Carbon Tracker Initiative SFOC Solutions for Our Climate 충남대학교 CHUNGNAM NATIONAL UNIVERSITY

탈석탄, 이제는 결정의 시간

한국전력시스템을 위한 전원 계획 분석

분석노트

2021년 4월

탈석탄, 이제는 결정의 시간

한국전력시스템을 위한 전원 계획 분석

카본트래커(Carbon Tracker) 소개

카본트래커 이니셔티브(Carbon Tracker Initiative)는 오늘날 자본 시장에 기후 리스크를 반영하기 위해 활동하는 금융 전문가들로 구성된 단체이다. 태우지 말아야 할 탄소(unburnable carbon) 및 좌초자산(stranded assets)에 대한 카본트래커의 연구는 저탄소 경제로의 전환에 있어 금융시스템을 어떻게 조화시킬지에 관한 논의의 장을 열었다.

www.carbontracker.org | hello@carbontracker.org

충남대학교 소개

충남대학교는 한국의 대표적인 지역거점국립대학교 중 한 곳으로, 대전에 위치하고 있다. 김승완 교수가 이끄는 전기공학과 소속 미래전력망디자인연구실(SEND Lab)은 시장 및 시스템 모델링을 토대로 전력 산업에서의 최적의 의사결정을 위한 연구를 진행하고 있다.

www.cnu.ac.kr | swakim@cnu.ac.kr

기후솔루션(Solutions for Our Climate) 소개

기후솔루션(SFOC)은 기후정책 강화와 전력규제 개혁을 옹호하는 단체로 한국에 기반을 두고 있다. SFOC는 에너지 및 기후정책 분야에 경력이 있는 법률, 경제, 금융 및 환경 전문가들로 구성되어 있으며, 정책 입안자들과 긴밀하게 협업하고 있다.

www.forourclimate.org | solutions@forourclimate.org

카본트래커는 상업적으로 판매되지 않는 한, 독자가 카본트래커 보고서 자료를 개인 출판물을 위하여 복제하는 것을 권장합니다. 카본트래커는 저작권자로서 적법한 인증과 출판물 사본을 요청 드립니다. 온라인에서 사용할 경우, 카본트래커 웹사이트 상의 출처를 링크해 주시기 바랍니다.
© Carbon Tracker 2020.

탈석탄, 이제는 결정의 시간 04 / 21 / 2021

저자 소개

발레리아 이렌하임(Valeria Ehrenheim) – 카본트래커 애널리스트

발레리아는 전력 및 유틸리티 팀 소속 애널리스트이다. 전력회사와 전력시스템 전반이 겪고 있는 기후 리스크를 정량화하는 모델을 개발하고 있다. 카본트래커에 합류하기 전에는 프로젝트 파이낸싱을 통한 재생에너지 및 기반시설 투자를 위한 금융모델을 수립한 바 있다. 발레리아는 보코니대학교(Bocconi University)에서 물리학 학사, 그리고 에너지 관리 및 지속가능성에 대한 연구로 석사 학위를 받았다.

김승완 박사 – 충남대학교 조교수

김승완 박사는 충남대학교 전기공학과 소속 조교수이고, 대통령 자문기구인 미세먼지 문제 해결을 위한 국가기후환경회의의 전문위원이기도 하다. 김승완 교수는 서울대학교에서 전기공학과 학사 및 전력경제에 대한 연구로 박사학위를 받았다.

송용현 박사 – 넥스트 그룹(NEXT Group) 이사

송용현 박사는 한국에 소재하는 비영리 에너지 및 환경정책 싱크탱크인 넥스트 그룹 이사이다. 넥스트 그룹에 합류하기 전, 에너지 정책 컨설팅 업체인 ENEG Inc. 대표이사로 재직하였다. 송 박사는 서울대학교 전기공학과 학사 및 전력경제 연구로 박사학위를 받았다.

김주진 – 기후솔루션 대표

김주진 대표는 한국의 최대 로펌인 김앤장에서 근무하다, 2016년도에 기후솔루션(SFOC)을 설립하였다. 변호사로 근무할 당시, 전력 부문 및 환경규제 업무를 주로 수행하였다. 김주진은 UN 기후회의 한국 대표단과 협업하는 등 국제기후변화 체제에서 다년간의 업무경력을 갖고 있다. 가장 최근에는 한국의 제3차 에너지기본계획 및 2050 장기저탄소개발전략(LEDS) 개발 관련 정부위원회에 참여한 바 있다. 조지타운대학교 법학대학원에서 법학석사학위(LL.M.)를 받았고, 서울대학교에서 학사 및 석사학위를 받았다.

감사의 말

저자는 보고서에 관해 통찰력과 관점을 제공해 준 앤드류 그랜트(CTI), 카트리나 힐렌브라드 폰 데르 네옌(CTI), 듀란드 두자(CTI), 한가희(SFOC), 리 레이(CTI), 넥스트 그룹, 데이터 수집 및 모델링 작업에 도움을 준 충남대학교 대학원 연구조교인 한정민과 정민지에게 감사의 인사를 전한다.

카본트래커는 상업적으로 판매되지 않는 한, 독자가 카본트래커 보고서 자료를 개인 출판물을 위하여 복제하는 것을 권장합니다. 카본트래커는 저작권자로서 적법한 인증과 출판물 사본을 요청 드립니다. 온라인에서 사용할 경우, 카본트래커 웹사이트 상의 출처를 링크해 주시기 바랍니다.
© Carbon Tracker 2020.

내용

1. 주요 결론 1

2. 핵심요약 2

2.1 태양광 및 풍력 발전설비는 현 정부 목표치를 초과 달성하여, 2028년까지 총 54GW 이상 보급될 수 있다 2

2.2 석탄은 기존 계획보다 빨리 퇴출될 수 있다. 2

2.3 환경정책 및 전력시장 규제가 강화되지 않더라도, 모든 석탄화력발전소는 예상수명 이전에 수익성을 상실하게 될 것이다 3

2.4 정책 제안: 전력시장에서의 공정경쟁을 강화해야 한다 5

3. 보다 야심찬 재생에너지 목표와 탄소 가격을 통해 탈석탄을 앞당기고 에너지전환 비용을 2050년까지 최대 55억 달러를 절감 할 수 있다 6

3.1 보다 강력한 탈석탄 정책과 야심찬 재생에너지 정책이 석탄화력발전소의 급전순위를 하락시킬 것이다 6

3.1.1 카본트래커의 급전 모델 6

3.1.2 탄소가격이 부과된 급전순위: 탈석탄 정책이 가장 효과적으로 이행되기 위해서는, 탄소 가격과 함께 추가적인 방안들이 도입되어야 한다 7

3.2 재생에너지 보급 목표의 확대는 탈석탄 시기를 앞당길 수 있다 9

3.2.1 2030년 재생에너지(RES) 목표를 달성하고 탈석탄한다면, 석탄발전을 유지하는 시나리오 대비 연간 40억달러 이상을 절감할 수 있다 9

3.2.2 탈석탄을 2028년으로 앞당기면 55억 달러를 절감할 수 있다 10

4. 탈석탄이 필요한 이유 12

4.1 석탄발전은 온실가스의 주범이다 13

4.2 시스템 신뢰도: 더 이상 석탄이 설자리가 없다 14

4.2.1 기저부하 발전원들의 입지 약화 14

4.2.2 전력계통 안정화를 위한 다양한 대체 기술 16

5. 석탄화력발전소가 현행 규제가 유지되더라도 수익성을 상실하는 이유 17

5.1 석탄화력발전소의 이용률 시나리오 17

5.1.1 시나리오 17

5.1.2 시뮬레이션 결과 17

6. 결론 및 제안사항 19

7. 부록 A 21

7.1 한국의 전력시장 제도: 한국의 석탄화력발전소들이 수익을 보장받는 방법 22

7.2 석탄화력발전소의 이용률 시뮬레이션 24

7.3 정산조정계수(SAC)와 발전설비 이용률의 관계 25

8. 부록 B 27

9. 참고문헌 36

1. 주요 결론

한국의 재생에너지 투자 가능성을 비용-최적화하여 분석한 바에 따르면 제9차 전력수급기본계획이 제시한 2028년 태양광 27GW, 육상 풍력 13GW 발전설비 보급 목표와 달리, 같은 연도까지 40GW와 4GW에 달하는 **보다 야심찬 재생에너지 보급이 실현 가능할 것**으로 보인다. **이러한 재생에너지 보급률 상향은 보다 빠른 탈석탄을 유도할 것이다.**

현행 정책이 유지되더라도 한국의 모든 석탄화력발전소는 예상 가동 연한이 도래하기 전에 수익을 내지 못하게 될 것이다. 미래 전력시스템에서 재생에너지 증가에 따라 유연성 자원의 필요성이 증가하고 온실가스 규제가 강화되면서 석탄화력발전소의 설비 이용률이 감소할 것으로 전망되기 때문에 한국에서 현재 가동 중이거나 건설 중인 석탄화력발전소들은 수명이 다하기 전에 수익성을 잃을 것으로 보인다.

카본트래커가 제안하는 수준으로 재생에너지 목표를 확대하고 탄소가격이 반영된 환경급전을 도입한다면, 시스템 비용을 최소화하면서 2028년까지 석탄발전을 폐지하는 것이 가능하다. 본 분석은 2028년까지 석탄발전을 퇴출하는 시나리오가 한국이 탄소가격이 반영된 환경급전을 도입하고 2050 탄소중립 목표를 이행하는 데 가장 비용 효과적인 방안으로, 55억 달러를 절약할 수 있음을 보여준다. 또한 탄소가격이 반영된 환경급전 도입과 더불어 재생에너지를 보다 확대하는 정책은 우리나라 전원구성에 급진적인 변화를 가져올 것이다.

2030년 이후에는 대부분의 석탄화력발전소가 생존할 수 없을 것이다. 만일 전력시장 현물가격이 현재와 같이 낮은 수준을 계속 유지하거나 2030년 전력부문 온실가스 배출량 제약이 2050 탄소중립 목표에 상응하는 수준으로 강화된다면 이러한 좌초 시점은 이보다 더욱 앞당겨질 것이다.

2. 핵심요약

2020년 10월 문재인 대통령은 한국이 2050년까지 탄소 중립을 달성할 것이라고 선언하였다. 그러나 한국은 여전히 탄소집약적 발전원인 석탄이 전체 전력 생산량의 약 40%를 차지하고 국내 온실가스 배출량의 1/4을 차지하고 있어, 탄소중립을 달성하는 데 큰 어려움을 겪을 것으로 생각된다. 한편, 2020년 12월에 발표된 제9차 전력수급기본계획에서는 2034년까지 신재생에너지 설비를 40%까지 늘리는 전략이 제시되기도 하였다.

본 보고서는 2050년 탄소중립 달성을 위한 효과적인 정책 로드맵을 제안하고 이로 인한 편익 분석 내용을 담고 있다.

2.1 태양광 및 풍력 발전설비는 현 정부 목표치를 초과 달성하여, 2028년까지 총 54GW 이상 보급될 수 있다

태양광 발전과 풍력 발전의 전년대비 최대 성장률이 각각 32%, 27%라고 가정할 때, 재생에너지 투자 비용을 최소화하는 최적화 결과에 의하면, 2028년까지 태양광 및 풍력 발전 설비를 총 54GW 이상 보급함으로써 정부의 기존 목표를 앞당길 수 있음 알 수 있었다. 제9차 전력수급기본계획에 따르면, 정부는 동일한 수치의 태양광 및 풍력 발전 설비용량을 보급하는 목표 시점을 이보다 3년 늦은 2031년으로 제시했다. "매우 부족"하다고 평가받고 있는 한국의 국가 온실가스 감축목표(NDC)가 강화될 예정이며, 한국이 2029년까지 석탄화력발전소를 퇴출해야 한다고 여러 연구[1]가 제시한 점을 감안했을 때 이러한 정책 목표는 매우 불충분한 수준이다.

카본트래커 이니셔티브(이하 "카본트래커")의 분석에 따르면, 탄소가격이 반영된 환경급전은 재생에너지 목표를 보다 확대하는 정책과 병행될 때 전력시스템의 탈탄소화 비용이 "절감"되는 효과를 가져올 수 있을 것이다.

2.2 석탄은 기존 계획보다 빨리 퇴출될 수 있다.

카본트래커가 제안하는 수준의 재생에너지 목표와 탄소가격이 반영된 환경급전이 도입된다면, 2028년에 탈석탄이 가능하다.

카본트래커는 탄소가격이 반영된 환경급전을 도입한다는 가정하에 2028년까지 석탄을 퇴출하는 것이 비용 효과적일 뿐만 아니라 기존 정부 계획보다 태양광 및 풍력 발전 보급 목표 달성도 앞당길 수 있음을 알아냈다.

1. Climate Analytics (2020), Transitioning towards a coal-free society: Science-based coal pathway for South Korea under the Paris Agreement, https://climateanalytics.org/latest/south-korea-must-exit-coal-by-2029-tobe-in-line-with-the-paris-agreement/

위와 같은 시나리오에서는 석탄발전이 퇴출되지 않고 탄소가격이 반영된 환경급전만 도입하는 시나리오 대비, 전체 시스템의 운영 비용을 연간 40억 달러를 절감할 수 있다. 2020-2050년 기간 동안 이러한 절감액의 순현재가치는 2028년까지 재생에너지를 54GW 보급하기 위해 연도별로 소요되는 비용을 공제하고 34억 달러이다.

이것은 아래 표 1에서 요약한 것과 같이, 2030년까지 석탄을 퇴출하고 현행 재생에너지 목표를 달성하는 경우 순비용이 89억 달러에 달하는데, 이에 대비 2028년까지 석탄을 퇴출하고 54GW에 달하는 재생에너지 설비를 보급하여 2030-2050년에 걸쳐 비용 절감액을 증가시킬 경우 총 55억 달러의 비용을 절감할 수 있음을 보여준다.

