

KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

• 이근대·임덕오

재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가 (LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(3/5)

재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE)전망 시스템 구축 및 운영(3/5)

Establishment and Operation of Long-Term LCOE Forecast
System for Expansion of Renewable Energy(3/5)

이근대·임덕오



저 자 이근대, 임덕오

연 구 진

연구책임자 이근대(에너지경제연구원 선임연구위원)
임덕오(에너지경제연구원 부연구위원)

외부연구진

연구참여자 김철상(건설산업정보연구원 원장)
연구보조원 박대훈(건설산업정보연구원 과장)

목 차

요약	v
제1장 서론	1
제2장 해외 재생에너지 발전단가(LCOE) 현황	5
1. 태양광	6
2. 풍력	8
제3장 균등화발전단가(LCOE) 개념 및 연구방법론	13
1. 발전단가(LCOE) 개념 및 분석 범위	13
2. 연구방법론	16
3. 발전단가(LCOE) 추정 전제조건	18
제4장 재생에너지 발전사업 비용 조사	27
1. 재생에너지 발전설비 비용 조사	28
2. 재생에너지 발전 사업 운영 및 유지 비용 조사	47
3. 재생에너지 발전사업 부지 임대비용 조사	50
제5장 재생에너지 발전단가(LCOE) 분석	55
제6장 추가 고려 비용 : 시스템 비용(전력망 보강 비용)	65
1. 시스템 LCOE 개념	65
2. 시스템 LCOE 관련 선행연구	67
3. 우리나라 시스템 비용(전력망 보강 비용) 분석	73
4. 시사점	75
제7장 결론 및 시사점	77
참고문헌	83

표 목차

<표 3-1> 발전비용 분류	14
<표 3-2> 재생에너지 발전단가 시나리오별 비용 구성 요소	16
<표 3-3> 사회적 할인율 국제 비교	19
<표 3-4> 전 세계 유틸리티급 태양광 발전 가중평균 이용률 추이	21
<표 3-5> 일본의 사업용 태양광 발전 이용률 추이	21
<표 3-6> 주요국의 육상풍력 발전 이용률 추이	22
<표 3-7> 국내 과세표준별 법인세율 및 지방소득세율(2020년)	24
<표 4-1> 태양광 발전 설비비용 조사항목	29
<표 4-2> 태양광 발전 설비 세부항목별 비용 조사 및 적용 방법	32
<표 4-3> 국내 지상태양광 세부 항목별 비용 조사 결과	35
<표 4-4> 풍력터빈 항목별 정의	36
<표 4-5> 육상풍력 발전설비 항목별 시공기준	37
<표 4-6> 육상풍력 발전 설비 세부항목별 비용 조사 방법	39
<표 4-7> 국내 육상풍력 세부 항목별 비용 조사 결과	41
<표 4-8> 국가별 대표 해상풍력 발전단지 입지 및 기술 환경(2018년 조사 결과)	43
<표 4-9> 해상풍력 발전 설비 세부항목별 비용 조사 방법	44
<표 4-10> 국가별 대표 해상풍력 발전단지 설비 세부항목별 비용	45
<표 4-11> 국내 해상풍력 세부 항목별 비용 조사 결과	46
<표 4-12> 재생에너지원별 연간 운영 및 유지 보수 비용	49
<표 4-13> 전기사업업체(수시) 기준 원동기 종류별 개소 현황	51
<표 4-14> 지상태양광 부지 임대료	52
<표 4-15> 육상풍력 부지 임대료	53
<표 4-16> 해상풍력 부지 임대료	53
<표 5-1> 재생에너지원별 발전단가(LCOE) 산정을 위한 전제조건	56
<표 5-2> 태양광 장기 고정가격계약 입찰 결과	57
<표 6-1> 독일의 그리드 수준의 발전원별 시스템 비용	69
<표 6-2> 영국의 그리드 수준의 발전원별 시스템 비용	69
<표 6-3> 미국의 그리드 수준의 발전원별 시스템 비용	70
<표 6-4> 한국의 그리드 수준의 발전원별 시스템 비용	70
<표 6-5> 한국전력의 전력망 총 투자비 소요 전망	73
<표 6-6> 한국전력의 전력망 보강 비용 전망	74

그림 목차

[그림 2-1] 태양광용 폴리실리콘 가격 추이	6
[그림 2-2] 단결정 실리콘 태양광 부품의 평균 현물가격 추이	7
[그림 2-3] 2021년 대비 2022년 주요국 태양광 CAPEX 및 LCOE 변화	8
[그림 2-4] 풍력 터빈 가격 추이	9
[그림 2-5] 2021년 대비 2022년 주요국 육상풍력 CAPEX 및 LCOE 변화	10
[그림 2-6] 2021년 대비 2022년 주요국 가스발전 연료비 및 LCOE 변화	10
[그림 2-7] 2021년 대비 2022년 주요국 석탄발전 연료비 및 LCOE 변화	11
[그림 2-8] 발전원별 글로벌 벤치마크 LCOE 추이	12
[그림 3-1] 발전비용 관련 사회적 비용 분류	15
[그림 4-1] 국내 지상태양광 발전 세부 항목별 설비비용 추이	34
[그림 4-2] 국내 육상풍력 발전 세부 항목별 설비비용 추이	40
[그림 4-3] 국내외 해상풍력 발전 세부 항목별 설비비용 조사 결과 비교	47
[그림 5-1] 지상태양광(100kW) 연도별 발전단가(LCOE) 비교	58
[그림 5-2] 지상태양광(1MW) 연도별 발전단가(LCOE) 비교	58
[그림 5-3] 지상태양광(3MW) 연도별 발전단가(LCOE) 비교	59
[그림 5-4] 지상태양광(20MW) 연도별 발전단가(LCOE) 비교	60
[그림 5-5] 육상풍력(20MW) 연도별 발전단가(LCOE) 비교	60
[그림 5-6] 육상풍력(40MW) 연도별 발전단가(LCOE) 비교	61
[그림 5-7] 국내 발전소별 해상풍력 발전단가(LCOE) 비교	62
[그림 5-8] 해외 주요국의 해상풍력 발전단가(LCOE) 비교	62
[그림 6-1] 전력 시스템 비용 구성	68
[그림 6-2] 일본의 2030년 전원별 발전비용 및 통합비용 시산 결과	72

요약

1. 연구의 필요성 및 목적

■ 연구의 필요성

- 최근 2020년 코로나19의 확산에 이어 2022년 우크라이나-러시아 전쟁이 발발하였고 이러한 외부충격은 전 세계 경제에 다양한 영향을 미치고 있음.
 - 전 세계 공급망 리스크는 주요 원자재 가격 및 에너지 가격의 상승과 더불어 공급망의 경색을 초래하였는데 이는 수급 여건과 가격 전가 상황에 따라 산업별로 영향이 다르게 나타나고 있어 국가별로 이에 대한 대응 방안을 모색하고 있음.
 - 급격한 인플레이션 상황에 직면한 유럽 국가들은 위기 극복을 위해 단기적으로는 에너지 자원의 확보와 에너지 절약을 도모하고 장기적으로는 탄소중립 시대로의 이행 및 에너지 안보 강화를 위해 재생에너지를 확대하는 계획을 발표하고 있음.
 - 하지만 재생에너지 비용은 물류비 상승과 더불어 주요 원자재인 폴리실리콘, 알루미늄, 철, 구리 등의 영향으로 상승하고 있어 사회적 비용을 증가시키는 동시에 보급에 영향을 미치고 있음.
- 우리나라도 전 세계 공급망 리스크와 탄소중립 시대로의 이행 및 에너지 안보에 대응하여 대책을 마련하기 위한 논의가 진행 중임.
 - 단기적으로는 에너지 절약 및 이용 효율화를 위한 방안을 시행하여 추진하는 한편 장기적으로는 에너지 해외 의존도를 줄이고 에너지 자립도를 제고하는 방안을 모색하고 있음.

- 이는 근본적으로는 석유나 천연가스 의존도를 낮추고, 재생에너지 비중을 늘리는 동시에 수소와 같은 신에너지의 기술개발을 추진하여 탄소중립 및 에너지 안보를 대응하기 위한 것임.
- 재생에너지 확대를 뒷받침하기 위해서는 물리적, 사회적 여건에 대한 검토가 필요하며 이에 따른 경제적 영향도 고려될 필요가 있음.
 - 우선적으로 경제적 영향을 분석함에 있어 재생에너지 발전 설비비용의 현재 수준과 미래 전망을 분석하는 것이 선행되어야 함.
 - 이러한 분석 결과는 경제적 파급효과를 검토할 수 있는 수단이 될 수 있을 뿐만 아니라 비용효율적 재생에너지 보급을 위한 정책을 마련함에 있어 기초자료로 널리 활용될 수 있음.
- 재생에너지 발전단가(LCOE, Levelized Cost of Electricity) 저감을 위한 정책 개선방안 마련 필요
 - 재생에너지 발전단가가 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 체계적으로 구축하고 분석 결과에 기반한 정책 개선방안 마련이 필요

■ 연구의 목적

- 재생에너지원별/규모별 발전 설비비용 조사 시스템 구축을 통한 합리적인 발전단가 분석
 - 재생에너지원별 설비비용, 운영유지비용, 토지비용, 기타비용 등 발전설비비용 항목 표준화 및 조사 체계 구축
 - 재생에너지원별 경제적 전제조건을 고려한 발전단가 산정 방법론 정립
 - 연도별 우리나라 재생에너지 발전사업 비용을 분석하고, 평균적인 수준에서의 발전단가 추정
 - 재생에너지 비용 분석 결과 DB 구축을 통한 예상되는 시장 가격 공유

- 국내외 재생에너지 발전단가 분석 통한 효율적 보급 방안 제시
 - 국내외 주요국 재생에너지 발전단가 비교 및 분석을 통한 시사점 도출
 - 비용효율적 재생에너지 보급을 위한 지원제도 개선방안 제시
- 본 연구는 2020년부터 5년간 수행해야하는 일반연구과제로 전체 연구 추진 내용은 다음과 같음.
 - 1차 연도(2020년) 연구에서는 재생에너지 확대의 주요 대상인 지상태양광과 육상풍력의 세부항목별/규모별 비용 조사를 위한 체계를 구축하고, 표준화를 통한 발전 설비비용을 분석하였음.
 - 또한, 조사된 비용과 경제적 전제조건을 바탕으로 2020년 기준 지상태양광과 육상풍력 발전단가를 추정하였고, 선행연구¹⁾에서 추정한 재생에너지 비용 학습률을 활용하여 2030년 발전단가를 전망하였음.
 - 2차 연도 연구에서는 1차 연도의 연구 조사대상인 지상태양광과 육상풍력에 더불어 특수태양광(건물, 수상, 영농형)을 추가하여 조사하였음.
 - 또한, 분산에너지 시스템 도입을 고려하여 전국토를 1km² 격자단위로 구분한 격자-LCOE 연산모형을 활용한 지역별(시군구) 재생에너지 발전단가를 추정하였으며, 발전단가 하락을 위한 시나리오 분석을 시행하였음.
 - 올해 3차 연도 연구에서는 먼저 지난 2년간의 연구 결과를 검토하면서 2022년 기준 태양광 및 육상풍력 발전 설비비용을 조사하여 추세를 분석하였음
 - 또한, 우리나라 해상풍력 발전단가의 추정치를 제시하고 해외 사례와 비교를 통해 시사점을 제시하였음.
 - 추가적으로 재생에너지 발전 확대에 따라 발생할 수 있는 비용(전력망 보강 비용)을 분석하여 이를 반영한 발전단가 추정 결과를 제시하였음.
 - 향후 4~5차 연도 연구에서는 그동안 조사된 자료를 바탕으로 정량적 방법(학습효과 모형)과 정성적 방법(전문가 설문조사)에 기반한 재생에너지 발전단가 전망 시스템을 구축하고, 재생에너지원별, 설비 유형별, 규모별 발전단가를 전망하여 제시할 예정임.
 - 최종적으로는 5년간 분석한 재생에너지 비용을 DB화하여 연구 수요자와 공유하는 시스템을 구축할 계획임.

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

- 또한, 우리나라 NDC 및 탄소중립 목표 달성을 위한 재생에너지 투자비용을 검토하고, 비용효율적인 재생에너지 보급을 위한 정책 및 제도 개선 방안을 제시할 계획임.

