

재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가 (LCOE) 전망시스템 구축 및 운영(2/5)

재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(2/5)

Establishment and Operation of Long-Term LCOE Forecast
System for Expansion of Renewable Energy(2/5)

이근대·임덕오



저 자 이근대, 임덕오

연 구 진

연구책임자 이근대(에너지경제연구원 선임연구위원)
임덕오(에너지경제연구원 부연구위원)

외부연구진

연구참여자 김철상(건설산업정보연구원 원장)
김현구(한국에너지기술연구원 책임연구위원)

연구보조원 한경욱(건설산업정보연구원 실장)
윤창열(한국에너지기술연구원 선임연구위원)
김진영(한국에너지기술연구원 선임연구위원)

목 차

요약	vii
제1장 서론	1
제2장 해외 재생에너지 가격 및 제도 현황	5
1. 해외 태양광 LCOE 현황	5
2. 해외 육상풍력 LCOE 현황	8
3. 해외 재생에너지 제도 현황	12
제3장 균등화발전단가(LCOE) 개념 및 연구방법론	17
1. LCOE 개념 및 범위	17
2. 연구방법론	19
제4장 재생에너지(태양광, 육상풍력) 발전사업 비용 조사	37
1. 태양광 발전설비 비용 조사	38
2. 육상풍력 발전설비 비용 조사	49
3. 재생에너지(태양광, 육상풍력) 운영 및 유지비용 조사	53
4. 재생에너지(태양광, 육상풍력) 토지비용 조사	57
제5장 재생에너지(태양광, 육상풍력) 발전단가(LCOE) 분석	61
1. 재생에너지(태양광, 풍력) LCOE 추정 결과 및 비교	61
2. 재생에너지(태양광, 풍력) LCOE 시나리오 분석	67
3. 지역별 재생에너지(태양광, 풍력) LCOE 추정	70
제6장 결론 및 시사점	77

참고문헌	83
부록	87

표 목차

〈표 1-1〉 연도별 의무공급비율(2021년 10월 기준)	2
〈표 2-1〉 주요국 전력도매 시장 신재생에너지 제도 변화	13
〈표 3-1〉 발전비용 분류	18
〈표 3-2〉 LCOE 시나리오별 구성 요소	20
〈표 3-3〉 LCOE 추정 전제조건	22
〈표 3-4〉 영국 정부지원금 대상 에너지원에 대한 허들을 (2018년 기준)	25
〈표 3-5〉 미국 EIA 신규 전원 적정 할인율(discount rate)	25
〈표 3-6〉 가중평균자본비용(WACC) 산정 방법	26
〈표 3-7〉 세계 유틸리티급 태양광발전 가중평균 이용률 추이(2010-2020)	28
〈표 3-8〉 일본 사업용 태양광발전 설비이용률	29
〈표 3-9〉 연도별 육상풍력 이용률 분포	30
〈표 3-10〉 국내 법인세 과세표준(2020)	32
〈표 3-11〉 국내 육지 및 제주 SMP 실적(2016~2020)	34
〈표 4-1〉 연도별 태양광 비용 조사 범위	38
〈표 4-2〉 태양광 비용 직접비 조사 항목	39
〈표 4-3〉 지상태양광 세부 항목별 비용 조사 결과	42
〈표 4-4〉 주요국 유틸리티급 태양광 발전 설치비용 추세	44
〈표 4-5〉 주요국 유틸리티급 태양광 발전 세부항목별 설비비용	45
〈표 4-6〉 건물, 영농형, 수상태양광 세부 항목별 비용 조사 결과	47
〈표 4-7〉 연도별 육상풍력 비용 조사 범위	49
〈표 4-8〉 육상풍력 세부 항목별 비용 조사 결과	50
〈표 4-9〉 주요국 육상풍력 발전 설치비용 추세	52
〈표 4-10〉 재생에너지(태양광, 육상풍력) 연간 운영유지비용 집계표	54
〈표 4-11〉 지상태양광 토지임대료	58
〈표 4-12〉 건물, 영농형, 수상태양광 토지임대료	58
〈표 4-13〉 육상풍력 토지임대료	59

<표 5-1> 재생에너지(태양광 및 풍력) 발전단가(LCOE) 산정을 위한 전제조건	62
<표 5-2> 지상태양광 LCOE 비교	63
<표 5-3> 건물, 영농형, 수상태양광 LCOE 비교	64
<표 5-4> 육상풍력 LCOE 비교	65
<표 5-5> 재무적 할인율 5.5% 적용 시 LCOE 비교(원/kWh)	66
<표 5-6> 태양광 및 육상풍력 전제조건에 따른 시나리오 분석	69
<표 5-7> 태양광, 육상풍력 규제정책 영향요인	76
<표 6-1> 태양광 장기고정가격계약 입찰결과	81
<표 부록-1> 시군구별 재생에너지 평균 LCOE(원/kWh)	87

그림 목차

[그림 2-1] 태양광용 폴리실리콘 가격	6
[그림 2-2] 태양광 모듈 가격 및 누적 설치 용량	6
[그림 2-3] 태양광 모듈 효율 추세	7
[그림 2-4] 주요국 태양광 LCOE 벤치마크(USD/MMWh)	8
[그림 2-5] 세계 철강 현물 가격	9
[그림 2-6] 육상 풍력 터빈 가격 및 누적 설치량	10
[그림 2-7] 육상풍력 터빈 효율 추세	10
[그림 2-8] 주요국 육상풍력 LCOE 추이	11
[그림 2-9] 경매제도, FIT/FIP, RPS 도입 국가 추이	12
[그림 2-10] 세계 태양광 경매제도 거래 물량(좌) 및 가격(우) 추세	14
[그림 2-11] 세계 육상풍력 경매제도 거래 물량(좌) 및 가격(우) 추세	14
[그림 3-1] 발전비용 관련 사회적 비용 분류	19
[그림 3-2] WACC(가중평균자본비용) 산정 방법	23
[그림 3-3] 자본비용 활용	24
[그림 3-4] 순 현재가치에 따른 내부수익률(IRR) 및 가중평균 자본비용(WACC) 산정 방법	24
[그림 5-1] 지상태양광 발전단가(LCOE) 비교	63
[그림 5-2] 건물, 영농형, 수상태양광 발전단가(LCOE) 비교	64
[그림 5-3] 육상풍력 발전단가(LCOE) 비교	65
[그림 5-4] 태양광 및 육상풍력 발전단가(LCOE) 시나리오 분석	68
[그림 5-5] 1km ² 격자 LCOE 연산 모형	71
[그림 5-6] 지역별 지상태양광 LCOE 추정 결과	72
[그림 5-7] 지역별 건물태양광 LCOE 추정 결과	74
[그림 5-8] 지역별 육상풍력 LCOE 추정 결과	75

요약

1. 연구의 필요성 및 목적

■ 연구의 필요성

- 최근 정부는 제9차 전력수급기본계획 및 5차 신재생에너지기본계획 발표, 2034년까지 신재생에너지 발전비중 25.8%(재생 22.2%, 신 3.6%) 달성 목표 제시
 - 정부는 2034년까지 태양광과 풍력의 설비용량을 각각 45.6GW, 24.9GW로 확대하는 목표를 제시
 - 2019년 신재생에너지 발전비중(5.6%)의 약 4~5배에 달하며, 2034년 최종에너지 중에서 신재생에너지 비중 13.7%로 의욕적인 목표
- 재생에너지 발전단가(LCOE, Levelized Cost of Electricity) 저감을 위한 정책 개선방안 마련 필요
 - 제8차 전력수급기본계획에서는 2030년까지 재생에너지 발전단가(LCOE) 35.5% 하락, 전기요금 인상률 10.9% 목표 제시
 - 재생에너지 발전단가(LCOE)가 목표 수준으로 하락하지 않을 경우, 전기요금 인상으로 이어져 장기적으로 재생에너지 보급 확대의 장애요인으로 작용할 가능성 존재
 - 비용효율적인 재생에너지 보급 확대를 위해 재생에너지 발전비용 분석 및 전망 시스템을 구축하고 이에 기반한 정책 개선방안 마련 필요
- 재생에너지 중장기 발전단가(LCOE) 전망을 위해, 비용 결정요인에 대한 신뢰성 있는 조사와 합리적인 방법론에 기반한 분석체계 구축 필요

- 재생에너지 발전 설비비용에 미치는 영향 요인은 다양하며, 이를 객관적으로 조사/분석하여 발전단가(LCOE)를 제시할 필요가 있음.
- 합리적이고 연속성을 확보한 발전단가(LCOE) 분석과 전망을 통해 분석결과와의 신뢰성을 제고하고 정책 활용성 확대 필요
- 발전단가(LCOE) 전망 결과를 바탕으로 그리드패리티 달성 시점과 재생에너지 가격 경쟁력 등을 진단함으로써 재생에너지 정책 추진력 확보 필요

■ 연구의 목적

- 재생에너지원별/유형별 발전비용 조사 시스템 구축을 통한 발전단가(LCOE) 분석 및 전망
 - 재생에너지원별 설비비용(CAPEX), 운영유지비용(OPEX), 토지비, 기타비용 등 발전설비 비용항목 표준화 및 조사 체계 구축
 - 재생에너지원별 경제적 전제조건을 고려한 발전단가(LCOE) 산정 방법론 정립 및 분석
 - 학습효과(Learning Effect) 모형 등을 활용한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 모형 구축
 - 격자-LCOE연산 기반 시장잠재량 산정모형을 활용한 우리나라 최적/평균 발전단가(LCOE) 추정 및 지역별 발전단가(LCOE) 분석
- 국내 재생에너지 발전단가(LCOE) 추세 및 주요국과의 발전단가(LCOE) 비교 등을 통해 재생에너지 보급 정책 개선방안 제시
 - 국내 재생에너지 발전단가(LCOE) 전망 결과를 바탕으로 그리드 패리티 달성 시점 분석 및 시사점 도출
 - 해외 주요국 재생에너지 발전단가(LCOE) 분석을 통한 시사점 도출
 - 비용효율적 재생에너지 보급을 위한 지원제도 개선방안 도출
- 본 연구는 2020년부터 5년간 수행해야하는 일반연구과제로 전반적인 연구 추진 내용은 다음과 같음.
 - 1차년도(2020년) 연구에서는 재생에너지 주요 대상인 지상태양광과

- 육상풍력의 발전 설비 세부비용을 규모별로 조사하는 체계를 구축하고, 비용 항목 표준화 및 이를 통한 발전단가(LCOE)를 추정하고 전망하였음.
- 올해는 2차년도 연구이며 1차년도의 분석 대상인 지상태양광 및 육상 풍력과 더불어 특수태양광(건물, 수상, 영농형)에 대한 조사 및 분석을 수행
 - 또한, 전국토를 1km² 격자단위로 구분한 격자 연산 모형을 활용하여 지역별 발전단가(LCOE)를 분석함.
 - 3~4차년도 이후의 연구에서는 해상풍력 발전 설비비용 조사와 발전소 단위의 발전단가(LCOE) 범위를 초과하여 전력시스템 운영 및 접속 관련비용과 기타 외부비용 등을 분석할 계획이며, 이를 반영한 발전단가(LCOE) 산정결과를 제시하고자 함.
 - 5차년도 연구에서는 그동안 축적된 자료를 활용하여 학습효과 모형에 기반한 재생에너지 발전단가 전망시스템을 구축하고, 설비 유형별, 규모별 발전단가(LCOE) 전망결과를 제시하고자 함.
 - 최종적으로 재생에너지원별 발전단가(LCOE) 저감을 위한 정책 및 제도개선 방안을 제시할 예정임.

2. 연구내용 및 주요 분석 결과

■ 재생에너지(태양광, 풍력) 발전단가(LCOE) 분석

- 태양광, 육상풍력 발전 설비비용 자료와 경제적 전제조건을 반영하여 추정한 2021년 발전단가(LCOE)는 2020년 대비 소폭 감소한 것으로 분석됨.
 - 100kW, 1MW, 3MW, 20MW 지상태양광 발전단가(LCOE)는 각각 152.0원/kWh, 134.2원/kWh, 129.2원/kWh, 123.4원/kWh로 작년 대비 약 3%~9% 감소한 것으로 추정됨.
 - 20MW, 40MW 육상풍력 발전단가(LCOE)는 각각 164.0원/kWh, 158.0원/kWh로 추정되었으며, 이는 작년대비 약 2% 감소한 수준인 것으로 추정됨.

- 재생에너지 발전단가(LCOE)는 폴리실리콘과 철강 등 원자재 가격 상승에도 불구하고, 국내 재생에너지 보급 확대 정책에 따른 기술개발 및 시장 경쟁으로 인한 설비비용이 감소와 저금리 기조를 반영한 낮은 할인율에 의해 소폭 감소한 것으로 분석됨.
 - BNEF(2021)에 따르면, 폴리실리콘과 철강 가격은 작년대비 약 2배 상승한 것으로 분석됨.
 - 재생에너지 주요 원자재의 급격한 가격 상승에도 불구하고, 세계 시장 가격 경쟁에 의해 모듈과 터빈 가격 변화에 미치는 영향은 미미한 수준
 - 지상태양광 발전단가(LCOE) 하락의 주요 요인은 설비비용 하락이며, 다음으로 금융비용 감소에 있음.
 - 육상풍력 발전단가(LCOE) 하락의 경우, 터빈 공급가격 하락으로 인한 설비비용 감소에 따른 것으로 확인됨.
 - 현재 경제 상황과 저금리 기조를 반영하여 산정된 재무적 할인율이 작년대비 하락함으로써 재생에너지 발전단가(LCOE) 감소에 영향을 미친 것으로 분석됨.

- 건물, 영농형, 수상태양광 등의 특수태양광의 발전단가(LCOE)는 지상태양광 대비 소폭 높은 수준으로 분석됨.
 - 최근 보급이 확대되고 있는 건물태양광(1MW)의 발전단가(LCOE)는 133.9원/kWh 수준으로 동일 용량의 지상태양광과 유사한 수준인 것으로 추정됨.
 - 현재 시범사업이 활발하게 진행되고 있는 영농형태양광(100kW)의 발전단가(LCOE)는 157.9원/kWh으로 동일 용량의 지상태양광 대비 약 4% 높은 수준으로 추정됨.
 - 수상태양광(3MW)의 발전단가(LCOE) 162.1원/kWh 수준으로 동일 용량의 지상태양광 대비 약 25% 높은 수준으로 추정됨.
 - 특수태양광의 경우 현재 태양광 보조금 지원 정책 하에서 발전 사업을 위한 경제성은 확보할 수 있을 것으로 판단되나, 추가적인 지원이 필요한 프로젝트가 있다면 검토를 통해서 관련 사업이 원활하게 진행될 수 있는 방안 마련이 필요할 것으로 사료됨.

- 본 연구에서 조사된 우리나라 20MW급 태양광 설비비용은 1,154천원/kW 수준이며, 이는 해외 주요국의 유틸리티급 태양광 평균 설비비용(1,045천원/kW) 대비 약 10% 높은 수준으로 확인됨.
 - IRENA(2021)에서 조사한 결과에 따르면, 우리나라의 태양광 발전 설비비용 중 주요기자재와 설치, 시공에 해당하는 직접비용은 주요국 평균 설비비용 대비 약 18% 낮은 수준으로 확인됨.
 - 하지만, 이윤, 금융비용, 인허가, 기타 비용에 해당하는 간접비용이 주요국 평균 대비 약 68% 높은 수준인 것으로 나타남.

■ 재생에너지 발전단가(LCOE) 시나리오 분석

- 발전단가(LCOE)는 다양한 변수의 영향을 받게 되며, 대표적으로는 설비비용(CAPEX), 이용률, 할인율, 경제수명 등이 있음.
- 각각의 전제조건이 재생에너지 발전단가(LCOE)에 미치는 영향의 수준을 파악하기 위한 시나리오 분석을 시행하였음.
- 기술적 경제수명(25년)을 고려한 시나리오(S1)의 경우 약 7%의 감소효과가 나타났으며, 각 변수에 동일한 10% 변화를 가정한 시나리오 분석 결과 발전단가(LCOE) 하락에 가장 큰 영향을 미치는 변수는 이용률, 설비비용(CAPEX), 할인율 순으로 나타남.
 - 시나리오(S1) : 현재 태양광 모듈 및 풍력 터빈의 기술적 경제수명을 고려하여 경제수명을 25년으로 설정 시, 태양광은 약 8원/kWh~10원/kWh 감소, 육상풍력은 약 12원/kWh 감소
 - 시나리오(S2) : 지속적인 저금리 상황을 가정한 할인율 10% 감소에 따른 발전단가(LCOE)는 태양광 약 3원/kWh~4원/kWh 감소, 육상풍력은 약 4원/kWh 감소
 - 시나리오(S3) : 모듈 및 터빈 제품 기술력 향상을 고려한 이용률 10% 증가에 따른 발전단가(LCOE)는 태양광은 약 9원/kWh~11원/kWh 감소, 육상풍력은 약 11원/kWh~12원/kWh 감소

- 시나리오(S4) : 설비비용(CAPEX) 10% 감소에 따른 발전단가(LCOE)는 태양광은 약 7원/kWh~9원/kWh 감소, 육상풍력은 약 10원/kWh 감소

■ 지역별 재생에너지 발전단가(LCOE) 분석

- 격자-LCOE 연산 모형을 활용한 지역별 재생에너지 발전단가(LCOE) 추정 결과 태양광의 경우 전라도와 경상북도, 풍력의 경우 제주도 지역의 경제성이 우수한 것으로 나타남.
- 육상풍력 발전을 위한 입지는 태양광과는 다르게 규제정책에 의해 배제되는 지역이 많은 것으로 나타남.
- 좁은 국토에도 불구하고 지역별 발전단가(LCOE)의 편차가 크게 발생하게 되는 것은 물리적, 경제적, 사회적, 규제적 요인의 영향이 큰 것으로 분석됨.

3. 결론 및 정책제언

- 우리나라 재생에너지 발전단가(LCOE)를 분석한 결과 작년대비 소폭 하락한 것으로 나타났으며, 비용효율적 보급을 위한 정부의 다각적 노력이 요구됨.
 - 태양광과 풍력의 발전단가(LCOE)가 하락하는 데에는 설비비용의 감소가 크게 기여한 것으로 확인되며, 특히 주요 모듈과 터빈과 같은 주요 기자재 비용 하락이 총 설비비용 감소에 큰 역할을 한 것으로 분석됨.
 - 향후 지속적인 설비비용의 하락을 위해 정부, 산업계, 학계, 연구계 등 관련 관계자들은 다각적 노력을 기울일 필요가 있음.
 - 특히, 정부는 시장의 불확실성을 해소할 수 있도록 지속적인 재생에너지 확대정책 기조를 견지한다는 신호를 강력하게 시장에 전달하는 것이 중요할 것으로 사료됨.
- 지역별 재생에너지 보급 목표 달성을 위해서는 규제지역 검토를 통해 단계적으로 완화해가는 노력이 필요함.

- 육상풍력의 경우 자연환경보전지역, 개발불가지역, 문화재지역 외 다양한 규제 조치에 의해 설치가 어려운 지역이 많은 것으로 나타남.
 - 단기적으로 발전단가의 하락을 도모한다는 측면에서는 가장 비용이 적게 드는 지역을 중심으로 보급을 확대해가는 것이 바람직할 것으로 판단됨.
 - 중장기적으로 지역별 규제완화를 통해 재생에너지 설치 가능 지역을 확대해가는 노력이 필요할 것으로 사료됨.
- 우리나라 재생에너지 발전단가(LCOE)는 해외 주요국 대비 여전히 높은 수준을 유지하고 있으며, 비용 저감을 위한 지원 정책 필요
- 우리나라 태양광의 경우 주요기자재와 설치, 시공에 해당하는 비용은 국가별 평균 수준임.
 - 하지만, 이윤, 금융비용, 인허가, 기타 비용에 해당하는 간접비용이 타국가 대비 높은 수준으로 확인됨.
 - 우선적으로 인허가 비용 저감을 위해 신재생에너지 사업 추진에 대한 지자체 참여를 강화하여 소규모 발전 사업에 대해서는 인허가를 의제 처리하고, 주민참여형 사업 확대를 통해 주민수용성을 확보해 나가는 노력이 필요할 것으로 판단됨.
 - 또한, 재생에너지 발전 설비에 대한 간접비용을 감소시키기 위해 현재 정부에서 진행 중인 신재생에너지 금융지원사업을 확대함으로써 발전 사업 참여자들이 시중은행 이자율 보다 저렴하게 비용을 활용할 수 있도록 제도를 개선해 나갈 필요가 있을 것으로 사료됨.
- 발전사업자간의 적절한 경쟁을 유도함으로써 공급 가격을 하락시킬 수 있는 경매제도 도입 검토 필요
- 최근 해외 주요 국가를 중심으로 재생에너지 보급을 위한 경매제도가 확대되는 추세
 - BNEF(2021)에 따르면 경매제도를 도입한 이후 전 세계 재생에너지 거래 가격은 급격하게 하락한 것으로 나타남.
 - * 태양광의 경우 최대 약 190USD/MWh에서 최소 약 20USD/MWh까지 하락
 - * 육상풍력은 최대 약 195USD/MWh에서 최소 약 12USD/MWh까지 하락

- 우리나라의 경우 현재 고정가격계약 경쟁입찰을 통해 태양광 가격이 빠르게 하락하고 있는 상황
- 향후 비용효율적 재생에너지 보급을 위해 다양한 재생에너지원을 포함하고 거래 규모 확대한 경매제도 도입 검토가 필요한 것으로 사료됨.

제1장

서론

2017년에 출범한 문재인 정부는 친환경 에너지전환 정책을 국정과제로 채택하여 추진해오고 있으며, 동 정책의 핵심적인 내용은 친환경적 성격이 강한 재생에너지의 보급 확대라고 할 수 있다. 2021년 1월 1일, 전 세계적으로 온실가스 배출을 규제하는 파리기후협약이 발효되었다. 이전부터 온실가스 배출 감축을 주도해온 EU가 지속적으로 친환경 정책을 선도하고 있는 가운데, 그동안 소극적인 입장을 취해온 미국이 우여곡절 끝에 파리협정에 재가입 했고, 중국 또한 2060년 탄소중립¹⁾을 선언하면서, 기후변화 논의가 전 세계적으로 재확산되고 있다. 우리나라도 지난해 12월 UN에 장기저탄소발전전략을 제출해 2050 탄소중립 비전을 선언한 바 있으며 국내적으로도 기후위기 대응과 2050 탄소중립 달성을 위한 법적기반으로서 ‘기후위기 대응을 위한 탄소중립·녹색성장기본법(이하 탄소중립기본법)’이 2021년 8월 31일 국회를 통과해 9월 24일에 법률로서 제정되었다.

이번에 제정된 탄소중립기본법은 전 세계 14번째로 2050 탄소중립 비전과 이행체계를 법제화한 것으로 2050년 탄소중립을 국가 비전으로 명시하고 있다²⁾. 이를 달성하기 위한 국가전략, 중장기 온실가스 감축목표, 기본계획 수립

1) 탄소중립은 인간의 활동에 의한 온실가스 배출을 최대한 줄이고, 남은 온실가스는 흡수, 제거해서 실질적인 배출량을 0으로 만드는 개념임.

2) 환경부, 탄소중립법 국회통과 보도자료 참조.

및 이행점검 등 법정절차를 체계화했다. 탄소중립기본법의 주요 내용으로는 (1)국가탄소중립 녹색성장 기본계획의 수립·시행, (2)온실가스 감축을 위한 제도·시책의 시행, (3)탈탄소 사회로의 정의로운 전환을 위한 제도·시책의 시행, (4)지방자치단체에 대한 탈탄소 정책 시행, (5)탄소중립 및 녹색성장기금 마련 등이 있다.

동 법에 의하면, 2050년 탄소중립을 실질적으로 지향하는 중간 단계 목표를 설정했으며, 2030년 온실가스 감축목표는 2018년 대비 26.3%를 줄이는 기존 목표보다 9% 상향한 35% 이상 범위에서 사회적 논의를 시작하도록 명시됐다. 2018년부터 2050년까지 선형으로 감축한다는 가정하에 2030년 목표는 37.5%가 된다는 점을 감안하면 '35% 이상'이라는 범위는 2050 탄소중립을 실질적으로 지향한다는 의미가 있다³⁾.

이러한 정부 목표가 달성되기 위해서는 재생에너지의 확대가 절대적으로 요구되는데 이를 위해 정부는 최근 '신에너지 및 재생에너지 개발·이용보급 촉진법(이하 신재생에너지법)'의 시행령 개정을 추진하고 있다. 이의 주요 내용은 2021년 4월 '신재생에너지법' 개정으로 RPS 의무공급비율 상한이 기존 10%에서 25%로 확대됨에 따라 대통령령으로 위임된 연도별 의무 비율을 명시하기 위함이다.

〈표 1-1〉 연도별 의무공급비율(2021년 10월 기준)

구분	'22년	'23년	'24년	'25년	'26년 이후
의무비율	12.5%	14.5%	17.0%	20.5%	25.0%

자료: 신재생에너지법 연도별 의무비율 입법예고안

이 의무비율은 기존의 에너지계획⁴⁾ 대비 크게 증가된 것으로 이러한 재생에너지 확대를 뒷받침하기 위해서는 물리적, 사회적 여건이 필요하며 또한 이에 못지않게 확대에 따른 경제적 영향도 고려될 필요가 있다. 이러한 영향을 분석함에 있어 재생에너지의 발전비용의 현재 수준과 미래 전망을 분석하는 것은

<http://www.me.go.kr/home/web/board/read.do?pagerOffset=0&maxPageItems=10&maxIndexPages=10&searchKey=&searchValue=&menuId=286&orgCd=&boardId=1473295&boardMasterId=1&boardCategoryId=&decorator>, 접속일자: 2021.8.31.

3) 더뉴스, 탄소중립기본법 국회통과 기사 내용 참조, <http://www.kharn.kr/news/article.html?no=17108>, 접속일자: 2021.9.2.

4) 2020년 정부는 재생에너지 3020 이행계획을 발표하였으며, 2030년까지 재생에너지 발전 비율 20% 목표 설정하였음.

