

04

LNG 매매계약 및 터미널이용계약의 주요 조건 분석

법무법인(유한) 태평양 박진표 변호사

I. 서론

천연가스의 시대가 도래하고 있다. 현 정부의 에너지전환정책과 국민들의 안전하고 깨끗한 에너지원 선호에 따라 에너지공급원으로서의 LNG의 역할이 커지고 있으며, 이는 세계적 추세이다. 특히, 미국의 셰일가스 개발은 천연가스시장의 유동성을 높이고 가격을 낮춰 LNG 시장 확대에 큰 기여를 하고 있다.

한편, LNG를 도입하기 위해서는 여러 단계에 걸쳐 대규모 설비와 장치에 대한 투자가 이루어져야 함에 따라 LNG 매매계약(LNG sale and purchase agreement)과 LNG터미널 이용계약(LNG terminal use agreement) 등 매우 복잡한 계약이 체결되고 있다.

이와 같이 천연가스 시대를 맞이해 우리나라 정부와 기업의 준비를 위해서는 LNG 계약의 내용에 대한 이해와 연구가 필요하다. 이에 대표적인 LNG 도입 관련 계약인 LNG 매매계약과 LNG터미널 이용계약의 주요 조건을 연구하고자 한다.

본 연구를 통해 LNG 도입을 원하는 사업자들에게 대표적인 LNG 도입 관련 계약에 관한 정보를 제공하고 관련 계약적 리스크를 줄일 수 있도록 하는 한편, 최근 계약구조의 변화내용을 제공함으로써 이를 파악할 수 있도록 하고자 한다.

II. LNG Value Chain

LNG 도입 관련 계약은 내용 상 그 자체로 독립적인 계약이 아니며 LNG value chain의 다른 요소들에 의해 상당한 영향을 받는다, 그에 따라 LNG 도입 관련 계약의 전모를 파악하기 위해서는 LNG value chain에 대한 이해가 필요하다. 아래에서 LNG value chain에 대한 기본적 사항을 살펴본다.

1. LNG Value Chain 개관

LNG value chain은 크게 천연가스 생산, 액화공정, 선박운송 및 저장·하역으로 분류되며, 그 도식은 아래 그림과 같다.¹⁾



2. 천연가스 생산

천연가스는 석유에 비해 개발이 쉽지 않다. 기체인 가스의 수송 및 저장 상 어려움으로 인해 가스전을 판매하기 위해서는 수송을 위한 상당한 설비투자가 필요하고 판매시장이 확보된 상태에서만 개발이 가능하기 때문이다. 과거 비교적 근거리에서 위치한 수요처에는 파이프라인을 통해 천연가스가 공급되었으나, 그렇지 못한 경우에는 지하에 재주입되었고 불가피한 경우 태워 버려졌다.

1) 출처: http://oa.upm.es/54186/1/TFM_THOMAS_PHILIPP_MIKSCH.pdf

하지만, 1960년대부터 천연가스 액화를 통한 수송이 본격적으로 개시되었고, 이러한 기술적 진보를 통하여 가스전의 해외판매시장 접근이 상당히 용이해졌다. 그에 따라 석유 전 개발과 독립적인 가스전의 개발 또한 활발하게 이루어지고 있다.

가스전은 육상, 해상 모두에서 개발할 수 있다. 석유생산과정에서 함께 생산되는 가스를 수반가스(associated gas)라고 하며, 석유생산과 무관하게 생산되는 가스를 비수반가스(non-associated gas)라 한다. 천연가스는 거의 순수한 메탄 성분으로 구성된 dry gas와 프로판 부탄 컨텐세이트 등 고분자 탄화수소가 많이 포함된 wet gas로 구분된다.

LNG의 경우, 천연가스는 액화플랜트로 수송되기 전에 컨텐세이트 등 다른 무거운 탄화수소, 물, 이산화탄소 기타 불순물을 제거하는 처리과정을 거친다.

전통적으로 개발회사는 가스전 개발의 높은 리스크로 인해 탐사생산비용을 대체로 회사채 발행을 통해 조달하여 왔다. 해상 생산시설을 비롯한 대규모 생산시설 건설의 경우 프로젝트 금융(project finance)을 통해 조달하는 경우도 있다.

3. 액화공정²⁾

액화공정은 LNG value chain 가운데 가장 큰 투자가 필요한 부문이다. 액화공정은 천연가스에서 불순물을 제거하고 -162°C 까지 온도를 낮춰 천연가스를 액화한다. 이와 같이 천연가스를 액화하여 LNG를 만드는 이유는 그 부피를 줄여 선박운송을 통해 장거리 수송을 하기 위해서다. 천연가스는 액화될 경우 부피가 1/600 수준으로 줄어든다.

액화플랜트는 “train”이라 불리는 수 기의 병행적인 처리 유닛으로 구성된다. 각각의 트레인 은 가스를 처리하고 액화한다. 각 트레인의 최대용량은 열교환기와 액화를 위한 압축기를 가동하는 가스터빈 또는 스팀터빈과 같은 설비의 규모에 의해 결정된다. 한 기의 트레인 용량은 예컨대 카타르 프로젝트의 경우 최고 8 MMt/년에 달한다. 열교환기는 가스에서 나오는 방출열을 냉각가스에 전달하고, 냉각가스의 열은 외부 냉각제(공기, 물 등)에 전달된다. 초기의 액화플랜트에서는 스팀터빈으로 압축기를 가동하였으나 오늘날은 가스터빈이 표준적인 압축기 가동장치이다.

2) 김재민 박진표 공역, “LNG-세상을 바꾸는 연료”, 시그마프레스(2017), 31-32면 참조.

아울러, 액화플랜트는 LNG탱크선 선적 전까지 LNG를 저장하는 LNG저장탱크와 LNG선적을 위한 항만시설도 포함한다.

4. 선박운송

액화플랜트에서 액화·저장된 LNG는 LNG탱크선으로 선적된다. LNG탱크선은 단일저장탱크를 내장한 특수설계선박이다.

LNG는 매매계약에 따라 FOB(free on board), DES(delivered ex ship) 또는 CIF(Cost, insurance, and freight) 조건으로 판매된다. FOB 조건에서는 구매자가 용선에 대한 책임을 부담하고 LNG 선적시 그 소유권이 구매자에게 이전된다. 반면에, DES 또는 CIF 조건에서는 판매자가 용선에 대한 책임을 부담하고 목적항에서 또는 선적 후에 LNG 소유권이 구매자에게 이전된다.

5. 저장 및 하역

LNG인수터미널은 LNG Value Chain의 마지막 과정으로 LNG의 저장 및 하역을 담당한다. LNG 카고는 LNG탱크선에서 수입터미널, 즉 인수터미널로 하역된다. 인수터미널에서는 하역된 LNG를 저장탱크에 저장하고 있다가, 수요처에 공급하기 위하여 LNG를 가열하여 기체상태의 천연가스로 되돌린 다음 배관망을 통해 재기화된 가스를 송출한다.

우리나라에는 현재 평택, 인천, 통영, 삼척(이상 한국가스공사 소유), 광양(포스코에너지 소유), 보령(GS그룹과 SK그룹 합작) 총 6곳의 인수터미널이 존재하며, 현재 한국가스공사와 몇몇 사업자들이 추가적인 인수터미널 개발을 추진하고 있다.

일반적으로 인수터미널은 LNG구매자가 직접 소유하거나 제3자 소유의 터미널을 터미널 이용계약을 통해 임차하는 방식으로 이용할 수 있다. 인수터미널은 정박시설, 하역설비, LNG저장탱크, 재기화장비 등의 시설로 구성된다. 인수터미널의 건설자금은 프로젝트 파이낸스를 통해 조달하는 경우가 많다.

Ⅲ. LNG 산업의 진화

1. LNG 산업의 역사³⁾

세계 최초의 상업규모 LNG 거래는 1964년 개시된 알제리와 영국간 거래이다. 다음해 알제리산 LNG는 프랑스에도 인도되었다. 1970년대에는 스페인과 이탈리아가 리비아로부터 LNG를 수입하기 시작하였다. 이와 같이 LNG 거래는 대서양 지역에서 시작하였지만, 곧 그 중심이 아시아태평양 지역으로 옮겨갔다. 일본은 1969년 미국 알래스카에서 수입한 이래 2005년 전세계 LNG 구매량의 42%를 수입하는 세계 최대 수입국이 되었고, 우리나라는 같은 해 16.2%를 수입하여 2위를 차지하였다. 1970년대 초 미국 또한 알제리로부터 LNG를 수입하기 시작하였고 세 곳의 인수터미널이 더 건설되었으나, 1970년대 말 이후 역내 천연가스시장의 상황변화와 규제완화로 인해 수입 LNG는 경쟁력을 잃고 말았다. 2000년까지만 하더라도 LNG 수입국은 일본, 한국, 대만, 미국, 남부 유럽국가 등 10여개 국에 불과하였고, 수출국 또한 알제리, 리비아, 인도네시아, 말레이시아, 호주, 카타르, 나이지리아, 오만 등 10여개 국에 불과하였다. 2000년 LNG 거래량은 2014년 243MMt의 절반도 안 되는 103MMt였다.

