출계수를 제시하지 않아, IMO는 “선박연료의 전과정 온실가스 집약도에 대한 GESAMP-LCA 작업반(GESAMP Working Group on Life Cycle GHG Intensity of Marine Fuels)”을 개설하여 지침을 보완 중이다.

〈 2024 Guidelines on Life Cycle GHG Intensity of Marine Fuels (Res.MEPC.391(81)) 〉

- ✓ 목적: 생산·운송과정(Well to Tank)을 포함한 연료 전과정(Well to Wake)에서 배출되는 온실가스를 규제할 수 있는 기술적인 도구
- ✓ 논의 동향: MEPC 81차(2024년 3월 22일)에서 Res.MEPC.391(81)으로 채택, GESAMP-LCA 작업반을 통해 지침을 보완*중임
- * 모든 선박연료에 대한 전과정 온실가스 배출계수 등 LCA 프레임워크의 추가 작업이 필요
- ✓ 주요 내용: 전과정(Well-to-Wake) 배출계수 산정방법론, 검증 및 인증 요소, 표준 및 제도, 검토 절차 등

36규칙 연간 GFI 준수방안 (Annual GFI compliance approaches)

(생략...) [그림 2] 참조

규제 준수부족분 산정

(생략...) [그림 2] 참조

규제 준수부족분 상쇄

5 이 부속서 38규칙에 따라 IMO GFI 등록부에서 발행한 선박계정명세서(ship account statement)에 기록된 바와 같이, 선박은 이 규칙 8항에 따라 Tier 1 기준가격으로 책정된 온실가스 배출 부과금을 납부하여 취득한 보정유닛(RU)으로 Tier 1 준수부족분을 상쇄해야 한다.

6 이 부속서 38.5규칙에 따라 IMO GFI 등록부에서 발행한 선박계정명세서에 기록된 바와 같이, 기구가 향후 개발할 지침을 고려하여 다음의 하나 또는 그 이상의 GFI 준수방안을 통해 선박은 Tier 2 준수부족분을 상쇄하여야 한다:

- .1 ❶다른 선박으로부터 이전받은 초과유닛(SU);
- .2 이전 보고기간(reporting periods)으로부터 이월된 초과유닛(SU); 및/또는
- .3 본 규칙 ❷제9항에 따라 Tier 2 기준가격으로 책정된 온실가스 배출 부과금을 IMO 넷제로 기금에 납부함으로써 취득한 보정유닛(RU);

7 본 규칙의 제5항 및 제6항에 따라 규제 준수부족분을 완전히 상쇄한 선박은, 본 규칙의 적용으로 인해 발생한 비용 중 ❷선박의 운영 책임(operational responsibility)에 해당하는 비용을 회수할 수 있는 권리에 영향을 주지 않으며, 연간 목표 GFI(target annual GFI)를 준수한 것으로 간주된다. 이 규칙의 목적상, 선박의 운영 책임이란 선박이 사용하는 연료, 운송하는 화물, 운항 경로 또는 선박의 속도를 결정하는 것을 의미한다.

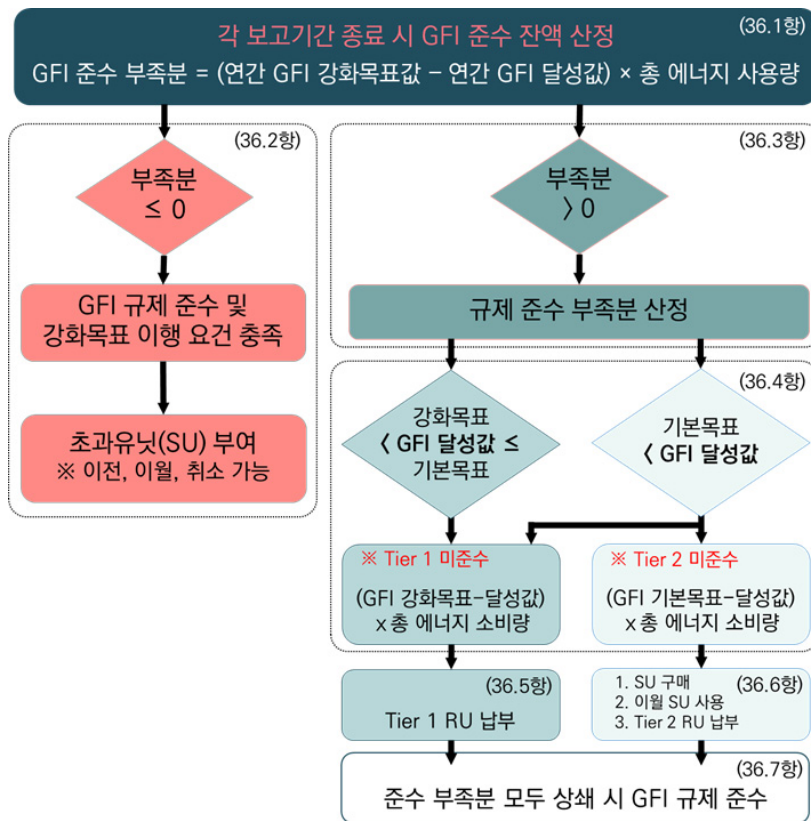


그림 2 연간 GFI 규제 준수방안 및 절차

[그림 2]는 연간 GFI 규제를 준수하기 위한 절차를 나타내며(36.1~36.7 규칙), 연간 GFI 달성 여부에 따라 다음 세 가지 그룹으로 구분할 수 있다.

- ✓ (강화목표 달성 그룹) 부과금 없이 규제 준수, 초과유닛(SU) 발급 받음
- ✓ (기본~강화목표 그룹: **Tier 1 미준수**) 낮은 수준의 부과금(RU 1)을 납부하여 규제 준수
- ✓ (기본목표 미달성 그룹: **Tier 1 & 2 미준수**) : [낮은 수준의 부과금(RU 1) 납부] + [높은 수준의 부과금(RU 2) 납부 또는 SU 활용을 통해 규제 준수]

기본목표를 달성하지 못한 선박은 Tier 2 부족분을 상쇄하기 위해 ^②넷제로 기금에 RU 2에 해당하는 부과금을 납부하거나 ^①다른 선박으로부터 SU를 이전받을 수 있다. SU는 강화목표를 초과 달성한 선박에 인센티브로 부여되며 이전(판매), 이월 및 취소가 가능한 일종의 배출권이다. 따라서 SU를 시장에서 판매하려면, 일반적으로 납부해야 하는 RU 2 부과금보다 낮게 책정해야 수요가 발생한다.

그러나, SU를 활용한 규제 이행은 복잡성과 불확실성을 수반한다. 먼저, SU를 구매하려면 판매 의향이 있는 선박을 식별하고, 거래조건과 비용을 협의해야 한다. 특히 선대규모가 큰 글로벌 선사들의 경우, SU를 자사 선대 내에서 거래하거나 이월하여 차년도에 활용할 수 있기 때문에, 외부 판매는 자체 소비보다 이익이 큰 경우에만 이루어질 가능성이 높다. 이로 인해 SU의 실제 거래량을 사전에 예측하기 어렵다. 또한, SU의 거래는 시장 논리에 따라 이루어지기 때문에, 선박 간 비공식 계약으로 거래 및 규제 이행의 불투명성이 높아질 수 있고, 카르텔 및 담합 가능성이 우려되는 점이 문제점으로 지적된다.

④ ‘선박의 운영 책임(operational responsibility)’이라는 개념은, 기존 온실가스 감축 단기조치에서는 등장하지 않았던 새로운 용어이다. 이 용어가 이번 규제에 포함된 배경에는 선박의 온실가스 배출에 대한 법적·경제적 책임이 선박 소유자(선주)뿐만 아니라 화주, 임차인, 중개사 등 다양한 이해관계자에게 분산될 수 있다는 인식이 있다. 즉, 규제의 적용대상은 선박이지만 실질적으로 배출을 유발한 결정권자는 선사 외의 제3자일 수 있다는 현실이 반영된 것으로, 이는 계약구조, 책임분담방식 등에 영향을 미칠 수 있다.

보정유닛 (Remedial Units)

- 8 2028년부터 2030년까지의 보고기간에 대해, Tier 1 보정유닛(RU 1)의 초기 가격은 전과정(well-to-wake) 기준으로 ①100\$/CO_{2eq}톤으로 한다.
- 9 2028년부터 2030년까지의 보고기간에 대해, Tier 2 보정유닛(RU 2)의 초기 가격은 2030년 보고기간까지 전과정 기준으로 ②380\$/CO_{2eq}톤으로 한다.
- 10 2028년 1월 1일까지, 위원회는 ③2031년 이후 시작되는 보고기간에 적용할 Tier 1 및 2 보정유닛 가격의 검토 및 정의 메커니즘을 결정하여야 한다.

초과유닛 (Surplus Units)

(생략...)

- 12 이 규정의 제6항 및 제15항에 따라, IMO GFI 등록부(Registry)의 선박계정에 적립된 초과유닛(SU)은, 기구가 개발할 지침을 고려하여 IMO GFI 등록부에 기록되는 바에 따라 ④다음 용도 중 하나에 한하여 1회 사용할 수 있다:
- .1 다른 선박의 Tier 2 규제 준수부족분을 상쇄하기 위해 해당 선박에 이전;
 - .2 다음 보고기간에 사용하기 위해 이월;
 - .3 완화 기여(mitigation contribution)로 자발적 취소.
- 13 초과유닛(SU)의 ⑤이전 또는 삭제는 각각 1회에 한해 가능하나, 한 선박의 서로 다른 초과유닛(SU)은 본 규정 12항에서 제공된 서로 다른 목적에 사용될 수 있다.

(생략...)

- 15 초과유닛(SU)은 IMO GFI 등록부에서 발급된 해당 연도의 ⑥다음 2개년 동안 유효하다. 유효기간이 지나도록 해당 선박계정 내에서 사용되지 않은 초과유닛(SU)은 완화 기여(mitigation contribution)로 간주하여 삭제된다.

부과금은 규제 준수 부족분을 상쇄하기 위해 넷제로 기금에 납부하는 금액을 의미하며, ①Tier 1(RU 1)과 Tier 2(RU 2)의 두 가지 가격체계를 따른다. MEPC 83차 당시, 두 가격 수준에 대한 국가 간 입장차가 커 최종 가격 합의 여부조차 불투명한 상황이었다. 초기 제안 당시 RU 1의 가격은 50~150\$/톤, RU 2 가격은 305~600\$/톤의 범위가 제안되었다. RU 1 부과금은 탄소세 컨셉과 유사하게 다수의 선박이 나누어 내는 개념이라면, RU 2 부과금은 기본목표조차 달성하지 못한 선박에게 RU 1보다 과중하게 매기는 방식으로 적용되어 높은 가격 설정에 대한 이견이 컸다.

특히, 군소도서국과 선진국은 RU 2 부과금 가격에 ‘후퇴금지(No backsliding)’ 조항을 명시해야 한다고 강하게 주장하였다. 결국, RU 1과 2의 부과금 책정방법과 재검토 절차를 빠른 시일내로 마련하기로 하고, 가격수준은 각 \$100/톤(RU 1)와 \$380/톤(RU 2)으로 2028년부터 2030년까지 ②3개년간 한시 적용하는 것으로 합의되었다.

③규제를 초과달성한 선박에게 발급되는 초과유닛(SU)은 관리의 투명성을 위해, 이전, 이월 및 취소 중 한 번의 용도에 한해 사용할 수 있다. 즉, 이전한 SU는 재이전될 수 없으나, 이월한 SU는 차년도에 다른 선박으로 이전할 수 있는 것으로 해석된다. 다만, 규제 준수방안에 대한 세부 지침이 개발될 예정으로 SU의 활용에 대해서는 지속적으로 논의경과를 주목할 필요가 있다.

④SU의 유효기간은 2년으로 정했으며, 기한 내 사용되지 않을 경우 완화기여로 자동 취소된다. 이 구조는 EU의 FuelEU Maritime과 차이를 보이는 부분이다. SU의 사용기한을 제한한 배경에는, 현재의 규제수준에서는 온실가스 1톤의 한계감축비용이 비교적 낮지만, 규제가 강화된 미래에는 같은 1톤을 줄이는 데 훨씬 더 높은 비용이 들 수 있다는 우려가 있다. 따라서, SU를 장기 보유하게 될 경우, 초기 규제를 초과 달성한 선사가 별도의 감축 노력 없이 향후 과도한 경제적 이익을 얻는 부작용이 발생할 수 있어, 이를 사전에 차단하려는 취지이다.

③ ZNZs 연료 기준 및 검·인증(34, 37, 38, 39규칙)

34규칙 지속가능한 연료 인증제 (Sustainable Fuels Certification Scheme, SFCS)

1

연료의 온실가스 집약도는 온실가스 배출 계수를 사용하여 계산되어야 하며, ^❶연료 전과정 라벨(Fuel Lifecycle Label, FLL)에 문서화된 각 지속가능성 주제 또는 측면에 대한 모든 관련 지표와 지수를 고려해야 한다.

2

온실가스 배출 계수 및 FLL에 문서화된 연료의 지속가능성 주제 또는 측면은, 국제해사기구(IMO)가 개발할 지침을 고려하여, 공인된 ^❷지속가능 연료 인증제(SFCS)에 의해 적절하게 인증되어야 한다.

3

FLL에 포함된 인증 정보는, 본 부속서의 18규칙에 명시된 연료유 공급서(BDN)와 함께 첨부될 수 있으며, 이는 IMO가 개발할 지침을 고려해야 한다.

4

SFCS는 IMO가 개발할 인증 절차 및 기준을 고려하여 위원회(Committee)의 승인을 받아야 한다. SFCS의 승인은 IMO가 개발할 지침에 따라 5년마다 갱신되어야 하며, 주기적으로 검토를 받아야 한다.

5

IMO 사무총장은 ^❸2027년 3월 1일을 넘기지 않고, 승인된 SFCS 목록을 공표해야 하며, 이후 정기적으로 해당 목록을 갱신하여야 한다.

(생략...)

❶연료 전과정 라벨(FLL)은 IMO LCA 지침에서 정의된 개념으로, 선박연료의 전과정에서 발생하는 온실가스 배출량과 지속가능성에 대한 정보를 체계적으로 정리한 표준화된 도구이다. 또한 규제이행을 위해 연료유 공급서(BDN)에 포함되어야 할 필수정보를 구조화하여 제공함으로써, 각 이해관계자가 규제 이행에 필요한 정보를 명확히 파악할 수 있도록 지원한다. FLL의 구성은 [표 4]와 같다(KMC, 2024).

표 4 연료 전과정 라벨(FLL)의 구성과 관련 설명

Part A-1	Part A-2	Part A-3	Part A-4	Part A-5
연료유형(혼합)	연료경로코드	저위발열량(LCV)	연료혼합 비율(%)	WtT 온실가스 배출계수 (GWP100, gCO _{2eq} /MJ _(LCV))
+				
Part B-1			[Part B-2]	
바이오제닉 탄소원 관련 배출 크레딧(gCO ₂ / g fuel ,GWP100 기준)			포집된 탄소에 따른 배출 크레딧(gCO ₂ / g fuel, GWP100 기준)	
+				
Part C-1		Part C-2		Part C-3
Value 1: 탄소원을 고려하지 않은 TtW 온실가스 배출계수 (GWP100, gCO _{2eq} /MJ _(LCV))		Value 2(탄소원을 고려한 TtW 온실가스 배출계수): TtW 온실가스 배출계수(GWP100, gCO _{2eq} /MJ _(LCV))		에너지 변환기
+				
Part D			Part E	
WtW 온실가스 배출계수(GWP100, gCO _{2eq} /MJ _(LCV)) 파트D = 파트 A-5 + 파트 C-2			지속가능성 인증	

❷선박이 사용한 연료의 온실가스 배출계수와 지속가능성은 IMO가 승인한 인증제도를 기반으로 인증되어야 한다. 이를 위해 IMO는 2027년 3월 1일 이전까지 승인된 인증제도(SFCS) 목록을 공표하기로 하였으며, 이후에도 해당 목록은 정기적으로 갱신된다.

이와 유사하게, EU도 재생에너지 지침(Renewable Energy Directive, RED) 하에 자발적 인증체계(voluntary schemes) 목록을 운영 중이며, ISCC EU, REDcert-EU, RSB EU RED 등이 포함되어 있다. 이러한 인증체계는 다양한 바이오연료 원료와 경로를 포괄하고 있으며, EU 집행위원회에서 정기적으로 평가 및 갱신되고 있다.

IMO는 현재 지속가능성과 관련된 지침으로 두 가지를 운용하고 있다. 첫째는 LCA 지침으로, 선박연료의 지속가능한 요소에 대해 원칙, 목적 및 지표를 제공하고 있다. 환경적 측면에서 10가지 주제를 다루고, 사회·경제적 측면은 추후 개발을 위해 논의중에 있다. 환경적 측면 중 온실가스 주제에서는, 지속가능한 선박연료가 기존 화석연료보다 전과정 온실가스 배출량이 낮아야 한다는 원칙을 제시하고 있다. 둘째는 기존 GHG 규제 하에서 바이오연료 사용에 대한 임시지침(MEPC.1/Circ.905)으로, 선박이 바이오연료를 사용할 경우 해당 연료의 GHG 감축 효과를 인정받기 위해 ICAO에서 인정한 국제 인증체계(ISCC, RSB 등)를 통해 지속가능성을 인증받아야 한다는 요건을 명시하고 있다.

37규칙 연간 GFI 보고 및 검증 (생략...)

38규칙 IMO GFI 등록부

설립 (생략...)

선박별 의무

2 이 장이 적용되는 각 선박은 2027년 10월 1일까지 IMO GFI 등록부에 계정을 개설하여야 하며, 2028년 6월 30일까지, 그리고 그 이후 **●매년 6월 30일까지, IMO GFI 등록부에 연간 관리 수수료를** 납부하여야 한다.

3 연간 관리 수수료는, 기구가 개발할 지침을 고려하여, 그 행정비용을 충당하기 위해 사무총장이 IMO GFI 등록부에 대해 결정하여야 한다.

기능

4 36규칙에 따라, IMO GFI 등록부는 각 선박계정에 대하여 다음 사항이 해당되는 경우에 기록하여야 한다:

- .1 직접 준수 상태에 있는 선박이 받을 수 있는 초과유닛(SU)의 양을 계정에 적립(credit);
- .2 보고기간 간의 이월된 초과유닛(SU)을 기록;
- .3 한 선박계정에서 다른 선박계정으로 이전된 모든 초과유닛(SU)을 기록;
- .4 다음의 경우 초과유닛(SU)을 취소(cancel):
 - .1 보고기간에 대해 선박이 2단계 규제 준수부족분을 상쇄하는 데 사용한 경우; 및/또는
 - .2 유효기간이 만료되었거나 선박의 요청으로 자발적으로 삭제된 경우;
- .5 IMO 넷제로 기금에 온실가스 배출 부과금을 납부하여 확보한 보정유닛(RU)의 수량 및 Tier 유형에 따라, 해당 유닛을 선박계정에 적립하고, 납부 사실이 확인된 후 해당 보정유닛을 말소.

5 각 보고기간 종료 후 **●8월 31일까지, IMO GFI 등록부**는 본 규칙 제4항에 따라 기록된 모든 거래 및 GFI 규제 준수부족분을 반영한 **선박계정명세서**를, 각 선박계정 및 해당 보고기간에 대해 **발급**하여야 한다.

(생략...)

●GFI 등록부는 DCS처럼 정보를 중앙에서 체계적으로 수집하는 저장소 역할을 하며, 선박계정 개설, 초과유닛의 확보·이전·삭제 기록, 선박계정명세서(SAS) 발급 등의 기능을 수행한다. 이를 위한 시스템 구축 및 유지 비용을 충당하기 위해, IMO는 각 선박에 연간 관리 수수료를 책정하기로 결정하였으며, 매년 6월 30일까지 각 선박은 연간 관리 수수료를 납부해야 한다. 다만 아직 연간 관리 수수료는 결정되지 않았으며, 향후 관련 지침을 통해 비용을 결정할 예정이다.

●앞선 6.9규칙, 35.5~35.6 규칙 등을 고려하면, GFI 등록부는 매 보고기간 종료 후 8월 31일까지 각 선박별 선박계정명세서(SAS)를 발급해야 한다. SAS에는 선박 기본정보, GFI 데이터(달성값 등), ZNZ 관련 데이터, 발급된 유닛 및 사용내역, 최종 규제 준수 부족분, GFI 준수증명서(SoC), 연간 행정수수료 납부 증명서 등이 포함될 것으로 예상된다.

39규칙 배출량이 제로 또는 제로에 가까운 기술, 연료 및 에너지원(ZNZs)

- 1 ZNZs는 기술, 연료 및 에너지원들을 포함하여야 하며, 기구가 개발할 지침을 고려하여 전과정 기준으로 평가되어야 한다. ZNZs에 대한 GFI 임계값은 초기 기간 동안, ① 2034년 12월 31일까지는 19.0gCO_{2eq}/MJ 이하로 설정되어야 하며, 2035년 1월 1일부터는 14.0gCO_{2eq}/MJ 이하로 설정되어야 한다. 이러한 임계값 설정은 기구가 개발할 지침을 고려하여 이루어져야 한다. 그럼에도 불구하고, 위원회는 기구가 개발할 지침을 고려하여, ② 추가적인 ZNZs를 승인할 수 있다.
- 2 선박은, 기구가 개발할 지침을 고려하여, 사용한 ZNZs에 대해 IMO 넷제로 기금으로부터 보상(reward)을 받을 수 있다.
- 3 2027년 3월 1일까지, 그리고 그 이후 5년마다, 위원회는 본 규칙 제2항에서 ③ 언급된 보상 및 그러한 보상을 결정하는 방법론(methodology)을, 기구가 개발할 지침을 고려하여, 정의하여야 한다.
- 4 기구는, 이 부속서 제5장의 적용을 받는 선박들이 선박 내에서 연간 사용한 전체 에너지 중 ZNZs가 차지하는 비율을 모니터링하고 공표하여야 한다.

중기조치는 ZNZs 보상제도 도입을 위해, ④ ZNZs의 단계적 임계값을 설정하였다. 군소도서국을 필두로 한 일부 그룹은 ZNZs가 재생가능한 에너지원을 통해 생산되어야 한다는 조건을 주장하였으나, ZNZs의 기술 성숙도와 공급 가능성을 고려하여, 2034년까지는 19gCO_{2eq}/MJ을 2035년부터는 14gCO_{2eq}/MJ을 최종 임계값으로 결정하였다. ⑤ 또한 이미 개발 중이거나 시범 단계에 있는 기술들이 향후 규제에 배제되어 좌초되는 상황을 방지하기 위해, 위원회가 개발할 지침을 통해 추가적인 ZNZs를 승인할 수 있도록 예외조항을 마련하였다.

ZNZs 보상은 온실가스 감축 기여 수준에 따라 차등 적용될 것으로 예상되나, 구체적인 보상방식과 산정 방법론에 대해서는 회원국 간 이견이 존재한다. 이에 따라 관련 방법론은 2027년 3월 1일 규제 발효 직전까지 개발하기로 하였다. ZNZs 보상제도는 단순한 인센티브 정책을 넘어, 향후 연료 선택, 항만 인프라 구축, 투자 유인 등에 결정적인 영향을 미치는 핵심제도이다. 따라서 보상체계 설계는 시장 전망, 정책 유효성, 투자 안전성을 좌우하는 중요한 변수로 작용할 수 있다.

④ 기금 및 자원배분(40, 41, 42, 43규칙)**40규칙** IMO 넷제로 펀드

- 1 기구(IMO)의 사무총장은, 이 장의 이행을 지원하고 이 부속서의 31규칙에 명시된 목표를 달성하기 위하여 IMO 넷제로 기금(Net-Zero Fund)을 설립하여야 한다. 기금 및 그 운영이사회(Governing Board)의 운영과 관련된 모든 비용은 기금이 부담하여야 한다.
- 2 IMO 넷제로 기금은 36규칙에 따라 선박들이 납부한 온실가스 배출 부과금을 수령하고 관리하여야 하며, 수집된 수입을 41규칙에 따라 배분하여야 한다.

(생략...)

중기조치의 부과금으로 인해 IMO 산하의 대규모 기금이 조성될 것으로 예상된다. UCL 에너지연구소는 2030년까지 300~400억 달러가 조성될 것이라고 분석하였으며, 감축률 및 RU 부과금 가격을 주도한 일본은 기금규모를 연간 약 120~150억 달러로 예측하였다. 이러한 규모의 기금을 운영, 관리 및 배분하기 위해 IMO는 넷제로 펀드를 설립하고 운영이사회를 조직하였으며, 향후 기금은 보상, R&D 관리, 내외부 감사 등의 조직을 포함하여 별도의 사무국 신설도 예상된다.

41규칙 수입의 배분

- 1 IMO 넷제로 기금은, 그 운영 규칙에 명시될 다음의 목적을 위하여 기금의 수입을 배분하여야 한다:
 - .1 이 부속서의 39규칙에 따라 ❶ **ZNZs의 사용에 대한 보상**(rewards);
 - .2 이 장의 이행 맥락에서, 그리고 국가들 내에서의 ❷ **정의롭고 공평한 전환**(just and equitable transition)을 촉진하면서, ❸ **해양부문 에너지 전환의 범위 내에서 환경 및 기후 보호, 적응 및 회복력 구축을 촉진**하는 방식으로, 개발도상국, 특히 최저개발국(LDCs) 및 군소도서국(SIDS)의 필요에 특별히 주의를 기울이며, 충분한 수입을 다음의 방법으로 배분함:
 - .1 해운의 에너지 전환을 지원하고, 필요한 해양, 연안 및 항만 관련 인프라 및 장비를 개발하며, 제로 또는 제로에 가까운 온실가스 배출 기술, 연료 및/또는 에너지원을 연구·개발하고 전 세계에 보급 및 배치;
 - .2 선원 및 기타 해양 관련 인력의 정의로운 전환(just transition)을 도모;
 - .3 이 장의 규정 이행을 지원하는 정보 공유, 기술 이전, 역량 강화, 교육 및 기술 협력 촉진;
 - .4 선대의 갱신 및 개선을 포함하는 국가행동계획(National Action Plans, NAPs)의 개발 및 이행 지원;
 - .5 본 장의 규칙을 이행함으로써 인해 발생하는 ❹ **식량안보**를 포함한 국가들에 대한 불균형적으로 부정적인 영향을 적절한 방식으로 해결;
 - .3 기금 및 그 운영이사회의 ❺ **행정 및 운영 비용**을 충당함.

❶ IMO 넷제로 기금의 수입은 크게 ZNZs 사용에 대한 보상, 정의롭고 공평한 전환 촉진, 행정 및 운영 비용이라는 3가지 목적에 따라 배분된다. 이 가운데 두 번째 항목은 최저개발국(LDCs) 및 군소도서개발국(SIDS) 등의 필요를 고려하여 가장 폭넓은 범위를 포괄한다. 협약 문구 논의과정에서, 해당 국가들은 ❷ 해운부문에 국한하지 않고 기후변화의 완화 및 적응 영역까지 기금 사용 목적을 확대해야 한다고 주장하였다. 이에 따라 최종안에서는 해운부문 에너지 전환을 범위로 설정하고, 부문 외의 항목은 촉진하는 문구로 정리되었다.

하위 조항으로는, 전 세계 ZNZs의 개발 및 배치, 선원의 정의로운 전환, 기술이전 및 역량강화 등을 포함하고, 그 외에도 도서국을 고려하여 국내 선대의 개선을 위해 국가행동계획을 지원하기로 합의하였다.

42규칙 선박 GFI의 지속적 개선과 관련된 기술협력 및 기술이전의 촉진 (생략...)

43규칙 ❸ **식량안보**

위원회는 다음을 수행하여야 한다:

- .1 특히 식량 불안정에 노출된 국가들에 주의를 기울이며, 이 장이 식량안보에 미치는 불균형적으로 부정적인 영향을 해결하기 위하여, 이를 방지(avoiding)하고, 시정하고, 완화하는 것을 포함하여 대응하여야 한다.
- .2 이 장이 식량안보에 미칠 수 있는 잠재적 영향을 지속적으로 검토하여야 한다.

❸ 수입의 배분 41.1.2.5 규칙과 별도의 43규칙은 식량안보 문제를 명시적으로 규정하고 있다. 이는 이집트를 중심으로 한 식량순수입개도국(NFIDC)*의 강력한 주장에 따른 결과이다. 이들 국가는 IMO 규제가 해운 비용을 증가시켜 식량 수입에 의존하는 국가들의 식량 불안정성을 심화시킬 수 있다는 점을 강조하였다. 특히 이집트는 회의기간 동안 다수의 식량안보 관련 문구를 공식 제출하면서 식량안보 조항 삽입을 일관되게 주장하였고, 결국 수입 배분 대상 항목 중 하나로 포함되며 별도의 규칙을 추가하는 성과를 이끌어냈다. 일부 대표단은 이집트를 ‘진정한 챔피언’이라 표현했으며, 이는 개발도상국의 이해관계를 규제 설계에 반영한 성공사례로 판단된다.

※ Net Food-Importing Developing Countries : 최근 5년 중 3년 이상 기초 식량을 순수입하는 개도국으로, WTO 농업위원회가 지정함

⑤ 향후 추진계획

이번 MEPC 83차에서 승인된 중기조치는 MEPC 특별회기를 거쳐 채택되며, MARPOL 협약 개정절차에 따라 채택 후 16개월이 지난 2027년 3월에 발효될 예정이다. 다만, 중기조치는 연 단위의 규제체계이기 때문에, 2027년 말까지 GFI 산정 관련 데이터 수집 계획을 포함하는 SEEMP 개발이 필요하며, GFI 데이터 수집은 2028년 1월 1일부터 시작된다. 즉, 각 선박은 2028년 한 해 동안 GFI 데이터를 수집하고, 2029년에 규제 이행결과를 평가받아 부과금을 납부하거나 보상을 받게 된다[그림 3].

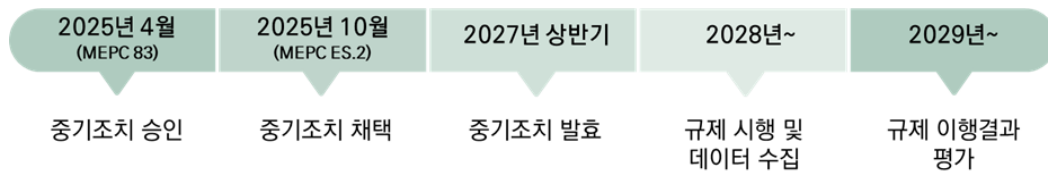


그림 3 중기조치 시행 및 이행 타임라인

중기조치가 원활하게 이행되기 위해서는, 협약 각 규칙에서 언급된 다수의 “IMO가 개발할 지침”이 사전에 마련되어야 한다. 이와 관련된 지침은 총 14건으로, 이 중 10건은 신규 지침, 4건은 기존 지침의 개정사항이며, 그 목록은 [표 5]에 정리되어 있다(MEPC 83/WP.11, Annex 2). 특히, 인증제도/표준에 관한 지침과 ZNZs 관련 지침은 협약 상 명확히 기한이 규정되어 있으며, 2027년 3월 1일 이전까지 개발이 완료되어야 한다. 이에 따라 해당 지침은 MEPC 85차(‘26년 가을)에서 채택될 예정이다. 나머지 지침들 또한, 2028년 1월 1일 이전에 개발되어야 하므로, 2027년 여름에 개최되는 MEPC 86차까지 모든 지침이 개발 완료될 것으로 전망된다.

표 5 중기조치 관련 개발 및 개정이 필요한 지침 목록 (: 2027년 3월 1일까지 개발되어야 하는 지침)

신규 지침 제목(가안)		
	영문	국문
1	Guidelines for the calculation of the attained GHG fuel intensity	GFI 달성값 산정을 위한 지침
2	Guidelines on the annual GFI compliance approaches and method of calculation of surplus units and compliance deficit for ships	선박의 연간 GFI 규정준수 방식 및 초과유닛(SU)·준수부족분 산정 방법에 관한 지침
3	Guidelines on requirements and procedures for recognition of certification schemes/standards and reporting of certification activities to the Organization	인증제도/표준의 인정 절차 및 인증 활동을 IMO에 보고하기 위한 요건 및 절차에 관한 지침
4	Guidelines for the reporting of the attained annual GFI, the target annual GFI and the GFI compliance balance of the ship	선박의 GFI 달성값·목표값·준수부족분 보고를 위한 지침
5	Guidelines for Administration verification of the attained annual GFI, the target annual GFI and the GFI compliance balance of a ship, and reporting of the verified data to the IMO GFI Registry	기국의 GFI 달성값·목표값·준수부족분 검증 및 검증된 데이터의 IMO GFI 등록부 보고를 위한 지침
6	Guidance for submission of data related to the annual GFI of ships from a State not Party to MARPOL Annex VI	MARPOL 부속서 VI 비당사국 선박의 연간 GFI 관련 데이터 제출을 위한 지침
7	Guidelines for the establishment, the administration and management of the IMO GFI Registry	IMO GFI 등록부의 설치·운영 및 관리에 대한 지침
8	Guidelines for the opening and management of a ship account in the IMO GFI Registry and on annual administration fee	IMO GFI 등록부의 선박계정 개설 및 관리, 연간 행정수수료에 관한 지침
9	Guidelines on the definition of ZNZs, of ZNZs rewards and the methodology to determine such rewards	ZNZs의 정의·보상 및 그 산정방법론에 관한 지침
10	Governing provisions of the IMO Net-Zero Fund and its Governing Board	IMO 넷제로 펀드·이사회의 운영규정

개정이 필요한 지침 제목		
	영문	국문
1	2024 Guidelines on life cycle GHG intensity of marine fuels (LCA Guidelines)(MEPC.391(81))	2024 선박연료 전과정 온실가스 집약도에 관한 지침 (LCA 지침)
2	2024 Guidelines for the development of a Ship Energy Efficiency Management Plan (SEEMP)(MEPC.388(81))	2024 선박에너지효율관리계획(SEEMP) 수립을 위한 지침
3	Procedures for port State control, 2023 (A.1185(33))	2023 항만국 통제 절차
4	Interim Guidance on the use of biofuels under regulations 26, 27 and 28 of MARPOL Annex VI	MARPOL 부속서 VI 26, 27, 28규칙 하에서의 바이오연료 사용에 대한 잠정 지침

(3) 결론 및 의의

MEPC 83차에서 합의된 IMO 중기조치는 선박연료의 연간 온실가스 집약도(GFI)를 규제 대상으로 하여, 기본감축률과 강화감축률의 이중 구조를 도입한 제도다. 이는 EU의 FuelEU Maritime와 유사한 틀을 가지면서도, Levy 컨셉의 부과금 체계를 접목해 대규모 기금 조성 및 글로벌 감축 자금 배분까지 포괄하는 통합적 메커니즘이라는 점에서 차별화된다. 다만, 기존의 Levy가 선박의 총 배출량 전체에 일괄 부과되었다면, 중기조치는 강화감축률을 달성하지 못한 잔여 배출량에만 RU 1 부과금을 적용한다. 이에 따라, 안정적인 기금 조성을 위한 핵심 요소인 Levy 개념에 해당하는 RU 1 부과금 가격이 \$100으로 설정될 경우, 화석연료를 사용하는 선박에 대한 실질적인 부과 수준은 약 톤당 \$13 수준으로, 기존 Levy 논의에서 제안된 \$18.5~150 수준보다 낮다. 이는 선박별 감축 노력에 따라 비용이 차등화되는 유연한 설계 구조로 해석된다.

중기조치에서 기본감축률은 IMO 2023 전략 이행의 기반이 되며, 강화감축률을 초과 달성한 선박은 이전·이월 가능한 배출권(SU)을 부여받고, ZNZs 사용 시 추가 보상도 받을 수 있다. 반면 규제를 달성하지 못한 선박은 RU 1 부과금(\$100) 또는 RU 2(\$380)를 납부하거나, 다른 선박으로부터 SU를 이전받아 규제 준수를 충족하는 방법을 활용하여 보다 유연한 규제 이행이 가능하다. 앞서 부과금 징수를 통해 조성된 IMO 넷제로 기금은 국제 선대의 ZNZs 사용을 지원하고, 개발도상국 대상 기술이전·R&D·인프라 구축 등에 활용되어 정의롭고 공평한 전환(just and equitable transition)을 촉진할 수 있다.

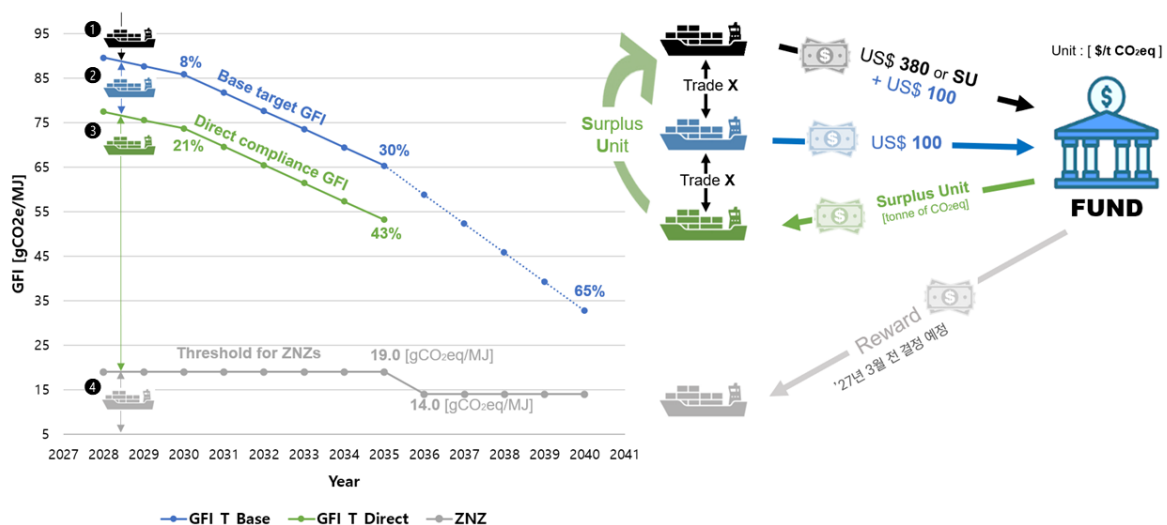


그림 4 중기조치의 구성 및 개요

표 6 IMO 중기조치(기본감축)와 FuelEU Maritime 규제 비교

구분	IMO 중기조치	FuelEU Maritime	구분	IMO 중기조치	FuelEU Maritime	
기준값	93.3 gCO _{2e} /MJ	91.16 gCO _{2e} /MJ	유연성 메커니즘	이월, 이전, 풀링, 취소(2년 유효기간)	이월, 이전, 풀링, 취소	
GFI 목표 (gCO _{2e} /MJ) (기본감축률)	'28 : 89.57(4%)	'28~'29 : 89.34(2%)	연료 및 지속가능성 요건	✓ 식품/사료 기반 바이오연료 제한 없음	✓ 식품 및 사료 기반 바이오연료 불인정	
	'29 : 87.70(6%)				✓ 고급 바이오연료: 감축률(55~65%) 조건	
	'30 : 85.84(8%)	'30~'34 : 85.69(6%)		✓ 석유 연료보다 낮은 GHG 배출량 필요	✓ RFNBO/e-연료: 감축률(70%) 조건	
	'31 : 81.73(12.4%)					
	'32 : 77.63(16.8%)					
	'33 : 73.52(21.2%)					
	'34 : 69.42(25.6%)					
	'35 : 65.31(30.0%)	'35 : 77.94(14.5%)	제로 연료 혜택 및 보상	✓ 2034년까지 19gCO _{2e} /MJ 이하, 2035년부터 14gCO _{2e} /MJ 이하 ZNZs 보상	✓ 2033년까지 RFNBO 2배수 인정 ✓ 육상전원공급설비 연결시 제로 배출 인정 ✓ 풍력추진선박 보상	
'40 : 32.66(65.0%)	'40 : 62.90(31.0%)					
미정	'45 : 34.64(62.0%)					
미정	'50 : 18.23(80.0%)					
부과금	CO _{2e} 톤당 \$380	CO _{2e} 톤당 €647 (약 \$692)				

중기조치는 EU 지역규제이자 구조가 유사한 FuelEU Maritime과 비교해볼 수 있다[표 6]. IMO 중기조치는 기준값이 낮아 초기 목표값은 비교적 낮으나 장기적으로는 감축률이 보다 가파르게 상승하는 특징을 가진다. 반면, 규제 미이행시 부과되는 단위당 부과금은 FuelEU Maritime이 약 1.8배 높다. 따라서 2030년 이후 IMO의 기본 감축목표가 급격하게 강화되고 규제 미준수 배출량이 증가하면 실제 부과금 수준은 중기조치가 더 높아질 것으로 예상된다.

그 외에도, FuelEU Maritime은 식량 기반의 바이오연료를 불인정하며 RFNBO 및 e-연료에 대한 혜택을 제공하는 반면, IMO 중기조치의 경우 보상연료 및 지속가능성 요건이 상대적으로 유연하지만, 배출권(SU) 유효기간이 2년으로 제한되고 강화감축률로 인한 톤당 100\$의 추가 부과금이 다수 선박을 대상으로 징수된다. 그러나, IMO는 향후 보상연료 및 지속가능성에 대한 추가 지침을 개발할 예정으로, 현재 단계에서 양 제도의 규제 엄격성을 단순 비교하기는 어렵다.

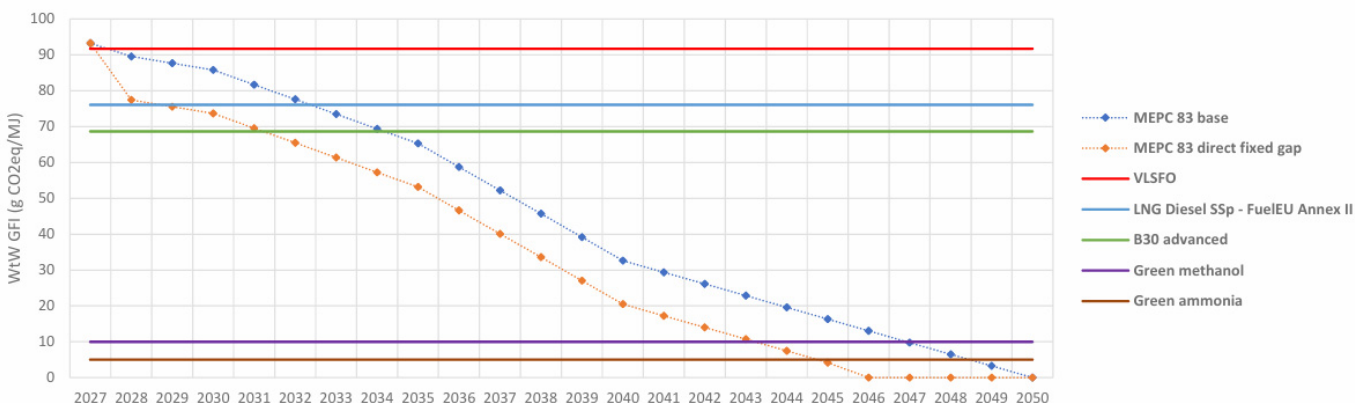


그림 5 중기조치 감축목표와 주요 연료의 전과정 온실가스 집약도

MEPC 83차는 중기조치의 감축률, 기준값, 부과금 수준을 구체적으로 명시하며 국제해운업계와 연료 시장에 예측가능성을 높였다. [그림 5]에 따르면, LNG는 2028년 강화감축률, 2032년까지는 기본감축률을 충족할 수 있으며, B30 바이오연료는 2031년까지 강화감축률, 2035년까지는 기본감축률을 충족할 수 있을 것으로 분석된다. 이에 따라 일부 환경단체는 중기조치가 LNG와 바이오연료의 사용을 일정 기간 허용·촉진하는 신호를 줌으로써 장기적으로 지속가능하지 않은 연료에 대한 과도한 의존을 초래할 수 있다는 점을 우려하고 있다. 바이오연료의 경우, 공급원료의 불확실성과 타 부문과의 수요 경쟁도 중요한 제약 요인이다.

또한, 중기조치 협약 개정안은 ZNZs에 대한 임계값을 설정하였지만, 현재까지 구체적인 보상방식은 확정되지 않았다. [그림 6]의 분석에 따르면, 2034년까지는 19gCO₂e/MJ, 2035년부터는 14gCO₂e/MJ 이하의 연료만 ZNZs로 인정되며, 이에 따라 일부 바이오연료는 2035년까지 ZNZs로 간주될 수 있으나, 이후에는 그린수소 기반의 e-메탄올, e-수소, e-암모니아 등 e-연료만이 해당 기준을 충족할 가능성이 높다. 그러나 ZNZs 연료는 기존 연료 대비 가격이 수 배 높은 수준이며, 보상수준이 불확실한 현 상황에서는 연료 및 인프라에 대한 투자 결정을 내리기 어렵다는 점이 우려로 지적되고 있다.

