

LNG 교역환경의 변화

Volume. 1, No. 18

2007. 12. 31

KOREA
ENERGY
ECONOMICS
INSTITUTE

Contents

1. 개요 / 3
2. LNG 교역의 패러다임 변화 / 4
3. 프로젝트 개발비용 및 도입가격 추이 / 8
4. 교역환경 변화의 시사점 / 14

LNG

교역환경의 변화

도 현 재
(에너지경제연구원)

요 약

- 세계 LNG 시장은 최근 몇 년간 빠르게 성장하면서 교역 형태와 조건이 유연하게 변화하고 있으며, 전통적인 LNG 프로젝트 개발의 패러다임 및 공급자들의 사업전략에도 변화가 나타나고 있음.
 - LNG의 공급원 및 수요처가 다변화되면서, 과거 장기계약 위주의 경직적이던 교역형태가 유연하게 변화하고 있으며, 통상적으로 20~25년이었던 장기계약의 기간이 단축되거나 다양화되고, 도착지제한조항(destination clause)의 삭제나 의무인수(take-or-pay) 수준의 감소 등 경직적인 계약조건들이 완화되는 경향을 보이고 있음.
 - 수요처와의 장기매매계약의 체결이 필수적으로 선행된 이후에야 액화프로젝트에 대한 투자가 이루어지던 형태에서, 수요가 확보되지 않았거나 부분적으로만 확보된 상황에서도 프로젝트 개발에 착수하는 사례가 나타나고 있으며, 공급자가 특정한 액화프로젝트의 물량을 장기계약된 수요처에 공급하는 전형적인 공급방식 이외에, 다수의 액화프로젝트 물량으로 공급포트폴리오를 구성하여 여러 시장에서 자사의 브랜드로 LNG를 판매하는 ‘포트폴리오 접근방식’이 출현함.
 - 전력 및 가스 산업의 개방화로 수요자들의 물량인수가 불확실해짐에 따라, 공급자들은 물량위험을 완충하고 개방된 하류시장에서의 부가가치 획득을 위해 하류시장으로의 진출을 확대하고 있으며, 액화프로젝트의 파트너사가 자사의 마케팅회사와 LNG 매매계약을 체결하여 스스로가 구매자가 되는 ‘자가계약(self-contracting)’도 나타나고 있음.
- 한편 최근 LNG 시장은 ‘구매자시장(buyer's market)’에서 ‘판매자시장(seller's market)’의 상황으로 변화하고 있으며, 프로젝트 개발비용과 장기계약가격이 상승하고 있음.
 - 2000년대에 들어서면서 LNG 시장은 액화기술의 발전과 공급자간 경쟁으로 인해 낮은 가격과 유연한 계약조건으로 대변되는 ‘구매자시장’의 양상을 띠기 시작하였으나, 최근 중국, 인도 등 대 규모 신흥 LNG 수입국의 등장과 미국, 유럽의 급격한 LNG 수입확대 전망 등 수요증가 요인들이 LNG 프로젝트 개발비용의 상승 및 인도네시아의 LNG 공급 감소 등의 공급측 요인들과 맞물려

향후 몇 년간 공급압박이 예상되면서, LNG 도입 협상에서 판매자가 상대적 우위에 있는 '판매자 시장'으로 급속히 회귀하고 있음.

- LNG 프로젝트 개발비용은 기술발전과 프로젝트 대형화에 힘입어 계속 감소하다가, 2003년을 저점으로 다시 증가하는 추세를 보이고 있으며, 이러한 개발비용의 상승은 계획된 LNG 프로젝트에 대한 투자를 지연시키는 부작용을 낳고 있음.
- 프로젝트 개발비용의 상승과 함께 1990년대 말 이후 하락세를 보이던 LNG 장기계약 가격의 수준도 2003년경을 저점으로 다시 상승하고 있음. 최근 체결된 아·태지역 수요처들의 장기매매계약 가격은 전례없이 높은 수준에서 결정되고 있으며, 고유가의 영향을 상쇄시킬 수 있는 가격상한이나 S-curve 등의 가격조건들이 삭제되어 구매자에게 불리한 내역으로 체결되고 있음.

1. 개요

- 국제 LNG 교역환경은 2000년대 초반을 기점으로 그 이전과 이후가 확연히 달라진 모습임.
 - 과거 LNG 시장은 장기매매계약을 기반으로 하는 특정 공급자와 수요자 간의 안정적이고 경직적인 공급형태가 LNG 교역의 주류를 이루었으나, 최근 LNG 공급원과 수요처가 다변화되고 미국과 영국 등 유동적인 가스수요시장의 LNG 도입이 확대되면서, 현물거래와 차익거래가 증가하며 교역의 유연성이 높아지고 있음.
 - 대서양지역 국가들의 전력 및 가스시장 개방에 따라 공급자들은 수요자의 물량인수(off-take)의 불확실성에 따른 위험을 완충하고, 하류부문 부가가치 획득을 위해 수요시장에서의 터미널 건설이나 판매부문 진출 등 하류부문에 대한 접근성을 높이고 있음.
 - 기술발전과 프로젝트의 대형화에 힘입어 꾸준히 감소하던 LNG 프로젝트의 개발비용이 최근 급상승하였음. 이와 더불어, 장기계약가격이 원유와 열량등가 수준에서 체결되는 등 LNG 시장이 단기간의 '구매자시장(buyer's market)' 상황에서 '판매자시장(seller's market)' 상황으로 급반전하고 있음.
- 이하에서는 국제 LNG 시장의 교역환경 변화 양상과 동향에 대해 살펴보고, 정책적 시사점을 검토함.

