석탄화력 정책과 외부비용의 내부화 전략

Who Should Pay for Climate and Air Pollution?

SFOC Solutions for Our Climate
사단법인 기후솔루션
Solutions for Our Climate

석탄화력 정책과 외부비용의 내부화 전략

Who Should Pay for Climate and Air Pollution?

석탄화력 정책과 외부비용의 내부화 전략

Who Should Pay for Climate and Air Pollution?

발간일	2019년 1월
저자	이소영	사단법인 기후솔루션 부대표 soyoung.lee@forourclimate.org
	김주진	사단법인 기후솔루션 대표 joojin.kim@forourclimate.org
도움주신 분	박지혜	사단법인 기후솔루션 이사 jeehye.park@forourclimate.org
디자인	㈜인디엔피
문의	solutions@forourclimate.org
사단법인 기후솔루션	www.forourclimate.org

C O N T E N T S

04 요약문

07 Ⅰ. 서론 - 누가 가장 큰 배출원인가

09 Ⅱ. 우리나라 석탄화력 정책 개관

12 Ⅲ. 외부효과의 내부화
12 1. ‘외부효과의 내부화’가 무엇인가
12 2. 현정부의 외부효과 내부화 정책

17 Ⅳ. 시나리오별 분석
17 1. 분석의 방식
19 2. 비교 시나리오
20 3. 분석 결과 - 전원별 발전량 변화
24 4. 분석 결과 - 온실가스 및 대기오염물질 배출량 변화

24 Ⅴ. 시사점 및 제언
24 1. 시나리오 분석 결과의 시사점
24 2. 환경 외부비용의 단계적 전면 내부화 필요
25 3. 전력시장에 참여하는 설비 규모 축소 필요
25 4. 진실한 비용으로 공정하게 경쟁하는 전력시장 도입 필요
26 5. 결론 – 마치며

요약문

사단법인 기후솔루션(Solutions for Our Climate, 이하 “기후솔루션”)은 우리나라 전력 부문에서 온실가스 배출 · 대기오염 등과 같은 환경 외부비용이 시장가격에 적정하게 반영되어 있는지 그 내부화 정도를 확인하고, 향후 환경 외부효과를 고려한 추가적인 세제 개편과 온실가스 규제 강화가 추진될 경우 그에 따라 전원별 발전량과 오염물질 배출량이 어떻게 변화하는지를 분석하여, 그 결과를 토대로 문제점과 개선 방안을 제시하기 위해 본 보고서를 작성하였다. 본 보고서는 시장과 정책에 의해 석탄발전이 빠르게 퇴출되고 있는 세계적인 추세와 달리, 우리나라에서 유독 석탄발전이 설비와 발전량 측면에서 계속하여 확대되는 원인을 찾고 그에 대한 대안을 제시하는 데에도 목적을 두고 있다.

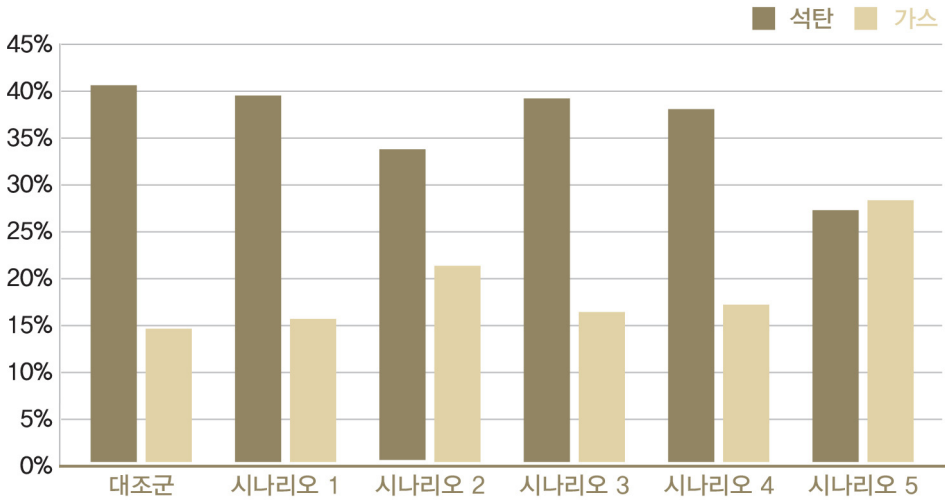
위와 같은 분석을 수행하기 위해, 먼저 환경 외부효과를 대기오염과 온실가스 배출로 나누고 각 유형별로 강한 규제를 도입하는 경우와 약한 규제를 도입하는 몇 가지 경우를 가정하였다. 또한, 분석 결과를 보다 효과적으로 설명하기 위해 다음과 같이 5개의 주요 시나리오를 선정하여, 우리나라 전력시장 모델을 통해 각 시나리오별로 전원별 발전량과 오염물질 배출량을 시뮬레이션하였다.

〈주요 시나리오〉

시나리오	내용
대조 시나리오	8차 전력수급기본계획 (기준 시나리오)
시나리오 1	가장 약한 내부화 시나리오
시나리오 2	대기오염 외부비용을 강하게 반영
시나리오 3	온실가스 감축량을 강하게 반영 (3,410만톤 추가 감축)
시나리오 4	시나리오 3에 유상할당을 강하게 반영 (4차 계획기간 40%)
시나리오 5	가장 강한 내부화 시나리오

시뮬레이션 분석 결과, 먼저 전원별 발전량 변화에 있어서는 여러 인자 중에서 ‘대기오염 외부효과의 내부화’가 가장 큰 영향을 미치는 것으로 확인되었다. 반면 ‘온실가스 외부효과의 내부화’의 경우에는 국내 온실가스 감축비용과 해외감축비용 모두 강한 옵션과 약한 옵션 간의 석탄발전량 변화가 크지 않았다. 이는 우리나라의 주요 온실가스 감축수단인 배출권거래제의 유상할당 비율이 EU 배출권거래제 등과 달리 현저히 낮기 때문인 것으로 보인다. 한편, 대기오염과 온실가스 관련 외부비용을 모두 강하게 반영하는 시나리오(시나리오 5)에서는 석탄발전의 비중이 27.2%까지 하락하여 대조 시나리오의 석탄발전 비중인 40.6%에 비해 13.4% 감소하는 것으로 나타났다.

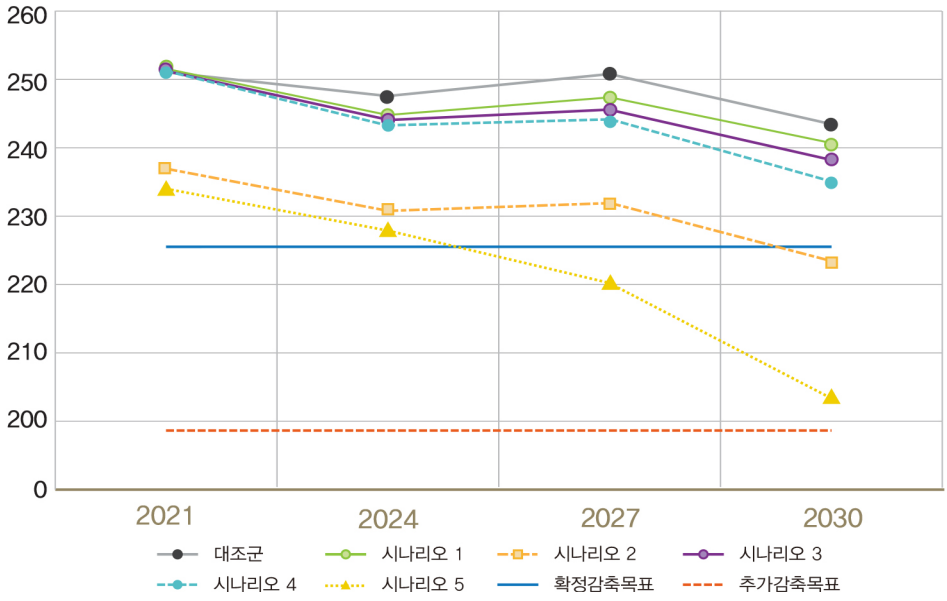
주요 시나리오의 석탄 및 가스발전 비중(%)



또한, 주요 시나리오의 온실가스 배출량을 분석한 결과, 대조 시나리오를 포함하여 시나리오 1, 3, 4는 2018년 7월 수정된 온실가스 로드맵이 제시하고 있는 전환 부문의 확정 감축량 목표(226.8백만톤)조차도 지킬 수 없는 것으로 확인되었다. 대기오염 외부비용을 강하게 반영한 시나리오 2의 경우, 확정 감축량 목표는 겨우 준수하는 수준이었지만 추가 감축량까지 반영한 전환 부문 감축목표(192.7백만톤. 위 확정 감축량 목표에 더하여 34.1백만톤을 추가 감축하는 목표)에는 현저히 미달하였다. 또한, 가장 강한 내부화 방안인 시나리오 5에서조차 추가 감축량을 반영한 전환 부문 온실가스 감축목표는 준수할 수 없었다.

