

# IV

## 특집논단



- 천연가스 시장 메가트렌드와 LNG 공급경쟁 확대 가능성 ..... 126  
김기중 | 에너지경제연구원 선임연구위원
- Shale Gas Development and Gas Strategy of China ..... 140  
김낙균 | 한국가스공사 경영연구소 선임연구위원
- 셰일가스가 국내 가스산업에 미치는 영향 ..... 150  
김정유 | 포스코에너지 사업개발본부 팀장

- **셰일가스 개발과 에너지 산업의 변화** ..... 159  
성동원 | 한국수출입은행 해외경제연구소 선임연구원
- **발전용 셰일가스 도입 환경 조성을 위한 규제완화 방안** ..... 173  
이재덕 | GS EPS 상무 / 영업전략부부장
- **The U.S. Shale Gas Revolution and Its Implications for International Energy Policy** ..... 184  
Joseph Nyangon | Research Associate, Center for Energy and Environmental Policy (CEEP), University of Delaware

# 천연가스 시장 메가트렌드와 LNG 공급경쟁 확대 가능성\*

김기중 | 에너지경제연구원 선임연구위원

## 1. 서론

개발이 상대적으로 쉬운 전통석유·가스 자원(easy oil)이 소진됨에 따라 자원 확보 경쟁이 심화하는 가운데, 최근의 석유·가스자원 개발사업은 프론티어 지역과 비전통석유·가스<sup>1</sup> 자원 개발로 투자의 중심이 옮겨가고 있다. 이와 같은 환경변화 속에서 미국의 셰일가스 생산 증대는 ‘셰일가스 혁명’으로 불릴 만큼 미국뿐 아니라 세계 천연가스 시장의 판도를 바꿔 놓을 것으로 전망되고 있다. 미국 이외에 중국, 유럽 및 중남미 국가들도 셰일가스의 탐사 및 개발에 박차를 가하고 있어, 세계 천연가스 시장의 수급상황이 크게 바뀔 전망이다. 후자는 셰일가스로 촉발된 천연가스 및 연관 산업에서 일고 있는 커다란 변화의 흐름을 ‘천연가스 시장 메가트렌드’라고 부르고 있다.

그러나 셰일가스는 전통석유·가스 자원보다 상대적으로 고르게 분포되었음에도 부존지역에 따라 부존 여건, 수급상황, 개발 전망 및 연관 산업의 수급·기술 수준 등에서 큰 차이를 보이고 있다. 게다가 셰일가스 개발 확대로 액화천연가스(Liquefied Natural Gas: LNG) 수출을 추진하는 미국, 캐나다 등의 수출 가능 LNG 물량 규모와 가격정책, 세계 최대의 셰일가스 자원 부존국인 중국의 셰일가스 개발 전망과 관련한 불확실성으로 인하여 세계 천연가스 시장의 수급·가격을 둘러싼 불확실성도 여전히 큰 상태이다. LNG 공급경쟁이 수입국들이 바라는 대로 확대될지, 수입국들의 노력에도 불구하고 LNG 교역조건이 멀지 않은 장래에 가시적으로 개선될 수 있을지는 불분명하다. 셰일가스 개발이 확대된다 해도 시장참여자들의 전략적 행동에 따라 시장 성과는 예상 외로 나타날 수도 있다.

이러한 배경 하에 이 글에서는 천연가스 시장에서 ‘메가트렌드’라고 일컬을 만한 상황이 실제로 벌어지고 있는지를 살펴보기로 한다. 그리고 이것이 현재 우리나라가 전적으로 의존하는 천연가스의 수입형태인 LNG의 공급경쟁을 확대할 수 있는지 검토한다. 이를 위해 국제 LNG 시장에서 관찰되는 몇 가지 지표와 함께 공급자들의 전략을 분석해보고, 국내 천연가스 도입, LNG 트레이딩, 가격, 산업구조 등과 관련된 시사점과 정책과제를 제시해보기로 한다.

\* 이 글은 저자의 최근 연구보고서 ‘천연가스 시장 메가트렌드의 파급효과 및 대응전략 연구: LNG 공급경쟁 확대 가능성 및 공급자 전략’의 일부를 발췌·요약한 것이다.

1 통상 비전통가스라고 하면 비전통천연가스를 의미하므로, 이하에서는 비전통천연가스보다는 비전통가스로, 전통천연가스는 전통가스로 줄여 부르기로 한다.

## 2. 천연가스 시장 메가트렌드

### 2.1 메가트렌드의 개요

‘메가트렌드’라는 용어는 미국의 미래학자 존 네이스비트(John Naisbitt)의 1984년도 저서 “*Megatrends: Ten New Directions Transforming Our Lives*”에서 유래한다. 메가트렌드는 이 책의 저술 당시, 저자가 현대사회에서 계속 일어나고 있다고 지적하는 거대한 조류(trend)를 의미하는 것으로서, 탈공업화 사회, 글로벌 경제, 분권화, 네트워크형 조직 등이 그 특징이다. 『두산백과(네이버 지식백과)』는 이것을 ‘주류(主流)’ 또는 ‘대세(大勢)’로 정의하고 있다. Dictionary.com에서는 이를 “a major trend or movement”로 정의하면서, 현대적 의미로는 “a large-scale change in circumstances or fashion”으로 정의할 수 있다고 하고 있다. 한편, Ask.com<sup>2</sup>은 메가트렌드의 몇 가지 요소를 소개한다. 첫째, 메가트렌드는 ‘장기적인 변화(a long-term change)’로서, 둘째, 그것은 경제, 사회, 정부 등을 영구적으로(permanently) 변화시키며, 셋째, 다른 추세를 작동시키는 추력(推力, driving forces)으로 작용한다. 넷째, 그 동인(動因) 또는 추력은 인구 변화, 자원의 제한<sup>3</sup>, 기술발전 등 특정 메가트렌드마다 독특하고 복잡하게 작동한다. 따라서 메가트렌드의 관찰자는 다양한 요소에 대응하여 계획을 세워야 한다고 말한다.

### 2.2 천연가스 시장 메가트렌드 개관

그렇다면 천연가스 시장에서는 ‘메가트렌드’가 일고 있는 것인가? 위의 메가트렌드의 몇 가지 요소를 가지고 살펴보자. 첫째, 천연가스의 가채매장량(recoverable reserves) 또는 가채자원량(technically recoverable resources)이 급속도로 증가하고 있다.<sup>4</sup> 북남미, 아프리카, 지중해, 중국 등지에서 전통·비전통가스의 매장량이 속속 발견되고 있다. 특히, 미국 내 셰일가스 상업 생산의 폭발적 증가는 셰일가스 혁명으로 불리며 세계 천연가스 시장의 판도를 바꾸는 방아쇠로서 작용했다고 할 수 있다.

2 “What is a megatrend?”, <http://www.ask.com/question/what-is-a-megatrend>.

3 이 글에서 다루는 천연가스 시장에서의 ‘메가트렌드’는 자원의 제한보다는 자원(천연가스)의 폭발적 증가가 하나의 동인이 된다고 할 수 있다.

4 천연가스의 매장량을 이야기할 때 전통가스에 대하여는 가채매장량, 비전통가스에 대하여는 가채자원량이라는 용어를 사용한다. 가채매장량은 일정한 주어진 기간에 걸쳐 저류층 또는 저류층들로부터 경제적으로 회수할 수 있을 것으로 판단된 천연가스의 양으로 정의된다. 가채자원량은 일정 시점에 특정 자원매장 지역에서 현존 기술 또는 개발 중인 기술로 채굴 가능한 자원량으로 정의된다. 그러나 이는 상업적으로 채굴 가능한 자원량은 아닌데, 그 이유로는 경제, 법, 환경, 기술, 정치, 규제적 요인과 동 자원이 판매될 수 있는 시장이 부재한 경우 등을 들 수 있다.

#### IV. 특집논단

표 1. 세계 비전통가스 가체자원량 현황

구 분		동구/ 유라시아	중동	아시아태 평양	OECD 아메리카	아프 리카	라틴 아메리카	OECD 유럽	세계 전체
셰일 가스	물량	530	141	1,872	1,695	1,377	1,413	459	7,487
	비중	7.1%	1.9%	25.0%	22.6%	18.4%	18.9%	6.1%	100.0%
치밀 가스	물량	388	318	742	388	353	530	141	2,860
	비중	13.6%	11.1%	25.9%	13.6%	12.3%	18.5%	4.9%	100.0%
CBM	물량	706	-	742	247	-	-	71	1,766
	비중	40.0%	-	42.0%	14.0%	-	-	4.0%	100.0%
합계		1,624	459	3,355	2,331	1,730	1,942	671	12,113

출처 : IEA(2012). *World Energy Outlook 2013, Natural Gas Information 2012*

둘째, 천연가스의 생산·이용기술이 발전하고 있다. 생산기술로는 수압파쇄(hydraulic fracturing) 및 수평시추(horizontal drilling) 기술을 들 수 있는데, 이 기술은 비전통석유·가스뿐 아니라, 전통자원의 개발에도 이용되고 있다. 이는 과거 생산이 불가능하거나 경제성이 없는 자원의 생산을 가능하게 함으로써 천연가스 자원 기반의 폭발적 증대를 가능하게 한 요인이다. 부유식 LNG(floating LNG: FLNG) 등 소규모 LNG 생산, 수송 및 이용 기술로 이어지는 소규모 LNG 가치사슬(value chain)의 발달로 과거 개발 가치가 작았던 한계가스전이 개발되고, 소규모 수송·저장·이용을 통한 가치 창출이 가능해졌다. 또한, 부유식 저장·재기화 설비를 이용함으로써 지상 인수기지의 부지 확보, 대규모 설비 건설에 따른 고비용 등의 단점을 보완할 수 있게 되었다.

표 2. 부유식 액화설비 건설 현황

프로젝트명	타입	용량 <sup>주)</sup> (Mtpa)	프로젝트 참여자	선박건조사
Prelude FLNG	Open-Sea	3.6	Shell, INPEX, CPC, KOGAS	Samsung Technip
Rotan FLNG	Open-Sea	1.5	PETRONAS	Samsung, JGC
Kanowit FLNG	Open-Sea	1.2	PETRONAS	DSME, Technip
La Creciente FLNG Barge	Near-Shore	0.5	Pacific Rubiales, Exmar	Wilson Offshore & Marine

주) Mtpa는 million tons per annum의 약어임.

출처: Wood Mackenzie (2014.03). "Global LNG - FLNG Overview 2014"

셋째, 조선기술의 발달로 Q-Flex, Q-Max와 같은 초대형 LNG 수송선 건조가 가능해졌고, 이를 통해 수송비용이 절감되고 있다. 이에 더하여 파나마 운하의 확장공사가 추진됨으로써 멕시코만에 입지한 LNG 생산시설로부터 아시아 지역으로의 수송비가 대폭 절감되고, 이는 미국의 대아시아 LNG 수출 경쟁력을 높여주는 역할을 할 것으로 기대된다. 최근 파나마운하청이 발표한 이용료(안)을 기준으로, 미국 멕

시코만과 일본 간 174,000 m<sup>3</sup> 규모의 표준형 LNG 수송선의 왕복운항을 가정할 때 희망봉 경우 노선보다 약 US\$ 0.80/MMBtu의 운임을 절감할 수 있을 것으로 예측되었다.<sup>5</sup>

넷째, 과거에 볼 수 없었던 새로운 사업모델(business model)이 활용되고 있다. 즉, 천연가스 액화설비 건설비의 대규모에 따른 독립계 회사들(Independents)의 액화프로젝트 추진의 어려움을 소위 ‘tolling’ 계약(Liquefaction Tolling Agreement: LTA)으로 해결하고 있다. 천연가스 공급능력의 증대는 구매자의 인수유연성 요구에 대한 협상력을 증대시키고, 목적지 제한 규정(destination clause)이나 의무인수(take-or-pay: TOP) 조건을 포함한 인수 조건이 과거보다 유연해지고 있다. 유연한 물량의 증대는 자연히 단기물량의 거래를 증대시키고, 이는 시장의 수급 상황에 따라 결정되는 가격의 발견을 도와주는 방향으로 작용한다. 이러한 인수유연성 증대 요구는 특정 가스전에서 원료가스를 조달하여 전용 설비를 통해 생산된 LNG를 판매하는 전통적 사업방식 이외에 공급자·판매자로 하여금 보다 유연한 물량 공급에도 힘을 쓰도록 하였으며, 자체 프로젝트 이외에 타사의 물량을 조달하여 포트폴리오를 구성하고 이를 판매하는 포트폴리오 사업자들이 늘어나게 하였다.

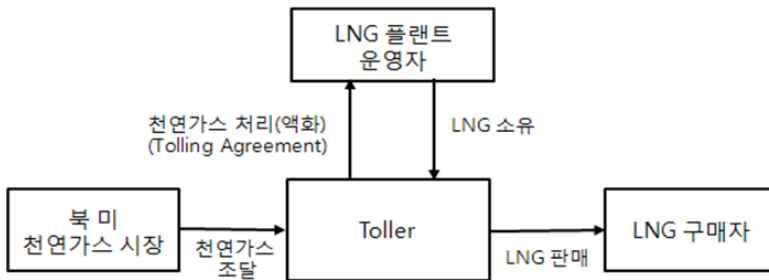


그림 1. 미국 LNG 프로젝트의 LTA 구조

다섯째, 러시아와 우크라이나 간 가스가격 분쟁으로 러시아의 대유럽 천연가스 공급이 불안해짐에 따라 유럽의 대러시아 천연가스 의존 탈피 현상이 가시화되고 있다. 러시아로서도 파이프라인에 얽매인 대유럽 공급 의존도를 감소하고 세계 시장에 유연하게 대처할 수 있는 LNG의 비중을 늘리는 것이 유리한 전략이 되고 있다. 이러한 상황은 러시아로 하여금 아시아태평양 시장, 특히 중국에 대한 파이프라인 가스 공급을 적극 추진하게 하는 계기가 되었다. 극동러시아 및 동시베리아 개발 요구와 이러한 천연가스의 경제·지정학적 요구에 따라 러시아는 아시아태평양 시장 및 LNG 중시정책을 펴고 있으며, 이는 국제 LNG 시장의 공급능력을 확대하는 중요한 요인으로 작용하고 있다.

여섯째, 북미에 기반을 둔 셰일가스 산업은 다른 나라로 확장될 뿐만 아니라, 다른 산업들에도 영향을 주고 있다. 예컨대, 중국, 폴란드, 남미, 중동 등지에서 일어나고 있는 셰일가스 탐사·개발 관련 활동은 향후 더욱 큰 파급효과를 낼 것으로 기대되고 있다. 이는 메가트렌드가 타 산업 변화의 추력으로도 작용

5 MMBtu는 million British thermal units의 약어로서 1MMBtu는 252,000kcal에 해당한다. 1Btu는 1 파운드(1온스)의 물을 화씨 1도 데우거나 식히는 데 소요되는 열량이다(Wood Mackenzie, 2015.01).

#### IV. 특집논단

하는 현상이 천연가스 및 관련 산업에도 나타난다는 것을 의미한다.

이상 천연가스 시장에서 일어나고 있는 몇 가지 현상을 볼 때, 한마디로 정의하기는 어렵지만 천연가스 시장에서 ‘메가트렌드’가 일고 있으며, 그 한가운데에 셰일가스 또는 비전통가스가 있다고 말할 수 있을 것이다. 즉, 천연가스 시장이 전통가스를 취급하던 시장에서 비전통가스와 전통가스를 취급하는 시장으로 전환되고, 천연가스 수요패턴의 다양화 및 증가 속도 변화와 함께 LNG 생산의 규모 및 방식 변화, 천연가스의 교역 조건과 방식(LNG와 파이프라인 가스)의 변화 등 큰 물결이 일고 있다고 할 수 있다.

#### 2.3 천연가스 시장 메가트렌드의 동인

그렇다면 천연가스와 관련하여 시장 내외에서 일고 있는 큰 흐름이라고 할 수 있는 메가트렌드는 어디서 비롯되고 어떤 힘으로 움직이고 있는 것일까? 즉 이를 가능하게 한 요인과 이를 끌고가는, 또는 밀어주는 힘은 무엇인가에 관해 살펴보자.

우선 천연가스 시장 메가트렌드를 촉발한 요인으로서 대략 다음과 같은 것들이 축적되어 그 폭발력을 속성시켰다고 평가할 수 있을 것이다. 첫째, 세계 에너지 공급 불안과 에너지 가격의 상승, 둘째, 지구온난화 문제 완화를 위한 세계적 관심과 노력 증가, 셋째, 가스 이용기술의 발달과 수입국들의 수입수요 증가, 넷째, 비전통에너지의 약진과 신재생에너지의 상대적인 부진, 다섯째, 원자력 안전에 관한 우려 확산 등이다.

여기에 천연가스 시장 메가트렌드를 이끌어 가는 동인으로서 몇 가지를 들 수 있다. 우선 기술적 동인으로서 최종소비 단계에서의 이용의 편리성, 환경성 등 비가격 경쟁력을 높여 주는 기술 발전을 들 수 있다. 천연가스의 탐사·생산기술의 발전으로 비전통가스의 생산비가 전통가스 생산비에 근접하게 되었다(표 3).

표 3. 천연가스 개발·생산비 비교(2010년 불변가격 US\$/MMBtu)

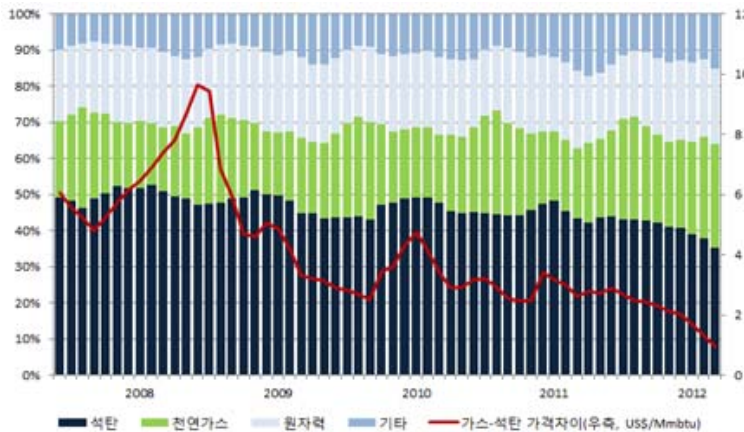
	전통가스	셰일가스	CBM
미국	3-7	3-7	3-7
유럽	5-9	5-10	5-9
중국	4-8	4-8	3-8
러시아	0-2/3-7 <sup>주)</sup>	-	3-5
카타르	0-2	-	-

주) 낮은 비용은 서시베리아 및 불가-우랄 지역, 높은 비용은 동시베리아, 해상가스전, 북극해 등 해당  
출처: IEA(2012.05), "Golden Rules for A Golden Age of Gas".

또한, 위에서 언급한 부유식 설비로 생산·액화·수송·재기화하는 기술이 발전함으로써 소규모 LNG 가치사슬이 발전하게 되었다. 이는 습성가스와 함께 생산되는 타이트오일과 천연가스액(NGL), 에탄, 프로판, 부탄 등의 경제적 회수를 가능하게 함으로써 한계가스전의 가치를 높여주는 역할을 하고 있다. 아울러

러 단일혼합냉매(Single Mixed Refrigerant: SMR) 기술의 발달로 FLNG 프로젝트의 경제성이 제고되었다. 천연가스 이용기술 측면에서는 천연가스가 선박, 화물차, 승용차, 기차, 중장비, 항공기 등 수송용 연료로서 석유와 석탄을 대체하는 단계에 와 있다.

한편, 에너지 시장 내 동인 및 규제 관련 동인으로서 환경규제, 연료·원료 간 상대가격 변화에 따른 대체가 일어나고 있다. 배출통제구역(Emissions Control Area: ECA)에서의 배출규제 강화로 선박연료(bunkering fuel)로서 LNG 사용이 확대될 전망이며, 다양한 육상수송수단의 연료 대체가 일어나고 있다. 또한, 산업용(주로 석유화학용) 원료로 천연가스의 이용이 확대되고 있을 뿐 아니라, 미국에서는 천연가스 생산 확대 및 가격하락으로 발전부문에서 천연가스가 석탄을 대체하고 있다.



출처 : EIA 홈페이지

그림 2. 미국의 전원별 발전량 점유율 변화

마지막으로 수급과 관련된 일반적 동인으로서 북미 LNG 수출 프로젝트의 추진이 천연가스 시장의 판도를 바꿔 놓는 역할을 하고 있다. 특히, 독립계 석유기업들이 공격적으로 사업을 추진하고, 재원조달을 위해 새로운 사업모델(LTA)을 도입함으로써 액화능력의 급격한 상승을 가능하게 하고 있다. 이에 더하여 북미 이외 지역의 비전통가스 개발 잠재력은 전통적인 천연가스·LNG 수출국 및 판매자들의 대 수입국·구매자에 대한 협상력을 약화시키는 역할을 하고 있다.



#### IV. 특집논단

### 3. LNG 공급경쟁 확대 가능성 진단

#### 3.1 공급경쟁 관련 시장지표

시장이 보다 경쟁적이기 위해서는 시장참여자 수가 늘어나는 것이 중요하다. 특히 공급경쟁의 확대를 위해서는 공급자 수의 증가가 중요한데, 지난 20여 년의 추세를 보면 이런 현상이 나타나고 있음을 알 수 있다. 물론 공급자 수가 수요자 수보다 더 빠르게 증가하는 것이 공급경쟁의 확대를 위해 바람직하다고 할 수 있지만, 특정 공급자나 수요자가 시장지배력을 행사할 수 없는 방향으로 시장참여자 수가 늘어나고 있다면, 시장은 보다 경쟁적으로 변화하고 있다고 말할 수 있을 것이다.

표 4. LNG 수출국 수 및 수입국 수의 변화

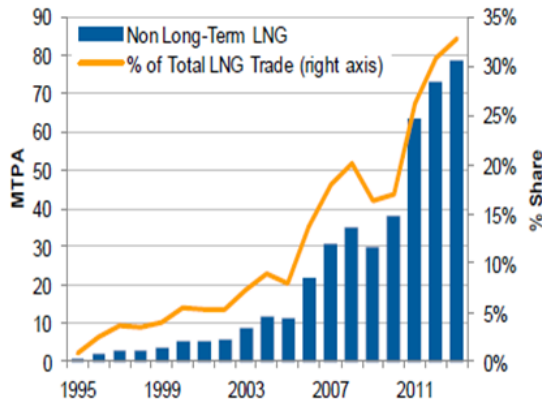
국가 수	1990	2002	2010	2013	2020(추정)
수출국	8	12	18	17	~ 25
수입국	9	12	24	29	~ 40

출처 : Ju (2014), "NA Shale Gas & Its Impacts on LNG Pricing"; GIGNL (2014), "The LNG Industry in 2013"; Doh (2014), "Changing LNG Industry Dynamics and Challenges to Asian Gas Market"에서 재인용.

아시아 시장, 유럽 시장 및 북미 시장으로 분리된 세계 천연가스 시장에서 지역시장 간 거래가 증가하고 있다면, 이는 분리된 지역시장들이 통합되고 공급경쟁이 확대되는 데 도움을 주는 현상이라고 할 수 있다. 물론 중동 LNG가 아시아 시장으로 대거 유입되었지만, 이것이 시장통합을 이루어내지 못하고 오히려 유럽과 아시아 시장의 분리를 고착화한 측면이 있다. 이런 점에서 단순한 지역 간 거래규모의 증가가 시장통합을 의미한다고는 할 수 없다. LNG 공급경쟁을 확대하는 시장통합에 가장 중요한 요소는 경쟁적인 공급자의 등장이라고 해야 할 것이다. 이러한 전제하에 지역시장들이 통합되어간다면, 세계 LNG 시장은 더 경쟁적인 단일시장으로 발전해갈 수 있을 것이다. 북미 LNG가 아시아 시장을 목표로 개발됨으로써 세계 LNG 시장은 더욱 경쟁적으로 변화하고 있다. 따라서 경쟁적인 공급자의 등장을 수반하는 지역시장 간 거래의 증가는 LNG 공급경쟁의 확대를 도와주는 시장통합 현상이다.

