

## 에너지전환 정책에 따른 우리나라 중기 발전용 천연가스 수요 전망

이상림\* · 이지웅\*\*\* · 김길환\*\*\*

\*에너지경제연구원 연구위원, \*\*부경대학교 경제학부 조교수, \*\*\*계명대학교 경영학과 조교수

### Forecasting the Medium Term Demand of LNG for Power Generation under the Energy Transition Policy in South Korea

Lee, Sanglim\*, Lee, Jiwoong\*\*\* and Kim, Gilwhan\*\*\*

\*Research Fellow, Korea Energy Economics Institute, Ulsan, Korea

\*\*Assistant Professor, Department of Economics, Pukyong National University, Busan, Korea

\*\*\*Assistant Professor, School of Business, Keimyung University, Daegu, Korea

#### ABSTRACT

Liquefied natural gas (LNG) is becoming a key energy source in this era of energy transition. LNG demand is expected to continuously increase, especially for use in power generation. This study predicts the generation of power and the LNG demand for power generation during 2017~2030, based on the 8th Basic Plan for Power Supply and Demand using the power simulation forecasting model M-Core. As a result of the analysis, it is expected that the demand for LNG for power generation in 2031 will reach 13.2 million tons under the economic supply scenario and 17.2 million tons under the environmental supply scenario. When uncertainties such as delayed completion of new plant construction and declining utilization rate of nuclear power plants are reflected, the demand is predicted to increase by 123-232 thousand tons.

*Key words: LNG Demand, Energy Transition*

#### 1. 서 론

문재인 정부의 에너지 정책의 핵심은 탈원전, 석탄화력 발전 축소 그리고 신재생에너지의 확대에 요약할 수 있다. 세 가지 목표를 각각 바라보면 지속가능한 에너지원으로서 전환 및 온실가스 감축이라는 세계적 추세와 결을 같이 하고 있음에는 분명하나, 문제는 이들 목표를 동시에 달성하기에는 매우 어려울 뿐만 아니라 때로는 서로 상충할 수 있다는 점이다. 새로운 에너지 시스템으로의 전환은 결코 단기간에 달성할 수 없는 지난한 과정이며, 그 중간단계에서 어느 정도 타협은 불가피하다. 특히 전세계적으로 증가하는 에너지 수요를 경제적으로 부담이 되지 않는 수준에서 감당 해주되 기후변화에 악영향이 그리 크지 않은 에너지원이 필

요하게 된다.

천연가스는 이러한 에너지원 역할을 해줄 수 있는 현실적인 대안으로 각광받고 있다. 국제에너지기구 (International Energy Association, 이하 IEA)의 전망에 따르면, 2016-40년 간 천연가스는 에너지 수요 증가 대응에 중추적인 역할을 하며, 그 수요는 세계적으로 45% 정도 증가할 것으로 예상된다. 동기간 석탄 수요증가율은 5%, 석유는 10%임을 감안하면 천연가스의 증가세는 두드러진다. 또한 전 세계 가스 발전 설비용량은 2010년 이후 20% 증가하였으며, 가스터빈복합발전 (Combined-Cycle Gas Turbine, CCGT)은 2000년 이후 보급된 신규 발전 설비의 거의 3/4을 차지하고 있을 만큼 선진국에서는 유연성 전원으로 선호되어 왔다. 저렴한 가격으로 가스를 조달할 수 있는 국가들이 이러한 변화를 주도하고 있

† Corresponding author: [j.lee@pknu.ac.kr](mailto:j.lee@pknu.ac.kr) (Pukyong National University, Yongso-ro 45, Nam-gu, Busan 48513, S. Korea Tel: +82-51-629-5321)

Received November 12, 2018 / Revised February 22, 2019 / Accepted March 11, 2019

는데, 특히 미국에서는 셰일가스 생산에 따른 가스 가격 하락에 힘입어 2016년에는 처음으로 가스 발전의 발전량이 석탄 발전을 넘어섰다 이러한 추세는 지속되어 전 세계적으로도 2030년에 가스 발전 설비용량은 석탄발전을 넘어서고, 2040년에는 68GW 규모의 신규 가스 발전이 가동될 것으로 전망된다 (IEA, 2017).

문재인 정부에서 발표한 에너지 정책 역시 천연가스 확대라는 세계적 추세를 반영하고 있다. 미세먼지 관리 종합대책 (2017년 9월), 제8차 전력수급기본계획 (2017년 12월), 재생에너지 3020 이행계획 (2017년 12월), 2030 온실가스 감축 로드맵 수정안 (2018년 7월) 모두 환경급전 강화를 명시함으로써, 그간 경제성에만 중점을 두었던 정책 방향에 상당한 변화를 주었다. 그리고 환경급전 강화를 위한 수단으로서 석탄 발전 확대 계획 폐지 및 천연가스 발전 확대를 추진하기로 하였다. 실제로 미세먼지 대응을 위하여 환경급전이 2019년도에는 도입될 것으로 전망된다.

