

가스발전, 위험한 전환

한국 가스발전 시장의
재무적 위험 분석 보고서

2020년 4월



SFOC
Solutions for Our Climate

카본트래커 소개

카본트래커 이니셔티브는 오늘날의 자본시장에서 기후 리스크에 대한 고려를 실현하기 위해 활동하는 금융 전문가들로 구성된 단체이다. 지금까지 카본트래커가 수행한 태우지 말아야 할 탄소(unburnable carbon)와 좌초자산(stranded asset)에 관한 연구들은 저탄소 경제로의 전환을 금융 시스템과 조화시키는 방법에 대한 새로운 논의의 장을 열었다.

www.carbontracker.org | hello@carbontracker.org

(사)기후솔루션 소개

사단법인 기후솔루션(SFOC)은 한국에서 설립된 비영리법인으로서 보다 강력한 기후 정책과 발전부문 규제 개선방안을 모색한다. 에너지·기후 정책 분야의 전문성을 갖춘 법률, 경제, 금융, 환경 전문가들로 구성되어 있으며 정책입안자들과 긴밀하게 협력하고 있다.

www.forourclimate.org | solutions@forourclimate.org

상업적으로 판매되는 경우를 제외하고, 카본트래커는 이용자가 카본트래커 보고서에 수록된 내용을 자체 간행물에 인용하는 조치를 권장한다. 카본트래커는 그러한 이용자가 저작권자를 적절하게 표시하고 관련 간행물 1부를 카본트래커에 제공해줄 것을 요청한다. 온라인상에서 이용되는 경우에는 카본트래커 웹사이트 원본 출처로의 링크를 삽입할 것을 당부한다.

© Carbon Tracker 2020.

저자 소개

맷 그레이(Matt Gray) – 카본트래커 공동대표

맷 그레이는 2016년에 카본트래커에 합류하여 ‘발전·공익사업’ 업무를 총괄하고 있다. 그는 셀 사이드(sell-side) 애널리스트 겸 컨설턴트로 10년 이상 일했으며 유럽, 호주, 아시아 등지에서 경력을 쌓았다. 제프리스(Jeffries)에서 근무하는 동안 그는 2012년과 2013년에 블룸버그뉴스에 의해 가장 정확한 EUA 가격 예측 전문가로 선정된 바 있다. 가장 최근에는 IEA에서 컨설턴트 애널리스트로 활동했으며 크레디트 스위스와 영국의 DECC에서 탄소 거래와 발굴 그리고 에너지 효율을 각각 담당했다. 오타고대학교에서 응용과학사(BAppSci) 그리고 맨체스터대학교에서 이학석사 학위를 받았다.

발레리아 이렌하임(Valeria Ehrenheim) – 카본트래커 애널리스트

발레리아 이렌하임은 ‘발전·공익사업’ 팀에 소속되어 있으며 주니어 가스 애널리스트로 일하고 있다. 그 전까지는 프로젝트 파이낸싱을 통한 재생에너지 및 인프라스트럭처 투자를 위한 재무 모델 개발 업무를 담당했다. 재무 밸류에이션과 기후변화 솔루션에 대한 열정이 남다른 그녀는 카본트래커에서 자신에게 꼭 맞는 목표를 발견했다. 보코니대학교에서 물리학을 전공하고 녹색 경영 및 에너지 석사 학위를 취득했다.

김주진 – (사)기후솔루션 대표

김주진 대표는 2016년에 (사)기후솔루션(SFOC)을 설립하기 전까지 김앤장 법률사무소에서 근무하면서 발전 부문과 환경 규제에 관한 업무를 주로 담당했다. 그는 유엔 기후변화 총회에 참가하는 등 국제 기후변화 무대에서 수년간 경험을 쌓았다. 최근에는 제3차 에너지기본계획과 2050년 장기 저탄소 발전 전략(LEDs)에 관한 민관위원회의 위원으로 위촉된 바 있다. 김주진 대표는 서울대학교에서 학사와 석사 학위를 취득하고 조지타운대학교에서 법학석사 학위를 받았다.

한가희 – (사)기후솔루션 연구원

한가희 연구원은 석탄화력과 재생에너지 프로그램을 담당하고 있다. 2016년에 유엔산업개발기구의 기후기술센터 네트워크에서 근무한 것을 계기로 기후변화 분야에서 경력을 쌓기 시작했다. 그 이후로 실험 단지에서 온실가스 감축을 연구하면서 탄소 배출 정책에 대한 관심을 넓혀왔다. 이화여자대학교에서 환경공학을 전공하고 학사 학위를 취득했다.





목차

1. 핵심 요약.....	6
2. 배경.....	12
3. 자료 출처, 주요 가정, 모델링 방법.....	15
4. 결과 및 고찰.....	28
5. 정책 권고.....	34
6. 결론	35
7. 참고문헌.....	36
8. 부록.....	38

핵심 요약

카본트래커와 기후솔루션은 한국 내에서 진행된 기존 및 신규 가스발전 투자의 재무적·경제적 타당성에 대해 분석하고, 해당 설비에 대한 투자와 운영이 얼마나 많은 리스크를 초래하는지 및 이러한 좌초자산 리스크를 해소하고 전기소비자들이 가장 저렴한 발전원에 접근할 수 있도록 하기 위해 어떠한 시장 개선방안이 필요한지 살펴 보았다.

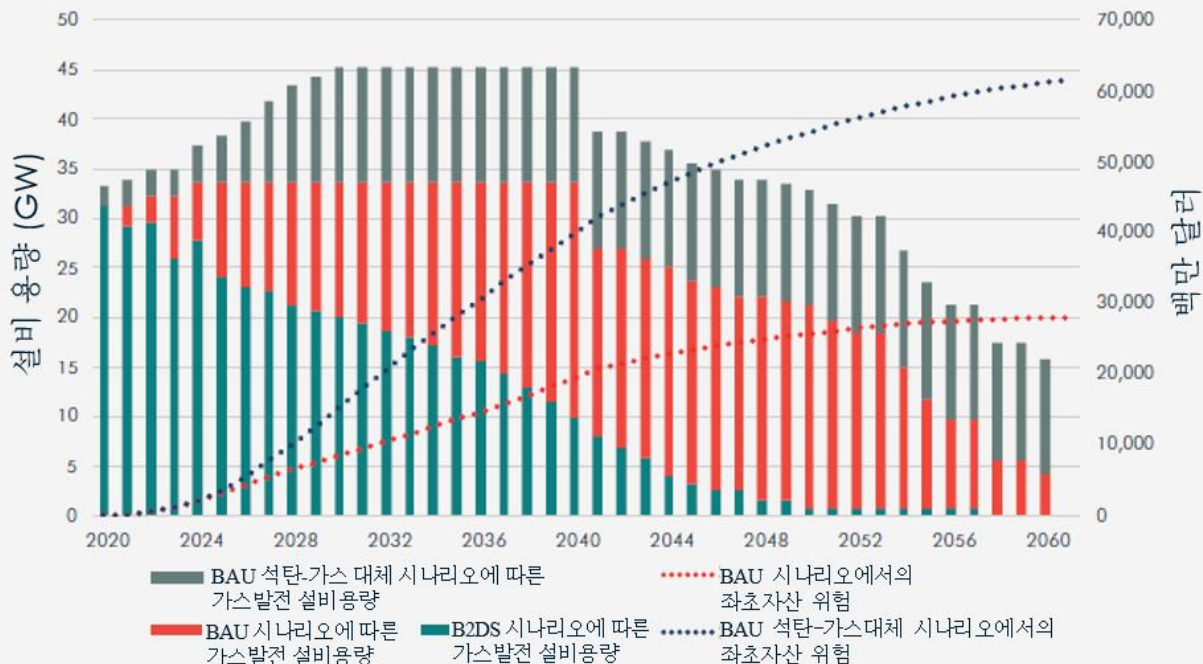
1.1 넷 제로와 가스발전: 한국은 2050년까지 파리협정 시나리오에 따라 가스발전 설비를 퇴출하지 않을 경우 600억 달러 규모의 좌초자산 위험을 안을 것이다

제8차 전력수급기본계획과 한국전력공사(이하 ‘한전’) 발전자회사들의 이사회결정 및 정부에 제출한 LNG대체의향서에 따르면 향후 2034년까지 13.7 GW 용량의 석탄 화력 발전소가 퇴출될 가능성이 있다. 한국은 이 과정에서 폐지되는 석탄발전 설비를 가스발전 설비로 대체하는 것을 고려하고 있으며, 이 계획은 2020년에 나올 예정인 제9차 전력수급기본계획에 반영될 예정이다. 2°C 미만 상승 시나리오를 준수하기 위해서는 현재 운영 중이거나 건설 예정인 탄소저감장치(탄소 포집·저장 기술)를 갖추지 못한 가스발전소가 2050년까지 퇴출되어야 한다. 만약 위와 같이 폐쇄될 석탄화력이 가스발전으로 대체된다면 한국이 파리협정에 따른 2°C 목표를 달성하기 어려울 것이다.

2°C 미만 상승 시나리오에 맞추어 가스발전을 줄이려고 할 때, 가스발전에 대한 불필요한 자본투자 및 영업현금흐름 감소로 인한 좌초자산 위험은 위 13.7GW 용량의 석탄발전소가 가스발전소로 대체되는 경우 2060년경 600억 달러에 이른다. 위 13.7GW 용량의 석탄발전소가 가스발전소로 대체되지 않는 경우 같은 기간 좌초자산 위험은 300억 달러에 이른다. 13.7GW 용량의 석탄화력을 가스로 대체하는지 여부와 관련 없이 한국은 2060년 이후에도 가스발전소를 보유하고 있을 것이며, 이는 2050년 넷 제로 배출을 달성하겠다는 한국 집권 여당인 더불어민주당의 공약과 정면으로 배치된다.¹

¹<https://news.bloombergtax.com/daily-tax-report/s-korea-plans-new-green-act-to-reach-net-zero-emissions-by-2050>

그림 1. 2°C 미만 시나리오에서 탄소저감장치를 갖추지 못한 가스발전소의 비용 최적화 퇴출 계획 및 잠재적 좌초자산 위험



출처: 카본트래커 분석 자료

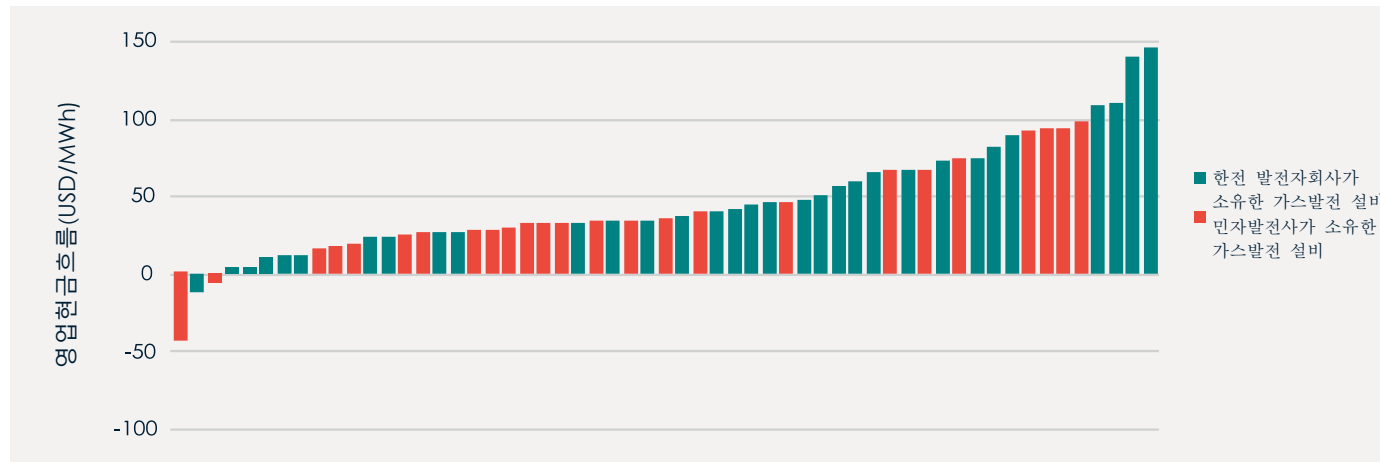
참고: 여기서 좌초자산 위험은 B2DS 시나리오와 BAU 시나리오 간의 현금흐름 차이의 현재가치 누적합계를 나타낸다.

