

수시
연구 보고서
18-03

8차 전력수급기본계획 상의 환경급전에 관한 연구

KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

●
김 남 일



에너지경제연구원
Korea Energy Economics Institute



참여연구진

연구책임자 : 선임연구위원 김남일

〈요 약〉

1. 연구 필요성 및 목적

본 연구에서는 8차 전력수급기본계획에 반영된 ‘환경급전’의 내용을 정리하고, 8차 계획 상에서 제시하고 있는 온실가스 감축 목표치를 달성하는 것이 가능한지를 평가해 보고자 하였다. 또한 「2030 온실가스 감축기본로드맵 수정안」에서 제시하고 있는 전환부문의 목표치 달성을 위한 여러 가지 조건을 분석해 보고자 하였다.

특히 8차 전력수급기본계획의 제6장의 5 ‘경제급전과 환경급전의 조화’에서는 크게 두 가지 측면의 환경급전 내용을 포함하고 있다. 우선 ‘석탄·LNG발전의 비용격차 축소’ 부분에서 언급된 ① 환경비용 반영, ② 석탄·LNG 등 발전연료 세제조정, ③ 제도화되지 않은 환경비용이나 사회적 비용 등을 고려한 균등화 발전원가 산정 등은 가격기능을 통한 환경급전의 수단으로 볼 수 있다. 다음으로 ‘석탄발전의 물리적 제약’ 부분에서 언급된 ① 노후석탄 가동 중지, ② 석탄발전 상한계약 등은 물량 제약을 통한 환경급전의 수단으로 간주될 수 있다.

8차 계획에 나타난 환경급전의 두 가지 수단 중에서 ‘석탄발전의 물리적 제약’은 특히 미세먼지가 심한 시기의 대응책으로 활용되고 있으며, 이전의 연구과제에서 분석한 바가 있으므로, 본 연구에서는 온실가스 대책으로서 환경급전 문제에 초점을 맞추고자 하였다.

2. 내용 요약 및 정책제언

본 연구에서는 8차 전력수급기본계획과 2030 온실가스 감축기본 로드맵 수정안에서 제시되고 있는 ‘환경급전’의 내용이 달성가능 한지에 대한 분석을 해 보았다. 특히 제3장에서 다음의 세 가지 질문에 대한 답을 제시하는 순서로 논의를 전개하였다.

첫 번째 질문은 8차 전력수급기본계획 상의 2030년 온실가스 목표 배출량(2.37억 톤)은 달성가능한가 하는 것이었다. 두 번째 질문은 2030 수정로드맵 목표(2.26억 톤) 및 추가감축잠재량(34.1백만 톤)을 달성하기 위한 추가적인 조건은 무엇인가 하는 것이었다. 세 번째 질문은 2018년 하반기 유가상승으로 LNG 발전기의 열량단가가 크게 상승한 바 있는데, 최근 유가변동이 환경급전에 어떠한 영향을 주는지에 관한 것이었다.

첫 번째 질문에 대한 해답을 정리하면 다음과 같다. 8차 계획의 환경 비용과 세계개편의 효과를 살펴보자. 이 두 요소를 반영하여 수정된 열량단가 자료를 입력하여 수행한 M-Core 모형 시뮬레이션 결과는 흥미롭게도 2030년 8차 목표 배출량 2.37억 톤에 매우 유사한 2.369억 톤의 총 온실가스 배출량을 얻었다. 또한 발전량 믹스 결과도 8차 목표치로 제시된 수치와 일정정도 비슷한 수치를 얻었다.

두 번째 질문으로서 2030 수정로드맵에서 제시된 전환부문의 목표치 2.26억 톤의 달성가능성에 대한 결과를 정리해 보자. 우선, 이에 대한 논의에서 주목해야 할 관련이슈로서 ① 전환부문(전기, 열) 중에서 열 부분에서 발생하는 온실가스를 차감하는 문제 ② 8차 계획상의 환경 비용의 요소 특히 배출권 거래비용의 수준은 약 2.4만원 정도로 추정되는데, 유상할당 비율이 급전순위 변동에 관건이 된다는 점 ③ 발전기

성능개선(Retrofit)을 통한 효율향상을 반영하는 문제 ④ 미세먼지 비상조치가 실시되는 경우, 추가적인 온실가스 감축분을 추정하는 문제 등을 살펴보았다.

두 번째 질문의 ③번 이슈와 관련해서 석탄발전기 효율향상은 오히려 CO₂ 총배출량을 늘리는 효과를 가져 올 수 있는 결과를 살펴보았다. ④번 이슈와 관련하여, 그 결과의 핵심 내용은 미세먼지 비상조치로 인한 CO₂ 추가 감소분은 연간 100만 톤 미만으로 전체 목표 감축량에 비해 그리 크지 않을 것으로 예상된다는 점이었다.

두 번째 질문의 ②번 이슈와 관련하여 배출권 거래비용 시나리오 분석을 수행하였다. 여기서 가장 중요한 전제는 배출권거래 기본계획과는 달리 유상할당을 100%라고 가정한 점이다. 전체적인 결과는 2018년 세계 개편을 전제로 할 때, 배출권 거래가격 3~4만원 수준에서 석탄발전기와 가스발전기가 경합하게 되는 결과를 도출하였다.

세 번째 질문은 유가변동이 환경급전에 미치는 영향에 관한 것이었다. 그 결과를 보면 유가변동에 따라 석탄과 LNG 사이의 급전변화에 아주 민감한 영향을 받을 수 있다는 점이 확인되었다.

본 연구에서 다룬 ‘환경급전’의 논의에서 간과해서는 안되는 부분이 전력 원가상승 요인이다. 석탄에서 LNG로 대체는 전력생산의 원가상승을 유발하여 도매시장가격(SMP)을 올릴 것이고 궁극적으로 전기요금 인상 요인으로 작용할 것이다. 현재의 CBP 체제를 근본적으로 바꾸는 작업은 아니더라도, 배출권 거래비용 등 환경비용을 전력시장에 적절히 반영하는 방안을 마련해 가는 작업이 뒤따라야 할 것으로 본다.

〈ABSTRACT〉

1. Necessity and Purpose of Study

This study attempted to review the ‘environmental dispatch’ remarked in the 8th basic plan for power demand & supply and to assess whether it is possible to achieve the target of reducing greenhouse gas emissions as proposed in the 8th plan. It was also pursued to explore various conditions for achieving the targeted goal in the transformation sector set forth in the “Modification of the 2030 basic road map for reducing greenhouse gas emissions”

In particular, Chapter 6 of the 8th Basic Plan contains two main aspects of the environmental dispatch. First of all, ① reflecting environmental costs ② adjusting the taxation of power generation fuels such as coal and LNG, and ③ recalculating LCOE to consider environmental or social costs, all of which can be regarded as means of environmental dispatch through price adjustment. Secondly, ① the shutdown of aged coal generators ② the upper limit of coal power generation, all of which are regarded as a means of environmental dispatch through quantity constraints.

Among the two measures of environmental dispatch shown in the 8th plan, ‘quantity restriction of coal power’ was used as a countermeasure for periods when fine dust is very high, which was analyzed in previous research tasks. Therefore, this study was mostly

to focus on issues of environmental dispatch as a measure of greenhouse gas reduction.

2. Summary and Policy Suggestions

This study raised and tried to answer the following three questions. The first question is whether the target emission of greenhouse gases (237 million tonnes) in 2030 under the 8th basic plan could be achieved. The second question is what additional conditions would be required to achieve the 2030 modified road map objective (226 million tonnes) and the additional reduction potential (34.1 million tonnes). The third question is how recent changes in oil prices have affected environmental dispatch, as rising oil prices in the second half of 2018 led to a significant increase in the generation cost of LNG.

The answers to the first question are as follows. Let us take a look at the environmental costs stated in the 8th plan and the effects of the tax reform. Reflecting these two factors, the M-Core simulation results, conducted by entering modified cost data, generated 236.9 million tonnes of total greenhouse gas emissions in 2030, which is very similar to the 8th target emissions of 237 million tonnes. In addition, the power generation mix results were similar to the 8th target.

As a second question, let us summarise the results of the achievement of the 226 million tonnes target for the transformation sector presented in the 2030 modified road map. Several issues are

involved. ① the issue of deducting heat out of greenhouse gases emitted in the transformation sector (electricity, heat), ② From environmental costs in the 8th plan, given the level of emissions trading costs is estimated to be around 24,000 won, the key is the ratio of paid allocation, ③ how to reflect retrofitting to attain improved efficiency for generators, ④ additional reduction of CO2 emissions at the times of fine dust emergency measure.

Regarding the issue ③ of the second question, we looked at the results that improved efficiency of coal generators could have the effect of increasing the total CO2 emissions. With regard to the issue ④, the key content of the results was that further reductions in CO2 due to fine dust emergency measures are expected to be less than 1 million tons per year, turning out to be much smaller compared to the overall target reduction.

An analysis of emissions transaction costs scenarios was carried out in relation to the issue ② of the second question. The most important premise here is that unlike the Basic Plan for emissions trading, this study assumed a 100 percent paid quota. The result was that coal and gas generators would compete each other at the level of 30,000 to 40,000 won in transaction prices of emission rights under the assumption of tax reform in 2018.

The third question was about the impact of changes in oil prices on environmental dispatch. The results have confirmed that changes in oil prices could be highly sensitive to changes in dispatch order

between coal and LNG.

The electricity cost aspects should not be overlooked in the discussion of ‘environmental dispatch’ touched in this study. The replacement from coal to LNG would cause an increase in the cost of power production, raising the wholesale market price (SMP) and ultimately driving to the increase in retail electricity tariffs. More attention should be paid to come up with measures to properly and step-by-step reflect environmental costs, such as emissions trading costs, in the electricity market.

제 목 차례

제1장 서론	1
제2장 에너지계획과 환경급전	3
1. 8차 전력수급기본계획과 환경급전	3
2. 2030 온실가스 감축기본로드맵 수정안	6
제3장 환경급전 달성 여부에 대한 모형분석	15
1. 8차 전력수급기본계획 목표의 달성 가능성	15
2. 2030 수정로드맵 전환부문 달성 가능성	21
가. 효율향상 대책시 온실가스 영향	24
나. 미세먼지 대책시 온실가스 감소분 : 물량제약	27
다. 배출권 거래비용 시나리오 분석 : 외부비용 수준의 영향	29
라. 모형분석 결과 요약	32
3. 유가변동에 따른 전망	33
제4장 결론	37
참고문헌	41

표 차례

〈표 2-1〉 8차 계획상의 발전량 비중 전망	5
〈표 2-2〉 8차 계획상의 미세먼지, 오염물질 배출전망	6
〈표 2-3〉 2030 국가 온실가스 감축 로드맵 수정안	7
〈표 2-4〉 2030 감축후 배출량 목표 (전환부문)	8
〈표 2-5〉 30년 이상된 노후 석탄화력발전소(10기) 현황	9
〈표 2-6〉 LNG 전환 석탄화력발전소(6기) 현황	10
〈표 2-7〉 감축수단별 감축량	11
〈표 2-8〉 2030 온실가스 감축행동일정 및 기준	13
〈표 2-9〉 3차 기본계획의 핵심가치 달성을 위한 정량목표(안)	14
〈표 3-1〉 2018년 세제개편안 : 발전용 유연탄과 LNG 세금 변화	16
〈표 3-2〉 발전원별 발열량과 열소비율	17
〈표 3-3〉 환경비용과 세제개편으로 인한 열량단가 추가분 계산	18
〈표 3-4〉 M-Core 모형상의 기준점(총발전량, 총배출량)	18
〈표 3-5〉 8차 계획 목표치와 M-Core 모형결과 비교(2030년)	19
〈표 3-6〉 M-Core 모형 기준점과 모형 결과치 비교 유의점	20
〈표 3-7〉 계획기간별 배출권거래제 운영방향과 유무상할당 비율	22
〈표 3-8〉 발전효율 향상(2%)시 발전량 및 온실가스 배출량(2030)	26
〈표 3-9〉 미세먼지 대책으로 인하 온실가스 영향	27
〈표 3-10〉 배출권 가격 시나리오별 변동비 순위	30
〈표 3-11〉 시나리오별 발전량 믹스 및 온실가스 배출량 추정	32
〈표 3-12〉 2018년 평균 열량단가 변동 추이	34
〈표 3-13〉 유가인상 반영시 발전량 믹스 및 배출량 추정	35

그림 차례

[그림 2-1] 전환부문 온실가스 배출량 감축경로	12
[그림 3-1] 발전기 2차 비용함수 계수의 변화	25

제1장 서론

본 연구에서는 8차 전력수급기본계획에 반영된 ‘환경급전’의 내용을 정리하고, 8차 계획 상에서 제시하고 있는 온실가스 감축 목표치를 달성하는 것이 가능한지를 평가해 보고자 한다. 또한 「2030 온실가스 감축 기본로드맵 수정안」에서 제시하고 있는 전환부문의 목표치 달성을 위한 여러 가지 조건을 분석해 보고자 한다.

