



2022.12.31.

국회미래연구원 | 연구보고서 | 22-08호

발전부문 탄소중립 이행 경로와 사회적 비용·편익 연구

정훈, 안영환, 여영준



국회미래연구원
NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

발전부문 탄소중립 이행 경로와 사회적 비용·편익 연구



연구진

내부연구진

정훈 연구위원(연구책임)

여영준 부연구위원

외부연구진

안영환 교수(숙명여자대학교)

- ◆ 출처를 밝히지 않고 이 보고서를 무단 전재 또는 복제하는 것을 금합니다.
- ◆ 본 보고서의 내용은 국회미래연구원의 공식적인 의견이 아님을 밝힙니다.

발 | 간 | 사

기후위기 대응을 위한 탄소중립 사회로의 전환에 있어 가장 중요하고 근본적인 수단은 발전부문의 탈탄소화라고 할 수 있습니다. 그중에서도 세계 최대의 발전원이자 온실가스 배출원인 석탄발전의 중단이 선행되어야 하며, 이에 국제사회는 2021년 개최된 COP26을 통해 석탄발전의 단계적 감축과 화석연료 보조금의 단계적 폐지를 공식적으로 합의하였습니다.

이와 같은 세계적 흐름에 발맞춰 우리나라도 COP26을 통해 2050년 탄소중립을 달성하기 위해 2050년까지 탈석탄을 완료할 것을 국제사회에 약속했습니다. 이제는 국제사회에 약속한 목표를 이행하기 위해 탈석탄 계획을 구체화하고 실질적인 정책을 수립해야 할 시점입니다.

석탄발전은 산업혁명 이후 전 세계 국가의 근대화와 산업·경제 발전을 이끌어온 주요 발전원으로, 탈석탄 과정에서 관련 산업의 쇠퇴와 노동자의 일자리 상실, 지역 경제에의 영향 등으로 다양한 갈등과 비용이 발생할 것으로 예상되고 있습니다. 그러나 이와 동시에, 온실가스 배출량이 감소하고 대기오염과 주변 지역 환경 개선, 에너지 신산업을 통한 새로운 일자리 창출 등과 같은 다양한 편익이 발생할 수 있습니다. 그러므로 발전부문의 탄소중립 경로를 논의하기 위해서는 이와 같은 사회적인 부담 비용과 편익에 대한 고려가 필요하며, 이에 대한 사회적 합의가 전제될 필요가 있습니다.

이에 국회미래연구원에서는 본격적인 탈석탄 이행계획 수립에 앞서 발전부문의 탄소중립 달성 경로와 이에 따른 석탄발전소 퇴출 경로를 분석하고, 그 과정에서 우리 사회가 부담해야 할 비용과 편익, 경제사회에의 영향에 대해 살펴보고자 본 연구를 수행하였습니다.

이 과제의 책임자로 연구를 수행해주신 국회미래연구원의 정훈 연구위원과 적극적으로 연구에 참여해주신 여영준 부연구위원, 그리고 위탁연구를 수행해주신 안영환 교수님(숙명여자대학교)께 깊은 감사의 말씀을 드립니다. 본 연구 결과가 우리나라의 기후위기 대응 정책과 발전부문 탄소중립 정책을 수립하는데 도움이 되기를 바랍니다.

2022년 12월

국회미래연구원장 김 현 곤

목 차

제1장 서론	1
제1절 연구의 배경 및 필요성	3
제2절 연구의 목적 및 내용	10
제3절 국내 발전부문 탄소중립 정책 현황	13
제2장 발전부문 탄소중립 정책의 사회적 비용·편익의 개념과 범위	23
제1절 사회적 비용의 개념 탐색	25
제2절 국내외 사회적 비용·편익 분석 사례	30
제3절 소결	67
제3장 탄소중립 달성을 위한 발전부문 경로 분석	71
제1절 분석 시나리오 정의	73
제2절 분석 방법론 및 주요 전제	77
제3절 시나리오별 탄소중립 발전 경로 분석	89
제4절 소결	104

제4장 발전부문 탄소중립 경로의 사회적 비용·편익 및 영향 분석	107
제1절 발전부문 탄소중립 경로의 사회적 비용	109
제2절 발전부문 탄소중립 경로의 편익	122
제3절 발전부문 탄소중립에 따른 영향 분석	124
제4절 소결	157
제5장 결론 및 시사점	163
제1절 결론 및 정책적 시사점	165
제2절 연구의 의의 및 한계	172
참고문헌	175
Abstract	185
부록	189

표 목 차

〈표 1-1〉 제10차 전력수급기본계획 실무안의 정책별 2030 전원별 발전량 비중 전망 비교	15
〈표 1-2〉 국내 석탄화력발전소 운영 현황(신규 건설 예정 발전소 포함) (2022년 8월 기준)	17
〈표 1-3〉 석탄발전기별 최초 계획 반영 시점 및 설비 현황	20
〈표 2-1〉 외부 경제와 외부 불경제의 조건	25
〈표 2-2〉 외부 비용과 의사결정 비용	26
〈표 2-3〉 2024년 탈석탄 영향평가 보고서의 분석 옵션	37
〈표 2-4〉 중심 시나리오의 기본 가정	37
〈표 2-5〉 베이스라인 대비 순 총복지에 대한 Option 1의 화폐화 영향	41
〈표 2-6〉 두 가지 유형의 발전소에 대한 배출 집약도 목표 (규제 대상 화석연료 연소 발전소의 출력이 가중 평균된 순 MWh당 CO ₂ 파운드)	46
〈표 2-7〉 RIA에서 분석한 2005년 대비 예상 CO ₂ 감축량	49
〈표 2-8〉 집약도 기반 및 총량 기반 계획 접근 방식에 대한 규정 준수 비용	50
〈표 2-9〉 RIA에서 분석한 환경 및 건강 편익 목록과 정량화/화폐화 여부	52
〈표 2-10〉 최종 배출 지침의 에너지 시장에서의 영향 분석 결과	57
〈표 2-11〉 국내 규제영향분석서의 직·간접 비용과 편익의 개념 및 범위	62
〈표 2-12〉 영국 탈석탄 정책의 영향평가 항목 및 분석 방법	68
〈표 2-13〉 미국 CPP의 규제영향분석 항목 및 분석 방법	68
〈표 2-14〉 본 연구에서의 국내 전력 부문 탄소중립 정책의 비용·편익 분석 항목	70
〈표 3-1〉 NDC 및 NDC 상향안의 2030년 발전믹스와 배출량 목표 비교	74
〈표 3-2〉 2050 탄소중립 시나리오의 2050년 전원별 발전량 및 온실가스 배출량	74
〈표 3-3〉 분석 시나리오별 주요 전제	76
〈표 3-4〉 신재생에너지 및 저장장치 관련 모형 입력데이터	84
〈표 3-5〉 전통에너지원 관련 모형 입력데이터	87
〈표 4-1〉 본 연구의 대기오염물질별 피해비용(원/kg)	110
〈표 4-2〉 시나리오별 단순 합산 총시스템 비용의 항목별 상세	114

〈표 4-3〉 시나리오별 현가화한 총시스템 비용의 항목별 상세	115
〈표 4-4〉 시나리오별 사적 비용과 외부 비용 비교	119
〈표 4-5〉 탄소중립 전제 시나리오별 사회적 비용	120
〈표 4-6〉 시나리오별 평균 발전단가	121
〈표 4-7〉 탄소중립 전제 시나리오별 기후 편익 - 온실가스 누적 배출량 감소	122
〈표 4-8〉 탄소중립 전제 시나리오별 환경 편익 - 대기오염 피해비용 감소	123
〈표 4-9〉 모형을 활용한 석탄발전 좌초자산 추정 연구 사례	125
〈표 4-10〉 시나리오별 좌초자산 세부 항목 비교	129
〈표 4-11〉 고용 영향 분석 선행연구 사례	131
〈표 4-12〉 분석에 활용한 고용계수	134
〈표 4-13〉 1000MW 기준 석탄발전에서 LNG 발전으로 전환 시 고용인원 변화 (직접 고용+협력업체)	135
〈표 4-14〉 신재생에너지 O&M 단계에서의 고용계수	136
〈표 4-15〉 설계 CGE 모형 내 주요 산업 분류	141
〈표 4-16〉 CGE 모형 분석 설계 시나리오 설명	150
〈표 4-17〉 2030년 기준 BAU 대비 주요 거시경제지표 비교	153
〈표 4-18〉 2030년 BAU 대비 CN_C-1 시나리오에서의 소득 분배 지수 비교	156
〈표 4-19〉 국내 전력 부문 탄소중립 정책 시나리오별 사회적 비용·편익 및 영향 분석 결과	157
[별첨 표 1] METER-21 모형 내 기술기호와 기술 간 매칭표	191

그림 목 차

[그림 1-1] 탄소중립 경로에서의 주요 마일스톤	4
[그림 1-2] 2000~2021년 전 세계 석탄발전의 신규 가동 및 폐쇄 용량과 순증감 추이	6
[그림 1-3] 한국의 석탄화력 부문 탄소배출량 및 파리협정 준수 경로	8
[그림 1-4] 연구 내용 및 체계 개요	12
[그림 1-5] 제8차 전력수급기본계획의 발전원별 설비 용량 및 발전량 비중	13
[그림 1-6] 제9차 전력수급기본계획의 주요 발전원별 설비 용량 비중 계획	14
[그림 1-7] 2050 탄소중립 시나리오의 전원별 발전량 및 온실가스 배출량 목표	15
[그림 2-1] 최적 의사결정 규칙	27
[그림 2-2] 규제영향의 구분	31
[그림 2-3] 영국의 규제영향평가 절차	33
[그림 2-4] DDM 모형의 구조	36
[그림 2-5] 옵션별 중심 시나리오의 석탄발전소 용량 추이	40
[그림 2-6] Option 1의 영향평가 결과 요약 페이지	42
[그림 2-7] 미국 규제 정책 개발과 검토 과정 개요	44
[그림 2-8] RIA에서 분석한 화폐화된 편익과 준수 비용 및 순편익 결과	56
[그림 2-9] 규제심사 절차(규제심사 대상인 경우)	60
[그림 2-10] 규제영향분석 비용·편익의 구분	62
[그림 2-11] 규제영향분석서의 직접 비용 9가지 항목별 산출 공식(예시)	64
[그림 2-12] 사회적 편익(피규제자 이외 편익) 분석 항목	65
[그림 3-1] 전력 부문 METER 모형의 구조	78
[그림 3-2] 전력 부문 METER 모형 내 의사결정 단위 타임 슬라이스	79
[그림 3-3] 전력 부문 기준에너지시스템(Reference Energy System, RES)	80
[그림 3-4] 화석연료 열량 단가(1990~2050년)	81
[그림 3-5] 신에너지원 열량 단가(2020~2050년)	82
[그림 3-6] 시나리오별 탄소 비용 전제	83
[그림 3-7] 태양광 설비 투자비 전제	85
[그림 3-8] 육·해상풍력 설비 투자비 전제	85

[그림 3-9] ESS 설비 투자비 전제	86
[그림 3-10] 분석 시나리오별 전력수요	88
[그림 3-11] 베이스라인 시나리오의 발전믹스 경로 도출 결과	90
[그림 3-12] 탄소중립 A 시나리오의 발전믹스 경로 도출 결과	91
[그림 3-13] 탄소중립 B 시나리오의 발전믹스 경로 도출 결과	92
[그림 3-14] 탄소중립 C-1 시나리오의 발전믹스 경로 도출 결과	93
[그림 3-15] 탄소중립 C-2 시나리오의 발전믹스 경로 도출 결과	93
[그림 3-16] 시나리오별 온실가스 배출량 경로 비교	95
[그림 3-17] 시나리오별 연간 석탄발전량 비교	96
[그림 3-18] 시나리오별 석탄발전(유연탄) 운전 대수 비교	97
[그림 3-19] 시나리오별 연간 석탄발전(유연탄) 이용률 비교	99
[그림 3-20] 암모니아 혼소 미지원 시 탄소중립 A, B 시나리오의 발전믹스 경로	100
[그림 3-21] 암모니아 혼소 미지원 시 탄소중립 C-1, C-2 시나리오의 발전믹스 경로	101
[그림 3-22] 암모니아 혼소 미지원 시 시나리오별 석탄발전량 비교	102
[그림 3-23] 암모니아 혼소 미지원 시 시나리오별 석탄발전(유연탄) 운전 대수 비교	103
[그림 3-24] 암모니아 혼소 미지원 시 시나리오별 연간 석탄발전(유연탄) 이용률 비교	103
[그림 4-1] BL 시나리오와 CN_A 시나리오의 연도별 시스템 비용	112
[그림 4-2] 시나리오별 단순 합산한 총시스템 비용	113
[그림 4-3] 시나리오별 현가화한 총시스템 비용	115
[그림 4-4] 대기오염물질별(SO _x , NO _x , PM _{2.5}) 연간 배출량	117
[그림 4-5] 시나리오별 연간 대기오염물질 피해비용	118
[그림 4-6] 시나리오별 좌초자산(NPV)	128
[그림 4-7] ESO-JEDI 모형 프레임워크	132
[그림 4-8] 시나리오별 2020년 대비 발전원 고용 증감(명)	137
[그림 4-9] 시나리오별 2020년 대비 석탄발전 고용 증감(명)	138
[그림 4-10] 석탄발전 소재 지역의 2020년 대비 발전원별 고용 증감(명)	139

[그림 4-11] 설계 CGE 모형 내 주요 산업 최종재 생산 구조	143
[그림 4-12] 설계 CGE 모형 내 전력 생산 구조	145
[그림 4-13] 산업별 노동 투입 구조 세분화를 위한 접근법	146
[그림 4-14] 숙련 노동의 내생적 노동공급 곡선	147
[그림 4-15] 비숙련 노동의 내생적 노동공급 곡선	147
[그림 4-16] 주요 방법론적 접근	149
[그림 4-17] 탄소중립 시나리오별 BAU 대비 GDP 변화(2015~2030)	151
[그림 4-18] BAU 대비 CN_C-1 시나리오의 GDP 및 사회적 후생 변화(2015~2030)	152
[그림 4-19] BAU 대비 CN_C-1 시나리오의 숙련 프리미엄 변화(단위: %)	154
[그림 4-20] BAU 대비 CN_C-1 시나리오에서의 가계분위별 소득 변화(%)	155

요 약

1 서론

□ 연구의 배경 및 필요성

- 탄소중립 달성을 위해 발전부문의 탈탄소화는 가장 중요하고 근본적인 수단으로, IPCC, IEA 등 국제기구들은 석탄화력발전소의 투자 중단과 기존 발전소의 조기 폐지가 필요함을 강조하고 있음. IEA는 선진국은 2030년까지, 개발도상국은 2040년까지 석탄발전을 단계적으로 중단할 것을 권고함.
- 우리나라도 2050년 탄소중립과 탈석탄을 목표로 정책을 추진하고 있으나 기존 계획상으로는 2050년까지 탈석탄이 어려우며, 탈석탄 목표 달성을 위한 구체적인 계획이나 발전부문 탄소중립 전환 경로는 아직 제시되지 않은 상황임. 이에 탈석탄 목표 달성을 위한 구체적 경로 마련이 필요하며, 그 과정에서 발생할 수 있는 사회적 비용과 편익에 대한 고려 및 사회적 합의가 전제될 필요가 있음.

□ 연구의 목적 및 내용

● 연구 목적

- 2050년 탄소중립과 2030 NDC 목표 달성을 위한 2050년까지의 전력믹스와 석탄발전 감축 경로 분석을 통해 발전부문 탄소중립 정책의 방향성을 제시하고자 함.
- 발전부문의 탄소중립 전환에 따른 사회적 비용과 편익, 이해관계자들에 대한 영향 분석 프레임워크를 제시하고 분석을 시도하여, 정책 의사결정 수단으로서의 사회적 영향 분석 필요성을 검증하고자 함.

● 연구 내용

- 국내외 사회적 비용과 편익에 대한 개념 및 사례 조사를 통해 발전부문 탄소중립 정책의 비용·편익 분석 프레임워크를 제안함.
- 전력시스템 모형을 이용하여 2050 탄소중립 및 2030 NDC 목표 달성을 위한 발전부문 탄소중립 경로를 분석함.
- 분석 시나리오별 발전부문 탄소중립 경로의 사회적 비용·편익과 좌초자산, 고용 영향, 경제사회적 영향을 분석함.

□ 국내 발전부문 탄소중립 정책 현황

● 발전부문 탄소중립 관련 정책

- 기존에는 제8·9차 전력수급기본계획을 통해 30년 이상 가동한 노후 석탄발전소 폐쇄 및 LNG 연료전환을 기반으로 탈석탄 정책을 추진해 옴.
- 2020년 10월 탄소중립 선언 이후 2021년 8월 탄소중립기본법이 통과되면서 2050년 탄소중립이 법제화되었으며, 2021년 10월 2050 탄소중립 시나리오를 통해 2050년 탈석탄 목표를 제시함.
- 현재 제10차 전력수급기본계획을 수립 중에 있으며, 2022년 8월 공개된 실무안에서는 노후 석탄발전소 폐쇄와 LNG 연료전환 기조를 유지하여 2036년까지의 발전 설비 계획을 담고 있어 2050년까지의 탄소중립 경로는 별도 수립이 필요한 상황임.

● 국내 석탄화력발전소 현황

- 국내에서는 2022년 9월 기준으로 57기(35.8GW)의 석탄화력발전소가 가동 중이며, 현재 건설 중인 4기의 신규 발전소가 완공되는 2024년에는 40.6GW로 정점에 도달한 후 노후 발전소 폐지와 LNG 연료전환으로 점진적으로 감소할 것으로 전망됨.
- 그러나 현재 발전소 폐지 기준인 30년 가동을 보장할 경우 석탄발전소가 2054년까지 가동될 것으로 예상됨. 2050년 탈석탄 목표 달성을 위해서는 발전소 조기 폐지가 필요한 상황이며, 조기 폐지를 진행할 경우 폐지되는 해당 발전소는 좌초자산화가 될 것으로 전망됨.

2 발전부문 탄소중립 정책의 사회적 비용·편익의 개념과 범위

□ 사회적 비용의 개념 탐색

● 사회적 비용의 경제학적 의미

- 사회적 비용은 일반적으로 사회 구성원 모두가 부담하는 비용을 의미하며, 경제활동과 관련된 사회적 비용은 경제활동 참여자가 시장 내에서 부담하게 되는 사적 비용과 시장에서 반영되지 않는 외부 비용을 구분할 수 있음.

● 비용·편익 분석에서의 사회적 비용

- OECD 회원국 대부분은 정책 평가를 위해 비용·편익 분석을 진행하고 있으며, 공공정책 평가가 사회적 관점에서 실시됨에 따라 사회적 비용·편익 분석으로 지칭하고 있음.
- 사회적 비용·편익 분석은 정책이 모든 사회 구성원에게 미치는 결과의 가치를 화폐화하여 정산하며, 일반적으로 현재 대비 변화분으로 측정하고 현가화함. 사회적 비용 산정을 위해 어떤 비용 항목을 어떻게 반영할지 결정해야 하며, 화폐화나 정량화가 불가능한 경우 정성적인 분석을 병행할 수 있음.
- 본 연구에서의 사회적 비용은 일반적으로 가장 많이 사용되는 사적 비용과 외부 비용의 합으로 정의하고, 사적 비용의 범위는 전력시스템 전체의 투자 비용, 고정 및 변동 운영 유지 비용, 연료 비용, 탄소 비용을 포함하고 외부 비용은 대기오염 피해비용으로 보고자 함.

□ 국내외 사회적 비용·편익 분석 사례

● 영국

- (규제영향분석 개요) 영국은 정부에서 수행하는 모든 정책 및 프로그램, 프로젝트와 규제에 대해 포괄적이고 비례적인 영향평가(Impact

Assessment, IA)를 실시하도록 의무화하고 있으며, 규제 대안들을 사전적으로 평가하는 방법으로 비용·편익 분석을 진행하고 있음. 영국 재무부에서 발간한 비용·편익 분석 절차와 방식에 대한 안내서를 기반으로 검토 대상이 되는 규제나 정책 대안들에 대해 사회 전체가 부담해야 할 비용과 편익을 금전적으로 정량화하여 분석하고 비시장재까지도 분석에 포함하도록 하고 있음.

- **(탈석탄 정책)** 2008년 세계 최초로 기후변화법을 제정하며 2050년까지 1990년 대비 80% 이상 감축 목표를 제시한 영국은 전력 부문 탈탄소화를 위해 제정한 에너지법을 2013년에 개정하고 탄소배출 허용 기준 강화 등의 정책 추진을 통해 노후 석탄발전소를 퇴출하고 신규 발전소 건설을 원천 차단함. 이후 2015년 파리협정 준비 과정에서 세계 최초로 탈석탄 정책을 공식 선언하고, 2017년에는 2025년 탈석탄 목표를 수립하였으며, 2019년 탄소중립 선언 이후 2030년 온실가스 감축 목표를 1990년 대비 68%로 상향하기 위해 기후변화법을 개정하고 탈석탄 시점을 2024년으로 앞당김.
- **(탈석탄 정책의 비용·편익 분석 사례)** 영국은 2017년에 수립한 2025년을 목표로 하는 탈석탄 정책에 대해 영향평가를 진행하였으며, 2020년에는 탈석탄 시점을 2024년으로 앞당기는 것에 대한 영향평가를 추가로 진행함. 본 연구에서는 2020년에 분석한 영향평가 결과를 기반으로 살펴봄. 해당 영향평가 보고서에서는 정부 개입이 없는 옵션과 2024년까지 석탄발전소를 강제 종료하는 옵션 및 2025년까지 강제 종료하는 옵션을 기반으로 분석하였으며, 분석 항목과 방법은 아래 표와 같음.

〈영국 탈석탄 정책의 영향평가 항목 및 분석 방법〉

구분	세부 항목	분석 방법
화폐화된 항목	<ul style="list-style-type: none"> • 탄소 비용 • 발전 비용 • 자본 비용 • 시스템 비용 • 기타 비용 	영국 BEIS에서 운영하는 전력 시장 통합 모델인 DDM 모형 활용

구분	세부 항목	분석 방법
비화폐화된 항목	<ul style="list-style-type: none"> • 국제 기후변화 리더십 • 신규 건설 발전 용량에 대한 투자 장애 요인 감소 • 석탄화력발전소의 의무적 폐쇄에 대한 인지, 실행 및 모니터링 비용 • 철도 화물 부문, 항구 기반 시설 및 영국 광업 부문에 대한 영향 • 건강 및 안전에의 영향 • 무역 및 투자에 대한 영향 	정성 분석
그 외 항목	<ul style="list-style-type: none"> • 분배 영향 • 산업 및 중소기업에의 영향 • 소비자 전력요금에의 영향 	항목에 따라 DDM이나 다른 방법론 활용 혹은 정성 분석 진행

• 미국

- **(규제영향분석 개요)** 미국은 신규 규제 영향에 관한 체계적인 분석과 평가를 발전시킨 국가로, 규제영향분석(Regulatory Impact Analysis, RIA) 체계는 예산관리처(OMB)에서 총괄 관리·운영하고 있음. RIA의 가장 중요한 방법은 비용·편익 분석이며, 정부 규제뿐 아니라 기타 프로젝트와 관련해서도 비용·편익 분석을 통해 장기적, 거시적 관점에서 평가하고 사적 비용·편익과 구분하여 사회에 기대되는 편익과 비용을 포괄적으로 측정하도록 하고 있음. 대안들의 비용·편익을 비교·평가하기 위해 규제 조치가 없는 경우인 베이스라인을 설정하고, 화폐화 및 정량화된 비용과 편익을 산출하여 순현재가치로 표현하도록 하고 있음.
- **(석탄발전 규제 정책)** 2015년 오바마 정부에서는 발전소 온실가스 저감과 파리협정의 NDC인 2030년 2005년 대비 32% 감축 목표를 달성하기 위해 전력 부문의 청정 전환 전략인 청정전력계획(Clean Power Plan, CPP)을 수립함. CPP는 화석연료 기반 발전소의 탄소배출을 규제하는 정책으로, 미국 환경보호청(EPA)은 화석연료 발전소의 온실가스 배출량 감축 계획 수립 시 주에서 따라야 하는 최종 배출 지침을 제시함.
- **(석탄발전 규제 정책의 비용·편익 분석 사례)** EPA는 CPP 최종 지침에 대해 규제영향분석을 수행하였으며, 주 정부가 참고할 수 있도록 집약도 기반 접근 방식과 총량 기반 접근 방식의 두 가지 방식으로 모델링을 진행함. 분석에는 미국 전력시스템에 대한 통합 계획 모델인 IPM을 이용

하였으며, 규제 준수 비용과 잠재적 편익, 기타 경제적 및 고용에의 영향 등을 분석함. 분석 항목과 분석 방법은 다음과 같으며, 규제가 시행되지 않는 기준 사례와 비교하여 비용과 편익을 산출함.

〈미국 CPP의 규제영향분석 항목 및 분석 방법〉

구분		세부 항목	분석 방법
온실가스 감축 효과	정량화	• 2005년 대비 CO ₂ 감축량	미국 EPA에서 개발한 IPM 모형 활용
준수 비용	화폐화	• 석탄화력발전소의 열률 개선과 새로운 발전원에 대한 연간 자본 투자 비용 • 오염물질 감축 시설 운영 비용 • 연료전환 비용 • 수요 측 에너지 효율 개선 비용 • 규정 준수를 위한 기타 비용(모니터링, 보고, 기록 관리 등)	미국 EPA에서 개발한 IPM 모형 활용
편익	화폐화	• 기후 편익 • 대기오염 개선에 따른 건강 공편익	통합 평가모델 IAM을 활용한 SC-CO ₂ 추정법
	비화폐화	• 비화폐화된 기후 편익 • NO ₂ 및 SO ₂ 에 대한 노출 감소 • 수은 침착 감소 • NO _x , SO ₂ , PM _{2.5} , 수은 배출 감소로 인한 생태계 편익 • 가시성 개선	정성 평가
경제적 영향	정량화	• 소매 전기 가격, 석탄 가격, 발전용 석탄 생산량, 발전용 천연가스 가격, 발전용 천연가스 사용량 등 에너지 시장에서의 영향	IPM 및 정부 데이터 활용
일자리 영향	정량화	• 발전소 설비, 석탄 및 천연가스 생산, 수요 측면의 에너지 효율 활동 관련 고용 영향 추정	

• **국내**

- **(규제영향분석 개요)** 국내에서는 행정규제기본법 제7조에 의거하여 행정규제 신설 혹은 강화 시 규제영향분석서를 작성하도록 의무화하고 있으며, 국회, 법원, 헌법재판소, 선거관리위원회 및 감사원이 하는 사무

에 대해서는 적용을 제외하고 있음. 규제영향분석은 국무조정실이 주관하고 있으며, 행정연구원에서 비용 검증과 영향평가 결과를 검토하고 있음.

- **(규제영향분석에서의 비용·편익 분석)** 국내 규제영향분석은 원칙적으로 사회적 비용·편익 분석을 기본으로 하고 있으며, 규제로 인해 모든 영향 집단에게 발생하는 비용과 편익을 분석하도록 하고 있음. 규제영향집단은 피규제자와 그 외 집단으로 구분하고, 피규제자에 대해서는 직접/간접 비용과 편익을 구분하여 분석하여 연간균등순비용으로 환산하도록 하고 있음. 분석 항목과 분석 방법에 대해서는 규제 유형과 내용에 따라 다르므로 규제영향분석서에서는 직접/간접 비용과 편익 항목별 개념과 범위를 예시로 제공하고 있으며 세부 항목별 산출 공식도 예시로 제시하고 있음.
- **(석탄화력발전소 관련 사회적 편익 분석 사례)** 국내에서는 석탄화력발전소 폐지 혹은 탈석탄 정책과 관련된 비용·편익 분석이 진행된 사례는 없으며, 환경부에서 대기오염 관리를 위해 석탄발전소의 배출 허용 기준 강화를 위해 환경 개선 편익을 분석한 사례가 있음.

□ 국내 전력 부문 탄소중립 정책의 비용·편익 분석 범위 제안

- 본 연구에서는 참고문헌과 국내외 사례를 참고하여 전력 부문 탄소중립 정책의 사회적 비용과 편익 분석 프레임워크를 다음과 같이 제안하고, 시범적으로 분석을 시도해 보고자 함. 다만 여기에서 제안한 항목들은 가용 가능한 분석 방법론과 데이터를 기반으로 분석 가능한 항목들에 대해 제한적으로 제시한 것임. 일부 비용 항목들은 데이터 부재 및 분석의 불가함으로 인해 부분적으로 반영되었으며, 전력 부문의 전체 비용을 대변하는 것은 아님.
- 본 연구에서의 사회적 비용은 사적 비용과 외부 비용의 합으로 정의하고 사적 비용은 총시스템 비용으로, 외부 비용은 대기오염 피해비용으로 구성함. 편익 항목으로는 환경 편익과 기후 편익으로 각각 대기오염 피해 비용 저감과 온실가스 배출 감축량을, 기타 영향으로는 발전사업자에 대한 영향에 해당하는 좌초자산 규모와 노동자 및 지역어의 영향에 해당하

는 일자리 영향, 사회 전체에의 영향에 해당하는 경제사회적 영향을 분석하고자 함.

〈국내 전력 부문 탄소중립 정책의 비용·편익 분석 프레임워크 제안〉

구분		항목	세부 항목
비용	화폐화	총시스템 비용	<ul style="list-style-type: none"> 전력시스템 전체의 투자 비용 고정 및 변동 운영 유지 비용 연료 비용 탄소 비용
		대기오염 피해비용	<ul style="list-style-type: none"> SO_x, NO_x, PM_{2.5}에 대한 대기오염물질별 피해 비용
편익	화폐화	환경 편익	<ul style="list-style-type: none"> 대기오염 피해비용 저감
	정량화	기후 편익	<ul style="list-style-type: none"> 온실가스 배출 감축량
기타 영향	화폐화	좌초자산	<ul style="list-style-type: none"> 좌초자산 규모
	정량화	고용 영향	<ul style="list-style-type: none"> 일자리 증감
	정량화	경제사회적 영향	<ul style="list-style-type: none"> GDP, 사회적 후생, 전체 산업 활동, 실업률, 투자, 민간 소비 활동

3 탄소중립 달성을 위한 발전부문 경로 분석

□ 분석 시나리오 정의

- 발전부문 탄소중립 경로 분석을 위해 제9차 전력수급기본계획을 바탕으로 한 기준 시나리오와 2050년 탄소중립 달성을 가정한 시나리오를 설계함. 2050년 탄소중립을 가정한 시나리오는 2050 탄소중립 시나리오안에서 제시된 A/B안과 2030 NDC 상향안의 온실가스 감축 목표 및 발전믹스를 충족하는 시나리오와, 현 정부의 원자력 확대 정책 기조를 반영한 시나리오를 추가로 설계함. 여기서 원자력 확대 시나리오는 원전 발전량 확대로 인해 재생에너지가 축소하는 시나리오와, 재생에너지 발전 비중은 유지되되 석탄과 LNG 발전이 축소하는 시나리오로 구분하여 설계함. 설계한 분석 시나리오별 주요 전제는 다음과 같음.

〈분석 시나리오별 주요 전제〉

시나리오 구분	시나리오 주요 내용
베이스라인 (BL)	<ul style="list-style-type: none"> • 제9차 전력수급기본계획 기반 2050년 연장 시나리오 • 온실가스 감축 목표는 2030년 192.7백만톤, 이후 유사한 감축 강도 유지
탄소중립 A (CN_A)	<ul style="list-style-type: none"> • 2050 탄소중립 시나리오 A, 2030 NDC 상향안
탄소중립 B (CN_B)	<ul style="list-style-type: none"> • 2050 탄소중립 시나리오 B, 2030 NDC 상향안
탄소중립 C-1 (CN_C-1)	<ul style="list-style-type: none"> • CN_B 전제 + 원자력 비중 증대(신한울 3·4호기 2033년, 2034년에 도입, 수명 40년 원자력 60년으로 연장) • 원전 건설비 대비 계속운전 투자비 비중 25%(17~25%) 반영 • 2030 재생에너지 비중 25%, 원자력 비중 33.8% • 2050년은 탄소중립 B를 기준으로 하되 원자력 증대에 따라 최적화 과정을 거쳐 조정
탄소중립 C-2 (CN_C-2)	<ul style="list-style-type: none"> • CN_B 전제 + 원자력 비중 증대(신한울 3·4호기 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 최적화 과정을 거쳐 조정

□ 분석 방법론 및 주요 전제

• 분석 방법

- 발전부문 탄소중립 경로와 비용·편익 분석을 위해 에너지시스템 모형의 전력 부문 모형인 METER 모형을 사용하였음. METER 모형은 에너지 공급 및 소비 부문을 모사한 상향식 부분균형 모형으로 선형 계획법에 기반한 최적화 모형임. 본 모형은 연도별 시간 단위 전력수급을 모형화한 것으로, 핵심 의사결정변수는 연도별 발전 설비에 대한 투자량과 발전량이며, 수요를 충족하면서 총시스템 비용을 최소화하는 원별 전력믹스와 에너지 소비량을 도출할 수 있음. 모형에는 총 13개 발전 연료와 263개 기술이 반영되어 있으며, 석탄화력, 원자력, 가스복합 등의 개별 단위 규모가 큰 전통에너지원은 개별 발전원에 대한 특성 데이터를 반영하고, 신재생에너지, 열병합발전, 기타 기술은 개별 발전원 규모가 작아

기술 분류별 묶음 단위로 기술 특성 데이터를 반영함.

- **연료 비용 및 탄소 가격 전제**

- **(화석연료 비용)** 화석연료 가격은 전통에너지원의 변동비를 좌우하는 에너지 전환의 주요 요인 중 하나로, 2022년 상반기 고유가 상황을 반영하여 2017년 하반기부터 2022년 상반기까지 최근 5년간 연료별 연평균 가격이 2050년까지 유지되는 것으로 가정하고 전력거래소 열량 단가를 반영함.
- **(신에너지원 비용)** 수소와 암모니아는 아직 상용화 단계에 이르지 않아 정부 목표와 국제 연구 기관의 전망치를 근거로 반영함.
- **(탄소 가격)** 본 연구에서 적용한 탄소 가격은 2040년 및 2050년은 IEA의 SD 시나리오의 탄소 가격 전망을 바탕으로 외생변수로 반영하고, 2030년은 2030 NDC 상향안을 재현하는 과정에서 도출된 모형의 결과를 반영함. 여기에서의 탄소 가격 수준은 유상할당 수준을 반영하여 전원의 급전순위에 반영되는 실질 탄소 가격으로 해석해야 함.

- **신재생에너지 및 에너지저장장치(ESS) 기술 전제**

- 모형 내에 반영된 신재생에너지 기술은 태양광, 육·해상풍력, 연료전지, 수소가스터빈, 수소/암모니아 혼소, 바이오, 조력, 수력, 소수력 발전이며, 에너지저장장치로는 양수 발전과 ESS(리튬이온배터리) 기술이 포함됨. 신재생에너지와 ESS의 설비 투자비 및 운영 유지비는 IRENA, NREL, BNEF, 한국전력통계연보, 수소경제활성화로드맵, 수소경제로드맵, 신재생에너지백서 등 국내외 보고서의 전망 데이터를 활용하여 반영함.

- **전통에너지 기술 전제**

- 모형 내에 전통에너지 기술은 원자력, 석탄, 가스복합, 유류 및 내연력, 열병합, CCGT-CCS가 발전기 단위로 반영되어 있으며, 전력통계정보시스템과 한국전력통계연보 등 통계를 활용하여 데이터를 구축함.

- **전력수요**

- 시나리오별 전력수요 도출을 위해 제9차 전기본의 목표수요 전망을 활용하고 2030 NDC 상향안의 2030년 전력수요에 맞춰 선형적인 증가를

가정함. 베이스라인 시나리오는 제9차 전기본의 목표수요를 그대로 따르며 2050년까지 증가 추세가 연장되는 것으로 가정하고, 탄소중립 시나리오는 2050 탄소중립 시나리오안의 2050년 목표 발전량 및 목표 송배전 손실률로 추정된 2050년 목표수요에 도달하도록 동일한 연평균 증가율을 적용하여 전망함.

□ 시나리오별 탄소중립 발전 경로 분석

● 시나리오별 발전믹스 경로

- 기준 시나리오인 베이스 시나리오는 제9차 전기본을 기반으로 하고 있어 2050년 탄소중립 목표는 달성하지 않으며, 재생에너지 설비비 하락에 따라 점진적인 재생에너지 발전 비중 확대 및 배출량 하락이 2050년까지 꾸준히 나타남.
- 탄소중립 A, B 시나리오는 2030 NDC 상향안과 2050 탄소중립 목표를 만족하는 시나리오로, 탄소중립 B 시나리오는 LNG CCS가 도입됨에 따라 탄소중립 A 시나리오에 비해 LNG 발전이 더 오래 유지되며, 수소 전소 터빈 도입과 발전량 증가가 늦어지는 경향을 보임. 2050년 재생에너지 비중은 탄소중립 A 시나리오 대비 10%p가 낮아 ESS 요구도 상대적으로 낮으며, 석탄발전 비중은 LNG CCS가 부재한 탄소중립 A 시나리오가 미세하게 높게 유지됨.
- 탄소중립 C 시나리오는 확대되는 원전 발전량이 재생에너지를 대체하는 C-1 시나리오와 석탄, LNG 발전량을 대체하는 C-2 시나리오로 각 시나리오별 2030년 재생에너지 발전 비중은 25%, 30%임. 탄소중립 C-1, C-2 시나리오 모두 석탄발전량이 2040년대 초반 이후 크게 감소하여 2040년 중후반에 감소하는 탄소중립 A, B 시나리오 대비 조기에 감소하는 것으로 나타남.

● 시나리오별 온실가스 배출량 경로 비교

- 온실가스 배출량은 시나리오별 발전믹스 경로에서의 발전기별 발전량과 효율, 배출계수를 기반으로 산출하였으며, 2017~2020년 국가 명세서 실적과 신규 발전원의 경우 최신 발전기 수치를 반영함.

- 분석 결과, 탄소중립을 가정한 시나리오는 모두 베이스 시나리오 대비 배출량이 적게 나타남. 순 누적 배출량은 LNG CCS의 영향으로 탄소중립 B 시나리오가 탄소중립 A 시나리오에 비해 적은 것으로 나타났으며, 탄소중립 C-1, C-2 시나리오는 원전이 석탄과 LNG 발전을 조기 대체하여 더 적은 배출량을 나타냄.

● 시나리오별 석탄발전량 비교

- 시나리오별 총누적 석탄발전량은 베이스 시나리오 > 탄소중립 A > 탄소중립 B > 탄소중립 C-1 > 탄소중립 C-2 순으로 나타났으며, 온실가스 배출량과 유사한 패턴을 보임. 탄소중립 A, B 시나리오는 2030년대 중반까지 유사하게 감소하다가 이후 탄소중립 B 시나리오가 LNG 발전 이용률 증가로 석탄발전량이 급격히 감소함. 원전이 석탄발전을 대체하는 탄소중립 C-2 시나리오가 전체적으로 가장 적은 석탄발전량 수준을 보이며, 탄소중립 C-1 시나리오는 원전이 재생에너지 일부를 대체하며 2033년 이전까지는 A, B 시나리오와 유사한 발전량을 보이다가 2035년 이후 C-2 시나리오와 유사한 발전량을 보임.

● 연도별 석탄발전 운전 대수 및 이용률 비교

- **(운전 대수)** 석탄발전 운전 대수는 국내 유연탄 기력발전기를 대상으로 산정하였으며, 연중 발전량이 양일 경우 운전 대수로 간주함. 분석 결과, 2021년 54개가 가동된 발전기는 노후 석탄발전소 퇴출 및 이용률 감소로 2030년 18~29대로 감소하였으며, 베이스 시나리오 대비 탄소중립 가정 시나리오에서 6~11대가 추가 중단되는 것으로 나타남. 2045년에는 탄소중립 시나리오에서 6~11기가 운전할 것이며, 2050년에는 탄소중립 달성이 가정되지 않은 베이스 시나리오에서만 7기가 운전할 것으로 나타남.
- **(이용률)** 석탄발전 이용률은 연간 총발전가능량 중 연간 발전량의 비중으로 산출하였으며, 시나리오별 석탄발전 이용률은 베이스라인 > 탄소중립 A > 탄소중립 B > 탄소중립 C-1 > 탄소중립 C-2 순으로 나타남. 노후 석탄발전소의 퇴출로 2030년까지 탄소중립 C-2 시나리오를 제외한 모든 시나리오에서 1~3%p 증가하였으며, 탄소중립 C-2 시나리오는

15%p가량 감소함. 2030년 이후에는 탄소 비용으로 인한 변동비 간 역전 및 재생에너지 확대로 탄소중립 전제 시나리오 모두 석탄발전 이용률이 크게 감소하였으며 원전이 추가 확대되는 탄소중립 C-1, C-2 시나리오가 더 크게 감소함. 베이스라인 시나리오는 전 기간에 걸쳐 60% 내외의 이용률을 보임.

● 암모니아 혼소 미지원 시 탈석탄 경로

- 2030 NDC 상향안에는 암모니아 연소 기술 활용을 고려하고 있으나 현재 발전용 암모니아 가격 및 향후 연료비 전망 수준으로는 경제성이 높지 않아 암모니아 혼소 발전의 보급이 NDC 상향안 목표에 미달하는 것으로 나타남. 이에 본 연구에서는 암모니아 연료 비용에 대한 정부 지원이 있을 것을 가정하여 분석하였으며, 여기에서는 암모니아 혼소 기술 보급의 석탄발전 영향을 확인하기 위해 정부 지원이 없는 경우에 대해 추가적으로 분석함.
- **(발전믹스 경로)** 암모니아 연료비 지원이 부재한 경우 탄소중립 A와 B 시나리오에서는 2028년 이후 석탄발전량이 크게 감소하고 LNG 발전의 석탄 대체 양상이 가속화되는 것으로 나타남. 탄소중립 C-1, C-2 시나리오에서도 2034년경까지만 석탄발전이 운전되는 것으로 나타나 앞서 분석한 결과와 비교해 보면, 암모니아 연료비 지원이 석탄화력발전 운전 기간을 15년 정도 연장하는 효과가 있음을 확인함.
- **(석탄발전량 경로)** 암모니아 연료비 지원이 부재한 경우 모든 탄소중립 전제 시나리오에서 석탄발전은 2027년 이후 2035년까지 급속히 감소하여 0에 가까워짐. 이후 탄소중립 A, B 시나리오는 소폭 증가했다가 2040년대 후반에 완전한 탈석탄이 이뤄졌으며, 탄소중립 C-1, C-2 시나리오에서는 2037년경 탈석탄이 이뤄질 것으로 분석됨.
- **(석탄발전 운전 대수 및 이용률)** 암모니아 연료비 지원 부재 시, 탄소중립 전제 시나리오의 석탄발전 운전 대수는 2030년에 9~13기 수준으로 감소하였으며, 이용률은 연료비 지원이 있는 경우의 2035~2040년 수준으로 나타남. 이를 통해 암모니아 연료비 지원으로 탈석탄 시점은 15년 정도 연장되고 석탄발전 운전 대수와 이용률 감소도 5~10년 정도 지연되는 것을 알 수 있으며, 결과적으로 석탄발전 설비의 활용 기간이 늘어

남에 따라 좌초자산 규모를 줄일 것으로 예상됨.

□ 소결

● 정책적 시사점

- 2050년 탄소중립 목표 달성을 위해 석탄발전의 질서 있는 퇴진과 이를 위한 종합적인 탈석탄 로드맵이 필요함. 로드맵에는 탈석탄의 시점과 그린 암모니아 혼소 기술 개발 계획 및 정책적 지원 방안, 예상되는 좌초자산 및 이에 대한 보상 방안 등이 포함되어야 함.
- 탈석탄 시점은 여러 전제 조건과 암모니아 혼소 기술 및 암모니아 가격에 따라 달라질 수 있어 유동적으로 설정할 필요가 있음. 또한 하향식 접근보다는 전력 시장에서 탄소 비용을 반영하여 자연스럽게 퇴출을 유도하는 상향식 방법을 지향하고, 전력수급기본계획도 발전량 계획에 대해 불확실성을 반영하여 복수의 시나리오를 채택하는 방안도 검토할 필요가 있음.
- 탄소중립 과정에서 다양한 발전원 활용을 위해서는 그린 암모니아 기술 개발 및 적용이 필요하나 그린 암모니아의 중단기적 가격과 해당 기술의 활용 기간을 고려할 때 가격 보조를 위한 재원 규모와 정책 지원의 정당성 확보를 위한 구체적인 비용·편익 분석이 필요할 것으로 판단됨.

4 발전부문 탄소중립 경로의 사회적 비용·편익 및 영향 분석

□ 발전부문 탄소중립 경로의 사회적 비용

● 사회적 비용의 범위 및 산정 방법

- 본 연구의 사회적 비용은 사적 비용과 외부 비용의 합으로 정의하였으며, 사적 비용의 범위는 전력시스템 전체의 총시스템 비용으로, 투자 비용, 고정 및 변동 운영 유지 비용, 연료 비용, 탄소 비용 등을 포함함. 연료 비용은 화석연료 비용뿐 아니라 원자력, 암모니아, 수소 등 신에너지 연료 비용까지 포괄하고, 설비 투자비는 자본회수계수를 반영하여 설비 수명에 걸쳐 비용이 균등하게 지출되도록 반영하였으며, 탄소 비용은 유상할당제도에

따라 사업자가 재무적으로 인식하는 탄소 비용만을 반영함. 다만, 원자력 리스크 관련 비용이나 송배전망 관련 추가 비용은 반영되지 않음. 외부 비용은 화석연료 사용으로 인해 발생하는 대기오염 피해비용만을 고려함.

- 분석 대상 기간은 2021~2050년이며, 전력 부문 총시스템 비용은 단순 합산 방식과 현재가치화의 두 가지 방식으로 산출하였으며, 현재가치화 방식은 2021년 기준으로 4.5%의 할인율을 적용함. 대기오염 피해비용은 석탄 및 가스 발전의 오염물질 배출량과 오염물질의 배출량당 피해비용을 곱하여 산정하였으며, 배출량당 피해비용은 문헌자료를 기반으로 조정하여 사용함.

● 사회적 비용 산정

- **(총시스템 비용)** 시나리오별로 단순 합산한 총시스템 비용 규모는 1,900~2,600조원으로 탄소중립을 전제한 시나리오의 총시스템 비용이 베이스라인 대비 20% 이상 높게 나타났으며, 전력수요 증가로 인해 전통원과 신재생에너지 투자비 모두 증가하고, 화석연료 사용은 감소한 반면 수소연료 비용 증가로 연료비도 상승함. 할인율 4.5%로 현가화한 총시스템 비용은 1,000~1,300조원 규모로 단순 합산 대비 1/2 수준으로 감소하였으며, 베이스라인 대비 탄소중립 전제 시나리오의 비용 차이도 상대적으로 감소함.
- **(대기오염 피해비용)** 대기오염 피해비용은 SO_x, NO_x, PM_{2.5} 세 가지 대기오염물질에 대하여 산정하였으며, 먼저 시나리오별 석탄 및 가스 발전에서 배출되는 대기오염물질별 배출량을 산정하고 대기오염물질별 단위중량당 피해비용을 곱하여 산출함. 산출된 대기오염물질 피해비용 총액은 베이스라인 > 탄소중립 A > 탄소중립 B > 탄소중립 C-1 > 탄소중립 C-2 시나리오 순으로 나타났으며, 베이스라인 대비 탄소중립 전제 시나리오에서 16.7~27.0% 감소하여 발전부문 탄소중립에 따른 환경 편익이 발생함을 확인함.
- **(시나리오별 사회적 비용)** 사적 비용인 총시스템 비용과 외부 비용인 대기오염 피해비용을 합산하고 베이스라인과의 비교를 통해 발전부문 탄소중립 경로의 사회적 비용을 산정함. 시나리오별 단순 합산한 총비용은 2,000~2,600조원 수준이며, 현가화한 총비용은 1,100~1,300조원 수준으로 나타남. 현가화된 비용을 기준으로 사회적 비용을 산정한 결과, 탄

소중립 전제 시나리오별 사회적 비용은 120~240조원 수준으로 탄소중립 A > 탄소중립 B > 탄소중립 C-2 > 탄소중립 C-1 시나리오 순으로 나타남*. 그러나 재생에너지 단가 하락이 늦어질 경우 이 비용은 25~41%까지 추가적으로 증가할 수 있어, 탄소중립 전환 비용 저감을 위해 재생에너지 단가 하락을 위한 지속적인 노력이 필요함을 확인함.

* 본 연구에서의 사회적 비용은 총시스템 비용과 대기오염 피해비용만을 한정하여 산출한 결과이며, 총시스템 비용에서도 원전 리스크 비용의 증가와 사용 후 핵연료 처리 비용 증가, 송배전망의 투자비 증가는 반영되지 않아 해석에 유의할 필요가 있음.

- **(시나리오별 평균 발전단가 비교)** 베이스라인과 탄소중립 전제 시나리오 간 전력수요 차이로 인해 절대적 비용 비교만으로는 동등한 비교가 어려우므로, 탄소중립 정책의 영향만을 보기 위해 발전량과 비용을 2021년 기준으로 할인하여 단위 전력당 비용을 산출하여 비교함. 대기오염 피해 비용을 포함하지 않을 경우 탄소중립 A, B 시나리오의 평균 발전단가는 베이스라인 대비 최대 2% 증가, 대기오염 피해비용 포함 시 최대 0.5% 증가함. 탄소중립 C-1, C-2 시나리오는 베이스라인 대비 단위 발전 비용이 낮아지는 것으로 나타났으며, 이는 선행연구 기반 원자력 안전 비용 및 연료 비용 등을 반영한 것으로 원전 리스크 비용 증가 및 사용 후 핵연료 처리 부담 비용이 증가할 경우 결과가 달라질 수 있음. 또한 본 연구에서는 송배전망에 대한 투자비는 반영되지 않아 탄소중립 시나리오의 비용은 추가적으로 증가될 가능성이 있음.

□ 발전부문 탄소중립 경로의 편익

- **(기후 편익)** 온실가스는 배출된 이후에도 대기 중에 오래 머무르며 온실 효과를 유발함에 따라, 시나리오별 온실가스 누적 배출량 차이를 통해 기후 편익을 산출함. 산출 결과 탄소중립 전제 시나리오별 누적 배출량 감소량은 1,190~1,950백만tCO₂ 수준이며, 탄소중립 C-2 > 탄소중립 C-1 > 탄소중립 B > 탄소중립 A 시나리오 순으로 나타남.
- **(환경 편익)** 대기오염 피해비용의 감소량을 환경 편익으로 산정하였으며, 그 규모는 단순 합산 기준으로 16~27조원, 현가화된 편익으로는 7~12조원 규모이고, 탄소중립 C-2 > 탄소중립 C-1 > 탄소중립 B > 탄소중립 A 시나리오 순으로 나타남.

□ 발전부문 탄소중립에 따른 영향 분석

● 좌초자산

- 좌초자산은 회사가 투자했으나 시장 환경의 인위적 변화 이후의 현금흐름 상황 악화로 인해 회수하지 못한 비용을 의미하며, 석탄발전소 가동 중지 및 관련한 좌초자산은 문헌에 따라 다르게 정의하고 있음. 본 연구에서는 기존 좌초자산 추정 연구 경향을 고려하여 장부가치를 하회하는 시장가치와 장부가치 간의 차이만큼을 좌초자산으로 정의하고 추정함. 시장가치는 석탄발전소의 발전량에 의한 미래 현금 수입을 의미하고 장부가치는 아직 회수되지 못한 투자비를 의미함.
- 좌초자산 산정을 위해 전력 시장에서 석탄발전기별 수입은 변동비와 투자 보수율에 따라 결정되는 것을 가정하였으며, 변동비에는 기소요된 설비 투자비와 연료비, 유상할당 비중에 따른 회계적 탄소 비용을 반영하고, 투자 보수율은 최근 5개년(2016~2020년) 한전의 적정원가 대비 투자 보수율의 평균인 2.86%를 반영함. 석탄발전기별 비용은 투자비와 고정 운영비, 연료비, 유상할당 비중이 반영된 탄소 비용을 포함함. 설비 투자비와 연료비는 발전기 운전 시 전액 보전되는 것으로 가정하였으며, 석탄발전 운전 시 이용률이 낮더라도 투자비는 회수하여 손실이 발생하지 않으며, 발전기별 수입과 비용 항목들은 모두 할인율 4.5%로 현가화하여 산정함.
- 분석 결과, 좌초자산은 시나리오 가정에 따라 약 3~24조원까지 나타났으며, 2017년 이후 도입되는 석탄화력발전기 위주로 좌초자산이 발생함. 좌초자산 발생에 가장 중요한 요소는 석탄발전 운전 기간으로 암모니아 혼소 지원 여부가 가장 큰 영향을 주는 것으로 나타남. 제9차 전력수급기본계획에 기반한 베이스라인 시나리오에서도 3조원가량 좌초자산이 발생하여 탄소중립 정책 추진으로 인한 추가적인 좌초자산 발생은 1.2~20.9조원 수준이 될 것으로 예상됨. 시나리오별로는 탄소중립 B 시나리오가 가장 적게 발생하고 원전 확대가 이뤄지는 탄소중립 C-2 시나리오가 가장 많이 발생하는 것으로 나타남. 또한 암모니아 연료비 지원이 있을 경우는 1.2~3.9조원 규모로 증가하는 반면, 지원이 없을 경우에는 10~20.9조원이 증가하여 암모니아 연료비 미지원 시 탈석탄 시점은 15년 정도, 석탄발전 운전 대수와 이용률 감소는 5~10년 정도 앞당겨지면서 좌초자산 규모가 크게 증가함을 확인함.

• 고용 영향

- 본 연구에서는 모형을 활용하여 고용 효과 분석을 진행한 선행연구 방법론을 참고하여 각 에너지원별 발전소의 누적 용량에 문헌자료 기반 O&M 단계 단위용량당 고용계수를 곱하여 고용 효과를 산출함. 석탄과 LNG의 고용계수는 참고문헌의 국내 발전소 실측 고용인원을 1000MW당으로 나눈 수치를 활용하고, 신재생 발전 고용계수는 국내 자료가 부재하여 해외 자료를 사용하여 산출함. 석탄발전과 LNG 발전의 고용계수는 발전소 운영(O&M) 단계에서 지속적으로 고용되는 인원으로서 건설 시 발생하는 단기 고용은 포함하지 않았으며, 신재생 발전 고용계수는 단순 고용인원이나 산업 전반의 고용인원이 아닌 O&M 단계의 지속적인 고용인원만을 고려함.
- 분석 결과, 국가 차원에서는 신재생에너지 고용 창출이 석탄 및 LNG에 의한 일자리 손실을 크게 상회하는 것으로 나타남. 탄소중립 A 시나리오의 2050년 신재생에너지 고용인원 증가는 2020년 대비 27.9만명, 탄소중립 B 시나리오는 19.6만명, 탄소중립 C-1 시나리오는 18.0만명이며, 시나리오별 LNG 발전의 고용인원 감소는 각 8,423명, 5,758명, 5,758명으로 나타남. 석탄발전은 지속적으로 감소하여 고용 손실이 계속 증가해 2050년까지 총 18,177명이 감소하고, 석탄발전이 빠르게 감소하는 탄소중립 B 시나리오가 탄소중립 A 시나리오에 비해 고용인원도 5년 정도 빠르게 감소하고, 탄소중립 C-1 시나리오에서는 원전이 석탄발전을 대체하면서 누적 감소 인원도 탄소중립 B 시나리오에 비해 13~17% 많은 것으로 나타남.
- 지역별로는 석탄발전소가 위치한 강원, 경남, 인천, 전남, 충남 지역에서 일자리 감소가 주로 이뤄지고 발전소가 가장 많이 분포한 충남, 경남의 일자리 손실이 상대적으로 크고 빠르게 나타남. 신재생에너지 잠재량은 충남과 경남, 전남, 강원에서는 신규 일자리 확대가 더 크게 나타났으며, 인천은 신재생에너지 잠재량이 낮아 신규 일자리 창출이 적게 나타남.

□ 주요 탄소중립 시나리오의 경제사회적 영향 분석

• 분석 방법론 및 분석 시나리오 설계

- 경제사회적 영향은 METER 모형을 통해 도출된 발전부문 탄소중립 경로

의 전력믹스 구성과 온실가스 감축 경로 도출 결과를 CGE 모형 내 외생적 정책 시나리오로 반영함으로써, 탄소중립 발전 경로 이행에 따른 경제사회적 영향을 거시경제적 관점에서 정량화하고자 함.

- 여기에서는 앞서 설계한 탄소중립 전제 시나리오 중 현 정부의 정책 방향을 고려할 때 구현 가능성이 가장 높은 탄소중립 C-1 시나리오를 대상으로 분석하였으며, 앞서 METER 모형을 통해 도출한 발전믹스 경로를 CGE 모형 내에 외생적으로 반영하고, 기준안(BAU) 시나리오와의 비교 분석을 통해 탄소중립 정책 이행에 따른 경제사회적 영향을 정량화하고자 함. 또한 활용 가능 자료의 한계로 인해 2030년까지를 대상 기간으로 하여 분석을 진행함.
- BAU 시나리오는 기준 연도인 2015년의 경제체제가 외생적 충격 없이 2030년까지 유지되는 경우를 가정하였으며, 미국 에너지부(DOE)와 에너지정보청(EIA), 에너지경제연구원의 에너지 가격 및 업종별 에너지 수요 전망, 업종별/원별 온실가스 배출 전망 자료 등을 활용하여 2015년부터 2030년까지의 BAU를 묘사함.

• 분석 결과

- 탄소중립 C-1 시나리오는 2030년 기준 BAU 시나리오 대비 GDP가 0.06% 낮아지고, 사회적 후생 측면에서는 0.25% 낮아짐을 확인함. 또한 석탄발전 감축으로 탄소집약적 연료를 제공하는 산업군과 전력 산업의 생산활동은 위축시키나, 화학제품, 1차 금속, 금속/기계/장비 등의 주요 제조업군의 생산활동을 향상해 전체적인 산업 생산활동이 0.35% 증가하는 것으로 나타남. 이를 통해 전력 부문의 저탄소화가 단기적으로는 전력 산업의 시스템 비용 증가를 야기하지만 중장기적으로는 산업별 사용 전력의 저탄소화와 산업 전반의 규모 효과를 증대함을 확인함.
- 노동시장에 있어서는 발전부문의 저탄소화가 비숙련 노동의 고용률을 상대적으로 증진해 경제체제 내 생산활동을 증진하는 효과가 있으나, 경제체제 전반의 숙련 수준을 상대적 저숙련 상태로 수렴할 잠재성이 있어 전력 부문뿐 아니라 전 산업의 노동시장 숙련도 향상을 위한 정책 대안과 고부가가치 산업구조로의 전환을 위한 노력이 필요함을 확인함. 또한 민간 소비는 위축되는 결과가 나타나고, 가계 부문에는 저소득 가구에

상대적으로 더 큰 부담으로 작용하고 소득 분배 측면에서도 악화될 가능성을 확인하여 노동시장과 가계소득 측면의 불균형 완화를 위한 정책 수단 보완이 필요함.

□ 소결

- METER 모형의 전력 부문 모형과 CGE 모형을 활용하여 산출한 탄소중립 전제 시나리오의 사회적 비용과 편익, 경제적 영향 등의 결과는 다음과 같이 정리할 수 있음.

