



위로 봐도, 아래로 봐도, Golar야 할 Pick은 동사

LNG를 둘러싼 거시적 환경은 모든 측면에서 동사가 최고 수혜자임을 가리키고 있다. 본서는 러·우 전쟁과 이란 전쟁이라는 일련의 지정학적 사건의 결과로 LNG 가격이 높게 유지될 것이며, FLNG에 대한 수요도 크게 늘어날 것임을 주장한다. 두 요인 모두 동사의 특수한 계약 구조와 맞물려 미래 실적 급증에 기여하고, 향후 동사 FLNG 선박 확장을 가속화하며 주가 드라이버로 작용할 것이다.

투자포인트 1: Macro - LNG 올라, 수혜는 Golar

이란 전쟁의 영향은 결코 단기적이지 않다. 호르무즈 해협 봉쇄는 LNG 공급망에 지속적인 불확실성을 부여하며 가격에 상방 압력을 가하고 있다. 여기에 카타르 LNG 액화 설비의 피해와 증설 지연까지 겹치며 LNG 공급 차질이 현실화되고 있다. 반면 신규 LNG 프로젝트는 건설이 지연되고 있는 가운데, 글로벌 LNG 수요는 여전히 견조한 흐름을 유지하고 있다. 결국 이러한 수급 환경은 동사 이익의 핵심 변수인 글로벌 LNG 가격의 구조적 상승을 일으킬 것이다.

투자포인트 2: Micro - FLNG 주인공 Golar를 골라

동사는 LNG 공급망 다각화 국면에서 개발도상국의 액화 플랜트 건설 한계를 해결할 유일한 해답인 FLNG 액화 서비스를 독점 공급하는 One & Only 플레이어이다. 더욱이 고정 수익에 브렌트유·TTF·FOB 연동 변동 수익이 결합된 Low Risk, High Return 계약 구조로 안정성과 업사이드를 동시에 노릴 수 있다. 이란 전쟁을 둘러싼 에너지 자원 혼란 속에서 수혜를 향유할 Top 플레이어가 될 동사를 알아보자.

Valuation

동사의 2028E Adj. EBITDA \$973,064k에 Target EV/EBITDA 13.0x를 적용한 \$97.80를 목표 주가로 제시한다. 동사는 지정학적 갈등에서 기인한 LNG 공급망 다각화와 LNG 고단가 수혜를 온전히 누릴 수 있는 현존하는 유일한 플레이어다. 전쟁 이전으로 회귀하기 힘든 LNG 가격과 공급망 다각화 수요 폭증은 동사의 EBITDA 체력을 지금과는 차원이 다른 수준으로 격상시킬 것이다. 여기에 동사의 4번째 선박에 대한 기대감 및 M&A 프리미엄은 동사 Multiple의 추가적인 확장까지 기대하게 만든다. LNG 시장의 Top-pick, 명실상부 동사의 차지다.

Income Statement							
(U.S Dollars in Thousands)							
	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
Operating Revenues	298,429	260,372	393,522	368,118	400,076	988,659	1,005,194
	YoY(%)						
	11.5%	-12.8%	51.1%	-6.5%	8.7%	147.1%	1.7%
Liquefaction Services Revenue	245,418	224,959	226,794	112,880	155,603	748,905	770,637
Sales-type lease revenue	-	-	91,461	177,101	172,816	168,097	162,900
Vessel management fees and other revenues	53,011	35,413	75,267	78,138	71,657	71,657	71,657
Realized and unrealized (loss)/gain on oil and gas derivative instruments	(84,751)	39,226	(30,212)	43,636	3,568	61,085	39,870
Operating Expenses	197,880	237,419	263,588	223,903	162,401	275,348	275,181
Vessel operating expenses	93,332	121,583	159,894	124,004	71,657	71,657	71,657
Administrative expenses	33,462	27,505	29,594	30,187	30,187	30,187	30,187
Depreciation and amortization	50,294	53,526	49,255	43,572	34,417	147,364	147,197
Others	20,792	34,805	24,845	26,140	26,140	26,140	26,140
Operating income	15,798	62,179	99,722	187,852	241,242	774,397	769,883
	OPM(%)						
	5.3%	23.9%	25.3%	51.0%	60.3%	78.3%	76.6%
Other non-operating income/(loss)	(52,485)	(7,000)	29,981	10,935	10,935	10,935	10,935
Financial (loss)/income	37,934	33,098	(21,748)	6,584	(18,723)	(45,583)	(45,858)
Income before taxes and net income/(loss) from equity method investme	1,247	88,277	107,955	205,370	233,454	739,749	734,960
Income tax (expense)/benefit	(1,870)	18	(4,307)	(2,053)	(2,053)	(2,053)	(2,053)
Net income/(loss) from equity method investments	(2,520)	(7,502)	8,928				
Net income/(loss)	(3,143)	80,793	112,576	203,317	231,401	737,696	732,907
	NPM(%)						
	-1.1%	31.0%	28.6%	55.2%	57.8%	74.6%	72.9%
EBITDA	71,113	138,638	148,977	231,424	275,660	921,761	917,080
Adjusted EBITDA	355,771	240,500	264,615	273,723	322,244	973,064	973,580

Rating

Buy

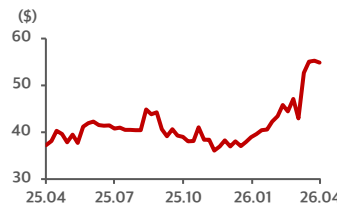
Current Price: \$ 53.39

Target Price: \$ 97.80

Upside: 83.2%

12M 주가추이

Market Cap. \$ 5.4 bn



Key Metrics

Adj. EBITDA \$ 264.6 mn

TTM EV/EBITDA 48.7x

28E avg. TTF price \$ 41.1

B/S Data (25)

자산 총계 \$ 5.3 bn

부채 총계 \$ 3.4 bn

자본 총계 \$ 1.9 bn

주요 주주

Naria Inc. 10.15%

Rubric Capital 9.06%

Blackrock Inc. 5.48%

SMIC 3팀

팀장 52기 이희원

팀원 52기 김성운

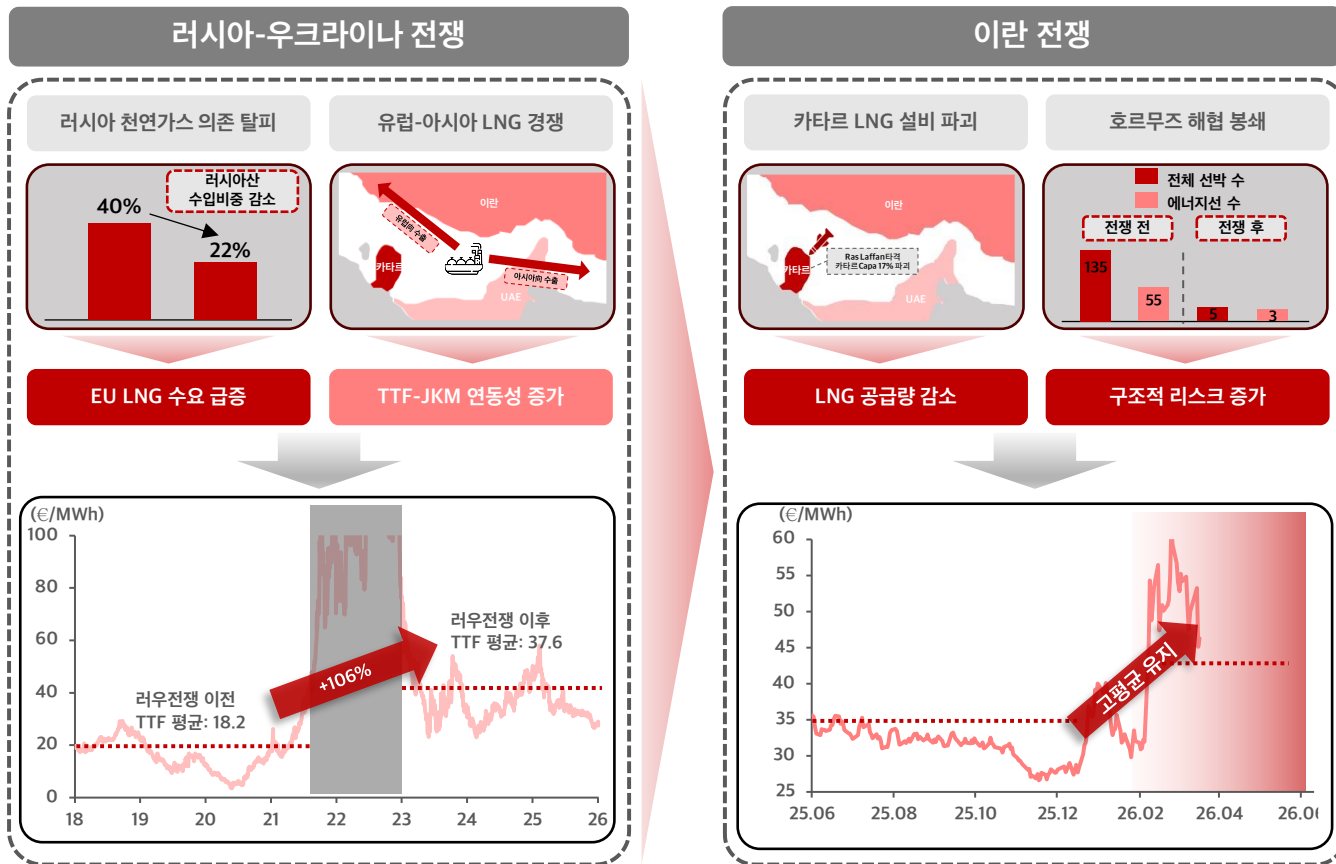
53기 문상준

53기 민현석

53기 박세완

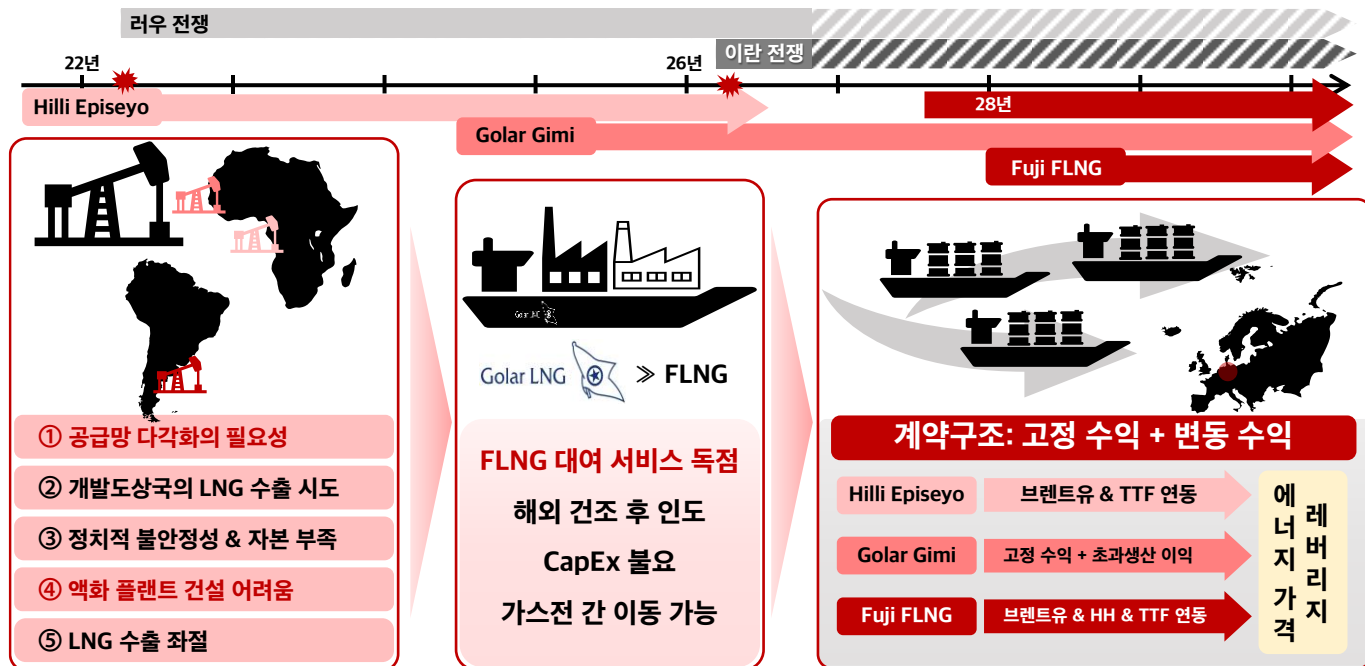
KEY CHARTS

[투자포인트 1 도식]



출처: Investing.com, SMIC 3팀

[투자포인트 2 도식]



출처: SMIC 3팀

CONTENTS

0. Golar, 좋다 - Intro	4
1. LNG? FLNG! - 산업 분석	5
2. Golar, 봅시다 - 기업 분석	7
3. Macro - LNG 올라, 수혜는 Golar - 투자포인트 1	10
4. Micro - FLNG 주인공 Golar를 골라 - 투자포인트 2	15
5. 매출 추정	21
6. Valuation	24
7. Appendix	27

0. Golar, 좋다 - Intro

도표 0. 본서 투자 논리 도식



출처: SMIC 3팀

Macro 환경 변화가
주가 드라이버까지

LNG를 둘러싼 Macro 환경은 모든 측면에서 동사가 업황의 최고 수혜자임을 가리키고 있다. 본서는 러·우 전쟁과 이란 전쟁이라는 일련의 사건의 결과 LNG 가격이 전쟁 이전보다 높게 유지될 것이며, FLNG 수요가 크게 증가할 것임을 주장한다. 두 요인 모두 동사의 미래 실적 상승에 기여하며, 향후 동사 FLNG 사업 확장을 가속화하며 동사의 주가 드라이버를 강하게 자극한다.

높은 LNG 가격 유지
→ 추가적인 업사이드

앞으로의 LNG 가격에 대한 시장의 전망은 과하게 낙관적이다. LNG 공급은 시장의 예상보다 더디게 증가할 것이며, LNG 수요는 시장이 생각하는 것만큼 부족하지 않을 것이다. 최소한 앞으로 3년간 지속될 LNG 초과 수요는 LNG 가격이 높은 수준에서 유지되도록 한다. 수익의 상당 부분이 LNG 가격에 연동되는 동사의 계약 구조는, 동사에게 유리해진 시장 환경 하에서 투자자들이 예상하지 못하는 추가적인 업사이드를 가져다 줄 것이다.

공급망 다변화 니즈
→ 계약구조&사업확장

지정학적 리스크가 심화되는 양상은 LNG 공급망 다변화 수요의 증대를 야기한다. 새로운 대안으로 떠오르는 개도국산 가스의 수출을 위해서는 FLNG가 필수적이다. 전 세계 유일의 FLNG pure player의 지위를 보유한 동사는 독점력과 협상력을 토대로 유리한 계약을 체결하여 탄탄한 미래 실적을 확보했다. FLNG 호황에 따라 향후 프로젝트에서 들려올 긍정적인 소식은 덤이다.

위로 봐도, 아래로 봐도 골라야 할 건 동사다. LNG를 둘러싼 거시적 변화는 매력적인 BM을 구축한 동사가 마음껏 활약할 기회다. 본서의 논리를 따라가며 동사에 투자할 이유를 확인해보자.

1. LNG? FLNG! - 산업 분석

1.1. LNG, 뭐길래 요새 그렇게 비싸요?

NG, 너 NuGu니

천연가스(Natural Gas, NG)는 유전이나 탄광 지역의 땅에서 분출되는 자연성 가스로, 발전, 산업용 연료, 난방, 취사, 운송 등 다양한 분야에 활용되고 있다. 천연가스가 주목받은 이유는 전통적인 화석연료에서 신재생에너지로 넘어가는 중간 다리 역할이기 때문이다. 태양광이나 풍력 등을 사용하는 발전은 아직 날씨 등의 요인에 따라 발전량의 변동성이 커 24시간 안정적인 전력 공급이 어렵다. 그렇다고 화석연료 발전에 의존하기에는 온실가스와 미세먼지 문제를 더는 무시할 수 없는 시점이다. 결국 신재생에너지가 자리를 잡을 때까지 이용할 수 있는 현실적인 선택지로 천연가스를 낙점한 것이다.

천연가스 삼형제:
LNG, PNG, CNG

천연가스는 처리하고 운송하는 방식에 따라 3가지로 나뉜다. LNG(Liquefied NG)는 기체 상태의 천연가스를 -162도로 냉각해 액체로 만든 형태다. 기체일 때보다 부피가 1/600로 줄어 운반과 저장이 수월하며, 이러한 특징 때문에 주로 해상 운송 시 사용된다. PNG(Pipeline NG)는 가스전에서 채취한 기체 상태 그대로 파이프를 통해 운송되는 천연가스다. 액화-재기화의 과정을 거칠 필요가 없기에 LNG보다 저렴하다. CNG(Compressed NG)는 천연가스를 1/200 수준으로 압축해 부피를 줄인 것으로, 여전히 기체 형태이다. 주로 시내버스 등 자동차 연료로 사용된다.

천연가스 수출입은
LNG가 대장

전 세계 천연가스는 PNG로 가장 많이 유통되지만, PNG의 상당 부분은 내수용 운송에 해당한다. PNG의 파이프라인이 닿지 않는 원거리 운송을 위해 나온 기술이 LNG이기에, 무역으로 유통되는 천연가스로 한정하면 LNG 비중이 더 높다. 국제 교역량에서 LNG가 PNG를 추월한 계기는 러·우 전쟁이다. 러시아에서 PNG로 천연가스를 수입하던 유럽이, 미국 등 타 지역에서 LNG로 사오는 방식으로 노선을 틀었기 때문이다. 이 사례에서도 알 수 있듯이, LNG는 천연가스 공급망 다변화의 핵심 수단이기에 에너지 안보가 중요시되는 최근 흐름에서 더욱 주목받고 있는 산업이다.

1.2. (F)LNG 밸류체인

위에서 아래로 흐르는
LNG 밸류체인

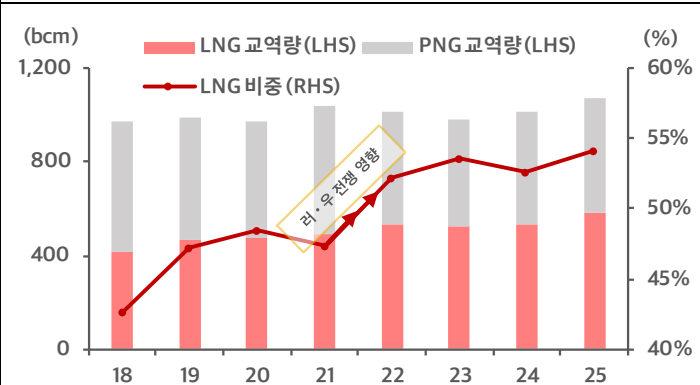
LNG 밸류체인은 크게 업/미드/다운스트림으로 구분된다. 업스트림은 가스전을 탐사해서 천연가스를 시추하는 단계이다. 가스전의 지분을 가지고 있는 소수의 IOC(International Oil Company)와 NOC(National OC)가 과점하고 있다. 미드스트림은 채굴한 천연가스를 액화시켜서 수출하는 단계이다. 액화 과정이 포함된 가장 핵심적인 단계이며, 다양한 플레이어들이 복합적으로 얽혀 있는 층위이기도 하다. 다운스트림은 수입한 천연가스를 재기화시켜 소비자에게 공급하는 단계이다. LNG 수입국의 국영 및 민간 유틸리티 기업들이 주요 플레이어이다.