2. LNG 교역의 패러다임 변화

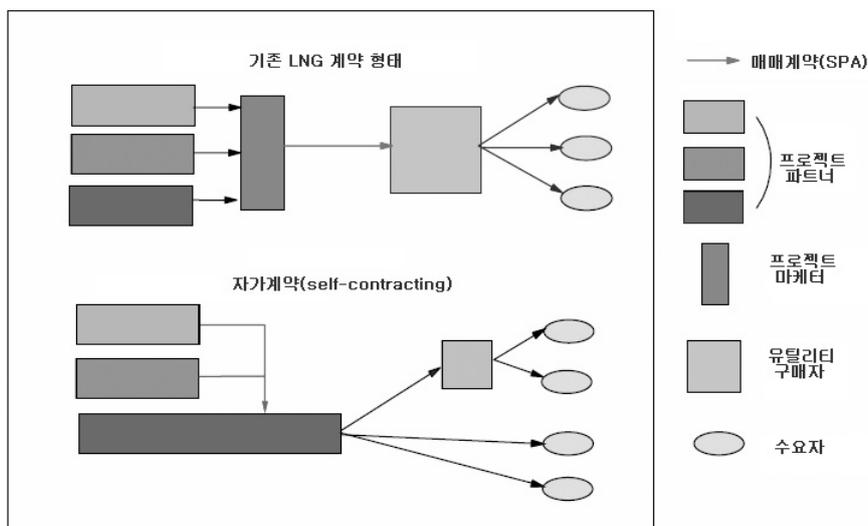
가. 프로젝트 개발방식의 변화

- 전통적인 LNG 프로젝트 개발방식 하에서는 장기매매계약을 근간으로 LNG 체인의 대규모 투자와 관련된 위험을 공급자와 수요자가 분담하게 됨.
 - 공급자는 자원보유국으로부터 가스전의 개발권을 획득하여 가스의 생산, 액화, 수출하는 역할을 하며, 수요자는 액화된 가스를 인수, 재기화하여 소비자에게 공급하는 역할을 담당함.
 - 보통 20~25년의 장기간에 걸친 가스매매계약을 체결한 이후 액화프로젝트에 대한 투자를 시행하였으며, 가스매매계약은 공급자에게는 수요이탈에 대한 위험을 방지하고, 수요자에게는 공급이탈에 대한 위험을 방지하는 기능을 수행하였음.
 - 대규모 투자비용의 안정적 회수를 위해 계약내용에 의무인수(take-or-pay)와 도착지제한과 같은 경직적인 조항들을 포함하였음.
- 이렇게 공급측과 수요측이 투자위험을 분담하던 기존의 LNG 프로젝트 개발방식이 최근 복잡하고 유연하게 변화하고 있으며, 이에 따라 전통적인 공급자와 수요자의 관계도 달라지고 있음.
 - 기존의 LNG 프로젝트의 개발방식에서는 가스매매가격이 대체연료에 비해 가격경쟁력을 갖도록 결정되고 수요자는 물량인수를 보장하였기 때문에, 공급자가 가격위험을 떠안고 구매자가 물량위험을 떠안는 수직적 위험분담의 형태를 띠었음.
 - 계약조건의 유연성 확대 등으로 수요자가 부담하던 물량위험이 공급자에게로 이동하는 경향을 보임에 따라, 공급자가 수직적으로 통합된(vertically integrated) 위험감수(risk-taking)의 형태로 프로젝트 개발방식이 변화하고 있음.
- 이러한 변화를 야기한 주요 요인들로 LNG 프로젝트 개발비용의 하락, LNG 시장참여자의 다변화, 전력·가스산업의 개방화를 들 수 있음.
 - 기술발전과 액화플랜트의 대형화에 따른 규모의 경제 효과로 인해 설비의 대형화가 가능해지면서, LNG 프로젝트 개발비용은 2000년대 초반까지 지속적으로 감소하여 왔음. 이에 따라 과거 경제성이 결여되었던 프로젝트들의 개발을 가능하게 하였고, LNG 공급프로젝트 간 경쟁을 촉진하는 요인이 되었음.
 - 영국과 미국의 LNG 수입 재개 및 확대, 그리고 중국, 인도와 같은 대규모 LNG 수요자의 등장

따른 수요자의 다변화는 사업자로 하여금 새로운 시장으로의 공급에 필요한 발판을 마련하고, 미국과 같이 장기계약의 체결이 어려운 시장환경에 적합한 방식으로 프로젝트 개발을 추진하도록 변화하게 만드는 계기가 되었음.