〈국내 전력 부문 탄소중립 정책 시나리오별 사회적 비용·편익 및 영향 분석 결과〉

구분		분석 항목	CN_A	CN_B	CN_C-1	CN_C-2	
비용	사회적 비용	사회적 비용 ^{a)} (조원)	241.6	213.7	120.9	131.5	
	편익	환경 편익	대기오염 피해비용 저감 ^{b)} (조원)	7.0	7.1	9.8	12.0
기후 편익		온실가스 누적 배출량 감소 ^{c)} (백만tCO ₂)	1,191.6	1,409.4	1,726.3	1,948.6	
기타 영향	좌초 자산	좌초자산 증감 ^{d)} (조원)	암모니아 혼소	2.4	1.2	1.7	3.9
			w/o 암모니아 혼소	10.5	11.4	18.5	20.9
	고용 영향	일자리 증감(개) ^{e)}	252,269	172,551	155,703	-	
	경제 사회적 영향 ^{f)} (2030년 기준)	GDP(%)		-0.17	-0.19	-0.06	-0.18
		사회적 후생(%)		-	-	-0.25	-
		전체 산업 생산활동(%)		-	-	0.35	-
		실업률 ^{g)} (%p)	비숙련 노동	-	-	-0.42	-
			숙련 노동	-	-	-0.11	-
		투자(%)		-	-	0.21	-
	민간 소비 활동(%)		-	-	-0.25	-	

- a) 여기에서의 사회적 비용은 총 시스템 비용과 대기오염 피해비용만을 이용하여 산출하였으며, 시스템 비용에서도 원전 리스크 비용의 증가 및 사용후핵연료 처리 비용 증가, 송배전망 투자비 증가 등은 반영되지 않음.
- b) 대기오염 피해비용은 석탄 및 가스 발전을 통해 배출되는 오염물질(NO_x, SO_x, PM_{2.5})의 배출량을 산정하고, 오염물질 배출량 당 피해비용을 곱하여 산정하였음. 대기오염물질 배출량은 연료 사용량에 대기오염물질 배출계수를 곱하여 계산하였으며, 대기오염 배출계수는 2019년 발전부문의 연료 사용량과 연료별 대기오염물질 배출량을 기준으로 역산하여 도출함. 대기오염물질 단위 피해비용은 강광규·김종원(2015)과 IMF(2014) 기반 피해비용을 모두 활용하되, 소비자물가지수를 활용하여 2021년 기준 비용으로 환산하고 각 오염물질별 보수적인 수치를 채택하여 활용함.

- c) 시나리오별 온실가스 배출량 경로에서 2050년까지 배출된 누적 배출량과 베이스 시나리오의 누적 배출량과의 차이를 통해 산출함. 연도별 배출량 차이를 연도별 탄소비용과 곱하여 경제적 가치로 환산할 경우 시나리오별로 16.8(5.4)조원, 46.3(16.1)조원, 63.2(22.5)조원, 101.8(40.5)조원으로 나타남. 괄호 밖의 가치는 단순 합산이고 괄호 안의 가치는 현재가치로 환산한 액수임.
- d) 좌초자산은 석탄발전기별 투자비, 운영비, 연료비를 포함한 총비용 중에서 발전기별 발전 수입을 통해 회수할 수 없는 비용으로 산정함. 암모니아 연료비용에 대한 지원이 없으면 혼소가 시행되기 어렵고 이때 석탄발전기의 발전량은 더 빠르게 감소하기 때문에 암모니아 혼소에 대한 지원이 없는 시나리오에서는 좌초자산이 증가함.
- e) 고용 증감의 영향은 각 시나리오별로 발전원별 운영단계의 용량당 평균 고용인원 실적에 발전원별 미래 설비 용량을 곱하여 산정한 고용인원을 시나리오별로 차감하여 도출함.
- f) 부분균형모형인 METER 모형에서 도출한 시나리오별 발전믹스 변화 양상을 CGE 모형에 외생적 충격으로 반영하여 발전믹스 변화에 따른 경제사회적 파급효과를 중점적으로 추산함. CGE 모형에는 우리나라 배출권거래제나 신재생에너지 확대 정책 등의 실행 여부, 발전기술별 연구개발 투자 등에 따른 기술 효율성 증대 및 학습효과 등의 요소들은 모형 내 명시적으로 반영되지 않았음.
- g) 실업을 추산에 활용된 실업 탄력성 수치 등은 외부 추정치(김기환 외.(2020) 및 조경엽(2017) 연구 등 참고)를 반영함.

- 본 연구에서 산출한 사회적 비용은 총시스템 비용과 대기오염 피해비용만을 한정하여 산출한 결과이며, 총시스템 비용에서도 원전 리스크 비용의 증가와 사용 후 핵연료 처리 비용 증가, 송배전망의 투자비 증가는 반영되지 않아 결과의 해석에 유의할 필요가 있음.
- 경제사회적 영향 분석 결과에서도 BAU 시나리오 전제의 한계점과 전 세계적인 탄소중립 이행 동참으로 인한 경제사회적 환경 변화가 제대로 반영되지 않아 분석 결과의 절대적 수치에 의미를 부여하기보다 파급 영향 범위와 정도를 통해 시사점을 도출하는 데 의미를 부여하는 것이 바람직함. 또한 CGE 모형의 구조적 특성상 사회적 비용 증가가 정책 충격으로 반영되어 GDP를 비롯한 거시경제지표가 하락하는 결과가 도출된 것으로 분석 결과의 정합성 및 타당성 제고를 위해 다양한 모형과 시나리오를 기반으로 추가적인 연구가 필요함.

5 결론 및 시사점

□ 결론 및 정책적 시사점

- **발전부문의 탄소중립 경로 구체화 및 탈석탄 로드맵 구축으로 탄소중립 정책 이행의 확실성 제고**
 - 2050년 탄소중립 목표 달성에 필수적인 석탄발전의 질서 있는 퇴진을

위해 석탄발전의 퇴출 경로를 구체화하고, 발전부문 탄소중립 이행과 탈석탄을 위한 종합적인 로드맵을 구축하여 정책 이행의 확실성을 제고할 필요가 있음. 로드맵에는 탈석탄 시점과 방식, 그린 암모니아 혼소 기술 개발 계획 및 정책적 지원 방안, 좌초자산 규모와 보상 방안 등을 포함할 필요가 있으며, 좌초자산에 대한 보상 방식과 범위에 대해서는 사회적 합의에 기반한 추가적인 논의가 필요함.

● 탄소중립 정책 결정 수단으로서의 사회적 영향 분석 강화

- 탄소중립 전환 경로를 결정함에 있어 이행 과정에서 발생하는 다양한 사회적 비용과 편익, 영향을 고려하여 사회적 합의를 기반으로 최적의 정책을 결정할 필요가 있음. 본 연구는 발전부문의 탄소중립 달성 경로별 영향 분석을 시범적으로 시도함으로써 사회적 영향 분석의 탄소중립 경로 선택 수단으로서의 활용 가능성을 확인함에 따라, 이를 바탕으로 탄소중립 관련 주요 정책에 대해 사회적 영향 분석을 의무화하여 정책의 신뢰성을 제고할 필요가 있다고 보여짐.
- 국내에서는 행정규제를 신설하거나 강화할 경우 규제영향분석을 의무화하고 있으나 국회, 법원, 헌법재판소 등의 사무에 대해서는 제외하고 있어 탄소중립 관련 정책들의 법적 근거 등에 대한 영향 분석을 위해서는 국회 발의 입법안에 대해서도 영향 분석을 의무화하도록 제도 개선이 필요함. 이를 위해 국회법 또는 국회규칙 개정 등이 필요하며, 또한 정부 제안 행정규제에 대해서는 행정연구원에서 규제영향분석 관련 검토 및 심사 기능을 담당하고 있는 점을 고려할 때 국회 발의 입법안에 대한 영향 분석 관련 업무는 국회 산하 연구 기관인 국회미래연구원 내 관련 기능과 조직을 강화하는 등의 방안 마련이 필요함.

● 탄소중립 이행 과정에서의 비용과 편익에 대한 사회적 합의 필요

- 탄소중립 전환 경로를 결정함에 있어 이행 과정에서 발생하는 다양한 사회적 비용과 편익, 영향을 고려할 필요가 있으며, 비용과 편익, 영향 범위에 대해서는 국가별 상황과 목적에 맞게 설정할 필요가 있음. 이를 위해서는 탄소중립 정책과 방향성에 대한 투명한 정보 공유를 통해 국민들의 인식을 제고하고, 국민 참여를 통한 탄소중립 사회로의 전환 방식에

대한 사회적 합의를 기반으로 우리 사회가 추구하는 가치에 따라 평가 범위를 결정하고 정책 결정에 활용할 필요가 있음. 이와 같은 사회적 합의와 근거 기반의 체계적인 정책 결정을 통해 탄소중립 전환 과정에서의 갈등과 불평등 요인을 최소화할 수 있을 것으로 예상됨.

● 발전부문 탄소중립 이행 과정에서의 불평등 최소화를 위한 정의로운 전환 정책 필요

- 탄소중립 사회로의 전환은 필연적이거나 그 과정과 결과에 있어 불평등이 발생할 수 있으므로 정의로운 전환 관점에서의 정책 마련이 필요함. 본 연구를 통해 발전부문의 탄소중립 과정에서 경제적 불평등이 확산될 수 있음을 간접적으로 확인하였으며, 일자리와 관련해서도 경제 전반적 관점보다는 특정 지역과 특정 노동자 그룹에 집중적으로 영향을 미침을 확인함. 탄소중립기본법에 정의로운 전환 관련 조항이 신설되었으나 특정 분야에 적용하기에는 구체성이 떨어지는 상황으로, 전력 부문 탄소중립 과정에서 불평등을 최소화하고 주요 이해관계자 그룹에 차별적으로 적용할 수 있도록 구체적 대책 마련이 필요함.

□ 연구의 의의 및 한계

- 본 연구는 2050년 탄소중립 달성을 위한 발전부문의 탄소중립 경로를 시나리오별로 구체적으로 분석하고, 사회적 비용·편익 분석 프레임워크를 제안하여 탄소중립 경로 이행에 따른 사회적 비용과 편익, 그 외 영향들에 대한 분석을 시도한 의미 있는 연구라 할 수 있음.
- 다만, 분석 방법론과 활용 데이터의 제한 등으로 인해 분석 결과를 해석하고 적용하는 데 있어서는 여러 한계점이 있음. 먼저, 원자력 발전의 수명 연장에 따른 안전 문제 및 관련 비용에 대한 충분한 검토가 부족하여, 향후 원전 수명 연장에 따른 직·간접 비용에 대한 구체적인 연구가 필요함. 또한 탄소 비용 및 연료 비용과 관련해서 한 가지 시나리오에 대해서만 분석을 수행하여 불확실성이 있으며, 2050년까지의 분석에 있어 에너지저장장치의 역할 및 비용에 대한 세부적인 분석도 필요함. CGE 모형과 관련해서도 BAU 시나리오 전제의 한계점과 모형의 구조적 특성으로 분석 결과의 절대

적 수치에 의미를 부여하기 어려우며, 향후 추가적인 시나리오 분석과 다양한 방법론 및 신뢰성 있는 데이터를 활용하는 등의 후속 연구가 필요함.

- 또한 이러한 한계점에도 탄소중립 사회 전환 기반 마련을 위해 발전부문 뿐 아니라 산업 부문과 같이 탄소배출 비중이 큰 다른 부문에 대해서도 다양한 사회적 비용과 편익에 대한 논의를 시작할 필요가 있음.

제1장

서론

제1절 연구의 배경 및 필요성

제2절 연구의 목적 및 내용

제3절 국내 발전부문 탄소중립 정책 현황

제 1 절

연구의 배경 및 필요성

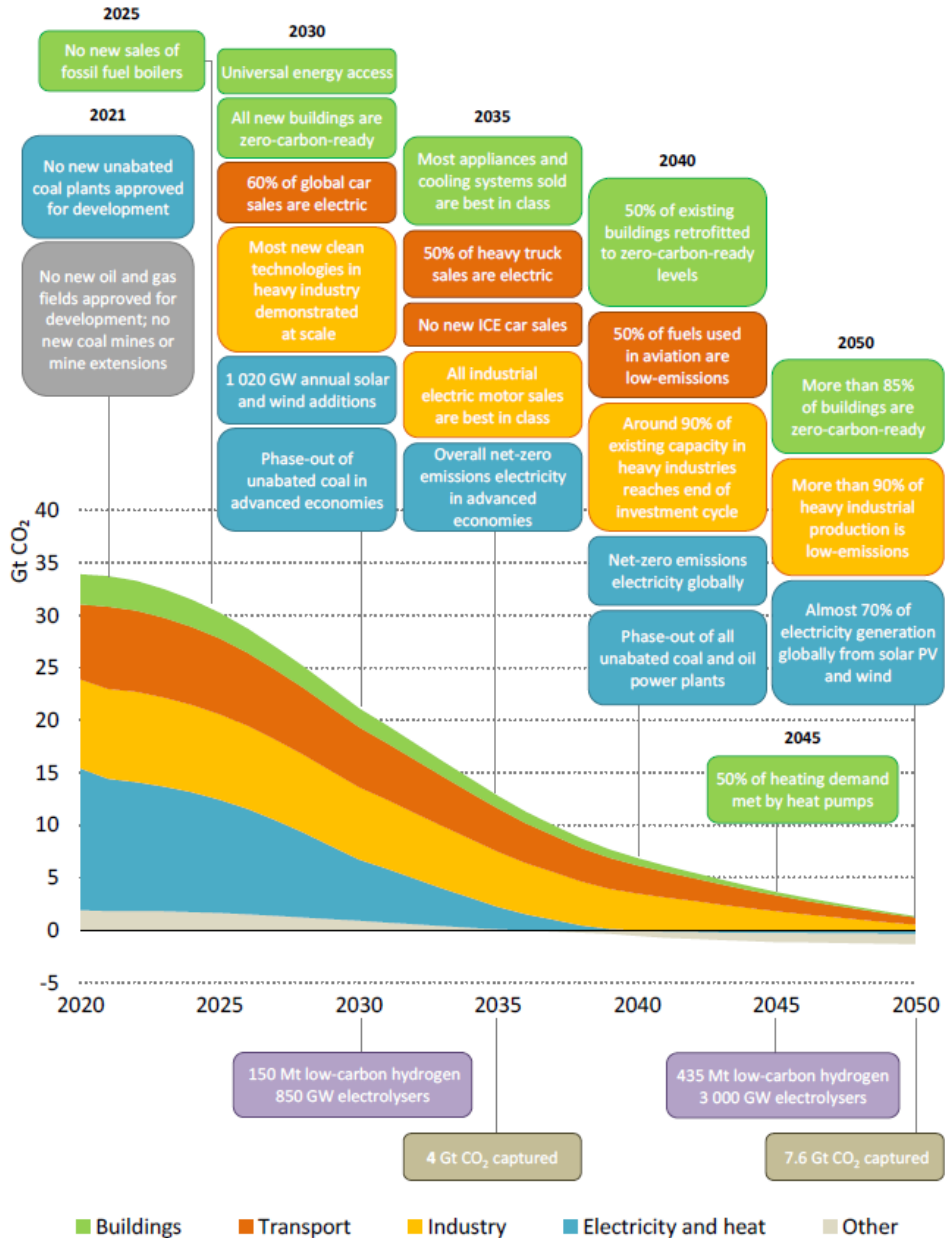
NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

1 탄소중립과 탈석탄

세계는 2015년 파리협정 체결을 통해 지구 평균 기온 상승을 2°C보다 훨씬 아래인 1.5°C로 제한하기 위해 각 국가가 자발적 목표를 설정하고 국제적으로 협력하기로 약속하였다. 이후 IPCC(Intergovernmental Panel on Climate Change, 기후변화에 관한 정부 간 협의체)는 2018년 1.5°C 특별보고서를 통해 지구 평균 기온 상승을 1.5°C로 제한하기 위해서는 전 세계가 2050년까지 탄소배출량이 순 제로(0)가 되는 탄소중립을 달성해야 한다고 발표했다. 이후 2019년 유럽을 시작으로 전 세계 137개국이 탄소중립에 동참하였으며, 우리나라를 포함한 14개국은 탄소중립의 법제화까지 완료하고 탄소중립 정책을 추진하고 있다.

탄소중립 달성을 위한 기본 전제는 화석연료의 사용 중단이며, 이에 따라 탈석탄은 탄소중립에 있어 가장 중요하고 근본적인 수단이라 할 수 있다. 석탄발전은 세계 최대의 발전원이자 온실가스 배출원으로, 2020년 기준 세계 전력의 1/3 이상을 생산하고 있으며(IEA, 2021), 전 세계 CO₂ 배출량의 30%가량을 차지하고 있다. 이에 IPCC는 2050년 탄소중립 달성을 위해 전 세계 석탄발전 중단을 권고하였다. 그리고 IEA(International Energy Agency, 국제에너지기구)는 탄소중립을 위해 전력 부문의 탈탄소화 속도를 높이는 것이 가장 중요한 수단이며, 이를 위해 신규 석탄화력발전소의 투자 중단과 기존 발전소의 조기 폐지가 필요하다고 강조했다. 또한 2021년 IEA에서 발표한 “2050 탄소중립 로드맵(Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector)”에서는 2050년 탄소중립 달성을 위해 선진국은 2030년까지, 나머지 신흥국과 개발도상국은 2040년까지 석탄발전을 단계적으로 중단해야 한다고 분석하였다.

Key milestones in the pathway to net zero



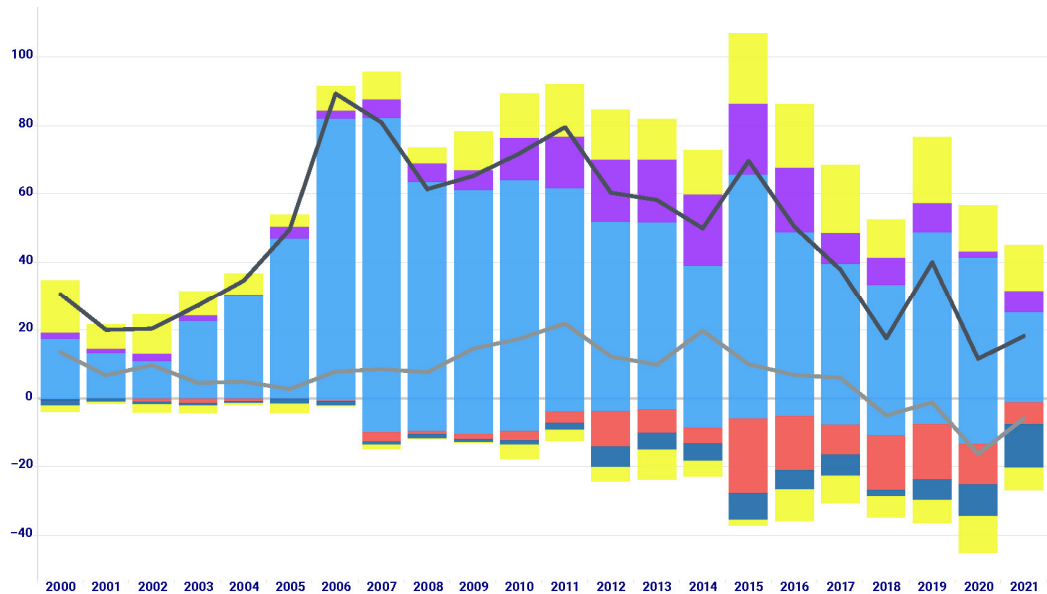
(출처: IEA(2021a), "Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector")

[그림 1-1] 탄소중립 경로에서의 주요 마일스톤

이에 국제사회는 기후변화협약, 탈석탄 동맹(Powering Past Coal Alliance, PPCA)을 중심으로 탄소중립을 위한 탈석탄 움직임이 확대되고 있다. 탈석탄 동맹은 2017년 COP23에서 영국과 캐나다의 주도로 25개국의 참여하에 출범되었으며, 현재 회원은 48개국, 48개 지방 정부 및 69개 기업으로 증가하였다.¹⁾ PPCA 참여국 중 OECD 및 EU 회원국은 2030년까지, 나머지 국가들은 2050년까지 석탄발전을 단계적으로 중단하는 것을 목표로 하고 있다. 이후 2021년 COP26에서 기후변화협약 당사국들은 글래스고 기후 합의(Glasgow Climate Pact)를 통해 탄소 저감장치 없는 석탄발전의 단계적 감축과 화석연료 보조금의 단계적 폐지를 공식적으로 합의하였다.

그러나 이러한 국제사회의 움직임에도 여전히 전 세계 석탄발전 설비 용량은 증가하고 있으며, 2021년에는 18.2GW가 순증하였다(GEM et al., 2022). 그리고 최근 우크라이나-러시아 사태로 인해 탄소중립과 탈석탄을 추진하는 국가들에서도 단기적 조치라고는 하나 석탄화력발전소를 재가동하는 옵션을 추진하고 있는 상황이다. 세계기상기구(World Meteorological Organization, WMO)는 '2021년 세계 기후 상태 보고서(State of the Global Climate 2021 report)'를 통해 2021년 지구 연평균 기온이 산업화 이전보다 1.11°C가 상승했다고 발표했다. 이제 국제사회가 약속한 1.5°C까지 0.4°C밖에 남지 않았다. IPCC 제6차 평가보고서 제3 실무 그룹 보고서에서는 석탄발전의 조기 퇴출이 없으면 신규 설비 증설이 되지 않아도 1.5°C를 초과할 것임을 강조하며, 세계적인 석탄발전의 조기 퇴출 노력이 더욱 필요함을 강조하였다. 이제 세계 각국의 실질적이고 대대적인 감축 노력이 필요한 시점이다.

1) PPCA(2022. 9. 5. 접근), <https://www.poweringpastcoal.org/>



(출처: GEM et al.(2022), "Boom and Bust Coal 2022")

[그림 1-2] 2000~2021년 전 세계 석탄발전의 신규 가동 및 폐쇄 용량과 순증감 추이

2 발전부문 탄소중립 경로와 비용·편익 분석의 필요성

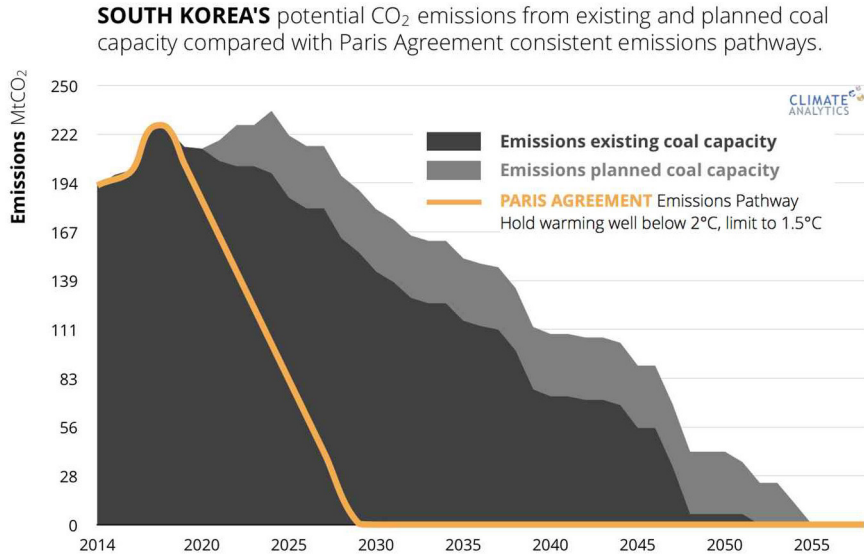
우리나라는 지난 정부 출범 이후 에너지 전환 정책을 추진하면서 제8~9차 전력수급 기본계획을 기반으로 30년 이상 가동한 노후 석탄화력발전소 폐지와 LNG 전환을 통해 석탄발전 비중을 점진적으로 감축하는 탈석탄 정책을 추진해 왔다. 이후 2021년 8월, 탄소중립기본법이 통과되면서 2050년 탄소중립 달성과 2030년 국가 온실가스 감축 목표(Nationally Determined Contribution, NDC) 달성을 위해 탈석탄 정책 강화와 탈석탄 목표 시점 제시가 요구되었다. 이에 따라 2021년 10월에는 2050 탄소중립 시나리오안을 통해 2050년을 탈석탄 목표 시점으로 제시하고 COP26을 통해 국제사회에 공표하였다. 그러나 2050 탄소중립 시나리오안에서도 탈석탄 목표 시점만 제시되었을 뿐, 탈석탄 목표 달성을 위한 구체적인 계획이나 경로는 아직 제시되지 않은 상황이다. 2022년 8월에 공개된 제10차 전력수급기본계획 실무안에서도 2030년 석탄발전 비중

목표를 NDC 상향안 대비 낮춰짐에도 30년 이상 가동한 노후 석탄화력발전소의 폐지 및 LNG 전환 원칙 외에 다른 구체적인 탈석탄 계획은 제시되지 않았다.

Climate Analytics는 이러한 우리나라 탈석탄 정책에 대해 국가 차원의 구체적인 약속과 로드맵, 정책 수단, 전력믹스의 순조로운 전환을 위한 체계적인 프레임워크가 부재하다고 평가하였다. 그리고 우리나라가 파리협정을 준수하는 발전부문 배출 경로를 따르려면 국내 석탄화력발전소의 온실가스 배출량이 2025년까지 2017년 대비 58%를 감축해야 하며, 2029년까지 탈석탄을 이뤄야 한다고 분석하였다. 추가적으로 석탄발전소의 폐쇄 일정을 현 계획대로 유지할 경우 파리협정에 부합하는 석탄발전소의 배출량 할당량의 2.5배(247%)에 해당하는 이산화탄소를 배출하는 것으로 분석하였으며, 현재 건설 중인 석탄화력발전 설비가 가동될 경우 파리협정 준수를 위한 배출 경로와의 격차는 317%로 벌어질 것으로 분석하였다.²⁾ 이러한 분석 결과를 토대로 한국이 파리협정을 준수하기 위해서는 현재 가동 중인 석탄발전소의 수명을 30년 이전으로 줄이거나 이용률을 현저히 낮추는 등의 방안을 제안하였다(Climate Analytics, 2020).

우리나라는 현재 전국에 57개의 석탄화력발전소가 운영 중이며, 추가적으로 신규 건설 중인 발전소 4기가 있다. 건설 중인 발전소가 모두 완공되는 시점은 2024년으로 기존 노후 석탄화력발전소 폐지 기준인 가동 연한 30년을 적용하면, 2054년에 탈석탄을 달성할 수 있을 것으로 예상된다. 따라서 기존 계획을 기반으로 한 석탄발전 감축 경로로는 2050년까지 탈석탄이 어려우며, 2030년 NDC와 탄소중립 목표 또한 달성하기 어렵기 때문에 구체적인 탈석탄 이행 계획 마련이 필요한 시점이라 할 수 있다. 2050년 탈석탄과 탄소중립 목표 달성을 위해 신규 건설 중인 발전소를 포함하여 기존 석탄화력 발전소에 대한 조기 폐지 원칙과 기준을 마련하고, 탄소중립 목표 달성이 가능한 탈석탄 경로를 구체화해야 한다. 이를 통해 정부는 발전사업자와 투자자 등 이해관계자에게 명확한 정책 신호를 제시하고 확실성을 제공함으로써 순조로운 탈석탄이 이뤄질 수 있도록 체계적인 프레임워크를 구축할 필요가 있다(Climate Analytics, 2020).

2) Climate Analytics에서는 SIAMESE 모형을 이용하여 탈석탄 경로와 CO₂ 배출량을 분석함. 기존 경로에서의 온실가스 배출량 분석 시 발전소의 설계 수명은 30년을 가정하였으며, 발전 설비별 평균 이용률은 2017년 통계를 기반으로 81%로 가정하고, 연소 기술과 석탄 종류에 따라 보고된 원단위 배출량에 기반하여 계산함. 파리협정 준수 경로는 IEA ETP B2D 시나리오의 OECD 결과를 SIAMESE 모형에 적용하여 상세화하고 2018년까지의 과거 데이터를 반영하여 도출함.



(출처: Climate Analytics(2020), "탈석탄 사회로의 전환-파리협정에 따른 한국의 과학 기반 탈석탄 경로")

[그림 1-3] 한국의 석탄화력 부문 탄소배출량 및 파리협정 준수 경로

또한 탄소중립과 탈석탄 과정에서는 많은 비용이 발생할 것으로 예상된다. 먼저는 석탄화력발전 중단에 따라 재생에너지와 같은 저탄소 대체 에너지원이 필요하며, 이러한 신규 에너지원의 도입은 비용을 수반한다. 그리고 석탄화력발전소 조기 폐쇄를 진행할 경우 일부 석탄화력발전소는 좌초될 가능성이 높아 좌초자산이 발생하게 된다. 이 외에도 석탄화력발전과 관련된 산업, 노동자, 지역사회 등은 석탄화력발전소 폐쇄로 일자리 상실과 지역 경제 침체 같은 경제사회적 피해를 입게 된다.

그러나 탄소중립과 탈석탄 과정이 비용만 발생시키는 것은 아니다. 석탄화력발전소 폐쇄는 탈석탄과 탄소중립 정책의 궁극적 목적인 온실가스 배출을 감축시킨다. 또한 대기오염과 발전소 주변 지역 환경을 개선시키는 등의 편익도 존재한다. 그리고 석탄발전 중단에 따라 대체되는 신규 에너지 산업에서 새로운 일자리가 창출될 수 있다. 그러므로 탈석탄 경로는 이렇게 사회가 부담해야 할 비용을 최소화하고 편익을 최대화할 수 있도록 다양한 분석과 사회적 합의를 통해 결정할 필요가 있다. 특히 석탄발전산업은 다양한 이해관계자가 얽혀 있어 신중한 접근이 필요하다.

탈석탄의 구체적인 경로를 수립함에 있어 이와 같은 사회적 부담 비용과 편익에 대한 고려가 필요하며, 영국, 미국 등 주요국들은 탈석탄과 관련된 정책을 추진하며 예상 경로와 이에 따른 비용과 편익에 대한 분석을 시행한 바 있다. 그러나 국내에서는 탄소중립기본법 제정 당시에도 탄소중립과 관련된 비용 추계를 하지 않아 여러 비판이 있어 왔다. 이후 발표된 2050 탄소중립 시나리오에서는 2050년 탄소중립의 경제적 영향에 대해 기술하고 있으나, 분석의 전제와 방법론 등에 대한 세부 설명 없이 GDP 변화와 일자리에 대한 잠정 분석 결과만을 제시하였다. 이에 본 연구에서는 본격적인 탈석탄 이행에 앞서 전력 부문의 탄소중립 달성 경로와 이에 따른 석탄발전소 퇴출 경로를 분석하고, 전력 부문의 탄소중립을 위해 사회가 부담해야 할 비용과 편익, 그리고 경제사회에의 영향에 대해 살펴보고자 한다.

제2절

연구의 목적 및 내용

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

1 연구 목적

가. 탄소중립 달성을 위한 발전부문 경로 분석을 통해 발전부문 탄소중립 정책의 방향성 제시

현재 우리나라는 2050년을 목표로 탄소중립 정책을 추진하고 있으며 2050년까지 탈석탄 목표도 수립하였으나 이러한 탄소중립 목표 달성을 위한 2050년까지의 발전믹스 경로를 제시한 바가 없다. 국내에서는 전력수급기본계획을 기반으로 향후 15년간의 발전 설비 계획을 수립하고 있으며, 2022년 말에 발표 예정인 제10차 전력수급기본계획에서 2036년까지의 발전 설비 계획이 발표될 예정이다. 그러나 올 8월에 발표된 실무안을 보면 이 또한 2050년까지의 감축 경로를 담보하지 않고 석탄화력발전소의 조기 폐지 계획도 포함되지 않아, 이 계획이 2050년 탄소중립 목표와 탈석탄 목표를 달성할 수 있는지 여부는 확실치 않다. 이러한 정책 이행의 불확실성은 발전사, 투자자 및 소비자에게 탄소중립 전환에 대한 부적절한 신호를 줄 수 있으며, 이는 향후 탄소중립 이행 과정에서 다양한 갈등과 장애 요인을 만들 수 있다. 이에 본 연구에서는 정부의 2050년 탄소중립 목표와 2030년 NDC 목표를 달성하기 위한 2050년까지의 전력믹스와 석탄발전 감축 경로를 분석함으로써 발전부문의 탄소중립 전환을 위한 정책 방향성을 제시해 보고자 한다.

나. 발전부문의 탄소중립 전환에 따른 사회적 영향 분석 필요성 검증

탄소중립 달성을 위한 가장 중요한 감축 수단은 발전부문의 탈탄소화이며, 이는 탈석탄을 의미한다고 할 수 있다. 그러나 석탄발전소는 그간 우리나라 경제 성장을 이끌어 온 주요 에너지원으로, 석탄발전의 중단은 다양한 비용과 경제사회 전반에 큰 영향을

미칠 수밖에 없다. 특히 석탄발전소의 폐쇄는 해당 지역사회와 노동자들에게는 경제 수단과 일자리 상실로 이어지며, 발전사업자들에게는 발전소가 좌초되면서 투자비 회수가 어려워지고 재정적 악화로 이어질 수 있다. 그러나 사회 전체적 관점에서의 석탄발전소 폐쇄는 온실가스 배출을 줄임으로써 기후변화를 완화하고, 미세먼지와 다양한 오염물질 배출을 줄임으로써 환경 개선, 국민 건강 개선 등의 편익을 가져올 수 있다. 이와 더불어 석탄발전을 대체하는 에너지 신산업이 활성화되면서 국가 경제와 일자리 창출에도 큰 기여를 할 수 있다. 그러므로 최적의 석탄발전 퇴출 방식과 경로를 선택하기 위해서는 우리 사회가 부담해야 할 비용과 편익, 이해관계자들에 대한 영향들을 종합적으로 고려할 필요가 있다. 이에 본 연구에서는 발전부문의 탄소중립 전환 과정에서 발생하는 비용과 편익, 영향 분석을 위한 분석 프레임워크를 제시하고, 실제 분석을 시도해 봄으로써 탈석탄 경로 선택과 정책 의사결정 수단으로서의 사회적 영향 분석 필요성을 검증해 보고자 한다.

2 연구 내용

가. 탈석탄의 사회적 비용과 편익에 대한 개념 및 사례 조사

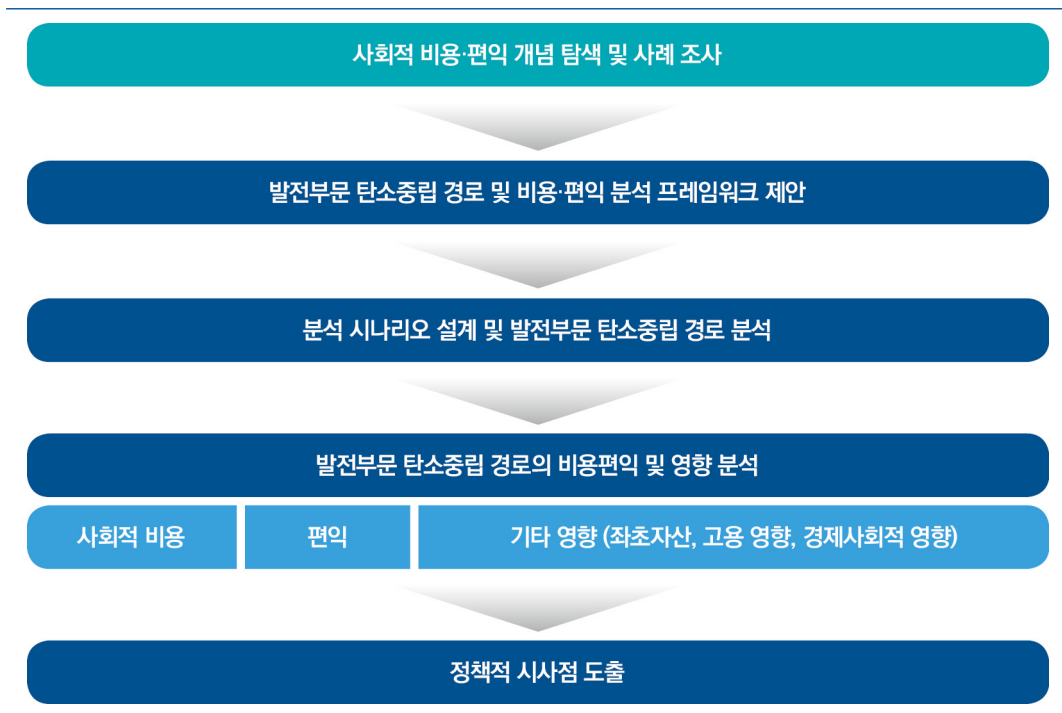
- 문헌 조사 및 전문가 자문을 통해 사회적 비용과 편익의 개념 탐색
- 해외 주요국의 발전부문 정책 관련 사회적 비용·편익 분석 사례 조사를 통해 국내 발전부문 탄소중립 정책의 비용·편익 분석 프레임워크 제안

나. 2050 탄소중립 달성을 위한 발전부문 탄소중립 경로 분석

- 국내 탄소중립 및 에너지 전환 정책 기반 분석 시나리오 설계
- 전력시스템 모형을 이용하여 2030년 NDC 상향안 및 2050년 탄소중립 목표를 달성하는 전력믹스 구성과 온실가스 감축 경로 도출
- 시나리오별 조건에 따른 탈석탄 경로 분석

다. 발전부문 탄소중립 정책의 사회적 비용·편익 및 영향 분석

- 분석 시나리오별 발전부문 탄소중립 경로의 비용 분석으로 사회적 비용·편익 산출
- 발전부문 탄소중립 경로에 따른 기타 영향 분석(좌초자산, 고용 영향)
- 거시경제모형을 활용한 주요 분석 시나리오 대상 경제사회적 영향 분석



[그림 1-4] 연구 내용 및 체계 개요

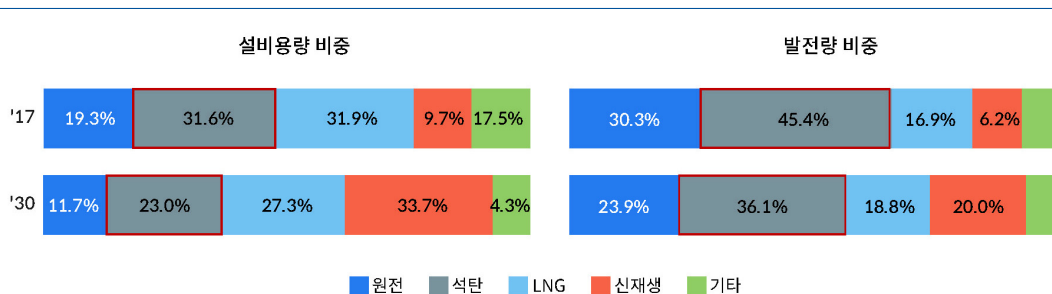
제3절

국내 발전부문 탄소중립 정책 현황

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

1 발전부문 탄소중립 관련 정책

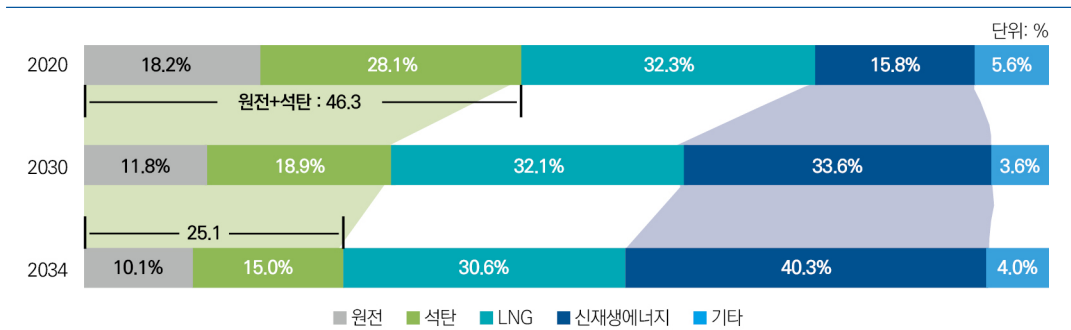
국내에서는 지난 정부가 출범하면서 2017년 10월 에너지 전환 로드맵 발표 이후에 탈원전·탈석탄, 재생에너지 확대를 골자로 한 에너지 전환 정책을 추진하였다. 2017년 12월에 발표된 제8차 전력수급기본계획에서는 2030년까지 석탄발전 비중을 36.1%로, 원자력은 23.9%로 축소하고 신재생에너지는 20.0%까지 증가하는 계획을 제시했다. 석탄화력발전 감축을 위해서는 30년 이상 가동한 노후 석탄화력발전소 폐지와 LNG 연료 전환을 통해 석탄발전 비중을 점진적으로 감축하는 계획을 수립하였다. 그리고 석탄발전량 감축을 위해 전기사업법 개정(2017년 6월) 조항³⁾을 기반으로 환경 비용을 반영하여 2022년까지 노후 석탄발전소 10기는 폐쇄하고 6기는 LNG로 전환하는 내용을 담고 있다.



[그림 1-5] 제8차 전력수급기본계획의 발전원별 설비 용량 및 발전량 비중

3) 전기사업법 제3조 제2항: “전력수급기본계획을 수립할 때 전기설비의 경제성, 환경 및 국민 안전에 미치는 영향 등을 종합적으로 고려하여야 한다.”

2020년 12월에 발표된 제9차 전력수급기본계획에서는 2030년 석탄발전 비중을 29.9%까지 축소하고, 신재생은 20.8%, 원자력은 25.0%로 증가할 것으로 전망하였다. 이를 위해 2034년까지 가동 연수 30년이 도래하는 석탄화력발전소 30기 폐지 및 24기는 LNG로 전환, 노후 발전소 6기는 영구 폐지하는 계획을 담고 있다. 이 계획에 따라 보령 1·2호기, 삼천포 1·2호기, 호남 1·2호기의 노후 발전소 6기는 기폐지되었으나, 현재 건설 중인 신규 석탄화력발전소(강릉안인 1·2호기, 삼척화력 1·2호기)로 인해 완공 예정 시점인 2024년에 발전 설비 용량 40.6GW로 정점에 도달한 이후 점차 감소할 것으로 전망되었다.



(출처: 산업통상자원부)

[그림 1-6] 제9차 전력수급기본계획의 주요 발전원별 설비 용량 비중 계획

2021년 8월에는 탄소중립기본법이 통과되었으며, 2021년 10월에는 ‘2050 탄소중립 시나리오’와 ‘2030 국가 온실가스 감축 목표(NDC) 상향안’을 통해 탄소중립 달성을 위한 중간 목표와 탄소중립 시나리오안이 제시되었다. 또한 이를 통해 2050년을 탈석탄 목표 시점으로 제시하고 2030년 석탄발전 비중 목표를 21.8%로 강화하였다. ‘2050 탄소중립 시나리오’에서 제시한 A, B안은 모두 2050년까지 석탄발전을 전면 중단할 것을 가정하고 있으며, B안은 LNG만 일부 유지하는 것을 가정하고 있다. 2050 탄소중립 시나리오에서는 A, B안의 2050년 목표 수치만 제시하고 있으며 2050년까지의 발전부문 경로는 제시하지 않고 있다.

(단위 : TWh, 괄호 안은 전체 에너지 소비량 중 부문별 소비량 비중)

구분	원자력	석탄	LNG	재생E	연료전지	동북아 그리드	무탄소 가스터빈	부생가스	합계	예상 배출량 (백만톤)
A안	76.9 (6.1%)	0.0 (0.0%)	0.0 (0.0%)	889.8 (70.8%)	17.1 (1.4%)	0.0 (0.0%)	270.0 (21.5%)	3.9 (0.3%)	1257.7 (100%)	0
B안	86.9 (7.2%)	0.0 (0.0%)	61.0 (5.0%)	736.0 (60.9%)	121.4 (10.1%)	33.1 (2.7%)	166.5 (13.8%)	3.9 (0.3%)	1,208.8 (100%)	20.7

* 석탄발전 중단은 근거 법률 및 보상방안 마련 전제

** 환경급전, 배출권거래제 등 시장 메커니즘 활용 전환 추진

〈그림 1-7〉 2050 탄소중립 시나리오의 전원별 발전량 및 온실가스 배출량 목표

2022년 5월에 출범한 신정부는 탈원전 정책을 폐지하고 원자력을 확대하는 정책을 추진하고 있다. 이에 따라 2022년 12월에 발표 예정인 제10차 전력수급기본계획에는 이러한 정책 기조가 담길 것으로 예상되고 있다. 이에 따라 2022년 8월 31일에 발표된 제10차 전력수급기본계획 실무안에서는 2030년 원자력 발전 비중을 32.8%로 증가시키고 석탄과 신재생은 각각 21.2%, 21.5%로 축소하는 것으로 제시되었다. 석탄발전량은 2030 NDC 상향안 대비 0.6% 추가 감소하였으나, 원전을 확대하는 만큼 신재생 발전량을 감소시킴에 따라 신재생 발전 비중은 제9차 전력수급기본계획 수준으로 감소하였다.

〈표 1-1〉 제10차 전력수급기본계획 실무안의 정책별 2030 전원별 발전량 비중 전망 비교

		원전	석탄	LNG	신재생	무탄소	기타	합계
제9차	발전량	146.4	175.1	136.6	121.7	-	6.0	585.8
	비중	25.0%	29.9%	23.3%	20.8%	-	1.0%	100%
NDC 상향안	발전량	146.4	133.2	119.5	185.2	22.1	6.0	612.4
	비중	23.9%	21.8%	19.5%	30.2%	3.6%	1.0%	100%
제10차	발전량	201.7	130.3	128.2	132.3	13.9	8.6	615.0
	비중	32.8%	21.2%	20.9%	21.5%	2.3%	1.3%	100%

제9차 전력수급기본계획은 시점상 탄소중립 정책 시행 이전의 정책으로 볼 수 있다. 그러나 탄소중립 정책 시행 이후 지금까지 전력 부문의 탄소중립 정책은 그전과 같이 전력수급기본계획을 통해 원별 발전 비중 전망을 제시하고 연도별 설비 계획을 수립한 것 외에는 없다고 볼 수 있다. 또한 탄소중립 정책이 시행된 이후에 발표되는 제10차 전력수급기본계획에서도 30년 이상 가동한 노후 화력발전소의 폐지 혹은 연료전환을 하는 방침도 여전히 유지될 것으로 예상되고 있다. 그러나 전력수급기본계획은 15년을 계획 기간으로 하고 있기 때문에 2050년까지의 탄소중립 경로나 설비 계획 등은 담을 수 없으므로, 2050년까지의 발전부문 탄소중립 계획은 별도로 수립될 필요가 있다고 보여진다.

2 국내 석탄화력발전소 현황

현재(2022년 9월 기준) 국내에서 가동 중인 57기의 석탄화력발전소는 충남에 29기(18.2GW), 경남에 14기(8.2GW), 인천에 6기(5.1GW), 강원에 6기(3.6GW), 전남에 2기(1.2GW)로 5개 지역에 집중되어 있다. 현재 건설 중인 신규 발전소는 강원도에 위치하고 있으며 완공될 경우 강원도 내 발전소는 총 10기, 용량은 7.8GW로 증가하게 된다.

제9차 전력수급기본계획에서는 석탄화력발전소를 30년 가동한 후 LNG 연료전환을 계획하고 있으며, 연료전환 대상 발전소 폐지는 2024년부터 진행될 것으로 예상된다. 현재 가동 중인 발전소 중 가동 연수가 30년 이상이 된 발전소는 여수 2호기가 유일하며, 여수 2호기와 가동 연수 30년이 곧 도래하는 보령 3·4호기는 설비 개선을 진행함에 따라 전환 대상에 포함되지 않았다. 폐지 후 LNG 연료전환 대상인 24개 발전소는 강원과 전남을 제외하고 충남, 경남, 인천 지역에 분포해 있다.

제9차 전력수급기본계획의 계획 기간(2020~2034년) 이후에도 석탄화력발전소의 30년 가동 연수를 보장해 준다고 가정할 경우, 2050년 탈석탄 목표 달성을 위해 30년 가동 연수를 채우지 못하고 조기 폐지되는 발전소는 2020년 이후에 완공된 신서천화력 1호기, 고성 1·2호기와 현재 건설 중인 삼척블루파워 1·2호기, 강릉안인 1·2호기가 해당된다고 할 수 있다. 이 중 신서천화력 1호기를 제외하고는 모두 민간발전사업자가 운영하는 발전소로 조기 폐지 시 좌초자산화가 될 것으로 예상된다.

그간 석탄화력발전사업은 동서발전, 서부발전, 중부발전, 남동발전, 남부발전 등 5개 한전 발전 자회사가 추진해 왔으며, 2011년 대정전이 발생한 이후 전력수급 안정을 위해 석탄화력발전소 신규 건설을 추진하면서 민간발전사가 석탄발전사업에 참여하게 되었다. 이에 현재 가동 중인 발전소 57기 중 북평 1·2호기(2017년 완공), 고성 1·2호기(2021년 완공) 등 4기는 민간발전사인 GS동해전력, 그린파워가 운영하고 있다. 또한 현재 건설 중인 신규 발전소 또한 삼척블루파워, 강릉에코파워 등 민간발전사가 추진하고 있다.

〈표 1-2〉 국내 석탄화력발전소 운영 현황(신규 건설 예정 발전소 포함)(2022년 8월 기준)

지역	발전사	발전기명	설비 용량 (MW)	준공 연도	폐지·전환 연도*	
충남	당진시	동서발전	당진#1	500	1999	2029
			당진#2	500	1999	2029
			당진#3	500	2000	2030
			당진#4	500	2001	2030
			당진#5	500	2005	
			당진#6	500	2006	
			당진#7	500	2007	
			당진#8	500	2007	
			당진#9	1,020	2016	
			당진#10	1,020	2016	
	태안군	서부발전	태안#1	500	1995	2025
			태안#2	500	1995	2025
			태안#3	500	1997	2028
			태안#4	500	1997	2029
			태안#5	500	2001	2032
			태안#6	500	2002	2032
			태안#7	500	2007	
			태안#8	500	2007	
			태안#9	1,050	2016	
			태안#10	1,050	2017	

지역		발전사	발전기명	설비 용량 (MW)	준공 연도	폐지·전환 연도*	
보령시	중부발전		신보령화력#1	1,019	2017		
			신보령화력#2	1,019	2017		
			보령#3	550	1993		
			보령#4	500	1993		
			보령#5	500	1993	2025	
			보령#6	500	1994	2025	
			보령#7	500	2008		
			보령#8	500	2008		
	서천군		신서천화력#1	1,018	2021		
		소계	29기	18,246			
강원	동해시	동서발전	동해#1	200	1998		
			동해#2	200	1999		
		(주)GS동해전력	북평#1	595	2017		
			북평#2	595	2017		
	삼척시	남부발전	삼척그린파워#1	1,022	2016		
			삼척그린파워#2	1,022	2017		
		삼척블루파워	삼척블루파워#1	(1,050)	2023. 10. 예정		
			삼척블루파워#2	(1,050)	2024. 4. 예정		
	강릉	강릉에코파워	강릉안인#1	(1,040)	2022. 9. 예정		
			강릉안인#2	(1,040)	2023. 3. 예정		
			소계	6기 (4기 예정)	3,634 (4,180 예정)		
	경남	고성군	그린파워	고성#1	1,040	2021	
고성#2				1,040	2021		
남동발전		삼천포#3	560	1993	2024		
		삼천포#4	560	1994	2024		
		삼천포#5	500	1997	2027		
		삼천포#6	500	1998	2028		

지역		발전사	발전기명	설비 용량 (MW)	준공 연도	폐지·전환 연도*
하동군	남부발전	하동#1	500	1997	2026	
		하동#2	500	1997	2027	
		하동#3	500	1998	2028	
		하동#4	500	1999	2028	
		하동#5	500	2000	2031	
		하동#6	500	2001	2031	
		하동#7	500	2008		
		하동#8	500	2009		
		소계		14기	8,200	
인천	남동발전	영흥#1	800	2004	2034	
		영흥#2	800	2004	2034	
		영흥#3	870	2008		
		영흥#4	870	2008		
		영흥#5	870	2014		
		영흥#6	870	2014		
		소계		6기	5,080	
전남	남동발전	여수#1	340	2016		
		여수#2	329	1977		
		소계		2기	669	
계			57기 (4기 예정)	35,829 (4,180 예정)		

* 제9차 전력수급기본계획 기준 LNG 전환 계획 연도
 (출처: 전력통계정보시스템(EPSSIS) 자료 기반 저자 작성, <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkgeGepGbpGrid.do?menuId=060105>)

현재 건설 중인 석탄화력발전소는 제5차와 제6차 전력수급기본계획에 근거하고 있으며, 앞서 말한 바와 같이 전력수급 안정성을 위해 신규 건설을 하게 된 것이다. 이에 따라 제5~6차 전력수급기본계획에서 허가되었거나 예정되었던 계획 확정 석탄발전 설비는 제5차에서 총 15기(13,290MW), 제6차에서 11기(11,000MW)로, 총 26기(24,290MW)였다. 그러나 이후 제7차 전력수급기본계획 이후부터는 Post 2020 신기후체제 대응과

에너지 전환 로드맵(2017년 10월), 미세먼지 종합대책(2017년 9월) 등을 바탕으로 저탄소 전원 확충에 중점을 두게 되면서, 석탄 건설 계획을 크게 축소하고 추가적인 신규 석탄발전사업은 수용하지 않았다. 이와 같이 정부 방침이 변경되면서 추가적인 석탄화력발전소의 연료전환 및 조기 폐지 계획이 중요해졌고, 발전사업자에게는 연료전환 혹은 사업을 취소할 기회를 제공하였다.

이에 따라 제5차 전력수급기본계획에서 확정된 계획설비 15기 중 동부그린 1·2호기를 제외한 13기는 모두 준공되어 2016~2017년에 걸쳐 상업 운전을 시작했으나, 동부그린 1·2호기(현 당진에코파워 1·2호기)는 2017년 12월에 발표된 제8차 전력수급기본계획에서 LNG 발전소로 계획을 전환 반영하였다.⁴⁾ 또한 제6차 전력수급기본계획의 확정 계획설비 14기 중에서는 6기만이 상업 운전 중이며, 4기는 제7차 전력수급기본계획에서 철회되어 계획이 무산되었고, 나머지 4기가 현재 건설 중이다.

이후 지난 정부에 들어서 수립된 제8차 전력수급기본계획(2017년 12월)에서는 에너지 전환 로드맵(2017년 10월)과 미세먼지 종합대책(2017년 9월)을 반영하여, 당시 석탄발전 계획설비였던 9기에 대한 검토 결과를 기반으로 2기(당진에코파워 1·2호기)의 석탄화력발전 설비에 대하여 LNG 발전소 계획으로 전환하였다.⁵⁾

〈표 1-3〉 석탄발전기별 최초 계획 반영 시점 및 설비 현황

순번	발전기	설비 용량 (MW)	최초 계획 반영 전력수급기본계획	최초 설비 계획	운전 현황
1	영흥#5	870	5차	2014	2014
2	영흥#6	870	5차	2014	2014
3	당진#9	1,022	5차	2015	2016
4	삼척#1	1,000	5차	2015	2016
5	당진#10	1,022	5차	2016	2017

4) 환경운동연합(2018. 1. 2.), “당진에코파워 석탄발전소 백지화, 그런데 삼척은?”, <http://kfem.or.kr/?p=186899>

5) EPJ(2017. 4. 11.), “당진에코파워 전원개발 승인… 당진시·환경단체 등 반발”, <http://www.epj.co.kr/news/articleView.html?idxno=12081>

순번	발전기	설비 용량 (MW)	최초 계획 반영 전력수급기본계획	최초 설비 계획	운전 현황
6	동부그린#1 (현 당진에코)	970	5차	2016	LNG 전환(8차)
7	동부그린#2 (현 당진에코)	970	5차	2016	LNG 전환(8차)
8	북평#1	595	5차	2016	2017
9	북평#2	595	5차	2016	2017
10	삼척#2	1,000	5차	2016	2016
11	신보령#1	926	5차	2016	2017
12	여수#1	350	5차	2016	2016
13	태안#9	1,050	5차	2016	2017
14	태안#10	1,050	5차	2016	2017
15	신보령#2	1,000	5차	2017	2017
16	고성하이#1	1,040	6차	2018	2021
17	신서천#1	1,000	6차	2018	2021
18	강릉안인#1	1,040	6차	2019	건설 중
19	강릉안인#2	1,040	6차	2019	건설 중
20	고성하이#2	1,040	6차	2019	2021
21	동양파워#1 (현 삼척블루파워)	1,050	6차	2019	건설 중
22	동양파워#2 (현 삼척블루파워)	1,050	6차	2021	건설 중
23	영흥#7	870	6차(조건부)	2018	계획 철회(7차)
24	동부하슬라#1	1,000	6차(조건부)	2019	계획 철회(7차)
25	영흥#8	870	6차(조건부)	2019	계획 철회(7차)
26	동부하슬라#2	1,000	6차(조건부)	2020	계획 철회(7차)
총계		24,290	5차: 15기 6차: 11기	-	운전 중: 16기 건설 중: 4기 취소/전환: 6기

제2장

발전부문 탄소중립 정책의 사회적 비용·편익의 개념과 범위

제1절 사회적 비용의 개념 탐색

제2절 국내외 사회적 비용·편익 분석 사례

제3절 소결

제 1절

사회적 비용의 개념 탐색

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

1 사회적 비용의 경제학적 의미

사회적 비용은 일반적으로 그 사회 구성원 모두가 부담하는 비용을 의미한다. 경제활동과 관련된 사회적 비용은 경제활동의 참여자가 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 외부성을 유발하며(Neves, V., 2012) 시장 실패의 결과이기도 하다.

외부성은 어떤 시장 참여자의 경제적 행위가 사람들에게 의도하지 않은 편익이나 손해를 가져다주는데도, 아무런 대가를 받지도, 지불하지도 않는 상황⁶⁾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.

〈표 2-1〉 외부 경제와 외부 불경제의 조건

구 분	생 산	소 비
외부 경제	사회적 비용 < 사적 비용	사회적 비용 > 사적 비용
외부 불경제	사회적 비용 > 사적 비용	사회적 비용 < 사적 비용

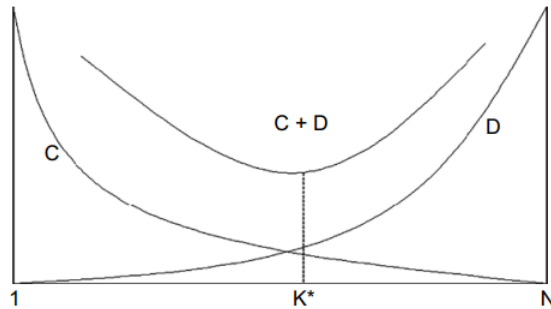
6) KDI 경제정보센터(2022. 9. 24. 접근), <https://eiec.kdi.re.kr/material/conceptList.do?depth01=00002000010001000008&idx=134>

한편, Coase(1960)는 사회적 비용과 사적 비용의 차이가 외부성을 유발하는 경제활동의 물리적 특성보다는 시장 기능의 제한에서 비롯되는 것으로 해석하였다(Neves, V., 2012). 비용 차이를 초래하는 시장 기능의 제한은 재산권의 불명확성, 거래 비용 등 거래의 방해 요인을 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 거래를 통해 외부성을 줄이게 하는 것이다. 이 경우 외부 비용은 거래 당사자가 피해를 회피하는 데 얻는 이득이 피해를 감수함으로써 부담할 비용보다 얼마나 크고 작은지 자체 판단한 뒤 성사된 거래 액수로 정해진다.

Buchanan and Tullock(1962)은 법경제학적 의미에서 사회적 비용에 의사결정 비용을 추가하여 정의하였다. 이들에 의하면 사회적 비용은 집합행동의 적정 의사결정 규칙 설정 시 고려해야 하는 두 가지 비용(외부 비용과 의사결정 비용)의 합이다. 외부 비용과 의사결정 비용은 <표 2-2>와 같고, 두 비용 항목 간의 관계는 [그림 2-1] 과 같다. [그림 2-1]에서 최적 의사결정 규칙은 외부 비용(C)과 의사결정 비용(D)의 합으로 대표되는 사회적 비용을 최소화하는 지점이다. 이 지점은 곧 집단 전체 구성원(횡축) N 명 중 K^* 명이 동의하도록 요구되는 규칙이다.

<표 2-2> 외부 비용과 의사결정 비용

외부 비용(C)	<ul style="list-style-type: none"> • 집합행동을 위한 계약이 체결된 후 개인이 부담할 것으로 예상하는 비용. • 그래프의 우측으로 갈수록 개인이 집합적 결정의 결과로 불리한 영향을 받을 가능성이 낮으며, 따라서 외부 비용도 줄어듦.
의사결정 비용(D)	<ul style="list-style-type: none"> • 집합행동을 위한 계약이 합의에 이르기까지 소요되는 비용. • 그래프의 우측으로 갈수록 각 개인은 자신이 동의하는 필수적 자원에 대한 독점권을 보유하게 됨(자신의 동의의 가치가 높아짐).