도표 1-1. LNG, PNG, CNG 비교

구분	LNG	PNG	CNG
정의	기체 상태 천연가스 냉각해 액체화한 것	기체 상태로 파이프를 통해 운송되는 천연가스	천연가스를 압축해 부피를 줄인 것
특징	<ul style="list-style-type: none"> ▷ -162°C에서 액화 고난도의 공정 필요 ▷ 내수용 운송에 사용하지 않음 	<ul style="list-style-type: none"> ▷ 액화/재기화 과정 없어 저렴한 비용 ▷ 파이프 설치 필요 물리적 운송거리 제한 	<ul style="list-style-type: none"> ▷ 1/200 압축했지만 기체 형태 유지 ▷ 전체 사용량 중 미미한 비중 차지
용도	선박을 통한 해상 수출입	인접국간 수출입 및 수입 가스의 국내 배급	시내버스, 특수차량 등 차량용 연료

출처: SMIC 3팀

도표 1-2. LNG, PNG 교역량 및 상대적 비중 추이



출처: CEDIGAZ, SMIC 3팀

미드스트림 액화 방식: 미드스트림 밸류체인은 업스트림 기업으로부터 공급받은 천연가스의 액화 방식에 따라, 육상 플랜트에서 액화시켜 수출하는 경로와 FLNG에서 액화시켜 수출하는 경로로 구분한다. 우선 육상 플랜트는 가스전 근처에 건설되는 대규모 생산 설비다. 넓은 부지에서 천연가스를 대량으로 액화시켜 수출을 위한 준비까지 원스톱으로 수행하는 플랫폼으로 기능한다. 대형 플랜트 인프라를 짓는 것이 핵심이기 때문에 플랜트 건설에 관여하는 다양한 플레이어들이 밸류체인에 포함된다.

에너지사
 → 설계사/EPC사
 → 기자재사

먼저 글로벌 에너지사가 플랜트 건설 프로젝트를 기획하고 플랜트가 지어질 국가 정부의 허가를 받아 투자를 결정하는데, 이 단계를 FID(Final Investment Decision)이라고 부른다. FID가 완료된 시점부터 에너지사는 액화 공정의 핵심 기술을 가진 설계사 및 자재 조달/건설을 담당하는 EPC 시공사와 계약을 체결한다. 시공사는 설계사의 기술을 기반으로 기자재 공급사로부터 각종 자재를 조달하여 플랜트를 건설한다. 열교환기, 압축기 등 핵심 장비에서부터 극저온 파이프, 펌프, 밸브 등 기초적인 부품에 이르기까지 수많은 기자재를 각국의 기업들로부터 조달하게 된다. 이렇게 지어진 육상 플랜트에서 액화시킨 LNG는 해운사가 운송하거나 에너지사의 자체 선박으로 유통해서 다운스트림으로 넘어간다.

미드스트림 액화 방식: 육지 위에 지어진 플랜트가 아니라 바다 위에 떠있는 대형 선박인 FLNG에서 천연가스 액화 공정을 수행하는 방식도 존재한다. FLNG는 Floating LNG의 약자로, 해상에서 천연가스를 정제하고 액화하여 저장, 하역하는 설비를 말한다. 이 경로에서는 에너지사가 플랜트 대신 FLNG 선박에 대한 FID를 결정하고, 건설사 대신 조선사와 EPC 계약을 체결한다. 조선사가 수주받은 FLNG를 건조해 에너지사에게 인도하면, 에너지사는 선박을 이동시켜 자신들의 가스관과 배를 연결한다. 이후 FLNG가 가스를 끌어올려 선상에서 액화한 뒤, 육상 플랜트에서와 동일한 과정을 거쳐 다운스트림으로 LNG가 운송된다.

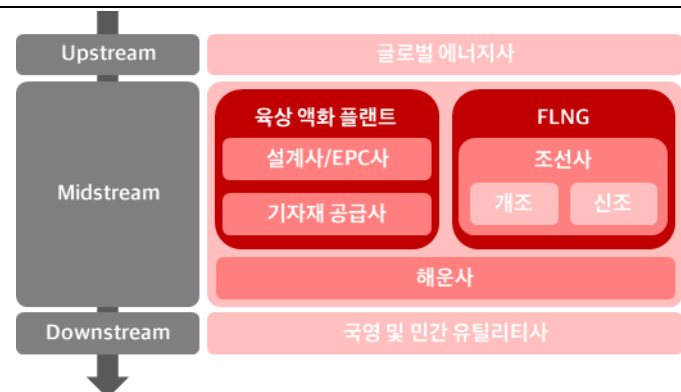
플랜트 못 짓는 곳에 FLNG가 간다

FLNG는 존재는 확인되었으나 개발이 어려운 가스전을 활용하기 위해 등장했다. FLNG 방식을 사용하면 육지에서 너무 멀리 떨어져 있거나, 규모가 작아서 육상 플랜트를 활용해 생산하기에는 경제성이 없는 가스전을 개발할 수 있다. 가스전 보유 국가의 발전 정도가 낮거나 내전과 같은 육상 안보 리스크가 있는 등, 플랜트를 짓기 어려운 국가에서도 FLNG를 사용하면 LNG 수출입 길이 열린다. 현재 사업성이 있는 정도의 천연가스 매장량이 확인된 국가는 60개국이다. 이 중에서 내륙 지방에 있는 국가들을 제외한 모든 나라가 FLNG의 잠재적 고객이 될 수 있는 셈이다.

FLNG의 확장은 이제 시작

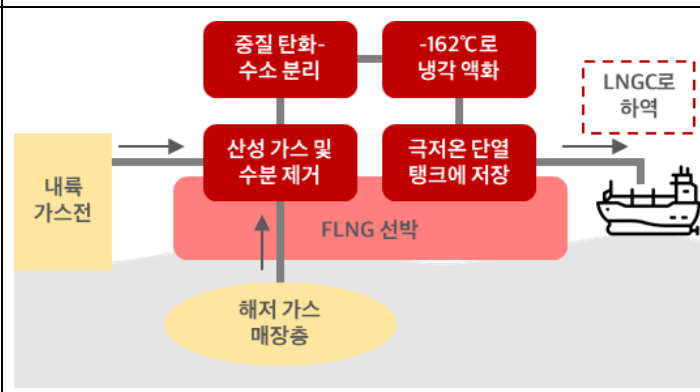
FLNG는 본격적으로 가동된 지 얼마 되지 않은 사업 모델이다. 역사상 최초로 선언된 FLNG FID는 11년 5월이었고, FLNG를 통해 액화된 천연가스는 17년에서야 처음으로 수출되었다. FLNG의 절대적인 대수와, 보유하고 있는 플레이어도 몇 없다. 현재 전 세계에서 가동되고 있는 FLNG는 9척에 불과하고, 5척의 FLNG가 새로 건조되는 중이다. 지정학적 리스크와 에너지 안보 위협에 따른 공급망 다변화 니즈가 전 세계적으로 커지고 있는 국면인 만큼, 앞으로의 FLNG 업황은 더 좋아질 것이다.

도표 1-3. FLNG 밸류체인



출처: SMIC 3팀

도표 1-4. FLNG 선박 액화 프로세스



출처: SMIC 3팀

2. Golar, 봅시다 - 기업 분석

2.1. 동사가 걸어온 길: LNGC에서 FLNG로

이 기업은 대신
액화해줍니다

Golar LNG는 세계에서 유일하게 'FLNG 대여 서비스'를 제공하는 기업으로, 밸류체인 상에서는 미드스트림에 위치한다. 동사는 업스트림 기업이 가진 가스전에서 나오는 천연가스를 동사의 FLNG선으로 대신 액화해 주고, 그 대가로 계약에 따른 용선료를 지급받으며 수익을 인식한다. 동사는 현재 개조 중인 선박 1척을 포함하여 총 3척의 FLNG를 보유하고 있으며, 이 선박들은 아르헨티나, 카메룬, 세네갈 등 제3세계 국가의 가스전에서 나오는 천연가스를 액화한다.

LNGC 전문가,
FSRU 한 스펙

46년에 설립되고 02년에 나스닥에 상장한 동사는 원래 LNGC(LNG Carrier) 사업을 전문으로 하는 기업이었다. LNG 운반선을 장기간 빌려주고 정기적으로 용선료를 받거나, 단기 물량의 운송이 필요한 기업과 스팟 용선 거래를 맺으며 수익을 창출해왔다. 또한 FSRU(Floating Storage and Regasification Unit)라는 선박을 활용한 사업도 일부 영위했다. FSRU는 LNG 수입국 앞바다에서 LNG를 재기화시켜 다운스트림의 육상 가스망으로 보내는 선박으로, 복잡한 기술이 필요 없었기에 LNGC 사업의 연장선 형태로 수행했다. FSRU는 동사가 장기계약 기반 인프라 자산 운용의 수익성을 깨닫는 계기가 되었다.

한 척씩 야금야금
체질 개선하기

FSRU로 재미를 본 동사는, 12년 유사한 수익 구조를 가졌으나 훨씬 큰 부가가치를 창출하는 FLNG 신사업 비전을 발표하며 새로운 국면을 맞이하게 된다. 장기적 전환 계획을 수립하고 FLNG를 한 척씩 준비하기 시작한 것이다. 첫 FLNG 선박인 Hilli의 개조를 14년에 발주하고, 카메룬의 에너지사와의 8년 계약을 15년에 체결했다. Hilli는 조선사로부터 17년에 인도되어, 18년 첫 LNG 생산 및 상업 운전 성공했다. 두 번째 FLNG인 Gimi도 19년부터 착공에 돌입했다. 코로나19로 프로젝트가 일부 지연되며 25년 2월 모리타니아/세네갈 해상에서 첫 생산을 시작했다.

FLNG는 앞으로도
더더 늘어난다

앞으로 가동할 FLNG에 대한 준비도 착실히 진행되고 있다. 세 번째 선박인 Fuji에 대한 조선사 발주 계약은 24년에 체결했으며, 이 배는 2H27 아르헨티나로 향해 본격적으로 수익을 창출할 예정이다. 동사는 네 번째 FLNG를 추가할 계획도 가지고 있으며, 2H26에 FID가 마무리될 것으로 전망된다. 현재 FLNG를 사용하고자 하는 가스전이 많아, 여러 국가의 에너지사와 용선 계약 협상 과정에 있다.

꾸준히 LNGC 비중 ↓
→ 마침내 0%까지

동사의 계획은 기존의 LNGC 사업에 FLNG 사업을 추가하는 단순 포트폴리오 확장의 차원이 아니라, FLNG 전문 회사로 기업의 본질적인 BM을 완전히 전환하려는 의도였다. 동사는 보유하던 LNGC를 순차적으로 자회사에 팔고, 이후 자회사를 매각하는 식으로 기존 사업을 정리했다. 22년부터는 동사의 Adjusted EBITDA에서 FLNG의 기여분이 처음으로 100%를 기록하며 실질적인 FLNG Pure Player가 되었다. 동사는 25년 2월 마침내 마지막 LNGC를 처분하면서 완전한 FLNG 전문 기업으로 거듭난다.

도표 2-1. LNG선 3종 비교 및 LNG의 이동 경로

구분	FLNG	LNGC	FSRU
형태			
특징	액화라는 상대적 고난도 기술력 필요 가장 수익성이 좋아 동사의 전환 목표	동사가 전통적으로 운용해오던 선박 장기간 용선 계약 or 단기간 스팟 용선 거래	재기화라는 상대적 저난도 기술력 필요 동사 인프라 자산의 수익성 인식의 계기
LNG의 이동 경로	수출국 해상에서 가스를 공급받아 선상에서 액화 후 LNG선으로 하역	FLNG에서 LNG를 싣고 수입국으로 이동 수입국 해상의 FSRU로 하역	LNGC가 싣고 온 LNG를 인도받아 선상에서 재기화 후 수입국 가스망에 전달

출처: 동사 홈페이지, 언론 종합, SMIC 3팀

2.2. Game-changing LNG, Golar LNG

FLNG 대여 서비스는 우리밖에 안 합니다

동사의 BM은 FLNG를 운영하는 다른 기업들과는 다른 독자적인 형태를 지닌다. 동사 소유를 제외한 나머지 FLNG는 모두 에너지사가 가지고 있다. 즉 가스전을 가진 업스트림 기업이 미드스트림의 과정인 추출한 가스의 액화 과정을 수직계열화한 형태이다. 에너지사의 경우 육상 플랜트 지분을 함께 가지고 있는 기업도 많은데, 이 경우는 플랜트만 FLNG로 바뀌었다고 보면 된다. 반면 동사는 가스전을 가진 업스트림 기업에게 액화 서비스를 제공해 수입국과 연결해주는 플랫폼의 역할을 수행한다. 이는 동사를 가스전은 있으나 육상/해상 액화 시설을 설치하기 어려운 기업의 유일한 선택지로 만든다. 이렇듯 동사의 BM이 매력적이기에 최근 상위 플레이어인 에너지사들과의 M&A 이야기도 나오고 있다.

LNGC→FLNG 개조도 우리밖에 안 합니다

동사는 선박의 조달 측면에서도 독자적이고 선구자적인 행보를 보인다. 타사 FLNG의 경우 조선사에 처음부터 새로운 배를 발주하는 방식(신조)이기에 선박의 건조에 오랜 시간이 소요된다. 반면 동사는 조선사가 노후 LNGC를 FLNG로 개조하도록 하는 방식을 최초로 도입했다. 개조 방식은 시간과 비용 측면에서 모두 우월하다. 건조에 5년여가 걸리는 신조와 달리 개조는 3년 정도면 배가 완성된다. 비용도 더 적게 든다. 동사의 Gimi를 FLNG로 개조하는 데 18억 달러가 들어간 반면, 에너지사 Eni가 FLNG 한 척을 새로 만드는 데에는 평균 75억 달러가 필요했다.

개조 어케했누?

조선사 Keppel, 액화 설비 EPC사 Black&Veatch와 오랜 기간 연구 협업을 해왔던 것이 개조를 가능하게 했다. 동사는 FLNG 선박 발주 계약을 체결하기에 앞서 이들과 연구를 시작하며 LNGC 개조 방식의 현실성을 검토했다. 동사는 향후 FLNG 대수 확장에 있어서도 중소규모 선박이 필요한 경우 개조를, 대규모가 필요한 경우 신조를 활용하며 전략적으로 대응할 계획이다.

2번째 FLNG 가동으로 가시적 실적 상승

동사의 실적을 확인할 때는 매출과 특유의 Adjusted EBITDA를 봐야 한다. 동사의 Adjusted EBITDA는 후술할 동사의 독특한 계약 구조를 반영하기 위해 파생상품손익과 판매형 리스 항목을 조정하며, 이 부분이 동사 성장성의 핵심이다. 동사는 25년 6월부터 선박 Gimi에서도 수익이 발생하기 시작하며 실적이 크게 상승했다. 한편 25년에 부채비율도 함께 증가했는데, 이는 이 시기에 Gimi에 대한 신규 차입이 반영되었기 때문으로 예상 범주 내의 변동이다. Gimi의 사업 개시로 영업활동현금흐름 역시 눈에 띄게 증가했으며, 앞으로도 장기간 안정적으로 발생할 것이기에 부채 상환에 대한 우려는 불필요하다.

FLNG로 바꾸니까 주주환원도 순항 중

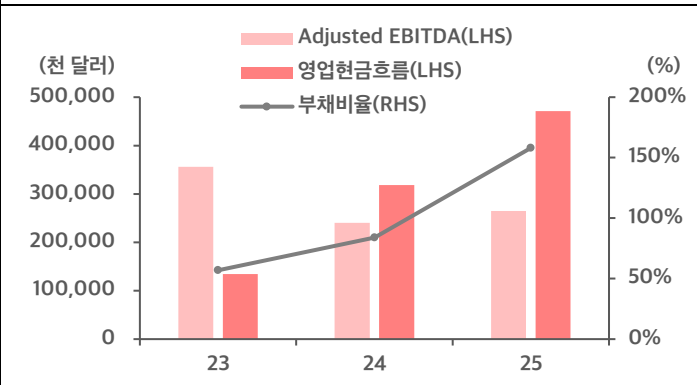
동사는 FLNG로의 전환 이후 23년부터 주당 \$0.25의 분기 배당금 지급을 재개했으며, 4Q25까지 한 번도 빠짐없이 지급하고 있다. 향후 프로젝트 가동에 따라 실적의 가파른 개선이 예상되기에 배당수익률의 상승도 기대된다. 자사주 매입/소각도 진행 중이다. 23~1H25까지 \$1.5억어치를 완료 후, 2H25 \$1.5억어치의 추가 매입 계획을 발표했으며 현재까지 그중 28%를 소각했다.

도표 2-2. 개조 방식과 신조 방식 비교

개조	구분	신조
기존의 노후 LNGC를 조선사가 FLNG로 개조	정의	조선사에 처음부터 새로운 배를 발주
중·소형 프로젝트	주 용도	대형 프로젝트
약 3년	시간	약 5년
동사 Gimi \$1.8B 소요	비용	Eni사 1척당 \$7.5B 소요
Hilli, Gimi, Fuji, 4번째 선박(예정)	동사 보유	5번째 선박(예정)

출처: SMIC 3팀

도표 2-3. 동사 Adjusted EBITDA, 영업현금흐름, 부채비율 추이

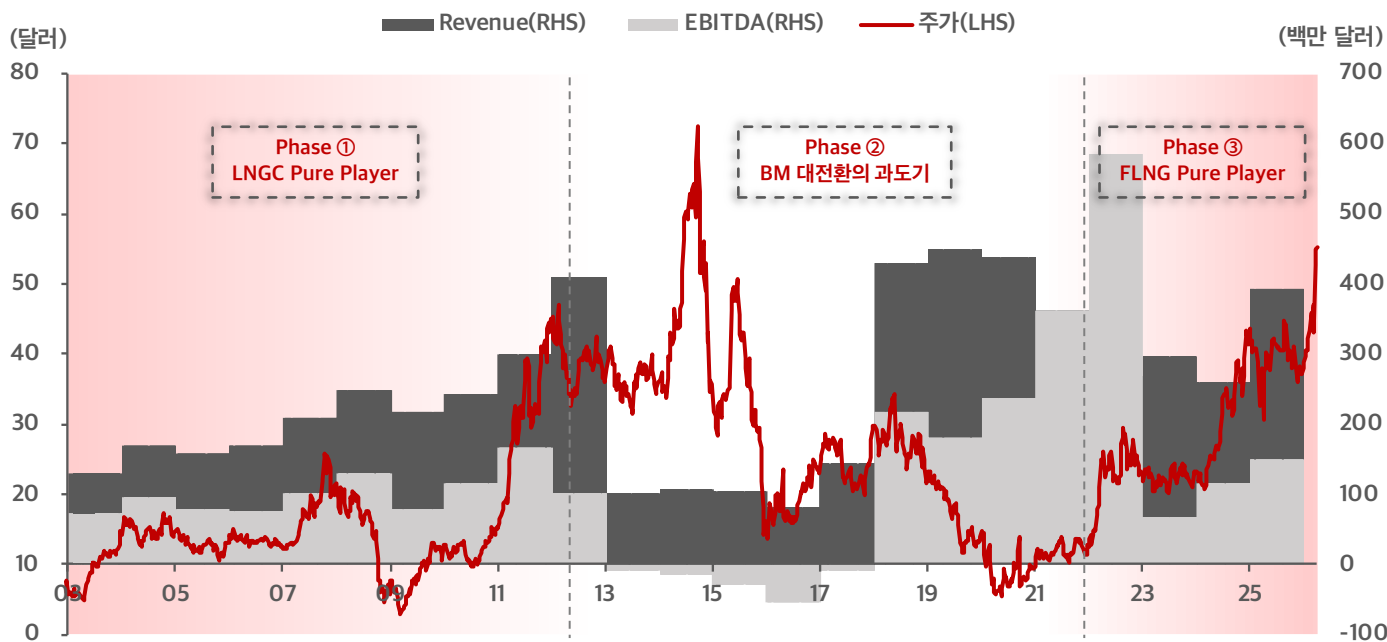


출처: EDGAR, SMIC 3팀

2.3. 주가분석

동사가 Pure Player일 때, 주가는 실적에 연동되는 경향을 보인다. 특히 후쿠시마 원전 사고나 러·우 전쟁 등 LNG 가격이 급등하는 거시적 환경에서 상승 흐름이 강했다. 이번 이란 전쟁과 그에 따른 LNG 가격은 22년보다 확장된 동사의 BM과 맞물려 지금까지 본 적 없는 실적을 가져올 것이며, 그에 따른 주가 상승 가능성도 크다. 동사의 주가는 과거보다 프로젝트 진행 소식에 민감하지만, FLNG 호황인 현 시점에서 나올 뉴스는 상승을 가속화할 재료가 될 것이다.

