

사회적 비용을 고려한 저탄소 전원구성의 시나리오 분석

Scenario Analysis of Low-Carbon Generation Mix Considering Social Costs

박종배* · 조영탁** · 노재형†
(Jong-Bae Park · Young-Tak Cho · Jae Hyung Roh)

Abstract - This study organizes scenarios on the power supply and demand plans considering the uncertainties and the portion of distributed energy resources. In analysing the scenarios, it estimates total electricity supply cost in the social aspect, natural gas demand and air pollutants emission including carbon dioxide. Also the analysis is performed to estimate the marginal cost of carbon dioxide reduction for the fuel switching from coal to liquefied natural gas. In result, the social cost could be decreased by replacing some portion of renewable energy by LNG-based combined heat and power and delaying the construction of large base-load generators such as coal and nuclear plants. The marginal carbon dioxide reduction cost by fuel switching is in plausible range for fuel switching to be an option for carbon dioxide emission reduction when the social cost is considered.

Key Words : Power supply and demand plan, Scenario analysis, Carbon, Distributed energy resource, Renewable energy, Social cost

1. 서론

전력산업은 친환경 분산형 전원 확대를 통한 온실가스 배출 저감, 정보통신 기술을 활용한 전력망 고도화, 사이버 테러 등 외부적 교란에 대비한 전력계통 안정성 제고와 같은 다양한 과제들에 직면하고 있다. 이들 가운데 친환경 전원 확대를 통한 온실가스 배출저감의 일환으로 재생에너지, 소형 열병합, 소형 가스터빈, 자가발전 등 분산형 전원의 도입 확대에 대한 요구가 커지고 있다. 분산형 전원은 온실가스 배출저감 이외에도 송전망 건설회피, 송전손실 저감, 송전혼잡 감소, 에너지 안보 증진 등 다양한 경제적, 사회적 편익을 제공하고 있으나, 이들 편익이 국내 여건 상 구현될 수 있는지에 대한 논란은 여전히 남아있다. 2013년 수립된 제2차 국가 에너지기본계획은 분산형 자원의 사회적 편익을 인정하고 이의 보급 확대를 천명한 최초의 정부 계획이라 할 수 있다. 동 계획은 2035년 분산형 전원의 목표 비중을 15%로 설정하였으며[1], 에너지기본계획의 하위 계획인 제7차 전력수급기본계획에서는 신재생, 열병합(Combined Heat and Power, CHP), 자가발전 등을 우리나라 현실에서 분산형 전원으로 정의하고 2029년 분산형 전원에 의한 발전 비중을 12.5%로 설정하였다.[2] 에너지기본계획과 전력수급기본계획 등 정부계획에서 설정한 분산형 전원 확대 목표를 달성하기 위해서는 신재생에너지

확대를 위한 공급의무화제도(Renewable Portfolio Standard, RPS), 열병합 확대를 위한 분산자원 지원제도, 자가발전 확대를 위한 전기요금제도 개혁 등 다양한 제도적 측면에서의 뒷받침이 요구된다.

신재생 보급확대를 위하여 도입된 RPS 제도는 총괄비용을 지원하는 공급인증서 및 전력시장가격(SMP) 통합 장기계약의 도입 등 지속적인 제도 개선을 통해 신재생에너지지원 보급 확대에 실질적인 효과를 내고 있다. 하지만 입지 규제, 지역주민의 반대 등 제도적 장애와 사회적 갈등, 공급의무자의 의무이행비용에 대한 불완전한 보전으로 인한 재무적 측면에서의 갈등, 신재생에너지원의 가격하락 유인 한계 등은 여전히 보급 확대에 대한 장애물로 남아있다.[3] 신재생에너지와 달리 열병합과 자가발전은 별도의 지원제도 없이 시장시스템에 의해 투자가 결정되고 있다. 자가발전의 경우 자가발전 비용에 비해 상대적으로 낮은 산업용 전기요금 수준으로 인해 투자에 대한 인센티브를 찾기 어려운 상황이며, 열병합의 경우에도 현 전력시장과 열시장에서 모두 경제성을 확보하는데 어려움을 겪고 있다. 해외의 경우 지역별 요금 등의 전력시장 제도와 보조금 등의 인센티브를 통해 분산형 전원 보급 확대를 지원하고 있다는 점을 감안할 때, 우리나라가 분산형 전원 보급 목표를 달성하기 위해서는 적극적인 지원제도의 도입이 필요할 것으로 판단된다.[4]