참고: BAU 석탄-가스 대체 시나리오는 13.7 GW 용량의 석탄발전소가 모두 가스발전소로 대체되는 것을 가정했다.

1.2 한전 발전자회사는 민자발전사 대비 과도한 보상을 받고 있다

한국의 가스발전소는 급전 대기 용량을 기준으로 발전량(MWh) 당 약 8~9달러의 용량요금을 받는다. 이러한 제도는 민간발전사(IPP)에 비해 상대적으로 노후화되고 비효율적인 가스발전소를 운영하는 한전 발전자회사들에 더 유리하다. 이러한 이유에서 한전 발전자회사의 가스발전 설비는 민간발전사의 가스발전 설비보다 영업현금흐름(OCF; Operating Cash Flow)이 높다. 한전 발전자회사의 가스발전소 평균 영업현금흐름은 154달러/MWh이고, 이와는 대조적으로 이용률이 높은 민간발전사의 평균 영업현금흐름은 69달러/MWh에 불과하다. 뿐만 아니라, 한전 발전자회사에는 총괄원가보상제가 적용되지만 민간발전사에는 적용되지 않는다. 한전 발전자회사는 가스발전소의 현금흐름이 원가와 이윤을 합산한 기준액에 미달하는 경우 자사의 석탄화력발전소에 배정된 시장정산금을 조정하여 적자를 보전할 수 있다. 이로 인해 한전이 자사의 자본비용 및 운영비용 지출을 최소화하려는 동기는 크게 줄어들고 이는 결국 전기소비자에 손해가 될 수 있다.

그림2. 한전 발전자회사 및 민자발전사의 가스발전소 영업현금흐름



출처: 카본트래커 분석 자료

참고: 영업현금흐름이 250달러/MWh를 초과하는 한전 발전자회사의 발전 설비 4개와 민자발전사 발전 설비 1개는 제외됨.

1.3 기저부하가 아닌 첨두부하: 현 시점에서 신규 가스발전소는 경쟁력이 없으며 기존 가스발전소도 이르면 2023년부터 경쟁력을 상실한다

가스발전이 재생에너지와 비교하여 경쟁력을 상실하는 3단계 변곡점은 다음과 같다.

1. 신규 재생에너지가 신규 가스발전소보다 가격경쟁력이 있게 되는 시점
2. 신규 재생에너지가 기존 가스발전소보다 가격경쟁력이 있게 되는 시점
3. 신규 확정접속(firm) 혹은 급전가능(dispatchable) 재생에너지가 기존 가스발전소보다 가격경쟁력이 있게 되는 시점

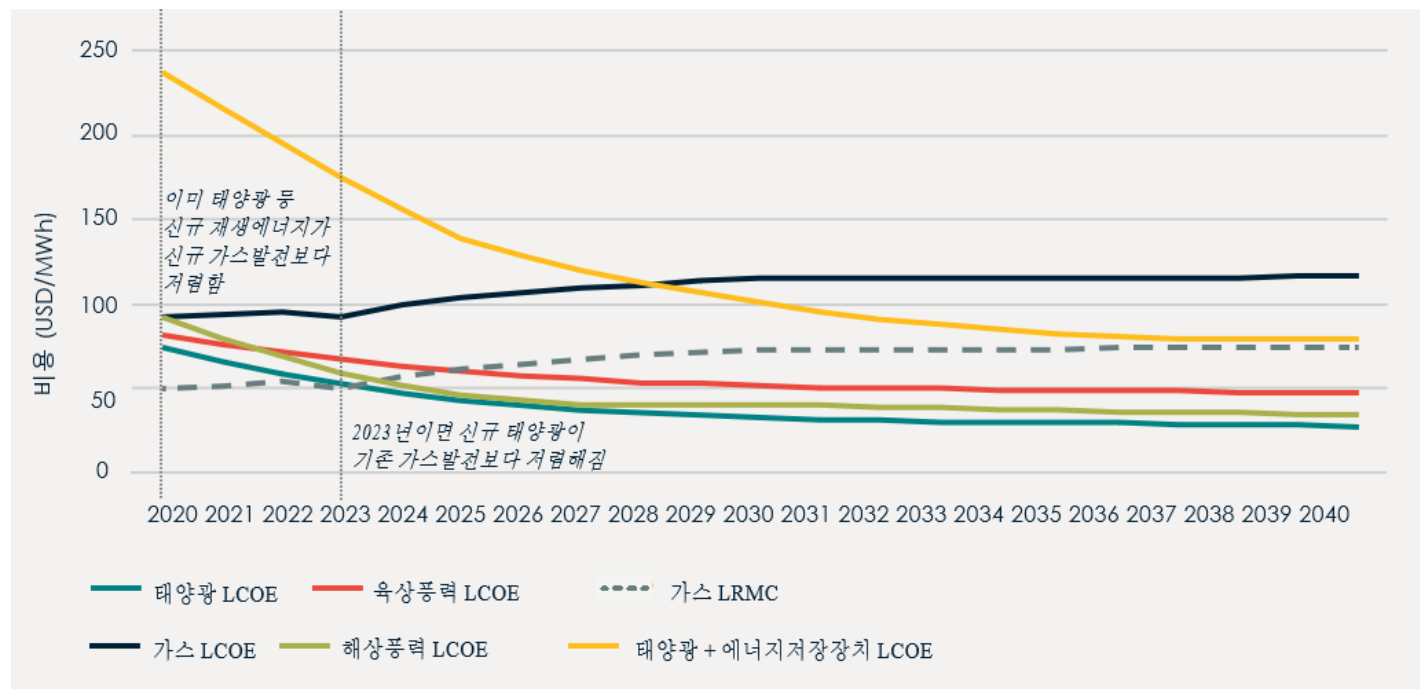
탄소배출 혹은 대기오염 규제를 더 강화하지 않더라도, 오늘날 재생에너지의 균등화발전비용(LCOE; Levelized Cost of Electricity)는 가스발전의 균등화발전비용보다 낮아진 것으로 분석되었다. 구체적으로, 대형 태양광과 해상풍력, 육상풍력의 균등화발전비용은 이미 신규 가스발전 균등화발전비용보다 낮아졌을 수 있고, 에너지저장장치(ESS) 연계형 태양광의 균등화발전비용은 2028년경 신규 가스발전보다 낮아질 것으로 예측된다(신설 가스발전 대 신설 재생에너지 비교).

한편, 가스발전의 장기한계비용(LRMC; Long-Run Marginal Cost)보다 대형 태양광의 균등화발전비용은 2023년, 해상풍력은 2024년, 육상풍력은 2025년, ESS 연계형 태양광의 가격은 2040년경 낮아질 것으로 전망됐다(기존 가스발전 대 신설 재생에너지 비교).

위와 같은 분석은 가스발전소를 기저부하용이 아닌 변동성 재생에너지를 이용할 수 없는 때를 대비하는 용도로 건설해야 한다는 중요한 시사점을 제공한다.



그림3. 신규 재생에너지 발전소가 신규 및 기존 가스발전소보다 경쟁력 있게 되는 시점



출처: BNEF, 카본트래커 분석 자료

참고: 에너지저장장치 비용은 Bloomberg NEF를 참조했으며 4시간 저장을 가정함.

1.4 정책 권고

1.4.1 한전 발전자회사에 대한 과도한 보상을 방지하기 위해 전력시장 제도를 개혁해야 한다

본 보고서는 한전이 석탄발전소뿐만 아니라 가스발전소 역시 전력시장 규제를 통해 과도하게 보상하고 있음을 드러낸다. 용량요금제 및 한전 발전자회사를 위한 총괄원가보상제는 저렴한 재생에너지 투자를 불리하게 만들며 신규 가스발전소 투자를 수익성이 보장되는 저위험 투자로 변질시키고 있다. 이러한 정책 오류에 따른 대가는 결국 전기요금 인상을 통해 전력 소비자에게 전가된다. 정부는 한전 발전자회사를 위한 총괄원가보상제를 폐지하는 동시에 재생에너지와 기존 발전원 간의 직접 경쟁을 유도하고 용량 확보 방식을 개혁함으로써 이러한 경제적 비효율을 해소해야 한다. 이를 위해서는 궁극적으로 재생에너지 발전사업자 등 신규 진입 사업자들이 간소화되고 안정적인 투명한 전력시장 규정을 통해 소비자에게 직접 전력을 판매할 수 있도록 해야 하며, 이는 한전 송배전 사업을 분리하는 조치를 수반할 것이다.

1.4.2 기존 석탄화력발전 설비를 신규 가스발전 설비로 대체하려는 유혹을 떨치지 못할 경우 좌초자산 위험에 직면하게 된다

기저부하용 가스발전 설비에 대한 신규 투자는 투자 회수기간 동안 비용을 최소화하는 대안이 되지 못할 가능성이 높다. 본 보고서는 추가적인 기후변화 및 대기 오염 정책의 도입과 무관하게 가스발전이 어떻게 경제적 타당성을 상실하는 지를 보여주고 있다. 한국의 정책입안자는 탄소저감장치(CCS 설비)를 갖추지 못한 개별 가스발전소의 장기한계비용(LRMC)을 근거로 퇴출 계획을 수립해야 한다. 일단 발전기 수준에서 비용 최적화 퇴출 계획이 수립되면 정책입안자는 개별 발전기의 계통적 가치를 고려하여 계통 계획 분석(systems planning analysis)을 수행해야 한다. 계통적 가치에 대한 분석은 본 보고서의 검토범위를 벗어난다. 카본트래커는 한국의 협력기관들과 이 분석을 수행한 이후에 그 결과를 일반에 공개할 예정이다.

2. 배경

본 보고서는 한국의 석탄화력발전소가 직면한 재무적 위험과 상대적 경쟁력을 분석한 기존의 보고서 ‘저렴한 석탄, 위험한 착각 – 한국 전력시장의 재무적 위험 분석 보고서’의 후속편으로 작성됐다. 해당 보고서의 결론은 다음과 같다.

1. 한국은 시장 구조로 인해 석탄화력발전의 좌초자산 위험이 세계에서 가장 높은 국가다.
2. 석탄화력에 계속 매달릴 경우 한국은 저탄소 기술 경쟁에서 뒤처질 위험이 있다.
3. 36억 달러가 소요될 것으로 예상되는 석탄화력 성능개선 계획은 재생에너지의 경쟁우위 확보를 앞당기고, 한전의 재무상태에 악영향을 미칠 것이다.