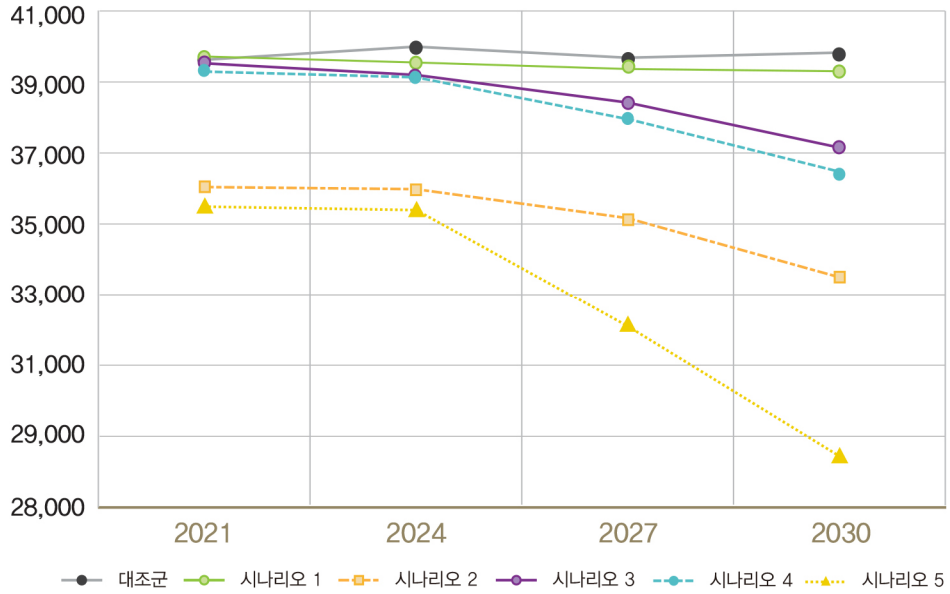
이러한 분석 결과를 볼 때, 현행 전력시장 제도와 8차 전력수급기본계획의 설비 구성이 유지되는 한, 환경 외부비용을 일정 수준으로 약하거나 강하게 반영하는 것은 전력 부문에서 충분한 온실가스 감축효과를 발생시키지 않으며, 국가 온실가스 감축목표와 전환 부문에서의 추가 감축목표를 달성하기 위해서는 환경 외부비용의 내부화 외에도 추가적인 조치가 필요함을 알 수 있다.

주요 시나리오의 발전 부문 온실가스 배출량
(단위 : 백만톤)



미세먼지 배출량 역시 유사한 결과를 보였는데, 온실가스와 유사하게 시나리오 2, 5를 제외한 나머지 시나리오들은 배출량에 큰 감소가 없었다. 가장 강한 내부화 방안인 시나리오 5의 경우 타 시나리오에 비해 상당한 미세먼지 감축 효과를 보이는 것으로 분석되었다.

주요 시나리오의 미세먼지(PM 2.5) 배출량
(단위 : 톤)



이러한 시나리오 분석 결과를 종합하면, ① 현행 정책의 환경 외부비용 내부화 정도는 매우 약한 수준이라는 점과 ② 환경 외부비용의 내부화 수준을 현행보다 상당히 높인다고 하더라도 국가 온실가스 감축목표의 준수 여부가 불확실하다는 점을 확인할 수 있다.

즉, 온실가스 감축목표를 달성하고 미세먼지로 인한 대기오염 피해를 줄이기 위해서는 현재 정책 수준이나 일반적인 내부화 정책 추진을 넘어선 획기적인 추가 조치가 필요하다. 구체적으로, 환경 외부비용의 전면적 내부화, 석탄발전 설비의 적극적 조기 폐지, 실질 발전비용을 기준으로 경쟁하는 방향으로의 전력시장 제도의 근본적 개선 등이 추진되어야 할 것으로 보인다.

Ⅰ. 서론 - 누가 가장 큰 배출원인가

전력 부문은 우리나라에서 가장 중요한 온실가스 배출원이다. 2016년을 기준으로 전력 부문은 국가 온실가스 총 배출량의 약 37%를 배출하고 있고,[1] 국가 온실가스 감축 로드맵에 의하면 2030년의 국가 배출 전망치(BAU)에서도 전력 부문은 여전히 약 38%의 비중을 차지할 전망이다.[2] 이는 국내 여러 온실가스 배출 산업 중에서도 단연 최고의 배출비중이며, 압도적인 배출원이라고 할 수 있다.

대기오염 측면에서도 역시 전력 부문의 역할은 매우 중요하다. 정부 합동 미세먼지 관리 종합대책(2017년 9월)에 따르면, 발전소는 2014년 기준으로 국내 미세먼지 배출량 중 무려 15%를 차지하고 경유차는 11%를 차지한다. 그런데, 고작 수 십 기에 불과한 화석연료 발전소의 미세먼지 배출량이 900만대가 넘는 경유차의 총 배출량보다도 훨씬 크다는 점을 감안하면, 전력 부문의 오염기여도와 감축 중요성은 매우 크다고 볼 수 있다.

특히, 전력 부문에서도 석탄화력이 차지하는 비중은 매우 크다. 2015년을 기준으로 발전 부문 온실가스 배출량에서 석탄발전이 차지하는 비율은 무려 80%에 이른다. 이러한 석탄발전의 배출량 비중은 점차 상승하는 추세다.

〈표 1. 발전 부문 중 석탄발전의 온실가스 배출량 및 비중(단위 : 천톤)〉[3]

	2012	2013	2014	2015
발전부문	242,923	248,184	235,179	237,514
석탄발전	187,237	188,405	185,697	190,793
석탄발전 비중	77%	76%	79%	80%

개별 시설별로 보더라도 석탄화력발전소는 엄청난 양의 오염물질을 배출한다. 정부가 집계한 국내 대기오염물질 배출사업장과 온실가스 배출사업장 순위를 보면 석탄화력발전소들이 상위권을 차지하고 있다.

1) 온실가스종합정보센터, 2018 국가 온실가스 인벤토리 보고서 참조. 국가 인벤토리상의 전환 부문 배출량 데이터에 전환 중 발전 부문이 차지하는 비중을 97%(2015년 기준 비중 97.7%, 2014년 기준 비중 97%)로 적용하여 계산함.
2) 8차 전력수급기본계획에 제시된 발전 부문 BAU 기준.
3) 김수이, 국내 발전부문의 온실가스 배출 요인 분해 분석, 에너지경제연구, 2018년 3월, 제246면 참조.

〈표 2. 2017년 대기오염물질 다량 배출사업장 배출량(kg/년)〉[4)]

순위	사업장명	배출량 합계	순위	사업장명	배출량 합계
1	남동발전 삼천포본부	28,432,715	6	남부발전 하동화력	16,645,742
2	현대제철	21,849,496	7	당진화력본부	15,978,327
3	태안화력본부	20,341,083	8	쌍용양회공업 동해공장	14,861,226
4	포스코 광양제철소	19,997,116	9	포스코	14,611,093
5	보령화력 발전본부	18,196,984	10	삼표시멘트 삼척공장	11,415,865

〈표 3. 2017년 온실가스 배출량 순위 (단위 : tCO_2 eq)〉[5)]

순위	사업장명	온실가스 배출량	순위	사업장명	온실가스 배출량
1	포스코	71,342,195	6	한국남부발전	36,5123,55
2	한국남동발전	58,140,662	7	현대제철	21,503,598
3	한국중부발전	40,586,069	8	쌍용양회공업	11,445,065
4	한국동서발전	38,578,039	9	포스코에너지	11,322,524
5	한국서부발전	36,971,051	10	현대그린파워	11,069,901

이상에서 살펴 본 내용만 보더라도, 우리가 온실가스와 미세먼지를 줄이기 위해서는 전력 부문의 배출량 감축, 그 중에서도 특히 석탄발전의 신속한 축소가 매우 중요하다는 것을 알 수 있다. 석탄발전의 축소와 더 나아가 석탄발전 완전 폐지(Coal Phase-Out)는 선진국들이 기후변화와 대기오염 대응을 위해 이미 걷고 있는 길이기도 하다.

