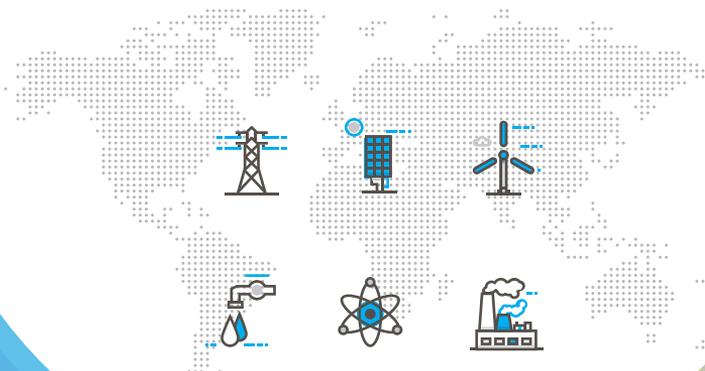


KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

에너지전환시대 전력산업 규제 및 경쟁정책의 개선방안



| 장희선 · 노동석 |

참여연구진

연구책임자 : 부 연구 위원 장희선

선임연구위원 노동석

외부참여자 : 송 실 대 학 교 조성봉

〈요 약〉

1. 연구의 필요성 및 목적

2017년 출범한 새 정부는 에너지전환로드맵('17.10월), 제8차 전력수급기본계획('17.12월), 제3차 에너지기본계획('18년 확정 예정) 등을 통해 원자력의 단계적 감축과 재생에너지 확대를 기반으로 한 에너지정책의 새로운 방향을 제시하였다. 그러나 제8차 전력수급기본계획의 연료원별 발전량 전망을 보면, 예상보다 석탄의 비중이 높고 LNG의 비중이 낮아 실질적인 정책목표 달성에 의문이 드는 상황이다. 에너지전환정책의 추진에 있어 원자력과 석탄을 신재생에너지가 대체하고 신재생에너지의 변동성을 보완하기 위해 LNG의 중요성은 강화되는 반면 수익성은 불확실하여 LNG에 대한 투자유발이 어려울 것으로 예상되기 때문이다. 제8차 전력수급기본계획에서는 이에 대한 대책으로 급전순위 결정에 환경비용 반영, 유연탄과 LNG에 대한 세율 조정, 유연성 설비에 합리적 보상을 위한 전력시장 제도 개선 추진 등을 마련하였으나, 실질적인 효과를 기대할 수 있는지는 의문이다.

이와 같은 상황에서 본 연구는 에너지전환정책에 따라 예상되는 전력산업의 주요쟁점을 살펴보고, 정책목표를 효과적으로 달성하기 위한 정책적 시사점을 제시하는데 그 목적이 있다. 연구는 크게 두 부분으로 구성된다. 먼저 국내 전력산업의 현황과 에너지전환정책의 주요 내용을 살펴보고, 향후 정책 추진에 따라 예상되는 전력산업의 주요 쟁점을 논의하도록 한다. 다음으로 국내 전력산업에 대한 실증분석을 통해 현

재 전력산업의 구조에서 앞서 논의한 주요 쟁점이 나타나고 있음을 검증하고, 이에 대한 정책적 시사점을 논의한다.

2. 연구결과 및 정책적 시사점

경제학의 전통적인 주제인 생산함수의 추정과 생산성 분석을 위한 방법은 최근 Olley and Pakes(1996), Levinsohn and Petrin(2003), Wooldridge (2009), Gandhi et al.(2013), Akerberg et al.(2015) 등에 의해 새롭게 제시 되었으며, 본 연구에서는 이러한 선행연구를 기반으로 현재 전력산업에 대한 실증분석을 발전부문을 중심으로 수행하였다. 구체적으로, 한국전력통계에 연도별 연료사용량과 발전량, 설비용량이 공개되는 석탄, 가스, 유류 등 약 100여개 화력발전기의 1990년~2016년 생산함수를 추정하여 각 발전기의 연도별 생산성이 어떻게 변화해왔는지를 분석하고, 나아가 발전기의 생산성 추정치를 활용하여 국내 발전부문의 생산성과 자원배분효과를 추정하였다.

분석결과를 요약하면 다음과 같다. 우선 국내 화력발전기의 생산성은 1990년부터 2016년까지 일정수준 유지 또는 약간 하락하는 경향을 보이며, 2012년 이후 최대수요의 변동성이 확대된 것과 마찬가지로 생산성의 변동폭 또한 확대되고 있는 것으로 분석되었다. 2012년 이후 연료원별 생산성 분석결과를 살펴보면, 석탄, 가스, 유류발전기 모두에서 변동성이 확대되는 모습을 보이는 가운데 가스발전기의 생산성이 가장 낮고 생산성의 변동폭은 가장 높은 것으로 분석된다. 발전부문 전반의 생산성 분석 결과, 1990년~2016년 발전부문 전반의 총 생산성에는 큰 변화가 없는 한편 발전부문 전반의 생산성 역시 지난 몇 년간 변동폭이 약간 확대되는 모습을 보인다. 또한 분석기간에 걸쳐 자원배분효과

는 음의 값으로 나타나, 최근 자원배분효과가 일부 개선되고는 있으나 국내 발전부문 전반에 자원배분의 왜곡이 존재하는 것으로 분석되었다.

본 연구의 분석결과를 토대로 정책적 시사점은 다음과 같다. 먼저 국내 화력발전기와 발전부문 전반에서 생산성의 변동폭이 확대되고 있는 것은 2012년 이후 우리나라의 최대수요 변동폭이 확대되면서 발전량 증가율과 최대수요 증가율의 관계가 디커플링(decoupling)되고 있는 현상과도 일치한다. 둘째, 가스발전기의 생산성이 가장 낮고 생산성의 변동폭이 가장 높은 이유는 가스발전이 첨두부하의 역할을 함에 따라 전력수요 등 시장상황의 변화에 더욱 민감하기 때문인 것으로 판단된다. 국내 복합화력발전기와 전체 발전기의 열효율을 비교한 결과에서도 복합화력발전기가 다른 발전원에 비해 열효율은 높지만 열효율의 변동폭도 더 높은 것으로 나타났다. 마지막으로 본 연구에서 자원배분은 발전기의 생산성과 발전량의 상관관계, 즉, 생산성이 높은 발전기가 더 많이 발전할 수 있도록 배분되어 있는지를 의미하는데, 국내 발전부문의 전반에 자원배분의 왜곡이 존재한다는 것은 각 발전기의 발전계획을 더욱 효율화할 수 있는 여지가 남아있다는 것으로 해석된다.

에너지전환정책에 따라 원자력과 석탄의 대체재이자 신재생의 확대에 대응한 유연성설비로서 LNG의 역할은 확대될 것이기 때문에, 시장상황의 변화에 민감한 LNG 발전의 수익성 강화를 위한 제도개선이 선행되어야할 것으로 판단된다. 제8차 전력수급기본계획에서는 급전순위 결정에 환경비용을 반영하고 유연탄과 LNG에 대한 세율 조정을 통해 LNG의 가격경쟁력을 강화하는 한편 보조서비스 가격제도 등 전력시장제도 개선을 통해 유연성 자원에 대한 합리적 보상 체계를 마련할 계획을 제시하였으나, 현재까지는 그 실효성에 의문이 있는 상황이다. 특히

신재생에너지의 비중이 아직 높지 않아서 변동성 문제가 크지 않을 것으로 예상되는 앞으로 몇 년은 유연성전원으로서 LNG의 역할이 두드러지지 않을 수 있다. 이러한 상황이 현실화될 경우 현재에도 수익성이 낮은 LNG는 더욱 어려운 상황에 놓이게 될 것으로 예상된다. 그러나 향후 에너지전환이 본격적으로 이루어지는 시점에서는 LNG의 필요성이 대두될 것이므로 적정 규모의 LNG가 생존할 수 있는 방안 마련이 필요하다.

ABSTRACT

1. Research Purpose

The South Korea's new government, which was launched in 2017, provided the new energy policy that aims to reduce nuclear and coal power, and shift toward renewables and gas. According to the 8th Electricity Plan, however, the portion of coal is higher than expected while that of gas is lower, which makes it doubtful that the actual policy goal will be achieved. In order to replace nuclear power and coal with renewable energy and to supplement the volatility of renewable energy, the importance of gas is strengthened, while the profitability of gas is uncertain, making it difficult to induce investment in gas. The 8th Electricity Plan provides policy measures to reflect the environmental costs in determining the dispatch order, the tax rate adjustment for coal and gas, and the improvement of electric power market system to compensate flexible facilities.

In this context, this study aims at examining the major issues of the electric power industry expected according to the energy conversion policy and suggesting policy implications for achieving the policy goals effectively. The study consists of two parts. First, we will review the current status of the domestic electric power industry and the main contents of the energy conversion policy, and discuss the major issues of the electric power industry expected from the future policy implementation. Next, through the empirical analysis

of the domestic electric power industry, it is verified that the major issues discussed in the current electric power industry structure are emerging, and policy implications are discussed.

2. Results and Policy Implications

In this study, the empirical analysis of the electric power industry based on the preceding research was conducted focusing on the power generation sector. Specifically, we estimate the production functions of about 100 thermal power generators, including coal, gas, and oil, where the data on fuel consumption, generating capacity, and power generation are obtained from the KEPCO statistics from 1990 to 2016. The annual generator level productivity estimates are also used to investigate the resource allocation effects in the power generation sector.

The results of the analysis are summarized as follows. First, the productivity estimates of generators tend to maintain a certain level or decrease slightly from 1990 to 2016, and the fluctuation of productivity has been expanded as well as the peak demand fluctuation since 2012. Looking at the results of productivity analysis by fuel source after 2012, the volatility of coal, gas, and oil power generators is increasing, while the productivity of gas generators is the lowest and the fluctuation of productivity is the highest. As a result of the overall productivity analysis of the power generation sector, the overall productivity of the power generation sector from 1990 to 2016 has not changed much, while the productivity of the power generation sector has also slightly increased in the last few years. In addition, the resource allocation effect is

negative in the analysis period, and it is analyzed that there is a distortion of resource allocation throughout the domestic power generation sector although the recent resource allocation effect is partially improved.

Based on the results of this study, policy implications are as follows. First of all, the fluctuation of productivity in domestic thermal power generators and power generators is expanding since 2012 as the largest demand fluctuation in Korea has been expanded and the relationship between power generation growth rate and maximum demand growth rate is decoupling. Second, the productivity of gas generators is the lowest and the productivity is the most fluctuating. This is because gas generation is more sensitive to changes in market conditions, such as electricity demand, as it plays a role of peak load. The thermal efficiency of the combined cycle thermal power plant and the entire generator was compared, and the thermal power efficiency of the combined cycle power plant was higher than that of other generators, but the variation of thermal efficiency was also higher. Finally, in this study, resource allocation refers to the correlation between the productivity and the generation of the generator, that is, whether the generator is distributed so that more generators can be developed more. It is interpreted that there is room for further efficiency improvement plan of each generator.

As the role of LNG will expand as a flexible facility to cope with the expansion of renewable energy and alternative sources of nuclear power and coal in line with the energy conversion policy, the system should be improved to strengthen the profitability of LNG power generation, which is sensitive to changes in market conditions. . The Eighth Basic Plan for Electricity Supply

and Demand reflects the environmental costs in determining the dispatch order and enhances the price competitiveness of LNG through the tax rate adjustment for bituminous coal and LNG. Although a plan has been proposed to provide a compensation system, it is doubtful until now. In particular, the role of LNG as a flexible power source may not be prominent in the next few years, since the proportion of renewable energy is not high yet and the problem of volatility is not expected to be significant. If such a situation is realized, LNG with low profitability is expected to be in a more difficult situation. However, since the need for LNG will arise at a time when the energy conversion will take place in earnest, it is necessary to establish a plan for survival of LNG.

제목 차례

제1장 서론	1
제2장 국내 전력산업의 현황	5
제3장 에너지전환정책과 전력산업의 주요 쟁점	19
1. 에너지전환정책의 주요 내용	19
2. 전력산업의 주요 쟁점	26
제4장 실증분석	31
1. 이론적 모형	32
가. 생산함수의 추정	32
나. 생산성 요인분해	35
2. 분석 결과	36
제5장 전력산업 정책의 개선방안	45
1. 전력산업 경쟁여건의 개관	45
2. 발전 및 도매부문	46
가. 용량가격의 경직성	47
나. 보조서비스 체계 개선	49
다. 도매거래시장의 장기적 대응 방안	50

3. 판매부문	53
가. 발전사업자의 전력판매 허용	54
나. 신규 전력판매 기업의 진입 허용	56
다. 발전과 판매부문간의 장·단기계약의 활성화	57
라. 일본의 전력시스템 개혁 추진 사례	58
4. 전력산업 독립적 규제기능의 강화	63
제6장 결론	67
참고문헌	69

표 차례

<표 2-1> 전체 및 발전사별 발전량	13
<표 2-2> 전체 및 발전사별 발전설비	14
<표 2-3> 전체 및 발전사별 발전원별 발전설비(2016년)	15
<표 2-4> 전력거래량 및 거래금액 점유율	16
<표 2-5> 발전사별 거래단가	17
<표 3-1> 에너지전환로드맵의 주요 내용	20
<표 3-2> 주체별 재생에너지 설비 공급계획	23
<표 3-3> 제8차 전력수급기본계획의 발전량 비중 전망	24
<표 3-4> 분산형 전원의 세부기준	24
<표 3-5> 분산형 전원 보급전망	25
<표 3-6> 2018년 세법개정안: 개별소비세 부문	28
<표 4-1> 데이터 기초통계량 (1990년~2016년)	37
<표 4-2> 생산함수 추정결과	38

그림 차례

[그림 2-1] 연도별 총 설비용량, 발전량, 고객호수당 발전량	5
[그림 2-2] 발전량 증가율과 최대수요 증가율의 관계	6
[그림 2-3] 최대수요 실적치과 전력수급기본계획의 목표치	7
[그림 2-4] 연도별 설비용량과 최대수요	8
[그림 2-5] 전원구성의 변화(설비용량 기준)	9
[그림 2-6] 연료원별 SMP 결정 비중	10
[그림 2-7] 연료원별 SMP와 LNG 단가 추이	11
[그림 2-8] 전력 판매단가 추이	12
[그림 3-1] 원전의 단계적 감축 계획	21
[그림 3-2] 제8차 전력수급기본계획 기준시나리오의 연료원별 발전량 전망	27
[그림 4-1] 국내 화력발전기의 1990년~2016년 생산성 분포	39
[그림 4-2] 국내 화력발전기의 연도별 생산성 변화 추이	40
[그림 4-3] 국내 석탄발전기의 연도별 생산성 변화 추이	40
[그림 4-4] 국내 가스발전기의 연도별 생산성 변화 추이	41
[그림 4-5] 국내 유류발전기의 연도별 생산성 변화 추이	41
[그림 4-6] 복합화력과 전체발전기의 열효율 추이	42
[그림 4-7] 복합화력과 전체발전기의 열효율 변동률 추이	42
[그림 4-8] 국내 발전부문의 총생산성과 평균생산성 및 자원 배분효과	43
[그림 5-1] 용량가격 추이	48

제1장 서론

2017년 출범한 새 정부는 에너지전환 로드맵('17.10월), 제8차 전력수급기본계획('17.12월), 제3차 에너지기본계획('18.10월 예정) 등을 통해 원자력의 단계적 감축과 재생에너지 확대를 기반으로 한 에너지정책의 새로운 방향을 제시하였다. 지금까지 우리나라는 안정적인 전력수급을 전제로 경제성 중심의 에너지정책을 추진해 왔으나, 후쿠시마 원전사고('11.3월), 경주지진('16.9월), 포항지진('17.11월) 등을 계기로 원자력의 안전 문제가 대두되고 고농도 미세먼지가 사회문제로 부각되면서 안전과 환경을 고려한 에너지정책에 대한 국민적 관심이 증대되었다. 이에 지난 2017년 10월 새 정부는 에너지전환로드맵을 통해 에너지정책의 기본방향으로서 원전을 단계적으로 감축하고 재생에너지를 2030년 발전량의 20%까지 확대하는 에너지정책의 새로운 목표를 제시하였다. 이후 발표된 제8차 전력수급기본계획에 따르면 석탄과 원자력의 비중을 현재 각각 45%와 30% 수준에서 2030년까지 36%와 23%로 축소하고, 신재생의 발전량 비중을 현재 6%에서 20%까지 확대하되 신규로 보급되는 재생에너지 설비용량 48.7GW의 97%를 풍력과 태양광으로 공급하는 것이 정책의 핵심이다.

에너지전환정책에 따라 예상되는 전력산업의 주요 변화는 결국 줄어드는 석탄과 원자력을 신재생과 LNG가 대체하고, 변동성이 높은 신재생에너지가 보급 확대됨에 따라 이에 대응하기 위한 유연성자원의 필요성이 증대된다는 점이다. 이에 따라 향후 에너지전환정책의 추진에 있어 LNG는 원자력과 석탄의 대체재이며 대표적인 유연성설비로서 역

할이 강화될 것으로 전망된다.

그러나 제8차 전력수급기본계획에서 2030년까지 기존의 경제급전 방식에 의한 연료원별 발전량 전망을 보면, 예상보다 석탄의 비중이 높고 LNG의 비중이 낮아 실질적인 정책목표의 달성에 의문이 드는 상황이다. LNG의 필요성은 더욱 확대됨에도 불구하고 유연성설비에 대한 적절한 보상이 아직 제도화되지 않은 상황에서 LNG의 발전량 비중이 낮아진다는 것은 이용률 저하로 인해 LNG의 수익성이 현재보다 더욱 악화된다는 것을 의미하기 때문이다. 2017년 발전용 연료비와 현행 전력시장제도를 기준으로 한 제8차 전력수급기본계획의 기준 시나리오에 의하면 2017년 대비 2030년 석탄의 발전량은 237TWh에서 243TWh로 오히려 증가하고, LNG의 발전량은 91TWh에서 89TWh로 감소할 전망이다. 이에 대해 제8차 전력수급기본계획에서는 급전순위 결정에 환경비용을 반영하고 유연탄 및 LNG에 대한 세제 조정을 통해 LNG의 발전량을 확대한다는 목표 시나리오를 제시하였으나, 일부 연구결과에 의하면 최근 발표된 2018년 세법개정안의 실질적 전원구성 전환 효과는 거의 없을 것으로 예상된다(조성진·박광수, 2018).

