

발전원별 LCOE 산출 및 향후 변화 양상

임승미

광양제철고등학교 57802 전라남도 광양시 마로니에길 61

ABSTRACT 기후위기로 인해 RE100 을 시행하면서 전세계적으로 주요 발전원을 전통전원에서 재생에너지원으로 전환하는 중이다. 국가별로 경제성이 높은 발전원은 자연환경, 기술의 발전 정도 등에 따라 상이하다. LCOE 를 구하면 발전원의 경제성을 비교할 수 있기 때문에 어떤 발전원을 중점적으로 발전시킬지를 판단할 수 있다. 이번 탐구 활동에서는 국내 발전원별 LCOE 를 산출해보고 재생에너지원의 최신 기술 연구 동향을 알아봄으로써 향후 발전원별 LCOE 변화 양상을 예측해보았다.

1. 추가적인 조사를 바탕으로, 현재 우리나라의 다양한 발전원별(화력, 원자력, 태양광, 풍력 등) LCOE 를 구해보자.

1.1 LCOE 의 개념과 산출 방법

LCOE(Levelized Cost of Electricity)는 균등화 발전 비용이다. 어떤 발전원의 경쟁성을 평가하기 위해 발전원의 비용 경쟁력을 근거로 삼는데, 투입된 비용이 적을수록 즉 발전에 소요된 비용이 저렴할수록 경제성이 높다고 판단할 수 있다.

“LCOE 를 계산하기 위해서는 해당 설비를 운영하는 전체 주기 동안 발생하는 비용을 고려한다. 따라서 LCOE 는 (단위 시간당 총비용)을 (단위 시간당 총생산 전력량)으로 나눈 값이다.“ (3 월 탐구자료 석탄 화력 발전소의 예시 사례 분석을 통한 LCOE, 균등화 발전 비용의 해석. KENDLER. 2024. p.1.)

서론 (Introduction)

이번 탐구 활동을 진행하는 것은 발전원별 LCOE 산출 및 최신 연구 동향 조사를 바탕으로 향후 LCOE 의 변화 양상을 예측하기 위해서이다. 따라서, 주 탐구 목적은 다음과 같다.

- LCOE 가 무엇인지 알고, 발전원별 LCOE 를 직접 산출해보기
- 신재생 에너지원의 핵심 기술의 최신 연구 동향을 알아보고 향후 LCOE 의 변화 양상을 예측해보기

$$LCOE \left[\frac{KRW}{kWh} \right] = \frac{(AnnualTotalCost[KRW])}{(AnnualEnergyProduction[kWh])}$$

1.2 1GW 급 원자력 발전소의 LCOE 산출

재료 및 방법 (Materials and Methods)

운영비용 (Operation Cost)

- 연료의 가격 (Cost of fuel) = 6.4 [KRW/kWh]
- 발전 효율 (Efficiency) = 92%
- 실제 운영 비율 (Capacity factor) = 80%
- 연간 유지 보수 비용 (Operation and Maintenance, O&M) = 149,292 [KRW/kW]

설치비용 (Installation Cost)

- 설치비용 (Construction cost) = 3,740,000 [KRW/kW] *건설, 용지구매, 자재, 인건비 등을 모두 포함
- 발전소의 발전 용량 (Generating power capacity) = 1GW
- 할인율 (Discount rate) = 7%
- 발전소의 총 가동 기간 = 40 년

할인율은 7%이다. 1 년 뒤의 C_A 를 올해 지불하면 실제 지불 금액은

$$C_A \times \frac{1}{1.07}$$

이다. n 년 뒤의 C_A 는 현재의

$$C_A \times \frac{1}{1.07^n}$$

와 같은 가치를 가진다. 따라서, C 는 40 년 동안 발생한 모든 C_A 를 현재의 가치로 환산한 값의 합과 같다.

1GW 급의 원자력 발전소의 설치 비용은 3,740,000[KRW/kW]이다. 따라서 연간 설치 비용인 C_A 는 262,099,964,828[KRW]이다.

1GW 급 원자력 발전소의 연간 에너지 생산량 [kWh]

한국수력원자력에서 운영하는 열린원전운영정보에 따르면 국내 원자력 발전소의 실제운영 비율은 약 80%이다.

$$\begin{aligned} \text{AnnualOperatingHours}[h] &= 1[\text{Year}] \times 365 \left[\frac{\text{Day}}{\text{Year}} \right] \times 24 \left[\frac{h}{\text{Day}} \right] \times 0.8 (\text{capacity factor}) \\ &= 7,008 [h] \end{aligned}$$

발전 용량과 연간 가동 시간을 고려할 때 원자력 발전소의 연간 에너지 생산량은 다음과 같이 계산한다.

$$\begin{aligned} \text{AnnualEnergyProduction}[kWh] \\ &= 1[GW] \times 7,008[GWh] \end{aligned}$$

연간 설치 비용, C_A [KRW]

40 년 동안의 총 설치 비용을 C 라고 하자. 그리고 연간 동일하게 발생하는 설치 비용을 C_A 라고 하자.