2017년 3월의 전기사업법 개정에서 전력의 급전순위 결정시 경제성 뿐만 아니라 환경 및 안전에 미치는 영향을 종합적으로 고려하도록 하는 조항이 삽입된 바 있다.¹⁾ 이 전기사업법 개정조항을 반영하여 8차 전력수급기본계획에는 명시적으로 ‘환경급전’이라는 표현을 사용하고 있다. 특히 8차 전력수급기본계획의 제6장의 5 ‘경제급전과 환경급전의 조화’에서는 크게 두 가지 측면의 환경급전 내용을 포함하고 있다. 우선 ‘석탄·LNG발전의 비용격차 축소’ 부분에서 언급된 ① 환경비용 반영, ② 석탄·LNG 등 발전연료 세제조정, ③ 제도화되지 않은 환경비용이나 사회적 비용을 고려한 균등화 발전원가 산정 등은 가격기능을 통한 환경급전의 수단으로 볼 수 있다. 다음으로 ‘석탄발전의 물리적 제약’ 부분에서 언급된 ① 노후석탄 가동 중지, ② 석탄발전 상한제약 등은 물량 제약을 통한 환경급전의 수단으로 간주될 수 있다.

방금 언급한 8차 계획에 나타난 환경급전의 두 가지 수단 중에서

1) 전기사업법 제3조의 ②항과 ③항이 신설되었는데, 그 내용은 다음과 같다. ② 산업통상자원부장관은 제1항에 따른 시책 및 제25조에 따른 전력수급기본계획을 수립할 때 전기설비의 경제성, 환경 및 국민안전에 미치는 영향을 종합적으로 고려하여야 한다. ③ 제35조에 따라서 설립된 한국전력거래소는 전력시장 및 전력계통의 운영과 관련하여 경제성, 환경 및 국민안전에 미치는 영향 등을 종합적으로 검토하여야 한다. (신설 2017.3.21.)

후자는 특히 미세먼지가 심한 시기의 대응책으로 활용되고 있다. 예를 들어, 8차 계획 속에는 계획기간인 2031년까지, 2017년 5월 개정된 전력 시장운영규칙²⁾에 따라 30년 이상의 노후 석탄발전기의 봄철(3월~6월) 가동중지 계획이 반영되어 있다. 또한 미세먼지 비상조치로서 석탄발전 상한계약은 2019년 2월 15일 발효될 예정인 미세먼지특별법에 따라 본격적으로 시행될 것이며, 2018년 11월 이후에 몇 차례 시범 시행한 바가 있다.³⁾ 미세먼지 대책으로서 석탄발전 상한계약에 대해서는 이전의 연구과제에서 분석한 바가 있으므로⁴⁾, 본 연구에서는 온실가스 대책으로서 환경급전 문제에 초점을 맞추고자 한다.

본 연구의 제2장에서는 8차 전력수급기본계획과 2030 온실가스 감축 기본로드맵 수정안을 정리하고, 그 수정안을 담은 3차 에너지기본계획 (권고안) 등을 환경급전의 관점에서 정리한다. 제3장에서는 전력시장 모형(M-Core)을 사용하여 8차 계획, 2030 수정로드맵 목표, 그리고 추가 감축안 등의 달성가능성에 대해 시뮬레이션 한다. 그리고 제4장에서는 2018년 하반기에 급작스런 유가인상과 그에 따른 LNG 가격 상승 등이 환경급전 달성에 미치는 영향을 분석하고자 한다. 이상의 논의를 바탕으로 정책제언을 한다.

2) 한국전력거래소, 「전력시장운영규칙」, 제2.3.2조의2(대기오염물질 저감을 위한 상한계약입찰) 신설 (2017.5.30)

3) 고농도 미세먼지에 대한 대응조치로서 화력발전 상한계약(출력 80% 제약)이 2018년 11월 7일(1차), 2018년 12월 21~22일(2~3차), 2019년 1월 13~15일(4~6차) 등이 시행된 바가 있다.

4) 김남일(2017)을 참조할 수 있다.

제2장 에너지계획과 환경급전

1. 8차 전력수급기본계획과 환경급전

정부에서 발표한 공식문서에서 환경급전⁵⁾에 대한 명시적인 언급이 나타난 것은 8차 전력수급기본계획이 처음인 것으로 파악된다. 동 계획의 제4장에 해당하는 ‘전력수급계획 기본방향 설정을 위한 국내 정책 환경 변화’에서 환경과 안전에 대한 입법화 및 국민적 관심 증대 현상을 설명하고 있다.⁶⁾ 나아가 제6장 ‘발전설비 계획’에서는 명시적으로 ‘경제급전과 환경급전의 조화’, 발전량 전망, 환경개선 효과 등을 언급하고 있다.⁷⁾ 8차 계획상의 ‘경제급전과 환경급전의 조화’ 라는 소절에 해당하는 부분을 인용하면 다음과 같다.

[석탄·LNG발전의 비용격차 축소]

- ① 환경비용 반영 : 제도화된 환경비용을 급전순위 결정시 추가로 반영하여 LNG의 가격경쟁력 제고
 - 오염물질 저감을 위해 사용되는 약품비, 폐수처리비 등 환경개선 비용과 온실가스 배출권 거래비용 등이 대상*
 - * 환경비용 반영시 발전원가 상승분 : (석탄) 19.2원/kWh ↑,
(LNG) 8.2원/kWh ↑

5) 본 연구에서의 ‘환경급전’이라는 개념은 ‘경제급전’과 완전히 배치되는 개념이 아니며, 환경적 요소의 제약을 우선적인 조건으로 전제한 가운데, 경제급전 방식으로 전력공급을 위한 발전원을 선택하는 것이라는 관점에 접근함을 밝혀 둔다. 이에 대한 보다 상세한 내용은 김남일(2017)을 참조할 수 있다.

6) 산업통상자원부, 「제8차 전력수급기본계획」, 12쪽 참조.

7) 산업통상자원부, 「제8차 전력수급기본계획」, 42쪽 참조.

② 석탄·LNG 등 발전연료 세제 조정

- '18.4월 석탄 개소세 6원/kg 인상 시행 예정('17.12월 개소세법 통과)
- 관계부처 합동으로 유연탄, LNG 등 발전연료에 부과되는 세율 추가 조정방안 검토중 ('17.9월~'18.5월)

③ 균등화 발전원가 산정 : 환경 등 사회적 비용을 고려하여 국내 여건에 맞는 전원별 균등화 발전원가를 주기적으로 산정

[석탄발전의 물리적 제약]

① 노후석탄 가동 중지 : 내년부터는 30년 이상된 모든 석탄발전기 (기존 8기 → '30년까지 22기)에 대해 봄철(3~6월) 가동 중지 정례화

- 환경보호를 위해 발전기 가동을 정지할 수 있도록 법적 근거를 명확히 하고*, 전력수급·계통에 차질이 없도록 보완대책도 마련

* 전기사업법 시행령 개정, '17.12월

② 석탄발전 상한제약 : 대기오염경보 발령 등 미세먼지 감축이 필요한 경우 대기환경보전법 등에 근거하여 시·도지사가 시행

- 관계부처와 협의를 통해 상한제약 시행기준, 절차 등 마련

위의 인용문에서 분류하고 있는 ‘석탄·LNG발전의 비용격차 축소’와 ‘석탄발전의 물리적 제약’을 좀 더 분명하게 표현한다면 ‘가격기능을 통한 환경급전’과 ‘물리적 제약을 통한 환경급전’으로 나누어 볼 수 있다. 즉, ‘석탄·LNG발전의 비용격차 축소’의 세부항목인 ① 환경

비용 반영, ② 석탄·LNG 등 발전연료 세제 조정, ③ 균등화 발전원가 산정 등은 보다 정확한 외부비용을 발전원가에 반영하여 합리적인 가격조정을 통해 환경급전을 달성하겠다는 의지의 표현으로 볼 수 있다. 한편, ‘석탄발전의 물리적 제약’의 세부항목인 ① 노후석탄 가동 중지, ② 석탄발전 상한제약 등은 미세먼지 상황을 고려한 긴급시 석탄발전에 대한 물리적 제약을 발동하겠다는 내용이다. 하지만, 여기에 온실가스 감축을 위한 석탄발전 제약은 포함되어 있지 않는 점은 주목할 만 하다.⁸⁾

8차 전력수급기본계획에서는 온실가스 배출권 거래비용 등 환경비용을 감안한 2030년 발전량 목표 시나리오를 전망하고 있다. 목표 시나리오에서는 환경비용을 고려하여 발전비용을 재조정된 것을 반영한 것이다.⁹⁾ 이러한 설정하에서 2030년 발전량(기준 → 목표 시나리오)은 석탄 (40.5%→36.1%), LNG(14.5%→18.8%)로 변화되는 것을 목표로 삼고 있다.

〈표 2-1〉 8차 계획상의 발전량 비중 전망

연도	원자력	석탄	LNG	신재생	석유	양수	계
2017	30.3%	45.4%	16.9%	6.2%	0.6%	0.7%	100%
2030	23.9%	36.1%	18.8%	20.0%	0.3%	0.8%	100%

자료 : 산업통상자원부, 「8차 전력수급기본계획」, 44쪽

- 8) 석탄화력의 연간발전량을 연간 국내 발전량의 30% 이내로 제한하는 계획을 전력수급기본 계획에 포함시키도록 하는 입법안(전혜숙 의원 대표 발의) 등이 2018년 12월 현재 상정 되어 있긴 하지만, 온실가스 감축을 위해 직접적으로 석탄발전량 제약을 시행하게 될지 여부는 아직 불분명한 상황이다.
- 9) 신재생 발전단가는 '30년까지 35.5% 하락 가정, 여타 연료비 및 물가 고정을 가정하였고, 발전연료 세제는 세수중립을 개편(유연탄 30 → 36원/kg, LNG 60 → 12원/kg), 온실가스 배출권 거래비용, 약품비 등을 발전비용에 추가적으로 반영한 것. 동 계획 43쪽 참조.