발전용으로 천연가스가 각광받음에 따라 수요 추정에 대한 연구도 최근 활발히 이루어지고 있다. Cheong and Park (2018)은 발전용 천연가스 일일수요를 추정하며 있으며, Kim (2017)은 전력수요가 발전연료별 수요에 어떤 영향을 미치는지 살펴보고, 특히 무연탄과 LNG는 여름을 제외하고 전력수요증대에 대해 민감하게 반응하는 연료임을 확인하였다. 하지만 기존 연구는 최신의 정책적 추세를 반영하지 못했다는 한계가 있는 바, 본 연구는 정책적 환경 변화에 따른 2030년 까지의 발전용 천연가스 수요량을 추정하였다. 이를 위해 제 8차 전력수급기본계획을 바탕으로 전력시물레이션 모형인 M-Core를 이용하여 2017~2030년 발전원별 발전량을 추정하고, 이에 따른 발전용 천연가스 수요를 전망한다. 본 연구는 우리나라 정부의 새로운 에너지 정책 방향을 반영하여 중기 천연가스 수요량을 전망한 첫 연구라는데 그 의의가 있다고 사료된다. 또한 본 연구의 전망치는 환경급전 강화를 위하여 필요한 천연가스 중장기 확보량에 대한 정보를 제공함으로써 우리나라 에너지 정책 수립에 유용한 역할을 할 수 있을 것으로 판단된다.

본 연구는 다음과 같이 구성되어 있다. 제2장에서는 제8차 전력수급기본계획 상 전력수급량 전망치를 개관하고, 각 발전원별 설비용량 변화를 요약한다. 제3장에서는 전력시물레이션 모형을 이용하여 여러 시나리오 하에서 발전원별 발전량을 추정한다. 제4장에서는 이에 따른 발전용 천연가스 수요 전망치를 추산한다. 제5장에서는 본 연구를 결론짓는다.

## 2. 2017~2031년 전력 수요 및 발전원별 설비용량 전망

제8차 전력수급기본계획에서는 지금까지 사용해 왔던 “전력패널모형” 외 총에너지 패널모형, 구조변화모형, 시계열 모형, 미시모형의 4개 추가모형을 적용하여 전력수요를 예측하였다. 그 결과 제8차 전력수급기본계획에서 전망한 2030년 기준수요는 약 667 TWh로서, 계획기간 (2017~2031년) 동안 연평균 2.1% 가량 증가하며, 추정된 기준수요 하에서의 최대 전력은 2030년 동계 기준 113.4 GW이 될 것으로 예상하였다 (Table 1 참조).

한편, 기준수요에서 수요관리량을 차감한 후 수요에 영향을 미치는 기타요인 (전기차 등)에 대한 수요를 가산한 결과치인 목표수요는 2030년 579.5 TWh으로서, 계획기간 (2017~2031년) 내 연평균 1% 가량 증가하며 (Table 2 참조), 최대전력은 2030년 동계 기준 10.5 GW이 될 것으로 예상하였다.

원자력의 경우, ‘에너지전환 로드맵 (2017년 10월)’과 발전 설비 현황조사 결과를 반영한 원자력발전설비의 변동은 다음

Table 1. Standard electricity demand forecasts during 2017-2031

Year	Electricity Consumption (TWh)	Maximum Load (GW)	
		Summer	Winter
2017	509.0	84.6	86.5
2018	523.5	87.5	88.9
2019	538.0	89.8	91.3
2020	552.3	92.0	93.6
2021	566.7	94.2	96.0
2022	579.6	96.2	98.1
2023	592.1	98.1	100.3
2024	604.1	100.0	102.3
2025	615.8	101.8	104.4
2026	627.1	103.6	106.3
2027	637.9	105.3	108.2
2028	647.9	106.9	110.0
2029	657.7	108.5	111.8
2030	667.0	110.0	113.4
2031	675.4	111.3	114.9
annual average growth rate	2.1%	1.8%	2.1%

Source: 8th Power Supply Master Plan (2017)

과 같이 정리할 수 있다. 우선 월성 1호기 (680 MW)의 경우 조기폐쇄 전까지 수급기여가 불확실 할 것으로 전망되어 2018년부터 발전공급에서 제외되며, 신한울 1,2호기, 신고리 4,5호기를 포함한 총 4기 (약 5.6 GW)가 2022년 이전 완공될 예정이다. 또한 2023~30년에는 노후 원전 10기 (8.5 GW) 운전 중단 및 신규 6기 원전 (신한울 3,4호기, 천지 1,2호기, 신규원전 1,2호기)의 건설계획이 백지화되었으며, 신고리 6호기 (1.4 GW)가 준공될 예정이다. 이로 인하여 원전 설비용량은 2017년 22.5 GW에서 2030년 20.4 GW로 소폭 감소하게 된다.