표 1 – 석탄퇴출 시나리오에 따른 순현재가치 계산

재생에너지 투자 계획	석탄 퇴출 연도	태양광 및 풍력발전 설치 용량 (GW)	할인율 적용되지 않은 초기투자액 (억$)	태양광발전 초기투자액 (억$)	태양광 발전 절감액 (억$)	전반적인 순현재가치 (억$)
제9차 전력수급 기본계획	2030	54 (2031년)	(-)549	(-)417	328	(-)89
카본트래커 제안계획	2028	54 (2028년)	(-)520	(-)417	384	(-)34
차이	-	-	29	(-)0	56	55

출처: 카본트래커 분석

참고: 연간 절감액은 탄소가격이 반영된 환경급전 시나리오에서 석탄을 퇴출하는 경우와 석탄을 퇴출하지 않는 경우를 비교하여 계산된다. 절감액은 탈석탄 연도 이후에 적용되어, 석탄 퇴출 직후에는 낮은 투자액이 요구된다.

2.3 환경정책 및 전력시장 규제가 강화되지 않더라도, 모든 석탄화력발전소는 예상수명 이전에 수익성을 상실하게 될 것이다

한국 전력시장에서 대부분의 전력 거래는 현물시장에서 이루어진다. 한국전력공사(KEPCO)는 발전소들에게 원가에 일정한 투자보수율을 더한 가격으로 정산금을 지급하는데, 이 금액은 전력시장 현물가격을 기준으로 한 정산금 수준을 초과할 수 없다. 만약 원가에 일정한 투자보수율을 더한 금액이 전력시장 현물가격 수준을 초과해야 만 하는 경우, 발전소는 그 초과비용을 회수하지 못하는 것이다.

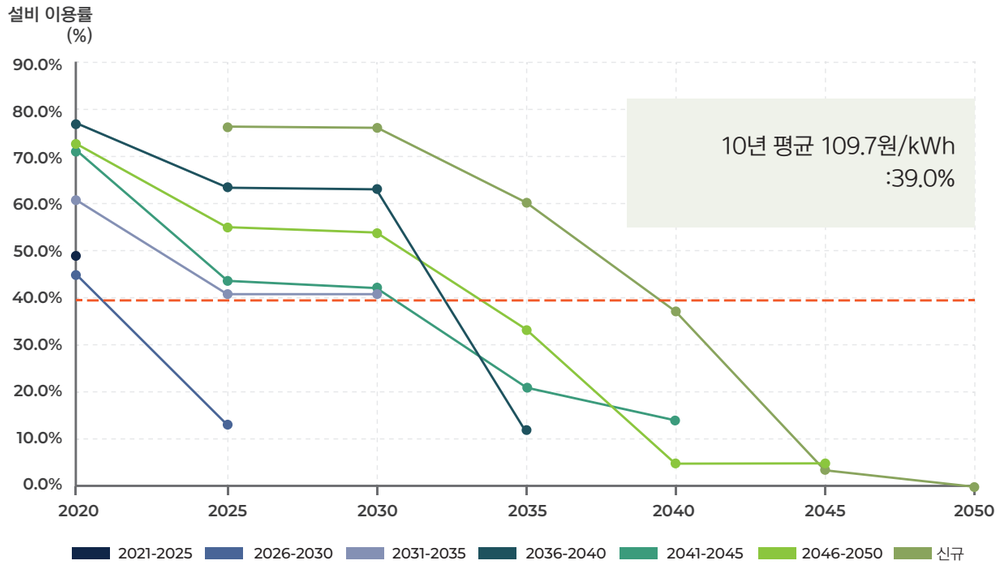
충남대학교는 신규건설 중인 삼척 석탄 프로젝트 투자 관련 서류에 공개된 데이터를 토대로, 발전소들이 전력시장 현물가격을 받아서 투자금을 회수하기 위해서는 최소 39% 이상의 설비 이용률을 유지해야 하는 것을 알아냈다. 위 분석결과는 전력시장 현물가격(SMP)이 지난 10년간 평균 가격인 kWh당 109.7원 유지될 것을 가정하여 도출된 것인데, 위 가정은 현재 전력시장 현물가격인 kWh당 68.5원[2]보다 월등히 높은 금액으로, 매우 보수적인 가정이다. 이렇듯 SMP 수준이 위에 서술한 kWh당 109.7원보다 낮아질 경우, 발전소 유지를 위해 필요한

2. 한국전력거래소 (2021), https://www.kpx.or.kr/www/contents.do?key=414

최소 설비이용률 값은 상향될 것이다. 전력시장 현물가격이 109.7원보다 낮을 것이라는 가정은 최근 전력시장 경향(최근 5년간 평균 SMP는 kWh당 82.7원이어서, 석탄발전소가 수익을 내기 위해 필요한 최소 설비 이용률이 79% 수준인 상황)을 고려하면, 매우 현실적인 전망으로 보인다.

충남대학교가 진행한 시뮬레이션에 의하면, 현행 정책이 강화되지 않고 전력시장 현물가격(SMP)이 위에 언급한 kWh당 109.7원 수준으로 형성되는 낙관적인 상황에서도 대부분의 석탄화력발전 사업이 2030년 이후 수익성을 잃을 것이다. 이 시나리오에서 석탄화력발전소들의 설비 이용률은 현행 정책 하의 온실가스 배출 규제와 재생에너지 보급목표 강화에 따라 급속도로 떨어질 것이며, 이는 대부분의 석탄화력발전소가 2030년에서 2035년 사이 전력시장 현물가격으로도 비용을 회수할 수 없는 상황을 초래한다. SMP를 109.7원으로 설정한 보수적인 가정에서도, 현재 건설 중인 7기의 신규 석탄화력발전소가 2035년에서 2040년 사이 수익성을 잃을 것으로 나타난다. 이러한 상황은, 최근 5년간 평균 SMP가 kWh당 82.7원이었던 것과 같이 전력시장 현물가격이 더 낮은 수준에 머물게 될 경우에는 더욱 빠른 속도로 악화될 것이다. 따라서 이 분석은 석탄화력발전소가 수익성이 없어지는 시기의 상한선을 제시하는데, 실제로는 석탄발전소들이 이보다 훨씬 더 이른 시점에 경제성을 잃을 가능성이 있다. 위 분석 결과는 2050년 탄소중립목표에 부합하는 수준으로 2030년 전력부문 배출량 목표가 강화되는 상황을 가정하고 있지는 않은 바, 이를 반영하게 된다면 석탄화력발전소의 미래는 더욱 어두워질 것이다.

그림 1 – 현행 정책 하에서 석탄화력발전소의 예상 이용률 및 경제성 상실 시점



출처: 충남대학교 분석

참고: 위 표의 빨간색 점선은 SMP가 10년 평균치인 109.7원/kWh라고 가정할 때, 수익을 회수하기 위해 충족해야 하는 최소 이용률을 나타낸다. 각 색깔의 실선은 개별 석탄화력발전소 수명이 끝나는 시기를 나타낸다.

2.4 정책 제안: 전력시장에서의 공정경쟁을 강화해야 한다

정부 및 정책입안자들이 화석연료 발전으로 인한 추가비용을 절감하고 깨끗한 연료로의 전환을 장려하기 위해서는 환경급전의 잠재성에 대한 논의를 시작해야 한다. 탄소가격을 반영한 환경급전을 아래와 같은 다른 조치와 함께 도입하는 것은 성공적인 탈석탄 전략에 있어 중요하다.

- 5.2 항목에서 제시된 상향된 재생에너지 목표를 수립하고 재생에너지 발전원이 시스템에 공정하게 진입할 수 있도록 전력시장을 개편
- 간헐적인 재생에너지와 전력 계통 안정성 확보를 위한 전력시스템 내 저장장치의 효율적인 구축 및 통합.

산업통상자원부가 발표한 석탄에서 가스로의 연료전환 계획은 부록 B의 표 12에 있으며, 이러한 전환은 카본트래커의 보고서 “가스발전, 위험한 전환 – 한국 가스발전 시장의 재무적 위험 분석 보고서[3]”에서 언급된 바와 같이 단순히 좌초자산의 자원만 가스로 전환하는 것에 불과하다. 기후솔루션이 2020년[4] 보고서에서 자세히 다룬 바와 같이, 에너지 전환을 이루려면 현재 한국 전력시장의 왜곡 문제를 해결하는 것이 중요하다. 석탄 및 가스 발전소에 공통으로 적용되는 총괄원가보상제는 현재 한국전력공사 발전자회사 소유의 발전소들에 수익을 보장해주면서, 재생에너지와의 공정한 경쟁을 저해할 수 있다.

보조금은 왜곡된 전력시장을 형성하는 석탄화력발전소의 수익성을 지원하는 대신, 재생에너지 및 저장 장치의 가속화된 도입을 장려하는 방향으로 재검토되어야 한다.

3. Climate Tracker et al (2020), Whack-a-mole: Will South Korea's coal power transition be undermined by overcompensated gas? https://carbontracker.org/reports/whack-a-mole/
4. 기후솔루션 (2020), 재생에너지 유통망의 개선방안 – 전기판매사업 독점과 전력시장 강제주의 문제에 대하여, http://forourclimate.org/sub/data/view.html/?idx=28&curpage=1&srh_cate=1

3. 보다 야심찬 재생에너지 목표와 탄소 가격을 통해 탈석탄을 앞당기고 에너지전환 비용을 2050년까지 최대 55억 달러를 절감 할 수 있다

이후 4장과 5장에서 언급하겠지만, 충남대학교의 분석은 재생에너지 보급 확대와 석탄발전에 할당되는 배출량 규제로 인해 석탄화력발전소 설비 이용률이 향후 10년간 급속하게 감소할 것임을 보여준다. 카본트래커와 충남대학교는 탄소 가격 및 재생에너지의 확대에 관한 연구를 추가적으로 진행하였다. 탄소 가격은 현재 가장 유동적인 세계 탄소 시장인 EU 배출권거래제 시장과 동일한 수준으로 설정하였다. 탄소 가격 도입, 가속화된 탈석탄 및 야심찬 재생에너지 목표를 설정한 카본트래커의 분석은 전력 믹스를 더 효율적으로 변화시킬 정책 방향을 제안한다. 본 분석 결과는 한국의 육상 풍력 및 태양광 발전 설비 용량은 현재 계획보다 2028년까지 54GW 이상 보급할 수 있음을 보여주는데 이는 정부의 기존 계획보다 3년 앞당긴 수준이며 기존 재생에너지 계획에 비해 투자 순비용을 절감할 수 있다.동시에 탈석탄을 2028년까지 이룰 경우, 탈석탄 정책 없이 탄소가격만 도입했을 경우 대비2028년부터 2050년까지 연간 4억 달러를 절약할 수 있다.

3.1 보다 강력한 탈석탄 정책과 야심찬 재생에너지 정책이 석탄화력발전소의 급전순위를 하락시킬 것이다

3.1.1 카본트래커의 급전 모델

카본트래커의 모델[5]은 전력망을 고려해서 발전소와 저장장치에 대한 급전계획을 비용-최적화하여 도출할 수 있다. 카본트래커는 논의의 복잡성을 낮추기 위해 한국의 전력시스템이 하나의 전력망으로 연결되어 있다고 가정하였으며, 발전소의 가동 시작 및 중단을 시간 단위로 결정하기 위해서 다양한 종류의 기술적 제약들이 고려되었다. 이 중 가장 중요한 고려사항은 다음과 같은 발전소의 유연성과 관련된 것이다:

1. 증감발 제약 (ramping limits): 수요의 단기 변동에 대한 발전기의 속응성
2. 최소 가동 및 정지시간: 발전소가 가동 또는 중단과 같은 상태에서 이를 유지해야 하는 최소 시간

3.1.2 탄소가격이 부과된 급전순위: 탈석탄 정책이 가장 효과적으로 이행되기 위해서는, 탄소 가격과 함께 추가적인 방안들이 도입되어야 한다

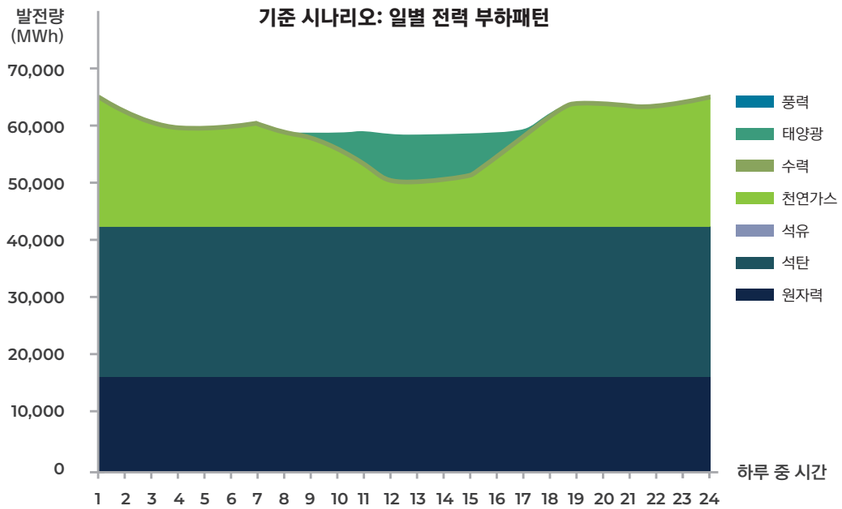
한국의 급전순위는 운영 한계비용만을 기준으로 결정되기 때문에 석탄은 초기 자본비용이 매우 높음에도 불구

5. T. Brown, J. Hörsch, D. Schlachtberger, PyPSA: Python for Power System Analysis, 2018, Journal of Open Research Software, 6(1), arXiv:1707.09913, DOI:10.5334/jors.188. 모델에 대한 자세한 분석은 PyPSA 메뉴얼에서 확인할 수 있다. https://pypsa.org/.