단기거래가 LNG 시장의 모습을 그려보는 데 중요한 이유는 거래기간이 짧은 거래일수록 특정 시점 또는 단기간의 시장수급상황을 잘 반영하기 때문이다. 유가에 연동된 가격공식에 따르는 장기계약이 특정 시점에 특정 소비지의 수급상황을 반영하기는 어렵다. 반면 단기 또는 현물 거래는 단기간의 수요·공급 불균형 상태를 균형 상태로 유도하는 데 소요되는 거래이므로, 특정 소비지에서 거래 당시 또는 가까운 미래의 가스의 한계가치를 반영하기가 그만큼 쉬워진다. 이처럼 단기거래 물량이 증가한다면, 이는 시장 참여자들이 총 거래량 중에서 점점 많은 부분을 시장가치에 따라 거래한다는 것을 의미하고, 이는 가격 신호에 따라 수급이 이루어짐을 의미한다. 국제 LNG 시장에서 단기거래의 절대규모와 총 거래 중 점유율은 지속 증가해왔으며, 이는 수요자와 공급자 쌍방이 단기간의 LNG의 가치를 보고 거래한 양과 비중이 증가했음을 의미한다. 2013년 단기거래<sup>6</sup> 물량은 7,730만 톤으로서 총 LNG 교역량의 33%에 달한다.

유연한 LNG 시장으로의 발전에 필수적인 수송능력 또한 꾸준히 증가해 왔으나, 특정 프로젝트와 시장에 전속 투입되지 않는 유연한 선박(船隻)은 상대적으로 적은 편이다. 단기거래에 투입되는 진정한 의미의 유연한 선박은 포트폴리오 판매자들이 보유하는 것과 장기계약 투입 이전 단계에서의 유연한 선박이 주류를 이룰 수밖에 없다. 앞으로 유연물량의 단기거래가 증가하고 이 시장에서의 LNG 수송이 수익창출의 기회가 되면, 이를 뒷받침하는 선박도 증가할 것이라 예상할 수 있다.



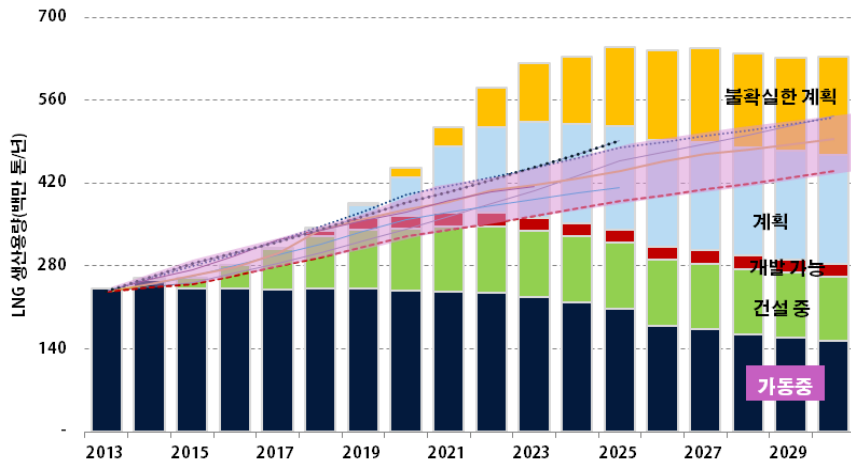
출처: IGU(2014). *World LNG Report – 2014 Edition*

그림 3. 단기 LNG 교역의 증가 추이

장기 수급전망을 통해 살펴볼 때 공급 잠재력은 충분하다. 물론 FEED 또는 Pre-FEED 단계의 제안(계획) 또는 검토 중 프로젝트들은 시황에 따라 사업추진 여부가 유동적이므로, 이들 프로젝트의 용량이 중장기적으로 시장에 들어올지를 예측하는 데에는 많은 불확실성이 개재될 수밖에 없다. 그러나 대규모의 유동적인 용량이 대기 상태에 있다는 사실은 가격 등 교역조건이 뒷받침되는 한 공급능력이 시장을 제한하는 상황의 발생 가능성은 낮다는 것을 의미한다.

6 IGU(국제가스연맹)는 5년 이상의 기간계약(SPA)으로 거래되지 않는 물량, 전환(diversion) 물량, TOP 물량을 상회하는 추가인수물량(upward flexibility)을 단기물량으로 본다. GIIGNL(세계 LNG 수입자그룹)은 2013년 단기거래 물량을 6,500만 톤, 총 교역량의 27%로 본다. 이는 GIIGNL이 단기거래를 4년 이하의 계약기간으로 거래되는 물량으로 보고, 기본적으로 70개 회원사가 제공하는 데이터에 의존하는 데에서 기인한다고 할 수 있다.

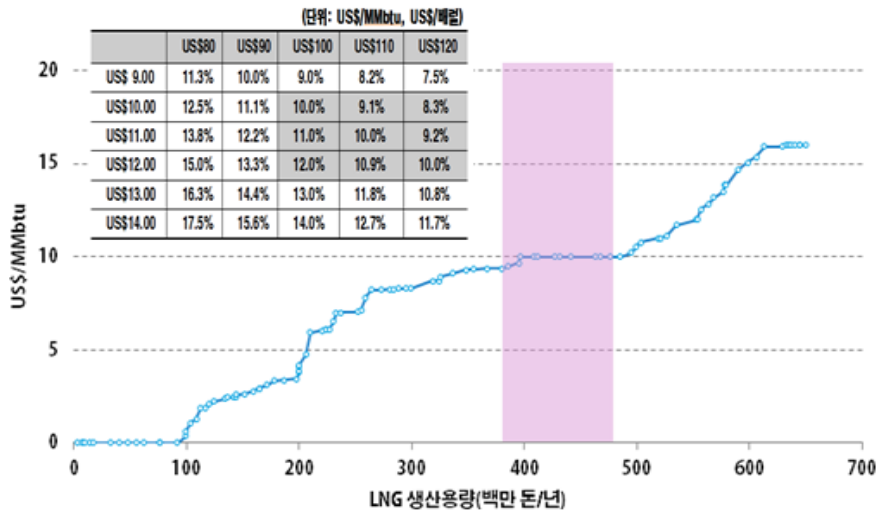
#### IV. 특집논단



※ 수요전망은 Wood Mackenzie, IHS, Goldman Sachs, Shell 등의 전망치 활용  
출처: 에너지경제연구원(2014). "FSRU를 활용한 LNG 직도입 타당성 조사"

그림 4. 세계 LNG 수급균형 전망

넷째, 장기수급전망을 프로젝트 공급비용과 대비해 보면, 2025년경 FOB 손익분기가격(break-even price)이 US\$ 10/MMBtu(12% 수익률 전제)를 초과하는 프로젝트는 경쟁력 확보가 어려울 것으로 예상된다. 또한, 비용경쟁력을 가지는 프로젝트들은 유가연동 기율기를 12%~13%까지 낮출 수 있을 것으로 추정할 수 있다. 그러나 실현되는 가격수준은 협상 당시의 시황 및 구매자·판매자 간 협상력에 따라 결정될 것이므로, 가격을 낮추기 위한 수요탄력성 증대 등 구매자의 협상력 증대 노력이 중요하다.



출처: 에너지경제연구원(2014). "FSRU를 활용한 LNG 직도입 타당성 조사"

그림 5. 2025년 기준 프로젝트 공급곡선(FOB 기준)

### 3.2 시장에서 관찰되는 공급자 전략

유럽에서의 천연가스 가격구조 변화 추이를 살펴보면, 구매자가 속한 소비시장의 유연성에 따라 구매자의 가격구조 변경 요구에 대한 공급자의 반응이 달라짐을 알 수 있다. 미국의 천연가스 생산 증대에 따른 단기물량의 대거 유입, 유럽 제국의 경기침체 및 고유가의 지속으로 장기계약 가격이 단기가격을 상회하게 되었고, 이는 노르웨이의 Statoil과 유럽의 주요 구매자들 사이에 가격재협상을 유발하였다. 그 결과 Statoil의 대 독일 공급가격은 전량 유가연동을 탈피한 것으로 알려졌으며, 다른 나라들에 대한 가격구조도 변경함으로써 2015년까지 장기계약의 75%가 시장가격에 연동될 것으로 보고되고 있다. 또한, 유가연동 가격 공식을 고집해오던 러시아의 Gazprom도 최근에는 조금씩이나마 변화의 흐름을 받아들이는 모습을 보이고 있다. Gazprom은 유연한 시장에 대하여는 연간인수물량(Annual Contract Quantity: ACQ) 규모를 줄이고 최소인수 의무 물량을 초과하는 부분에 대하여는 현물가격에 연동하는 방식으로 가격조건을 재협상하였다. 반면, 유연한 시장을 갖지 못한 중동부 및 남부 유럽 구매자에 대하여는 현물가격 연동은 인정하지 않고 유가연동 기율기를 약간 완화해 주는 방식으로 대응하고 있다. 한편, 유연한 시장을 가진 영국에 대하여는 이미 2012년 Centrica와 100% NBP 가격에 연동하는 3년 단기계약을 체결한 바 있다. 이는 구매자 시장의 유연성 그리고 세계적인 공급물량의 확대에 따라 구매자의 가격구조 변경 요구에 대한 공급자의 반응이 달라진다는 사실을 보여주는 좋은 예이다.

최근 시장에서 관찰되는 주요 LNG 공급자들의 공급전략을 요약하면 다음과 같다. 첫째, 미국 LNG의 경우, 독립계 석유·가스 기업들이 공격적으로 개발·판매 전략을 구사함에 따라 프로젝트 간, 공급자 간 경쟁을 피하기는 어려운 상황으로 시장을 견인하고 있다. 이러한 상황을 반영하여 최근 아시아 시장 대상 공급물량의 유가연동 기율기는 13.5% ~ 14% 대에서 형성되고 있으며, 가격 조건에서의 양보 대신 목적지 제한 규정이나 TOP 조건을 완화하는 공급자도 나타나고 있다. 이처럼 공급자에 불리한 시장상황이 전개되면서 프로젝트 개발자들은 전반적으로 신규 프로젝트 개발에 신중한 자세를 보이고 있지만, 한편으로는 구매자들의 유연한 공급조건 요구에 부응하기 위해 일정 수준의 유연물량 확보를 위해 노력하고 있다. 일본(원전 재가동), 한국 등의 LNG 수요 증가세 둔화 전망, 동북아 주요 LNG 수입국들의 가스공급안보 이슈에 대한 재고, 유럽 수요 정체 등으로 수요 확보에 애로를 겪으면서 과거보다는 공급조건 개선 요구에 유연하게 대응하고 있다.

둘째, 상기한 바와 같은 LNG 공급자들의 전술적 조정이 관찰되기는 하지만, 다음과 같은 점에 유의해야 한다. LNG 공급자 대부분이 소위 석유메이저라 불리는 세계 에너지시장을 지배하는 국제석유기업(International Oil Company: IOC), 최근 시장지배력을 축적해가는 중견 독립계 기업, 또는 자원보유국의 국영석유기업(National Oil Company: NOC)들이다. 따라서 북미 LNG가 시장에 유입된다고 하더라도 이에 맞추어 자사의 프로젝트 개발 속도를 조절함으로써 과잉공급 상황을 자초하는 상황은 피할 것이라 예상할 수 있다.

셋째, 최근 말레이시아의 Petronas가 대규모 유연물량을 확보함으로써 말레이시아가 앞으로 또 하나의 카타르가 될 것인가 하는 의문 섞인 전망이 나오고 있다. Petronas의 LNG 유연물량은 2015년 2.5

---

## IV. 특집논단

Mtpa에서 2020년 21 Mtpa로 증가하고, 2022년에는 카타르의 유연물량(약 20 Mtpa)을 능가하는 26 Mtpa를 상회함으로써, 이 회사 총 42 Mtpa 용량의 62%에 달하는 규모가 될 것으로 전망된다. 캐나다 Pacific Northwest 프로젝트의 브리지 물량, 대 서말레이시아(Peninsular Malaysia) 공급물량과 기간 계약으로 흡수되지 않는 물량은, 수급이 압박받을 가능성이 있는 2022년 이후 유연물량으로서 카타르와의 경쟁 기반이 될 수 있다.

### 3.3 러시아와 카타르의 전략적 입지 변화

지금과 같이 비전통가스 개발에 따른 기존 세계 천연가스 시장질서가 흔들리기 이전의 두 시장지배적 공급국으로서 러시아와 카타르를 들 수 있다. 세계 천연가스 시장 ‘메가트렌드’의 결과 또는 그의 일부로서 양국의 전략 또는 입지는 다음과 같이 정리할 수 있다. 첫째, 러시아로서는 우크라이나 사태 발발 이후 서방의 제재에 따라 Yamal 프로젝트의 지연과 수익성 감소를 초래할 수 있다. 또한, 시장정서가 러시아 프로젝트에 대한 우려를 키워 Gazprom, Rosneft, ExxonMobil 등이 추진하는 극동 러시아의 LNG 프로젝트들을 지연시키면서 러시아의 광범위한 LNG 성장 전략이 제약을 받을 수 있다. 급속히 성장하는 세계 LNG 시장에서의 수익 창출 및 유럽에서의 어려움을 완화하기 위해 러시아는 LNG 확대전략을 추진하고 있지만, 16.5 Mtpa 용량의 대규모 Yamal 프로젝트가 지연되고, 이에 따라 북미 LNG에 시장을 선점한다면 러시아의 천연가스 수출대금 수입은 타격을 받을 수밖에 없다. 이런 문제에 직면하여 러시아는 대중국 PNG 수출을 서두르고 있으나, 이를 위해서는 장거리 파이프라인의 신규 건설이 필요하고, 여기에 소요되는 막대한 투자자금 때문에 미국과 EU의 제재는 수출 개시를 상당 기간 지연시킬 가능성도 있다. 이러한 지정학적 요소는 천연가스의 수급전망 모델만으로는 예측이 어려운, 수요측의 공급경쟁 확대에 대한 희망을 희석하는 위험인자가 된다.

둘째, 카타르는 호주의 LNG 공급국으로서의 약진, 유연한 조건의 북미 LNG 유입, 일본 위기수요(crisis-demand)의 해소, 유럽의 경기침체, 말레이시아의 유연물량 경쟁 가능성 등에 직면함으로써 지금까지 누려온 시장지배력이 대폭 잠식되는 상황에 있다. 이에 따라 유럽의 터미널 사업자들의 터미널 이용률 제고와 카타르의 잠재적 잉여물량의 대 유럽 수출을 위한 ‘put option’ 전략까지 동원하고 있다.

셋째, 전통적인 시장지배적 공급국인 러시아와 카타르의 미묘한 전략적 관계가 있다. 즉, 여기에는 카타르의 글로벌 가스시장 진출 욕구, 러시아의 유럽 시장에 대한 물량과 가격 지배력 유지 욕구 및 LNG 확대 정책, 카타르의 대 아시아 시장지배력 등이 맞물려 있다. 이러한 양국의 협력 및 경쟁 관계는 LNG 시장의 공급능력 확대, 수입국들의 허브 연동 가격구조 및 유연한 인수조건 요구, 유럽의 러시아 의존도 감축 노력 등으로 변화를 겪고 있다. 그러나 막대한 공급능력에 기반을 둔 기본적인 전략적 이해관계에는 큰 변화가 없다고 할 수 있다. 러시아와 카타르의 유가연동 가격구조 유지, 아시아 시장과 유럽 시장 분점 및 점유율 유지를 위한 공동노력에 대응하기 위해서는 중국이 대 러시아 가격협상력을 유지하고 카타르의 유연물량이 지속해서 유럽에 유입되는 것이 중요하다. 또한, 허브연동 가격 하의 신규물량이 유럽과 아시아 시장으로 유입될 필요가 있으며, 아시아 지역 가스구매자 간 지표가격 발견을 위한 거래 활성화가 중요하다.

## 4. 정책 과제

현재 LNG 시장은 구매자들에게 유리하게 전개되고 있으며, 개별 구매자나 개별 수입국 단위로, 또는 이들이 공동 대처해 나아간다면, 수급에 압박을 받지 않으면서 개선된 교역조건으로 LNG가 거래되는 시장으로 발전시켜 나아갈 수도 있다. 그러나 시장의 전개 과정에 많은 불확실성 요소들이 잠복해 있으므로, 효과적으로 LNG 시장 여건변화에 대응하기 위해서는 다음과 같은 정책적 고려가 필요하다.

첫째, 천연가스의 수입원을 다양화해야 한다. 구매자가 대체공급원을 갖고 있다는 것은 개별 판매자 입장에서 그 구매자의 수요탄력성이 높다는 것을 의미하며, 이는 매매협상에서 구매자의 협상력으로 작용하기 때문이다. 이를 위한 대안으로서 러시아 PNG의 도입이 중요하며, 중국과의 파이프라인 연계도 중요하다. 둘째, 수입원을 다양화되 다양한 가격 조건과 물량의 포트폴리오 구성이 중요하다. 이는 가격 조건 협상력 이외에도 가격위험을 헷지하는 효과도 얻을 수 있다. 유가와 허브가격에 혼합(hybrid) 연동된 가격으로 수입하는 것도 좋은 포트폴리오 구성 전략이 될 것이다. 셋째, 우리의 에너지 안보를 위해 대체에너지를 갖는 것이 중요하다. 여기서 대체에너지는 신재생에너지를 포함하여 천연가스의 모든 대체 에너지를 의미한다. 에너지원마다 천연가스와의 대체 속도 및 정도에 차이가 있지만, 단시간에 천연가스와 대체하여 이용할 수 있는 에너지원을 갖고 있다면, 이는 대 판매자 협상력과 우리의 에너지안보를 모두 향상시키는 대안이 된다. 넷째, LNG 도입조건을 유리하게 이끌지 못하는 이유로서 LNG 수요탄력성을 낮게 하는 또 다른 이유는, 정부가 하나의 공기업으로 하여금 국가 전체의 가스수급 안정을 책임지도록 하는 제도이다. 다양한 LNG 수입자가 시장에서 활동하도록 하는 여건 조성이 중요하다.

현재 동북아 역내 국가 간 가스 트레이딩이 이루어지지 못하고 이로 말미암아 지역 내 가스의 가치를 알려주는 지표가격이 형성되지 못한 이유는, 도입한 가스의 2차 거래가 이루어지지 못하고 있기 때문이다. 유럽과 같이 역내 지표가격이 투명하게 결정되면, 이에 연동된 장기계약 가격에 가스가 거래될 수도 있을 것이다. 국가 간 가스 트레이딩을 활성화하기 위해서는 다음과 같은 점들이 고려되어야 한다. 첫째, 국경을 넘나드는 거래뿐 아니라 국경 내에서의 가스 거래 활성화가 필수적이며, 이를 위해서는 가스 도매 시장이 자유화되어야 한다. 우리나라는 IEA가 지적한 바와 같이, 가스 거래 허브를 희망하면서도 이를 위한 가스도매시장의 자유화에서는 가장 뒤쳐진 나라라고 할 수 있다.

둘째, 동북아 역내에 가스시장이 형성되게 하려면, 역내 트레이딩을 지지하는 국가 간 제도의 조화 작업이 긴요하다. 우선적으로는 중·단기에 걸쳐 특별히 공동 보조를 필요로 하지 않는 조치부터 시행해나가면서, 장기 목표의 설정과 수단의 이행은 공동으로 추진해나가는 전략이 바람직하다. 중·단기 수단의 예로는, 국가별로 LNG 구매 협상에서 최대한 유연한 인수조건과 함께 저렴한 가격을 이끌어내도록 노력하고, 관련 정보를 이웃 나라와 공유하는 것을 들 수 있다. 또한, 이러한 LNG 조달에서의 최적관행(best practice)을 공유할 필요가 있다.

셋째로, 가스거래의 활성화를 위해 국가 간 파이프라인 연계와 설비 공동이용이 활성화되어야 한다. 예를 들어, 한·중 (해저) 파이프라인은 양국 간 가스의 융통 또는 거래의 발전을 위해 매우 중요하다. 이용

---

## IV. 특집논단

률이 낮을 것이라는 우려도 있지만, 동북아 역내 가스시장이 활성화되면, 반드시 한국과 중국 사이의 거래를 위해서만 가스가 이동할 필요는 없다. 한국과 일본 사이의 가스거래와 중국과 일본 사이의 가스거래가 이 파이프라인을 통해 정산될 수도 있으며, 전환(diversion) 거래가 이루어질 수도 있다. 피크 수요 시에는 한계적인 수준의 물량만으로도 가격의 급등(needle peak price)을 막을 수 있다.

## 5. 맺는 말

이 글은 천연가스 시장 ‘메가트렌드’의 공급 측면에 분석의 초점을 맞추었지만, 시사점과 정책과제는 다분히 수요측에 집중되었다. 이는 우리나라를 포함한 동북아 국가들이 모두 LNG 수입국이고 세계 LNG 수입의 60%를 차지하면서도 소위 ‘아시아 프리미엄(Asian Premium)’을 얻은 가격에 LNG를 도입해오고 있기 때문이다. 천연가스 시장 ‘메가트렌드’라고 하는 말은, 이를 통해 동북아 LNG 수입국들의 LNG 교역조건이 개선되기를 희망하는 데서 생겨났음을 부인할 수 없다. 그러나 이런 희망에도 불구하고 LNG 교역조건을 개선하기 위한 실질적인 노력이 이행되지 않는다면, ‘메가트렌드’의 물결을 타지 못한 아쉬움만 남게 될 것이다. 동북아 역내 개별국 수준에서뿐만 아니라 국가 간 정치·경제·법 차원의 공동노력이 경주되어야 할 때이다.

### 참고문헌

- 김기중. 2014. “천연가스 시장 메가트렌드의 파급효과 및 대응전략 연구: LNG 공급경쟁 확대 가능성 및 공급자 전략”. 에너지경제연구원 기본연구보고서(발간 예정)
- 김낙균. 2014. “유럽시장 천연가스 장기계약 변화과정 분석”. 『가스산업』 13(1): 40-56
- 에너지경제연구원. 2012. “세일가스 개발 전망, 관련산업 파급효과 및 정책방향”. 지식경제부 수탁연구보고서
- 에너지경제연구원. 2014. “FSRU를 활용한 LNG 직도입 타당성 조사”. 한국동서발전(주) 수탁연구보고서
- BP. 2013. *Statistical Review of World Energy 2013*
- BP. 2014. *Statistical Review of World Energy 2014*
- Doh, H.J. 2014. “Changing LNG Industry Dynamics and Challenges to Asian Gas Market.” Presented at the 4th Energy Future Forum, July 10, 2014.
- EIA. 2005. *Annual Energy Outlook 2005*
- EIA. 2013. *Annual Energy Outlook 2013*
- EIA. 2014. *Annual Energy Outlook 2014*
- FGE. 2014. “Panama Canal Expansion Progresses – But Transit Costs Remain Uncertain.” *FGE LNG Market Report*, January 2, 2014
- GIIGNL. 2014. *The LNG Industry in 2013*

Hulbert, M. 2012. "The Vital Relationship: Why Russia needs Qatar (and Qatar could use Russia)," *European Energy Review*, January 19, 2012

IEA. 2012a. "Golden Rules for A Golden Age of Gas." *World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*, 2012

IEA. 2012b. *Natural Gas Information 2012*

IEA. 2013. *World Energy Outlook 2013*

IGU. 2014. *World LNG Report – 2014 Edition*

IHS Energy. 2014. "Global Liquefaction Outlook: Q4 2014". November 7, 2014

Ju, Y. 2014. "NA Shale Gas & Its Impacts on LNG Pricing", *Shell Korea*, May 2014

Kim, K.J. 2014. "Is Korea's Power Sector Ready to Make the Most of Natural Gas?" Presented at the AESIEAP 20th Conference of the Electric Power Supply Industry, October 28, 2014

Naisbitt, J. 1984. *Megatrends: Ten New Directions Transforming Our Lives*, New York: Warner Books

Wood Mackenzie. 2014a. "Global LNG long-term outlook Q1 2014." *Insight*, March 2014

Wood Mackenzie. 2014b. "EU sanctions try to put Russia's Arctic drilling plans on ice", *Insight*, July 2014

Wood Mackenzie 2014c. "PETRONAS' long LNG and the Malaysian sink." *Insight*, August 2014

Wood Mackenzie. 2015. "Panama Canal: proposed LNG tolls set at competitive level." *Inform*, January 2015

네이버 지식백과, <http://terms.naver.com>

Ask.com, <http://www.ask.com/question/what-is-a-megatrend>

Dictionary.com, <http://dictionary.reference.com/>



## Shale Gas Development and Gas Strategy of China

김낙균 | 한국가스공사 경영연구소 선임연구원

In August 2014, Wu Xinxiong, head of China's National Energy Administration (NEA), cut the country's 2020 production target for shale gas to 30 Bcm. It is an important signal as it is actually second reduction. The target was 60–80 Bcm before the cut this time, and it had been originally 60–100 Bcm in their 12th Five-Year Plan. Over the reduction twice, the target output has been slashed by 50–70% in the last two years. About these reductions, many analysts claim that China had been too ambitious and will still struggle to reach even the modified goal. Considering the fact that Chinese shale gas production in 2013 was 0.2 Bcm, it could be naturally said that raising production 300–500 times (from 0.2 to 60–100) was too far. Then now, after target reduction twice, here come new questions. How about 30 Bcm? Is it still too ambitious or more realistic? And how far China will be able to progress for its own shale gas? This year would be the first test case of Chinese national target of shale gas, as its target of 6.5 Bcm by 2015 is still valid. Therefore, to review Chinese shale gas development and the national plan, check-ups on current status should be meaningful.

