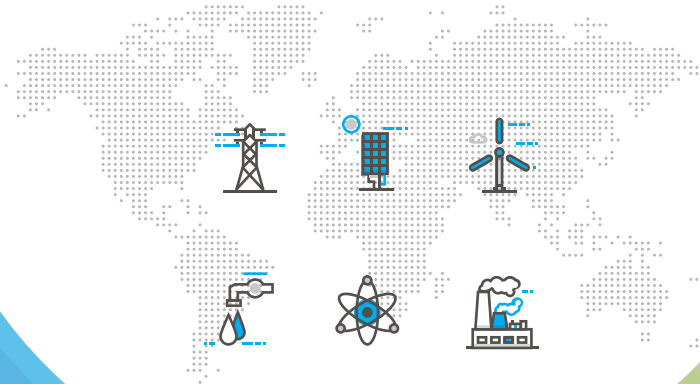


KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

발전부문 에너지전환 달성을 위한 세계 개편 방안 연구



| 조성진 · 박광수 |

참여연구진

연구책임자 : 연구 위원 조성진

선임연구위원 박광수

연구참여자 : 전문 원 민해경

전문 원 한지혜

외부참여자 : 한국경제연구원

선임연구위원 조경엽

〈요 약〉

1. 연구의 필요성 및 목적

새 정부가 들어서면서 에너지 정책 기조가 변화였다. 정책 방향의 변화가 가장 분명하게 나타난 부문은 발전부문이라고 할 수 있다. 정부는 발전부문에서 배출되는 온실가스를 감축하고 미세먼지를 줄이기 위해 노후 석탄 발전소를 폐지하고 신규 석탄 발전소의 건설을 중단하기로 하는 등의 정책을 발표하였다. 또한 안전성에 대한 우려가 높은 원자력 발전 역시 수명연장을 불허하고 신규 원전 건설의 백지화를 천명하였다. 이와 같은 탈원전·탈석탄 정책 기조에 따라 향후 국내 발전설비에서 석탄과 원자력 발전의 비중은 단계적으로 축소되고 신재생 및 LNG 발전의 비중이 확대될 것으로 예상된다.

선결 과제는 어떠한 정책 수단을 통하여 이러한 목표를 달성하는가이다. 최근 이와 관련된 논의가 활발하게 진행되고 있는데 대표적인 내용의 하나는 물리적 제약 방안이다. 이미 전기사업법 개정으로 석탄 발전을 제약할 수 있게 되었고 정부도 봄철에 노후 석탄 발전기의 발전을 중단 시키는 등의 정책을 시행하고 있다. 이러한 물량 제약 방법은 효과가 분명한다는 장점에도 불구하고 자원배분의 효율성 측면에서 문제가 있고 발전사업자 간 형평성 문제, 계통운영의 불안정성 증대 등 부작용이 발생할 가능성을 배제하기도 어렵다.

본 연구는 발전연료에 대한 과세를 통해 에너지전환이 달성될 수 있는지, 에너지전환을 위해서는 과세구조를 어떻게 가져가야 하는지 분

석하는 것을 목적으로 진행되었다. 환경오염과 같은 외부비용을 초래하는 경우 시장실패가 발생하고 이러한 문제를 해결하는 방안의 하나가 외부비용을 가격에 내재화하는 것이다. 대표적인 수단은 외부비용을 세금으로 가격에 반영하는 것이다. 물량 규제 방법보다는 시장기능을 통해 에너지전환을 달성할 수 있는 방법이고 시장실패로 인한 자원배분의 비효율성을 개선할 수 있다는 점에서 발전연료에 대한 세제 개편을 적극적으로 고려할 필요가 있다. 특히 현재 국내 발전부문 연료에 대한 세제가 외부비용을 제대로 반영하지 못할 뿐만 아니라 환경에 역진적인 구조로 되어 있어 개선이 필요하다.

2. 연구내용 및 주요 분석결과

현재 국내에서 발전부문 에너지에 대해서는 관세, 개별소비세, 부가가치세와 같은 국세는 물론 각종 부담금과 기금 등이 부과되고 있다. 그런데 본 연구의 분석 대상인 개별소비세로 한정하여 보면 환경오염에 따른 외부비용을 적정하게 반영하고 있지 않다는 것을 쉽게 알 수 있다. 대기오염물질이나 온실가스 배출이 훨씬 많은 유연탄보다 상대적으로 청정한 연료인 LNG에 높은 세율이 부과되고 있는 것이다. 뿐만 아니라 LNG에는 유연탄에 부과되지 않는 관세(수입가격의 2~3%)와 수입부과금(24.2원/kg)도 추가로 부과되고 있다. 현재의 세제부담금 구조는 환경뿐만 아니라 에너지원간 공정 경쟁에도 문제를 초래한다. 이러한 문제를 해결하기 위해서는 세제 부과 시 에너지원별 환경오염에 따른 외부비용을 합리적으로 추정하고, 세제부과금에 대한 일관성 있는 기준을 설정하며, 주요 고려 사항(공정성, 중립성, 간소성)에도 부합하도록 해야 할 것이다.

본 연구에서는 이러한 제세부담금 구조를 개편할 경우 발전부문에서 에너지전환을 달성할 수 있는지 M-Core 시뮬레이터를 이용하여 분석해 보았다. 먼저 유연탄과 LNG 발전의 급전순위가 바뀔 수 있는 다양한 시나리오를 설정하여 분석을 시도하였다. 유연탄과 LNG 세제 조정 시나리오는 크게 세 가지 기준을 설정하고 각 기준 하에서 세부 시나리오를 작성하였다.

시나리오별 분석 결과를 보면 시나리오 5-1(유연탄 세율 118원, LNG 35원)과 시나리오 5-2(유연탄 세율 126원, LNG 60원)의 경우 유연탄과 LNG 발전의 연료단가가 거의 같은 수준을 보이며 유연탄 발전 비중이 10~20%p 정도로 감소하고 시나리오4(유연탄 세율 108원, LNG 42원)에서도 유연탄 발전 비중이 크게 하락하는 것으로 나타났다. 유연탄에 대한 세율이 LNG 세율보다 2배 이상 높아야 의미있는 에너지전환이 발생한다는 것을 의미한다. 시나리오 5-1과 5-2의 경우 유연탄 발전이 크게 감소하면서 황산화물은 47% 그리고 질산화물은 17% 정도 감축시키고 온실가스도 기준안보다 22% 정도 줄이는 효과를 보이는 것으로 분석되고 있다.

본 연구에서는 세제 조정이 전기요금에 미치는 영향도 분석하였다. 유연탄에서 LNG로의 대체효과가 큰 시나리오 5-1과 5-2의 경우 문제는 기준안에 비하여 2020년 전기요금을 각각 11.6%와 13.2% 인상시킨다. 시나리오 5-1과 5-2에 비하여 유연탄에 대한 세율만 20원 정도 낮은 시나리오(4-1과 3-2)에서는 에너지전환 효과는 크지 않으면서 전기요금은 각각 7.8%와 10.9% 인상시키는 것으로 나타났다.

세제 조정으로 인한 유연탄과 LNG 발전량이 변하면서 세수가 증가하는데 2020년의 경우 시나리오 5-1과 5-2는 각각 2.5조원과 3.6조원

증가하는 것으로 추정되었다. 시나리오 4-1과 3-2의 경우는 세수가 4.3조 원과 5.5조 원 증가하여 유연탄 세율이 낮아 에너지전환 효과는 크지 않으면서 세수만 크게 증가하는 것으로 분석되었다.

세제 개편으로 전기요금이 상승하는 경우 경제에 미치는 파급효과도 분석하였다. 에너지전환 효과가 큰 시나리오 5-2의 경우를 보면 GDP가 2020~2024년에 연평균 0.72% 감소하고, 2025년~2029년에 0.54%, 2030~2034년에 0.43% 감소하는 것으로 추정되었다. 그러나 증가된 세수를 어떻게 활용하느냐에 따라 다른 결과를 초래하는 것으로 분석되었다. R&D 투자(신재생 투자)에 지출하거나 법인세를 감면하는 용도로 활용하는 경우는 경제성장에 긍정적인 영향을 주는 것으로 분석되었고, 소득이전이나 근로소득세 인하, R&D 투자는 소득분배를 개선시키는 것으로 나타났다. 법인세 감면은 경제성장에는 긍정적이지만 소득분배는 악화시켰다. 세수 증가 활용방안 중 신재생에너지에 대한 R&D 투자는 국내총생산, 고용 등 대부분의 거시지표에 긍정적인 효과가 있을 뿐만 아니라 소득분배도 개선시키는 것으로 나타났다. 에너지전환을 위한 세율 조정으로 전기요금이 인상되어도 증가된 세수의 활용방법에 따라서는 경제에 긍정적인 영향을 줄 수 있다는 것이다.

3. 결론 및 시사점

본 연구에서는 발전부문에서 에너지전환을 달성하기 위한 세제 조정방안에 대해 분석하였다. 에너지전환을 달성하기 위한 방법 중 가장 확실한 방법은 유연탄 발전의 제약과 같이 물량을 규제하는 것이다. 그러나 이와 같은 규제는 다른 수단이 없거나 아주 긴급한 상황이 아니라면 신중하게 사용할 필요가 있다. 발전부문의 경우 외부불경제에

따른 시장실패가 발생하고 있으므로 이를 교정하기 위한 방법으로 적정한 외부비용을 반영하는 세제 조정 방안을 우선 고려할 필요가 있다. 물량 규제 방법은 환경성 향상을 위한 사업자의 효율개선 투자나 환경설비 투자를 유인하는 데 한계가 있어 자원의 효율적 배분 측면에서 긍정적으로 보기 어렵기 때문이다.

발전부문의 세제 개편은 환경성, 안전성 등과 관련된 외부비용을 정확히 추정하고 반영하여 연료원간 공정 경쟁과 조세 형평성을 유도해야 할 것이다. 궁극적으로는 발전부문뿐만 아니라 수송용 에너지를 포함한 모든 에너지원에 일관성 있는 기준을 설정할 필요가 있다.

본 연구의 분석 결과를 보면 실질적인 에너지전환을 달성하기 위해서는 LNG에 비하여 유연탄에 대한 세율을 2배 이상으로 조정해야 하는 것을 알 수 있다. 현재 LNG에 대한 세율(60원/kg)을 기준으로 보면 유연탄에 대한 세율이 120원/kg 이상으로 조정되어야 한다는 것이다. 그러나 2014년과 같이 유연탄과 LNG 도입단가의 차이가 매우 크다면 세율 조정만으로 에너지전환을 달성하는 것은 거의 불가능할 것으로 판단된다. 이러한 경우에는 한시적으로 물량을 규제하는 방법이 대안이 될 수 있다. 즉, 발전부문의 에너지전환 달성을 위해서는 세제 개편을 기본으로 하되 불가피한 경우에 물량 규제를 보완적인 수단으로 사용하는 것이 바람직한 것으로 판단된다.

세제 개편을 통해 에너지전환을 추진하는 경우에 우려되는 부분은 전기요금에 대한 영향이다. 본 연구의 분석에 따르면 발전부문에서 상당한 정도의 에너지전환을 달성하기 위해서는 전기요금이 10% 이상 인상되어야 한다. 따라서 국민의 수용성이 장애요인으로 등장할 수 있다. 이러한 점을 고려하면 세제 조정은 단계적으로 추진되어야 할 것이다. 다만 전기요금 인상에도 불구하고 세제 개편으로 인해 증가되는

세수를 적절한 용처에 활용한다면 경제성장과 고용, 소득분배 등에서 긍정적인 효과가 크므로 요금인상에도 불구하고 발전용 연료에 대한 세제 조정을 적극적으로 고려할 필요가 있다.

본 연구에서는 발전부문에서 에너지전환을 달성할 수 있는 세제 개편과 관련하여 의미 있는 연구결과를 제시하고 있지만 개선이 필요한 부분도 있다. 발전연료에 대한 과세로 인해 초래될 전력소비 변화를 고려하지 못한 점과 정부가 발표한 2018년 세법개정안을 기준으로 다양한 시나리오 분석을 하지 못한 점은 향후 연구에서 보완되어야 할 것이다. 그리고 연료에만 과세하는 경우 환경설비 투자를 유인하는 데 장애요인이 될 가능성도 있으므로 연료가 아니라 오염물질 배출량에 과세하거나 연료에 과세한다면 환경설비 투자로 오염물질 배출을 기준 이상으로 저감하는 경우 인센티브를 주는 방안 등에 대해서도 추가 연구가 필요할 것으로 판단된다.

ABSTRACT

1. Research Purpose

Since the new government took office, the direction of energy policy has changed. The most drastic change that has been made is at the power generation sector. The government has announced plans to phase out old coal plants and suspend the construction of new coal plants in order to reduce greenhouse gas emissions from the power generation sector and the amount of fine particulate matter in the air. It also vowed to cancel the lifetime extensions for aged reactors which provoked worries about security issues and scrap the existing plans for new nuclear power plants. Given the government's nuclear and coal phase-out stance, it is expected that the share of coal and nuclear in domestic power plant facilities will be gradually reduced, whereas that of renewable and LNG will be increased.

The prerequisite task to be considered is what policy instruments can be used to achieve these goals. There had been a lot of discussions on this issue in recent years and one of the main instruments highlighted was to impose physical constraints. The amendment of the Electricity Business Act has already made it possible to constrain coal generation and the government has implemented the policies including halting the operations of old coal power plants in spring. Despite its visible and significant outcomes, putting a restriction on quantity lacks efficiency

in resource allocations. It is also difficult to exclude the possibility of adverse effects such as the equity issue among power generators and increased instability in system operation.

The purpose of this study is to analyse whether the energy transition can be achieved through tax on fuels for power generation and how the tax structure should be designed to achieve the energy transition. When external costs such as environmental pollution are incurred, market failures occur and one way to solve these problems is to internalize external costs into the price. A representative measure is to reflect external costs into the price of taxes. Tax reform associated with the fuels for power generation needs to be considered as it could achieve the energy transition through the very functions of the market, unlike restriction on quantity while improving the inefficiency of resource allocation caused by market failures. In particular, the current tax system on fuels for power generation sector in South Korea not only fails to reflect external costs but also has a regressive form against the environment, which requires improvement.

2. Research Summary

Currently, as for energy sources of the domestic power generation sector, national taxes including tariffs, individual excise taxes and value-added taxes as well as various levies and funds are levied. However, as the research area is limited to individual excise tax, which is the main analysis focus of this study, it is easily found that external

costs incurred by environmental pollution are not adequately reflected. That is, higher tax rate is applied to LNG, a relatively clean fuel compared to bituminous coal which contributes to more air pollutants and greenhouse gas emissions. LNG is subject to the tax rate which does not reflect environmental pollution as well as additional tax rate of tariffs(2~3% of import price) and import levies(24.2 won/kg), which are not imposed on bituminous coal. Current structure of taxes and levies is not only problematic to environmental pollution, but also, is disruptive to fair competition among energy sources. In order to address these problems, it is inevitable to estimate the external costs incurred by environmental pollution by each energy source and the criteria for taxes and levies should be commensurate with the principles of taxes(fairness, neutrality and simplicity) and be applied in a constant manner.

In this study, the M-Core simulator was used to analyze whether it is possible to achieve the energy transition in the power generation sector provided that this structure of taxes and levies was reformed. The analysis was attempted by setting up various scenarios where the changes in the dispatching ordering of bituminous coal and LNG could occur. The tax adjustment scenario on bituminous coal and LNG contains three criteria and detailed scenarios were established under each criterion.

According to the analysis of each scenario, Scenario 5-1(tax rate on bituminous coal 108 won, LNG 35 won) and scenario 5-2 (tax on bituminous coal 126 won, LNG 60 won) indicated that the unit costs for fuel of bituminous coal and LNG were at the same level, and the share of bituminous coal for power generation dropped by 10~20%p.

In addition, Scenario 4 (tax on bituminous coal 108 won, LNG 42 won) showed the substantial reduction in the share of bituminous coal in power generation. This means that the tax rate on bituminous coal should be more than twice that of LNG to achieve a significant energy transition. Scenarios 5-1 and 5-2 found that a significant reduction in bituminous coal power generation allowed for the reductions of sulfur oxides by 47 % and nitric oxide by 17%, along with decrease in greenhouse gas levels by 22 % compared to the reference scenario.

The effect of tax adjustment on electricity bill was also analyzed in this study. In scenarios 5-1 and 5-2, which have large substitution effects of bituminous coal with LNG, the problem was that the rise of electricity bills in 2020 by 11.6% and 13.2% were recorded respectively compared to the reference scenario. On the other hand, the scenarios (4-1 and 3-2) where tax rate on bituminous coal is lower by 20 won compared to scenarios 5-1 and 5-2, saw negligible effects of the energy transition and increase of electricity bills by 7.8% and 10.9%, respectively.

Tax reform-induced changes in amount of power generation for bituminous coal and LNG led to the increase in tax revenue. Therefore, tax revenue was estimated to rise by 2.5 trillion won and 3.6 trillion won respectively in 2020 under the scenarios 5-1 and 5-2. As for scenarios 4-1 and 3-2, it was found that the tax revenue increased by 4.3 trillion won and 5.5 trillion won respectively. As a result, it was analyzed that low tax rate of bituminous coal had rather limited effect towards energy transition whereas tax revenues were increased significantly.

In this study, the impact of increased electricity prices on domestic

economy due to tax reform was analyzed as well. As estimated in Scenario 5-2, which has the largest energy transition potentials, GDP fell by 0.72% annually between 2020 and 2024, by 0.54% between 2025 and 2029, and by 0.43% between 2030 and 2034. However, it was analyzed that depending how the increased tax revenues are used, different outcomes were obtained. If tax revenues were spent on R&D investment (investment in renewable energy) or for the deduction of corporate tax, it was analyzed to have a positive effect on economic growth. If the tax revenues were spent on income transfer or for the reduction of earned-income tax, and R&D investment, it was indicated that they improve income distribution. However, concerning the deduction of corporate taxes, it was beneficial to the economic growth, but worsened income distribution. It was pointed out that the R&D investment in renewable energy among other utilization plans has the positive effects on most macroeconomic indicators, including gross domestic product(GDP) and employment, but also improves income distribution. This means that even if the tax rate adjustment for the energy transition sees an increase in electricity bills, depending on where to spend the increased tax revenues, it can have mainly positive effects on the economy.

3. Policy Implications

In this study, the measures of tax adjustment to achieve energy transition in power generation sector were analyzed. One of the most

definite way to achieve energy transition is to regulate quantity such as constraint of bituminous coal generation. However, this regulation needs to be used carefully unless there are no other means or it is at urgent stake. As for the power generation sector, since market failures occur due to external diseconomy, it is necessary to preferentially consider measures of tax adjustment to reflect appropriate external costs as a means to rectify them. This is because the measure of the quantity regulation has weak incentives in attracting power suppliers' investment towards efficiency improvement or in environmental facilities whereby making no positive contributions to encourage efficient resource allocations.

The tax reform of the power generation sector should accurately estimate and reflect the external costs related to environmentality, safety to induce fair competition among fuel sources and tax equity. Ultimately, there is a need to establish consistent criteria for all energy sources for not only the power generation sector, but also for transportation energy as well.

Results of this study showed that to achieve a substantial energy transition, the tax rate on bituminous coal should be adjusted to more than twice than that of LNG. It means that based on the current tax rate on LNG(60 won/kg), the tax rate on bituminous coal should be adjusted to more than 120 won/kg. However, the above tax rate can change, depending on the difference of the import unit price between bituminous coal and LNG. However, if the discrepancy of import unit price of bituminous coal and LNG is as large as it was of 2014, adjusting

tax rate alone cannot be a sufficient measure to achieve energy transition. In such a case, a temporary quantity regulation can be an alternative. To sum up, the tax reform should be served as a foundation for achieving the energy transition in the power generation sector and the quantity regulation may be used as a supplementary means if the tax reform is not able to be realized.

If the energy transition is promoted by reforming the tax system, the main areas of concern is its effect on electricity bills. According to the result of this study, it was found that electricity bills must be raised by more than 10% to achieve a substantial degree of energy transition in the power generation sector. Therefore, public acceptance might arise as a barrier factor. Given this fact, the tax adjustment should be promoted gradually. However, despite the increase in electricity bills, as long as increased tax revenues generated from the tax reform are used appropriately, it is deemed to have a positive effect on economic growth, employment and income distribution. Accordingly, it is necessary to positively consider tax adjustments for power generation fuels despite electricity price hike.

Although this study shows significant findings related to the tax reform to achieve energy transition in the power generation sector, there are still other areas that need further research. Changes in electricity consumption triggered by the tax on power generation fuels and analysis of various scenarios based on the revised tax law as of 2018, are absent and should be complemented by the future studies. Also, given the analysis that imposing tax on fuel alone could distract investment in

environmental facilities, further research is deemed necessary for the measure to grant incentives in case where the tax is imposed on the amount of pollutants emitted, not on fuel, or where the tax is levied on the fuel and it had reduced pollutants emission to the level that is lower than given allocation through invested environmental facilities.

제목 차례

제1장 서론	1
제2장 발전부문 제세부담금	5
1. 제세부담금 현황	5
2. 문제점 및 개선 방향	19
제3장 발전부문 세제 개편 분석방법	29
1. 발전부문 외부비용 선행연구	29
가. 제7차 전력수급기본계획(2015. 5) 환경오염물질 외부비용	30
나. 제8차 전력수급기본계획(2017. 12) 환경오염물질 외부비용	32
다. 한국산업조직학회(2017. 12) 발전원별 균등화발전비 (LCOE) 추정연구	34
라. 한국조세재정연구원(2018. 5) 석탄 및 LNG발전 외부비용 산정연구	35
2. 분석모형 및 입력전제	37
3. 세제 개편 시나리오 설정	49
제4장 세제 개편의 에너지전환 및 환경 개선 효과	57
1. 분석 전제	57
2. 에너지전환 효과	61
3. 대기오염물질 및 온실가스 배출량 감축 효과	68
4. 소결	77

제5장 세제 개편의 전기요금 및 거시경제 영향	81
1. 전기요금에 대한 영향	81
2. 조세수입(세수)의 변화	97
3. 세수활용과 거시경제 과급효과	103
4. 소결	107
제6장 결론 및 시사점	111
1. 연구 요약	111
2. 정책 시사점	115
참고문헌	119
부록 1: 세제 개편의 미시적 영향 분석	127
I. 시나리오별 세율 조정에 전원구성 전환 영향	127
II. 시나리오별 대기오염물질 및 온실가스 배출 영향	131
III. 시나리오별 전기요금 및 세수영향	137
부록 2: 세제 개편의 거시경제 및 세수입 환원효과	149
I. 분석모형: 연산균형(CGE) 모형	149
II. 분석결과	151
1. 세수입 환원이 없는 경우의 거시경제 효과분석	151
2. 세수입 환원의 거시경제 효과분석	167

표 차례

<표 2-1> 열소비율, 발열량 전제(8차 수급계획)	12
<표 2-2> 발전부문 전원별 제세부담금 현황(2018년 기준)	15
<표 2-3> 2018년도 세법개정안 적용 후 발전부문 전원별 제세부담금 현황	17
<표 2-4> 2018년 세법개정안('19.4.1. 이후 적용)	21
<표 2-5> 연료원별 연료단가 실적 변화(2017, 2018년 상반기 기준)	27
<표 3-1> 유럽국가의 대기오염물질의 환경비용 추정치	31
<표 3-2> 발전원별 발열량 및 열량단가 전제(8차 수급계획 입력전제)	31
<표 3-3> 7차 수급계획 발전원별 대기오염물질 외부비용 전제 (원/kWh, 원/kg)	32
<표 3-4> IMF 대기오염물질의 환경비용 추정치	33
<표 3-5> 8차 수급계획 발전원별 대기오염물질 외부비용 전제 (원/kWh, 원/kg)	33
<표 3-6> 한국산업조직학회 화력발전 대기오염물질 외부비용 하한치(원/kWh, 원/kg)	34
<표 3-7> 한국산업조직학회 화력발전 대기오염물질 외부비용 상한치(원/kWh, 원/kg)	35
<표 3-8> 한국조세재정연구원의 발전원별 환경비용 추정 결과	36
<표 3-9> 8차 전력수급계획 전력소비량 및 최대전력수요 전망	40
<표 3-10> 8차 전력수급계획 정격용량 기준 전원구성 전망	41
<표 3-11> 8차 전력수급계획 기준 시나리오의 발전량 비중 전망	42

<표 3-12> 8차 전력수급계획 목표 시나리오의 발전량 비중 전망	42
<표 3-13> 8차 수급계획 기초 입력 전제	43
<표 3-14> 노후 석탄발전기 성능개선(Retrofit) 일정	44
<표 3-15> 연도별 신재생에너지 발전량 전망(2017~2031)	47
<표 3-16> 2017, 2018년도 적용 육지발전기 기준용량가격(RCP)	49
<표 3-17> 발전부문 세계 개편(1안)	52
<표 3-18> 발전부문 세계 개편(2안)	53
<표 3-19> 발전부문 세계 개편(3안)	54
<표 3-20> 주요 시나리오 재정리	55
<표 4-1> 발전원별 변동비(연료비) 전제: 8차 수급계획	57
<표 4-2> 발전원별 대기오염물질 배출계수(천톤-SO _x , NO _x , PM/MWh): 8차 수급계획의 발전량에 대한 가중평균	58
<표 4-3> 한국조세재정연구원의 발전원별 대기오염물질 배출계수	59
<표 4-4> 발전원별 온실가스 배출계수 전제	60
<표 4-5> 기준안 대비 주요 시나리오 연료단가 영향	62
<표 4-6> 주요 시나리오의 유연탄과 LNG 발전 이용률	66
<표 4-7> 주요 시나리오의 석탄과 LNG 발전 비중	67
<표 4-8> 주요 시나리오별 황산화물(SO _x) 배출량 비교	70
<표 4-9> 주요 시나리오별 질산화물(NO _x) 배출량 비교	72
<표 4-10> 주요 시나리오별 미세먼지(PM) 배출량 비교	73
<표 4-11> 주요 시나리오별 온실가스 배출량 비교	76
<표 5-1> 전통적 발전원 LCOE 산정 전제(제8차 수급계획)	85
<표 5-2> 신재생 원별 LCOE 산정결과	85
<표 5-3> 신재생 가중평균 발전단가 추정결과	87
<표 5-4> 세계 개편 시나리오별 전력 구입액 산정방식 예시 (2030년 기준)	89

<표 5-5> 과거 10년 기간의 정산단가 및 판매단가 실적	90
<표 5-6> 주요 시나리오별 구입단가 및 기준안 대비 증감률 비교	93
<표 5-7> 기준안 대비 타 시나리오 전기요금(판매단가) 증감률 비교: 단기영향	95
<표 5-8> 주요 시나리오 중·장기 전기요금(판매단가) 영향 비교	96
<표 5-9> 주요 시나리오별 유연탄, LNG 연료 소비량	98
<표 5-10> 주요 시나리오별 세수 변화	101
<부록 표 1-1> 시나리오별 열량단가 및 연료단가 영향	127
<부록 표 1-2> 시나리오별 유연탄 및 LNG 이용율 변화	128
<부록 표 1-3> 시나리오별 석탄 및 LNG 발전비중 변화	129
<부록 표 1-4> 시나리오별 유연탄 및 LNG 연료소비량	130
<부록 표 1-5> 시나리오별 황산화물(SO _x) 배출량 및 단위당 배출량	131
<부록 표 1-6> 시나리오별 질산화물(NO _x) 배출량 및 단위당 배출량	132
<부록 표 1-7> 시나리오별 미세먼지(PM) 배출량 및 단위당 배출량	133
<부록 표 1-8> 시나리오별 온실가스 배출량 및 단위당 배출량	136
<부록 표 1-9> 시나리오별 송전단 발전량, 전력 총구입금액, 구입단가 영향	138
<부록 표 1-10> 기준안 대비 구입단가 및 판매단가(전기요금) 증감률: 단기 요금 영향	139
<부록 표 1-11> 시나리오 1~6의 2020년 대비 2030년 구입단가 및 판매단가 증감률 영향	140
<부록 표 1-12> 시나리오 1-1~6의 2020년 대비 2030년 구입단가 및 판매단가 증감률 영향	141
<부록 표 1-13> 시나리오 1-2~6의 2020년 대비 2030년 구입단가 및 판매단가 증감률 영향	142
<부록 표 1-14> 해당 연도내의 전기요금 영향 비교	143

<부록 표 1-15> 중·장기(2020년 대비 2030년) 전기요금 영향 비교	144
<부록 표 1-16> 시나리오별 세수 변화	147
<부록 표 2-1> 시나리오별 기간별 연평균 거시경제 변수 변화 (%, 조원)	157
<부록 표 2-2> 시나리오별 산업별 생산량 변화 비교 (%)	158
<부록 표 2-3> 시나리오별 소득계층별 실업률 변화 비교 (%p)	161
<부록 표 2-4> 시나리오별 소득계층별 고용 변화 비교 (명)	163
<부록 표 2-5> 시나리오별 소득계층별 고용 변화 비교 (명)	165
<부록 표 2-6> 시나리오별 소득계층별 지니계수와 5분위배율 비교 (명)	167
<부록 표 2-7> 시나리오 3의 세수입환원의 거시경제효과 (% 조원)	168
<부록 표 2-8> 시나리오 4의 세수입환원의 거시경제효과 (% 조원)	169
<부록 표 2-9> 시나리오 6의 세수입환원의 거시경제효과 (% 조원)	169
<부록 표 2-10> 시나리오 4-1의 세수입환원의 거시경제효과 (% 조원)	170
<부록 표 2-11> 시나리오 5-1의 세수입환원의 거시경제효과 (% 조원)	170
<부록 표 2-12> 시나리오 3-2의 세수입환원의 거시경제효과 (% 조원)	171
<부록 표 2-13> 시나리오 5-2의 세수입환원의 거시경제효과 (% 조원)	171
<부록 표 2-14> 시나리오 3의 세수입환원의 소득재분배효과 (%)	173
<부록 표 2-15> 시나리오 4의 세수입환원의 소득재분배효과 (%)	173
<부록 표 2-16> 시나리오 6의 세수입환원의 소득재분배효과 (%)	173
<부록 표 2-17> 시나리오 4-1의 세수입환원의 소득재분배효과 (%)	174
<부록 표 2-18> 시나리오 5-1의 세수입환원의 소득재분배효과 (%)	174
<부록 표 2-19> 시나리오 3-2의 세수입환원의 소득재분배효과 (%)	174
<부록 표 2-20> 시나리오 5-2의 세수입환원의 소득재분배효과 (%)	175
<부록 표 2-21> 시나리오 3의 세수입환원에 따른 소득계층별 고용변화 (%)	177

<부록 표 2-22> 시나리오 4의 세수입환원에 따른 소득계층별 고용변화 (%)	178
<부록 표 2-23> 시나리오 6의 세수입환원에 따른 소득계층별 고용변화 (%)	179
<부록 표 2-24> 시나리오 4-1 세수입환원에 따른 소득계층별 고용변화 (%)	180
<부록 표 2-25> 시나리오 5-1의 세수입환원에 따른 소득계층별 고용변화 (%)	181
<부록 표 2-26> 시나리오 3-2의 세수입환원에 따른 소득계층별 고용변화 (%)	182
<부록 표 2-27> 시나리오 5-2의 세수입환원에 따른 소득계층별 고용변화 (%)	183

그림 차례

[그림 3-1] 주요 시나리오 선정	55
[그림 4-1] 주요 시나리오별 석탄 발전 비중 비교	67
[그림 4-2] 주요 시나리오별 LNG 발전 비중 비교	68
[그림 4-3] 황산화물(SO _x) 배출량 비교	71
[그림 4-4] 질산화물(NO _x) 배출량 비교	72
[그림 4-5] 미세먼지(PM) 배출량 비교	74
[그림 4-6] 온실가스 배출량 비교	76
[그림 5-1] 균등화발전비용법(LCOE, Levelized Costs of Energy)	83
[그림 5-2] 주요 시나리오 구입단가 비교	93
[그림 5-3] 기준안 대비 전기요금 증감률	96
[그림 5-4] 기준안 대비 중·장기 전기요금 영향(2020년 대비 2030년 인상률)	97
[그림 5-5] 주요 시나리오 총 세수 비교	102
[그림 5-6] 기준안 대비 주요 시나리오 총 세수 증감액	102
[부록 그림 1-1] 시나리오 1~6의 온실가스 배출량 비교	134
[부록 그림 1-2] 시나리오 1-1~6의 온실가스 배출량 비교	134
[부록 그림 1-3] 시나리오 1-2~6의 온실가스 배출량 비교	135
[부록 그림 1-4] 시나리오별 총 세수 비교(시나리오 1~시나리오 6)	145
[부록 그림 1-5] 시나리오별 총 세수 비교(시나리오 1-1~시나리오 6)	146
[부록 그림 1-6] 시나리오별 총 세수 비교(시나리오 1-2~시나리오 6)	146
[부록 그림 2-1] 시나리오별 GDP 변화(%)	153
[부록 그림 2-2] 시나리오별 소비 변화(%)	154

[부록 그림 2-3] 시나리오별 투자 변화(%)	154
[부록 그림 2-4] 시나리오별 정부지출 변화(%)	155
[부록 그림 2-5] 시나리오별 무역수지 변화(조 원)	155

제1장 서론

새 정부는 국정5개년 계획을 통해 국가비전과 5대 국정목표를 설정하고 이를 달성하기 위해 20대 국정전략과 각 국정전략별 핵심정책을 100대 국정과제로 선정하였다. 국정과제 중 에너지 정책과 관련된 과제는 친환경 미래 에너지 발굴·육성(산업부), 미세먼지 걱정 없는 쾌적한 대기환경 조성(환경부), 탈원전 정책으로 안전하고 깨끗한 에너지로 전환(산업부·원안위), 신기후체제에 대한 견실한 이행체계 구축(환경부) 등으로 과거 정부에 비하여 환경을 중시하는 방향으로 정책기조가 변화하였음을 알 수 있다.

정책 방향의 변화가 가장 분명하게 나타난 부문은 발전부문이라 할 수 있다. 정부는 온실가스를 감축하고 미세먼지를 줄이기 위해 노후 석탄화력 발전소를 폐지하고 신규 석탄 발전소의 건설을 중단하겠다는 정책을 발표하였고, 이미 노후 석탄화력 발전소의 봄철 가동을 중단한 바 있다. 이와 함께 안전에 대한 우려가 높은 원자력 발전 역시 수명연장을 불허하고 신규 원전의 건설의 백지화를 천명하였다. 대안으로 신재생 에너지 공급을 2030년까지 20%로 확대하는 계획을 수립하였는데 2017년 말에 수립·공표된 제8차 전력수급기본계획이 대표적인 예이다.

제8차 전력수급기본계획에는 미세먼지와 온실가스를 동시에 줄이기 위한 대책으로 일부 세제 조정 내용이 포함되어 있지만 대부분 물량 조정 방안에 의존하고 있다. 이러한 물량 제약 방법은 효과가 분명하다는 장점에도 불구하고 자원배분의 효율성 측면에서 문제가 있고, 발

전사업자 간 형평성 문제, 계통운영의 불안정성 증대 등 부작용이 발생할 가능성을 배제하기도 어렵다. 오히려 외부비용을 가격에 내재화함으로써 경제적 비효율을 최소화할 수 있는 시장친화적인 교정조세 수단을 적극 활용할 필요가 있다. 중·장기 자원배분의 적정성 측면에서도 경제성과 환경성이 낮은 화력발전기의 자연스러운 시장 퇴출을 유인하고, 친환경 고효율 발전기의 시장 진입을 유도하기 위해 직접적인 물량 규제보다는 가격 신호에 기반을 둔 투자 유인 수단이 더 바람직하다.

이에 본 연구에서는 발전부문에서 대기오염물질 배출 등으로 발생하는 외부비용을 가격에 내재화할 수 있는 다양한 세제 개편 시나리오를 검토하고 보다 친환경적인 전원구성을 실질적으로 달성할 수 있는 합리적 세제 개편 방안을 제시하고자 한다. 친환경 전원구성으로의 정책 전환에서 가장 중요한 발전원은 석탄과 LNG이므로, 우선 본 연구에서는 국내 전력거래시장의 변동비반영발전시장(CBP, Cost Based Bidding Pool)하에서 두 발전원의 급전순위가 역전될 수 있는 세제 개편 방안을 중점적으로 살펴보고자 한다.

이 보고서는 다음과 같이 구성된다. 제2장에서는 국내 발전부문 세제 부담금 현황을 살펴보고 문제점을 분석하며 향후 개선 방향에 대해 기술한다. 제3장에서는 국내 전력계통 운영 및 시장제도를 현실적으로 반영할 수 있는 분석모형과 입력 자료에 대해 설명한다. 그리고 석탄과 LNG발전을 중심으로 다양한 세제 개편 시나리오를 설정한다. 제4장에서는 시나리오별 석탄과 LNG발전의 이용률과 발전 비중의 변화 등을 분석함으로써 세제 조정의 발전부문 전원구성 전환 영향을 도출한다. 이와 함께 세제 개편 시나리오에 따른 대기오염물질(SO_x, NO_x, PM)

과 온실가스(CO₂) 배출 저감 효과도 분석한다. 제5장은 세계 개편 시나리오에 따른 전기요금 및 경제 파급 효과에 대해 분석한다. 이는 국민 수용성을 제고하고 경제에 미치는 부작용을 최소화하거나 긍정적인 효과가 가장 큰 세계 조정 방안을 찾기 위함이다. 이를 위해 본 연구에서는 세계 조정으로 증가된 세수를 다양한 형태의 재정지출로 환원할 경우 경제에 어떠한 영향을 주는지도 분석한다. 제6장은 보고서의 주요 내용을 요약하고, 도출된 결과를 근거로 정책 시사점을 제시한다.

제2장 발전부문 제세부담금

1. 제세부담금 현황

현재 국내에서 부과되고 있는 제세부담금은 14개의 국세와 11개의 지방세 외에 공익사업을 추진하기 위한 재원을 마련하기 위해 부과되는 부담금 등으로 구성된다.¹⁾ 이 중 발전부문과 관련된 제세부담금으로는 국세 성격의 세목인 관세, 개별소비세, 부가가치세와 지방세 성격의 지역자원시설세 등 조세와 석유 및 석유대체연료에 부과하는 수입·판매부과금, 품질검사수수료 및 안전관리부담금, 전력산업기반기금, 원자력연구개발기금, 사용후핵연료관리부담금, 원자력안전관리부담금 등 다양한 형태의 부담금이 있다.

관세²⁾는 일반적으로 수입가격의 3%를 기본세율로 부과하고 있으나, 발전용 LNG는 동절기에 한해 할당 관세로 2%의 세율(하절기: 3% 적용)을 적용하고 있다. 우라늄, 유연탄, 무연탄의 경우는 관세 비과세 대상이다.

에너지에는 개별소비세³⁾도 부과되고 있는데 수송용 유류의 경우에는 환경오염으로 인한 외부비용을 고려하여 세금을 부과하고 있으나,

1) 조세(국세 및 지방세) 및 부담금에 대한 개념 차이 및 세목 등에 대한 구체적인 내용은 “기획재정부(2017. 5), 2016년도 부담금운용종합보고서” 및 “국회예산정책처(2017. 5. 26), 2017 조세의 이해와 쟁점”을 참고하기 바람.

2) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 관세법 제71조(할당관세), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9%EA%B4%80%EC%84%B8%EB%B2%95>.

3) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 개별소비세법 제1조(과세대상과 세율), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9%EA%B0%9C%EB%B3%84%EC%86%8C%EB%B9%84%EC%84%B8%EB%B2%95>.

발전용으로 투입되는 에너지의 경우는 환경성보다는 발열량을 기준으로 세율이 결정되는 것으로 판단된다.4) 2018년 현재 유연탄에 부과되고 있는 개별소비세율은 36원/kg⁵⁾이고 LNG에는 60원/kg(기본세율), 발전용 중유에는 17원/L(Liter)의 세율이 부과되고 있다. 온실가스 및 대기오염물질을 더 많이 배출하는 유연탄에 대한 세율이 LNG보다 낮게 책정되어 있다.

우라늄, 무연탄(국내탄) 및 비중양급전발전기인 석탄열병합에서 소비되는 유연탄은 개별소비세 면세 대상⁶⁾이며, 도시가스용 LNG와 집단열병합 발전용 LNG의 개별소비세는 하한탄력세율인 42원/kg이 부과되고 있다.⁷⁾

발전용 연료에는 개별소비세 외에 교육세⁸⁾도 부과되는데, 중유의 경우

4) 2018년 에너지원별 전환계수를 보면 유연탄은 kg당 5,920 kcal이고 LNG는 13,060 kcal로 LNG의 발열량이 발전용 유연탄의 2배 이상임.

5) 2018년 4월 이후부터 발전용 유연탄 개별소비세는 기본세율 36원/kg, 탄력세율을 적용한 저열량탄(5,000kcal 미만)은 33원/kg, 고열량탄(5,500kcal 이상)은 39원/kg 적용(자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 개별소비세법 일부개정 (법률 제 15217 호, 2017. 12. 19. 공포, 2018. 4. 1. 시행), <http://www.law.go.kr/LSW/lsInfoP.do?lsiSeq=199733&efYd=20180401#0000>).

6) 유연탄은 산업용 등 대통령령으로 정하는 용도에 대해서는 조건부 면세함. 개별소비세의 조건부면세가 적용되는 유연탄의 범위에 종전에는 발전사업 외의 용도로 사용되는 유연탄과 발전 사업용 유연탄 중 집단에너지사업의 용도로 사용되는 유연탄이 포함되었으나, 앞으로는 발전 사업용 유연탄 중 집단에너지사업의 용도로 사용되는 유연탄뿐만 아니라 석탄을 액화·가스화한 에너지를 사용하여 생산한 전기를 공급하는 용도로 사용되는 유연탄도 포함하도록 함(국가법령정보센터(2018. 9. 14), 개별소비세법 시행령 일부 개정, 법률 제15217호, <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9%EA%B0%9C%EB%B3%84%EC%86%8C%EB%B9%84%EC%84%B8%EB%B2%95>).

7) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 개별소비세법 시행령 제2조의22(탄력세율), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9%EA%B0%9C%EB%B3%84%EC%86%8C%EB%B9%84%EC%84%B8%EB%B2%95%EC%8B%9C%ED%96%89%EB%A0%B9>.

8) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 교육세법(납세의무자), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9%EA%B5%90%EC%9C%A1%EC%84%B8%EB%B2%95>.

부가세(surtax) 형태로 개별소비세액의 30%가 부과되고 있고 나머지 연료에는 부과되지 않고 있다.

발전용 연료에 대한 부가가치세⁹⁾는 무연탄을 제외한 모든 발전원(전력 포함)에 10% 세율(중가세)을 부과하고 있는데, 부가가치세는 소비자 가격을 기준으로 세율을 부과하므로, 만일 개별소비세 등이 변화할 경우 부가가치세도 영향을 받는다. 다만 국내 부가가치세는 해외와 유사하게 소비형 부가가치세를 적용하고 있어 전력생산에 투입된 연료의 경우에는 부가가치세가 환급되므로 실효세율 측면에서는 발전용 제세 부담금에 포함하는 것이 부적절하다고 사료된다.¹⁰⁾

지방세인 지역자원시설세는 “지하자원·해저자원·관광자원·수자원·특수지형 등 지역자원을 보호·개발하고, 지역의 소방사무, 특수한 재난예방 등 안전관리사업과 환경보호·환경개선 사업 및 지역균형개발사업에 필요한 재원을 확보하거나 소방시설·오물처리시설·수리시설 및 그 밖의 공공시설에 필요한 비용을 충당하기 위하여 부과되는 목적세(지방세법)¹¹⁾”로 원자력에는 1.0원/kWh, 화력발전(석탄, LNG, 유류)에는 0.3원/kWh, 수력에도 2원/10m³의 세율¹²⁾이 부과되고 있다. 다만 화력

9) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 부가가치세법, <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EB%B6%80%EA%B0%80%EA%B0%80%EC%B9%98%EC%84%B8%EB%B2%95>.

10) 전기요금의 부가가치세의 경우 소비자가 아닌 사업자(산업용, 일반용, 농사용)로서 사업과 관련하여 지출한 경비에 포함된 부가가치세 매입세액은 환급대상이며 이를 매입세액공제라 함.

11) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 지방세법 제143조(납세의무자), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EC%A7%80%EB%B0%A9%EC%84%B8%EB%B2%95>.

12) 발전에 이용된 물(발전용수, 양수제외)의 지역자원시설세를 의미하며, 전력 1kWh 생산 시 발전용수 10m³ 소요되는 것을 감안하면, 세율은 2원/kWh와 동일(자료: 김광중, 2014. 7. 18, “원전분 지역자원시설세 세율인상 방안”, 2014년 하계 공동세미나 대경지방세포럼 및 제4차 지방세 네트워크 포럼, pp. 77)

발전의 경우 전력시장 정산을 통해 지역자원시설세의 50%를 납부자에게 환급하고 있어 이들 발전원의 실효세율은 명목세율보다는 낮다.¹³⁾

발전 부문에는 조세 외에 발전원별로 공적부담금 내지 부과금이 부과되고 있다. 먼저 수입·판매부과금은 ‘석유 및 석유대체연료 사업법’¹⁴⁾에 의거하여 부과되고 있다. 수입부과금은 석유수입업자로부터 수입석유 1리터당 36원의 범위 내에서 대통령이 정하는 일정액의 부과금을 징수하는 제도로 징수대상자는 석유정제업자, 석유수출입업자이다. 원유 및 석유 제품(LPG 제외)에는 리터당 16원 그리고 LNG에는 톤당 24,242원을 부과하고 있다. 수입부과금은 “석유의 수급 및 가격의 안정을 기하고 석유제품과 석유대체연료의 적정한 품질을 확보함으로써 국민경제의 발전과 국민생활의 향상에 이바지할 목적으로 도입하였다(석유 및 석유대체연료 사업법).” 발전 부문에서는 중유와 LNG에만 부과되고 있고 우라늄, 유연탄, 무연탄 등에는 부과되지 않는다. 가스냉난방과 열병합발전용 LNG의 경우는 환급 대상이다. 판매부과금은 정부가 장애인, 국가상이유공자, 연안 선박 등에 대한 유가보조금의 안정적인 재원 마련을 위해 부과하고 있으며, 발전용 연료에는 부과되지 않는다.¹⁵⁾

품질검사수수료 및 안전관리부담금은 품질관리 및 안전관리 등 공공목적의 재원을 충당하기 위해 부과된다. 품질검사수수료는 ‘석유 및 석

13) 한국전력거래소, 2016. 12. 19, 규칙개정위원회 16-5차 전력시장운영규칙 개정 내용-화석연료사용률 등을 반영한 지역자원시설세 정산을 위한 규칙개정(안).

14) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 석유 및 석유대체연료 사업법 시행령 제24조(부과금의 부과기준 등), <http://www.law.go.kr/lsInfoP.do?lsiSeq=188020#AJAX>.

15) 수송용 LPG(부탄) 판매부과금은 43,778원/톤에서 62,283원/톤으로 약 42% 인상(자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 석유 및 석유대체연료 사업법 시행령 개정 [대통령령 제 19320호, 2006.2.7., 일부개정], <http://www.law.go.kr/LSW/lsInfoP.do?lsiSeq=73147&ancYd=20060207&ancNo=19320&efYd=20060207&nwJoYnInfo=N&efGubun=Y&chrClsCd=010202#0000>).

유대체연료 사업법’에 의거하여, 연료유 등은 1리터당 0.469원, 윤활유는 1리터당 3.33원의 수수료를 부과하고, LPG에는 0.027원/kg이 부과되고 있다.¹⁶⁾ 안전관리부담금은 액화석유가스와 액화천연가스에 부과되는 준조세로, 안전관리부담금의 부과·징수 등에 관한 고시에 따르면 LNG에는 3.9원/m³, LPG에는 4.5원/kg이 부과된다. 공업용, 발전용, 집단에너지 및 자가열병합용에 대한 안전관리부담금은 면세대상이다.¹⁷⁾

전력산업기반기금은 전력산업의 지속적인 발전과 전력산업의 기반 조성에 필요한 재원을 확보하기 위하여 전기사용자로부터 전기요금의 1천분의 37에 해당하는 금액을 부과하는 부담금으로 발전연료가 아닌 전력 판매량에 부과되고 있는 부담금이다(전기사업법 제47조).¹⁸⁾

원자력연구개발기금은 ‘원자력 진흥법’에 의거 “원자력의 연구·개발·생산·이용(이하 “원자력이용”이라 한다)에 관한 사항을 규정하여 학술의 진보와 산업의 진흥을 촉진함으로써 국민생활의 향상과 복지증진에 이바지함을 목적으로 원자력 발전량에 1.2원/kWh을 부과하고 있다(원자력 진흥법).”¹⁹⁾ 이 기금은 「원자력 진흥법」이 개정(법률 제13390호, 2015. 6. 22. 공포, 2016. 1. 1. 시행)되면서 원자력기금으로 명칭이 변

16) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 석유 및 석유대체연료 사업법 시행규칙 제47조(수수료), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EC%84%9D%EC%9C%A0%EB%B0%8F%EC%84%9D%EC%9C%A0%EB%8C%80%EC%B2%B4%EC%97%B0%EB%A3%8C%EC%82%AC%EC%97%85%EB%B2%95%EC%8B%9C%ED%96%89%EA%B7%9C%EC%B9%99>.

17) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 안전관리부담금의 부과·징수 등에 관한 고시 제4조(부담금의 부과기준), [시행 2017. 5. 23.] [산업통상자원부고시 제2017-71호, 2017. 5. 23. 일부개정], <http://www.law.go.kr/LSW/admRulLsInfoP.do?admRulSeq=210000088175>.

18) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 전기사업법 제49조(기금의 사용), 제50조(기금의 조성), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EC%A0%84%EA%B8%B0%EC%82%AC%EC%97%85%EB%B2%95>.

19) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 원자력 진흥법 시행령, <http://www.law.go.kr/lsefInfoP.do?lsiSeq=177377#>.

경되었고, 원자력기금을 원자력연구개발계정 및 원자력안전규제계정으로 구분하여 관리·운용하도록 개정되었다.²⁰⁾ 요약하면 원자력연구개발기금은 원자력안전규제를 위한 독립적 재원확보를 위해 원전 발전량에 부과되고 재원은 원자력연구개발계정(미래부)과 원자력안전규제계정(원안위)으로 분리되어 운영되고 있다.

원자력안전관리부담금(원자력관계사업자등의 비용부담금)은 원자로 등 원자력관련시설 및 방사성동위원소 이용에 대한 안전규제기관의 심·검사에 드는 공공재원을 마련할 목적으로 원전에 부과되는 부담금이다. 부담금 수준은 일률적으로 책정되지 않고 매년 규제 심사 및 검사에서 발생하는 실적 인건비를 반영하여 책정되는 특징이 있다.²¹⁾²²⁾

사용후핵연료관리부담금은 ‘방사성폐기물 관리법’에 의거하여 방사성폐기물 관리사업 중 사용후핵연료 관리사업을 원활하게 수행하기 위한 재원을 확보하기 위해 부과되며 방사성폐기물관리 기금에 귀속되어 운영된다(방사성폐기물 관리법 제1조(목적)).²³⁾²⁴⁾

20) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 원자력 진흥법 시행령, [시행 2016.1.1.] [대통령령 제26733호, 2015.12.22., 일부개정, <http://www.law.go.kr/LSW//lsInfoP.do?lsiSeq=177377&ancYd=20151222&ancNo=26733&efYd=20160101&nwJoYnInfo=N&efGubun=Y&chrClsCd=010202#0000>].

21) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 원자력안전관리부담금에 관한 규정, <http://www.law.go.kr/admRulInfoP.do?admRulSeq=2100000071131#AJAX>.

22) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 원자력안전법, 제111조의2(원자력안전관리 부담금 등), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9%EC%9B%90%EC%9E%90%EB%A0%A5%EC%95%88%EC%A0%84%EB%B2%95>.

23) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 방사성폐기물 관리법, 제15조(사용후핵연료관리 부담금), [http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9%EB%B0%A9%EC%82%AC%EC%84%B1%ED%8F%90%EA%B8%B0%EB%AC%BC%EA%B4%80%EB%A6%AC%EB%B2%95/\(13735,20160106\)](http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9%EB%B0%A9%EC%82%AC%EC%84%B1%ED%8F%90%EA%B8%B0%EB%AC%BC%EA%B4%80%EB%A6%AC%EB%B2%95/(13735,20160106)).

24) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 방사성폐기물 관리법 시행령 [별표 2] 부담금의 산정기준(제8조제1항 관련), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9%EB%B0%A9%EC%82%AC%EC%84%B1%ED%8F%90%EA%B8%B0%EB%AC%BC%EA%B4%80%EB%A6%AC%EB%B2%95%20%EC%8B%9C%ED%96%89%EB%A0%B9>.

그 외 발전부문 부담금으로는 ‘대기환경보전법’에 의거 먼지에는 770원/kg 그리고 SOx 에는 500원/kg의 ‘대기오염물질배출부과금’이 부과 되고 있다. 이 부담금은 배출시설의 배출허용기준 초과 시 부과 된다.²⁵⁾ 다만 “액화천연가스나 액화석유가스를 연료로 사용하는 배출 시설을 운영하는 사업자에 대하여는 먼지와 황산화물에 대한 부과금을 부과하지 않고, 황함유량이 0.3퍼센트 이하인 액체연료 및 고체연료, 발전시설 외의 배출시설(설비용량이 100메가와트 미만인 열병합발전 시설을 포함한다)의 경우에는 황함유량이 0.5퍼센트 이하인 액체연료 또는 황함유량이 0.45퍼센트 미만인 고체연료를 사용하는 배출시설로서 배출허용기준을 준수할 수 있는 시설”등 부과금 면제 대상과 범위가 넓어 실제 실효세율은 매우 낮은 것으로 보인다.²⁶⁾²⁷⁾

원자력의 경우 전력산업기반기금의 재원으로 지원되는 기본지원사업, 특별지원사업 및 기타지원사업은 원전에 부과된 부담금으로 볼 수 없으나 원전 사업자가 직접 지원하는 사업자지원사업은 넓은 의미에서 부담금으로 포함시키는 것이 적절하다고 판단된다.²⁸⁾

지금까지 발전원별 제세부담금 종류 및 현황에 대하여 살펴보았다.

25) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 대기환경보전법 제35조(배출부과금의 부과 징수), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EB%8C%80%EA%B8%B0%ED%99%98%EA%B2%BD%EB%B3%B4%EC%A0%84%EB%B2%95>.

26) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 대기환경보전법 시행령 제32조(부과금의 부과면제 등), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EB%8C%80%EA%B8%B0%ED%99%98%EA%B2%BD%EB%B3%B4%EC%A0%84%EB%B2%95%20%EC%8B%9C%ED%96%89%EB%A0%B9>.

27) 환경부의 환경개선특별회계 세입예산 내역에 따르면 2016년 대기오염 배출부과금 본예산은 약 81억 원 수준임(자료: 환경부(2016. 10), 환경예산과 예산제도(2016년), pp. 13-14).

28) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 발전소주변지역 지원에 관한 법률 제10조(지원사업의 종류 등), [http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EB%B0%9C%EC%A0%84%EC%86%8C%EC%A3%BC%EB%B3%80%EC%A7%80%EC%97%AD%EC%A7%80%EC%9B%90%EC%97%90%EA%B4%80%ED%95%9C%EB%B2%95%EB%A5%A0/\(13151,20150203\)](http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EB%B0%9C%EC%A0%84%EC%86%8C%EC%A3%BC%EB%B3%80%EC%A7%80%EC%97%AD%EC%A7%80%EC%9B%90%EC%97%90%EA%B4%80%ED%95%9C%EB%B2%95%EB%A5%A0/(13151,20150203)).

그런데 제세부담금이 각 에너지원의 고유단위로 표시되어 있어 에너지원 간 부담금 수준의 크기를 비교하기 어렵다는 문제가 있다. 제세부담금 비교를 위해서는 단위를 통일할 필요가 있다. <표 2-1>은 연료원별 세율(원/kWh, 원/kg, 원/L)을 발전가격 단위(원/kWh)로 환산하기 위한 전제를 정리한 것으로 해당 전제는 8차 수급계획의 발전원별 열소비율(kcal/kWh)과 발열량(kcal/kg, L) 정보를 준용하였다.

<표 2-1> 열소비율, 발열량 전제(8차 수급계획)

발전원	열소비율 (kcal/kWh)	발열량 (kcal/kg, l)	단위연료 투입량 당 발전량(kWh/kg, l)
원자력	2,365	-	-
유연탄	2,059	5,794.8	2.81
LNG복합	1,588	13,195	8.31
유류(중유)	2,212	10,035	4.54

자료: 한국전력거래소 내부 제공 자료로 공공 목적을 위한 연구에 한정하여 활용(2017. 12).

<표 2-2>는 주요 발전원인 원자력, 유연탄, LNG, 유류(중유)에 부과되고 있는 제세부담금 현황을 보여 주고 있다. 이들 중 유류(중유)의 경우 발전 부문에서 차지하는 비중이 매우 적기 때문에 분석 대상에서 제외하였다.²⁹⁾

먼저 원자력의 경우 관세와 개별소비세 등 국세는 모두 비과세이며, 지방세인 지역자원시설세 1.0원/kWh(비환급 대상)만 부과되고 있어 유연탄과 LNG보다 훨씬 낮은 조세 부담률을 보인다. 그러나 부담금은 원자력이 화석연료원보다 상당히 높은 수준인데, 이는 ‘사용후핵연료관

29) 2017년도 실적 발전량 기준 유류발전이 전체 발전량에 차지하는 비중은 약 1.5% 내외임(자료: 한국전력거래소 홈페이지 (2018. 9.10), EPSIS 전력통계정보시스템, <http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/>).

리부담금'에 기인한다고 볼 수 있다. 엄밀한 의미에서 '사용후핵연료관리부담금'은 공공서비스 제공을 목적으로 부과되는 부담금 성격이기보다는 제품생산 원가에 반영되어야 하는 직접비용이라 할 수 있다. 다만, 현 시점에서는 사용후핵연료에 대한 중간저장 혹은 최종처분장이 없기 때문에 실제 처분비용이 발생하지 않고 있어 미래에 발생할 막대한 처분비용을 안정적으로 확보하고 운영하기 위해 부과되고 있는 비용으로 보아야 할 것이다. 물론 이 견해에 대해서는 추가 논의가 필요하나, 그럼에도 불구하고 만일 '사용후핵연료관리부담금'을 제외할 경우 원전 부담금 수준은 1.93원/kWh으로 타 연료원보다 높게 부과된다고 말할 수 없다.

유연탄과 LNG의 조세 수준(개별소비세율)을 비교해 보면(관세 및 부가가치세 제외) LNG 세율(원/kg)이 유연탄보다 1.67배 높다. 이는 유연탄과 LNG의 발열량을 기준으로 세율을 책정한 결과다. 만약 온실가스 및 대기오염물질 배출에 대한 환경비용을 근거로 세율을 결정한다면 유연탄에 대한 세율이 LNG보다 훨씬 높아야 한다. 부담금의 경우에도 LNG 부담률이 유연탄보다 높는데, 유연탄의 경우 사실상 국제인 개별소비세와 지방세인 지역자원시설세를 제외하고는 다른 조세나 부담금이 면세되고 있다.

원자력은 유연탄과 LNG보다 부담금 수준이 높음에도 불구하고, 관세, 개별소비세 등 지방세를 제외한 모든 국제 세목이 면세되고 있어 일각에서 에너지원 간 공정 경쟁과 형평성 문제를 제기하고 있다. 특히 최근 정책 당국이 환경 및 안전과 관련된 외부비용을 반영한 에너지 세제 개편을 추진하고 있고, 원자력 이용으로 인해 발생할 수 있는 미래 사고위험비용 등 외부비용을 고려하여 신규 조세를 도입해야 한다는 여론이 증폭되고 있다.

물론 본 연구에서는 에너지전환을 위한 유연탄과 LNG의 세제 개편을 중점적으로 다루고 있지만, 향후 원자력을 포함한 모든 발전연료에 대한 세제 개편 논의는 반드시 필요하다. 다만 원자력을 포함하는 연구가 추가적으로 진행되기 위해서는 원자력 발전의 외부비용을 합리적이고 객관적으로 추정한 후 사회적 합의를 도출하는 과정이 선행되어야 할 것이다.

올해 7월에 발표된 ‘2018년 세법개정안(2019년 4월 1일 이후 적용)’에는 발전용 유연탄과 LNG에 대한 제세부담금을 조정하는 내용이 포함되었다. 상대적으로 청정한 LNG 개별소비세와 수입부과금을 대폭 하향 조정하고, 반대로 유연탄의 개별소비세는 기본세율을 현행 36원/kg에서 46원/kg으로 인상하였다(<표 2-4> 참고). <표 2-3>은 이러한 세제 조정 결과를 반영하여 발전부문의 연료원별 제세부담금 수준을 비교한 것이다. 세율 조정 사항을 반영할 경우 발전용 LNG 제세부담금은 발전단가 기준으로 약 2.24원/kWh로 대폭 낮아지고, 유연탄 제세부담금은 17.43원/kWh로 증가한다.

〈표 2-2〉 발전부문 전원별 제세부담금 현황(2018년 기준)

(단위: 원/kg, L, kWh)

조세 구분		원자력 (우리늄, 원/kWh)	발전용 유연탄 (원/kg)	발전용 LNG (원/kg)	발전용 중유 (원/L)
조세 (국세+지방세)	관세	면세(0%)	면세(0%)	3%(할당 관세 2%)	3%(수입가격)
	개별소비세(원/kg)	면세	36(33/39) ³⁰⁾	60(42) ³¹⁾	17
	교통·에너지·환경세	-	-	-	-
	교육세(탄력세율)	-	-	-	2.55
	지방주행세	-	-	-	-
	부가가치세	실효세율 면세	실효세율 면세	실효세율 면세	실효세율 면세
	지역자원시설세(원/kWh)	1.0	0.3	0.3	0.3
조세 소계(관세, 지역자원시설세 제외): A		0(원/kWh) (0원/kWh)	36(원/kg) (12.79원/kWh)	60(원/kg) (7.22원/kWh)	19.55(원/L) / 4.31(원/kWh)
조세 소계(관세 제외): B		1.0(원/kWh)	13.09(원/kWh)	7.52(원/kWh)	4.61(원/kWh)
부담금	수입부과금(원/kg)	-	-	24.2	16
	품질검사수수료	-	-	-	0.469
	안전관리부담금	-	-	5.5(발전용 면세) ³²⁾	-
	판매부과금	-	-	-	-
	전력산업기반기금	-	-	-	-
	사업자지원사업(발주법)*	0.25	-	-	-
	원자력연구개발기금	1.2	-	-	-

조세 구분	원자력 (우라늄, 원/kWh)	발전용 유연탄 (원/kg)	발전용 LNG (원/kg)	발전용 중유 (원/L)
사용후핵연료관리부담금 ³³⁾ (2016년 방사성폐기물관리비용)	4.41 (0.54)	-	-	-
원자력안전관리부담금 (원자력관계사업자 등의 비용부담금)	0.48	-	-	-
부담금 소계: C	6.34(원/kWh)	0(원/kg)	24.2(원/kg) (2.91원/kWh)	16.47(원/L) (3.63원/kWh)
제세부담금 총계 (관세, 지역자원시설세 제외): D	6.34(원/kWh)	36(원/kg) (12.79원/kWh)	84.2(원/kg) (10.13원/kWh)	36.02(원/L) (7.94원/kWh)
제세부담금 총계(관세 제외): B+C	7.34(원/kWh)	13.09(원/kWh)	10.43(원/kWh)	8.24(원/kWh)

* 그 외 부과금으로는 화력발전의 경우 대기환경보전법에 의거하여 먼지 770원/kg, SOx 500원/kg의 ‘대기오염물질배출부과금’이 부과되고 있으나, 이에 따른 세수는 매우 낮기 때문에 현황에서는 제외함.

- 30) 2018년 4월 이후부터 발전용 유연탄 개별소비세는 기본세율 36원/kg, 탄력세율 적용한 저열량탄(5,000kcal 미만)은 33원/kg, 고열량탄(5,500kcal 이상)은 39원/kg 적용(2018년 4월부터 적용).
- 31) ()는 LNG 개별소비세의 하한탄력세율로 도시가스용 및 집단에너지의 경우 하한탄력세율을 적용 중.
- 32) LNG 안전관리부담금은 3.9원/m³이므로, 이를 다음의 환산계수를 이용하여 원/kg으로 단위 환산(환산계수 : LNG(1kg=1.238m³), LPG(1kg=1.97 l =0.529m³))
- 33) 해당 비용에는 “방사성폐기물관리비용”과 “해체비용(사업자 부담금)”이 제외되어 있으므로, 만일 이들 비용을 포함한다면 원전의 부담금 수준은 더 높아질 것으로 예상/ 한국원자력환경공단의 “2016회계연도 방사성폐기물관리부담금 조성 현황”에 따르면 2016년 사용후핵연료관리부담금은 약 714,723백만 원이며, 방사성폐기물관리비용은 87,673백만 원이고, 2017년 예산의 경우 사용후핵연료관리부담금은 약 862,250백만 원, 방사성폐기물관리비용은 105,464백만 원임(자료: 한국원자력환경공단 홈페이지(2018. 9. 14), 열린경영-공시항목-기금운용-기금조성현황, https://www.korad.or.kr/korad/user/about/manage/fund_outline03.jsp).

〈표 2-3〉 2018년도 세법개정안 적용 후 발전부문 전원별 제세부담금 현황

(단위: 원/kg, L, kWh)

조세 구분		원자력 (우라늄, 원/kWh)	발전용 유연탄 (원/kg)	발전용 LNG (원/kg)	발전용 중유 (원/L)
조세 (국세+지방세)	관세	면세(0%)	면세(0%)	3%(할당 관세 2%)	3%(수입가격)
	개별소비세(원/kg)	면세	46(기본세율)	12	17
	교통·에너지·환경세	-	-	-	-
	교육세(탄력세율)	-	-	-	2.55
	지방주행세	-	-	-	-
	부가가치세	실효세율 면세	실효세율 면세	실효세율 면세	실효세율 면세
	지역자원시설세(원/kWh)	1.0	0.3	0.3	0.3
조세 소계(관세, 지역자원시설세 제외): A		1.0(원/kWh)	46(원/kg) (17.13원/kWh)	12(원/kg) (1.47원/kWh)	19.55(원/L) / 4.31(원/kWh)
조세 소계(관세 제외): B		1.0	17.43	1.77	4.61
부담금	수입부과금(원/kg)	-	-	3.8	16
	품질검사수수료	-	-	-	0.469
	안전관리부담금	-	-	5.5(발전용 면세)	-
	판매부과금	-	-	-	-
	전력산업기반기금	-	-	-	-
	사업자지원사업(발주법)*	0.25	-	-	-
	원자력연구개발기금	1.2	-	-	-

조세 구분		원자력 (우라늄, 원/kWh)	발전용 유연탄 (원/kg)	발전용 LNG (원/kg)	발전용 중유 (원/L)
	사용후핵연료관리부담금 (2016년 방사성폐기물관리비용)	4.41 (0.54)	-	-	-
	원자력안전관리부담금 (원자력관계사업자 등의 비용부담금)	0.48	-	-	-
부담금 소계: C		6.34(원/kWh)	0(원/kg)	3.8(원/kg) (0.47원/kWh)	16.47(원/L) (3.63원/kWh)
제세부담금 총계 (관세, 지역자원시설세 제외): D		6.34(원/kWh)	46(원/kg) (17.13원/kWh)	15.8(원/kg) (1.94원/kWh)	36.02(원/L) (7.94원/kWh)
제세부담금 총계(관세 제외): B+C		7.34(원/kWh)	17.43원/kWh)	2.24(원/kWh)	8.24(원/kWh)

* 그 외 부과금으로는 화력발전의 경우 대기환경보전법에 의거하여 먼지 770원/kg, SOx 500원/kg의 ‘대기오염물질배출부과금’이 부과되고 있으나, 이에 따른 세수는 매우 낮기 때문에 현황에서는 제외함.

2. 문제점 및 개선 방향

국내 발전용 연료에 부과되고 있는 조세 및 부담금 구조를 보면 연료원별로 매우 상이하다. 화력발전은 조세 부담률이 큰 반면 원자력의 경우는 조세보다 부담금이 더 많이 부과되고 있다. 아울러 특정 연료는 관세, 개별소비세 등 모든 국세가 면세되고 있으나, 다른 연료는 이들 세목들이 모두 적용되고 있어 에너지원 간 공정경쟁과 형평성 문제가 지속적으로 제기되고 있다. 이에 본 연구에서는 발전 부문에 대해 부과되고 있는 세제의 문제점을 짚어 보고 이에 대한 개선 방향을 간략히 정리하고자 한다.

먼저 유연탄 및 LNG 등 화력발전 연료에 대한 조세는 환경성 등 전력생산 과정에서 파생되는 일련의 외부비용을 적정하게 반영하지 못하고 있다는 점을 지적할 수 있다. 전술한 바와 같이 현행 과세(특히 개별소비세)는 환경비용을 기준으로 세율이 책정되지 않고, 발열량 기준으로 세율이 책정되어 대기오염물질 및 온실가스 등 환경 유해물질 배출이 훨씬 큰 유연탄에 오히려 LNG보다 낮은 세율이 부과되고 있다. 또한, 발열량 기준의 세율 책정으로 효율이 상대적으로 더 커 환경 측면에서 더 유리한 유연탄 고열량탄에 대한 세율이 저열량탄보다 높게 부과되고 있다. 원자력(우라늄)은 대기오염물질과 온실가스 배출이 거의 없어 친환경 발전원이라는 주장도 있다. 그러나 일상적 원전 운영에서 발생하는 작업자들의 인체 및 주변 지역에 대한 피해비용뿐만 아니라 비록 확률은 매우 낮을지라도 한 번 발생하면 피해가 막대한 중대 원전사고 피해비용 등 외부비용이 교정조세의 형태로 가격에 적정하게 내재화되지 않고 있는 측면도 존재한다. 이처럼 국내 발전부문 연료원별 조세는 법·제도적으로 과세 근거와 부과 목적, 세율 산정 근

거 등 세부사안에 대한 구체적인 내용이 불명확하고, 연료원별로 파생되는 외부비용의 정의와 세부 항목, 그리고 이들 사항에 사회적으로 합의된 결과 역시 제시하지 못하고 있다.

원전은 지방세인 지역자원시설세를 제외한 모든 조세가 면세이며 사용후핵연료관리부담금을 제외한 부담금 수준 역시 낮다. 유연탄은 저세율의 개별소비세만 부과되고 있으며 그 외 부담금은 모두 면세이다. LNG에는 관세, 개별소비세 등 조세와 수입부과금, 안전관리부담금 등 부담금이 부과되나, 발전용은 안전관리부담금이 면제되고 있다. 국내탄(무연탄)은 저소득층 보호 목적으로 모든 조세와 부담금이 면세되고 있다. 그 외에 유연탄을 사용하고 있는 발전기 중 산업단지에 열과 전력을 공급하는 석탄열병합발전(비중양급전발전기)은 개별소비세도 면세되고 있으며, LNG를 연료로 사용하는 열병합 발전기는 하한탄력세율(42원/kg)의 낮은 개별소비세가 부과되고 있을 뿐 아니라, 수입부과금 역시 환급되고 있다.

이처럼 지금까지의 제세부담금은 조세 원칙, 경제 이론, 에너지 정책 환경 변화를 제대로 반영하지 못하였고, 해당 시기의 정책적·정치적 판단에 따라 제세부담금의 세목별 차별적 내지 차등적 부과와 적정 외부비용의 미반영 등으로 에너지원 간의 공정 경쟁과 형평성 문제를 야기한 측면이 존재한다.

그럼에도 다행스러운 점은 최근 정책 당국이 ‘2018년 세법개정안’에서 발전부문 조세체계 합리화를 통한 환경친화적 에너지 세계 개편을 확정 발표한 것이다(기획재정부, 2018. 7).³⁴⁾ 이번 세계 개편안은 발전용 유연탄과 LNG의 현행 제세부담금을 발열량 기준이 아닌 미세먼지

34) 참고 자료는 기획재정부 보도자료(2018. 7. 30), ‘2018년 세법개정안 상세본’, pp. 65. 및 ‘2018년도 세법개정안 보도자료 문답자료’, pp. 38-39.

등 환경비용을 반영하여 조세 체계를 친환경적으로 조정하자는 취지로 조정되었다. 정책 당국의 전망에 따르면 이번 발전용 에너지 제세부담금 조정으로 기존 미세먼지 등 환경비용을 반영하지 못하던 유연탄과 LNG의 제세부담금 수준을 약 2:1 비율(대기오염물질 배출에 따른 외부비용 상대비율)로 조정함으로써 상대적으로 친환경 연료인 LNG 발전 부담이 경감될 것으로 전망하고 있다. 물론 이번 발전용 제세부담금 조정에 따른 미세먼지 감축 효과 및 전기요금 인상은 매우 미미할 것으로 전망되어 일각에서 비판이 제기 될 수 있으나, 외부비용을 근거로 제세부담금을 조정한 최초의 정부 노력이라는 점에서 그 의미가 크다. 다만 중·장기적으로 외부비용의 가격 내재화를 통한 발전부문의 대기오염물질 배출 감소 등 실질 효과를 도출하기 위해서는 단계적·점진적인 세율 조정 노력이 지속적으로 필요해 보인다.

〈표 2-4〉 2018년 세법개정안(‘19.4.1. 이후 적용)

현 행	개 정 안
<ul style="list-style-type: none"> □ 발전용 유연탄·LNG에 대한 제세부담금(kg당) <ul style="list-style-type: none"> ○ (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 개별소비세율 인상, LNG 제세부담금(kg당) 인하 <ul style="list-style-type: none"> ○ (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 <ul style="list-style-type: none"> - 60원 → 12원(△48원) - 24.2원 → 3.8원(△20.4원*) <ul style="list-style-type: none"> * 산업부, 「석유사업법 시행령」 개정 - (좌 등)

자료: 기획재정부 보도자료(2018. 7. 30), ‘2018년 세법개정안 상세본’, pp. 65. 및 ‘2018년도 세법개정안 보도자료 문답자료’, pp. 38-39, 기획재정부

위에서 언급한 발전부문 제세부담금의 문제점들을 해결하기 위해서는 먼저 연료원별 특징을 반영한 외부비용 항목 분류와 이에 대한 포괄적 분석, 그리고 도출된 결과에 대한 사회적 의견 수렴과정이 선행되어야 한다. 화석연료발전(유연탄, 유류(중유), LNG 등)의 외부비용 항목과 항목별 국내외 추정 연구는 매우 활발히 방대한 범위로 수행되고 있고 일정 부분의 사회적 합의점도 존재하나, 원자력발전의 외부비용에 대한 연구는 비용 항목에 대한 분류뿐 아니라 항목별 추정치에 대해서도 논란이 크다. 따라서 이들 주요 발전원의 외부비용을 포괄적으로 분석할 수 있는 독립된 산정위원회를 설치·운영하여 단기 및 중·장기 시점의 발전원별 사회적 비용을 추정하고, 이 결과에 대해 사회적 합의 과정을 거친 후 가격에 내재화하는 방안을 검토해 볼 필요가 있다.

둘째, 에너지원 간의 공정경쟁과 형평성 문제를 해결하기 위해서는 기본적으로 제세부담금 부과체계를 조세 원칙과 경제 이론에 부합하도록 개편해야 한다. 연료원별로 부과되는 조세 및 부담금은 도입 취지에 부합하도록 해당 시점에서의 현실성 및 에너지 환경 여건 등을 반영하여 지속적으로 조정되어야 하며, 조세 부과 시 고려해야 할 주요 사항인 ‘공정성’, ‘중립성’, ‘간소성’도 동시에 검토하여야 한다. 즉, 과세 부과 대상은 담세능력이 존재하여야 하며(공정성, 응능주의 원칙), 과세에 따른 경제주체(기업 및 소비자 등)의 경제행태 왜곡을 최소화하여야 한다(중립성). 아울러 부과되는 제세부담금은 경제주체가 이해하기 쉽도록 설계되어야 한다(간소성). 발전부문에서 과생되는 외부성(externality)은 전력시장에서의 자원 배분의 비효율성을 초래하여 시장 실패를 만드는 원인이 된다. 특히 화석연료발전에서 발생하는 환경비

용이나, 원자력발전의 사고위험비용 등의 외부비용은 시장 참여자의 경제적 행위가 이와는 무관한 제3자에게 손해를 미치는 부정적 외부성(외부불경제)으로 이러한 경우 시장은 사회적으로 불필요한 생산을 유발하여 결국 사중손실(deadweight loss)을 초래한다. 이러한 시장실패가 발생할 경우 경제 이론은 교정조세를 통해 외부불경제를 가격에 내재화함으로써 사회적으로 필요한 적정수준의 생산량을 달성할 수 있다고 말한다. 결국 원칙적으로는 만일 발전원별로 외부불경제가 발생한다면 조세를 통해 이를 가격 내재화하는 것이 자원 배분의 비효율성을 최소화하는 가장 적절한 방법인 것이다.

이러한 조세 원칙과 경제 이론에 근거할 때, 발전용 연료의 과세는 환경성 등 외부비용을 반영한 가격 메커니즘을 통해 내재화해야 하며, 이 과정에서 동일 연료에 대한 차등세율 적용은 원칙적으로 지양해야 한다. 유연탄과 LNG는 대기오염물질 등 환경비용에 대해 사회적 합의로 도출된 외부비용을 근거로 점진적으로 발전비용에 반영함으로써 유연탄과 LNG발전의 급전우선순위를 역전시켜 상대적으로 청정한 전원 구성으로의 전환을 유도해야 한다. 아울러 환경친화적 세계 체제로의 개편을 위해 현재 유연탄에 발열량 기준으로 차등 세율이 부과되고 있는 고열량탄과 저열량탄에 대한 세율은 환경성 기준으로 조정되거나, 차등 세율 자체를 기본세율(현행 36원/kg)로 통일할 필요가 있다. 또한, 현재 비과세인 석탄열병합 발전용 유연탄 역시 연료원간 형평성과 환경성을 고려하여 중·장기적으로 조정되어야 한다. LNG 열병합발전과 LNG 복합발전은 동일 연료를 소비하므로, 원칙적으로는 동일 세목과 세율을 적용하는 것이 적절해 보인다. 물론 집단에너지 사업이나 열병합발전은 수요지 인근에 위치하며, 분산형 전원이라는 특징으로 발전

효율이 높고, 송·배전망건설 회피비용 등의 사회적 편익이 존재할 수 있다. 그러나 원칙적으로 동일 연료에 동일 세율을 부과하는 것이 환경성을 강화하려는 세계 개편 본연의 목적에 부합하며, 만일 사회적 편익이 일정 부분 인정될 경우에는 세율을 차등하기보다는 세액공제 등 사후적 재정수단을 통해 편익을 보상하는 것이 적절해 보인다.

원전에 대한 조세는 관련 외부비용(원전 일상적 운영에 따른 외부비용³⁵⁾ 및 사고위험비용 등)의 신중한 분석 결과를 근거로 타 발전원(유연탄, LNG 등)과의 공정과세 및 형평성, 그리고 국민 수용성을 종합적으로 판단하여 도입을 검토해야 한다. 원자력의 제세부담금은 실효세율 기준으로 유연탄과 LNG 대비 각각 56.7%, 71.4%로 그 부담률이 낮고, 부담금 항목 포함 여부에 논란의 소지가 있는 ‘사용후핵연료 관리부담금’을 제세부담금에서 제외할 경우 원전 제세부담금은 유연탄과 LNG 세율의 22.6%, 28.5%로 더욱 하락하므로, 연료원 간 형평성 논란은 가중될 수 있다. 다른 발전 연료와 마찬가지로 원전 역시 선행 및 후행핵연료 전주기에서 발생하는 다양한 형태의 외부비용은 교정조세를 통해 가격 내재화하는 것이 바람직하다. 다만 부과 근거 및 목적, 과세 대상 및 표준, 적용 세율, 조세 형태 등에 대한 구체적인 방향은 신중한 사전 분석 및 사회적 협의 과정이 선행되어야 한다. 전술한 바와 같이 원전 중대사고 발생에 따른 외부비용에 대한 교정조세 도입은 여전히 논란의 여지가 있으나, 국내 원전사고에 대한 손해배상제도가 유한책임이며 배상액 수준 역시 3억 SDR³⁶⁾(약 5,000억 원)로 비현실

35) 일상적 원전 운영(routine operation)에 따른 외부비용은 원자력시설의 근로자와 고용된 직원이 기체, 고체, 액체 방사성 핵종 등에 의한 인체 건강 및 환경 피해를 고려한 것임(김희곤 외(2010. 3), 원전에서 발생하는 주요 방사성핵종들이 방사선작업 종사자와 원전 주변주민의 피폭방사선량 평가에 미치는 영향, JOURNAL OF RADIATION PROTECTION, VOL.35 NO.1 MARCH 2010.).

적임을 감안할 때, 해당 외부비용의 일정 부분을 원전 제세부담금으로 반영하여 연료원 간 세제 형평성 문제를 완화할 필요가 있어 보인다.37) 다만, 이러한 중대 원전사고위험에 대응할 목적으로 제세부담금을 조정하는 취지라면 해당 취지에 부합하게 부담금 형태로 부과하여 기금으로 운영하는 것이 바람직해 보인다. 또한, 세제 조정에 따른 경제주체의 경제행동 왜곡 최소화, 전기요금 인상에 따른 국민 저항, 타 연료원간의 형평성 등을 종합적으로 고려할 때 도입 초기에는 저세율을 부과하고, 중·장기적으로는 사회적 협의를 통해 도출된 관련 외부비용 수준을 단계적으로 가격에 내재화하는 방향으로 세제 개편을 검토해 볼 필요가 있다.

제세부담금의 부과 취지 및 목적, 에너지 정책 여건 변화, 국민의식 변화에 따라 기존 세제 체계가 현실 상황에 더 이상 부합하지 않는다면 과감한 조정 내지 개편이 필요해 보인다. 대표적인 예로 LNG에 부과되고 있는 수입부과금을 들 수 있는데, 수입부과금은 자유무역협정(FTA) 규정 위배 논란이 지속적으로 제기되고 있어, 해당 부과금은 판매부과금으로 흡수·통합하거나, 개별소비세의 부가세(surtax)로 대체하는 방안을 고려해 볼 만하다. 다만 수입부과금을 판매부과금으로 전환하는 경우 소비자의 조세 저항 가능성을 배제할 수 없어, 개별소비세의 부가세로 대체하는 방안이 보다 바람직해 보인다.38)

36) SDR: 국제통화기금(IMF)의 특별인출권을 의미하며 1SDR=1,573원(2018년 9월 14일 기준), 자료: IMF homepage(2018. 9. 14), https://www.imf.org/external/np/fin/data/rms_mth.aspx?reportType=CVSDR.

37) 자료: 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 원자력 손해배상법 제3조의2(배상책임 한도)에 따르면 “원자력손해가 원자력사업자 자신의 고의로 발생하였거나 그 손해가 발생할 염려가 있음을 인식하면서도 무모하게 한 작위 또는 부작위로 인하여 발생한 경우에는 그 배상책임 한도를 적용하지 않음”, <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9%EC%9B%90%EC%9E%90%EB%A0%A5%20%EC%86%90%ED%95%B4%EB%B0%B0%EC%83%81%EB%B2%95>.

위에서 언급한 문제점들에 대한 개선 방안은 중국적으로 법과 제도로 뒷받침되어야 한다. 발전용 연료에 대해 부과되는 관세, 개별소비세 및 수입부과금 등 부담금은 해당 시기 국민들의 인식 수준, 에너지 환경 여건, 국제적 흐름에 부합하는 방향으로 개편되어야 하며, 개편 과정에서 연료원 간 외부비용 반영 여부, 제세부담금 세목 간의 부과 형평성, 조세왜곡 최소화(조세저항 및 중립성), 전기요금 인상에 따른 국민 수용성 등 다양한 영향 요인에 대한 철저한 사전 분석이 요구된다. 최근 미세먼지 등 대기오염물질의 심각성과 원전 안전성에 대해 국민들이 높은 인식 수준을 견지하고 있어, 단계적이고 점진적인 외부비용의 가격 내재화를 통한 정책당국의 전원구성 전환 정책은 사회적으로 수용이 가능할 것으로 보인다.

마지막으로 유연탄, LNG 등 화석연료발전의 경우 환경 개선 목적으로 부과되고 있는 현행 제세부담금, 특히 개별소비세는 연료에 부과하는 것보다 발전기별 실적 대기오염물질 배출량을 대상으로 과세하는 것이 환경 개선 취지에 더 부합한다. 만일 현행 체계대로 연료에 대해 과세를 부과한다면 사업자는 발전기 성능개선을 통한 효율향상이나, 환경 설비 개선 등에 투자할 유인이 줄어든다. 이는 전력계통 운영에서 저효율 화석연료발전기의 자연스러운 퇴출을 저해할 뿐 아니라, 고효율·친환경 발전기의 계통 진입에 대한 잘못된 시장 신호를 제공하여 자원의 효율적 배분을 저해하는 결과를 초래할 수 있다. 물론 국내의 경우 유연탄과 LNG발전 간의 연료비(변동비) 격차가 상당히 크기 때

38) 일본은 개별소비세 성격의 ‘석유석탄세’의 부가세로 “지구온난화 대책을 위한 세제(地球温暖化対策のための税, 温対税)”를 신설(2012.10)하여 모든 화석연료에 탄소세를 부과하고 있으며, 해당 세수는 태양광, 풍력 등의 재생에너지 보급 또는 에너지 절약 대책 등 지구온난화대책에 모두 충당(목적세 성격), 자료: 일본 환경성 홈페이지(2018. 9. 14), <http://www.env.go.jp/policy/tax/kento.html>.

문에, 상황에 따라 교정조세 수단만으로는 유의미한 급전우선순위 역전을 통한 전원구성 전환 효과를 달성하기 어려울 수 있다(<표 2-5>참고).³⁹⁾ 그러나 최소한 저효율 석탄발전기와 고효율 LNG발전기가 변동비반영시장에서 경쟁할 수 있는 환경은 마련될 필요가 있다. 교정조세라는 시장 메커니즘 수단이 작동하지 않은 특수한 상황에서는 불가피하게 석탄발전기 상한제약 등 직접규제가 시행될 수 있으나, 가급적 정책당국의 직접규제보다는 시장의 가격기능을 활용하는 것이 사회적 후생 최적화 관점에서 바람직해 보인다.

<표 2-5> 연료원별 연료단가 실적 변화(2017, 2018년 상반기 기준)

열량단가(원/Gcal)					
기간	원자력	유연탄	무연탄	유류	LNG
2017.01~06	2,287	20,919	23,006	52,972	51,042
2018.01~06	2,351	23,310	24,958	57,760	53,990
연료단가(원/kWh)					
기간	원자력	유연탄	무연탄	유류	LNG
2017.01~06	5.7	46.9	62.0	141.2	88.0
2018.01~06	5.8	52.2	64.6	152.8	94.0

자료: 한국전력거래소 홈페이지 (2018. 9. 10), EPSIS 전력통계정보시스템, <http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/>.

39) <표 2-5>를 보면 국내 발전원별 연료단가 격차가 상당히 큰 것을 확인할 수 있는데, 특히 유연탄과 LNG의 경우 국제 연료가격 변동 상황에 따라 그 격차가 더 커질 경우 교정조세 수단을 통한 급전우선순위 역전은 상당히 어려울 수도 있음.

제3장 발전부문 세제 개편 분석방법

1. 발전부문 외부비용 선행연구

본 연구의 목적은 발전부문에서 에너지전환을 달성하기 위해서 석탄(유연탄)과 LNG에 대한 세율을 얼마나 조정해야 하는지 분석하는 것이다. 이를 위해서는 석탄과 LNG 투입으로 인해 배출되는 환경오염물질로 인한 외부비용을 정확히 추정하는 것이 중요하다. 그러나 외부비용을 추정하는 것은 본 연구의 범위를 넘어서므로 본 연구에서는 기존 연구 결과를 활용하기로 한다. 문제는 환경오염물질 배출과 그에 따른 외부비용을 추정한 연구는 다수이나 사회적으로 합의된 외부비용은 없다는 점이다. 본 연구에서는 선행연구 또는 선행연구를 활용하여 발표한 정부계획에서의 외부비용 등을 고려하여 석탄과 LNG 발전의 대기오염물질 배출에 따른 외부비용의 상대비율(석탄 대비 LNG 외부비용 비율, 석탄=100 기준)을 설정하고 이를 기준으로 석탄과 LNG에 부과되는 개별소비세에 대한 다양한 세율 시나리오를 설정한다.

본 연구에서 외부비용을 반영한 에너지 세제 시나리오 설정을 위해 검토한 자료는 다음과 같다. 먼저 정부가 2년마다 수립·공표하는 전력수급기본계획을 들 수 있다. 제7차(2015. 5)⁴⁰⁾ 및 제8차(2017. 12)⁴¹⁾ 수급계획의 발전원별 환경비용에서 전제하고 있는 추정치를 검토하였다. 한국산업조직학회(2017. 12)⁴²⁾에서 발전원별 균등화발전비용(LCOE)

40) 산업통상자원부, 2015. 7, 제7차 전력수급기본계획(2015~2029).

41) 산업통상자원부, 2017. 12. 29, 제8차 전력수급기본계획(2017~2031).

42) 한국산업조직학회(2017. 12. 28), '균등화 발전비용(LCOE) 공개 토론회' 발표자료 및

을 추정하기 위해 적용한 발전원별 외부비용 추정치도 중요한 결과로 검토하였다. 마지막으로 한국조세재정연구원(2018. 5)⁴³⁾이 분석한 석탄과 LNG 발전의 외부비용 추정치도 고려하였다.

가. 제7차 전력수급기본계획(2015. 5) 환경오염물질 외부비용⁴⁴⁾

2015년 5월에 수립된 제7차 전력수급기본계획(이하 수급계획)에서는 발전원별 대기오염물질(SOx, NOx, 분진)에 대한 외부비용을 다음과 같은 방법으로 도출하였다. 먼저 EU집행위 환경국에서 수행한 유럽 15개국의 인구 10만 명 이상인 도시의 평균적인 외부비용(환경비용) 추정치를 이용하여, 여기에 수급계획 수립 당시의 국내 환율을 적용하여 원화 단위로 환산된 대기오염물질별 환경비용을 도출하였다. 다음으로 국내 대기오염물질별 배출량은 2011~2013년 3개년간의 발전기별 배출량 실적 평균을 이용하여 단위 발전량당(원/kWh) 오염물질별 외부비용을 도출하였다.

에너지경제 보도자료(2017. 12. 28), "2030년, 태양광 발전 균등화발전비용 원전보다 낮아질 것", <http://www.ekn.kr/news/article.html?no=334284>.

43) 한국조세재정연구원(2018. 5), 발전용 에너지 세세부담금 체계 합리적 조정방안 연구, 기획재정부 연구용역 보고서.

44) 조성진·박찬국(2015. 12), 원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구(3차년도), 에너지경제연구원 기본연구보고서, pp. 77-86의 내용 참고.

〈표 3-1〉 유럽국가의 대기오염물질의 환경비용 추정치

구 분	유로/톤			천 원/톤		
	SOx	NOx	분진	SOx	NOx	분진
유럽15개국 10만 도시 평균	11,200	4,200	47,000	16,430	6,161	68,949

자료출처: 원 자료는 Mike Holland, Paul Watkiss(2002), "BeTa Version E1.02a, Benefits Table database : Estimates of the marginal external costs of air pollution in Europe", created for European Commission DG Environment by netcen. / 조성진·박찬국(2015. 12), 원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구(3차 년도), 에너지경제연구원 기본연구보고서, pp. 78 재인용.

주1) 2014년도 기준 환율 적용(1,467원/€).

주2) 국내 석탄발전소 소재지의 평균 인구는 93,005명.

발전부문의 에너지원별 외부비용은 석탄(유연탄)은 9.43원/kWh이며, LNG는 2.38원/kWh으로 추정되고 있다. 참고로 7차 수급계획에서는 원자력발전의 사고위험대응과 관련된 외부비용을 5.72원/kWh로 가정하였다. 추정된 발전량 단위당 외부비용(원/kWh)은 8차 수급계획의 발열량과 열량단가 전제를 이용하여 연료소비량당 외부비용(원/kg)으로 전환이 가능하다.

〈표 3-2〉 발전원별 발열량 및 열량단가 전제(8차 수급계획 입력전제)

발전원	발열량 (kcal/kg, l)	열량단가 (원/Gcal)	소내소비율 (%)
신규 원자력	-	2,300	5.30
신규 유연탄	5,794.8	22,330	4.60
신규 LNG복합	13,195	50,504	1.80
신규 유류	10,035	52,283	7.00

자료: 한국전력거래소 내부 제공 자료로 공공 목적을 위한 연구에 한정하여 활용(2017. 12).

이러한 과정을 통해 도출한 7차 수급계획의 석탄(유연탄)과 LNG발전의 대기오염물질 외부비용은 각각 25.3원/kg, 19.4원/kg으로, 이 두 에너지원의 대기오염물질 배출과 관련된 외부비용의 비율은 100:77 (석탄=100 기준) 수준이다.

〈표 3-3〉 7차 수급계획 발전원별 대기오염물질 외부비용 전제(원/kWh, 원/kg)

발전원	SOx	NOx	분진	대기오염 환경비용 소계(원/kWh)	대기오염 환경 비용(원/kg) ^{주1)}	상대비용 (%) ^{주2)}
석탄	5.21	3.06	1.16	9.43	25.3	100
LNG	-	2.38	-	2.38	19.4	77

자료: 원 자료는 한국전력거래소 내부 제공자료(2015. 5)이며, 조성진·박찬국(2015.

12), 원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구(3차 년도), 에너지경제연구원 기본연구보고서, pp. 78 재인용.

주1) 발전량당 외부비용(원/kWh)을 연료소비량당 환경비용(원/kg)으로 변환한 수치임.

주2) 상대비용은 석탄=100을 기준으로 산정.

나. 제8차 전력수급기본계획(2017. 12) 환경오염물질 외부비용

2017년 말에 수립·공표된 8차 수급계획의 발전원별 대기오염물질(SOx, NOx, 분진)에 대한 외부비용은 IMF(2014)⁴⁵⁾가 보고한 국내 추정치를 적용하고 있다. IMF보고서는 환경배출물질 영향범위인 2,000km(거리별 영향은 차등) 내의 인구와 배출물질로 인한 사망위험, 국가별 소득 등을 이용하여 외부비용을 추정하고 있다. 동 보고서는 한 국가의 발전원별 발전소 위치를 고려하여 배출물질이 발생할 경우의 피해비용을 추정한 것으로 실제 발생하지 않는 경우의 수도 포함하고 있다(예: LNG 발전소에서 SOx, 분진이 발생할 경우의 피해비용 등). 8차 수급계획에서는 국내 대기오염물질(SOx, NOx, 분진)별 배출량은 발전원별

45) Parry, Ian W.H., Dirk Heine, Shanjun Li, and Eliza Lis, (2014), Getting Energy Prices Right: From Principles to Practice, International Monetary Fund(IMF), Washington, DC.

발전기의 3개년(2014~2016년) 배출량 실적 평균을 적용하고 오염물질별 환경비용은 IMF(2014)의 추정치를 적용하여 단위 발전량당(원/kWh) 오염물질별 외부비용을 추정하고 있다.

〈표 3-4〉 IMF 대기오염물질의 환경비용 추정치

구 분	\$/톤			천 원/톤		
	SOx	NOx	분진	SOx	NOx	분진
석탄	35,228	25,439	46,054	40,512	29,255	52,962
LNG	34,688	25,375	45,507	39,891	29,181	52,333

자료: 원 자료는 Parry, Ian W.H., Dirk Heine, Shanjun Li, and Eliza Lis, (2014), Getting energy prices right from principle to practice, IMF / 한국전력거래소 내부 제공 자료(2017. 12) 참고.

주1) 제8차 수급계획 환율 기준 적용(1,150원/\$)

위의 대기오염물질 외부비용 전제를 토대로 8차 수급계획에서 도출한 석탄과 LNG발전의 발전량당 단가는 각각 30.8원/kWh, 9.9원/kWh이다. 이 발전량당 외부비용 단가를 8차 수급계획의 발열량과 열량당 전제를 이용해 단위 전환하여 도출한 석탄과 LNG발전의 연료소비량당 외부비용은 각각 82.70원/kg, 80.78원/kg로 산정된다. 결과적으로 이러한 외부비용을 적용하면 8차 수급계획의 석탄과 LNG발전 대기오염물질 외부비용의 비율은 약 100:98(석탄=100 기준)이 된다.

〈표 3-5〉 8차 수급계획 발전원별 대기오염물질 외부비용 전제(원/kWh, 원/kg)

발전원	SOx	NOx	분진	대기오염 환경비용 소계(원/kWh)	대기오염 환경비용(원/kg)	상대비율 (%)
석탄	14.5	15.6	0.7	30.8	82.70	100
LNG	0	9.9	0	9.9	80.78	98

자료: 한국전력거래소가 비상업적인 연구에 한정하여 제공한 내부자료(2017. 12).

주1) 상대비율은 석탄 100을 기준으로 산정

다. 한국산업조직학회(2017. 12) 발전원별 균등화발전비용(LCOE) 추정연구

한국산업조직학회의 발전원별 균등화발전비용(LCOE) 추정연구에서는 유연탄과 LNG발전의 대기오염물질 배출에 따른 외부비용을 포함하고 있다. 동 보고서에서는 유연탄과 LNG발전의 대기오염물질 외부비용에 대해 하한치와 상한치를 설정하였는데 석탄과 LNG발전의 하한치는 각각 6.53원/kWh, 1.21원/kWh, 상한치는 각각 23.42원/kWh, 3.01원/kWh를 제시하고 있다.⁴⁶⁾

이러한 발전량당 외부비용을 8차 수급계획의 발열량과 열량단가를 이용하여 연료소비량당 외부비용으로 단위 전환한 석탄과 LNG발전의 외부비용은 하한치의 경우 각각 17.53원/kg, 9.87원/kg이고, 상한치는 각각 62.88원/kg, 24.56원/kg이다. 따라서 석탄과 LNG발전의 외부비용 상대비율은 하한치에서 100:56이며, 상한치에서는 100:39 수준이다.

〈표 3-6〉 한국산업조직학회 화력발전 대기오염물질 외부비용 하한치(원/kWh, 원/kg)

발전원	SOx	NOx	분진	대기오염 환경비용 소계(원/kWh)	대기오염 환경 비용(원/kg)	상대비율 (%)
석탄 (7차 수급계획)	4.36 (5.21)	1.51 (3.06)	0.66 (1.16)	6.53 (9.43)	17.53 (25.32)	100:56
LNG (7차 수급계획)	0.0 (0.0)	1.21 (2.38)	0.0 (0.0)	1.21 (2.38)	9.87 (19.42)	

주1) 상대비율은 석탄 100을 기준으로 산정 / ()은 7차 수급계획의 외부비용 전제.