이러한 상황에서 본 연구는 향후 에너지전환정책의 추진에 따라 예상되는 국내 전력산업의 주요 쟁점을 논의하고, 실증분석을 통해 이러한 주요 쟁점이 나타나는 현재 전력산업의 구조적 상황을 분석하여 이에 대한 정책적 시사점을 제시하는데 그 목적이 있다. 특히, 최근 산업조직론 문헌에서 제시된 Olley and Pakes(1996), Levinsohn and Petrin(2003), Wooldridge(2009), Gandhi et al.(2013), Akerberg et al.(2015) 등의 생산성 분석 방법을 국내 전력산업에 적용하여 석탄, 유류, 가스 등 화력발전기의 1990년~2016년 연도별 생산성을 추정하고, 나아가 발전부문 전

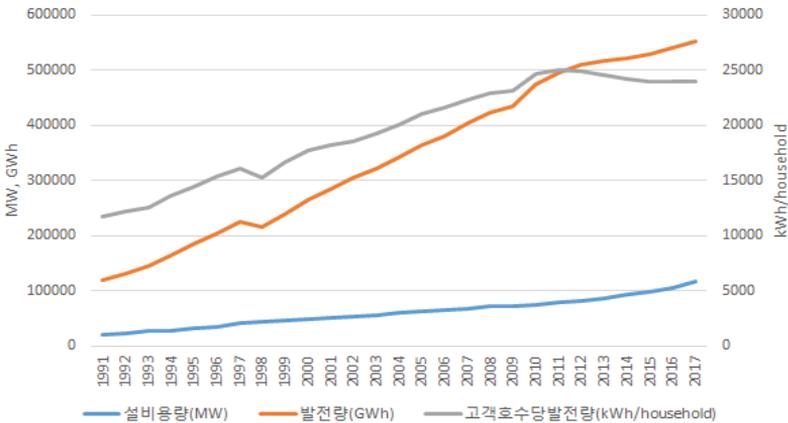
반의 생산성과 자원배분효과를 논의하도록 한다.

보고서의 구성은 다음과 같다. 제2장에서는 국내 전력산업의 현황을 살펴보도록 한다. 제3장에서는 에너지전환정책의 주요 내용과 이에 따른 우리나라 전력산업의 주요 쟁점을 논의한다. 제4장에서는 실증분석을 위한 이론적 모형과 분석결과를 소개한다. 제5장에서는 전력산업 정책의 개선방안을 논의한 후 제6장의 결론으로 마무리한다.

제2장 국내 전력산업의 현황

[그림 2-1]과 같이 우리나라의 1991년 전체 설비용량은 24,570MW, 발전량은 131,616GWh이었으며 2001년 전체 설비용량 56,716MW, 발전량 309,885GWh, 2017년 전체 설비용량 120,848MW, 발전량 576,412GWh로 꾸준히 증가하고 있다. 반면 고객호수당 발전량은 1991년 11,799kWh에서 꾸준히 상승하여 2011년 25,076kWh의 최고치 이후 2017년 23,979kWh로 감소하는 추세를 보이고 있다. 이는 특히 주택용 전력 수요에 있어서 가구당 인원수의 감소와 밀접한 관련이 있다.

[그림 2-1] 연도별 총 설비용량, 발전량, 고객호수당 발전량

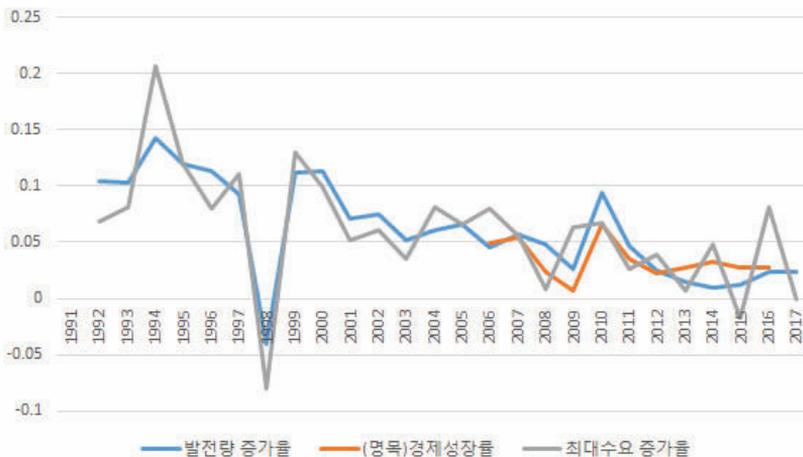


자료: 연도별 한국전력통계를 바탕으로 저자가 작성

[그림 2-2]는 1991년부터 2017년까지 전년대비 발전량 변동률과 최대 수요 변동률을 보여준다. [그림 2-2]를 보면 2012년 이전까지는 발전량

변동률과 최대수요 변동률이 높은 상관관계를 보이고 있으나 2012년 이후 둘의 상관관계가 디커플링(decoupling)되는 모습을 보여 최대수요의 예측이 점차 어려워지고 있는 것을 알 수 있다. [그림 2-2]에서 1994년과 2016년 최대수요가 급증한 것을 볼 때 최대수요는 날씨의 영향을 크게 받는 것을 알 수 있는데, 2008년까지 최대수요는 여름에 발생하였으나 2009년부터 2016년을 제외하고 최대수요가 겨울에 발생하는 등 과거와 다른 현상이 나타나고 있으며 연도별 최대수요의 변동폭 또한 증가하고 있다. 최대수요는 날씨의 영향을 많이 받는데, 지구온난화의 영향으로 믿어지는 기후변동성이 확대되었기 때문으로 추정된다. 또한 [그림 2-2]의 명목 경제성장률과 발전량 변동률을 비교해보면, 2012년 이전까지 발전량 증가율이 경제성장률보다 높았으나 2012년 이후 낮아진 것을 볼 때 과거 우리나라는 에너지다소비산업을 기반으로 성장해 왔으나 최근 그 경향이 바뀌고 있다는 것을 알 수 있다.

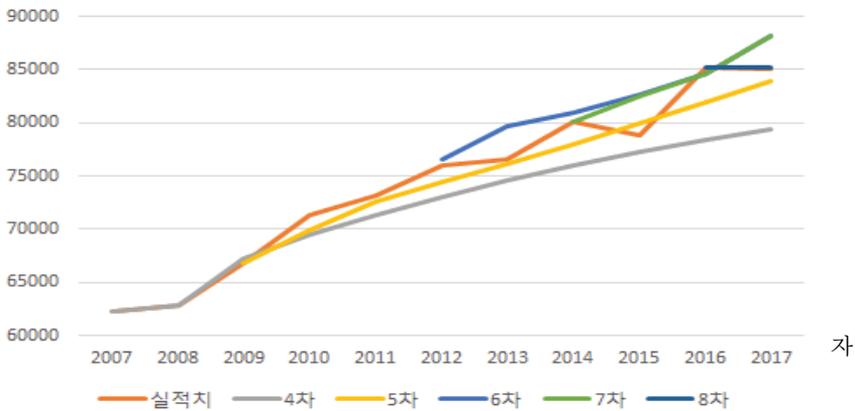
[그림 2-2] 발전량 증가율과 최대수요 증가율의 관계



자료: 연도별 한국전력통계를 바탕으로 저자가 작성

한편 우리나라는 2년마다 전력수급기본계획을 수립하여 수립 시점으로부터 향후 15년의 기간에 대한 수요예측을 하고, 이를 바탕으로 설비 규모와 전원구성을 제시하고 있다. [그림 2-3]은 제4차부터 제8차 전력수급기본계획의 최대수요 예측치와 실적치를 보여주는데, 지난 수년간 수요예측의 정확도가 매우 낮았음을 알 수 있다. 실제 최대수요 대비 제4차와 제5차 전력수급기본계획은 과소예측, 제6차와 제7차 전력수급기본계획은 과대예측 하였으며, 앞에서 살펴본 바와 같이 최근 최대수요의 변동성이 확대되면서 예측오차의 크기도 확대되고 있다.

[그림 2-3] 최대수요 실적치와 전력수급기본계획의 목표치

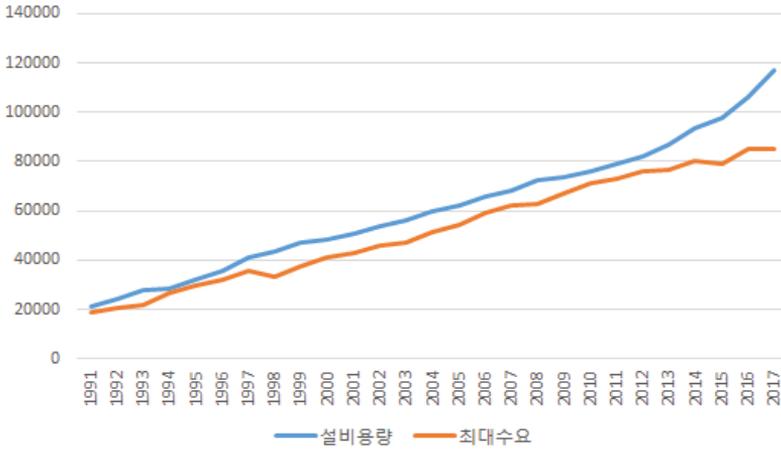


자료: 제4차~제8차 전력수급기본계획을 바탕으로 저자가 작성

다음으로 [그림 2-4]에서 연도별 설비용량과 최대수요의 차이를 통해 설비에비율을 살펴보면, 1994년부터 1995년 및 2009년부터 2012년에 설비에비율이 10% 미만으로 매우 낮았으며, 2011년 순환단전 이후 석탄과 LNG를 중심으로 설비용량이 크게 증가하여 두 자리 수 설비에비율을 확보하였다.

[그림 2-4] 연도별 설비용량과 최대수요

(단위: MW)

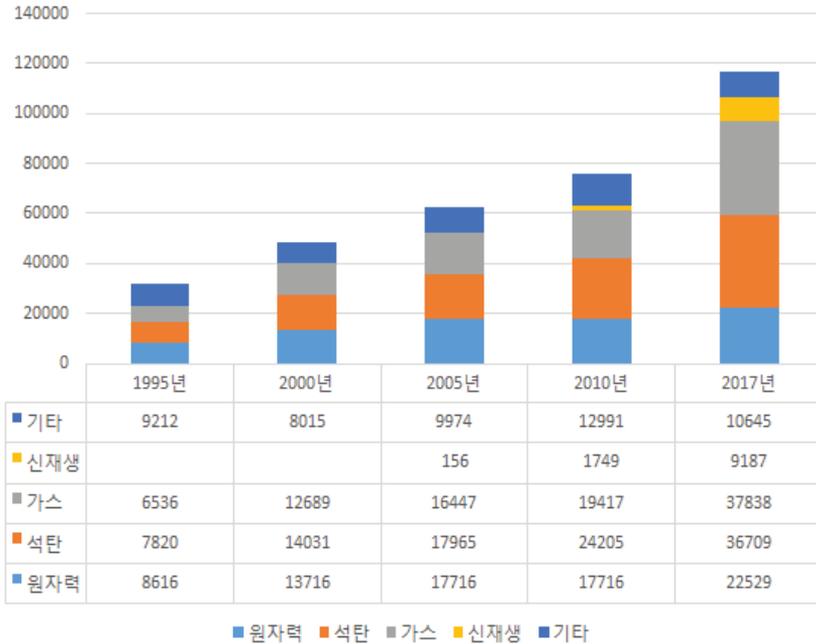


자료: 연도별 한국전력통계를 바탕으로 저자가 작성

발전설비의 구성을 보면 [그림 2-5]에서와 같이 2010년까지 국내 전원구성은 큰 변화가 없었으나, 2011년 순환발전 이후 석탄과 가스를 중심으로 설비용량이 크게 확대되었다. 또한 2012년 RPS의 도입 이후 신재생발전의 비중이 확대되고 있다. 전력거래소(2016)에 따르면 전력도매시장 참여자수도 신재생에너지발전회사들을 중심으로 크게 증가하여 2016년 도매시장 참여사 1,387개사 중 신재생에너지발전회사가 1,298개로 대부분을 차지하고 있다.

[그림 2-5] 전원구성의 변화(설비용량 기준)

(단위: MW)

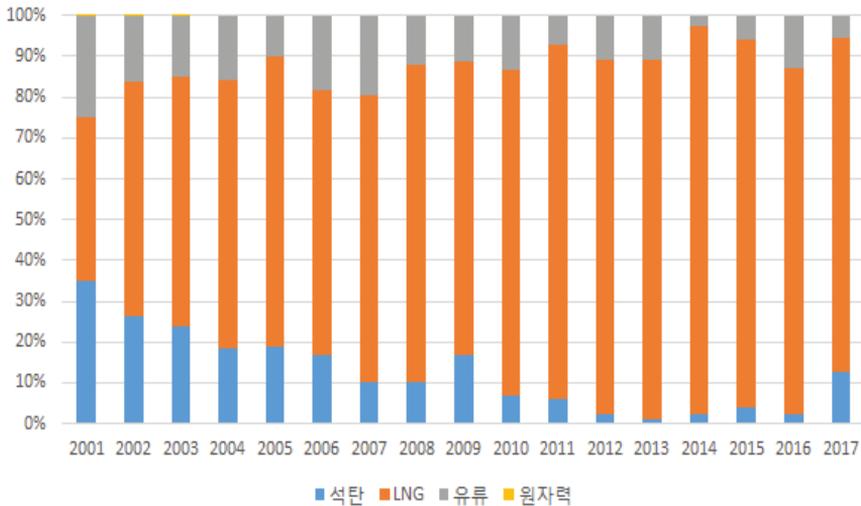


자료: 연도별 한국전력통계를 바탕으로 저자가 작성

[그림 2-6]에서 연료원별 SMP 결정 비중을 살펴보면, 2001년 도매시장 개설 당시 석탄이 34.8%의 시간대에 걸쳐 SMP를 결정하였으며, LNG가 40.1%, 유류가 24.9%를 결정하였다. 이후 석탄이 SMP를 결정하는 비중이 계속해서 감소하고, LNG의 비중이 증가하여 2016년 석탄이 2.5%, LNG가 84.5%, 유류가 13%를 결정하였다. 2017년에는 석탄의 비중이 증가하고 유류의 비중이 감소하여 석탄 12.8%, LNG 81.7%, 유류가 5.5%를 결정하였다. 원자력은 2001년 6회, 2002년 11회, 2003년 20회, 2004년과 2006년 각각 1회 결정하였으며 이외 원자력이 SMP를 결

정한 경우는 없다. 전원별 SMP의 결정횟수는 전력수요 대비 설비의 규모 및 예비율, 전원구성 등에 크게 의존한다. 즉, 예비율이 낮은 상황에서는 첨두설비인 가스발전의 SMP 결정횟수가 증가하게 된다.

[그림 2-6] 연료원별 SMP 결정 비중

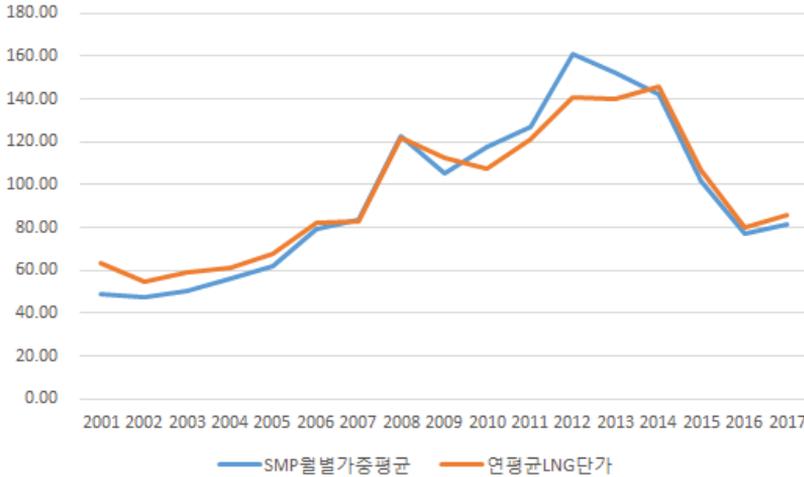


자료: 2017년도 전력시장 통계(전력거래소, 2018)를 바탕으로 저자가 작성

[그림 2-7]에서 연도별 평균 SMP와 LNG단가를 보면, LNG가 대부분의 경우 SMP를 결정하고, 가격입찰이 아닌 발전기의 변동비만을 반영하는 국내 CBP 시장의 특성상 SMP와 LNG단가가 높은 상관관계를 보이는 것을 알 수 있다.

[그림 2-7] 연료원별 SMP와 LNG 단가 추이

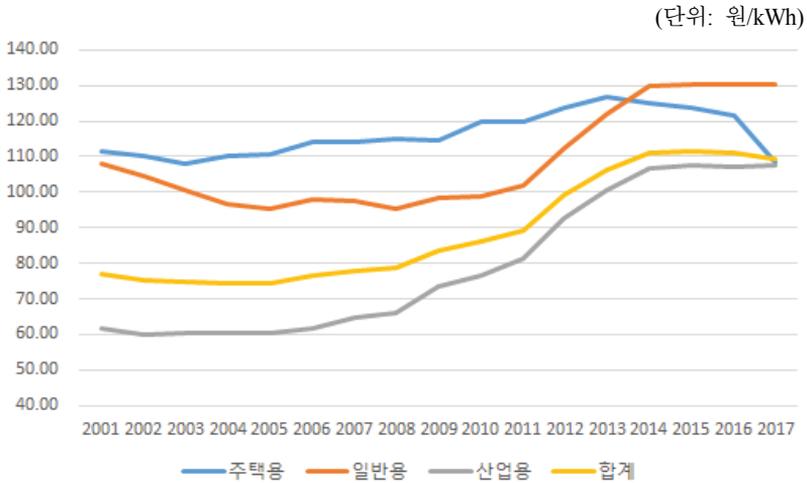
(단위: 원/kWh)



자료: 2017년도 전력시장 통계(전력거래소, 2018)를 바탕으로 저자가 작성

우리나라의 경우 주택용과 일반용 전력의 판매단가는 전체 평균 판매단가보다 높게, 산업용은 낮게 유지하여 왔으나, 이것은 용도별 원가를 반영한 것이다. 2011년 이후 전반적으로 판매단가가 상승하는 추세이며 2013년부터는 주택용보다 일반용 전력의 판매단가가 더 높아졌다. 반면 2016년 누진제 개편에 따라 주택용 전력의 판매단가는 하락하여 2017년 평균 판매단가를 보면 산업용 전력의 판매단가와 큰 차이가 나지 않는 것을 볼 수 있다. 현재는 산업용의 원가회수율이 주택용에 비해 높은 것으로 판단된다. 한편, 최근에는 산업용 전기요금의 인상 움직임이 있으나 이에 대해서는 신중한 고려가 필요하다.