- 또한 전력·가스산업의 개방화로 인해 발전사업자를 비롯한 새로운 LNG 구매자들이 출현하여 공급자와 직접 매매계약을 체결하게 되었으며, 이러한 구매자들은 자신들이 처해있는 사업환경을 고려하여 구매물량 및 가격조건의 유연성을 요구하게 됨.
- 기존의 주요 구매자였던 독점 유틸리티 사업자와는 달리, 개방된 에너지시장에서의 새로운 구매자들은 매매계약 체결시 공급량을 확보해야 할 필요성보다는 가격 및 계약조건의 유연성에 더 큰 주안점을 두었음. 이에 따라, 과거 20~25년의 일반적인 장기계약의 기간이 다변화되어 10~15년 장기계약이나 5~8년의 중기계약도 많이 나타났으며, take-or-pay 수준도 약화되었음.
- 이러한 요구 및 시장여건 변화에 대응하여, 공급자들은 수직적 사업영역 확대 및 유동성있는 시장에서의 위험감수라는 행태적 변화를 보이게 됨.
 - LNG 시장의 유동성 확대에 따라, 공급자들은 물량인수의 불확실성을 완충하고 수익이 극대화되는 수요처로 LNG를 판매하기 위해, 수요국의 LNG 터미널을 건설하거나 용량계약을 통해 수요처에 대한 접근성(accessibility)을 확보하고 판매부분에 진출하는 등 하류시장의 부가가치 획득을 추구하고 있음.
 - 공급자의 하류부문 진출에 따라, 액화프로젝트의 파트너사가 자사의 마케팅회사와 LNG 매매계약을 체결하여, 공급자이면서 스스로가 구매자가 되는 '자가계약(self-contracting)'이 확산되고 있음.

〈 자가계약(self-contracting)의 모습 〉



출처: Energy Charter Secretariat, *Putting a Price on Energy*, 2007

- 자가계약은 특정 수요처에 대해 LNG 물량 공급의 의무를 갖지 않기 때문에, 가격이 높은 곳으로 판매처를 변경할 수 있는 유연성을 공급자에게 제공하며, 수요처가 다변화되고 유동성이 확대되는 LNG 시장환경에서 수익제고의 기회를 제공할 수 있음.
- 또한 물량과 가격 위험의 분산을 위해, 여러 프로젝트 물량으로 공급포트폴리오를 구성하여 여러 시장에 공급자의 브랜드로 LNG를 공급하는 '포트폴리오 접근방식'도 출현함.
- 이 과정에서 LNG 체인 전체에 대한 일원화된 자원조달 구조가 아닌, 단계별로 독립적인 자원조달과 상업적 이용계약을 통해 프로젝트를 운영하는 유연한 형태의 '상업적 LNG(Commercial LNG)' 모델이 출현하게 됨. 예를 들어, 트리니다드토바고의 Atlantic LNG나 이집트의 Egyptian LNG의 경우와 같이, 액화플랜트가 가스의 처리·액화 서비스를 제공하고 이용료를 받는 톨(tolling)구조의 모습이 '상업적 LNG' 모델의 하나의 특징임.

나. 현물거래의 확대

- LNG 프로젝트 개발의 패러다임이 변화하고 시장의 유연성이 증대되면서, 1년 이하의 단기거래를 포함한 LNG 현물거래가 급격한 증가를 보이고 있음.
 - 불과 10년 전만해도 전체 LNG 거래의 약 1~2%에 지나지 않던 현물거래가 1999년 이후 급격히 증가하고 있음.
 - 2006년의 교역량을 기준으로 볼 때 세계 LNG 교역에서 현물거래가 차지하는 비율은 약 16%로, 그 규모가 약 2천5백만 톤에 달함.
 - 이는 과거 단기적인 수급 불균형의 해소나 일시적 잉여물량의 판매를 위해 제한적으로 이루어지던 현물거래가, 이제는 계약조건의 유연성 증가와 미국 및 유럽의 가스현물시장으로 인해 하나의 중요한 LNG 교역형태로서 그 체계를 갖춰가고 있으며, 수요변동에 대한 대처능력을 향상시키기 위해 그 역할이 증대되고 있음을 단적으로 보여주는 것임.
- 현물거래가 가능하려면 공급측면에서 일시적인 단기거래에 투입될 수 있는 잉여물량과 이를 수송할 수 있는 수송여력이 필요함.
 - 1990년대 후반부터 LNG 공급 프로젝트들이 크게 증가하면서 잉여물량이 증가하기 시작하였고, 이와 함께 LNG 수송선 및 잉여수송능력도 증가하기 시작하였음.
 - 현물거래에 투입될 수 있는 물량은 주로 액화플랜트의 최초 조업개시 후 최대 생산능력을 공급하