자료: 한국산업조직학회(2017. 12. 28), 균등화 발전비용(LCOE) 공개 토론회 발표자료 / 에너지경제 보도자료(2017. 12. 28), "2030년, 태양광 발전 균등화발전비용 원전보다 낮아질 것", <http://www.ekn.kr/news/article.html?no=334284>.

46) 해당 연구에서는 기존 화력설비와 신규 화력설비 간의 전력단위당 대기오염물질 배출량 차이를 고려하기 위해, 신규 설비의 설계치 기준 배출량을 적용한 하한치와 기존 발전기의 법적 규제치를 적용한 상한치를 구분하여 외부비용을 도출하고 있음.

〈표 3-7〉 한국산업조직학회 화력발전 대기오염물질 외부비용 상한치(원/kWh, 원/kg)

발전원	SOx	NOx	분진	대기오염 환경비용 소계(원/kWh)	대기오염 환경 비용(원/kg)	상대비율 (%)
석탄 (7차 수급계획)	14.54 (5.21)	7.55 (3.06)	1.33 (1.16)	23.42 (9.43)	62.88 (25.32)	100:39
LNG (7차 수급계획)	0.0 (0.0)	3.01 (2.38)	0.0 (0.0)	3.01 (2.38)	24.56 (19.42)	

주1) 상대비율은 석탄 100을 기준으로 산정 / ()은 7차 수급계획의 외부비용 전제.
 자료: 한국산업조직학회(2017. 12. 28), 균등화 발전비용(LCOE) 공개 토론회 발표자료 / 에너지경제 보도자료(2017. 12. 28), "2030년, 태양광 발전 균등화발전비용 원전보다 낮아질 것", <http://www.ekn.kr/news/article.html?no=334284>.

라. 한국조세재정연구원(2018. 5) 석탄 및 LNG발전 외부비용 산정연구

이 연구에서는 현 시점까지 발표된 관련 연구 중 환경오염물질 배출의 외부비용을 대표할 사례가 없다는 한계를 인정하고, 선행 연구 중 국내 발전소와 인구 현황을 가장 잘 반영하고 있는 IMF(2014)⁴⁷⁾의 연구를 참고하여, GDP 상승률과 물가상승률 등의 국내 거시 변수들을 편익이전(benefit transfer)방법론에 적용하여 유연탄과 LNG발전의 환경비용을 추정하고 있다.

이 연구에 따르면 유연탄과 LNG발전의 연료사용량 기준 총 환경비용은 국내 소득탄력성을 0.8로 전제할 경우 각각 약 176.3원/kg, 165.4원/kg으로 추정되어, 이 두 에너지원의 환경비용 상대비율을 약 1.07:1로 제시하였다. 그러나 온실가스를 제외한 대기오염물질 배출에 따른 외부비용을 고려하면 유연탄과 LNG발전의 외부비용 상대비율은 약 2:1로 나타났다. 이러한 결과를 바탕으로 동 연구에서는 유연탄과 LNG발전의 제세부담금 조정 시나리오 설계에서 온실가스를 포함한 두 에너지

47) 8차 수급계획에서 인용한 IMF(2014)의 보고서와 동일 자료임.

지원 간의 외부비용 상대비율인 1.07:1을 적용하는 방안과 온실가스를 제외한 상대비율 2:1을 적용하는 방안을 모두 포함하여 검토하였다. 이 보고서를 토대로 기획재정부에서 의결한 ‘2018년 세법개정안(2018. 7)’의 유연탄과 LNG발전의 제세부담금 개정(안)은 온실가스를 제외한 대기오염물질 외부비용의 상대비율인 2:1을 적용한 것이다.

물론 유연탄과 LNG발전의 대기오염물질 외부비용 수준 자체는 상당한 차이가 있으나, 조세재정연구원이 도출한 석탄과 LNG의 대기오염물질 외부비용의 상대세율은 한국산업조직학회가 제시한 이들 에너지원에 대한 외부비용 하한치의 상대비율과 매우 유사하다.

〈표 3-8〉 한국조세재정연구원의 발전원별 환경비용 추정 결과

(단위: 원/kg)

소득 탄력성	발전원	SOx	NOx	PM2.5	CO ₂	총 외부비용
1	LNG발전	3.3	37.0	3.5	122.9	166.6
	무연탄	54.3	79.1	2.3	87.2	222.9
	유연탄	41.5	43.8	2.1	91.4	178.8
0.8	LNG발전	3.3	35.9	3.4	122.9	165.4
	무연탄	52.7	76.8	2.2	87.2	219.0
	유연탄	40.3	42.5	2.0	91.4	176.3

자료: 한국조세재정연구원(2018. 5), 발전용 에너지 제세부담금 체계 합리적 조정방안 연구, pp. 57, 기획재정부 연구용역보고서.

2. 분석모형⁴⁸⁾ 및 입력전제

전원구성 전환 효과를 분석하기 위해 본 연구에서는 국내 전력계통의 특징 및 시장제도를 반영하는 전력계통 상업모형인 M-core 시뮬레이터를 활용한다. M-core 모형은 국내 전력거래제도인 변동비반영(Cost Based Pool, CBP) 강제풀(Mandatory Pool) 시장을 반영한 엔지니어링 전산모형으로 연간 발전계획 모의를 위해 LR(Lagrangian Relaxation)법과 SUDP(Single Unit Dynamic Programming)에 기초한 알고리즘이 적용된다. 발전기별 모델링은 LR을 이용하여 비용을 최소화하고, 비용을 최소화하는 시간대별 발전기 기동·정지계획(Unit Commitment) 최적화는 SUDP를 이용한다.⁴⁹⁾

“LR 방법은 대규모 전력계통에 대한 발전기 기동정지계획에 널리 활용된다. 기동정지계획에서의 목적함수는 식 (1)과 같이 발전기 기동비용(start-up-cost_i)과 개별 발전기 발전 비용(F_i)의 합을 최소화하는 것이고, 이 목적함수를 최소로 할 때의 U_i 가 해당 시간의 발전기 기동 및 정지계획이 된다. 이때 제약조건은 시스템 제약조건(다수의 발전기의 출력이 동시에 고려되어야 하는 coupled constraint)인 수급균형 문제가 식 (2)에 표현되어 있으며 개별 발전기 제약조건(decoupled constraint)인 각 발전기 출력제약이 식 (5)와 같이 표현된다. 이외에 발전기 제약조건으

48) 분석모형인 M-Core에 대한 설명은 장인의공간(2011. 10. 19), 발전계획과 전력시장 모의기법, 장인의공간 내부 자료 / 장인의공간(2011), M-Core 사용자 설명서 v1.3. / 노동석(2013. 12), 원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구, 에너지경제연구원 기본연구보고서 13-27, pp. 165~175 / 조성진·박찬국(2015. 12), 원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구(3차년도), 에너지경제연구원 기본연구보고서 15-24, pp. 52-72 / 183-190의 내용을 요약 인용.

49) 분석모형에 대한 구체적인 내용은 조성진·박찬국(2015. 12), 원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구(3차년도), 에너지경제연구원 기본연구보고서 15-24, pp. 183-190 인용.

로 발전기 Min up/down time(최소가동/정지), Ramp rate(증감발률) 등이 추가될 수 있다(조성진·박찬국, 2015.12, pp. 185-186).”

$$\text{minimize } \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [F_i(P_i^t) + \text{startupcost}_{i,t}] U_i^t \quad (1)$$

$$\text{subject to } P_{load}^t - \sum_{i=1}^N P_i^t U_i^t = 0 \quad (2)$$

여기서

F_i : i 번째 발전기의 발전비용

P_i^t : i 번째 발전기의 t 시간의 발전량

$\text{Startupcost}_{i,t}$: i 번째 발전기의 t 시간의 기동비용

U_i^t : i 번째 발전기의 t 시간의 기동/정지 표시기 (기동 시:1, 정지 시:0)

P_{load}^t : t 시간의 계통 부하

P_i^{min} : i 번째 발전기의 최소 출력

P_i^{max} : i 번째 발전기의 최대 출력

T : 전체 모의시간

N : 전체 발전기 대수

이 문제를 LR 방법을 사용하여 결합제약(Coupled constraint)인 식 (2)만을 고려하여 라그랑지 승수(Lagrange multiplier) λ 를 사용하여 라그랑지 함수로 바꾸면 식 (3)과 같이 된다.

$$L(P, U, \lambda) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [F_i(P_i^t) + \text{Startupcost}_{i,t}] U_i^t + \sum_{t=1}^T \lambda^t (P_{load}^t - \sum_{i=1}^N P_i^t U_i^t) \quad (3)$$

식 (3)에서 상수항(constant)을 제거하면 식 (4)가 된다.

$$L(P, U, \lambda) = \sum_{i=1}^N \left(\sum_{t=1}^T \{ [F_i(P_i^t) + Startupcost_{i,t}] U_i^t - \lambda^t P_i^t U_i^t \} \right) \quad (4)$$

식 (4)를 개별 발전기의 발전비용 최소화 문제로 디커플링(Decoupling)하면 식 (5)와 같이 표현된다.

$$\sum_{t=1}^T \{ [F_i(P_i^t) + Startupcost_{i,t}] U_i^t - \lambda^t P_i^t U_i^t \} \quad (5)$$

즉, LR 방법을 통하여 전체 발전비용의 최소화라는 원래 문제를 개별 발전기의 발전비용 최소화 문제로 디커플링하여 해를 구할 수 있다.

M-Core의 입력 자료로는 8차 수급계획의 전력수요 장기전망 및 설비구성 전망, 발전원별 예방정비계획일과 고장정지율, 열량단가⁵⁰⁾, 소내소비율, 송·배전 손실을 등을 이용한다. 기준용량가격(RCP), 시간대별용량가격계수(TCF), 지역별 용량가격계수(RCF), 그리고 연료전환성과계수(FSF)는 한국전력거래소 ‘전력시장·전력계통 운영정보’의 2017년도 시장운영규칙 및 특성정보를 적용하였다.⁵¹⁾

분석에 사용된 입력 전제를 보다 구체적으로 살펴보면, 연도별 수량 및 전력수요는 8차 수급계획의 목표 전망을 적용하며, 발전원별 설비용량은 정격용량을 적용한다. 아울러 8차 수급계획의 발전량 전망은 환경비용을 고려하여 도출한 ‘목표 시나리오’와 현행 전력시장제도와

50) 전력시장 모의에서는 8차 수급계획 발전원별 열량단가 전제를 2029년까지 동일 적용(실질가격)하고 있는데, 이는 수급계획에서는 발전원별 미래 열량단가 전망은 하지 않기 때문이다.

51) 자료: 한국전력거래소 홈페이지(2018. 3. 2), 전력시장·전력계통 운영정보-전력시장정보의 ‘2017년 기준용량가격’, ‘2017년 적용 용량가격계수 및 연료전환성과계수’ 등 참고, <http://www.kpx.or.kr/www/contents.do?key=19>.

2017년 발전용 연료비를 기준으로 도출한 ‘기준 시나리오’의 두 시나리오를 제시하고 있는데, 본 연구에서는 후자인 ‘기준 시나리오’를 중심으로 분석을 수행한다. 이는 8차 수급계획의 ‘목표 시나리오’는 현재 명확히 제도화되지 않은 상태이고, 또한 발전부문 에너지 세제 조정 역시 보고서를 작성하는 현 시점까지는 불확실한 요인들이 존재하기 때문이다.

〈표 3-9〉 8차 전력수급계획 전력소비량 및 최대전력수요 전망

연도	전력소비량		최대전력수요(동계)	
	GWh	증가율(%)	MW	증가율(%)
2017	506,981	2.0	85,206	1.9
2018	519,069	2.4	87,155	2.3
2019	530,358	2.2	88,538	1.6
2020	540,054	1.8	90,342	2.0
2021	548,898	1.6	92,104	2.0
2022	556,088	1.3	93,314	1.3
2023	561,700	1.0	94,525	1.3
2024	566,228	0.8	95,672	1.2
2025	569,824	0.6	96,670	1.0
2026	572,800	0.5	97,568	0.9
2027	575,229	0.4	98,404	0.9
2028	577,029	0.3	99,131	0.7
2029	578,515	0.3	99,839	0.7
2030	579,547	0.2	100,498	0.7
2031	580,443	0.2	101,065	0.6
연평균 증가율(%)		1.0		1.3

자료: 산업통상자원부(2017. 12), 제8차 전력수급기본계획(2017~2031), pp. 74.

〈표 3-10〉 8차 전력수급계획 정격용량 기준 전원구성 전망

(단위: MW)

연도	원자력	석탄	LNG	신재생	유류	양수	계
2017	22,529	36,920	37,353	11,316	4,151	4,700	116,968
2018	24,650	37,351	37,593	13,011	4,151	4,700	121,455
2019	26,050	36,031	39,964	15,361	3,991	4,700	126,096
2020	26,050	37,281	42,050	17,761	3,991	4,700	131,832
2021	26,050	39,911	42,050	20,451	3,991	4,700	137,152
2022	27,450	42,041	42,050	23,341	2,791	4,700	142,372
2023	28,200	42,041	40,250	26,431	2,791	4,700	144,412
2024	27,250	40,921	43,310	30,696	1,391	4,700	148,267
2025	25,350	39,921	44,310	34,761	1,391	4,700	150,432
2026	23,700	39,921	44,310	38,826	1,391	4,700	152,847
2027	22,050	39,921	46,110	43,326	1,391	4,700	157,497
2028	21,100	39,921	47,460	48,226	1,391	4,700	162,797
2029	20,400	39,921	47,460	53,126	1,391	5,500	167,797
2030	20,400	39,921	47,460	58,461	1,391	6,100	173,732
2031	20,400	39,921	47,460	58,611	1,391	6,700	174,482

자료: 산업통상자원부(2017. 12), 제8차 전력수급기본계획(2017~2031), pp. 83.

주1) 전원구성비는 연말 설비용량, 신재생 등 정격용량 기준.

주2) 제주 HVDC용 동기조상기로 운전중인 제주GT 1·2호기(1,10MW)도 정격용량에 포함

주3) 신재생 간헐성 대응자원은 양수 설비용량에 포함

8차 수급계획 ‘기준 시나리오’의 발전량 비중 전망은 다음의 <표 3-11>에 정리되어 있는데, ‘기준 시나리오’에서는 신재생·LNG 비중이 2017년 23.1%에서 2030년 34.5%로 증가하는 반면 원전·석탄비중은 2017년 75.7%에서 2030년 64.4%로 감소한다. 8차 수급계획 ‘목표 시나리오’의 발전량은 ‘기준 시나리오’에 발전원의 세율을 조정하고(유연탄 30 → 36원/kg, LNG 60 → 12원/kg), 온실가스 배출권거래 비용, 약품비

등을 변동비에 추가 반영하여 도출하였다. ‘목표 시나리오’에서는 2030년 석탄 발전량 비중이 40.5%에서 36.1%로 낮아지고, LNG발전 비중은 14.5%에서 18.8%로 증가한다.

〈표 3-11〉 8차 전력수급계획 기준 시나리오의 발전량 비중 전망

(단위: %)

연도	원자력	석탄	LNG	신재생
2017	30.3	45.4	16.9	6.2
2030	23.9	40.5	14.5	20.0

자료: 산업통상자원부(2017. 12), 제8차 전력수급기본계획(2017~2031), pp. 44.

〈표 3-12〉 8차 전력수급계획 목표 시나리오의 발전량 비중 전망

(단위: %)

연도	원자력	석탄	LNG	신재생
2017	30.3	45.4	16.9	6.2
2030	23.9	36.1	18.8	20.0

자료: 산업통상자원부(2017. 12), 제8차 전력수급기본계획(2017~2031), pp. 44.

발전원별 예방정비계획일과 고장정지율, 열량단가, 소내소비율, 송·배전 손실률은 8차 수급계획의 전제치과 동일하다. 원자력 발전은 안전성에 대한 규제 강화 영향으로 과거 계획인 7차 수급계획보다 예방정비계획일이 다소 증가하였고, 또한 가장 최근의 고장정지 실적을 반영하였기 때문에 고장정지에 따른 가동 정지일수 역시 증가하였다. 결과적으로 8차 수급계획에서는 원전 이용률을 84% 수준으로 전제하였다.

전력 도매시장가격(System Marginal Price, SMP)과 발전원별 급전우선순위에 큰 영향을 미치는 열량단가는 8차 수급계획의 전제를 준용하고

있으며, 다만 LNG 연료를 직도입하고 있는 SK E&S의 일부 발전기(광양복합, 파주문산복합 등), GS EPS 및 중부발전의 직도입 LNG를 연료로 사용하는 발전기의 경우는 한국가스공사로부터 LNG를 공급받는 발전기들과의 열량단가 차이가 발생하기 때문에 이들 직도입된 LNG를 사용하는 발전기들의 열량단가는 과거 2년(2016~2017년) 동안의 월별 열량단가 실적의 산술평균값을 적용하여 분석 입력 자료로 활용하였다.⁵²⁾

〈표 3-13〉 8차 수급계획 기초 입력 전제

		원자력	유연탄	국내탄	LNG복합	유류
8차 수급 계획 전제	예방정비일(일)	58	26~28	28	25	33
	고장정지율(FOR, %)	6.0	4.4	6.8	5.7	6.2
	열량단가(천원/Gcal)*	2.30 / 2.22	21.26 (22.33)	23.13	50.50	52.28
	소내소비율(%)	5.30	4.60	4.60	1.80	7.00
	송·배전손실율(%)	3.88%				

자료: 한국전력거래소 내부 제공 자료(2017. 12)

*: 원자력 열량단가는 경수로 / 중수로로 구분되며, 유연탄의 열량단가는 개별소비세 30원/kg에서 36원/kg으로 개정(2018. 4) 전·후 열량단가로 구분.

8차 수급계획에서는 2017년 3월 개정된 전기사업법⁵³⁾의 ‘경제성과 더불어 환경도 고려한 발전기 가동 우선순위 설정’ 조항을 근거로 동년 5월에 개정된 ‘전력시장운영규칙’의 설계수명 30년 이상인 노후 석

52) 해당 실적 자료는 한국전력거래소 내부 자료를 참고하였기 때문에 공공에 공개되지 않음.

53) 국가법령정보센터(2018. 8. 28), 전기사업법 일부개정(법률 제14672호, 2017. 3. 21), 동법 제25조 및 제35조 개정, <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9%EC%A0%84%EA%B8%B0%EC%82%AC%EC%97%85%EB%B2%95>.

탄발전기의 봄철(3~6월) 가동 정지 규정을 반영하고 있다.⁵⁴⁾ 아울러 기존 석탄발전기의 성능개선 일정도 반영하고 있다. 따라서 본 연구에서도 전력계통 모의 시 정책당국이 미세먼지 감축 등 기 시행 중인 정책수단 및 석탄발전기 성능개선 일정을 반영한다. 석탄발전은 설계수명이 30년 이상인 발전기는 봄철(3~6월) 가동 정지가 합법적으로 시행되고 있고(전기사업법 개정, 2017. 3), 아울러 성능개선이 완료된 발전 설비라도 설계수명이 30년 이상인 모든 석탄발전기는 봄철 가동 정지를 전제한다. 물론 성능이 개선된 30년 이상 석탄발전기의 봄철 발전 제약 여부는 정책당국이 명확하게 발표하지는 않은 상태이나, 그럼에도 8차 수급계획에서는 암묵적으로 성능개선 여부와 상관없이 설계수명이 30년 이상인 발전기는 모두 봄철 발전제약을 전제하여 발전량을 전망하고 있기 때문이다.

〈표 3-14〉 노후 석탄발전기 성능개선(Retrofit) 일정

발전기명	시작 연도	월	종료 연도	월
당진#1	2022	10	2023	9
당진#2	2023	10	2024	9
당진#3	2021	2	2022	1
당진#4	2021	10	2022	9
당진#5	2027	3	2027	12
당진#6	2028	3	2028	12
당진#7	2029	3	2029	12
당진#8	2030	3	2030	12
동해#1	2023	6	2023	12

54) 자료: 한국전력거래소 전력시장운영규칙(2017. 5), 제2.3.2조의2 신설(대기오염물질 저감을 위한 상한제약 입찰).

발전기명	시작 연도	월	종료 연도	월
동해#2	2024	6	2024	12
보령#3	2018	8	2019	5
보령#4	2024	3	2024	12
보령#5	2021	3	2021	12
보령#6	2021	3	2021	12
보령#7	2024	4	2025	2
보령#8	2025	9	2026	7
삼천포#5	2019	4	2019	9
삼천포#6	2019	9	2020	1
여수#2	2021	3	2021	9
영흥#1	2021	2	2021	12
영흥#2	2022	2	2022	12
태안#3	2021	9	2022	8
태안#4	2028	3	2029	2
태안#5	2023	1	2023	12
태안#6	2024	1	2024	12
태안#7	2025	1	2025	12
태안#8	2026	1	2026	12
하동#1	2028	1	2028	12
하동#2	2023	1	2023	12
하동#3	2024	1	2024	12
하동#4	2025	1	2025	12
하동#5	2026	1	2026	12
하동#6	2027	1	2027	12
하동#7	2028	1	2028	12
하동#8	2029	1	2029	12

자료: 한국전력거래소 내부 제공 자료(2017. 12).

수력발전(일반 수력발전)과 양수발전은 과거 2년(2016~2017년) 동안의 시간대별 발전량 실적 패턴을 참고하여 미래 시간대별 발전량을 추출하고 이를 입력 자료로 활용하였으며, 신재생 발전은 태양광, 풍력, 그 외 신재생 발전의 과거 2년(2016~2017년) 동안의 이용률 실적과 시간대별 발전량 패턴을 기반으로 8차 수급계획에서 제시하는 연도별 발전량 비중을 만족시키는 시간대별 발전량을 추정하여 이를 모의에 적용하였다.⁵⁵⁾

8차 수급계획은 연도별 신재생 발전원별 설비용량과 발전량은 상업용과 자가용을 모두 포함하여 전망하고 이를 발표하였다. 2031년 기준으로 신재생에너지 발전량 비중은 사업용만 고려할 때 총발전량의 20%로 전망되나, 자가용까지 포함할 때 총발전량의 21.6%의 비중으로 1.6%p 더 높다. 8차 수급계획과는 달리 본 연구의 전력계통 모의에서는 8차 수급계획의 신재생 발전량 전망 중 사업용 발전량만을 고려하여 분석을 수행하였다. 그 이유는 동 계획의 전력 수요량 전망이 한국전력의 과거 전력 판매량 실적을 바탕으로 추정한 결과이고, 한국전력의 판매량에는 자가용 전력소비가 포함되지 않기 때문이다. 이에 이 연구에서는 전력계통 모의 시 연도별 신재생에너지 발전량은 사업용만을 고려한 전망치를 모의에 반영한다.

55) 수력 및 양수, 그리고 신재생에너지의 과거 시간대별 발전량 자료는 한국전력거래소 내부 자료를 활용

〈표 3-15〉 연도별 신재생에너지 발전량 전망(2017~2031)

(단위:GWh)

연도	사 업 용										자가용	합계 (비중)
	재 생 에 너 지					신 에 너 지				합계		
	태양광	풍 력	수 력	해 양	바이오	폐기물 소 각	부 생 가 스	연 료 전 지	IGCC			
2017	5,871	1,994	2,880	496	9,028	2,267	7,757	1,737	2,351	34,382 (6.2)	13,915	48,297 (8.3)
2018	7,534	2,397	2,936	496	9,729	2,267	7,757	2,382	2,351	37,849 (6.7)	14,081	51,929 (8.8)
2019	9,453	3,921	3,009	496	10,430	2,267	7,757	3,027	2,351	42,710 (7.4)	14,259	56,970 (9.4)
2020	11,371	5,576	3,083	496	11,131	2,267	7,757	3,671	2,351	47,704 (8.1)	14,451	62,154 (10.1)
2021	13,673	7,333	3,156	496	11,692	2,267	7,757	3,994	2,351	52,719 (8.8)	14,655	67,374 (10.8)
2022	15,975	9,615	3,230	496	12,252	2,267	7,757	4,316	2,351	58,259 (9.7)	14,872	73,131 (11.5)
2023	18,277	12,422	3,303	496	12,813	2,267	7,757	4,638	2,351	64,326 (10.6)	15,101	79,427 (12.4)
2024	21,347	15,756	3,395	496	13,303	2,267	7,757	4,800	5,067	74,188 (12.1)	15,344	89,532 (13.9)
2025	24,416	19,614	3,487	496	13,794	2,267	7,757	4,961	5,067	81,860 (13.2)	15,599	97,459 (15.0)
2026	27,486	23,473	3,579	496	14,284	2,267	7,757	5,122	5,067	89,532 (14.4)	15,867	105,399 (16.2)
2027	31,067	27,433	3,690	496	14,705	2,267	7,757	5,202	5,067	97,684 (15.6)	16,148	113,832 (17.4)
2028	34,648	32,443	3,800	496	15,125	2,267	7,757	5,283	5,067	106,887 (17.1)	16,442	123,329 (18.8)
2029	38,229	37,454	3,911	496	15,546	2,267	7,757	5,364	5,067	116,090 (18.5)	16,748	132,838 (20.1)
2030	42,322	42,566	4,021	496	15,896	2,267	7,757	5,404	5,067	125,795 (20.0)	17,067	142,863 (21.6)
2031	42,514	42,566	4,021	496	15,896	2,267	7,757	5,404	5,067	125,987 (20.0)	17,080	143,067 (21.6)

자료: 산업통상자원부(2017. 12. 29), 제8차 전력수급기본계획(2017~2031), pp. 80.

발전기의 상업운전 진입 및 폐지 계획은 8차 수급계획의 ‘발전설비 건설계획표’를 동일하게 적용하였다. 특히 발전량 비중에 지대한 영향을 미치는 요인 중 하나인 원자력 발전의 계속운전은 불가능한 것으로 가정하였다. 이는 8차 수급계획에서 계속운전 원전은 공급 불확실성 설비로 처리하여 총 설비용량에 포함하지 않은 것과 정합성을 유지한 것이다.

비중양 석탄발전기(석탄 열병합발전)는 전력시장운영 측면에서 가격 결정발전계획에는 포함하지 않고, 즉 SMP 결정에는 제외하고 운영발전계획상의 발전량 전망에는 포함하였다. 물론 원칙적으로 비중양 발전기는 계통운영상 발전이 아닌 부하로 처리하는 것이 적절하나, 8차 수급계획에서 이러한 비중양 발전의 발전량도 분산형 전원 보급전망에 포함하고 있으므로 본 연구에서도 수급계획과의 정합성 차원에서 석탄 열병합발전도 포함하여 모의를 수행하였다.

국내의 경우 한국전력거래소는 매년 말 비용평가위원회의 의결을 통해 기준용량가격(RCP), 시간대별용량가격계수(TCF), 지역별용량가격계수(RCF), 그리고 연료전환성과계수(FSF)를 확정하고 이를 다음 연도 도매전력시장의 정산에 적용한다. 본 연구의 전력계통 모의에서는 해당 입력 자료를 한국전력거래소의 ‘전력시장·전력계통 운영정보’에서 제공하는 2017년도 적용치를 공히 적용하였다.⁵⁶⁾ 다음의 <표 3-16>은 위 전제들 중 2017, 2018년도 적용 기준용량가격(RCP)을 보여 주고 있으며, 나머지 전제는 한국전력거래소 홈페이지를 참고하기 바란다.

56) 자료: 한국전력거래소 홈페이지(2018. 3. 2), 전력시장·전력계통 운영정보·전력시장 정보의 ‘2017년 기준용량가격’, ‘2017년 적용 용량가격계수 및 연료전환성과계수’ 등 자료 인용, <http://www.kpx.or.kr/www/contents.do?key=19>.

〈표 3-16〉 2017, 2018년도 적용 육지발전기 기준용량가격(RCP)

(단위: 원/kWh)

진입 연도	'04년 이전	'05년	'06년	'07년	'08년	'09년	'10년	'11년	'12년	'13년	'14년	'15년	'16년
RCP	9.15	9.15	9.15	9.15	9.44	9.55	9.59	9.93	10.07	10.03	10.04	9.99	9.99

자료: 한국전력거래소 홈페이지(2018. 3. 2), 전력시장·전력계통 운영정보-전력시장 정보의 '2018년 기준용량가격', <http://www.kpx.or.kr/www/contents.do?key=19>.

주: 2016년 이후는 해당 연도 단가가 산정될 때까지 직전 연도 RCP 적용 / 제주발전기 기준용량가격은 22.05원/kWh 적용.

3. 세계 개편 시나리오 설정

본 연구에서는 전술한 유연탄과 LNG발전의 대기오염물질 배출에 따른 외부비용의 상대비율을 활용하여 발전부문에서 환경개선이 가능한, 즉 유연탄과 LNG발전의 급전우선순위가 바뀔 수 있는 다양한 세계 개편(안)을 검토한다. 7차 수급계획의 유연탄과 LNG발전의 대기오염물질 배출 비용의 비율은 100:77이었고, 8차 수급계획에서는 100:98이었다. 한국산업조직학회 연구에서는 비율의 하한치가 100:59이고 상한치는 100:39이었다. 한국조세재정연구원의 연구에서는 비율이 100:50⁵⁷⁾이었다.

본 연구에서는 기존 연구의 비율을 활용하여 발전부문 세계 개편 시나리오를 설정하는 데 반영하였다. 다만 한국산업조직학회의 하한치와 한국조세재정연구원의 유연탄과 LNG발전 외부비용 상대비율은 큰 차이가 없으므로, 시나리오를 설정할 때 한국산업조직학회의 하한치를 적용하였다. 이는 연구의 일관성 측면에서도 동일 보고서에서 도출한

57) 한국조세재정연구원이 제시한 유연탄과 LNG발전의 대기오염물질 배출에 따른 외부비용은 소득탄력성을 0.8로 적용한 추정치로 각각 84.8원/kg, 42.6원/kg임.

결과를 적용하는 것이 적절하다고 판단되어서이다.

발전부문의 에너지전환에서 에너지원 간 외부비용의 상대비율은 에너지원 간 발전순위를 역전시킬 수 있는 주요 요인이나, 이에 더하여 유연탄과 LNG발전의 초기 세율⁵⁸⁾을 어떤 수준으로 설정하는가도 중요하다. 전술한 것처럼 ‘2018년 세법개정안’에 포함된 유연탄과 LNG발전의 제세부담금 조정은 단위당 환경오염물질 배출이 많은 유연탄에 높은 세율을 적용하고 LNG의 제세부담금을 크게 낮추어 그동안 지적되었던 형평성의 문제를 개선하는 방향으로 조정되었다는 점에서는 긍정적으로 평가될 수 있다. 그러나 이번 개정안을 통해 석탄 발전량과 LNG 발전량의 비중 변화를 기대하기 어려워 환경개선 효과는 거의 없을 것으로 판단된다. 이 사례처럼 외부비용의 가격 내재화를 통한 실질적 발전 비중 전환을 달성하기 위해서는 발전연료원 간의 외부비용 상대비율도 중요하지만, 초기 세율 수준 역시 간과할 수 없는 요인이다.

이 두 주요 요인을 종합적으로 고려하여 본 연구에서는 가능한 많은 시나리오를 설정하고 분석을 시도한다. 유연탄과 LNG에 대한 다양한 세율 조합으로 발전부문의 에너지전환 정도를 분석함으로써 정책적 시사점을 도출하기 위한 많은 정보를 얻을 수 있기 때문이다. 다만 모든 분석 내용을 본문에 포함시킬 경우 혼란을 야기할 수 있으므로 본문에서는 유연탄과 LNG 발전의 급전우선순위가 변화할 수 있는 핵심 시나리오들을 중심으로 서술하고, 나머지 시나리오의 분석 결과는 부록으로 처리한다.

이미 언급하였지만 본 연구는 유연탄과 LNG의 개별소비세를 개편

58) 초기 세율은 LNG 세율에 대한 유연탄의 세율 격차를 반영하기 위해 설정된 LNG 개별소비세의 초깃값을 의미하는 것으로, 세제 개편 시나리오 설계 시, 설정된 LNG 초기 세율 수준에 따라 유연탄과 LNG의 급전순위가 역전되는 상대세율은 상이함.

할 경우 발전량 구성이 어떻게 변하는지 분석하는 데 초점을 둔다. 원전을 포함하지 않은 이유는 원전의 경우 사고위험대응비용 등 외부비용에 대해 전문가 사이에서도 의견의 차가 너무 크고, 국내 전력운영 및 시장제도 하에서 원전에 상당한 외부비용을 부과하지 않는다면 전원구성 전환에 큰 영향이 없기 때문이다. 발전원 간 제세부담금(관세, 개별소비세 및 수입부과금 등)이 아닌 개별소비세만을 세제 개편 시나리오 설계에 고려한 이유는 개별소비세법상⁵⁹⁾에 명시적으로 화석연료 발전에 대한 환경비용을 개별소비세를 통해 내재화한다는 근거는 없으나, 8차 수급계획에서는 발전연료 개별소비세 개편 및 환경비용 조정을 통해 유연탄과 LNG 발전량의 일정 부분을 조정할 계획이라고 밝히고 있어 이는 정책당국이 암묵적으로 개별소비세를 환경비용에 대한 가격 내재화 수단으로 활용할 의도가 있어 보이기 때문이다.⁶⁰⁾

이제 본 연구에서 채택한 시나리오에 대해 보자. 기준안은 현재 발전용 유연탄과 LNG에 부과되고 있는 개별소비세율을 채택하였다. 본 연구에서는 유연탄과 LNG의 초기 개별소비세율 기준에 따라 시나리오를 세 개의 개편안으로 구분하였다. 그리고 각 개편안 내에 유연탄

59) 국가법령정보센터 홈페이지 참고(2018. 8. 28), 개별소비세법 [시행 2018.4.1.] [법률 제15217호, 2017.12.19., 일부개정], <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9%EA%B0%9C%EB%B3%84%EC%86%8C%EB%B9%84%EC%84%B8%EB%B2%95>.

60) 발전부문 연료에 부과 중인 관세, 개별소비세, 수입부과금의 부과 목적에는 연료 소비에 따른 외부비용을 이러한 조세에 가격 내재화한다는 명확한 기술은 없으며, 개별 조세 및 부과금 항목별로 과세 부과의 목적도 다름. 가령, LNG발전의 수입부과금의 부과 목적은 “석유 수급과 가격 안정을 도모하고 석유제품과 석유대체연료의 적정한 품질을 확보함으로써 국민경제의 발전과 국민생활의 향상에 이바지함” 임(국가법령정보센터 홈페이지(2018. 8. 28), 석유 및 석유대체연료 사업법, [시행 2018.7.18.] [법률 제15573호, 2018.4.17., 일부개정], <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9%EC%84%9D%EC%9C%A0%EB%B0%8F%EC%84%9D%EC%9C%A0%EB%8C%80%EC%B2%B4%EC%97%B0%EB%A3%8C%EC%82%AC%EC%97%85%EB%B2%95>).

과 LNG의 세율 비율에 따라 다양한 시나리오를 포함시켰다. 첫째 세계 개편(1안)에서 시나리오 1은 현행 유연탄과 LNG 개별소비세율⁶¹⁾을 기준으로 유연탄은 30%의 상한탄력세율(세율 47원/kg)을 적용하고, LNG는 30%의 하한탄력세율(42원/kg)을 적용하여 설정하였다. 그리고 시나리오 1을 기준으로 LNG의 개별소비세율은 고정시키고 유연탄 세율을 두 에너지원의 외부비용 상대비율을 적용하여 시나리오 2~5를 설계하였다. 이 중 시나리오 5는 전력 계통운영에서 유연탄과 LNG 발전의 연료비가 역전되는 수준의 상대세율을 적용한 것이다. 시나리오 6은 8차 수급계획의 유연탄과 LNG 발전의 대기오염물질 외부비용 추정치를 모두 반영한 것으로, 이 경우 두 발전원간 상대비율은 대략 1:1이 된다. 세계 개편(1안)의 구성 및 세율 수준은 다음 <표 3-17>에 정리하였다.

<표 3-17> 발전부문 세계 개편(1안)

시나리오 명	설정 세율 (원/kg)	시나리오 설계 방식
기준안	유연탄: 36 / LNG: 60	8차 수급계획(2018년 4월 이후 유연탄 및 LNG 적용 개별소비세 세율 적용)
시나리오 1	유연탄: 47 / LNG: 42	유연탄 상한탄력세율 30% 적용, LNG 하한탄력세율 30% 적용(유연탄: LNG 상대세율은 100:90으로 8차 전력수급계획의 대기오염비용 상대비율(100:98)과 유사)
시나리오 2	유연탄: 55 / LNG: 42	LNG 하한탄력세율 고정 / 7차 전력수급계획 석탄: LNG 대기오염비용 상대비율 적용(100:77)
시나리오 3	유연탄: 75 / LNG: 42	LNG 하한탄력세율 고정 / 한국산업조직학회 대기오염비용 하한값의 석탄: LNG 상대비율(100:56) 적용
시나리오 4	유연탄: 108 / LNG: 42	LNG 하한탄력세율 고정 / 한국산업조직학회 대기오염비용 상한값의 석탄: LNG 상대비율(100:39) 적용
시나리오 5	유연탄: 120 / LNG: 42	유연탄과 LNG의 연료단가(원/kWh)가 역전되는 수준의 상대세율 적용(상대세율은 100:35)
시나리오 6	유연탄: 83 / LNG: 81	제8차 수급계획의 대기오염비용 전체치를 개별소비세로 모두 반영

61) 현행 유연탄 개별소비세는 기본세율 36원/kg이며, LNG는 기본세율 60원/kg임.

발전부문 세제 개편(2안)은 개편(1안)의 시나리오 설계 방식과 유사하다. 개편(2안)의 기준이 되는 시나리오 1-1은 유연탄에 대한 세율은 현재 적용되고 있는 36원/kg을 채택하였고 LNG에 대해서는 8차 수급계획의 유연탄과 LNG의 대기오염비용 비율을 적용하여 35원/kg으로 하였다. 개편(2안)에 포함된 나머지 시나리오 2-1~5-1은 세제 개편(1안)과 동일한 기준으로 세율을 추정하여 결정하였다.

〈표 3-18〉 발전부문 세제 개편(2안)

시나리오 명	설정 세율 (원/kg)	시나리오 설계 방식
기준안	유연탄: 36 / LNG: 60	8차 수급계획(2018년 4월 이후 유연탄 및 LNG 적용 개별 소비세 세율 적용)
시나리오 1-1	유연탄: 36 / LNG: 35	유연탄 세율을 기준으로 LNG 세율 조정 / 8차 전력수급계획 유연탄, LNG 대기오염비용 상대비율(100:98) 적용
시나리오 2-1	유연탄: 45 / LNG: 35	LNG 세율은 시나리오 1-1의 35원/kg 적용 / 7차 전력수급계획 석탄: LNG 대기오염비용 상대비율 적용(100:77)
시나리오 3-1	유연탄: 63 / LNG: 35	LNG 세율은 시나리오 1-1의 35원/kg 적용 / 한국산업조직학회 대기오염비용 하한값의 석탄: LNG 상대비율(100:56) 적용
시나리오 4-1	유연탄: 90 / LNG: 35	LNG 세율은 시나리오 1-1의 35원/kg 적용 / 한국산업조직학회 대기오염비용 상한값의 석탄: LNG 상대비율(100:39) 적용
시나리오 5-1	유연탄: 118 / LNG: 35	유연탄과 LNG의 연료단가(원/kWh)가 역전되는 수준의 상대세율 적용(상대세율은 100:30)
시나리오 6	유연탄: 83 / LNG: 81	제8차 수급계획의 대기오염비용 전제치를 개별소비세로 모두 반영

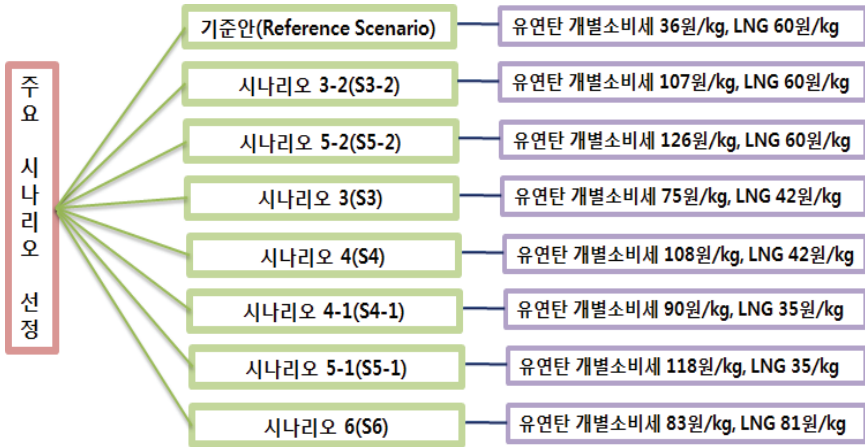
발전부문 세제 개편(3안)의 기준이 되는 첫째 나리오 1-2는 LNG에 대해서는 현재의 개별소비세율 60원/kg을 적용하고 유연탄에는 8차 수급계획의 비용 비율을 고려하여 61원/kg을 채택하였다. 나머지 시나리오 2-2~5-2의 구성 방식은 다른 개편(안)들과 동일하다. 분석 결과 비교를 위해 기준안과 시나리오 6은 3 가지 세제 개편(안)에 공통으로 포함하였다.

〈표 3-19〉 발전부문 세제 개편(3안)

시나리오 명	설정 세율 (원/kg)	시나리오 설계 방식
기준안	유연탄: 36 / LNG: 60	8차 수급계획(2018년 4월 이후 유연탄 및 LNG 적용 개별 소비세 세율 적용)
시나리오 1-2	유연탄: 61 / LNG: 60	LNG 현행 세율 60원/kg을 기준점으로 설정 / 8차 전력수급 계획 유연탄, LNG 대기오염비용 상대비율(100:98) 적용
시나리오 2-2	유연탄: 78 / LNG: 60	LNG 세율 시나리오 1-2의 60원/kg 적용 / 7차 전력수급 계획 석탄: LNG 대기오염비용 상대비율 적용(100:77)
시나리오 3-2	유연탄: 107 / LNG: 60	LNG 세율 시나리오 1-2의 60원/kg 적용 / 한국산업조직학회 대기오염비용 하한값의 석탄: LNG 상대비율(100:56) 적용
시나리오 4-2	유연탄: 154 / LNG: 60	LNG 세율 시나리오 1-2의 60원/kg 적용 / 한국산업조직학회 대기오염비용 상한값의 석탄: LNG 상대비율(100:39) 적용
시나리오 5-2	유연탄: 126 / LNG: 60	유연탄과 LNG의 연료단가(원/kWh)가 역전되는 수준의 상대세율 적용(상대세율은 100:48)
시나리오 6	유연탄: 83 / LNG: 81	제8차 수급계획의 대기오염비용 전제치를 개별소비세로 모두 반영

본 연구에서는 3개의 개편(안)에 포함된 18개의 시나리오를 이용하여 유연탄과 LNG 발전의 변화를 분석하였다. 설명의 편의를 위해 모든 분석 결과를 소개하기보다 세제 개편을 통해 유연탄과 LNG 발전에서 유의미한 변화가 발생한 시나리오를 선별하여 세율 조정에 따른 에너지전환 효과를 보기로 한다. 나머지 시나리오들의 분석 결과는 부록으로 첨부한다. 다음의 [그림 3-1]과 <표 3-20>은 다양한 세제 개편(안) 중 선별된 핵심 시나리오들을 정리한 것으로 기준안, 시나리오 3, 시나리오 4, 시나리오 6, 시나리오 4-1, 시나리오 5-1, 시나리오 3-2, 시나리오 5-2가 이에 해당한다. 선별된 시나리오들은 기준안과 시나리오 6을 제외하고 LNG 세율이 높은 순에서 낮은 순으로 재정리하였다.

[그림 3-1] 주요 시나리오 선정



<표 3-2> 주요 시나리오 재정리

시나리오 명	설정 세율 (원/kg)	시나리오 설명
기준안 (RS)	유연탄: 36 / LNG: 60	8차 수급계획(2018년 4월 이후 유연탄 및 LNG 적용 개별 소비세 세율 적용)
시나리오 3-2(S3-2)	유연탄: 107 / LNG: 60	LNG 세율 시나리오 1-2의 60원/kg 적용 / 한국산업조직학회 대기오염비용 하한치의 석탄: LNG 상대비율(100:56) 적용
시나리오 5-2(S5-2)	유연탄: 126 / LNG: 60	유연탄과 LNG의 연료단가(원/kWh)가 역전되는 수준의 상대세율 적용(상대세율은 100:48)
시나리오 3(S3)	유연탄: 75 / LNG: 42	LNG 하한탄력세율 고정 / 한국산업조직학회 대기오염비용 하한치의 석탄: LNG 상대비율(100:56) 적용
시나리오 4(S4)	유연탄: 108 / LNG: 42	LNG 하한탄력세율 고정 / 한국산업조직학회 대기오염비용 상한치의 석탄: LNG 상대비율(100:39) 적용
시나리오 4-1(S4-1)	유연탄: 90 / LNG: 35	LNG 세율은 시나리오 1-1의 35원/kg 적용 / 한국산업조직학회 대기오염비용 상한치의 석탄: LNG 상대비율(100:39) 적용
시나리오 5-1(S5-1)	유연탄: 118 / LNG: 35	유연탄과 LNG의 연료단가(원/kWh)가 역전되는 수준의 상대세율 적용(상대세율은 100:30)
시나리오 6(S6)	유연탄: 83 / LNG: 81	제8차 수급계획의 대기오염비용 전제치를 개별소비세로 모두 반영

주요 시나리오와 더불어 본 연구에서는 ‘2018년 세법개정안’에 포함된 유연탄과 LNG 발전의 세율 수준도 추가로 분석하였다. 이를 통해 정부의 이번 세제 조정안이 실제로 에너지전환에 효과가 있는지를 먼저 확인하고, 효과가 없을 시 발전부문에서 실질적 발전 비중 전환이 가능한 합리적 세제 개편 방향을 제시하고자 한다.

제4장 세계 개편의 에너지전환 및 환경 개선 효과

1. 분석 전제

본 연구는 발전부문에서 에너지전환을 달성하기 위해서는 발전 연료에 대한 세계를 어떻게 개편해야 하는지 분석하는 것을 목적으로 하고 있다. 이를 위해 세계 개편 시나리오를 설정하고 전력계통 모의를 통해 단기뿐 아니라 중·장기 변화에 대해서도 분석한다. 일차적으로 유연탄과 LNG 발전의 발전량, 이용률, 발전 비중, 연료 소비량 등을 도출하고, 이 결과를 이용하여 세계 개편에 따른 전원구성 전환효과를 검증한다. 이를 위해서는 세계 조정이 유연탄과 LNG 발전의 변동비(연료비)에 미치는 영향에 대한 전제가 필요하다. 본 연구에서는 8차 수급계획에서 적용한 전원별 열소비율(kcal/kWh), 발열량(kcal/kg), 열량단가(원/Gcal), 소내소비율(%)을 이용한다.⁶²⁾

〈표 4-1〉 발전원별 변동비(연료비) 전제: 8차 수급계획

발전원	열소비율 (kcal/kWh)	발열량 (kcal/kg, l)	열량단가 (원/Gcal)	소내소비율 (%)	연료단가 (원/kWh)
원자력	2,365	-	2,300	5.30	5.74
유연탄	2,059	5,794.8	22,330	4.60	48.19
LNG복합	1,588	13,195	50,504	1.80	81.67
유류	2,212	10,035	52,283	7.00	124.35

자료: 한국전력거래소 내부 제공 자료(2017. 12).

62) 발전원별 변동비(연료비)는 [열소비율(kcal/kWh)*연료비단가(원/kg)] / [발열량(kcal/kg)*(1-소내소비율)]의 산식을 통해 도출하거나, [열소비율(kcal/kWh)*열량단가(원/Gcal)] / [(1-소내소비율)]의 산식으로 도출 가능함.

본 연구에서는 에너지전환을 통해 환경이 얼마나 개선되는지도 분석한다. 이를 위해서는 앞서 언급된 결과 외에 발전원별 대기오염물질(SOx, NOx, PM) 배출계수와 온실가스 배출계수가 필요하다. 본 연구에서는 8차 수급계획에서 적용한 오염물질별 배출계수를 이용한다. 다만 동 계획에서는 최근 3개년(2014~2016년)의 발전소별 오염물질 배출량 실적의 산술평균을 적용한 반면, 본 연구에서는 발전소별 오염물질 배출량과 발전량 실적을 활용하여 도출한 오염물질별 가중평균 배출계수를 적용하였다. <표 4-2>는 본 연구에서 적용한 배출계수를 정리한 것이다.

<표 4-2> 발전원별 대기오염물질 배출계수(천톤-SOx, NOx, PM/MWh): 8차 수급계획의 발전량에 대한 가중평균

	구분	유연탄	LNG	유류	국내탄
원단위 배출량 (천 톤-SOx/MWh)	SOx	0.3408	-	0.4270	0.3408
원단위 배출량 (천 톤-NOx/MWh)	NOx	0.5055	0.2873	0.6019	0.5055
원단위 배출량 (천 톤-PM/MWh)	PM	0.0168	-	0.0108	0.0168

주1) 발전원별 대기오염물질 배출량은 과거 3개년(2014~2016)의 발전소별 실적의 가중평균(발전기별 실적 발전량 반영).

주2) 국내탄의 배출계수는 유연탄과 동일 적용(8차 전력수급계획에서는 국내탄의 대기오염물질별 배출계수를 제시하지 않고 있음).

자료: 한국전력거래소 내부 제공 자료(2017. 12)/ 환율은 8차 전력수급계획 전제치인 1,150원/Euro 적용.

참고로 한국조세재정연구원의 연구에서는 대기오염물질을 분진(총부유분진, TSP), PM_{2.5}, SOx, NOx로 세분하여 각각의 배출계수를 제시하고 있다. 동 연구에서는 특히 LNG 발전의 SOx와 PM에 대한 배출

계수도 제시하고 있으나 8차 수급계획의 배출계수와 그 수준의 차이가 미미하므로 본 연구에서는 8차 수급계획의 연료원별 발전량 기준 가중 평균 배출계수를 공히 적용한다.