N...Number of individuals
 K...required number for a decision
 $K=N$ =unanimity $\Rightarrow C=0$
 C...external costs of majority voting
 D...decision time costs of achieving the required majority
 K^* ...minimum of total costs (C+D) – number of individuals required for an optimal majority

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

[그림 2-1] 최적 의사결정 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 외부 비용이 0이 되기에 파레토 최적 상태이고, 앞선 Buchanan and Tullock(1962)의 예시에서 최적으로 선택한 K^* 명이 동의한 상태는 만장일치가 아니므로 파레토적 최적이지 않다. 그들이 만장일치가 아닌 K^* 명이 동의한 상태를 최적이라 보는 이유는 만장일치 결정에 도달하는 거래 비용이 K^* 명이 동의할 때의 외부 비용보다 크기 때문이다.

2 비용·편익 분석에서의 사회적 비용

정책 평가 도구로서의 비용·편익 분석의 목적은 사회적 의사결정을 돕고, 사회적 가치를 높이거나 효율성을 향상하는 것이다. 정책 평가를 위한 비용·편익 분석은 우리나라뿐 아니라 OECD 회원국 거의 모든 나라에서 이루어지고 있으며, 공공정책 평가를

위한 비용·편익 분석은 사회적 관점에서 실시됨을 강조하여 ‘사회적 비용·편익 분석’이라 지칭하고 있다(서성아, 2017).

사회적 비용·편익 분석은 정책이 모든 사회 구성원에게 미치는 결과의 가치를 화폐화하여 정산한다. 화폐화된 정책 결과의 가치는 사회 전체 차원에서 고려된 비용과 편익의 합과 같다. Boardman, A. et al.(2014)에 의하면 일반적으로 정책의 사회적 비용과 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) 또한 현재를 정책이 처음으로 시행되는 지점으로 정의한다. 순편익은 비용과 편익을 합산한 뒤 정책 발생 직후부터 기회비용이 발생하기 시작한다고 간주하여 현가화한다.

사회적 비용·편익 분석의 유형은 사전 시행과 사후 시행으로 나뉜다. 사전 시행 비용·편익 분석은 정책 의사결정 전에 수행되며, 해당 정책 시행에 사회적 자원을 할당해도 될지 여부 결정을 돕는다. 이때의 분석 질문은 이 프로젝트가 양의 사회적 순편익을 제공하는가이다. 한편, 사후적 비용·편익 분석으로는 이미 시행된 정책을 되돌릴 순 없지만, 비슷한 미래의 사안에 대한 학습에 기여한다.

권용훈 외(2021)는 공공경제학적 의미의 사회적 비용과 비용 타당성 분석에서의 실질적 사회적 비용을 구분한다. 공공경제학적 의미의 사회적 비용은 생산 주체가 부담하는 사적 비용과 재화 외에도 외부성으로 인한 사회적 부담 비용을 포함한 비용이다. 앞 절에서 논의한 경제학에서 정의하는 사회적 비용 또한 공공경제학적 의미의 사회적 비용에 가깝다. 하지만 이는 이론적 개념으로, 실제 경제성 분석에 적용하기는 현실적으로 어렵다. 경제성 분석에서 ‘사회적 비용’은 해당 사업을 추진하는 데 투입되는 비용으로, 실질적으로 추정이 가능한 값이어야 한다는 차이가 있다.

이에 기획재정부 훈령 ‘예비타당성조사 수행 총괄지침’⁷⁾은 사회적 비용을 공공투자사업에 대한 ‘총사업비’로 정리한다. 총사업비에는 투자 사업에 소요되는 공사비, 용지비, 부대비, 운영비뿐 아니라 기회비용(특정 대안을 선택하면서 포기하게 되는 최선의 가능성에 대한 가치)까지 포함된다. ‘예비타당성조사 수행 총괄지침’은 예비타당성조사 수행

7) 국가법령정보센터(2022. 10. 1. 접근),
<https://www.law.go.kr/LSW/admRulLsInfoP.do?admRulSeq=2100000177914>

에서의 구체적인 사회적 비용 추정의 기본 방향을 제시하고 있다. 해당 지침의 제3절 제1관 제32조(비용 추정의 기본 방향)에서는 초기 투자비인 총사업비와 완공 이후 투입되는 유지 관리비 및 운영비 등 모든 비용을 가장 현실적으로 산정해야 하며, 중복 계상 및 과도한 비용 산정을 유의하도록 지시하고 있다.

사회적 비용·편익 분석에서 사회적 비용을 산정할 때는 어떤 비용 항목을 어떻게 반영할 것인지 결정해야 한다. 또한, 사회적 비용과 편익을 두루 고려할 때 화폐화가 불가능한 부분도 존재한다. 예를 들면 정책 시행으로 인한 삶의 질 악화, 소음 등은 화폐화가 어려운 부분이다. 이 경우 정성적인 분석 방법을 병행하여 사용한다(서성아, 2017).

본 연구에서 사용하는 사회적 비용은 현실에서 일반적으로 가장 많이 사용되는 사적 비용과 외부 비용의 합으로 정의한다. 본 연구에서 고려하는 사적 비용의 범위는 전력 시스템 전체의 투자 비용, 고정 및 변동 운영 유지 비용, 연료 비용, 탄소 비용 등을 포함한다. 본 연구에서 반영하는 외부 비용은 대기오염 피해비용이다.

제2절

국내외 사회적 비용·편익 분석 사례

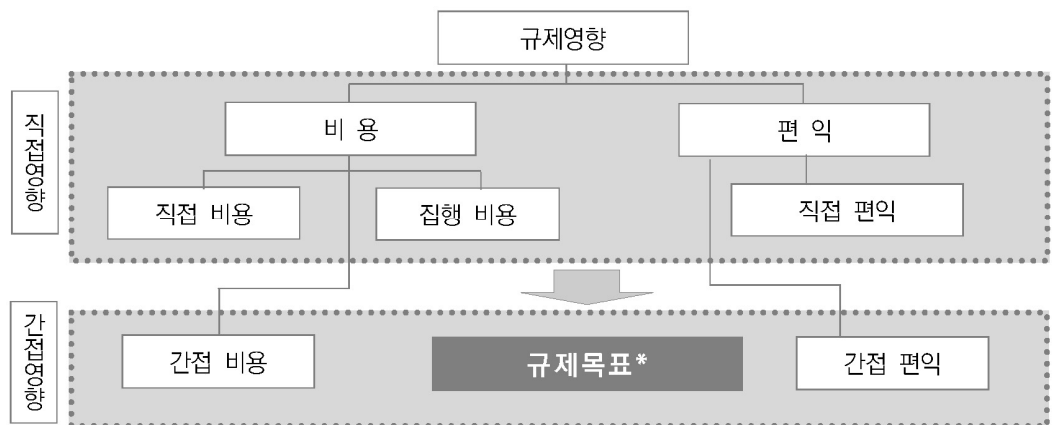
NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

OECD 회원국들은 대부분 정부 규제와 관련하여 그 영향을 객관적이고 과학적으로 평가하기 위해 규제영향평가(Regulatory Impact Analysis, RIA)를 도입하는 등의 노력을 하고 있으며, RIA에서 가장 많이 활용되는 기법이 비용·편익 분석이다. 그리고 이렇게 공공정책과 관련하여 이루어지는 비용·편익 분석은 전체 사회적 관점에서 실시된다는 측면에서 사회적 비용·편익 분석(Social Cost and Benefit)이라고 지칭한다(김홍배, 2012; 김동진, 2012; 김성준, 2012; Boardman et al., 2014; Fuguitt and Wilcox, 1999; Keating, 2014; 서성아, 2017).

사회적 비용·편익 분석 절차에 대해 서성아(2017)는 다음과 같은 9단계로 정리하여 설명하고 있다. 첫 번째는 분석 대상이 되는 대안들을 선택하는 것으로, 그 대상은 공공 분야의 프로젝트나 규제, 법령 등이 될 수 있다. 두 번째는 영향집단을 결정하는 것으로, 누구의 비용과 편익을 고려할 것인가를 결정해야 한다. 세 번째는 영향 범주(impact categories)를 목록화하고 구체적인 측정 지표를 설정하는 것이다. 네 번째는 정책·규제 등 대안들의 영향을 예측하는 것이며, 다섯 번째는 예측된 영향들을 화폐적 가치로 금전화하는 것이다. 계량화하기 어려운 경우에는 지불의사액(willingness-to-pay)과 같은 기법을 사용할 수도 있다. 여섯 번째는 비용과 편익을 현재가치화하기 위해 할인율을 적용하고, 일곱 번째로는 각각의 대안들의 순현재가치(Net Present Value, NPV)를 산정하는 것이다. 그다음으로 분석 결과의 불확실성을 검토하기 위해 민감도 분석을 수행하고 최종적으로 대안들의 순현재가치와 민감도 분석 결과를 종합하여 최종 권고안을 제시하는 것이다.

이와 같이 규제나 정책에 대한 사회적 비용·편익 분석은 해당 정책의 유형과 특성에 따라 영향집단과 영향 범위가 달라지므로 이를 고려하여 분석 범위와 항목들을 결정하게 된다. 이와 관련하여 Boardman et al.(2014)은 사회적 비용·편익 분석을 진행할 때 사회 전체적 차원에서 사회를 구성하는 모든 영향집단을 고려해야 한다고 하였다.

이렇게 사회 전체적 차원에서 고려할 경우 환경 개선이나 경제 성장 등도 사회적 편익으로 간주할 수 있다. 또한 서성아(2017)는 사회 전체적인 차원에서 규제영향분석을 하기 위해서는 규제로 인한 부정적 영향과 긍정적 영향을 모두 고려하되, 영향집단에 따라 직접적 영향과 간접적 영향을 모두 고려해야 한다고 하였다.



(출처: 서성아(2017))

[그림 2-2] 규제영향의 구분

본 절에서는 위와 같은 내용들을 참조하여 국내 발전부문 탄소중립 이행에 따른 탈석탄의 사회적 비용·편익 분석의 범위를 설정하기 위해 영국과 미국의 탈석탄 관련 규제 정책에 대한 비용·편익 분석 사례와 국내 규제영향분석 관련 사례를 살펴보고자 한다.

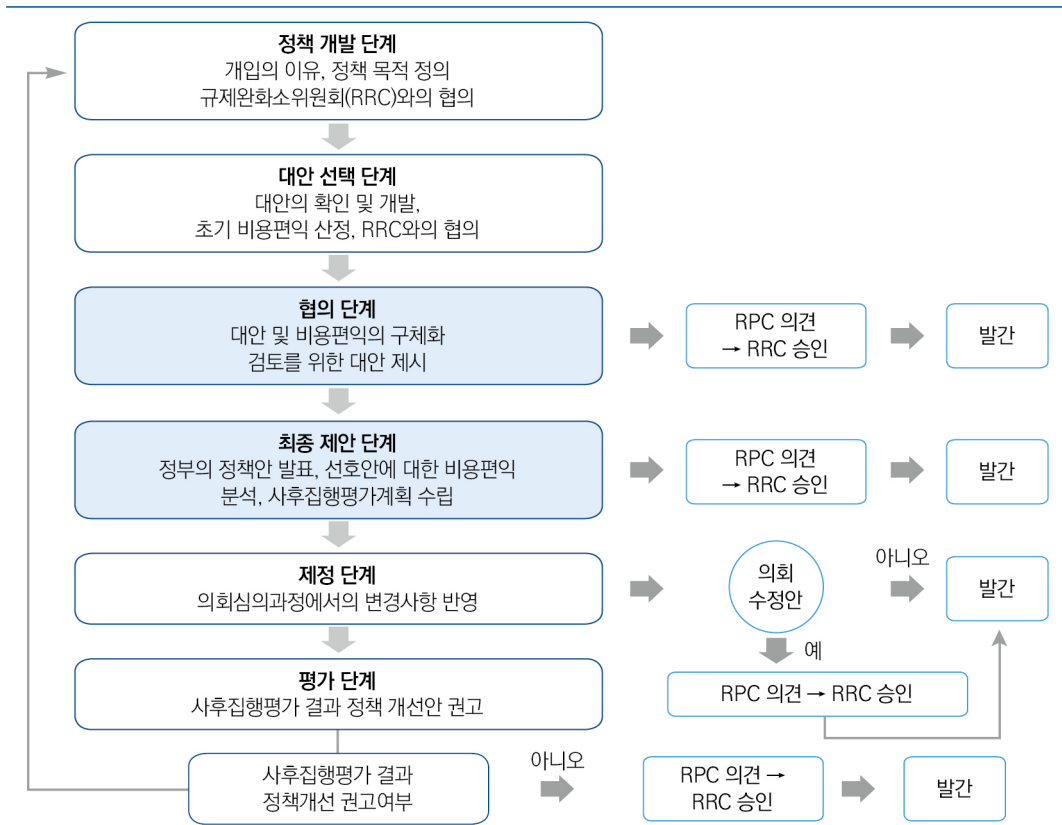
1 영국

가. 영국의 규제영향분석 개요

영국은 정부에서 수행하는 모든 정책, 프로그램과 프로젝트, 그리고 규제에 대해 포괄적이고 비례적인 평가를 실시하도록 의무화하고 있다. 그리고 정부 규제의 영향을 분석함에 있어 보다 포괄적인 의미로 영향평가(Impact Assessment)라는 명칭을 사용하고 있으며, 규제 대안들을 사전적으로 평가하는 방법으로 비용·편익 분석을 진행하고 있다. 영국 재무부(HM Treasury)는 비용·편익 분석의 절차와 방식에 대한 안내서로 ‘The Green book’을 발간하여 해당 지침을 준용하도록 하고 있다.⁸⁾ ‘The Green book’에서는 규제 대안들을 평가하는 목적을 정부 개입의 목적을 달성하는 비용 효과적인 해결책을 개발하는 것이라고 기술하고 있다. 이를 위해 검토 대상이 되는 규제나 정책 등 대안들에 대해 정부와 사회 전체가 부담해야 될 비용들과 편익들을 평가하되, 비용과 편익을 금전적으로 정량화하여 분석하고 비시장재까지도 분석 대상에 포함하도록 하고 있다(서성아, 2017).

영국의 규제영향분석 절차는 [그림 2-3]과 같다. 1단계 정책 개발 단계에서는 규제의 목적을 확인하고 국가 개입의 필요성을 제시한다. 2단계 대안 선택 단계에서는 정부의 각 소관 부처에서 여러 대안을 개발하여 기초적인 비용·편익 분석을 실시한다. 3단계 협의(consult) 단계에서는 선택된 대안에 대한 공식적인 규제 정책과 수단을 외부에 공개하고 대안의 비용·편익 분석을 포함한 영향평가서를 작성한다. 그리고 영향평가서에 대해 Regulatory Policy Committee(RPC)에서 재심사를 하고 4단계 최종 제안 단계에서 이해관계자 및 RPC와 최종 협의를 진행한다. 그리고 사후집행평가계획과 최종 영향평가서를 작성하고 이후 5단계 제정 단계에서 의회 논의를 거쳐 변경 사항 반영 및 수정된 영향평가서를 발간하게 된다. 영국은 이렇게 정책 입안 단계부터 사후 평가 단계까지 체계화된 절차를 거치며 수정된 영향평가서를 발간하여 정책과 입법을 추적할 수 있다. 또한 규제 및 정책의 영향 분석을 경제적 관점에서 평가하여 정책 결정과 규제 수단을 선택하기 위한 근거 자료로 활용한다(최유, 2017).

8) Department for Business Innovation and Skills(2015), “Better Regulation Framework Manual: Practical Guidance for UK Government Officials”.



(출처: 최유(2017))

[그림 2-3] 영국의 규제영향평가 절차

나. 영국의 탈석탄 정책

영국은 2008년에 2050년까지 온실가스 배출량을 1990년 대비 80% 이상 감축을 목표로 하는 기후변화법(Climote Change Act 2008)을 세계 최초로 제정하고, 5년 단위 온실가스 배출량의 상한을 관리하는 탄소예산(Carbon Budget) 제도를 도입했다. 또한 전력 분야의 탈탄소화를 위해 에너지법(Energy Act)을 제정하고, 수차례 개정을 통해 석탄발전을 감축하기 위한 정책을 추진해 왔다. 그중 2013년에 개정된 에너지법(Energy Act 2013)은 전력 시장 구조 개편(Electricity Market Reform, EMR)을 법제화한 것으로, 영국 정부는 EMR 정책을 통해 노후화된 석탄발전소를 시장에서 퇴출

시키고 저탄소 발전원으로 대체하고자 하였다. 이를 위해 장기발전차액계약제도(Feed-in Tariff with Contract for Difference, FIT CfD)와 탄소가격하한제(Carbon Price Floor, CPF), 용량제도(Capacity Mechanism), 탄소배출 허용 기준 강화(Emission Performance Standards) 등 세부 정책들을 함께 추진하였다.⁹⁾ 그중 탄소배출 허용 기준 제도는 신규 석탄발전 설비의 탄소배출 총량에 제한을 두는 제도로, 연간 탄소배출 기준치를 450g/kWh 이하로 규제하였다. 이를 통해 탄소 포집 및 저장(Carbon Capture and Storage, CCS) 장치가 없는 신규 발전소 건설을 원천적으로 차단하였다. 이러한 EMR 정책 추진을 통해 영국 내 석탄발전소는 2012년 17기(23GW)에서 2016년 8기(14GW)로 급격히 감소하였다(박시원·김승완, 2020).

이후 영국은 2015년 파리협정을 준비하는 과정에서 전 세계 최초로 탈석탄 정책을 공식 선언하고, 2025년까지 석탄발전을 중단하기 위한 추가적인 탈석탄 계획 마련에 착수하였다. 그리고 잔존 석탄발전소의 폐지를 위한 정책 수단으로 CCS 도입을 의무화하는 대신 탄소배출 허용 기준을 450gCO₂/kWh로 강화할 것을 결정하였다. 영국은 2016년 탈석탄 정책에 대한 협의 단계를 거쳐 2017년 9월에 이러한 탈석탄 정책을 확정하였다. 이후 2019년 영국은 탄소중립을 선언하면서 2030년 감축 목표를 1990년 대비 68%까지 상향하였으며, 이러한 내용을 포함하여 기후변화법을 개정하였다. 또한 강화된 목표 달성을 위해 탈석탄 시점을 당초 계획보다 1년 빠른 2024년으로 앞당겼다.

다. 탈석탄 정책의 비용·편익 분석 사례

영국은 2017년에 2025년까지의 탈석탄 정책을 공식화하면서 이에 대한 영향평가 분석 결과를 함께 공개하였으며,¹⁰⁾ 2020년에는 탈석탄 시기를 당초 2025년에서 2024년으로 앞당기면서 탈석탄 시기 변화에 대한 영향평가와 기존 2025년 석탄발전소 폐쇄에

9) Department of Energy and Climate Change(2010), "The Green Deal: A summary of the Government's proposals", available at https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/47978/1010-green-deal-summary-proposals.pdf

10) Coal Generation in Great Britain: The Pathway to a Low-Carbon Future, Consultation Document(2022. 10. 4. 접근), <https://www.gov.uk/government/consultations/coal-generation-in-great-britain-the-pathway-to-a-low-carbon-future#full-publication-update-history>

대한 이전 분석 결과를 업데이트하였다.¹¹⁾ 본 연구에서는 이 2020년에 분석한 영향평가 결과를 기반으로 살펴보고자 한다.¹²⁾

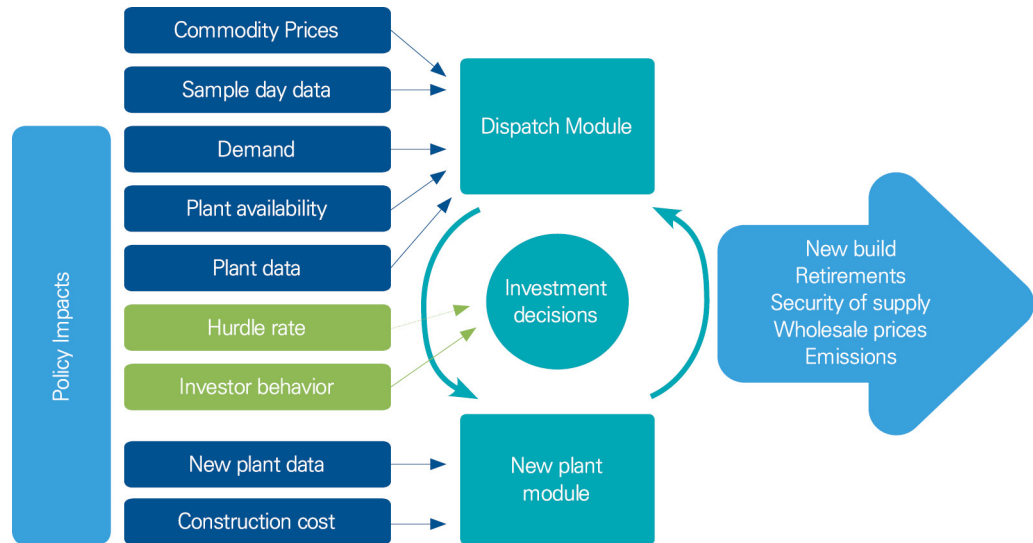
1) 분석 방법

석탄발전 중단에 따른 비용과 편익 분석을 위한 전력 부문 모델로 영국의 사업·에너지·산업전략부(Department for Business, Energy & Industrial Strategy, BEIS)에서 개발한 DDM(Dynamic Dispatch Model) 모형을 활용하였다. DDM 모형은 영국의 전력 시장을 포괄하는 통합 모델로, 2010년부터 2050년까지의 발전기로부터의 전력공급 분석과 발전 용량에 대한 투자 결정을 할 수 있다. 이 모형은 분석 대상 기간 동안의 전력수요와 공급을 30분 단위로 반영하고 있으며, 투자 결정은 정책의 효과와 발전믹스의 변화를 고려하여 예상 수익과 현금흐름을 기반으로 하고 있다. 이를 위해 발전소 건설에서부터 해체에 이르기까지 발전소 전체 수명 주기에 대해 모델링되어 있다. 이를 통해 DDM은 다양한 정책 결정이 발전, 용량, 비용, 가격, 공급 안정성과 탄소배출에 미치는 영향들을 비교 분석하여 포괄적이고 일관된 비용·분석 결과를 도출할 수 있다.¹³⁾ DDM은 탄소 비용 추정치를 산출하기 위해 전력 생산량과 CO₂ 배출량 추정치를 모델링하며, 유럽 연계망을 통해 수립되는 전력은 배출량 추정이 불가능함에 따라 배제하였다.

11) Consultation Outcome: Early Phase Out of Unabated Coal Generation in Great Britain(2022. 10. 4. 접근), <https://www.gov.uk/government/consultations/early-phase-out-of-unabated-coal-generation-in-great-britain>

12) 영국의 규제영향평가 절차 중 협의 단계에서 영국 사업·에너지·산업전략부에서 작성한 2024년 탈석탄의 영향평가 보고서를 기반으로 함.

13) BEIS(2017. 11. 20.), "The Future of Coal Generation in Great Britain: Impact Assessment".



(출처: DECC(2012. 5.))

[그림 2-4] DDM 모형의 구조

2) 분석 옵션 및 시나리오

2024년 탈석탄 영향 분석 보고서에서는 2025년 혹은 2024년까지 저감장치 없는 석탄발전소 폐쇄를 가속화하기 위해 정부가 정책적으로 개입하는 목적을 다음과 같이 설명하고 있다.

- i. 영국 전력 부문에서의 이산화탄소와 기타 유해 오염물질의 배출 감소
- ii. 새로운 저탄소 및 유연한 발전 용량에 대한 투자의 수익 확실성 증가
- iii. 다른 국가들이 기후변화와 대기질 개선을 위해 석탄 사용을 자제하도록 장려하여 국제 기후정책 리더십을 증명

위와 같은 정책 목표 달성을 위해 영국 BEIS는 다음의 세 가지 입법 정책 옵션을 제시하고 옵션별 영향평가를 수행하였다.

〈표 2-3〉 2024년 탈석탄 영향평가 보고서의 분석 옵션

옵션 구분	세부 내용
Option 0 아무것도 하지 않을 때	별도의 추가 정책 시행 없이 시장 상황과 2019년 7월 기준으로 시행 중인 정책에 따라 저감장치 없는 석탄발전소의 퇴출이 진행될 것으로 가정하는 옵션임. 이 경우 2025년 이후에도 석탄화력발전소에서 일부 전력을 생산할 수 있으며, 아래의 다른 두 가지 입법 정책 옵션의 영향은 아무것도 하지 않는 이 옵션과 비교하여 비용·편익을 분석함.
Option 1 2024년까지 저감장치 없는 석탄화력발전소 강제 종료	2024년 10월 1일 이후에 운영되는 석탄발전소가 없는 옵션이며, 선호 옵션에 해당함. 이 옵션은 기후변화 대응을 위한 정부의 강화된 의지와 잘 부합하는 옵션이며, 2024년 9월 30일까지 용량 시장을 통해 석탄화력발전소에 보상을 해 주는 계약이 체결되어 있어 이보다 더 빠른 조기 폐쇄는 불가능함.
Option 2 2025년까지 저감장치 없는 석탄화력발전소 강제 종료	2025년 10월 1일 이후에 운영되는 석탄발전소가 없는 옵션임.

영향평가 분석 보고서는 중심 시나리오를 활용하여 정책 개입의 영향을 비교하고 있으며, 중심 시나리오는 정부의 개입이 없을 경우 가장 가능성이 높은 전력 시장의 변화 양상을 반영한 시나리오이다. 이 중심 시나리오의 기본 가정은 다음과 같다.

〈표 2-4〉 중심 시나리오의 기본 가정

가정	중심 시나리오
화석연료 가격	BEIS의 2018년 화석연료 가격 전망 ¹⁴⁾ 의 중앙값을 반영함.
산업 배출 지침 결정	산업 배출 지침(Industrial Emissions Directive, IED) 반영: 2020년 초에 남아 있던 4개의 석탄발전소 중 하나는 2020년 3월에 폐쇄될 예정이며, 또 다른 하나는 2021년 3월 폐쇄를 발표함. 나머지 2개 발전소는 2020년부터 연간 부하율에 대해 17% 제약을 받게 되는데, 이는 연간 1500시간 운영 제한과 같은 수준임.
배출량 허용 기준 (EPS)	배출량 허용 기준은 에너지법 2013(Energy Act 2013)에서 도입된 것으로 배출 허용 기준 규제 2015를 통해 실행되었음. 이 제도는 신규 화석연료 발전소의 이산화탄소 배출 총량에 제한을 둬으로써, 신규 석탄 및 가스 발전소 건설이 영국의 온실가스 감축 목표를 충족하도록 하는 제도임.

14) GOV.UK(2022. 10. 6. 접근), <https://www.gov.uk/government/publications/fossil-fuel-price-assumptions-2018>

가정	중심 시나리오
저탄소 발전 용량 확산	새로운 저탄소 발전의 확산은 청정성장 전략의 방향성과 부합함.
탄소 비용	탄소가격하한제(CPF)는 2021/22부터 제한됨. 이 수준의 탄소 가격 책정은 모델링 목적으로만 사용되며, 정책 방향이나 의도를 나타내지는 않음. 2025년까지의 탄소 가격은 2017년 11월 예산안 ¹⁵⁾ 에 설정되어 있음.
청정전력 패키지와 CO ₂ 배출 제한의 실행	화석연료를 기반으로 550gCO ₂ /kWh 이상 배출하는 새로운 발전 용량은 2020년 초에 진행되는 T-1, T-3, T-4 경매는 물론 향후 CM 경매에도 참여하지 못함. 화석연료를 기반으로 전력당 550gCO ₂ /kWh 이상 배출하고, 설비 용량 kWe당 연평균 350kgCO ₂ 이상 배출하는 기존 용량에 대해서는 2024년 10월 1일부터 시작되는 2024/25 실행 연도의 경매에 사전 자격을 부여하거나 참여할 수 없음.

위와 같은 중심 시나리오 외에 화석연료 가격에 대한 분석 민감도를 테스트하기 위해 가스와 석탄 가격이 높거나 낮은 ‘높은 화석연료 가격’과 ‘낮은 화석연료 가격’의 두 가지 시나리오를 추가로 모델링하였다. 분석 기간은 2019년에서 2035년까지 16년을 대상으로 하며, 정책 시행은 2024년 혹은 2025년에 발효되나, 저감장치 없는 석탄발전소 중단을 위한 정책이 산업에 미치는 영향은 2019년에 시작하도록 모델링되었다.

3) 분석 항목

영향평가 보고서에는 모델링을 통해 산출된 옵션별 화폐화된 비용과 편익 항목들과 그 외 비용으로 분석하기 어려운 항목들은 비화폐화된 비용과 편익 항목으로 분류하여 정성적으로 평가한 내용을 함께 기술하고 있다. 화폐화 가치로 산출된 비용과 편익은 2019년 기준 순현재가치(Net Present Value, NPV)로 환산하여 산출한다. 그 외에도 공급 안보 평가, 분배 효과와 지역적 영향, 산업 영향, 중소기업에의 영향, 소비자 전력 요금에의 영향 등 추가적인 영향 분석을 하고 종합적인 평가를 하고 있다.

15) GOV.UK(2022. 10. 6. 접근), <https://www.gov.uk/government/publications/autumn-budget-2017-documents>

① **화폐화된 항목**

- i. 탄소 비용: 감정가로 산정한 탄소배출 비용의 변화를 의미함. 이는 EU ETS 가격으로 평가되는 탄소 비용과 가격이 책정되지 않은 탄소(평가 가치와 EU ETS 가격 차이로 평가)로 구분됨.
- ii. 발전 비용: 연료 비용과 운영 및 유지 보수 비용, 기타 연간 변동 및 고정 비용의 변화를 포함함.
- iii. 자본 비용: 계획 및 개발, 토지, 건설 및 설비 비용을 포함함.
- iv. 시스템 비용: 송배전망 구축과 유지, 시스템 균형 유지 비용에 대한 영향을 계산함.
- v. 기타 비용: 에너지시스템 한계 및 신뢰성 유지를 위한 변화 관련 비용을 포함함.

② **비화폐화된 항목**

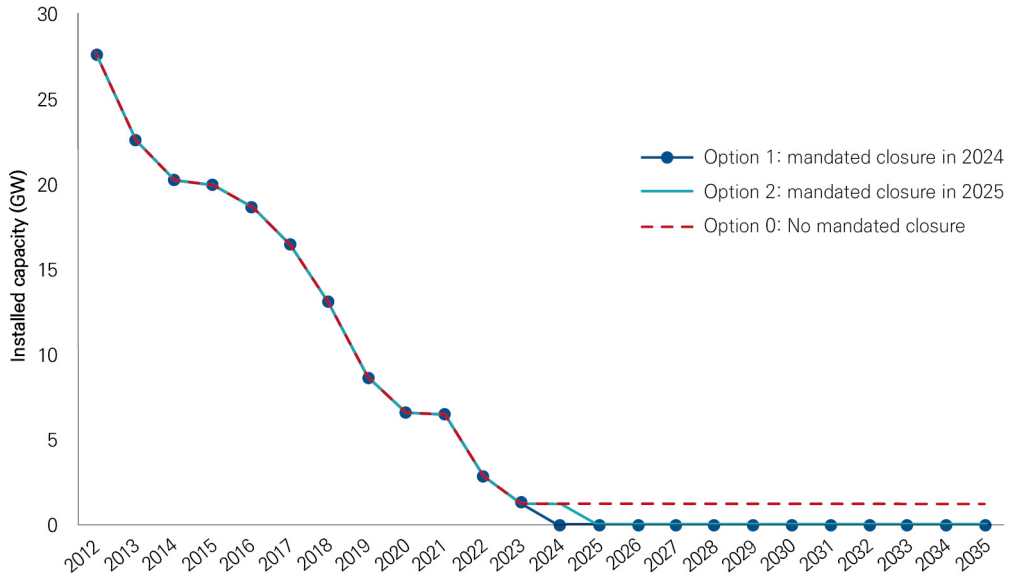
- i. 다른 국가들이 전력 부문을 탈탄소화하기 위해 추가 조치를 취하도록 장려할 수 있는 국제 기후변화 리더십
- ii. 신규 건설 용량에 대한 장애 요인 감소
- iii. 의무적 폐쇄에 대한 인지, 실행 및 모니터링 비용
- iv. 철도 화물 부문, 항구 기반 시설 및 영국 광업 부문에 대한 영향
- v. 건강 및 안전 영향
- vi. 무역 및 투자에 대한 영향

③ **그 외 항목**

- i. 분배 영향: 소비자 및 생산자 잉여에 대한 변화, 발전소 폐쇄 지역에 대한 영향
- ii. 산업 영향(기업에의 영향)
- iii. 소비자 청구서에 미치는 영향

4) 분석 결과

DDM 모델을 이용한 분석을 통해 옵션별 석탄발전소 용량 추이를 산출하였으며, 그 결과는 [그림 2-5]와 같다. 정부의 개입이 없을 경우 2024년 이후에 1개의 발전소가 지속적으로 운영될 것으로 예측되었다.



(출처: BEIS(2020. 10.))

[그림 2-5] 옵션별 중심 시나리오의 석탄발전소 용량 추이

DDM을 통해 분석한 Option 1의 화폐화된 영향 결과는 <표 2-5>와 같다. 2024년에 석탄발전소를 폐쇄할 경우, 중심 시나리오에서는 아무런 정책 개입이 없을 때보다 £15m의 비용이 더 들 것으로 산출되었으며, 화석연료 가격이 높은 시나리오에서 일부 편익이 발생할 것으로 예상했다. 또한 2025년에 폐쇄하는 Option 2의 경우, 1년간의 운영 기간 연장은 변화 규모가 작고 주요 매개변수의 불확실성으로 인해 2024년 폐쇄와 거의 같은 영향을 나타내는 것으로 분석하였다.

〈표 2-5〉 베이스라인 대비 순 총복지에 대한 Option 1의 화폐화 영향

NPV of monetised changes to consumer and producer surplus, cumulative to 2035		Option 1 – 2024 stop Central	Option 1 – 2024 stop High fossil fuel price scenario	Option 1 – 2024 stop Low fossil fuel price scenario
Net Welfare	Carbon costs	10	70	15
	Generation costs (incl. interconnectors)	110	-50	75
	Capital costs	-45	90	-5
	System costs	-100	15	-15
	Other costs	10	-50	-10
Total change in Net Welfare £m		-15	80	55

(출처: BEIS(2020. 10.))

영향평가 보고서에서는 위의 화폐화된 영향 결과와 비화폐화된 영향평가 결과를 종합하여 [그림 2-6]과 같이 요약정리하여 제시하였다. 분석 결과, 2024년까지 석탄화력 발전소를 중단할 경우의 총비용은 £145m, 편익은 £130m로 순편익은 -£15m로 나타났다.

Summary: Analysis & Evidence

Policy Option 1

Description: Regulation mandating unabated coal plant closure by 2024 (the preferred option).

FULL ECONOMIC ASSESSMENT

Price Base Year 2019	PV Base Year 2019	Time Period Years 2019 -2035	Net Benefit (Present Value (PV)) (£m)		
			Low: -15	High: 80	Best Estimate: -15
COSTS (£m)		Total Transition (Constant Price) Years	Average Annual (excl. Transition) (Constant Price)	Total Cost (Present Value)	
Low	Optional		-10	-145	
High	Optional		0	-30	
Best Estimate			-10	-145	
Description and scale of key monetised costs by 'main affected groups' Key monetised costs are those that result from the exit of unabated coal stations from the electricity market and their replacement with alternative new capacity and existing generation, as well as the associated impact on the energy system. The following impacts have been monetised: change in carbon and capital costs. These costs are forecast to be £145m in the Central scenario.					
Other key non-monetised costs by 'main affected groups' An assessment of the administration costs of implementation of this policy to be incurred by government, regulators and industry is difficult but is considered in Sections 3 and 5. Implementation will make use of existing data and reporting mechanisms to assess the carbon intensity of generation in abated coal units after 2024, and so additional costs are considered to be negligible in comparison to other components of the cost benefit analysis. Furthermore it is anticipated that no coal plants would remain operational after the coal closure date meaning that admin cost would not arise. In theory, increased demand for new generation capacity could as a result of this policy lead to higher construction costs in the short term if physical build constraints are approached. However, evidence for construction capacity indicate such constraints will not be limiting.					
BENEFITS (£m)		Total Transition (Constant Price) Years	Average Annual (excl. Transition) (Constant Price)	Total Benefit (Present Value)	
Low	Optional		5	130	
High	Optional		10	180	
Best Estimate			10	130	
Description and scale of key monetised benefits by 'main affected groups' The following impacts have been monetised: Generation costs, carbon costs, and changes in network and balancing costs (system costs). These benefits are expected to be £130m in the Central scenario. Benefits, excluding non-monetised benefits described below, are therefore estimated to partially offset the costs.					
Other key non-monetised benefits by 'main affected groups' Benefits that have not been monetised include: lower financing costs for new plants, such as gas plants, resulting from an increased certainty that coal will come off the system and provide more opportunities for new generation, and, consequently, higher revenues; and the positive impact on the international climate change arena by the UK being one of the first developed countries to close unabated coal generation; and potential security of supply impacts. The analysis in section 5 discusses the non-monetised benefits in more detail.					
Key assumptions/sensitivities/risks			Discount rate	3.5	
The key assumptions are those that significantly affect the economics of coal, as this determines the profile of coal generation and retirements without intervention. These assumptions include future fossil fuel prices, decisions on compliance with Industrial Emissions Directive, and future low carbon deployment. The present value base year is 2018. as analysis indicates that costs and benefits will commence in 2019, although the proposed regulation will not come into effect until some years later.					

BUSINESS ASSESSMENT (Option 1)

Direct impact on business (Equivalent Annual) £m:			Score for Business Impact Target (qualifying provisions only) £m:
Costs:	Benefits:	Net:	
			£50m

(출처: BEIS(2020. 10.))

[그림 2-6] Option 1의 영향평가 결과 요약 페이지

2 미국

가. 미국의 규제영향분석 개요

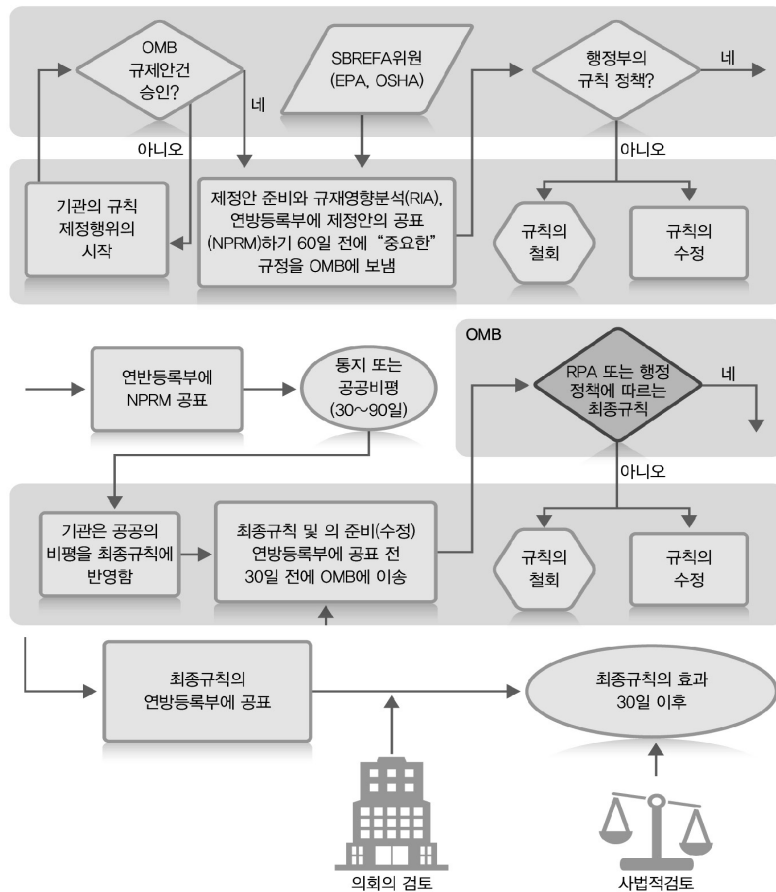
미국은 신규 규제의 영향에 관한 체계적인 분석·평가를 발전시킨 최초의 국가라 할 수 있다(한귀현, 2016). 미국의 규제영향분석(Regulatory Impact Analysis, RIA) 체계는 예산관리처(Office of Management & Budget, OMB)에서 총괄 관리·운영하고 있다. 미국 규제영향평가의 근거는 행정명령(Executive Order)들과 Circular A-4에 기초하고 있다. Circular A-4에서는 규제영향평가의 주요 목적이 정부의 규제가 사회 전체의 목표 달성을 위해 어떻게 정당화될 수 있는지, 정부 규제를 어떻게 가장 효율적이고 비용 효과적인 방법으로 제안할 수 있는지에 대한 답을 제공하기 위함이라고 설명하고 있다(안혁근, 2014). 미국 규제영향분석에서 가장 중요한 방법은 비용·편익 분석이라고 할 수 있으며, 비용·편익 분석의 가장 중요한 특징은 편익과 비용을 모두 화폐단위로 전환하여 다양한 규제 수단들을 하나의 공통된 기준으로 평가할 수 있다는 점이다(Mishan, 1994).¹⁶⁾ 그리고 공중 보건 및 안전 향상 등과 같이 화폐단위로 일차 편익을 나타낼 수 없는 경우에는 비용·효과 분석을 사용하도록 하고 있다(박수현, 2009).

예산관리처(OMB)에서 제공하는 비용·편익 분석에 대한 지침에서는 정부 기관에서 도입하는 정부 규제뿐만 아니라 기타 프로젝트와 관련해서도 비용·편익 분석을 위한 구체적인 절차와 유의 사항들을 제시하고 있다. OMB의 지침에서는 비용·편익 분석을 장기적, 거시적 관점에서 정부 정책과 프로젝트의 효과를 평가하는 체계적이고 정량적인 방법으로 설명하고 있다. 그리고 정부 차원에서 수행되는 비용·편익 분석이 사적 비용·편익과 구분되어 사회적 편익과 비용을 고려한 사회적 순편익(social net benefits)을 측정해야 함을 강조하고 있다. 즉, 사회에 대해 기대되는 편익과 비용 전체에 대해 포괄적인 측정을 해야 함을 의미한다(서성아, 2017).

비용·편익 분석을 할 때 비용과 편익 모두 금전적 단위로 나타내도록 하고 있지만, 그렇지 못할 경우에는 물리적(physical) 단위로 측정하거나 이도 안 될 경우에는 질적으로(qualitatively)라도 기술해야 한다. 대안들의 비용과 편익을 비교·평가하기 위해서는 규제 조치가 없을 경우에 해당하는 베이스라인(baseline)의 설정이 필요하며, 편익

16) OMB(2003), supra note 72 및 윤현진(2015) 재인용.

과 비용의 유형과 시기를 포함하여 설명해야 한다. 이에 따라 분석서에는 금전화된 편익과 비용의 일람표, 수량화할 수 있으나 금전화할 수 없는 편익과 비용, 수량화할 수 없는 편익과 비용, 편익과 비용 측정 근거 데이터 및 연구 자료들을 포함해야 한다(박수현, 2009). 또한 최종 규제의 비용·편익 결과를 경제적 관점에서 평가하기 위해 비용과 편익의 발생 시기가 다른 점을 고려하여 순현재가치(NPV)로 표현하도록 하고 있다. 여기서 순현재가치는 예상 순편익의 할인된 화폐 가치로, 할인된 편익의 총액에서 할인된 비용의 합계를 뺀 값으로 계산한다(서성아, 2017).



출처: 법제처, 규제개혁의 이론과 실제(2009), p.24-25.

(출처 : 안혁근(2014))

[그림 2-7] 미국 규제 정책 개발과 검토 과정 개요

나. 미국의 석탄발전 규제 정책

2015년 8월 미국 오바마 정부에서는 2030년까지 탄소배출을 2005년 대비 32%로 감축하기 위한 전력 부문의 청정에너지 전환 전략인 청정전력계획(Clean Power Plan, CPP)을 발표했다. 청정전력계획은 발전소의 온실가스 저감과 파리협정의 국가 온실가스 감축 목표(Nationally Determined Contribution, NDC)를 달성하기 위한 정책으로, 오바마 대통령의 기후정책의 핵심인 기후변화행동계획의 후속 조치로 수립되었다. CPP는 미국 온실가스 배출량의 31%(2014년 기준)를 차지하는 전력 부문의 탄소배출을 규제하는 정책으로, 발전소의 탄소배출을 규제하는 최초의 국가 표준이었다. 미국은 이를 통해 화석연료 연소 발전소의 탄소배출과 건강에 해를 끼치는 대기오염물질을 감소시키고 동시에 청정에너지 혁신, 개발과 보급을 추진하여 기후변화 대응을 위한 장기 전략의 기반을 마련하고자 하였다. 즉, 화석연료 기반 발전소의 배출량을 제한함으로써 화석연료 연소 발전소를 보다 깨끗하고 효율적으로 운영함과 동시에 저탄소 및 무탄소 발전원의 용량을 확대하고자 하였다. 본 연구에서는 2015년에 발표된 청정전력계획을 중심으로 미국의 석탄발전 관련 규제 정책을 살펴보고자 한다.

미국 환경보호청(Environmental Protection Agency, EPA)은 CPP를 통해 기존 화석연료 연소 발전소(Electric Generating Units, EGUs)의 온실가스 배출량 감축 계획을 수립할 때 주에서 따라야 하는 최종 배출 지침을 다음과 같이 제시하였다. 여기서 기존 화석연료 연소 발전소는 화석연료를 사용하는 증기 발생 발전소(일반적으로 석탄 및 석유 화력발전소)와 고정식 연소 터빈(천연가스 복합화력발전소)의 두 가지 유형으로 구분하고 있다.¹⁷⁾

- 1) 두 가지 종류의 기존 화석연료 연소 발전소의 최적 감축 시스템(Best System of Emissions Reduction, BSER)을 나타내는 CO₂ 배출 성능 비율(집약도)¹⁸⁾
- 2) CO₂ 배출 집약도를 반영하는 주별 특화된 CO₂ 목표
- 3) 주별 목표 달성에 필요한 CO₂ 배출 집약도를 구현하기 위한 배출 기준 혹은 다른 수단을 포함한 주별 계획의 개발, 제출 및 구현에 대한 지침

17) EPA(2022. 10. 10. 접근), "FACT SHEET: Overview of the Clean Power Plan", https://19january2017snapshot.epa.gov/cleanpowerplan/fact-sheet-overview-clean-power-plan_.html#print

18) CPP 본문에서는 CO₂ 배출 성능 비율을 CO₂ emission performance rate라고 표현하고 있으며, EPA가 산출한 기준 수치를 <표 2-6>과 같이 MWh당 CO₂ 파운드로 제시하고 있어 발전소의 탄소배출 집약도에 해당하는 지표라고 볼 수 있음.

이러한 지침에 따라 주 정부는 최적 감축 시스템(BSER) 적용을 통해 달성이 가능한 배출 제한 성능 기준(standard of performance)을 수립해야 하며, 이 과정에서 감축 비용과 대기질 외 건강과 환경에의 영향, 에너지 수요량을 고려해야 한다. 그리고 EPA는 규제 대상 발전소들의 배출에 대한 감축률 개선과 제한으로 BSER를 달성할 수 있으며, 이를 위해 다음의 세 가지 구성 요소 중 하나 혹은 그 이상의 수단들을 조합하도록 제안하였다.

- 1) 규제 대상 기존 석탄화력발전소의 열률 개선으로 발전소의 탄소집약도를 저감
- 2) 배출량이 많은 석탄화력발전소의 발전량을 감소시키고 배출량이 적은 기존 천연 가스 복합화력발전소의 발전량을 증가시켜 대체
- 3) 규제 대상 기존 석탄화력발전소의 발전량을 감소시키고 새로운 온실가스 무배출 발전원(풍력 및 태양광 등) 용량을 증가시켜 대체

특히 EPA는 기존 화석연료 연소 설비의 두 가지 발전소에 대해 CO₂ 배출 집약도를 설정하여, 규제 대상 발전소들에 일괄적으로 가중 평균했을 때 2022~2029년 중간 기간(interim period) 이후 2030년까지 달성이 가능한 CO₂ 배출 집약도를 도출하였다. 도출된 중간 및 최종 배출 집약도 목표는 다음과 같다.

〈표 2-6〉 두 가지 유형의 발전소에 대한 배출 집약도 목표
(규제 대상 화석연료 연소 발전소의 출력이 가중 평균된 순 MWh당 CO₂ 파운드)

발전 장치 구분	중간 목표 (2022~2029년)	최종 목표 (2030년 이후)
화석연료 연소 발전소	1,534	1,305
고정식 연소 터빈	832	771

(출처: EPA(2015), "Regulatory Impact Analysis for the Clean Power Plan Final Rule")

이를 기반으로 EPA는 규제 대상 발전소를 하나 이상 보유하고 있는 주에서는 해당 발전소에 대해 배출 기준을 설정하고 계획을 수립하도록 하였다. 주가 수립해야 하는 배출 기준은 EPA에서 제시한 발전소 유형별 CO₂ 배출 집약도를 활용하거나, 중간 및 최종 CO₂ 배출 집약도와 동등한 수준으로 달성할 수 있도록 주에서 자체적으로 다른 수단들과 연계하여 설정할 수 있다.

또한 청정전력계획 최종 지침에서는 2022년에 시작하는 8년 중간 준수 기간 동안 중

간 목표를 달성하는 경로를 2022~2024, 2025~2027, 2028~2029의 세 단계로 구분하고, 이를 통해 각각의 주별로 과거 화석연료 연소 발전과 천연가스 복합발전의 조합에 기반하여 최종 목표 수치가 도출되도록 하였다. 그리고 이를 기반으로 주별 최종 집약도 기반 CO₂ 배출 목표와 총량 기반 배출 목표로 변환한 수치를 함께 제시하였다. EPA는 주 정부에 이러한 지침에 기반하여 주별 화력발전소의 온실가스 감축 목표와 이행 계획을 수립하고 EPA에 제출하도록 하였다. 주에서는 화석연료 발전소의 감축 목표를 달성하기 위해 지침에서 제시하는 BSER를 구성하는 3가지 수단 외에 발전소 간 탄소 거래 혹은 다른 다중 설비 준수 접근 방식과 기술, 전략들을 활용할 수 있으며, 개별 발전소들이 감축 목표 달성을 위해 사전 주 정부 간 계약 없이 외부 주의 CO₂ 감축량을 활용할 수 있도록 허용되었다.

다. 석탄발전 규제 정책의 비용·편익 분석 사례

EPA는 청정전력계획 최종 지침에 대해 규제영향분석(Regulatory Impact Analysis, RIA)을 수행하여 규제 준수 비용과 잠재적 편익 및 기타 경제적 효과 등을 분석하였으며, 본 연구에서는 해당 규제영향보고서 내용을 중심으로 석탄발전 규제 정책의 비용·편익 분석 항목과 내용을 살펴보고자 한다.

EPA는 ICF international에서 개발한 통합 계획 모델 IPM(Integrated Planning Model)을 이용하여 규제 준수 비용과 배출 감축 효과, 경제적 효과 등을 분석하였다. IPM은 미국 전역의 전체 전력시스템에 대해 CO₂, SO₂, NO_x, Hg, HCl 및 기타 대기 오염물질에 대한 대기오염 규제 정책을 평가할 수 있는 동적 선형 계획법 모델이다. IPM의 전력수요 예측은 미국 에너지정보국(Energy Information Administration, EIA)의 예측을 기반으로 하며, 청정전력계획에 따라 합리적으로 예상할 수 있는 수요 측면의 에너지 효율 개선 수단에 맞게 조정되었다. 그리고 RIA에서 제시된 비용에는 수요 측 에너지 효율 개선을 위한 전력설비 및 요금 납부자가 납부하는 예상 비용뿐 아니라 IPM이 예측하는 민간 규정 준수 비용의 연간 추정 비용을 모두 포함하고 있다. 여기에서 IPM을 통해 민간 규정 준수 비용에 대해 연간 추정치를 산출하는 것은 최종 지침에 따른 전력 부문의 전력 생산(발전) 비용 증가를 보여 주기 위함이라고 설명하고 있다.

EPA는 CPP 최종 지침 이행에 따른 비용과 편익, 경제적 및 에너지 시장에서의 영향을

추정하기 위해 집약도 기반 접근 방식(rate-based illustrative plan approach)과 총량 기반 접근 방식(mass-based illustrative plan approach)의 두 가지 예시적 접근 방식을 모델링하였다. 집약도 기반 접근 방식에서는 각 주의 규제 대상 배출원이 주 전체 목표로 제시된 각 기간별 단일 평균 배출률을 달성하도록 요구되며, 총량 기반 접근 방식에서는 각 주의 규제 대상 배출원이 해당 주의 총량 기반 목표를 초과하지 않도록 총배출량을 제한한다. 그리고 집약도 기반 시나리오에서는 주의 목표를 달성하기 위해 다음과 같은 추가 발전원으로부터의 발전량이 포함되어 계산된다.

- 2012년 이후 가동되는 모든 재생에너지 용량(수력, 태양광, 풍력, 지열)
- 건설 중인 원자력
- 기준 사례의 전력수요에 내재된 수준 이외의 수요 측 에너지 효율 향상

이렇게 두 가지 시나리오를 제시하는 것에 대해 EPA는 주에서 최종 목표 달성을 위해 활용할 수 있는 수단의 선택 범위와 사전 정보가 부족한 점을 고려하여 주 정부가 계획 수립 시 선택할 수 있는 범위를 최대화하기 위함이라고 설명하고 있다. 즉 주 계획 수립 시에 주어지는 유연성으로 인해 주별로 채택할 수 있는 규제와 정책 수단에 대한 불확실성이 있기 때문에 이러한 잠재적 영향 분석 결과를 주별 계획 수립에 참고하도록 제공하는 것이다.

모델링된 실행 계획 접근 방식은 주와 규제 대상 발전소들이 열률 개선, CO₂ 집약도가 낮은 발전으로의 전환, 재생에너지 확대와 같은 전략 수단들을 추구하도록 반영하였으나, 모델링된 전략은 BSER에 포함된 기술과 조치 수단에만 국한되지 않았다. 또한 최종 지침에서는 수요 측 에너지 효율 잠재량을 BSER의 수단으로 포함하지 않았지만, 그러한 잠재량이 규정 준수에 활용될 수 있도록 허용하였다. 이러한 시나리오에서는 에너지 효율이 전력 부문의 CO₂ 감축에 있어 매우 비용 효율적인 수단이기 때문에 수요 측의 에너지 효율 준수 잠재량에 대한 표현을 포함하고 있다.

최종 배출 지침의 비용 및 편익을 제시하기 위해 규제영향분석에서는 2020년, 2025년, 2030년에 대한 분석 결과를 도출하였다. 2020년은 중간 준수 기간이 시작하는 첫해인 2022년 이전이지만, EPA는 주와 규제 대상 발전소들이 중간 및 최종 목표를 준수하기 위해 자발적인 활동을 사전에 시작할 것으로 예측하였다. 이 사전 준수 기간 동안의 활동에는 재생에너지에 대한 투자 또는 수요 측 에너지 효율 프로젝트 등과 같이 준수 기

간 동안 감축을 유발할 수 있는 활동들을 포함하며, 이러한 활동들은 송배전 용량 혹은 모니터링, 보고, 기록 보관 시스템에 대한 예비 투자도 포함될 수 있다. 이와 같은 활동들을 통해 2020년에도 편익과 비용이 발생할 가능성이 있어 RIA 분석에 포함했다고 볼 수 있다. 2025년에 대한 비용과 편익 추정치는 주 정부가 최종 CO₂ 배출 감축 목표를 달성하는 경로의 중간 준수 기간을 대표하는 값이며, 최종 목표 연도에 해당하는 2030년에 대한 추정치는 최종 목표 달성 시의 비용과 편익으로 함께 제시하고 있다.

다음에서는 RIA에서 분석하는 온실가스 배출 감축 효과, 규제 준수 비용과 편익, 경제적 효과 등의 항목별로 분석 방법과 분석 결과 등을 살펴보고자 한다.

1) 온실가스 배출 감축 효과

CPP에 대한 RIA에서는 IPM을 이용하여 집약도 기반 접근 방식 및 총량 기반 접근 방식으로 분석한 규제 시행에 따른 기후 및 대기오염물질(CO₂, SO₂, NO_x)의 예상 감축량을 제시하고 있다.¹⁹⁾ 그중 2005년 배출량 대비 CO₂ 감축 수준을 <표 2-7>과 같이 정리하고 있다. 집약도 기반 접근 방식과 총량 기반 접근 방식에 따른 CO₂ 감축 효과는 2020년에서 2030년 동안 22~32%로 비슷하게 나타났다. 2030년 예상 감축 효과는 집약도 기반 목표를 수립할 경우 2005년 대비 871백만톤의 CO₂를 감축할 수 있으며, 총량 기반 목표의 경우 869백만톤의 감축 효과가 나타날 것으로 분석하였다. 이는 규제가 시행되지 않는 기준 사례(base case) 대비 약 410만톤의 CO₂를 추가적으로 감축하는 수준이다.

<표 2-7> RIA에서 분석한 2005년 대비 예상 CO₂ 감축량

구분	CO ₂ 배출량 (백만톤)	2005년 대비 CO ₂ 감축량 (백만톤)			2005년 대비 CO ₂ 감축 비율		
		2020	2025	2030	2020	2025	2030
연도	2005	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Base case	2,682	-528	-518	-456	-20%	-19%	-17%
집약도 기반	-	-598	-750	-871	-22%	-28%	-32%
총량 기반	-	-610	-782	-869	-23%	-29%	-32%

(출처: EPA(2015), "Regulatory Impact Analysis for the Clean Power Plan Final Rule")

19) CPP 최종 지침은 직접 배출되는 PM_{2.5} 감축 효과도 있을 것으로 예상되나, 규제영향분석에서 사용된 모형으로는 산출할 수 없어 포함되지 않았음. 그러나 SO₂와 NO_x 감소가 최종 지침에 따른 건강 편익의 대부분을 차지하며, PM_{2.5}로 인한 편익은 금전화된 총건강 편익의 10% 미만으로 크지 않음.

2) 비용

CPP 최종 지침에 대한 준수 비용 추정치는 기준 사례와 예시적 계획 접근 방식 사례와의 발전 비용 변화로 추정하였으며, 이 비용에는 수요 측 에너지 효율 개선 비용과 모니터링, 보고, 기록 관리(Monitoring, Reporting, and Recordkeeping requirements, MR&R)²⁰⁾와 관련된 비용이 포함된다.

연간 준수 비용은 분석된 연도의 최종 지침을 준수하는 데 예상되는 추가 비용으로 석탄화력발전소의 열률 개선과 새로운 발전원에 대한 연간 자본 투자 비용의 순 변화, 오염물질 감축 시설 운영 비용, 연료전환 비용, 수요 측 에너지 효율 개선 비용,²¹⁾ 그리고 규정 준수를 위한 기타 조치의 비용 변화를 포함한다. 두 가지 예시적 계획 접근 방식에 대한 비용 분석 결과는 <표 2-8>과 같으며, 모두 2011년 기준 달러로 현가화되었다. 분석 결과, 집약도 기반 접근 방식에서는 연간 준수 비용이 2020년 25억달러, 2025년 10억달러, 2030년 84억달러가 소요될 것으로 추정되었다. 총량 기반 접근 방식에서는 각각 14억달러, 30억달러, 51억달러의 비용이 소요될 것으로 분석하였다.

<표 2-8> 집약도 기반 및 총량 기반 계획 접근 방식에 대한 규정 준수 비용

(단위: 2011년 기준 10억달러)

	기준 사례 대비 비용 증가분	
	집약도 기반 접근	총량 기반 접근
2020	\$2.5	\$1.4
2025	\$1.0	\$3.0
2030	\$8.4	\$5.1

(출처: EPA(2015), "Regulatory Impact Analysis for the Clean Power Plan Final Rule")

20) 총준수 비용은 모니터링, 보고, 기록 관리(Monitoring, Reporting, and Recordkeeping requirements, MR&R)와 관련된 비용을 포함하되, IPM에서는 MR&R 분석이 불가함에 따라 모형 외부에서 별도로 산출함.