이하에서는, ① 먼저 우리나라의 석탄화력 정책을 개관하고, ② 환경오염에 대한 가장 기본적 정책수단 중 하나인 '외부효과의 내부화'에 대해서 알아본 뒤, ③ 현재 정부가 추진하고 있는 전력 부문에 대한 외부효과 내부화 정책에 대해서 설명할 것이다. 또한, ④ 여러 시나리오를 토대로 외부효과 반영에 따라 우리 전력 부문의 전원별 발전량 비중과 온실가스 배출량이 어떻게 변화하는지를 전력시장 시뮬레이션을 통해 분석하여 제시하고, ⑤ 그 분석 결과를 토대로 석탄발전량 감축과 오염물질 배출량 저감을 위해 어떠한 제도적 개선이 필요한지를 제안하고자 한다.

4) 환경부, "발전소 등 635개 사업장, 대기오염물질 연간 36만톤 배출", 2018. 7. 4.자 보도자료.
5) 온실가스종합정보센터 홈페이지, 명세서 배출량 통계 참조.

Ⅱ. 우리나라 석탄화력 정책 개관

우리나라는 설비용량의 측면에서나 발전량의 측면에서 석탄화력 진흥 정책을 펼쳐 왔다고 말해도 과언이 아니다. 이는 주요 국정과제로 에너지전환을 선언하고 있는 현 정부에서도 마찬가지이며, 석탄화력의 설비용량과 발전량은 꾸준히 증가하고 있다.

설비 용량

먼저, 석탄화력의 신규 설비는 폭발적으로 증가하고 있는데, 2014년 이후 용량 합계가 약 19 GW (18,724 MW)에 이르는 20기의 신규 석탄화력발전소가 이미 건설되었거나 건설 중에 있으며, 이는 그 이전까지의 용량 대비 약 80%의 신규 석탄화력발전소가 추가되는 것이다.

2016년과 2017년 두 해 동안 석탄화력의 설비용량은 10 GW 가량 증가하였고, 현재 7기의 신규 석탄화력발전소가 추가로 건설되고 있다. 문재인 정부는 2017년 4월 대선 당시 '공정률 10% 미만 신규 석탄화력발전소 9기 건설 전면 재검토'를 공약으로 발표하였으나, 당진에코파워의 석탄화력발전소 2기(용량 1.16 GW)가 가스발전소로 변경된 것 외에 나머지 7기는 애초 계획 그대로 건설이 진행 중이다.

특히, 국내 최대 규모의 석탄화력발전소인 삼척화력(2.1 GW)의 경우, 문재인 정부 들어 환경영향평가 협의를 완료하고(2017년 12월), 최종 인허가인 전원개발사업 실시계획 승인을 득하였고(2018년 1월), 국책금융기관인 한국산업은행의 주선으로 최근 프로젝트 금융까지 조달하여 본공사를 앞두고 있다.

이러한 신규 건설의 영향으로 인해, 정부는 석탄화력의 설비용량이 앞으로 계속 증가할 것이라고 발표한 바 있다. 2017년 12월 발표된 8차 전력수급기본계획에 의하면 우리나라의 석탄발전 설비 용량은 2030년에 지금보다도 더 늘어날 예정인데, 이는 영국, 네덜란드, 이탈리아 등 주요 유럽국가들이 2025년 또는 2030년까지 자국의 석탄발전 설비를 영(0)으로 만들겠다고 선언하고 있는 것과 크게 대조적이다.

〈표 4. 8차 전력수급기본계획의 석탄발전 설비 계획(정격기준)〉[6]

석탄화력	2017년	2022년	2026년	2030년
설비용량	36.9 GW	42 GW	39.9 GW	39.9 GW

6) 산업통상자원부, 8차 전력수급기본계획, 2017년 12월.

현 정부는 신규 석탄화력발전소 건설을 계속 추진하는 대신에 노후 석탄화력발전소 10기에 대해 가동중단계획을 밝히고 있지만, 아래 표에서 보는 바와 같이 2016년 말 이전 정부에서 발표한 가동중단시기를 적게는 몇 개월, 많게는 2년 가량 앞당긴 것에 불과하다. 또한, 이처럼 가동중단계획을 밝힌 10기 외의 노후발전기에 대해서는 폐쇄 시기에 대한 아무런 정책을 발표하고 있지 않다.[7)]

〈표 5. 노후 석탄화력 10기에 대한 가동중단 계획 비교〉[8)]

발전기	용량 (MW)	2016년 발표된 가동종료 계획 (박근혜 정부 수립)	2017년 발표된 가동종료 계획 (문재인 정부 수립)
서천 1호기	200	2018. 9. 폐지	2017. 7. 폐지
서천 2호기	200		
삼천포 1호기	560	2020. 12. 폐지	2019. 12. 폐지
삼천포 2호기	560		
호남 1호기	250	2021. 1. 폐지	2021. 1. 폐지
호남 2호기	250		
보령 1호기	500	2025. 12. 폐지	2022. 5. 폐지
보령 2호기	500		
영동 1호기	125	2017. 6. 연료전환 (바이오매스)	2017. 4. 연료전환 (바이오매스)
영동 2호기	200	2020. 9. 연료전환 (바이오매스)	2019. 1. 연료전환 (바이오매스)
용량 합계	3,345		

발전량

석탄화력의 발전량은 꾸준히 증가하다가, 2017년에는 역대 최고치인 238,205 GWh (43%)의 전기를 석탄화력으로 생산하였다.

〈표 6. 전원별 발전량 비중〉[9)]

	석탄 (GWh)		원자력	가스	유류 등 기타
2012년	39%	198,831	30%	22%	9%
2013년	39%	200,444	27%	25%	9%
2014년	39%	203,446	30%	22%	9%
2015년	39%	204,230	31%	19%	11%
2016년	40%	213,803	30%	22%	8%
2017년	43%	238,205	27%	22%	8%

7) 현재 가동 중인 석탄화력발전소 중 2030년을 기준으로 30년이 도래하는 발전소는 위 10기를 제외하고도 22기가 더 있다.

8) 산업통상자원부, "30년 이상 노후 석탄발전 10기 폐기", 2016. 7. 6.자 보도자료; 환경부 등, 미세먼지종합대책, 2017. 9. 26.자; 산업통상자원부, 8차 전력수급기본계획, 2017년 12월.

9) 한전 전력통계속보 참조.

정부는 8차 전력수급기본계획(2017년 12월)에서 세제 개편과 환경급전 등의 정책수단을 통해 석탄 발전량 감축을 선언했지만, 2030년까지 신규 석탄설비가 계속 늘어나고 연료비가 저렴한 석탄설비가 우선적으로 급전지시를 받게 되는 현재의 전력시장 구조로 인해 제시된 감축 수준은 매우 부족한 수준이다.

아래 표에서 보는 바와 같이, 현재의 전력시장 운영방식 그대로 계획된 설비를 가동하는 경우 2030년에 석탄화력 발전량 비중은 40.5%까지 증가할 예정이며(기준 시나리오), 8차 전력수급기본계획에서 제시하는 세제 개편과 환경급전 등의 수단을 모두 반영하더라도 석탄화력 발전량 비중은 36.1% 정도로 계속 유지된다(목표 시나리오).

〈표 7. 8차 전력수급기본계획의 2030년 전원별 발전량 전망〉

8차 수급계획		석탄	원자력	가스	신재생	기타
기준 시나리오	발전량(GWh)	254,922	150,314	91,087	125,795	6,950
	비중(%)	40.5	23.9	14.5	20.0	1.1
목표 시나리오	발전량(GWh)	226,759	150,314	118,217	125,795	7,004
	비중(%)	36.1	23.9	18.8	20.0	1.1

OECD 가입 선진국 중 상당수가 2030년의 석탄발전량을 영(0)으로 만들겠다고 선언하고 있는 점을 고려하면, 위와 같이 36% 이상의 석탄발전량이 2030년까지 유지되는 정부의 계획은 매우 실망스러운 수준이라 할 수 있다.

Ⅲ. 외부효과의 내부화

1. '외부효과의 내부화'가 무엇인가

'외부효과'란 흔히 어떤 주체의 행위로 인해 그 행위와 관계 없는 다른 주체에게 의도하지 않은 영향을 주는 경우를 말하고, 부정적 외부효과를 '외부비용'이라 한다. 발전사업자가 운영하는 발전소로 인해 대기오염이 발생하고 인근 주민이나 국민들에게 그로 인한 환경피해가 발생하는 것이 전형적인 '환경 외부비용'에 해당한다.

경제학에서는 시장의 가격기능을 거치지 않고 의도치 않게 발생한 외부효과가 시장의 효율적인 자원배분을 왜곡시켜 시장실패를 발생시킨다고 보고, 특히 부정적 외부효과를 해결하는 방안으로서 부정적 외부효과에 세금 등을 매겨 시장 가격에 반영하는 '외부효과의 내부화'가 환경정책의 기본 원칙으로 언급되고 있다. 오염물질 배출에 세금을 매기는 탄소세나 배출량에 따라 배출권 구입의무를 지게 하는 배출권거래제 등이 전형적인 '환경 외부효과의 내부화' 수단이다.