- 기까지 공급량을 서서히 증가시키는 'build-up' 기간의 잉여물량, 매매계약 기간의 만료 및 기존 설비 또는 공정의 개선을 통해 액화능력을 증설하는 'de-bottlenecking'에 따른 여유 공급능력 발생 등에 의해 가능하게 됨.
- 1990년대 후반에는 다수의 신규 LNG 프로젝트 및 확장 프로젝트들이 가동을 개시하여 이들 프로젝트들로부터 잉여물량이 발생하였고, 이와 더불어 1997~98년의 아시아 외환위기에 따른 경기둔화의 여파로 수요가 감소하면서 중동지역의 잉여공급능력이 현물거래 확대의 계기로 작용하였음.
 - 2000년대 초반 이후 특정 수요처에 묶이지 않는 수송선의 발주가 급격히 증가함으로써 현물거래를 위한 수송여력이 뒷받침됨.
- 현물거래는 계절간 및 지역간 수급 불균형의 해소를 위한 현물도입 및 스왑거래, 소비국에서의 규제 완화에 따른 수요 변동폭의 증대 등으로 인해 그 필요성이 높아져 왔음.
 - 주요 LNG 수입국인 한국과 일본은 계절간 수요격차 해소의 많은 부분을 현물거래와 스왑거래에 의존해 왔으며, 2001년 인도네시아 Arun 액화플랜트의 조업중단 사태와 같은 예상치 못한 공급 차질이나, 2003년과 2007년 일본의 원자력발전소 가동정지와 같은 LNG 수요증가 상황도 현물거래의 필요성을 증대시켰음.
 - 또한 액화플랜트의 고장 및 사고에 의해서도 현물수요가 증가하였는데, 2005년에만 사고·고장에 의한 생산손실은 9~10백만 톤에 이룸.
 - 미국과 유럽의 가스 및 전력 시장의 자유화는 LNG 계약상의 유연성 증대를 가져옴으로써 현물거래를 활성화하는 요인으로 작용하였음.
 - 또한 미국과 유럽 시장 간의 가격차이에 따라 LNG의 수요처가 변경되어 재판매되는 차익거래의 유인도 현물거래를 확대시켜 왔음. 특히 2000~2001년 이래 미국의 가스가격 급등에 따라 미국으로 LNG 현물이 대량으로 유입되고 있음.
 - 최근에는 미국, 유럽의 LNG 수요 확대에 따라 공급자들이 LNG 프로젝트에서 일정 물량을 장기계약을 통해 판매하지 않고 현물거래용으로 유보해 놓는 사례도 나타나고 있어, 향후 현물거래는 더욱 확대될 것으로 예상되고 있음.
 - 대서양지역의 LNG 현물수요가 나타나기 이전의 현물거래는 주로 기존 수요처의 계절간 수급 불균형 또는 일시적 공급부족을 해소하는 차원에서 이루어졌기 때문에, 잉여 공급능력이 있는 경우에도 기존 수요처들을 대상으로 장기계약가격에서 크게 벗어나지 않는 수준에서 판매하였음.

- 그러나 최근 미국과 유럽의 현물시장의 가격변동성이 커지고, LNG 수입이 확대되면서 공급자들은 현물수요를 체계적인 수익창출의 기회로 활용하는 전략을 추구하고 있음.
- 특히 미국과 영국의 가스시장은 공급자들에게 매력적인 판매시장을 제공하는 동시에, LNG 공급 부족이 예상되는 시점에서는 유리한 조건으로 LNG 물량을 타 수요처로 목적지를 변경(divert)하여 판매할 수 있는 기회를 제공함.
- 이에 따라 공급자들은 신규 프로젝트의 일정물량을 미국과 영국의 현물시장 판매용으로 지정(designate)해 놓음으로써, 현물시장의 차익거래 및 목적지 변경을 통한 수익제고를 추구하는 경향을 보이고 있으며, 미국과 영국의 수요시장에 대한 접근 발판을 마련하기 위해 LNG 터미널 용량 확보를 적극 추진하고 있음.
- 현물판매의 차익거래 기회를 활용하기 위해 매매계약 체결시 LNG 공급자측이 목적지 변경의 유연성 조항 삽입을 요구하는 사례가 나타나고 있음.
 - 미국시장으로 공급할 계획으로 개발중인 나이지리아의 NLNG T7(제7트레인)의 경우, 프로젝트의 추진주체인 NLNG(국영석유회사인 NNPC가 49%, Shell 25.6%, Total 15%, Eni 10.4%의 지분 보유)가 요구한 구매가격 조건(미국이 대표적 현물시장인 Henry Hub 가격의 90% 이상의 구매가격)을 제시한 상위 5개의 구매자(BG 2.25Mtpa, Shell 2.0Mtpa, Total 1.375Mtpa, Eni 1.375Mtpa, Oxy 1.0Mtpa)를 선정하면서, Henry Hub의 가격이 일정 수준 이하로 하락하는 경우 NLNG가 목적지향을 변경할 수 있는 walk-away 조항을 구매조건에 포함시킨 것으로 알려짐.
 - 또한 나이지리아의 Brass 프로젝트(액화플랜트의 경우 국영석유회사인 NNPC가 49%, ConocoPhillips, Total, Eni가 각각 17%의 지분 보유)의 경우에도, 공급자가 Henry Hub 가격의 약 20%에 해당하는 보상금(wind-down fee)을 지불함으로써 공급의무에서 벗어날 수 있는 delivery-or-pay 조항 등을 계약내용에 포함하도록 요구한 바 있음.