[그림 2-8] 전력 판매단가 추이



자료: 연도별 한국전력통계를 바탕으로 저자가 작성

한편, <표 2-1>은 우리나라의 6개 발전자회사와 민간부문의 연도별 발전량을 보여준다. 2001년 이전에는 한국전력이 모든 발전을 담당하였고, 전력산업구조개편으로 한국전력의 발전부문이 6개 발전자회사로 분할되고 도매전력시장이 설립된 2001년 원자력을 포함하는 한수원의 비중은 40%를 상회하였다. 한수원 외 5개 화력발전자회사의 비중은 각각 10% 내외로 나타난다. <표 2-1>에서 타사는 민간발전회사와 한국수자원공사, 집단에너지 등을 포함하는데, 2001년 도매전력시장 개설 당시 약 2%의 비중으로 시작하여 지속적으로 증가하고 있으며, 특히 2012년 RPS 도입 이후 신재생발전회사들의 비중이 증가하면서 2016년 전체 발전량의 약 19%를 차지하였다.

〈표 2-1〉 전체 및 발전사별 발전량

(단위: GWh, %)

	1995	2001	2005	2010	2016
남동발전	-	31,787 (11.3)	43,041 (11.8)	61,657 (13.0)	71,696 (13.3)
중부발전	-	27,873 (9.9)	37,904 (10.4)	55,723 (11.7)	45,152 (8.4)
서부발전	-	32,985 (11.7)	37,728 (10.3)	53,032 (11.2)	50,476 (9.3)
남부발전	-	34,262 (12.2)	46,481 (12.7)	59,953 (12.6)	50,022 (9.3)
동서발전	-	34,183 (12.2)	36,343 (10.0)	54,707 (11.5)	51,989 (9.6)
한수원	-	113,225 (40.3)	148,124 (40.6)	150,098 (31.6)	166,722 (30.8)
타사		6,679 (2.4)	14,880 (4.1)	39,276 (8.3)	104,126 (19.3)
전체	203,546 (100)	309,885 (100)	389,479 (100)	495,028 (100)	560,984 (100)

자료: 연도별 한국전력통계를 바탕으로 저자가 작성

<표 2-2>는 6개 발전자회사와 민간부문의 비중을 발전설비를 기준으로 보여준다. <표 2-1>과 <표 2-2>를 비교해서 보면 발전량 대비 발전설비를 기준으로 할 때 한수원과 남동발전의 비중이 감소하고 타사의 비중이 높아지는 것을 알 수 있다. 한수원과 남동발전의 비중이 감소하는 이유는 각각 원자력과 석탄이라는 기저발전의 비중이 높기 때문이며, 타사의 비중이 높아지는 것은 민간발전소의 대부분이 복합화력으로 이루어져있음에 기인한다. 한수원과 남동발전을 제외한 나머지 4개 발전자회사의 경우 대체로 석탄과 복합 비중의 차이가 크지 않아 발전량과 발전설비 기준 모두 10% 내외이다.

〈표 2-2〉 전체 및 발전사별 발전설비

(단위: MW, %)

	1995	2001	2005	2010	2016
남동발전	-	5,565 (10.9)	7,194 (11.6)	8,975 (11.8)	10,331 (9.8)
중부발전	-	6,392 (12.6)	7,497 (12.0)	9,398 (12.4)	8,342 (7.9)
서부발전	-	6,846 (13.5)	7,280 (11.7)	9,603 (12.6)	10,724 (10.1)
남부발전	-	6,075 (11.9)	7,571 (12.2)	9,638 (12.7)	10,183 (9.6)
동서발전	-	7,500 (14.7)	8,000 (12.9)	9,509 (12.5)	10,999 (10.4)
한수원	-	14,250 (28.0)	18,250 (29.3)	18,256 (24.0)	28,348 (26.9)
타사		4,090 (8.0)	6,301 (10.1)	10,518 (13.8)	26,649 (25.2)
전체	32,184 (100)	50,858 (100)	62,258 (100)	76,078 (100)	105,865 (100)

자료: 연도별 한국전력통계를 바탕으로 저자가 작성

이는 2016년 기준 발전자회사와 민간발전회사의 발전원별 발전설비를 보여주는 <표 2-3>에서도 알 수 있는데, 한수원을 제외한 5개 화력 발전자회사는 석탄, 유류, 복합, 양수 및 신재생 등의 조합을 보유하고 있는 것과 달리 민간발전회사는 대부분 기저발전을 제외한 발전원으로 구성되어 있다. <표 2-3>에서 원자력/신재생의 타사용량은 전체가 신재생 용량이다. 발전설비의 구성은 5개 화력발전자회사 간에도 차이를 보인다. 남동발전과 동서발전은 다른 발전자회사 대비 석탄의 비중이 높다. 반면 서부발전은 상대적으로 유류와 신재생의 비중이 높고, 남부발전도 절반가까이 복합과 내연 등으로 구성되어 있다.

<표 2-3> 전체 및 발전사별 발전원별 발전설비(2016년)

(단위: MW, %)

	수력	석탄	유류/가스	내연/복합/집단	원자력/신재생
남동발전	19 (0.2)	9,313 (90.2)	0 (0)	922 (8.9)	76 (0.7)
중부발전	12 (0.1)	4,400 (52.7)	400 (4.8)	3,477 (41.7)	52 (0.6)
서부발전	2 (0.02)	5,050 (47.1)	1,400 (13.1)	3,866 (36.1)	405 (3.8)
남부발전	0.06 (0.0006)	5,022 (49.3)	200 (1.9)	4,914 (48.2)	47 (0.5)
동서발전	8 (0.07)	6,760 (61.5)	1,200 (10.9)	2,971 (27.0)	59 (0.5)
한수원	5,306 (18.7)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	23,132 (81.3)
타사	1,135 (4.3)	0 (0)	5,669 (21.3)	13,024 (48.9)	6,819 (25.6)
전체	6,485 (6.1)	30,545 (28.9)	8,869 (8.4)	29,372 (27.7)	30,592 (28.9)

자료: 연도별 한국전력통계를 바탕으로 저자가 작성

<표 2-4>는 2001년 이후 연도별 6개 발전자회사와 민간부문의 전력 거래량과 거래금액을 나타낸다. 민간발전회사가 전력시장에서 차지하는 비중은 크게 증가하여 2005년 대비 2016년 거래량 기준 20배 이상 상승하였다. <표 2-4>에서 거래금액을 거래량으로 나눈 거래단가를 보면, 원자력의 한수원과 석탄 비중이 높은 남동발전의 거래단가가 낮으며, 첨두부하의 비중이 높은 민간발전회사와 서부발전 및 남부발전의 거래 단가가 높게 나타난다. 이는 CBP 시장의 고유한 정산방식이 적용된 결과이며 각 발전회사의 실적을 의미하는 것은 아니다.

〈표 2-4〉 전력거래량 및 거래금액 점유율

(단위: GWh, 억원, %)

		2005	2010	2016
거래량	남동발전	40,945 (12.1)	58,613 (13.3)	67,738 (13.3)
	중부발전	36,303 (10.7)	53,255 (12.1)	42,907 (8.4)
	서부발전	36,324 (10.7)	51,207 (11.6)	48,387 (9.5)
	남부발전	44,766 (13.2)	57,693 (13.1)	47,978 (9.4)
	동서발전	34,590 (10.2)	52,251 (11.9)	49,271 (9.7)
	한수원	141,692 (41.8)	143,379 (32.5)	158,744 (31.2)
	타사	4,240 (1.2)	24,476 (5.6)	93,992 (18.5)
거래금액	남동발전	20,081 (11.6)	41,139 (12.7)	48,483 (12.0)
	중부발전	22,274 (12.8)	47,950 (14.8)	36,166 (8.9)
	서부발전	22,133 (12.7)	47,793 (14.8)	41,410 (10.2)
	남부발전	28,378 (16.3)	51,733 (16.1)	41,488 (10.2)
	동서발전	21,233 (12.2)	44,612 (13.8)	41,679 (10.3)
	한수원	56,265 (32.4)	58,309 (18.1)	109,514 (27.0)
	타사	3,371 (1.9)	31,598 (9.8)	86,208 (21.3)

자료: 연도별 한국전력속보를 바탕으로 저자가 작성

〈표 2-5〉 발전사별 거래단가

(단위: 원/kWh, %)

		2005	2010	2016
거래단가	남동발전	49.04 (95.6)	70.19 (95.7)	71.57 (90.0)
	중부발전	61.36 (119.6)	90.04 (122.8)	84.29 (106.0)
	서부발전	60.93 (118.8)	93.33 (127.3)	85.58 (107.6)
	남부발전	63.39 (123.6)	89.67 (122.3)	86.47 (108.7)
	동서발전	61.39 (119.7)	85.38 (116.5)	84.59 (106.3)
	한수원	39.71 (77.4)	40.67 (55.5)	68.99 (86.7)
	타사	79.50 (155.1)	129.10 (176.1)	91.72 (115.3)

자료: 연도별 한국전력속보를 바탕으로 저자가 작성

주 1: 거래단가의 점유율은 평균 거래단가(기준=100) 대비 비율로 표시

제3장 에너지전환정책과 전력산업의 주요 쟁점

1. 에너지전환정책의 주요 내용

2017년 출범한 새 정부는 같은 해 10월 에너지전환 로드맵을 발표하면서 원전의 단계적 감축과 재생에너지 확대라는 에너지정책의 기본방향을 제시하였다. <표 3-1>과 같이 에너지전환로드맵은 (1) 원전의 단계적 감축, (2) 재생에너지 확대, (3) 에너지전환 정책의 영향을 받게 되는 지역과 산업에 대한 보완대책 등 크게 세 가지로 요약할 수 있다. <표 3-1>을 보면 우선 원전의 단계적 감축에 대해 신고리 5·6호기는 공론화 결과에 따라 공사를 재개하되 신규원전 건설계획은 백지화하고, 노후원전은 수명연장을 금지하며 월성 1호기는 조기 폐쇄하도록 하였다. 이에 따라 [그림 3-1]과 같이 원전은 '17년 24기에서 '22년 28기로 확대된 이후 '31년 18기, '38년 14기 등으로 단계적으로 감축할 계획이다. 다음으로 재생에너지 확대에 대해서는 현재 7% 수준인 재생에너지 발전량 비중을 '30년까지 20% 수준으로 확대 보급하여 원전의 축소로 인한 발전량 감소를 대체하도록 하였다. <표 3-1>에서 설명하는 바와 같이, 현재 폐기물과 바이오 중심의 재생에너지를 풍력과 태양광을 중심으로 전환하고 협동조합과 시민 참여를 중심으로 소규모 태양광 사업을 지원하되, 난개발을 방지하기 위해 계획입지 제도를 도입하고 관계부처와 공공기관 간 협업을 통해 사업을 발굴하도록 하였다. 마지막으로 정부의 에너지전환 정책에 따라 영향을 받게 되는 지역과 산업에 대한 보완대책으로 동남권 원전해체연구소 설립 방안을 마련하고, 원

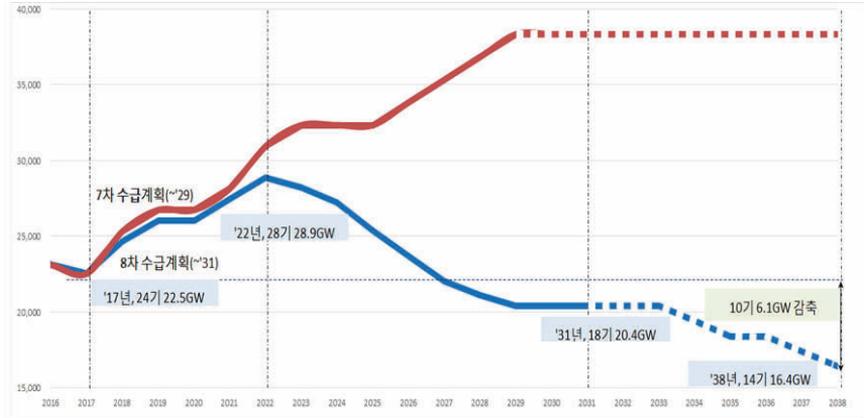
전수출을 적극 추진하는 한편 신재생 이익공유 등 소득 창출 사업을 추진하고 원전산업의 중소·중견기업에 대한 판로 전환을 지원할 것을 계획하였다.

〈표 3-1〉 에너지전환로드맵의 주요 내용

	주요 내용
원전의 단계적 감축	신고리 5·6호기 공사 재개
	계획된 신규원전 건설계획 백지화 - 6기(신한울 3·4호기, 천지 1·2호기 및 신규 2기)
	노후원전 수명연장 금지 - '38년까지 14기(고리 2~4호기, 월성 2~4호기, 한빛 1~4호기, 한울 1~4호기)
	월성 1호기 조기 폐쇄
재생에너지 확대	재생에너지 발전량 비중 확대('16년 7.0% →'30년 20.0%) - 폐기물·바이오 중심의 재생에너지를 태양광·풍력 등으로 전환 - 소규모 태양광 사업 지원
지역·산업 보완대책	동남권 원전해체연구소 설립 방안 마련 원전수출 적극 지원 신재생 이익공유 등 주민과 지자체 소득 창출 사업 추진 원전산업 중소·중견기업 판로 전환 지원

자료: 김기봉·정혜경(2018), 정부의 에너지전환 정책에 따른 전력 분야 R&D 투자방향, p.4 및 일부 저자 작성

[그림 3-1] 원전의 단계적 감축 계획



* '17년 24기 → '22년 28기 → '31년 18기 (8차 전력수급계획) → '38년 14기 (3차 예비)
 ('17년대비 신규 +5, 감축 △1) ('22년대비 감축 △10기) ('31년대비 감축 △4기)

자료: 산업통상자원부 보도자료(2017.10.24.), 정부 신고리 5·6호기 건설재개 방침과 에너지전환(탈원전) 로드맵 확정, p.7.

에너지전환 로드맵에서 제시한 원전의 단계적 감축 및 재생에너지 확대라는 기본방향에 대한 구체적 실행 방안은 2017년 12월 발표된 제 8차 전력수급기본계획에 포함되어 있다. 2017년부터 2031년까지 향후 15년간의 전력 수급전망과 설비계획 등을 담은 제8차 전력수급기본계획은 수급안정과 경제성 위주로 수립된 기존 수급계획에 반해 환경성과 안전성 강화에 중점을 두고 수립한 것이 가장 큰 특징이며, 제8차 전력수급기본계획에 나타난 에너지전환정책의 구체적인 이행 계획은 다음과 같다. 우선 전원구성과 관련하여, 에너지전환 로드맵과 마찬가지로 원전에 대해서는 신규건설 백지화, 노후 원전 수명연장 중단, 월성 1호기 조기 폐쇄 등을 반영하였다. 또한 노후석탄발전소 10기를 2022년까지 폐지하고, 당진에코파워 등 석탄 6기를 LNG로 연료 전환

하는 석탄 감축계획을 마련하는 한편 신재생은 풍력과 태양광을 중심으로 48.7GW의 신규 설비를 확충하여 2030년 58.5GW까지 확대하는 목표를 설정하였다. <표 3-2>의 주체별 공급계획을 보면 전체 48.7GW의 절반 정도인 28.8GW를 대형프로젝트로 확충하되, 나머지 19.9GW를 주택, 건물 등 자가용, 협동조합 등 소규모사업, 농가 태양광 등 소규모 국민참여형 사업으로 보급할 계획이다. 자가용 태양광 확대 보급을 위해 잉여전력에 대한 현금정산을 추진하고 상계거래 허용 대상을 현행 단독주택에서 공동주택까지 확대하며, 제로에너지건축물 인증 의무화 적용대상을 2020년 공공건축물에서 2025년 민간 및 공공건축물, 2030년 모든 건축물에 이르기까지 단계적으로 확대할 계획이다. 또한 협동조합 등 소규모사업에 REC 가중치 등의 인센티브를 제공하고, 농지규제 완화와 농지보전부담금 감면 등의 법적근거를 마련하여 농업진흥지역 외의 농지와 염해간척지 등에 태양광을 보급할 계획이다. 대규모 프로젝트는 두 단계로 계획하고 있다. 우선 2022년까지는 지난 2017년 9월 신재생에너지 발전사업계획조사에 제출된 40MW 이상 사업 21.3GW 중 5GW를 중점 추진한다. 이후 2023년부터 2030년까지의 두 번째 단계에는 해상풍력과 수상태양광 등을 중점 추진하고, 대형발전사의 RPS 의무비율을 단계적으로 상향 조정할 계획이다.

〈표 3-2〉 주체별 재생에너지 설비 공급계획

(단위: GW)

구분	2018년~2022년	2023년~2030년	총계
주택, 건물 등 자가용 확대	0.7	1.7	2.4
협동조합 등 소규모사업	3.4	4.1	7.5
농가 태양광	3.3	6.7	10.0
대규모 프로젝트 등	5.0	23.8	28.8
소계	12.4	36.3	48.7

자료: 제8차 전력수급기본계획(2017), p.51

설비운영과 관련하여 제8차 전력수급기본계획에서는 기존의 경제급전에 환경비용을 반영하여 석탄 발전량을 줄이고 LNG 발전량을 늘리는 방안을 제시하였다. <표 3-3>을 보면 현행 전력시장제도와 2017년 발전용 연료비를 기반으로 한 기준시나리오에서 2030년 석탄과 LNG의 비중은 각각 40.5%와 14.5%이나, 환경비용을 반영하여 석탄과 LNG발전간의 비용 격차를 줄이고 유연탄 개별소비세 인상, 세율의 추가적인 조정을 반영한 목표시나리오에서 2030년 석탄과 LNG의 비중은 각각 36.1%와 18.8%로 조정되는 것으로 보고되었다.