LNG 프로젝트는 대규모 자본투자를 필요로 함에 따라 그 추진 여부는 보수적으로 결정되었다. 즉, LNG 프로젝트는 신용도가 높은 구매자가 도입물량을 확보하는 경우에만 성사될 수 있었다. 전세계적으로 판매자와 구매자가 소수에 불과하고 스팟거래의 규모가 극히 적힌 상황에서 구매자의 물량약정이 없는 LNG는 다른 곳에 판매하기 어려웠기 때문이다. 그리고, 구매자들은 대부분 전력회사나 가스회사와 같은 공공설비기업들이었다. 정부의 규제와 감독을 받는 이들은 저렴한 도입가격보다는 안정적 공급확보에 우선순위를 두었다. 총괄원가방식의 요금규제 하에서 고객에게 도입비용을 전가할 수 있었으므로 도입가격에 대해서는 크게 염려할 필요가 없었지만, 도입물량 확보에 실패하는 경우에는 규제당국으로부터 엄격한 문책을 받을 수 있었기 때문이다.

3) 보다 구체적인 내용은 각주 2 책, 157-182면 참조.

이러한 역사적 배경과 사업환경의 결과, LNG 산업은 전통적으로 폐쇄성과 경직성이라는 특징을 지니게 되었다.

LNG 수요국 입장에서 전통적 사업모델은 물량약정을 통해 공급안정성의 제고에 크게 기여하였다. 그러나, 전통모델에 내재된 폐쇄성과 경직성은 사업손익을 소비자에게 전가하는 공공설비산업규제의 비효율성과 결부하여 수요국 가스소비자들의 후생을 악화시킨 측면이 있음도 부인할 수 없을 것이다.

2. LNG 산업구조의 변화⁴⁾

지금 전세계 LNG 산업을 둘러싼 환경은 안팎으로 급격하게 변화하고 있다. 새로운 환경에 적응하기 위해 LNG 산업은 진화하고 있고 전통모델은 변화를 겪고 있다.

LNG 시장은 더 이상 소수 참여자들만의 리그가 아니다. IGU(국제가스연맹)의 2019년 보고서에 의하면, 2018년 전세계 LNG 총거래량은 316.5MMt에 이르며, 2017년 대비 9.8% 성장하였다. 2018년 현재 LNG 수출국은 19개국으로, 2000년대 이후 카타르가 세계 제1위의 수출국 지위(24.9%)를 차지하고 있다. 2010년대에 이르러 호주가 제2위의 수출국(21.7%)으로 부상하였고 2020년 이후 카타르를 제치고 1위국이 될 것으로 전망되고 있다. 2016년 사빈패스 액화플랜트가 가동을 개시함에 따라 미국 멕시코만이 수출지역으로 등장하였다. 풍부한 셰일가스에 기반하여 추진되고 있는 액화플랜트가 모두 준공되면, 미국 또한 주요 LNG 수출국이 될 것이다. LNG의 주요 수입국은 일본(25.4%)이고 다음이 중국(16.7%), 우리나라(13.6%), 인도(7.1%) 순으로, 아태지역이 전세계 수입량의 48%를 차지한다.

2019년 2월 현재 전세계 액화플랜트의 용량은 392.9MTPA이며, 건설 중인 용량은 101.3MTPA에 이른다. 인수터미널의 용량은 824MTPA이다. 전세계 LNG 선단은 FSRU와 부유식 저장설비를 포함하여 525척에 이른다.

4) 아래 구체적 수치는 IGU World LNG report (2019 Edition)에서 인용함.

3. LNG 산업의 주요 계약구조와 변화

LNG 산업은 전통적인 사업모델의 폐쇄성과 경직성에서 벗어나 보다 개방적이고 유연한 산업으로 탈바꿈하고 있다. 전세계적으로 LNG 시장의 참여자 수, 설비와 거래량이 크게 증가하고 지역이 분산되면서, 물량과 가격을 엄격하게 통제하는 전통적인 사업모델의 중요 기반이 약화되고 있다.

또한, 주요 LNG 수요국(유럽과 일본 등)에서 진행되었거나 진행 중인 가스시장과 전력 시장 자유화 또한 LNG 산업구조의 변화를 초래한다. (공공설비산업규제 하에서 기업들이 시장을 독점하는 유틸리티기업들이 부과하는 요금을 그대로 받아들일 수밖에 없는 것과 달리) 자유화된 시장에서는 기업들이 가스가격에 민감하게 반응한다. 가스구매비용이 수요기업의 경쟁력에 지대한 영향을 미치기 때문이다.

이러한 LNG 사업모델의 변화에 따라 LNG 매매계약의 구조도 다음과 같이 변화하고 있다.

3.1 단기거래의 확대

전통적 LNG 사업모델 하에서, 구매자는 통상 계약기간 20년인 장기매매계약을 체결하고 take-or-pay(TOP) 조항에 따른 물량약정을 해야 했다. TOP 조항을 통해 판매자는 물량위험을 부담하지 않을 수 있게 되었으나, 구매자는 시장수요의 변화로 약정물량을 인수할 필요가 없게 되더라도 판매자에게 해당 물량만큼의 대금을 지급해야 했다.

그러나, 최근에는 장기계약에 얽매이지 않는 중단기거래 비중이 증가하고 있다. 2018년 5년 미만의 중단기거래량은 99MMt로 총거래량의 31%에 달하였다. 2016년 5년 미만의 중단기거래량은 72.3MMt로 총거래량의 28%에 달하였는데, 2017년에는 전년 대비 19%, 2018년에는 18% 성장한 것이다.⁵⁾ 2011년 후쿠시마 원전사고 이후 일본의 원전가동중단으로 인한 LNG 수요 급등과 미국의 셰일가스 혁명으로 인한 미국시장과 타 시장 간 가격차 확대에 따른 지역간 차익거래의 성장이 중단기거래 증가에 크게 기여하였다. 증가하는 중단기물량의 수송이 가능해진 것은 LNG 선단이 확대되었기 때문이다. 트레이딩 회사를 비롯한 포트폴리오 거래자들 또한 증가하고 있다. BP, Shell 같은 메이저 석유 기업들도 트레이딩 사업을 적극적으로 전개하고 있다.

5) 각주 4 보고서 22면 참조.

3.2 가격산식의 다양화

LNG 산업은 판매자와 구매자간 개별적인 장기거래 중심으로 구성되어 있었고 그로 인해 (브렌트유, WTI, 두바이유와 같은 가격지표를 가진 석유산업과 달리) 역내 가격지표를 생성할 수 있는 시장구조를 갖추지 못했다. 이는 LNG 산업의 투명성과 유동성에 중대한 부정적인 영향을 미쳤다. 아태지역의 경우 LNG 계약가격은 Japan Crude Cocktail이라고도 불리는 일본세관통관가격(Japan Customs Cleared Price; JCC) 지수로 구성된 산식에 의해 원유가격에 연동되어 왔다. 당시 일본 내 많이 존재하고 있던 석유발전소들과 경쟁할 수 있게끔 LNG 계약가격이 유가에 근사하게 정해지도록 하기 위함이었다. 반면에, 유럽의 계약가격은 원유, 원유 바스켓 내지 천연가스와 경쟁하는 석유제품 바스켓에 연동되었다.

구매자들은 LNG 포트폴리오를 다각화하기를 원하며 유연한 거래를 선호하고 있다. 이제 LNG 가격을 유가에 연동하는 방식은 유일한 대안이 아니다. 최근 아태지역 구매자들은 헨리허브 지수에 연동된 구매계약을 체결하였다.

3.3 유연성 증가

LNG의 하역장소를 제한하는 목적지 조항 하에서 구매자가 잉여물량을 다른 곳에 처분하는 것도 제한되었다. 판매자는 목적지조항을 통해 수요지역간 재판매비용을 크게 높임으로써 지역별로 가격을 차별하고 초과이익을 얻을 수 있었다. LNG 탱크선의 발주가 지정된 거래를 위해서만 이루어진 것 역시 LNG 산업의 유동성을 제한하였다.

‘목적지제한’ 조항이 없는 LNG 거래도 증가하고 있다. 톨링(tolling) 방식으로 추진되고 있는 미국의 액화플랜트 프로젝트가 유연한 거래의 확대를 가속화하고 있다. 물론 LNG 산업의 속성상 전통적인 장기계약관행은 상당 기간 유지될 것이다.

IV. LNG 매매계약

1. 개관

장기 LNG 매매계약은 LNG프로젝트의 초석을 이루는 계약이다. 가스전의 개발과 액화플랜트의 건설 프로젝트를 위한 자금조달의 기반은 장기 LNG 매매계약에서 발생하는 수입에 있기 때문이다. 그리고, LNG 매매계약은 상류부문(생산 및 액화)과 하류부문 간 교차점에서 LNG value chain에 걸친 위험과 보상을 분배하는 핵심계약이다.⁶⁾

현재 LNG 매매계약에 있어서 표준 양식은 존재하지 않으며, 개별 계약마다 다른 조건으로 협의되어 다양한 형태로 체결되고 있다. 또한, LNG 매매계약은 장기계약과 단기계약의 체결방식이 상이하다.

