



# 발전용 천연가스 수급의 불확실성에 따른 현안과 대응방안

노 남 진 에너지경제연구원 부연구위원 (singbird@keei.re.kr)

## 1. 서론

1986년부터 국내에 보급되기 시작한 천연가스는 발전용 석유와 가정·상업용 LPG를 대체하며 국내 에너지 수급 안정화 및 보급방식 선진화에 상당한 기여를 보인 에너지원이다. 특히 도시가스는 서울올림픽을 전후로 일반 국민의 에너지 이용편의성 개선과 안전 강화에 큰 기여를 해왔으며, 2008년부터 시작된 정부의 ‘천연가스 확대 보급사업’에 힘입어 일자리 창출, 지방경기 활성화, 서민에너지 보급 정착 등 정책적으로도 중대한 역할을 수행해왔다.

한편 발전용 천연가스는 원자력 및 석탄과 함께 전력 수급 안정화에 기여해 왔지만,<sup>1)</sup> 중장기 수요감소 전망과 불확실 요인들로 인해 가스의 도입 및 공급인프라 건설 계획 수립에 많은 어려움이 발생하고 있다. 천연가스 발전은 타 발전원에 비해 연료비가 높아 급전(給電)순위상 침두 혹은 중간부하를 담당하고 있으며, 따라서 그 이용율은 기저발전(원전 혹은 석탄발전)의 가동상황과 동·하절기 전력부하 및 일일 시간대별 전력부하 패턴에 따

라 큰 영향을 받게 된다. 중장기 전력수급 정책의 기저발전소 신규건설, 원전재가동, 대체 전원의 개발 등은 발전용 가스수급의 변동요인으로 작용하게 된다.

발전용 천연가스 수급전망의 불확실성은 가스의 공급 안정성을 저해할 수 있다. 먼저 가스공사 및 천연가스 직수입사의 공급계획, 다시 말해 장기 계약 및 현물 도입의 포트폴리오 구성의 혼선을 유발한다. 또한 국제 천연가스 시장의 특성상 막대한 수급 관리비용이 유발될 수도 있다. LNG 복합화력발전소(CCGT) 또는 열병합발전소(CHP)를 운영하는 발전사업자 및 지역난방사업자의 입장에서는 가동률 변동성 심화에 따라 기대수익에 대한 불확실성이 커지게 되며, 가동실적이 저조할 경우 투자비 회수는 물론 운영자체가 어려워질 수 있다.

친환경에너지원인 천연가스를 적극적으로 활용하는 것은 정부의 기후변화대응 정책 목표달성의 주요 수단이 될 수 있다. 지난해 정부는 온실가스 감축목표를 2030년 기준 BAU 대비 37% 감축하는 것으로 밝혔으며, 이러한 목표달성의 측면에서도 천연가스는 향후 신재생에너지와 화석연료의 발전원가가 동등해지는 시점, 이른바 ‘그리

1) 2014년 발전량 기준 약 22%의 비중을 차지하여 1995년 대비 약 2배 이상 증가함.



드 패리티'에 도달하기까지 역할을 부여받고 적극적으로 활용되어야할 에너지원이다.

본고는 발전용 천연가스 공급의 불확실성 원인과 영향을 분석하고 역할정립 방안을 강구하는데 목적이 있다. 본고의 구성은 다음과 같다. 2절에서는 발전용 천연가스 수요의 불확실성 원인에 대해 살펴보고, 3절에서는 불확실성의 결과로서 발생하는 수급관리 비용에 대해 검토하고자 한다. 마지막으로 4절에서는 불확실성 완화를 위한 발전용 천연가스 수급상의 대응방안을 제시하고자 한다.

## 2. 발전용 천연가스수급의 불확실성 원인

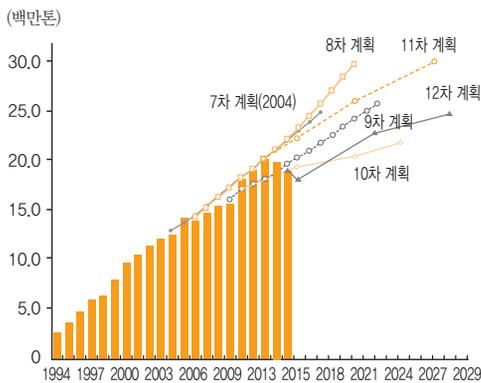
발전용 가스 수급의 불확실성 원인은 첨두부하용이라는 용도적 특성과 전력수요의 예측실패, 전력 수요관리 시스템의 확산, 발전경쟁시장의 운영상 특성 등 4가지로 분류할 수 있다.

## 가. 발전부문에서의 천연가스 입지

발전용 천연가스 수요는 전력 수급상황에 의해 결정되는 파생수요로서 1차적으로 전력의 수요예측과 수요관리, 온실가스 감축을 위한 전원믹스 등을 반영한 전력수급 계획이 확정되어야만 예측이 가능해진다. 천연가스 발전소는 상대적으로 타 발전소에 비해 연료비(변동비)가 높기 때문에 첨두부하용으로 주로 활용되고 있으며, 따라서 그 입지는 전력수급과 관련된 이슈에 즉각적으로 영향을 받게 된다. 예를 들어, 석탄발전소 신규건설, 원전수명 연장 등 기저발전부문 이슈, 그리고 장기적으로 온실가스 감축, 국제유가 변동 등 국내외 정책과 환경변화에 따라 변하게 된다.