이외에도 제8차 전력수급기본계획에서는 30년 이상 석탄발전기의 불철 가동중단, 미세먼지 경보 시 지역 내 석탄발전의 상한제약, 수요관리 강화, 재생에너지 계통 보강, 친환경 및 분산형 전원에 대한 용량요금 보상 확대, 실제 연료비 기준으로 LNG발전 정산비용 현실화 등의 추진을 통해 신재생과 LNG의 비중을 점진적으로 확대할 것을 제시하였다.

〈표 3-3〉 제8차 전력수급기본계획의 발전량 비중 전망

	2017년	2030년	
		기준시나리오	목표시나리오
원자력	30.3%	23.9%	23.9%
석탄	45.4%	40.5%	36.1%
LNG	16.9%	14.5%	18.8%
신재생	6.2%	20.0%	20.0%
석유	0.6%	0.3%	0.3%
양수	0.7%	0.8%	0.8%
계	100%	100%	100%

자료: 제8차 전력수급기본계획(2017), p.44

분산형 전원에 대한 구체적인 기준은 <표 3-4>와 같이 송전선로 건설을 최소화하는 40MW 이하 소규모 전원 또는 500MW 이하 수요지 전원으로 제7차 전력수급기본계획에서 처음으로 제시되었으며, 제8차 계획에서는 이러한 기준을 유지하고 있다.

〈표 3-4〉 분산형 전원의 세부기준

구분	분산형 전원 적용기준			기준설정 사유	송전건설
	전압	회선	한계용량		
소규모 발전설비	22.9kV (배전)	2회선	40MW 이하	송전건설이 불필요하므로 접속가능용량 범위 내 최대한 상향 적용	송전망 불필요
수요지 발전설비	154kV (송전)	2회선	500MW 이하	송전건설 최소화를 위해 154kV로 용량한계 설정	송전망 최소화

자료: 제7차 전력수급기본계획(2015), p.31

<표 3-5>를 보면 신재생에너지의 확대 보급에 따라 분산형 전원의 발전량은 2017년 64.4TWh에서 2031년 123.4TWh로 59TWh 증가할 것으로 전망되며, 이 중 52.8TWh가 사업용 및 자가용 신재생의 확대에 기인한다.

〈표 3-5〉 분산형 전원 보급전망

구분		2017년	2022년	2026년	2030년	2031년	
분산형 발전량 (TWh)	신재생(사업용)	12.2	27.3	41.8	59.3	61.8	
	자가용	신재생	13.9	14.9	15.9	17.1	17.1
		상용자가	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3
	집단에너지 (구역전기 포함)	31.0	37.3	37.3	37.3	37.3	
	합계	64.4	86.7	102.2	120.9	123.4	
분산형 비중		11.2%	13.8%	15.7%	18.4%	18.7%	

자료: 제8차 전력수급기본계획(2017), p.48

제8차 전력수급기본계획은 수요관리의 강화도 강조하고 있는데, 수요관리 강화를 위한 방안으로 수요자원의 진입요건 완화, 일정요건 충족 시 강제발동, 이행을 제고를 위한 인센티브 확대, 국민 DR 추진 등의 계획이 포함되었다.

이와 같은 에너지전환정책에 따라 제8차 전력수급기본계획에서 미세먼지는 2022년 44%, 2030년 62%씩 대폭 감축하고, 2030년 온실가스 배출량도 BAU의 3억 2200만톤 대비 26.4% 감축한 2억 3700만톤 수준으로 전망되었다.

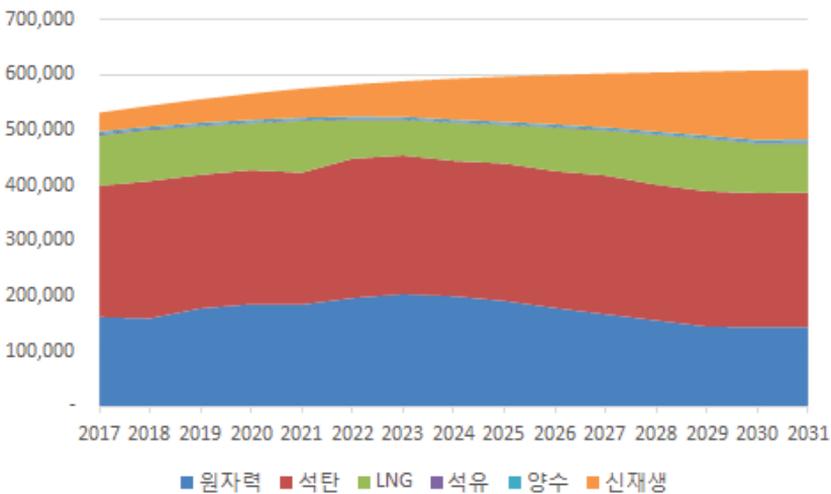
2. 전력산업의 주요 쟁점

에너지전환정책에 따라 예상되는 전력산업의 주요 변화는 결국 줄어드는 석탄과 원자력을 신재생과 LNG가 대체하고, 변동성이 높은 신재생에너지가 보급 확대됨에 따라 이에 대응하기 위한 유연성자원의 필요성이 증대된다는 것이다. 이러한 과정에서 LNG는 원자력과 석탄의 대체재이며 대표적인 유연성설비로서 역할이 강화될 것으로 전망된다. 원자력과 석탄을 대체하고 신재생에너지의 변동성을 보완하기 위한 방안으로 LNG발전은 매우 효과적인 수단이 될 수 있다.

그러나 <표 3-3>에서 언급한 바와 같이 현행 전력시장제도와 2017년 발전용 연료비를 기반으로 한 기준시나리오에서 2030년 석탄과 LNG의 비중은 각각 40.5%와 14.5%로 목표시나리오 대비 석탄의 비중이 크게 높은 수준으로 전망되었다. 제8차 전력수급기본계획에서는 <표 3-3> 이외 연료원별 연도별 발전량 전망은 제시하고 있지는 않으나, [그림 3-2]와 같이 전력거래소의 제8차 전력수급기본계획 기준 시나리오의 연료원별 발전량 전망을 보면 예상보다 석탄의 비중이 높고 LNG의 비중이 낮아 실질적인 정책목표 달성 가능성에 의문이 드는 상황이다. 구체적으로, 2017년 대비 2030년 원자력발전량은 161TWh에서 143TWh로 감소하고 신재생은 34TWh에서 125TWh로 증가하나, 석탄은 237TWh에서 243TWh로 오히려 증가하고 LNG는 91TWh에서 89TWh로 크게 변동이 없을 것으로 전망된다. 특히, 에너지전환정책의 중간단계인 2022년 원자력과 석탄은 각각 161TWh에서 196TWh와 237TWh에서 252TWh로 2017년 대비 크게 증가하고 LNG는 91TWh에서 70TWh로 크게 감소하는 한편 신재생은 보급 목표에 따라 34TWh에서 58TWh로 지속적으로 증가하는 모습을 보인다. 이는 LNG의 필요성은 더욱 확대됨에도 불구하고

하고 유연성설비에 대한 적절한 보상이 아직 제도화되지 않은 상황에서 LNG의 이용률 저하로 인해 수익성이 더욱 악화된다는 것을 의미한다. 제8차 전력수급기본계획에 따르면 2022년 설비에비율은 31.4%로 최고점에 도달할 전망이다.

[그림 3-2] 제8차 전력수급기본계획 기준시나리오의 연료원별 발전량 전망



자료: 제8차 전력수급기본계획(2017) 및 전력거래소 자료를 바탕으로 저자가 작성

이를 위해 제8차 전력수급기본계획에서는 현행 경제급전 중심의 전력거래 시스템에 추가하여 환경비용을 반영하고 세율조정을 통해 석탄과 LNG의 급전순위를 조정하는 목표를 제시하였으나 일부 연구결과에 의하면 최근 발표된 ‘2018년 세법개정안’의 실질적 전원구성 전환 효과는 거의 없을 것으로 예상된다(조성진·박광수, 2018).

우리나라의 발전부문 제세부담금 현황을 보면 발열량을 기준으로 과세표준을 적용함에 따라 환경비용이 더 큰 유연탄의 세율이 LNG보다

낮은 상황으로, 이러한 제세부담금 체계 하에서는 LNG와 같이 발전비용이 상대적으로 높은 친환경 연료원의 비중 확대가 실질적으로 어렵고 연료비 단가가 낮은 원자력과 석탄이 기저발전의 역할을 할 수 밖에 없는 구조이다. 다만, 정부는 최근 ‘2018년 세법개정안’에서 <표 3-6>과 같이 발전용 유연탄과 LNG의 제세부담금을 기존 발열량 기준이 아닌 미세먼지 등 환경비용을 반영한 친환경적 조세체제로 개편을 확정하였다.

〈표 3-6〉 2018년 세법개정안: 개별소비세 부문

현행	개정안
<ul style="list-style-type: none"> □ 발전용 유연탄·LNG에 대한 제세부담금(kg당) ○ (유연탄) 개별소비세 36원 <ul style="list-style-type: none"> * 수입부과금, 관세 미부과 ○ (LNG) 제세부담금 91.4원 <ul style="list-style-type: none"> - 개별소비세 60원 - 수입부과금 24.2원 - 관세 7.2원(수입가격의 2~3%) 	<ul style="list-style-type: none"> □ 유연탄 개별소비세를 인상, LNG 제세부담금(kg당) 인하 ○ (유연탄) 36원 → 46원 <ul style="list-style-type: none"> * 수입부과금, 관세 미부과 ○ (LNG) 91.4원 → 23원 <ul style="list-style-type: none"> * 개별소비세, 수입부과금을 현행 비율(7:3)대로 인하 - 60원 → 12원(48원 인하) - 24.2원 → 3.8원(20.4원 인하) - 관세는 기존과 동일

자료: 기획재정부 보도자료(2018.7.30.), ‘2018년 세법개정안 상세본’, p.65 및 기획재정부(2018) ‘2018년도 세법개정안 보도자료 문답자료’, p.38~39.

‘2018년 세법개정안’은 환경오염 등 사회적 비용을 발전용 연료 조세 체계에 처음으로 반영하고 있다는 점에서 그 의의가 있으나, 이번 세법 개정에 따른 실질적 변화는 매우 적을 것으로 전망되어 중장기적으로 점진적인 추가 세율 조정이 불가피할 것으로 예상된다. 조성진·박광수(2018)에 따르면 2018년 세법개정안의 실질적 전원구성 전환 효과는 거

의 없으며, 세수중립적인 설계로 인해 전기요금에 미치는 영향과 환경 개선 효과도 미미한 것으로 분석되었다.

신재생에너지의 비중이 아직 높지 않아서 변동성 문제가 크지 않을 것으로 예상되는 앞으로 몇 년은 유연성전원으로서 LNG의 역할이 두드러지지 않을 수 있다. 이러한 상황이 현실화될 경우 현재에도 수익성이 낮은 LNG는 더욱 어려운 상황에 놓이게 될 것으로 예상된다. 그러나 향후 에너지전환이 본격적으로 이루어지는 시점에서는 LNG의 필요성이 대두될 것이므로 적정 규모의 LNG가 생존할 수 있는 방안 마련이 필요하다.

제4장 실증분석

제3장에서는 에너지전환정책의 주요 내용과 이에 따른 전력산업의 주요 쟁점을 살펴보았다. 에너지전환정책의 핵심은 결국 석탄과 원자력의 단계적 축소로 인해 감소하는 발전량을 LNG와 신재생이 대체하고, 변동성이 높은 신재생에너지가 보급 확대됨에 따라 이에 대응하기 위한 유연성자원의 필요성이 강화된다는 것이다. 이러한 에너지전환정책의 추진에 있어 본 연구에서 특히 주목하는 쟁점은 석탄과 원자력의 대체제이자 유연성설비로서 LNG의 역할이 강화됨에도 불구하고 수익성은 오히려 불확실해진다는 것이다. 제8차 전력수급기본계획에서는 이에 대한 방안으로 급전순위 결정에 환경비용 반영, 유연탄과 LNG에 대한 세율 조정, 유연성 설비에 합리적인 보상을 위한 전력시장 제도 개선 추진 등을 마련하고 있으나 실질적인 정책목표 달성에는 의문이 있는 상황이다.

이러한 상황에서 제4장에서는 국내 전력산업의 구조적 상황에서 LNG와 다른 연료원간의 실증분석을 통해 제3장에서 논의한 주요 쟁점에 대한 시사점을 찾도록 한다. 구체적으로, 한국전력통계에 연도별 연료사용량과 발전량, 설비용량이 공개되는 석탄, 가스, 유류 등 약 100여 개 화력발전기의 1990년부터 2016년까지의 생산함수를 추정하여 각 발전기의 연도별 생산성이 어떻게 변화해왔는지를 분석하고, 나아가 발전기의 생산성 추정치를 활용하여 국내 발전부문의 생산성과 자원배분 효과를 논의하도록 한다.

1. 이론적 모형

가. 생산함수의 추정

본 연구에서는 각 발전기의 연도별 생산성을 계산하기 위하여 먼저 생산함수를 추정한다. 잘 알려진 바와 같이 생산함수 추정에서 주요 계량경제학적 쟁점은 기업은 알고 있으나 연구자에게는 관측되지 않는 생산함수 결정요인의 존재여부이다. 만약 그러한 결정요인이 있다면, 이윤극대화 또는 비용최소화 등의 문제를 통해 기업의 의사결정에 영향을 미침으로써 생산함수의 OLS 추정치는 편의(biased) 된다. 이를 내생성(endogeneity) 문제라고 한다. 이와 같은 문제를 해결하기 위해 전통적인 계량경제학에서는 고정효과(fixed effects) 또는 도구변수(instrumental variables, IV) 등을 활용하여 왔으나, 많은 실증연구에서 그 한계가 지적되었다. 그러나 최근 Olley and Pakes(1996), Levinsohn and Petrin(2003), Wooldridge(2009), Akerberg et al.(2015) 등은 생산함수 추정에 있어 이러한 내생성 문제를 해결하기 위해 비모수적 제어함수방법(nonparametric control function approach)을 제안하였으며, 본 연구에서는 이 방법을 따라 생산함수를 추정하도록 한다.

전력 Q 를 생산하기 위해 각 발전기는 설비용량 K , 연료 M 을 생산요소로서 사용한다. 일반적으로 생산함수는 노동을 포함하나, 발전기별 노동 데이터는 이용 가능하지 않기 때문에 본 연구에서는 노동은 단기적으로 고정되며 설비용량 K 에 비례한다고 가정한다. 각 발전기는 서로 다른 크기의 생산성 ω 를 가지고 있다. 생산성 ω 는 전력 생산량 Q 에도 영향을 미치나 연구자에게는 알려지지 않았다고 하면, 발전기 i 의 t 년도 생산함수는 다음과 같다.

$$Q_{it} = Q(M_{it}, K_{it}, \omega_{it}) \quad (1)$$

(1)의 추정에서 문제는 연구자에게는 관측되지 않는 ω_{it} 가 Q_{it} 와 M_{it} 에 동시에 영향을 미친다는 것이다. 본 연구에서는 이러한 내생성 문제를 해결하기 위해 비모수적 제어함수방법을 적용하도록 하며, 이를 위해 (1)을 좀 더 구체화하면 다음과 같다.

$$Q_{it} = F(M_{it}, K_{it})\exp(\omega_{it} + \epsilon_{it}) \quad (2)$$

(2)에서 ϵ_{it} 는 i.i.d. 교란항을 의미한다. (2)의 생산함수는 생산성 ω_{it} 가 scalar Hicks-neutral하고 생산함수의 계수(coefficient)가 발전기 i 와 시간 t 에 대해 불변(invariant)하다고 가정한다. (2)의 양변에 로그를 취하면 다음과 같다.

$$q_{it} = f(M_{it}, K_{it}) + \omega_{it} + \epsilon_{it} \quad (3)$$

(3)에서 소문자는 로그변수를 의미한다. 본 연구에서는 함수 $f(\cdot)$ 에 대해 tranglog의 형태를 취하도록 한다.

$$q_{it} = \alpha_0 + \alpha_1 m_{it} + \alpha_2 k_{it} + \alpha_3 m_{it} k_{it} + \alpha_4 m_{it}^2 + \alpha_5 k_{it}^2 + \omega_{it} + \epsilon_{it} \quad (4)$$

발전기 i 의 t 년도 연료투입량 함수를 고려하면 다음과 같다.

$$m_{it} = m(k_{it}, \omega_{it}, Z_{it}) \quad (5)$$

(5)에서 Z_{it} 는 발전기별 연료투입량에 잠재적으로 영향을 미칠 수 있는 변수들의 벡터이다. (5)의 역함수가 존재한다면, 즉 발전기 생산성 ω_{it} 이 증가함에 따라 연료투입량 m_{it} 또한 monotone하게 증가한다면 (5)의 역함수는 다음과 같다.

$$\omega_{it} = h(k_{it}, m_{it}, Z_{it}) \quad (6)$$

Akerberg et al.(2015)는 생산함수 (4)를 두 단계에 걸쳐 추정한다. 먼저 (6)을 (4)에 대입하면 다음과 같다.

$$q_{it} = \phi(k_{it}, m_{it}, Z_{it}) + \epsilon_{it} \quad (7)$$

식(7)에서 $\phi(\cdot) = \alpha_0 + \alpha_1 m_{it} + \alpha_2 k_{it} + \alpha_3 m_{it} k_{it} + \alpha_4 m_{it}^2 + \alpha_5 k_{it}^2 + h(k_{it}, m_{it}, Z_{it})$ 이다. 다음으로, 생산성의 변화(evolution)가 외생적 1차 마코브 프로세스(exogenous first-order Markov process)를 따른다고 가정한다. 이러한 가정 하에 발전기 i 의 t 년도 생산성은 $t-1$ 시점에 t 년도 생산성에 대한 기댓값($E[\omega_{it} | \omega_{it-1}, Z_{it-1}]$)과 예상하지 못한 부분(ξ_{it})의 합으로 나타낼 수 있다.

$$\omega_{it-1} = E[\omega_{it} | \omega_{it-1}, Z_{it-1}] + \xi_{it} = g(\omega_{it-1}, Z_{it-1}) + \xi_{it} \quad (8)$$

(8)에서 ξ_{it} 가 i.i.d.이고 $g(\cdot)$ 가 $g(\omega_{it-1}, Z_{it-1}) = 0$ 이면 OLS, $g(\omega_{it-1}, Z_{it-1}) = \omega_i$ 이면 고정효과(fixed effects)와 동일하다. (8)의 조

건 하에서 다음의 moment condition을 활용하여 생산함수의 계수를 추정할 수 있다.

$$E\left[\xi_{it}|m_{it-1}, k_{it}, m_{it-1}k_{it}, m_{it-1}^2, k_{it}^2\right] \quad (9)$$

생산함수의 계수를 추정하고 나면 발전기의 연도별 생산성은 다음과 같이 계산할 수 있다.

$$\hat{\omega}_{it} = \hat{\phi} - \hat{\alpha}_1 m_{it} - \hat{\alpha}_2 k_{it} - \hat{\alpha}_3 m_{it}k_{it} - \hat{\alpha}_4 m_{it}^2 - \hat{\alpha}_5 k_{it}^2 \quad (10)$$

나. 생산성 요인분해

식(10)을 통해 계산한 각 발전기의 연도별 생산성 추정치를 활용하여 각 발전기를 소유한 발전회사의 생산성(Ω_{ct})을 구할 수 있다. 구체적으로, Olley and Pakes(1996)에 따라 발전기를 소유한 발전회사 c 의 t 년도 생산성은 발전기 생산성의 가중치의 합으로 정의하며, 이는 발전회사의 생산성 평균치와 자원배분효과의 합으로 나타낼 수 있다.

$$\begin{aligned} \Omega_{ct} &= \sum_{i \in c} s_{it} \omega_{it} \\ &= \sum_{i \in c} (\bar{s}_{it} + \Delta s_{it}) (\bar{\omega}_{it} + \Delta \omega_{it}) \\ &= \bar{\omega}_{it} + \sum_{i \in c} \Delta s_{it} \Delta \omega_{it} \end{aligned} \quad (11)$$

식(11)에서 $s_{it} \equiv \frac{r_{it}}{r_{ct}}$ 이고, r_{it} 와 r_{ct} 는 각각 전체에서 발전기 i 와 발전회사 c 의 점유율이다. \bar{s}_{it} 와 $\bar{\omega}_{it}$ 는 각각 평균점유율과 평균생산성을

나타낸다. 또한 $\Delta s_{it} \equiv s_{it} - \bar{s}_{it}$ 이고 $\Delta \omega_{it} \equiv \omega_{it} - \bar{\omega}_{it}$ 이다. 점유율과 생산성의 공분산인 $\sum_{i \in c} \Delta s_{it} \Delta \omega_{it}$ 은 발전기간 자원의 재분배가 발전회사 생산성에 기여하는 부분을 나타낸다. 공분산이 클수록 더 생산성이 높은 발전기가 더 많은 전력을 생산함으로써 발전부문 전반의 생산성도 향상됨을 의미한다.