석탄발전의 경우, 미세먼지 대책 및 발전설비 현황조사 결과를 종합적으로 고려하여 2031년까지의 설비량을 추정하였다. 2017-22년에는 노후 석탄발전소 7기 (2.8 GW)가 폐지되며, 공정률이 낮은 신규석탄 발전소 9기 중 7기 (7.3 GW)가 건설될 예정이다. 그리고 2023-30년에는 기존 석탄발전소 6기 (당진에코 1, 2호기, 태안 1, 2호기, 삼천포 3, 4호기)는

LNG로 연료 전환 계획 (2.1 GW)이다. 이에 따라 석탄발전 설비용량은 2017년 36.9 GW에서 2030년 39.9 GW로 소폭 증가하게 된다.

한편, 신재생에너지 용량 증가는 상당하다. “재생에너지 3020계획”에 근거하여 태양광 및 풍력 중심으로 설비가 확충될 예정인데, 2030년 태양광 및 풍력 용량은 각각 33.5 GW, 17.7 GW으로써, 2030년 전체 신재생 설비용량의 88%를 차지할 전망이다. 전체적으로 신재생 에너지 설비 용량 (정격용량 기준)은 2017년 11.3 GW에서 2030년 58.5 GW로 5배 가량 확충될 예정이다.

LNG 발전의 경우, 제주도 전력수급 대응을 위해 약 0.125 GW (2020년 6월 기준) 규모의 설비용량 추가가 필요하며, 제8차 전력수급기본계획에 따르면 석탄에서 LNG로의 연료 전환대상 설비 6기 (삼천포 3, 4호기, 태안1, 2호기, 당진에코 1, 2호기) 계획이 반영되어 있다. 그 결과 LNG 발전 설비용량은 2017년 37.4 GW에서 2030년 44.3 GW로 18% 상승하게 된다.

Table 2. Targeted electricity demand forecasts during 2017-2031

Year	Electricity Consumption (TWh)	Maximum Load(GW)	
		Summer	Winter
2017	507.0	84.6 (actual value)	85.2
2018	519.1	86.1	87.2
2019	530.4	87.1	88.5
2020	540.1	88.8	90.3
2021	548.9	90.4	92.1
2022	556.1	91.5	93.3
2023	561.7	92.6	94.5
2024	566.2	93.5	95.7
2025	569.8	94.4	96.7
2026	572.8	95.1	97.6
2027	575.2	95.8	98.4
2028	577.0	96.4	99.1
2029	578.5	97.0	99.8
2030	579.5	97.5	100.5
2031	580.4	98.0	101.1
annual average growth rate	1.0%	0.9%	1.3%

Source: 8th Power Supply Master Plan (2017)

### 3. 중기 전원별 발전량 및 발전용 천연가스 수요 전망

발전용 천연가스 수요 전망을 위해서는 전원별 발전량을 먼저 추정할 필요가 있다. 이를 위하여 본 연구는 전력시뮬레이션 모형 M-Core을 기반으로 하여) 제8차 전력수급기본계획의 주요 전제 (전력수요, 설비계획, 연료가격, 예방정비 등) 하에서 2017~2031년 기간의 전원별 발전량을 전망한다.

#### 3.1 전원별 발전량 전망

제8차 전력수급기본계획은 발전량 비중을 기준 시나리오 (경제급전)와 목표 시나리오 (환경급전)로 나누어 제시하였다. 기준 시나리오 (경제급전)는 현행 전력시장제도와 2017년 발전용 연료비를 기준으로 전망하였으며, 목표 시나리오 (환경급전)는 석탄발전의 물리적 제약과 발전연료 세제 개편 (유연탄: 30 → 36원/ kg, LNG: 60 → 12원/ kg) 및 환경비용을 고려한 석탄과 LNG 발전 간 비용격차 축소를 반영하여 전망하였다. 다만, 석탄발전의 물리적 제약, 유연탄 개별소비세율 조정 등을 제외하고 2018년 11월 현재 8차 전력수급기본계획에서 제시된 환경급전 관련 제도는 완전히 확립되지 않은 상황이지만, 본 연구에서는 환경급전 관련 모든 제도가 시행됨

1) M-Core에 대한 보다 상세한 내용과 응용사례는 Master’s Space (2014), Roh (2013), Kim et al. (2015), Lee et al. (2016)을 참조하기 바란다.