이하에서는 통상적인 장기 LNG 매매계약을 중심으로 그 주요조건을 살펴보기로 한다.

2. LNG 매매계약의 구조

LNG 매매계약은 LNG판매가격 산식과 물량 off-take와 인도에 대한 확약을 규정하고, 그밖에 계약기간, 당사자들의 책임과 의무, LNG와 시설의 기술 사양, 품질, 지급조건, 분쟁해결, 불가항력 등에 관해 규정한다.⁷⁾

일반적인 장기 LNG 매매계약의 조항은 아래와 같다.

- 계약기간(duration)
- 물량(quantities)
 - Build-up 물량
 - Plateau 기간 동안의 연간계약물량(annual contract quantity; ACQ)
 - 증량/감량(upward /downward flexibility)

6) 각주 2 책, 239면.

7) LNG 매매계약의 개괄적인 내용에 대해서는, 류권홍, 국제 석유·가스 개발과 거래 계약, 한국학술정보(2011), 274~285면 참조.

- 공급 실패(failure to supply)
- Take-or-pay 의무
- 목적항 및 전환조항(destination and diversion)
- 공급원(supply source)
- 선박운송(shipping)
- 인도지점, 소유권과 위험(delivery point, title and risk)
- 연간인도계획(annual delivery program)
- 가격(price) 및 가격재협상(price review)
- 품질(quality)
- 청구 및 지급(invoice and payment)
- 측정 및 테스트(measurement and testing)
- 불가항력(force majeure)
- 책임(liabilities)
- 해지(termination)
- 준거법(governing law)
- 분쟁해결(dispute resolution)

현물시장(spot market) 거래에서는 기본계약(master agreement)과 confirmation notice가 활용되고 있다. 기본계약은 장기 LNG 매매계약과 같은 조항을 다수 두고 있지만, 카고 인도의 수와 기간이 제한적이다. 통상적인 기본계약은 측정과 검사 기준, 청구, 지급 관련 담보요건, 해상운송과 육상 시설, 불가항력, 준거법 및 분쟁해결에 관한 조항을 두고 있다. 계약물량, 가격 및 인도 스케줄, 품질 및 선적항·하역항 지정 등 핵심 상업조건은 confirmation notice 에서 규정한다.⁸⁾

이하에서는 장기 LNG 매매계약을 중심으로 위 계약조항 중 주요한 내용 위주로 검토한다.

8) Paul Griffin 편집, Liquefied Natural Gas - The Law and Business of LNG (제2판), Globe Law and Business, 56면; 각주 2 책, 259면 참조

3. 계약기간 및 효력발생

3.1 계약기간

전통적으로, 장기 LNG 매매계약의 계약기간은 일반적으로 20년 이상이였다. 이러한 장기의 계약기간은 판매자가 상류부문, 즉 천연가스 탐사, 개발 생산에 지출한 대규모 투자를 회수하는 데에 필요한 기간을 고려한 것이었다. 수요국의 규제시장 하에서 안정적인 가스수요가 뒷받침됨에 따라 구매자들 또한 장기의 계약기간을 수용할 수 있었다.

그러나, 각국의 전력 및 가스 시장 자유화로 인하여 가스수요에 대한 불확실성이 증가함에 따라, 최근 장기 계약기간은 10년 이상으로 줄어들고 있는 추세에 있다. 특히, 최근 판매자와 구매자의 수가 증가하고 거래물량이 증가하여 LNG시장의 유동성이 증가함에 따라, 3~15년의 매매계약 체결이 활발하게 이루어지고 있다.⁹⁾

참고로, 최근 국내 발전사의 직수입 장기계약에서는 계약기간을 20년으로 한 경우가 있고 10년으로 한 경우도 있다. 한편, (장기계약은 아니나) 한국가스공사와의 장기계약이 종료된 노후 발전소의 경우 계약기간을 3년으로 한 경우도 있다.

3.2 개시일(start date)¹⁰⁾

개시일은 판매자의 LNG 공급의무와 구매자의 LNG 구매의무(내지 take-or-pay 의무)가 개시되는 시점을 의미하며, 장기계약의 효력발생일(effective date)과는 다른 개념이다. 신설설비가 시운전을 완료하여 가동 중인지 여부는 개시일에 영향을 미치지 않는다.

한편, 판매자 또는 구매자가 설비를 LNG 공급 또는 구매를 위하여 설비(액화플랜트 또는 인수터미널 등)를 건설하여야 하는 경우, 계약의 효력발생일과 개시일은 건설기간과 시운전(commissioning)기간으로 인해 수년의 차이가 발생한다. 이와 같은 경우, 개시일은 다음 중 어느 하나의 방식으로 지정될 수 있다.

특정일 지정(a negotiated fixed and certain date) 방식: 계약서 체결시점에 개시일을 특정일로 지정하는 방식을 말한다. 판매자 또는 공급자가 건설지연 risk를 안게 된다.

9) 각주 8 책, 36면 참조.

10) 각주 8 책, 35면 참조.

다만, 설비의 건설 지연시 대체공급원으로부터 LNG 카고를 공급받거나 LNG 카고를 다른 소비처에서 인수할 수 있도록 하는 경우에는 해당 risk가 완화될 것이다.

단계적 구간축소방식(Window narrowing mechanism): 계약서 체결시점에 개시일이 속하게 될 최초 구간(window; 예컨대, 1년 구간)을 설정하고, 이후 시간의 경과에 따라 여러 차례의 사전 통지를 통하여 그 구간을 단계적으로 좁혀나간 다음(예컨대, 180일 구간, 90일 구간, 45일 구간, 7일 구간) 최종적으로 개시일을 특정하는 방식을 말한다. 만약 다음 구간에 관한 사전 통지가 없는 경우에는 직전 구간의 마지막 구간(날)로 한다.

최근 구매자들은 개시일과 관련하여 유연성을 확보하기를 원하며, 이는 다음과 같은 방식으로 확보할 수 있다.¹¹⁾

단계적 구간축소방식을 취하되, 판매자측 액화플랜트의 준공일이 아니라 구매자측 인수터미널의 준공일을 기준으로 개시일을 정하는 방식

개시일의 기한(longstop date)을 여유 있게 설정하고 구매자측 설비의 준공일과 개시일 사이에 충분한 구간(window)을 두는 방식

HOA 단계에서는 개시일을 예시적으로 규정하고, 매매계약 체결 시점에 구간축소방식과 기한을 확정하는 방식

3.3 효력발생의 선행조건(conditions precedent)

LNG 매매계약은 다른 여러 계약과 관련을 가지는데, 통상적으로 LNG 매매계약이 가장 먼저 체결되고 그 이후에 이를 바탕으로 EPC계약, 프로젝트 금융계약 등이 체결된다. 그에 따라, LNG 매매계약은 그러한 계약의 체결을 그 효력 발생을 위한 선행조건으로 규정하게 된다.

한편, LNG 매매계약의 효력 발생 또는 이행을 위하여 정부의 승인(예컨대, 수출국 정부의 LNG 수출허가)이 필요한 경우에는 이를 선행조건으로 규정할 필요가 있다.

LNG 매매계약에 선행조건이 규정될 경우 계약의 효력발생이 불확실하게 되는바, 통상

11) <https://www.ashurst.com/en/news-and-insights/legal-updates/what-new-lng-buyers-want/> 참조

일정한 기한(deadline)을 두어 만약 그때까지 선행조건이 충족되지 않는 경우에는 계약이 자동적으로 해지되거나 또는 어느 일방 당사자가 계약을 해지할 수 있도록 함으로써 그러한 불확실성 문제를 해소한다.¹²⁾

4. 물량

4.1 Build-up 물량¹³⁾

신규 프로젝트에서 생산되는 LNG를 판매하는 계약은 통상 그 계약기간 초기에 물량의 build-up에 관한 규정을 두고 있다. build-up 조항은 구매자와 판매자 양측을 위한 것이다. 판매자 측면에서, 액화플랜트의 기술시스템 검사, 플랜트 완공지연과 LNG탱크선 인도문제에 대응하기 위하여, 액화플랜트의 가동개시 단계에서는 일정기간 적은 물량을 생산하는 것이 요구된다. 한편, 구매자 측면에서는, 판매시장이 연간계약물량을 구매할 수 있는 규모에 도달하기 위해서 build-up 기간이 필요할 수 있다. 성숙한 프로젝트 또는 성숙하고 유동적인 시장에 LNG를 공급하는 프로젝트의 경우 구매자 측면에서 build-up 기간이 필요하지 않고, 액화플랜트 기술이 개선됨에 따라 플랜트 시운전에 소요되는 기간 또한 짧아져 판매자 측면에서도 build-up 기간의 필요성이 줄어들고 있다. 그럼에도 불구하고, 대부분의 계약들은 액화플랜트에서 생산되는 LNG의 물량과 시기가 불확실함에 따라 액화플랜트 가동개시 기간 동안의 LNG 공급·구매에 대해 규정하고 있다.