2. 분석 결과

본 연구는 계량분석을 위해 1990년부터 2016년 한국전력통계의 발전기별 불균형 패널데이터를 사용하였다. 연도별 한국전력통계의 발전기별 설비용량, 발전량, 연료사용량 등 생산함수 추정에 필요한 데이터를 수집하였으며, 발전기는 연료사용량이 측정 가능한 석탄, LNG, 석유 등 화석연료발전기를 대상으로 한다. 패널데이터의 불균형은 주로 신규발전기의 진입, 노후발전기의 폐지 등으로 인해 나타난다. <표 4-1>은 1990년부터 2016년까지의 평균 발전기 시설용량, 발전량, 송전단전력량, 연료사용량, 연료단위당 송전단전력량(MWh/10⁶kcal)과 표준편차를 각 발전기를 소유한 발전회사별로 나누어 보여준다.

<표 4-1> 데이터 기초통계량 (1990년~2016년)

(단위: kW, MWh, 10⁶kcal)

	시설용량	발전량	송전단전력량	연료사용량	연료단위당 송전단전력량
남동발전	550,871 (247,091)	3,752,395 (1,994,805)	3,550,824 (1,890,860)	8,315,908 (4,312,028)	0.42 (0.06)
중부발전	399,911 (365,333)	2,220,554 (2,146,449)	2,117,921 (2,071,476)	4,689,228 (4,232,524)	0.42 (0.22)
서부발전	568,721 (372,227)	3,296,607 (2,278,448)	3,174,060 (2,230,516)	6,870,715 (4,305,153)	0.45 (0.13)
남부발전	568,371 (519,792)	3,664,579 (3,226,968)	3,525,701 (3,150,966)	7,394,150 (5,795,303)	0.44 (0.08)
동서발전	460,903 (299,896)	2,519,970 (1,565,586)	2,522,869 (2,728,581)	5,488,343 (3,193,188)	0.43 (0.24)
타사	1,117,204 (709,338)	3,825,379 (2,949,698)	3,707,489 (2,844,786)	7,116,759 (4,796,103)	0.52 (0.25)
한전 (분할전)	356,159 (364,116)	1,792,910 (1,655,915)	1,706,818 (1,604,225)	4,015,457 (3,375,538)	0.39 (0.17)

자료: 연도별 한국전력통계를 바탕으로 저자가 작성

생산함수를 추정한 결과는 <표 4-2>와 같다. <표 4-2>의 마지막 열이 제어함수방법을 적용한 생산함수 추정결과를 나타내며, 추정결과의 비교를 위해 열(1)에서 (7)까지 OLS 추정결과를 함께 보여준다. 먼저 열 (1)~(7)의 OLS 추정결과를 보면, 연료변수(m_{it})의 계수가 추정 형태 (specification)에 상관없이 1보다 큰 반면 열(8)의 제어함수 추정결과는 0.99로, 생산성(ω_{it})이 연료변수와 양(positive)의 상관관계를 가짐에 따라 연료변수의 계수가 과대추정(overestimated) 되어 있다는 가설에 부합한다. 또한 시설용량(k_{it}) 계수 추정결과를 보면, 열(1)~(5)에서는 그

크기가 0.004~0.09인 반면 발전기 더미변수를 추가한 열(6)~(7)과 제어함수방법을 적용한 열(8)에서는 0.28~0.32를 나타낸다. 이는 열(1)~(5)에서 설비용량의 계수가 과소추정(underestimated)됨을 의미하는데, 두 가지 의미로 생각해볼 수 있다. 우선 설비용량이 일정 수준 이상이 되면 규모의 경제가 더 이상 존재하지 않거나, 혹은 데이터에서 열효율이 상대적으로 낮은 석탄화력발전기의 설비용량이 큰 경우 이를 제어하지 않으면 설비용량의 계수가 과소추정 될 수 있다. 어느 경우이든 열(6)~(7)에서 발전기 더미변수를 추가하거나 열(8)에서 제어함수방법을 적용할 때 이와 같은 특성을 반영하고 있음을 볼 수 있다.

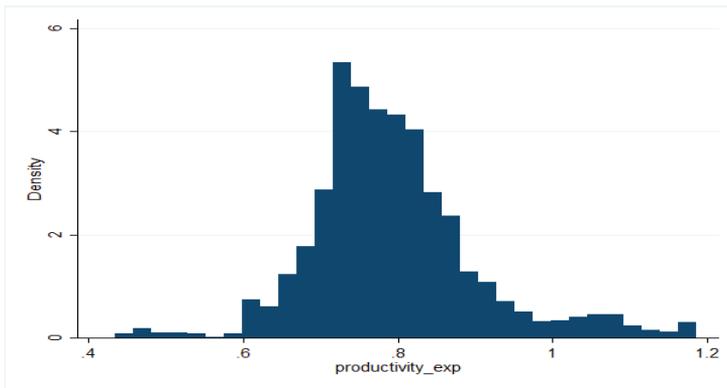
〈표 4-2〉 생산함수 추정결과

		OLS							ACF
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
탄력성	m_{it}	1.04** (0.002)	1.04** (0.002)	1.01** (0.003)	1.05** (0.003)	1.02** (0.004)	1.01** (0.004)	1.01** (0.005)	0.99** (0.004)
	k_{it}	0.09** (0.002)	0.07** (0.002)	0.09** (0.003)	0.01** (0.003)	0.004 (0.005)	0.32** (0.004)	0.29** (0.004)	0.28** (0.005)
Fixed-effects									
Firm		No	Yes	Yes	Yes	Yes	No	No	-
Fuel Type		No	No	Yes	No	Yes	No	Yes	-
Plant Type		No	No	No	Yes	Yes	No	No	-
Plant		No	No	No	No	No	Yes	Yes	-
Year		No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	-
R^2		0.93	0.94	0.94	0.94	0.95	0.95	0.95	-
관측치(개)		1,984	1,984	1,984	1,984	1,984	1,984	1,984	1,984
발전기(개)		113	113	113	113	113	113	113	113

자료: 저자의 추정결과

<표 4-2>의 열(8)의 추정계수를 이용하여 식(10)에 따라 각 발전기의 연도별 생산성을 계산한 결과가 [그림 4-1]과 같다. 국내 화력발전기의 1990년부터 2016년까지의 기간 동안 생산성의 분포를 보면 대부분의 화력발전기들의 생산성이 평균치에 밀집되어 있으나, 일부 발전기의 경우 평균보다 상당히 높은 생산성을 보이고 있고, 일부 소수의 발전기들의 경우 평균보다 상당히 낮은 생산성 추정치를 나타낸다.

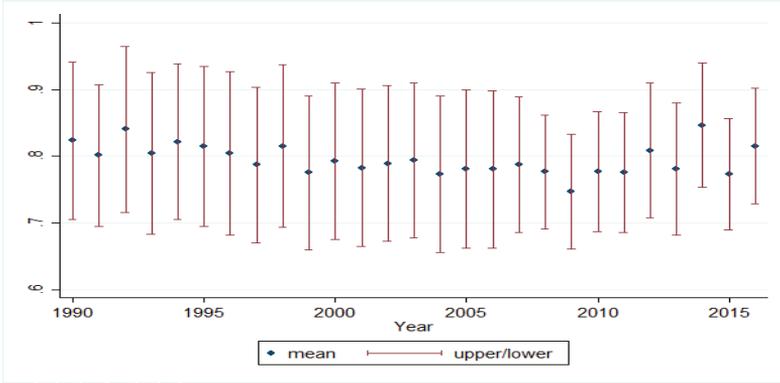
[그림 4-1] 국내 화력발전기의 1990년~2016년 생산성 분포



자료: 저자의 추정결과

다음으로 [그림 4-2]는 [그림 4-1]에서 구한 국내 화력발전기의 생산성을 연도별로 나누어 평균과 표준편차를 보여준다. 국내 화력발전기의 생산성은 1990년부터 2016년까지 일정수준 유지 또는 약간 하락하는 경향을 보이며, 앞서 [그림 2-2]에서 논의한 바와 같이 2012년 이후 최대수요의 변동성이 확대된 것과 마찬가지로 생산성의 변동폭 또한 확대되고 있는 것으로 나타난다.

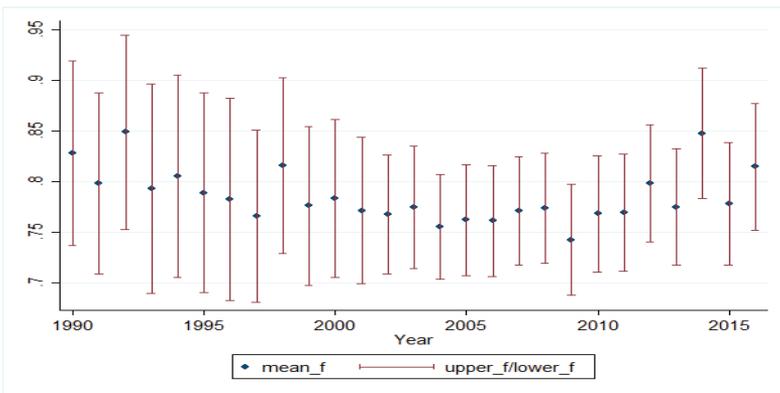
[그림 4-2] 국내 화력발전기의 연도별 생산성 변화 추이



자료: 저자의 추정결과

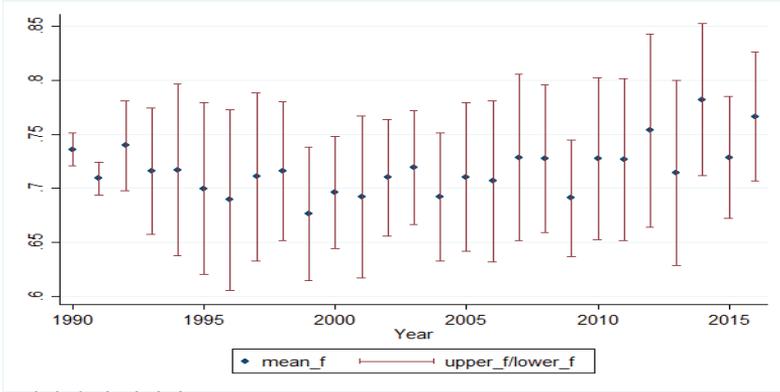
[그림 4-3]과 [그림 4-4], [그림 4-5]는 각각 석탄, 가스, 유류발전기의 연료원별 연도별 평균 생산성과 표준편차를 보여준다. 연료원별로 살펴보면, 석탄, 가스, 유류발전기 모두에서 변동성이 확대되는 모습을 보이는 한편 가스발전기의 생산성이 가장 낮고 생산성의 변동폭은 가장 높은 것으로 분석된다.

[그림 4-3] 국내 석탄발전기의 연도별 생산성 변화 추이



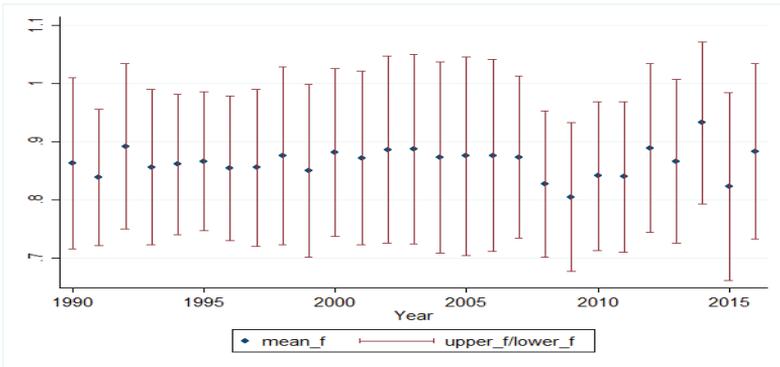
자료: 저자의 추정결과

[그림 4-4] 국내 가스발전기의 연도별 생산성 변화 추이



자료: 저자의 추정결과

[그림 4-5] 국내 유류발전기의 연도별 생산성 변화 추이

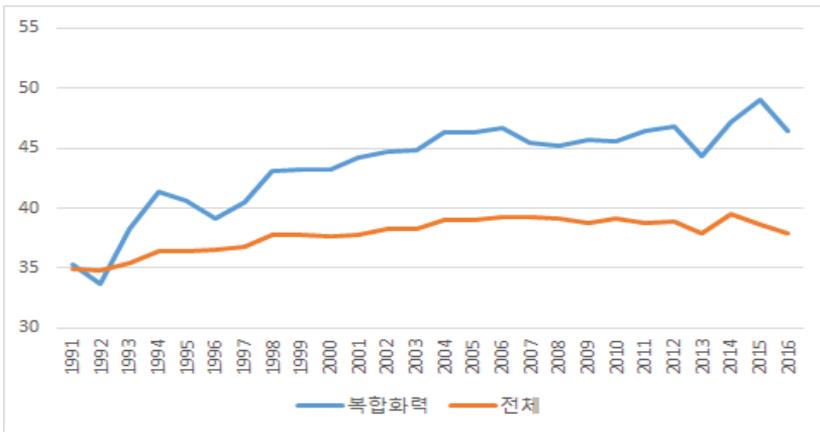


자료: 저자의 추정결과

가스발전기의 생산성이 가장 낮고 생산성의 변동폭이 가장 높은 이유는 가스발전이 첨두부하의 역할을 함에 따라 전력수요 등 시장상황의 변화에 더욱 민감하기 때문인 것으로 판단된다. [그림 4-6]은 분석 기간 동안 우리나라 복합화력과 전체발전기의 열효율 추이를 보여주는데, 복합화력의 특성상 다른 발전원에 비해 열효율은 높지만 [그림 4-7]을

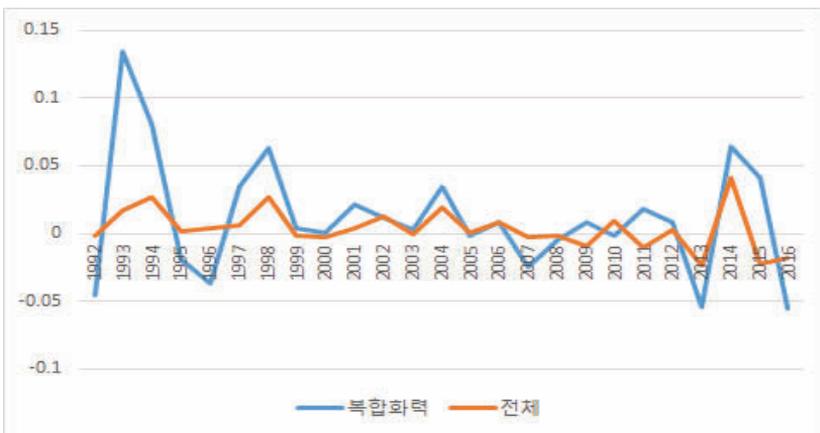
보면 열효율의 변동폭 또한 다른 발전원에 비해 더 높은 것으로 나타난다. 열효율의 변동폭이 높은 것은 석탄과 원자력 등 기저를 담당하는 발전원과는 달리 가스발전은 첨두부하로서 시장상황에 따라 이용률이 달라지기 때문이다.