2. 연구내용 및 주요 분석 결과

- 재생에너지 발전 설비비용은 최근 발생한 대외적인 악영향으로 인해 지속적으로 하락하던 추세가 일시적으로 상승하였음.
 - BNEF(2022c)²⁾ 분석 결과에 따르면 세계 재생에너지 주요 원자재 가격 상승과 화물 운임 비용 상승 등의 영향으로 2022년 글로벌 태양광 발전단가는 전년대비 13.5%, 글로벌 육상풍력은 6.7% 상승한 것으로 나타남.
 - 2022년 기준 태양광 발전과 풍력 발전에 대한 설비비용을 조사한 결과, 태양광의 경우 설비 규모에 따라 1,305천~1,617천 원/kW 수준으로 전년대비 약 8~13% 상승하였음.
 - 육상풍력 발전 설비비용은 2,689천~2,731천 원/kW 수준으로 전년대비 약 4~7% 상승
 - 올해 처음으로 조사한 국내 해상풍력 발전 설비비용은 5,500천~6,468천 원/kW 수준으로 확인되며, 해외 주요국 대비 약 1.6배 높은 수준임.
- 태양광 비용 조사 결과 및 평가
 - 태양광 발전의 경우에는 직접비용 중에서 모듈과 설치 및 시공, 계통연계에 해당하는 비용이 상승하였음.
 - 간접비용에서는 금융, 보험, 일반관리, 경비에 해당하는 비용 크게 상승하였음
 - 기자재 비용 중에서 인버터 및 모니터링 등의 일부 비용은 하락하는 등 세부 항목별로 비용 변동이 차등적이며 특정한 패턴이 나타나지는 않음.
 - 태양광 발전의 경우 이러한 세부 항목별 비용 변동이 일시적인 것인지 또는 구조적인지에 대해서는 앞으로 지속적이면서 신중한 관찰과 분석이 필요할 것으로 사료됨.

2) BNEF(2022), 1H 2022 LCOE Update

○ 육상풍력 비용 조사 결과 및 평가

- 육상풍력 발전은 직접비용에서는 주요 가자재(블레이드, 너셀, 타워)와 토목 공사, 계통연계 비용은 소폭 하락하였으나 전기공사와 설치 및 시공에 투입되는 노무비용은 상승한 것으로 나타남.
- 간접비용에서는 설계 및 감리, 진단 및 검사 비용 등은 하락한 반면, 금융, 보험, 일반관리, 경비, 기타(간접노무비, 이윤 등) 비용은 전년대비 크게 상승하는 결과가 나타남.
- 육상풍력 발전 설비 또한 세부 항목별로 비용 변동이 차등적이고 특정한 변화 패턴이 나타나지 않음.
- 다만, 육상풍력 발전의 경우 연도별 설비비용이 하락하지 않고 2020년 이후 상승하는 추세를 보이고 있는 것으로 분석됨.

○ 해상풍력 비용 조사 결과 및 평가

- 해상풍력 발전의 경우 국내 추세를 파악할 수 없지만 해외 주요국 사례와 비교해 보았을 때 설비비용이 해외 주요국 대비 21억~22억 원/MW 높은 것으로 나타남.
- 특히, 우리나라는 기초 하부구조물 제작 및 설치와 계통연계, 인허가에 투입되는 비용이 높게 나타났는데 이는 지형적인 특성과 해상풍력 발전 산업 인프라 부족, 주민 수용성 확보의 어려움에 기인한 것으로 분석됨.
- 우리나라 풍력 발전 비용이 다른 국가대비 높고, 상승하는 추세를 보이는데 이에 대해서도 지속적인 검토를 통해 일시적인 현상인지 구조적인 문제인지를 진단하고 시의적절한 대응방안 모색이 필요할 것으로 사료됨.

○ 우리나라 재생에너지 설비비용 상승률은 해외 주요국 대비 낮은 수준

- 해외 주요 국가의 태양광 설비비용은 전년대비 12~19% 상승하였으며, 육상풍력 설비비용은 12~18% 상승한 것으로 나타남.
- 우리나라의 재생에너지 발전 설비비용 상승률(태양광 8~13%, 육상풍력 4~7%)이 해외 주요 국가 대비 낮은 원인은 국내외 업체의 시장 가격 경쟁과 더불어 우리나라 재생에너지 설비비용이 타 국가 대비 상당히 높은 수준이기 때문에 상승률이 상대적 낮아 보이는 효과인 것으로 판단됨.

- 재생에너지원별 발전단가 추정 결과
 - 2022년 기준 우리나라 태양광 발전단가는 128~155원/kWh 수준으로 전년 대비 약 4~8% 상승한 것으로 추정됨.
 - 육상풍력 발전단가는 164~166원/kWh 수준으로 전년대비 약 1~4% 상승한 것으로 추정됨.
 - 해상풍력 발전단가는 271~300원/kWh으로 재생에너지 중에서 가장 높은 것으로 추정되며, 해외 주요국가 대비 약 1.3~2.4배 높은 것으로 분석됨.
- 국내 재생에너지원별 발전단가 추정 결과에 대한 평가
 - 2022년 재생에너지 설비비용 상승률은 다른 국가 대비 낮은 수준이지만, 설비비용과 발전단가는 해외 주요 국가 대비하여 여전히 높은 수준임.
 - 재생에너지 발전단가에 영향을 미치는 요인은 다양하게 발생할 수 있지만, 무엇보다도 설비비용의 영향이 가장 크기 때문에 지속적인 재생에너지 보급 확대를 위해서는 기술개발 및 대규모 프로젝트 개발 확대 등을 통한 비용 저감 노력이 필요한 것으로 사료됨.
 - 또한, 재생에너지 발전 프로젝트의 원활한 진행을 위해 적극적 주민 참여를 위한 제도 정립과 및 지자체의 주민 수용성 확보 노력이 필요
- 재생에너지 보급이 확대됨에 따라 우리 사회가 추가적으로 부담해야 하는 전력망 보강 비용에 대해 검토한 결과 우리나라의 태양광 발전의 전력망 보강 비용은 OECD가 예상한 것보다 소폭 감소할 것으로 예상되며, 풍력 발전의 전력망 보강 비용은 OECD가 예상한 것보다 크게 증가할 것으로 예상됨.
 - OECD-NEA가 분석한 우리나라 재생에너지 발전원별 계통 보강 비용은 보급 수준이 30% 수준일 경우 태양광은 5.3USD/kWh, 육상풍력은 2.8USD/kWh, 해상풍력 2.2USD/kWh으로 추정
 - 해외 선형연구를 참조하여 분석한 우리나라 시스템 비용은 제9차 전력수급기본계획(재생에너지 보급 20%)을 고려했을 때 태양광 발전의 전력망 보강 비용은 6.11원/kWh, 풍력 발전의 전력망 보강 비용은 5.38원/kWh으로 추정됨.
 - NDC의 목표(재생에너지 보급 30%)를 고려할 경우 태양광 발전의 전력망 보강 비용은 4.26원/kWh, 풍력 발전의 전력망 보강 비용은 6.94원/kWh으로 추정됨.
 - 하지만, 본 연구 산정 결과는 시스템 비용 관련 자료의 제약과 더불어 향후

불확실성으로 인한 한계를 가지고 있어 해석에 유의할 필요가 있음.

- 재생에너지 보급에 따른 정확한 사회적 비용을 검토하기 위해서는 백업비용, 밸런싱비용, 계통비용 등을 포함한 시스템 비용 분석이 필수적이며, 향후 관련 기관과의 협동 연구를 통해 추진할 필요

3. 결론 및 정책제언

- 코로나19 및 우크라이나-러시아 전쟁으로 인한 외부충격 영향을 감소시키기 위해서는 재생에너지 공급망을 강화할 필요가 있음.
 - 에너지에 대한 대외 의존도가 높은 우리나라의 경우 외부충격에 취약하기 때문에 장기적으로 에너지 안보를 고려한 재생에너지 보급 확대가 필수적임
 - 재생에너지 비중 확대를 위해서는 상류(Upstream) 분야는 우리가 아직 경쟁력 확보가 필요한 기술이 있는 반면, 하류(Downstream) 분야는 우리가 상대적으로 경쟁력을 확보한 영역이 많으므로 이를 더욱 강화해나갈 필요가 있음.
 - 이를 위해 정부는 향후 성장이 예상되는 산업인 재생에너지 산업과 같은 영역에서는 국내 산업 육성과 기반 구축 차원에서 경쟁력 확보가 필요한 국내 제품의 사용을 위한 정책적 지원이 계속될 필요가 있으며, 일정 부분 강화시킬 필요가 있음.
 - 이는 중장기적으로 보면 국산화 대체 노력 및 경쟁력 강화를 통해 독과점적인 지위를 향유하는 재생에너지 기술 선진국의 지배력을 어느 정도 완화하면서 기술 독립을 추진할 수 있기 때문임.
- 재생에너지 입지 확보를 위한 주민 수용성을 제고 확대 필요
 - 우리나라의 경우, NDC 목표 달성 및 에너지 안보 차원에서 가장 우선적인 수단이 재생에너지 보급 확대임에도 불구하고 재생에너지 발전 사업 추진은 해당 지역 주민의 반대에 직면하여 발전사업, 환경영향평가, 개발행위 관련 인허가 취득 지연과 더불어 발전소 착공 지연 등의 문제에 직면하고 있음.
 - 재생에너지 발전 부지 미확보 및 사업의 지연은 결국 발전단가를 상승시켜 장기적으로는 전기요금을 상승시키는 요인으로 작용할 가능성이 존재함.
 - 이러한 문제를 해결하기 위해 발전 사업자 차원에서는 다수의 주민설명회

개최 등 다양하면서도 끊임없는 주민 설득 노력이 수행될 필요가 있음.

- 또한, 해당 지자체 차원에서도 현재와 미래 세대를 위한 바람직한 에너지원 확보를 위해 관련 규정 및 지역주민 설득을 위한 노력이 병행될 필요가 있음.

○ 우선적으로 추진할 수 있는 정책방안은 현재 시행 중인 주민참여형 재생에너지 사업을 확대할 수 방안을 강구하는 것임.

- 정부는 지역주민의 재생에너지 사업 참여 확대를 위해 국민주주 프로젝트 사업 등을 추진하고 있음.
- 이처럼 주민 수용성 제고를 위해선 사업에 따른 다양한 이익 공유 방안을 마련할 필요가 있는데, 국민주주 프로젝트 추진과 관련하여 주민참여 협동조합의 채권투자를 더욱 더 활성화 할 필요가 있음.
- 이는 일반적으로 주민은 변동성이 있는 배당 수입보다는 안정적인 채권에 의한 이자수입을 선호하기 때문임.
- 또한, 국민주주 프로젝트 사업에서의 지원 대상과 같은 지원 요건을 현재의 지원 대상인 태양광 발전(500kW 이상)을 100kW 또는 50kW 이상으로 인하할 방안을 강구하게 되면 보다 많은 주민이 참여하게 되어 태양광 발전의 보급 확산에 기여할 것으로 사료됨.

○ 정부는 재생에너지 확대에 따른 변동성을 완화하기 위한 기술 발전을 다각도로 지원하고 활용할 정책적 방안을 강구할 필요

- 현재 재생에너지 시스템 비용과 관련하여 전 세계적으로 재생에너지 변동성을 완화하기 위한 기술 혁신이 진행되고 있음.
- 대표적인 것이 태양광 발전의 스마트 인버터이며 이는 계통의 전압 및 주파수 변동과 같은 위기 상황 발생 시 정해진 기능에 따라 능동적으로 대응할 수 있는 역할을 수행함.
- 스마트 인버터는 계통 안정화에 필요한 유효·무효전력 제어 기능과 비상시에 계통운영자가 요구하는 전압 혹은 주파수의 계통연계 유지조건에 따라 분산전원을 계통과 연계 또는 분리할 수 있는 기능을 포함하고 있음.
- 향후 정부의 적극적인 지원에 의해 이러한 장치가 설치될 경우 전력계통 안정화에 기여할 수 있을 것이며 장기적으로 태양광 발전과 같은 재생에너지의 확대에 따른 시스템 비용을 낮추는 데도 도움이 될 것으로 사료됨.

제1장

서론

전 세계적으로 태양광 발전 및 풍력 발전은 타 에너지원과 달리 지난 20년 동안 급격한 속도로 발전단가(Levelized Cost of Generating Electricity, 이하 LCOE)가 하락되어 왔다. 우리나라도 속도의 차이는 있으나 이와 같은 세계적 추세를 따라 오고 있다. 2008년 태양광 발전차액 지원제도 기준가격의 경우, 30kW 미만은 711.3원/kWh 수준에서 2022년 상반기 RPS 고정가격계약 경쟁입찰의 100kW 미만 선정가격이 157.4원/kWh 수준까지 하락하였다.

한편, 최근 2020년 코로나19의 확산에 이어 2022년 우크라이나-러시아 전쟁이 발발하였고 이러한 외부충격은 전 세계 경제에 다양한 영향을 미치고 있다. 특히, 주요 원자재 가격 및 에너지 가격의 상승과 더불어 공급망의 경색을 초래하였는데 이는 수급 여건과 가격 전가 상황에 따라 산업별로 영향이 다르게 나타나고 있다. 그중에서 재생에너지 산업의 경우 물류비 상승과 더불어 주요 원자재인 폴리실리콘, 알루미늄, 철, 구리 등의 가격이 상승하고 있으며, 이는 곧 재생에너지 설비비용(Capital Expenditure, 이하 CAPEX) 상승에 영향을 미치고 있다.