일반적으로, build-up 물량에 대해서는 take-or-pay 조항이 적용되지 않고, 양 당사자들은 단지 인도 또는 수령해야 할 최선의 노력을 다해야 하는 의무를 부담한다.

4.2 연간계약물량

build-up 기간이 종료된 이후를 plateau 기간이라 한다. 대부분의 장기 LNG 매매계약은 plateau 기간 동안 연간계약물량(annual contract quantity; ACQ)을 정하고 있다. 매매계약에 따라서는, ACQ를 기본연간계약물량(base annual contract quantity)으로 정의하는 경우도 있다. 그리고, 종래 대부분의 계약들은 ACQ와 연계된 일정한 물량에

12) 각주 8 책, 32면 참조.

13) 각주 2 책, 243면 참조.

대해 take-or-pay 조항을 두어 왔다. 통상적인 장기 매매계약은 ACQ를 MMBtu(millions of British thermal units)로 표시한다.

매매계약에서 ACQ는 대체로 아래와 같은 방식으로 다양하게 조정된다. 그와 같이 조정된 연간계약물량을 흔히 조정연간계약물량(adjusted annual contract quantity; AACQ)라고 한다.

4.3 연간계약물량의 조정

4.3.1 증량 / 감량

증량(upward flexibility; upward quantity tolerance) 조항은 구매자가 판매자로부터 일정 계약연도에 ACQ에 추가적인 물량을 구매할 수 있는 권리를 의미한다. 증량 조항은 판매자가 추가적으로 물량을 공급할 여력이 있음을 전제로 한다. 판매자로서는 다른 시장에서 판매할 기회를 제한받기 때문에 일정 물량을 넘어서는 증량 조항은 수용하지 않으려 하는 경향이 있다. 아울러, 증량 조항이 규정될 경우 판매자 가격에 부정적인 영향을 초래할 수 있다.

감량(downward flexibility; downward quantity tolerance) 조항은 구매자가 판매자로부터 일정 계약연도에 ACQ보다 적은 물량을 구매할 수 있는 권리를 의미한다. 종래 감량은 ACQ의 5% 수준을 한도로 이루어져 왔다. 높은 수준의 감량권을 허용할 경우 판매자 수입의 안정성이 훼손될 수 있기 때문이다. 그러나, 최근 구매자 시장(buyer's market) 상황에서는 10% 이상 수준까지 허용되는 경우도 있는 것으로 알려져 있다. 그리고 매매계약은 흔히 감량권이 행사된 물량에 대해서는 구매자가 추후 구매를 하거나 추후 구매하기 위해 노력할 의무를 부과하는데, 이를 make good이라고 한다.

매매계약은 대체로 증량 내지 감량에는 매 계약연도에 대해 일정한 한도를 두는 것에 더하여 계약기간 전체 동안 행사횟수 또는 누적 행사물량(통상, ACQ의 50%~100%)을 제한한다(cumulative downward quantity flexibility).¹⁴⁾

14) 각주 8 책, 33면 참조

계약에 따라서는 구매자에게 감량권을 부여하지 않고 대신에 제한된 물량의 인도를 지연시킬 수 있는 권리만을 부여하는 경우도 있다.¹⁵⁾ 그리고, LNG 구매시장의 유동성이 과거에 비해 크게 증가한 상황에서 구매자에게 물량 유연성을 주지 않으려는 판매자도 있다.¹⁶⁾

[참고] 한국가스공사의 미국 shale gas 도입계약 ACQ 및 AACQ 규정¹⁷⁾

5.1 ACQ

5.1.1 The annual contract quantity (“**ACQ**”) for any Contract Year shall be an amount equal to one hundred eighty-two million five hundred thousand (182,500,000) MMBtu (subject to Section 5.1.3).

5.1.2 The ACQ for purposes of determining all obligations under this Agreement shall be the amount expressed in MMBtus. All references in this Agreement to cargoes or other quantities are solely for operational convenience. Seller shall make available the AACQ on a reasonably even and ratable basis throughout each Contract Year in full cargo lots taking into consideration planned maintenance periods at the Sabine Pass Facility and in accordance with the ADP.

5.1.3 If the First Contract Year does not commence on January 1st, or if the Final Contract Year does not end on December 31st, then for all purposes here under the ACQ will be proportionally reduced in each such Contract Year by the proportion that the number of Days in each such Contract Year bears to the total number of Days in the calendar year in which each such Contract Year occurs.

5.2 Adjusted Annual Contract Quantity

The “**Adjusted Annual Contract Quantity**” or “**AACQ**”, expressed in MMBtu, for each Contract Year shall be equal to the ACQ for the relevant Contract Year, plus the following:

5.2.1 Round-Up Quantity for such Contract Year, determined in accordance with Section 5.3.1; and

5.2.2 Round-Down Quantity for the previous Contract Year, determined in accordance with Section 5.3.2, and carried forward to the current Contract Year;

15) 한국가스공사 경제경영연구소, LNG 계약·협상 및 위험관리, 해외자원개발협회 강의자료(2018) 참조.

16) Norton Rose Fulbright, Negotiating and Drafting Long Term LNG Sales and Purchase Agreements, 18면 참조.

17) 출처: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1383650/000138365012000009/exhibit101kogasspa.htm#s8D2B13CFB3ADD0026DDD24E57067A5CC>

less any of the following:

- 5.2.3** Major Scheduled Maintenance Quantities or Inspection Maintenance Quantities for such Contract Year, if any, determined in accordance with Section 5.4;
- 5.2.4** Round-Up Quantity taken in the previous Contract Year, determined in accordance with Section 5.3.1, and carried forward as a deduction to the current Contract Year; and
- 5.2.5** Round-Down Quantity for the current Contract Year, determined in accordance with Section 5.3.2.

4.3.2 절상/절사(Round-up/round-down) 물량

앞서 살펴본 바와 같이 ACQ가 계약연도별 고정물량으로 표시되지만, LNG 수송의 특성으로 인해 매 계약연도에 그러한 고정물량이 정확하게 인도될 수 없는 것이 현실이다.

ACQ와 실제 인도물량과의 차이는 스케줄링(scheduling)에 의해 발생할 수 있다. 예를 들면, 계약연도 말일의 다음날에 선적·인도된 카고는 실제로는 그 계약연도의 인도의무를 이행하기 위한 것일 수 있다. 또는, 규모가 선박 규모의 차이로 인한 인도물량의 차이 때문이거나 인도물량의 MMBtu 함량의 차이때문일 수도 있다.¹⁸⁾

4.3.3 메이크업 물량(make-up quantities)¹⁹⁾

통상적으로, LNG 매매계약 상 구매자가 take-or-pay 조항에 의거하여 지급의무를 부담한 경우, 구매자는 추후 해당 물량만큼 인수할 수 있는 권리를 가지는데, 이를 메이크업 물량이라 한다.

메이크업 물량은 일반적으로 확정물량 인도 이후 다른 물량에 비해 스케줄상의 우선권을 가진다. 통상 장기 매매계약은 메이크업 물량에 대해서는 구매자가 원래의 계약기간이 종료될 때까지 모두 인수하지 못하는 경우 그 연장을 통해서 인수할 수 있도록 규정하고 있다. 아울러, 메이크업 물량을 인수할 수 있는 기간에 대해 한도(통상 5년)를 두는 경우도 있다.

아울러, 메이크업 물량이 인수되는 경우, 메이크업 물량을 부담한 때의 가격할인을 보충하거나 구매부족물량 발생시점과 메이크업 물량 인도시점 간 가격차이를 고려하여 가격조정이 이루어질 수 있다.

18) 각주 2 책, 243~244면 참조.

19) 각주 2 책, 244~245면 참조.

4.3.4 불가항력 메이크업 물량(force majeure make-up quantities)²⁰⁾

불가항력 메이크업 물량은 불가항력 사유로 인도하지 못하였으나 나중에 인도하기로 당사자 간에 합의한 물량이다. 당해 물량은 대개 스케줄링상의 우선순위가 낮다.

5. 구매자의 물량미인수에 따른 의무

구매자가 약정물량을 인수하지 못하고 불가항력 등으로 의무이행을 면제받지도 못하는 경우, 전통적인 장기 LNG 매매계약은 구매자로 하여금 계약에 정해진 가격(계약가격 전액일 수도 있고 그보다 낮을 수도 있다)으로 구매부족물량에 대한 지급의무를 부담하도록 한다. 이를 take-or-pay 조항이라 한다.