[그림 4-6] 복합화력과 전체발전기의 열효율 추이



자료: 연도별 한국전력통계를 바탕으로 저자가 작성

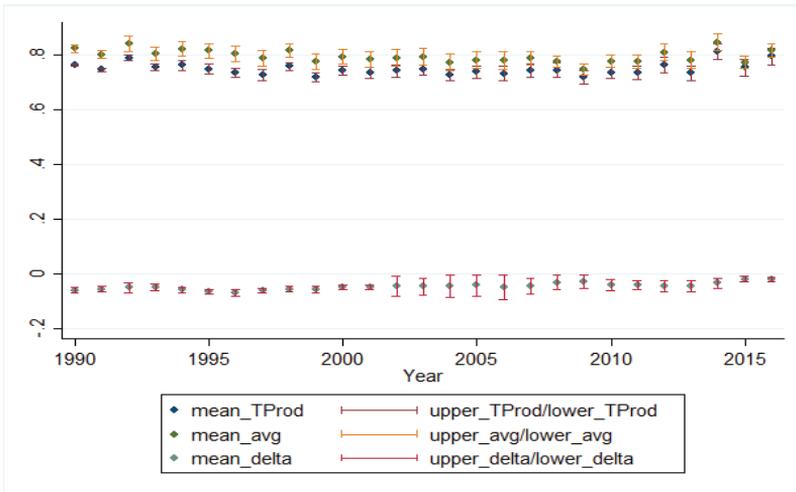
[그림 4-7] 복합화력과 전체발전기의 열효율 변동률 추이



자료: 연도별 한국전력통계를 바탕으로 저자가 작성

다음으로 [그림 4-8]은 각 발전기의 연도별 생산성 추정치를 활용하여 식(11)에 따라 발전부문 전반의 생산성을 계산한 후 평균생산성과 자원배분효과로 요인분해 한 결과를 보여준다. 발전부문 전반의 생산성 분석 결과, 1990년부터 2016년까지 발전부문 전반의 총 생산성에는 큰 변화가 없는 한편 발전부문 전반의 생산성 역시 지난 몇 년간 변동폭이 약간 확대되는 모습을 보인다. 또한 분석기간에 걸쳐 자원배분효과는 음의 값으로 나타나, 최근 몇 년간 자원배분효과가 일부 개선되고는 있으나 국내 발전부문 전반에 자원배분의 왜곡이 존재하는 것으로 분석되었다. 본 연구에서 자원배분은 발전기의 생산성과 발전량의 상관관계, 즉, 생산성이 높은 발전기가 더 많이 발전할 수 있도록 배분되어 있는지를 의미하는데, 국내 발전부문의 전반에 자원배분의 왜곡이 존재한다는 것은 각 발전기의 발전계획을 더욱 효율화할 수 있는 여지가 남아있다는 것으로 해석할 수 있다.

[그림 4-8] 국내 발전부문의 총생산성과 평균생산성 및 자원배분효과



자료: 저자의 추정결과

제5장 전력산업 정책의 개선방안

1. 전력산업 경쟁여건의 개관

우리 전력산업의 경쟁여건은 2001년 전력산업 구조개편 이후 정체 상태에 있다. 전력산업의 구조, 요금제도, 도매거래시장, 송배전 및 판매부문 및 규제기관 등 여러 제도적 장치에 있어서 자연적인 발전과 진화가 멈춰 있다. 2001년 발전부문 분할을 시작으로 전력산업 구조개편이 시작되었을 때에는 그 상태에서 산업구조나 요금 등 제도적 장치가 그대로 멈춘 상태에 있기보다는 전력산업의 발전에 걸맞게 자연스럽게 진화하고 적응하기 위한 시발점으로서의 초기조건을 만든다는 것이 그 의도였다. 그러나 그 이후 전력산업은 외형적인 발전능력의 확대를 제외한다면 거의 성장이 멈춘 셈이다.

이처럼 우리 전력산업이 정체된 가장 큰 이유는 전력산업 구조개편 기본계획의 두 번째 단계인 배전분할이 2004년 노무현 정부에서 중단되었기 때문이다. 이와 함께 분할된 한전 발전자회사의 민영화가 추진되지 못했기 때문이다. 그러나 전력산업의 진화는 배전분할, 발전회사 민영화와 같은 대규모 구조개편 외에도 다양한 방식으로 이루어질 수 있었다. 예를 들어 발전사업자간 설비거래와 인수합병, 발전회사의 증자 나아가서 발전사업자의 전력 직거래 허용 및 신규 판매사업자의 허용 등 다양한 방식으로 전력산업은 꾸준히 변화해 갈 수 있는 것이다. 전 세계적으로 전력산업 경쟁여건의 변화는 끊임없이 전개되고 있는데 이에 발맞추어 전력시장의 운영방식은 석유·천연가스·석탄 등 연료의

공급상황과 가격변화 그리고 재생에너지 활용의 확대와 함께 새로운 양상을 보이면서 변화해 나아가야 한다.

우리 전력산업은 구조뿐 아니라 그 운용방식도 정체되어 있다. 가장 중요한 원인은 전기요금의 규제방식이 바뀌지 않아 요금조정이 매우 어렵기 때문이다. 전기요금의 경직성은 결국 도매 전력시장 운용의 경직성으로 이어져서 전력시장 운용규칙을 경직적으로 만들게 된다. 뿐만 아니라 설비에 대한 인허가를 정부가 전력수급기본계획을 통해 통제하며 CP 수준을 오랫동안 고정시키고 계약시장의 진전도 어렵게 만드는 원인이 된다. 전력산업 구조개편 이전을 제외한다면 그 이후로 한전과 발전사업자간 새로 맺어진 전력수급계약(PPA, Power Purchase Agreement)이 없다는 것은 계약시장이 전혀 진전되지 못했음을 말해 준다.

이처럼 전력산업의 구조와 운용방식이 정체되어 있는 근본 원인은 정부가 전력산업 구조개편의 기본정신인 전력산업의 경쟁도입과 자유화를 제대로 구현하지 못하고 있기 때문이다. 오히려 정부는 전력산업 구조개편 이후 많아진 규제대상과 사업당사자들을 한꺼번에 상대할 수 없으므로 전력사업자들을 관장하는 한국전력거래소에 대한 일상적 규제를 통하여 명령과 통제(command and control)를 더욱 심화시키고 있는 것으로 보인다. 이 같은 관점에서 향후 에너지전환시대에 있어서 전력산업의 대응역량을 높이고 경쟁력을 강화하기 위해서는 전력사업자의 자율성을 높이고 정부규제를 대폭 완화하여 전력산업의 자유도를 높이는 방향으로 사업여건을 개선해야 할 것으로 판단된다.

2. 발전 및 도매부문

우리나라 전력산업에서 경쟁이 허용되어 있는 분야는 유일하게 발전

과 도매부문이다. 송배전 및 판매부문에서는 한전의 독점적 지위가 확고한 반면 발전부문에서는 민간 발전사업자와 한전의 발전자회사들이 참여하는 발전부문에서의 경쟁이 나타나고 있다. 그러나 이와 같은 표면적인 발전부문 경쟁의 내면을 보다 깊이 분석해 보면 여기에서도 그 경쟁여건이 매우 제한되어 있음을 알 수 있다. 본 절에서는 발전과 도매부문의 경쟁여건을 개선하기 위한 여러 방안을 제시하여 본다.

가. 용량가격의 경직성

우리 전력산업의 도매거래시장이 발달하지 못한 데에는 여러 이유가 있다. 현재 우리의 전력 도매거래시장은 경쟁이 도입된 발전부문에서 송배전 및 판매를 독점하고 있는 한전에 전기를 판매하는 시장으로서 변동비반영풀(Cost-Based Pool, CBP)이다. 그런데 이러한 변동비반영풀은 지난 1999년 정부의 전력산업구조개편 기본계획에 따라 배전분할 이후 양방향입찰시장(Two Way Bidding Pool, TWBP)으로 바뀌는 것을 전제로 만들어진 과도기적 시장이다. 그런데 전력산업의 구조가 발전분할 이후 더 이상 진전되지 않고 정체상태에 빠지면서 도매거래시장도 진화되지 못한 상태로 남아 있는 것이다.

이처럼 본질적인 구조가 제약된 상황 하에서도 변화하는 전력산업의 다양한 환경 하에서 도매거래시장은 거래당사자들에게 적절한 인센티브와 시장 시그널을 제공하면서 발전할 수 있다. 그러나 우리 도매거래시장은 구조적인 틀 안에서의 미세한 변화를 잘 흡수하지 못하는 경직적인 모습을 보이고 있다. 그 가장 근본적인 이유로는 정부가 소매전기요금의 인상을 강력하게 규제하기 위하여 발전사업자로부터 전력을 구입하는 한전의 전력 구입비용에 부담을 주는 도매거래시장의 변

화를 억제하기 때문이라고 볼 수 있다. 그 가장 대표적인 사례가 용량 가격(Capacity Payment, CP)의 경직성을 들 수 있다. 전력시장에서는 시간대별로 결정되는 전력가격(System Marginal Price, SMP)과 입찰하는 발전용량에 대해 지불하는 고정가격 방식의 용량요금이 있는데 정부는 2017년 용량요금을 한 차례 인상하기 전까지 10여년간 용량요금을 거의 조정하지 않았다. 그런데 이러한 용량가격의 인상도 지역별 용량가격계수(Regional Capacity Factor), 연료전환계수(FSF), 시간대별 용량가격계수(Timely Capacity Factor) 등을 도입하여 사실상 용량가격의 인상폭이 크지 않게 조정하여 발전사업자들에 대하여 적절한 설비투자에 대한 시그널을 제공하지 못하고 있다. 이처럼 정부가 용량가격을 인상하지 않고 경직적으로 운용하는 이유는 전기요금의 인상요인이 되는 한전의 구입전력비용 증가를 원천적으로 억제하려하기 때문이다.

[그림 5-1] 용량가격 추이



자료: 연도별 한국전력통계를 바탕으로 저자가 작성

나. 보조서비스 체계 개선

전력계통의 물리적 안정성 및 전기품질의 유지를 위하여 제공되는 주파수조정, 적정 예비력의 확보, 무효전력수급, 자체 기동발전 등의 서비스를 통틀어 계통운영 보조서비스(ancillary service)라고 한다. 계통운영 보조서비스는 전력계통의 특성이나 전력시장 모델에 따라 다르게 정의될 수 있으나, 시장참여자가 자발적으로 공급하지는 않지만 전력계통의 신뢰도와 안정성을 유지하기 위하여 발전사업자가 협약이나 계약 등의 방법으로 공급하는 서비스¹⁾를 말한다.

지금까지는 전력계통의 신뢰도와 안정성을 유지하기 위한 발전사업자의 서비스에 대하여 우리 전력시장에서는 체계적인 보조서비스에 대한 보상을 위한 거래시스템을 도입하고 있지 못하다. 그러나 향후 에너지전환정책에 따라 재생에너지의 비중이 커질 경우 이에 따른 간헐성의 문제가 대두될 것으로 보인다. 즉, 태양광과 풍력발전과 같은 재생에너지의 경우 계획적인 발전이 거의 불가능하고 수시로 일기의 상황에 따라 발전량이 변동하므로 매순간 수요와 공급을 일치시켜야 하는 전력계통의 전기품질 안정성을 유지하기 위한 정교한 보조서비스 체계가 마련되어야 할 것이다. 특히 양수, 수력, 가스발전과 같이 보조서비스에 동원될 수 있는 발전원의 확보가 단기간에 이루어지지 않을 수 있으므로 보조서비스의 가치에 대한 정확한 평가를 통해 이와 같은 설비건설에 대한 인센티브와 가격시그널을 제공해야 할 것이다.

1) 전기위원회웹진(<http://www.leadernews.co.kr/korec/webzine07/popDicSearchView.asp?mPage=20&n=394&c=&s=>), 최종접속일: 2019.1.29.

다. 도매거래시장의 장기적 대응 방안²⁾

에너지전환시대에서는 원전과 석탄화력 등과 같은 기저부하의 비중이 감소하고 천연가스 발전이 다소 확대되며 무엇보다도 태양광, 풍력 등 신재생에너지의 비중이 크게 확대될 것으로 기대되고 있다. 이처럼 안정적인 전력생산을 담당하는 기저부하의 역할이 줄어들고 수시로 변화하는 태양광과 풍력의 비중이 증가할 경우 매순간 수요와 공급을 일치시켜야 하는 전력의 계통운영의 역할은 더욱 커질 수밖에 없으며 이를 위한 도매거래시장에서의 상응된 거래방식의 변화가 필요할 수밖에 없다. 그러나 이러한 문제점은 2017년 새 정부가 출범하여 에너지전환을 본격적인 에너지정책의 목적으로 내세우기 이전에도 이미 기후변화에 따른 온실가스 감축 문제, 가스발전 및 신재생에너지의 확대추세에 따라 논의된 내용이기도 하다. 또한 에너지전환시대에 따른 도매거래시장의 개선방향은 현재의 경직적인 전력시장의 문제를 보다 유연하고 탄력적으로 바꾸어 의미있는 시장시그널을 제시하는 방향으로 개편해야 한다는 점에서 에너지전환시대에 필요한 도매거래시장의 개선방향과 일치하는 것이라고 할 수 있다.

본질적으로 우리 전력시장의 문제점은 현 전력산업의 구조적인 한계에서 비롯된다. 즉, 우리나라 전력시장은 엄격한 CBP 제도를 채택하고 있는데 그 배경은 한전의 지배적인 사업구조로 인한 것이다. 시장지배력이 커질수록 시장실패의 가능성이 커진다. 왜냐하면 시장지배력은 자유로운 거래질서를 깨뜨리고, 지배적 사업자에 유리한 방향으로 거래가 이루어지기 때문이다. 따라서 이러한 문제점을 극복하기 위해서는 시장지배력을 행사할 수 없도록 시장구조가 설계되고 규제장치들이

2) 이 부분은 김광인·김영산·김대욱·조성봉이 참여한 민간발전협회(2013)의 『전력산업 가격규제 연구』의 제8장의 내용에 기초하고 있음을 밝힘.

마련되어야 한다. 이처럼 한전의 시장지배력이 큰 시장구조에서는 전력시장의 여건변동에 따른 리스크가 단일구매자인 한전에 집중되기 쉽다. 연료가격이 상승하면 이는 그대로 시장가격에 반영되어 발전회사는 손실발생 위험이 없으며, 오히려 변동비 차익의 증가로 이윤이 증가하는 경우도 발생한다. 반대로 구매자는 그만큼 전력의 구매비용이 증가하지만 이를 다시 소비자에 대한 요금으로 전가하는 것이 현실적으로 쉽지 않다(민간발전협회, 2013).

에너지전환시대에 따른 재생에너지의 확대에 따른 변동성과 간헐성에 대비할 수 있는 방안은 유연성자원에 대하여 적절하게 보상할 수 있는 보조서비스(ancillary service) 시장을 활성화하는 것이다. 이와 병행하여 계통운동을 원활하게 하기 위하여 ‘하루전 시장(day-ahead market)’에 더하여 ‘당일 시장’ 및 ‘실시간 시장(real-time market)’의 개설이 필요할 수 있다. 에너지전환정책에서 논의되는 또 다른 이슈는 스마트그리드의 본격적인 도입이다. 스마트그리드의 도입은 단순히 기술적인 의미에서 스마트그리드 시스템을 도입한다고 해서 확산되는 것이 아니다. 스마트그리드의 도입을 위해서는 판매시장의 개방을 통해 소비자가 전력 공급자를 스스로 선택할 수 있고 다양한 요금제 하에서 자신이 원하는 요금제를 채택하여 스마트그리드를 적극적으로 활용할 수 있는 여건이 마련되어야 한다. 한편, 전력시장에서는 스마트그리드 체제의 도입과 함께 실시간시장의 도입이 필수적이라고 할 수 있다. 전력의 실시간 수급여건이 반영되기 위해서는 현재와 같은 ‘하루전 전력시장’만으로는 부족하고 새로운 ‘실시간 시장’을 도입하여 병행하는 것이 필요하다.

장기적으로 에너지전환시대에서 전력시장의 환경변화를 가격시그널로 정확하게 전달하기 위해서는 현재의 변동비반영률을 가격입찰시장

으로 전환하는 것이 필요하다. 현재의 변동비반영풀은 전력생산을 위한 자원배분의 가치가 제대로 반영되어 있지 않다는 비판을 받고 있다. 또한 시장참여자의 재량권이 현저하게 제한적이다. 예를 들어 경우에 따라서는 특정 발전기가 네가티브 입찰을 하고 싶고 소비자들에게도 나쁘지 않은 경우에도 현재로서는 이를 반영하는 것이 쉽지 않다. 에너지전환시대에는 전력시장의 여건이 수시로 변화하는데 이를 변동비에 기초한 시그널로 제한하는 것은 지나치게 단순하다고 할 수 있다. 따라서 향후에는 발전사업자가 스스로 가격을 정하는 가격입찰풀(PBP, Price Based Pool)로 전환할 필요가 있다. 가격입찰풀 도입에 따른 충격을 완화하기 위해서는 초기에 제한적 가격입찰을 도입하고 점차 완전한 가격입찰시장으로 전환할 수 있을 것이다.

현재의 전력시장이 갖고 있는 또 하나의 근본적인 결함은 지역적 시그널이 지나치게 약하다는 것이다. 이에 더하여 우리나라는 전력의 소매가격이 전국적으로 동일하여 사실상 전력의 수송비를 전국적으로 평균하여 받고 있는 극심한 지역적 교차보조를 시행하고 있는 셈이다. 이러한 문제는 특히 재생에너지 활성화를 추구하는 에너지전환시대에 있어서 부정적으로 작용하게 마련이다. 왜냐하면, 전기요금의 지역적 시그널이 작용할 경우 비싼 전기요금을 감당해야 하는 지역에서 재생 에너지를 보다 활성화하려는 유인이 나타나서 에너지전환시대에 보다 합리적인 발전원 구성에 기여하는 중요한 시그널을 제시할 수 있기 때문이다. 지역적 시그널을 강화하는 방법에는 여러 가지가 있다. 우선 우리나라 송전 네트워크 포화의 문제를 극복하기 위한 분산화 전원구성 노력의 일환으로 용량요금제도를 시장개념을 도입한 용량시장으로 전환할 필요가 있다. 이 경우 발전소 건설이 요구되는 지역별로 용량

시장을 개설하게 되면 효율적으로 송전선로 건설 요구량을 감축할 수 있게 되고 적절한 지리적 위치에 대한 발전소 건설의 인센티브가 마련될 것이다. 지역적 시그널을 강화하는 보다 근본적인 방법은 지역별 또는 지점별로 송전비용을 고려한 거래가격의 차등화를 시도하는 것이다. 이를 위한 첫 방법은 신규 송전선로의 건설 및 송전혼잡을 최소화할 수 있는 수준으로 송전요금을 지역별로 차등화하는 것이다. 또 다른 방법은 송전혼잡을 고려하여 발전가격을 차등화하는 것이다. 첫 번째 방법의 경우 송전요금이 전력시장의 거래가격에 반영될 수 있도록 가격입찰풀의 도입이 전제되어야 한다.