을 전제하고 분석을 진행하였다.

Table 3은 각각은 제8차 전력수급기본계획에서 제시한 기준 시나리오 (경제급전)와 목표 시나리오 (환경급전) 전제 하에 2017~2031년 전월별 발전량을 모의실험한 결과를 요약하여 보여준다.

기준 시나리오 (경제급전) 하에서 신재생·LNG 비중은 2018년 23.5%에서 2031년 34.5% 증가하며, 원전·석탄 비중은 2018년 75.3%에서 2031년 64.4%로 감소한다. 그리고 목표 시나리오 (환경급전)를 기준 시나리오와 비교하면, 2031년 기준 석탄 비중은 기준 시나리오보다 4% 가량 낮고 (40.8% → 36.3%), 그 감소분은 LNG 비중 증가 (14.5% → 18.9%)로 이어진다. 즉, 환경급전 관련 제도가 정비된다면, 2031년 전체 발전량 중 4%가 석탄발전에서 LNG 발전으로 이동하게 된다.

**3.2 발전용 천연가스 수요 전망**

앞 절에서 전망한 2017~2031년 LNG 발전량에 환산계수 (kg/kWh)를 적용하여 발전용 LNG 수요를 추정할 수 있다. 본 연구가 사용한 환산계수는 0.144 kg/kWh로서 우리나라 2011~2013년 LNG 발전소 환산계수 평균과 열병합 (CHP)발

전소 환산계수 평균을 발전량으로 가중평균하여 계산하였다. (Table 4 참조)

기준 시나리오 (경제급전)와 목표 시나리오 (환경급전) 전제 하에 2017~2031년 발전용 LNG 수요 전망은 Table 5와 같다.

원자력과 석탄을 포함하는 기저설비는 2023년까지 신규 원전 및 석탄이 진입함에 따라 증가하지만, 2024년부터 노후 원전 및 석탄 발전소 폐지와 일부 석탄 발전소의 LNG 전환에 따라 감소할 것으로 전망되며, 발전용 LNG 수요는 이와 밀접히 관련되어 있게 된다. 즉, 첨두부하를 담당하고 있는 LNG 발전은 기저 설비용량의 증감에 따라 직접적인 영향을 받기 때문에 기저 설비용량 (원자력 + 석탄)이 증가하는 2023년까지 발전용 LNG 수요는 감소하는 한편, 2024년부터 기저 설비용량이 감소함에 따라 발전용 LNG 수요는 증가하는 추세를 보이게 된다. Fig. 1는 2031년까지 계획된 기저설비 (원자력 + 석탄) 증감과 발전용 LNG 수요와의 관계를 보여주고 있다.

**4. 불확실성 요인 하에서 발전용 LNG 수요 전망**

첨두부하를 담당하고 있는 LNG 발전은 예상치 못한 전력

Table 3. Forecasts of power generation by source

(1) Under the standard demand scenario

(Units: GWh)

Year	Nuclear	Coal	LNG	Oil	PHS	Renewable	Total
2020	190,853	255,643	86,644	2,478	4,006	47,704	587,328
	32.5%	43.5%	14.8%	0.4%	0.7%	8.1%	
2025	197,210	264,443	70,888	1,765	4,003	81,860	620,169
	31.8%	42.6%	11.4%	0.3%	0.6%	13.2%	
2030	148,824	256,569	91,214	1,770	4,794	125,795	628,967
	23.7%	40.8%	14.5%	0.3%	0.8%	20.0%	

(2) Under the targeted demand scenario

(Units: GWh)

Year	Nuclear	Coal	LNG	Oil	PHS	Renewable	Total
2020	190,856	235,827	105,700	2,448	4,006	47,704	586,542
	32.5%	40.2%	18.0%	0.4%	0.7%	8.1%	
2025	197,285	243,359	91,319	1,780	4,003	81,860	619,606
	31.8%	39.3%	14.7%	0.3%	0.6%	13.2%	
2030	148,871	228,680	118,455	1,775	4,794	125,795	628,370
	23.7%	36.4%	18.9%	0.3%	0.8%	20.0%	

Source: the author's calculation

Table 4. Power generation, consumption and conversion Factors

Year	Source	Generation (A) (GWh)	Consumption (B) (ton)	Conversion Factor (B/A)
2011	LNG	89,603	12,188,798	0.136
	CHP	20,873	3,452,935	0.165
2012	LNG	98,987	13,606,358	0.137
	CHP	24,669	4,042,367	0.164
2013	LNG	113,614	15,950,376	0.140
	CHP	24,988	4,178,116	0.167
평균	LNG	100,735	13,915,177	0.138
	CHP	23,510	3,891,139	0.165