접근가능한 대체시장이 없는 상황에서, 구매자의 구매의무는 프로젝트 자금조달을 뒷받침하는 수입흐름을 제공한다. 통상적인 프로젝트-체인 사업모델에서는 구매자가 연간 계약물량(annual contract quantity; ACQ)의 구매를 확약한다. 공급물량 변동을 감안하여 생산, 저장과 선박운송 용량이 증가되어야 하므로, 물량의 유연성은 대체로 연간물량의 10% 이내로 제한된다. 일반적으로, 구매자는 ACQ 물량의 상당 부분에 대해 take or pay 의무를 부담함으로써 공급자에 대한 현금흐름을 보장한다. ACQ를 구매하지 못하는 경우 구매자는 구매부족분에 대한 지급의무를 부담하지만, 이후 메이크업 권리를 통해 회복할 수 있는 능력은 제한되어 있다. 판매자와 구매자는 시설의 이용률(availability)를 보장해야 하며, 생산, 선박운송과 인도의 스케줄링을 위해 연간인도프로그램의 개발에 관하여 협조하여야 한다.

다만, 최근 LNG시장의 물량 유연성이 대폭 확대됨에 따라, 구매자가 약정물량을 인수하지 못하는 경우 그 불이행책임에 대해서 (take-or-pay 방식이 아닌) 위약금 또는 손해배상 방식으로 해결하도록 하는 계약이 나타나고 있다. 위약금은 미리 합의된 산식에 따라 산정되며(예컨대, 구매자의 미인수물량에 대해 계약금액과 판매자의 제3자에 대한 실제 매각가격의 차액²¹⁾), 그렇게 함으로써 위약금 산정의 불확실성을 없앨 수 있다.²²⁾ Aggregator(재판매를 위해 특정 가스전 등에서 가스를 매입하는 사업자)들은 향후 메이크업

20) 각주 2 책, 245면 참조.

21) 각주 16 보고서, 16면 참조.

22) 각주 2 책, 259면 참조.

물량 공급의무를 부담하게 되는 점에 불편을 느끼기 때문에 이와 같은 방식을 선호한다.²³⁾

[참고] 한국가스공사의 미국 shale gas 도입계약 구매자의 물량미인수 책임 규정²⁴⁾

- 5.5.2** If, with respect to any cargo identified in Section 5.5.1, Buyer does not take all or part of the Scheduled Cargo Quantity of such cargo, and such failure to take is not otherwise excused pursuant to Section 5.5.1, then the amount by which the Scheduled Cargo Quantity for such cargo exceeds the quantity of LNG taken by Buyer in relation to such cargo shall be the “Cargo Shortfall Quantity”.
- 5.5.3** With respect to any Cargo Shortfall Quantity, Buyer shall pay to Seller Cover Damages, if Cover Damages are a positive amount.
- (a)** “Cover Damages” shall be equal to: (i) the CSP multiplied by the Cargo Shortfall Quantity; minus (ii) the proceeds of any Mitigation Sale, if any; minus (iii) reasonable and verifiable savings obtained by Seller (including savings related to avoided fuel Gas for LNG production, transportation and Third Party costs avoided) as a result of the Mitigation Sale as opposed to the sale to Buyer; plus (iv) reasonable, verifiable, incremental costs incurred by Seller as a result of such Mitigation Sale (including costs related to transporting, marketing, selling, and delivery of the Cargo Shortfall Quantity). For purposes of calculating Cover Damages, the CSP shall be determined as of the Month in which the applicable Delivery Window begins.
- (b)** Seller shall use reasonable efforts to mitigate its Losses resulting from Buyer's failure to take such Cargo Shortfall Quantity by reselling such Cargo Shortfall Quantity (whether as LNG, Gas, or regasified LNG) to Third Parties (each such sale a “Mitigation Sale”); except that any sale of a quantity of LNG (or Gas or regasified LNG) by Seller to any Third Party that Seller was already obligated to make at the earlier to occur of (i) Buyer's failure to take such LNG; or (ii) Buyer's notice to Seller that it will not take such LNG, is not a Mitigation Sale.
- (c)** Notwithstanding the foregoing, if the Cargo Shortfall Quantity is within the operational tolerance of two percent (2%) of the Scheduled Cargo Quantity (“Operational Tolerance”) (such Operational Tolerance to be exercised by Buyer only with respect to operational matters regarding the LNG Tanker, and without regard to Gas markets or other commercial considerations), the Cover Damages shall be zero USD(US\$0.00).
- 5.5.4** Any payment that Buyer makes under this Section 5.5 shall not be treated as an indirect, incidental, consequential or exemplary loss or a loss of income or profits for purposes of Section 15.2.1.

23) 각주 8 책, 48면 참조.

24) 출처: 각주 17과 같음.

6. 목적항 및 전환

대부분의 LNG 매매계약은 목적항 조항(destination clause)을 통해 하역항을 제한하는 경우가 흔히 있다. 이는 LNG선박의 안전한 하역이 가능한 하역항을 지정하려는 목적과 함께 매수인으로 하여금 해당 LNG를 다른 지역시장에 재판매하지 못하도록 하는 효과를 가진다.²⁵⁾

최근 구매자들은 물량 유연성 확보를 위하여 물량을 제3자에게 재판매하거나 목적항의 전환이 가능하도록 할 것을 요구하고 있다. 목적항 전환은 판매자의 동의를 전제로 하는 경우와 일정한 조건을 충족하는 경우 전환되도록 하는 경우가 있다. 목적항 전환 가능 조건으로는 판매자 동의, 안전성 확보(정박 적합성 등), 추가 비용 지급, 판매자의 선박 활용 가능성, 구매자의 조업 상 불가피한 사정, 상업적 이용금지, 판매자의 고객에 대한 판매금지, 구매자의 직접 재판매 금지 등이 있다.²⁶⁾

목적항이 전환되는 경우, 판매자는 구매자가 목적지 전환을 통해 제3자에게 LNG를 재판매하여 얻게 되는 수익의 일정 비율을 판매자에게 지급하도록 요구하는 것이 일반적이다(이른바 profit sharing 조항). 이익의 배분은 매출 총이익(gross profit) 혹은 순이익(net profit)을 기준으로 이루어지고 있다.²⁷⁾

참고로, 일본 공정거래위원회는 2017년 6월 「액화천연가스의 거래실태에 관한 조사보고서」를 통해, 목적지제한조항이 구매자의 아시아 내지 글로벌 LNG시장에서의 재판매 기회를 제한하는 시장봉쇄효과(market foreclosure effects)를 가지며, 특히 FOB 계약의 경우 선적지에서 LNG의 소유권과 위험이 구매자에게 이전되는 이상 목적지를 제한할 합리성이 인정되지 않으므로 일본 독점금지법에 위반될 가능성이 있다고 지적했다. 그리고 DES 계약의 경우에도 목적지 전환에 따른 이익분배비율이 불합리하게 판매자에게 유리할 경우 구매자의 재판매를 저해하는 효과가 있는 점에서 독점금지법 위반으로 판단될 수 있다고 지적하였다.²⁸⁾

25) 각주 7 책, 282~283면 참조.

26) 에너지경제연구원, “일본 공정거래위원회의 LNG 거래실태 조사 내용 및 시사점”, 세계에너지시장 인사이트 제17-26호(2017. 7. 31.자), 10~11면 참조.

27) 각주 26 보고서, 12면 참조.

28) 각주 15 자료 참조.

7. 스케줄링(Scheduling)²⁹⁾

액화플랜트, 선박과 인수터미널 간 원활한 물류를 위해서는 LNG 공급 스케줄을 잘 작성하는 것이 중요하다. 이를 위하여, 당사자들은 계약연도 개시일의 충분한 기간 전에 연간인도계획(annual delivery program)을 작성하고 이에 근거하여 90일 스케줄(ninety days schedule)을 작성하게 된다. 대부분의 계약들은 스케줄의 지속적 업데이트를 허용한다. LNG 매매계약의 스케줄링조항은 ACQ를 고려하여야 하며 또한 수입터미널까지의 인도 스케줄링도 고려하여야 한다. 다수의 구매자가 수입터미널을 공동 이용하는 경우 스케줄링은 더욱 어려워진다.

만약 당사자들이 스케줄리에 관하여 합의하지 못한 경우, 약정물량 구매의무 불이행에 따른 take-or-pay 의무 등 책임을 초래할 수 있다.

8. LNG 선박운송 및 하역

LNG 매매계약에서 선박운송에 대한 책임을 부담하는 당사자는 계약의 유형에 따라 다르다. FOB계약의 경우에는 구매자가 선적항으로부터의 수송을 담당하며, DES계약의 경우에는 판매자가 하역항까지의 수송을 담당한다.

DES 계약의 경우, 구매자는 LNG탱크선이 하역항에 입출항할 수 있도록 안전항을 제공할 의무를 부담한다. 판매자는 탱크선이 항만에 부합하고, 항만운영기준(카고 선적시간)을 충족하며, 크기가 적정하며, LNG 매매계약에 명시된 운영기준을 충족한다는 점을 보장할 의무를 진다.

판매자는 탱크선의 예상입항시간을 미리 통지해야 한다. 탱크선이 하역항에 입항할 때, 탱크선은 모든 통관·출입국 절차를 완료하고 입항하여 카고 하역준비가 되었음을 확인하는 준비완료통지(notice of readiness; NOR)를 구매자에게 발송한다.