정책을 효율적으로 집행함에 있어 상당한 의미를 가질 것으로 보인다.

본 연구는 재생에너지의 경제성 분석 및 전망을 위한 시스템을 구축하는 연구이며, 2020년부터 5년간 수행해야하는 일반연구과제이다. 연도별로 진행되는 연구 추진 내용은 다음과 같다. 먼저 1차년도에 수행한 연구는 재생에너지 확대의 주요 대상인 지상태양광과 육상풍력의 세부 비용을 규모별로 조사 분석하는 체계를 구축하고, 비용항목 표준화 및 이를 통한 발전비용을 분석하였다. 조사 분석된 발전비용 결과를 바탕으로 2020년 기준 지상태양광과 육상풍력 발전단가(LCOE)를 추정하였고, 선행연구⁵⁾에서 추정한 가격 학습률을 활용하여 2030년까지 발전단가(LCOE)를 전망하였다. 또한, 발전단가(LCOE)에 영향을 미치는 주요 전제조건⁶⁾에 따른 민감도 분석을 시행하였고, 이를 바탕으로 재생에너지 LCOE 저감을 위한 정책적 시사점을 도출하였다.

올해는 2차년도 연구를 진행하는 것이며, 1차년도의 연구 조사대상인 지상태양광과 육상풍력에 더불어 특수태양광(건물, 수상, 영농형)에 대한 조사를 수행한다. 또한, 육상풍력의 경우에도 대용량급인 발전설비에 대한 조사를 수행하는 등 유형별, 규모별로 조사범위를 확대하여 비용항목 표준화를 시도하고자 한다. 3차년도 이후의 연구에서는 1, 2차년도에 조사하지 못한 해상풍력의 세부 비용을 조사하여 비용항목 표준화 및 이를 통한 발전비용을 분석할 예정이다. 또한, 발전소단위의 발전단가(LCOE) 범위를 초과하여 전력시스템 운영 및 접속 관련비용과 기타 외부비용 등을 조사 분석하여 이를 반영한 발전단가(LCOE) 산정결과를 제시하고자 한다. 이렇게 축적된 비용자료를 활용한 학습효과 모형에 기반하여 재생에너지 표준 발전비용에 대한 전망시스템을 구축하고, 발전단가(LCOE) 전망결과를 제시하고자 한다. 향후 우리나라 지역별 분산에너지 시스템 도입을 고려하여 전국도를 1km² 격자단위로 구분한 격자 LCOE 연산 모형을 활용하여 지역별 발전단가(LCOE) 추정 및 전망까지 확대하여 제시하고자 한다. 마지막으로 본 연구를 통해 축적된 자료를 DB화하여 연구수요자에게 공유할 것이며, 국내외 신재생에너지 보급정책의 효율성을 검토하여 향후 보다 비용효율적인 국내 신재생에너지 정책의 수립방향을 제시하고자 한다.

5) 전력거래소-에너지경제연구원(2018), 발전원별 균등화 발전비용 산정에 관한 연구

6) 전제조건은 초기 투자비용, 연간 운영유지비용, 이용률, 할인율, 토지비용, 이자율, 물가상승률 등을 의미함.

제2장

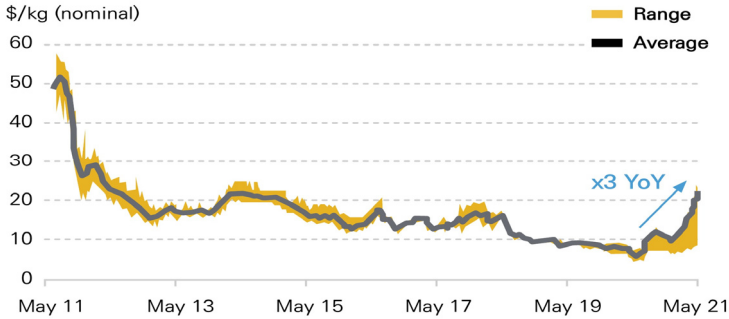
해외 재생에너지 가격 및 제도 현황

1. 해외 태양광 LCOE 현황

최근 전 세계 에너지 전환 트렌드로 태양광 보급이 급속하게 확대되고 있다. 폴리실리콘은 결정질 실리콘 태양광 모듈에 대한 주요 공급 원료 중 하나이다. 태양광 모듈 제조 산업의 공급체인을 보면 폴리실리콘은 웨이퍼로, 웨이퍼는 다시 태양광 모듈 셀로 전환된다. 공급체인에 따라 폴리실리콘 가격 상승은 태양광 발전설비 비용 변화에 영향을 미칠 수 있다. BNEF(2021a)⁷⁾에 따르면 세계 태양광 폴리실리콘 가격(Solar spot price index)은 2021년 6월 기준 kg당 21.7USD 수준으로 2020년 5월 이후 약 198% 상승하였다(그림 2-1). BNEF(2021a)는 이러한 가격 급등의 원인은 웨이퍼 제조 용량의 급속한 확장으로 인한 결과이며, 이로 인해 제조 공장들이 장기 폴리실리콘 계약을 빠르게 체결하려 하였으나 폴리실리콘 생산 용량 증가 속도는 더 느렸기 때문인 것으로 분석했다.

7) BNEF(2021), LCOE Update 2021 1H

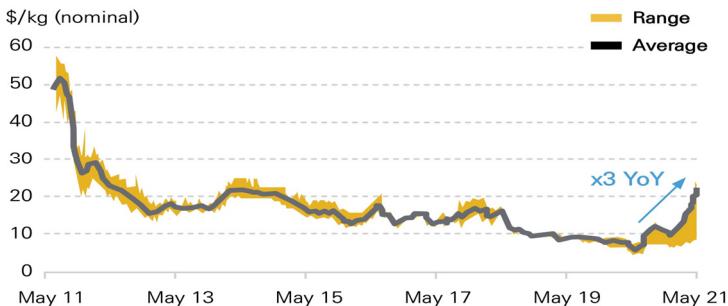
[그림 2-1] 태양광용 폴리실리콘 가격



자료: BNEF(2021), LCOE Update 2021 1H

하지만, BNEF(2021a)는 세계 태양광 모듈 가격은 W당 0.23USD 수준으로 전년대비 약 5.2% 소폭 상승할 것으로 예측했다⁸⁾. 이러한 이유는 2020년까지 인상되었던 모듈 제조사들의 핵심 원자재인 유리 가격이 현재 팬데믹 이전 수준으로 회복하여 2021년 폴리실리콘 가격 상승을 상쇄하고 있기 때문인 것으로 분석했다. 또한, 폴리실리콘이 전체 태양광 모듈 생산 원가에서 차지하는 비중이 작고, 태양광 모듈의 기술적 효율이 증가했기 때문에 단위 가격(USD/W) 상승폭이 낮을 것으로 분석했다.

[그림 2-2] 태양광 모듈 가격 및 누적 설치 용량

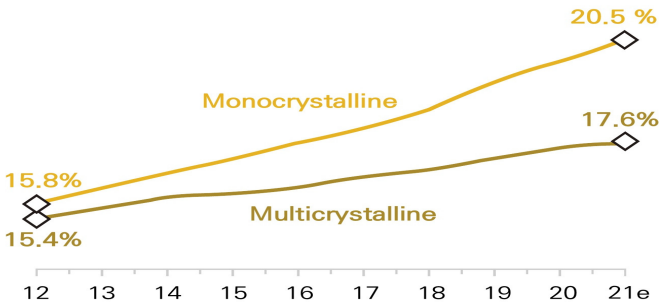


자료: BNEF(2021), LCOE Update 2021 1H

8) BNEF(2021)는 폴리실리콘 kg당 4USD의 가격 상승이 모듈 가격의 W당 0.01USD 또는 약 4%의 상승을 초래하는 것으로 추정함.

세계 태양광 모듈 효율은 새로운 기술개발로 인해 매년 지속적으로 개선되고 있다. BNEF(2021a)는 2021년 기준 단결정 실리콘 셀의 효율은 20.5%이며, 다결정 실리콘 셀은 17.6% 수준으로 분석했다. 태양광 모듈의 효율 증가는 동일한 출력(W)에서 시스템을 더 작게 만들 수 있다는 것을 의미하며 이는 BOS(Balance of system), 엔지니어링, 조달 및 건설비용, 토지비용 등을 낮추는 효과가 있다.

[그림 2-3] 태양광 모듈 효율 추세

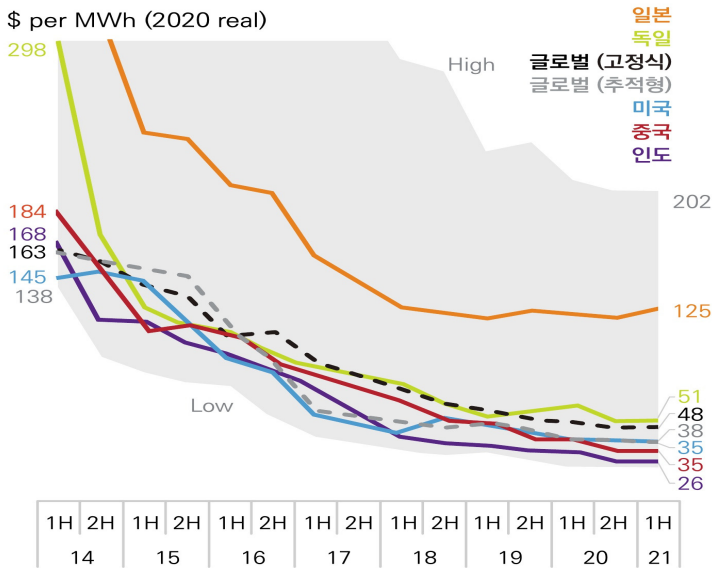


자료: BNEF(2021), LCOE Update 2021 1H

BNEF(2021a)에 따르면 세계 고정식 태양광 LCOE는 2020년 대비 1% 상승한 48USD/MWh 수준이다. 현재 가장 저렴한 국가는 칠레, 인도, UAE, 중국, 브라질 및 스페인이며 모두 22~29USD/MWh 수준이다. BNEF(2021a)는 이러한 세계 LCOE 상승의 원인은 원자재 가격 상승으로 인한 자본적 지출(CAPEX) 상승 때문인 것으로 분석했다. 최근 중국 및 인도에서 추진한 태양광 프로젝트의 모듈 가격이 2020년에 비해 각각 7%, 10% 상승한 것으로 확인되었다. 또한, 인도에서는 케이블 및 구조물의 원가가 지난 6개월 동안 10~20% 상승하였다. 일본에서는 보조금 감소로 개발업체간 가격경쟁이 심화됨에 따라 BOS(Balance of system) 비용이 7% 감소했지만, 이는 모듈과 같은 기자재 비용 상승으로 상쇄되었다. 종합적으로 재생에너지 발전 프로젝트에서 폴리실리콘과 같은 원자재 가격은 재생에너지 전체 설비비용의 일부에 불과하기 때문에 높은 원자재 가격이 LCOE 상승에 미치는 영향은 미미한 수준이며,

태양광 모듈 효율 향상과 같은 기술개발로 인한 비용 절감 효과로 상쇄되는 것으로 분석된다.

[그림 2-4] 주요국 태양광 LCOE 벤치마크(USD/MWh)

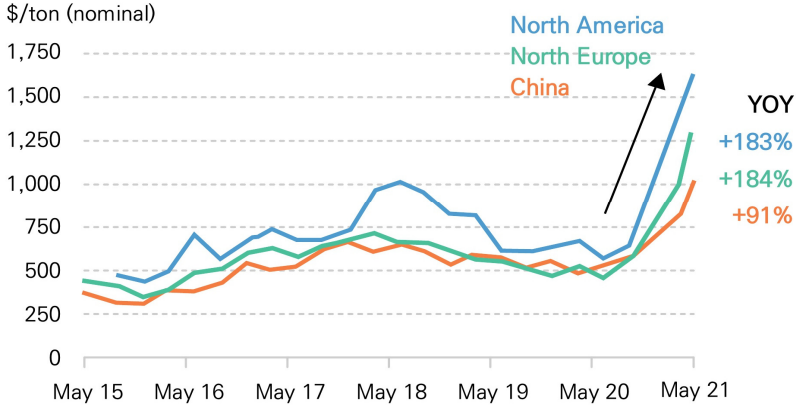


주: 글로벌 벤치마크는 최근 연간 용량 증설을 사용한 국가의 가장 평균이며, LCOE는 세액 공제를 제외한다.
 자료: BNEF(2021), LCOE Update 2021 1H

2. 해외 육상풍력 LCOE 현황

강철은 풍력 터빈의 주요 소재로 전체 무게의 약 84%를 차지한다. BNEF(2021a)에 따르면 북미 및 북유럽 지역의 철강 가격은 2020년 5월 이후 180% 상승한 1,621USD/ton~1,288USD/ton 수준으로 나타났다. 특히, 중국의 경우 2021년 5월 기준 강철 가격은 1,022USD/ton로 전년 대비 91% 상승한 것으로 확인됐다. BNEF(2021a)는 중국은 세계 최대의 철강 시장이며, 정부의 무역 봉쇄 조치가 중국의 대형 제조업체들에게 영향을 미쳤기 때문인 것으로 분석했다. 또한, 팬데믹 이후 경제 재개에 따른 산업부문의 강철 수요 증가가 2021년의 높은 가격을 지탱하고 있는 것으로 분석했다.

[그림 2-5] 세계 철강 현물 가격

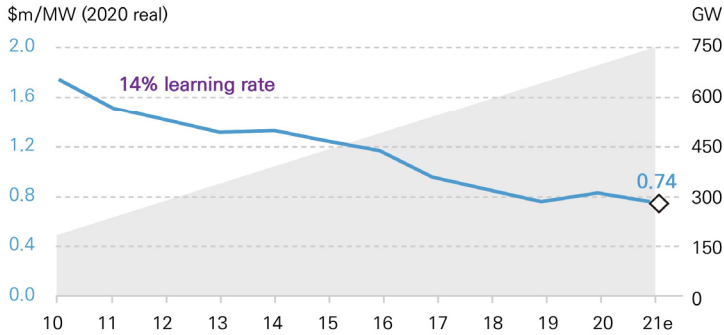


자료: BNEF(2021), LCOE Update 2021 1H

하지만, BNEF(2021a)는 높은 강철 가격이 터빈 가격 상승으로 이어지지 않는 것으로 분석했다. 이는 부분적으로 터빈 및 프로젝트의 부품 조달 주기가 수개월이 소요될 수 있어 제조업체가 조달 전략으로 재료 가격의 변동성을 헷지할 수 있기 때문이다. 특히, 중국에서 생산된 풍력 터빈의 가격이 2021년에 하락하였는데 이는 중국의 발전차액제도(Feed-In-Tariff)를 종료하려는 시도에 따라 수요가 축소되었기 때문인 것으로 풀이된다.

BNEF(2021a)에 따르면 2020년 기준 Wind Turbine Price Index는 0.81백만USD/MW로 2019년 대비 약 7% 상승한 것으로 나타났다. 이는 주로 유럽에서는 가격이 높은 S등급 터빈 사용하기 때문이다. 하지만, 2020년 하반기 풍력 시장 참여자들은 2021년 가격이 수요의 증가로 인해 0.74백만USD/MW로 떨어질 것으로 예상했다. 이를 바탕으로 2010년부터 2021년까지 세계 풍력 터빈 가격의 학습율을 추정하면 약 14% 수준으로 나타났다. 이는 풍력 터빈의 누적 보급량이 두 배 증가할 때마다 가격은 14% 하락한다는 것을 의미한다.

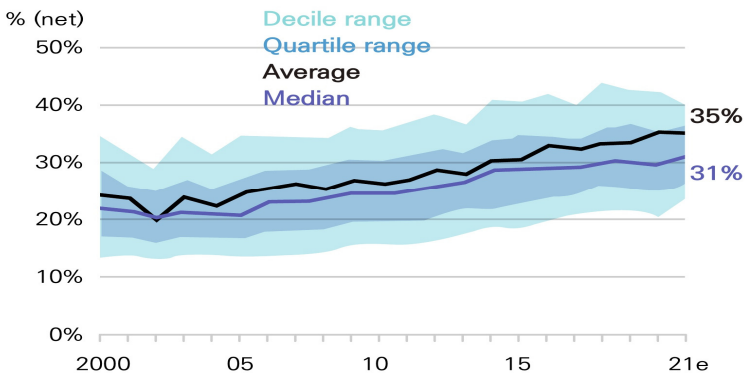
[그림 2-6] 육상 풍력 터빈 가격 및 누적 설치량



자료: BNEF(2021), LCOE Update 2021 1H

BNEF(2021a)에 따르면 세계 육상풍력의 평균 설비 이용률은 2000년 24.4%에서 2021년 35%로 상승한 것으로 나타났다. 이는 블레이드 크기가 증가하고, 타워가 높은 새로운 터빈 모델과 향상된 운영유지보수 기술, 풍황 자원이 우수한 부지의 활용 때문인 것으로 분석된다. 육상풍력 설비 이용률이 상승하게 되면 동일한 조건에서 발전량이 증가하여 육상풍력 LCOE가 하락하는 효과가 있다. 육상풍력 설비 이용률이 높은 국가는 아르헨티나, 브라질, 텍사스, 스코틀랜드, 칠레 등이 있으며, 45%에서 60% 수준인 것으로 확인된다.

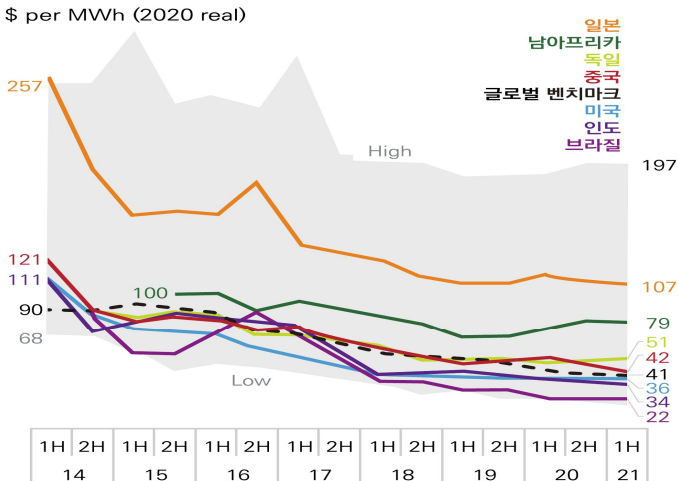
[그림 2-7] 육상풍력 터빈 효율 추세



자료: BNEF(2021), LCOE Update 2021 1H

BNEF(2021a)에 따르면 2021년 세계 육상풍력 벤치마크 LCOE는 41USD/MWh로 나타났다. LCOE는 실질 기준으로 2009년 이후 63% 하락하였지만, 2020년과 비교하면 동일한 수준이다. 이는 설비의 규모가 커지고 효율이 증가한 반면에 발전 제약 및 전력 가격 변동성이 증가함에 따라 개발사의 자금 조달 비용이 상승했기 때문인 것으로 확인된다. 특히, 스웨덴과 호주에서는 전력 가격 자기잠식효과(Cannibalization)⁹⁾와 낮은 전력 가격에 대한 불확실성으로 인해 여러 프로젝트가 자금조달을 완료하지 못하였다. 터키의 경우 발전차액제도(Feed-In-Tariff)로 인해 전력 판매가격이 발전사업자에게 현재 터키의 리라로 지불되는데 이는 국제 투자자들이 보기에 더욱 변동성 높은 통화이기 때문인 것으로 분석된다. 세계 육상풍력 LCOE는 지속적인 하락 추세였지만 최근에는 둔화되는 조짐을 보이고 있다. 전 세계 탄소중립을 목표를 달성하기 위해서는 육상풍력 보급 확대는 필수적이다. 기술개발을 통한 LCOE 하락은 보급을 촉진하는 중요한 수단이 될 수 있기 때문에 터빈 용량 증대 및 효율 향상을 위한 노력은 지속적으로 이루어져야할 것으로 사료된다.

[그림 2-8] 주요국 육상풍력 LCOE 추이



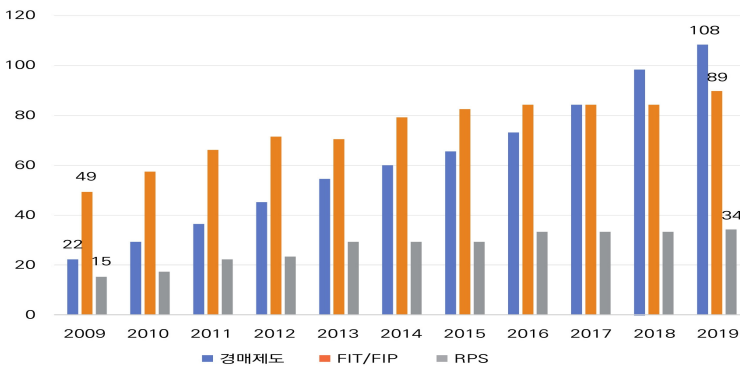
주: 글로벌 벤치마크는 최근 연간 용량 증설을 사용한 국가의 가장 평균이며, LCOE는 세액 공제를 제외한다.
 자료: BNEF(2021), LCOE Update 2021 1H

9) 기능이나 디자인이 탁월한 후속제품이 해당 기업이 먼저 내놓은 비슷한 제품의 시장을 깎아먹는 경우나, 해외의 값싼 노동력으로 제작한 저가 상품이 국내의 고가 제품을 밀어내는 상황을 의미한다.

3. 해외 재생에너지 제도 현황

최근 해외 주요 국가를 중심으로 재생에너지 보급을 위한 경매제도가 확대 되는 추세이다. REN21(2021)에 따르면 2009년 경매제도 채택국가는 22개국에서 2019년에는 108개국으로 크게 확대된 것으로 나타났다. 동기간 중 FiT(Feed in Tariff) 또는 FiP(Feed in Premium)를 도입한 국가는 49개국에서 89개국으로 증가하였고, RPS(Renewable Portfolio Standard)를 도입한 국가는 15개국에서 34개국으로 증가한 것으로 나타났다. 다른 제도와 비교하면 경매제도는 세계적 추세로 자리하고 있음을 알 수 있다. 경매제도는 재생에너지를 지원하는 수단이 아니라 보상 수준을 결정하는 메커니즘이다. 이는 비용 효율적으로 재생에너지를 보급하고 안정적인 기대수익을 보장함으로써 발전사업자들의 적극적인 시장참여를 유도할 수 있는 제도로 알려져 있다. 또한, 경매제도는 발전사업을 위한 설비비용을 보다 명확하게 파악이 가능하게 하고, 제도 시행에 따른 효과를 빠르게 확인할 수 있다는 장점이 있다.

[그림 2-9] 경매제도, FiT/FiP, RPS 도입 국가 추이



자료: REN21, 2021, Renewable 2021 Global Status Report

주요국의 경매제도 도입 현황을 살펴보면 독일은 2017년에 FiT에서 경매제도로 전환하였고, 영국은 2017년에 RO(Renewable Obligation)에서 경매제도

를 도입하였다. 일본은 2017년에 FIT 제도에서 경매제도를 도입하여 대규모 태양광 위주로 경매를 시행하고 있다. 물론 그 외에도 2017년 전에 경매제도를 도입한 국가도 있을 것이고, 이후에 도입한 국가도 있을 것이다. 우리나라의 경우 2012년 이전까지 FIT 제도를 통해 신재생에너지 보급을 추진해왔으나, 2012년 이후부터는 에너지원간 경쟁을 유도하고 비용 효율적으로 보급하기 위해 RPS 제도를 도입하여 추진해오고 있다.

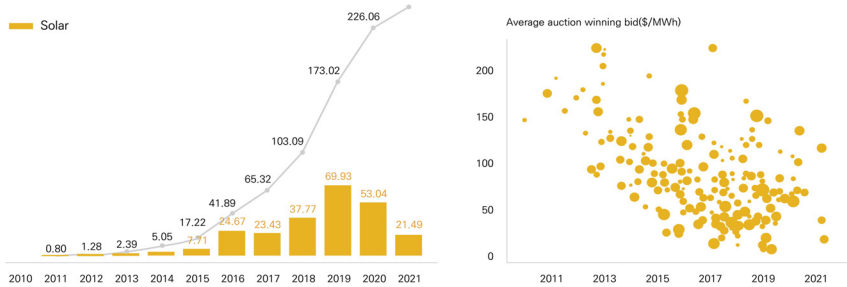
〈표 2-1〉 주요국 전력도매 시장 신재생에너지 제도 변화

국가	기존제도	신규제도	개편시기	비고
독일	FIT	FiP 경매	2017년	2015년 PV 시범 경매
영국	RO	CfD 경매	2017년	2014년부터 병행, 2017년 RO 종료
프랑스	FIT	FiP 경매	2016년	2018년 이행종료
중국	FIT	RPS 녹색증서 경매	2016년 2017년 2016년	FIT와 병행 (경매제도는 기존 비정기 시행)
일본	FIT	경매	2017년	대규모 태양광 경매
한국	FIT	RPS	2012년	소규모 태양광 경매

자료: 조상민, 2016, 국제 신재생에너지 정책 변화 및 시장 분석 - 경매제도를 중심으로한 제도 개선 방향, 그린전력증서 심사발표 및 자발적 가입과 거래 제도에 관한 통지

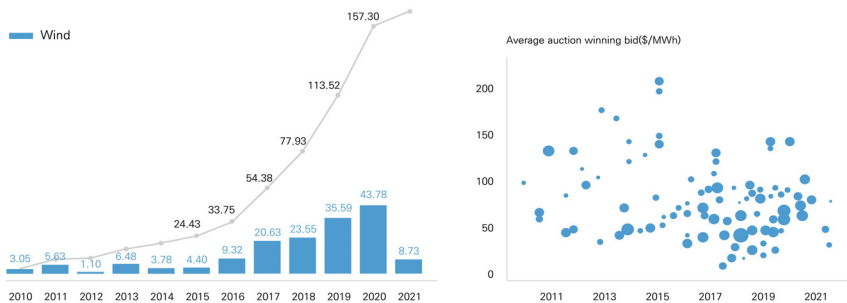
경매제도가 도입된 이후 재생에너지(태양광, 육상풍력)의 거래 물량과 가격 추이를 보면 [그림 2-10], [그림 2-11]와 같다. 태양광과 육상풍력 모두 경매 제도가 도입되기 시작한 2010년 이후부터 거래 물량이 증가하기 시작했고, 특히 앞서 언급된 주요 국가들에서 경매제도를 도입하기 시작한 2017년 이후부터는 급격하게 증가한 것으로 나타났다. 거래 가격 추세를 보면 태양광의 경우 최대 약 190USD/MWh에서 최소 약 20USD/MWh까지 약 89% 하락하였고, 육상풍력은 최대 약 195USD/MWh에서 최소 약 12USD/MWh까지 약 94% 하락한 것으로 확인된다.

