

사회적 비용을 고려한 석탄발전소의 최적 퇴출경로 연구

안영환·이현진·권예중

연구진

연구책임자

안영환 숙명여자대학교 교수

연구참여자

이현진 숙명여자대학교 연구보조원

권예중 숙명여자대학교 연구보조원

- ◆ 본 연구는 국회미래연구원 연구진과 숙명여자대학교 안영환 교수 연구진이 공동으로 연구한 결과입니다.
- ◆ 출처를 밝히지 않고 이 보고서를 무단전제 또는 복제하는 것을 금하며, 저작권법 제24조3(공공저작물의 자유이용)에 따라 사용하실 경우 국회미래연구원의 동의를 반드시 받아 사용하여 주시기 바랍니다.
- ◆ 본 보고서의 내용은 연구원의 국회미래연구원의 공식적인 의견은 아님을 밝힙니다.

제1장 서론	1
제2장 탈석탄 관련 비용의 개념	7
제1절 탈석탄에 의한 사회적 비용의 개념 및 범위	9
제2절 좌초자산 개념 검토	9
제3장 발전부문 탄소중립 달성을 위한 탈석탄 경로 분석	15
제1절 분석 방법 및 주요 전제	17
1. METER(Model for Energy Transition and Emission Reduction) 전력부문 모형의 주요 특성 및 장점	17
2. 화석연료, 신에너지(암모니아, 수소) 및 탄소가격 전제	21
3. 재생에너지 및 에너지저장장치 투자비 변화 전제	23
4. 기타 전제	25
제2절 발전부문 2050 탄소중립 시나리오 및 분석 설계	27
제3절 2050 탄소중립 시나리오별 탈석탄 경로	30
1. 발전믹스 경로	17
2. 온실가스 배출량 경로	21
3. 석탄 발전량 경로	21
4. 연도별 석탄발전 운전 대수 및 이용률	21
5. 암모니아 혼소 미지원시 탈석탄 경로	39

제4장 탈석탄 경로의 비용 및 이해관계자 영향 분석 55

제1절 비용 및 영향의 범위와 계산 방법 56

제2절 탈석탄 경로의 총비용 분석 65

제3절 탈석탄 경로의 이해관계자 영향 분석 1: 좌초자산 추정 65

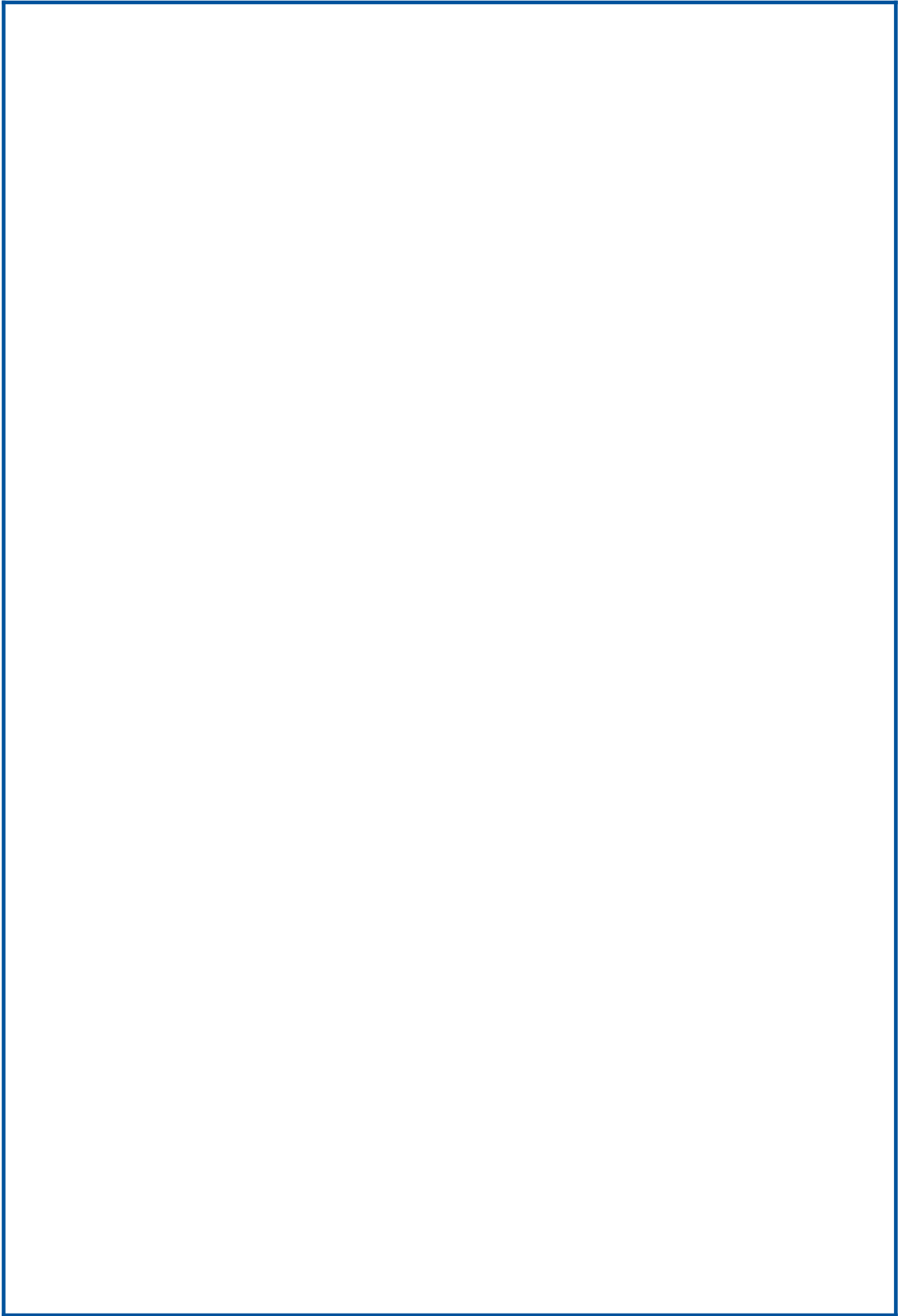
제4절 탈석탄 경로의 이해관계자 영향 분석 2: 일자리 영향 분석 65

제5장 주요 시사점 및 결론 85

참고문헌 113

1. 문헌자료 114

2. 웹사이트 118



제 1 장



서론



국회미래연구원
NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

우리나라는 2020년 10월 대통령의 국회 시정연설을 통해 2050 탄소중립 목표를 발표하고, 부처간 작업 및 대국민 의견수렴 과정을 거쳐 2021년 11월에 「2050 탄소중립 시나리오」를 확정하였다. 2050 탄소중립 시나리오는 A안과 B안 두 가지가 발표되었는데, B안이 A안에 비해 화석연료 활용의 가능성을 조금 유보해 두었지만 근본적으로 두 시나리오가 크게 다르지는 않다. 전환부문과 수송부문을 제외하고 다른 부문은 A안과 B안의 목표 및 내용이 동일하다. 전환부문의 경우 A안에서는 2050년까지 석탄 및 LNG 발전이 중단된다. B안에서는 LNG 발전이 일부 유지되지만, 탄소포집 및 활용, 저장(carbon capture, utilization and storage: CCUS)을 전제로 한 운영이 일부 반영되어 있다. 석탄발전에 대해서는 A안과 B안 모두 2050년까지 퇴출을 명확히 밝히고 있다. CCUS에 한계가 있다는 점을 고려하면 2050년 탄소중립을 달성하기 위해 필요한 사항이라고 할 수 있다.

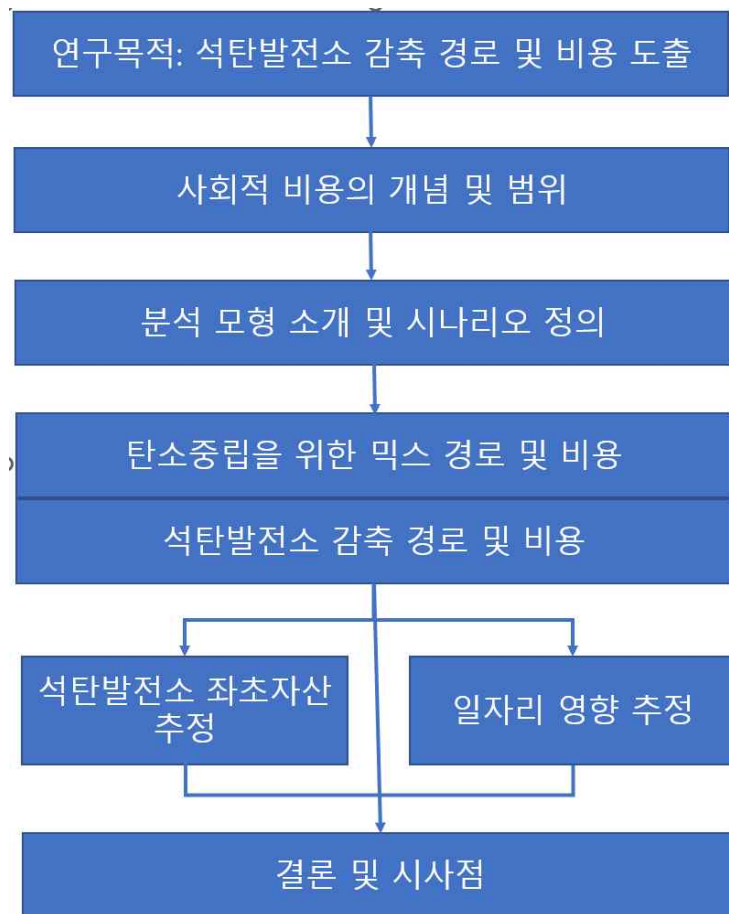
2050 탄소중립 시나리오는 2050년의 부문별 감축목표와 달성을 위한 주요 수단 등에 대한 개략적 내용을 공개하였다. 2050년의 국가전체 목표와 부문별 목표에 대한 횡단면적 모습은 그렸지만, 시간의 흐름에 따른 경로는 제시하지 않았다. 이에 따라 석탄 발전소에 대해서도 2050년까지 석탄발전을 중단할 것이라는 최종목표만 제시되어 있을 뿐, 어떤 경로를 거쳐 언제 퇴출시킬 것인지는 아직 불확실한 상황이다. 작년 11월 영국 글래스고(Glasgow)에서 합의된 글래스고 기후조약(Glasgow Climate Pact)는 석탄발전의 단계적 감축을 포함하고 있지만, 애초 선진국들이 의도했던 논의의 목표는 2030년대까지 석탄발전소의 퇴출이었다. 중국 및 인도의 반대로 모호한 결과만 도출되었지만, 석탄발전의 여건이 국제적으로 더 어려워 질 것이라는 것을 보여주는 사례라고 할 수 있다. 국내에서도 국가기후환경회의는 2020년 11월 중장기 국민정책제안을 통해 미세먼지와 온실가스 감축을 위해 2045년 또는 그 이전까지 석탄발전을 0으로 감축하되, 2050 탄소중립을 위해 2040년 이전으로 앞당기는 방안이 바람직하다고 제안하였다. 또한, ‘석탄발전 감축 로드맵’의 수립 및 이행방안 마련의 필요성도 강조하였다.

이러한 경향을 고려하면, 최근에 준공되거나 현재 건설 중인 석탄발전소는 설계수명 30년을 채우지 못하고 폐쇄될 가능성이 높다고 할 수 있다. 신서천 1호기, 고성하이 1, 2호기 등은 2021년에 준공되었다. 2022년 9월 기준으로 강릉안인 1, 2호기, 삼척화력 1, 2호기 등 4기의 석탄발전소가 건설되고 있고, 이 중 제일 나중에 준공되는 삼척

화력 2호기의 준공 예정 시기는 2024년 4월이다. 2050년까지 석탄발전소가 퇴출되면, 이러한 석탄발전소들은 설계수명 30년을 채우지 못할 것이다. 2050년 탄소중립 추진 과정에서 일부 석탄발전소는 좌초될 가능성이 높다. 석탄발전소가 좌초되면 발전회사들의 투자비 회수가 어려워지고 재정적 상황이 악화될 수 있다. 이는 탄소중립 정책에 대한 저항 및 갈등을 유발할 요인이 될 수 있다. 이러한 갈등 요소를 관리하기 위해서는 2050 탄소중립의 추진에 따른 석탄발전의 퇴출경로와 비용, 주요 이해관계자에 대한 영향 등에 대한 분석이 필요하다. 하지만, 아직 국내에서는 이러한 내용에 대한 연구를 찾기 어렵다.

본 연구의 목적은 2050 탄소중립 추진에 따른 석탄발전의 감축 경로와 그에 따른 영향 및 정책적 시사점을 도출하는 것이다. 이 목적을 위해 크게 두 가지 하부 목표의 달성이 필요하다. 첫째는 2050년 탄소중립 추진에 따른 석탄발전의 감축경로를 도출하는 것이다. 이 목표 달성을 위해 전력시스템모형을 이용하여 2030년 NDC 상향안과 2050년 탄소중립의 온실가스 감축목표와 발전량 구성 목표를 달성하는 전력믹스 구성과 온실가스 감축경로를 도출한다. 석탄발전의 감축경로는 전력믹스 구성 경로의 일부 분으로 도출된다. 둘째는 석탄발전 감축 경로에 따른 사회적 비용과 주요 이해관계자에 대한 영향을 산정한다. 사회적 비용 중 사적비용으로는 전력시스템내의 투자비, 운영비, 연료비, 탄소비용 등을 반영하고, 외부비용으로는 대기오염피해비용을 반영한다. 주요 이해관계자에 대한 영향과 관련해서는 발전회사에 영향을 끼칠 좌초자산의 규모를 추정하고, 지역경제 및 노동자에게 영향을 끼칠 수 있는 일자리 영향을 산정한다. 본 연구의 전체적인 체계 및 흐름은 [그림 1-1]과 같다.

본 보고서는 다음과 같이 구성된다. 제2장에서는 본 연구에서 사용하는 사회적 비용과 좌초자산의 개념에 대해 정의한다. 제3장에서는 본 연구에서 사용하는 에너지시스템 모형 및 주요 전제, 전환부문의 2050 탄소중립 시나리오 및 분석의 전제 등에 설명하고, 모형과 전제를 사용하여 2050 탄소중립 시나리오별 석탄발전 감축 경로와 그에 따른 비용을 도출한다. 제4장에서는 석탄발전 감축 경로의 비용 및 이해관계자 영향을 분석한다. 감축경로의 비용으로는 시나리오별 전체 전력시스템의 총비용을 도출한다. 이해관계자 영향으로는 좌초자산과 일자리 영향을 산정한다.



[그림 1-1] 본 연구의 체계 및 흐름도

제2장

탈석탄 관련 비용의 개념

제1절 탈석탄에 의한 사회적 비용의 개념 및 범위

제2절 좌초자산 개념 검토

1 사회적 비용: 경제학적 의미

사회적 비용은 일반적으로 그 사회 구성원 모두가 부담하는 비용을 의미한다. 경제활동과 관련된 사회적 비용은 경제활동의 참여여자가 시장 내에서 부담하게 되는 사적 비용과 시장에서 반영되지 않는 외부 비용으로 구분할 수 있다. Pigou(1920)에 의하면 외부성(externality)이 교정되지 않고 시장에서 사적 비용만이 반영될 때, 사적 비용보다 높거나 또는 낮은 실제의 비용을 사회적 비용이라 한다. 이러한 의미에서 사회적 비용은 후생경제학적 의미의 외부성¹⁾을 유발하며, 시장 실패의 결과이기도 하다.

외부성은 어떤 시장 참여자의 경제적 행위가 사람들에게 의도하지 않은 편익이나 손해를 가져다주는 데도, 아무런 대가를 받지도, 지불하지도 않는 상황²⁾을 일컫는다. 외부성은 양의 외부성과 음의 외부성이 있는데, 사회적으로 바람직한 최적 생산/소비량보다 적게 생산/소비될 때 양의 외부성이 존재하고, 외부 경제(external economy)라고도 한다. 사회적으로 바람직한 최적 생산/소비량보다 많이 생산/소비될 때 음의 외부성이 존재하고, 외부 불경제(external diseconomy)라고 한다. 외부 경제와 외부 불경제에 따른 사회적 비용과 사적 비용의 관계는 아래와 같다.

1) Neves, V. (2012). Social Costs: Where Does the Market End?, RCCS Annual Review

2) KDI 경제정보센터

<https://eiec.kdi.re.kr/material/conceptList.do?depth01=00002000010000100008&idx=134>

[표 2-1] 외부경제와 외부불경제의 조건

구 분	생산	소비
외부경제	사회적비용 < 사적비용	사회적비용 > 사적비용
외부불경제	사회적비용 > 사적비용	사회적비용 < 사적비용

한편, Coase(1960)는 사회적 비용과 사적 비용의 차이가 외부성을 유발하는 경제 활동의 물리적 특성보다는 시장기능의 제한에서 비롯되는 것으로 해석하였다³⁾. 비용 차이를 초래하는 시장기능의 제한은 재산권의 불명확성, 거래비용 등 거래의 방해요인을 의미한다. Coase(1960)에 의하면 이러한 비용은 당사자 간 거래를 통해 최소화될 수 있다. 즉, 피해를 유발한 주체에게 원인 제거의 모든 부담을 지우는 것이 아니라, 주체의 경제활동으로 피해를 보는 당사자와 원인 유발자 간 거래 통해 외부성을 줄이게 하는 것이다. 이 경우 외부 비용은 거래 당사자가 피해를 회피하는 데 얻는 이득이 피해를 감수함으로써 부담할 비용보다 얼마나 크고 작은지 자체판단한 뒤 성사된 거래 액수로써 정해진다.

Buchanan & Tullock(1962)⁴⁾ 은 법경제학적 의미에서 사회적 비용에 의사 결정 비용을 추가하여 정의하였다. 이들에 의하면 사회적 비용은 집합 행동의 적정 의사 결정 규칙 설정시 고려해야 하는 두 가지 비용(외부 비용과 의사 결정 비용)의 합이다. 외부 비용과 의사 결정 비용은 [표 2-2] 와 같고, 두 비용항목 간의 관계는 [그림 2-1] 과 같다. [그림 2-1]에서 최적 의사 결정 규칙은 외부 비용(C)와 의사 결정 비용(D)의 합으로 대표되는 사회적 비용을 최소화하는 지점이다. 이 지점은 곧 집단 전체 구성원(회원) N 명 중 K^* 명이 동의하도록 요구되는 규칙이다.

3) Neves, V. (2012)

4) Buchanan, J. M. and Tullock, G. (1962). The Calculus of Consent: Logical Foundations of Constitutional Democracy

[표 2-2] 외부 비용과 의사 결정 비용

외부 비용(C)	-집합행동을 위한 계약이 체결된 후 개인이 부담할 것으로 예상하는 비용. -그래프의 우측으로 갈수록 개인이 집합적 결정의 결과로 불리한 영향 받을 가능성이 낮으며, 따라서 외부 비용도 줄어듦.
의사 결정 비용(D)	-집합 행동을 위한 계약이 합의에 이르기까지 소요되는 비용. -그래프의 우측으로 갈수록 각 개인은 자신이 동의하는 필수적 자원에 대한 독점권을 보유하게 됨(자신의 동의의 가치가 커짐).

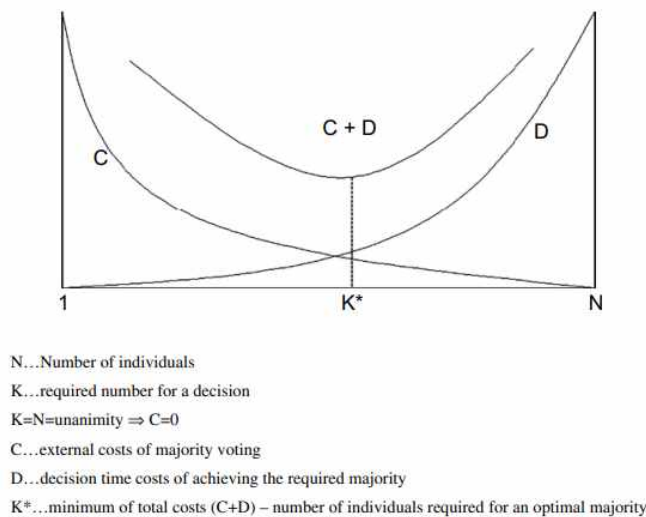


Fig. 1. The optimal majority vote (Buchanan and Tullock, 1962).

[그림 2-1] 최적 의사 결정 규칙

파레토 최적의 달성 여부로 외부 비용의 존재를 정의할 수도 있다. 파레토 개선이란 다른 경제주체의 상태를 아무도 개악하지 않으면서 적어도 한 주체의 상태를 개선할 때를 말한다. 더 이상 이러한 방식의 개선 여지가 없을 때를 파레토 최적이라 한다. 후생경제학에 따르면 오직 만장일치일 때만이 외부비용이 0이 되기에 파레토 최적 상태이고, 앞선 Buchanan & Tullock(1962)의 예시에서 최적으로 선택한 K^* 명이 동의한 상태는 만장일치가 아니므로 파레토적 최적이지 아니다. 그들이 만장일치가 아닌 K^* 명이 동의한 상태를 최적이라 보는 이유는 만장일치 결정에 도달하는 거래비용이 K^* 명이 동

의할 때의 외부비용보다 크기 때문이다.

2 사회적 비용: 비용편익분석에서의 의미

정책 평가 도구로서의 비용편익분석의 목적은 사회적 의사결정을 돕고, 사회적 가치를 높이거나 효율성을 향상시키는 것이다. 정책평가를 위한 비용편익분석은 우리나라 뿐 아니라 OECD 회원국 거의 모든 나라에서 이루어지고 있으며 공공정책 평가를 위한 비용편익분석은 사회적 관점에서 실시됨을 강조하여 ‘사회적 비용편익 분석’이라 지칭하고 있다⁵⁾.

사회적 비용편익분석은 정책이 모든 사회구성원에게 미치는 결과의 가치를 화폐화시켜 정산한다. 화폐화된 정책결과의 가치는 사회전체 차원에서 고려된 비용과 편익의 합과 같다. Boardman, A., et al.(2014)⁶⁾에 의하면 일반적으로 정책의 사회적 비용, 편익은 현재 대비 변화분(incremental changes)으로 측정한다. 즉, 사회적 비용과 편익은 현재에 대해 상대적이다. 현재는 기존 정책에서 변화가 없는 상태를 일컫는다. Fuguitt, D. and Wilcox, S. (1999)⁷⁾ 또한 현재를 정책이 처음으로 시행되는 지점으로 정의한다. 순편익은 비용과 편익을 합산한 뒤 정책 발생 직후부터 기회 비용이 발생하기 시작한다고 간주하여 현가화한다.

사회적 비용편익분석의 유형은 사전 시행과 사후 시행으로 나뉜다. 사전 시행 비용편익분석은 정책의사결정 전에 수행되며, 해당 정책 시행에 사회적 자원을 할당해도 될지 여부 결정을 돕는다. 이때의 분석 질문은 이 프로젝트가 양의 사회적 순편익을 제공하는가이다. 한편, 사후적 비용편익분석으로는 이미 시행된 정책을 되돌릴 순 없지만, 비슷한 미래의 사안에 대한 학습에 기여한다.

권용훈 외(2021)⁸⁾는 공공경제학적 의미의 사회적 비용과 비용타당성 분석에서의 실질적 사회적 비용을 구분한다. 공공경제학적 의미의 사회적 비용은 생산 주체가 부담

5) 서성아. (2017). 사회적 비용·편익분석 비교조사. 한국행정연구원

6) Boardman, A., et al. (2014: 1). Cost-Benefit Analysis Concepts and Practice

7) Fuguitt, D. and Wilcox, S. (1999). Cost-Benefit Analysis for Public Sector Decision Makers. Quorum Books.

8) 권용훈 외. (2021). 공공투자사업 사회적비용 산정의 쟁점과 대응방안, 서울연구원

하는 사적 비용과 재화 외에도 외부성으로 인한 사회적 부담 비용을 포함한 비용이다. 앞절에서 논의한 경제학에서 정의하는 사회적 비용 또한 공공경제학적 의미의 사회적 비용에 가깝다. 하지만 이는 이론적 개념으로, 실제 경제성 분석에 적용하기는 현실적으로 어렵다. 경제성분석에서 '사회적비용'은 해당 사업을 추진하는 데 투입되는 비용으로, 실질적으로 추정 가능한 값이어야 한다는 차이가 있다.