한편, 미세먼지 배출량은 2030년까지 약62%를 감축하는 것을 목표로 삼고 있다. 즉, 대기오염물질(황산화물, 질소산화물 및 먼지의 총량)을 약62% 감축하는데, 그 수단으로서 노후석탄 10기 폐지, 환경설비 개선 등의 기존 대책 이외에, 30년 이상 된 석탄발전의 봄철 가동중단, 석탄 → LNG 연료전환 등의 대책을 추가하는 방안 등이 제시되어 있다.

〈표 2-2〉 8차 계획상의 미세먼지, 오염물질 배출전망

(단위 : 만 톤)

구 분	'17년	'22년	'30년
미세먼지(PM 2.5)	3.4	1.9 (44% ↓)	1.3 (62% ↓)
오염물질	17.4	9.4 (46% ↓)	6.5 (62% ↓)

자료: 산업통상자원부, 「8차 전력수급기본계획」, 45쪽

또한 온실가스 배출량도 2030년까지 BAU 3.22억 톤¹⁰⁾ 대비 26.4% 감축을 전망하고 있다. 따라서 8차 계획상의 발전부문 배출목표량은 2.37억 톤으로 제시하고 있다. 줄어드는 원전 발전량 이상으로 재생에너지 발전량이 증가하고 환경급전 도입에 따라 석탄발전량이 줄어들기 때문인 것으로 설명하고 있다.¹¹⁾

2. 2030 온실가스 감축기본로드맵 수정안

2017년 12월에 8차 전력수급기본계획이 발표된 이후, 2018년 7월

10) 2030년 발전부문 감축목표는 BAU3.22억 톤, 감축목표는 19.9%(0.64억 톤)으로 2.58억 톤 임.

11) 8차 계획은 발전부문을 대상으로 발전량 전망에 따라 미세먼지 및 온실가스 배출량을 산정한 것이어서, 2030 국가 온실가스 감축로드맵(16.12) 및 수정안과 차이가 날 수 있음을 언급하고 있다. 동 계획 45쪽 참조.

신정부의 원전 축소 및 재생에너지 확대 등 에너지전환 정책을 반영한 「2030 국가 온실가스 감축 로드맵 수정안」이 확정·발표되었다. 서론에서 밝힌대로, 본 연구의 목적은 8차 전력수급기본계획에서 제시된 온실가스 배출량 목표치 및 「2030 국가 온실가스 감축 로드맵 수정안」에서 제시하고 있는 전환부문(전력+열)의 온실가스 감축 목표치의 실현가능성을 검토하는 것에 있다. 앞 절에서 이미 8차 기본계획의 온실가스 배출량 목표치에 대해 정리한 바 있으므로, 본 절에서는 「로드맵 수정안」의 내용을 발췌하여 정리해 보고자 한다.

〈표 2-3〉 2030 국가 온실가스 감축 로드맵 수정안

(단위: 백만 톤, %)

부문		배출 전망(BAU)	수정안	
			감축후 배출량(감축량)	BAU 대비 감축률
배출원 감축	산업	481.0	382.4	20.5%
	건물	197.2	132.7	32.7%
	수송	105.2	74.4	29.3%
	폐기물	15.5	11.0	28.9%
	공공(기타)	21.0	15.7	25.3%
	농축산	20.7	19.0	7.9%
	탈루 등	10.3	7.2	30.5%
감축수단 활용	전환	(333.2) ¹	(확정 감축량) -23.7	-
			(추가감축잠재량) -34.1 ²	
	E신산업/CCUS ³	-	-10.3	-
	산림흡수원 국외감축 등	-	-38.3	4.5%
기존 국내감축 ⁴			574.3	32.5%
합계		850.8	536.0	37.0%

비고: 1. 전환부문 배출량(333.2백만 톤)은 생산된 전기 및 열을 사용하는 산업, 건물, 수송 등 부문별 배출량에 포함시킴에 따라, 배출량의 이중산점을 방지하고자 합계 산정에서는 제외함

2. 전환부문 감축량 중 23.7백만 톤은 이번 수정로드맵에서 확정, 추가감축잠재량은 2020년 NDC 제출전까지 확정 예정
3. 'E신산업'은 기존 로드맵에서 '에너지신산업'으로 분류된 감축부문을 의미함
4. '기존 국내감축'이란 2016년 감축로드맵에서 국외감축을 제외한 국내감축 수단만으로 줄일 수 있는 양과 비교하기 위한 표현으로서 '산림흡수원'과 '국외감축 등'을 제외한 '배출원 부문의 감축후 배출량'과 감축수단 부문의 '전환' 및 'E신산업/CCUS'의 감축량을 합친 양에 해당됨

자료 : 관계부처 합동, 「2030 국가 온실가스 감축목표 달성을 위한 기본로드맵 수정안」, 2018.7

위의 <표 2-3>에서, 전환부문만을 별도로 보면, 전환부문의 온실가스 배출량은 2030년 BAU 333.2백만 톤으로 전망된다. 감축후 2030년 배출량 목표는 226.8백만 톤이며, 만일 추가감축잠재량 34.1백만 톤을 포함하면 192.7백만 톤이 된다.

<표 2-4> 2030년 감축후 배출량 목표 (전환부문)

(단위: 백만 톤 CO₂e)

구분		기존 로드맵	수정안
BAU		333.2	
감 축 량	소계	110.1	106.4 ~ 140.5
	배출 전망치 조정 ¹		21.6
	타부문 수효관리효과	45.6 (추정치)	61.1
	감축수단을 통한 감축량	64.5	23.7 ~ 57.8 (추가감축 잠재량 34.1)
감축후 배출량		223.1 (추정치)	226.8 ~ 192.7 ²

비고 : 1. GDP, 인구, 기온, 전력가격 등의 종합적인 영향으로 감소

2. 감축후 배출량에는 기존 로드맵 전망시 미반영 되었던 석탄가스화 복합발전(GCC)·연료전지 배출량 6.6백만 톤 포함

자료 : 관계부처 합동, 「2030 국가 온실가스 감축목표 달성을 위한 기본로드맵 수정안」, 2018.7

<표 2-4>에 나타난 전환부문 온실가스 감축목표(감축량 57.8백만 톤 중 확정 감축량 23.7백만 톤)를 달성하기 위한 주요 감축수단으로서, 발전인프라 개선, 친환경 발전믹스 강화, 집단에너지 부문 개선 등을 제시하고 있다. 우선 발전인프라 개선을 위해서, 노후석탄 10기 조기 폐지(~22년) 및 석탄 6기 LNG 전환(23~30년), 신규설비는 LNG·양수 발전으로 충당, 노후 석탄화력발전소 성능개선(Retrofit)¹²⁾ 실시 등을 추진하는 것을 들고 있다.¹³⁾

<표 2-5> 30년 이상된 노후 석탄화력발전소(10기) 현황

발전소 (발전사)	설치연도	설비용량(MW)	폐기연도	비고
계	10기	3,345		
서 천 (충남 서천) (중부발전)	- 1호기('83년) - 2호기('83년)	- 1호기 : 200 - 2호기 : 200	'18 → '17.7	폐지('17.7)
삼천포 (경남 고성) (남동발전)	- 1호기('83년) - 2호기('84년)	- 1호기 : 560 - 2호기 : 560	'19 → '19.12	6기 운영중
호 남 (전남 여수) (동서발전)	- 1호기('72년) - 2호기('72년)	- 1호기 : 250 - 2호기 : 250	'21 → '21.1	2기 운영중
보 령 (충남 보령) (중부발전)	- 1호기('83년) - 2호기('84년)	- 1호기 : 500 - 2호기 : 500	'25 → '22.5	8기 운영중
영 동 (강원 강릉) (남동발전)	- 1호기('72년) - 2호기('79년)	- 1호기 : 125 - 2호기 : 200	1호기:'17.6 → '17.7 2호기:'20.9 → '19.1	2기 운영중 (바이오매스 전환)

자료 : 한국전력통계(2018.6) 및 기타 자료 참조하여 저자 작성

- 12) 기존 폐지 예정인 노후석탄 10기와 별도로 설계수명 30년 도래 예정인 500MW급 석탄 화력 20기를 대상으로 성능개선을 실시하여 수명을 연장하고 효율을 향상시키는 기술을 의미함
- 13) (조기폐지 대상 발전소) 삼천포 1·2호기, 호남 1·2호기, 보령 1·2호기, 영동2기(영동1호기 및 서천 1·2호기는 '17년 폐기 완료). (LNG 전환 대상 발전소) 당진예고 1·2호기, 태안 1·2호기, 삼천포 3·4호기 등. 이 내용은 8차 전력수급계획에 이미 반영되어 있음

〈표 2-6〉 LNG 전환 석탄화력발전소(6기) 현황

발전소(발전사)	설치연도	설비용량(MW)	전환연도	비고
계	6기	4,046		
삼천포 (경남 고성) (남동발전)	- 3호기('93년) - 4호기('94년)	- 3호기 : 560 - 4호기 : 560	'24.3	
당진에코 (충남 당진) (당진에코)	- 1호기('24년) - 2호기('24년)	- 1호기 : 970 - 2호기 : 970	'24.12	미착공 신규 설비로 발전 사업허가 변경 (석탄 → LNG)
태 안(충남 태안) (서부발전)	- 1호기('95년) - 2호기('95년)	- 1호기 : 500 - 2호기 : 500	'25.12	

자료 : 한국전력통계(2018.6) 및 기타 자료 참조하여 저자 작성

다음으로 친환경 발전믹스 강화에 대해서는 재생에너지 발전량 비중 제고, 석탄화력 발전소 봄철 섯다운제 도입, 환경급전 도입 등의 수단을 도입하는 것이다.¹⁴⁾

한편 추가 감축잠재량(34.1백만 톤)을 달성하기 위해서, 봄철 석탄발전 상한제약, 바이오중유 대체, 석탄 고열량탄 사용 등과 발전연료 세계 개편, 환경비용을 고려한 급전 강화, 미세먼지 저감을 위한 석탄발전량 축소 등의 수단을 고려한다고 명시하고 있다.¹⁵⁾¹⁶⁾

14) 30년 신재생에너지 발전량은 기존로드맵 29년 11.7%에서 20%로 상향조정된 것이며, 봄철 섯다운제란 30년 이상 석탄발전기에 대해 미세먼지가 심한 봄철(3~6월) 가동 중지하는 것으로 말하며, 여기서 환경급전이란 약품비, 폐수처리비 등 환경개선 비용과 온실가스 배출권 거래비용, 미세먼지로 인한 사회적 비용 등을 반영하는 것을 의미함

15) 상한제약이란 고농도 미세먼지가 발생할 경우 미세먼지 농도를 저감하기 위한 목적으로 시도지사는 발전사에 해당지역 소재 석탄발전에 대해 다음날 발전 출력의 제한을 요청할 수 있게 하는 제도를 의미함

16) 바이오중유는 동식물성 유지, 바이오디젤 공정 부산물 등 미활용 자원을 원료로 제조한 연료로서 중유를 대체하는 연료를 의미함

〈표 2-7〉 감축수단별 감축량

기존로드맵('16년)		수정로드맵('18년)		
감축수단	감축량 (백만톤)	감축수단	감축량 (백만톤)	
계	64.5	계	57.8	
<ul style="list-style-type: none"> • 저탄소 전원믹스 강화 <ul style="list-style-type: none"> - 석탄발전계획 4기 취소 - 노후 석탄발전 10기 폐지 	23.3	확 정	<ul style="list-style-type: none"> • 발전 인프라 개선 <ul style="list-style-type: none"> - 노후석탄 10기 조기폐지 - 석탄 6기 LNG 전환 - 노후석탄발전 성능개선 	2.1
<ul style="list-style-type: none"> • 발전·송배전 효율향상 <ul style="list-style-type: none"> - 석탄, LNG 최신설비 도입 - 송배전 손실절감 	16.4		<ul style="list-style-type: none"> • 친환경 발전믹스 강화 <ul style="list-style-type: none"> - 재생에너지 3020 - 노후 석탄화력 보철 섀다운 - 환경급전 도입 	20.7
<ul style="list-style-type: none"> • 신재생 보급확대 <ul style="list-style-type: none"> - '29년 발전비중 11.7% 	12.1		<ul style="list-style-type: none"> • 집단에너지 <ul style="list-style-type: none"> - 미활용에너지 회수 - 사업자간 열연계 활성화 	0.9
<ul style="list-style-type: none"> • 집단에너지 <ul style="list-style-type: none"> - 7 	0.4		추 가	<ul style="list-style-type: none"> • 잠재 감축분 <ul style="list-style-type: none"> - 보철 상한 제약 - 바이오중유 대체 - 석탄 고열량탄 사용 - 발전연료 세제 개편 - 환경비용을 고려한 급전 강화 - 미세먼지 저감을 위한 석탄 발전량 축소 등
<ul style="list-style-type: none"> • 수요관리 강화 <ul style="list-style-type: none"> - 수요자원 거래시장, AMI (실시간 계측기), 계시별 요금제 등 	12.3			

자료 : 에너지경제연구원, 「2030 국가 온실가스 감축로드맵 수정안 개요」, 원내세미나 발표자료 (2018.7.4.) 등을 참조하여 재구성

보다 세분화된 연도별 감축수단은 명시적으로 나와 있지 않지만, 아래 [그림 2-1]은 2030년까지 전환부문 온실가스 배출량 감축경로의 대략적인 그림을 보여주고 있다.