First, for the big picture, 13 major shale gas projects underway are displayed in the map below. As can be seen, the map lacks some latest projects. One of which is the most progressing one undertaken by Sinopec. It is Fuling shale gas field, discovered in November 2012, and is the only one in commercial production at the moment. It is located in Sichuan basin as same as most others. This field is considered as geological analogy of Haynesville shale in the United States. It is now the largest hope for shale gas production target of the government, and Sinopec is now running top thank to this one successful discovery, after having lagged behind CNPC, the another national oil company (known as PetroChina). The project detail is presented on the Table 1.

CHINA SHALE GAS EXPLORATORY LOCATIONS

FIG. 2



Source: Oil & Gas Journal (2012.03.05)

Figure 1. Major shale gas projects in China

Table 1. Fuling shale gas field by Sinopec

Basic Information		Technical Information				
Field Name	Fuling	Depth	4,572 m			
Location	Chongqing	Area	4,000 km <sup>2</sup>			
Basin	Sichuan	Max. Well Laterals	2,100 m			
Discovery	2012. 11. 28	Max. Frac Stages	26 stages			
Discovery Well	Jiaoye HF-1	Test Wells	75 wells			
Operator	Sinopec	Avg. Production	337,000 m <sup>3</sup> /d/well			
Commercial Information						
Commercial Startup	2014. 3. 24	TRR	2.1 Tcm			
Current Production	3.6 mmcm/d	EUR per well	26.7 mmcm/d			
Production Capacity and Well Cost (Historical and Projections)						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capacity	0 Bcm	0.6 Bcm	1.8 Bcm	5 Bcm	-	10 Bcm
Well Cost	\$17 mn	\$12.5 mn	\$10.6 mn	\$12.85 mn	-	-

Sources: Hart Energy, *E&P Magazine* (2014.08.17)  
 Shale Gas International (2014.10.21)  
 Sinopec, *Press Release* (2014.03. 24; 2014.12.22)  
 Reuters (2014.12.29)

I. 권두칼럼

II. 연구성과

III. 연구논단

IV. 특집논단

V. 국내외 정책·기술동향

VI. 그린스쿨 주요 활동 및 일정

---

#### IV. 특집논단

Fuling is not the only project of Sinopec. It also has other projects such as Nanpan River (no. 3 in the Figure 1), Zhijin–Langdai (no. 4), Xuancheng (no. 6), Zhenba (no. 7), Yuanba (no. 8), and Jiannan (no. 9). Sinopec has started development of Yuanba and Jiannan in July 2011, putting \$90.8 million to invest in these two areas. Jiannan is another candidate to develop and Sinopec started horizontal drilling in this oil field in September 2011. Jiannan was initially expected to boost its production up to 1 Bcm by 2017, but the progress is slow at the moment.

Besides Sinopec running top in the race, CNPC is undertaking various projects to catch up. Most progressing project is Foshun–Yongchuan block (no. 13 in the Figure 1) over 3,500km<sup>2</sup>, located in Sichuan basin. It is developed under the product sharing contract (PSC) with Royal Dutch Shell, which has been signed in 2012 and approved 2013 by the government. This project has been highlighted as it is China's first–ever shale gas PSC. Shell has completed 17 test wells, each producing 150,000m<sup>3</sup> per day, and CNPC has started to pilot sales of produced gas to nearby cities since January 2013. CNPC hopes to replicate success of tight gas development with Shell in Changbei in Shaanxi province where CNPC–Shell has been producing under PSC since 2007. Another big project of CNPC is Changning–Weiyuan block (no. 1 and 12 in the Figure 1). CNPC started pilot sale of shale gas test production from Ning 201 H1 well in Changning–Weiyuan block to nearby Shangluo town, Yibin city in July 2012. Encouraged from the success of this well, CNPC kicked off 'shale gas factory mode' in the block by building Changning H2 and H3 platforms in November 2012.

Latest projects of CNPC are also located in Sichuan basin. It has nine more exploration rights in Sichuan, four of them close to commercial production start. These progressing four blocks are partnered with Chevron, ExxonMobil, ConocoPhillips, and Hess. Other five blocks are expected to be developed under domestic partnership. CNPC has signed an agreement with Sinochem, State Development and Investment Corporation (SDIC), and Chongqing Institute of Geology and Mineral Resources to jointly found up Chongqing Shale Gas Exploration and Development Co. Ltd. to develop the five blocks. With the aim for Chongqing Shale Gas E&D to start production in 2017, 26.05 billion yuan (\$4.2 billion) has been booked to be invested in exploiting the five blocks over 15,600 km<sup>2</sup>. CNPC holds a 40% interest in the new company, with Sinochem holding 20%, SDIC 39% and a local Chongqing company 1%. Although not yet formally confirmed, this company is expected to drill an initial 16 exploration and appraisal wells with up to 360 production wells to follow if the block potential is realized. The municipal government estimates Chongqing Shale Gas E&D's technical recoverable resources (TRR) as 2 Tcm. For years to come, production capacity will

be complimented from CNPC's conventional gas portfolio, as it will take time to construct production facility such as gas processing plant on the shale site. The candidate is Longwangmiao site in southeast Sichuan which has production capacity of 11 Bcm per annum.

Although CNPC's production schedule is not officially disclosed yet, according to various news reports, CNPC's shale gas production target was 0.2 Bcm for 2014, and now 2.6 Bcm for this year, 5 Bcm for 2017, and then 12 Bcm for 2020. Its current status of various projects so far and shale gas production outlook in comparison with Sinopec are summarized below;

Table 2. Various shale gas projects by CNPC

Foshun–Yongchuan		Changning–Weiyuan	
Fields	various	Fields	Changning, Weiyuan
Location	Luzhou	Location	Yibin
Basin	Sichuan	Basin	Sichuan
Operator	CNPC-Shell	Operator	CNPC
Status	Test production	Status	Test production
Current Production	2.55 mmcm/d	Current Production	-
Chongqing Shale Gas Exploration & Development (5 Projects)			
Commercial Startup	2017	TRR	2 Tcm

Sources: Hart Energy, *E&P Magazine* (2015.01.13)  
 Oil & Gas Journal (2014.10.06)  
 Platts (2014.04.22)  
 Shale Gas International (2014.10.21)

According to the companies' production outlook, it seems that the government target would be likely met in this year. As seen in the table 3, the two NOCs' 2017 production target is 15 Bcm, the half of 2020 target. Assuming the current pace is maintained, then 2020 target of 30 Bcm would be said realistic so far. However, these figures also imply that shale gas development should be continued, at least at current pace, until 2020 in order to meet the target. Then what is the government's strategy to keep driving its NOCs toward shale gas?

---

#### IV. 특집논단

Table 3. Shale gas production target of two NOCs and the government

Entity	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Sinopec	1.8 Bcm	5 Bcm	-	10 Bcm	-	-	-
CNPC	0.2 Bcm	2.6 Bcm	-	5 Bcm	-	-	12 Bcm
Target	-	6.5 Bcm	-	10 Bcm	-	-	30 Bcm

According to various news reports, Chinese government seems to have introduced both incentives and penalties to promote shale gas. It is reported in the end of last year that Sinopec's Fuling field is now selling gas output at RMB 2.48 per cubic meter along with additional subsidy (Reuters, 2014,12,29). It is equivalent to surprising price of \$11.2/MMBtu<sup>1</sup>. According to the same news report, Sinopec official said that this price and additional subsidy pays 11–13% of IRR for the company. It implies that Chinese government is determined to promote shale gas development, providing financial incentives by subsidy. As \$11.2/MMBtu is comparable to current Northeast Asian spot LNG price, it should be attractive enough for the companies, considering the traditionally low gas price maintained by policy.

Meantime, there is another news that China government would fine shale gas developers (Financial Times, 2014,11,04). It reported that the Ministry of Land and Resources had announced in the week that it would fine Sinopec RMB 7.97 million (\$1.28 million) and Henan CBM RMB 6.03 million (\$0.96 million) for slow development pace. Henan Coal Seam Gas Development & Utilization would be also fined unknown amount. Whether CNPC would be also fined was undisclosed. These short news reports imply that Chinese government is firmly set up to drive domestic shale gas development. Strong financial incentive and representative penalty are two crucial points of its policies.

So far Chinese shale gas development has been reviewed, and it becomes clear that both government and developers are determined to progress further. Unless drastic changes in the business environment, the output target would be likely met. Then what would it mean in Chinese gas market and what would be the impact to the global gas market? To answer these questions, Chinese policy should be examined, not only on natural gas, but on the whole of energy mix. As well known, China has been historically depending on coal for its energy consumption, as seen in the table below.

---

<sup>1</sup> \$1 = RMB 6.25 as of 2015. 1. 30. Therefore, it is equivalent to \$0.4 per cubic meter. BP Stat conversion factor is 1,000 cubic meter = 35.7 MMBtu. Thus  $0.4 \times 1000 \div 35.7 = 11.2$

Table 4. China energy mix in 2013

Unit	Oil	Gas	Coal	Nuclear	Hydro	Renewables	Total
mtoe	507.4	145.5	1,925.3	25.0	206.3	42.9	2,852.4
LNG mmt	415.9	119.2	1,578.1	20.5	169.1	35.2	2,338.0
%	17.8%	5.1%	67.5%	0.9%	7.2%	1.5%	100.0%

Source: BP Stat 2014

Although it is natural given its abundant coal resources, this unbalanced energy mix has led to serious environment pollution and health damage. This problem has been revealed especially since 2012, triggered by air quality devastation that started to be constantly observed from January 2012. According to news reports, the annual average air quality in Chinese cities is above 100  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  of PM2.5<sup>2</sup>. It is significantly higher than WHO standard of 10  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ . It is reported that Beijing frequently observes even near 1,000  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ , calling upon controversy on Chinese environmental problem. It is estimated that 350,000 to 500,000 people are dying due to air pollution every year, and studies report that this problem is neither temporary one nor suddenly arising in recent years.

**DAILY AVERAGE POLLUTION**

The World Health Organization (WHO) guidelines consider anything over 10 micrograms per cubic meter of PM2.5 to be hazardous to health.

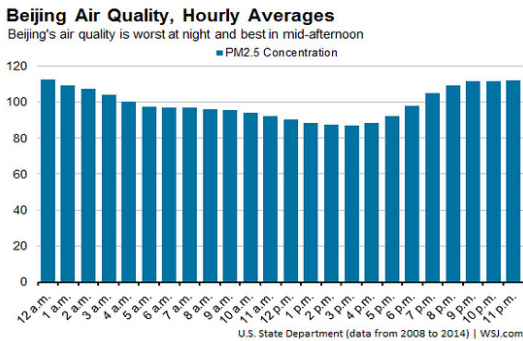


Source: Washington Post (2014.02.02)

Figure 2. China and U.S. air quality 2013 annual average

<sup>2</sup> PM2.5 is particulate matters of diameter less than 2.5  $\mu\text{m}$ . (micrometer, a.k.a. micron) 1  $\mu\text{m}$  = 1E-6 m and 1  $\mu\text{g}$  = 1E-6 g.

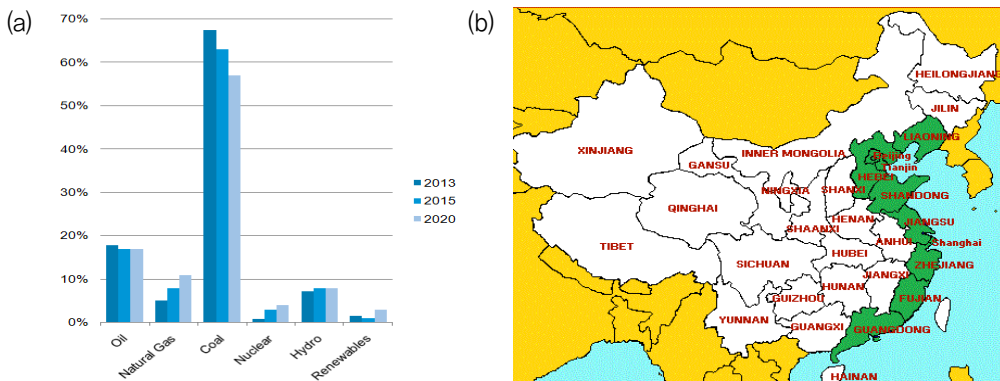
#### IV. 특집논단



Source: Wall Street Journal (2014.07.09)

Figure 3. Air quality in Beijing

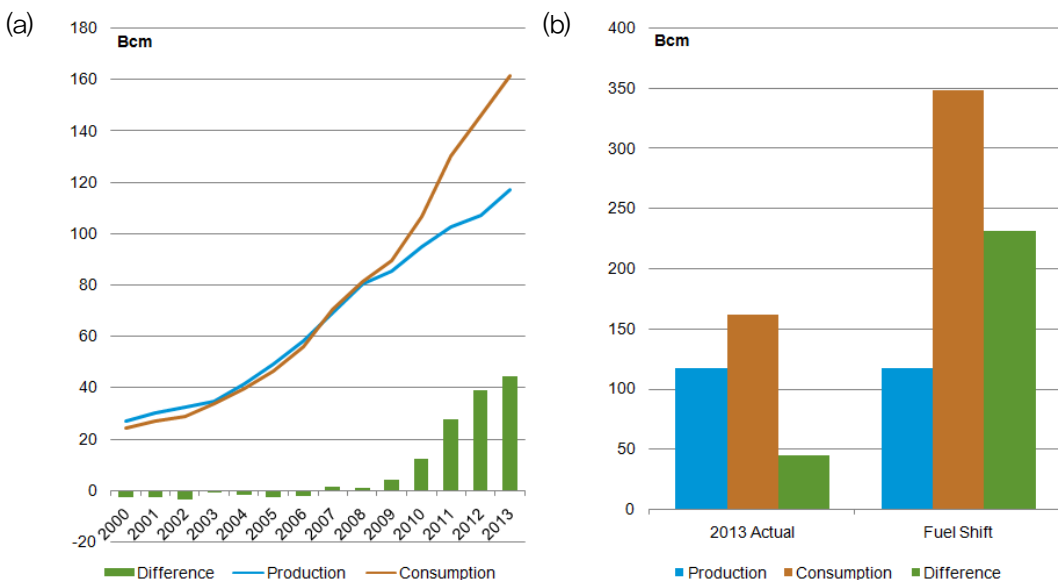
These severe environmental troubles have encouraged Chinese government to announce Climate Change Plan in September 2013. In this plan, Chinese government announced to prohibit construction of new coal power plants larger than 300 MW in provinces along east coast to promote fuel shift from coal to gas. It also requires small coal power plants for same customers to be converted to gas power plants, if their combined capacity is larger than 300 MW. Before the prohibition of new coal power plants, Chinese government had already declared their intention of fuel shift from coal to natural gas in the 12th Five-Year Plan published in 2012. Here they stated energy mix plan to cut coal portion in primary energy consumption down to 57% in 2020, which was 67% in 2013. At the same time, natural gas portion is planned to rise up to 11% in 2020 from 5% in 2013. In addition to this energy mix shift, coal power plants prohibition is expected to boost gas demand in China.



Sources: JOGMEC, *Oil & Natural Gas Review* (2013.09), JOGMEC, *Resources Report* (2014.02.19)

Figure 4. (a) China energy mix announced in 12<sup>th</sup> Five-year plan  
(b) New coal power plants prohibited provinces

As examined so far, China has been traditionally dependent of coal. But it is now shifting its focus to natural gas in energy mix, and it would inevitably lead to gas demand increase. Due to lagging production behind consumption hike, China has turned into net importer since 2007, and dependency on foreign natural gas in was 44,6 Bcm in 2013. Without domestic production boost, it will quickly become heavily dependent of import on gas supply until 2020. For a brief idea, let us remind that Chinese gas demand was 145.5 mmtoe as 5.1% of total primary energy consumption, (Table 4 above) To compute pure impact of energy mix change, let us assume no change in energy production and total of primary energy consumption. Assuming fuel shift is done in line with the Five-Year Plan, natural gas consumption will skyrocket to 313.8 mmtoe or LNG 257 mmt (or 348.7 Bcm) even without any effect of coal power plants prohibition. It is equivalent to increase in foreign dependency of 187 Bcm (LNG 136,5 mmt) because actual number was 44.6 Bcm. Considering energy consumption growth and regulation effect, the demand–supply gap will be even larger as the demand is currently overpacing the production, Thus, Chinese government’s previous shale gas production target of 100 Bcm can be interpreted as an attempt to reduce foreign dependency of gas that is expected jump up.



Source: Author’s calculation based on BP Stat (2014) and 12th Five-Year Plan

Figure 5. (a) China gas supply and demand, (b) Fuel shift effect



---

#### IV. 특집논단

After downward adjustment of the target and its likely meet, then what will be the next choice of China? The last year's China–Russia long–term pipeline gas import contract should be the answer. As reported widely, there have been two long–term contracts between them, and one contract was concluded last year of 38 Bcm for 20 years. The other one is now under discussion, and the volume is reported as 30 Bcm with possible adjustment. Given current confrontation between Russia and western countries, the second contract would, if signed, have significant meaning as stronger Sino–Russo link, in terms of energy geopolitics. At the moment, the second contract is taking longer than initially expected, and the volume adjustment contains still some uncertainty. Here again, simple calculation gives us another intuition on the negotiation underway. Original shale gas target was 60–100 Bcm, and now down to 30 Bcm. It means that China needs to secure another 30–70 Bcm. Given the first contract of 38 Bcm, the remaining requirement is now –8–32 Bcm. Thus currently reported 30 Bcm makes sense. However, it is reported that the volume of second contract is still open to change. It implies that China is not sure about both how much their domestic shale gas will be realized, and the Chinese gas demand will grow in the future. Therefore, these two elements will continue to play a role to adjust the volume of upcoming second contract which will cement energy link between China and Russia.

This paper so far has reviewed status of Chinese shale gas development, energy situation, and recent political movements for secure of alternative supply source. China government originally attempted to count on shale gas development to slow down foreign dependency, given energy policy for fuel shift from coal to natural gas. But unfortunately its target was too far to reach in short period. This supply gap has led China to long–term pipeline gas import from Russia, which is considered as an important step to energy linkage between them. The remaining uncertainty in shale gas development will be the key factor to set how much additional link between them will come into play in the global energy market. In this sense, Chinese shale gas development will continue to be an important factor, not as only energy supply source, but also as geopolitical mean in the future.

## References

- BP. 2014. *BP Statistical Review of World Energy 2014*
- Hart Energy. 2014. *E&P Magazine*, 2014,08,17
- Hart Energy. 2015. *E&P Magazine*, 2015,01,13
- JOGMEC. 2013. *Oil & Natural Gas Review*, 2013,09
- JOGMEC. 2014. *Resources Report*, 2014,02,19
- Oil & Gas Journal, 2012,03,05
- Oil & Gas Journal, 2014,10,06
- Platts, 2014. 4. 22
- Reuters, 2014,12,29
- Shale Gas International, 2014,10,21
- Sinopec, *Press Release*, 2014.03.24, 2014,12,22
- Wall Street Journal, 2014,07,09
- Washington Post, 2014,02,02

## 셰일가스가 국내 가스산업에 미치는 영향

김 정 유 | 포스코에너지 사업개발본부 팀장

### 1. 서론 : 왜 셰일가스 혁명이라고 하는가?

중국, 인도 및 개발도상국을 포함한 신흥국은 막대한 인구와 경제성장 속도를 자랑하고 있다. 특히, 중산층(하루 US\$ 10~100 소비 가능한 계층)이 2030년까지 약 30억 명으로 급격한 성장을 보일 것으로 예측되고 있는데, 이는 미국인구의 8배에 해당하는 수치이다. 이러한 중산층의 소비패턴에 따라 에너지 등 도시인프라의 투자가 불가피한 실정이다.

그러나 도시인프라의 근간이 되는 에너지 연료인 천연자원은 갈수록 채굴이 어려워지고 있다. 1948년에 발견된 사우디 Ghawar 유전은 현재 총 650억 배럴을 생산하고 있으나, 브라질 Petrobras가 2007년 30년만에 발견한 자사 최대유전의 매장량은 Ghawar 유전 대비 1/5 수준이며, 해안으로부터 180마일 이격되어 있는 심해유전으로 개발비용만 최대 1,000억 달러에 달한다. 이렇게 희소 가치가 높아지는 천연자원으로 인해 에너지 가격은 지난 12년 간 450%, 구리 등 광물자원의 가격은 300% 상승하였다. 이러한 원자재의 가격 상승으로 빈부격차는 더 벌어졌으며, 경제는 저성장을 거듭하고 있는 실정이다.



※ MGI Commodity Price Index (1999-2001 = 100)

그림 1. 최근 10년 내 급증한 자원가격

과거 인류 발전은 낮은 생산성 위기 극복을 위하여 노동의 효율화를 극대화한 1차 산업혁명과 산업화, 도시화 위기극복을 위한 자본의 효율화 중심의 2차 산업혁명을 거쳤고, 이제 3차 산업혁명은 혁신적 자원

개발 기술을 보유한 기업에 의한 자원의 효율화를 주도하고 있다. 자원혁명을 주도한 혁신가는 다름아닌 셰일가스 혁명의 아버지라고 불리는 George P. Mitchell이다. 그는 수압파쇄공법, 3D 지질물리영상 및 IT제어 드릴링 기술의 선구자로 1990년대 후반 셰일가스 상용개발에 성공하였고 2002년 Devon Energy에 회사를 35억 달러에 매각하였다. 이후 Devon Energy의 수평시추기술과 융합됨으로써 본격적인 셰일가스 개발에 박차를 가하기 시작하였다.

셰일가스 개발에 따른 주요 영향을 살펴보면 다음과 같다. 첫째, 미국 천연가스 총 생산량 중 셰일가스의 비중이 2011년 20%에서 2035년 46%로 2배 이상 확대될 것으로 예상된다. 둘째, 헨리허브 스팟거래 가격이 2000년 9달러에서 2011년 약 3달러로 1/3수준으로 감소하였다. 셋째, 미국은 세계 최대 산유국인 Saudi America를 꿈꾸며 에너지 독립국 전환을 목표로 하고 있는데, 이미 셰일가스로 인해 천연가스 가격하락이 시작된 2009년경부터 건성가스전(Dry well)의 셰일가스 생산증가 속도를 늦추고 습성가스전(Wet well)에서 타이트 오일과 셰일가스를 동시에 생산하고 있다. 2009년 2,500 배럴이던 타이트 오일 생산량이 2012년 200만 배럴로 급증함으로써 미국은 2020년 세계 최대 원유 생산국으로 부상할 것이라 전망되고 있다. 특히 타이트 오일 생산으로 인해 원유수입 비율이 2010년 54%에서 2035년 27%로 낮아지면서, 타이트 오일이 셰일가스와 함께 미국을 에너지 독립국으로 전환시킬 매개 역할을 충분히 하고 있다고 보고 있다.

상기와 같이 2008년을 전후로 셰일가스 생산량이 급증하여 2012년 약 2억 톤에서 2040년에는 4억 톤으로 전망치가 계속 증가하고 있다. 또한 비전통자원 관련 일자리는 2012년 210만에서 2020년 330만으로 확대되고 향후 석유화학 설비 신규투자 규모는 1,170억 달러로 발표되는 등 가히 이러한 사실들이 혁명이라 해도 과언이 아닐 지경에 이른 것이다.

## 2. 셰일가스 개발로 인한 LNG 시장 변화

### 2.1 LNG 시장 환경의 변화

셰일가스의 개발 붐으로 인해 세계 LNG 시장은 확연한 변화 양상을 나타내고 있다. 첫째, 사업형태의 변화이다. 과거에는 주로 중동, 동남아, 러시아 등 일부 산유국을 중심으로 가스전을 개발한 후, 액화기지로의 배관망을 통해 가스를 이송하여 지정된 수요자의 필요물량을 장기간 동안 LNG로 생산·판매하였다. 그러나 북미 셰일가스 등 비전통 가스의 개발·생산이 본격화되자, 기존의 가스전 개발, 생산, 판매 등이 통합된 사업구조에서 벨류체인 상 가스전 개발, Feed gas 인입 등과 같은 Up-stream과 액화기지로의 육상 가스 이송, 수출을 위한 가스 액화, 수요처로의 액화 가스 해상 수송 등과 같은 Middle-stream 별로 분산화된 사업구조로 변화하고 있다.