21) 비용 분석에 포함되는 에너지 효율 관련 비용 중 수요 측 에너지 효율 프로그램 비용은 전력 회사가 지불하며, 수요 측 에너지 효율 참여 비용은 전력 소비자가 지불하는 비용임.

여기에서 분석된 준수 비용은 청정전력계획 최종 지침 준수를 위해 BSER 목표를 달성하기 위한 개별 발전소와 주에서 발생하는 예상 지출을 나타내며, 이러한 규정 준수 비용 추정치는 사회적 편익 분석 결과와 비교하여 최종 배출 지침의 순편익을 도출하게 된다. 또한 RIA에서 분석하는 규정 준수 비용은 본질적으로 사회적 비용이라 할 수 없으나,²²⁾ RIA 보고서에서는 규정 준수 비용을 사회적 비용으로 간주하고 있다고 설명하고 있다.

3) 화폐화된 기후 편익과 건강 공편익

RIA에서는 최종 배출 지침을 준수할 경우 CO₂ 배출 감소와 SO₂, NO₂ 및 직접 배출되는 PM_{2.5}의 부수적 배출 감소가 동반되면서 대기 중 PM_{2.5}와 오존 농도를 낮출 것으로 예상하였다. 이에 따라 기후 편익과 대기질 개선으로 인한 건강 편익(공편익, co-benefits)을 산출하였으며, SO₂, NO_x와 유해한 대기오염물질(수은 등)에 대한 노출 감소, 생태계 영향 및 가시성 개선 등과 같이 정량화하거나 화폐화할 수는 없지만 중요한 기후 편익과 건강 및 환경 편익도 함께 설명하였다. RIA에서 분석한 건강과 환경 편익 항목들은 <표 2-9>와 같으며, 그중 화폐화 가치로 산출된 편익은 CO₂로 인한 글로벌 기후 영향 감소와 PM_{2.5}와 오존 노출로 인한 조기 사망률과 질병률 감소 일부 항목이다. CO₂ 배출 변화로 인한 글로벌 기후 영향은 온실가스 배출량 증감에 따른 한계가치를 추정하는 방법론(SC-CO₂ estimates)을 활용하여 화폐화된 편익으로 산출하였다. 나머지 공편익과 관련된 항목들은 분석을 위한 데이터나 방법론 부재, 증거 부족 등으로 정성적으로 평가하였다.

22) EPA 지침에서 사회적 비용은 규제 조치의 총 경제적 부담으로, 규제 조치로 인해 발생하는 모든 기회비용의 합으로 설명하고 있다. 최종 배출 지침에서의 기회비용은 오염 완화를 위해 일부 자원을 재할당한 결과 생산 및 소비가 되지 않을 모든 상품과 서비스의 사회 손실 가치를 의미한다고 할 수 있음.

〈표 2-9〉 RIA에서 분석한 환경 및 건강 편익 목록과 정량화/화폐화 여부

편익 구분		세부적인 효과	효과의 정량화	효과의 화폐화
환경 개선	기후 영향 감소	• CO ₂ 로 인한 글로벌 기후 영향		0
		• 오존과 블랙카본(직접 배출된 PM)으로 인한 기후 영향		
		• 기타 기후 영향(메탄과 같은 기타 온실가스, 에어로졸 등으로 인한 기타 영향)		
건강 개선 (공 편익)	PM _{2.5} 노출로 인한 조기 사망률 감소	• 코호트연구 추정치 및 전문가 도출 추정치를 기반으로 한 성인 조기 사망률(25세 혹은 30세 이상) • 영아 사망률(1세 미만)	0	0
	PM _{2.5} 노출로 인한 질병률 감소	• 비치명적 심장마비(18세 이상) • 병원 입원-호흡기(전 연령) • 병원 입원-심혈관(20세 이상) • 천식으로 응급실 방문(전 연령) • 급성 기관지염(8~12세) • 하기도 증상(7~14세) • 상기도 증상(천식 9~11세) • 천식 악화(천식 6~18세) • 결근 일수(18~65세) • 경미한 활동 제한일(18~65세)	0	0
		• 만성 기관지염(26세 이상) • 심혈관 영향에 대한 응급실 방문(전 연령) • 뇌졸중 및 뇌혈관 질환(50~79세) • 기타 심혈관 영향(예: 기타 연령) • 기타 호흡기 영향(예: 폐 기능, 비천식) • 응급실 방문, 비기관지염 만성 질환, 기타 연령 및 인구집단) • 생식 및 발달 영향(예: 저체중 출생, 조산 등) • 암, 돌연변이 및 유전 독성 영향		
	오존 노출로 인한 사망률 감소	• 단기 연구 추정치 기반 조기 사망률(전 연령)	0	0
		• 장기 연구 추정치 기반 조기 사망률(30~99세)		
	오존 노출로 인한 질병률 감소	• 입원-호흡기 원인(65세 이상) • 입원-호흡기 원인(2세 미만) • 천식으로 응급실 방문(전 연령) • 경미한 활동 제한일(18~65세) • 결석일(5~17세)	0	0
• 실외 작업자 생산성 감소(18~65세) • 기타 호흡기 영향(예: 폐의 조기 노화) • 심혈관 및 신경계 영향 • 생식 및 발달 영향				

편익 구분	세부적인 효과	효과의 정량화	효과의 화폐화	
NO ₂ 노출로 인한 질병률 감소	<ul style="list-style-type: none"> • 천식 병원 입원(전 연령) • 만성 폐질환 입원(65세 이상) • 호흡기 응급실 방문(전 연령) • 천식 악화(천식 연령 4~18세) • 급성 호흡기 증상(7~14세) • 조기 사망 • 기타 호흡기 영향(예: 기도 과민성 및 염증, 폐 기능, 기타 연령 및 인구집단) 			
SO ₂ 노출로 인한 질병률 감소	<ul style="list-style-type: none"> • 호흡기 병원 입원(65세 이상) • 천식 응급실 방문(전 연령) • 천식 악화(천식 연령 4~12세) • 급성 호흡기 증상(7~14세) • 조기 사망 • 기타 호흡기 영향(예: 기도 과민성 및 염증, 폐 기능, 기타 연령 및 인구집단) 			
메틸수은 노출로 인한 질병률 감소	<ul style="list-style-type: none"> • 신경학적 효과 - IQ 손실 • 기타 신경학적 효과(예: 발달 지연, 기억, 행동) • 기타 심혈관 효과 • 유전 독성, 면역학 및 기타 독성 영향 			
환경 개선 (공 편익)	가시성 손상 감소	<ul style="list-style-type: none"> • 클래스 1 영역의 가시성 • 주거 지역의 가시성 		
	물질에의 영향 감소	<ul style="list-style-type: none"> • 가정 오염 • 재료 손상(예: 부식, 마모 증가) 		
	PM 침적 감소 (금속 및 유기물)	<ul style="list-style-type: none"> • 개별 유기체 및 생태계 영향 		
	오존 노출로 인한 초목 및 생태계 영향 감소	<ul style="list-style-type: none"> • 식물에 가시적인 엽면 손상 • 초목 성장 및 번식 감소 • 상업용 임산물 및 작물의 수확량 및 품질 • 도시 관상용 식물의 피해 • 육상 생태계의 탄소 격리 • 산림 미학과 관련된 휴양 수요 • 기타 미사용 효과 • 생태계 기능(예: 물 순환, 생지화학적 순환, 1차 생산성, 잎-가스 교환, 커뮤니티 구성) 		
	산(acid) 침착으로 인한 영향 감소	<ul style="list-style-type: none"> • 휴양용 낚시 • 나무 고사 및 감소 • 상업적 낚시 및 임업 효과 • 육상 및 수생 생태계의 휴양 수요 • 기타 미사용 영향 • 생태계 기능(예: 생지화학적 순환) 		

편익 구분		세부적인 효과	효과의 정량화	효과의 화폐화
	영양 강화로 인한 영향 감소	<ul style="list-style-type: none"> • 육상 및 하구 생태계의 종 구성 및 생물 다양성 • 연안 부영양화 • 육상 및 하구 생태계의 휴양 수요 • 기타 미사용 영향 • 생태계 기능(예: 생지화학적 순환, 화재 규제) 		
	SO ₂ 및 NO _x 노출로 인한 식생 영향 감소	<ul style="list-style-type: none"> • SO₂ 노출로 인한 식물 손상 • NO_x 노출로 인한 식물 손상 		
	메틸수은 노출로 인한 생태계 영향 감소	<ul style="list-style-type: none"> • 어류, 조류 및 포유동물에 대한 영향(예: 생식 영향) • 상업, 생계 및 휴양용 낚시 		

(출처: EPA(2015), "Regulatory Impact Analysis for the Clean Power Plan Final Rule")

기후 편익 분석에 사용된 SC-CO₂ 추정법은 EPA와 기타 행정부가 통합 작업반(Interagency Working Group, IWG)을 구성하여 3개의 통합 평가모델(Integrated Assessment Models, IAM)을 활용하여 개발하였다. SC-CO₂ 추정법은 특정 연도의 CO₂ 배출량 한계 변화와 관련된 영향을 화폐 가치로 추정하는 방법론으로, 농업 생산성, 인간 건강, 홍수 위험 증가로 인한 재산 피해, 에너지시스템 비용 변화, 난방비 감소, 난방 비용 감소, 냉방 비용 증가와 같이 넓은 범위의 기후 영향을 포함하여 추정한다. 이 방법론은 일반적으로 규제 조치 시행으로 회피된 피해를 평가하는 데 사용된다. 그러나 이 방법론은 재앙 및 비재앙적 영향을 분석하는 방식이 불완전하고, 기후변화 적응 및 기술 변화에 대한 불완전한 처리, 고온 피해 추정의 불확실성 위험 회피에 대한 가정 등에서 한계점을 가지고 있다.

대기질 개선으로 인한 건강 공편익은 최종 배출 지침 시행에 따라 PM_{2.5}와 오존 농도가 낮아져 생긴 건강 편익을 화폐화한 것으로 기후 편익은 세계 수준에서 분석한 반면, 건강 공편익은 미국 인접 지역에 한정하여 추정하였다. PM_{2.5}와 오존의 공편익을 추정하기 위해 톤당 편익 접근법(benefit-per-ton approach)을 활용하였으며, 이 방법은 문헌 조사를 통해 조사한 PM_{2.5} 및 오존 노출에 대한 인간 건강 반응치와 인구 데이터, 기준 건강 정보, 대기질 데이터 및 경제적 평가 정보를 함께 사용하여 건강 영향 및 경제적 편익을 평가하는 방법이다. 이 분석에서 톤당 편익 추정치에 청정전력계획의 대기

질 모형에서 산출한 배출 감축량을 곱하여 지역별 편익을 산출하였다.

이렇게 산출된 기후 편익과 건강 공편익을 통합한 편익을 산출하기 위해 EPA는 건강 공편익에 대해 3%, 7%의 할인율을 적용하여 4가지 SC-CO₂값을 결합하고 잠재적 영향 범위를 평가하였다. CO₂ 배출은 수명이 길고 그에 따른 피해가 수년에 걸쳐 나타나므로 기후 편익에 대한 할인율은 건강 공편익과 다른 할인율을 적용하였으며, 각 할인율 조합에 대해 2020년, 2025년, 2030년의 통합 편익을 산출하였다. 모든 달러 추정치는 2011년 달러 기준이다.

RIA 보고서에서는 앞서 분석한 집약도 기반 접근 및 총량 기반 접근 방식에 대한 기후 편익과 건강 공편익, 준수 비용 추정치를 기반으로 최종 배출 지침의 순편익을 [그림 2-8]과 같이 나타내고 있다. 2030년 기준 3% 할인율을 적용했을 때 각각의 접근 방식별 분석 결과를 비교해 보면, 집약도 기반 접근법에서는 2030년 기후 편익은 200억달러, 대기질 개선에 따른 건강 공편익은 140~340억달러, 준수 비용은 84억달러로 순편익이 260~450억달러에 달하는 것으로 나타났다. 총량 기반 접근법에서 2030년 기후 편익은 200억달러, 대기질 개선에 따른 건강 공편익은 120~280억달러, 준수 비용은 51억달러로 순편익이 260~430억달러 수준인 것으로 분석되었다. 그리고 여기에는 이러한 화폐화된 비용과 편익 외에도, 정량화되지 않은 편익으로 환경 및 공편익 항목들을 함께 제시하고 있다. 또한 데이터나 모델링 제약으로 CO₂ 배출 감소로 인한 해양 산성화 및 자연 생태계의 잠재적 전환점 등과 같은 중요한 영향이 포함되지 못했음을 같이 설명하면서 이러한 한계와 불확실성을 고려할 때 최종 배출 지침의 편익이 비용을 훨씬 능가할 것이라고 평가하고 있다.

집약도 기반 접근 방식의 화폐화된 편익과 준수 비용, 순편익

	Rate-Based Approach					
	2020		2025		2030	
Climate Benefits^b						
5% discount rate	\$0.80		\$3.1		\$6.4	
3% discount rate	\$2.8		\$10		\$20	
2.5% discount rate	\$4.1		\$15		\$29	
95th percentile at 3% discount rate	\$8.2		\$31		\$61	
	<u>Air Quality Co-benefits Discount Rate</u>					
	3%	7%	3%	7%	3%	7%
Air Quality Health Co-benefits^c	\$0.70 to \$1.8	\$0.64 to \$1.7	\$7.4 to \$18	\$6.7 to \$16	\$14 to \$34	\$13 to \$31
Compliance Costs^d	\$2.5		\$1.0		\$8.4	
Net Benefits^e	\$1.0 to \$2.1	\$1.0 to \$2.0	\$17 to \$27	\$16 to \$25	\$26 to \$45	\$25 to \$43
Non-Monetized Benefits	Non-monetized climate benefits Reductions in exposure to ambient NO ₂ and SO ₂ Reductions in mercury deposition Ecosystem benefits associated with reductions in emissions of NO _x , SO ₂ , PM, and mercury Visibility impairment					

총량 기반 접근 방식의 화폐화된 편익과 준수 비용, 순편익

	Mass-Based Approach					
	2020		2025		2030	
Climate Benefits^b						
5% discount rate	\$0.94		\$3.6		\$6.4	
3% discount rate	\$3.3		\$12		\$20	
2.5% discount rate	\$4.9		\$17		\$29	
95th percentile at 3% discount rate	\$9.7		\$35		\$60	
	<u>Air Quality Co-benefits Discount Rate</u>					
	3%	7%	3%	7%	3%	7%
Air Quality Health Co-benefits^c	\$2.0 to \$4.8	\$1.8 to \$4.4	\$7.1 to \$17	\$6.5 to \$16	\$12 to \$28	\$11 to \$26
Compliance Costs^d	\$1.4		\$3.0		\$5.1	
Net Benefits^e	\$3.9 to \$6.7	\$3.7 to \$6.3	\$16 to \$26	\$15 to \$24	\$26 to \$43	\$25 to \$40
Non-Monetized Benefits	Non-monetized climate benefits Reductions in exposure to ambient NO ₂ and SO ₂ Reductions in mercury deposition Ecosystem benefits associated with reductions in emissions of NO _x , SO ₂ , PM, and mercury Visibility improvement					

(출처: EPA(2015), "Regulatory Impact Analysis for the Clean Power Plan Final Rule")

[그림 2-8] RIA에서 분석한 화폐화된 편익과 준수 비용 및 순편익 결과

4) 기타 영향 분석

RIA에서는 준수 비용과 기후 편익, 건강 공편익 외에도 석탄발전소 배출 규제에 따른 경제적 영향과 고용 영향에 대해 추가적으로 분석을 수행하였다. 경제적 영향으로는 최종 배출 지침 시행에 따른 에너지 시장에서의 영향을 분석하였으며, 2020년과 2025년, 2030년을 기준으로 소매 전기 가격, 도매 석탄 가격, 발전용 석탄 생산량, 발전용 천연가스 가격, 발전용 천연가스 사용량의 변화를 집약도 기반 및 총량 기반 접근법으로 분석한 결과를 제시하고 있다. 이는 최종 배출 지침으로 인한 전기, 천연가스 및 석탄에 대한 수요 혹은 공급의 변화가 이러한 에너지를 생산이나 공급 과정에서 사용하는 부문의 재화나 서비스 시장에 영향을 미칠 수 있음을 고려한 것이다. 또한 생산 비용의 변화는 해당 부문에서 생산되는 가격이나 수량 변화를 초래하고 이러한 시장 변화는 결국 기업의 수익성과 소비자의 경제적 후생에 영향을 미칠 수 있기 때문에 EPA는 주 정부가 이러한 외부 시장에 대한 영향을 고려하도록 한 것이라 볼 수 있다. <표 2-10>에서 에너지 시장에서의 영향 분석 결과를 살펴보면, 최종 배출 지침 시행 시 2030년 소매 전기 가격은 0~1%가량 소폭 증가하는 반면, 석탄 가격과 석탄 사용량은 각각 3~4%, 24~25% 감소하는 것으로 나타났다. 천연가스 가격은 집약도 기반 접근에서는 소폭 증가하는 반면 총량 기반 접근에서는 소폭 감소하는 것으로 나타났으며, 천연가스 사용량은 모두 소폭 감소하는 것으로 나타났다.

<표 2-10> 최종 배출 지침의 에너지 시장에서의 영향 분석 결과

	집약도 기반 접근			총량 기반 접근		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
소매 전기 가격	3%	1%	1%	3%	2%	0%
도매 석탄 가격	-1%	-5%	-4%	-1%	-5%	-3%
발전용 석탄 생산량	-5%	-14%	-25%	-7%	-17%	-24%
발전용 천연가스 가격	5%	-8%	2%	4%	-3%	-2%
발전용 천연가스 사용량	3%	-1%	-1%	5%	0%	-4%

(출처: EPA(2015), "Regulatory Impact Analysis for the Clean Power Plan Final Rule")

표준 비용·편익 분석에서는 규제에 의한 고용 영향 분석을 의무화하고 있지 않으나, 행정명령 13563²³⁾에서는 연방 기관이 규제 도입에 따른 일자리 창출과 고용에 대한 영향을 고려하도록 하고 있어 본 RIA에서도 최종 배출 지침에 따른 고용에의 영향을 분석하였다. EPA가 수행한 고용 영향 분석은 전력 부문 설비, 석탄 및 천연가스 생산, 수요 측 에너지 효율 개선 활동들에 대한 지침들과 관련된 고용 영향들을 반영하였으며, 규제 분석에 사용된 전력 부문 세부 모델과 노동 생산성 관련 정부 데이터를 기반으로 분석하였다.

분석 결과, 최종 배출 지침으로 인해 전력, 석탄, 천연가스 부문에서의 일자리는 순 감소할 것으로 분석하였다. 집약도 기반 접근 방식에서는 2025년 25,000개의 일자리가, 2030년에는 30,900개의 일자리가 감소할 것으로 나타났다. 또한 총량 기반 접근 방식에서는 2025년 26,000개의 일자리가, 2030년에는 33,700개의 일자리가 순 감소하는 것으로 나타났다. 그러나 수요 측 에너지 효율 개선 프로그램에서는 잠재 고용 효과가 2030년 52,000~83,000개 수준으로 나타나는 것으로 분석하였다.

3 국내 규제영향분석

가. 국내 규제영향분석 개요

국내에서는 행정규제기본법 제7조에 따라 행정규제를 신설하거나 강화할 경우 규제영향분석서를 작성하도록 의무화하고 있다. 행정규제기본법 제2조 제1항²⁴⁾에서는 규제영향분석을 규제에 의해 국민의 생활과 사회·경제·행정 등에 미치는 여러 영향을 객관적이고 과학적인 방법을 사용하여 예측·분석하고 규제의 타당성을 판단하기 위한 기준을 제시하는 것으로 설명하고 있다. 여기에서 행정규제란 국가나 지방자치단체가 특정한 행정목적 실현하기 위해 국민의 권리를 제한하거나 의무를 부과하는 것으로, 법령

23) Executive Order 13563(2011): "our regulatory system must protect public health, welfare, safety, and our environment while promoting economic growth, innovation, competitiveness, and job creation. It must be based on the best available science."

24) 행정규제기본법 제2조 제1항 제5조: "규제영향분석"이란 규제에 의하여 국민의 일상생활과 사회·경제·행정 등에 미치는 여러 가지 영향을 객관적이고 과학적인 방법을 사용하여 미리 예측·분석함으로써 규제의 타당성을 판단하는 기준을 제시하는 것을 말한다.

등이나 조례·규칙에 규정되는 사항을 말한다(행정규제기본법 제2조 제1항 제1호). 그러나 국회, 법원, 헌법재판소, 선거관리위원회 및 감사원이 하는 사무에 대해서는 행정규제 적용을 제외하고 있다.

「규제영향분석서 작성지침」은 국무조정실에서 제시하였으며, 본 연구에서는 「규제영향분석서 작성지침」(2021. 8.)을 참고하여 정리하였다. 「규제영향분석서 작성지침」에서는 규제영향분석을 시행하는 목표로 성공적 국정운영을 위한 좋은 규제를 제시하고, 합리적 정책 결정을 통해 규제의 품질을 제고할 것과, 불필요한 규제의 사전 예방 및 규제자의 민주적·합리적 역량 강화를 제시하고 있다.

이 지침에 따라 중앙행정기관의 장은 규제 신설 혹은 강화 시 규제영향분석서를 작성하여 입법 예고 기간 동안 국민에게 공표하고, 제출된 의견을 검토하여 규제영향분석서를 보완해야 한다. 행정기관은 사전 규제영향분석을 통해 해당 규제와 관련된 문제와 목표를 정확히 정의하고 대안을 탐색하는 등의 과정을 통해 스스로 불합리한 규제의 신설·강화를 예방하고 최적의 정책 대안을 선택하기 위한 수단으로 활용해야 한다. 그리고 이렇게 작성된 규제영향분석서는 규제개혁위원회에서 규제를 심사하는 과정에 활용되며, 규제심사 절차는 다음과 같다.

절차	담당기관	주요내용
정책입안 및 사전검토	소관부처 규제조정실 (규제심사관)	<ul style="list-style-type: none"> 법령 제·개정에 대한 초기 검토, 이해관계자·관계부처 논의 규제심사 대상여부 사전검토(Off-line): 입법예고 7~14일 전 - 해당 법령안의 규제심사대상여부, 규제조문 및 규제영향분석서 유형(표준/간이)을 규제조정실과 협의
영향분석서 작성	소관부처	<ul style="list-style-type: none"> 사전 협의된 내용으로 규제영향분석서 작성 ※ e규제영향분석 시스템 통해 작성하고 중소기업 영향분석은 '중소기업 규제 차등화' 매뉴얼 활용
규제심사 대상여부 등 결정	규제조정실 (규제심사관)	<ul style="list-style-type: none"> 규제정보화시스템에 규제심사대상여부를 정식 검토요청 - 규제영향분석서를 반드시 첨부하여야 하며, 부실한 작성 등 부적절한 규제영향분석서는 반려될 수 있음
입법(행정) 예고 (20~60일)	소관부처	<ul style="list-style-type: none"> 제·개정안과 규제영향분석서를 첨부하여 입법(행정)예고(행정규제기본법 제7조제2항) ※ WTO TBT 통보대상 기술규제의 경우 60일 이상 예고해야하므로 기술규제가 있는 경우 자체 검토(부록3)
비용검증 및 중기·경쟁·기술 영향평가 (20일~60일, 입법예고와 동시진행)	규제연구센터 (1차 검증)	<ul style="list-style-type: none"> 규제영향분석서 내 비용분석에 대한 규제연구센터 검증 ※ 비용·편익 분석 사항 수정·보완(소관부처) ※ 검증결과에 따라 비용관리제 적용여부 및 2차검증 대상 확정
	비용분석 위원회 (2차 검증)	<ul style="list-style-type: none"> ① 비용관리제 적용대상 중 연간균등순비용 ±10억원 이상인 규제와 ② 비용관리제 적용제외 중 비용상 중요규제(법 시행령 제8조의2제1호 및 제2호)가 대상으로 심사요청일로부터 10일 이내 종결 ※ 위원회 심의의견은 예비심사 전까지 검토하여 보완
검증의견 종합	규제조정실 (규제심사관)	<ul style="list-style-type: none"> 규제연구센터 검증의견 및 분야별 영향평가 의견 등 종합
자체심사	소관부처 (자체규개위)	<ul style="list-style-type: none"> 국조실 규제연구센터 검토의견, 이해관계자·관련부처 의견, 영향평가 결과 등을 고려하여 규제영향분석서 수정·보완 ※ 보완된 규제영향분석서를 자체없이 기관 홈페이지에 공개 소관부처 자체 규제개혁위원회 심사
규제심사	규제개혁 위원회	<ul style="list-style-type: none"> 규제개혁위원회 예비심사(심사요청일로부터 10일 이내) → 본심사(심사요청일로부터 45일 이내) ※ 예비심사에서 비중요 규제로 의결되면 심사종결

※ 「법제업무 운영규정」제25조제2항에 의거 훈령, 예규, 고시 등 행정규칙안은 행정예고(20일간) 및 법제처 검토를 규개위예비심사 전까지 완료하여야 함.
 ⇒ 규제심사이후 법령안 내용이 변경시 규제심사대상 여부 등에 대해 반드시 규제실과 재협의

(출처: 국무조정실(2021). 「규제영향분석서 작성지침」)

[그림 2-9] 규제심사 절차(규제심사 대상인 경우)

나. 규제영향분석에서의 비용·편익 분석

규제영향분석서 작성 시에는 신설·강화된 규제에 대해 평가 요소를 중심으로 비용·편익 분석을 포함하여 정량적·정성적 분석을 실시해야 한다. 국내 규제영향분석은 원칙적으로 사회적 비용·편익 분석을 기본으로 하고 있으며, 여기서 ‘사회적(social)’이라는 개념은 ‘사회의(of the society)’가 아닌 ‘사회를 위한(for the society)’의 개념을 기반으로 하고 있다. 즉 사회를 분석 대상 단위 기준으로 보는 것이 아닌, 사회 대다수 구성원에게 발생하는 규제 비용이나 편익을 대상으로 한다고 볼 수 있다(이민호 외, 2018).

규제영향분석의 비용·편익 분석 항목은 [그림 2-10]과 같이 구분된다. 비용·편익 분석 시 모든 영향집단에 발생하는 비용과 편익을 분석하도록 하고 있으며, 규제영향집단을 피규제자와 그 외 집단으로 구분하고 있다. 그중 피규제자에 대해서는 직접/간접으로 구분하여 비용과 편익을 분석하고, 그 외 집단에 대해서는 직접/간접 구분 없이 분석을 하도록 하고 있다. 비용·편익 분석 대상 기간은 원칙적으로 당해 규제안의 존속 기간으로 하되 기본값은 10년으로 설정하고 있으며, 신설·강화된 규제로 인해 발생하는 추가적인 비용(편익) 증가분을 계산하고 할인율을 고려하여 순비용을 현재가치로 환산하도록 하고 있다. 피규제자(기업 및 소상공인) 대상으로는 직접 비용과 직접 편익을 산정하고 이를 연간균등순비용으로 환산하도록 하고 있는데, 이는 규제영향분석의 비용·편익 분석이 규제 신설·강화 시 발생하는 규제 순비용을 기존 규제의 폐지·완화를 통해 상쇄하도록 하는 규제비용관리제²⁵⁾ 운영과 연계되기 때문이다. 여기서 연간균등순비용은 규제의 ‘순비용 현재가치’를 연간 지급률 계수(annuity rate)로 나누어 환산한 값으로 설명하고 있다. 그리고 규제영향분석서 작성지침서는 피규제자 이외 영향집단의 비용과 편익을 사회 전체에 나타나는 규제 영향으로 보고 이를 사회적 비용과 편익으로 설명하고 있다.

25) 법인·단체 또는 개인의 사업활동에 비용 부담을 부과하는 규제를 신설·강화하는 경우 해당 규제 비용에 상응하는 기존 규제를 정비함으로써 국민의 규제 비용 부담을 경감하는 제도(Cost-In, Cost-Out).

영향집단		비용·편익 분석			
피규제자	기업·소상공인	①직접비용	②간접비용	④직접편익	⑤간접편익
	일반국민	③비용		⑥편익	
피규제자 이외	기업·소상공인				
	일반국민				
정부					

※ 규제영향분석에서는 전체 순비용[(①+②+③)-(④+⑤+⑥)]을 규제비용관리제에서는 피규제 기업·소상공인의 직접적인 순비용(①-④)을 연간비용으로 환산한 연간균등순비용 관리

(출처: 국무조정실(2021), 「규제영향분석서 작성지침」)

[그림 2-10] 규제영향분석 비용·편익의 구분

규제영향분석서에서 설명하는 직·간접 비용과 편익의 개념, 그리고 범위는 <표 2-11>과 같다.

<표 2-11> 국내 규제영향분석서의 직·간접 비용과 편익의 개념 및 범위

구분	개념	범위(예시)
비용	직접비용	<ul style="list-style-type: none"> • (행정부담) 정부 및 공공기관이 요구하는 문서 작성과 제출에 소요되는 비용 • (노동) 규제를 준수하기 위해 소요되는 인건비 • (교육훈련) 교육훈련 비용 및 교육 참여로 인한 기회비용* * 대부분 인건비(시간당 임금)를 사용하여 측정하나 필요시 차별화된 지표로 산정 • (외부서비스) 전문가 자문 비용, 시스템 위탁 비용 등 외부 기관에 지출된 비용 • (설비) 기계장비 등의 기자재 구입 비용 • (원재료) 규제로 인해 사용된 각종 투입재 비용 • (운영) 규제로 인해 투입한 인력이 사용하는 사무용품 등 각종 용품 및 관리 운영 비용(전기요금, 교통비, 보험료 등) • (지연 비용) 규제이행에 따른 사업 운영 지연으로 인한 영업 손실 등 이익의 감소 • (기타) 그 밖에 규제를 준수하기 위하여 피규제자가 직접 부담하는 비용 등

구분	개념	범위(예시)
간접비용	규제로 인해 피규제자가 2차적 효과로 부담하게 되는 비용	<ul style="list-style-type: none"> • (수요 감소) 피규제 기업이 생산·공급하던 상품(서비스)에 대한 수요 감소 • (매출 감소) 규제로 인한 비용 증가 발생 시 상품단가를 인상하게 되고 이로 인해 발생하는 매출의 감소 • (기회비용) 규제로 인해 기업이 기존의 생산·공급 및 영업 방식 등을 새로운 방식으로 전환하게 됨에 따라 포기해야 하는 이윤 등
편익	직접편익	<ul style="list-style-type: none"> • (비용 절감) 피규제자가 지불했던 비용 혹은 부담의 절감으로 발생하는 편익 • (보조금 등) 정부보조금 등 피규제자가 직접적으로 받는 금전적 이익 • (기타 영업이익) 변경된 규제의 시행 자체가 직접적 원인이 되어 피규제자에게 발생하는 영업이익, 기업의 이윤 등
	간접편익	<ul style="list-style-type: none"> • (수요 증가) 피규제 기업에 대한 인지도 및 신뢰도 제고, 품질 향상 등으로 당해 기업이 공급하는 상품 및 서비스에 대한 수요의 증가 • (매출 증가) 규제로 인해 특정 원료 사용이 금지되는 경우 대체 원료의 매출 증가 • 그 밖의 환경오염 개선, 국민 안전, 삶의 질 등 사회 전체적 편익

(출처: 국무조정실(2021), 「규제영향분석서 작성지침」)

또한, 직접 비용에 해당하는 행정부담, 노동, 교육훈련, 외부서비스, 설비, 원재료, 운영, 지연, 기타 9가지에 대한 항목별 산출 공식 예시를 [그림 2-11]과 같이 제시하고 있다.

구분		산출공식 (예시)
① 행정 부담	인건비	- 연간투입인원 × 연간투입시간 × 시간당 근로임금(원) × 피규제자수 - 연간투입인원 × 1일당 투입시간 × 1인당 연간 투입일수 × 시간당 근로임금(원) × 피규제자수
	인건비외 비용	- 단위가격 × 연간발생횟수 × 피규제자수
② 노동		- 연간투입인원 × 연간투입시간 × 시간당 근로임금(원) × 피규제자수 - 연간투입인원 × 1일당 투입시간 × 1인당 연간 투입일수 × 시간당 근로임금(원) × 피규제자수 - 연간투입인원 × 연봉 × 피규제자수
③ 교육 훈련	교육훈련	- 연간교육횟수 × [강사료 + 교육과정비] × 피규제자수 - 교육대상자수 × 연간교육횟수 × [수강료 + 교육과정비] × 피규제자수
	교육참여 기회비용	- 시간당 임금(원) × 교육 참여시간 × 교육대상자 수
④ 외부 서비스	자문서비스	- 외부전문가활용비 × 전문가수 × 연간자문횟수 × 피규제자수
	자문의 외부서비스	- 시스템 설치비 × 피규제자수 - (외부인건비(파견 등) + 시스템운영비(위탁경우)) × 연간횟수 × 피규제자수
⑤ 설비		- 구매비용 × 연간구매횟수 × 피규제자수
⑥ 원재료	원재료 구매	- 원재료단가(원) × 연간구매단위 × 피규제자수 - (변경원재료단가-기존원재료단가) × 연간구매단위 × 피규제자수
	원재료 폐기	- 피규제자 당 원재료 폐기비용 × 피규제자수
⑦ 운영	임차료	- 임차료(원/년) × 피규제자수 × 보유임대건물수 - 임차료(원/분기) × 4 × 피규제자수 × 보유임대건물수 - 임차료(원/월) × 12 × 피규제자수 × 보유임대건물수
	설비(기계) 유지보수	- 유지보수비용 × 피규제자수 × 보유대수
	사무용품등 구입비용	- 단가 × 피규제자수 × 연간구입개수
	전기요금	- 전기요금(원/년) × 피규제자수 × 해당건물수 - 전기요금(원/월) × 12 × 피규제자수 × 해당건물수
	교통비	- 회당대중교통요금 × 피규제자수 × 연간이동횟수 - 교통비(원/월) × 12 × 피규제자수 - 주유비(원/월) × 12 × 피규제자수
	보험료	- 보험료 × 연간납입횟수 × 피규제자수 - 보험가입비 × 피규제자수
	지연	- 일일영업이익* × 영업지연일 × 피규제자수 * 월, 분기, 연단위로 산정된 영업이익의 경우 일단위로 환산하여 사용
⑧ 기타	- 이상의 비용항목에 해당되지 않는 경우 사례별로 산출공식 활용	

(출처: 국무조정실(2021), 「규제영향분석서 작성지침」)

[그림 2-11] 규제영향분석서의 직접 비용 9가지 항목별 산출 공식(예시)

사회적 비용 편익 분석과 관련해서는 피규제자 이외 영향집단 중 기업·소상공인에 나타나는 비용 절감, 영업이익 등 2차적 영향에 대해 정량 분석을 우선 추진하도록 하고 있다. 그리고 사회 전체나 일반 국민에게 미치는 영향 중 이해관계가 침해하게 대립되

거나 생명·안전·환경 등에 상당한 부작용이 우려되는 영향에 대해서는 정량 분석이 불가능한 경우 정성 분석을 하도록 권고하고 있다. 피규제자 이외 비용·편익 분석 항목 중 비용 항목으로는 행정부담 비용, 직접적인 노동 비용(인건비), 교육훈련 비용, 자본재·원료 구입 비용, 서비스 비용, 운영비 등이 해당된다. 편익 항목으로는 기업·소상공인에 대한 편익과 일반 국민에 나타나는 항목을 구분하여 [그림 2-12]와 같이 설명하고 있다. 기업·소상공인에 나타나는 편익 항목은 시장 안정성 제고, 산업 육성, 비용 절감, 매출 증가 등이 있으며, 일반 국민에 나타나는 편익으로는 환경오염 예방, 자원 재활용, 안전사고 예방, 일자리 확대, 비용 절감 등이 해당될 수 있다.

▶ 피규제자 이외 기업·소상공인

편익 항목	내 용
시장안정성 제고	시장 참여자의 행위가 시장 전체에 부정적인 영향을 미치는 것을 방지하여 안정성 제고 (경쟁력이 낮거나 부적합한 기업의 퇴출 등)
산업육성	기업 환경 개선(규제부담금 완화, 설비확충 등)을 통해 관련된 특정 산업 규모 확대
경쟁촉진	자격기준 완화 등을 통해 기업들의 시장진입을 활성화하거나 대기업 등 시장지배적 사업자의 시장 참여를 억제
공정거래	거래상 우월적 지위 등으로 인해 발생할 수 있는 불공정한 거래를 방지하여 부당한 손해·피해를 예방
비용절감	손실예방이나 원가감소를 통한 비용절감
매출증가	시험·교육·검사 등을 수행하는 기관들의 수수료 수입증가 또는 관련 기업의 영업·매출 증가

▶ 피규제자 이외 일반국민

편익 항목	내 용
환경오염예방	대기, 수질, 토지 등 각종오염의 축소 및 정화
자원재활용	각종 폐기물의 재활용 등을 통한 자원절약 등 사회적 편익 증가
안전사고예방	시설, 설비, 안전기준 확충과 교육을 통해 화재 등 안전사고 예방
자연재해예방	자연현상에 의한 재해에 대한 대비 및 피해 예방
산업재해예방	산업현장에서 발생하는 사고 및 피해 예방
질병예방·건강증진	전염병을 비롯한 질병예방 및 각종 의료서비스 관련 국민보건 확보
사회적약자보호	소비자, 장애인, 빈곤층 등 사회적 약자 보호 및 권리증진
일자리 확대	인력기준 완화, 최소 고용인원 상향 조정 등 국민 취업기회 증진
비용절감	각종 손실 및 비용의 절감
소득(매출)증가	제품에 대한 수요증가를 통한 매출 및 소득증가

(출처: 국무조정실(2021), 「규제영향분석서 작성지침」)

[그림 2-12] 사회적 편익(피규제자 이외 편익) 분석 항목

다. 석탄화력발전소 관련 사회적 편익 분석 사례

국내에서는 석탄화력발전소 폐지 혹은 탈석탄 정책과 관련된 비용·편익 분석이 진행된 사례는 없다. 다만, 환경부에서 대기오염 관리를 위해 석탄화력발전소의 배출 허용 기준을 강화하면서 이에 따른 환경 개선 편익을 분석한 사례를 한국행정연구원의 「사회적 비용편익분석 사례 조사」 보고서(이민호 외, 2018)에서 소개하고 있어 그 내용을 기반으로 정리하고자 한다.

환경부에서는 대기환경보전법 개정을 위해 신규 석탄화력발전소 9기²⁶⁾에 대해 배출 허용 기준을 기존보다 강화(황산화물 25ppm, 질소산화물 15ppm, 먼지 5mg/Sm³)할 경우의 사회적 편익을 분석하였다. 사회적 편익 항목은 환경 개선 편익이며, 편익의 대상은 일반 국민이다. 환경 개선 편익을 산출하여 현행 수준 대비 연간 대기오염물질 저감량을 추정하고, 오염물질 유형별 삭감량을 톤당 처리 비용과 단위 사회적 피해비용을 적용하여 사회적 편익 수준을 추정하였다. 오염물질별 톤당 사회적 피해비용은 EU에서 PM_{2.5}, SO_x, NO_x 등의 오염물질에 대해 사회적 피해비용을 조사한 결과를 활용하고, 물가지수를 반영하여 시차를 보정했다. 분석 결과, 배출 허용 기준 강화로 PM_{2.5} 3,085톤, 황산화물 11,224톤, 질소산화물 19,313톤의 추가 편익이 추정되었다.

26) 당진에코파워발전소 제1·2호기, 신서천화력발전소 제1호기, 강릉안인화력발전소 제1·2호기, 삼척화력발전소 제1·2호기, 고성하이화력발전소 제1·2호기 등 9기

제3절

소결

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

본 장에서는 일반적인 사회적 비용·편익 분석에 대한 개념과 탈석탄 관련 규제 정책에 대한 비용·편익 분석 사례를 살펴보았다. 규제영향분석에서 시행되고 있는 비용·편익 분석은 공공정책에 대해 사회적 관점에서 실시됨에 따라 일반적으로 사회적 비용·편익으로 지칭되고 있다. 이러한 점을 고려하여 본 연구에서는 국내외 규제영향분석 사례를 참고하여 발전부문 탄소중립 정책에 따른 사회적 비용·편익 분석을 시도해 보고자 한다. 이를 위해 국내외 사례별 석탄발전 관련 규제 정책에 대한 비용·편익 분석 항목들을 비교해 보고, 본 연구에서 분석하고자 하는 발전부문 탄소중립 정책의 사회적 비용·편익 분석 항목과 범위를 제안하고자 한다.

1 국내외 사례별 비용·편익 분석 범위

앞서 살펴본 영국과 미국의 석탄발전 관련 규제에 대한 비용·편익 분석 범위는 다음과 같다.

먼저 영국의 탈석탄 정책, 즉 석탄발전소의 조기 종료에 따른 비용·편익 항목은 <표 2-12>와 같다. 여기서 탈석탄 정책을 시행하는 옵션에서의 항목별 분석 결과를 탈석탄을 위해 아무 조치도 시행하지 않는 옵션과 비교하여 탈석탄 정책의 비용·편익으로 산출한다. 또한 영국에서는 편익 항목을 따로 구분하여 산출하지 않고 아무 조치를 하지 않는 옵션과의 차이를 비교하여 비용과 편익을 구분한다.

〈표 2-12〉 영국 탈석탄 정책의 영향평가 항목 및 분석 방법

구분	세부 항목	분석 방법
화폐화된 항목	<ul style="list-style-type: none"> • 탄소 비용 • 발전 비용 • 자본 비용 • 시스템 비용 • 기타 비용 	영국 BEIS에서 운영하는 전력 시장 통합 모델인 DDM 모형 활용
비화폐화된 항목	<ul style="list-style-type: none"> • 국제 기후변화 리더십 • 신규 건설 발전 용량에 대한 투자 장애 요인 감소 • 석탄화력발전소의 의무적 폐쇄에 대한 인지, 실행 및 모니터링 비용 • 철도 화물 부문, 항구 기반 시설 및 영국 광업 부문에 대한 영향 • 건강 및 안전에의 영향 • 무역 및 투자에 대한 영향 	정성 분석
그 외 항목	<ul style="list-style-type: none"> • 분배 영향 • 산업 및 중소기업에의 영향 • 소비자 전력요금에의 영향 	항목에 따라 DDM이나 다른 방법론 활용 혹은 정성 분석

미국의 기존 화석연료 연소 발전소의 배출량을 규제하는 CPP에 대한 규제영향분석 항목은 〈표 2-13〉과 같다. 여기에서도 규제를 시행하는 예시적 분석 접근 방식에서의 항목별 분석 결과를 규제가 시행되지 않은 기준 사례와 비교하여 비용과 편익을 산출한다.

〈표 2-13〉 미국 CPP의 규제영향분석 항목 및 분석 방법

구분	세부 항목	분석 방법
온실가스 배출 감축 효과	정량화 <ul style="list-style-type: none"> • 2005년 대비 CO₂ 감축량 	미국 EPA에서 개발한 IPM 모형 활용
준수 비용	화폐화 <ul style="list-style-type: none"> • 석탄화력발전소의 열률 개선과 새로운 발전원에 대한 연간 자본 투자 비용 • 오염물질 감축 시설 운영 비용 • 연료전환 비용 • 수요 측 에너지 효율 개선 비용 • 규정 준수를 위한 기타 비용(모니터링, 보고, 기록 관리 등) 	미국 EPA에서 개발한 IPM 모형 활용

구분		세부 항목	분석 방법
편익	화폐화	<ul style="list-style-type: none"> 기후 편익 대기오염 개선에 따른 건강 공편익 	통합 평가모델 IAM을 활용한 SC-CO ₂ 추정법
	비화폐화	<ul style="list-style-type: none"> 비화폐화된 기후 편익 NO₂ 및 SO₂에 대한 노출 감소 수은 침착 감소 NO_x, SO₂, PM_{2.5}, 수은 배출 감소로 인한 생태계 편익 가시성 개선 	정성 평가
경제적 영향	정량화	<ul style="list-style-type: none"> 소매 전기 가격, 석탄 가격, 발전용 석탄 생산량, 발전용 천연가스 가격, 발전용 천연가스 사용량 등 에너지 시장에서의 영향 	IPM 및 정부 데이터 활용
일자리 영향	정량화	<ul style="list-style-type: none"> 발전소 설비, 석탄 및 천연가스 생산, 수요 측면의 에너지 효율 활동 관련 고용 영향 추정 	

국내에서 시행 중인 규제영향분석 지침서에서는 앞부분의 [그림 2-10]과 같이 규제에 대한 영향집단을 구분하여 비용과 편익을 각각 직·간접 비용과 직·간접 편익으로 구분하여 분석하도록 하고 있다. 이에 환경부에서는 신규 석탄화력발전소의 배출 허용 기준을 기존보다 강화하는 규제와 관련하여 연간 대기오염물질 저감량을 일반 국민을 대상으로 한 사회적 환경 편익 항목으로 산정하고 분석하였다.

2 국내 전력 부문 탄소중립 정책의 비용·편익 분석 범위 제안

본 연구에서는 참고문헌과 국내외 사례 등을 종합하여 전력 부문 탄소중립 정책의 사회적 비용과 편익 분석 범위를 다음과 같이 제안하고, 항목별 분석을 시도해 보고자 한다. 여기에서 제안한 항목들은 본 연구에서 가용 가능한 분석 방법론과 데이터를 기반으로 분석 가능한 정량적 항목들만 제시하였으며, 세부 내용들은 제3장과 제4장에서 상세하게 설명하고자 한다. 여기에 제안된 항목 외에도 전력 부문의 탄소중립 과정에서 발생할 수 있는 다양한 비용과 편익, 영향이 있겠으나 본 연구에서는 앞서 설명한 바와 같이 분석 가능성을 고려하여 본 항목들에 대해서만 시범적으로 분석을 시도하고자 한다.

〈표 2-14〉 본 연구에서의 국내 전력 부문 탄소중립 정책의 비용·편익 분석 항목

구분		항목	세부 항목
비용	화폐화	총시스템 비용	<ul style="list-style-type: none"> • 전력시스템 전체의 투자 비용 • 고정 및 변동 운영 유지 비용 • 연료 비용 • 탄소 비용
		대기오염 피해비용	<ul style="list-style-type: none"> • SO_x, NO_x, PM_{2.5}에 대한 대기오염물질별 피해 비용
편익	화폐화	환경 편익	<ul style="list-style-type: none"> • 대기오염 피해비용 저감
	정량화	기후 편익	<ul style="list-style-type: none"> • 온실가스 배출 감축량
기타 영향	화폐화	좌초자산	<ul style="list-style-type: none"> • 좌초자산 규모
	정량화	고용 영향	<ul style="list-style-type: none"> • 일자리 증감
	정량화	경제사회적 영향	<ul style="list-style-type: none"> • GDP, 사회적 후생, 전체 산업 활동, 실업률, 투자, 민간 소비 활동

앞서 본 연구에서의 사회적 비용의 범위는 사적 비용과 외부 비용의 합으로 정의하였으며, 〈표 2-14〉에 제시된 항목 중 사적 비용에 해당하는 항목은 총시스템 비용이며 외부 비용은 대기오염 피해비용이다. 제4장에서는 이 두 항목의 분석 결과를 합하여 전력 부문 탄소중립 경로의 사회적 비용을 산출하고 그 외 편익과 영향들에 대해서도 살펴보고자 한다. 다만 일부 항목들은 데이터 부재 및 분석의 불가함으로 인해 부분적으로 반영되었으며, 전력 부문의 전체 비용을 대변하는 것이 아님을 명확히 하고자 한다. 또한 본 연구에서는 영국, 미국 사례와 같이 발전부문 탄소중립 정책이 시행되기 이전의 정책 시나리오인 베이스라인 시나리오와의 차이를 통해 발전부문 탄소중립 정책의 사회적 비용을 산출하고자 한다.

기타 영향 항목들은 발전부문 탄소중립으로 인해 영향을 받는 이해관계자 집단들을 대상으로 하는 것으로, 좌초자산은 석탄발전소 감축으로 인한 발전사업자에의 영향으로 볼 수 있으며, 일자리에의 영향은 노동자 및 지역에의 영향을 확인하기 위한 항목이다. 경제사회적 영향을 통해서는 사회 전체에의 영향을 보고자 한다.

제3장

탄소중립 달성을 위한 발전부문 경로 분석

제1절 분석 시나리오 정의

제2절 분석 방법론 및 주요 전제

제3절 시나리오별 탄소중립 발전 경로 분석

제4절 소결

제 1 절

분석 시나리오 정의

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

본 절에서는 2050년 탄소중립과 탈석탄 목표 달성을 위한 발전부문에서의 경로 분석을 위해 분석 시나리오를 정의하고자 한다.

본 연구에서 발전부문의 탄소중립 경로 분석을 위해 개발한 시나리오는 크게 기존 정부 계획인 제9차 전력수급기본계획(전기본)을 바탕으로 구성한 기준 시나리오(이하 BL)와 2050년 탄소중립 달성을 가정한 시나리오로 구분할 수 있다. 2050년 탄소중립을 가정한 시나리오 중에는 기본적으로 정부에서 발표한 2030년 NDC의 온실가스 감축 목표와 발전믹스를 충족하면서 2050 탄소중립 시나리오안의 2050년 온실가스 감축 목표 및 발전믹스에 도달하는 시나리오를 포함하며, 이 시나리오를 통해 정부의 2030년 NDC와 2050년 탄소중립 목표 달성을 위한 중간 경로를 분석하고자 한다. 그리고 현 정부의 원자력 확대 정책 기조를 반영한 시나리오를 추가하여 탄소중립 경로를 비교해 보고자 한다.

먼저 각 시나리오별 발전원 구성 설계를 위해 관련 계획들을 살펴보면, 2030 NDC 상향안에서는 기존 NDC가 반영된 제9차 전력수급기본계획의 2030년 발전믹스 대비 원자력은 1.1%p, 석탄은 8.1%p, LNG는 3.8%p 낮아지는 것으로 설정되었다. 그리고 이 감소 폭만큼 신재생에너지가 9.4%p, 암모니아가 3.6%p 증가하였다. 총발전필요량은 타 부문 전력화 영향에 따른 수요 증가로 인해 기존 NDC 대비 26.7TWh가 증가하는 것으로 전망되었으나, 온실가스 배출량은 42.8백만톤이 낮은 목표를 제시하였다.

〈표 3-1〉 NDC 및 NDC 상향안의 2030년 발전믹스와 배출량 목표 비교

구분	원자력	석탄	LNG	신재생	암모니아	양수·기타	발전량 합계 (TWh)	배출량 목표 (백만톤)
NDC (기존)	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
	23.9%	21.8%	19.5%	30.2%	3.6%	1.0%	100.0%	

2050 탄소중립 시나리오안에서는 2050년 발전믹스를 원자력, 재생에너지와 수소 기반 전원으로 구성하였다. 2050 탄소중립 시나리오안에서는 A안과 B안 시나리오를 제시하였으며, 그중 A안의 2050년 재생에너지 비율은 70.8%이고, B안은 60.9%이다. A안에서는 2050년 석탄과 LNG 등 화력발전이 완전히 중지되지만, B안의 경우 LNG가 일부 유지되며 배출되는 온실가스 흡수를 위해 CCS가 활용된다. 또한 LNG는 수소와 혼소가 가능함에 따라 수소터빈, 암모니아 발전 등 무탄소 가스 발전과 함께 사용하는 것으로 명시하고 있다.²⁷⁾ 그리고 A안과 B안에서 원자력 발전의 설비 용량은 같지만, 이용률의 차이로 인해 A안은 전체 발전량의 6.1%, B안의 경우 7.19%를 담당하는 것으로 제시되었다.

〈표 3-2〉 2050 탄소중립 시나리오의 2050년 전원별 발전량 및 온실가스 배출량

(단위: TWh)

구분	원자력	석탄	LNG	재생E	연료전지	동북아 그리드	무탄소 가스 터빈	부생가스	합계	예상 배출량 (백만톤)
A안	76.9	0.0	0.0	889.8	17.1	0.0	270.0	3.9	1257.7	0
	6.1%	0.0%	0.0%	70.8%	1.4%	0.0%	21.5%	0.3%	100%	
B안	86.9	0.0	61.0	736.0	121.4	33.1	166.5	3.9	1,208.8	20.7
	7.2%	0.0%	5.0%	60.9%	10.1%	2.7%	13.8%	0.3%	100%	

27) 2050 탄소중립 시나리오 세부산출근거(2021. 10.)

이와 같이 NDC 상향안에 제시된 2030년 목표와 2050 탄소중립 시나리오안에 제시된 A, B안 시나리오를 기반으로 전제를 달리하여 본 연구에서 분석할 2050년 탄소중립을 가정하는 시나리오 4가지를 다음과 같이 설계하였다. 4가지 시나리오는 2050 탄소중립 시나리오(안)의 A, B안을 따르는 것으로 가정한 시나리오 CN_A와 CN_B, 현 정부의 원전 확대 기조를 바탕으로 B안의 전제에서 원전의 수명 연장 및 신규 건설 관련 가정만 변경한 CN_C-1과 CN_C-2이다. CN_C-1과 CN_C-2의 경우 분석 시점에 공식적으로 발표된 정부의 정책 방향을 바탕으로 구성하였으며,²⁸⁾ 2050년까지 확대된 원전 발전량이 어느 발전원의 발전량을 대체할 것인지에 따라 CN_C-1과 CN_C-2로 구분하였다. 이 중 CN_C-1은 원전 발전량이 증가함에 따라 2030년의 재생에너지 도입 비중이 NDC 상향안 대비 5%p 축소되는 것을 전제한다. 반면, CN_C-2는 2030년 재생에너지 발전 비중이 2030 NDC 상향안과 동일하게 유지되고, 원전 발전량 확대가 석탄과 LNG 발전만을 대체하는 것을 가정하였다. CN_C-1, CN_C-2 두 시나리오의 원전 확대에 대해서는 수명 연장 대상 원전 18기의 수명을 40년에서 60년으로 연장하고, 중단되었던 신한울 3·4호기의 건설 재개를 전제로 하였다.

CN_C-1과 CN_C-2 시나리오는 CN_B 시나리오를 바탕으로 원전이 확대되는 것을 가정하였으므로, 2050년에 LNG CCS의 활용이 포함된다. 그리고 확대된 원전 발전량을 대체하는 발전원을 다르게 가정하였으므로, CN_C-1, CN_C-2 두 가지 시나리오의 2030년 재생에너지 발전 비중은 각각 25%, 30%로 적용되었다. 이 두 시나리오에서 2050년 최종 전력믹스는 원전 증가에 따라 모형의 최적화 과정을 통해 조정되도록 하였으며, 분석 시나리오별 개요를 표로 정리하면 다음과 같다.

28) 2022년 8월 30일에 제10차 전력수급기본계획 실무안이 공개되었으나, 그 이전에 분석을 진행함에 따라 해당 내용은 반영하지 못함.

〈표 3-3〉 분석 시나리오별 주요 전제

기호	시나리오 명칭	시나리오 주요 내용
BL	베이스라인	<ul style="list-style-type: none"> 제9차 전력수급기본계획 기반 2050년 연장 시나리오 온실가스 감축 목표는 2030년 192.7백만톤, 이후 유사한 감축 강도 유지
CN_A	탄소중립 A	<ul style="list-style-type: none"> 2050 탄소중립 시나리오 A, 2030 NDC 상향안
CN_B	탄소중립 B	<ul style="list-style-type: none"> 2050 탄소중립 시나리오 B, 2030 NDC 상향안
CN_C-1	탄소중립 C-1	<ul style="list-style-type: none"> CN_B 전제 + 원자력 비중 증대(신한울 3·4호기 2033년, 2034년에 도입, 수명 40년 원자력 60년으로 연장) 원전 건설비 대비 계속운전 투자비 비중 25%(17~25%) 반영 2030 재생에너지 비중 25%, 원자력 비중 33.8% 2050년은 탄소중립 B를 기준으로 하되 원자력 증대에 따라 최적화 과정을 거쳐 조정
CN_C-2	탄소중립 C-2	<ul style="list-style-type: none"> CN_B 전제 + 원자력 비중 증대(신한울 3·4호기 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 최적화 과정을 거쳐 조정

제2절

분석 방법론 및 주요 전제

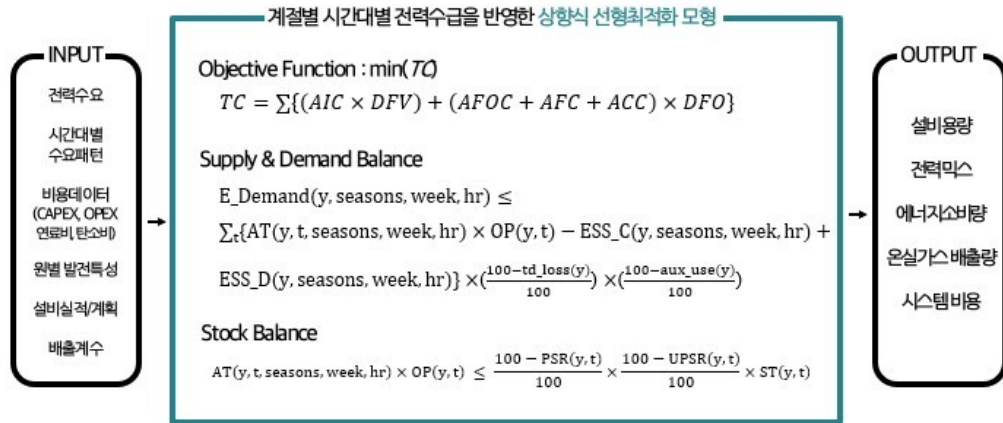
NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

1 분석 방법: METER 전력 부문 모형

본 연구의 분석에 사용한 방법은 METER(Model for Energy Transition and Emission Reduction)라는 에너지시스템 모형의 전력 부문 모형이다. METER 모형은 에너지의 공급 및 소비 부문을 모사한 상향식 부분균형(partial equilibrium) 모형으로, 선형 계획법에 기반하여 총시스템 비용(total system cost)을 최소화하는 선형최적화 모형이다. METER 모형은 GAMS(General Algebraic Modeling Language)를 활용하여 연구 팀이 자체적으로 개발한 모형으로, 전력소비 부문(산업, 수송, 상업, 가정)의 수요와 이에 따른 전환 부문의 전력 생산 가격 간의 피드백을 통해 전력공급과 수요 간 최적균형점을 찾아가는 에너지시스템 모형이다. METER의 전력 부문 모형은 타 부문과 별도로 에너지 수요 전망 모형 내지 제9차 전력수급기본계획의 목표수요 등 외생 변수로 주어지는 연간 전력수요에 따라, 발전부문만의 온실가스 감축 시나리오 전망 및 분철 가동증기, 신재생에너지 보급 확대, 배출권 가격의 전기요금 부과 등 다양한 발전 부문의 에너지 정책 평가 등을 수행하는 데에 활용할 수 있다.