분산형 전원에 대한 지원 제도를 설계하기 위해서는 분산형 전원의 사회적 편익과 비용에 대한 분석이 필요하나 이에 대한 연구는 충분히 이루어지지 않고 있는 상황이다. 열병합 발전의 편익에 대한 분석, 특히 분산형 전원 확대 목표 구현을 위해 요구되는 사회적 비용의 증감에 대한 국내 연구는 부재하다. 본 연구에서는 제7차 전력수급기본계획 수립 이후 발전설비의 건설 현

† Corresponding Author : Dept. of Electrical Engineering, Konkuk University, Korea.

E-mail: jhroh@konkuk.ac.kr

* Dept. of Electrical Engineering, Konkuk University, Korea

** Dept of Economics, Hanbat National University, Korea

Received : January 8, 2018; Accepted : January 11, 2018

황과 신재생에너지를 포함한 분산형 전원의 보급 비중에 따른 시나리오를 설정하고, 시나리오별 사회적 비용을 분석함으로써 분산형 전력시스템 지원 제도 설계를 위한 기초 자료를 제공하고자 한다. 본 연구에서 고려한 사회적 비용은 현행 발전비용에 반영되고 있는 자본투자비(건설비, 운전유지비) 및 연료비만 아니라 온실가스 비용, 대기오염피해 비용과 같은 외부비용, 발전원가에는 반영되고 있지 않지만 실제 전기요금에는 반영되는 송전비용, 송전손실비용, 연료 관련 세금, 공공보조금 등의 숨어 있는 비용까지 모두 포함한다.

2. 시나리오의 구성

본 연구에서는 제7차 전력수급기본계획을 기반으로 총 7개의 시나리오를 설정하고 시뮬레이션을 통해 자본투자비용, 총 사회적 비용, 천연가스 수요, CO2 배출량 등에 대한 분석을 수행하였다. 전력수요는 불확실성을 반영하기 위해 수요 전망을 목표수요와 기준수요 두 가지로 가정하였다. 발전설비 건설계획은 제7차 전력수급기본계획이 원안대로 구현되는 시나리오, 개별 발전소의 건설 진행 현황, 송전망 건설 현황[5] 등을 평가하여 제7차 전력수급기본계획에 비해 실현 가능성이 높은 시나리오(Most Probable Plan, MPP), 2016년 산업통상자원부가 발표한 미세먼지 저감을 위한 노후 석탄화력 폐지계획을 반영한 시나리오[6], 신재생에너지 및 LNG 열병합 발전설비 비중을 조정한 시나리오 등으로 구분하였다. 이 가운데 원자력과 석탄화력 발전소의 실현 가능성이 높은 건설계획(MPP)은 이론적인 분석이 아닌 건설 현황과 연구진의 경험에 바탕으로 도출된 계획으로서 전력수급기본계획의 발

표 1 시나리오의 설정 및 주요 가정
Table 1 Assumptions of each scenario

Scenario	Assumptions			
	Load	Generation Capacity	Renewable	LNG CHP
S1	기준수요 (7차)	7차 계획	7차 계획	7차 계획
S2	목표수요 (7차)	7차 계획	7차 계획	7차 계획
S3	목표수요 (7차)	미세먼지대책 (7차 계획)	7차 계획	7차 계획
S4	목표수요 (7차)	미세먼지대책 (7차 계획)	7차 계획의 60% 수준	분산전원 추가
S5	목표수요 (7차)	미세먼지대책+ 원전및석탄 지연 (MPP)	7차 계획의 60% 수준	분산전원 추가
S3-1	목표수요 (7차)	미세먼지대책 (7차 계획)	7차 계획	7차 계획
S5-1	목표수요 (7차)	미세먼지대책+ 원전및석탄 지연 (MPP)	7차 계획의 60% 수준	분산전원 추가