3. 판매부문

우리 전력시장의 가장 근본적인 구조적 문제점은 사실상³⁾ 판매부문에 경쟁이 없다는 점이다. 예를 들어 발전사업자와 판매사업자간의 장기계약은 허용되어 있으며 전기사업법에도 이를 위한 이른바 차액거래(contract for difference)에 관한 규정이 나타나 있으나 실제로 이러한 계약은 이루어지지 않고 있다. 그 이유는 바로 판매부문의 유일한 구매자가 한전이기 때문에 어느 한 당사자에게 유리하지 않게끔 장기계약이 균형있고 공평하게 이루어지지 않으리라는 두려움과 전망이 잠재되어 있기 때문이다. 또한 한전과 그 발전자회사간에는 정산조정계수를 통해 사실상 장기계약과 같은 방식의 재무적 안정화 장치가 서로에게 작용⁴⁾되고 있기 때문이다. 판매사업자와 발전자회사의 재무적 상황

3) 아주 제한적으로 구역전기사업자가 있어서 일부 소비자에게 특정 지점에서 전력을 공급하지만 그 비중은 무시할 정도로 작아서 사실상 판매부분에서는 한전의 독점적 지위가 굳어져 있다.

4) 정산조정계수는 사실상 한전과 발전자회사간 이윤을 배분하는 역할을 한다. 일례로

을 감독하여 양자간의 균형을 유지하고 있는 공기업 감독자로서의 정부의 역할이 너무 강하기 때문에 별도의 장기계약이 필요없을 수 있다고도 볼 수 있을 것이다. 이와 같은 점은 바로 시장의 역동성이 제한되어 있고 인위적이고 원칙 없는 메커니즘이 전력시장의 거래를 대체하고 있다는 것을 의미하기도 한다. 따라서 사업 당사자간의 합리적인 계약을 통한 전력의 장기계약이 이루어져 전력시장의 단기적 변동성을 보완하고 설비건설에 대한 적절한 시그널도 제시할 수 있도록 하기 위해서는 판매부문의 개방이 필수적이라고 할 수 있다. 이와 함께 판매부문의 개방은 서비스 개선⁵⁾과 선택의 폭 확대를 통해 소비자후생을 크게 증대시킬 수 있을 것이다. 전면적인 판매부문의 분할을 통한 전력산업의 개편은 쉽지 않을 것이다. 그러나 판매부문에 대한 점진적인 개방이 가져다주는 경쟁효과를 통해 상류부문에서는 도매전력시장에서 효과적인 발전원의 구성을 유도하고 하류부문에서는 소비자 후생을 증가시킬 수 있을 것으로 판단된다. 이하에서는 판매부문의 점진적 개방의 방안에 대하여 논의하여 본다.

가. 발전사업자의 전력판매 허용

한전 판매부문의 분할과 같은 판매부문의 전격적인 구조개편은 현실적으로 쉽지 않다. 그러나 전력사업을 오래 운영해왔고 정부가 쉽게

전기요금에 오랫동안 규제되어 한전의 수익성이 악화되는 경우 정산조정계수를 통해 한전의 발전자회사의 수익을 한전으로 넘기고 발전자회사의 수익이 악화되는 경우에는 그 반대의 조정이 이루어져서 발전사업자와 판매사업자간의 재무적 안정화 장치의 역할을 하는 셈이다.

- 5) 2016년과 2018년에 나타난 무더운 여름으로 인하여 한전의 전기요금 누진제에 대한 소비자의 불만이 폭발적으로 증가된 배경에는 판매사업을 독점적으로 운영하는 한전의 계량 및 검침서비스가 소비자에 대하여 공평하게 이루어지지 않고 요금제에 대한 선택의 폭도 제한적이었기 때문이라는 비판을 제기할 수 있다.

감독할 수 있는 기존 사업자가 판매부문에 진입할 수 있도록 허용한다면 비교적 안정적으로 판매부문에 경쟁을 도입할 수 있을 것이다.

발전사업자의 전력판매를 허용한다고 해도 초기에 판매부문에서 한전으로부터 발전사업자에게로 전력의 공급처를 바꾸는 소비자의 비중은 그다지 크지 않을 것이다. 그러나 발전사업자가 가져오는 판매부문의 경쟁효과는 매우 충격적으로 나타날 것이므로 이에 따른 한전 판매부문의 경쟁력 강화와 소비자 서비스 개선의 효과는 현저하게 나타날 것이다.

발전사업자의 전력판매는 모든 유형의 소비자에 대하여 다 이루어지기는 현실적으로 어려우나 대용량 수용가에 대한 전력의 직거래 등은 어렵지 않게 시작할 수 있을 것이다. 현재 전기사업법에서도 발전사업자가 대용량 수용가에 대하여 전력의 직거래를 수행할 수 있으나 현실적으로 이를 수행할 수 있는 여건이 쉽지 않다는 것이 일반적인 견해이다. 그러나 정부가 적극 개입하여 발전사업자가 대용량 수용가에게 전력을 직거래할 수 있도록 허용한다면 이에 따른 판매부문의 경쟁효과는 상당히 크게 나타날 것으로 전망할 수 있다. 특히 산업용 소비자가 대다수를 차지하는 대용량 수용가에 대하여 발전사업자들은 지금까지 한전으로부터의 전력거래보다 높은 만족도를 보일 수 있는 다양한 거래방식과 요금구조를 선보일 수 있을 것이다. 단계적으로 정부는 전력 판매부문의 경쟁을 위하여 수용가의 크기에 따라 개방되는 전력판매시장의 범위를 정할 수 있을 것이다. EU 및 일본의 경우에도 경쟁에 노출되는 수용가의 유형과 범위를 점차적으로 확대한 바 있다.

나. 신규 전력판매 기업의 진입 허용

발전사업자의 전력판매 허용으로 대용량 수용가에 대한 직거래가 가능하게 되면 대용량 수용가의 전기요금은 하락하는 반면 전체비용이 그대로인 상황에서 직거래가 안 되는 소비자의 전기요금은 상승할 것이라고 보는 의견이 있다. 이에 따라 점진적으로 신규 전력판매 기업의 진입을 허용하는 방식도 검토할 수 있다. 이 경우 모든 소비자가 한전의 고객인 점을 감안한다면 판매부문에 새롭게 진입한 판매사업자가 확보할 수 있는 소비자는 매우 제한적일 것으로 전망할 수 있다. 그러나 신규 전력판매 기업은 지금까지 한전의 일방적인 전력공급 약관에 묶여 있던 소비자들에게 상당한 선택의 자유를 제공함으로써 소비자후생을 크게 증진시킬 것으로 기대된다. 뿐만 아니라 이는 한전 판매부문에 있어서도 동일한 서비스 증진을 위한 다양한 노력을 유도하게 되어 한전으로부터 공급받는 기존의 소비자들도 큰 소비자후생의 증가를 확보할 수 있다.

그러나 이와 같은 신규 전력판매 기업의 진입을 성공적으로 유도하기 위해서는 정부가 적지 않은 역할을 담당해야 한다. 그 이유는 기존 시장지배적 사업자의 존재로 인하여 신규 사업자의 진입이 쉽지 않기 때문이다. 이러한 이유로 독점적 기존 사업자가 존재하는 시장에 신규 사업자의 진입을 유도하기 위해 정부는 비대칭규제를 시행하는 것이 일반적⁶⁾이다. 전력판매 시장의 경우에도 신규 기업의 진입이 매끄럽게

6) 비대칭규제의 사례는 다양하다. 1970-80년대 미국은 장거리 전화통신 회사인 AT&T의 시장지배적 지위를 견제하기 위하여 신규 장거리통신 사업자의 진입을 촉진하였다. 또한 정부는 기존의 시장지배적 사업자가 시장지배력을 행사할 수 없도록 신규 진입자에게 유리한 방향으로 규제를 시행하였다. 그 결과 US Sprint, MCI 등의 사업자들이 신규로 진입하게 되었다. 우리나라의 경우에도 이동통신사업에서 SK의 시장지배적 지위를 견제하기 위하여 LG, KT 등에 대하여 다소 유리하게 규제를 운용한 바 있으며 이런 점은 철도산업에서 KTX에 대응하는 SRT의 규제여건을 개선한 사례 등을 꼽을 수 있다.

나타나고 이를 통해 신규 기업 및 기존 한전으로부터 서비스를 공급받는 소비자의 후생까지도 향상시키기 위해서는 정부가 신규 기업의 진입이 쉽도록 적극적인 역할을 담당해야 한다.

현실적으로 신규 전력판매 기업이 어느 분야에 진출할 수 있을지를 결정하는 것은 쉽지 않다. 그러나 앞서 논의한 바와 같이 소비자 유형을 그 크기에 따라 구분하여 대형 수용가에 대한 경쟁을 허용하는 방식으로 경쟁을 허용할 수 있을 것이다. 또 다른 방식으로는 일정 지역을 설정하여 신규진입을 허용하는 방식이다. 예를 들어 신도시나 신규로 개발되는 택지 및 산업단지에 대하여 경쟁을 허용한다든지, 재개발되는 아파트 단지나 새로 들어서는 아파트 단지에 대해 경쟁을 허용하는 방식 등을 검토할 수 있다. 이와 함께, 기존의 수용가들이 모여서 큰 소비자 그룹을 형성하는 경우 경쟁을 허용하는 방식도 검토할 수 있다.

다. 발전과 판매부문간의 장·단기 계약의 활성화

발전부문과 판매부문은 지금까지 한국전력거래소의 전력시장을 통해 거래해 왔다. 전기사업법에 이미 허용되어 있으나 지금까지 발전과 판매부문간의 단 한 건의 계약도 없었다는 점은 한전의 시장지배적 지위에 따라 양자 간의 자율적인 계약이 나타날 수 있는 여건이 형성되기 어려웠다는 점을 말해 주는 것이다. 특히 한전은 SMP에 조정계수를 반영한 가격을 적용받는 반면 직거래자는 SMP에 전력을 구매해야 하는 구조에서 현실적으로 발전과 판매부문간의 직거래가 발생하기는 어려운 환경이다. 이와 같은 문제점을 극복하기 위하여 정부는 우선 판매사업자의 신규 진입을 허용하고 이들이 발전사업자와 장·단기 계

약을 맺을 수 있는 환경을 조성해야 한다. 발전사업자와 판매사업자는 전력시장에서 전력가격의 변동성과 안정적인 발전설비 용량 확보의 유인 등으로 인하여 양자간의 계약을 추진할 동기가 있다. 정부는 판매사업자인 한전과 발전사업자가 동등한 위치에서 장·단기 계약을 맺을 수 있도록 적절한 환경을 조성할 필요가 있다. 또한 신규 판매사업자가 발전사업자와 다양한 방법으로 전력거래계약을 추진할 수 있는 환경도 마련해야 한다.

이와 같은 발전과 판매부문간의 장·단기 계약이 활성화되는 경우 전력시장의 변화도 불가피할 것이다. 즉, 현재와 같이 모든 전력의 거래가 전력거래소의 현물시장을 통해야 하는 이른바 ‘강제풀(mandatory pool)’의 방식을 벗어나서 자율적인 사업자간 거래를 제외한 나머지 부분에 대해서만 현물시장의 거래를 시행하는 이른바 ‘수급조절풀(balancing pool)’에 대하여 검토하여야 할 것이다. 이 경우 수급조절을 원활하게 하기 위한 보조서비스가 보다 활성화할 수 있을 것이어서 계통운영과 재생에너지 확대에 따른 간헐성 보완에도 좋은 효과를 기대할 수 있을 것이다.

라. 일본의 전력시스템 개혁 추진 사례⁷⁾

일본은 1950년 ‘전기사업 구조개편에 관한 법령’(이하 ‘전기사업법’)에 의해 10개 민간 전기사업자가 각자 관할지역내 발전, 송전, 배전, 판매를 담당하는 수직통합 지역독점체제를 반세기 이상 유지하였다. 1938년 ‘전기관리법’ 수립 이후 발전 및 송전 설비의 통합관리를 목적

7) 이 부분은 장희선·김유정(2018)의 「일본의 전력시스템 개혁 추진 현황과 전망」을 바탕으로 정리하였음.

으로 일본 발·송전사를 설립하고, 전국의 배전사업을 9개 구역으로 재편하여 지역별 배전기업을 설립하였다. 1950년 ‘전기사업법’과 ‘공익사업령’에 의해 일본 발·송전사를 배전기업과 같이 9개 지역별 ‘일반전기사업자’로 분할하고, 배전과 발·송전을 통합하여 수직통합형 지역독점기업체제를 설립하였다. 이후 1988년 오키나와지역의 전력공급을 담당하는 오키나와전력이 민영화되면서 10개의 민간 일반전기사업자 체제가 구축되었다.⁸⁾ 일본은 오키나와전력을 제외한 나머지 전력기업의 전력계통은 연계되어 있으나, 일반전기사업자들은 각자 관할지역내 전력계통을 독자적으로 운영하고 있어 특정 지역에서 타 지역으로 송·배전시 연계선 및 주파수변환장치용량 등의 물리적제약이 존재한다.⁹⁾

일본정부는 1995년부터 후쿠시마원전사고 이전까지 제1차(1995년), 2차(1999년), 3차(2003년), 4차(2008년) 등 총 4차례에 걸쳐 단계적인 전력시스템 개혁을 추진하였다. 제1차 개혁에서는 도매전기사업자와 도매공급사업자(Independent Power Producer, IPP) 제도를 도입하고, 특정지역에서 전력 소매 및 판매를 할 수 있는 ‘특정전기사업제도’를 신설하였다.¹⁰⁾ 제2차 개혁에서는 신전기사업자(Power Producer and Supplier, PPS) 제도를 도입하여 공장 등 2000kW 이상의 대규모 수요

8) 1950년 9개 지역별 일반전기사업자는 홋카이도전력, 도호쿠전력, 도쿄전력, 주부전력, 호쿠리쿠전력, 간사이전력, 주고쿠전력, 시코쿠전력, 규슈전력 등이다. 오키나와전력은 정부와 오키나와현이 1972년 출자한 특수법인으로 설립되어 1988년 민영화되었다. 한편 도쿄전력은 후쿠시마원전사고 이후 2012년 원자력손해배상지원기구가 도쿄전력의 의결권 50.11%를 취득함으로써 실질적으로 국유화되었다.

9) 동일본지역(50Hz)과 서일본지역(60Hz)의 주파수가 다르며 3개의 주파수변환소를 통해 연계되어 있다.

10) 도매전기사업자는 200만kW를 초과하는 설비를 보유하고 일반전기사업자에 전기를 공급하는 사업자를 의미한다. 도매공급사업자는 도매전기사업자 이외에 일반전기사업자와 10년 이상 1000kW를 초과하는 공급계약 또는 5년 이상 10만kW를 초과하는 공급계약을 체결한 사업자를 말한다. 마지막으로 특정전기사업자는 자가발전설비와 선로를 이용하여 특정지역에 전력을 공급하는 사업자를 의미한다.

자에 대한 소매공급을 자유화하였다. 제3차 및 4차 개혁에서는 소매부분 자유화 대상 범위를 2004년 500kW 이상, 2005년 50kW 이상 등 더욱 확대하고, 전국 규모의 도매전력거래소(Japan Electric Power Exchange, JEPX)를 신설하였다. 도매전력거래소 1일전 시장의 하루 평균 거래량은 2005년 거래소 개설 당시 49만kWh 수준에서 2008년 955만kWh로 증가하였다. 이후 도매전력거래소의 거래량은 매년 증가 중이며 특히 2013년 이후 현저히 증가하고 있다. 다만, 2016년 6월 기준 전체 판매량 대비 여전히 약 2.6% 수준인 상황이다.

이와 같이 총 4차례에 걸친 일본의 전력시스템 개혁은 1) 송·배전부분의 중립성을 강화하면서 전력의 안정적인 공급을 확보하고, 2) 전기요금을 최대한 억제하며, 3) 소비자의 선택권과 기업의 시장참여기회를 확대하는 것을 목표로 하였으며, 결과적으로 송·배전 체계는 그대로 유지하는 상황에서 전력공급자의 다양화와 소매시장의 부분적인 자유화로 개편되었다. 전력공급자는 일반전기공급자, 도매전기사업자, 도매공급사업자, 신전기사업자 등으로 다양화되는 가운데 일정규모 이상의 전력을 소비하는 수요자에 대한 소매시장은 자유화 되었으나, 단독주택 등 50kW 미만의 소규모 일반소비자는 여전히 일반전기사업자에 의한 지역독점이 유지되었다. 즉, 이러한 전력시스템 개혁은 전기요금 하락 등 일부 성과에도 불구하고 일반전기사업자에 의한 독점이라는 구조는 기본적으로 바뀌지 않았고 부분적인 자유화에도 충분한 경쟁은 이루어지지 않았다고 볼 수 있다. 총 4차례에 걸친 제도개혁 이후 동일본대지진 시점까지 전기요금은 꾸준히 하락하여 전동·전력 합계 전기요금 단가는 1994년 24.6엔에서 2011년 21.3엔으로 하락하였다. 한편 소매전력시장에서 자유화된 부문은 전체의 약 60% 수준으로 절반

이상에 해당하였지만, 신규 참여자 비율은 극히 낮아 2011년도 자유화된 수요의 약 3.6%에 불과하였으며, 특히 일반전기사업자가 다른 권역의 소매전력시장에 진출한 사례는 극소수에 불과하여 일반 전기사업자간의 직접적인 경쟁이 사실상 이루어지지 않았다. 또한 일반전기사업자의 독점적 송·배전망 보유는 신전기사업자의 확대에 장애요인으로 작용한 것으로 판단된다.