〈표 4-3〉 한국조세재정연구원의 발전원별 대기오염물질 배출계수

발전원	원단위(kg/MWh)			
	TSP	SOx	NOx	PM2.5
LNG 복합	-	0.0062	0.1266	0.0049
무연탄	0.0174	0.4251	0.8575	0.0138
유연탄	0.0152	0.3101	0.4526	0.0120

자료: 한국조세재정연구원(2018. 5), 발전용 에너지 제세부담금 체계 합리적 조정방안 연구, pp. 42-43.

본 연구에서는 시나리오별 온실가스 배출량도 추정하였다. 8차 수급 계획의 발열량 및 열소비율 전제, 2013년 국가 배출(흡수)계수-연료별 탄소배출계수(2012~2016년 적용), 2016년 국가 온실가스 인벤토리 보고서 등의 공식 자료를 근거로 발전원별(석탄, LNG 및 유류 발전) 배출계수를 도출하고, 전력계통 모의를 통해 도출한 발전원별 발전량(발전단)을 이용하여 발전부문 온실가스 총배출량을 도출할 수 있다. 추정에 따르면 유연탄 발전의 단위당 탄소배출계수는 0.8136kg-CO₂/kWh이고 LNG 발전은 0.3711kg-CO₂/kWh, 유류 발전이 0.6892kg-CO₂/kWh, 무연탄(국내탄)은 1.1575kg-CO₂/kWh이다.⁶³⁾

63) 참고로 정부가 2018년 5월 한국조세재정연구원에 위탁하여 수행한 “발전용 에너지 제세부담금 체계 합리적 조정방안 연구”의 발전원별 온실가스 배출계수는 석탄발전 0.00083kg-CO₂/MWh, LNG 복합발전 0.0003625kg-CO₂/MWh로 적용하고 있어, 본 연구의 배출계수와 약간의 차이가 발생하는데, 이는 동 보고서의 배출계수가 발전기의 굴뚝원격감시체계(TMS)의 연도별 평균 배출계수를 이용하는 데 기인함.

〈표 4-4〉 발전원별 온실가스 배출계수 전제

발전원	유연탄	LNG	유류	무연탄	비고
설비용량(MW)	500	450	100	100	
발열량계수(kcal/kg)	5,795	13,195	10,035	4,660	제8차 수급계획 발열량 전제
열량환산계수 ^{주1)} (GJ/천 톤)	24,262	55,244	42,014	19,510	
탄소배출계수(kg-c/GJ)	26.0	15.3	20.5	30.5	온실가스종합정보센터(2018. 5. 2), 2013년 국가 배출(흡수)계수, 연료별 탄소배출계수(2012~2016년 적용), http://www.gir.go.kr/
산화계수	0.990	0.995	0.990	0.990	온실가스종합정보센터, 2016 국가 온실가스 인벤토리 보고서(2016. 12), http://www.gir.go.kr/
탄소배출량계수 ^{주2)} (천 톤-c/천 톤)	0.6245	0.8410	0.8527	0.5891	
열소비율 H/R(kcal/kWh)	2,059	1,588	2,212	2,497	제8차 수급계획 열소비율 전제
원단위 탄소배출량 ^{주3)} (kg-c/kWh)	0.2219	0.1012	0.1880	0.3157	
원단위 탄소배출량 ^{주4)} (kg-CO ₂ /kWh)	0.8136	0.3711	0.6892	1.1575	

자료: 온실가스 종합정보센터(2018. 5. 2), 2013년 국가 배출(흡수)계수, 연료별 탄소배출계수(2012~2016년 적용), <http://www.gir.go.kr/>
 온실가스종합정보센터(2016. 12), "2016 국가 온실가스 인벤토리 보고서", pp. 94~99, 국무조정실 국무총리비서실 온실가스종합
 정보센터, <http://www.gir.go.kr/> 한국전력거래소 내부자료(2017. 12) 참고.

주1) 1cal=4.1868J / 주2) 탄소배출량계수=(열량환산계수*탄소배출계수*산화계수)/10⁶ / 주3) 원단위 탄소배출량(kg-c/kWh)=(탄소배출
 량계수/발열량계수)*열소비율 / 주4) 원단위 탄소배출량(kg-c/kWh)*(44/12).

2. 에너지전환 효과

제3장에서 언급하였듯이 본 연구에서는 유연탄과 LNG 발전 간의 유의미한 급전우선순위 변경이 가능한 개별소비세 개편 시나리오를 중심으로 그 영향을 분석하고 있다. 본 연구의 분석대상 연도는 2020, 2025, 2030년으로 단기뿐만 아니라 중·장기 영향에 대해서도 분석한다.

이제 현행 세율(유연탄 36원/kg, LNG 60원/kg)을 적용하는 기준안의 유연탄과 LNG 발전의 연료단가와 앞서 설정한 시나리오를 적용할 경우의 연료단가를 비교해 보자. LNG에 대한 개별소비세를 현행과 동일한 60원/kg으로 설정한 시나리오의 경우 LNG의 연료단가는 81.67 원/kWh이다. 현재 기준안에서 유연탄의 연료단가는 48.19원/kWh이므로 유연탄의 연료단가를 LNG의 연료단가 수준으로 인상시키기 위해서는 유연탄에 부과하는 개별소비세를 126원/kg으로 올려야 한다. 나중에 설명하겠지만 유연탄 발전과 LNG 발전의 급전순위가 본격적으로 전환되는 세율을 달성하기 위해서는 유연탄 연료단가는 기준안(48.19원/kWh)보다 약 25원/kWh이상 더 높아야 한다(S3-2, S5-2). 만일 LNG 개별소비세 세율이 42원/kg이나 35원/kg인 경우에는 LNG의 연료단가가 79.46원/kWh와 78.61 원/kWh이므로 급전순위를 역전시키기 위해서는 유연탄 연료단가를 기준안 대비 각각 15원/kWh(S3), 20 원/kWh(S4-1) 정도만 높이면 된다. LNG 세율이 60원/kg인 경우보다 적은 조정만으로도 급전순위가 바뀌게 된다.

시나리오 5-2(S5-2)와 시나리오 5-1(S5-1)은 유연탄과 LNG발전의 연료단가 동일하게 되도록 세율을 조정한 세제 개편안으로 이 경우 유연탄과 LNG발전의 급전우선순위는 상당한 수준으로 전환될 것이다. 시나리오 3-2(S3-2), 시나리오 3(S3), 시나리오 4-1(S4-1)은 유연탄과 LNG 발전 급전순위가 급격히 바뀌기 직전의 세율과 연료단가 수준에 대한

정보를 개략적으로 제공한다. 즉 설정된 세계 시나리오 전제하에서 유연탄과 LNG 발전에 대한 에너지전환을 달성하기 위해서는 이 두 연료원에 대한 상대세율이 최소한 위 수준(S3-2, S3, S4-1)으로 책정되어야 하며, 실제적인 효과를 도출하기 위해서는 유연탄과 LNG발전의 연료단가가 동일하게 되는 수준(S5-2, S5-1)까지 상대세율을 조정해야 한다는 의미를 내포하고 있다. 본 연구에서는 정부가 2018년 7월 말 확정·발표한 ‘2018년 세법개정안(’19.4.1. 이후 적용)’의 유연탄과 LNG 제세부담금 조정 내용을 반영한 시나리오도 병행 분석하고 있다. <표 4-5>와 같이 이번 세법개정안에 따른 유연탄과 LNG의 기준안 대비 연료단가 증감은 각각 3.72원/kWh, -8.38원/kWh로 추정되어, 이에 따른 유연탄과 LNG발전 간의 급전순위 영향은 미미할 것으로 보인다. 이는 보다 친환경적인 전원구성으로의 전환을 위해서는 향후 유연탄과 LNG 상대세율의 추가 조정이 필요해 보이는 대목이다.

〈표 4-5〉 기준안 대비 주요 시나리오 연료단가 영향

(단위: 원/kWh)

시나리오	세율(원/kg)		연료단가(원/kWh)		기준안 대비 연료단가 증감(원/kWh)	
	유연탄	LNG	유연탄	LNG	유연탄	LNG
기준안(RS)	36	60	48.19	81.67	0.00	0.00
시나리오 3-2(S3-2)	107	60	74.64	81.67	26.44	0.00
시나리오 5-2(S5-2)	126	60	81.71	81.67	33.52	0.00
시나리오 3(S3)	75	42	62.72	79.46	14.53	-2.21
시나리오 4(S4)	108	42	75.01	79.46	26.82	-2.21
시나리오 4-1(S4-1)	90	35	68.31	78.61	20.11	-3.06
시나리오 5-1(S5-1)	118	35	78.73	78.61	30.54	-3.06
시나리오 6(S6)	83	81	65.70	84.24	17.51	2.57
2018년 세법개정(안)*	46	12	51.92	73.29	3.72	-8.38

*: 유연탄 개별소비세 36 → 46원/kg 인상, LNG 개별소비세 60 → 12원/kg 인하, 수입부과금 24.2원 → 3.8원/kg 인하 (LNG는 기존 대비 68.4원/kg 세율 인하)

발전부문 세계 개편 주요 시나리오별 유연탄과 LNG발전의 급전순위 역전 현상은 해당 연료원의 이용률과 발전 비중 변화를 통해 직접적으로 확인할 수 있다. 다음의 <표 4-6>, <표 4-7>은 각각 주요 시나리오에 대한 유연탄(발전 비중은 석탄)과 LNG발전의 이용률 및 발전 비중을 정리하고 있다.

기준안의 유연탄 이용률은 2020년 약 81%에서 2030년 75%로 감소하고 있고, 석탄 발전 비중 역시 2020년 43.6%에서 2030년 40.3%로 점진적으로 하락하고 있다. 이러한 발전 비중 추정 결과는 8차 수급계획의 ‘목표 시나리오’상의 발전 비중 전망보다는 다소 높은데⁶⁴⁾, 그 이유는 이 연구에서는 현재까지 정책당국의 직접규제 및 전력시장제도 등에 실제 반영된 정책 수단만을 전력계통 모의에 반영하였기 때문이다. 8차 수급계획의 ‘목표 시나리오’는 발전 연료원별 세계 조정 및 온실가스 배출권 거래 비용, 약품비 등을 발전비용에 추가로 반영하여 도출한 것으로 보고서를 작성하고 있는 현 시점에서 이러한 사항들이 실제로 전력시장운영규칙에 반영되지 않았기 때문에 이 연구에서는 8차 수급계획의 ‘기준 시나리오’ 전망을 기준으로 설정하여 분석을 수행하였다.

시나리오별 추정 결과에 따르면, 시나리오 3-2, 시나리오 3, 시나리오 4-1의 석탄 발전 비중은 기준안보다는 감소하지만 LNG발전과의 전원구성 전환이 확연하게 드러날 수준에는 도달하지 못했다. 그러나 시나리오 5-2, 시나리오 4, 시나리오 5-1로의 세계 개편이 이루어진다면 석탄 발전 비중은 기준안 대비 약 10~20%p 대폭 감소한다. 세계 개편을 통해 석탄과 LNG발전 비중의 대폭적 전환, 즉 실제적인 급전우선순위 역전을 통한 전원구성 전환 달성은 유연탄 발전의 이용율을 40~50%

64) 8차 수급계획의 ‘목표 시나리오’의 2030년 석탄 발전 비중은 36.1%이고, ‘기준 시나리오’의 동년 석탄 발전 비중은 40.5%로 전망하고 있음.

수준으로 대폭 하락시킬 것으로 추정된다. 반면 LNG 발전 비중은 기준 안에서 12~15% 수준을 보이거나, 세율 조정에 따라 유의미한 전원구성 전환이 발생할 경우 LNG 발전 비중은 30% 이상으로 대폭 증가하게 된다. 시나리오 3-2, 시나리오 3, 시나리오 4-1 각각의 유연탄과 LNG 상대세율(유연탄 100 기준)이 100:56, 100:56, 100:39이고, 시나리오 5-2, 시나리오 4, 시나리오 5-1의 상대세율이 각각 100:48, 100:39, 100:30 인 것을 감안할 때, 세계 개편을 통한 석탄과 LNG발전의 급전순위 역전을 통한 실질적인 전원구성 전환 달성을 위해서는 이 두 연료원에 대한 상대세율은 LNG 초기 세율 수준에 따라 다소 차이는 있으나 유연탄 세율은 LNG 세율보다 최소 2배 이상 높아야 함을 의미한다. 다시 말해 8차 수급계획의 유연탄과 LNG의 연료비를 전제할 때 석탄 발전기와 LNG 발전기가 변동비반영시장제도에서 발전 경쟁이 실질적으로 가능하기 위해서는 유연탄 세율이 LNG 세율보다 적게는 2배, 높게는 3배 이상 더 커야한다. 이러한 여건이 조성될 때 고효율 LNG발전기는 저효율 석탄 발전기보다 가격 경쟁력이 확보되므로 시장에서 수익을 창출할 것이고, 결과적으로 저효율 석탄 발전기는 수익 저하로 시장에서 자연스럽게 퇴출될 수밖에 없다.

세계 개편 시나리오의 LNG 초기 세율을 어떻게 설정하는가에 따라 석탄 발전 비중도 영향을 받는데, 시나리오 5-2는 LNG 초기 세율을 현행 세율인 60원/kg과 동일하게 설정하고 유연탄과 LNG 상대세율을 100:48로 설정한 시나리오이다. 이 시나리오를 적용할 때 석탄 발전 비중은 연도별로 다소 차이는 있으나 약 21~23% 수준을 보인다. 반면 LNG 초기 세율을 35원/kg으로 설정한 시나리오 5-1은 유연탄과 LNG 상대세율을 100:30 수준으로 조정할 때 시나리오 5-2의 석탄 발전 비중 결과와 유사한 결론을 도출할 수 있다. LNG 초기 세율을 낮게 설정할

수록 21~23% 수준의 석탄 발전 비중을 도출하기 위한 유연탄과 LNG의 세율 격차는 더 커져야 한다(시나리오 5-2 상대세율 100:48 / 시나리오 5 상대세율 100:35(<부록 표 1-2>, <표 1-3> 참고) / 시나리오 5-1 상대세율 100:30). 이와 같이 조세 수단을 통해 석탄과 LNG발전의 전원구성 전환을 달성하기 위해서는 유연탄과 LNG의 상대세율도 중요한 고려 요인이지만, 아울러 LNG 초기 세율을 어떻게 설정하는가도 함께 고려해야 할 사항이다.

8차 수급계획의 대기오염비용 전제치를 개별소비세로 모두 반영한 시나리오 6의 경우 석탄과 LNG발전 간의 급전순위 역전 현상은 거의 발생하지 않아 환경친화적 전원구성으로의 전환 목적에 부적합한 세제 개편 방안일 수 있다. 아울러 ‘2018년 세법개정안’을 반영한 경우에도 석탄과 LNG발전 비중이 기준안과 비교 시 유의미한 차이를 보이지 않고 있어, 이 개편안 역시 향후 세제 개정 취지에 부합하는 방향으로 조정이 필요해 보인다.

8차 수급계획의 유연탄과 LNG의 세율 수준을 기준안으로 설정하고, 유연탄과 LNG 상대세율 및 LNG 초기 세율 전제에 따라 설계한 주요 세제 개편 시나리오간의 비교·분석 결과는 석탄발전기 붐철 가동 정지 혹은 상한제약 등 직접규제가 아닌 가격에 기반한 교정조세 수단을 통해서도 유의미한 전원구성 전환을 달성할 수 있음을 정량적으로 보여주고 있다. 그러나 이러한 교정조세 수단을 통한 급격한 전원구성 전환은 일부 석탄 발전기의 좌초비용(stranded costs) 문제⁶⁵⁾⁶⁶⁾, 전기요금 인

65) 좌초비용(Stranded Cost)이란 “전력산업이 독점체제에서 경쟁체제로 진화함에 따라 일부 설비는 투입한 막대한 투자비를 회수하지 못하고 상당부분 쓸모없거나 비경제적인(obsolete or uneconomic)설비로 남게 되었으며 이렇게 투자된 비용은 다시는 회복하기 힘든 주저앉아 버린(좌초한) 비용으로 인식 되었으며 이렇게 회수할 수 없는 비용이라는 개념 하에서 좌초비용이라고 지칭하게 되었다.”(자료: 전기위원회

상 및 요금 인상에 따른 거시경제 부작용, 전기요금 인상 및 거시경제 역효과에 대한 경제활동 주체(소비자 및 기업 등)의 수용성 문제 등 현실적으로 해결하여야 할 많은 요인들이 존재한다. 따라서 발전부문의 친환경적인 전원구성 전환을 위해서는 이론적인 세제 개편 방안에 대한 검토뿐 아니라 사회적으로도 수용 가능한 세제 개편 대안에 대한 고민도 반드시 필요해 보인다. 이 연구에서는 이러한 정책의 현실성도 고려하기 위해 세제 개편에 따른 전기요금 인상 및 그에 따른 거시경제 부작용 효과, 그리고 이러한 부작용을 완화시킬 수 있는 방안에 대해서도 병행 분석하여 결과를 제시함으로써 향후 정책당국이 발전 부문 세제 개편 방향을 결정하는 데 유용한 정보를 제공할 수 있다고 사료된다. 이 분석 결과에 대한 구체적인 내용은 후술한다.

〈표 4-6〉 주요 시나리오의 유연탄과 LNG 발전 이용률

(단위: %)

시나리오	2020년		2025년		2030년	
	유연탄	LNG	유연탄	LNG	유연탄	LNG
기준안(RS)	80.6	23.0	75.4	18.8	75.1	22.1
시나리오 3-2(S3-2)	68.2	33.3	65.0	27.8	63.5	31.0
시나리오 5-2(S5-2)	41.9	55.1	41.4	48.4	39.1	49.8
시나리오 3(S3)	76.5	26.5	71.7	22.0	71.0	25.2
시나리오 4(S4)	59.4	40.6	57.8	34.1	57.0	35.9
시나리오 4-1(S4-1)	74.1	28.4	69.1	24.3	68.9	26.9
시나리오 5-1(S5-1)	41.6	55.4	41.1	48.7	38.8	50.1
시나리오 6(S6)	77.2	25.9	72.3	21.5	71.6	24.7
2018년 세법개정(안)*	78.3	25.0	72.9	21.0	72.5	24.1

웹진, 2018. 9. 27, 전기용어 사전, <http://www.leadernews.co.kr/korec/webzine07/popDicSearchView.asp?mPage=75&n=1404&c=&s=>.

- 66) 석탄발전의 좌초자산(stranded assets) 혹은 좌초비용에 대한 정의 등 보다 구체적인 내용은 안영환(2017. 12), 석탄발전의 좌초자산 조건 연구, 에너지경제연구원 기본연구보고서 17-16, pp. 19-24 참고.

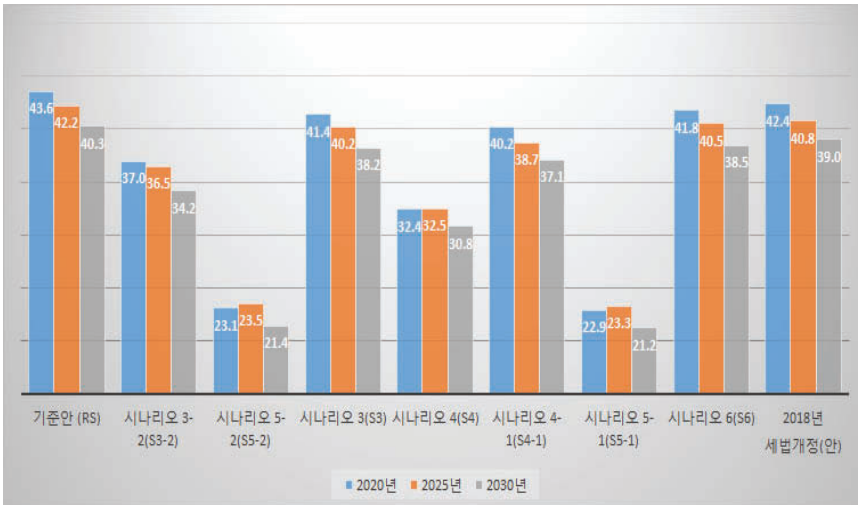
〈표 4-7〉 주요 시나리오의 석탄과 LNG 발전 비중

(단위: %)

시나리오	2020년		2025년		2030년	
	석탄	LNG	석탄	LNG	석탄	LNG
기준안(RS)	43.6	14.4	42.2	11.6	40.3	14.7
시나리오 3-2(S3-2)	37.0	20.9	36.5	17.2	34.2	20.7
시나리오 5-2(S5-2)	23.1	34.7	23.5	30.1	21.4	33.4
시나리오 3(S3)	41.4	16.6	40.2	13.6	38.2	16.8
시나리오 4(S4)	32.4	25.5	32.5	21.2	30.8	24.0
시나리오 4-1(S4-1)	40.2	17.8	38.7	15.0	37.1	17.9
시나리오 5-1(S5-1)	22.9	34.9	23.3	30.3	21.2	33.6
시나리오 6(S6)	41.8	16.2	40.5	13.3	38.5	16.5
2018년 세법개정(안)*	42.4	15.6	40.8	13.0	39.0	16.1

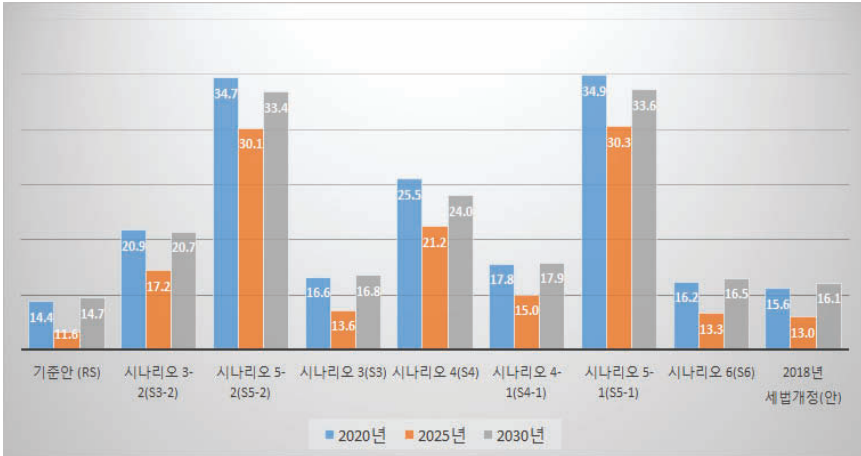
[그림 4-1] 주요 시나리오별 석탄 발전 비중 비교

(단위: %)



[그림 4-2] 주요 시나리오별 LNG 발전 비중 비교

(단위: %)



3. 대기오염물질 및 온실가스 배출량 감축 효과

세계 개편의 궁극적인 목적은 석탄 발전의 비중을 줄이는 대신 상대적으로 청정한 LNG 발전 비중을 확대하여 대기오염물질 배출량을 억제하고 동시에 온실가스 배출량을 감축시키는 데 있다. 이에 이 연구에서는 유연탄과 LNG 발전의 세계 개편에 따른 에너지전환 효과와 더불어 대기오염물질 및 온실가스 배출량 감축 효과도 분석한다.

세계 개편 시나리오별 대기오염물질(SO_x, NO_x, PM) 배출량 추정결과를 보면, 모든 시나리오에서 황산화물(SO_x)과 미세먼지(PM) 배출량은 장기적(2030년)으로 감소하는 추세를 보인다. 이는 8차 수급계획에서 신재생과 LNG 발전 비중을 높이고 원자력과 석탄 발전 비중을 단계적으로 줄이는 장기 전원계획 방향을 반영한 결과로 볼 수 있다. 다만, 질산화물(NO_x) 배출량은 장기적으로 증가하는 추이를 보이는데,

이는 상대적으로 질산화물 배출량이 많은 LNG 발전 비중 증가에 기인한다.

다음의 <표 4-8> 및 [그림 4-3]은 주요 시나리오의 황산화물 배출량 추정 결과를 정리한 것이다. 2020년의 경우 기준안 대비 시나리오 3-2, 시나리오 3, 시나리오 4-1에서는 황산화물 배출량이 각각 15.2%, 5.1%, 8.0% 감소하였고, 시나리오 5-2, 시나리오 4, 시나리오 5-1에서는 각각 47.2%, 25.9%, 47.6% 감소하는 것으로 추정되었다. 이러한 결과는 2025년과 2030년에서도 유사하다. 즉 발전부문에서의 친환경 세계 개편을 통해 황산화물 배출을 획기적으로 줄이기 위해서는 유연탄과 LNG 간의 상대세율이 큰 폭으로 조정되어야 함을 보여 준다. 물론 석탄 발전 상한제약 등과 같은 물량 규제 정책 수단 역시 황산화물 배출을 억제할 수 있으나 자원의 효율적 배분과 장기 친환경 설비의 투자 유인 제공 등 경제적 측면에서는 바람직한 수단으로 보기 어렵다. 오히려 교정조세를 통해 황산화물 배출에 대한 비용을 가격으로 내재화하거나, 발전기별로 실제 배출한 황산화물에 대해 직접 세금을 부과한다면 상대적으로 배출량이 많거나 효율이 낮은 발전기는 시장 경쟁에서 살아남기 위해 환경설비를 대폭 보강하거나 효율 개선 투자를 집행할 것으로 판단된다. 그렇지 않다면 적정한 수익을 창출하기 어려워 자연스럽게 시장에서 퇴출될 것이다. 반대로 상대적으로 청정한 발전설비에는 시장 진입을 위한 긍정적인 가격 유인 신호를 제공할 수 있다.

8차 수급계획의 유연탄과 LNG 발전의 대기오염비용을 모두 반영한 시나리오 6에서는 황산화물 배출량이 기준안과 큰 차이를 보이지 않는 것으로 추정되었다. 이러한 결과는 유연탄과 LNG의 대기오염비용 상대비율이 약 100:98로 이러한 상대비율로 상대세율을 조정할 경우 유연탄과 LNG 발전의 급전우선순위 전환 효과가 미미하기 때문이다.

‘2018년 세법개정안’의 유연탄과 LNG 세율을 반영하여 추정된 시나리오의 황산화물 배출량 역시 기준안과 큰 차이를 보이지 않는다. 앞서 기술한 바와 같이 ‘2018년 세법개정안’은 유연탄과 LNG의 제세부담금 수준을 2:1 비율로 조정한 것으로 유연탄의 제세부담금은 기존 36원/kg에서 46원/kg으로 인상되었고, LNG 제세부담금은 91.4원/kg에서 23원/kg으로 대폭 인하되었다. 이번 세법개정안은 유연탄과 LNG 상대세율을 2:1로 조정했음에도 불구하고, 유연탄과 LNG 발전의 실질적 급전순위 역전 효과가 거의 발생하지 않고 있는데, 이는 앞서 설명한 것처럼 LNG의 세율을 낮은 수준으로 설정할 경우 유연탄과의 급전순위 역전 효과를 달성하기 위해서는 유연탄과 LNG의 세율 격차가 더 커져야하기 때문이다.

이상의 결과를 종합해 보면 유연탄과 LNG의 세제 개편을 통해 실질적인 대기오염물질 배출 저감 효과를 도출하기 위해서는 상대세율뿐 아니라 LNG 세율을 어느 수준으로 설정할 것인가도 중요하게 고려해야 할 요인임을 확인할 수 있다.

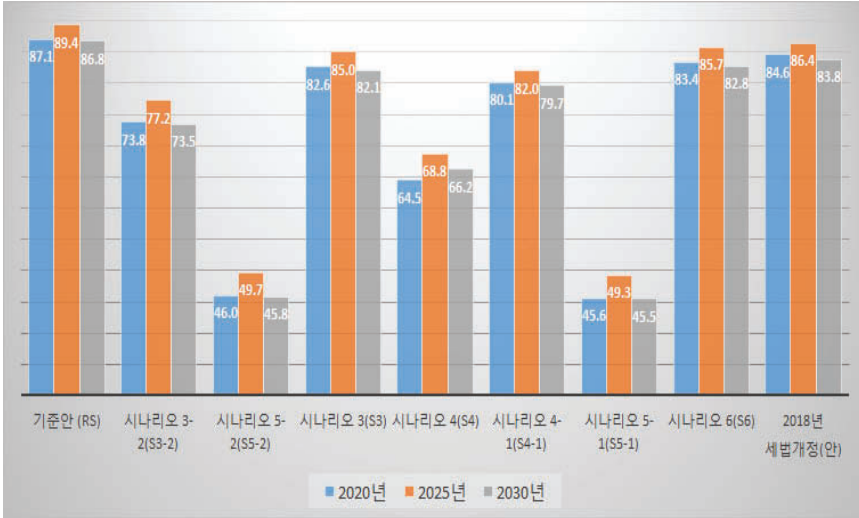
〈표 4-8〉 주요 시나리오별 황산화물(SOx) 배출량 비교

(단위: 천 톤, kg/MWh)

시나리오	2020년		2025년		2030년	
	배출량	단위당 배출량	배출량	단위당 배출량	배출량	단위당 배출량
기준안(RS)	87.07	0.1491	89.35	0.1443	86.76	0.1380
시나리오 3-2(S3-2)	73.83	0.1267	77.19	0.1249	73.50	0.1171
시나리오 5-2(S5-2)	45.99	0.0792	49.69	0.0806	45.84	0.0733
시나리오 3(S3)	82.64	0.1416	84.99	0.1373	82.09	0.1307
시나리오 4(S4)	64.53	0.1108	68.76	0.1113	66.20	0.1056
시나리오 4-1(S4-1)	80.11	0.1373	81.95	0.1325	79.65	0.1268
시나리오 5-1(S5-1)	45.62	0.0785	49.26	0.0799	45.45	0.0727
시나리오 6(S6)	83.38	0.1428	85.73	0.1385	82.77	0.1317
2018년 세법개정(안)*	84.58	0.1449	86.39	0.1396	83.78	0.1333

[그림 4-3] 황산화물(SOx) 배출량 비교

(단위: 천 톤)



다음 <표 4-9> 및 [그림 4-4]는 주요 시나리오의 질산화물(NOx) 배출량 추정 결과를 비교하고 있다. 황산화물(SOx) 추정 결과와 매우 유사하게 2020년의 경우 기준안 대비 시나리오 3-2, 시나리오 3, 시나리오 4-1의 질산화물 배출량 감축률은 각각 5.8%, 1.9%, 3.0%로 매우 낮은 반면, 시나리오 5-2, 시나리오 4, 시나리오 5-1의 감축률은 각각 17.7%, 9.8%, 17.9%이다. 세계 개편에 따른 질산화물 배출량 감축 영향은 황산화물 감축 효과보다 크게 낮은데, 이는 상대적으로 질산화물 배출이 큰 LNG 발전 비중이 증가하여, 석탄 발전 비중 감소에 따른 질산화물 감축량을 일정부분 상쇄하기 때문이다.

시나리오 6과 ‘2018년 세법개정안’의 질산화물 배출은 기준안과 큰 차이가 없기 때문에, 발전부문 친환경 세계 개편의 본 취지를 감안한다면 향후 추가적인 세계 개편 방안이 마련될 필요가 있어 보인다.

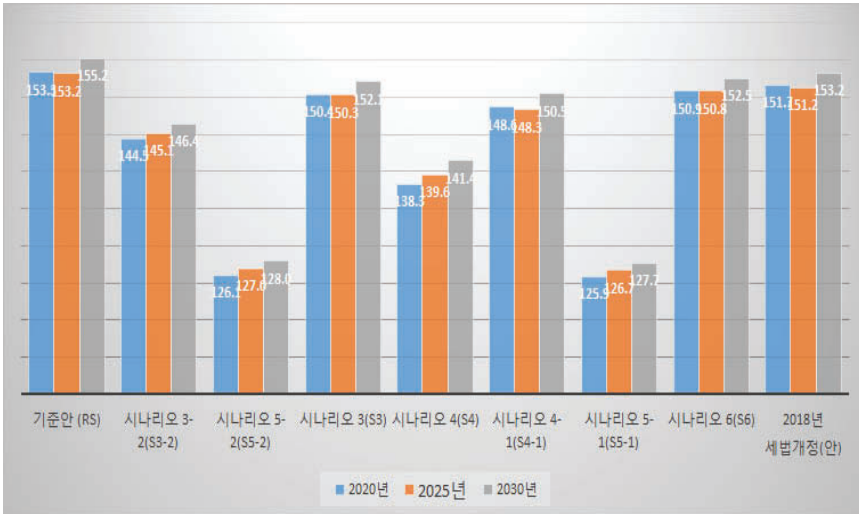
〈표 4-9〉 주요 시나리오별 질산화물(NOx) 배출량 비교

(단위: 천 톤, kg/MWh)

시나리오	2020년		2025년		2030년	
	배출량	단위당 배출량	배출량	단위당 배출량	배출량	단위당 배출량
기준안(RS)	153.30	0.2625	153.19	0.2474	155.23	0.2469
시나리오 3-2(S3-2)	144.46	0.2479	145.12	0.2347	146.36	0.2332
시나리오 5-2(S5-2)	126.10	0.2170	126.98	0.2060	127.96	0.2046
시나리오 3(S3)	150.36	0.2576	150.28	0.2428	152.07	0.2421
시나리오 4(S4)	138.33	0.2376	139.56	0.2259	141.43	0.2256
시나리오 4-1(S4-1)	148.63	0.2548	148.28	0.2397	150.46	0.2396
시나리오 5-1(S5-1)	125.85	0.2166	126.70	0.2055	127.72	0.2042
시나리오 6(S6)	150.85	0.2584	150.77	0.2436	152.52	0.2428
2018년 세법개정(안)*	151.65	0.2597	151.22	0.2443	153.23	0.2438

[그림 4-4] 질산화물(NOx) 배출량 비교

(단위: 천 톤)



다음의 <표 4-10> 및 [그림 4-5]는 주요 시나리오의 미세먼지(PM) 배출량 추정 결과를 보여 주고 있다. 2020년 기준으로 기준안 대비 시나리오 3-2, 시나리오 3, 시나리오 4-1의 미세먼지 배출량 감축률은 각각 15.4%, 5.1%, 8.2%로 다소 낮은 반면, 시나리오 5-2, 시나리오 4, 시나리오 5-1의 감축률은 각각 47.3%, 26.1%, 47.8%로 매우 크다. 황산 화물과 질산화물 저감 효과와 유사하게, 미세먼지 저감의 실제적 효과는 유연탄과 LNG의 유의미한 상대세율 조정을 통해서 달성할 수 있다. 2020년 기준으로 기준안 대비 시나리오 6과 ‘2018 세법개정안’의 미세먼지 저감 효과는 각각 4.4%, 3.0%로 그 효과가 크지 않은 것으로 추정되었다. 이는 향후 발전부문의 세제 개편 설계 시 환경성 개선이라는 목적을 이루기 위해서는 유연탄과 LNG 간의 적정한 상대세율 수준과 초기 세율 설정에 대한 신중한 검토가 필요하다는 시사점을 제공한다.

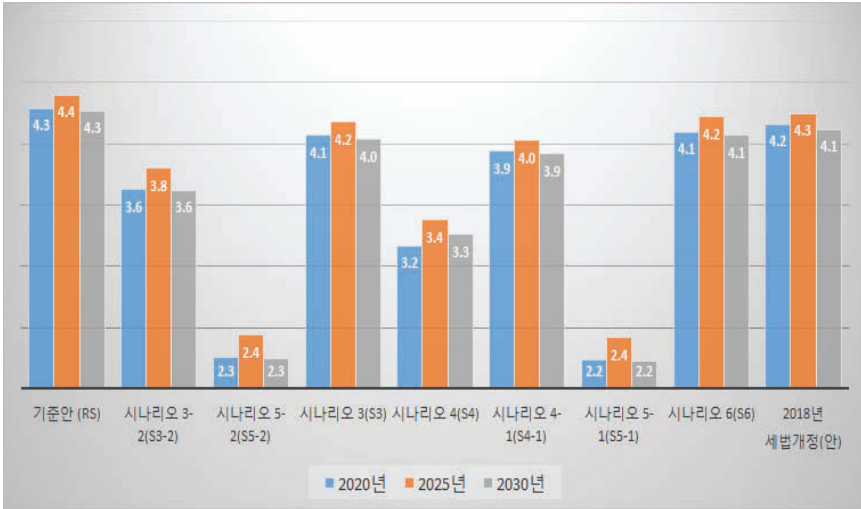
<표 4-10> 주요 시나리오별 미세먼지(PM) 배출량 비교

(단위: 천 톤, kg/MWh)

시나리오	2020년		2025년		2030년	
	배출량	단위당 배출량	배출량	단위당 배출량	배출량	단위당 배출량
기준안(RS)	4.29	0.0073	4.40	0.0071	4.27	0.0068
시나리오 3-2(S3-2)	3.63	0.0062	3.80	0.0061	3.62	0.0058
시나리오 5-2(S5-2)	2.26	0.0039	2.44	0.0040	2.25	0.0036
시나리오 3(S3)	4.07	0.0070	4.18	0.0068	4.04	0.0064
시나리오 4(S4)	3.17	0.0055	3.38	0.0055	3.26	0.0052
시나리오 4-1(S4-1)	3.94	0.0068	4.03	0.0065	3.92	0.0062
시나리오 5-1(S5-1)	2.24	0.0039	2.42	0.0039	2.23	0.0036
시나리오 6(S6)	4.10	0.0070	4.22	0.0068	4.07	0.0065
2018년 세법개정(안)*	4.16	0.0071	4.25	0.0069	4.12	0.0066

[그림 4-5] 미세먼지(PM) 배출량 비교

(단위: 천 톤)



본 연구에서는 세계 개편으로 인한 대기오염물질 배출량 감축과 함께 온실가스 배출량 감축에 대한 영향도 분석하였다. 다음의 <표 4-11>과 [그림 4-6]은 주요 시나리오별 온실가스 배출량을 정리한 것이다. 기준안의 온실가스 배출량은 8차 수급계획의 발전량·기준 시나리오'에서의 온실가스 배출량을 전망한 결과인데 2020년 배출량은 약 240백만 톤, 2025년 241백만 톤, 2030년 242.4백만 톤으로 추정되었다. 2020년 주요 시나리오의 배출량을 기준안과 비교하면 시나리오 3-2, 시나리오 3, 시나리오 4-1의 온실가스 배출량은 기준안에 비해 각각 7.3%, 2.4%, 3.9% 축소되고, 시나리오 5-2, 시나리오 4, 시나리오 5-1은 각각 22.7%, 12.5%, 22.9%나 적은 것으로 추정되었다. 시나리오 6과 '2018년 세법개정안'의 2020년 기준안 대비 온실가스 감축률은 각각 2.0%, 1.4%로 저감 효과가 거의 없는 것으로 추정되었다.

2030년 발전부문에서의 온실가스 배출 가능 수준이 명확히 제시되는 시점에서 본 연구에서 수행한 세계 개편 시나리오별 온실가스 배출량 추정치는 정책 당국이 세계 개편 방향에 대한 설정과 온실가스 배출 목표 달성을 위한 현실적인 세계 개편안을 설정하는 데 활용할 수 있을 것으로 판단된다. 가령 2030년 국내 발전부문에서 배출 가능한 온실가스 수준이 기준안 추정치인 약 242백만 톤보다 훨씬 낮은 수준인 200백만 톤 이하의 수준으로 결정된다고 가정하면 이러한 목표를 달성하기 위한 유연탄과 LNG의 상대세율은 시나리오 4와 시나리오 5-2 및 시나리오 5-1에서 적용된 상대세율 범위 내에서 책정되어야 한다.⁶⁷⁾

대기오염물질 배출 저감 뿐 아니라 온실가스 배출을 억제하기 위해서는 유연탄과 LNG 발전 간의 실질적인 급전우선순위 변화가 필요하며, 이를 달성하기 위해서는 유연탄과 LNG의 과감한 상대세율 조정이 불가피해 보인다. 다만 세계 개편 과정에서 발생 가능한 국민 수용성, 거시경제 악영향, 조세 왜곡, 석탄발전 좌초비용 등의 문제 해결을 위해서는 급진적인 세계 개편보다는 점진적·단계적 조정 과정이 필요하다. 발전부문 친환경 세계 개편은 세계 개편에 따른 미시적·거시적 경제 영향을 사전에 분석하고, 이를 바탕으로 사회적 합의와 협의 과정을 통해 최종적으로 정책 집행이 이루어질 때 세계 개편에 따른 악영향을 최소화할 수 있다.

67) 참고로 8차 수급계획 발전량 ‘목표 시나리오’의 2030년 발전부문 온실가스 배출량은 2.37억 톤으로 전망하고 있음.

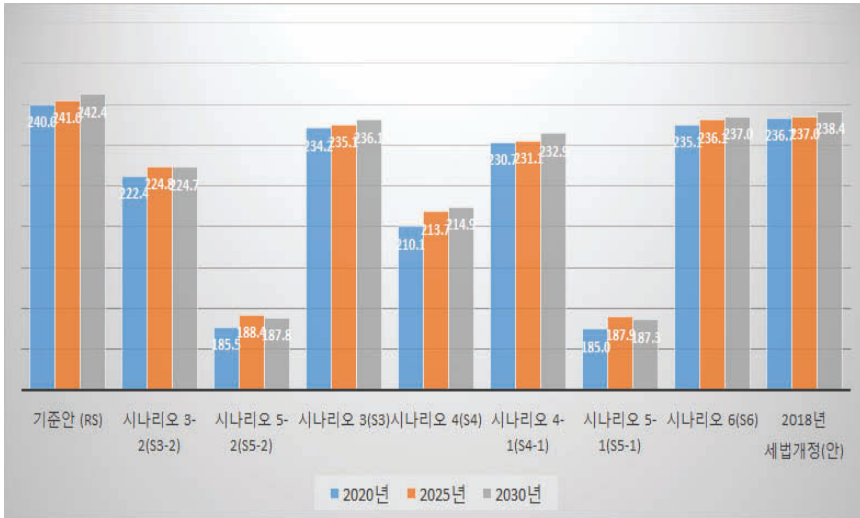
〈표 4-11〉 주요 시나리오별 온실가스 배출량 비교

(단위: 백만 톤, 톤/MWh)

시나리오	2020년		2025년		2030년	
	배출량	단위당 배출량	배출량	단위당 배출량	배출량	단위당 배출량
기준안(RS)	240.0	0.4110	241.0	0.3892	242.4	0.3854
시나리오 3-2(S3-2)	222.4	0.3815	224.8	0.3636	224.7	0.3579
시나리오 5-2(S5-2)	185.5	0.3193	188.4	0.3056	187.8	0.3003
시나리오 3(S3)	234.2	0.4011	235.1	0.3800	236.1	0.3758
시나리오 4(S4)	210.1	0.3608	213.7	0.3459	214.9	0.3427
시나리오 4-1(S4-1)	230.7	0.3955	231.1	0.3736	232.9	0.3707
시나리오 5-1(S5-1)	185.0	0.3185	187.9	0.3047	187.3	0.2995
시나리오 6(S6)	235.1	0.4028	236.1	0.3816	237.0	0.3772
2018년 세법개정(안)*	236.7	0.4055	237.0	0.3829	238.4	0.3793

[그림 4-6] 온실가스 배출량 비교

(단위: 백만 톤)



4. 소결

본 연구에서는 유연탄과 LNG의 대기오염물질 배출에 대한 외부비용을 반영한 다양한 세계 개편 시나리오를 설정하고 세계 개편에 따른 발전량 변화와 환경 개선 효과를 정량적으로 분석하였다. 분석결과에 따르면 세계 조정을 통해 발전부문에서 친환경 전원으로의 에너지전환을 유도하기 위해서는 유연탄과 LNG의 상대세율을 어떤 비율로 설정할지와 함께 LNG 세율을 어느 수준으로 책정하는지도 주요한 요인임을 확인하였다. LNG 세율을 낮게 설정할수록 LNG 발전이 석탄 발전과의 경쟁에서 우위를 점하려면 LNG에 대한 유연탄 세율의 비율을 높게 해야 하는 것으로 분석되었다. 시나리오 5-2(LNG 세율 60원/kg)와 5-1(LNG 세율 35원/kg)을 비교해 보면 시나리오 5-2의 유연탄과 LNG의 상대세율은 100:48(유연탄 100 기준)인 반면 시나리오 5-1의 상대세율은 100:30으로 LNG 세율 수준이 낮을수록 유의미한 급전 우선순위 역전 현상이 발생하므로 유연탄과 LNG의 상대세율 격차는 더 커져야한다.

다양한 시나리오 분석 결과 LNG 세율 수준에 따라 차이는 있으나, 발전부문 에너지 세계 개편을 통해 석탄과 LNG 발전 간의 실질적인 급전 우선순위 전환을 달성하기 위해서는 LNG에 대한 세율을 어떤 수준으로 결정하는가에 따라 유연탄과 LNG 세율의 비율이 100:30~100:50 범위로 조정할 필요가 있는 것으로 분석되었다. LNG 세율이 35원/kg 이하로 낮게 결정되는 경우 필요에 따라 상대세율을 100:20 수준으로 조정해야 할 수도 있다.

유연탄과 LNG 세계 개편을 통해 상대적으로 청정한 LNG 발전 비중이 증가하면 황산화물, 미세먼지 등 대기오염물질의 배출을 저감시킬

뿐만 아니라 온실가스 배출을 줄이는 편익도 동시에 발생시킨다. 발전 부문 에너지전환 결과로써의 환경 개선은 원칙적으로 교정조세 수단을 활용하여 발전원 간 가격 경쟁을 통해 유도하는 것이 자원배분의 효율성과 친환경 설비투자 유인 제공 측면에서 직접규제 수단보다 더 적절하다. 다만, 유연탄과 LNG 연료의 해외 도입가격 격차가 상당히 커 유연탄과 LNG 상대세율 조정만으로는 실질적인 발전 비중 전환이 어려운 예외적인 경우에만 직접규제 방식을 고려할 필요가 있어 보인다. 아울러 세계 개편은 「2030 국가 온실가스 감축로드맵」⁶⁸⁾의 전환부문 온실가스 감축 목표를 달성하기 위한 가장 효율적인 방안일 수 있다.

시나리오 6(유연탄과 LNG 상대세율 100:98)의 유연탄과 LNG의 세부담금 수준을 2:1 비율로 조정한 ‘2018년 세법개정안’은 급전우선순위 역전을 통한 에너지전환 효과가 크지 않다. 이는 친환경 전원구성 전환을 위한 정책당국의 교정조세 정책 수단 설계 시 유연탄과 LNG 상대세율을 매우 신중하게 설정하여야 함을 단적으로 보여 준다.

발전부문의 세계 개편을 통한 친환경 에너지전환 정책은 이론과 현실의 괴리 문제가 존재할 수 있다. 이론적으로는 개별 연료원에서 발생하는 모든 외부비용을 적정 상대세율을 설정하여 가격에 내재화하고 환경오염을 유발하는 발전원의 생산량(발전량)을 사회적 후생이 극대화되는 수준의 생산량으로 억제할 수 있으나, 현실에서는 이러한 과정에서 전기요금 인상 및 이에 따른 거시경제 악영향, 일부 석탄 발전기의 자본비용 회수(좌초비용)⁶⁹⁾, 경제활동 주체들의 행동 변화(조세 왜곡현상) 등 부작용

68) 환경부 보도자료(2018.7.24), 2030 온실가스 감축 로드맵 수정안 및 2018~2020년 배출권 할당계획 확정.

69) 만일 유연탄과 LNG의 세계 조정으로 일부 자본비용이 회수되지 못한 석탄 발전기가 이용률 저하에 따라 대규모 손실이 발생한다면 해당 자산이 좌초자산이 될 가능성이 높아지게 되는데, 이 경우 정책당국은 해당 자산의 자본비용 회수를 위한 법적 보상책을 지원해야 할 수도 있음.

이 발생할 수 있고, 이러한 영향에 기인하여 국민 수용성 악화와 조세 저항 문제가 야기될 수 있다. 정책의 현실성도 고려하고자 이 연구에서는 주요 세제 개편 시나리오별 전기요금 및 세수 영향 그리고 요금상승과 세수 환원에 따른 거시경제 영향도 병행 분석하여 그 결과를 다음 장에서 제시하고 있다.

제5장 세제 개편의 전기요금 및 거시경제 영향

1. 전기요금에 대한 영향

본 연구의 목적은 발전연료에 대한 세율 조정을 통해 발전부문에서 유연탄 발전을 줄이고 LNG 발전 비중은 확대하는 세제 조정안을 도출하는 것이다. 그러나 앞장에서 보았듯이 이 경우 전기요금 인상이 불가피하고 이는 경제에 부담으로 작용할 가능성이 높다. 세제 조정에 따른 간접세 증가로 인해 소득분배가 악화되는 부작용도 예상할 수 있다. 특히 세수 증가에 대한 조세 저항이나 요금인상에 대한 수용성의 문제 등으로 정부가 발전부문의 에너지전환을 위한 과감한 세제 조정을 주저할 가능성도 높다. 실제로 정부의 ‘2018년 세법개정안’에 포함된 유연탄과 LNG에 대한 세제 조정안 내용은 전기요금 인상에 대한 정부의 우려가 반영된 것으로 판단된다. 그러나 실제로 본 연구에서 설정한 시나리오에 따라 세제를 조정하는 경우에도 경제에 미치는 영향이 크지 않거나 경제에 긍정적인 영향을 줄 수 있는 방법이 있다면 세제 조정의 필요성에 대해 국민을 설득할 수도 있을 것이다.