[그림 2-1] 전환부문 온실가스 배출량 감축경로



자료 : 관계부처 합동, 「2030 국가 온실가스 감축목표 달성을 위한 기본로드맵 수정안」, 2018.7 (10쪽)

〈표 2-8〉 2030 온실가스 감축 로드맵 수정안 기준

항목	수단	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
목표	신재생 보급 확대 (RPS의무%)	11,316 (4.0%)	13,011 (5.0%)	15,361 (6.0%)	17,761 (7.0%)	20,451 (8.0%)	23,341 (9.0%)	26,431 (10.0%)	30,696 (상향)	34,761 (상향)	38,826 (상향)	43,326 (상향)	48,226 (상향)	53,126 (상향)	58,461 (상향)
	신규발전 석탄폐지		2,800	1,400	-1,320	0	-1,000	1,400	-1,120	-1,000					
환경	최고효율 석탄발전	5,114			1,000	3,130	3,130								
	최고효율 LNG 발전	3,904	240	1,856	1,125				3,060	1,000		1,800	1,350		
	송배전 효율개선	0.03%p	0.03%p	0.03%p	0.03%p	0.03%p	0.03%p	0.03%p	0.03%p	0.03%p	0.03%p	0.03%p	0.03%p	0.03%p	0.03%p
	○ 신규석탄: USC급, 신규 LNG복합: B급(미화정·실비는 붉은색 표기), 30년 도래 노후석탄 성능개선 시행(향후 retrofit vs. 연료전환 전략마련 필요)														
	○ 송배전효율: 30년 BAU 대비 송배전 손실을 0.45% 개선(15년 이후 5년마다 0.15%p씩 개선)														
환경 급진	노후석탄 가동 중지	400		1,120		500	1,000	2,060	1,060	1,000		2,500	1,200	1,700	1,000
	환경비용 반영 발전연료 세계 조정	환경비용 반영시 발전원가 상승분 : (석탄) 192원/kWh ↑, (LNG) 8.2원/kWh ↑ 석탄 개소세 6원/kg 인상, 추가 조정 예정													
○ 노후석탄 3~6월 가동 중지 정례화, 석탄 개소세 인상(추가조정 예정), 환경비용 반영 ○ 노후석탄의 수익성 악화가 예상(향후 성능개선이 또는 연료전환 간 전략마련 필요)															

자료 : 에너지경제연구원, 「2030 국가 온실가스 감축로드맵 수정안 개요」, 원내세미나 발표자료, 2018.7.4.

한편, 2018년 11월에는 제3차 에너지기본계획 수립방향에 대한 워킹 그룹 권고안이 정부에 제시되다.¹⁷⁾ 이 권고안은 2018년 7월의 「2030 국가 온실가스 감축 로드맵 수정안」에 나와 있는 감축후 배출량을 인용하고 있다.

〈표 2-9〉 3차 기본계획의 핵심가치 달성을 위한 정량목표(안)

		2017년	2030년	2040년
수요	최종에너지소비(백만 toe)	176.0	179.5	076.6
	최종소비 원단위 (toe/백만원)	0.113	0.084	0.072
공급	재생에너지 발전비중(% , 국내기준)	7.6 (잠정치)	20	25~40
환경	에너지연소 온실가스 배출량(백만 톤)	601.0 (15년 실적)	536.5*	
	발전부문 미세먼지 배출량(천 톤)	34	13	
	수송부문 미세먼지 배출량(천 톤)	34	27	21
참여	재생에너지 보급개소(만 개소)	43	471	611~1,039

- ※ 최종에너지소비는 원료용 에너지(국내 에너지 밸런스 기준) 수요를 제외한 수치
- ※ '40년 전기차 보급대수를 500만대(누적기준)로 가정하고 산출한 목표치
- ※ '30년 이후의 온실가스 배출량, 발전부문 미세먼지 배출량은 전력수급계획 등을 통해 전원믹스 등의 정책방향이 결정된 이후 산정 가능
- * 2030 온실가스로드맵 수정안(18.7) 전환부문 추가감축잠재량 미반영

17) 제3차 에너지기본계획 워킹그룹, 「지속가능한 번영을 위한 대한민국 에너지비전 2040: 제3차 에너지기본계획 수립방향에 대한 권고」, 2018.11.

제3장 환경급전 달성 여부에 대한 모형분석

본 장에서는 8차 전력수급기본계획, 2030 온실가스 감축기본로드맵 수정안, 제3차 에너지기본계획 등에서 제시된 온실가스 배출량 목표치가 과연 달성 가능한 것인지, 또한 달성이 어려운 경우 달성 가능성을 높이기 위한 조건은 무엇인지를 탐구해 본다.

따라서 다음의 세 가지 질문에 답하는 순서로 본 장을 구성하였다. 첫 번째 질문은 8차 전력수급기본계획 상의 2030년 온실가스 목표배출량(2.37억 톤)은 달성가능한가 하는 것이다. 두 번째 질문은 2030 수정로드맵 목표(2.26억 톤) 및 추가감축잠재량(34.1백만 톤)을 달성하기 위한 추가적인 조건은 무엇인가 하는 것이다. 세 번째 질문은 2018년 하반기 유가상승으로 LNG 발전기의 열량단가가 크게 상승한 바 있는데, 최근 유가변동이 환경급전에 어떠한 영향을 주는지에 관한 것이다. 이하에서는 이와 같은 3가지 질문에 차례로 답하는 순서로 논의를 전개한다.

1. 8차 전력수급기본계획 목표의 달성 가능성

본 절에서는 8차 계획의 목표 배출량(2.37억 톤)이 현실적으로 달성 가능한 목표인지를 평가해 보고자 한다. 이를 위해서 본 연구에서는 국내 전력계통과 시장제도를 반영한 전력시장 시뮬레이션 모형인 M-Core를 활용한다.¹⁸⁾

18) M-Core 모형에 대한 자세한 설명은 Master's Space(장인의 공간)의 M-Core 설명 문서(제1부, 제2부)를 참조할 수 있다.

M-Core모형에 입력된 모든 자료는 8차 계획에 사용된 DB를 동일하게 사용하였다. 그 중 중요한 변수로서는 2031년까지의 수요예측치¹⁹⁾, 각 발전기별 열량단가, 설비·정비계획, 발전기별 특성계수 등이다.²⁰⁾ 또한 수력 및 양수발전 패턴, 신재생발전 패턴 등도 8차 계획에서 사용된 것을 그대로 따랐다.

한편, 2017년 12월 시점에 발표된 8차 계획 상의 환경급전 요소로서 언급된 세제조정 내용은 그 사이 새로운 변화가 발생되었다. 2018년 세제개편안에 따르면, 유연탄의 경우 36원 → 46원/kg으로 10원/kg의 인상이 있었으며, LNG의 경우 91.4원 → 23원/kg으로 68.4원/kg의 인하가 있었기 때문에 이 변화를 추가로 반영할 필요가 있다.²¹⁾

〈표 3-1〉 2018년 세제개편안 : 발전용 유연탄과 LNG 세금 변화

(단위: 원/kg)

항목		유연탄		LNG	
		현행	2019	현행	2019
중량(kg) 기준 제세부담금	개별소비세	36	46	60	12
	수입부과금	-	-	24.2	3.8
	관세	-	-	7.2	7.2
	총 제세부담금	36	46	91.4	23

* 자료 : 기획재정부, 산업통상자원부 (2018년 세제개편안)

19) 연도별 수요량 및 전력수요는 8차 수급계획의 목표치를 사용하였다.

20) 8차 계획기본 DB에는 노후석탄의 봄철 가동중지 계획이 포함되어 있다. 2031년까지 설계 수명 30년 이상 노후석탄 발전기는 3~6월 사이에 모두 예방정비 기간으로 설정되어 있다.

21) 당초 열병합발전용 LNG의 경우, 개별소비세 인하대상에서 제외되었으나, 이후 19.1월 후속 개편안을 통해서, 열병합발전용 LNG도 일반 발전용과 마찬가지로 개별소비세 12원/kg이 적용되었고, 수입부과금은 면제되었다.

방금 살펴본 2018년 세계개편의 효과에 아울러, 8차 계획에서 언급하고 있는 환경비용(대기오염 처리비, 배출권 거래비용 등) 반영시 발전원가 상승분(석탄 19.2원/kWh, LNG 8.2원/kWh)을 감안해야 한다.

이 두 가지 요소를 M-Core에 새로운 자료로 입력시키기 위해 통일된 단위로 환산하였다. 즉, kg 단위로 표시된 세금 부분과 kWh 단위로 표시된 환경비용 요소를 열량단위(Gcal)로 전환하여 새로운 열량단가를 계산하였다.

이러한 전환의 기준이 되는 단위를 8차 수급계획의 전제치를 기준으로 정리하면 아래 표와 같이 된다.

〈표 3-2〉 발전원별 발열량과 열소비율

	석탄	LNG	유류	비고
발열량 (kcal/kg)	5,795	13,195	10,035	-
열소비율 (kcal/kWh)	2,059	1,588	2,212	-

자료 : 8차 수급계획 발열량 및 열소비율 전제치 사용

위의 〈표 3-2〉에 나타난 수치를 기준으로 하여, kg단위의 세계개편으로 인한 변화분과 kWh단위의 환경비용 반영분을 Gcal 단위로 환산할 수 있다. 아래 〈표 3-3〉은 이와 같은 방식으로 계산했을 때, 열량단가 추가분이 얼마나 되는지를 보여 주고 있다.

〈표 3-3〉 환경비용과 세제개편으로 인한 열량단가 추가분 계산

(단위: 천원/Gcal)

	기본	8차 계획 환경비용	세제개편	합계
석탄	-	9.32	2.76	12.09
LNG	-	5.16	-5.18	-0.02

자료 : 〈표 3-2〉를 활용하여 저자 계산

원래 8차 계획 DB 상의 열량단가(2017년 기준)에서 위의 〈표 3-3〉에 나타난 열량단가 추가분을 더하여, 새로운 열량단가를 계산하여 M-Core 모형에 입력하였다. 그리고 온실가스 배출계수는 8차 계획에서 발전원별로 개별발전기에 적용된 실제값을 사용하였다.²²⁾ 기존의 열량단가를 그대로 사용한 8차 계획 기본자료에 기초한 M-Core 모형상의 총배출량 규모는 2030년 기준 2.47억 톤 규모였다.