전설비 건설계획을 가능한 현실화시켰다는데 그 의미가 있다. 신재생에너지 역시 2014년까지의 목표 대비 실적을 감안하여 계획된 신재생에너지 발전설비의 60%가 구현되는 경우를 별도 시나리오로 설정하였다. 결과적으로 두 가지 전력수요, 두 가지 신재생에너지 이행 계획, 세 개의 원자력 및 석탄화력 건설계획을 바탕으로 (표 1)과 같이 총 7 종류의 시나리오를 설정하였다.

시나리오 1은 제7차 전력수급기본계획의 발전설비 건설계획이 원안대로 이행되는 것을 가정하되 전력 수요는 기준수요, 즉 상한수요의 개념을 가정하였다. 이는 우리나라 온실가스 감축계획의 기준이 되기 때문이다.[7] 시나리오 2는 제7차 목표수요와 발전설비 계획 모두 원안대로 구현되는 것을 가정하였으며, 시나리오 3에서는 시나리오 2에 미세먼지 대책에 따른 노후 석탄화력 발전기의 조기 폐지를 반영한 것이다. 시나리오 4는 원자력과 석탄화력, LNG 복합의 건설계획은 시나리오 3과 동일하되 신재생에너지는 제7차 전력수급기본계획 목표 대비 60%만이 이행되는 것으로 가정하였으며 신재생에너지가 건설되지 않은 만큼의 설비를 분산전원인 LNG 열병합(CHP)이 대체하는 것으로 가정하였다. 시나리오 5는 원자력과 석탄화력의 건설 진행 현황을 반영한 실현 가능성이 높은 설비계획(MPP)을 가정하고 신재생에너지와 열병합은 시나리오 4와 동일하게 가정하였다. 시나리오 5는 현실적으로 가장 가능성이 높은 시나리오인 동시에 LNG 열병합 발전과 신재생에너지, 즉 분산형 발전의 비중을 제7차 전력수급기본계획과 동일하게 유지한 시나리오라고 할 수 있다. 시나리오 4와 시나리오 5에서 신재생에너지를 대체하여 투입된 열병합 발전기는 400MW 12기 수준으로 설정하였다.

시나리오 3-1과 5-1은 시나리오 3, 5와 동일한 발전설비 계획과 전력수요를 가정한 상태에서 이산화탄소 배출 제약을 적용하여 이산화탄소 배출 목표치를 초과하는 경우 LNG 발전설비가 석탄화력 발전을 대체하는 연료전환, 즉 환경급전을 고려한 시나리오이다. 이 시나리오들은 환경급전, 즉 온실가스 배출 제약을 고려한 급전에 따른 사회적 비용의 변화를 분석하기 위한 것이다. 이러한 가정을 바탕으로 시뮬레이션을 통하여 총 7개 시나리오에 대해 원별 전력 생산량, 연료 소비량, 이산화탄소 배출량, 대기오염물질 배출량, 사회적 비용 등을 연도별로 산출하였다.

3. 시나리오의 분석

시나리오별 이산화탄소 배출량 결과를 (그림 1)에 정리하였다. 시나리오 5는 신재생에너지 비중이 축소되고 이를 LNG 열병합 발전이 대체하였기 때문에 정부 계획에 기반한 시나리오 3에 비해 이산화탄소 배출량이 증가하였다. 시나리오 3-1과 시나리오 5-1의 이산화탄소 배출량은 이산화탄소 배출 저감 목표 달성을 위해 석탄발전을 일정 수준 LNG 발전으로 대체한 결과이므로 타 시나리오에 비해 낮은 이산화탄소 배출량을 보여주고 있다. 이산화탄소 배출 저감 목표는 순차적으로 설정하였으며, 2017~2020년 사이에는 BAU 대비 10%, 2021~2025년 사이에는 20%, 2026~2030년 사이에는 25% 감축하는 것으로 설정하였다. 정부 계획에 기반한 시나리오 3과 실현 가능성이 높은 시나리오 5 모