하고 운영 한계비용이 낮아 LNG에 비해 급전 우선순위가 높다. 한국에서는 현재 화석연료 기반의 발전기의 한계비용을 산정할 때 온실가스 배출권 가격과 같은 탄소 가격을 반영할 지에 대한 논의가 진행되고 있는데 이로 인해 제9차 전력수급기본계획 발표가 지연되기도 했다.

카본트래커의 분석은 현재의 급전순위와 탄소가격이 부과된 급전순위(예를 들면, 탄소가격이 반영된 환경급전) 간의 차이를 보여주고자 한다. 그림 2는 한국 시장의 일별 전력 부하패턴을 나타내며, 실제 발전 설비 용량과 기술적 제약을 토대로 부하패턴을 구현했다. 대부분 석탄화력과 원자력이 대부분을 공급하고 있다.

그림 2 – 현행 시나리오에서의 일별 전력 부하패턴



출처: 핍사(PyPSA)를 통한 카본트래커 분석

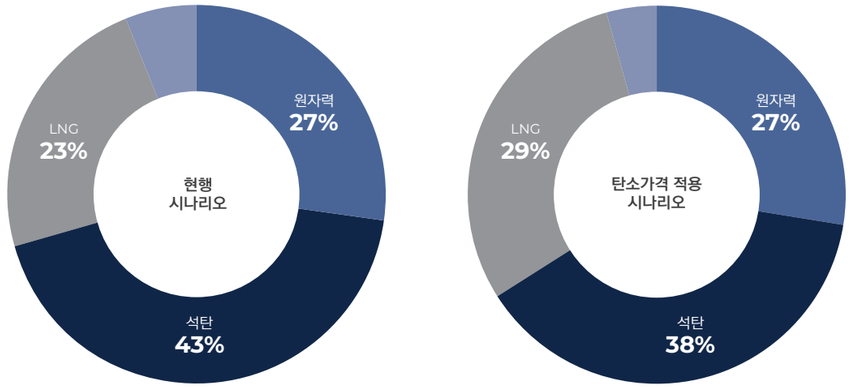
현행 전력시장을 기반으로 구현된 연간 전력 믹스는 석탄 43%, 원자력 27%, 그리고 천연가스(LNG) 24%로 구성된다. 재생에너지(태양광, 육상 풍력 및 수력)는 전체 급전의 6%, 석유는 1% 미만을 차지한다.
카본트래커는 급전순위가 어떻게 바뀌는지 확인하기 위해 모델에 탄소가격이 반영된 환경급전을 도입했다. 본 분석에서는 블룸버그 뉴 에너지 파이낸스("BNEF")에 따른 발전원별 배출집약도와 유럽연합 탄소가격인 36달러/tCO2가 사용되었다.[6] 이는 유럽연합 최신 평균 탄소가격에 비해 보수적으로 산정된 것이다. 카본트래커의 시나리오에 적용된 탄소가격은 한국에 현재 도입된 배출거래제("ETS")의 평균 탄소가격인 5.8달러/MWh와 현격한 차이를 보여준다.[7]

6. BNEF (2021), BNEF Research – Why the EU ETS Does Not Need Holding Limits (unavailable without subscription)
7. 카본트래커 분석

일별 전력 부하패턴은 유럽연합과 같은 수준의 탄소가격이 반영된 환경급전을 도입할 경우 그림 3에 제시된 바와 같이, 석탄에서 가스로의 미미한 전환만 있을 뿐 연간 전력 믹스는 크게 변하지 않는다. 그럼에도 불구하고 탄소가격이 반영된 환경급전을 도입하면 천연가스 급전은 5% 증가하지만 석탄화력 급전은 43%에서 37%로 감소하여, 연간 3,000만 톤 이상의 탄소배출량을 감축할 수 있다.

이는 한국의 LNG가격이 높은 점을 고려할 때, 탄소가격을 급전 순위에 도입하더라도 석탄의 급전순위는 크게 변하지 않기 때문이다.

그림 3 – 현행 시나리오 및 탄소가격이 반영된 환경급전을 도입한 시나리오에서의 연간 전력 믹스



출처: 핍사(PyPSA)를 통한 카본트래커 분석

탄소가격이 반영된 환경급전의 도입이 한국의 전원구성을 변화시키는데 보다 의미 있는 제도가 되기 위해서는 다음과 같은 보조 정책들이 함께 시행되어야 한다. 장기 구매계약을 확대하고 현행 현물 전력시장 구조를 개편하여 재생에너지가 화석연료와 직접적으로 경쟁할 수 있게 해야 할 것이다. 탄소가격제는 다수의 해외 국가에서 탄소배출 감축을 위한 매우 중요한 정책으로 활용되고 있다. 탄소가격은 실제로 경제적인 관점에서 재생에너지로 전환의 중요성을 강조한다.

3.2 재생에너지 보급 목표의 확대는 탈석탄 시기를 앞당길 수 있다

앞 절에서 설명된 전력시장 내의 기술적 제약과 현물시장 거래 중심인 한국 전력시장의 특성 때문에 탄소가격이 반영된 환경급전의 실시만으로는 석탄을 퇴출하기에 충분하지 않다. 현물시장 중심으로 시장구조가 지속된다고 가정하였을 때, 보다 더 비용 효율적인 방식으로 석탄을 퇴출시키기 위해서 한국 정부는 재생에너지 보급 목표를 상향해야 한다.

산업통상자원부는 제9차 전력기본수급계획과 제5차 신재생에너지 기본계획에서 연간 재생에너지 투자 목표를 아래 및 부록 B의 표 13와 같이 설정하였다. 향후 10년 목표는 이미 승인되어 준비 단계이고, 2034년부터 2050년의 구체적인 재생에너지 보급 목표는 아직 공식화되지는 않았다.

표 2. 2030년에서 2050년 사이의 재생에너지 설비 보급 목표(MW)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
태양광(MW)	9,330	19,530	33,530	51,235	68,937	121,282	173,630
풍력 (MW)	2,724	8,474	17,674	26,964	36,254	63,724	91,193

출처: 2030년, 2040년과 2050년 목표는 각각 제9차 전력수급기본계획, 제3차 에너지기본계획 및 2050년 장기저탄소발전전략에서 가져왔다. 2020년, 2025년, 2035년, 2045년 목표는 충남대학교가 가정하였다.

3.2.1 2030년 재생에너지(RES) 목표를 달성하고 탈석탄한다면, 석탄발전을 유지하는 시나리오 대비 연간 40억 달러 이상을 절감할 수 있다

선행 연구는 한국이 파리협정을 준수하기 위해 2029년까지 석탄발전을 퇴출해야 한다고 권고한 바 있다.[8]

카본트래커는 탄소가격이 반영된 환경급전을 도입한다는 가정 하에 현재 2030 재생에너지 보급 목표를 달성한다면 전력시스템에서 얼마나 비용을 절감할 수 있을지 평가하였다. 비록 현재는 아니지만 향후에 탄소가격이 시스템에 도입될 가능성은 매우 높기 때문에, 탄소가격 도입을 전제로 절감액을 예측했다. 따라서 전력시스템의 운영 및 투자 비용을 탄소가격이 포함된 기준(baseline) 시나리오와 비교해서 고려했다.

본 분석에서는 한국의 특수성을 보여주는 재생에너지 부하패턴을 보여주는 통계자료를 사용하였다. 카본트래커는 부록 B의 표 10에서 나타낸 바와 같이 기존 부하 값을 기반으로 예측한 가공된(smoothed) 자료과 가공되지 않은 자료인 두 가지 종류의 데이터를 적용하였다. 가공된 자료와 가공되지 않은 자료를 함께 분석에 사용해서 더 많은 상황을 포괄하여 결과의 신뢰도를 높였다.

태양광 및 육상 풍력설비 보급에 대한 학습률의 경우 국제에너지기구(IEA) 세계 에너지 전망 보고서에서 예측한 범위에서 보수적인 값을 적용했다.[9] 정부의 2030년 재생에너지 목표 달성을 위해 필요한 전체 투자비용은 500억 달러에 달한다(할인율 미적용). 이에 반해 재생에너지 용량 증가로 인해 매년 발생하는 비용절감이 전체 투자

8. Climate Analytics (2020), Transitioning towards a coal-free society: Science-based coal pathway for South Korea under the Paris Agreement, https://climateanalytics.org/latest/south-korea-must-exit-coal-by-2029-tobe-in-line-with-the-paris-agreement/
9. IEA (2018), World Energy Outlook 2018, https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018

비의 순현재가치를 낮출 것이다. 이 절감액은 34억 달러에서 40억 달러로 증가하다가 2032년부터는 일정하게 유지되며, 전체 투자비를 순현재가치 89억 달러로 끌어내릴 것으로 추정된다. 이 부분에 대한 논의가 3.2.2장에서 이어진다.

제9차 전력수급기본계획하의 재생에너지 보급목표에 따른 연간 투자계획은 부록 B의 표 14에 설명되어 있다.

3.2.2 탈석탄을 2028년으로 앞당기면 55억 달러를 절감할 수 있다

카본트래커의 모델은 비용-최적화 분석을 통해 재생에너지 투자 계획을 최적화하며 시스템 한계비용과 설비 투자비용을 종합적으로 고려한다. 그리고 전력시스템 운영과 설비 투자에 드는 비용을 모두 고려하여 재생에너지 목표 확대를 통해 발생하는 절감액을 평가한다.

재생에너지 보급 목표의 달성 가능성은 육상 풍력 및 태양광 패널이 설치되는 속도의 제약을 받는다. 카본트래커는 태양광이 급속도로 증가하기 전인 2017년 기준 국제재생에너지기구("IRENA") 통계를 바탕으로 태양광 설비의 전년대비 최대 성장률을 32%로[10] 가정하였다. 풍력 발전의 경우, 2019년의 연간 성장률인 27%[11]를 가정하였다. 태양광 발전("PV")은 2017년도 수치를 사용하였기 때문에 성장을 보다 보수적으로 예측하였으며, 풍력발전의 성장률이 가속화될 것을 가정하였다. 이와 같은 성장률 가정에 의하면 한국은 2028년까지 재생에너지 설비 용량을 54GW 이상 보급할 수 있으며, 태양광과 육상풍력을 각각 40GW, 14GW 보급할 수 있다. 이는 제9차 전력수급기본계획의 목표를 3년 앞당겨 달성하는 것이다.

2028년까지 54GW의 재생에너지 설비를 보급한다는 가정 하에, 2028년 탈석탄을 하는 시나리오는 석탄발전을 유지하는 시나리오 대비, 전체 시스템에서 연간 40억 달러의 비용을 절감한다. 이는 재생에너지의 한계 비용이 영(0)에 가깝기 때문이다. 따라서 재생에너지의 발전량이 많아질수록, 장기적으로 전기 가격이 더 낮아질 것이다. 54GW의 재생에너지 설비 보급 목표를 달성하기 위해 연간 더 많은 투자 비용을 투입한다고 가정할 경우, 투자비용의 순현재가치는 34억 달러에 해당한다. 즉, 2028년까지 탈석탄을 이행하면 55억 달러 이상을 절감할 수 있으며, 이를 통해 소비자들의 전기요금을 절감할 수 있다.

10. IRENA (2018), Global Renewable Generation Continues its strong Growth, https://www.irena.org/newsroom/pressreleases/2018/Apr/Global-Renewable-Generation-Continues-its-Strong-Growth-New-IRENA-Capacity-Data-Shows
11. Renewables Now (2019), Europe adds 15.4 GW of wind in 2019, https://renewablesnow.com/news/europe-adds-154-gw-of-wind-in-2019-687534/

표 3 – 탈석탄 시나리오에 따른 순현재가치 계산

재생에너지 투자 계획	석탄 퇴출 연도	재생에너지 설치 용량 (GW)	할인율 적용되지 않은 초기투자액 (억$)	태양광 발전 초기투자액 (억$)	태양광 발전 절감액 (억$)	순현재가치 (억$)
제9차 전력수급기본계획	2030	51 (2030년)	(-)549	(-)417	328	(-)89
카본트래커 제안 시나리오	2028	54 (2028년)	(-)520	(-)417	384	(-)34
차이	-	-	29	(-)0	56	55

출처: 카본트래커.

참고: 연간 절감액은 탄소가격이 반영된 환경급전 시나리오에서 석탄을 퇴출하지 않는 경우에 대해 계산된다. 절감액은 탈석탄 연도 이후에도 유지되며, 석탄 퇴출 직후에도 낮은 투자액이 요구된다.

전력시스템에 대한 효율적인 저장 장치의 도입 및 통합은 석탄제로(zero-coal) 전력 믹스로의 전환을 뒷받침할 것이다.

산업통상자원부가 발표한 바와 같이 석탄에서 가스로의 전환은 카본트래커의 보고서 "가스발전, 위험한 전환 – 한국 가스발전 시장의 재무적 위험 분석 보고서"에서 다룬 바와 같이 단순히 좌초자산의 위험원에 변화를 가져올 뿐이다.[12]

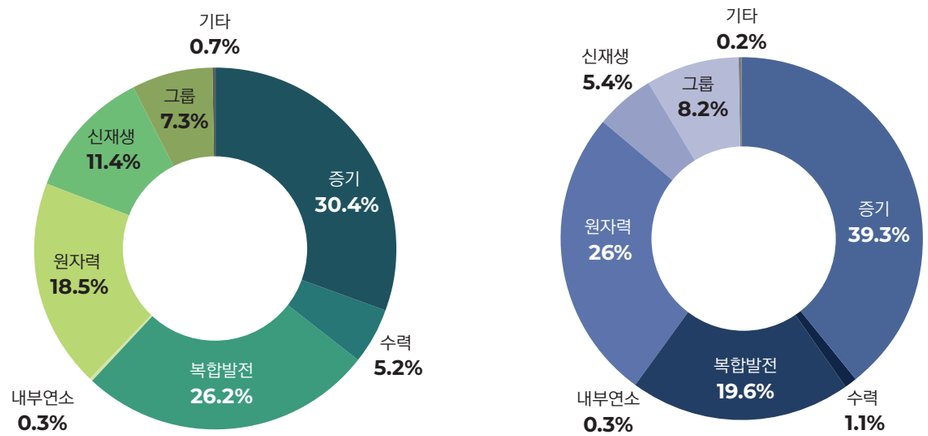
한국에서 가동 중인 저장장치의 전체 목록과 석탄-가스 전환 계획은 각각 부록 B의 표 11과 표 12에서 볼 수 있다.