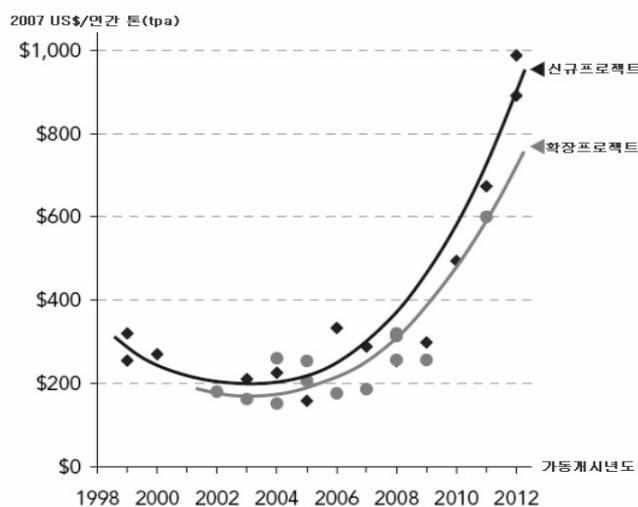
3. 프로젝트 개발비용 및 도입가격 추이

가. LNG 프로젝트 개발비용의 증가

- 기술발전과 액화플랜트의 대형화에 따른 규모의 경제 효과로 인해 설비의 대형화가 가능해지면서, LNG 프로젝트 개발비용은 2000년대 초반까지 지속적으로 감소하여 왔음.

- 가스의 탐사, 채굴, 액화, 수송 및 재기화에 이르는 LNG 체인 전반의 비용이 감소하였지만, 특히 액화플랜트 트레인(train) 규모의 확대에 따른 규모의 경제 실현으로 액화플랜트 건설비용의 하락이 두드러지게 나타났음.
- 1970년대 초의 트레인 1기의 규모는 100~150만 톤/년이었으나, 2000년대에는 350~500만 톤/년으로 수준으로 증가하였고, 최근에는 카타르에서 780만 톤/년 규모의 초대형 트레인을 건설중에 있음.
- 이 같은 대형화에 따라, 액화플랜트의 단위당 평균투자비는 1960년대의 톤당 550달러에서, 1970년대와 1980년대에는 350달러 수준으로 하락하였음.
- 1990년대 말에는 톤당 250달러 수준까지 투자비용이 하락하였으며, 이후 2000년대에 접어들어서는 톤당 200달러를 밑도는 수준까지 하락하였음.
- 지속적으로 감소하던 투자비용이 2003년을 저점으로 다시 상승하기 시작하여, 최근 가동이 개시되는 액화플랜트의 평균투자비용은 1990년대 후반과 동일한 수준을 보이고 있음.
- 2010년 가동을 목표로 하는 신규 프로젝트들은 수년 전에 비해 투자비용이 2~3배 증가하는 추세를 보이고 있음.
- 이러한 투자비용의 상승은 LNG 프로젝트에 대한 최종투자결정을 지연시키고, 개발자들로 하여금 프로젝트 경제성의 재검토 및 비용절감 방안을 모색하도록 하고 있음.

〈 액화플랜트 건설(EPC)비용 추이 〉



출처 : LNG in World Markets(2007. 4)

- 이러한 투자비용의 상승은 LNG 프로젝트 및 타 에너지시장의 활황에 따른 원자재 및 장비 가격의 상승과 전문 기술인력 부족에 기인함.
 - 철강, 니켈, 알루미늄 등 액화플랜트의 필수자재 가격은 2003년 초부터 2004년 말까지 2년 동안 130%의 인상률을 기록하였으며, 시멘트 가격도 크게 상승하였음.
 - 또한 초저온 펌프, 컴프레서 및 터빈 등 액화플랜트 장비의 수요도 공급능력을 초과하고 있으며, 석유·가스 상류부문, GTL 생산 및 석유화학 부문에서의 장비수요의 증가로 인해 2010년경까지는 액화플랜트 장비의 공급압박과 가격인상이 예상되고 있음.
 - 여기에 기술능력이 검증된 EPC업체 및 전문 기술인력의 공급부족도 프로젝트 개발비용의 상승에 기여하고 있음. EPC 시장의 상위 3개사인 Chiyoda, Bechtel 및 KBR/JGC의 경우, 모두 합쳐 2003년까지는 연간 1~2기 정도의 LNG 트레인을 제작하였으나, 근래에는 그 숫자가 3~4기로 증가하였으며, 2009년 한 해에만 10기의 LNG 트레인이 제작·완료될 예정임.
- 이와 같은 EPC 자원의 부족과 프로젝트 개발비용의 불확실성 증대에 따라 EPC 계약방식도 과거의 일괄정액수주(lump-sum turnkey contract) 방식에서, EPC 입찰시 등락이 심한 비용항목을 조건부로 설정하거나, 건설기간 동안 정기적으로 비용수준을 재조정하는 "open book" 계약방식을 채택하는 경향을 보이고 있음.
- 이러한 프로젝트 개발비용의 상승은 LNG 가격의 상승과 인수터미널 건설의 지연 및 축소 효과도 수반하기 때문에, LNG의 공급측과 수요측의 반응에 의한 시장균형 도달까지는 시간이 걸릴 것으로 전망되고 있음.
 - 한편, 니켈가격은 2006년 이후 급증하고 있으나, 철강가격의 경우 2004~2005년 급격한 상승을 보인 후 안정세로 접어들고 있어 전체적인 자재비의 상승이 어느 정도 정점에 달하였다는 관측도 나오고 있음.