2. 현 정부의 외부효과 내부화 정책 (전력 부문)

1) 대기오염으로 인한 외부효과를 내부화하기 위한 정책

재정개혁특별위원회의 재정개혁 권고안 (2018. 7. 1.)

문재인 정부는 2018. 4.경 대통령 직속 정책기획위원회 산하에 자문기구인 재정개혁특별위원회를 설치하여 사회적 이해관계가 첨예한 조세개혁과 재정지출 등 관련 국민적 합의를 도출하고자 하였고, 재정개혁특별위원회는 2018. 7. 1. 환경 관련 개별소비세 개편안을 포함한 재정개혁 권고안을 발표하였다.

재정개혁특별위원회가 인용한 한국조세재정연구원의 연구결과에 의하면, 석탄화력 및 가스 발전으로 인한 대기오염 및 온실가스 피해비용은 아래 표 8.과 같다. 아래 표에서 보는 바와 같이, 석탄화력의 발전량 기준 환경피해비용은 68.81원/kWh, 연료사용량 기준 환경피해비용은 176.3원/kg이다.

〈표 8. 조세재정연구원이 분석한 전원별 환경피해비용(단위 : 원)〉[10]

구분		SOx (황산화물)	NOx (질소산화물)	PM2.5 (초미세먼지)	CO_2 (이산화탄소)	총 환경 피해비용
발전량 기준 (원/kWh)	LNG	0.31	4.63	0.32	15.72	20.98
	유연탄	15.74	16.59	0.8	35.68	68.81
연료 사용량 기준 (원/kg)	LNG	3.3	35.9	3.4	122.9	165.4
	유연탄	40.3	42.5	2	91.4	176.3

다만, 재정개혁특별위원회는 위와 같은 피해비용이 현행 제세부담금 규모보다 훨씬 크다는 점을 고려하여, "LNG에 대한 개별소비세는 현행 유지하고, 유연탄에 대한 개별소비세를 현행 LNG 수준을 고려하여 인상하거나, 전기요금 인상 등의 부담을 고려하여 유연탄에 대한 개별소비세를 인상하되 LNG에 대한 제세부담을 인하 조정"해야 한다고 권고하였다.

기획재정부의 유연탄 개별소비세 등 개정안 (2018. 7. 30.)

기획재정부는 위와 같은 권고안을 바탕으로 2018. 7. 30.자로 개별소비세법 등 개정안을 발표하였는데, 그 내용은 위와 같은 환경 피해비용 중 대기오염(황산화물, 질소산화물 및 초미세먼지)로 인한 피해비용을 반영하여 석탄과 가스의 제세부담금을 조정하는 것이었다.

다만, 위 조세재정연구원이 분석한 대기오염 피해비용은 유연탄의 경우 84.8원/kg 이고 LNG의 경우 42.6원/kg인데, 이 피해비용을 전부 반영하지 않고 그 비율(약 1 : 2)만을 적용하여 최종 제세부담금을 유연탄의 경우 46원/kg으로 LNG의 경우 23원/kg으로 조정하였다. 위와 같은 세법 개정안은 2018. 12. 8. 자로 국회 본회의를 통과하여, 2018. 12. 31.자로 공포되었다.

〈표 9. 발전용 연료 제세부담금 - 현행과 조정안〉

구분		관세	개별소비세	수입부과금	합계	
					금액	비율
현행	유연탄	–	36원/kg	–	36.0원/kg	1.00
	LNG (발전용)	7.2원/kg (원가 3%)	60원/kg	24.2원/kg	91.4원/kg	2.53
조정안	유연탄	–	46원/kg	–	46원/kg	2.00
	LNG	7.2원/kg	12원/kg	3.8원/kg	23원/kg	1.00

10) 한국조세재정연구원, 발전용 에너지 제세부담금 체계 합리적 조정방안 연구, 2018년 5월, 제57–58면 참조.

2) 온실가스 배출로 인한 외부효과를 내부화하기 위한 정책

우리나라는 2010년 도입된 온실가스·에너지 목표관리제와 2015년부터 시행된 온실가스 배출권거래제를 통해 온실가스 배출을 규제하고 있다. 2015년부터는 일정 규모 이상의 온실가스 배출 사업장이 온실가스 배출권거래제 적용대상이 됨으로써 지금은 배출권거래제가 주된 온실가스 감축수단이 되고 있다.

온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률에서는 3년 또는 5년 단위로 계획기간을 설정하면서 계획기간별로 아래와 같이 유상할당 비율을 정하고 있다. 한편, 제2차 배출권거래제 기본계획에서는 3차 계획기간의 유상할당 비율을 10%로 예정하고 있다.

이는 현재 유럽 배출권거래제(EU-ETS, 3기)에서 전체 배출권의 57%를 유상할당하고 특히 전력 부문에는 배출권을 100% 유상할당하고 있는 것[11]과 비교하면 상당히 낮은 수준이며, 그만큼 온실가스 배출로 인한 외부효과의 내부화 정도가 낮다고 말할 수 있다.

〈표 10. 법령상의 계획기간별 유상할당 비율〉

계획기간	기간	유상할당 비율
1차 계획기간	2015 - 2017년 (3개년)	0%
2차 계획기간	2018 - 2020년 (3개년)	3%
3차 계획기간	2021 - 2025년 (5개년)	10% 이상
4차 계획기간	2026 - 2030년 (5개년)	

전력시장과 배출권거래제의 충돌 문제

다만, 전력 부문에 있어서는 위와 같은 온실가스 배출권거래제를 통한 외부비용 내부화 시스템이 전혀 작동하지 않고 있다는 점이 중요하다.

온실가스 배출권거래제는 사업자가 부담하게 되는 온실가스 배출권 구입비용이 온실가스 배출량이 큰 제품이나 서비스의 시장가격을 높임으로써 시장에서 그 수요를 줄어들게 하거나, (경쟁시장에서 시장가격을 마음대로 높일 수 없는 경우) 온실가스 배출권 구입비용 부담으로 인해 사업자의 마진이 줄어들게 됨으로써 연료전환이나 감축투자 등의 의사결정을 유도하는, 경제적 유인을 활용한 감축수단이다.

이 제도가 전력 부문에서 온실가스를 줄이는 효과를 발생시키기 위해서는, ① 발전사업자들이 부담하는 배출권 거래비용이 전력시장에서 발전기들이 경쟁하는 시장가격에 반영되어 급전순위에 영향을 미쳐야 하

11) 기획재정부, 제2차 배출권거래제 기본계획, 2017년 1월, 제14 – 15면,

고(배출권 비용이 높은 발전소는 입찰가격이 높아져 해당 발전소의 시장경쟁력이 낮아지는 효과가 발생할 것이다), ② 발전사업자가 배출권 거래비용을 직접 부담함으로써 그 비용이 사업자의 수익에 영향을 미쳐야 한다(배출권 비용이 높아지면 온실가스 다배출 발전사업자는 수익이 줄어들게 되어 그로 인해 연료전환 의욕이 생길 것이다).

그런데, 먼저 위 ①과 관련하여, 우리 현행 전력시장에서는 배출권 거래비용이 발전사업자의 입찰가격에 반영되지 않고, 그로 인해 어떤 발전사업자의 배출권 거래비용이 크게 상승한다고 하더라도 그 사업자가 보유한 발전기의 급전순위, 가동률, 발전량 등에 영향이 없게 된다.

그 이유는, 우리 전력시장에서는 발전기들이 '변동비(발전비용)'가 저렴한 순서로 순번이 매겨져 급전지시를 받게 되는데, 발전기별 입찰가격이 되는 이러한 '발전비용'을 전력거래소가 사업자 대신 산정 · 결정하며 그 발전비용의 범위에 연료비와 기동비 등 제한적인 몇 가지만 포함시킬 뿐 온실가스 배출권 거래비용과 같은 환경비용은 포함시키지 않고 있기 때문이다.[12] 이로 인해, 배출권거래제를 통해 발전사업자가 부담하는 비용이 그 발전사업자가 판매하는 전기의 도매시장 가격에 전혀 고려되지 않게 되는 것이다.

뿐만 아니라 위 ② 부분 역시, 현행 전력시장에서는 각 발전사업자가 지출한 배출권 거래비용을 한국전력공사가 기준가격으로 정산하여 지급해 주고 있다.[13] 즉, 온실가스 배출권 거래비용을 배출자인 발전사업자가 직접 부담하지 않고 한전을 통해 소비자에게 전가시키는 상황이다. 배출권 거래비용을 발전사업자가 직접 부담하지 않는 한 배출권거래제가 가진 경제적 유인효과나 온실가스 감축효과는 발생하기 어렵기 때문에, 사실상 전력 부문에서는 온실가스 배출권거래제가 적용되지 않는 것과 다름 없는 상황이라고 볼 수 있다.