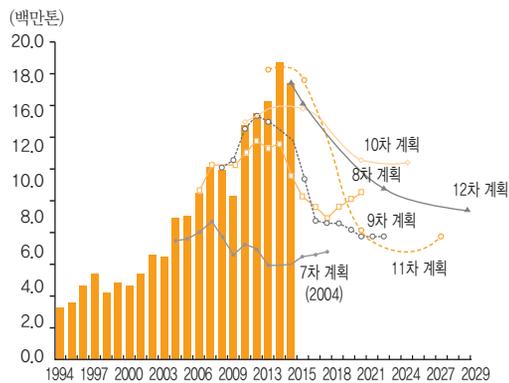
이렇듯 천연가스 수급계획의 발전용 가스수요는 확정된 전력수급계획을 기반으로 예측되며 따라서 전술한 전력부문의 이슈에 따라 전망 수치는 수급계획 차수별로 큰 편차를 보이기도 한다.<sup>2)</sup>

[그림 1] 수급계획 차수별 수요전망(도시가스)



자료: 산업통상자원부, 장기천연가스수급계획(7차~12차)

[그림 2] 수급계획 차수별 수요전망(발전용)



2) 제10차 장기천연가스수급계획 상 2024년에 대한 발전용 수요 전망치는 약 12,3백만톤이었으나, 제11차 장기천연가스수급계획 상 동일년도에 대한 수요는 약 7백만톤으로 40% 이상 감소되어 전망됨. 이후 제12차 장기천연가스수급계획에서는 다시 상향조정됨.



천연가스 발전의 연료단가가 타 연료에 비해 상대적으로 높다는 단점이 있지만 평균 건설공기가 비교적 비해 짧고,<sup>3)</sup> 순건설비용이 타 발전소에 비해 싸기 때문에 긴급수요에 보다 빠르게 대응할 수 있다는 장점이 있다.<sup>4)</sup> 또한 환경 부담이 적어 수요지 인근에도 지을 수 있기 때문에 수도권 등 수요밀집지역의 전력난 해소에 유용하게 활용될 수 있다. 이에 2011년 9월 순환정전 이후 전력 예비율 확보를 위한 민간 LNG 복합발전소 건설이 적극적으로 이루어졌으며, 발전용량은 2011년 말 기준 19.8GW에서 2016년 29GW로 약 46% 증설되었다. 그러나 2012년 이후 전력수요 증가세는 예상보다 낮았고 국제유가는 하락하였으며, 원전이 재가동되면서 LNG 발전소의 가동률은 과거에 비해 크게 낮아진 상황이다.

단기적으로 LNG 발전소는 긴급수요 대응을 위해 유용하게 이용될 수 있지만 중장기적으로 전력수요의 감소 또는 신규 기저발전소의 진입상황은 가동률 저하를 유발하게 되며, 이는 발전소 수익확보에 있어 상당한 불리요인으로 작용하게 된다.

국내 발전시장은 CBP(Cost Based Pool) 기반 전력 시장으로서 각 발전소별 변동비(연료단가)를 기준으로 급전지시를 받고 있으며, 고정비 회수를 위해 용량가격(CP)을 지급하고 있다. 2015년의 실적을 보면, SMP 결정 발전소의 90.2%가 천연가스 기반 발전소였다. 이는 개별 가스기반 발전소의 입장에서 보면, 급전순위에 따라 가동여부에 대한 불확실성이 컸음을 나타내는 지표가 될 수 있다.<sup>5)</sup>

〈표 1〉 발전원별 연료비 단가

원/kWh	2015	2016*
원자력	5.2	5.5
유연탄	37.3	34.7
무연탄	53.3	51.4
유류	161.1	120.7
LNG	106.8	84.0

주: \* 1월~9월까지 반영  
자료: 전력통계정보시스템(EPSIS)

〈표 2〉 발전원별 SMP 결정횟수(2015)

LNG	유류	무연탄	유연탄	원자력	총계
7,898	508	132	222	0	8,760
90.2%	5.8%	1.5%	2.5%	0.0%	100.0%

## 나. 전력수요의 예측 오차 발생

전력수요의 과다 예측으로 인한 발전설비의 과잉상황은 침투부하를 담당하는 가스발전의 가동률에 직접

적인 영향을 주게 된다. 국회예산정책처가 시행한 제6차 전력수급계획 사전평가(2015.2)에 따르면 제6차 전력수급계획의 2013년도와 2014년도에 대한 전력수요 추정치 및 예측치는 실적에 비해 상당히 높게 전망된

3) 제7차 전력수급계획에 따르면, 허가부터 준공까지의 표준 준비기간(건설공기)은 원자력의 경우 10년, 석탄 화력의 경우 7~8년, 복합가스화력의 경우 6년이 걸림.  
4) EIA, DOE(2013)에 따르면 석탄 화력발전소의 순건설비 단가는 약 \$2,900~\$3,250/kW, 원자력은 약 \$2,230/kW, 천연가스는 \$920~\$1,020/kW임(EIA, Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants(2013)).  
5) 2010년 LNG 발전소의 SMP 결정비율은 79.6%였으며, 이후 지속적인 상승세를 기록, 2014년 94.9% 최대치를 기록한 바 있음.



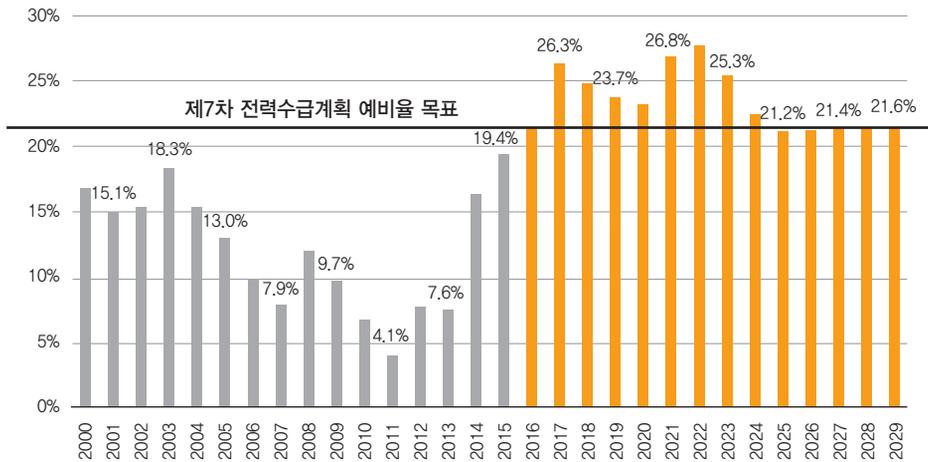
〈표 3〉 제6차 전력수급계획(2013) 전망 대비 실적치 비교

(단위: 만kW, %)

구분	2013 하계		2013/2014 동계		2014 하계		2013/2014 동계	
	계획	실적	계획	실적	계획	실적	계획	실적
설비용량	8,172	7,873	8,561	8,717	8,700	9,016	9,419	9,322
최대전력	7,835	7,402	7,971	7,730	8,033	7,605	8,097	8,015
(차이)	-	△433	-	△241	-	△428	-	△433
설비예비율	4.3	6.0	7.4	8.1	7.7	10.3	16.3	16.3

자료: 국회예산정책처, 전력수급기본계획의 사전평가(2015.2)

[그림 3] 전력 설비예비율 현황 및 전망(제7차 전력수급계획)



자료: 전력통계정보시스템(EPSIS), 제7차 전력수급계획

것으로 나타났다.