둘째, 사업참여자의 변화이다. 전통적인 LNG 사업은 초기 투자비가 높고 장기간의 프로젝트 건설공정 소요 등으로 인해 대규모 자본지출이 가능한 메이저 기업 또는 산유국의 국영 석유사 중심의 소수, 대형 기업 위주였으며, 그들에 의한 시장 주도로 진입장벽이 타 산업에 비해 무척 높았다. 그러나 셰일가스

---

#### IV. 특집논단

등 비전통 가스개발 활성화에 따라 밸류체인 상 사업영역별 분산추진이 가능함으로써 자본 집중화가 감소되었으며, 수많은 에너지, 엔지니어링 중견기업들의 사업 참여 기회가 다양화되었다.

셋째, LNG 단기거래, 즉 Spot의 활성화이다. 일본의 후쿠시마 원전사태, 유럽 금융위기 등 예상치 못한 사건으로 인해 LNG 시장에서 일시적인 수급 불균형이 발생하면서 신속적인 LNG(Flexible LNG) 물량이 증가하는 등 현물거래를 포함한 4년 미만의 단기거래가 활성화 될 것으로 전망된다. 또한, 과거에는 생산물량 전망에 대해 매매계약을 체결한 이후 액화플랜트 프로젝트가 추진되었으나, 현재는 액화플랜트 기술이나 인수기지 설비기술의 발달로 인하여 생산능력 이하의 장기계약 체결 시에도 프로젝트를 추진하고 있다. 이 때, 사업참여자들은 미계약 잔여 물량에 대해 지분계약 및 자가계약(Self-contracting)을 체결하게 되고 이러한 장기계약 미체결 물량(Flexible LNG)은 장기계약 구매자가 나타날 때까지 모두 현물거래나 단기거래를 통해 처분되며, LNG시장도 이러한 물량들을 효과적으로 수용할 수 있게끔 단기거래 시장이 활성화 될 것이다.

넷째, 가격 결정방식 등을 포함한 LNG 거래방식의 변화이다. 전통적인 거래방식(그림 2)은 LNG 구매자가 LNG 플랜트 사업자와 SPA(Sales & Purchase Agreement)를 체결하여 LNG를 20년 간 장기 구매하는 형태이다. 또한 유가연동(Japan Customs-cleared Crude: JCC, 일본 수입통관 원유 평균가격) 가격공식 적용 및 약정물량 의무인수(Take-or-pay), 도착지지정조항(Destination Clause) 등 경직된 계약조건이 주류를 이루고 있다. 그러나 최근 북미 셰일가스 개발로 인한 한국가스공사의 美 Sabine Pass LNG 및 SK E&S의 美 Freeport LNG 구매사례에서는 변화된 가스 거래방식을 발견할 수 있다(그림 3). 즉, LNG 플랜트 사업자와 Capacity Holders(또는 LNG Sellers)가 액화플랜트에서 생산되는 필요 LNG 물량을 분할하여 처리할 수 있도록 액화가공위탁계약(Tolling Agreement)을 체결하는 구조가 등장하게 되었다. 이때, Capacity Holders는 각자의 액화가공위탁 물량에 해당하는 Feed gas를 Up-stream의 가스전을 보유하거나 거래시장에서 자체 확보하여야 하며, 가스이송에 필요한 파이프라인 또한 자체 건설하거나 별도로 이용계약을 체결해야 할 의무가 있다. 그리고 또 하나의 구조는 Capacity Holders가 자체 마케팅을 통해 LNG 구매자를 확보한 후, SPA를 체결하여 확보한 LNG 물량을 판매하는 것이다. 이를 Resale 방식이라고도 한다. 각각의 이해관계자 별로 살펴보면, LNG 플랜트 사업자는 LNG 액화설비를 건설하고 Tolling Agreement에 의거하여 Capacity Holders로부터 20년간 고정물량에 대한 Tolling fee로 투자비를 회수하게 된다. 그리고 Capacity Holders는 자기 소비용으로 가스를 사용할 수도 있고 제3의 LNG 구매자를 확보하여 LNG를 판매할 수도 있다. 이때, Capacity Holders로부터 가스를 구매하는 구매자들은 DES(Delivery Ex-ship, 착선인도조건)가 아니라 FOB 형태로 가스를 들여오게 된다.

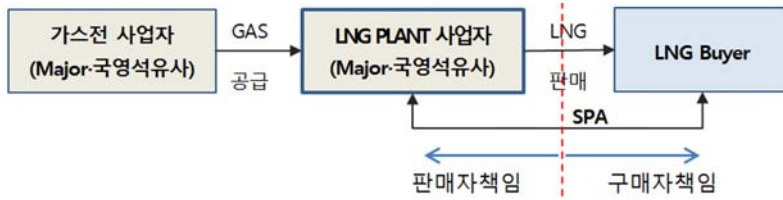


그림 2. 전통적인 LNG 거래방식

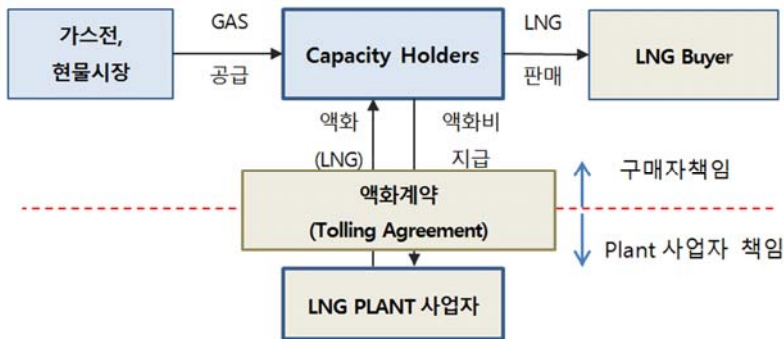


그림 3. 비전통적인 LNG 거래방식

## 2.2 아·태지역을 중심으로 한 LNG 수요 전망

한국, 중국, 일본을 중심으로 한 전 세계 LNG 수요는 2013년 2.4억 톤에서 2030년에는 5.3억 톤으로 2배 이상 증가가 예상되며, 시장 규모는 2030년 기준 약 415조 원에 이른다. 동 기간 동안 아·태지역 LNG 수요는 1.8억 톤에서 3.7억 톤으로 약 2억 톤 증가할 것이며, 시장 규모는 2030년 기준 290조 원에 달할 것으로 예상된다. 즉, 전 세계 LNG 수요시장 대비 아·태 지역의 시장규모는 약 70%에 육박한다.

특히, 아·태지역 LNG 수요 성장의 견인차 역할을 담당할 것으로 예상되는 중국의 수요는 2013년 1.8억 톤에서 2030년 3.7억 톤으로 증가할 것으로 예상된다. 또한, 향후 10년 간 GDP 성장률이 5% 이상 예상되고 인구증가에 따른 전력수요 증가로 가스발전 잠재력을 보유한 태국, 필리핀 등 동남아 지역이 향후 해외 가스사업 진출의 주요 타겟으로 급부상하고 있다. 따라서 향후 LNG 수요 성장을 주도하는 동남아 국가를 중심으로 Flexible LNG 물량의 유입이 활발해 질 것으로 전망되며, 이로 인해 극동지역의 아시안 프리미엄이라는 LNG 高價구조가 상대적으로 약화될 것으로 보인다. 그 이유는 일본의 Big Buyer 간 연합(Tokyo Gas 및 KOGAS간 공동구매협의, Chubu전력 및 TEPCO간 공동 연료조달을 위한 전략적 제휴 등)이 실질적으로 이루어지고 있기 때문이다. 여기에 러시아는 유럽向 PNG 구도에서 점차 극동아시아를 우선순위로 하여 점진적으로 동남아까지 가스 수요처를 확대해 나갈 전략을 가지고 있다. 우리나라 또한 러시아 PNG 프로젝트 협상 재개가 점쳐지고 있으며, 블라디보스톡에서 LNG를 수입하는 것도 적극적으로 검토할 가치가 있을 것이다.

### 3. 발전용 LNG 직도입계약

#### 3.1 구매자 입장에서의 발전용 LNG 직도입계약 접근 방법

우리나라 정부는 1997년부터 규제완화 차원에서 발전회사가 자가소비 목적의 천연가스를 수입할 수 있는 “직도입 제도”를 마련하였으나, 현재 실질적으로 2건이 도입되어 운영 중이다. 2008년 10월, 공공기관 선진화 계획의 일환으로 정부는 천연가스 도입 도매·부문 신규 공급자 허용을 통한 경쟁도입, 발전용 물량에 대해 우선 경쟁도입 후 산업용으로 경쟁범위 확대, 경쟁물량에 대하여 총 예상수요 중 가스공사 기 계약분을 제외하되 가스공사 및 신규 판매 사업자 간 도입경쟁 실시방안 제시, 도입·도매 부문이 수평분할 대신 신규진입을 통한 경쟁도입 실시 등에 대하여 활발한 논의를 진행하였다. 그 후 2009년, 「도시가스사업법 개정안」을 제출하여 “발전용 천연가스 사업자 제도”를 신설하려 하였으나 불발에 그쳤다.

발전사업자별 장기 LNG 직도입의 경우, 가스공사에 비해 LNG를 저렴하게 확보하는 것이 발전소의 이용률을 높이는 데 결정적인 조건이라고는 하나, 기준이 되는 가스공사 장기LNG 계약의 평균가격 전망을 정확하게 예측할 수 없는 상태에서 LNG 직도입 가격이 저렴하다고 하는 것은 문제가 있으므로, 그 명분이 약화될 수 있다. 또 하나의 문제점은 현 변동비 반영시장(Cost Based Pool: CBP) 하에서 직도입이 확대된다면 연료비가 가장 저렴한 발전기가 계통한계가격 (System Marginal Price: SMP) 간 차이만큼 가져가게 되는데, 직도입을 통한 발전사업자가 많아질수록 그 마진폭은 점점 줄어들게 되어 결국 직도입에 따른 직접적인 효익이 많이 줄어들 것이라는 점이다. 그리고 현 연료변동비 반영 전력시장 하에서는 피크 수요를 공급하는 LNG 발전기의 이용률 예측이 어렵기 때문에 결국 연간 평균 도입 계약 물량보다 실제 사용량이 적어지게 된다. 따라서 이를 계약상 감량조건으로 조치할 수 없을 경우, 잉여물량에 대한 처분이 직도입사업자에게는 큰 부담이 될 수 밖에 없다.

최근 셰일가스 붐에 따른 LNG 시장 패러다임의 근원적인 변화에 따라 민간 발전사업자를 중심으로 직도입에 총력을 집중하고 있는 것은 사실이다. 그러나 패러다임이 변화되고 있는 작금의 상황에 전통적인 LNG 단순구매를 통한 직도입은 최선의 방법이라 할 수 없을 것이다.

SPA(Sales & Purchase Agreement)에 의한 LNG 구매 계약 시, 직도입을 추진할 경우 구매자에게 부과되는 리스크 요인은 다음과 같다. 첫째, 계약물량에 대한 의무인수조항이 예전에 비해 완화는 되었지만, 구매자 의무사항으로 요구되고 있다. 둘째, 도착지제한 조건 또한 완화된 것은 사실이지만, 원래 지정한 도착지에 대한 불가항력(Force Majeure) 발생, 예기치 못한 기술적 결함 발생 등에 해당될 경우에만 도착지를 다른 지역으로 지정할 수 있다. 셋째, 구매자 자의에 의한 물량조정 권리의 제한이다. 가스 구매 계약은 일반적으로 20년 이상 장기간 수급을 해야 하므로 수요처의 일정 소비물량 예측이 불가능하다. 따라서 구매자는 수요 변화에 기반하여 공급사에 연간 평균 계약물량 대비 물량을 줄일 수 있는 감량권(Downward Quantity Tolerance: DQT)과 증량권(Upward Quantity Tolerance: UQT)을 요구할 수 있어야 하지만, 실제로 그 수량이 극히 제한적이다. 예를 들면, 감량권의 경우, 허용하는 범위가 1년에 1카고, 계약기간 동안 누적 감량허용 카고가 6카고 등 그 물량이 너무 적다. 공급사 입장에서는 감량권을

최소한으로 부여하는 전략을 취하고 있으며, 특히 증량권의 경우, 공급사가 구매자의 도입물량을 상회하는 물량을 추가로 공급해 주어야 하는 의무를 지게 되기 때문에 거의 대부분 계약서에 포함하는 것을 꺼리는 실정이다.

최근 미국 셰일가스 개발 붐에 의해 이전과 다른 새로운 형태의 SPA가 등장하였는데, 그것은 Tolling Agreement를 체결한 Capacity Holder가 제3자에게 물량을 판매하는 경우이다. 그러나 이 방식 역시 여러 가지 문제점이 존재한다. 제3자에게 물량을 판매하면서, Capacity Holder는 향후 자신의 과실이 아닌 LNG 플랜트 사업자의 운영상 가동정지, Feed gas 공급중단 등이 발생했을 경우, Capacity Holder의 책임 하에 복구조치를 우선 시행하기는 하지만 이에 대한 책임의무 중 일부를 정량화하여 제3자인 구매자에게 전가시키는 것이 대부분이다. 즉, mmbtu당 일정금액을 책정하여 Risk Fee 형태로 부과하는 것이다. 또한, 액화플랜트에 인입하는 Feed gas의 조달의무는 Capacity Holder에게 있는데 일반적으로 이를 구매자에게 전가한다거나, Non Force Majeure Events라는 조항을 설치하여 우리나라 구매자와 상관없는 FTA 비체결 국가에 대한 수출 승인을 미국 정부로부터 받지 못하는 경우, 대부분의 수출 프로젝트를 지연하는 등의 문제가 발생하게 된다. 그런데 이 때, LNG 플랜트 사업자가 부담하는 지연 리스크를 Capacity Holder에게 일부 전가하고, Capacity Holder는 다시 이 중 일부를 구매자에게 전가하는 조건도 포함되어 있다. 그리고 프로젝트 가동 이후 4년 이내 정상조업 도달 이전 점진적 플랜트 가동을 증대기간을 설정함에도 불구하고 4년 이후 시점에 목표한 정상조업에 의한 생산량 대비 50%를 하회할 경우, 4년이라는 기간이 경과했다는 이유로 Capacity Holder가 구매자에게 원래 공급하기로 한 물량을 대체하여 공급하는 의무가 사라지게 된다. 이상 살펴보았듯이, 북미 셰일가스 판매를 기반으로 한 SPA는 Tolling Agreement의 권리와 의무를 토대로 만들어지기 때문에 유가 산정방식 대비 헨리허브 가격산정 방식이 저렴하다고 하지만, 비가격적인 측면, 특히 액화플랜트 인입가스의 공급실패, 액화플랜트의 비정상적인 운영 등 Force Majeure 등에 의한 리스크 발생 시 이에 대한 책임이 구매자에게 미래의 영향력으로 어떻게, 얼마나 크게 다가올지 등을 정량적으로 산정하기가 상당히 곤란하다. 따라서 북미 셰일가스를 대상으로 최초로 SPA로 LNG를 직도입하는 우리나라 발전사업자의 경우, 단순히 가스공사보다 저렴하게 도입하는 부분에만 사업성을 집중할 경우, 미래의 예측 불가능한 리스크 발생 시 직도입 사업 존폐에 이르는 잠재적인 위험도 있음을 직시해야 한다.

종합해보면, 직도입을 하는 국내 발전사가 구매자로서 해외 공급사를 대상으로 계약을 협상하는 경우, LNG 시장은 지극히 배타적이고 시장원칙에 의해 움직이기 때문에 암묵적인 구매자별 차등계약이 현실적으로 불가능한 구조를 가지고 있다. 결국, 가스공사보다 저렴한 LNG를 구매하는 목적에서 직도입을 추진하는 것은 좋지만, 발전기 가동패턴을 반영할 경우 과부족 물량에 대한 처리가 민감하여, 가스공사로부터 안정적인 물량을 공급받는 것이 최선의 대안이라고 접근하는 사람들도 있다.

하지만, 우리는 직도입을 발상의 전환적인 측면에서 다른 방식으로 접근해 볼 수 있다. 그것은 바로 직도입을 통한 LNG 사업개발 기회를 찾을 수 있다는 것이다.



---

## IV. 특집논단

### 3.2 직도입을 기반으로 한 LNG 사업 개발 방법론

북미 셰일가스 개발 붐에 따른 LNG 시장의 지각변동으로 인해 가스 생산 물량이 점점 증대됨에 따라 공급사는 전통적으로 세계 가스 수입물량의 75%를 차지하고 있는 아·태 지역의 수요 선점에 관심을 기울이지 않을 수 없게 되었다. 특히, 일본과 한국의 발전용 LNG 수요는 전통적으로 발전소 수명을 고려할 때, 20년 장기계약과 도시가스 수요패턴 대비 계절성 등 수요편차가 심하지 않아 매력적인 수요로 인식되고 있다.

그렇다면, 이러한 매력적인 수요패턴에 더하여 공급사 입장에서 구매물량의 값어치를 얼마로 가능할 수 있을까라는 생각을 해볼 수 있다. 예를 들어, 발전효율 40%, 가동률 50%인 1,000 MW LNG 발전소에서 연간 약 70만 톤의 LNG를 소비한다고 하자. 통상 계약기간 20년, 가스공사 평균 도입가격(DES 기준)을 US\$ 15/mmbtu로 가정할 시,  $US\$ 15/mmbtu \times 51.7 mmbtu/톤 \times 700,000 톤 \times 20년$ 으로 계산하면, 약 US\$ 100억이며, 어림잡아 원화로 환산한다면 10조원, 연간 5,000억원이 된다. 만약에 우리나라의 어느 발전 사업자가 직도입으로 이러한 구매계약만 체결하였다면, 과연 성공한 프로젝트라고 할 수 있을까? 공급사의 입장에서는 이보다 더할 나위 없는 수입원은 없을 것이다. 그러면, 구매자 입장에서는 이렇게 매력적인 장기 LNG 수요처를 단순 구매계약 체결로 완결 지을 것인가? 이제는 LNG시장이 달라졌다. 구매자에게도 충분히 이렇게 값진 LNG 수요처를 무기로 충분히 LNG사업을 주도적으로 영위할 수 있게 되었다. 그럼 어떻게 LNG 사업을 주도적으로 영위할 수 있을까?

LNG 사업의 단초를 제공하는 것은 역시 Down-stream, 즉 수요처이고, 그 수요처가 자가수요처이면 더 확실한 LNG 사업진출 기반을 구축하게 된다. 발전원가의 90% 이상을 연료비가 차지하고 있는 실정에서 타 발전 사업자 대비 경쟁력 있는 직도입이 성사될 경우, 우리나라 발전시장의 특성상 연료비 보상 뿐만 아니라 추가 기대수익까지 챙길 수 있었다. 그러나 앞으로 신규 LNG 발전소가 시장에 대거 참여하고 LNG 직도입이 지금보다 보편화된다면, 언급한 그런 효익을 향수하지 못하게 되는 것은 자명하다. 그래서 지금부터라도 LNG 발전소는 Profit Center가 아니라 Consuming Center로 전환해야 한다는 인식 전환이 필요하다.

따라서 LNG 소비처인 LNG 발전소에 가스를 공급하기 위해 다양한 LNG Sourcing을 위한 해외 LNG Trading 법인을 설립할 필요가 있다. 해외 LNG Trading 법인을 통해 LNG 공급이 가능한 해외 수출 프로젝트 Sourcing의 다양화를 실현시킬 수 있고, 확보한 가스를 국내에 공급할 시, 시장환경에 따라 헨리허브, 유가연동, 하이브리드(헨리허브 방식과 유가연동 가격결정방식을 Mix) 중 유리한 가격방식을 적용할 수 있으며, 수요자의 구매계획 물량 대비 과부족 발생 시 제3자에게 물량처분이 가능하게 되어 LNG 수급 상 발생할 수 있는 운영 상 리스크를 경감해 주는 완충역할 수행이 가능하다.

또한, 최근 미국 셰일가스 수출 프로젝트 중 연간 가스 생산량이 200만 톤 이하의 중소규모의 프로젝트도 쉽게 접할 수 있다. 이러한 프로젝트의 경우, 100만 톤 규모의 구매자가 어느 정도 binding된 구매 의사를 피력하면 투자 의사결정을 할 수 있어 구매자 주도의 프로젝트 EPC 업체, 에너지 강제 수출 등 그룹사 시너지를 일으킬 수 있다. 따라서 LNG 사업개발 기회를 용이하게 발굴하는 단초가 바로 LNG 수

요물량이라 할 수 있다. 그리고 북미 이외의 LNG 개발 프로젝트에서도 장기간의 가스 수요처를 제공할 경우, 추가 투자 없이 상류자산의 소수지분도 보유할 수 있는 방안을 제시하기도 한다.

즉, 종전 우리나라의 LNG사업은 가스공사 주도하의 일방적인 독점사업으로 추진 중 일부 규제완화 차원에서 자가사용 목적으로 직도입이 허용되어 왔다. 그러나 가스공사 체제하의 극소수의 민간 사업자가 주도하는 직도입은 그 확장성에 제약조건이 많았던 것이 사실이다. 그래서 LNG사업을 추진한다 하더라도 누가 장기 LNG계약을 가스공사보다 저렴하게 도입하느냐에 초점이 맞추어져 왔고 장기계약이 체결되면, 도입 운영상 부족물량 발생의 경우, Spot시장에서 LNG를 구매하는 업무가 고작이었다. 따라서 지금 부터라도 LNG 직도입을 계획하는 민간회사는 단순 구매차원의 장기계약 체결 이후에 LNG 사업 확장 가능성을 타진하기보다는 매력있는 LNG 수요 물량을 기반으로 경쟁력 있는 가스 도입과 그러한 좋은 무기를 활용한 LNG 사업기회를 동시에 모색하고 발굴하는 방향으로 나아가야 할 것으로 판단된다.

#### 4. 결론

2013년 9월 30일, 산업통상자원부 제1차관 주재로 “세일가스용 소재, 생산시스템 개발 및 테스트베드 사업” 참여기업 CEO 간담회가 개최되었다. 동 간담회에는 석유공사, 가스공사 등 에너지 기업을 중심으로 포스코, 현대제철, GS건설 등 철강 및 엔지니어링 업체 CEO들이 참석하였다. 여기에서 착안할 점이 있다. 국내 철강, 엔지니어링 사들은 세일가스 등 비전통 에너지 개발시장에 진출할 수 있는 교두보를 마련할 수 있을 것으로 기대한다는 점이였다. 보수적인 고급 에너지 강재 시장 진출을 위해서는 강관 및 관련 기자재, 엔지니어링 기술의 패키지 공급과 Track record 확보가 필수적인데, 국내 강관사는 그동안 기술, 제품의 현장 시공능력을 판단할 수 있는 사용실적이 없이 메이저 기업에 직접 납품하지 못하고 전량 유통상을 통하여 거래를 하고 있다는 것이였다. 물론, 고강도, 고내식 소재·강관 개발 및 drilling 장비, 수처리 기술개발 등 기자재·엔지니어링 등 패키지 기술개발과 개발된 제품, 기술을 석유공사, 가스공사 등 에너지 기업이 개발 중인 해외광구에 적용한다는 계획이 현실감이 떨어진다고 볼 수도 있겠으나, 필자는 에너지 기업을 중심으로 추진되는 세일가스 붐이 틈틈이 간 협력사업으로 발전할 수 있다는 점에 상당히 고무적이라고 생각한다.

흔히들 미국은 기회의 땅이라고 한다. 그러나 실제로 미국 시장에서 외국제품을 판매할 경우, 반덤핑 제소가 너무나 빈번하여 현실적으로 쉽지 않다. 지금 우리는 기회의 땅에서 에너지 개발뿐만 아니라 연관된 에너지 강재, 엔지니어링 기술도 묶어서 진입하고자 정부와 민간기업이 하나가 되어 각고의 노력을 경주하고 있다. 필자도 미국과 아직 우리에게는 낯설지만 캐나다의 LNG 프로젝트가 기회로 다가오고 있음을 실감하고 있다. 보다 장기적인 안목에서 LNG 수요를 기반으로 한 LNG 수출 프로젝트 추진을 주도하고, 그와 더불어 우리나라 기자재, 철강산업과 연계한다는 것이 이론이 아니라 현실로 다가오고 있음을 자신있게 이야기할 수 있다. 이제 기회는 누구에게나 다 주어졌다. 앞으로의 에너지 산업의 발전을 위해 진취적인 걸음을 내딛느냐 부정적인 입장에서 현실에 안주하느냐는 우리 손에 달려 있다 하겠다.