[그림 2-10] 세계 태양광 경매제도 거래 물량(좌) 및 가격(우) 추세



자료: BNEF, 2021, Global Auctions Project Database

[그림 2-11] 세계 육상풍력 경매제도 거래 물량(좌) 및 가격(우) 추세



자료: BNEF, 2021, Global Auctions Project Database

따라서 세계 재생에너지 거래 가격 하락에 영향을 미친 요인은 기술개발, 보급 확대 등 여러 가지 있을 수 있지만 경매제도 도입에 따른 효과도 일부 반영된 것으로 판단된다. 이러한 이유는 경매는 가치 사슬 전반에 걸쳐 경쟁을 창출하여 개발자, 자본가, 운영유지보수 공급업체 및 제조업체로 하여금 비용 및 마진율을 절감하도록 강요하기 때문이다.

본 장에서 살펴본 바와 같이 세계 재생에너지 발전단가(LCOE)는 폴리실리콘 및 강철과 같은 원자재 가격 급등에서 불구하고 작년 대비 소폭 상승하거나 동일한 수준인 것으로 확인된다. 이는 전 세계 탄소중립 사회로의 이행을 위한

친환경 에너지 보급 확대 정책으로 기술이 발달하고 시장 경쟁이 심화됨에 따른 효과라고 판단된다. 오늘날 전 세계 인구 중 최소 3분의 2가 태양광 또는 육상풍력이 가장 저렴한 신규 전력원인 국가들에 거주하고 있다. 하지만, 일본, 대한민국, 인도네시아, 말레이시아, 필리핀에서 원자력과 석탄과 같은 전통에너지원이 가장 저렴한 신규 전력원으로 남아있다. 향후 우리나라가 탄소중립 사회를 만들어가기 위해 선행되어야 할 것은 재생에너지의 가격 경쟁력 확보 일 것이다. 이러한 시점에서 해외 주요국과 대비하여 우리나라 재생에너지 발전설비에 대한 기술과 가격을 면밀히 살펴보고, 가격 하락을 위한 기술적, 정책적 방안을 모색하는 연구가 중요하다고 판단된다.

제3장

균등화발전단가(LCOE) 개념 및 연구방법론

1. LCOE 개념 및 범위

연구를 진행하기 앞서 앞장에서 논의한 발전단가에 대한 개념 설명이 필요하다. 일반적으로 발전원에 의한 발전비용을 평가하기 위해 균등화발전단가(이하 발전단가, Levelized Cost of Generating Electricity: LCOE)를 활용하는데 이는 해당 발전기의 수명기간 전체에 걸친 평균적 발전비용으로 이해된다. 즉, 경제적, 기술적 수명기간 동안에 발전소에서 생산된 전력단위(kWh)당 지출된 평균 실질 비용(Cost)을 의미한다.

Samadi(2017)¹⁰⁾ 연구에 따르면 발전비용은 개별 발전과 관련된 제반 비용은 직접비용, 전력시스템 관련 비용, 사회 및 환경 관련 외부비용 등으로 구분된다(〈표 3-1〉). 전력시장이 발달된 선진국에서의 발전소 차원의 직접비용은 발전소 건설과 관련된 제반 자본비용, 발전소 운영과 관련된 연료비, 운영유지비용, 그리고 기타 내재화된 환경비용 등이 포함된다. 시스템비용은 통상 계통비용으로 불리는데 발전소에서 생산된 전기를 전기가 필요한 수요자에게 안정적으로 공급하는데 관련된 제반 비용을 의미한다. 여기에는 송배전망 관련비용,

10) Samadi Sascha, 2017, "The Social Costs of Electricity Generation—Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance"

전력계통의 안정적 운영을 위해 필요한 전력계통보조서비스(Ancillary service)¹¹⁾ 비용, 변전소 설치 관련비용 등이 포함된다. 외부비용은 발전소 설비로 인해 직간접적으로 영향을 미칠 수 있는 온실가스 배출비용, 경관 및 소음으로 인한 보상비용, 생태계 영향 비용, 방사능 관련 비용 등이 포함된다.

〈표 3-1〉 발전비용 분류

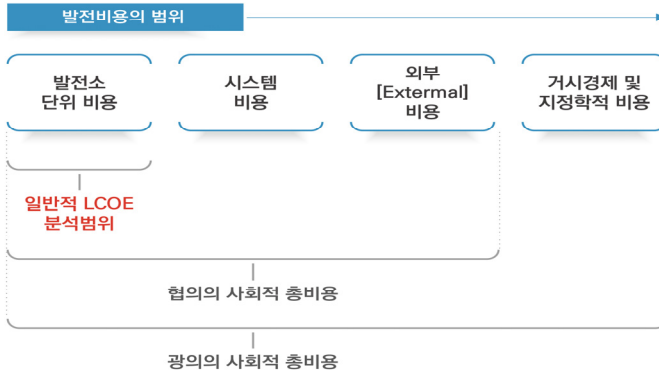
직접비용(plant-level costs)	- 자본비
	- 연료비
	- 운영유지비
	- 내재화된 환경비용
계통비용(system costs)	- 밸런싱 비용
	- 그리드 비용
	- 프로파일 비용
외부비용(external costs)	- 온실가스비용
	- 비온실가스비용
	- 경관 및 소음으로 인한 영향
	- 생태계 및 생물다양성에 미치는 영향
	- 방사성물질과 관련된 외부비용

자료: Samadi Sascha, 2017, “The Social Costs of Electricity Generation—Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance” 을 활용하여 저자 재구성

본 연구에서는 객관적이고 신뢰성 있는 자료 부족으로 인해 계통비용과 외부 비용을 반영하기보다 일반적인 발전단가(LCOE) 분석 범위인 발전소 차원의 발전비용 분석에 초점을 맞추고자 한다. 향후 국내에서 계통비용 및 외부비용 데이터가 확보되고 관련 연구가 충실히 진행된다면 이를 반영하여 협의의 사회적 관점(그림 3-1 참조)에서 고려해야하는 모든 비용을 분석할 필요가 있을 것으로 판단된다. 만약 국내 연구가 부족하다면 해외 사례를 적용한 메타분석 및 시나리오 분석을 추가 진행할 필요가 있을 것이다.

11) 일반적으로, 전력계통보조서비스는 주파수추종 서비스, 자동발전제어 서비스, 자체발전제어 서비스, 예비력 서비스 등과 같은 전력계통의 물리적 안정성 및 전기품질의 유지를 위해 제공되는 데 필요한 서비스를 의미.

[그림 3-1] 발전비용 관련 사회적 비용 분류



자료: Samadi Sascha, 2017, "The Social Costs of Electricity Generation—Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance" 을 활용하여 저자 재구성

2. 연구방법론

2.1. LCOE 추정 방법론

본 연구에서 사용하는 LCOE 추정 방법론은 크게 사회적 관점(ELCOE, Economic LCOE)과 재무적 관점(FLCOE, Financial LCOE) 두 가지로 분류할 수 있다. 사회적 관점의 LCOE는 국가적 관점에서 재생에너지 1단위를 생산하기 위해 투입되는 비용으로 정의할 수 있을 것이고, 재무적 관점의 LCOE는 개별 발전 사업자 입장에서 재생에너지 1단위 생산을 위해 투입되는 비용으로 정의할 수 있을 것이다. 따라서 사회적 관점에서 고려해야 할 비용 요소는 설비 비용(CAPEX, Capital Expenditures), 운영유지비용(OPEX, Operating Expenditures), 연료비용(Fuel cost)이 있다. 일반적으로 전통에너지인 원자력, 석탄, 가스 발전과 재생에너지원 발전 간의 상대적 비용 비교를 위해 사회적 관점에서 발생할 수 있는 비용을 바탕으로 분석하지만, 정확한 분석을 위해서는 외부 비용을 고려한 분석을 시도하기도 한다. 재무적 관점에서 고려해야 할 비용 요소는 사회적 관점에서 반영한 비용에 추가적으로 발전 사업자 입장에서 발전

소를 설치한 이후 운영하고 폐기하는데까지 실질적으로 발생할 수 있는 이자비용, 세금, 감가상각 등을 포함할 수 있다. LCOE 추정에 활용되는 할인율도 각 관점에 따라 다르게 적용할 수 있다. 사회적 관점에서는 공공사업의 성격을 반영한 사회적 할인율을 적용할 수 있으며, 재무적 관점에서는 개별 사업자가 발전 사업을 영위할 때 기대할 수 있는 시장수익률을 반영한 재무적 할인율을 적용할 수 있다.

〈표 3-2〉 LCOE 시나리오별 구성 요소

LCOE 추정 전제조건		사회적 관점 LCOE	재무적 관점 LCOE
CAPEX	기자재비	○	○
	건설/시공비	○	○
	간접비	○	○
OPEX	수리 및 관리	○	○
	보험료	○	○
금융비용		x	○
감가상각		x	○
세금(법인세)		x	○
토지비		○	○
잔존가치		○	x ¹²⁾
성능저하율		○	○
경제적수명		○(20년)	○(20년)
할인율		○ (사회적 할인율)	○ (재무적 할인율)

자료: 에너지경제연구원(2020), 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영 (1/5), p17

우선 사회적 관점에서의 LCOE 산정식을 나타내면 (식1)과 같다. 사회적 관점에서의 발전단가(ELCOE)에는 설비비용(CAPEX), 운영유지비용(OPEX), 토지 임대비용(LE)¹³⁾, 폐기비용을 포함한 잔존가치(SV), 그리고 발전량(Q)과

12) 잔존가치는 폐기비용으로 반영함. 폐기비용은 외부비용의 대리변수로서 일반적으로는 재무적 LCOE 분석에서는 제외함.

13) 토지비용의 경우 연간 임대비용을 산출하여 적용하였음.

성능저하율(d)을 포함한다.

$$ELCOE = \frac{Capex + \sum_{t=1}^T \frac{Opex_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^T \frac{LE_t}{(1+r)^t} - \frac{SV}{(1+r)^T}}{\sum_{t=1}^T \frac{Q(1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (\text{식1})$$

재무적 관점에서의 발전단가(FLCOE)는 사회적 과점의 LCOE에 비해 발전사업자의 관점에서 더 현실적인 요소들을 더 포함하게 된다. 이를 산식으로 표현하면 (식2)와 같다.

$$FLCOE = \frac{Capex + \sum_{t=1}^T \frac{Opex_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^T \frac{INT_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^T \frac{LE_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^T \frac{Tax_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{Q(1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (\text{식2})$$

여기에는 개별 발전소에 투자한 비용인 자기자본 설비비용(CAPEX), 운영유지비용(OPEX), 이자지출(INT), 토지 임대비용(LE), 법인세(Tax)¹⁴⁾, 그리고 발전량(Q)과 성능저하율(d)을 포함한다.

2.2. LCOE 추정 전제조건

재생에너지 발전단가(LCOE)를 산정함에 있어 설비비용 및 운영비용 외에 경제성을 판단하는 전제조건들에 대해서 심층적으로 분석할 필요가 있다. 발전단가(LCOE) 산정을 위한 주요 전제조건으로는 할인율, 이용률, 법인세, 경제수명, 성능저하율, 시장가격 등이 있으며 각 항목별 조사 내용은 <표 3-3>과 같다. 이번 2차년도 연구에서는 1차년도에서 활용된 산정방법론을 활용하되 해당되는 변수 값을 검토하여 필요시에는 업데이트하여 적용하고자 한다.

14) 법인세는 발전수익에서 운영유지비용, 토지비용, 이자비용, 감가상각을 제외한 순 발전수익에서 법인세율을 적용하여 산출함.

〈표 3-3〉 LCOE 추정 전제조건

구분	적용기준		전제조건	
할인율	재무적 할인율		4.42%	
설비이용률	태양광		15.38%	
	육상풍력		23%	
성능저하율	태양광		0.54 %/년	
	육상풍력		0.3 %/년	
법인세율	2억원 이하		10%	
	2억원 초과 200억원 이하		20%	
	200억원 초과 3,000억원 이하		22%	
경제수명	계약기간 기준		20년	
SMP	2020년도 RPS 장기고정가격산정시 기준가격		81.91 원/kWh	
1REC	계약가격 평균	태양광	100kW 미만 (가중치 1.2)	60.4원/kWh
			100kW~3MW (가중치 1)	
			3MW 초과 (가중치 0.8)	
	육상풍력		75.0원/kWh	

자료: 저자 직접작성

2.2.1. 할인율

1차년도 연구에서는 사회적 할인율과 재무적 할인율을 적용하여 각각의 발전 단가(LCOE)를 추정하지만, 대부분의 재생에너지 사업이 공공사업이 아닌 민간 투자 사업형태로 추진되고 있기 때문에 현실성을 고려할 경우 재무적 할인율에 초점을 맞출 필요가 있다.

사회적 할인율과 달리 재무적 할인율은 민간 사업자 관점 혹은 투자자 관점에

서 바라보기 때문에 일종의 요구 수익률 개념과 유사하다고 할 수 있다. 구체적으로는 특정 발전 사업에 투입되는 자본비용(Cost of Capital)으로 간주될 수 있다. 자본비용은 "시장 참여자들이 특정 사업에 투자 자금을 유치하기 위해 요구하는 예상 수익률"로 정의할 수 있다. 또한, 동일한 위험 및 수익 특성을 가진 투자에 대한 자본의 기회비용으로도 생각할 수 있다.

자본비용은 대차대조표상에서 자산측면 혹은 부채측면에 따라 달라질 수 있다. 대차대조표의 부채측면과 관련한 자본비용은 기업이 주주 및 채권자로부터 자금조달을 확보하는 수준으로서 이는 가중평균자본비용(WACC)으로 계산된다(그림 3-2). 여기서 가중평균자본비용(WACC)은 기업의 실적 분석과 미래에 대한 투자 기대치 분석을 통해 형성된 주주와 채권자들이 요구하는 수익률이라 할 수 있다.

[그림 3-2] WACC(가중평균자본비용) 산정 방법

$$WACC = (K_e \times W_e) + (K_p \times W_p) + (K_d(pt)[1-t] \times W_d)$$

·WACC: 가중평균자본비용(세후)

· k_e : 보통주 자본비용

· W_e : 자본구성의 보통주 비중

· k_p : 우선주 자본비용

· W_p : 자본구성의 우선주 비중

· $k_d(pt)$: 타인자본 비용

· t : 법인세율

· W_d : 자본구성의 타인자본 비중

자료: Pratt & Graboski, 2014, Cost of Capital: Applications and Examples (Fifth edition), John Wiley & Sons, Inc을 참조하여 저자 작성

대차대조표의 자산측면과 관련한 자본비용은 기업의 잠재적인 투자 기회 가치를 평가하는데 사용되는 자본예산책정(Capital Budgeting) 기법에서 주요 입력 값으로 사용된다(그림 3-3).

[그림 3-3] 자본비용 활용



자료: Helms et. al. 2015, "Investor-Specific Cost of Capital and Renewable Energy Investment Decisions." In Charles W Donovan (Ed.), Renewable energy finance Funding the Future of Energy, Chapter 5, pages 85-111.을 참조하여 저자 작성

자본비용을 산정하기 위한 다른 방안으로는 기업이 사업 투자 여부를 판단할 때 주로 활용하는 순 현재가치(NPV) 산정 시 적용되는 내부수익률(IRR)과 가중평균자본비용(WACC)을 비교하는 방법이 있다. 예를 들면 기업의 미래 현금흐름에 대한 순 현재가치(NPV)를 0으로 만들 때 적용되는 내부수익률(IRR)을 해당 기업이 수용할 수 있는 최소 수익률을 나타내는 가중평균자본비용(WACC)과 비교하는 것이다. 내부수익률(IRR)이 가중평균자본비용(WACC)을 초과하는 사업들은 경제적 가치가 있는 반면 그와 반대인 사업에 투자하는 기업은 주주들의 가치를 하락시키는 결과를 야기하게 되는 것이다.

[그림 3-4] 순 현재가치에 따른 내부수익률(IRR) 및 가중평균자본비용(WACC) 산정 방법

$$NPV(0) = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + WACC)^t} = CF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t}$$

자료: Finnerty, 2013, Project Financing : Asset-Based Financial Engineering. 3rd ed. Wiley Finance Ser. Oxford.

영국의 경우 할인율(Discount Rate)을 허들률(Hurdle Rate)로 표현하고 있으며, 이는 프로젝트 개발자가 운영기간 동안 필요로 하는 최소 재무 수익률로

정의된다. 따라서 영국에서의 자본비용은 프로젝트가 직면하는 기회비용¹⁵⁾을 의미하며 이것이 허들률로 표현되는 것이다. 영국의 신재생에너지에 대한 허들률 수준을 살펴보면, 2015년은 6.5%~8.9%에서 2018년은 5.0%~6.3% 수준으로 소폭 감소한 것으로 확인된다(〈표 3-4〉).

〈표 3-4〉 영국 정부지원금 대상 에너지원에 대한 허들률 (2018년 기준)

	실질타인자 본비용	실질자기자 본비용	유효세율	부채비율	세전 자본비용 (허들레이 트 2018)	허들레이트 2015
태양광발전	1.96%	15.10%	10.20%	80.00%	5.00%	6.50%
육상풍력	2.30%	13.40%	9.40%	77.50%	5.20%	6.70%
해상풍력	2.30%	17.70%	10.20%	77.50%	6.30%	8.90%

자료 : Europe Economics, 2018, Cost of Capital Update for Electricity Generation, Storage and Demand Side Response Technologies.

미국 에너지정보청(EIA)에서 신규 발전원별 발전단가(LCOE) 추정에 적용하는 자본비용을 살펴보면, 신규 전원 건설에 있어 자본구조 상의 자본과 부채의 비율을 4대 6으로 설정하고 있다. 자기자본비용은 자본자산결정모형(CAPM, Capital Asset Pricing Model) 방식을 활용하여 9.7%를 적용하였으며, 타인자본비용은 평균적으로 4.5%를 적용하였다. 이에 따라 결정된 2021년 기준 적정 할인율은 5.9% 수준으로 나타났다(EIA 2021).¹⁶⁾ 이는 2020년 대비 자기자본비용은 10.4%에서 9.7%(0.7%p ↓), 타인자본비용은 5.3%에서 4.5%(0.8%p ↓), 할인율은 6.6%에서 5.9%(0.7%p ↓) 수준으로 하락한 결과이다.

〈표 3-5〉 미국 EIA 신규 전원 적정 할인율(discount rate)

구분	타인자본비용	자기자본비용	유효법인세율	부채비율	할인율
신규 전원 (2020~50)	4.5	9.7	21	60	5.9

자료: Department of Energy, EIA, 2021, Assumptions to the Annual Energy Outlook.

15) 자본을 빌리는 비용 또는 유사한 위험을 가진 대체 투자에서 벌 수 있는 수익률

16) Department of Energy, EIA, Assumptions to the Annual Energy Outlook 2021.

본 연구에서는 현재 추진되고 있는 대다수의 재생에너지 발전사업이 민간 주도사업인 현실을 고려하여 재무적 관점에서의 할인율을 적용하여 재생에너지 발전단가(LCOE)를 분석하고자 한다. 재무적 할인율 산정방안으로는 앞서 살펴본 내용과 같이 다음 두 가지 대안을 고려할 수 있다. 첫 번째 대안은 발전공기업이 민간 기업과 컨소시엄을 구성하여 재생에너지 발전 사업을 추진하는 경우를 가정하고 동 사업에 대한 가중평균자본비용(WACC)을 산출하여 이를 재무적 할인율로 활용하는 것이다. 가중평균자본비용(WACC)을 산출하기 위해 활용한 방법은 자본자산가격산정모델(CAPM)을 활용하는 것이 있으며, 우리나라 경제적 전제조건을 적용하여 산출할 결과 4.42%로 나타났다(〈표 3-6〉).

가중평균자본비용(WACC) 산출에서 무위험이자율(R_f)은 정부가 보증하는 국고채 중 가장 최장기인 10년 만기 국고채 금리의 최근 10년 평균치인 2.09%를 적용하였다. 시장위험프리미엄($E(R_m)$)은 최근 10년 동안의 KOSPI지수 연평균 수익률의 기하평균인 7.77%를 적용하였다. 베타계수(β)는 현재 자본시장에서 신재생에너지 발전 사업을 대표하는 기업이 상장되어 있지 않아 신재생에너지 사업의 위험을 정확하게 평가하기 어렵다는 점을 고려하여 위험 중립적이라고 할 수 있는 1의 수치를 적용하였다. 세전이자율은 최근 10년 CD(91일)금리의 평균인 2.09%에 가산금리 2.5%를 더한 4.59%를 적용하였으며, 이를 바탕으로 세금효과(법인세율 22%)를 공제한 타인자본비용(R_d)은 3.36%로 산출되었다. 마지막으로, 자기자본비율에 대응하는 타인자본비율은 프로젝트 파이낸싱 형태로 신재생에너지 사업이 추진되고 있는 점과 현재의 금융시장현황을 고려하여 80% 수준으로 설정하였다.

〈표 3-6〉 가중평균자본비용(WACC) 산정 방법

WACC	$[R_f + \beta * (E(R_m) - R_f) \times 20\%] + [(\text{세전이자율} \times (1 - \text{법인세율})) \times 80\%] = 4.42\%$
세부 내역	R_f : 2.61%, $E(R_m)$: 7.7671%, β : 1, 세전이자율: 4.59%, 법인세율: 22%, 자기자본비율: 20%, 부채 비율: 80%

자료: 저자 직접 작성

두 번째 대안은 발전공기업이 자체적으로 재생에너지 발전 사업을 추진하는 경우 해당 사업에 내부적으로 기대하는 요구 수익률을 이용하는 것이다. 이러한 이유는 민간 재생에너지 사업자가 자본시장에 주식 상장을 통해 위험 등의 평가를 받아야 보다 정확한 요구 수익률 수준 등을 알 수 있지만 자료 확보의 한계로 인해 발전공기업의 정보를 활용하는 것이다. 향후 민간 재생에너지 발전사업자의 자본시장을 통한 금융조달 과정에서 공개되는 정보가 가용할 경우에는 이를 활용하는 것이 합리적일 것이다. 2021년 기준으로 국내 발전 공기업이 내부적으로 기대하는 요구 수익률의 평균은 약 5.02%¹⁷⁾ 수준이므로 이를 재무적 할인율로 활용하는 방법이 있을 것이다.

본 연구에서는 발전단가(LCOE) 추정에 적용하는 할인율을 외부로 공개되지 않은 기업 내부 자료를 적용하는 방법보다는 객관적인 통계자료와 자본자산가 격산정모델(CAPM)에 기반하여 산출된 가중평균자본비용(WACC)을 활용하는 것이 합리적이라고 판단하여 해당 수치를 할인율로 적용하고자 한다.

2.2.2. 이용률

이용률은 발전단가(LCOE)를 평가함에 있어 설비비용 못지않게 중요한 요소이다. 왜냐하면 발전소에서 생산하는 연간 발전량은 발전소의 일간 발전시간을 어느 수준으로 설정하는지에 따라서 큰 차이가 발생하기 때문이다. 특히 연간 발전시간이 전통에너지원에 비해 상대적으로 적은 태양광이나 풍력발전의 경우에는 아주 중요하다고 할 수 있다.

태양광 발전소의 발전시간은 발전소가 입지한 부지의 연간 일사량에 크게 영향을 받는다. 태양광발전의 이용률(Capacity Factor)는 일반적으로 발전소를 최대 출력으로 가동하는 비율이다. 예를 들어, 발전소를 24시간 중 최대 출력으로 가동한 시간을 %로 나타낸 것을 의미하는 것이며 산정 공식은 다음과 같다.

$$CF = \frac{E(kWh)}{T \times 24(h) \times C(kW)} \times 100(\%) \quad (\text{식3})$$

17) 세부 수치에 대한 상세한 기술은 기업의 내부 영업 비밀을 침해하는 결과를 야기할 수 있어 전체 평균인 5.02%만 작성함.

여기서 T 는 발전소 가동기간, C 는 정격발전설비용량, E 는 T 기간동안 발전한 전력량을 의미한다.

신재생에너지 국제기구인 IRENA(2020a)¹⁸⁾ 분석에 따르면, 신규 유틸리티 급¹⁹⁾ 규모의 태양광 발전의 전 세계 가중 평균 이용률은 2010년 13.8%에서 2020년 16.1%로 증가한 것으로 나타났다. 이는 주로 태양광 발전소가 일사량이 낮은 지역에서 일사량이 풍부한 지역으로 많이 설치된 것과 추적식 태양광²⁰⁾ 발전소가 설치된 결과이다.

<표 3-7> 세계 유틸리티급 태양광발전 가중평균 이용률 추이(2010-2020)

Year	하위 5%	가중평균	상위 5%
2010	10.4%	13.8%	23.0%
2011	10.1%	15.2%	26.0%
2012	10.5%	15.1%	25.3%
2013	11.9%	16.4%	23.0%
2014	10.8%	16.6%	24.4%
2015	10.8%	16.5%	29.0%
2016	10.7%	16.7%	25.9%
2017	11.5%	17.5%	27.0%
2018	12.3%	17.9%	27.0%
2019	10.7%	17.5%	23.9%
2020	9.9%	16.1%	20.8%

자료: IRENA 2021, Renewable Cost Database

일본은 재생에너지에 대한 지원제도로써 발전차액지원제도(FIT)를 운영해 오고 있으며, 태양광 발전에 대한 경제성을 분석하여 태양광 발전 차액지원금을 산정하고 있다. 2021년도 발전차액지원을 위한 재생에너지 조달가격 산정을 위해 2019년 6월부터 2020년 5월까지의 태양광발전 설비이용률을 조사한 결과 <표 3-8>에서 보듯이 사업용 태양광 발전의 설비이용률은 2019년 기준으로

18) IRENA(2021), Renewable Cost Database

19) 유틸리티급 태양광 발전을 구분하는 기준에서 오로지 용량만을 기준으로 하는 경우에는 약 1MW 이상으로 정의하기도 하고 규모와 무관하게 유틸리티가 소유하거나 생산된 전력을 유틸리티에 전량 판매하는 경우에도 유틸리티급이라 한다. 일부 금융사업자의 경우 투자규모와 자본금 투입가치 등을 평가해약 5천 만 달러(20MW급) 규모를 유틸리티급의 최저 규모로 정의하기도 함 (이윤경 (2016). [해외전력산업 동향] 글로벌 유틸리티급 태양광발전 현황과 동향. 전기저널, 36-42).