Source: Korea Electric Power Statistics, Korea Gas Corporation

Table 5. Forecasts of LNG demand for power generation

(Units: 10,000 tons)

Year	Standard Demand Scenario	Targeted Demand Scenario
2020	1,248	1,522
2025	1,021	1,315
2030	1,313	1,706

Source: the author's calculation

수요의 증가, 신규 기저설비의 준공 지연, 신재생에너지의 간헐적 출력, 보급목표 미달 등 수요 및 공급 측면에서의 여러 불확실성 요인에 따라 상당한 영향을 크게 받게 된다. 특히 신규 기저설비 준공 지연과 원전 이용률 하락의 두 요인은 경험적으로 발전용 LNG 수요에 주요한 영향을 미쳐 왔다.

실제로 신규 원전 및 석탄 발전기의 경우 과거 전력수급 기본계획의 준공 시점보다 늦어지는 경향을 보여 왔다. 특히 2010년 이후 상업운전을 개시한 원전 (5기)와 석탄 (13기)의 경우 준공 전 마지막 차수의 전력수급계획 대비 각각 8개월과 6개월 지연되었던 것으로 파악된다. 한편, 국내 원전이용률은 90% 이상 높은 수준을 유지하였지만, 2011년 3월 일본 후쿠시마 원전 사고 이후 낮아졌다가 반등한 후 2016년 경주 지진 이후 다시 낮은 수준을 보이고 있다. 그리고 원전에 대한 안전성 강화 정책으로 2017년 원전 이용률은 75% 수준을 유지하였다. 이에 본 장에서는 ‘신규 기저설비 준공 지연’과 ‘원전 이용률 하락’이라는 두 요인이 발전용 LNG 수요에 어떤 영향을 미칠 수 있는지 시나리오를 설정하여 분석한다.

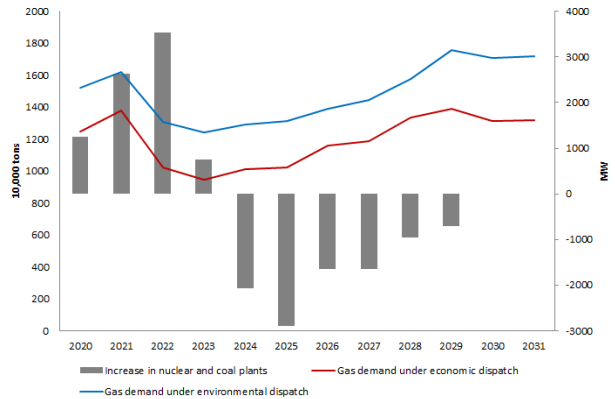


Fig. 1. Gas demand forecasts until 2031.

#### 4.1 시나리오 설정

시나리오는 다음과 같이 S1, S2, S3의 세 가지로 구성한다.

- S1 : 8차 전력수급계획의 기준 시나리오 (경제급전)
- S2 : 8차 전력수급계획의 목표 시나리오 (환경급전)
- S3 : S2 + 신규 기저 발전기 준공 지연 + 원전 이용률 하락

이때 ‘신규 기저 발전기 준공 지연’은 신규 원전의 경우 8개월, 신규 석탄의 경우 6개월 준공이 지연된다고 가정하며, 아래 Table 6처럼 구성된다.

또한, 원전 이용률의 경우, 최근 과거 3년 87%대 수준 (‘14년 86.2%, ’15년 88.6%, ’16년 84.9%)을 유지하였으나, 현재 원자력안전위원회 정책의 기초가 지속될 것으로 보고, 가장 최근 수치인 2017년 평균 수준이 Table 7처럼 유지될 것으로 가정한다.

4.2 시나리오 분석 결과

각 시나리오 하에서 전원별 발전량을 살펴보면, 원자력 발전의 경우 S1과 S2 간 차이는 거의 없으며 원전 이용률 하락을 가정한 S3 하에서 S1과 S2 대비 감소하는 모습을 보인다. 석탄 발전의 경우, 환경급전인 S2 하 발전량은 경제급전인 S1 대비 감소하며, 원전 이용률 하락을 가정한 S3 하에서 석탄발전량은 S2 대비 증가하게 된다. 그리고 LNG 발전을 살펴보면, 환경급전인 S2 하 발전량은 경제급전인 S1 대비 증가하며, 원전 이용률 하락을 가정한 S3 하에서 LNG 발전량

은 S2 대비 증가하게 된다. 또한 석탄발전의 물리적 제약 정책으로 석탄 발전량이 고정된다고 가정할 경우 LNG 발전량 증가 폭은 더 늘어날 수 있다 (Fig. 2-4 참조).