---

## IV. 특집논단

### 참고문헌

Heck, S. and M. Rogers. 2014. "Resource Revolution: How to Capture the Biggest Business Opportunity in a Century"

이호무. 2014. "셰일가스 혁명의 세계가스시장 영향". 에너지경제연구원

주영근. 2013. "셰일혁명 제2막, 타이트 오일". 포스코경영연구소

장기윤. 2014. "민간 LNG 직도입 확대, 가스산업 선진화 신호탄인가?". 포스코경영연구소

유재국. 2013. "천연가스 직도입 확대가 가스 및 전력시장에 미치는 영향". 국회입법조사처

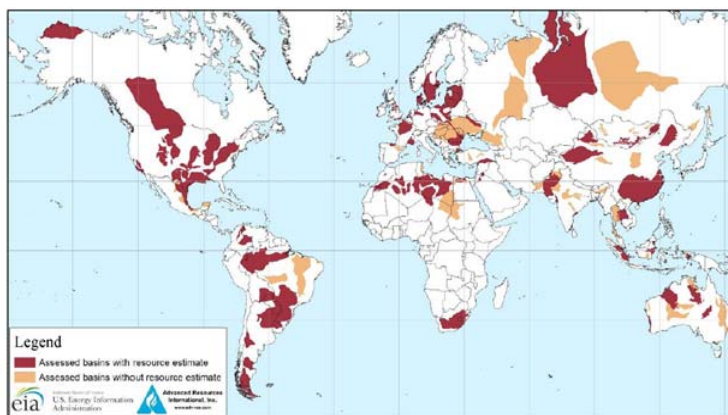
# 셰일가스 개발과 에너지 산업의 변화

성 동 원 | 한국수출입은행 해외경제연구소 선임연구원

## 1. 서론

셰일가스는 비전통 가스의 일종으로 특정 지역에 집중적으로 매장되어 있는 전통 가스와는 달리 넓은 지역에 걸쳐 연속적인 형태로 분포되어 있는 특징을 갖는 천연가스이다. 특이한 매장형태로 인해 높은 개발비용 등의 이유로 기존의 전통 가스 생산방법으로는 개발되지 않았으나 2000년대 후반 기술혁신으로 경제성이 획기적으로 향상됨에 따라 미국을 중심으로 생산이 급증하고 있어 전 세계의 이목이 집중되어 왔다.

셰일가스가 주목받고 있는 가장 큰 이유로는 풍부한 매장량을 들 수 있다. 미국 에너지정보청(Energy Information Administration: EIA)이 2013년 5월 발표한 세계 셰일가스 자원량 평가 결과에 따르면 기술적으로 채굴 가능<sup>1</sup>한 셰일가스 매장량은 7,299 Tcf<sup>2</sup>로 추정이 되는데 이는 세계 천연가스 매장량의 약 32% 수준에 달하는 막대한 양이다. 게다가 전통 석유·가스 자원이 중동, 러시아 등 일부 지역에 편중되어 매장되어 있는 것과 달리 셰일가스는 미국, 중국 등 거대 에너지 소비국을 비롯하여 전 세계에 고르게 분포되어 있어 에너지 안보 차원에서도 매력적이라 할 수 있다(그림 1 참조).



출처 : EIA (2013)

그림 1. 세계 셰일자원 분포

1 기술적으로 채굴 가능한 매장량(Technically Recoverable Resources): 경제성과 무관하게 현재 기술로 생산가능한 양  
2 Tcf (Trillion cubic feet) : 조 입방피트

#### IV. 특집논단

본고에서는 최근의 셰일가스 개발 동향 및 셰일가스 생산 확대가 에너지 산업 전반에 미치는 파급효과에 대해 살펴보기로 한다.

## 2. 셰일가스 개발 동향 및 전망

### 2.1 개발동향

셰일가스는 세밀한 진흙이 수평 퇴적한 암석층(셰일층)에 존재하는 천연가스로서 그 존재는 이미 1800년대에 알려져 있었다. 미국에서는 1970년대부터 정부가 셰일가스 등 비전통가스 개발과 관련한 R&D 자금 지원과 세제 혜택을 제공하여 개발을 촉진하였으나, 기존의 수직시추 방법으로는 셰일가스 포집이 어렵고 상업적 경제성이 낮아 생산량이 극히 적었다. 셰일가스 생산을 위해 상업적인 수압파쇄법을 처음으로 시도한 것은 1982년 미국 독립계 기업 Mitchell Energy인데, 이 회사는 1999년에 상업적인 수압파쇄법에 성공하였다. 이후 수평시추, 수압파쇄 등 혁신적인 기술이 안정화되면서 2000년대 말부터 회수율이 과거 10% 수준에서 40%까지 증가함에 따라 미국에서 셰일가스 개발·생산이 급격히 확대되었다. 이에 따라 미국 전체 가스 생산량 중 셰일가스 비중이 2009년 14%에서 2012년 40%로 급증하였다. 과거에는 미국 중소·중견규모의 독립계 기업을 중심으로 셰일가스 개발이 추진되어 왔으나, 2000년대 후반부터 메이저 석유기업, 아시아 국영석유기업들이 기술력이 뛰어난 독립계 기업의 M&A를 통하여 셰일가스 관련 자산 확보에 적극 나서고 있는 상황이다(표 1).

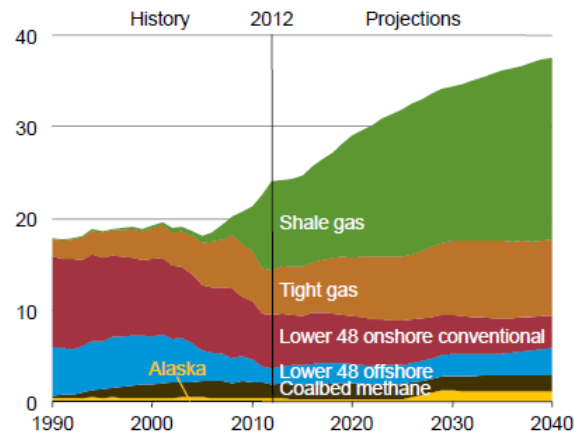
표 1. 2013년 이후 주요 셰일자산 매매 현황

연도	매도회사	매수회사	대상 셰일자산	거래액(억\$)	비고
2013	Hess	Sanchez Energy	Eagle Ford	2.65	\$1.92억 손실
2013.01	Pioneer	Sinochem	Wolfcamp	17	
2013.02	Apache	YPF	Vaca Muerta	8.52	
2013.02	Chesapeake	Sinopec	Wolfcamp	10.2	
2013.11	GeoSouthern Energy	Devon	Eagle Ford	60	
2013.12	EnerVest	QEP	Permian	9.5	
2014.01	Hess	-	Utica	9.24	
2014.05	Shell	Sanchez Energy	Eagle Ford	6.39	
2014.06	Enduring Resources	American Energy Partners (AEPB)	Permian 분지	25.0	
	East Resources 등		Utica/Marcellus	17.5	
2014.10	Chesapeake Energy	Southwestern Energy	펜실바니아, 웨스트 버지니아 셰일자산	54.0	추진중
2014.10	Chevron	Kufpec	Duvernay 셰일플레이 지분 30%	15	

출처: Petronet, 글로벌 E&P동향(2014년 10월 5주)

## 2.2 향후 전망

미국의 셰일가스 생산량은 2012년 9.7 Tcf에서 2040년 19.8 Tcf로 지속적으로 증가하여, 동 기간 미국 천연가스 총 생산량 중 셰일가스가 차지하는 비중은 40%에서 53%로 확대될 것으로 전망된다(그림 2). 향후 미국의 정치·경제·안보적인 측면에서 볼 때 셰일가스의 적극적 개발이 지속될 가능성이 높다. 즉 셰일가스 개발은 고용 창출, 제조업 부흥 및 수출 확대 등 경기회복에 긍정적 효과가 있을 뿐만 아니라 에너지 안보 확보 차원에서도 미국 내 생산 확대 지속의 필요성이 증가하고 있다.



출처: EIA (2014). "Annual Energy Outlook 2014"

그림 2. 미국 가스생산 추이 및 전망 (단위: Tcf)

물론 최근 유가하락으로 미국 셰일자원 생산이 위축될 것이란 의견도 제기되고 있다. 실제로 미국 셰일 기업 중 자금사정이 양호하지 않은 기업들 중심으로 자본투자 감축, 셰일시추 건수가 줄어들고 있는 것으로 나타나고 있다. 그러나 셰일개발 관련 기술발전 속도가 매우 빨라 생산 효율성이 좋아지고, 더불어 셰일자원 손익분기 유가도 빠르게 하락하고 있어, 당분간은 셰일자원 생산량 증가가 지속될 전망이다. EIA는 미국 셰일오일 생산증가가 2040년까지 지속될 것이라는 전망을 한 바 있다. 그러나 미국 텍사스 오스틴 대학에서는 EIA 전망이 지나치게 낙관적인 전망이라고 지적하며, 생산증가가 2020년까지 지속될 것으로 예측하였다. 이처럼 기관에 따라 생산증가가 지속되는 기간에 대해서는 이견이 있으나, 당분간 증가한다는 점에서는 일치하고 있다.

미국 외 지역인 중국, 유럽 등지에서는 환경파괴, 수자원 및 인프라 부족 등의 문제로 셰일가스 생산이 본격화되기까지 장기간이 소요될 전망이다. 중국은 2020년경 연간 약 0.918 ~ 1.165 Tcf의 가스 생산을 기대하고 있으나 기술 수준 및 전문인력 한계, 인프라 및 수자원 부족, 장거리 수송 등으로 상업적 경제성 확보까지는 상당 시간이 소요될 것으로 보인다. 중국 셰일자원이 주로 주거 지역에 분포하고 있어 비거주 지역에 셰일자원 부존이 집중된 미국과 달리 개발 과정에서 환경오염 등에 대한 주민들의 반발 가능성도 존재한다. 유럽은 셰일가스 생산에 따른 환경오염 이슈로 인해 비교적 규제가 약한 폴란드 등 동

#### IV. 특집논단

유럽 중심으로 생산이 증가할 것으로 보인다. 한편 미국 광물자원 소유가 개인에게 귀속되는 반면 유럽은 정부에 귀속되기 때문에 유럽에서 개발할 경우에는 토지 소유자와 더불어 정부와도 협의가 필요하다. 또한 복잡한 지질구조, 대규모 개발부지 부족, 천연가스 공급망을 장악하고 있는 기업들의 비우호적인 태도 등도 개발 장애요인으로 작용할 가능성이 높다.

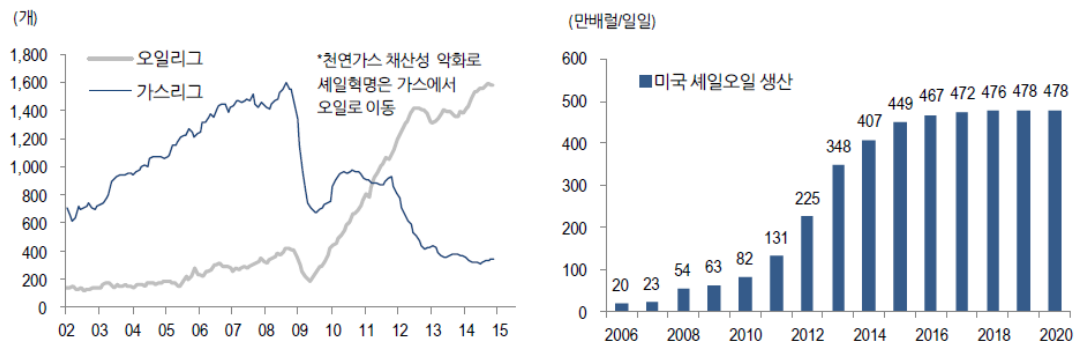
### 3. 에너지 산업에 미치는 영향

#### 3.1 석유산업

##### 3.1.1 원유생산 증가

미국에서 생산되는 셰일가스 대부분은 발전용 연료로 사용되고 있는데, 가격경쟁력과 친환경성을 강점으로 석탄 발전을 대체하고 있어 향후 석탄 수요 감소에 영향을 끼칠 것으로 보인다. 한편 천연가스가 유의미하게 석유 수요를 대체하기까지는 장기간의 시간이 소요될 전망이다. 석유의 주 수요처인 운송용을 대체할 수 있는 천연가스 차량(Natural Gas Vehicle: NGV) 시장이 아직 초기 단계에 있기 때문이다. 그러나 셰일혁명이 타이트오일<sup>3</sup>(셰일오일)의 생산증가로 이어지며 석유 공급측면에 영향을 끼치고 있다. 셰일가스 생산 확대에 따른 천연가스 가격 급락으로 채산성이 악화됨에 따라 가스 생산 중심에서 액체성분(타이트오일, NGL 등) 비중이 높은 셰일자원 개발생산에 집중하여 셰일오일 공급이 증가했기 때문이다.

미국에서 가동 중인 가스리그(시추설비) 수는 2008년 1,486개에서 2014년 11월 350개로 급감한 것에 반해 동기간 오일리그 수는 379개에서 1,578개로 증가하였다. 또한 셰일가스 생산기술의 진보에 힘입어 셰일오일 생산단가가 배럴당 50~80 달러 수준으로 하락하였다. 이에 따라 미국 셰일오일 생산량은 2008년 54만 b/d에서 2012년 200만 b/d로 2013년에는 350만 b/d로 연평균 45%씩 급증하였다(그림 3).

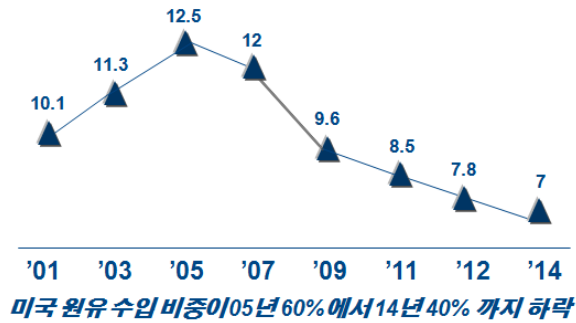


출처: Baker & Hughes, Bloomberg 등; 토러스 투자증권(2014) 재인용

그림 3. 미국 셰일혁명, 가스에서 오일로 확산

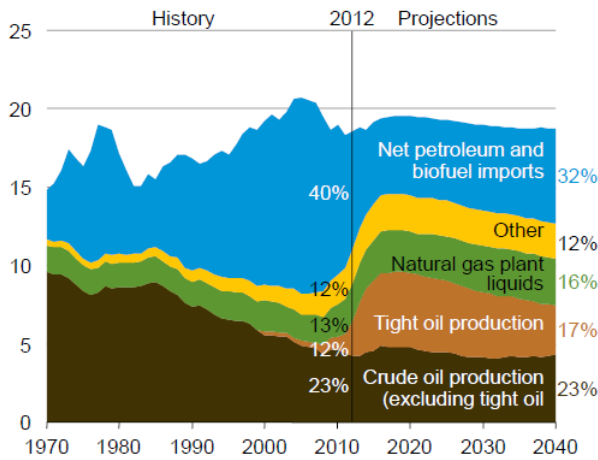
3 타이트오일은 투수율(permeability)이 낮은 지층(셰일층, 사암층, 탄산염암층 등)을 모두 포함하는 타이트한 지층에 존재하는 비전통 석유를 포괄하는 개념이나, 타이트오일 대부분이 셰일오일에서 생산되고 있어 셰일오일을 의미하는 용어로 혼용되고 있음

미국은 셰일오일 생산량 증가에 힘입어 원유 생산량이 약 40년 만에 증가세로 전환되어 2014년 900만 b/d를 넘어섰다. 이에 따라 미국 원유수입량도 지속적으로 감소하여 25년 만에 최저치로 떨어질 것으로 보이며, 원유 수입비중이 2005년 60%에서 2014년 40%로 하락하였다(그림 4). 또한 기술적으로 채굴 가능한 타이트오일 매장량은 3,450억 배럴로 세계 원유 매장량의 약 10%를 차지하여 향후 개발 잠재력이 매우 클 것으로 평가된다. 셰일가스과 마찬가지로 타이트오일 역시 미국을 중심으로 생산 증가가 지속되어 2020년경 미국이 사우디아라비아를 제치고 세계 1위의 석유생산국으로 부상할 전망이다(그림 5).



출처: EIA(Energy information administration)

그림 4. 미국 원유 수입량 변화 (단위: 백만b/d)



출처: EIA(2014). "Annual Energy Outlook 2014"

그림 5. 미국 원유 생산량 동향 및 전망(1970-2040) (단위: 백만b/d)

미국의 원유수출 규제도 완화될 것으로 예상되어 국제 원유시장에서 공급자로서의 미국의 위상이 강화될 것으로 보인다. 1970년대에 겪은 석유파동으로 인해 미국은 1975년 에너지정책보호법을 제정하여 미국 내에서 생산된 원유 수출을 제한하였다. 예외적으로 상무부의 특별승인을 득한 경우에 한해서 원유 수



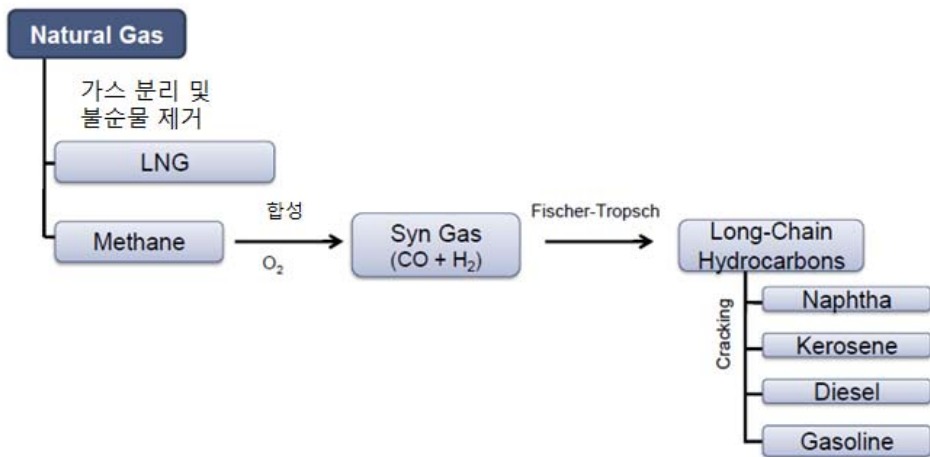
#### IV. 특집논단

출이 가능했다. 최근 셰일오일 생산 증가와 미국 내 정제능력의 한계로 공급과잉에 이르자, 미국 내에서는 원유 수출 자유화에 대한 논쟁이 여전히 있음에도 불구하고, 원유수출 규제 완화 움직임이 나타나고 있다. 2014년 6월 24일 텍사스 소재 PNR(Pioneer Natural Resources)와 EPP(Enterprise Products Partners) 등 2개의 에너지 기업에게 칸텐세이트 수출면허를 발급한 데 이어 범대서양무역투자동반자협정(TTIP), 환태평양경제동반자협정(TPP) 대상국에 대한 수출 허가를 추진 중에 있다.

미국 외에 러시아, 중국, 아르헨티나 등도 타이트오일 개발에 적극적이거나 인프라, 기술수준 등의 한계로 생산이 본격적인 궤도에 오르기까지 장기간이 소요될 전망이다.

##### 3.1.2 GTL(Gas-to-Liquid) 제품 생산 확대

GTL 플랜트가 천연가스 가격 하락 및 기술 발전으로 경제성을 확보함에 따라 생산규모가 급증할 전망이다. GTL은 천연가스 처리 공정을 통해 디젤, 납사, 가솔린 등의 합성석유제품으로 전환하는 것으로, 생산 제품은 자동차, 항공기 연료 등으로 사용된다(그림 6). 그 동안 GTL은 중동 등 가스가 풍부하고 저렴한 일부 지역에서만 경제성이 존재하였다. 남아공 Sasol 등이 이미 1990년대부터 GTL 플랜트를 가동하고 있으나 대규모 투자비가 필요하고, 유가 하락 시 경제성 악화 리스크 등으로 소규모 플랜트 중심으로 운영해 왔다. 그러나 최근 북미 셰일가스 붐과 함께 GTL 분야의 기술 개발 속도가 빨라지고, 투자가 증가하면서 건설비가 낮아지고, 수익성은 상승하였다. 통상적으로 GTL 플랜트는 유가가 배럴당 100달러, 천연가스 가격이 mmBtu당 6달러 이하 수준일 때 경제성이 존재하여 북미 천연가스 가격이 mmBtu당 3~4달러 수준을 지속할 경우 관련 플랜트가 급증할 가능성이 높다.



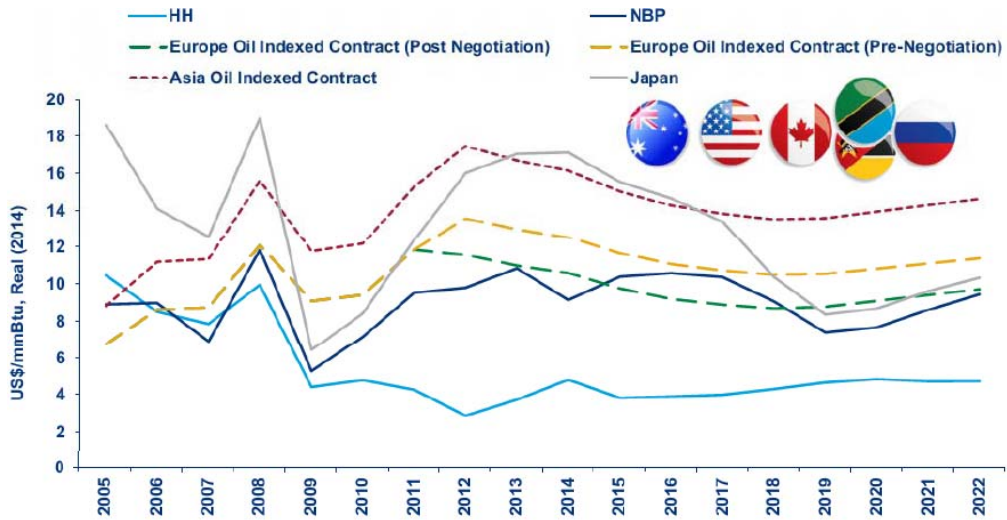
출처: Frost & Sullivan(2012)

그림 6. GTL 공정 개요

4 mmBtu(Million Metric British Thermal Unit) : 영국의 열량 단위로서 1파운드의 물을 대기압 하에서 1°F 올리는 데 필요한 열량

### 3.1.3 에너지 가격

북미 지역은 셰일가스 생산 급증, 역외 수출 제한 등에 따른 공급 과잉으로 천연가스 가격이 mmBtu 당 3달러 대로 크게 하락하여 아시아, 유럽 지역과의 가격 격차가 확대되었다(그림 7). 가스의 경우 원유와 달리 운송 등에 제약이 많아, 역내 거래 중심으로 이루어져 지역별로 가격이 형성되는 특성을 가지기 때문이다.

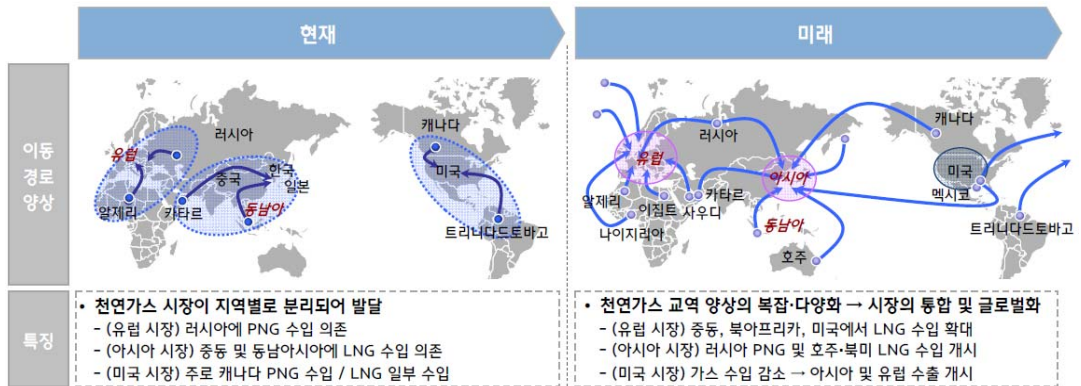


출처: Argus, Datastream, NYMEX, Wood Mackenzie, 한국가스공사 재인용

그림 7. 최근 지역별 천연가스 가격 추이 및 전망

미국 천연가스 가격 약세로 인해 최근 셰일가스 시추가 감소하고는 있으나 이미 투자된 프로젝트들로 인해 급격한 감산은 어려운 실정으로 단기적으로 북미 지역 공급과잉 상황이 지속될 전망이다. 미국은 1970년대부터 에너지 안보를 이유로 자국산 에너지 보호 의식이 강하여 역외 수출을 제한해 왔으나 최근 미국 내 천연가스 공급과잉으로 인해 2011년 이후 일부 LNG 수출 프로젝트를 허용하고 있다. LNG 수입 터미널 업체인 Cheniere의 Sabine Pass 프로젝트를 포함하여 십여 개가 넘는 LNG 수출 프로젝트들이 진행 중에 있다. 미국 내에서 LNG 수출에 대한 찬반론이 여전히 대립하고 있는 가운데 2012년 말 미 에너지국(Department of Energy: DOE)은 LNG 수출이 미국 경제에 더 이익이라는 연구보고서 결과를 발표하는 등 2017년 이후 LNG 순수출국으로 부상할 것이라는 전망이 제기되고 있다. 2017년 이후 미국 셰일가스 기반의 LNG 수출이 개시되면, 역내거래에 한정되어 있던 천연가스 시장의 글로벌화가 진행될 전망이다(그림 8). 이에 따라 지역별 천연가스 가격 격차는 점차 해소될 것으로 전망된다.