12. Carbon Tracker (2020), Whack-a-mole: Will South Korea's coal power transition be undermined by overcompensated gas?, https://carbontracker.org/reports/whack-a-mole/

4. 탈석탄이 필요한 이유

2020년 10월, 문재인 대통령은 한국이 2050년까지 탄소중립을 달성할 것임을 선언하였다. 그러나 여전히 석탄은 한국 전체 전력 생산량의 약 40%를 차지하고 국가 온실가스 배출량의 약 1/4을 차지하고 있어, 탄소중립 목표를 달성하고 파리협정을 준수하기 위한 수준으로 한국의 온실가스 감축목표(Nationally Determined Contribution, 이하 "NDC")를 강화하는 데 큰 걸림돌이 되고 있다. 클라이밋 애널리틱스(Climate Analytics)와 기후솔루션의 공동연구에 따르면, 파리협정에 따른 공정한 분담(fair share)을 위해서 한국은 2029년까지 석탄발전을 모두 폐지해야 한다.[13]

그림 4 – 2019년 한국전력시스템의 발전 설비 용량 및 전력 믹스[14]



출처: 한국 전력통계정보시스템(2019?)

한국에서는 현재 7GW 규모의 신규 석탄화력발전소가 건설 중이나, 탈석탄을 향한 움직임도 곳곳에서 보이고 있다. 2020년 11월, 반기문 전 유엔 사무총장이 이끄는 대통령 직속 자문기구인 미세먼지 문제 해결을 위한 국가기후환경회의(NCCA)는 한국 정부가 탈석탄 목표연도를 "2045년 또는 그 이전"으로 채택하고, 최근 발표된 2050 탄소중립 목표를 달성하기 위해 "2040년 또는 그 이전"으로 고려할 것을 권고하였다. 2020년 12월, 산업통상자원부는 한국 석탄화력발전소의 절반 정도인 30기(15.3GW)를 2034년까지 폐쇄하겠다는 내용

13. Climate Analytics (2020), Transitioning towards a coal-free society: Science-based coal pathway for South Korea under the Paris Agreement, https://climateanalytics.org/latest/south-korea-must-exit-coal-by-2029-to-be-in-line-with-the-paris-agreement/
14. 한국전력거래소 (2020), 전력통계정보시스템(EPSIS), http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkpoBftChart.do?menuId=020100

이 담긴 제9차 전력수급기본계획(2020-2034년)(이하 "9차 전력계획")을 발표하였다. 이 계획은 공식적인 석탄 폐지 계획을 일부 포함하고 있지만, 기후행동 추적(Climate Action Tracker)에 의해 "매우 불충분(highly insufficient)"하다고 평가받은 한국의 기존 NDC가 향상될 계획임을 감안한다면 매우 부족한 수준이다. 한편, 문재인 대통령은 2021년 말까지 한국의 NDC를 상향시킬 것을 약속하였다.

카본트래커, 충남대학교와 기후솔루션은 한국이 전력시스템을 탈탄소화하기 위해 보다 조속하게 탈석탄하고 재생에너지 보급 목표를 확대하는 정책 결정이 얼마나 경제적으로 합리적인가를 분석하였다. 본 보고서에서 충남대학교는 한국 전력시장을 모델링한 결과 신규 석탄화력발전 사업의 수익성이 없다고 판단하였다.

4.1 석탄발전은 온실가스의 주범이다

한국 정부는 최근 2050년 탄소중립(net zero)을 발표함에 따라, 이 목표에 상응하는 에너지 및 환경 정책을 수립하고 있다. 2019년 석탄화력발전소는 국내 온실가스 배출량의 약 25%, 국내 전체 전력 생산량의 약 40%를 차지하였다.[15, 16]

석탄의 높은 배출계수(emission coefficient)를 고려하였을 때, 탈석탄이 한국의 온실가스 배출량을 감축하는 가장 효과적인 방법이다.

표 4 - 발전소 별 배출계수(석탄 및 천연가스)

	석탄발전	천연가스발전 (복합발전)
CO2 배출계수 [kgCO2e/kWh]	0.8229	0.3487
PM25 배출계수	0.137	0.3487

출처: 온실가스종합정보센터 (2019)

4.2 시스템 신뢰도: 더 이상 석탄이 설자리가 없다

전력시스템 운영에 있어 수급의 균형을 유지하는 것은 중요하다. 정해진 범위 내에서 전력망 각 지점의 전압 및 주파수를 유지하는 것 역시 시스템 안정성을 보장하기 위해 필수적이다. 이 요소들은 항상 충족되어야 하며, 발

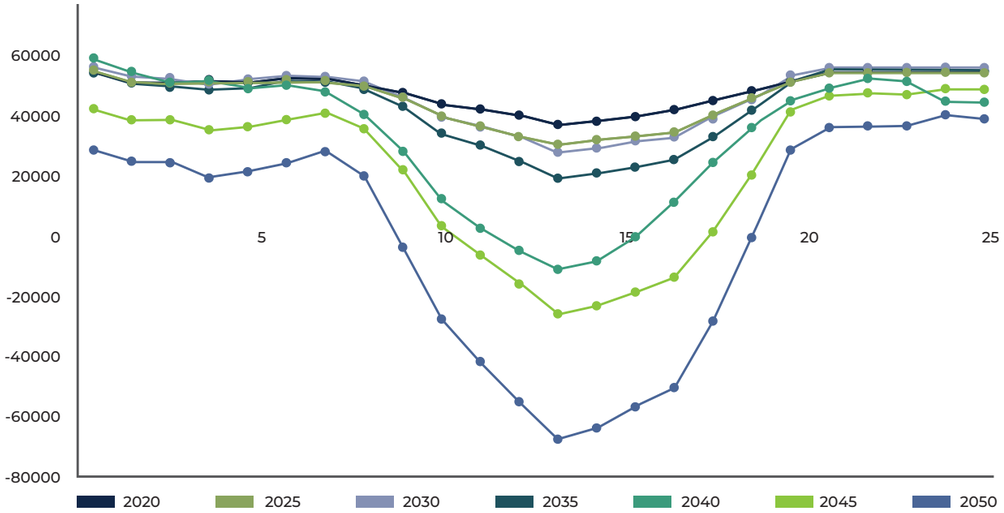
15. 환경부 (2020), 온실가스 배출량 2018년 2.5% 증가, 2019년 3.4% 감소 (보도자료), http://www.me.go.kr/home/web/board/read.do?
16. 2020년 환경운동연합의 정보 공개 청구에 따라 5개의 한전 발전자회사(GENCOs)와 GS 동해전력으로부터 석탄화력 발전소의 온실가스 배출량 데이터를 수집하였다.

전소나 다른 설비 장애 발생과 같은 긴급상황에도 예외는 아니다. 한국 전력거래소(KPX)는 이러한 시스템 신뢰도를 유지하면서 발전 설비를 경제급전의 원칙에 따라 운영하고 있다.

4.2.1 기저부하 발전원들의 입지 약화

그림 5은 충남대학교의 분석 결과로 태양광발전 설비의 증가로 인해 2020년에서 2050년 사이에 한국의 일별 기저부하 발전원의 순 수요가 어떻게 변할지를 보여준다. 기저부하 발전원들은 이와 같은 이른바 "덕 커브(duck curve)"를 유연하게 따를 수 없다.[17] 아래 표 5에서는 한국전력시스템의 일반적인 석탄화력발전소의 기술 사양을 보여주고 있다.

그림 5 - 2020년과 2050년 사이 기저부하 발전원의 순수요량 분석(각 연도별 4월 20일 기준)



출처: 충남대학교 분석

참고: 2050년에 재생에너지 발전이 총 발전의 60%을 차지한다는 것을 가정함. 아래 표 5에서 보고된 바와 같이 석탄화력발전과 같은 기저부하 발전원은 낮은 증감발 능력(ramping capability), 높은 최소 발전량 수준 장시간의 최소 가동 및 정지시간(up and down times)을 특징으로 한다. 이는 석탄발전이 덕 커브로 인한 재생에너지 변동성에 대응하기 위한 유연성을 제공할 수 없다는 것을 의미한다

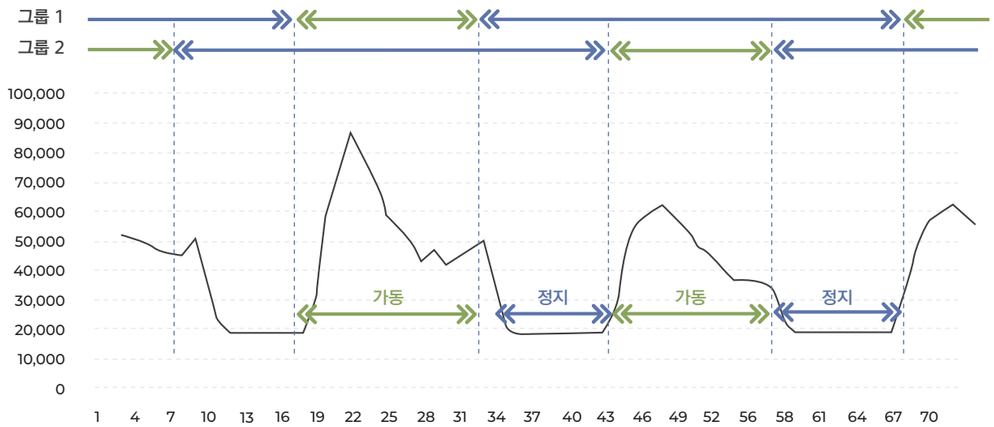
17. 덕 커브 현상에 대한 설명은 부록 B의 그림 10에서 확인할 수 있다.

표 5 – 석탄화력발전소의 증감발 능력, 최소 가동 및 정지시간, 및 최소 발전량[18]

기술적 사양		증감발 능력 (MW/분)	최소 가동시간 (시간)	최소 정지시간 (시간)	최소 발전량 (공칭용량 대비 %)
석탄	범위	0 ~ 31.5	5.5 ~ 12.5	12 ~ 20.8	47% ~ 69%

아래 그림 6는 2050년경 석탄화력발전소가 재생에너지 중심의 전력시스템에서 얼마나 살아남기 어려울 것인지를 보여주고 있다. 석탄화력발전소는 증감발 능력이 낮고 최소 가동/정지 시간이 길어서 현실적으로 "일일 기동정지 2회"가 요구되는 미래 전력시스템에서의 부하 변동에 대응할 수 없다.

그림 6 – 2050년도 석탄발전소의 "일일 기동정지 2회" 운영 예시



출처: 충남대학교 분석

참고: 순 부하 그래프에서 평평한 부분은 원자력 발전소의 안정적인 운영을 위해 재생에너지 발전을 축소 운영함으로써 발생한다.

18. 송용현 외 4명 (2018), How to find a reasonable energy transition strategy in Korea?: Quantitative analysis based on power market simulation,Energy Policy 119, p. 396-409. DOI: 10.1016/ j.enpol.2018.05.002

4.2.2 전력계통 안정화를 위한 다양한 대체 기술[19]

한국 정부는 제9차 전력기본수급계획에 반영된 석탄발전 폐지 계획을 이행하면서 동시에 신규 가스 발전소들을 건설할 계획이다. 이는 전력시스템 운영자들이 흔히 우려하는 재생에너지의 확대와 기저부하 발전의 완전 폐지가 전력시스템의 신뢰도에 미칠 수 있는 영향에 대응하기 위함이다. 다음 두 가지 사항은 재생에너지 확대와 기저발전원의 감소로 인해 직면할 수밖에 없지만 신기술로 대처 가능한 문제들이다.

(i) 낮은 시스템 관성과 제어가능한 자원 부족으로 인한 주파수 변동 증가
(ii) 우발 상황에서의 국부 전압 지원을 위한 기저부하 발전소의 부재

화석연료 기반의 동기발전기(석탄발전 및 가스터빈 발전)는 회전 관성, 발전기 여자(generator excitation) 및 조속기 제어 능력이 있어 주파수 및 전압 변동에 자동적으로 대응할 수 있다. 이에 반해 태양광 및 풍력 터빈과 같은 인버터 기반의 자원들은 동기 자원에 의해 설정된 주파수 및 전압에 의존하는 계통추종(grid-following) 자원의 역할을 한다. 지금까지는 전력시스템에 문제가 발생했을 경우, 계통추종 자원으로 전압과 주파수를 유지하기가 어려웠다.

다행히, 풍력 터빈이나 에너지 저장장치를 갖춘 재생에너지 전원을 사용할 때에도 전압 및 주파수를 확보하는 다양한 방안이 개발 중에 있다.[20] GE, 지멘스 및 베스타스와 같은 주요 풍력 터빈 제조업체들은 이미 상업적인 수준의 합성관성 기술을 제공하고 있다.