나. 장기계약가격의 변화 추이

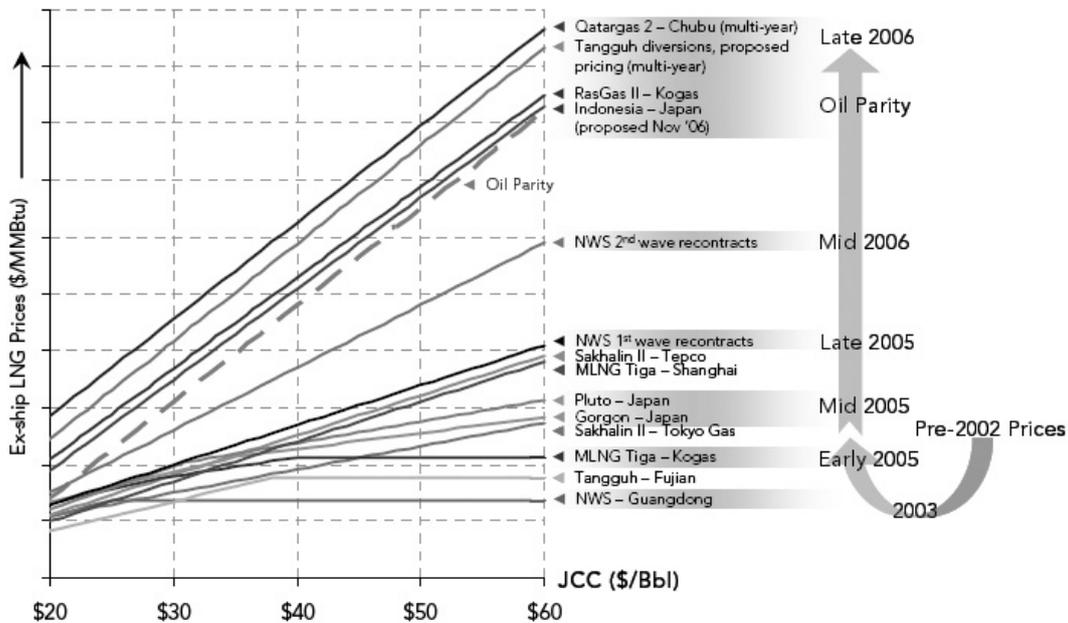
- 아시아지역 수요처와의 LNG 장기매매계약에 적용되고 있는 일반적인 형태의 가격공식은 원유가 변동에 따라 비례적으로 LNG 가격이 변동되도록 설계된 '원유가 연동방식' 임.

- 원유가에 연동되는 가격공식의 모습은 계약별로 차이가 있지만, 단순화할 경우 $P_{LNG} = A \times P_{Oil} + B$ 의 직선공식 형태로 표시될 수 있음.
- 과거 대부분의 계약에서 원유가 연동계수 A는 0.1485, 상수항인 B는 0.7~0.9 수준에서 결정되었으며, 원유가 연동계수가 0.1485 수준에서는 LNG가격이 원유가에 약 85% 수준에서 연동됨.
- 근래에는 직선형태의 가격공식을 변형한 S-curve 방식의 가격공식을 채택하는 계약도 많이 나타났다. S-curve는 원유가의 급등락에 따른 LNG 가격의 변동위험을 완화하기 위해, 일정한 범위를 벗어난 고유가 및 저유가 범위에서는 낮은 원유가 연동계수를 적용하는 방식임.
- 2000년대에 접어들면서 장기계약은 20년 이상의 계약기간, Ex-ship 인도조건과 높은 유가연동비율, 엄격한 도착지제한조항 및 제한적인 계절별 항차조절 등으로 특징 지워지는 전통적 계약 형태에서 탈피하는 추세를 보여 왔음.
 - 2000년 초반에 체결된 LNG 계약에서는 원유가 연동계수가 낮아지는 추세를 보이면서 계약조건이 유연해지는 등 이전에 비해 수요자에게 유리하게 성사되었음.
 - 2002년 중국의 CNOOC가 Guangdong터미널로 공급하기 위해 호주 NWS 프로젝트와 체결한 계약의 도입가격은 MMBtu당 \$2.30의 고정가격으로, 이는 전통적인 장기계약 조건의 구조변화를 예고하는 사례로 받아들여졌음.
 - 2003년 인도의 Petronet와 카타르의 RasGas는 24년 동안 연간 5백만 톤을 공급하는 계약을 체결하였는데, 계약기간 중 처음 5년간은 \$2.53/MMBtu의 고정가격으로 공급되며, 이후에는 도입가격이 JCC에 20%만 연동되는 조건으로 체결되었음.
 - 2003년 우리나라의 포스코 및 K-Power가 BP와 장기계약을 체결한 Tangguh 프로젝트의 경우도 중국 프로젝트들과 마찬가지로 구매자시장의 도래를 알리는 신호로 받아들여졌음.
 - 이후 한국가스공사가 2005년 상반기에 체결한 MLNG-III, Yemen LNG 및 사할린-II 프로젝트로부터의 장기공급계약들도, 상기 계약들보다는 높아진 가격수준을 보이고 있지만, 최초로 판매자들의 경쟁입찰을 실시함으로써 구매자시장 상황에서 구매자의 강한 입지를 보여주는 사례로 인식되었음.
- 그러나 하락세를 보이던 LNG 장기계약가격이 2005년 이후 중·단기 공급압박 전망을 반영하며 다시 상승하고 있음.