#### IV. 특집논단

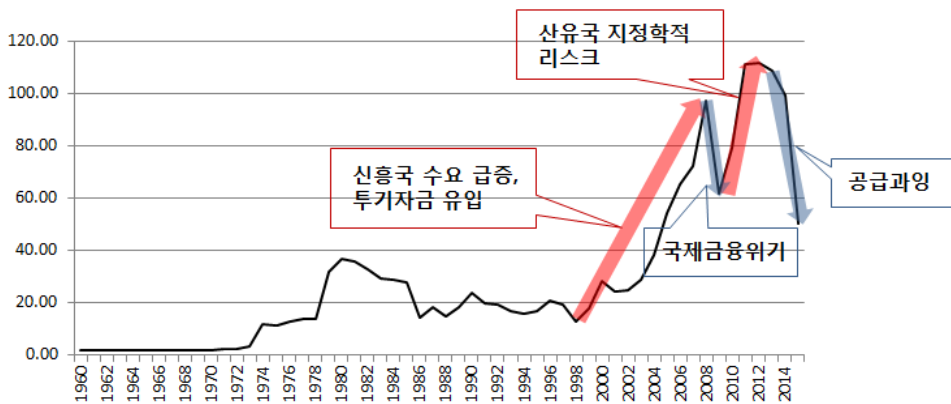


**“천연가스 교역은 역내 거래에서 글로벌 거래로 변화하는 추세”**

출처: EIA, 한국자동차산업연구소 재인용

그림 8. 셰일혁명으로 인한 천연가스 거래 변화 전망

앞서 살펴본 것처럼 미국 셰일혁명은 천연가스에 이어 원유생산 증가로 확산되어 천연가스 가격 뿐 아니라 유가 하락에도 영향을 끼치고 있다. 주요국 경기 둔화로 원유 수요가 침체되는 가운데 셰일오일 생산증가는 OPEC 감산합의 실패와 함께 국제유가 하락을 가속화시키는 공급과잉 요인으로 작용하여 2014년 하반기 이후 국제유가가 급락세에 있다(그림 9).



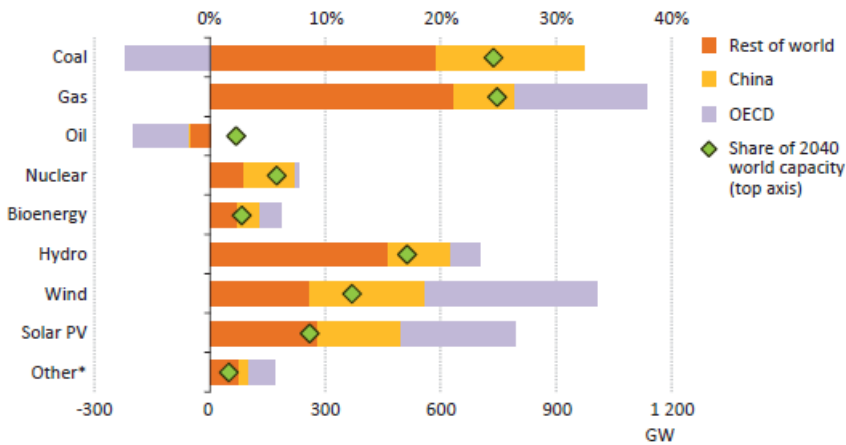
출처: BP, 한국수출입은행 작성

그림 9. 국제유가 추이

### 3.2 전력산업

#### 3.2.1 세계 전력산업 전망

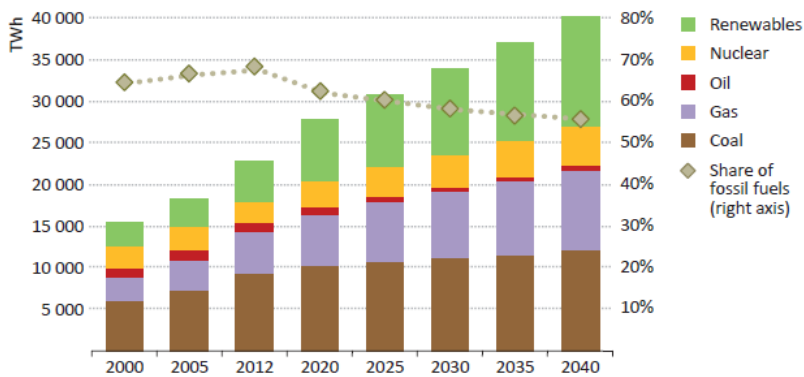
셰일가스 개발로 세계 가스가격이 안정화되고, 가스발전이 환경오염도가 낮아 OECD 국가를 중심으로 석탄발전을 대체하며 신규 가스 발전소 건설이 증가할 전망이다. IEA에 따르면 2013 ~ 2040년간 증설되는 발전용량 중 가스발전이 가장 높은 비중을 차지할 전망이다(그림 10). 2040년까지 전력생산량 기준으로 봤을 때 화석연료 비중은 감소하겠으나, 화석연료 중 유일하게 가스발전 비중은 2012년 22%에서 2040년 24%로 증가할 전망이다(그림 11).



\* Includes geothermal, concentrating solar power and marine.

출처: IEA(2014). "World Energy Outlook"

그림 10. 연료별, 지역별 발전용량 증설 전망(2013-2040)



출처: IEA(2014). "World Energy Outlook"

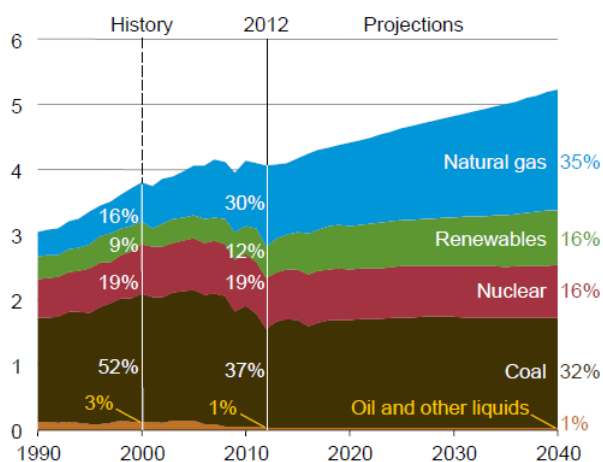
그림 11. 발전원별 세계 전력 생산량 추이 및 전망(2013-2040)

#### IV. 특집논단

##### 3.2.2 지역별 전망

###### 1) 미국

금융위기 이후 신재생에너지 투자 확대를 중점적으로 추진했으나 셰일가스 개발 이후 가스발전 비중 확대에 정책 방향을 전환하였다. 천연가스 수출 인프라가 없는 미국은 셰일가스 생산 확대에 따른 가스 초과 공급을 해소하기 위해 발전용 수요자에 낮은 가격으로 공급하였다. 가스발전 단가 하락은 가스발전 소 가동률 증가로 이어지고 있다. 미국 발전량 중 가스발전 비중은 2000년에는 불과 16%를 차지했으나 2012년 30%에서 2040년 35%로 증가할 것으로 전망된다(EIA, 2014). 이에 반해 석탄발전은 2012년 37%에서 2040년 32%로 감소할 것으로 보인다(그림 12). 향후 가스발전은 신재생에너지 발전의 상호보완적인 형태로 지속 성장할 것으로 보인다. 오바마 정부가 신재생에너지 산업을 정책적으로 지원함에 따라 태양광, 풍력 프로젝트는 지속적으로 증가할 것으로 예상되고, 가스발전은 전력수요 증가에 유연하게 대응할 수 있어 발전시간이 불규칙한 신재생에너지를 보완하면서 성장할 것이다.



출처: EIA(2014), "Annual Energy Outlook"

그림 12. 미국의 발전원별 발전량 비중 (단위: TWh)

이와 더불어 다수의 유틸리티 기업들이 가스발전소 건설을 추진하면서 석탄화력, 원전, 풍력 발전 프로젝트를 취소·연기하는 사태가 발생하고 있다. 2035년까지 신증설되는 발전 용량의 60%가 가스발전일 것으로 예상되며 가스발전의 경쟁력이 지속된다면 기존 발전인 석탄발전, 원전을 대체하고 가스발전의 대형화 및 기저발전화를 촉진할 것으로 보인다.

###### 2) 동북아시아

한국, 중국, 일본 등 동북아시아는 LNG 최대 수요처로 미국 Henry hub, 유럽 NBP와 같이 지역 가스 수급에 의해 가격이 결정되는 Trading Hub가 존재하지 않고, 유가 연동된 요금체계를 사용하여 가스

가격이 높다. 향후 셰일가스 개발 및 수출이 본격화되면 가스 수입국 다변화를 통해 장기적으로 LNG 가격이 하락할 것으로 보인다. 미국 가스 수출물량이 아시아로 수입될 경우 도입가격은 현재 중동으로부터 도입하는 가격 대비 하락할 수 있으나, 수송비 등 비용문제로 인해 유입되는 양은 제한적일 것으로 예상된다. 북미 셰일가스 개발은 동북아 시장에 큰 변화를 가져오지는 않겠으나 장기적으로 가격 결정구조가 유가 연동에서 천연가스 시장 연동으로의 변화가 기대된다.

### 3) 유럽 등

유럽은 단기적으로 석탄발전이 증가하나 장기적으로 가스발전 비중이 확대될 전망이다. 세계 경기 둔화, 미국의 석탄 순수출 급증, 낮은 탄소배출권 가격 등이 석탄 가격 하락 요인으로 작용하여 석탄발전소의 경제성이 향상되었다. 반면 가스발전의 경우 유럽 가스 가격 상당 부분이 유가 연동으로 책정되어 지난 몇 년간 유지된 고유가로 인해 가스발전의 경제성이 악화되어 가스발전소의 운전 중지가 증가하고 있다. 다만 장기적으로는 환경규제 강화, 원전폐쇄, 변동성이 높은 신재생에너지 발전에 대한 보완 수단 등 가스발전소의 매력도가 증가할 것으로 예상된다.

중남미는 경제성장으로 전력수요가 증가하고 있으나 가뭄으로 인해 주요 발전원인 수력 발전 가동률이 낮아짐에 따라 전력공급에 어려움을 겪고 있다. 브라질, 멕시코 등은 전력난 해소를 위해 가스복합화력발전 확대를 추진하고 있는바 향후 미국의 가스 수출과 맞물려 중남미 가스 발전이 확대될 것으로 보인다.

## 3.2.3 신재생에너지산업

### 1) 주요국 신재생에너지 발전전략

친환경발전인 신재생에너지 발전 비중은 현재 매우 낮은 상황이다. 저유가로 인해 신재생에너지 분야가 위축될 수는 있겠으나 중장기적으로는 정책주도 산업으로 지속적으로 확대될 것으로 보인다.

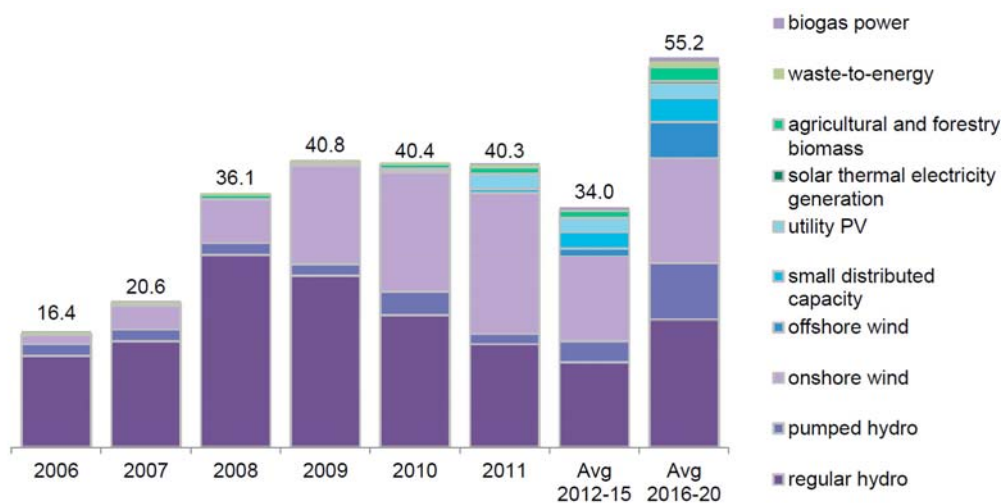
미국은 일자리 창출 및 에너지원의 다양화 등의 이유로 신재생에너지 육성에 대한 의지가 강하다. 신재생에너지 보급을 위해 세금공제 제도, 신재생에너지 의무사용 비율, 에너지성의 금융보증 등 다양한 지원 정책을 실시하고 있다. 재생에너지 전력생산 세금공제제도(Production Tax Credit: PTC)는 대표적인 지원정책 중 하나로 풍력발전의 경우 PTC를 통해 2012년 13.2 GW가 설치되었다. 투자세액공제(Investment Tax Credit: ITC)는 건설비용의 30%에 해당하는 비용을 돌려받는 제도로 특히 태양광발전이 수혜를 누리고 있다. 신재생에너지는 가스발전과 함께 2017년까지 신규 설치되는 미국 내 발전소 건설량을 양분할 것으로 보인다. 2011년부터 2017년까지 미국 사용연한이 다된 석탄 발전소는 48.3 GW, 효율이 떨어진 석유 및 가스 발전소 용량은 17.7 GW 규모이다. 이를 대체하여 가스발전이 29.7 GW 설치될 것으로 예상되며, 신재생에너지 발전도 20 GW가 설치될 전망이다.

중국 에너지성이 발표한 신재생에너지 5개년 계획(2011~2015년)에 따르면 중국은 2011년부터 2015년까지 160 GW 규모<sup>5</sup>의 신재생에너지를 신규로 설치할 예정이다. 중국은 연간 34 GW이상의 신재생에

5 수력 61GW, 풍력 70GW, 태양광 20GW, 바이오매스 7.5GW 설치 예정

#### IV. 특집논단

너지를 설치하여 2015년까지 충분히 목표를 달성할 것으로 예상된다(그림 13). 중국 정부는 2015년까지 설정한 신재생에너지 목표 달성을 위해 2011년부터 2015년까지 약 2,830억 달러(1.8조 위안)를 투입할 계획이다. 2015년 이후 2020년까지 추가로 276 GW가 설치되어 전체 설치량은 700 GW에 달할 것으로 보인다. 중국 에너지믹스에서 신재생에너지 역할 확대는 불가피할 것으로 보인다. 과거 경제 성장기에 석탄은 저렴한 에너지 공급원으로서 큰 기여를 하였으나, 여러 가지 부작용 또한 양산되고 있다. 중국의 대기오염 및 수질악화 등 환경오염 문제는 더 이상 방치하기 어려운 상황이다. 에너지 안보 측면에서도 신재생에너지가 각광을 받고 있어, 2020년까지 설정한 중국의 신재생에너지 목표는 큰 이변이 없는 한 달성될 것으로 예상된다.

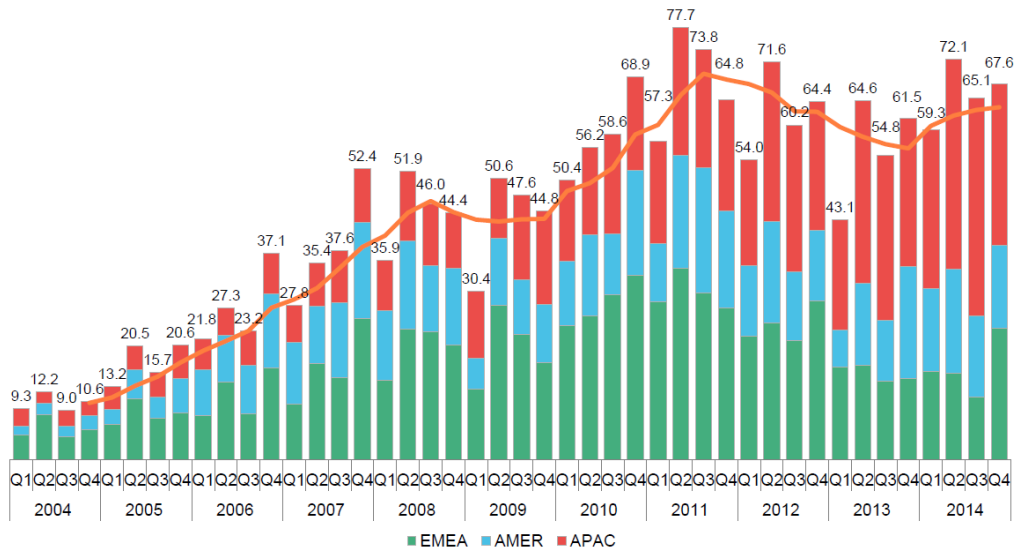


출처: New Energy Finance

그림 13. 2020년까지 중국 신재생에너지별 설치량 (단위: GW)

#### 2) 세계 신재생에너지 산업 투자동향 및 전망

세계 신재생에너지 투자액은 2011년 3,170억 달러로 역대 최고치를 기록한 이후 2012년(2,930억 달러)과 2013년(2,680억 달러)에는 감소하였다. 동 기간 투자액 감소는 규모의 경제 확보에 따른 생산단가 하락에 기인한다. 중국의 공격적인 설비 확장 등 2011년 이후 신재생에너지 산업은 극심한 공급과잉 상황에 놓였다. 이에 따라 연간 10% 이상의 신재생에너지 수요 증가에도 불구하고 제품 가격은 연 20% 이상 하락하였다. 그러나 제품가격 하락에 따른 경제성 향상은 다시 신재생에너지 발전 수요를 증가시키는 역할을 하여 2014년 세계 신재생에너지 산업에 대한 투자액은 3,100억 달러로 전년대비 16% 증가하였다(그림 14).



출처: New Energy Finance

그림 14. 세계 신재생에너지 산업의 투자 동향

2014년 분야별 투자액은 태양광 1,435억 달러, 풍력 974억 달러로 전체 신재생에너지 투자액의 78%를 차지한다. 2015년에도 세계 신재생에너지 산업 투자액은 증가세를 이어가 역대 최고치를 경신할 전망이다. 신재생에너지 수요를 주도하고 있는 미국 및 중국의 투자가 여전히 지속될 것으로 보이기 때문이다. 중국은 신재생에너지 산업의 주도권 확보를 위해 내수시장 활성화를 통해 자국 신재생에너지 기업에 대한 지원을 계속할 예정이다. 미국 역시 일자리 창출과 2016년 세금공제제도 만료 전 태양광 수요 집중으로 2015년에도 큰 폭의 태양광 수요 증가가 이어질 것으로 예상된다.

표 2. 주요지역별 신재생에너지 발전량

	신재생 에너지 발전량(TWh)				전체 발전량 중 신재생 에너지의 비중	
	2012	2020	2030	2040	2012	2040
OECD	2,219	3,039	3,996	4,893	21%	37%
미국	527	766	1,081	1,397	12%	27%
EU	788	1,136	1,447	1,712	24%	46%
비OECD	2,588	4,224	6,221	8,336	22%	31%
중국	1,010	1,933	2,646	3,209	20%	30%
인도	177	315	620	993	15%	26%
세계	4,807	7,263	10,217	13,229	21%	33%

출처: IEA(2014)



---

## IV. 특집논단

투자증가에 힘입어 세계 발전량 중 신재생에너지가 차지하는 비중은 지속적으로 증가할 것으로 보인다. 2012년 기준 세계 전력생산량 중 신재생에너지가 차지하는 비중은 수력발전을 포함하여 21%를 차지하는데, 2040년에는 33%로 증가할 것으로 전망된다. EU, 미국 등 OECD 국가와 중국, 인도 등이 신재생에너지 전력생산 증가를 주도할 것으로 보인다(표 2).

### 4. 시사점

이상으로 셰일자원 개발 동향 및 전망과 에너지 산업에 미치는 영향에 대해 살펴보았다. 셰일자원 생산 확대로 에너지 공급 다변화, 에너지 가격 하향 안정화 등 셰일혁명의 파급효과가 본격화되고 있으며 세계 에너지 시장에서 미국의 영향력이 점차 확대될 전망이다.

우리나라도 가스공사와 석유공사 등 에너지 공기업을 중심으로 북미 셰일가스 사업에 진출한 바 있다. 민간기업 중에서는 SK, GS에너지 등의 기업들이 셰일가스 사업을 추진 중에 있다. 하지만 최근 우리나라의 해외자원개발 성과에 대해 비판적인 시각이 지배적이고, 해외자원 개발 투자가 공기업 투자 축소 등으로 2012년 이후 감소세로 전환되는 등 셰일자원 개발 사업과 같은 해외자원 개발 사업이 위축되고 있다. 국제유가 역시 2014년 하반기부터 급락하여 2월 초 현재 배럴당 40달러 대를 기록하고 있다. 하지만 향후 고유가 시대에 대비하고, 에너지 안보를 확보하는 차원에서 최근 유가하락으로 인해 자산가치가 낮아진 해외 우량 셰일자산을 확보하는 기회로 삼아야 할 것이다. 셰일 개발사업과 같은 업스트림 산업은 에너지안보뿐 아니라 그 자체가 고부가가치를 창출할 수 있는 산업으로서 시장 진입을 위한 적극적 검토가 필요할 것으로 보인다.

한편 셰일자원은 에너지산업 뿐 아니라 조선산업, 석유화학산업 등 우리나라 기업들이 글로벌 경쟁력을 갖고 있는 연관산업에 대한 파급효과도 클 것으로 전망되고 있다. 따라서 연관산업 부문에서도 셰일자원으로 인해 변화될 중장기적인 에너지 시장 여건에 대한 선제적인 대응이 필요한 시점이다.

#### 참고문헌

강정화. 2015. “신재생에너지산업의 기회와 국내기업들의 해외진출 전략”

성동원 외 3인. 2013. “셰일가스가 주요 산업에 미치는 파급효과 및 대응전략” 『중점연구과제』, vol. 1, 한국수출입은행 해외경제연구소

토러스 투자증권. 2014. “미 셰일혁명과 유가 하락”

EIA. 2014. *Annual Energy Outlook 2014*

IEA. 2014. *World Energy Outlook 2014*

www.bnef.com

# 발전용 셰일가스 도입 환경 조성을 위한 규제완화 방안

이재덕 | GS EPS 상무 / 영업전략부부장

“셰일혁명”이 전세계 에너지 시장의 판도를 흔들고 있다. 가스에 대한 뉴스가 연일 헤드라인을 장식하고 셰일가스는 경제 성장과 국제 패권을 좌지우지하는 이슈 메이커가 되었다. 우리는 지금 에너지가 곧 국력으로 평가받는 시대를 살고 있다. 셰일혁명에 어떻게 대응하느냐에 따라 향후 10년, 20년의 에너지 안보가 좌지우지 될 것으로 예상된다. 특히 우리가 셰일혁명에 더욱 주목해야 하는 이유는 우리나라가 세계 1,2위를 다투는 천연가스 수입국이기 때문이다. 우리나라는 현재, 지속적인 생활환경 개선으로 인하여 가스 수요는 매우 높은 수준인 반면 자원빈국이라는 태생적 한계 때문에 대규모의 LNG(Liquefied Natural Gas, 액화천연가스)를 수입하여 사용하고 있다. 이 때문에 미국에서 시작된 셰일혁명은 태평양 건너 대한민국에 엄청난 파급효과를 야기할 것으로 보인다.