20) 태양 방향이나 각도 변화에 따라 최적 효율을 추적하는 태양광 발전 시스템을 의미함.

10kW급 이상이 17.5%, 50kW급 이상이 16.9%로 분석되었다.

〈표 3-8〉 일본 사업용 태양광발전 설비이용률

설치년도	10kW 이상	50kW 이상	250kW 이상	1000kW 이상
2012	13.0%	13.0%	14.0%	14.7%
2013	13.4%	13.9%	14.5%	15.2%
2014	13.7%	14.3%	14.6%	15.3%
2015	14.2%	14.8%	15.1%	15.4%
2016	14.8%	15.3%	15.5%	15.8%
2017	15.8%	16.2%	16.2%	16.1%
2018	16.6%	17.0%	17.0%	16.6%
2019	17.5%	16.9%	16.9%	17.0%

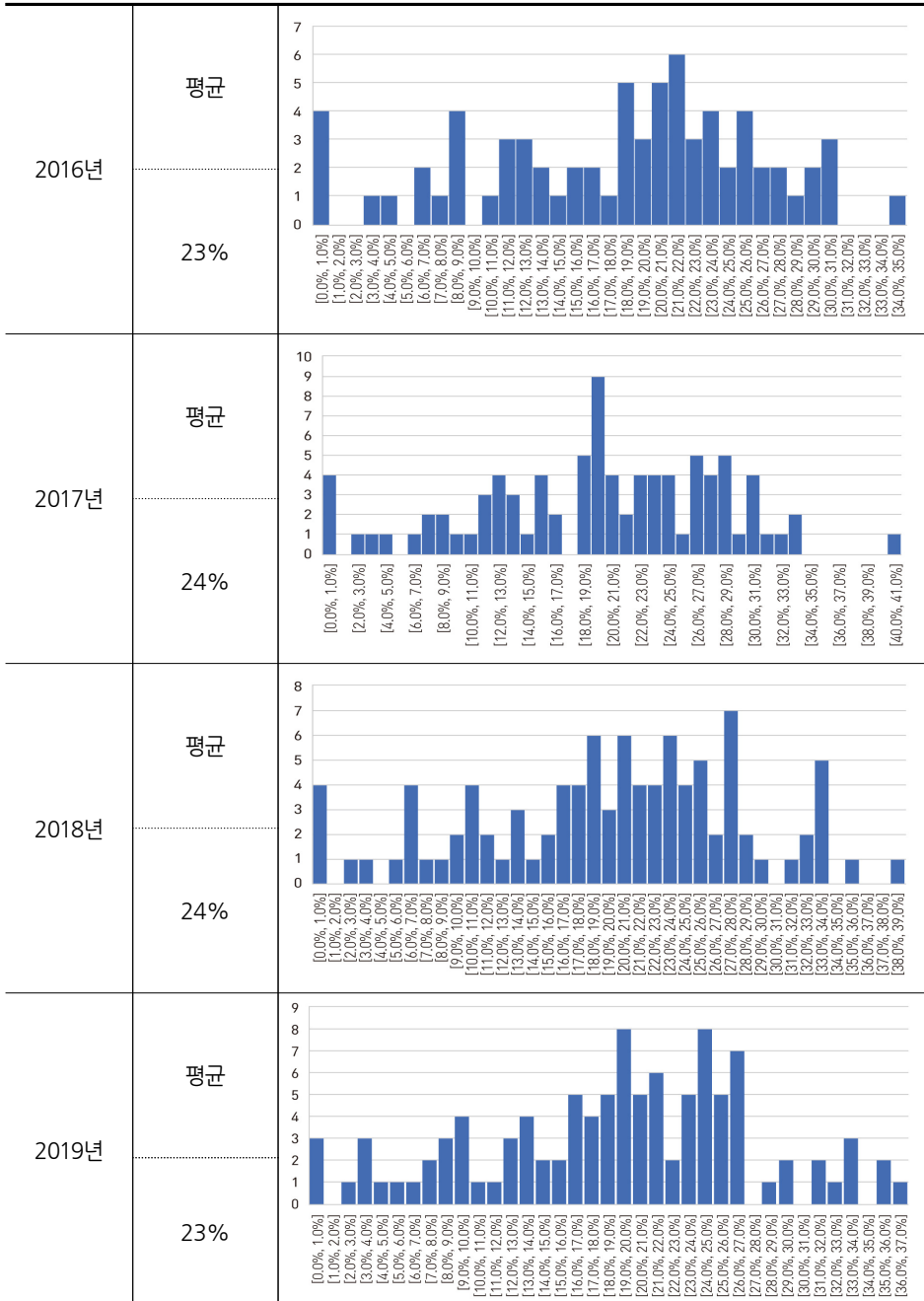
자료: 조달가격등산정위원회(2021.1.27), 2021년 이후의 조달 가격에 대한 의견 자료를 참조하여 저자 작성

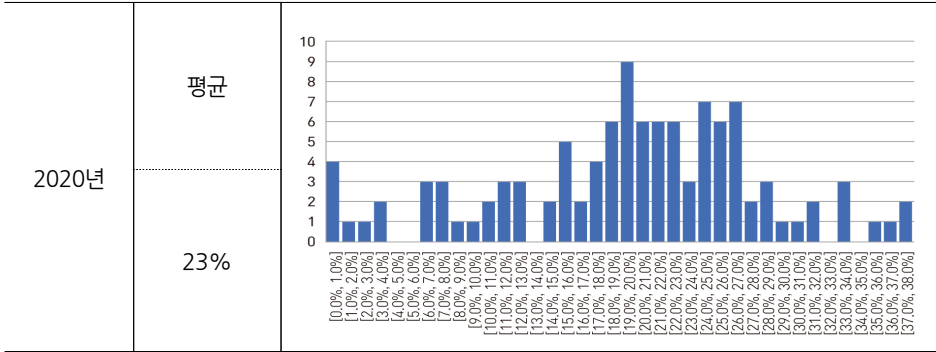
본 연구에서는 연구의 정합성을 유지하기 위해 1차년도와 동일하게 태양광 보급 및 관리를 담당하고 있는 한국에너지공단의 자료를 활용하여 도출한 태양광 발전 이용률(15.38%)을 적용하였다. 이는 국제적으로 입지가 좋은 지역의 태양광 발전 실적에 비해서는 낮은 수치이나 일본과는 거의 유사한 수준으로서 국가적 관점에서 보면 우리나라의 태양광 설비이용률은 세계 평균적인 수준이라고 할 수 있다. 따라서 이번 2차년도 연구에서는 1년 동안 변화를 유발할 신뢰성 있는 자료의 업데이트가 미비한 관계로 연구의 일관성 측면에서 1차년도 연구 실적을 준용하고자 한다. 다만, 향후에 신뢰할 수 있는 자료가 가용할 경우 현재 적용하고 있는 이용률의 변경을 검토할 수 있을 것이다.

육상풍력 발전소의 설비이용률은 한국전력거래소 자료를 활용하여 산정하였다. 이에 따르면 2020년 기준 전국 육상풍력 발전소는 109개소이며, 2016년부터 2020년까지 육상풍력 발전소별 연간 발전량을 활용하여 추정된 이용률은 22.8%~24.2% 수준으로 나타났다.²¹⁾ 또한, 국내 육상풍력 최대 이용률은 2017년에 40%를 기록하였으며, 최근 5년간 평균 이용률은 약 23% 수준으로 확인되었다. 따라서, 본 연구에서는 해당 실적 자료를 바탕으로 추정된 육상풍력 이용률(23%)을 발전단가(LCOE) 전제조건으로 적용하고자 한다.

21) 연간 육상풍력 발전소별 이용률이 15% 이하인 경우 고장 및 정비로 판단하여 평균 산정 시 제외하였음.

〈표 3-9〉 연도별 육상풍력 이용률 분포





자료: 한국전력거래소의 육상풍력 발전소별 발전량 자료를 활용하여 연구자 추정 결과

2.2.3. 성능저하율

대부분의 발전설비는 일반적으로 설비 사용에 의한 열화현상 등 여러 요인에 의해 최초 보증된 성능이 시간이 지남에 따라 저하되는 특성이 있다. 태양광 발전 설비도 예외가 아니기 때문에 수명기간 동안 성능 저하가 발생한다. 하지만, 발전설비의 성능저하 현상은 기술진보에 의해 향상되어 점차적으로 하락하는 추세를 보이는 것이 일반적이므로 이를 고려할 필요가 있다.

미국 신재생에너지연구소(NREL)의 연구²²⁾에 의하면, 태양광 패널은 연간 약 0.5% 수준의 성능저하율(중간치)을 나타내고 있으며 이러한 성능저하율은 혹서 기후에서는 더 높아 질 수 있다.

또한, 성능저하율은 제품에 따라 차이가 발생하기 때문에 대표적인 표준을 선정하는 것도 중요하다고 할 수 있다. 예를 들면, 국내 LG전자의 태양광 최신 모듈²³⁾의 경우 초기년도 이후 연간 출력하락률이 0.33%로 25년차에는 90.08%의 출력 성능을 보증하고 있다. 반면, 한화큐셀의 발전용 모듈 제품²⁴⁾은 첫 해 정격 출력의 98% 이상이며 연간 성능저하율 0.54%로 25년 후 정격 출력의 85% 이상 생산을 보증하고 있다.

따라서, 본 연구에서는 태양광 발전단가(LCOE) 산정을 위한 성능저하율은 현재 보급되어 있는 현황을 보수적으로 고려하여 상대적으로 높은 한화큐셀 모듈

22) <https://www.nrel.gov/state-local-tribal/blog/posts/stat-faqs-part2-lifetime-of-pv-panels.html>, 접속일자 : 2021.10.20

23) LG전자 홈페이지, 프리미엄초고효율 NE타입 모듈 LG 태양광 솔루션, 접속일자 : 2021.8.31

24) 큐셀 홈페이지, Q,PEAK DUO L-G6.2 POSEIDON 415-420, 접속일자 : 2021.8.31

의 성능저하율인 0.54%를 적용하고자 한다. 풍력발전에 대한 성능저하율은 공식적으로 활용할 수 있는 자료가 부재한 관계로 신재생에너지 백서²⁵⁾에서 확인되는 풍력발전 연간 성능저하율(0.3%)을 적용하고자 한다.

2.2.4. 법인세율

일반적으로 국내에서 발전 사업을 하는 경우 발생한 소득에 대해 소득세를 내야할 의무가 있는데 영리법인의 경우 과세표준에 따라 세율이 각각 차이가 있다. 2018년 이후 적용되는 법인세 세율은 <표 3-10>와 같이, 2억 이하 소득은 10%, 2억 초과 200억 이하 소득은 20% 200억 초과 3,000억 이하 소득은 22%, 3천억 초과 소득은 25% 세율을 적용하고 있다. 따라서 본 연구에서는 연간 발전으로 얻게 되는 순수익²⁶⁾ 금액에 따라 과세표준을 적용하여 법인세를 산정하고자 한다.

<표 3-10> 국내 법인세 과세표준(2020)

과세표준	2억원 이하	2억원 초과	200억원 초과	3,000억원 초과
세율(%)	10	20	22	25

자료: 국세법령정보시스템, https://txsi.hometax.go.kr/docs_new/main.jsp (최종접속일 : 2021.02.01.)

2.2.5. 경제수명

발전설비는 가동경험(운전경험) 및 생산경험의 축적에 따라 설비 수명이 증가하는 것이 일반적이다. 태양광 발전의 경우, 산업 자체가 아직 초기 단계인 관계로 수명이 타 전원에 비해 상대적으로 짧은 편이다. 태양광 발전의 핵심 설비는 태양광 패널이며 최근까지 수명은 20년으로 알려져 있는데 이는 패널 제조업체의 출력보증 기한이 통상 20년이기 때문이다. 하지만 최근 태양광 패널은 급속한 기술발전의 영향으로 인해 패널 출력보증 기한이 25년으로 늘어나고 있는 실정이다.²⁷⁾

25) 산업통상자원부, 신재생에너지 백서(2020), 풍력발전 LCOE 추정 전체, p109

26) 순수익 = 연간 총 수익 - 연간 총 비용

27) <https://www.lge.co.kr/kr/business/product/energy/lg-LG420N2W-V5-v2>, 접속일자 : 2021.8.31

미국 신재생에너지연구소(NREL)의 연구²⁸⁾에 의하면, 태양 패널의 생산 수명에 관해서는 그 자체로 종료 날짜가 없으나 모듈은 일반적으로 20~25년 동안 보증되며 그 후에도 여전히 전기를 생산할 수 있지만 실제 출력 수준은 더 이상 보장되지 않는다. 따라서 태양광 발전설비 소유자는 25년 후에 발전설비를 해체하기로 결정할 수 있고, 다른 소유자는 발전설비를 그대로 두고 더 낮은 수준이지만 계속해서 발전을 유지할 수 있다.

재생에너지의 경제수명에 관련한 이슈는 설비의 물리적 특성을 나타내는 설비수명 관점에서 볼 것인지 아니면 정부의 보조금 지원기간으로 볼 것인지에 대한 문제이다. 재생에너지의 발전단가(LCOE)를 평가함에 있어서 이러한 측면을 고려하여 분석하는 것이 필요하다. 이에 본 연구는 현재 장기고정가격계약에 따른 정부 보조금 지급기간인 20년을 기준으로 하고 지원금이 종료된 이후 5년간 모듈의 출력 보증됨을 고려한 시나리오를 추가하여 분석하고자 한다.

육상풍력 터빈의 설비 수명은 일반적으로 20년~30년 수준으로 개발된다. 하지만 실제 풍력발전의 설비 수명은 운영 및 관리 조건과 환경에 따라 차이기 발생할 수 있다. 예를 들면, 발전부지의 풍향이 설계에서 가정했던 조건과 다를 수 있고, 경우에 따라서는 주변 환경의 변화(난류, 후류효과 등)로 발전기의 피로도를 증가시키는 상황이 발생할 수 있는 것이다. 따라서 풍력발전 설비의 경제적 표준 수명을 확정하는 데에는 어려움이 있다. 이에 본 연구에서는 육상풍력 발전설비의 경제적 수명을 설정하기 위해 신재생에너지 백서²⁹⁾를 참고하여 보수적인 관점에서 동일하게 20년으로 적용하고자 한다. 또한, 육상풍력 발전단가(LCOE) 산정 시에도 정부 보조금 지급기간인 20년을 기준으로 하고 지원금이 종료된 이후 5년간 발전소 운영을 유지할 경우를 고려한 시나리오를 추가하여 분석하고자 한다.

2.2.6. 계통한계가격(SMP)

발전단가(LCOE) 산정식에서 살펴본 바와 같이 비용 요소에 법인세가 포함된다. 재생에너지 발전 운영에 따른 순수익에 대한 법인세를 산정하기 위해서

28) <https://www.nrel.gov/state-local-tribal/blog/posts/stat-faqs-part2-lifetime-of-pv-panels.html>, 접속일자 : 2021.10.20

29) 산업통상자원부, 신재생에너지 백서(2020), 풍력발전 LCOE 추정 전제, p109

는 국내 도매전력시장가격인 계통한계가격(SMP, System Marginal Price)와 신재생에너지 공급인증서(REC, Renewable Energy Certificates)에 대한 설정이 필요하다.

계통한계가격(SMP)은 신재생에너지 발전사업자가 전력시장으로부터 보상받는 현물시장가격으로 발전사업자의 주요 수입원 중 하나이다. 현재 계통한계가격(SMP)은 시간대별 전력시장가격으로 시간대별 전력수요와 전력공급여건(발전 및 전력계통상황) 등에 의해 가격이 결정되고 있다. 참고로 지난 5년간 육지 계통한계가격(SMP)은 <표 3-11>과 같이 68.52원/kWh에서 94.64원/kWh 수준이었으며 5년 단순 평균은 82.31원/kWh 수준이었다.

<표 3-11> 국내 육지 및 제주 SMP 실적(2016~2020)

기간	SMP		
	육지	제주	통합
2020	68.52	101.54	68.87
2019	90.09	152.78	90.74
2018	94.64	146.69	95.16
2017	81.39	119.72	81.77
2016	76.91	91.77	77.06
평균	82.31	122.50	82.72

자료: 전력거래소, <https://www.kpx.or.kr/www/contents.do?key=225> (최종접속일 : 2021.08.01.)

계통한계가격(SMP)을 설정하는 여러 방법 중 가장 합리적으로 수용하기 쉬운 방법은 이러한 과거 실적을 고려하여 반영하는 방안이다. 다만 이 방법의 한계는 미래의 여건을 정확하게 반영하지 못한다는 것이나 분석대상이 되는 태양광 발전과 풍력 발전의 경우 대부분 사업의 전력판매가격이 계통한계가격(SMP)과 신재생에너지 공급인증서(REC)를 합산한 20년 장기고정계약가격의 형태이기 때문에 계통한계가격(SMP)의 수준과 변동성에 영향을 크게 받지 않는다고 할 수 있다.

따라서 현재의 재생에너지 발전단가(LCOE)를 분석함에 있어서는 현재의 계통한계가격(SMP) 수준을 활용함이 크게 문제가 되지 않다고 할 수 있다. 다만,

현재 수준의 발전단가(LCOE) 분석이 아닌 미래 전망에 있어서는 계통한계가격(SMP) 전망 결과를 활용할 필요가 있다.

본 연구에서는 2021년도 현재 시점에서 RPS 공급의무자의 주요 이행수단 중 하나인 신재생에너지 RPS 고정가격계약 경쟁입찰 선정시장에서 활용되고 있는 계통한계가격(SMP) 기준가격(81.91원/kWh)을 적용하고자 한다.

2.2.7. 신재생에너지 공급인증서(REC)³⁰⁾

현재 신재생에너지 공급의무자는 자체건설, 장기고정가격계약, 외부구매(현물시장 및 자체계약) 등의 다양한 계약 수단을 통해 신재생에너지 공급인증서(REC)를 확보하고 있다. 고정가격계약은 자체계약, 선정계약, 소형태양광으로 구분되며, 공급인증서(REC) 가격은 시장과 유형별로 각각 다르게 결정된다. 재생에너지 발전단가(LCOE) 추정을 위한 공급인증서(REC)는 장기 전망을 통해 적용하는 것이 합리적이거나, 앞서 언급된 내용과 같이 최근 대부분 재생에너지 발전 사업이 선정시장을 통해 계통한계가격(SMP)과 공급인증서(REC)를 합산한 20년 장기고정으로 계약하는 형태이기 때문에 공급인증서(REC) 가격의 수준과 변동성에 영향을 크게 받지 않는다고 볼 수 있다. 따라서 본 연구에서는 재생에너지 발전단가(LCOE)를 분석에 최근 계약가격을 바탕으로 산출된 공급인증서(REC) 가격 수준을 적용하고자 한다.

최근 태양광 발전의 경우 신재생에너지 발전사업자가 장기고정가격계약을 선호하고 있고 이러한 계약방식이 확대되고 있으므로 발전단가(LCOE)를 산정함에 있어 선정시장과 소형태양광에 대한 고정가격계약가격을 적용하는 방법을 고려할 필요가 있다. 2021년 상반기 태양광 고정가격계약 경쟁입찰을 통해 선정된 평균가격은 142.3원/kWh 수준으로 앞에서 제시한 계통한계가격(SMP) 81.9원/kWh를 감안하는 경우 신재생에너지 공급인증서(REC)는 약 60.4원/kWh 수준으로 산정된다. 따라서 태양광의 경우 해당 수치를 발전단가(LCOE) 추정을 위한 신재생에너지 공급인증서(REC) 전제조건으로 적용하고자 한다. 한편 육상풍력의 경우에는 대부분의 발전 사업이 수의계약의 형태로 진행되는 점

30) 공급인증서 발급대상 설비에서 공급되는 전력량에 가중치를 곱하여 MWh 단위를 기준으로 발급하며 발전사업자가 신·재생에너지 설비를 이용하여 전기를 생산·공급하였음을 증명하는 인증서로 공급의무자는 공급의무량에 대해 신·재생에너지 공급인증서를 구매하여 충당할 수 있음.

을 고려하여 한국전력거래소에서 제시하는 육상풍력 수의계약 가이드라인 가격을 준용하여 국산기준과 외산기준의 평균값인 75.0원/kWh을 분석에 적용하고자 한다.

제4장

재생에너지(태양광, 육상풍력) 발전사업 비용조사

재생에너지 발전 사업에 진입하기 위해 고려해야할 사항은 다양하다. 그 중에서 가장 중요하게 고려해야할 사항은 사업 개발단계부터 발전설비 시공 및 운영 유지를 위해 투입해야하는 비용이다. 앞서 살펴본바와 같이 세계적으로 재생에너지 보급이 확대되는 이유 중에 하나는 발전설비를 위한 비용이 하락하였고, 향후에도 지속적으로 하락할 것이라는 전망이 지배적이기 때문이다³¹⁾. 재생에너지 발전사업을 위해 투입되는 비용은 국가마다 상이하다. 이는 재생에너지에 대한 기술 수준과 설비의 노하우의 차이에서 발생한다. 실제로 재생에너지 발전사업을 일찍이 시작한 유럽국가의 경우 보급률이 높고, 기술이 진보되어 있어 발전설비 시공 및 운영을 위한 비용이 상당히 낮은 수준에 도달했다.

우리나라는 2017년 ‘재생에너지 3020 이행계획’을 통해 재생에너지 보급이 빠른 속도로 확대되고 있지만, 발전사업을 위한 비용은 여전히 높은 수준이다. 이에 본 연구에서는 실제 우리나라에서 재생에너지(태양광, 육상풍력) 발전사업을 위해 투입되는 비용이 세부적으로 어느 수준인지 조사하고, 1차년도 조사결과와 대비하여 추세를 분석하고자 한다. 또한, 1차년도에 조사되었던 일반 지상 태양광 발전소 유형뿐만 아니라 수상, 건물옥상, 영농형태양광과 같은 형태의 발전소에 대해서도 세부 비용을 조사하고, 이를 종합적으로 비교 분석하고자 한다.

31) BENF, 2020. Global PV Market Outlook

1. 태양광 발전설비 비용 조사

1차년도 연구에서는 일반 지상태양광을 중심으로 규모별(100kW, 1MW, 3MW) 세부 비용을 조사하였다. 2차년도 연구에서는 일반 지상태양광 규모별(100kW, 1MW, 3MW, 20MW) 발전설비 비용뿐만 아니라 수상태양광(3MW), 건물태양광(3MW), 영농형태양광(100kW)을 추가하여 조사하였다(〈표 4-1〉). 수상태양광은 저수지나 댐 위에 부유식으로 태양광을 설치하는 형태를 의미하며, 건물태양광은 건축물 옥상이나 지붕에 설치하는 형태를 의미하고, 영농형태양광은 일반 농지 위에 설치하여 영농활동과 발전을 동시에 하는 형태를 의미한다.

'신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합 의무화제도 관리·운영지침' 상의 신재생에너지 공급인증서(이하, REC) 가중치 체계에 따르면 태양광 설비 형태에 따라 차등하여 적용하고 있다. 일반지상의 경우 규모에 따라 0.8~1.2를 적용하며, 건축물 등 기존 시설물을 이용하는 경우는 규모에 따라 1.0~1.5, 수상태양광의 경우 규모에 따라 1.2~1.6을 적용하고 있다. 이렇듯 태양광 발전시설은 다양한 형태로 전력시장에 참여하고 있어 사업 유형별 및 규모별 특성을 반영한 비용 조사 연구가 필요한 시점이다. 본 연구에서 수행한 재생에너지 비용 조사는 1차년도와 동일한 방법으로 자료의 객관성을 유지하기 위해 신재생에너지 발전설비 가격 조사에 전문성을 확보한 건설산업정보연구원에 의뢰하여 진행하였다.

〈표 4-1〉 연도별 태양광 비용 조사 범위

1차년도 조사 내용	2차년도 조사 내용
지상태양광(100kW, 1MW, 3MW)	지상태양광(100kW, 1MW, 3MW, 20MW), 수상태양광(3MW), 건물태양광(3MW), 영농형태양광(100kW)

자료: 저자 직접 작성

태양광 발전설비 비용은 직접비와 간접비로 구분할 수 있다. 직접비에는 모듈, 인버터, 접속반, 모니터링 시스템, 구조물, 전기배선, 토목공사 등이 포함되며, 간접비에는 설계, 감리, 진단 및 검사, 일반관리비용, 이자비용, 보험비용, 한전계통 접속비용, 이윤, 부가세 등이 포함된다. 재생에너지 발전사업을 진행하는 과정에서 발생하는 개발행위인허가 및 지역발전비용도 전체 발전설비 비용에서 큰 비중을 차지하지만 이는 지자체별 규정과 지역별 주민수용성 정도가 달라 비용 표준화에 한계가 있기 때문에 본 조사에서 해당 항목은 제외하였다. 이에 대해서는 지역별 특성을 반영한 개발행위인허가비용 및 지역발전비용을 조사하는 별도의 연구가 필요할 것으로 사료된다.