제7차 전력수급계획의 경우에도 2029년 적정 설비예비율을 21.9%를 목표로 설정하여 전원설비를 구성하고 있으나, 과도기인 2022년의 경우 예비율이 약 28%까지 치솟아 설비과잉 상황이 지적되고 있다.

전력수급계획에 따르면, 수요관리 정책이 반영된 목표수요<sup>6)</sup> 기준 최대전력은 2015년 82.5GW에서 2029년 111GW로 연평균 2.2%늘어날 전망이다. 제6차 수급계획 수립이후 예상보다 더딘 전력수요 증가와 경제 성장의 둔화 등을 반영하여 연평균 증가율을 0.2%p 하

6) 부하관리, ESS, 스마트 기기 보급, 전기요금 적정화, 효율향상, 절전정책 등 BAU대비 12% 사용저감을 반영함.

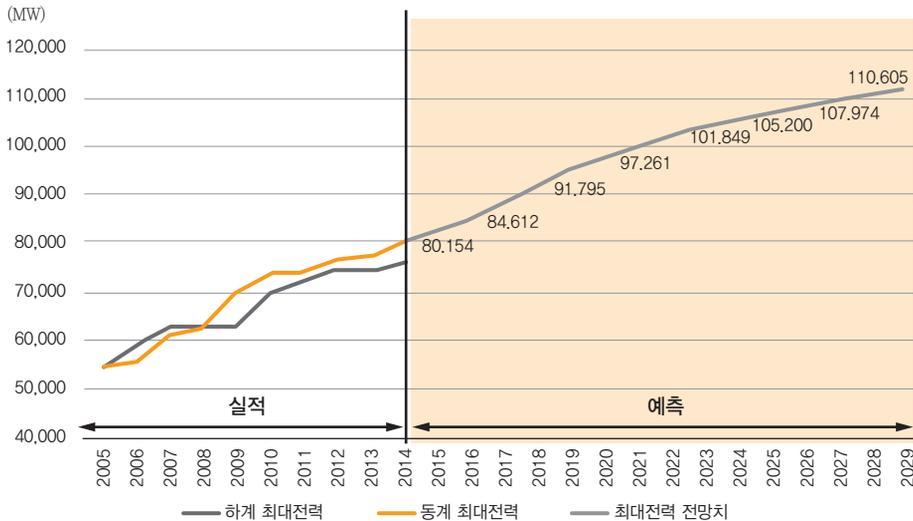


## 발전용 천연가스 수급의 불확실성에 따른 현안과 대응방안

향 조정하였으나 여전히 높은 증가율이라는 우려도 있다. 이미 수급계획이 완료된 2015년 당해년에 대한 실적도 추정치에 미치지 못하였는데 2015년 최대 전력수요는 78,790MW로 전년대비 약 1.7% 감소하였으며 추정치에 비해 약 3.7GW 적었다. 전력수요 예측모형의 주요 전제는 경제성장, 전기요금, 인구증가율, 기상전망 등이다. 특히 경제성장 전망에 관한 국내외 기관별

편차가 발생할 수 있지만 전반적으로 국내 경제성장률에 대한 기대는 과거 수치에 비해 부정적인 상황이다. 한국은행은 2015년도 경제성장률을 2.6%로 집계하였고 금년도 경제성장률에 대해 이미 세 번에 걸쳐 하향 조정하였다. 전력수급계획에 반영된 2015년 경제성장률은 3.5%였으며 2020년 3%대의 경제성장률을 전망하고 있지만 최근의 전망치와는 격차를 보이고 있다.

[그림 4] 연도별 최대 전력수요 실적 및 전망



자료: 전력통계정보시스템(EPSSIS), 제7차 전력수급계획

### 다. 스마트 그리드, ESS 등 에너지 수요관리 시스템의 확산

장기적으로 스마트그리드 및 ESS 등 에너지 수요관리를 위한 시스템의 발전정도에 따라 발전용 천연가스 수요는 변동될 수 있다. 일반적으로 수요관리 정책은 전력의 부하변동 폭을 완화하는데 있으며 이로 인한 최대 전력수요의 감소는 첨두 발전소의 가동률 저하를 효

과를 가져 온다.

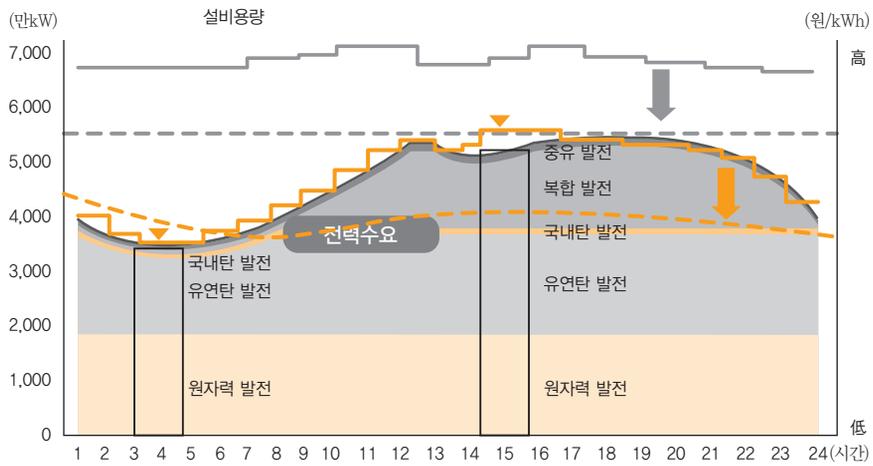
스마트그리드는 기존의 전력망에 정보기술을 접목하여 전력생산자와 소비자간 정보를 실시간으로 교환하는 '지능형 전력망'으로 해석된다. 전력생산자 입장에서는 실시간 전력공급상황 파악을 통해 공급량을 탄력적으로 조절하게 되며, 소비자 입장에서는 전체 전력사용 현황을 실시간으로 파악하여 요금이 비싼 시간대의 사용을 자제하고 싼 시간대의 전기사용을 확대하는 방향