이와 관련하여, 본 글에서는 대량으로 천연가스를 소비하고 있는 발전산업 분야에서 셰일가스의 도입이 어떠한 효과를 발생시키는지 파악하고, 이를 적절한 기회로 활용하기 위한 방안을 모색할 것이다. 특히 셰일가스의 효과적인 도입을 위하여 반드시 필요한 정책지원 및 규제완화에 대하여 논의해 보기로 한다.

## 1. 추진 배경

전통적으로 가스 채굴 시에는 지층 간 이동에 의하여 한 곳에 집적되어 있는 가스를 수직으로 시추하는 방식을 사용하였다. 반면, 셰일층에 갇혀 넓게 분포하고 있는 가스는 기술과 비용 문제로 채굴이 불가능하였다. 그런데 ‘수평시추’와 ‘수압파쇄’라는 기술이 개발되어 셰일층에 갇혀있는 가스까지 뽑아 사용할 수 있게 되었는데 이를 셰일가스라 한다. 즉, 셰일가스는 새로운 개념의 “마법의 가스”가 아니라, 지금 우리가 난방을 하고, 음식을 요리하기 위하여 사용하고 있는 가스와 동일한 에너지로, 시추 지층만 상이하다고 할 수 있다.

그렇다면 셰일가스가 소위 “혁명”으로 이어진 원인은 무엇일까? 그 답은 셰일가스 시추 기술의 개발이 북미 지역에서 시작되었고, 이로 인해 미국 가스 생산량이 폭발적으로 증가했다는 점에서 찾을 수 있을 것이다. 셰일가스의 등장으로 인하여 미국 가스 수출이 가능해졌고 게다가 그 가격이 상당히 저렴한 수준으로 유지될 것으로 예상된다. 즉, 셰일가스로 인하여 저렴한 미국가스를 수입할 수 있는 기회가 마련된 것이다.

#### IV. 특집논단

## 2. 추진 현황

### 2.1 북미의 셰일가스 생산

미국은 가스 생산량에 비하여 가스 수요가 높아 해외에서 대규모 천연가스를 수입하고 있었기 때문에 셰일가스 개발에 매우 적극적이었다. 또한 미국 내 기존 배관망을 활용하여, 대규모 인프라 투자 없이 셰일가스를 상용화할 수 있었다. 미국은 강력한 에너지 안보 정책에 따라 1970년대부터 가스 수출을 제한해왔다. 그러나 셰일가스의 등장으로 미국 내 가스 생산량이 폭발적으로 증가하였고, 천연가스 수입국이었던 미국은 셰일혁명 이후 가스공급이 수요를 초과하는 상황을 겪게 된다. 급기야 2009년에는 세계 1위의 천연가스 생산국으로 등극하였고, 이에 힘입어 미국 정부는 가스 수출 정책을 급선회하여 2011년, 40년 만에 처음으로 천연가스 수출을 승인하게 되었다. 미국의 셰일가스 생산은 지속적으로 증가할 것으로 예상된다(그림 1, 그림 2).

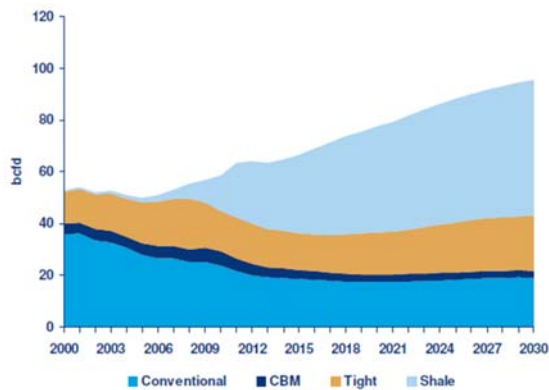


그림 1. 미국 가스타입별 공급량 전망

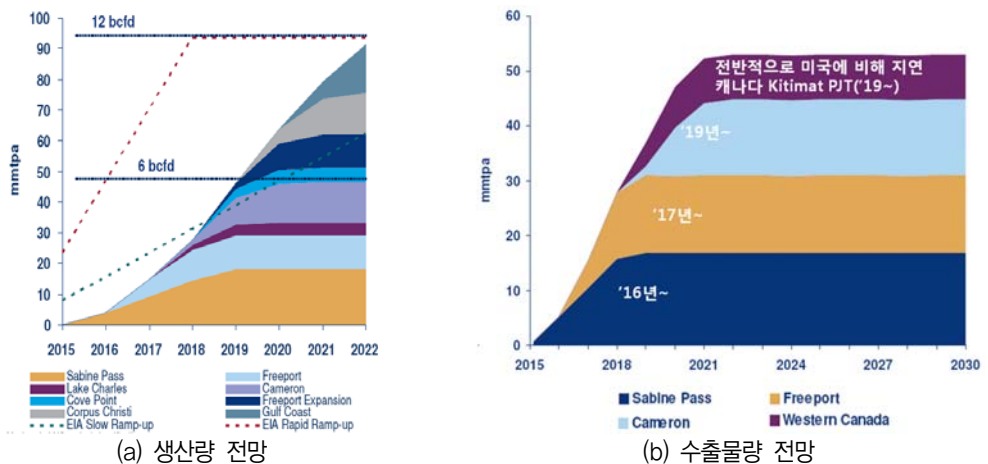


그림 2. 북미 주요 셰일 프로젝트의 수급 전망

천연가스는 막대한 수송 비용 및 소비 지역의 시장 특성으로 인하여 지역적 시장이 형성되어 있다. 따라서 전세계적으로 하나의 시장가격이 아닌 시장별 가격 지표가 운영되고 있는데, 미국 세일가스 도입가격은 주로 미국 내 천연가스 거래가격인 헨리허브(Henry Hub)에 연동되어 있다. 현재 미국 내 세일가스 공급 증가로 인하여 헨리허브가 매우 낮은 수준에 형성되어 있고, 향후에도 미국 정부는 경기부양을 위하여 헨리허브를 안정적인 수준으로 유지시킬 것으로 예상된다.

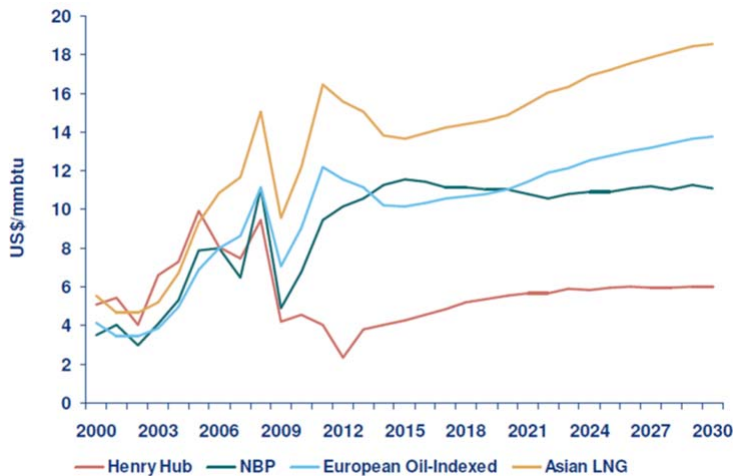


그림 3. 천연가스 시장별 가스 가격 인덱스 및 향후 가격전망

## 2.2 국내 전력시장의 구조적 특성

국내 발전사가 세일가스 도입을 적극적으로 추진하는 배경을 파악하기 위해서는 국내 전력시장의 구조적 특성에 대한 이해가 필요하다. 발전소들은 시시각각 변동하는 전력 수요와 동일한 양의 전력을 실시간으로 공급해야 한다. 현재 우리나라에서는 원자력, 석탄, 천연가스, 유류, 신재생 에너지 등의 발전기들이 전력을 생산하고 있다. 국내 도매전력시장은 비용기반 시장(Cost Based Pool: CBP)으로서, 1 kwh의 전력을 생산하기 위하여 각 발전기가 소모하는 변동비를 비교하여 가장 변동비가 낮은 발전소부터 가동을 시작한다. 즉, 저렴한 발전기가 더 많은 전력생산 기회를 갖게 되는 것이다. 가스 발전기의 경우 천연가스 가격이 원자력이나 석탄에 비해 높은 수준이기 때문에 전력수요가 높은 시간대에 한해 가동할 수 있다. 변동비를 비교하여 가동지시를 내리는 역할은 전력거래소에서 담당하고 있으며 모든 발전사는 해당 가동지시를 준수해야 할 의무가 있다.

#### IV. 특집논단

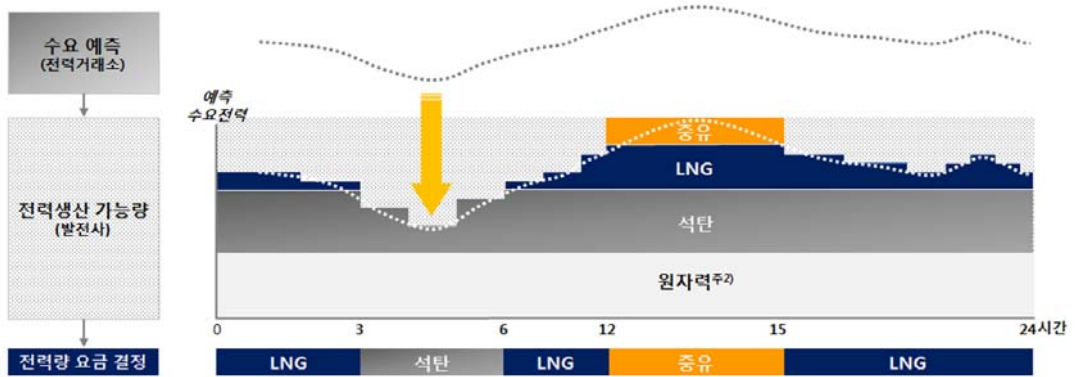


그림 4. 국내 전력시장 운영 메커니즘

가스 발전기 간에도 더 많은 가동 기회를 확보하기 위한 경쟁이 존재한다. 각 발전사가 자신의 변동비를 낮추려면 (1) 발전기의 효율을 높이거나, (2) 수요지 근처에 발전소를 짓거나 (3) 저렴한 연료를 사용해야 한다. 발전설비의 기계적 효율은 지속적으로 개선되기 때문에 타 발전기 대비 높은 효율 수준을 유지하는 것은 불가능하고, 한국에서 전력수요가 높은 도시 주변에 발전소를 짓는 것은 매우 어려운 일이기 때문에 앞의 두 가지 방법은 실현 가능성이 낮다고 할 수 있다. 따라서 가스 발전사가 변동비를 감축하기 위한 최선의 전략은 저렴한 연료를 도입하는 것이다. 국내 가스 발전사의 대다수는 한국가스공사로부터 가스를 구입하고 있다 그런데 한국가스공사는 국내 발전사에 대하여 동일한 요금을 적용하기 때문에, 한국가스공사를 통하여 연료를 조달할 경우에는 타 발전사 대비 저렴한 연료 확보가 불가능하다. 결국 가스 발전사가 경쟁력을 확보할 수 있는 유일한 방안은 해외에서 저렴한 천연가스를 직접 도입하는 것이라 할 수 있다.

일본 후쿠시마 사태 이후 글로벌 천연가스 수요가 증가하여, 저렴한 가스의 직도입은 불가능한 일로 여겨졌다. 그런데 최근 북미로부터 갑작스럽게 시작된 셰일혁명으로 인해 새로운 국면을 맞이하게 되었다. 미국 셰일가스 수출이 시작되면서 가스 발전사가 경쟁력을 확보할 수 있는 유일한 기회가 열린 것이다.

#### 2.3 국내 기업들의 셰일가스 수입

천연가스 개발에는 대규모의 자금이 소요되기 때문에 투자비의 안정적 회수를 위하여 통상 15~25년의 장기로 매매계약이 이루어진다. 따라서 셰일가스 도입 시, 장기간의 가격변동 등 다양한 리스크를 사업자가 고스란히 부담해야 한다. 이와 같이 막대한 리스크에도 불구하고, 국내 기업들은 발전용 연료로 활용하기 위하여 셰일가스 도입을 적극적으로 추진하고 있다. 한국가스공사는 우리나라에서 가장 먼저 미국 사빈패스 프로젝트로부터 셰일가스를 수입할 예정이다. 또한 민간 발전사는 미국 카메론과 프리포트 프로젝트로부터 셰일가스 수입을 추진하고 있다.

셰일가스 외에도, 광양발전소는 발전사로서는 최초로 2004년부터 인도네시아 가스를 직수입하여 발전소를 운영해왔다. 그리고 중부발전은 한전자회사로서는 최초로 2015년부터 천연가스 직수입을 시작하였다.

### 3. 발전사의 세일가스 직도입 파급효과

#### 3.1 국가 에너지 비용 절감

발전분야는 국내천연가스 수요의 막대한 부분을 차지하고 있다. 발전사의 세일가스 도입 시, 저렴한 연료로 전력 생산이 가능하기 때문에 국가 에너지 비용 절감이 가능하다. 따라서 정부에서는 국내 LNG 도입량 중 세일가스 비중에 대한 목표를 2017년 7%와 2020년 20%로 각각 설정하였다. 이를 위하여 2017년부터 북미산 세일가스를 도입하고, 향후 세일가스 가격이 현재와 같이 안정적으로 유지될 경우 2020년부터 가스공사 및 민간 직수입 물량을 포함하여 연간 800만톤 이상의 세일가스 도입을 추진할 계획이다.

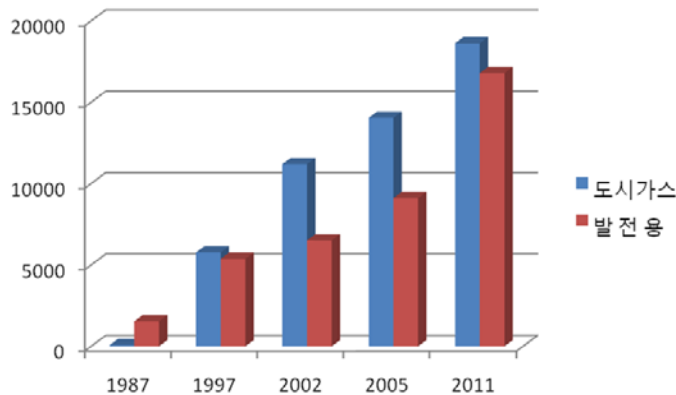


그림 5. 용도별 국내 천연가스 수요 추이

#### 3.2 전기요금 상승압력 억제

현재 우리나라 도매 전력시장에서는 해당 시간에 가동한 가장 비싼 발전기의 변동비를 전력시장가격(Systema Marginal Price: SMP)으로 설정하고, 모든 발전기는 자신이 생산한 전력량에 대하여 전력시장 가격을 적용하여 한전에 판매하고 있다. 그런데 한전의 전력 구매비용이 소매 전기요금에 완전히 연동되지 않기 때문에, 연료비 상승 시기에는 한전에 심각한 적자가 발생하는 구조적 문제를 안고 있다.

저가 세일가스 발전기가 전력시장에 참여할 경우 전력시장 가격이 인하되어 한전의 전력 구매비용이 감소하게 되고, 궁극적으로는 전기요금 상승압력을 억제하는 효과를 가져올 수 있다. 2014년 이전까지의 유일한 가스 직도입 발전소인 광양복합발전소 운영 실적에 의하면, 직도입에 따른 시장정산 절감액은 2006~2008년 평균 약 4,000억원에 이른다. 또한 향후 900 MW급 가스발전소가 저가 연료를 직도입할 경우, 연평균 1.5원/kWh의 전력시장 가격 하락효과가 발생하며(평균 전력시장가격 약 97원 기준), 이를 통해 연 평균 1조원 이상의 한전 전력구입 비용을 절감할 것으로 예상된다.

#### IV. 특집논단

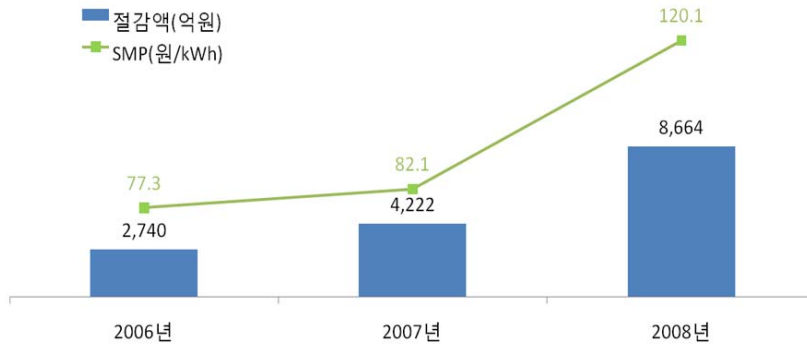


그림 6. 저가 LNG 도입에 따른 전력요금 절감 실적

우리나라 전력시장은 제한적인 경쟁체제를 유지하고 있어, 일부 사업자가 경쟁력 있는 가스를 도입할 경우 전력시장에 대한 기여도가 매우 크다. 특히 전력이 부족할수록 저가 가스 도입에 따른 전력시장가격 하락 효과가 확대될 것으로 판단된다.

#### 3.3 공급선 다원화를 통한 리스크 절감 및 협상력 증대

현재 우리나라의 경우 천연가스 도입처가 일부 지역에 편중되어 있어 해당 지역의 공급 차질 발생 시 국내 가스 도입단가가 급등할 수 있는 리스크가 존재한다. 실제로 예멘지역에 대한 가스 수출 터미널과 가스관 테러 공격으로 인해 가스 가격이 상승하는 일이 종종 발생하기도 하였다. 미국은 기존 전통가스 도입처에 비하여 지정학적으로 매우 안정적이라고 할 수 있다. 따라서 미국 셰일가스의 도입은 우리나라의 에너지 안보 및 가스 공급 안정성 제고에 기여할 것이다. 또한 우리나라는 가스 수요가 지속적으로 증가하는데 비해 공급선이 제한되어 있어 가스 구매계약 협상 시, 상대적으로 불리할 수 있는 상황이었다. 만약 미국을 대체 도입처로 확보할 수 있다면, 기존 전통가스 협상 시에도 유리한 계약 조건 및 가격 인하 등 협상력 증진이 가능할 것으로 판단된다.

#### 3.4 한·미 FTA 효과 적기 활용

미국은 천연가스 수출 승인 시, 미국 국내 시장 및 거시경제에 미치는 영향을 검토하여 승인 여부를 결정한다. 또한 승인 과정에서 미 의회의 정치적 입장이 크게 반영되기 때문에 이로 인한 승인 지연, 수출 물량 제한 등이 발생하기도 한다. 다행히, 미국과 자유무역협정(FTA)이 체결된 국가로의 가스 수출은 미국의 공익에 부합하는 것으로 자동 간주하여 비교적 신속하게 허가가 내려지고 있다. 우리나라의 경우 한·미 FTA가 체결되어 있어 천연가스 수출 승인 획득이 상대적으로 용이할 것으로 보인다. 또한 무관세이기 때문에 국내 도입가격 인하까지 가능하다.

미 정부가 40년 만에 천연가스 수출허가를 재개하였으나, 여전히 미국은 에너지 자원 수출에 보수적인 입장으로, 가스수출 전면 허용은 불가능할 것이다. 미국은 에너지에 대한 중동 의존도를 줄이고 저렴한

세일가스를 자국 제조업에 활용하고자 하기 때문이다. 미국 정부의 천연가스 수출 승인은 향후에도 제한적일 것으로 전망되므로, 한미 FTA를 효과적으로 활용, 적기에 세일가스 물량을 확보해야 한다. 우리나라와 LNG 수입에서 1,2위를 다투고 있는 일본의 경우, FTA 비체결국이라는 약점을 극복하기 위하여 한태평양 경제동반자 협정을 통하여 세일가스 확보에 주력할 것으로 보인다. 일본으로의 가스 수출이 본격화될 경우, 세일가스 물량 확보 경쟁이 더욱 심화될 수 있다.

### 3.5 석탄, 원자력 발전기의 사회·환경비용 절감

일각에서는 저렴한 세일가스를 도입하더라도, 석탄 발전기와의 변동비 역전이 어렵기 때문에 실제 도입 효과가 미미할 것이라는 부정적 의견을 제시하기도 한다. 그러나 국제적으로 환경규제가 점차 강화되고 있고 우리나라 역시 저탄소 시대에 대비해야 할 시기임을 감안할 필요가 있다. 천연가스의 온실가스 배출은 석탄의 절반 정도에 지나지 않는다. 따라서, 환경비용까지 고려한다면 세일가스 발전기의 효용성은 당장 눈에 보이는 숫자보다 훨씬 높을 것이다. 또한 일본 후쿠시마 사태 이후 원전에 대한 부정적 여론으로 인하여 원전 추가 건설이 쉽지 않은 상태이기 때문에 저렴한 가스에 대한 적기 확보가 더욱 절실한 상황이라 할 수 있다.

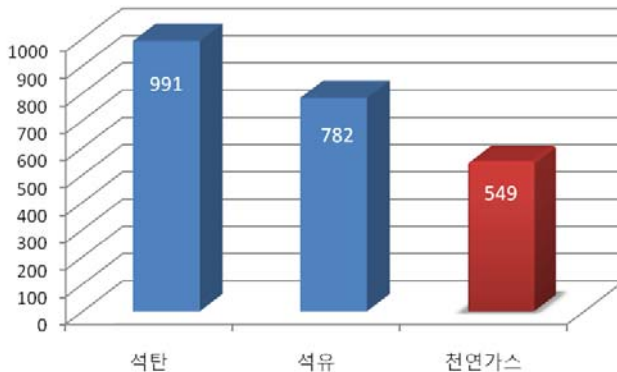


그림 7. 발전원별 이산화탄소 배출량(g-CO<sub>2</sub>/kWh)

## 4. 정책지원 및 규제개선 제언

### 4.1 가스 직수입자 간 재판매 허용

세일가스의 긍정적 파급효과를 창출하기 위하여 국내 발전사들은 세일가스 도입을 적극적으로 추진하고 있다. 그런데 천연가스 직수입은 매우 장기간에 걸쳐 이루어지기 때문에 시장환경 변화로 인하여 다양한 리스크가 발생할 수 있다. 특히, 발전사의 경우, 가격인상과 가스소진 문제가 맞물려 심각한 위기상황이 발생할 수 있기 때문에 이에 대한 대응 방안이 반드시 필요하다.



#### IV. 특집논단

앞서 언급한 바와 같이, 발전사는 전력거래소의 가동지시를 준수해야 하기 때문에 가스 소모량을 스스로 결정할 수 없다. 그런데 천연가스 구매계약에는 구매자의 가스 인수 연기 또는 물량 감축을 어렵게 하는 조건이 포함된 경우가 대부분이다. 예를 들어 세일가스 도입 가격이 인상되어 발전기의 변동비가 상승할 경우, 발전 우선순위에서 밀려 전력 생산량이 감소하고, 이에 따라 가스 소모량 역시 감소한다. 발전사는 인수기지에 저장된 가스를 소진할 수 없기 때문에 저장공간이 부족하여 추가적인 가스 인수가 불가능하다. 그럼에도 불구하고 발전사는 판매자에게 인수 불가능한 물량에 대한 연료비도 지급해야 하는 경우가 발생한다. 즉, 가스 가격이 상승하는 시기에는 가스 재고를 소진할 수 없는 상황이 발생하는 것이다. 특히 가스 발전기는 전력수급에 따라 전력 생산량이 급변할 수 있기 때문에 이러한 리스크에 더 많이 노출될 수 밖에 없다.

가스 직도입 사업자가 시장상황 변화에 따라 자신의 물량을 제3자에게 판매할 수 있다면, 이와 같은 가스 소진 문제를 일부 보완할 수 있다. 또한 세일가스 도입 사업자간 거래가 가능하게 되면 보다 비용 효율적인 수요처에서 가스를 사용할 수 있어 사회적 효용이 증가하는 효과를 창출할 것이다.

그러나 현재 우리나라 법규 상, 가스 직수입자의 도입물량은 제3자 판매가 금지되어 있다<sup>1</sup>.(대통령령으로 정하는 사유에 해당하는 경우에 한하여 한국가스공사와 거래, 물량교환 또는 타 직수입자와 물량 교환만을 제한적으로 허용하고 있다.) 따라서 가스 직수입자의 자율적 잉여 가스량 처분은 사실상 불가능한 상황이다. 가스 직도입 발전사업자는 가격 및 물량조정 리스크에 모두 노출되어 있기 때문에 잉여 가스량을 처분할 수 있어야 사업 운영이 가능하다. 가스에 대한 전면 거래허용이 어렵다면, 정부가 사전 허가한 일부 물량에 대하여 가스공사 및 타 직수입자와 물량교환 또는 판매할 수 있는 거래 제한 완화가 반드시 필요하다. 일본의 경우, 다수의 업체가 해외에서 가스를 도입한 후 필요에 따라 일본 내 타 업체에게 가스를 재판매 할 수 있다. 이에 따라, 자연스러운 가격경쟁으로 국가에너지 비용절감까지 이어지고 있다.