연료 구입 비용 [KRW]

(1) 필요 투입 에너지양 [GWh]

우리가 필요한 연간 에너지 생산량은 7,008[GWh]이다. 그리고 발전 효율은 90%이다. 따라서 발전소가 목표로 하는 기준 에너지 생산량을 달성하기 위해서는, 투입하는 연료의 열량이 에너지 생산량의 $\frac{1}{0.9}$ 배여야 한다.

$$\begin{aligned} \text{RequiredEnergyInput}[GWh] &= 7,008[GWh] \times \frac{1}{0.9} \\ &= 7,786[GWh] \end{aligned}$$

(2) 연료 구입 비용

전력통계정보시스템(EPSS)에 따르면 연료의 가격은 6.4 [KRW/kWh] 즉 6,400,000[KRW/GWh]이다. 필요 투입 에너지양이 7,786[GWh]이므로

$$\begin{aligned} \text{연료 구입 비용} &= 7,786[GWh] \times 6,400,000 \left[\frac{\text{KRW}}{\text{GWh}} \right] \\ &= 49,830,400,000[\text{KRW}] \end{aligned}$$

따라서 구하고자 하는 연료 구입 비용은 49,830,400,000[KRW]이다..

연간 유지 보수 비용 (O&M cost) [KRW]

발전소의 유지 보수 비용이 발전소의 발전 용량에 비례한다고 가정한다.

$$O\&M\ cost = 149,292 \left[\frac{KRW}{kw} \right] \times 1[GW]$$

$$= 149,292,000,000[KRW]$$

따라서 발전소의 연간 유지 보수 비용은 149,292,000,000[KRW]이다.

1GW 급 원자력 발전소를 1 년 동안 가동할 때의 에너지 생산량은 7,786[GWh]이다. 연간 설치 비용은 262,099,964,828[KRW]이다. 연료 구입 비용은 49,830,400,000[KRW]이다. 연간 유지 보수 비용은 149,292,000,000[KRW]이다. 이 값을 LCOE 의 계산식에 대입하면 원자력 발전소의 전기 생산 비용을 구할 수 있다.

$$LCOE \left[\frac{KRW}{kWh} \right] = \frac{(AnnualTotalCost[KRW])}{(AnnualEnergyProduction[kWh])}$$

$$= \frac{(C_A) + (FuelCost) + (AnnualO\&Mcost)[KRW]}{(AnnualEnergyProduction)[kWh]}$$

$$= \frac{262,099,964 + 49,830,400 + 149,292,000[1000KRW]}{7786[GWh]}$$

$$= 59.237 \left[\frac{KRW}{kWh} \right]$$

따라서 1GW 급 원자력 발전소의 LCOE 는 1kWh 당 59.237 원이다.

1.3 1GW 급 태양광 발전소의 LCOE 산출

- 발전 효율 (Efficiency) = 22%
 - 실제 운영 비율 (Capacity factor) = 15.4%
 - 연간 유지 보수 비용 (Operation and Maintenance, O&M) = 37,365 [KRW/kW]
- 설치비용(Installation Cost)
- 설치비용 (Construction cost) = 1,610,833 [KRW/kW] *건설, 용지구매, 자재, 인건비 등을 모두 포함
 - 발전소의 발전 용량 (Generating power capacity) = 1GW
 - 할인율 (Discount rate) = 5.5%
 - 발전소의 총 가동 기간 = 20 년

1GW 급 태양광 발전소의 연간 에너지 생산량 [kWh]

한국에너지공단에서 확보한 재생에너지 연간 실질 발전량 자료에 따르면 국내 태양광 발전소의 실제운영 비율은 15.4%이다.

$$AnnualOperatingHours[h] = 1[Year] \times 365 \left[\frac{Day}{Year} \right] \times 24 \left[\frac{h}{Day} \right] \times 0.154 (capacityfactor)$$

$$= 1,349[h]$$

발전 용량과 연간 가동 시간을 고려할 때 태양광 발전소의 연간 에너지 생산량은 다음과 같이 계산한다.

$$AnnualEnergyProduction[kWh] = 1[GW] \times 1,349[GWh]$$

연간 설치 비용, C_A [KRW]

할인율은 5.5%이고, 발전소의 총 가동 기간은 20 년이다. 1GW 급의 태양광 발전소의 설치 비용은 1,610,833[KRW/kw]이다. 따라서 연간 설치 비용인 C_A는 127,772,489,460 [KRW]이다.

운영비용 (Operation Cost)

연간 유지 보수 비용 (O&M cost) [KRW]

발전소의 유지 보수 비용이 발전소의 발전 용량에 비례한다고 가정한다.

$$O\&M\ cost = 37,365 \left[\frac{KRW}{kw} \right] \times 1[GW]$$

$$= 37,365,000,000[KRW]$$

따라서 발전소의 연간 유지 보수 비용은 37,365,000,000[KRW]이다.

1GW 급 태양광 발전소를 1 년 동안 가동할 때의 에너지 생산량은 1,349[GWh]이다. 연간 설치 비용은 127,772,489,460[KRW]이다. 연간 유지 보수 비용은 37,365,000,000[KRW]이다. 이 값을 LCOE 의 계산식에 대입하면 태양광 발전소의 전기 생산 비용을 구할 수 있다.

$$LCOE \left[\frac{KRW}{kWh} \right]$$

$$= \frac{127,772,489 + 37,365,000[1000KRW]}{1,349[GWh]}$$

$$= 122.4 \left[\frac{KRW}{kWh} \right]$$

따라서 1GW 급 태양광 발전소의 LCOE 는 1kWh 당 122.4 원이다.