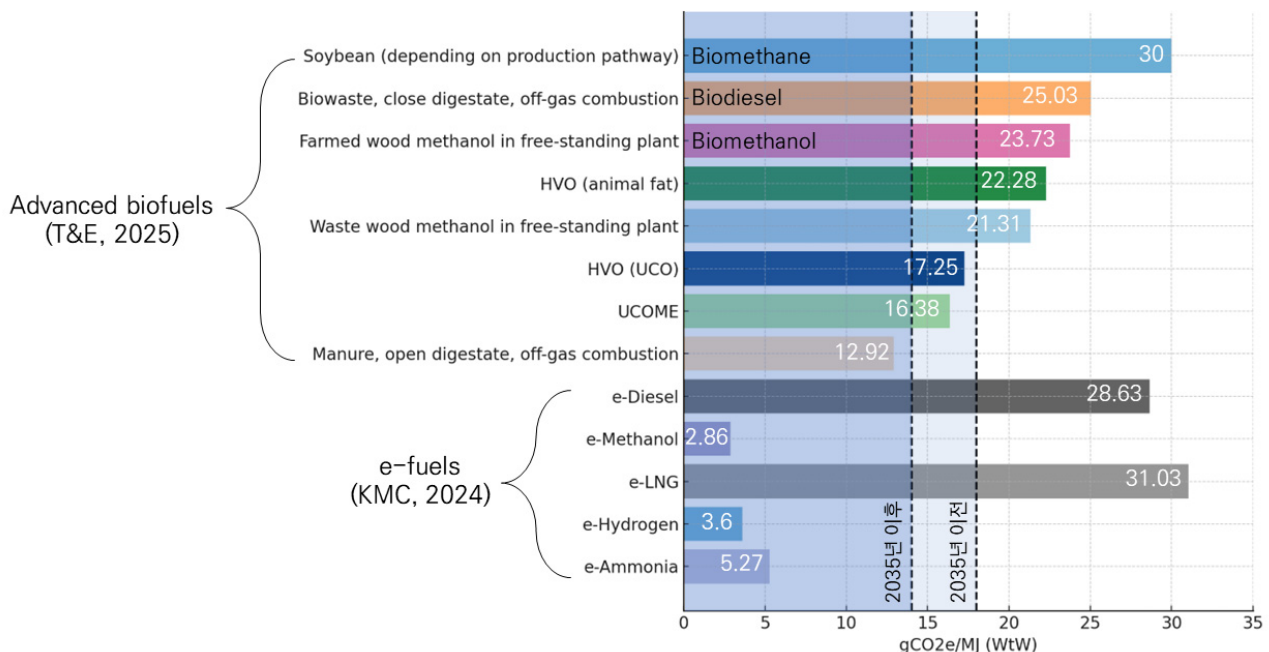


그림 6 바이오연료와 e-연료의 전과정 온실가스 집약도 및 ZNZs 인정기준

다양한 국내외 매체에 따르면, IMO의 중기조치는 ICAO 등 타 산업과 비교하여 선도적인 수준의 연료 기준과 글로벌 탄소 가격제를 설정한 최초의 국제규제로 평가된다. 특히 대규모의 기금 조성권과 기술협력 기반 구축은 새로운 정책 패러다임으로 주목받고 있다. 반면, 환경단체에서는 IMO 중기조치가 파리협정의 1.5℃ 기후목표 달성에는 부족하다고 지적하였으며, 확장 및 지속가능하지 않은 LNG와 바이오연료가 단기적으로 촉진될 수 있다는 점을 비판하였다.

그럼에도 불구하고, IMO 중기조치는 2050년경 국제해운 넷제로 목표를 달성하기 위한 해운부문 최초의 규제 프레임워크이며 배출량에 대한 부과금으로 기금을 조성하고, 감축에 대한 인센티브를 지급하며, 글로벌 전환까지 지원하는 규제-보상-협력의 선순환 구조를 설계했다는 점에서 중요한 전환점을 제공한다. 이번 규제로 인해 국제해운 전반에 걸쳐 막대한 기금이 조성될 것이며, 이를 기반으로 한 기술개발, 연료 전환, 인프라 투자 등이

촉진될 것으로 기대된다. 해운산업계는 단기적으로는 상당한 규제 이행 비용에 직면하겠지만, 장기적으로는 탄소 산업 대비 미래연료를 선점하고 기술적 우위를 확보할 수 있는 기회를 얻게 될 수 있다.

이제 해운산업은 단일 연료나 단일 전략에 의존하던 방식에서 벗어나야 하며, 다각화된 연료 포트폴리오와 유연한 규제 대응전략을 기반으로 새로운 패러다임에 대응해야 한다. 이제는 “어떤 연료를 선택할 것인가”를 넘어, “어떤 조합과 전략으로 변화에 대응할 것인가”를 고민해야 할 때이다.

[참 고 문 헌]

KMC, IMO 선박연료 온실가스 전과정평가 지침 해설서(2024)

Ship and Bunker & Eliseo Curcio, Global Maritime Decarbonization Under Carbon Pricing—The Role of the IMO's 2028 Fee and Its Industry Implications

IMO Mid-Term Measures to reduce GHG emissions: how will it work and will it work?

T&E, IMO Net-Zero Framework – Assessing the impact of the IMO's draft Net-Zero Framework (2025.4.)

World Shipping Council, Unprecedented global agreement gives shipping clarity on critical next step to decarbonization (2025.4.11.)

UCL, An overview of the discussions from IMO's 83rd Marine Environment Protection Committee (2025.4.11.)

AP, Major nations agree on first-ever global fee on greenhouse gases with plan that targets shipping(2025.4.12.)

ICCT, ICAO, why can't you be a bit more like your sister? (2025.5.2.), Four changes would make the IMO Net-Zero Framework more effective (2025.4.11.)

The Guardian, Shipping companies to pay for carbon dioxide produced by vessels (2025.4.11.)

World Economic Forum, How carbon pricing can chart a path to net zero shipping (2025.4.9.)

CarbonBrief, Q&A: Nations agree carbon-pricing system to steer shipping towards net-zero (2025.4.11.)

Lloyd's List, IMO approves historic carbon price agreement (2025.4.11.)

MARITIME
FOCUSIMO 중기조치에 따른
연료 전환의 전략과 비용

시나리오별 연료 구성 및 총비용 비교를 중심으로



(1) 서 론

한 유 민 연구원
기후솔루션(SFOC)지 혜 련 책임연구원
플랜잇(PLANiT)

2025년, 국제해사기구(IMO)는 제83차 MEPC에서 해운부문 온실가스 감축을 위한 중기조치, 이른바 'IMO 넷제로 프레임워크(IMO Net-zero Framework)'를 승인했다. 이는 단순히 새로운 제도를 하나 추가한 것이 아니다. 기존 '에너지 효율 중심'의 규제 패러다임이 '온실가스 배출 총량 감축'과 '가격 부과'를 핵심으로 한 새로운 규율체계로 전환되었음을 의미한다. 해운은 더 이상 에너지 효율을 개선하는 것으로 책임을 다할 수 없는 산업이 되었다.

이번 조치의 핵심은 선박연료의 온실가스 집약도(GHG Fuel Intensity, GFI)를 기준으로 연료의 온실가스 배출 강도를 평가하고, 이를 초과하는 배출량에 탄소세를 차등 부과하는 가격 기반 규제체계가 도입되었다는 것이다. 설정된 GFI의 일정 기준을 초과할 경우, 이중 가격체계를 통해 Tier 1 미준수 구간에는 \$100/tCO_{2eq}, Tier 2 미준수 시에는 추가로 \$380/tCO_{2eq}의 높은 수준의 부과금을 납부하거나 초과유닛(Surplus Unit, SU) 구매를 통해 규제를 준수하게 한다. 이는 온실가스 감축이 선택이 아닌 비용의 문제로 전환되었음을 뜻한다. 탄소 감축목표를 초과하는 연료를 사용하는 선사는 실질적으로 연료를 구매하면서 동시에 배출권을 구매해야 하는 구조에 직면하게 된다.

그러나 제도가 실질적인 전환을 유도할 수 있을지는 아직 확인되지 않았다. GFI 목표치가 시장 내 유효한 가격 시그널로 작동할 수 있는가? 각 시나리오 간의 비용 차이는 연료 전환을 유의미하게 유도할 만큼 충분한가? 본 질문은 중기조치의 실효성을 판단하는 핵심 변수다.

본 기고문은 중기조치 하에서 실제 어떤 연료 전환경로가 산업 내에서 발생할 수 있는지를 분석한다. ①규제 미준수, ②기본목표 대응, ③강화목표 대응이라는 3가지 시나리오를 바탕으로 연료 전환 추가 비용과 탄소가격 부과에 따른 해운선사 운영 비용의 변화를 검토하였다.

본 기고문은 “어떤 연료가 좋은가”라는 기술적 판단을 내리지 않는다. 대신, 중기조치가 유의미한 전환경로를 유도할 수 있는지를 살펴보고, 시장 선택이 아닌 정책 개입이 어디까지 필요한지, 산업의 대응전략은 어떤 균형점을 찾아야 하는지에 대한 판단 근거를 제시하고자 한다.

(2) 연구 방법론 및 가정

IMO의 중기조치는 단순한 효율 기준이나 배출권 거래제를 넘어, 연료 전환을 비용 중심의 규율로 전환한 제도적 변화다. 이에 따라, 감축 전략 수립을 위한 비용 기반의 정량 분석 도구가 요구된다. 본 분석은 선형계획법 기반의 최적화 모형을 적용해, 선박 운항 과정에서 발생하는 온실가스 배출과 연료 전환 비용이라는 이중 제약 조건 하에서, 가장 비용 효율적인 연료 조합을 도출하고자 하였다. 중기조치가 연료의 전과정 온실가스 배출량(Well-to-Wake)을 기준으로 감축을 유도하는 제도라는 구조적 변화 속에서, 본 모델은 연료 비용(OPEX)의 변동성과 전환 속도 제한, 그리고 연료별 배출계수와 중기조치상의 감축목표를 반영하여 제도 이행 경로에 따른 실질적 비용구조와 전환 전략을 비교할 수 있도록 설계되었다.

본 분석에서 사용된 기초 데이터는 IMO의 글로벌 통합 선박정보시스템(GISIS) 데이터베이스를 기반으로 하며, 2019~2021년 보고된 5,000 GT 이상 선박 15,387척의 연료 데이터를 포함한다. 이는 전체 선박 총톤수의 약 93%에 해당한다. 연료 단가는 2025년 거래된 시장 가격 및 연구기관의 시나리오를 기반으로 하였고, 온실가스 집약도는 FuelEU Maritime 기준치를 사용하였으며, 비용 및 온실가스 집약도는 변화 없이 고정값으로 설정되었다.

연료는 사용 기술, 온실가스 집약도, 전환 가능성을 고려하여 화석연료(HFO, MGO, LFO 등), 바이오연료(B30, bio-methanol 등), e-fuel 및 무탄소 연료로 구분하였다. 이는 유사한 에너지 밀도 및 단가 구조를 공유하는 연료군 내에서의 비용 비교를 용이하게 하기 위함이며, 정책적 적용 가능성과 상업화 수준도 고려하였다.

이때, 바이오연료는 드롭인(Drop-in) 연료로서 인프라 활용 측면에서 유리하지만, 공급 가능성과 환경 지속성 측면에서 구조적 제약이 존재한다. 바이오연료는 항공 분야에서 SAF(Sustainable Aviation Fuel)로 분류되어 전략적 자원으로 우선순위가 높아 경쟁이 치열할 것으로 전망되며, 비(非)식량 원료로부터 생성된 지속가능한 바이오연료의 실제 공급 여건은 매우 제한적으로 가격의 변동성도 크기 때문에 본 연구는 보수적인 가격 가정을 적용하였다. 그 이유는, 바이오매스 원료의 확보 과정에서 농업 및 산림 자원을 사용하는 경우, 식량·토지 이용과 생태계 보전에 대한 잠재적 충돌이 불가피하게 발생하기 때문이다. 생산 방식에 따라 배출계수가 크게 달라지는 구조적 특성은 탄소 감축 효과에 대한 정책적 신뢰성을 약화하는 요소이므로 현재 가장 구체화된 계수를 제공하고 있는 FuelEU Maritime의 LCA 계수를 기반으로 탄소 배출량을 산정하였다.

본 분석에서는 연간 연료 전환 속도를 최대 10%로 제한하였다. 이는 조선소의 건조 능력, 항만 인프라의 수용 여건, 연료 공급망의 확장성 등 현실적인 전환 속도의 물리적 한계를 반영한 설정이다. 또한, 운송 수요는 모든 시나리오에서 동일하게 유지하였다. 수요 변동이 연료 선택에 영향을 미치지 않도록 통제함으로써, 중기조치가 연료 선택 변화에 미치는 효과를 독립적으로 식별할 수 있도록 하였다.

마지막으로 IMO 넷제로 프레임워크에 포함된 초과유닛(SU) 제도를 모델링에 반영하지 않았다. SU는 강화목표(Tier 1)를 초과 달성한 선박에 대해 IMO가 초과 감축분을 단위화하여 발급하는 배출권으로, 기본목표(Tier 2)조차 달성하지 못한 선박은 높은 수준의 탄소세(\$380/tCO_{2eq})를 납부하거나, 다른 선박으로부터 SU를 구매해 초과 배출을 상쇄해야 한다. 다만, SU는 아직 구체적인 설계 기준이나 적용 방식이 마련되지 않은 초기 개념으로, 이번 분석은 SU 거래를 제외한 상태에서 제도 이행에 따른 연료비 및 탄소세 구조 변화를 분석하였다. 또한, 중기조치의 연간 GFI 기준은 2028년부터 2035년까지 감축률이 설정되어 있어, 연구 범위 역시 해당 기간으로 한정하였다.

(3) 시나리오 구성 및 정의

중기조치에 따르면 선박이 사용하는 연료의 온실가스 집약도에 따라, 연료 1톤당 추가적으로 부담해야 할 부과금(Remedial Unit, RU)은 크게 세 가지 구간으로 나누어 산정된다. 구간 설정에 따라, 각 시나리오는 중기조치의 GFI 기준에 따른 탄소세 적용 방식과 연료 전환 수준에 따라 구분되며, 탈탄소 전략의 선택에 따라 해운산업이 부담하게 될 비용구조를 비교 분석할 수 있도록 구성되었다. 모든 시나리오에서 IMO가 시행 중인 EEXI(Energy Efficiency Existing Ship Index)와 CII(Carbon Intensity Indicator)는 공통적으로 적용된다고 가정한다.

① 미준수 시나리오

중기조치의 GFI 감축목표와 무관하게, 현재의 기술 및 시장 추세가 지속된다고 가정하는 시나리오이다. 추가적인 정책 개입 없이 기존연료 사용 패턴이 유지되며, 화석연료 및 대체연료에 대한 사용 제한이 없는 상태를 전제한다. 자연스럽게 기본목표와 강화목표 모두 달성하지 못하며, 탄소세는 낮은 수준인 \$100/tCO_{2eq}(RU 1)와 높은 수준인 \$380/tCO_{2eq}(RU 2)가 일괄 적용된다. 이 시나리오는 정책 미준수 하에서 시장 주도형 탈탄소화 가능성과 비용구조의 변화를 판단하는 기준선 역할을 수행한다.

표 1 연도별 HFO의 GFI와 중기조치 적용에 따른 총 탄소세(소수점 이하 절삭)

	IMO GFI		탄소세		
	Tier1 Direct [gCO _{2eq} /MJ]	Tier2 Base [gCO _{2eq} /MJ]	RU1(T1) [\$]	RU2(T2) [\$]	총 탄소세 [\$]
2028	77	90	49	31	80
2029	76	88		60	109
2030	74	86		89	138
2031	70	82		152	201
2032	65	78		215	264
2033	61	74		278	327
2034	57	69		341	391
2035	53	65		405	454

* 기존 화석연료(HFO)는 가장 높은 GFI를 가지며, 고 탄소세 구간에 해당할 경우 비용 부담이 급격히 증가한다. [표 1]에서 확인할 수 있듯, 2035년 기준 총 탄소세는 \$454이며, 2025년 HFO 가격(\$475) 기준으로 탄소세는 연료 비용의 약 95% 추가 비용으로 작용하게 된다.

② 기본목표(Base Target) 시나리오

중기조치의 기본목표 감축경로 준수를 기반으로 하여, 점진적인 연료 전환과 중간 수준의 탄소세(RU1)를 병행하는 절충형 시나리오이다. 탄소 가격은 \$100/tCO_{2eq}로 설정되며, 연료 전환에 따른 연료비 증가와 탄소세 부담을 동시에 고려하여 정책 수용성과 유인 효과 간의 균형 가능성을 평가할 수 있다. 국제사회에서 논의되는 현실적 전환 전략의 재현 모델로 기능한다.

③ 강화목표(Direct Compliance Target) 시나리오

IMO의 중기조치를 적극 이행하여 탄소세 부과 없이 직접적인 연료 전환 방식으로 강화목표의 감축경로를 달성하는 시나리오이다. 탄소세는 부과되지 않으며, 규제 준수를 위해 연료 전환만으로 감축목표를 달성해야 하는 구조이다. 비용은 탄소세가 아닌, 연료 전환에 따른 운용비 증가로만 발생한다.

$$RU = \underbrace{(GFI_{Base} - GFI_{Direct}) \times Tier1_{cost} \times \frac{LCV}{10^6}}_{RU\ 1(T1)} + \underbrace{(GFI_{Fuel} - GFI_{Base}) \times Tier2_{cost} \times \frac{LCV}{10^6}}_{RU\ 2(T2)}$$

GFI _{Fuel} : 해당 연료의 온실가스 집약도 (gCO _{2eq} /MJ)	Tier1 _{cost} : Tier1 구간의 탄소 가격 (예: \$100/tCO _{2eq})
GFI _{Base} : 해당 연도의 Tier 1 감축목표 (gCO _{2eq} /MJ)	Tier2 _{cost} : Tier2 구간의 탄소 가격 (예: \$380/tCO _{2eq})
GFI _{Direct} : 해당 연도의 Tier 2 감축목표 (gCO _{2eq} /MJ)	LCV: 연료의 저위발열량 (MJ/ton-fuel)
RU: 연료 1톤당 탄소 규제에 따른 추가 비용 (\$/ton-fuel)	

그림 1 RU 산출 수식

(4) 결 과

A. 시나리오별 연료 구성

시나리오별 연료 구성 변화는 감축 의무의 유무, 탄소 가격의 적용 수준, 정책 신호의 강도에 따라 명확히 상이한 양상을 보인다. 세 시나리오 모두에서 단기적으로는 화석연료 의존도가 유지되나, 중장기적으로는 규제 강도에 따라 전환 시점과 전환 연료의 유형이 달라진다.

다만, 본 연구의 연료 구성 결과는 비용 최소화를 기준으로 작동하는 최적화 모형에 기반하고 있어, 특정 연료에 대한 과도한 집중이 나타날 수 있다는 구조적 한계를 갖는다. 2025년을 시작점으로 모든 연료에 대한 사용 가능성을 열어두고, 매 연도 최저 비용을 충족하는 조합을 도출한 결과이므로, 연료 믹스는 실제 시장 현실과 차이가 있을 수 있어 해석에 유의가 필요하다.

① 미준수 시나리오

탄소 감축 의무가 없고, 시장 자율에 기반한 미준수 시나리오에서는 2035년까지 HFO, MGO 등 화석연료가 전량 유지된다. 대체연료는 도입되지 않으며, 연료 구성의 변화는 비용 최소화 논리에 따라 억제된다. 높은 수준의 탄소세(RU 1+RU 2)가 부과되지만, 이는 연료 전환을 통한 규제 대응으로 이어지기보다 비용 항목으로 계산하여 운임 전가 비용으로 흡수되는 구조로 작동한다. 무탄소 연료는 단가가 높아 선택되지 않으며, 규제 유인이 충분하지 않을 경우 시장 선택은 화석연료로 회귀할 가능성이 높다는 점을 시사한다.

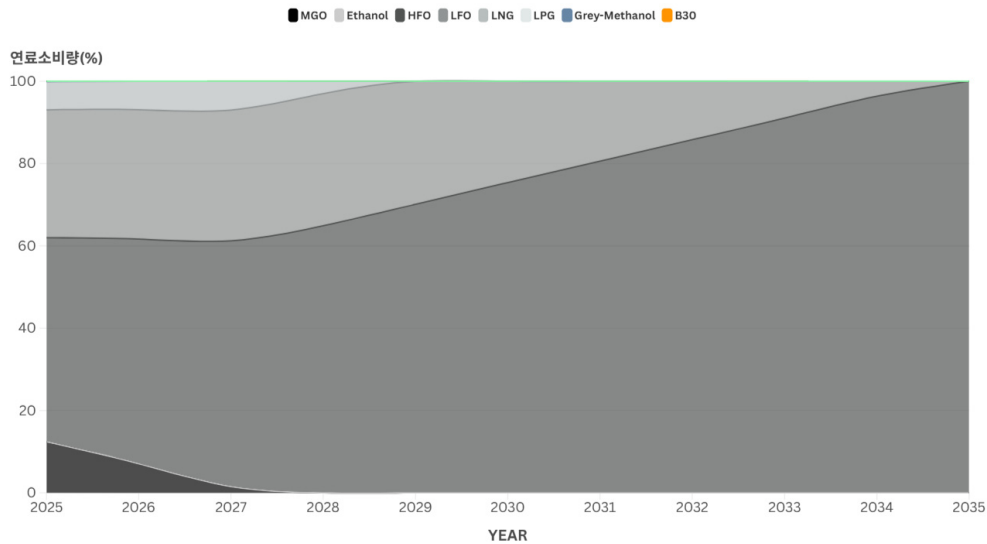


그림 2 미준수 시나리오- 연간 선박연료 소비 비중의 변화

② 기본목표(Base Target) 시나리오

중기조치의 기본목표를 따르는 시나리오에서는, 비용 신호와 배출 회피 유인이 동시에 작동하며 연료 구성이 점진적으로 변화하는 양상이 나타난다. 초기에는 화석연료인 HFO와 LFO의 비중이 여전히 지배적이거나, 시간이 지남에 따라 점진적으로 감소하며 대체연료로의 전환이 부분적으로 관측된다. 2030년 전후부터 대체연료의 사용 비중이 가시적으로 증가하기 시작하며, e-연료 계열 중에서도 특히 e-암모니아(그린암모니아)는 높은 비용에도 불구하고 정책적 감축 기준을 충족할 수 있는 대표적인 무탄소 연료로 자리 잡아 2032년 이후 본격적으로 연료 구성에 포함되며, 2035년에는 전체 연료의 약 17.5%를 차지한다. 이는 중기조치의 규제가 연료 선택에 실질적으로 작용하고 있음을 보여준다.

기본목표 시나리오는 정책 유인과 연료 공급 여건이 일정 수준 확보될 경우, 시장 내 점진적인 연료 다변화와 탈탄소 전환이 가능하다는 가능성을 시사한다. 그러나 화석연료의 비중이 여전히 절반 이상을 차지하고 있으며, 시장 메커니즘만으로는 단기간 내 구조적 전환을 이루기 어렵다는 한계도 함께 드러난다.

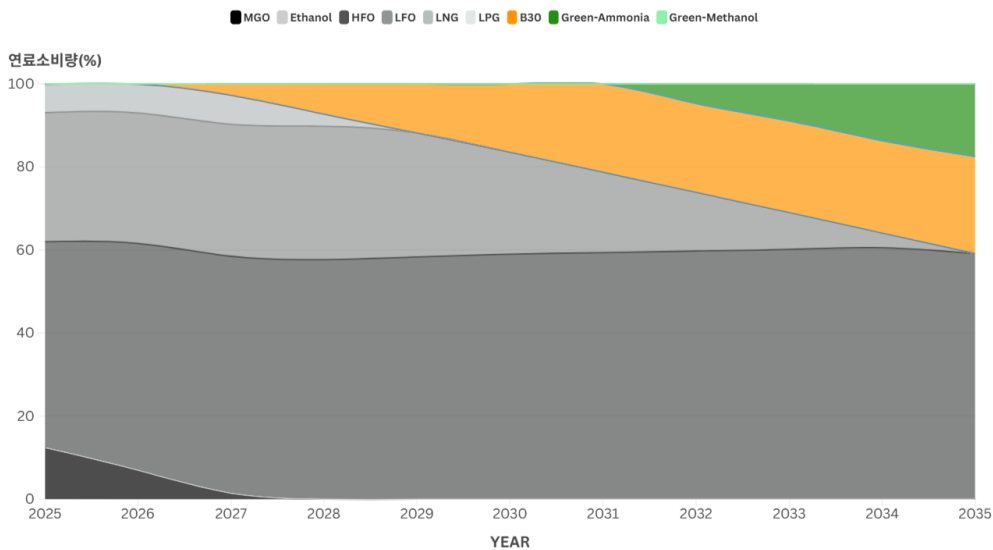


그림 3 기본목표 시나리오- 연간 선박연료 소비 비중의 변화

③ 강화목표(Direct Compliance Target) 시나리오

중기조치의 강화목표를 달성한 해당 시나리오는 연료의 전과정 배출량을 기준으로 온실가스 집약도를 엄격하게 관리하기에 감축 기준을 초과하는 연료는 사실상 사용이 제한되는 구조다. 이로 인해 연료 선택에 있어 시장 논리보다 규제 준수 여부가 핵심 기준으로 작용하며, 세 가지 시나리오 중 연료 구성의 변화 폭이 가장 크게 나타난다.

이전 시나리오에서는 없었던 바이오메탄올의 조기 도입과 점진적 확산은 규제에 의해 실질적인 수요가 유도된 사례로 해석된다. 바이오메탄올은 감축 효과와 드롭인 가능성을 동시에 갖추고 있어, 무탄소 연료가 본격화되기 전까지 전환의 과도기적 수단으로 작동한다. 반면, LNG는 2035년 기준 3.1%에 그치며, 점진적 확장세도 확인되지 않는다. 이는 경제성과 감축 적합성 측면 모두에서 LNG가 상대적 경쟁력을 상실한 결과로 평가된다.

또한, MGO가 고탄소 연료임에도 불구하고 2030년까지 일정 비중을 유지한다. 이는 조기 감축을 통해 전체 연료의 평균 집약도가 빠르게 낮아지면서, 일부 고탄소 연료의 제한적 활용이 허용될 수 있는 구조가 형성되었기 때문으로 해석된다. MGO는 저탄소 연료와의 혼합 운송을 통해 규제 기준을 충족할 수 있는 선택지로 작동하였으며, 정책 유연성과 시스템 제약을 감안한 최적화 구조 내에서는 제한적 활용이 가능함을 보여준다.

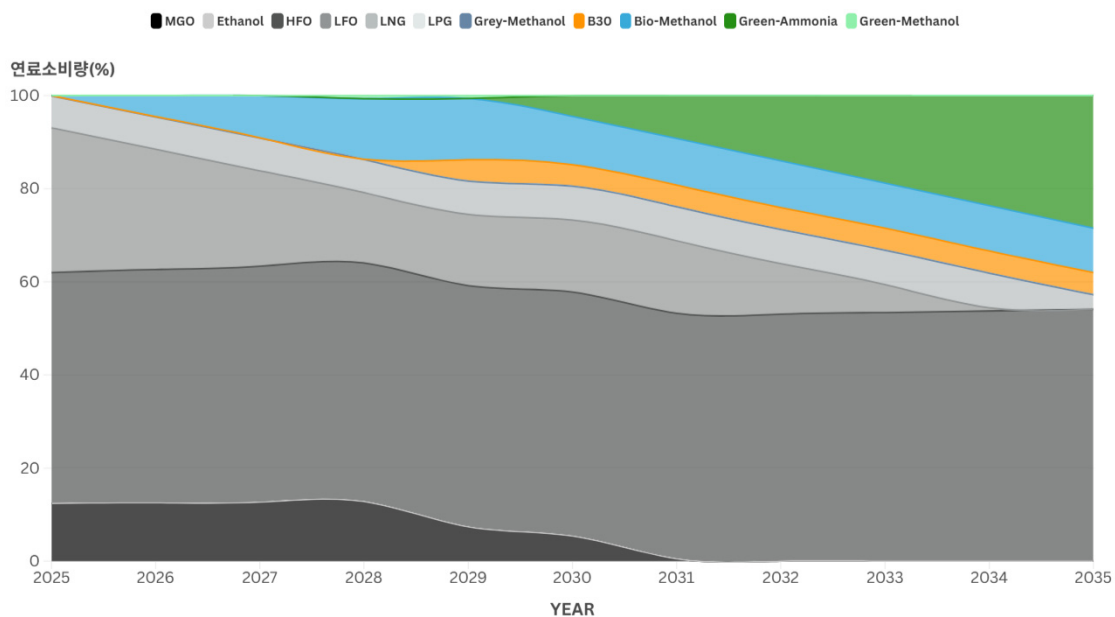


그림 4 강화목표 시나리오- 연간 선박연료 소비 비중의 변화

B. 시나리오별 연료 비용 및 탄소 비용

본 절에서는 앞서 정의한 세 가지 시나리오를 바탕으로, 연도별 연료비 및 탄소세 구조의 변화를 비교·분석하였다. 각 시나리오별 연료 구성의 차이는 비용구조 전반에 영향을 미치기 때문에 시나리오별 연료비와 탄소세의 상대적 비중이 상이하게 나타난다. 분석의 목적은 이러한 비용구조 차이를 통해 중기조치가 해운산업에 미치는 유인 효과와 제도적 한계를 검토하는 데 있다.

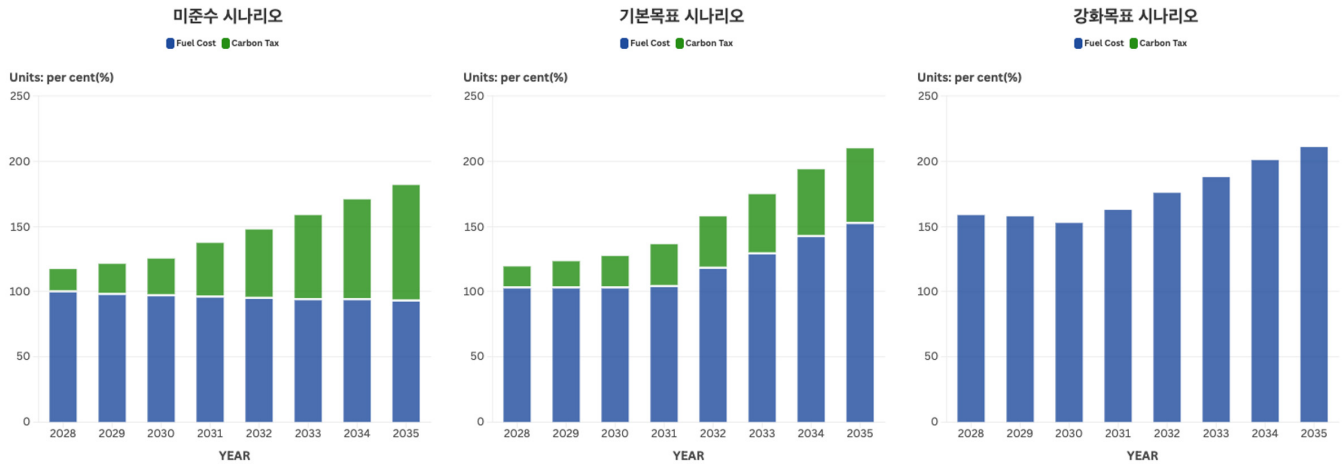


그림 5 탈탄소 시나리오에 따른 연료비+탄소세 변화 분석

[그림 5]는 시나리오별 연료비 및 탄소세의 연도별 변화를 보여준다. 결과에 따르면, 미준수 시나리오는 전통 화석연료(HFO)를 중심으로 운항이 지속되므로, 초기 연료비는 가장 낮게 유지된다. 하지만 시간이 지날수록 중기조치에 의해 탄소세가 계속 쌓이며, 결국 총비용은 빠르게 증가하는 양상을 보인다. 이는 단기적으로는 비용이 경제적이나, 중장기적으로는 탄소세 부담이 구조적으로 비용 효율성을 저해하는 결과로 이어진다.

기본목표 시나리오는 연료 구성에 LNG·바이오연료 등 저탄소 연료가 일부 반영되며, 이에 따라 연료비는 미준수 시나리오 대비 전구간 높게 유지된다. 탄소세는 \$100/tCO_{2eq}로 설정되어 미준수 시나리오 대비 낮은 수준이지만, 연료비 상승분과 상쇄되지 않아 총비용은 미준수 시나리오와 강화목표 시나리오의 중간 수준에서 형성된다. 이는 일정 수준의 연료 전환 비용을 감수하면서도 탄소세 부담을 낮추는 방식으로, 정책 이행과 비용 부담 사이에서 균형을 추구하는 구조이며, IMO 중기조치를 최소 수준에서 수용하는 경로를 보여준다.

강화목표 시나리오는 높은 수준의 감축목표를 충족하기 위한 조기 연료 전환이 이루어지며, 적극적인 무탄소 연료 도입으로 연료비는 가장 높은 수준을 기록한다. 동시에 탄소세는 부과되지 않으므로, 2030년 이후 탄소세 부담이 급증하는 다른 시나리오 대비 상대적으로 연간 비용 증가율이 안정적이다. 이러한 특성은 장기적인 지출계획 수립과 투자 안정성 측면에서 긍정적인 요인으로 작용할 수 있으며, 감축 전략의 예측 가능성과 정책 신뢰도 확보 측면에서도 중요한 함의를 갖는다.

다만, 모델링 결과에 따르면, 2035년까지의 IMO 중기조치 구조 하에서는 가장 충실히 감축을 이행하는 강화목표 시나리오가 오히려 총비용 측면에서 가장 높은 부담을 지는 결과가 도출된다. 이는 제도를 성실히 이행하는 주체가 단기적으로 경제적 불이익을 감수해야 하는 역진적 구조로 이어질 수 있음을 시사하며, 중기조치의 유인 효과가 산업에서 기대만큼 작동하지 않을 가능성을 보여준다.

그럼에도 불구하고, 탄소세를 포함한 중기조치는 국제해운의 2050 탄소중립 달성을 위한 초기 정책수단으로서의 방향성을 갖는다. 향후 초과유닛(SU) 기준 설정이나 GFI 감축계수 강화 등을 통해, 선박의 감축 행동에 대한 보상 구조가 강화될 경우 중기조치의 효과는 보완될 수 있다. 따라서 본 분석은 단기적 경제성의 한계를 지적함과 동시에, 전환경로 상에서 중기조치가 유도할 수 있는 다양한 선택지를 병행하여 고려할 필요가 있음을 제안한다.

C. 시나리오간 상대적 비용 분석

앞서 살펴본 비용분석 결과는 중기조치가 해운 연료비와 총비용구조에 어떤 변화를 유도하는지 시간 흐름에 따라 비교할 수 있는 근거를 제공한다. 분석에 따르면, 미준수 시나리오는 총비용이 가장 낮게 유지되지만, 시간이 지날수록 증가 폭이 크게 확대된다. 반면 강화목표 시나리오는 초기 비용 부담이 크지만, 지출 변화 폭이 작고 흐름이 안정적이다. 기본목표 시나리오는 이 둘 사이에서 전환 비용을 분산시키는 완충경로로 작동하며, 점진적 대응전략으로 해석된다. 이러한 결과는 향후 중기조치가 단계적으로 강화될 것을 고려할 때, 어떤 전략이 국제해운의 탄소중립 이행에 실질적으로 기여할 수 있는지에 대한 시사점을 도출하는 출발점이 된다.

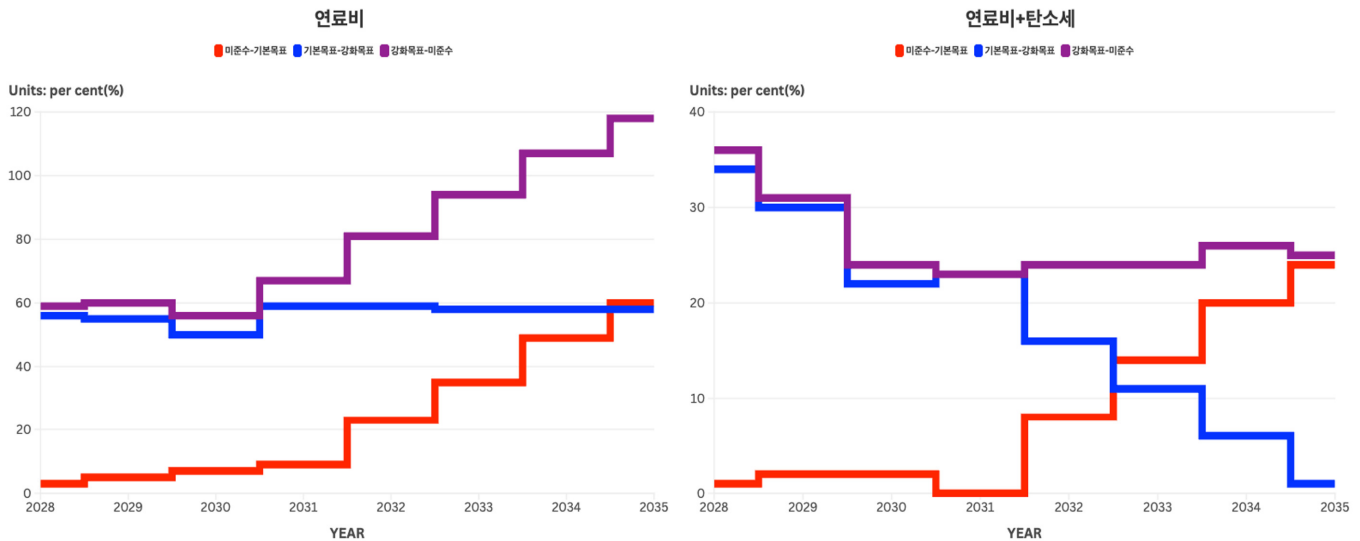


그림 6 시나리오 간 비용의 상대 격차 추이

[그림 6]은 시나리오 간 연도별 비용구조 변화를 백분율 기준으로 비교한 그래프로, 시나리오 선택에 따른 상대적 비용 격차를 직관적으로 보여준다. 좌측 그래프는 각 시나리오 간 연료비 차이만을 비교한 결과이며, 연도별로 시나리오 간 연료비 상승폭과 격차를 파악할 수 있다. 본 분석에서는 연료 비용을 보수적으로 설정하여, 모든 연료 가격이 현재 수준에서 일정하게 유지된다고 가정하였다. 우측 그래프는 여기에 중기조치에 따라 부과되는 탄소세(RU)를 반영한 총비용구조로, 단순 연료비뿐만 아니라 정책 이행 비용까지 고려한 종합적 부담 수준을 비교할 수 있도록 구성되어 있다. 두 그래프를 나란히 배치함으로써, 시나리오 간 비용 격차가 어떻게 변화하는지 쉽게 파악하고 전환 시점과 전략 선택에 있어 판단 근거를 제공하고자 한다.

연료비 그래프(좌)에 따르면, 미준수 시나리오와 기본목표 시나리오 간의 비용 차이는 2028년 3% 수준에서 시작해, 2035년에는 60%까지 점진적으로 확대된다. 한편, 기본목표 시나리오와 강화목표 시나리오 간의 연료비 격차는 전 기간에 걸쳐 60% 수준으로 비교적 일정하게 유지되며, 초기 부담 이후의 추가 상승은 크지 않다. 가장 큰 차이를 보이는 것은 강화목표 시나리오와 미준수 시나리오 간 비교로, 2028년 약 60%에서 시작해 2035년에는 그 격차가 120% 수준까지 증가한다. 즉, 기업이 강화목표 시나리오에 따라 2028년 조기 전환할 경우 미준수 시나리오 대비 약 60%의 추가 부담이 발생하지만, 2035년까지 늦출 경우 미준수 시나리오 대비 약 120% 수준의 비용을 단기간에 집중적으로 지출해야 하는 상황에 직면하게 된다. 이는 총비용 합이 유사하거나 낮더라도, 연간 재무 흐름 관점에서 후자의 전략이 상당한 리스크로 작용할 수 있음을 시사한다.

그러나 중기조치의 탄소세(RU) 도입에 따라 이러한 경향은 달라진다. 총비용 그래프(우)에서 강화목표 시나리오와 미준수 시나리오 간 총비용 격차는 2028년 약 36%에서 2035년에는 약 25%까지 하락한다. 이는 초기에는 강화목표 시나리오의 연료비가 상대적으로 높아 총비용 격차가 크게 나타나지만, 시간이 지남에 따라 미준수 시나리오의 화석연료 사용으로 인한 탄소세 증가로 총비용이 점진적으로 상승하여 두 시나리오 간 초기 비용 격차가 빠르게 상쇄되는 것으로 해석된다.

기본목표 시나리오는 2028년 기준으로 미준수 시나리오와의 비용 차이가 불과 1%로 사실상 동일한 수준에서 시작한다. 그러나 이후 탄소세 부담이 본격화되면서 총비용이 가파르게 증가해, 2035년에는 양 시나리오 간 격차가 24%까지 벌어진다. 반면, 기본목표 시나리오와 강화목표 시나리오 간의 비용 격차는 초기에는 34%로 크지만, 시간이 지날수록 점진적으로 줄어들어 2035년에는 1%까지 좁혀지고, 이후에는 오히려 역전 가능성도 존재한다. 이는 강화목표 시나리오가 초기 전환비용은 높지만, 장기적으로는 탄소세 부담 회피를 통해 오히려 더 낮은 총비용을 실현할 수 있음을 의미한다. 이러한 분석을 통해 기본목표 시나리오는 단순한 과도기적 선택이 아니라, 강화목표로의 전환비용을 분산하고 흡수할 수 있는 전략적 완충경로로 가능성이 확인된다.

(5) 고 찰

종합하면, 본 분석은 IMO의 중기조치가 유도하는 전환경로와 비용구조를 통해 제도의 실효성과 구조적 한계를 동시에 보여준다. 특히 현재 중기조치 아래에서는, 가장 충실히 감축을 이행하는 강화목표 시나리오가 오히려 가장 큰 비용 부담을 지는 결과로 나타나, 제도를 이행할수록 단기적으로 불이익을 감수해야 하는 역진적 구조의 위험성이 확인된다. 다만, 본 분석은 초과유닛(SU) 거래 가능성 등 중기조치의 보상체계는 고려하지 않았으며, 제도의 불확실성이 해소되지 않은 상태에서 비용구조를 보수적으로 평가하였다. 그 결과, 현재 중기조치에서 승인된 연료의 온실가스 집약도(GFI) 기준에 따른 부과금 체계만으로는 구조적인 연료 전환을 충분히 유도하기 어렵다는 한계가 드러났다.

그럼에도 중기조치는 국제해운의 2050 탄소중립 달성을 위한 출발점으로서의 정책적 의미를 지닌다. 향후 SU 기준 정비, 2040년까지의 기본목표 및 강화목표에 대한 GFI 감축목표 상향 설정, 감축 이행에 대한 보상체계 마련 등 제도적 개선이 병행된다면, 중기조치의 실효성은 충분히 보완될 수 있다. 특히, SU 가격체계와 감축 인센티브 제도가 어떻게 구체화되느냐에 따라 조기 전환 유인이 크게 달라질 수 있다. 중기조치가 효과적인 전환 정책으로 작동할 수 있을지는 정책 설계의 명확성과 실행력에 달려 있으며, 이는 시장에 명확한 보상 신호와 전환 유인을 제공해야 한다. 또한, 연료비 격차가 전환의 주요 장애요인으로 작용하고 있는 만큼, e-fuel 생산 인프라 확충, 공급 안정성 확보, 연료비 보조, 행정 절차 간소화 등 현실적인 국가적 지원방안도 함께 마련되어야 한다.

해운업계의 탈탄소 전환은 피할 수 없는 미래이며, 지금이 가장 유리한 대응 시점이다. 기본목표 시나리오를 시작점으로 설정하고, 시간이 지남에 따라 강화목표로 전환하는 단계적 대응전략은 장기적인 경제성과 유연성 모두를 고려했을 때 가장 현실적인 경로로 평가된다. 중기조치는 이 전환경로를 제시하는 첫 번째 체계이며, 지금 이행하느냐, 아니면 나중에 더 큰 비용과 더 적은 선택지를 감수하느냐 하는 결정만이 남아 있다.