이에 기획재정부훈령 '예비타당성조사 수행 총괄지침'⁹⁾은 사회적 비용을 공공투자 사업에 대한 '총사업비'로 정리한다. 총사업비에는 투자사업에 소요되는 공사비, 용지비, 부대비, 운영비 뿐 아니라 기회비용(:특정 대안을 선택하면서 포기하게 되는 최선의 가능성에 대한 가치)까지 포함된다. '예비타당성조사 수행 총괄지침'은 예비타당성조사 수행에서의 구체적인 사회적 비용 추정의 기본방향을 제시하고 있다. 지침의 제 1관 제 32조. 비용추정의 기본방향은 초기 투자비인 총사업비와 완공이후 투입되는 유지 관리비 및 운영비 등 모든 비용을 가장 현실적으로 산정해야 하며, 중복 계상 및 과다한 비용 산정을 유의하도록 지시하고 있다.

사회적 비용편익분석에서 사회적 비용을 산정할 때는 어떤 비용항목을 어떻게 반영할 것인지 결정해야 한다. 또한, 사회적 비용과 편익을 두루 고려할 때 화폐화가 불가능한 부분도 존재한다. 예를 들면 정책시행으로 인한 삶의 질 악화, 소음 등은 화폐화가 어려운 부분이다. 이 경우 정성적인 분석 방법을 병행하여 사용한다¹⁰⁾.

본 연구에서 사용하는 사회적 비용은 현실에서 일반적으로 가장 많이 사용되는 사적비용과 외부비용의 합으로 정의한다. 본 연구에서 고려하는 사적비용의 범위는 전력시스템전체의 투자비용, 고정 및 변동 운영유지비용, 연료비용, 탄소비용 등을 포함한다. 본 연구에서 반영하는 외부비용은 대기오염피해비용이다.

9) 국가법령정보센터, 2022.10.01. 접근,

(<https://www.law.go.kr/LSW/admRulLsInfoP.do?admRulSeq=2100000177914>)

10) 서성아. (2017)

제3장

발전부문 탄소중립 달성을 위한 탈석탄 경로 분석

제1절 분석 방법 및 주요 전제

제2절 발전부문 2050 탄소중립 시나리오 및 분석 설계

제3절 2050 탄소중립 시나리오별 탈석탄 경로

제1절

분석 방법 및 주요 전제

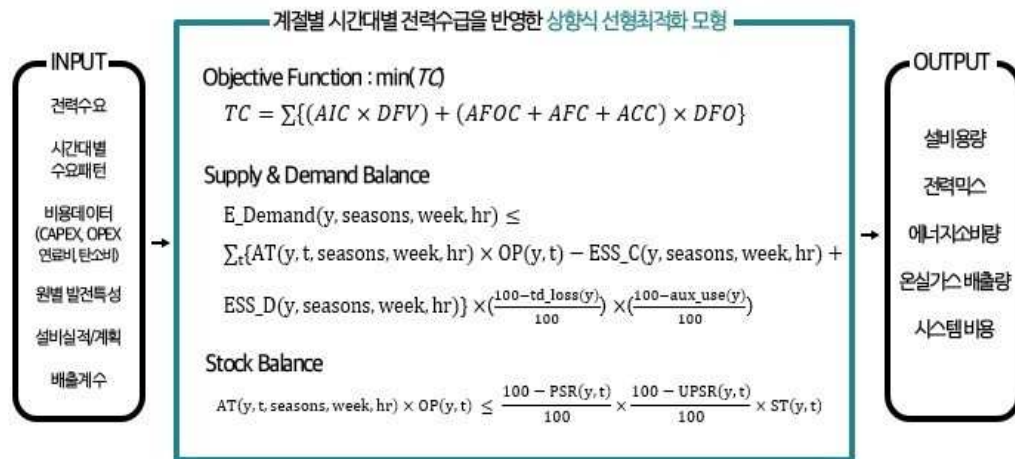
NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

1 분석 방법: METER 전력부문 모형

본 연구의 분석에 사용한 방법은 METER(Model for Energy Transition and Emission Reduction)라는 에너지시스템모형의 전력부문 모형이다. METER 모형은 에너지의 공급 및 소비 부문을 모사한 상향식 부분균형(partial equilibrium) 모형으로, 선형계획법에 기반하여 총시스템비용(total system cost)을 최소화하는 선형최적화모형이다. METER 모형은 GAMS(General Algebraic Modeling Language)를 활용하여 연구팀이 자체적으로 개발한 모형으로써, 전력소비부문(산업, 수송, 상업, 가정)의 수요와 이에 따른 전환부문의 전력생산가격 간의 피드백을 통해 전력공급과 수요 간 최적균형점을 찾아가는 에너지시스템모형이다. METER의 전력부문 모형은 타 부문과 별도로 에너지수요전망모형 내지 9차 전력수급기본계획의 목표수요 등 외생변수로 주어지는 연간 전력수요에 따라, 발전부문만의 온실가스 감축시나리오 전망 및 봄철가동중기, 신재생에너지 보급확대, 배출권가격의 전기요금부과 등 다양한 발전부문의 에너지 정책 평가 등을 수행하는 데에 활용할 수 있다.

2050년 탄소중립 시나리오 경로를 분석하기 위해서는 재생에너지의 간헐성을 반영하는 모형화가 필수적이다. 탄소중립으로 진행되는 과정에서 재생에너지가 점차 중심적인 전원이 될 것이고, 재생에너지의 간헐성 문제는 더 부각될 것이기 때문이다. METER의 전력부문 모형은 연도별로 시간단위 전력수급을 모형화한다. 시간단위 모형화를 통해 재생에너지의 시간별 간헐성을 발전에 반영할 수 있고, 이에 대처할 수 있는 수단으로 양수발전과 ESS와 같은 에너지저장장치도 모형에 포함되어 있다. METER의 전력부문 모형은 2050년까지 매 연도의 시간대별 전력수요를 충족하면서, 주어진 기술적, 정책적 제약조건 하 선형설비투자비, 운영비, 연료비, 탄소비용 등을 포함한 총 비용을 최소화하는 설비투자계획과 발전계획을 도출한다. 이 모형은 한국 내 현황에 맞게 연구진이 자체개발하였기 때문에 정책

적, 기술적 제약의 추가와 제거, 기술의 세분화 및 기술별 특성 반영 등이 용이하며, 개별 발전기 단위의 구체적 기술특성 구현이 가능하다는 장점이 있다. METER 모형은 그 동안 계속 진화되어 오는 과정에서 안영환(2017), Ahn and Jeon (2019) 등의 연구에서 활용되었다.¹¹⁾



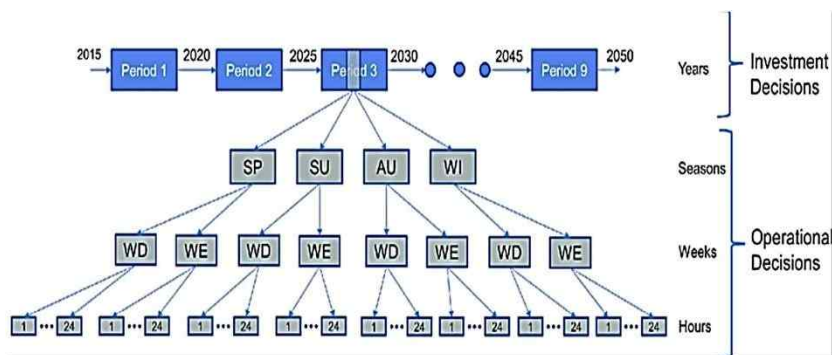
[그림 3-1] 전력부문 METER 모형의 구조

1년은 8,760시간이기 때문에 모든 시간을 다 모형화하면 필요 계산량이 너무 많아 지기 때문에 특성이 비슷한 시간대별로 유형화하여 모형을 개발해야 한다. METER의 현재 버전에서는 1년 8,760시간을 봄, 여름, 가을, 겨울의 4계절(4), 주중, 주말(2), 하루 24시간(24)에 따라 나눈 총 192개 타임슬라이스 단위에 대해 최적화를 구현한다. 따라서, 설비투자 계획은 2050년까지 연간 단위로, 발전계획은 타임슬라이스별 시간 단위로 최적화된다. 재생에너지의 시간대별 발전특성은 2017년 제주도의 계절별 시간대별 태양광과 풍력발전의 발전실적을 참고하여 반영하였다.

METER 전력부문의 모형의 두 가지 핵심 의사결정변수는 연도별 발전설비에

11) 모형의 기본적인 수식에 대한 설명은 Ahn and Jeon (2019)을 참조하기 바란다.

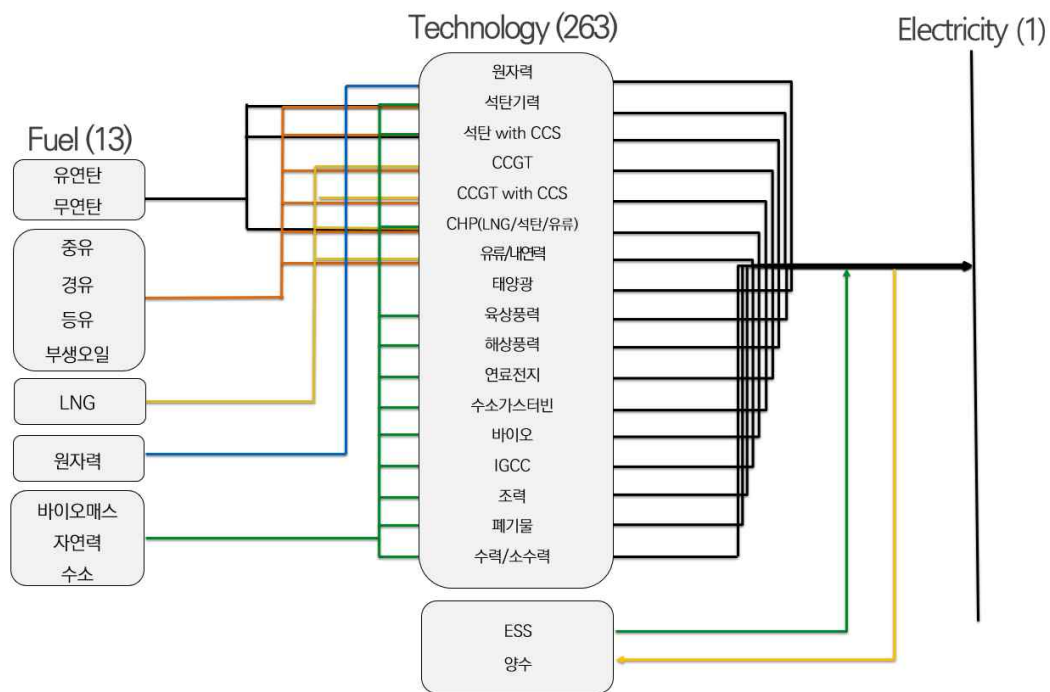
대한 투자량과 일종의 활동도(activity)인 발전량이다. 수요를 충족하며 총 시스템 비용을 최소화하는 각 원별 발전량이 연도별로 도출되기 때문에 연도별 전력믹스와 에너지소비량을 도출할 수 있다. 에너지소비량에 연료별 배출계수를 적용하여 연도별 온실가스 배출량을 산정한다. 온실가스 배출량은 시나리오에 따라 제약조건으로 활용되기도 한다. 또한, METER의 전력부문 모형은 전력설비에 대한 투자비, 운영비, 연료비, 탄소비용 등을 최소화하기 때문에 이러한 비용에 대해서도 연도별로 산정이 가능하다. 본 연구에서도 시나리오별로 연도별 믹스, 석탄발전의 경로, 온실가스 배출량 경로, 총시스템비용 및 그 구성항목 등에 대한 결과를 도출할 예정이다.



[그림 3-2] 전력부문 METER 모형 내 의사결정단위 Timeslice

전력부문 모형의 기준에너지시스템(RES)은 크게 투입요소인 발전연료와 이를 특정 발전패턴과 효율을 갖는 발전기술, 이를 통해 산출요소인 전력으로 구성된다. 개별 발전기술은 조건에 맞는 연료조합을 투입요소로 활용하고, 개별 발전기술의 기술적 특성에 따라 전력을 생산하는 구조이다. METER-21에는 발전 연료 총 13개 연료, 기술은 총 263개 기술이 반영되어 있다. 세부적으로는 ESS와 수전해 기술을 포함한 신재생 15가지, 석탄 50기, 원자력 30기, 가스 56기, 유류 10기, 열병합 5가지, CCS 4가지, retrofit 발전소 93기로 총 263개 기술이다. 석탄화력, 원자력, 가스복합과 같은 전통에너지원의 경우 개별 단위 규모가 크고, 기존 데이터에

따라 열효율, 준공연도, 수명, 지리적 위치 등 개별 발전원의 특성을 알 수 있으며, 전력수급기본계획 및 전력통계 상에 구체적인 설비신설 및 폐지 시점이 나타나 있으므로, 개별 발전원에 대한 실적 데이터를 반영하고 있다. 한편, 신재생에너지원과 열병합발전 기술, 기타 기술의 경우 개별 전원의 규모가 상대적으로 작고 다양하여 설비투자단위를 규정하지 않는 것이 더 적절하며, 개별전원의 기술특성 데이터보다는 기술 분류에 따른 기술특성을 반영하는 것이 모형의 투자결정에 적절하므로, 기술 분류별 묶음 단위에 대한 기술 특성 데이터를 반영하고 있다.

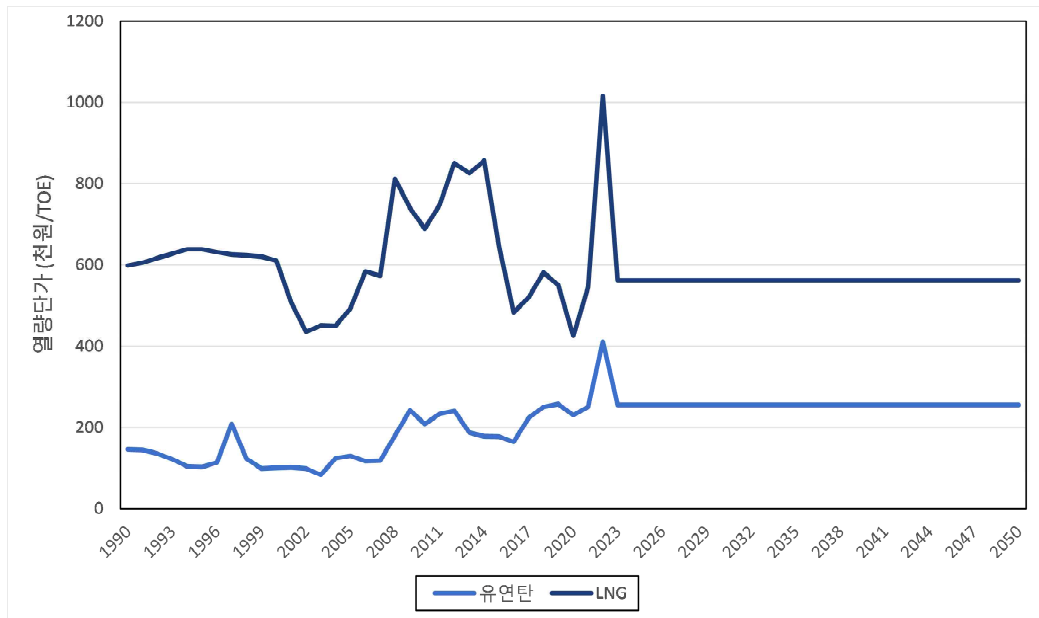


[그림 3-3] 전력부문 기준에너지시스템(Reference Energy System, RES)

2 연료비용 및 탄소가격 전제

가. 화석연료 비용

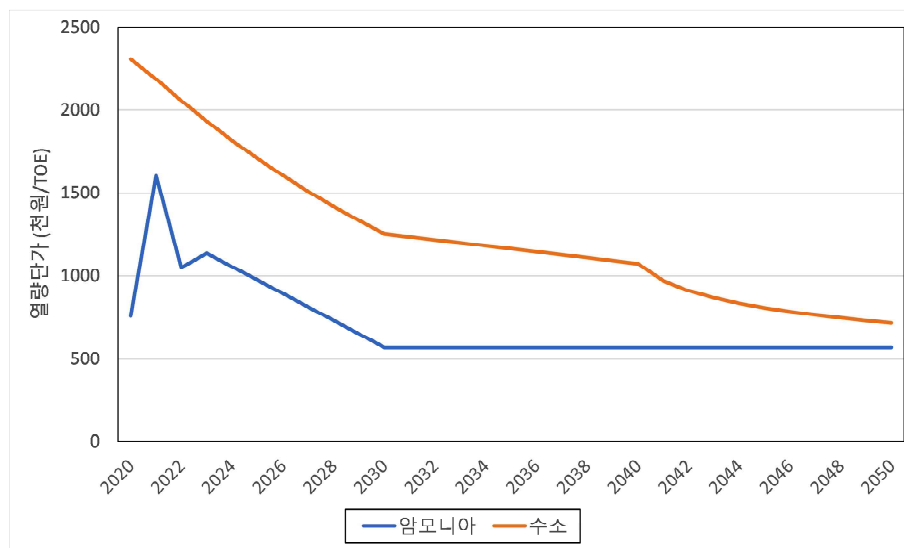
유연탄, LNG 등 전통에너지원의 변동비를 좌우하는 화석연료 가격은 석탄의 LNG 연료전환 및 재생에너지로의 에너지 전환에 있어 주요한 요인 중 하나다. 특히 2030년까지의 화석연료 가격 전망에 따라 석탄으로부터 LNG로의 전환점은 큰 차이가 난다. 2022년 상반기 고유가 상황을 반영하여 2017년 하반기부터 2022년 상반기까지 최근 5년 간의 연료별 연평균 가격이 2050년까지 유지되는 것으로 가정하였다. 화석연료비용은 국내 전력부문의 연료가격 실적을 반영하고자 전력거래소의 열량단가를 반영하였으며, 발전량 당 연료비는 모형 내 입력된 발전기별 기술정보에 따른 열효율, 소내소비율 등에 따라 결정된다.



[그림 3-4] 화석연료 열량단가 (1990~2050)

나. 신에너지원 비용

2030 상향 NDC 목표 및 2050 탄소중립 목표달성에 주요한 역할을 하는 신 연료원인 수소와 암모니아는 아직 상용화 단계에 있지 않기 때문에 정부 목표 및 국제 연구기관의 전망치를 근거로 반영하였다. 일본 정부는 암모니아-석탄 혼소 목표에 따라 발전용 암모니아의 공급 비용을 2030년에 입방미터당 20엔대 수준에서 10엔대 후반 수준으로 낮출 예정이다(일본 암모니아 연료 도입 민관협의회, 2021). 본 연구에서는 더 긍정적으로 반영하여 현재 수준에서 1/2까지 하락할 것으로 가정하였다. 수소연료의 경우 부생수소는 경제성 있는 가격에 생산되고 있으나, 2050 탄소중립에 활용되는 그린수소의 경우 아직 경제성을 확보하지 못하여 상용화되지 못한 상태이다. 암모니아와 달리 근거할 만한 실적치가 부재하므로, 그린수소 가격은 IEA(2019)¹²⁾, IEA(2020)¹³⁾, ICCT(2020)¹⁴⁾, BNEF(2020)¹⁵⁾ 등 국외 연구기관의 전망치를 검토하되 수소경제 이행 기본계획의 그린수소 공급 목표가격을 바탕으로 연료비를 반영하였다.



[그림 3-5] 신에너지원 열량단가 (2020~2050)

12) IEA. (2019). The Future of Hydrogen.

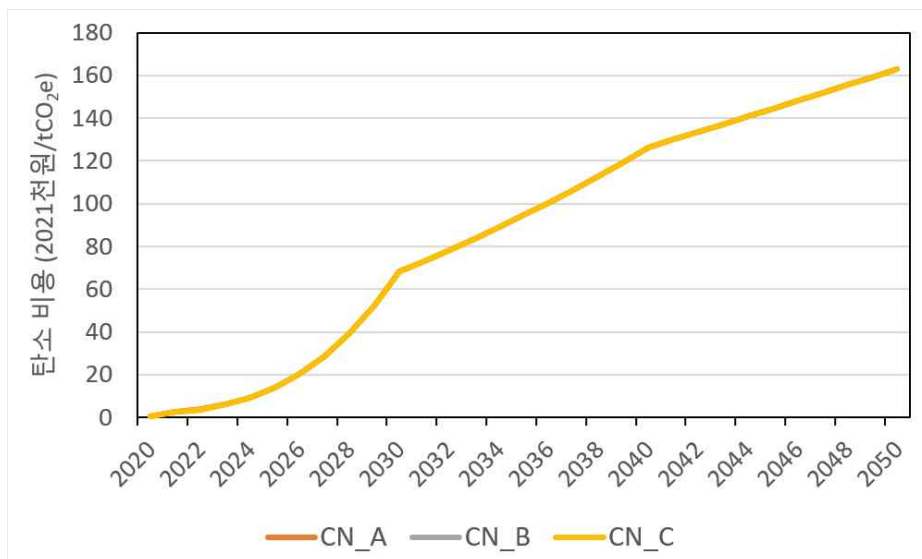
13) IEA. (2020). G20 Hydrogen report: Assumptions.

14) ICCT. (2020). Assessment of hydrogen production costs from electrolysis: United States and Europe

15) BNEF. (2020). Hydrogen Economy Outlook.

다. 탄소가격

본 분석에서 탄소비용은 외생변수로서 입력되며 전력사업자가 회계적비용으로 수용하게 되는 유상할당 비율을 반영한 탄소비용으로서 반영된다. 탄소중립시나리오의 탄소비용은 IEA SD 시나리오의 탄소가격 전망을 바탕으로 하되 국내 배출권거래제 제1차~3차 계획기간의 전환부문 유상할당 비중을 고려하였다. 이후 탄소중립 시나리오별 전제(목표년도 배출량, 발전믹스)에 따라 적절한 탄소비용 경로를 찾는 방식으로 반영하였다.



[그림 3-6] 시나리오별 탄소비용 전제

3 신재생에너지 및 에너지저장장치(ESS) 기술 전제

모형 내 신재생에너지 기술로는 태양광, 육/해상풍력, 연료전지, 수소가스터빈, 수소/암모니아 혼소, 바이오, 조력, 수력, 소수력 발전이 반영되어 있다. 에너지저장장치로는 양수 발전과 ESS(리튬이온배터리) 기술이 포함되어 있다. 2050년 탄소중립시나리오의 주요한 에너지원인 신재생에너지와 에너지저장장치 기술의 투자비 하락은 탄소비용과

더불어 탄소중립시나리오 구현 내지 전력부문 에너지전환에 주요한 역할을 한다. 신재생에너지 및 에너지저장장치의 설비투자비에 대해서는 기후위기에 대응하는 전세계적 흐름 및 기술의 발달 양상을 고려하여 국제적 기술 가격전망을 고려하여 반영하였다. 모형 내 입력된 신재생에너지 및 에너지저장장치 투자비 및 운영유지비는 IRENA(2020), NREL(2020), BNEF(2020), 2018-2021 한국전력통계연보, 수소경제활성화로드맵, 수소경제로드맵, 2020 신재생에너지백서등 국내외 선행연구 및 보고서의 전망 데이터를 활용하였다. 모형 내 반영된 신재생에너지(태양광, 육/해상풍력, 연료전지, 수소가스 터빈, ESS)는 기술발달 및 보급에 따른 비용하락을 고려하여 2050년까지 하락하는 추세의 연도별 CAPEX, O&M 전망치를 전제로 하고 있다.