1.4 1GW 급 풍력 발전소의 LCOE 산출

운영비용 (Operation Cost)

- 발전 효율 (Efficiency) = 37%
- 실제 운영 비율 (Capacity factor) = 17.4%
- 연간 유지 보수 비용 (Operation and Maintenance, O&M) = 48,683 [KRW/kW]

설치비용 (Installation Cost)

- 설치비용 (Construction cost) = 1,507,526 [KRW/kW] *건설, 용지구매, 자재, 인건비 등을 모두 포함
- 발전소의 발전 용량 (Generating power capacity) = 1GW
- 할인율 (Discount rate) = 5.5%
- 발전소의 총 가동 기간 = 20 년

1GW 급 풍력 발전소의 연간 에너지 생산량 [kWh]

전력통계정보시스템(EPSS)의 지역별 풍력 발전소의 이용률의 평균을 구하면 풍력 발전소의 실제운영 비율은 17.4%이다.

$$AnnualOperatingHours[h] = 1[Year] \times$$

$$365 \left[\frac{Day}{Year} \right] \times 24 \left[\frac{h}{Day} \right] \times 0.174 (capacity\ factor)$$

$$= 1,524[h]$$

발전 용량과 연간 가동 시간을 고려할 때 태양광 발전소의 연간 에너지 생산량은 다음과 같이 계산한다.

$$AnnualEnergyProduction[kWh]$$

$$= 1[GW] \times 1,524[GWh]$$

연간 설치 비용, C_A [KRW]

할인율은 5.5%이고, 발전소의 총 가동 기간은 20 년이다. 1GW 급의 풍력 발전소의 설치 비용은 1,507,526[KRW/kw]이다. 따라서 연간 설치 비용인 C_A 는 119,593,473,987 [KRW]이다.

연간 유지 보수 비용 (O&M cost) [KRW]

발전소의 유지 보수 비용이 발전소의 발전 용량에 비례한다고 가정한다.

$$O\&Mcost = 48,683 \left[\frac{KRW}{kw} \right] \times 1[GW]$$

$$= 48,683,000,000[KRW]$$

따라서 발전소의 연간 유지 보수 비용은 48,683,000,000[KRW]이다.

1GW 급 풍력 발전소를 1년 동안 가동할 때의 에너지 생산량은 1,524[GWh]이다. 연간 설치 비용은 119,593,473,987[KRW]이다. 연간 유지 보수 비용은 48,683,000,000[KRW]이다. 이 값을 LCOE 의 계산식에 대입하면 태양광 발전소의 전기 생산 비용을 구할 수 있다.

$$LCOE \left[\frac{KRW}{kWh} \right]$$

$$= \frac{119,593,473 + 48,683,000[1000KRW]}{1,524[GWh]}$$

$$= 110.4 \left[\frac{KRW}{kWh} \right]$$

따라서 1GW 급 풍력 발전소의 LCOE 는 1kWh 당 110.4 원이다.

1.5 1GW 급 발전원별 LCOE 의 비교

위에서 구한 값들을 표로 정리하면 다음과 같다.

	1GW 급 원자력 발전소	1GW 급 태양광 발전소	1GW 급 풍력 발전소
연간 에너지 생산량 [kWh]	7,008	1,349	1,524
연간 설치 비용[KR W]	262,099 ,964,82 8	127,772 ,489,46 0	119,593 ,473,98 7

연료 구입 비용[KR W]	49,830, 400,000	-	-
연간 유지 보수 비용 [KRW]	149,292 ,000,00 0	37,365, 000,000	48,683, 000,000
LCOE [KRW/k Wh]	59.237	122.4	110.4

LCOE 는 발전에 소요된 비용이 적을수록 경제력이 높다. 따라서, 1GW 급 발전소를 짓는다고 가정하였을 때, 원자력 발전소, 풍력 발전소, 태양광 발전소 순으로 경제력이 높다는 것을 알 수 있다.

이 탐구에서는 LCOE 를 산출할 때 고려할 비용 요소들 중 절대로 배제가 불가능한 요소만을 골라 최소화한 후 산출하였다.

LCOE 를 산출할 때 고려할 비용 요소들을 더욱 세분화하면 할수록 더욱 정확한 값을 얻을 수 있다. 예를 들자면, 원자력 발전소의 LCOE 를 산출할 때, 주민들의 반대를 완화하기 위한 사회적 비용, 방사성 폐기물의 처리 비용, 사용후 핵연료의 처리 및 보관 비용까지 고려하여 LCOE 를 산출하면 더욱 정확한 값을 얻을 수 있다. 즉 어떤 요소를 배제하고 어떤 요소를 포함하느냐에 따라 LCOE 는 상이하게 나타날 수 있다.

- 현재 신재생 에너지원별 각각의 핵심 기술의 최신 연구 동향을 조사하시오. 해당 기술의 발전에 따른 LCOE 의 변화 양상을 구체적인 근거와 함께 제시해보자.

2.1 태양광 발전 최신 연구 동향

태양광 발전은 태양으로부터의 빛에너지를 직접 에너지로 바꾸는 발전 방식으로 태양빛을 받아

반도체 물질로 이루어진 태양전지에서 바로 전기를 생산한다.

태양광 산업의 벨류체인은 (원재료)폴리실리콘, (소재) 잉곳-웨이퍼, (태양전지) 셀, (모듈) 모듈의 순서로 전환된다. 최종적으로 태양전지 모듈, 인버터, 전력제어기 등을 설치하여 태양광 발전 시스템이 구축된다.

2.1.1 폴리실리콘

- 한국 UNIST 신소재공학과 최경진 교수팀이 박막 실리콘에 미세구멍을 도입하여 유연성과 투명성을 모두 가지게 함. 미세구멍에 착색된 고분자 물질을 채우면 색상 조절이 가능함.
- 일본 keneka 사 연구소는 고품질의 패시베이션 및 저저항 전극을 개발하고, 전, 후면 아키텍처 추가 도입을 통해 26.3%의 에너지 변환 효율을 달성함.