본 보고서에서는 신규 및 기존 가스발전 설비에 수반되는 재무적 위험과 더불어 저탄소 대안을 추구할 경우 기대되는 상당한 경제적 기회에 대해 합리적인 가정을 적용하여 분석했다. 본 보고서는 이를 통해 한국이 장기적으로 가스발전을 고수할 경우 세율 인상, 국가부채 증가 혹은 전기요금 상승으로 인해 국가 차원에서 부담을 안게 될 가능성이 있으며 저비용 저탄소 기술의 개발을 저해할 위험성이 있다는 점을 강조하고 있다.

² 예를 들어, KPX는 매 거래일의 전력 수요를 예측하고 하루 전에 가용한 용량에 대한 입찰을 접수한다. KPX는 이를 근거로 서유럽 시장과 같은 단기간계약비용이 아닌 전력시장운영규칙에 따른 가격 결정 방식을 적용하여 도매시장 가격을 결정한다.

2.1 전력시장 개관

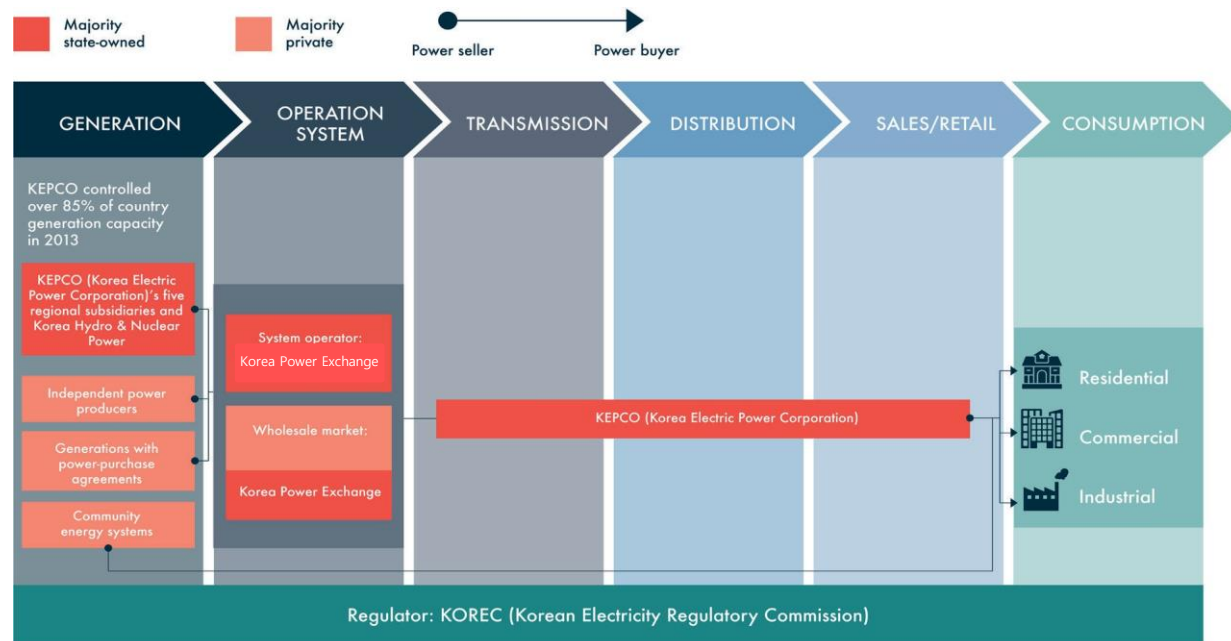
한국 정부는 1999년부터 전력시장 민영화에 착수했다. 그 결과 전력도매시장을 총괄하는 전력거래소(KPX)가 출범했으며 2000년대 초 한전의 발전 부문이 발전자회사 6곳으로 분할됐다. 민영화 절차는 국내에서의 논란으로 인해 2004년에 중단됐으며 발전 산업은 시장 요소와 비시장 요소가 혼재하는 특징을 띠게 됐다.² 발전 부문의 구조조정을 목표로 수 차례 시장 개혁을 시도했음에도 불구하고 정부는 한전 발전자회사 6곳을 통해 전체 발전설비의 70%를 소유하고 있다. 한전은 발전 부문의 경우 민자발전사(IPP)와 어느 정도 경쟁하고 있지만 송·배전 부문에서는 독점적 지위를 유지하고 있다. 한전은 사실상 한국에서 유일하게 전력을 판매할 수 있는 기관이다. 그림4는 한국의 전력시장 구조를 나타낸다.

한국의 전력시장 구조는 단순함과 거리가 멀며 중요한 측면에서 이원화되어 있다. 한전 발전자회사에는 총괄원가보상제가 적용되는 반면에 민간에서 운영하는 사업은 민자 석탄발전 사업 한 곳을 제외하고 적용되지 않는다. 초기 정산조정계수는 발전원을 기준으로 한전 발전자회사에 동일하게 적용됐다(석탄, 원자력, 가스 등에 각각 단일한 정산조정계수 적용). 그 이후에 산업통상자원부가 각 발전자회사별로 고유한 석탄발전 정산조정계수를 적용하기 시작하면서 이 방식에 변화가 생겼다. 이는 정산조정계수가 원가와 이유를 보장하는 정책으로 변질되어 개별 발전자회사의 영업현금흐름이 보장된다는 것을 의미한다. 한전이 전력 판매 부문을 독점하고 있는 상황에서 이러한 총괄원가보상제가 도입되자 신규 석탄발전소 혹은 신규 가스발전소 건설 등과 같은 자본투자 결정이 용이해졌으며 재무적으로도 매력적인 사업으로 부상했다.

민자발전사업은 이 정책에 포함되지 않으며 현물 가격에 용량요금과 기타 정산금을 가산한 금액을 수령한다.³

한전의 중요한 특징 중 하나는 경영진이 미래의 현금흐름에 거의 영향력을 행사하지 못한다는 점이다. 전기요금은 규제 대상이며 한전이 전력을 구매하는 공급처를 선택할 수 있는 권한 또한 제한적이다. 한전은 발전자회사의 사장을 선임할 수 없으며 주요 사안은 정부에 의해 결정된다.

그림4. 한국 전력시장의 구조

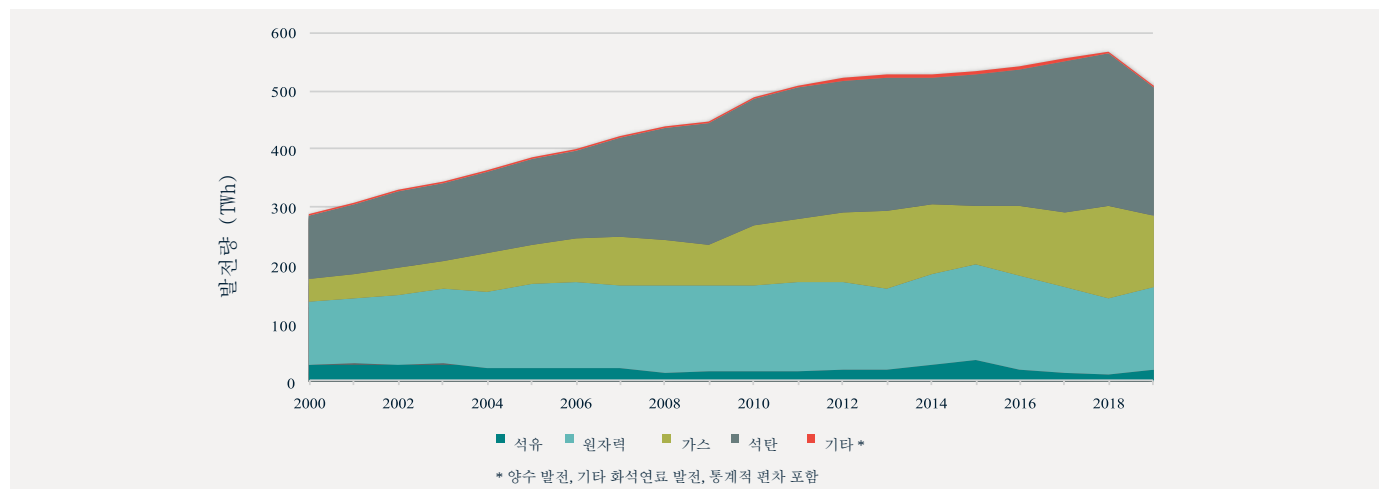


³ 보다 자세한 사항은 아래 표1을 참조할 것.

출처: Bloomberg NEF의 자료를 가공한 카본트래커 분석 자료

한국에서 가스발전은 21세기 들어 큰 폭으로 확대되고 있다. 2001~2019년의 기간 동안 가스발전은 370% 증가했으며 현재는 전체 발전량의 4분의 1을 차지한다. 현재 6.2GW 용량의 가스발전소 건설이 계획되어 있다. 위 계획설비는 한국남부발전, 한국동서발전, 한국서부발전과 GS파워, 통영에코파워, 울산지피에스, 내포그린에너지, 한국지역난방공사, 서울에너지공사에 의해 건설·운영 될 예정이다. 화석연료 발전사업자에게 탄소 비용을 부담시키는 배출권거래제를 제외하면 가스발전에서의 온실가스배출에 관한 정책은 없다. 게다가 현 정책에서 배출권거래제는 발전원의 급전 순위에 영향을 미치지 않으며, 수반되는 비용마저 발전사들에게 보상 되어 그 효과가 미미하다. 한국 정부는 2030년까지 전체 발전량의 20%를 재생에너지로 충당함으로써 석탄에 대한 의존도를 낮추고 원자력을 단계적으로 축소하는 것을 목표로 삼고 있다. 태양광과 풍력발전이 급속도로 확대되고 있는 것은 사실이지만 2019년 현재 전체 발전량에서 태양광과 풍력발전이 차지하는 비율은 2.6%에 불과하다.

그림5. 한국의 발전믹스 현황(2000년~현재)



출처: BP 세계 에너지 통계 분석(2019년 6월)

참고: 기타에는 양수발전, 기타 화석연료 발전, 통계적 편차가 포함된다.

3. 자료 출처, 주요 가정, 모델링 방법

1.3 자료 출처 및 가정

본 분석에 따른 발전기 단위 모델의 산출물은 상품 가격(연료, 전력, 탄소), 변동 및 고정 운영·유지(O&M) 비용, 정책 결과물(예: 기타 수입, 제어 기술 비용)에 관한 일련의 가정에 근거를 두고 있다. 용어의 정의는 박스1을 참조할 것. 자료 출처와 가정은 표1을 참조할 것.

박스1. 본 보고서에서 사용된 지표

균등화발전비용(LCOE) = 자본비용 + 장기한계비용(LRMC)

균등화발전비용은 발전 기술 비교에 사용되는 표준 분석수단으로서 전력시장 분석과 모델링에 널리 이용된다. 균등화발전비용은 전체 비용 합계를 발전 총량으로 나눈 결과를 의미한다. 균등화발전비용은 발전기 자산 개발 및 운영비용을 실질 가중평균자본비용(WACC)으로 할인하는 현금흐름할인 모델에 근거하여 산출한다.

장기한계비용(LRMC) = 연료비용 + 탄소비용 + 변동 운영·유지 비용(VOM) + 고정 운영·유지 비용(FOM)

장기한계비용은 발전소를 운영하는 비용을 의미한다. 연료 비용에는 구매·수송·준비 비용이 포함된다. 탄소 비용은 기준의 비준된 정책을 근거로 산출한다. 변동 운영·유지 비용은 발전소 이용률에 따라 달라진다. 고정 운영·유지 비용은 발전소 이용률과 무관하며 성능을 유지하고 환경 규제를 준수하기 위한 자본투자를 포함한다.