[참 고 문 헌]

- [1] IMO MEPC 83, Report of the nineteenth meeting of the Intersessional Working Group on Reduction of GHG Emissions from Ships (ISWG-GHG 19) and the Working Group on Reduction of GHG Emissions from Ships
- [2] IMO MEPC 83, Cost-effective pathways to reach net zero by 2050 for the international shipping sector: fuel transition outlook and policy implications
- [3] IMO, Report of fuel oil consumption data submitted to the IMO Ship Fuel Oil Consumption Database in GISIS (2021)
- [4] Methanol Institute, Economic value of methanol for shipping under fuelEU maritime and EU ETS (2024)
- [5] European Commission, FuelEU Maritime Initiative (2023)
- [6] 한국선급(KR), 선박연료로서 바이오연료의 현황과 전망 (2024)
- [7] Argus, Biomethanol-methanol diff widens, UK demand ticks up (2025)
- [8] 기후솔루션(SFOC), 해운 중간 대체연료의 환경 리스크와 한중일 연료 활용계획 (2024)
- [9] Clarksons Research Data, 2010년~2024년 신규 건조량 범위 DWT 기준 (최종 접속일 2025년 3월 24일)



정책동향 01

- ① IMO 온실가스 중기조치에 대한
국제전문기관의 평가와 전망 ————— 30
- ② [T&E] IMO GFS 규제 및 원료에 따른
바이오 선박유 수요 전망 ————— 48
- ③ [CSL] 중기조치가 카리브해 지역 국가에 미치는
영향에 대한 종합 경제 보고서 ————— 56
- ④ [UMAS] IMO 중기조치가 해운부문 에너지 선택 및
e-연료 전환에 미치는 영향 ————— 64

01

정책 동향 1



IMO 온실가스 중기조치에 대한 국제전문기관의 평가와 전망

■ 시사점

MEPC 83차에서 중기조치가 승인되면서, 선급, 연구기관, 환경단체, 개인을 포함하여 다양한 분석자료가 공개되고 있음. 중기조치에 대한 세부내용은 물론, 대체연료별 비용분석, 연료 점유율, 규제 개선방안 등 복합적인 분석자료가 공개되어 중복되는 내용을 제외하고, 각 자료의 시사점을 요약 정리하여 제공함으로써 해운부문 이해관계자들이 여러 자료를 쉽게 파악할 수 있도록 지원함

탄소가격에 따른 글로벌 해운 탈탄소화 – IMO 2028년 부과금의 역할과 산업에 미치는 영향

- 보고서 명 : Global Maritime Decarbonization Under Carbon Pricing—The Role of the IMO's 2028 Fee and Its Industry Implications
- 저자 및 소속 : Eliseo Curcio / Hydrogen & Innovation Fuels, NYSERDA
- 발간 일자 : 2025년 3월
- ※ MEPC 83차 개최 이전에 분석된 자료로, 분석은 모델링 가정값에 기반하여 실시됨

① IMO 2028 탄소가격(carbon pricing) 도입의 의의

- 2028년부터 IMO는 역사상 최초로 국제해운에 단일 탄소가격제를 도입하며, 온실가스 톤당 380\$의 정액 요금을 고탄소연료($80\text{gCO}_2\text{e}/\text{MJ}$ 초과)에 부과함
 - 380\$는 탈탄소화 목표 달성보다는 이행가능성을 고려한 중간지점으로, 화석연료에 유의미한 불이익을 줄 수 있지만, 글로벌 운임을 불안정하게 하거나 산업계의 즉각적인 저항을 유발할 만큼 높지 않음
- 글로벌 탄소가격은 EU ETS와 중복 규제 우려가 있으며, 일정 수준의 면제나 크레딧을 통해 조정할 수 있지만, 현재 단계에서 EU와 IMO간의 공식적인 조정체계는 마련되지 않음
- 기존 해운업계는 연료의 결정에 주로 기술적 요소(엔진 호환성, 에너지 밀도, 가격, 인프라 현황)를 고려하였으나, 탄소가격 도입으로 일일 운영비용, 장기 선대 계획 및 용선시장 역학 등을 고려한 전략적 결정을 요구받음
 - 예를 들어, VLSFO에 탄소가격이 부과되므로, 메탄올 및 바이오디젤은 가격 경쟁력을 확보할 수 있으며, 그린수소·암모니아의 경우 고비용 및 설비 개조 문제로 다소 시간적 격차를 겪을 수 있음

② IMO 탄소가격이 선박연료 경쟁력에 미치는 영향

■ 다음 모델링 조건에 따라 네 가지 연료의 일일 탄소가격을 분석함

- GFI 목표값은 80gCO_{2e}/MJ이며, 60MW급 선박의 24시간 운항을 가정함(144만 MJ 소비)
- LNG, B30 및 고급 바이오디젤은 목표값 이하로 배출되므로, 탄소가격이 면제됨

표 1 선박연료 종류별 온실가스 집약도 및 탄소가격

연료 종류	VLSFO	그레이 메탄올	그레이 수소·암모니아	VLSFO + B30
온실가스 집약도 (TtW 기준)	91gCO _{2e} /MJ	85gCO _{2e} /MJ	90gCO _{2e} /MJ	82.2gCO _{2e} /MJ
일일 탄소가격	\$6,019/day	\$2,736/day	\$5,472/day	\$1,751/day
연간 탄소가격	\$220만/year	\$100만/year	\$200만/year	\$63.9만/year

■ 1년간 VLSFO로 운항할 경우, VLSFO+ B30 혼합과 비교해 약 70% 비용 절감이 가능함

■ 해당 비용은 수익성이 높은 선사의 경우 관리를 통해 부담을 완화하거나, 용선사를 통해 흡수할 수 있지만, 향후 탄소가격이 상승하거나, 집약도 기준이 강화되면 부담이 커질 수 있음

③ 연료 전환의 경제성 타당성

■ 선사는 기존 VLSFO 등의 화석연료 지속 사용과, 연료 투자 및 전환 사이에서 결정을 내려야 함. 세부 가정은 다음과 같음

표 2 연료 전환 분석에 사용된 세부 가정

선박 전력 및 운영	탄소가격	선박 수명	친환경연료 CAPEX (할인율 8%, 일일 비용 산출)	일일 인프라 비용	일일 연료비
60MW, 24시간 = 144만MJ /day	\$380/톤	20년	수소: \$2,500만 암모니아: \$1,500만 메탄올: \$1,000만 FAME: \$200만	그린수소: \$22,000 그린암모니아: \$18,000 그린메탄올: \$5,000 바이오디젤: \$1,000 LNG: \$3,500	VLSFO: \$157,800 수소: \$373,350 암모니아: \$304,080 메탄올: \$158,592 FAME: \$285,076

■ VLSFO의 경우, 탄소가격을 포함하여 일일 총 비용은 \$163,819이며, 이는 연료 전환의 경제성 및 합리성을 판단하는 기준이 됨

- (LNG) VLSFO보다 저렴(\$121,200/day), 가격과 인프라 준비수준으로 전환 경제성이 확보됨
- (그린메탄올) VLSFO 비용에 근접, 여전히 \$30,000/day 이상 고가이며, 연간 \$1,100만 이상 비쌈
- (FAME) 공급 불안정성으로 화석연료보다 약 75~80% 고가임
- (HVO) 온실가스 집약도가 18~40gCO_{2e}/MJ 수준, FAME보다 20~40% 가량 높은 가격과 제한된 공급원료, 부문 간 경쟁 심화 등으로 대규모 공급이 불가능함
- (그린수소·암모니아) CAPEX·연료비 부담, VLSFO 대비 일일 \$10만 이상 추가되어 상업적 선택이 불가

- 탄소가격에도 불구하고, 연료 선택에 있어 가장 큰 영향력은 비용이며, 현재 탄소가격은 경제적 유인을 주기에는 너무 낮고, 목표값 역시 낮아 실제 효과가 제한적임
- 현실적으로, 2028년에 LNG만이 유일하게 경제적으로 전환가능한 연료이며, 그 외 대부분의 경우 부과금을 지불하고 기존연료를 사용하는 것이 더 이익인 상황임

④ 2028~2040년 연료시장 점유율 예측

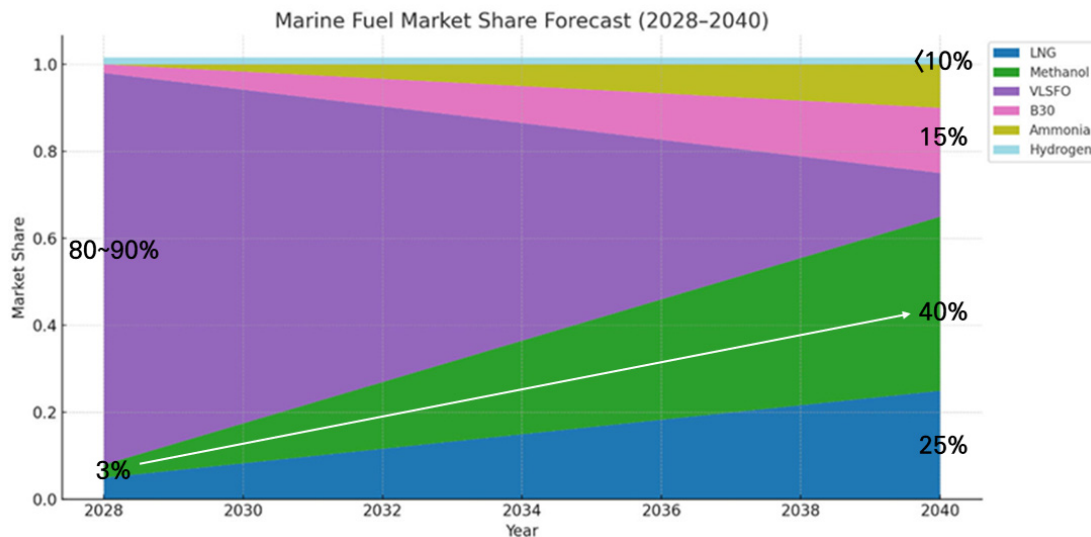


그림 1 선박연료 시장 점유율 예측 (2028~2040년)

- 시장 점유율에는 앞서 분석한 결과와 현실적인 인프라 개발 제약, 기술성숙도, 안전규제 승인 등을 반영함
- (수소·암모니아) 높은 연료 가격, 극심한 설비 투자, 불확실한 항만 호환성, 불완전한 안전 인증제도의 결과로 경쟁력이 부족함
- (메탄올) 비용, 배치 가능성, 규정 준수 간의 균형을 가장 잘 맞춘 연료로 전망이 좋음
- (바이오연료) 개조가 간편함에도 불구하고, 가격 프리미엄, 공급원료 제약으로 확장이 제한됨

⑤ IMO 탄소가격으로 인한 기금 수입과 재투자 전략

- 2028년 이후 예상 수입은 시간이 지날수록 급감할 것으로 추정되므로, 2028년부터 2035년까지가 전략적 재투자의 기회로 분석됨
- 수입이 해운부문 외에 할당되면 기회가 사라질 수 있으며, 적절한 투자 없이 수입이 줄어들면 선대가 기존연료와 미래연료로 양분될 수 있음
- 이 기간 동안 수소·암모니아 등 고비용 연료 전환을 위한 기반 구축이 필요하며, 투자 실패 시, VLSFO와 바이오연료 혼합이 시장에 고착될 가능성이 큼
- 탄소수입은 사라지는 재원이며, 규제 준수를 인프라 혁신으로 전환할 수 있는 유일한 기회임
- IMO와 회원국이 연료 인프라, 개조 지원, 친환경연료 비용 감축을 목표로 하는 재투자 기간 내에 탄소수입을 신속하고 공격적으로 배치하지 않는다면, 탄소배출량을 중간지점에 머무르게 할 것임

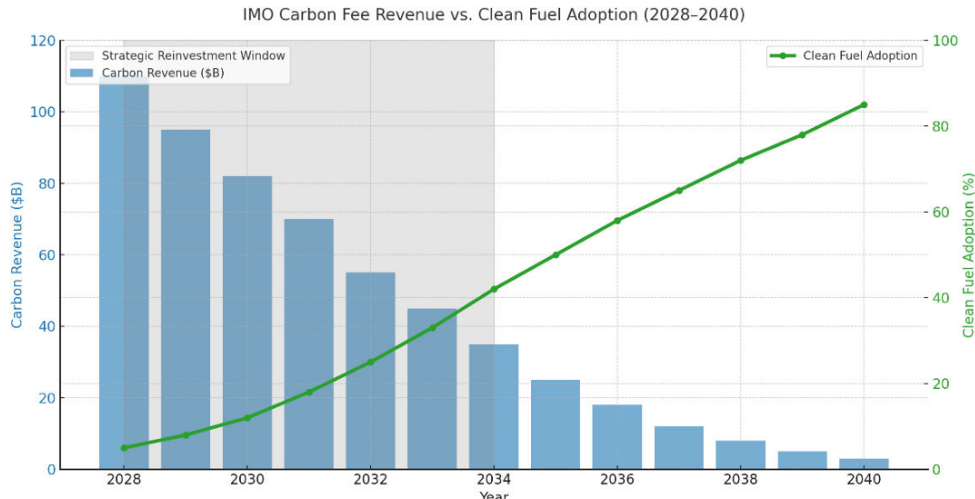


그림 2 IMO 중기조치 기금 규모와 친환경연료 채택 비율

⑥ 결론 및 시사점

- 탄소가격제는 중요한 가격 신호이나, 단독으로는 전환 유도에는 한계가 있음. 따라서, 전환 촉진을 위해서는 재정투자(인프라, CAPEX 지원), 정책적 의무화(할당제, 연료 의무 사용), 항만·선사 협력체계 마련, 탄소가격을 억제책이 아닌 촉진제로 사용할 수 있도록 전략적 설계가 필요함

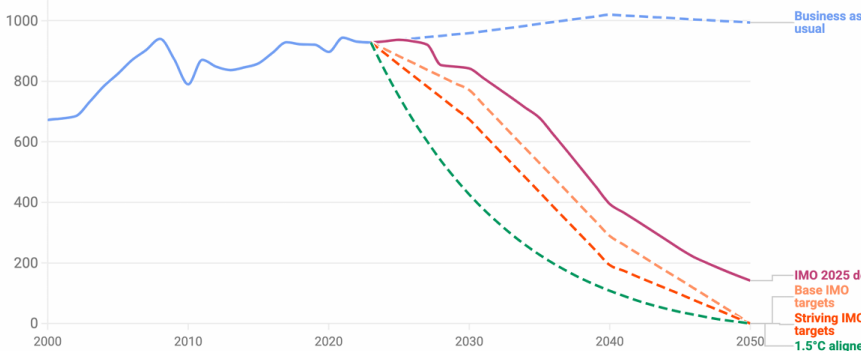
IMO 넷제로 프레임워크의 영향평가

- 보고서 명 : Assessing the impact of the IMO's draft Net-Zero Framework
- 발간 기관 : Transport & Environment
- 발간 일자 : 2025년 4월

① 예상되는 배출량 감축량과 IMO 2023 전략 달성 가능성

The new measure will fail to deliver IMO's own emission targets

Global Shipping Emissions, WTW Mt CO₂e



Source: T&E. Pre-2018 data are based on the 2nd, 3rd and 4th IMO GHG studies. Post-2018 data are based on DNV (2024) and T&E calculations, 'low growth' scenario. 1.5°C aligned trajectory is based on SBTi 1.5°C pathway. Values are for international shipping.

- ✓ IMO 넷제로 프레임워크는 2023 전략의 2030년 기본목표에 약 8% 미달
- ✓ 노력목표에는 최소 20% 미달
- ✓ 1.5도 경로에 비해 현재 프레임워크는 약 50% 가량 부족

그림 1 중기조치에 따른 온실가스 감축량 예측

- IMO 넷제로 프레임워크에 따라 2030년까지 842.4Mt CO_{2e}, 2035년까지 530Mt CO_{2e}가 배출될 것이며 1.5°C 경로 유지에 필요한 426Mt CO_{2e}와는 큰 격차가 있음

② 잠재적 기금 배분: 해운부문의 에너지 전환 지원 및 정의롭고 공평한 전환(Just and Equitable Transition, JET) 지원 여부

IMO agreement will not raise sufficient funds to support a just and equitable transition

■ Total revenue, \$100 Tier 1 RU ■ Revenues needed to support e-fuel powered vessels ■ Fund administration ■ JET

Potential revenue distribution (\$billion)

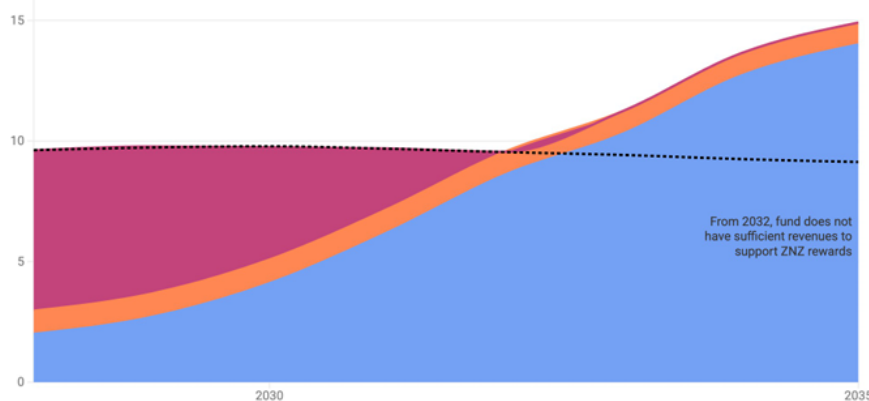


그림 2 연도별 잠재적 기금 규모와 배분 비율

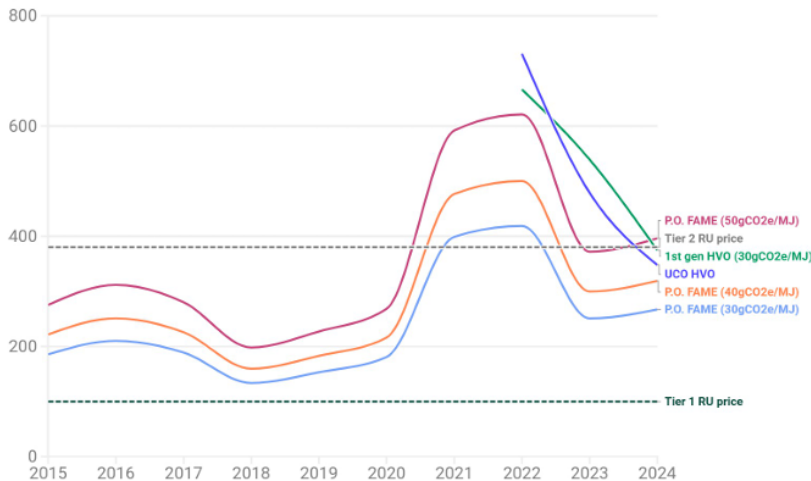
- ✓ 주요 수입원은 Tier 1 RU에서 발생:
2028년 연간 약 100억 달러의 수입 예상, 다만, 기금의 배분 여부가 결정되지 않음
- ✓ ZNZs* > JET 지원:
JET에 사용할 수 있는 수입은 2028년 66.5억 달러 → 2031년 25.2억 달러로 급감 → 그 이후 가용 수입 없음

* ZNZs(Zero or near-zero fuels, technologies and energy sources)

③ 인센티브를 받을 가능성이 높은 연료

Historical biofuel prices show that penalties may not be high enough to ensure consistent compliance

\$/tCO_{2e} abated

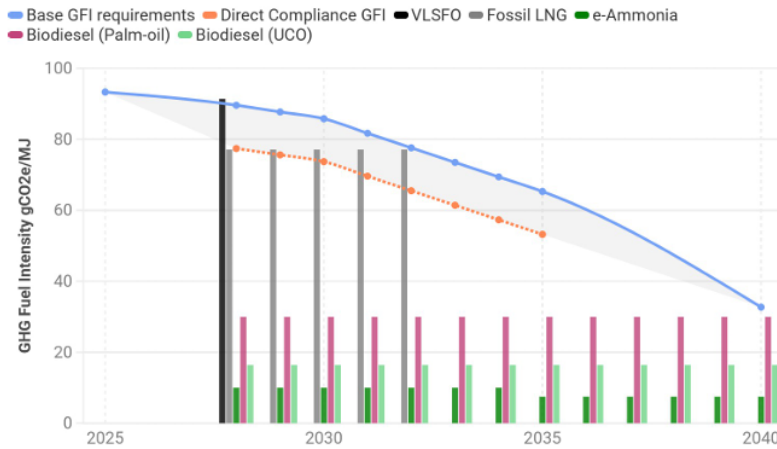


T&E (2025) analysis based on the historical prices of different biofuels. Analysis uses 17.25 gCO_{2e}/MJ intensity for UCO HVO and 91.39 for VLSFO. VLSFO prices represent historical values in Rotterdam.

그림 3 바이오연료의 한계감축비용과 RU 가격

- ✓ 현재 Tier 2 RU는 고배출연료 사용에 부과금을 부과하지만, 수소 기반 친환경연료 전환을 장려하기에는 부족함
- ✓ 따라서, 상대적으로 저렴한 바이오연료를 통해 규제를 달성할 가능성이 높음
- ✓ 바이오연료 가격이 수년에 걸쳐 크게 변동했다는 점을 고려하면, 선박은 특정 시점에 화석연료를 사용하고 부과금을 지불할 수 있다는 우려가 있음

First generation crop-based biodiesel will be compliant for nearly two decades



Source: T&E (2025). Calculated fuel intensities based on FuelEU Maritime values, IMO & IEA data and in-house T&E calculations.

그림 4 IMO 중기조치 GFI 목표값과 연료별 GFI값

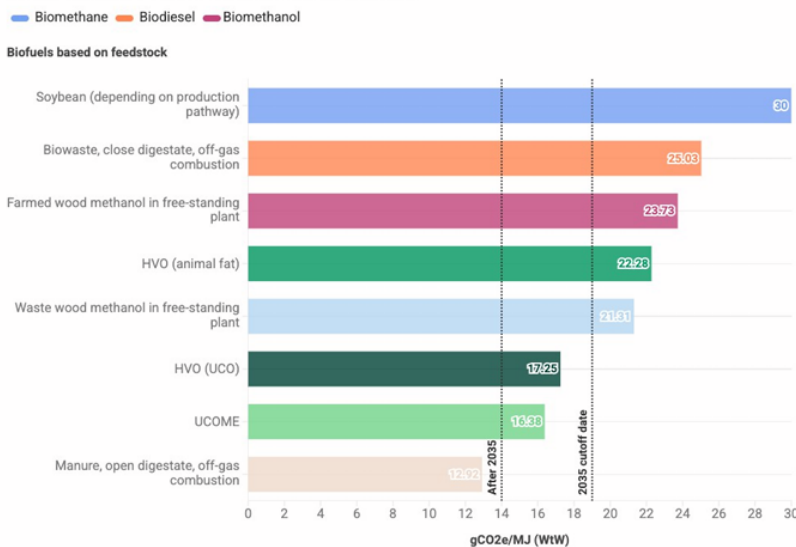
- ✓ 넷제로 프레임워크가 특정 연료 유형의 사용을 배제·제한하지 않으므로, 규제 이행을 위해 시장에서 가장 저렴한 작물 기반 바이오연료에 의존할 가능성이 높음
- ✓ 팜유 기반 바이오디젤은 탄소 발자국이 상당히 높아, IMO 전과정(LCA) 지침을 통해 간접토지사용변화 (ILUC) 배출을 고려해야 함

- 화석연료와 바이오디젤을 혼합하면 훨씬 더 오래 규정을 준수할 수 있음. 선박은 장기적인 탈탄소화 옵션을 사용하지 않아도 상당한 양의 SU를 생성할 수 있는 바이오연료를 벙커링 할 수 있음

④ ZNZs로 간주되는 연료

- 넷제로 프레임워크가 제공하는 ZNZs 임계값(2035년까지 최대 19gCO_{2e}/MJ, 2035년 이후 14gCO_{2e}/MJ)은 어떤 연료, 기술 및 에너지원이 넷제로 펀드로부터 재정적 보상을 받을 수 있을지 기준점을 제공함

IMO rules will qualify many advanced biofuels as zero and near zero emission fuels



T&E (2025) - For biomethanol, a 5% MDO pilot fuel is assumed, and for biomethane, an 8% MDO pilot fuel is assumed. Emissions based on FuelEU, RED, and proposed IMO LCA values values.

그림 5 바이오연료의 GFI와 ZNZs 임계값

- ✓ 수입 배분 방법론은 결정되지 않았지만, 현재 임계값은 광범위한 연료에 인센티브를 제공할 가능성이 높음
- ✓ UCO와 동물성 지방의 연간 수요는 2040년까지 27.8Mt까지 증가가 예상되며, 미국, EU, 영국, 중국, 인도네시아, 말레이시아의 총 공급 잠재량은 연간 약 12.9Mt임
- ✓ 이러한 광범위한 정의는 단기적으로는 저렴할 수 있지만 지속적인 배출 감축을 달성하지 못하는 연료를 지원하는 인센티브가 될 수 있음

- 어떤 기술이 ZNZs로 간주될 지 미지수이나, 풍력, 태양에너지, 직접 전기화 등 청정에너지원과 더불어, OCCS 같은 기술이 잠재적으로 적합할 수 있음
- OCCS 등의 기술은 탄소를 일부 제거할 수 있지만, 최대 40%의 추가 에너지를 필요로 하며, 전 세계의 대체연료 전환 시점에 오히려 화석연료 사용을 장려할 수 있는 결과를 초래함

온실가스 감축을 위한 IMO 중기조치 : 작동 방법 및 효과성

- 보고서 명 : IMO Mid-Term Measures to reduce GHG emissions: how will it work and will it work? (저자 미상)
- 발간 일자 : 2025년 4월

① 중기조치 감축경로

- GFI 감축경로는 상당히 의욕적이며, 2040년 이후에는 대부분 회원국의 제안, FuelEU Maritime 감축률보다도 높은 수준을 보임
- 그럼에도 불구하고, 2050년경 넷제로 목표 달성은 어려우며, 2030년대 후반에 현황을 점검하고, 2050년경 거의 제로에 도달하도록 경로를 조정할 수 있는 시간이 있음

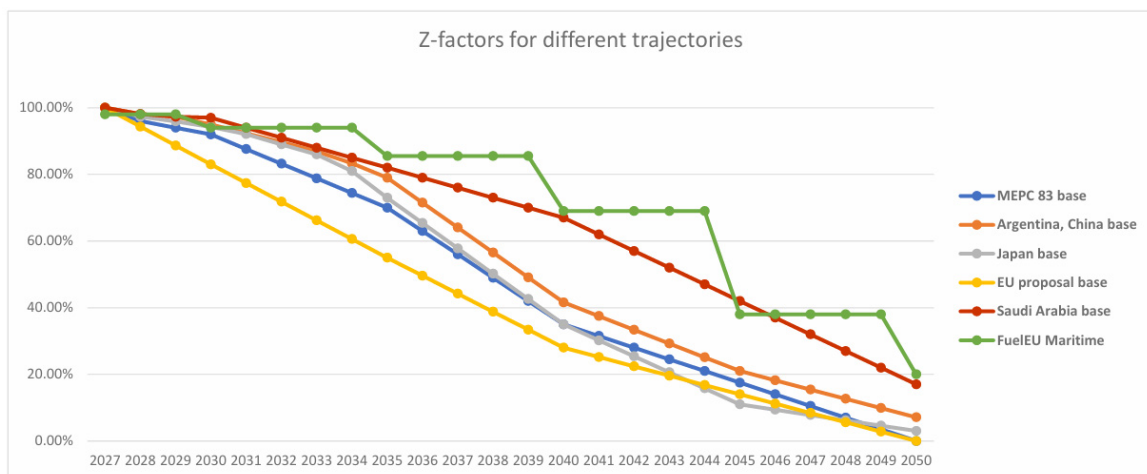


그림 1 MEPC 83차에서 합의된 기본감축률 및 기타 제안, FuelEU Maritime 감축률

- 배출량 감축 달성은 선박 엔진 기술, 연료 결정, 연료 생산자의 투자결정으로 달성될 것임. 친환경 프리미엄을 지불할 의향을 가진 고객 수는 제한적이며, 경제성 및 합리성에 기반한 결정이 예상됨
- 연료 생산자에게는, 투자금을 회수하고 수익을 창출할 수 있는 상대적 수요 확실성이 중요함
- 합의된 감축률 그 자체로 탈탄소화 원동력이 될 수는 없으며, 실제 탈탄소화를 촉진하는 것은 다양한 연료의 경제성과 투자자들에게 합리적이고 안정적인 수익을 얻을 수 있다는 확신을 주는 것임

② 대체연료에 대한 비즈니스 사례 평가

■ 분석에는 여섯 가지 대표연료를 사용했으며, 연료가격은 다음과 같이 가정함

- ZNZs(파란색으로 표기) 보상은 강화목표와 ZNZs의 GFI 차이에 비례하면서 강화목표 대비 회피한 온실가스의 양(톤)으로 결정하고, SU 가격은 RU의 80%로 가정함

표 1 연료별 GFI 집약도 및 연료 가격(가정)

연료 종류	VLSFO	B30	LNG(디젤)	바이오LNG	그린메탄올	e-암모니아
WtW 발자국(gCO _{2e} /MJ)	91.74	68.72	76.08	20	10	5
연료가격(\$/톤 FOE)	600	750	700	1,250	2,000	2,250

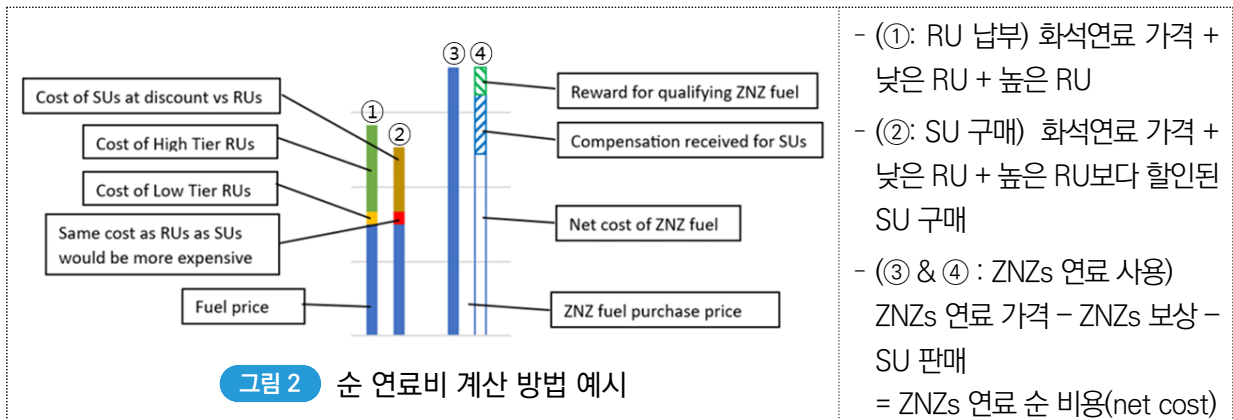


그림 2 순 연료비 계산 방법 예시

③ 보상의 역할

■ 2030년 기준, 보상이 없는 좌측 그래프와 보상이 있는 우측그래프를 비교

- ✓ (보상無) 가장 저렴한 ZNZs(바이오LNG)만 경제성이 있으며, 투자가 적어 연료 시장 가격 변동성이 클 것임
- ✓ (보상有, 톤당 250\$) 대부분 ZNZs가 경제성을 확보할 수 있음

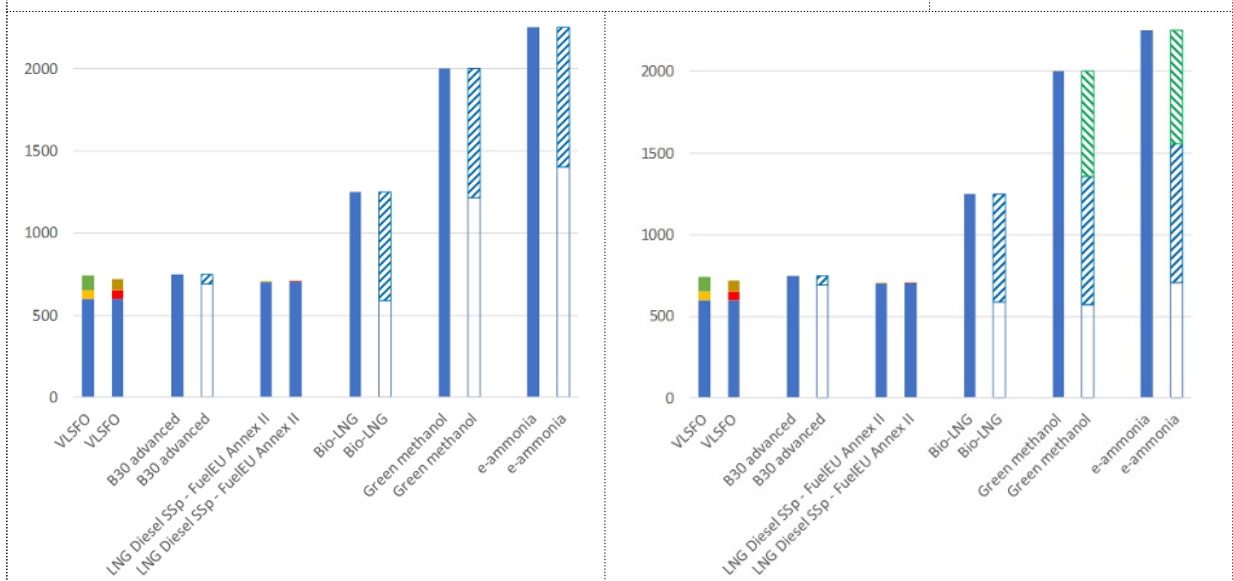


그림 3 2030년 기준, 연료별 경제성 비교(좌: 보상無, 우: 보상有)

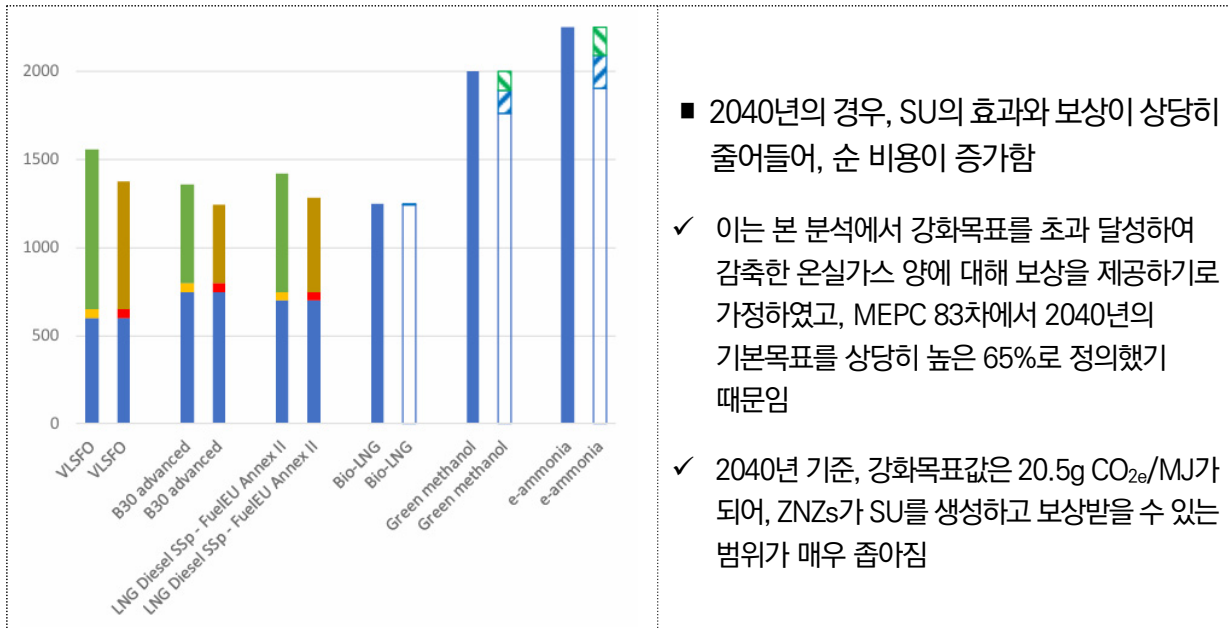


그림 4 2040년 기준, 연료별 경제성 비교

- 두 가지 분석에 따르면, 보다 완화된 감축률이 ZNZs 순 비용을 낮출 수 있으며, IMO 중기조치의 2040년 감축률(65%)을 유지하기 위해서는 ZNZs 순 비용 저감을 위해 보상 수준을 정기적으로 수정할 필요가 있음
- 그러나, 보상 수준의 빈번한 수정은 넷제로 펀드의 관리를 어렵게 하며, 투자자들이 ZNZs 생산 프로젝트를 진행하는데 있어 필요한 신뢰를 제공하지 못할 수 있음

④ 달성가능성

- 2040년 65%의 감축률 달성을 위해 필요한 ZNZs 수준을 산정하였으며, 전 세계 시장이 VLSFO 또는 WtW 배출량이 10gCO_{2e}/MJ인 ZNZs를 사용한다고 가정함

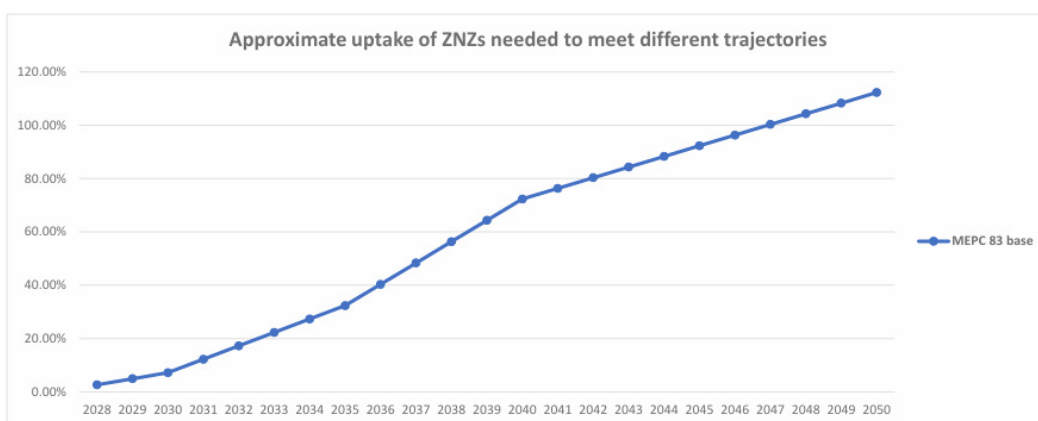


그림 5 2040년 기본목표(65%) 달성을 위한 ZNZs 사용 비율

- 2040년 기준, 전 세계 선박의 약 75%가 ZNZs를 사용해야 하며, 선박의 평균 수명(20년) 및 연간 신조비율(5%)을 고려, 앞으로 모든 신조 발주는 ZNZs를 사용할 수 있어야 함
- 암모니아 추진선의 건조 경험이 필요한 상황에서, 현실적이고 달성가능한 경로로 전환이 필요함. 낙관적 전망이 현실화 될 경우, 보다 높은 의욕수준을 포함하도록 경로를 조정할 수 있음

IMO MEPC 83차 논의 내용의 개요

- 보고서 명 : An overview of the discussions from IMO's 83rd Marine Environment Protection Committee
- 발간 기관 : UCL The bartlett energy institute / Tristan Smith 등
- 발간 일자 : 2025년 4월 11일

① IMO 중기조치의 의의

- 규제는 전 세계적으로 법적 구속력이 있으며, 특정 국가가 규정을 거부해도, 국제해운은 여전히 다른 국가를 통해 규제를 적용받게 됨
- 해운부문의 2050년 넷제로 목표 달성을 위해 향후 15년 내에 화석연료는 상당히 줄어든 것임
- LNG는 향후 몇 년 내에 기본 부과금, 2033년부터는 급격히 증가하는 부과금을 지불해야 하므로, 신조 연료로 경쟁력이 없음
- 초기 3년간 약 110억~120억 달러의 수입이 예상되며, 이후 몇 년간 크게 확대될 수 있으나, 2030년에 부과금을 검토하여 총수입이 변경될 수 있음

② IMO 중기조치의 예상 온실가스 감축량

- 중기조치와 단기조치는 온실가스 총 배출량을 2008년 대비 2030년까지 약 10% 감축할 수 있음. 이는 IMO 2023 전략의 목표(20~30%) 대비 낮은 수준임

그림 1 단기 및 중기조치 적용시, 2030년 총 온실가스 배출량 전망



- [그림 1]의 BAU 시나리오에서 배출량은 증가할 것이며, 부과금 및 에너지 가격 상승에 따른 에너지 효율 개선, 중기조치로 인한 연료 전환에 따른 감축량이 반영됨
- 단기 및 중기조치에 포함되지 않은 5천톤 미만 선박은 전체 선박 에너지의 5%를 차지함

③ IMO 중기조치가 에너지 전환에 미치는 영향

- (e-연료의 역할) e-연료(예: 그린암모니아)가 2040년대에 주요 선박연료로 자리잡을 것임. 해당 연료는 국제해운 전체 에너지 수요(현재 약 2.5억톤)를 충당할 수 있는 확장성 및 제로 또는 거의 제로에 가까운 온실가스 배출 가능성을 보유함
- (기존 대체연료의 한계) 일부 대체기술/연료는 단기적 저감 가능성이 있으나 확장성 부족, 장기적으로 제로 배출량 달성이 불가능함
- (전환 위험 및 과도기적 비용 문제) 단기적 경쟁력만 고려하면, 2040년 이후 운영비용이 최소 25% 증가하고, 기술 고착, 자산가치 변동 위험, 운송비 상승 가능성에 직면할 수 있음
- (정책 시나리오 평가) SU 거래만으로 2040년대 전까지 e-연료 상업화 유도는 어려우며, 2036년까지는 LNG, 바이오연료, CCS 조합이 가장 경제적인 것임. 이후 블루암모니아 기반 이종연료 추진선이 최저 비용 해법으로 부상할 것임
- (e-연료 조기 전환 유도 방안) 중기조치에 e-연료 보상 메커니즘이 도입된다면, 조기 전환 유도가 가능
- ZNZs 관련 시사점
 - 안정적인 기금 메커니즘, 강화목표 규정에 따른 고가의 크레딧은 ZNZs 조기 도입에 매우 긍정적임
 - 그러나 현재 협약 개정안에는 온실가스 집약도 기준($19\text{gCO}_2\text{e}/\text{MJ}$)만 명시되어, 기술에 구애받지 않으며, 보상 관련 지침이 명확해질 때까지 유리한 연료 옵션과 비즈니스 사례 분석은 어려움
 - 따라서, 2040년대에 필요한 연료/기술 옵션을 전 세계에 대량으로 공급하는 데 필요한 즉각적이고 강력한 투자의 추진은 어려울 수 있음
- LNG 및 바이오연료
 - LNG의 한계를 설정하며, 향후 몇 년 내에 부과금을 내야 함. 2033년부터는 부과금이 급격히 증가하며, 신조에서 경쟁력이 없으며, 기존 선박은 좌초자산 위험이 있음
 - 바이오LNG, e-LNG는 암모니아 또는 바이오연료 대비 경쟁력이 낮을 것이라는 폭넓은 공감대가 형성되었으며, 바이오연료는 공급 제약 및 타부문과의 경쟁을 고려할 때 상대적 성과를 예측하기 어려움
 - 중기조치는 다양한 규제 준수 수단으로 상당히 복잡하여 투자 위험이 존재함
- 정의롭고 공평한 전환의 의미
 - 협약 개정안에는 “해운부문 에너지 전환의 경계”로 기금 사용 범위를 제한하고 있으며, 이는 기후변화로 인한 일반적인 부정적 영향을 해결하기 위해 기금을 사용할 수 없음을 시사함
 - 현재 예상되는 수입 수준은 ZNZs 조기 도입(~2035년)을 지원하고 정의롭고 공평한 전환을 지원하기에 상당히 부족함

- 이에 따라, 2040년대에서 필요한 대규모 연료 솔루션을 공급하기 위해 필요한 즉각적이고 강력한 투자가 추진되기 어려울 수 있어, 2030년대에서는 또 다른 자원과 지원이 필요할 것임
- 재생에너지와 배터리, 전기선박 등은 강력한 산업 정책을 가진 국가가 점유하고 주도할 위험이 있음

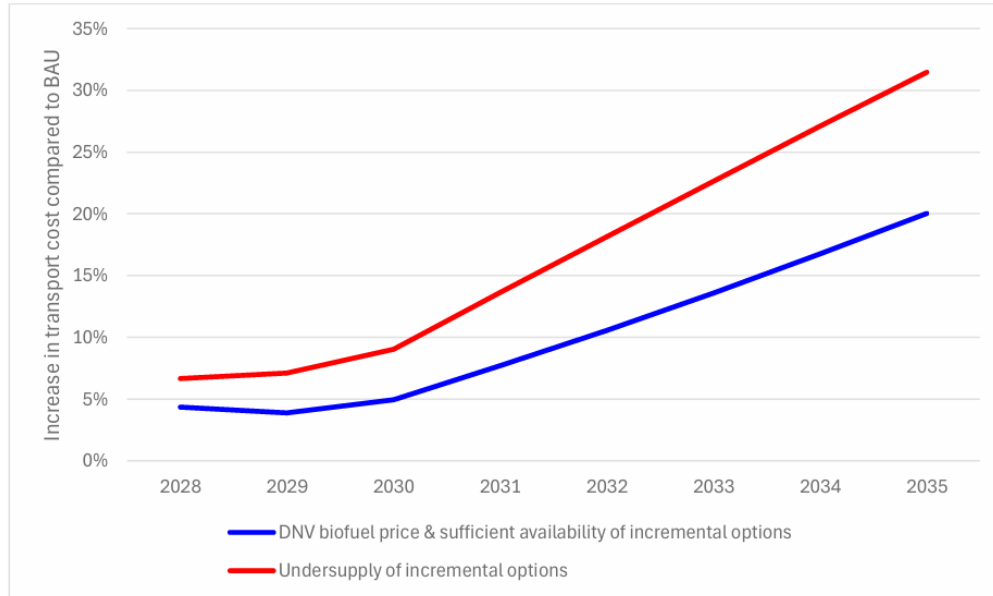


그림 2 점진적 감축수단의 공급수준에 따른 BAU 대비 운송비 증가율

- [그림 2]는 BAU 대비 운송비 증가율을 보여주며, 파란선은 바이오연료, LNG, 풍력보조 등 점진적 감축 수단(incremental options)이 충분히 공급되는 경우를, 빨간선은 같은 감축 수단이 충분히 공급되지 못하는 경우임

IMO 중기조치와 작동 방법

- 보고서 명 : What is the IMO's Mid-term measures and how it works
- 발간 기관 : ClassNK
- 발간 일자 : 2025년 5월

① 2024 LCA 지침의 전환계수 예시

- WtT 온실가스 집약도 = $16.8\text{gCO}_{2e}/\text{MJ}$
- TtW 온실가스 집약도 = $\{3.114\text{gCO}_2/\text{g fuel} \times 1 (\text{CO}_2 \text{ GWP100}) + 0.00005\text{gCH}_4/\text{g fuel} \times 28 (\text{CH}_4 \text{ GWP100}) + 0.00018\text{gN}_2\text{O}/\text{g fuel} \times 265 (\text{N}_2\text{O GWP100})\} / 0.0402\text{MJ}/\text{g} = 78.7\text{gCO}_{2e}/\text{MJ}$
- WtW 온실가스 집약도 = $16.8\text{gCO}_{2e}/\text{MJ} + 78.7\text{gCO}_{2e}/\text{MJ} = 95.5\text{gCO}_{2e}/\text{MJ}$

Order	Fuel type	Fuel Pathway Code	WtT GHG intensity (gCO _{2e} /MJ)	LCV (MJ/g)	Energy Converter	C _{CO₂} (gCO ₂ /g fuel)	C _{CH₄} (gCH ₄ /g fuel)	C _{N₂O} (gN ₂ O/g fuel)	C _{CO₂} (gCO ₂ /g fuel)	C _{CH₄} (gCH ₄ /g fuel)	C _{N₂O} (gN ₂ O/g fuel)	TtW GHG intensity (gCO _{2e} /MJ)	NOTE
1	Heavy Fuel Oil (ISO 8217 Grades RME, RMG and RMK, 0.10 < S ≤ 0.50%)	HFO(VLSFO)_f_SR_gm	16.8	0.0402	ALL ICEs	3.114	0.00005	0.00018					Resolution MEPC 364(79) Fourth IMO GHG study
2	Heavy Fuel Oil (ISO 8217 Grades RME, RMG and RMK exceeding 0.50% S)	HFO(HSHFO)_f_SR_gm	14.1	0.0402	ALL ICEs	3.114	0.00005	0.00018					Resolution MEPC 364(79) Fourth IMO GHG study

② 선박연료의 온실가스 집약도에 따른 GFI 규정 준수 접근방식 예시

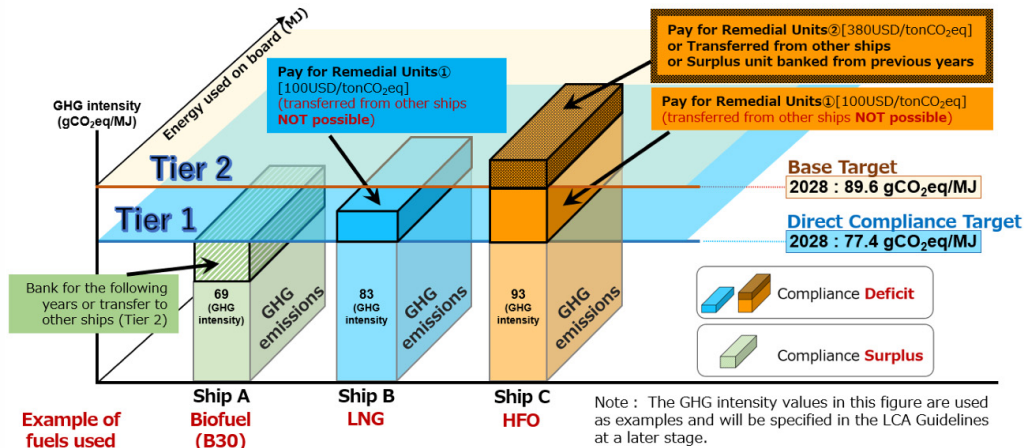


그림 1 세 가지 연료별, IMO 중기조치 규정 준수방안 및 관련 비용

(선박 B)