으로 소비행태를 변경할 수 있다. 태양광 발전 및 연료 전지 등 분산형 전원과의 연결을 통해 이른바 ‘프로슈머’(에너지를 소비하는 동시에 생산하는 생산소비자)로의 진화도 최근 이슈가 되고 있다.

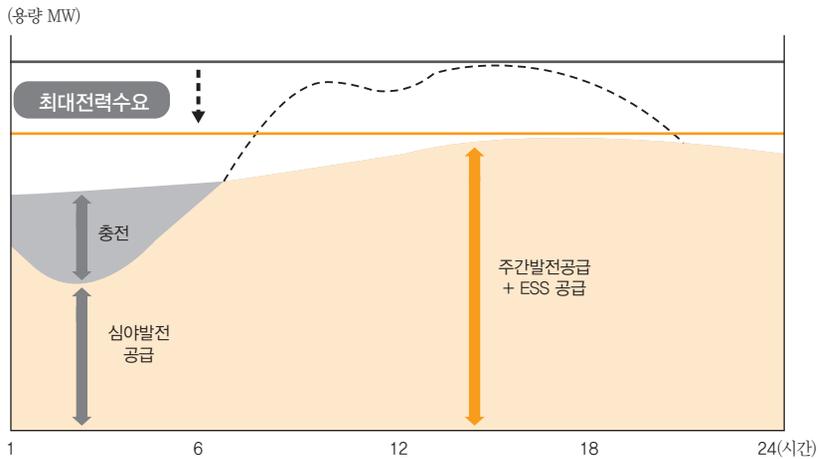
ESS(Energy Storage System)의 기술발전 및 보급 확대 역시 일별·계절별 피크수요 감소에 효과를 가져올 것으로 예상된다. ESS는 예비율이 높은 심야시간에 발전된 전력을 저장해 두고 전력수요가 높은 주간에 방

[그림 5] 스마트 그리드 적용으로 인한 부하변동 감소



자료: 전력거래소, 2013년 정산규칙해설서 인용

[그림 6] ESS 적용으로 인한 최대전력수요 감소



자료: KDB산업은행, 에너지저장시스템(ESS) 현황, 2014.1



전하는 시스템으로서 크게 배터리와 주변장치로 구성된다. 현재의 발전시스템 운영체제는 예측수요를 기반으로 운영되며 부족한 전력수요는 실시간 급전지시를 통해 보충하고 있다. 따라서 전력수요가 많은 동·하절기 주간에는 예비율이 10%대 이하로 떨어지기도 하지만 심야시간에는 크게 늘어난다. ESS는 장기적으로 신재생에너지와 결합하여 안정적 에너지공급을 위한 신사업으로 알려져 있으며, 기술발전 가격경쟁력 강화 및 보급확대가 이루어지면 전력수급의 안정화에 상당한 기여가 있을 것으로 예상된다.

### 라. 발전경쟁시장 운영의 특성

국내 발전시장은 일간 예측수요에 기반을 두고 운영된다. 전력거래소는 거래 전일 운영발전계획을 수립하여 공지하고 거래 당일 급전자동화시스템(EMS)을 통해 수집된 5분 단위 데이터를 기반으로 급전지시를 내린다. 5분 단위 급전지시의 주요 대상은 첨두부

하용인 LNG 발전소인데 천연가스의 특성상 발전요청에 즉각적으로 대응하기 위해서는 충분한 공급기반(저장 및 배관 등) 시설과 물량을 확보하고 있어야 한다. 이는 천연가스의 경우 물리성상 전력에 비해 이동속도가 빠르지 못하고 우리나라의 경우 천연가스 전량이 LNG 형태로 보급되기 때문에, 필요량을 미리 예측하여 저장시설에 보관해 두어야하며 실시간 수급변동에 따라 때때로 배관내 재고를 활용해야 하는 경우도 발생한다. 다시 말해 가스시설 운영자 입장에서는 분단위의 급전지시에 대응하기 위한 수단을 고려해 두어야 한다.

### 3. 불확실성으로 인한 수급관리 비용

천연가스는 물리적 특성상 도입과 저장, 생산에 많은 설비 투자비 및 운영비가 소요되며, 상류부문 대규모 투자 조달과 회수를 위한 장기계약 중심의 거래체

〈표 4〉 신규 발전소 수요 충족을 위한 공급배관 건설계획

배관망	건설규모	준공	비고
춘천 열병합	30"×1.2km	2016	춘천 집단에너지 공급
대우포천 복합	30"×5.4km	2016	대우포천 복합발전소 공급
영남 복합	GS 신설	2016	영남 복합발전소 공급
화성 동탄2 열병합	26"×6.3km	2017	화성동탄2 집단에너지 공급
제주 복합	20"×20.2km	2019	제주 복합발전소 공급
한림 복합	20"×3.3km	2019	한림 복합발전소 공급
세종 열병합(2단계)	20"×6km	2019	세종 열병합(2단계)발전소 공급
청주 열병합	20"×7km	2020	청주 집단에너지 공급
마곡 열병합	20"×3km	2020	마곡 집단에너지 공급
여주 복합	GS 신설	2020	여주 복합발전소 공급

자료: 산업통상자원부, 제12차 장기천연가스수급계획



계는 도입방식의 유연성을 제약하는 요인으로 작용한다. 따라서 불확실성으로 인한 물량의 과다 도입 및 부족 상황은 많은 비용을 수반하게 된다.