영업현금흐름(OCF) = 수입 - 장기한계비용(LRMC)

발전소는 계획발전 정산금, 제약발전 정산금, 제약발전 정산금, 용량요금, RPS 의무이행비용 정산금, 배출권거래비용 정산금, 기타 정산금으로부터 수익이 발생한다.

표1. 가스 및 재생에너지 분석에 관련된 가정 및 출처

항목	내용	출처
가스발전 관련 가정		
발전기별 특성에 관한 인벤토리 데이터	발전소명, 호기명, 발전소 위치, 설비 용량, 설비 상태, 설비 유형, 가동 개시 연도, 예정 퇴출 연도, 모회사	<u>Global Energy Monitor (2019)</u>
자본비용	가스발전 터빈 순 자본비용	<u>IEA (2015)</u>
고정 운영·유지 비용(FOM)	가스발전 터빈 운영·유지보수 고정비는 리피셔(Leigh Fisher)에서 제공한 데이터를 근거로 추정했다. 물가상승률이 반영됐다.	<u>LeighFisher(2016)</u>
변동 운영·유지 비용(VOM)	가스발전 터빈 운영·유지보수 변동비는 리피셔(Leigh Fisher)에서 제공한 데이터를 근거로 추정했다. 물가상승률이 반영됐다.	<u>LeighFisher(2016)</u>
연료 품질	에너지 함유량(MJ/m³)으로 표시되는 가스 품질은 한전에서 제공한 자료에서 입수했다.	<u>한전(2019)</u>
이용률	한전과 기후솔루션이 자료를 제공했다. 이용률 자료는 각 발전기 별로 제공됐다.	<u>한전(2019)과 기후솔루션</u>
발전소별 냉각 유형 제어 기술	세계발전소데이터베이스(WEPP)와 기후솔루션으로부터 입수했다. 가스발전소의 경우 질소산화물만 배출 오염물질로 보고 질소산화물 저감 버너 및 선택적 촉매 환원법(SCR)이 제어 기술 유형으로 보고됐다.	<u>S&P Global Platts (2019)</u> , <u>기후솔루션</u>
연료 비용	관련 기관들이 대한민국 국회에 제출한 자료를 활용했다. 연료비용 자료는 각 발전기 별로 제공됐다.	<u>김성환 의원실 등 대한민국 국회에 제출된 자료 (2019)</u>

항목	내용	출처
탄소 가격	탄소 가격은 국제탄소행동파트너십(ICAP)로부터 입수했으며 2019년 이후로 변동이 없는 것으로 가정했다.	<u>ICAP (2018)</u>
연소 효율	설비 연식을 반영한 총 저위발열량(LHV), 사이클 유형별 연소 기준 효율 데이터는 리카르도(RICARDO)로부터 입수했다.	<u>RICARDO (2015)</u>
냉각 및 오염 관리에 근거한 효율 조정	설비 적용 기술에 따른 발전소의 전반적 연소 효율에 대한 조정 자료는 미국환경보호청(EPA)으로부터 입수했다.	<u>EPA (2018)</u>
환경 제어 기술 자본투자 및 운영비용	가스발전소에 적용되는 모든 질소산화물 제어 기술에 선택적 촉매 환원(SCR) 기술 비용을 가정했다. 정의된 척도인자(5~8페이지)를 적용하여 용량 범위에 따른 자본적 지출을 산출했다. 500 MW 시설에 대해 산출한 비용이 500 MW 이상의 시설에도 적용됐다.	<u>EPA (2018)</u>
2°C 미만 시나리오에서 탄소저감장치들 갖추지 못한 가스발전 경로	국제에너지기구(IEA)의 2°C 미만 시나리오(B2DS)에 따른 OECD 국가에 적용되는 감소율을 적용했다.	<u>IEA (2017)</u>
오염 규정 관련 자본투자 및 운영비용	환경 제어 기술 설비에 소요되는 추가 자본투자는 없는 것으로 가정했다.	카본트래커 추정

항목	내용	출처
발전소 수입	대한민국 국회로부터 정산금 관련 자료를 입수했다. 한국전력거래소 전력시장 알고리즘을 재구성할 수 없어 본 분석의 목적상 각 설비의 직전 3년 평균 수입이 분석 대상 기간 동안 그대로 유지되는 것으로 가정했다. 한전 발전자회사와 일부 민간발전사 발전기의 경우 정산금 자료가 호기별로 완벽하게 제공된 반면 13개 민간 발전기의 정산금 자료는 무작위로 뒤섞인 상태로 제공됐다. 기후솔루션은 가동 연도, 전력수급계약(PPA) 체결 여부, 연간 발전량 등 일반에 공개된 설비 정보를 근거로 13개 민간 발전기를 무작위로 제공된 정산금 자료들과 대응시켰다. 자료가 누락된 나머지 민간발전기 4개의 경우 회사 공시 보고서에서 수입 자료를 입수하거나 시장 현물 전력 가격을 가정했다. 시장 현물 가격은 비슷한 설비 용량과 이용률을 갖춘 민간발전기의 수입(달러/MWh)을 근거로 추정했다.	김성환 의원실 등 대한민국 국회에 제출된 자료
순현재가치(NPV) 할인율	대출 80%, 자기자본 20%. 부채 비용 7.99%. 순현재가치 할인율은 기업이 자산의 재원을 조달하기 위해 지불할 것으로 예상되는 비용을 자본 출처(부채 및/또는 자기자본)에 근거하여 가중평균한 수치를 의미하는 가중평균자본비용으로 가정했다.	<u>EY (2018)</u>
프로젝트 수명주기	40년	<u>EY (2018)</u>
대출 기간(년)	20년	<u>EY (2018)</u>
자본세율	27%	<u>EY (2018)</u>

항목	내용	출처
육상풍력 발전 관련 가정		
자본투자	한국의 육상풍력 발전 부문의 2019년 자본투자는 2018년에 완공된 43.2 MW 풍력발전소 자료에서 2019년 원가 하락을 반영한 8%를 차감하여 추정했다. 비용 구성은 일정한 시장점유율을 확보한 국내 터빈 제작업체가 한국에 최소한 한 곳 이상 존재한다는 점에서 일본의 경우와 유사한 것으로 가정했다. OECD 국가에 적용되는 표준적인 가정을 근거로 자본적 지출 하한선은 15%를, 상한선은 20%를 가정하여 적용했다.	<u>MK (2018)</u>
운영·유지보수(O&M) 비용	운영·유지보수 비용은 카본트래커가 추정했다. 추정을 기초로 비용이 15% 감액된 하한 범위와 20% 증액된 상한 범위를 산출했다.	카본트래커 추정
이용률	이용률은 한국 터빈 제작업체의 시장점유율을 근거로 일본 분석 결과를 참조하여 카본트래커가 추정했다.	카본트래커 추정
용량(MW)	용량 예측 데이터는 국제재생에너지기구(IRENA)의 재생에너지로드맵(REMAP)탐으로부터 입수했으며 2019년 데이터는 국제재생에너지기구로부터 입수한 과거 구축 데이터를 적용하여 예측했다.	<u>IRENA (2019)</u> <u>IRENA (2019a)</u>
자기자본이익률(ROE)	자기자본이익률에 관한 데이터는 뉴욕대학교 스텐 비즈니스 스쿨(NYU Stern)으로부터 입수했다. 한국 데이터가 존재하지 않으므로 신홍시장의 자기자본이익률(ROE)인 12.83%를 적용하려 했으나 일본의 재생에너지 부문 자기자본이익률이 15%라는 점을 감안할 때 한국에 12.83%를 적용하기에는 지나치게 낮다고 판단하여 12.83%에 2%를 가산했다.	<u>NYU Stern (2019)</u>

항목	내용	출처
부채 비용	부채 비용에 관한 데이터는 세계은행(WB)으로부터 입수했다. 장기 대출의 경우 위험이 높다는 점을 감안하여 중·단기 대출에 적용되는 3.6% 이율에 1%포인트를 추가로 가산했다. 마지막으로, 물가상승률 데이터는 국제통화기금(IMF)으로부터 입수했다. 부채 대 자기자본 비율은 OECD 국가에서 통상적으로 적용되는 부채 80%와 자기자본 20%를 가정했다.	<u>세계은행(2019)</u> <u>IMF (2019)</u>
용량 구축 및 학습률	2018년에 발표된 전 세계 현황을 근거로 균등화발전비용하락 추세를 예측할 목적으로 19% 비용하락 학습곡선을 가정했다. 2040년까지 육상풍력 발전의 균등화발전비용을 계산할 목적으로 저위·중위·고위 균등화발전비용과 최고 용량 예측을 적용했다.	<u>IRENA (2018)</u>
태양광 관련 가정		
자본투자	한국 내 태양광 부문의 2019년 자본적 지출은 2018년도 국제재생에너지기구(IRENA) 비용 보고서 데이터에 2019년 비용 절감률 8%를 적용하여 비용 구성과 함께 추정했다. 자본적 지출 하한선은 15%를, 상한선은 20%를 가정하여 계산했다.	<u>IRENA (2018)</u>
운영·유지보수(O&M) 비용	운영·유지보수 비용은 카본트래커가 추정했다. 이 추정을 기초로 운영·유지보수 비용 하한선은 15%를, 상한선은 20%를 가정하여 계산했다.	카본트래커 추정
이용률	이용률은 카본트래커가 추정했다.	카본트래커 추정

항목	내용	출처
용량(MW)	용량 예측 데이터는 국제재생에너지기구(IRENA)의 재생에너지로드맵(REMAP)팀으로부터 입수했으며 2019년 데이터는 국제재생에너지기구로부터 입수한 과거 구축 데이터를 적용하여 예측했다.	<u>IRENA (2019)</u> <u>IRENA (2019a)</u>
부채 비용	부채 비용에 관한 데이터는 세계은행(WB)으로부터 입수했다. 장기 대출의 경우 위험이 높다는 점을 감안하여 중·단기 대출에 적용되는 3.6%에 1%포인트를 추가로 가산했다. 마지막으로, 물가상승률 데이터는 국제통화기금(IMF)으로부터 입수했다. 부채 대 자기자본 비율은 OECD 국가에서 통상적으로 적용되는 부채 80%와 자기자본 20%를 가정했다.	<u>WB(2019)</u> <u>IMF (2019)</u>
용량 구축 및 학습률	전 세계 태양광 부문의 학습 곡선에 보다 부합하고 한국의 비용 기반이 일본보다 훨씬 낮다는 점을 감안하여 태양광 균등화발전비용에 30% 학습 곡선을 적용했다.	<u>IRENA (2018)</u> 카본트래커 추정
해상풍력 관련 가정		
자본투자	한국 내 해상풍력 부문의 2019년 자본투자는 2018~2019년에 감소하고 아시아 지역에서 자본투자가 전반적으로 낮은 수준으로 관측됐다는 점을 감안하여 2019년도 국제재생에너지(IRENA) 보고서상의 전 세계 가중평균 데이터에서 10%를 차감하여 추정했다. 하한선은 15% 하락을 가정하여 계산했으며 상한선은 20% 상승을 가정하여 계산했다. 비용 구성은 해상풍력 시장에서도 일정한 시장점유율을 확보할 가능성이 있는 국내 터빈 제작업체가 한국에 최소한 한 곳 이상 존재한다는 점에서 일본의 경우와 유사한 것으로 가정했다.	<u>IRENA (2019)</u>