이러한 급격한 인플레이션 상황에 직면한 유럽 국가들은 위기 극복을 위해 단기적으로는 에너지 자원의 확보와 에너지 절약을 도모하고 장기적으로는 에너지 안보 강화를 위해 재생에너지의 확대하는 계획을 발표하고 있다. 우리나라도 동일한 위기에 대응하여 여러 대책을 수립하여 추진해 가고 있는데, 단기적으로는 에너지 절약

및 이용 효율화를 위한 방안을 시행하여 추진하는 한편 장기적으로는 에너지 해외 의존도를 줄이고 에너지 자립도를 제고하는 방안을 모색하고 있다. 근본적으로는 석유나 천연가스 의존도를 낮추고, 재생에너지 비중을 늘리는 동시에 수소와 같은 신에너지의 기술개발을 추진하는 것이다.

각 국가의 새로운 에너지 정책은 방향은 현재의 경제 위기 상황을 극복하기 위한 것만은 아니다. 기후변화 대응에 대한 논의가 전 세계적으로 확산되면서 탄소중립을 선언하는 국가가 증가하고 있기 때문이다. 우리나라도 2021년에 탄소중립기본법을 제정하고 2050년 탄소중립 비전과 이행체계를 법제화함으로써 탄소중립 시대를 선언하였다. 또한, 정부는 이를 달성하기 위한 국가전략, 중장기 온실가스 감축목표, 기본계획 수립 및 이행점검 등 법정 절차를 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 법에서는 2050년 탄소중립을 실질적으로 지향하는 중간 단계 목표를 설정했으며, 2030년 온실가스 감축목표는 2018년 대비 26.3%를 줄이는 것으로 기존목표보다 9% 상향한 35% 이상 범위에서 사회적 논의를 시작하도록 명시되어 있다. 이는 온실가스를 2018년부터 2050년까지 선형으로 감축한다는 가정하에 2030년 목표가 37.5%가 된다는 점을 감안하면 정부가 설정한 '35% 이상'이라는 범위는 2050년 탄소중립 시대를 실질적으로 지향한다는 데 의미가 있다고 할 수 있다.

이러한 정부 목표가 달성되기 위해서는 기본적으로 재생에너지의 확대가 절대적으로 요구되는데 이를 위해 정부는 2021년에 '신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법(이하 신재생에너지법)'의 시행령 개정을 추진하였다. 이의 주요 목적은 RPS 의무공급비율 상한을 기존 10%에서 25%로 확대하는 것으로 대통령령으로 위임된 연도별 의무 비율을 명시하기 위함이다. 상향된 RPS 의무공급비율은 기존의 에너지계획³⁾ 대비 크게 증가된 것으로 재생에너지 확대를 뒷받침하기 위해서는 물리적, 사회적 여건에 대한 검토가 필요하며, 이에 못지않게 재생에너지 확대에 따른 경제적 영향도 고려될 필요가 있다. 특히, 경제적 영향을 분석함에 있어 재생에너지

3) 2020년 정부는 재생에너지 3020 이행계획을 발표하였으며, 2030년까지 재생에너지 발전 비율 20% 목표 설정하였음.

발전 설비비용의 현재 수준과 미래 전망을 분석하는 것이 선행되어야 할 것이며, 분석 결과는 경제적 파급효과를 검토할 수 있는 수단이 될 수 있을 뿐만 아니라 비용 효율적 재생에너지 보급을 위한 정책을 마련함에 있어 기초자료로 널리 활용될 수 있을 것으로 사료된다.

최근 해외 주요 에너지 연구기관⁴⁾에서는 탄소중립 시대 이행에 따른 사회적·경제적 비용을 추산하기 위한 연구를 빠르게 진행하고 있다. 특히, 매년 또는 분기별로 각 국가별 에너지 발전단가(Levelized Cost of Generating Electricity, 이하 LCOE)를 추정해 결과를 바탕으로 재생에너지 가격 경쟁력 확보를 위한 기술개발 투자 확대와 더불어 다양한 지원 정책 마련에 앞장서고 있다.

본 연구는 우리나라 재생에너지의 경제성을 분석하고 미래 전망을 위한 시스템을 구축하는 연구로 2020년부터 2024년까지 5년간 수행하는 일반연구과제이다. 연구의 주요 목적은 해외 연구기관에서 발표하는 국가별, 연도별, 재생에너지원별 발전단가 추정 결과와 같이 우리나라 재생에너지 발전 사업에 투입되는 비용을 연도별로 분석하고, 평균적인 수준에서의 발전단가를 추정하고 전망한 결과를 향후 정책 입안자 및 발전 사업자 등의 연구 수요자에게 이를 제공하는데 있다. 또한, 도출된 결과를 바탕으로 향후 우리나라 재생에너지 가격 경쟁력 확보를 위한 정책적 시사점을 제시하는 데 있다.

이러한 연구 목적을 달성하기 위해 올해는 3차 연도 연구가 진행된 것이며 전체 연구 추진 내용은 다음과 같다. 먼저 1차 연도에 수행한 연구는 재생에너지 확대의 주요 대상인 지상태양광과 육상풍력의 세부 항목별 비용을 규모별로 조사 분석하는 체계를 구축하고, 비용 표준화와 이를 통한 발전 설비비용을 조사하였다. 조사 및 분석된 비용 결과를 바탕으로 2020년 기준 지상태양광과 육상풍력 발전단가를 추정하였고, 선행연구⁵⁾에서 추정한 재생에너지 비용 학습률을 활용하여 2030년까지 발전단가를 전망하였다. 또한, 재생에너지 발전단가에 영향을 미치는 주요 전제조건⁶⁾에 따른 민감도 분석을 시행하였고 이를 바탕으로 재생에너지 비용 저감을 위한 정책적 시사점을 도출하였다.

4) IEA(International Energy Agency), IRENA(International Renewable Energy Agency), EIA(Energy Information Administration), BNEF(Bloomberg New Energy Finance), NREL(National Renewable Energy Laboratory) 등

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

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

2차 연도 연구에서는 1차 연도의 연구 조사대상인 지상태양광과 육상풍력에 더불어 특수태양광(건물, 수상, 영농형)을 추가하여 조사하였다. 또한, 지상태양광과 육상풍력의 경우 대규모 발전설비에 대한 조사를 수행하는 등 유형별, 규모별로 조사 범위를 확대하여 세부비용 항목 표준화를 제시하였다. 추가적으로 분산에너지 시스템 도입을 고려하여 전국토를 1km² 격자단위로 구분한 격자-LCOE 연산모형을 활용한 우리나라 지역별(시군구) 재생에너지 발전단가 연구까지 진행하였다.

올해 3차 연도 연구에서는 먼저 지난 2년간의 연구 결과를 검토하면서 2022년 기준 태양광 및 육상풍력 비용 조사 결과와 비교하고자 한다. 또한 1, 2차 연도에 조사하지 못한 해상풍력 발전의 세부 설비비용 조사까지 확대하여 우리나라 해상풍력 발전단가를 추정치를 제시하고 해외 사례와 비교하여 시사점을 제시하고자 한다. 추가적으로 발전소단위의 발전단가 범위를 초과하여 재생에너지 발전 확대에 따라 발생할 수 있는 비용(전력시스템 운영 및 접속 관련비용)을 조사 분석하여 이를 반영한 발전단가 산정결과를 제시하고자 한다.

끝으로 향후 4~5차 연도 연구에서는 그동안 조사된 자료를 바탕으로 정량적 방법(학습효과 모형)과 정성적 방법(전문가 설문조사)에 기반한 재생에너지 발전단가 전망 시스템을 구축하고, 재생에너지원별, 설비 유형별, 규모별 발전단가 전망 결과를 제시할 예정이다. 최종적으로는 우리나라 재생에너지원별 발전단가 저감 방안을 검토하고, 재생에너지의 비용효율적인 보급을 위한 정책 및 제도개선 방안을 제시할 계획이다.

제2장

해외 재생에너지 발전단가(LCOE) 현황

전 세계는 이산화탄소 순배출량을 0(제로)로 만드는 에너지 탄소중립⁷⁾ 시대를 위해 재생에너지 보급을 급속도로 확대하고 있다. 재생에너지는 태양광 및 풍력과 같이 자연으로부터 얻은 자원을 활용하여 일상생활에 필요한 전기, 열 등으로 만들어진 에너지원이다. 기존 석탄과 석유, LNG 등과 같은 에너지원과 달리 재생에너지원에는 이산화탄소가 포함되어 있지 않기 때문에 탄소중립 이행을 위한 주요한 에너지원으로 알려져 있다.

재생에너지 중에서 핵심 에너지원은 태양광 발전과 육상풍력 발전, 해상풍력 발전이다. 대부분의 국가에서 이 세 가지 에너지원을 중심으로 에너지정책을 마련하고 이행하고 있으며, 이와 관련된 기술을 개발하고 산업을 육성하기 위해 경주하고 있다. 이에 따라 전 세계적으로 재생에너지 발전단가는 지속적으로 하락하는 추세이며, 보급 실적이 높은 주요국 중심으로 재생에너지 발전단가가 화석연료 발전단가보다 낮은 수준인 그리드패리티(Grid parity)에 달성되고 있다. 향후 재생에너지 보급을 위한 정부의 정책 수립을 위해서는 국내외 재생에너지 시장 현황을 정확히 파악하고 발전단가의 추세 분석을 통해 보급 확대 및 비용 하락을 위한 방안을 마련하는 것이 필요한 시점이다.

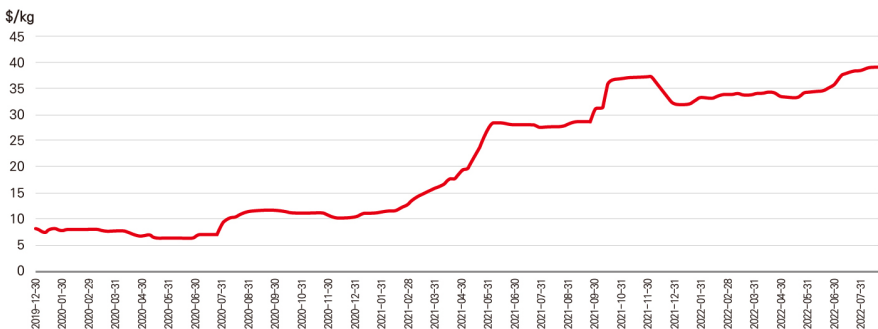
7) 배출한 이산화탄소를 흡수하는 대책을 세워 실질적인 배출량을 '0'으로 만든다는 개념

1. 태양광

태양광 모듈은 발전 설비를 구축하는데 가장 중요한 주재료로 그동안 전 세계적으로 태양광 발전단가를 하락시키는 주요 요인이었다. 태양광 모듈을 제조하는 산업 밸류체인 순서는 폴리실리콘, 잉곳-웨이퍼, 셀(태양전지), 모듈 순서로 전환되며, 모듈을 설계 및 설치하여 태양광 발전 시스템이 구축된다. 여기서 폴리실리콘과 잉곳-웨이퍼는 Upstream(상류), 셀과 모듈은 Midstream(중류), 태양광 발전소는 Downstream(하류)으로 분류된다. 이에 Upstream(상류)에 해당하는 폴리실리콘의 가격이 변동할 경우 연쇄효과에 의해 태양광 발전단가에 영향을 미치게 된다.

폴리실리콘은 결정질 실리콘 태양광 모듈을 생산하기 위한 주요 공급 원료이다. 위에서 언급한 내용과 같이 밸류체인에 따라 폴리실리콘 가격 상승은 태양광 발전 설비 시스템 구축 비용 변화에 영향을 미칠 수 있는데 최근 분석된 BNEF(2022a)⁸⁾ 보고서에 따르면 글로벌 태양광용 폴리실리콘 가격은 2020년 6월 kg당 6.3USD로 최저점을 기록한 이후 지속적으로 상승하여 2022년 7월 기준 kg당 38.9USD로 약 5배 이상 상승한 것으로 나타났다. BNEF(2022a)는 이러한 가격 급등의 원인은 최초 코로나 19 영향으로 중국 내 생산 차질에 따른 수급 불균형에 의해 촉발되었고, 그 이후 우크라이나-러시아 사태가 발생함에 따른 공급망 리스크 영향으로 가격 상승세가 유지되고 있다고 분석했다.