태양광 발전설비 비용은 설치하는 유형과 규모에 따라 다르기 때문에 각각의 특성을 반영한 조사가 필요하다. 예를 들어, 지상태양광의 경우 직접비에 주요 기자재, 모니터링, 기초구조물, 전기배선, 토목공사 등이 모두 포함되지만 건물태양광, 영농형태양광, 수상태양광의 경우에는 토목공사 필요하지 않다. 건물태양광과 수상태양광은 토목공사가 필요 없는 형태이고, 영농형태양광의 경우 경작하고 있는 농지 위에 태양광을 설치하는 형태로 별도의 토목공사가 필요하지 않기 때문이다. 대신에 건물태양광은 건물옥상 및 지붕위에 설치하는 형태이기 때문에 구조물 안정성 검토 비용과 크레인을 이용한 기자재 운반비 등이 포함된다. 수상태양광의 경우 수상위에 설치하는 형태이기 때문에 구조물프레임, 부력체, 계류시설, 접안시설을 위한 비용이 포함된다. 그리고 태양광 발전설비 규모에 따라서 PC와 모니터링 시스템, 변전소 비용 등이 발생하기 때문에 본 연구에서는 이러한 내용에 대해 <표 4-2>와 같이 항목별로 구분하여 차별적으로 조사하였다.

<표 4-2> 태양광 비용 직접비 조사 항목

구분		지상				건물	영농형	수상
		100kW	1MW	3MW	20MW	1MW	100kW	3MW
직 접 비	모듈	0	0	0	0	0	0	0
	인버터(접속반 일체형)	0	0	0	0	0	0	0
	접속반	-	-	-	-	-	-	-
	모니터링	0	0	0	0	0	0	0
	PC	-	-	-	0	-	-	0

구분			지상				건물	영농형	수상	
			100kW	1MW	3MW	20MW	1MW	100kW	3MW	
구조물	모니터		-	-	-	0	-	-	0	
	□형강, C형강, PLATE, RIB, 볼트, 너트, BASE, LATE		0	0	0	0	0	0	구조체 프레임, 부력체	
	무수축물탈, 케미컬양카, 노무비								계류시설, 접안시설	
	구조물 안정성 검토 (안전발판, 사다리, 유지보수 통로)		-	-	-	-	0	-	-	
	기자재 운반비		-	-	-	-	0	-	-	
	전기배선	분전반		0	-	-	-	-	-	전기시설(송변전설비 포함), 통신설비
		수배전반		-	0	0	-	0	0	
		변전소		-	-	-	0	-	-	
		폴리에틸렌 난연케이블, 케이블덕트, 지용비닐절연전선		0	0	0	0	0	0	
		접지동봉, 접지동판, 후렉시블전선관, 노무비								
토목공사	터파기/토사, 되메우기/토사, 갑석지경, U형플룸관부설, 휀스, 노무비		0	0	0	0	-	-	-	
직접비	설계 및 감리		0	0	0	0	0	0	0	
	진단 및 검사									
	일반관리비									
	금융비용									
	보험비용									
	한계접속비									
	기타	이윤, 부가가치세, 간접노무비								

자료: 저자 직접 작성

1.1. 지상태양광 조사 결과

지상태양광의 발전설비 규모별 비용 조사 결과는 <표 4-3>과 같다. 세부항목별 비용은 건설산업정보연구원의 조사 결과를 바탕으로 관련 업계 전문가 자문 및 검토 내용을 반영하여 산정하였다. 결과적으로 1차년도(2020년) 조사 결과와 비교했을 때 2차년도(2021년) 기준 태양광 총 설비비용은 100kW는 1,491천원/kW, 1MW는 1,310천원/kW, 3MW는 1,213천원/kW 수준으로 작년 대비 약 1.5%~2.7% 감소한 것으로 나타났다. 먼저, 직접재료비에서 태양광 모듈 가격은 폴리실리콘 가격이 상승하였음에도 불구하고 시장 경쟁으로 인해 2020년 대비 소폭 하락한 것으로 나타났다. 인버터의 경우 최근 접속반이 포함된 스트링 인버터가 보급되고 있으며, 해당 제품의 가격 또한 기술개발 및 제품 가격 경쟁으로 인해 작년 대비 소폭 하락한 것으로 나타났다. 반면 구조물 및 전기시설, 토목공사 설비비용은 철강재 가격 상승의 영향으로 크게 상승한 것으로 확인되었다. 직접노무비의 경우 작년대비 소폭 증가한 것으로 확인되었으며, 이는 물가상승률에 따른 인건비가 증가했기 때문인 것으로 판단된다.

간접비에 포함된 항목 중에서 설계 및 감리 비용은 공공발주사업에 대한 건축사 업무 범위와 대가기준³²⁾을 반영하여 산정하였으며 작년대비 직접비용이 감소됨에 따라 해당 비용도 소폭 감소한 것으로 나타났다. 진단 및 검사는 한국전기안전공사의 2021년도 발전사업자 전기설비 검사수수료를 반영하여 산정하였으며 작년대비 소폭 감소한 것으로 확인되었다. 일반관리비용, 금융비용, 보험비용, 간접노무비용, 이윤, 부가세 등은 원가집계상으로 직접비와 연관되어 있으며 직접비용이 감소함에 따라 작년대비 소폭 감소한 것으로 나타났다. 전체적으로 태양광 원부자재 가격의 상승과 코로나19 영향 등의 악재에도 불구하고 전 세계 재생에너지 보급 확대 기조에 따라 과열되고 있는 시장 경쟁으로 인해 지상태양광의 총 설비비용은 작년 대비 소폭 하락한 것으로 판단된다.

20MW 대규모 태양광 발전 설비비용의 경우 1,154천원/kW 수준으로 3MW 설비비용 대비 약 5% 낮은 것으로 확인되어 규모의 경제가 명확하게 나타나는 것으로 분석되었다.

32) 공공발주사업에 대한 건축사의 업무범위와 대가기준 [별표4] 건축설계 대가 요율, [별표5] 건축공사감리 대가요율

〈표 4-3〉 지상태양광 세부 항목별 비용 조사 결과

(단위: 천원/kW)

구분		지상태양광										
		2020년	2021년	증감	2020년	2021년	증감	2020년	2021년	증감	2021년	
		100kW	100kW		1MW	1MW		3MW	3MW		20MW	
직접비	직접재료비	모듈	400.0	369.0	▼	390.5	365	▼	380.9	354	▼	337.5
		인버터 (접속반 포함)	149.7	121.2	▼	130.1	74.2	▼	114.3	70.1	▼	59.8
		수배전반	-	-	-	61.9	74.8	△	25.6	55	△	-
		모니터링	16.1	6.2	▼	1.6	2.2	△	1	1.2	△	0.9
		토목 공사	34.2	50.6	△	16	36.3	△	12.5	28.3	△	23.6
		구조물 공사	75.9	113.8	△	75.7	110.6	△	75.7	102.7	△	99.8
		전기공사(전기실 포함)	43.3	56.9	△	26	36.8	△	25.9	32.3	△	29
		변전소	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	직접노무비	모니터링	1.5	1.5	△	0.5	0.5	△	0.5	0.5	△	0.3
		토목 공사	41.4	42.2	△	27.2	27.7	△	24.4	24.9	△	22.2
		구조물 공사	85.7	87.5	△	86.7	88.5	△	85.7	87.5	△	63.5
		전기공사(전기실 포함)	63.4	64.6	△	63.4	64.6	△	63.4	64.6	△	63.1
		구조물 안정성 검토										
		(안전발판, 사다리, 유지보수)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

구분			지상태양광										
			2020년	2021년	증감	2020년	2021년	증감	2020년	2021년	증감	2021년	
			100kW	100kW		1MW	1MW		3MW	3MW		20MW	
경비	통로)												
	자재운반비		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	기계경비		17.8	11.6	▼	14.4	13.6	▼	13.7	13.2	▼	13	
	법정경비		78.3	76	▼	91.3	83.1	▼	94.3	82.9	▼	78.5	
간접비	설계 및 감리		163.5	156.9	▼	95	87.9	▼	78.2	71.6	▼	61.7	
	진단 및 검사		2.2	2.2	▼	0.8	0.8	▼	0.5	0.5	▼	0.4	
	일반관리비		61.4	58.9	▼	60	53.7	▼	51.2	47	▼	40.5	
	기타사업비	금융비용		2.4	1.8	▼	6.5	2.3	▼	9	2.2	▼	2.1
		보험비용		0.4	0.4	▼	0.4	0.3	▼	0.4	0.3	▼	0.3
		계통연계		92.3	92.3	-	18.7	18.7	-	23.4	23.4	-	20.6
		기타(간접노무비, 이윤, 부가가치세)		183.9	177.3	▼	179.2	168.1	▼	158	151.1	▼	137.5
	설비비용			1,513.3	1,491.0	▼	1,345.8	1,309.6	▼	1,238.6	1,213.2	▼	1,154.2

자료: 건설산업정보연구원(외부용역) 비용 조사 결과를 바탕으로 저자 작성

IRENA(2021b)에서 자체 조사 분석한 2020년 기준 전 세계 주요국 유틸리티급 태양광 발전설비 비용은 평균적으로 약 1,045천원/kW 수준인 것으로 나타났다. 국가별로 보면 인도가 671천원/kW으로 가장 낮고, 가장 높은 국가는 일본으로 2,061천원/kW 수준인 것으로 나타났다. 우리나라의 경우 1,067천원/kW 수준으로 조사되었고, 본 연구에서 조사한 20MW급 태양광 발전설비 비용과는 약 87천원/kW 차이가 발생했다. 이는 개별 프로젝트 마다 비용이 다를 수 있고 조사 항목 및 시점에 따른 차이인 것으로 판단된다.

2020년 전 세계 태양광 발전설비 평균 비용은 2010년 대비 약 83% 하락하였으며, 2015년 대비 약 47% 하락한 것으로 나타났다. IRENA(2021b)에서는 이러한 비용 하락의 주요 요인으로는 기술개발과 혁신에 따른 효율 향상, 시공 및 설비 경험의 증가, 보급 확대에 따른 세계 시장 가격 경쟁 심화, 설비 규모의 확대 등으로 분석했다. 향후 탄소중립 사회로의 이행을 위해 전 세계 태양광 보급은 더욱 확대될 것으로 기대되며 기술진보 및 시장 경쟁으로 인해 비용 하락세는 지속될 것으로 예상된다.

〈표 4-4〉 주요국 유틸리티급 태양광 발전 설치비용 추세

(단위: 천원/kW)

Country	2010년	2015년	2020년	감소율	
				'10년~'15년	'15년~'20년
호주	7,865	2,546	1,193	-68%	-53%
중국	4,494	1,551	732	-65%	-53%
프랑스	6,229	1,776	1,060	-71%	-40%
독일	4,219	1,457	787	-65%	-46%
인도	5,752	1,480	671	-74%	-55%
일본	0	2,529	2,061	-	-18%
한국	10,239	2,381	1,068	-77%	-55%
스페인	5,320	1,360	856	-74%	-37%
영국	6,733	1,741	951	-74%	-45%
미국	5,314	2,933	1,238	-45%	-58%
평균	6,210	1,975	1,045	-68%	-47%

주: 최근 10년 평균 환율(1,125원/USD) 적용 시
 자료: IRENA, 2021, Renewable Power Generation Costs in 2020

주요국의 태양광 발전설비 세부 항목별 비용을 보면, 국가별 차이를 확인할 수 있다. 인도, 중국, 독일의 경우 모듈, 인버터와 같은 주요기자재의 비용이 낮고, 시공 및 기타 간접비용도 낮은 수준이다. 하지만, 일본의 경우 주요기자재 비용도 높고 설치 및 시공, 기타 간접비용도 높은 수준이다. 우리나라의 경우 주요기자재와 설치, 시공에 해당하는 직접비용은 국가별 평균 보다 약 18% 낮은 수준이나 이윤, 금융비용, 인허가, 기타 비용에 해당하는 간접비용이 타 국가 대비 약 68% 높은 수준인 것으로 나타났다. 설비비용을 비교하면 우리나라는 주요국 평균보다 조금 낮은 수준인 것으로 확인된다.

〈표 4-5〉 주요국 유틸리티급 태양광 발전 세부항목별 설비비용

(단위: 천원/kW)

구분		일본	미국	프랑스	독일	중국	인도	한국	평균
모듈	비용	413	401	266	263	290	252	317	315
	비중	20%	32%	25%	33%	40%	38%	30%	31%
인버터	비용	149	75	47	37	38	38	60	63
	비중	7%	6%	4%	5%	5%	6%	6%	6%
기초구조물	비용	92	96	134	64	18	64	62	76
	비중	4%	8%	13%	8%	2%	10%	6%	7%
계통연계	비용	114	89	148	75	64	37	84	87
	비중	6%	7%	14%	10%	9%	6%	8%	9%
케이블	비용	65	73	66	41	19	43	62	53
	비중	3%	6%	6%	5%	3%	6%	6%	5%
안전 및 보안	비용	25	31	9	10	11	38	14	20
	비중	1%	3%	1%	1%	2%	6%	1%	2%
모니터링 시스템	비용	21	16	4	5	3	3	5	8
	비중	1%	1%	0%	1%	0%	0%	0%	0%
기계장치 설치	비용	546	193	115	68	69	33	78	157
	비중	26%	16%	11%	9%	9%	5%	7%	12%
전기공사	비용	356	31	83	53	46	23	54	92
	비중	17%	3%	8%	7%	6%	3%	5%	7%
사전조사	비용	51	9	10	13	11	6	13	16
	비중	2%	1%	1%	2%	2%	1%	1%	1%
이윤	비용	108	141	96	103	76	27	103	93
	비중	5%	11%	9%	13%	10%	4%	10%	9%
금융비용	비용	20	16	5	4	47	59	104	36
	비중	1%	1%	0%	1%	6%	9%	10%	4%

구분		일본	미국	프랑스	독일	중국	인도	한국	평균
설계	비용	5	32	8	10	7	14	9	12
	비중	0%	3%	1%	1%	1%	2%	1%	1%
인허가	비용	44	7	43	22	10	15	67	30
	비중	2%	1%	4%	3%	1%	2%	6%	3%
기타 비용	비용	53	28	27	18	23	20	36	29
	비중	3%	2%	3%	2%	3%	3%	3%	3%
설비비용	비용	2,061	1,238	1,060	787	732	671	1,068	1,088
	비중	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

주: 최근 10년 평균 환율(1,125원/USD) 적용 시
 자료: IRENA, 2021, Renewable Power Generation Costs in 2020

1.2. 건물, 영농형, 수상태양광 조사 결과

2021년 기준으로 조사된 건물태양광, 영농형태양광, 수상태양광의 총 설비비용은 각각 1,113천원/kW, 1,777천원/kW, 1,786천원/kW 수준으로 나타났다. 유형별 총 설비비용에서 가장 많은 비중을 차지하는 항목을 보면 건물태양광은 모듈(33%), 영농형태양광은 모듈(21%)과 구조물공사(17%), 수상태양광은 모듈(21%)과 부력체 구조물(21%)로 확인된다.

건물태양광의 경우 표준설비 1MW급으로 산정된 결과이며 지상태양광의 동일용량과 비교하면 약 15% 낮은 수준이다. 건물태양광의 경우 지상과는 달리 토목공사 비용이 제외되나, 구조물 안정성 검토를 위한 안전발판, 사다리, 유지 보수 통로 설치비용, 주요기자재 운반비용이 추가된다는 것이 특징적이다. 전체적으로는 큰 비중을 차지하는 토목공사 비용이 제외됨에 따라 총 설비비용은 지상태양광 대비 낮은 수준으로 확인된다.

영농형태양광의 경우 국내에서 약 19개 이상의 실증사업이 진행 중이므로, 실제 사업 진행을 위한 발전 설비비용 산정은 어려운 상황이나 실증사업 중인 사업체를 통해 조사된 결과에 따르면, 100kW 기준으로 지상태양광의 동일용량과 비교하면 약 19% 높은 수준으로 확인된다. 영농형태양광은 농작물 재배에 영향을 미치지 않기 위해 높은 구조물을 설치해야한다. 이에 따라 높은 구조물 및 전기시설을 설치하기 위한 기자재 비용과 노무비가 전체적인 비용을 상승시키는 요인으로 확인된다.

수상태양광은 저수지 또는 댐에 설치하는 형태로 한국농어촌공사 및 한국수자원 공사를 중심으로 보급이 확대되는 추세이며, MW급 대규모 설비가 가능하다는 것이 장점이다. 또한, 수상태양광의 경우 낮은 수온으로 인해 지상과 동일한 모듈을 사용 하더라도 출력 효율이 높다는 것이 특징이다. 단점으로는 총 설비비용에 토목공사 비용이 포함되지 않지만, 수면 위에 구조물을 띄우기 위한 부력체, 계류설비, 접안 시설 등이 반드시 필요하기 때문에 설비비용이 높아진다는 것이다. 최근 수상태양광 보급이 활발히 이루어지고 있다고 하더라도 여전히 낮은 보급률과 기술력으로 인해 설비비용은 가장 높은 것으로 나타났다.

〈표 4-6〉 건물, 영농형, 수상태양광 세부 항목별 비용 조사 결과

(단위: 천원/kW)

구분			건물태양광	영농형태양광	수상태양광
			2021년	2021년	2021년
			1MW	100kW	3MW
직접비	직접재료비	모듈	365	369	380.4
		인버터 (접속반 포함)	74.2	121.2	71.3
		수배전반	74.8	-	-
		모니터링	2.2	-	12.6
		토목 공사	-	-	-
		구조물 공사	110.6	296.4	377
		전기공사(전기실 포함)	36.8	84.1	194.8
		변전소	-	-	-
	직접노무비	모니터링	0.5	1.5	1
		토목 공사	-	-	-
		구조물 공사	87.5	131.2	43.6
		전기공사(전기실 포함)	63.1	77.6	63.1
		구조물 안정성 검토 (안전발판, 사다리,	8	-	-

구분			건물태양광	영농형태양광	수상태양광	
			2021년	2021년	2021년	
			1MW	100kW	3MW	
		유지보수 (통로)				
		자재운반비	0.8	-	-	
	경비	기계경비	1.8	30	75.7	
		법정경비	53.4	92.8	83.6	
간접비	설계 및 감리		79.7	192.3	95	
	개발행위인허가		-	-	-	
	지역발전비		-	-	-	
	진단 및 검사		0.8	2.2	0.5	
	일반관리비		44.2	75.2	64.8	
	기타사업비	금융비용		1.9	2.3	3
		보험비용		0.6	0.5	0.4
		계통연계		9.2	92.3	23.4
		기타(간접노 무비, 이윤, 부가가치세)		99.4	208.1	295.6
설비비용			1,114.5	1,776.8	1,785.8	

자료: 건설산업정보연구원(외부용역) 비용 조사 결과를 바탕으로 저자 작성

2. 육상풍력 발전설비 비용 조사

신재생에너지 보급통계에 따르면 2019년 기준 사업용 육상풍력의 누적보급 용량은 1.4GW로 태양광 보급용량(11.8GW)의 13% 수준이다. 2015년~2019년 기간 동안 연평균 증가율은 태양광은 34%, 육상풍력은 13%로 큰 차이를 보이고 있다. 이와 같이 우리나라 육상풍력 발전 설비의 보급량은 현저히 낮은 수준이며 관련 기술의 개발이 지연됨에 따라 현재까지 설비비용이 하락하지 않고 일정한 수준을 유지하고 있을 것으로 판단된다.

본 연구에서는 연도별 태양광 발전 설비비용 조사와 더불어 육상풍력 발전 설비비용도 함께 조사함으로써 현재의 가격 추세를 분석하고, 미래 예상되는 가격을 전망하고자 한다. 이에 1차년도(2020년) 육상풍력 비용 조사에 연속해서 2차년도(2021년) 조사를 진행하였다. 1차년도 조사에는 표준설비를 20MW로 설정하였지만, 2차년도에는 터빈의 대형화로 인한 설비용량 증대 추세를 반영하여 표준설비를 20MW, 40MW 두 가지로 설정하여 조사하였다.

〈표 4-7〉 연도별 육상풍력 비용 조사 범위

1차년도 조사 내용	2차년도 조사 내용
육상풍력 20MW	육상풍력 20MW, 40MW

출처: 저자 직접 작성

육상풍력 발전 설비비용 조사는 태양광과 동일하게 객관성을 유지하기 위해 건설산업정보연구원에 의뢰하여 진행하였다. 세부 조사항목은 1차년도와 동일하게 주기기(터빈, 블레이드, 너셀, 타워 포함), 토목공사, 전기공사, 운송 및 설치, 모니터링, 설계 및 감리, 진단 및 검사, 일반관리비, 기타 사업비(금융비용, 보험비용, 계통연계비 등)로 구성하였다. 간접비에 포함된 지역발전 및 개발행위인허가 관련 비용은 발전 사업 입지와 주민수용성에 따라 큰 차이가 발생하기 때문에 관련 비용 조사는 별도 과제를 통해 진행할 필요가 있어 1차년도 조사항목에서는 제외하였다. 하지만, 국내 육상풍력 발전소가 소수이며 발전소 부지와 관련하여 지역 주민수용성 확보가 프로젝트 진행에 큰 비중을 차지하고

있는 것이 현실이기 때문에 2차년도에는 실제 육상풍력 발전소를 시공하여 운영하는 사업체를 대상으로 주민수용성 관련 비용을 조사하였다.

조사 결과를 바탕으로 관련 업계 전문가 자문 및 검토를 통해 최종 산정된 육상풍력 발전 설비비용은 <표 4-8>와 같다. 2021년 기준 20MW 총 설비비용은 2,622천원/kW 수준이며, 개발행위인허가 및 주민수용성 확보 비용 제외 시 2,279천원/kW으로 확인되었다. 1차년도 조사 결과와 비교하면 동일하게 개발행위인허가 및 주민수용성 확보 비용을 제외한 조건하에서는 작년대비 약 10% 감소한 것으로 확인되며, 포함하는 경우에는 작년대비 약 4% 증가하는 것으로 확인되었다. 한편 설비비용에서 가장 많은 비중을 차지하는 풍력 터빈 비용은 철강재 가격 상승에도 불구하고, 터빈의 대형화 추세 및 시장의 가격 경쟁 등으로 인해 작년대비 감소한 것으로 확인된다.

규모의 경계를 확인하기 위해 추가로 조사한 육상풍력 40MW 설비비용은 2,496천원/kW 수준이며, 개발행위인허가 및 지역발전비 제외 시에는 2,245천원/kW으로 확인되었다. 조사된 결과에 따르면 설비 규모를 20MW에서 40MW로 확대함으로써 발생할 수 있는 비용 감소효과는 약 1%~4% 수준인 것으로 나타났다. 전체적으로 풍력 터빈의 대형화 및 전 세계 육상풍력 시장 확대에 따른 경쟁 심화로 인해 터빈 비용은 감소하는 추세이나, 개발행위인허가 및 지역발전과 같은 간접비 증가가 설비비용 증가에 영향을 미치는 것을 확인된다.

<표 4-8> 육상풍력 세부 항목별 비용 조사 결과

(단위: 천원/kW)

구분			2020년	2021년	증감	2021년
			20MW	20MW		40MW
직접비	직접재료비	주기기(터빈, 블레이드, 너셀, 타워 포함)	1,150.0	1,035.1	▼	1,019.6
		토목공사	105.5	104.7	▼	104.7
		전기공사(변전소 포함)	112.9	112.3	▼	112.3
		운송 및 설치	4	4.0	-	4.0
		모니터링	21	21.5	△	21.5
직접노무비	토목공사	83.1	82.6	▼	82.6	

구분		2020년	2021년	증감	2021년	
		20MW	20MW		40MW	
	전기공사(변전소 포함)	36.4	36.3	▼	36.3	
		운송 및 설치	19.9	19.8	▼	19.8
		모니터링	17	17.0	▼	17.0
	경비	기계경비	204.3	146.7	▼	146.7
		법정경비	154.8	145.0	▼	146.7
간접비	설계 및 감리		144.6	128.2	▼	124.9
	환경모니터링비		5	7.5	△	3.8
	진단 및 검사		5.8	5.8	-	5.8
	일반관리비		96.1	86.8	▼	86.1
	지역발전 및 개발행위인허가		-	342.5	-	251.7
	기타사업비	금융비용	36.6	29.2	▼	29.2
		보험비용	0.7	0.7	▼	0.7
		계통연계비	41.9	41.9	-	30.3
		기타	282.9	254.1	▼	252.7
	총 설비비용		2,522.5	2,621.6	▼	2,496.3

자료: 건설산업정보연구원(외부용역) 비용 조사 결과를 바탕으로 저자 작성

IRENA(2021b)에서 자체적으로 조사 분석한 2020년 기준 주요국 육상풍력 발전설비 비용 추정에 대한 결과는 평균적으로 약 1,795천원/kW 수준인 것으로 나타났다. 이는 본 연구에서 조사한 국내 육상풍력 발전설비 비용 대비 약 13% 낮은 수준이다. 국가별로 보면 인도가 유틸리티급 태양광 발전과 마찬가지로 육상풍력도 약 1,168천원/kW으로 가장 낮은 수준인 것으로 나타났고, 그 다음으로는 중국이 약 1,422천원/kW 수준인 것으로 나타났다. 비용이 가장 높은 국가는 유틸리티급 태양광 발전과 동일하게 일본으로 확인되며 약 3,588천원/kW 수준인 것으로 나타났다.

2020년 전 세계 육상풍력 발전설비 평균 비용은 2010년 대비 약 33% 하락하였으며, 2015년 대비 약 18% 하락한 것으로 나타났다. IRENA(2021b)에서는 이러한 비용 하락의 주요 요인으로 기술개발 따른 효율 향상, 터빈 크기의 증가, 세계 시장 경쟁 등으로 분석했다. 향후 태양광 발전설비 보급과 더불어 육상풍력 발전설비 보급도 더욱 확대될 것으로 기대되며, 지멘스, 베스타스와

같은 세계적인 대형 터빈 제조업체의 기술개발 및 가격 경쟁으로 인해 비용 하락세는 지속될 것으로 예상된다.