도표 2-4. 동사의 주가 및 실적 추이



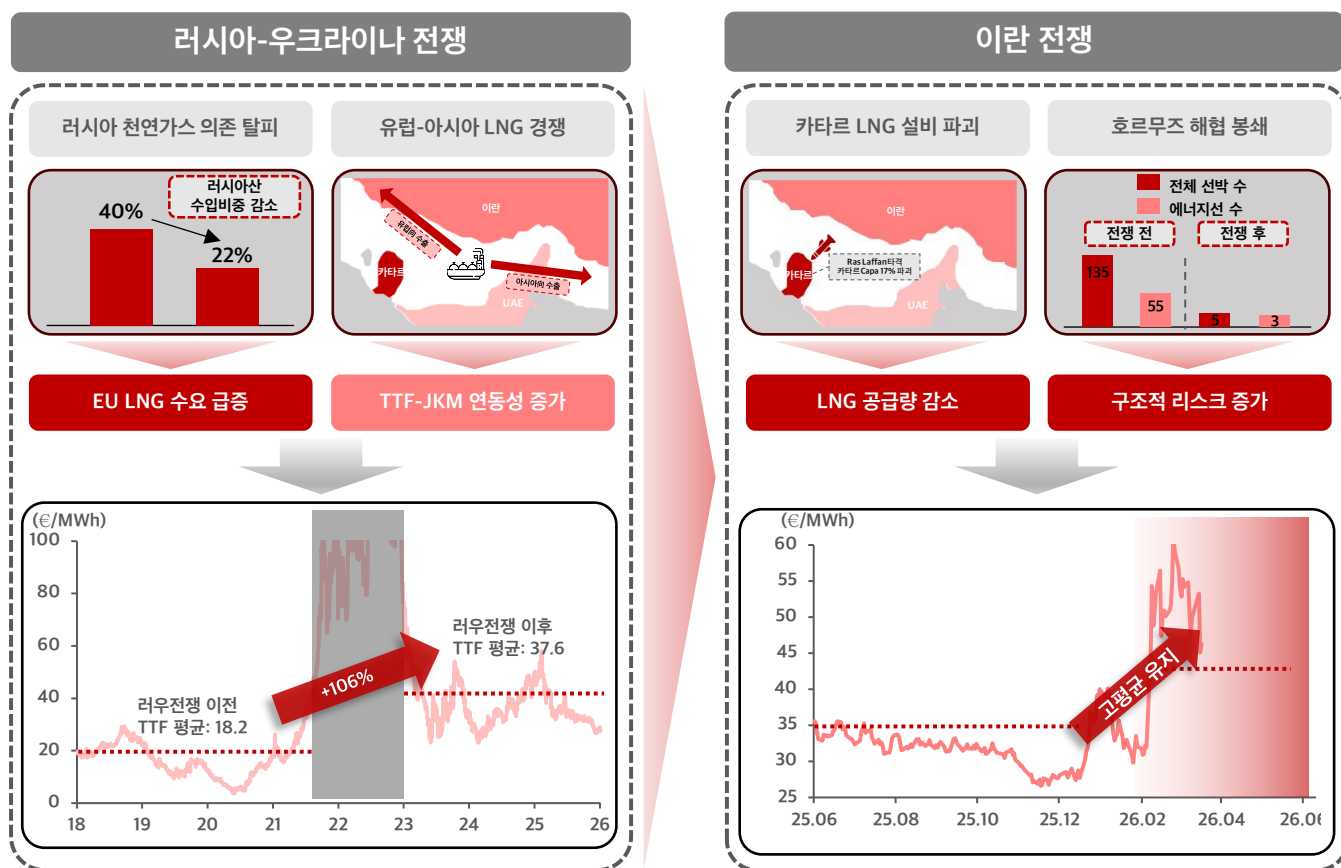
출처: Investing.com, EDGAR, SMIC 3팀

- Phase ①: 상장~12년 LNGC Pure Player** 동사는 상장 후부터 12년까지 LNGC를 활용한 운송 사업만을 영위했다. 주가는 실적과 실적에 직결되는 국제 LNG 가격, 그리고 이에 영향을 줄 수 있는 매크로 상황에 연동되는 경향을 보였다. 주가는 아시아 LNG 수요 증가에 따라 07년까지 실적과 동행하다가, 08년 금융위기로 인해 큰 폭으로 하락했다. 11년 후쿠시마 원전 사고로 천연가스의 대체 수요가 늘어나며 매크로 상황이 동사에 매우 유리하게 흘러갔고, 이에 수혜를 입어 실적과 주가가 큰 폭으로 상승했다.
- Phase ②: 12~22년 BM 대전환의 과도기** 전환기에는 수많은 변수가 존재했다. 동사의 주가는 12년에 FLNG 개발 계획을 발표한 뒤 14년에 개조 계약을 체결하며 역사상 고점을 기록했다. 투자자들은 신사업의 BM이 매력적이라고 느꼈고, FLNG 프로젝트의 진행 상황이 새로운 주가 드라이버로 급부상했다. 가스전과의 프로젝트 계약 체결 및 무산, 선박 건조 지연, 선박의 최초 가동 등 FLNG 신사업 관련 소식이 실적보다 주가에 더 큰 영향을 미쳤다. 더욱이 이 시기에는 동사가 지분으로 얽혀 있는 여러 자회사를 운용했기에, 실적이 오염됐을 뿐 아니라 자회사 관련 뉴스로 주가가 움직이는 등 노이즈도 심했다.
- Phase ③: 22년~현재 FLNG Pure Player** 21년 4월 마침내 모든 자회사를 처분한 뒤로, 동사는 22년부터 FLNG가 사실상 이익의 전부를 담당하는 기업으로 바뀌었다. 매크로 환경과 실적이라는 기존 드라이버가 다시금 유효해진 시점이기도 하다. 22년 러·우 전쟁과 최근의 이란 전쟁이 불러온 LNG 가격 상승은 동사의 실적과 주가로 이어졌다. 물론 Phase ①에 비해 개별 FLNG에 대한 이슈로 주가가 움직이는 폭이 커진 것은 사실이나, FLNG를 계획 중이거나 영위 초기였기에 불확실성이 컸던 Phase ②보다는 그 영향이 적을 것이다. 그마저도 FLNG 호황으로 향후 몇 년간은 긍정적 영향이 더 크리라고 본다.

3. Macro: LNG 올라, 수혜는 Golar - 투자포인트 1

동사 이익의 상단은 LNG 가격 수준이 결정한다. 러우전쟁을 기점으로 한 계단 올라선 LNG 가격은 이란전쟁의 영향으로 다시 한 발 내딛을 준비를 하고 있다. 본서는 일련의 지정학적 사건들의 결과, LNG 가격이 한 계단 더 올라, 더 높은 평균을 유지할 것이라고 주장한다. 이란전쟁의 영향은 단기적인 공급 교란으로 그치지 않을 것이며, 어떤 시나리오를 Golar봐도 시장이 우려하는 공급 과잉은 존재하지 않는다. 부풀려진 공급과 숨겨진 수요를 파헤쳐보자.

도표 3-1. 러시아-우크라이나 전쟁과 이란 전쟁이 LNG 가격에 미친 영향



출처: Investing.com, SMIC 3팀

3.1. 러시아-우크라이나 전쟁: 수요의 증가

과거 유럽은 러시아산 천연가스에 의존

러시아-우크라이나 전쟁은 글로벌 LNG 수요의 급증을 촉발했다. 전쟁 이전까지 EU는 천연가스 수입의 약 40%를 러시아에 의존하고 있었으며, 독일을 비롯한 일부 국가는 그 비중이 50%를 초과할 정도로 러시아 천연가스에 대한 의존도가 강했다. 파이프라인을 통해 공급되던 러시아산 천연가스는 가격 경쟁력이 압도적으로 높았고, 계약은 안정적으로 이행될 것이라는 전제 아래 EU는 에너지 공급의 상당 부분을 러시아에 의존하는 구조를 장기간 유지하였다.

러시아 의존 탈피, LNG 수입 확대

전쟁 이후 EU와 서방이 러시아에 강도 높은 금융 제재를 가하자, 러시아는 이에 대응해 가스 대금의 루블 결제를 요구했고, 이를 거부한 폴란드와 불가리아 등에 대한 천연가스 공급을 중단했다. 또한 노드스트림 파이프라인의 '기술적 문제'를 이유로 공급량을 약 20% 수준까지 축소하며 EU를 압박했다. 이 과정에서 EU는 에너지가 무기화될 수 있으며, 계약은 이행되지 않을 수 있고, 특정 국가에 대한 높은 의존도가 안보 리스크로 작용할 수 있음을 인식하게 되었다. 이에 따라 러시아산 천연가스 의존도를 줄이고 LNG 수입 확대를 중심으로 에너지 정책을 전환했다.

LNG 공급은 미국이 책임질게

EU는 러시아산 천연가스 의존도를 줄이는 과정에서 미국으로부터의 LNG 수입을 크게 확대했다. 미국산 LNG는 목적지가 고정되지 않은 FOB(Free on Board) 구조로 거래되는 경우가 많아, 선적 이후에도 목적지를 유연하게 변경할 수 있다. 이로 인해 더 높은 가격을 제시하는 유럽 시장으로의 공급을 빠르게 늘릴 수 있어 미국의 LNG 수출이 급증하게 되었다.

유럽-아시아 LNG 시장 동조화

이와 같은 변화로 기존에 러시아산 파이프라인 가스 중심의 유럽과 중동산 LNG 중심의 아시아로 분리되어 있던 시장 구조는 점차 통합되기 시작했다. 유럽과 아시아가 동일한 LNG 물량을 두고 경쟁하는 구도가 형성되면서, LNG 교역은 글로벌 시장으로 재편되었고, 유럽의 가격 지표인 TTF와 아시아의 가격 지표인 JKM이 상호 연동되는 구조로 변화하게 되었다.

전쟁이 끝나도 LNG 가격은 높은 수준 유지

전쟁이 장기화되고 유럽의 러시아산 천연가스 의존 탈피 정책이 진행되어 가며 글로벌 LNG 가격의 변동성은 전쟁 이전의 수준으로 안정화되었다. 그렇다면 글로벌 LNG 가격 역시 전쟁 이전의 수준으로 돌아갔을까? 정답은 '아니'다. TTF는 전쟁 전 18~21년 가격의 평균인 18.2 €/MWh에서 23~25년 평균 37.6 €/MWh으로 무려 106% 증가했다. 유럽의 LNG 수입 확대에 의해 글로벌 LNG 수요의 수준에 근본적인 상향이 있었던 것에 더해, 유럽과 아시아가 같은 LNG 물량을 두고 경쟁하는 구도 자체가 높은 가격의 형성을 유발했기 때문이다.

3.2. 이란 전쟁: 공급 감소와 리스크 증가

(1) 카타르 인프라 파괴: 공급 감소

카타르 LNG 수출시설 파괴

전쟁이 발발한 직후 카타르 최대의 LNG 수출 플랜트가 공격의 대상이 되며 글로벌 LNG 공급이 충격을 받았다. 세계 최대의 LNG 수출 허브인 Ras Laffan Industrial City가 이란의 미사일에 피격당해 LNG Train 14기 중 2기(4, 6호기)가 완전히 파괴되었다. 피해 규모는 12.8MTPA로 세계에서 두 번째로 LNG를 많이 수출하는 카타르의 LNG 총생산량의 17% 규모이고, 예상되는 복구 기간은 3~5년으로 29년 이전에 재가동이 어려워지게 되었다.

QatarEnergy의 North Field 확장 지연

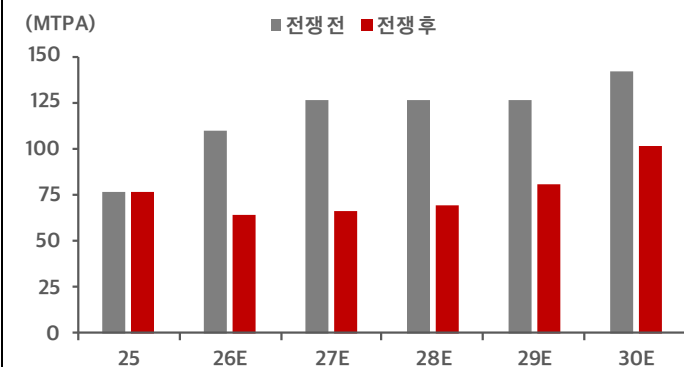
건설 진행 중이던 QatarEnergy의 North Field 확장 프로젝트 역시 최소 1년 이상 지연될 것으로 발표되었다. QatarEnergy는 North Field를 East, South, West로 단계적으로 확장해 2030년까지 생산 능력을 기존 77MTPA에서 110, 126, 142MTPA 수준으로 확대할 계획이었다. 그러나 이번 피해로 인해 공사가 진행 중이던 North Field East와 South의 건설이 전면 중단된 상황이다. North Field 확장 공사를 맡은 EPC 업체 Technip이 카타르에서 완전히 철수하면서 26년 말~27년에 가동 예정이었던 North Field East, South발 49MTPA의 추가 공급이 최소 28년 이후로 밀리게 되었고, North Field West 확장은 무기한 지연되며 LNG 공급량 전망에 큰 감소가 발생했다.

도표 3-2. LNG 계약 인도 조건별 특성

구분	FOB	DES	CIF
정의	Free On Board	Delivered Ex Ship	Cost Insurance Freight
소유권 이전	선적항	도착항	운송 중
운송 책임	Buyer	Seller	Seller
운임 포함	×	○	○
유연성	매우 높음	낮음	중간
대표 시장	미국 LNG	전통 LNG	일부

출처: SMIC 3팀

도표 3-3. 전쟁 전후 QatarEnergy 예상 capacity



출처: QatarEnergy, SMIC 3팀

(2) 호르무즈 해협 봉쇄: 리스크 증가

호르무즈 해협: LNG 공급의 핵심 조임목

이란의 호르무즈 해협 봉쇄는 글로벌 에너지 공급망에 직접적인 충격을 가하고 있다. 호르무즈 해협은 페르시아만과 오만만을 연결하는 좁은 해상 통로로, 실제 항로 폭이 10km 미만에 불과하지만 글로벌 해상 원유의 약 25%, LNG의 약 20%가 통과하는 에너지 공급의 핵심 조임목이다. 호르무즈 해협 봉쇄 이후 TTF와 JKM 가격은 고점 기준 각각 93%, 108% 상승하며 시장은 단기적인 LNG 공급 부족 가능성을 빠르게 반영하는 모습을 보였다.

카타르와 UAE의 LNG 호르무즈 해협을 통과할 수밖에

특히 LNG는 원유 대비 대체 경로가 사실상 존재하지 않는다는 점에서 충격이 더 크다. 2025년 기준 카타르 LNG의 93%, UAE LNG의 96%가 호르무즈 해협을 통과하며, 두 국가가 차지하는 글로벌 LNG 교역 비중은 약 20%에 달한다. 원유는 사우디와 UAE에 있는 일부 파이프라인을 통한 우회 수출이 가능하지만, LNG는 해상 운송이 필수적이고, 카타르와 UAE의 LNG 수출 터미널의 지리적 위치상 호르무즈 해협을 통과하지 않고는 수출이 불가능하다.

LNG 가격의 빠른 정상화는 쉽지 않을 것

일각에서는 전쟁 종결 시 에너지 가격이 빠르게 정상화될 수 있다는 기대도 존재한다. 그러나 현실적으로는 해협 재개방까지 상당한 시간이 소요될 가능성이 높으며, 설령 통행이 재개되더라도 운임과 보험 비용 상승으로 인해 LNG 가격이 전쟁 이전 수준으로 회귀하기는 어렵다. 즉, 공급 충격이 해소되더라도 비용 구조 변화가 가격 하방을 제한하는 구조가 형성된다.

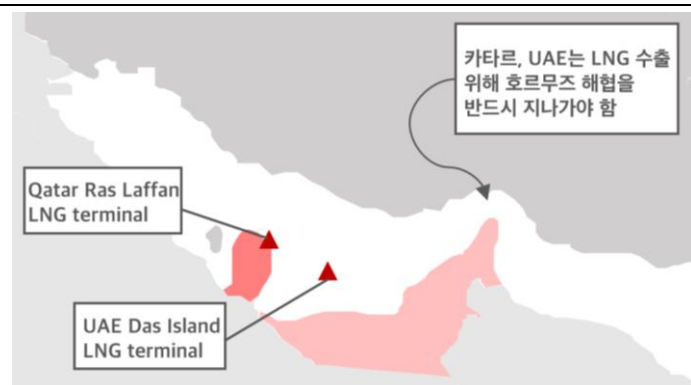
전쟁 장기화 시나리오

시나리오 A는 전쟁이 장기화되는 경우다. 이 경우 호르무즈 해협에 대한 강력한 통제는 지속되며 선박 통과량이 구조적으로 제한될 가능성이 높다. 실제로 휴전 이후 공식 집계된 통과 선박 9척 중 에너지 관련 선박은 원유 탱커선 2척 뿐이었으며, LNG선은 단 한 척도 확인되지 않았다. 이러한 상황이 지속될 경우 글로벌 LNG 시장은 구조적 공급 부족 상태에 진입하며 가격은 현재 수준보다 추가 상승할 가능성이 크다. 이란이 미국과 2주간 휴전에 합의하고 호르무즈 해협 개방을 약속한지 24시간도 채 지나지 않아 이스라엘과의 갈등으로 해협을 다시 봉쇄한 것을 보면, 중동 지역의 갈등이 완전히 해소될 확률은 아주 희박하다는 것을 알 수 있다.