통상적으로, 만약 탱크선의 문제로 탱크선의 실제정박시간(actual laytime 또는 used laytime)이 허용정박시간(allowed laytime 또는 allotted laytime)을 초과하는 경우(초

29) 각주 2 책, 253~254면 참조.

과항만점유시간; excess berth occupancy time), 만약 구매자측 사유에 기인한 경우에는 구매자는 판매자에게 체선료 상당액을 지급할 의무를 부담하고, 반대로 만약 판매자측 사유에 기인한 경우에는 판매자는 구매자에게 제3자에 대한 체선료 책임 상당액, 기타 비용과 제3자에게 발생한 초과 증발가스(excess boil-off)에 대한 책임 상당액을 배상할 책임을 부담하게 된다.

그리고, 만약 구매자측 사유(인수터미널의 문제를 포함함)로 탱크선의 실제정박시간이 준비완료통지(NOR) 이후 일정 시간(예컨대, 24시간) 이상 지연된 경우에는 구매자가 판매자에게 탱크선의 초과 증발가스에 대한 책임을 부담하게 된다.

9. 인도지점 및 소유권과 위험

LNG 매매계약에서 LNG의 소유권 및 위험의 이전은 매매계약에 정하는 인도지점을 통과하는 때에 이루어진다. 통상 FOB 계약의 인도지점은 선적지점, 정확하게는 LNG가 선적 암(loading arm)과 선박의 매니폴드가 연결되는 지점이고, DES 계약의 인도지점은 LNG가 선박의 매니폴드와 하역 암(unloading arm)이 연결되는 지점이다.

10. 가격³⁰⁾

10.1 가격산식

장기 LNG 매매계약은 대체로 그 조건에 대하여 유사한 내용으로 규정하고 있다. 하지만, 가격 조항에 있어서는 상당한 차이를 보이고 있는데, 전통적으로는 다른 연료들의 가격에 연동되어 왔다. 특히 원유 또는 석유제품 가격에 연동되어 왔는데, 이는 석유와 가스가 대체로 서로 용이하게 대체될 수 있기 때문이다.

아시아지역의 경우, LNG가격은 전통적으로 원유가격에 연계되어 왔다. 지리적 원인으로 경쟁관계에 있는 천연가스가 공급될 수 없기 때문이다. 이 지역에서 LNG는 Japan Crude Cocktail이라 불리기도 하는 일본세관통관가격(Japan Customs Cleared price; JCC) 지수로 구성된 산식에 의해 원유가격에 연계되어 왔다. 한국과 대만은 일본의 방식

30) 각주 2 책, 246, 250면 참조.

을 따라 가격산식을 정하여 왔다. JCC는 정부에 의해 세심하게 관리되어 시장조작 (market manipulation)으로부터 거의 영향을 받지 않으며 신뢰도가 매우 높은 것으로 알려져 있다. JCC는 일본 내 LNG 도착가격을 일본의 수입 원유의 도착가격과 상당히 밀접하게 연계하는 개념이므로, 일본까지의 선박운송 비용과 거리를 반영한다. 따라서, LNG가 FOB조건으로 인도되는 경우, 가격은 구매자가 선박운송비용을 부담하는 점을 반영해 추가 인하될 수 있다.

일본의 LNG가격은 JCC의 움직임을 밀접하게 따르고 있다. 어느 달의 LNG가격은 이전 수개월간의 JCC를 평균한 결과이므로, 시차가 발생한다. 이는 유가변동이 LNG가격에 영향을 미치는 시간을 지연시켜, LNG가격의 변동성을 완화하는 효과를 가진다.

계약에 따라서는, 석유가격의 변동에 따른 LNG가격의 변동성을 완화하기 위해 S-curve 메커니즘을 채택하여 특정가격 수준 위아래에서 LNG가격 변동율을 원유가격 변동율 대비 감소시키는 경우도 있다. 유가가 급등하고 공급상황이 악화되어 판매자시장 (seller's market)이 되는 경우, 판매자들은 S-curve의 도입을 거부하는 경향을 보였다. 가격변동에 상한과 하한을 두는 계약도 흔히 존재한다. 이는 판매자에게 하방가격보호 (downside price protection)를 제공하고, 이에 대응하여 구매자에게 상방가격보호를 제공한다.

미국과 영국에서는 천연가스 거래허브(미국의 Henry Hub, 영국의 National Balancing Point)가 존재함에 따라 LNG 가격 결정에 사용될 수 있는 가격지표가 존재한다. 그리하여, 최근에는, 미국산 LNG를 도입하는 경우 그 LNG 가격은 Henry Hub 지수에 연동되고 있다. 계약에 따라서는, 유가와 가격지표를 혼용하여 가격을 정하는 하이브리드 방식도 활용되고 있다.

[참고] 한국가스공사의 미국 shale gas 도입계약 가격산식³¹⁾

9.1.1 The contract sales price (“CSP”) (expressed in USD per MMBtu) for all LNG made available by Seller to Buyer shall be as follows:

$$\text{CSP} = (1.15 \times \text{HH}) + X_y$$

where:

X_y = the constant applicable for the current Contract Year, as calculated in accordance with Section 9.1.2.

9.1.2 Following the Date of First Commercial Delivery, X_y shall be increased annually, effective as of the first Day of each Contract Year, as soon as the relevant data is available from the US Department of Labor Bureau of Labor Statistics on or after January 1st of each calendar year, by adjusting X_0 as follows:

$$X_y = (0.885 + 0.115 \times \text{CPI}_{(y-1)} / \text{CPI}_0) \times X_0$$

where:

X_y = the constant for the current Contract Year;

$\text{CPI}_{(y-1)}$ = The arithmetic average of the US Department of Labor Bureau of Labor Statistics CPI (All Urban Consumers, U.S., All Items, 1982 – 1984, Not Seasonally Adjusted, Series I.D. CUUR0000SA0) for the twelve (12) Months preceding the relevant January 1st determination date;

CPI_0 = The arithmetic average of the US Department of Labor Bureau of Labor Statistics CPI (All Urban Consumers, U.S., All Items, 1982 – 1984, Not Seasonally Adjusted, Series I.D. CUUR0000SA0) for the twelve (12) Month period between January 1st and December 31st during which the Date of First Commercial Delivery occurs;

Provided, however, that:

- (i) if at any time the US Department of Labor Bureau of Labor Statistics CPI (All Urban Consumers, U.S., All Items, 1982 – 1984, Not Seasonally Adjusted, Series I.D. CUUR0000SA0) statistics are adjusted for a relevant period following the adjustment of X_y for that period pursuant to this Section 9.1.2, then (A) X_y during that period shall be recalculated pursuant to this Section 9.1.2, (B) all invoices previously issued by Seller during such period shall be treated as Provisional Invoices, and (C) Seller shall issue a revised invoice reflecting any aggregate credit for Buyer, or debit owed by Buyer, as applicable, in respect of all such Provisional Invoices, as soon as reasonably practicable thereafter;
- (ii) if at any time prior to the end of the Term, any index is discontinued or otherwise no longer published, a comparable index will be substituted pursuant to Section 1.3; and
- (iii) if at any time prior to the end of the Term, any index is rebased, the formula in this Section 9.1.2 shall be adjusted accordingly to properly reflect the rebasing.

31) 출처: 각주 17과 같음.

10.2 가격재협상(price review)

다수의 LNG 매매계약들은 최종수요시장의 변화를 반영하기 위해 가격조건을 재협상할 수 있는 메커니즘을 규정하고 있다. 다만, 가격지표가 존재하는 유동적인 가스시장이 존재하는 경우에는 가격재협상 규정이 일반적이지 않다

통상, 재협상 규정은 재협상 발동요건, 새로운 가격의 범위에 관한 기준, 그리고 재협상을 할 수 있는 빈도 내지 기간간격을 규정한다.

당사자들이 가격재협상에 합의하지 못하는 경우 (중재조항을 비롯하여) 가격재협상을 제3자에게 맡기도록 하는 규정을 둔다.

11. 가스품질(Gas quality)

환경분야에 배출기준이 도입되는 한편 LNG시장의 세계화가 진전됨에 따라 LNG의 품질이 판매자와 구매자 간 중요쟁점으로 부각되었다. LNG 매매계약은 통상 품질 외(off-quality) 또는 사양 외(off-specification; off-spec) LNG 처리에 따른 위험에 대응하여 구매자에게 off-quality 카고의 인수를 거부할 수 있는 권리를 부여하는 한편, 구매자가 그러한 카고를 인수하는 경우에는 판매자가 구매자에게 사양을 맞추기 위한 LNG 처리비용을 배상하도록 하고 있다.