해외감축비용의 부담 주체와 외부비용 내부화

한편, 우리 온실가스 감축 로드맵에 따르면, 파리협정의 일부인 우리나라 온실가스 감축 목표 중 일부를 국내가 아니라 해외에서 감축하는 것으로 되어 있고, 2016년 12월에 발표되었던 기존 로드맵에서는 해외감축분이 9,590만톤으로 국가 전체 감축량의 11.3%에 달하였으나, 해외감축에 대한 의존도가 지나치게 높다는 국내·외의 비판이 제기됨에 따라 2018년 7월 발표된 수정 로드맵에서는 해외감축분이 1,620만톤으로 제시되어 그 비중이 1.9%까지 낮아졌다.

12) 전력시장 운영규칙 제2장 제1절 발전비용 평가절차 부분 참조.
13) 전력시장 운영규칙 제4.2.1.4조 참조.

위와 같이 축소된 1.9%의 해외감축만 하더라도 그 소요비용은 결코 적지 않을 것으로 예상된다.[14] 2018년 국회 국정감사 과정에서 환경부가 제출한 자료에 의하면,[15] 2030년을 기준으로 1,620만톤인 해외감축량을 전량 해외에서 직접 구매한다고 전제할 경우 배출권 가격에 따라 최소 연 3,600억원에서 최대 연 1조 8,300억원까지 비용이 소요될 수 있다고 한다. 또한, 2016년 국회예산정책처가 발표한 자료를 토대로 산정해 보면, 1.9%의 해외감축을 위해 2021년부터 2030년까지 10년간 최소 1.5조원, 최대 3조원이 소요될 것으로 예상된다.[16]

여전히 수조원대의 비용이 소요될 수 있는 이러한 해외감축 비용을 누가 부담할 것인지에 대해서, 아직 정부의 입장은 명확하지 않다. 그러나, 위 수정 로드맵에서는 "중앙 · 지방정부 등 공공부문 중심으로 사업 발굴과 재원 확보 등 추진"이라고 언급함으로써 정부나 지자체의 예산으로 해외감축 비용을 부담할 수 있음을 시사하고 있다. 이에 대해서, 해외감축 비용은 국내 배출 주체들이 1,620만톤만큼 온실가스를 더 배출하게 됨으로써 발생하게 된 환경오염 비용이며, 이와 같은 비용의 부담에 대해서는 환경정책기본법상의 '오염원인자 부담의 원칙'이 적용되어야 하므로 정부나 지자체 재정으로 이를 부담하는 것은 타당하지 않다는 지적도 제기된다.[17] 더 나아가, 국회에서는 이 해외감축 비용을 '석탄화력 발전사업자'가 부담해야 한다는 주장도 제기된 바 있다.[18]

위 비용을 국내 배출주체 또는 그 중에서도 특정 부문(예: 전력 부문)에게 부담시키기 위해서는 실무적으로 몇 가지 방식이 고려될 수 있다. 가령 현행 온실가스 배출권거래제 내에서 전체 할당량이나 특정 부문의 할당량에서 해외감축분 수량만큼을 덜 할당하고, 그 만큼의 수량을 해외 상쇄배출권으로 제출할 수 있도록 상쇄배출권 제출 한도를 조정하는 방안도 고려할 수 있을 것이다.

14) 이러한 국외감축의 감축방법과 감축량 이전방안 등은 파리협정 제6조에 관한 이행지침에서 구체화될 예정인데, 2018년 12월에 개최된 유엔기후변화협약 당사국총회에서는 파리협정 제6조에 대한 이행지침 협상이 완결되지 않아서 아직 구체적인 기준과 방식은 불투명한 상태임.

15) 환경부가 국회 환경노동위원회 이정미 의원실에 대한 제출자료(2018년 10월).

16) 국회예산정책처, Post-2020 국가 온실가스 감축목표 평가 및 해외배출권 확보 방안 분석, 2016년 8월, 제68면에서 제시한 예상비용을 참고하여 기후솔루션이 재계산한 금액임. 위 보고서에서는 해외감축분이 9,590만톤이었던 기존 로드맵상의 물량을 기준으로 2021년부터의 10년간 소요비용을 최소 8.8조원에서 최대 17.6조원으로 예상하고 있는바, 위 금액을 1,620만톤 물량을 기준으로 비례 계산하여 산정하였음.

17) 이에 관련하여, 2018년 10월에 진행된 국회 환경노동위원회의 국정감사에서는 정의당 이정미 의원이 이러한 국외감축 비용을 정부가 부담하는 경우 이는 환경정책기본법상의 오염자 부담의 원칙에 위배된다는 점을 지적하며, 이 비용 역시 국내 배출자들이 부담해야 함을 지적하기도 하였다(기후솔루션 유튜브 채널에서 확인 가능 : https://www.youtube.com/watch?v=TyNnar1yutU).

18) 2017년 2월 14일 국회 정무위원회 전체회의, 박용진 의원의 이석준 국무조정실장에 대한 질의내용 참조(기후솔루션 유튜브 채널에서 확인 가능 : https://www.youtube.com/watch?v=327q-JghnO4&t=4s).

Ⅳ. 시나리오별 분석

1. 분석의 방식

본 보고서에서는 '대기오염'과 '온실가스 배출'이라는 두 가지 환경 외부효과에 대하여, 이를 전력 도매시장에서의 발전비용에 내부화시킬 경우 전원별 발전량과 그에 따른 온실가스 배출량이 어떻게 변화하는지를 분석하고자 한다.

이를 위해 환경 외부비용을 세 가지로 구분하여, ① 대기오염으로 인한 피해비용은 정부가 추진하는 바와 같이 발전용 연료에 대한 제세부담금으로 반영하고, ② 온실가스 감축의무 중 직접 감축의무는 국내 배출권거래제에서의 배출권 거래비용을 추정하고 이를 발전기별 발전비용(입찰가격)에 포함하는 것을 전제로 하여 반영하며, ③ 국가 온실가스 감축 로드맵(2018년 7월 수정)에서 제시하고 있는 온실가스 해외감축분의 경우에도 국내 배출자들이 그 해외배출권 구입비용을 분담하여 부담하는 경우를 전제로 하여 발전비용에 포함하여 반영하였다. 위 세 가지 구분에 따라 전제한 가정은 다음과 같다.

A - 대기오염 외부효과 내부화 (연료세로 반영)

대기오염으로 인한 피해비용은 최근 개정된 개별소비세법에 반영한 수준을 A-1로, 한국조세재정연구원이 분석한 피해비용 수준을 A-2로 반영하였다.

명칭	대기오염 피해비용 전제	제세부담금액
A-1.	최근 개정된 개별소비세법에 따른 경우	가스발전 : 23원/kg 유연탄 : 46원/kg
A-2.	조세재정연구원이 분석한 대기오염 피해비용에 따른 경우	가스발전 : 42.6원/kg 유연탄 : 84.8원/kg

B - 온실가스 외부효과 내부화 (온실가스 배출권거래비용을 발전비용에 반영)

2018년 7월에 수정된 국가 온실가스 감축 로드맵에서는 전환 부문[19]의 감축의무량을 '확정'과 '추가'로 나누어 두 가지로 제시하고 있다. 전환 부문의 확정 감축량은 2,370만톤이고, 여기에 추가감축잠재량 3,410만톤까지 추가 감축할 경우에는 5,780만톤을 감축하게 된다. 전환 부문 중에서도 발전 부문의 감축량은 확정과 추가의 경우에 각각 2,080만톤과 5,490만톤이 된다(2,080만톤을 감축하는 경우를 B-1, 5,490만톤을 감축하는 경우를 B-2라 한다).

19) 발전과 집단에너지를 포함함.

〈표 11. 2030년 감축 로드맵상의 전환 부문 감축량 목표 비교〉

부문	배출전망(BAU)	기존 로드맵상 감축량	수정 로드맵상 감축량
전환 부문 (발전 및 집단에너지)	3억 3,320만톤	6,450만톤	2,370만톤 – 5,780만톤 (확정감축량 : 2,370만톤 추가감축잠재량 : 3,410만톤)
발전 부문 (참고)[20]	3억 2,200만톤	6,420만톤	2,080만톤 – 5,490만톤 (추가감축잠재량 : 3,410만톤)

한편, 배출권거래제 3차 계획기간에 대해서는 유상할당 비율이 10%로 발표되었으나, 2026년부터 시작하는 4차 계획기간의 경우 아직 유상할당 비율이 정해지지 않았으므로 약한 비율(20%)이 설정되는 경우와 상대적으로 강한 비율(40%)이 설정되는 경우로 나누어 보았다(4차 계획기간의 유상할당 비율이 20%인 경우를 B–1020, 40%인 경우를 B–1040이라 한다).