2.1.2 페로브스카이트

- 한국 UNIST 에너지화학공학과 장성연 교수팀과 고려대학교 곽상규 교수팀이 주석-납 할로젠화물 페로브스카이트 광활성층과 양자점층을 접합해 내부 전기장을 강화하고, 경계면의 결함을 대폭 감소시켜 전하의 이동 거리를 늘림으로써 전하 추출의 효율을 높임. 0.8 cm^2 의 면적에서 25.7%의 에너지 변환 효율을 달성함.

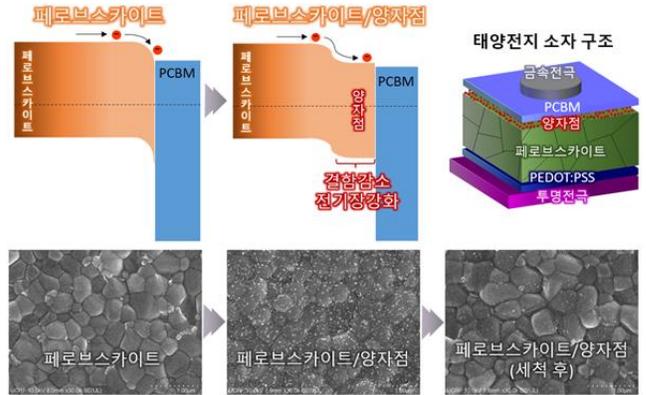


그림 1 페로브스카이트와 양자점의 적층구조를 활용한 태양전지 소자 구조

- 한국 KRICT 연구팀과 미국 MIT 연구팀은 산화주석을 도입한 전자 전달층 및 손실 제어 기술을 통해 0.1 cm^2 의 면적에서 25.2%의 에너지 변환 효율을 달성함.

2.1.3 페로브스카이트-실리콘 탠덤

- 중국 USTC 연구팀과 미국 Colorado 연구팀은 페로브스카이트 원소 조성을 제어하여 1.67eV의 와이드 밴드갭 페로브스카이트 소재를 제작해 1 cm^2 의 면적에서 27%의 에너지 변환 효율을 달성함.
- 스위스 로잔연방공대(EPFL) 독일 헬름홀츠 베를린 재료에너지센터(HZB) 연구진은 피라미드 형태로 실리콘과 페로브스카이트를 쌓고 인산 첨가제를 사용함. 또한, 실리콘과 페로브스카이트 사이에 이온성 액체인 요오드화 피페라지늄 처리를 통해 전자가 손실 없이 전해지도록 하고, 세 종류의 할라이드 작용기를 가진 페로브스카이트를 활용함으로써 더 넓은 영역의 파장의 빛을 흡수할 수 있도록 했다. 그 결과 1 cm^2 면적에서 32.5%의 에너지 변환 효율을 달성함.

2.2 풍력 발전 최신 연구 동향

풍력 발전은 바람이 불면 블레이드가 돌아가며 바람을 회전운동 에너지로 변환하는데, 이를 증속기로 전달해 고속으로 변환 후 발전기를 통해 최종적으로 전기로 변환한다.

풍력 산업의 벨류체인은 (부품·기자재) 블레이드, 타워·단조, 증속기, 베어링, 발전기, 인버터, (터빈) 풍력터빈, (발전) 단지설계 설치시공, 감시진단 계통연계의 순서다.

2.2.1 해상 풍력

해상풍력은 고정식 해상풍력(모노파일형, 자켓형)과 부유식 해상풍력(반잠수형, 원통형)으로 나뉜다. 고정식은 낮은 수심에서 고정식 해상구조물 위에 풍력발전기를 설치하는 구조이고, 부유식은 해상에 떠있는 부유체에 타워를 고정시키고 부유체의 운동을 계류장치에 의해 제어하는 구조임.

2.2.1.1 부유식 해상풍력

- 먼 바다에 설치해 입지 선정이 비교적 수월하고, 장애물로 인한 난류가 적어 우수한 풍질을 바탕으로 운영 비율을 높일 수 있음.
- 하부구조물은 형태에 따라 Spar(원통형), Semi-submersible(반잠수식), Tension-leg-platform(인장각형), Barge(바지)로 나뉜다. 설치 위치와 기상 상태의 영향을 적게 받아 설치가 용이한 반잠수식을 주로 채택 중임.
- 기존 구조의 문제점을 개선해 TetraSpar, TELWIND 등의 구조를 개발 중임. TetraSpar는 부유체를 강철관의 용접으로 제작하여 반잠수식의 높은 제작비용을 극복함. TELWIND는 원통형 구조, 인장각형 구조를 결합하여 예인선만으로 설치를 가능하게 해 원통형 구조의 높은 설치 비용을 극복함.

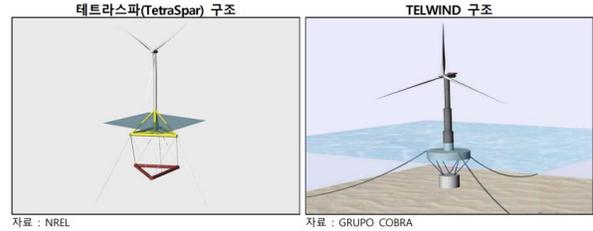


그림 2 TetraSpar, TELWIND 구조

2.3 수소 에너지 최신 연구 동향

수소에너지는 물, 유기물 화석연료 등의 화합물 형태로 존재하는 수소를 분리, 생산한다. 이는 생산 방식과 친환경성의 정도에 따라 분류할 수 있다.