2050년 탄소중립을 달성하기 위한 전력 부문의 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 전력 부문 모형은 연도별로 시간 단위 전력수급을 모형화한다. 시간 단위 모형화를 통해 재생에너지의 시간별 간헐성을 발전에 반영할 수 있고, 이에 대처할 수 있는 수단으로 양수 발전과 ESS와 같은 에너지저장장치도 모형에 포함되어 있다. METER의 전력 부문 모형은 2050년까지 매 연도의 시간대별 전력수요를 충족하면서, 주어진 기술적, 정책적 제약조건하 선형 설비 투자비, 운영비, 연료비, 탄소 비용 등을 포함한 총비용을 최소화하는 설비 투자 계획과 발전 계획을 도출한다. 이 모형은 한국 내 현황에 맞게 연구진이 자체 개발하였기 때문에 정책적, 기술적 제약의 추가와

제거, 기술의 세분화 및 기술별 특성 반영 등이 용이하며, 개별 발전기 단위의 구체적인 기술 특성 구현이 가능하다는 장점이 있다. METER 모형은 그동안 계속 진화되어 오는 과정에서 안영환(2017), Ahn and Jeon(2019) 등의 연구에서 활용되었다.²⁹⁾



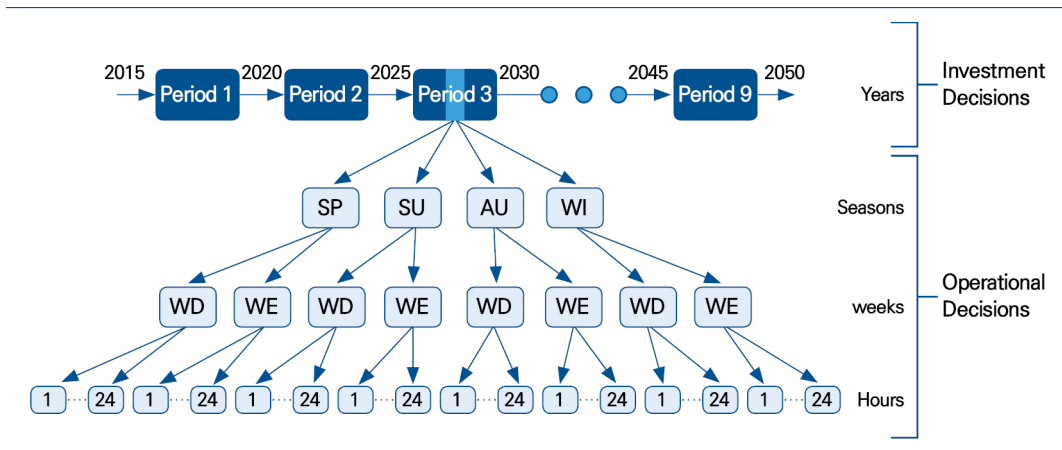
[그림 3-1] 전력 부문 METER 모형의 구조

1년은 8,760시간이기 때문에 모든 시간을 다 모형화하면 필요 계산량이 너무 많아지기 때문에 특성이 비슷한 시간대별로 유형화하여 모형을 개발해야 한다. METER의 현재 버전에서는 1년 8,760시간을 봄, 여름, 가을, 겨울의 사계절(4), 주중, 주말(2), 하루 24시간(24)에 따라 나눈 총 192개 타임 슬라이스 단위에 대해 최적화를 구현한다. 따라서 설비 투자 계획은 2050년까지 연간 단위로, 발전 계획은 타임 슬라이스별 시간 단위로 최적화된다. 재생에너지의 시간대별 발전 특성은 2017년 제주도의 계절별 시간대별 태양광과 풍력발전의 발전 실적을 참고하여 반영하였다.

METER 전력 부문 모형의 두 가지 핵심 의사결정변수는 연도별 발전 설비에 대한 투자량과 일종의 활동도(activity)인 발전량이다. 수요를 충족하면서 총시스템 비용을 최소화하는 각 원별 발전량이 연도별로 도출되기 때문에 연도별 전력믹스와 에너지 소비량을 도출할 수 있다. 에너지 소비량에 연료별 배출계수를 적용하여 연도별 온실가스

29) 모형의 기본적인 수식에 대한 설명은 Ahn and Jeon(2019) 참조.

배출량을 산정한다. 온실가스 배출량은 시나리오에 따라 제약조건으로 활용되기도 한다. 또한, METER의 전력 부문 모형은 전력설비에 대한 투자비, 운영비, 연료비, 탄소 비용 등을 최소화하기 때문에 이러한 비용에 대해서도 연도별로 산정이 가능하다. 본 연구에서도 시나리오별로 연도별 믹스, 석탄발전의 경로, 온실가스 배출량 경로, 총시스템 비용 및 그 구성 항목 등에 대한 결과를 도출할 예정이다.³⁰⁾

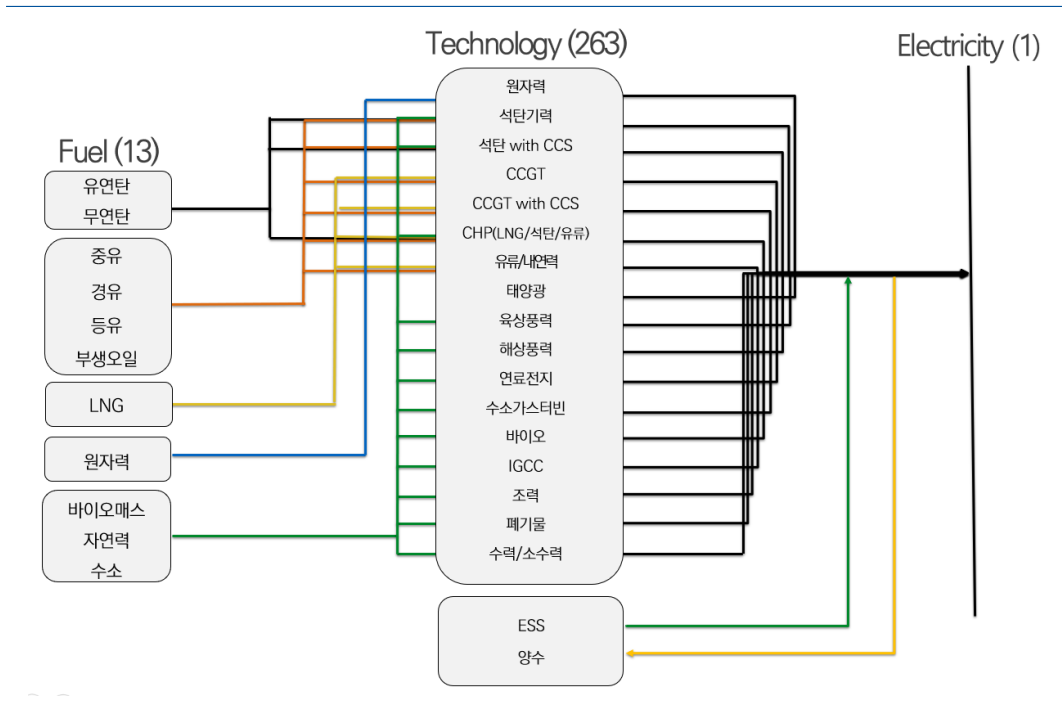


[그림 3-2] 전력 부문 METER 모형 내 의사결정 단위 타임 슬라이스

전력 부문 모형의 기준에너지시스템(Reference Energy System, RES)은 크게 투입 요소인 발전 연료와 특정 발전패턴과 효율을 갖는 발전기술, 이를 통한 산출요소인 전력으로 구성된다. 개별 발전기술은 조건에 맞는 연료 조합을 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, 준공 연도, 수명, 지리적 위치 등 개별 발전원의 특성을 알 수 있으며, 전력수

30) 현재 버전의 모형은 2017년부터 2050년까지 최적화를 수행하는 데, 2017년부터 2020년까지는 과거 결과의 모사 정도를 검증하는 데 사용하고 있으며, 모형 미세 조정 과정을 거친 후, 2021년부터의 분석 결과를 제시하고 있음.

급기본계획 및 전력통계상에 구체적인 설비 신설 및 폐지 시점이 나타나 있으므로, 개별 발전원에 대한 실적 데이터를 반영하고 있다. 또한 전통적인 발전원은 최소발전량 및 최소운전/휴식시간(minimum up/down time) 등이 반영되어 있다. 한편, 신재생에너지원과 열병합발전기술, 기타 기술의 경우 개별 전원의 규모가 상대적으로 작고 다양하여 설비 투자 단위를 규정하지 않는 것이 더 적절하며, 개별 전원의 기술 특성 데이터보다는 기술 분류에 따른 기술 특성을 반영하는 것이 모형의 투자 결정에 적절하므로, 기술 분류별 묶음 단위에 대한 기술 특성 데이터를 반영하고 있다.³¹⁾



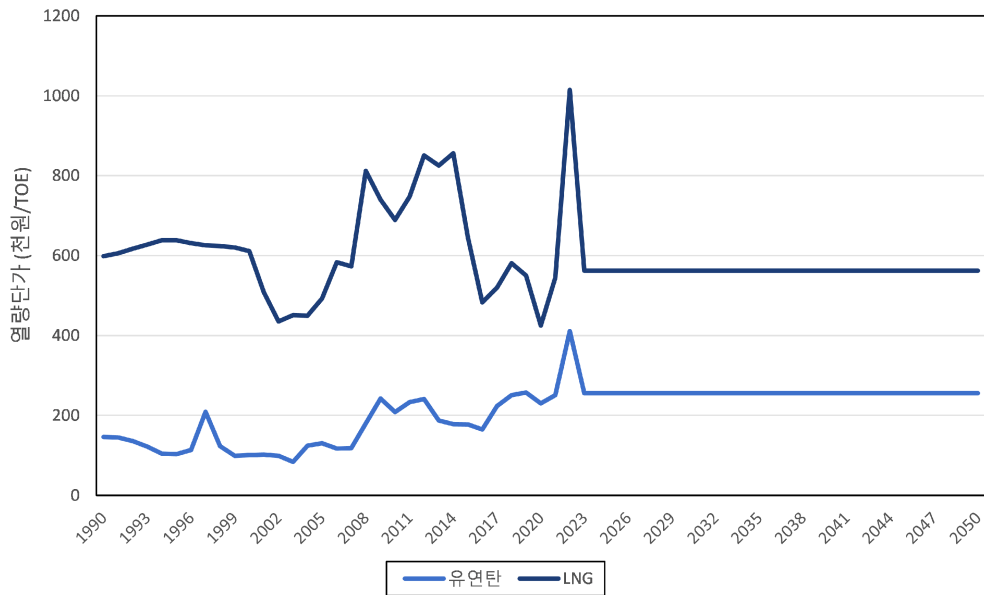
[그림 3-3] 전력 부문 기준에너지시스템(Reference Energy System, RES)

31) 다양한 모형과의 장단점 비교 및 METER 모형의 특징에 대해서는 Ahn and Jeon(2019)의 pp. 204-205를 참고할 수 있음. 다만 Ahn and Jeon(2019)의 모형 버전은 2019년 기준 버전임.

2 연료 비용 및 탄소 가격 전제

가. 화석연료 비용

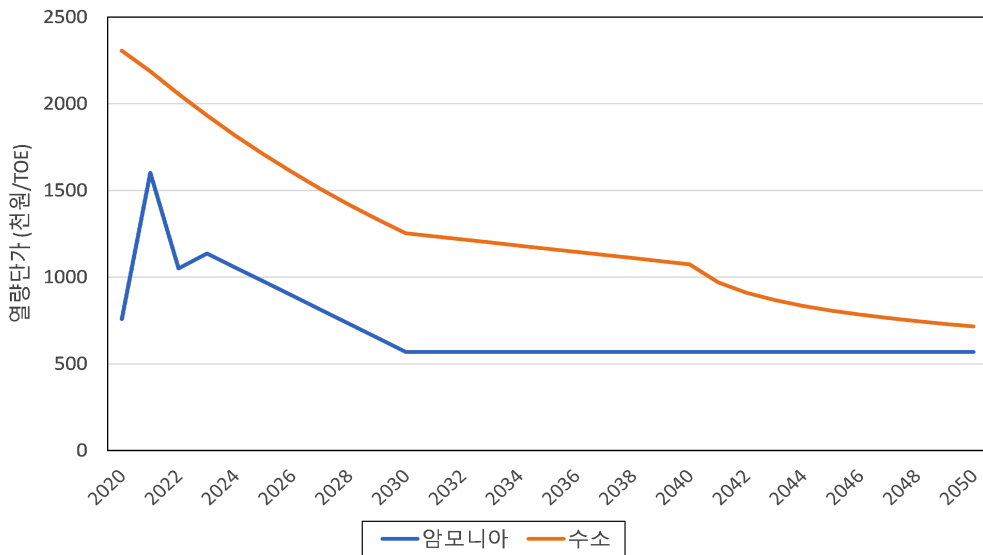
유연탄, LNG 등 전통에너지원의 변동비를 좌우하는 화석연료 가격은 석탄의 LNG 연료전환 및 재생에너지로의 에너지 전환에 있어 주요한 요인 중 하나다. 특히 2030년 까지의 화석연료 가격 전망에 따라 석탄으로부터 LNG로의 전환점은 큰 차이가 난다. 2022년 상반기 고유가 상황을 반영하여 2017년 하반기부터 2022년 상반기까지 최근 5년간의 연료별 연평균 가격이 2050년까지 유지되는 것으로 가정하였다. 화석연료 비용은 국내 전력 부문의 연료 가격 실적을 반영하고자 전력거래소의 열량 단가를 반영하였으며, 발전량당 연료비는 모형 내 입력된 발전기별 기술정보에 따른 열효율, 소내소 비율 등에 따라 결정된다.



[그림 3-4] 화석연료 열량 단가(1990~2050년)

나. 신에너지원 비용

2030 상향 NDC 목표 및 2050 탄소중립 목표 달성에 주요한 역할을 하는 신연료원인 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 세계공미터당 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),³²⁾ IEA(2020),³³⁾ ICCT(2020),³⁴⁾ BNEF(2020)³⁵⁾ 등 국외 연구 기관의 전망치를 검토하되 수소경제 이행 기본계획의 그린수소 공급목표가격을 바탕으로 연료비를 반영하였다.



[그림 3-5] 신에너지원 열량 단가(2020~2050년)

32) IEA(2019), "The Future of Hydrogen".

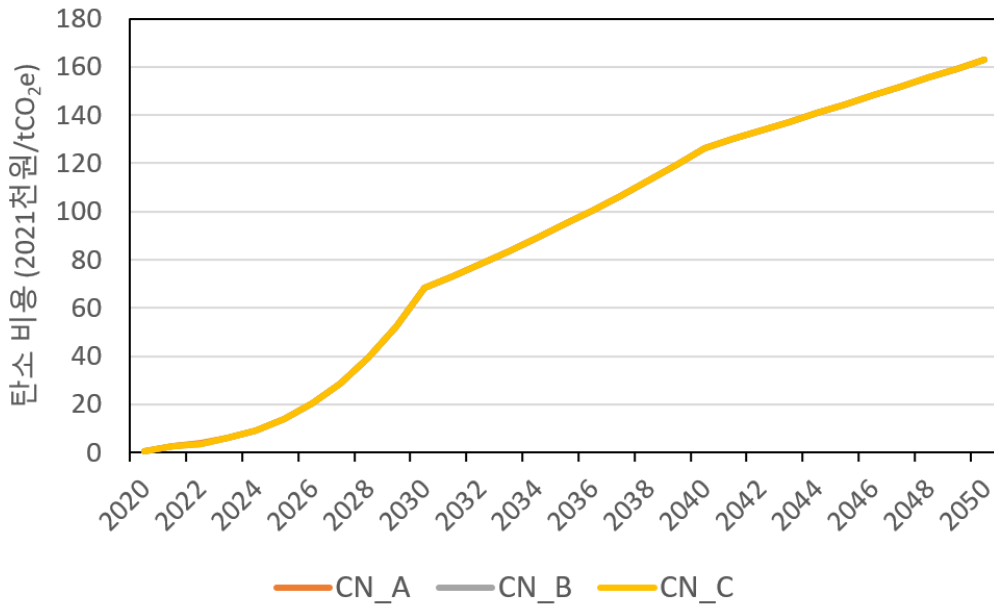
33) IEA(2020), "G20 Hydrogen report: Assumptions".

34) ICCT(2020), "Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe".

35) BNEF(2020), "Hydrogen Economy Outlook".

다. 탄소 가격

본 분석에서 적용한 탄소 가격은 2040년과 2050년 등의 연도는 외생변수이지만, 2030년 탄소 비용은 2030 NDC 상향안을 재현하는 과정에서 도출된 모형의 결과이다. 본 연구의 탄소 가격 수준은 유상할당 수준을 반영하여 전원의 급전순위에 반영되는 실질 탄소 가격으로 해석해야 한다. 2040년과 2050년의 탄소 가격은 IEA의 SD 시나리오의 탄소 가격 전망을 바탕으로 설정되었고, 연도별 경로는 2030년과의 연결성을 고려하여 내삽하였다. 모형에 적용된 탄소 가격의 경로는 다음 그림과 같다.



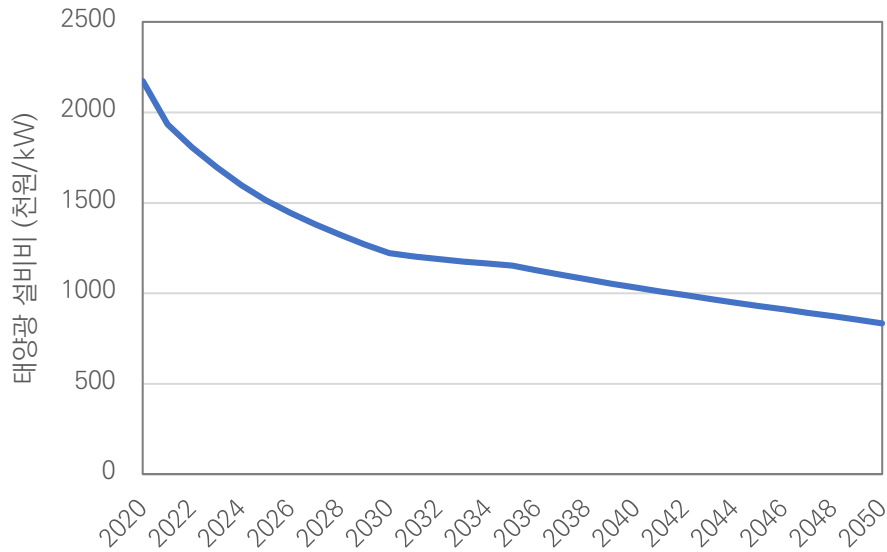
[그림 3-6] 시나리오별 탄소 비용 전제

3 신재생에너지 및 에너지저장장치(ESS) 기술 전제

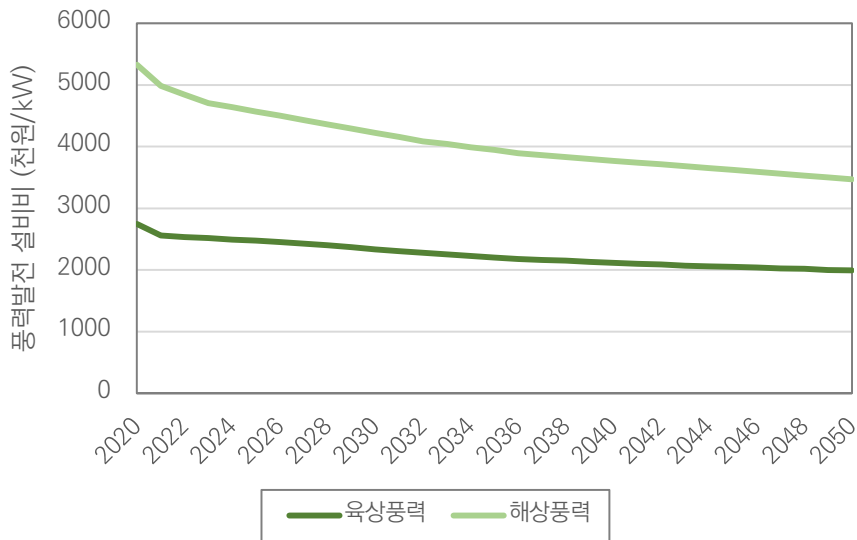
모형 내 신재생에너지 기술로는 태양광, 육·해상풍력, 연료전지, 수소가스터빈, 수소/암모니아 혼소, 바이오, 조력, 수력, 소수력 발전이 반영되어 있다. 에너지저장장치로는 양수 발전과 ESS(리튬이온배터리) 기술이 포함되어 있다. 2050년 탄소중립 시나리오의 주요한 에너지원인 신재생에너지와 에너지저장장치 기술의 투자비 하락은 탄소 비용과 더불어 탄소중립 시나리오 구현 내지 전력 부문 에너지 전환에 주요한 역할을 한다. 신재생에너지 및 에너지저장장치의 설비 투자비에 대해서는 기후위기에 대응하는 전 세계적 흐름 및 기술의 발달 양상을 고려하여 국제적 기술 가격 전망을 고려하여 반영하였다. 모형 내 입력된 신재생에너지 및 에너지저장장치 투자비 및 운영 유지비는 IRENA(2020), NREL(2020), BNEF(2020), 2018~2021 한국전력통계연보, 수소경제활성화로드맵, 수소경제로드맵, 2020 신재생에너지백서 등 국내외 선행연구 및 보고서의 전망 데이터를 활용하였다. 모형 내 반영된 신재생에너지(태양광, 육·해상풍력, 연료전지, 수소가스터빈, ESS)는 기술 발달 및 보급에 따른 비용 하락을 고려하여 2050년까지 하락하는 추세 of 연도별 CAPEX, O&M 전망치를 전제로 하고 있다. [그림 3-7]부터 [그림 3-9]는 태양광, 육·해상풍력, ESS에 대한 연도별 설비 투자비 전제를 보여주고 있다.

〈표 3-4〉 신재생에너지 및 저장장치 관련 모형 입력데이터

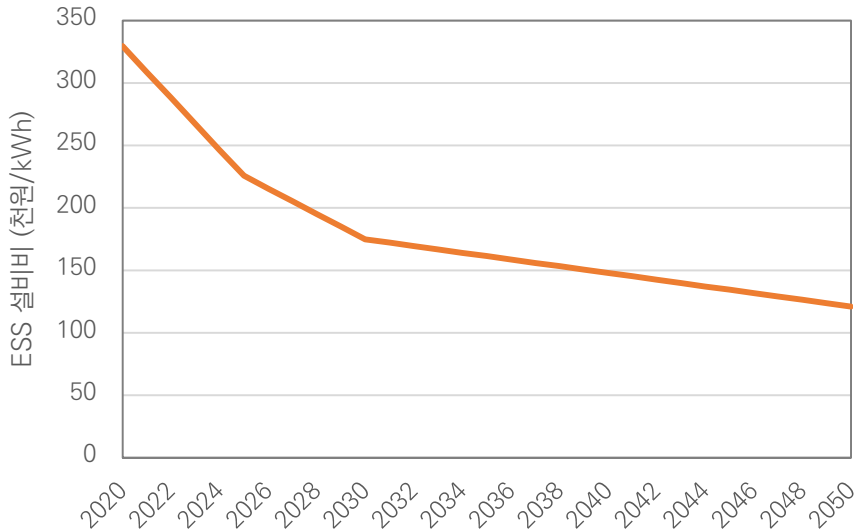
주요 입력데이터	출처
국내 연도별 설치 실적	EPSIS(전력통계정보시스템), 신재생에너지백서, 전력통계연보
신재생설비 보급 목표	제5차 신재생에너지기본계획, 수소경제활성화로드맵, 해상풍력 발전 방안
설비 투자비 및 운영비 전망 경제수명	IRENA(2020), BNEF(2020), NREL(2020), IEA(2020), 한국전기연구원(2014), 국내외 보고서 및 논문 등 다수 연구 자료
연료비 실적 및 전망 (수소가스터빈, 연료전지)	수소경제활성화로드맵상의 목표 도매 가격
국내 이용률 실적 및 전망(재생에너지)	EPSIS(전력통계정보시스템), IRENA(2020), BNEF(2020), NREL(2020)
시간대별 발전 실적(태양광·풍력)	전력거래소의 제주도 태양광 및 풍력 시간대별 발전 실적 (2018~2020)
전환효율(ESS)	NREL(2019) Cost Projection of Utility Scale Battery Storage



[그림 3-7] 태양광 설비 투자비 전제



[그림 3-8] 육·해상풍력 설비 투자비 전제



[그림 3-9] ESS 설비 투자비 전제

4 전통에너지 기술 전제

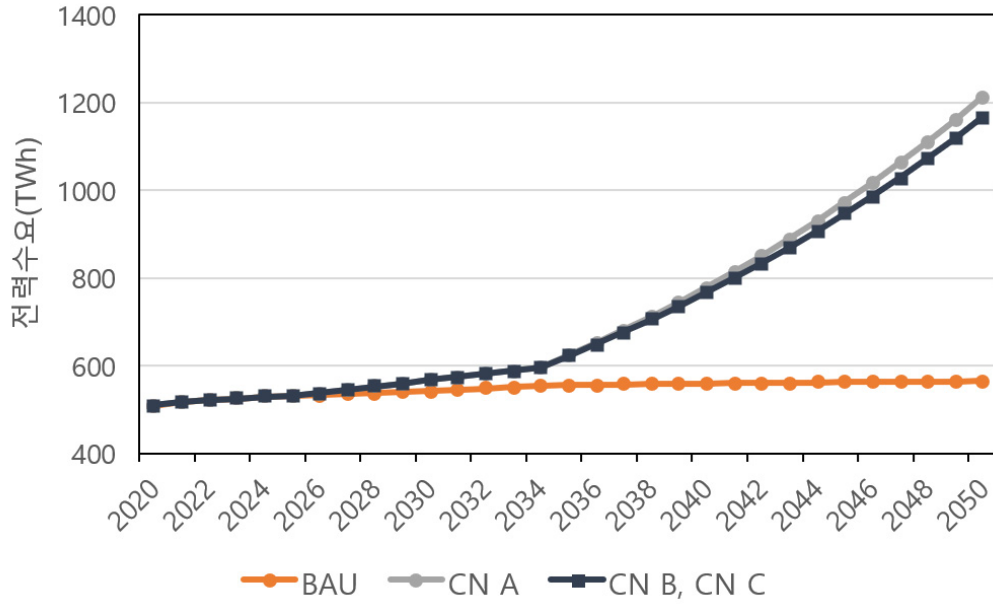
모형 내 전통에너지 기술로는 원자력, 석탄, 가스복합, 유류 및 내연력, 열병합(석탄, LNG, 유류), CCGT-CCS가 발전기 단위로 반영되어 있다. 전통에너지원의 경우 그 개별 발전기의 기술정보가 정부 공식 통계치로 공개된 사항이 다수이다. 이에 모형 내 기술정보로는 전력통계정보시스템과 한국전력통계연보 등 정부 공식 통계를 주로 활용하여 발전기별 데이터를 구축했다. 이 중 좌초자산 분석에 있어 회수되지 못한 투자비로 좌초자산의 발생 여부를 좌우하는 설비 투자비는 최신 건설사업추진현황 및 2020년도 발전 설비 현황의 발전호기별 공사비 데이터를 반영하였다.

〈표 3-5〉 전통에너지원 관련 모형 입력데이터

주요 입력데이터	출처
건설 실적(건설 연도, 설비 용량)	EPSIS(전력통계정보시스템), 전력통계연보
건설 계획	제9차 전력수급기본계획의 연도별 전통에너지원 설비 계획
설비 투자비 및 운영비	건설사업추진현황, IEA(2020a)
경제수명	제9차 전력수급기본계획상의 원별 경제수명 가정
연료비 실적 및 전망	EPSIS(전력통계정보시스템)의 열량 단가
발전소별 열효율	EPSIS(전력통계정보시스템)의 발전기별 열효율 실적
계획 및 비계획 정지율	2020년도 전력설비 정지통계의 계획/비계획 정지율 실적
연료별 배출계수	온실가스 인벤토리 보고서
효율 개선 및 투자비 감소율(CCS)	NREL(2020) Annual Technology Baseline

5 전력수요

시나리오별 전력수요를 도출하기 위해 제9차 전력수급기본계획(전기본)에 수록된 목표수요 전망을 2025년까지 활용하고 이후 2030 NDC 상향안의 2030년 전력수요에 맞추어 선형적인 증가를 가정하였다. 제9차 전기본에서 2034년까지의 전력수요 전망이 선형에 가깝게 이뤄지는바, 2034년까지는 2026년 이후 이뤄진 선형 추세가 연장되는 것으로 전망하였다. 이후 탄소중립 시나리오별 2050년 목표 발전량 및 목표 송배전 손실률로 추정된 2050년 목표수요에 도달하도록, 2035년부터 동일한 연평균 증가율을 갖는 것으로 2050년까지 연도별 전력수요를 전망하였다. 반면, 베이스라인 시나리오는 제9차 전기본을 따르는 시나리오이므로 2034년까지 제9차 전기본의 목표수요를 그대로 따르며, 이후 2050년까지 그 증가 추세가 연장되는 것으로 가정하였다. 이에 2035년 이후는 탄소중립 A 시나리오가 가장 높은 전력수요를 갖는 것으로 나타났으며, 탄소중립 B와 C-1, C-2 시나리오는 서로 동일한 전력수요를 갖는 것으로 나타났다. 결과적으로 [그림 3-10]과 같이 2050년 베이스라인 시나리오의 전력수요는 탄소중립 A~C 시나리오의 약 1/2 수준에 그칠 것으로 예상되었다.



[그림 3-10] 분석 시나리오별 전력수요

제3절

시나리오별 탄소중립 발전 경로 분석

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

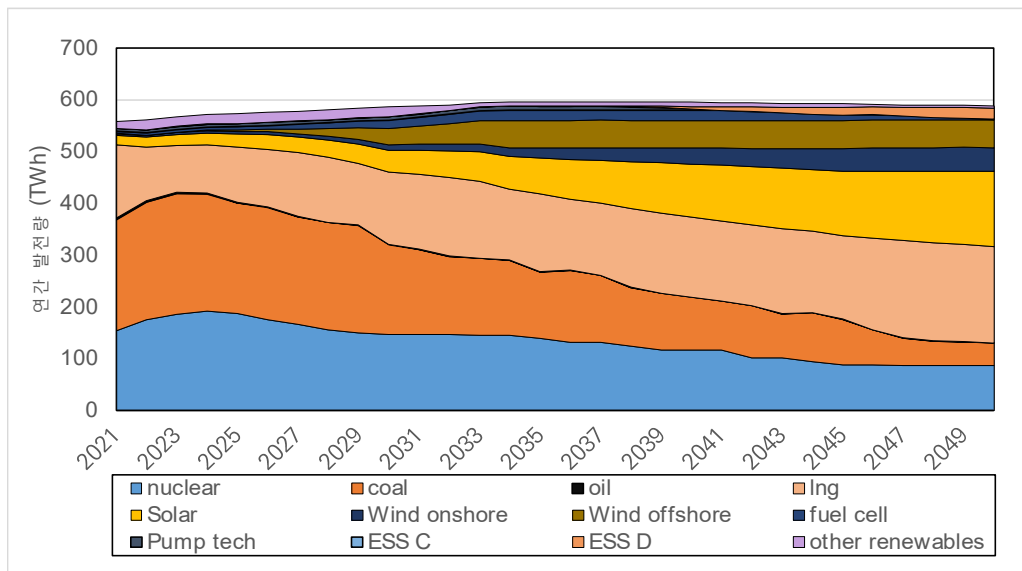
본 절에서는 앞 절에서 정의한 분석 시나리오별로 연도별 발전믹스 경로와 배출량 경로를 도출한다. 석탄발전소의 감축은 석탄발전 하나의 전원 관점에서 보기보다는 서로 역할 분담을 하는 전체 전력믹스 차원의 시나리오의 일부로 해석하여야 한다. 따라서 본 절에서는 분석 시나리오의 연도별 전력믹스 경로를 도출하고, 해당 전력믹스 경로에서 석탄발전의 경로를 구체적으로 살펴본다. 탄소중립 정책 유무에 따른 영향을 분석하기 위해 먼저 기준 시나리오로서 감축 목표 강화 이전인 제9차 전기분을 바탕으로 하는 베이스라인 시나리오를 분석한다. 이후 앞서 명시한 시나리오별 전제에 따라 탄소중립 시나리오 A, B, C-1, C-2의 경로와 비용을 분석한다.

탄소중립 전제 시나리오 개발 과정에서 암모니아 혼소 발전의 경우 암모니아 연료의 원래 가격으로는 정부에서 목표로 하고 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 발전사업자를 대상으로 암모니아 연료에 대한 지원금을 도입하는 것으로 가정하였으며, 추가적으로 암모니아 연료비 지원이 부재한 경우에는 석탄발전에 어떠한 영향을 주는지 검토하고자 동 시나리오의 전제하에 암모니아 지원 비용만을 제거한 경우의 모형 결과를 분석하였다.

1 시나리오별 발전믹스 경로

가. 베이스라인 시나리오

탄소중립 목표 추진에 따른 석탄발전 영향을 분석하기 위한 기준 시나리오로서 베이스라인 시나리오의 경로를 다음 [그림 3-11]과 같이 도출하였다.³⁶⁾ 베이스라인 시나리오는 제9차 전력수급기본계획의 설비 계획과 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 제9차 전기본에 제시되지 않은 추가적인 신규 석탄화력 및 원자력 발전의 도입은 없는 것으로 가정하였다. 이 시나리오에서는 재생에너지 설비비 하락에 따른 재생에너지 설비 확대가 일어나므로 점진적인 재생에너지 발전 비중 확대 및 배출량 하락이 2050년까지 꾸준히 이뤄지는 것으로 나타났다.

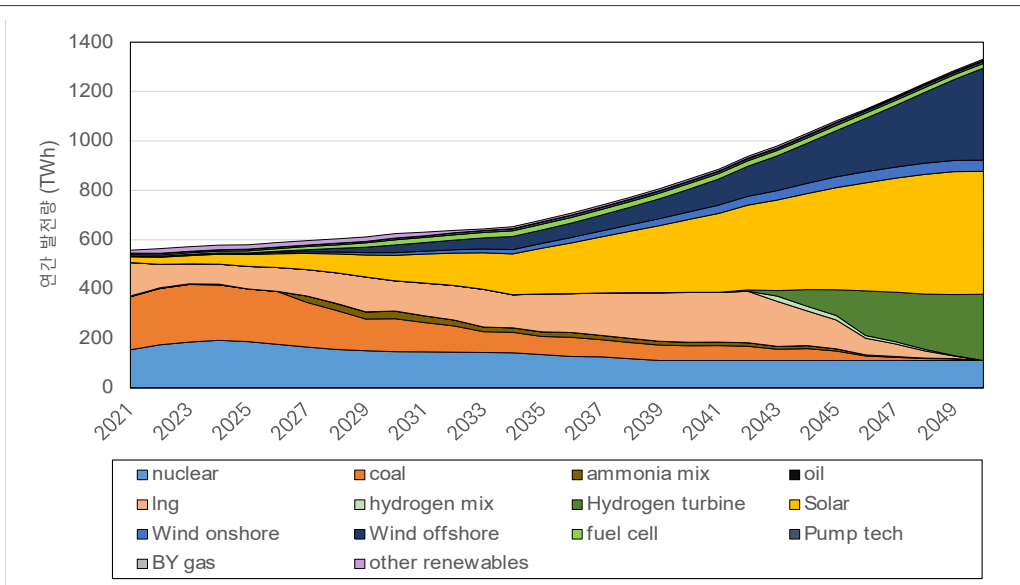


[그림 3-11] 베이스라인 시나리오의 발전믹스 경로 도출 결과

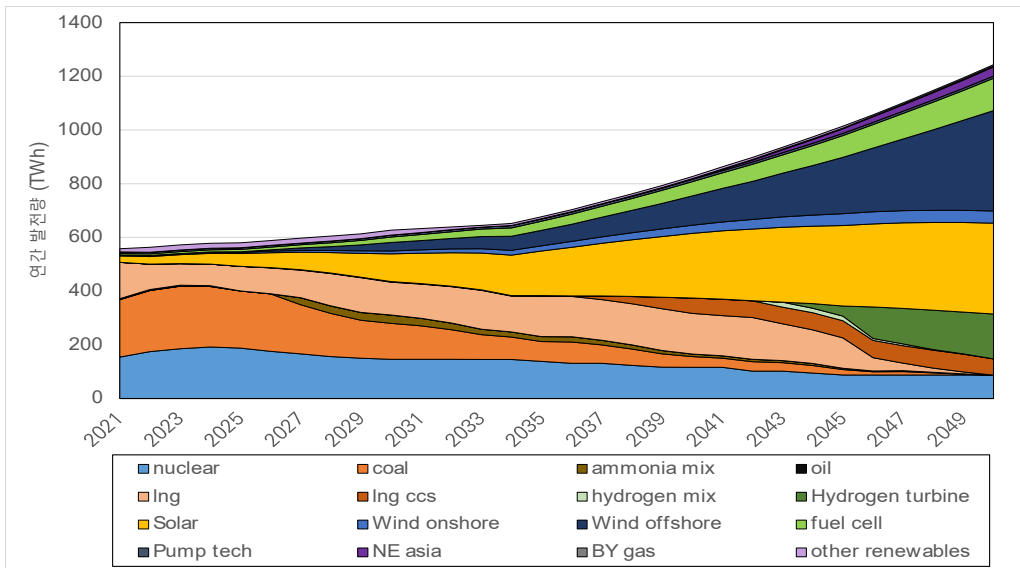
36) 그림 내 발전원별 기호는 부록 1의 별표 참조.

나. 탄소중립 A, B 시나리오

탄소중립 A와 B 시나리오는 2030 NDC 상향안과 2050 탄소중립 시나리오안의 2030년, 2050년 발전믹스 및 배출량 목표를 만족하는 시나리오로, 각 시나리오의 발전믹스 경로 도출 결과는 [그림 3-12], [그림 3-13]과 같다. 탄소중립 B 시나리오에서는 LNG CCS가 도입된다는 점이 탄소중립 A 시나리오와의 가장 큰 차이점이라 할 수 있다. 이에 따라 탄소중립 B 시나리오에서는 LNG CCS의 도입으로 LNG 발전이 더 오래 유지되는 경향을 보이고 있으며, 수소 전소 터빈의 도입 및 발전량 증가가 늦어지는 경향을 보인다. 또한 2050년 기준 탄소중립 A 시나리오 대비 재생에너지 비중이 약 10%p 낮아 ESS 요구도 또한 상대적으로 낮게 나타난다. 석탄발전의 발전 비중은 LNG CCS가 부재한 탄소중립 A 시나리오에서 B 시나리오 대비 미세하게 높게 유지되는 것으로 나타났다.



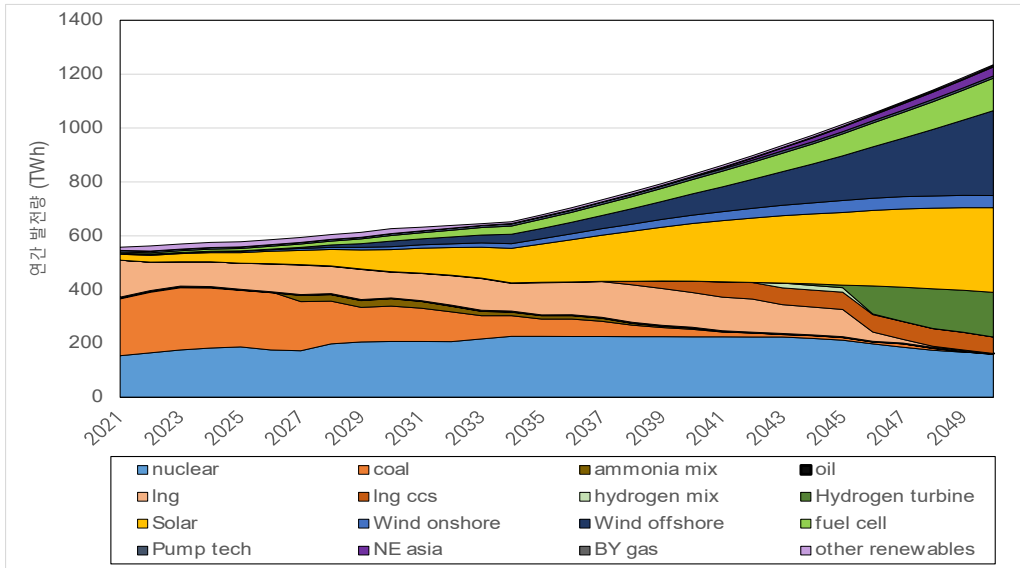
[그림 3-12] 탄소중립 A 시나리오의 발전믹스 경로 도출 결과



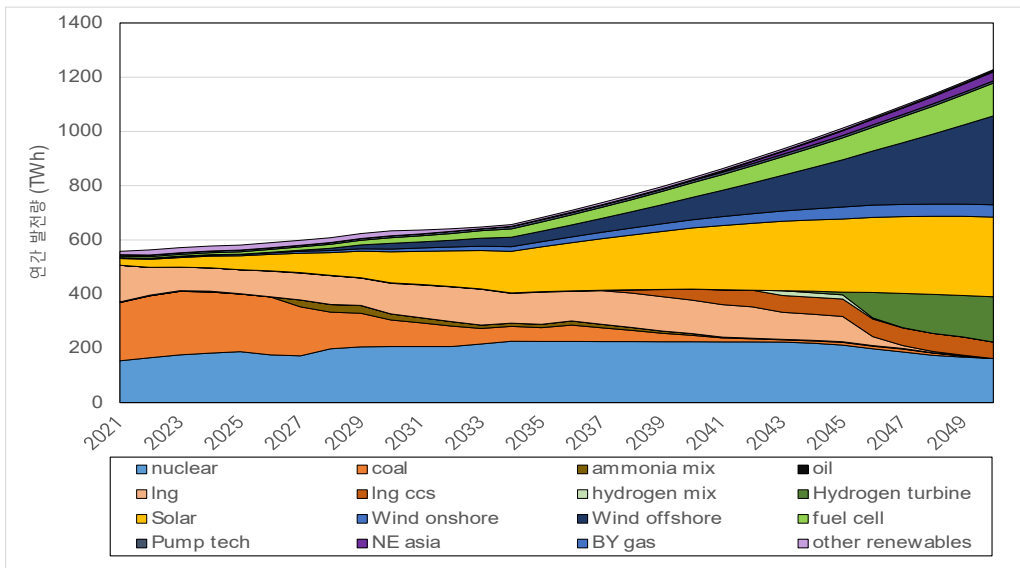
[그림 3-13] 탄소중립 B 시나리오의 발전믹스 경로 도출 결과

다. 탄소중립 C 시나리오

탄소중립 C 시나리오는 C-1과 C-2 두 가지 시나리오로 구분되며 C-1과 C-2 시나리오의 2030년 재생에너지 발전 비중은 각각 25%, 30%로 가정하였다. C-1 시나리오에서는 감소된 재생에너지의 발전량 일부를 원전 발전량이 대체하는 것을 가정하였으며, C-2 시나리오의 재생에너지 비중은 탄소중립 B 시나리오의 목표 발전 비중을 유지하고 증가되는 원전 발전량은 석탄, LNG 발전 등 여타 발전원을 대체하는 것으로 가정하였다. 경로 분석 결과 아래 그림들과 같이, 탄소중립 C-1, C-2 시나리오에서는 유사 기저 전원인 원전의 발전량 증가에 따라 탄소중립 A, B 시나리오에 비해 석탄발전량이 조기에 감소하는 것으로 나타났다. 탄소중립 A, B 시나리오에서는 석탄발전 이용률이 2040년대 중후반에 크게 감소하는 것으로 나타났으며, 탄소중립 C-1, C-2 시나리오에서는 2040년대 초반 이후 크게 감소하는 것으로 나타났다.



[그림 3-14] 탄소중립 C-1 시나리오의 발전믹스 경로 도출 결과

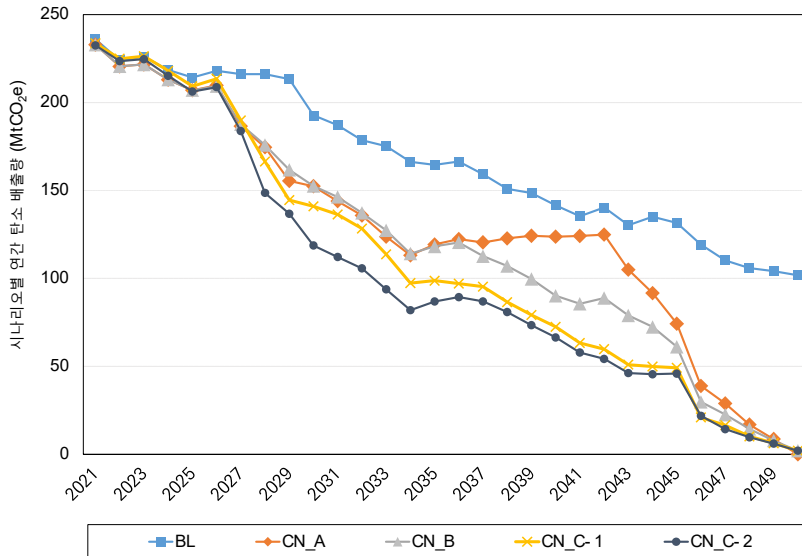


[그림 3-15] 탄소중립 C-2 시나리오의 발전믹스 경로 도출 결과

2 시나리오별 온실가스 배출량 경로 비교

본 분석에서 온실가스 배출량은 앞서 분석한 발전믹스 경로에서의 발전기별 발전량과 발전기별 효율, 발전기별 배출계수가 결정한다. 발전기별 배출계수는 에너지 소비량과 배출량을 바탕으로 산출된 값을 활용하였다. 2017~2020년 국가 명세서에 근거할 만한 실적이 있는 경우에는 해당 실적을 바탕으로 산출하고, 신규 발전원으로 실적이 부재한 경우의 온실가스 배출량은 최신 발전기의 수치를 따르는 것으로 전제하였다. 발전기별 효율 또한 명세서 데이터가 있는 경우 발전기별 연료 사용량과 발전기별 발전 실적을 바탕으로 산출하고, 실적이 없는 경우 동종의 최신 발전기 수치를 따르도록 하였다.

분석 결과, 아래 그림과 같이 온실가스 배출량은 탄소중립 B 시나리오가 탄소중립 A 시나리오 대비 순 누적 배출량이 더 적은 것으로 나타난다. 이는 LNG CCS의 영향으로 탄소중립 B 시나리오는 2030년대부터 CCS를 통해 배출량 감축이 가능하기 때문이다. 반면 탄소중립 A 시나리오의 경우 2034년 이후 전력수요 증가분 부담과 배출량 감축 수단으로 재생에너지 설비 확충만이 전력공급 대안으로 제공된다. 탄소중립 C-1, C-2 시나리오에서는 원전이 확대됨에 따라 2050년까지 석탄과 LNG 발전을 조기에 대체하여 탄소중립 A, B 시나리오보다 더 적은 배출량을 나타냈다. 이에 따라 탄소중립 C-1, C-2 시나리오의 2030년 배출량은 NDC 상향안의 2030년 목표 대비 각각 5.9%, 20.8% 낮은 141.0MtCO₂e, 118.8MtCO₂e로 나타났다. 해당 시점 이후에도 타 시나리오 배출량을 역전하는 현상 없이 전 분석 기간에 걸쳐 시나리오 중 가장 적은 연간 배출량을 보이는 것으로 나타났다.

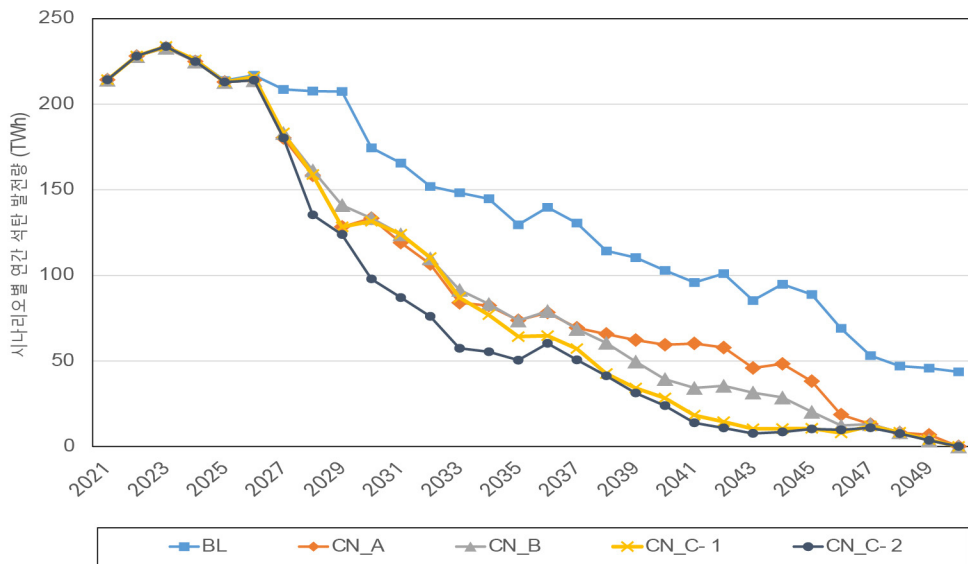


[그림 3-16] 시나리오별 온실가스 배출량 경로 비교

3 시나리오별 석탄발전량 비교

시나리오별 총누적 석탄발전량은 BL > CN_A > CN_B > CN_C-1 > CN_C-2 순으로 나타났다. 석탄발전이 주요 온실가스 배출원이므로, 시나리오별 온실가스 배출량과 동일한 순서 및 유사한 패턴을 보임을 알 수 있다. 탄소중립 A와 B 시나리오는 2030년대 중반까지는 유사하게 감소하는 패턴을 보이다가 그 이후부터는 다른 양상을 보인다. 탄소중립 B 시나리오는 LNG CCS로 인한 LNG 발전의 이용률이 증가하면서 석탄발전 이용률이 급격히 낮아지는 데 반해 탄소중립 A 시나리오의 석탄발전 이용률은 2038년 이후에도 높게 유지되다가 2040년 중반 이후에야 급격히 감소하는 것으로 나타났다. 탄소중립 C-2 시나리오는 석탄발전량 수준이 가장 낮는데, 무탄소 발전원인 원자력이 석탄발전과 LNG 발전을 대체함에 따라 재생에너지와 원자력이 주 발전원이 되기 때문이다. 또한 탄소중립 C-1과 C-2 시나리오의 2030년 원자력 비중은 동일한 데 반해, 탄소중립 C-2 시나리오의 2030년 재생에너지 발전 비중은 30%로 탄소중립 C-1 시나리오에 비해 높고 그 이후에도 원자력이 석탄발전을 대체하는 것을 가정한 시나리오이

므로 전체적인 연도에 걸쳐 석탄발전의 감소가 분명하게 나타난다. 탄소중립 C-1 시나리오의 경우 2033년 이전까지는 탄소중립 A, B 시나리오와 석탄발전량이 유사하게 나타나지만, 2035년 이후에는 탄소중립 C-2 시나리오와 유사한 발전량을 보인다. 이는 탄소중립 C-1 시나리오에서 원자력이 증가하면서 재생에너지 일부를 대체하기는 하지만, 석탄발전을 대체하는 원자력과 재생에너지가 함께 증가하면서 2035년 이후부터는 원자력과 재생에너지의 발전 비중이 C-2 시나리오와 비슷한 수준으로 증가하여 석탄발전량 수준이 유사하게 나타나는 것으로 볼 수 있다.



[그림 3-17] 시나리오별 연간 석탄발전량 비교

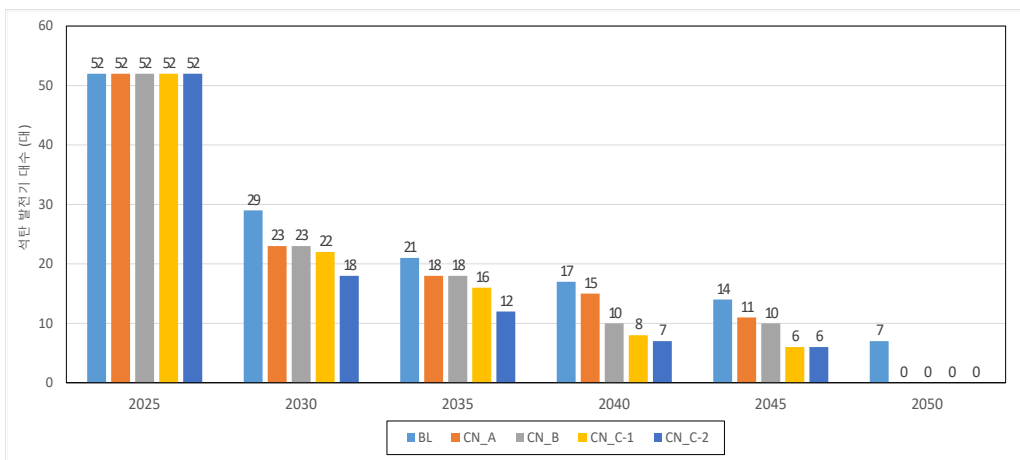
4 연도별 석탄발전 운전 대수 및 이용률 비교

가. 연도별 석탄발전 운전 대수

여기에서는 국내에 운영 중인 석탄화력발전소 대수를 기준으로 탄소중립 시나리오별 경로에서 운영 대수가 어떻게 감소하는지를 보고자 하였다. 석탄발전 운전 대수는 국내 유연탄 기력발전기를 대상으로 산정하였으며, 연중 발전량이 양일 경우 운전 대수로 간

주하였다. 무연탄 발전기의 경우 국산 무연탄 활용을 통해 탄광 지역에 대한 지원의 목적이 있기 때문에, 비용 최소화의 원리를 적용하기 어렵다. 이에 따라 본 연구에서의 운전 대수 논의 대상에서는 제외하였다.

분석 결과, 국내에서 유연탄 발전기는 2021년 54개를 가동하였고, 이후 노후 석탄발전소의 퇴출 및 저효율에 따른 이용률 감소로 인해 2030년에 가동하는 석탄발전기 대수는 18~29대로 감소하는 것으로 나타났다. 2030년을 기준으로 기준 시나리오인 베이스라인(BL) 대비 탄소중립을 전제한 시나리오(CN_A, CN_B, CN_C-1, CN_C-2)에서 6~11기가 추가로 중단하는 것으로 나타났다. 2045년에는 탄소중립 A 시나리오에서 11기, B 시나리오에서 10기, C 시나리오에서 6기가 운전하는 것으로 나타났다. 이는 탄소중립 시나리오에서 베이스라인 대비 각 3기, 4기, 8기가 추가 중단한다는 의미이다. 추가적인 신규 석탄발전이 유입되지 않고 탄소중립이 실현되지 않는 경우인 베이스라인 시나리오에서 2050년 운전 중인 석탄발전기는 총 7기이다.

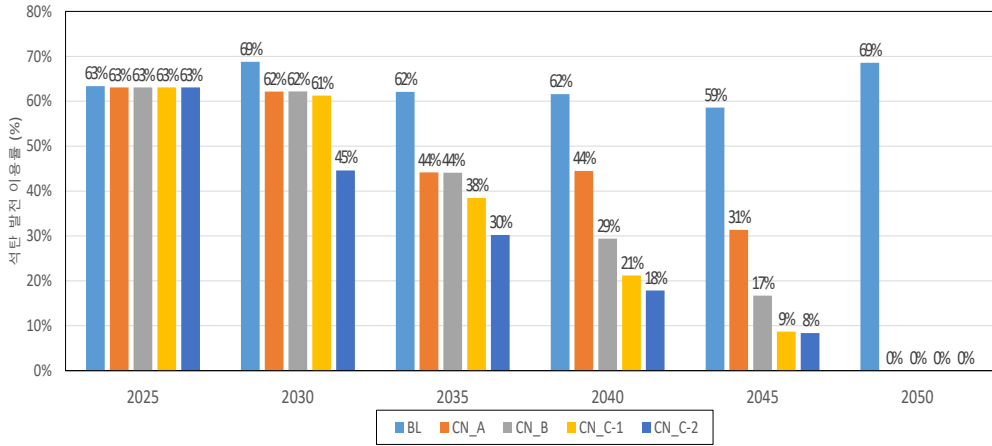


[그림 3-18] 시나리오별 석탄발전(유연탄) 운전 대수 비교

나. 석탄발전 이용률

석탄발전 이용률은 용량을 통해 산출한 연간 총발전가능량 중 연간 발전량의 비중으로 산출하였다. 이용률이란 연간 실제 발전량과 발전 설비가 낼 수 있는 발전량과 비교하여 설비를 얼마나 효율적으로 이용했는가를 확인하는 지표이다. 즉, 이용률 산출 시 분모가 되는 연간 총발전가능량은 매해 달라지는 계획정지율, 비계획정지율을 반영하지 않은 값으로, 해당 발전기 용량이 365일 24시간 발전하는 경우 생산하는 전력량이다.

시나리오별 석탄발전의 이용률은 연도별 운전 중 석탄발전기 대수 및 석탄발전량과 동일한 추세로 BL > CN_A > CN_B > CN_C-1 > CN_C-2 순으로 나타났다. 2021년 기준 유연탄 발전의 평균 이용률은 60% 수준으로 나타나며, 이는 총발전량을 계획/비계획정지기간을 고려하지 않은 연간 발전가능량으로 나누어 산출한 값이다. 2030년까지 노후 석탄발전의 퇴출에 따라 석탄발전 이용률은 탄소중립 C-2 시나리오를 제외한 모든 시나리오에서 1~3%p 증가하는 것으로 나타났다. 탄소중립 C-2 시나리오는 재생에너지 발전량이 NDC 상향안의 목표 발전 비중과 동일한 30% 수준을 유지하는 경우로 석탄발전 이용률이 15%p가량 감소하는 것으로 나타난다. 그러나 2030년 이후에는 탄소 비용을 감안한 변동비 간의 역전 및 재생에너지 설비 확충에 따라 탄소중립 전제 시나리오(CN_A, CN_B, CN_C-1, CN_C-2) 모두에서 석탄발전 이용률이 크게 감소하는 것으로 나타났으며, 2035년에는 2030년 대비 3/4 수준 이하로 감소하는 경향을 보였다. 그중에서도 탄소중립 C-1, C-2 시나리오의 경우 원전 확대의 영향으로 감소율이 더 컸으며, C-2 시나리오는 1/2 수준인 30% 이용률까지 감소하였다. 2035년 이후는 탄소중립 시나리오별 석탄발전 대체원의 유입 시점에 따라 감소 패턴이 다르게 나타났으며 CN_C-2 > CN_C-1 > CN_B > CN_A 순으로 석탄발전 이용률이 빠르게 감소하였다. 베이스라인 시나리오는 전 기간에 걸쳐 60% 내외의 이용률을 보이고 있다.



[그림 3-19] 시나리오별 연간 석탄발전(유연탄) 이용률 비교

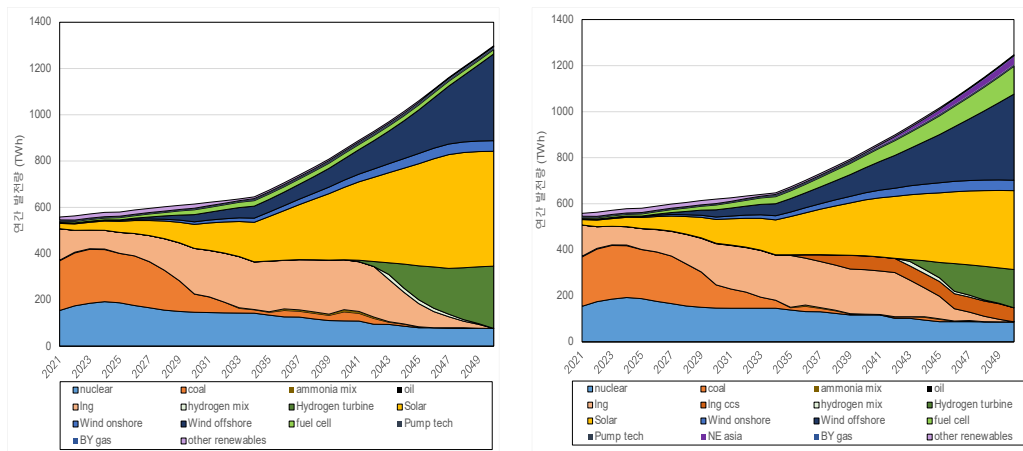
5 암모니아 혼소 미지원 시 탈석탄 경로

2030 NDC 상향안에서는 암모니아 연소 기술을 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 2030 NDC 상향안의 목표에 미달하는 것으로 나타났다. 이에 2030 NDC 상향안을 구현하는 데 있어 암모니아 연료 비용에 대한 정부 지원이 동반될 것으로 가정하였다. 이에 암모니아 혼소 기술 보급에 따른 석탄발전 영향을 확인하고자 암모니아 연료비에 대한 정부 지원이 없는 경우 동 탄소중립 시나리오에서의 발전믹스 및 석탄발전 종료 시기 변화, 좌초자산 변화를 추가적으로 분석하였다. 이하 본문에서 암모니아 연료비 지원이 없어서 모형 내에서 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”로 표기하였다.