또한, 모터를 사용하는 제어장치로 잘 알려진 동기조상기는 기저부하 발전소들의 국부 전압 기능을 대체하면서도 관성을 일부 제공할 수 있다. 예를 들어, 스코틀랜드에서는 동기조상기가 이미 정지형 무효전력 보상장치(STATCOM) 운영에 도입되었다[21]. Oberottomarshauser는 동기조상기를 사용하여 독일 Gundremmingen의 원자력 발전소 폐쇄로 인한 낮은 시스템 관성과 전압 불안정성을 관리하고 있다. 제주도에서는 시스템 안정성을 유지하기 위해 무효 전력을 공급하기 위한 목적으로 동기조상기를 사용하고 있다.[22]

이러한 대안들은 계통 안정성과 전압 레벨 및 주파수 제어를 보장하는 데 있어 기존 동기발전기를 대체할 수 있는 희망적인 해결책을 제공한다. 따라서 전통적인 발전원을 통한 해결책이 없이도 그리드를 안전하게 가동하고 관리할 수 있음을 보여준다.

19. 본 장의 모든 기술 용어는 부록 B의 표 17에서 설명하고 있다.
20. Lin et al. (2020), Research Roadmap on Grid-Forming Inverters. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5D00-73476. https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/73476.pdf.
21. ENTSO-e, Synchronous condenser, https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/synchronous-condenser
22. P.E. Marken (2012), New Synchronous Condensers for Jeju Island, IEEE Power and Energy Society General Meeting, DOI: 10.1109/PESGM.2012.6344607

5. 석탄화력발전소가 현행 규제가 유지되더라도 수익성을 상실하는 이유

본 장에서는 한국의 전력시장 현황과 온실가스 규제 수준을 동일하게 적용한 전력시장 시뮬레이션을 이용하여 석탄화력발전소의 미래 재무상황을 전망하고자 한다. 이 분석은 현행 전력시장의 온실가스 규제 수준이 강화되지 않더라도 석탄화력발전소의 미래가 암울하다는 것을 보여준다.

1990년대 말까지 한국의 발전, 송전, 배전 부문은 수직통합되어 있었으며, 한국전력공사(KEPCO)가 독점하였다. 아시아 금융위기 이후, 한국 정부는 전력시장 구조개편을 시도하였으나, 2004년에 노조의 반대로 중단된 바 있다. 불완전한 구조개편으로 인해 한국전력공사가 독점하던 발전부문이 6개의 발전자회사(GENCO)로 분할되었으나 민영화되지 않았고, 여전히 한국전력공사가 발전자회사들의 지분을 100% 소유하고 있다.

한국전력거래소(KPX)는 계통 및 시장을 운영하고 있으며, 한국전력공사는 여전히 송배전망을 독점적으로 소유하고, 전력 소매시장을 사실상 독점하고 있다.[23] 한국전력공사는 6 개 발전자회사를 통해 발전설비용량의 70 %를 소유하고 있다.[24] 한국 전력시장 구조에 대한 자세한 내용은 기후솔루션의 2020 년 보고서에서 참조할 수 있다[25]. 한국에서 건설 중인 신규 석탄화력발전소 목록은 부록 B의 표 18를 참조할 수 있다.

5.1 석탄화력발전소의 이용률 시나리오

5.1.1 시나리오

충남대학교는 현행 전력시장 정책과 규제수준을 기반으로 본 분석을 진행하였다. 시뮬레이션 결과를 보면 파리협정 목표를 이행하기에 매우 불충분한 수준이라는 비판을 받아온 현행 정책 하에서도 석탄화력발전소의 미래가 어둡다는 것을 알 수 있다.

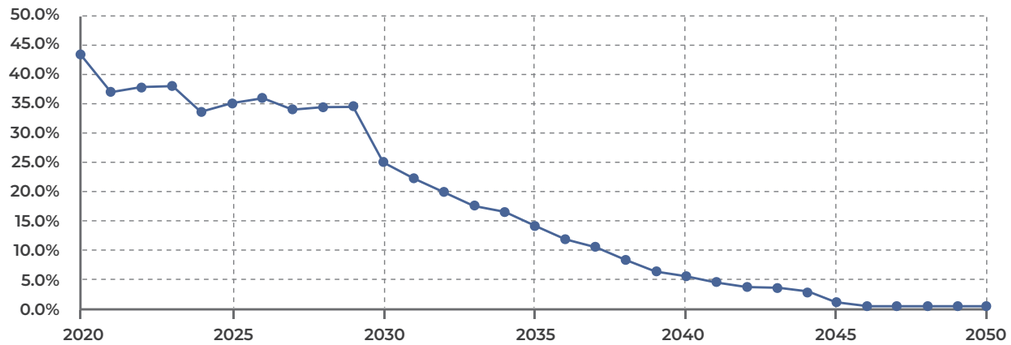
"현행 정책 시나리오"는 (a) 제9차 전력수급기본계획에 명시된 국내 전력 믹스가 이행되고[26]; (b) 건설 중인 7개의 신규 석탄화력발전소가 모두 완공되며; (c) 2022년까지 정부가 추진하기로 한 석탄발전총량제가 계획대로 이행되는 것을 전제로 한다. 이 시나리오의 구체적인 내용은 부록 B의 표 19에서 제시된다.

23. 예를 들어, KPX는 각 거래일의 전기 수요를 예측하고, 하루 전날 공급가능 용량에 대한 입찰을 발전회사들로부터 받는다. 이를 바탕으로, 도매 시장 가격은 서유럽 시장과 같이 단기한계비용(short-run marginal cost)이 아닌 전력 시장 운영 규칙에서 정한 가격체계에 따라 KPX가 결정한다.
24. Carbon Tracker Initiative, Solutions for Our Climate (2020), Whack-A-Mole: Will South Korea's coal power transition be undermined by overcompensated gas?, https://carbontracker.org/reports/whack-a-mole/
25. 기후솔루션 (2020), 재생에너지 유통망의 개선 방향-전기판매사업 독점과 전력시장 강제주의 문제에 대하여 http://www.forourclimate.org/sub/data/view.html?idx=28&curpage=1
26. 석탄화력발전소의 폐쇄 및 가스발전소로의 전환 계획은 제9차 전력수급기본계획에서 제시되었다.

한국 정부는 배출량 목표를 지키기 위해 전력 부문의 온실가스 배출량을 2030년에 193MtCO2e로 제한하는 것을 목표로 하는 석탄발전총량제를 시행할 예정이다.[27] 산업통상자원부와 한국전력거래소는 현재 이 규제의 세부내용을 마련하고 있다. [28]

(i) 전력 부문의 온실가스 배출량 규제 전망; (ii) 제9차 전력수급기본계획에서 제공된 총 발전량, 원자력 발전량, 신재생에너지 발전량; (iii) 석탄 및 가스 발전에 적용된 평균 온실가스 배출계수를 토대로, 석탄의 상한 발전량을 추론할 수 있다. 이때 석탄 및 가스 발전의 온실가스 배출량만 고려하고, 석유 발전은 한국 전력 믹스에서 차지하는 비중이 미미하기 때문에 영(0)이라고 가정하였다.[29] KPM-2 모델은 한 시간 단위로 전력시장을 모의하기 때문에, 석탄발전총량제 도입에 따른 연간 온실가스 배출량 목표를 시간대별 배출량 비중으로 변환하는 방식으로 모델에 적용하여 사용하였다. 자세한 과정은 부록 B의 표 7에서 확인할 수 있다.

그림 7 - 현행 온실가스 배출 규제에 따른 전체 발전량 대비 석탄발전의 비중 전망



출처: 충남대학교 분석.

5.1.2 시뮬레이션 결과

그림 8에 제시된 시뮬레이션 결과는 석탄화력발전소의 어두운 미래를 드러낸다. 현행 정책 시나리오에서 현물 전력시장가격(SMP) 수준이 지난 10년 평균과 같이 높게 유지된다고 가정하더라도, 대부분의 석탄발전소는 2030년 이후에는 수익성이 없는 것으로 분석되었다. 이 시나리오에서 석탄화력발전소의 이용률은 현재 재생에

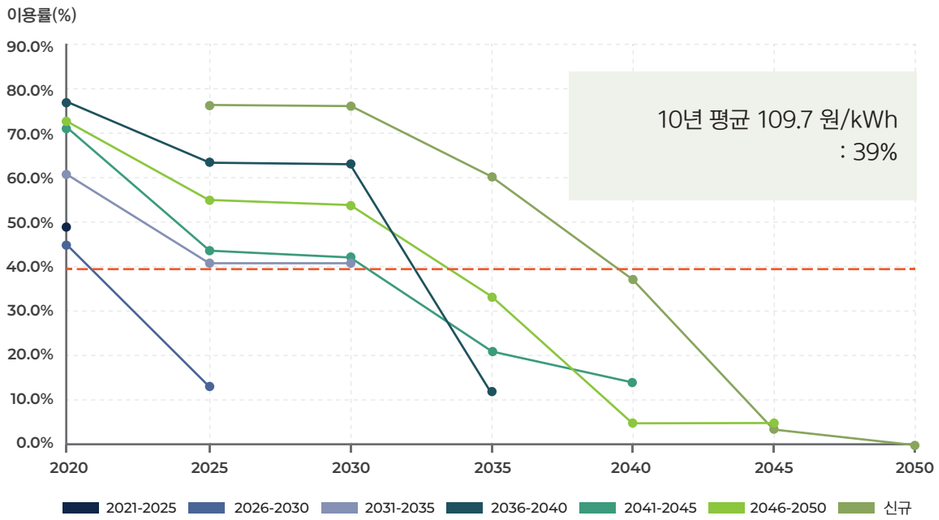
27. 제9차 전력수급기본계획에서 정부는 2030년까지 전력 부문의 연간 배출량을 연간 193MtCO2e 이하로 제한하였다.
28. 이상복 (2021), 석탄발전 총량 묶고 발전기별로 단가경쟁, 이투뉴스 http://www.e2news.com/news/articleView.html?idxno=229956
29. 2019년 기준으로 석유는 한국 전력 믹스의 1%를 차지하였다. (한국전력공사 2020, 한국전력통계, https://home.kepco.co.kr/kepco/KO/ntcob/ntcobView.do?pageIndex=1&boardSeq=21047466&boardCd=BRD_000099&menuCd=FN05030103&parnScrpSeq=0&categoryCdGroup=&regDateGroup2=)

너지 보급목표 달성에 따른 덕 커브 발생과 전력부문에 부과된 온실가스 배출 제약으로 인해 급격히 떨어지면서, 2030년과 2035년 사이에 대부분의 석탄화력발전소가 경제성을 잃게 될 것으로 전망하였다.

특히 2031년과 2035년 사이에 폐쇄가 예정된 발전소들은 2025년부터, 현재 건설 중인 7기의 신규 석탄화력발전소도 2035년과 2040년 사이에 수익성을 잃게 될 것이다. 만약 현물 전력시장가격(SMP)이 더 낮은 수준일 경우 석탄발전소의 적자 전환시점은 더 앞당겨 질 것인데, 이는 최근 5년간의 평균 SMP가 82.7원/kWh이었음을 감안할 때 실제 상황에 보다 부합한다.

2030년 전력 부문의 배출량 제약에 2050년 탄소중립 목표가 반영된다면, 석탄화력발전소의 미래는 더욱 어려울 것이다.

그림 8 – 현행 정책 하에서 석탄화력발전소의 예상 이용율 전망



출처: 충남대학교 분석.

참고: 위 그림은 석탄발전소의 폐쇄연도를 기준으로 그룹화하여 연도별 예상 이용률 추이를 나타내었다. 예를 들어 "2021-2025"에 폐쇄 예정인 석탄화력발전소들이 파란색 선으로 표시되었다. 빨간색 선은 SMP가 지난 10년 평균인 109.7원/kWh라고 가정하였을 때, 발전소가 원가 및 적정수익을 회수하기 위해 필요한 최소 이용률을 나타낸다.

석탄화력발전소 이용률이 급격하게 감소하는 원인은 다음과 같다:

(i) 재생에너지의 증가에 따라 발생하는 덕 커브[30]현상에 의해 출력 증감발이 유연하지 않은 석탄화력발전소는 급전 기회가 줄어든다
(ii) 전력부문의 온실가스 배출 규제로 인해 석탄발전총량제가 적용될 것이다

본 보고서의 분석에 따르면 신규 석탄화력발전소는 가동된 지 15년이 지나면 수익성을 잃게 되며 설비 투자에 대한 비용회수도 어려워질 것이다.

30. 덕 커브 현상에 대한 설명은 부록 B의 그림10에서 확인할 수 있다.

6. 결론 및 제안사항

한국이 2050년 탄소중립 달성하기 위해서는 최대한 빠른 시일 내에 석탄을 퇴출할 수 있는 로드맵을 정립하는 것이 매우 중요하다.

전력시스템의 탈탄소화를 위해서는, 기존 계획보다 재생에너지의 보급 목표를 확대해야 한다. 비용 최적화 분석에 따르면, 제9차 전력수급기본계획보다 3년 앞선 2028년까지 육상 풍력과 태양광 설비 용량을 54GW 이상 도입하는 것이 가능한 것으로 나타났다. 이 강화된 목표는 탈석탄 시점을 앞당기는 정책과 병행되어야 한다.

탈석탄을 위해서는 탄소가격이 반영된 환경급전의 도입이 선행되어야 하며, 이는 시뮬레이션을 통해서도 확인할 수 있었다. 한편 전체 발전 용량에서 간헐적인 재생에너지 비중을 높이면서 전력계통 안정성과 공급의 신뢰성을 확보하려면, 저장 장치와 같은 유연성 자원을 효율적으로 연계해야 한다는 것을 알 수 있었다.

충남대학교의 분석은 현행 규제 하에서도 거의 모든 석탄화력발전소들이 머지않아 비용을 회수하지 못할 것임을 보여준다. 해당 분석에 따르면 빠르면 2028년까지 석탄을 퇴출해야 하는데, 이는 재생에너지 보급을 확대한다면 실현 가능하고 비용 측면에서도 효율적이다.