- 연간 LNG 소비량 4,187.5톤 기준,
 $4,187.5\text{톤} \times 1,000,000 \text{ (g} \rightarrow \text{ton 환산)} \times 0.0480\text{MJ/g} = 201,000,000\text{MJ}$
- Tier 1(RU 1)
 $(\text{선박 B의 온실가스 집약도 } 83\text{gCO}_{2\text{e}}/\text{MJ} - \text{강화목표 } 77.4\text{gCO}_{2\text{e}}/\text{MJ}) \times \text{에너지 소비량 } 201,000,000\text{MJ} / 1,000,000 \text{ (g} \rightarrow \text{ton 환산)} \times \text{RU 1 가격 } \$100/\text{톤CO}_{2\text{e}} = \$ 112,560$

(선박 C)

- 연간 HFO 소비량 5,000톤 기준,
 $5,000\text{톤} \times 1,000,000 \text{ (g} \rightarrow \text{ton 환산)} \times 0.0402\text{MJ/g} = 201,000,000\text{MJ}$
- Tier 1(RU 1)
 $(\text{기본 목표 } 89.6\text{gCO}_{2\text{e}}/\text{MJ} - \text{강화목표 } 77.4\text{gCO}_{2\text{e}}/\text{MJ}) \times \text{에너지 소비량 } 201,000,000\text{MJ} / 1,000,000 \text{ (g} \rightarrow \text{ton 환산)} \times \text{RU 1 가격 } \$100/\text{톤CO}_{2\text{e}} = \$ 245,220\$$
- Tier 2(RU 2)
 $(\text{선박 C의 온실가스 집약도 } 93\text{gCO}_{2\text{e}}/\text{MJ} - \text{기본목표 } 89.6\text{gCO}_{2\text{e}}/\text{MJ}) \times \text{에너지 소비량 } 201,000,000\text{MJ} / 1,000,000 \text{ (g} \rightarrow \text{ton 환산)} \times \text{RU 2 가격 } \$380/\text{톤CO}_{2\text{e}} = \$ 259,692$

③ 규정준수 타임라인

- 2027년 10월 1일까지 : 각 선박은 IMO GFI 등록부에 선박계정 개설
- 2027년 12월 31일까지 : 각 선박은 선박에너지효율관리계획(SEEMP)을 업데이트하고, 기국 또는 선급의 검증을 받음
- 2028년 1월 1일부터 : 각 선박은 업데이트된 SEEMP에 따라 필요한 정보를 수집하고 기록
- 2028년 6월 30일까지(이후 매년 6월 30일까지) : 각 선박은 IMO GFI 등록부에 연간 관리 수수료 납부

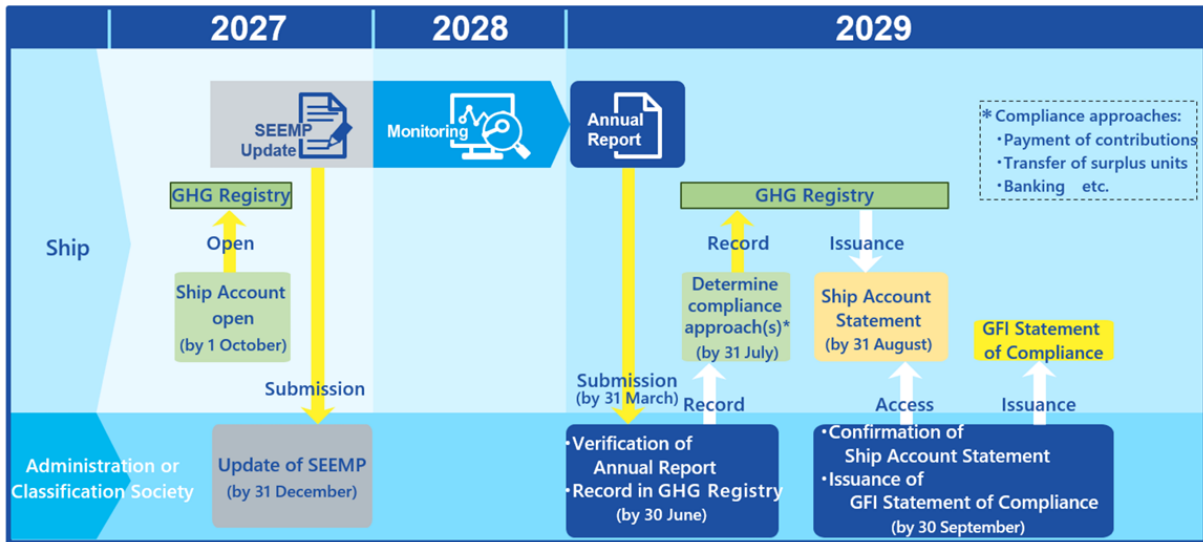


그림 2 IMO 중기조치 규정준수 타임라인

- 2029년 3월 31일까지(이후 매년 3월 31일까지) : 각 선박은 연간 GFI 달성값, 기본목표 및 강화목표값을 계산하고, 이전 보고연도의 준수 부족분을 기국 또는 선급에 보고
- 2029년 6월 30일까지(이후 매년 6월 30일까지) : 기국 또는 선급협회는 제출된 데이터를 검증하고, 검증된 데이터를 IMO GFI 등록부에 보고
- 2029년 7월 31일까지(이후 매년 7월 31일까지) : 각 선박은 GFI 규제 준수방식을 결정 및 수행, 이를 등록부에 기록 (RU 이전, 기금에 부과금 납부, बैंकिंग 등 포함)
- 2029년 8월 31일까지(이후 매년 8월 31일까지) : 등록부는 각 선박에 선박계정명세서를 발행(규제 준수 방식 포함)
- 2029년 9월 30일까지(이후 매년 9월 30일까지) : 선박계정명세서에 근거하여, 기국 또는 선급은 GFI 규정 준수 확인서를 발급
- 2029년 10월 31일까지(이후 매년 10월 31일까지) : 기국 또는 선급은 GFI 규정 준수 확인서를 선박계정에 보고

IMO 중기조치 : MEPC 83에 따른 전문가 지침

- 기사 제목 : IMO mid-term measures: expert guidance required following MEPC 83
- 발간 기관 : LR
- 발간 일자 : 2025년 4월 29일

① 중기조치 대응전략 수립방법

선박의 현재 배출량 프로필 평가 및 갭 분석 수행을 통해 남은 운항 수명 동안 성능 개선 방법 식별



선박 배출량 감축을 위한 브릿지 조치의 비용과 이점 조사(운영 효율성, 바이오연료 등)



규정 준수 전략의 결정 (자본 비용 최소화 또는 운영 우수성 목표)

- 아프라막스 유조선을 대상으로 사례연구를 실시하였으며, 연간 HFO 소비량 6,000톤을 가정함

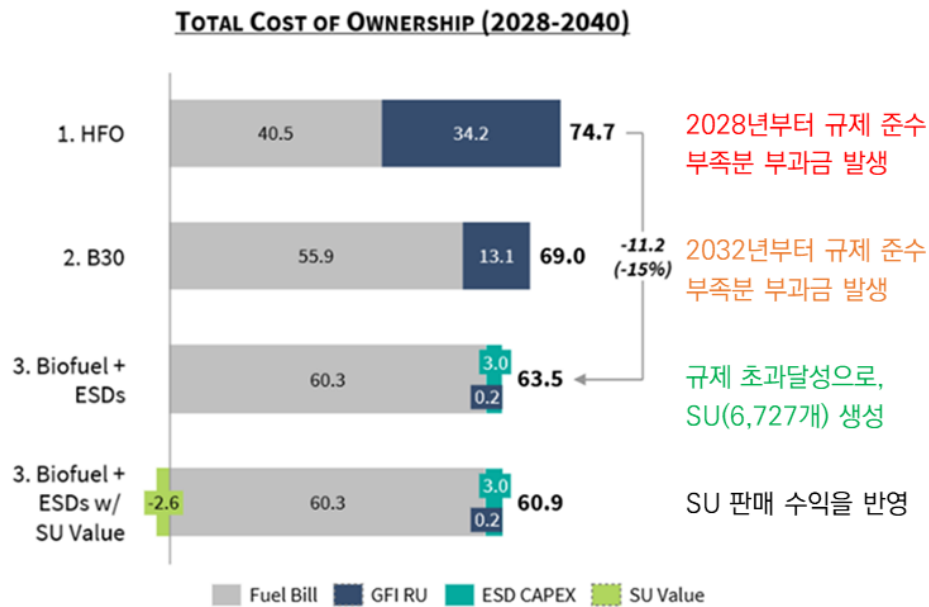


그림 1 아프라막스 유조선의 세가지 연료 사용 전략에 따른 비용

- (2) B30(GFI: 68.85gCO_{2e}/MJ)으로 초기에 SU 발생하나, 2032년부터 규제 준수 부족분 발생
- (3) 연도별로 바이오연료 비율을 상향(B30→B90), ESD로 에너지 소비 10% 절감, CAPEX는 \$300만
- SU의 가치는 RU 2(\$380) 가격 및 바이오연료 등 대체 감축수단의 비용에 따라 결정되며, SU를 \$380로 가정할 때, 풀링의 가치(수익)는 256만 달러가 됨
- 2028년에서 2040년까지, 유조선은 중유로 운항할 때 높은 RU를 납부해야 하므로 상당한 추가 비용이 예상됨
- 고가의 바이오연료를 단계적으로 도입하고, ESD에 투자하여 전략적인 접근방식을 채택하면 해당 기간동안 총 소유비용(TCO)을 15% 줄일 수 있음
- 단일 연료 전략은 리스크가 있으므로 연도별 연료 조합과 기타 ESD 장치 활용이 중요하며, 조기에 선제적으로 배출량을 줄이는 전략이 상당한 재정적 이익을 가져올 수 있음
- SU는 단순한 보너스가 아닌 핵심 수익 수단으로, 결국 규제 대응전략에는 기술적 + 경제적 + 조달 전략이 통합되어야 함

IMO MEPC 83차 : SEA-LNG 초기 분석

- 보고서 명 : IMO MEPC 83: SEA-LNG Initial Analysis
- 발간 기관 : SEA-LNG
- 발간 일자 : 2025년 5월

① IMO 넷제로 프레임워크의 초기 결론

- 발주량의 대부분을 차지하는 LNG 고압 2행정 엔진을 제외한 모든 기존 선박연료는 규제 발효 즉시 부과금을 납부해야 함
- LNG를 사용하면 규제 이행 부족분이 VLSFO보다 훨씬 적게 필요하므로, 규정 준수 비용이 낮아짐
- LNG 고압 엔진 선박은 2030년까지 부과금이 없고 RU를 생성하며, 2034년까지 기본목표를 달성함
- 그레이암모니아·메탄올의 GFI가 VLSFO보다 훨씬 높기 때문에, 암모니아와 메탄올 이중연료 추진선박은 초기에 VLSFO 또는 바이오연료로 운항할 것이며, 두 연료가 바이오연료보다 저렴해져야 전환이 가능함
- 보상 메커니즘은 바이오메탄, e-암모니아, e-메탄올 등 일부 바이오가스 유래 연료와 e-연료 등 친환경 연료의 “순비용”에 큰 영향을 미칠 수 있음

② 연료 가격 및 투자회수율 분석

- 넷제로 프레임워크의 상업적 영향을 분석하였으며, 일본에서 미국 서해안까지 태평양 횡단 항로를 운항하는 14,000 TEU급 컨테이너선의 투자사례를 분석함(기간: 15년, 대상: LNG, 암모니아, 메탄올 이중연료 선박, VLSFO 선박)

표 1 연료 가격 예측 (IMO 중기조치 영향평가, DNV 보고서 참고)

Fuel-Type	Fuel Cost (USD/GJ)			
	2023	2030	2040	2050
VLSFO/MGO	15.9	14.4	13.1	11.7
Bio-MGO	28.2	30.9	35.1	39.6
e-MGO	91.7	80.7	70.6	59.3
LNG	15.9	10.3	10.2	10.1
Bio-LNG	24.1	26.5	30.2	34.3
e-LNG	65.1	58	50.5	42.6
Bio-methanol	59.6	30.8	34.2	38.6
e-methanol	72.4	61.2	53.3	45
Blue ammonia	36	29.9	28.4	27.3
e-ammonia	55	46.5	39.1	31.2

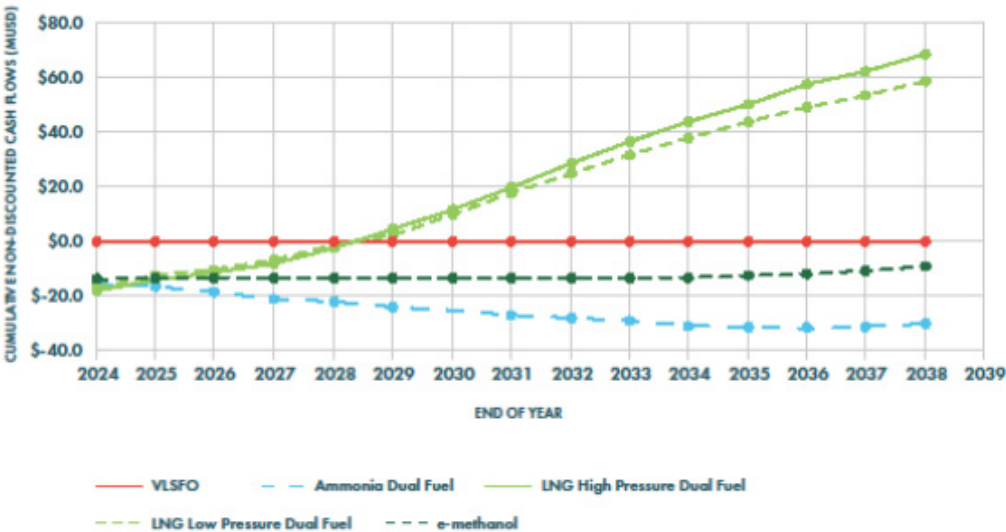


그림 1 4가지 연료별 2024~2038년 누적 현금 흐름 및 투자회수기간

- LNG는 낮은 규제 준수 비용으로, 약 4.5~5년의 투자회수기간이 요구
- 암모니아 및 메탄올은 15년 내 투자회수가 불가하나, 바이오연료가 매우 비싼 경우, 각각 13년과 10년의 투자회수기간이 필요
- 로테르담-싱가포르 운항, 14,000TEU급 컨테이너선 투자사례를 모델링. IMO와 EU의 규제를 모두 적용함
 - LNG의 투자회수기간은 분석 초기 기간에 FuelEU Maritime의 영향으로 약 3.5년으로 감소
 - 암모니아와 메탄올은 투자회수가 불가능하며, 바이오연료 가격이 높은 경우, 각각 12년과 9.5년의 투자회수가 가능함
 - 투자한 LNG 이중연료 추진선의 추가 투자비가 2030년경에 회수되고 나면, 해당 선박은 무상 옵션(free option)을 제공하게 되며, 이는 선주에게 부가적 가치가 됨
 - LNG 이중연료 선박은 연료 가격 및 GFI값에 따라, LNG, 액화 바이오메탄, e-메탄, VLSFO, 디젤, 바이오디젤 간의 연료 전환이 가능함
 - 현재 규제는 복잡하고 결정되지 않은 부분이 있지만, 보상 메커니즘이 기술 중립적인 방식으로 설계된다면, LNG 경로가 제공하는 비교 우위에는 변화가 없을 것으로 예상됨

③ 시사점 및 결론

- (IMO 규제의 기본방향) IMO는 모든 연료 경로의 공정 경쟁을 목표로 하지만, 감축목표가 급격하고 SU 활용이 제한적임
- (투자 회수 및 인센티브 문제) 대체연료 선박은 초기 투자비 대비 회수기간이 길어 선주의 투자 유인을 약화시킴
- (2028년 예상 상황 및 바이오연료 수급) 2028년까지 대부분의 선박이 기존연료를 사용하며, 바이오연료 수급 부족으로 탈탄소화 지연 우려가 있음
- (LNG 경로가 상대적 유리) LNG 경로는 빠르게 성장하는 바이오메탄 시장과 안정된 인프라 덕분에 상대적으로 규제 대응 비용이 낮음
- (ZNZs 보상 메커니즘의 중요성) ZNZs 보상 메커니즘의 불확실성은 연료 공급자들의 장기 투자 유인을 약화시킴

출 처

- [보고서] NYSERDA, Global Maritime Decarbonization Under Carbon Pricing—The Role of the IMO's 2028 Fee and Its Industry Implications (2025.3)
- [보고서] T&E, Assessing the impact of the IMO's draft Net-Zero Framework (2025.4)
- [보고서] IMO Mid-Term Measures to reduce GHG emissions: how will it work and will it work? (2025.4)

- [보고서] UCL The bartlett energy institute, An overview of the discussions from IMO's 83rd Marine Environment Protection Committee (2025.4)
- [보고서] ClassNK, What is the IMO's Mid-term measures and how it works (2025.5)
- [뉴스] IMO mid-term measures: expert guidance required following MEPC 83
<https://www.lr.org/en/knowledge/insights-articles/imo-mid-term-measures-expert-guidance-required-following-mepc-83/>
- [보고서] SEA-LNG, IMO MEPC 83: SEA-LNG Initial Analysis (2025.5)

01

정책 동향 2



[T&E] IMO GFS 규제 및 원료에 따른 바이오 선박유 수요 전망

■ 시사점

동 보고서는 국제해사기구(IMO) 연료표준제도(GFS)가 아직 명확히 확립되지 않은 현시점에서 바이오연료의 원료 및 생산과정에서의 한계를 보완하지 못할 경우, 오히려 화석연료보다 전과정평가(LCA) 관점에서 탄소배출량이 더 증가할 수 있음을 정량적인 데이터를 기반으로 강조함. 특히, 이러한 관점에서 High-ILUC 원료 기반 바이오연료의 사용 배제를 정책적으로 권고한다는 점에서 동 보고서에 주목할 필요가 있음

보고서 개요

- 보고서 명 : Shipping: Fuelling deforestation
 - 부제 : Why the IMO's Global Fuel Standard risks incentivising the worst biofuels
- 발간 기관 : T&E (Transport & Environment)
 - 1990년 설립된 유럽의 교통·환경정책 관련 비영리단체로서 본부는 브뤼셀에 있음
- 발간 일자 : 2025년 2월
- 주요 내용 :
 - 국제해사기구(IMO)는 2050년 탄소중립 목표를 설정하고, 이를 위해 연료표준제도(GFS)를 통해 선박의 친환경 대체연료 전환을 독려함. 그러나 바이오연료에 대한 구체적 기준이 부재한 상황에서, 이 프레임워크는 오히려 기후 영향 악화를 초래할 우려가 있음
 - GFS 규제에 따른 국제해운의 바이오연료 수요를 예측하고, 온실가스 감축을 위한 적절한 정책적 방향을 제언함
- 목차 및 표지
 - ① 보고서 개요
 - ② GFS에 따른 바이오연료 수요 변화
 - ③ 바이오디젤 사용에 따른 온실가스 배출 영향
 - ④ 국제해운의 바이오연료 수요량 예측
 - ⑤ 정책적 권고사항

BRIEFING - FEBRUARY 2025

Shipping: Fuelling deforestation

Why the IMO's Global Fuel Standard risks incentivising the worst biofuels

그림 1 보고서 표지

연료표준제도(Global Fuel Standard, GFS)와 바이오연료

- IMO는 2023년 온실가스(GHG) 전략을 바탕으로 2050년경 국제해운 탄소중립을 목표로 하는 일련의 규제 패키지를 도입하기로 합의함
 - 이를 위한 핵심 수단 중 하나가 바로 GFS임. GFS는 선박이 사용하는 에너지의 온실가스 집약도(GHG intensity)의 제한 목표를 정하는 규제로서 이를 충족하기 위해 선박이 친환경 대체연료로 전환하도록 유도하고 있음
- 일부 바이오연료는 이미 상업화되어 있는 상황임. 또한 기존 화석연료에 혼합 사용이 가능함. 따라서 바이오디젤, 바이오메탄, 바이오메탄올과 같은 작물(Crops) 또는 폐기물(Waste material) 기반의 바이오연료는 해운업계가 온실가스 감축을 위해 우선 선택할 가능성이 높음
 - 이러한 경향은 IMO GFS 내에서 그린 e-연료(e-fuels) 사용을 촉진하기 위한 정치적·재정적 인센티브를 조기에 도입하거나, 에너지 효율 강화 조치를 적극적으로 시행하지 않는 한 더욱 심화될 가능성이 높음
 - 일부 바이오연료의 사용은 기후에 긍정적 효과를 미칠 수 있으나, 현재 전 세계적으로 유통되는 대부분의 바이오연료는 심각한 환경적·기후적 문제를 수반하고 있음. 이러한 문제에는 바이오연료의 원료를 생산하는 과정에서의 직·간접적인 온실가스 배출 증가, 산림 파괴, 식량안보 악화 등이 있음
 - 이와 같은 의도치 않은 부작용으로 인해 노르웨이, 프랑스, 네덜란드 등 일부 국가는 팜유(Palm) 또는 대두유(Soy)와 같은 원료에서 생산된 바이오연료 사용을 일정 부분 제한 또는 금지하고 있음
 - 또한, FuelEU Maritime 등 일부 지역규제는 식량(Food) 또는 사료(Feed) 작물을 원료로 하는 바이오연료 사용을 배제하고 있음. 이는 해운업계가 지속가능한 대체연료로 전환하는 과정에서 e-연료와 같은 보다 친환경적인 대안을 우선으로 고려해야 함을 시사함

GFS 도입에 따른 바이오연료 원료의 선호도 예측

- GFS가 도입될 경우, 해운업계에서 어떤 원료(feedstocks)가 바이오연료에 주로 사용되는지 분석하기 위해 T&E는 EU 등이 제출한 의제문서(ISWG-GHG 17/2/2)의 GHG 집약도 방법론을 활용함. IMO 차원의 공식적인 연료 배출계수(fuel emissions factors)는 아직 없으므로 T&E는 FuelEU Maritime에 명시된 배출계수를 적용하여 분석을 진행함
- 이 모델기반의 예측에 따르면, 2030년까지 바이오연료가 전 세계 국제해운 선박연료의 약 36%를 차지할 것으로 전망되며, 2035년에는 59%, 2040년에는 76%로 점진적 증가가 예상됨
 - 이는 GFS가 바이오연료 사용을 촉진하는 구조를 갖게 될 경우, 해운업계의 연료 공급망이 급격히 바이오연료 중심으로 전환될 가능성이 크다는 점을 시사함
- 따라서, GFS가 효과적인 기후 정책 및 온실가스 감축 수단이 되기 위해서는 바이오연료 원료에 대한 구체적이고 엄격한 기준이 마련될 필요가 있음
 - 특히, 팜유와 대두유 등 원료의 수요 증가는 식량안보 위협 및 산림 파괴와 같은 심각한 환경·사회적 문제를 초래할 수 있으므로, 이에 대한 면밀한 검토와 정책적 대비가 요구됨

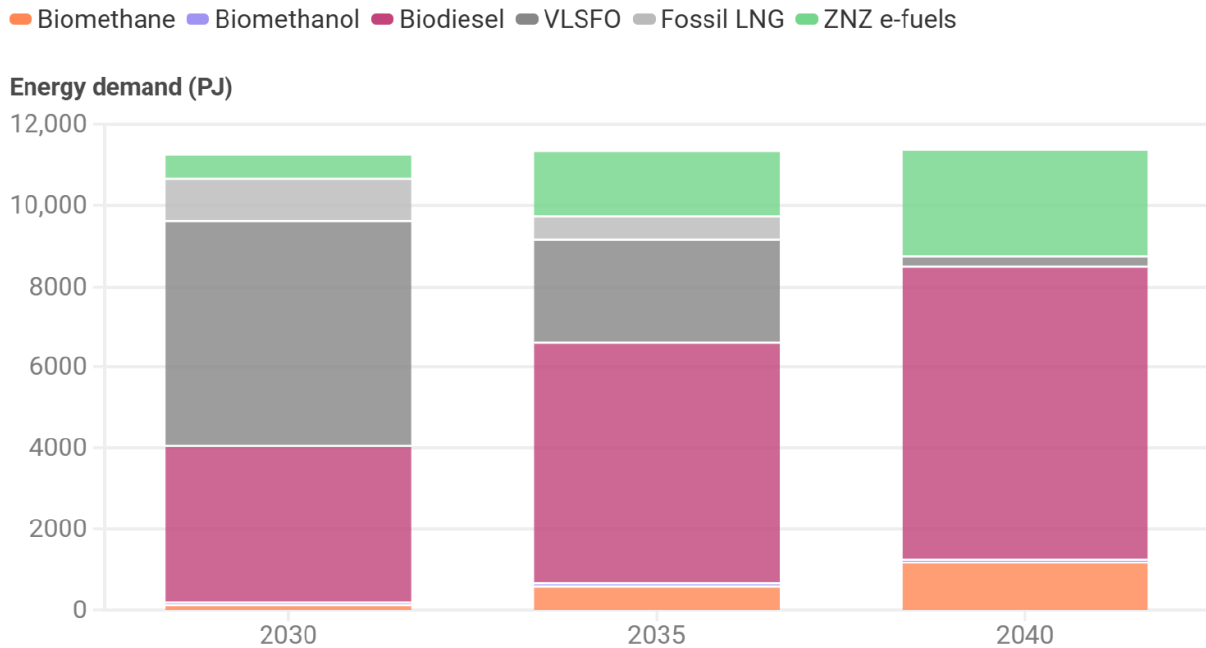


그림 2 2030~2040년 기간 선박용 주요 대체연료별 수요 예측

- [그림 2]는 2030~2040년 기간 해운업계의 연료유 수요 변화 추이를 보여줌. 2030년 대체연료 중 바이오디젤이 전체 연료에서 가장 큰 비중을 차지하며, 바이오메탄과 바이오메탄올은 비슷한 비중을 차지함. 화석원료의 LNG와 VLSFO도 여전히 사용되지만, e-연료의 비중은 상대적으로 낮음
- 2035년에는 바이오디젤의 비중이 증가하고, e-연료 비중도 점차 증가하는 추세를 보임. 화석 LNG와 VLSFO 비중은 감소하는 양상을 나타냄. 2040년에는 e-연료의 비중이 크게 확대됨
 - 2040년 화석연료의 비중은 대폭 축소되며, 해운업계의 에너지 믹스가 바이오연료와 e-연료 중심으로 재편되는 구조를 보임
- T&E는 GFS를 기반으로 해운업계에서 사용될 바이오연료 원료의 구성을 예측하기 위해 글로벌 컨설팅 기관인 Cerulogy에 의뢰해 아래의 세 가지 시나리오를 분석함. 각 시나리오는 원료 사용 기준에 따라 차이가 있음

〈 시나리오 ① - 원료 제한 없음 (Unrestricted Feedstocks) 〉

- 모든 원료의 사용을 허용하는 접근임. 이 시나리오는 온실가스 집약도(GHG intensity) 목표만 충족하면, 간접토지이용변화(ILUC, Indirect Land Use Change) 배출량은 고려하지 않음. 즉, 팜유와 대두유처럼 ILUC 배출이 높은 원료도 사용 가능하다는 점에서 비용 측면에서는 유리할 수 있으나, 환경적 리스크가 상대적으로 높은 시나리오임

〈 시나리오 ② - 고배출 원료 배제 (High-ILUC Feedstocks Excluded) 〉

- ILUC 배출량이 높은 원료(팜유, 대두유 등)를 배제하고, 대신 ILUC 배출이 상대적으로 낮은 식물성 기름(예: 유채유)을 대체 원료로 사용하는 시나리오임. 이는 바이오연료 원료에 따른 탄소배출을 줄이려는 정책적 접근으로, 원료 선택 시 환경적 영향을 우선 고려함. 그러나 고배출 원료를 배제함에 따라 연료 자체의 원가가 상승할 가능성이 있음

〈 시나리오 ③ - 식량 작물 제한 (Food Cap) 〉

- ILUC 배출이 높은 원료를 배제하는 동시에, 식량 및 사료 작물의 바이오연료 사용량에 상한선(cap)을 설정하여 사용량을 제한하는 시나리오임. 예를 들어, 바이오디젤 원료로 사용되는 유채유의 비중은 2030년에는 70%로 제한되지만, 2035년에는 40%, 2040년에는 10%로 점차 축소됨
- 이에 따라 폐기물 기반 바이오연료 및 e-연료의 비중이 자연스럽게 확대되며, 장기적으로 해운업계의 탄소배출 저감 및 식량안보를 동시에 고려하는 지속가능한 방향임

바이오연료의 원료별 온실가스 집약도 비교

- [그림 3]은 바이오디젤, 바이오LNG, 바이오메탄올의 원료별 온실가스 집약도($\text{gCO}_2\text{e}/\text{MJ}$)를 화석 연료의 집약도와 비교한 그래프임. 각 연료의 집약도는 직접 배출(Direct), 누출(Leakage), 간접토지 이용변화(ILUC) 등으로 구분함
- 바이오디젤의 경우 팜유(Palm)와 대두유(Soybean)를 원료로 사용하는 경우 ILUC 배출이 매우 높음. 유채유(Rapeseed oil), 폐식용유(UCO), 동물성 지방(Animal fat), 셀룰로오스 작물(Cellulosic crop)은 상대적으로 ILUC 배출이 낮음
- 바이오LNG는 동물 분뇨(Manure), 옥수수(Whole maize), 셀룰로오스 잔여물(Cellulosic residue) 이 주된 원료임. 이들 원료의 ILUC 배출은 상대적으로 낮으며, 집약도도 비교적 낮음
- 바이오메탄올은 동물 분뇨, 옥수수, 셀룰로오스 잔여물이 원료로 사용되며, ILUC 배출이 전반적으로 낮음. 특히, 셀룰로오스(Cellulose) 기반 원료는 ILUC 배출이 거의 없음을 확인할 수 있음. 참고로, 셀룰로오스는 식물의 세포벽을 구성하는 주요 성분으로, 나무, 풀, 농업 잔여물, 폐목재 등에서 추출할 수 있는 비식용성 바이오매스 원료임. 즉, 식량 작물이나 사료 작물과는 무관한 폐기물성 자원임
- 즉, [그림 3]은 바이오연료의 원료에 따라 ILUC 배출량이 크게 달라질 수 있으며, 특히 팜유, 대두유와 같은 고배출 원료는 기존 화석연료보다도 높은 온실가스 집약도를 보일 수 있음을 시사함

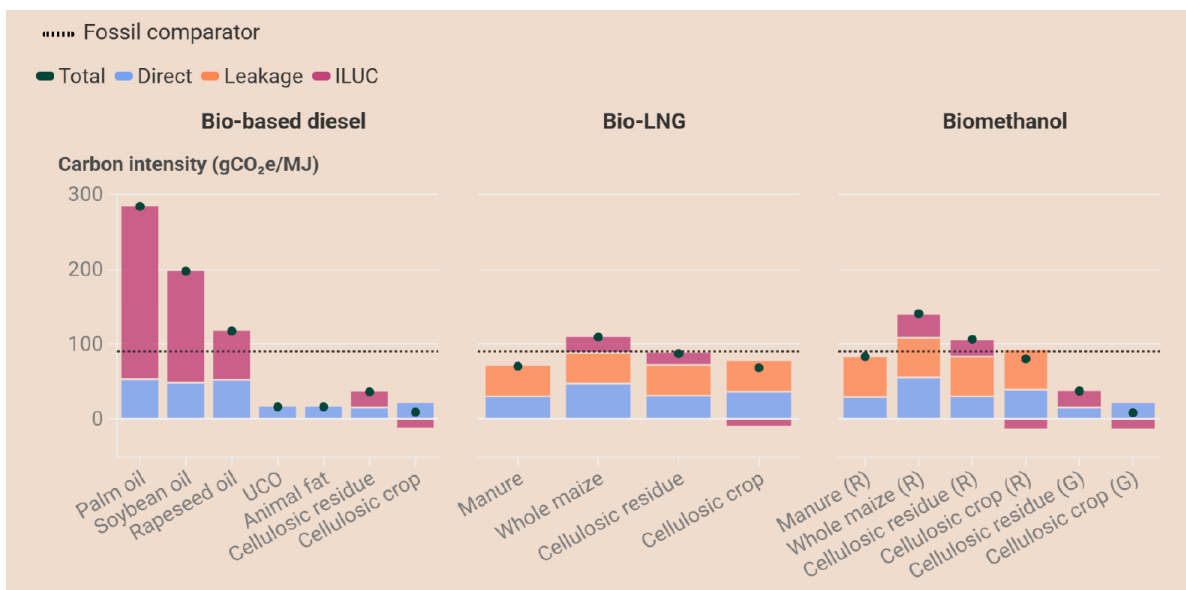


그림 3 바이오연료 3종의 원료별 온실가스 집약도와 화석연료 비교

바이오연료의 원료에 따른 시나리오별 환경적 영향

- [그림 4]는 바이오연료 원료(feedstocks)의 구성 비율을 두 가지 시나리오(제한 없음, No high-ILUC)로 비교한 그래프임. 각 시나리오는 2030년, 2035년, 2040년까지의 연료 수요를 시각화함
 - ‘제한없음’ 시나리오: 초기에는 저렴한 팜유와 대두유에 크게 의존하지만, 시간이 지남에 따라 환경적 부담이 큰 원료의 비중이 줄고 폐기물 기반 원료 및 셀룰로오스 계열 원료의 비중이 늘어나는 구조임. 그러나 초기에는 ILUC 배출이 매우 높은 문제가 있음
 - ‘No high-ILUC’ 시나리오: 초기에 팜유 등을 배제하고, 대신 ILUC 배출이 상대적으로 낮은 유채유(Rapeseed oil)에 크게 의존하는 구조임. 그러나 유채유 생산에 필요한 농지가 넓어지면서, 토지 전환이 새로운 문제로 대두될 수 있음
 - 참고로, 유채유(Rapeseed oil)는 ILUC(간접토지이용변화) 배출이 낮은 식물성 기름으로 평가받고 있음. 유채는 기존 농지에서 재배할 수 있어, 새로운 농지를 개간하거나 숲을 파괴할 필요가 적고, ILUC로 인한 온실가스 배출을 줄이는 데 도움이 됨. 또한, 짧은 생장 주기를 가지며, 동일 면적에서 더 많은 수확이 가능함. 이는 생산 효율성을 높이고 환경 영향을 줄이는 데 기여할 수 있음

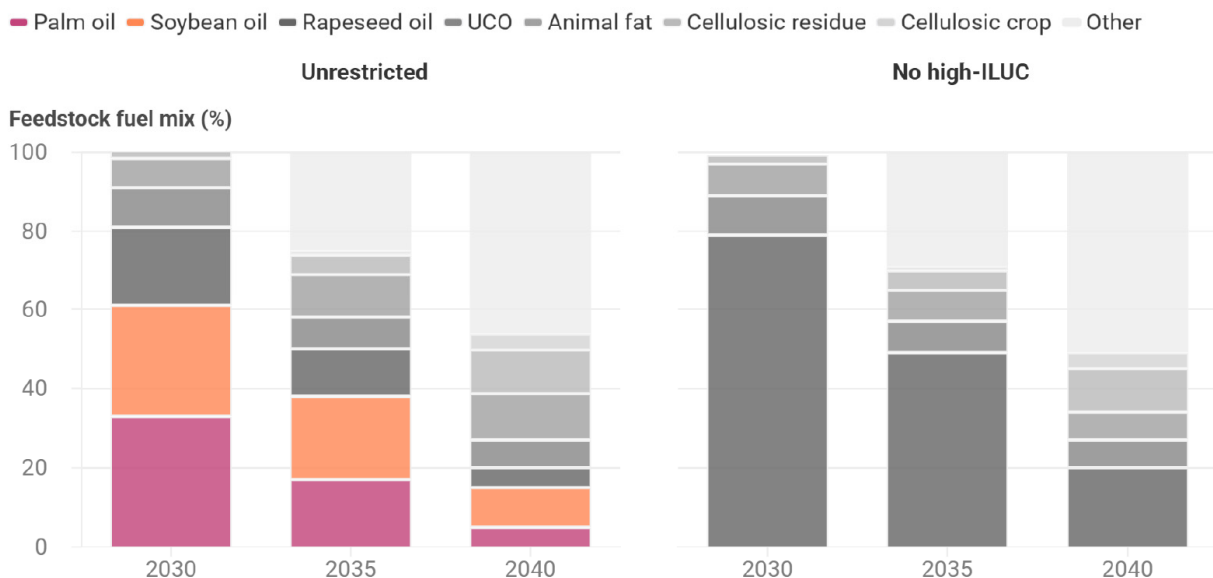


그림 4 2030~2040년 기간 바이오 선박유의 원료·시나리오별 수요 예측 비교

- [그림 5]는 바이오연료 원료 시나리오에 따른 연간 온실가스(GHG) 배출량을 비교한 그래프임. 각 시나리오는 원료 제한 없음(Unrestricted feedstocks), 높은 간접토지이용변화 원료 배제(High-ILUC feedstocks excluded), 식량 작물 제한 (Food cap)으로 구분됨
- 원료 제한 없음(Unrestricted feedstocks) 시나리오는 모든 원료를 허용하는 경우임
 - 2030년 배출량이 약 700 Mt에 달하며, 이는 화석연료 대비 87% 높은 수준임. ILUC 배출(분홍색)이 전체 배출량에서 약 70% 규모로 큰 비중을 차지함. 2035년까지 배출량이 소폭 증가한 후, 2040년에는 팜유와 대두유의 사용이 줄어들면서 배출량이 감소함

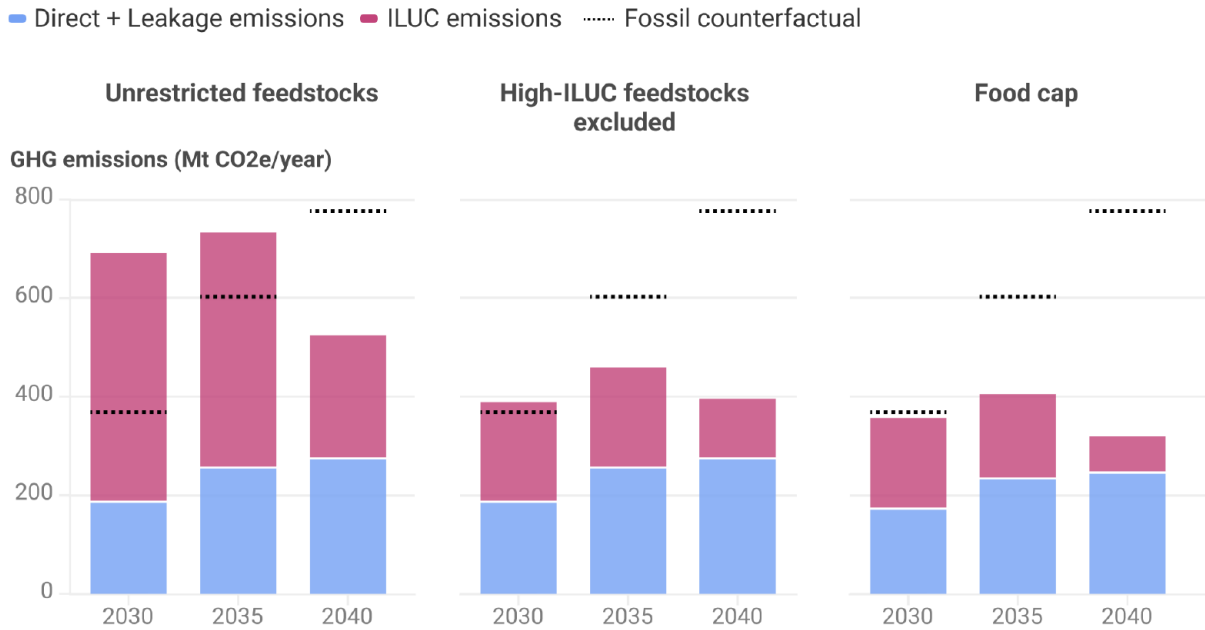


그림 5 2030~2040년 기간 바이오연료의 원료 시나리오별 온실가스 배출량 비교

- 높은 간접토지이용변화 원료 배제 (High-ILUC feedstocks excluded) 시나리오는 팜유, 대두유와 같은 높은 간접토지이용변화 원료를 배제하고 유채유와 같은 대체 원료로 전환하는 경우임
 - 2030년 배출량은 약 400 Mt로 원료 제한 없음 시나리오 대비 크게 낮음. 2035년과 2040년에도 ILUC 배출이 상대적으로 낮아짐
- 식량 작물 제한 (Food cap) 시나리오는 높은 간접토지이용변화 원료를 배제하는 동시에 식량 작물의 사용량에 상한선을 설정하는 경우임. 2030년 배출량은 약 350 Mt으로, ILUC 배출이 가장 적음
 - 2040년에는 셀룰로오스 기반과 폐기물 원료의 비중이 커지면서 배출량이 점차 감소함. 2040년에는 화석연료 대비 30% 이상 배출량이 감소함

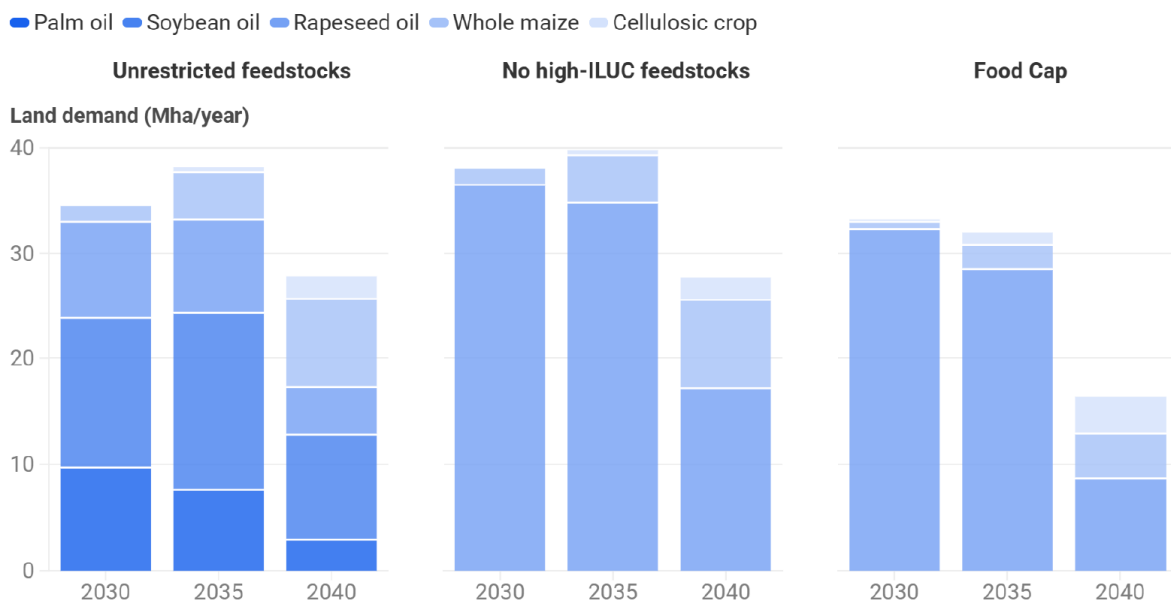


그림 6 2030~2040년 기간 바이오연료의 원료 시나리오별 토지의 수요량(Mha/year) 비교

- [그림 6]은 바이오연료 원료 시나리오에 따른 토지 수요(Mha/year)를 비교한 그래프임. 원료 제한 없음 시나리오는 팜유와 대두유 사용으로 인해 2030년 약 35Mha의 토지가 필요하며, 2040년에는 대체 원료 전환으로 토지 수요가 감소함
 - 높은 간접토지이용변화 원료 배제 시나리오는 유채유 계열의 사용이 늘어나면서 2030년부터 2035년까지 가장 높은 토지 수요를 보임. 식량 작물 제한 시나리오는 2040년에 가장 낮은 토지 수요를 나타냄
- 결론적으로, [그림 5]와 [그림 6]은 바이오연료 원료 정책에 따라 ILUC 부문이 온실가스 배출량에 미치는 영향을 시각적으로 비교함으로써, 높은 간접토지이용변화 원료의 배제와 식량 작물 제한이 효과적인 배출 저감 전략임을 강조하고 있음

Shipping's 2030 global biofuel demand could require an area the size of Germany

Assuming that all feedstocks are allowed to contribute

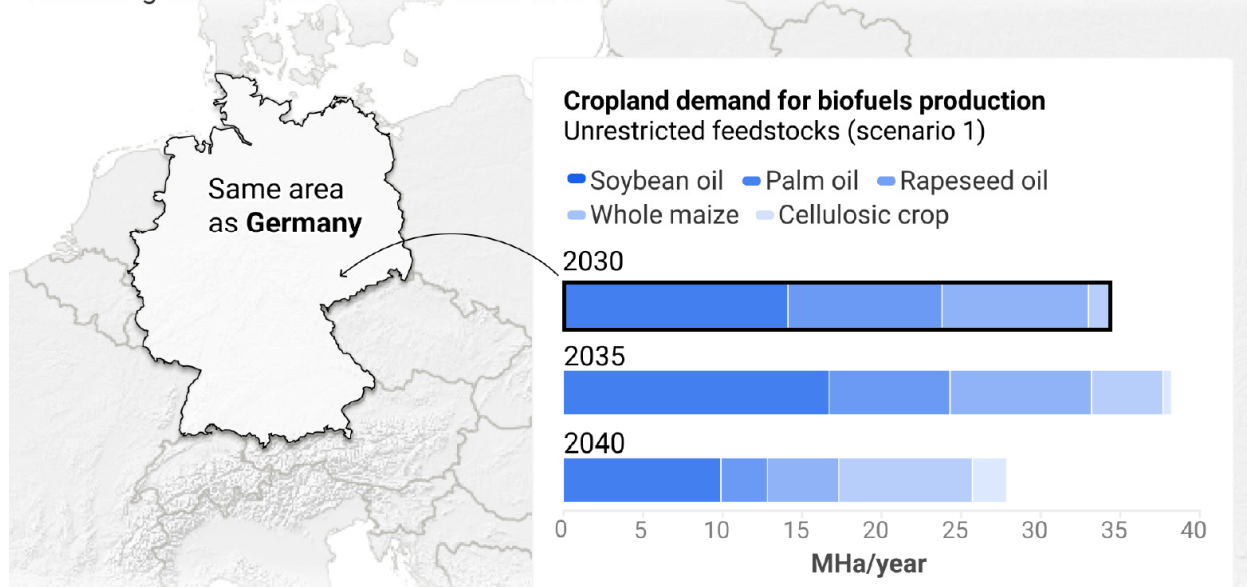


그림 7 국제해운의 바이오연료 수요를 충족하는 데 필요한 경작지 면적의 비교

- [그림 7]은 2030년 해운업계의 바이오연료 수요를 충족하는 데 필요한 경작지 면적을 나타낸 그래프임. 원료 제한 없음 시나리오를 기준으로 분석한 결과, 2030년에는 바이오연료 원료 재배를 위해 약 35Mha 경작지가 필요함. 이는 독일 전체 면적과 동일한 규모임

폐기물(UCO, Animal fat 등) 기반 바이오연료 원료 공급의 한계

- 폐식용유(UCO), 동물성 지방(animal fat)과 같은 폐기물 기반 바이오연료 원료의 공급은 한정적임
 - 해운업계가 이러한 원료에 의존할 경우, 공급 부족과 가격 상승이 예상됨. 항공산업에서도 폐기물 기반 바이오연료에 대한 수요가 증가하고 있어, 해운업계가 충분한 물량을 확보하기 어려울 가능성이 큼

표 1 2030~2040년 기간 시나리오별 폐기물 기반 원료의 연간 수요량 [Mt/year]

Scenario	Residual Oil	2030	2035	2040
Scenario 1 Unrestricted feedstocks	UCO	10.9	13.3	13.7
	Animal fat	8.9	13.2	14.1
	Sum	19.7	26.5	27.8
Scenario 2 No high-ILUC feedstocks	UCO	11.5	13.3	13.7
	Animal fat	9.4	13.2	14.1
	Sum	20.9	26.5	27.8
Scenario 3 Capped food crops	UCO	12.8	13.3	13.7
	Animal fat	10.5	13.2	14.1
	Sum	23.2	26.5	27.8

- [표 1]는 시나리오별 폐기물 기반 원료(UCO, Animal fat)의 연간 수요(Mt/year)를 나타냄
 - 모든 시나리오에서 폐기물 원료(UCO, 동물성 지방)의 수요는 지속 증가함. 2040년까지 모든 시나리오에서 총수요는 27.8 Mt으로 예상되며, 이는 현재 공급량을 초과하는 수준임
 - UCO와 동물성 지방 원료의 공급 부족이 예상되므로, 해운업계가 안정적인 폐기물 원료 확보를 위해 우선 접근권을 확보하거나 대체 원료를 적극적으로 개발할 필요가 있음. 또한, UCO의 인증절차 강화가 필수적임. 또한, UCO가 실제로 폐식용유인지 명확히 구분할 수 있는 규제체계가 필요함

정책적 권고사항

- T&E는 MARPOL 협약 부속서(ANNEX) VI의 관련 규제 또는 LCA 프레임워크 내에서 High-ILUC 원료 기반 바이오연료의 사용을 배제할 것을 권고함
 - 이를 위해 ILUC 배출량을 정량화하여 GHG 배출 계산에 반영하거나, 식량 작물 기반 바이오연료 사용에 상한선을 두는 방법도 검토할 것을 제안함
- 그리고, 국제해운 부문에서 e-연료의 조기 도입을 위해서는, 시장에서 선박용으로서 적용의 활성화를 촉진하기 위한 재정적·정책적 인센티브를 마련하는 것이 필요함
 - GFS 내에서 보상 계수(reward factors)를 설정하거나, 대체연료 관련 기금을 조성할 때 e-연료를 폐기물 기반 바이오연료보다 우선적으로 지원하는 정책 개발이 필요함

출 처

- Transport & Environment, 2025. Shipping: Fuelling deforestation – Why the IMO’s Global Fuel Standard risks incentivising the worst biofuels. [Online] Available at: <https://www.transportenvironment.org/articles/imo-fuelling-deforestation> [Accessed 7 May 2025]

01

정책 동향 3



[CSL] 중기조치가 카리브해 지역 국가에 미치는 영향에 대한 종합 경제 보고서

■ 시사점

IMO 중기조치는 수입 의존도가 높은 카리브해 지역 국가에 구조적 부담으로 작용할 수 있음. 운임 상승은 식량, 연료, 공산품 가격 인상으로 저소득층 생계와 지역 후생에 영향을 미치고, 낙후된 항만 인프라와 선박 구조도 대응 여력을 제한함. 이에 따라 탄소세 수입의 공정한 재분배, 전환 기술 도입, 녹색 인프라 투자가 필요함. 우리나라도 중기조치의 국제적 파급효과를 고려하여 기술 개발, 개도국 지원 및 공정한 전환을 포함한 포괄적 대응전략을 마련해야 함.