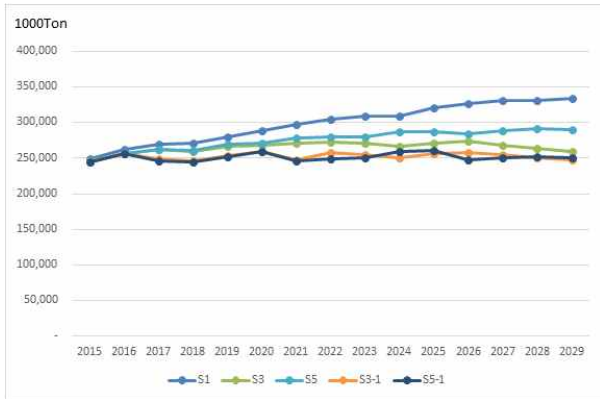


그림 1 시나리오별 CO₂ 배출량

Fig. 1 CO₂ emission in each scenario

표 2 발전원별 발전원가 (낮은 외부비용)

Table 2 Levelized cost of generation (low external cost case)

[KRW/kWh]	Nuclear 1400MW	Coal 1000MW	LNG 900MW	CHP 400MW
고정비 단가	41.32	20.37	13.67	58.93
연료비 단가	4.80	41.10	92.31	93.89
연료비 세금 조정	12.55	4.93	0	0
공공보조금	2.33	0.72	0.38	0.26
탄소비용	0	19.86	8.4	7.56
대기오염비용	0	9.43	2.38	1.78
보험비용	5.62	0	0	0
송전망 비용	3.94	3.84	2.78	2.78
송전손실비용	1.66	1.74	0	-0.84
열 크래딧	0	0	0	-19.29
총 단가	72.22	102	119.93	145.08

두에서 온실가스 저감 목표를 달성하지 못하기 때문에 이산화탄소 배출 목표를 달성하기 위해서는 보다 친환경적인 전원구성을 하거나 본 연구에서 제안하는 연료전환, 즉, LNG 복합 발전에 의한 석탄발전의 대체가 필요할 것으로 판단된다.

시나리오별 사회적 총 비용과 그 구성은 (그림 2), (그림 3)과 같이 요약된다. (그림 2)는 상대적으로 낮은 외부비용(표 2 참조)을 반영한 결과이며 (그림 3)은 높은 외부비용(표 3 참조)을 반영한 결과이다.[8] 낮은 외부비용을 적용한 경우, 실현 가능한 발전설비 계획과 LNG 열병합 확대를 가정한 시나리오 5의 총 사회적 비용은 정부계획을 그대로 반영한 시나리오 3(미세먼지 대책은 반영한 계획임)에 비해 1.5% 낮은 수준으로 나타났다. 시나리오 5의 총 연료비는 시나리오 3 대비 높으나 자본투자비와 외부비용의 감소로 연료비 상승을 상쇄될 수 있음을 알 수 있다. 높은 외부비용을 적용한 경우에도 낮은 외부비용을 적용한 경우와 유사하게 시나리오 5의 총 사회적비용이 시나리오 3 대비 1.2% 저렴한 것으로 나타났으며, 증가한 연료비가 자본투자비와

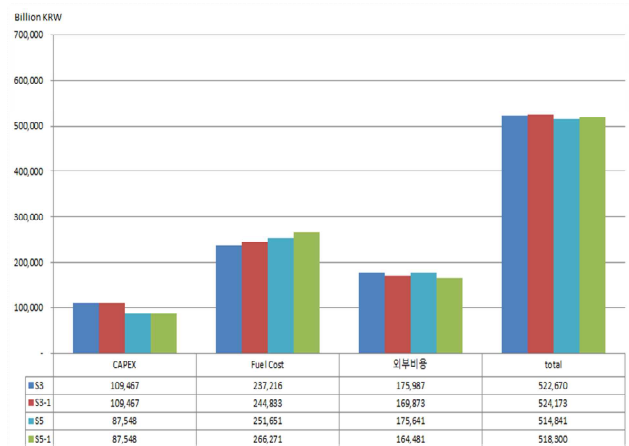


그림 2 연료전환 시나리오의 사회적 총비용과 비용 구성 (낮은 외부비용)