끝으로, 석탄에서 가스로의 대규모 전환을 가능하게 하는 현재의 왜곡된 전력시장 구조를 개선해야 한다. 총괄원가보상제를 통해 석탄과 가스발전의 수익성을 보장하는 대신 재생에너지와 저장장치의 보급 확대를 장려해야 한다. 탄소가격이 반영된 환경급전을 도입함으로써 초기에 발생하는 에너지전환 비용을 부담할 수 있다. 이를 통해 궁극적으로는 전력시스템의 전체 비용을 보다 많이 감축할 수 있을 것이다.

7. 부록 A

7.1 한국의 전력시장 제도: 한국의 석탄화력발전소들이 수익을 보장받는 방법

전기사업법에 따르면, 전력은 한국전력거래소가 운영하는 현물 전력 시장에서 거래되어야 하고, 발전소들은 소비자에게 직접 전력을 판매할 수 없다.[31] 거래되는 전력의 90% 이상이 현물로 거래되고 있으며, 한국전력공사와의 장기 전력구매계약은 거의 찾아보기 어렵다.

한국 전력시스템에서 거래시간별로 적용되는 하루 전 전력 가격을 “계통한계가격” 또는 “SMP”라고 부르는데, 이는 발전소에게 지급되는 요금을 의미한다. SMP와 변동비의 차이가 곧 수익이 된다. 석탄화력발전소의 경우, 일반적으로 SMP가 발전자회사가 지불하는 실제 변동비보다 높기 때문에 발전사업자에게 지급하는 최종 정산가격이 조정되게 된다. 한국전력거래소는 발전소의 SMP와 변동비의 차액에 “정산조정계수(SAC)”를 적용하여 정산가격을 조정한다.

그림 9 – 정산금 조정 개념 및 수익보장 논리

출처: 충남대학교 분석

31. 기후솔루션 (2020), 재생에너지 유통망의 개선 방향–전기판매사업 독점과 전력시장 강제주의 문제에 대하여, http://www.forourclimate.org/sub/data/view.html?idx=28&curpage=1

정산조정계수는 영("0")에서 일("1")사이의 값을 가진다. 위 언급한 전력시장 운영 규칙에 따르면 정산조정계수는 일("1")를 초과해서는 안 되는데, 발전자회사(GENCO)[32]에 지급할 정산금액이 현물시장가격(SMP)을 초과할 수 없기 때문이다. 정산조정계수 제도는 다음 단순한 공식으로 설명할 수 있다:

발전사 이익 = (SMP – 변동비) * SAC

이 정산조정계수 제도는 한국전력공사의 발전자회사 및 민간기업 소유의 석탄화력발전소에만 적용된다. 즉, 석탄화력발전소, 원자력 발전소, 한국전력공사 소유의 가스 및 석유 발전소들이 이 제도에 따른다. 재생에너지 발전소와 민간기업이 소유한 가스 및 석유 발전소는 이 제도의 대상이 아니다.

각 발전자회사에 적용되는 정산조정계수가 발전사업자에게 일정 수익을 보장하기 위해 조정된다는 점을 제외하고는 구체적인 정산조정계수 산정 방식은 공개되지 않고 있다. 전력시장 운영 규칙의 하위 규정들은 적절한 투자수익을 유지하기 위해 정산조정계수가 정해져야 한다거나, 발전자회사가 순이익을 유지해야 한다는 원칙만을 가지고 있다. 정산조정계수는 발전기(unit) 차원이 아닌 발전사 차원에서 적용된다.

각 발전자회사는 위에서 설명한 정산조정계수 제도에 따라 총괄원가보상제(cost-plus-markup)를 적용받기 때문에 일반적으로 석탄화력 설비투자를 줄일 동기가 없다. 이는 과거에 은행들이 신규 석탄화력발전소에 적극적으로 투자한 이유이다.

정산조정계수 제도는 발전자회사의 민영화가 추진되기 전 한국전력공사와 발전자회사간 현금흐름을 맞추기 위해 임시적으로 도입되었으나, 민영화 정책은 2004년 노조의 반대로 갑작스럽게 중단되었다. 지난 17년동안 기술과 시장구조가 변화하면서 민간기업이 소유한 가스 및 재생에너지 발전소가 급증했음에도 불구하고 이 제도가 아직까지 유지되고 있다.

32. GENCO는 한국의 5개 발전회사인 한국남동발전㈜, 한국중부발전㈜, 한국서부발전㈜, 한국남부발전㈜ 및 한국동서발전㈜를 가리키며, 모두 KEPCO의 자회사들이다.

7.2 석탄화력발전소의 이용률 시뮬레이션

현행 전력시장 및 온실가스 규제가 유지된다는 가정 하에 석탄화력발전소의 향후 설비 이용률을 예측하는 데 KPM 모델의 확장 버전인 KPM-2[33]가 사용되었다. KPM-2 모델은 한국전력거래소가 운영하는 발전기 기동정지계획, 가격책정 및 정산 체계를 정교하게 구현하고 있다. 이 모델을 통해 2020년과 2050년 동안 각 발전소의 시간 당 급전 결과를 얻을 수 있다. 이 결과는 각 발전소의 연간 설비 이용률로 변환될 수 있다.
KMP-2의 신뢰도는 실제 시장 데이터와 2020년 시뮬레이션 결과를 비교하여 입증되었는데, 이는 아래에서 볼 수 있다:

표 6 – 실제 한국 전력 시장 데이터와 KPM-2 시뮬레이션 결과 비교

	연간 SMP [원/kWh]	발전 비율 (%)				
		원자력	석탄	LNG	신재생	기타
실제	68.87	29.0	35.6	26.4	6.8	2.1
KPM-2	69.7	29.6	37.5	24.1	7.2	1.6
차이	0.83	0.6	1.9	-2.3	0.3	-0.6

출처: 충남대학교
참고: 실제 시장 데이터와 KPM-2 시뮬레이션 결과의 차이는 다음 세 가지로 설명될 수 있다. 1) 직접 연료를 조달하는 일부 민간 발전사 소유의 LNG 발전소들은 현재 일부 노후화된 석탄화력발전소에 비해 우선적으로 급전 지시를 받고 있다. 그러나 KPM-2 시뮬레이션에서는 일부 민간 발전사의 직접 조달에 따른 LNG 가격을 반영하지 않아, 석탄의 발전비중이 실제보다 많고, LNG의 발전비중이 실제보다 적은 것으로 나타났다. 2) KPM-2 시나리오상 신재생 및 기타 발전원의 발전비중이 실제 발전비중과 차이가 나는 이유는 제9 차 전력수급기본계획의 추정치와 실체 가치의 차이로 인한 것이다. 3) 원자력 발전 비중에서 발생한 약간의 차이는 유지 보수 일정 및 비상 운영 가정이 시뮬레이션에서는 축소 반영되었기 때문이다. 이는 시뮬레이션 모델에서 발생하는 불가피한 오류다.

연구의 편의를 위해 부록 B의 표 9에 제시된 바와 같이 현행 정책에 따르면 석탄화력발전소의 폐쇄 시기를 기반으로 현재 존재하는 석탄화력발전소와 건설 중인 석탄화력발전소를 7개의 그룹으로 분류하였다. 한국 정부는 2020년 12월 발표한 제9차 전력수급기본계획에 따라 2004년까지 가동이 개시된 석탄화력발전소의 폐쇄 시기를 제시하였다. 2004년 이후에 가동이 시작된 석탄화력발전소의 경우, 한국 정부는 보통 30년을 석탄화력발전소의 가동기간으로 언급하고 있으나, 마땅히 이 관행을 뒷받침할 규정은 없다.

33. 송용현 외 4명 (2018), How to find a reasonable energy transition strategy in Korea?: Quantitative analysis based on power market simulation, Energy Policy, Vol. 119, p. 396-409.

7.3 정산조정계수(SAC)와 발전설비 이용률의 관계

각 발전자회사의 정산조정계수를 계산하는 데 사용되는 요소(예: 잔여 수명, 설비 이용률, 발전소 별 고정비와 변동비)들 간의 관계식을 추론하기는 어렵다. 이는 정산조정계수가 각 발전기 기준이 아닌 발전사 기준으로 적용되며, 발전자회사 소유 발전기의 현금흐름과 수익성이 모두 고려되기 때문이다.

한국에서 2기의 석탄화력발전소는 민간발전사가 운영하고 있는데, 정산조정계수와 이를 결정하는 다양한 요소들 간의 관계식을 알아내는 것이 비교적 간단하다. 본 분석에서는 이러한 관계식을 도출하기 위해 민간 석탄화력발전소 중 한 곳의 데이터를 활용하였다. 2,100MW 삼척블루파워 석탄발전 프로젝트 투자 제안서 상의 데이터를 주로 이용하였는데, 이는 2018년 3월 프로젝트 금융 주선사인 한국산업은행이 프로젝트금융 투자회사에게 제공한 자료이다.

투자 제안서에 쓰여진 발전기의 고정비, 변동비 및 적정 수익률과 연간 평균 SMP, 연간 평균 설비 이용률에 대한 전력시장 모델 기반 예측을 기반으로, 아래 표 7에서 설명한 메커니즘을 통해 향후 정산조정계수를 도출할 수 있다. 이 "공식"은 위에서 언급한 투자 제안서와 총괄원가보상제에 대한 원리를 토대로 도출되었다. 삼척 투자 제안서의 수익성 분석 역시 같은 논리를 바탕으로 하고 있다.

표 7 – 정산조정계수(SAC) 계산을 위한 공식

PR + ACP – F = a	**PR:** 단위당 수익[원/kWh] = (SMP – V) * SAC *** V:** 단위당 변동비[원/kWh]
	ACP: 조정된 용량요금[원/kWh][34] = 용량요금[원/kW]/설비 이용률 * 80% * 80%: 삼척블루파워 투자 제안서에서 가정한 석탄화력발전소 예상 설비 이용률
	F: 단위당 고정비[원/kWh] = 고정비 / 발전용량 = 고정비 / {(최대 발전용량) * 설비 이용률} = B/u* *** B:** 고정비 / 최대 발전용량 *** u:** 향후 각 발전소의 설비 이용률
	a: 적정 수익률[원/kWh]
SAC = (F + a – ACP(u)) / (SMP – V) = (B/u + a – ACP(u)) / (SMP – V)	

참고: 이 공식은 충남대학교가 삼척블루파워 석탄발전 사업 프로젝트 투자 제안서에 나온 수익성 분석을 통해 도출하였다.

34. 전력거래소가 공표한 전력시장 운영규칙에 따라 전력거래소의 급전 지시에 대기한다는 명목으로 발전기에 kW당 약 10원(kW 당 0.95센트)의 용량요금이 제공된다.

정산조정계수는 1을 초과하면 안 되는데, 1을 초과하면 발전사업자에게 지급하는 정산금이 현물 전력시장 가격을 초과하기 때문이다. 표 7에서 제시한 공식에 투자 제안서의 가정과 정산조정계수 한계값인 1을 적용하여, 석탄화력발전소의 수익성을 보장하기 위해서 설비 이용률이 최소 39.0%보다 높아야 한다는 결과를 얻었다. 전력시장 모델링을 통해 얻은 실제 예상 설비 이용률이 어느 시점에 39.0%보다 낮아지는 지를 분석하였다.

석탄화력발전소의 수익성을 보장하기 위해 필요한 최소 설비 이용률은 현물 전력시장 가격 수준에 따라 달라질 수 있다. 본 분석에서는 미래 현물가격(SMP)이 지난 10년 평균가격인 kWh당 109.7원(0.10달러/kWh) 수준으로 높게 유지될 것이라는 보수적인 가정을 사용하였다.

8. 부록 B

표 8 – 현행 온실가스 배출량 제약 하에서 최대 석탄발전 비중을 구하는 공식

석탄 × 온실가스$_{석탄}$ + (화석 – 석탄) × 온실가스$_{LNG}$ ≤ G
최대 (석탄) [%] = (G – 석탄× 온실가스$_{LNG}$)/ 온실가스$_{석탄}$ – 온실가스$_{LNG}$

- G [kg CO2]: 연간 전력 부문 온실가스 배출 한도
- 화석 [kWh]: 화석연료 발전
- 석탄 [kWh]: 석탄연료 발전
- 온실가스$_{석탄}$ [kgCO2/kWh]: 석탄 발전의 평균 온실가스 배출계수 (0.823)
- 온실가스$_{LNG}$ [kgCO2/kWh]: LNG 발전의 평균 온실가스 배출계수 (0.3625)