보고서 개요

- 보고서 명 : Compilation of Economic Reports Assessing the Impacts of Mid-Term Measures on Caribbean States
- 발간 기관 : Caribbean Shipping Lanes (CSL), 카리브해 지역의 해운 및 해양 정책 관련 협의체
- 발간 일자 : 2025년 3월
- 주요 내용 : IMO의 중기조치가 카리브해 지역 국가들의 무역, 경제, 식량안보에 미치는 영향을 다각도로 분석하고, 이에 대한 대응전략과 탄소세 수입의 공정한 활용방안을 제시
- 목차 및 표지

1. Economic and Trade Data Validation

경제 및 무역 데이터 검증

2. Impact Analysis for the Caribbean Region

카리브해 지역에 미치는 영향 분석

3. Reviewing analysis of the impact of the IMO mid-term measures on Caribbean economies

IMO 중기조치가 카리브해 지역 경제에 미치는 영향 분석 검토

4. Distributing shipping carbon revenue in the Caribbean Small Island Developing States

카리브해 지역 군소도서국의 해운 탄소세 수입 배분

5. Assessing the Potential Impact of the IMO Mid-Term GHG Mitigation Measures on Food Security in Caribbean Nations

중기조치가 카리브해 지역 국가 식량안보에 미치는 잠재적 영향 평가



IMO 중기조치가 카리브해 지역 경제에 미칠 영향 분석

- IMO 중기조치의 기술적 조치(선박연료 기준 강화) 및 경제적 조치(탄소세/부과금 시스템)가 카리브해 지역 국가들에 미치는 경제적 영향을 정량적으로 분석하고자 함

㉠ 자메이카

- 자메이카의 주요 수출품목은 석유 제품, 알루미나 및 보크사이트, 커피·차·향신료 등으로 구성되며, 전체 수출의 약 60%가 미국 시장에 집중됨
 - 석유 제품: 2023년 기준, 총수출의 31%를 차지하며, 수출액은 약 7억 1.6만 달러임
 - 커피·차·향신료: 2023년 기준, 약 2억 6천억 달러로, 농업 부문에서 가장 큰 비중을 차지함
 - 알루미나·보크사이트: 2023년 기준, 약 1.2억 달러 규모로 2위 수출 품목임
- 수입은 주로 연료 및 석유 제품, 기계/장비, 식량 및 농산물, 차량 등 자메이카의 산업 기반 유지에 필수적인 품목들로 구성되어 있음. 주요 수입국은 미국, 중국, 일본, 트리니다드 토바고 등임
- 탄소 규제에 따른 수출입 비용 전망
 - 탄소세(Levy), 피베이트(Feebate), 유연성 제도(Flexible GFI) 등 다양한 정책 시나리오 하에서, TCCI(운송탄소비용지표)* 기준으로 2030년부터 2050년까지 수출입 운송비용이 지속적으로 상승할 것으로 예측됨
 - * 운송하는 과정에서 발행하는 탄소배출에 대한 비용을 산정하고 비교하는 지표
 - 알루미나·보크사이트의 수출입 운송비용은 최대 13.1%까지 상승할 가능성이 있음
- 탄소 규제에 대한 전략적 대응방안으로, 지리적 이점과 석유 bunker링 인프라를 활용하여 IMO 탄소 규제 부담을 줄이는 해운 허브 전략을 추진할 수 있음. 이는 친환경선박 유치 및 친환경연료 보급, 항만 인프라의 현대화, 탄소세 수입의 국내 재투자, 지역 협력 강화 및 정책적 유연성 확보와 같은 기회 요소를 포함함. 이를 통해 자메이카는 단기적 부담을 넘어 중장기적으로 경제적 기회를 창출할 가능성이 있는 것으로 평가됨

㉡ 트리니다드 토바고

- 트리니다드 토바고는 카리브해 지역 최대의 에너지 수출국 중 하나로, 경제의 전반이 석유 및 천연가스 수출에 의존하고 있음. 2023년 기준, 주요 수출 품목은 다음과 같음
 - 석유 및 석유 제품: 총수출액은 약 17억 달러, 주요 수출 대상국은 미국, EU, 카리브해 이웃국가임
 - 천연가스: 액화천연가스(LNG) 형태로 수출하며, 미국·남미·유럽 대상으로 수출액은 약 9억 2천만 달러임
 - 곡물 및 유제품 가공품: 농업 가공품 부문의 수출 핵심이며, 수출액은 약 2억 3천만 달러임
- 수입의 경우, 제조업 및 산업 인프라 유지에 필요한 공산품 중심의 수입 구조를 보이고 있음
 - 주요 수입 품목(2023년 기준)은 산업 설비 및 인프라 유지를 위한 기계/운송 장비, 식량/농산물, 항공기/부품 등임. 주요 수입국은 미국, 일본, 중국 등이며, 지역 공급망에 대한 의존도가 높게 나타남

- 주요 수출입 품목에 탄소세, 피베이트, 유연성 제도 시나리오를 적용한 결과, 상품별 TCCI 변화율로 석유 제품 수출 비용은 최대 11.7% 증가함. 천연가스 수출은 최대 10.5%, 농가공품 수출은 상대적으로 낮은 영향(3~6% 수준)을 보인 반면, 수입품 중에서는 항공기 및 고부가가치 제품에 비례적으로 더 큰 운송비용 부담이 전가될 수 있음
- 트리니다드 토바고는 석유와 천연가스 같은 고부가가치 에너지 자원을 주로 수출하고, 기계류나 식량 등 필수 상품들을 수입하는 구조를 가지고 있음. 이런 구조는 수출로 많은 외화를 벌 수 있는 장점이 있지만, 수입은 줄이기 어려운 고정적인 지출이 많아 운송비나 탄소세 등 외부 비용이 오르면 타격이 커질 수 있음
- 탄소세 시나리오에서는 수출 경쟁력 약화가 우려되며, 탄소 감축 시 비용 부담의 무역 불균형이 커질 수 있으나, 유연성 제도를 적용할 경우, 배출 감축 노력과 수입 재투자를 병행할 수 있는 여지가 있음
- 트리니다드 토바고는 에너지 수출국으로서 탄소 규제의 주요 대상이 될 가능성이 높음과 동시에 친환경 연료 생산지로 전환하거나, LNG 및 암모니아 연료 허브로 자리매김할 기회도 존재함. 아울러, IMO 규제 준수 선박 유치를 위한 항만 현대화, 청정 연료 생산시설 구축, 지역 물류 공급망 친환경화 등이 핵심 전략으로 제시됨. 탄소세 수입의 국내 재투자 메커니즘 마련 역시 중장기 지속가능성 확보에 필수임

◎ 바베이도스

- 바베이도스의 수출 구조는 관광 중심의 서비스 기반 경제를 갖고 있으나, 일부 전략적 상품 수출도 경제에 중요한 비중을 차지함. 주요 수출 항목과 수출액(2023년 기준)은 다음과 같음
 - 정제 석유: 수출액은 5,440만 달러로, 주 수출국은 자메이카, 미국, 트리니다드토바고, 영국, 세인트루시아임
 - 럼 및 주류: 수출액은 4,230만 달러로, 주 수출지역은 북미와 유럽임
 - 동물·식물성 유지: 1,880만 달러로, 주 수출국은 트리니다드 등 카리브해 지역 국가임
- 수입 구조의 경우, 에너지 및 기반시설 유지에 필요한 핵심 품목들을 대규모 수입하고 있음. 특히 무역 적자가 예상되는 구조로, 외부 비용 증가 시 부담이 큼. 2023년 기준 수입품은 다음과 같음
 - 광물성 연료 및 석유 제품: 수입액은 3억 9,130만 달러이며, 주 수입국은 자메이카, 캐나다, 미국임
 - 기계류, 원자로, 보일러: 수입액은 7억 1,100만 달러로 산업·건설 기반 유지를 위한 핵심 항목임
 - 주류 및 식초: 지역 소비 대응용으로, 트리니다드 토바고를 중심으로 수입하고 있음
- 바베이도스의 수출 품목은 상대적으로 무게와 단가가 높아, 탄소세 등으로 인해 운송비 비중이 더 커질 수 있음(정제 석유 수출은 최대 8.5% TCCI 증가, 럼은 최대 6.7%, 유지류는 4~6% 예상). 수입 측면에서는 기계류나 연료의 절대 단가가 높아 탄소 비용이 더 민감하게 반영됨. 모든 시나리오에서 속도 감소가 병행될 경우 비용 상승폭은 추가 확대됨(최대 13% 수준까지)
- 수출은 고부가가치 품목이지만 운송 거리와 연료 소비량이 크고, 수입은 필수 품목 중심으로 구성되어 있어 규제 적용 시 이중 부담 가능성이 존재함. 정책 시나리오별 영향 차이로 탄소세는 평균 비용 증가율 4~8%, 피베이트는 고배출 선박 이용 시 6~10%, 유연성 제도는 효율 선박 운용시 최소 3~6%로 예상됨
- 바베이도스는 규모의 경제를 활용하기 어려운 국가이므로, CARICOM* 내 지역 협력 전략이 효과적일 수 있음. 친환경선박 유도 인센티브 제공, 항만 전력화, 재생연료 공급기지 구축 등 중장기 전략을 모색해야 함

* Caribbean Community : 앤티가 바부다, 바하마, 바베이도스, 벨리즈, 도미니카, 자메이카, 그레나다, 가이아나, 아이티, 몬트세랫, 세인트키츠 네비스, 세인트빈센트 그레나딘, 세인트루시아, 수리남, 트리니다드 토바고

㉔ 앤티가 바부다

- 앤티가 바부다는 소규모 경제 규모와 높은 관광의존도를 가진 국가임에도 불구하고, 특수한 품목을 중심으로 한 수출 활동을 유지하고 있음. 2023년 기준 주요 수출품은 다음과 같음
 - 석유 및 석유 제품: 주요 수출국은 세인트 마틴이고, 연료 공급 허브로서의 기능을 가짐
 - 요트 및 선박: 고급 선박 수출은 영국 등 선진국 시장을 대상으로 함
 - 주류 및 식초: 미국 중심으로 수출되며, 지역 특산품 이미지를 활용함
- 앤티가 바부다는 소비재와 에너지 자원을 외부에 의존하며, 운송비나 외부 충격에 취약한 수입 구조를 가짐. 주요 수입품은 육류 및 식용 내장(주로 미국산), 광물성 연료 및 증류 제품(가정용·상업용 에너지 수요 충당 목적), 미제 자동차 등임
- 탄소세 및 관련 규제 적용 시, 소규모 고부가 수출품은 민감하게 반응하며, 전체 TCCI 증가율은 3~9% 수준으로 추정됨. 특히 연료 수입품의 경우, 수입 의존도가 높고 대체 불가 품목이므로 가격 상승이 생계비에 직접적인 영향을 미침
- 전체적으로 앤티가 바부다의 경제구조는 운송비 상승에 취약하며, 수출입 모두 탄소 규제에 따른 비용 증가를 흡수하거나 대응할 능력이 거의 없음. 수출 측면에서는 틈새시장 제품 중심이지만, 수입 측면에서는 필수재 중심이어서 탄소비용 증가가 재정·소비 모두에 타격을 줄 수 있음
- 앤티가 바부다는 크루즈 허브 및 해양관광 중심지이기 때문에 IMO 규제에 따라 운송비가 증가하면 관광 물류와 소비재 가격 모두 상승 가능성이 존재함. 이에 따른 대응방안으로는 친환경 항만시설 구축, 재생 가능 에너지 도입 확대, 환경 인증 선박 유치 전략이 있음

㉕ 세인트루시아

- 세인트루시아의 주요 수출 품목은 가공식품, 주류, 바나나, 섬유/의류 등이며, 전체 수출구조는 농업 및 중소 제조업 중심의 소규모 틈새 수출경제임. 2023년 기준 수출품은 다음과 같음
 - 주류 및 식초: 수출액은 미화 1,320만 달러이며, 주 수출지역은 북미·카리브해 지역임
 - 바나나: 대표 수출품으로서 식량안보 및 농가소득과 직결됨. 수출액은 500만 달러이며, 주 수출국은 미국, 바베이도스, 도미니카임
 - 섬유·의류: 수출액은 26만 5천 달러이며, 주 수출국은 미국·영국·바베이도스임
- 세인트루시아는 전력, 운송, 가공산업용 연료 및 소비재 대부분을 수입에 의존하며, 2023년 기준 주요 수입품은 전력생산 등에 필요한 연료/석유 제품과 주류, 식초, 산업 기반 유지에 필수적인 전기기계 및 장비임
- 세인트루시아는 소규모 경제로서 수출입 균형 유지가 매우 민감하며, 탄소규제는 수출 경쟁력 약화 및 수입 물가 상승을 동시에 야기할 수 있음. 탄소세 시나리오에서 가장 비용 영향이 크며, 유연성 제도 시나리오는 상대적으로 완화된 비용이 도출됨
- IMO 정책은 지역농업과 관광이 중심인 세인트루시아의 물류비용과 생계비에 직접적인 영향을 미치며, 친환경 항만 및 전력 인프라 구축, 재생연료 기반 지역 선박 전환 인센티브, 농업 상품의 지역화 및 물류 집약도 저감 전략이 필요함

IMO 중기조치가 카리브해 지역 경제에 미치는 영향 분석 검토

- IMO의 중기조치가 카리브해 지역 경제에 미치는 파급효과를 정량적으로 분석하며, 분석의 초점은 GDP, 소비자물가(CPI), 식량안보(Food Security) 등 세 영역에 맞춰짐. 이를 위해 기존의 국제 연구 문헌에서 사용된 모델 결과들을 비교·검토하고, CARICOM 15개국을 대상으로 적용 가능성을 평가함
- CARICOM 국가들은 식량과 연료를 대부분 수입에 의존하며, 단위당 수입 규모가 작고 운송 거리도 멀기 때문에 해운비용의 변화에 특히 민감함
 - 예를 들어, 식량의 70~100%가 수입산이고, 주요 관광 국가들은 크루즈 관광 의존도가 매우 높아 IMO 중기조치로 인한 운임 상승이 식량 가격뿐 아니라 관광 수입 감소로도 이어질 수 있음
 - 이러한 구조적 한계는 단순히 물가 상승을 초래하는 것에 그치지 않고, 생계비 증가, 재정 부담, 식량안보 악화 등 사회경제 전반에 복합적 위기를 유발할 수 있으며, 이로 인해 재분배 정책의 필요성이 대두됨
- IMO 중기조치가 카리브해 지역 국가들의 GDP에 미치는 영향을 시나리오별로 정량 분석한 결과, 운송비 상승이 경제활동 전반에 걸쳐 부정적 영향을 주며, 특히 수입 의존적이고 재정 여력이 부족한 소규모 국가는 탄소세 도입 시 GDP 감소폭이 더욱 커질 것으로 나타남
 - 여러 국제 문헌 기반 모형 결과를 비교한 결과, 탄소세 수준과 재분배 여부에 따라 GDP 감소폭이 0.1~1.3%까지 다양하게 나타났으며, 모든 국가에서 마이너스 성장률이 기록됨
 - 특히 운송비 증가가 GDP에 미치는 영향은 국가 간 이질적(heterogeneous)이며, 산업구조, 주요 수출입 품목, 정부 보조정책 여부에 따라 차이를 보임
 - 따라서 일률적 적용보다는 국가 맞춤형 접근이 필요하며, 탄소세 수입의 국내 환수나 지역 재분배가 GDP 감소를 완화하는 효과가 있다는 결론이 도출됨
- CPI는 IMO 조치로 인해 두 가지 경로(운송비 자체 상승, 탄소세 가격에 따른 2차 비용 전가)에서 인플레이션 압력을 받음. 보고서에 따르면 일반적인 탄소세 시나리오에서 카리브해 지역 국가의 물가 상승률은 0.6~2.5% 사이이며, 수입식품 비중이 높은 국가일수록 물가 변동성이 커질 수 있음
 - 그러나 이러한 인플레이션은 탄소세 수입을 배분하거나 소비자 보조금에 활용할 경우 일부 완화 가능함
 - 실제로, 일부 모델은 수입 배분 시 물가상승률을 절반 이하로 줄이는 결과를 보이기도 했으며, 이는 제도 설계가 효과의 강도와 방향을 바꿀 수 있다는 점을 시사함
 - 결론적으로, 인플레이션 대응은 IMO 정책 도입 시 병행되어야 할 핵심 정책 영역으로 분류됨
- 식량안보는 카리브해 지역 국가에서 가장 민감한 분야 중 하나로, 탄소 가격화 조치는 특히 곡물(쌀, 밀, 옥수수 등) 수입가격 상승과 수입량 감소를 야기할 수 있음
 - FAO 자료를 기반으로 한 분석 결과, 카리브해 지역 국가들은 곡물 수입 의존도가 90% 이상이며, 이에 따라 일부 국가는 탄소세 적용 시 농식품 수입 단가가 최대 12%까지 상승할 수 있는 것으로 나타남
 - 탄소세 충격은 수입량 감소로 이어질 수 있으며, 이는 물가 불안뿐만 아니라 빈곤층 식량 접근성 약화로도 이어질 수 있어, 정책 설계 시 '탄소세-식량 위기 연결고리'를 인지할 필요가 있음
 - 대응방안으로는 지역농업 혁신(수경재배 등), 공동 구매 시스템, 탄소세 수입을 통한 식량 보조금 도입 등이 있음

- 결론적으로, IMO 중기조치는 CARICOM 국가에 운송비 상승, GDP 감소(-0.1~1.3%), 물가 및 식량 가격 상승 등 부정적 영향을 미칠 수 있으며, 특히 수입 의존도와 관광 중심 구조로 인해 충격에 더 취약함
- 탄소세 수입의 배분과 함께 재생에너지, 녹색 항만, 지속가능 농업 등 전략적 투자를 병행하면 경제적 충격을 완화하고 회복력과 경쟁력을 강화할 수 있음. 이를 위해서는 지역 간 협력에 기반한 사전 정책 대응이 필수적이며, 이는 카리브해 지역 경제의 지속가능한 전환을 위한 중요한 기회가 될 수 있음

탄소세 수입의 배분

- 카리브해 지역에서의 효과적인 IMO 탄소세 수입 활용방안을 분석하였으며, 지역 간 불균형 해소와 기후 회복력 확보를 위한 재정적 수단으로 탄소세 수입을 바라봐야 함. 탄소세 수입이 단순한 비용 회수 수단이 아니라 정의로운 전환(just transition)을 위한 동력으로 활용되어야 한다는 것이 핵심임
- 카리브해 지역의 선박 구조는 소형-중형 위주의 지역 운항 중심이며, 관광 산업(크루즈), 지역 교역, 어업 활동이 해운 활동의 주축을 이룸. 이러한 구조는 IMO 탄소 규제가 적용될 때 규모의 경제 부재와 기술 도입 비용 부담이 크게 작용함
- 또한, 재생에너지 인프라가 부족하고, 대부분의 항만은 육상전력 공급, 친환경 벙커링 인프라 등이 미비하여 해상 배출을 줄이기 위한 전환에 상당한 초기 투자가 요구됨
- IMO의 중기조치로 도입되는 탄소세는 글로벌 해운에서 연간 수백억 달러 규모의 수입을 창출할 수 있으며, 그 중 일부를 군소도서국과 개발도상국에 재분배하는 구조가 논의되고 있음
- 그러나 실제 배분은 전 세계적 경쟁 구도 속에서 결정되기 때문에, CARICOM 국가들은 자신들의 기후 취약성과 전환 비용 현실을 근거로 수입 할당 주장을 명확히 해야 함. 특히, 기술 도입·항만 현대화 인프라 구축에 직접 투입될 수 있는 방식이 중요함
- CARICOM 국가들이 탈탄소 전환을 위해 필요로 하는 투자 항목은 크게 네 가지로 구분됨
 - 선박 자체 투자: 에너지 효율 개선 및 대체연료 전환을 위한 선박 개조 필요, 특히 중소형 선박 사업자 비중이 높아 비용 민감도 고려한 보조 정책이 필요함
 - 항만 기반 투자: 벙커링 인프라, 육상전력 공급망, 연료 저장 및 전환 설비 등으로, 현재 대부분의 항만은 이에 대한 준비가 부족함
 - 연료 생산 인프라: 암모니아, 수소 등 청정연료 생산역량이 부족하며, 이를 위한 재생에너지 기반 생산시설이 필요함
 - 해외 외 부문 투자: 기후적응, 식량안보, 교육, 기술이전 등 탄소세 수입을 다양하게 사용하여, 지역 포용성과 회복력을 높이는 전략적 활용이 요구됨
- 탄소세 수입은 해운 외 부문에서 다양한 방식으로 활용될 수 있으며, 보고서는 다음의 6개 주요 분야를 제시함: ①기후변화 적응 및 완화, ②해양보호, ③개발재정(Development Finance), ④ 식량안보, ⑤교육·기술훈련, ⑥기술이전
- 해운 외 부문에 기금 수입 배분에는 부처 간 조정, 재정 집행 역량, 기술적 자문 부족 등 다수의 실질적 장벽이 존재함. CARICOM 국가들은 제도적 협력과 국제기구와의 공동기획을 통해 이 문제를 극복할 수 있으며, 특히 GCF, IMO, IRENA 등과의 파트너십 구축이 핵심 대응수단으로 제시됨

- 결론적으로, IMO의 탄소세 수입 배분은 CARICOM 국가들이 탈탄소 전환과 경제 회복력을 동시에 달성할 수 있는 결정적 기회이며, 이를 실현하기 위해서는 명확한 배분 원칙, 전략적 투자방향 설정, 지역 간 협업구조 마련이 필수적임
- 결국, CARICOM이 글로벌 탈탄소 논의에서 소외되지 않고 지속가능한 발전 목표를 추구할 수 있는 열쇠는 단순한 손해가 아닌 주도적이고 조건부 참여 기반의 전략적 전환 계획이 될 것임

중기조치가 카리브해 지역 국가 식량안보에 미칠 수 있는 잠재적 영향 평가

- 카리브해 지역은 여전히 만성적 식량 불안정 상태에 놓여 있으며, 대부분 국가가 수입식품에 의존하고 있음. 외부 충격(가격 변동, 운송비 상승 등)에 취약하고, 소득 불균형·기후 변화·농업생산력 한계가 복합적으로 식량안보를 위협함. CARICOM의 식량안보 프로그램 등 지역 차원의 대응이 지속되지만, 여전히 지역 내 식량 자급률은 낮고, 수입 의존도는 높음
- 카리브해 지역 국가들은 곡물, 육류, 유제품, 유지류 등 주요 식량 항목을 대부분 수입에 의존하고 있으며, 특히 가공 곡물과 고기류가 전체 식품 수입 지출에서 가장 큰 비중을 차지함. 2023년 기준, 설탕 수입은 전체 식품 수입의 약 7.5%에 해당하며, 지역 소비패턴에서 곡물과 단백질 기반 품목이 핵심임. 이로 인해 운송비 상승은 식품비 전체에 강력한 전가효과를 유발할 수 있음
 - 식품 수입비용 전망(2024~2050): 기준 시나리오에서도 식품 수입비용은 꾸준히 증가하며, 정책 시나리오에 따라 2030년까지는 최대 +2.3%, 2050년까지는 +4.1% 수준으로 인상될 가능성이 있음
 - 가격 및 소득 탄력성 분석: 곡물과 유지류는 비교적 낮은 탄력성을 보이는 반면, 설탕 및 과일류는 가격 변화에 더 민감함. 이는 생필품일수록 가격 상승 시 소비 감소가 적다는 점(비탄력적 수요)을 시사함
 - 예상 가격 상승 및 수입량 감소: 탄소세 도입으로 인해 곡물류는 최대 5.4%, 육류는 3.9% 가격이 상승할 수 있으며, 이에 따라 일부 품목의 수입량은 1.6~6.2%까지 줄어들 수 있음
 - 후생 손실: 고탄소세 시나리오에서는 소비자 후생 손실이 1인당 연평균 \$63~\$128 수준에 이를 수 있으며, 특히 저소득층이 가장 큰 타격을 받는 것으로 분석됨. 다만, 탄소세 수입을 배분하는 경우 후생 손실의 50% 이상을 보전할 수 있음
- 본 연구는 IMO 중기조치가 카리브해 지역 국가들의 식량안보에 직접적이고 실질적인 위협이 될 수 있음을 정량적으로 입증하였으며, 운송비 상승은 곧 식품 가격과 수입량에 부담을 주고, 저소득층의 후생 저하로 이어질 수 있음을 시사함
- 이에 따라, 탄소세 수입의 재분배 메커니즘을 마련하고, 농업 생산역량 강화 및 식량 자급 전략을 추진하며, 탄소 관련 정책 설계 시 식량안보 민감성 고려가 필요함
- 결론적으로, 기후 대응과 식량안보 목표 간 정합성(alignment)을 확보하려면, 기후 정책이 식품체계에 미치는 영향에 대한 사전적 분석과 대응전략 마련이 필수이며, 국제 협력, 재정 지원, 지역 생산기반 강화, 저소득층 보호 등이 반드시 병행되어야 함

출 처

- [보고서] Caribbean Shipping Lanes. (2025. 3.), “Compilation of Economic Reports Assessing the Impacts of Mid-Term Measures on Caribbean States.”

01

정책 동향 4



[UMAS] IMO 중기조치가 해운부문 에너지 선택 및 e-연료 전환에 미치는 영향

■ 시사점

해운부문 에너지 선택 및 e-연료 전환에 있어 IMO에서 요구하는 “정의롭고 공평한 전환(just and equitable transition)”을 준수하기 위해서는 저소득국 대상 보조금(grant) 또는 양허성 금융(concessional finance)이 필요할 것으로 분석되었음. IMO에서는 향후 기금 배분에 대한 지침을 개발할 예정으로, 저소득국의 연료 전환 지원을 위한 기금 사용에 의견 개진시 참고할 필요가 있음

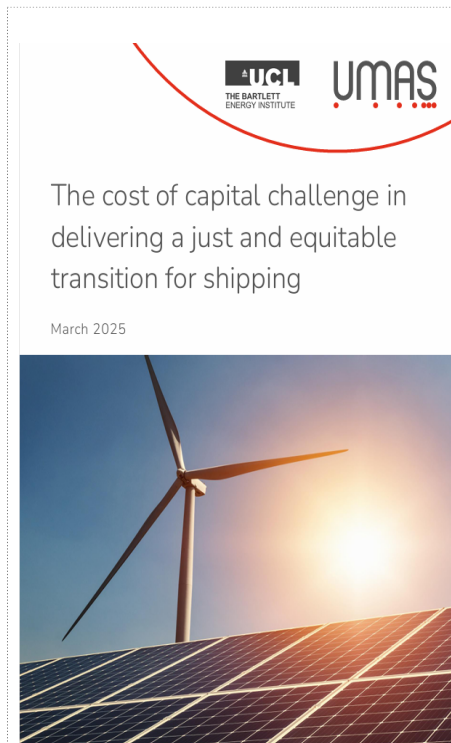
보고서 개요

- 보고서 명 : The Cost of Capital Challenge in Delivering a Just and Equitable Transition for Shipping
- 발간 기관/발간 일자: UMAS (University Maritime Advisory Services) / 2025년 3월
- 주요 내용 :

- 호주 e-암모니아 프로젝트는 낮은 자본비용(WACC 5% 미만)과 높은 금융 레버리지로 인해, 재생에너지 자원이 우수한 브라질, 인도, 아프리카보다 경쟁 우위를 가짐
- IMO의 ‘형평성 무시(equity-blind)’형 지원정책은 개발도상국의 높은 자본비용과 투자제약을 고려하지 않아, 실제로는 선진국 중심 프로젝트만 촉진할 위험이 있음
- 공정한 투자 배분을 위해서는 저소득국 대상 보조금 또는 양허성 금융(concessional finance)이 필요하며, 사례 국가 간 균등한 투자 배분에는 추가로 약 470억 달러 규모의 보조적 자금이 요구됨

- 목차 및 표지

- ① 재생에너지 프로젝트 비용 민감도
- ② 지역별 e-연료 프로젝트의 비용 민감도
- ③ e-연료 프로젝트 지원을 통한 IMO GHG 정책 영향 완화



보고서 요약

- 본 보고서에 따르면, 프로젝트 크기가 비슷한 조건에서도, 브라질, 인도 및 아프리카의 대규모 프로젝트는 호주에 비해 경쟁력이 떨어지는 것으로 나타남. 이는 해당 지역들이 호주와 비슷하거나 더 우수한 재생에너지 자원을 갖고 있음에도 불구하고 발생한 결과임
- 호주가 경쟁 우위를 가지는 이유는 더 높은 레버리지 비율(타인 자본 활용률이 높음)에서 비롯되며, 또한 낮은 부채 비용과 낮은 목표 자기자본 수익률(투자자가 요구하는 수익률)의 혜택을 받기 때문임
- 이러한 자금조달 조건을 종합적으로 고려했을 때, 호주 e-암모니아 프로젝트의 가중평균자본비용*(WACC)은 5% 미만, 브라질/인도는 8~10%, 아프리카는 8~20% 사이로 나타남

* 가중평균자본비용(Weighted Average Cost of Capital, WACC): 기업이 사업을 영위하기 위해 조달한 전체 자본(부채와 자기자본 등)에 대해 각 자본의 조달비용을 자본구성 비율로 가중평균한 값. 즉, 기업이 외부에서 자금을 조달할 때 평균적으로 부담해야 하는 자본의 비용

- 자본비용 차이는 재생에너지 자원 품질의 차이를 충분히 상쇄하며, 호주 프로젝트의 경쟁력을 결정짓는 핵심 요인이라고 할 수 있음
- 또한, 보고서는 균등화 발전비용*계산과 프로젝트 금융 모델링을 적용하였으며, e-암모니아의 장기 생산원가(WACC 기반)는 톤당 약 800달러(NH₃) 수준인 반면, 실제로 프로젝트 금융 투자를 확보하기 위해 필요한 초기 오프테이크 가격**은 톤당 950~1,700달러(NH₃)에 이르는 것으로 나타남

* 균등화 발전비용(Levelised Cost of Energy, LCOE): 발전 설비의 전 수명주기(건설~폐기)에 걸친 비용을 현재가치로 환산한 뒤, 그 기간 동안 생산될 것으로 예상되는 총 발전량으로 나눈 값. 발전 단가의 기초가 됨

- ** 오프테이크 가격(offtake price): 오프테이크 계약***에서, 실제로 상품이나 원자재를 사고팔 때 적용되는 약정 가격
- *** 오프테이크 계약(offtake agreement): 에너지, 광물, 농산물 등 대규모 프로젝트에서 생산되는 상품이나 원자재를 생산자가 구매자에게 일정 기간 동안 미리 정한 조건(가격, 물량 등)에 따라 판매하기로 약속하는 장기 구매 계약

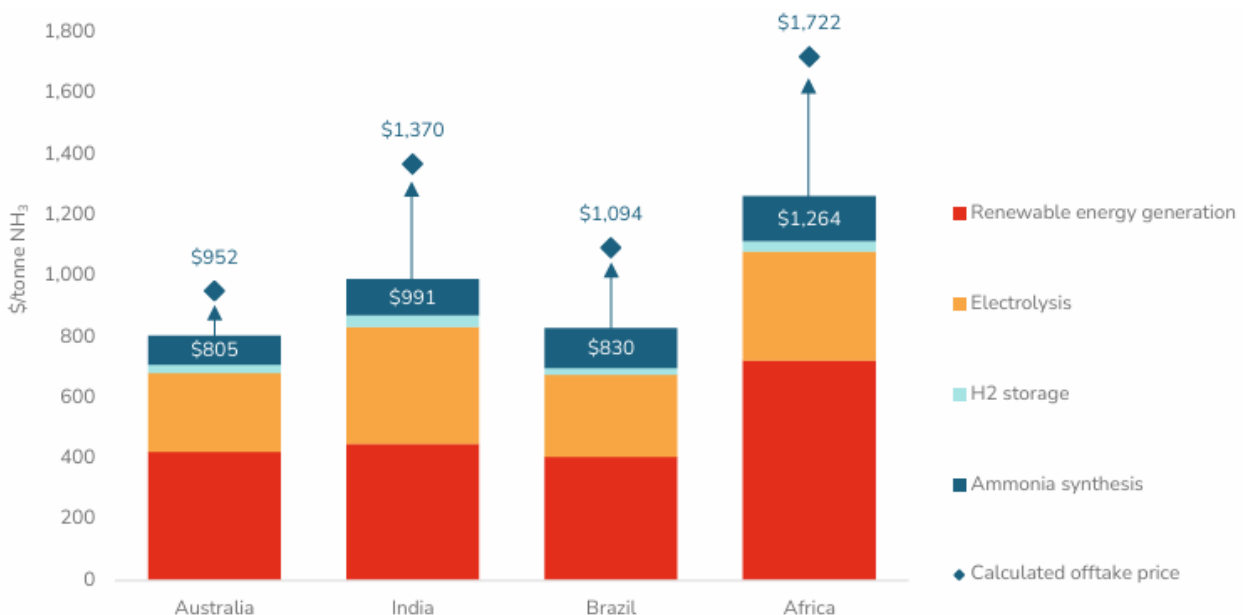


그림 1 국가/지역별 암모니아 생산 단가 및 오프테이크 가격 분석

- 이처럼 초기 투자 유치를 위한 오프테이크 가격이 높은 것은 정책적 지원의 필요성을 분명하게 보여주며, 조기 시장 채택 촉진을 위해서는 확실성과 충분한 보상이 보장되는 정책이 중요하다는 것을 시사함
- 연구에서 선정된 대표지역은 IMO의 에너지 전환 촉진 정책이 ‘형평성 무시(equity blind)’ 보상 메커니즘에 의존할 경우, 이미 개발된 경제권에서 프로젝트가 촉진될 가능성이 높다는 점을 강조하기 위함임. 예를 들어, 단순히 기금 수입을 e-연료 생산 보조금 형태로 수동적으로 배분하는 정책은 선진국 중심의 프로젝트만을 활성화시킬 가능성이 높음
- 이 접근방식은 재생에너지 자원이 더 뛰어난 잠재력을 가지고 있음에도 불구하고, 역량 부족, 자본 부족 또는 높은 자본조달비용 등의 이유로 투자받지 못하고 있는 지역에 대한 저투자 문제를 지속시킬 위험이 있음
- 결국, 이런 정책은 ‘정의롭고 공평한 전환(just and equitable transition)’을 실현하기 보다는, 기존의 불균형을 강화하고 일부 국가들을 배제하는 결과를 낳게 됨
- 이를 고려하여 보고서는 자본 접근성 및 비용 불평등을 해결하기 위한 방법을 평가하였으며, 여기에는 두 가지 수단이 고려됨
 - ① 보조금(grant) – 저소득국가의 프로젝트에 무상 자금 지원을 제공하는 것
 - ② 양허성 금융(concessional finance) – 경제 발전을 위한 시장 금리 이하 대출
- 적절한 조건 하에서 이러한 수단은 투자 배분의 공정성을 확보할 수 있음. 예를 들어, 이 연구에서 선정된 4개 국가/지역에 4,000억 달러의 자본을 공정하게 배분하려면 추가로 470억 달러의 보조금(또는 보조금과 양허성 금융의 조합)이 필요함
- 이처럼, e-연료 투자금이 소득 수준이 다른 국가들에게 고르게 배분하는 것은, 선진국과 비교하여 저소득국이 더 크게 겪게 될 부정적 영향 자체를 해결하는 것은 아니지만, 형평성을 고려하지 않은 보상방식에서 발생할 수 있는 투자 불균형 문제를 최소화할 수 있음
- 즉, 선진국 중심의 투자 흐름을 막아서, 해운의 재생연료 전환으로 인해 발생하는 운송비 증가 부담까지도 저소득국에 더 크게 전가하는 사태를 방지하는 데 기여할 수 있음

도입

- e-연료 생산의 최적 입지를 결정짓는 요소는 여러 가지가 있으며, 우수한 품질의 재생에너지에 대한 접근성은 큰 장점이라고 할 수 있음. 이러한 자원을 보유한 개발도상국들은 지역 및 세계시장에 새로운 에너지 상품을 공급하는 기회를 얻게 되나, 동시에 자본 접근성과 자본비용 측면의 어려움으로 인해 자본 집약적인 프로젝트에서 상대적으로 큰 불리함을 겪을 수 있음
- IMO가 개발도상국의 e-연료 프로젝트를 지원할 경우 다음 두 가지 측면에서 이점이 있음:
 - ①필요한 규모와 시기에 맞춰 지속가능한 연료를 국제해운에 안정적으로 공급할 수 있게 되며, ②동시에 이는 IMO의 목표 중 하나인 정의롭고 공평한 전환(just and equitable transition) 실현에도 기여함

- 즉, 개발도상국이 전환 과정에서 소외되지 않도록 보장하고, 회복력 있는 공급망, 자국 산업의 생존 기반, 항만 인프라의 개선을 실현할 수 있도록 지원 가능함
- 본 연구는 전 세계 재생에너지 프로젝트에 대한 방대한 데이터를 활용하여, 사하라 이남 아프리카 지역의 균등화 발전단가(LCOE)를 브라질, 인도, 호주와 비교하고, 이러한 LCOE가 재생에너지 자원의 품질, 설치 및 건설 비용, 자본비용 등 핵심 변수에 대한 민감도를 분석하였음
- 이후 분석 범위를 확장하여, 수소 생산 및 e-암모니아 합성에 필요한 단계를 추가하고, 프로젝트 금융 모델을 통해 다음 요소들을 함께 평가하였음: ①자본비용 변화가 프로젝트에 미치는 영향, ②사업 추진 기간의 변화가 수익성에 미치는 영향, ③개발도상국의 e-연료 프로젝트가 직면한 문제를 해결하기 위한 정책 지원 방안

재생에너지 프로젝트 비용 민감도

- e-암모니아의 생산은 다음과 같이 세 가지 단계로 구성됨
 - ① 태양광 PV 및/또는 풍력터빈 등으로부터 재생가능한 에너지 생성
 - ② 생성된 전기를 사용하여 전해조를 통해 수소 생산
 - ③ 수소와 질소를 결합하여 암모니아 생산
- IRENA의 2023년 재생에너지 발전비용 보고서를 기반으로 주요 변수에 따라 검토한 각국/지역별 재생에너지 프로젝트의 비용 민감도는 아래와 같음
 - ① 설치비용(Installation Cost): 프로젝트가 운영 단계에 도달하기까지의 총비용(장비 설치비용, 기획 비용, 공급망 마진, 고정 금융비용 등 포함)으로, 데이터는 국가 간 비용 차이의 원인과 각 국가 내 비용 변동 범위를 보여줌

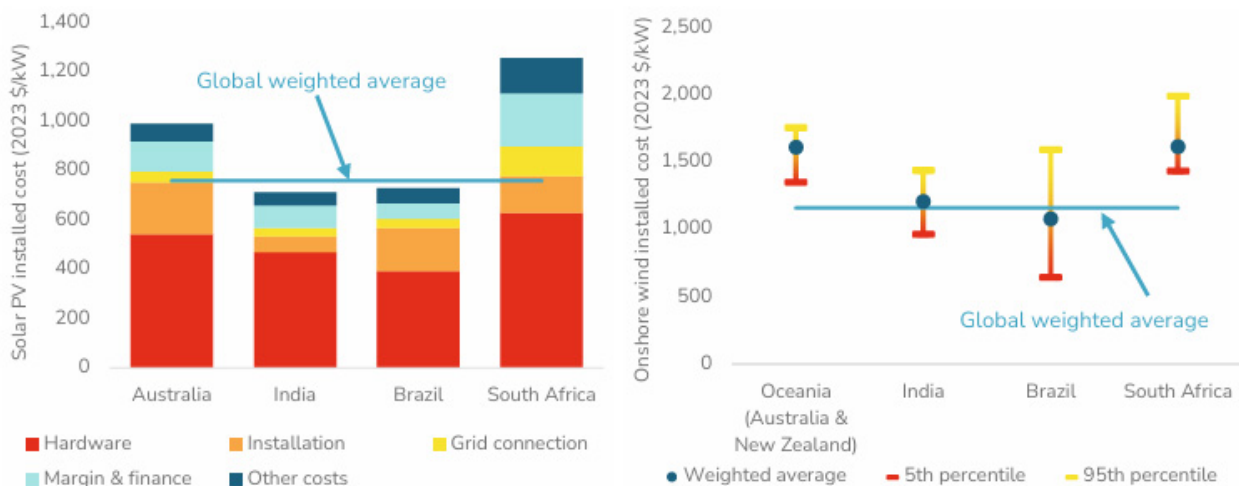


그림 2 2023년 기준 남아공, 브라질, 인도, 호주의 총 설치비용의 차이(왼쪽: 태양광, 오른쪽: 육상풍력)

- [그림 2]의 왼쪽은 2023년 기준 태양광 프로젝트의 총 설치비용 분포를 보여줌. 국가 간 설치비용에 상당한 차이를 보이며, 국가 내에서도 비용이 다양하게 분포하고 있음. 또한, 자본비용의 수준(고정 금융비용, 자기자본 요구 수익률 등)이 공급망 전반에 영향을 미치고 있음을 보여줌

- [그림 2]의 오른쪽은 2023년 육상풍력 프로젝트의 총 설치비용 분포를 보여줌. 한 국가 내에서 설치비용에 차이가 나는 이유는 프로젝트 규모, 풍력터빈 크기, 입지 특유의 제약 등이 있음. 그러나, 이러한 설치비용의 변동성은 국가/지역별 LCOE를 일반화하여 추정하는 한계가 있으며, 실제 개별 프로젝트 수준에서는 실현 가능한 LCOE가 과소 또는 과대 평가될 수 있다는 점이 강조됨

② 자본비용(Cost of Capital): 프로젝트에 자금을 조달하는데 소요되는 총비용(debt)과 자기자본(equity)으로 구성되며, 이를 통합하여 WACC로 표현) 선진국과 개발도상국 간의 명확한 격차 및 최근 인플레이션의 영향 차이가 드러남