Fig. 2 Total cost and its components in fuel switching scenarios (low external cost case)



그림 3 연료전환 시나리오의 사회적 총비용과 비용 구성 (높은 외부비용)

Fig. 3 Total cost and its components in fuel switching scenarios (high external cost case)

외부비용의 감소에 의해 상쇄됨을 볼 수 있다.

(그림 4)와 (그림 5)는 온실가스 배출 목표 달성을 위해 연료전환, 즉 LNG 발전으로 석탄화력 발전을 일부 대체하는 경우 총 사회적비용의 증감을 요약한 것이다. 낮은 외부비용을 적용한 경우, 시나리오 3과 시나리오 3-1을 비교하면 연료비는 약 7조 6천억원 수준 증가하는 반면, 외부비용은 6조 1천억원 감소하여 순 사회적 비용 증가는 약 1조 5천억원 수준(0.3% 증가 수준)에 그치는 것으로 나타났다. 시나리오 5와 시나리오 5-1을 비교하면 연료비는 14조 6천억원 증가하는 반면 외부비용은 11조 2천억원 감소하여 순 사회적비용 증가는 3조 5천억원 수준(0.7% 증가 수준)으로 나타났다. 높은 외부비용을 적용한 경우, 시나리오 3과

표 3 발전원별 발전원가 (높은 외부비용)

Table 3 Levelized cost of generation (high external cost case)

[KRW/kWh]	Nuclear 1400MW	Coal 1000MW	LNG 900MW	CHP 400MW
고정비 단가	41.32	20.37	13.67	29.47
연료비 단가	4.8	32.30	77.34	78.67
연료비 세금 조정	12.55	4.93	0	0
공공보조금	2.33	0.72	0.38	0.26
탄소비용	0	26.69	11.29	10.16
대기오염비용	0	27.38	10.98	8.21
보험비용	12.01	0	0	0
송전망 비용	3.94	3.84	2.78	2.78
송전손실비용	1.66	1.74	0	-0.84
열 크레딧	0	0	0	-17.79
총 단가	78.61	117.99	116.45	110.92

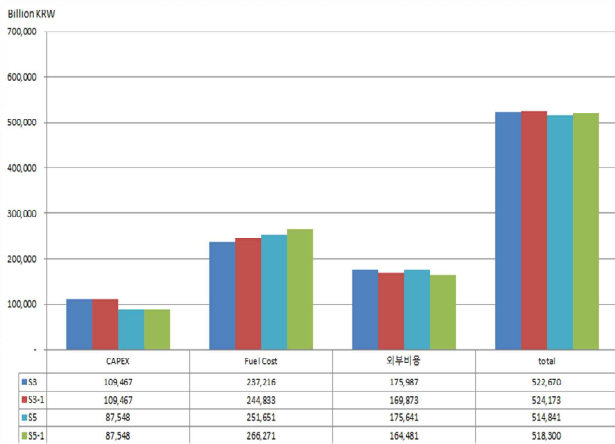


그림 4 연료전환 시나리오의 사회적 총비용과 비용 구성 (낮은 외부비용)

Fig 4 Total cost and its components in fuel switching scenarios (low external cost case)

시나리오 3-1을 비교하면 연료비는 약 7조 6천억원 증가하는 반면 외부비용은 7조 1천억원 감소하여 순 사회적 비용 증가는 약 5천억원 수준(0.1% 증가 수준)에 그치는 것으로 나타났다. 시나리오 5와 시나리오 5-1을 비교하면 연료비는 14조 6천억원 증가하는 반면 외부비용은 13조 3천억원 감소하여 순 사회적비용 증가는 1조 3천억원 수준(0.2% 증가 수준)으로 나타났다. 상기의 분석을 통해 온실가스 저감 목표 달성을 위해 연료전환을 통해 석탄화력 발전량을 축소하고 LNG 발전량을 늘어도 총 사회적 비용의 증가는 0.1%~0.7% 수준에 그침을 알 수 있다.