아래의 시나리오별 감축부담금액을 도출하기 위해, 외부 온실가스 분석 전문가의 자문을 받아 연도별 예상 할당량 및 유상할당량, 연도별 배출권 가격 전망, 연료별 배출량 비중을 통한 석탄·가스 등 전원별 감축부담금액 등을 산정하였다.[21]

명칭	발전 부문 감축의무량	유상할당 비율
B–1–1020.	수정 로드맵 3,410만톤을 반영하지 않은 경우 (발전 부문 감축량 2,080만톤)	3차 계획기간 유상할당 10%, 4차 계획기간 유상할당 20%
B–1–1040.		3차 계획기간 유상할당 10%, 4차 계획기간 유상할당 40%
B–2–1020.	수정 로드맵상의 3,410만톤 추가감축분을 반영한 경우 (발전 부문 감축량 5,490만톤)	3차 계획기간 유상할당 10%, 4차 계획기간 유상할당 20%
B–2–1040.		3차 계획기간 유상할당 10%, 4차 계획기간 유상할당 40%

C – 온실가스 외부효과 내부화 (해외배출권 구입비용을 발전비용에 반영)

앞서 설명한 바와 같이, 로드맵상의 온실가스 해외감축 비용은 그 비용 부담주체가 확정되지 않았다. 이러한 점을 고려하여, 해외감축을 위해 소요되는 비용을 정부가 부담하는 경우를 C–1으로, 국내 할당대상 업체가 부담하는 경우를 C–2로, 외국의 경우 타 부문에 비해 더 높은 감축비용 부담의무가 지워지는 발전 부문이 이 비용 전체를 부담하는 경우를 C–3으로 하여 분석하였다.

20) 로드맵에서는 집단에너지를 포함한 전환 부문의 목표 수치만 밝히고 있으며, 발전 부문의 수치는 2018년 10월 국정감사 과정에서 환경부가 환경노동위원회 이정미 의원에게 제출한 자료에서 확인하였음.

21) 해당 전문가의 요청으로 본 보고서에서는 해당 전문가의 이름을 별도로 제시하지 않음(이하 같음).

아래의 시나리오별 감축부담금액을 도출하기 위해, 외부 온실가스 분석 전문가의 자문을 받아 연도별로 필요한 해외배출권 예상 규모, 연도별 해외감축비용 예상금액, 부문별 · 연료별 배출량 비중을 통한 석탄 · 가스 등 전원별 감축부담금액 등을 산정하였다.

명칭	해외감축비용 부담 주체	발전 부문 부담금액
C-1.	정부가 해외감축비용을 부담하는 경우	없음
C-2.	할당대상업체 전체가 배출량에 따라 고르게 이 비용을 부담하는 경우	적음
C-3	할당대상업체 중 발전 부문만 이 비용을 부담하는 경우	많음

2. 비교 시나리오

위에서 제시한 3개의 인자(A, B, C)의 각 옵션들을 조합하여 구성할 수 있는 시나리오는 총 24개이다{C-1에서 추가될 발전비용이 영(0)이어서 실질적으로 추가되는 옵션이 아니라는 점을 고려하면 시나리오는 총 16개가 된다}.

〈표 12. 각 인자별 시나리오 옵션〉

대기오염 외부효과 내부화	국내 배출권거래비용 반영	해외감축비용 반영
A-1. 최근 개정된 개별소비세법에 따른 경우	B-1-1020. 로드맵상의 3,410만톤을 미반영 + 3차 계획기간 유상할당 10%, 4차 계획기간 유상할당 20%	C-1. 정부가 해외감축비용을 부담하는 경우 (기업 부담비용 0원)
A-2. 조세재정연구원이 분석한 대기오염 피해비용에 따른 경우	B-1-1040. 로드맵상의 3,410만톤을 미반영 + 3차 계획기간 유상할당 10%, 4차 계획기간 유상할당 40%	C-2. 할당대상업체 전체가 배출량에 따라 고르게 이 비용을 부담하는 경우
	B-2-1020. 로드맵상의 3,410만톤을 반영하여 감축 + 3차 계획기간 유상할당 10%, 4차 계획기간 유상할당 20%	C-3. 할당대상업체 중 발전 부문만 이 비용을 부담하는 경우
	B-2-1040. 로드맵상의 3,410만톤을 반영하여 감축 + 3차 계획기간 유상할당 10%, 4차 계획기간 유상할당 40%	

한편, 위 16개 시나리오의 비교대상이 될 대조 시나리오는 8차 전력수급기본계획에서 제시하고 있는 2030년 발전량 전망 중 '기준 시나리오'로 정하였다. 8차 전력수급기본계획 제43 – 44면에서는, ① 8차 계획의 전력설비 구성을 현재의 전력시장 운영방식대로 운영하여 도출한 예상 발전량을 '기준 시나리오'로 ② 8차 계획의 전력설비 구성을 현재의 전력시장 운영방식대로 운영하되 각 호기별 발전비용(변동비)에 배출권 거래비용 등 일부 환경비용을 추가 반영하여 도출한 예상 발전량을 '목표 시나리오'로 제시하

고 있다(기준 시나리오와 목표 시나리오의 자세한 내용은 표 7을 참조).

위 두 개의 시나리오 중 '기준 시나리오'를 대조군으로 선정한 이유는, 8차 계획이 '목표 시나리오'에 산입한 온실가스 배출권 거래비용을 계산함에 있어서 배출권거래제의 낮은 유상할당 비중을 고려하지 않고 배출량 100%에 대한 배출권을 구매하는 것을 전제로 환경비용을 산입하였기 때문에, 발전사가 현행 제도 하에서 실제 부담하는 온실가스 비용보다 과다 계상된 측면이 있고, 환경 외부비용 내부화를 위한 정책 추진 과정에서 실제 지불 비용을 기준으로 내부화가 추진된다면 8차 계획의 '목표 시나리오'에 크게 못 미치는 결과가 도출될 수 있다는 점을 감안한 것이다.

이렇게 도출된 비교 및 대조 시나리오를 포함한 총 17개의 시나리오를 우리나라 전력시장 모델을 통해 분석하였고, 이러한 전력시장 시뮬레이션은 전력시장 분석기관인 ㈜에넥(ENEG)이 수행하였다. 시뮬레이션 분석 결과를 보다 효과적으로 설명하기 위해, 위 16개의 비교 시나리오 중 5개의 주요 시나리오를 선정하였고 이하에서는 주요 시나리오를 중심으로 서술하고자 한다.

〈표 13. 주요 시나리오〉

시나리오	옵션	비고
대조 시나리오	(A0, B0, C1)	8차 전력수급기본계획 (기준 시나리오)
시나리오 1	(A1, B1-1020, C1)	가장 약한 내부화 시나리오
시나리오 2	(A2, B1-1020, C1)	대기오염 외부비용을 강하게 반영
시나리오 3	(A1, B2-1020, C2)	온실가스 감축량을 강하게 반영 (3,410만톤 추가 감축)
시나리오 4	(A1, B2-1040, C2)	시나리오 3에 유상할당을 강하게 반영 (4차 계획기간 40%)
시나리오 5	(A2, B2-1040, C3)	가장 강한 내부화 시나리오

3. 분석 결과 - 전원별 발전량 변화

대조 시나리오와 5개의 주요 시나리오를 분석한 결과, 대기오염과 온실가스의 환경비용 내부화는 석탄과 가스의 발전량에 영향을 미칠 뿐 원전·신재생 등 다른 전원의 발전량에는 영향을 미치지 않는 것으로 분석되었다.

대조 시나리오상 2030년의 석탄발전 비중이 40.6%, 가스발전 비중이 14.6%이기 때문에, 비교 시나리오를 살펴봄에 있어서는 대조 시나리오에 비하여 석탄발전량이 얼마나 줄어드는지를 주안으로 보았다.

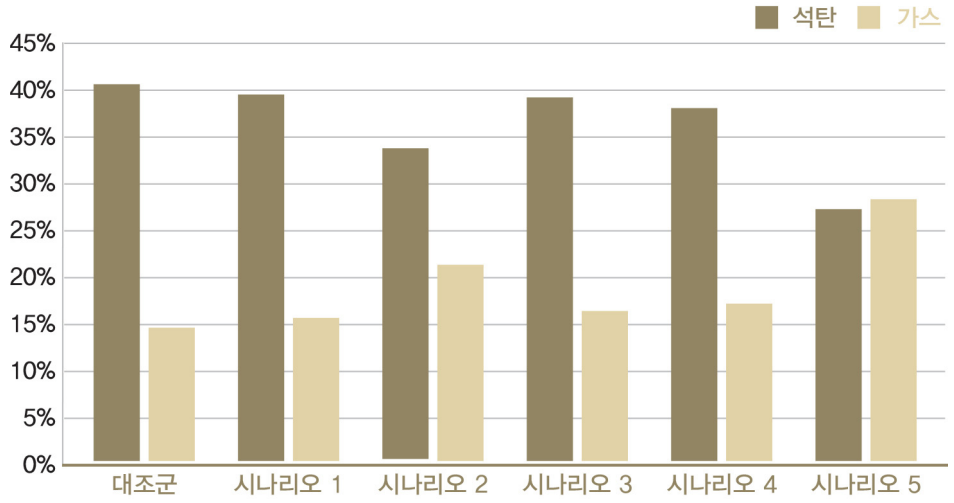
그 결과, 석탄발전량 감소(이 장에서는 가스발전량 증가와 동일한 의미를 가짐)가 큰 것은 시나리오 5, 시나리오 2, 시나리오 4, 시나리오 3의 순서였다. 이는 고려 인자 A, B, C 중에서 석탄 및 가스 발전량에 가장 큰 영향을 미치는 인자는 A(대기오염 외부효과 내부화)라는 점을 보여준다.