본 연구에서는 발전부문 투입 연료에 대한 세제 개편이 전기요금과 경제에 미치는 과급효과를 분석한다. 세제 개편에 따른 세수 변화와 추가로 조성된 세수를 재투자(세수 환원)할 경우 경제에 어떠한 과급효과를 주는지도 분석한다. 이와 같은 종합적 분석 결과가 확보될 때만이 균형적인 시각으로 발전부문의 환경 개선을 위한 합리적인 세제 개편 방향에 대한 정책 시사점을 제시할 수 있을 것이다.

발전부문 세제 개편 시나리오에 따른 전기요금에 대한 영향을 분석하기 위해 본 연구에서 판매단가를 구한 방법은 다음과 같다. 먼저 전력계통 시뮬레이션을 통해 발전원별 이용률과 송전단 발전량을 추정하고, 추정된 결과와 균등화발전비용(이하 LCOE, Levelized Costs of Energy)⁷⁰⁾을 이용하여 전력도매시장에서의 구입단가를 추정한다. 그리고 추정된 구입단가에 송전·배전·판매수수료 및 적정 투자보수율을 고려하여 판매단가를 도출한다. 본 연구에서 설정한 시나리오에 따라 판매단가(소매시장가격)가 어떻게 영향을 받는지 분석함으로써 세제 개편의 전기요금에 대한 영향을 도출할 수 있다.

발전원별 발전단가는 고정비와 연료비(변동비)로 구성되는데, 만일 유연탄 세율을 인상하면 유연탄 발전의 연료비가 상승하게 된다. 유연탄 발전 연료비가 인상되면 이용률이 하락하므로 이는 다시 고정비의 상승 요인으로 작용하게 된다. 즉, 유연탄에 대한 세율을 인상하면 연료비뿐만 아니라 고정비도 상승하게 된다. 반대로 LNG 세율을 하향 조정할 경우 LNG 발전의 연료비는 하락하고 아울러 이용률이 상승하면서 고정비도 낮아진다. 본 연구에서 전력 구입단가 추정을 위해 LCOE 방법론을 적용하는 것은 바로 세율 조정에 따른 고정비와 연료비 변동을 모두 고려할 수 있기 때문이다.

국내 전력시장의 경우 판매사업자인 한전이 도매시장에서 전력을 구입하면서 정산은 정산조정계수 제도를 적용하고 있다. 그러나 정산조정계수는 사후적으로 결정되며 종종 정산규칙에 의해 결정되기 보다는 해당 시점의 시장 환경 여건을 반영하여 결정되는 경우가 일반적이다.

70) 균등화발전비용법(LCOE)의 구체적 내용은 김윤경·조성진(2014. 5), 균등화비용법을 이용한 원자력 발전 계속 운전 기간별 발전 비용 추정연구, 경제연구 제32권 제2호, 한국경제통상학회를 참고하기 바란다.

수밖에 없어, 세율 조정에 따른 이용률 영향이 거의 없다. 양수발전은 예비력 설비이므로 개별소비세 조정의 영향을 받지 않는다. 신재생발전은 정책 전원으로 전력계통의 급전과는 무관하게 생산한 전력은 시장에서 무조건 수용하는 ‘Must-take’ 설비이므로, 이 역시 세율 조정에 대한 영향은 없다. 유류 발전의 경우 유연탄과 LNG 세율 조정 시 연료비에는 영향이 없으나, 급전순위 변화의 영향으로 이용률이 변할 수 있으므로 고정비는 영향을 받는다. 다만, 유류 발전은 전체 발전량에서 차지하는 비중이 매우 적어 구입단가에 미치는 영향이 미미하므로 변동이 없는 것으로 가정한다.

세제 개편의 전기요금에 대한 영향을 분석하기 위한 구입단가는 8차 수급계획의 발전원별 비용 입력전제를 적용하여 구한 LCOE를 이용하여 추정할 수 있다. 그러나 8차 수급계획에서는 원전, 유연탄, LNG복합, 양수 등 전통적 발전원에 대한 전제치만 존재한다. 이에 본 연구에서는 에너지경제연구원(2017)⁷²⁾의 신재생 에너지원별 균등화발전비용 추정 결과를 이용하여 신재생에너지의 발전단가를 도출하고, 이를 구입단가 추정에 활용한다. 다음의 <표 5-1>은 8차 수급계획상의 전통적 발전원의 LCOE 추정을 위한 전제이며, <표 5-2>는 에너지경제연구원이 추정한 신재생 에너지원별 LCOE 추정 결과이다.

72) 자료: 에너지경제연구원(2017. 6), 에너지원별 균등화비용(LCOE) 추정 연구, 산업통상자원부 출연 정책과제, 산업통상자원부.

〈표 5-1〉 전통적 발전원 LCOE 산정 전제(제8차 수급계획)

	원자력 (경수로)	석탄 (유연탄)	LNG복합	유류	양수
건설비(천 원/kW)	3,245	1,555	1,007	2,234	1,022
수명기간(년)	60	30	30	30	55
할인율(%)	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
운전유지비율(%)	4.39	3.57	4.52	6.68	3.29
고정비율(%)	10.15	10.03	10.98	13.14	8.55
소내소비율(%)	5.3	4.6	1.8	7	0.2
연료비단가 (원/kWh)	5.74	48.19	81.67	124.35	석탄:48.19/LNG:8 1.67/유류:124.35

주: 원자력 건설비 및 운전유지비는 한국수력원자력이 제공한 신규원전 건설비 전망치를 적용함.

자료: 한국수력원자력 내부자료 적용(2017. 12) 및 한국전력거래소 내부자료(2017. 12)를 인용하였으며, 상기 자료는 연구용으로 한정된 비공개 자료임.

〈표 5-2〉 신재생 원별 LCOE 산정결과

구분		LCOE(원/kWh)	비고	적용값 (산술평균)	
신재생 에너지	태양광(지상)	142.3		142.3	
	태양광(건물)	155.4		155.4	
	풍력(육상)	150		150	
	풍력(해상)	283.2		283.2	
	연료전지	285		285	
	IGCC	100.5 ~ 104.3		102.4	
	바이오에너지	136.1 ~ 325.9	연료비 42 ~ 210	231	
	소수력	134.9		134.9	
	조력		95.6 ~ 123.7	방조제 유	109.7
			159.9 ~ 228.4	방조제 무	
매립지 가스	87.2 ~ 104.6		95.9		

자료: 에너지경제연구원(2017. 6), 에너지원별 균등화비용(LCOE) 추정 연구, 산업통상자원부 출연 정책과제, pp. 51~56, 산업통상자원부.

전통적 발전원의 LCOE 산정을 위한 입력 전제를 토대로 원전, 유연탄, LNG, 유류 및 양수발전의 해당 이용률별 발전단가(고정비와 연료비의 합)를 도출할 수 있다. 신재생 에너지원별 LCOE 산정결과와 8차 수급계획에서 제시한 연도별 신재생 에너지원별 발전량 전망을 이용하여 신재생에너지 전체의 연도별 가중평균 발전단가를 추정할 수 있다.⁷³⁾ <표 5-3>은 본 연구의 분석 대상 연도인 2020, 2025, 2030년의 신재생에너지 가중평균 발전단가 산정 결과를 보여 주고 있다. 산정 결과에 따르면 2020년 신재생에너지 가중평균 발전단가는 170.13원/kWh, 2025년은 175.03원/kWh, 2030년 발전단가는 179.11원/kWh이다. 신재생에너지 원별 LCOE 추정결과는 2017년 시점에서의 발전단가로 본 연구에서는 해당 추정결과를 미래 모든 연도에 동일하게 적용하였다. 물론 신재생에너지, 특히 태양광과 풍력의 건설비는 학습효과에 따라 중·장기적으로 하락할 가능성이 높으나, 전통적 발전원의 LCOE 추정결과 역시 2017년 시점의 추정결과를 이용하고 있고, 미래 건설비 및 연료비 전망에 대한 전제도 없기 때문에 정합성 측면을 고려하여 신재생에너지의 건설비 인하 요인은 고려하지 않았다.

73) 8차 수급계획에서 대수력에 대한 LCOE 전제는 미고려하였기 때문에, 이 연구에서는 대수력(일반수력)과 소수력의 LCOE는 동일하다고 가정.

〈표 5-3〉 신재생 가중평균 발전단가 추정결과

(단위: 원/kWh)

8차 신재생 발전량 비중(%)										
연도	태양광	풍 력	수 력	해 양	바이오	폐기물	부 생	연 료	IGCC	합계
2020	23.84	11.69	6.46	1.04	23.33	4.75	16.26	7.70	4.93	100.00
2025	29.83	23.96	4.26	0.61	16.85	2.77	9.48	6.06	6.19	100.00
2030	33.64	33.84	3.20	0.39	12.64	1.80	6.17	4.30	4.03	100.00

발전단가(원/kWh), 에너지경제연구원 산정결과	태양광 (지상)	풍력(해상/ 풍력 산술평균)	수 력	해양 (조력)	바이오	폐기물	부생 (폐기물)	연료	IGCC	합계
	142.3	216.6	134.9	109.7	231	95.9	95.9	285	102.4	

가중평균 발전단가(원/kWh)	태양광	풍 력	수 력	해 양	바이오	폐기물	부 생	연 료	IGCC	합계
2020	33.92	25.32	8.72	1.14	53.90	4.56	15.59	21.93	5.05	170.13
2025	42.44	51.90	5.75	0.66	38.93	2.66	9.09	17.27	6.34	175.03
2030	47.87	73.29	4.31	0.43	29.19	1.73	5.91	12.24	4.12	179.11

자료: 에너지경제연구원(2017. 6), 에너지원별 균등화비용(LCOE) 추정 연구, 산업통상자원부 출연 정책과제, pp. 51~56,
산업통상자원부 / 산업통상자원부(2017. 12. 29), 제8차 전력수급기본계획(2017~2031), pp. 80.

그 외 구입단가 추정에 필요한 원자력, 국내탄(무연탄), 유류, 양수발전의 발전단가는 다음과 같이 전제한다. 세계 개편의 영향을 받지 않는 원자력, 유류, 양수의 이용률은 M-Core 모형을 이용하여 8차 수급계획을 반영한 전력계통모의 결과를 적용하였는데, 이들 발전원의 이용률은 각각 84%, 55%, 10%로 추정되었다. 8차 수급계획에서 국내탄(무연탄) 발전의 LCOE 추정 전제는 존재하지 않기 때문에 본 연구에서는 과거 5개년 국내탄 정산단가(96.6원/kWh)를 LCOE의 대리 변수로 적용하였다.⁷⁴⁾ 양수발전의 연료비는 2017년 LNG, 석탄, 유류 발전의 SMP 결정횡수 비율(81.7:12.8:5.5)을 적용한 가중평균 연료단가를 적용한다.⁷⁵⁾⁷⁶⁾ 이러한 과정을 통해 최종적으로 구입단가는 총구입금액을 송전단 발전량으로 나누어서 도출한다. <표 5-4>는 세계 개편 시나리오별 구입단가 산정방식을 예시한 것이다.

74) 자료: 한국전력공사(2018. 8. 6), 전력통계속보 각호 및 한국전력통계 각호, 한국전력공사 홈페이지, http://home.kepco.co.kr/kepco/KO/ntcob/list.do?boardCd=BRD_000097&menuCd=FN050301.

75) 8차 수급계획의 유류 연료비 124.35원/kWh, LNG 연료비 81.67원/kWh, 석탄 연료비 48.19원/kWh로 전제.

76) 자료: 한국전력거래소(2018. 4. 30), 전력시장 운영실적 각호, <http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew>).

〈표 5-4〉 세계 개편 시나리오별 전력 구입액 산정방식 예시(2030년 기준)

	국내탄 (무연탄)	유연탄	원자력	유류	LNG	양수	신재생 (수력포함)	합계
송전단 발전량(MWh): A	XX	XX	XX	XX	XX	XX	XX	송전단 총발전량 : E
이용율(%)	-	↓	84	55	↑	10	-	
8차 LCOE-고정비단가(원/kWh): B	-	↑	47.25	65.54	↓	99.9	-	
8차 LCOE-연료비단가(원/kWh): C	-	48.19	5.74	124.35	81.67	79.71	-	
세계조정 후 연료비단가(원/kWh): B+C	영향 없음	↑	영향 없음	영향 없음	↓	영향 없음	영향 없음	
세계 조정 후 LCOE 발전단가(원/kWh): D	96.6	↑	52.99	189.89	↓	179.61	170.13	
전력구입금액(억 원): A*D	A*D	A*D	A*D	A*D	A*D	A*D	A*D	구입금액 총계 : F
구입단가(원/kWh)	구입단가는 (구입금액 총계/송전단 총발전량, (F/E))의 수식으로 도출함							

세제 개편의 전기요금에 대한 영향을 보기 위해 앞서 설명한 구입단가에 송전·배전·판매수수료와 적정 투자보수율을 포함한 판매단가를 도출하였다. 그런데 송전·배전·판매수수료, 그리고 적정 투자보수율에 대한 자료가 없어 본 연구에서는 과거 10년(2008~2017년) 동안의 전력 구입단가와 판매단가 사이의 비율(80% 정도)⁷⁷⁾을 적용하여 판매단가를 추정하였다(<표 5-5> 참고).

〈표 5-5〉 과거 10년 기간의 정산단가 및 판매단가 실적

(단위: 원/kWh, %)

구분	전력구입단가(원/kWh)	판매단가(원/kWh)	판매 대비 구입 비중(%)
2008	68.50	78.76	86.97
2009	66.47	83.59	79.52
2010	73.29	86.12	85.10
2011	79.69	89.32	89.22
2012	90.32	99.10	91.14
2013	87.77	106.33	82.54
2014	89.62	111.28	80.54
2015	82.71	111.57	74.13
2016	79.61	111.23	71.57
2017	83.31	109.53	76.06
10년 평균	84.72	105.48	81.68

자료: 한국전력공사, 전력통계속보 각호(2018. 8. 6), http://home.kepco.co.kr/kepco/KO/ntcob/list.do?boardCd=BRD_000097&menuCd=FN05030101.

본 연구에서는 현재 유연탄과 LNG에 부과되고 있는 세율하에 결정된 판매단가(기준안)와 각 시나리오의 세제 개편에 의한 판매단가를

77) 자료: 한국전력공사, 전력통계속보 각호(2018. 8. 6), http://home.kepco.co.kr/kepco/KO/ntcob/list.do?boardCd=BRD_000097&menuCd=FN05030101.

비교하는 방식으로 세계 개편의 전기요금에 대한 영향을 분석한다. <표 5-6>과 [그림 5-2]에서는 주요 세계 개편 시나리오별 2020, 2025, 2030년의 구입단가(원/kWh)와 기준안 대비 구입단가 증감률 추정 결과가 정리되어 있다.

기준안을 포함한 모든 세계 개편 시나리오의 구입단가는 장기로 갈수록 인상되는 추세를 보인다. 기준안의 구입단가는 2020년 84.6원/kWh에서 2030년 101.3원/kWh로 약 19.7% 인상되며, 다른 시나리오의 경우에도 약간의 차이는 있지만 16.1~20.0% 인상되는 것으로 추정되었다. 연간 평균 인상률로는 약 1.5~1.8% 수준이다.

2020년 시나리오 3-2, 시나리오 3, 시나리오 4-1의 경우 구입단가는 기준안보다 각각 13.6%, 7.2%, 9.8% 높은 것으로 추정되었고, 시나리오 5-2, 시나리오 4, 시나리오 5-1은 16.6%, 13.4%, 14.5% 상승하는 것으로 추정되었다. 시나리오 6은 9.3%, '2018년 세법개정안'은 기준안보다 약 0.4% 인상되는 것으로 추정되었다.

개별 년도에서 기준안 대비 세계 개편 시나리오의 구입단가 증감률 결과에 따르면 석탄발전과 LNG발전의 에너지전환이 유의미한 수준을 달성하기 위해서는 전력 판매사업자가 전력도매시장에서 생산된 전력을 구입하는 단가가 기존보다 개략적으로 15% 이상 인상되어야 한다. 시나리오 3-2, 시나리오 3, 시나리오 4-1의 2020년 석탄 발전 비중이 각각 37.0%, 41.4%, 40.2%이고 기준안의 석탄 발전 비중이 43.6%이므로, 기준안 대비 이들 시나리오의 석탄 발전 비중은 6.6%p, 2.2%p, 3.4%p 감소하는데, 이에 따른 구입단가 영향은 순서대로 13.6%, 7.2%, 9.8% 인상된다. 반면 2020년 기준 시나리오 5-2, 시나리오 4, 시나리오 5-1의 기준안 대비 석탄 발전 비중은 각각 20.5%p, 11.2%p, 20.7%p 낮은 수준인데, 구입단가는 16.6%, 13.4%, 14.5% 인상된다. 이상의 결과를 보면 세계 개

편을 통해 석탄 발전 비중을 대폭 낮추더라도 구입단가 인상률은 이에 비례해서 증가하지 않는다는 점이다. 가령 시나리오 4-1과 5-1을 예로 들면, 시나리오 4-1의 석탄 발전 비중은 기준안 대비 3.4%p 감소하고 구매단가는 기준안보다 9.8% 인상된다. 그러나 시나리오 5-1은 기준안 대비 석탄 발전 비중이 20.7%p 감소함에도 불구하고 구입단가는 14.5% 인상되는데 그쳤다. 두 시나리오의 기준안 대비 석탄 발전 비중은 약 6배 (3.4%p vs. 20.7%p) 정도 차이가 나지만 구입단가 인상률은 약 1.5배 (9.8% vs. 14.5%) 정도의 차이만을 보이고 있다.

8차 수급계획의 대기오염비용을 모두 조세로 반영한 시나리오 6의 경우 2020년 기준 구입단가 인상률은 기준안보다 9.3% 높게 추정된다. 그럼에도 시나리오 6의 2020년 석탄 발전 비중은 41.8%로 기준안의 석탄 발전 비중과 큰 차이를 보이지 않는다. 즉 시나리오 6은 세계 개편을 통한 실질적인 에너지전환 목적에 부합하지 못할 뿐더러 구입단가만 인상시키는 결과를 초래하고 있다.

‘2018년 세법개정안’은 유연탄과 LNG의 제세부담금 상대비율을 2:1로 조정했음에도 불구하고, 석탄 발전 비중과 구입단가 증감률에 미치는 영향은 거의 없는 것으로 분석되었다. 2020년 기준 기준안의 석탄 발전 비중은 43.6%이고 ‘2018년 세법개정안’의 석탄 발전 비중은 42.4%로 큰 변화가 없고, 동년도 기준안 대비 ‘2018년 세법개정안’의 구입단가는 약 0.4% 인상되어 그 영향 역시 미미하다.

이상의 결과에서와 같이 발전부문 세계 개편을 어떻게 설계하는가에 따라 전기요금 인상의 당위성과 환경성 향상이라는 세계 개편 본연의 목적을 동시에 최적화시킬 수 있다. 만일 에너지전환 정책의 실효성이 매우 낮은데도 전기요금 상승만을 초래하거나, 혹은 요금상승 영향도 없고 환경성 개선에도 부적절한 세계 개편(안)을 설계하고 실행에 옮긴다면

이는 사회적 갈등비용만 초래할 뿐 세계 개편의 본 취지와 그 실효성 모두에 부합하지 않는다는 점을 유의해야 한다.

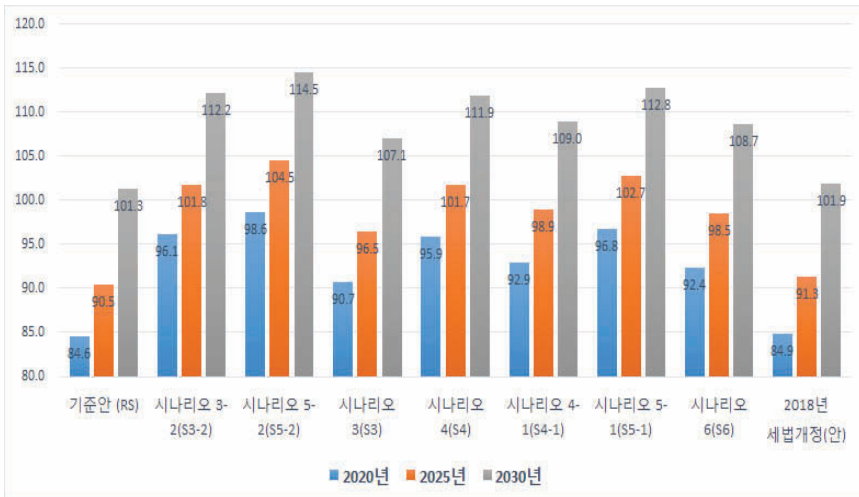
〈표 5-6〉 주요 시나리오별 구입단가 및 기준안 대비 증감률 비교

(단위: 원/kWh, %)

시나리오	2020년		2025년		2030년	
	구입 단가	기준안 대비 증감률	구입 단가	기준안 대비 증감률	구입 단가	기준안 대비 증감률
기준안(RS)	84.6	-	90.5	-	101.3	-
시나리오3-2(S3-2)	96.1	13.6	101.8	12.5	112.2	10.7
시나리오5-2(S5-2)	98.6	16.6	104.5	15.5	114.5	13.0
시나리오 3(S3)	90.7	7.2	96.5	6.7	107.1	5.7
시나리오 4(S4)	95.9	13.4	101.7	12.5	111.9	10.5
시나리오4-1(S4-1)	92.9	9.8	98.9	9.3	109.0	7.6
시나리오5-1(S5-1)	96.8	14.5	102.7	13.5	112.8	11.3
시나리오 6(S6)	92.4	9.3	98.5	8.9	108.7	7.3
2018년 세법개정(안)*	84.9	0.4	91.3	1.0	101.9	0.6

〈그림 5-2〉 주요 시나리오 구입단가 비교

(단위: 원/kWh)



<표 5-7>과 [그림 5-3]은 앞서 본 구입단가에 지난 10년간의 구입단가와 판매단가 비율을 적용하여 추정된 시나리오별 판매단가를 기준안과 비교하여 정리한 것이다. <표 5-8>과 [그림 5-4]는 2020년 대비 2030년 판매단가의 변화를 나타내는데 세제 개편에 따른 장기 전기요금 인상 효과를 보여 준다.

먼저 단기 전기요금 영향을 보면 2020년 시나리오 3-2, 시나리오 3, 시나리오 4-1은 기준안 대비 각각 10.9%, 5.8%, 7.8% 인상되는 것으로 나타나고 있고, 시나리오 5-2, 시나리오 4, 시나리오 5-1은 각각 13.2%, 10.7%, 11.6% 인상되는 것으로 추정되었다. 시나리오 6의 기준안 대비 전기요금 인상률은 7.3%이고, ‘2018년 세법개정안’에서는 0.3% 인상되는 것으로 추정되었다.

전기요금에 대한 장기 영향을 보자. 기준안의 경우 2020년 대비 2030년 전기요금 인상률은 15.8%로 세제 개편이 없더라도 8차 수급계획의 중·장기 전원구성 변화에 따라 전기요금이 인상됨을 보여 준다. 2020년의 기준안 대비 시나리오 3-2, 시나리오 3, 시나리오 4-1의 2030년 전기요금 인상률은 각각 26.1%, 21.3%, 23.1%로 추정되었고, 시나리오 5-2, 시나리오 4, 시나리오 5-1의 인상률은 각각 28.3%, 25.8%, 26.7%로 추정되었다(<표 5-8>과 [그림 5-4] 참고). 이는 중·장기 전기요금 인상 경로가 기준안을 따를 경우 2030년에 2020년 대비 15.8%가 인상되어야 하지만 만일 발전부문 세제 개편으로 전기요금 경로가 바뀌는 상황에서는 기준안의 전기요금 인상 경로보다 다소 높은 경로로 이동함을 의미한다. 가령 기준안의 2020년 대비 세제 개편 시나리오 3-2의 2030년 전기요금 인상률은 26.1%인데, 이는 기준안의 장기 전기요금 인상률인 15.8%보다 10.3%p 더 높은 수준으로 요금이 인상된다는 것을 의미한다. 시나리오 3과 4-1은 기준안의 장기 전기요금 인상률보다 각각 5.5%p, 4.3%p 더 높고,

시나리오 5-2, 시나리오 4, 시나리오 5-1은 각각 12.5%p, 10.0%p, 10.9%p 더 인상될 것으로 추정되었다. 시나리오 6의 경우는 기준안보다 7.0%p 더 높지만 ‘2018년 세법개정안’은 0.6%p 더 높은 데 불과하여 기준안과의 차이가 거의 없는 것으로 분석되었다.

이상의 세제 개편 시나리오별 전기요금 분석 결과를 종합해 보면, 세제 개편 내용에 따라 차이는 있으나 단기적으로 석탄 발전과 LNG 발전 간의 실질적인 전환을 달성하기 위해서는 전기요금이 기준안보다 10% 이상 인상되는 것을 감수해야 하는 것으로 나타났다. 장기적인 측면에서도 실질적으로 발전의 전환을 유도하는 세제 개편안들은 기준안의 전기요금 인상률보다 10%p 이상 더 높은 수준을 보이는 것으로 추정되고 있다. 시나리오 6은 전환에 대한 효과는 적지만 단기와 장기 모두 기준안 대비 7% 정도 전기요금이 더 인상되어 적절하지 않은 것으로 판단된다. ‘2018년 세법개정안’은 장·단기 모두 기준안의 전기요금 수준과 큰 차이를 보이지 않지만, 석탄 발전과 LNG 발전 간의 급전순위 전환 효과도 거의 없는 것으로 분석되었다.

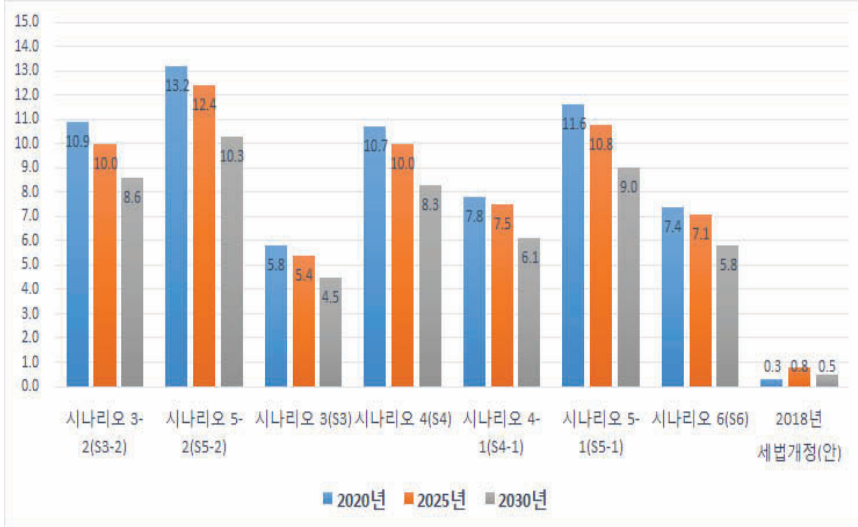
〈표 5-7〉 기준안 대비 타 시나리오 전기요금(판매단가) 증감률 비교: 단기영향

(단위: %)

시나리오	2020년	2025년	2030년
	기준안 대비 전기요금 증감률	기준안 대비 전기요금 증감률	기준안 대비 전기요금 증감률
기준안(RS)	-	-	-
시나리오3-2(S3-2)	10.9	10.0	8.6
시나리오5-2(S5-2)	13.2	12.4	10.3
시나리오 3(S3)	5.8	5.4	4.5
시나리오 4(S4)	10.7	10.0	8.3
시나리오4-1(S4-1)	7.8	7.5	6.1
시나리오5-1(S5-1)	11.6	10.8	9.0
시나리오 6(S6)	7.4	7.1	5.8
2018년 세법개정(안)*	0.3	0.8	0.5

[그림 5-3] 기준안 대비 전기요금 증감률

(단위: %)



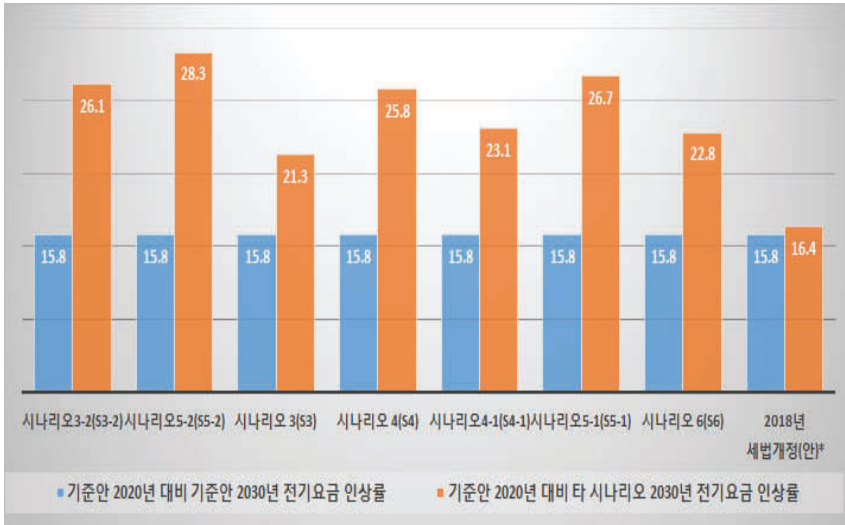
<표 5-8> 주요 시나리오 중·장기 전기요금(판매단가) 영향 비교

(단위: %)

시나리오	동일 시나리오 내의 2020년 대비 2030년 전기요금 인상률	기준안 2020년 대비 타 시나리오 2030년 전기요금 인상률
기준안(RS)	15.8	-
시나리오3-2(S3-2)	13.4	26.1
시나리오5-2(S5-2)	12.9	28.3
시나리오 3(S3)	14.5	21.3
시나리오 4(S4)	13.3	25.8
시나리오4-1(S4-1)	13.9	23.1
시나리오5-1(S5-1)	13.2	26.7
시나리오 6(S6)	14.1	22.8
2018년 세법개정(안)*	16.0	16.4

[그림 5-4] 기준안 대비 중·장기 전기요금 영향(2020년 대비 2030년 인상률)

(단위: %)



2. 조세수입(세수)의 변화

본 연구에서는 발전부문 세제 개편의 전기요금은 물론 세수에 대한 영향도 분석한다. 세수에 대한 영향을 분석하는 이유는 두 가지다. 첫째는 세제 개편 내용에 따라 세수는 크게 증가하나, 에너지전환이라는 본연의 목표는 달성하지 못하는 개편 방안이 가능하기 때문에 이를 확인할 필요가 있다. 둘째는 기준안 대비 각 시나리오의 세수 증가분을 추정하여 이를 신재생에너지 R&D 투자 등 다양한 방식으로 지출하는 경우 경제에 긍정적인 효과를 주는 재정지출 방법이 무엇인지 보기 위함이다.

세제 개편의 세수에 대한 영향을 살펴보기 위해서는 유연탄과 LNG 발전의 연료 소비량이 얼마나 변하는지 추정해야 한다. <표 5-9>는 전

력계통 모의를 통해 세계 개편 시나리오별 2020년, 2025년, 2030년의 유연탄과 LNG의 소비량을 추정한 결과이다.

〈표 5-9〉 주요 시나리오별 유연탄, LNG 연료 소비량

(단위: 백만 톤)

시나리오	2020년		2025년		2030년	
	유연탄	LNG	유연탄	LNG	유연탄	LNG
기준안(RS)	96.87	11.04	98.49	9.59	95.40	12.12
시나리오3-2(S3-2)	81.39	15.54	84.43	13.73	80.14	16.52
시나리오5-2(S5-2)	49.46	25.47	52.98	23.42	48.66	26.20
시나리오 3(S3)	91.80	12.55	93.55	11.07	90.18	13.68
시나리오 4(S4)	70.63	18.81	74.50	16.67	71.63	19.04
시나리오4-1(S4-1)	88.77	13.38	90.19	12.10	87.38	14.46
시나리오5-1(S5-1)	49.05	25.61	52.51	23.58	48.23	26.34
시나리오 6(S6)	92.62	12.29	94.36	10.82	90.91	13.45
2018년 세법개정(안)*	94.03	11.89	95.14	10.61	92.09	13.13

추정된 연료 소비량에 해당 시나리오의 유연탄과 LNG 세율을 곱하면 개별 시나리오의 세수총액을 도출할 수 있다. <표 5-10>은 유연탄과 LNG 발전의 기준안과 시나리오별 총세수 추정 결과를 정리한 것이다. 또한 기준안 대비 각 시나리오의 세수 증가분도 추정되어 있다. [그림 5-5]와 [그림 5-6]은 각각 총세수 추정결과와 기준안과 시나리오 사이의 세수 차이를 나타낸다.

총세수 추정결과를 보면 시나리오 3-2가 가장 많았고 다음이 시나리오 6으로 나타났다. 2020년 시나리오 3-2의 총세수는 9조 6,414억 원으로 추정되었고 시나리오 6은 8조 6,523억 원으로 추정되었다. 반면 에너지전환 효과가 큰 시나리오 5-1과 시나리오 5-2의 경우는 총세수

가 각각 6조 6,839억 원과 7조 7,601억 원으로 상대적으로 적어 세수가 많다고 해서 에너지전환이 발생하는 것은 아님을 보여준다.

기준안 세수와 시나리오별 세수를 비교해 보자. 2020년 기준안 총세수와 비교하여 시나리오 3-2, 시나리오 3, 시나리오 4-1의 세수 증가액은 각각 5조 4,919억 원, 3조 2,621억 원, 4조 3,078억 원으로 추정되었고, 시나리오 5-2, 시나리오 4, 시나리오 5-1의 세수 증가액은 3조 6,105억 원, 4조 2,688억 원, 2조 5,344억 원으로 추정되었다. 시나리오 6의 세수 증가액은 4조 5,027억 원으로 추정되었고, ‘2018년 세법개정안’의 세수는 기준안보다 758억 원 증가하는 것으로 나타났다. 2025년과 2030년도의 기준안 대비 시나리오별 세수 증가액도 유사한 수준을 보이고 있다. 다만, ‘2018년 세법개정안’의 경우 2030년 세수는 오히려 기준안보다 238억 원 감소하는 것으로 추정되고 있는데, 이는 ‘2018년 세법개정안’에서는 개별소비세 및 수입부과금 등 제세부담금의 세율을 모두 고려하여 추정하였기 때문이다.

앞서 언급하였지만 세계 개편의 세수에 대한 영향을 추정한 결과 환경 개선과 세수 사이에는 상관관계가 크지 않다는 점이다. 즉, 세수가 많다고 에너지전환을 통한 환경 개선이 보장되는 것은 아니다. 시나리오 3-2와 5-2를 비교해 보면 환경 개선을 위해 바람직한 시나리오는 5-2인 반면 목적이 세수 증대에 있다면 시나리오 3-2가 더 합리적이다. 이러한 현상은 시나리오 4-1과 5-1의 비교에서도 유사하다. 이는 세계 개편으로 유연탄과 LNG 발전 사이에 전환이 발생하더라도 발전연료 투입량에 비해 상대적으로 세율 변화가 더 커 유연탄에서 징수하는 세수가 크게 증가하나, LNG 세수의 변화는 상대적으로 작기 때문이다. 시나리오 6은 환경 개선과 세수의 관계를 잘 보여 주고 있는데, 기준

안 대비 세수는 약 4조 5,000억 원 증가함에도 불구하고, 발전원 간 에너지 전환 효과는 크지 않다. ‘2018년 세법개정안’의 경우는 유연탄과 LNG의 제세부담금을 2:1의 비율로 조정하였음에도 불구하고 환경 개선 효과가 거의 없고, 전기요금과 세수에 대한 영향도 거의 없었다. 본 연구의 분석 결과는 발전부문에서 세제 개편을 하는 가장 중요한 목적이 석탄 발전과 LNG 발전 간의 급전순위 전환을 통해 환경을 개선하는 것인데, 세율 조정이 적절하지 않은 경우 세수만 크게 증대시키고 에너지전환을 유도하지 못할 가능성이 있으므로 신중한 접근이 요구됨을 시사해 준다.

〈표 5-10〉 주요 시나리오별 세수 변화

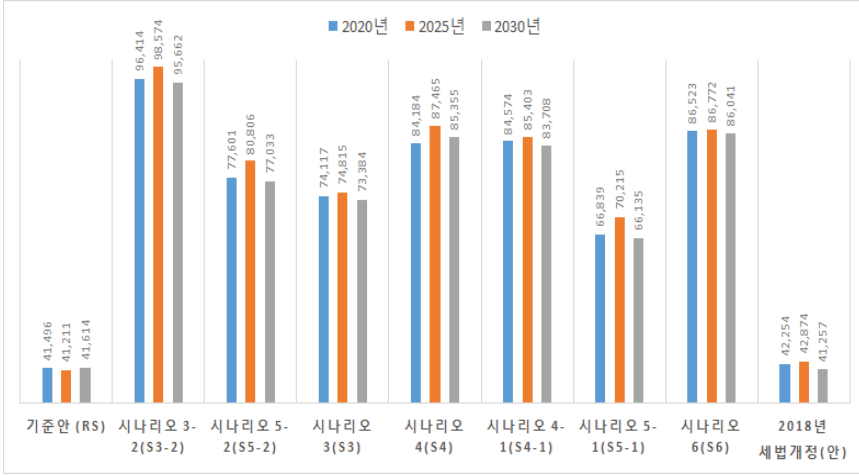
(단위: 억 원)

시나리오	2020년				2025년				2030년			
	유연탄 세수	LNG 세수	총 세수	기준안 대비 세수 증감(억원)	유연탄 세수	LNG 세수	총 세수	기준안 대비 세수 증감(억원)	유연탄 세수	LNG 세수	총 세수	기준안 대비 세수 증감(억원)
기준안(RS)	34,874	6,622	41,496	-	35,455	5,756	41,211	-	34,344	7,270	41,614	-
시나리오3-2(S3-2)	87,088	9,327	96,414	54,919	90,338	8,236	98,574	57,079	85,749	9,913	95,662	54,166
시나리오5-2(S5-2)	62,318	15,283	77,601	36,105	66,753	14,053	80,806	39,310	61,312	15,721	77,033	35,537
시나리오 3(S3)	68,847	5,269	74,117	32,621	70,165	4,651	74,815	33,320	67,639	5,746	73,384	31,888
시나리오 4(S4)	76,284	7,900	84,184	42,688	80,465	7,000	87,465	45,969	77,361	7,995	85,355	43,860
시나리오4-1(S4-1)	79,889	4,684	84,574	43,078	81,169	4,234	85,403	43,907	78,646	5,062	83,708	42,212
시나리오5-1(S5-1)	57,877	8,962	66,839	25,344	61,963	8,251	70,215	28,719	56,916	9,219	66,135	24,639
시나리오 6(S6)	76,592	9,931	86,523	45,027	78,030	8,742	86,772	45,276	75,179	10,862	86,041	44,545
2018년 세법개정(안)*	43,253	-999	42,254	758	43,765	-891	42,874	1,378	42,360	-1,103	41,257	-238

*: 2018년 세법개정(안)의 세수는 LNG 개별소비세를 인하뿐 아니라, 수입부과금 인하도 고려하여 추정된 결과의 의미로 (음)의 값으로 표현.

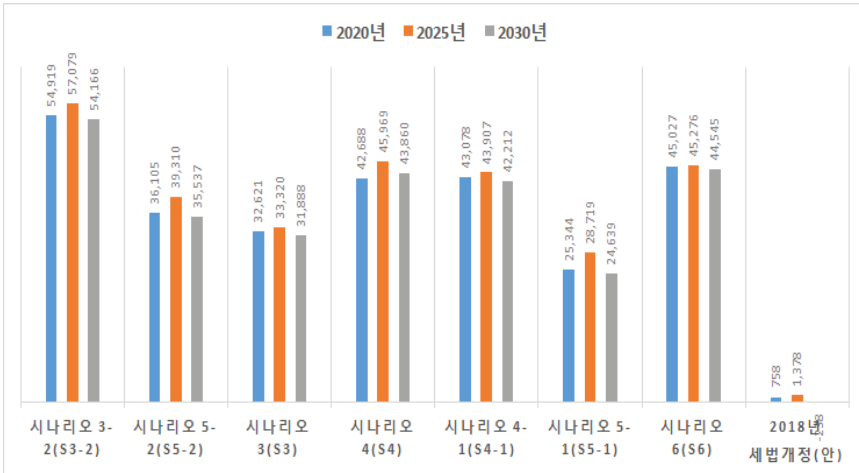
[그림 5-5] 주요 시나리오 총 세수 비교

(단위: 억 원)



[그림 5-6] 기준안 대비 주요 시나리오 총 세수 증감액

(단위: 억 원)



3. 세수활용과 거시경제 파급효과

환경 개선을 위한 세제 개편은 전기요금 인상이라는 결과를 초래하고 이는 경제에 부정적인 영향을 줄 가능성이 높다. 그러나 세제 개편으로 인해 증가된 세수를 어떻게 활용하느냐에 따라 앞서 언급한 부정적인 영향을 축소할 수도 있다. 본 연구에서는 재정지출의 효과를 보기 위해 기준안 대비 증가된 세수를 신재생에너지에 재투자(R&D 지원)하는 방안, 일시금(lump-sum) 형태의 일괄이전(소득이전) 방안, 소비세나 근로소득세 또는 법인세를 감면하는 방안 등을 고려한다. 다양한 재정지출 방안의 경제 파급효과를 분석하기 위해 연산일반균형모형(CGE)을 이용하였다.⁷⁸⁾

세제 개편에 따라 전력요금이 상승하면 다양한 경로를 통해 산업생산, 물가, 소비, 투자, 수출입에 영향을 미치게 된다. 전력요금이 상승하면 기업의 생산비용을 높여 최종재화의 가격이 상승하고 수출과 소비가 감소하게 된다. 국내 재화의 가격상승은 국내재화를 수입재화로 대체하는 효과가 발생하여 수입이 증가하지만 다른 한편으로는 가계소득과 생산이 감소하여 수입재화에 대한 수요가 감소하는 소득효과도 함께 발생하게 된다. 수입이 증가하는 대체효과가 소득효과에 의해 완전히 상쇄되어 수입에 변화가 발생하지 않더라도 수출이 감소하여 무역수지가 악화되는 결과를 초래하게 된다. 연료원별 세제 조정으로 정부지출이 증가하기는 하지만 소비와 투자가 감소하고 무역수지가 악화되어 결국에는 국내총생산(GDP)이 감소하는 결과가 초래된다.

본 연구의 분석결과에 따르면 에너지전환 효과가 분명한 시나리오

78) 연산일반균형모형에 대한 정의, 방법론 및 상세한 추정결과는 <부록 2>를 참고하기 바라며, 본문에서는 주요 추정결과와 이에 따른 시사점만을 간략히 기술함.

5-2의 경우 GDP가 2020~2024년 기간 중 연평균 0.72%로 감소하고, 2025년~2029년에는 0.54%, 2030~2034년에는 0.43% 감소하여 가장 큰 폭으로 감소할 전망이다. 에너지전환 효과가 거의 없는 시나리오 3의 경우 GDP는 2020~2024년에 연평균 0.32% 감소하고, 2025년~2029년에 0.23%, 2030~2034년에 0.19% 감소하여 다른 시나리오에 비해 가장 적은 감소율을 보이고 있다. 시나리오 5-2에서 무역수지는 2020~2024년에 연평균 19.4조 원에 달하는 적자가 발생하고, 시나리오 3에서 8.9조 원의 적자가 발생하는 것으로 분석되고 있다. 투자와 소비의 경우도 전기요금 상승 크기에 따라 변하는데 요금 상승이 클수록 투자나 소비가 크게 감소하는 것으로 분석되었다(<부록 표 2-1> 참조).

생산이 감소하면 노동과 자본에 대한 수요가 감소하고 가계소득이 감소하게 된다. 고용과 자본소득의 변화는 소득계층별로 상이하게 나타나고 이는 소득분배와 소득격차에 영향을 미치게 된다. 전기요금이 상승하고 경기가 침체되면 임금경직성이 높은 고소득층보다는 저소득층의 실업이 늘고 고용이 줄어들어 소득분배가 악화된다. 실업률은 시나리오 5-2에서 2020~2025년에 연평균 0.35%p 증가하여 가장 큰 폭으로 증가하고 시나리오 3에서 0.19%p 증가하여 가장 적은 증가폭을 기록할 전망이다. 소득계층별로는 소득 3분위 계층의 실업률이 가장 크게 증가하고 소득 10분위 실업률이 가장 적게 증가할 전망이다. 고용은 시나리오 5-2에서 2020~2025년에 연평균 19,336명 감소하고, 시나리오 3에서 8,778명 감소할 전망이다. 소득계층별로는 1분위의 고용감소가 가장 크고 10분위의 고용이 가장 적게 감소하는 것으로 나타나고 있다(<부록 표 2-3>과 <부록 표 2-4> 참조).

발전부문 세제 개편으로 증가된 세수를 어떻게 활용하느냐에 따라 앞서 본 것과는 다른 경제적 효과를 도출할 수 있다. 본 연구에서는 세

수 활용방안으로 다섯 가지를 고려하였다. 일괄이전(소득이전), 소비세 인하, 근로소득세 인하, 법인세 인하, R&D 지원 등이다. 분석결과를 보면 일괄이전을 제외하면 모든 시나리오에서 GDP가 기준 시나리오에 비해 감소폭이 줄어들거나 증가하는 것으로 나타나고 있다. 특히 세수입을 R&D에 지원(신재생 투자)하거나 법인세를 인하하는 방향으로 사용한다면 세제 개편에도 불구하고 GDP가 증가할 수 있음을 보여 주고 있다. 소득세와 소비세를 인하하는 방향으로 사용할 경우 GDP는 감소하지만 세수입을 환원하지 않는 경우에 비해 GDP 감소폭이 감소하는 것으로 분석된다. 그러나 일괄이전의 경우는 세수입을 환원하지 않고 재정지출로 사용할 때보다 GDP 감소폭이 증가하는 것으로 추정되었다. 일괄이전으로 가계소득이 증가하면 소비가 증가하지만 다른 한편으로는 근로유인을 줄이는 부정적인 효과가 발생하기 때문인 것으로 분석된다.

소비는 소비세를 인하할 때 가장 큰 폭으로 증가하고, 다음은 R&D 지원, 근로소득세, 법인세, 일괄이전 순으로 클 것으로 전망된다. R&D 지원으로 세수입을 사용할 경우 투자 증가폭이 가장 크고, 다음은 법인세 인하, 근로소득세, 소비세, 일괄이전 순으로 투자에 긍정적인 영향을 미칠 전망이다(<부록 표 2-7>~<부록 표 2-13> 참조).

세수입 환원 없는 에너지 세제 개편은 저소득층의 고용과 소득이 상대적으로 크게 감소하여 소득재분배가 악화되고 소득격차가 확대될 전망이다. 세수입 환원 방법에 따라 소득재분배가 개선되거나 더욱 악화될 가능성이 있다. 세수입을 일괄이전으로 환원할 경우 소득재분배가 가장 크게 개선되고, 다음은 R&D 지원과 근로소득세 인하의 경우도 소득재분배가 개선될 전망이다. 그러나 법인세를 인하하는 방향으로 추가 세수입을 사용할 경우 소득재분배는 악화될 전망이다.

일괄이전은 저소득층에게 상대적으로 더 많은 소득이 이전되기 때문에 소득재분배 개선과 소득격차 완화에 도움이 되는 것은 당연한 결과이다. 근로소득세 완화의 혜택도 저소득층이 상대적으로 크게 받기 때문에 소득재분배가 개선되는 것으로 분석된다. 자본소득은 고소득층이 저소득층보다 상대적으로 많기 때문에 법인세의 혜택이 고소득층에 귀착될 가능성이 높다. 따라서 세수입을 법인세 인하로 사용할 경우 소득재분배와 소득격차가 악화될 전망이다. R&D의 경우는 생산이 증가하고 고용과 자본에 대한 수요가 증가하게 된다. 일반적으로 생산이 증가하고 경기가 활성화될 때 저소득층에 대한 고용이 상대적으로 빠르게 증가하고 반대로 경기가 침체될 때는 저소득층의 고용이 빠르게 감소한다. 자본에 대한 수요 증가는 고소득층에게 유리하게 작용하지만 저소득층의 고용이 빠르게 증가하면서 소득재분배가 개선되는 것으로 분석된다(<부록 표 2-14>~<부록 표 2-20> 참조).

세수입 환원이 없는 세제 개편은 모든 계층의 고용을 감소시키는 방향으로 작용한다. 세수입 환원 방법에 따라 고용은 개선되거나 더욱 악화될 가능성이 있다. 세수입을 근로소득세 인하와 R&D 지원으로 사용할 경우 고용이 증가하는 것으로 분석된다. 일괄이전과 법인세 인하에 사용하면, 세수환원이 없는 경우보다 고용이 더 큰 폭으로 감소할 전망이다. 소비세 인하로 사용할 경우 기준 시나리오에 비해 고용이 감소하지만 세수환원이 없는 경우에 비해서는 고용감소폭이 줄어드는 것으로 추정된다.

근로소득세를 인하하면 자본가격에 비해 임금의 상대적 가격이 낮아져 고용에 대한 수요가 증가하기 때문에 고용이 증가하게 된다. 반대로 법인세 인하는 자본의 상대가격을 낮춰 고용대신 자본에 대한 수요가 증가하는 대체효과 고용이 감소하게 된다. 법인세 인하로 생산이 증가

하여 고용이 증가하는 규모의 효과가 발생하지만 대체효과를 상쇄할 정도로 크지 않을 전망이다. 소비세 인하는 생산 증가에 기여하지만 세제 개편에 따른 사용자 비용을 충분히 상쇄하지 못하기 때문에 세수환원이 없는 경우보다 고용감소가 줄어들지만 여전히 고용이 감소하는 것으로 나타나고 있다.

소득계층별 고용 변화 패턴을 살펴보면 고용이 감소할 때는 저소득층의 고용감소가 고소득층의 고용감소보다 크고 반대로 고용이 증가할 때는 저소득층의 고용증가폭이 고소득층의 고용증가폭보다 크게 나타나고 있다(<부록 표 2-21>~<부록 표 2-27> 참조).