가. 시나리오별 발전믹스 경로

1) 탄소중립 A, B 시나리오(w/o 암모니아 혼소)

분석 결과, 탄소중립 A와 B 시나리오에서 암모니아 연료비 지원이 부재한 경우 2028년 이후 석탄발전량이 크게 감소하고, LNG 발전의 석탄 대체 양상이 가속화되는 것으로 나타났다. 이는 암모니아 혼소에 따른 석탄발전의 배출량 감소가 이뤄지지 못할 경우 탄소 비용을 감안한 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, B 시나리오에서는 암모니아 연료비 지원으로 인해 석탄화력발전 운전 기간이 15년 정도 연장되는 효과가 있었던 것을 알 수 있다.

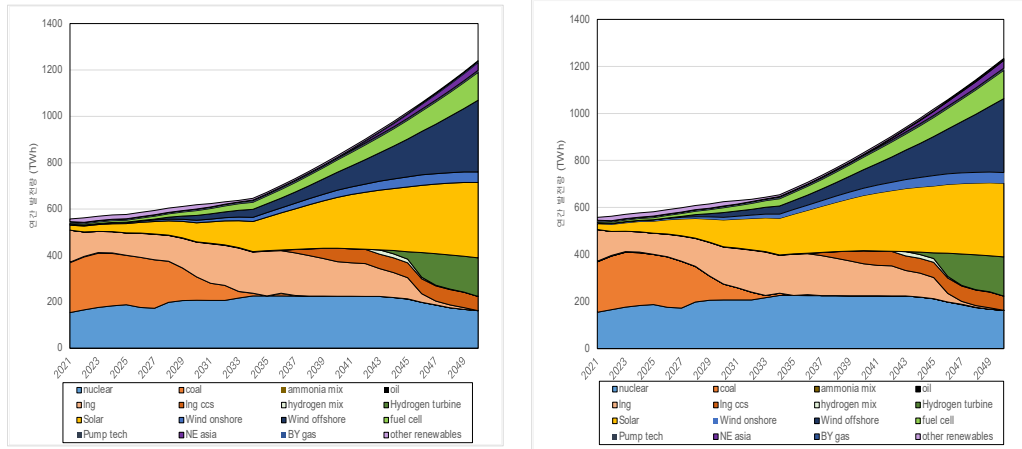


[그림 3-20] 암모니아 혼소 미지원 시 탄소중립 A, B 시나리오의 발전믹스 경로

2) 탄소중립 C 시나리오(w/o 암모니아 혼소)

탄소중립 C(CN_C-1, CN_C-2) 시나리오는 원전 확대에 따라 석탄발전 이용률이 탄소중립 A, B 시나리오에 비해 더 크게 감소하는 시나리오이다. 암모니아 연료비 지원이 없는 경우 탄소중립 C 시나리오에서는 2034년경까지만 석탄발전이 운전되는 것으로 나타났다. 2047년에는 노후 원전이 퇴출됨에 따라 일시적으로 석탄발전량의 증가가 나

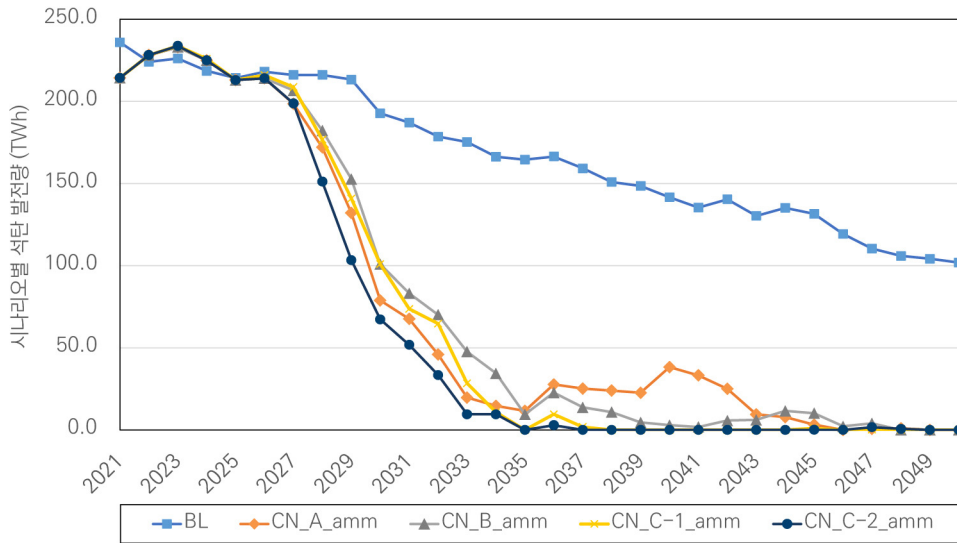
타나나 그 전후에는 0~1% 수준의 이용률을 보였다. 이에 앞서 분석한 결과와 비교해 보면, 탄소중립 C 시나리오에서도 탄소중립 A, B안과 유사하게 암모니아 연료비 지원이 석탄화력발전의 운영 기간을 15년 정도 연장하는 효과가 있는 것으로 나타났다.



[그림 3-21] 암모니아 혼소 미지원 시 탄소중립 C-1, C-2 시나리오의 발전믹스 경로

나. 시나리오별 석탄발전량 경로

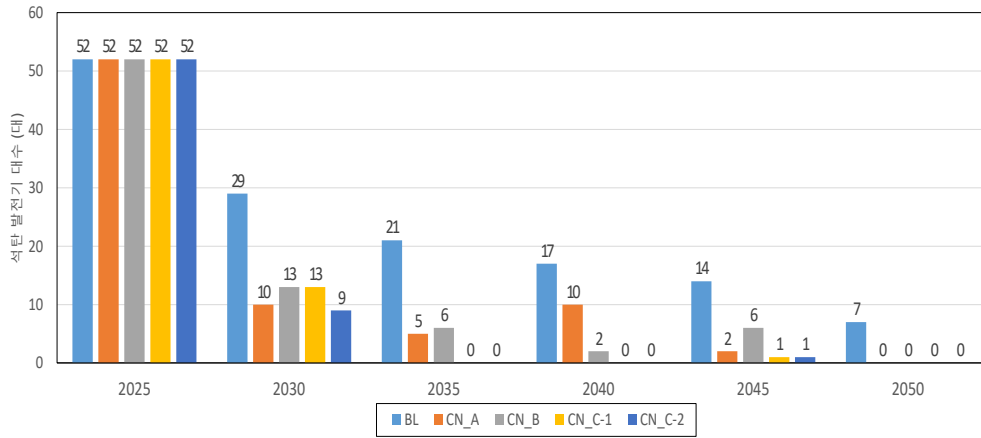
암모니아 연료비 지원이 부재한 경우 모든 탄소중립 전제 시나리오에서 석탄발전은 2027년 이후 2035년까지 급속하게 감소하여 0에 가까워졌으며, 이후에는 시나리오에 따라 일부 등락을 보이고 있다. 암모니아 연료비 지원이 없는 경우 탄소중립 A, B 시나리오에서의 석탄발전량은 2035년 이후 50TWh 이내로 다시 소폭 증가하였다가 2040년대 후반에 완전한 탈석탄이 이뤄진 것으로 나타났다. 2035년 이후 석탄발전량이 잠깐 동안 증가하는 이유는 2035년부터 전력수요가 더 빠르게 증가하는데 이때의 수요 증가를 충족하기 위해 기존 석탄발전소의 이용률이 일시적으로 올라가기 때문이다. 동 가정하에서 탄소중립 C 시나리오의 경우 2036년 이후 연간 10TWh 미만으로 발전하여 사실상 2037년경 탈석탄이 이뤄진 것으로 볼 수 있다.



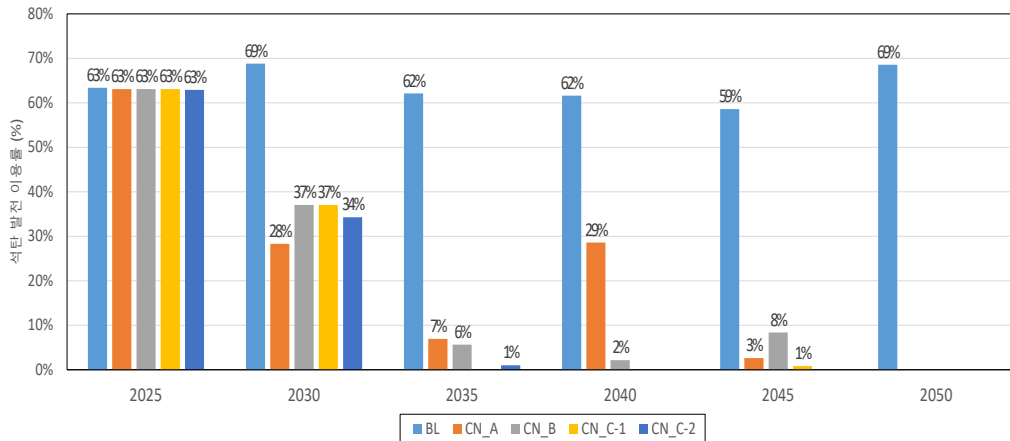
[그림 3-22] 암모니아 혼소 미지원 시 시나리오별 석탄발전량 비교

다. 연도별 석탄발전 운전 대수 및 이용률

암모니아 연료비 지원 부재 시 탄소중립 전제 시나리오의 석탄발전 운전 대수는 2030년에 9~13기 수준으로 감소한다. 이는 암모니아 연료비 지원이 있는 경우의 2040년 수준과 유사한 것이며, 2030년 석탄발전 이용률은 암모니아 연료비 지원이 있는 경우의 2035~2040년 사이 수준으로 나타났다. 즉, 암모니아 연료비 지원으로 암모니아 혼소 발전을 적극적으로 활용할 경우 탈석탄 시점은 15년 정도 연장되고, 운전 대수와 이용률 감소 측면에서도 5~10년 정도가 늘어나는 것을 알 수 있다. 이를 통해 암모니아 연료비 지원으로 석탄발전 설비의 활용 기간이 늘어남에 따라 좌초자산 규모를 줄일 것으로 예상할 수 있으며, 암모니아 연료비 지원 유무에 따른 좌초자산 규모에 대한 영향은 뒤(제4장)에서 살펴보고자 한다.



[그림 3-23] 암모니아 혼소 미지원 시 시나리오별 석탄발전(유연탄) 운전 대수 비교



[그림 3-24] 암모니아 혼소 미지원 시 시나리오별 연간 석탄발전(유연탄) 이용률 비교

제4절

소결

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

본 연구에서는 METER 모형의 전력 부문 모형을 활용하여 전력시스템 전체의 2050년 탄소중립 경로 시나리오를 도출하고, 그 일부로 석탄발전의 감축 및 퇴출 경로에 대해 분석하였다.

분석 결과, 석탄발전은 그린 암모니아 혼소에 대한 기술 개발 및 연료 가격 보조가 없는 경우 2030년대 중반에 전력 시장에서 경쟁력을 잃을 것으로 전망된다. 원자력 발전이 확대되고 재생에너지를 줄이더라도 이러한 경향은 크게 바뀌지 않을 것으로 보인다. 석탄의 연료 가격 대비 배출량의 비율이 LNG에 비해 개선될 수 있는 수단이 있지 않는 한 2050년 탄소중립 경로에서는 이러한 상황이 예상된다. 그린 암모니아 혼소 기술이 개발되더라도 그린 암모니아 연료 가격이 높기 때문에 연료 가격에 대한 보조가 없으면 석탄과 암모니아를 혼소하는 발전은 지속 가능하지 않을 것으로 예상된다. 그린 암모니아에 대한 가격 보조가 있을 경우 석탄발전은 미미하나마 2040년대 후반까지 명맥을 유지할 수 있을 것으로 보인다.

본 장에서의 분석 결과를 바탕으로 다음과 같은 정책적 시사점을 제시할 수 있다. 첫째, 2050년 탄소중립 목표 달성을 위해서는 석탄발전의 질서 있는 퇴진은 필수적이고, 이를 위해서는 탈석탄에 대한 종합적인 로드맵이 필요하다. 로드맵에는 탈석탄의 시점과 그린 암모니아 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 전제 조건과 암모니아 혼소 기술 및 암모니아 가격에 따라 달라질 수 있다. 또한, 하향식으로 탈석탄 시점을 하나로 설정하는 것은 일부 발전사들의 저항을 초래할 수 있다. 하향식 접근보다는 전력 시장에서 탄소 비용을 적절히 반영하여 자연스럽게 퇴출을 유도하는 상향식 방법이 더 적절할 것으로 사료된다. 이의 연장선상에서 현재 전력수급기본계획도 하나의 목표안에 대한 계

획을 수립하는데, 설비 투자 계획은 여건상 하나의 안으로 가더라도 발전량 계획은 불확실성을 반영하여 복수의 시나리오를 채택하는 것을 검토할 필요성이 있다.

셋째, 탄소중립 사회로 전환하는 과정에서 가능한 다양한 발전원을 활용하고자 한다면, 그린 암모니아 기술의 개발 및 적용이 필요할 것이다. 현재 일반 암모니아의 열량당 가격도 LNG에 비해 2배 이상이다. 그린 암모니아의 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. 그린 암모니아와 석탄의 혼소 기술 개발 및 그린 암모니아 가격 보조에 필요한 재원의 규모와 그 정책적 지원에 대한 정당성을 확보하기 위해서는 기술 개발과 가격 보조에 대한 구체적인 비용·편익 분석이 필요할 것으로 보인다.

제4장

발전부문 탄소중립 경로의 사회적 비용·편익 및 영향 분석

제1절 발전부문 탄소중립 경로의 사회적 비용

제2절 발전부문 탄소중립 경로의 편익

제3절 발전부문 탄소중립에 따른 영향 분석

제4절 소결

제 1 절

발전부문 탄소중립 경로의 사회적 비용

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

1 사회적 비용의 범위 및 산정 방법

제2장에서 설명한 것처럼 본 연구의 사회적 비용은 사적 비용과 외부 비용의 합으로 정의한다. 본 연구에서 고려하는 사적 비용의 범위는 전력시스템 전체의 총시스템 비용이다. 전력시스템의 총시스템 비용은 투자 비용, 고정 및 변동 운영 유지 비용, 연료 비용, 탄소 비용 등을 포함한다. 총시스템 비용은 METER 전력 부문 모형의 목적함수이다. 그리고 본 연구에서 포함하는 외부 비용은 화석연료 사용으로 인해 발생하는 대기 오염 피해비용이다.

분석 대상 기간인 2021~2050년의 전력 부문 총시스템 비용은 단순 합산 방식과 현재가치화 방식, 두 가지 방식으로 산출하였다. 단순 합산은 2021년 기준물가로 산정된 연도별 시스템 비용을 단순 합산하는 방식이다. 현재가치화 방식은 2021년 기준으로 4.5% 할인율을 적용, 미래가치를 할인하여 현재가치에 가중치를 두고 합산하는 방식이다. 모형에서 최적화하는 총비용은 4.5% 사회적 할인율이 적용된 값으로 후자의 비용 산출 방식을 적용하고 있으며, 여러 기간에 걸친 가치를 분석하는 경우 기간에 대한 할인이 적용되어야 시간적 가치를 적정하게 반영하는 것이나, 매 연도 회계적 비용으로 지출되는 값을 직관적인 비용으로 인식한다는 점에서 단순 합산한 값을 참고치로 분석하였다. 분석 결과 두 방식 모두 시나리오 간 비교에 있어 결과는 유사하다. 두 가지 분석 결과를 통해 미래가치와 현재가치 각각에 대해 어느 정도의 중요도를 부과하는가에 따른 비용 요소별 차이를 확인할 수 있다.

대기오염 피해비용은 석탄 및 가스 발전을 통해 배출되는 오염물질의 배출량을 산정하고, 오염물질 배출량당 피해비용을 곱하여 산정하였다. 대기오염물질 배출량은 연료 사용량에 대기오염물질 배출계수를 곱하여 계산하였다. 대기오염 배출계수는 2019년 발전부문의 연료 사용량과 연료별 대기오염물질 배출량을 기준으로 역산하여 도출한 값을 사용하였다.

대기오염물질 배출량당 피해비용은 김태현(2020)의 자료를 기반으로 보완하여 조정 한 값을 사용하였다. 본 연구에서는 대기오염물질 단위 피해비용으로 김태현(2020)에 서 활용한 강광규·김종원(2015)³⁷⁾의 보고서 기반 피해비용과 수송 부문을 제외한 IMF(2014)³⁸⁾ 기반 피해비용을 모두 활용하였다. 강광규·김종원(2015) 기반 피해비용 은 Korzhenevych, A. et al(2014)³⁹⁾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, 물가 상승률을 활용하여 2016년 기준으로 편 익이전한 수치이다. 두 피해비용은 각기 다른 국가데이터와 기준 연도, 환산 방법 등으 로 인해 데이터 비용에 차이가 발생하였다. 이에 본 연구에서는 소비자물가지수를 활용 하여 2021년 기준 비용으로 환산하되, 각 대기오염물질별로 보수적인 수치를 채택하여 활용하였다.

〈표 4-1〉 본 연구의 대기오염물질별 피해비용(원/kg)

구 분	NO _x	SO _x	PM _{2.5}		
			Rural	Suburban	Urban
KEI(2015)	46,417	37,822	118,144	176,664	455,661
IMF(2014)	LNG	36,559	65,564		
	석탄	36,651	66,352		
본 연구 활용치	KEI(2015)의 피해비용	IMF(2014)의 석탄발전 피해비용	KEI(2015)의 지역별 단위비용을 지역에 따라 가중 평균한 피해비용		
	46,417	50,755	314,445		

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

37) 강광규·김종원(2015), 「대기오염물질 사회적 비용 재평가 연구」, 한국자동차환경협회.

38) IMF(2014), *Getting Energy Prices Right*.

39) Korzhenevych, A. et al.(2014), "Update of the Handbook on External Costs of Transport", Ricardo-AEA.

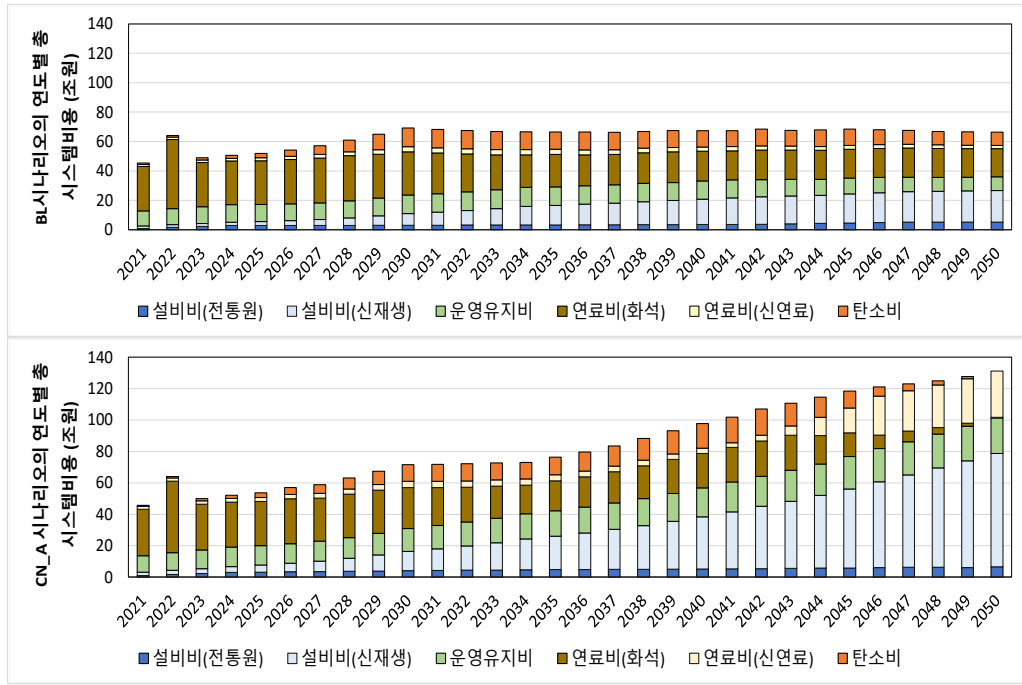
2 사회적 비용 산정

가. 총시스템 비용 산출

사회적 비용 중 먼저 사적 비용에 해당하는 총시스템 비용을 산정한다. 연도별 총시스템 비용은 설비비와 운영 유지비, 연료비, 탄소비를 포함한다. 설비 투자비는 새로운 전력설비에 대한 투자비를 의미하며, 신규로 도입되는 전통적인 전원뿐만 아니라 재생 에너지, 수소가스터빈, 연료전지, 에너지저장장치 등을 모두 포함한다. 운영 유지비는 고정운전 유지비와 변동운전 유지비를 모두 포함한다. 연료비는 화석연료의 비용뿐만 아니라 원자력, 암모니아 및 수소와 같은 신에너지의 연료 비용까지 포괄한다. 탄소 비용은 온실가스 배출량에 탄소 가격을 곱함으로써 산정할 수 있다. 본 연구에서 설비 투자비는 자본회수계수(Capital Recovery Factor, CRF)를 반영하여 설비 수명에 걸쳐 비용이 균등하게 지출되도록 반영한 값이다. 또한 탄소 비용의 경우 유상할당제도에 따라 사업자가 재무적으로 인식하는 탄소 비용만을 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 총시스템 비용을 단순 합산하는 방식과 현가화하는 방식 두 가지로 산출하여 제시하고자 한다. 현가화에 적용한 할인율은 사회적 할인율 4.5%이다.

[그림 4-1]은 베이스라인 시나리오(BL)와 탄소중립 A 시나리오(CN_A) 두 개의 시나리오에 대해 예시로 작성한 연도별 시스템 비용을 보여 주고 있다. CN_A 시나리오는 2034년 이후 BL 시나리오 대비 높은 전력수요를 가지므로 2030년대에 들어서 신재생 에너지 확충을 위한 투자비가 높아지는 것을 알 수 있다. 탄소중립에 근접하는 2040년 후반에도 BL 시나리오와 CN_A 시나리오 간 연도별 총연료비 차이는 크지 않게 되는데, 이는 BL 시나리오에서 화석연료에 쓰이던 수준의 비용이 CN_A 시나리오에서는 고가의 수소연료 활용에 지출되기 때문이다. 탄소 비용은 CN_A 시나리오에서 2030년 후반 수요 급증 및 탄소 가격 상승에 따라 BL 시나리오 대비 일부 높은 구간이 나타난다. 2045년 이후 수소가 화석연료를 대체함에 따라 배출량을 크게 감축함으로써 CN_A 시나리오는 BL 시나리오 대비 낮은 탄소 비용을 갖게 된다.



[그림 4-1] BL 시나리오와 CN_A 시나리오의 연도별 시스템 비용

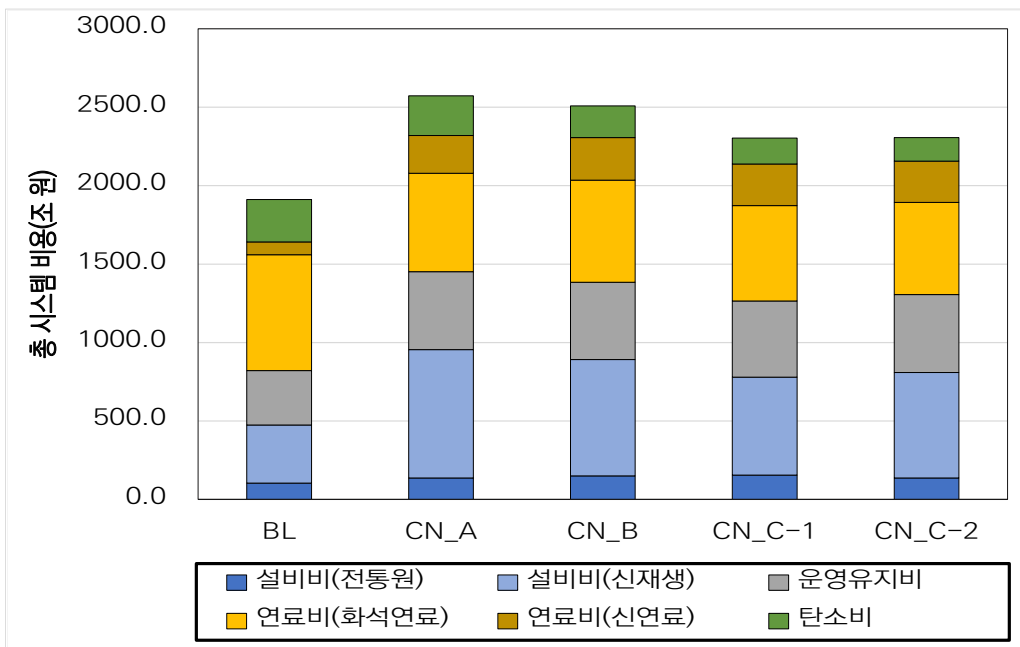
1) 단순 합산한 총시스템 비용

시나리오별 단순 합산한 총시스템 비용 산정 결과는 [그림 4-2]와, <표 4-2>와 같으며, 총 시스템 비용의 규모는 1,900~2,600조원 수준으로 나타났다. 단순 합산 총시스템 비용의 시나리오 간 비교 시, 탄소중립 전제 시나리오(CN_A, CN_B, CN_C-1, CN_C-2)의 총시스템 비용이 베이스라인(BL) 대비 20% 이상 높은 것으로 나타난다. 다만 두 시나리오 간 총전력수요의 차이가 존재하므로 두 비용 간의 단순 비교는 어렵다.

베이스라인(BL) 대비 탄소중립 전제 시나리오에서 전통적인 발전원의 설비 투자비 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 160.4~190.3조원으로 CN_B 시나리오에서 비용 증가가 가장 컸으며, 화석연료 사용 감소에 따른 연료비 감소는 원전을 활용하는 CN_C-1과 CN_C-2 시나리오에서 68.1조원 정도로 가장 크게 나타났다.

탄소 비용은 베이스라인이 탄소중립 전제 시나리오 대비 17.9~105.1조원 수준 높게 분석되었는데, 석탄발전량의 조기 감소 여부에 따라 그 편차가 크게 나타났다. CN_A안의 경우 수요 증가에 따른 석탄 활용의 지속으로 베이스라인과 탄소 비용 측면에서 가장 작은 차이를 가졌다.



[그림 4-2] 시나리오별 단순 합산한 총시스템 비용

〈표 4-2〉 시나리오별 단순 합산 총시스템 비용의 항목별 상세

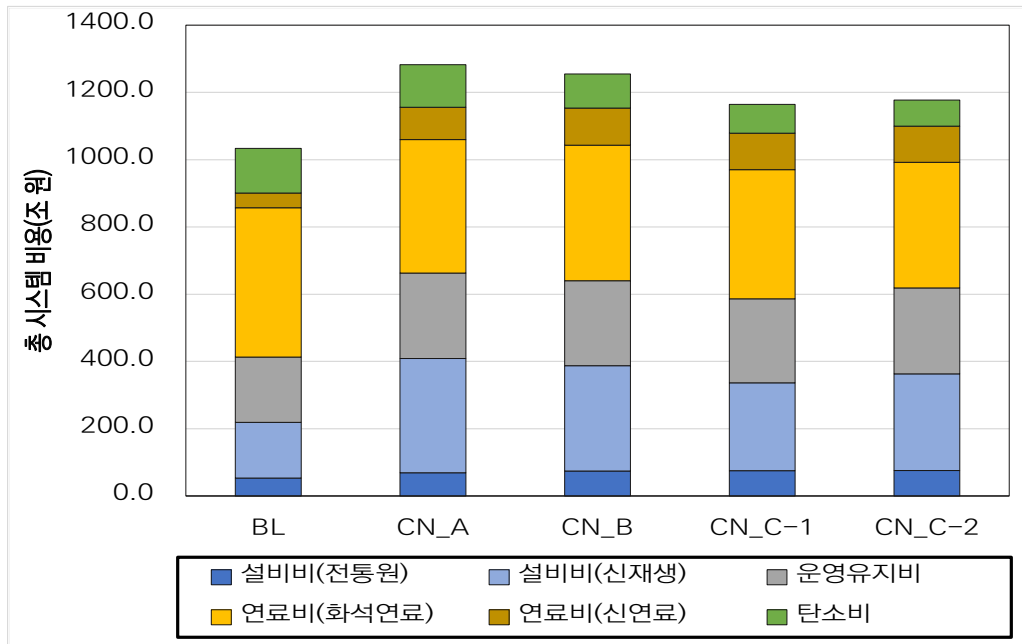
(단위: 조원)

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)
운영 유지비	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
총시스템 비용	1,912.0	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: 괄호 안의 비용은 재생에너지 관련 비용의 가격 하락 속도가 상대적으로 낮을 때의 비용임.

2) 현가화한 총시스템 비용

할인율 4.5%로 현가화한 총시스템 비용의 규모는 1,000~1,300조원 수준으로, 단순 합산 대비 1/2 수준으로 감소하는 것으로 나타났다. 또한 탄소중립 전제 시나리오와 베이스라인 간 차이는 단순 합산의 경우 34% 수준이었다면, 현가화하는 경우에는 24% 수준으로 그 차이가 감소하는 것으로 나타났다. 탄소중립 전제 시나리오의 경우 미래 시점에 지속적인 신재생에너지 및 연료전환을 위한 LNG 설비 투자가 이뤄져야 하는데 이러한 미래비용에 대한 가치를 상대적으로 낮게 평가하기 때문이다.



[그림 4-3] 시나리오별 현가화한 총시스템 비용

<표 4-3> 시나리오별 현가화한 총시스템 비용의 항목별 상세

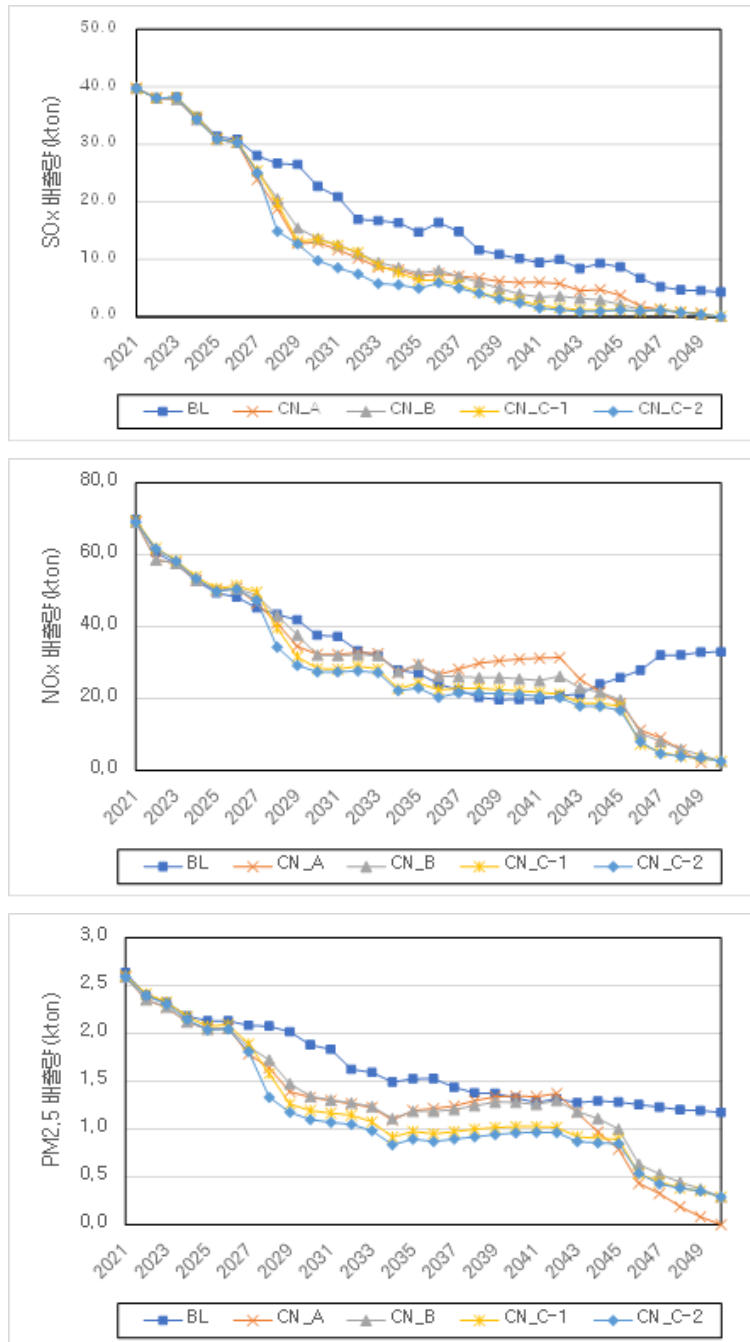
(단위: 조원)

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
총시스템 비용	1033.9	1,282.5 (1,355.4)	1,254.7 (1,311.9)	1,164.6 (1,214.5)	1,177.3 (1,229.8)

* 주: 괄호 안의 비용은 재생에너지 관련 비용의 가격 하락 속도가 상대적으로 낮을 때의 비용임.

나. 대기오염 피해비용 산출

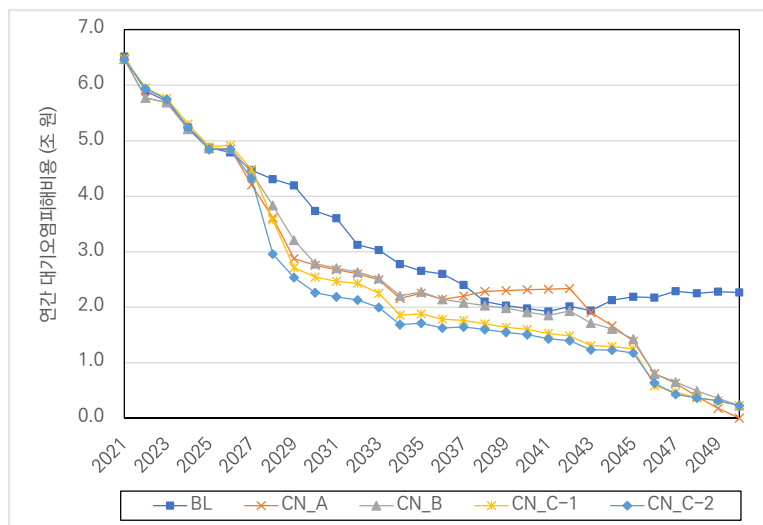
앞서 제시한 사회적 비용 산정 전제에 따라 시나리오별 대기오염 피해비용은 SO_x , NO_x , $PM_{2.5}$ 세 가지 대기오염물질에 대하여 산정하였다. 대기오염 피해비용 산정을 위해 먼저 석탄 및 가스 발전을 통해 배출되는 세 가지 대기오염물질의 배출량을 산정하였다. 산정 결과, 시나리오별 배출 양상은 SO_x 가 석탄발전량의 양상을, NO_x 의 경우는 LNG 발전량과 유사한 추이를 따랐다. $PM_{2.5}$ 의 경우 석탄과 LNG 발전 모두를 고려한 화석연료 기반 발전 설비 발전량의 추이와 유사했다. 화석연료 기반 발전량은 전 시나리오에서 2050년까지 전반적으로 감소하므로 대기오염물질 또한 지속적으로 감소할 것으로 예상했으나, NO_x 의 경우 LNG 발전기에서 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 따른 LNG 발전 이용률의 증가로 NO_x 배출량은 2040년대 들어 증가하는 양상을 보였다. $PM_{2.5}$ 는 탄소중립이 전제된 시나리오의 경우 석탄발전과 LNG 발전 모두 신재생에너지 발전으로 대체되는 2045년 이후 0으로 수렴했으며 BL 시나리오에서는 LNG 발전에 기인한 배출로 2021년의 50% 수준에만 도달하는 것으로 나타났다.



[그림 4-4] 대기오염물질별(SO_x, NO_x, PM_{2.5}) 연간 배출량

분석 전제에 따른 대기오염물질 단위 중량당 피해비용은 $PM_{2.5} > NO_x > SO_x$ 순이다. 분석 대상 기간 시작 연도인 2021년을 기준으로 대기오염물질별 배출량을 고려하여 대기오염물질별 피해비용을 산정한 결과, $NO_x > PM_{2.5} > SO_x$ 순으로 크게 나타났다. 이에 시나리오별 연간 대기오염물질 피해비용의 감소 수준은 그 단위 피해비용 및 기존 배출량에 따라 다르게 나타날 것이므로, 단위 중량당 피해비용이 큰 $PM_{2.5}$ 와 기존 배출량이 가장 많은 NO_x 의 영향을 가장 크게 받을 것으로 예상하였다. 결과적으로 도출된 시나리오별 대기오염물질별 피해비용은 [그림 4-5]와 같이 $PM_{2.5}$ 배출과 NO_x 배출의 추이가 혼재된 형태로 나타났다. 즉 석탄발전량의 영향을 주요하게 받는 탄소 비용은 석탄발전의 감소만으로도 감소 양상이 두드러지는 한편, 대기오염물질 피해비용의 감소를 위해서는 석탄발전뿐만 아니라 LNG 발전의 감소가 동반되어야 함을 시사한다.

산출된 대기오염물질 피해비용 총액은 $BL > CN_A > CN_B > CN_C-1 > CN_C-2$ 순으로 크게 나타났다. CN_A 시나리오의 경우 2034년 이후의 수요 증가 대비 재생에너지 설비 투자 속도가 빠르게 이뤄지지 못하여 LNG 발전 이용률이 증가함에 따라 여타 탄소중립 전제 시나리오 대비 대기오염물질 피해비용 증가가 두드러지는 것으로 나타났다. 대기오염 피해비용의 경우 베이스라인 대비 탄소중립 전제 시나리오에서 16.7~27.0% 감소하는 것으로 나타났으며, 이는 결국 발전부문의 탄소중립에 따른 환경 편익으로 해석할 수 있다.



[그림 4-5] 시나리오별 연간 대기오염물질 피해비용

다. 시나리오별 사회적 비용 산정

본 연구에서 정의한 사적 비용인 총시스템 비용과 외부 비용인 대기오염 피해비용을 합산하고 베이스라인과의 비교를 통해 발전부문 탄소중립 경로의 사회적 비용을 산정하고자 한다. 먼저 베이스라인 시나리오를 포함한 탄소중립 전제 시나리오별로 사적 비용과 외부 비용을 합산한 결과는 <표 4-4>와 같다.

<표 4-4> 시나리오별 사적 비용과 외부 비용 비교

(단위: 조원)

구분		BL	CN_A	CN_B	CN_C-1	CN_C-2
단순 합산	총시스템 비용	1,912.0	2,572.4 (2,765.0)	2,508.2 (2,655.9)	2,303.6 (2,434.1)	2,325.3 (2,459.6)
	대기오염 피해비용	97.5	81.3	80.7	74.8	71.2
	합산	2,009.5	2,653.7 (2,846.3)	2,588.8 (2,736.6)	2,378.4 (2,508.9)	2,396.5 (2,530.8)
현가화	총시스템 비용	1,033.9	1,282.5 (1,355.4)	1,254.7 (1,311.9)	1,164.6 (1,214.5)	1,177.3 (1,229.8)
	대기오염 피해비용	62.2	55.2	55.1	52.4	50.2
	합산	1,096.1	1,337.7 (1,410.5)	1,309.8 (1,366.9)	1,217.0 (1,266.9)	1,227.6 (1,280.0)

* 주: 괄호 안의 비용은 재생에너지 관련 비용의 가격 하락 속도가 상대적으로 낮을 때의 비용임.

대기오염물질 피해비용을 고려한 시나리오별 총비용은 CN_A > CN_B > CN_C-2 > CN_C-1 > BL 순으로 크게 나타났으며, 이는 앞서 분석한 총시스템 비용의 순서와 동일하다. 총비용 대비 대기오염물질 피해비용은 단순 합산 기준 3.0~4.9%, 현가화 기준 4.1~5.7% 수준으로 나타났다. 시나리오별 대기오염 피해비용은 CN_C-2 시나리오와 BL 시나리오 간 가장 크게 차이가 났으며, CN_C-2 시나리오에서의 환경 편익이 가장 크게 나타나는 것으로 이해할 수 있다. 그러나 대기오염 피해비용의 시나리오 간 차이는 단순 합산 기준 최대 26.4조원, 현가화 기준 최대 12.0조원으로 다른 비용 항목의 시나리오 간 차이 대비 적은 것으로 나타났다. 이는 달리 말하면 LNG 연료전환에 따른 탄소배출량 감소 효과는 크나, 이에 따른 대기오염 발생량 감소 효과는 SO_x 외 대기오

염에 있어서는 크지 않기 때문이라고 할 수 있다.

위의 시나리오별 비용 산출 결과를 바탕으로 발전부문의 탄소중립 정책 시나리오별 사회적 비용을 산정한 결과는 <표 4-5>와 같다. 여기에서의 사회적 비용은 국내외 사례와 같이 현가화된 비용을 기준으로 산정하였다. 사회적 비용 산정 결과, 발전부문 탄소중립 정책 유형에 따라 사회적 비용은 120~240조원 수준으로 나타났으며, 재생에너지 단가 하락이 늦어질 경우에는 사회적 비용의 규모가 25~41%까지 더 증가할 수 있음을 확인하였다. 이를 통해 탄소중립 전환 비용 저감을 위해 재생에너지 단가 하락을 위한 지속적인 노력이 필요함을 확인할 수 있다.

<표 4-5> 탄소중립 전제 시나리오별 사회적 비용

(단위: 조원)

CN_A	CN_B	CN_C-1	CN_C-2
241.6	213.7	120.9	131.5

라. 시나리오별 평균 발전단가 비교

베이스라인과 탄소중립 전제 시나리오 간 전력수요의 차이로 인해 비용만을 바탕으로 한 동등한 비교는 어려운 측면이 있다. 이에 탄소중립의 영향만을 보기 위해 발전량과 비용을 2021년 기준으로 할인하여 단위 전력당 비용을 산출하였다. 그리고 총시스템 비용만 포함하는 경우와 대기오염 피해비용까지 포함하는 경우를 같이 계산하였다.

산출 결과, 대기오염 피해비용을 포함하지 않은 경우 탄소중립 A, B 시나리오의 평균 발전단가는 베이스라인 대비 최대 2% 증가하는 것으로 나타났다. 대기오염 피해비용을 포함할 경우 그 격차는 축소되어 최대 0.5% 증가한다. 원자력이 증가하는 탄소중립 C 시나리오의 경우 베이스라인보다 단위 발전 비용이 낮을 수 있는 것으로 나타났다. 이때 원전 확대에 따른 비용은 전문가 자문을 바탕으로 한 원자력 안전 비용 및 연료 비용, 연장 운전에 따른 retrofitting 비용을 반영한 값으로, 원전 리스크 비용의 증가 및 사용 후 핵연료 처리에 따른 부담 비용 증가가 이뤄진다면 결과가 달라질 수 있다. 또한 본 내용에는 송배전망에 대한 투자비는 반영되지 않았으므로 탄소중립 시나리오에서 변동성 전원 증가에 따른 계통 비용 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
현가화된 총시스템 비용 (조원)	1,033.9	1,282.5	1,254.7	1,164.6	1,177.3
현가화된 전력수요량 (TWh)	8,862	10,765	10,658	10,658	10,658
단위 전력당 비용 (원/kWh)	116.7	119.1 (125.9)	117.7 (123.1)	109.3 (114.0)	110.5 (115.4)
단위 전력당 비용 (원/kWh) (대기오염 피해비용 포함)	123.7	124.3 (131.0)	122.9 (128.3)	114.2 (118.9)	115.2 (120.1)

* 주: 괄호 안의 비용은 재생에너지 관련 비용의 가격 하락 속도가 상대적으로 낮을 때의 비용임.

제2절

발전부문 탄소중립 경로의 편익

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

본 절에서는 발전부문의 탄소중립에 따른 편익을 살펴보고자 한다. 여기에서 보고자 하는 편익은 기후 편익과 환경 편익이며, 기후 편익은 온실가스 누적 감축량으로, 환경 편익은 대기오염 피해비용의 감소량으로 보고자 한다.

먼저 온실가스 누적 감축량은 앞서 분석한 시나리오별 온실가스 배출량 경로에서 탄소중립 전제 시나리오별로 베이스 시나리오와의 누적 배출량 차이를 의미한다. 탄소중립 전제 시나리오들은 모두 2050년 탄소중립을 달성하는 경로를 가지지만, 그 과정에서의 누적 배출량에는 차이가 나타난다. 온실가스는 배출된 이후에도 대기 중에 오래 머무르면서 온실효과를 유발하기 때문에 목표 연도인 2050년에 순 배출량 0을 달성하는 것도 중요하지만, 그 과정에서의 누적 배출량 또한 기후변화를 완화하는 데 중요하다고 할 수 있다. 이에 본 연구에서는 베이스 시나리오 대비 누적 배출량의 감소량을 환경 편익으로 간주하였으며, 시나리오별 온실가스 누적 감축량은 <표 4-7>과 같다.

<표 4-7> 탄소중립 전제 시나리오별 기후 편익 - 온실가스 누적 배출량 감소

(단위: 백만tCO₂)

구분	CN_A	CN_B	CN_C-1	CN_C-2
누적 배출량 감소량	1191.6	1409.4	1726.3	1948.6

앞서 분석한 탄소중립 전제 시나리오별 사회적 비용 중 외부 비용인 대기오염 피해비용은 베이스라인 대비 탄소중립 전제 시나리오에서 모두 감소하는 것으로 나타났다. 이는 발전부문 탄소중립 경로에서의 환경 편익으로 볼 수 있으며, 본 연구에서는 시나리오별로 베이스라인 시나리오 대비 대기오염 피해비용의 감소분을 환경 편익으로 산정하였으며, 그 규모는 다음과 같다. 환경 편익의 규모는 단순 합산 기준으로는 16~27조 원, 현가화된 편익으로는 7~12조원 규모가 발생하는 것으로 나타났다. 시나리오별로는

원자력이 확대되는 탄소중립 C 시나리오에서의 편익이 A, B 시나리오에 비해 더 크게 나타났으며, 그중 CN_C-2 시나리오가 가장 많은 환경 편익이 발생하는 것으로 나타났다. CN_C-2 시나리오의 환경 편익은 CN_C-1 시나리오에 비해서도 22.4%가 더 많이 발생했다.

〈표 4-8〉 탄소중립 전제 시나리오별 환경 편익 - 대기오염 피해비용 감소

(단위: 조원)

구분	CN_A	CN_B	CN_C-1	CN_C-2
단순 합산 기준	16.2	16.8	22.7	26.3
현가화 기준	7.0	7.1	9.8	12.0

앞 절에서 분석한 바와 같이 탄소중립 전제 시나리오 중 CN_B와 CN_C-1, CN_C-2 시나리오의 경우 단위 전력당 비용, 즉 발전단가가 BL 시나리오 대비 낮아지는 것을 확인하였다. 이러한 발전단가의 하락은 전력요금에 영향을 미치게 되고 이에 따라 경제사회적인 파급효과가 나타날 수 있어 편익에 해당하는 요소가 있을 것으로 예상된다. 그러나 본 연구에서의 가정상 원자력의 리스크 비용의 증가 및 사용 후 핵연료 처리에 따른 부담 비용과 송배전망에 대한 투자비가 반영될 경우 오히려 더 증가할 가능성이 있으며, 이에 대한 분석은 진행하지 않았다.

제3절

발전부문 탄소중립에 따른 영향 분석

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

본 절에서는 발전부문 탄소중립 경로에 따른 기타 영향에 대해 살펴보고자 한다. 여기에서 살펴보고자 하는 기타 영향은 제2장에서 정의한 탈석탄의 영향평가 항목인, 석탄발전의 감축에 따른 좌초자산 발생 영향과 일자리에의 영향, 그리고 거시경제적 관점에서 경제사회적인 영향을 분석하였다.

1 좌초자산 분석

가. 석탄발전 좌초자산의 정의 및 산정 방법

좌초비용 또는 좌초자산은 회사가 투자했으나 시장 환경의 인위적 변화 이후의 현금흐름 상황 악화로 인해 회수하지 못하게 된 비용이다. 회사는 특정 기간 동안 순현금흐름을 창출할 것으로 기대하며 자산에 투자한다. 그러나 정책적으로 내용연수를 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 가동 중지와 관련한 좌초자산을 정의하는 방식은 문헌에 따라 조금씩 다르지만, 근본적으로 좌초자산은 장부가치를 하회하는 시장가치와 장부가치 간의 차이만큼이라는 Dismukes and Maloney(1999)의 정의에서 크게 벗어나지 않는다. IEA(2013)는 내용연수가 끝나지 않았지만 기후정책에 의해 야기된 시장과 규제 환경의 변화로 인해 더 이상 경제적 수익을 얻을 수 없는 기투자 자산을 좌초자산으로 정의했다. Generation Foundation(2013)은 입법, 규제, 시장력, 혁신, 사회규범, 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 금융 부문이 기대수익을 산정할 때 탄소예산을 고려하여 신중하게 투자해

야 함을 제안했다. IDB(2016)는 예상치 못하게 급속히 평가 절하된 자산을 좌초자산으로 정의했다. 또한 기후정책으로 인해 자산의 운영 기간에 걸쳐 회수하지 못하게 되는 자본 투자의 대표 주자로 화석연료 발전 설비를 선정했다.

〈표 4-9〉 모형을 활용한 석탄발전 좌초자산 추정 연구 사례

문헌	추정 대상	정의
Johnson, N. et al.(2015)	좌초 용량, 좌초 투자 비용	(좌초 용량) 발전 용량 중 설계된 부하율보다 낮게 운영될 때와 부하율로 운영될 때의 용량 차이 (좌초 투자 비용) 좌초 용량(GW)에 연간화된 자본 비용 (\$/GW/year)과 잔존수명을 곱해 산정 *실질이자율 5%, 발전기당 수명 30년 가정
Lu, Y. et al.(2022)	좌초 발전량	(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 이용률과 수명 가정
Edwards, M. R. et al.(2022)	좌초 발전량, 좌초자산	(좌초 발전량) a) 모든 발전소가 과거 평균 수명을 다할 경우 예상되는 수준의 발전량과 b) 기후 시나리오하의 제한된 발전량 간의 차이 (좌초자산) $OCC \times K \times (L - R) / L$ *OCC는 Overnight Capital Cost, K는 발전 용량, L은 기대수명, R는 은퇴수명
Gray, M. et al.(2019)	좌초자산	(좌초자산) 2040년까지 BAU 시나리오상 석탄발전의 NPV와 2℃ 미만 시나리오상 석탄발전의 NPV와의 차이

석탄발전소 폐쇄와 관련한 좌초비용을 모형 방법론을 사용하여 추정한 문헌은 〈표 4-9〉와 같다. 이 문헌들은 기후 시나리오와 현 기조 유지 시나리오 간 발전기 용량이나 발전량의 차이를 좌초 발전 용량, 좌초 발전량으로 정의한 뒤 그 자산 가치를 계산하는 경향이 있었다. Johnson, N. et al.(2015)은 먼저 좌초되는 발전기의 용량(좌초 용량)을 계산했다. 좌초 용량은 기준 시나리오에 따른 필요 신규 용량과 기후정책 시행에 따른 최소 필요 신규 용량 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)은 a) 현재 가동 중인 화력발전소의 베이스라인 가

동률 및 수명 아래 가동 시 발전량과 b) 2°C 목표(세기말 GHG 농도 450ppm) 시나리오로 인해 가동이 제한된 화력발전소 발전량 간의 차이를 좌초 발전량으로 간주했다. Edwards, M. R. et al.(2022)은 a) 모든 발전소가 과거 평균 수명을 다할 경우 예상되는 수준의 발전량과 b) 기후 시나리오하의 제한된 발전량 간의 차이로 좌초 발전량을 계산했다. 좌초자산은 ‘회수되지 못한 투자 비용’이라는 해석에 의거해, 단순건설비용(Overnight Capital Cost, OCC)에 설비 용량(K)과 기대내용연수를 채우지 못한 기간(L-R)을 곱한 뒤 기대내용연수(L)로 나눈 것을 좌초자산의 산식으로 활용했다. 한편, Gray, M. et al.(2019)은 BAU 시나리오상의 현금흐름과 저탄소 시나리오상의 현금흐름의 차이로 좌초자산을 계산하였다.

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

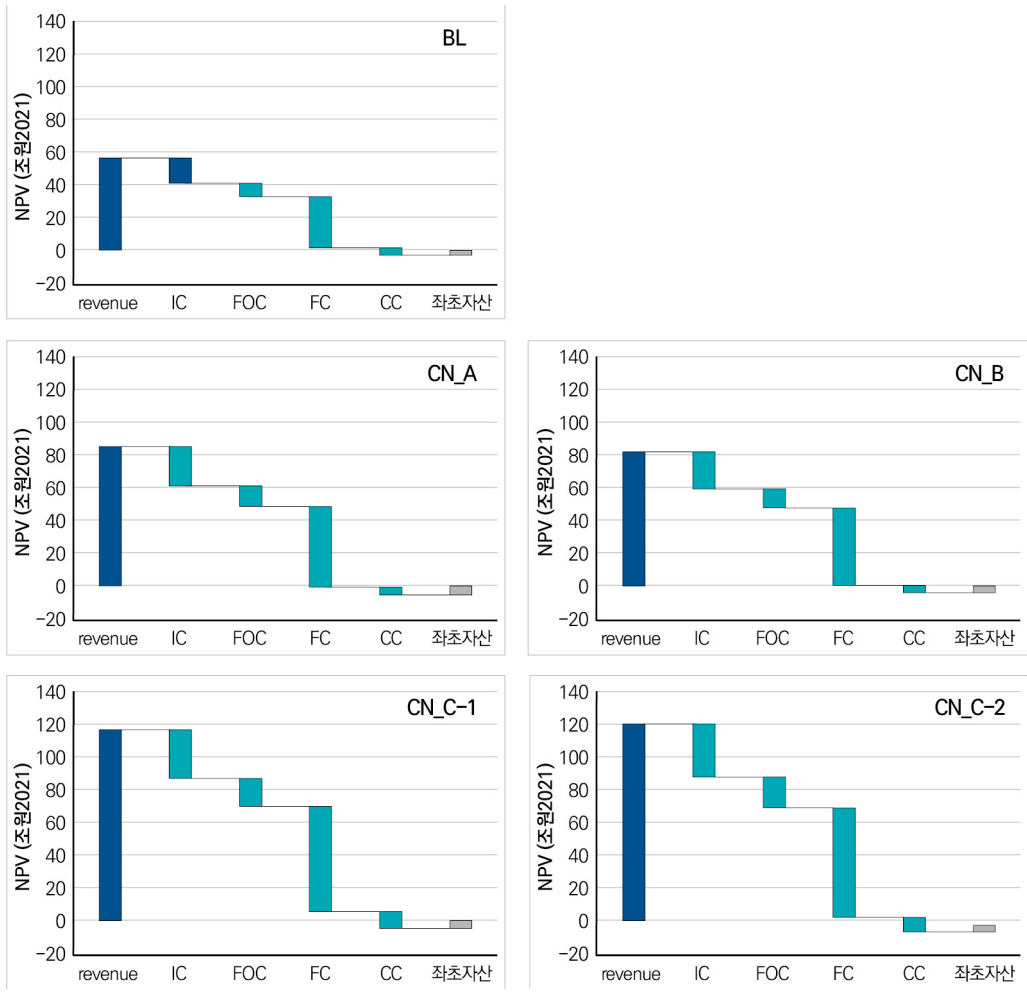
본 분석에 있어 전력 시장에서 석탄발전기별 수입은 변동비와 투자 보수율에 따라 결정되는 것으로 가정하였다. 변동비에는 기소요된 설비 투자비와 연료비, 유상할당 비중에 따른 회계적 탄소 비용이 반영되며, 투자 보수율은 최근 5개년(2016~2020년) 한전의 적정원가 대비 투자 보수율의 평균인 2.86%를 반영하였다. 해당 기준은 석탄발전기의 정산단가를 알 수 없는 2021년 이후 미래 기대수익에 대하여 적용하였으며, 2020년도 이전 석탄발전 정산단가 실적이 존재하는 과거에 대해서는 전력판매량 실적에 유연탄의 정산단가를 곱하여 석탄발전기별 수입을 반영하였다.

석탄발전기별 비용은 투자비와 고정 운영비, 연료비, 유상할당 비중이 반영된 탄소 비용을 포함한다. 설비 투자비와 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 이용률이 매우 낮더라도 투자비는 모두 회수하므로 낮은 이용률에 따른 손실은 발생하지 않는다. 발전기별 수입과 비용 항목들은 모두 할인율 4.5%를 반영하여 현가화하여 좌초자산 규모를 산정하였다.

나. 석탄발전 좌초자산 산정 결과

시나리오별 좌초자산 산정 결과, 좌초자산은 시나리오와 가정에 따라 약 3~24조원까지 큰 편차로 나타났으며, 2017년 이후 도입되는 석탄화력발전기 위주로 좌초자산이 발생하는 것을 확인하였다. 이때 좌초자산 발생에 있어 가장 중요한 요소는 석탄발전 운전 기간이며, 암모니아 혼소 지원 여부의 영향이 크게 작용하는 것으로 나타났다. 이에 제3장에서 산출한 석탄발전의 이용률 추이와 운전 대수를 기반으로 암모니아 혼소 지원 여부에 따른 시나리오 추가 분석을 진행하였다.

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



[그림 4-6] 시나리오별 좌초자산(NPV)

〈표 4-10〉 시나리오별 좌초자산 세부 항목 비교

(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
운영 유지비(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
운영 유지비(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 3조원가량 발생하는 것으로 나타났다. 이는 베이스라인 시나리오도 추가적인 석탄발전의 유입이 없는 것으로 가정하고 있으며, 기존 NDC 감축 목표를 달성하는 수준의 감축 강도가 반영되어 있기 때문이다. 제9차 전기본 외 탄소중립 정책에 기인한 좌초자산의 추가 발생 규모는 최소 1.2조원에서 최대 20.9조원 정도로 도출되었다. 탄소중립 전제 시나리오별로는 원전 확대가 이뤄지는 CN_C-2 시나리오가 6.9조원으로 그 규모가 가장 큰 것으로 나타났으며, CN_B 시나리오는 4.2조원으로 가장 작게 나타났다.

암모니아 연료비 지원이 부재한 경우에는 탄소중립 전제 시나리오에서 13~24조원 수준의 좌초자산이 발생하는 것으로 나타났으며, 이는 암모니아 연료비 지원이 있는 경우에 비해 8~17조원가량 많은 수치이다. 이를 통해 암모니아 연료비 미지원으로 암모니아 혼소 발전이 활발히 이뤄지지 못하는 경우 모든 탄소중립 전제 시나리오에서 석탄 발전소가 조기에 대거 감소함에 따라 암모니아 연료비 지원이 있는 경우에 비해 큰 폭으로 증가하는 것을 알 수 있다. 이는 앞서 제3장에서 분석한 바와 같이 암모니아 연료

비 지원이 없을 경우 탈석탄 시점이 15년 정도 앞당겨지고, 석탄발전 운전 대수와 이용률 감소 측면에서도 5~10년 정도 앞당겨지면서 암모니아 연료비 지원으로 암모니아 혼소 발전을 적극적으로 활용하는 경우에 비해 좌초자산 규모가 크게 늘어난 것이다. 실제 분석 결과에서 암모니아 연료비 지원 부재 시 좌초자산이 대거 발생하는 구간은 석탄 운전 대수가 큰 폭으로 감소하는 2034년 이후이다. 반면, 암모니아 연료비 지원이 있는 경우에는 2045년까지 점진적으로 좌초자산이 발생하는 것으로 나타났다.

2 고용 영향 분석

석탄발전소에 고용되어 있던 인원은 석탄발전소가 폐지되면 실업의 위기에 봉착한다. 그러나 이들 예상 실업 규모와 반대급부로 신재생에너지 발전에서는 신규 고용이 창출됨에 따라, 전력 부문 탄소중립 과정에서의 일자리 손실과 신규 창출될 고용인원의 정확한 규모를 파악하는 것은 중요하다고 할 수 있다. 이에 여기에서는 선행연구 사례의 탈석탄에 따른 실업 인원과 신재생 부문의 신규 창출 고용인원을 분석한 방법론을 살펴봄으로써, 방법론별 한계와 본 연구가 채택한 방법 및 고용계수를 제시하고 이를 기반으로 탄소중립 전제 시나리오별 고용 영향을 분석해 보고자 한다.