반면, B(국내 배출권거래비용 반영)는 전환 부문의 3,410만톤 추가감축 여부와 4차 계획기간의 유상할당 비중 상향을 모두 강하게 적용한 경우에만 시나리오 1(가장 약한 내부화 시나리오)에 비해 석탄발전량이 1.3% 정도 하락함에 그치고, 특히 유상할당 비중을 상향하지 않은 상태에서 추가감축량만 반영하는 경우에는 석탄발전량 변화가 0.5% 정도로 미미하였다.

〈표 14. 주요 시나리오의 2030년 전원별 발전량〉[22]

	원자력		석탄		가스	
	발전량	비중	발전량	비중	발전량	비중
대조 시나리오[23]	148.7	23.9%	255.3	40.6%	91.7	14.6%
시나리오 1	148.8	23.9%	248.2	39.5%	98.8	15.7%
시나리오 2	148.8	23.9%	213.7	34.0%	133.2	21.2%
시나리오 3	148.8	23.9%	245.1	39.0%	101.9	16.2%
시나리오 4	148.8	23.9%	240.5	38.2%	106.5	16.9%
시나리오 5	148.8	23.9%	170.9	27.2%	176.0	28.0%

〈그림 1. 주요 시나리오의 석탄 및 가스발전 비중(%)〉



22) 유류, 신재생, 기타의 발전량도 함께 도출되었으나, 표에서 생략함.

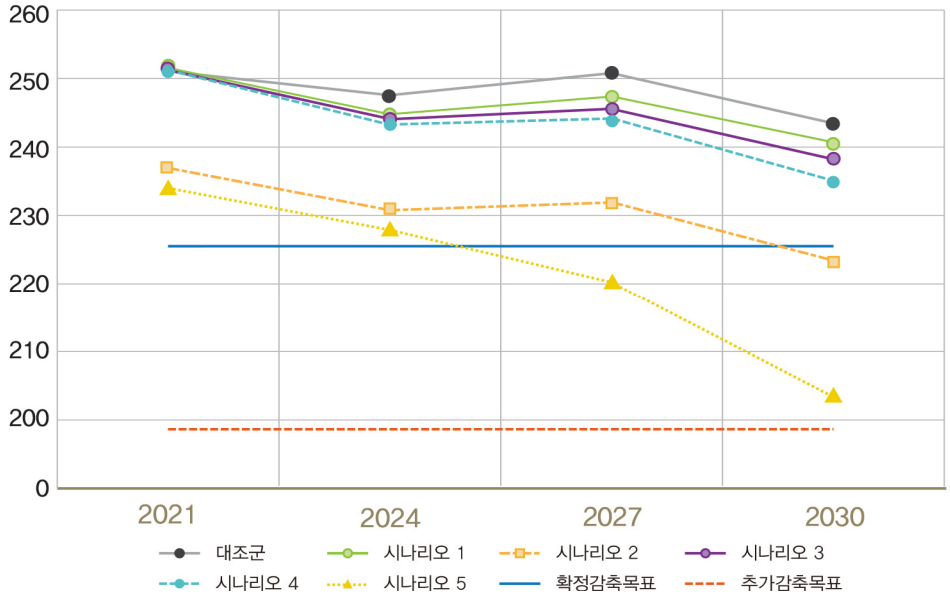
23) 대조 시나리오의 전원별 발전량은 8차 전력수급기본계획의 기준 시나리오와 0.1% 정도의 작은 오차가 있는데, 이는 전력시장 시뮬레이션 과정에서 수요 및 신재생에너지 발전량 패턴 등 몇 가지 데이터가 전력거래소의 데이터와 차이가 있기 때문임.

4. 분석 결과 – 온실가스 및 대기오염물질 배출량 변화

각 주요 시나리오의 전력 부문 온실가스 배출량을 분석한 결과, 대조 시나리오를 포함하여 시나리오 1, 3, 4는 2018년 7월 수정 로드맵에서 제시하고 있는 전환 부문의 확정 감축량 목표조차도 지킬 수 없는 것으로 확인되었다.

대기오염 외부비용을 강하게 반영한 시나리오 2의 경우, 확정 감축량 목표는 겨우 준수하는 수준이었지만 추가 감축량까지 반영한 전환 부문 감축목표에는 현저히 미달하였다. 또한, 가장 강한 내부화 방안인 시나리오 5에서조차 추가 감축량을 반영한 감축목표는 준수할 수 없었다.

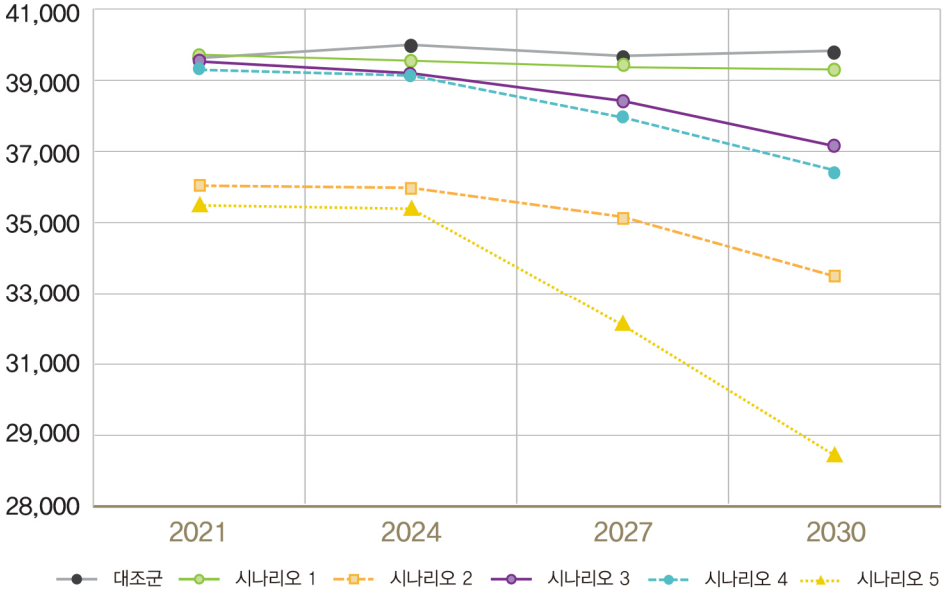
〈그림 2. 주요 시나리오의 발전 부문 온실가스 배출량(단위 : 백만톤)〉



이러한 분석 결과를 볼 때, 현행 시장제도와 8차 계획의 설비구성을 전제로 하는 한, 환경 외부비용을 일정 수준으로 약하거나 강하게 반영하는 것은 전력 부문에서 충분한 온실가스 감축효과를 발생시키지 않으며, 국가 온실가스 감축목표와 전환 부문에서의 추가 감축목표를 달성하기 위해서는 환경 외부비용의 내부화 외에도 추가적인 조치가 필요함을 알 수 있다.

미세먼지 배출량 역시 유사한 결과를 보였는데, 온실가스와 유사하게 시나리오 2, 5를 제외한 나머지 시나리오들은 배출량에 큰 차이가 없었다. 가장 강한 내부화 방안인 시나리오 5의 경우 타 시나리오에 비해 상당한 감축 효과를 보이는 것으로 분석되었다.

〈그림 3. 주요 시나리오의 미세먼지(PM 2.5) 배출량(단위 : 톤)〉[24]



24) 미세먼지(PM 2.5)의 전원별 배출계수는 논란이 있으며, 본 보고서에서는 국회의원 신창현 의원실에서 2018년 5월에 공개한 국내 주요 석탄화력 미세먼지 배출계수를 참고하여 적용하였음. 다만, 공신력 있는 배출계수라고 볼 수 없으므로, 이 부분의 미세먼지 분석 결과는 다른 분석 결과에 비해 상대성으로 신뢰성이 낮을 수 있음.