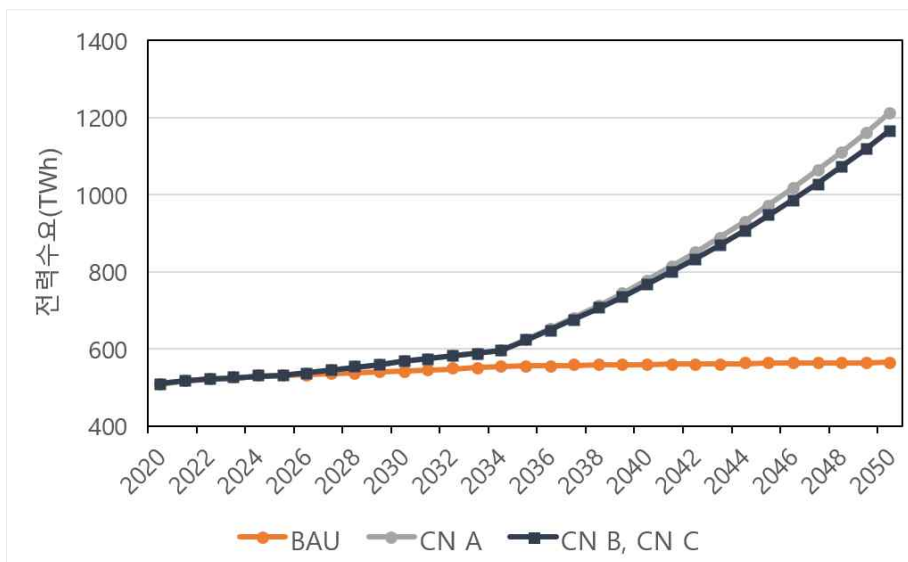
[표 3-1] 신재생에너지 및 저장장치 관련 모형 입력데이터

주요 입력데이터	출처
국내 연도별 설치실적	EPSIS(전력통계정보시스템), 신재생에너지백서, 전력통계연보
신재생설비 보급 목표	제5차 신재생에너지기본계획, 수소경제 활성화 로드맵, 해상풍력 발전방안
설비투자비 및 운영비 전망	IRENA(2020), BNEF(2020), NREL(2020), IEA(2020), 한국전기연구원(2014), 국내외 보고서 및 논문 등 다수 연구자료
경제수명	
연료비실적 및 전망 (수소가스터빈, 연료전지)	수소경제 활성화 로드맵 상의 목표도매가격
국내 이용률 실적 및 전망 (재생에너지)	EPSIS(전력통계정보시스템), IRENA(2020), BNEF(2020), NREL(2020)
시간대별 발전실적(태양광●풍력)	전력거래소의 제주도 태양광 및 풍력 시간대별 발전실적 (2018~2020)
효율감소율 (CCS)	NREL(2020) Annual Technology Baseline
전환효율 (ESS)	NREL(2019) Cost Projection of Utility Scale Battery Storage

4 기타 전제

가. 전력수요

전력수요는 제9차 전력수급기본계획에 수록된 목표수요 전망을 2025년까지 활용하고 이후 2030년 NDC 상향안의 2030년 전력수요에 맞추어 선형적인 증가를 가정하였다. 제 9차 전기본에서 2034년까지의 전력수요 전망이 선형에 가깝게 이뤄지는 바, 2034년까지는 2026년 이후 이뤄진 선형추세가 연장되는 것으로 전망하였다. 이후 탄소중립시나리오별 2050년 목표발전량 및 목표 송배전 손실율로 추정한 2050년 목표수요에 도달하도록, 2035년부터 동일한 연평균 증가율을 갖는 것으로 2050년까지 연도별 전력수요를 전망하였다. 베이스라인 시나리오는 9차 전력수급기본계획을 따르는 시나리오이므로 2034년까지 제9차 전기본의 목표수요를 그대로 따르며, 이후 2050년까지 그 증가추세가 연장되는 것으로 가정하였다. 이에 2035년 이후는 탄소중립 A안이 가장 높은 전력수요를 갖는 것으로, 탄소중립 B, C안은 서로 동일한 전력수요로서 뒤를 잇는다. 이와 같은 추세를 반영하면 베이스라인 시나리오의 전력수요는 2050년 기준 탄소중립 시나리오의 약 1/2 수준에 도달하게 된다.



[그림 3-7] 시나리오별 전력수요

나. 전통에너지 기술 전제

모형 내 전통에너지 기술로는 원자력, 석탄, 가스복합, 유류 및 내연력, 열병합(석탄, LNG, 유류), CCGT-CCS가 발전기 단위로 반영되어 있다. 전통 에너지원의 경우 그 개별 발전기의 기술정보가 정부 공식통계치로서 공개된 사항이 다수이다. 이에 모형 내 기술정보로는 전력통계정보시스템과 한국전력통계연보 등 정부공식 통계를 주로 활용하여 발전기별 데이터를 구축했다. 이중 좌초자산 분석에 있어 회수되지 못한 투자비로서 좌초자산의 발생여부를 좌우하는 설비투자비는 최신 건설사업추진현황 및 2020년도 발전설비현황의 발전호기별 공사비 데이터를 반영하였다.

[표 3-2] 전통에너지원 관련 모형 입력데이터

주요 입력데이터	출처
건설실적(건설연도, 설비용량)	EPSIS(전력통계정보시스템), 전력통계연보
건설계획	제9차 전력수급기본계획의 연도별 전통에너지원 설비계획
설비투자비 및 운영비	건설사업추진현황, IEA(2020a)
경제수명	제9차 전력수급기본계획 상의 원별경제수명 가정
연료비실적 및 전망	EPSIS(전력통계정보시스템)의 열량단가
발전소별 열효율	EPSIS(전력통계정보시스템)의 발전기별 열효율 실적
계획 및 비계획정지율	2020년도 전력설비 정지통계의 계획/비계획정지율실적
연료별 배출계수	온실가스 인벤토리 보고서

제2절

발전부문 2050 탄소중립 시나리오 분석 설계

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

본 연구에서는 정부에서 발표한 2030년 NDC의 온실가스 감축 목표와 발전믹스를 통과하면서 2050년 탄소중립 시나리오의 온실가스 감축목표 및 발전믹스에 도달하는 경로 시나리오를 도출하고자 한다. 시나리오는 크게 제9차 전기본을 바탕으로 구성한 기준시나리오(이하 BL)와 2050 탄소중립시나리오(안)과 NDC상향안에 따른 강화된 탄소감축을 가정하는 시나리오 4가지를 개발한다. 탄소중립을 가정하는 시나리오는 각 2050년의 전제에 따라 상이하다. 탄소중립 가정 시나리오는 정부에서 제시한 2050 탄소중립시나리오(안)의 A, B안을 따르는 시나리오 CN_A와 CN_B, 현 정부의 원전 확대 기조를 바탕으로 B안의 전제에서 수명연장 및 신규건설 원전 가정만 변경한 CN_C-1과 CN_C-2이다. CN_C-1과 CN_C-2의 경우 분석시점에서 공식적으로 발표된 정부의 정책 방향을 바탕으로 구성하였으므로 2050년 확대된 원전 발전량이 어느 발전원의 발전량을 대체할 것인지에 따라 CN_C-1과 CN_C-2 두 가지 시나리오를 개발하였다. CN_C-1은 원전 발전량 증가에 따라 2030년의 재생에너지 도입 비중이 NDC 상향안 대비 5%p 축소되는 것을 전제한다. CN_C-2는 2030년 재생에너지 발전비중이 2030 NDC 상향안과 동일하게 유지되어 원전이 석탄과 LNG 발전만을 대체하는 것을 가정한 시나리오이다. 앞서 언급한 두 시나리오의 원전 확대에 대해서는 수명연장 대상 원전 18기와 신한울 3,4호기의 건설 재개를 전제로 하였다.

먼저 2030 NDC 상향안의 내용을 살펴 보도록 하자. 발전부문 2030 NDC 상향안에서는 기존 NDC가 반영되었던 제9차 전력수급기본계획의 2030년 발전 믹스 대비 원자력은 1.1%p, 석탄은 8.1%p, LNG는 3.8%p 낮아지는 것으로 설정하였으며, 이러한 감소폭만큼 신재생에너지가 9.4%p 증가, 암모니아가 3.6% 증가하는 것을 목표로 하고 있다. 이에 총 발전 필요량은 타 부문 전력화 영향에 따른 수요증가로 인해 26.7TWh가 증가하는 것으로 전망하고 있으나 배출량은 42.8백만톤 낮아지는 것을 목표로 하고 있다.

[표 3-3] 정부정책별 2030년 발전믹스 및 배출량 목표

구분	원자력	석탄	LNG	신재생	암모니아	양수·기타	발전량 합계 (TWh)	배출량 목표 (백만톤)
NDC (기준)	146.4	175.1	136.5	121.8	—	4.1	585.7	192.7
	25.0%	29.9%	23.3%	20.8%	—	0.7%	100.0%	
NDC 상향안	146.4	133.2	119.5	185.2	22.1	6	612.4	149.9
	23.90%	21.80%	19.50%	30.20%	3.60%	1.00%	100.0%	

발전부문 탄소중립시나리오(안)의 2050년 발전믹스는 원자력, 재생에너지와 수소 기반 전원으로 구성되어 있다. 정부에서 발표한 탄소중립 시나리오는 A안과 B안, 두 가지 안으로 A안은 2050년 재생에너지 비율이 70.8%이고, B안은 60.9%이다. A안에서는 2050년 석탄과 LNG 등 화력발전이 완전히 중지되지만, B안의 경우 LNG CCS가 활용된다. A안과 B안에서 원자력 발전은 설비용량은 같지만, 이 용량의 차이로 인해 A안의 경우 전체 발전량의 6.1%, B안의 경우 7.19%를 담당한다.

앞서 언급하였듯이 본 연구에서는 현 정부가 원자력 발전 확대를 정책 방향으로 발표함에 따라, 기존 A, B안 외에 원자력 확대를 반영한 탄소중립 C안을 추가하여 분석하였다. 탄소중립 C안은 기존 원전의 수명을 40년에서 60년으로 연장하고, 중단되었던 신한울 3, 4호기의 건설 재개를 포함하고 있다. 탄소중립 C안은 기존 탄소중립 B안을 바탕으로 원전이 확대되는 것을 가정하였으므로 2050년 LNG CCS의 활용을 포함한다. 확대된 원전 발전량이 2030년 재생에너지 발전량을 대체하는 수준에 따라 CN_C-1, CN_C-2 두 가지 시나리오를 개발하였으며, 각각은 2030년 재생에너지 발전비중 25%, 30% 수준이다. 2050년 전력믹스는 원전증가에 따라 모형의 최적화 과정을 통해 조정되도록 하였다. 분석 시나리오 개요를 표로 정리하면 다음과 같다.

[표 3-4] 분석 시나리오별 주요 전제

기호	시나리오 명칭	시나리오 주요 내용
BL	베이스라인	•제9차 전력수급기본계획 기반 2050년 연장 시나리오 •온실가스 감축목표는 2030년 192.7백만톤, 이후 유사한 감축 강도 유지
CN A	탄소중립 A	•2050 탄소중립 시나리오 A, 2030 NDC상향안
CN B	탄소중립 B	•2050 탄소중립 시나리오 B, 2030 NDC 상향안
CN C-1	탄소중립 C-1	•CNB+원자력 비중 증대(신한울3, 4호기 2033년, 2034년에 도입, 수명 40년 원자력 60년으로 연장) •원전 건설비 대비 계속운전 투자비 비중 25%(17~25%) 반영 •2030 재생에너지 비중 25%, 원자력비중 33.8% •2050년은 탄소중립 B를 기준으로 하되 원자력 증대에 따라 최적화과정을 거쳐 조정
CN C-2	탄소중립 C-2	•CNB+원자력 비중 증대(신한울3, 4호기 2033년, 2034년에 도입, 수명 40년 원자력 60년으로 연장) •원전 건설비 대비 계속운전 투자비 비중 25%(17~25%) 반영 •2030 재생에너지 비중 30%, 원자력 비중 33.8% •2050년은 탄소중립 B를 기준으로 하되 원자력 증대에 따라 최적화과정을 거쳐 조정

제3절

2050 탄소중립 시나리오별 탈석탄 경로

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

본 절에서는 앞 절에서 정의한 시나리오별로 연도별 발전믹스 경로, 배출량 경로, 총시스템 비용 등을 도출한다. 석탄발전소의 감축은 석탄발전 하나의 전원 관점에서 보기 보다는 서로 역할 분담을 하는 전체 전력믹스 차원의 시나리오의 일부로 해석하여야 한다. 따라서, 본 절에서는 2050년 탄소중립 시나리오별 연도별 믹스 경로를 도출하고, 그 믹스 경로에서 석탄발전의 경로를 구체적으로 살펴본다. 탄소중립 정책유무에 따른 영향을 분석하기 위해 기준시나리오로서 먼저 감축목표 강화 이전인 제9차 전기분을 바탕으로 하는 베이스라인 시나리오를 분석한다. 이후 앞서 명시한 시나리오 전제에 따라 탄소중립 시나리오 A, B, C-1, C-2의 경로와 비용을 분석한다.

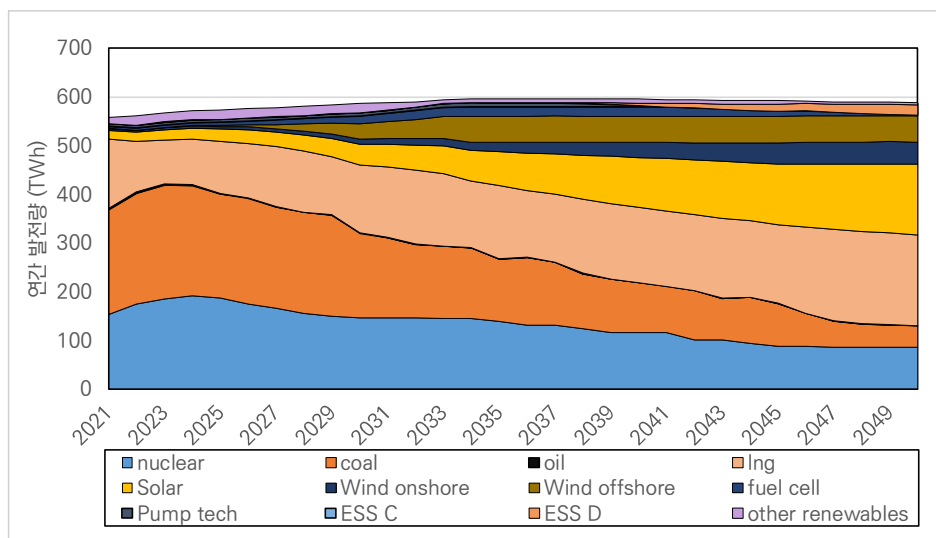
탄소중립 전제 시나리오 개발 과정에서 암모니아 혼소발전의 경우 암모니아 연료의 원래 가격으로는 정부에서 목표하고 있는 2030년의 암모니아 혼소 발전 목표량을 달성하는 수준의 경제성에 도달하지 못하는 것으로 나타났다. 이에 본 연구에서는 탄소중립 시나리오 A, B, C-1, C-2를 구현하는 데에 있어 발전사업자 대상으로 암모니아 연료에 대한 지원금을 도입하는 것으로 가정하였으며, 추가적으로 암모니아 연료비 지원이 부재한 경우에는 석탄발전에 어떠한 영향을 주는지 검토하고자 동 시나리오 전제 하 암모니아 지원비용만을 제거한 경우의 모형 결과를 분석하였다.

1 발전믹스 경로

가. 베이스라인

탄소중립 목표 추진에 따른 석탄발전 영향을 분석하기 위한 기준 시나리오로서 베이스라인 시나리오의 경로를 다음의 [그림 3-8]과 같이 도출하였다.¹⁶⁾ 베이스라인 시나리

오는 제9차 전력수급기본계획(이하 전기본)의 설비계획과 전력수요를 바탕으로 하며 2030년 기준 NDC 배출량 목표인 192.7백만톤을 달성하는 시나리오이다. 베이스라인 시나리오는 2050 탄소중립 목표는 달성하지 않으므로 타 부문 전력화에 의한 전력수요 증가는 일어나지 않는다. 다만 제 9차 전기본에 제시되지 않은 추가적인 신규 석탄화력 및 원자력 발전의 도입은 없는 것으로 가정한다. 재생에너지 설비비 하락에 따른 재생 에너지 설비확대가 일어나므로 점진적인 재생에너지 발전비중 확대 및 배출량 하락이 2050년까지 꾸준히 이뤄진다.



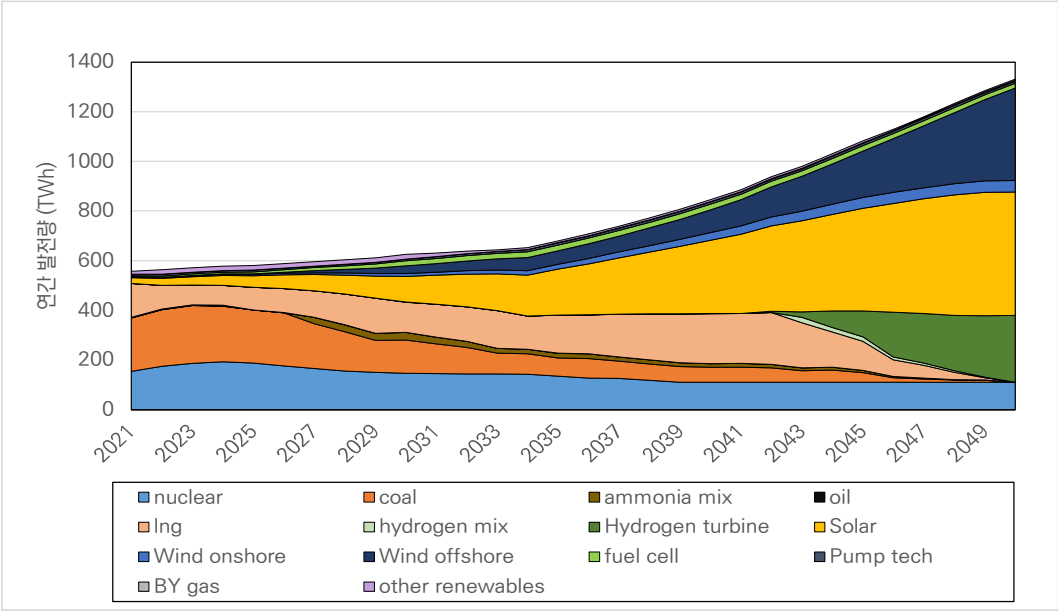
[그림 3-8] 발전믹스 경로: 베이스라인

나. 탄소중립 시나리오 A와 B

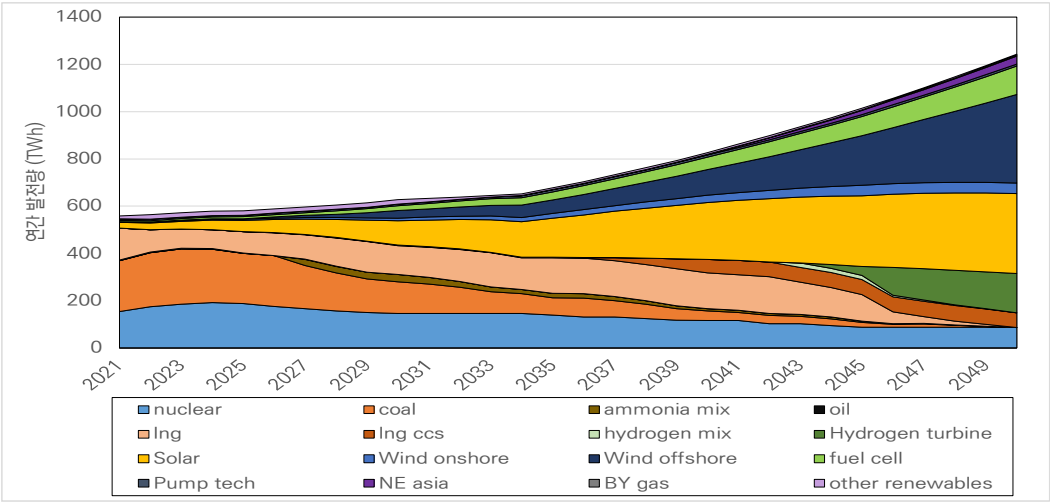
정부에서 제시한 탄소중립시나리오 A와 B는 2030 NDC 상향안과 2050 탄소중립시나리오의 2030년, 2050년 발전믹스 및 배출량 목표를 만족하는 시나리오이다. 탄소중립 시나리오 B안에서는 LNG CCS가 도입된다는 점이 탄소중립 시나리오 A안과의 가장 큰 차이점이다. 탄소중립 시나리오에서는 LNG CCS의 도입에 따라 LNG 발전이 더 오래 운전하는 경향을 보이며 수소전소터빈의 도입 및 발전량 증가가 늦어지는 경향을

16) 그림내 믹스의 구체적인 연료에 대해서는 참고문헌 뒤의 별표에 표시되어 있다.

보인다. 또한 2050년 기준 A안 대비 재생에너지 비중이 약 10%p 낮아 ESS 요구도 또한 상대적으로 낮게 나타난다. 석탄발전의 발전 비중은 LNG CCS가 부재한 A안에서 B안 대비 미소하게 높게 유지되는 것으로 나타났다.



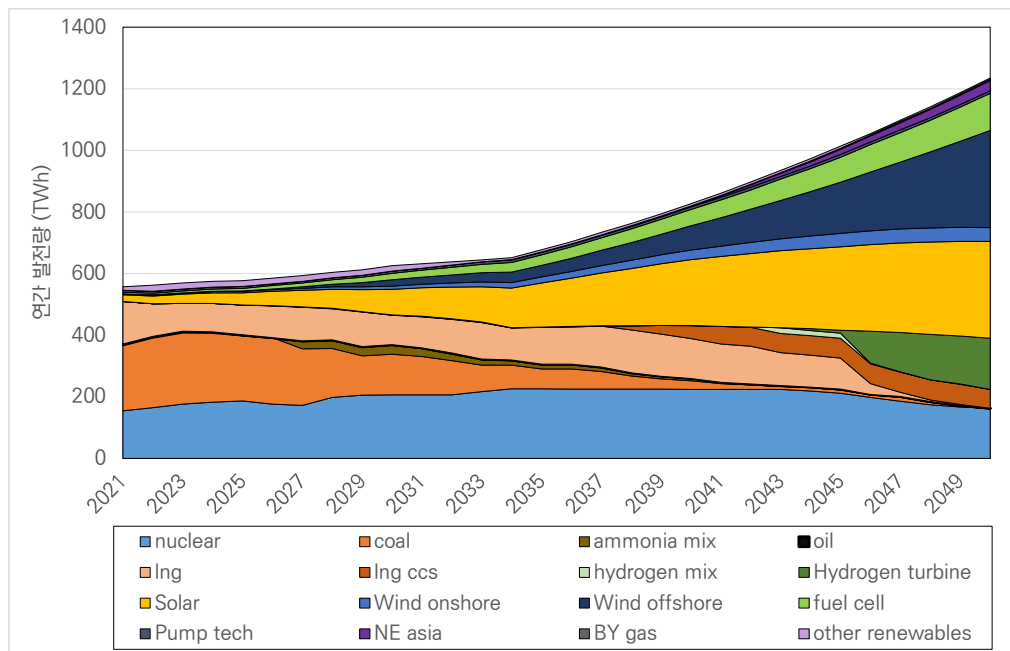
[그림 3-9] 발전믹스 경로: CN_A



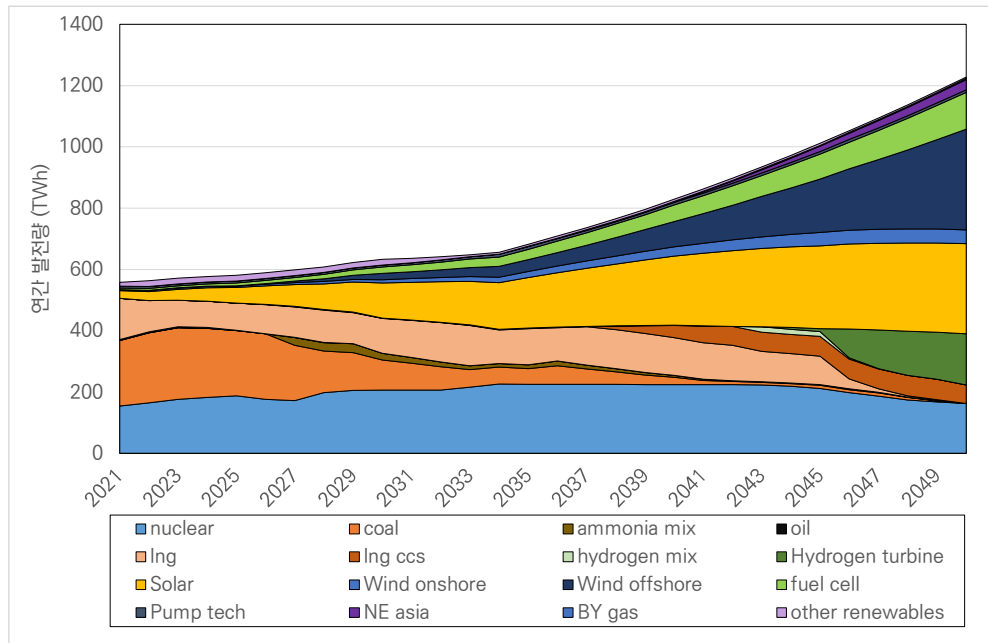
[그림 3-10] 발전믹스 경로: CN_B

다. 탄소중립 시나리오 C

탄소중립 시나리오 C안은 C-1과 C-2 두 가지 시나리오에 대해 분석하였다. 2050년 C-1안과 C-2안은 각각 재생에너지 비중이 25%, 30% 차지하는 것을 전제로 한다. C-1안은 재생에너지의 일부를 원전 발전량이 대체하는 것을 가정하며, C-2안은 재생에너지 비중은 B안의 목표 발전비중을 유지하고 원전 발전량이 석탄, LNG 발전 등 여타 발전원을 대체하는 것을 가정한다. 탄소중립 시나리오 C안은 유사 기저전원인 원전의 발전량 증가에 따라 탄소중립 A, B안에 비해 석탄발전량이 조기에 감소하는 것으로 나타난다. 탄소중립 A, B안에서 석탄발전 이용률이 2040년대 중후반에 크게 감소하는 것으로 나는 한편, 탄소중립 C안에서는 2040년대 초반 이후 크게 감소하는 것으로 나타났다.