12. 측정(Measurement)

LNG 카고 측정은 차츰 표준화되고 있다. 일반적으로, 측정은 두 가지 요소를 포함하고 있다. LNG의 양은 LNG탱크선의 카고 탱크 내 게이지에 의해 액화플랜트에서의 선적과 수입터미널에서의 하역 전후의 탱크 내 LNG 수위를 판단하는 방식으로 측정된다. LNG의 구성물질은 LNG에서 샘플을 채취하여 LNG의 구성물질과 밀도를 측정하는 방식으로 측정된다. 샘플링 정보는 (통상 MMBtu로 표시되는) 선적 또는 하역되는 에너지를 측정하는 양과 연계하여 사용된다. 샘플링을 통해 구매자와 판매자가 LNG의 품질이 LNG 매매계약에 정해진 사양을 충족하는지 여부를 확인한다.

13. 불가항력(Force majeure)

불가항력조항은 당사자가 그 통제를 벗어난 사유로 계약을 불이행하는 상황을 다루기 위한 것이다. 대부분의 불가항력 조항은 폭풍, 홍수, 태풍, 전쟁, 통제할 수 없는 사유로 인한 시설의 적기 준공 실패, 건설·운영 인허가 취득 불능 또는 (가스전으로부터 인수터미널까지의) 인도 체인 내 시설 손상, 파업과 노동쟁의 등 당사자들이 통제할 수 없는 상황을 예시하고 있다.

보다 복잡한 LNG거래계약에서는, 수입터미널의 하류에 있는 제3자에게 영향을 주는 물리적 사건이라 할지라도 그로 인해 제3자가 LNG 또는 가스를 구매자에게 인도하지 못하거나 구매자가 LNG를 구매하지 못하는 경우에는 불가항력사유로 분류될 수 있다.

계약을 어느 당사자에게 경제적이지 않게 하는 사유는 불가항력으로 분류되지 않는다. 이러한 사유는 사정변경으로 어느 당사자에게 경제적 손실을 주는 점에서 흔히 “price majeure events”로 불린다. 불가항력은 본질적으로 당사자가 (경제적이 아니라) 물리적으로 계약을 이행하지 못하게 하는 것을 의미한다.

불가항력조항은 불가항력사유로 의해 영향을 받은 자가 상대방에게 불가항력사유의 정도와 예상기간을 통지하도록 하고 나아가 문제해결조치를 취하도록 요구한다(단, 노사분쟁은 예외로 인정되기도 한다). 불가항력사유로 인해 시설(액화플랜트와 인수터미널)의 용량이 줄어드는 경우에는 다양한 구매자와 판매자 사이에 가용한 LNG와 용량을 분배하는 문제를 다룬다. 불가항력사유 발생기간 동안 영향을 받지 않는 당사자는 (불가항력조항의 적용으로 인해 입게 될 수 있는) 손해를 완화하기 위해 LNG를 제3자에게 판매하거나 제3자로부터 구매할 수 있도록 하는 것이 통상적이다.

14. 준거법(governing law)

LNG 매매계약의 준거법은 미국 뉴욕주법 또는 영국법으로 정하는 것이 통상적이다.³²⁾ 다만, LNG 수출국의 법률을 준거법으로 채택하는 경우도 있는데, 이 경우 해당 국가의 법률위험에 대하여 고려할 필요가 있다.³³⁾

32) 각주 8 책, 46면 참조.

미국법의 경우 take-or-pay 조항의 해석을 이해하는 데에 활용되는 사례와 판례가 존재한다. 하지만, 영국법의 경우에는 take-or-pay 청구에 대한 판례가 거의 없으며 대부분 비공개 중재판정에서 다루어지고 있다.

15. 분쟁해결

통상적으로 LNG 매매계약의 당사자들은 분쟁의 비밀해결을 선호하고 자국 외 국가에서 재판을 받는 것에 대해 불편함을 느끼므로, 법원 소송절차보다는 국제중재에 의한 분쟁해결을 선호한다.³⁴⁾ 중재규칙에는 국제상업회의소(International Chamber of Commerce; ICC), 유엔 국제상거래법위원회(United Nations Commission on International Trade Law; UNCITRAL), 미국중재협회(American Arbitration Association; AAA) 등이 있다.

한편, 측정과 같은 기술적 사항에 관한 분쟁은 별도의 전문가판정절차(expert determination)에 의해 해결하는 경우도 흔히 있다.

V. LNG터미널 이용계약

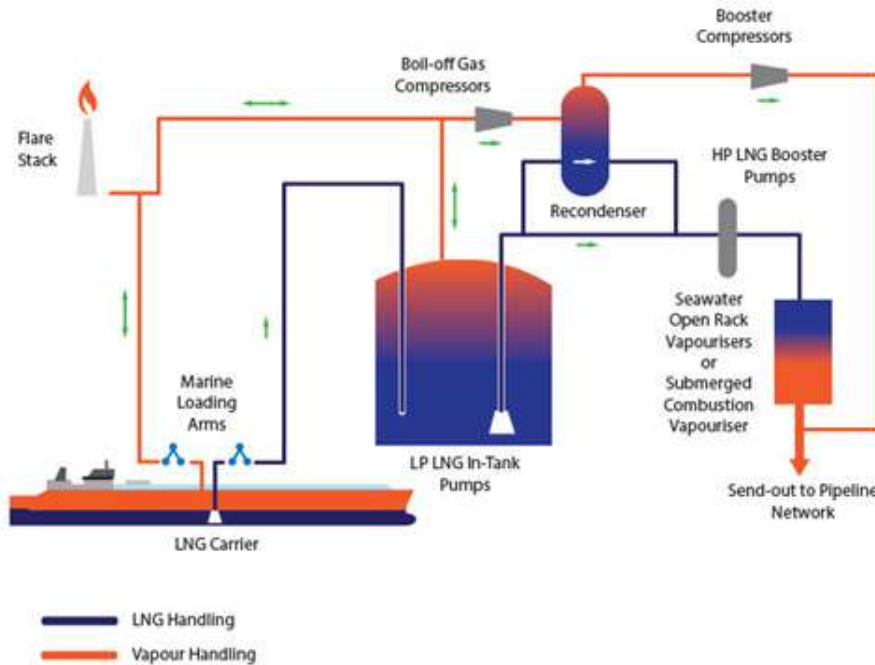
1. LNG 인수터미널 개관

LNG 인수터미널은 크게 LNG 하역, 저장 및 기화송출 기능을 수행한다. 증발가스의 안전한 처리를 위하여 이를 압축하여 저장탱크로 주입하거나 태워버리는 설비를 갖추고 있다.

33) 각주 2 책, 257면.

34) 각주 2 책, 257면.

통상적인 LNG 인수터미널의 개략적인 구조는 아래와 같다.



(출처: <https://www.ema.gov.sg/cmsmedia/Newsletter/2014/04/assets/img/spotlight-1.jpg>)

LNG 인수터미널은 통상 아래와 같은 설비를 갖추고 있으며, 서비스의 내용에 따라서는 재선적 또는 병커링 설비를 갖추기도 한다.

- (i) LNG탱크선이 접안, 정박, 이안 및 하역할 수 있는 접안 설비
- (ii) LNG를 하역할 수 있는 하역 암(unloading arm), 파이프 및 그와 관련된 기타 하역설비
- (iii) 하역 시 LNG선박으로부터 또는 LNG선박으로의 증발가스(boil-off gas) 및 반송가스를 안전하게 반송할 수 있는 설비(vapor return system)
- (iv) 조명 및 계류 장비와 선박과 교류하기 위한 ship-shore link system(전자데이터 송신 및 전화를 포함함)
- (v) 액화가스의 표본 추출, 분석 및 시험과 관련된 설비

2. LNG 인수터미널 이용방식

LNG 인수터미널의 이용방식으로는 크게 규제이용방식(regulated third-party access)과 전속이용방식(proprietary access)이 있다. 전자는 규제에 의해 인수터미널이 제3자에게 개방되는 경우로 인수터미널 소유자는 요금 등 이용조건(이를 tariff라 한다)에 관해 규제당국의 승인을 받아야 한다. 반면에, 후자는 인수터미널 소유자가 직접 이용하거나 그와 개별 약정한 제3자만이 이용할 수 있는 경우로서, 이 경우 터미널이용계약(terminal use agreement; TUA)이 체결된다.

3. 주요 조항

일반적인 장기 LNG터미널 이용계약의 조항은 아래와 같다.

- Throughput
- LNG 하역 서비스
 - 연간이용계획
 - 선박 지정 및 90일 스케줄
 - 항만이용
 - LNG탱크선
 - 하역지연
 - 소유권과 위험
 - 측정과 검사
- LNG 저장 서비스
 - 재고량 산정
 - 열조서비스
 - Shrinkage
 - 증발(boil-off)
- LNG 기화 및 송출 서비스
 - 송출지시
 - 송출가스의 계산

- 송출가스의 사양
- 송출 등의 감축
- 측정과 검사
- 서비스 중단
- 계약기간
- 청구 및 지급(invoice and payment)
- 불가항력(force majeure)
- 책임(liabilities)
- 해지(termination)
- 준거법(governing law)
- 분쟁해결(dispute resolution)

4. 서비스

4.1 서비스의 종류

LNG터미널 이용계약은 LNG터미널에서 제공하는 서비스를 규정한다. 이에는 통상 다음과 같은 것들이 있다.