항목	내용	출처
운영·유지보수(O&M) 비용	운영·유지보수 비용은 국제재생에너지기구(IRENA) 및 국제에너지기구(IEA) 데이터를 기초로 카본트래커가 추정했다.	카본트래커 추정
이용률	이용률은 전년 대비 상승폭과 기술 우위를 감안하여 2019년도 국제재생에너지기구(IRENA) 보고서에서 관측한 전 세계 이용률보다 13% 높은 것으로 가정했다. 하한선은 -15%, 상한선은 +20%로 계산했다.	IRENA (2018)
용량(MW)	용량(MW) 예측 데이터는 국제재생에너지기구(IRENA)의 재생에너지로드맵(REMAP)팀으로부터 입수했으며 2019년 데이터는 IRENA (국제재생에너지기구)로부터 입수한 과거 구축 데이터를 적용하여 예측했다.	IRENA (2019) IRENA (2019a)
자기자본이익률(ROE)	자기자본이익률에 관한 데이터는 뉴욕대학교 스톤 비즈니스 스쿨(NYU Stern)으로부터 입수했다. 한국 데이터가 존재하지 않으므로 신흥시장의 자기자본이익률(ROE)인 12.83%를 적용하려 했으나 일본의 재생에너지 부문 자기자본이익률이 15%라는 점을 감안할 때 한국에 12.83%를 적용하기에는 지나치게 낮다고 판단하여 12.83%에 2%를 가산했다.	NYU Stern (2019)
부채 비용	부채 비용에 관한 데이터는 세계은행(WB)으로부터 입수했다. 장기 대출과 해상풍력 기술의 경우 위험이 높다는 점을 감안하여 중·단기 대출에 적용되는 3.6% 이율에 2%포인트를 추가로 가산했다. 물가상승률 데이터는 국제통화기금(IMF)으로부터 입수했다. 해상풍력 프로젝트의 경우 일반적으로 투자 위험이 높으므로 자기자본이 추가로 요구된다는 점을 감안하여 부채 대 자기자본 비율은 부채 75%와 자기자본 25%를 가정했다.	WB(2019) IMF (2019)
용량 구축 및 학습률	2018년에 발표된 전 세계 현황을 근거로 균등화발전비용(LCOE) 하락 추세를 예측할 목적으로 19% 비용 하락 학습 곡선을 가정했다.	IRENA (2018)

3.2 모델링 방법

3.2.1 좌초비용 위험 모델

본 보고서의 좌초비용 위험 모델에서는 신규 가스발전 투자의 균등화발전비용(LCOE)과 탄소저감장치(CCS 설비)를 갖추지 못한 기존 가스발전 설비의 장기한계비용(LRMC)을 대형 태양광, 육상풍력, 해상풍력의 균등화발전비용과 비교했다. 발전 부문의 경제성을 파악하는 목적으로 기본적인 균등화발전비용 분석법을 활용하는 데에는 한계가 있는 것은 분명하지만, 언제부터 탄소저감장치를 갖추지 못한 신규 가스발전소 투자가 더 이상 경제적 타당성을 갖지 못하며 투자자와 정책입안자가 해당 가스발전소의 퇴출 계획을 수립하여 실행에 옮겨야 하는지에 대한 판단 지표가 될 수 있다.⁴ 장기한계비용 및 균등화발전비용 추정에 관련된 가정은 표1에 세부적으로 기술되어 있다. 저비용·저탄소 발전을 도모하고 좌초비용 위험을 방지하기 위해 정책입안자와 투자자가 주목해야 하는 3단계 변곡점은 다음과 같다:

1. 탄소저감장치를 갖춘 신규 가스발전소와 재생에너지가 탄소저감장치를 갖추지 못한 가스발전소의 경쟁력보다 높아지는 시점
2. 탄소저감장치를 갖춘 신규 가스발전소와 재생에너지가 탄소저감장치를 갖추지 못한 기존 가스발전소의 경쟁력보다 높아지는 시점
3. 탄소저감장치를 갖춘 급전 가능 가스발전소와 재생에너지가 탄소저감장치를 갖추지 못한 기존 가스발전소의 경쟁력보다 높아지는 시점

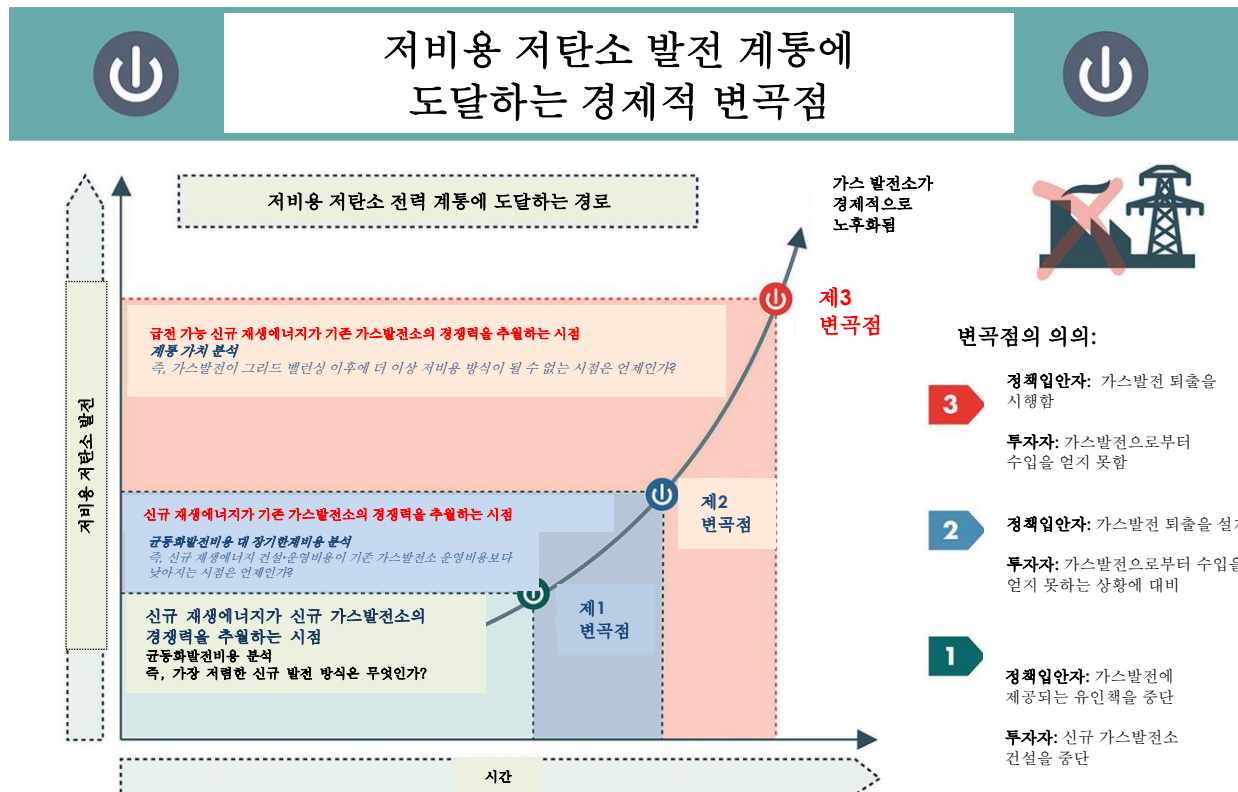
그림6에 이러한 변곡점이 제시되어 있다.

⁴ 균등화발전비용 분석의 경우 풍력 및 태양광의 발전 수입과 계통적 가치를 고려하지 않으므로 한계가 존재한다. 국제에너지기구(IEA)에 따르면, 변동성 재생에너지(VRE)를 통합할 수 있는 최선의 방법은 계통 친화적인 구축, 개선된 운영 전략, 유연한 추가 자원에 대한 투자를 통해 전반적인 전력 계통을 변화시키는 것이다. 유연한 자원에는 보다 효율적인 발전 입지, 그리드 인프라, 저장수요 측면 통합이 포함된다. 참조: IEA (2016), Next-generation wind and solar power: From cost to value. 출처:

<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/NextGenerationWindandSolarPower.pdf>



그림6. 저비용·저탄소 전력 계통을 구현하기 위한 경제적 변곡점과 단계적 정책 대안



출처: 카본트래커 분석 자료

3.2.2 2°C 미만 좌초자산 위험 모델

카본트래커의 2°C 시나리오에 따른 좌초자산 위험은 파리협정에 부합하는 B2DS 시나리오와 BAU 시나리오에 따른 수입의 순현재가치(NPV) 차이로 정의된다. 가스발전소 퇴출 계획은 장기한계비용(LRMC)에 기초하여 수립됐다. 탄소 배출을 저감하고 가스발전에 대한 수요를 고려하여 경제적 효율이 가장 떨어지는 발전소를 우선적으로 퇴출시킨다는 논리에 기초하여 분석을 진행했다. 모델링 방법은 다음과 같은 세 단계로 구성된다.

첫째, 국제에너지기구(IEA)의 2°C 미만 시나리오(B2DS)에 따른 발전 수요를 충족하는 데 필요한 용량을 파악한다. B2DS에 따라 탄소 포집·저장(CCS) 장치를 갖추지 못한 가스발전소는 2050년까지 퇴출된다. 본 분석에서는 관련 비용이 과도하기 때문에 CCS 설비를 설치하여 가스발전소의 유효수명을 연장하는 조치는 불가능한 것으로 가정한다. 단계적 퇴출 일정은 지역에 따라 차이를 보인다. 한국에 대해서는 다른 OECD 회원국들과 대체적으로 일치하는 2050년을 퇴출 시한으로 가정했다.

둘째, 퇴출 계획 수립을 위해 공급 안정을 유지하는 기관이나 지역 혹은 계통 내 가스발전 설비에 순위를 부여한다. 순위는 장기한계비용(LRMC)에 근거하여 부여된다. 전체 발전기 자산 수준에서의 발전량이 B2DS에 명시된 한도에 도달하기 전까지 장기한계비용이 가장 높은 가스발전소들이 단계적으로 퇴출된다.

셋째, 좌초자산 위험을 파악할 목적으로 B2DS와 BAU 시나리오에서 현재 운영 중이거나 건설 중인 모든 가스발전 시설의 현금흐름을 계산한다. B2DS에 따른 좌초자산 위험은 B2DS (2050년까지 모든 가스발전소를 단계적으로 퇴출)하에서 발생하는 현금흐름의 순현재가치와 BAU 시나리오(기업 보고서에 공개된 퇴출 계획을 참조하거나 최소 유효수명 40년을 가정함)하에서 발생하는 현금흐름의 순현재가치 간의 차이로 정의된다. 그림7에 2°C 미만 좌초자산 모델링 방법이 도표로 설명되어 있다.