일본의 전력산업 환경은 2011년 동일본대지진에 따른 후쿠시마원전 사고 이후 크게 변화하였다. 원전비중의 감소, 안전규제의 강화, 전력수급의 불안정 등 관련 비용의 증대가 전기요금 상승의 압력으로 이어지는 가운데 일반전기사업자들이 각자 관할지역내 전력계통을 독자적으로 운영하는 구조는 전국 규모로 수급조정을 행하는 기능이 떨어졌으며, 동일본지역과 서일본지역간의 주파수변환설비 및 전력회사간의 일부 연계선 용량에도 제약이 있음이 나타났다. 또한 소비자의 공급자선택 의지가 높아지고, 절전, 계획 정전 등의 수요관리가 전력수급의 중요한 요인임을 인식하게 되는 등의 상황에서 일반전기사업자에 의한 수직통합 지역독점체제의 근본적인 재검토가 필요하다는 분위기가 고조되었다.

2012년 일본정부는 민간 중심의 ‘전력시스템개혁 전문위원회’를 조직하고 2020년까지 총 3단계에 걸친 전력시스템 개혁 계획을 발표하였다. 먼저 1단계 광역계통운영 확대에는 10개 일반전기사업자가 지역별 전력수급을 관리하는 체계를 개편하여 2015년 4월 ‘광역적 운용 추진기관’을 설립, 전국규모의 수급조절기능과 계통운용을 강화하고, 자연재해·사고 시에 정전상황을 최소화하는 계통계획 및 운용 업무를 담당하도록 하였다. 다음 2단계 소매시장 전면자유화에서는 기존의 지역

독점체제를 대체하여 2016년 4월 일반가정 등 50kW미만 소매시장까지 신규진출 규제를 철폐, 소비자가 전력회사 및 요금제 등을 자유롭게 선택할 수 있도록 하였다. 다만, 소매전기요금 규제에 대해서는 경과조치기간을 두고 향후 단계적으로 철폐하도록 하였다. 마지막으로 3단계는 송·배전망 이용의 중립성과 독립성 향상을 위해 2018년~2020년 일반전기사업자의 송·배전부문을 법적 분리하는 것을 목표로 하고 있다.

2016년 4월 소매시장 전면자유화는 소매분야 경쟁 확대와 전기요금 하락 등 일정수준의 성과를 보이고 있다. 전체 소매전력판매량에서 신전력 점유율은 전면자유화 직후 약 5%에서 2017년 10월 12% 수준으로 상승하였다. 전압별로 보면 대규모 수용가 등 특별고압·고압부분이 8%에서 14%로 상승하였으며, 일반가정 등 저압부분이 0.1%에서 7%로 상승하였다. 지역별로는 도쿄와 간사이, 홋카이도에서 일반전기사업자에서 신전력으로의 변경률이 높은 것으로 나타났으며, 호쿠리쿠와 주코쿠, 시코쿠 등의 지역에서는 변경률이 낮은 것으로 나타났다. 주로 가스과 통신, 부동산 등의 업종에서 전력소매사업에 진출하고 있으며, 신전력 수는 2016년 4월 전면자유화 시점 약 300개에서 2017년 10월 417개로 증가하였다. 이 중 공급실적이 있는 신전력은 전체 417개사의 약 80%인 335개이며, 상위 16개사의 판매량이 전체의 약 70%를 차지하였다. 또한 2016년 4월 이전 부분적 소매자유화에도 불구하고 타사 관할구역에서 일반전기사업자가 소매공급을 행한 사례는 제한적이었으나, 2017년 10월 일반전기사업자의 관할구역 외 지역에서 계약가구 수는 2016년 4월 저압 264건, 고압 5,197건 대비 저압 172,023건, 고압 19,897건으로 확대되었다. 소매 전면자유화 직후인 2016년 5월 신

전력으로 이동한 소비자의 월평균 전기사용량은 이동하지 않은 소비자 대비 약 30% 많아 전기사용량이 많은 소비자들이 제도 변화에 더 많은 관심을 나타냈으며, 신전력 전기요금 단가는 일반전기사업자에 비해 약 7% 낮은 것으로 분석되었다. 2025년 신전력 판매량은 2016년 대비 2.3배인 1,547kWh로 점유율이 20%를 넘을 것으로 전망된다. 또한 전력소매자유화에 이은 2017년 4월 가스소매 전면자유화 실시로 일반가스사업자 이외 신규사업자들도 가스소매공급이 가능해짐에 따라 전력사업자와 가스사업자 간 제휴를 통한 전력과 가스의 결합판매가 확대되고 있으며, 이에 따라 향후 에너지업계의 통합·재편은 더욱 확대될 것으로 전망되고 있다.

4. 전력산업 독립적 규제기능의 강화¹¹⁾

우리나라 전력산업의 가장 취약한 약점 중의 하나는 진입 및 가격규제가 너무 강하다는 것이다. 특히 전기요금 규제에 대한 정부의 재량권이 너무 커서 전력산업의 자원배분에 부정적인 결과를 가져오는 경우가 많다.

전기요금에 대한 정부의 자의적 규제를 개선하려면 정부의 권한과 조직에 대한 근본적인 변화가 필요하다. 행정부와 정치권이 전기요금과 같은 공공요금에 영향을 미칠 수 있게 되면 정책적 편의와 정치적 이해를 위한 잘못된 인센티브가 작동될 수 있기 때문이다. 선진국에서는 사법부와 중앙은행이 독립되어 있는 것처럼 행정부로부터 전력산

11) 이 부분은 조성봉(2016) 및 조성봉(2017)에 일부 기초하고 있음을 밝힘.

12) 그 한 예로 Cho (2012)는 우리나라의 공공요금 인상이 전국단위 선거시점에 영향을 받고 있음을 밝히고 있다.

업과 같은 공익산업에 대한 규제기능이 독립되어 있다. 공익산업에 대한 규제기관은 행정부의 권한으로부터 독립되어 있으며 공익산업의 운영과 관련된 세부적 분야에 대한 규칙이나 명령을 내릴 수 있으며 관련 규제내용에 대한 일심 재판의 역할을 맡고 있다. 이러한 이유로 공익산업 규제기관은 준입법기관(quasi-legislative institution) 및 준사법기관(quasi-judiciary institution)이라고 불리운다. 공익산업 규제기관은 전기·통신·철도·가스·상하수도·도로·지역난방 등과 같은 네트워크 형 공익산업을 그 규제대상으로 한다. 즉, 공익산업에서 나타나는 규모의 경제와 그에 따른 자연독점 현상을 적절히 파악하여 장기적으로 적절한 투자규모를 유도하고 소비자를 보호하기 위한 보편적 서비스(universal service)의 보장, 진입규제와 산업구조 조정, 공공요금의 규제 및 인센티브의 설계 등을 시행한다.

우리나라 전력산업의 공식적인 규제기관은 전기위원회이다. 전기위원회는 산업통상자원부의 산하기관으로 전기사업 면허와 전기사업판매자의 공급약관을 인가한다. 또한 경쟁촉진 및 불공정행위 규제를 담당하며 소비자 권익보호와 독점부문의 시장력 남용을 규제하고 전력시장 및 전력계통 운영에 대한 감시를 담당하고 있다. 관련 기관으로서 한국전력거래소는 전력계통의 운영을 담당하며 전력시장의 운영을 맡고 있다. 또한 미래의 전력시장에 대한 설계를 맡고 있으며 전력수급기본계획의 사무국 역할을 담당하고 있다. 그러나 이 모든 기관 위에 상위기관으로서 산업통상자원부가 가장 강력한 권한을 행사하고 있다. 산업통상자원부는 전기요금을 규제하고 전력시장을 관장한다. 또한 전력산업의 주요 정책을 입안하고 집행한다. 전력수급기본계획의 입안과 집행도 산업통상자원부가 담당하고 있다.

전기위원회는 2001년 설립 당시 4과 1국의 규모로 탄생했으나 현재는 1개 과의 규모로 축소되어 그 위상이 크게 위축되어 있다. 또한 산업통상자원부에 속한 부서로서 전기요금 인가 등 주요 규제기능에 대해 전혀 독립성을 갖고 있지 못하다. 전문성에 있어서도 한계를 보이고 있다. 전력시장에 대한 규제를 위하여 전기위원회와 산업통상자원부는 사실상 한국전력거래소의 전문인력에 의존하고 있다. 이와 함께 규제기관의 투명성도 크게 떨어진다. 일례로 전기요금에 대한 규제에 있어서 어떤 과정과 사유로 특정수준의 전기요금이 결정되었는지 불확실하다. 비록 투자보수율 규제라는 원칙은 있으나 우리나라의 경우 이와 같은 투자보수율 원칙이 제대로 지켜진 경우가 거의 없다.

독립적 규제기관으로서 전기위원회의 역할을 강화하기 위해서는 무엇보다도 전기위원회가 주무부서인 산업통상자원부로부터 독립하는 것이 중요하다. 또한 전기위원회 위원장 및 위원의 임기를 보장하고 그 의사결정의 독립성을 보장하여야 한다. 이와 함께 전기요금 및 전기사업에 대한 인가를 전기위원회 내부의 심의에서 결정할 수 있도록 사실상의 자율성을 보장하여야 한다. 이처럼 독립성이 보장될 때 실질적으로 전기위원회의 결정은 1심으로서의 법적 효력을 보장받게 되는 이른바 준사법기관의 역할을 담당할 수 있게 된다. 이 같은 기능을 수행하기 위해 전기위원회는 전력산업의 제반 업무를 수행할 수 있는 전문인력을 자체적으로 확보하여 전문성을 확보하여야 한다. 이처럼 전기위원회는 독립성·투명성·전문성을 지닌 공익산업인 전력산업의 독립 규제기관이 될 수 있도록 그 역할이 강화되어야 한다.

제6장 결론

본 연구는 에너지전환정책에 따라 예상되는 전력산업의 주요쟁점을 살펴보고, 정책목표를 효과적으로 달성하기 위한 시사점을 제시하고자 하였다. 연구는 크게 두 부분으로 구성되어 있다. 먼저 국내 전력산업의 현황과 에너지전환정책의 주요 내용을 살펴보고, 향후 정책 추진에 따라 예상되는 전력산업의 주요 쟁점을 논의하였다. 에너지전환정책의 추진에 있어 본 연구에서 특히 주목하는 쟁점은 원자력과 석탄을 대체하고 신재생에너지의 변동성을 보완하기 위한 방안으로 LNG의 중요성은 강화되는 반면 이용률 하락으로 오히려 수익성은 악화될 것으로 전망된다는 점이다. 이에 대해 제8차 전력수급기본계획에서는 급전수위 결정에 환경비용 반영, 유연탄과 LNG에 대한 세율 조정, 유연성 설비에 합리적인 보상을 위한 전력시장 제도 개선 추진 등을 마련하였으나, 실질적인 정책목표 달성에는 의문이 있는 상황이다. 이에 본 연구의 두 번째 부분에서는 국내 전력산업에 대한 실증분석을 통해 발전기의 연도별 생산성의 변화를 비교 분석하였다. 구체적으로, 한국전력 통계에 연도별 연료사용량과 발전량, 설비용량이 공개되는 석탄, 가스, 유류 등 약 100여개 화력발전기의 1990년부터 2016년까지의 생산합수를 추정하여 각 발전기의 연도별 생산성이 어떻게 변화해왔는지를 분석하고, 나아가 발전기의 생산성 추정치를 활용하여 국내 발전부문의 생산성과 자원배분효과를 추정하였다.

분석결과를 요약하면 다음과 같다. 우선 국내 화력발전기의 생산성은 1990년부터 2016년까지 일정수준 유지 또는 약간 하락하는 경향을 보이며, 2012년 이후 최대수요의 변동성이 확대된 것과 마찬가지로 생

산성의 변동폭 또한 확대되고 있는 것으로 분석되었다. 연료원별로 살펴보면, 석탄, 가스, 유류발전기 모두에서 변동성이 확대되는 모습을 보이는 한편 가스발전기의 생산성이 가장 낮고 생산성의 변동폭은 가장 높은 것으로 분석되었다. 이는 가스발전이 첨두부하의 역할을 함에 따라 전력수요 등 시장상황의 변화에 더욱 민감하기 때문인 것으로 분석된다. 발전부문 전반의 생산성 분석 결과, 1990년부터 2016년까지 발전부문 전반의 총 생산성에는 큰 변화가 없는 반면 발전부문 전반의 생산성 역시 지난 몇 년간 변동폭이 약간 확대되고 있는 것으로 분석되었다. 또한 분석기간에 걸쳐 자원배분효과는 음의 값으로 나타나, 최근 자원배분효과가 일부 개선되고는 있으나 국내 발전부문 전반에 자원배분의 왜곡이 존재하는 것으로 분석되었다. 본 연구에서 자원배분은 발전기의 생산성과 발전량의 상관관계, 즉, 생산성이 높은 발전기가 더 많이 발전할 수 있도록 배분되어 있는지를 의미한다. 국내 발전부문의 전반에 자원배분의 왜곡이 존재한다는 것은 각 발전기의 발전계획을 더욱 효율화할 여지가 남아있다는 것으로 해석할 수 있다.

에너지전환정책에 따라 LNG의 역할은 더욱 중요해질 것임에도 불구하고 발전량 비중은 오히려 감소할 것으로 예상되는 상황에서, 시장상황의 변화에 민감한 LNG 발전의 수익성 강화를 위한 제도개선이 선행되어야 할 것으로 판단된다. 특히 신재생에너지의 비중이 아직 높지 않아서 변동성 문제가 크지 않을 것으로 예상되는 앞으로 몇 년은 유연성전원으로서 LNG의 역할이 두드러지지 않을 수 있다. 이러한 상황이 현실화될 경우 현재에도 수익성이 낮은 LNG는 더욱 어려운 상황에 놓이게 될 것으로 예상된다. 그러나 향후 에너지전환이 본격적으로 이루어지는 시점에서는 LNG의 필요성이 대두될 것이므로 적정 규모의 LNG가 생존할 수 있는 방안 마련이 필요하다.

참고문헌

<국내 문헌>

- 기획재정부, 2018, 「2018년 세법개정안 상세본」.
- 기획재정부, 2018, 「2018년도 세법개정안 보도자료 문답자료」.
- 김기봉·정혜경, 2018, 「정부의 에너지전환 정책에 따른 전력 분야 R&D 투자 방향」, 한국과학기술기획평가원.
- 민간발전협회, 2013, 「전력산업 가격규제 연구」.
- 산업자원부, 1999, 「전력산업구조개편 기본계획」.
- 산업통상자원부, 2015, 「제7차 전력수급기본계획」.
- 산업통상자원부, 2017, 「제8차 전력수급기본계획」.
- 산업통상자원부, 2017, 「정부, 신고리 5·6호기 건설재개 방침과 에너지전환 (탈원전) 로드맵 확정」 - 2017년 10월 24일 보도자료.
- 장희선·김유정, 2018, 「일본의 전력시스템 개혁 추진 현황과 전망」, 세계 원전시장인사이트, 에너지경제연구원.
- 전력거래소, 2016, 「2016년도 전력시장분석보고서」.
- 전력거래소, 2018, 「2017년도 전력시장 통계」.
- 전기위원회 웹진, <http://www.leadernews.co.kr/korec/webzine07/popDicSearchView.asp?mPage=20&n=394&c=&s=>, 최종접속일: 2019.1.29.
- 조성봉, 2016, 「우리 전력산업을 위한 제도적 버킷리스트」, 전력산업 정책 포럼: 민간발전사업의 현안문제와 개선방안 .
- 조성봉, 2017, 「공공기관 개혁」, 한반도선진화재단 단행본 .
- 조성진·박광수, 2018, 「발전부문 에너지전환 달성을 위한 세계 개편 방안 연구」, 에너지경제연구원.

- 지식경제부, 2008, 「제4차 전력수급기본계획」.
- 지식경제부, 2010, 「제5차 전력수급기본계획」.
- 지식경제부, 2013, 「제6차 전력수급기본계획」.
- 한국전력공사, 「한국전력통계」 각 연도.
- 한국전력공사, 「한국전력속보」 각 연도.
- Cho, Sung Bong, 2012, 「Rate-raise Only After Election」, 2012 경제학
공동학술대회 한국법경제학회 발표논문(2012.2.22.).

<해외 문헌>

- Akerberg, D., Caves, K, and G. Frazer (2015) Identification Properties of Recent Production Function Estimators. *Econometrica* 83(6): 2411-2451.
- Gandhi, A., S. Navarro, and D. Rivers (2013) On the Identification of Production Functions: How Heterogeneous is Productivity? Working Paper.
- Levinsohn, J. and A. Petrin (2003) Estimating Production Functions Using Inputs to Control for Unobservables. *Review of Economic Studies* 70: 317-340.
- Olley, S.G. and A. Pakes (1996) The Dynamics of Productivity in the Telecommunications Equipment Industry. *Econometrica* 64(6): 1263-1297.
- Wooldridge, J.M. (2009) On Estimating Firm-Level Production Functions Using Proxy Variables to Control for Unobservables. *Economic Letters* 104(3):112-114.

장희선

現 에너지경제연구원 부연구위원

<주요저서 및 논문>

- Jang, H. 2019. Ownership, Pricing, and Productivity: The Case of Electric Distribution Cooperatives. Forthcoming in *Empirical Economics*.
- Jang, H. 2019. Ownership Structure and Performances: An Analysis of Cooperatives and Investor-Owned Utilities in the US Electric Power Industry. *자원환경경제연구* 27(1): 161-194.
- Jang, H. and X. Du. 2018. An Empirical Structural Model of Productivity and Conservation Reserve Program Participation. *Land Economics* 94(1): 1-18 (lead article)

노동석

現 에너지경제연구원 선임연구위원

<주요저서 및 논문>

- 노동석. 2013. 원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구. 에너지경제연구원.
- 노동석. 2011. 중장기 원자력 전망 및 경쟁력 향상 연구. 에너지경제연구원.
- 노동석, 최기린. 2010. 후회비용 분석과 전력수급계획 연구. 에너지경제연구원.

기본연구보고서 2018-06

에너지전환시대 전력산업 규제 및 경쟁정책의 개선방안

2018년 12월 30일 인쇄

2018년 12월 31일 발행

저 자 장희선·노동석

발행인 조용성

발행처 에너지경제연구원

44543 울산광역시 중가로 405-11

전화: (052)714-2114(대) 팩시밀리: (052)-714-2028

등록 1992년 12월 7일 제7호

인쇄 디자인 범신

©에너지경제연구원 2018

ISBN 978-89-5504-689-2 93320

* 파본은 교환해 드립니다.

값 7,000원

본 연구에 포함된 정책 대안 등 주요 내용은 에너지경제연구원의 공식적인 의견이 아닌 연구진의 개인 견해를 밝혀 둡니다.