휴전 이후 이란의 해협 통제 시나리오

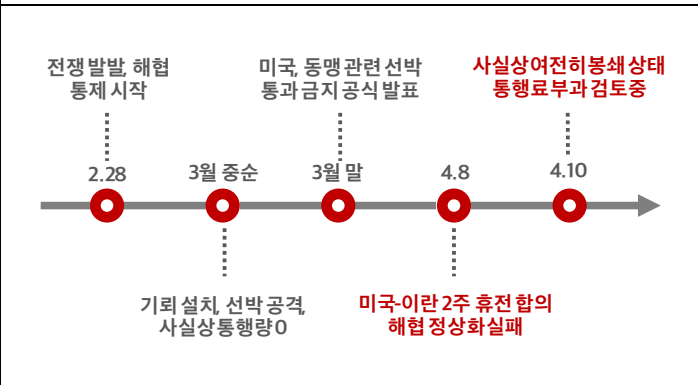
시나리오 B는 휴전 이후에도 이란이 해협에 대한 실질적 통제권을 유지하는 경우다. 이는 호르무즈 해협의 상시적 불안정성을 의미하며, 이란이 정치·경제적 목적에 따라 언제든지 통행을 제한할 수 있는 환경이 고착화된다. 더 나아가 이란은 선박당 200만 달러 또는 원유 배럴당 1달러 수준의 통행료 부과를 검토하고 있으며, 전쟁 이후 선박 보험의 전쟁 프리미엄도 기존 0.02~0.05%에서 0.5~1.0% 수준으로 20배 이상 급등했다. 이러한 비용 상승은 운송비 증가로 이어지며, 결과적으로 LNG 가격의 구조적인 하방 경직성을 강화하게 된다.

도표 3-4. 카타르와 UAE의 LNG 수출 경로



출처: 언론 종합, SMIC 3팀

도표 3-5. 호르무즈 해협 관련 타임라인



출처: 언론 종합, SMIC 3팀

3.3. 구조적으로 높게 지속될 수밖에 없는 LNG 가격

(1) 공급의 과대계상

미국 FID 폭증: 공급
과잉 우려

LNG 공급 과잉 우려는 미국의 공격적인 투자 규모로부터 기인한다. 러시아-우크라이나 전쟁 이후 유럽의 러시아산 천연가스 의존을 줄이려는 목표에 따라 장기적인 LNG 수요에 확신을 갖게 된 미국은 22, 23년 합산 전 세계 LNG 프로젝트 FID의 70%인 61MTPA 규모의 막대한 투자를 집행했다. 더 나아가 트럼프 대통령이 재선에 성공한 25년에는 66MTPA 규모의 FID를 집행한 결과 2030년까지 254MTPA 규모의 글로벌 LNG 공급이 늘어날 것으로, 막대한 공급 과잉이 예상되는 상황이었다. 그러나 이러한 공급 과잉 우려는 과도하다.

표시 용량 ≠ 실공급량

실질적인 신규 공급량에 비해 시장이 전망하는 LNG 공급량 수치 자체가 너무 낙관적이다. 현재 FID를 완료하고 건설 중인 LNG 프로젝트들의 캐파를 모두 더해 공급량 전망을 구하면 압도적인 공급 과잉이라는 결과가 도출된다. 이는 글로벌 LNG 공급량 전망치를 현실적으로 생산 가능한 용량이 아닌, 표시 용량(nameplate capacity)으로 계산했기 때문에 발생하는 오류이다. 현실적으로 생산 가능한 양은 ramp-up 기간과 외생변수에 따른 완공 지연의 반영이 필요하다.

ramp-up 기간 미고려
-> 공급량 과대계상

실제로 LNG 프로젝트가 건설이 완료된다고 해도, 생산량을 끌어 올리는 ramp-up 기간이 필요하기 때문에 실제 표시 용량만큼의 생산이 가능해지기까지는 시간이 걸린다. 프로젝트의 성격별로 ramp-up 기간도 다른데, 예를 들어 Cameron Train 1, 2, Freeport Train 1 등의 일반 onshore 프로젝트는 ramp-up이 3~4개월 정도이고, Gorgon, Wheatstone 등의 대형 멀티트레인 onshore 트레인은 평균적으로 12개월 정도의 오랜 ramp up 기간이 필요하다.

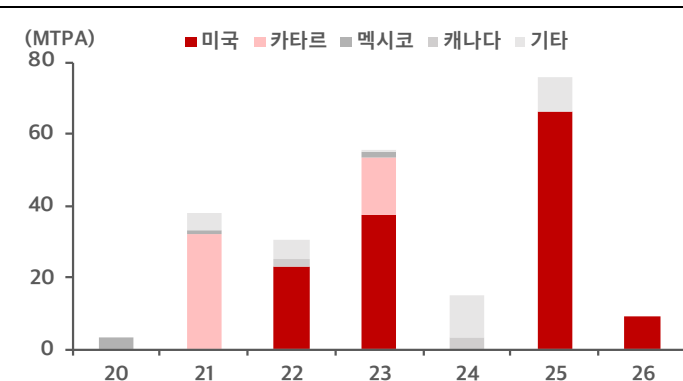
건설 지연 미반영
-> 공급량 과대계상

또한, 글로벌 LNG 공급량 계산은 건설의 지연을 반영하지 않고 있다. FID 이후 건설 단계에서 미국의 일반적인 onshore 프로젝트도 평균적으로 1년 가까이 밀리고, Gorgon 같은 대형 greenfield plant 프로젝트는 1~2년 지연이 거의 기본값에 가깝다. 개발 도상국의 경우 모잠비크 LNG의 사례처럼, 치안 문제 등으로 인해 시공이 5년 이상 지연되는 경우도 있다.

EPC: 나도 이젠
한계다.

LNG 프로젝트의 EPC는 기술적 복잡도와 시공 경험 레퍼런스의 강한 작용으로 인해 Bechtel, Technip, JGC, Chiyoda 4개의 기업이 시장을 과점하는 형태이다. 최근 LNG 프로젝트 FID가 급증하면서 EPC 업체들의 시공 능력 부족으로 일정이 지연되고 비용이 상승하는 경우가 빈번하다. 또한 숙련된 노동력도 충분하지 않고, 현장에서의 안전과 관련된 리스크, 환경 및 규제 문제, 자연 재해 등 복합적인 이유로 인해 대부분의 경우 지연은 불가피하다.

도표 3-6. 연도별 LNG 프로젝트 FID 추이



출처: IEA, SMIC 3팀

도표 3-7. LNG EPC 건설 지연 사례의 원인 및 기간

프로젝트	국가/지역	지연 기간	지연의 주된 이유
Freeport LNG T1-T3	미국	약 9개월	자연재해, 시공 지연
Ichthys LNG	호주	약 2년	분쟁, 공정 차질, 사고 등
Prelude FLNG	호주	대략 6~12개월+	시운전 문제
LNG Canada	캐나다	약 1년-1.5년	공사 차질, 인력 부족
Greater Tortue Ahmeyim (GTA) Phase 1	모리타니/세네갈	1.5~2년	계약 문제, 기술 이슈
Mozambique LNG	모잠비크	약 5년	치안 악화, 금융-재정원 지연
Golden Pass LNG	미국	약 1.5~2년	주계약사 파산, 시공 분쟁, 인력 이탈, 비용 초과
Arctic LNG 2	러시아	최소 1년	대러 제재, LNG선 부족, 판매-물류 차질
Calcasieu Pass LNG	미국	약 2.5년	자연재해, 발전, 시운전 문제

출처: Reuters, 언론 종합, SMIC 3팀

(2) 수요의 과소계상

LNG 수요는 견조하다 **공급이 과대계상되었을 뿐만 아니라 수요 또한 과소계상되어 있다.** 에너지 수요 전망치들은 신재생에너지를 지나치게 낙관적으로 보고, 화석연료를 지나치게 비관적으로 본다. 그러나 에너지 전환 과정에서 신재생에너지의 확대는 예상보다 느리고, 전력 수요는 예상보다 빠르게 증가하면서 LNG는 '전환기 핵심 연료'로 오히려 사용이 증가하거나 유지되고 있다.

신재생 도입 지연, 가스 발전을 늘릴 수밖에 **신재생에너지 비중 확대에 앞장서고 있는 유럽의 경우도 마찬가지다.** 독일은 25년에만 천연가스 사용량이 15% 증가하였고, 가스 발전 비중이 19%까지 올라가면서 19년도 이후 최고치를 달성하였다. 신재생에너지 확대 노력에도 불구하고, 신재생에너지의 간헐성 문제, 전력망 부족 등의 원인으로 오히려 가스 발전을 늘려야 하는 상황인 것이다.

개발도상국은 LNG를 더 많이 필요로 한다 **인도, 동남아시아 지역 등 개발도상국들의 천연가스 수입량 증가도 수요를 이끄는 요인이다.** 인도는 천연가스 수요의 폭증으로 23년부터 30년까지 LNG 수입량이 2배 이상 증가할 전망이다. 동남아시아 지역 또한 천연가스 생산 감소, 에너지 믹스 개선 등의 이유로 막대한 LNG 수요를 창출할 예정이다. 베트남, 태국, 필리핀, 싱가포르 등의 국가들은 막대한 자본을 투입해 대규모의 LNG 수입 터미널을 지어 수입 가능 규모를 키워 나가고 있다.

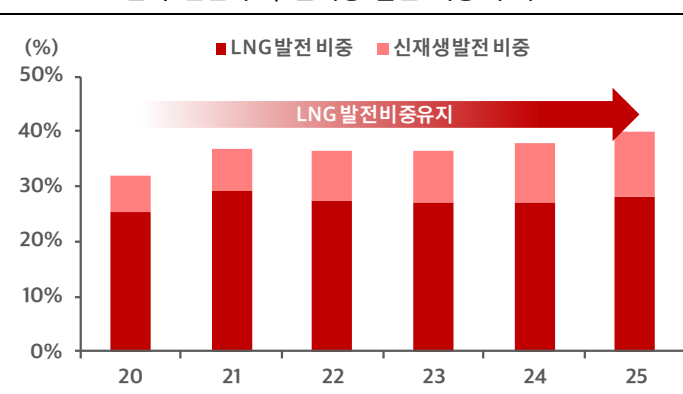
(3) 수요와 공급의 추정: 초과수요

현실적인 공급 추정 (1)과 (2)의 논의를 종합하여 29년까지 현실적인 글로벌 LNG 수요량과 공급량을 추정하였다. 세부적인 내용은 [Appendix 7-3] ~ [Appendix 7-6]에 첨부하였다. **LNG 공급량 전망치는 29년 이내로 건설 예정인 LNG 프로젝트들을 전수조사하여 추정하였다.** 단순 표시 용량으로 공급량을 산정하지 않고, 각 프로젝트의 규모, 건설 중인 지역 등 특성을 반영해 각각 ramp-up 기간과 프로젝트 지연 가능성을 고려하여 현실적으로 공급 가능한 양을 계산하였다.

현실적인 수요 추정 수요는 글로벌 LNG 수입 시장을 유럽, 중국, 성숙 동북아시아(한국, 일본, 대만), 동남아시아, 인도, 기타 지역(중남미, 중동, 아프리카 등)으로 나누어 추정하였다. 권역별 LNG 수요에 현실적인 에너지 믹스 전환 및 성장에 대한 전망치 등을 반영하였다. **유럽과 성숙 동북아의 수요는 횡보하고, 중국, 인도, 동남아시아, 기타 지역의 수요는 증가하는 추세로 추정되었다.**

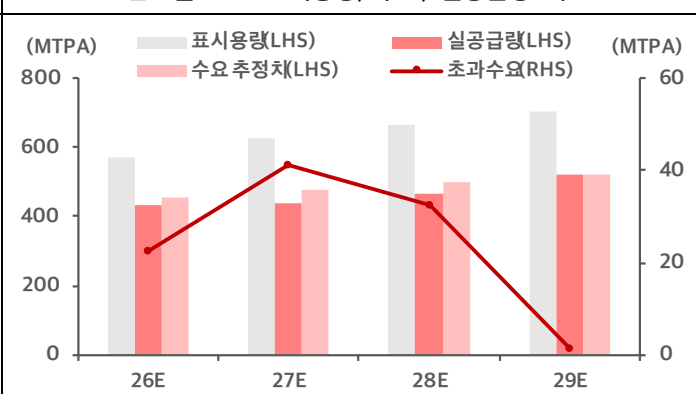
29년까지 이어지는 초과수요 추정 결과, **29년까지 수요가 공급을 초과하는, LNG에 대한 초과수요 상황이 지속될 것으로 보인다.** 특히, 27년과 28년은 카타르 LNG 시설 파괴와 EPC 건설 병목으로 인해 공급 부족이 더 심하고, 29년부터 공급이 늘어나면서 수요-공급 스프레드가 줄어드는 것을 확인할 수 있다.

도표 3-8. 한국 천연가스, 신재생 발전 비중 추이



출처: KESIS, 한국에너지공단, SMIC 3팀

도표 3-9. 연도별 LNG 표시용량, 수요, 실공급량 비교

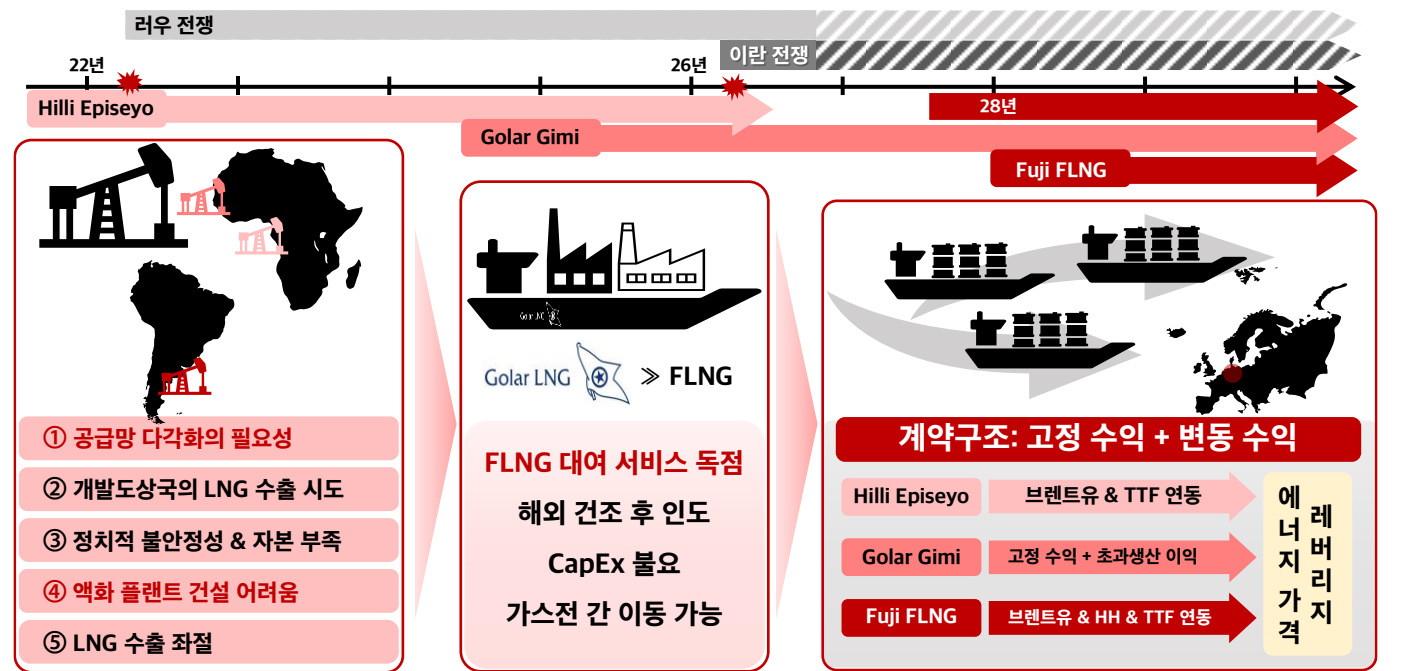


출처: IEA, SMIC 3팀

4. Micro - FLNG 주인공 Golar를 골라 - 투자포인트 2

공급망 다각화가 LNG 밸류체인의 메가 트렌드가 된 지금, 동사는 호황의 수혜를 온전히 누릴 one&only player로 자리매김할 것이다. 투자포인트 1에서 살펴보았듯이 러우전쟁과 이란전쟁의 연속으로 각국들은 에너지 안보의 중요성을 인지하였고 새로운 공급책을 원하게 되었다. 여러 잠재적 플레이어들이 시장 진출을 시도하고 있지만, 지상 액화 플랜트 건설은 모두에게 허락되지 않는다. 그리고 동사의 FLNG는 이를 해결할 유일한 해답이다. 또한 전쟁의 여파로 높아진 LNG 가격은 동사에게 예상밖의 수익을 주고 있다. 기회는 항상 준비된 자에게 찾아오는 법이다.

도표 4-1. 투자포인트 도식



출처: SMIC 3팀

4.1. 공급망 다각화의 핵심, FLNG

공급망 다각화는 선택이 아닌 필수

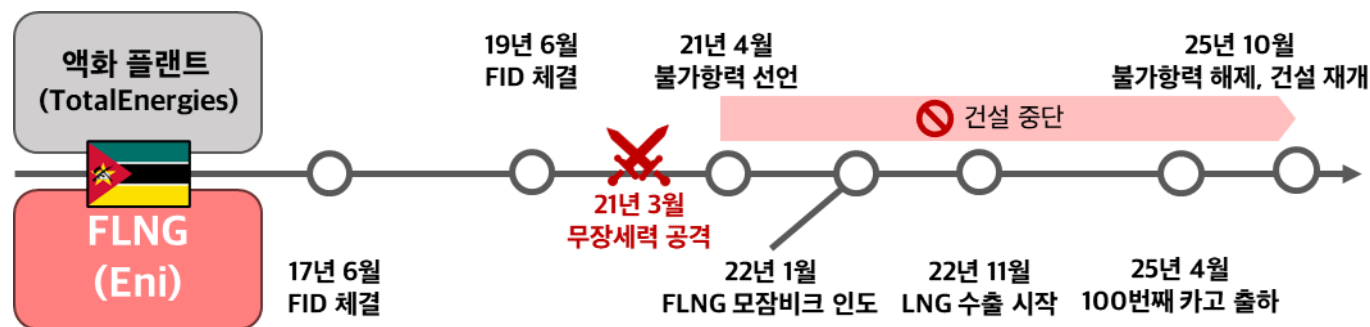
공급망 다각화 필요성의 대두로 신규 LNG 공급책에 대한 수요가 전국가적으로 확대되었다. 러우 전쟁의 여파로 26년 1월 EU는 러시아산 천연가스 공급을 27년 11월까지 점진적으로 감축하여 완전 중단하는 안을 이사회에서 최종 의결하였다. 따라서 유럽 국가들은 미국을 비롯해 모잠비크, 콩고, 아르헨티나 등 다수 국가와 신규 LNG 공급계약을 체결하고 있다. 최근 이란전쟁의 여파로 EU뿐만 아니라 방글라데시, 인도, 중국, 한국 등의 국가들도 LNG 수입에 상당한 타격을 입었다. 이는 카타르를 비롯한 중동지역에 편중된 수입구조에서 기인한다. 그렇기에 이제는 다수 국가들이 공급망 다각화의 필요성을 절감하고 신규 공급책 확보에 나서는 국면이다.