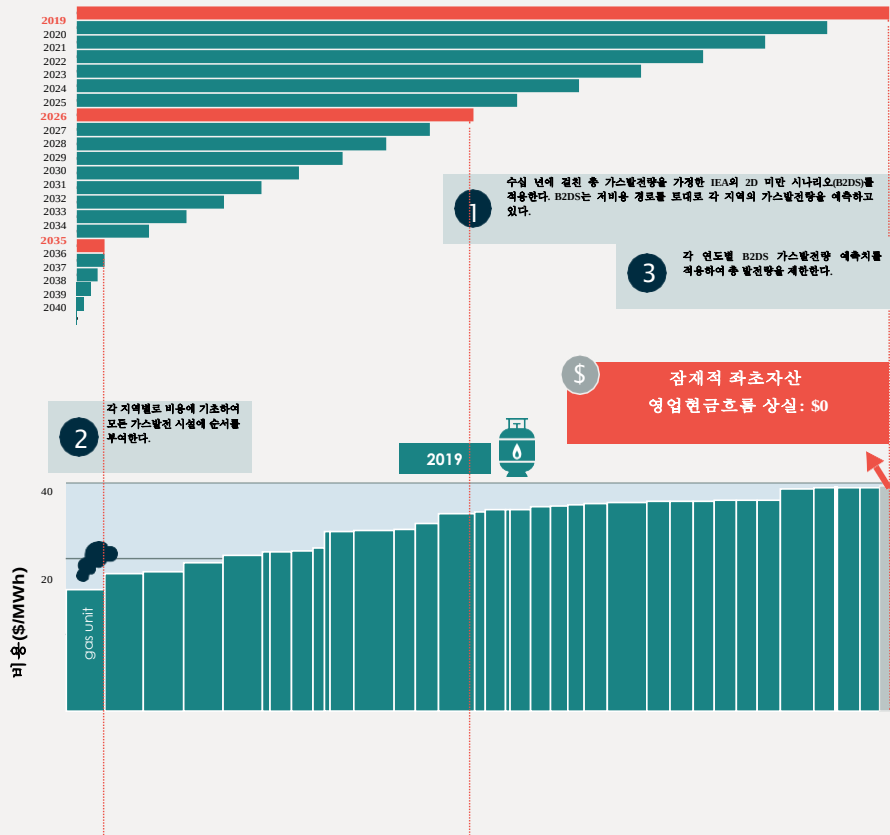
그림7. 모델링 방법 도식도

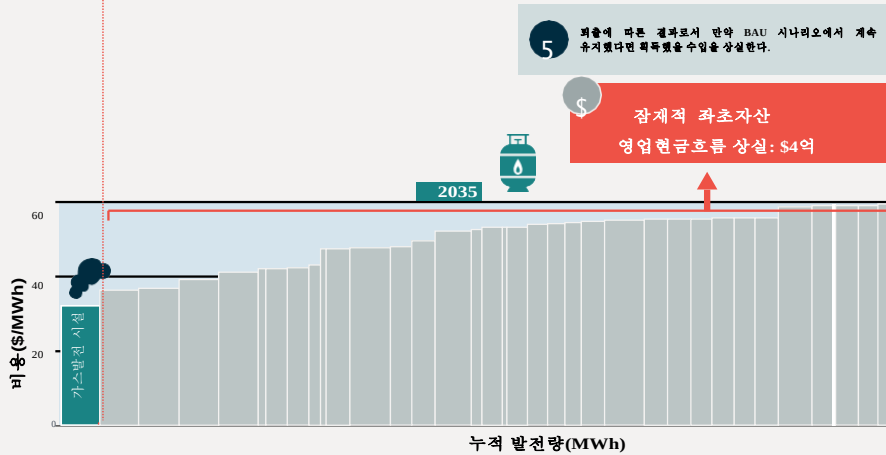
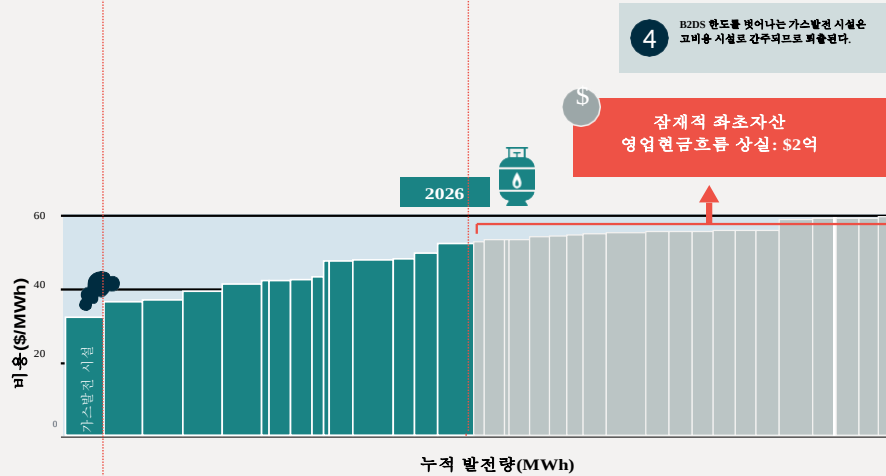


파리협정 2°C 미만 시나리오에서의 총 가스발전량

좌초자산 위험의 규모는?

국제에너지기구(IEA) 2°C 미만 시나리오에서의 총 발전량(MWh)





6 BAU 시나리오와 B2DS하에서 획득한 총 영업수입의 차이가 바로 **좌초자산 위험(Stranded Asset Risk)**을 의미한다.

출처: 카본트래커

WHACK-A-MOLE

4. 결과 및 고찰

4.1 한국이 2050년까지 가스발전소를 퇴출하지 않는다면 가스발전에 대한 불필요한 자본투자 및 영업현금흐름 감소로 인해 수백억 달러의 좌초자산 위험을 안을 것이다

2017년에 한국 정부는 제8차 전력수급기본계획을 수립했으며 여기에는 2031년까지의 전력 수요 예측이 포함되어 있다.⁵ 본 계획은 2030년까지 한국 내 재생에너지 설비 용량을 59 GW로 확대하는 것을 목표로 삼고 있으며 주로 태양광과 풍력을 활용할 예정이다. 또한 2030년까지 전체 전력 생산량의 20%를 재생에너지원으로부터 얻는 것을 목표로 하고 있다.

제8차 전력수급기본계획과 한전 발전회사들의 이사회결정 및 정부에 제출한 LNG대체건설 의향서에 따르면^{6,7} 향후 2034년까지 13.7 GW 규모의 석탄발전소가 퇴출될 가능성이 있다. 한국은 이 과정에서 폐지되는 석탄발전 설비를 가스발전 설비로 대체하는 것을 고려하고 있으며, 이 계획은 제9차 전력수급기본계획에 반영될 예정이다. 만약 석탄발전 설비가 가스발전 설비로 대체된다면 2° C 미만 상승 시나리오를 준수하고 넷 제로 배출을 달성하겠다는 한국 집권 여당인 더불어민주당의 공약 실현은 어려워질 것이다.

본 보고서의 2° C 미만 시나리오에서 전제된 퇴출되어야 하는 가스발전 설비용량은 국제에너지기구(IEA)의 2° C 미만 시나리오(B2DS)가 허용하는 탄소저감장치(CCS 설비)를 갖추지 못한 가스발전 설비 발전량에 근거를 두고 있다. 이 시나리오에서 현재 운영 중이거나 건설 예정인 탄소저감장치(CCS 설비)를 갖추지 못한 가스발전 설비는 2050년까지 퇴출되어야 한다. 이 시나리오에 맞추어 가스발전을 줄이려고 할 때, 가스발전에 대한 불필요한 자본 투자 및 영업현금흐름 감소로 인한 좌초자산 위험은 2060년경 600억 달러에 이른다. 이러한 분석은 현재 건설 계획 중인 6.2GW의 가스발전 설비가 모두 건설·운영되고 13.7GW 용량의 석탄발전소가 가스발전소로 대체되는 경우를 가정한다. 만약 정부가 퇴출되는 석탄화력발전 설비를 가스발전이 아닌 재생에너지 설비로 대체하는 경우 같은 기간 좌초자산 위험은 300억 달러로 줄어든다. 그러나 퇴출되는 석탄발전 설비가 재생에너지 설비로 대체되는 보다 보수적인 시나리오에서도 한국은 2060년 이후에도 가스발전소를 보유하고 있을 것이며, 2050년 이후까지 가스발전소가 계속해서 운영된다면 한국 정부가 2° C 미만 온도 상승 목표와 2050 넷 제로 목표를 달성할 가능성은 낮다.

⁵ http://english.motie.go.kr/en/tp/energy/bbs/bbsView.do?bbs_seq_n=605&bbs_cd_n=2&view_type_v=TOPIC¤tPage=1&search_key_n=&search_val_v=&cate_n=3

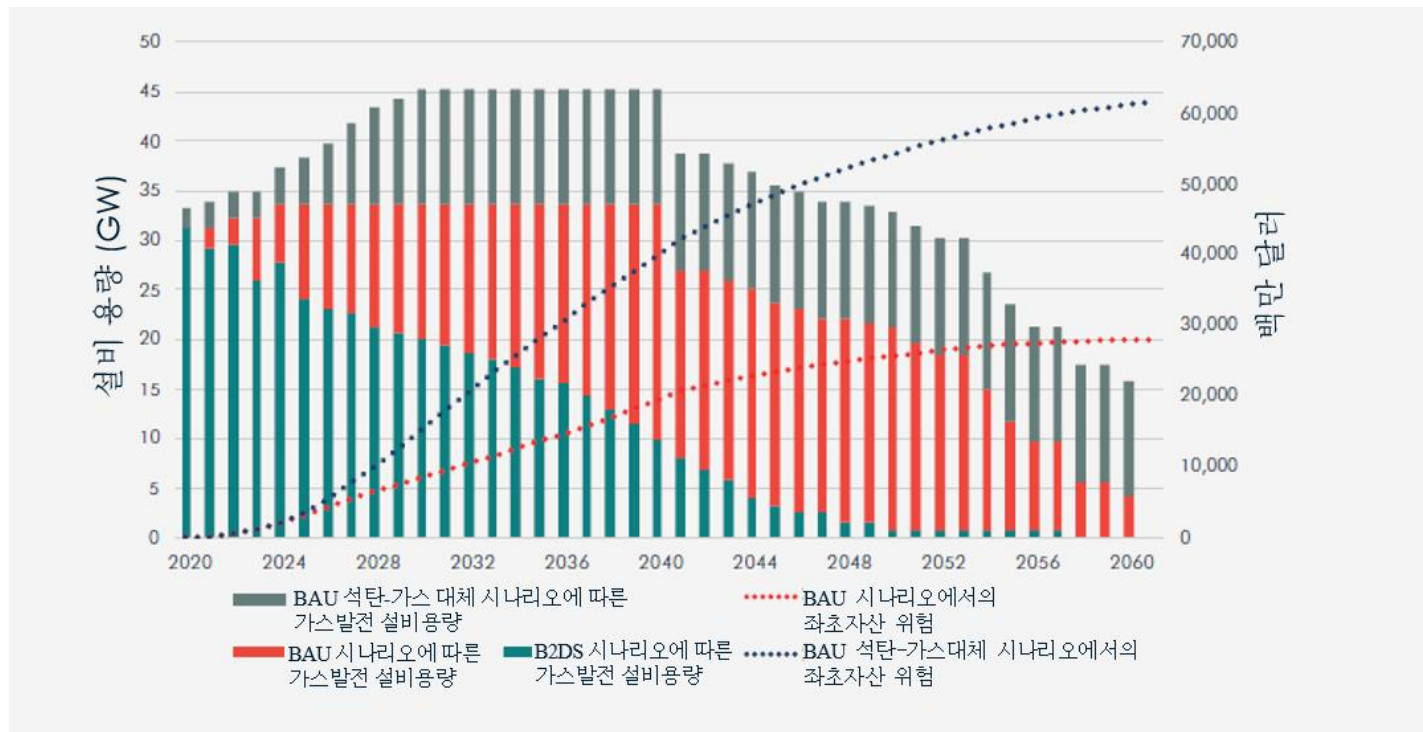
⁶ <https://www.e2news.com/news/articleView.html?idxno=219188>