〈표 3-4〉 M-Core 모형상의 기준점 (총발전량, 총배출량)

	배출량 (억 톤)	총발전량 (TWh)	LNG비중 (%)
2018년	2.49억 톤	560,968	18.6
2030년	2.47억 톤	624,618	14.6

자료 : 8차 계획의 기본 DB를 활용하여 M-Core 분석한 결과치 (저자 계산)

22) 발전원별 발열량, 열소비율, 탄소배출계수, 열량환산계수, 산화계수 등을 사용하여, 발전원별 온실가스 배출계수를 계산하여 도출할 수 있으나, 여기서는 8차 계획에 실제 적용된 발전기별 배출계수를 적용하였음을 밝혀 둔다.

〈표 3-4〉는 본 연구 분석의 출발점을 제시해 준다. 즉, 8차 계획상의 목표수요 및 발전량에 의거할 때 2030년 CO₂ 총배출량은 모형상에서 2.47억 톤으로 주어진다. 물론 이 수치에 앞서 언급한 여러 가지 전제와 가정이 포함되어 있다는 점을 인식할 필요가 있다. 그러나 이 수치를 기준점(reference point)으로 삼고, 8차 수급계획 상에서 명시하고 있는 여러 조치들이 추가될 때 CO₂ 배출량이 어떻게 변화되는지를 비교해 보기에는 좋은 출발점이 된다고 본다.

그러면, 8차 계획의 환경비용과 세계개편의 효과를 살펴보자. 〈표 3-3〉에서 계산된 열량단가 추가분을 반영하여, 수정된 열량단가 자료를 입력하였다. M-Core 모형 시뮬레이션 결과는 아래 〈표 3-5〉에 정리되어 있다. 흥미롭게도 2030년 8차 목표 배출량 2.37억 톤에 매우 유사한 2.369억 톤의 총 온실가스 배출량을 얻었다. 또한 발전량 믹스 결과도 8차 목표치로 제시된 수치와 일정정도 비슷한 수치를 얻었다. 즉, 발전량 믹스 측면에서, 2030년 8차 목표치(석탄: 36.1%, LNG 18.8%)와 비교할 때 우리모형의 2030년 결과치(석탄: 36.8%, LNG 18.0%)는 석탄의 비중이 조금 높고, LNG의 비중이 조금 낮은 수준을 보여 준다. 이상의 내용을 정리하면 다음 〈표 3-5〉와 같다.

〈표 3-5〉 8차 계획 목표치와 M-Core 모형결과 비교 (2030년)

	배출량(억 톤)	석탄비중	LNG비중
8차 계획 목표치	2.37억 톤	36.1%	18.8%
모형결과치	2,369억 톤	36.8%	18.0%

위의 <표 3-4>와 <표 3-5>에 나타난 M-Core 모형상의 기준점과 환경비용과 세제개편을 반영한 모형에서 도출한 결과치를 비교·해석하는데 있어 몇 가지 유의사항이 있다. 아래 <표 3-6>은 그 내용을 정리한 것이다.

<표 3-6> M-Core 모형 기준점과 모형 결과치 비교 유의점

8차 계획상의 환경급전 항목	세부항목	모형 기준점	모형 결과치
석탄·LNG 발전의 비용격차축소 (가격기능)	환경비용	미반영	반영
	세제개편	미반영	반영
	균등화 원가	미반영	미반영
석탄발전의 물리적 제약 (물량제약)	노후석탄 가동중지	반영	반영
	석탄발전 상한제약	미반영	미반영

위의 <표 3-6>에서 보는 대로, 우리 모형의 결과치는 8차 계획상의 환경급전 항목 중에서 환경비용과 세제개편 그리고 노후석탄 가동중지 등 세 항목이 반영된 결과이다. 본 연구의 모형 분석에서는 균등화 원가 부분은 고려하지 않았다. 균등화 원가를 산정하는 과정에서 산정된 외부비용 항목은 2018년 세제개편에서 일정정도 반영하였다고 본다. 그리고 미세먼지 대책으로서 석탄발전 상한제약은 추가 대응조치로 간주하여 다음 절에서 별도로 검토한다.

2. 2030 수정로드맵 전환부문 달성 가능성

본 절에서는 2030 수정로드맵에서 제시된 전환부문의 목표치 2.26억 톤의 달성가능성을 살펴보기로 한다. 앞서 본대로, 수정로드맵에서는 크게 발전인프라 개선, 친환경 발전믹스 강화, 집단에너지 부문 개선 등을 제시하고 있다. 우선 발전인프라 개선을 위한 노후석탄 10기 조기폐지(~22년) 및 석탄 6기 LNG 전환(23~30년)은 8차 계획 DB에 이미 반영되어 있다. 그리고 8차 계획 DB 속에는 발전믹스 측면에서 재생에너지 발전량은 2030년 기준 20%로 입력되어 있으며, 30년 이상 된 노후 석탄화력 발전소 봄철(3~6월) 셧다운하는 것이 이미 반영되어 있다는 점은 앞서 언급한 바와 같다.

지금까지 8차 계획에 이미 반영된 부분을 언급을 하였는데, 한편 8차 계획의 기본 DB에 반영되지 않은 부분을 살펴보면 다음과 같다. 노후 석탄화력 발전소 성능개선(Retrofit)을 실시한다고 되어 있으나, 구체적으로 반영되어 있지 못하다. 그리고 환경비용 및 배출권 거래비용 등 환경급전 요소도 기본 DB에 반영되어 있지 않아서 앞 절의 M-Core 시뮬레이션에서 추가로 산정하여 고려한 바가 있다.²³⁾

여기서 현재의 배출권 거래 제도를 감안할 때 가장 큰 쟁점은 무상할당의 비율이다. <표 3-7>에서 보는 대로 「제2차 배출권거래제 기본 계획」에 따르면, 2차 계획기간('18~'20) 중에 유상할당 비율이 3%이며, 3차 계획기간('21~'25) 중에는 유상할당 비율이 10% 정도로 확대될 예정이다.

23) 제2장 제1절의 분석에서 8차 계획에서 언급한 환경비용 석탄 19.2원/kWh, LNG 8.2원/kWh를 열량단위로 환산하여 반영하여 시뮬레이션 하였다라는 점을 상기할 필요가 있다. 신규설비는 LNG·양수발전으로 총당한다는 것은 본 시뮬레이션 결과에 큰 영향을 주는 요소 아닌 것으로 판단된다.

〈표 3-7〉 계획기간별 배출권거래제 운영방향과 유·무상할당 비율

구분	1차 계획기간 (’15~’17)	2차 계획기간 (’18~’20)	3차 계획기간 (’21~’25)
배출권 할당	<ul style="list-style-type: none"> ■ GF 할당 방식 적용 * 3개 업종 BM 방식 적용 ■ 전면 무상할당 	<ul style="list-style-type: none"> ■ BM 할당 방식 확대 * 설비 효율성 제고 유도 ■ 유상할당 실시(3%) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ BM 할당 방식 정착 * BM 방식 추가 개발 ■ 유상할당 확대(10%)
외부사업 감축	<ul style="list-style-type: none"> ■ 감축방법론 다양화 * 국내 29개, CDM 211개 인정 ■ 외부사업 활성화 * 소규모 감축사업 규모 상향 등 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 국내 외부감축사업 활성화 * 부문별 사업발굴 촉진 ■ 해외 감축활동 촉진 * 국내기업 해외 감축 실적 국 내거래 인정 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 해외배출권 인정 범위 구체화 * 파리협정 후속 조치 반영 ■ 외부사업 방법론 확대
배출량 감인증	<ul style="list-style-type: none"> ■ 감인증 체계 확립 ■ 검증전문가 확충 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 배출량 명세서 정교화 * BM할당 확대 대비 ■ 국제수준 검증체계 마련 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 검증인력 전문성 제고 ■ 국제 감인증 기준 도입
배출권 거래시장	<ul style="list-style-type: none"> ■ 배출권거래소 발족(KFX) ■ 시장안정화 조치 시행 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 주기적 경매 실시 ■ 시장조성자 도입 검토 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 제3자 시장참여 실시 * 시장교란 방지책 등 마련
국제협력 산업지원	<ul style="list-style-type: none"> ■ 국제협력 사업 추진 * 한·EU 협력사업, 한·중·일 포럼 ■ 감축설비 지원사업 등 금융세제지원 시행 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 국제협력 사업 확대 * 한국형 양자협력 사업 마련 ■ 할당수입의 재투자 * 친환경 투자 재원으로 활용 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 거래제 국제연계 확대 * 국제탄소시장 규정 반영 ■ 재원 활용방법 다양화 * 투자분야, 규모 확대

자료 : 기획재정부, 「제2차 배출권거래제 기본계획」, 2017.1

이상의 점을 고려하여 본 절에서는 수정로드맵 목표치 달성 가능성을 논의할 때 주목해야 할 관련이슈를 몇 가지 정리해 본다. 첫째, 앞서 본 집단에너지 부문의 개선과 관련된 것으로, 전환부문(전기, 열) 중에서 열 부분에서 발생하는 온실가스를 차감하는 문제이다. 만일 전환부문 중에서 전력생산으로 인한 온실가스만을 고려할 경우, 지역난방 사업자(한남, GS과워, SH공사 외 12개 사업자)가 배출하는 약8백만 톤의 온실가스를 차감해야 한다.²⁴⁾ 또한 산업단지에 소재한 열병합발전소의 연료사용량은 최종에너지 소비부분 통계에서 산정되고 있기 때문에 발전 부문 연료 사용량에서 제외하는 것이 정당하다.²⁵⁾ 그 양도 약 8백만 톤에 이르는 것으로 추정된다.²⁶⁾

둘째, 환경비용 요소의 반영과 관련하여, 8차 계획상의 석탄 19.2원/kWh와 LNG 8.2원/kWh 수준을 배출권 거래비용만으로 환산해 본다면 약 2.4만원 정도로 추정된다.²⁷⁾ 환경비용에는 배출권 거래비용 이외에 유연탄 및 LNG 세금에 아직 미 반영된 외부비용도 포함될 수 있으므로 이 부분을 가격(외부비용) 시나리오를 설정하여 분석해 볼 것이다. 여기에 유상할당 비율이 어느 정도 될지에 따라서, 배출권 거래비용의 크기가 실제 급전순위의 변동에 영향을 미칠지 여부가 결정될 것이다.

셋째, 만일 발전기 성능개선(Retrofit)을 통해서 노후 발전기의 효율

24) 우리 모형의 결과는 이에 해당하는 약8백만 톤을 포함한 수치임을 밝혀둔다. 현재 모형상에서 지역난방사업자를 분리해서 시뮬레이션하는 것은 매우 번거로운 작업이기 때문에 본 연구에서는 분리하지 않고 포함한 형태로 분석을 하였다.

25) 그 이외의 열병합 발전소 연료사용량은 전력과 열의 분리 없이 모두 전력에 귀속되는 것으로 본다.

26) 우리 모형 상에는 산업단지 소재 열병합 발전기는 발전사업자로 입력되어 있지 않기 때문에 이미 모형결과에서 배제되어 있다는 점을 유의할 필요가 있다.