특히 시나리오 S2와 S3를 비교하면, 신규 기저 발전기 준공 지연과 원전 이용률 하락 효과가 동시에 반영된 시나리오 S3 하에서 원전 발전량은 S2 대비 감소하게 된다 (Fig. 5 참조).

석탄 발전의 경우 시나리오 S3 하에서 석탄 발전량은 전반적으로 S2 대비 증가하는데, 2021~2022년 석탄 발전량이 S2 대비 낮게 나타나는 이유는 신규 석탄 발전기 준공 지연 영향이 원전 이용률 하락 영향보다 상대적으로 더 크기 때문인 것으로 판단된다 (Fig. 6 참조).

시나리오 S3 하에서 LNG 발전량은 원전 이용률 하락으로 전 계획기간 동안 S2 대비 증가하며, 특히 2018~2023년 LNG 발전량의 증가폭은 신규 기저 발전기 준공 지연의 영향이 더해져 더 크게 나타난다 (Fig. 7 참조).

Table 6. Power construction delay scenarios

		Planned	Delayed
Nuclear	Shingori#4	Sep. 2018	May. 2019
	Shinhanul#1	Dec. 2018	Aug. 2019
	Shinhanul#2	Dec. 2019	Aug. 2020
	Shingori#5	Jan. 2022	Sep. 2022
	Shingori#6	Jan. 2023	Sep. 2023
	Coal	Shinseochun#1	Mar. 2020
Gosunghigh#1		Apr. 2021	Oct. 2021
Gosunghigh#2		Oct. 2021	Apr. 2022
Gangneungahnin#1		Jun. 2022	Dec. 2022
Gangneungahnin#2		Jun. 2022	Dec. 2022
Samchukforce#1		Dec. 2021	Jun. 2022
Samchukforce#2		Jun. 2022	Dec. 2022

4.3. 시나리오별 발전용 LNG 수요

시나리오별 LNG 발전량을 이용하여 발전용 LNG 수요량을 전망하면 Table 8 및 Fig. 8과 같다. 여기서 S3-1은 신규 기저 발전기 준공 지연, 원전 이용률 하락 가정 시, 경제급전 원칙에 의해 석탄 및 LNG 발전량 모두 증가한다고 본 시나리오이며, S3-2은 신규 기저 발전기 준공 지연, 원전 이용률 하락 가정 시, 석탄발전의 물리적 제약 정책으로 석탄 발전량이 고정되었고 LNG 발전량만 증가한다고 본 시나리오이다.