외부비용을 내재화하고 연료원 간 형평성을 제고하기 위해서 에너지 세제개편의 필요성은 매우 높다. 하지만 이러한 세제 개편으로 전력요금이 상승하게 되면 거시경제는 물론 산업생산량이 감소하고 소득재분배가 악화되는 부작용이 작지 않을 전망이다. 따라서 외부비용의 내재화, 국민경제와 소득재분배를 개선하는 목표를 동시에 달성하기 위해서는 발전부문의 세제 개편으로 확보된 세수입을 환원하는 방안을 적극 모색할 필요가 있어 보인다. 본 연구의 분석결과에 따르면 경제의 효율성을 향상시키고 소득재분배를 동시에 개선하기 위해서는 세수입을 R&D 지원(신재생 투자)하는 것이 가장 바람직한 것으로 평가된다.

4. 소결

본 연구에서는 유연탄과 LNG발전의 외부비용을 교정조세를 통해 내부화함으로써 이 두 발전원의 급전우선순위를 실질적으로 역전시켜 결과적으로 친환경 전원구성 전환을 달성할 수 있는 주요 세제 개편 방안에 대해 종합적인 분석을 수행하고 있다. 이론적으로 세제 개편을

통해 상대적으로 청정한 발전원의 비중을 높여 환경성 개선을 유도하는 것이 이 연구의 본 취지이나 정책 집행의 현실성 측면에서는 세계 개편에 따른 전기요금 인상에 대한 국민 저항, 거시경제 왜곡 등의 부작용도 무시할 수 없는 요인이다.

이에 본 연구에서는 주요 세계 개편 시나리오의 기준안 대비 장·단기 전기요금 영향과 세수영향, 그리고 추가 징수된 세수의 환원에 따른 조세왜곡 완화 효과를 종합적으로 검토하여 경제 이론에 기반한 최선책뿐만 아니라 정책 이행의 실현성도 고려한 차선의 세계 개편 방향도 검토하고 있다. 발전부문 세계 개편의 설계는 연료원 간 전원구성 전환이라는 소기의 목적이 가장 중요하나, 이러한 목적에도 부합하지 않으면서 전기요금 인상 혹은 세수만 증액되는 개편안은 지양되어야 한다. 현재 국내의 발전원별 특성과 전력시장 및 운영제도하에서 전기요금이 인상되지 않으면서 석탄과 LNG발전 간의 유의미한 급전우선순위 전환이 가능한 세계 개편안은 존재하지 않는 것으로 보인다. 이론적으로 환경성을 대폭 강화하도록 설계된 세계 개편안은 이에 상응한 전기요금 인상이 불가피할 수밖에 없고, 이는 현실적으로 과도한 전기요금 인상으로 인한 국민 수용성 악화 및 요금 인상으로 인한 산업생산, 소득재분배 등 거시경제 악영향 등 사회적 저항으로 말미암아 이행 자체가 매우 어려울 수도 있다.

세계 개편 시나리오별 장·단기 전기요금 추정결과에서 확인한 바와 같이 실질적인 급전우선순위 역전을 유도하는 세계 개편은 단기적으로 10% 이상의 전기요금 인상을 수반할 수 있으므로, 이로 인한 사회적 갈등과 경제 충격이 예상보다 클 수 있다.⁷⁹⁾ 따라서 친환경 전원구성

79) 이승준 외(2017. 12)의 연구에 따르면 “납득할 만한 이유로 전기요금을 인상할 경우 어느 정도 수용할 의향이 있는가?”라는 설문조사에 대해 5%미만의 전기요금

전환 달성을 위한 유연탄과 LNG의 세제 개편은 전기요금 및 거시경제 파급효과를 종합적으로 고려하여 가급적 점진적이고 단계적으로 이행될 때 그 과정에서 발생 가능한 왜곡 현상을 최소화할 수 있다고 판단된다.

또한, 세제 개편으로 요금 상승과 산업생산, 소득재분배 등 거시경제에 악영향을 초래할 수 있음에도 불구하고, 추가로 확보된 세원의 환원을 통해 이러한 부작용을 완화시킬 수 있음도 주목할 필요가 있다. 일괄이전(lump-sum transfer), 소비세 및 법인세 인하, 근로소득세 인하, 신재생 R&D 지원 등 다양한 세원 환원 수단 중 특히 신재생 R&D 지원은 경제 효율성과 소득재분배를 동시에 개선하는 효과를 보이는 것으로 나타나고 있어, 향후 정책당국이 발전부문 친환경 세제 개편 정책 설계와 이행 과정에서 매우 유용하게 참고할 만한 분석결과라 사료된다.

인상에 대한 수용 의사가 31.5%로 가장 높고, 다음으로 5~10%인상에 대한 수용이 25.4%, 수용할 의향 없음이 20.0% 순으로 조사됨(자료: 이승준 외(2017. 12), 저탄소·친환경 전원 기반 마련에 따른 전기요금 개편의 국민수용성 제고를 위한 효과적 소통 방안, KEI 사업보고서 2017-12, pp. 39, [그림 3-8] 참고).

제6장 결론 및 시사점

1. 연구 요약

새 정부 에너지 정책의 핵심은 에너지전환이라고 할 수 있다. 특히 발전부문에서 재생에너지 발전비중을 2030년까지 20%로 높이는 등 이전 정부와는 차별화된 정책을 추진하고 있다. 이러한 내용은 2017년 발표된 제8차 전력수급기본계획에 반영되어 있다. 기저발전을 축소하고 상대적으로 청정한 발전원인 가스발전과 신재생발전을 확대하는 것이 주요 내용이라고 할 수 있다. 정부가 지향하고 있는 이러한 목표를 달성하는 방법은 여러 가지가 있을 것이다. 대표적인 방법은 물리적으로 기저발전을 축소하고 이를 가스나 재생에너지 발전으로 대체하는 것이다. 이러한 물량 규제가 아닌 방법도 있다. 환경오염으로 인해 발생하는 외부비용을 반영하는 방법이다.

경제학에서는 환경오염에 따른 외부비용의 발생을 대표적인 시장실패 사례로 취급하고 이에 대한 대책으로 외부비용을 가격에 내재화하는 방법을 추천한다. 예를 들어 외부비용을 세금으로 과세하는 것이다. 발전부문은 환경오염 물질을 배출하는 대표적인 산업이므로 적정한 과세는 전력소비를 줄이고 오염물질 배출을 축소함으로써 사회적 후생을 증대시킨다. 본 연구는 발전연료에 대한 과세를 통해 에너지전환이 달성될 수 있는지, 에너지전환을 위해서는 과세구조를 어떻게 가져가야 하는지 분석하는 것을 목적으로 시도되었다. 그런데 발전연료에 대한 세제가 앞서 언급한 외부비용을 충실히 반영하고 있다면 발전 연료에

대한 세제 개편은 큰 의미가 없다. 따라서 본 연구에서는 국내 발전연료에 대한 제세부담금이 제대로 부과되고 있는지 먼저 살펴보았다.

현재 국내에서 발전부문 에너지에 대해 부과하는 제세부담금은 관세, 개별소비세, 부가가치세와 같은 국세는 물론 각종 부담금과 기금 등이 있다. 그런데 본 연구의 분석 대상인 개별소비세로 한정하여 보면 환경오염에 따른 외부비용을 적정하게 반영하고 있지 않다는 것을 쉽게 알 수 있다. 대기오염물질이나 온실가스 배출이 훨씬 많은 유연탄보다 상대적으로 청정한 연료인 LNG에 높은 세율이 부과되고 있는 것이다. 현재 발전용 유연탄의 개별소비세율은 36원/kg이고 LNG에는 60원/kg의 세율이 부과되고 있다. 이러한 세율구조는 에너지에 대한 과세를 외부비용을 고려하여 결정하기보다는 일종의 상품으로 간주하여 발열량이 높은 LNG에 높은 세율을 부과한 것으로 판단된다. 유연탄의 경우 고열량탄(39원/kg)에 대해서는 저열량탄(33원/kg)보다 높은 세율을 적용하고 있는데 이 역시 열량이 세율을 결정하는 데 중요한 기준이었음을 제시하는 증거라 볼 수 있다.

환경오염을 반영하지 못하는 세율뿐만 아니라 LNG에는 유연탄에 부과되지 않는 관세(수입가격의 2~3%)와 수입부과금(24.2원/kg)도 추가로 부과되고 있다. 이러한 제세부담금 구조는 환경뿐만 아니라 에너지원 간 공정 경쟁에도 문제를 초래한다. 제세부담금이 환경에 역행하는 구조이고 유연탄에 유리한 경쟁구조를 조성하고 있는 것이다. 이러한 문제를 해결하기 위해서는 에너지원별 환경오염에 따른 외부비용을 합리적으로 추정하고 제세부과금에 대한 기준에 일관성이 있어야 하며, 세제 부과 시 주요 고려 사항(공정성, 중립성, 간소성)에도 부합해야 할 것이다.

앞서 보았듯이 현재 국내 발전연료에 대한 제세부담금은 여러 가지 문제로 개선이 필요한 상황이다. 본 연구에서는 이러한 제세부담금 구조를 개편할 경우 발전부문에서 에너지전환을 달성할 수 있는지 분석해 보았다. 분석을 위해 본 연구에서는 현재 국내 전력계통의 특징과 시장제도를 가장 현실적으로 반영하고 있는 M-Core 시뮬레이터를 이용하였다. 계력계통 및 시장 분석 모형인 M-Core의 입력 자료로는 기본적으로 8차 전력수급기본계획에서 적용한 전력수요 및 설비구성 전망, 발전원별 예방정비계획일과 고장정지율 등을 사용하였다.

본 연구에서는 유연탄과 LNG 발전의 급전순위가 바뀔 수 있는 다양한 시나리오를 설정하여 분석을 시도하였다. 유연탄과 LNG 세제 조정 시나리오는 크게 세 가지 기준을 설정하고 각 기준 하에서 유연탄과 LNG의 세율 비율에 따라 세부 시나리오를 작성하였다. 시나리오의 총 개수는 16개이나 본문에서는 그 중 에너지전환 가능성이 높은 7개만 분석을 하고 전체 시나리오에 대한 분석 결과는 부록으로 첨부하였다. 시나리오별 분석 결과를 보면 시나리오 5-1(유연탄 세율 118원, LNG 35원)과 시나리오 5-2(유연탄 세율 126원, LNG 60원)의 경우 유연탄과 LNG 발전의 연료단가가 거의 같은 수준을 보이며 유연탄 발전 비중이 10~20%p 대폭 감소하고 시나리오 4(유연탄 세율 108원, LNG 42원)에서도 유연탄 발전 비중이 크게 하락하는 것으로 나타났다. 유연탄에 대한 세율이 LNG 세율보다 2배 이상 높아야 의미있는 에너지전환이 발생한다는 것을 의미한다. 시나리오 5-1과 5-2의 경우 유연탄 발전이 크게 감소하면서 황산화물은 47% 그리고 질산화물은 17% 정도 감축시키고 온실가스도 기준안보다 22% 정도 줄어드는 효과를 보이는 것으로 분석되고 있다.

본 연구에서는 균등화발전비용(LCOE)을 이용하여 세계 조정의 전기요금에 대한 영향도 분석하였다. 유연탄에서 LNG로의 대체효과가 큰 시나리오 5-1과 5-2의 경우 문제는 기준안에 비하여 2020년 전기요금을 각각 11.6%와 13.2% 인상시킨다는 것이다. 그러나 시나리오 5-1과 5-2에 비하여 유연탄에 대한 세율만 20원 정도 낮은 시나리오(4-1과 3-2)에서는 에너지전환 효과는 크지 않으면서 전기요금은 각각 7.8%와 10.9% 인상시키는 것으로 나타났다. 세계 조정으로 인한 유연탄과 LNG 발전량이 변하면서 세수가 증가하는데 2020년의 경우 시나리오 5-1과 5-2는 각각 2.5조 원과 3.6조 원 증가하는 것으로 추정되었다. 시나리오 4-1과 3-2의 경우는 세수가 4.3조 원과 5.5조 원 증가하여 유연탄 세율이 낮아 에너지전환 효과는 크지 않은 대신 세수는 크게 증가하는 것으로 분석되었다.

세계 개편으로 전기요금이 상승하는 경우 다양한 경로를 통해 산업 생산, 물가, 소비, 투자, 수출입에 영향을 미치게 된다. 세수 증가로 정부지출이 증가하기는 하지만 소비와 투자가 감소하고 무역수지는 악화되어 GDP가 감소하는 결과가 초래된다. 에너지전환 효과가 큰 시나리오 5-2의 경우를 보면 GDP가 2020~2024년에 연평균 0.72% 감소하고, 2025년~2029년에 0.54%, 2030~2034년에 0.43% 감소하는 것으로 추정되었다.

그러나 증가된 세수를 어떻게 활용하느냐에 따라 다른 결과를 초래하는데 본 연구에서는 세수 증가분을 신재생에너지에 재투자(R&D투자), 일시금(lump-sum) 형태의 소득이전, 소비세, 근로소득세, 법인세 감면 등 다양한 방안을 고려하여 분석해 보았다. R&D나 법인세를 감면하는 용도로 활용하는 경우는 경제성장에 긍정적인 영향을 주는 것

으로 분석되었고, 소득이전이나 근로소득세 인하, R&D 투자는 소득분배를 개선시키는 것으로 나타났다. 법인세 감면은 경제성장에는 긍정적이지만 소득분배는 악화시켰다. 세수 증가 활용방안 중 신재생에너지에 대한 R&D 투자는 국내총생산, 고용 등 대부분의 거시지표에 긍정적인 효과가 있을 뿐만 아니라 소득분배도 개선시키는 것으로 나타났다. 에너지전환을 위한 세율 조정으로 전기요금이 인상되어도 증가된 세수의 활용방법에 따라서는 경제에 긍정적인 영향을 줄 수 있다는 함의를 제시한다.

2. 정책 시사점

본 연구에서는 발전부문에서 에너지전환을 달성하기 위해 세제를 어떻게 조정해야 하는지 분석하였다. 에너지전환을 달성하기 위한 방법 중 가장 확실한 방법은 물량을 제약하는 것이다. 예를 들어 봄철에 노후 유연탄 발전기 가동을 중단시키거나 유연탄 발전의 상한을 제약하는 방법 등은 유연탄 발전을 축소시키는 가장 분명한 방법이다. 그러나 이러한 직접적인 규제는 다른 수단이 없거나 아주 긴급한 상황이 아니라면 신중하게 사용할 필요가 있다. 물량 규제보다는 시장 메커니즘을 활용하는 방안을 우선적으로 고려할 필요가 있다. 본 연구에서 이미 언급하였지만 현재 발전부문에서는 외부불경제에 따른 시장실패가 발생하고 있으므로 이를 교정하기 위한 방법으로 적정한 외부비용을 반영하는 세제를 도입할 것을 제시하였다. 물량 규제 방법은 환경성 향상을 위한 사업자의 효율개선 투자나 환경설비 투자를 유인하는데 한계가 있어 자원의 효율적 배분 측면에서 긍정적으로 보기 어렵기 때문이다. 그리고 물량 제약의 경우 기존에 시장에 진입하여 가동 중인

발전기에 대해서는 좌초비용과 관련된 논란을 발생시킬 수도 있다.

발전부문의 세계 개편은 일단 원칙에 합당한 방향으로 추진되어야 할 것이다. 환경성, 안전성 등과 관련된 외부비용을 정확히 추정하고 반영하여 연료원 간 공정 경쟁과 조세 형평성을 유도해야 할 것이다. 궁극적으로는 발전부문뿐만 아니라 수송용 에너지를 포함한 모든 에너지원에 일관성 있는 기준을 설정할 필요가 있다. 이와 관련해서 에너지 소비로 인해 발생하는 외부비용을 주기적으로 추정하고 평가할 수 있는 시스템의 구축도 요구된다.

본 연구의 분석 결과를 보면 실질적인 에너지전환을 달성하기 위해서는 LNG에 대한 세율에 비하여 유연탄에 대한 세율을 2배 이상으로 조정해야 함을 보았다. 그러나 이는 유연탄과 LNG 도입단가 차이에 따라 변할 수 있다. 예를 들어 유연탄과 LNG 도입단가 차이가 2017년 보다 작다면 유연탄에 부과하는 세율이 LNG에 대한 세율의 두 배 이하라 하더라도 발전부문에서 상당한 정도의 에너지전환을 달성할 수 있다. 그러나 유연탄과 LNG 도입단가의 차이가 2014년과 같이 매우 크다면 세율 조정만으로 에너지전환을 달성하는 것이 거의 불가능한 것으로 판단된다. 이러한 경우에는 한시적으로 물량을 규제하는 방법이 대안이 될 수 있다. 즉, 발전부문의 에너지전환 달성을 위해서는 세계 개편을 기본으로 하되 불가피한 경우에 물량 규제를 보완적인 수단으로 사용하는 것이다.

세계 개편을 통해 에너지전환을 추진하는 경우에 고려해야 할 문제는 전기요금에 대한 영향이다. 본 연구의 분석에 따르면 발전부문에서 상당한 정도의 에너지전환을 달성하기 위해서는 전기요금이 10% 이상 인상되어야 한다. 따라서 국민의 수용성이 장애요인으로 등장할 수 있

다. 이러한 점을 고려하면 전기요금 인상은 단계적으로 추진되어야 할 것이다. 다만 전기요금 인상에도 불구하고 세제 개편으로 인해 증가되는 세수를 잘 활용한다면 경제성장과 고용, 소득분배 등에서 긍정적인 효과가 크므로 이에 대한 적극적인 홍보도 필요할 것으로 판단된다. 한 가지 생각해봐야 할 점은 전기요금 인상에 대한 우려로 세제 개편을 통한 에너지전환을 추진하지 않는 경우 다른 형태로 비용을 지불할 가능성이 높다는 것이다. 예를 들어 환경오염에 따른 의료비 등은 에너지전환으로 환경이 개선되면 지출이 축소될 비용이다.

본 연구에서는 다양한 시나리오를 설정하여 발전부문에서 에너지 전환이 발생할 수 있는 세율 구조를 살펴보고 세제 개편의 전기요금과 경제에 대한 과급효과를 분석하였다. 의미 있는 분석 결과에도 불구하고 개선이 필요한 부분도 있다. 예를 들어 세제 조정으로 전기요금이 상승하는 경우 전력 수요가 감소할 것이지만 본 연구에서는 이러한 점을 반영하지 못하였다는 것이다. 경제학에서 환경오염과 같은 외부불경제가 발생할 때 이러한 시장실패를 해결하기 위해 외부비용을 가격에 반영하여 소비를 감소시키는 방안을 제시한다. 본 연구에서는 세제 조정으로 인한 에너지전환만을 분석하고 전력소비 감소에 따른 효과를 분석하지 못하였다. 이러한 부분은 향후 연구에서 보완되어야 할 것이다.

정부가 발표한 2018년 세법개정안의 에너지세제 개편 내용을 토대로 다양한 분석을 시도하지 못한 점도 보완되어야 할 것이다. 다만 본 연구에서 분석한 결과로부터 추론해 보면, 세법개정안에서처럼 LNG에 대한 제세부담금을 kg당 23원으로 조정하는 경우 에너지전환이 의미 있는 수준으로 이루어지기 위해서는 유연탄에 대한 세율을 kg당 110원 이상으로 인상할 필요가 있을 것으로 판단된다. 이는 정부가 세

법개정안에서 제시한 유연탄에 대한 세율 46원/kg보다 2배 이상 높은 수준이다.

본 연구에서는 에너지전환을 유도하는 세제 개편에 중점을 두고 진행하였고 에너지전환이 발생하는 세율이 어느 정도인지 살펴보았다. 그런데 한 가지 더 고민해야 할 문제가 있다. 발전소마다 환경에 대한 설비투자액에 차이가 있다면 동일한 연료를 소비하여도 오염물질 배출량이 다르다는 것이다. 이러한 경우 에너지원에만 세금을 부과하는 데 그치면 환경설비 투자를 유인하는 데 장애요인으로 작용할 가능성이 있다. 환경설비 투자를 통해 오염물질 배출을 감축한 발전소는 그렇지 않은 발전소에 비해 과도한 투자로 경쟁력에서 열위에 놓일 가능성이 발생하기 때문이다. 이러한 문제를 해결하기 위해서는 발전연료에 과세하기보다 실제로 배출한 오염물질에 과세하는 세제 개편 방안을 적극 검토할 필요가 있다. 연료에 과세하는 방안을 유지한다면 환경설비 투자를 통해 오염물질 배출을 감축한 정도에 따라 인센티브를 주는 방법도 고려할 수 있을 것이다. 보다 효율적으로 오염물질 배출을 줄이기 위해서는 이러한 분야에 대한 연구도 진행되어야 할 것이다.

참고문헌

<국내 문헌>

- 국회예산정책처(2017. 5. 26), 2017 조세의 이해와 쟁점.
- 기획재정부 보도자료(2018. 7. 30), ‘2018년도 세법개정안 보도자료 문답자료’, pp. 38-39.
- 기획재정부(2017. 5), 2016년도 부담금운용종합보고서.
- 기획재정부 보도자료(2018. 7. 30), ‘2018년 세법개정안 상세본’, p. 65.
- 김광중(2014. 7. 18), “원전분 지역자원시설세 세율인상 방안”, 2014년 하계 공동세미나 대경지방세포럼 및 제4차 지방세 네트워크 포럼, p. 77.
- 김윤경·조성진(2014. 5), 균등화비용법을 이용한 원자력 발전 계속 운전 기간별 발전 비용 추정연구, 경제연구 제32권 제2호, pp. 9-10, 한국경제통상학회.
- 김희곤 외(2010. 3), 원전에서 발생하는 주요 방사성핵종들이 방사선작업 종사자와 원전 주변주민의 피폭방사선량 평가에 미치는 영향, JOURNAL OF RADIATION PROTECTION, VOL.35 NO.1 MARCH 2010.
- 노동석(2013. 12), 원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구, 에너지경제연구원 기본연구보고서 13-27, pp. 165~175.
- 산업통상자원부(2015. 7), 제7차 전력수급기본계획(2015~2029).
- 산업통상자원부(2017. 12. 29), 제8차 전력수급기본계획(2017~2031).
- 산업통상자원부(2017. 12), 제8차 전력수급기본계획(2017~2031), p. 44, p. 74, p. 80, p. 83.

- 안영환(2017. 12), 석탄발전의 좌초자산 조건 연구, 에너지경제연구원 기본 연구보고서 17-16, pp. 19-24.
- 에너지경제 보도자료(2017. 12. 28), 2030년, 태양광 발전 균등화발전비용 원전보다 낮아질 것, <http://www.ekn.kr/news/article.html?no=334284>.
- 에너지경제연구원(2017. 6), 에너지원별 균등화비용(LCOE) 추정 연구, 산업통상자원부 출연 정책과제, pp. 51~56, 산업통상자원부.
- 이승준 외(2017. 12), 저탄소·친환경 전원 기반 마련에 따른 전기요금 개편의 국민수용성 제고를 위한 효과적 소통 방안, KEI 사업보고서 2017-12, pp. 39.
- 장인의공간(2011. 10. 19), 발전계획과 전력시장 모의기법, 장인의공간 내부 자료.
- 장인의공간(2011), M-Core 사용자 설명서 v1.3.
- 조성진·박찬국(2015. 12), 원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구(3차 년도), 에너지경제연구원 기본연구보고서 15-24, pp. 52-72, pp. 77-86, pp. 183-190.
- 한국산업조직학회(2017. 12. 28), 균등화 발전비용(LCOE) 공개 토론회 발표자료.
- 한국수력원자력 내부 제공자료(2017. 12).
- 한국전력거래소 내부 제공자료(2015. 5).
- 한국전력거래소 내부 제공자료(2017. 12).
- 한국전력거래소(2016. 12. 19), 규칙개정위원회 16-5차 전력시장운영규칙 개정 내용-화석연료사용률 등을 반영한 지역자원시설세 정산을 위한 규칙개정(안).
- 한국전력거래소 전력시장운영규칙(2017. 5), 제2.3.2조의2 신설(대기오염 물질 저감을 위한 상한계약 입찰).

한국조세재정연구원(2018. 5), 발전용 에너지 제세부담금 체계 합리적 조정 방안 연구, pp. 42-43, p. 57, 기획재정부 연구용역 보고서.
환경부(2016. 10), 환경예산과 예산제도(2016년), pp. 13-14.
환경부 보도자료(2018. 7. 24), 2030 온실가스 감축 로드맵 수정안 및 2018 ~2020년 배출권 할당계획 확정.

<해외 문헌>

Blanchflower, D.G. and A. J. Oswald(1995), “The Wage Curve”, MIT Press.
Harris, J. R. and M. P. Todaro(1970), “Mitigation Unemployment and Development: A Two-Sector Analysis”, American Economic Review, 60.
IMF homepage(2018. 9. 14), https://www.imf.org/external/np/fin/data/rms_mt_h.aspx?reportType=CVSDR.
Mike Holland, Paul Watkiss(2002), “BeTa Version E1.02a, Benefits Table database : Estimates of the marginal external costs of air pollution in Europe”, created for European Commission DG Environment by netcen.
Parry, Ian W.H., Dirk Heine, Shanjun Li, and Eliza Lis, (2014), “Getting Energy Prices Right: From Principles to Practice”, International Monetary Fund(IMF), Washington, DC.

<온라인 문헌>

국가법령정보센터(2018. 8. 28), 개별소비세법 [시행 2018.4.1.] [법률 제15217호, 2017.12.19., 일부개정], <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EA%B0%9C%EB%B3%84%EC%86%8C%EB%B9%84%EC%84%B8%EB%B2%95>.

국가법령정보센터(2018. 9. 14), 개별소비세법 일부개정 (법률 제 15217 호, 2017. 12. 19. 공포, 2018. 4. 1. 시행), <http://www.law.go.kr/LSW/lsInfoP.do?lsiSeq=199733&efYd=20180401#0000>.

국가법령정보센터(2018. 9. 14), 개별소비세법 제1조(과세대상과 세율), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EA%B0%9C%EB%B3%84%EC%86%8C%EB%B9%84%EC%84%B8%EB%B2%95>.

국가법령정보센터(2018. 9. 14), 개별소비세법 시행령 일부 개정, 법률 제15217호, <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EA%B0%9C%EB%B3%84%EC%86%8C%EB%B9%84%EC%84%B8%EB%B2%95>.

국가법령정보센터(2018. 9. 14), 개별소비세법 시행령 제2조의22(탄력세율), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EA%B0%9C%EB%B3%84%EC%86%8C%EB%B9%84%EC%84%B8%EB%B2%95%EC%8B%9C%ED%96%89%EB%A0%B9>.

국가법령정보센터(2018. 9. 14), 관세법 제71조(할당관세), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EA%B4%80%EC%84%B8%EB%B2%95>.

국가법령정보센터(2018. 9. 14), 교육세법(납세의무자), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EA%B5%90%EC%9C%A1%EC%84%B8%EB%B2%95>.

국가법령정보센터(2018. 9. 14), 대기환경보전법 제35조(배출부과금의 부과·징수), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EB%8C%80%EA%B8%B0%ED%99%98%EA%B2%BD%EB%B3%B4%EC%A0%84%EB%B2%95>.

국가법령정보센터(2018. 9. 14), 대기환경보전법 시행령 제32조(부과금의

부과면제 등), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EB%8C%80%EA%B8%B0%ED%99%98%EA%B2%BD%EB%B3%B4%EC%A0%84%EB%B2%95%20%EC%8B%9C%ED%96%89%EB%A0%B9>.

국가법령정보센터(2018. 9. 14), 발전소주변지역 지원에 관한 법률 제10조(지원사업의 종류 등), [http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EB%B0%9C%EC%A0%84%EC%86%8C%EC%A3%BC%EB%B3%80%EC%A7%80%EC%97%AD%EC%A7%80%EC%9B%90%EC%97%90%EA%B4%80%ED%95%9C%EB%B2%95%EB%A5%A0/\(13151,20150203\)](http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EB%B0%9C%EC%A0%84%EC%86%8C%EC%A3%BC%EB%B3%80%EC%A7%80%EC%97%AD%EC%A7%80%EC%9B%90%EC%97%90%EA%B4%80%ED%95%9C%EB%B2%95%EB%A5%A0/(13151,20150203)).

국가법령정보센터(2018. 9. 14), 방사성폐기물 관리법, 제15조(사용후핵연료 관리부담금), [http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EB%B0%A9%EC%82%AC%EC%84%B1%ED%8F%90%EA%B8%B0%EB%AC%BC%EA%B4%80%EB%A6%AC%EB%B2%95/\(13735,20160106\)](http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EB%B0%A9%EC%82%AC%EC%84%B1%ED%8F%90%EA%B8%B0%EB%AC%BC%EA%B4%80%EB%A6%AC%EB%B2%95/(13735,20160106)).

국가법령정보센터(2018. 9. 14), 방사성폐기물 관리법 시행령 [별표 2] 부담금의 산정기준(제8조제1항 관련), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EB%B0%A9%EC%82%AC%EC%84%B1%ED%8F%90%EA%B8%B0%EB%AC%BC%EA%B4%80%EB%A6%AC%EB%B2%95%20%EC%8B%9C%ED%96%89%EB%A0%B9>.

국가법령정보센터(2018. 9. 14), 부가가치세법, <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EB%B6%80%EA%B0%80%EA%B0%80%EC%B9%98%EC%84%B8%EB%B2%95>.

국가법령정보센터(2018. 8. 28), 석유 및 석유대체연료 사업법, [시행 2018.

- 7.18.] [법률 제15573호, 2018.4.17., 일부개정], <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EC%84%9D%EC%9C%A0%EB%B0%8F%EC%84%9D%EC%9C%A0%EB%8C%80%EC%B2%B4%EC%97%B0%EB%A3%8C%EC%82%AC%EC%97%85%EB%B2%95>.
- 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 석유 및 석유대체연료 사업법 시행령 개정 [대통령령 제19320호, 2006.2.7., 일부개정], <http://www.law.go.kr/LSW//lsInfoP.do?lsiSeq=73147&ancYd=20060207&ancNo=19320&efYd=20060207&nwJoYnInfo=N&efGubun=Y&chrClsCd=010202#0000>.
- 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 석유 및 석유대체연료 사업법 시행령 제24조 (부과금의 부과기준 등), <http://www.law.go.kr/lsInfoP.do?lsiSeq=188020#AJAX>.
- 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 석유 및 석유대체연료 사업법 시행규칙 제47조(수수료), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EC%84%9D%EC%9C%A0%EB%B0%8F%EC%84%9D%EC%9C%A0%EB%8C%80%EC%B2%B4%EC%97%B0%EB%A3%8C%EC%82%AC%EC%97%85%EB%B2%95%EC%8B%9C%ED%96%89%EA%B7%9C%EC%B9%99>.
- 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 안전관리부담금의 부과징수 등에 관한 고시 제4조(부담금의 부과기준), [시행 2017. 5. 23.] [산업통상자원부고시 제2017-71호, 2017. 5. 23., 일부개정], <http://www.law.go.kr/LSW/admRulLsInfoP.do?admRulSeq=2100000088175>.
- 국가법령정보센터(2018. 9. 14), 원자력 손해배상법 제3조의2(배상책임 한도), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EC%9B%90%EC%9E%90%EB%A0%A5%20%EC%86%90%ED%95%B4%EB%B0%B0%EC%83%81%EB%B2%95>.

국가법령정보센터(2018. 9. 14), 원자력안전관리부담금에 관한 규정, <http://www.law.go.kr/admRulInfoP.do?admRulSeq=2100000071131#AJAX>.

국가법령정보센터(2018. 9. 14), 원자력안전법, 제111조의2(원자력안전관리 부담금 등), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9%EC%9B%90%EC%9E%90%EB%A0%A5%EC%95%88%EC%A0%84%EB%B2%95>.

국가법령정보센터(2018. 9. 14), 원자력 진흥법 시행령, <http://www.law.go.kr/lsEfnInfoP.do?lsiSeq=177377#>.

국가법령정보센터(2018. 9. 14), 원자력 진흥법 시행령, [시행 2016.1.1.] [대통령령 제26733호, 2015.12.22.], 일부개정, <http://www.law.go.kr/LSW//lsInfoP.do?lsiSeq=177377&ancYd=20151222&ancNo=26733&efYd=20160101&nwJoYnInfo=N&efGubun=Y&chrClsCd=010202#0000>.

국가법령정보센터(2018. 8. 28), 전기사업법 일부개정(법률 제14672호, 2017. 3. 21), 동법 제25조 및 제35조 개정, <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9%EC%A0%84%EA%B8%B0%EC%82%AC%EC%97%85%EB%B2%95>.

국가법령정보센터(2018. 9. 14), 지방세법 제143조(납세의무자), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9%EC%A7%80%EB%B0%A9%EC%84%B8%EB%B2%95>.

국가법령정보센터(2018. 9. 14), 전기사업법 제49조(기금의 사용), 제50조(기금의 조성), <http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9%EC%A0%84%EA%B8%B0%EC%82%AC%EC%97%85%EB%B2%95>.

온실가스종합정보센터(2018. 5. 2), 2013년 국가 배출(흡수)계수, 연료별 탄소배출계수(2012~2016년 적용), <http://www.gir.go.kr>.

온실가스종합정보센터(2016. 12), 2016 국가 온실가스 인벤토리 보고서, pp. 94~99, 국무조정실 국무총리비서실 온실가스종합정보센터, <http://www.gir.go.kr>.

일본 환경성 홈페이지(2018. 9. 14), <http://www.env.go.jp/policy/tax/kento.html>.

전기위원회 웹진(2018. 9. 27), 전기용어 사전, <http://www.leadernews.co.kr/korec/webzine07/popDicSearchView.asp?mPage=75&n=1404&c=&s=>.

한국전력거래소(2018. 4. 30), 전력시장 운영실적 각호, <http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew>.

한국전력거래소 홈페이지 (2018. 9. 10), EPSIS 전력통계정보시스템, <http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew>.

한국전력거래소 홈페이지(2018. 3. 2), 전력시장·전력계통 운영정보-전력시장 정보의 ‘2017년 기준용량가격’, ‘2017년 적용 용량가격계수 및 연료 전환성과계수’, <http://www.kpx.or.kr/www/contents.do?key=19>.

한국전력공사(2018. 8. 6), 전력통계속보 각호 및 한국전력통계 각호, 한국전력공사 홈페이지, http://home.kepco.co.kr/kepco/KO/ntcob/list.do?boardCd=BRD_000097&menuCd=FN050301.

한국원자력환경공단 홈페이지(2018. 9. 14), 열린경영-공시항목-기금운용-기금조성현황, https://www.korad.or.kr/korad/user/about/manage/fund_outline03.jsp).

부록 1: 세제 개편의 미시적 영향 분석

I. 시나리오별 세율 조정에 전원구성 전환 영향

〈부록 표 1-1〉 시나리오별 열량단가 및 연료단가 영향

시나리오	세율 (원/kg)		연료단가 (원/kWh)		열량단가 (천원/Gcal)		기준안 대비 연료단가 증감(원/kWh)	
	유연탄	LNG	유연탄	LNG	유연탄	LNG	유연탄	LNG
기준안	36	60	48.19	81.67	22.330	50.504	0.00	0.00
시나리오 1	47	42	52.29	79.46	24.228	49.140	4.10	-2.21
시나리오 2	55	42	55.27	79.46	25.608	49.140	7.08	-2.21
시나리오 3	75	42	62.72	79.46	29.060	49.140	14.53	-2.21
시나리오 4	108	42	75.01	79.46	34.755	49.140	26.82	-2.21
시나리오 5	120	42	79.48	79.46	36.825	49.140	31.29	-2.21
시나리오 6	83	81	65.70	84.24	30.440	52.095	17.51	2.57
기준안	36	60	48.19	81.67	22.330	50.504	0.00	0.00
시나리오 1-1	36	35	48.19	78.61	22.330	48.609	0.00	-3.06
시나리오 2-1	45	35	51.55	78.61	23.883	48.609	3.35	-3.06
시나리오 3-1	63	35	58.25	78.61	26.989	48.609	10.06	-3.06
시나리오 4-1	90	35	68.31	78.61	31.648	48.609	20.11	-3.06
시나리오 5-1	118	35	78.73	78.61	36.480	48.609	30.54	-3.06
시나리오 6	83	81	65.70	84.24	30.440	52.095	17.51	2.57
기준안	36	60	48.19	81.67	22.330	50.504	0.00	0.00
시나리오 1-2	61	60	57.50	81.67	26.644	50.504	9.31	0.00
시나리오 2-2	78	60	63.84	81.67	29.577	50.504	15.64	0.00
시나리오 3-2	107	60	74.64	81.67	34.582	50.504	26.44	0.00
시나리오 4-2	154	60	92.14	81.67	42.693	50.504	43.95	0.00
시나리오 5-2	126	60	81.71	81.67	37.861	50.504	33.52	0.00
시나리오 6	83	81	65.70	84.24	30.440	52.095	17.51	2.57
2018년 세법개정(안)*	46	12	51.92	73.29	24.055	45.320	3.72	-8.38

*: 유연탄 개별소비세 36→46원/kg 인상 / LNG 개소비세 60→12원/kg 인하, 수입부과금 24.2원→3.8원/kg 인하 (LNG는 기존 대비 68.4원/kg 세율 인하)

〈부록 표 1-2〉 시나리오별 유연탄 및 LNG 이용율 변화

(단위: %)

시나리오	2020년		2025년		2030년	
	유연탄	LNG	유연탄	LNG	유연탄	LNG
기준안	80.6	23.0	75.4	18.8	75.1	22.1
시나리오 1	79.9	23.6	74.8	19.3	74.6	22.5
시나리오 2	78.8	24.6	73.9	20.1	73.2	23.5
시나리오 3	76.5	26.5	71.7	22.0	71.0	25.2
시나리오 4	59.4	40.6	57.8	34.1	57.0	35.9
시나리오 5	42.0	55.1	41.6	48.3	39.2	49.7
시나리오 6	77.2	25.9	72.3	21.5	71.6	24.7

	유연탄	LNG	유연탄	LNG	유연탄	LNG
기준안	80.6	23.0	75.4	18.8	75.1	22.1
시나리오 1-1	80.4	23.2	75.3	18.9	75.0	22.2
시나리오 2-1	79.9	23.6	74.8	19.3	74.6	22.5
시나리오 3-1	78.0	25.2	72.8	21.1	72.3	24.3
시나리오 4-1	74.1	28.4	69.1	24.3	68.9	26.9
시나리오 5-1	41.6	55.4	41.1	48.7	38.8	50.1
시나리오 6	77.2	25.9	72.3	21.5	71.6	24.7

	유연탄	LNG	유연탄	LNG	유연탄	LNG
기준안	80.6	23.0	75.4	18.8	75.1	22.1
시나리오 1-2	78.7	24.6	73.8	20.2	73.1	23.6
시나리오 2-2	76.9	26.1	72.2	21.5	71.4	24.9
시나리오 3-2	68.2	33.3	65.0	27.8	63.5	31.0
시나리오 4-2	19.3	73.9	14.7	71.7	13.4	69.8
시나리오 5-2	41.9	55.1	41.4	48.4	39.1	49.8
시나리오 6	77.2	25.9	72.3	21.5	71.6	24.7

2018년 세법개정(안)	78.3	25.0	72.9	21.0	72.5	24.1
------------------	------	------	------	------	------	------

〈부록 표 1-3〉 시나리오별 석탄 및 LNG 발전비중 변화

(단위: %)

시나리오	2020년		2025년		2030년	
	석탄	LNG	석탄	LNG	석탄	LNG
기준안	43.6	14.4	42.2	11.6	40.3	14.7
시나리오 1	43.2	14.8	41.9	12.0	40.1	15.0
시나리오 2	42.6	15.4	41.4	12.4	39.4	15.7
시나리오 3	41.4	16.6	40.2	13.6	38.2	16.8
시나리오 4	32.4	25.5	32.5	21.2	30.8	24.0
시나리오 5	23.1	34.6	23.6	30.0	21.4	33.3
시나리오 6	41.8	16.2	40.5	13.3	38.5	16.5

	석탄	LNG	석탄	LNG	석탄	LNG
기준안	43.6	14.4	42.2	11.6	40.3	14.7
시나리오 1-1	43.5	14.5	42.1	11.7	40.3	14.8
시나리오 2-1	43.2	14.8	41.9	12.0	40.1	15.0
시나리오 3-1	42.2	15.8	40.7	13.1	38.9	16.2
시나리오 4-1	40.2	17.8	38.7	15.0	37.1	17.9
시나리오 5-1	22.9	34.9	23.3	30.3	21.2	33.6
시나리오 6	41.8	16.2	40.5	13.3	38.5	16.5

	석탄	LNG	석탄	LNG	석탄	LNG
기준안	43.6	14.4	42.2	11.6	40.3	14.7
시나리오 1-2	42.6	15.4	41.3	12.5	39.3	15.7
시나리오 2-2	41.6	16.4	40.5	13.3	38.4	16.6
시나리오 3-2	37.0	20.9	36.5	17.2	34.2	20.7
시나리오 4-2	10.9	46.7	8.7	44.7	7.7	46.9
시나리오 5-2	23.1	34.7	23.5	30.1	21.4	33.4
시나리오 6	41.8	16.2	40.5	13.3	38.5	16.5

2018년 세법개정(안)	42.4	15.6	40.8	13.0	39.0	16.1
------------------	------	------	------	------	------	------

〈부록 표 1-4〉 시나리오별 유연탄 및 LNG 연료소비량

(단위: 백만 톤)

시나리오	2020년		2025년		2030년	
	유연탄	LNG	유연탄	LNG	유연탄	LNG
기준안	96.87	11.04	98.49	9.59	95.40	12.12
시나리오 1	95.95	11.30	97.63	9.83	94.67	12.32
시나리오 2	94.59	11.72	96.43	10.19	92.98	12.85
시나리오 3	91.80	12.55	93.55	11.07	90.18	13.68
시나리오 4	70.63	18.81	74.50	16.67	71.63	19.04
시나리오 5	49.57	25.44	53.14	23.37	48.80	26.16
시나리오 6	92.62	12.29	94.36	10.82	90.91	13.45

	유연탄	LNG	유연탄	LNG	유연탄	LNG
기준안	96.87	11.04	98.49	9.59	95.40	12.12
시나리오 1-1	96.58	11.11	98.25	9.65	95.22	12.16
시나리오 2-1	95.93	11.31	97.61	9.83	94.65	12.33
시나리오 3-1	93.68	12.00	94.96	10.66	91.80	13.21
시나리오 4-1	88.77	13.38	90.19	12.10	87.38	14.46
시나리오 5-1	49.05	25.61	52.51	23.58	48.23	26.34
시나리오 6	92.62	12.29	94.36	10.82	90.91	13.45

	유연탄	LNG	유연탄	LNG	유연탄	LNG
기준안	96.87	11.04	98.49	9.59	95.40	12.12
시나리오 1-2	94.52	11.74	96.29	10.23	92.86	12.88
시나리오 2-2	92.29	12.40	94.22	10.86	90.63	13.54
시나리오 3-2	81.39	15.54	84.43	13.73	80.14	16.52
시나리오 4-2	22.98	34.30	19.01	34.75	17.00	36.75
시나리오 5-2	49.46	25.47	52.98	23.42	48.66	26.20
시나리오 6	92.62	12.29	94.36	10.82	90.91	13.45

2018년 세법개정(안)	94.03	11.89	95.14	10.61	92.09	13.13
------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Ⅱ. 시나리오별 대기오염물질 및 온실가스 배출 영향

시나리오별 대기오염물질(SO_x, NO_x, 분진) 배출 영향은 8차 수급계획의 발전원 발전량과 오염물질 배출량 실적의 가중평균을 이용하여 도출하였다.

〈부록 표 1-5〉 시나리오별 황산화물(SO_x) 배출량 및 단위당 배출량

(단위: 천 톤, kg/MWh)

시나리오	2020년		2025년		2030년	
	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량
기준안	87.07	0.1491	89.35	0.1443	86.76	0.1380
시나리오 1	86.29	0.1478	88.63	0.1432	86.13	0.1370
시나리오 2	85.09	0.1457	87.58	0.1415	84.60	0.1346
시나리오 3	82.64	0.1416	84.99	0.1373	82.09	0.1307
시나리오 4	64.53	0.1108	68.76	0.1113	66.20	0.1056
시나리오 5	46.08	0.0793	49.85	0.0809	45.97	0.0735
시나리오 6	83.38	0.1428	85.73	0.1385	82.77	0.1317
	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량
기준안	87.07	0.1491	89.35	0.1443	86.76	0.1380
시나리오 1-1	86.84	0.1487	89.19	0.1441	86.62	0.1378
시나리오 2-1	86.26	0.1477	88.61	0.1431	86.11	0.1370
시나리오 3-1	84.27	0.1443	86.23	0.1393	83.52	0.1329
시나리오 4-1	80.11	0.1373	81.95	0.1325	79.65	0.1268
시나리오 5-1	45.62	0.0785	49.26	0.0799	45.45	0.0727
시나리오 6	83.38	0.1428	85.73	0.1385	82.77	0.1317
	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량
기준안	87.07	0.1491	89.35	0.1443	86.76	0.1380
시나리오 1-2	85.03	0.1456	87.46	0.1413	84.49	0.1344
시나리오 2-2	83.07	0.1423	85.60	0.1383	82.51	0.1313
시나리오 3-2	73.83	0.1267	77.19	0.1249	73.50	0.1171
시나리오 4-2	21.97	0.0379	18.54	0.0302	16.66	0.0267
시나리오 5-2	45.99	0.0792	49.69	0.0806	45.84	0.0733
시나리오 6	83.38	0.1428	85.73	0.1385	82.77	0.1317
2018년 세법개정(안)	84.58	0.1449	86.39	0.1396	83.78	0.1333

〈부록 표 1-6〉 시나리오별 질산화물(NOx) 배출량 및 단위당 배출량

(단위: 천 톤, kg/MWh)

시나리오	2020년		2025년		2030년	
	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량
기준안	153.30	0.2625	153.19	0.2474	155.23	0.2469
시나리오 1	152.78	0.2616	152.70	0.2467	154.78	0.2462
시나리오 2	151.99	0.2603	152.01	0.2456	153.78	0.2446
시나리오 3	150.36	0.2576	150.28	0.2428	152.07	0.2421
시나리오 4	138.33	0.2376	139.56	0.2259	141.43	0.2256
시나리오 5	126.16	0.2172	127.09	0.2061	128.04	0.2047
시나리오 6	150.85	0.2584	150.77	0.2436	152.52	0.2428

	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량
기준안	153.30	0.2625	153.19	0.2474	155.23	0.2469
시나리오 1-1	153.14	0.2622	153.07	0.2472	155.13	0.2467
시나리오 2-1	152.76	0.2616	152.69	0.2466	154.78	0.2462
시나리오 3-1	151.45	0.2594	151.12	0.2441	153.05	0.2435
시나리오 4-1	148.63	0.2548	148.28	0.2397	150.46	0.2396
시나리오 5-1	125.85	0.2166	126.70	0.2055	127.72	0.2042
시나리오 6	150.85	0.2584	150.77	0.2436	152.52	0.2428

	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량
기준안	153.30	0.2625	153.19	0.2474	155.23	0.2469
시나리오 1-2	151.95	0.2602	151.93	0.2454	153.70	0.2445
시나리오 2-2	150.65	0.2581	150.68	0.2435	152.34	0.2425
시나리오 3-2	144.46	0.2479	145.12	0.2347	146.36	0.2332
시나리오 4-2	110.23	0.1903	106.39	0.1732	108.74	0.1743
시나리오 5-2	126.10	0.2170	126.98	0.2060	127.96	0.2046
시나리오 6	150.85	0.2584	150.77	0.2436	152.52	0.2428

2018년 세법개정(안)	151.65	0.2597	151.22	0.2443	153.23	0.2438
------------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

〈부록 표 1-7〉 시나리오별 미세먼지(PM) 배출량 및 단위당 배출량

(단위: 천 톤, kg/MWh)

시나리오	2020년		2025년		2030년	
	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량
기준안	4.29	0.0073	4.40	0.0071	4.27	0.0068
시나리오 1	4.25	0.0073	4.36	0.0070	4.24	0.0067
시나리오 2	4.19	0.0072	4.31	0.0070	4.16	0.0066
시나리오 3	4.07	0.0070	4.18	0.0068	4.04	0.0064
시나리오 4	3.17	0.0055	3.38	0.0055	3.26	0.0052
시나리오 5	2.26	0.0039	2.45	0.0040	2.26	0.0036
시나리오 6	4.10	0.0070	4.22	0.0068	4.07	0.0065

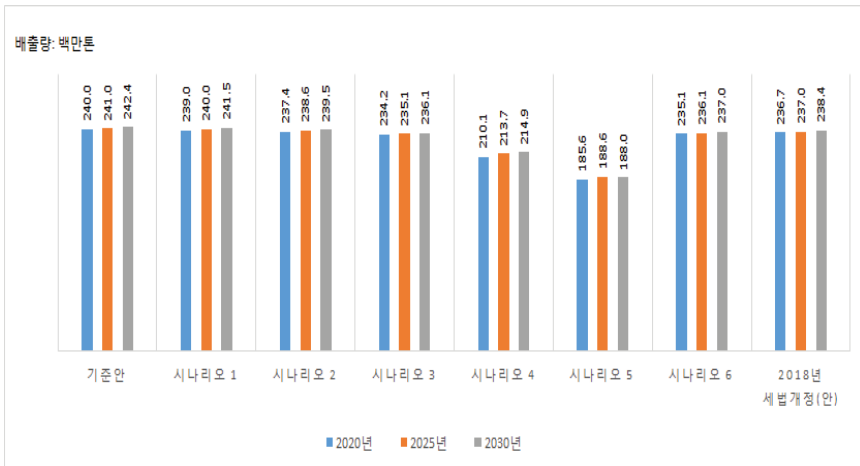
	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량
기준안	4.29	0.0073	4.40	0.0071	4.27	0.0068
시나리오 1-1	4.27	0.0073	4.39	0.0071	4.26	0.0068
시나리오 2-1	4.25	0.0073	4.36	0.0070	4.24	0.0067
시나리오 3-1	4.15	0.0071	4.24	0.0069	4.11	0.0065
시나리오 4-1	3.94	0.0068	4.03	0.0065	3.92	0.0062
시나리오 5-1	2.24	0.0039	2.42	0.0039	2.23	0.0036
시나리오 6	4.10	0.0070	4.22	0.0068	4.07	0.0065

	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량
기준안	4.29	0.0073	4.40	0.0071	4.27	0.0068
시나리오 1-2	4.19	0.0072	4.30	0.0070	4.16	0.0066
시나리오 2-2	4.09	0.0070	4.21	0.0068	4.06	0.0065
시나리오 3-2	3.63	0.0062	3.80	0.0061	3.62	0.0058
시나리오 4-2	1.07	0.0019	0.91	0.0015	0.81	0.0013
시나리오 5-2	2.26	0.0039	2.44	0.0040	2.25	0.0036
시나리오 6	4.10	0.0070	4.22	0.0068	4.07	0.0065

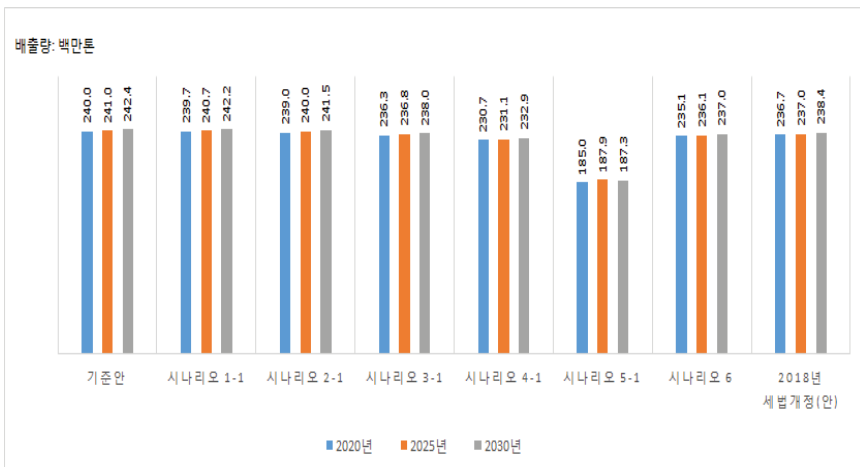
2018년 세법개정(안)	4.16	0.0071	4.25	0.0069	4.12	0.0066
------------------	------	--------	------	--------	------	--------

시나리오별 온실가스 배출 영향은 전력계통 모의를 통해 도출한 운영발전계획의 발전원별 발전단발전량 추정치를 해당 발전원의 온실가스 배출계수를 적용하여 도출하였다.