27) 배출권 거래비용만으로 환산해 본 이유는 대기오염물질 처리비(약품비, 폐수처리비 등)는 크기가 상대적으로 미미하기 때문이다.

향상을 도모하는 경우, 이를 어떻게 모형에 반영할 것인가의 문제이다.²⁸⁾ 네 번째, 미세먼지 비상조치가 실시되는 경우, 추가적인 온실가스 감축효과도 존재하게 되므로 그 크기가 어느 정도인지를 추정하는 문제가 남아 있다.

본 절에서는 세 번째, 네 번째, 두 번째 이슈 순서로 다루어 보고자 한다. 우선 효율향상 대책시 온실가스 영향부터 살펴보자.

가. 효율향상 대책시 온실가스 영향

본 절에서는 수정로드맵(앞의 <표 2-8> 감축행동일정) 상에서 2024 ~ 2030년 사이에 30년 수명 만기가 도래하는 13기의 석탄발전기 성능개선을 가정한다.²⁹⁾

성능개선의 효과를 우리 모형에 반영하기 위해 M-Core 모형에서 사용되고 있는 최적화 해를 구하는 과정을 이해할 필요가 있다. M-Core 모형 속에는 모든 발전기별로 2차 함수식 특성계수가 입력되어 있다. 물론 대부분의 발전기에서 2차항의 계수는 0에 매우 가까운 값으로 1차 함수에 거의 유사한 형태를 띠게 된다. 발전기의 Retrofit을 통해서, 효율향상이 이루어진다는 것은 이 특성계수가 비용 효율적으로 변화된다는 것을 의미한다. 따라서 성능개선의 효과를 M-Core 모형에 구현하기 위해, 이 특성 계수치를 비용효율적인 방향으로 수정하는 방식을 채택하였다.

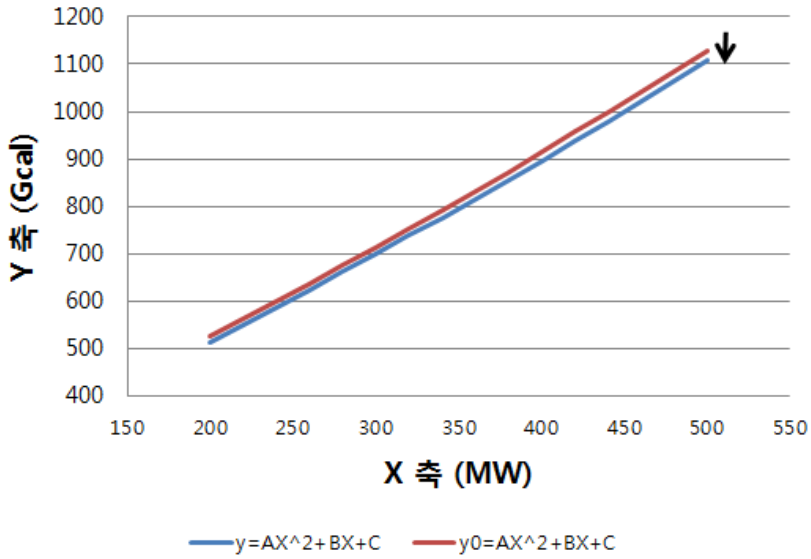
아래 [그림 3-1]은 발전효율을 2% 향상시키는 경우를 상정하고

28) 실제로 노후발전기 성능개선을 통해 수명연장을 하게 될 지의 문제는 9차 전력수급계획에서 중요한 이슈가 될 것으로 전망된다.

29) 여기에 해당하는 석탄발전기는 동해#1,2, 태안#3,4, 하동#1~4, 삼천포#5,6, 당진#1~3 등이다.

있다.³⁰⁾ 구체적으로 발전기 효율향상은 2차 비용함수의 우하향 이동으로 나타나게 된다.

[그림 3-1] 발전기 2차 비용함수 계수의 변화



30) 여러 가지 사전적 시뮬레이션을 해 본 결과, 각 발전기별 2차 비용함수의 계수를 4%씩 감소시킬 때, 발전효율 2%향상의 결과를 얻을 수 있었다.

추정결과는 다음과 같다. <표 3-8>은 13개 석탄발전기 효율향상으로 인한 발전량과 CO₂ 배출량 변화를 정리한 것이다. 발전량 측면에서, 2030년 기준 석탄발전량은 (+)1,448GWh 증가되며, LNG발전량은 (-)1,388GWh 감소되는 것으로 나타난다. 그런데, <표 3-8>에서 보는 대로 13개 석탄발전기 효율향상으로 인하여, 온실가스 배출총량은 도리어 상승하는 결과가 나타났다. 그 이유는 LNG 발전기에 비해 상대적 효율성이 증대한 석탄발전기로 발전량이 일부 대체된 효과 때문이다. 즉, 석탄발전량 증대로 인한 CO₂ 배출은 (+)1,312톤 증가되는 반면, LNG 발전량 감소로 인한 CO₂ 배출은 (-)464톤 감소되어, CO₂ 배출량은 (+)841톤 순증가 되는 효과가 나타나기 때문이다.

<표 3-8> 발전효율 향상(2%)시 발전량 및 온실가스 배출량 (2030)

2030년	발전량 변화 (GWh)			CO ₂ 배출 (천 톤)		
	세제+8차환경	효율향상(2%)	증분	세제+8차환경	효율향상(2%)	증분
석탄	232,138	233,586	+1,448	188,325	189,637	+1,312
LNG	97,564	96,181	-1,383	32,835	32,370	-464
합계	623,498	623,528	+30	236,945	237,787	+841

이 분석이 시사하는 바는 석탄발전기 효율향상은 오히려 CO₂ 총배출량을 늘리는 효과를 가져 올 수 있는 점에 유의해야 한다는 점이다. 다만, 주어진 석탄발전량을 전제로 한 효율향상이라면, CO₂배출량을 줄이는 효과를 거둘 수 있을 것이다.

나. 미세먼지 대책시 온실가스 감소분 : 물량계약

본 절에서는 미세먼지 대책으로 인해 온실가스 또한 추가로 감축될 수 있는 부분에 주목해 보고자 한다. 우리가 사용한 M-Core 모형 상에서 이를 반영시키기 위해서 다음과 같은 절차를 따랐다.

우선, 수정로드맵에서 제시된 온실가스 2.26억 톤 목표배출량(열부문 8백만 톤 감산, 2.18억 톤)에 맞추어 석탄발전에 대한 총량제약을 설정한다. 그런 다음, 이에 더하여 미세먼지에 동시제약을 주도록 시나리오를 설정한다. 즉, 어느 미세먼지가 심한 특정일에 모든 석탄 발전기에 대해 20% 석탄발전 상한제약을 실시한다고 가정한다.³¹⁾

아래 <표 3-9>가 이러한 총량제약에 더하여 미세먼지 동시제약이 추가되는 경우, 발전량과 CO₂ 배출량에 미치는 효과를 정리한 것이다.

<표 3-9> 미세먼지 대책으로 인한 온실가스 영향

2030년	발전량 변화 (GWh)			CO ₂ 배출 (천 톤)		
	8차	수정로드맵	미세먼지조치	8차	수정로드맵	미세먼지조치
4월 중	48,531.60	△114.09	△0.87	18,452.33	△1,270.94	△71.79
연간	623,498.27	△1,456.51	△13.07	236,945.33	△18,168.76	△739.44

<표 3-9>에서 연간으로 표시된 행의 CO₂ 배출량 부분을 보면, 8차 목표치인 2.37억 톤에서 수정로드맵상의 2.18억 톤을 맞추기 위해 약 18.2백만 톤의 CO₂ 배출량이 줄어드는 것으로 설정하였다.

31) 실제 모형 상에서는 2030년 4월 중 평일을 선정하여 석탄발전 상한제약 20%가 실시되는 것을 가정하였다.

또한 <표 3-9>에서 ‘4월중’으로 표시된 열에 나타난 결과는 2030년 4월의 어느 특정일에 미세먼지 비상조치가 발령되어, 모든 석탄발전기가 20% 감발시 하루 동안의 발전량 변화와 CO₂ 배출량 변화를 보여 주고 있다. 이것을 연간 20.6일을 기준으로 미세먼지 비상조치가 발령된 것으로 가정하고, 연간 환산하면 연 약739천 톤의 CO₂ 감축에 불과한 결과를 보여주고 있다.³²⁾ 다시 정리해 보면, 미세먼지 비상조치로 인해 모든 석탄발전기 20% 감발로 인한 추가적인 CO₂ 감소효과는 연간 100만 톤 미만일 것으로 추정된다는 점이다.

미세먼지에 대한 대책으로서 2018년 11월 8일, 관계부처 합동으로 발표된 「비상·상시 미세먼지 관리 강화대책」에서는 기존 「미세먼지 관리종합대책」에 없었던 석탄발전 상한제약³³⁾과 환경급전(환경비용 반영) 조치를 신설한 바 있다.³⁴⁾ 실제로 2018년 11월 7일과 12월 21일에 미세먼지 저감 비상조치의 일환으로 시행된 석탄발전 상한제약으로 인한 미세먼지 배출량 저감분은 해당일 기준 각각 2.3톤(석탄발전 1일 전체 배출량의 3%), 6.83톤(석탄발전 1일 전체 배출량의 8.8%)에 해당한다.³⁵⁾

이상에서 논의한 바를 다시 한 번 정리하면, 미세먼지 비상조치로 인한 CO₂ 추가 감소분은 전체 목표 감축량에 비해 그리 크지 않을 것으로 예상된다는 점이다.

32) 2017년 평균치 20.6일로 알려져 있다.

33) 실제 시행의 기준은 다음과 같이 예정되어 있다. 당일 75 μ g/m³ 이상(2시간) 및 익일 예보 50 μ g/m³ 초과 시 발전량 대비 배출량이 0.1kg/MWh 이상인 석탄발전소(35기) 및 중유발전소(7기)의 출력을 80% 이하로 제한.

34) 관계부처 합동, 「비상·상시 미세먼지 관리 강화대책」(2018.11), 관계부처 합동, 「미세먼지 관리 종합대책」(2017.9) 등을 참조

35) 산업부·환경부, 보도참고자료(2018.11.7. 및 12.21) 참조

다. 배출권 거래비용 시나리오 분석 : 외부비용 수준의 영향

본 절에서는 배출권 거래비용 시나리오 분석을 수행해 보고자 한다. 여기서 말하는 배출권 거래비용은 순수하게 배출권 거래비용 뿐만 아니라 여타 환경외부비용을 포괄하는 광의의 의미로 생각해도 무방할 것이다.

M-Core 모형 상에서 배출권 거래비용 시나리오 분석하기 위한 방법은 다음과 같다. 본 연구에서 사용하고 있는 M-Core 모형 구조 속의 'CO₂ 가격' 항목에 배출권가격(원/CO₂ 톤)을 시나리오에 따라 바꾸어 삽입하면 된다. 이로 인해 모형에서는 2차 비용함수의 1차항 계수에 (배출권가격×배출계수)에 해당하는 값(원/kWh)을 추가시키는 효과를 주게 된다. 그 결과, 배출권 거래가격이 변동비 및 SMP에 포함된 가격으로 모형의 결과치가 유도된다. 이 관계를 수식으로 표현하면 아래 식과 같이 된다.

$$C(P) = FC \times (aP^2 + bP + c) + CO_2Price \times P$$

여기서, $C(P)$ 는 비용함수이며, FC 는 열량단가, a, b, c 는 2차 함수 계수, P 는 발전량, CO_2Price 는 (배출권가격×배출계수) 등이다.