### 가. 발전용 천연가스의 안정적 공급을 위한 투자비 소요

전술한 바와 같이 분 단위의 전력수급을 충족하기 위해서는 급전지시에 즉각적으로 대응할 수 있는 가스 공급여력이 필수적이기 때문에, 천연가스 수급계획은 전력수요 대응을 위한 중장기 시설 투자계획을 반영하고 있다. 발전용 가스수급을 위한 시설 투자는 천연가스 발전소의 최대 가동률을 전제로 운용되고 있는데, 이는 전력예비율이 피크수요 대비 최대 설비용량을 기준으로 산정되기 때문이다. ‘제7차 전력수급계획’ 및 ‘제12차 장기천연가스수급계획’에 따르면, 신규로 건설되는 LNG 발전소 용량은 2018년까지 약 10.1GW(14기)로서 이를 충족하기 위한 추가 배관건설 및 기존 공급지역 공급압력 보강을 위한 ‘환상망’ 구축이 계획되어 있다.

〈표 4〉와 같이 신규 발전소의 수요 충족을 위한 10개 천연가스 배관망 노선건설이 진행되고 있으며, 이외에도 지방 압력보강을 위한 9개 노선이 예정되어 있다. 최근 고효율 가스복합화력 발전설비의 경우 고압의 가스공급이 필수적이며 일정한 압력유지를 요구하고 있으며, 부산·울산·경기북부지역의 일부 발전소는 가스망 압력 저하에 따라 발전 제약 상황이 발생하고 있

어, 압력보강을 위한 배관망 투자가 추가적으로 이루어져야 하는 상황이다.<sup>7)</sup>

이러한 시설 투자비용은 2029년까지 생산설비(저장·하역·기화송출) 4.6조, 공급배관 2.5조 원이 소요될 예정이다.

### 나. 수요 예측실패로 인한 수급관리비 발생

먼저 예측수요량이 실제 수요량보다 적은 경우에는 더 큰 비용부담이 발생하게 된다. 근본적으로 천연가스의 물리적 특성상 액화 및 운송·저장에는 상당한 비용이 발생하며, 잉여 물량 발생시 TOP(Take or Pay)<sup>8)</sup>로 인한 손실은 예측할 수 없을 만큼 커질 수 있다.<sup>9)</sup> 더욱이 천연가스 직수입 발전사의 경우 자체 배관시설 및 저장시설을 확보해야 하며, 이러한 시설투자는 중장기적인 설비 가동률 등을 감안하여 결정하게 되는데 과도한 수요 예측으로 인한 인프라 확충은 직수입사에게 이중고로 작용할 수 있다.

반면 예측수요량 보다 실제 수요량이 큰 경우 현재와 같이 시장 내 공급여력 확대에 의한 현물가격의 하락은 기존 장기계약 대비 저가 현물 충당을 통한 수익 확보의 기회로 인식될 수 있으나 단기 도입계약 및 현물 계약의 경우 도입 조건이 불안정하여 안정적 수급 측면에서 현물비중의 증가는 바람직하지 못하다. 현물 구입시에도 변동성에 대비한 카고 단위의 소량 구매 또는 회사간 공동구매 방식은 제한적일 수밖에 없으며 좋은 가격조건을 찾기도 어려울 수 있다.

7) GE社 TFA 가스터빈(SK 오성, 2013) 32~36 bar 압력요구⇒MHI社 J-Class 가스터빈(서부발전 동두천, 2015) 49 bar임.

8) 천연가스 구매계약 조건의 하나로서 구매자에게 연간 일정량 이상의 가스를 인수토록 의무를 부담시키는 조항, 의무량을 인수하지 못할 경우에도 가스대금을 모두 지불하게 하는 계약조건임.

9) 단, SK E&S의 Freeport 물량 및 GS EFS의 Cameron 물량은 해외 재판에 가능하며, Tolling Agreement로 TOP 부담이 경감됨.



**다. 자가소비용 직수입사의 시장참여 확대 영향**

도시가스사업법에 따르면, 자가소비용 직수입자는 설비의 신설 및 증설이나 연료의 대체 등으로 인한 신규 수요가 발생하는 경우 천연가스를 직수입할 수 있으며, 이에 근거하여 포스코에너지, SK E&S, GS 칼텍스, 그리고 한전자회사인 중부발전이 천연가스를 직도입하고 있다.

대부분의 한전자회사 및 민간 LNG 발전사는 한국 가스공사로부터 LNG를 조달하지만 최근 GS EPS, SK E&S 등의 기업이 호주·인도네시아 등으로부터 장기 LNG 공급계약을 체결함에 따라 향후 직수입 물량은 증가할 것으로 예상된다. 이에 따라 직수입을 활용한 발전시장 참여자의 발전용량 비중은 2015년 약 3%(1GW)에서 2021년 약 20%(7.5GW)로 증가할 전망이다. 최근 세계 천연가스 시장의 공급과잉으로 현물

가격이 하락함에 따라 기존에 비해 싼 가격으로 도입할 수 있는 기회가 확대 되었고, 따라서 직수입에 따른 변동비(원료비)인하 효과는 급전순위상 우위를 점하는데 많은 효과를 주고 있다.

직수입물량은 2015년 기준 4개사 약 182만 톤에서 2021년 11개사 600만 톤까지 늘어날 것으로 전망되며, 가스공사의 배관용량 중 상당부분의 비중을 차지할 것으로 예상된다. 또한 SNG 제조사업 등을 감안하면 배관시설 이용자는 더욱 늘어날 수 있을 것으로 예측된다. 하지만 최근의 천연가스 발전소의 가동률 저하현상과 설비용량 증가에 따른 SMP 하락으로 발전건설 사업이 지연되거나 축소될 우려도 있다.