#### 4.2 합리적 배관이용제도 마련

현재 우리나라의 가스 배관은 한국가스공사가 독점 건설하여 운영하고 있으며, 가스를 직수입하는 발전 사업자는 가스 이송을 위하여 가스공사의 배관시설을 이용해야 한다(그림 8). 각 사업자는 한국가스공사와 “배관시설이용계약”을 체결하게 되며, 요금 및 주요 이용조건은 “배관시설이용규정”을 공통 적용하고 있다.



그림 8. 가스 직도입 발전기의 연료처리 흐름도

1 도시가스사업법 제10조의6 (자가소비용직수입자 등의 처분 제한)

그런데 현행 배관시설이용규정에 따르면, 배관이용자의 가스 실사용량이 계획과 상이하거나, 인입과 인출량이 불균형할 경우, 시간·일·월단위로 각종 패널티가 부과된다. 물론 한국가스공사는 전국에 설치된 배관시설을 안정적으로 관리하는 업무를 수행하고 있기 때문에 각 배관이용자를 규제하기 위한 규정은 필요할 것이다. 하지만 현행 배관이용 패널티는 발전사업자가 현실적으로 준수 불가능할 정도로 타이트하게 운영되기 때문에 세일가스 직수입 추진에 큰 걸림돌로 작용할 수 있다. 사실 2015년 이전까지 발전용 배관이용자는 존재하지 않았다. 기존의 유일한 직도입 가스 발전소인 광양발전소의 경우, LNG 인수기지와 발전소 부지가 근접해 있어 한국가스공사의 배관을 별도로 이용하지 않았기 때문이다. 따라서 지금까지의 배관시설이용규정은 사실상 산업용 배관이용자에게만 적용되어 왔다. 그러나 2015년 중부발전을 시작으로, 향후 다수의 발전용 배관이용자가 등장할 전망이다.

산업용 배관이용자는 공장 가동률을 예측할 수 있고 공장 가동여부를 스스로 결정할 수 있기 때문에 배관이용량 예측과 조절이 가능하다. 그러나 발전용 배관이용자는 배관이용량에 대한 예측, 조절이 모두 불가능하다(표 1). 발전용 배관이용자의 구조적 한계로 인하여 현행 배관시설이용규정대로라면 막대한 패널티가 발생하게 되며, 배관이용 패널티는 직수입 발전사의 변동비를 인상시켜 다시 전력생산량을 변동시키는 악순환이 반복된다.

표 1. 배관이용 특성 및 그 원인

발전용 배관이용 특성	구조적 원인
정확한 예측 불가능	<ul style="list-style-type: none"> <li>실시간 전력수요와 전력공급상황 완벽히 전망할 수 없음</li> <li>가스 발전기는 전력수급에 따라 전력생산량이 급변</li> </ul>
자체 조정 불가능	<ul style="list-style-type: none"> <li>발전사는 중앙(전력거래소)의 가동지시 준수 의무</li> </ul>

표 2는 한 가스 발전기의 2012년부터 2014년까지의 가동 계획 및 실적의 차이를 나타낸다. 총 26,304 시간 중 계획과 실적이 10 ~ 20% 상이한 시간대는 16%, 20 ~ 50% 상이한 시간대는 10%, 50% 이상 상이한 시간대가 20%에 이르는 것을 확인할 수 있다. 해당 계획량은 전력거래소가 전일 수립하여 발표하는 것으로 가장 신뢰할 만한 예측치라고 할 수 있다. 그럼에도 불구하고 10% 이내의 정확성을 보이는 시간은 전체 시간 중 절반 정도에 불과하다. 즉, 세일가스 직수입 발전기가 배관을 이용할 경우, 과도한 패널티가 발생할 수 밖에 없는 상황인 것이다. 따라서 세일가스 직수입 사업 환경 조성을 위하여 배관시설이용제도에 대한 개선 및 각종 패널티 완화가 필요하다. 만약, 한국가스공사는 배관 운영에 대한 책임을 부담하고 있기 때문에, 이용자들의 모럴 해저드를 방지하기 위한 제도가 필요하다는 점을 감안한 다면, 실제로 배관관리에 악영향을 끼친 경우에 한하여 패널티를 부과하는 방향으로의 개선이 합리적 대안이 될 수 있을 것이다.

#### IV. 특집논단

표 2. 가스발전기의 가동 계획과 실적 간 차이

계획/실적 차이	시간	비율
0%초과 ~ 10%이하	14,385	55%
10%초과 ~ 20%이하	4,122	16%
20%초과 ~ 30%이하	1,597	6%
30%초과 ~ 40%이하	497	2%
40%초과 ~ 50%이하	423	2%
50%초과	5,280	20%
총 가동시간	26,304	100%

아울러 셰일가스는 기존 전통가스에 비하여 대체적으로 열량이 낮은 편이다. 셰일가스의 도입열량은 9,500 kcal/Nm<sup>3</sup> 이하로, 해당 가스를 배관에 인입하기 위해서는 한국가스공사의 인입열량 기준에 맞추기 위하여 고가의 LPG를 혼합하는 방식으로 증열해야 한다. 현재 배관인입을 위하여 요구하는 열량조건이 상당히 타이트한 편으로, 이를 준수하기 위해서는 LPG 다량 혼소로 인한 상당 비용이 발생한다. 우리나라는 전세계적인 가스 저열량화 추세를 감안하여 2012년 7월부터 기존 표준열량에서 보다 유연한 열량범위제도로 변경하여 국내 공급가스의 최저열량을 장기적으로 9,800 Kcal까지 낮추었다. 따라서 한국가스공사가 요구하는 배관인입열량도 유연성을 발휘하여 셰일가스 활용이 가능하도록 기준 완화가 필요하다.

이와 같이 배관시설 이용 관련 다양한 이해관계자 의견 및 해외사례를 반영하여 현실성 있고 합리적인 개선(안)을 마련하여야 한다. 특히, 국내 전력산업의 구조와 셰일가스의 특성에 대한 고려가 반드시 수반되어야 할 것이다.

#### 5. 맺음말

민약 셰일가스의 수입이 향후에도 지속적으로 가능할 것으로 전망된다면 굳이 지금 당장 서둘러야 할 필요는 없을 것이다. 그러나 아래의 상황을 종합할 때, 셰일혁명의 영향이 막대한 것에 비하여 그 파급효과를 누릴 수 있는 기회는 한정적일 것으로 예상된다.

첫째, 미국 내 셰일가스 매장량 및 생산가능량에 대하여 의견이 분분하다. 미국 에너지정보국(Energy Information Administration: EIA)은 셰일가스 생산량이 상당기간 지속적으로 증가할 것으로 예상하면서, 주요 4대 셰일 프로젝트의 생산량은 2020년 이후 정체되지만 나머지 프로젝트가 계속 성장세를 유지하고, 다수의 광구가 추가 개발될 것으로 전망했다. 반면 텍사스대학교 연구팀은 2020년 이후 4대 프로젝트의 생산량은 감소하고, 추가적인 광구 개발이 어려울 것으로 반대 의견을 제시하기도 하였다. 또한 셰일가스 시추 과정에서 발생하는 환경문제 이슈도 생산량 증대에 걸림돌이 될 수 있다.

둘째, 미국의 셰일가스 생산량이 모두 수출로 이어질 수 있을지 미지수이다. 40년 만에 에너지 수출의 빗장을 열기는 했지만, 미국은 여전히 에너지 안보 측면에서 매우 보수적인 성향을 가진 국가라는 점에서 언제까지 가스 수출을 승인할지 장담할 수 없다. 셰일가스 수출로 인하여 미국 내 가스가격이 상승해 제조업 부양의 부정적 효과가 가시화 될 경우, 혹은 정치적 입장이 변할 경우 셰일가스 수출 규모가 축소되거나 승인이 지연될 가능성이 존재한다.

셋째, 강력한 경쟁자들이 미국 셰일가스 도입에 적극적으로 나서고 있다. 특히 일본은 후쿠시마 원전사고로 원자력 발전에 큰 타격을 입은 후, 대체 연료원 확보를 위하여 셰일가스 수입을 공격적으로 추진하고 있다. 또한 셰일가스로 인한 저렴한 가스 가격이 이어져 전 세계적으로 다양한 설비가 가스 연료로 대체될 경우, 향후 가스수요가 지속적으로 증가할 것으로 예상된다.

위에서 언급한 원인들로 인해 우리나라가 확보할 수 있는 미국 셰일가스 물량은 한정적일 것으로 판단된다. 시추기술의 개발로 촉발된 셰일혁명이 에너지 시장을 재편하고 있지만, 그 파급 효과를 누릴 수 있는 기회는 소수에게만 열려있는 것이다. 셰일가스는 더 이상 하나의 가능성으로서가 아니라, 글로벌 패권을 좌지우지하는 현실로 우리에게 다가왔다. 에너지 안보를 확보하면서 비용까지 감축하는 두 마리 토끼를 잡기 위하여 기업은 셰일가스 도입에 인적, 물적 역량을 집중하고 전략적 의사결정을 통해 셰일가스 물량을 조기 확보할 수 있도록 해야 할 것이다. 또한 정부는 다양한 제도적 지원 및 규제 완화를 통해 발전용 셰일가스를 적기 도입하기 위한 환경을 조성해야 한다. 셰일혁명으로 향하는 Golden Time을 잡기 위하여 정부와 기업, 두 바퀴를 힘차게 굴러야 할 때이다.

#### 참고문헌

- 산업통상자원부. 2012. “셰일가스 개발·도입 및 활용전략”
- 산업통상자원부. 2013. “제11차 장기천연가스수급계획”
- 손양훈, 박종배. 2009. “LNG 직도입 발전사업자의 참여가 전력시장에 미치는 영향 관한 연구”. 『에너지경제연구』 8(2): 29-54
- OECD. 2008. Nuclear Energy Outlook
- Wood Mackenzie. 2012. North America LNG Procurement Options

# The U.S. Shale Gas Revolution and Its Implications for International Energy Policy

Joseph Nyangon | Research Associate, Center for Energy and Environmental Policy (CEEP), University of Delaware

## 1. Introduction

Four years ago, gas prices in the United States approached record highs at nearly \$4 per gallon, all the while politicians argued about the causes and solutions. President Obama tried to calm the oil and financial markets, announcing on March 30, 2011 a goal that has tantalized presidents since Richard Nixon: to attain independence from foreign energy sources by reducing oil imports by more than one-third by 2025, a milestone that could reconfigure the U.S. economy, geopolitics, and more. The U.S.' dependence on foreign petroleum is widely considered a national security risk due to the volatility of oil and gas prices, supply-demand imbalances, and threats of sudden and more severe supply disruptions. For four decades, as U.S. energy consumption and imports increased, production fell, prompting the question: is rising oil and gas production in the U.S. likely to alter the four-decades-old debate surrounding energy independence in the U.S. and beyond, and if so, how and with what consequences to international energy markets?

The shale gas revolution has fundamentally transformed energy markets domestically and abroad. Rising production has led to falling gas and oil prices in the U.S., while Europe, in contrast, is paying four to five times more for its natural gas and becoming one of the biggest importers of U.S. coal. As recently as five or six years ago this turnabout seemed improbable, with many analysts calling for rapid growth in renewable energy investment as the best means by which to wean the nation from its dependence on imported oil. Even then, such investment seemed far-fetched as the liquidity crisis worsened during the 2008–2012 global recession, forcing the federal government to institute stringent fiscal and monetary stimulus to stabilize the financial market and institutions. Taken together, the shale gas revolution represents the maturation of industry-friendly policies started under President Bush and continued during the Obama Administration. These policies supported the

introduction of advanced technologies such as hydraulic fracturing, tight-oil extraction, horizontal drilling, innovative industrial software and other digital solutions, which have allowed production companies to economically extract oil and gas from previously inaccessible or financially infeasible shale rock formations with breathtaking speed. Most tantalizingly, this is a story of the triumph of a combination of economics of energy (operating by its own rules of supply and demand), the power of government-funded research and development (R&D), and getting the relationship right between the government and private sectors.

## 2. The Shale Oil and Gas Boom

In both the U.S. and abroad, rising shale gas production stands to raise the prospects for greater use of natural gas, an outcome that will exert significant influence on the structure of the global gas market. Cheap natural gas prices will help displace fuels associated with greater carbon intensity and higher air pollution, such as coal and oil. These low prices have also been an engine of growth in the U.S., stimulating local economic booms in places like Oklahoma, Texas, North Dakota, and Pennsylvania. It is now a well-established fact that increased shale gas production in the U.S. has had a ripple effect on other energy markets abroad through displacements of supplies in global trade as well as by fostering greater interest in shale resource potential, and it is expected these impacts will expand over time. According to the Energy Information Administration (EIA), the U.S. dry natural gas supplies from shale deposits in 2013 was about 9.35 trillion cubic feet, or 39% of total production (EIA, 2014a). The U.S. is well on its way to becoming self-sufficient in oil and gas, and according to the International Energy Agency (IEA), forecasts on global energy trends show it could overtake Saudi Arabia as the world's biggest supplier of hydrocarbons by 2020.<sup>1</sup>

These developments have exerted pressure on the global energy markets as evidenced by a flood of oil from the U.S., the slowing economic growth in China and Asia in general and the falling oil prices. The result is heightened discord at the Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), which has spawned competition for new markets by producers even as Middle East turmoil frays political alliances. Revelations about the existence of technically—and possibly commercially—viable shale gas resources have continued with smashing success in Europe, Argentina, China, India, Australia, and elsewhere. Together, some of these developments could, in principle, have significant geopolitical ramifications thus exerting a powerful influence on U.S. energy and foreign policy.

<sup>1</sup> IEA(2012). As of December 2014, the DOE received 47 applications for permission to export LNG with a combined capacity of 41.9 bcf/d.

### 3. Growth Generators

Indeed, a particularly attractive investment environment has facilitated the U.S. shale renaissance, and spurring this production boom are the sector's private gas producers, rather than the government, who make investment decisions. This year, intent on realizing even better performance, gas producers are particularly focused on cost reduction and economies of scale. Perhaps even more important, the well-developed open markets in the U.S. have facilitated efficient trading in shale gas to the highest bidder, conditions that are distinctly lacking in Europe and Chinese gas markets. Equally, the strong-form market efficiency that exists in the U.S. gas industry lets producers benefit from long-term contracting and its variants to hedge long-term systemic risks since they can sell their production several years in advance and use those contracts as income hedging instruments when they seek financing for their projects. In the U.S. gas industry, resources are also mostly owned by individual investors, not governments, thus keeping politics a step removed from gas market development.

These features have offered both security of supply and economic benefits to the U.S. Save for Canada, none of these growth generators that have spawned the U.S. shale gas boom are present in other countries with high technically recoverable shale resources. However, it is far too early to assume the shale gas boom will not materialize beyond U.S. borders; there are no physical principles that prevent techniques and technologies developed in the U.S.—including enhanced oil recovery and horizontal drilling combined with hydraulic fracturing—from being applied around the world to extract technically recoverable shale.

### 4. Triumvirate Mechanisms

Geopolitical consequences of the soaring shale gas supplies for international energy policy have concentrated on the triumvirate mechanisms of the price of oil, the changing patterns of trade in the global energy market, and the integration of natural gas markets. Whether or not the shale gas boom transcends North America or is replicated in other regions of the world, these factors remain a tantalizing possibility. Here they are discussed in detail.

The first mechanism through which policymakers imagine the U.S. shale gas boom will upturn global energy markets and geopolitics is through its impact on oil prices. In January 2008, the price of oil hovered around \$90 per barrel. By the end of the year, oil prices had plunged to under \$35 per barrel but not before it peaked at \$147 per barrel that July. Six

years later, in January 2015, both Brent and U.S. crude futures dropped to \$47.93 per barrel on the New York Mercantile Exchange, a 5½-year low amid continuing concerns about a global supply glut and the pace of economic growth. Oil futures concerns forced Saudi Arabia's state oil company Saudi Aramco to cut its light oil prices to the U.S. by 60 cents per barrel for the February delivery, raising the prospects of what observers consider the beginning of a price battle to regain market share lost to American shale producers. Like other members of OPEC, Saudi Arabia dislikes that kind of volatility since too low prices result in enormous financial problems for many exporting countries and their economies depend on oil trading between \$100 and \$130 per barrel. However, according to a study on modern oil prices and the impact of new technology led by James Bartis of the RAND Corporation, oil shale will become profitable at an oil price between \$80 and \$110 per barrel, with further cost decreases as the industry gains experience.<sup>2</sup>

In any case, there is no current consensus on the future price of oil because these estimates reflect different assumptions about technology, policy, demographics, lifestyles, and global economic growth, all of which result in varying future supply and demand growth projections and different prices for oil. Moreover, since oil is traded globally, prices are determined by the total global supply and not necessarily by how much is produced by a single country. For instance, in 2008, as the price of oil went on an incredible roller-coaster ride, Saudi Arabia stepped in as the prices fell from \$115 per barrel to about \$60 in less than six months. And guess what happened? Nothing. The fact of the matter is that other members of OPEC did not follow Saudi Arabia in propping up the prices, exposing the Saudis on their inability to single-handedly control global oil prices. Additionally, though U.S. oil production was higher in 2010 than in 2009, the prices of oil were higher too. The big question is what will be the impact of U.S. shale production on the global price of oil?

While it may not be possible to adequately predict long-term implications of the U.S. shale revolution, it is already evident that increased U.S. oil output means the potential to exert downward pressure on the price of oil. Previously, when oil production rose in the U.S., oil output of many OPEC countries fell. Trevor Houser and Shashank Mohan of Rhodium Group, have analysed the economic implications of the U.S. shale oil and gas boom, and concluded that without this boom in the U.S. and Canada, the global price of oil would trade 3–11% higher from 2013 to 2035 (Houser and Mohan, 2014). Given the temptation of many oil exporting countries to maximize their revenues from oil sales by restraining production and propping up prices, a sustained drop in the price of oil could have major

<sup>2</sup> Bartis et al.(2005). Price estimates converted from 2005 to 2014 dollars by using Consumer Price Index (CPI)



---

#### IV. 특집논단

political ramifications. As further volatility in oil prices is projected, this is likely to hammer energy stocks and currencies exposed to crude exports, as well as intensify risks to oil-dedicated sovereign wealth funds such as Saudi Arabia's Sanabil Al Saudia fund.

Second, geopolitical implications of the shale boom relate to changing patterns of trade that are and will continue to upturn global markets. The push for U.S. exports of liquefied natural gas (LNG) has been strong and is likely to increase in the coming years as the number of companies applying for permits to build terminals expands, transforming the U.S. into the number three LNG exporter after Qatar and Australia, according to IEA.<sup>3</sup> Regionally, domestic supplies expansion in both Canada and the U.S. are expected to be sufficiently robust to move them to a position of joint self-sufficiency by 2020, according to EIA (IEA, 2013: 76).

The long-term upside to the competitive American LNG export market, beyond the potential to shake up global markets, is the prospect to exert shifts in trade patterns as countries search for different pricing mechanisms and more market flexibility in the delivery terms. Signing up more companies for cheaper hub-priced LNG from the U.S. looks very attractive at the current \$3.07/MMBtu price levels. Already this has created some short-term friction for suppliers from Angolan and Nigerian LNG markets, who planned to supply U.S. markets, but no longer find a ready market in the U.S. as a result of the shale boom. Besides, development of an American LNG export market could also help insulate gas importing countries in Asia and Europe from political arm twisting by suppliers in the Middle East and Russia. A scenario that would not only be good for the economies of these consuming countries as a whole, but also for U.S. foreign policy, is freeing up would-be allies to actively work with the U.S. rather than holding back for fear of political and economic retaliations. Internationally, there is a strong perception that energy trade is at the core of political relationships, and will continue to be as the American energy renaissance continues.

The final implication of the U.S. shale boom on global energy policy and geopolitics is its potential to fundamentally transform the natural gas markets. Following the 2011 events at the Daiichi nuclear power facility in Fukushima, Japan, in combination with soaring U.S. shale gas supplies and high oil prices, a significant initial widening of the gap between natural gas prices in the Americas, Europe, and Asia occurred, reaching their low point in April, 2012. The expected emergence of other regions as significant LNG supplies to the

---

<sup>3</sup> IEA(2014). pp. 73-74. According to the report, Australia had seven LNG terminals under construction with a combined capacity of 8 bcf/d as of May 2014.

world market alongside North America, including Australia, Argentina, South Africa and parts of East Africa such as Mozambique and Tanzania could theoretically, have the opposite effect of bridging regional gas prices.

For over a decade, natural gas prices have been characterized in the U.S. by high price volatility and supply–demand imbalances. In October 2014, the Henry hub natural gas spot market was trading in the \$3.8/MMBtu to \$4/MMBtu range. Based on the Henry hub averages, natural gas spot prices averaged \$4.45/MMBtu in 2014 and it is estimated at around \$3.84/MMBtu this year, according to the EIA (EIA, 2014b). Although price differentials will remain between different regional markets because of transportation costs, it is likely that big importers targeting the shale boom such as South Korea and Japan will gain from having alternate suppliers with lower costs, a development that will continue to benefit these economies so long as the transformation in the natural gas industry endures.

Either way, signs of geopolitical transformation of the soaring U.S. shale gas supplies are already evident beyond American shores: discord in OPEC and rising imports of U.S. coal for power generation in Europe. It is also uncertain which OPEC member could effectively play the role of “swing supplier” to guarantee less volatility of oil prices. But the shale boom is still too new for anyone to definitively make any predictions of what a stable price would mean for the global energy markets. Therefore, the breadth and depth of the geopolitical implications of the shale boom will largely depend on two factors: sustainability of U.S. shale production and its associated value chains, and the extent to which this boom can be replicated beyond U.S. borders.

## 5. The Promise of Expansion in Shale Energy

Could oil and gas prices have fallen over the last decade as they have without rapid growth in shale? Open access implemented two decades ago through the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) Order 436 which mandated third party access to gas transmission pipelines, stagnant coal prices, and a positive financial foundation of the gas industry helped to lower the prices, but most credit goes to the maturation of industry–friendly policies and technologies leading to shale boom. Technology is driving efficiencies, resulting in lower costs to drill each well. The evidence clearly indicates a flourishing global gas market. Fuel switching of coal for less carbon intensive natural gas in power generation has significantly grown with shale development and is likely to continue in other regional gas markets, especially in Europe and Asia. This would lead to better

---

#### IV. 특집논단

economical viability to undertake further extraction of the technically recoverable shale gas supplies.

Cheap gas prices compared to coal and petroleum is now a reality as daily gas volumes transported has significantly increased with the expansion in shale production. While the geopolitical premium that can accrue to the international energy markets from the shale boom in the U.S. are significant, investments in the industry, especially to support operations and efficiency improvement of the nearly 10,000 small producers, remain puny, sparse, and uncoordinated. Given the transformative potential of the shale boom for U.S foreign policy as well as its energy standing, it would be remiss for American policymakers not to turn the current energy renaissance into geopolitical heft.

#### References

- Bartis, J.T, T. LaTourrette, L. Dixon, D.J., Peterson, and G. Cecchine. 2005. "Oil Shale Development in the United States: Prospects and Policy Issues." RAND Corporation: Santa Monica, CA
- Houser, T., and S. Mohan. 2014. "Fueling Up: The Economic Implications of America's Oil and Gas Boom." The Peterson Institute for International Economics: Washington, DC
- International Energy Agency (IEA). 2012. *World Energy Outlook 2012, Executive Summary*.  
<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/English.pdf>. As of December 2014, the DOE received 47 applications for permission to export LNG with a combined capacity of 41.9 bcf/d.
- International Energy Agency (IEA). 2013. *World Energy Outlook 2013*.  
[http://www.oecd-ilibrary.org/energy/world-energy-outlook\\_20725302](http://www.oecd-ilibrary.org/energy/world-energy-outlook_20725302). Accessed on January 19, 2015.
- International Energy Agency (IEA). 2014. "International Energy Agency, Medium-Term Gas Market Report 2014."
- US Energy Information Administration (EIA). 2014a. "How Much Shale Gas is Produced in the United States?"  
<http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=907&t=8>, Accessed on Jan. 19, 2015
- US Energy Information Administration (EIA). 2014b. "Short-Term Energy and Winter Fuels Outlook (STEO)." October 2014.  
<http://www.eia.gov/forecasts/steo/archives/oct14.pdf>, Accessed on Jan. 19, 2015