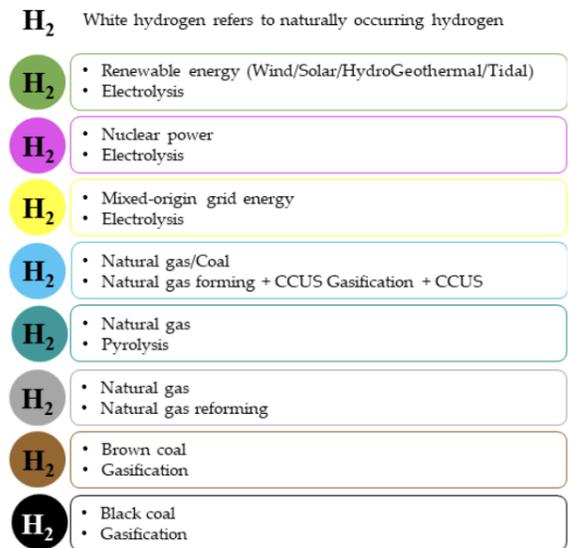


Figure 1 수소 생산 방법 및 색상 코드

수소 산업의 벨류체인은 생산, 저장, 운송, 충전, 활용의 순서이다.

- KIST 교수팀은 포르토닉 세라믹 전기화학전지의 산화물 전극 결정구조 제어를 통해 양성자 확산경로를 2 차원에서 3 차원으로 확장하여 전극의 촉매활성을 크게 향상시킴. 페로브스카이트 산화물계 전극은 비대칭 구조를 가져 구조적인 한계로

양성자의 격자 내 이동이 제한돼 촉매 활성이 낮아지고 연료전지 성능이 떨어짐. 이중 금속원소 후보군을 선정하고 도핑해 격자 내에서 양성자가 이동하기 어려운 비대칭 구조를 대칭 구조화해 양성자 수송 특성을 극대화함. 프로톰 세라믹 전기화학전지에 전극 소재를 적용한 결과 650 °C에서 3.15W/cm²로 뛰어난 전력 변환 성능을 보임. 그린수소 생산에서도 650 °C에서 시간당 770ml/cm²의 뛰어난 성능을 보임.

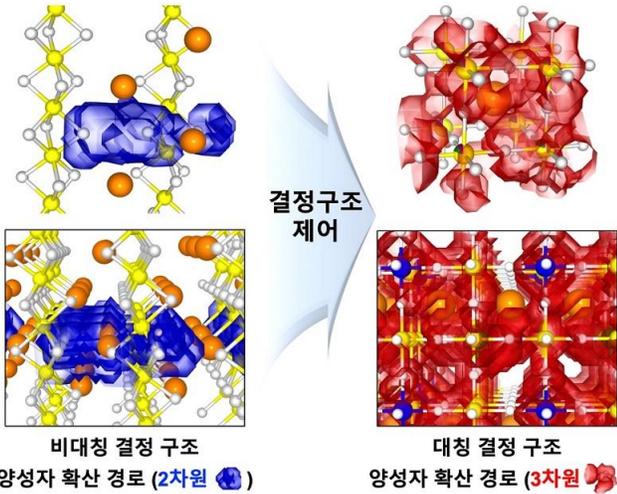


그림 3 이중원소 도핑을 통한 결정구조 제어로 확장된 양성자 확산 경로

- UNIST 교수팀과 KAUST 교수팀은 균일하게 바르기 어려워 분말이 뭉치거나 떨어지는 등 안정성과 내구성이 낮아지는 파우더형 촉매 대신 탄소섬유 형태의 촉매를 사용해 기존 전극에 비해 100 배 길게, 큰 면적에서 안정적으로 구동할 수 있음. 고분자 전구체 섬유의 제조 단계에서부터 표면에 루테튬을 고착시킴으로서 안정성을 높임. 백금 대신 루테튬을 사용해 같은 성능을 유지하면서 제조 가격을 대폭 낮춤.

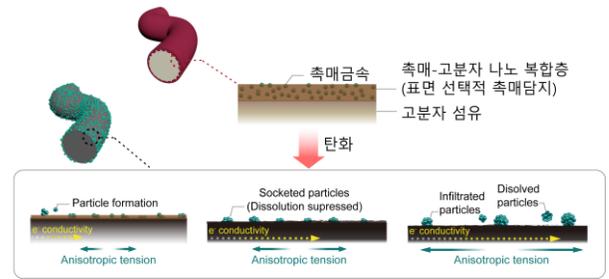


그림 4 표면 선택적 촉매담지 탄소섬유의 탄화 공정 변수에 따른 촉매용출 제어

- 화학연구원은 LOHC 소재에서 부수적으로 여겼던 메틸 분자를 제어, 활용하면 화학반응을 더욱 유리하게 조절할 수 있다는 사실을 발견하여 기존 혼합물 형태의 LOHC 소재와 달리 순수한 조성의 소재를 얻을 수 있는 합성법을 활용해 메틸 분자의 위치를 특정한 위치로 조정함. 이 소재는 기존의 소재에 비해 수소 저장 속도가 206%, 수소 추출 속도가 49.4% 증가함.