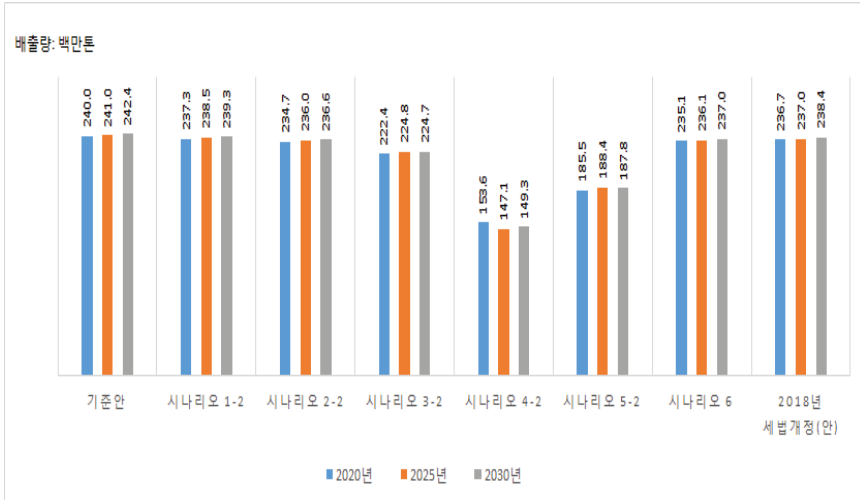
[부록 그림 1-1] 시나리오 1~6의 온실가스 배출량 비교



[부록 그림 1-2] 시나리오 1-1~6의 온실가스 배출량 비교



[부록 그림 1-3] 시나리오 1-2~6의 온실가스 배출량 비교



〈부록 표 1-8〉 시나리오별 온실가스 배출량 및 단위당 배출량

(단위: 백만 톤, 톤/MWh)

시나리오	2020년		2025년		2030년	
	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량
기준안	240.0	0.4110	241.0	0.3892	242.4	0.3854
시나리오 1	239.0	0.4092	240.0	0.3877	241.5	0.3841
시나리오 2	237.4	0.4066	238.6	0.3854	239.5	0.3810
시나리오 3	234.2	0.4011	235.1	0.3800	236.1	0.3758
시나리오 4	210.1	0.3608	213.7	0.3459	214.9	0.3427
시나리오 5	185.6	0.3195	188.6	0.3060	188.0	0.3006
시나리오 6	235.1	0.4028	236.1	0.3816	237.0	0.3772

	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량
기준안	240.0	0.4110	241.0	0.3892	242.4	0.3854
시나리오 1-1	239.7	0.4105	240.7	0.3888	242.2	0.3851
시나리오 2-1	239.0	0.4092	240.0	0.3876	241.5	0.3841
시나리오 3-1	236.3	0.4048	236.8	0.3826	238.0	0.3787
시나리오 4-1	230.7	0.3955	231.1	0.3736	232.9	0.3707
시나리오 5-1	185.0	0.3185	187.9	0.3047	187.3	0.2995
시나리오 6	235.1	0.4028	236.1	0.3816	237.0	0.3772

	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량	배출량	단위당배출량
기준안	240.0	0.4110	241.0	0.3892	242.4	0.3854
시나리오 1-2	237.3	0.4065	238.5	0.3852	239.3	0.3808
시나리오 2-2	234.7	0.4021	236.0	0.3813	236.6	0.3767
시나리오 3-2	222.4	0.3815	224.8	0.3636	224.7	0.3579
시나리오 4-2	153.6	0.2653	147.1	0.2395	149.3	0.2393
시나리오 5-2	185.5	0.3193	188.4	0.3056	187.8	0.3003
시나리오 6	235.1	0.4028	236.1	0.3816	237.0	0.3772

2018년 세법개정(안)	236.7	0.4055	237.0	0.3829	238.4	0.3793
------------------	-------	--------	-------	--------	-------	--------

Ⅲ. 시나리오별 전기요금 및 세수영향

시나리오별 구입단가(구매단가)는 전력계통모의와 수급계획의 발전원별 균등화발전비용(LCOE)를 이용하여 추정하였다. 시나리오별 판매단가(전기요금) 영향은 구입단가가 판매단가에서 차지하는 비율인 80%를 적용하여 추정하였다(구입단가*(10/8))를 통해 우선 기준안의 판매단가 산정). 세제 개편 시나리오별 판매단가 증감률은 기준안 대비 타 시나리오의 구입단가 증감률(%)에 (8/10)의 비율을 곱하는 방식으로 추정하였으며 이 판매단가 증감률을 전기요금 증감률의 대리변수로 전제하였다. 시나리오별 전기요금 영향은 장기와 단기로 구분하여 살펴보고 있는데, 단기 영향은 해당 연도내의 기준안 대비 타 시나리오의 전기요금 영향을 분석함으로써 도출할 수 있고, 장기 영향은 기준안의 2020년 대비 타 시나리오 2030년의 장기 전기요금 영향 경로를 기준안의 2020년 대비 기준안의 2030년 전기요금 증감률을 비교함으로써 도출할 수 있다.

〈부록 표 1-9〉 시나리오별 송전단 발전량, 전력 총구입금액, 구입단가 영향

(단위: TWh, 억원, 원/kWh)

시나리오	2020년			2025년			2030년		
	송전단 발전량	총구입 금액	구입단가	송전단 발전량	총구입 금액	구입단가	송전단 발전량	총구입 금액	구입단가
기준안	561.5	475,012	84.6	596.1	539,211	90.5	606.6	614,622	101.3
시나리오 1	561.5	480,981	85.7	596.1	549,074	92.1	606.6	623,408	102.8
시나리오 2	561.5	488,695	87.0	596.1	556,626	93.4	606.6	629,855	103.8
시나리오 3	561.5	509,379	90.7	596.1	575,403	96.5	606.5	649,534	107.1
시나리오 4	561.5	538,448	95.9	596.1	606,470	101.7	606.4	678,718	111.9
시나리오 5	561.4	546,614	97.4	596.1	614,640	103.1	606.2	686,912	113.3
시나리오 6	561.5	518,978	92.4	596.1	587,401	98.5	606.5	659,478	108.7
기준안	561.5	475,012	84.6	596.1	539,211	90.5	606.6	614,622	101.3
시나리오 1-1	561.5	471,528	84.0	596.1	537,344	90.1	606.6	612,127	100.9
시나리오 2-1	561.5	478,532	85.2	596.1	546,679	91.7	606.6	620,902	102.4
시나리오 3-1	561.5	496,708	88.5	596.1	563,817	94.6	606.5	638,161	105.2
시나리오 4-1	561.5	521,554	92.9	596.1	589,544	98.9	606.5	661,221	109.0
시나리오 5-1	561.4	543,727	96.8	596.1	612,254	102.7	606.3	683,991	112.8
시나리오 6	561.5	518,978	92.4	596.1	587,401	98.5	606.5	659,478	108.7
기준안	561.5	475,012	84.6	596.1	539,211	90.5	606.6	614,622	101.3
시나리오 1-2	561.5	495,906	88.3	596.1	563,835	94.6	606.6	637,264	105.1
시나리오 2-2	561.5	512,718	91.3	596.1	578,933	97.1	606.5	653,778	107.8
시나리오 3-2	561.5	539,685	96.1	596.1	606,596	101.8	606.6	680,549	112.2
시나리오 4-2	561.5	560,233	99.8	596.1	625,370	104.9	606.4	700,044	115.4
시나리오 5-2	561.4	553,657	98.6	596.1	623,007	104.5	606.3	694,091	114.5
시나리오 6	561.5	518,978	92.4	596.1	587,401	98.5	606.5	659,478	108.7
2018년 세법개정(안)	561.5	476,899	84.9	596.1	544,392	91.3	606.6	618,103	101.9

〈부록 표 1-10〉 기준안 대비 구입단가 및 판매단가(전기요금) 증감률: 단기 요금 영향

시나리오	2020년도			2025년도			2030년도		
	구입단가 (원/kWh)	기준안 대비 구입단가 증감율(%)	기준안 대비 판매단가 증감률(%)	구입단가 (원/kWh)	기준안 대비 구입단가 증감율(%)	기준안 대비 판매단가 증감률(%)	구입단가 (원/kWh)	기준안 대비 구입단가 증감율(%)	기준안 대비 판매단가 증감률(%)
기준안	84.6	-	-	90.5	-	-	101.3	-	-
시나리오 1	85.7	1.3	1.0	92.1	1.8	1.5	102.8	1.4	1.1
시나리오 2	87.0	2.9	2.3	93.4	3.2	2.6	103.8	2.5	2.0
시나리오 3	90.7	7.2	5.8	96.5	6.7	5.4	107.1	5.7	4.5
시나리오 4	95.9	13.4	10.7	101.7	12.5	10.0	111.9	10.5	8.3
시나리오 5	97.4	15.1	12.1	103.1	14.0	11.2	113.3	11.8	9.4
시나리오 6	92.4	9.3	7.4	98.5	8.9	7.1	108.7	7.3	5.8
기준안	84.6	-	-	90.5	-	-	101.3	-	-
시나리오 1-1	84.0	-0.7	-0.6	90.1	-0.3	-0.3	100.9	-0.4	-0.3
시나리오 2-1	85.2	0.7	0.6	91.7	1.4	1.1	102.4	1.0	0.8
시나리오 3-1	88.5	4.6	3.7	94.6	4.6	3.7	105.2	3.9	3.1
시나리오 4-1	92.9	9.8	7.8	98.9	9.3	7.5	109.0	7.6	6.1
시나리오 5-1	96.8	14.5	11.6	102.7	13.5	10.8	112.8	11.3	9.0
시나리오 6	92.4	9.3	7.4	98.5	8.9	7.1	108.7	7.3	5.8
기준안	84.6	-	-	90.5	-	-	101.3	-	-
시나리오 1-2	88.3	4.4	3.5	94.6	4.6	3.7	105.1	3.7	2.9
시나리오 2-2	91.3	7.9	6.4	97.1	7.4	5.9	107.8	6.4	5.1
시나리오 3-2	96.1	13.6	10.9	101.8	12.5	10.0	112.2	10.7	8.6
시나리오 4-2	99.8	17.9	14.4	104.9	16.0	12.8	115.4	13.9	11.1
시나리오 5-2	98.6	16.6	13.2	104.5	15.5	12.4	114.5	13.0	10.3
시나리오 6	92.4	9.3	7.4	98.5	8.9	7.1	108.7	7.3	5.8
2018년 세법개정(안)	84.9	0.4	0.3	91.3	1.0	0.8	101.9	0.6	0.5

〈부록 표 1-11〉 시나리오 1~6의 2020년 대비 2030년 구입단가 및 판매단가 증감률 영향

(단위: 원/kWh, %)

시나리오	구입단가(원/kWh)			동일 시나리오의 2020년 대비 2030년 구입단가 증감률(%)	기준안 2020년 대비 타 시나리오 2030년 구입단가 증감률(%)	동일 시나리오의 2020년 대비 2030년 판매단가 증감률(%)	기준안 2020년 대비 타 시나리오 2030년 판매단가 증감률(%)*
	2020년	2025년	2030년				
기준안	84.6	90.5	101.3	19.7	-	15.8	-
시나리오 1	85.7	92.1	102.8	20.0	21.5	16.0	17.2
시나리오 2	87.0	93.4	103.8	19.3	22.7	15.4	18.2
시나리오 3	90.7	96.5	107.1	18.1	26.6	14.5	21.3
시나리오 4	95.9	101.7	111.9	16.7	32.3	13.3	25.8
시나리오 5	97.4	103.1	113.3	16.3	33.9	13.1	27.1
시나리오 6	92.4	98.5	108.7	17.6	28.5	14.1	22.8
2018년 세법개정(안)	84.9	91.3	101.9	20.0	20.4	16.0	16.4

* : 기준안의 2020년 대비 타 시나리오의 2030년 판매단가 증감률 추정은 기준안의 2020년 대비 타 시나리오 2030년 판매단가 증감률을 추정하는 방식과 기준안의 2020년에서 타 시나리오의 2020년의 판매단가 증감률과 타 시나리오의 2020년 대비 2030년 판매단가 증감률을 합하는 방식의 경로를 활용할 수 있는데, 이 둘 경로의 차이는 크지 않으며, 어떤 경로로 판매단가가 영향을 받을지는 전적으로 조세정책에 따라 바뀌나, 결국 최종적으로는 세계 개편 시나리오의 분석대상의 마지막년도 판매단가로 수렴함.

〈부록 표 1-12〉 시나리오 1-1~6의 2020년 대비 2030년 구입단가 및 판매단가 증감률 영향

(단위: 원/kWh, %)

시나리오	구입단가(원/kWh)			동일 시나리오의 2020년 대비 2030년 구입단가 증감률(%)	기준안 2020년 대비 타 시나리오 2030년 구입단가 증감률(%)	동일 시나리오의 2020년 대비 2030년 판매단가 증감률(%)	기준안 2020년 대비 타 시나리오 2030년 판매단가 증감률(%)*
	2020년	2025년	2030년				
기준안	84.6	90.5	101.3	19.7	-	15.8	-
시나리오 1-1	84.0	90.1	100.9	20.1	19.3	16.1	15.4
시나리오 2-1	85.2	91.7	102.4	20.2	21.0	16.2	16.8
시나리오 3-1	88.5	94.6	105.2	18.9	24.3	15.1	19.5
시나리오 4-1	92.9	98.9	109.0	17.3	28.8	13.9	23.1
시나리오 5-1	96.8	102.7	112.8	16.5	33.3	13.2	26.7
시나리오 6	92.4	98.5	108.7	17.6	28.5	14.1	22.8
2018년 세법개정(안)	84.9	91.3	101.9	20.0	20.4	16.0	16.4

〈부록 표 1-13〉 시나리오 1-2~6의 2020년 대비 2030년 구입단가 및 판매단가 증감을 영향

(단위: 원/kWh, %)

시나리오	구입단가(원/kWh)			동일 시나리오의 2020년 대비 2030년 구입단가 증감률(%)	기준안 2020년 대비 타 시나리오 2030년 구입단가 증감률(%)	동일 시나리오의 2020년 대비 2030년 판매단가 증감률(%)	기준안 2020년 대비 타 시나리오 2030년 판매단가 증감률(%)*
	2020년	2025년	2030년				
기준안	84.6	90.5	101.3	19.7	-	15.8	-
시나리오 1-2	88.3	94.6	105.1	19.0	24.2	15.2	19.4
시나리오 2-2	91.3	97.1	107.8	18.1	27.4	14.5	21.9
시나리오 3-2	96.1	101.8	112.2	16.8	32.6	13.4	26.1
시나리오 4-2	99.8	104.9	115.4	15.6	36.4	12.5	29.1
시나리오 5-2	98.6	104.5	114.5	16.1	35.3	12.9	28.3
시나리오 6	92.4	98.5	108.7	17.6	28.5	14.1	22.8
2018년 세법개정(안)	84.9	91.3	101.9	20.0	20.4	16.0	16.4

상기 세제 개편 시나리오별 전기요금 영향은 다음과 종합 정리하였다.

〈부록 표 1-14〉 해당 연도내의 전기요금 영향 비교

(단위: %)

시나리오	2020년도	2025년도	2030년도
	기준안 대비 전기요금 증감률(%)	기준안 대비 전기요금 증감률(%)	기준안 대비 전기요금 증감률(%)
기준안	-	-	-
시나리오 1	1.0	1.5	1.1
시나리오 2	2.3	2.6	2.0
시나리오 3	5.8	5.4	4.5
시나리오 4	10.7	10.0	8.3
시나리오 5	12.1	11.2	9.4
시나리오 6	7.4	7.1	5.8
기준안	-	-	-
시나리오 1-1	- 0.6	- 0.3	- 0.3
시나리오 2-1	0.6	1.1	0.8
시나리오 3-1	3.7	3.7	3.1
시나리오 4-1	7.8	7.5	6.1
시나리오 5-1	11.6	10.8	9.0
시나리오 6	7.4	7.1	5.8
기준안	-	-	-
시나리오 1-2	3.5	3.7	2.9
시나리오 2-2	6.4	5.9	5.1
시나리오 3-2	10.9	10.0	8.6
시나리오 4-2	14.4	12.8	11.1
시나리오 5-2	13.2	12.4	10.3
시나리오 6	7.4	7.1	5.8
2018년 세법개정(안)	0.3	0.8	0.5

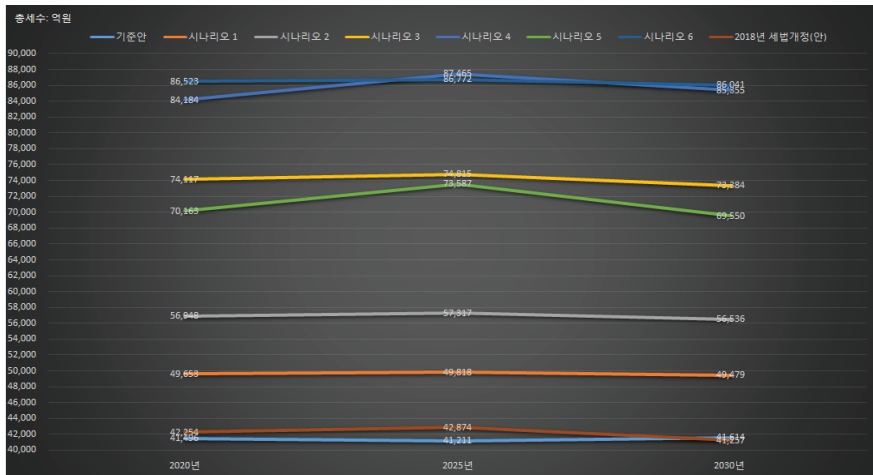
〈부록 표 1-15〉 중·장기(2020년 대비 2030년) 전기요금 영향 비교

(단위: %)

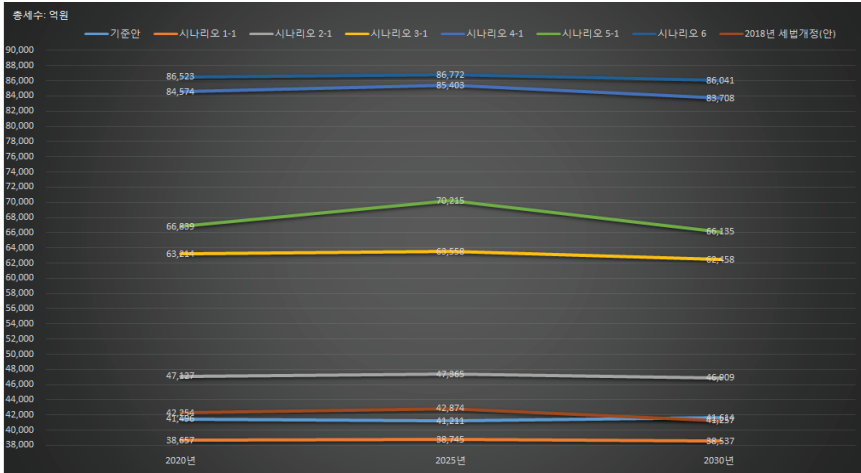
시나리오	동일 시나리오 내의 2020년 대비 2030년 전기요금 인상률(%)	기준안 2020년 대비 타 시나리오 2030년 전기요금 인상률(%)
기준안	15.8	-
시나리오 1	16.0	17.2
시나리오 2	15.4	18.2
시나리오 3	14.5	21.3
시나리오 4	13.3	25.8
시나리오 5	13.1	27.1
시나리오 6	14.1	22.8
기준안	15.8	-
시나리오 1-1	16.1	15.4
시나리오 2-1	16.2	16.8
시나리오 3-1	15.1	19.5
시나리오 4-1	13.9	23.1
시나리오 5-1	13.2	26.7
시나리오 6	14.1	22.8
기준안	15.8	-
시나리오 1-2	15.2	19.4
시나리오 2-2	14.5	21.9
시나리오 3-2	13.4	26.1
시나리오 4-2	12.5	29.1
시나리오 5-2	12.9	28.3
시나리오 6	14.1	22.8
2018년 세법개정(안)	16.0	16.4

시나리오별 세수 영향은 시나리오별 유연탄과 LNG 연료소비량 그리고 적용된 세율을 이용하여 총세수를 추정하였다. 이후 기준안 대비 타 시나리오의 총세수 차이를 통해 세수 증감액을 도출할 수 있다. 세수 도출 시 도시가스 LNG 세율(현행 42원/kg) 조정에 따른 세수 증감은 고려하지 않으며, 2018년 세법개정(안)의 세수는 LNG 개별소비세율 인하뿐 아니라, 수입부과금 인하도 동시 고려한 것이다. 세제 개편 시나리오 중 특히 시나리오 4, 시나리오 4-1, 시나리오 4-2의 세수 추정 결과는 유연탄과 LNG 세율 조정에 따른 세수 영향을 극적으로 보여주는 사례로 보인다.

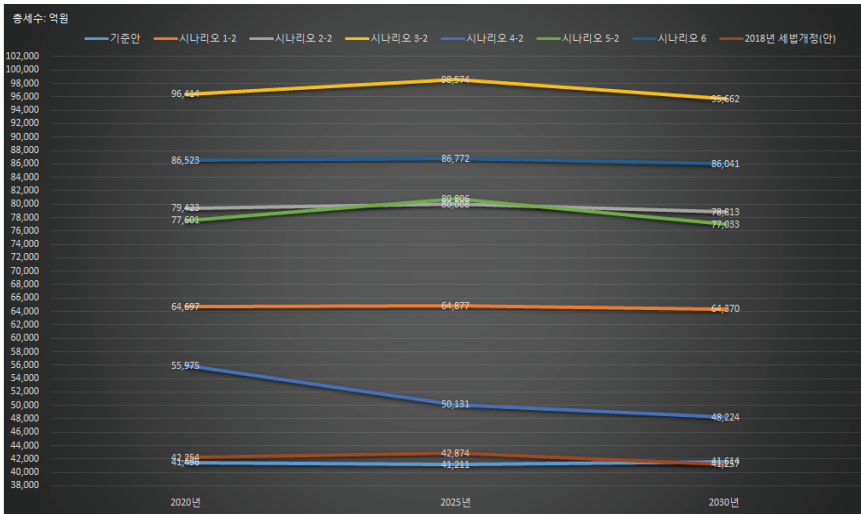
[부록 그림 1-4] 시나리오별 총 세수 비교(시나리오 1~시나리오 6)



[부록 그림 1-5] 시나리오별 총 세수 비교(시나리오 1-1~시나리오 6)



[부록 그림 1-6] 시나리오별 총 세수 비교(시나리오 1-2~시나리오 6)



〈부록 표 1-16〉 시나리오별 세수 변화

(단위: 억원)

시나리오	2020년				2025년				2030년			
	유연탄 세수	LNG 세수	총 세수	기준안 대비 세수 증감(억원)	유연탄 세수	LNG 세수	총 세수	기준안 대비 세수 증감(억원)	유연탄 세수	LNG 세수	총 세수	기준안 대비 세수 증감(억원)
기준안	34,874	6,622	41,496	-	35,455	5,756	41,211	-	34,344	7,270	41,614	-
시나리오 1	44,907	4,746	49,653	8,157	45,690	4,128	49,818	8,322	44,304	5,174	49,479	7,983
시나리오 2	52,027	4,921	56,948	15,453	53,036	4,281	57,317	15,821	51,141	5,395	56,536	15,040
시나리오 3	68,847	5,269	74,117	32,621	70,165	4,651	74,815	33,320	67,639	5,746	73,384	31,888
시나리오 4	76,284	7,900	84,184	42,688	80,465	7,000	87,465	45,969	77,361	7,995	85,355	43,860
시나리오 5	59,479	10,684	70,163	28,668	63,773	9,814	73,587	32,091	58,565	10,986	69,550	28,055
시나리오 6	76,592	9,931	86,523	45,027	78,030	8,742	86,772	45,276	75,179	10,862	86,041	44,545
기준안	34,874	6,622	41,496	-	35,455	5,756	41,211	-	34,344	7,270	41,614	-
시나리오 1-1	34,768	3,890	38,657	-2,838	35,368	3,376	38,745	-2,751	34,280	4,257	38,537	-2,958
시나리오 2-1	43,169	3,958	47,127	5,631	43,923	3,442	47,365	5,870	42,594	4,315	46,909	5,413
시나리오 3-1	59,016	4,199	63,214	21,719	59,826	3,732	63,558	22,062	57,835	4,624	62,458	20,963
시나리오 4-1	79,889	4,684	84,574	43,078	81,169	4,234	85,403	43,907	78,646	5,062	83,708	42,212
시나리오 5-1	57,877	8,962	66,839	25,344	61,963	8,251	70,215	28,719	56,916	9,219	66,135	24,639
시나리오 6	76,592	9,931	86,523	45,027	78,030	8,742	86,772	45,276	75,179	10,862	86,041	44,545
기준안	34,874	6,622	41,496	-	35,455	5,756	41,211	-	34,344	7,270	41,614	-
시나리오 1-2	57,655	7,042	64,697	23,201	58,738	6,140	64,877	23,382	56,644	7,727	64,370	22,875
시나리오 2-2	71,984	7,439	79,423	37,927	73,489	6,519	80,008	38,512	70,692	8,121	78,813	37,317
시나리오 3-2	87,088	9,327	96,414	54,919	90,338	8,236	98,574	57,079	85,749	9,913	95,662	54,166
시나리오 4-2	35,393	20,582	55,975	14,479	29,279	20,852	50,131	8,635	26,173	22,051	48,224	6,728
시나리오 5-2	62,318	15,283	77,601	36,105	66,753	14,053	80,806	39,310	61,312	15,721	77,033	35,537
시나리오 6	76,592	9,931	86,523	45,027	78,030	8,742	86,772	45,276	75,179	10,862	86,041	44,545
2018년 세법개정(안)	43,253	-999	42,254	758	43,765	-891	42,874	1,378	42,360	-1,103	41,257	-238

부록 2: 세제 개편의 거시경제 및 세수입 환원효과

I. 분석모형: 연산균형모형(CGE) 모형

본 연구는 에너지세제개편에 따른 국민경제와 산업별생산의 변화와 소득계층별 고용과 소득변화를 분석하고 있다. 에너지세제개편으로 전력가격 상승하면 다양한 경로를 통해 소득계층별 소득은 물론 산업별 생산에 영향을 미치게 된다. 전력요금 상승은 사용자의 생산비용을 상승시켜 국제 경쟁력 약화에 따른 수출 감소와 가격 상승에 따른 소비 둔화를 야기하여 GDP가 감소하는 결과를 초래한다. 산업별 생산변화는 노동과 자본에 대한 수요가 변하고 이에 따라 가계의 소득이 변하게 되는데 소득계층별 노동소득과 자본소득은 상이한 영향을 받아 소득재분배가 변하는 효과가 발생한다. 본 연구는 전력의 생산과 판매의 특성을 고려한 CGE 모형을 이용하여 국민경제는 물론 소득재분배에 미치는 영향을 분석하고 있다.

전력부문은 다른 산업과 달리 다음과 같은 두 가지 특성을 갖는다. 첫 번째는 발전용량이 고정되어 있어 수요가 증가하여도 발전량을 단기간에 늘릴 수 없는 발전원별 공급 한계치를 가지고 있다는 점이다. 특히 발전설비의 건설에 어려움을 겪고 있는 수력과 원자력은 이러한 제약으로부터 더욱 자유롭지 못한 것이 현실이다. 두 번째 특징은 발전원별 생산단가가 다르지만 최종 판매가격은 동일하다는 것이다. 다른 재화와 달리 전력은 한계비용에 따라 판매하는 것이 아니라 발전원에 따라 한계비용보다 높거나 낮게 판매하고 있다. 원자력이나 석탄 발전

의 발전 단가는 가스, 수력, 석유발전의 발전단가에 비해 상대적으로 낮고 특히 신재생에너지에 비해서는 매우 낮은 것이 사실이다. 본 연구는 이러한 특성을 반영한 CGE 모형을 구축하고 에너지세계개편에 따른 전력가격 상승효과를 분석하고 있다.

전력가격 상승으로 최종재화의 가격이 상승하면 수출뿐만 아니라 소비자물가 상승에 따른 국내소비 감소를 초래하여 경제성장이 둔화되는 결과를 초래한다. 수입이 증가하고 수출과 소비가 감소하면 생산이 둔화되어 자본과 노동 등 생산요소에 대한 수요가 감소하여 가계소득이 감소하는 결과를 가져온다. 생산요소에 대한 수요가 감소하면 가계의 자본소득과 근로소득이 감소하여 추가적으로 소비가 감소할 뿐만 아니라 저축과 투자가 감소하는 현상이 함께 발생한다. 이와 같이 가계의 소득변화에 따른 소득재분배 효과를 분석하기 위해서 본 연구는 가계를 10분위 소득계층으로 구분된 모형을 구축하고 있다.

본 연구의 또 다른 특징은 비자발적 실업이 내생화된 모형을 구축하고 있다는 점이다. 비자발적 실업을 다루는 이론은 크게 다음 3가지로 분류할 수 있다. 첫째는 매칭이론으로써 노사협상에 의해 완전고용 수준보다 높게 임금을 설정하기 때문에 실업이 발생한다. 정보의 비대칭성으로 노동자의 노력을 최대한 끌어올리기 위해 고용주가 시장임금보다 높게 임금을 지급한다는 효율임금(*efficiency wage*) 이론이다. 그리고 마지막으로 Harris and Todaro(1970)에 따르면 지역 간 임금격차로 노동의 이동(*migration*)이 발생하는데 임금이 높은 지역으로 노동이 몰리면서 실업이 발생한다. 이상의 3가지 이론은 Blanchflower & Oswald(1995)의 임금이론으로 귀결된다. 본 연구는 Blanchflower & Oswald(1995)의 임금곡선을 모형에 반영하고 에너지세계개편에 따른 실업과 고용효과를 분석하고 있다.

마지막으로 본 연구는 에너지세제개편으로 확보된 세수입을 신재생 에너지의 R&D 투자로 지원할 때 효과를 분석하기 위해 내생적 성장모형을 구축하였다. 따라서 본 연구에서 구축한 모형은 소득계층별로 가계가 이질적이고 비자발적 실업이 존재하면서 기술진보는 내생적으로 결정되는 완전 동태적 CGE 모형으로 분류된다.

II. 분석결과

본 연구에서는 다양한 에너지 세제 개편 방안중 주요 시나리오인 시나리오 3(S3), 시나리오 4(S4), 시나리오 4-1(S4-1)과 시나리오 5-1(S5-1), 3-2(S3-2)와 시나리오 5-2(S5-2), 시나리오 6(S6)을 중심으로 CGE 모형을 활용하여 다양한 경제적 파급효과를 분석하였다.

1. 세수입 환원이 없는 경우의 거시경제 효과분석

가. 세수환원이 없는 경우의 거시경제 변수

1) 에너지 세제개편의 파급경로

에너지 세제개편에 따라 전력요금이 상승은 다양한 경로를 통해 산업생산, 물가, 소비, 투자, 수출입에 영향을 미치게 된다. 우선 전력요금이 상승하면 기업의 사용자 비용을 높여 국내 소비자가격을 상승시키고 국제 경쟁력 약화시킨다. 전력요금 상승으로 최종재화 가격이 상승하면 수출뿐만 아니라 소비자물가 상승에 따른 국내 소비 감소를 초래하여 경제 성장이 둔화하는 결과를 야기한다.

수입이 증가하고 수출과 소비가 감소하면 생산이 둔화되어 자본과

노동 등 생산요소에 대한 수요가 감소하여 가계소득이 감소하는 결과를 가져온다. 가계의 자본소득과 근로소득이 감소하여 추가적으로 소비가 감소할 뿐만 아니라 저축과 투자가 감소하는 현상이 발생한다.

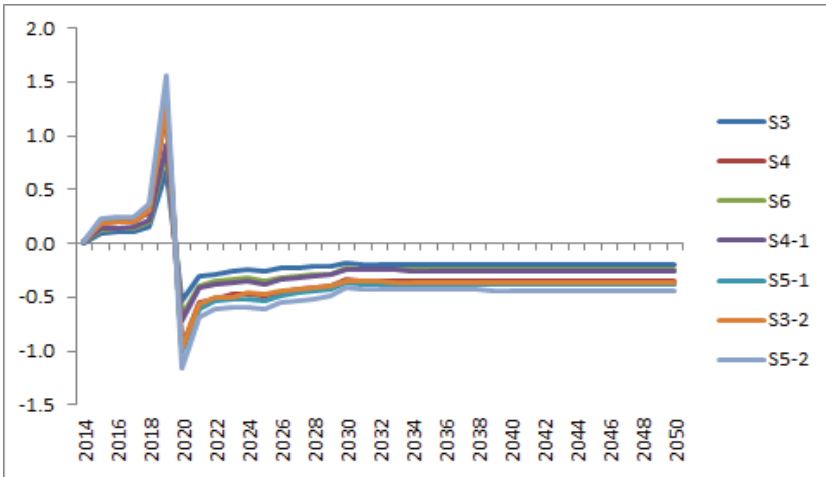
또한 생산이 감소하면 중간재화에 대한 수요도 감소하여 전 산업의 생산이 감소하는 산업연관효과로 인해 전 산업의 생산이 둔화될 전망이다. 전력요금 상승은 물가상승의 원인으로 작용하기 때문에 가계의 실질 소득이 감소하는 결과를 초래하여 소비와 저축이 추가적으로 둔화될 전망이다.

가계의 실질소득이 감소하면 수입이 둔화되는 소득효과가 발생하게 된다. 반면 국내재화의 가격이 상승하면 상대적으로 저렴한 수입재화에 대한 수요가 증가하는 가격효과로 무역수지가 악화되는 결과를 초래한다. 전력가격 상승이 무역수지에 미치는 영향은 가격효과와 소득효과에 크기에 의해 결정되지만 일반적으로 무역수지는 악화될 전망이다. 전력요금이 상승하여 생산, 소득, 소비가 감소하면 정부의 세수입도 감소하게 되어 에너지세계개편에 따른 세수입을 일부 상쇄하는 효과가 발생한다.

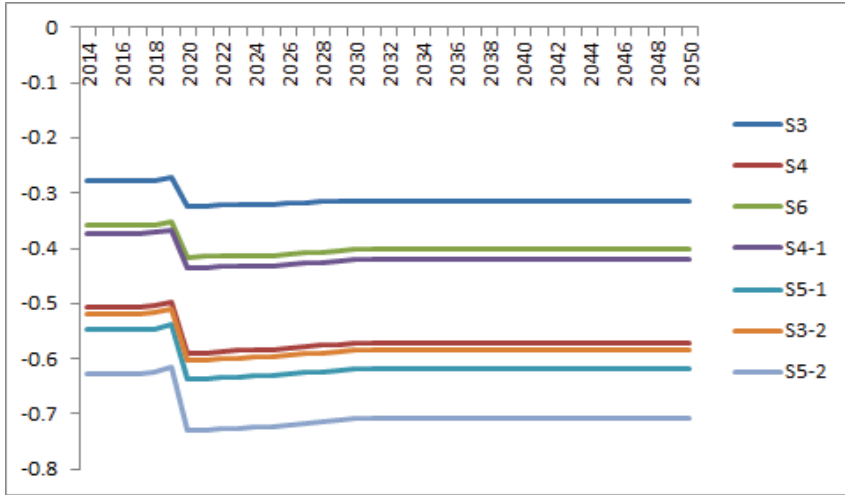
이와 같은 시나리오별 파급효과는 [부록 그림 2-1] ~ [부록 그림 2-5]에서 확인할 수 있다. GDP, 투자, 무역수지의 변화는 에너지 세계개편이 시행되기 직전연도에 증가하다가 에너지 세계개편이 시행되면 감소하여 장기적으로 균제상태로 접근하게 된다. 에너지 세계개편이 시행되기 직전에 GDP, 투자와 무역수지가 증가 하는 이유는 정책예시효과로서 상대적으로 생산비용이 저렴한 기간에 투자와 생산을 늘리고 수출을 확대하는 것이 전 기간의 이윤극대화에 맞는 행위이기 때문이다. 항상 소득가성에 따르면 시점 간 대부와 차입을 통해 소득을 일정하게 유지하는 것이 전 기간 효용을 극대화 하는 방법이기 때문에 [부록 그림 2-2]

에서 보듯이 소비는 급격한 변동이 없으나 소득이 감소하기 때문에 기준시나리오에 비해 소비수준이 감소하는 것으로 나타나고 있다. 정부 지출은 에너지 세제개편으로 증가하지만 소비와 소득이 감소하기 때문에 에너지세제개편에 따른 세수입의 일부를 감소하게 된다. 에너지 세제개편이 시행되는 첫해인 2020년에 변동 폭이 크게 나타나다가 세제개편이 종료되는 2030년 이후에는 균계상태로 접근하게 된다.

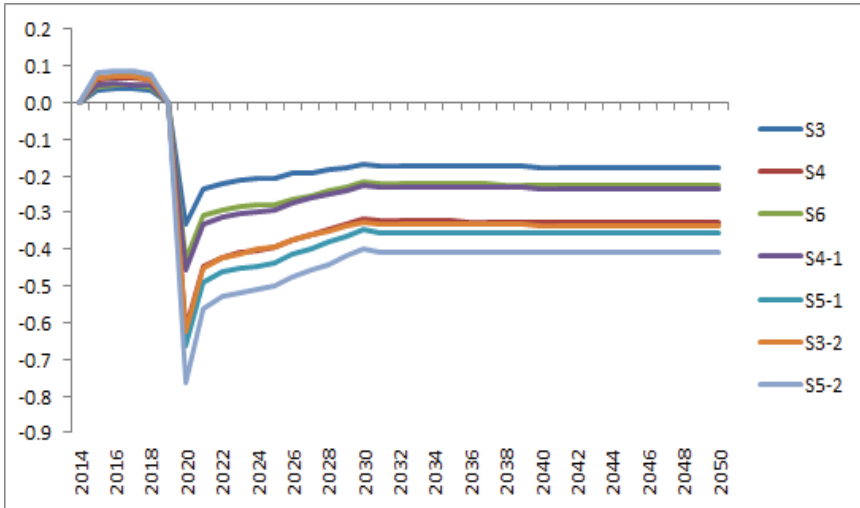
[부록 그림 2-1] 시나리오별 GDP 변화 (%)



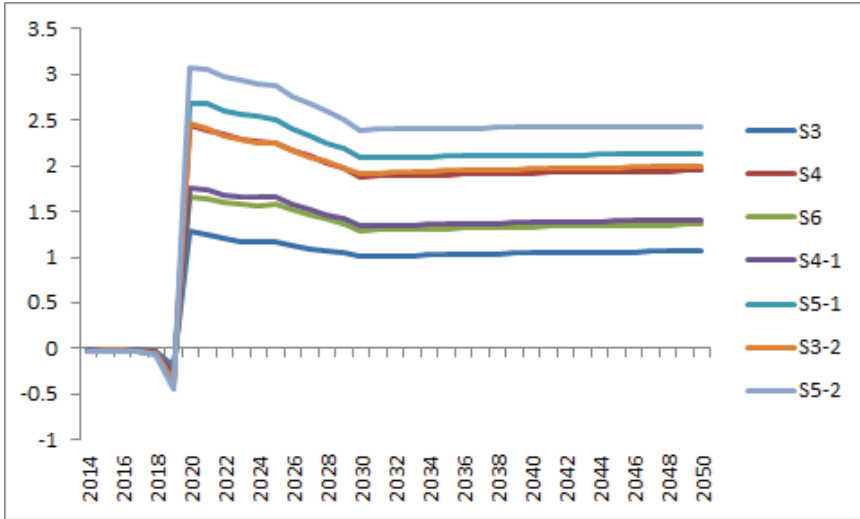
[부록 그림 2-2] 시나리오별 소비 변화 (%)



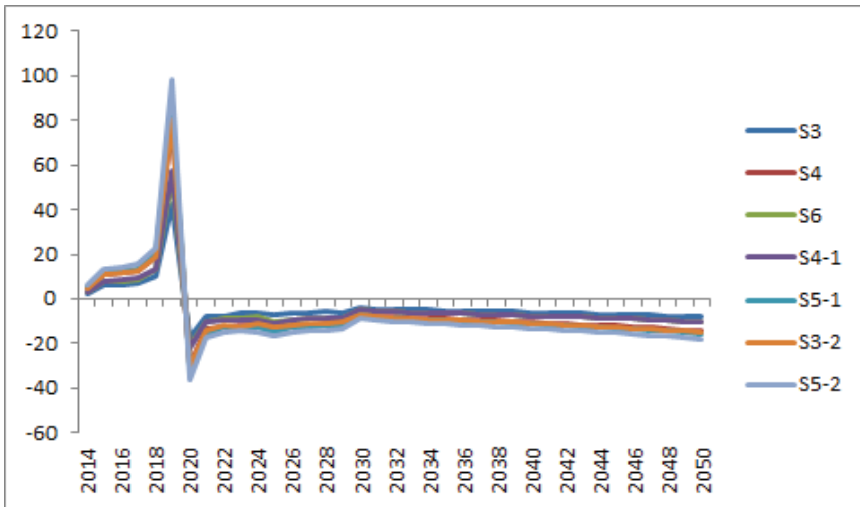
[부록 그림 2-3] 시나리오별 투자 변화 (%)



[부록 그림 2-4] 시나리오별 정부지출 변화 (%)



[부록 그림 2-5] 시나리오별 무역수지 변화 (조원)



2) 시나리오별 거시 경제적 영향 비교

에너지세제개편에 따른 전력요금은 시나리오 5-2, 시나리오 5-1, 시나리오 3-2, 시나리오 4, 시나리오 4-1, 시나리오 6, 시나리오 3 순으로 높게 인상된다. 그러나 세수입은 시나리오 3-2, 시나리오 6, 시나리오 4-1, 시나리오 4, 시나리오 5-2, 시나리오 3, 시나리오 5-1 순으로 크게 증가한다. <부록 표 2-1>에서 보듯이 거시경제에 미치는 영향은 세수입 보다는 전력요금의 변화에 의해 주로 영향을 받는 것으로 나타나고 있다. 에너지 세제개편이 발전용 유연탄과 LNG의 개별소비세율이 변하기 때문에 발전원별 구성에 큰 영향을 미치지만 산업 전체에 미치는 영향은 제한적이다. 산업전반에 파급효과를 가져오는 것은 결국 에너지 세제개편으로 전력요금의 인상 정도이다.

<부록 표 2-1>에서 보듯이 2020~2025년의 GDP는 시나리오 5-2에서 0.72% 감소하여 가장 큰 폭의 감소율을 기록하고 있으며, 다음은 시나리오 5-1이 0.63, 시나리오 3-2이 0.59%, 시나리오 4가 0.59%, 시나리오 4-1이 0.44%, 시나리오 6이 0.41%, 시나리오 3이 0.32% 순으로 감소폭이 크게 나타나고 있다. 이는 시나리오별 전력요금 인상 크기와 일치하고 있어 전력요금이 주로 GDP에 영향을 미치는 것을 알 수 있다.

GDP와 마찬가지로 소비의 2020~2024년 기간 동안의 연평균 감소율도 시나리오 5-2에서 0.73%로 가장 크고, 다음은 시나리오 5-1이 0.64, 시나리오 3-2이 0.60%, 시나리오 4가 0.59%, 시나리오 4-1이 0.43%, 시나리오 6이 0.41%, 시나리오 3이 0.32% 순으로 감소율이 크게 나타나고 있다. 투자와 순수출의 감소도 전력요금 상승이 큰 시나리오에서 크게 나타나고 있다.

〈부록 표 2-1〉 시나리오별 기간별 연평균 거시경제 변수 변화 (% , 조원)

		S3	S4	S6	S4-1	S5-1	S3-2	S5-2
GDP	20~24	-0.32	-0.59	-0.41	-0.44	-0.63	-0.59	-0.72
	25~29	-0.23	-0.43	-0.31	-0.32	-0.47	-0.43	-0.54
	30~35	-0.19	-0.34	-0.24	-0.25	-0.37	-0.35	-0.43
소비	20~24	-0.32	-0.59	-0.41	-0.43	-0.64	-0.60	-0.73
	25~29	-0.32	-0.58	-0.41	-0.43	-0.63	-0.59	-0.72
	30~35	-0.31	-0.57	-0.40	-0.42	-0.62	-0.58	-0.71
투자	20~24	-0.24	-0.46	-0.32	-0.34	-0.50	-0.46	-0.57
	25~29	-0.19	-0.36	-0.25	-0.26	-0.40	-0.36	-0.46
	30~35	-0.17	-0.32	-0.22	-0.23	-0.35	-0.33	-0.41
순수출 (조원)	20~24	-8.9	-15.9	-11.2	-12.1	-17.0	-16.2	-19.4
	25~29	-6.2	-11.7	-8.9	-9.1	-12.7	-11.4	-14.6
	30~35	-4.6	-7.9	-5.7	-5.7	-8.6	-8.3	-9.9

나. 시나리오별 산업생산 변화

<부록 표 2-2>는 시나리오별 산업별 생산량변화를 보여주고 있다. 전력요금 상승 크기의 순서와 동일하게 총생산량뿐만 아니라 산업별 생산량 도 시나리오 5-2, 시나리오 5-1, 시나리오 3-2, 시나리오 4, 시나리오 4-1, 시나리오 6, 시나리오 3 순으로 크게 감소할 전망이다. 산업별 생산은 정부소비지출이 많은 교육서비스와 공공서비스를 제외하고 모든 산업의 생산은 감소하는 것으로 나타나고 있다. 단기적으로 전자산업의 감소가 가장 클 전망이며 시간이 지날수록 철강 산업의 감소폭이 가장 크게 나타나고 있다.