〈표 4-9〉 주요국 육상풍력 발전 설치비용 추세

(단위: 천원/kW)

Country	2010년	2015년	2020년	감소율	
				'10년~'15년	'15년~20년
덴마크	2,705	2,164	2,164	-20%	0%
미국	2,725	2,073	1,564	-24%	-25%
독일	2,586	2,247	1,997	-13%	-11%
이탈리아	2,909	2,417	1,948	-17%	-19%
영국	2,531	2,541	1,958	0%	-23%
인도	1,560	1,451	1,168	-7%	-19%
스페인	2,789	1,887	1,387	-32%	-27%
캐나다	3,067	2,874	1,586	-6%	-45%
프랑스	2,821	2,038	1,744	-28%	-14%
중국	1,688	1,504	1,422	-11%	-5%
터키	2,752	2,212	1,516	-20%	-31%
브라질	2,970	2,195	1,630	-26%	-26%
일본	3,126	2,645	3,588	-15%	36%
멕시코	3,194	2,470	1,726	-23%	-30%
평균	2,672	2,194	1,795	-18%	-18%

주: 최근 10년 평균 환율(1,125원/USD) 적용 시

자료: IRENA, 2021, Renewable Power Generation Costs in 2020

3. 재생에너지(태양광, 육상풍력) 운영 및 유지비용 조사

태양광과 육상풍력 발전소를 어떻게 운영하고 관리하느냐에 따라 생산되는 전력량이 달라지고, 이에 비례하여 발전 수익에도 영향을 미친다. 예를 들어, 태양광의 경우 모듈 위에 이물질이 생기거나 파손되면 발전량이 줄어들게 되고, 육상풍력의 경우 운영 중에 발생하는 잦은 고장으로 인해 터빈이 회전하지 않으면 그만큼 발전량이 줄어들게 되는 것이다. 최근 태양광 발전량 향상을 위한 유지관리 전문업체 수가 증가하는 추세이며, 육상풍력 발전 사업자는 정기 및 수시 점검을 위한 인력을 강화하고 있다. 본 연구에서는 자료의 연속성과 정합성을 유지하기 위해 1차년도 조사항목과 동일하게 운영유지 및 관리에 소요되는 비용을 전기안전관리자 선임비용, 연간 보험료, 관리 및 보수비용, 인버터 교체 비용 등으로 구분하여 조사하였다.

전기사업법³³⁾에 따르면 자가용 전기설비의 소유자 또는 점유자는 전기안전관리자를 선임하여야 하나 일정규모(75kW 이상, 2,500kW 미만)에 해당하는 경우 전기안전관리업무를 위탁관리(대행)할 수 있도록 허용하고 있다. 한국전기안전공사에서는 위탁관리에 대해 설비용량별 점검 주기 및 횟수와 개별 수수료를 제시하고 있다. 100kW의 경우 20일 이상의 점검주기로 월 1회 점검횟수를 가지며 1MW의 경우 5일 이상의 점검주기로 월 4회 점검횟수를 진행하게 된다. 3MW 이상 발전설비에 대해서는 전기사업법상으로 상시근로자를 배치해야 한다. 육상풍력의 경우 터빈 1기당 설비규모가 크고 태양광 대비 높은 기술력을 요구하므로 전기안전관리자 직종을 전기 분야 중급기술자로 적용하여 산출하였다.

따라서 재생에너지 발전소 운영에 소요되는 전기안전관리자 선임비용 산출을 위해 100kW, 1MW 발전설비는 한국전기안전공사에서 제시하는 위탁관리 대행 수수료³⁴⁾를 적용하였다. 또한, 3MW 이상 설비에 대해서는 직접고용 기준으로 엔지니어링기술자 노임단가 및 경력에 따라 산출하였다.

보험은 발전소 운영 시 발생할 수 있는 사고에 대응하기 위한 필수적인 항목이다. 최근 원활한 신재생에너지 보급을 위한 위험관리 방안으로 산업부와 한국

33) 전기사업법 제73조 제3항

34) 한국전기안전공사의 2021년 기준 전기안전관리대행 수수료

에너지공단이 함께 추진하고 엔지니어링공제조합(EGI, Engineering Guarantee Insurance)과 5개 보험사가 공동개발한 보험 상품이 존재한다. 이는 화재부터 자연재해, 제3자 피해까지 보상받는 종합공제 성격의 상품으로 현재 엔지니어링공제조합에서 운영하고 있다. 발전 설비에 대한 연간 보험료는 최근 개발된 상품을 적용하여 산출하였다.

연간 유지관리 비용은 태양광의 경우 모니터링을 위해 필요한 인터넷 사용료를 적용하였으며, 관련 비용은 태양광 발전소 운영 업체를 바탕으로 조사한 결과를 반영하였다. 육상풍력의 경우 연간 정기정비와 수시정비를 위한 비용을 적용하였으며, 관련 비용은 조사결과를 바탕으로 육상풍력 발전소를 운영하는 발전 사업자가 제시하는 연간 유지관리비를 반영하였다.

발전 설비 기자재 중에서 인버터 수명은 8년~10년³⁵⁾이며, 모듈에서 생산된 전력을 한국전력공사의 송배전망에 연결되어 송출하는 역할을 하므로 고장 및 제품 수명이 도래한 경우 신속한 교체가 필요한 기자재이다. 태양광의 경제적인 수명을 20년 가정하였을 때 인버터의 교체횟수는 설치용량별 1회로 산정되며, 인버터 수량 및 단가는 발전설비 원가 산출 시 적용했던 비용을 동일하게 적용하였다.

<표 4-10> 재생에너지(태양광, 육상풍력) 연간 운영유지비용 집계표

에너지원	용량	품명	금액(천원)	산출근거
지상 태양광	100kW	전기안전관리자 선임 비용	1,357	한국전기안전공사 안전관리대행 수수료 기준
		보험료	602	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 비용	364	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		인버터 교체비용	612	인버터수명 10년 기준 1회 교체 적용(인버터비용/20년)
		총 운영유지비용(연간)	2,936	
	1MW	전기안전관리자 선임 비용	11,675	한국전기안전공사 안전관리대행 수수료 기준
		보험료	4,638	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 비용	364	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
인버터 교체비용		5,566	인버터수명 10년 기준 1회교체 적용(인버터비용/20년)	

35) 한국전기공사협회, 2017, 태양광 발전설비 설치 가이드북

에너지원	용량	품명	금액(천원)	산출근거
태양광	3MW	총 운영유지비용(연간)	22,243	
		전기안전관리자 선임 비용	43,588	직접고용 기준(엔지니어링기술자(초급숙련, 전기) 1명 적용)
		보험료	12,114	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 비용	364	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		인버터 교체비용	14,421	인버터수명 10년 기준 1회 교체 적용(인버터비용/20년)
		총 운영유지비용(연간)	70,487	
	20MW	전기안전관리자 선임 비용	133,099	직접고용 기준(엔지니어링기술자 중급숙련 1명, 초급숙련 2명 적용)
		보험료	46,000	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 비용	364	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		인버터 교체비용	77,727	인버터수명 10년 기준 1회 교체 적용(인버터비용/20년)
총 운영유지비용(연간)	257,190			
건물 태양광	1MW	전기안전관리자 선임 비용	11,675	한국전기안전공사 안전관리대행 수수료 기준
		보험료	3,947	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 비용	364	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		인버터 교체비용	5,566	인버터수명 10년 기준 1회 교체 적용(인버터비용/20년)
	총 운영유지비용(연간)	21,552		
영농형태 양광	100kW	전기안전관리자 선임 비용	1,357	한국전기안전공사 안전관리대행 수수료 기준
		보험료	718	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 비용	364	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		인버터 교체비용	612	인버터수명 10년 기준 1회 교체 적용(인버터비용/20년)
	총 운영유지비용(연간)	3,051		
수상태양광	3MW	전기안전관리자 선임 비용	43,588	직접고용 기준(엔지니어링기술자(초급숙련, 전기) 1명 적용)
		보험료	17,832	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 비용	364	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		인버터 교체비용	14,421	인버터수명 10년 기준 1회 교체 적용(인버터비용/20년)
	총 운영유지비용(연간)	76,205		

에너지원	용량	품명	금액(천원)	산출근거
육상 풍력	20MW	전기안전관리자 선임 비용	145,306	직접고용 기준(엔지니어링 기술자 (중급숙련, 전기) 2명 적용)
		보험료	180,842	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 및 정비·보수 비용	698,620	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		총 운영유지비용(연간)	1,024,769	
	40MW	전기안전관리자 선임 비용	188,379	직접고용 기준(엔지니어링 기술자(중급) 1명, 초급숙련 2명 적용)
		보험료	361,684	엔지니어링 공제조합 제시 단가
		유지관리 및 정비·보수 비용	1,397,241	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		총 운영유지비용(연간)	1,947,304	

자료: 건설산업정보연구원(외부용역) 비용 조사 결과를 바탕으로 저자 작성

4. 재생에너지(태양광, 육상풍력) 토지비용 조사

태양광 및 풍력 발전설비는 입지에 따라 발전시간의 편차, 시공비용 등의 차이가 발생할 수 있으므로 입지선정이 중요한 요소로 작용한다. 본 조사에서는 행정안전부의 전기사업업체(수시) 기준 원동기종류별 개소 현황³⁶⁾ 자료를 활용하여 현재 정상 운영 중인 태양광 및 육상풍력 발전소에서 조사가 가능한 발전소를 선별하여 개별 발전소의 지목에 따른 평균 공시지가를 활용하였다. 태양광 발전 설비는 대부분 전, 답, 임야, 공장용지, 잡종지 등 5개 지목에 분포하였고, 각 지목별 개별 공시지가를 가중평균한 결과는 33,830원/㎡ 수준으로 확인되었다. 육상풍력의 경우 행정안전부의 발전소 현황 자료와 풍력산업협회 설치현황 자료를 활용하여 산정하였다. 대부분 임야, 잡종지, 전, 목장용지에 분포하는 것으로 확인되었으며, 각 지목별 개별 공시지가를 가중평균한 결과는 23,384원/㎡ 수준으로 나타났다.

발전 부지에 대한 비용은 토지를 매입하거나 임대를 하는 형식으로 구분된다. 발전 사업자 입장에서 토지를 매입할 경우의 소요되는 비용은 발전설비 수명 이후 회수될 수 있는 비용으로 간주하기 때문에 실제 토지비용은 자본지출에 따른 기회비용을 적용하는 것이 바람직하며, 이러한 기회비용은 연간 토지임대료로 대체될 수 있다. 본 연구에서는 발전 부지 사용에 대한 비용을 위에서 언급한 공시지가를 활용하여 발전소 면적 만큼에 토지 사용에 따른 임대료를 산정하였다.

예를 들어, 지상태양광의 경우 단위당(㎡) 공시지가와 규모별 필요설치면적을 반영하여 설치규모별로 요구되는 전체 토지매입비를 산정하고, 토지 사용에 대한 연간 임대비용은 국유재산법 제32조 및 국유재산법 시행령 제29조 제1항³⁷⁾에 따라 해당 재산가액(설치규모별 전체 토지매입비)에 1천분의 50 요율을 곱한 금액으로 산출하였다. 분석 결과 100kW 태양광 발전 설비의 연간 토지임대료는 약 1,653천원, 1MW는 16,541천원, 3MW는 49,627천원, 20MW는 330,857천원 수준으로 추정되었다.

36) 행정안전부 전기사업업체(수시)기준 원동기종류별 개소 현황(지역정보지원과 2019.11)

37) 법제처, 국가법령정보센터, <https://law.go.kr/법령/국유재산법시행령/제29조>

〈표 4-11〉 지상태양광 토지임대료

에너지원	항목	100kW	1MW	3MW	20MW	비고
지상태양광	필요설치면적(㎡)	977	9,779	29,339	195,598	A
	개별공시지가 평균액(원/㎡)	33,830				B
	토지매입비(천원)	33,052	330,827	992,548	6,617,147	$C = A \times B$
	기대이율(%)	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	D
	연간임대료(천원)	1,653	16,541	49,627	330,857	$C \times D$

주1) 필요설치면적 : 설치규모별 필요면적 적용

주2) 개별공시지가 평균액 : 공공데이터포털 행정안전부 전기사업업체(수시), 부동산 공시가격 알리마-부동산 정보 조회시스템 재구성

주3) 기대이율 : 국유재산법 제32조 및 국유재산법 시행령 제29조 제1항에 따라 해당 재산가액에 1천분의 50 요율을 곱한 금액 준용

자료: 건설산업정보연구원(외부용역) 비용 조사 결과를 바탕으로 저자 작성

건물태양광의 임대료는 발전소를 운영하고 있는 업체를 통해 조사한 결과 건물방향, 건물관리상태 등에 따라 kW당 연간 20,000원~30,000원에 거래되고 있으며, 통상적으로 임대기간은 20년을 확인되었다. 조사된 업체의 임대료를 평균한 결과 1MW 기준으로 연간 24,166천원으로 나타났다. 영농형태양광은 본인 소유의 토지에 설치한다는 것으로 가정하여 토지 임대비용을 별도로 산정하지 않았다. 수상태양광의 부지 사용에 관한 자료는 한국수자원공사로부터 협조 받았으며, 합천댐 수상태양광에 적용된 점사용료 산정 사례를 활용하여 산출하였다. 40MW급 합천댐 수상태양광의 연간 공유수면점사용료는 30,239천원으로 추정되었으며, 3MW급으로 환산한 결과 연간 부지 사용료는 2,268천원으로 산출되었다.

〈표 4-12〉 건물, 영농형, 수상태양광 토지임대료

태양광 유형	건물	영농형	수상	비고
설비용량	1MW	100kW	3MW	
연간 임대료 (천원)	24,166	본인 소유 토지 가정	2,268	개별 업체 조사 결과

자료: 건설산업정보연구원(외부용역) 비용 조사 결과를 바탕으로 저자 작성

육상풍력 발전 부지의 토지임대료는 운영중인 발전소의 지목별 개별 공시지가를 가중평균한 결과와 필요설치면적을 활용하여 토지매입비용을 계산한 후 국유재산법에 따른 토지 기대이율을 적용하여 산출하였다. 이에 따라 산출된 육상풍력 발전 부지의 연간 표준 부지 임대료는 20MW의 경우 116,917천원, 40MW의 경우 233,835천원 수준으로 산출되었다.

〈표 4-13〉 육상풍력 토지임대료

에너지원	항목	20,000kW	40,000kW	비고
육상풍력	필요설치면적(㎡)	100,000	200,000	A
	개별공시지가 평균액(원/㎡)	23,384		B
	토지매입비(천원)	2,338,350	4,676,700	$C = A \times B$
	기대이율(%)	5.0%	5.0%	D
	연간임대료(천원)	116,917	233,835	$C \times D$

주1) 필요설치면적: 설치규모별 필요면적 적용

주2) 개별공시지가 평균액: 공공데이터포털 행정안전부 전기사업업체(수시), 부동산 공시가격 알리미-부동산 정보 조회 시스템 재구성

주3) 기대이율: 국유재산법 제32조 및 국유재산법 시행령 제29조 제1항에 따라 해당 재산가액에 1천분의 50 요율을 곱한 금액 준용

자료: 건설산업정보연구원(외부용역) 비용 조사 결과를 바탕으로 저자 작성

제5장

재생에너지(태양광, 육상풍력) 발전단가(LCOE) 분석

1. 재생에너지(태양광, 풍력) LCOE 추정 결과 및 비교

앞서 분석한 발전단가(LCOE) 추정을 위한 전제조건과 재생에너지원별, 유형별, 규모별 발전 설비비용 조사결과를 정리하면 <표 5-1>과 같다. 본 연구의 주요 목적은 연도별 재생에너지의 세부 설비비용을 조사 및 분석하고, 이를 바탕으로 발전단가(LCOE)를 추정함으로써 재생에너지 가격의 변화에 따른 시장의 혼란의 방지하고, 시장참여자들에게 예측 가능한 가격 시그널을 제공하는데 있다. 따라서 1차년도(2020년) 조사 결과에 따른 발전단가(LCOE) 추정 결과와 2차년도(2021년) 조사 결과에 따른 발전단가(LCOE) 추정 결과를 통해 현재 가격 수준을 추정하여 제시하고자 한다. 향후 동일한 방식으로 3차, 4차, 5차년도 재생에너지원별 비용과 전제조건 조사에 따른 발전단가(LCOE)가 추정된다면 우리나라 재생에너지 가격 추세를 정확하게 진단하고, 예측 가능한 미래 가격을 제시할 수 있을 것으로 판단된다.

〈표 5-1〉 재생에너지(태양광 및 풍력) 발전단가(LCOE) 산정을 위한 전제조건

구분	태양광							육상풍력	
	지상 100kW	지상 1MW	지상 3MW	지상 20MW	건물 1MW	영농형 100kW	수상 3MW	20MW	40MW
설비비용 (천원/kW)	1,491	1,310	1,213	1,154	1,113	1,777	1,786	2,622	2,496
운영 및 유지비용 (원/kW-년)	29,360	22,243	23,496	12,860	21,552	30,510	25,402	51,238	48,683
토지 임대비용 (원/kW-년)	16,526	16,541	16,542	16,543	24,166	-	756	5,846	5,846
평균 설비이용률 (%)	15.38	15.38	15.38	15.38	15.38	15.38	15.38	23	23
할인율 (%)	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
부채율 (%)	80	80	80	80	80	80	80	80	80
이자율 (%/년)	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%
인플레이션 (%)	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%
법인세율 (%)	순소득 기준, 2억원 이하 11%, 2억원~200억원 20%, 200억원~3,000억원 22%								
경제적수명 (년)	20	20	20	20	20	20	20	20	20
성능저하율 (%)	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.3	0.3
SMP (원/kWh)	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9
REC (원/kWh)	60.4	60.4	60.4	60.4	60.4	60.4	60.4	75	75
REC 가중치	1.2	1	1	0.8	1.5	1.2	1.2	1.2	1.2

자료: 저자 직접 작성

위 전제조건을 적용하여 추정한 지상태양광의 발전단가(LCOE) 결과는 [그림 5-1], <표 5-2>와 같다. 지상태양광의 경우, 100kW는 152.0원/kWh, 1MW는 134.2원/kWh, 3MW는 129.2원/kWh, 20MW는 123.4원/kWh으로 추정되었고, 설비 규모가 증가함에 따라 감소하는 추세를 보여 규모의 경제가 명확하게 확인되었다. 1차년도에 동일 설비용량으로 추정된 결과와 비교하면 100kW는 15.5원/kWh 감소, 1MW는 8.3원/kWh 감소, 3MW 4.7원/kWh 감소한 것으로 나타났으며, 작년 대비 태양광 발전단가(LCOE)가 약 3%~9% 감소한 것으로 도출되었다. 이러한 발전단가(LCOE) 하락에 가장 크게 영향을 미친 요인은 설비비용이며, 다음으로 연간 운영유지비용과 이자비용 감소 순으로 확인되었다.

[그림 5-1] 지상태양광 발전단가(LCOE) 비교



자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

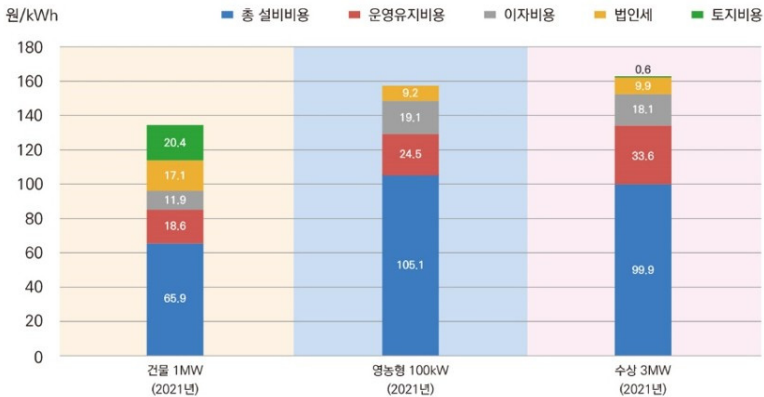
<표 5-2> 지상태양광 LCOE 비교

구분	지상 100kW	지상 100kW	지상 1MW	지상 1MW	지상 3MW	지상 3MW	지상 20MW
	2020년	2021년	2020년	2021년	2020년	2021년	2021년
LCOE(원/kWh)	167.5	152.0	142.5	134.2	133.9	129.2	123.4
총 설비비용	102.5	88.2	87.5	77.5	80.6	71.8	68.3
운영유지비용	25.8	24.5	19.6	18.6	20.7	19.6	19.6
이자비용	19.1	16.0	14.8	14.0	13.7	13.0	12.4
법인세	5.7	9.3	6.1	10.1	4.4	10.8	9.1
토지비용	14.4	14.0	14.5	14.0	14.5	14.0	14.0

자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

기타 태양광 유형의 발전단가(LCOE)는 건물태양광(1MW)은 133.9원/kWh, 영농형태양광(100kW)은 157.9원/kWh, 수상태양광(3MW)은 162.1원/kWh로 추정되었다. 1MW급 태양광 발전 설비에서 지상과 건물에 설치하는 경우를 비교하면 건물에 설치하는 유형이 지상 대비 0.3원/kWh 낮은 것으로 나타났다. 100kW급 영농형태양광은 동일 용량의 지상태양광 대비 약 6원/kWh 높은 것으로 나타났다. 이는 영농형태양광 설비비용이 지상태양광 보다 높은 수준이지만, 본인 소유 경작지에 설치한다는 가정하에 부지 임대비용을 반영하지 않았기 때문인 것으로 확인되었다. 3MW급 수상태양광은 동일 용량의 지상태양광 대비 33원/kWh 높은 수준으로 큰 차이를 보였다. 이는 기본적으로 지상과 수상에 설치하는 발전 설비비용의 차이에서 발생한 것으로 분석된다.

[그림 5-2] 건물, 영농형, 수상태양광 발전단가(LCOE) 비교



자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

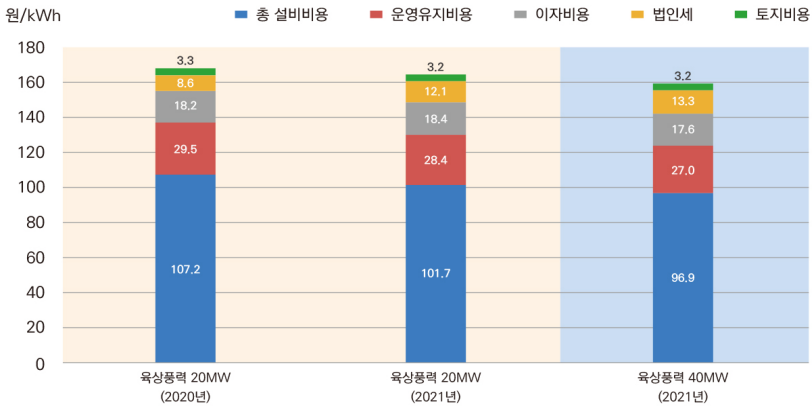
<표 5-3> 건물, 영농형, 수상태양광 LCOE 비교

구분	건물 1MW	영농형 100kW	수상 3MW
	2021년	2021년	2021년
LCOE(원/kWh)	133.9	157.9	162.1
총 설비비용	65.9	105.1	99.9
운영유지비용	18.6	24.5	33.6
이자비용	11.9	19.1	18.1
법인세	17.1	9.2	9.9
토지비용	20.4	-	0.6

자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

육상풍력 발전단가(LCOE)는 20MW는 164.0원/kWh, 40MW는 158.0원/kWh로 1차년도 추정 결과 대비 약 3원/kWh 감소한 것으로 나타났다. 이는 설비비용에 해당하는 발전단가(LCOE) 하락이 주요 요인으로 확인되는데, 작년 대비 설비비용은 증가하였지만, 현재 경제 상황과 저금리 기조를 반영하여 산정된 할인율이 작년대비 하락했기 때문인 것으로 추정된다³⁸⁾. 2021년 기준으로 조사된 육상풍력 발전 설비비용에서 2020년 조사 기준과 동일하게 개발행위인허가 및 지역발전비용을 제외할 경우 육상풍력 발전단가(LCOE)는 150.7원/kWh 수준으로 작년대비 약 16원/kWh 감소한 것으로 나타났다.

[그림 5-3] 육상풍력 발전단가(LCOE) 비교



자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

<표 5-4> 육상풍력 LCOE 비교

구분	육상풍력 20MW	육상풍력 20MW	육상풍력 40MW
	2020년	2021년	2021년
LCOE(원/kWh)	166.8	164.0	158.0
총 설비비용	107.2	101.7	96.9
운영유지비용	29.5	28.4	27.0
이자비용	18.2	18.4	17.6
법인세	8.6	12.1	13.3
토지비용	3.3	3.2	3.2

자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

38) 2020년 육상풍력 발전단가(LCOE) 산정 시 적용된 재무적 할인율은 5.5%임.

종합적으로 2021년 기준 재생에너지(태양광, 육상풍력) 발전단가는 2020년 대비 소폭 감소한 것으로 나타났으며, 이는 설비비용의 하락이 가장 큰 영향을 미친 것으로 추정된다. 대외적인 환경으로는 폴리실리콘 가격 상승, 철강재 가격 상승, 인건비 상승 등의 비용 상승을 유발하는 요인이 있었지만, 국내 재생에너지 보급 확대 정책에 따른 기술개발 및 시장 경쟁으로 전체적인 설비비용은 감소한 것으로 추정된다.

할인율은 해당년도의 경제적 조건 상황을 반영하여 추정한 할인율을 적용하였는데, 이러한 경우 1~5년차 발전단가(LCOE)의 상대 비교가 다소 어려울 여지가 있다. 연구의 목적이 5년 동안의 재생에너지 발전단가(LCOE) 추정을 통해 미래 재생에너지 발전단가(LCOE)를 전망하기 위한 시스템을 구축하는 것이기 때문에 상대적인 비교를 위해서 일부 분석 전제는 정합성을 유지할 필요가 있다. 따라서 1차년도에 적용한 재무적 할인율(5.5%)을 적용한 발전단가(LCOE)도 추가로 분석하였다. 분석결과 규모별로 발전단가(LCOE)가 감소한 수준 차이가 발생했지만, 설비비용 감소에 따른 발전단가(LCOE) 추세는 동일한 것으로 도출되었다. 즉, 2020년 대비 2021년의 설비비용이 감소한 경우 발전단가(LCOE)는 감소하였고, 반대의 경우 발전단가(LCOE)는 증가한 것으로 추정되었다. 당연한 결과라고 생각할 수 있지만, 동일한 기준에서 재생에너지의 전반적인 설비비용 감소가 발전단가(LCOE)에 미치는 수준을 파악하기 위해 반드시 필요한 검증 절차라고 판단된다.