[그림 2-1] 태양광용 폴리실리콘 가격 추이

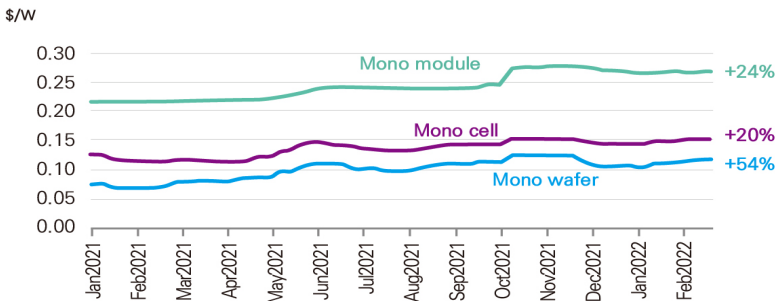


자료: BNEF(2022a), 3Q 2022 Global PV market

8) BNEF(2022a), 3Q 2022 Global PV market

폴리실리콘 가격 상승과 더불어 세계 인플레이션에 따른 에너지 가격 상승으로 잉곳-웨이퍼, 셀(태양전지), 태양광 모듈 가격도 동반하여 상승했다. BNEF(2022b)⁹⁾에 따르면 단결정 웨이퍼 및 셀, 태양광 모듈 가격이 2021년 1월부터 2022년 2월 까지 14개월간 각각 54%와 20%, 24% 상승한 것으로 나타났다. 태양광 모듈 제조 산업 밸류체인의 가격이 최근에 큰 폭으로 상승한 것이다. 이러한 비용 변화는 전 세계 태양광 발전단가에도 영향을 미쳤다.

[그림 2-2] 단결정 실리콘 태양광 부품의 평균 현물가격 추이



자료: BNEF(2022b), 1Q 2022 Global PV Market Outlook

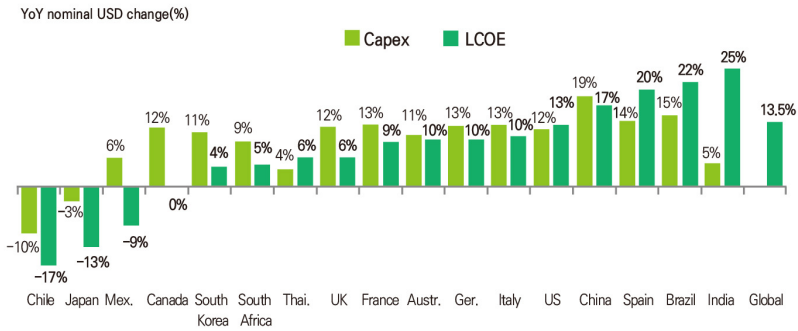
BNEF(2022c)¹⁰⁾ 분석 결과에 따르면 세계 태양광 주요 원자재 가격 상승과 화물 운임 비용 상승 등의 인플레이션 영향으로 2022년 대부분의 주요 국가에서 태양광 발전 설비비용이 2021년 대비 크게 상승한 것으로 나타났다. 특히, 태양광 보급이 빠르게 확대되고 있는 중국이 19%로 가장 크게 상승하였고, 독일, 영국, 미국이 각각 13%, 12%, 12% 상승한 것으로 나타났다. 반면 전 세계에서 태양광 발전 설비비용이 가장 높았던 일본의 경우 3% 감소한 것으로 나타났다. 주요 국가의 태양광 발전 설비비용이 상승함에 따라 2022년 기준 전 세계(Global) 태양광 발전단가는 평균적으로 2021년 대비 13.5% 상승한 것으로 나타났다. 그동안 급속한 태양광 보급과 기술개발로 인해 2000년부터 지금까지 지속적으로 하락 추세를 이어오던 태양광 발전단가가 대외 악영향으로 인해 일시적으로 상승한 것이다. BNEF(2022c)에 따르면 2022년 태양광 발전단가가 2021년 대비하여 가장 크게 상승한 국가는 인도

9) BNEF(2022b), 1Q 2022 Global PV Market Outlook

10) BNEF(2022c), 1H 2022 LCOE Update

로 25%를 기록하였고, 중국(17%), 미국(13%), 독일(10%), 영국(6%) 등 주요 국가에서도 크게 상승한 것으로 나타났다. 또한, BNEF(2022c)에서 우리나라 태양광 발전단가는 최근 4% 상승한 것으로 분석했다.

[그림 2-3] 2021년 대비 2022년 주요국 태양광 CAPEX 및 LCOE 변화



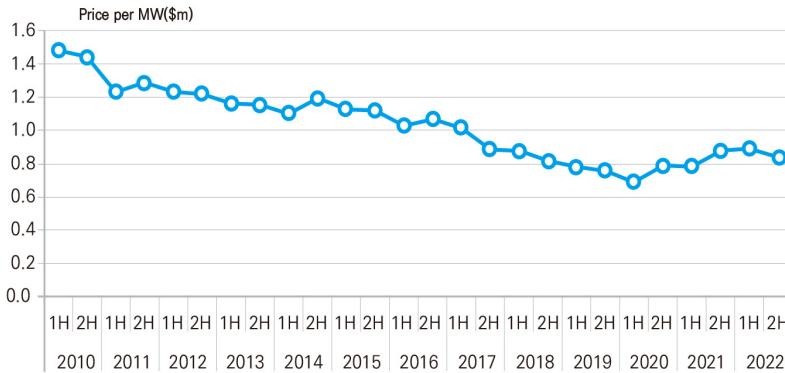
자료: BNEF(2022c), 1H 2022 LCOE Update

2. 풍력

풍력 터빈은 풍력 발전 시스템 구축에 큰 비중을 차지하는 주요한 기자재이다. 지난 10년 동안 전 세계적인 풍력 발전의 보급 확대는 터빈 가격의 가파른 하락이 견인했다고 보아도 과언이 아닐 것이다. 최근 BNEF(2022d)¹¹⁾ 분석에 따르면 전 세계 풍력 터빈 평균 가격은 터빈 용량 증가, 블레이드 길이 증가, 허브 높이 증가 등의 기술개발과 시장 경쟁 심화로 인해 하락 추세를 이어왔다. 하지만, 2020년 코로나 19가 발생한 이후 풍력 터빈 가격은 2020년 1분기에 MW당 0.69백만 달러로 최저점을 기록한 이후 상승세로 전환되었으며 2022년 1분기에는 MW당 0.89백만 달러로 약 28% 상승하였다. 이러한 큰 폭의 가격 상승의 원인은 코로나 19로 인한 수급 불균형과 더불어 철강, 알루미늄 등의 원자재 가격 상승, 운임 비용 상승 등으로 분석된다.

11) BNEF(2022), 2H 2021 Wind Turbine Price Index

[그림 2-4] 풍력 터빈 가격 추이

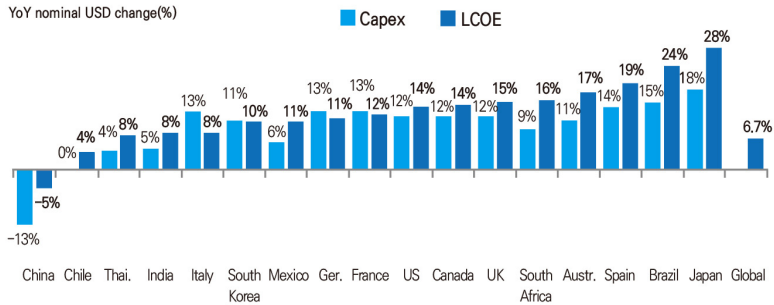


자료: BNEF(2022d), 2H 2021 Wind Turbine Price Index

BNEF(2022c) 분석에 따르면 풍력 터빈 공급 가격 상승 영향으로 주요 국가의 2022년 육상풍력 발전 설비비용도 동반 상승한 것으로 나타났다. 구체적으로는 중국을 제외한 대부분 국가의 2022년 육상풍력 발전 설비비용이 2021년 대비 크게 상승하였는데 특히, 일본이 18%로 가장 크게 상승하였고, 독일, 영국, 미국이 각각 13%, 12%, 12% 상승한 것으로 나타났다. 반면 중국은 전년 대비 13% 감소하였는데 이는 중국이 해외 공장에 대한 투자를 확대하면서 해외 터빈 제품 대비 저렴한 공급가격으로 세계 풍력 시장 점유율을 점차 확대하기 위함인 것으로 분석된다.

주요 국가의 육상풍력 발전 설비비용이 상승함에 따라 2022년 전 세계 평균(Global) 발전단가는 2021년 대비 6.7% 상승하였다(BNEF(2022c)). 전 세계 재생에너지 보급 확대 기조에 따른 기술개발로 인해 지속적으로 하락 추세를 유지했던 육상풍력 발전단가가 대외적인 환경으로 인해 태양광과 동일하게 일시적으로 상승한 것이다. 2021년 대비하여 발전단가가 가장 크게 상승한 국가는 일본으로 28%를 기록하였고, 영국(15%), 미국(14%), 독일(11%) 등 재생에너지 선진 국가에서도 크게 상승한 것으로 나타났다. 한편, 우리나라의 경우 10% 상승한 것으로 나타났으며, 육상풍력 시장이 가장 큰 규모로 성장하고 있는 중국의 경우 5% 하락한 것으로 분석되었다.

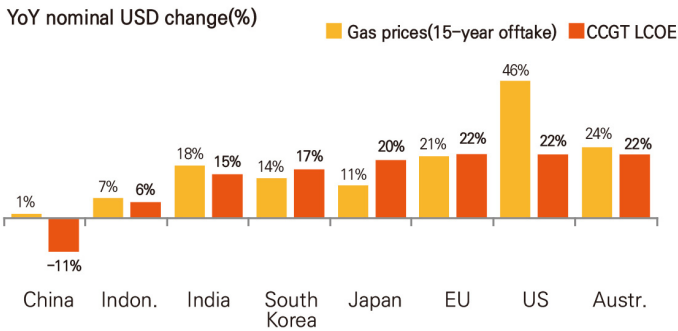
[그림 2-5] 2021년 대비 2022년 주요국 육상풍력 CAPEX 및 LCOE 변화



자료: BNEF(2022c), 1H 2022 LCOE Update

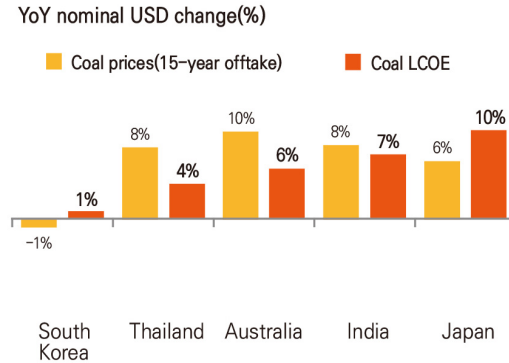
BNEF(2022c) 분석에 따르면 최근 발생한 우크라이나-러시아 사태는 기존 화력 발전의 발전단가 변화에도 영향을 끼친 것으로 나타났다. CCGT(Combined Cycle Gas Turbine)의 경우 단기 천연가스 가격이 예상치 이상으로 상승함에 따라 2022년 전 세계 평균 발전단가가 전년대비 9.2% 상승하였으며, 석탄 발전은 높은 연료 가격과 더불어 탄소 가격 상승으로 인해 2022년 전 세계 평균 발전단가가 전년대비 9.3% 상승한 것으로 분석되었다.

[그림 2-6] 2021년 대비 2022년 주요국 가스발전 연료비 및 LCOE 변화



자료: BNEF(2022c), 1H 2022 LCOE Update

[그림 2-7] 2021년 대비 2022년 주요국 석탄발전 연료비 및 LCOE 변화



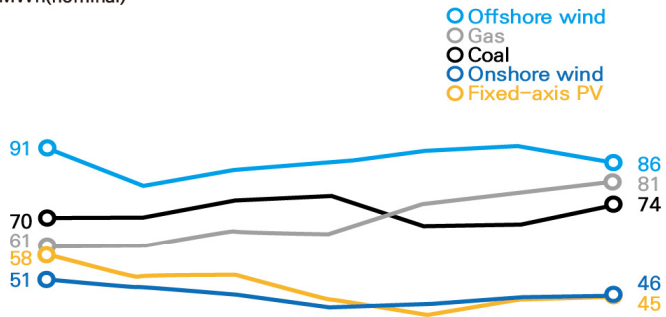
자료: BNEF(2022c), 1H 2022 LCOE Update

2022년 전 세계 재생에너지 발전단가 분석 결과, 전년 대비 크게 상승하였으나 단기적으로 재생에너지 보급에 장애요소로 작용하지는 않을 것으로 판단된다. 이는 첫째로, 전 세계적으로 재생에너지가 전통에너지원인 석탄과 가스의 발전단가보다 여전히 저렴한 에너지원으로 가격 경쟁력이 유지되고 있기 때문이다. BNEF(2022c) 분석에 따르면 2022년 기준 글로벌 태양광과 육상풍력 발전단가는 각각 MWh당 45USD, 43USD 수준으로 신규 석탄 및 가스 발전단가(MWh당 71USD, 78USD) 대비 낮은 수준인 것으로 확인된다.

둘째로 최근 우크라이나와 러시아 사태로 촉발된 에너지 공급망 리스크로 인해 장기적인 관점에서 재생에너지는 에너지안보 강화 수단으로 더욱 부상하는 추세이기 때문이다. 현재 세계 주요 국가를 중심으로 미래 에너지안보 및 탄소중립을 위한 다양한 컨퍼런스가 추진되고 있으며, 핵심 아젠다는 재생에너지 보급 확대 방안 및 그린수소 생산이다. 재생에너지의 가격 경쟁력이 유지되고 있는 상황에서 재생에너지 보급은 활발하게 진행되겠지만, 인플레이션이 지속되거나 또 다른 대외적인 악재로 인해 발전단가가 급격하게 상승한다면 보급 속도는 둔화되고 국민이 부담해야 할 전력 비용은 상승할 수 있다. 따라서 비용효율적인 재생에너지 보급을 위해 전 세계 재생에너지 시장 동향과 가격 변화에 대해 지속적인 모니터링을 통한 대응 방안 마련이 조속히 이루어져야 할 필요가 있을 것이다.