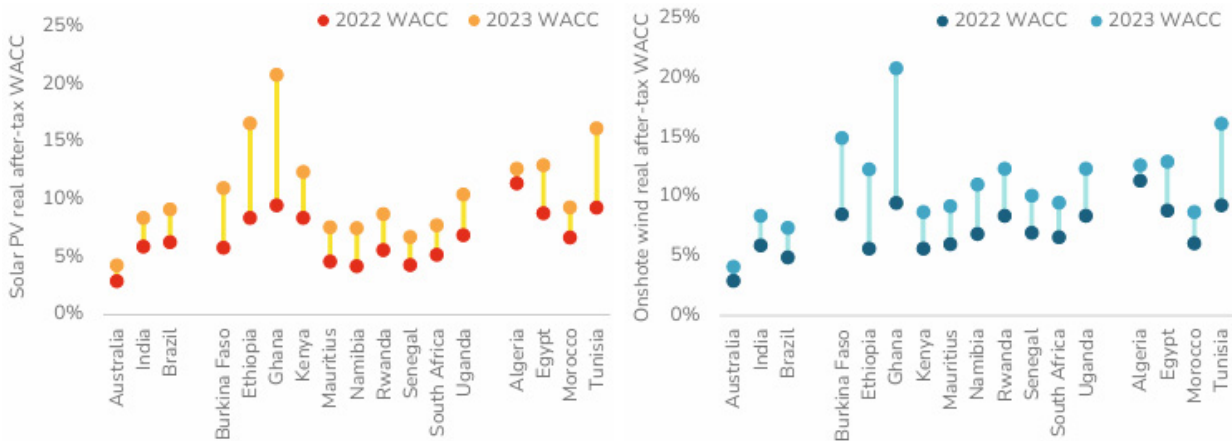


그림 3 2022-2023년 태양광(좌) 및 육상풍력(우) 프로젝트의 실질 세후 가중평균자본비용(WACC) 추정치

- [그림 3]은 선진국(예: 호주)과 개발도상국 간의 자본비용(WACC) 격차를 보여줌. 아프리카국 간에도 큰 편차가 관찰되며, 일부 국가는 재생에너지 프로젝트 자체가 부족하거나 관련 데이터가 제한적이기 때문에 추정치의 신뢰도에 영향을 줄 수 있음. 이와 함께 2022~2023년 인플레이션 시기와 그에 따른 금리 상승 및 국가별 위험 변화에 대해 국가별로 결과가 상이한 점도 드러남

③ 설비 이용률(Capacity Factor): 재생에너지 자원의 품질을 나타내는 지표(최대 발전량 대비 실제 연간 발전량의 비율). 비교 대상 국가들은 일반적으로 전 세계 WACC보다 우수한 재생에너지 자원 품질을 보임

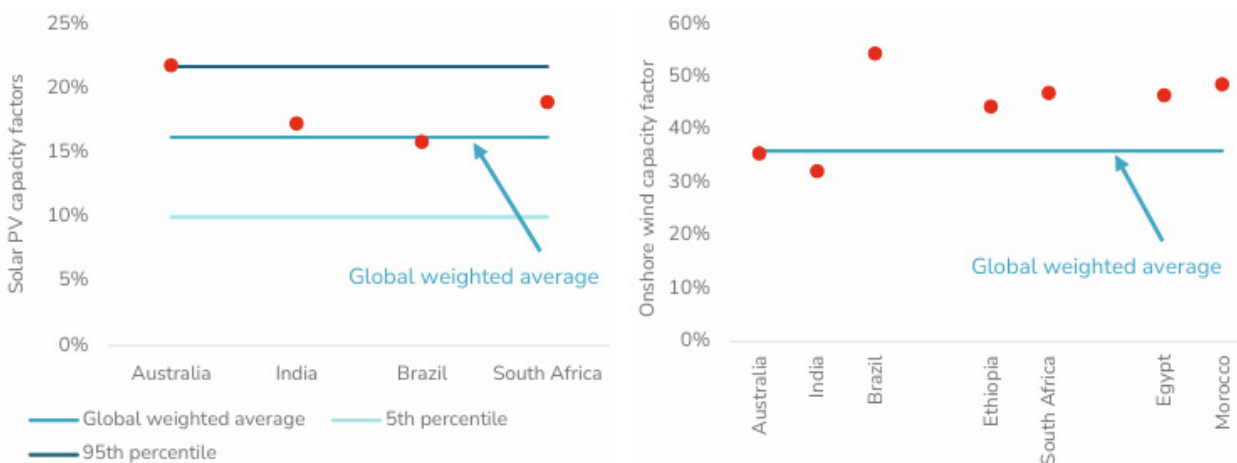


그림 4 2023년 태양광 및 풍력발전의 평균 설비 이용률

- 태양광 또는 풍력설비의 경우, 설치 위치의 기후 및 날씨 패턴에 따른 영향이 크며, 국가 간뿐만 아니라 국가 내 지역 간에도 차이를 보일 수 있음. 태양광의 경우, 설비 이용률은 상대적으로 좁은 범위 내에서 분포하며, 2023년 전 세계 가중 평균 태양광 설비 이용률은 16.2%로 추정됨. 호주, 브라질, 인도, 남아공의 수치는 이 범위의 상위 구간에 위치함
- 육상풍력의 경우, 설비 이용률의 분포는 더 넓으며, 호주, 브라질, 인도의 풍력 프로젝트는 전 세계 가중 평균과 유사하거나 그 이상인 것으로 나타남. 또한, 아프리카 일부 국가의 가용 데이터를 통해서도 대륙 전반에 양질의 풍력 자원이 존재함을 확인할 수 있음
- 균등화 발전단가(LCOE)는 재생에너지 시스템의 전체 생애주기 동안 총비용의 현재가치(Net Present Value, NPV)를 동 기간 총 에너지 생산량 현재가치(NPV)로 나눈 값임. 또한, WACC를 할인율로 사용하여 미래 비용과 생산량을 현재가치로 환산함. 즉, 하나의 에너지 시스템이 에너지를 생산하는 데 드는 평균 단가를 의미함
- LCOE에서 고려해야 하는 주요 요소는 설치비, 설비 이용률, 자본비용이며, 에너지원 유형 간 또는 국가/지역 간 비용 비교에 활용됨

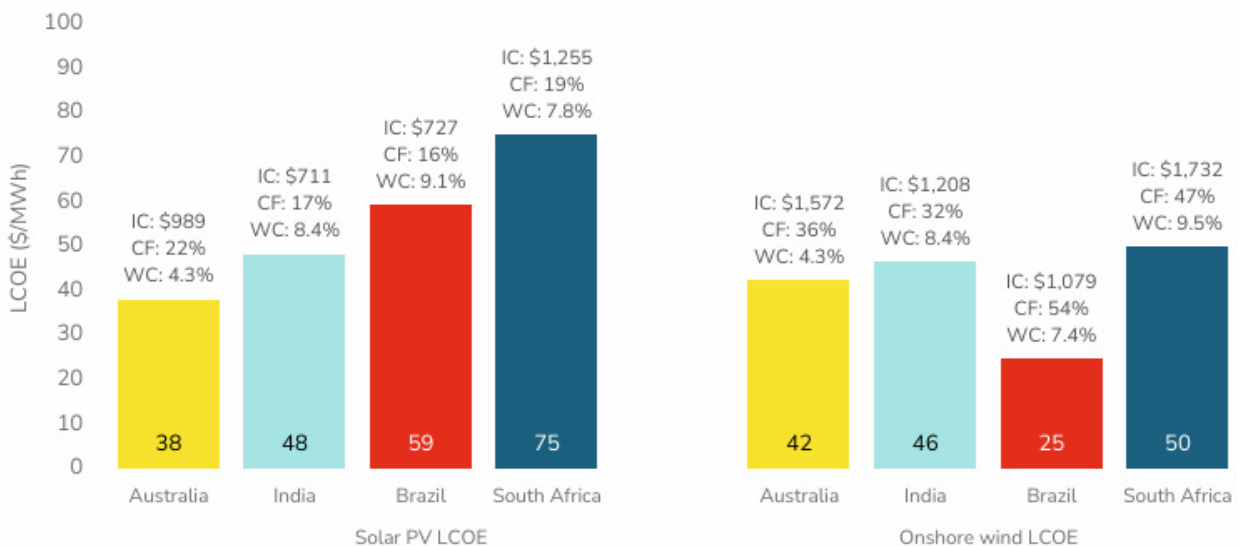


그림 5 2023년 태양광 및 육상풍력 LCOE - 설치비용(IC), 설비 이용률(CF), 자본비용(WC) 반영

- 예를 들어, [그림 5] 우측에서 브라질과 호주의 육상풍력 LCOE를 비교해보면, 브라질은 WACC가 더 높음에도 불구하고, 높은 설비 이용률과 낮은 설치비용으로 인해 호주보다 LCOE가 훨씬 낮게 나타남
- 반면, [그림 5] 좌측에서 브라질과 인도의 태양광 설치비용은 유사하지만, 브라질은 WACC가 더 높고 설비 이용률이 소폭 낮아 인도보다 LCOE가 더 높음
- LCOE가 각 변수(설치비용, 설비 이용률, WACC) 변화에 얼마나 민감한지 분석하기 위해서는 하나의 요소를 고정하고, 나머지 두 요소를 변화시키는 방식이 필요함
- [그림 6]에 따르면, WACC가 높을수록(이는 할인율로 적용) 설치비 및 설비 이용률의 변화에 따른 LCOE 민감도가 더 크게 증가함. 태양광의 경우, 실현가능한 설비 이용률 범위가 상대적으로 좁기 때문에, 프로젝트의 경제성은 WACC 변화에 더욱 민감하게 반응함

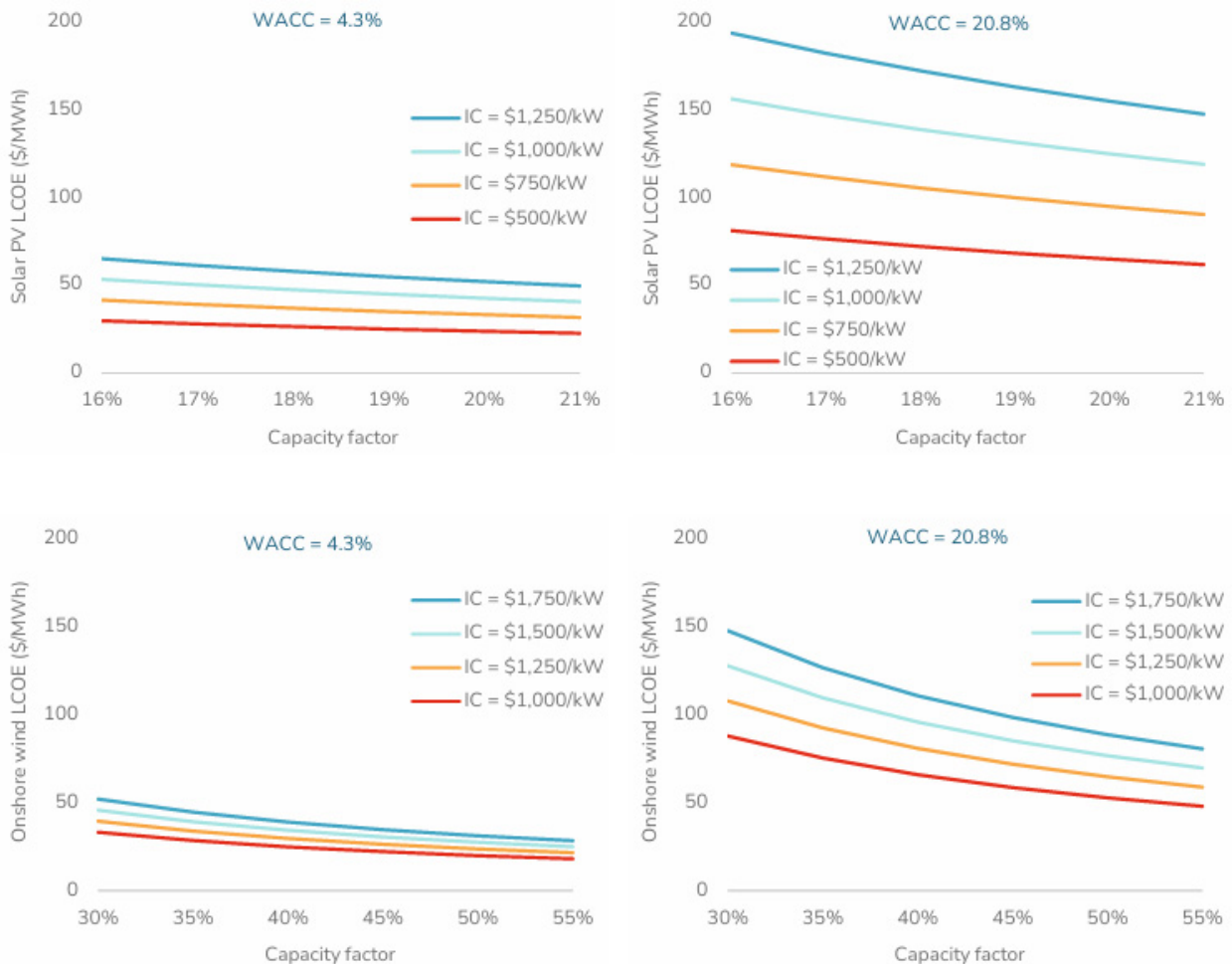


그림 6 설치비용(IC) 및 WACC 범위에 따라 도출된 태양광(위) 및 육상풍력(아래) LCOE- WACC 4.3%(좌), 20.8%(우)

- 반면, 육상풍력은 설비 이용률의 변동 폭이 넓기 때문에, 양질의 풍력 자원에 접근할 경우 LCOE를 낮출 수 있는 잠재력이 더 큼
- 그러나, 설치비용이 낮은 조건이더라도, 일부 아프리카 국가에서처럼 WACC가 높은 경우, 해당 프로젝트는 여전히 경쟁력을 갖기 어려울 수 있음

지역별 e-연료 프로젝트의 비용 민감도

[설치비용, 설비 이용률 및 WACC가 상이한 조건에서의 e-암모니아 프로젝트 모델링]

- 호주, 브라질, 인도, 아프리카 지역에서의 e-암모니아 생산을 비교하기 위해, 연간 100만 톤의 e-암모니아를 생산하는 동등한 규모의 대형 프로젝트를 가정하여 모델링을 수행함
- 이 모델에서는, 해당 생산설비에 공급되는 재생에너지가 태양광과 육상풍력의 동일한 비율로 구성된다는 가정을 적용하되, 국가별 설치비용 및 설비 이용률은 각국 고유의 수치를 적용함

- 본 분석의 목적은, 국가별 e-암모니아 생산비용의 정확한 우열을 가리는 것이 아니라, 다른 조건이 동일하더라도, 자금 접근성과 자본비용(WACC)의 차이가 경쟁력에 결정적 역할을 한다는 점을 강조하는 데 있음. 본 분석을 통해 도출된 다섯 가지 위험 요소는 다음과 같음
 - ① 관할권 위험(jurisdiction risk): 정치적, 법적, 사회적 불안정성과 같은 국가 단위의 위험
 - ② 채무불이행 위험(default risk): 오프테이커(구매자)가 구매 계약을 이행하지 못할 위험
 - ③ 환율 위험: 환율 변동으로 인해 자본 제공자가 수익에 영향을 받는 위험. 재생에너지 프로젝트는 일반적으로 환율 위험에 노출되지만, e-암모니아 프로젝트는 자금조달 통화와 오프테이크 계약 통화가 동일할 경우 이 위험을 회피할 수 있음
 - ④ 시장 위험: e-암모니아를 계약 없이 시장에 판매하거나, 기존 오프테이크 계약 종료 이후 시장 가격에 따라 수익이 달라지는 위험. 국가 재생에너지 프로젝트는 장기 오프테이크 계약이 일반적이므로, 이와 같은 위험이 상대적으로 낮을 수 있음
 - ⑤ 기술(건설/운영) 위험: 재생에너지와 암모니아의 경우 기술이 검증되어 비용이 크게 절감되었으나, 전해조의 경우 상업적으로 구축된 사례가 없으므로, 건설 중 지연 또는 비용 초과, 운영 시 기대 이하의 효율 또는 예상보다 높은 운영 및 유지보수 비용 등이 발생할 수 있음
- [표 1]에서 확인 할 수 있는 바와 같이, e-암모니아 생산비용을 프로젝트 수명주기 전반에 모델링하기 위해, 단순히 WACC를 적용하여 현금흐름과 생산량을 할인하는 방식보다 더 정교한 자금조달 구조*를 반영함

* 대출 기간 및 규모, 부채 비용, 목표 자기자본 수익률 등

표 1 e-암모니아 생산 프로젝트 비교 분석을 위한 자금조달 관련 주요 가정

	Australia	India	Brazil	Africa
Loan tenor (duration of borrowing period)	15 years	15 years	15 years	15 years
Leverage (proportion of debt as % of construction cost)	80%	70%	55%	45%
Cost of debt (interest rate charged on debt)	5%	8.5%	10.0%	12.0%
Target equity return (for the residual capital that is not debt)	7.5%	13.0%	14.0%	15.5%
Corporate tax rate	30%	30%	34%	27%
Derived WACC	4.3%	8.1%	9.9%	12.4%

- [표 2]에서는 LCOE 계산방식과 유사하게, 수소 및 e-암모니아의 균등화 생산비용(LCOH, LCOA)도, 설비의 수명기간 동안의 자본비용 및 운영비용을 할인한 뒤, 할인된 총 생산량으로 나누는 방식으로 산정함. [표 1]에서 도출한 WACC 수치를 활용하여 각 생산 단계별 비용 및 생산량을 할인함

표 2 국가/지역별 프로젝트 사양 및 추정 LCOE, LCOH, LCOA

		Australia	India	Brazil	Africa
Solar PV capacity	GW	1.9	2.4	2.6	2.2
Solar PV capacity factor		22%	17%	16%	19%
Solar PV installation costs	\$/kW	989	711	727	1,255
Onshore wind capacity	GW	1.7	1.9	1.1	1.3
Onshore wind capacity factor		36%	32%	54%	47%
Onshore wind installation costs	\$/kW	1,572	1,208	1,079	1,732
Assumed electrolyser load	Hours/year	3,498	3,123	5,048	4,449
Electrolyser capacity	GW	2.5	2.8	1.7	1.9
LCOE	\$/MWh	41	46	43	78
LCOH	\$/kg H ₂	3.5	4.4	3.7	5.9
LCOA	\$/tonne NH ₃	805	991	830	1,264

- [표 2]에서, 브라질의 경우 낮은 설치비용과 우수한 육상풍력 자원 덕분에, WACC의 차이에도 불구하고 LCOE가 호주와 유사한 수준으로 도출됨.

- 또한, 높은 설비 이용률은 전해조의 활용도를 증가시키고, 필요한 전해조의 크기를 작게 만들어 전체 투자비용 절감이 가능함. 이러한 효과로 인해, 브라질은 자본 집약적인 공정 구조와 상대적으로 더 높은 WACC를 가지고 있음에도 불구하고, LCOH와 LCOA를 호주와 유사한 수준으로 맞출 수 있음

[프로젝트 파이낸스 모델을 적용한 e-암모니아 생산 분석: 자본비용에 대한 민감도 부각]

- 균등화 비용 모델링은 프로젝트 수명 동안 비용에 일정한 할인율(WACC)을 적용하여 해당 비용의 현재가치를 추정하는 방식임. 이 접근법은 부채 및 자기자본 투자자에게 발생하는 현금 흐름의 시점이 비례적으로 분포한다고 가정함
- 본 연구에서는 상기 [표 1]에서 도출한 WACC를 기반으로 산정된 [표 2]의 균등화 비용 외에도, 프로젝트 파이낸스 모델을 적용할 경우 e-암모니아 생산의 상대적 경쟁력이 어떻게 달라지는지를 함께 평가함
 - 기준 시나리오에서는 프로젝트 개발 단계와 건설 단계를 포함하여 총 7년간*의 기간으로 모델링함
 - * 기술 설계(1년, 건설 비용의 1%), 최종 투자 결정(3년, 건설 비용의 4%), 건설(3년, 건설 비용의 95%)
- 자기자본은 부채보다 먼저 전액 집행되며, 플랜트가 운영을 시작한 이후에는 15년 동안 부채를 상환하는 것으로 모델링됨. 이 상환 기간은 초기 오프테이크 계약 기간(15년)과 일치하도록 설정됨
- 생산시설의 경제적 수명은 25년으로 가정되며, 마지막 10년간은 오프테이크 계약 없이 시장가격에 따라 e-암모니아가 판매(톤당 \$1,000)되는 것으로 함

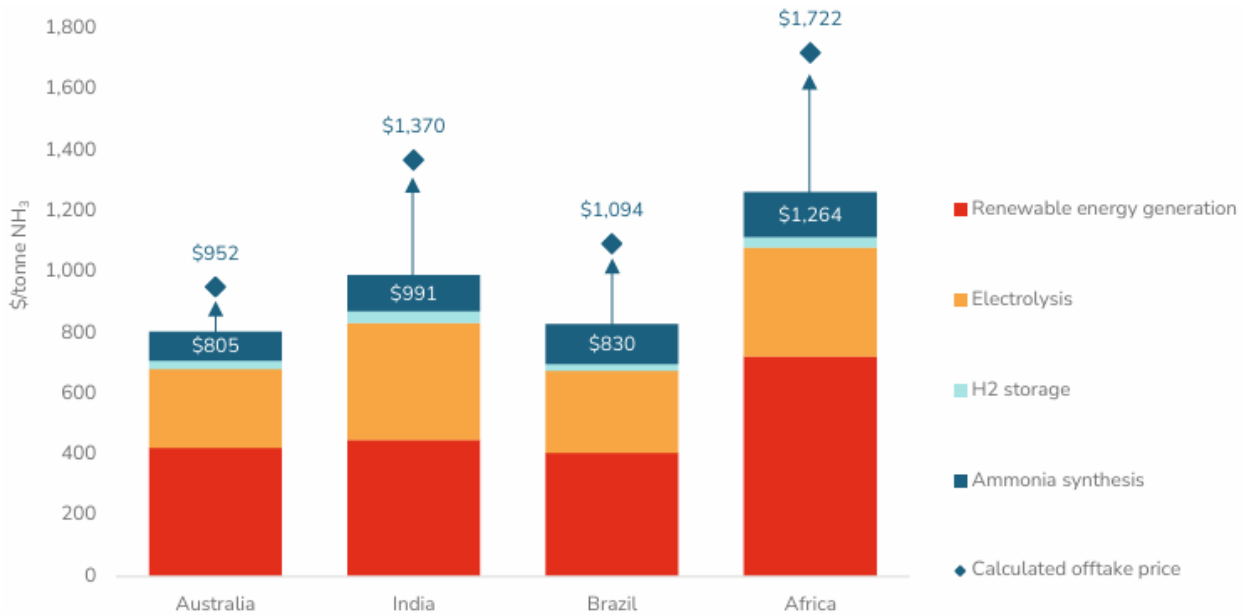


그림 7 국가/지역별 균등화 암모니아 생산 단가 및 오프테이크 가격 분석

- 프로젝트 파이낸스 모델을 적용할 경우, 프로젝트 초기 15년간 e-암모니아 오프테이크에 필요한 가격은 항상 WACC를 기반으로 산출한 LCOA 추정치보다 높게 나타남. 이러한 차이는 수익이 발생하기 전까지의 개발 및 건설 리드타임, 부채와 자기자본의 상환기간이 서로 다른 점, 마지막 10년간의 시장가격 변동 위험으로 인해 발생함
- 또한, WACC가 높을수록 이 격차는 더 커짐. 예를 들어, 브라질의 LCOA가 호주와 유사한 수준으로 나타났더라도, 실제 산출된 오프테이크 가격은 호주보다 15% 더 높은 수준으로 요구됨
- 아프리카의 경우에는, 가장 낮은 레버리지와 가장 높은 자본비용을 가지며 비생산적인 건설 기간 동안 자기자본의 잠금(lock-up) 비중이 가장 크므로, 이로 인해 가장 큰 절대적 비용 불이익을 겪음. 예를 들어, 아프리카에서 프로젝트가 1년 지연될 경우, 요구되는 e-암모니아 오프테이크 가격이 연간 10%씩 증가함. 반면, 동일한 프로젝트가 호주에서 지연될 경우, 가격 상승률은 연 5% 수준임
- 전반적으로, 다른 변수들을 일정하게 유지한 상태에서 수행된 이 분석은 동등하거나 유사한 프로젝트라도 지역에 따라 산출되는 오프테이크 가격에 큰 차이가 발생함을 보여줌. 특히, 부채 조달 접근성이 떨어지고 자본비용이 높은 국가들에서 그 격차가 두드러짐
- 사용된 설비 이용률은 해당 지역의 ‘순(raw)’ 재생에너지 자원 품질(태양광 및 육상풍력)을 기반으로 하였으며, 이 기준만을 보면 아프리카 프로젝트는 경쟁력이 높아야 함. 그러나, 프로젝트 파이낸스 모델에 자본의 종류 및 자본비용을 반영하는 순간, 실제로 투자 결정을 유도하기 위해 확보해야 하는 오프테이크 가격은 지역 간에 극명한 차이를 보임
- 예를 들어, 아프리카 프로젝트가 투자 결정에 도달하려면 호주산 e-암모니아 대비 약 80% 더 높은 가격을 지불할 의향이 있는 고객(예: 벙커링 수요자)을 찾아야 함. 현실적으로, 이는 아프리카 프로젝트들이 오프테이크 계약 확보에 실패할 가능성이 높으며, 그 결과 자금조달 자체가 무산되거나, 채무불이행 위험을 감수해야 할 가능성이 크다는 것을 의미함

[개발도상국의 프로젝트 투자를 촉진하기 위해 필요한 유형과 규모의 지원]

- 보조금 및 양허성 금융은 개발도상국 프로젝트가 직면한 자금조달의 불리함을 완화하는 데 도움을 줄 수 있음
 - 모델링된 사례에서, 호주는 가장 낮은 오프테이크 가격을 요구하는 국가로 나타났으며, 이에 따라 본 연구에서는 호주를 기준으로 삼아 e-연료 생산 잠재력은 높지만 자본 접근성 부족 또는 자본비용이 높은 국가들에 필요한 지원 형태와 규모를 검토함
- 우선, 선진국(예: 호주)과 기타 국가들 간 설치비용 차이를 줄이기 위한 지원 수단의 효과를 검토하기 위해, 건설 2년 차에 브라질, 인도, 아프리카에 보조금을 투입하는 시나리오를 설정함
- 그리고, 각국의 오프테이크 가격이 호주 수준과 같아지도록 하기 위해 필요한 보조금의 규모를 산정함. 이 보조금은 손실 우선순위(first loss)를 갖는 무수익 자기자본(zero-return equity)으로 설계되어 이를 통해 건설 위험에 대한 투자자의 노출을 줄이고 보다 낮은 위험 수준의 자기자본 참여 유도를 기대할 수 있음
- 연간 100만 톤의 e-암모니아를 생산하는 설비를 기준으로, 오프테이크 가격 차이를 상쇄하는 데 필요한 보조금의 규모는 [표 3]과 같음

표 3 호주, 브라질, 인도, 아프리카 간 오프테이크 가격 차이를 해소하기 위한 보조금 규모
(양허성 금융 미적용 및 적용 시 비교)

		Australia	India	Brazil	Africa
양허성 금융 미적용	Upfront capital investment (\$m)	8,680	7,743	5,807	7,541
	Required offtake price without any grant or concessional lending (\$/tonne NH ₃)	952	1,370	1,094	1,722
	Grant needed to bring required offtake price in line with Australia if no concessional lending (\$m)	-	1,274	396	1,922
	Grant as % of upfront capital investment	-	16%	7%	25%
양허성 금융 적용	Grant needed to bring required offtake price in line with Australia with concessional lending at rates equivalent to Australian leverage / cost of debt (\$m)	-	733	-	872
	Grant as % of upfront capital investment with concessional lending	-	9%	-	12%

- 또한, 보조금과 양허성 금융을 결합하는 방식도 검토되었음. 이 경우, 호주에서 적용된 동일한 금융조건(레버리지 80%, 부채금리 5%)을 브라질, 인도, 아프리카에 동일하게 적용하였음. 이러한 조건에서 호주 수준의 오프테이크 가격에 도달하기 위해 필요한 보조금의 규모를 다시 계산한 결과는 다음과 같음
 - 브라질: 높은 레버리지와 낮은 대출금리가 적용되자, 보조금이 전혀 필요하지 않게 됨
 - 인도 및 아프리카: 양허성 금융 도입으로 인해, 필요한 보조금 규모가 대략 절반 수준으로 감소

- IMO 2023 온실가스 전략의 목표 달성을 위한 충분한 e-연료 생산량을 확보하려면, 2030년까지 약 4,000억 달러 규모의 자본이 조달되어야 함. 이 자본이 본 연구에서 사용한 4개 국가/지역(호주, 브라질, 인도, 아프리카)에 균등하게 배분된다고 가정할 경우, 각 프로젝트에 필요한 보조금 수준은 국가별로 4,000억 달러 중 해당 비율로 추정하여 계산(extrapolation)할 수 있음
- [표 4]에서는 이러한 계산의 결과를 요약함. 양허성 금융이 없는 경우, 2030년까지 필요한 누적 보조금 총액은 약 470억 달러 수준임. 반면, 적절한 규모의 양허성 금융이 제공되는 경우, 필요한 보조금 수준은 약 210억 달러로 감소함

표 4 4,000억 달러 규모의 자본 투자 촉진을 위한 총 보조금 규모(양허성 금융 미적용 및 적용 시 비교)

	Australia	India	Brazil	Africa
Share of total capital invested	25%	25%	25%	25%
Total grant amount needed to bring required offtake price in line with Australia if no concessional lending (\$bn)	-	17	5	25
Total grant amount needed to bring required offtake price in line with Australia with concessional lending at rates equivalent to Australian leverage / cost of debt (\$bn)	-	10	-	11

e-연료 프로젝트 지원을 통한 IMO GHG 정책 영향 완화

- IMO 2023 온실가스 전략 채택 이후, 유엔무역개발회의(UNCTAD)는 IMO의 요청으로 다양한 정책 시나리오가 국가에 미칠 영향을 분석하였음. 해당 분석에 따르면, IMO의 GHG 정책은 역진적(regressive) 영향을 초래할 수 있으며, 특히, 저소득국, 최빈개도국(LDCs), 아프리카 및 군소도서국(SIDS)이 운송비 증가로 인해 가장 큰 부정적 영향을 받게 될 것으로 분석됨
- 이로 인해 다음과 같은 질문이 제기될 수 있음: “UNCTAD가 분석한 바와 같이, 연료 전환으로 인한 운송비 일반 상승이 초래하는 위험을 고려할 때, 재생가능 연료 생산에서의 기회 제공이 저소득국에 일정 수준의 보상이 될 수는 없는가?”
- 이는 IMO 전략에 명시된 여러 정의로운 전환을 보장하라는 요구에 부합하며, 그 내용에 실질적인 가치를 더하는 것임. 물론, e-연료 투자의 공평한 배분이 곧바로 저소득국이 직면한 모든 부정적 영향을 해소하는 것은 아니지만, 형평성을 고려하지 않는 보상체계가 기존의 불균형을 더욱 심화시키는 것을 막는 데에는 충분히 기여할 수 있음

출 처

- [보고서] UMAS, “The Cost of Capital Challenge in Delivering a Just and Equitable Transition for Shipping” (2025.3.)
- [보고서] World Bank Group, “Scaling Hydrogen Financing for Development” (2024.2.)
- [보고서] IRENA, “Renewable Power Generation Cost in 2023” (2024.9.)
- [보고서] IRENA, “Renewable Power Generation Cost in 2022” (2023.8.)
- [보고서] Getting to Zero Coalition, “Climate Action in Shipping 2024” (2024)
- [기사] UCL Shipping and Oceans Research Group, “New analysis shows a shifting landscape with strong support for a carbon price to reduce GHG emissions from shipping” (2025.2.)
- [기사] REGLOBAL, “Renewables Remain Critically Underfunded in Africa: Zero Carbon Analytics” (2023.11.)
- [기사] Environmental Defense Fund, “Shipping can reduce climate pollution and draw investment into developing countries” (2019.5.)
- [기사] Global Maritime Forum, “The scale of investment needed to decarbonize international shipping” (2020.2.)



기술동향 02

- ① [ICCT] 국제해운에서 온실가스 배출과 대기오염(2016~2023년) ————— 78
- ② [DNV] 대체연료 안전성(암모니아, 수소를 선박연료로서 중점 분석) ————— 85
- ③ [CMA CGM] 메탄올 및 암모니아 선박연료의 전과정 평가 ————— 93
- ④ [ABS] 신조선의 이중연료(LNG, 메탄올, 암모니아) 추진 시스템 적용 검토 ————— 99



[ICCT] 국제해운에서 온실가스 배출과 대기오염(2016~2023년)

■ 시사점

국제 환경규제 강화 이후, 선박 전반의 효율은 향상되었지만 해운 운송량 증가로 인해 전체 온실가스 배출량은 여전히 증가하고 있으며, LNG 사용 확대는 메탄 슬립에 따른 추가 온실가스 배출을 유발함. 이처럼 단순한 연료 전환이나 운항효율 개선만으로는 실질적인 감축 효과가 한계가 있으므로, 향후 해운 탄소중립 전략은 무배출 연료 확산, 메탄 관리기술 강화, 단기 온난화 물질 규제 확대를 중심으로 정책 전환이 필요함

보고서 개요

- 보고서 명 : Greenhouse gas emissions and air pollution from global shipping, 2016–2023
- 발간 기관 : The International Council on Clean Transportation (ICCT)
- 발간 일자 : 2025년 4월
- 주요 내용 :

- IMO는 2050년경 해운부문 온실가스 넷제로를 목표로 하며, 2030년과 2040년 중간 감축목표를 설정함
- 2023년 해운부문 온실가스 배출량(CO_{2e})은 약 9억1,100만 ~9억 2,500만 톤으로, 이 중 86%는 국제해운에서 발생함
- 2016~2023년 동안 해운 배출량은 12% 증가했고, LNG 연료 사용 확대에 따라 메탄(CH₄) 배출이 2.5배 이상 급증함

■ 목차 및 표지

- ① 서론
- ② 배경
- ③ 방법
- ④ 결과
- ⑤ 모델 유효성
- ⑥ 결과



배 경

- 제4차 IMO 온실가스 연구는 2012~2018년 선박의 온실가스 배출량을 재추정하고, 2008년 기준선을 재조정함. 해당 기간 동안 선박이 배출한 이산화탄소환산량(CO_{2e})은 약 10% 증가했으며, 블랙카본은 12%, 메탄은 150% 증가함. 메탄 증가는 LNG 추진 선박의 확산과 메탄 슬립 현상 때문임. 탄소집약도의 경우, 전반적으로 개선되었으나, 절반 이상은 2012년 이전에 이루어졌고 2015년 이후로는 연 1~2% 수준에서 정체됨
- IMO 2023 온실가스 전략은 이전보다 훨씬 높은 감축목표를 설정함. 2050년경 Net-zero를 목표로 하며, 2030년까지 탄소집약도 40% 감축 및 배출량이 제로 또는 거의 제로에 가까운 연료 비중 5% 이상(목표 10%) 확보를 포함함. 총배출량은 2008년 대비 2030년까지 최소 20%(목표 30%), 2040년까지 70%(목표 80%) 감축을 목표로 함. ICCT는 국제해운이 현 전략 경로를 따르면 1.5°C 탄소 예산은 2032년경 초과하겠지만, 1.7°C 이내 목표는 달성 가능할 것으로 분석함
- IMO는 2019년부터 5,000GT 이상 선박에 대해 연료 소비, 운항 거리, 시간 등의 데이터를 수집하는 DCS 제도를 시행함. EU는 2018년 MRV 시스템을 도입하여 EU 항만을 오가는 선박의 연료 및 이산화탄소 배출량을 연 1회 보고하도록 의무화함. 중국도 2022년부터 400GT 이상 선박의 항차별 에너지 소비 데이터를 보고하도록 의무화함
- 코로나19는 해운 수요와 배출에 큰 영향을 미쳤음. 2020년 국제해상무역은 3.8% 감소했고, 2021년에는 3.2% 반등함. 2021년 항만 혼잡과 노동력 부족으로 항만 기항 수는 2019년 대비 감소함. UNCTAD에 따르면, 선박의 이산화탄소 배출량은 2020년 9월경 팬데믹 이전 수준으로 회복되었지만, 탄소집약도 개선은 정체 상태임

방 법

- SAVE(Systematic Assessment of Vessel Emissions) 모델은 제4차 IMO 온실가스 연구와 일관된 방법론을 따르며, 자동식별시스템(AIS) 및 선박 특성 데이터는 Spire, S&P Global, Global Fishing Watch에서 수집함
- 데이터 입력은 다음과 같이 이루어짐
 - 선박 규모 변화에 맞춰 DWT, TEU, CBM, GT 기준의 선박 크기 범주를 조정하였고, 연료 종류는 중유(HFO), 선박용 디젤유(MDO), 액화천연가스(LNG) 외에 저유황유(VLSFO) 및 메탄올을 추가함
 - 엔진은 실제 연료 특성과 메탄 배출량을 정확히 반영하기 위해 LNG 추진 엔진을 세분화하여, 고압 이중연료 엔진(HPDF) 2행정, 저압 이중연료 엔진(LPDF) 4행정/2행정, 가스터빈, 증기터빈 등으로 구분함
 - 속도 데이터는 과거 서비스 속도를 최대 속도로 오인한 오류를 보완하여, 이번 연구에서는 명확한 최대 속도 필드를 사용해 추정 정확도를 향상함
 - 연료 소비량 추정은 기존 이산화탄소 기반 방식에서 부하별 시간당 연료 소비율 방식으로 개선하여 현실성과 정확도를 높였음

- 황산화물(SO_x) 배출은 스크러버(EGCS)를 사용하는 선박의 경우, 최소 규제 준수 수준으로 배출계수를 설정하였으며, 국가별 규제는 고려하지 않음
- 메탄 슬립은 LNG 추진 LPDF 4행정 엔진의 경우, 실측 결과(평균 6.4%)를 반영하여 기존 IMO 가정치(3.5%)보다 높은 수치를 병행 적용함
- 메탄올 배출계수는 IMO 기준을 따르며, 메탄올 추진선은 전 세계에 약 31척으로 규모가 작아 전체 모델 결과에 미치는 영향이 제한적임. 추후 데이터 축적에 따라 SAVE 업데이트 예정임
- 이산화탄소환산량 및 지구온난화지수(GWP) 적용은 IPCC 제6차 평가보고서와 최신 연구값을 반영하여, 블랙카본 포함 온실가스 배출을 통합적으로 산정함
- 보조 전력 수요 및 대기오염 정책은 IMO 기준에 맞춰 각 운항 단계별 출력값을 조정하고, 2016~2023년의 주요 규제 변화를 반영함

결 과

[온실가스 배출 동향]

- 2023년 전 세계 해운업의 TtW 기준 온실가스(CO_{2e}100)은 약 9억 1,100만 톤(1.7%)으로, 이 수치만으로도 해운이 세계에서 9번째로 큰 온실가스 배출국에 해당할 정도임
 - 전체 온실가스 배출 중 해운업이 차지하는 비중은 2016년~2023년에 약 1.7% 수준으로 유지되었는데, 이는 전 세계 배출량이 전반적으로 증가했기 때문임. 2020년에는 코로나19의 영향으로 대부분 부문에서 배출량이 줄었으나, 어업 부문은 유일하게 감소하지 않고 소폭 증가한 것으로 나타남[표 1]
- 전 세계 이산화탄소 배출량(약 390억 톤) 중 약 9억 톤이 해운에서 발생해, 약 2.3%*를 차지함
 - * 2018년 이산화탄소 배출량의 2.9%를 차지했다고 보고된 제4차 IMO GHG 연구의 수치보다 낮는데, 그 이유는 S&P Global의 최신 선박 속도 데이터가 반영되어 엔진 부하와 연료 소비, 배출량이 줄어들었기 때문임

표 1 '16년~'23년도 국제해운에서 발생한 온실가스 배출량의 절대량 및 전 세계 온실가스 배출량

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	Metric: CO _{2e} 100 emissions (Mt)							
Global anthropogenic emissions*	49,059	49,879	51,027	51,279	49,328	51,568	51,969	52,963
International shipping	709	740	765	762	737	762	782	785
Domestic shipping	74	81	86	87	81	84	84	87
Fishing	31	34	35	36	38	38	38	39
Total shipping	814	855	886	885	856	884	904	911
% of global total	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%
	Metric: CO ₂ emissions (Mt)							
Global anthropogenic emissions	36,424	37,047	37,975	38,066	36,154	38,121	38,247	39,024
International shipping	696	726	750	746	731	755	775	776
Domestic shipping	73	80	84	85	80	82	82	86
Fishing	30	33	35	35	38	38	38	39
Total shipping	799	839	869	866	849	875	895	900
% of global total	2.2%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%

*Source: Crippa et al. (2024). The data include CO₂, CH₄, N₂O and fluorinated gases. Large scale biomass burning with savannah burning, forest fires, and sources and sinks from land-use, land-use change, and forestry are excluded.