직수입자의 경우 도입 및 저장, 수송에 필요한 시설을 직접 갖추거나 수요예측 실패에 따른 투자손실을 회피하기 위해 기존 가스공사의 배관 등을 임대할 경우에

(표 5) 직수입사별 LNG 공급발전소 및 물량(전망)

구분	직도입사	공급발전소	개시년도 (가동시점)	물량(연간)
현황	포스코	산업용	2005	60만톤
	SK E&S(K-Power)	광양복합 #1, #2	2006	80만톤
	GS칼텍스	산업용	2009	2.2만톤
			2015	50만톤
중부발전	인천복합, 세종열병합	2015	40만톤	
예정	GS EPS	당진복합 #4	2017.7	400만톤*
	위례에너지서비스(SK계열)	위례열병합	2016.12	
	PMP(SK계열)	장문복합 #1, #2	2017.3	
	현대산업개발	통영복합 #1	2018.12	
	서부발전, GS 합작	신평택복합 #1	2019.11	
	SK E&P	여주복합	2020.6	
	GS 파워	안양복합 증설	2021.12	

주: \* 현재까지 도입계약 체결물량 기준  
 자료: 한전경제경영연구소 및 각 직수입사 도입계획 취합자료

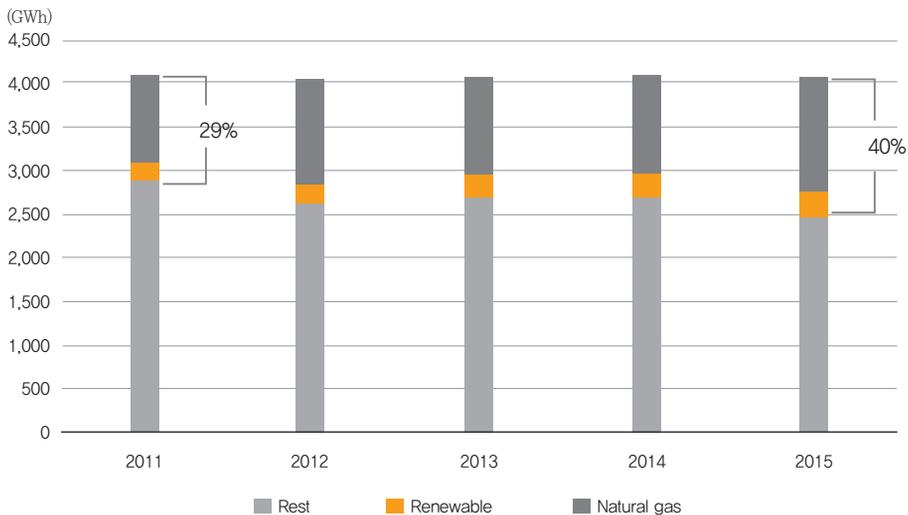


도 배관시설이용규정 적용에 따른 수급관리 비용(가산금, 정산금 등)을 부담해야 하며, 이러한 비용들은 수요의 불확실성이 커지면 함께 커질 수 있어 직수입사에게는 부담으로 작용하게 된다.

#### 4. 발전용 천연가스 수급의 불확실성 완화를 위한 대응방안

세계적으로 천연가스와 신재생에너지는 발전부문 친

[그림 7] 미국 천연가스 및 신재생에너지 발전량 규모



자료: EIA, Annual Data 활용

환경화의 주요 수단으로 여겨지고 있으며, 특히 미국의 경우 셰일가스 생산 본격화로 인한 가스가격 하락에 따라 가스발전량이 크게 증가하였다. 2015년 기준 미국의 천연가스 발전량은 2011년 1,014GWh 대비 약 32% 증가한 1,335GWh를 기록하였으며, 신재생에너지 발전은 동일기간 동안 194GWh와 298GWh로 약 54% 증가하였다. 천연가스 및 신재생에너지가 전체 발전량에서 차지하는 비중은 약 40%를 기록하고 있다.

#### 가. 신재생에너지와의 상호 보완적 특성을 활용한 입지 구축

미 정부는 신재생에너지 발전과 천연가스 발전의 상호보완적 특성을 살려 전력산업에서 두 에너지원을 적극 활용하고 있다. 미국의 신재생에너지 보급 확대 정책은 독립형 전원 기술개발과 MEG(Micro Energy Grid)의 확대 지원에 기반하여 이루어지고 있는데, 이때 천연가스의 보완적인 특성을 동시에 활용함으로써 발전부문 친환경 목표를 달성하는 정책을 펴고 있다.

두 에너지원간 보완적 특성은 다음과 같다. 첫째로, 화석연료 가격의 급변에 대한 대응력이다. 다시 말해, 석유 및 천연가스가격이 급등하더라도 충분한 신재생에너지 발전용량 확보는 이러한 충격을 완화할 수 있



다. 제1차 및 2차 석유파동과 2010년 이후 현재까지의 유가 급등 및 급락 상황 등 전통적으로 화석연료 가격은 큰 변동성을 보여 왔으며, 천연가스 발전소는 화석연료간 상대가격의 변화에 따라 유불리가 결정된다. 반면 신재생에너지 발전의 경우 연료비가 들지 않으며, 건설기간이 짧아 투자비 예측이 용이하기 때문에 건설 직후 발전비용에 대한 예측이 쉽다.

둘째로, 계절별·시간대별 신재생에너지의 가동률 변화에 대한 대응력이다. 태양광 및 풍력 등의 신재생에너지 발전원은 일조량과 풍량에 따라 가동에 제약을 받게 되며 이러한 조건에 따른 발전 편차를 완화하기 위해서는 ESS 등 추가적인 투자비용이 필요하다. 하지만 충분한 천연가스 공급능력이 확보될 경우 가동률 저하 우려와 시설 투자비용을 절감할 수 있다.

마지막으로 발전시스템 구축의 환경적 제약에 대한 대응력이다. 천연가스 발전소의 건설을 위해서는 충분한 건설부지 확보가 선결되어야 하며 또한 상당한 부지매입 비용이 소요된다. 반면 태양광의 경우 건물 옥상 및 주차장에 건설하거나 건물일체형 태양광 모듈(BIPV) 형태로 구축이 가능하기 때문에 공간적 제약을 덜 받게 된다. 풍력발전의 경우에는 반대로 소음 등의 문제로 주거지역에 건설하기 어렵지만 천연가스 발전

소의 경우 상대적으로 수요 밀집지역 인근에 건설이 가능하다는 특징이 있다.