[그림 2-8] 발전원별 글로벌 벤치마크 LCOE 추이

\$/MWh(nominal)



1H	2H	1H	2H	1H	2H	1H
2019		2020		2021		2022

자료: BNEF(2022c), 1H 2022 LCOE Update

제3장

균등화발전단가(LCOE) 개념 및 연구방법론

1. 발전단가(LCOE) 개념 및 분석 범위

연구를 진행하기 앞서 언급한 발전단가(LCOE, Levelized Cost of Electricity)에 대한 개념 설명이 필요하다. 일반적으로 발전원에 대한 발전비용을 평가하기 위해 발전단가를 활용하는데 이는 해당 발전기의 수명기간 전체에 걸친 평균적 발전비용을 의미한다. 즉, 경제적, 기술적 수명기간 동안에 발전소에서 생산된 전력단위(kWh)당 지출된 평균 실질 비용을 의미하는 것이다.

발전단가 산정은 발전소 건설과 관련된 설비비용(Capital Expenditure, 이하 CAPEX), 운영유지관리비용(Operating Expense, 이하 OPEX), 토지 활용 비용(Land Cost) 및 발전소 운전기간 동안의 연료 비용(Fuel Cost)과 같은 발전소 단위에서의 모든 비용을 고려한다. 그리고 제각기 다른 시점에서 발생하는 비용은 화폐의 시간 가치를 고려하여 동일한 현재 기준으로 할인된다. 이러한 ‘균등화’라는 투명하고 이해하기 쉬운 분석 방법으로 인해 발전단가는 수명기간, 발전소 규모, 자본 비용, 위험 및 수익이 다른 여러 기술(원자력, 석탄, LNG, 태양광, 풍력 및 수력 발전 등)을 비교하는 기반이 된다. 예를 들어, 태양광 및 풍력과 같은 재생에너지 기술의 경우 동 기술의 발전단가가 기존 원자력, 석탄, LNG 등과 같은 전통에너지를 활용하여 운영하는 발전소보다 낮으면 동 기술의 가격경쟁력 있고, 경제적으로 효율적

임을 의미한다.

Samadi(2017)¹²⁾ 연구에 따르면 발전소에 투입되는 비용은 설비와 관련한 직접 비용, 전력시스템 관련 계통비용, 사회 및 환경 관련 외부비용 등으로 구분된다(〈표 3-1〉). 여기서 직접비용은 발전소 건설과 관련된 설비비용, 운영유지관리비용, 연료 비용, 그리고 기타 내재화된 환경비용 등이 포함된다. 계통비용은 통상 전력시스템 비용으로 불리는데 발전소에서 생산된 전기를 전기가 필요한 수요자에게 안정적으로 공급하는 것과 관련된 제반 비용을 의미한다. 여기에는 송배전망 관련비용, 전력 계통의 안정적 운영을 위해 필요한 전력계통 보조서비스(Ancillary service)¹³⁾ 비용, 밸런싱 비용 등이 포함된다. 외부비용은 발전소 설비로 인해 우리 사회에 직간접적으로 영향을 미칠 수 있는 온실가스 배출비용, 경관 및 소음으로 인한 보상비용, 생태계 영향 비용, 방사능 관련 비용 등이 포함된다.¹⁴⁾

〈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
	- 경관 및 소음으로 인한 영향
	- 생태계 및 생물다양성에 미치는 영향
	- 방사성물질과 관련된 외부비용

자료: 에너지경제연구원(2021), 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영 (2/5). 원본은 Samadi Sascha, 2017, "The Social Costs of Electricity Generation—Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance"이며 해당 자료를 활용하여 저자 재구성하였음.

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

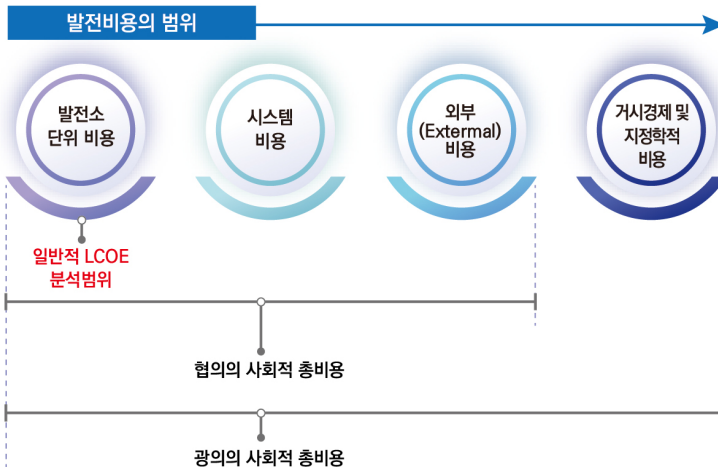
13) 일반적으로, 전력계통보조서비스는 주파수추종 서비스, 자동발전제어 서비스, 자체발전제어 서비스, 예비력 서비스 등과 같은 전력계통의 물리적 안정성 및 전기품질의 유지를 위해 제공되는 데 필요한 서비스를 의미.

14) 에너지경제연구원(2021), 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(2/5)

발전비용 분석의 범위는 분류 기준에 따라 최초 발전소 비용 단위에서 시스템 비용 단위, 외부비용 단위, 거시경제 및 지정학적 비용 단위로 확대할 수 있다(그림 3-1 참조). 본 연구에서는 우선적으로 일반적인 분석 범위인 발전소 차원의 비용 분석에 초점을 맞추고자 한다. 이는 해외 주요국에서 분석하는 발전소 단위의 발전단가와 동일하기 때문에 상대적 비교 분석이 가능하기 때문이다. 시스템 단위 비용과 외부 비용 단위의 분석은 향후 재생에너지 보급이 확대됨에 따라 파생되는 다양한 비용들을 종합적으로 고려하여 분석하는 것이 합리적일 것으로 판단된다.

다만, 시스템 단위 비용 중에서 그리드 비용 관련하여 한국전력공사로부터 확보된 전력망 보강 비용 자료를 활용하여 재생에너지 보급 확대에 따라 추가적으로 고려해야 하는 비용에 대해 추정하고 이를 해외 사례와 비교해 보고자 한다. 향후 국내에서 계통비용 및 외부비용 데이터가 확보되고 관련 연구가 충실히 진행된다면 이를 반영하여 저탄소 사회로의 이행을 위해 우리나라가 협의의 사회적 관점에서 고려해야 하는 모든 비용을 분석할 수 있을 것으로 판단된다.

[그림 3-1] 발전비용 관련 사회적 비용 분류



자료: 에너지경제연구원(2021), 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영 (2/5). 원본은 Samadi Sascha, 2017, "The Social Costs of Electricity Generation—Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance"이며 해당 자료를 활용하여 저자가 재구성하였음.

2. 연구방법론

본 연구에서 사용하는 발전소 단위의 발전단가 추정 방법론은 사회적 관점(ELCOE, Economic LCOE)과 재무적 관점(FLCOE, Financial LCOE), 두 가지로 분류할 수 있다. 사회적 관점의 발전단가는 국가적 관점에서 재생에너지 1단위를 생산하기 위해 투입되는 비용으로 정의할 수 있고, 재무적 관점의 발전단가는 개별 발전 사업자 입장에서 재생에너지 1단위 생산을 위해 투입되는 비용으로 정의할 수 있다. 여기서 사회적 관점에서 고려해야 할 비용 요소는 발전소 설비비용, 운영유지관리비용, 연료비용, 부지비용이 있다. 일반적으로 전통에너지원인 원자력, 석탄, LNG와 재생에너지 간의 발전단가를 비교를 위해서는 사회적 관점에서 발생하는 비용을 바탕으로 분석하지만, 연구에 따라서 외부비용을 고려한 분석을 포함하기도 한다. 한편, 재무적 관점에서 고려해야 할 비용 요소는 사회적 관점에서 반영한 비용에 발전 사업자 입장에서 추가적으로 발생할 수 있는 금융비용, 세금, 감가상각 등을 적용해야 한다. 또한, 발전단가 추정에 적용하는 할인율도 각 관점에 따라 다르게 적용해야 한다. 사회적 관점에서는 공공사업의 성격을 반영한 사회적 할인율을 적용할 수 있으며, 재무적 관점에서는 개별 사업자가 발전 사업을 영위할 때 기대할 수 있는 기대수익률을 반영한 재무적 할인율을 적용할 수 있다.

〈표 3-2〉 재생에너지 발전단가 시나리오별 비용 구성 요소

구분		사회적 관점	재무적 관점
설비비용	기자재비	○	○
	건설/시공비	○	○
	간접비	○	○
운영유지관리비용	수리 및 관리	○	○
	보험료	○	○
금융비용		x	○
감가상각비		x	○
법인세		x	○
부지비용		○	○
성능저하율		○	○
할인율		○ (사회적 할인율)	○ (재무적 할인율)

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

먼저 사회적 관점에서의 발전단가 추정 방법론을 나타내면 (식1)과 같다. 여기에는 설비비용(CAPEX), 운영유지관리비용(OPEX), 부지비용(LE)¹⁵⁾, 폐기비용을 포함한 잔존가치(SV), 발전량(Q)과 설비의 성능저하율(d), 사회적 할인율(r), 경제수명(T)이 포함된다. 한편, 재생에너지의 잔존가치는 국내외 선행연구에서 포함하는 연구도 있고, 그렇지 않은 연구도 있어 이에 대해서는 추가적인 논의가 필요하다. 이에 본 연구에서는 우선적으로 우리나라 재생에너지의 잔존가치에 대한 변수를 제외하고 추정하고자 한다.

$$\text{사회적 } LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^T \frac{OPEX_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^T \frac{LE_t}{(1+r)^t} - \frac{SV}{(1+r)^T}}{\sum_{t=1}^T \frac{Q(1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (\text{식1})$$

재무적 관점에서의 발전단가는 사회적 관점에서 발전단가 추정 방법론에서 추가적으로 발생하는 비용 요소들을 포함하게 된다. 이를 산식으로 표현하면 (식2)와 같으며, 여기에는 개별 발전소에 투입한 설비비용(CAPEX), 운영유지관리비용(OPEX), 부지비용(LE), 금융비용(INT), 법인세(Tax)¹⁶⁾, 발전량(Q), 성능저하율(d), 재무적 할인율(r), 경제수명(T)을 포함한다.

$$\text{재무적 } LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^T \frac{OPEX_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^T \frac{LE_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^T \frac{INT_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^T \frac{Tax_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{Q(1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (\text{식2})$$

본 연구에서는 먼저 발전사업자 관점에서 실질적으로 발생하는 비용에 대해 검토하고 합리적인 재생에너지 전력시장 가격을 추정하기 위해 재무적 관점에서의 방법론을 활용하여 발전단가를 추정하고자 한다.

15) 토지비용의 경우 연간 임대비용을 산출하여 적용하였음.

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

3. 발전단가(LCOE) 추정 전제조건

재생에너지 발전단가를 추정함에 있어 설비비용 및 운영유지관리비용과 더불어 경제적 전제조건들에 대해서 심층적으로 분석할 필요가 있다. 여기에는 할인율, 이 용률, 법인세율, 경제수명, 성능저하율 등이 포함되는데 이에 대해서는 앞서 수행된 1차, 2차 연도 연구에서 심층적으로 분석한 바 있다. 올해 3차 연도 연구에서는 2차 연도에서 적용한 경제적 전제조건을 활용하되 해당되는 변수 값을 2022년 기준으로 검토하여 필요시에는 업데이트하여 적용하고자 한다.

3.1. 할인율

일반적으로 할인율(Discount rate)은 미래의 현금흐름을 현재가치로 환산하기 위 하여 적용하는 수익률로 투자자가 어떠한 프로젝트에 투자를 하기 위해 고려하는 최소한의 요구수익률을 의미한다. 일반적으로 공공기관, 공사, 지자체, 정부 등 국가 적 차원에서 추진하는 사업에 대한 예비타당성을 평가할 때 사회적 할인율을 적용 하고 있다. 이는 공공투자사업의 경제적 타당성을 분석함에 있어 미래의 비용과 편 익을 현재가치로 환산하기 위해 적용하는 할인율을 의미한다. 2017년 9월에 개정된 기획재정부의 ‘예비타당성조사 수행 총괄지침’ 4절 경제성 타당성 평가-제52조에서 는 사회적 할인율에 대해 과거 10년간 시장금리 및 경제성장률 하락추세를 반영하 여 기존의 5.5%에서 4.5%로 하향 조정하였고 이를 실질 재무적 할인율로 적용하고 있다¹⁷⁾. 총괄지침 상으로 사회적 할인율은 경제 및 사회여건 변화 등을 고려하여 매 3년마다 조정을 검토하는 것으로 되어 있는데, 현재 사회·경제적 여건의 변화가 발생 했음에도 불구하고 변경사항 없이 유지되고 있다.