[그림 3-11] 발전믹스 경로: CN_C-1



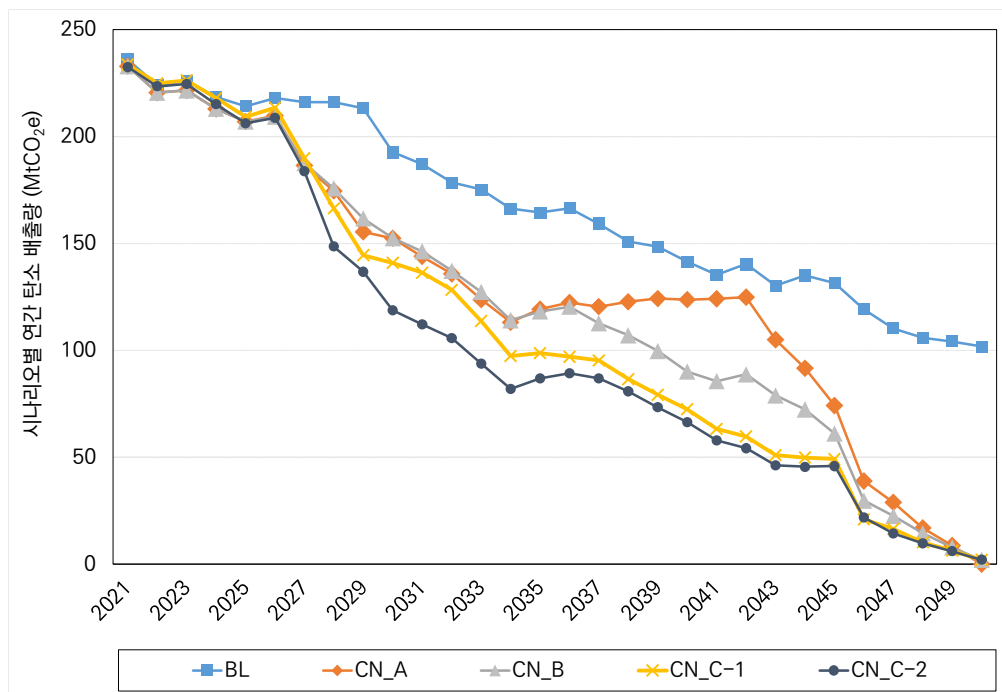
[그림 3-12] 발전믹스 경로: CN_C-2

2 온실가스 배출량 경로

본 분석에서 온실가스 배출량은 앞서 분석한 발전믹스 경로에서의 발전기별 발전량과 발전기별 효율, 발전기별 배출계수가 결정한다. 발전기별 배출계수는 에너지소비량과 배출량을 바탕으로 산출된 값을 활용하였다. 2017~2020년 국가 명세서에 근거할 만한 실적이 있는 경우 실적을 바탕으로 산출하고 신규발전원으로서 실적이 부재한 경우 온실가스 배출량은 최신 발전기의 수치를 따르는 것으로 전제하였다. 발전기별 효율 또한 명세서 데이터가 있는 경우 발전기별 연료사용량과 발전기별 발전실적을 바탕으로 산출하고, 실적이 없는 경우 동종의 최신 발전기 수치를 따르도록 하였다.

온실가스 배출량은 탄소중립 시나리오 B안이 A안 대비 순 누적배출량이 더 낮은 것으로 나타난다. 이는 LNG CCS의 영향으로 B안은 2030년대부터 CCS를 통해 배출량 감축이 가능하기 때문이다. 반면 A안의 경우 2034년 이후 전력수요 증가를 부담하되 배출량을 감축하기 위한 수단으로 재생에너지 설비의 확충만이 전력공급 대안으로 제공된다. 탄소중립 C-1, C-2안의 경우 원전활용 확대에 따라

탄소중립 A, B안보다 더 낮은 배출량을 나타낸다. 2030년에 탄소중립 C-1, C-2안은 각각 NDC 상향안의 2030년 목표 대비 5.9%, 20.8% 낮은 141.0MtCO₂e, 118.8MtCO₂e로 나타났다. 탄소중립 C-1, C-2안은 2050년까지 석탄과 LNG 발전을 조기에 대체하여 해당 시점 이후에도 타 시나리오 배출량을 역전하는 현상 없이 전 분석기간에 걸쳐 시나리오 중 가장 낮은 연간배출량을 보이는 것으로 나타났다.

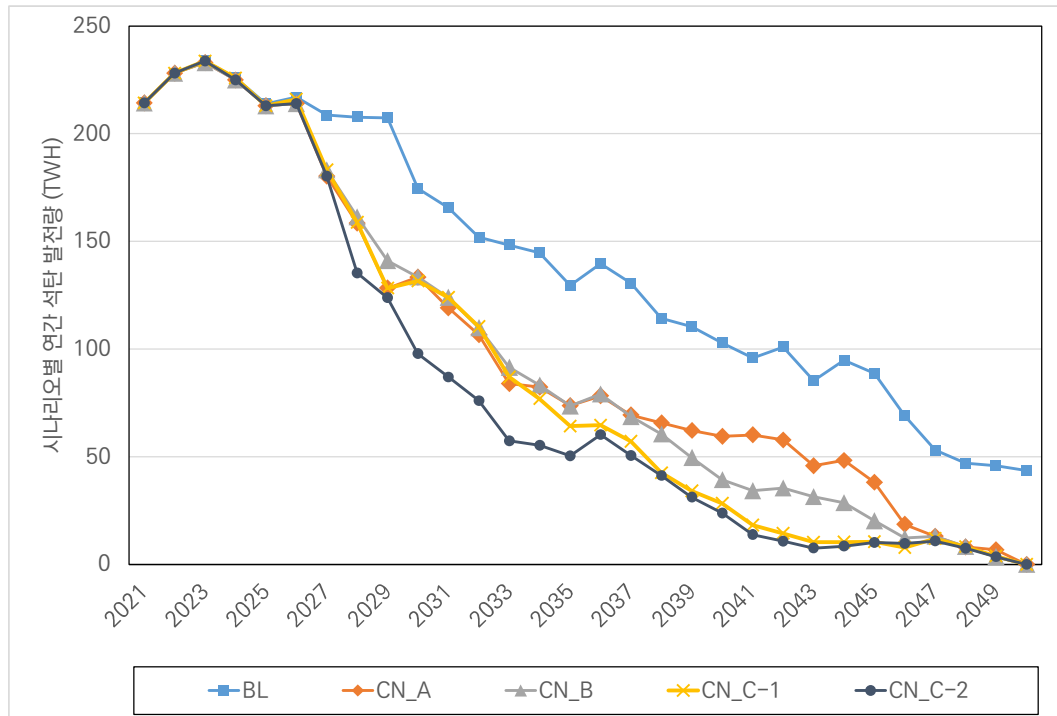


[그림 3-13] 시나리오별 배출량

3 석탄 발전량 경로

석탄 발전량은 CN_C-2 < CN_C-1 < CN_B < CN_A < BL 순으로 낮게 나타났다. 이는 시나리오별 온실가스 배출량과 유사한 결과이다. LNG CCS로 인한 LNG발전의 이용률이 증가하는 B안에 비해 탄소중립 A안이 석탄발전 이용률이 2038년 이후에도 높게 유지되는 것으로 나타났다. 탄소중립 C-2안이 석탄발전 수준이 가장 낮는데, 2030년에 재생에너지 발전수준이 30%를 유지하고 원자력

증대가 될 경우에는 전체적인 연도에 걸쳐 석탄발전의 감소가 분명하게 나타난다. 탄소중립 C-1안의 경우 2033년 이전까지는 탄소중립 A, B안과 석탄발전량이 유사하게 나타나지만, 이후에는 원자력 증대의 영향으로 CN B에 비해 석탄발전의 수준이 낮게 나타나고 있다.



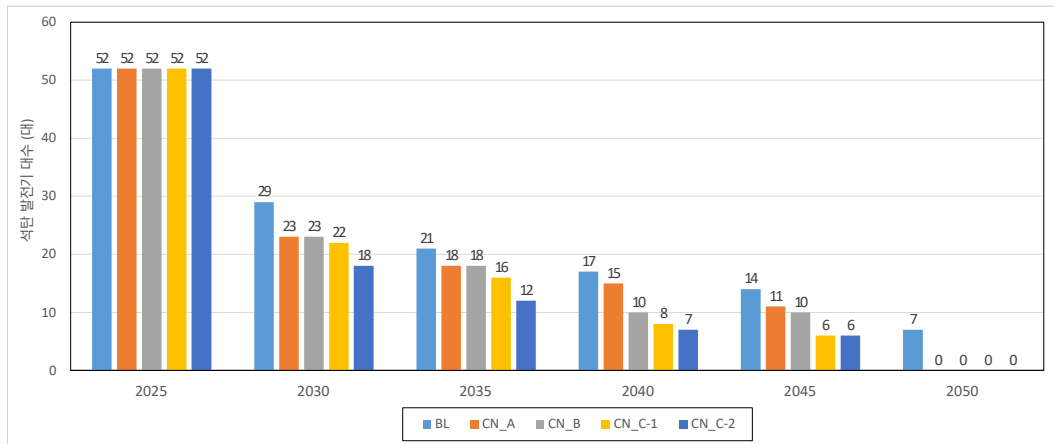
[그림 3-14] 시나리오별 연간 석탄 발전량

4 연도별 석탄발전 운전 대수 및 이용률

가. 석탄발전 운전대수

석탄발전 운전 대수는 국내 유연탄 기력발전기를 대상으로 산정하였으며, 연중 발전량이 양일 경우 운전대수로 간주하였다. 무연탄 발전기의 경우 국산 무연탄 활용을 통해 탄광지역에 대한 지원의 목적이 있기 때문에, 비용최소화의 원리를 적용하기 어렵

다. 따라서, 운전대수 논의대상에서는 제외하였다. 유연탄 발전기는 2021년 54개 가동하였고, 이후 노후 석탄발전의 퇴출 및 저효율에 따른 이용률 감소로 인해 2030년에 가동하는 석탄 발전기 대수는 18~29대로 감소한다. 2030년을 기준으로 기준 시나리오인 베이스라인(BL) 대비 탄소중립 전제 시나리오(CN_A, CN_B, CN_C-1, CN_C-2)에서 6~11기가 추가로 중단하는 것으로 나타났다. 운전중 석탄발전기는 2040년까지 5년 단위로 5기 가량 감소하여 2045년에는 탄소중립 시나리오 A안에서 11기, B안에서 10기, C안에서 6기가 운전하는 것으로 나타났다. 이는 탄소중립시나리오에서 베이스라인 대비 각 3기, 4기, 8기가 추가 중단한다는 의미이다. 추가적인 신규 석탄발전이 유입되지 않고 탄소중립이 실현되지 않는 경우인 베이스라인 시나리오에서 2050년 운전 중인 석탄 발전기는 총 7기이다.



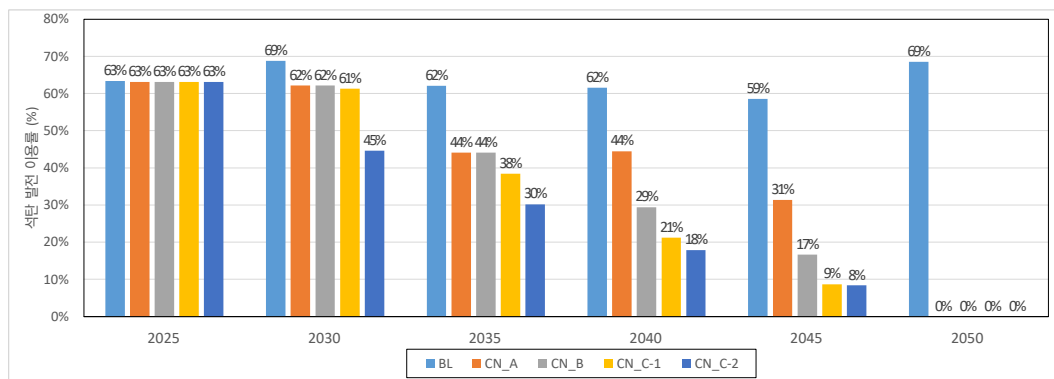
[그림 3-15] 연도별 시나리오별 운전 유연탄 발전기 대수

나. 석탄발전 이용률

석탄발전 이용률은 용량을 통해 산출한 연간 총 발전가능량 중 연간 발전량의 비중으로 산출하였다. 이용률이란 연간 실제발전량과 발전설비가 낼 수 있는 발전량과 비교하여 설비를 얼마나 효율적으로 이용했는가를 확인하는 지표이다. 즉, 이용률 산출 시 분모가 되는 연간 총 발전가능량은 매해 달라지는 계획정지율, 비계획정지율을 반영하지

않은 값으로, 해당 발전기 용량이 365일 24시간 발전하는 경우 생산하는 전력량이다.

시나리오별 석탄발전의 이용률은 연도별 운전중 석탄 발전기 대수 및 석탄 발전량과 동일한 추세로 CN C-2 < CN C-1 < CN B < CN A < BL 순으로 낮은 것으로 나타난다. 2021년 기준 유연탄 발전의 평균 이용률은 60% 수준으로 나타나며 이는 총 발전량을 계획/비계획정지기간을 고려하지 않은 연간 발전가능량으로 나누어 산출한 값이다. 2030년까지 노후 석탄 발전의 퇴출에 따라 석탄발전 이용률은 탄소중립 C-2안을 제외한 모든 시나리오에서 1~3%p 증가하는 것으로 나타났다. 탄소중립 C-2안은 재생에너지 발전량이 NDC상향안의 목표발전비중과 동일한 30% 수준을 유지하는 경우로 석탄발전 이용률이 15%p 가량 감소하는 것으로 나타난다. 탄소중립 전제 시나리오(CN_A, CN_B, CN_C-1, CN_C-2)에서는 2031년 이후 탄소비용을 감안한 변동비 간의 역전 및 재생에너지 설비 확충에 따라 석탄발전 이용률은 크게 감소하여 2035년에는 2030년 대비 3/4 수준 이하로 감소하는 경향을 보였으며, C안의 경우 원전 확대의 영향으로 최대 1/2 수준인 30% 이용률까지 감소하였다. 2035년 이후는 탄소중립 시나리오별 석탄발전 대체원의 유입 시점에 따라 CN_A > CN_B > CN_C-1 > CN_C-2 순으로 석탄발전 이용률이 빠르게 증가하는 것으로 나타났다.



[그림 3-16] 연도별 시나리오별 유연탄 이용률

5 암모니아 혼소 미지원시 탈석탄 경로

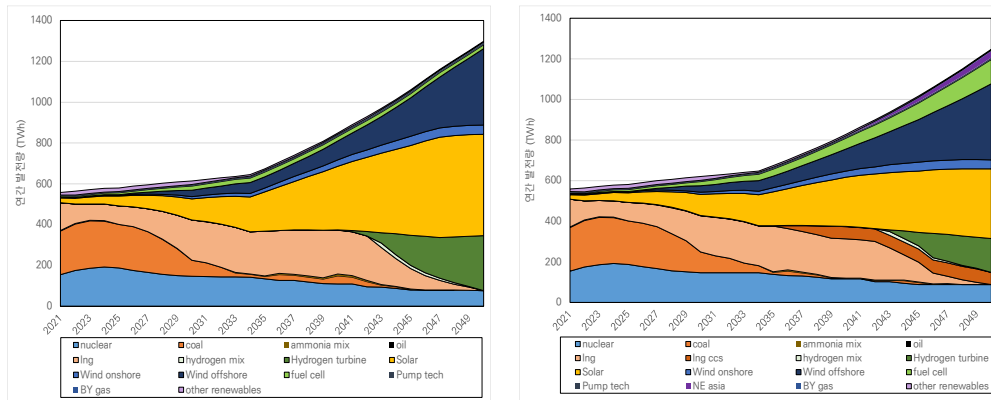
2030 NDC 상향안에서는 암모니아 연소기술을 활용하여 2030년 배출량을 감소시키는 안을 고려하고 있다. 다만 현재 발전용 암모니아의 가격 및 향후 연료비 전망을 바탕으로 분석하는 경우, 해당 연료비 수준에서는 암모니아-석탄 혼소 발전의 경제성이 높지 않아 암모니아 혼소 발전의 보급이 2030년 NDC 상향안의 목표에 미달하는 것으로 나타났다. 이에 2030 NDC 상향안을 구현하는 데 있어 암모니아 연료비용에 대한 정부 지원이 동반될 것으로 가정하였다. 이에 암모니아 혼소기술 보급에 따른 석탄발전 영향을 확인하고자 암모니아 연료비에 대한 정부지원이 없는 경우 동 탄소중립 시나리오에서의 발전믹스 및 석탄 발전 종료시기 변화, 좌초자산 변화를 추가적으로 분석하였다. 이하 본문에서 암모니아 연료비 지원이 없어서 모형내에서 암모니아 혼소가 채택되지 않는 시나리오는 앞서 분석한 탄소중립 전제 시나리오명(CN_A, CN_B, CN_C-1, CN_C-2)에 “w/o 암모니아 혼소”로서 표기하였다.

가. 발전믹스

1) 탄소중립 시나리오 A와 B (w/o 암모니아 혼소)

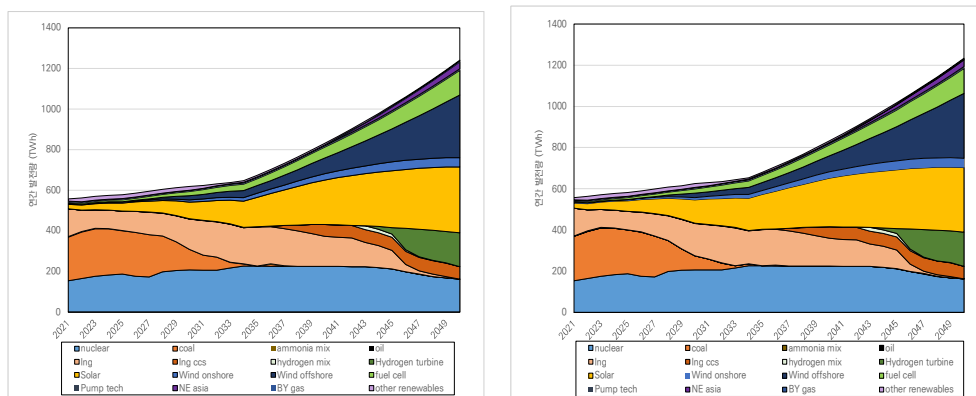
탄소중립 시나리오 A와 B안에서 암모니아 연료비 지원이 부재한 경우 2028년 이후 석탄 발전량이 크게 감소, LNG 발전의 석탄 대체 양상이 가속화되는 것으로 나타났다. 암모니아 혼소에 따른 석탄 발전의 배출량 감소가 이뤄지지 못할 경우 탄소비용을 감당한 LNG 발전의 경제성이 상대적으로 높게 나타남을 의미한다. 암모니아 혼소를 활용하지 않는 경우 석탄발전량은 2034년까지 크게 감소하여 50TWh보다 훨씬 아래의 수준에서 점차 미미해지는 것으로 나타났다. 이로 미루어 볼 때 앞서 분석한 탄소중립 A, B안에서는 암모니아 연료비 지원으로 인해 석탄화력 발전 운전기간이 15년 정도 연장되는 효과가 있었던 것을 알 수 있다.

2) 탄소중립 시나리오 C (w/o 암모니아 혼소)



[그림 3-17] 발전믹스 경로: CN_A, CN_B (w/o 암모니아 혼소)

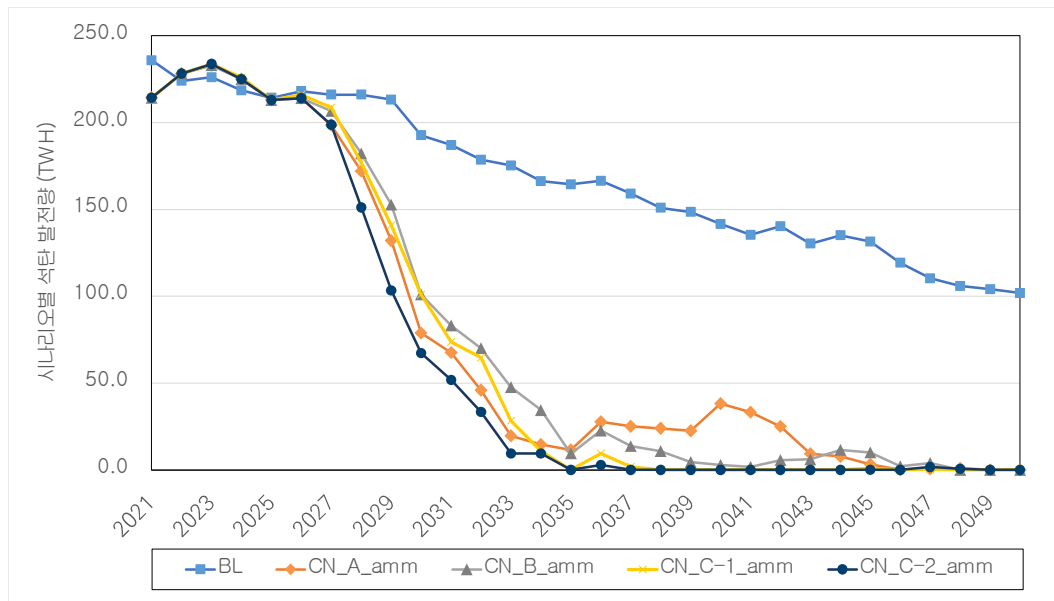
탄소중립 C안(CN_C-1, CN_C-2)은 원전확대에 따른 석탄발전 이용률이 탄소중립 A, B안에 비해 더 크게 감소하는 안이다. 암모니아 지원이 없는 경우 탄소중립 C안에서는 2034년 경까지 석탄발전이 운전하는 것으로 나타났다. 2047년 노후 원전 퇴출에 따른 일시적인 석탄발전량의 증가가 나타나나 그 전후에는 0~1% 수준의 이용률을 보였다. 이에 암모니아 연료비 지원이 있는 경우 탄소중립 C안에서 또한 탄소중립 A, B안과 유사하게 석탄화력 발전의 운영기간을 15년 정도 연장하는 효과가 있는 것으로 나타났다.