표 9 – 예상 폐쇄연도 기준으로 분류한 석탄화력발전소 목록

KPM2 모델링에 사용된 폐쇄 연도	발전소	가동시작 연도	폐쇄 연도	폐쇄연도 출처
2020~2025년 그룹	보령 1호	1995	2020	제8차 전력수급기본계획
	보령 2호	1995	2020	제8차 전력수급기본계획
	삼천포 1호	1983	2021	제8차 전력수급기본계획
	삼천포 2호	1983	2021	제8차 전력수급기본계획
	호남 1호	1973	2021	제8차 전력수급기본계획
	호남 2호	1973	2021	제8차 전력수급기본계획
	보령 5호	1993	2023	제9차 전력수급기본계획
	보령 6호	1994	2024	제9차 전력수급기본계획
	삼천포 3호	1993	2024	제8차 전력수급기본계획
	삼천포 4호	1994	2024	제8차 전력수급기본계획
	태안 1호	1995	2025	제8차 전력수급기본계획
	태안 2호	1995	2025	제8차 전력수급기본계획
2026~2030년 그룹	삼천포 5호	1997	2027	제9차 전력수급기본계획
	태안 3호	1997	2027	제9차 전력수급기본계획
	태안 4호	1997	2027	제9차 전력수급기본계획
	하동 1호	1997	2027	제9차 전력수급기본계획
	하동 2호	1997	2027	제9차 전력수급기본계획
	삼천포 6호	1998	2028	제9차 전력수급기본계획
	하동 3호	1998	2028	제9차 전력수급기본계획
	동해 1호	1998	2028	제9차 전력수급기본계획
2026~2030년 그룹	당진 1호	1999	2029	제9차 전력수급기본계획
	당진 2호	1999	2029	제9차 전력수급기본계획
	하동 4호	1999	2029	제9차 전력수급기본계획
	동해 2호	1999	2029	제9차 전력수급기본계획
	당진 3호	2000	2030	제9차 전력수급기본계획
	하동 5호	2000	2030	제9차 전력수급기본계획
2031~2035년 그룹	당진 4호	2001	2031	제9차 전력수급기본계획
	태안 5호	2001	2031	제9차 전력수급기본계획
	하동 6호	2001	2031	제9차 전력수급기본계획
	태안 6호	2002	2032	제9차 전력수급기본계획
	영흥 1호	2004	2034	제9차 전력수급기본계획
	영흥 2호	2004	2034	제9차 전력수급기본계획
	당진 5호	2005	2035	평균수명 30년 가정
2036~2040년 그룹	당진 6호	2006	2036	평균수명 30년 가정
	당진 7호	2007	2037	평균수명 30년 가정
	당진 8호	2007	2037	평균수명 30년 가정
	태안 7호	2007	2037	평균수명 30년 가정
	태안 8호	2007	2037	평균수명 30년 가정
	보령 7호	2008	2038	평균수명 30년 가정
	보령 8호	2008	2038	평균수명 30년 가정
	영흥 3호	2008	2038	평균수명 30년 가정
	영흥 4호	2008	2038	평균수명 30년 가정
	하동 7호	2008	2038	평균수명 30년 가정
	하동 8호	2009	2039	평균수명 30년 가정
2041~2045년 그룹	여수 2호	2011	2041	평균수명 30년 가정
	보령 3호	1993	2043	설비개조에 대한 환경영향평가
	보령 4호	1993	2043	설비개조에 대한 환경영향평가
	영흥 5호	2014	2044	평균수명 30년 가정
	영흥 6호	2014	2044	평균수명 30년 가정
2046~2050년 그룹	당진 9호	2016	2046	평균수명 30년 가정
	당진 10호	2016	2046	평균수명 30년 가정
	삼척그린파워 1호	2016	2046	평균수명 30년 가정
	여수 1호	2016	2046	평균수명 30년 가정
	태안 9호	2016	2046	평균수명 30년 가정
	삼척그린파워 2호	2017	2047	평균수명 30년 가정
	신-보령 1호	2017	2047	평균수명 30년 가정
	신-보령 2호	2017	2047	평균수명 30년 가정
	태안 10호	2017	2047	평균수명 30년 가정

탈석탄, 이제는 결정의 시간 04 / 21 / 2021

2046~2050년 그룹	북평 1호	2017	2047	평균수명 30년 가정
	북평 2호	2017	2047	평균수명 30년 가정
신설	신-서천	2021	2051	평균수명 30년 가정
	고성 하이 1호	2021	2051	평균수명 30년 가정
	고성 하이 2호	2021	2051	평균수명 30년 가정
	강릉 안인 1호	2023	2053	평균수명 30년 가정
	강릉 안인 2호	2023	2053	평균수명 30년 가정
	삼척 블루 파워 1호	2024	2054	평균수명 30년 가정
	삼척 블루 파워 2호	2024	2054	평균수명 30년 가정

표 10 – 데이터 및 가정

데이터	설명	출처
발전기 목록	한국의 모든 발전기 목록. 각 발전기는 연료, 용량(MW), 도시 및 지역에 따라 정성적으로 분류되었다.	한국전력거래소 (2020a)
국내 부하 (MW)	한국 전기 수요를 나타내는 부하 프로파일은 충남대학교(“CNU”)가 과거 데이터에 따라 제공하였다.	한국전력거래소 (2020b)
연료비용 (달러/MWh)	2019년 원자력, 석탄, 석유 및 천연 가스의 실적 연료비용. 데이터는 달러/GCal로 제공되어 달러/MBtu로 변환되었다.	한국전력거래소 (2020a)
한계비용 (달러/MWh)	각 발전기의 한계비용(달러/MWh)은 각 발전기의 기술 유형과 효율성을 고려한 한계비용을 기준으로 한다.	한국전력거래소 (2020a)
효율성 (%)	효율성(%)은 IEA의 2018년 세계 에너지 전망에서 가져왔다. 복합발전 가스 터빈은 60%, 원자력 발전소, 55%, 석유 발전소, 45%, 초임계 석탄화력 발전소, 43%, 아임계 발전소, 39% 및 초초임계 석탄화력 발전기, 47%이다.	IEA World Energy Outlook (2018)
탄소 가격 (달러/MWh)	탄소 가격은 여러 다른 시나리오에 따라 연료 가격/MWh에 더해진다. MWh당 탄소 가격은 국회 과학기술위원회에서 가져온 천연가스 426 gCO2/kW와 석탄 874 gCO2/kW이며, BNEF에서 가져온 탄소가격 40 달러/tCO2인 배출 강도를 토대로 계산된다.	BNEF 2021 Parliamentary House of Science and Technology
기동비용 (달러)	기동비용, 즉 발전기가 빠르게 가동을 시작해야 할 경우 발생하는 추가 비용은 과거 데이터에서 제공되었다.	송용현 외 4명 (2018)
자본비용 (달러/MW)	각기 다른 발전 기술의 투자비는 2018년도 IEA 세계 에너지 전망에서 가져왔다. 특히, 석탄화력의 경우 2017년 1,300 달러/kW부터 시작하여 2030년에 860 달러/kW를 달성하고, 풍력의 경우 1,820 달러/kW에서 시작하여 2030년에 1,740 달러/kW에 도달하는 커브를 사용하였다.	IEA World Energy Outlook (2018)

최소 가동/정지 시간 (시간)	최소 가동 및 정지시간은 CNU가 과거 기술 데이터베이스를 토대로 제공하였다. 이는 발전기가 가동 또는 정지 상태에 있게 될 경우에 그 상태를 유지해야 하는 최소 시간을 나타낸다.	송용현 외 4명 (2018)
증감발 한도 (%/시간)	증감발 한도는 CNU가 과거 기술 데이터베이스를 토대로 제공하였다. 이는 각 발전기의 잠재적 유연성, 즉 필요 시 얼마나 빨리 증발 또는 감발할 수 있는지를 나타낸다. 원래 MW/분 단위로 제공되었으며, 공칭 용량/시간의 %로 변환되었다.	송용현 외 4명 (2018)
기동 경사한도 (%/시간)	경사 한도는 CNU가 과거 기술 데이터베이스를 토대로 제공하였다. 이는 각 발전기의 잠재적 유연성, 즉 기동 시 얼마나 빨리 출력을 증가할 수 있는지 나타낸다. 원래 MW/분 단위로 제공되었으며, 공칭 용량/시간의 %로 변환되었다.	송용현 외 4명 (2018)
정지 경사한도 (%/시간)	경사 한도는 CNU가 과거 기술 데이터베이스를 토대로 제공하였다. 이는 각 발전기의 잠재적 유연성, 즉 정지 시 얼마나 빨리 출력을 증가할 수 있는지를 나타낸다. 원래 MW/분 단위로 제공되었으며, 공칭 용량/시간의 %로 변환되었다.	송용현 외 4명 (2018)
최대/최소 전력 (%)	최대 전력은 설치 용량의 100%로 가정한다. 최소 전력은 설치 용량의 0%로 가정한다. 이러한 입력사항은 특정한 유형의 전력 프로파일을 실행해야 할 경우, 잠재적으로 0에서 1로 수정될 수 있다.	송용현 외 4명 (2018)
유지보수율 (%)	유지보수율은 CNU가 과거 데이터 베이스에서 연료 기준으로 제공하였다. 이는 발전기가 유지 보수를 위해 가동을 중단해야 하는 시간을 나타낸다.	한국전력거래소 (2020b)
정전율 (%)	정전율은 CNU가 과거 기술 데이터 베이스에서 연료 기준으로 제공하였다. 이는 발전기가 예기치 못한 우발상황에서 가동을 중단해야 할 예상 추정시간을 나타낸다.	한국전력거래소[35] (2011)
재생에너지 프로파일 (MWh)	태양 및 풍력 에너지의 발전 프로파일은 한국 내 재생에너지 발전소 두 곳의 과거 발전 데이터에 따라 CNU가 제공하였다. 구체적으로 20MW 풍력 발전소와 1MW 태양광 발전소이다. 시간당 높은 변동성을 갖는 기존 프로파일에서 연간 태양 및 풍력 발전을 균일화한 고른 프로파일을 도출하였다.	공공데이터포털 (2020)
WACC	가중평균 자본비용으로, 기업이 자산을 조달하는 데 지불해야 할 예상 금액 비율을 의미하며, 이를 4.50%로 가정하였다.	충남대학교

표 11 – 가동중인 양수발전소

발전소명	용량(MW)
무주	600
예천	800
삼랑진	600
청평	400
양양	1000
산청	700
청송	600

35. 한국전력거래소 (2011), 2011년도 전력설비 정지통계. https://kpx.or.kr/www/downloadBbsFile.do?atchmnflNo=16226

표 12 – 가스로 전환될 예정인 석탄화력발전소 목록

발전소	용량(MW)	전환 예정연도
삼천포 3, 4호기	1,120 x2	2024
삼천포 5, 6호기	500 x2	2027, 2028
하동 1, 2호기	500 x2	2026, 2027
하동 3, 4호기	1,000 x2	2028
하동 5, 6호기	1,000 x2	2031
태안 1, 2호기	1,000 x2	2024, 2025
태안 3, 4호기	500 x2	2028, 2029
태안 5, 6호기	1,000 x2	2032
보령 5, 6 호기	1,000 x2	2025
당진 1, 2 호기	1,000 x2	2029
당진 3, 4호기	1,000 x2	2030
영흥 1호기	1,000	2034

표 13 – 2030년에서 2050년 사이의 재생에너지 설비 보급 목표 (MW)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
태양광(MW)	9,330	19,530	33,530	51,235	68,937	121,282	173,630
풍력(MW)	2,724	8,474	17,674	26,964	36,254	63,724	91,193

표 14 – 제9차 전력수급기본계획에 따른 재생에너지 설비 투자 계획

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
설비투자 비용 (백만 달러)	3,442	3,735	4,024	4,950	5,214	5,124	5,505	6,102	5,995	6,319

표 15 – 카본트래커 제안 시나리오에 따른 재생에너지 설비 투자 계획

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
설비투자 비용 (백만 달러)	3,519	3,978	5,396	6,728	7,970	8,055	9,450	6,863	4,882	4,913
태양광 (MW)	11,196	13,211	16,118	19,986	24,983	29,979	35,975	40,048	42,519	45,305
풍력 (MW)	3,474	4,424	5,663	7,135	8,732	10,479	12,574	14,335	15,866	17,313

표 16 – 2028년까지 보급 예정인 발전설비 용량 및 설비 투자 비용

기술	2028년까지 보급 예정인 설비 용량(MW)	예상 설비투자 비용(억$)
태양광	40,048	310
육상 풍력	14,335	210
석탄에서 가스로의 전환	20,000	–
수력 양수발전	4,700	–

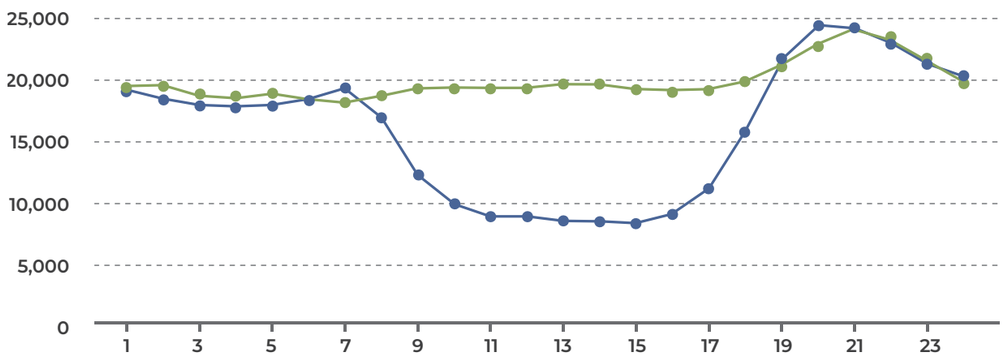
표 17 – 전력분야 전문 용어 목록[36]

기술 용어	설명
용량요금	일부 전력 시장은 한계 비용을 기반으로 하는 전력 시장에서 피크 발전소의 자본 비용을 보상하기 위해 용량요금제도를 사용한다. 이 요금은 전체 전력시스템에 대한 피크 발전소의 신뢰성 기여도를 고려해서 책정된 용량 기반 값이다. 한국의 기저부하 발전소에도 유사하게 적용되지만 유럽의 탄소 집약적 발전소에는 적용되지 않는다.
주파수 변동성	주파수는 전력시스템에서 공급과 수요 사이의 균형을 나타내는 실시간 지표이다. 시스템이 공급과 수요의 균형을 잃으면 주파수가 규정된 주파수 편차 범위를 벗어날 수 있다. 일반적으로 재생에너지 발전의 불확실성과 변동성은 주파수 변동을 심화시킬 수 있다.
발전기 여자	기존 발전기에서 전기는 터빈을 동력으로 한 회전 자계를 통해 생성된다. 발전기 여자 시스템은 회전자를 자화하기 위해 전류를 공급하고, 전류의 수준을 조정하여 전압을 제어할 수 있다.
최소 가동 시간	전통적인 발전소의 열 특성 안정화를 위해 블랙 스타트 후 필요한 최소 시간. 발전소가 기동하면 최소 가동 시간 동안 정지할 수 없다.
최소 정지 시간	전통적인 발전소의 열 특성 안정화를 위해 정지된 후, 필요한 최소시간. 발전소가 정지되면, 최소 정지 시간 동안 다시 기동될 수 없다.
위상 고정 루프	위상 고정 루프는 출력 신호가 입력 신호를 참조하도록 하는 제어 체계이다. 인버터 기반의 재생에너지 자원 (비동기식 설비)에서 주파수과 전압은 시스템 주파수와 전압의 접점에서 가상으로 만들어진다. 만약 전력시스템의 모든 자원이 이러한 위상 고정 루프 체계를 사용할 경우, 더는 안정적인 참조 신호를 발생하는 자원이 없게 된다. 이는 외란으로부터 시스템을 취약하게 만든다.
증감발 능력	증감발 능력은 발전소가 분당 출력을 증감할 수 있는 능력을 의미한다.
회전 관성	전통적인 발전소는 증기로 구동되는 회전식 기계 터빈을 사용하여 전기를 생산한다. 이는 자연적으로 관성을 형성하여 즉각적으로 에너지를 저장할 수 있다. 회전 설비의 관성은 일부 외란 상황에서 전력시스템이 강인성을 갖는 데 기여한다.
시스템 관성	시스템 관성은 전력시스템에서 동기화된 발전소의 모든 회전 관성의 합계로 계산할 수 있다.
동기조상기	동기조상기는 회전 기계를 기반으로 하는 동기 모터이나, 샤프트가 어디에도 연결되지 않고 시스템 주파수에 따라 회전한다. 그 목적은 전기 에너지를 기계 에너지로 변환하는 것이 아니라, 전력시스템의 전압 또는 기타 상태 변수를 제어하는 것이다.