- 액화가스선박의 본건 터미널 접안
- 액화가스선박으로부터의 액화가스의 하역
- 액화가스의 저장탱크 내 저장
- 액화가스의 기화 및 송출한계점까지의 송출
- 선박으로의 액화가스의 재선적
- 이용자(들) 간 LNG 물량의 스왑거래 내지 저장용량의 대차거래 운영(operation)
- 열조서비스, 부취제 첨가, LNG선박에 대한 냉각서비스, 병커링 기타 본건 터미널의 이용과 관련하여 제공 가능한 서비스(단, 본건 액화가스터미널에 해당 서비스를 제공할 수 있는 설비가 설치된 경우에 한함)

4.2 서비스의 기준

LNG터미널 이용계약은 통상 운영자로 하여금 이용자에게 서비스를 제공함에 있어서 ‘합리적이고 신중한 운영자(reasonable and prudent operator)’ 기준을 준수할 것을 요구한다.

아울러, LNG터미널 이용계약은 운영자로 하여금 인수터미널이 상시 양호한 작동조건 및 상태(good working order and condition), 제반 법규 및 동종 업계에 통상적으로 적용되는 제반 기준과 관행 등에 따라 작동할 수 있도록 본건 터미널의 건설 및 운영하고 또한 그 점검, 유지 및 보수에 관한 계획을 수립하고 이행할 것을 요구한다.

5. 이용계획

LNG 구매계약의 연간인도계획에 대응하여 운영자와 이용자는 연간이용계획을 작성하며, 이때 다른 이용자들의 터미널 이용상황을 함께 고려하게 된다. 연간이용계획에 반영되는 사항은 대체로 다음과 같다.

- 배정된 Berthing Slot에 관한 사항
- 각 Berthing Slot 별 이용자(들)
- 선박명 및 선박정보
- 선박의 출발항
- 선박에서 하역될 물량
- 품질조건
- 이용자의 저장, 기화 송출 계획(잠정적 연간, 월간, 일일 계획)
- 이용자 간 LNG의 스왑 및/또는 저장공간 등의 대차 계획
- 터미널의 정기점검, 유지보수 계획

인수터미널 이용과 관련하여서도 90일 스케줄을 작성한다. 90일 스케줄은 연간이용계획의 내용과 상충되어서는 아니 된다.

- 각 Berthing Slot에 지정된 선박의 선명
- 선박의 출발항 정보
- 선박의 출발항로부터의 출항 예정일
- 선박에서 하역될 물량
- LNG의 품질조건
- 선박의 입항 예정일 및 하역예정일; 및

6. 항만 이용

LNG는 선박을 통해 수송이 이루어지므로 터미널이용계약은 필수적으로 항만의 이용에 관한 인허가 취득 및 비용부담에 대한 규정을 두게 된다. 통상적으로, 항만 이용 또는 선박이동 관련 인허가는 이용자의 비용으로 취득 및 유지하고, 예인선 및 도선사, 호송선 그리고 다른 지원선박은 이용자의 위험과 비용으로 고용한다.

7. 선박

터미널에 접안하여 하역을 하는 LNG탱크선은 터미널의 효율적 운영과 안전에 중대한 영향을 미칠 수 있다. 그에 따라, 터미널이용계약은 이용자는 터미널을 이용하는 LNG탱크선에 대해 운영자의 사전 승인을 받도록 하고 있다.

이때, LNG탱크선은 다음과 같은 요건을 충족할 것이 일반적으로 요구된다.

- P&I Clubs 에 가입되어 있을 것
- International Association of Classification Societies(IACS)의 규정에 따라 건조, 장비설치, 유지보수가 이루어질 것
- 국제조약 및 국내 법령에 따른 자격과 경험을 갖춘 운영자와 승무원에 의해 운영될 것
- IMO(International Maritime Organization)가 공표한 International Convention

for Safety of Life at Sea의 Chapter XI-1에 의해 수립된 International Safety Management(ISM) 코드 및 International Organization for Standardization(ISO)의 요구사항을 준수할 것

- International Convention for Safety of Life at Sea 의 Chapter XI-2 에 의해 수립된 International Ship and Port Facility Security(IPS)코드의 요구사항을 준수할 것

아울러, LNG탱크선은 터미널의 접안설비 등 하역설비와 호환될 수 있어야 하는바, 터미널이용계약은 이용자로 하여금 이를 보장하도록 하고, 만약 선박과 터미널 간 호환성에 문제가 있는 경우 이용자가 책임을 부담하도록 규정한다.

8. 하역 절차

LNG 매매계약에서 살펴본 하역 절차와 같다.

9. 소유권과 위험

통상적으로, LNG 하역 시 터미널과 선박의 연결플랜지를 통과하는 순간 하역되는 LNG의 위험부담은 운영자에 이전된다. 다만, 이용자가 도입하는 LNG의 소유권은 이용자에 있다.

10. Off-spec LNG

터미널이용계약 상, 하역예정 또는 하역 중 이용자가 도입하는 LNG의 사양이 기준을 벗어난 경우, 운영자에 대해 통상 LNG의 하역을 거부하거나 중지시킬 수 있는 권리를 부여한다. 다만, 운영자가 본건 터미널의 안전하고 효율적인 운영에 이상이 없다고 합리적으로 판단하고 이용자가 그로 인해 운영자 및 다른 이용자에게 추가로 부담되는 비용을 보상하는 경우 운영자는 하역을 진행할 수 있도록 규정하고 있다.

11. 재고량 산정

이용자의 저장탱크 내 LNG재고량은 열량 단위로 계산되며, 전일 24시까지 이용자의 재고량에서 당일 이용자의 LNG 물량 등을 더하고 당일 이용자에게 송출한 물량과 Shrinkage 물량 등을 차감하는 방식으로 산정된다.

12. Shrinkage 물량

Shrinkage 물량은 저장탱크 내에 저장되는 LNG 중 연소(flare) 및 flare pilot 유지, 연소식 기화기 운전, 설비의 유지보수 중 purging과 손실로 인해 소비되는 물량을 말한다. Shrinkage 물량은 통상 이용자들에게 할당된다.

13. 증발가스

일반적으로, 터미널 운영과정에서 자연적으로 발생하는 증발가스(boil-off gas)는 터미널 내 설비를 통하여 재액화 또는 압축하여 이용자에게 송출하거나 shrinkage 를 최소화하기 위하여 사용한다. 그럼에도 불구하고, 이를 활용할 수 없는 경우에는 대기로 방출(vent)하거나 또는 연소(flare)시키게 되며, 해당 물량은 이용자들에게 할당된다.

14. 재고 swap 및 저장용량 대차

터미널이용계약 상, 어느 이용자의 저장탱크 내 잔여 저장공간이 부족하거나 기타 효율적인 LNG 처리를 위하여 필요한 경우, 해당 이용자가 다른 이용자와 재고 스왑거래 또는 저장용량 대차거래를 할 수 있도록 하고 있다.

15. 잔여 액화가스

계약기간이 최종적으로 종료되는 경우, 이용자는 저장탱크에 남아 있는 LNG를 전량 인출한다. 다만, heel gas의 처리에 대해서는 이용자와 운영자 간 협의로 처리방안을 정하게 된다.

16. 기화 및 송출

운영자는 재고량 내에서 이용자의 송출지시에 따라 LNG를 기화하고 재기화된 천연가스를 송출함으로써 이용자에게 공급한다. 연간이용계획에 반영된 반영된 LNG소비계획이 해당 프로그램연도의 잠정적인 가스송출계획이 된다. 이용자는 합리적인 LNG 기화·송출 계획을 월간, 주간, 일일 간격으로 운영자에게 제출한다.

인도지점은 송출한계점으로 정해지며, 천연가스에 관한 위험은 터미널의 송출한계점을 통과하는 때에 이용자에게 이전된다.

VI. 결론

이상에서 주요 LNG 도입 관련 계약인 LNG 매매계약과 LNG터미널 이용계약의 주요 조건을 살펴보았다. 이들 계약의 내용을 이해하고 관련 리스크를 면밀하게 분석하기 위해서는 무엇보다도 LNG value chain의 각 구성요소에 대한 상업적, 공학적 이해가 필수적이라 할 것이다. 특히 장기 LNG 매매계약은 가스전의 개발과 액화플랜트의 건설 프로젝트를 위한 자금조달의 기반이 되는 점에서 LNG프로젝트의 초석인 점을 이해할 필요가 있다.

천연가스 시대의 도래에 따라 LNG 산업의 구조가 전통적인 사업모델의 폐쇄성과 경직성에서 벗어나 보다 개방적이고 유연한 산업으로 탈바꿈함에 따라 LNG 계약의 구조도 변화를 겪고 있다. 국내 에너지전환정책에 따라 에너지믹스에서 LNG의 중요성도 크게 증가할 것으로 예상되고 있다. 향후 LNG 관련 도입업무나 프로젝트를 추진함에 있어서 관련 리스크를 파악하고 줄이는 데에 본 보고서가 도움이 되기를 바란다.