[그림 3-18] 발전믹스 경로: CN_C-1, CN_C-2 (w/o 암모니아 혼소)

나. 석탄 발전량 경로

암모니아 연료비 지원이 부재한 경우 모든 탄소중립 전제 시나리오에서 2027년 이후 지속적으로 감소하여 탄소중립 2034년경까지만 운전하는 것으로 나타났다. 암모니아 연료비 지원이 없는 경우 석탄 발전량은 탄소중립 A, B안에서는 2036년 이후 50TWh 이하 발전량이 발생하는 것으로 나타난다. 2035년 이후 석탄발전량에 잠깐 동안 증가하는데, 그 이유는 2035년부터 전력수요가 더 빠르게 증가하는데 이때의 수요 증가를 충족하기 위해 기존 석탄발전소의 이용률이 일시적으로 올라가기 때문이다. 동 가정 하 탄소중립 C안의 경우 동 기간 연간 10TWh 미만으로 발전하여 사실상 2037년경 탈석탄이 이뤄졌다.

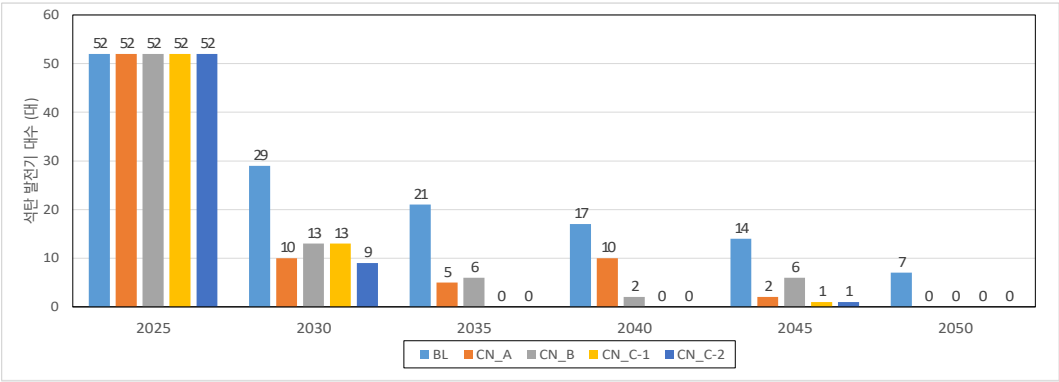


[그림 3-19] 시나리오별 석탄 발전량 (w/o 암모니아 혼소)

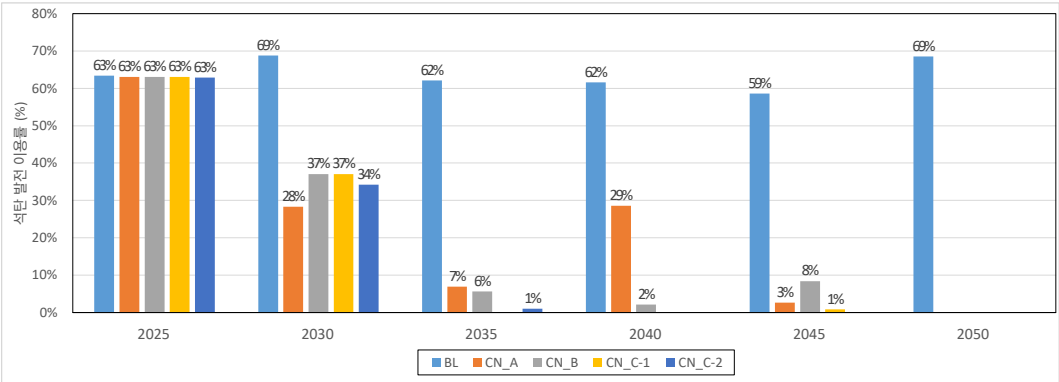
다. 연도별 석탄발전 운전 대수 및 이용률

암모니아 연료비 지원 부재 시 탄소중립 시나리오에서 석탄발전 운전 대수는 2030년에 9~13기 수준으로 감소한다. 이는 암모니아 연료비 지원이 있는 경우의 2040년 수준과 유사하다. 2030년 석탄발전 이용률의 경우 암모니아 연료비 지원이 있는 경우의

2035~2040년 사이 수준으로 나타났다. 즉, 암모니아 혼소 활용이 활발히 이뤄지는 경우 탈석탄 시점은 15년 정도 연장되고, 운전대수와 이용률 감소 측면에서도 5~10년 정도가 늘어나는 것을 알 수 있다.



[그림 3-20] 연도별 시나리오별 운전 유연탄 발전기 대수 (w/o 암모니아 혼소)



[그림 3-21] 연도별 시나리오별 유연탄 이용률 (w/o 암모니아 혼소)

제4장

탈석탄 경로의 비용 및 이해관계자 영향 분석

제1절 비용 및 영향의 범위와 계산 방법

제2절 탈석탄의 사회적 비용 산정

제3절 탈석탄 경로의 이해관계자 영향 분석 1: 좌초자산 추정

제4절 탈석탄 경로의 이해관계자 영향 분석 2: 일자리 영향 분석

제1절

비용 및 영향의 범위와 계산 방법

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

1 사회적 비용의 범위 및 산정 방법

제2장에서 설명한 것처럼 본 연구의 사회적 비용은 사적비용과 외부비용의 합으로 정의한다. 본 연구에서 고려하는 사적비용의 범위는 전력시스템 전체의 총시스템비용이다. 전력시스템의 총시스템비용은 투자비용, 고정 및 변동 운영유지비용, 연료비용, 탄소비용 등을 포함한다. 총시스템비용은 METER 전력부문 모형의 목적함수이다. 본 연구에서 포함하는 외부비용은 화석연료 사용으로 인해 발생하는 대기오염피해비용이다.

분석 대상기간인 2021~2050년의 전력부문 총시스템비용은 단순합산 방식과 현재가치화 방식, 두 가지 방식으로 산출하였다. 단순합산은 2021년 기준물가로 산정된 연도별 시스템 비용을 단순합산하는 방식이다. 현재가치화 방식은 2021년 기준으로 4.5% 할인율을 적용, 미래가치를 할인하여 현재가치에 가중치를 두고 합산하는 방식이다. 모형에서 최적화하는 총 비용은 4.5% 사회적할인율이 적용된 값으로 후자의 비용산출 방식을 적용하고 있으며, 여러 기간에 걸친 가치를 분석하는 경우 기간에 대한 할인이 적용되어야 시간적 가치를 적절하게 반영하는 것이나, 매연도 회계적 비용으로 지출되는 값을 직관적인 비용으로 인식한다는 점에서 단순 합산한 값을 참고치로 분석하였다. 분석 결과 두 방식 모두 시나리오 간 비교에 있어 결과는 유사하다. 두가지 분석 결과를 통해 미래가치와 현재가치 각각에 대해 어느 정도의 중요도를 부과하는가에 따른 비용요소별 차이를 확인할 수 있다.

대기오염피해비용은 석탄 및 가스 발전을 통해 배출되는 오염물질의 배출량을 산정하고, 오염물질 배출량당 피해비용을 곱하여 산정하였다. 대기오염물질 배출량은 연료사용량에 대기오염물질 배출계수를 곱하여 계산하였다. 대기오염배출계수는 2019년 발전부문의 연료사용량과 연료별 대기오염물질 배출량을 기준으로

역산하여 도출한 값을 사용하였다.

대기오염물질 배출량당 피해비용은 김태현(2020)의 자료를 기반으로 보완하여 조정한 값을 사용하였다. 본 연구에서는 대기오염물질 단위 피해비용으로 김태현(2020)에서 활용한 KEI(2015)¹⁷⁾ 기반 피해비용과 수송부문을 제외한 IMF(2014)¹⁸⁾ 기반 피해비용을 모두 활용하였다. KEI(2015) 기반 피해비용은 EC(2014)¹⁹⁾의 대기오염물질 사회적 비용을 바탕으로 이에 국내 소비자물가 상승률을 반영하여 2016년 기준으로 환산한 값이다. IMF(2014) 기반 피해비용은 2010년 미국 달러 기준 대기오염물질 단위당 피해비용 추정치를 바탕으로 이동규 외(2018)에서 환율, GDP 상승률, 물가상승률을 활용하여 2016년 기준으로 편익 이전한 수치이다. 두 피해비용은 각기 다른 국가데이터와 기준연도, 환산방법 등으로 인해 데이터 비용에 차이가 발생하였다. 이에 본 연구에서는 소비자물가지수를 활용하여 2021년 기준 비용으로 환산하되, 각 대기오염물질별로 보수적인 수치를 채택하여 활용하였다.

[표 4-1] 본 연구의 대기오염물질별 피해비용 (원/kg)

구 분		NOx	SOx	PM2.5		
				Rural	Suburban	Urban
KEI(2015)		46,417	37,822	118,144	176,664	455,661
IMF(2014)	LNG	36,559	49,977	65,564		
	석탄	36,651	50,755	66,352		
본 연구 활용치		KEI(2015)의 피해비용	IMF(2014)의 석탄발전 피해비용	KEI(2015)의 지역별 단위비용을 지역에 따라 가중평균한 피해비용		
		46,417	50,755	314,445		

자료: 김태현(2020), “대기오염물질 저감을 위한 산업부문 연료의 상대가격 개선 방안 연구”의 데이터를 참고하여 연구자 작성

17) 강광규·김종원(2015), 대기오염물질 사회적 비용 재평가 연구

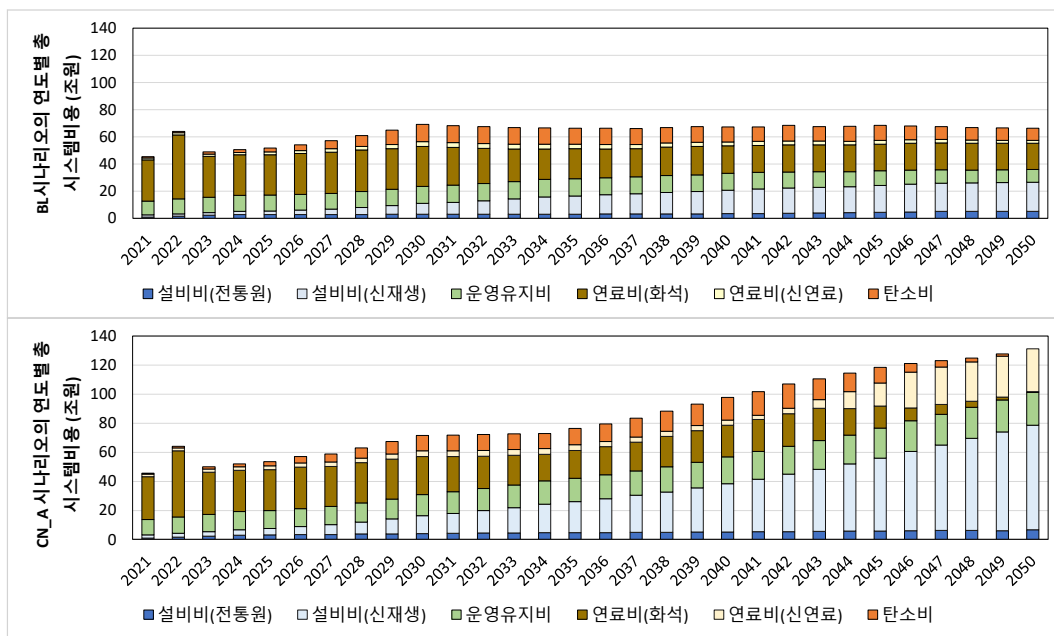
18) IMF(2014), Getting Energy Prices Right

19) European Commission (EC). 2014. Update of the Handbook on External Costs of Transport. Ricardo-AEA.

2 탈석탄의 사회적 비용 산정

사회적 비용 중 먼저 사적비용에 해당하는 총시스템비용을 산정한다. 연도별 총 시스템비용은 설비비와 운영유지비, 연료비, 탄소비를 포함한다. 본 연구에서 설비비는 자본회수계수(Capital Recovery Factor, CRF)를 반영하여 설비수명에 걸쳐 비용이 균등하게 지출되도록 반영한 값이다. 또한 탄소비용의 경우 유상할당 제도에 따라 사업자가 재무적으로 인식하는 탄소비용만을 반영하였다.

여러 기간에 걸친 가치를 합산할 때에는 미래가치를 현재가치로 할인하여 합산하는 방식인 현가화 방식을 활용하는 것이 일반적이다. 다만 미래가치에 적용하는 할인율에 대해 연구자마다 관점을 달리할 수 있기 때문에, 본 연구에서는 연도별 총 시스템 비용을 단순합산하는 방식과 현가화하는 방식 두 가지로 산출하여 제시하고자 한다. 현가화에 적용한 할인율은 사회적 할인율 4.5%이다.



[그림 4-1] BL시나리오와 CN_A 시나리오의 연도별 시스템 비용

[그림 4-1]은 BL과 CN_A 두 개의 시나리오에 대해 예시로 작성한 연도별 시스템비용을 보여 주고 있다. CN_A 시나리오는 2034년 이후 BL 시나리오 대비 높은 전력수요를 가지므로 2030년대에 들어서 신재생에너지 확충을 위한 투자비가 높아지는 것을 알 수 있다. 탄소중립에 근접하는 2040년 후반에도 BL 시나리오와 CN_A 시나리오 간 연도별 총 연료비 차이는 크지 않게 되는데, 이는 BL 시나리오에서 화석연료에 쓰이던 수준의 비용이 CN_A 시나리오에서는 고가의 수소연료 활용에 지출되기 때문이다. 탄소비용은 CN_A 시나리오에서 2030년 후반 수요급증 및 탄소가격 상승에 따라 BL 시나리오 대비 일부 높은 구간이 나타난다. 2045년 이후 수소의 화석연료 대체를 통해 배출량을 크게 감축함에 따라 CN_A 시나리오 BL 시나리오 대비 낮은 탄소비용을 갖게 된다.

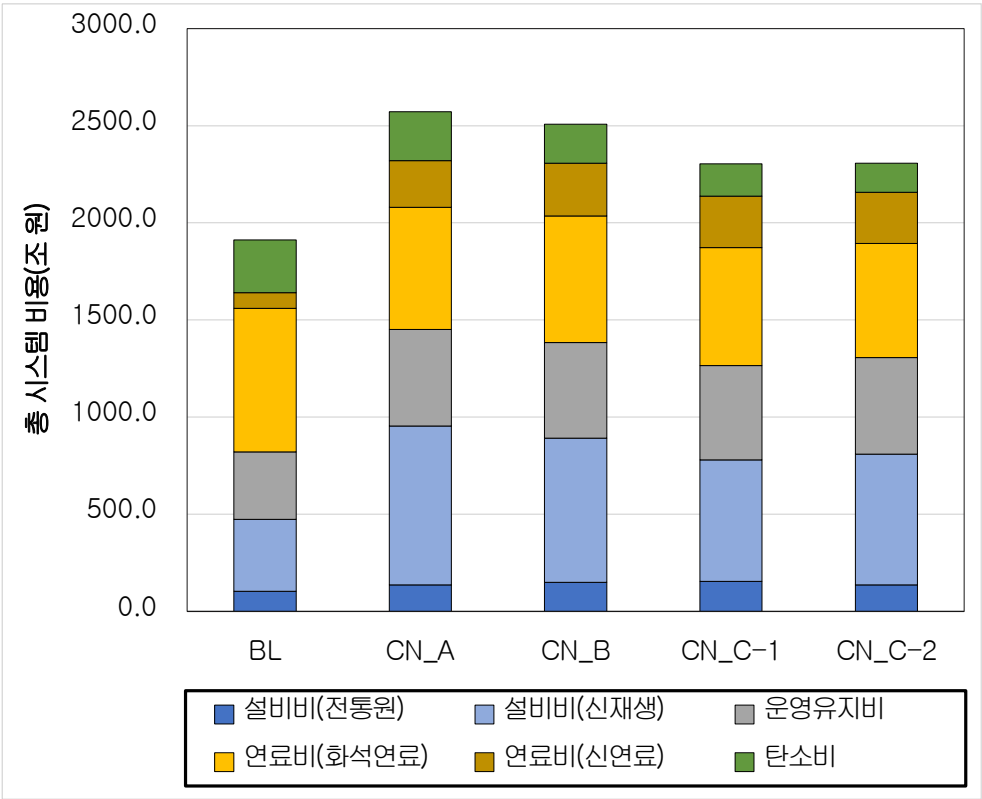
가. 단순합산한 총시스템비용

단순합산 총 시스템 비용의 시나리오 간 비교 시, 탄소중립 전제 시나리오(CN_A, CN_B, CN_C-1, CN_C-2)의 총 시스템 비용이 베이스라인 대비 20% 이상 높은 것으로 나타난다. 다만 두 시나리오 간 총 전력수요의 차이가 존재하므로 두 비용 간의 단순 비교는 어렵다.

베이스라인 대비 탄소중립 전제 시나리오에서 전통적인 발전원의 설비투자비 증가는 31.2~48.0% 정도 높아지는 것으로 나타났으며 신재생에너지 투자비는 1.69~2.21배 높아지는 것으로 나타났다. 전통원과 신재생에너지원의 투자비 모두 전력수요 증가에 따라 증가했다. 전통원의 경우 석탄발전의 LNG 전환이 이뤄짐에 따른 투자비 상승이, 신재생에너지의 경우 태양광 풍력 등 재생에너지 투자 증가에 따른 비용 상승이 주요한 요인으로 나타났다.

연료비의 경우 탄소중립 전제 시나리오에서 베이스라인 대비 높은 값으로 나타났는데, 화석연료 사용량은 감소한 반면 수소연료 비용의 증가에 따라 연료비 상승이 이뤄진 것으로 분석되었다. 신연료에 따른 비용 증가는 160.4~190.3조로 CN_B안에서 가장 비용 증가가 컸으며, 화석연료 사용 감소에 따른 연료비 감소는 원전을 활용하는 CN_C-1과 CN_C-2안에서 68.1조 정도로 가장 크게 나타났다.

탄소비용은 베이스라인이 탄소중립 전제 시나리오 대비 17.9~105.1조 수준 높게 분석되었는데, 석탄발전량의 조기 감소 여부에 따라 그 편차가 크게 나타났다. CN_A안의 경우 수요증가에 따른 석탄 활용의 지속으로 베이스라인과 탄소비용 측면에서 가장 작은 차이를 가졌다.



[그림 4-2] 시나리오별 총 시스템 비용: 단순합산

[표 4-2] 시나리오별 단순합산 총 비용 및 비용항목 상세

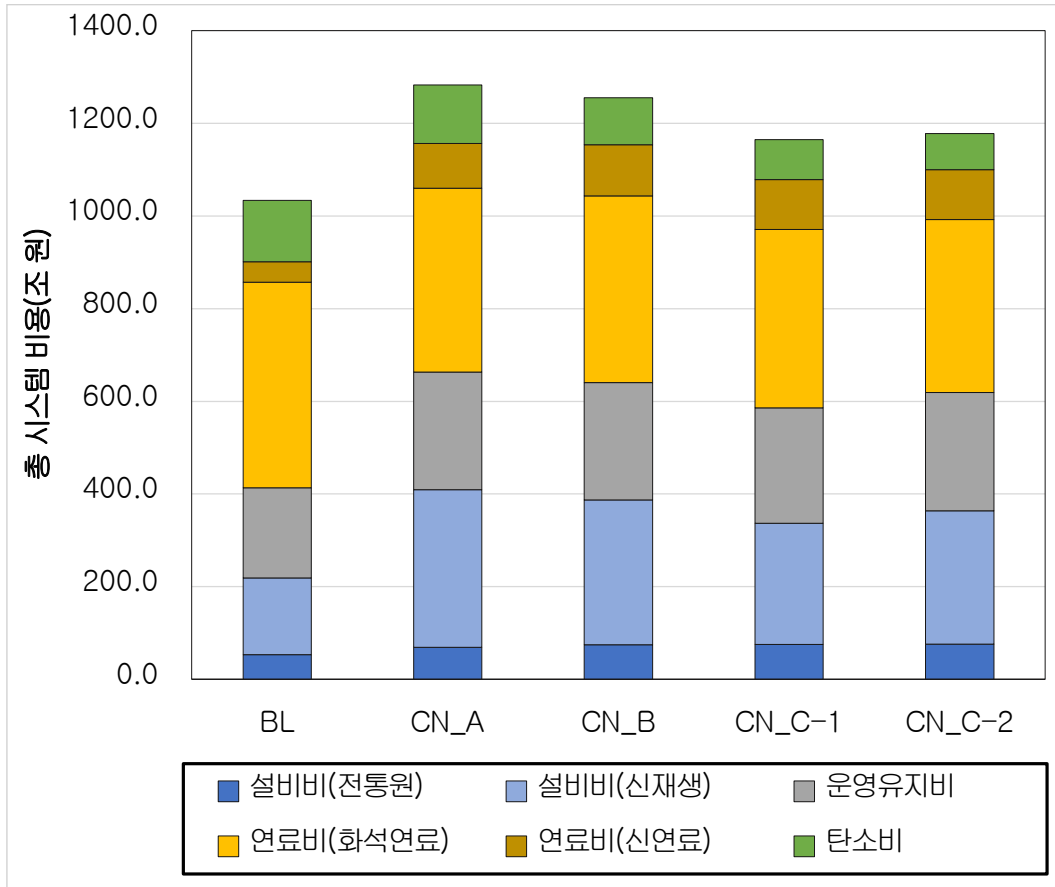
(단위: 조원)

구분	BL	CN_A	CN_B	CN_C-1	CN_C-2
설비비 (전통원)	104.3	136.8	150.5	154.3	136.8
설비비 (신재생)	369.7	818.3 (1010.9)	741.2 (888.9)	624.9 (755.4)	672.2 (806.4)
운영유지비	346.9	496.3	492.4	485.9	485.9
연료비 (화석연료)	739.6	627.9	650.8	607.7	607.7
연료비 (신연료)	81.0	240.4	272.3	265.3	263.4
탄소비	270.6	252.7	201.1	165.5	165.5
총 시스템 비용	1912.0	2,572.4 (2,765.0)	2,508.2 (2,655.9)	2,303.6 (2,434.1)	2,325.3 (2,459.6)

주: 괄호안의 비용은 재생에너지 관련 비용의 가격 하락 속도가 상대적으로 낮을 때의 비용임

나. 현가화한 총시스템비용

할인을 4.5%로 현가화한 총 시스템 비용은 단순합산 대비 1/2 수준으로 감소하는 것으로 나타났다. 탄소중립 시나리오와 베이스라인 간 차이는 단순합산의 경우 34% 수준이었다면, 현가화하는 경우에는 24% 수준으로 그 차이가 감소하는 것으로 나타났다. 탄소중립 시나리오의 경우 미래시점에 지속적인 신재생에너지 및 연료전환을 위한 LNG 설비 투자가 이뤄져야 하는데 이러한 미래비용에 대한 가치를 낮게 상대적으로 낮게 평가하기 때문이다.