36. Bergen and Vittal (2000), Power Systems Analysis (second edition)

동기 발전기	기계를 회전하여 가동되는 전통적인 발전기
단자전압	발전기와 전체 전력시스템의 접점에 있는 전압. 발전기 여자는 이 전압을 사전에 설정된 값으로 제어한다.
터빈 조속기 제어	전력시스템의 예기치 못한 장애에 대비하여 전통적인 발전기는 시스템 운영자의 중앙 급전 없이 즉시 대응하도록 설계되었다. 터빈 조속기 제어 체계는 단순히 전력시스템의 주파수 증감에 대응하여 발전소의 전력 출력을 증감하는 기능을 구현한다.

그림 10 – "덕 커브"



참고: 2013년 캘리포니아 주의 사례로, 기저발전 중심의 전력시스템에서의 수요 곡선(연두색)과 2019년 재생에너지 중심의 전력시스템에서의 수요 곡선(파란색) 비교[37]

덕 커브는 재생에너지 중심의 전력시스템에서 흔히 나타나는 순 부하[38] 모양이다. 이 용어는 2021년 캘리포니아 전력계통운영자(California Independent System Operator)에 의해 처음 사용되었다.

재생에너지의 비중이 적은 기저발전 중심의 전력시스템에서 일간 수요 곡선은 일반적으로 그림 10의 연두색 선과 같다. 기후 위기에 따라 강화되는 규제 정책과 재생에너지 가격의 급락 현상은 전력시스템 부하 양상을 바꾸고 있다. 재생에너지의 대폭적인 확대에 따라 순수요 곡선은 그림 10의 파란색 선의 모양과 같이 변하고 있다.

37. IEA (2019), The California Duck Curve, https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/the-california-duck-curve
38. (순 부하) = (부하) – (급전되지 않는 재생에너지)

표 18 – 건설중인 신규 석탄화력발전소 목록

발전소	사업자	용량	예상 가동 시작연도	공정률 (2020년 10월 7일 기준)
신서천	한국중부발전 ㈜	1,000MW	2021.3.	90.32%
고성하이 1호기	고성그린파워 (한국동서발전㈜, SK건설C, SK가스)	1,040MW	2021.4	92.63%
고성하이 2호기		1,040MW	2021.10	
강릉안인 1호기	강릉에코파워 (한국동서발전㈜, 삼성물산)	1,040MW	2022.9	50.16%
강릉안인 2호기		1,040MW	2023.3	
삼척 1호기	삼척블루파워 (포스코 에너지, 포스코건설, 두산중공업)	1,050MW	2023.10	27.11%
삼척 2호기		1,050MW	2024.4	

그림 11 – 석탄화력발전소를 소유한 5개 한전 발전자회사의 SAC 및 SMP 실적 자료

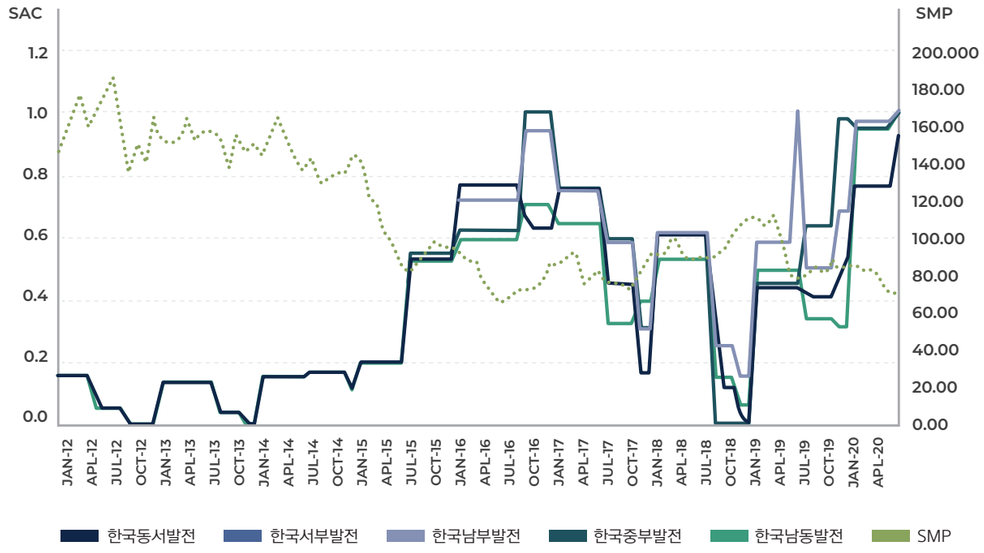


표 19 – KPM-2 시뮬레이션 가정

항목		설정 또는 출처
수요	패턴	2019년 수요패턴
	연간 소비량	제9차 전력수급기본계획 + 2050년 LEDS(장기저탄소발전전략) 시나리오
재생에너지 (태양광과 풍력)	발전비중[%]	제9차 전력수급기본계획 + 20% (2030년), 35% (2040년), 60% (2050년)
	설비이용률[%]	제9차 전력 계획
	용량[MW]	고정된 설비용량으로 공급하는 목표 발전량에 대응하는 용량
	패턴	한국 과거 데이터(2013년-2018년)
출력제한 요건	시점	순 부하는 계획된 원자력 발전 및 10GW 가동 예비용량의 총 합산에 따른다
	목표	풍력 및 태양광
예비력 기준	주파수 제어	700MW
	주파수 복원(1순위)	1000MW
	주파수 복원(2순위)	1400MW
	주파수 복원(3 순위)	1400MW
향후 전원구성 요건	예비용량	22%
	신규 발전소	제9차 전력 계획 상의 일정
	백업 발전소	천연가스 발전소
	폐쇄	제9차 전력 계획 상의일정 및 수명
	원자력 발전소 수명	40년 또는 60년
	석탄화력 발전소 수명	30년
	복합발전 가스 발전소 수명	30년
	태양광 및 풍력 수명	25년
유지보수 계획	계획 방법	평균 유지보수율에 따른 공정한 계획 및 과거 데이터 기간(2018년~2019년) 적용
	평균 유지보수율	석탄 발전소 20%
		원자력 발전소 15%
		천연가스 발전소 10%
		석유 발전소 5%
연료 가격	열 가격	지난 20년간의 중간값 (2001년-2020년)

9. 참고문헌

기후솔루션 (2020), “재생에너지 유통망의 개선 방향-전기판매사업 독점과 전력시장 강제주의 문제에 대하여”
Available at: *http://www.forourclimate.org/sub/data/view.html?idx=28&curpage=1*

송용현 외 4명 (2018), How to find a reasonable energy transition strategy in Korea?: Quantitative analysis based on power market simulation
Energy Policy, 119, p. 396-409. DOI: 10.1016/ j.enpol.2018.05.002
Available at: *https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421518302945*

이상복 (2021), 석탄발전 총량 묶고 발전기별로 단가경쟁, 이투뉴스 (기사)
Available at: *http://www.e2news.com/news/articleView.html?idxno=229956*

한국전력거래소 (2021), 연도별 SMP
Available at: *https://www.kpx.or.kr/www/contents.do?key=414*

한국전력거래소 (2020), 전력통계정보시스템(EPSIS)
Available at: *http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkpoBcrGrid.do?menuId=020400*

한국전력거래소 (2011), 2011년도 전력설비 정지통계.
Available at: *https://kpx.or.kr/www/downloadBbsFile.do?atchmnflNo=16226*

한국전력공사 (2020), 20년도판 한국전력통계(제89호)
Available at: *https://home.kepco.co.kr/kepco/KO/ntcob/ntcobView.do?pageIndex=1&boardSeq=21047466&boardCd=BRD_000099&menuCd=FN05030103&parnScrpSeq=0&categoryCdGroup=&regDateGroup2=)*

환경부 (2020), 온실가스 배출량 2018년 2.5% 증가, 2019년 3.4% 감소 (보도자료)
Available at: *http://www.me.go.kr/home/web/board/read.do?menuId=286&boardMasterId=1&boardCategoryId=39&boardId=1400930*

BNEF (2021), BNEF Research – Why the EU ETS Does Not Need Holding Limits

Unavailable without subscription: *https://www.bnef.com/insights/25749?query=eyJxdWVyeSI6ImNhcmJvbiBwcmljZSBFVSIsInBhZ2UiOjEsIm9yZGVyIjoicmVsZXZhbmNlIn0%3D*

Bergen and Vittal (2000), Power Systems Analysis (second edition)

Unavailable without purchase: *https://www.amazon.com/Power-Systems-Analysis-Arthur-Bergen/dp/0136919901*

Carbon Tracker (2019), Brown is the new green – Will South Korea's commitment to coal power undermine its low carbon strategy?

Available at: *https://carbontracker.org/reports/south-korea-coal-power/*

Carbon Tracker et al. (2020), Whack-a-mole: Will South Korea's coal power transition be undermined by overcompensated gas?

Available at: *https://carbontracker.org/reports/whack-a-mole/*

Climate Analytics (2020), Transitioning towards a coal-free society: Science-based coal pathway for South Korea under the Paris Agreement

Available at: *https://climateanalytics.org/latest/south-korea-must-exit-coal-by-2029-to-be-in-line-with-the-paris-agreement/*

EU Commission EDGAR Joint Research Centre (2020), Report, Fossil CO2 emissions of all world countries

Available at: *https://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=booklet2020*

ENTSO-e, Synchronous condenser

Available at: *https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/synchronous-condenser*

IEA (2019), The California Duck Curve

Available at: *https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/the-california-duck-curve*

IEA (2018), World Energy Outlook 2018

Available at: *https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018*

IEEE (2012), New Synchronous Condensers for Jeju Island

Available at: *https://ieeexplore.ieee.org/document/6344607*

IRENA (2018), Global Renewable Generation Continues its strong Growth

Available at: *https://www.irena.org/newsroom/pressreleases/2018/Apr/Global-Renewable-Generation-Continues-its-Strong-Growth-New-IRENA-Capacity-Data-Shows*

NREL et al. (2020), Research Roadmap on Grid-Forming Inverters

Available at: *https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/73476.pdf*

Parliamentary House of Science and Technology (2017)

Available at: *https://www.parliament.uk/globalassets/documents/post/postpn_383-carbon-footprint-electricity-generation.pdf*

P.E. Marken (2012), New Synchronous Condensers for Jeju Island, IEEE Power and Energy Society General Meeting, DOI: 10.1109/PESGM.2012.6344607

Available at: *https://ieeexplore.ieee.org/document/6344607*

PyPSA (2018), T. Brown, J. Hörsch, D. Schlachtberger, PyPSA: Python for Power System Analysis Journal of Open Research Software, 6(1), arXiv:1707.09913, DOI:10.5334/jors.188

Available at: *https://pypsa.org*

Renewables Now (2019), Europe adds 15.4 GW of wind in 2019,

Available at: *https://renewablesnow.com/news/europe-adds-154-gw-of-wind-in-2019-687534/*

Disclaimer

Carbon Tracker is a non-profit company set up to produce new thinking on climate risk. The organisation is funded by a range of European and American foundations. Carbon Tracker is not an investment adviser, and makes no representation regarding the advisability of investing in any particular company or investment fund or other vehicle. A decision to invest in any such investment fund or other entity should not be made in reliance on any of the statements set forth in this publication. While the organisations have obtained information believed to be reliable, they shall not be liable for any claims or losses of any nature in connection with information contained in this document, including but not limited to, lost profits or punitive or consequential damages. The information used to compile this report has been collected from a number of sources in the public domain and from Carbon Tracker licensors. Some of its content may be proprietary and belong to Carbon Tracker or its licensors. The information contained in this research report does not constitute an offer to sell securities or the solicitation of an offer to buy, or recommendation for investment in, any securities within any jurisdiction. The information is not intended as financial advice. This research report provides general information only. The information and opinions constitute a judgment as at the date indicated and are subject to change without notice. The information may therefore not be accurate or current. The information and opinions contained in this report have been compiled or arrived at from sources believed to be reliable and in good faith, but no representation or warranty, express or implied, is made by Carbon Tracker as to their accuracy, completeness or correctness and Carbon Tracker does also not warrant that the information is up-to-date.

Carbon Tracker Initiative

SFO°C Solutions for Our Climate

충남대학교 CHUNGNAM NATIONAL UNIVERSITY

To know more please visit:

www.carbontracker.org

@carbonbubble