사회적 할인율에 대한 주요국 사례를 살펴보면 <표 3-3>과 같다. 대표적으로 영국의 재무성 비용편익분석 가이드라인에 의하면 30년 이내 공공투자사업을 평가하는 사회적 할인율에 대해 3.5%를 적용하고 있다. 일본을 비롯한 덴마크, 프랑스, 노르 웨이 국가들의 경우 4% 수준의 사회적 할인율을 현재 적용하고 있다. 다만, 장기 프 로젝트에 대해선 이보다 낮은 사회적 할인율을 적용하고 있는 것으로 확인된다.¹⁸⁾

17) 예비타당성조사 수행 총괄지침 상에서 예비타당성조사에서 사회적 할인율은 4.5%를 적용한다. 다만 분석기간이 30년 이상인 철도와 수자원 사업은 운영 30년 동안은 4.5%를 적용하고 이후는 3.5%의 할인율을 적용한다.

〈표 3-3〉 사회적 할인율 국제 비교

국가	산정방법론	할인율
덴마크	사회적 자본 기회비용방식	0-35년 기간 사업: 4% 36-70년 기간 사업: 3% 71년이상 기간 사업: 2%
프랑스	사회적 시간선호율방식	0-35년 기간 사업: 4% 31년 이상 사업: 2%
일본	사회적 자본 기회비용방식	4%
노르웨이	사회적 자본 기회비용방식	0-40년 기간 사업: 4% 40-75년 기간 사업: 3% 75년이상 기간 사업: 2%
영국	사회적 시간선호율방식	0-35년 기간 사업: 3.5% 36-75년 기간 사업: 3% 75년이상 기간 사업: 1%

자료: 에너지경제연구원(2021), 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영 (2/5). 원본은 Public Sector Discount Rates: A Comparison of Alternative Approaches, Australian Economic Review (2018)임.

개별 발전사업자별로 자본 투자에 대한 미래 기대수익률을 설정하는 방식은 다양할 것이며, 이에 대해 표준화하는 것은 현실을 왜곡할 수 있는 우려가 있다. 이에 본 연구에서는 재무적 관점 중심으로 발전단가를 추정하며, 여기에 할인율 4.5%를 적용하기로 한다. 일반적으로 발전공기업이 신재생에너지사업을 포함한 발전 사업에 대한 경제적 타당성을 분석할 때 내부적으로 검토한 적정 할인율을 초과하는 수준의 수익률을 요구한다. 매년 발전사가 재무적으로 산정하는 적정 할인율은 달라질 수 있으나 현재 특정 발전공기업에서 적용하고 있는 적정 할인율 4~5% 수준이므로 이를 반영하여 발전단가 추정을 위한 경제적 전제조건으로 활용하고자 한다.

18) Creedy, John and Passi, 2018, Hemant, Public Sector Discount Rates: A Comparison of Alternative Approaches. Australian Economic Review, 51(1), 139-157(원출처)

3.2. 이용률

이용률(Capacity factor)은 발전단가를 평가함에 있어 할인을 못지않게 중요한 요소이다. 재생에너지 발전소에서 생산하는 연간 예상 발전량은 발전소의 하루 발전 시간을 어느 수준으로 설정하는지에 따라서 크게 차이내기 때문이다. 특히, 연간 발전량이 전통에너지원에 비해 상대적으로 적은 태양광 발전이나 풍력 발전의 경우에는 더욱 중요하다고 할 수 있다.

이용률은 일반적으로 발전소를 최대 출력으로 가동하는 비율이다. 예를 들어, 발전소를 24시간 중 최대 출력으로 가동한 시간을 비율(%)로 나타낸 것을 의미하는 것이며 산정 공식은 다음과 같다.

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

여기서 T 는 발전소 가동기간, C 는 정격발전 설비용량, E 는 T 기간 동안 발전한 전력량을 의미한다.

태양광의 이용률은 발전시간에 의해 결정되는데 이는 발전소가 입지한 부지의 일사량에 의해 크게 영향을 받을 수 있다. 신재생에너지 국제기구인 IRENA(2021)¹⁹⁾ 분석 결과(〈표 3-4〉)에 따르면, 신규 유틸리티급²⁰⁾ 규모의 태양광 발전의 전 세계 가중 평균 이용률은 2010년 13.8%에서 2020년 16.1%로 상승한 것으로 나타났다. 이는 주로 태양광 발전소가 일사량이 낮은 지역에서 일사량이 풍부한 지역으로 많이 설치된 것과 추적식 태양광 시스템²¹⁾ 발전소가 설치된 결과이다²²⁾.

19) IRENA(2021), Renewable Cost Database

20) 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 평가해 약 5천 만 달러(20MW급) 규모를 유틸리티급의 최저 규모로 정의하기도 함(이윤경 (2016). [해외전력산업 동향] 글로벌 유틸리티급 태양광발전 현황과 동향. 전기저널, 36-42).

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

22) 에너지경제연구원(2021), 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(2/5)

〈표 3-4〉 전 세계 유틸리티급 태양광 발전 가중평균 이용률 추이

기준연도	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: 에너지경제연구원(2021), 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(2/5). 원본은 IRENA 2021. Renewable Cost Database임.

일본은 재생에너지에 대한 지원제도로 발전차액지원제도(Feed In Tariff, 이하 FIT)를 운영해 오고 있으며, 태양광 발전에 대한 경제성을 분석한 결과를 바탕으로 태양광 발전 차액지원금을 산정하고 있다. 이러한 발전차액지원금 산정을 위해 2019년 6월부터 2020년 5월까지 조사한 일본의 태양광 발전 이용률은 〈표 3-5〉와 같다. 이를 살펴보면 태양광 발전소의 연평균 이용률은 2012년 13~14.7% 수준에서 2019년 16.9%~17.5%로 상승한 것으로 나타났다. 또한, 이용률은 2012년부터 2019년까지 태양광 발전의 이용률은 지속적으로 상승한 것으로 나타났는데 이는 태양광 설비에 대한 일본의 기술적 진보에 따른 결과라고 판단된다.

〈표 3-5〉 일본의 사업용 태양광 발전 이용률 추이

기준연도	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%

기준연도	10kW 이상	50kW 이상	250kW 이상	1000kW 이상
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: 에너지경제연구원(2021), 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(2/5). 원본은 조달가격등산정위원회(2021.1.27), 2021년 이후의 조달 가격에 대한 의견 자료를 참조하여 저자 작성

세계 주요국의 풍력 이용률을 살펴보면 2014년부터 2021년까지 지속적으로 상승한 것으로 나타났다(BNEF, 2022e). 2014년 주요국의 육상풍력 평균 이용률은 22~32% 수준 이었으나, 2021년의 경우 27~42%로 크게 상승하였다. 이는 전 세계 육상풍력 보급 확대에 따른 기술혁신으로 인한 결과이며, 특히 풍력 터빈의 용량이 증가함에 따라 블레이드의 길이와 허브 높이가 크게 증가했기 때문이다. 실제 풍력 터빈 용량은 2014년 평균 2.2MW에서 2021년 3.3MW로 약 51% 증가한 것으로 나타났다. BNEF(2022d) 자료에 따르면, 향후 풍력 터빈의 기술 개발이 더욱 진보됨에 따라 설비 이용률은 지속적으로 상승할 것으로 예상하고 있다.

〈표 3-6〉 주요국의 육상풍력 발전 이용률 추이

기준연도	중국	일본	독일	영국	미국	프랑스
2014	23.0%	22.0%	26.9%	30.4%	32.0%	29.5%
2015	25.0%	22.0%	26.5%	27.4%	37.0%	27.7%
2016	25.0%	22.0%	27.7%	28.5%	37.5%	27.6%
2017	25.3%	25.0%	30.0%	31.0%	38.3%	29.0%
2018	26.0%	25.0%	29.5%	31.0%	42.0%	28.9%
2019	27.0%	27.0%	29.0%	33.0%	42.0%	28.5%
2020	26.5%	27.0%	30.0%	39.8%	42.0%	30.8%
2021	27.0%	27.0%	30.8%	38.0%	42.0%	32.3%

자료: BNEF(2022e), 1H 2022 LCOE Data Viewer Tool

앞서 추진된 2차 연도 연구에서는 태양광 발전단가 추정에 태양광 보급 및 관리를 담당하고 있는 한국에너지공단에서 확보한 재생에너지 연간 실질 발전량 자료를 활용하여 도출한 국내 태양광 발전 설비 이용률(15.4%)을 적용하였다. 이는 일사량이 좋은 국가의 태양광 발전 실적에 비해서는 낮은 수치이나 국가적 관점에서 고려해보면 우리나라의 태양광 발전 이용률은 세계 평균적인 수준이라고 할 수 있다. 따라서 올해 3차 연도 연구에서는 지난 1년 동안 국내 태양광 발전 이용률에 대해 업데이트를 유발할 신뢰성 있는 자료 확보의 어려움과 연구의 일관성 측면에서 2차 연도 연구에 적용한 이용률 전제조건을 준용하고자 한다. 다만, 향후에 타 전문기관을 통해 신뢰할 수 있는 자료가 확보될 경우 이를 활용하여 도출된 이용률로 업데이트하여 적용할 필요가 있을 것이다.

한편, 육상풍력 발전소의 이용률의 경우 2차 연도 연구에서는 한국전력거래소에서 확보한 육상풍력 설비용량과 발전량 자료²³⁾를 활용하여 도출한 평균 이용률(23%)을 적용하였다. 육상풍력 발전 이용률도 최근 1년 동안 이를 업데이트 할 수 있는 유의미한 육상풍력 발전량 데이터를 확보하지 못한 관계로 본 연구에서는 2차 연도 연구에서 육상풍력 발전 실적 자료를 바탕으로 도출된 연평균 이용률을 육상풍력 발전단가 추정 전제조건으로 적용하고자 한다.

3.3. 성능저하율

대부분의 발전 설비는 일반적으로 사용에 의한 열화현상 등 여러 요인에 의해 초기에 보증된 성능이 시간이 지남에 따라 저하되는 특성이 있다. 재생에너지 발전 설비도 예외가 될 수 없기에 수명기간 동안 성능 저하가 발생한다고 볼 수 있다. 하지만, 발전 설비의 성능 저하 현상은 기술진보에 의해 향상되어 점차적으로 하락하는 추세를 보이는 것이 일반적이므로 이를 고려할 필요가 있다.

성능저하율은 제품에 따라 차이가 발생하기 때문에 대표적인 표준을 선정하는 것도 중요하다. 최근 개발된 한화큐셀의 발전용 모듈 제품²⁴⁾은 첫 해 정격 출력이 98% 이상이며 연간 성능저하율 0.45%로 25년 후 85% 이상 정격 출력을 보증하고

23) 동 자료를 살펴보면, 2020년 기준 전국 육상풍력 발전소는 109개소이며, 2016년부터 2020년까지 육상풍력 발전소별 연간 발전량을 활용하여 추정된 이용률은 22.8~24.2% 수준으로 나타났음. 또한, 국내 육상풍력 발전소의 최대 이용률은 2017년에 40%를 기록하였으며, 최근 5년간 평균 이용률은 약 23% 수준으로 확인됨. 다만, 연간 육상풍력 발전소별 이용률이 15% 이하인 경우 고장 및 정비로 판단하여 평균 산정 시 제외하였음.

24) 큐셀 홈페이지, Q.PEAK DUO L-G6.2 POSEIDON 415-420, 최종접속일: 2022.8.31.

있다. 반면, LG 전자의 태양광 최신 모듈²⁵⁾의 경우 첫 해 이후 연간 출력 하락률이 0.7%에서 0.3%로 더욱 개선되어 25년 후에는 91% 이상의 출력 성능을 보증하고 있다.

본 연구에서는 태양광 발전량 추정 전제조건으로 현재 보급되어 있는 현황을 보수적으로 고려하여 상대적으로 높은 한화큐셀 모듈의 성능저하율(0.45%)을 적용하고자 한다. 한편, 풍력 발전에 대한 성능저하율은 공식적으로 활용할 수 있는 자료인 2020년 신재생에너지 백서²⁶⁾에서 확인되는 풍력 발전 연간 성능저하율(0.3%)을 적용하고자 한다.

3.4. 법인세율

일반적으로 국내에서 발전 사업을 하는 경우 발생한 소득에 대해 소득세를 내야 할 의무가 있는데 영리법인의 경우 과세표준에 따라 세율이 각각 차이가 있다. 최근 우리나라 국세법령정보시스템에서 확인한 법인세 세율은 <표 3-6>와 같으며, 이는 2억 이하 소득은 10%, 2억 초과~200억 이하 소득은 20%, 200억 초과~3,000억 이하 소득은 22%, 3,000억 초과 소득은 25% 세율을 적용하고 있다. 또한, 지방세율도 과세표준에 따라 1~2.5%를 적용하고 있다. 따라서 본 연구에서는 연간 재생에너지 발전으로 얻게 되는 순수익²⁷⁾ 금액에 따라 과세표준을 적용하여 도출된 법인세를 비용으로 반영하고자 한다.