[그림 4-3] 시나리오별 총 시스템 비용: 현가화

[표 4-3] 시나리오별 허가화 총 비용 및 비용항목 상세

(단위: 조원)

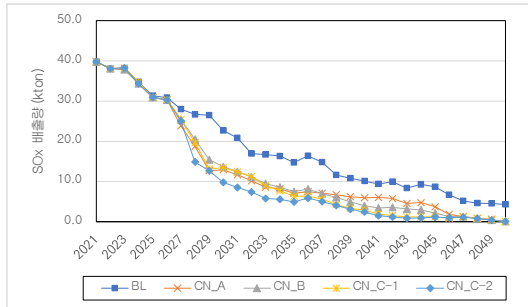
구분	BL	CN_A	CN_B	CN_C-1	CN_C-2
설비비 (전통원)	53.4	69.2	74.4	75.4	76.1
설비비 (신재생)	165.7	339.9 (412.8)	312.7 (369.9)	261.2 (311.1)	287.3 (339.8)
운영유지비	194.3	253.8	252.7	249.4	255.3
연료비 (화석연료)	443.8	397.0	403.2	384.6	373.3
연료비 (신연료)	43.5	95.9	110.5	108.1	107.5
탄소비	133.1	126.7	101.2	85.9	77.8
총 비용	1033.9	1282.5 (1355.4)	1254.7 (1311.9)	1164.6 (1214.5)	1177.3 (1229.8)

주: 괄호안의 비용은 재생에너지 관련 비용의 가격 하락 속도가 상대적으로 낮을 때의 비용임

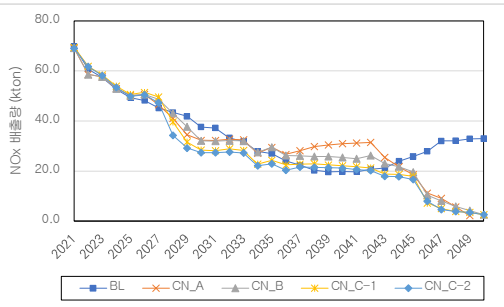
다. 대기오염피해비용

앞서 제시한 사회적 비용 산정 전제에 따라 시나리오별 대기오염 피해비용은 SO_x , NO_x , $\text{PM}_{2.5}$ 세 가지 대기오염물질에 대하여 산정하였다. 시나리오별 배출 양상은 SO_x 가 석탄발전량의 양상을, NO_x 의 경우는 LNG 발전량과 유사한 추이를 따랐다. $\text{PM}_{2.5}$ 의 경우 석탄과 LNG 발전 모두를 고려한 화석연료 기반 발전설비 발전량의 추이와 유사했다. 화석연료 기반 발전량은 전 시나리오에서 2050년까지 전반적으로 감소하므로 대기오염물질 또한 지속 감소할 것으로 예상했으나, NO_x 의 경우 LNG발전기에서 발생하는 배출량이 많아 LNG 발전량이 석탄발전량을 대체하는 경우 기간에 따라 일부 증가하는 구간이 발생하였다. 특히 BL 시나리오에서는 신규 석탄발전 건설이 이뤄지지 않음에 따라 SO_x 의 배출량이 0에 가까이 감소하는 한편, 석탄발전량 감소에 따

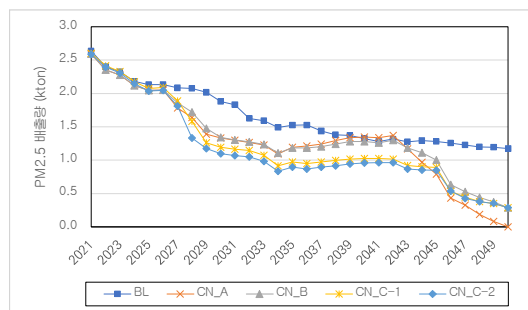
른 LNG 발전 이용률의 증가로 NO_x 배출량은 2040년대 들어 증가하는 양상을 보였다. PM2.5는 탄소중립이 전제된 경우 석탄 발전과 LNG발전 모두 신재생에너지 발전으로 대체되는 2045년 이후 0으로 수렴했으며 BL 시나리오에서는 LNG 발전에 기인한 배출로 2021년의 50% 수준에만 도달하는 것으로 나타났다.



[그림 4-4] 시나리오별 연간 SO_x 배출량



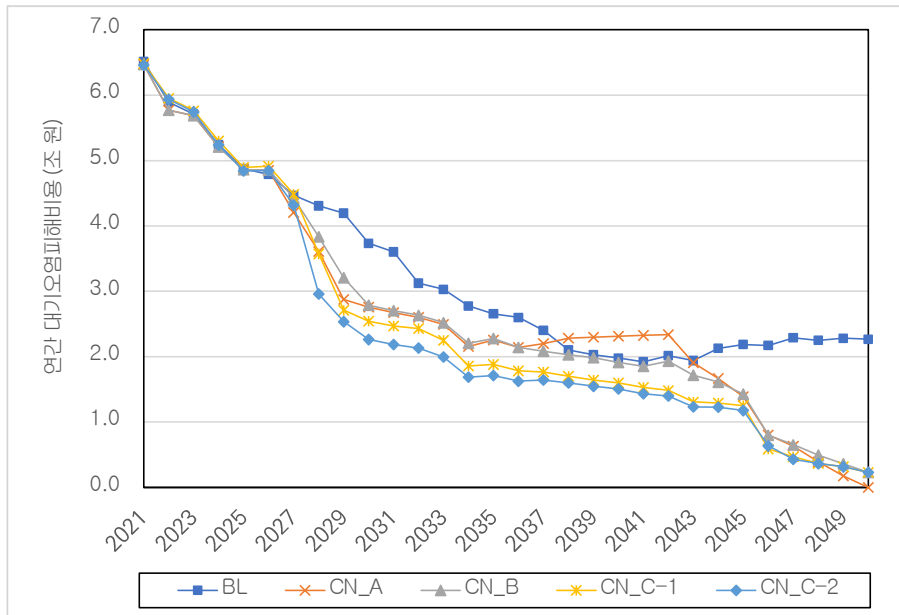
[그림 4-5] 시나리오별 연간 NO_x 배출량



[그림 4-6] 시나리오별 연간 PM2.5 배출량

분석전제에 따른 대기오염물질 단위중량 당 피해비용은 PM2.5 > NO_x > SO_x 순이다. 2021년 기준 대기오염물질별 배출량을 고려할 때 대기오염물질별 피해비용은 NO_x > PM2.5 > SO_x 순으로 크다. 이에 시나리오별 연간 대기오염물질 피해비용의 감소수준은 그 단위 피해비용 및 기존 배출량에 따라 PM2.5와 NO_x의 영향을 가장 크게 받을 것으로 예상하였다. 결과적으로 도출된 시나리오별 대기오염물질별 피해비용은

PM2.5 배출과 NO_x 배출의 추이가 혼재된 형태로 나타났다. 즉 석탄발전량의 영향을 주요하게 받는 탄소비용은 탈석탄만으로도 감소양상이 두드러지는 한편, 대기오염물질 피해비용의 감소를 위해서는 석탄발전 뿐만 아니라 LNG 발전의 감소가 동반되어야 하는 것으로 나타났다.



[그림 4-7] 시나리오별 연간 대기오염물질 피해비용

대기오염물질 피해비용은 BL > CN_A > CN_B > CN_C-1 > CN_C-2 순으로 크게 나타났다. CN_A 시나리오의 경우 2034년 이후의 수요증가 대비 재생에너지 설비 투자속도가 빠르게 이뤄지지 못하여 LNG발전 이용률이 증가함에 따라 여타 탄소중립 전제 시나리오 대비 대기오염물질 피해비용 증가가 두드러지는 것으로 나타났다. 대기오염 피해비용의 경우 베이스라인 대비 탄소중립시나리오에서 16.7~27.0% 감소하는 것으로 나타났으며 이는 16.2~26.3조원 수준이다.

대기오염물질 피해비용을 고려한 시나리오별 총 비용은 CN_A > CN_B > CN_C-2

〉 CN_C-1 〉 BL 순으로 크게 나타났으며 이는 앞서 분석한 총 시스템 비용의 순서와 동일하다. 총 비용 대비 대기오염피해비용은 단순합산 기준 3.0~4.9%, 현가화 기준 4.1~5.7% 수준으로 나타났다. 시나리오별 대기오염물질 피해비용은 CN_C-2 시나리오와 BL 시나리오 간 가장 크게 차이가 났다. 대기오염물질 피해비용의 시나리오 간 차이는 단순합산 기준 최대 26.4조원, 현가화 기준 최대 12.0조원으로 다른 비용항목의 시나리오 간 차이 대비 작은 것으로 나타났다. 이는 달리 말하면 LNG 연료전환에 따른 탄소배출량 감소효과는 크나, 이에 따른 대기오염 발생량 감소효과는 SO_x 외 대기오염에 있어서는 크지 않기 때문이라고 할 수 있다.

[표 4-4] 대기오염 피해비용을 포함한 시나리오별 단순합산 총 비용 및 비용항목 상세

(단위: 조원)

구분	BL	CN_A	CN_B	CN_C-1	CN_C-2
설비비 (전통원)	104.3	136.8	150.5	154.3	136.8
설비비 (신재생)	369.7	818.3 (1010.9)	741.2 (888.9)	624.9 (755.4)	672.2 (806.4)
운영유지비	346.9	496.3	492.4	485.9	485.9
연료비 (화석연료)	739.6	627.9	650.8	607.7	607.7
연료비 (신연료)	81.0	240.4	272.3	265.3	263.4
탄소비	270.6	252.7	201.1	165.5	165.5
대기오염 피해비용	97.5	81.3	80.7	74.8	71.2
총 시스템 비용	2,009.5	2,653.7	2,588.8	2,378.4	2,396.5

		(2,846.3)	(2,736.6)	(2,508.9)	(2,530.8)
--	--	-----------	-----------	-----------	-----------

[표 4-5] 대기오염 피해비용을 포함한 시나리오별 현가화 총 비용 및 비용항목 상세

(단위: 조원)

구분	BL	CN_A	CN_B	CN_C-1	CN_C-2
설비비 (전통원)	53.4	69.2	74.4	75.4	76.1
설비비 (신재생)	165.7	339.9 (412.8)	312.7 (369.9)	261.2 (311.1)	287.3 (339.8)
운영유지비	194.3	253.8	252.7	249.4	255.3
연료비 (화석연료)	443.8	397.0	403.2	384.6	373.3
연료비 (신연료)	43.5	95.9	110.5	108.1	107.5
탄소비	133.1	126.7	101.2	85.9	77.8
대기오염 피해비용	62.2	55.2	55.1	52.4	50.2
총 비용 (대기비용 포함)	1,096.1	1,337.7 (1,410.5)	1,309.8 (1,366.9)	1,217 (1,266.9)	1,227.6 (1,280.0)

2 평균 발전단가

베이스라인과 탄소중립 시나리오 간 전력수요의 차이로 인해 비용만을 바탕으로 한 동등한 비교는 어려운 측면이 있다. 이에 탄소중립의 영향만을 보기 위해 발전

량과 비용을 2021년 기준으로 할인하여 단위전력당 비용을 산출하였다. 총시스템 비용만 포함하는 경우와 대기오염피해비용까지 포함하는 경우를 같이 계산하였다.

총 대기비용을 포함하지 않은 경우 탄소중립 A, B안은 베이스라인 대비 최대 2% 증가하는 것으로 나타났다. 대기비용을 포함할 경우 그 격차는 축소되어 최대 0.5% 증가한다. 원자력 증대하는 탄소중립 시나리오 C안의 경우 베이스라인보다 단위 발전비용이 낮을 수 있는 것으로 나타났다. 이 때 원전 확대에 따른 비용은 현재 공개된 선행연구자료를 바탕으로 한 원자력 안전비용 및 연료비용, 연장운전에 따른 retrofitting 비용을 반영한 값으로, 원전 리스크 비용의 증가 및 사용후핵연료 처리에 따른 부담비용 증가가 이뤄진다면 결과가 달라질 수 있다. 본 내용에는 송배전망에 대한 투자비는 반영되지 않았으므로 탄소중립 시나리오에서 변동성 전원 증가에 따른 계통비용 증가에 기인한 비용 영향은 커질 수 있다.

[표 4-6] 시나리오별 평균 발전단가

구분	BL	CN_A	CN_B	CN_C-1	CN_C-2
총 비용 현재가치 (조원)	1,033.9	1,282.5	1,254.7	1,164.6	1,177.3
현가화 된 전력수요량 (TWh)	8,862	10,765	10,658	10,658	10,658
단위 전력 당 비용 (원/kWh)	116.7	119.1 (125.9)	117.7 (123.1)	109.3 (114)	110.5 (115.4)
단위 전력 당 비용 (원/kWh) (대기비용포함)	123.7	124.3 (131)	122.9 (128.3)	114.2 (118.9)	115.2 (120.1)

주: 괄호안의 비용은 재생에너지 관련 비용의 가격 하락 속도가 상대적으로 낮을 때의 비용임

제2절

탈석탄 경로의 이해관계자 영향 분석 1:
좌초자산 추정

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

1 석탄발전 좌초자산 산정 방법

좌초비용 또는 좌초자산은 회사가 투자했으나 시장환경의 인위적 변화 이후의 현금흐름 상황 악화로 인해 회수하지 못하게 된 비용이다. 회사는 특정 기간 동안 순현금흐름을 창출할 것으로 기대하며 자산에 투자한다. 그러나 정책적으로 내용 연수를 채우지 못하고 중간에 자산 가동을 중지하게 되면 예상했던 순현금흐름을 창출하지 못하고, 더 나아가서는 당초의 투자 비용을 회수하지 못할 수도 있다. 이렇게 줄어든 현금흐름 또는 회수하지 못하게 된 투자 비용이 좌초비용이다.

석탄발전소 가동중지와 관련한 좌초자산을 정의하는 방식은 문헌에 따라 조금씩 다르지만, 근본적으로 좌초자산은 장부가치를 하회하는 시장가치와 장부가치 간의 차이 만큼이라는 Dismukes & Maloney(1999)의 정의에서 크게 벗어나지 않는다. IEA(2013)²⁰⁾은 내용연수가 끝나지 않았지만 기후 정책에 의해 야기된 시장과 규제 환경의 변화로 인해 더 이상 경제적 수익을 얻을 수 없는 기투자 자산을 좌초자산으로 정의했다. Generation Foundation(2013)²¹⁾은 입법, 규제, 시장력, 혁신, 사회규범, 환경 변화로 인해 예상 내용연수를 훨씬 앞서 경제적 가치를 상실한 자산의 투자액 미회수분을 좌초자산으로 정의하고, 특히 석탄발전의 판매 및 연소로 인한 수익성이 더 이상 실현되지 않을 것이기에 금융부문이 기대수익을 산정할 때 탄소예산을 고려하여 신중하게 투자해야 함을 제언했다. IDB(2016)²²⁾는 예상치 못하게 급속히 평가 절하된 자산을 좌초자산으로 정의했다. 또한 기후정책으로 인해 자산의 운영기간에 걸쳐 회수되지 못하게 되는 자본투자의 대표주자로 화석연료 발전설비를 선정했다.

20) IEA. (2013) Redrawing The Energy Climate Map: World Energy Outlook Special Report, International Energy Agency, Paris, and Organisation for Economic Co-operation and Development, Paris.

21) Generation Foundation. (2013). Stranded Carbon Asset: Why and How Carbon Risks Should Be Incorporated in Investment Analysis

22) IDB. (2016). Stranded Assets: A Climate Risk Challenge

[표 4-7] 모형을 활용한 석탄발전 좌초자산 추정 연구

문헌	추정대상	정의
Johnson, N., et al. (2015)	좌초용량, 좌초 투자비용	(좌초용량) 발전용량 중 설계된 부하율보다 낮게 운영될 때와 부하율로 운영될 때의 용량 차이 (좌초 투자비용) 좌초용량(GW) 에 연간화된 자본비용(\$/GW/year) 과 잔존수명을 곱해 산정 *실질이자율 5%, 발전기당 수명 30년 가정
Lu, Y., et al.(2022)	좌초발전량	(좌초 발전량) a)현재 가동 중인 화력발전소의 베이스라인 가동률 및 수명 아래 가동 시 발전량과 b)2℃ 목표(세기말 GHG 농도 450ppm) 시나리오로 인해 가동이 제한된 화력발전소 발전량 간의 차이 *베이스라인 이용율과 수명 가정
Edwards, M. R., et al. (2022).	좌초발전량, 좌초자산	(좌초 발전량) a)모든 발전소가 과거 평균 수명을 다할 경우 예상되는 수준의 발전량과 b)기후시나리오하의 제한된 발전량 간의 차이 (좌초 자산) $OCC \times K \times (L - R) / L$ *OCC는 overnight capital cost, K는 발전용량, L은 기대수명, R은 은 퇴수명
Gray, M., et al.(2019)	좌초자산	(좌초자산) 2040년까지 BAU시나리오상 석탄발전의 NPV와 2℃ 미만 시나리오상 석탄발전의 NPV와의 차이

석탄발전소 폐쇄와 관련한 좌초비용을 모형 방법론을 사용하여 추정한 문헌은 [표 2-7] 와 같다. 이 문헌들은 기후시나리오와 현 기조 유지 시나리오 간 발전기 용량이나 발전량의 차이를 좌초발전 용량, 좌초 발전량으로 정의한 뒤 그 자산 가치를 계산하는 경향이 있었다. Johnson, N., et al. (2015)²³⁾ 는 먼저 좌초되는 발전기의 용량(좌초 용량)을 계산했다. 좌초용량은 기준시나리오에 따른 필요 신규용량과 기후정책 시행에 따른 최소 필요 신규용량 간의 간극으로 정의했다. 이후 좌초자산을 계산할 때 설비 가동을 유지함으로써 얻을 수 있는 추가 수익은 포함하지 않았다. 그리고 유지되는 발전소에서 설계이용률보다 적게 발전할 경우 이로 인해 보전되지 못하는 투자비는 좌초자산에 포함했다. Lu, Y., et al.(2022)²⁴⁾ 는 a)현재 가동 중인 화력발전소의 베이스라인

23) Johnson, N., et al. (2015). Stranded on a low-carbon planet: Implications of climate policy for the phase-out of coal-based power plants, Technological Forecasting and Social Change 90(A)

24) Lu, Y., et al. (2022). Plant conversions and abatement technologies cannot prevent stranding of power plant assets in 2℃ scenarios, Nat Commun 13, 806

가동률 및 수명 아래 가동 시 발전량과 b)2℃ 목표(세기말 GHG 농도 450ppm) 시나리오로 인해 가동이 제한된 화력발전소 발전량 간의 차이를 좌초 발전량으로 간주했다. Edwards, M. R., et al. (2022).²⁵⁾ 는 a)모든 발전소가 과거 평균 수명을 다할 경우 예상되는 수준의 발전량과 b)기후시나리오하의 제한된 발전량 간의 차이로 좌초발전량을 계산했다. 좌초 자산은 '회수되지 못한 투자비용' 이라는 해석에 의거해, 단순건설비용(Overnight Capital Cost, OCC) 에 설비용량(K)와 기대내용연수를 채우지 못한 기간(L-R)을 곱한 뒤 기대내용연수(L)로 나눈 것을 좌초자산의 산식으로 활용했다. 한편, Gray, M., et al.(2019)²⁶⁾는 BAU 시나리오상의 현금흐름과 저탄소 시나리오상의 현금흐름의 차이로 좌초자산을 계산하였다.

본 연구는 기존 좌초자산 추정 연구의 경향을 고려하여, 좌초자산을 장부가치를 하회하는 시장가치와 장부가치 간의 차이로 정의하고 추정하도록 한다. 시장가치는 석탄발전소의 발전량에 의한 미래 현금 수입을 의미하고, 장부가치는 아직 회수되지 못한 투자비를 의미한다. 좌초자산을 계산하기 위해 현금 수입과 투자비를 포함한 발전비용은 다음과 같은 방법으로 산정하였다.

본 분석에 있어 전력시장에서 석탄발전기별 수입은 변동비와 투자보수율에 따라 결정되는 것을 가정하였다. 변동비에는 기 소요된 설비투자비와 연료비, 유상할당비중에 따른 회계적 탄소비용이 반영되며, 투자보수율은 최근 5개년(2016~2020년) 한전의 적정원가 대비 투자보수율의 평균인 2.86%를 반영하였다. 해당 기준은 석탄발전기의 정산단가를 알 수 없는 2021년 이후 미래 기대 수익에 대하여 적용하였으며, 20년도 이전 석탄발전 정산단가 실적이 존재하는 과거에 대해서는 전력판매량 실적에 유연탄의 정산단가를 곱하여 석탄발전기별 수입을 반영하였다.

석탄발전기별 비용은 투자비와 고정운영비, 연료비, 유상할당비중이 반영된 탄소비용을 포함한다. 설비투자비와 연료비는 발전기가 운전하는 경우 전액 보전이 되는 것을 가정하였으므로 연료비 상승에 따른 석탄발전 수익률 악화는 발전원 간 발전단가 경쟁에 따른 발전정지에 의해서만 이뤄진다. 또한 석탄발전 운전 시 이

25) Edwards, M. R., et al. (2022). Quantifying the regional stranded asset risks from new coal plants under 1.5°C, Environmental Research Letter 17(2)

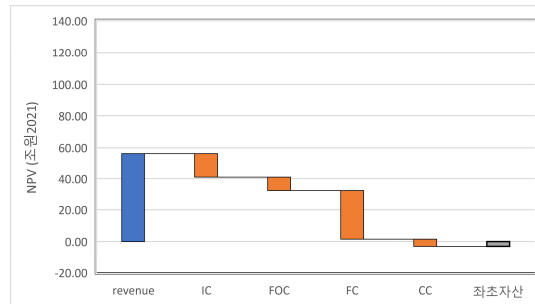
26) Gray, M., et al. (2019). Brown is the new green: Will South Korea's commitment to coal power undermine its low carbon strategy?, Carbon Tracker Initiative

용률이 매우 낮더라도 투자비는 모두 회수하므로 낮은 이용률에 따른 손실은 발생하지 않는다. 발전기별 수입과 비용항목들은 모두 할인율 4.5%를 반영하여 현재화하여 좌초자산 규모를 산정하였다.

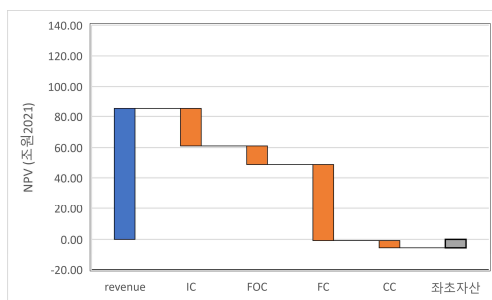
2 석탄발전 좌초자산 산정 결과

좌초자산은 시나리오에 따라 약 3~19조까지 큰 범위로 나타났다. 2017년 이후 도입되는 석탄화력발전기 위주로 좌초자산이 발생한다. 이때 좌초자산 발생에 있어 가장 중요한 요소는 석탄발전 운전기간이며, 암모니아 혼소 지원 여부의 영향이 크게 작용하는 것으로 나타났다. 이에 제3장에서 석탄발전의 이용률 추이와 운전 대수를 기 제시하고 암모니아 혼소 지원여부에 따른 시나리오 추가분석을 진행하였다.

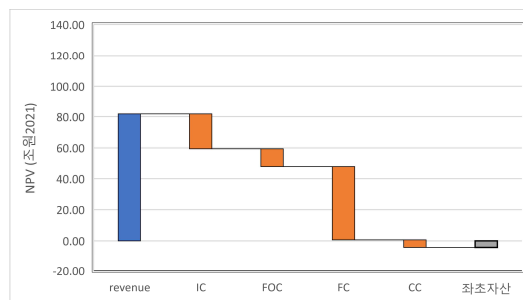
시나리오별로 회수되지 못한 투자비가 발생한 발전기, 즉, 좌초된 발전기의 비용요소별 비용을 살펴보면 연료비 > 투자비 > 운영유지비 > 탄소비 순으로 많은 비용이 소요되는 것을 알 수 있다. 하지만 본 연구의 가정에 따라 발전기가 운전을 하는 연도에는 연가화된 투자비를 포함한 해당연도 소요비용을 모두 회수하고 추가적인 3% 가량의 투자보수율의 이윤을 얻을 수 있기 때문에, 발전기가 운전을 유지할 수 있는 경우에는 손실이 일어나지 않는다. 이에 최종적으로 도출되는 좌초자산은 수명이 남아 연가화된 투자비용이 지출되나 운전하지 못한 연도에 지출된 비용이라고 할 수 있다.