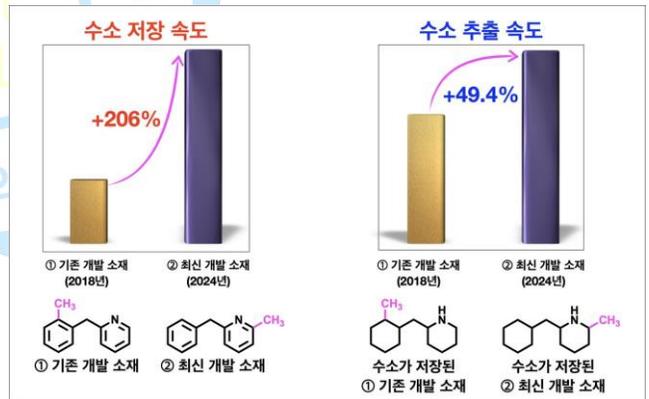


그림 5 메틸 분자 제어를 통한 소재 개발

2.4 ESS 최신 연구 동향

ESS(Energy Storage System)은 에너지 저장 장치 혹은 에너지 저장 시스템으로 전력 수요가 적을 때 충전, 전력 수요가 많을 때 (피크 타임)에 사용한다.

ESS 는 에너지 저장을 위한 배터리 (Battery), 배터리 관리 시스템(BMS), 전력변환 시스템(PCS), 에너지 관리 시스템(EMS) 등으로 구성된다.

2.4.1 R-ESS

- 캘리포니아 남부 마을 뉴 쿠야마 외곽의 200ac(약 80 만 m^2)의 부지에 설치된 1.5MWh 태양광 발전소에서는 혼다와 닛산의 사용된 전기차 배터리들을 ESS 로 활용함.

2.4.2 바나듐 플로우 배터리 (VFB)

- 리튬이온배터리(LiB)는 충전 및 방전 시에 활물질이 양극과 음극 사이 분리막을 직접 오가며 에너지를 주고 받지만 바나듐플로우배터리(VFB)는 양극활물질과 음극활물질을 별도로 사용하면서 이를 전기화학적으로 반응시켜 전자만 주고 받음. 충전량을 1~100%까지 다 써도 연간 용량 감소율이 0.1%에 불과함. 또한, 스택으로 추력을 결정하고, 전해액 양을 늘리는 것으로 저장용량을 확장할 수 있음. 화재 및 폭발 위험이 없는 수계 전해질을 이용하기 때문에 영하 20°C에서 영상 50°C까지 상온 운용이 가능함.

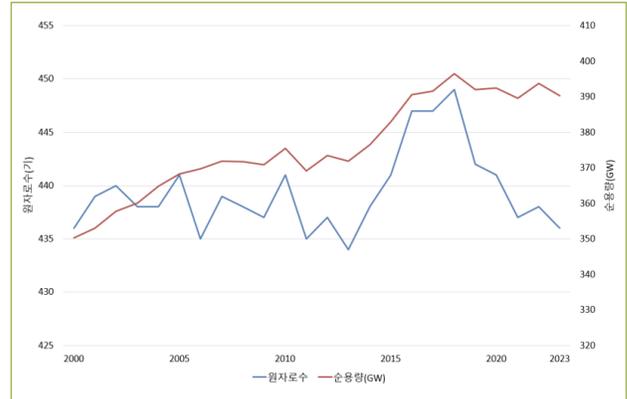
3. 향후 우리나라의 발전원별(화력, 원자력, 태양광, 풍력 등) LCOE 가 어떻게 변할지 예측하고, 그 근거를 함께 제시해보자.

국내에서 RE100 에 가입한 기업은 36 개이다. 한국의 기업은 전력의 약 9%만을 재생에너지원에서 공급받는데 전세계 기업의 평균 50%에 비해 턱없이 낮은 수치이다. 이는 곧 전세계 시장에서 점유율이 낮아지는 결과로 직결될 수 있다. 이러한 상황에서 전통전원의 수요가 줄어들고, 재생에너지원의 수요가 늘어나는 것은 너무나도 자명하다.

3.1 전통전원

3.1.1 원자력 발전소

(원자로 수 및 용량 추이)



자료: IAEA PRIS(검색일: 2023.04.19.)
 * 단, 일본은 IAEA 상에서의 운영 중단(suspended operation)인 원전을 가동 중인 원전으로 고려하고 있어 이를 변경·적용함.

그림 6 원자로 수 및 용량 추이

- 원전은 매우 높은 위험성 때문에 RE100 에 포함되지 않음.
- 환경에 영향을 미치는 외부비용이 발생함. 대표적으로 각종 폐기물과 사용후 핵연료의 처리 및 보관 비용이 있음.
- 원자력 발전의 사고를 완전히 방지하는 것은 불가능하며 대규모 사고가 발생할 가능성을 인정해야 함. 따라서 사고비용을 염두에 두어야 함.
- 2000 년 이후 운영 중인 원전의 용량은 2018 년부터 꾸준히 증가한 이후 감소세가 유지 중임.
- 전체 원전의 평균 가동년수는 31 년으로 전반적으로 노후화가 진행 중이다. 가동년수가 30 년 이상 된 원자로가 전체의 67%를 차지하고 있음.

- 원자로의 노후문제와 폐로 후 처리 및 보관 비용 및 위험성 문제로 인해 LCOE 는 결과적으로 증가하게 됨.

- 한국은 아직까지 그리드 패러티나 전통 전원 대비 경쟁력을 확보하지 못함.