LNG 시장의 잠재 플레이어

천연가스 자원을 보유하나 아직 수출을 개시하지 않은 국가는 다수 존재한다. 24년 기준 시추를 통해 천연가스의 존재가 확인되고 수익성 있게 채굴 가능한 가스전을 보유하고 있는 국가들은 103개국에 달한다. 그중 25년 기준 LNG 수출국은 미국, 카타르, 호주를 비롯한 22개국에 불과하다. 현재 LNssG 수출 중 혹은 예정인 국가 중 매장량이 가장 적은 국가는 가봉인데, 이보다 매장량이 많으면서도 아직 수출을 하지 않고 있는 국가는 38개국이다. 이 중에서 베네수엘라, 탄자니아, 나미비아 등 32개국은 해안에 인접해 LNG 수출 시장의 잠재 플레이어가 될 수 있다. 이에 Shell, ExxonMobil 등 글로벌 LNG 기업들이 눈독을 들이는 상황이다.

매우 희소한 신규 플레이어	향후 LNG 공급 시장에 신규 진입할 플레이어는 아프리카, 남미 혹은 아세안 등의 개발도상국이 될 전망이다. 15년도 이후 10년간 LNG 수출 시장에 신규 등장한 국가는 카메룬, 모잠비크, 멕시코, 콩고, 모리타니아, 세네갈, 캐나다 총 7개국에 불과하다. 아울러 가봉과 아르헨티나는 각각 26년, 27년 수출을 개시할 예정이다. 이 중 6개국이 아프리카 소재이며, 캐나다를 제외하면 전부 개발도상국이다. 아프리카는 유럽과의 지리적 인접성을 바탕으로, 아세안은 중동을 대신할 수출국으로 주목받고 있다. 다만 개발도상국 특유의 한계로 수출 시도가 용이하지 않은 실정이다.
액화 플랜트 건설의 난관	천연가스 수출을 위해서는 액화 플랜트 혹은 FLNG가 필수적이거나, 개발도상국은 액화 플랜트 건설에 난관이 많다. 액화 플랜트는 막대한 자본과 고도의 기술력을 요구하는데 개발도상국은 감당하기 힘들다. 구체적으로 PF의 제약과 장기 SPA 확보의 어려움은 가장 큰 진입장벽이다. 또한 현지 숙련 인력 부족과 장비·자재 조달 및 통관의 복잡성은 액화 플랜트 건설을 한층 더 어렵게 한다. 실제 근 10년간 LNG 신규 수출은 캐나다를 제외하고 전부 FLNG를 통해 이루어졌다.
개발도상국의 정치적 불안정성과 자본부족	개발도상국의 정치적 불안정성과 자본 부족은 PF 체결과 진행 모두를 난항에 빠뜨린다. 미국의 경우 Cheniere나 Venture Global 등 대형기업이 민간 자본시장에서 직접 채권·주식을 발행해 자금을 조달하고 이를 기반으로 액화 플랜트를 건설한다. 신용등급과 법치가 확보된 환경이기에 금융기관의 참여가 신속히 이루어진다. 실제 Venture Global은 Calcasieu Pass LNG 플랜트 건설 PF에서 빠르게 비소구 대출을 확보하고 30개월 만에 첫 LNG를 생산하였다. 반면에 개발도상국에서는 PF가 복잡한 구조로 짜이며 진행 또한 원활하지 못하다. 대표 사례가 모잠비크이다.
모잠비크의 LNG 수출 프로젝트	모잠비크는 액화 플랜트 사업과 FLNG 사업을 병렬적으로 진행하였다. 10년 모잠비크 북부 해상에서 아프리카 최대 규모의 가스전이 발견되어 개발을 위해 TotalEnergies는 액화 플랜트를, Eni는 FLNG를 계획하였다. TotalEnergies는 13.1MTPA 규모의 시추를 위해 20년 7월 \$15.8B 규모의 아프리카 역대 최대 PF를 체결하였는데 미국, 일본, 영국 등 전세계 31개의 금융기관이 참여하였다. 반면 Eni는 3.4MTPA 규모를 제시하고 17년 12월 \$4.7B의 PF를 체결하였다.
정치적 분쟁으로 액화 플랜트 건설 중단	무장단체 공격으로 액화 플랜트는 건설이 중단 및 지연되어 현재까지 생산에 돌입하지 못한 반면, FLNG는 100회 이상의 출하 실적을 달성하였다. 21년 3월, Ahlu Sunnah Wa-Jama 무장단체의 공격으로 TotalEnergies는 불가항력을 선언하고 플랜트 건설을 중단하였다. 이후 4년 반 동안 중단되었다가 25년 10월 불가항력 해제와 함께 건설을 재개하였다. 이로 인해 최종 건설비는 \$4.5B 증가하였고, 가동시기는 당초 대비 5년 지연된 29년으로 변경되었다. 반면 Eni의 FLNG 사업은 일정대로 진행되어 22년 11월부터 수출을 개시, 현재까지도 안정적으로 이어가고 있다.

도표 4-2 모잠비크 액화 플랜트 vs FLNG 타임라인



출처: ISS Africa, SMIC 3팀

불안정성은 계약에도 악영향
 대주단은 투자 안정성 확보를 위해 업계 통상 PF 대출의 DSCR을 1.3~1.5배 수준으로 요구한다. 이에 액화 플랜트와 같이 CapEx가 큰 사업은 FID 이전에 미래 현금흐름의 대부분을 take-or-pay 장기계약으로 확정하는 것이 구조적으로 요구된다. 실제 대부분의 액화 플랜트가 80~90%의 물량을 장기계약으로 공급하고 있다. 미국 걸프만 LNG는 정치 리스크가 적고 HH 가격 연동이라 바이어들의 선호를 받는다. 반면 모잠비크 등 개발도상국 신규 LNG는 기존 레퍼런스가 부재하고 PF의 복잡성과 정치적 불안정성으로 인해 장기계약 체결 또한 난항을 겪는다.

개발도상국의 정답 FLNG
 그러나 FLNG는 액화플랜트의 이러한 단점을 모두 해결하기에 개발도상국에게 최적의 솔루션이다. FLNG는 한국과 같은 선진국에서 건조 후 선박을 이동시키는 구조이다. 이에 해당 국가의 불안정성으로 인해 건설이 중단되거나 지연될 여지가 없다. 또한 노동자 숙련도 및 자재 조달 등의 문제 또한 해결 가능하다. 실제 Eni는 삼성중공업에게 Coral South FLNG 건조를 의뢰하였고, 지체 없이 건조되어 육상의 무장 반란과 완전히 무관하게 정상 운영되었다.

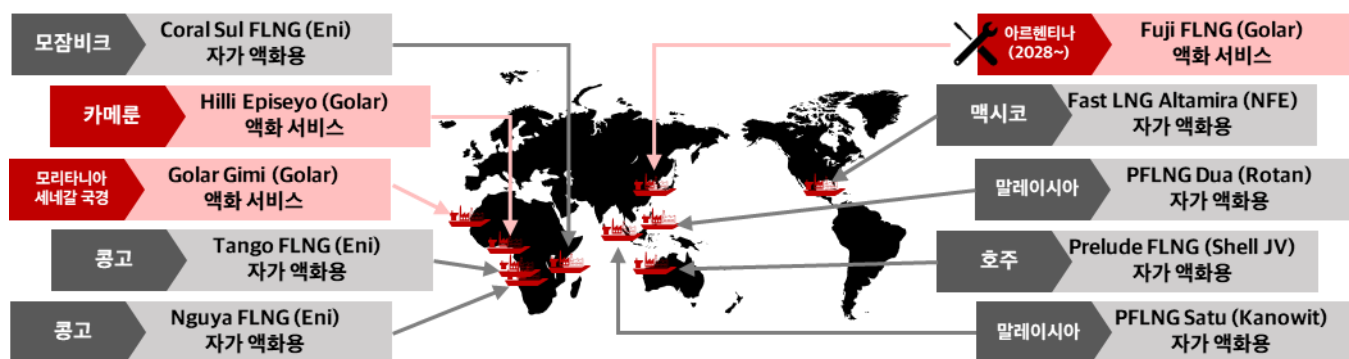
4.2. 고고한 FLNG 대여 서비스 전문 기업, Golar

유일무이 FLNG 대여 서비스
 동사는 **현존 유일의 FLNG 대여 서비스를 영위하는 기업이다.** FLNG는 액화 플랜트 대비 안정성과 효율성이 보장되나, 신조 비용이 약 \$7B로 고가이며 사실상 삼성중공업 독점이다. 반면 동사는 동사가 소유한 FLNG를 LNG 기업에 대여해주고 액화비를 수취하는 구조이다. 그렇기에 LNG 기업들은 동사를 이용할 경우 액화 플랜트나 FLNG 신조를 위한 막대한 CapEx 지출이 불필요하다. 이는 개발도상국 진출을 모색하는 기업이 직면하는 PF의 난점을 상당 부분 해소해준다.

독점력이 만드는 좋은 계약 조건
 동사는 독점력을 바탕으로 점진적으로 유리한 조건의 계약을 체결하고 있다. 실제 동사의 계약들을 살펴보면 시간 경과에 따라 조건이 개선되는 추세다. 이는 FLNG를 원하는 플레이어는 점차 증가하는 반면 공급자는 동사가 유일하기 때문이다. 동사는 Build Multiple (CapEx/Annual EBITDA)에 자신감을 표명하고 있으며, 실제 최근 Fuji FLNG 계약은 5.5배라는 업계 최상위권 수준을 보여주었다. 추가로 현재 아프리카-중동-남미에서 복수의 신규 프로젝트를 논의 중이다.

귀한 FLNG 중에서 더 귀한 서비스용 FLNG
 동사는 현재 FLNG 2척을 운용 중이며 1기를 건조 중인바, 28년에는 총 3기의 FLNG를 운용할 전망이다. 각각 Hilli Episeyo, Golar Gimi, Fuji FLNG이다. 이는 향후 전세계 FLNG의 약 20%에 달하는 지분이다. 동사를 제외한 여타 FLNG는 Petronas, Shell, Eni 등 특정 LNG 기업이 자체 보유한 것으로, 타 LNG 기업들은 이용이 불가하다. 즉 시장에 나온 FLNG는 모두 동사의 것이다. 따라서 액화 서비스 이용을 위해서는 반드시 동사를 거쳐야 한다. 동사의 FLNG는 계약에 따라 액화 서비스를 제공하고, 계약 종료 시 신규 사업지로 이동하는 구조이다.

도표 4-3. 2026 전세계 FLNG 현황



출처: EA Global LNG Capacity Tracker, SMIC 3팀

Low Risk, High Return	동사의 계약 구조를 한마디로 표현하면 Low Risk, High Return이다. 동사의 계약은 기본적으로 액화 서비스 제공에 따른 고정 수익과 변동 수익으로 구성된다. 변동 수익은 브렌트유, TTF 등의 지수와 연동되어 가격 변동 발생 시 추가로 수취하는 이익을 의미한다. 이러한 구조하에서 동사는 시장 변동에 따른 직접적 수혜를 향유할 수 있다. 특히 이란전쟁의 여파로 유가와 LNG 가격이 크게 출렁이는 현 시점은 최대 수혜를 누릴 적기다. 각각의 계약구조를 자세히 살펴보자.
최초, Hilli Episeyo	Hilli의 카메룬 계약은 동사의 협상력을 바탕으로 높은 변동 수익 조건을 얻어냈고, 최근 전쟁 영향으로 26년 동안 \$43.6M 수준의 큰 변동 수익이 예상된다. Hilli Episeyo(이하 Hilli)는 현재 카메룬 해상에서 Perenco 및 SNH와의 액화 톨링 계약 하에 운영 중이다. 동 계약은 26년 7월 만료 예정이다. 이는 동사의 첫번째 계약으로, 동 계약까지는 OPEX를 동사가 담당하였다.
브렌트유 연동의 기본 계약	동 계약은 기본 계약과 증분 계약으로 구성된다. 기본 계약은 1.2MTPA로, 연간 \$204.5M의 고정 수익과 브렌트유에 연동되는 변동 수익으로 구성된다. 원유 가격이 \$60/bbl을 초과할 경우 초과분에 비례하여 변동 수익이 발생하는 구조로, 3개월 과거 평균 유가 기준이며 하방 리스크는 부재하고 상방 캡은 \$102/bbl이다. 이는 \$1/bbl 상승 시 연 \$3.1M EBITDA 추가되는 구조이다.
TTF 연동의 증분 계약	증분 계약의 경우 21년 7월 Perenco의 요청에 의해 체결된 것으로, 동사의 협상력을 가늠할 수 있는 대목이다. 증분 계약은 0.2MTPA 분량으로 연간 \$5M의 고정 수익과 TTF에 연동되는 변동 수익으로 구성된다. EUR/USD 환율에 이중 연계되며, 1개월 과거 평균 기준으로, 하방 리스크는 마찬가지로 없다. 변동 수익은 25년까지 \$1/MMBtu 상승 시 연 \$3.2M EBITDA가 추가되는 구조였다. 그러나 25년 동사가 조선소(Seatrium)와 기술 공급사(B&V)에게 제공하였던 Hilli 지분을 전량 인수하면서 연 \$3.7M EBITDA로 상승했다. TTF 기준 가격은 \$3.6/MMBtu로 추정되는데, 이는 실제 TTF 가격에 비해 현저히 낮은 수준으로 동사는 지속적으로 변동 수익을 수취해왔다.
실제로 입증된 동사의 협상력	이러한 낮은 TTF 기준 가격은 동사의 협상력을 적나라하게 입증한다. Perenco의 입장에서 추가 LNG 수출을 위해서는 반드시 Hilli의 액화 서비스를 이용해야 한다. Hilli 외 대체재가 부재하기 때문이다. Hilli는 여유 CAPA를 보유하고있기에 추가적인 고정비 부담 없이 용량 증대가 가능하였다. LNG 수요가 존재함에도 생산을 늘리지 못할 경우 추가 이익을 전혀 수취할 수 없으니 Perenco는 동사에 유리한 계약 조건을 제공하면서도 증분 계약을 진행한 것이다.
우연한 전쟁으로부터 약속된 큰 수익	우연히도 최근 이란전쟁을 거치며 브렌트유와 TTF가 올해 평균 \$95/bbl, \$16.7/MMBtu 수준을 유지할 것으로 예상되며, 이를 통해 동사는 전술한 막대한 이익을 향유할 것으로 전망된다. Hilli는 동 계약 종료 이후 싱가포르로 이동하여 \$350M 규모의 정비를 진행할 예정이다. 이후 27년 하반기부터 Fuji와 함께 아르헨티나에서 운용될 예정이다. 이는 Fuji FLNG와 함께 후술하겠다.

도표 4-4. Hilli Episeyo의 카메룬 계약구조

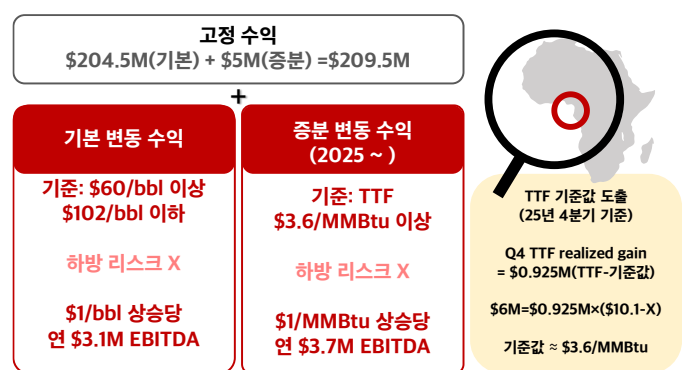
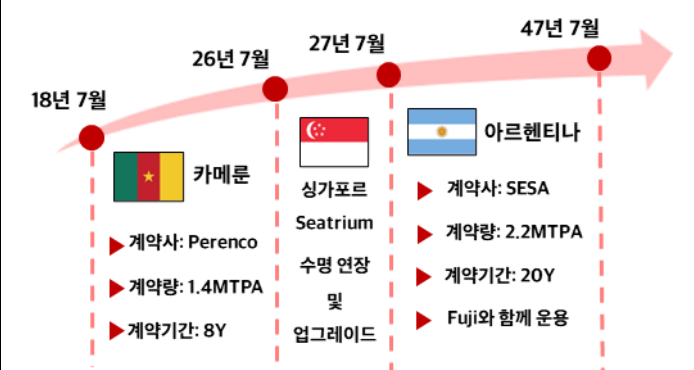