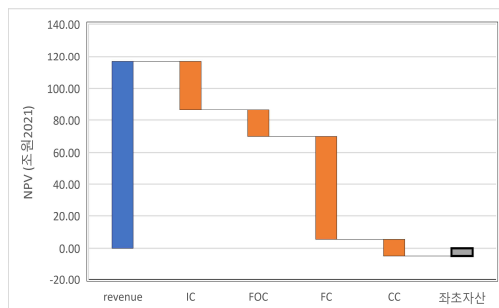
[그림 4-8] BL의 좌초자산 NPV



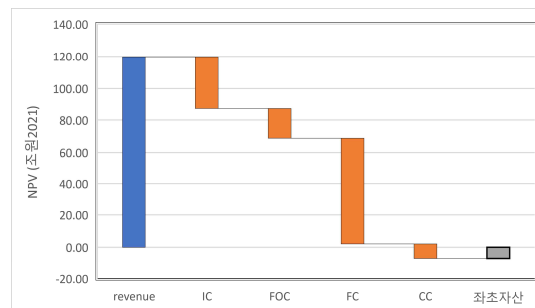
[그림 4-9] CN_A의 좌초자산 NPV



[그림 4-10] CN_B의 좌초자산 NPV



[그림 4-11] CN_C-1의 좌초자산 NPV



[그림 4-12] CN_C-2의 좌초자산 NPV

[표 4-8] 시나리오별 좌초자산

(단위: 조원)

구분	BL	CN_A	CN_B	CN_C-1	CN_C-2
발전수익(revenue)	56.3	85.1	81.8	116.5	119.8
투자비(IC)	-15.3	-24.0	-22.4	-29.8	-32.1
운영유지비(FOC)	-8.4	-12.5	-11.8	-16.9	-18.8

연료비(FC)	-31.1	-49.3	-47.0	-64.3	-66.8
탄소비(CC)	-4.5	-4.7	-4.8	-10.2	-9.0
좌초자산 (암모니아 혼소)	-3.0	-5.4	-4.2	-4.7	-6.9
발전수익(revenue)	56.3	196.1	191.0	182.2	181.0
투자비(IC)	-15.3	-51.5	-51.8	-53.4	-55.1
운영유지비(FOC)	-8.4	-32.6	-33.1	-34.3	-35.0
연료비(FC)	-31.1	-101.0	-100.7	-99.6	-100.5
탄소비(CC)	-4.5	-24.4	-19.7	-16.4	-14.2
좌초자산 (w/o 암모니아 혼소)	-3.0	-13.5	-14.4	-21.5	-23.9

좌초자산은 제9차 전력수급기본계획에 기반한 베이스라인 시나리오에서도 이미 약 3.0조 가량 발생하는 것으로 나타났다. 이는 베이스라인 시나리오도 추가적인 석탄발전의 유입이 없는 것으로 가정하고 있으며, 기존 NDC 감축목표를 달성하는 수준의 감축 강도가 반영되어 있기 때문이다. 제9차 계획 외 탄소중립정책에 기인한 좌초자산의 추가 발생 규모는 최소 1.2조에서 최대 20.9조 정도로 도출되었다. 탄소중립 전제 시나리오별로는 원전확대가 이뤄지는 CN_C-1, CN_C-2안에서 그 규모가 가장 큰 것으로 나타났다으며, CN_A, CN_B안에서 유사한 수준으로 작게 나타났다.

암모니아 연료비 지원이 부재한 경우 탄소중립 전제 시나리오에서 13.0~24.2조원 수준의 좌초자산이 추가로 발생하는 것으로 나타났다. 암모니아 혼소발전이 활발히 이뤄지지 못하는 경우 모든 탄소중립 전제 시나리오에서 좌초자산이 대거 발생하는 구간은 석탄 운전대수가 큰폭으로 감소하는 2034년 이후이다. 한편 좌초자산은 암모니아 연료비 지원이 있는 경우 감소하여 BL 시나리오 대비 탄소중립 전제 시나리오에서 1.2~3.9조원 수준으로 나타난다. 이는 암모니아 연료비 지원이 있는 경우에 비해 약 9.3~17.0조원 감소한 수준이다. 전 탄소중립 전제 시나리오에서 암모니아 비용 지원이 없는 경우 2034년 경 짧은 기간 내에 좌초자산이 발생하는 한편, 암모니아 연료비 지원이 있는 경우 석탄발전 좌초자산은 보다 점진적으로 2045년까지 순차적으로 발생하는 것으로 나타났다.

[표 4-9] 시나리오별 좌초자산

(단위: 조원)

구분	BL	CN_A	CN_B	CN_C-1	CN_C-2
암모니아 혼소	-3.0	-5.4	-4.2	-4.7	-6.9
w/o 암모니아 혼소	-3.0	-13.5	-14.4	-21.5	-23.9

제4절

탈석탄 경로의 이해관계자 영향 분석 2: 일자리 영향 분석

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

석탄발전소에 고용되어 있던 인원은 석탄발전소가 폐지되면 실업의 위기에 봉착한다. 이들 예상 실업 규모와 반대급부로 신재생 에너지 발전에서 창출될 고용인원의 정확한 수와 규모를 파악하는 것은 중요하다. 본절에서는 선행연구사례가 탈석탄 전환의 실업인원과 신재생 부문의 신규 창출 고용인원을 분석한 방법론을 살펴보고, 그 한계와 본 연구가 채택한 방법과 고용계수를 제시한다.

1 고용 영향 분석 방법

가. 고용영향 분석의 선행연구사례

탈석탄 전환의 실업인원과 신재생 부문에서 창출되는 고용인원 파악을 위해 사용되는 방법은 산업연관분석 방법과 에너지 시스템 모형을 활용한 방법이 있다.

[표 4-10] 고용영향 분석 선행연구사례

방법	문헌	활용목적
산업연관분석	김기환·서유정(2019)	태양광-풍력 확대에 의한 미래의 전 산업 영향(후생 변화, GDP 변화, 고용 변화, 전력가격 변화) 추정
	이철용(2021)	신재생에너지 보급의 전 산업 파급효과(생산유발, 부가가치유발, 고용유발) 추정
	조주현 외(2018)	LNG건설 확대의 전 산업 파급효과 추정(생산유발, 부가가치유발, 고용유발)
모형	Patrizio, P., et al.(2020)	(ESO-JEDI) 에너지 전환으로 인한 국가별 지역별 산업부문별 부가가치, 고용의 변동 비교
	Kuriyama & Abe (2021)	(REFIO) 신재생에너지 확대에 의한 지역 발전용량 확대와 고용의 지역적 분산 영향 분석

1) 산업연관분석

김기환·서유정(2019)²⁷⁾는 2015년 산업연관표에 태양광과 풍력발전업을 설정하고 해당 발전업의 거래액 추정을 통해 2015년 태양광-풍력 산업연관표를 제시하였다. 또한 RAS 방법을 적용해 2020년, 2030년 연장표로 미래의 태양광-풍력이 전 산업에 미치는 후생 변화, GDP 변화, 고용 변화, 전력가격 변화 등을 추정했다. 이철용(2021)²⁸⁾은 산업연관분석을 이용하여 제9차 전력수급기본계획에서 발표한 신재생에너지 보급 전망을 기반으로 2020년에서 2034년 기간 동안 신재생에너지 원별 경제적 파급효과의 추이를 분석하였다. 산업연관분석 결과 신재생에너지 산업은 전체 산업 평균보다 높은 생산유발효과를 보여주는 것으로 나타났으나, 부가가치유발효과와 고용유발효과는 낮은 것으로 나타났다. 조주현 외(2018)²⁹⁾은 제 8차 전력수급기본계획상 확대된 LNG전원의 전 산업에 대한 고용유발계수를 추정하기 위해 산업연관분석 방법을 활용했다. 도출된 고용유발계수는 900MW 건설 당 6.2명으로 태양광발전설비 제조에 버금가는 수준이었다. 산업연관분석을 통한 고용 전환 규모는 전환되는 해당 발전소 뿐 아니라 전

27) 김기환·서유정. (2019). 재생에너지 확대의 국민경제 파급효과 분석(1/4). 에너지경제연구원

28) 이철용. (2021). 에너지 전환에 따른 신재생에너지 산업의 경제적 파급효과 추정, 한국혁신학회지 16(3)

29) 조주현 외. (2018). LNG발전소 건설 및 운영에 따른 유발효과분석, 에너지경제연구 17(1)

산업에 대한 영향이므로 해석에 각별한 유의가 필요하다.

한편, 산업연관분석으로 도출된 고용창출인원 및 실업인원은 해당 발전소에 특정한 고용이 아닌 산업 전반에 걸친 인원이다. 이에 특정 발전소의 폐쇄나 미래에 신규 설치될 신재생에너지의 설비 용량만으로 인한 계속고용 인원의 계수로 사용하기에 무리가 있다.

또한 공급 측면의 정책으로 인한 변화를 분석하기에도 산업연관분석 결과는 부적절³⁰⁾하다. 가격변화(탄소비용 상승)로 인한 기술 선택 간 대체성이 산업연관분석에 반영되지 않기 때문이다. 이 또한 본 연구분석의 고용계수로 산업연관분석에서 도출된 고용계수를 사용할 수 없는 이유이다.

2) 모형

ESO-JEDI 모형을 이용해 에너지 전환의 사회적 영향의 한 쪽지로 고용 영향을 분석한 연구도 있다. ESO-JEDI 모형은 ESO-X 모형과 JEDI 모형이 연결된 모형이다. ESO-X모형은 시간당 전력 수요, 재생에너지 가용성, 예비율, 배출 목표 등 시스템 전체에 대한 제약 아래 각 발전 및 저장 기술별 포트폴리오를 아웃풋으로 제시한다. JEDI(Job and Economic Development Impact) 모형은 저탄소 에너지 배치의 직접 고용 영향, 간접 고용 영향, 부가가치 영향을 측정하는 모형으로 OECD의 사회경제 구조분석 데이터베이스(STAN, STructural ANalysis Database)의 국가 산업연관표를 활용하여 산업연관분석을 수행하는 모형이다. Patrizio, P., et al.(2020)³¹⁾의 연구에서는 ESO-X 모형의 비용이 JEDI 모형의 부가가치(GVA)와 고용인원을 생성하는 모수가 된다. 이를 도식화한 것은 [그림 4-2]와 같다.

30) Patrizio, P., et al. (2020). Socially equitable energy system transitions, Joule 4(8)

31) Patrizio, P., et al. (2020). Socially equitable energy system transitions, Joule 4(8)

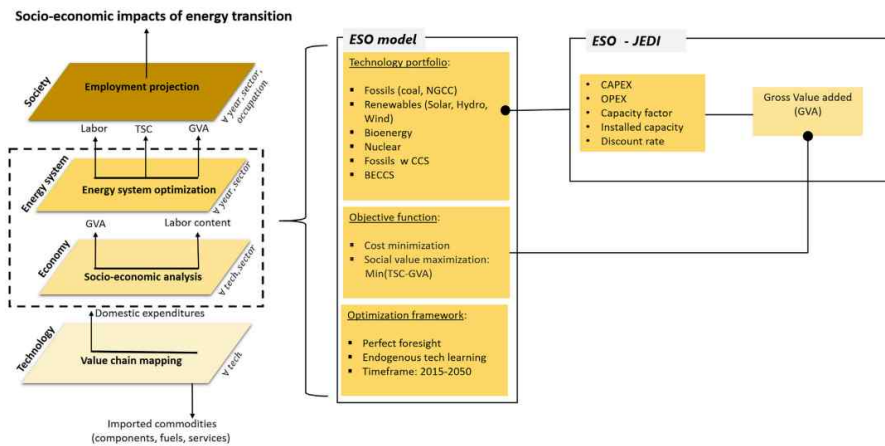


Figure 1. Analytical Framework Adopted in the Study

Dashed lines indicate the link between ESO and JEDI models where the labor content and the GVA of each technology in the different economic sectors have been embedded in the optimization process

[그림 4-13] ESO-JEDI 모형 프레임워크

Patrizio, P., et al.(2020)은 경제규모 및 사회발전 정도가 서로 다른 EU 3개 국가 (폴란드, 스페인, 영국)의 에너지 전환으로 인한 산업별 부가가치의 변동, 고용의 변동을 비교했다. 이를 위해 ESO(Energy System Optimization) 모형의 에너지 믹스 전망 결과와 JEDI 모형의 부문별 부가가치 값을 통합하였다. Patrizio, P., et al.(2020)이 분석을 위해 사용한 전망 시나리오는 BAU시나리오, 총 시스템 비용만을 최소화하는 AllTech 시나리오, 재생에너지 배치를 극대화하는 ReStor 시나리오, 사회적 전환가능성(부문별 부가가치)을 최대화하는 EQ 시나리오로 총 4개이다. ESO모형으로 2050년까지의 발전용량 증감을 계산한 뒤 이러한 발전용량의 변화에 따른 부문별, 산업별 고용증감을 JEDI 모형으로 산정했다.

AllTech 시나리오에서 폴란드는 자국의 석탄자원을 활용하지 못하고 넷제로 달성을 위해 청정에너지를 수입해야함에 따라 부정적인 고용영향이 나타났다. 실업과 고용은 부문별로 불균등하게 분포했다. 한편 스페인은 자국 내에 청정자원(태양광, 풍력)이 풍부해 넷제로 전환이 자국 경제성장을 이끌고 고용기회를 늘렸다. 특히 EQ 시나리오에서 제조업 뿐 아니라 산업전반에 걸쳐 고용기회 증가가 나타났다. 이로써 자국 저탄소 자원과 기술을 이용한 에너지 전환은 고용창출, 고용인원에 대한 급여와 복리후생 형태로 경제에 적립되나, 아웃소싱을 통한 넷제로 경로는 실업과 경제

악화를 가져옴을 밝혔다.

모형결과로 에너지 전환의 지역균형적 편익을 밝힌 연구도 존재한다. Kuriyama and Abe(2021)³²⁾은 재생에너지 잠재량이 도심에 집중된 것이 아니라 지방 곳곳에 편재한다는 사실에 착안하여 에너지 전환이 일본의 낙후된 지방 부흥의 동인이 될 가능성을 모형으로 밝혀냈다. 연구는 일본의 에너지 시스템 모형 REFIO 모형을 활용하여 미래 지역별 발전용량을 전망한 후 발전용량별로 발전기술 유형별 관리에 필요한 근로자 수를 곱해 미래의 고용 변화를 전망했다. 현재 생산가능인구의 수도권 집중과 미래 신재생에너지 발전용량 분산으로 인한 생산가능 인구의 분산 정도를 극적으로 보이기 위해 로렌츠 곡선을 활용해 집중도의 변화를 제시했다.

하지만 ESO-JEDI 모형이나 REFIO 모형 둘다 산업연관분석 방법에 기반한 모형이다. 앞서 가. 산업연관분석 방법 쪽지에서 설명한 바와 마찬가지로 산업전반 고용영향을 도출한 다른 모형의 결과를 사용하기에는 발전소의 운영 수준에서 고용과 실업을 분석한다는 본 연구 목적에 비해 광범위하다. 또한 석탄발전소의 고용계수의 경우 우리나라 발전소 추정자료가 존재하는 상황에서 외국의 고용계수를 사용할 필요가 없기에 우리나라 자료를 사용하였다.

나. 본 연구의 고용효과 산출 전제

본 연구는 앞선 선행연구 방법론 중 모형을 활용한 고용효과 분석 방법론을 차용하여, 각 에너지원별 발전소의 누적 용량에 자료로부터 가져온 O&M단계의 단위용량 당 고용계수를 곱하여 고용효과를 산출했다. 고용계수는 석탄과 LNG의 경우 우리나라 레퍼런스 발전소의 실측 고용인원을 1000MW당으로 나눈 것을 사용했으며, 신재생 발전 고용계수의 경우 우리나라 자료를 확인할 수 없어 고용범위와 단위 측면에서 일관성 있는 해외 자료를 사용하였다. 본 연구분석에서 채택한 에너지원별 고용계수를 종합하면 [표 4-11]과 같다.

32) Kuriyama, A. and Abe, N. (2021). Decarbonisation of the power sector to engender a 'Just Transition' in Japan: Quantifying local employment impacts, Renewable and Sustainable Energy Reviews 137

[표 4-11] 분석에 채택된 고용계수

문헌	국가	발전원	고용범위	고용계수	단위
KEY TO WAY(2021)	한국	석탄	O&M	0.529	명/MW
		LNG	O&M	0.252	명/MW
Rutovitz, J. et al.(2015)	전세계	Biomass	O&M	1.5	명/MW
		Wind onshore	O&M	0.2	명/MW
		Wind offshore	O&M	0.2	명/MW
		PV	O&M	0.3	명/MW
		Geothermal	O&M	0.4	명/MW
		Solar thermal	O&M	0.5	명/MW
		Ocean	O&M	0.32	명/MW

1) 석탄발전과 LNG발전의 고용계수

국내 폐지대상 석탄발전소를 대상으로 실제 고용인원을 파악한 문헌은 KEY TO WAY(2021)³³⁾이 유일했다. 해당 문헌은 당시 폐지가 확정된 석탄발전소 (삼천포 123456, 영흥12, 하동123456, 호남12, 당진1234, 태안123456, 보령1256)를 대상으로 발전사 및 협력업체 공정별 실제 인력현황을 파악하였다. 발전소의 인력정보는 대외 비이기에 관계자 인터뷰 및 문헌조사를 종합적으로 분석하여 집계하였다. 그런데 직접 고용이 아닌 협력업체 고용 인원은 유동적인데다가 발전기 간 이동 근무도 존재하여 기입되지 않은 경우가 있었다. 또한 발전소 규모(MW) 당 고용인원의 일관성도 뚜렷하지 않았다. 이에, 본 연구에서 고용계수를 입력할 때는 KEY TO WAY(2021)에 기입된 모든 폐지대상 석탄발전소의 고용인원 평균치가 아닌, KEY TO WAY(2021)이 제시하는

33) KEY TO WAY. (2021). 정의로운 에너지전환을 위한 폐지 석탄발전소 활용방안 연구, 산업통상자원부 용역

벤치마크 발전소(당진1~10호기)의 고용인원을 채택했다. LNG 발전소의 고용계수도 마찬가지로 KEY TO WAY(2021)에서 제시한 벤치마크 발전소(울산 4복합 발전소)의 고용인원을 통해 산정했다. 이들 고용계수는 모두 발전소 운영(O&M) 단계에서 지속적으로 고용되는 인원으로, 건설 시 발생하는 단기 고용은 포함하지 않았다.

[표 4-12] 1000MW 기준 석탄발전에서 LNG 발전으로 전환시(직접고용+협력업체)

공정	소속	석탄화력 (당진1~10호기평균)	LNG (울산4복합)	유휴인원
발전 파트	발전본부	55	35	20
	협력업체	-	-	-
정비 파트	발전본부	41	40	1
	협력업체	77	44	33
연료 및 기타설비	발전본부	42	21	21
	협력업체	202	67	135
지원	발전본부	37	21	16
	협력업체	75	24	51
합계(명)		529	252	277
고용계수(명/MW)		0.529	0.252	

자료: KEY TO WAY(2021)

2) 신재생 발전의 고용계수

신재생에너지로 인한 고용계수 중 단순 고용인원이나 산업 전반의 고용인원이 아닌 아닌 'O&M 단계의 고용계수' 만을 별도로 산정하고, 고용계수를 발전용량의 단위(명/MW)로 표현한 Rutovitz, J., et al.(2015)³⁴⁾의 고용계수를 채택하였다. 석탄과 LNG발전소 고용계수와 일관성을 위해 신재생의 고용인원 또한 O&M단계에서의 지속적 고용인원만을 고려하였다.

34) Rutovitz, J., et al. (2015). Calculating Global Energy Sector Jobs, UTS

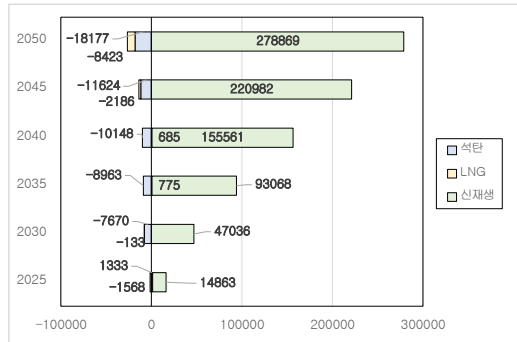
[표 4-13] 신재생에너지 O&M 단계에서의 고용계수

문헌	국가	방법론	발전원	고용범위	고용계수	단위
Rutovitz, J., et al.(2015)	전세계	JEDI모형	Biomass	O&M	1.5	명/MW
			Wind onshore	O&M	0.2	명/MW
			Wind offshore	O&M	0.2	명/MW
			PV	O&M	0.3	명/MW
			Geothermal	O&M	0.4	명/MW
			Solar thermal	O&M	0.5	명/MW
			Ocean	O&M	0.32	명/MW

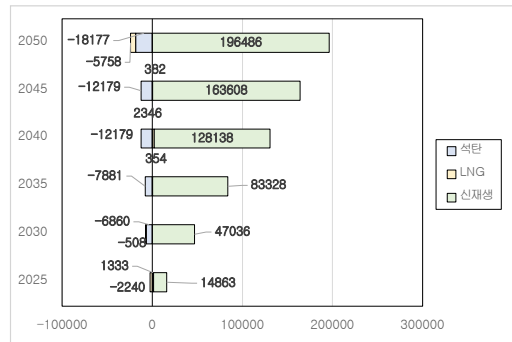
2 고용효과 분석결과

가. 국가 차원의 일자리 영향

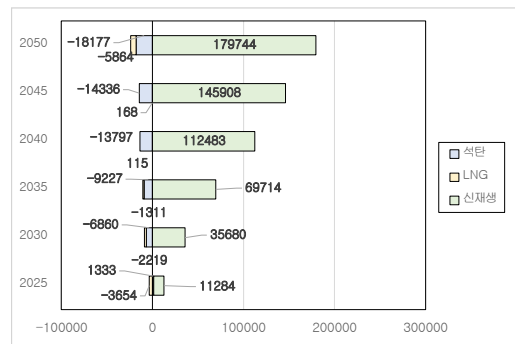
탄소중립 시나리오에 따른 국가 차원의 일자리 영향 분석 결과 전반적으로 재생에너지 고용 창출이 석탄 및 LNG에 의한 일자리 손실을 크게 상회하는 것으로 나타났다. 이는 신재생에너지의 단위 용량 당 고용효과가 석탄 및 LNG발전 보다 적지 않으며, 시나리오에 의하면 앞으로 많은 용량의 신재생에너지 설비 투자가 진행되기 때문이다. CN_A 시나리오에서는 신재생에너지에 기인한 고용인원 증가가 2050년에 2020년 대비 27.9만명인 것으로 나타나며, CN_B 시나리오에서는 2/3 수준인 19.6만명, CN_C-1 시나리오에서는 이보다 소폭 감소한 18.0만명으로 나타났다. 2020년 대비 2050년 기준 LNG 발전 감소에 따라 예상되는 고용인원 감소는 CN_A에서 8,423명, CN_B와 CN_C-1 시나리오에서 5,758명으로, LNG CCS 활용에 따라 보존되는 LNG 발전 고용은 665명이다.



[그림 4-14] CN_A의 2020년 대비 발전원 고용 증감(명)

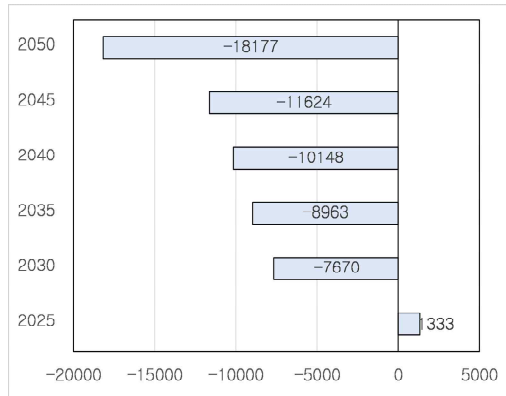


[그림 4-15] CN_B의 2020년 대비 발전원 고용 증감(명)

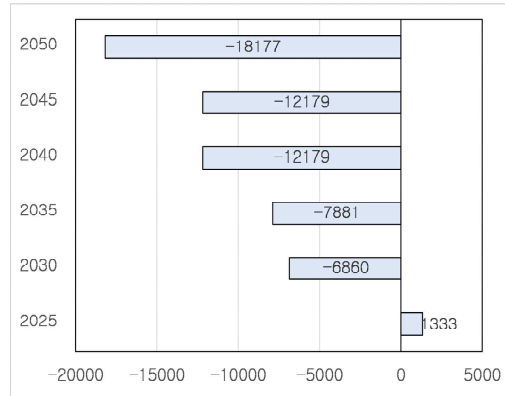


[그림 4-16] CN_C-1의 2020년 대비 발전원 고용 증감(명)

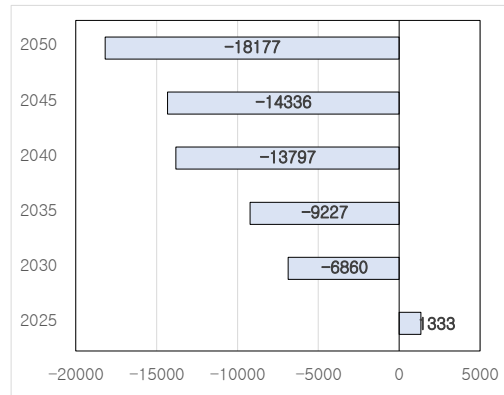
한편 석탄발전량의 지속적인 감소로 인해 석탄발전에 기인한 고용 손실은 계속적으로 증가하는 것으로 나타나며, 2020년 대비 석탄발전에 있어서 고용감소는 2050년 총 18,177명으로 나타났다. CN_A 시나리오 대비 석탄 발전량이 더 빠르게 감소하는 CN_B 시나리오에서는 석탄 발전 고용인원의 축소가 5년 정도 선행하는 것으로 나타났다. 이러한 경향은 원자력발전이 석탄발전을 대체하는 CN_C-1 시나리오에서 더 두드러지는데, 2035년 이후 연간 누적 석탄발전 고용인원 감소가 CN_B 시나리오 대비 13~17% 높은 수준으로 나타난다.