⁷ <http://m.electimes.com/article.php?aid=1580369312193524002>

⁸ <http://www.ekn.kr/news/article.html?no=489849>

⁹ <https://news.bloombergtax.com/daily-tax-report/s-korea-plans-new-green-act-to-reach-net-zero-emissions-by-2050>

그림 8.2°C 미만 시나리오에서 탄소저감장치를 갖추지 못한 가스발전소의 비용 최적화 퇴출 계획 및 잠재적 좌초자산 위험



출처: 카본트래커 분석 자료

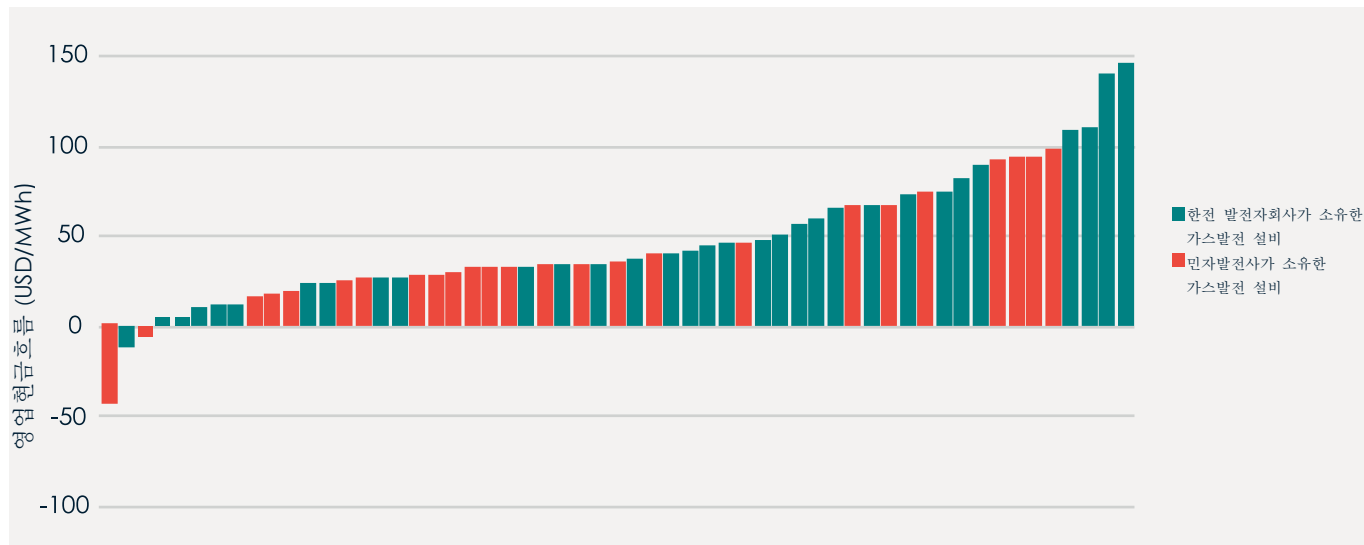
참고: BAU 석탄-가스 대체 시나리오에는 13.7 GW 용량의 석탄발전소가 모두 가스발전소로 대체되는 것을 가정했다.



4.2 한전 발전자회사들은 민자발전사업(IPP) 대비 과도한 보상을 받고 있다

한국 내 가스발전의 경제성은 단순히 설명되지 않으며 중요한 측면에서 이원화되어 있다. 한국의 가스발전소는 급전 대기 용량을 기준으로 발전량(MWh)당 약 8~9달러의 용량요금을 받는다. 이러한 제도는 민자발전사(IPP)에 비해 상대적으로 노후화된 가스발전소를 운영하는 한전 발전자회사들에 더 유리하다. 이러한 이유에서 한전 발전자회사의 가스발전소는 민자발전사의 가스발전소보다 영업현금흐름이 높다. 한전 발전자회사의 가스발전소 평균 영업현금흐름은 154달러/MWh이고, 이와는 대조적으로 이용률이 상대적으로 높은 민자발전사의 가스발전소 평균 영업현금흐름은 69달러/MWh에 불과하다. 뿐만 아니라, 한전 발전자회사에는 총괄원가보상제가 적용되지만 민자발전사에는 민자 석탄발전 사업 한 곳을 제외하고 적용되지 않는다. 산업통상자원부는 한전 발전자회사를 대상으로 정산조정계수를 적용하고 있으며 이는 발전기의 원가와 이윤을 보장하는 정책으로 사실상 발전자회사의 영업현금흐름이 보장되고 있음을 의미한다. 한전 발전자회사가 소유하는 가스발전소의 현금흐름이 원가와 이윤을 합산한 기준액에 미달하는 경우 자사의 석탄화력발전소에 배정된 시장정산금을 조정하여 적자를 보전할 수 있다. 이로 인해 한전이 자사의 자본과 변동비를 최적화할 동기는 크게 줄어들고 이는 결국 전기소비자에 손해가 될 수 있다.

그림9. 한전 발전자회사 및 민자발전사의 가스발전소 영업현금흐름



출처: 카본트래커 분석 자료

참고: 영업현금흐름이 250달러/MWh를 초과하는 한전 발전자회사 발전 설비 4개와 민자발전사 발전 설비 1개는 제외됨.

4.3 기저부하가 아닌 첨두부하: 현 시점에서 신규 가스발전소는 경쟁력이 없으며 기존 가스발전소도 이르면 2023년부터 경쟁력을 상실한다

가스발전이 재생에너지와 비교하여 경쟁력을 상실하는 3단계 변곡점은 다음과 같다.

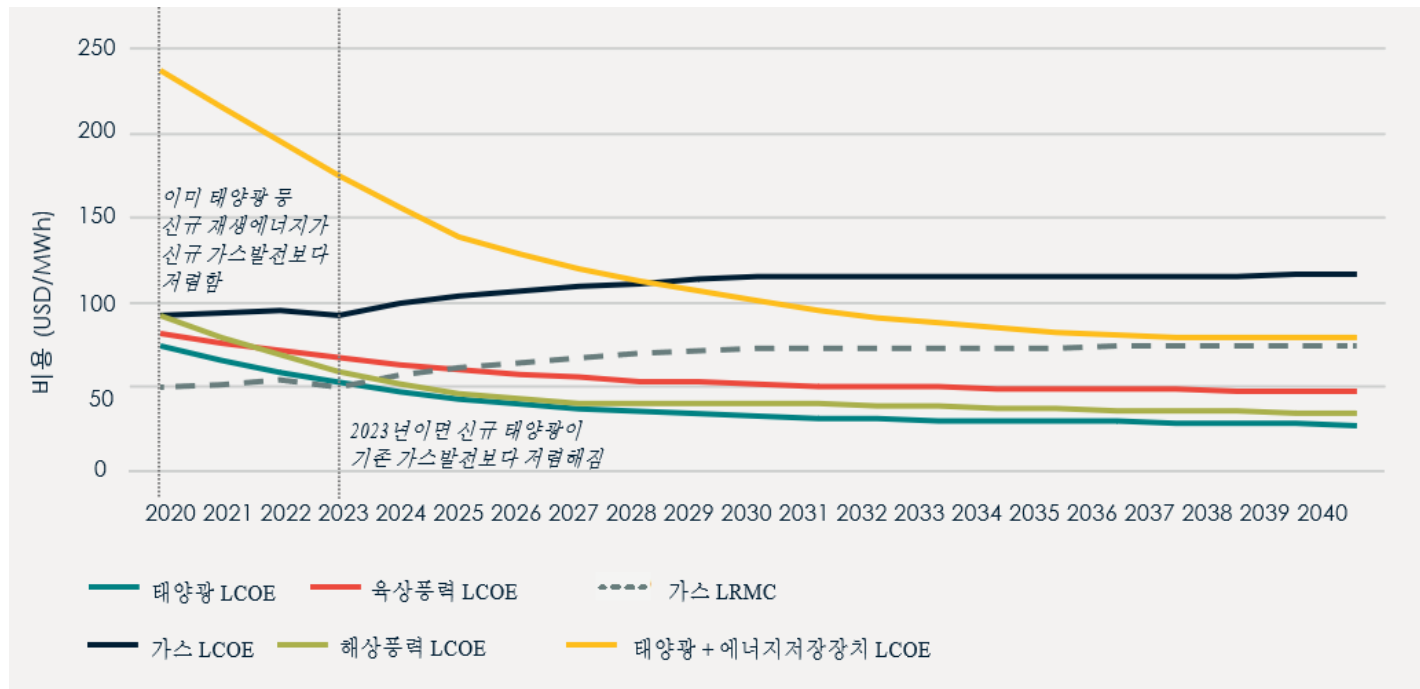
1. 신규 재생에너지가 신규 가스발전소보다 가격경쟁력 있게 되는 시점.
2. 신규 재생에너지가 기존 가스발전소보다 가격경쟁력 있게 되는 시점.
3. 신규 확정접속(firm) 혹은 급전가능(dispatchable) 재생에너지가 기존 가스발전소보다 가격경쟁력 있게 되는 시점.

재생에너지는 규모의 경제에 따라 가격이 크게 하락하고 있다. 2010년 대비 대형 태양광과 육상풍력 발전 비용이 각각 84%와 53% 감소했다. 비록 현 시점에서 태양광과 풍력의 시장 점유율은 미미하지만 10년 이내에 규모의 경제에 이룸으로써 전력 가격을 인하시킬 수 있으며 가스발전의 확대에 의존하는 가스발전 사업자에게 중대한 영향을 미칠 수 있다. 탄소배출 혹은 대기오염 규제를 더 강화하지 않더라도, 오늘날 재생에너지의 균등화발전비용(LCOE)은 가스발전의 균등화발전비용보다 낮아진 것으로 분석되었다. 구체적으로, 대형 태양광과 해상풍력, 육상풍력의 균등화발전비용은 이미 신규 가스발전 균등화발전비용보다 낮아졌을 수 있고, 에너지저장장치(ESS) 연계형 태양광의 균등화발전비용은 2028년경 신규 가스발전보다 낮아질 것으로 예측된다(신설 가스발전 대 신설 재생에너지 비교).

특히 이미 운영 중인 가스발전소와 비교할 때 대형 태양광은 2023년 해상풍력은 2024년, 육상풍력은 2025년, ESS 연계형 태양광의 가격은 2040년경 가스발전의 장기한계비용(LRMC; Long-Run Marginal Cost)보다 낮아질 것으로 전망됐다(기존 가스발전 대 신설 재생에너지 비교).

이러한 분석은 다음과 같은 중요한 시사점을 제공한다. 가스발전소를 기저부하용으로 지어서는 안된다. 가스발전소는 변동성 재생에너지를 이용할 수 없는 때를 대비하는 용도로 건설되어야 한다.

그림10. 신규 재생에너지 발전소가 신규 및 기존 가스발전소보다 가격경쟁력 있게 되는 시점



출처: BNEF, 카본트래커 분석 자료

참고: 에너지저장장치 비용은 Bloomberg NEF를 참조했으며 4시간 저장을 가정함.