본 절에서 설정한 시나리오 분석의 개요는 다음과 같다. 시나리오 분석의 시기는 2030년 8월을 대상으로 하였다. 8월은 전력수요의 피크가 걸리는 시기이므로 거의 모든 발전기가 예방정비 없이 가용한 상태로 되기 때문에 이 시기를 분석대상으로 삼았다. 한편, 배출권 가격 시나리오는 무제약(0원), 2.4만원(8차 환경비용수준), 3만원, 4만원 등으로 설정하였다.

본 연구에서 매우 중요한 가정 중의 하나가 유상할당 비율에 관한

것이다. 배출권 거래제 1차 계획기간('15~'17, 100%), 2차 계획기간 ('18~'20, 97%) 중에 거의 대부분 무상할당으로 계획되어 있으나, 본 분석에서는 이것이 100% 유상할당이라고 가정하였다. 원래의 무상할당 비율을 전제로 하면, 본 시나리오 수치 분석은 무의미할 정도로 효과가 없을 것이기 때문이다.

위에서 설명한 배출권 거래비용 시나리오 하에서 모형 시물레이션을 해 본 결과가 아래 <표 3-10>에 나타나 있다. 각 시나리오별로 변동비 순위에서 상위 20개만을 표시한 것이다.³⁶⁾

<표 3-10> 배출권 가격 시나리오별 변동비 순위 (기준: 2030년 8월)

미반영		배출권가격 : 2.4만원		3만원		4만원	
발전기	변동비	발전기	변동비	발전기	변동비	발전기	변동비
광양복합2CC	44.23	광양복합2CC	52.50	광양복합2CC	54.56	광양복합2CC	58.01
광양복합1CC	44.84	광양복합1CC	53.10	광양복합1CC	55.17	광양복합1CC	58.61
삼척화력#1	46.97	위례열병합CC	62.66	위례열병합CC	64.71	위례열병합CC	68.12
삼척화력#2	46.97	GS당진복합4CC	66.35	GS당진복합4CC	68.31	GS당진복합4CC	71.58
신서천#1	46.97	삼척화력#1	66.97	삼척화력#1	71.97	세종열병합2CC	79.32
고성하이#2	46.98	삼척화력#2	66.97	삼척화력#2	71.97	삼척화력#1	80.30
고성하이#1	46.98	신서천#1	66.97	신서천#1	71.97	삼척화력#2	80.30
강릉안인#1	46.98	강릉안인#2	66.98	강릉안인#2	71.98	신서천#1	80.31
강릉안인#2	46.98	고성하이#2	66.98	고성하이#1	71.98	고성하이#2	80.31
당진#9	49.29	고성하이#1	66.98	강릉안인#1	71.98	고성하이#1	80.31
북평#1	49.64	강릉안인#1	66.98	고성하이#2	71.98	강릉안인#1	80.31
북평#2	49.64	당진#9	69.29	당진#9	74.29	강릉안인#2	80.31

36) <표 3-10>에서 결과로 도출된 수치는 8차 수급계획 상에서 전제로 입력된 열량단가를 기준으로 한 것이기 때문에, 2030년에 실제로 이 순서대로 시현되는 것은 아니라는 점에 유의할 필요가 있다. 예를 들어 2030년 시점에서, LNG 발전기의 경우, 적도입발전기 및 가스공사 구매 발전기 등의 열량단가에 변동이 크게 발생할 수 있다. 또한 유연탄 국제 시세도 크게 달라질 수 있기 때문이다.

미반영		배출권가격 : 2.4만원		3만원		4만원	
발전기	변동비	발전기	변동비	발전기	변동비	발전기	변동비
영흥#6	50.49	북평#1	69.64	북평#1	74.64	여주복합1CC	80.61
영흥#4	50.51	북평#2	69.64	북평#2	74.64	당진#9	82.63
하동#7	50.75	하동#7	70.75	하동#7	75.75	북평#1	82.98
하동#8	50.78	하동#8	70.87	하동#8	75.89	북평#2	82.98
영흥#5	51.03	영흥#4	71.26	세종열병합2CC	76.06	복합900 #2CC	83.32
영흥#3	51.22	영흥#6	71.61	영흥#4	76.45	복합900 #1CC	83.32
영흥#2	51.63	태안#10	71.65	태안#10	76.65	복합900 #3CC	83.32
태안#10	51.65	영흥#3	72.05	영흥#6	76.90	당진에코LNG 대체#1 CC	83.59

<표 3-10>에 나타난 결과를 핵심적인 부분만 해석해 보면 다음과 같다. 배출권 가격 미반영시(세제개편만 반영), 광양복합CC#1,2호기의 급전순위가 석탄보다 상위에 있게 된다. 배출권 가격 2.4만원(8차 환경비용 수준)에서 위례, GS당진 복합 등이 급전순위의 상위에 오르게 된다. 배출권 가격 3만원에서 세종열병합 발전기가 급전순위의 상위에 있다. 4만원 수준이 되면 복합발전기와 석탄발전기는 서로 경합하는 상황이 된다. 대체로 2018년 세제개편을 전제로 할 때, 배출권 거래가격 3~4만원 수준에서 석탄발전기와 가스발전기가 경합하는 상황이 된다. 배출권 거래가격 8만원 이상 수준에서 석탄과 LNG 발전기의 급전 순위 변동이 나타나는 것으로 분석된 이전의 연구결과(이상림 외 2명(2016))와는 아주 큰 차이가 존재한다.³⁷⁾ 그 차이의 가장 큰 이유는 2018년 세제개편으로 인해 석탄발전기와 LNG 발전기의 원가 차이가 상당 부분 축소되었기 때문인 것으로 해석된다.

37) 이상림 외 2명, “발전·에너지업종의 배출권거래제 제1차 계획기간 배출권 구입비용 추정과 전력시장 반응”, 『자원·환경경제연구』, 2016년 25권 3호 참조.

라. 모형분석 결과 요약

이상에서 수행한 모형분석 결과를 정리해 보자. 먼저 가격조정을 통한 환경급전이 유효한지에 대한 평가를 해 볼 수 있을 것이다. 그 평가의 기준은 기존의 세계개편 효과에 더하여 배출권 거래비용 수준(또는 환경외부 비용)이 얼마나 배출량 목표에 기여하는지가 될 것이다. 세계개편 및 배출권 거래비용 시나리오를 결합한 본 연구의 모형 결과를 정리하면 <표 3-11>과 같이 된다.

<표 3-11> 시나리오별 발전량 믹스 및 온실가스 배출량 추정(2030)

분류	석탄	원자력	LNG	석유	신재생 등	CO ₂ 배출량
세계개편	39.6	24.0	15.2	0.0	21.0	2.45억 톤
세계+8차환경비용	36.8	24.0	18.0	0.0	21.0	2.37억 톤
세계+3만원	32.6	24.1	22.2	0.0	21.0	2.22억 톤
세계+4만원	23.2	24.2	31.3	0.0	21.0	1.92억 톤

자료 : 본 모형 분석결과로부터 저자 작성

위의 <표 3-11>에서 보면, 우선, 세계개편+8차환경비용(2.4만원의 배출권 거래비용)의 효과는 앞서 본대로 8차 계획의 목표 배출량인 2.37억 톤과 거의 비슷한 수치를 달성할 수 있는 것으로 나타난다. 그리고 유상할당 100%를 전제할 때, 세계개편에 더하여 3~4만원의 배출권 거래비용이 발생된다면 「2030 온실가스 감축로드맵 수정안」 목표치인 2.26억 톤을 달성할 수도 있다는 결과가 도출된다.

한편, 효율개선 및 미세먼지 발전제약을 통한 온실가스 감축효과는

그리 크지 않은 것으로 파악되었다. 효율개선은 오히려 온실가스 배출량을 늘릴 수도 있음을 앞 절에서 확인하였다. 결국, 배출량 목표치가 주어진 상황 속에서, 가격기능을 통한 조정이 한계가 있는 경우³⁸⁾ 온실가스 총량제약 등 발전량 믹스를 인위적으로 조정하는 방식이 아니라면 온실가스 배출량 목표치를 달성하기는 어려울 것이다.

3. 유가변동에 따른 전망

본 절에서는 2018년 하반기 유가의 급상승 현상을 주목하여, 유가 상승이 환경급전에 미치게 될 영향을 살펴보고자 한다. 현재 발전원 구성에서 석유발전이 차지하는 비중은 미미하지만,³⁹⁾ 유가상승은 원유가와 연동된 LNG 도입가격을 상승시켜서 연료비상승⁴⁰⁾으로 이어지게 되기 때문이다.

한편, 유가 상승기에는 보통 석탄가격도 오르는 경향을 보이므로 석탄가격과 LNG 가격의 상대적 상승폭에 따라 그 영향이 달라질 것이다. 따라서 본 절에서는 연료가격 변동으로 인해 앞선 분석결과에 어떠한 변화가 발생되는지를 살펴보고자 한다. 여기서는 2018년 1~12월 사이에 전력거래소에서 실제 적용한 열량단가 자료를 기준으로 삼아, 앞의 제2절의 시나리오 분석을 다시 수행하였다. 아래 <표 3-12>는 동 기간 동안 석탄, LNG 및 유류의 가격변화 추이를 보여주고 있다.⁴¹⁾

38) 가격조정 한계로서 본 연구의 가장 중요한 전제 중 하나인 유상할당 100% 가정이 성립되지 않는 상황을 들 수 있다.

39) 2018년 발전원 믹스에서 석유발전량 비중은 약1% 정도로 미미한 수준이다.

40) 현재, 원유가와 연동된 LNG 도입가격은 발전용 도시가스 요금에 약1달 시차를 두고 반영되고 있다(N-1).

41) <표 3-12>의 열량단가 수치는 2018년도 전력거래소 적용 실제 적용 열량단가이다.

〈표 3-12〉 2018년 평균 열량단가 변동 추이

(단위: 원/Gcal)

구 분	2018-01	2018-02	2018-03	2018-04
원자력	2,340	2,341	2,353	2,357
석 탄	22,523	22,390	23,426	23,253
국내탄	25,240	24,666	24,674	24,908
유 류	51,256	54,756	59,043	60,637
LNG	53,941	53,807	59,493	52,760
구 분	2018-05	2018-06	2018-07	2018-08
원자력	2,356	2,356	2,352	2,354
석 탄	24,162	24,104	24,719	24,542
국내탄	24,648	25,612	25,345	24,042
유 류	60,639	60,228	60,900	61,132
LNG	51,097	52,843	52,771	53,747
구 분	2018-09	2018-10	2018-11	2018-12
원자력	2,354	2,353	2,357	2,358
석 탄	24,428	25,593	25,961	25,876
국내탄	23,932	26,126	24,405	27,496
유 류	66,413	70,384	72,274	73,126
LNG	57,228	59,419	62,058	64,528

자료 : 전력거래소 내부자료

위의 〈표 3-12〉로 부터 2018년 1월에서 12월 사이에, LNG 열량단가의 인상율은 14.9%, 석유 42.7%, 석탄 14.9% 등으로 계산된다. 이러한 열량 단가 인상을 반영하여 시뮬레이션을 한 결과가 아래 〈표 3-13〉 이다.