가. 고용 영향 분석 관련 선행연구 사례

선행연구를 조사한 결과, 탈석탄 전환의 실업 인원과 신재생 부문에서 창출되는 고용 인원 파악에 사용된 방법은 다음과 같이 산업연관분석 방법과 에너지시스템 모형을 활용한 방법이 있음을 확인하였다. 여기에서는 선행연구 사례를 기반으로 두 가지 방법에 대해 살펴보고자 한다.

〈표 4-11〉 고용 영향 분석 선행연구 사례

방법	문헌	활용 목적
산업연관 분석	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(생산 유발, 부가가치 유발, 고용 유발) 추정
	조주현·윤태연·김윤경 (2018)	LNG 건설 확대의 전 산업 파급효과(생산 유발, 부가가치 유발, 고용 유발) 추정
모형 분석	Patrizio, P. et al. (2020)	(ESO-JEDI) 에너지 전환으로 인한 국가별 지역별 산업 부문별 부가가치, 고용의 변동 비교
	Kuriyama and Abe (2021)	(REFIO) 신재생에너지 확대에 의한 지역 발전 용량 확대와 고용의 지역적 분산 영향 분석

1) 산업연관분석

김기환·서유정(2019)은 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)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 생산 유발 효과를 보여 주는 것으로 나타났으나, 부가가치 유발 효과와 고용 유발 효과는 낮은 것으로 나타났다. 조주현·윤태연·김윤경(2018)은 제8차 전력수급기본계획상 확대된 LNG 전원의 전 산업에 대한 고용유발계수를 추정하기 위해 산업연관분석 방법을 활용했다. 도출된 고용유발계수는 900MW 건설당 6.2명으로 태양광발전 설비 제조에 버금가는 수준이었다. 산업연관분석을 통한 고용 전환 규모는 전환되는 해당 발전소뿐 아니라 전 산업에 대한 영향이므로 해석에 각별한 유의가 필요하다.

한편, 산업연관분석으로 도출된 고용 창출 인원 및 실업 인원은 해당 발전소에 특정한 고용이 아닌 산업 전반에 걸친 인원이다. 이에 특정 발전소의 폐쇄나 미래에 신규 설치될 신재생에너지의 설비 용량만으로 인한 계속고용인원의 계수로 사용하기에 무리가 있다.

또한 공급 측면의 정책으로 인한 변화를 분석하기에도 산업연관분석 결과는 부적절

하다(Patrizio, P. et al., 2020). 가격 변화(탄소 비용 상승)로 인한 기술 선택 간 대체성이 산업연관분석에 반영되지 않기 때문이다. 이 또한 본 연구 분석의 고용계수로 산업연관분석에서 도출된 고용계수를 사용할 수 없는 이유이다.

2) 모형을 활용한 분석

ESO-JEDI 모형을 이용해 에너지 전환의 사회적 영향의 한 꼭지로 고용 영향을 분석한 연구도 있다. ESO-JEDI 모형은 ESO-X 모형과 JEDI 모형이 연결된 모형이다. ESO-X 모형은 시간당 전력수요, 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(STructural ANalysis Database, STAN)의 국가 산업연관표를 활용하여 산업연관분석을 수행하는 모형이다. Patrizio, P. et al.(2020)의 연구에서는 ESO-X 모형의 비용이 JEDI 모형의 부가가치(GVA)와 고용인원을 생성하는 모수가 된다. 이를 도식화한 것은 [그림 4-7]과 같다.

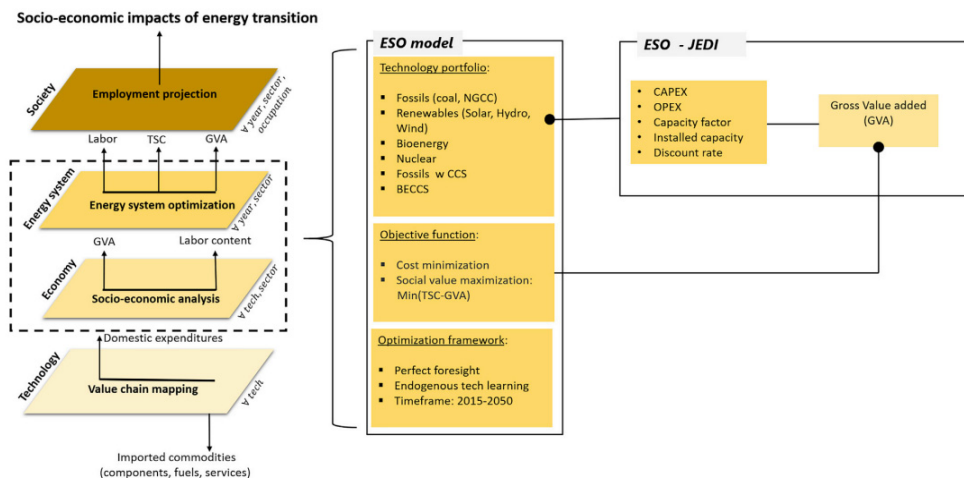


Figure 1. Analytical Framework Adopted in the Study
Dashed lines indicate the link between ESO and JEDI models where the labor content and the GVA of each technology in the different economic sectors have been embedded in the optimization process

[그림 4-7] ESO-JEDI 모형 프레임워크

Patrizio, P. et al.(2020)은 경제 규모 및 사회 발전 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 부가가치의 값을 통합하였다. Patrizio, P. et al.(2020)이 분석을 위해 사용한 전망 시나리오는 BAU 시나리오, 총시스템 비용만을 최소화하는 AllTech 시나리오, 재생에너지 배치를 극대화하는 ReStor 시나리오, 사회적 전환 가능성(부문별 부가가치)을 최대화하는 EQ 시나리오로 총 4개이다. ESO 모형으로 2050년까지의 발전 용량 증감을 계산한 뒤 이러한 발전 용량의 변화에 따른 부문별, 산업별 고용 증감을 JEDI 모형으로 산정했다.

AllTech 시나리오에서 폴란드는 자국의 석탄자원을 활용하지 못하고 넷제로 달성을 위해 청정에너지를 수입해야 함에 따라 부정적인 고용 영향이 나타났다. 실업과 고용은 부문별로 불균등하게 분포했다. 한편 스페인은 자국 내에 청정자원(태양광, 풍력)이 풍부해 넷제로 전환이 자국 경제 성장을 이끌고 고용기회를 늘렸다. 특히 EQ 시나리오에서 제조업뿐 아니라 산업 전반에 걸쳐 고용기회 증가가 나타났다. 이로써 자국 저탄소 자원과 기술을 이용한 에너지 전환은 고용 창출, 고용인원에 대한 급여와 복리후생 형태로 경제에 적립되나, 아웃소싱을 통한 넷제로 경로는 실업과 경제 악화를 가져옴을 밝혔다.

모형 분석 결과로 에너지 전환의 지역 균형적 편익을 밝힌 연구도 존재한다. Kuriyama and Abe(2021)는 재생에너지 잠재량이 도심에 집중된 것이 아니라 지방 곳곳에 편재한다는 사실에 착안하여 에너지 전환이 일본의 낙후된 지방 부흥의 동인이 될 가능성을 모형으로 밝혀냈다. 연구는 일본의 에너지시스템 모형 REFIO 모형을 활용하여 미래 지역별 발전 용량을 전망한 후 발전 용량별로 발전기술 유형별 관리에 필요한 근로자 수를 곱해 미래의 고용 변화를 전망했다. 현재 생산가능인구의 수도권 집중과 미래 신재생에너지 발전 용량 분산으로 인한 생산가능인구의 분산 정도를 극적으로 보이기 위해 로렌츠 곡선을 활용해 집중도의 변화를 제시했다.

하지만 ESO-JEDI 모형이나 REFIO 모형 두 가지 모두 산업연관분석 방법에 기반한 모형이다. 앞서 산업연관분석 방법에서 설명한 바와 마찬가지로 산업 전반 고용 영향을 도출한 다른 모형의 결과를 사용하기에는 발전소의 운영 수준에서 고용과 실업을 분석한다는 본 연구 목적에 비해 광범위하다. 또한 석탄발전소의 고용계수의 경우 우리나라 발전소 추정 자료가 존재하는 상황에서 외국의 고용계수를 사용할 필요가 없기에 우리

나라 자료를 사용하는 것으로 하였다.

나. 본 연구의 고용 효과 산출 전제

본 연구는 앞선 선행연구 방법론 중 모형을 활용한 고용 효과 분석 방법론을 차용하여, 각 에너지원별 발전소의 누적 용량에 문헌자료로부터 가져온 O&M 단계의 단위용량당 고용계수를 곱하여 고용 효과를 산출했다. 고용계수는 석탄과 LNG의 경우 참고 문헌에 제시된 우리나라 발전소의 실측 고용인원을 1000MW당으로 나눈 수치를 사용했으며, 신재생 발전 고용계수의 경우 우리나라 자료를 확인할 수 없어 고용범위와 단위 측면에서 일관성 있는 해외 자료를 사용하였다. 본 연구 분석에서 채택한 에너지원별 고용계수를 종합하면 <표 4-11>과 같다.

<표 4-12> 분석에 활용한 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)	전 세계	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 LNG 발전의 고용계수

국내 폐지 대상 석탄발전소를 대상으로 실제 고용인원을 파악한 문헌은 KEY TO WAY(2021)⁴⁰가 유일했다. 해당 문헌은 당시 폐지가 확정된 석탄발전소(삼천포 1~6, 영흥 1·2, 하동 1~6, 호남 1·2, 당진 1~4, 태안 1~6, 보령 1·2·5·6)를 대상으로 발

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

전사 및 협력업체 공정별 실제 인력 현황을 파악하였다. 발전소의 인력 정보는 대외비 임에 따라 관계자 인터뷰 및 문헌 조사를 종합적으로 분석하여 집계하였다. 그런데 직접 고용이 아닌 협력업체 고용인원은 유동적인 데다가 발전기 간 이동 근무도 존재하여 기입되지 않은 경우가 있었으며, 발전소 규모(MW)당 고용인원의 일관성도 뚜렷하지 않았다. 이에 본 연구에서 고용계수를 입력할 때는 KEY TO WAY(2021)에 기입된 모든 폐지 대상 석탄발전소의 고용인원 평균치가 아닌, KEY TO WAY(2021)가 제시하는 벤치마크 발전소(당진 1~10호기)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 4-13> 1000MW 기준 석탄발전에서 LNG 발전으로 전환 시 고용인원 변화(직접 고용+협력업체)

구분	소속	석탄화력 (당진 1~10호기 평균)	LNG (울산 4복합)	유류인원
발전 파트	발전본부	55	35	20
	협력업체	-	-	-
정비 파트	발전본부	41	40	1
	협력업체	77	44	33
연료 및 기타 설비	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	

(출처: KEY TO WAY(2021))

2) 신재생에너지 발전의 고용계수

신재생에너지로 인한 고용계수는 단순 고용인원이나 산업 전반의 고용인원이 아닌 'O&M 단계의 고용계수'만을 별도로 산정하고, 고용계수를 발전 용량의 단위(명/MW)로 표현한 Rutovitz, J. et al.(2015)의 고용계수를 채택하였다. 석탄과 LNG 발전소 고

용계수와 일관성을 위해 신재생의 고용인원 또한 O&M 단계에서의 지속적 고용인원만을 고려하였다.

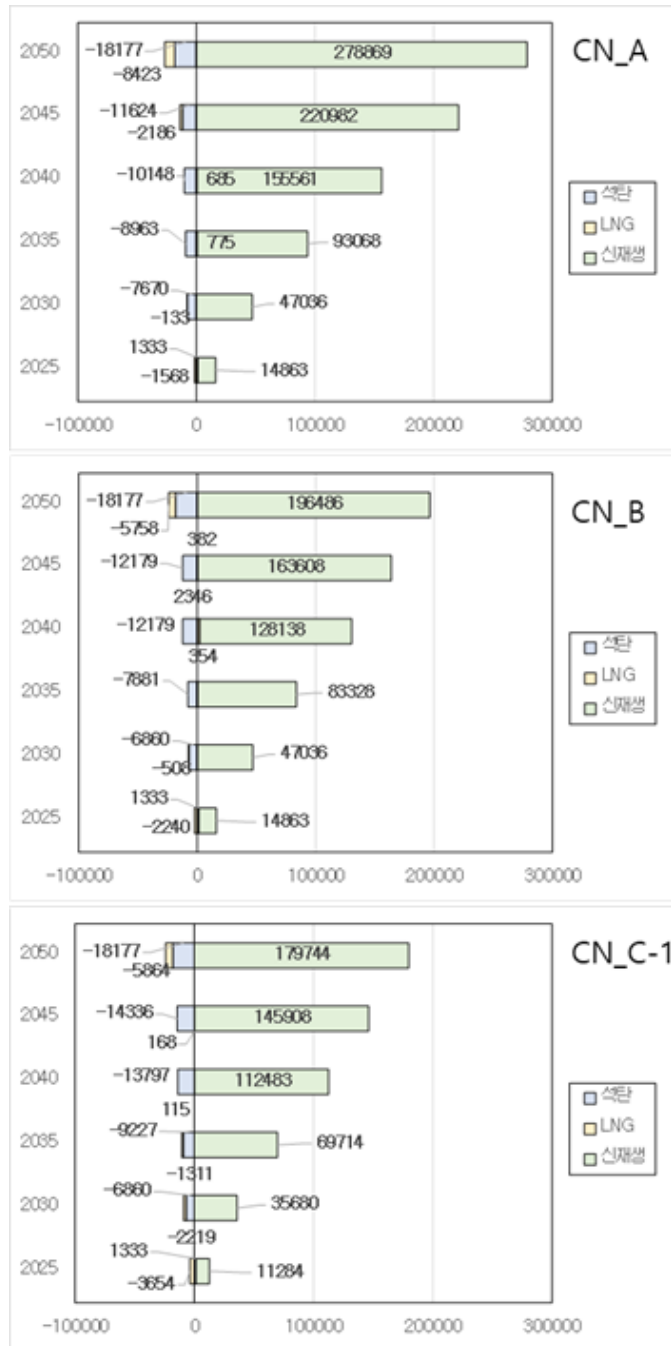
〈표 4-14〉 신재생에너지 O&M 단계에서의 고용계수

문헌	범위	방법론	발전원	고용범위	고용계수	단위
Rutovitz, J. et al.(2015)	전 세계	JEDI 모형	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

다. 고용 영향 분석 결과

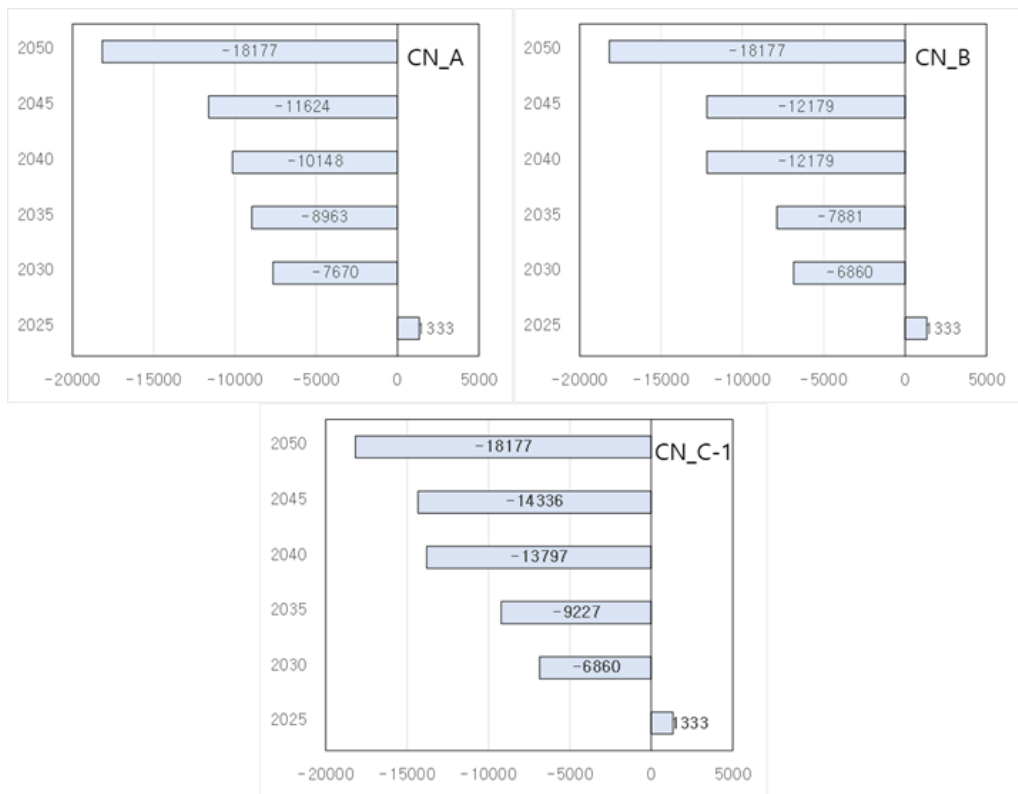
1) 국가 차원의 고용 영향

탄소중립 시나리오에 따른 국가 차원의 일자리 영향 분석 결과, 전반적으로 신재생에너지 고용 창출이 석탄 및 LNG에 의한 일자리 손실을 크게 상회하는 것으로 나타났다. 이는 신재생에너지의 단위용량당 고용 효과가 석탄 및 LNG 발전보다 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 CN_A의 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 4-8] 시나리오별 2020년 대비 발전원 고용 증감(명)

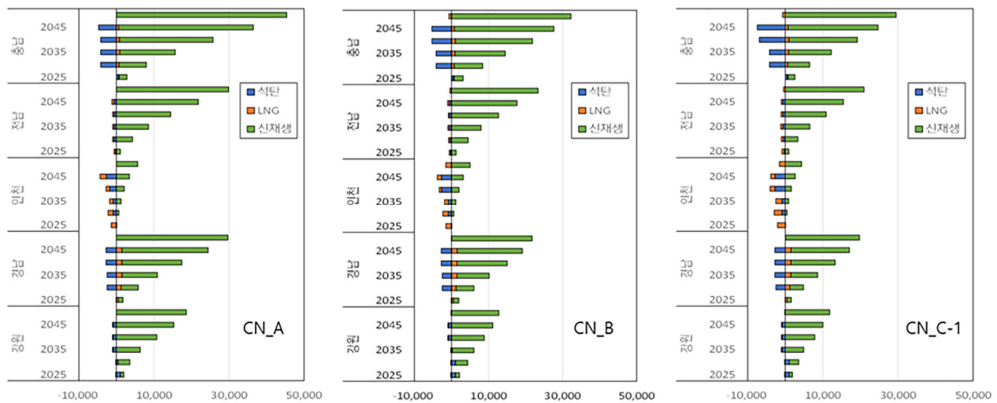
한편 석탄발전량의 지속적인 감소로 인해 석탄발전에 기인한 고용 손실은 계속적으로 증가하는 것으로 나타났으며, 2020년 대비 석탄발전에 있어서 고용 감소는 2050년 총 18,177명으로 나타났다. CN_A 시나리오 대비 석탄발전량이 더 빠르게 감소하는 CN_B 시나리오에서는 석탄발전 고용인원의 축소가 5년 정도 선행하는 것으로 나타났다. 이러한 경향은 원자력 발전이 석탄발전을 대체하는 CN_C-1 시나리오에서 더 두드러지는데, 2035년 이후 연간 누적 석탄발전 고용인원 감소가 CN_B 시나리오 대비 13~17% 많은 것으로 나타났다.



[그림 4-9] 시나리오별 2020년 대비 석탄발전 고용 증감(명)

2) 지자체 차원의 고용 영향

석탄발전소가 위치한 지역별 신재생에너지 잠재량 등에 따라 해당 지역에서 일자리의 감소와 증가가 함께 이뤄지지 않을 경우, 그 지역에 대해서는 일자리 전환이 이뤄지는 것과는 다른 정책적 지원이 필요해 보인다. 이에 본 연구에서는 주요 석탄발전소가 분포한 지자체별 일자리 영향을 분석하고자 한다. 석탄발전소 감소에 의한 일자리 감소가 주로 이뤄지는 지역은 강원, 경남, 인천, 전남, 충남 지역이다. 지자체별로 일자리 영향을 살펴보면 석탄발전소가 밀집되어 있고 노후 석탄발전이 가장 많이 분포하는 충남, 경남의 석탄발전소 일자리 손실이 상대적으로 크고 빠르게 나타났다. 다만 신재생에너지 시장 잠재량을 고려한 일자리 창출 효과를 감안하면, 충남과 경남뿐 아니라 전남과 강원에서도 신재생에너지 잠재량이 높게 나타남에 따라 석탄발전에 의한 일자리 감소보다 더 큰 수준으로 신규 일자리 확대가 이뤄지는 것으로 나타났다. 한편, 인천의 경우 광역시로 지자체 내 신재생에너지 잠재량이 낮아 석탄발전과 LNG 발전에 기인한 일자리 감소보다 신재생에너지의 일자리 창출이 적은 것으로 나타났다.



[그림 4-10] 석탄발전 소재 지역의 2020년 대비 발전원별 고용 증감(명)

3 주요 탄소중립 시나리오의 경제사회적 영향 분석

앞에서는 발전부문 탄소중립에 따른 석탄발전 감축 경로를 분석하기 위해 부분균형적 분석에 기반한 전력시스템 모형을 이용하여 전력믹스 구성과 온실가스 감축 경로를 도출하고, 경로별 사회적 비용과 편익, 그리고 좌초자산과 고용 영향 등을 분석하였다. 여기에서는 이러한 관점에서 더 나아가 거시경제적 관점에서 탄소중립 달성을 위한 발전 경로 이행에 따른 경제사회적 영향을 분석해 보고자 한다. 이를 위해 현 정부의 정책 기조상 현실 가능성이 가장 크고 사회적 비용이 가장 적은 수준으로 도출된 탄소중립 C-1 시나리오(CN_C-1)를 대상으로 경제사회적 영향을 분석하고자 한다. 또한 이러한 탄소중립 C-1 시나리오의 경제사회적 영향 분석을 위해 본 연구에서는 소규모 개방경제 가정에 기반한 동태적 연산일반균형(CGЕ) 모형을 구축하여 한국 경제체제를 묘사하고 활용하고자 한다. 이러한 분석을 바탕으로, 본 연구에서는 일반균형적 관점에서 석탄발전 감축 경로에 따른 경제사회적 영향을 파악하고, 이를 바탕으로 정책적 시사점을 제시하고자 한다. 다만 본 연구에서 활용한 동태적 연산일반균형 모형에 활용할 수 있는 부문별 전망 데이터의 부족으로 인해 경제사회적 영향 분석 기간은 2030년까지만을 대상으로 한다.

가. 분석 방법론 설계

본 연구에서는 발전부문 탄소중립 경로에 대한 경제사회적 영향 분석을 위해 소규모 개방경제 가정에 기반한 동태적 연산일반균형(CGЕ) 모형을 구축하였다. CGЕ 모형 기반 분석을 위해서는 우선적으로 기준 연도(base year)에서의 초기 균형상태(benchmark equilibrium)를 설정해야 한다. 그에 따라, 본 연구에서는 기준 연도를 2015년으로 삼고, 산업연관표, 에너지통계연보 및 국가 온실가스 인벤토리 보고서 등 자료를 활용함으로써, 사회회계행렬(Social Accounting Matrix, SAM)을 구축하였다.⁴¹⁾

본 연구에서 구축한 사회회계행렬은 각 산업(18개 산업)과 제도 부문(가계와 정부), 투자, 생산요소(노동과 자본), 세금, 수출입 부문으로 항목이 구분되어 있다. 그리고 각

41) 산업연관표는 한국은행에서 매년 자료를 발표하고 있으며, 에너지통계연보 및 국가온실가스 인벤토리 보고서는 에너지경제연구원 및 온실가스종합정보센터에서 매년 발간함.

부문 간 재화의 흐름은 일반균형의 세 가지 균형조건(equilibrium condition)인 영 이윤(zero profit) 조건, 시장 청산(market clearing) 조건, 그리고 소득 균형(income balance) 조건을 통해 이루어진다고 보았다. 그리고 모형 내 산업 분류는 총 18개로 분류해, SAM 자료체계와 모형 설계를 이뤄냈다(〈표 4-15〉 참고). 해당 산업분류 체계는 김기환 외.(2020) 등 선행연구의 주요 접근을 토대로 정립하였다. 또한 발전 부문은 전통적 발전기술과 신재생에너지 발전기술을 포괄하고 있으며, 해당 발전기술들은 동일한 제품(재화)인 전력 생산을 이뤄냄을 가정하였다.

〈표 4-15〉 설계 CGE 모형 내 주요 산업 분류

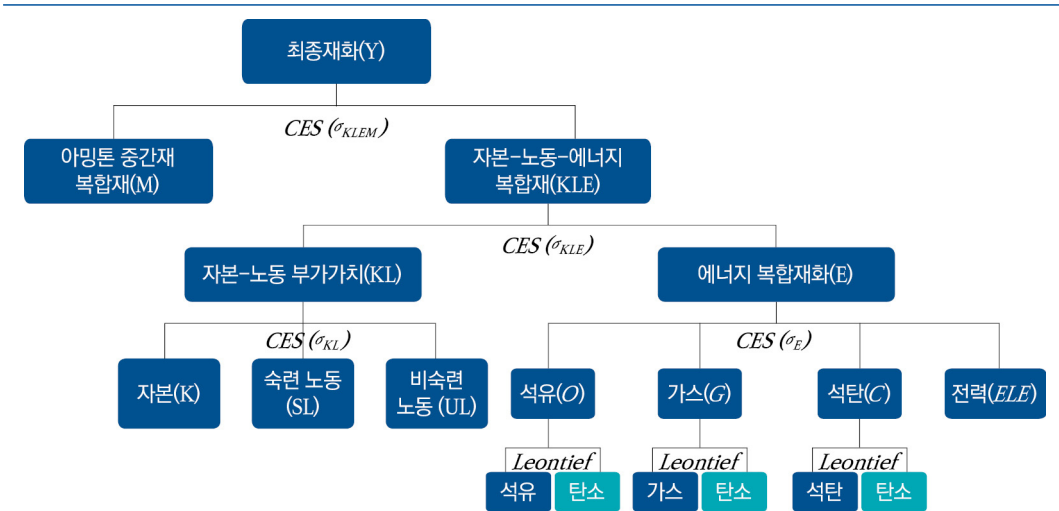
No.	라벨	산업명
1	COA	석탄
2	OIL	석유
3	GAS	가스
4	ELE	발전/지역난방
5	AFF	농림수산
6	MIN	광산
7	FOO	음식료
8	CLO	섬유/가죽
9	PPP	목재/종이/인쇄
10	CHE	화학제품
11	NMP	비금속광물
12	IRO	1차 금속
13	MAC	금속제품/기계/장비
14	ECT	전기/전자/정밀
15	AUT	운송장비
16	CON	건설
17	TRN	운수
18	SER	서비스/공공/기타

(출처: 김기환 외.(2020), “재생에너지 확대의 국민경제 파급효과 분석(2/4)”)

이 같은 SAM 자료체계 구축을 바탕으로, 본 연구에서는 소규모 개방경제(small open economy) 가정을 사용해, 우리나라 경제체제를 묘사하는 단일 국가(single-country) 모형을 설계하여 활용하였다. 단일 국가 모형은 개별 국가 경제체제의 생산활동, 소비활동, 그리고 시장 거래 등 경제활동에 초점을 맞춰 주요 부문별 행동양식을 구체적으로 묘사하고, 나머지 해외 국가들은 분석 대상인 단일 국가와 무역 등 거래를 하는 역할만을 하는 것으로 가정한다. 이에 소규모 개방경제를 기본 전제로 반영하여, 해외 부문(rest of world)은 의사결정을 하지 않고, 국제 시장의 재화 및 서비스 가격은 외생변수로 가정하였다. 더불어, 미국의 에너지부(Department of Energy, DOE)와 에너지정보청(Energy Information Administration, EIA) 및 에너지경제연구원의 에너지 가격 및 업종별 에너지 수요 전망, 그리고 업종별/원별 온실가스 배출 전망 자료 등을 활용해 2015년 기준 연도부터 2030년까지의 기준안 시나리오(Business As Usual, BAU)를 묘사하였다.

본 연구에서 구축한 CGE 모형의 주요 특성을 구체적으로 살펴보면, 우선 개별 산업 부문은 단일 기업이 하나의 제품을 생산한다고 가정하고자 하였다. 그리고 산업별 생산함수 내 투입요소는 노동, 자본, 에너지원으로 구성되며 생산함수는 다단계의 중첩된(Multi-level nested) CES(Constant Elasticity of Substitution) 함수를 따른다고 가정하였다. 이 같은 생산함수를 바탕으로 개별 산업은 생산요소로 노동과 자본, 및 에너지를 활용하고, 이에 대한 대가로 요소 지출을 하게 된다. 따라서 산업은 중간재와 생산요소를 통해 최종재화(제품 및 서비스)를 생산하게 되고, 이를 판매하여 수익을 얻게 된다. 이 수익은 세금을 제외하고는 생산요소에 대한 대가로 지불이 되고 산업의 생산활동은 영의 이윤 조건(zero profit condition)을 만족하게 되는 것이다.

그에 따라, 제시된 [그림 4-11]은 전력 생산 부문을 제외한, 최종재 생산 산업 부문의 최종재화(final goods) 생산 구조를 나타내고 있다. 해당 그림에서 확인할 수 있듯이, i 산업에서 생산되는 최종재화(Y_i)는 생산함수 최상위 단계에서 노동, 자본, 에너지 복합재(composite of energy, capital, and labor)인 KLE_i 와 아밍톤 중간재 복합재 M_i 가 상호 복합되어 생산된다. 여기에서 아밍톤 중간재 복합재 M_i 는 아밍턴 가정(Armington's assumptions)에 따라, 국내 중간재와 수입 중간재 사이 불완전(imperfect) 대체관계로 복합되어 생성되게 됨을 가정하였다.



(출처: 김기환 외.(2020) 연구 기반 재구성)

[그림 4-11] 설계 CGE 모형 내 주요 산업 최종재 생산 구조

그리고 두 번째 단계(수준)에서는, 노동-자본-에너지 복합재 KLE_i 가 복합되는 CES 함수 내 에너지 복합재(E_i)와 자본-노동 부가가치 복합재(KL_i) 간 대체 가능성을 포착하게 된다. 더불어, 세 번째 단계(수준)에서 부가가치 복합재 KL_i 는 물적 자본 K_i , 숙련 노동 SL_i 그리고 비숙련 노동 UL_i 가 복합되어 형성된다. 반면, 산업별 생산함수 내 에너지 복합재화(energy composite) E_i 는 서로 다른 에너지원(석탄, 가스, 석유 및 전력) 간 CES 함수 형태로 대체관계를 형성해 생산된다. 더불어, 본 연구에서는 에너지원 별 및 산업별 탄소 배출계수를 통해, 에너지원 투입량에 의한 온실가스 배출이 발생함을 생산함수 내 반영하였다. 그리고 산업별 생산함수 내에 포함되는 생산(투입) 요소 간 대체탄력성 파라미터 수치는 선행연구 권오상 외(2018)의 추정치를 활용해 모형 내 적용 및 반영하였다.⁴²⁾

42) 일반적인 연산일반균형 모형에서 각 생산함수 및 소비함수 등 함수의 성격을 규정하는 모수(parameter)들은 모형화된 경제가 기준 연도의 경제 데이터(사회회계행렬)를 재생산해 낼 수 있도록 하는 숫자들로 추정됨. 이 과정을 캘리브레이션(Calibration)이라 함. 즉, 이 과정은 기준 연도에 관찰된 일반균형체계 즉 사회회계행렬에서 수치로 나타난 경제를 복제하도록 매개변수를 조정하는 것임. 모형화된 경제가 간단한 형태일 경우, 주어진 기준 연도의 데이터들을 통해 모수들을 모두 추정하는 것이 가능함.

$$Y_i = [\alpha_i K L E_i^{\rho_i} + (1 - \alpha_i) X A_i^{\rho_i}]^{\frac{1}{\rho_i}} \quad \dots\text{식(1)}$$

$$K L E_i = [\alpha_i K L_i^{\rho_i} + (1 - \alpha_i) E_i^{\rho_i}]^{\frac{1}{\rho_i}} \quad \dots\text{식(2)}$$

$$K L_i = [\alpha_i K_i^{\rho_i} + (1 - \alpha_i) L_i^{\rho_i}]^{\frac{1}{\rho_i}} \quad \dots\text{식(3)}$$

$$E_i = [\alpha_i O_i^{\rho_i} + \beta_i G_i^{\rho_i} + \gamma_i C_i^{\rho_i} + (1 - \alpha_i - \beta_i - \gamma_i) E L E_i^{\rho_i}]^{\frac{1}{\rho_i}} \quad \dots\text{식(4)}$$

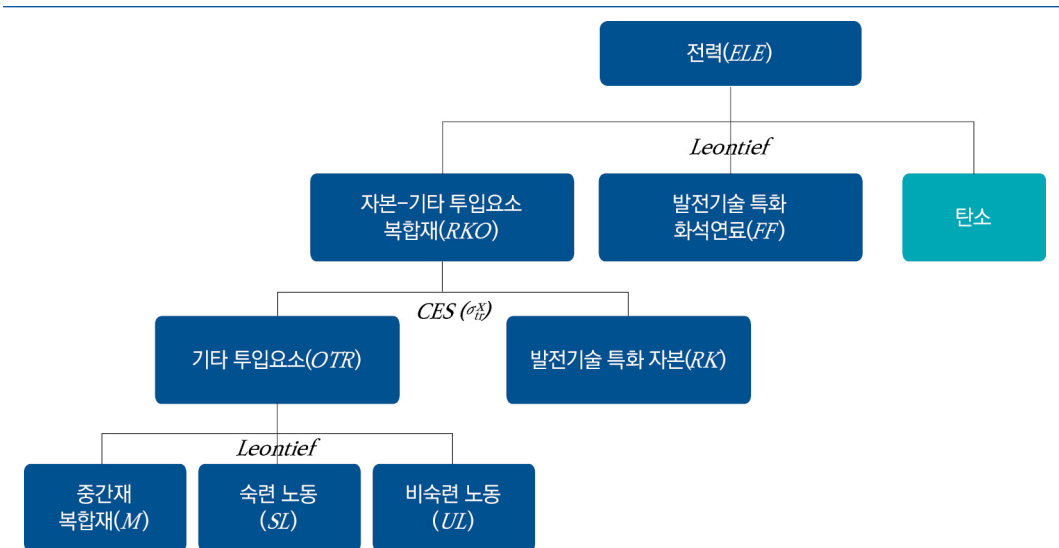
본 연구에서 설계한 CGE 모형의 또 다른 특징은, 전력 산업에 대한 상세한 묘사라 할 수 있다. 본 연구에서 발전부문은 전통적 발전기술(석탄발전, 석유발전, 가스발전 및 원자력발전 등 포함) 부문과 신재생에너지 발전기술(태양광, 풍력, 수력 및 기타 신재생 에너지 발전기술 포함)을 포괄하고 있으며, 해당 발전기술들은 동일한 제품(재화)인 전력 생산을 이뤄냄을 가정하였다. 본 연구에서는 김기환 외.(2020) 연구를 참고하여, 발전기술별 차별적인 생산 구조를 모형 내 반영하고자 하였다.

CGE 모형 내 전력 생산 산업의 생산함수는 김기환 외.(2020) 및 Böhringer et al.(2017) 등의 선행연구에서 제안한 방법론적 접근에 기반을 두고 있다([그림 4-12] 참고). 이에, CGE 모형에서 전력은 다양한 발전기술로부터 생산되는데, 발전기술별 투입되는 물적 자본 RK_{ct} 의 경우 발전기술별 고유 속성을 나타내는 고정적 요소(fixed factor)로 고려하였다. 그리고 발전기술별 특화된 고정요소 RK_{ct} 가 비숙련 노동(UL_{ct}), 숙련 노동(SL_{ct}), 그리고 중간재 복합재(M_{ct})와 상호 결합함으로써 전력 생산을 위한 부가가치 복합재 RKO_{ct} 를 형성하도록 모형 내 반영하였다. 그리고 이 같은 과정을 거쳐 생성되는 발전기술별 부가가치 복합재 RKO_{ct} 는 발전기술별 투입되는 화석연료(technology-specific fossil fuels), 그리고 이에 수반되는 탄소배출과 함께 레온티에프 함수(Leontief function) 형태로 복합됨으로써 전력을 생산하게 됨을 반영하였다. 이 같은 생산함수 형태 반영을 바탕으로 본 연구에서는 경제체제 내 생산을 담당하는 전력 부문 및 여타 산업 부문이 이윤 극대화 행동 양식에 따라 합리적인 생산활동을 수행함을 가정하였다. [그림 4-12]에서 제시된 주요 생산 단계별 생산함수 형태는 아래 식들을 통해 확인할 수 있다.

$$Y_{ELE,et} = LT(RKO_{et}, FF_{et}, Carbon_{et}) \quad \dots\text{식(5)}$$

$$RKO_{et} = CES(OTR_{et}, RK_{et}; \sigma_{tr}^x) \quad \dots\text{식(6)}$$

$$OTR_{et} = LT(M_{et}, SL_{et}, UL_{et}) \quad \dots\text{식(7)}$$

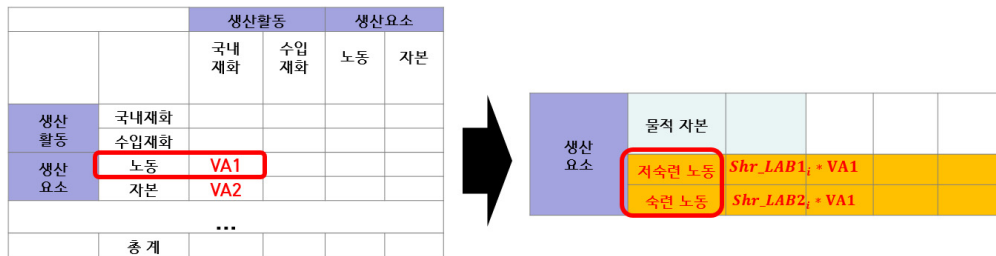


(출처: 김기환 외.(2020) 연구 기반 재구성)

[그림 4-12] 설계 CGE 모형 내 전력 생산 구조

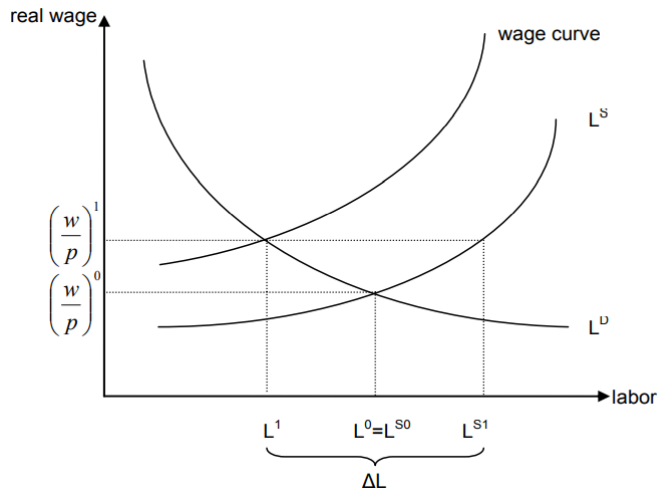
본 연구에서는 정책 충격에 따른 노동시장 영향 분석에 심화된 이해를 도모하고자 한다. 이러한 맥락에서 산업별 종사하는 근로자들을 인적자본 축적 수준에 따라 재구분함으로써, 정책 시나리오 도입에 따른 근로자 유형별 차별적 영향을 분석할 수 있는 체계를 마련하고자 시도했다. 이에, 인적자본 축적 수준을 대리하고자, 산업별 종사하는 근로자들을 최종학력 기준으로 재구분하였다(Yeo et al., 2021). 이에 근로자들의 최종학력이 대졸/전문대졸 이상인 경우 숙련 노동(skilled labor) SL_i 으로 고려하고, 고졸 이하인 경우에는 비숙련 노동(unskilled labor) UL_i 으로 간주하였다. 그에 따라, 미시(micro-level) 원시자료인 한국노동패널조사 자료를 활용해, 산업별 노동자들의 최종학력 정보를 활용하여 노동 계정(labor account) 구체화를 이뤄내고자 하였다.

그에 따라, 활용하는 한국노동패널조사 원시 자료 내 기반하는 표준산업분류와 SAM 자료체계 내 산업 분류 간 매칭 작업을 진행함으로써, 산업 부문별 투입 구조 내 구분하는 노동(저숙련: 고졸 이하, 숙련: 전문대/대졸 이상)의 비중을 식별하고자 시도했다. 이를 바탕으로 기존 단일 계정으로 고려된 산업별 노동 투입액에 각 노동 비중([그림 4-13] 참고)을 곱함으로써, 노동 계정 세분화를 이뤄내고자 시도하였다. 이처럼 본 연구에서는 산업별(최종학력으로 측정된) 숙련도에 따른 노동자 수를 기준으로 SAM 자료체계 내 산업별 노동 투입액(부가가치액)을 세분화하고자 하였다.



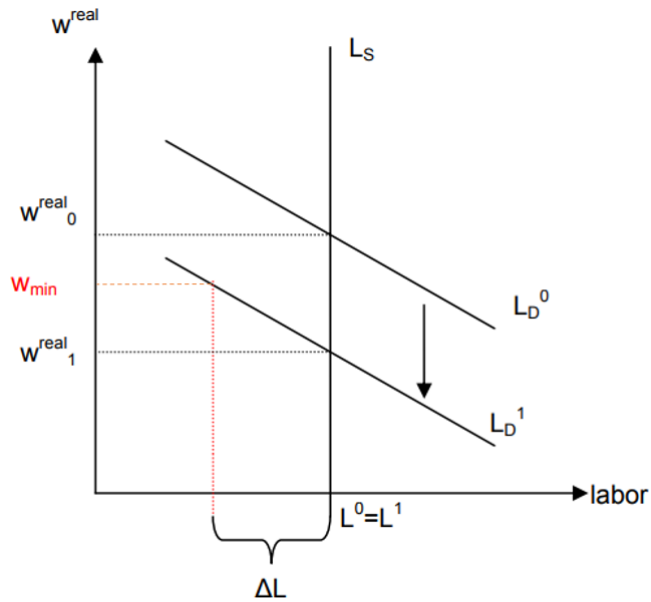
[그림 4-13] 산업별 노동 투입 구조 세분화를 위한 접근법

그리고 본 연구에서는 불완전한 노동시장의 상황을 현실적으로 묘사하기 위해, 모형 내 서로 다른 유형의 근로자들의 노동시장 진입 의사결정이 다른 형태로 전개될 수 있음을 가정하고, 내생적 실업 상태를 묘사하고자 시도했다. 그에 따라, 불완전한 노동시장 상태를 묘사하기 위해 김기환 외.(2020) 및 조경엽(2017) 연구 등을 포함한 주요 선행연구들의 접근을 참고하여, 근로자 유형별 서로 다른 임금(wage curve) 및 노동 공급 곡선(labor supply curve)을 모형 내 반영 및 묘사하고자 시도했다. 이에, 정책적 충격에 따른 모형 내 내생적 변화를 바탕으로, 숙련 노동과 비숙련 노동의 경제활동 참여 및 노동시장 진입이 서로 다른 형태로 전개될 수 있음을 모형 내 반영하고자 시도했다([그림 4-14] 및 [그림 4-15] 참고).



(출처: Küster et al.(2007))

[그림 4-14] 숙련 노동의 내생적 노동공급 곡선

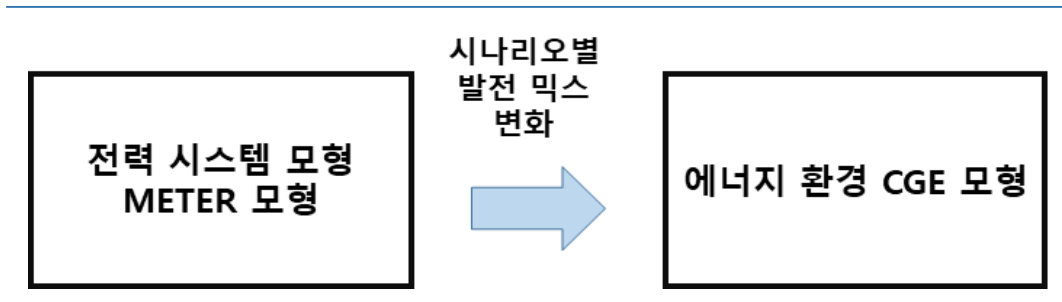


(출처: Küster et al.(2007))

[그림 4-15] 비숙련 노동의 내생적 노동공급 곡선

더불어, 본 연구에서는 다양한 정책환경 변화에 따른 가계 부문의 주요 영향 분석의 용이성 확보를 위해, 기존에 단일 계정으로 고려되는 가계 부문을 소득 수준에 따라 40개 분위로 재구분하고자 시도했다. 그에 따라, 분석을 위해 활용한 SAM 자료체계와 CGE 모형 내 가계분위별 서로 다른 소득 형성 구조와 소비 지출 구조를 묘사하기 위해, 가계동향조사 및 가계금융복지조사 자료를 활용하였다. 그에 따라, 2015년 기준 연도 가계동향조사 자료를 활용하여, 가구 계정을 40개 분위로 재구분하고 가계동향조사 자료에서 식별되는 가구별 소득 정보와 가구주 최종학력 정보 등을 바탕으로, 자본 및 근로소득 정보를 재구성하였다. 이를 바탕으로, 재구분하고자 하는 40개 가계분위별 자본소득, 숙련 노동 근로소득, 비숙련 노동 근로소득 등 수치를 구체화할 수 있었다. 더불어, 김기환 외.(2020) 연구와 Yeo et al.(2021) 등 연구에서 기반하고 있는 방법론적 접근을 활용하여, 가계동향조사 내 가구별 소비 정보와 가계금융복지조사 내 저축 정보 등을 활용함으로써, 40개 가계분위별 저축 및 소비지출 구조 역시 차별적으로 모형 내 반영하고자 시도했다.

이를 통해 가계는 효용 극대화라는 행동 양식에 따라, 소비 및 저축 활동을 내생적으로 이행해 나감을 모형 내 가정하였다. 그리고 정부는 가계 및 생산 부문으로부터 세금을 수취하여 수입을 획득하고, 이를 바탕으로 효용 극대화 행동 양식에 따라 정부 소비와 정부 저축, 그리고 가계 이전 등을 이뤄냄을 모형 내 가정하였다. 그리고 아밍턴 가정(Armington's assumptions)에 따라 국내 생산 재화와 수입 재화가 불완전한 대체 관계를 형성함을 가정하고, 아밍턴 복합재화들이 국내 수요(중간재 수요 및 최종 수요)를 충족시키도록 배분되도록 모형 내 반영하였다. 앞서 언급한, 본 연구에서 설계한 CGE 모형 내 주요 특성 외에, 소비 부문에 대한 묘사를 위해 소비자가 소비하는 C_i 는 소비 복합재화로 에너지($E_{c,i}$)와 비에너지의 재화($XA_{c,i}$)로 복합됨을 가정하였다. 더불어, 본 모형은 소국 개방경제를 상정하고 있으며, 수입 재화의 가격은 외생적으로 주어진 것으로 간주하고, 무역수지 불균형은 환율 변동에 의해 조정된다고 가정했다.



[그림 4-16] 주요 방법론적 접근

그리고 본 연구에서는 앞선 제3장에서 부분균형적 분석에 기반한 전력시스템 모형을 이용하여 도출한 탄소중립 C-1 시나리오의 전력믹스 구성과 온실가스 감축 경로 도출 결과를 CGE 모형 내 외생적 정책 시나리오로 반영함으로써, 탄소중립 달성을 위한 발전 경로 이행에 따른 경제사회적 영향을 분석하고자 한다. 이에 탄소중립 C-1 시나리오에서 도출된 전력믹스 변화 결과를 CGE 모형 내 외생적으로 반영한 결과와 BAU 시나리오와의 비교 분석을 통해 경제사회적 영향을 정량화하고자 한다. 본 연구에서 기반한 방법론적 접근은 [그림 4-16]을 통해 확인할 수 있다.

나. 분석 시나리오 설계 및 반영

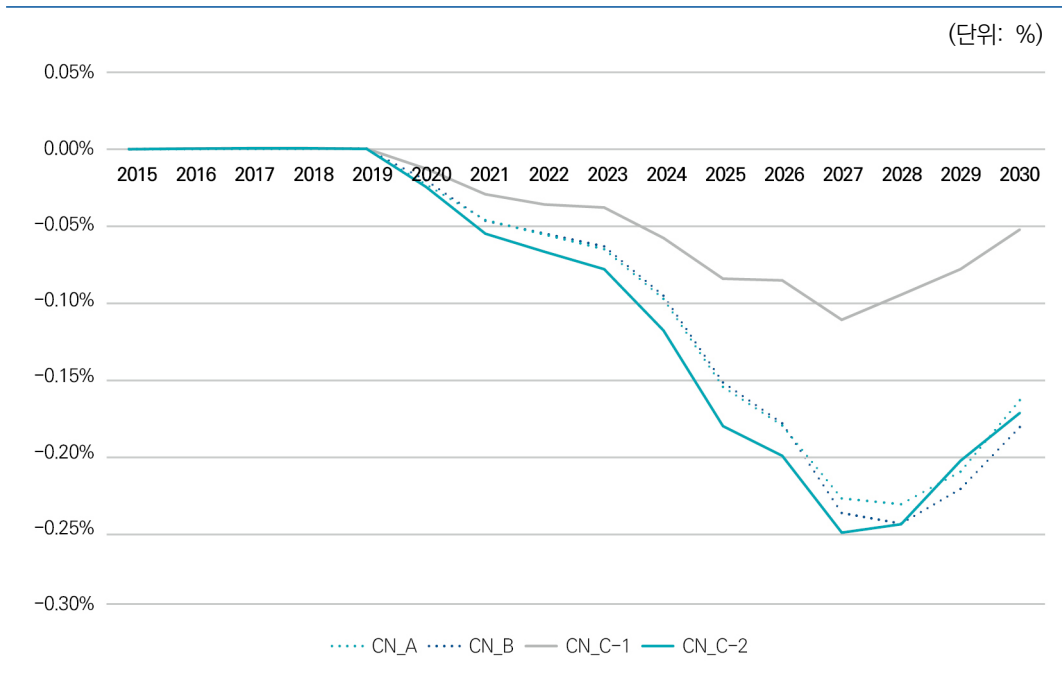
여기에서는 우리나라 경제체제 전반을 묘사한 환경 및 에너지 부문 특화 CGE 모형을 활용함으로써, 제3장에서 분석한 CN_C-1 시나리오에 해당하는 발전부문 탄소중립 전환 경로에 따른 경제사회적 영향을 분석하기 위해 설계한 분석 시나리오는 <표 4-16>과 같다. 분석 기준 연도는 SAM 자료체계 구성에 바탕이 된 2015년으로 설정하고, 중장기적인 효과를 전망하기 위해 2030년까지 정책 시뮬레이션을 수행하였다.

〈표 4-16〉 CGE 모형 분석 설계 시나리오 설명

	시나리오 개요	시나리오 세부 가정
BAU 시나리오	외생적 정책 충격 X	<ul style="list-style-type: none"> • 2015년 기준 연도 경제 상황이 2030년까지 유지 • 전력시스템 모형을 통해 도출된 2020~2030년까지의 BL 시나리오하 전력믹스 변화 반영
CN_C-1 시나리오	탄소중립 경로 시나리오 이행	<ul style="list-style-type: none"> • 탄소중립 경로 시나리오(원자력 발전 확대)하 전력믹스 변화 외생적 반영 • 전력시스템 모형을 통해 도출된 2020~2030년까지의 CN C-1 시나리오하 전력믹스 변화 반영

발전부문 탄소중립 전환 경로의 경제사회적 영향을 비교하는 데 기준이 되는 BAU 시나리오 는 다음과 같이 가정하였다. CGE 모형 분석 내 기준안 시나리오(Business-As-Usual, BAU)는 기준 연도 경제체제가 외생적 충격 없이 2030년까지 유지되는 경우를 가정하는 경우이다. 그리고 미국 DOE(Department of Energy)와 EIA(Energy Information Administration) 및 에너지경제연구원의 에너지 가격 및 업종별 에너지 수요 전망, 그리고 업종별/원별 온실가스 배출 전망 자료 등을 활용해 2015년 기준 연도부터 2030년까지 의 BAU를 묘사하였다. 또한, GDP 성장 전망치 등을 활용해 BAU 상황을 묘사하고자 시도하였다. 더 나아가, 여기에서 BAU 시나리오 묘사를 위해 제3장에서 도출한 Baseline(BL) 시나리오하 전력믹스의 변화를 모형 내 반영함으로써 전력 시장의 동태적 변화를 묘사하고자 시도했다. 그리고 분석 대상 CN_C-1 시나리오의 경우, BAU(BL) 시나 리오와 비교한 전력믹스의 동태적 변화를 모형 내 반영함으로써, 일반균형적 관점에서 어떤 파급경로를 형성하여 경제사회적 영향을 초래하게 되는지 살펴보고자 시도했다.

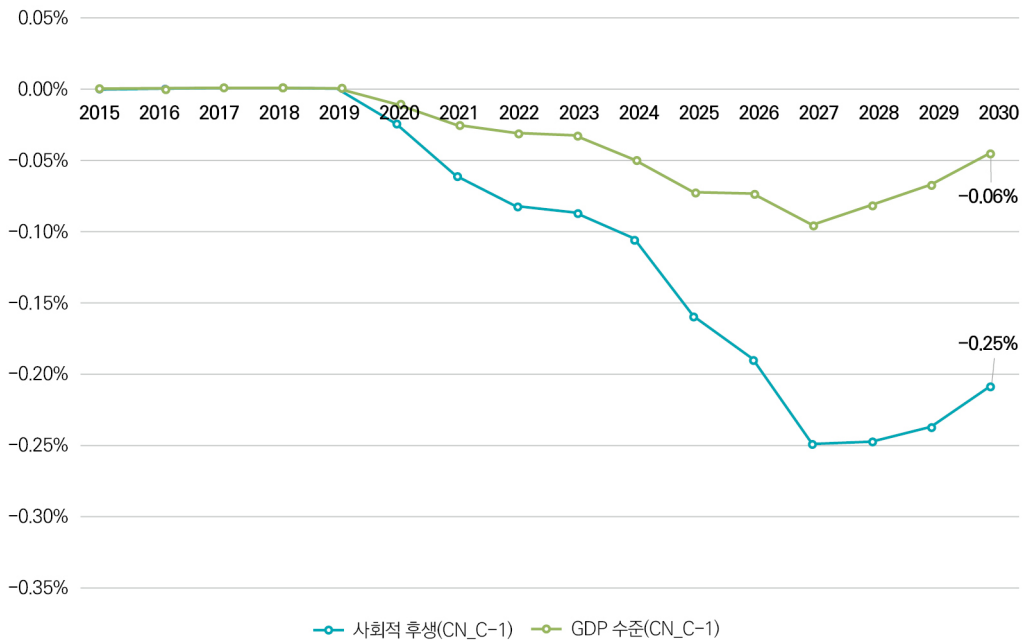
앞서 설명한 주요 방법론적 특성이 반영된 CGE 모형에, 제3장에서 도출한 BL, CN_A, CN_B, CN_C-1, CN_C-2 시나리오의 전력믹스 변화를 반영하였을 때의 GDP 수준을 비교하면, [그림 4-17]과 같이 CN_C-1에서 가장 낮은 수준의 GDP 손실 이 발생함을 확인할 수 있다. 이에 부분균형적 접근에서 도출한 사회적 비용이 가장 낮 은 전력시스템이 거시경제적 영향에 있어서도 가장 낮은 수준의 GDP 손실 초래를 일 으키게 됨을 확인할 수 있었다. 이에 본 연구에서는 거시경제적 관점에서 가장 낮은 GDP 손실을 초래하는 CN_C-1 시나리오에 대한 거시경제적 영향 분석에 보다 초점을 맞춰 경제사회적 영향이 어떻게 형성되는지 살펴보고자 한다.



[그림 4-17] 탄소중립 시나리오별 BAU 대비 GDP 변화(2015~2030)

다. 경제사회적 영향 분석 결과

여기에서는 어떤 파급경로 형성을 바탕으로, CN_C-1에서 경제사회적 영향이 도래 되는지 살펴보고자 한다. 아래 그림에서 확인할 수 있듯이, CN_C-1 시나리오에서 2030년 목표 연도 기준 BAU 시나리오 대비 약 0.06% 낮은 수준의 GDP가 나타남을 확인할 수 있다. 더불어, 사회적 후생(social welfare) 측면에서는 BAU 시나리오 대비 2030년 기준 약 0.25% 낮은 사회적 후생이 도래됨을 전망해 볼 수 있다. 이는 발전부문에서 탄소중립(탈석탄)으로의 이행이 경제체제 전반에 있어 산업 부문의 생산활동 측면 규모 효과와 사회적 후생 증대 측면에 있어서 위축 효과를 동반할 수 있음을 시사한다. 즉, 탈석탄 경로 이행에 따라 GDP 손실(loss)이 나타나는 이유는, 전력 및 발전 부문에 있어서의 탈탄소화가 주요 산업 부문의 생산활동과 제도 부문(정부 및 가계 등)의 소득 형성 및 소비 활동을 위축시키기 때문인 것으로 이해할 수 있다.



[그림 4-18] BAU 대비 CN_C-1 시나리오의 GDP 및 사회적 후생 변화(2015~2030)

그리고 산업별 생산활동 측면의 영향을 살펴보면 아래 <표 4-16>과 같이 정리할 수 있다. 해당 표에서 확인할 수 있듯이, 석탄발전의 쇠퇴를 바탕으로 한 탄소중립 이행은 중장기적인 관점에서 바라보았을 때, 탄소집약적 연료를 제공하는 산업군(석탄, 석유화학, 가스)과 전력 산업, 그리고 농림수산 및 음식료품 산업에 있어서 탄소중립 이행에 따른 생산활동 위축 효과가 가장 두드러진 것으로 확인할 수 있다. 이는 일차적으로 발전부문의 탈탄소화 진행에 따라 탄소집약적 원료/연료 산업 및 전력 발전 부문의 위축을 가져오고, 더불어 음식료품 및 농업과 같은 1차 산업에 있어서 생산활동 위축을 가져올 수 있음을 시사한다. 그에 따라 ▲가스(BAU 대비 3.05% 생산 위축), ▲석유(BAU 대비 약 1.36% 생산 위축), ▲석탄(BAU 대비 약 1.34% 생산 위축), ▲농림수산(BAU 대비 약 0.13% 생산 위축), ▲음식료품(BAU 대비 약 0.11% 생산 위축), ▲발전(BAU 대비 약 0.10% 생산 위축) 순으로 BAU 대비 산업 생산활동 위축 효과가 예측된다.

하지만 <표 4-17>과 같이 일반균형적 관점에서 주요 거시경제지표 변화를 살펴보면, 전력 부문의 탈탄소화는 경제체제 전반의 생산활동에 있어서는 BAU 시나리오 대비 규

모 효과 증대를 중장기적으로 일으킴을 파악할 수 있다. 이는 CN_C-1 시나리오와 같은 전력 부문 저탄소화는 단기적으로는 전력 산업에 있어서 시스템 비용 증대를 일으킬 수 있으나, 중장기적으로 바라보았을 때 산업별 사용 전력의 저탄소화를 촉진하고, 이를 바탕으로 산업 전반에 있어서는 규모 효과 증대를 일으킬 수 있음을 시사한다. 즉, 석탄발전을 감소시키고 대체 에너지원으로 재생에너지와 원자력 발전을 확대하는 형태로 전력 부문의 저탄소화를 촉진하게 될 경우 탈탄소화 진행에 대한 지원과 투자 증가로 인해, 중장기적으로는 전력 생산이 증대되고 전력가격이 하락하게 되어 경제 전반의 생산활동이 증진됨을 이해할 수 있다. 또한, 재생에너지 확대는 산업 간 연관관계를 바탕으로 전후방 산업에의 생산활동 증대를 불러일으킬 수 있으며, 이러한 파급경로들을 통해 숙련 노동과 비숙련 노동의 실업률이 BAU 대비 감소하는 것으로 보인다. 그러나 경제체제에 있어서 전력 산업의 저탄소화는 민간 부문 소비 활동 측면에서는 다소 위축 효과를 일으킴으로써 경제체제의 GDP 손실 및 사회적 후생 효과 손실 효과를 일으키게 됨을 확인할 수 있다.