도표 4-5. Hilli Episeyo 운용 타임라인

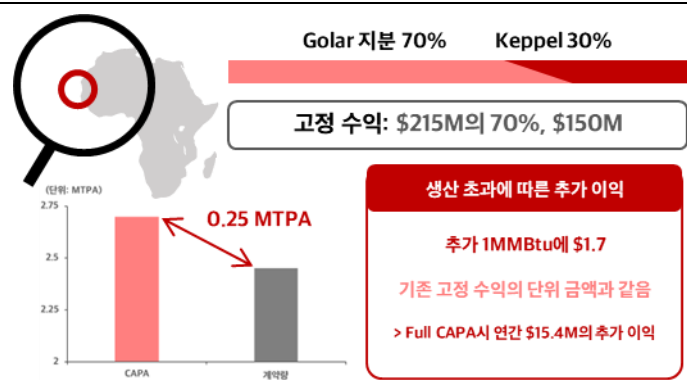


출처: 동사, SMIC 3팀

출처: 동사, SMIC 3팀

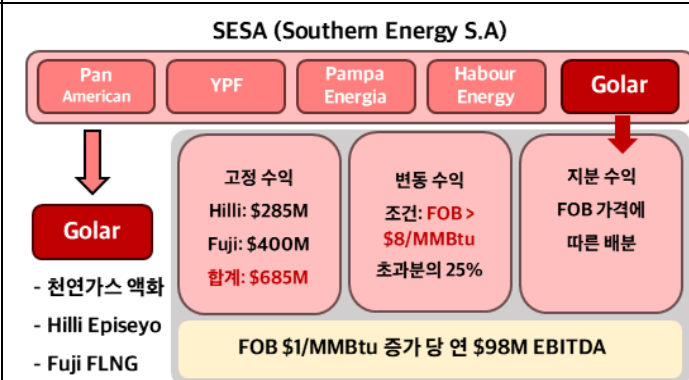
<p>꾸준함, Golar Gimi</p>	<p>Golar Gimi의 GTA 계약은 안정적인 장기 계약으로 동사의 꾸준한 수입원이자 초과생산에 대한 인센티브를 수취가 가능한 구조이다. Golar Gimi(이하 Gimi)는 BP와의 판매형 리스 계약 하에 모리타니아와 세네갈 사이 해상 GTA 가스전에서 운용 중이다. GTA 가스전은 약 425BCM의 가스가 매장되어 있는데 이는 한국 연간 가스 수요의 약 8년치에 해당하는 양이다. 이에 장기 계약을 체결하였고 기간은 25년 6월부터 45년 6월까지 20년이다. 액화 가능 용량은 2.7MTPA, 계약량은 2.45MTPA이며 생산 개시 이후 연간 계약 생산량을 상회하는 생산 실적을 달성하고 있다. 운영비는 계약사인 BP가 환급하는 구조로 동사의 부담은 부재하다.</p>
<p>일한만큼 버는 지미</p>	<p>연간 계약금액 \$215M의 70%(동사 지분)인 \$150M이 동사에게 꾸준히 지급되는 구조다. 특히 생산 초과에 따른 추가 이익이 계약에 명시되어 있는데 초과분에 대해 1MMBtu당 \$1.7의 이익이 난다. 고정 수익을 연간 생산량으로 나누면 약 \$1.7인데 추가분도 이와 동일한 수익성이 시현되는 구조다. Ramp-up 이후 25년 4분기 \$1.1M 규모의 추가 이익을 시현하며 생산력을 입증하였다. 향후 CAPA 한계까지 생산이 이루어질 경우 연간 \$15.4M의 초과 생산 이익이 기대된다.</p>
<p>Mark 2, Fuji FLNG</p>	<p>Fuji FLNG는 동사 최대 규모의 FLNG이며 Hilli와 함께 SESA 계약에 기반하여 28년 \$61M 규모의 막대한 변동 수익이 기대된다. Fuji FLNG(이하 Fuji)는 동사의 차세대 FLNG로 액화 플랜트와 유사한 3.5MTPA의 용량을 자랑한다. 중앙부에 액화·가스 처리 장비를 수용하여 용량을 높였으며, 모듈화된 전환 방식으로 건조 및 인도 리드타임을 단축하였다. Fuji의 존재는 동사가 점진적으로 대규모 액화 서비스를 제공하고자 하는 움직임으로 해석 가능하다. 현재 중국 CIMC Raffles 조선소에서 건조 중이며 27년 4분기에 아르헨티나로 인도 예정이다.</p>
<p>SESA와 아르헨티나 LNG 키우기</p>	<p>Hilli와 Fuji가 참여하는 아르헨티나 계약은 동사 최대의 기대사업이며, 최근 LNG 가격 상승에 따른 수혜를 온전히 받을 전망이다. Hilli와 Fuji는 각각 27년 하반기, 28년부터 향후 20년간 아르헨티나 SESA와의 계약 하에 San Matías 만에서 운용될 예정이다. 아르헨티나는 세계 2위의 셰일 가스 발견지이며, SESA는 아르헨티나 천연가스 수출을 목적으로 설립된 아르헨티나 가스 생산자 컨소시엄이다. 동사 역시 SESA의 지분을 10% 보유 중이며, 이 지분은 LNG 가격 상승의 수혜를 입는 첫 번째 근거이다. 계약량은 총 5.35MTPA이며 운영비는 SESA 측에서 부담한다.</p>
<p>FOB 연동 변동 수익</p>	<p>SESA와의 계약은 고정 수익과 변동 수익으로 구성되며, 변동 수익은 FOB에 연동된다. 총 고정 수익은 연간 \$685M이다. 변동 수익은 FOB 가격이 \$8/MMBtu를 초과할 경우 초과분의 25%를 동사가 수취하는 구조이다. 초기 2년은 가격이 \$7.5/MMBtu 이하로 떨어지면 고정 수익은 일부 감소하지만 \$6/MMBtu가 하한이고 연 최대 \$105M까지로 안정성이 보장된다. 동사의 SESA 지분 10%로 인한 이득을 포함해 FOB \$1/MMBtu 증가 당 연 \$98M EBITDA가 추가되는 구조이다.</p>

도표 4-6. Gimi FLNG의 계약구조



출처: 동사, SMIC 3팀

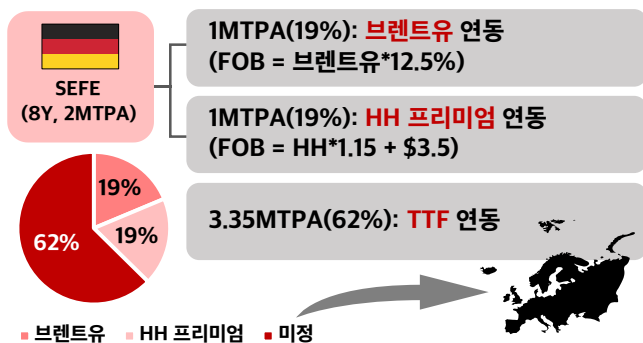
도표 4-7. SESA와의 계약구조



출처: 동사, SMIC 3팀

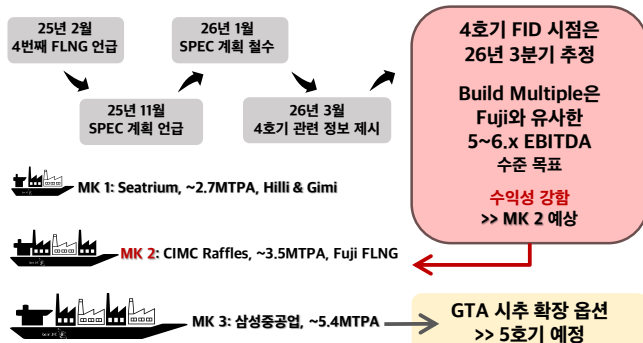
SESA의 첫번째 고객 SEFE	26년 3월 SESA는 독일 국영 에너지 기업 SEFE와 연간 최대 2MTPA 규모의 8년 공급 계약을 체결했다. 이 중 1MTPA는 브렌트유 가격에, 나머지 1MTPA는 헨리 허브 프리미엄에 연동된다. 25년 에너지 가격을 기준으로 FOB 산출 공식을 역산해보면 브렌트유 계수는 0.125이고 헨리 허브 계수는 1.15에 프리미엄으로 \$3.5가 부여됨을 추정할 수 있다. 이는 업계 평균에 부합하는 합당한 수치다. 이란전쟁의 여파로 28년 브렌트유 가격은 기존 대비 상승한 약 \$74 수준에서 유지될 전망이며, 이를 통해 동사는 \$6.1M 규모의 변동 수익을 향유할 수 있을 것으로 기대된다.
TTF 가격 상승으로 추가 수혜	이란전쟁으로 상승한 TTF 가격의 수혜도 SESA와 동사는 유럽 지역 판매를 통해 누릴 수 있을 것이다. 잔여분인 3.35MTPA는 아직 공급계약이 체결되지 않은 상태다. 이에 SESA 측이 잔여 LNG의 판매처를 결정할 여지가 존재한다. 가장 유력한 지역은 유럽으로, 현재 유럽이 LNG 공급망 다각화의 플레이어로 남미와 아프리카를 주목하고 있으며, 아르헨티나는 아시아에 비해 유럽이 지리적으로 가까워 유럽을 선택할 것이다. TTF 가격 또한 전쟁 이후 상승한 \$14.1/MMBtu 수준에서 유지될 것이기에 28년 동사는 \$53.1M만큼의 변동 이익을 누릴 수 있을 것이다.
스프레드 수익은 동사만의 장점	SESA 프로젝트는 동사의 FLNG를 사용하기에 상대적으로 CapEx 지출이 작고 타 계약처럼 장기 계약이 반강제로 요구되지 않는다. 그렇기에 고정 장기 계약으로 묶여 있는 타 LNG 기업과 달리 시장의 변화에 민첩한 대응이 가능하다. 이러한 배경이 SESA가 선택권을 보유하는 근거이다. 이란전쟁으로 인한 급격한 변동 국면 속에서 동사는 최고의 플레이어로 자리매김할 것이다.
M&A 출발 대기중	동사는 근래 M&A를 위한 작업에 착수했고 M&A 프리미엄을 통해 현 주가 대비 약 30%를 상회하는 주가 형성 가능성이 높다. 동사는 지속적 사업 분리·매각을 통해 세계 유일의 FLNG 단일 기업으로 자리매김하였다. 이에 더해 25년 5월부터 M&A를 고려 중임을 밝혔으며, 26년 들어 본격적 행보에 착수하였다. 26년 3월 동사는 Goldman Sachs를 자문사로 선임하며 M&A 논의 및 평가에 돌입하였다. FLNG라는 독보적인 동사의 사업 아이템은 다수의 LNG 기업들에게 매력적인 인수 대상이다. M&A 진척 관련 소식이 가시화될 경우 동사 주가의 상승 여지가 존재한다.
모 아니면 윗 4호기도 출발 대기중	M&A 추진이 무산되더라도 동사는 4번째 FLNG 발주를 진행할 것이며, 이 또한 동사 주가에 긍정적 영향을 미칠 전망이다. 동사는 지속적으로 FLNG 발주를 진행해왔으며, 이제 4번째 발주를 준비 중이다. 지난 실적발표에서 상업 조건이 성숙될 시 CapEx를 확정한다고 언급하였는데 이는 현재 계획된 Hilli와 Fuji의 운용을 의미한다. M&A 추진 이전에는 대규모의 CapEx 지출을 회피하는 경향이 있기에 기존에 예정된 4호기 발주가 추후로 미뤄질 가능성이 존재한다. 허나 FLNG 서비스 수요자는 다수인 반면 공급자는 동사가 유일하기에 M&A 추진이 무산된다면 4호기 발주는 언제든 재개 가능하다. M&A 성사 여부와 무관하게 동사에게 긍정적인 상황인 것이다.

도표 4-8. SESA의 LNG 판매구조



출처: 동사, SMIC 3팀

도표 4-9. 4번째 FLNG 타임라인



출처: 동사, SMIC 3팀

5. 매출 추정

투자포인트에서 전술하였듯이 동사의 매출 구조는 고객사의 천연가스 액화를 대행해주면서 수령하는 고정 수익과 에너지의 가격에 연동되는 변동 수익으로 구분된다. 고정 수익의 경우 매출로 인식되며, 변동 수익의 경우 동사의 계약이 옵션과 유사한 형태이므로, 파생상품평가손익으로 인식된다. 이에 고정 수익인 매출과 변동 수익인 파생상품평가손익을 구분해서 추정하였다.

5.1. 고정 수익 추정

고정 수익에 따른 최종 매출 Table은 다음과 같다.

Final Revenue Estimate Table							
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
Revenue	298,429	260,372	393,522	368,118	400,076	988,659	1,005,194
YoY(%)	11.5%	-12.8%	51.1%	-6.5%	8.7%	147.1%	1.7%
Liquefaction Services	245,418	224,959	226,794	112,880	155,603	748,905	770,637
% of revenue	82.2%	86.4%	57.6%	30.7%	38.9%	75.7%	76.7%
Sales-Type Lease			91,461	177,101	172,816	168,097	162,900
% of revenue			23.2%	48.1%	43.2%	17.0%	16.2%
Vessel Management Fees and Others	53,011	35,413	75,267	78,138	71,657	71,657	71,657
% of revenue	17.8%	13.6%	19.1%	21.2%	17.9%	7.2%	7.1%

(1) Liquefaction Services

Estimated Liquefaction Services							
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
Revenue	245,418	224,959	226,794	112,880	155,603	748,905	770,637
Base tolling fee	209,501	209,501	209,501	104,751	142,500	685,000	705,550
Amortization of Day 1 gains	12,541	12,575	12,541	6,276	9,863	47,925	47,925
Amortization of deferred commissioning period revenue	4,120	4,131	4,120	2,062	3,240	15,744	15,744
Overproduction	20,129	102	371	118	-	237	1,418
Other	(873)	(1,350)	261	(327)	-	-	-

Liquefaction Services는 동사의 Hilli와 Fuji 선박에서 발생하는 매출로, 5가지 세부 항목으로 나누어 추정하였다. Base tolling fee는 천연가스 액화의 대가로 동사가 고객으로부터 매년 수취하는 고정 수익이다. 26년에는 Hilli가 카메룬 계약으로부터의 수익을, 27년부터는 Hilli와 Fuji의 아르헨티나 계약을 인도 시점을 기준으로 매년 고정 수익을 인식하였다.

Amortization of Day 1 gains는 계약체결 시점의 선박 공정가치와 장부가치의 차이를 가동 기간 동안 안분하는 금액이고, Amortization of DCPR은 과거 시운전 시 발생했던 매출을 본격 가동 기간동안 안분한 금액이다. 이를 동사의 FLNG선 계약 규모에 비례하여 Amortization 매출을 추정하였다. Overproduction은 향후 운영될 FLNG선의 생산 능력을 고려해 추정했다. Others는 26년 Hilli가 카메룬에서 26년 2분기까지 가동함을 반영해주었고, 27년부터는 0 flat으로 추정했다.

(2) Sales-Type Lease

Sales-Type Lease는 동사의 Gimi 선박으로 인해 발생하는 매출이다. Gimi는 BP와 판매형리스 형태로 계약을 체결하였다. 따라서 회계처리상 고정리스료를 수취하며 이자수익을 인식하는데, 이 때 인식하는 이자수익 금액을 금융손익이 아닌 매출로 인식한다. 이자수익을 추정하기 위한 내재이자율은 4Q25에 역산한 내재이자율인 10.1%로 추정했다. 그리고 기초 리스채권 금액에 내재이자율을 곱해 Sales Type Lease Revenue를 계산하였다. [Appendix 7 -6]

(3) Vessel Management Fees and Others

Vessel Management Fees and Others는 동사가 선박을 운용함에 있어서 발생하는 매출이다. 이 매출은 동사가 운용하는 LNGC와 Gimi에서 발생한다. 동사 LNGC의 운용 기간은 26년 2분기까지이며, 이후 매출은 온전히 Gimi의 Opex에 대한 환급액이 매출로 인식된다.

5.2. 변동 수익 추정

Oil&Gas Derivative Instruments							
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
Oil&Gas Derivative Instruments	(84,751)	39,226	(30,212)	43,636	3,568	61,085	39,870
(% of sales)	-28.4%	15.1%	-7.7%	11.9%	0.9%	6.2%	4.0%
Realized gain(loss)	199,907	141,088	62,890	43,636	3,568	61,085	39,870
Oil&Gas Derivative Instruments	112,352	91,650	62,890	43,636	3,568	61,085	39,870
Realized commodity swap derivatives	87,555	49,438	-				
Unrealized gain(loss)	(284,658)	(101,862)	(93,102)				
Oil&Gas Derivative Instruments	(219,368)	(53,783)	(93,102)				
Realized commodity swap derivatives	(65,290)	(48,079)	-				

변동 수익은 파생 상품과 관련한 수익으로, 매출로는 인식되지 않지만 동사의 수익에 있어서 큰 부분을 차지한다. 이는 실현 손익과 미실현 손익으로 구분된다. 미실현 손익의 경우, 미래 선물 가격을 합리적인 추정하기 어려우며, 비현금성 손익이므로 0 flat 처리하였다. 실현 손익 중 원자재 스왑 계약으로 인한 손익도 합리적 추정이 불가능하여 0 flat 처리하였다.

실현 손익 중 Oil&Gas Derivate Instruments의 경우 FOB를 기준으로 발생한다. 계약에 따라 FOB가 연동되는 지표는 다르다. 이에 FOB의 기준이 되는 브렌트유 및 천연가스 가격을 추정하고 이를 기반으로 FOB를 도출하였다. SESA의 장기계약분 2MTPA를 제외한 3.3MTPA에 대해서는 투자포인트에서 서술한 것과 같이 FOB가 TTF에 연동될 것임을 가정하고 추정을 진행하였다.

브렌트유 가격 추정

브렌트유 가격은 4월 10일 기준 선물 가격을 기반으로 추정하였다. 26년 1분기 이란 전쟁의 영향으로 브렌트유 가격은 61달러에서 118달러까지 급등하며 극심한 변동성을 보였으나, 휴전 소식 이후 90달러 부근으로 회귀하였다. 이러한 단기 변동성에도 불구하고 선물 커브는 중장기적으로 하향 안정화 추세를 나타내고 있어, 이를 반영하여 가격을 추정하였다.

26년 2분기 브렌트유 가격을 현재의 현물 가격과 26년 6월 선물 가격의 중간 수준인 배럴당 95달러로 설정하고, 29년 4분기에 선물 가격 수준인 72달러까지 점진적으로 하향 안정화되는 것을 가정하였다. 이는 EIA의 4월 전망 대비 26년은 낮고, 27년은 유사한 수준으로 충분히 보수적인 추정이다. 추정 결과는 다음 Table과 같다.

브렌트유 가격 추정 (단위: \$/bbl)	2Q26E	3Q26E	4Q26E	1Q27E	2Q27E	3Q27E	4Q27E	1Q28E	2Q28E	3Q28E	4Q28E	1Q29E	2Q29E	3Q29E	4Q29E
브렌트유 가격	95.0	87.0	81.1	78.4	76.8	76.1	75.4	75.2	74.5	74.1	73.6	73.3	73.0	72.7	72.3

HH 가격 추정

HH의 가격은 미국 내 천연가스 재고 수준에 큰 영향을 받는다. 재고가 충분하면 가격이 안정화되고, 재고가 부족해지면 가격이 상승하는 구조이다. 또한 난방 수요가 집중되는 겨울철에 가격이 높게 형성되고, 수요가 줄어드는 봄, 여름철에 가격이 낮게 형성되는 계절적 특성을 보인다.

HH 선물 가격을 기반으로 추정을 진행하였다. EIA의 미국 천연가스 재고 전망을 반영해주었다. 미국 내의 천연가스 생산은 꾸준히 증가하지만, 27년부터 미국의 LNG 수출이 본격적으로 확대되면서, 재고가 과거 평균 대비 낮아지기 시작할 것임을 가정하였다. 여기에 계절적 요인까지 반영해주었으며, 추정 결과는 다음 Table과 같다.

HH 가격 추정															
(단위: USD/MMBtu)	2Q26E	3Q26E	4Q26E	1Q27E	2Q27E	3Q27E	4Q27E	1Q28E	2Q28E	3Q28E	4Q28E	1Q29E	2Q29E	3Q29E	4Q29E
HH 가격	2.8	3.0	3.6	4.7	3.5	3.6	4.1	5.0	3.8	3.9	4.3	5.0	3.7	3.8	4.2

TTF 가격 추정

TTF의 경우 투자포인트에서 보였듯 29년까지 수요가 실공급을 초과하는 상태임을 반영하였다. TTF의 가격은 3, 4분기의 가격이 1, 2 분기 가격보다 높게 형성되는 계절적 특성을 반영하였다. 25년 1분기의 유럽에서는 예년보다 강한 한파의 영향으로 천연가스 비축분을 빠르게 소진하였으며, 이란 전쟁의 영향으로 LNG 수급에도 문제가 발생하였다. 이에 26년 2분기의 TTF의 가격은 예년보다 높게 형성될 것임을 가정하였다.

장기적으로 TTF 가격은 우하향 하는 추세를 따르되, 투자포인트에서 주장한 바와 같이 전쟁 이전 대비 천연가스 가격이 구조적으로 높은 수준을 유지할 것을 전제로 추정한 TTF의 가격은 다음 Table과 같다.