또한 이상의 분석을 통해 이산화탄소의 한계저감비용을 산출하였다. (표 4)와 (표 5)는 각각 낮은 외부비용과 높은 외부비용

표 4 이산화탄소 한계저감비용 산정 결과 (낮은 외부비용)

Table 4 CO₂ marginal reduction cost (low external cost case)

Year	CO ₂ Reduction [1000 Ton]	Total Cost Increase [Billion Won]	Fuel Cost Increase [Billion Won]	CO ₂ Incremental Cost [Won/CO ₂ Ton]	CO ₂ Incremental Fuel Cost [Won/CO ₂ Ton]
2017	-16,822	77	873	4,556	51,899
2018	-15,879	67	822	4,209	51,788
2019	-17,078	423	1,226	24,751	71,800
2020	-11,819	250	799	21,122	67,575
2021	-32,911	486	2,113	14,768	64,216
2022	-29,577	200	1,663	6,770	56,233
2023	-29,117	541	1,984	18,592	68,140
2024	-27,494	596	1,969	21,659	71,611
2025	-25,625	479	1,758	18,679	68,616
2026	-35,877	680	2,501	18,960	69,722
2027	-38,321	661	2,617	17,253	68,279
2028	-39,052	642	2,634	16,437	67,439
2029	-39,980	573	2,611	14,323	65,301
평균	-27,658	436	1,813	15,545	64,817
합계	-359,552	5,673	23,570	202,079	842,617

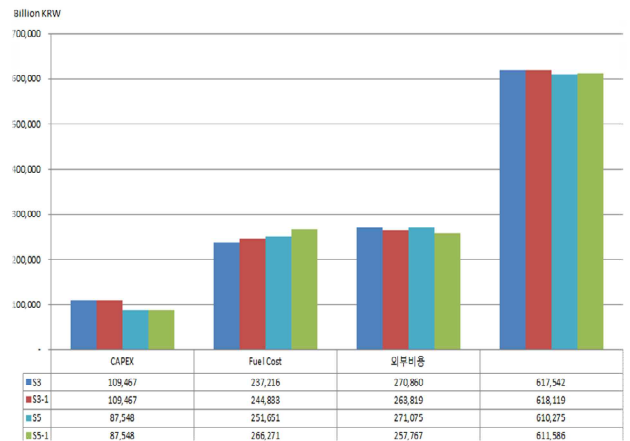


그림 5 연료전환 시나리오의 사회적 총비용과 비용 구성 (높은 외부비용)

Fig. 5 Total cost and its components in fuel switching scenarios (high external cost case)

을 적용하였을 때 이산화탄소의 톤당 한계저감비용을 산정한 결과이다. 낮은 외부비용을 적용하였을 때, 연료비만 고려한 이산화탄소 한계저감비용은 약 65,000원/톤인 반면, 외부비용을 포함한 이산화탄소 한계저감비용은 15,000/톤 수준으로 산정되었다. 높은 외부비용 적용 시, 외부비용을 포함한 이산화탄소 한계저감비용은 7,000원/톤 내외로 대폭 감소하는 것으로 나타났다.