- 보고서에 분석된 모든 선박 유형 중 온실가스를 가장 많이 배출한 상위 7개 선박 유형*은 8년 내내 동일했으며, 이들만으로 전체 배출량의 약 75%를 차지함

* 컨테이너선, 벌크선, 유조선, 화학물질 운반선, 일반 화물선, 크루즈선, 액화가스 운반선

- 이 중 액화가스 운반선이 2016~2023년 동안 48% 증가하며 가장 큰 증가폭을 보였고, 크루즈선은 32% 증가함
- 반대로 일반 화물선은 배출량이 6% 감소했으며, 2022년부터는 크루즈선보다 배출량이 낮은 선박 유형으로 전환됨
- 대부분의 온실가스는 운항 중에 발생했지만, 유조선과 화학물질 운반선은 정박 중(항구에 있거나 닻 내리고 있을 때)에도 상당한 배출량이 발생하였는데, 이는 화물 하역 등에 드는 전력 사용이 많기 때문임. 전체적으로 보면 정박 중 배출량 비중은 2016년 9.5%에서 2023년 11%로 증가함
- 2016년에는 메탄 배출량이 약 8.8만 톤이었는데, 2023년에는 약 24.7만 톤으로 약 180% 증가함. 이 중 90% 이상이 LNG 선박에서 배출되었고, 특히 LPDF 4행정 엔진을 사용하는 선박이 많이 증가함
- 기존 보고서에서는 LPDF 4행정 엔진에서 메탄이 3.5% 발생한다고 가정했지만, ICCT의 실제 측정에서는 평균 6%가 발생하였음. 해당 값을 적용하면 2016년 기준 메탄 배출량은 67% 늘어나고, 2023년에는 59% 더 늘어남
 - 다른 엔진의 메탄 슬립 비율은 LPDF 2행정 1.7%, HPDF 2행정 0.15%, 증기터빈은 거의 없음
 - 이 가정들을 적용하면, LNG 선박에서의 전체 메탄 배출은 2016~2023년 사이 약 165% 증가한 것으로 계산됨
- 동 보고서는 이산화탄소를 중심으로 배출량을 계산했지만, 블랙카본도 기후에 강한 영향을 주는 물질임. 블랙카본 배출은 2019년에 가장 많았다가, 2020년 코로나19 영향으로 9% 감소, 이후 2023년엔 2018년 수준으로 회복됨

[연료 소비 추세 요약]

- 2016년부터 2023년까지 해운업에서 사용된 연료(HFO 등가 기준)는 약 16% 증가, 2억 6,100만 톤에서 3억 400만 톤으로 증가함. 연평균 증가율은 약 1.9%이며, 주요 연료는 여전히 HFO 계열이지만, 2020년 황 함량 규제 이후에는 대부분 VLSFO로 대체됨
- 연료 종류별 점유율 변화는 다음과 같음
 - HFO 사용 비중은 2020년 14%에서 2023년 17%로 소폭 증가했는데, 이는 스크러버를 장착한 선박이 늘었기 때문임
 - MDO 비중은 약 19%로 안정적이며 큰 변화 없음
 - LNG 사용량은 2020년 1,000만 톤에서 2023년 1,800만 톤으로 거의 두 배 증가, 전체 연료 중 비중은 4%에서 6%로 증가함
 - 메탄올은 2016년 대비 3배 이상 증가했지만 2023년 기준 전체 연료의 0.05%로 아직 미미한 수준임

- 컨테이너선, 벌크선, 유조선은 전체 연료 소비량의 절반 이상을 차지함. 액화가스 운반선은 2018년에 화학물질 운반선보다 더 많은 연료를 사용하게 되면서 4위로 올라섬
- 2020년 이후 대부분의 선박이 HFO 대신 VLSFO를 사용하게 되었지만, 크루즈선은 여전히 절반 이상을 HFO로 유지하고 있음. 이는 많은 크루즈선이 스크러버를 장착해 HFO 사용이 가능했기 때문임. 반면, VLSFO 비중은 다른 선박에 비해 낮은 약 14%, MDO 비중은 거의 두 배 증가함. 또한 LNG 사용은 2018~2023년 사이 무려 60배 이상 증가, 전체 연료에서 LNG가 차지하는 비중은 0.1%에서 4.3%로 증가함

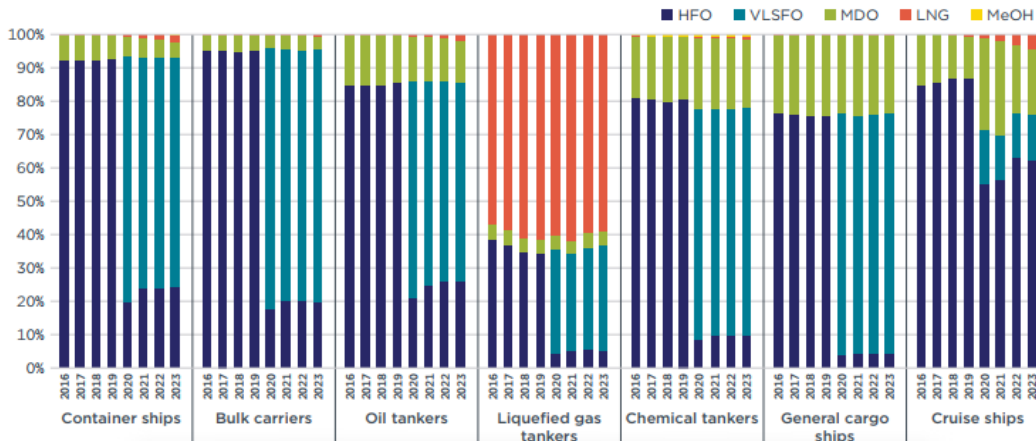


그림 1 '16~23년도 배출량 상위 7개 선종의 연료 종류별 HFO 등가 연료 소비 비중

- 크루즈선에서 LNG 사용이 늘어난 이유는 단순히 황 규제 때문만이 아님. LNG는 배기가스 후처리장치 없이도 IMO의 NOx 규제를 충족할 수 있으며, 에너지효율설계지수(EEDI) 기준도 쉽게 맞출 수 있기 때문임. 이는 연료 선택이 환경규제 대응전략과 직접적으로 연결되어 있음을 보여줌

[운송량과 탄소집약도 변화]

- 2016년부터 2023년까지 총 해상 운송량은 약 20% 증가했고, 연평균 2.3%씩 늘어남. 코로나19로 인해 2020년에는 1.5% 감소했지만, 2021년에 2.6% 증가하며 반등함. 전체적으로 운송량 증가 속도가 온실가스 배출보다 더 빨라, 탄소집약도는 개선된 것으로 나타남. 해운 전체의 평균 탄소집약도는 2016년 6.8(gCO₂/dwt-nm 또는 gCO₂/GT-nm)에서 2023년 6.1로 약 10.3% 감소, 연 1.3%씩 줄어든 것으로 분석됨
- 컨테이너선과 액화가스 운반선이 탄소집약도를 가장 크게 개선하여 각각 15%와 18% 줄어든 반면, 화학물질 운반선과 일반 화물선은 개선이 거의 없거나 매우 미미했음
- 7개 주요 배출 선종 중에서는 크루즈선만 예외적으로 코로나19 기간(2020~2021)에 탄소집약도가 급증했으며, 2023년에는 다시 팬데믹 이전 수준으로 회복한 것으로 나타남
- LNG운반선은 LNG 수요 증가에 따라 2016년 대비 74% 운송량 증가로 가장 빠르게 성장하였으나, 일반 화물선은 유일하게 운송량이 감소해 2016~2023년 사이 1.2% 감소함
- 운항 효율(탄소집약도)은 개선되었지만, 운송량 자체가 증가했기 때문에 대부분 선박에서 총배출량은 여전히 증가함. 다만, 일반 화물선처럼 운송량 자체가 줄어든 경우에만 이산화탄소 배출량이 감소함

[비온실가스 배출 추세]

- 2016년부터 2023년까지 일산화탄소(CO), 휘발성유기화합물(VOC), 질소산화물(NOx) 배출은 다소 증가했으며, 2020년 코로나19 영향으로 일시적으로 감소했다가 다시 회복됨
- 2016~2019년에는 SOx와 입자상물질(PM) 배출이 점진적으로 증가했지만, 2020년 글로벌 선박연료 황함유량 규제 이후 두 오염물질 배출이 크게 감소함(SOx는 약 80% 감소, PM은 50% 이상 감소함)
- NOx 배출량은 2008년부터 기술 규제가 있었음에도, 2016~2023년 동안 크게 줄지 않음. 그 이유는 가장 강력한 규제 수준인 Tier III 기준이 일부 신조선에만 적용되기 때문임. Tier III는 NOx를 최대 75%까지 줄일 수 있는 기준이지만, 2023년 현재 세계적으로 NOx 규제해역은 단 두 곳뿐이고, 이 기준을 적용받는 선박의 연료 사용량은 전체의 1%에 불과함

모델 검증

- ICCT의 모델로 추정한 연료 소비량을 IMO의 DCS 데이터와 비교함. 비교 대상은 5,000GT 이상 선박임. 두 데이터는 거의 일치하며 연간 차이는 5% 이내였음[그림 2]

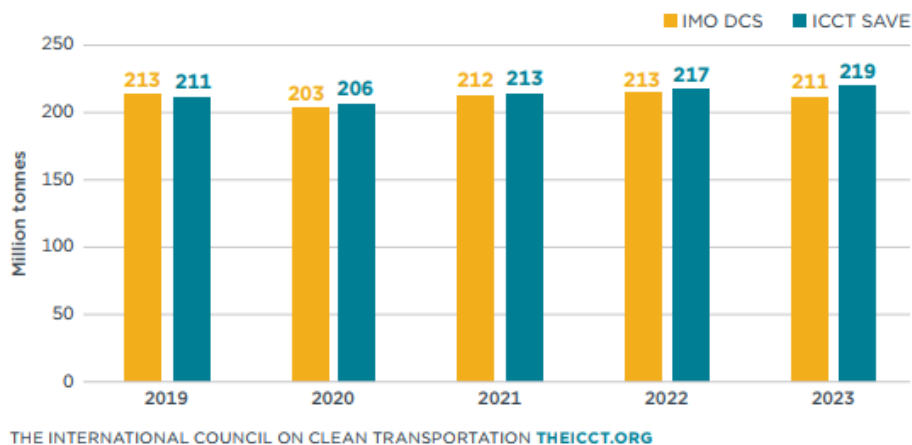


그림 2 '16년~'23년도 ICCT vs IMO DCS 연료 소비량 비교

- 5개 연도 중 4년은 ICCT 모델 결과가 약간 더 높게 나왔고, 이는 일부 선박들이 IMO DCS에 연료를 과소 보고하는 경향 때문일 수 있음. 또한, 같은 범위 내에서 ICCT 모델은 IMO DCS보다 더 많은 선박을 포함하고 있음[그림 3]

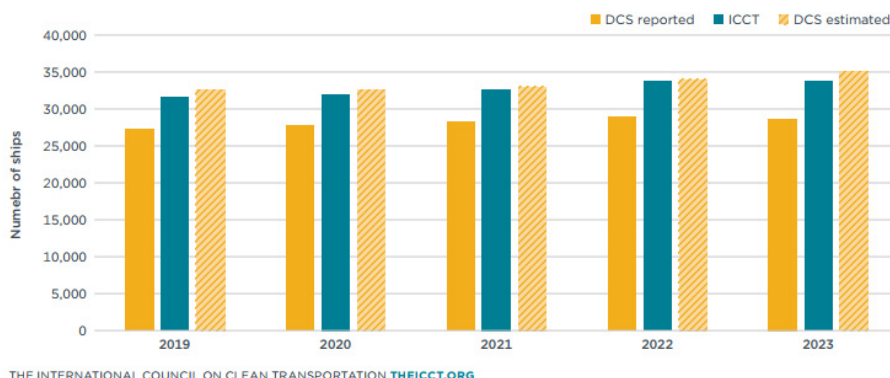


그림 3 '16년~'23년, IMO DCS 보고 선박수, 추정값, 및 SAVE 모델 포함 선박수 비교

- 2022년을 기준으로 ICCT의 모델 결과와 EU MRV(자가보고 시스템) 데이터를 탄소집약도($\text{g CO}_2/\text{dwt-nm}$ 또는 $\text{g CO}_2/\text{GT-nm}$) 단위로 비교함. 대부분 선종에서 양쪽 수치가 일치했으며, 특히 상위 6개 고배출 선박 유형은 높은 정합성을 나타냄
- 다만, 벌크선은 모델값이 낮게 나왔고, 크루즈선은 과대 추정, 해양 작업선(offshore vessel)은 과소 추정된 경향이 있음. 그러나 이들 선박이 전체 해운 배출량에서 차지하는 비중이 5% 이하이기 때문에, 전체 추정치에는 큰 영향이 없음
- ICCT 모델은 선박 전체 평균 탄소집약도를 $6.89\text{g CO}_2/\text{dwt-nm}$ 으로 추정했으며, EU MRV 보고치는 $7.2\text{g CO}_2/\text{dwt-nm}$ 으로 약간 더 높음

결론

- 이번 보고서는 해운 부문의 2016~2023년 온실가스 배출을 종합적으로 분석한 결과, 전체 배출량은 12% 증가, 연평균 약 1.4%씩 늘어난 것으로 나타남. 해운이 전 세계 온실가스 배출량에서 차지하는 비중은 약 1.7% 수준으로 안정적이지만, 배출량 자체는 계속 증가하고 있음
- 선박 전체의 탄소집약도(효율성)는 약 10.3% 개선되었지만, 같은 기간 해상 물동량이 21%나 증가하면서, 총배출량은 줄지 않고 오히려 늘어남. 이는 곧 에너지 효율 개선만으로는 절대 배출량 감축에 충분하지 않다는 것을 의미함
- 2020년 IMO의 연료유 황 함유량 규제 이후, HFO는 VLSFO로 대체되었고, LNG 사용은 두 배 가까이 증가함. 하지만 이 과정에서 LNG 선박에서 나오는 메탄 배출이 2.5배 이상 증가했고, 이는 이중연료 엔진에서 메탄이 그대로 새어 나오는 ‘메탄 슬립’ 현상 때문임. 메탄을 사용도 아직 소규모이지만 2016년 대비 거의 4배 증가함
- 블랙카본은 단기 기후 영향이 매우 큰 강력한 온실가스로, 이를 포함하면 총 9억 8,900만 톤의 배출량에 도달함. 2020년 기준으로 보면 블랙카본이 전체 배출량의 23%를 차지함. SOx와 PM은 글로벌 황함유량 규제로 크게 줄었지만, NOx는 기대에 미치지 못함
- 에너지 효율 향상과 운영 개선만으로는 부족하며, 실질적 배출 감축을 위한 근본적인 변화가 필요함. 이를 위해서는 정책 입안자, 산업계, 연구기관이 협력해 무배출 또는 저배출 연료로의 전환을 촉진하고, 에너지 효율 개선기술을 확대하며, 규제가 실제로 배출 저감을 유도하도록 설계되어야 함

출처

- [보고서] Greenhouse gas emissions and air pollution from global shipping, 2026–2023 (2025.1.ICCT).



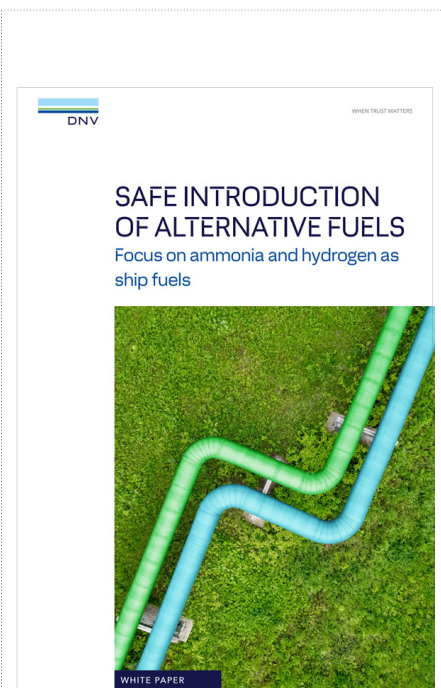
[DNV] 대체연료 안전성(암모니아, 수소를 선박연료로서 중점 분석)

■ 시사점

수소·암모니아 연료는 해운 탈탄소 전환에 있어 핵심 역할을 할 수 있으나, 저장 제약과 안전성, 기술 미성숙 등으로 해운부문 적용은 초기 단계에 머물러 있음. IMO가 제정한 관련 규제도 아직 불완전하기 때문에 위험 기반 승인과 선급 규칙에 의존하고 있는 상황임. 이에 따라 향후에는 단순한 연료 전환을 넘어, 국제 규제의 정비, 안전관리체계 고도화, 선원교육 기준 마련, 기술 표준의 글로벌 통일 등 제도 전반에 걸친 구조 개혁이 필요함.

보고서 개요

- 보고서 명 : Safe Introduction of Alternative Fuels
- 발간 기관 : DNV
- 발간 일자 : 2025년 3월
- 주요 내용 :
 - IMO는 2050년경 해운 탄소중립을 목표로 수소와 암모니아 등 대체연료 도입을 추진 중임
 - 현재 관련 규제가 미비해 위험 기반 승인 절차(ADA)를 통해 안전성을 입증해야 함
 - 안전한 도입을 위해 선원교육, 안전관리체계 강화, 국제 협력이 필수적임
- 목차 및 표지
 - ① 서론
 - ② 선박연료로서 암모니아와 수소 현황
 - ③ 선박연료로서 암모니아와 수소의 안전 고려사항
 - ④ 암모니아 및 수소 추진선의 승인 획득 현황
 - ⑤ 암모니아 및 수소 추진선의 승인 절차 간소화
 - ⑥ 안전, 규정 그 이상의 것
 - ⑦ 권고사항



서론

- IMO의 온실가스 감축전략은 2008년 대비 2030년까지 20%, 2040년까지 70% 감축, 2050년경 넷제로 달성을 목표로 함. EU 규제와 함께 국제해운 탈탄소화의 핵심 동인으로 작용하며, 화주와 금융기관의 요구도 투명성과 배출 보고 강화를 통해 영향을 미치고 있음
- 그러나 에너지 효율 개선만으로는 목표 달성에 부족하며, 무배출 연료 전환이나 효과적인 탈탄소 기술이 병행되어야 함. 또한, 선박의 긴 수명을 고려할 때, 향후 배출 비용 및 연료 온실가스 집약도 제한 등 규제에 대비가 필요함
- 수소와 암모니아는 내연기관 또는 연료전지 연료로서 2050년까지 전환 과정에서 중요하게 작용할 것으로 예상됨. 다만, 기술성숙도, 연료 공급성, 비용 면에서 해결해야 할 과제가 존재함
- 암모니아와 수소는 각각 독성 및 인화성 등의 특성이 있으며, 적절히 관리되지 않으면 연료 전환 속도에 차질을 줄 수 있음. 암모니아는 특유의 냄새와 독성으로 인해 여객선보다는 화물선에 더 적합함. 수소는 인화성과 저장의 어려움이 심해 운항에는 제한 요소가 될 수 있으며, 선박 설계, 건조, 운항에서의 안전 확보가 핵심임
- 암모니아와 수소를 활용하기 위한 에너지 변환기 및 관련 기술은 여전히 개발 중이며, IMO는 이에 대한 국제 안전규정을 마련 중임. 특히 해상에서의 운용 경험이 부족하여, 선원과 육상 조직의 역량 강화가 필요하며, 지식·기술·능력이 안전 운항을 위한 핵심 요소임

선박연료로서 암모니아와 수소 현황

[암모니아]

- 암모니아 추진 기술은 아직 미성숙하나, 선주들은 암모니아 추진선에 관심을 보이고 있음. 암모니아 추진선 발주는 벌크선과 가스운반선 중심으로 이루어지며, 심해 운항을 위한 이중연료 내연기관을 채택함
 - 벨기에 선사 CMB는 암모니아 주기관 엔진을 갖춘 벌크선을 시리즈로 발주하였으며, Exmar LPG BV 및 NYK는 암모니아 연소가 가능한 중형 가스운반선을 발주함
 - 최초의 암모니아 추진 컨테이너선은 CMB.TECH가 발주했으며, Eidesvik의 공급선(Supply Vessel)인 Viking Energy는 개조를 통해 암모니아 연료 운항이 예정됨
- 2024년 12월 기준, 총 29척의 암모니아 추진선이 발주되어 있음. 이 외에도 DNV에 등록된 58척은 '암모니아 레디' 상태로, 향후 전환을 염두에 두고 신조 단계에서 일부 준비가 이루어진 상태임
- 상업 운항 중인 암모니아 추진선은 아직 없지만, 2025년부터 이중연료 암모니아 엔진 장착 선박이 인도될 예정임. DNV는 개조된 공급선 Fortescue Green Pioneer를 인증(certified)하였으며, 이 선박은 2024년 5월 싱가포르에서 시험 운항 후 첫 번째 암모니아 추진선으로 등록됨
- 엔진 제조사인 MAN은 2023년 6월 자체 시험장에서 액화 암모니아와 파일럿 연료를 사용하는 저속 엔진 시험을 개시함. 해당 엔진(MAN B&W 7S60ME)은 2024년 건조 예정인 20만 DWT급 벌크선에 설치 예정이며, 2026년 말까지 상용화 준비를 계획 중임

- WinGD는 5~31MW 범위의 2행정 암모니아 엔진을 제공 중이며, 6X72DF-A 엔진은 벌크선, 6X52DF-A 1.0 엔진은 가스운반선 및 컨테이너선에 설치될 예정임. NYK 소속의 선박은 2026년에 J-Eng의 암모니아 엔진을 장착하여 인도될 예정임. J-Eng는 2025년에 50보어(bore) 암모니아 엔진을, 2026년 이후에는 60보어 엔진 개발을 계획 중임
- 4행정 중속 및 고속 엔진은 액화 또는 기화 암모니아를 고압으로 분사하거나, 흡입 밸브 전단 또는 실린더 내에 조기 분사하는 방식으로 운용 가능함. Wärtsilä는 이 두 가지 방식 모두를 기반으로 암모니아 엔진을 개발 중임

[수소]

- 수소 추진선은 현재 페리, 예인선, 작업선, 준설편 등을 중심으로 발주되고 있으며, 연료전지 또는 내연기관을 활용함. 일부 크루즈선은 보조전원용 연료전지로 수소를 활용할 계획임
- 2023년 노르웨이의 MF Hydra는 액화수소를 사용하는 첫 상업 운항 선박이 되었음. Torghatten은 2025년 인도 예정인 압축수소 추진 120미터급 페리를 2척 주문함. 또한, 네덜란드 물류업체 Samskip은 인도 코친 조선소에 수소 연료전지 장착 컨테이너선을 2척 발주함. 소형 선박을 대상으로 한 수소연료 적용 시도도 활발히 진행 중임
- 현재 상업적으로 운항 중인 수소연료 내연기관 추진선은 없으나, 개발은 진행 중임. BeHydro, J-Eng, VOLVO 등은 기존연료와 수소의 혼합 연소에서 시작하여 궁극적으로 100% 수소 운용을 목표로 한 엔진을 개발 중임. 이들 엔진은 출력 750~5,000kW 범위로, 소형 선박에 적합함

선박연료로서 암모니아와 수소의 안전 고려사항

[선박연료로서 수소]

- 선박연료로 수소를 사용할 때의 주요 안전 위험은 누출된 가스의 점화와 극저온 저장 온도와 관련됨. 따라서 선박 설계 개발 시에는 수소 누출 최소화, 점화 가능성 저감, 점화 시 영향 완화, 극저온 저장 관련 위험을 다루는 데 초점을 두어야 함
- 수소는 누출이 잘 되고, 공기와의 다양한 혼합 비율에서 폭발성이 있으며, 점화를 위해 필요한 에너지가 매우 적고, 연소 속도가 빠름. 그 결과, 수소 누출은 점화될 가능성이 높으며, 수소로 인한 폭발은 일반적으로 매우 강력하고 경우에 따라 폭굉(detonation)으로 이어질 수 있음. 액화수소는 -253°C의 극저온에서 정교한 진공 단열 압력탱크에 저장됨. 이 낮은 온도는 보일오프 가스(boil-off gas) 관리와 산소·질소 같은 다른 기체의 응축 및 고체화 방지 필요성 등 추가적인 안전 우려를 야기함
- 압축수소는 에너지 밀도를 높이기 위해 250~700bar의 고압에서 저장됨. 저장탱크 내의 잠재적 에너지는 연소가 없어도 누출 시 강한 압력 효과를 발생시킬 수 있음. 고압 시스템에서의 수소 누출은 별다른 점화원이 없어도 자발적으로 점화되는 것으로 알려져 있음
- 수소는 공기보다 밀도가 훨씬 낮아 열린 공간에서는 상승하여 확산되는 경향이 있음. 그러나 고압 시스템에서 누출될 경우, 가스는 부력이 아니라 운동량에 의해 이동함. 이로 인해 수소가 부력이 작용하기 전까지는 아래나 수평 방향으로 누출될 수 있음

- 배관 시스템의 설계는 운항 단계에서의 누출 가능성에 영향을 주며, 이 위험을 최대한 줄이는 설계가 요구됨. 가연성 수소 대기가 점화될 것이라는 전제하에 설계하는 것이 안전 측면에서 타당하지만, 동시에 점화 위험 최소화에도 주의를 기울여야 함. 이를 위해 누출량 최소화, 밀폐 또는 반밀폐 공간 내 누출 방지, 고온 표면 제어 등을 포함한 조치가 필요함. 벙커링 중의 누출도 주요 안전 우려 사항임
- 선원은 저온 유체와의 직접 접촉, 흡입 및 표면 온도가 낮은 수소 관련 장비로부터 보호되어야 함. 극저온 저장 연료가 인근에서 누출될 경우, 저온 화상, 찬 기체 흡입에 따른 내부 손상, 산소 결핍으로 인한 질식 가능성 등이 발생할 수 있음
- 액화수소는 산소와 질소의 빙점보다 낮은 온도에서 저장됨. 저장탱크의 진공 단열이 손실되거나, 다량의 차가운 기체가 벤트 시스템을 통해 방출되면, 외부 표면은 -183°C 보다 낮아져 공기가 응축될 수 있음. 이렇게 응축된 공기는 산소 농도가 높아지며 접촉하는 유기물의 인화성을 크게 증가시킴
- 응축된 공기가 선체 강재에 도달하거나 공간이 냉각될 경우, 저온 취성으로 인해 구조적 손상이 빠르게 발생할 수 있음. 만약 공기나 다른 가스가 액화수소 시스템 내부로 유입되면, 고체화된 기체가 배관 내 막힘을 유발하거나 밸브 작동을 방해하고 시트 손상을 초래할 수 있음
- 누출 방지 조치를 취하더라도, 크고 작은 수소 누출이 발생할 가능성에 대비할 필요가 있음. 이에 따라 수소 누출로 인한 결과를 가능한 한 완화하기 위한 다양한 전략이 병행되어야 함

[선박연료로서 암모니아]

- 암모니아 선박연료는 연료 주입, 선내 저장, 공급, 소비에 따른 새로운 안전 과제를 발생시킴. 이러한 과제는 선박 종류에 따라 상이할 수 있음
- 암모니아는 무색의 독성 가스로, 강하고 자극적인 냄새를 가짐. 암모니아의 주요 위험은 독성에 있으며, 유해 농도는 1% 미만에서도 나타날 수 있어, 소량 누출도 위험함. 선박 설계 시 승객·선원 공간, 탈출 경로, 집결지, 구명 장비 위치 등을 고려하여 반영해야 함. 냄새로 인해 위험하지 않은 소량 누출도 대응이 필요할 수 있음
- 암모니아는 인화성이 있지만 점화는 어려움. 일반적으로 야외에서는 화재 위험이 낮으나, 밀폐된 공간에서는 점화 위험이 존재하며, 특히 기름 등 가연물과 함께 있을 경우 위험도 증가함
- 암모니아는 액체 상태로 운송되며, 이 때문에 압축, 냉각 또는 압축냉각이 필요함. 완전 냉각 저장탱크는 -33°C 에서 대기압으로 액체를 저장하고, 완전 압력식 탱크는 18bar 압력에서 저장됨(암모니아의 45°C 에서의 증기압에 해당). 액화 암모니아 누출은 저온 취성으로 선체 구조물에 손상을 줄 수 있어 설계 시 고려되어야 함
- 암모니아 기체는 공기보다 밀도가 낮아, 일반적으로 누출 시 상승하며 확산됨. 그러나 고압 액체 암모니아가 급격히 증발하면 액적이 기체 구름에 섞여 대기보다 무거워질 수 있음
- 암모니아는 습기를 끌어당기는 성질(hygroscopic)을 가지고 있어, 인체의 눈, 호흡기, 피부와 같은 고수분 조직이 특히 민감하게 반응함. 액화 암모니아에 노출되면 동상과 부식성 화상이 즉시 발생할 수 있음. 따라서 선박 설계는 암모니아 노출을 최소화 및 완화하는 데 초점을 두어야 함

- 저온 액체 가스를 밀폐 용기에 저장할 경우, 기화로 인한 압력 상승을 방지하기 위한 압력 방출 장치가 필요함. 이때 발생하는 보일오프 가스는 벤트 마스트를 통해 안전한 장소로 배출되어야 함
- 배관 시스템 설계는 운항 중 누출 가능성에 영향을 주므로, 이를 줄이기 위한 적절한 설계가 필수임. 연료 주입 중 누출도 주요 안전 문제이며, 특히 사람이 밀집한 지역에서 이뤄지는 경우 위험이 커짐

암모니아 및 수소 추진선의 승인 획득 현황

[해운 규제체계]

- 국제 무역에 종사하는 모든 선박과 마찬가지로, 암모니아 또는 수소를 연료로 사용하는 선박도 기국과 선급의 해당 규칙 및 규정에 따라 승인을 받아야 함
- 해운 규제는 일반적으로 국제 규제 → 기국의 법적 규정(Statutory Regulations) → 선급 규칙(Class Rules) 순으로 구성됨. 국제 규제는 IMO 협약(예: SOLAS)을 자국 법률에 통합한 기국 정부에 의해 강제되며 이를 법적 규정이라 함. 이 법적 규정은 국제 규제를 기반으로 하되, 해당 국적 선박에만 적용되는 추가 요구사항을 포함할 수 있음
- 선급 규칙 준수 여부는 선급에서 확인하며, 선급은 이를 기반으로 선급 인증서를 발급함. 이 인증서는 선박이 기국 등록을 받기 위한 필수 조건임

[암모니아 및 수소 추진선의 기국 승인]

- IMO는 가스 또는 기타 저인화점 연료를 사용하는 선박의 안전을 위한 국제 기준인 IGF 코드를 통해 필수 규제체계를 제공하지만, 현재 IGF 코드에는 천연가스 연료에 대한 규정만 상세히 명시되어 있음. 즉, 수소 또는 암모니아 추진선에 대해 기국이 승인을 내릴 수 있도록 지원하는 상세하고 명확한 IMO 규정은 아직 존재하지 않음
- IMO는 2024년 말에 암모니아용 비강제 임시 지침을 최초 승인하였으며, 2025년에는 수소와 관련한 유사 지침 개발이 예정됨. 그러나 이를 의무규정으로 발전시키는 데는 수년이 걸릴 것으로 예상되며, 빠르면 2028년에야 IGF 코드 개정이 가능함
- 그동안 IMO는 대체설계 승인절차에 대한 MSC.1/Circ.1455 문서에 따라, 대체연료와 기술에 대한 승인 절차를 위한 일반적 방법론을 제공함. 이 방식은 위험 기반 접근법을 따르며, 신규연료를 사용하는 선박이 기존 석유연료 선박과 동등한 수준의 안전성을 입증해야 승인됨
- 위험 기반 승인절차(ADA)에서는 일반 신조선 프로젝트보다 선주의 역할이 더 중요하게 작용하며, 선주, 설계자, 조선소, 기국, 선급 간의 긴밀한 협력이 필요함. 승인 요구사항은 기국의 임시 가이드라인 및 선급 규칙 수용 여부, 설계 성숙도 등 다양한 요소에 따라 달라질 수 있음
- 일반 신조선 프로젝트에서는 오랜 실무 경험에 기반한 IMO 규제를 따라 승인 절차가 잘 정립되어 있으나, ADA는 세부 설계 단계까지도 절차가 연장될 수 있음. 이에 따라, 기국 승인 시점도 일반 신조선보다 훨씬 늦어질 수 있으며, 결과적으로 더 많은 자원과 긴 승인 일정이 요구됨. 따라서, 기국과 초기부터 긴밀한 협의를 통해 승인 범위 및 절차를 명확히 하는 것이 중요함

암모니아 및 수소 추진선의 승인 절차 간소화

[IMO의 예상 일정]

- 현재 버전의 IGF 코드는 천연가스 연료에 대한 특정 규정만 포함하고 있음. 다른 연료에 대한 규정은 IMO가 개발하는 대로 IGF 코드에 추가될 예정임. IMO는 메탄올 추진선 안전에 관한 임시 지침(Interim Guideline)을 제공했지만, 수소에 대한 국제표준은 현재 존재하지 않음
- IMO 회원국들은 해운업계 및 기타 이해관계자들과 협의하여 암모니아 및 수소 연료에 대한 규정 개발을 진행 중이며, 추후 각 기국이 이를 국내 법령으로 시행하게 됨
- IMO 화물 및 컨테이너 운송 전문위원회(CCC Sub-Committee)가 IGF 코드 개정과 저인화점 연료에 대한 지침 수립을 담당함. CCC 작업계획에는 여러 연료의 안전 규제 개발이 포함되어 있으나, IMO 내 새로운 규정의 초안 작성 및 채택은 복잡하고 시간이 오래 걸리는 과정임
- 규제 개발은 특정 주제가 작업 항목으로 채택되는 것에서 시작됨. 새로운 연료에 대한 규정은 처음에는 비강제 임시 지침 형태로 개발되어, 사용 경험을 축적한 후 IGF 코드 개정을 통해 의무 규정으로 편입됨
- 수소 추진선 안전 지침 개발은 2021년에, 암모니아는 2022년에 작업계획에 추가됨. 암모니아 추진선 안전을 위한 첫 번째 임시 지침은 2024년 9월 CCC 10 회의에서 채택되고, 2024년 11월 MSC 109 회의에서 승인됨
- 시간 제약과 1년 지연 방지를 위해, 일부 설계 항목은 명확한 규정 없이 남겨두기로 합의되었는데, 이는 암모니아 추진선의 설계가 향후 규정 개정 전까지 위험 기반 설계 접근법을 필요로 함을 의미함
- 수소 추진선에 대한 임시 지침은 2025년 완료, 2026년 정식 승인 및 발간 예정임. 그러나 암모니아 및 수소 추진선의 안전을 위한 의무 규정으로의 전환은 아직 IGF 코드 개정 작업에 포함되지 않았고, 실제 반영까지는 수년이 걸릴 것으로 예상됨. 빠른 개발 절차를 가정하더라도, IGF 코드 내 새로운 의무 규정 반영은 빨라야 2028년이 가장 이른 시점임

[안전한 벙커링 체계 개발]

- IGF 코드의 적용 범위는 선박 내 연료로 제한되어 있음. 벙커링 과정과 관련된 설비는 별도의 규제 체계에 속함. 따라서 또 다른 안전 측면으로는 국가·지역·항만 당국으로부터 벙커링 관련 승인이 필요함. 이는 일반적으로 확산 분석(dispersion analysis) 등을 포함한 위험 분석이 필요하며, 벙커링 위치별로 개별 사례 분석이 요구됨
- 벙커링 안전 접근방식은 지역 및 국제 수준에서 조화되어야 하며, 이를 위해 벙커링 네트워크 및 녹색해운항로 구축이 고려됨. 해상기술포럼(MTF)은 선주와 항만 당국이 녹색항로를 계획하고 운영할 때 필요한 안전 고려사항 정보를 공유할 수 있도록 관련 연구를 수행함
 - (지역 조화의 예시) 유럽해사안전청(EMSA)이 유럽의 항만 당국 및 행정기관에 제공한 LNG 벙커링 지침 등의 조화 노력은 암모니아 및 수소 벙커링에서도 마찬가지로 필요하고 중요함

안전, 규정 그 이상의 것

[연료 기술 및 선박 설계 성숙도]

- 수소와 암모니아 연료 사용을 위한 핵심 기술 개발이 진행 중이며, 엔진과 연료전지, 개질기, 배출 저감 기술 등이 실험·개발되고 있음. 해당 연료는 낮은 부피당 에너지 밀도로 인해 독립 저장탱크가 필요하고, 이는 선박 설계와 배치에 제약을 줌. 연료 설비에는 벙커링 스테이션, 이중벽 배관, 저장·준비실, 누출 완화 시스템 등이 포함됨
- LNG 도입 경험은 해운업계의 적응력을 보여준 사례로, 보수적 안전 접근 덕분에 대형 사고 없이 규제화에 성공하였으나, 수소·암모니아 도입은 속도감 있는 전환이 요구됨. 저장 방식, 변환 장치 등 기술 구성에 따라 위험이 달라지므로, 다양한 실증 프로젝트를 통한 경험 축적이 필요함

[선원의 안전한 운항 역량 확보]

- 암모니아·수소 추진선의 안전 운항을 위해 선원은 위험 특성, 설계된 안전 기능, 운용·정비 절차를 충분히 이해해야 함. 이를 위해 전반적 훈련체계, 안전운용 절차, 안전문화 정착이 필수이며, 안전관리체계(SMS) 개정, 조직 재정비, 육상 인력 역량 확보도 포함됨
- ISM Code는 선박의 정상 운항, 정비, 비상 대응 전반을 포괄하며, 비상 시나리오 식별 및 대응훈련을 요구함. IGF 코드는 연료설비 유지보수, 연료 취급 매뉴얼, 벙커링 절차, 비상절차를 요구하며, 정기 훈련을 규정함. 현재 암모니아·수소용 STCW(International Convention on Standards of Training, Certification, and Watchkeeping for Seafarers) 훈련 과정은 없음. 따라서 기국과 협의해 기존 규정과 자료 기반의 임시 훈련체계를 마련해야 하며, 제조사 매뉴얼도 활용 가능함

권고사항

- 현재 수소·암모니아 추진선에 대한 IMO의 상세 규정은 부족하며, 빠르면 2028년 이후 IGF 코드 개정을 통해 의무 규정으로 반영될 예정임. 그 전까지는 위험 기반 승인 절차가 적용되며, 이는 복잡하고 자원 소모가 큼
- DNV는 암모니아와 수소 선박에 대해 명시적 요건이 포함된 선급 규칙을 제정하였으며, 해당 규칙을 충족할 경우 선급 인증서 발급이 가능함. 기국이 이를 승인 기준으로 수용하면 ADA 간소화가 가능함
- 선박 설계 초기에 기국과 조기 협의를 통해 승인 범위 및 추가 요구사항을 명확히 해야 하며, 이를 통해 설계 자원의 낭비를 줄이고 승인 리스크를 낮출 수 있음
- 수소·암모니아는 누출, 독성, 화재 등의 고유 위험성이 있어 선원의 훈련, 절차 이해, 안전관리체계(SMS) 개정이 필수적임. DNV는 암모니아 연료 역량 지침(RP)을 제공하며, MTF의 SMS 지침도 활용 가능함
- 이러한 연료의 도입과 확산을 위해서는 산업 전반의 협력과 열린 태도가 필요하며, 규정 정비, 기술 개발, 선원 교육이 병행되어야 함. 과제는 있지만, 극복 불가능한 문제는 아님

출 처

- [보고서] Safe Introduction of Alternative Fuels: Focus on ammonia and hydrogen as ship fuels(2025.3.DNV).



[CMA CGM] 메탄올 및 암모니아 선박연료의 전과정 평가

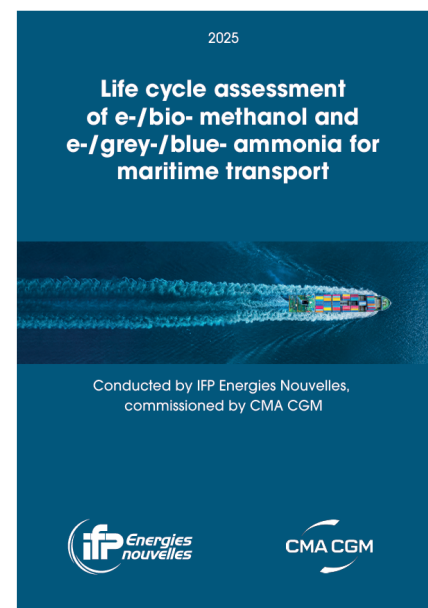
■ 시사점

IMO 중기조치의 2027년 발효가 예상됨에 따라, 연료의 온실가스 함량, 즉 온실가스 집약도를 결정하는 선박연료 전과정 평가가 주목받고 있음. IMO의 전과정평가 지침은 아직 대부분 연료에 대한 배출계수를 결정하지 못하였으며 전문과학자그룹(GESAMP)을 통해 배출계수를 논의하고 있음에 따라, 본 보고서에서 분석한 메탄올 및 암모니아의 전과정 온실가스 배출량 연구 결과에 주목할 필요가 있음

보고서 개요

- 보고서 명 : Life cycle assessment of e-/bio- methanol and e-/grey-/blue- ammonia for maritime transport
- 발간 기관 : CMA CGM, Energies nouvelles
- 발간 일자 : 2025년 3월
- 목차 및 표지

	목차	주요 내용
1	규제 측면	국제 탈탄소화 목표, EU 감축목표 및 조치
2	목표, 범위 및 모델링 접근방법	목표, 범위, 방법론, 단위, 데이터 및 도구
3	전과정 인벤토리	화석연료, 전기, 천연가스, 이산화탄소 포집, 수소, 질소, 분자합성, 운송, 보관 및 벙커링
4	평가된 생산경로	e-/바이오메탄올, e-/그레이암모니아
5	연료 전과정평가 결과	e-/바이오메탄올, e-/그레이암모니아
6	컨테이너 단위 운송당 전과정평가 결과	항로기반 모델링 데이터 및 시나리오, 결과
7	잠재적 전과정평가	방법론, 가정, 시나리오, 예상 결과
8	결론	연료 전과정 평가, 컨테이너 단위 운송당 전과정 평가



- 국제해사기구(IMO)는 2050년경 국제해운 온실가스 배출량 넷제로 목표를 설정하였으며, 해운부문 탈탄소화 필요성이 증가하고 있음
- 본 보고서의 전과정평가(LCA)는 메탄올과 암모니아를 중심으로 선박연료의 온실가스 배출량을 평가함
 - e-메탄올: 재생가능한 수소(전기분해)와 포집된 CO₂(배기가스 또는 직접공기포집)
 - 바이오 메탄올: 폐목재 또는 재배 목재를 공급원료로 사용하여 바이오매스 가스화를 통해 추출
 - e-암모니아: 하버보쉬 공정을 통해 재생가능한 수소(전기분해)와 공기 중의 질소를 합성
 - 블루암모니아: 탄소 포집 및 저장(CCS)이 적용된 천연가스 개질(SMR 또는 ATR) 수소 사용 생산
 - 화석 기반 연료와 비교하기 위해 VLSFO(초저유황 연료유) 포함

방법론 및 범위

- 본 연구는 전력원 변화, 운송 거리, 규제 환경 변화가 연료 생산에 미치는 영향을 포함하여 총 17개 생산 지역을 대상으로 평가를 실시함
 - 전력망 집약도, 벙커링 항구까지의 운송거리, 연료 규제 요건이 다른 각 생산 지역을 평가
- 2035년 및 2050년 전망 분석을 포함하여 전 세계 에너지 탈탄소화 추세와 진화하는 규제 환경을 반영하였으며, 메탄올 및 암모니아 선박연료의 탈탄소화 잠재력을 데이터 기반으로 평가함
 - 지역의 전력망 구성 변화는 국가 에너지 전력망의 탄소집약도와 연료 생산 배출에 영향을 미침
 - RED 방법론에 따른 재생전력은 재생가능자원에서 발생하는 배출을 제로로 가정하여, 규제의 회계방법론과 일치시킴
 - 재생에너지 인프라의 배출량을 포함하여 완전한 전과정 산정은 보다 포괄적인 탈탄소화 평가를 제공함
 - 배기가스 포집(산업 자원) 및 직접공기포집(DAC)을 포함한 탄소포집 공정은 에너지 수요가 더 높음

연료 단위에서 컨테이너 운송 단위까지의 전과정평가: 부산-로테르담까지 전체적 접근

- 컨테이너 운송 작업에서 배출 성능을 현실적으로 평가하기 위해, 본 연구는 MJ당 연료 전과정 평가를 넘어, TEU.km당(20피트 컨테이너 1개 단위) 평가를 적용함
- 분석에서는 두 가지 주요 기능 단위를 고려함
 - 에너지 단위당 전과정 배출량(gCO₂eq/MJ), 재생에너지 인프라 배출 포함 및 미포함 모두 평가
 - 컨테이너 운송 작업 단위당 전과정 배출량(gCO₂eq/TEU.km), 엔진 효율, 시범 연료 사용량, 화물 적재 제한을 반영하여 연료의 에너지 전환 효율을 현실적으로 표현
- 2만3천 TEU급 컨테이너선이 부산과 로테르담 간 항해하는 경우를 모델링함

주요 결과

[e-메탄올]

- 17개 지역에서 100% 전과정 배출량을 고려한 재생에너지 사용, 2035년까지 배기가스에서 탄소 포집, 2050년에는 직접 공기 포집 가정시,
 - 전과정 배출량은 2025년 16 ± 4 , 2035년 12 ± 3 , 2050년 5 ± 1 gCO_{2eq}/MJ으로 도출됨
- 천연가스를 통한 탄소 포집, 관련 보조 과정은 지역 전력 사용 가정 시,
 - 전과정 배출량은 2025년 26 ± 7 , 2035년 14 ± 4 , 2050년 7 ± 1 gCO_{2eq}/MJ으로 도출됨
 - 이 경우 2035년 이후부터 RED 기준 RFNBO 70% 감축 기준 충족
- 컨테이너 운송 단위 전과정 배출량(gCO_{2eq}/TEU.km)에서 e-메탄올은 VLSFO 대비 평균 70%를 감축 (범위 60~80%)하나, 바이오닉 CO₂ 및 포집 가능성에 의존해 물류 및 확장성에 과제가 있음[그림 3]

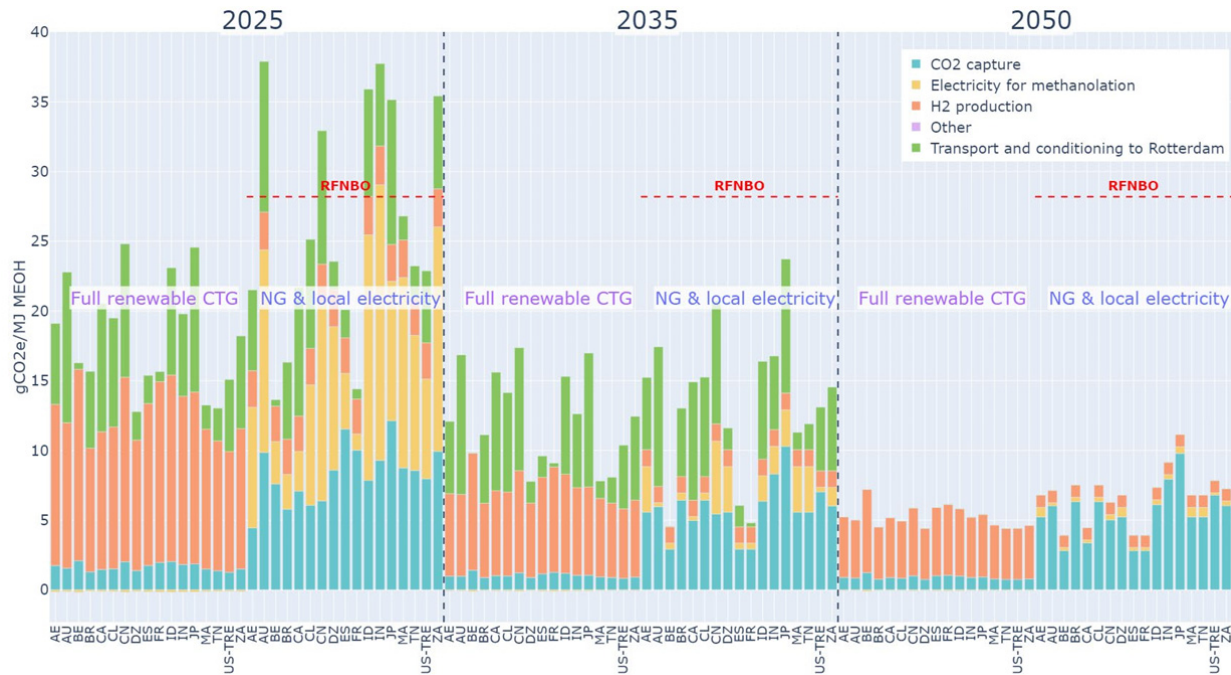


그림 1 2025년, 2035년 및 2050년의 e-메탄올에 대한 예상 온실가스 배출량

[바이오메탄올]

- 폐목재 공급망 및 가스화 효율 손실이 주요 영향 요소이며, 모든 지역에서 RED 기준 충족(약 95% 온실가스 감축)
- 컨테이너 운송 단위 전과정 배출에서 바이오메탄올은 탈탄소화에 적합하며 가장 높은 감축 잠재력을 제공함[그림 3]
- VLSFO 대비 평균 80%(범위 75~85%)의 낮은 배출량을 기록하였으며, 지속가능한 바이오매스 원료 사용 시, 완제품 바이오메탄올 운송이 원료 바이오매스 운송 대비 배출 감소 효과가 큼

[e-암모니아]

- 17개 지역에서 100% 전과정 배출량을 고려한 재생가능한 전력만을 사용한 경우,
 - 전과정 배출량은 2025년 17 ± 4 , 2035년 12 ± 3 , 2050년 5 ± 1 gCO_{2eq}/MJ로 도출됨
 - RED RFNBO 70% 감축 기준을 2025년부터 충족함
- 컨테이너 운송 단위 전과정 온실가스 배출에서 e-암모니아는 VLSFO 대비 평균 50%(범위 35~85%)를 감축함[그림 3]
- 해당 연료는 탈탄소화에 적합하지만, 현재 낮은 엔진 효율, 높은 pilot 연료 요구량, N₂O 배출로 제약이 있음
- 기술 초기 단계로 급변 중이므로 불확실성이 크며, 추가 연구 및 선박 설계 최적화가 요구됨

[블루 암모니아]

- 17개 지역에서 2035년까지 천연가스 구동 SMR과 MEA 탄소 포집/저장, 2050년까지는 천연가스 구동 ATR 및 VPSA 탄소 포집/저장 가정 시*,
 - * (Steam Methane Reforming) 수증기 메탄 개질로 수소 생산, (Monoethanolamine) 단에탄올아민 흡수제로 CO₂ 포집, (Auto-Thermal Reforming) 자동열 개질로 수소 생산, (Vacuum Pressure Swing Adsorption) 진공압력 교환 흡착으로 CO₂ 포집
- 평균 전과정 배출량은 2025년 83 ± 12 , 2035년 61 ± 6 , 2050년 29 ± 4 gCO_{2eq}/MJ로 도출됨
- 2025년, 2035년 배출량은 EU 가스 지침의 저탄소연료(LCF) 70% 감축 기준을 충족하지 못함
- 주로 천연가스 공급망 및 블루수소 생산과정에서 발생하는 메탄 및 CO₂ 배출이 원인으로, 낙관적인 시나리오에서도 2050년에 17개 지역 중 6개 지역에서만 기준 충족