<표 3-7> 국내 과세표준별 법인세율 및 지방소득세율(2020년)

과세표준	2억 원 이하	2억 원 초과	200억 원 초과	3,000억 원 초과
법인세율(%)	10	20	22	25
지방세율(%)	1	2	2.2	2.5

자료: 국세법령정보시스템, https://txsi.hometax.go.kr/docs_new/main.jsp (최종접속일: 2022.8.1.)

25) LG전자 홈페이지, 프리미엄초고효율 N41입 모듈 LG 태양광 솔루션, 최종접속일: 2020.8.31.

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

27) 순수익 = 연간 총 수익 - 연간 총 비용

3.5. 경제수명

재생에너지 발전 설비는 가동경험(운전경험) 및 생산경험의 축적에 따라 운영유지 기술이 진보되어 설비 수명이 증가하는 것이 일반적이다. 오랜 시간 동안 기술을 축적해온 전통에너지원 설비 수명은 최소 30년에서 많게는 50년 수준이다. 반면, 태양광 발전의 경우 산업 자체가 아직 초기 단계인 관계로 수명이 타 전원에 비해 상대적으로 짧은 편이다. 태양광 발전의 핵심 설비는 태양광 패널이며 최근까지 확인된 설비 수명이 20년으로 알려져 있는데 이는 패널 제조업체의 출력보증 기한이 통상 그 정도 수준이기 때문이다. 하지만 최근 태양광 패널은 급속한 기술발전으로 인해 패널 출력보증 기한이 20~25년으로 늘어나고 있는 실정이다.²⁸⁾

미국 신재생에너지연구소(NREL)의 연구²⁹⁾에 의하면, 태양 패널의 생산 수명에 관해서는 그 자체로 정해져 있는 종료 날짜가 없으나 모듈은 일반적으로 20~25년 동안 보증되며, 그 후에도 여전히 전기를 생산할 수 있지만 실제 출력 수준은 더 이상 보장되지 않고 있다. 따라서 태양광 발전 설비 사업자는 25년 후에 발전설비를 해체하기로 결정할 수 있고, 다른 사업자는 발전 설비를 그대로 두고 더 낮은 수준이지만 계속해서 전력 생산을 유지할 수 있다.

우리나라의 재생에너지 발전 설비 수명에 관련한 이슈는 설비의 물리적 특성을 나타내는 설비 수명 관점에서 볼 것인지, 아니면 정부의 보조금 지원기간으로 볼 것인지에 관한 것이다. 재생에너지의 발전단가를 추정함에 있어서 이러한 측면을 고려하여 분석하는 것이 필요한데, 본 연구에서는 태양광 장기고정가격계약에 따른 정부 보조금 지급기간이 20년인 점을 고려하여 이를 적용하고자 한다. 다만, 기술개발 추세를 고려하여 설비수명 25년 적용한 발전단가 추정도 필요하나 이는 지난 2차연도 연구에서 이미 분석하였기에 본 연구에서는 경제적 수명인 20년만을 고려하여 분석하고자 한다.

육상풍력 터빈의 설비 수명은 일반적으로 20~30년 수준으로 개발된다. 하지만 실제 풍력발전의 설비 수명은 운영 및 관리 조건과 환경에 따라 차이가 발생할 수 있다. 예를 들어, 발전부지의 풍황이 설계에서 가정했던 조건과 다를 수 있고 경우

28) <https://www.lge.co.kr/business/product/energy/lg-LG420N2W-V5-v2>, 최종접속일: 2022.8.31.

29) NREL(<https://www.nrel.gov/state-local-tribal/blog/posts/stat-faqs-part2-lifetime-of-pv-panels.html>), 최종접속일: 2022.10.20.

에 따라서는 주변 환경의 변화(난류, 후류효과 등)로 발전기의 피로도를 증가시키는 상황이 발생할 수 있는 것이다. 이에 풍력발전 설비의 경제적 표준 수명을 설정하는 데에는 어려움이 있다. 본 연구에서는 신재생에너지 백서와 최근 시행된 육상풍력 장기고정가격계약 경쟁 입찰의 계약 기간³⁰⁾ 등을 참고하여 경제적 수명을 20년으로 적용하고자 한다.

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

제4장

재생에너지 발전사업 비용 조사

재생에너지 발전 사업에 진입하기 위해 고려해야 할 사항은 다양하다. 그 중에서 가장 중요하게 고려해야 할 사항은 사업 개발 단계부터 발전설비 시공 및 운영유지를 위해 투입해야 하는 비용이다. 재생에너지 발전 사업을 위해 투입되는 비용은 국가마다 상이하다. 이는 재생에너지 산업의 성숙도, 공급체인의 형성, 주요 기자재 제품 생산 기술 수준과 설비의 노하우, 재생에너지에 대한 주민 수용성, 발전소 개발 부지의 가격 등의 차이에서 발생한다. 실제로 재생에너지 보급을 2000년 초기부터 시작한 유럽국가의 경우 재생에너지 산업 생산성이 높을 뿐만 아니라 관련 기술이 진보되어 있고, 정부 정책에 대한 주민 수용성이 높아 발전 설비 시공 및 운영유지를 위해 투입되는 비용이 상당히 낮은 수준에 도달했다.

우리나라에서 재생에너지 보급이 급격하게 증가된 시기는 2017년 ‘재생에너지 3020 이행계획’ 정책이 발표된 이후이다. 우리나라에서는 해당 계획을 통해 많은 발전 사업자들이 재생에너지 시장에 참여함으로써 보급이 빠른 속도로 확대되고 있지만, 상대적으로 해외 주요 국가 대비하여 보급 설비용량이 낮은 수준이며 발전 사업을 위한 비용은 가장 높은 수준이다. 앞으로 국가 NDC 및 탄소중립을 위한 재생에너지 보급 목표 달성을 위해서는 체계적인 보급 계획 수립과 더불어 비용 분석에 따른 경제성 확보 방안 등을 마련하는 것이 필요할 것으로 사료된다.

이에 본 연구에서는 실제 우리나라에서 재생에너지 발전 사업을 위해 투입되는

비용을 세부적으로 조사하고, 1차 연도와 2차 연도에 조사된 결과와 비교함으로써 비용 효율적 재생에너지 보급을 위한 시사점을 제시하고자 한다. 또한, 기존에 조사되었던 태양광 발전과 육상풍력 발전뿐만 아니라 해상풍력 발전 사업에 대해서도 세부 비용을 조사하여 이를 종합적으로 비교 분석하고자 한다.

1. 재생에너지 발전설비 비용 조사

1.1. 태양광 발전 설비비용 조사

우리나라에 설치되고 있는 사업용 태양광 발전소의 설비용량은 10kW에서 3MW 이상까지 다양하다. 발전사업자는 재생에너지로부터 생산된 전력을 통해 계통한계 가격(SMP)과 신재생에너지 공급인증서(REC)에서 가중치를 가산한 수익을 얻게 된다. 태양광의 경우 설비 규모에 따른 경제성이 반영되어 설비용량에 따라 가중치가 차등적이다. 2022년 기준으로 태양광 REC 가중치 체계는 일반부지의 경우 1.2(100kW 미만), 1.0 복합(100kW 부터), 0.8 복합(3,000kW 초과부터)로 분류되어 있다.³¹⁾ 이에 근거하여 본 연구에서는 표준 태양광 발전 설비용량을 100kW, 1MW, 3MW, 20MW로 설정하여 규모별 태양광 발전 설비비용 조사를 진행하였다. 20MW 규모는 현재 추진 중인 새만금 재생에너지 단지 조성사업 등을 고려하여 대규모 태양광 발전 프로젝트에 대한 비용을 객관적으로 분석하기 위해 표준 설비용량 조사에 추가하였다.

태양광 발전 설비 유형은 신재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침³²⁾에 따른 신재생에너지 발전설비 원별 시공 기준에 근거하여 지상형, 건물형, 수상형으로 구분된다. 지상형 태양광 발전설비는 일반지상형, 산지형과 농지형으로 분류되며 건물형은 일반 건물 옥상에 설치하는 건물설치형과 지붕이나 외벽에 밀착하여 설치하는 건물부착형, 그리고 BIPV(Building Integrated Photovoltaic System) 시스템³³⁾과 같이 건축 부자재의 역할을 하는 건물일체형으로 구분된다. 수상형은 강이나 댐,

31) 복합가중치 계산은 예를 들어, 120kW의 경우 100kW까지 1.2REC를 받고 나머지 20kW에 대해서 1REC를 받음을 의미함.

32) 신·재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침의 별표 1

33) 태양광 에너지로 전기를 생산하여 소비자에게 공급하는 것 외에 건물 일체형 태양광 모듈을 건축물 외장재로 사용하는 태양광 발전 시스템

바다의 수면 위에 부유식으로 설치하는 유형이다. 본 연구에서는 사업용 태양광 발전설비로 보급률이 가장 높은 일반지상형을 분석대상으로 하여 앞서 언급한 발전설비 규모별로 사업 개발단계부터 운영 및 유지관리까지 발생하는 모든 세부비용을 조사하였다. 설비비용 조사는 객관성과 전문성, 정합성을 유지하기 위해 건설산업정보연구원에 의뢰하여 진행하였다.

1.1.1. 조사항목 및 방법

태양광 발전 설비비용 조사에 앞서 세부항목별 정의가 정리될 필요가 있다. 이는 크게 직접비와 간접비로 구분되며 직접비는 직접재료비와 직접노무비로 분류된다. 먼저 직접재료비는 모듈, 인버터, 접속반, 수배전반, 모니터링, 토목공사, 구조물공사, 전기공사(전기실 포함) 등이 포함되며, 직접노무비는 주요 기자재 설치, 토목공사, 구조물공사, 전기공사(전기실 포함), 계통연계 등이 포함된다. 간접비에는 개발비를 포함한 설계 및 감리, 진단 및 검사, 경비, 보험, 금융비용, 일반관리비, 기타(이윤, 부가가치세, 간접노무비) 등이 포함된다. 한국표준산업분류³⁴⁾에서는 태양광 발전 시스템의 개별부품에 대해서 정의하고 있으며 본 연구에서는 항목별 내용에 근거하여 비용 조사를 시행하였다.

〈표 4-1〉 태양광 발전 설비비용 조사항목

구분	항목	조사항목
직접비	직접재료비	모듈, 인버터, 접속반, 수배전반, 모니터링, 토목공사, 구조물공사, 전기공사(전기실 포함)
	직접노무비	주요 기자재 설치, 토목공사, 구조물공사, 전기공사(전기실 포함), 계통연계
간접비		설계 및 감리, 인허가, 진단 및 검사, 경비, 일반관리비, 기타사업비(금융비용, 보험비용, 기타)

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접 작성

국내 태양광 발전 설비는 신재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침 상³⁵⁾의 태양광 설비 시공기준을 준수해야 한다. 관련 규정을 보면 태양광 발전 설비를 설치할 경우

34) 한국표준산업분류 KS C IEC 61836:2014 태양광 발전 에너지-시스템 용어

35) 태양광 발전설비는 신-재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침 상의 [별표 1] 태양광설비 시공기준(나. 공통준수사항)

전기사업법과 전기공사업법의 전기설비기술 기준, 건축구조 기준 등을 따라야 한다고 명기되어 있다. 이에 본 연구에서는 관련 규정에 근거하여 태양광 발전설비를 설계하고, 설치 및 시공하는데 필요한 세부비용을 조사하였다.

태양광 발전 설비비용에서 높은 비중을 차지하는 것은 주요 기자재이기 때문에 조사 기준과 방법이 중요하다 할 수 있다. 이에 본 연구에서는 모듈은 신재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침에 따라 KS인증제품 중에서 결정질 태양광 모듈을 기준으로 하며, 한국에너지공단에서 선정한 결정질 모듈 인증제품 품목을 바탕으로 국내 업체별 제조 생산 및 공급 가격을 조사하였다. 인버터는 신재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침에 규정된 KS인증제품에서 국가기술표준원에서 고시하는 중대형 인버터를 대상으로 조사하였다.

태양광 발전 설비 설치 부지에 대한 토목공사는 부지의 형태 및 지목에 따라 큰 차이가 발생할 수 있다. 본 연구에서는 일반부지에 설치하는 것을 전제로 하기 때문에 수목 제거 및 암반 제거 등을 제외한 기초적인 터파기, 되메우기, 잡석지정, 배수관(U형 플룸관 부설)을 반영하여 각각의 수량을 산출하고 조달청 표준공사 기준으로 조사하였다.

태양광 발전 설비 구조물 및 설치공사는 조달청 나라장터 종합쇼핑몰에 등록되어 있는 구조물(고정형) 배치도면을 기준으로 태양광 표준 모듈 규격을 반영하여 조사하였다. 구조물 비용은 규모별로 산출된 세부항목별 수량에 근거하여 조달청 나라장터 종합쇼핑몰에 제시되어 있는 가격을 조사하여 반영하였다.