- 2005년 하반기 이후, LNG 시황이 구매자시장에서 판매자시장으로 급반전되고 있으며, 장기계약의 가격수준은 세계 LNG 수요의 증가 및 중·단기 공급압박 상황, 고유가의 지속 등을 반영하여 이전까지와는 다른 양상을 보이며 상승하고 있고, 최근의 일부 계약은 유례없이 높은 가격에 체결되고 있음.
- 2005년 말부터 지금까지 체결된 아시아로 공급되는 계약가격의 특징은 고유가의 영향을 상쇄시킬 수 있는 가격상한이 사라지고, S-Curve 형태가 아닌 직선형태의 가격공식을 채택하고 있음.
- 원유가에 연동되는 계수의 수준도 계속 높아지고 있어, 2005년 말에 체결된 계약은 원유가가 배럴당 60달러 수준일 때 MMBtu당 약 6달러 정도의 가격수준을 보였음.
- 중·단기 공급압박이 예상되는 상황에서, 이 수준의 LNG 도입가격은 당분간 최저가격 수준이 될 것으로 전망되고 있음.
- 아시아로의 LNG 계약가격은 이후 계속 상승하여, 최근 계약에서는 원유와의 열량등가(oil parity) 수준에 근접하거나 상회하고 있음.
 - 일본의 چ부(Chubu)전력이 카타르의 Qatargas-2 프로젝트와 계약한 5년 중기계약에서는 원유가 연동계수(원유가 연동 가격공식에서의 기울기)가 0.17 수준에서 설정되었고, 한국가스공사와 카타르 RasGas-II 간의 계약에서는 0.16으로 설정된 것으로 알려짐.
 - 2005년말 체결된 호주 NWS와의 연장계약들의 경우에는 원유가가 배럴당 60달러를 초과하면 재협상하는 조건이 부가되어 있기 때문에 그나마 고유가가 지속될 때의 충격을 완화할 수 있는 여지가 있었음.
 - 그러나, 최근 카타르와의 계약들에서는 가격재협상의 조건도 포함되지 않기 때문에, 공급압박 전망에 따른 구매자들의 입지가 매우 약화된 상황을 반영하고 있음.
- 최근에는 중국의 PetroChina가 호주의 Gorgon 프로젝트로부터 원유등가(oil parity) 수준의 가격으로 20년 동안 연간 1백만 톤을 공급받는 기본합의서(HOA)를 Shell과 체결하였으며, 또한 호주의 Browse 프로젝트로부터도 20년 동안 연간 2~3백만 톤을 원유등가에 근접한 가격수준으로 공급받을 것을 Woodside와 합의함.
 - 중국은 2002년 호주 NWS와 장기도입계약을 처음 체결한 이래, MMBtu당 8달러를 초과하는 높은 가격에 현물카고를 구입한 사례는 있었지만, 원유등가에 근접한 높은 가격으로 장기계약을 체결

결한 사례는 처음 있는 일로서, 중국의 LNG에 대한 높은 지불용의를 표출하여 아시아지역의 LNG 공급확보 여건이 더욱 어려워질 가능성이 있음을 시사함.