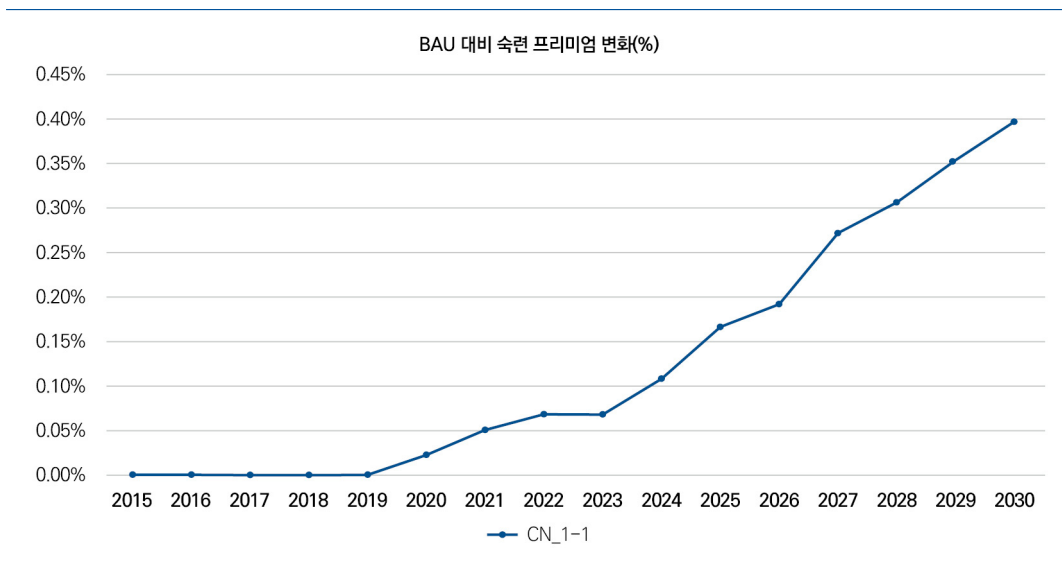
〈표 4-17〉 2030년 기준 BAU 대비 주요 거시경제지표 비교

거시경제지표 구분		CN_C-1 시나리오 분석 결과
전체 산업 생산활동(%)		0.35%
실업률(%p)	비숙련 노동	-0.42%p
	숙련 노동	-0.11%p
투자(%)		0.21%
민간 소비 활동(%)		-0.25%

그러나 노동시장에 있어서의 영향을 구체적으로 살펴보면, 숙련 노동 대비 비숙련 노동이 더욱 민감하게 반응하는 것을 확인할 수 있다. 이를 통해 석탄발전 감소와 재생에너지 및 원자력 발전 확대를 통한 발전부문 저탄소화 이행은, 경제체제 전반에 있어서 비숙련 노동의 고용률을 상대적으로 더욱 증진함으로써 경제체제 내 생산활동을 진작시키는 효과를 가져옴을 이해할 수 있다. 이는 해당 시나리오에 있어서 경제체제 전반의 숙련 수준이 다소 저숙련으로의 균형상태(low-skill equilibrium)로 수렴할 수 있는 잠재성이 있음을 시사한다. 이를 바탕으로 [그림 4-19]와 같이 숙련 노동에 대한 수요

가 상대적으로 감소함으로써, 숙련 프리미엄(비숙련 노동 대비 숙련 노동이 얻게 되는 상대적 임금 격차)이 BAU 대비 상대적으로 높게 형성됨을 이해할 수 있다.

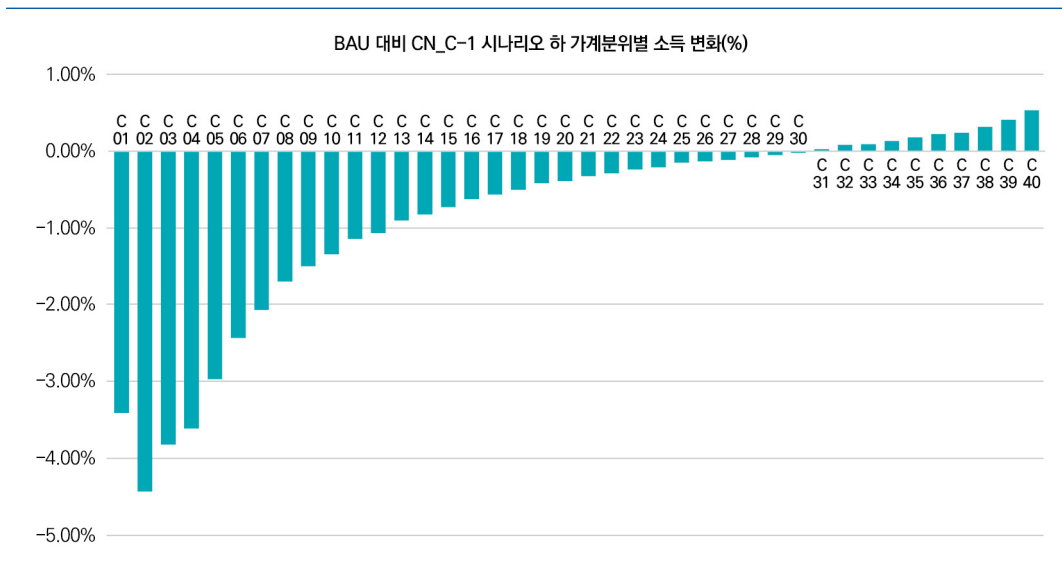
이와 같은 결과를 통해 본 연구에서 분석한 전력 부문 탄소중립 전환 시나리오의 주요 결과치는 전력 부문을 넘어, 전 산업에 있어서 노동시장의 숙련도를 향상하기 위한 정책 대안 마련과 함께, 고부가가치 탄소중립 산업구조로의 전환을 꾀할 필요가 있음을 시사한다. 더불어, CN_C-1 시나리오와 같은 방식의 전력 부문의 탈탄소화 진행으로 인해 경제체제 전반에 있어서 생산활동은 다소 증대할 수 있으나, 민간 소비 부문에 있어서의 위축 효과를 어떻게 해소해야 할지에 대한 정책 대안 마련 역시 중요하게 대두될 필요가 있음을 이해할 수 있다.



[그림 4-19] BAU 대비 CN_C-1 시나리오의 숙련 프리미엄 변화(단위: %)

더 나아가 CN_C-1 시나리오에서 가계 부문에 어떤 영향이 도래하는지 살펴보면, 탄소중립 이행에 따라 숙련 프리미엄이 경제체제 내 증대함에 따라 고소득 분위의 소득 증가 효과가 저소득 분위에 비해 상대적으로 높게 형성됨을 확인할 수 있다. 아래 [그림 4-20]은 BAU 시나리오 대비 CN_C-1 시나리오에서 가계분위별 소득 감소 효과가 저소득 분위에 있어서 두드러지게 나타남을 이해할 수 있다([그림 4-20]에서 좌측으로 갈

수록 저소득 분위에 해당하며, 우측으로 갈수록 고소득 분위에 해당함). 이를 통해 원자력 및 재생에너지 확대를 위한 부담이 저소득 및 중소득 가계 부문으로 전달되어, 가계 부문의 소득 감소로 이어짐을 확인할 수 있다. 구체적으로 살펴보면, 발전부문의 탄소중립 이행이 저소득 가구에 상대적으로 더 큰 부담으로 작용할 수 있는 잠재성이 있음을 이해할 수 있다. 이 같은 소득분위별 영향으로 인해 <표 4-17>에 나타난 바와 같이 민간 부문의 소비지출 수준이 BAU 대비 감소함을 이해할 수 있다. 그러나 이러한 현상은 비단 CN_C-1 시나리오에 한정되어 나타나는 것으로 해석하기보다는, 전력 부문의 탄소중립 전환 과정에서 경제적 불평등이 확산될 수 있다는 사실을 확인함으로써, 이러한 불평등을 최소화할 수 있는 정책적 방안도 함께 마련할 필요가 있다고 보여진다.



[그림 4-20] BAU 대비 CN_C-1 시나리오에서의 가계분위별 소득 변화(%)

이와 같은 경제적 불평등의 확산은 소득 분배 지수 결과를 통해서도 확인할 수 있다. 아래 <표 4-18>에서 확인할 수 있듯이, CN_C-1 시나리오에서는 BAU 대비 소득 분배가 악화되는 양상을 확인할 수 있다. 구체적으로 결과치를 살펴보면, 우리나라 경제사회 내 전력 부문의 탈탄소화가 더욱 확대될수록 지니계수가 증대(BAU: 0.37470; CN_C-1: 0.37795)하고 십분위 분배율은 감소(BAU: 0.48535; CN_C-1: 0.47645)할

것으로 전망된다. 이는 해당 시나리오에서 노동시장 내 숙련 노동에 대한 상대적 임금 수준이 더욱 증가하고, 재생에너지 및 원자력 확대에 따라 관련 자본재와 기술에 대한 수요 증대와 이에 따른 가격 증대로 인해 고소득 가구분위의 소득 증대에 더욱 큰 효과를 가져다주기 때문인 것으로 해석할 수 있다. 이는 CN_C-1 시나리오와 같은 발전부문 저탄소화 진행 과정에 있어서, 노동시장 및 가계소득 분포 측면 불균형 완화를 위한 정책 수단 등을 보완적으로 활용하여 소득불평등 심화 추세를 완화할 필요가 있음을 시사한다.

〈표 4-18〉 2030년 BAU 대비 CN_C-1 시나리오에서의 소득 분배 지수 비교

구분	BAU 시나리오	CN_C-1 시나리오
지니계수	0.37470	0.37795
십분위 분배율	0.48535	0.47645

제4절

소결

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

본 장에서는 제3장에서 METER 모형의 전력 부문 모형을 활용하여 도출한 전력시스템 전체의 2050년 탄소중립 경로에 대해, 해당 경로에서 발생하는 전력시스템 전체의 비용과 대기오염 피해비용을 분석하여 사회적 비용을 산출하였다. 또한 전력 부문의 탄소중립 경로에 따른 편익과 경제적 영향 및 일자리 영향 등을 추가적으로 분석하였다. 본 연구에서 분석한 발전부문 탄소중립 경로의 비용과 편익, 기타 영향 항목들에 대한 산출 결과는 <표 4-19>⁴³⁾와 같다.

<표 4-19> 국내 전력 부문 탄소중립 정책 시나리오별 사회적 비용·편익 및 영향 분석 결과

구분		분석 항목		CN_A	CN_B	CN_C-1	CN_C-2
비용	사회적 비용	사회적 비용 ^{a)} (조원)		241.6	213.7	120.9	131.5
	편익	환경 편익	대기오염 피해비용 저감 ^{b)} (조원)	7.0	7.1	9.8	12.0
	기후 편익	온실가스 누적 배출량 감소 ^{c)} (백만tCO ₂)		1,191.6	1,409.4	1,726.3	1,948.6
기타 영향	좌초 자산	좌초자산 증감 ^{d)} (조원)	암모니아 혼소	2.4	1.2	1.7	3.9
			w/o 암모니아 혼소	10.5	11.4	18.5	20.9
	고용 영향	일자리 증감(개) ^{e)}		252,269	172,551	155,703	-

43) 여기에서 화폐화된 항목의 경우 현가화된 결과만을 정리하였으며, 발전부문 탄소중립 정책 이행에 따른 비용과 편익을 확인하기 위해 일자리 증감을 제외하고 베이스라인 시나리오와의 차이값으로 정리하였음. 일자리 증감은 2020년 대비 석탄/LNG 발전소와 신재생에너지 산업 일자리 증감 결과를 종합한 값임. 경제사회적 영향을 제외한 나머지 항목들은 모두 2050년 을 기준으로 도출한 결과임.

구분		분석 항목	CN_A	CN_B	CN_C-1	CN_C-2
경제 사회적 영향 ^{f)} (2030년 기준)		GDP(%)	-0.17	-0.19	-0.06	-0.18
		사회적 후생(%)	-	-	-0.25	-
		전체 산업 생산활동(%)	-	-	0.35	-
	실업률 ^{g)} (%p)	비숙련 노동	-	-	-0.42	-
		숙련 노동	-	-	-0.11	-
		투자(%)	-	-	0.21	-
	민간 소비 활동(%)	-	-	-0.25	-	

- a) 여기에서의 사회적 비용은 총 시스템 비용과 대기오염 피해비용만을 이용하여 산출하였으며, 시스템 비용에서도 원전 리스크 비용의 증가 및 사용후핵연료 처리 비용 증가, 송배전망 투자비 증가 등은 반영되지 않음.
- b) 대기오염 피해비용은 석탄 및 가스 발전을 통해 배출되는 오염물질(NO_x, SO_x, PM_{2.5})의 배출량을 산정하고, 오염물질 배출량 당 피해비용을 곱하여 산정하였음. 대기오염물질 배출량은 연료 사용량에 대기오염물질 배출계수를 곱하여 계산하였으며, 대기오염 배출계수는 2019년 발전부문의 연료 사용량과 연료별 대기오염물질 배출량을 기준으로 역산하여 도출함. 대기오염물질 단위 피해비용은 강광규·김종원(2015)과 IMF(2014) 기반 피해비용을 모두 활용하되, 소비자물가지수를 활용하여 2021년 기준 비용으로 환산하고 각 오염물질별 보수적인 수치를 채택하여 활용함.
- c) 시나리오별 온실가스 배출량 경로에서 2050년까지 배출된 누적 배출량과 베이스 시나리오의 누적 배출량과의 차이를 통해 산출함. 연도별 배출량 차이를 연도별 탄소비용과 곱하여 경제적 가치로 환산할 경우 시나리오별로 16.8(5.4)조원, 46.3(16.1)조원, 63.2(22.5)조원, 101.8(40.5)조원으로 나타남. 괄호 밖의 가치는 단순 합산이고 괄호 안의 가치는 현재가치로 환산한 액수임.
- d) 좌초자산은 석탄발전기별 투자비, 운영비, 연료비를 포함한 총비용 중에서 발전기별 발전 수입을 통해 회수할 수 없는 비용으로 산정함. 암모니아 연료비용에 대한 지원이 없으면 혼소가 시행되기 어렵고 이때 석탄발전기의 발전량은 더 빠르게 감소하기 때문에 암모니아 혼소에 대한 지원이 없는 시나리오에서는 좌초자산이 증가함.
- e) 고용 증감의 영향은 각 시나리오별로 발전원별 운영단계의 용량당 평균 고용인원 실적에 발전원별 미래 설비 용량을 곱하여 산정한 고용인원을 시나리오별로 차감하여 도출함.
- f) 부분균형모형인 METER 모형에서 도출한 시나리오별 발전믹스 변화 양상을 CGE 모형에 외생적 충격으로 반영하여 발전믹스 변화에 따른 경제사회적 파급효과를 중점적으로 추산함. CGE 모형에는 우리나라 배출권거래제나 신재생에너지 확대 정책 등의 실행 여부, 발전기술별 연구개발 투자 등에 따른 기술 효율성 증대 및 학습효과 등의 요소들은 모형 내 명시적으로 반영되지 않았음.
- g) 실업률 추산에 활용된 실업 탄력성 수치 등은 외부 추정치(김기환 외.(2020) 및 조경엽(2017) 연구 등 참고)를 반영함.

분석 결과, 탄소중립 달성을 위한 전력 부문의 2050년까지의 사회적 비용은 시나리오에 따라 차이는 있지만 120~240조원 규모로, 기준 경로 시나리오에 비해 20~30% 정도 증가하는 것으로 나타났다. 시나리오별로 비교해 보면, 탄소중립 C-1 시나리오의 사회적 비용이 가장 적게 나타난 것을 알 수 있다. 다만 본 분석에서는 사회적 비용을 전력 부문의 총 시스템 비용과 대기오염 피해비용만을 이용하여 산출한 값이므로, 전환 부문의 실질적인 사회적 비용으로 해석하기에는 무리가 있다. 또한 총 시스템 비용에서도 원전 리스크 비용의 증가 및 사용 후 핵연료 처리에 따른 부담 비용 증가, 송배전망에 대한 투자비

증가는 반영되지 않았으므로 이러한 사항들을 반영한다면 결과는 달라질 수 있다. 그리고 정책 결정 시에는 사회적 비용뿐만 아니라 다른 편익과 영향들을 두루 고려할 필요가 있다.

또한 앞서와 같이 원전의 확대가 탄소중립으로의 전환 비용을 낮추는 데는 도움이 될 수 있지만, 석탄발전의 퇴출 시기를 재촉함으로써 좌초자산 규모는 증가시킬 것으로 보인다. 수명 연장 및 신한울 3·4호기의 건설은 사용 후 핵연료 처리와 안전에 관한 문제가 해결된다면 본 분석에서 적용한 비용의 전제하에 발전 비용을 일부 낮출 수 있을 것으로 나타났다. 하지만 석탄발전 퇴출을 늦출 수는 없고 오히려 더 앞당길 수 있는 가능성이 있는 것으로 보인다.

발전부문 탄소중립 경로의 환경 편익은 7~12조원 수준이며, 온실가스 누적 배출량 감소량은 1,190~1,950백만tCO₂ 수준으로 나타났다. 시나리오별로 보면 탄소중립 C-2 시나리오가 환경 편익과 기후 편익이 가장 크게 나타난 것을 알 수 있다. 그러나 본 분석에서의 환경 편익과 기후 편익은 대기오염 피해비용과 온실가스 누적 배출량 감소만을 대상으로 하고 있어 발전부문 탄소중립 경로의 실질적 편익을 모두 대변한다고 할 수 없다. 미국 CPP에 대한 RIA에서는 석탄화력발전소 배출량 제한으로 인한 기후 변화 영향과 대기오염물질별 건강에의 영향 및 생태계에의 영향 감소 등을 환경 편익과 건강 편익으로 산출하였으며, 그 외 산출되지 못하는 항목들까지 포함하면 그 편익이 더욱 커질 것이라고 기술하고 있다. 영국에서도 탈석탄으로 인한 건강과 안전에의 영향, 국제적인 기후변화 리더십 증가 등의 긍정적 영향을 함께 기술하고 있다. 국내에서도 본 연구에서 제안한 항목 외에도 건강 및 생태계 관련 편익과 국제 기후변화 리더십, 무역 및 관련 산업에의 영향 등 다양하고 광범위한 편익이 있을 수 있다. 이에 향후 국내에서도 발전부문 탄소중립에 따라 우리 사회가 얻을 수 있는 편익에 대해 다각적으로 분석하고 탈석탄에 대한 본격적인 사회적 논의를 시작할 필요가 있다고 보여진다.

좌초자산에 대해서는 어떠한 경로를 채택하더라도 2050년 탄소중립을 달성하는 시나리오하에서는 좌초자산이 발생하는 것을 확인하였다. 좌초자산 규모는 탄소중립 경로 시나리오에 따라 3.0~23.9조원까지 발생할 수 있는 것으로 분석되었다. 제9차 전력수급기본계획이 반영된 기준 시나리오에서도 약 3.0조원의 좌초자산이 발생하는 것으로 분석되어, 탄소중립 정책 시행에 따른 추가 좌초자산 발생 규모가 1.2~2.9조원에 달할 것으로 나타났다. 시나리오별로는 탄소중립 B 시나리오가 가장 적게 발생하고 그다음으로는 탄소중립 C-1, A, C-2 시나리오 순으로 발생하는 것을 알 수 있다. 그러나 좌

초자산 규모는 시나리오별 영향보다는 암모니아 혼소 가능 여부가 더 크게 작용하는 것을 확인하였다. 기술적 경제적으로 그린 암모니아와의 혼소가 실현되지 않으면 좌초자산은 크게 증가하는데, 탄소중립 A, B 시나리오는 10조원 내외, 탄소중립 C-1, C-2 시나리오는 20조원 내외의 좌초자산이 추가 발생할 것으로 예상되었다.

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. 다만 본 분석에서는 석탄발전소, LNG 발전소와 신재생에너지 분야 일자리 영향만을 분석하여 원자력 분야 등 다른 분야의 일자리 영향을 포함하여 추가적인 분석과 판단이 필요하다.

경제사회적 영향은 METER 모형을 통해 도출된 발전부문 탄소중립 경로의 전력믹스 구성과 온실가스 감축 경로 도출 결과를 CGE 모형 내 외생적 정책 시나리오로 반영함으로써, 탄소중립 발전 경로 이행에 따른 경제사회적 영향을 거시경제적 관점에서 정량화하고자 하였다. 먼저 발전부문 탄소중립 경로 이행에 따른 GDP에의 영향은 시나리오별로 차이가 있으나 모든 시나리오에서 GDP 손실을 초래함을 확인하였으며, 그중 탄소중립 C-1 시나리오가 가장 낮은 수준의 GDP 손실을 보였다. 이러한 점을 고려하여 탄소중립 이행에 사회적 비용과 GDP 손실이 가장 적고, 현 정부의 정책 방향을 고려할 때 가장 구현 가능성이 높다고 생각되는 탄소중립 C-1 시나리오만을 대상으로 경제사회적 영향을 분석하였다. 또한, 모형에 필요한 관련 자료의 한계로 인해 2030년까지를 대상 기간으로 하여 분석하였다.

분석 결과, 탄소중립 C-1 시나리오를 따르는 경로에서 2030년 목표 연도 기준 BAU 시나리오 대비 약 0.06% 낮은 수준의 GDP가 나타남을 확인할 수 있었다. 더불어, 사회적 후생 측면에서는 BAU 시나리오 대비 2030년 기준 약 0.25% 낮은 사회적 후생이 도래됨을 전망해 볼 수 있었다. 또한, 석탄발전의 감축을 통한 발전부문 탄소중립 이행은 탄소집약적 연료를 제공하는 산업군(석탄, 석유화학, 가스)과 전력 산업의 생산활동을 위축시키지만, 화학제품, 1차 금속, 금속/기계/장비 등의 주요 제조업군의 생산활동을 향상하는 결과가 나타났다. 이를 통해 전력 부문의 저탄소화는 단기적으로는 전력 산업에 있어서 시스템 비용 증대를 일으킬 수 있으나, 중장기적으로는 산업별 사용 전력의 저탄소화를 촉진하고, 이를 바탕으로 산업 전반에 있어서는 규모 효과 증대를 일

으킬 수 있음을 확인할 수 있었다.

또한, 발전부문 저탄소화 이행은 경제체제 전반에 있어서 비숙련 노동의 고용률을 상대적으로 더욱 증진함으로써 경제체제 내 생산활동을 진작시키는 효과를 가져올 수 있었다. 이는 발전부문 탄소중립 경로가 경제체제 전반의 숙련 수준을 다소 저숙련으로의 균형상태로 수렴할 수 있는 잠재성이 있음을 시사하며, 이에 따라 숙련 노동에 대한 수요가 상대적으로 감소함으로써 숙련 프리미엄이 BAU 대비 상대적으로 높게 형성됨을 이해할 수 있었다. 이를 통해 전력 부문을 넘어 전 산업에 있어서 노동시장의 숙련도를 향상하기 위한 정책 대안을 마련하고 고부가가치 탄소중립 산업구조로의 전환을 꾀할 필요가 있다. 더불어, 전력 부문의 탈탄소화 진행으로 경제체제 전반에 있어서 생산활동은 다소 증대할 수 있으나, 민간 소비 부문에 있어서의 위축 효과를 어떻게 해소해야 할지에 대한 정책 대안 마련 역시 중요하게 대두될 필요가 있음을 확인하였다.

추가적으로 발전부문의 탄소중립 이행이 저소득 가구에 상대적으로 더 큰 부담으로 작용하고 소득 분배 측면에 있어서 악화 현상을 초래할 수 있는 잠재성을 확인했다. 이에 발전부문 저탄소화 진행 과정에 있어서, 노동시장 및 가계소득 분포 측면의 불균형 완화를 위한 정책 수단을 보완적으로 마련할 필요가 있다.

다만, 본 모형에서 설정한 BAU 시나리오 전제의 한계점으로 인해 분석 결과를 해석하는 데 유의할 필요가 있다. 먼저 기존의 경제 상황이 2030년까지 유지된다는 가정을 기반으로 BAU를 설정하여, 우리나라를 포함한 세계 각국이 탄소중립 이행에 동참하면서 발생할 수 있는 경제사회적 환경 변화 상황이 제대로 반영되지 않아 GDP, 사회적 후생 등 분석 결과의 절대적 수치에 의미를 부여하기는 어렵다. 다만, 본 연구에서는 이러한 분석을 통해 경제사회적으로 파급될 수 있는 영향 범위와 정도를 살펴보고 시사점을 도출하는 데 의미를 부여하는 것이 바람직하다고 할 수 있다. 특히 탄소중립 이행에 따른 사회적 비용 증가 및 전력믹스 변화로 인해, GDP를 비롯한 거시경제지표가 하락하는 결과가 도출된 것은 본 연구에서 활용한 CGE 모형의 구조적 특성상 사회적 비용 증가가 정책 충격으로 반영됨에 따라 도출된 결과이며 향후 분석 결과의 현실 정합성 및 타당성 제고를 위해 다양한 모형과 시나리오를 기반으로 추가적인 연구를 진행할 필요가 있다. 또한 본 경제사회적 영향 분석 결과는 2030년까지를 대상 기간으로 하고 있으며, 2050년까지의 탄소중립 이행 경로가 모두 반영되지 않아 2030년 이후의 영향은 다른 경향을 보일 수 있으며, 향후 이에 대한 추가 분석도 필요할 것으로 보인다.

제5장

결론 및 시사점

제1절 결론 및 정책적 시사점

제2절 연구의 의의 및 한계

제 1절

결론 및 정책적 시사점

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

본 연구에서는 2050년 탄소중립 목표를 달성하는 데 가장 중요한 전제 조건인 발전 부문의 탄소중립 경로를 분석하고 이에 따른 사회적 비용과 편익, 영향 분석을 시도하였다.

이를 위해 제2장에서는 문헌 조사와 전문가 자문을 통해 사회적 비용의 개념을 탐색하고 국내외 규제영향분석 사례 조사를 통해 국내 발전부문 탄소중립 이행의 비용·편익 분석 프레임워크를 제안하였다. 본 연구에서는 사회적 비용을 일반적으로 많이 활용되고 있는 사적 비용과 외부 비용의 합으로 정의하였으며, 발전부문 탄소중립 경로에서의 사회적 비용 산출을 위해 사적 비용은 전체 전력시스템의 총비용으로, 외부 비용은 대기오염 피해비용으로 한정하여 제안하였다. 또한 영국과 미국에서 탈석탄 및 석탄발전 배출량 제한 정책과 관련하여 규제영향분석을 시행한 사례를 조사하고 국내 규제영향분석 지침서를 참조하여 국내 발전부문 탄소중립 경로의 비용과 편익, 영향 분석의 범위를 제안하였다.

제3장에서는 발전부문 탄소중립 경로 분석을 위해 2050년 탄소중립과 탈석탄, 2030년 NDC 등 국가 정책 목표를 충족하는 분석 시나리오를 설계하였으며, 전력시스템 모형을 통해 분석 시나리오별 탄소중립 경로를 도출하고, 그 일부로 석탄발전의 감축 및 퇴출 경로를 분석하였다.

제4장에서는 발전부문의 탄소중립 경로 이행 과정에서 발생하는 사회적 비용과 편익 분석을 위해 전력시스템 전체의 비용과 대기오염 피해비용을 산출하였으며, 추가적으로 좌초자산, 고용 영향 및 경제사회적 영향 분석을 진행하였다.

각 장별 분석 결과에 해당하는 시사점은 각 장의 소결에서 설명하고 있으며, 본 장에서는 본 연구의 분석 결과를 종합하여 발전부문 탄소중립 달성을 위한 정책적 시사점을 다음과 같이 제시하고자 한다.

1 발전부문의 탄소중립 경로 구체화 및 탈석탄 로드맵을 구축하여 탄소중립 정책 이행의 확실성 제고

2050년 탄소중립 목표 달성을 위해서는 석탄발전의 질서 있는 퇴진은 필수적이다. 그러나 현재까지의 기존 계획상으로는 2050년까지의 석탄발전의 퇴출 경로가 구체화되지 않아 정책 이행의 불확실성이 있는 상황이다. 이러한 정책 이행의 불확실성은 발전사, 투자자 및 소비자에게 정확한 신호를 줄 수 없으며, 이는 향후 탄소중립 이행 과정에서 다양한 갈등과 장애 요인이 될 수 있다. 이에 발전부문 탄소중립 이행과 탈석탄을 위한 종합적인 로드맵을 구축할 필요가 있다. 그리고 이 로드맵에는 탈석탄의 시점과 방식, 그린 암모니아 혼소 기술 개발 계획 및 정책적 지원 방안, 예상되는 좌초자산과 이에 대한 보상 방안 등을 포함해야 할 것으로 보인다.

앞서 좌초자산 분석 결과를 보면, 2050년 탄소중립을 충족하는 시나리오에서는 어떠한 경로를 선택하더라도 좌초자산이 추가로 발생할 것으로 보임에 따라 로드맵 수립 시 이러한 좌초자산에 대한 고려도 필요하다고 보여진다. 다만, 좌초자산에 대한 세부적인 보상 방식과 범위에 대해서는 탈석탄 방식과도 연계가 되어 있어 사회적 합의에 기반한 추가적인 논의가 필요하다.

또한 탈석탄의 시점은 다소 유동적으로 설정할 필요성이 있다고 보여진다. 앞의 시나리오 분석 결과에서 알 수 있는 것처럼 탈석탄 시점은 여러 가지 전제 조건과 암모니아 혼소 기술 및 암모니아 가격에 따라 달라질 수 있으며, 이에 따라 사회적 비용과 편익, 좌초자산 규모 등도 함께 달라진다. 또한, 하향식으로 탈석탄 시점을 하나로 설정하는 것은 일부 발전사들의 저항을 초래할 수 있으므로, 사회적 합의를 통해 탈석탄 방식을 결정하되 하향식 접근보다는 전력 시장에서 탄소 비용을 적절히 반영하여 자연스럽게 퇴출을 유도하는 상향식 방법이 더 적절할 것으로 사료된다. 이의 연장선상에서 현재 전력수급기본계획도 하나의 목표안에 대한 계획을 수립하는데, 설비 투자 계획은 여건상 하나의 안으로 가더라도 발전량 계획은 불확실성을 반영하여 복수의 시나리오를 채택하는 것을 검토할 필요성이 있다.

2 탄소중립 정책 결정 수단으로서의 사회적 영향 분석 강화

본 연구에서는 2050년까지 탄소중립과 탈석탄을 달성하고 2030 NDC 목표를 충족하는 것을 전제로 하는, 발전부문에서의 다양한 탄소중립 경로를 도출하고 그 과정에서 우리 사회가 부담해야 할 비용과 편익, 영향 분석 프레임워크를 시범적으로 제안하고 분석을 시도하였다. 분석 결과 발전부문의 탄소중립을 달성할 수 있는 경로는 하나의 경로만 존재하는 것이 아니라 다양한 전력믹스로 구성될 수 있으며, 경로별 전제에 따라 비용과 편익, 영향 정도가 다르게 나타나는 것을 확인하였다. 따라서 탄소중립 전환 경로를 결정함에 있어 이행 과정에서 발생하는 다양한 사회적 비용과 편익, 영향을 고려할 필요가 있으며, 다양한 영향을 비교 분석하여 사회가 부담해야 할 비용은 최소화하고 편익을 최대화할 수 있도록 사회적 합의를 기반으로 정책을 결정할 필요가 있다.

이와 같은 관점에서 본 연구는 탄소중립을 달성하는 경로별 영향 분석 결과 비교를 통해 사회적 영향 분석이 우리 사회가 추구해야 할 가치를 기반으로 최적의 탄소중립 경로를 선택하는 수단으로서 활용될 수 있는 가능성을 확인한 것으로 볼 수 있다. 그리고 사회적 비용과 기후 편익을 동시에 고려하기 위해서는 기후 편익을 화폐화 가치로 환산하여 비교함으로써 경로를 선택할 수도 있다. 이러한 연구 사례를 바탕으로, 향후 우리 사회 전반에 큰 영향을 미치는 탄소중립과 관련된 주요 정책에 대해서는 사회적 영향 분석을 의무화하여 정책 결정 수단으로 활용하고 정책의 신뢰성을 제고할 필요가 있다고 사료된다.

영국과 미국에서는 규제영향분석을 통해 탈석탄 혹은 석탄발전 관련 정책의 사회적 영향을 분석하였으며, 국내에서도 정부에서 행정규제를 신설하거나 강화할 경우 규제영향분석을 의무화하고 있다. 여기서 행정규제는 법령 등이나 조례·규칙에 규정되는 사항을 포함한다. 그러므로 이러한 국내 규제영향분석과 연계하여 탄소중립 정책의 사회적 영향 분석을 정책 의사결정 수단으로 활용하는 방안도 고려해 볼 필요가 있다. 아울러 행정규제기본법에서 국회, 법원, 헌법재판소 등이 하는 사무에 대해서는 규제영향분석을 제외하고 있으며, 발전부문을 포함한 탄소중립과 관련된 부문별 정책들이 법적 근거를 필요로 한다는 점을 고려한다면, 국회 발의 입법안에 대해서도 이러한 영향 분석을 의무화하도록 제도 개선을 할 필요가 있다고 보여진다. 제도 개선을 위해 먼저 근거 법률 마련과 영향 분석을 수행할 주체에 대한 논의가 진행될 필요가 있다. 현재 규제영향

분석의 근거법인 행정규제기본법에서 일부 제외 조항을 수정할 수도 있겠으나 행정규제기본법은 중앙행정기관의 장이 규제를 신설하거나 강화할 때를 전제로 하고 있어 국회법 또는 국회규칙 등을 개정하는 것이 바람직할 수 있다. 또한 정부에서 제안하는 행정규제에 대해서는 행정안전부 산하 연구 기관인 행정연구원에서 규제영향분석과 관련된 검토 및 심사 기능을 담당하고 있는 점을 고려할 때, 국회 발의 입법안의 영향 분석은 국회 산하 연구 기관인 국회미래연구원과 같은 입법부 내 조직이 담당하는 것이 바람직할 것으로 사료된다. 이민호·최유성·김신(2019)은 입법부 내 입법 지원 기관인 국회사무처, 국회입법조사처에서는 규제 입법 지원 활동을 위한 충분한 역량과 자원이 확보되지 못함을 지적하고 있어 국회미래연구원 내 관련 기능과 조직을 강화하는 등의 방안 마련이 필요하다고 보여진다. 이에 대해서는 차후 해외 사례 조사와 관련 법체계에 대한 추가적인 연구를 통해 구체적 방안 마련이 필요할 것으로 사료된다.

3 탄소중립 이행 과정에서의 비용과 편익에 대한 사회적 합의 필요

탄소중립은 경제사회 전반의 시스템 전환을 요구함에 따라 그 과정에서 많은 이해관계자들에게 큰 영향을 미치고 이로 인해 다양한 사회적 갈등과 비용이 발생할 것으로 예견되고 있다(정훈 외, 2022). 이에 따라 탄소중립 전환 경로를 결정함에 있어 이행 과정에서 발생하는 다양한 사회적 비용과 편익, 영향을 고려할 필요가 있으며, 비용과 편익, 영향 범위에 대해서는 국가별 상황과 목적에 맞게 설정할 필요가 있다.

영국은 탈석탄 시점과 관련하여 석탄발전소를 해당 시점까지 강제 종료하는 것을 규제로 보고 이에 대한 영향평가를 진행하였다. 해당 영향평가의 분석 범위는 발전 비용, 탄소 비용, 자본 비용, 시스템 비용 등 화폐화된 비용과 국제 기후변화 리더십, 건강 및 안전에의 영향, 무역 및 투자에의 영향 등 비화폐화된 항목을 구분하여 분석하였다. 더불어 소비자와 생산자, 발전소 폐쇄 지역에 대한 영향 등 분배 영향과 산업에의 영향, 소비자 전력요금에의 영향 등 해당 규제 시행에 따른 이해관계자들에 대한 영향도 함께 분석하였다.

미국에서는 석탄화력발전소의 배출량을 제한하는 규제에 대해 비용과 편익, 그 외 영향들을 구분하여 규제영향분석을 시행하였다. 자본 투자 비용, 연료전환 비용, 효율 개선 비용 등을 규제 준수 비용으로 설정하고, 그 외 기후 편익과 건강 공편익, 환경 공편익을 구분하여 세부 항목들을 정량적으로 분석하거나 정성적으로 평가를 하였으며, 추가적으로 에너지 시장에서의 영향과 일자리 영향을 분석하였다. 그리고 미국은 해당 규제 정책 이행을 위해 주별 목표와 이행 계획 수립 시 활용할 수 있는 정책 수단 선택 범위를 최대화하기 위해 분석 방식과 세부 시나리오를 다양화하여 분석 결과를 제시하였다.

본 연구에서는 국내 발전부문의 탄소중립 이행 경로와 이 과정에서 발생할 수 있는 비용과 편익, 영향 등 분석 항목들을 시범적으로 제안하고 분석을 시도하였다. 그러나 여기서 제시한 항목들은 활용 가능한 방법론과 데이터에 기반하여 정량화가 가능한 일부 항목들만을 제한적으로 제시한 것으로, 실제 이행 과정에서는 더 많은 비용과 편익, 영향이 생길 수 있다. 본 연구에서는 전력 부문 탄소중립 이행에 따른 사회적 비용을 전력시스템 비용과 대기오염 피해비용만을 대상으로 하였으나, 김광인·김현숙·조인구(2019)는 사고위험 대응 비용과 탄소배출 비용, 대기오염 비용을 발전부문의 사회적 비용으로 간주하였으며, Samuel Grausz(2011)에서는 석탄발전의 외부 비용을 건강 비용과 대기오염 비용, 기후변화 비용으로 보았다. 그리고 앞서 제4장에서 설명한 바와 같이 본 연구에서는 원전 리스크 비용과 사용 후 핵연료 처리 비용, 송배전망에 대한 투자비 증가는 포함되지 않았으나, 이와 같은 항목들도 사회적 비용으로 포함될 수 있다. 또한 석탄발전소 폐쇄로 인한 영향은 좌초자산과 일자리 영향뿐 아니라 지역사회 경제에도 영향을 미칠 수 있으며, 정책 추진 과정에서 영향을 받는 피해자들에 대한 지원과 보상 비용, 갈등 해결 비용 등도 추가될 수 있다. 편익에 대해서도 미국과 영국 사례에 포함된 것과 같이 건강과 환경, 생태계 개선뿐 아니라 산업과 무역, 국제적 위상 등에 대해서도 다양한 편익이 생길 수 있다. 특히 최근 합의된 EU의 탄소국경조정 메커니즘의 도입과 RE100의 확산에 따라 전력부문의 탄소중립이 산업 경쟁력과 무역에 미치는 영향과 간접적인 편익도 커질 것으로 예상된다.

이와 같이 다양한 비용과 편익, 영향을 모두 종합하여 우리 사회가 탄소중립의 사회로의 전환 방식에 대해 어떠한 가치를 두고 결정할 것이냐에 따라 평가하고자 하는 항목들을 결정하고 이를 기반으로 정책 결정에 활용할 필요가 있다. 이를 위해 먼저 정부

의 탄소중립 정책과 방향성에 대한 투명한 정보 공유를 통해 국민들의 탄소중립에 대한 인식을 제고하고 국민 참여를 기반으로 탄소중립 사회 전환에 대한 사회적 합의를 도출할 필요가 있다. 이처럼 사회적 합의와 근거에 기반한 체계적인 정책 결정 과정을 거친다면, 향후 탄소중립 전환 과정에서 발생할 갈등과 불평등 요인도 저감시킬 수 있을 것으로 예상된다.

4 발전부문 탄소중립 이행 과정에서의 불평등 최소화를 위한 정의로운 전환 정책 필요

탄소중립 사회로의 전환은 필연적이지만 그 과정과 결과에 있어 불평등이 발생할 수 있으므로 정의로운 전환 관점에서의 정책을 마련할 필요가 있다. 본 연구에서는 제4장의 경제사회적 영향 분석을 통해 발전부문의 탄소중립 경로 이행이 저소득 가구에 상대적으로 더 큰 부담으로 작용하며, 소득 분배 측면에서도 악화 현상을 초래할 가능성이 있음을 확인하였다. 이는 탄소중립 전환 과정에서 경제적 불평등이 확산될 수 있다는 사실을 간접적으로 확인한 것으로, 발전부문 저탄소화 진행 과정에 있어서 노동시장 및 가계소득의 불균형 완화를 위한 정의로운 전환 관점에서 정책 수단을 마련할 필요가 있다.

특히 일자리와 관련해서는 경제 전반적인 관점보다는 직접적 영향에 노출되는 특정 지역 및 특정 노동자 그룹에 대한 대책이 필요할 것으로 보인다. 일반적으로 재생에너지가 고용 유발 효과가 더 많다고 하지만, 재생에너지 설비 공급의 국내 비중이 한정적이고 지역별 잠재량에 따라 지역별로 일자리 증감 정도가 다르게 나타나기 때문이다. 또한 신규 발생하는 일자리가 모두 양질의 일자리라고 볼 수 없으며, 해당 신규 일자리들이 기존 석탄발전소 종사자들을 모두 수용할 수 있는지 여부도 불확실한 상황이다. 이는 앞서 경제사회적 영향 분석 결과에서 전력 부문의 탄소중립 경로 이행이 비숙련 노동의 고용률을 상대적으로 더욱 증진함으로써 경제체제 전반의 숙련 수준을 다소 낮출 수 있다는 내용을 통해서도 확인할 수 있다. 즉, 새로 창출되는 일자리가 필요로 하는 숙련 수준이 기존의 일자리보다 낮을 수 있음을 시사하고 있는 것이다. 이와 같은 상황을 반영하듯 석탄발전소 폐쇄로 인해 피해를 받게 되는 노동자와 지역사회 주민들

은 피해를 최소화하기 위해 가장 필요한 정책을 묻는 설문에 대해 노동자들은 고용 유지를, 지역사회 주민들은 지역 내 양질의 일자리 창출을 가장 필요한 정책으로 꼽았다 (정훈·박시원, 2022).

우리나라도 탄소중립기본법에 정의로운 전환과 관련된 조항이 신설되었으나 특정 전환 과정에 적용하기에는 구체성이 떨어지는 상황이다. 이에 전력 부문의 탄소중립 과정에서 불평등을 최소화하고 주요 이해관계자 그룹에 대해 차별적으로 적용할 수 있도록 구체적인 대책을 마련할 필요가 있다.

제2절 연구의 의의 및 한계

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

본 연구는 2050년 탄소중립 달성을 위한 발전부문의 탄소중립 경로를 시나리오별로 구체적으로 분석하였으며, 사회적 비용·편익 분석 프레임워크를 통해 탄소중립 경로 이행에 따른 사회적 비용과 편익, 그 외 영향들에 대해 분석을 시도한 의미 있는 연구라 할 수 있다. 세부적으로는 발전부문 탄소중립 이행 경로에 대한 사회 전체적 관점의 비용을 추정하였을 뿐만 아니라 좌초자산과 일자리 영향과 같은 이해관계자에 대한 영향, GDP와 산업 생산활동, 실업률 등 경제사회적인 영향 등을 함께 도출하였다. 다만 분석 방법론과 활용 데이터의 제한 등으로 인해 분석 결과를 해석하고 적용하는 데 있어서는 여러 한계점이 있다.

첫째, 원자력 발전의 수명 연장에 따른 안전 문제 및 관련 비용에 대한 충분한 검토가 이루어졌다고 할 수는 없다. 본 연구에서는 원전 전문가의 자문을 통해 원전 수명 연장의 투자비가 신규 투자비의 19~25%라는 정보를 얻고 보수적 접근을 위해 25%의 수치를 취했지만, 수명 연장의 안전성 및 폐기물 처리 문제 등에 대한 충분한 검토가 이루어졌다고 할 수 없다. 향후 연구에서는 원전 수명 연장의 직·간접 비용에 대한 구체적인 연구가 필요할 것으로 보인다. 둘째, 탄소 비용 및 연료 비용을 한 가지 시나리오에 대해서만 분석을 수행하였는데, 이들 비용은 불확실성이 있으므로 좀 더 다양한 시나리오에 기반한 연구가 필요할 것으로 보인다. 셋째, 2050년까지의 분석에 있어서 에너지저장장치의 역할 및 비용에 대한 세부적인 분석이 필요하다. 본 연구에서는 이 부분이 연구의 초점이 아니어서 설비 투자비로 합산된 비용만을 제시하였는데, 향후 연구에서는 세부적인 분석이 수행될 필요성이 있다. 이에 향후 관련된 논의를 더 심도 있고 의미 있게 진행하려면 추가적인 시나리오 분석과 다양한 방법론 및 신뢰성 있는 데이터를 활용하는 등 더 많은 후속 연구가 필요할 것으로 사료된다. 마지막으로, CGE 모형을 활용한 분석에서는 BAU 시나리오 전제의 한계점과 모형의 구조적 특성으로 분석 결과의 절대적 수치에 의미를 부여하기는 어려우며, 향후 분석 결과의 현실 정합성과 타당성 제고를 위해 다양한 모형과 시나리오를 기반으로 추가 연구가 필요하다.

이러한 한계점에도 불구하고 탄소중립 사회로의 전환 기반을 마련하기 위해서는 본 연구에서 살펴본 발전부문 외에도 탄소배출 비중이 큰 산업 부문과 같이 다른 부문에 대해서도 탄소중립 전환 과정에서 발생할 수 있는 사회적 비용과 편익에 대한 논의를 시작할 필요가 있다. 이를 통해 우리 사회가 탄소중립 전환을 위해 필요한 사항을 점검하고 다양한 시나리오와 정책 수단에 대한 영향을 파악함으로써 최적의 전환 경로를 선택할 수 있도록 해야 한다.

참고문헌

1. 문헌자료
2. 웹사이트

참고문헌

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

1 문헌자료

- 2050 탄소중립녹색성장위원회(2021. 10.), 「2050 탄소중립 시나리오 세부산출근거」.
- Climate Analytics(2020), 「탈석탄 사회로의 전환-파리협정에 따른 한국의 과학 기반 탈석탄 경로」.
- KEY TO WAY(2021), 「정의로운 에너지전환을 위한 폐지 석탄발전소 활용방안 연구」, 산업통상자원부 용역.
- 강광규·김종원(2015), 「대기오염물질 사회적 비용 재평가 연구」, 한국자동차환경협회.
- 관계부처 합동(2021. 10.), 「2050 탄소중립 시나리오안」.
- 국무조정실(2018), 「규제영향분석서 작성지침」.
- 국무조정실(2021. 8.), 「규제영향분석서 작성지침」.
- 권오상·한미진·반경훈·윤지원(2018), 「한국 경제의 KLEM DB 구축과 중첩 CES 생산함수 추정」, 『자원·환경경제연구』, 27(1), 29-66.
- 이철용(2021), 「에너지 전환에 따른 신재생에너지 산업의 경제적 파급효과 추정」, 『한국혁신학회지』, 16(3), 한국혁신학회.
- 권용훈 외(2021), 「공공투자사업 사회적비용 산정의 쟁점과 대응방안」, 서울연구원.
- 김광인·김현숙·조인구(2019), 「에너지 전환정책과 발전의 사회적 비용 -제7차와 제8차 전력수급기본계획 비교-」, 『자원·환경경제연구』, 28(1), 한국자원경제학회.
- 김기환·서유정(2019), 「재생에너지 확대의 국민경제 파급효과 분석(1/4)」, 에너지경제연구원.
- 김기환·임덕오·김진수·최봉석·오인하(2020), 「재생에너지 확대의 국민경제 파급효과 분석

(2/4)」, 에너지경제연구원.

김동건(2012), 「비용·편익분석」, 박영사.

김성준·오정일(2012), 「비용편익분석의 이해」, 경북대학교 출판부.

김태현(2020), 「대기오염물질 저감을 위한 산업부문 연료의 상대가격 개선 방안 연구」, 에너지경제연구원.

김흥배(2012), 「정책평가기법: 비용편익분석론」, 나남.

박수현(2009), 「미국의 규제영향분석제도에 관한 고찰」, 『입법평가연구』, 1, 한국법제연구원, pp. 85~126.

박시원·김승완(2020), 「영국 탈석탄 정책의 배경과 주요 법제」, 『환경법과 정책』, 24, 강원대학교 비교법학연구소.

산업통상자원부(2017. 12.), 「제8차 전력수급기본계획(2017~2031)」.

산업통상자원부(2020. 12.), 「제9차 전력수급기본계획(2020~2034)」.

산업통상자원부 보도자료(2022. 8. 30.), 「제10차 전력수급기본계획」 총괄분과위 실무안 공개.

서성아(2017), 「사회적 비용·편익분석 비교조사」, 한국행정연구원.

안영환(2017), 「석탄발전소의 좌초자산 조건연구」, 에너지경제연구원.

안혁근(2014), 「규제영향분석제도의 실효성 제고 방안」, 한국행정연구원. 노동운·김지현 (2015), 「미국 기존 발전소의 온실가스 배출규제」, 『세계 에너지시장 인사이트』, 15-33, 에너지경제연구원.

윤현진(2015), 「규제행정법과 비용편익분석-미국에서의 논의를 중심으로」, 이화여자대학교 박사학위논문.

이동규 외(2018), 「발전용 에너지 제세부담금 체계 합리적 조정방안 연구」, 한국조세재정연구원.

이민호 외(2018), 「사회적 비용편익분석 사례 조사」, 한국행정연구원.

이민호·최유성·김신(2019), 「규제영향평가의 포괄적 적용을 위한 규제관리체계 개선방안」.

- 의원입법 및 지자체 규제의 사각지대를 중심으로」, 한국행정연구원.
- 이철용(2021), 「에너지 전환에 따른 신재생에너지 산업의 경제적 파급효과 추정」, 『한국혁신학회지』, 16(3), 한국혁신학회.
- 정훈·박시원(2022), 「국내 탈석탄 과정의 주요 갈등 이슈와 입법과제」, 국회미래연구원 (예정).
- 조경엽(2017), 「기본소득제가 소득재분배와 노동공급에 미치는 영향」, 한국경제연구원.
- 조주현·윤태연·김윤경(2018), 「LNG발전소 건설 및 운영에 따른 유발효과분석」, 『에너지경제연구』, 17(1), 에너지경제연구원.
- 최유(2017), 「영국 입법평가의 최신동향」, 한국법제연구원.
- 한귀현(2016), 「미국의 규제영향분석제도에 관한 연구」, 『공법학연구』, 17(2), 한국비교공법학회.
- A. C. Pigou.(1920), “The Economics of Welfare”.
- Ahn, Y. and Jeon, W.(2019), “Power Sector Reform and CO₂ Abatement Costs in Korea”, *Energy Policy*, 131, pp. 202-214.
- Baumol, W. J. and Sidak, J. G.(1995), *Transmission Pricing and Stranded Costs in the Electric Power Industry*, The AEI PRESS.
- BEIS(2017. 11. 20.), “The Future of Coal Generation in Great Britain: Impact Assessment”.
- BEIS(2020. 10.), “The Future of Coal Generation in Great Britain: Impact Assessment”(IA No: BEIS015(F)-19-ESNM).
- Bilich, A. et al.(2019), “Managing the Transition-Proactive Solutions for Stranded Gas Asset Risk in California”, Environmental Defense Fund.
- BNEF(2020), “Hydrogen Economy Outlook”.
- Boardman, A. et al.(2014, 1.), *Cost-Benefit Analysis: Concepts and Practice*.
- Böhringer, C., Landis, F., and Reanos, M. A. T.(2017), “Economic impacts of

- renewable energy production in Germany”, *The Energy Journal*, 38.
- Buchanan, J. M. and Tullock, G.(1962), *The Calculus of Consent: Logical Foundations of Constitutional Democracy*.
- Department for Business Innovation and Skills(2015), “Better Regulation Framework Manual: Practical Guidance for UK Government Officials”.
- Department of Energy and Climate Change(2010), “The Green Deal: A summary of the Government’s proposals”.
- Department of Energy and Climate Change(2012. 5.), “Dynamic Dispatch Model(DDM)”.
- Dismukes, D. E. and Maloney, M. T.(1999), “Stranded Investment and Non-Utility Generation”, *The Electricity Journal*, 12(5), Elsevier, pp. 50-61.
- 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).
- EPA(2015), “Regulatory Impact Analysis for the Clean Power Plan Final Rule”.
- Fuguitt, D. and Wilcox, S.(1999), *Cost-Benefit Analysis for Public Sector Decision Makers*, Quorum Books.
- GEM et al.(2022), “Boom and Bust Coal 2022: Tracking the Global Coal Plant Pipeline”.
- Generation Foundation(2013), “Stranded Carbon Assets: Why and How Carbon Risks Should Be Incorporated in Investment Analysis”.
- 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.
- ICCT(2020), “Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe”.
- IDB(2016), “Stranded Assets: A Climate Risk Challenge”.

- 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.
- IEA(2019), “The Future of Hydrogen”.
- IEA(2020), “G20 Hydrogen report: Assumptions”.
- IEA(2021a), “Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector”.
- IEA(2021b), “World Energy Outlook 2021”.
- IMF(2014), *Getting Energy Prices Right*.
- IPCC(2018), “Global Warming of 1.5°C”.
- 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).
- Keating, Barry P. & Keating, Maryann O.(2014), “Basic Cost Benefit Analysis for Assessing Local Public Projects”, New York. Business Expert Press.
- Korzhenevych, A. et al.(2014), “Update of the Handbook on External Costs of Transport”, Ricardo-AEA.
- 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.
- Küster, R., Ellersdorfer, I. R., and Fahl, U.(2007). “A CGE-analysis of energy policies considering labor market imperfections and technology specifications”, FEEM Working Paper.
- Lu, Y. et al.(2022), “Plant Conversions and Abatement Technologies Cannot Prevent Stranding of Power Plant Assets in 2°C Scenarios”, *Nature Communications*, 13, 806.
- Mishan, E. J.(1994), *Cost-Benefit Analysis: An Informal Introduction*, 4th ed.,

Routledge.

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.

Neves, V.(2012), “Social Costs: Where Does the Market End?”, *RCCS Annual Review*, 4.

Patrizio, P. et al.(2020), “Socially Equitable Energy System Transitions”, *Joule*, 4(8).

R. H. Coase.(1960), “The Problem of Social Cost”, *The Journal of Law & Economics*, Vol. 3, pp. 1-44

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

Samuel Grausz(2011), “The Social Cost of Coal: Implications for the World Bank”, *Climate Advisers*.

WMO(2022. 5.), “State of the Global Climate 2021 report”.

Yeo, Y., Lee, J. D., and Jung, S.(2021), “Winners and losers in a knowledge-based economy: investigating the policy packages for an inclusive growth based on a computable general equilibrium analysis of Korea”, *Journal of the Asia Pacific Economy*, 1-37.

2 웹사이트

- KDI 경제정보센터(2022. 9. 24. 접근), <https://eiec.kdi.re.kr/material/conceptList.do?depth01=00002000010000100008&idx=134>
- 국가법령정보센터(2022. 10. 1. 접근), <https://www.law.go.kr/LSW/admRulLsInfoP.do?admRulSeq=2100000177914>
- 환경운동연합(2018. 1. 2.), “당진에코파워 석탄발전소 백지화, 그런데 삼척은?”, <http://kfe.m.or.kr/?p=186899>
- 燃料アンモニア導入官民協議会(2022. 10. 16. 접근), 「燃料アンモニア導入官民協議会 中間取りまとめ」, https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/nenryo_anmonia/pdf/20200208_1.pdf
- Coal Generation in Great Britain: The Pathway to a Low-Carbon Future, Consultation Document(2022. 10. 4. 접근), <https://www.gov.uk/government/consultations/coal-generation-in-great-britain-the-pathway-to-a-low-carbon-future#full-publication-update-history>
- Consultation Outcome: Early Phase Out of Unabated Coal Generation in Great Britain(2022. 10. 4. 접근), <https://www.gov.uk/government/consultations/early-phase-out-of-unabated-coal-generation-in-great-britain>
- EPA(2022. 10. 10. 접근), “FACT SHEET: Overview of the Clean Power Plan”, https://19january2017snapshot.epa.gov/cleanpowerplan/fact-sheet-overview-clean-power-plan_.html#print
- EPJ(2017. 4. 11.), “당진에코파워 전원개발 승인... 당진시·환경단체 등 반발”, <http://www.epj.co.kr/news/articleView.html?idxno=12081>
- GOV.UK(2022. 10. 6. 접근), <https://www.gov.uk/government/publications/autumn-budget-2017-documents>
- GOV.UK(2022. 10. 6. 접근), <https://www.gov.uk/government/publications/fossil-fuel-price-assumptions-2018>

Maloney, M. T.(2022. 9. 24. 접근), “Sunk or Stranded Cost”, Customer Choice Consumer Value, <http://maloney.people.clemson.edu/customerchoice/sunkor.htm>

PPCA(2022. 9. 5. 접근), <https://www.poweringpastcoal.org/>

Abstract

A Study on Carbon Neutral Implementation Paths and Social Costs & Benefits in the Power Sector

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

The key to transitioning towards a carbon-neutral society in the face of the pressing climate crisis is the decarbonization of the energy sector. This process must begin with the phase-out of coal-based power generation, which remains the world's largest energy source and the primary contributor to greenhouse gas emissions. The international community has acknowledged the urgency of this issue through the COP26 summit held in 2021, where agreements were made to phase out unabated coal power plants and to gradually eliminate subsidies for fossil fuels.

In order to align with the global movement towards carbon neutrality, the Republic of Korea has pledged to the international community to fully phase out coal-fired power plants by 2050 through participation in COP26. It is imperative that we now take concrete steps to implement a comprehensive plan for coal phase-out and devise practical policy measures to meet the commitments made to the international community.

The utilization of coal-fired power plants has been a seminal driving force behind the modernization and industrialization of nations globally, dating back to the Industrial Revolution. However, as the world progresses towards phasing out coal as a primary energy source, a number of challenges and costs are anticipated to arise, including a decline in related industries, job losses, and the potential impact on local economies. Despite this, the transition away from coal also presents a host of benefits, such as a reduction in greenhouse gas emissions, an improvement in air quality and the overall environment, as well as the emergence of new job opportunities within the energy new industries.

Thus, in order to effectively realize a carbon-neutral trajectory within the power industry, it is imperative to take into account both the potential socio-economic burdens and benefits.

In this perspective, the National Assembly Futures Institute(NAFI) tried to analyze the paths to net zero in the power sector and the paths to exiting coal power plants prior to establishing a full-fledged coal phase-out implementation plan. From a methodological standpoint, power system model was employed in order to analyze the paths and assess the feasibility of the net zero scenarios within the power sector. The primary objectives of this study were to evaluate the various costs and benefits associated with the domestic decarbonization of the power sector, as well as the potential impact on the economy and society as a whole.

부록

부 록

NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE

1 전력 부문 분석 모형 내 기술기호와 기술 간 매칭표

[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	양수 발전		

발전부문 탄소중립 이행 경로와 사회적 비용·편익 연구

인 쇄 2022년 12월 26일
발 행 2022년 12월 31일
발 행 인 김 현 곤
발 행 처 국회미래연구원
주 소 서울시 영등포구 의사당대로 1
국회의원회관 222호
전 화 02)786-2190
팩 스 02)786-3977
홈페이지 www.nafi.re.kr
인 쇄 처 세일포커스(주) 02)2275-6894

©2022 국회미래연구원

ISBN 979-11-90858-93-9 (93450)

새로운 희망을 만드는 국회



국회미래연구원
NATIONAL ASSEMBLY FUTURES INSTITUTE