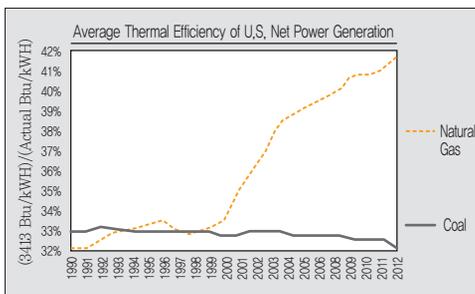
우리나라의 경우 동·하절기 피크수요 대응을 위해 천연가스의 용량을 늘이는 방안을 적극적으로 활용하고 있지만 설비용량 과다로 인한 가동률 저하는 시설 운영의 효율성 측면에서 부정적이다. 따라서 미국의 사례와 같이 친환경 발전원인 천연가스와 신재생에너지의 적절한 협력방안과 역할분담에 대한 강구가 필요하다.

#### 나. 친환경 에너지로서의 역할 부여를 통한 수요예측 오차 완화

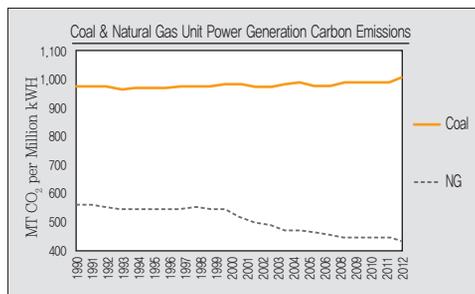
전통적으로 천연가스 발전소는 화석연료 중 청정에너지원으로서 경쟁연료인 석탄에 대비 CO<sub>2</sub> 배출량은 절반 수준이며, 신규 발전기술의 적용을 통해 꾸준한 효율개선을 달성하기도 하였다([그림 8] 및 [그림 9] 참조). 하지만 이러한 강점에 특성에도 불구하고 우리나라의 천연가스의 전력부문 활용도는 OECD 평균치에 비해 낮은 편이다.

2015년 기준 LNG 발전소의 발전용량은 32.6GW로 전체 용량의 약 33%를 차지하고 있어 OECD 평균치인 30%에 비해 높은 수치지만 발전량은 약 19%로 OECD의 평균치인 24%에 미치지 못하고 있다.<sup>10)</sup> 물론 천연가스를

[그림 8] 석탄 / 천연가스 발전효율 비교



[그림 9] 석탄 / 천연가스 발전 CO<sub>2</sub> 배출량 비교



자료: EISPC, Long-term Electric and Natural Gas Infrastructure Requirements(2014, 11), EIA MER data 활용



거의 전량 해외에서 수입하고 있는 우리나라는 자국에서 천연가스가 생산되거나 PNG를 통해 수입이 가능한 대부분의 OECD 국가보다 공급원가가 높은 상황이다. 하지만 설비규모에 비해 실질적인 활용도는 비교적 낮은 수준이며 친환경성에 기반한 역할 강화가 필요하다.

또한 전술한 바와 같이 가동률 저하는 가스발전소의 시설투자 회수를 지연시키게 되며, 과도한 수요 예측은 많은 가스수급관리 비용을 초래하게 된다. 본질적으로 전력부문에서의 불확실성에 기인한 수급관리비용은 가스시장에 전적으로 부담되는 측면이 있으며 이는 가스 사용자에게 전가된다. 따라서 천연가스 발전의 적절한 역할 정립은 천연가스 시장과 전력시장 두 시장의 건전성 확보와 협력 차원에서도 필요하다.

#### 다. 에너지 수요관리 기술개발 정도와 연계한 장기 계획 수립

천연가스의 역할정립과 더불어 수반되어야 할 것은 최신의 신재생에너지 기술동향 파악과 전망, 그리고 ESS

등 수요관리 기술의 현실적인 적용 가능성 검토이다. 장기적으로 발전원의 구성이 신재생에너지로 대전환되기 까지 어느 정도의 시간과 비용이 투자될 것인지 그리고 ESS를 활용한 피크수요 용량 저감이 얼마나 발생할 것인지에 대한 객관적 예측과 계획이 수립되어야만 장기적인 천연가스의 역할을 정립이 이루어질 수 있기 때문이다.

제4차 신재생에너지 기본계획에 따르면, 우리나라는 2035년 기준 신재생에너지 발전량 비중 13.4% 달성을 목표로 하고 있으며, 특히 태양광과 풍력 등 변동적 재생에너지(Variable Renewable Energy, VRE)의 비중을 7.5%로 크게 늘릴 계획이다. 하지만 OECD 국가 중 전체 발전량에 대한 해당 수치 이상의 VRE 비중을 달성한 국가는 8개국에 불과하며, 대부분 인접 국가와 계통이 연계된 유럽지역 국가이다. 국가간 계통연계가 어려운 우리나라의 경우 VRE 비중 증대는 전력공급 안정성을 저해할 수 있으며, 따라서 VRE의 비중 증대와 함께 적극적인 ESS 확충이 이루어져야 한다.

ESS 활용의 중점 목표는 신재생에너지 출력안정, 피크수요 저감, 주파수 조정<sup>11)</sup>이며, 국내·외 시장은 피

〈표 6〉 국내외 ESS분야별 시장규모 전망

(단위: MW)

분야	국내시장			해외시장		
	2016	2018	2020	2016	2018	2020
주파수 조정	300	600	950	1,299	3,190	6,764
신재생 출력 안정	160	560	1,350	554	1,926	5,979
피크수요 저감	280	820	1,600	2,247	7,080	16,273
합계	740	1,980	3,900	4,100	12,196	29,016

자료: 산업통상자원부, 에너지신산업의 총아 ESS, 보도자료, 2015.7.10

10) OECD 평균치는 IEA의 World Energy Outlook(2015)의 2013년 기준 데이터이며, 우리나라 LNG 발전용량은 2015년말 기준임.