Table 7. Scenarios for Falling Nuclear Power Utilization

2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%

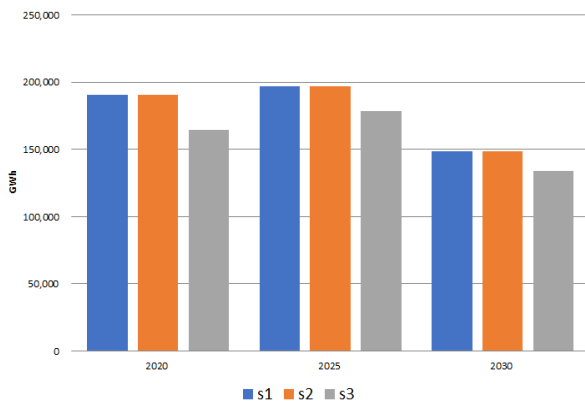


Fig. 2. Nuclear power generation by scenario

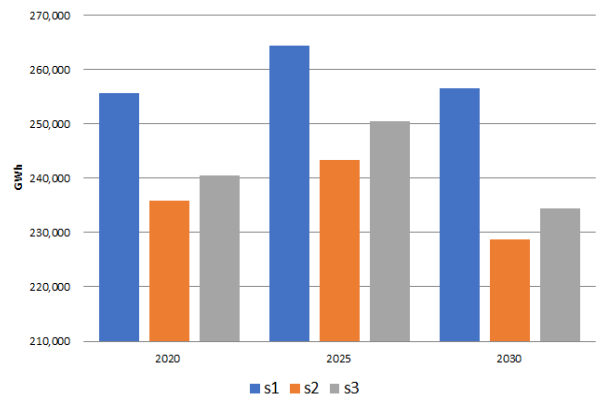


Fig. 3. Coal power generation by scenario

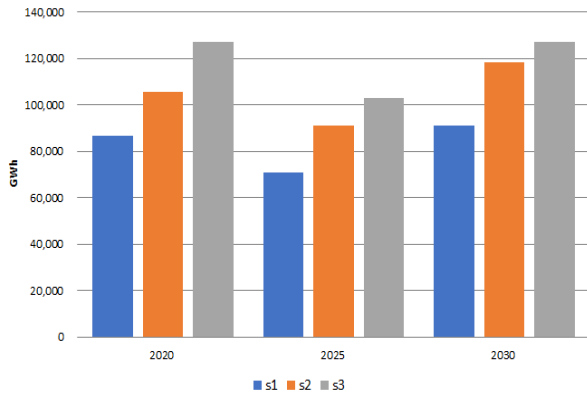


Fig. 4. LNG power generation by scenario

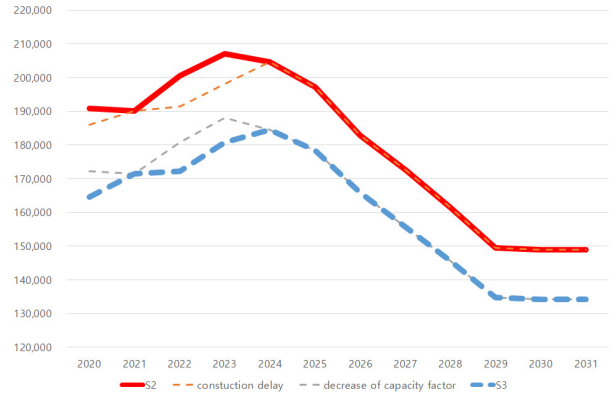


Fig. 5. Change in nuclear power generation (GWh)

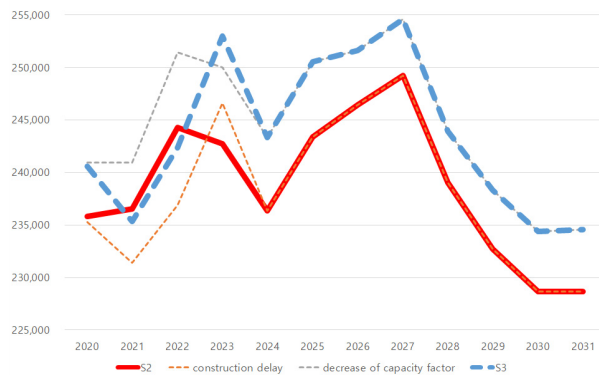


Fig. 6. Change in coal power generation (GWh)

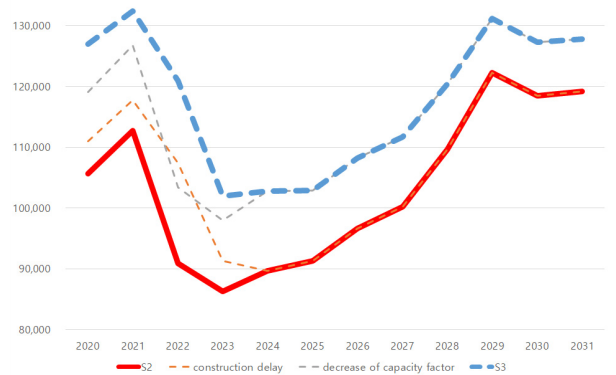


Fig. 7. Change in LNG power generation (GWh)

Table 8. LNG Demand Forecasting by Scenario

(Units: 10,000 tons)

	S1	S2	S3-1	S3-2
2020	1,248	1,522	1,828	1,948
2025	1,021	1,315	1,482	1,603
2030	1,313	1,706	1,832	1,938

### 5. 결론

본 연구는 전력시뮬레이션 전망 모형인 M-Core를 이용하여 제8차 전력수급기본계획을 근거로 2017~2030년 발전원별 발전량과 이에 따른 발전용 LNG 수요를 추정하였다. 경제급전 시 2031년 기준 발전용 LNG 수요는 각각 1,318만톤, 환경급전 시 1,717만톤으로 전망되며, 신규 기저 발전기 준공 지연과 원전 이용률 하락 효과 반영 시 발전용 LNG 수요는 환경급전 시 수요보다 123~232만톤 증가하는 것으로 분석되었

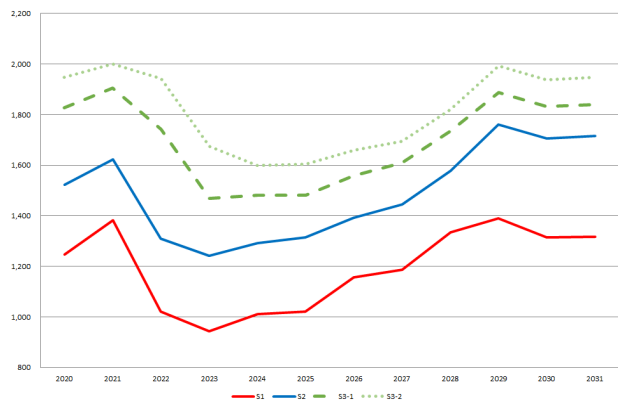


Fig. 8. Forecast of LNG demand for power generation by scenario (10,000 tons)

다.