〈부록 표 2-2〉 시나리오별 산업별 생산량 변화 비교 (%)

		석탄	가스	석유	전력	신재생	농어업	철강	전자	수송	제조	건설	상업	교육	공공	서비스	TOTAL
S3	20~24	-4.95	1.03	-0.77	-0.94	5.18	-0.27	-0.45	-0.47	-0.44	-0.41	0.01	-0.26	0.34	1.11	-0.07	-0.26
	25~29	-4.46	0.89	-0.62	-0.81	5.16	-0.23	-0.36	-0.32	-0.32	-0.32	-0.11	-0.23	0.29	1.01	-0.07	-0.21
S4	20~24	-5.75	0.75	-1.36	-1.68	9.82	-0.48	-0.82	-0.83	-0.80	-0.73	-0.01	-0.47	0.67	2.14	-0.12	-0.47
	25~29	-5.27	0.68	-1.12	-1.45	9.77	-0.41	-0.65	-0.59	-0.58	-0.58	-0.18	-0.41	0.57	1.92	-0.11	-0.38
S6	20~24	-5.36	0.93	-0.98	-1.20	6.79	-0.35	-0.59	-0.59	-0.57	-0.52	-0.03	-0.34	0.45	1.46	-0.10	-0.34
	25~29	-4.84	0.79	-0.82	-1.06	6.86	-0.30	-0.48	-0.44	-0.43	-0.42	-0.11	-0.30	0.40	1.34	-0.09	-0.28
S4-1	20~24	-5.62	1.10	-1.04	-1.27	7.24	-0.37	-0.62	-0.63	-0.60	-0.55	-0.01	-0.36	0.48	1.55	-0.10	-0.36
	25~29	-5.06	0.95	-0.85	-1.09	7.14	-0.31	-0.49	-0.45	-0.44	-0.44	-0.11	-0.31	0.41	1.39	-0.09	-0.29
S5-1	20~24	-5.12	0.30	-1.46	-1.80	10.71	-0.52	-0.89	-0.89	-0.86	-0.78	-0.04	-0.50	0.75	2.38	-0.12	-0.50
	25~29	-4.68	0.28	-1.20	-1.56	10.63	-0.43	-0.71	-0.63	-0.63	-0.62	-0.19	-0.44	0.64	2.13	-0.11	-0.41
S3-2	20~24	-6.11	0.89	-1.39	-0.98	9.96	-0.49	-0.83	-0.84	-0.81	-0.74	0.00	-0.48	0.66	2.14	-0.12	-0.48
	25~29	-5.57	0.79	-1.13	-1.08	9.89	-0.41	-0.66	-0.58	-0.58	-0.58	-0.20	-0.42	0.56	1.92	-0.12	-0.38
S5-2	20~24	-5.39	0.11	-1.67	-2.06	12.36	-0.59	-1.01	-1.02	-0.98	-0.89	-0.05	-0.57	0.86	2.73	-0.14	-0.58
	25~29	-4.92	0.10	-1.38	-1.79	12.28	-0.50	-0.81	-0.73	-0.73	-0.71	-0.22	-0.51	0.74	2.45	-0.13	-0.47

다. 소득계층별 노동과 소비변화

1) 소득계층별 노동과 소비 변화 경로

가계의 효용극대화 문제로부터 소비와 여가가 결정된다. 여가는 소비와의 대체효과, 임금변화에 따른 가격효과, 소득변화에 따른 소득효과 등의 크기에 의해 영향을 받는다. 임금이 하락하면 여가의 기회비용이 감소하여 여가가 증가하여 노동공급이 감소하는 결과가 초래된다. 반대로 소득이 감소하면 여가에 대한 수요가 감소하여 노동공급이 증가하게 된다. 노동공급은 이와 같이 가격효과와 소득효과 크기에 결정된다. 또한 여가가 소비와의 대체관계에 있기 때문에 가격에 대한 소비의 수요탄력성과 임금에 대한 여가의 수요탄력성의 크기에 의해서도 영향을 받게 된다.

임금이 아무런 제약 없이 노동의 수요와 공급 변화에 의해 시장에서 자유롭게 결정된다면 실업이 발생하지 않는다. 그러나 본 연구는 노사 협약, 효율임금, 또는 부문 간 이동 등으로 임금이 경직적이라고 가정하고 있어 실업이 발생한다고 가정하고 있다. 따라서 임금이 경직성에 따라 소득계층별 고용의 변동성이 커지지만, 경기침체기와 호황기의 고용변화에 차이가 발생하게 된다. 경기 침체기에는 고용의 경직성이 높은 고소득계층의 고용감소가 상대적으로 작고 경직성이 약한 저소득층의 고용감소가 상대적으로 크게 나타난다, 반대로 경기 호황기에는 고용이 증가할 때는 경직성이 높은 고소득층보다는 노동의 유연성이 높은 저소득층의 고용이 늘어나는 특징이 있다. 이와 같은 현상은 경기 침체기와 호황기에 우리가 관찰할 수 있는 일반적인 현상이라 할 수 있다.

전력요금이 상승하여 산업생산량이 감소하고 노동에 대한 수요가 감소하면 임금의 경직성이 높은 고소득층보다는 저소득층의 해고가 늘어나게 된다. 반대로 세수입 환원으로 생산이 늘고 노동에 대한 수요가 증가할 때는 저소득층의 고용이 고소득층에 비해 상대적으로 빠르게 증가하게 된다.

소비는 소득이 상대적으로 크게 감소한 계층의 소비가 크게 감소하지만 본 연구와 같이 최소 소비가 주어진 것으로 간주하고 소득에 대한 수요탄력성이 고소득층이 상대적으로 크다고 가정할 경우 고소득층의 소비가 상대적으로 크게 감소할 수 있다. 소득계층별 고용, 실업, 소비변화는 다양한 상쇄요인들이 복합적으로 작용하여 나타나기 때문에 실증분석이 필요한 상황이다.

2) 소득계층별 실업률 변화

<부록 표 2-3>은 기간별 평균을 시나리오별로 보여주고 있다. 2020~2024년 기간 동안 총실업률 증가는 시나리오 5-2가 0.35%p로 가장 높고, 다음은 시나리오 5-1이 0.31%p, 시나리오 3-2가 0.30%p, 시나리오 4가 0.30%p, 시나리오 4-1이 0.24%p, 시나리오 6이 0.23%p, 시나리오 3이 0.19%p 순으로 실업률 증가폭이 높게 나타나고 있다. 실업률은 시나리오별 전력요금 상승 크기와 동일한 순서로 증가하고, 소득계층별 실업률증가도 동일한 모습을 보이고 있다.

〈부록 표 2-3〉 시나리오별 소득계층별 실업률 변화 비교 (%p)

		1분위	2분위	3분위	4분위	5분위	6분위	7분위	8분위	9분위	10분위	TOTAL
S3	20~24	0.24	0.27	0.40	0.14	0.23	0.19	0.17	0.06	0.05	0.02	0.19
	25~29	0.23	0.25	0.38	0.13	0.21	0.18	0.15	0.05	0.05	0.02	0.18
S4	20~24	0.44	0.49	0.74	0.26	0.42	0.35	0.31	0.11	0.10	0.04	0.30
	25~29	0.42	0.47	0.70	0.24	0.39	0.32	0.28	0.10	0.09	0.03	0.28
S6	20~24	0.31	0.34	0.52	0.19	0.29	0.25	0.22	0.08	0.07	0.03	0.23
	25~29	0.29	0.33	0.50	0.17	0.27	0.23	0.20	0.07	0.06	0.02	0.22
S4-1	20~24	0.33	0.36	0.55	0.20	0.31	0.27	0.24	0.08	0.08	0.03	0.24
	25~29	0.31	0.34	0.52	0.18	0.29	0.24	0.21	0.07	0.07	0.02	0.23
S5-1	20~24	0.48	0.53	0.80	0.28	0.45	0.38	0.33	0.12	0.11	0.04	0.31
	25~29	0.45	0.51	0.76	0.26	0.42	0.35	0.30	0.10	0.10	0.03	0.30
S3-2	20~24	0.45	0.50	0.76	0.27	0.43	0.36	0.32	0.11	0.10	0.04	0.30
	25~29	0.42	0.48	0.72	0.25	0.40	0.33	0.29	0.10	0.09	0.03	0.29
S5-2	20~24	0.55	0.61	0.92	0.32	0.52	0.44	0.38	0.14	0.12	0.04	0.35
	25~29	0.52	0.58	0.87	0.30	0.48	0.40	0.35	0.12	0.11	0.04	0.33

1) 3) 소득계층별 고용 변화

<부록 표 2-4>는 세계 개편 시나리오의 기간별 평균을 기준으로 시나리오별 고용감소를 비교하여 보여주고 있다. 2020~2024년 기간 동안 총고용은 시나리오 5-2가 19,336명 감소하여 가장 크게 감소하고 있고, 다음은 시나리오 5-1이 16,772명, 시나리오 3-2가 16,061명, 시나리오 4가 12,406명, 시나리오 4-1이 12,406명, 시나리오 6이 -11,517명, 시나리오 3이 8,778명 감소할 전망이다. 고용도 시나리오별 전력요금 상승 크기와 동일 순서로 크게 감소할 전망이다. 소득계층별 실업률도 동일한 변화를 확인할 수 있다.

〈부록 표 2-4〉 시나리오별 소득계층별 고용 변화 비교 (명)

		1분위	2분위	3분위	4분위	5분위	6분위	7분위	8분위	9분위	10분위	TOTAL
S3	20~24	-1467	-806	-1260	-1033	-912	-1147	-1210	-469	-421	-53	-8778
	25~29	-1168	-504	-958	-781	-659	-943	-1004	-365	-315	-20	-6717
S4	20~24	-2635	-1411	-2269	-1865	-1621	-2090	-2188	-860	-736	-106	-15781
	25~29	-2088	-882	-1714	-1411	-1190	-1707	-1828	-678	-578	-27	-12104
S6	20~24	-1939	-1059	-1664	-1361	-1190	-1504	-1570	-626	-526	-80	-11517
	25~29	-1541	-680	-1260	-1058	-886	-1223	-1313	-495	-421	-27	-8906
S4-1	20~24	-2063	-1159	-1790	-1461	-1292	-1605	-1699	-678	-578	-80	-12406
	25~29	-1591	-706	-1311	-1083	-912	-1274	-1364	-521	-447	-27	-9236
S5-1	20~24	-2784	-1487	-2395	-1991	-1722	-2217	-2343	-939	-789	-106	-16772
	25~29	-2188	-882	-1790	-1512	-1241	-1809	-1956	-730	-605	-27	-12739
S3-2	20~24	-2685	-1437	-2294	-1890	-1646	-2115	-2240	-886	-762	-106	-16061
	25~29	-2138	-907	-1739	-1436	-1216	-1733	-1853	-704	-578	-27	-12332
S5-2	20~24	-3207	-1714	-2773	-2268	-1976	-2574	-2703	-1069	-920	-133	-19336
	25~29	-2511	-1033	-2067	-1739	-1418	-2064	-2240	-834	-710	-27	-14642

4) 소득계층별 소비 변화

<부록 표 2-5>는 소득계층별 소비변화를 시나리오별로 비교하여 보여주고 있다. 2020~2024년 기간 동안 총고용은 시나리오 5-2가 1.08% 감소하여 가장 크게 감소하고 있고, 다음은 시나리오 5-1이 0.94%, 시나리오 3-2가 0.89%, 시나리오 4가 0.87%, 시나리오 4-1이 0.64% 시나리오 6이 0.61%, 시나리오 3이 0.47% 감소할 전망이다. 소득 1분위 계층 2020~2024년 기간 동안 총고용은 시나리오 5-2가 0.41% 감소하여 가장 크게 감소하고 있고, 다음은 시나리오 5-1이 0.36%, 시나리오 3-2가 0.34%, 시나리오 4가 0.33%, 시나리오 4-1이 0.24% 시나리오 6이 0.23%, 시나리오 3이 0.18% 감소할 전망이다. 소득계층에 상관없이 시나리오별 전력요금 상승 크기에 따라 소비 감소폭이 크게 나타나고 있다.

〈부록 표 2-5〉 시나리오별 소득계층별 고용 변화 비교 (명)

		1분위	2분위	3분위	4분위	5분위	6분위	7분위	8분위	9분위	10분위
S3	20~24	-0.18	-0.27	-0.28	-0.23	-0.34	-0.31	-0.27	-0.29	-0.32	-0.47
	25~29	-0.18	-0.27	-0.27	-0.22	-0.33	-0.30	-0.27	-0.29	-0.32	-0.47
S4	20~24	-0.33	-0.50	-0.51	-0.41	-0.62	-0.56	-0.49	-0.53	-0.59	-0.87
	25~29	-0.32	-0.49	-0.50	-0.40	-0.61	-0.55	-0.48	-0.53	-0.58	-0.86
S6	20~24	-0.23	-0.35	-0.36	-0.29	-0.44	-0.40	-0.35	-0.38	-0.42	-0.61
	25~29	-0.23	-0.35	-0.35	-0.29	-0.43	-0.39	-0.34	-0.37	-0.41	-0.61
S4-1	20~24	-0.24	-0.37	-0.38	-0.31	-0.46	-0.41	-0.36	-0.40	-0.43	-0.64
	25~29	-0.24	-0.36	-0.37	-0.30	-0.45	-0.41	-0.36	-0.39	-0.43	-0.63
S5-1	20~24	-0.36	-0.54	-0.55	-0.45	-0.67	-0.61	-0.53	-0.58	-0.63	-0.94
	25~29	-0.35	-0.53	-0.54	-0.44	-0.66	-0.60	-0.52	-0.57	-0.62	-0.93
S3-2	20~24	-0.34	-0.51	-0.52	-0.42	-0.63	-0.57	-0.50	-0.55	-0.60	-0.89
	25~29	-0.33	-0.50	-0.51	-0.41	-0.62	-0.57	-0.49	-0.54	-0.59	-0.88
S5-2	20~24	-0.41	-0.62	-0.63	-0.51	-0.77	-0.70	-0.61	-0.66	-0.73	-1.08
	25~29	-0.40	-0.61	-0.62	-0.50	-0.76	-0.69	-0.59	-0.65	-0.72	-1.06

라. 소득재분배 효과

에너지세제개편으로 전력요금이 상승하면 소득재분배가 악화되고 소득격차가 확대될 전망이다. 소득재분배와 소득격차는 소득계층별 소득 변화에 의해 영향을 받는다. 소득은 근로소득과 자본소득 그리고 정부의 이전소득으로 구성된다. 정부의 세수입을 환원하지 않는다고 가정하면 소득재분배는 근로소득과 자본소득에 의해 결정된다. 계층별 근로소득은 일반적으로 저소득층의 소득이 고소득층의 소득보다 상대적으로 큰 폭으로 감소하는 것으로 나타나고 있다. 이에 따라 전력요금 상승은 소득재분배를 악화시키고 소득격차를 확대시키는 방향으로 작용하게 된다.

<부록 표 2-6>은 소득재분배와 소득격차를 시나리오별로 비교해서 보여주고 있다. 2020~2024년 기간 동안 지니계수는 시나리오 5-2가 0.085% 증가하여 가장 크게 감소하고 있고, 다음은 시나리오 3-2이 0.069%, 시나리오 4가 0.069%, 시나리오 5-1이 0.066%, 시나리오 4-1이 0.054% 시나리오 6이 0.050%, 시나리오 3이 0.038% 감소할 전망이다. 5분위배율은 시나리오 5-2가 0.114% 감소하여 가장 크게 감소하고 있고, 다음은 시나리오 5-1이 0.095%, 시나리오 3-2이 0.095%, 시나리오 4가 0.095%, 시나리오 4-1이 0.076% 시나리오 6이 0.057%, 시나리오 3이 0.057% 감소할 전망이다. 5분위배율은 시나리오별 전력요금 상승 크기와 동일한 순서로 증가한다. 5분위배율은 소득 1분위와 2분위의 소득대비 상위 9분위와 10분위의 소득이 차지하는 배수로 추정되는데, 시나리오별로 전력요금 상승이 클수록 소득 하위 20%의 소득의 감소폭이 상위 20%의 소득감소폭보다 상대적으로 크게 나타나 소득격차가 확대된다. 시나리오별 전력요금 상승 순위와 동일한 순서로 소득격차가 확대

되고 있다. 지니계수는 전 계층의 소득변화를 고려하기 때문에 시나리오별 전력요금 상승 순위와 정확히 소득재분배가 악화되지 않지만 전력요금 상승될수록 소득재분배가 악화될 전망이다.

〈부록 표 2-6〉 시나리오별 소득계층별 지니계수와 5분위배율 비교 (명)

		지니계수	5분위 배율
S3	20~24	0.038	0.057
	25~29	0.028	0.038
S4	20~24	0.069	0.095
	25~29	0.054	0.076
S6	20~24	0.050	0.057
	25~29	0.038	0.057
S4-1	20~24	0.054	0.076
	25~29	0.035	0.038
S5-1	20~24	0.066	0.095
	25~29	0.050	0.057
S3-2	20~24	0.069	0.095
	25~29	0.054	0.076
S5-2	20~24	0.085	0.114
	25~29	0.066	0.095

2. 세수입 환원의 거시경제 효과분석

가. 거시경제에 미치는 효과

<부록 표 2-7> ~ <부록 표 2-13>은 세수입환원 방법에 따른 거시경제변수 변화를 시나리오별로 비교하여 보여주고 있다. 일괄이전을 제외하면 모든 시나리오에서 GDP가 기준시나리오에 비해 감소폭이 줄어들거나 GDP가 증가하는 것으로 나타나고 있다. 세수입을 R&D 지원과

법인세 인하하는 방향으로 사용한다면 에너지세제개편에도 불구하고 GDP가 증가할 수 있음을 보여주고 있다. 소득세와 소비세를 인하하는 방향으로 사용할 경우 GDP는 감소하지만 세수입을 환원하지 않는 경우에 비해 GDP 감소폭이 감소할 전망이다. 그러나 일괄이전은 세수입을 환원하지 않고 재정지출로 사용할 때보다 GDP 감소폭이 증가할 전망이다. 일괄이전으로 가계소득이 증가하면 소비가 증가하지만 다른 한편으로는 근로유인을 줄이는 부정적인 효과가 발생하기 때문인 것으로 분석된다.

소비는 소비세를 인하할 때 가장 큰 폭으로 증가하고, 다음은 R&D 지원, 근로소득세, 법인세, 일괄이전 순으로 클 것으로 전망된다. R&D 지원으로 세수입을 사용할 경우 투자 증가폭이 가장 크고, 다음은 법인세 인하, 근로소득세, 소비세, 일괄이전 순으로 투자에 긍정적인 영향을 미칠 전망이다.

〈부록 표 2-7〉 시나리오 3의 세수입환원의 거시경제효과 (% , 조원)

		NON 환원	일괄 이전	소비세	근로 소득세	법인세	R&D 지원
GDP	20~24	-0.319	-0.335	-0.282	-0.265	-0.023	0.034
	25~29	-0.229	-0.229	-0.153	-0.078	0.078	0.183
	30~35	-0.188	-0.197	-0.123	-0.066	0.073	0.159
소비	20~24	-0.322	-0.115	0.073	0.062	-0.094	0.063
	25~29	-0.317	-0.110	0.047	0.066	-0.089	0.068
	30~35	-0.314	-0.107	0.028	0.069	-0.086	0.071
투자	20~24	-0.240	-0.253	-0.198	-0.180	0.086	0.128
	25~29	-0.190	-0.195	-0.135	-0.095	0.119	0.174
	30~35	-0.173	-0.181	-0.124	-0.093	0.111	0.148
순수출 (조원)	20~24	-8.94	-7.62	-8.75	-8.43	-4.99	-4.93
	25~29	-6.24	-4.30	-3.97	-0.90	-0.30	2.60
	30~35	-4.61	-3.23	-2.53	-0.23	-0.22	2.68

〈부록 표 2-8〉 시나리오 4의 세수입환원의 거시경제효과 (% , 조원)

		NON 환원	일괄 이전	소비세	근로 소득세	법인세	R&D 지원
GDP	20~24	-0.585	-0.612	-0.512	-0.474	-0.012	-0.052
	25~29	-0.430	-0.425	-0.282	-0.131	0.164	0.208
	30~35	-0.342	-0.359	-0.220	-0.115	0.146	0.178
소비	20~24	-0.587	-0.200	0.170	0.132	-0.161	0.055
	25~29	-0.578	-0.192	0.116	0.140	-0.151	0.063
	30~35	-0.571	-0.184	0.068	0.147	-0.143	0.071
투자	20~24	-0.456	-0.478	-0.374	-0.340	0.174	0.107
	25~29	-0.362	-0.370	-0.255	-0.177	0.230	0.201
	30~35	-0.322	-0.338	-0.231	-0.174	0.207	0.167
순수출 (조원)	20~24	-15.92	-13.09	-15.46	-14.41	-8.16	-9.39
	25~29	-11.72	-7.72	-7.20	-0.87	0.31	2.91
	30~35	-7.95	-5.45	-4.07	0.16	0.22	3.05

〈부록 표 2-9〉 시나리오 6의 세수입환원의 거시경제효과 (% , 조원)

		NON 환원	일괄 이전	소비세	근로 소득세	법인세	R&D 지원
GDP	20~24	-0.409	-0.429	-0.360	-0.336	-0.024	0.001
	25~29	-0.310	-0.306	-0.207	-0.100	0.109	0.190
	30~35	-0.238	-0.250	-0.155	-0.082	0.097	0.165
소비	20~24	-0.414	-0.146	0.104	0.083	-0.119	0.058
	25~29	-0.409	-0.141	0.075	0.088	-0.113	0.063
	30~35	-0.403	-0.135	0.037	0.094	-0.107	0.069
투자	20~24	-0.316	-0.331	-0.260	-0.237	0.114	0.119
	25~29	-0.253	-0.258	-0.178	-0.123	0.160	0.185
	30~35	-0.221	-0.232	-0.158	-0.118	0.144	0.156
순수출 (조원)	20~24	-11.16	-9.32	-10.89	-10.33	-6.30	-6.53
	25~29	-8.86	-5.98	-5.70	-1.19	-0.15	2.54
	30~35	-5.68	-3.99	-3.01	-0.12	-0.13	2.75

〈부록 표 2-10〉 시나리오 4-1의 세수입환원의 거시경제효과 (% , 조원)

		NON 환원	일괄 이전	소비세	근로 소득세	법인세	R&D 지원
GDP	20~24	-0.439	-0.458	-0.387	-0.358	-0.027	-0.010
	25~29	-0.321	-0.316	-0.213	-0.101	0.114	0.193
	30~35	-0.246	-0.259	-0.160	-0.086	0.099	0.165
소비	20~24	-0.434	-0.155	0.114	0.084	-0.127	0.054
	25~29	-0.427	-0.148	0.075	0.091	-0.119	0.061
	30~35	-0.420	-0.142	0.035	0.096	-0.112	0.067
투자	20~24	-0.338	-0.353	-0.278	-0.253	0.119	0.115
	25~29	-0.263	-0.268	-0.185	-0.127	0.165	0.186
	30~35	-0.230	-0.242	-0.165	-0.124	0.147	0.155
순수출 (조원)	20~24	-12.11	-10.00	-11.77	-10.97	-6.64	-7.00
	25~29	-9.10	-6.11	-5.76	-1.03	0.04	2.71
	30~35	-5.71	-4.04	-2.98	-0.08	-0.06	2.81

〈부록 표 2-11〉 시나리오 5-1의 세수입환원의 거시경제효과 (% , 조원)

		NON 환원	일괄 이전	소비세	근로 소득세	법인세	R&D 지원
GDP	20~24	-0.631	-0.659	-0.549	-0.506	0.006	-0.056
	25~29	-0.467	-0.461	-0.301	-0.134	0.194	0.223
	30~35	-0.372	-0.389	-0.237	-0.119	0.171	0.190
소비	20~24	-0.635	-0.208	0.207	0.160	-0.163	0.065
	25~29	-0.625	-0.198	0.144	0.169	-0.153	0.075
	30~35	-0.617	-0.190	0.090	0.176	-0.144	0.083
투자	20~24	-0.500	-0.524	-0.408	-0.370	0.202	0.110
	25~29	-0.397	-0.406	-0.278	-0.191	0.260	0.212
	30~35	-0.354	-0.372	-0.253	-0.189	0.233	0.175
순수출 (조원)	20~24	-16.97	-13.74	-16.44	-15.16	-8.41	-9.87
	25~29	-12.70	-8.19	-7.64	-0.50	0.75	3.31
	30~35	-8.58	-5.75	-4.27	0.50	0.59	3.41

〈부록 표 2-12〉 시나리오 3-2의 세수입환원의 거시경제효과 (% , 조원)

		NON 환원	일괄 이전	소비세	근로 소득세	법인세	R&D 지원
GDP	20~24	-0.594	-0.623	-0.521	-0.486	-0.021	-0.063
	25~29	-0.430	-0.428	-0.282	-0.136	0.159	0.202
	30~35	-0.353	-0.370	-0.230	-0.122	0.145	0.174
소비	20~24	-0.600	-0.208	0.159	0.130	-0.167	0.050
	25~29	-0.591	-0.199	0.106	0.138	-0.158	0.058
	30~35	-0.584	-0.192	0.067	0.144	-0.151	0.065
투자	20~24	-0.460	-0.482	-0.377	-0.344	0.170	0.103
	25~29	-0.364	-0.374	-0.257	-0.181	0.228	0.198
	30~35	-0.331	-0.347	-0.238	-0.180	0.210	0.166
순수출 (조원)	20~24	-16.21	-13.53	-15.78	-14.93	-8.48	-9.80
	25~29	-11.42	-7.63	-6.99	-0.94	0.09	2.75
	30~35	-8.34	-5.72	-4.41	-0.05	0.05	2.86

〈부록 표 2-13〉 시나리오 5-2의 세수입환원의 거시경제효과 (% , 조원)

		NON 환원	일괄 이전	소비세	근로 소득세	법인세	R&D 지원
GDP	20~24	-0.722	-0.756	-0.629	-0.579	0.007	-0.008
	25~29	-0.537	-0.529	-0.346	-0.153	0.223	0.231
	30~35	-0.427	-0.447	-0.272	-0.138	0.195	0.196
소비	20~24	-0.727	-0.238	0.237	0.184	-0.187	0.062
	25~29	-0.717	-0.228	0.167	0.193	-0.175	0.073
	30~35	-0.707	-0.218	0.104	0.202	-0.165	0.082
투자	20~24	-0.573	-0.601	-0.468	-0.425	0.231	0.102
	25~29	-0.457	-0.467	-0.319	-0.219	0.298	0.221
	30~35	-0.406	-0.427	-0.290	-0.218	0.267	0.182
순수출 (조원)	20~24	-19.42	-15.72	-18.80	-17.33	-9.63	-11.53
	25~29	-14.60	-9.40	-8.77	-0.53	0.87	3.36
	30~35	-9.89	-6.65	-4.96	0.50	0.62	3.41

나. 소득재분배 효과

세수입환원이 없는 에너지세제개편은 저소득층의 고용과 소득이 상대적으로 크게 감소하여 소득재분배가 악화되고 소득격차가 확대될 전망이다. 세수입 환원방법에 따라 소득재분배가 개선되거나 더욱 악화될 수 있다. 세수입을 일괄이전으로 환원할 경우 소득재분배가 가장 크게 개선되고, 다음은 R&D지원과 근로소득세 인하할 경우도 소득재분배가 개선될 전망이다. 그러나 법인세를 인하하는 방향으로 추가 세수입을 사용할 경우 소득재분배가 악화될 전망이다.

일괄이전은 저소득층에게 상대적으로 더 많은 소득이 이전되기 때문에 소득재분배 개선과 소득격차 완화에 도움이 되는 것은 당연한 결과이다. 근로소득세 완화의 혜택도 저소득층이 상대적으로 크게 받기 때문에 소득재분배가 개선되는 것으로 분석된다. 자본소득은 고소득층이 저소득층보다 상대적으로 많기 때문에 법인세의 혜택이 고소득층에 귀착될 가능성이 높다. 따라서 세수입을 법인세 인하로 사용할 경우 소득재분배와 소득격차가 악화될 전망이다. R&D의 경우는 생산이 증가하고 고용과 자본에 대한 수요가 증가하게 된다. 일반적으로 생산이 증가하고 경기가 활성화 될 때 저소득층에 대한 고용이 상대적으로 빠르게 증가하고 반대로 경기가 침체될 때는 저소득층의 고용이 빠르게 감소한다. 자본에 대한 수요 증가는 고소득층에게 유리하게 작용하지만 저소득층의 고용이 빠르게 증가하면서 소득재분배가 개선되는 것으로 분석된다.

〈부록 표 2-14〉 시나리오 3의 세수입환원의 소득재분배효과 (%)

		no RCY	일괄 이전	소비세	근로 소득세	법인세	R&D 지원
지니 계수	20~24	0.038	-0.073	0.032	-0.032	0.038	-0.044
	25~29	0.028	-0.044	0.025	-0.032	0.032	-0.041
	30~34	0.025	-0.022	0.022	-0.028	0.028	-0.038
5분위 배율	20~24	0.057	-0.229	0.057	-0.019	0.038	-0.076
	25~29	0.038	-0.153	0.038	-0.038	0.019	-0.076
	30~34	0.038	-0.095	0.038	-0.019	0.019	-0.057

〈부록 표 2-15〉 시나리오 4의 세수입환원의 소득재분배효과 (%)

		no RCY	일괄 이전	소비세	근로 소득세	법인세	R&D 지원
지니 계수	20~24	0.069	-0.148	0.057	-0.066	0.069	-0.041
	25~29	0.054	-0.091	0.044	-0.066	0.060	-0.041
	30~34	0.044	-0.044	0.038	-0.057	0.054	-0.035
5분위 배율	20~24	0.095	-0.439	0.114	-0.019	0.057	-0.057
	25~29	0.076	-0.305	0.095	-0.038	0.038	-0.076
	30~34	0.057	-0.172	0.076	-0.019	0.038	-0.057

〈부록 표 2-16〉 시나리오 6의 세수입환원의 소득재분배효과 (%)

		no RCY	일괄 이전	소비세	근로 소득세	법인세	R&D 지원
지니 계수	20~24	0.050	-0.098	0.041	-0.041	0.050	-0.044
	25~29	0.038	-0.063	0.032	-0.044	0.041	-0.041
	30~34	0.032	-0.028	0.028	-0.038	0.038	-0.035
5분위 배율	20~24	0.057	-0.286	0.076	-0.019	0.038	-0.057
	25~29	0.057	-0.210	0.057	-0.038	0.038	-0.076
	30~34	0.038	-0.114	0.057	-0.038	0.019	-0.057

〈부록 표 2-17〉 시나리오 4-1의 세수입환원의 소득재분배효과 (%)

		no RCY	일괄 이전	소비세	근로 소득세	법인세	R&D 지원
지니 계수	20~24	0.050	-0.104	0.044	-0.044	0.050	-0.041
	25~29	0.038	-0.066	0.032	-0.047	0.044	-0.041
	30~34	0.032	-0.028	0.028	-0.038	0.038	-0.035
5분위 배율	20~24	0.057	-0.305	0.095	-0.019	0.038	-0.057
	25~29	0.057	-0.210	0.057	-0.038	0.038	-0.076
	30~34	0.038	-0.134	0.057	-0.038	0.038	-0.057

〈부록 표 2-18〉 시나리오 5-1의 세수입환원의 소득재분배효과 (%)

		no RCY	일괄 이전	소비세	근로 소득세	법인세	R&D 지원
지니 계수	20~24	0.073	-0.167	0.060	-0.076	0.073	-0.044
	25~29	0.057	-0.104	0.047	-0.076	0.063	-0.041
	30~34	0.047	-0.050	0.041	-0.063	0.057	-0.035
5분위 배율	20~24	0.095	-0.477	0.134	-0.038	0.057	-0.057
	25~29	0.076	-0.324	0.095	-0.057	0.038	-0.076
	30~34	0.057	-0.210	0.076	-0.057	0.038	-0.057

〈부록 표 2-19〉 시나리오 3-2의 세수입환원의 소득재분배효과 (%)

		no RCY	일괄 이전	소비세	근로 소득세	법인세	R&D 지원
지니 계수	20~24	0.069	-0.145	0.057	-0.063	0.069	-0.041
	25~29	0.054	-0.088	0.044	-0.063	0.060	-0.038
	30~34	0.047	-0.044	0.041	-0.057	0.057	-0.032
5분위 배율	20~24	0.095	-0.439	0.114	-0.038	0.057	-0.057
	25~29	0.076	-0.286	0.095	-0.057	0.038	-0.076
	30~34	0.057	-0.191	0.076	-0.038	0.038	-0.057

〈부록 표 2-20〉 시나리오 5-2의 세수입환원의 소득재분배효과 (%)

		no RCY	일괄 이전	소비세	근로 소득세	법인세	R&D 지원
지니 계수	20~24	0.085	-0.192	0.069	-0.088	0.085	-0.041
	25~29	0.066	-0.120	0.054	-0.085	0.073	-0.041
	30~34	0.057	-0.057	0.047	-0.073	0.066	-0.035
5분위 배율	20~24	0.114	-0.553	0.153	-0.057	0.076	-0.057
	25~29	0.095	-0.382	0.114	-0.076	0.057	-0.076
	30~34	0.076	-0.229	0.095	-0.057	0.057	-0.057

다. 소득계층별 고용변화

세수입환원이 없는 에너지세제개편은 모든 계층의 고용을 감소시키는 방향으로 작용한다. 고용은 세수입 환원방법에 크게 영향을 받는다. 세수입을 근로소득세 인하와 R&D 지원으로 사용할 경우 고용이 증가하는 것으로 분석된다. 이괄이전과 법인세 인하에 사용하면, 세수환원이 없는 경우보다 고용이 더 큰 폭으로 감소할 전망이다. 소비세 인하로 사용할 경우 기준시나리오에 비해 고용이 감소하지만 세수환원이 없는 경우에 비해서는 고용감소폭이 줄어드는 것으로 추정된다.

근로소득세를 인하하면 자본가격에 비해 임금의 상대적 가격이 낮아져 고용에 대한 수요가 증가하기 때문에 고용이 증가하게 된다. 반대로 법인세 인하는 자본의 상대가격을 낮춰 고용대신 자본에 대한 수요가 증가하는 대체효과로 고용이 감소하게 된다. 법인세 인하로 생산이 증가하여 고용이 증가하는 규모의 효과도 함께 발생하지만 대체효과를 상쇄할 정도로 크지 않을 전망이다. 소비세 인하는 생산 증가에 기여하지만 에너지세제개편에 따른 사용자 비용을 충분히 상쇄하지 못하기 때문에 세수환원이 없는 경우보다 고용감소가 줄어들지만 여전히 고용

이 감소하는 것으로 나타나고 있다.

소득계층별 고용 변화 패턴을 살펴보면 고용이 감소할 때는 저소득층의 고용감소보다 고소득층의 고용감소보다 크고 반대로 고용이 증가할 때는 저소득층의 고용증가폭이 고소득층의 고용감소폭보다 크게 나타나고 있다. 따라서 경기가 침체될 때 저소득층의 고용이 상대적으로 큰 폭으로 감소하여 소득재분배가 악화되는 결과를 초래하게 된다.

〈부록 표 2-21〉 시나리오 3의 세수입환원에 따른 소득계층별 고용변화 (%)

		1분위	2분위	3분위	4분위	5분위	6분위	7분위	8분위	9분위	10분위	total
No Recycle	20~24	-1467	-806	-1260	-1033	-912	-1147	-1210	-469	-421	-53	-8778
	25~29	-1168	-504	-958	-781	-659	-943	-1004	-365	-315	-20	-6717
	30~34	-994	-353	-781	-655	-532	-815	-901	-313	-263	4	-5604
일괄이전	20~24	-7433	-4864	-3327	-2923	-2254	-2090	-1931	-939	-710	-213	-26683
	25~29	-7085	-4511	-2974	-2646	-1976	-1835	-1699	-834	-605	-160	-24324
	30~34	-6886	-4310	-2773	-2469	-1798	-1682	-1570	-756	-552	-133	-22929
소비세	20~24	-1864	-1159	-807	-958	-380	-331	-309	-183	-131	18	-6104
	25~29	-1616	-907	-605	-756	-228	-204	-232	-130	-79	53	-4704
	30~34	-1467	-756	-504	-655	-152	-153	-180	-78	-53	53	-3945
근로소득세	20~24	2262	2167	1941	1260	1444	1198	1004	469	394	186	12326
	25~29	2088	1991	1764	1134	1317	1096	927	417	368	160	11262
	30~34	1914	1815	1613	1008	1190	1019	824	365	315	160	10223
법인세	20~24	-2809	-2344	-2042	-1411	-1570	-1376	-1210	-548	-500	-239	-14049
	25~29	-2610	-2142	-1840	-1260	-1418	-1223	-1055	-469	-421	-213	-12652
	30~34	-2436	-1966	-1664	-1109	-1266	-1096	-952	-417	-368	-186	-11460
R&D 지원	20~24	3058	1941	1588	1411	1013	968	952	443	368	80	11822
	25~29	2784	1689	1336	1209	810	790	798	365	289	53	10124
	30~34	2560	1462	1134	1033	633	663	669	287	237	20	8698

〈부록 표 2-22〉 시나리오 4의 세수입환원에 따른 소득계층별 고용변화 (%)

		1분위	2분위	3분위	4분위	5분위	6분위	7분위	8분위	9분위	10분위	total
No Recycle	20~24	-2635	-1411	-2269	-1865	-1621	-2090	-2188	-860	-736	-106	-15781
	25~29	-2088	-882	-1714	-1411	-1190	-1707	-1828	-678	-578	-27	-12104
	30~34	-1715	-529	-1361	-1134	-912	-1427	-1596	-548	-473	17	-9678
일괄이전	20~24	-13747	-8997	-6125	-5392	-4154	-3848	-3578	-1773	-1315	-399	-49328
	25~29	-13125	-8367	-5495	-4888	-3647	-3389	-3141	-1538	-1130	-319	-45041
	30~34	-12678	-7939	-5066	-4536	-3293	-3084	-2857	-1408	-999	-239	-42099
소비세	20~24	-3381	-2041	-1336	-1688	-583	-459	-463	-287	-184	53	-10369
	25~29	-2908	-1613	-983	-1335	-329	-280	-309	-183	-79	106	-7913
	30~34	-2610	-1336	-807	-1134	-203	-204	-257	-130	-53	106	-6627
근로소득세	20~24	4599	4436	3983	2646	2963	2497	2111	965	841	399	25440
	25~29	4176	4007	3579	2343	2659	2243	1879	860	736	346	22830
	30~34	3704	3503	3100	1965	2330	1962	1622	704	631	293	19815
법인세	20~24	-5121	-4285	-3680	-2545	-2837	-2472	-2162	-991	-894	-426	-25412
	25~29	-4773	-3932	-3327	-2268	-2558	-2217	-1931	-886	-789	-373	-23053
	30~34	-4425	-3604	-3000	-2016	-2305	-1988	-1699	-756	-684	-319	-20795
R&D 지원	20~24	2710	1739	1487	1361	937	892	901	417	342	80	10865
	25~29	2411	1437	1210	1109	709	714	747	339	263	27	8964
	30~34	2138	1185	958	907	532	561	592	261	210	4	7347

〈부록 표 2-23〉 시나리오 6의 세수입환원에 따른 소득계층별 고용변화 (%)

		1분위	2분위	3분위	4분위	5분위	6분위	7분위	8분위	9분위	10분위	total
No Recycle	20~24	-1939	-1059	-1664	-1361	-1190	-1504	-1570	-626	-526	-80	-11517
	25~29	-1541	-680	-1260	-1058	-886	-1223	-1313	-495	-421	-27	-8906
	30~34	-1243	-403	-983	-806	-659	-1019	-1133	-391	-342	9	-6970
일괄이전	20~24	-9620	-6326	-4336	-3805	-2938	-2727	-2523	-1251	-946	-293	-34765
	25~29	-9198	-5897	-3907	-3452	-2583	-2421	-2240	-1095	-815	-213	-31821
	30~34	-8850	-5545	-3554	-3175	-2305	-2166	-2008	-965	-710	-186	-29463
소비세	20~24	-2436	-1512	-1033	-1235	-481	-408	-412	-235	-158	22	-7887
	25~29	-2113	-1185	-756	-983	-279	-255	-257	-156	-79	53	-6009
	30~34	-1864	-958	-605	-832	-177	-178	-206	-104	-53	80	-4897
근로소득세	20~24	2983	2898	2571	1688	1925	1605	1339	626	552	239	16427
	25~29	2859	2747	2445	1587	1824	1529	1287	574	500	239	15591
	30~34	2486	2344	2092	1310	1545	1300	1081	469	421	213	13261
법인세	20~24	-3629	-3050	-2647	-1839	-2026	-1784	-1545	-704	-631	-293	-18147
	25~29	-3381	-2798	-2395	-1638	-1849	-1605	-1390	-626	-578	-266	-16525
	30~34	-3107	-2520	-2117	-1411	-1621	-1402	-1184	-548	-473	-239	-14623
R&D 지원	20~24	2884	1840	1512	1361	937	917	927	417	342	80	11216
	25~29	2635	1588	1286	1159	760	765	772	339	289	53	9645
	30~34	2386	1361	1059	983	583	612	644	287	210	13	8137

〈부록 표 2-24〉 시나리오 4-1 세수입환원에 따른 소득계층별 고용변화 (%)

		1분위	2분위	3분위	4분위	5분위	6분위	7분위	8분위	9분위	10분위	total
No Recycle	20~24	-1939	-1059	-1664	-1361	-1190	-1504	-1570	-626	-526	-80	-11517
	25~29	-1541	-680	-1260	-1058	-886	-1223	-1313	-495	-421	-27	-8906
	30~34	-1243	-403	-983	-806	-659	-1019	-1133	-391	-342	9	-6970
일괄이전	20~24	-10093	-6628	-4588	-4006	-3090	-2880	-2677	-1330	-999	-293	-36583
	25~29	-9546	-6099	-4033	-3578	-2685	-2497	-2317	-1147	-841	-239	-32983
	30~34	-9173	-5746	-3680	-3276	-2381	-2243	-2059	-1017	-710	-186	-30471
소비세	20~24	-2585	-1613	-1109	-1310	-532	-433	-438	-235	-158	20	-8393
	25~29	-2163	-1210	-781	-1033	-279	-255	-283	-156	-79	53	-6186
	30~34	-1939	-983	-630	-857	-177	-204	-232	-104	-53	80	-5099
근로소득세	20~24	3182	3075	2748	1814	2052	1707	1442	652	578	266	17515
	25~29	2958	2848	2546	1638	1900	1580	1313	600	526	239	16147
	30~34	2560	2445	2143	1361	1596	1351	1107	495	421	213	13690
법인세	20~24	-3828	-3201	-2798	-1940	-2153	-1886	-1648	-756	-684	-319	-19212
	25~29	-3530	-2898	-2495	-1688	-1900	-1656	-1442	-652	-578	-266	-17106
	30~34	-3232	-2621	-2193	-1461	-1672	-1453	-1236	-548	-500	-239	-15153
R&D 지원	20~24	2859	1815	1487	1361	937	892	901	417	342	80	11090
	25~29	2610	1588	1260	1159	760	765	772	339	263	53	9569
	30~34	2362	1336	1033	958	583	612	618	261	210	12	7983

〈부록 표 2-25〉 시나리오 5-1의 세수입환원에 따른 소득계층별 고용변화 (%)

		1분위	2분위	3분위	4분위	5분위	6분위	7분위	8분위	9분위	10분위	total
No Recycle	20~24	-2784	-1487	-2395	-1991	-1722	-2217	-2343	-939	-789	-106	-16772
	25~29	-2188	-882	-1790	-1512	-1241	-1809	-1956	-730	-605	-27	-12739
	30~34	-1815	-504	-1412	-1209	-937	-1529	-1699	-600	-500	24	-10180
일괄이전	20~24	-15064	-9854	-6680	-5896	-4508	-4154	-3887	-1929	-1446	-426	-53845
	25~29	-14368	-9149	-5974	-5342	-3951	-3670	-3398	-1695	-1236	-346	-49128
	30~34	-13896	-8695	-5520	-4964	-3571	-3338	-3089	-1512	-1078	-266	-45930
소비세	20~24	-3604	-2167	-1361	-1764	-557	-408	-412	-261	-158	80	-10612
	25~29	-3082	-1689	-983	-1411	-279	-229	-257	-156	-79	106	-8059
	30~34	-2784	-1386	-807	-1209	-152	-178	-206	-104	-26	133	-6720
근로소득세	20~24	5270	5066	4588	3049	3394	2880	2446	1121	973	452	29238
	25~29	4773	4537	4083	2671	3039	2574	2162	991	868	399	26097
	30~34	4201	3957	3529	2243	2634	2243	1853	808	736	346	22550
법인세	20~24	-5519	-4637	-3957	-2747	-3065	-2650	-2291	-1069	-946	-452	-27334
	25~29	-5146	-4285	-3605	-2444	-2761	-2395	-2034	-939	-841	-399	-24848
	30~34	-4798	-3932	-3252	-2167	-2482	-2141	-1802	-808	-736	-346	-22463
R&D 지원	20~24	2759	1815	1563	1436	988	968	978	443	368	80	11398
	25~29	2436	1487	1260	1159	760	790	798	365	289	27	9371
	30~34	2138	1210	1008	958	557	612	644	261	210	6	7603

〈부록 표 2-26〉 시나리오 3-2의 세수입환원에 따른 소득계층별 고용변화 (%)

		1분위	2분위	3분위	4분위	5분위	6분위	7분위	8분위	9분위	10분위	total
No Recycle	20~24	-2685	-1437	-2294	-1890	-1646	-2115	-2240	-886	-762	-106	-16061
	25~29	-2138	-907	-1739	-1436	-1216	-1733	-1853	-704	-578	-27	-12332
	30~34	-1815	-580	-1437	-1184	-962	-1504	-1648	-574	-500	12	-10190
일괄이전	20~24	-13946	-9123	-6201	-5468	-4204	-3899	-3630	-1799	-1341	-399	-50010
	25~29	-13324	-8493	-5571	-4964	-3698	-3440	-3192	-1564	-1157	-319	-45723
	30~34	-12926	-8115	-5193	-4636	-3394	-3160	-2935	-1434	-1025	-266	-43085
소비세	20~24	-3430	-2092	-1386	-1713	-608	-510	-489	-287	-184	53	-10646
	25~29	-2983	-1638	-1033	-1386	-355	-331	-335	-183	-105	106	-8242
	30~34	-2710	-1386	-857	-1184	-228	-255	-283	-130	-53	106	-6980
근로소득세	20~24	4524	4360	3932	2595	2913	2446	2059	939	815	373	24957
	25~29	4102	3932	3504	2268	2609	2192	1828	834	736	346	22349
	30~34	3729	3554	3151	1991	2355	1988	1648	730	631	293	20068
법인세	20~24	-5220	-4360	-3756	-2621	-2913	-2548	-2214	-1017	-920	-426	-25994
	25~29	-4847	-4007	-3403	-2318	-2609	-2268	-1956	-886	-789	-373	-23457
	30~34	-4549	-3705	-3075	-2066	-2355	-2039	-1751	-782	-710	-346	-21378
R&D 지원	20~24	2610	1663	1412	1285	861	841	850	391	315	53	10282
	25~29	2337	1386	1134	1058	659	688	695	313	237	27	8533
	30~34	2088	1159	933	907	507	535	566	235	184	2	7116

〈부록 표 2-27〉 시나리오 5-2의 세수입환원에 따른 소득계층별 고용변화 (%)

		1분위	2분위	3분위	4분위	5분위	6분위	7분위	8분위	9분위	10분위	total
No Recycle	20~24	-3207	-1714	-2773	-2268	-1976	-2574	-2703	-1069	-920	-133	-19336
	25~29	-2511	-1033	-2067	-1739	-1418	-2064	-2240	-834	-710	-27	-14642
	30~34	-2088	-605	-1638	-1386	-1089	-1758	-1956	-678	-578	26	-11751
일괄이전	20~24	-17252	-11291	-7663	-6753	-5167	-4791	-4454	-2216	-1656	-506	-61748
	25~29	-16456	-10510	-6856	-6123	-4534	-4230	-3913	-1929	-1420	-399	-56370
	30~34	-15934	-9980	-6327	-5695	-4103	-3823	-3553	-1747	-1262	-319	-52742
소비세	20~24	-4127	-2495	-1563	-2041	-633	-484	-489	-313	-184	80	-12249
	25~29	-3580	-1941	-1159	-1613	-329	-280	-309	-183	-79	133	-9339
	30~34	-3232	-1613	-933	-1386	-177	-204	-232	-130	-26	160	-7773
근로소득세	20~24	6016	5797	5243	3502	3900	3287	2806	1278	1130	506	33465
	25~29	5469	5217	4688	3074	3495	2956	2497	1121	999	452	29969
	30~34	4798	4537	4058	2570	3039	2574	2137	939	841	399	25891
법인세	20~24	-6339	-5318	-4537	-3150	-3521	-3058	-2652	-1225	-1104	-532	-31435
	25~29	-5941	-4915	-4134	-2822	-3191	-2752	-2343	-1069	-973	-479	-28618
	30~34	-5543	-4511	-3731	-2495	-2862	-2446	-2085	-939	-841	-399	-25853
R&D 지원	20~24	2610	1714	1487	1386	962	943	952	443	368	80	10946
	25~29	2287	1386	1185	1134	709	739	772	339	263	27	8841
	30~34	1989	1084	933	907	507	586	592	261	210	-1	7067

조성진

現 에너지경제연구원 연구위원

<주요저서 및 논문>

김성균 공저, 『원자력 발전이 지역경제에 미치는 영향 분석』, 에너지경제연구원 기본연구, 2017

정연재 공저, 『원전 계속운전 정책의 중·장기 전력수급 및 전력시장 영향 연구』, 에너지경제연구원 기본연구, 2016

박찬국 공저, 『원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구-3차년도』, 에너지경제연구원 기본연구, 2015

박광수 공저, 『에너지세계 개편의 전력시장 영향 및 민감도 분석』, 에너지경제연구원 기본연구, 2014

박광수

現 에너지경제연구원 선임연구위원

<주요저서 및 논문>

윤태연 공저, 『에너지빈곤층 추정 및 에너지 소비특성 분석』, 에너지경제연구원 기본연구 보고서, 2016

『에너지부문 재정정책 효율화 방향』, 에너지경제연구원 수시연구보고서, 2017

『에너지 소비지출과 불평등 연구』, 에너지경제연구원 수시연구보고서, 2018

기본연구보고서 2018-07

발전부문 에너지전환 달성을 위한 세제 개편 방안 연구

2018년 12월 30일 인쇄

2018년 12월 31일 발행

저 자 조성진·박광수

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 978-89-5504-690-8 93320

* 파본은 교환해 드립니다.

값 7,000원

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