Ⅴ. 시사점 및 제언

1. 시나리오 분석 결과의 시사점

지금까지 살펴본 시나리오 분석 결과를 종합하면, ① 현행 정책의 환경 외부비용의 내부화 수준은 매우 약한 수준이라는 점과 ② 환경 외부비용의 내부화 수준을 현행보다 상당히 높인다고 하더라도 국가 온실가스 감축목표의 준수 여부가 불확실하다는 점을 확인할 수 있다.

즉, 온실가스 감축목표를 달성하고 미세먼지로 인한 대기오염 피해를 줄이기 위해서는 현재 정책 수준이나 일반적인 내부화 정책 추진을 넘어선, 전폭적인 내부화나 제도의 틀 자체를 바꾸는 등의 획기적인 조치가 요구되는 것으로 보인다.

2. 환경 외부비용의 단계적 전면 내부화 필요

본 보고서에서 고려한 가장 강한 내부화 방안은 시나리오 5 였는데, 이는 ① 조세재정연구원이 산정한 대기오염 피해비용을 연료세로 반영하고, ② 온실가스 감축 로드맵에서 제시한 전환 부문 추가감축량 3,410만톤을 추가로 감축하며, ③ 국내 온실가스 배출권거래제의 유상할당 비율을 3차 계획기간에서 10%, 4차 계획기간에서 40%까지 높이면서, ④ 1,620만톤에 상응하는 해외감축비용을 발전 부문이 전부 부담하도록 하는 안이었다. 그러나, 우리는 앞서 이 시나리오마저도 온실가스와 대기오염을 충분히 줄이는 데에 부족하다는 점을 확인하였다.

그렇다면, 위와 같은 수준을 넘어선 내부화 정책이 추진되어야지만 환경정책으로서 충분한 효과를 발휘할 수 있다는 것이 된다. 만약 조세재정연구원의 대기오염 피해비용 산정이 적절했다고 전제한다면 A-2.는 그 자체로 대기오염 외부효과의 내부화가 실현되는 정책이 될 것이다.

그러나, 온실가스로 인한 피해비용의 경우 그 피해비용 자체가 산정·부과되고 있는 것이 아닐 뿐 아니라, 감축비용에 가까운 배출권 거래비용마저도 제대로 내부화가 되고 있지 않다. 즉, 본 보고서에서는 현행 배출권거래제하에서 유상할당 비율이 고작 3%에 불과한 현실을 고려하여 4차 계획기간의 유상할당 비율 상한을 40%로 하였다. 하지만 이는 여전히 60%의 할당량을 무상배출하는 방안임을 고려할 때 이것만으로 충분하고 적절한 내부화 정책이라고 보기 어렵다. 따라서, 온실가스 비용을 최대한 내부화할 수 있도록 먼저 전력 부문의 유상할당 비율을 100%까지 높일 필요가 있다.[25)]

앞서 살펴 본 바와 같이 현재 운영되고 있는 유럽 배출권거래제(EU-ETS) 3기에서도 타 부문과 달리 발전 부문에서는 유상할당 100% 원칙을 적용하고 있으므로, 이 역시 참고할 수 있을 것이다.

참고로, 제3차 에너지기본계획 수립을 위한 민관 워킹그룹이 권고안 도출을 위해 작성한 수요분과 기초보고서(가격세제)에서도 "조세정책을 통한 환경비용 및 사고비용 등 사회적 비용 내부화, 2030년까지 에너지 이용에 따른 각종 외부비용을 과세 등을 통해 100% 내부화 추진"이라는 내용을 제안하며, 환경 외부비용의 전면 내부화 추진이 필요하다는 입장을 밝힌 바 있다.

3. 전력시장에 참여하는 설비 규모 축소 필요

현행의 전원 설비 구성은 연료비가 저렴한 원자력발전과 석탄발전의 용량이 매우 클 뿐만 아니라 전원별 연료비 차이 역시 상당히 크기 때문에, 전력시장의 급전시스템 안에서 이들 기저 전원과 다른 전원의 급전순위가 바뀌는 것은 쉽지 않는 측면이 있다.

따라서, 비효율적이고 노후화되어 오염물질을 더 많이 배출하는 노후석탄화력을 설계수명 또는 그 보다 앞서 조기 폐지함으로써 석탄발전의 설비 자체를 줄이는 방안을 함께 고려하는 것이 필요하다.

앞서 소개한 전력시장 분석기관이 2018년 수행한 전력시장 시뮬레이션 결과에 따르면, 앞으로 석탄발전 폐지기준을 가동연한 25년으로 하여 노후석탄발전소를 순차 폐지할 경우 2030년을 기준으로 약 3천만톤의 온실가스 감축 효과를 가지는 것으로 분석되었다. 이 같은 설비축소와 외부비용 내부화 정책이 함께 실시된다면 온실가스와 미세먼지 감축효과는 더욱 크고 확실할 것이다.

4. 진실한 비용으로 공정하게 경쟁하는 전력시장 도입 필요

무엇보다도, 많은 전문가들이 '기형적'이라고 지적하는 우리 전력시장 구조를 근본적으로 개선할 필요가 있다.

영국 등 많은 선진국들이 채택하고 있는 장기계약방식으로 전력이 생산되는 경우에는 발전사업자가 '건설, 운영, 폐쇄에 이르기까지 본인이 부담하거나 부담할 수 있는 총 비용(Total Cost) + 이윤(Margin)'을 포함한 가격(Price)를 기준으로 경쟁하고 있고, 이러한 경쟁시장, 특히 강한 환경규제가 세금이나 배출권거래

25) 이러한 논의의 당연한 전제는, 현재 온실가스 배출권 거래비용과 같은 환경규제 대응비용들을 발전비용(입찰가격)에 반영하지 않도록 하는 전력시장 운영규칙을 개정하여, 발전사업자가 부담하는 온실가스 배출권 거래비용이 그대로 전력 도매시장에서의 입찰가격에 반영되도록 하는 것이다.

제를 통해 위 가격에 반영되는 시장구조하에서는 석탄발전이 높은 가동률을 구가하는 현상이 더 이상 발생하지 않는다. 석탄발전은 높은 건설비용과 환경비용 때문에 시장에서의 가격경쟁력을 상실해가고 있기 때문이다.

반면, 우리 전력시장의 경우 건설비, 연료비를 제외한 운영비, 배출권 거래비용 등의 환경규제 대응비용 등을 모두 제외한 상태에서 오로지 발전기별로 투입되는 '연료비 단가(Fuel Cost)'만을 기준으로 발전기의 급전순위를 정하기 때문에, 여전히 석탄발전은 '존재하기만 하면 가동이 가능한' 기저발전의 위치를 점하고 있다. 이와 같이 연료비 단가만 가지고 제한적인 경쟁을 하는 상황에서 일부 환경비용을 고려하거나 반영한다고 하더라도, 최근 역동적으로 변하고 있는 전원별 균등화발전단가(LCOE) 추세에 상응하는 전원구성과는 동떨어진 결과가 나타날 수 밖에 없다.

따라서, 앞서 제시한 외부비용의 전면 내부화 조치 등을 추진하면서, 동시에 이러한 기형적 전력시장 운영방식 자체를 포기하고 각 발전기들이 진실한 비용(Real Cost)을 기준으로 공정하게 경쟁하는 가격 시장(Price Market)을 도입할 필요가 있다. 참고로, 기후솔루션은 이러한 '전력시장 개선 방안'에 관하여 올해 추가적인 연구를 진행할 예정이다.

5. 결론 – 마치며

세계적으로 석탄발전에 대한 투자가 급감하고, 시장과 정책을 통해 석탄발전소는 빠르게 퇴출되고 있다. 반면 우리나라에서는 아직도 석탄발전이 용량과 발전량 측면에서 모두 확장일로에 서있다. 이처럼 의아한 현상이 발생하는 이유는, 우리 전력시장과 전력정책이 석탄발전의 값비싼 비용과 경쟁력 상실을 여러가지 방식으로 숨기고 있기 때문이다.

앞으로 기후솔루션은 공정하고 지속가능한 전력시장이 도입 · 운영될 수 있도록 이러한 은폐와 왜곡을 하나씩 드러내고 바로잡는 활동을 해나갈 예정이다.

사단법인 기후솔루션
Solutions for Our Climate

사단법인 기후솔루션(Solutions for Our Climate, SFOC)은
보다 효과적인 기후변화 및 대기오염 관련 정책을 제시하는,
2016년 한국에서 설립된 비영리법인입니다.
SFOC는 에너지 정책과 환경 정책에 전문성을 가지고 있는
법률, 경제, 금융 전문가 등으로 구성되어 있고,
World Bank Group이 주도하는
Carbon Pricing Leadership Coalition(CPLC)에도
참여하고 있습니다.

www.forourclimate.org