〈표 5-5〉 재무적 할인율 5.5% 적용 시 LCOE 비교(원/kWh)

구분	지상 태양광 100kW	지상 태양광 1MW	지상 태양광 3MW	육상풍력 20MW
2020년 기준 LCOE(A)	167.5	142.5	133.9	166.8
2021년 기준 LCOE(B)	160.8	142.0	132.3	174.3
차이(A) - (B)	-6.7	-0.5	-1.6	7.5

자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

본 연구에서 다뤄야 할 핵심 내용 중의 하나는 우리나라 재생에너지 발전단가(LCOE) 전망이다. 재생에너지 발전 프로젝트를 준비하는 예비 사업자와 에너지 정책을 계획하는 정책입안자에게 미래 예상 가격에 대한 시그널을 제공하는 것

은 중요하기 때문이다. 재생에너지 발전단가(LCOE)를 전망하는 방법론으로 학습효과(learning effect)³⁹⁾ 모형이 있다. 학습효과 모형은 제품 또는 서비스의 원가하락을 확인할 수 있는 대표적인 방법론 중에 하나이다. 방법론이 간단명료하여 최근 다양한 선행연구에서 학습효과 모형이 이용되고 있다⁴⁰⁾.

학습효과 모형을 활용한 재생에너지 발전단가(LCOE)를 전망하기 위해 확보되어야 할 데이터는 연도별 재생에너지 발전설비 세부 항목별 비용과 국내 보급 설비용량이다. 국내 재생에너지 보급 실적은 한국에너지공단에서 연간 신재생에너지 보급통계를 공표하고 있기 때문에 해당 자료를 활용하면 가능하다. 발전설비 세부 항목별 비용의 경우 최소 3년간의 데이터 확보가 필요하지만, 현재 2차년도 연구가 진행 중인 관계로 지금까지 조사하여 확보된 데이터는 2개 년도에 불과하다. 따라서, 실질적인 전망은 3차년도 설비용 조사와 완료되고 데이터가 구축된 이후에 추진할 예정이다.

2. 재생에너지(태양광, 육상풍력) LCOE 시나리오 분석

발전단가(LCOE)는 다양한 변수의 영향을 받게 되며, 대표적으로는 설비비용(CAPEX), 이용률, 할인율, 경제수명 등이 있다. 각 변수는 국가별 경제상황과 정책 및 제도, 기술력, 경험, 발전 환경에 따라 다를 수 있으며, 우리나라의 경우 어떠한 요인이 발전단가(LCOE)에 가장 큰 영향을 미치는지에 대한 시나리오 분석이 필요하다. 1차년도 연구에서 발전 설비비용과 경제적 전제조건을 활용하여 발전단가(LCOE) 민감도를 분석을 시행하였다. 분석 결과 태양광 발전단가(LCOE)에 가장 큰 영향을 미치는 요소는 설비비용, 이용률, 법인세, 할인율 순으로 추정되었고, 육상풍력의 경우에는 이용률, 설비비용, 할인율, 법인세 순으로 추정되었다. 이에 본 연구에서는 민감도 분석 결과를 바탕으로 각각의 전제조건이 발전단가(LCOE) 하락에 미치는 영향의 수준을 파악하기 위한 시나리오 분석을 시행하였다.

분석을 위한 시나리오는 현재 태양광 모듈 및 풍력 터빈의 기술적 경제수명을

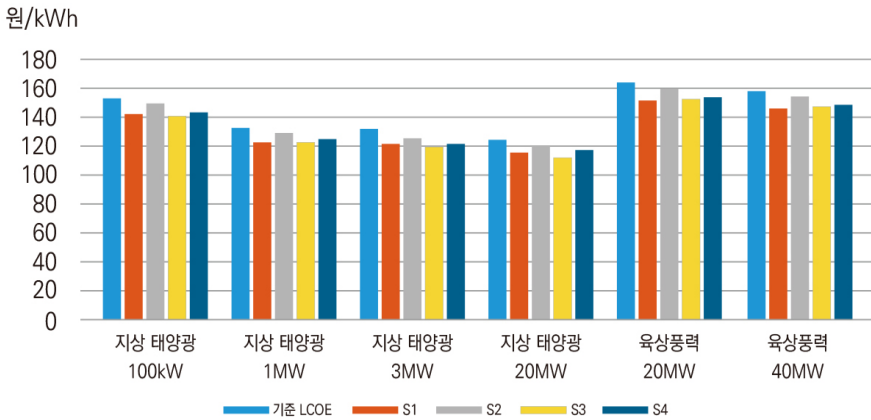
39) 기술개발로 인한 효율향상, 대량생산과 경험축적에 따른 부품단가 및 설치비용 하락을 나타내는 효과를 의미하며, 수식은 $y(\text{설비비용}) = \alpha x(\text{누적 보급 용량})^{-\beta}$ 을 활용함.

40) 전력거래소-에너지경제연구원, 2020, 발전원별 균등화발전원가 동향연구

고려하여 경제수명을 25년으로 설정한 시나리오(S1), 지속적인 저금리 상황을 가정한 할인율 10% 감소 시나리오(S2), 모듈 및 터빈 제품 기술력 향상을 고려한 이용률 10% 증가 시나리오(S3), 설비비용(CAPEX) 10% 감소 시나리오(S4)로 설정하였다.

분석결과 발전소 경제수명을 25년으로 가정한 S1의 경우 태양광은 약 8원/kWh~10원/kWh 감소, 육상풍력은 약 12원/kWh이 감소하는 것으로 나타났다. 각 변수에 동일한 10% 변화를 가정한 S2, S3, S4의 경우, 발전단가(LCOE) 하락에 가장 큰 영향을 미치는 변수는 이용률, 설비비용(CAPEX), 할인율 순으로 나타났다. 구체적으로 이용률 10% 증가는 태양광은 약 9원/kWh~11원/kWh 감소, 육상풍력은 약 11원/kWh~12원/kWh 감소시키는 효과가 나타났으며, 설비비용(CAPEX) 10% 감소는 태양광은 약 7원/kWh~9원/kWh 감소, 육상풍력은 약 10원/kWh 감소, 할인율 10% 감소는 태양광 약 3원/kWh~4원/kWh 감소, 육상풍력은 약 4원/kWh 감소시키는 효과가 있는 것으로 도출되었다.

[그림 5-4] 태양광 및 육상풍력 발전단가(LCOE) 시나리오 분석



주: S1은 경제수명 25년 적용 시나리오, S2는 할인율 10% 감소 시나리오, S3는 이용률 10% 증가 시나리오, S4는 설비 비용(CAPEX) 10% 감소 시나리오

자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

〈표 5-6〉 태양광 및 육상풍력 전제조건에 따른 시나리오 분석

구분	지상 태양광 100kW	지상 태양광 1MW	지상 태양광 3MW	지상 태양광 20MW	육상풍력 20MW	육상풍력 40MW
	2021년	2021년	2021년	2021년	2021년	2021년
기준 LCOE	152.0	134.2	129.2	123.4	164.0	158.0
S1	142.1	125.3	120.9	115.7	151.5	146.0
	(-9.9)	(-8.9)	(-8.3)	(-7.7)	(-12.5)	(-12.0)
S2	148.5	131.2	126.3	120.7	159.9	154.1
	(-3.5)	(-3.0)	(-2.9)	(-2.7)	(-4.1)	(-3.9)
S3	141.2	124.9	120.3	114.8	152.5	147.1
	(-10.8)	(-9.3)	(-8.9)	(-8.6)	(-11.5)	(-10.9)
S4	143.2	126.5	122.0	116.6	153.8	148.4
	(-8.8)	(-7.7)	(-7.2)	(-6.8)	(-10.2)	(-9.6)

주1: S1은 경제수명 25년 적용 시나리오, S2는 할인율 10% 감소 시나리오, S3는 이용률 10% 증가 시나리오, S4는 설비비용(CAPEX) 10% 감소 시나리오

주2: ()는 기준 LCOE 대비 감소량

자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

이용률을 증가시키는 기술적인 방법으로 태양광의 경우 양면 모듈을 활용하는 방법과 태양광 추적식 시스템을 구축하는 방법, 일사량이 높은 지역에 태양광 발전설비를 설치하는 방법 등이 있을 수 있다. 하지만, 세 가지 방법에는 추가적인 비용이 발생할 수 있기 때문에 정확한 효과를 분석하기 위해서는 상쇄효과를 검토할 필요가 있을 것이다. 육상풍력의 경우 고품속 뿐만 아니라 저풍속에도 회전하는 터빈을 설치하는 방법, 풍황 자원이 풍부한 지역에 설치하는 방법, 발전량을 증가시키는 기술을 추가하는 방법이 있을 것이다.

설비비용(CAPEX)을 감소시키는 방법은 모듈과 터빈 등의 주요 기자재 효율 향상에 따른 설치 면적 감소, 보급 증가에 따라 경험치 상승으로 시공비용 감소, 인허가 절차 간소화 및 주민 수용성 확보를 위한 정책적 지원 강화, 송배전망 설비 확충에 따른 적기적시 계통연계 등이 있을 것이다.

할인율의 경우 발전소 수익률과 경제적인 상황, 재무 리스크 등의 복합적인 외생변수에 의해 정해지는 것이므로 현실적으로 감소시킬 수 있는 방안을 찾기는 어렵다. 따라서 할인율은 외부에서 주어진 것으로 간주하고 자본자산가격결정모형(CAPM)에 의해 결정해야 할 것으로 판단된다.

3. 지역별 재생에너지(태양광, 풍력) LCOE 추정

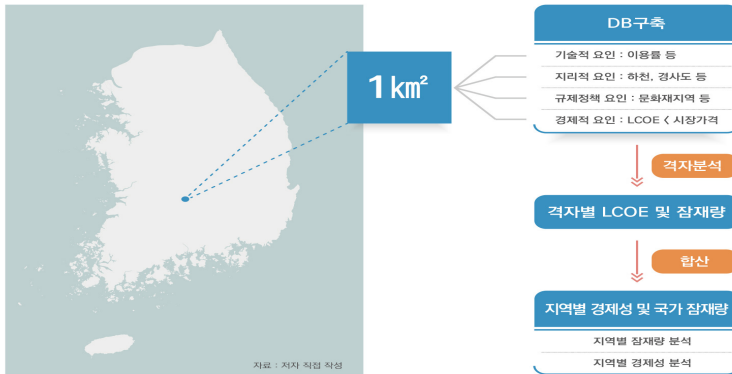
우리나라의 좁은 국토 면적을 활용하여 생산성이 높고, 수익이 높은 발전사업을 영위하기 위해서는 지역별 사전 경제성 분석이 필요하다. 이는 지역별로 일사량이나 바람의 자원이 다를 뿐만 아니라 계통 및 토지를 수용할 수 있는 비용도 다르기 때문이다. 본 연구에서는 에너지기술연구원과 에너지경제연구원이 공동으로 개발한 1㎢ 격자-LCOE 연산 모형을 활용하여 지역별(시도 또는 시군구) 재생에너지 발전단가(LCOE)를 추정하고자 한다. 추정된 결과는 발전사업자 입장에서 경제성이 높은 지역을 선별하는데 유용한 자료가 될 것이며, 정부 및 관계 기관의 입장에서는 유연한 재생에너지 공급 정책을 시행하기 위한 기초 데이터로 활용될 것으로 예상된다.

격자-LCOE 연산 모형은 우리나라의 전 국토와 영해를 약 19만개의 1㎢ 크기의 격자로 나누고 각 격자별로 기술적요인, 지리적요인, 규제정책요인, 지원정책요인 등의 DB 구축을 통해 격자별 특성을 반영한 잠재량과 경제성을 분석할 수 있는 모형이다. 구체적인 절차는 ① 전 국토를 1㎢의 격자 약 19만 개(육상 약 9만개, 해상 약 10만개)로 나누고, ② 각 격자마다 이론적, 기술적, 지리적, 규제정책, 지원정책 등의 영향요인 정보를 입력하여 DB를 구축하고, ③ 격자별로 발전단가(LCOE) 산정식과 발전단가(LCOE) 추정을 위한 각 전제조건을 입력하고, ④ 발전단가(LCOE)가 시장가격(SMP+REC) 보다 낮은 격자를 분류하여, ⑤ 최종적으로 산출된 결과와 정보를 바탕으로 지역별 잠재량과 경제성을 분석하는 것이다.

구체적으로 각 격자별로 입력하는 영향 요인 자료는 크게 다섯 가지이다. 첫 번째가 전국토 일사량이다. 이는 1년간 국토 총 면적에 도달하는 일사량을 격자별로 입력하는 것이며, 이를 활용하여 격자별 이용률과 발전량을 산정한다. 두 번째로 전 국토에서 지리적으로 재생에너지를 설치할 수 없는 입지 자료이다. 이는 산지, 급경사, 철도, 도로, 기타 설비제한구역 등에 해당한다. 세 번째로는 현재의 기술수준으로 생산할 수 있는 에너지 생산량을 산출하기 위한 자료이다. 이는 주요 기자재(태양광 모듈, 풍력 터빈)의 설비효율과 단위용량 당 설치면적 자료를 의미한다. 네 번째로 규제 지역이다. 이는 우리나라에서 규제

적으로 재생에너지를 설치할 수 없는 지역 자료를 의미하며, 문화재지역, 군사지역, 개발불가지역 등이 해당한다. 마지막으로 경제성 자료이다. 이는 현재 정부의 지원정책 하에서 경제성을 가진 지역을 선별하기 위한 자료이며, 본 연구에서 추정한 지역별 발전단가(LCOE)를 의미한다.

[그림 5-5] 1㎢ 격자-LCOE 연산 모형



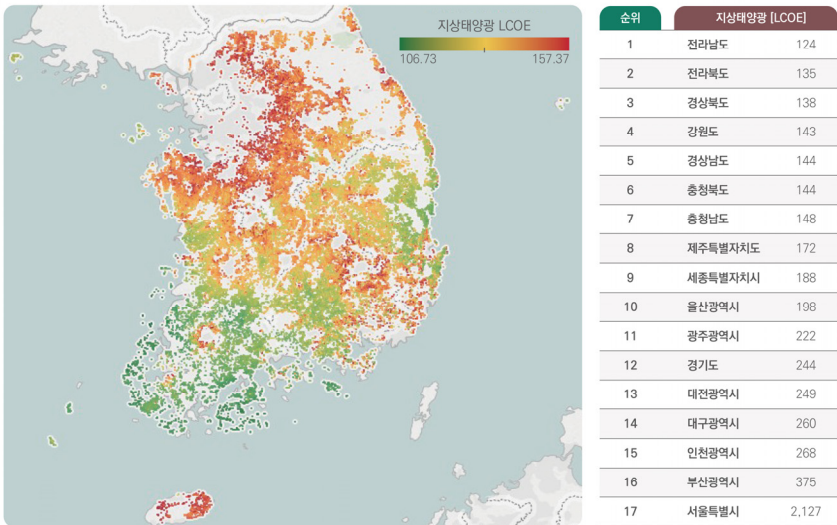
자료: 저자 직접 작성

격자-LCOE 연산 모형을 활용하여 각 격자별 경제성을 분석하게 될 경우 지리적, 규제적 영향요인에 의해 재생에너지 발전설비를 설치할 수 없는 지역을 제외한 그 외 지역에 대해서는 일사량 및 풍황 자원량과 개별 공시지가에 따라 차등적으로 나타나게 될 것이다. 이를 바탕으로 지역별로 예상되는 발전단가(LCOE)를 확인할 수 있으며, 이는 향후 발전사업자 및 정책입안자, 기타 연구기관 관계자 등의 연구 수요자에게 기초 데이터로 유용하게 활용될 것으로 기대된다.

앞서 산정된 재생에너지 설비비용 및 전제조건을 반영하여 추정한 지역별 지상태양광 발전단가(LCOE) 결과는 [그림 5-6]과 같다. 그림에서 빨간색으로 표시된 부분이 발전단가(LCOE)가 상대적으로 높은 격자이며, 녹색으로 표시된 부분이 낮은 격자임을 의미한다. 흰색으로 표시된 부분은 지리적, 규제 및 정책적 요인으로 인해 지상에 태양광을 설치할 수 없는 격자이다. 시도별 평균 발전

단가(LCOE) 추정 결과 일사량이 높고, 토지 가격이 낮은 전라남도, 전라북도, 경상도 지역의 발전단가(LCOE)가 낮아 태양광 발전 설비를 위한 경제성이 높은 것으로 확인된다. 실제 한국에너지공단에서 발표하는 신재생에너지 보급 통계를 살펴보면 전라도와 경상북도 지역에 설치된 태양광 설비가 우리나라 전체 태양광 설비의 약 49%를 차지하는 것으로 확인된다. 이것은 본 연구의 연구결과를 뒷받침 하는 증거가 될 것으로 판단된다. 반면 주요 광역시 및 수도권 지역의 발전단가(LCOE)는 180원/kWh 이상으로 현재 진행 중인 2021년 상반기 RPS 고정가격계약 경쟁입찰 평균 가격(138원/kWh)보다 높은 것으로 나타났다. 향후 발전사업자가 발전단가(LCOE)가 높은 지역에 발전 사업을 추진하기 위해서는 설비비용 감소를 위한 자체 노력과 더불어 정부 차원의 지원정책 강화가 수반되어야 할 것으로 사료된다. 본 연구에서는 지자체별 발전단가(LCOE) 추정 결과를 250개 시군구 단위로 분류하여 추정하였으며 해당 결과는 부록으로 작성토록 하겠다.

[그림 5-6] 지역별 지상태양광 LCOE(원/kWh) 추정 결과



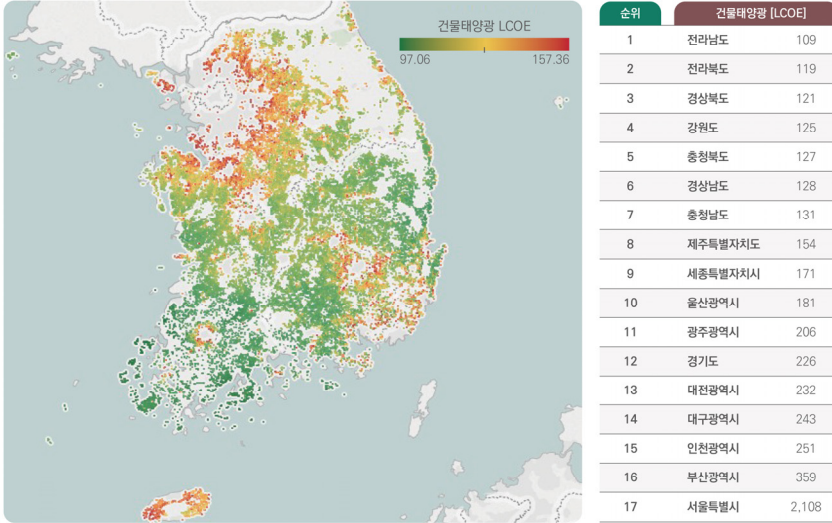
주: 지도에서 빨간색으로 표시된 부분이 LCOE가 상대적으로 높은 격자이며, 녹색으로 표시된 부분이 낮은 격자임을 의미하며, 흰색으로 표시된 부분은 지리적, 규제정책적 요인으로 인해 지상에 태양광을 설치할 수 없는 격자를 의미함.
 자료: 분석된 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

[그림 5-7]은 동일한 방법을 활용하여 추정된 지역별 건물태양광 발전단가(LCOE)를 지도상에 도식화한 것이다. 빨간색으로 표시된 부분이 발전단가(LCOE)가 높은 격자이며, 녹색으로 표시된 부분이 낮은 격자임을 의미하고, 흰색으로 표시된 부분은 지리적, 기술적, 규제 및 정책적 요인으로 인해 건물 위에 태양광을 설치할 수 없는 격자를 의미한다. 지상태양광 결과와 비교하면 태양광을 설치할 수 있는 지역이 상대적으로 작다는 것을 알 수 있다. 하지만, 현재의 규제 중 도로 이격거리 등이 일부 완화된다면 건물태양광 발전 설비 공급도 크게 확대될 것으로 예상된다.

전국 평균 발전단가(LCOE)는 건물태양광이 지상태양광 보다 높은 것으로 나타났다. 이는 건물 크기 및 각도에 의해 그림자가 생겨서 건물태양광의 발전량에 영향을 주기 때문인 것으로 판단된다. 본 연구에서는 건물 위 옥상과 지붕에 설치하는 형태만을 고려하였으나 추후 심층연구를 통해 BIPV와 같은 건물 벽면을 활용한 태양광 발전을 고려한다면 건물태양광의 경제성을 높아질 것으로 예상된다.

시도별 건물태양광 발전단가(LCOE)는 지상태양광과 동일한 결과가 도출되었다. 전라남도, 전라북도, 경상도 지역의 발전단가(LCOE)가 낮아 태양광 발전 설비를 위한 경제성이 높은 것으로 확인된다. 이는 발전단가(LCOE)에 주요 영향요인인 일사량과 공시지가가 전 국토에 공통적으로 적용되기 때문인 것으로 확인된다.

[그림 5-7] 지역별 건물태양광 LCOE(원/kWh) 추정 결과



주: 지도에서 빨간색으로 표시된 부분이 LCOE가 상대적으로 높은 격자이며, 녹색으로 표시된 부분이 낮은 격자임을 의미하며, 흰색으로 표시된 부분은 지리적, 규제정책적 요인으로 인해 지상에 태양광을 설치할 수 없는 격자를 의미함.
 자료: 분석된 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

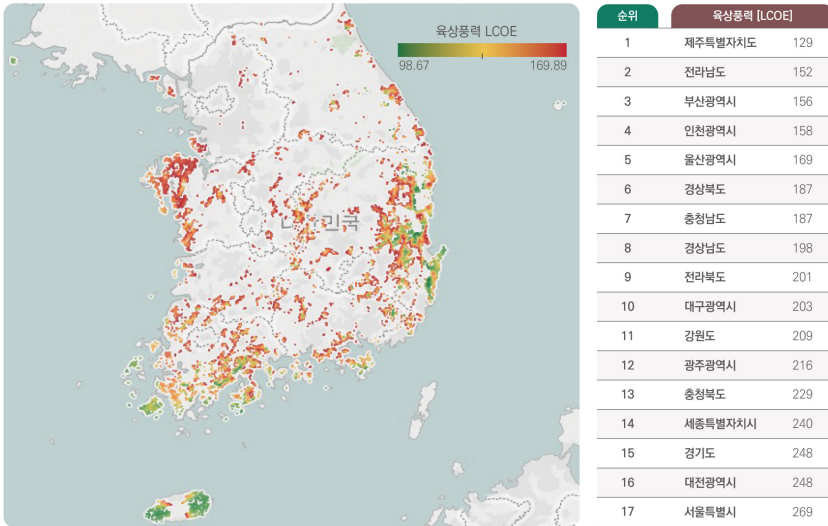
지역별 육상풍력 발전단가(LCOE) 추정 결과는 [그림 5-8]와 같다. 지역별 태양광 추정 결과와는 달리 풍력발전 규제정책에 의해 전 국토에서 배제되는 지역이 많은 것으로 나타났다. 주요 규제정책은 자연환경보전지역, 도심지역, 문화재보호구역, 생태자연도1등급지역, 생태자연도 별도관리구역, 도로, 철도 등이 있다(〈표 5-7〉).

육상풍력 발전 설비는 산지 위에 설치해야하기 때문에 태양광 보다 많은 제약이 따른다. 먼저 설치 및 시공을 위한 도로를 확보해야하고, 발전 소음으로 인해 지자체 및 지역 주민들과의 협의도 진행되어야 한다. 우리나라의 경우 이러한 규제 및 환경적인 제약 조건으로 인해 그동안 육상풍력 발전 설비 보급이 현저히 낮은 수준인 것은 사실이다. 향후 정부가 재생에너지 3020 및 9차 전력 수급기본계획, 5차 신재생에너지기본계획 등에서 설정한 목표를 달성하기 위해서는 부처간 협의를 통한 규제완화 및 풍력 윈스톱 제도와 같은 지원정책이 더

육 강화되어야 할 것으로 판단된다.

지역별 육상풍력 발전단가(LCOE)를 보면 바람의 자원이 풍부한 제주도 지역의 발전단가(LCOE)가 가장 낮은 것으로 나타나며, 다음으로 울산과 전라남도, 경상북도 지역의 경제성이 상대적으로 높은 것으로 확인되었다. 신재생에너지 보급 통계를 확인한 결과 4개 지역에 보급된 육상풍력 설비용량이 전체의 약 69%를 차지하는 것으로 확인되었다.