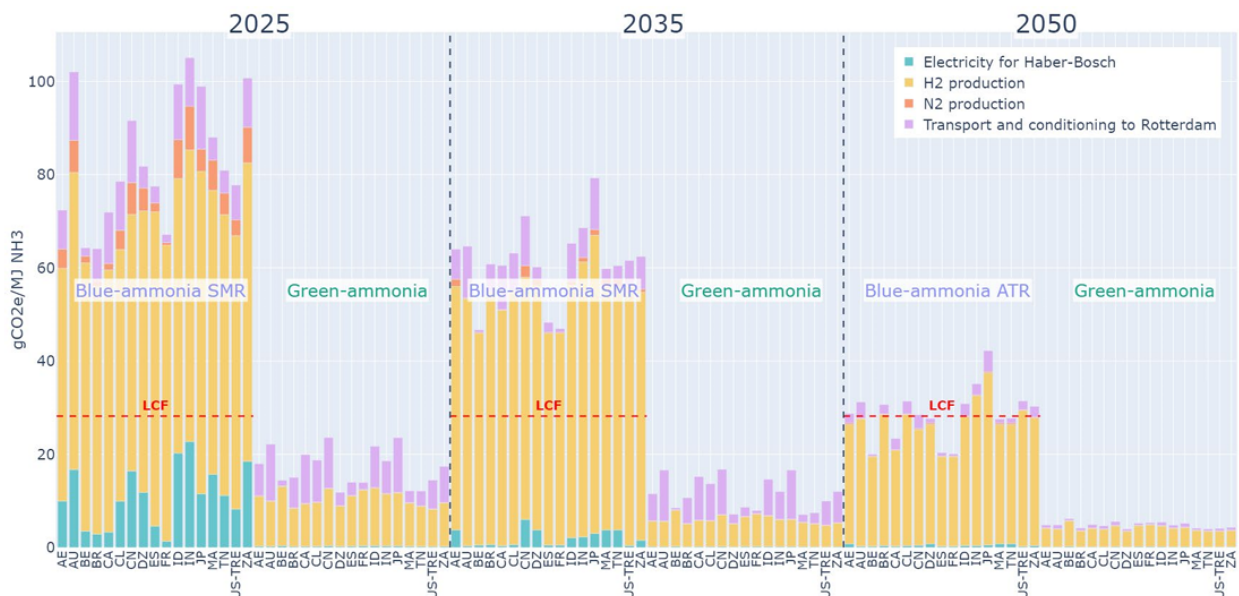


그림 2 2025년, 2035년 및 2050년의 e-암모니아/블루암모니아에 대한 예상 온실가스 배출량

- 컨테이너 운송 단위 전과정 온실가스 배출에서 블루암모니아는 평균적으로 VLSFO보다 약간 높은 배출량을 나타내므로, 현재는 탈탄소화 대안으로 적합하지 않음[그림 3]
- 단, ATR 기술을 활용한 최적화된 블루수소 생산 등 특정 조건에서는 e-암모니아 생산 확대 전까지 과도기적 해법으로 활용될 가능성이 있음. 본 연구는 해당 조건이 2050년에야 널리 채택될 것으로 가정함

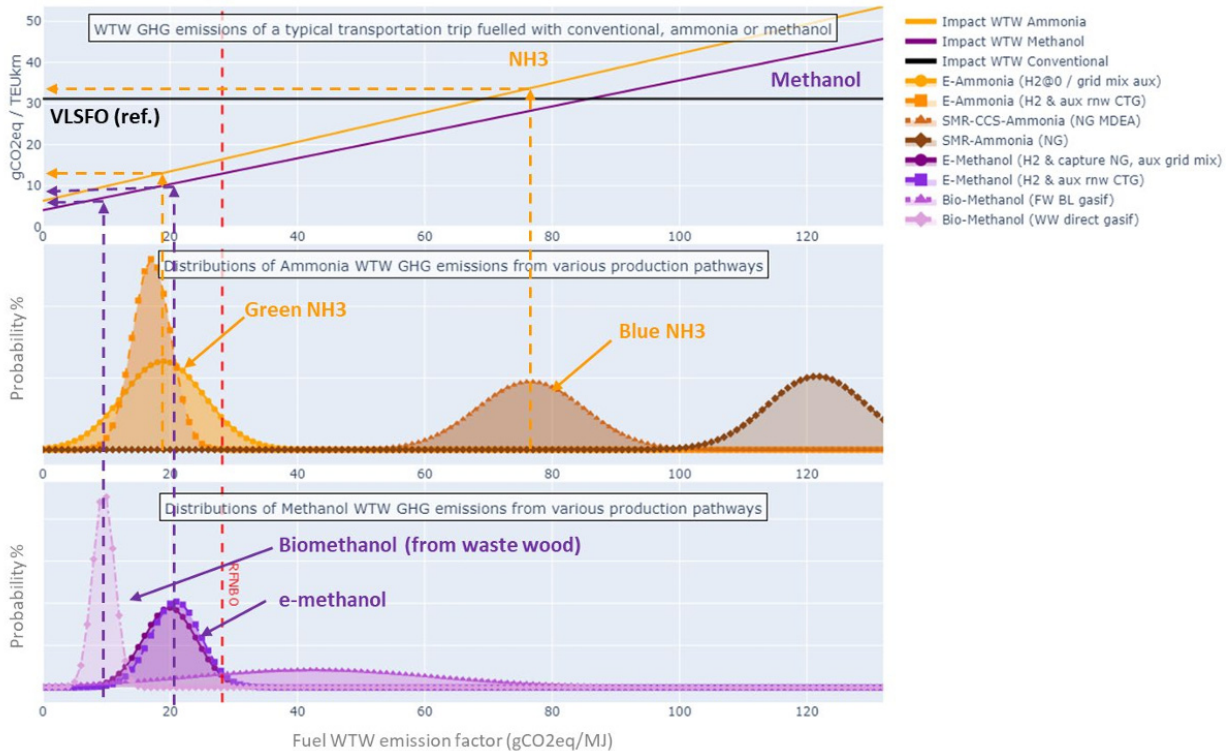


그림 3 메탄올 또는 암모니아 연료에 대한 전과정 온실가스 집약도 및 컨테이너 운송 단위 전과정 온실가스 집약도 간의 상관관계

[생산지역 및 운송의 영향]

- 연료 생산지역과 벙커링 위치의 근접성은 총 배출량에 큰 영향을 미침. 장거리(예: 원거리 재생에너지 허브에서 유럽까지)로 연료를 운송하면 상당한 배출량이 추가되어 RFNBO/LCF/바이오연료 규정 준수에 영향을 미칠 수 있음
- 전력망은 e-메탄올과 e-암모니아 모두에 중요한 요소이며, 재생에너지 또는 저탄소 전력의 비중이 높은 국가(예: 프랑스, 캐나다)는 화석연료 기반 전력에 의존하는 지역(예: 인도, 남아프리카공화국)에 비해 전과정 배출량이 현저히 낮음
- e-암모니아와 e-/바이오 메탄올을 자체 운송연료로 사용하면(2050년까지 예상) 운송 관련 배출량이 감소하여 시간이 지남에 따라 배출량의 지역적 차이가 적게 날 것임

[규제 및 전망에 대한 인사이트]

- RED 방법론을 사용하면 친환경 수소에서 추출한 e-연료는 화석 대비 최대 90%의 온실가스 감축 잠재력을 보여줌. 그러나 이 방식은 재생에너지 인프라의 배출량을 고려하지 않기 때문에 지나치게 낙관적인 추정치임

- 재생에너지 인프라의 배출을 포함한 완전한 전과정을 고려할 경우, e-연료는 여전히 최대 80%의 감축을 달성할 수 있음. RFNBO 기준은 해당 배출량을 고려하지 않으나, 이러한 배출량을 고려하더라도 여전히 규정을 준수할 수 있다는 것을 보여줌
- 온실가스 배출량은 글로벌 전력망 탈탄소화, 전해조 효율 개선, 운송 물류 개선으로 감소가 예상됨

[최종 고려사항]

- 동 보고서의 LCA는 선박연료 메탄올과 암모니아의 탈탄소화 잠재력에 대한 종합적인 평가를 제공함
- e-/바이오 메탄올이 가장 높은 감축 잠재력을 제공하는 반면, e-암모니아는 탈탄소화 이점을 제공하지만 효율성, 파일럿 연료 사용 및 N₂O 배출 문제를 해결하기 위한 추가 기술 개발이 필요함
- 블루암모니아는 메탄 배출 제어 및 탄소포집기술의 상당한 개선이 없이는 심층적인 탈탄소화에 적합하지 않음
- 해운업계의 전략적 결정은 규제 준수뿐만 아니라 전과정 배출량과 대체연료 채택의 타당성까지 고려해야 함

출 처

- CMA CGM, Life cycle assessment of e-/bio- methanol and e-/grey-/blue- ammonia for maritime transport (2025.3.)



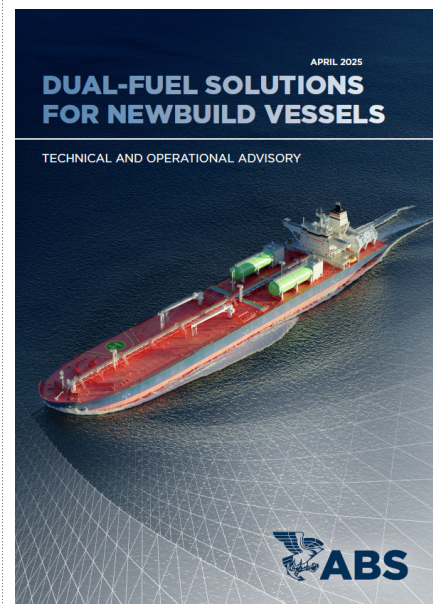
[ABS] 신조선의 이중연료(LNG, 메탄올, 암모니아) 추진 시스템 적용 검토

■ 시사점

IMO 및 EU의 온실가스 규제 강화로 탈탄소화 전환이 가속화되고 있으며, 이에 LNG, 메탄올, 암모니아 기반의 이중연료 추진 시스템 적용이 적극 검토되고 있음. 본 보고서는 신조선 이중연료 시스템의 기술적 고려사항을 분석하고, 그에 따른 경제성 및 규제 준수 비용에 대해 정성적으로 평가함. 신조선의 대체연료 선택에 있어 연료별 중점 검토사항을 기술·안전 측면에서 비교할 수 있도록 내용을 정리했다는 측면에서 유용함

보고서 개요

- 보고서 명 : DUAL-FUEL SOLUTIONS FOR NEWBUILD VESSELS
- 발간 기관 : 미국선급협회(American Bureau of Shipping, ABS)
- 발간 일자 : 2025년 4월
- 주요 내용 :
 - IMO 및 EU 온실가스 배출규제로 국제해운 탈탄소화가 가속화되고 있음. 선사들은 LNG·메탄올·암모니아 기반 이중연료 추진 시스템의 신조선 적용을 적극 검토 중임
 - 본 보고서는 신조선용 이중연료 시스템 채택 시, LNG, 메탄올, 암모니아의 기술적 고려사항을 종합적으로 분석함. LPG와 에탄올은 특수선박에서 주로 사용되어 본 분석에서는 제외함
- 목차 및 표지
 - ① 보고서 배경 (국제해운 탈탄소화 전환 가속화)
 - ② 신조선의 이중연료 시스템 (LNG·메탄올·암모니아)
 - ③ 이중연료 시스템 구축 관련 규제 고려사항
 - ④ 결론 (연료별 비교를 중심으로)



대체연료 기술의 배경 및 연료별 특성

- 신조 선박용 이중연료 (Dual-Fuel, DF) 추진 옵션을 종합 검토함. DF 솔루션에는 전통적인 탄화수소계 연료와 대체연료(LNG, LPG, 메탄올 등)가 포함됨
 - 본 보고서에서는 잠재성이 높은 대체연료로서 LNG, 메탄올, 암모니아만 분석 대상으로 선정함. LPG·에탄은 친환경 대체연료로서 개발 전망이 상대적으로 낮고 LPG 및 에탄 운반용 선박에서 연료로서 중점 사용되기 때문에 분석에서는 제외함
- [표 1]은 본 보고서의 대상인 세 개 연료에 대한 주요 특성을 간략히 보여줌

표 1 선박 대체연료로서 연료별(LNG, 메탄올, 암모니아) 주요 특성

연료	연료 저장 요건	에너지 밀도	안전성·위험성	기술개발 수준
LNG	-162 °C 액화, 고압 탱크 저장	50.0 MJ/kg	극저온으로 화상의 위험, 누출 시 질식 위험	선사의 운용 경험이 많음, 성능 검증 완료
메탄올	상온 액체, 대기압 저장 가능	22.1 MJ/kg	취급은 용이하나 독성 증기 주의 필요	DF 엔진 적용 증가 추세, 일부 기술 검증 완료
암모니아	상온 기체이며 -33 °C 액화 저장 가능	18.6 MJ/kg	독성·부식성 높음, 누출에 관한 별도의 관리 필요	DF 엔진 개발 진행 중, 시범 운항 단계

- IMO 및 EU는 기존의 TtW(Tank to Wake) 방식의 온실가스 배출량 산정에서 연료의 생산·운송·연소 전과정 배출량을 모두 평가하는 전과정(Well to Wake) 접근법으로 전환 중
 - 이에, 선주들은 IMO 온실가스 규제뿐만 아니라 EU 입법(EU ETS, FuelEU Maritime 등)의 현행 및 미래 규제 기준을 동시에 충족할 수 있는 친환경 대체연료 도입을 적극 검토 중
- 선박의 대체연료 전환에서 선주가 고려해야 할 주요 사항은 아래와 같음
 - 인프라 가용성: 선택한 연료를 안정적으로 공급받을 수 있는 벙커링 인프라 구축 여부
 - 규정 준수: IMO 및 EU의 현재 및 향후 온실가스 규제를 충족할 수 있는지 여부
 - 운영 영향: 연료 전환이 선박의 항속 거리, 연료 효율 및 운영 지속성에 미치는 영향
 - 경제적 타당성: 초기 투자비용 대비 장기적인 운영비용 절감 가능성(경제성)
- 이중연료 추진 시스템 설계 시 중점적으로 고려해야 할 사항은 아래와 같음
 - 연료 저장 시스템: 선박 설계, 공간 제약 및 운항 특성에 따라 적합한 탱크 유형을 결정해야 함. LNG의 경우 Type A, B, C 또는 멤브레인 탱크 적용이 가능하며, 메탄올과 암모니아는 각 연료의 물리적 특성에 맞는 저장탱크를 선택해야 함. 탱크 유형에 따른 안전성, 건조 비용 및 연료이송 등 운용 복잡성에 대한 영향분석이 필요함
 - 연료 공급 시스템(FSS): 시스템의 이중화, 압력 관리 및 기존연료와의 호환성 등을 고려해야 함. 이중벽 배관, 불활성 가스 공급 및 환기 시스템 등 안전장치 통합 등도 주요 검토 대상임
 - 기계실 설계: 독성 물질인 암모니아의 사용을 고려해 독성위험구역 개념을 적용하며, 설계의 복잡성을 줄이고 비용 효율성을 높이는 방향으로 검토해야 함

LNG 이중연료 시스템 주요 사항

- LNG 추진선 설계에서는 기존 선박과 달리 아래와 같은 추가적인 시스템 통합이 필요
 - 여기에는 LNG 연료 격납 시스템, bunkerling 스테이션, 이송 배관, FGSS(가스연료 공급시스템), GVU(가스 밸브 유닛), 질소 발생 장치, 환기 배관 및 마스트 등이 포함됨. 또한, 설치되는 LNG 탱크 유형에 따라 연료의 온도 및 압력 관리를 위한 추가 장비가 필요함
 - [그림 1]은 선상에 설치되는 LNG 연료 추진 시스템을 간략히 보여줌
- LNG 탱크 위치는 탱크 부피에 따른 결정론적 접근법 또는 확률론적 방법을 통해 결정함. IGF 코드에 따라, LNG 탱크는 충돌로 인한 충격을 최소화하도록 선체 구조를 보강하거나, 탱크를 선박 외피와 근접하게 배치하는 대체설계도 허용될 수 있음
 - 결정론적 접근법은 일정한 기준이나 규칙에 따라 LNG 탱크 위치를 정하는 방법임. 예를 들어, 사고 시 안전거리를 고려해 일정한 기준을 설정하는 것임. 확률론적 접근법은 다양한 사고 가능성을 계산하여, 실제 위험 발생 확률을 기반으로 안전한 위치를 정하는 방법임. 즉, 여러 상황을 시뮬레이션해 위험도를 평가하는 방식임

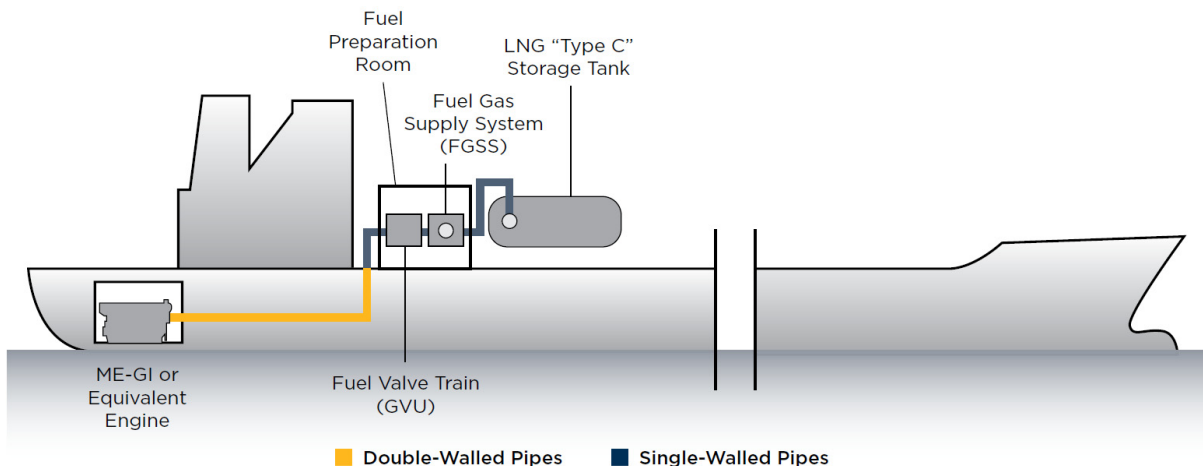


그림 1 DF LNG 연료 시스템의 선상 설치 개념도

〈 연료 격납 및 공급 시스템 〉

- FGSS의 목적은 엔진 또는 기타 연료 소비처에 적정 온도와 압력으로 안정적으로 연료를 공급하는 것임. 극저온 또는 고압으로 저장된 LNG는 탱크에서 직접 펌핑되거나 압력을 가해 기화시킨 후 기체 상태로 공급됨. 이 과정에서 탱크의 BOG(Boil-Off Gas)와 결합해 연료로 사용될 수도 있음
 - 일부의 경우, BOG의 양이 최대연속정격출력(MCR)에서 요구되는 수요를 충족하지 못할 수 있음. 이때 FGSS는 LNG를 강제 기화시켜 엔진에 적합한 상태로 공급해야 함. 설계자는 압축기 대신 LNG의 압력을 높이는 고압 기화기를 사용하는 방식을 채택할 수 있으며, 이는 비용 효율성과 운용 효율성 측면에서 비교하여 유리한 방식을 선정해야 함
 - 다만, 안정성 측면에서 선박은 추진 엔진이 가스를 사용하지 않는 상황에서도 BOG 및 탱크 압력을 지속적으로 관리해야 하므로, FGSS와 BOG 관리 장비 간의 최적화 조합이 필요함

- LNG 연료 시스템에는 고압 및 저압 DF 엔진이 있으며, 이에 따라 FGSS 구성도 달라짐
 - 고압 DF 엔진은 300bar의 고압으로 가스를 공급받아 디젤 사이클에서 작동함. 이때 FGSS는 고압 펌프, 증발기, 고압 컴프레서를 포함함. 반면, 저압 DF 엔진은 6~13bar의 저압으로 가스를 공급받아 오토와 디젤 사이클 모드에서 모두 작동함. 이 경우는 증발기, 저압 압축기·펌프로 구성됨
- 현재 보고된 문제들은 주로 가스 모드에서의 구성 요소와 관련이 있음. 초기에 보고된 문제들은 FGSS 설계 개선을 통해 점차 해결되고 있으며, 엔진 설계자들은 서비스 경험을 바탕으로 설계를 지속적으로 보완 중임
- 특히, 경험이 다소 부족한 선원이 천연가스를 포함한 시스템을 운용할 경우, 작은 가스 누출만으로도 연료 공급이 중단되고 다시 연료유 모드로 전환되는 문제가 발생할 수 있음
 - 일반적으로 가스연료 시스템에는 이중화 장치가 포함되지 않으므로, 시스템 안정성을 높이기 위해 숙련된 엔지니어의 유지보수 등 관리가 필수적임. 현재 4행정 방식의 LNG DF 발전기도 출시되어 선박 기관실에서 완전한 LNG 연료 시스템 구성이 가능해짐

〈 벙커링 시스템 〉

- LNG 벙커링 설계 시 거래 경로와 벙커 공급업체를 미리 파악할 수 있는 경우, 선박과 공급업체 간의 절차 및 조건을 맞추고 표준화된 계약을 체결할 수 있음. 그러나 경로와 공급업체가 확정되지 않은 경우, 벙커링 중 발생할 수 있는 문제를 줄이기 위해 선박 장비의 운용 가능 범위를 넓히는 것이 효과적임
- 공급업체가 증기 리턴(회수) 처리가 가능한 경우, 설계 단계에서 이를 고려해 본선의 압력 축적을 제어하는 것이 중요함. 증기 리턴은 LNG 탱크 적재 시, 상단 스프레이 대신 탱크 바닥에서 액체를 채워 열전달을 줄임으로써 증기 발생을 억제할 수 있음. 이 과정에서 벙커링 시간이 단축되며, 적재 과정에서 발생한 증기는 공급업체로 반환해 압력 제어가 용이해짐
- LNG 벙커링 시 온도와 압력 제어는 중요한 고려사항임
 - LNG 온도가 낮을수록 증발속도가 감소해 탱크 압력 제어 시간이 길어져 운영이 유리함. 반대로, 상대적으로 온도가 높은 LNG 공급의 경우, 증기 발생량이 증가하고 연료 소비가 늘어날 수 있음
- 또한, 증기 회수 시스템이 LNG 공급 선박과 수급 선박 간 호환성 여부를 확인하는 점도 필수적임. 특히, 대형 벙커 탱크의 경우, 급속 냉각 과정에서 발생하는 플래시(Flash) 가스를 효과적으로 처리하지 않으면 벙커링 시간이 길어지고 운항 일정에 영향을 미칠 수 있음.
 - 참고로, 플래시 가스(Flash Gas)는 LNG를 탱크에 급속히 주입하거나 냉각할 때, LNG 일부가 기화되어 발생하는 가스를 말함. 이 과정에서 액체였던 LNG가 온도 변화나 압력 차이로 인해 갑자기 기체로 변하면서 탱크 내 압력이 급격히 상승할 위험이 있음
- 이와 함께, 증기 리턴 시스템을 사용할 경우, LNG 공급량뿐만 아니라 반환된 증기의 양도 정확히 측정해 거래 문서에 포함해야 함. 증기 반환에 따른 크레딧은 LNG 인도 가격에 반영됨. 즉, LNG를 인도받는 동안 발생한 증기를 다시 돌려주면, 그 증기량만큼 비용이 차감되거나 조정되는 방식임
 - 마지막으로, 벙커 스테이션의 위치와 벙커 선박의 위험 구역이 승무원 또는 승객의 생활 구역과 겹치지 않도록 설계 단계에서 배치와 호환성도 신중히 검토해야 함

메탄올 이중연료 시스템 주요 사항

- 메탄올 선박연료의 안전에 대한 임시지침이 2020년 11월 국제해사기구(IMO)에서 승인한 이후, 선박연료로서 활용이 본격화됨. 메탄올은 내연기관 연료와 연료전지용 연료 공급원으로 사용 가능하며, 기존 화학산업에서 오랜 기간 널리 운송·이용되어 온 안정적인 물질임
 - 메탄올은 상온에서 액체로 존재하므로 기존 연료 인프라를 약간만 개조한다면 안정적인 공급이 가능할 수 있음. 또한 기존 벙커링 선박도 메탄올 벙커링을 위한 실질적 옵션이 될 수 있음. [그림 2]는 선상에 설치되는 메탄올 연료 추진 시스템을 간략히 보여줌
 - 메탄올 공급망은 전 세계 120개 이상의 항만에서 운영되고 있으며, 90개 이상의 생산시설에서 연간 약 1억 톤이 공급되고 있음(Methanol Institute, MI, 2023)

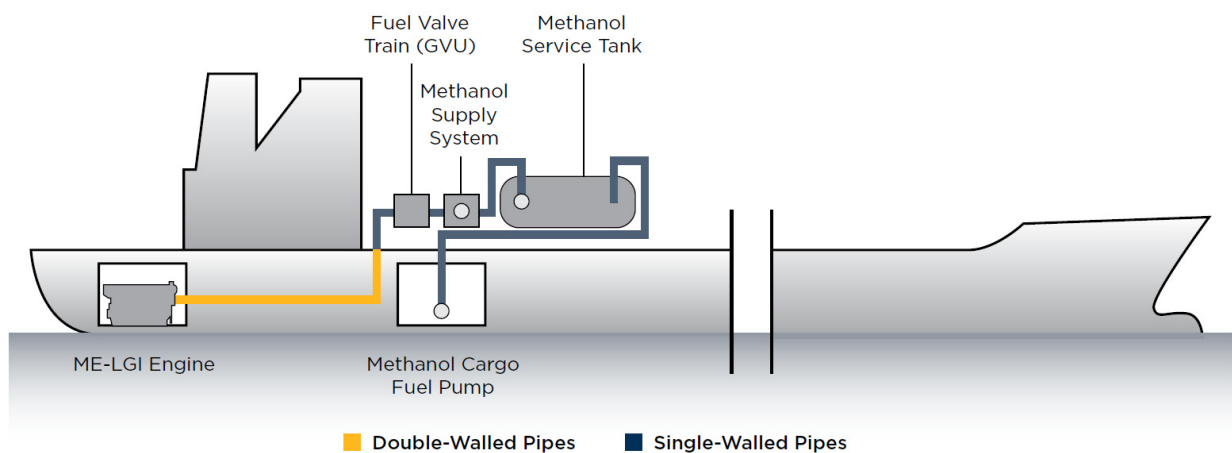


그림 2 DF 메탄올 연료 시스템의 선상 설치 개념도

- 메탄올을 선박연료로 사용할 경우, 기존 LNG와 비교해 저장·취급은 용이하나 낮은 인화점 특성으로 인해 일부 설비의 개선이 필요함. 이와 관련된 주요 안전 고려사항은 다음과 같음:
 - ①메탄올 탱크의 위치 선정 및 보호, ②탱크의 불활성화 및 환기 시스템, ③유출 방지 장치, ④증기 및 화재 감지 설비, ⑤소방 설비
- 메탄올 엔진과 유통 인프라의 확충은 빠르게 진행 중이며, 메탄올은 LNG에 이어 상업용 선박연료로서 강력한 경쟁자로 부상하고 있음

〈 연료 격납 및 공급 시스템 〉

- 메탄올은 상온에서 액체 상태이므로 보관과 벙커링이 용이함. 액화 기체 연료와 달리 탱크 환기 시스템이 제어되는 기존 연료 탱크에 저장할 수 있어 설비 변경이 상대적으로 간단함
 - 메탄올 탱크는 종종 수위선 아래에 배치되며, 이 경우 기존의 밸러스트 탱크를 연료 탱크로 전환하는 방안도 가능함. 그러나 낮은 인화점 특성으로 인해 탱크 내부에 질소 불랭킷을 형성해 산소 농도를 조절할 필요가 있음. 또한, 탱크 내벽은 부식 방지를 위해 아연 등 특수 코팅이 필요함
 - 참고로, 질소 불랭킷(Nitrogen Blanket)은 탱크 내부의 산소 농도를 낮추기 위해 질소 가스를 넣는 방법임. 이를 통해 인화성 연료가 산소와 접촉해 폭발할 가능성을 줄일 수 있음

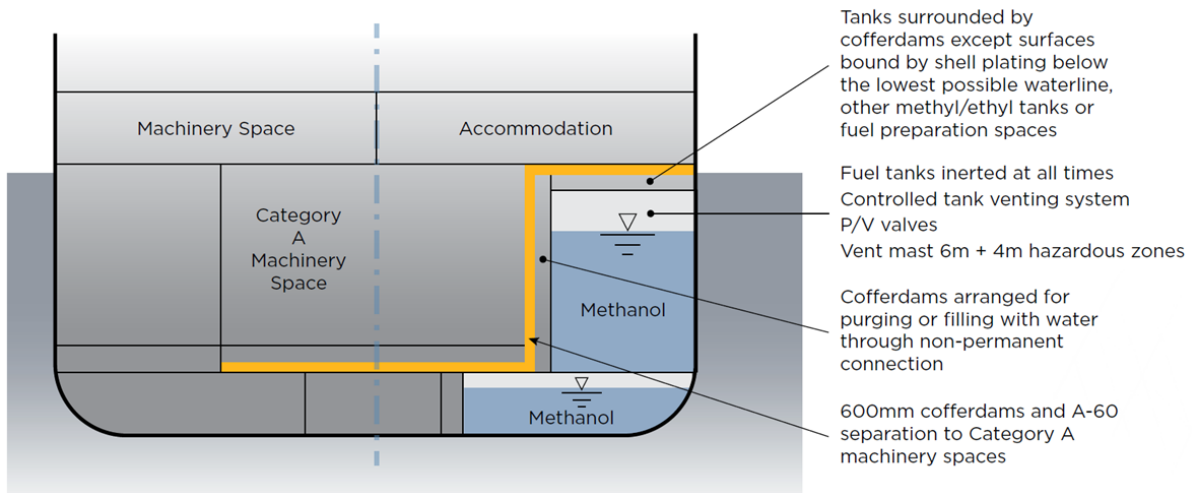


그림 3 메탄올 연료 탱크의 배치 및 설계의 주요 요소

■ [그림 3]은 메탄올 연료 탱크의 배치 및 설계 요소를 간략히 보여줌. 주요 내용은 다음과 같음

- 메탄올 탱크는 코퍼댐으로 보호되며, 이는 연료 누출 및 화재를 방지하기 위한 이중벽 구조임
- 메탄올의 인화성을 줄이기 위해 연료 탱크 내부는 질소와 같은 불활성 가스로 채울 수 있음. 이는 산소 농도를 낮춰 화재·폭발 위험을 방지하기 위한 목적임
- 코퍼댐은 비상시에 물을 채우거나 배출할 수 있는 구조로 설계됨. 이를 통해 누출/화재 발생 시 탱크를 냉각하거나 격리할 수 있음. 이는 고정된 배관이 아닌 비상 연결 배관을 통해 구성됨
- 메탄올 탱크와 인접한 기관실(Category A Machinery Space) 사이에는 600mm 두께의 코퍼댐과 A-60 방화벽이 설치됨. 참고로, A-60 방화벽은 60분 동안 화재를 견딜 수 있도록 설계되어 메탄올의 인화성에 대비한 안전성을 확보함

〈 엔진 개발 및 벙커링 시스템 〉

- 현재 출시된 메탄올 추진 엔진은 모두 DF(이중연료) 엔진임. 이는 메탄올과 기존 연료(HFO 또는 MDO)를 모두 사용할 수 있도록 설계된 엔진으로, 메탄올이 공급되지 않는 경우 기존 연료로 전환해 운항 유연성을 확보할 수 있음
 - 이 엔진은 메탄올 연소를 최적화하기 위해 특수 인젝터, 압축 설정, 연소 조정이 적용됨. 연료 분사는 550~600bar 고압에서 이루어짐. DF 엔진은 기존연료 모드와 저인화점 연료 모드에서 모두 안정적인 MCR(최대연속출력)을 제공하며, 연료 슬립 없이 작동해야 함
- DF 메탄올 엔진은 운전자의 선호도, 연료 가용성, 대기오염 규제, 연료 비용 등을 종합적으로 고려해 메탄올과 파일럿 연료(저유황 MDO/HFO 또는 바이오연료)를 병행 사용할 수 있도록 설계함
- 메탄올 벙커링 스테이션은 충분한 환기 시설을 갖춘 개방형 구역에 배치하는 것이 원칙임. 반밀폐형 또는 밀폐형 스테이션의 경우, 기계식 환기 장치를 갖추고 별도의 위험성 평가가 필요함
 - 메탄올은 상온에서 액체로 존재하므로 벙커링 장비와 절차는 기존 연료유 벙커링과 유사함
 - 유조선 및 위험 화학물질을 대량 운송하는 선박의 설계·운영 기준을 규정한 IBC 코드의 경험이 메탄올 벙커링에 활용되고 있음

〈 연료 시스템의 안전성 〉

■ 메탄올 연료의 화재 및 누출 방지 대책

- 메탄올은 저온으로 연소하므로 순수 연소 시 불꽃 감지가 어려움. 불꽃은 연기나 그을음을 생성하지 않기 때문에 연기 감지기로는 화재를 인식하기 어려움. 적외선(IR) 불꽃 감지기는 메탄올 불꽃 감지에 최적화된 장비임. 메탄올 불꽃은 그을음이 없고 CO₂ 방사가 두드러지므로 적외선(IR) 감지기로 쉽게 식별 가능함. 반면, UV·IR 복합 감지기는 메탄올 화재에 적합하지 않음
- 누출 방지를 위해 메탄올 탱크 및 배관 근처에는 고감도 가스 감지기를 설치해 인화성 가스 농도가 임계값에 도달하기 전 경보를 울리도록 설정함. 또한, 메탄올 탱크와 파이프 근처에는 누출 방지 장치를 배치해 잠재적 점화원이 있는 구역에서 인화성 환경이 형성되지 않도록 함

■ 부식 방지 대책

- 메탄올은 일부 금속에 부식성을 갖기 때문에 연료 시스템 설계 시 적절한 내식성 재료를 선택해야 함. 메탄올 저장탱크는 스테인리스 스틸 또는 메탄올 저항성 코팅재로 마감해야 함. 코팅재는 산성 불순물에 의해 손상될 수 있으므로, 손상 여부를 주기적으로 점검하고 보수해야 함

■ 독성 관리 대책

- IMO 및 대부분 물질안전보건자료(MSDS)는 메탄올을 독성 물질로 분류함. 이에 따라 메탄올 연료를 취급하는 승무원은 반드시 관련 교육을 받고 보호 장비를 착용해야 함
- 메탄올 연료를 사용하는 선박은 MSC.1/Circ.1621 지침에 따라 메틸·에틸 알코올 연료의 특성을 고려한 승무원 안전 절차를 마련해야 함. 특히, 누출·유출 시 대응 방법과 독성 노출 방지 절차를 사전에 숙지시키는 것이 중요함

암모니아 이중연료 시스템 주요 사항

- 암모니아는 탄소 배출이 없는 연료로서 탈탄소화에 기여할 수 있는 잠재력이 높음. 그러나 상용화되기 위해서는 엔진 개발과 연료전지 적용 등 기술적 과제가 남아 있음. 또한, 암모니아는 인체와 수생 생물에 유독하므로 안전관리가 필수적임
 - 암모니아를 연료로 사용할 경우, 연소 과정에서 주로 물과 질소가 배출되나, 연소되지 않은 암모니아는 엄격히 관리해야 함. 인체 건강에 해로운 연무 형성 방지를 위해 배출 한도는 2~10ppm 수준으로 규제될 수 있음. 또한, 연소 시 발생하는 NO_x 배출은 IMO의 NO_x 규제를 준수해야 함
- 암모니아는 액체 상태에서 발화하지 않으며, 증기의 가연성 범위가 좁음. 그러나 기화 속도가 빠르므로 증기 누출 시 독성 노출 위험이 매우 큼. 따라서 연료 시스템은 정상 및 비정상 배출을 제어할 수 있는 설비를 갖춰야 함
 - 암모니아의 저장·유통 시스템은 저온 공급, 가압 저장탱크, 부식성 물질 취급 등을 고려해 설계해야 함. 특히, 암모니아의 부식 위험성을 방지하기 위해 내식성 재료를 사용하고, 가스 누출 시의 인명 피해를 방지하기 위한 안전관리계획이 필요함.

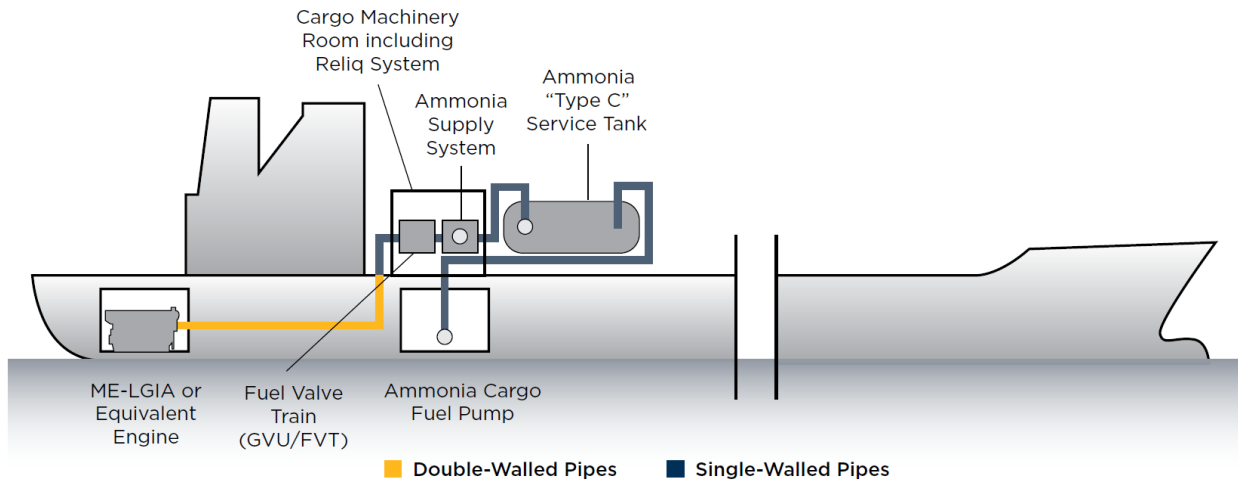


그림 4 암모니아 연료 탱크의 배치 및 설계 요소

〈 연료 격납 및 공급 시스템 〉

- 암모니아는 -33°C , 1bar 상태에서 저장하거나 20°C , 8.6bar에서 가압 저장할 수 있음
 - 육상 산업 규모의 저장은 주로 냉장 방식으로 이루어지며, 상태 유지에 지속적인 에너지가 필요함. 냉장 저장은 압력 요구사항이 낮아 초기 자본비용이 낮을 수 있음. 선박에서는 IMO 임시지침에 따라 암모니아 연료 탱크는 항상 -30°C 이하로 유지해야 함
- 반면, C형 탱크를 이용한 가압 저장은 선박 내 설치 및 운용이 용이한 대안임. 그러나 IGF 코드에서 규정된 압력 축적 옵션은 암모니아 연료 탱크에 적용되지 않음
 - 참고로, IGF 코드에서는 LNG 연료를 저장할 때 탱크 내부 압력이 올라가는 것을 일정 부분 허용하는 압력 축적 옵션이 있음. 즉, LNG 탱크에서 자연스럽게 발생하는 가스를 배출하지 않고 일정 압력까지는 내부에 모아두는 방식임
 - 하지만 암모니아 연료 탱크에는 이 옵션을 사용할 수 없음. 암모니아는 다른 대체연료에 비해서 독성이 강하고, 압력이 높아지면 누출의 위험이 커지기 때문에 압력 축적 방식을 허용하지 않는 것임. 따라서 암모니아 탱크는 압력 관리가 더 엄격하게 요구됨
- 암모니아는 에너지 밀도가 상대적으로 낮으므로 동일한 에너지를 저장하려면 더 큰 탱크가 필요함
 - 이로 인해 탱크 설치 위치와 화물 공간이 중요한 설계 요소임. 암모니아 탱크는 IGC 및 IGF 코드 요건을 준수해야 하며, 특히 IGC 코드 17.12절에 따라 특정 재료 요건을 충족해야 함
- 암모니아 연료 공급 시스템(FSS)의 목적은 엔진에 적정 온도와 압력으로 연료를 안정적으로 공급하는 것임. 이러한 저온·고압 연료의 경우 연료공급시스템이 복잡해지고 시스템 간 상호 의존성이 커짐
 - 암모니아 FSS는 기존 LPG 시스템과 유사한 구조이나, 2.4배 더 큰 유량을 처리할 수 있도록 설계됨. 특히, 연료 수요가 급증 또는 감소하는 경우에도 연료 공급 준비 상태를 유지해야 함
- 가스 시스템과 달리 증기 포집 및 방출 방지 장치를 필수적으로 갖춰야 함. 이는 연료 누출 방지와 독성 가스 방출 최소화를 위한 설비임. 연료 시스템은 상대적으로 단순하지만, 연료 특성과 엔진 기술에 따라 설계가 달라질 수 있음. 암모니아는 내식성 재료 사용 및 냉각·압력 제어 장치 설치가 필수적임

- 암모니아 연소 및 슬립 배출 완화방안 관련, 암모니아 연소 시 발생하는 슬립 배출 및 NOx 배출량을 감축하기 위한 방법은 다음과 같음:
 - SCR(선택적 촉매 환원): 배기가스 내 NOx를 화학적으로 환원시켜 제거함
 - 엔진 설계 최적화 및 튜닝: 엔진 내 연소 조건을 조정해 슬립 배출을 최소화함
 - 배기가스 재순환(EGR): 현재 상용화되지 않았으나, 향후 도입 가능성 있음
- 디젤 사이클 엔진은 엔진 튜닝만으로 IMO Tier III NOx 규제를 충족할 가능성이 있음. 초기 테스트 결과, 추가 SCR 없이도 암모니아 슬립이 30ppm 이하로 억제될 수 있다는 전망이 있음
- 반면, 오토 사이클 엔진은 디젤 사이클에 비해 NOx 및 암모니아 슬립 배출량이 상대적으로 높게 나타남. 따라서 NOx 저감을 위해 더 큰 SCR 촉매 및 암모니아 주입이 필요할 수 있음

〈 벙커링 시스템 및 안전 설비 〉

- 암모니아 벙커링을 도입하기 위해서는 명확한 규정과 안전 지침이 필요함. 비료 및 화학 산업에서 축적된 암모니아 취급 경험과 최근 LNG/LPG 벙커링 사례는 안전한 벙커링 절차를 수립하는 데 중요한 참고자료가 될 수 있음
 - 암모니아는 저장용량과 사용 목적에 따라 가압, 반냉장, 완전 냉장 형태로 저장됨. 소형 가압 탱크(1,000갤런)부터 대형 액화 저장탱크(30,000갤런)까지 다양한 저장방식이 있음. 이송 과정에서 온도 및 압력 조건에 따라 냉수 또는 온수 인바운드 방식을 선택해 재냉각을 관리함
 - 육상 저장탱크의 경우 저장용량이 제한적이며, 취급 시 에너지 소모가 크고, 누출 및 독성 관리가 필수적임. 정기적인 점검과 안전관리 절차를 통해 설비를 최적의 상태로 유지하는 것이 중요함
- 암모니아 벙커링 절차는 기존 LPG 벙커링 운영 경험을 바탕으로 구축할 수 있음. 다만, LPG와 화학적 특성이 다르므로 누출 방지, 독성 관리, 재료 호환성 등은 별도의 연구와 안전 대책이 필요함
- 암모니아 연료 시스템은 연료의 압력 및 온도 설정에 따라 용기 배열이 달라짐. 연료 저장, 연료 준비, 연료 소비장치 간의 상호 의존성이 크기 때문에 장비 설계 시 이를 종합적으로 고려해야 함
 - 암모니아 연료 선박의 주요 시스템은 연료 격납 시스템, 벙커 스테이션, 이송 배관, 암모니아 방출 완화 시스템(FSS), BOG(Boil-Off Gas) 처리 시스템, 재액화 장치, 연료 밸브 유닛, 질소 발생기, 환기 시스템과 배기 마스트 등으로 구성됨
 - 일부 탱크 유형의 경우 탱크 온도와 압력을 조절하기 위한 추가 장비가 요구됨
- 암모니아를 저장하거나 사용하는 공간은 지속적인 기계식 환기 시스템을 갖춰야 함. ABS(미국선급협회) 규칙과 IMO 임시지침에 따라 환기 시스템 설계 시 다음 요소를 고려해야 함. 또한, 암모니아 연료 시스템의 설계 단계에서 가스 분산 분석을 통해 독성 구역의 범위를 명확히 설정해야 함
 - 환기 시스템의 독립성 및 인력 배치
 - 공기 교환 주기 및 팬 정지 시 대체 환기 장치
 - 공기 흡입구 및 배기구의 위치 조정
 - 암모니아 누출 시 자동 작동하는 비상 환기 시스템

결론

〈 IMO 온실가스 조치에 따른 DF 연료의 영향 〉

- ABS는 탄소세 및 WtW 측정법이 DF 연료에 미치는 영향을 전망함. LNG 추진선은 메탄 슬립에 따라 탄소세를 최대 25% 절감할 수 있으며, 메탄올 추진선은 약 15% 절감 가능함. 암모니아 추진선은 파일럿 연료와 N₂O 슬립에 따라 탄소세를 약 80%까지 줄일 수 있는 잠재력이 있다고 판단됨

〈 DF 선박 옵션의 경제성 분석 〉

- DF 선박의 경제성 분석에서는, 기존 선박과 비교하여 연료 비용, IMO 온실가스 중기조치 등 규정 준수 비용, 신조선 등 투자 비용, 용선 비용의 네 가지 요소를 종합적으로 평가함. FuelEU Maritime 및 IMO GFS 도입에 따라 규제 준수 초과분의 수입화가 가능해짐. 이에, ABS가 전망하는 각 DF 연료 옵션의 정성적인 평가는 다음과 같음
 - LNG: LNG는 극저온 저장 및 고압 펌프가 필요하므로 연료 격납 및 FSS 설비 비용이 가장 높을 가능성이 있음. 주요 기계설비 비용은 암모니아와 유사한 수준임
 - 메탄올: 메탄올은 상온에서 액체 상태이므로 저장 시스템이 비교적 간단함. 특수 코팅 및 코퍼댐이 필요하지만, 전체적으로 다른 대체연료에 비해 구성이 가장 저렴한 시스템임
 - 암모니아: 암모니아는 LNG보다 높은 온도에서 액화되므로 격납 및 연료 공급 비용이 상대적으로 낮을 수 있음. 다만, 독성 및 부식성 관리에 대한 비용이 추가됨

출처

- American Bureau of Shipping (ABS), 2025. Dual-Fuel Solutions for Newbuild Vessels: Technical and Operational Advisory. April 2025. Spring, TX: American Bureau of Shipping. Available at: <https://www.eagle.org> [Accessed 13 May 2025].



탈탄소화 국제해사 동향

INTERNATIONAL TREND FOR MARITIME DECARBONIZATION



2025.06. Vol. 15

동 정기발간물은 해양수산부의 지원을 받아 제작되었습니다.

발 행 처 한국해사협력센터

주 소 30103 세종특별자치시 한누리대로 492 청암빌딩 5층

홈페이지 www.imokorea.org