[그림 4-17] CN_A의 2020년 대비 석탄 발전
고용 증감(명)



[그림 4-18] CN_B의 2020년 대비 석탄 발전
고용 증감(명)

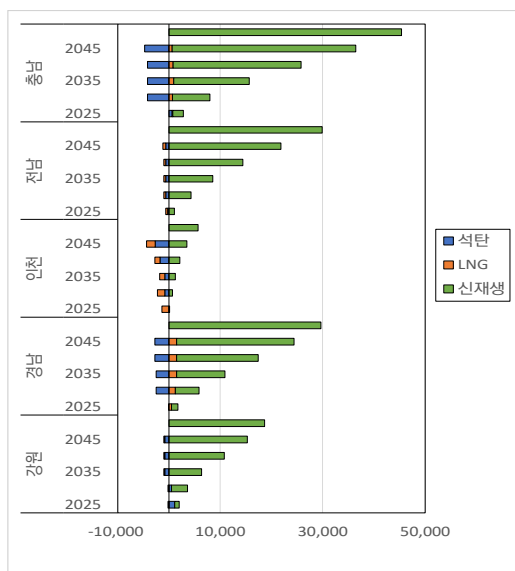


[그림 4-19] CN_C-1의 2020년 대비 석탄
발전 고용 증감(명)

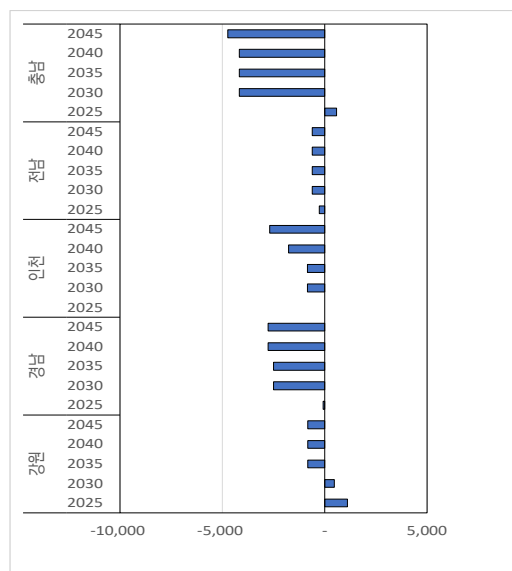
나. 지자체 차원의 일자리 영향

지자체별 재생에너지 잠재량 등에 따라 동 지역에서 일자리의 감소와 증가가 함께 이뤄지지 않는 경우 동 지역에서 일자리의 전환이 이뤄지는 것과는 다른 정책적 지원이 필요하기 때문에, 본문에서는 주요 석탄발전 분포 지자체별 일자리 영향을 분석하였다. 석탄발전 감소에 의한 일자리 감소가 주로 이뤄지는 지역은 강원, 경남, 인천, 전남, 충

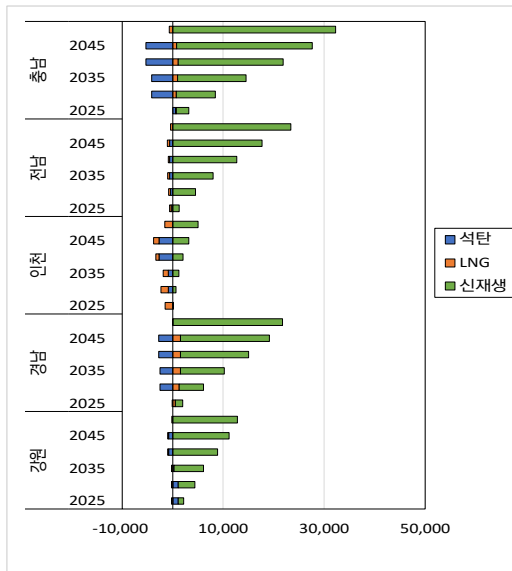
남 지역이다. 지자체별 일자리 영향을 살펴보면 석탄발전소가 밀집되어 있으며 노후 석탄발전이 가장 많이 분포하는 충남, 경남의 석탄발전소 일자리 손실이 상대적으로 크고 빠르게 나타났다. 다만 재생에너지 시장잠재량을 고려한 일자리 창출효과를 감안할 때 동 지역 및 전남과 강원에서의 재생에너지 잠재량이 높게 나타남에 따라 석탄발전에 의한 일자리 감소보다 더 큰 수준으로 신규 일자리 확대가 이뤄지는 것으로 나타났다. 한편, 인천의 경우 광역시로서 지자체 내 재생에너지 잠재량이 낮아 석탄 발전과 LNG 발전에 기인한 일자리 감소보다 작은 것으로 나타났다.



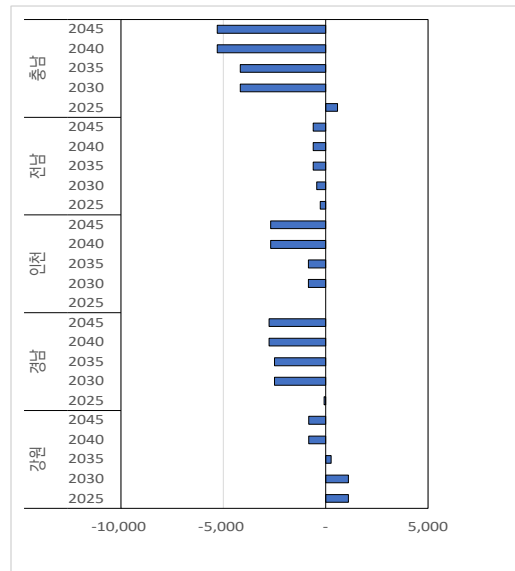
[그림 4-20] CN_A의 지자체별 2020년 대비 발전원별 고용 증감



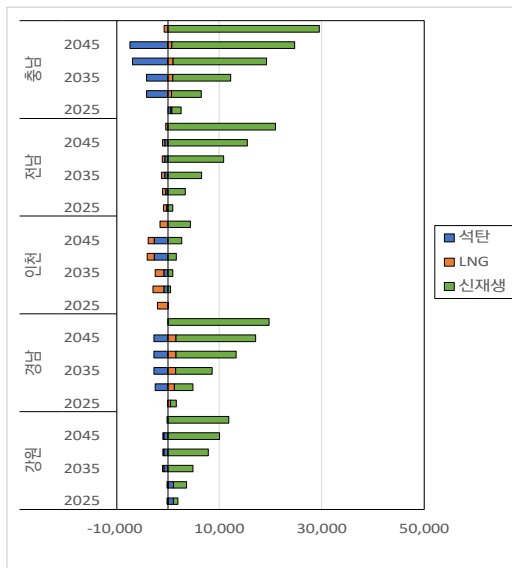
[그림 4-21] CN_A의 지자체별 2020년 대비 석탄 발전 고용증감(명)



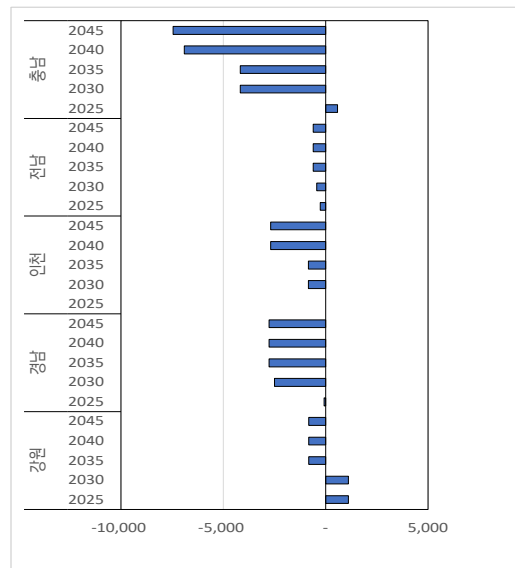
[그림 4-22] CN_A의 지자체별 2020년 대비
발전원별 고용 증감



[그림 4-23] CN_B의 지자체별 2020년 대비
석탄 발전 고용증감(명)



[그림 4-24] CN_C-1의 지자체별 2020년 대비
발전원별 고용 증감



[그림 4-25] CN_C-1의 지자체별 2020년 대비
발전원별 고용 증감

제 5 장

결론



국회미래연구원
NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

본 연구에서는 METER 모형의 전력부문 모형을 활용하여 전력시스템 전체의 2050년 탄소중립 경로 시나리오를 도출하고, 그 일부로써 석탄발전의 감축 및 퇴출 경로에 대해 분석하였다. 또한, 이 때 발생하는 전력시스템 전체의 비용을 탈석탄에 따른 비용으로 해석하여 분석하였다. 추가적으로 주요 이해관계자에 대한 영향을 분석하였다. 석탄발전소를 소유한 발전회사의 좌초자산 규모를 추정하였고, 지역 및 노동자에 대한 일자리 영향도 산정하였다.

분석 결과, 석탄발전은 암모니아 혼소에 대한 기술개발 및 연료가격 보조가 없는 경우 2030년대 중반에 전력시장에서 경쟁력을 잃을 것으로 전망된다. 원자력 발전이 확대되고 재생에너지를 줄이더라도 이러한 경향은 크게 바뀌지 않을 것으로 보인다. 석탄의 연료가격 대비 배출량의 비율이 LNG에 비해 개선될 수 있는 수단이 있지 않는 한 2050년 탄소중립 경로에서는 이러한 상황이 예상된다. 그린암모니아 혼소 기술이 개발되더라도 그린암모니아 연료 가격이 높기 때문에 연료가격에 대한 보조가 없으면 석탄과 암모니아를 혼소하는 발전은 지속가능하지 않을 것으로 예상된다. 그린암모니아에 대한 가격 보조가 있을 경우 석탄발전은 미미하나 2040년대 후반까지 명맥을 유지할 수 있을 것으로 보인다.

탄소중립 달성을 위한 전환부문의 2050년까지의 총 비용은 시나리오에 따라 차이는 있지만, 기준 경로 시나리오에 비해 20~30% 정도 증가하는 것으로 나타났다. 하지만, 탄소중립 경로 시나리오에서는 2050년 발전량이 기준 경로 시나리오보다 2배 이상 높기 때문에 직접적인 비용 비교는 적절치 않다. 따라서, 경로 시나리오별로 비용의 현재가치를 발전량의 현재가치로 나누어서 현가화된 발전비용을 비교하면 그 차이는 A, B 시나리오의 경우 1~2%로 줄어들고 대기오염 피해비용까지 반영되면 거의 동등한 수준이 된다. 원자력이 확대되는 C 시나리오는 오히려 기준 시나리오보다 더 낮아지는 것을 확인할 수 있다. 본 연구에서는 탄소중립으로의 전환과정에서 필요한 송배전망 투자비 증가는 포함되지 않은 점을 유의할 필요성이 있다.

이번 정부에서 추진하고 있는 원전의 역할 증대는 탄소중립으로의 전환비용을 낮추는 데는 도움이 될 수 있지만, 석탄발전의 퇴출 시기는 재촉할 것으로 보인다. 수명연장 및 신한울 3, 4 호기의 건설은 사용후핵연료 처리와 안전에 관한 문제가

해결된다면 본 분석에서 적용한 비용의 전제하에 발전비용을 일부 낮출 수 있을 것으로 나타났다. 하지만, 석탄발전 퇴출을 늦출 수는 없고 오히려 더 앞당길 수 있는 가능성이 있는 것으로 보인다.

좌초자산은 탄소중립 경로 시나리오에 따라 3.0~23.9조까지 발생할 수 있는 것으로 분석되었다. 9차 전력수급기본계획이 반영된 기준 시나리오에서도 약 3.0조 원의 좌초자산이 발생하는 것으로 분석되었다. 기술적 경제적으로 그린암모니아와의 혼소가 가능할 경우 좌초자산은 A, B 시나리오에서 약 4~5조원으로 산정되었다. C 시나리오는 4.7조에서 6.9조까지 발생할 수 있다. 그린암모니아와의 혼소가 실현되지 않으면 좌초자산은 크게 증가하는데, A, B 시나리오는 14조 내외이고 C 시나리오는 21.5~23.9조 정도 발생할 것으로 예상된다.

일자리는 국가 전체적으로는 중단기적으로 석탄발전소, 장기적으로 LNG 발전소에서 감소하는 일자리 수를 재생에너지 운영으로 인해 증가하는 일자리의 수가 충분히 상쇄할 것으로 예상된다. 하지만, 일자리가 감소하는 특정 지역 및 노동자에 대해서는 공정한 전환 차원의 지원이 필요할 것으로 보인다.

본 연구의 분석 결과를 바탕으로 다음과 같은 정책적 시사점을 제시한다. 첫째, 2050년 탄소중립 목표 달성을 위해서는 석탄발전의 질서있는 퇴진은 필수적이고, 이를 위해서는 탈석탄에 대한 종합적인 로드맵이 필요하다. 로드맵에는 탈석탄의 시점과 그린암모니아 혼소 기술 개발 계획 및 정책적 지원 방안, 예상되는 좌초자산과 이에 대한 보상 방안 등을 포함해야 할 것으로 보인다.

둘째, 탈석탄의 시점은 다소 유동적으로 설정할 필요성이 있다. 앞의 시나리오 분석에서 알 수 있는 것처럼 탈석탄의 시점은 여러 가지 전제조건과 암모니아 혼소기술 및 암모니아 가격에 따라 달라질 수 있다. 또한, 하향식으로 탈석탄 시점을 하나로 설정하는 것은 일부 발전사들의 저항을 초래할 수 있다. 하향식 접근보다는 전력시장에서 탄소비용을 적절히 반영하여 자연스럽게 퇴출을 유도하는 상향식 방법이 더 적절할 것으로 사료된다. 이의 연장선장에서 현재 전력수급기본계획도 하나의 목표안에 대한 계획을 수립하는데, 설비투자계획은 여건상 하나의 안으로 가더라도 발전량 계획은 불확실성을 반영하여 복수의 시나리오를 채택하는 것을 검토할 필요성이 있다.

셋째, 탄소중립 및 탈석탄을 달성하는 총 비용이 일부의 우려처럼 매우 크지 않을 수 있다는 점이다. IEA(2021)의 “Net Zero by 2050”이라는 보고서에서도 비슷한 결과가 도출되었다. 2022년 10월 현재 전세계적인 에너지위기로 인해 높은 화석연료가격이 유지되고 있다. 이로 인해 일부 선진국에서도 석탄사용이 증가하는 퇴행적 현상도 발생하고 있다. 재생에너지 및 에너지저장장치 등에 필요한 광물자원의 수급에 대한 우려도 있지만, 현재 에너지위기는 중장기적으로 탈탄소 추진에 대한 당위성을 제공한다고 할 수 있다.

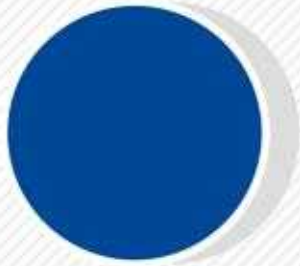
넷째, 탄소중립 과정으로 가는 과정에서 가능한 다양한 발전원을 활용하고자 한다면, 그린암모니아 기술의 개발 및 적용이 필요할 것이다. 현재 일반 암모니아의 열량당 가격도 LNG에 비해 2배 이상이다. 그린암모니아의 가격은 중단기적으로 일반 암모니아보다 높을 것으로 예상된다. 또한, 본 연구에서 분석한 탄소중립 시나리오에 의하면 석탄과 암모니아 혼소 기술은 개발이 되더라도 15~20년 정도만 사용이 가능할 것으로 예상된다. 그린암모니아와 석탄의 혼소기술 개발 및 그린암모니아 가격보조에 필요한 재원의 규모와 그 정책적 지원에 대한 정당성을 확보하기 위해서는 기술개발과 가격보조에 대한 구체적인 비용편익 분석이 필요할 것으로 보인다.

다섯째, 어떠한 탈석탄 경로를 채택하더라도 2050 탄소중립 시나리오하에서는 좌초자산이 발생할 것으로 보인다. 심지어, 9차 전력수급기본계획에 기반한 시나리오에서도 약 2.5조원의 좌초자산이 발생하는 것으로 분석되었다. 좌초자산에 대해서는 금전적, 비금전적 보상방안이 필요할 것으로 보인다. 어느 정도 보상하는 것이 적절한 것이지도 추가적인 이슈이다.

여섯째, 일자리와 관련해서는 경제 전반적인 관점보다는 직접적 영향에 노출되는 특정 지역 및 특정 노동자 그룹에 대한 대책이 필요할 것으로 보인다. 일반적으로 재생에너지가 고용유발효과가 더 많다고 하지만, 재생에너지 설비 공급의 국내 비중이 한정적이고 추가되는 고용보다는 사라지는 고용에 의한 사회적 갈등이 더 클 것이기 때문이다.

본 연구는 2050 탄소중립을 위한 경로 시나리오와 이에 따른 석탄발전 감축 경로와 비용을 분석한 흔치 않은 연구이다. 사회 전체적 관점의 비용을 추정하였을

뿐만 아니라 좌초자산과 일자리 영향과 같은 이해관계자에 대한 영향을 함께 도출하였다. 이 자체로 본 연구는 매우 의미가 있지만, 향후 탈석탄과 관련된 논의를 더 심도 있고 의미 있게 진행하려면 추가적인 시나리오에 대해 더 많은 후속 연구가 필요할 것으로 사료된다. 본 연구에서 분석한 시나리오는 다양한 전제에 기반하고 있다. 이러한 전제를 변화하는 더 다양한 시나리오 분석이 필요하다. 또한, 본 연구에서는 일자리 영향에 대해 직접적인 영향만을 분석하였는데, 향후에는 조금 더 신뢰성이 높은 데이터에 기반하여 일자리 영향에 대한 포괄적인 분석도 필요할 것으로 생각된다.



참고문헌



1. 문헌자료
2. 웹사이트

1 문헌자료

- 김기환·서유정. (2019). 재생에너지 확대의 국민경제 파급효과 분석(1/4). 에너지경제 연구원
- 산업통상자원부. (2021). 정의로운 에너지전환을 위한 폐지 석탄발전소 활용방안 연구
- 안영환. (2017). 석탄발전소의 좌초자산 조건연구. 에너지경제연구원, 기본연구보고서 17-16.
- 이철용. (2021). 에너지 전환에 따른 신재생에너지 산업의 경제적 파급효과 추정, 한국혁신학회지 16(3)
- 이동규, 박명덕, 조성진, 정연제, 전호철, 이창훈. 2018. 『발전용 에너지 제세부담금 체계 합리적 조정방안 연구』. 한국조세재정연구원.
- 조주현 외. (2018). LNG발전소 건설 및 운영에 따른 유발효과분석, 에너지경제연구 17(1)
- Ahn, Y. and Jeon, W. (2019). Power sector reform and CO2 abatement costs in Korea, Energy Policy, 131, 202-214
- Buchanan, J. M. and Tullock, G. (1962). The Calculus of Consent: Logical Foundations of Constitutional Democracy
- Bilich, A., et al. (2019). Managing the Transition-Proactive Solutions for Stranded Gas Asset Risk in California, Environmental Defense Fund
- Baumol, W. J. and Sidak, J. G. (1995). Ch.8 Stranded Costs(pp98-114), Transmission Pricing and Stranded Costs in the Electric Power Industry,

The AEI PRESS

- Dismukes, D. E. and Maloney, M. T. (1999). Stranded Investment and Non-Utility Generation, The Electricity Journal, Elsevier, vol. 12(5), pages 50-61
- IEA. (2013) Redrawing The Energy Climate Map: World Energy Outlook Special Report, International Energy Agency, Paris, and Organisation for Economic Co-operation and Development, Paris.
- Generation Foundation. (2013). Stranded Carbon Asset: Why and How Carbon Risks Should Be Incorporated in Investment Analysis
- IDB. (2016). Stranded Assets: A Climate Risk Challenge
- Neves, V. (2012). Social Costs: Where Does the Market End?, RCCS Annual Review
- Rutovitz, J., et al. (2015). Calculating Global Energy Sector Jobs, UTS
- Patrizio, P., et al. (2020). Socially equitable energy system transitions, Joule 4(8)
- Kuriyama, A. and Abe, N. (2021). Decarbonisation of the power sector to engender a 'Just Transition' in Japan: Quantifying local employment impacts, Renewable and Sustainable Energy Reviews 137
- Johnson, N., et al. (2015). Stranded on a low-carbon planet: Implications of climate policy for the phase-out of coal-based power plants, Technological Forecasting and Social Change 90(A)
- Lu, Y., et al. (2022). Plant conversions and abatement technologies cannot prevent stranding of power plant assets in 2°C scenarios, Nat Commun 13, 806
- Edwards, M. R., et al. (2022). Quantifying the regional stranded asset risks from new coal plants under 1.5°C, Environmental Research Letter 17(2)
- Gray, M., et al. (2019). Brown is the new green: Will South Korea's

commitment to coal power undermine its low carbon strategy?, Carbon Tracker Initiative

Nagatomo, Y., et al. (2021). Impacts of employment in power generation on renewable-based energy systems in Japan-Analysis using an energy system model, Energy 226

2 웹사이트

燃料アンモニア導入官民協議会. (2021). 燃料アンモニア導入官民協議会

中間取りまとめ. 2022.10.16. 접속,

(https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/nenryo_anmonia/pdf/20200208_1.pdf)

KDI 경제정보센터, 2022.09.24. 접속,

(<https://eiec.kdi.re.kr/material/conceptList.do?depth01=00002000010000100008&idx=134>)

Maloney, M. T, Sunk or Stranded Cost, Customer Choice Consumer Value, 2022.09.24. 접속,

(<http://maloney.people.clemson.edu/customerchoice/sunkor.htm>)

[별첨 표 1] METER-21 모형 내 기술기호와 기술 간 매칭표

모형 내 기술기호	기술	모형 내 기술기호	기술
nuclear	원자력	ESS C	ESS 충전량
coal	석탄	ESS D	ESS 방전량
oil	유류	other renewables	기타 신재생 (바이오, 폐기물, 수력, 소수력, 조력 포함)
lng	LNG	ammonia mix	암모니아 혼소
Solar	태양광	Hydrogen mix	수소 혼소 터빈
Wind onshore	육상풍력	Hydrogen Turbine	수소 전소 터빈
Wind offshore	해상풍력	BY Gas	부생가스
fuel cell	연료전지	NE Asia	동북아 그리드
Pump tech	양수발전		

미래결정 정책의제 연구

인 쇄 2018년 12월 27일
발 행 2018년 12월 31일
발 행 인 박 진 (朴 進)
발 행 처 국회미래연구원
주 소 서울시 영등포구 의사당대로 1
국회의원회관 2층 222호
전 화 02)786-2190
팩 스 02)786-3977
홈페이지 www.nafi.re.kr
인 쇄 처 000 (00-0000-0000)

©2018 국회미래연구원

ISBN 979-11-967072-7-9 93300