〈표 3-13〉 유가인상 반영시 발전량 믹스 및 배출량 추정 (2030)

분류	석탄	원자력	LNG	석유	신재생 등	CO ₂ 배출량
세제+2.4만원	40.2	24.0	14.8	0.1	21.0	2.47억 톤
세제+4만원	39.0	24.0	16.0	0.1	21.0	2.42억 톤
세제+5만원	36.7	24.0	18.1	0.1	21.0	2.35억 톤
가격인상율(%)	14.9	0.8	19.6	42.7	-	-

위의 <표 3-13>에서 보면, 세제개편+2.4만원(8차 환경비용) 시나리오 하에서 CO₂ 배출량이 디폴트 수준(2.47억 톤)에 머물러 아무런 변화가 없다는 점이 주목된다. 그리고 세제+5만원 정도 수준이 되어야 8차 계획의 목표인 2.37억 톤을 달성하게 된다. 이러한 결과는 앞의 <표 3-11>에 나타난 결과와는 아주 큰 차이를 보인다. 이 결과가 시사하는 바는 유가 변동에 따라 석탄과 LNG 사이의 급전변화에 아주 민감한 영향을 받을 수 있다는 점이다.

제4장 결론

본 연구에서는 8차 전력수급기본계획과 2030 온실가스 감축기본 로드맵 수정안에서 제시되고 있는 ‘환경급전’의 내용이 달성가능 한지에 대한 분석을 해 보았다. 특히 제3장에서 다음의 세 가지 질문에 대한 답을 제시하는 순서로 논의를 전개하였다.

첫 번째 질문은 8차 전력수급기본계획 상의 2030년 온실가스 목표 배출량(2.37억 톤)은 달성가능한가 하는 것이었다. 두 번째 질문은 2030 수정로드맵 목표(2.26억 톤) 및 추가감축잠재량(34.1백만 톤)을 달성하기 위한 추가적인 조건은 무엇인가 하는 것이었다. 세 번째 질문은 2018년 하반기 유가상승으로 LNG 발전기의 열량단가가 크게 상승한 바 있는데, 최근 유가변동이 환경급전에 어떠한 영향을 주는 지에 관한 것이었다.

첫 번째 질문에 대한 해답을 정리하면 다음과 같다. 8차 계획의 환경비용과 세계개편의 효과를 살펴보자. 이 두 요소를 반영하여 수정된 열량단가 자료를 입력하여 수행한 M-Core 모형 시뮬레이션 결과는 흥미롭게도 2030년 8차 목표 배출량 2.37억 톤에 매우 유사한 2.369억 톤의 총 온실가스 배출량을 얻었다. 또한 발전량 믹스 결과도 8차 목표치로 제시된 수치와 일정정도 비슷한 수치를 얻었다. 즉, 발전량 믹스 측면에서, 2030년 8차 목표치(석탄: 36.1%, LNG 18.8%)와 비교할 때 우리모형의 2030년 결과치(석탄: 36.8%, LNG 18.0%)는 석탄의 비중이 조금 높고, LNG의 비중이 조금 낮은 수준을 보여 준다. 결론적으로 2018년 세계개편 내용과 8차 계획에서 제시된 환경비용이 제대로

반영되는 경우, 8차 계획의 목표배출량 2.37억 톤은 달성 가능한 목표가 될 수 있다는 것이다.

두 번째 질문으로서 2030 수정로드맵에서 제시된 전환부문의 목표치 2.26억 톤의 달성가능성에 대한 결과를 정리해 보자. 우선, 이에 대한 논의에서 주목해야 할 관련이슈로서 ① 전환부문(전기, 열) 중에서 열 부문에서 발생하는 온실가스를 차감하는 문제 ② 8차 계획상의 환경비용의 요소 특히 배출권 거래비용의 수준은 약 2.4만원 정도로 추정이 되는데, 유상할당 비율이 급전순위 변동에 관건이 된다는 점 ③ 발전기 성능개선(Retrofit)을 통한 효율향상을 반영하는 문제 ④ 미세먼지 비상조치가 실시되는 경우, 추가적인 온실가스 감축분을 추정하는 문제 등을 살펴보았다.

두 번째 질문의 ①번 이슈에 관련해서, 본 연구에서는 전환부문의 전기와 열을 분리하는 작업을 엄밀하게 진행하지는 않았다. ③번 이슈와 관련해서, 2024 ~2030년 사이에 30년 수명 만기가 도래하는 13기의 석탄발전기 성능개선을 가정하여 모형 분석을 하였다. 발전효율을 2% 향상시키는 경우를 상정한 분석 결과 발전량 측면에서, 2030년 기준 석탄발전량은 (+)1,448GWh 증가되며, LNG발전량은 (-)1,388 GWh 감소되는 것으로 나타난다. 한편 13개 석탄발전기 효율향상으로 인하여, 온실가스 배출총량은 도리어 상승하는 결과가 나타났다. 그 이유는 LNG 발전기에 비해 상대적 효율성이 증대한 석탄발전기로 발전량이 일부 대체된 효과 때문이다. 이것이 시사하는 바는 석탄발전기 효율향상은 오히려 CO₂ 총배출량을 늘리는 효과를 가져 올 수 있는 점에 유의해야 한다는 점이다. ④번 이슈와 관련하여, 석탄발전에 대한 총량제약을 설정한 다음, 추가적으로 모든 석탄발전기 20% 감발이라는

미세먼지에 동시제약을 주도록 설정한 모형결과를 살펴보았다. 그 결과의 핵심 내용은 미세먼지 비상조치로 인한 CO₂ 추가 감소분은 연간 100만 톤 미만으로 전체 목표 감축량에 비해 그리 크지 않을 것으로 예상된다는 점이었다.

두 번째 질문의 ②번 이슈와 관련하여 배출권 거래비용 시나리오 분석을 수행하였다. 여기서 가장 중요한 전제는 배출권거래 기본계획과는 달리 유상할당을 100%라고 가정한 점이다. 전체적인 결과는 2018년 세계개편을 전제로 할 때, 배출권 거래가격 3~4만원 수준에서 석탄발전기와 가스발전기가 경합하게 되는 결과를 도출하였다. 이 결과는 배출권 거래가격 8만원 이상 수준에서 석탄과 LNG 발전기의 급전 순위 변동이 나타나는 것으로 분석된 이전의 연구결과(이상림 외 2명(2016))와는 아주 큰 차이가 나는 것이다. 그 차이는 2018년 세계개편으로 인해 석탄발전기와 LNG 발전기의 원가 차이가 상당 부분 축소되었기 때문인 것으로 판단된다.

세 번째 질문은 유가변동이 환경급전에 미치는 영향에 관한 것이었다. 그 결과를 보면 유가변동에 따라 석탄과 LNG 사이의 급전변화에 아주 민감한 영향을 받을 수 있다는 점이 확인되었다. 즉, 앞의 <표 3-13>에서 보았듯이, 유가인상을 반영할 경우, 세계개편+2.4만원(8차 환경비용) 시나리오 하에서 CO₂ 배출량이 디폴트 수준(2.47억 톤)에 머물러 아무런 변화가 없게 된다는 점이다. 나아가 배출권 거래가격이 5만원 이상(세계개편 포함)이 되어야 겨우 8차 계획의 목표인 2.37억 톤을 달성할 만한 수준이 된다.

이상에서는 제3장에서 수행한 모형분석 결과를 요약하였는데, 마지막으로 전력시장에 대한 영향을 살펴보면서 본 연구를 마무리 짓고자

한다. 본 연구에서 다룬 ‘환경급전’의 논의에서 간과해서는 안되는 부분이 전력 원가상승 요인이다. 석탄에서 LNG로 대체는 전력생산의 원가상승을 유발하여 도매시장가격(SMP)를 올릴 것이고 궁극적으로 전기요금 인상 요인으로 작용할 것이다. 물론 현재, 소매요금에 대한 규제가 존재하며, 전력 도매시장과 소매시장의 연계가 제대로 이루어지고 있지 않은 상황이기 때문에 곧바로 최종소비자 요금 인상으로 귀결되는 것은 아니다. 현행의 비용정산 시스템 하에서 또다시 비용 상승분을 어떻게 분담할 지의 문제가 대두될 것이며, 한전의 재정상태 여부 및 정치적 부담이 있는 최종소비자 요금 인상 등에 대한 논란으로 귀착될 소지가 크다. 현재의 CBP 체제를 근본적으로 바꾸는 작업은 아니더라도, 배출권 거래비용 등 환경비용을 전력시장에 적절히 반영하는 방안을 마련해 가는 작업이 뒤따라야 할 것으로 본다.

한편, 지난 2018년 하반기 유가상승은 새로운 경각심을 일깨운 계기가 되었다. 지난 몇 년간 저유가와 아울러 낮은 LNG 도입가격 시대에 좀 여유롭게 환경급전 논의를 할 수 있었던 상황이 더 이상 지속되지 않을 수도 있다는 것이다. 변화하는 세계 LNG 시장 동향 속에서, 국내 가스 시장에서 논의되고 있는 직도입 합리화 등 전력부문에 미치는 영향을 고려하여야 할 것이다.

참고문헌

- 관계부처 합동, 「2030 국가 온실가스 감축목표 달성을 위한 기본로드맵 수정안」, 2018.7
- 관계부처 합동, 「미세먼지 관리 특별대책」, 2016.6
- 관계부처 합동, 「미세먼지 관리 종합대책」, 2017.9
- 관계부처 합동, 「비상·상시 미세먼지 관리 강화대책」, 2018.11
- 국립환경과학원, 「2015 국가대기오염물질 배출량」, 2018.7
- 기획재정부, 「제2차 배출권거래제 기본계획」, 2017.1
- 김남일, 「발전부문 미세먼지 배출감소 대책의 전력시장 영향 분석」, 에너지경제연구원 수시과제, 2016
- 김남일, 「환경급전을 고려한 전력시장 운영방안 연구」, 에너지경제연구원 수시과제, 2017
- 산업통상자원부, 「제8차 전력수급기본계획(2017~2031)」, 2017.12.29.
- 산업통상자원부·환경부, 「보도참고자료」, 2018.11.7., 12.21
- 에너지경제연구원, 「2030 국가 온실가스 감축로드맵 수정안 개요」, 원내 세미나 발표자료, 2018.7.4
- 이상림 외 2명, “발전·에너지업종의 배출권거래제 제1차 계획기간 배출권 구입비용 추정과 전력시장 반응”, 「자원·환경경제연구」, 2016년 25권 3호

제3차 에너지기본계획 워킹그룹, 「지속가능한 번영을 위한 대한민국
에너지비전 2040 : 제3차 에너지기본계획 수립방향에 대한 권고」,
2018.11

한국전력공사, 「한국전력통계」, 2018.6

한국환경정책·평가연구원, 「전력거래 상한제약 입찰 도입방안 연구」, 2018.10

환경부·산업부, “올해 6월 한 달간 노후 석탄발전소 가동중단, 미세먼지
저감효과로 나타나”, 보도자료, 2017.7.26.

M-Core 설명문서, 제1부 및 제2부, Master's Space

김 남 일

現 에너지경제연구원 선임연구위원

<주요저서 및 논문>

- 「환경급전을 고려한 전력시장 운영방안 연구」, 에너지경제연구원, 2017
「발전부문 미세먼지 배출감소 대책의 전력시장 영향 분석」, 에너지경제연구원, 2016
「최근 전력시장 여건의 변화와 용량요금(CP)의 적정성에 관한 연구」, 에너지경제연구원, 2015
「원전산업에서의 선발자 이득모형과 실증분석」, 에너지경제연구원, 2013

수시연구보고서 18-03

8차 전력수급기본계획상의 환경급전에 관한 연구

2018년 12월 31일 인쇄

2018년 12월 31일 발행

저 자 김 남 일

발행인 조 용 성

발행처 에너지경제연구원

44543, 울산광역시 중구 종가로 405-11

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

등 록 제 369-2016-000001호(2016년 1월 22일)

인 쇄 효민디앤피

© 에너지경제연구원 2018 ISBN 978-89-5504-721-9 93320

* 과본은 교환해 드립니다.

값 7,000원

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