11) 교류전류는 표준주파수(60Hz)유지가 필요하며 고장에 의한 일부 발전기 계통 탈락, 전력수요 급등에 의한 주파수 변동을 막기 위해 현재 화력발전소는 용량대비 5% 정도 감발운전을 시행함.



크수요 저감에 가장 큰 비중을 두고 성장할 것으로 예상되는데 2020년 기준 ESS 용량은 약 2.3GW로 전체의 2% 이하에 불과하다.

또한 현 시점에서 ESS의 발전단가는 화석에너지 발전에 비해 높기 때문에 기술개발로 인한 단가하락이 어느 정도 이루어질 것인지에 대한 분석도 지속적으로 이루어져야 한다.<sup>12)</sup>

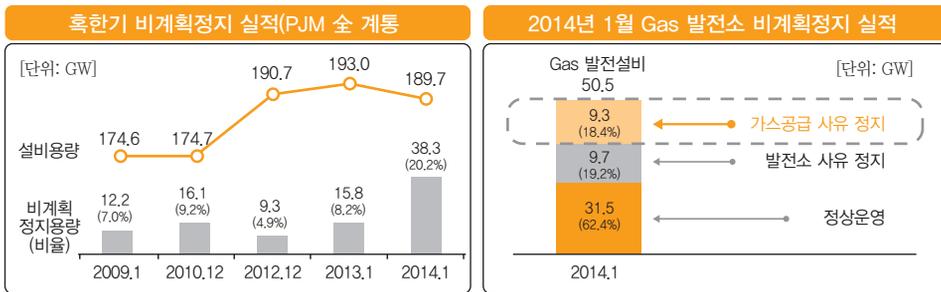
### 라. 발전시장의 운영 효율화를 위한 가스·전력 산업간 협력체계 마련

미국의 경우 매년 겨울 혹한으로 가스공급 차질이 종종 발생함에 따라 가스발전소 운전의 차질에 대비한 전력·가스산업간 상시 연락체계를 구축하고 운영 중에 있으며, 이러한 망 운영자간 정보교환은 양 시장에서 발생할 수 있는 불확실성을 완화하는데 상당한 기여를 하고 있다.

2014년 1월 미국의 최대 전력시장인 PJM<sup>13)</sup>에는 Polar Vortex<sup>14)</sup>로 인해 가스공급 차질로 인해 Gas 발전소 용량의 18.4%에 해당하는 발전시설이 비계획정지하는 사례가 발생하였으며, 이에 따라 미국 연방에너지규제위원회(FERC)는 2014년 6월 전력거래시장 운영자와 가스망 운영자간 운영정보 교환을 강제하는 명령(Order #787) 수립 발표하였다. 이 명령은 양 사업자간 시스템 운영에 관한 과거의 비공개 정보를 상호 공유하도록 명시적 권한을 부여하고 있다. 구체적으로 전력망 운영자는 전력설비 가동에 관한 구체적 현황과 계획을 가스 파이프라인 및 가스저장시설 운영자에게 제공해야 하며, 반대로 가스망 운영자는 가스 파이프라인 계획정보 및 비계획정지 정보를 전력망 운영자에게 제공해야 한다. Order #787에 따라 2015년 7월 미 PJM지역 내 전력사업자와 가스망 사업자(총 9개사)는 상기 의무에 관한 MOU를 체결하여 이행하고 있다.

우리나라의 경우에도 전력산업과 가스산업간 협력

[그림 10] 미국 PJM 시장 혹한으로 인한 비계획정지 현황



자료: 한전경제경영연구소, 전력경제 Review 2015년 제39호

12) 에너지경제연구원 소진영(2014)의 연구에 따르면, 태양광 및 풍력 발전시스템에 BESS(리튬이온전지)를 장착할 경우 기존연료보다 발전비용이 높음. 신재생 발전설비 +BESS(용량의 10%) 구성을 기준으로 에너지급등화비용(LOE)은 태양광+BESS는 261.7원/kWh, 풍력+BESS는 167.4원/kWh으로 분석됨.

13) Pennsylvania-New Jersey-Maryland의 약자. 미 동북부 13개주, Columbia 특별구를 관할하는 전력시장 또는 해당 지역의 광역송전기구(전력거래소와 유사)를 말함.

14) 미 1월경 동북부 지역으로 내려오는 북극의 찬 공기, 북극소용돌이(-30℃ 내외)를 말함.



체계가 없는 것은 아니다. 기본적으로 신규 천연가스 발전소가 전력수급계획에 반영되기 위해서는 한국가스공사로부터 공급확인서를 받아 제출하여야 한다. 또한 천연가스 발전사는 전력수급계획을 토대로 가스공사와 연료공급을 수시로 협의하고 있으며, 이를 기반으로 발전시장에 입찰참여를 결정하게 된다. 또한 발전용 천연가스 공급에 특이사항이 발생할 경우에는 한국가스공사가 전력거래소에 직접 연락하는 체계를 구축하고 있다. 하지만 우리나라의 양 산업간 대부분의 협력체계가 발전사를 매개로 운영되고 있으며 강제적 제·규정이기 보다 사업운영을 위한 정보의 요구와 대응이라는 측면에서 향후 운영의 효율화를 위한 제도적 보완이 필요하다.

#### 〈웹사이트〉

<http://epsis.kpx.or.kr>

<http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/>

<http://www.kesis.net>

## 참고문헌

### 〈국내 문헌〉

국회예산정책처, 전력수급기본계획의 사전평가, 2015.2

산업통상자원부, 장기천연가스수급계획(7차~12차) \_\_\_\_\_, 전력수급계획(제6차, 제7차)

에너지경제연구원, 에너지통계월보, 2016.7

전력거래소, 2013년 정산규칙해설서, 2013

한전경제경영연구소, “안정적 전력공급을 위한 전력·가스산업 협력 사례,” 「전력경제 Review」, 2015년 제39호, 2015

### 〈외국 문헌〉

EIA, Monthly Energy Review

EISPC, Long-term Electric and Natural Gas Infrastructure Requirements, 2014.11