TTF 가격 추정															
(단위: Euro/MWh)	2Q26E	3Q26E	4Q26E	1Q27E	2Q27E	3Q27E	4Q27E	1Q28E	2Q28E	3Q28E	4Q28E	1Q29E	2Q29E	3Q29E	4Q29E
TTF 가격	48.7	50.4	57.9	45.9	41.1	46.4	61.7	38.6	34.2	39.4	52.3	34.6	30.9	36.4	47.3

FOB 추정

추정한 브렌트유 및 천연가스의 가격을 기반으로 각각의 FOB를 추정하였다. 이때 TTF와 다른 천연가스의 단위가 달라 변환 과정을 진행하였으며, 환율은 USD/Euro=0.9를 활용하였다.

$$\text{브렌트유 FOB} = \text{브렌트유 가격} * \text{Slope 비율}(12.5\%)$$

$$\text{HH FOB} = \text{HH 가격} * 1.15 + \$3.5$$

$$\text{TTF FOB} = \text{TTF 가격} * (\text{환율})/3.412$$

생산 실적 기반 초과 수익 추정

동사의 Hilli와 Fuji는 아르헨티나에 인도 직후부터 생산에 돌입한다고 가정했다. SESA가 SEFE와 계약한 물량을 선제적으로 처리하고, 추가 생산 물량을 TTF FOB로 판매함을 가정하였다. 각 FOB별 Hilli와 Fuji의 LNG 생산량은 다음 테이블과 같다.

Hilli와 Fuji의 LNG 생산량											
(단위: MTPA)	3Q27E	4Q27E	1Q28E	2Q28E	3Q28E	4Q28E	1Q29E	2Q29E	3Q29E	4Q29E	
브렌트유 연동분	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	
HH 연동분	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	
TTF 연동분	0	0	0.8375	0.8375	0.8375	0.8375	0.8375	0.8375	0.8375	0.8375	

투자포인트에서 서술한 계약 구조에 따라 각 FOB별 따른 분기별 초과 수익은 다음 Table과 같다.

Estimated Realized gain on oil and gas derivative instruments																				
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	1Q26E	2Q26E	3Q26E	4Q26E	1Q27E	2Q27E	3Q27E	4Q27E	1Q28E	2Q28E	3Q28E	4Q28E	1Q29E	2Q29E	3Q29E	4Q29E	
	199,907	141,088	62,890	4,494	39,142	-	-	-	-	1,835	1,734	33,630	11,414	5,419	10,622	24,168	7,030	1,287	7,385	
카메룬	-	-	-	4,494	39,142	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
브렌트유 연동분	-	-	-	659	32,550	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TTF 연동분	-	-	-	3,835	6,592	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
아르헨티나	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,835	1,734	33,630	11,414	5,419	10,622	24,168	7,030	1,287	7,385	
브렌트유 연동분	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,835	1,734	1,634	1,602	1,503	1,445	1,379	1,330	1,287	1,243	
HH 연동분	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	259	1,444	-	562	1,378	-	-	-	
TTF 연동분	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31,737	8,367	3,916	9,177	22,227	4,321	-	6,142	

6. Valuation - Historical EV/EBITDA Method

6.1. Operating Expense(영업비용) 추정

Operating Expenses							
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
Operating Expenses	197,880	237,419	263,588	223,903	162,401	275,348	275,181
% of sales	66.3%	91.2%	67.0%	60.8%	40.6%	27.9%	27.4%
Vessel operating expenses	93,332	121,583	159,894	124,004	71,657	71,657	71,657
% of sales	31.3%	46.7%	40.6%	33.7%	17.9%	7.2%	7.1%
Administrative expenses	33,462	27,505	29,594	30,187	30,187	30,187	30,187
% of sales	11.2%	10.6%	7.5%	8.2%	7.5%	3.1%	3.0%
Depreciation and amortization	50,294	53,526	49,255	43,572	34,417	147,364	147,197
% of sales	16.9%	20.6%	12.5%	11.8%	8.6%	14.9%	14.6%
Others	20,792	34,805	24,845	26,140	26,140	26,140	26,140
% of sales	7.0%	13.4%	6.3%	7.1%	6.5%	2.6%	2.6%

영업비용 추정은 크게 4가지 항목인 Vessel operating expenses, Administrative expenses, D&A, Others로 구분했다. Vessel operating expenses와 D&A 항목은 보다 자세히 추정논리를 후술할 것이다. Administrative Expense는 일반 관리비 항목으로, 임직원/급여 및 복리후생, 감사/회계/법률 수수료 등 본사 관련 지출로, 이 금액은 매출에 연동되지 않는 고정비 성격이므로 3개년 average flat 처리했다. 또한 Others는 크게 프로젝트 개발비, 손상차손, 기타영업손익으로 구성된다. 이 중 손상차손은 25년을 끝으로 처분한 동사의 LNGC로 인해 발생한 금액이므로 추후에 발생하지 않는다고 가정했고, 다른 두 손익은 유의성이 적어 3개년 average flat 처리했다.

(1) Vessel operating expenses (선박운영비)

Vessel Operating Expenses							
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
Vessel Operating Expenses	93,332	121,583	159,894	124,004	71,657	71,657	71,657
(% of sales)	31.3%	46.7%	40.6%	33.7%	17.9%	7.2%	7.1%
FLNG	66,331	82,284	127,924	116,011	71,657	71,657	71,657
Hilli	66,331	82,284	86,124	44,354			
Gimi	-	-	41,800	71,657	71,657	71,657	71,657
Corporate & others	27,001	39,299	31,970	7,993			

Vessel operating expenses는 크게 FLNG 선박운영비와 Corporate & Others로 구분되며, FLNG 선박운영비는 다시 선박별로 구분하여 추정했다. FLNG 선박운영비는 Hilli와 Gimi에서만 발생하며, Fuji에서는 발생하지 않는다. Fuji는 SESA와의 계약 조건에 운영비용을 SESA에서 전액 부담한다고 명시했다. Hilli 역시 26년 7월 카메룬에서의 계약 종료 이후 27년 하반기에 SESA와의 계약이 시작되면 선박운영비를 인식하지 않는다. Gimi는 선박운영비를 인식하지만 고객사인 BP에게 환급을 받는 구조로, 환급액은 매출로 인식되기에 사실상 EBIT에 미치는 영향은 없다.

(2) Depreciation & Amortization (감가상각비와 무형자산상각비)

Depreciation & Amortization							
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
Total Depreciation and amortization	50,294	53,526	49,255	43,572	34,417	147,364	147,197
(% of sales)	16.9%	20.6%	12.5%	11.8%	8.6%	14.9%	14.6%
Depreciation (유형자산 감가상각비)	49,802	53,066	48,329	42,946	33,791	146,738	146,571
Vessel & Equipment	38,166	40,529	37,147	34,441	25,047	135,604	135,604
Mooring Equipment	5,544	5,544	5,543	3,234	3,624	6,174	6,174
Deferred Drydocking expenditure	5,264	6,730	5,043	4,791	4,599	4,406	4,214
Office equipment and fittings	828	263	596	481	522	553	578
Amortization	492	460	926	626	626	626	626

감가상각비는 크게 선박, 계류장치, 이연정기수리비용(드라이도킹), 사무장비로 구분해서 추정했다. 각각의 항목은 유형자산과 항목과 연동되어 계산된다. 특히 선박의 감가상각비는 Hilli와 Fuji로부터만 발생한다. Gimi는 계약의 구조상 판매형리스 형태이므로 동사의 장부에 계상되지 않는다. 무형자산상각비는 과거 3개년 average flat 처리하였다. [Appendix 7-8]

6.2. 금융손익

Financial (loss)/income							
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
Financial (loss)/income	37,934	33,098	(21,748)	6,584	(18,723)	(45,583)	(45,858)
(% of sales)	12.7%	12.7%	-5.5%	1.8%	-4.7%	-4.6%	-4.6%
Interest income	46,061	37,350	34,577	59,028	28,772	6,331	6,565
Interest expense	-	-	(32,925)	(45,513)	(40,563)	(44,982)	(45,491)
(Losses)/gains on derivative instruments	(7,227)	65	(7,822)				
Other financial items	(900)	(4,317)	(15,578)	(6,932)	(6,932)	(6,932)	(6,932)

이자수익과 이자비용은 이자부자산, 부채 항목을 통해 추정했다. 유효이자율은 3개년 평균으로 가정했다. 특히 이자지급액 중 과거 비율을 고려해 자본화 차입원가와 이자비용으로 안분했다. 이자율 스왑 상품으로 인한 파생상품손익은 금액적 유의성이 적으므로 0 flat 처리 가정했다. 기타 금융손익은 합리적 추정이 불가하므로 3개년 average flat 처리했다. [Appendix 7-9]

6.3. 최종 IS Table

Income Statement							
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
Operating Revenues	298,429	260,372	393,522	368,118	400,076	988,659	1,005,194
YoY(%)	11.5%	-12.8%	51.1%	-6.5%	8.7%	147.1%	1.7%
Liquefaction Services Revenue	245,418	224,959	226,794	112,880	155,603	748,905	770,637
Sales-type lease revenue	-	-	91,461	177,101	172,816	168,097	162,900
Vessel management fees and other revenues	53,011	35,413	75,267	78,138	71,657	71,657	71,657
Realized and unrealized (loss)/gain on oil and gas derivative instruments	(84,751)	39,226	(30,212)	43,636	3,568	61,085	39,870
Operating Expenses	197,880	237,419	263,588	223,903	162,401	275,348	275,181
Vessel operating expenses	93,332	121,583	159,894	124,004	71,657	71,657	71,657
Administrative expenses	33,462	27,505	29,594	30,187	30,187	30,187	30,187
Depreciation and amortization	50,294	53,526	49,255	43,572	34,417	147,364	147,197
Others	20,792	34,805	24,845	26,140	26,140	26,140	26,140
Operating income	15,798	62,179	99,722	187,852	241,242	774,397	769,883
OPM(%)	5.3%	23.9%	25.3%	51.0%	60.3%	78.3%	76.6%
Other non-operating income/(loss)	(52,485)	(7,000)	29,981	10,935	10,935	10,935	10,935
Financial (loss)/income	37,934	33,098	(21,748)	6,584	(18,723)	(45,583)	(45,858)
Income before taxes and net income/(loss) from equity method investme	1,247	88,277	107,955	205,370	233,454	739,749	734,960
Income tax (expense)/benefit	(1,870)	18	(4,307)	(2,053)	(2,053)	(2,053)	(2,053)
Net income/(loss) from equity method investments	(2,520)	(7,502)	8,928				
Net income/(loss)	(3,143)	80,793	112,576	203,317	231,401	737,696	732,907
NPM(%)	-1.1%	31.0%	28.6%	55.2%	57.8%	74.6%	72.9%
EBITDA	71,113	138,638	148,977	231,424	275,660	921,761	917,080
Adjusted EBITDA	355,771	240,500	264,615	273,723	322,244	973,064	973,580

최종 IS Table은 위와 같다. 기타 영업외손익은 금융자산평가손익과 기타로 구분되는데, 금융자산은 25년 기준으로 전액 처분했으므로 0 flat, 기타 항목은 3개년 avg. flat으로 추정했다. 또한 동사의 본사는 버뮤다에 위치하기 때문에 0% 세율을 적용 받는다. 법인세비용은 대부분 해외 자회사로부터 인식되는데, 이는 실적에 비례하지 않는 항목들이며, 금액적 유의성이 낮기 때문에 3개년 avg. flat으로 추정했다. 그리고 지분법손익은 금액적 유의성이 낮기 때문에 0 flat 처리했다. 최종 IS Table을 참고할 때는 비현금성 항목이 포함된 손익 항목보다, EBITDA와 Adj. EBITDA (EBITDA - 파생상품 미실현손익 + 판매형리스 현금유입액)에 주목할 필요가 있다.

6.4. Valuation - Historical EV/EBITDA Method

(1) Why Historical EV/EBITDA Method

동사의 Valuation 방식으로 Historical EV/EBITDA를 채택한 이유는 동사와 유사한 BM을 보유한 글로벌 Peer가 존재하지 않기 때문이다. 동사는 전 세계에서 유일하게 FLNG 서비스만을 전문적으로 제공하는 pure player다. 동사를 제외한 FLNG 보유 기업은 대부분 글로벌 에너지사로, 여러 에너지 사업을 영위한다. 따라서 PEER보다는 Historical Method가 합리적이라고 판단한다.

PER이 아닌 EV/EBITDA Method를 채택한 이유는 동사의 EPS가 비현금성손익으로 인해 변동성이 확대되기 때문이다. 동사의 파생상품손익은 실제 현금을 수령하는 실현손익과 미수령하는 미실현손익으로 구분된다. 이 중 미실현손익의 변동으로 인해 실제 기업의 현금창출능력은 변함없음에도 EPS의 변동성이 확대되는 구조다. 따라서 EV/EBITDA Method가 적합하다고 판단한다.

(2) Target Multiple 선정

동사의 TP를 계산하기 위해 28E EBITDA에 러우전쟁 시작부터 2Q22까지의 24m fwd EV/EBITDA인 13.0x를 제시한다. 이 시기 동사를 둘러싼 내러티브가 현재와 매우 유사하다. 러우전쟁 발발로 유럽의 천연가스 공급망에 대한 우려가 대두되던 동시에, 동사의 두 번째 선박인 Gimi가 건조 중이어서 향후 실적 증대에 대한 기대감이 존재했다. 이는 이란전쟁이 발발하였고, 동사의 세 번째 선박인 Fuji가 건조 중인 현 상황과 매우 유사하다고 판단하여 러우전쟁 발발 후부터 2Q까지의 24m fwd EV/EBITDA 평균치를 Multiple로 활용할 것이다.

12m fwd가 아닌 24m fwd EV/EBITDA를 사용하는 이유는 시장이 동사의 주가를 27년의 실적이나 28년 이후의 실적을 예상하여 산정하고 있기 때문이다. SESA와의 프로젝트가 28년에 본격 진행될 것이라는 사실은 이미 공개된 정보다. 따라서 25년 실적과 유사한 27년의 실적이 아닌, 25년에 비해 3배 높은 28년의 실적을 사용해 TP를 계산하는 것이 타당하다. 다만 본서에서 주장하는 바는 28E 실적이 고평균의 천연가스 가격 및 FLNG 업황 호황으로 인해 시장의 예상보다 실적이 높을 것이라는 점이며, 28E EBITDA에 멀티플을 적용하는 건 합리적이라고 판단한다.

27E 유통가능주식수는 3Q25 기준 유통주식수에 스톱옵션, RSU의 희석을 가정해 추정하였다.

Valuation - EV/EBITDA Method	
2028E Adj. EBITDA (USD k)	973,064
Target EV/EBITDA (24m fwd)	13.0x
Target EV (USD k)	12,674,083
(-) Net Debt (USD k)	2,668,196
Target Market Cap.	10,005,887
Shares Outstanding (k)	102,308
Target Price (\$)	\$ 97.80
Current Price (\$)	\$ 53.39
Upside (%)	83.2%

상기 논의를 모두 종합하여, 2028E EBITDA \$973,064 k에 Target EV/EBITDA 13.0x를 곱한 Target Price \$97.8, 상승여력 83.2%, 투자 의견 "Buy"를 제시한다.

7. Appendix

7.1. BS

Balance Sheet							
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
ASSETS	4,083,987	4,367,677	5,325,601	5,196,042	5,582,809	6,764,085	7,075,489
Current Assets	815,564	739,866	1,413,504	702,716	254,325	429,360	441,332
Cash and cash equivalents	679,225	566,384	1,151,221	528,229	66,159	70,978	72,591
Restricted cash and short-term deposits	18,115	75,579	24,695	24,695	24,695	24,695	24,695
Trade accounts receivable	38,915	29,667	35,518	41,057	44,621	110,268	112,112
Amounts due from related parties	7,312	20,354	23,228				
Current portion of net invest in sales-type lease	-	-	146,829	46,584	51,303	56,500	62,223
Other current assets	71,997	47,882	32,013	62,151	67,546	166,919	169,711
Non-Current Assets	3,268,423	3,627,811	3,912,097	4,493,326	5,328,484	6,334,725	6,634,157
Restricted cash (non-current)	74,130	74,619	39,501	39,501	39,501	39,501	39,501
Equity method investments	53,982	43,665	45,011	45,011	45,011	45,011	45,011
Assets under development	1,562,828	2,261,197	1,228,129	2,625,557	2,297,759	881,753	1,389,272
Vessels and equipment, net	1,077,677	1,079,745	931,192	58,738	1,272,997	3,751,744	3,605,880
Net investment in sales-type leases	-	-	1,601,452	1,659,398	1,608,095	1,551,595	1,489,371
Intangible assets	-	2,348	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070
Non-current amounts due from RP	-	6,006	1,691				
Other non-current assets	499,806	160,231	63,051	63,051	63,051	63,051	63,051
LIABILITIES	1,481,544	1,998,273	3,258,047	3,059,292	3,358,842	3,891,820	3,556,626
Current Liabilities	545,780	841,524	555,340	388,721	415,956	1,217,565	2,006,656
Current portion of LTD & ST debt	342,566	521,282	301,202	75,000	75,000	375,000	1,150,000
Trade accounts payable	7,454	198,906	123,605	135,346	147,095	363,499	369,579
Accrued expenses	144,810	66,071	101,619	122,366	132,989	328,639	334,135
Other current liabilities	50,950	55,265	28,914	56,010	60,872	150,427	152,942
Non-Current Liabilities	935,764	1,156,749	2,702,707	2,670,571	2,942,886	2,674,255	1,549,970
Long-term debt	874,164	930,973	2,456,822	2,424,686	2,697,001	2,428,370	1,304,085
Other non-current liabilities	61,600	225,776	245,885	245,885	245,885	245,885	245,885
EQUITY	2,602,443	2,369,404	2,067,554	2,136,750	2,223,967	2,872,265	3,518,863
Total stockholders' equity	2,067,669	2,014,151	1,842,976	1,912,172	1,999,389	2,647,687	3,294,285
Non-controlling interests	534,774	355,253	224,578	224,578	224,578	224,578	224,578
Total Liabilities & Equity	4,083,987	4,367,677	5,325,601	5,196,042	5,582,809	6,764,085	7,075,489