[그림 5-8] 지역별 육상풍력 LCOE(원/kWh) 추정 결과



주: 지도에서 빨간색으로 표시된 부분이 LCOE가 상대적으로 높은 격자이며, 녹색으로 표시된 부분이 낮은 격자임을 의미하며, 흰색으로 표시된 부분은 지리적, 규제정책적 요인으로 인해 지상에 태양광을 설치할 수 없는 격자를 의미함.
 자료: 분석된 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

〈표 5-7〉 태양광, 육상풍력 규제정책 영향요인

대분류	소분류	태양광	육상풍력
용도지역	자연환경보전지역	○	○
	경관지구	X	○
	미관지구	X	○
	방화지구	X	○
	방재지구	X	○
	보존지구	X	○
	취락지구	○	○
	공항	○	○
	도심지	X	○
문화재지역	문화재보호구역	○	○
	국가지정	○	○
	시도지정	○	○
	등록문화재	○	○
생태자연도, 백두대간 보호구역	생태자연도1등급	○	○
	생태자연도 별도관리구역	○	○
	백두대간 보호구역	○	○
개발불가지역	야생동물보호구역	○	○
	천연기념물서식지	○	○
	생태환경보전지역	X	○
	환경보전해역	○	○
	자연공원	○	○
	갯벌	○	○
	항만	X	○
	항로	X	○
	케이블/해저케이블	X	○
	수자원보호구역	○	○
	지역계획절대보전	○	○
	특별관리해역	○	○
	어장,어초	X	○
	휴전선/민간인통제선	X	○
	사격훈련/연평도/NLL	○	○
표고 1,000m	○	○	
도로, 철도	X	X	
농업진흥지역	○	X	
이격거리 300m	○	○	

자료: 한국에너지기술연구원 외부용역 결과를 바탕으로 저자 작성

제6장

결론 및 시사점

본 연구에서는 1차년도(2020년 기준) 연구에서 조사된 재생에너지(태양광, 육상풍력) 발전 설비비용에 따른 발전단가(LCOE) 추정에 이어서 2차년도(2021년 기준) 재생에너지 발전 설비비용을 조사하고 발전단가(LCOE)를 추정하였다. 두 연구의 차별성은 1차년도에서는 지상태양광(100kW, 1MW, 3MW)과 육상풍력(20MW)을 중심으로 분석하였다면, 2차년도에서는 최근 이슈가 되고 있는 20MW급 대규모 지상태양광과 건물태양광, 영농형태양광, 수상태양광, 40M급 육상풍력을 추가로 조사하고 분석했다는 것이다. 또한, 각 경제적 전제조건에 따른 발전단가(LCOE) 시나리오 분석과 지역별 특성을 반영한 재생에너지 발전단가(LCOE)를 추정했다는 것이 특징적이라 할 수 있다. 본 연구는 동일한 주제로 5년간 진행하는 과제이며, 수행하는 과정에서 구축된 DB와 발전단가(LCOE) 추정 및 전망 결과는 연구수요자에게 제공될 예정이다. 이는 재생에너지 사업성을 객관적으로 평가하고, 경제성을 분석하는데 기초자료로 활용될 것으로 판단된다.

본 연구의 최종 결과물인 재생에너지 발전단가(LCOE) 추정 결과는 다음과 같다. 2021년 기준으로 추정한 태양광 발전단가(LCOE)는 지상태양광 100kW, 1MW, 3MW, 20MW에서 각각 152.0원/kWh('20년 대비 9% 감소), 134.2원/kWh('20년 대비 6% 감소), 129.2원/kWh('20년 대비 4% 감소), 123.4원

/kWh 수준으로 나타났다. 최근 보급이 확대되고 있는 건물태양광(100kW), 영농형태양광(1MW), 수상태양광(3MW)의 발전단가(LCOE)는 각각 133.9원/kWh, 157.9원/kWh, 162.1원/kWh 수준으로 추정되었다. 또한, 20MW, 40MW 육상풍력 발전단가(LCOE)는 각각 164.0원/kWh(20년 대비 약 2% 감소), 158.0원/kWh 수준으로 추정되었다.

특수태양광 발전단가(LCOE) 추정결과에서 동일한 설비용량의 지상태양광과 비교하면 건물태양광의 경우, 지상태양광 대비 소폭 낮은 수준이며 이는 토목공사에 투입되는 비용이 제외된 효과인 것으로 분석된다. 영농형태양광은 실증사업 중인 사업체를 대상으로 조사 및 분석한 결과를 살펴보면, 동일 용량인 지상태양광 대비 발전단가(LCOE)가 약 4% 높은 것으로 추정되었다. 이는 영농형태양광의 설비비용이 지상태양광 보다 높은 수준이지만, 본인 소유 경작지에 설치한다는 가정하에 토지비용을 반영하지 않았기 때문이다. 수상태양광은 동일 용량인 지상태양광 대비 약 25% 높은 수준으로 큰 차이를 보였다. 이는 기본적으로 지상과 수상에 설치하는 발전 설비비용의 차이⁴¹⁾뿐만 아니라 높은 설비비용과 사업 리스크에 따른 금융비용의 증가에 기인하는 것으로 확인된다.

결과적으로 2021년 기준으로 조사한 태양광, 육상풍력 발전 세부 설비비용과 경제적 전제조건을 반영하여 추정한 발전단가(LCOE)는 2020년 대비 약 3%~9% 감소한 것으로 나타났다. 이는 대외적인 환경으로는 폴리실리콘 가격 상승, 철강재 가격 상승, 인건비 상승 등의 비용 상승 유발 요인이 있었지만, 국내외 재생에너지 보급 확대 정책에 따른 기술개발 및 시장 경쟁으로 인해 설비비용이 감소했기 때문인 것으로 추정된다. 또한, 설비비용과 직접적으로 연관되어 있는 이자비용 감소, 할인율 감소 등도 재생에너지의 발전단가(LCOE) 하락의 원인으로 추정된다.

앞서 언급된 내용과 같이 발전단가(LCOE)는 다양한 변수의 영향을 받게 되며, 대표적으로는 설비비용(CAPEX), 이용률, 할인율, 경제수명 등이 있다. 본 연구에서는 각 변수를 바탕으로 재생에너지 발전단가(LCOE)에 영향을 미치는 수준에 대한 시나리오 분석을 시행하였다. 분석결과 발전소 경제수명을 25년으로 가정한 시나리오의 경우 태양광은 약 8원/kWh~10원/kWh 감소하는 것

41) 수상태양광의 경우 부력체, 구조체 프레임, 계류시설, 접안시설, 전기시설 등의 비용이 높은 수준임.

으로 나타났으며, 육상풍력은 약 12원/kWh이 감소하는 것으로 나타났다. 각 변수에 동일한 10% 변화를 가정한 시나리오 분석에서는 발전단가(LCOE)하락에 가장 큰 영향을 미치는 변수는 이용률, 설비비용(CAPEX), 할인율 순으로 확인되었다. 구체적으로 이용률 10% 증가가 태양광은 약 9원/kWh~11원/kWh 감소, 육상풍력은 약 11원/kWh~12원/kWh 감소시키는 효과가 나타났으며, 설비비용(CAPEX) 10% 감소는 태양광은 약 7원/kWh~9원/kWh 감소, 육상풍력은 약 10원/kWh 감소시키는 효과가 확인되었다. 마지막으로 할인율 10% 감소는 태양광 약 3원/kWh~4원/kWh 감소, 육상풍력은 약 4원/kWh 감소시키는 효과가 있는 것으로 도출되었다.

우리나라 재생에너지 발전단가(LCOE)는 보급 확대 정책에 따른 기술개발 및 시장경쟁으로 인해 하락하는 추세이지만 독일, 영국, 중국, 프랑스와 같은 주요국과 비교하면 여전히 높은 수준인 것으로 나타났다. IRENA(2021b)에서 분석한 주요 국가별 태양광 세부항목별 발전설비 비용 결과를 살펴보면 우리나라의 경우 주요기자재와 설치, 시공에 해당하는 비용은 주요국의 평균 수준이나 이윤, 금융비용, 인허가, 기타 비용에 해당하는 간접비용은 타 국가 대비 높은 수준인 것으로 나타났다.

해외 주요국의 재생에너지 발전단가(LCOE)가 낮은 원인은 제도적 측면에서도 검토해볼 수 있다. 최근 해외 주요국가의 경우 신재생에너지 경매제도 도입 따라 거래 가격이 하락하는 효과가 나타나고 있는 것으로 확인된다. 이러한 근거는 경매제도를 도입한 국가와 현재까지의 가격 추세를 보면 확인할 수 있다. 2009년 경매제도 채택국가는 22개국이었으나 2019년에는 108개국이 경매를 시행하고 있다. 다른 제도와 비교하면 경매제도는 세계적 추세로 자리하고 있음을 알 수 있다. 또한, BNEF(2021b)에서 분석한 주요 국가에서 경매제도를 도입한 이후 입찰된 가격 추세를 보면 태양광의 경우 최대 약 190USD/MWh에서 최소 약 20USD/MWh까지 약 89% 하락하였고, 육상풍력은 최대 약 195USD/MWh에서 최소 약 12USD/MWh까지 약 94% 하락한 것으로 확인된다. 이러한 거래 가격이 하락한 이유는 다양한 요인이 있지만 경매제도로의 정책 변환도 가격 하락에 일부 기여한 것으로 추정된다.

지역별 재생에너지 경제성을 비교하기 위해 전국토 격자-LCOE 연산

모형을 활용한 지역별 태양광, 육상풍력 발전단가(LCOE) 추정 결과를 살펴보면, 태양광의 경우 일사량 자원이 풍부하고, 토지 가격이 낮은 전라남도, 전라북도, 경상북도 지역의 경제성이 높은 것으로 확인되었다. 육상풍력의 경우 풍황 자원이 풍부한 제주도 지역의 경제성이 상대적으로 높은 것으로 나타났으며, 다음으로 울산과 전라남도, 경상북도 등 바다와 인접한 지역에 경제성이 높은 것으로 확인되었다. 분석결과에 따르면, 국가차원에서 발전단가의 하락을 도모한다는 측면에서는 경제성이 높은 지역을 중심으로 보급을 확대해 가는 것이 바람직하다고 할 것이다. 이런 관점에서 본다면 지역별 재생에너지 발전단가(LCOE) 추정 결과와 같이 태양광 발전은 남부지역, 육상풍력 발전 또한 남부지역 등이 우선적인 보급지역으로 고려될 수 있을 것이다. 현재 우리나라 재생에너지 보급 정책에서 태양광 발전은 그러한 방향으로 추진되고 있으나 육상풍력은 그러하지 못하고 있다. 이것은 육상풍력의 경우 자연환경보전지역, 개발불가지역, 문화재지역 외 다양한 규제 조치에 의해 설치가 제한받고 있기 때문인 것으로 확인된다.

본 연구결과를 바탕으로 향후 우리나라가 재생에너지를 비용효과적으로 보급하기 위한 시사점을 짚어보면 다음과 같다. 먼저, 지속적인 설비비용 하락을 위해 정부는 안정적인 재생에너지 수요 확보를 위한 노력을 해야 하는 것이 중요할 것으로 판단된다. 이는 공급비용의 하락을 위해 시장은 안정적인 수요를 필요로 하며 수요가 규모의 경제를 달성할 정도로 확대될 경우에는 공급비용의 하락을 가속화하는 데 일조할 수 있기 때문이다. 중장기적으로는 일사량 및 풍황 자원이 풍부하고 토지비가 저렴한 우수 입지를 활용하기 위해 정부 부처 간 원활한 협의를 통한 규제정책 변경 등 규제완화가 요구된다.

또한, 재생에너지 발전 설비의 간접비용을 감소시키기 위해 현재 정부에서 진행 중인 신재생에너지 금융지원사업을 확대함으로써 발전사업 참여자들이 시중 은행 이자율 보다 저렴하게 비용을 활용할 수 있도록 제도를 개선해 나갈 필요가 있을 것이다. 추가적으로 인허가 비용 저감을 위해 재생에너지 사업 추진에 대한 지자체 참여를 강화하여 소규모 발전 사업에 대해서는 인허가를 의제 처리하고, 주민참여형 사업이 원활하게 추진될 수 있도록 주민수용성을 확보해 나가

는 노력이 필요할 것으로 판단된다.

본 연구결과와 같이 재생에너지 발전설비의 경제수명 연장은 발전단가(LCOE)의 하락에 상당히 기여하는 것으로 나타났다. 따라서 재생에너지 산업계, 학계, 연구계 등은 경제수명 연장 및 성능저하율 향상을 포함한 발전설비 성능 개선을 위한 기술개발 및 실증에 노력해야 할 것이며, 정부는 국가 R&D 전략수립 반영 등을 통한 기술적 지원 방안을 마련할 필요가 있을 것이다.

마지막으로 제도적 측면에서 고려해 본다면, 해외 재생에너지 보급 정책과 같이 우리나라도 현재 추진되고 있는 RPS 제도에서 경매제도로 변환하여 발전사업자간의 적절한 경쟁을 유도함으로써 공급 가격을 하락시킬 수 있는 방안을 모색할 필요가 있을 것이다. 실제로 <표 6-1>과 같이 현재 한국에너지공단에서 시행하고 있는 태양광 고정가격계약 경쟁입찰을 통해 태양광 가격이 빠르게 하락하고 있는 상황이며, 향후에는 다양한 에너지원에도 경쟁입찰을 통해 가격을 하락시킬 수 있는 제도로 개선이 필요할 것으로 판단된다.

<표 6-1> 태양광 장기고정가격계약 입찰결과

구분	'20년 상반기	'20년 하반기	'21 상반기
공고 용량	1.2GW	1.41GW	2.05GW
전체 경쟁률	-	3.30 : 1	2.49 : 1
전체 평균 (SMP + 1REC)	151,439원	143,682원	136,129원

자료: 한국에너지공단, 2020년 ~ 2021년 상·하반기 RPS 고정가격계약 경쟁입찰 사업자 선정 결과

최근 우리나라 정부는 2050 탄소중립을 선언하였고, 시나리오 분석 및 이행 방안 모색을 위한 탄소중립 위원회를 출범시켰다. 향후 2050년까지 에너지와 관련 어떠한 기술이 개발 및 보급될지 모르지만, 탄소중립을 실현하기 위해서는 기본적으로 재생에너지 보급 확대가 반드시 필요하다. 우리나라는 국토가 좁은데 반해 재생에너지는 설비밀도가 높아 어려운 여건에 놓여 있지만 앞서 언급된 정부 정책과 더불어 기술개발과 학습이 이루어진다면 재생에너지 보급을 촉진하고 확대하는데 기여할 것이라고 판단된다.

참고문헌

〈국내 문헌〉

- 신·재생에너지 백서. 2020, 육상풍력 발전설비 기술적 수명
- 에너지경제연구원. 2016. 국제 신재생에너지 정책 변화 및 시장 분석
- _____, 2020. 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(1/5)
- 이윤경, 2016. [해외전력산업 동향] 글로벌 유틸리티급 태양광발전 현황과 동향. 전기저널, 36-42.
- 조상민, 2016. 국제 신재생에너지 정책 변화 및 시장 분석
- 한국에너지기술연구원, 2017. 신재생에너지 자원지도 고도화
- 한국전기공사협회, 2017. 태양광 발전설비 설치 가이드북
- 한국전력거래소·에너지경제연구원, 2018, 발전원별 균등화 발전비용 산정에 관한 연구
- _____, 2020, 발전원별 균등화발전원가 동향연구
- 한국남동발전 외 5사, 2020, 신재생에너지 공급비용 가격전망 연구
- 한국전력거래소, 2021, 대규모 신재생발전기 사업성 평가 기준 개선 용역

〈외국 문헌〉

- 조달가격등산정위원회, 2021, “2021년 이후의 조달 가격에 대한 의견”
- BNEF, 2020. “Global PV market outlook”
- _____, 2021a, “LCOE Update 2021 1H”
- BNEF, 2021b. “Global Auctions Project Database”

Europe Economics, 2018. “Cost of Capital Update for Electricity Generation, Storage and Demand Side Response Technologies”

Finnerty, John D. 2013. Project Financing : Asset-Based Financial Engineering. 3rd ed. Wiley Finance Ser. Oxford.

Department of Energy, EIA, 2021. “Assumptions to the Annual Energy Outlook”

Pratt, S.P., Grabowski, R.J., 2014, Cost of Capital: Applications and Examples (Fifth edition), John Wiley & Sons, Inc

REN21, 2021. “Renewable 2021 Global Status Report”

Helms, Thorsten, Sarah Salm, and Rolf Wüstenhagen. 2015. “Investor-Specific Cost of Capital and Renewable Energy Investment Decisions.” In Charles W Donovan (Ed.), RENEWABLE ENERGY FINANCE Funding the Future of Energy, Chapter 5, pages 85-111.

IRENA, 2021a. “Renewable Cost Database”

_____, 2021b. “Renewable Power Generation Costs in 2020”

Samadi Sascha, 2017. “The Social Costs of Electricity Generation—Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance”

〈웹사이트〉

더뉴스, 탄소중립기본법 국회통과 기사, <http://www.kharn.kr/news/article.html?no=17108>
(최종접속일자 : 2021.9.2.)

전력거래소 <http://data.krx.co.kr/contents/MDC/MAIN/main/index.cmd> (최종접속일 : 2021.08.01.)

한국은행 경제통계 시스템 <http://ecos.bok.or.kr/> (최종접속일 : 2021.02.01.)

환경부, 탄소중립법 국회통과 보도자료,
<http://www.me.go.kr/home/web/board/read.do?pagerOffset=0&maxPageItems=10&maxIndexPages=10&searchKey=&searchValue=&menuId=286&orgCd=&boardId=1473295&boardMasterId=1&boardCategoryId=&decorator> (최종접속일자 : 2021.8.31.)

e나라지표, 2020. KOSPI 최근 20년 기하평균.

http://index.go.kr/potal/main/EachDtlPageDetail.do?idx_cd=1080 (최종접속일 : 2021.10.01.)

〈법령〉

국세법령정보시스템, https://txsi.hometax.go.kr/docs_new/main.jsp 최종접속일 : 2021.02.01.

신재생에너지법 연도별 의무비율 입법예고안

부록

〈표 부록-1〉 시군구별 재생에너지 평균 LCOE(원/kWh)

시도	시군구	지상태양광	건물태양광	육상풍력
강원도	강릉시	148	131	164
	고성군	142	124	147
	동해시	155	138	174
	삼척시	137	120	157
	속초시	188	170	171
	양구군	137	119	250
	양양군	143	125	145
	영월군	136	119	236
	원주시	162	145	295
	인제군	137	120	166
	정선군	139	121	169
	철원군	141	123	215
	춘천시	154	136	279
	태백시	145	127	124
	평창군	141	124	182
	홍천군	142	125	245
	화천군	138	120	261
횡성군	141	124	273	
경기도	가평군	155	137	246
	고양시덕양구	379	360	263
	고양시일산동구	524	506	267
	고양시일산서구	521	504	242
	과천시	650	632	243
	광명시	744	726	246
	광주시	237	219	261
	구리시	592	573	319
	군포시	546	528	238
	김포시	261	243	208
	남양주시	267	249	257
	동두천시	203	185	269
	부천시	991	973	242
	성남시 분당구	1,139	1,120	270
	성남시 수정구	722	703	257
	성남시 중원구	873	854	254

시도	시군구	지상태양광	건물태양광	육상풍력	
	수원시 권선구	507	489	248	
	수원시 영통구	773	755	269	
	수원시 장안구	444	425	213	
	수원시 팔달구	933	915	259	
	시흥시	393	376	219	
	안산시단원구	334	317	169	
	안산시상록구	504	486	223	
	안성시	168	150	227	
	안양시동안구	1,140	1,121	266	
	안양시만안구	654	636	218	
	양주시	225	207	268	
	양평군	166	148	274	
	여주시	161	144	298	
	연천군	146	129	245	
	오산시	407	389	251	
	용인시기흥구	489	471	244	
	용인시수지구	556	538	249	
	용인시처인구	212	194	234	
	의왕시	451	432	227	
	의정부시	443	425	294	
	이천시	178	160	275	
	파주시	205	187	247	
	평택시	239	221	204	
	포천시	166	148	281	
	하남시	492	473	262	
	화성시	220	203	187	
	경상남도	거제시	162	146	136
		거창군	132	116	225
고성군		130	114	172	
김해시		196	180	201	
남해군		126	111	150	
밀양시		145	128	211	
사천시		140	125	209	
산청군		131	114	203	
양산시		168	152	163	
의령군		128	112	203	
진주시		148	132	214	
창녕군		138	121	201	
창원시		160	144	169	
마산합포구					
창원시					
마산회원구		227	211	200	
창원시 성산구	275	259	214		
창원시 의창구	202	186	242		

시도	시군구	지상태양광	건물태양광	육상풍력
	창원시 진해구	204	189	157
	통영시	133	118	141
	하동군	127	112	215
	함안군	140	124	249
	함양군	132	115	199
	합천군	129	113	235
경상북도	경산시	167	150	217
	경주시	141	125	152
	고령군	139	122	235
	구미시	163	146	227
	군위군	135	118	205
	김천시	140	123	226
	문경시	136	119	193
	봉화군	132	115	186
	상주시	135	118	193
	성주군	137	120	221
	안동시	136	119	198
	영덕군	128	112	131
	영양군	129	113	147
	영주시	136	120	275
	영천시	137	121	167
	예천군	135	118	228
	울릉군	146	130	164
	울진군	132	116	143
	의성군	133	116	212
	청도군	140	123	190
청송군	128	112	150	
칠곡군	154	137	197	
포항시 남구	158	142	133	
포항시 북구	143	128	141	
광주광역시	광산구	188	172	209
	남구	241	225	210
	동구	226	210	181
	북구	231	215	234
	서구	326	310	244
대구광역시	남구	453	436	208
	달서구	473	456	253
	달성군	175	158	192
	동구	223	207	188
	북구	317	300	244
	서구	510	493	258
	수성구	414	398	192
중구	958	941	244	
대전광역시	대덕구	243	227	248

시도	시군구	지상태양광	건물태양광	육상풍력
	동구	192	175	217
	서구	304	288	272
	유성구	260	244	264
	중구	263	247	238
부산광역시	강서구	261	245	164
	금정구	349	333	166
	기장군	212	196	155
	남구	509	492	146
	동구	839	822	142
	동래구	813	796	168
	부산진구	692	675	151
	중구	555	539	159
	북구	387	371	181
	사상구	580	563	130
	사하구	393	376	131
	서구	532	516	167
	수영구	957	941	182
	연제구	831	814	133
영도구	403	387	155	
해운대구	572	556	155	
서울특별시	강남구	4,378	4,360	270
	강동구	1,854	1,835	318
	강북구	945	926	260
	강서구	1,077	1,059	244
	관악구	1,403	1,384	214
	광진구	2,243	2,225	292
	구로구	1,592	1,573	255
	금천구	1,473	1,455	255
	노원구	1,078	1,059	332
	도봉구	970	952	300
	동대문구	2,172	2,153	360
	동작구	2,499	2,480	250
	마포구	2,607	2,588	234
	서대문구	1,923	1,904	226
	서초구	2,520	2,502	244
	성동구	2,286	2,268	312
	성북구	1,750	1,731	307
	송파구	2,930	2,911	299
	양천구	2,074	2,056	249
	영등포구	2,609	2,590	255
용산구	3,336	3,317	249	
은평구	1,180	1,160	238	
종로구	2,281	2,262	220	
중구	6,020	6,001	275	

시도	시군구	지상태양광	건물태양광	육상풍력
	중랑구	1,421	1,403	330
세종특별자치시	세종특별자치시	188	171	240
울산광역시	남구	369	352	190
	동구	296	280	132
	북구	191	175	148
	울주군	164	147	172
	중구	395	378	198
인천광역시	강화군	158	141	158
	계양구	463	445	229
	남구	729	712	200
	남동구	626	609	216
	동구	624	607	190
	부평구	879	861	227
	서구	396	378	201
	연수구	664	647	161
	옹진군	141	124	126
	중구	324	307	151
전라남도	강진군	120	105	151
	고흥군	117	103	140
	곡성군	123	107	209
	광양시	141	126	171
	구례군	127	111	184
	나주시	129	114	182
	담양군	129	113	216
	목포시	203	187	148
	무안군	125	110	149
	보성군	121	106	154
	순천시	131	115	169
	신안군	115	101	123
	여수시	134	119	129
	영광군	116	102	143
	영암군	127	111	155
	완도군	117	102	121
	장성군	127	112	186
	장흥군	119	104	145
진도군	119	104	119	
함평군	117	102	160	
해남군	123	107	136	
회순군	127	111	176	
전라북도	고창군	122	107	170
	군산시	146	130	167
	김제시	134	118	208
	남원시	128	112	218
	무주군	138	121	201

시도	시군구	지상태양광	건물태양광	육상풍력
	부안군	128	112	166
	순창군	122	106	201
	완주군	141	124	228
	익산시	143	127	225
	임실군	129	113	198
	장수군	132	115	183
	전주시덕진구	212	195	270
	전주시완산구	231	214	244
	정읍시	130	114	210
	진안군	133	116	208
제주특별자치도	서귀포시	166	148	129
	제주시	177	159	129
충청남도	계룡시	165	149	208
	공주시	144	127	209
	금산군	139	122	228
	논산시	140	124	222
	당진시	161	144	166
	보령시	139	123	153
	부여군	134	118	210
	서산시	148	131	161
	서천군	132	116	171
	아산시	170	153	197
	예산군	146	129	197
	천안시동남구	169	152	214
	천안시서북구	226	209	237
	청양군	135	118	190
태안군	141	125	142	
홍성군	145	128	176	
충청북도	괴산군	139	122	215
	단양군	137	120	253
	보은군	135	118	182
	영동군	136	119	193
	옥천군	136	119	214
	음성군	151	134	237
	제천시	140	123	237
	증평군	153	136	272
	진천군	147	130	241
	청주시 상당구	152	135	207
	청주시 서원구	191	175	254
	청주시 청원구	174	157	280
	청주시 흥덕구	197	180	280
	충주시	145	128	254

이근대 | 現 에너지경제연구원 선임연구위원

〈주요저서 및 논문〉

『신재생에너지 공급비용 가격전망 연구』, 발전공기업 6사, 2019

『발전원별 균등화 발전원가 동향연구』, 한국전력거래소, 2019

임덕오 | 現 에너지경제연구원 부연구위원

〈주요저서 및 논문〉

조상민·이석호 공저 『지역별 경제성을 고려한 태양광 시장잠재량 산정 및 이행비용 분석』, 에너지경제연구원 기본연구, 2018

『A probabilistic model of the LCOE for Korean offshore windfarms』, Applied Economic Letters, 2021

기본연구보고서 2021-24

재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단 가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(2/5)

인 쇄 2021년 12월 30일

발 행 2021년 12월 31일

저 자 이근대 · 임덕오

발행인 임춘택

발행처 에너지경제연구원

주 소 44543 울산광역시 중구 중가로 405-11

연락처 (052)714-2114(대) FAX (052)714-2028

등 록 제 369-2016-000001호(2016년 1월 22일)

인 쇄 (사)한국척수장애인협회 디지털 인쇄사업소
(053)965-7277

©에너지경제연구원 2021 ISBN 978-89-5504-840-7 93320

* 파본은 교환해 드립니다.

값 7,000원



KOREA
ENERGY
ECONOMICS
INSTITUTE



ISBN 978-89-5504-840-7

www.keei.re.kr
울산광역시 중구 종가로 405-11
TEL | 052. 714. 2114
ZIP | 44543