제7차 전력수급기본계획에 기반한 시나리오 3의 천연가스 물

표 5 이산화탄소 한계저감비용 산정 결과 (높은 외부비용)
Table 5 CO₂ marginal reduction cost (high external cost case)

Year	CO ₂ reduction [1000 Ton]	Total cost increase [Billion Won]	Fuel cost increase [Billion Won]	CO ₂ incremental cost [Won/CO ₂ Ton]	CO ₂ incremental fuel cost [Won/CO ₂ Ton]
2017	-16,822	-388	873	-23,040	51,899
2018	-15,879	-384	822	-24,155	51,788
2019	-17,078	408	1,226	23,865	71,800
2020	-11,819	409	799	34,605	67,575
2021	-32,911	111	2,113	3,367	64,216
2022	-29,577	-23	1,663	-774	56,233
2023	-29,117	374	1,984	12,846	68,140
2024	-27,494	482	1,969	17,538	71,611
2025	-25,625	367	1,758	14,338	68,616
2026	-35,877	326	2,501	9,074	69,722
2027	-38,321	267	2,617	6,963	68,279
2028	-39,052	257	2,634	6,586	67,439
2029	-39,980	184	2,611	4,593	65,301
평균	-27,658	184	1,813	6,600	64,817
합계	-359,552	2,390	23,570	85,806	842,617

인할 수 있다. 시나리오 5의 2029년 천연가스 수요는 약 21백만 톤이며, 이러한 결과는 상황에 따라 천연가스 수요가 7차 계획을 기반으로 예측한 수요의 최대 2배 이상 증가할 수 있음을 보여 주고 있다.

4. 결 론

현재 우리나라 전력시스템이 직면하고 있는 다양한 문제들을 해결하기 위하여 정부는 분산형 전원의 보급확대를 에너지기본계획과 전력수급기본계획을 통해 천명한 바 있다. 하지만 분산형 전력시스템의 구축에는 여전히 상당한 수준의 장벽이 존재함을 부인할 수 없다. 신재생에너지의 경우 민원 및 물리적 한계에 직면할 수 있으며 해상풍력과 같은 대규모 신재생에너지원은 금융 위험으로 인해 그 확대에 어려움이 예상된다. LNG 열병합 발전의 경우에도 현 전력시장에서 수익성을 확보하는데 한계가 있고, 자가발전 역시 전기요금이 정상화되기 이전에는 보급 확대가 어려운 것으로 보인다. 분산형 전원 확대를 위해서는 활성화 지원 정책과 가격의 현실화 정책이 동시에 필요하다. 미국 등 주요 선진국들에서도 시장 외부에서 다양한 분산자원 지원 제도를 마련하고 있다는 점을 고려하여야 할 것이다. 우리나라 도매전력시장 또한 북미 전력시장과 같이 송전혼잡 가격의 반영을 통해 수도권 분산형 발전기가 경쟁력을 확보할 수 있도록 개선될 필요가 있다.

본 연구에서는 제7차 전력수급기본계획 수립 이후 발전설비의 건설 현황과 신재생에너지를 포함한 분산형 전원의 보급 비중에 따른 시나리오를 설정하고 시나리오별 사회적 비용을 분석함으로써 분산형 전원 확대에 따른 사회적 영향을 정량적으로 평가하고자 하였다. 분석 결과 제7차 전력수급기본계획의 원자력, 석탄화력, LNG 복합 건설 계획을 실현 가능한 수준으로 조정하고 신재생에너지 보급 목표가 60%만 달성 가능한 것으로 가정하되 신재생에너지 부족분을 LNG 열병합 발전으로 대체하는 경우 제7차 전력수급기본계획에 비해 사회적 비용이 약 7조 2천억원~7조 8천억원 감소하는 것으로 나타났다. 이산화탄소 배출 저감 목표 달성을 위해 석탄화력 발전을 일부 LNG 발전으로 대체하는 경우에도 순 사회적 비용 증가는 6천억원~1조5천억원 수준에 그치는 것으로 평가되었다. 더불어 연료전환을 통한 이산화탄소 한계저감비용을 추정하였으며 연료비만을 고려할 경우 65,000원/톤, 사회적 비용으로 평가할 경우 6,600원/톤~16,000원/톤으로 산정되었다. 이를 바탕으로 볼 때, 2015년 배출권 할당가격이 16,000원/톤, 상쇄 가격이 14,416원/톤이었음을 감안한다면 석탄에서 LNG로의 연료전환은 사회적으로 가치가 있는 대안임을 알 수 있다. 본 연구에서 적용한 사회적 비용에 대해서는 논란의 여지가 있지만, 본 연구를 통해 대규모 기저 발전을 열병합을 포함한 LNG 등으로 전환한다 하여도 사회적 비용 증가가 크지 않을 수 있다는 결과를 얻었다. 향후 국가 에너지 계획 수립 시에는 사회적 비용에 대한 적극적인 고려가 필요함을 본 연구를 통해 확인할 수 있다.