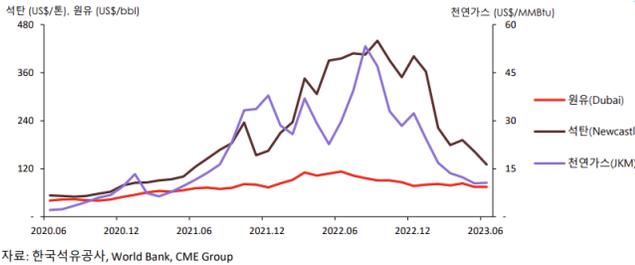
3.1.2 화력 발전소

- 화석연료를 사용하는 석탄과 가스발전은 모두 이산화탄소와 대기오염물질의 배출이라는 환경 문제를 안고 있음. IEA 는 국제탄소배출권 가격이 2030 년 1t 당 \$40 에서 2050 년 90 까지 증가할 것으로 전망함.

- 태양광 발전과 풍력 발전은 연료 비용이 없어 초기 투자비가 전체 비용의 대부분을 차지하는 발전원이라서 대량생산 및 기술 발전으로 매년 발전단가가 큰 폭으로 하락 중임.

3.2.1 태양광 발전소

- 유연탄과 LNG 의 가격이 하락세를 보임.



자료: 한국석유공사, World Bank, CME Group

그림 7 국제 에너지 가격 추이

- 이용률의 변화에 따라 연료비 단가 차이가 크게 남.
- 산업통상자원부가 발표한 제 15 차 장기 천연가스 수급계획의 기준수요 전망에 따르면 국내 천연가스 수요는 최소 1.8% 최대 16.5% 감소할 것임.
- 단기적으로 보면 유연탄과 LNG 가격의 하락세로 LCOE 가 감소할 수 있으나 장기적으로 보면 수요 감소와 탄소세의 상승으로 인해 결국 LCOE 는 증가하게 됨.

- 태양광 모듈은 발전 설비를 구축하는 데 가장 중요한 주재료로 LCOE 를 하락시키는 주요 원인임.

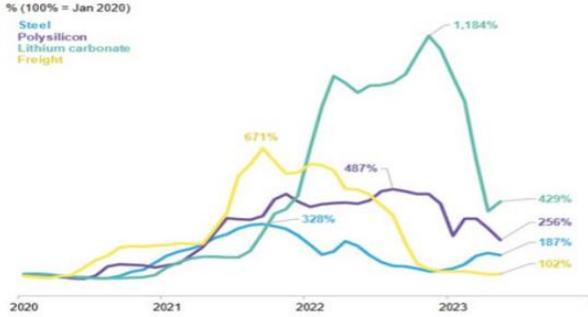
폴리실리콘의 가격이 변동할 경우 연쇄효과로 인해 태양광 시스템 비용에 영향을 미치게 됨.

- BNEF(2023) 보고서에 따르면 글로벌 태양광용 폴리실리콘 가격은 2020 년 6 월 6.3[USD/kg]으로 최저점을 기록한 이후 수급문제로 인해 지속적으로 상승해 2022 년 7 월 기준 38.9[USD/kg]으로 약 6 배 상승했으나 공급망 리스트 완화 및 원자재 가격과 물류비용의 안정세로 다시 하락 중임.

- 모듈과 비모듈 가격의 급락과 대규모 설치 등으로 인한 단위 당 발전비용의 급감으로 LCOE 는 결과적으로 감소하게 됨.

3.2 재생에너지원

Key commodity and freight prices



자료: BNEF(2023), LCOE Update 2023 1H

그림 8 재생에너지 주요 원자재 가격 및 운송 비용 추세

3.2.2 풍력 발전소

- 2020 년 코로나 19 이후 풍력 터빈 가격은 상승세로 전환되어 2022 년 1 분기에는 1.02 백만 [USD/MW]까지 상승하였으나 2023 년 철강, 알루미늄 등의 원자재 가격 하락과 물류 및 운송비용이 하락함에 따라 안정세로 다시 하락 중임.

- 풍력 터빈의 대형화 및 시장 확대에 따른 경쟁심화로 터빈 비용이 감소하는 중임.
- 해외 주요국과 비교했을 때 한국은 지형적인 특성과 해상풍력 발전 산업 인프라와 설치 선박 부족의 문제로 기초 하부구조물 제작 및 설치와 계통연계 등의 간접비용이 높게 나타남.
- 2022 년 대비 2023 년 LCOE 가 27% 상승했는데 이는 소규모 설치와 낮은 주민 수용성 등이 원인으로 분석됨.

- 대규모 설치와 터빈의 대형화를 포함한 기술의 발전으로 인해 LCOE 는 감소하게 됨.

결과 (Results)



1H	2H	1H	2H	1H	2H	1H	2H	1H													
2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023								

자료: BNEF(2023), 1H 2023 Global Wind Market Outlook Short of Net Zero

그림 9 풍력 터빈 가격 추이

- 한국은 해상풍력 산업이 초기 단계일 뿐만 아니라 관련 인프라와 설비 기술 부족, 풍황 자원이 풍부하지 않기 때문에 타 국가 (중국, 유럽)에 비해 비용과 비용 수준이 높게 나타남.

1GW 급 발전소를 짓는다고 가정하였을 때, 원자력 발전소, 태양광 발전소, 풍력 발전소 각각의 LCOE 는 59.237[KRW/kWh], 122.4[KRW/kWh], 110.4[KRW/kWh]로, 원자력 발전소, 풍력 발전소, 태양광 발전소 순으로 경제력이 높다는 것을 알 수 있었다.