다만, 본 연구는 제8차 전력수급기본계획에서 제시한 환경급전을 실제 실시하기 위한 모든 제도가 마련되어 있음을 가

정하고 분석하였기 때문에 분석 결과를 해석함에 있어서 이를 염두에 둘 필요가 있다. 또한 자료의 한계로 인하여 LNG 1단위당 발전량을 나타내는 환산계수를 2011~2013년 실증치를 이용하여 계산하였는데, 향후 LNG 발전의 효율이 개선될 것임을 고려하면 본 연구가 제시한 전망치는 최대치로 해석하는 것이 보다 자연스러운 것이다. 마지막으로 LNG 발전량 변화에 영향을 미칠 수 있는 불확실성 요인으로써 본 연구는 신규 기저 발전기 준공 지연과 원전 이용률 하락 효과만 살펴 보았으나, 향후 신재생에너지 발전량 비중이 지속적으로 증가할 것임을 예상할 때, 신재생 에너지의 간헐적 출력 영향을 고려한 추가적인 연구가 필요할 것으로 판단된다.

## 사 사

본 논문은 에너지경제연구원에서 수행한 한국가스공사 수탁과제 ‘장기 발전용 및 도시가스 수요전망 연구 (2018)’의 일부 내용을 대폭 수정, 보완하여 학술논문 형태로 재구성한 글임을 밝힘. 또한 이 논문은 2017학년도 부경대학교의 지원을 받아 수행된 연구임 (C-D-2017-1001).

## REFERENCES

- Cheong HY, Park HJ. 2018. Forecasting the Daily Demand of Natural Gas for Power Generation. *Bulletin Korea Photovoltaic Soc.* 4 (2): 45-53.
- Cho SJ, Park CK. 2015. A Study on the Optimal Power Mix considering the Economic and Social Cost of Nuclear Power Plants (Third year). Ulsan, Korea: Korea Energy Economics Institute. Policy Report.
- IEA. 2016. *World Energy Outlook 2016*. Paris: IEA Publications.
- IEA. 2017. *World Energy Outlook 2017*. Paris: IEA Publications.
- IGU. 2017. *2017 World LNG Report*. IGU Publications.
- IMF. 2017. *World Economic Outlook*. IMF Publications.
- Kim YD. 2017. An Empirical Analysis on the Effect of Electric Demand on Fossil Fuel Demand for Electric Power Generation. *Korea Energy Econ Rev* 16-2: 57-88.
- Kim YK, Park KS, Jo SJ. 2015. A Study on the Effect of Power Price and Tax Income on the Energy Tax Reform by Collecting Power Systems. *Environ Resource Econ Rev* 24-3: 573-605.
- Korea Energy Economics Institute. 2016. *KEEI Annual Energy Statistics*. Ulsan: Korea.
- Korea Energy Economics Institute. 2017. *KEEI Energy statistics monthly report (august)*. Ulsan: Korea.
- Lee SL, Lee JY, Lee Y. 2016. Estimation of the Cost of Purchase of Emissions during the First Planning Period and the Reaction of the Power Market. *Environ Resource Econ Rev* 25-3: 377-401.
- Master's space. 2014 Introduction to M-Core v2.1; [accessed 2019 Jan 30]. <http://www.masterspace.co.kr/renewal/customer/main.asp?cate=master>
- Ministry of Environment. 2014. Roadmap to achieve national goals for reducing greenhouse gas emissions. Sejong: Korea (Completed with the cooperation of related government agencies).
- Ministry of Trade, Industry and Energy. 2017. The 8th basic plan for electric power supply and demand. Sejong: Korea.
- Park MD, Lee SY. 2015. An Analysis of Industrial City Gas Demand Change in Korea. Ulsan, Korea: Korea Energy Economics Institute. Policy Report.
- Rho DS. 2013. A Study on the Appropriate Power Mixing Considering the Economic and Social Costs of Nuclear Power Generation. Uiwang, Korea: Korea Energy Economics Institute. Policy Report.
- Shin SH, Hwang SK, Lee JS, Kim ST. 2013. Korea's long-term macroeconomic variable outlook. Seoul, Korea: Korea Development Institute. Policy Report.