〈 아시아 LNG 계약가격 변화 추이 〉



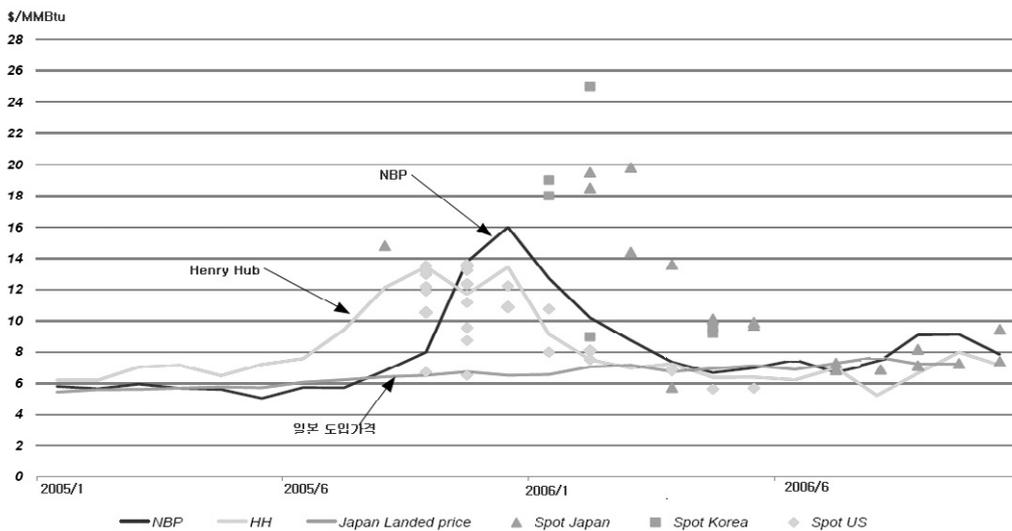
출처 : Poten & Partners

다. 현물도입가격 수준의 비교

- Huitric(2007)은 2005~2006년의 기간 동안 한국, 일본, 미국으로 공급된 현물카고의 실적 가격을 제시하고 있음.
 - 미국으로 공급된 현물카고의 가격은 대체로 Henry Hub 가격에 근접한 수준에서 결정되었고, 대부분 터미널비용 등을 반영하여 Henry Hub 가격보다 할인된 가격에 공급된 것을 볼 수 있음.
 - 반면에, 한국과 일본으로 공급된 현물가격은 미국의 Henry Hub 가격에 비해 높은 수준을 보이고 있음. 특히, 2005년 12월부터 지속된 추운 날씨로 인해 2006년 1~2월 한국과 일본의 현물소요가 급증하였는데, 이 때 한국과 일본으로 도입된 현물가격은 Henry Hub 보다 강세를 보이던 영국의 NBP 가격마저 훨씬 웃도는 수준을 보이고 있음.

- 한국의 경우, MMBtu당 25달러의 초고가의 현물을 도입한 사례가 있었으며, 같은 시기에 일본에도 18~20달러의 현물이 도입되는 등 2006년 초반의 현물가격은 NBP 가격보다 약 4~15달러의 높은 프리미엄이 지불되었음.
- 이후 동절기가 끝나는 시점부터 현물가격의 프리미엄은 하락하여, 2006년 중반 이후에는 대서양 현물시장 가격과 유사한 수준에서 도입되었음.

〈 수입국별 현물 도입가격 비교 〉



출처: Huitric, Roman, "LNG Pricing: Impact of Globalization and High Prices on Long Term Contract Negotiation", LNG 15, April, 2007.

4. 교역환경 변화의 시사점

- 전통적으로 세계 LNG 시장에서 중요한 위치를 차지했던 한국, 일본 등 아시아지역 구매자들의 입지는 위축되고 있음.
 - 유동성 있는 가스현물시장의 존재는, 구속력 있는 매매계약이 없더라도 신규 LNG 공급물량에 대한 일정 수준의 수익을 기대할 수 있게 해주며, LNG 공급의 수익성에 따라 목적지를 변경할 수 있는 유연성을 제공해 주는 기반이 되고 있음.
 - 공급자들이 유동성과 유연성을 제공하는 대서양 현물시장에 대한 접근성 구축을 중심으로 공급

기반을 마련하는 전략적인 구도하에서, 가격에 대해 비탄력적인 아시아지역 수요자들에 대한 도입가격조건은 불리하게 책정될 가능성이 높음.

- 더욱이 아·태지역의 공급압박 전망에 따른 ‘판매자시장’의 상황에서, 아시아 구매자들은 대서양시장의 가장 높은 가격을 상회하는 수준의 프리미엄가격을 지불해야 하는 불이익을 당할 수 있음.
- LNG 액화플랜트의 갑작스런 가동중단이나 추운 날씨의 지속 등으로 현물소요가 경쟁적으로 몰리는 경우, 제한된 현물카고의 확보를 위해 높은 프리미엄 지불이 불가피한 측면이 있음. 그러나 더욱 우려되는 부분은 다수의 신규 LNG 프로젝트들의 공급구도가 주로 대서양 현물시장을 목표로 구축되고 있어, 아시아 구매자들이 목적지 변경의 프리미엄을 지불해야 하는 구도가 고착화될 가능성을 배제할 수 없다는 점임.
- LNG 공급자들이 차익거래의 수익을 제고하기 위해 전략적으로 공급의 유연성과 시장의 유동성을 추구하는 상황에서, 수요의 경직성은 현물 또는 기간계약의 도입조건을 타 지역시장의 구매자에 비해 불리하게 이끄는 요인이 됨.
 - 따라서 수요의 낮은 가격탄력성, 가격수준에 따라 도입규모를 조절할 수 없는 도입주체의 구조적 특성, 투명한 가스가치 시그널의 부재 등 국내 가스부문의 문제들을 개선할 필요가 있음.
 - 이를 위해 한계도입비용이 한계수요의 지불용의와 연계되어 도입의 효율성을 제고할 필요가 있으며, 중단가능(interruptible) 수요의 개발 등을 통해 수요의 신축성을 제고하고, 국내 가스가치를 형성하여 가스소비를 효율적으로 재배분할 필요가 있음.
 - 중·단기적으로는 저장설비의 확충을 통해 불필요한 고가현물 도입을 방지하고, 투명한 가스가치의 시그널이 형성되고 효율적인 거래시스템이 갖춰지도록 경직적인 산업구조를 유연하게 개편하는 것이 바람직함.



LNG 교역환경의 변화

KEEI