RE100 시행으로 인해 전세계적으로 전통전원에서 재생에너지원으로 전환하는 추세이다. 세계 시장에서 점유율을 확보하기 위해 국내 전통전원의 수요 감소와 재생에너지원의 수요 증가가 예상된다.

전통전원 중 원자력 발전의 경우, 노후문제와 폐로 후 처리 및 보관 비용과 위험성 문제로 인해 LCOE 가 증가할 것으로 예측되며, 화력 발전의 경우, 수요 감소에 따른 연료 비용의 상승과 탄소세의 상승으로 인해 LCOE 가 증가할 것으로 예측된다.

재생에너지원(태양광, 풍력)은 수요와 공급의 증가로 인해 원자재 가격의 급락과 대규모 설치 등으로 인한 단위 당 발전비용의 급감으로 LCOE 는 결과적으로 감소할 것으로 예측된다.

토의(Discussion), 결론(Conclusion)

이번 탐구 활동을 진행하면서 LCOE 가 무엇인지, 어떻게 산출하는지, 전력 시장의 방향성을 잡는 데에 LCOE 가 얼마나 중요한 역할을 하는지 알 수 있었다. 또한, 재생에너지원의 최신 기술 연구 동향을 조사하면서, 재생에너지원의 초기 건설 비용을 감소하는 방향으로 여러 연구가 진행되고 있다는 것을 알게 되었으며, 이는 곧 재생에너지원의 LCOE 가 급감하는 결과를 가져올 것임을 알게 되었다.

미국을 포함한 다수의 국가에서는 이미 재생에너지원의 경제성이 전통전원의 경제성보다 뛰어나다. 국내에서는 아직까지 그리드 패러티나 전통 전원 대비 경쟁력을 확보하지 못했기 때문에 더욱 재생에너지원의 확대가 절실함을 알게 되었다.

REFERENCES

조성진. (2017). 원자력 발전 외부 비용의 이해. 66~77.

이철용 외 . (2017). 태양광 원가분석을 통한 균등화 비용 국제 비교 분석.

이순정, 김현국, 이슬아, & 홍혜빈. (2019). KEMRI 전력경제 REVIEW. 14.

에너지경제연구원. (2018). 발전원별 균등화 발전원가 산정에 관한 연구 (최종보고서).

한국전력공사. (2018). 균등화 발전원가 해외사례 조사 및 시사점 분석.

김아름, & 박명덕. (2019). 균등화 발전비용(LCOE) 산정방식 동향과 시사점. 에너지 포커스, 39~59.

이철용, & 이민규. (2019). 사업용(100kw) 태양광 발전설비 원가구조 분석: 한국, 독일, 중국 사례를 중심으로. 신재생에너지, 15(2), 31~41.

문진영, 오수현, 박영석, 이성희, & 김은미. (2020). 국제사회의 온실가스 감축 목표 상향과 한국의 대응방안.

에너지경제연구원. (2021). 세계원전시장인사이드.

조용성. (2022). 석탄발전소의 사회적 비용 추정: 균등화발전비용 중심으로. Climate Change Research, 13(5), 633~647.

김하정, 양가연, 남채립, 정세화, & 정석희. (2023). 한국 태양광 발전 산업의 현황과 전망. J.Korean Soc. Environ. Eng., 45(2), 108~118.

한국전력공사. (2023). 한국전력통계. 92.

김수경. (2023). 2023 년 전력부문 전환 트렌드. 세계 에너지시장 인사이트, 23~24, 2~14.

이근대, 임덕오. (2023). 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영.

강석재, 김혜인, 양재윤, 최선우, 이준희. (2023). 3 월 탐구자료 석탄 화력 발전소의 예시 사례 분석을 통한 LCOE 균등화 발전 비요.

(주)해준. 이용률(태양광, 풍력). EPIS(전력통계정보시스템). <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectKnreMain.do>

한국수력원자. (n.d.). 열린원전운영정보. <https://npp.khnp.co.kr/index.khnp>

Xin yu chin, & Deniz turkay. (2023, July 6). Interface Passivation for 31.25%-Efficient Perovskite/Silicon Tandem Solar Cells. Science. <https://www.science.org/doi/10.1126/science.adg009>

최경진. (2021, November 30). 도심 밝히는 컬러 유연 투명태양전지 나왔다! UNIST Newsletter. <https://news.unist.ac.kr/kor/newsletter/2021130/?frame=0>

에코이 상식사전. (2022, July 26). 에코이의 퍼스널 '수소' 컬러는? 수소, 깔별로 알아보자! SK Ecoplant NEWSROOM. <https://news.skecoplant.com/plant-tomorrow/3994/>

이상현. (2024, May 14). 카이스트, 그린수소 생산에 유리한 전극 소재 개발. 월간수소경제. <https://www.h2news.kr/news/articleView.html?idxno=12434>

안상민. (2024 April 16.) 계산화학으로 이끈 '수소 저장 기술의 혁신'. 인더스트리 투데이. <https://www.industrytoday.co.kr/news/articleView.html?idxno=11147>

박가영. (2023 November 24.) '은퇴' 전기차 배터리, 태양광 발전소에서 ESS 로 제 2의 수명 찾다. ESG 경제. <https://www.esgeconomy.com/news/articleView.html?idxno=5260>

이상복. (2024 May 14) 장주기 ESS 기대주 '바나듐플로우배터리 VFB' 뜬다. 이투뉴스. <https://www.e2news.com/news/articleView.html?idxno=308497>