5. 정책 권고

5.1.1 한전 발전자회사에 대한 과도한 보상을 방지하기 위해 전력시장 제도를 개혁해야 한다

본 보고서는 한전 발전자회사들의 가스발전소가 민자발전소에 비해 과도하게 보상받고 있음을 드러낸다. 이러한 제도는 한전 발전자회사들이 신규 재생에너지 발전소를 건설할 경제적 유인을 줄인다는 점에서 결국 전기소비자에게 높은 전기요금을 전가하고 저탄소 경제로의 전환을 저해할 수 있다. 정부는 총괄원가보상제를 폐지하는 동시에 용량 확보 방식을 대대적으로 개혁하고 석탄·가스·원자력 등 기존의 발전소와 재생에너지 발전소 간의 직접 경쟁을 유도함으로써 이러한 경제적 비효율을 해소해야 한다. 한전 발전자회사들에 적용되는 총괄원가보상제는 신규 가스발전 시설에 대한 자본 투자의 수익성을 보장하면서 풍력과 태양광 투자를 저해한다.

뿐만 아니라, 한전은 기존의 모든 발전 설비에 일률적인 용량요금을 적용하여 비효율적으로 용량을 조달하고 있다. 2018년 기준 한전은 가스발전소에 21억 달러, 석탄화력발전소에 16억 달러, 원자력발전소에 9억 달러의 용량요금을 지급했다. 이러한 지출은 용량 시장 제도를 도입하고 수요 반응과 배터리 저장에 포함된 최저 비용 발전원을 확대하여 필요한 용량만을 구매함으로써 절감할 수 있다.

한전은 송전 사업을 분리하고 신규 진입 사업자가 소비자에게 직접 전력을 판매하는 것을 허용해야 한다. 그렇지 못한 경우 저탄소 경제로의 전환이 지연되고 가정 및 기업의 전기요금이 상승될 수 있다.

5.1.2 기존 석탄화력발전소를 신규 가스발전소로 대체하려는 유혹을 떨치지 못할 경우 좌초자산 위험에 직면하게 된다

가스발전 설비에 대한 신규 투자는 투자 회수 기간 동안 비용을 최소화하는 대안이 되지 못할 가능성이 높다. 이러한 투자 회수 기간은 신규 가스발전소의 경우 보통 15~20년이며 성능 개선 사업이나 제어 설비 설치가 수반되는 리트로핏의 경우 5~10년이다. 이번 분석은 추가적인 기후변화 및 대기 오염 정책의 도입과 무관하게 가스발전이 어떻게 경제적 타당성을 상실하고 있는지를 보여준다. 한국은 기저부하용 가스발전소에 대한 투자를 즉시 중단해야 한다. 정책입안자는 개별 가스발전 설비의 장기한계비용을 근거로 퇴출 계획을 수립해야 한다. 본 분석에 따라 고비용 설비를 우선적으로 퇴출시켜 소비자가 최소한의 비용으로 전기를 구매할 수 있도록 보장함으로써 전력시장의 경제적 효율을 높일 수 있다.

일단 발전기 자산 수준에서 비용 최적화 퇴출 계획이 수립되면 정책입안자는 개별 자산의 계통적 가치를 고려하여 계통 계획 분석(system planning analysis)을 수행해야 한다. 계통적 가치에 대한 분석은 본 보고서의 범위를 벗어난다. 카본트래커는 한국의 협력기관들과 이 분석을 수행한 이후에 그 결과를 일반에 공개할 예정이다.

6. 결론

석탄화력발전소를 건설·운영할 경우 막대한 경제적 위험을 부담할 상황에 직면한 한국 정부가 석탄화력 설비를 폐쇄하는 것은 타당하다. 그러나 한국 정부는 폐쇄되는 석탄화력발전소가 가스발전소로 대체되지 않도록 주의해야 한다. 한국 정부는 석탄발전이 가스발전으로 전환되는 것을 막고 가스발전이 점두부하용으로만 이용되도록 전력시장 제도를 개혁해야 한다.

7. 참고문헌

BNEF (2019), BNEF Energy Storage System Costs Survey - 2019 - Unavailable without subscription

BNEF (2019a), BNEF LCOE Update 2019 - Unavailable without subscription

EPA (2018), Platform v6, chapter 5, Emission Control Technologies
Available at:
https://www.epa.gov/sites/production/files/2018-05/documents/epa_platform_v6_documentation_-_chapter_5.pdf

EY (2018), Ernst & Young Worldwide Capital and Fixed Assets Guide
Available at:
[https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-2018-worldwide-capital-and-fixed-assets-guide/\\$FILE/ey-2018-worldwide-capital-and-fixed-assets-guide.pdf](https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-2018-worldwide-capital-and-fixed-assets-guide/$FILE/ey-2018-worldwide-capital-and-fixed-assets-guide.pdf)

Global Energy Monitor (2019), Global Gas Plant Tracker (March 2020)
Available at: <https://globalenergymonitor.org/>

ICAP (2018), International Carbon Action Partnership
Available at:

<https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices>

IEA (2015), World Energy Outlook Plant Cost Assumptions
Available at : <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2015>

IEA (2017), Energy Technology Perspectives 2017
Available at: www.iea.org/etp2017

International Monetary Fund (2019), Inflation rate – Average consumer prices
Available at:
https://www.imf.org/external/datamapper/PCPIPC_H@WEO/OEMDC/JPN

IRENA (2018), Renewable Power Generation Costs in 2017
Available at: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf

IRENA (2019), REMap Publications
Available at: <https://www.irena.org/remap/REmap-Publications>

IRENA (2019a), Capacity and Generation, Statistics Time Series
Available at: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>

KEPCO (2019), 한국전력통계
출처:
https://home.kepco.co.kr/kepco/KO/ntcob/list.do?menuCd=FN05030103&boardCd=BRD_000099

KPX (2016), 2018 년도 한국 전력시장 통계
Available at:
<https://www.kpx.or.kr/eng/selectBbsNttList.do?bbsNo=199&key=328>

Leigh Fisher Jacobs (2016), Electricity Generation Costs and Hurdle Rates
Available at:
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566803/Leigh_Fisher_Non-renewable_Generation_Cost.Pdf

MK (2018), DB Financial Investments Analyst Note
Available at: http://file.mk.co.kr/imss/write/20190327134630_00.pdf

NYU Stern (2019), New York University, L. Stern School of Business
Available at: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf

RICARDO-AEA (2015), Review of the Reference Values for High-Efficiency Cogeneration
Available at:
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/review_of_reference_values_final_report.pdf

S&P Global Platts (2019), World Electric Power Plants Database (WEPP)
Available at: <https://www.spglobal.com/platts/en>

World Bank (2019), Lending Interest Rate (%)
Available at:
<https://data.worldbank.org/indicator/FR.INR.LEND?locations=JP>

8. 부록

8.1.1 수입 정의

시장 정산금: 한국전력거래소(KPX)는 매 거래일의 수요를 예측하여 발전사업자로부터 하루 전에 시간대별 가용 용량에 대한 입찰을 받는다. 그 다음 단계로 가격결정발전계획에 따라 시장 가격(계통한계가격: SMP)을 결정한다. 이는 가격 입찰이 허용되지 않고 각 발전사업자의 수량과 변동비(주로 연료비)만을 고려하는 변동비반영시장(CBP)에 해당한다. 시장 정산금은 가격결정발전계획에서 할당된 용량을 기준으로 거래당일에 실제로 생산된 전력량에 따라 정산된다.

밸런싱 정산금: 계획된 지시와 달리 거래당일 수요를 충당할 목적 등으로 발전 설비가 강제로 가동 혹은 중단되는 경우 정산받는 수입으로, 계약발전/계약미발전 정산금이 이에 해당된다. 본 모델에서는 시장정산금으로 취급된다.

용량요금: 용량 시장 규정에 관련된 수입. 용량요금은 거래 하루 전 가용 용량을 입찰한 발전 설비에 지급되는 정산금을 의미한다. 한국의 경우 용량요금은 해당 발전소의 자본비용과 고정 운영·유지 비용(FOM)을 반영한다. 용량요금 방식은 발전사업자의 자본비용 회수를 보장하여 신규 발전설비 투자를 유도할 목적으로 한국 전력시장에 도입됐다.

배출권거래비용 정산금: 한국의 온실가스 배출권거래제는 사업장이 할당된 범위 내에서 온실가스를 배출할 수 있게 하고 사업장간 배출권을 거래하는 행위를 허용하고 있다. 2018~2020년의 기간 동안 전체 배출권의 97%가 무상으로 할당됐으며 나머지 3%는 업체들이 정부로부터 배출권을 낙찰받을 수 있는 경매를 통해 유상할당됐다. 유상할당량의 비중은 2021년부터 10% 이상으로 상향 조정될 예정이다. 발전사업자가 배출권 구매에 지출한 비용 중 일부는 시장에서 보전된다.

RPS 의무이행비용 정산금: 가스발전소가 전력 중 일정량을 재생에너지원으로부터 생산할 의무를 이행한 경우 보전되는 수입. 신재생에너지 의무할당제(RPS)에 의거하여, 500MW 규모 이상의 발전사업자는 총 발전량 중 일정량 이상을 신재생에너지 전력으로 공급해야 한다. 연간 RPS 비율(2019년도의 경우 6.0%)을 준수하기 위해 공급의무자는 신재생에너지 발전 설비를 건설하거나 시장에서 신재생에너지 공급인증서(REC)를 구매하여 의무할당량을 채워야 한다. 발전사업자(공급자)가 RPS 의무이행비용을 충족시키기 위해 지출한 비용 중 일부는 보전된다.

기타 수입: 기동비용 정산금, 한계발전기조정 정산금,
자동발전제어서비스 정산금, 지역자원시설세 정산금 등 기타
정산금 등이 포함된다.

8.1.2 제9차 전력수급기본계획에 LNG연료전환 계획이 반영될 가능성 있는 석탄발전소

한전 발전자회사	발전소명	가동개시 연도	가동개시 후 30년이 되는 시점	출처
한국중부발전	보령 1	1983	2013	제8차 전력수급기본계획
	보령 2	1984	2014	제8차 전력수급기본계획
한국남동발전	삼천포 3	1993	2023	제8차 전력수급기본계획
	삼천포 4	1994	2024	제8차 전력수급기본계획
한국서부발전	태안 1	1995	2025	제8차 전력수급기본계획
	태안 2	1995	2025	제8차 전력수급기본계획
한국중부발전	보령 5	1993	2023	정부에 제출한 의향서
	보령 6	1994	2024	정부에 제출한 의향서
한국서부발전	태안 3	1997	2027	정부에 제출한 의향서
	태안 4	1997	2027	정부에 제출한 의향서
한국남동발전	삼천포 5	1997	2027	정부에 제출한 의향서
	삼천포 6	1998	2028	정부에 제출한 의향서
한국남부발전	하동 1	1997	2027	정부에 제출한 의향서
	하동 2	1997	2027	정부에 제출한 의향서

	하동 3	1997	2027	정부에 제출한 의향서
	하동 4	1998	2028	정부에 제출한 의향서
한국동서발전	당진 1	1999	2029	정부에 제출한 의향서
	당진 2	1999	2029	정부에 제출한 의향서
	당진 3	2000	2030	정부에 제출한 의향서
	당진 4	2001	2031	정부에 제출한 의향서
한국남부발전	하동 5	2000	2030	정부에 제출한 의향서
	하동 6	2001	2031	정부에 제출한 의향서
한국서부발전	태안 5	2001	2031	정부에 제출한 의향서
	태안 6	2001	2031	정부에 제출한 의향서
한국남동발전	영흥 1	2004	2034	이사회 결정
	영흥 2	2004	2034	이사회 결정

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.





보다 자세한 정보는 www.carbontracker.org
@CarbonBubble에서 확인할 수 있습니다.