7.2. CFS

Cashflow Statement							
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
OPERATING ACTIVITIES	134,606	318,241	470,929	345,562	339,917	1,282,191	955,298
Net income/(loss)	(3,143)	80,793	112,576	203,317	231,401	737,696	732,907
Depreciation and amortization	50,294	53,526	49,255	43,572	34,417	147,364	147,197
Loss on disposal of long lived asset	491	-	451				
Loss on extinguishment of debt	-	-	9,954				
Gain on deemed sale of FLNG Gimi	-	-	(29,981)				
Impairment of long-lived assets	5,021	22,933	-				
Amortization of deferred charges and debt guarantees, net	1,822	3,054	7,113	3,996	3,996	3,996	3,996
Dividend received from equity method investments	-	456	-				
Net (income)/loss from equity method investments	2,520	7,502	(8,928)				
Write off of shareholder loan	-	-	7,054				
Provision for credit loss	-	-	251				
Drydocking expenditure	(6,724)	(2,926)	-	(3,217)	(3,217)	(3,217)	(3,217)
Compensation cost related to employee stock awards	5,824	7,181	9,920	7,642	7,642	7,642	7,642
Net foreign exchange losses/(gains)	941	(205)	1,716	817	817	817	817
Sales-type lease receivable in excess of interest income	-	-	22,536	42,299	46,584	51,303	56,500
Change in fair value of investment in listed equity securities	62,308	-	-				
Change in fair value of derivative instruments (interest rate swaps)	15,582	5,971	11,161				
Change in fair value of derivative instruments and amortization of day 1 gains	272,117	89,286	80,561				
Change in assets and liabilities:							
Trade accounts receivable and accrued income	3,205	9,535	37,301	(5,539)	(3,564)	(65,646)	(1,844)
Other current and non-current assets	(266,025)	33,124	43,907	(30,138)	(5,395)	(99,373)	(2,792)
Amounts due from related parties	172	(1,064)	(18,041)	23,228	-	-	-
Trade accounts payable	(18)	3,587	4,391	11,741	11,750	216,404	6,079
Accrued expenses	8,554	4,069	35,320	20,747	10,623	195,650	5,496
Other current and non-current liabilities	(18,335)	1,419	94,412	27,096	4,862	89,554	2,516
INVESTING ACTIVITIES	(131,709)	(416,981)	(813,197)	(436,622)	(840,461)	(1,079,720)	(376,991)
Additions to assets under development	(308,093)	(376,342)	(853,361)	(435,341)	(781,198)	(1,018,950)	(375,710)
Additions to equity method investments	(9,678)	-	(30,134)				
Additions for FLNG Hilli redeployment	-	-	(29,929)				
Loan advanced to related parties	(3,561)	(17,930)	(2,490)				
Additions to intangibles	-	(1,531)	(192)	(574)	(574)	(574)	(574)
Additions to vessels and equipment	(1,621)	(62,206)	(12)	(707)	(58,688)	(60,196)	(707)
Proceeds from short-term loan advanced to related parties	60	-	17,930				
Proceeds from subscription of equity interest	80,021	45,206	21,020				
Consideration received for the sale of long-lived asset	15,190	-	24,828				
Proceeds from sale of equity method investment	56,097	822	39,143				
Additions to other investments	-	(5,000)	-				
Deposit paid for vessel	(15,500)	-	-				
Dividends received from listed equity securities	9,824	-	-				
Proceeds from sale of listed equity securities	45,552	-	-				
FINANCING ACTIVITIES	(244,953)	43,852	841,103	(531,931)	38,474	(197,652)	(576,693)
Proceeds from short-term and long-term debt	156,045	371,145	2,275,000		347,315	106,369	25,715
Proceeds from exercise of share options	-	5,705	3,210	2,972	2,972	2,972	2,972
Financing costs paid	(10,445)	(6,688)	(42,258)		(6,946)	(2,127)	(514)
Purchase of treasury shares	(61,684)	(14,180)	(144,039)	(50,000)	(50,000)	(50,000)	(50,000)
Cash dividends paid	(102,897)	(115,352)	(305,848)	(179,866)	(179,866)	(179,866)	(179,866)
Repayments of short-term and long-term debt	(125,925)	(136,859)	(944,962)	(305,037)	(75,000)	(75,000)	(375,000)
Acquisition of Hilli LLC non-controlling interest	(100,047)	(59,919)	-				

7.3. 전세계 LNG 생산 가능량, 실공급량

전세계 LNG 실공급량

(단위: MTPA)	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E
전세계 생산 가능량	494.4	530.0	572.7	627.4	666.5	703.7
전세계 실공급량	411.2	421.7	434.3	437.7	465.7	519.7

7.4. LNG 실공급량 추정

LNG 프로젝트별 추가되는 실공급량

(단위: MTPA)	Nameplate	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	비고
Corpus Christi Stage 3	10.0	3.5	8.0	9.0	9.3	9.5	2025년 4개 train 완료
Plaquemines LNG - Phase 2	6.7	3.7	5.8	6.1	6.2	6.3	모듈러 방식
Congo FLNG 2	2.4	0.1	1.5	2.0	2.1	2.2	2025년 말 가동 가정
Tortue FLNG - Phase 1	2.5	1.4	2.1	2.1	2.2	2.2	2025년 하반기 가동 시작
LNG Canada	14.0	1.8	7.6	9.8	10.8	12.0	2025년 말 가동 시작
Cap Lopez	0.7	0.0	0.1	0.4	0.6	0.6	소형 FLNG
Pluto LNG	5.0	0.0	1.0	2.8	4.0	4.5	전통적 방식의 육상 프로젝트
Genting FLNG	1.2	0.0	0.2	0.7	1.1	1.1	소형 FLNG
ECA LNG - Phase 1	3.2	0.0	0.8	2.0	2.6	3.0	Brownfield
Golden Pass LNG	15.6	0.0	1.0	6.0	11.0	13.0	대규모 train 3개
North Field East(NFE)	32.0	0.0	0.0	2.4	4.8	14.0	잔쟁 이후 delay 반영
NLNG Train 7	8.0	0.0	0.0	1.6	3.6	6.0	brownfield지만 인프라 리스크
ZFLNG	2.0	0.0	0.0	1.1	1.7	1.8	FLNG
Southern Energy FLNG - Phase 1	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	수리 후 가동, 전체 공급량에 추가 없음
Fast LNG Altamira 2	1.4	0.0	0.0	0.4	1.0	1.2	모듈러 방식
CP2 LNG - Phase 1	20.0	0.0	0.0	0.0	2.0	8.0	first-year commissioning heavy
Port Arthur LNG - Phase 1	13.5	0.0	0.0	0.0	2.0	7.0	대규모 육상 프로젝트
Rio Grande LNG Trains 1~3	17.6	0.0	0.0	0.0	1.5	6.0	대규모 신규 프로젝트
Coral North FLNG	3.6	0.0	0.0	0.0	0.6	2.0	FLNG
Southern Energy FLNG - Phase 2	3.5	0.0	0.0	0.0	0.5	1.6	phase1의 차기 프로젝트
Marsa LNG	1.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.8	2028년 가동 목표
North Field South(NFS)	16.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	NFE 이후 순차적 가동
Ruwais LNG	9.6	0.0	0.0	0.0	0.4	2.0	2028년 4분기 가동 목표
Cedar LNG	3.3	0.0	0.0	0.0	0.1	0.8	부유식 LNG
Woodfibre LNG	2.1	0.0	0.0	0.0	0.4	1.6	소형 육상 프로젝트
Corpus Christi Midscale Trains 8, 9	5.0	0.0	0.0	0.0	0.8	2.8	2028년 하반기 가동 목표
Mozambique LNG	12.9	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	불가항력 이후 26년 건설 재개
Louisiana LNG	16.5	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	대규모 신규 프로젝트

7.5. 지역별 LNG 수요

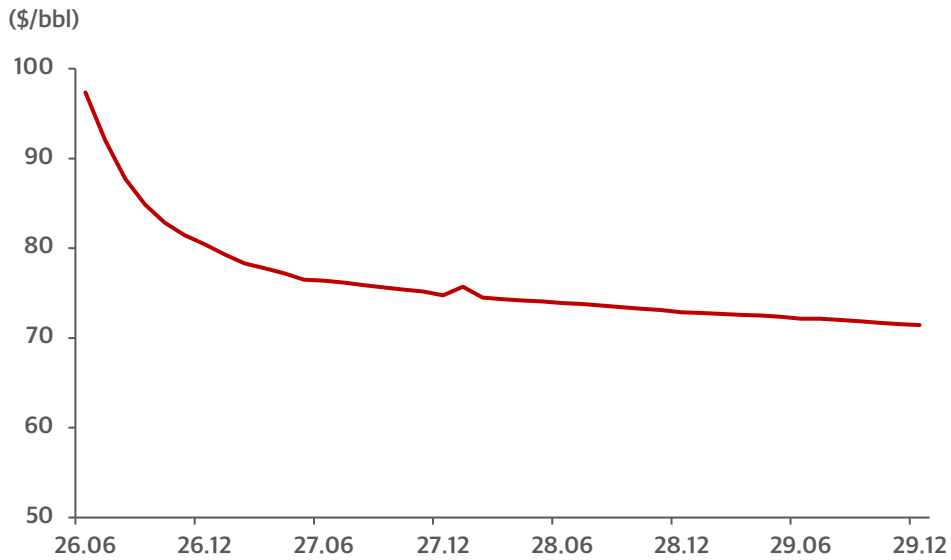
지역별 LNG 수요

(단위: MTPA)	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
유럽	108	110	112	111	109	107
중국	73	77	82	87	93	99
동북아시아	138	138	139	140	142	144
인도	30	33	37	42	46	54
아시아(동북아시아+인도 제외)	40	45	51	57	64	70
기타	52	54	58	61	67	73
합계	441	457	479	498	521	547

7.6. Sales Type Lease 추정

Sales Type Lease (FLNG Gimi)							
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
Beginning	-	-	-	1,748,281	1,705,982	1,659,398	1,608,095
(+) Initial recognition (Gimi at COD)	-	-	1,770,817	-	-	-	-
(+) Sales-Type Lease Revenue	-	-	91,461	177,101	172,816	168,097	162,900
(-) Lease payment received (cash)	-	-	113,997	219,400	219,400	219,400	219,400
Ending	-	-	1,748,281	1,705,982	1,659,398	1,608,095	1,551,595
Current portion	-	-	146,829	46,584	51,303	56,500	62,223
Non-current portion	-	-	1,601,452	1,659,398	1,608,095	1,551,595	1,489,371

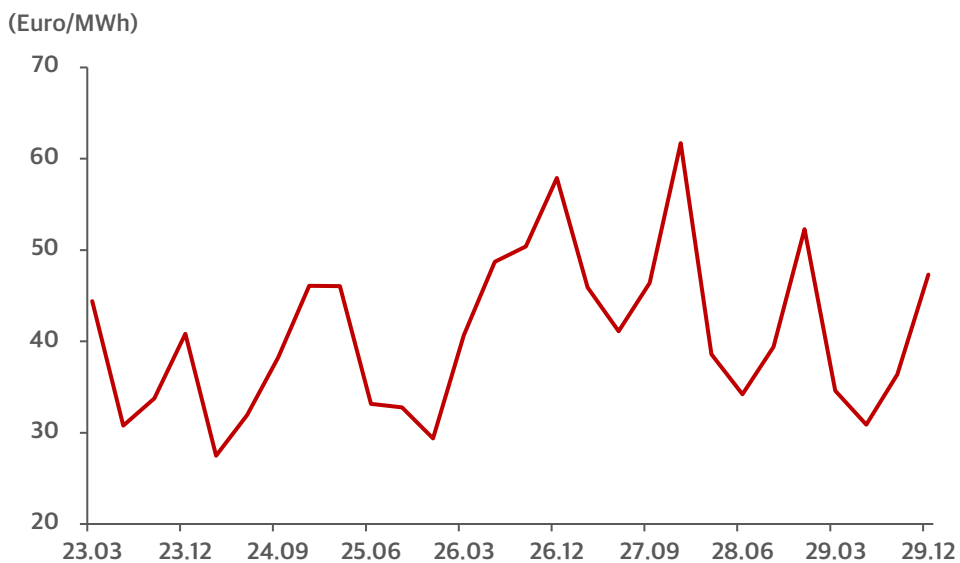
7.7. 브렌트유 선물 가격 추이



7.7. TTF 분기별 계절성 계수

TTF 분기별 계절성 계수				
분기	1Q	2Q	3Q	4Q
계절성 계수	0.9	0.8	1.0	1.3

7.8. TTF 가격 추정 그래프



7.8. PP&E 추정

Vessels and equipment							
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
Cost (취득원가)							
Beginning	1,374,607	1,330,563	1,408,063	1,143,691	-	1,502,839	4,068,128
Additions	-	77,500	-	-	-	-	-
Disposals	(44,044)	-	(186,872)	-	-	-	-
Transfer to asset under development	-	-	(77,500)	(1,143,691)	1,502,839	2,565,289	-
Ending	1,330,563	1,408,063	1,143,691	-	1,502,839	4,068,128	4,068,128
Depreciation							
Beginning	(336,055)	(350,177)	(407,516)	(279,036)	-	(338,524)	(474,128)
Charge for the year	(38,166)	(40,529)	(37,147)	(34,441)	(25,047)	(135,604)	(135,604)
Disposals	29,065	-	162,906	-	-	-	-
Transfer to asset under development	(5,021)	(16,810)	2,721	313,477	(313,477)	-	-
Ending	(350,177)	(407,516)	(279,036)	-	(338,524)	(474,128)	(609,732)
Ending Net book value	980,386	1,000,547	864,655	-	1,164,315	3,594,000	3,458,396
Mooring Equipment							
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
Cost							
Beginning	45,771	45,771	45,771	45,771	45,771	57,981	117,470
Additions	-	-	-	-	57,981	59,489	-
Disposals	-	-	-	-	(45,771)	-	-
Transfer to asset under development	-	-	-	-	-	-	-
Ending	45,771	45,771	45,771	45,771	57,981	117,470	117,470
Depreciation							
Beginning	(25,906)	(31,450)	(36,994)	(42,537)	(45,771)	(3,624)	(9,798)
Charge for the year	(5,544)	(5,544)	(5,543)	(3,234)	(3,624)	(6,174)	(6,174)
Disposals	-	-	-	-	-	-	-
Transfer to asset under development	-	-	-	-	45,771	-	-
Ending	(31,450)	(36,994)	(42,537)	(45,771)	(3,624)	(9,798)	(15,973)
Ending Net book value	14,321	8,777	3,234	-	54,358	107,672	101,498
Deferred Drydocking expenditure							
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
Cost							
Beginning	109,094	108,492	109,650	100,000	100,000	100,000	100,000
Additions	8,492	1,158	-	-	-	-	-
Disposals	(9,094)	-	-	-	-	-	-
Transfer to asset under development	-	-	(1,686)	-	-	-	-
Ending	108,492	109,650	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Depreciation							
Beginning	(32,011)	(28,181)	(41,034)	(37,918)	(42,709)	(47,307)	(51,714)
Charge for the year	(5,264)	(6,730)	(5,043)	(4,791)	(4,599)	(4,406)	(4,214)
Disposals	9,094	(6,123)	7,964	-	-	-	-
Transfer to asset under development	-	-	195	-	-	-	-
Ending	(28,181)	(41,034)	(37,918)	(42,709)	(47,307)	(51,714)	(55,928)
Ending Net book value	80,311	68,616	62,082	57,291	52,693	48,286	44,072
Office equipment and fittings							
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
Cost							
Beginning	7,341	5,893	3,873	3,885	4,592	5,299	6,006
Additions	1,934	175	12	707	707	707	707
Disposals	(3,382)	(1,429)	-	-	-	-	-
Transfer to asset under development	-	(766)	-	-	-	-	-
Ending	5,893	3,873	3,885	4,592	5,299	6,006	6,713
Depreciation							
Beginning	(5,788)	(3,234)	(2,068)	(2,664)	(3,145)	(3,667)	(4,220)
Charge for the year	(828)	(263)	(596)	(481)	(522)	(553)	(578)
Disposals	3,382	1,429	-	-	-	-	-
Transfer to asset under development	-	-	-	-	-	-	-
Ending	(3,234)	(2,068)	(2,664)	(3,145)	(3,667)	(4,220)	(4,798)
Ending Net book value	2,659	1,805	1,221	1,447	1,632	1,786	1,915
Asset Under Development - Total							
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
Fuji AUD	1,562,828	2,261,197	1,228,129	1,795,342	2,297,759	130,334	149,817
Hilli AUD	-	-	-	830,214	-	-	-
4th Vessel AUD	-	-	-	-	-	751,420	1,239,455
Total AUD Net Book Value	1,562,828	2,261,197	1,228,129	2,625,557	2,297,759	881,753	1,389,272
Total AUD Additions (Fuji + Hilli + 4th Vessel)	338,327	347,209	662,092	435,341	781,198	1,018,950	375,710

7.9. IBD, IBA

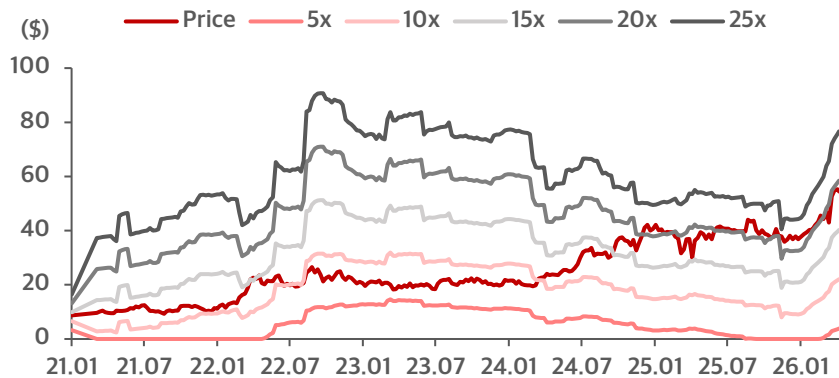
IBD							
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
Beginning Total IBD	1,210,279	1,240,399	1,474,685	2,804,723	2,499,686	2,772,001	2,803,370
(+) New debt issuance	156,045	371,145	2,275,000	-	347,315	106,369	25,715
Bond (for 4th Vessel)	-	-	-	-	347,315	106,369	25,715
(-) Debt repayment	(125,925)	(136,859)	(944,962)	(305,037)	(75,000)	(75,000)	(375,000)
VIE debt	-	-	-	(230,037)	-	-	-
2024 Unsecured Bond	-	-	-	-	-	-	(300,000)
2025 Senior Unsecured Bond	-	-	-	-	-	-	-
2025 Convertible Bonds	-	-	-	-	-	-	-
Gimi facilities	-	-	-	(75,000)	(75,000)	(75,000)	(75,000)
ΔNet debt change	30,120	234,286	1,330,038	(305,037)	272,315	31,369	(349,285)
Ending Total IBD	1,240,399	1,474,685	2,804,723	2,499,686	2,772,001	2,803,370	2,454,085
Beginning IBD	1,225,339	1,357,542	2,139,704	2,804,723	2,499,686	2,772,001	2,803,370
Weighted avg. interest rate(%)	5.9%	7.1%	6.0%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%
Gross Interest	72,469	95,871	128,324	177,385	158,093	175,316	177,300
(-) Capitalized interest	72,469	95,871	95,399	131,872	117,530	130,334	131,809
Interest Expense	-	-	32,925	45,513	40,563	44,982	45,491

IBA							
(U.S Dollars in Thousands)	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E
Beginning IBA (Cash + Restricted Cash)	771,470	744,026	966,000	1,215,417	592,425	130,355	135,174
Interest rate(%)	6.0%	5.0%	3.6%	4.9%	4.9%	4.9%	4.9%
Interest Income	46,061	37,350	34,577	59,028	28,772	6,331	6,565

7.10. Vessel Operation

Vessel Operation	수출 시작	생산 종료
Hilli (카메룬)	운영 중	26. 06.30.
Hilli (아르헨티나)	27. 07. 01.	47.12.31.
Gimi (GTA)	운영 중	45.06.30.
Fuji (아르헨티나)	28. 01. 01.	48.12.31.

7.11. EV/EBITDA Band



Notice.

본 보고서는 서울대 투자연구회의 리서치 결과를 토대로 한 분석 보고서입니다. 보고서에 사용된 자료들은 서울대 투자연구회가 신뢰할 수 있는 출처 및 정보로부터 얻어진 것이나, 그 정확성이나 완전성을 보장할 수 없으므로 투자자 자신의 판단과 책임 하에 종목 선택이나 투자 시기에 대한 최종 결정을 내리시기 바랍니다. 따라서, 이 분석보고서는 어떠한 경우에도 법적 책임소재의 증빙자료로 사용될 수 없습니다. 또한, 이 분석보고서의 지적재산권은 서울대 투자연구회에 있음을 알립니다.