LNG Consumption [1000Ton]

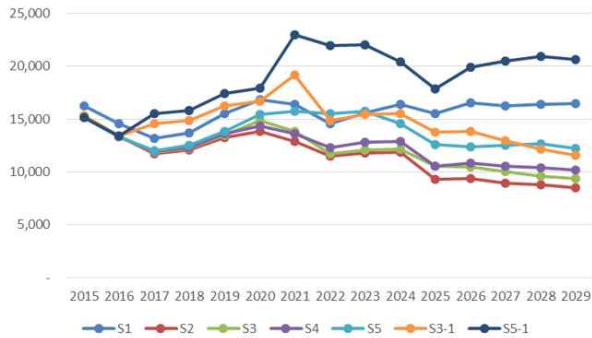


그림 6 시나리오별 천연가스 수요 전망
Fig. 6 LNG demand in each scenario

량 전망은 2029년 약 9백만톤으로 이는 지나치게 보수적인 값으로 판단된다. 실현 가능한 발전설비 계획(MPP)대로 석탄화력 및 원자력 발전소의 건설 지연이 발생한 상황에서 신재생에너지 보급 목표 달성이 미달하는 것을 가정한 시나리오 5에서는 2029년 천연가스 수요가 약 12백만톤으로 증가할 것으로 추정된다. 정부가 CO₂ 목표 달성을 위해 전원구성에 변화를 주거나 발전용 연료를 석탄에서 천연가스로 전환하기로 결정한다면 천연가스 수요는 더 크게 증가할 것으로 추정되며 이는 시나리오 5-1에서 확

References

- [1] Ministry of Trade, Industry and Energy, The 2nd National Energy Master Plan, 2014.
- [2] Ministry of Trade, Industry and Energy, The 7th Basic Plan of Electricity Supply and Demand(2015-2029), 2015.7.
- [3] Korea Electrotechnology Research Institute, Study on REC Price Forecast and the Type of Contracts, 2016.5.
- [4] Konkuk University, Study on the Introduction of CHP Contract to Promote Distributed Generation, 2016.9.
- [5] Korea Electric Power Corporation, The 7th Basic Plan of Electricity Supply and Demand Long-term Transmission and Distribution Expansion Plan(2015-2029), 2016.5.
- [6] Ministry of Trade, Industry and Energy, Countermeasures to Cope with Particulate Matter Emissions from Coal-Fired Generation, 2016.
- [7] Relevant Ministries, the 1st Plan to Cope with Climate Change, 2016.12.
- [8] Young-Tak Cho, LCOE Assessment of Coal-Fired Generation and LNG Combined Cycle Power Generation Reflecting Social Costs, 2016 Korea Society of Electricity Industry and Korea Development Economics Association Joint Seminar, 2016.12.



노재형 (Jae Hyung Roh)

1969년 11월 10일생. 1993년 서울대 원자핵공학과 졸업. 2002년 홍익대 전기공학과 졸업(석사). 2008년 Illinois Institute of Technology 전기공학과 졸업(박사). 현재 건국대학교 전기공학과 부교수

저 자 소 개



박종배 (Jong-Bae Park)

1963년 11월 24일생. 1987년 서울대 전기공학과 졸업. 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1998년 동 대학원 전기공학과 졸업(박사). 현재 건국대학교 전기공학과 교수



조영탁 (Young-Tak Cho)

1959년 12월 2일생. 1983년 서울대 경제학과 졸업. 1985년 동 대학원 경제학과 졸업(석사). 1993년 동대학원 경제학과 졸업(박사). 현재 한밭대학교 경제학과 교수