전기공사는 조달청 나라장터 공고에 포함된 설계도면과 한국방송공사 본사의 태양광 발전설비 구매설치 도면을 기준으로 각각의 접속구간에 따라 적용되는 항목과 규격을 반영하여 조사하였다. 공사비용 산정에는 설비 규모별 필요수량과 조달청 나라장터 종합쇼핑몰 가격을 조사하여 반영하였다.

계통연계는 한국전력공사의 전기공급약관에 명시된 표준시설부담금 단가표에 근거하여 태양광 용량별 계통연계금액을 산출한 결과를 반영하였다. 대규모 태양광 설비의 경우 별도의 변전소 설치가 필요할 수 있어 이와 관련한 비용 조사도 필요하다. 이에 변전소 설치비용은 한국전력공사의 분산형전원 배전계통연계 기술기준에 근거하여 태양광 전문 설비업체의 설치비 실적 조사를 통해 반영하였다.

간접비에 해당하는 비용은 별도 시장조사를 수행하지 않고 각 항목별로 적용할 수 있는 법적 규정을 근거로 하여 반영하였다. 먼저, 태양광 발전설비 설계 및 감리는

공공발주사업에 대한 건축사의 업무범위와 대가기준³⁶⁾에서 확인된 건축설계 대가요금과 건축공사감리 대가요율을 반영하였다. 설계 및 감리비용은 각 용도 및 도서작성의 난이도에 따라 보정된 요율을 적용해야 한다. 이에 설계비용은 건축물의 종별 구분을 검토하여 용도는 3종(복잡)으로 적용하고 도서작성 난이도는 계통도 및 상세도에 대한 부분을 반영하여 상급으로 적용하였다. 감리는 건축물의 종별 구분에서 검토한 결과 제3종(복잡)에 해당하여 이에 따른 요율을 반영하였다.

인허가 비용은 지자체별 조례에 따라 다양하게 발생할 수 있어 해당 비용에 대한 표준화가 어려운 것이 현실이다. 이에 본 연구에서는 개발이익 환수에 관한 법률에 의거한 국토교통부 제8조 부과기준에 따라 산출된 결과를 반영하였다.

발전설비는 사용 승인을 위해 사용 전 검사를 받아야 하며 해당업무는 한국전기안전공사에서 수행을 하고 있다. 이에 따라 진단 및 검사 비용은 한국전기안전공사의 2022년도 발전사업자 전기설비 검사수수료³⁷⁾를 반영하였다. 세부적으로는 한전의 규정에 따라 100kW 이하 태양광의 경우 저압계통에 연계되므로 저압계통연계 부분의 기본료와 kW당 금액을 반영하였고, 초과하는 규모에 대해서는 특고압계통에 해당하는 기본료와 kW당 검사비용을 반영하였다.

태양광 발전 설비를 시공하는 과정에서 발생하는 경비, 일반관리, 간접노무비, 이윤의 경우 조달청 기준³⁸⁾으로 세부항목별³⁹⁾ 제비율을 반영하였으며 최종적으로는 공사 규모 및 공사 기간에 따라 보정하여 반영하였다.

금융비용은 시중은행⁴⁰⁾의 재생에너지(태양광) 대출한도⁴¹⁾를 반영하였다. 시중은행에서 제공하는 PF 대출 상품에 대해 설비 규모별 리스크를 반영하여 100kW 태양광 발전 설비 설치에는 2022년 기준 평균 중소기업대출금리⁴²⁾(3%)를 적용하였다. 그리고 1MW 이상 규모에는 PF 대출 금리인 4%⁴³⁾를 적용하여 각각에 대한 원리금균등상환 시 공사기간별 금융비용(이자액)을 산출하여 반영하였다.

36) 공공발주사업에 대한 건축사의 업무범위와 대가기준 [별표4] 건축설계 대가 요금, [별표5] 건축공사감리 대가요금

37) 한국전기안전공사의 사업자 2020년도 전기설비 검사수수료 의 6) 태양광발전소 설치공사 부문과 5) 풍력발전소 설치공사 부분

38) 조달청 2022.4.25 건축, 산업환경설비공사 원가계산 제비율 적용기준

39) 간접노무비, 기타경비, 산재보험료, 고용보험료, 건강보험료, 연금보험료, 노인장기요양보험료, 산업안전보건관리비, 퇴직공제부금비, 일반관리비, 이윤

40) H은행 하나솔라론 기준

41) 공사대금의 80% 기준

42) 개인사업자 물적담보대출 기준

43) 고정금리 기준

보험은 건설공사 계약 등 각종 계약의 준공검사 또는 검수 후 하자담보 책임기간 동안 하자보수 또는 보완을 위해 납부하는 하자보증금을 고려하여 발전설비 시공 시 발생하는 보증보험상품 비용을 반영하였다. 보증금율은 SGI서울보증에서 적용하는 보증금율(10%)를 적용하며, 보험가입금액은 설치비와 보증금율을 곱한 금액, 연간보험금은 보험가입금액에 보증요율(1.6%)을 적용한 금액을 반영하였다.

<표 4-2> 태양광 발전 설비 세부항목별 비용 조사 및 적용 방법

구분		태양광 발전 설비비용 조사방법
직접비	모듈 및 인버터 등 주요 기자재	- 국내 업체별 제조 생산 및 공급 가격 조사 결과를 적용
	토목공사	- 태양광 설비 규모별 설치면적을 계산하여 터파기, 되메우기, 잡석지정, U형 플룸관 부설, 펜스 설치에 따른 직접재료비 및 직접노무비를 산출한 결과를 적용
	구조물 및 설치 공사	- 고정형 조달청 나라장터 종합쇼핑몰에 등록되어 있는 구조물 배치도면에 근거하여 태양광 설비 규모별 구조물 수량을 계산하고, □형강, C형강, 플레이트, 볼트, 너트, 무수축물탈, 케이컬양카 등 설치에 따른 직접재료비 및 직접노무비를 산출한 결과를 적용
	전기공사	- 국내 태양광 발전설비 구매 및 설치 설계도면에 근거하여 태양광 규모별 전기배선 수량을 계산하고, 분전반, 케이블, 접지동봉, 접지동판, 후렉시블전선관 등 설치에 따른 직접재료비 및 직접노무비를 산출한 결과를 적용
	계통연계	- 한국전력공사의 전기공급약관에 명시된 표준시설부담금 단가표에 근거하여 태양광 용량별 계통연계금액을 산출한 결과를 적용
	변전소 설치	- 태양광 전문 설비업체 설치비 조사 반영하였으며, 한국전력공사의 분산형전원 배전계통연계 기술기준에 의거하여 산출한 결과를 적용
간접비	전기설계 및 감리	- 설계비용은 공공발주사업에 대한 건축사의 업무범위와 대가기준 별표 4 건축설계 대가 요율을 반영하여 산출한 결과를 적용하였으며, 감리비용은 엔지니어링사업대가 기준 제19조(공사비가 중간에 있을 때의 요율) 직선보간법 산정식에 따라 산출한 결과를 적용
	인허가(발전, 개발행위)	- 개발이익 환수에 관한 법률 2021.12.28. [법률 제18661호, 시행 2022.6.29.] 국토교통부 제8조 부과기준에 따라 산출된 결과를 적용
	진단 및 검사	- 한국전기안전공사 사업자 2022년도 전기설비 검사수수료 6) 태양광 발전소 설치공사에 따라 산출된 결과를 적용
	경비	- "조달청 2022.4.25 건축, 산업환경설비공사 원가계산 제비를 적용기준"을 반영하여 산출된 결과를 적용 - 경비는 산출경비, 산업안전보건관리비, 퇴직공제부금비, 기타경비를 포함

구분		태양광 발전 설비비용 조사방법
	보험료	- 하자보증금을 고려하여 발전설비 시공 시 발생하는 보증보험상품 비용을 반영 - 보험가입금액은 설치비와 보증금율(10%)을 곱한 금액, 연간보험금은 보험가입금액에 보증요율(1.6%)을 적용한 금액을 적용
	금융비용	- 금융비용은 시중은행의 재생에너지(태양광) 대출한도(공사대금의 80%)에 평균 중소기업 대출금리(3%) 및 PF 대출 금리(4%)를 적용하여 산출
	일반관리비	- 일반관리비는 설치원가에 대한 적용 제비율을 반영하여 산출된 결과를 적용
	기타 사업비(간접노무비, 이윤, 부가가치세)	- 간접노무비 및 이윤은 조달청(2022.4.25.) 건축, 산업환경설비공사의 원가계산 제비율을 적용하여 산출된 결과 적용 - 부가가치세는 총원가의 10%를 적용

1.1.2. 조사 결과

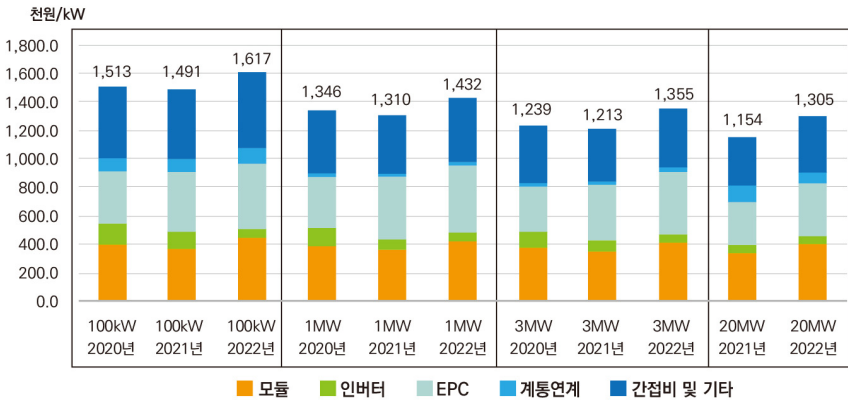
지상태양광의 발전 설비 규모별 비용 조사 결과는 [그림 4-1]과 같다. 세부항목별 비용은 건설산업정보연구원의 조사 결과를 바탕으로 관련 업계 전문가 자문회의를 통해 신뢰성을 확보하였다. 2022년 기준 태양광 설비비용은 100kW 기준으로 1,617천 원/kW, 1MW는 1,432천 원/kW, 3MW는 1,355천 원/kW, 20MW는 1,305천 원/kW 수준으로 전년대비 약 8~13% 상승한 것으로 나타났다. 이러한 상승의 원인은 먼저 태양광 원부자재 가격 상승으로 인해 모듈 가격이 전년 대비 17~22%로 큰 폭으로 상승한 것에 기인한다. 인버터의 경우 최근 접속반이 포함된 스트링 인버터가 보급되고 있으며, 해당 제품의 가격은 기술개발 및 제품 가격 경쟁으로 인해 전년 대비 8~46% 하락한 것으로 나타났다. 구조물 및 전기시설, 토목공사, 계통연계 비용은 철강재 가격 및 국내의 운임 비용 상승으로 소폭 상승한 것으로 확인되었다. 또한 각종 시공에 투입되는 직접노무비의 경우 전년대비 소폭 증가한 것으로 확인되었으며, 이는 물가상승에 따른 인건비가 증가했기 때문인 것으로 판단된다.

설계 및 감리 비용은 공공발주사업에 대한 건축사 업무 범위와 대가기준⁴⁴⁾을 반

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

영하여 산정하였으며, 이는 전년도 수치와 유사한 수준인 것으로 나타났다. 진단 및 검사는 한국전기안전공사의 2022년도 발전사업자 전기설비 검사수수료를 반영하여 산정하였으며 전년 대비 약 9% 감소한 것으로 확인되었다. 일반관리비용, 금융비용, 보험비용, 간접노무비용, 이윤, 부가세 등은 원가 집계 상으로 직접비용과 연관되어 있으며 직접비용이 상승함에 따라 전년 대비 소폭 상승한 것으로 나타났다. 전체적으로 코로나19와 태양광 원부자재 가격의 상승 등의 대외 악재로 인해 지상태양광의 설비비용은 전년대비 소폭 상승한 것으로 나타났다.

[그림 4-1] 국내 지상태양광 발전 세부 항목별 설비비용 추이



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

〈표 4-3〉 국내 지상태양광 세부 항목별 비용 조사 결과

(단위: 천 원/kW)

구분	지상태양광																
	100kW				1MW				3MW				20MW				
	2020	2021	2022	전년대비 증감	2020	2021	2022	전년대비 증감	2020	2021	2022	증감	2021	2022	전년대비 증감		
직 접 비	태양광 모듈	400	369	450	22%	390	365	428	17%	381	354	414	17%	338	405	20%	
	태양광 인버터(스트링)	150	121	65	-46%	130	74	62	-17%	114	70	59	-17%	60	55	-8%	
	분전반/수배전반	-	-	-	-	62	75	84	12%	26	55	64	16%	(변전설비)			
	모니터링 시스템	18	8	17	113%	2	3	2	-22%	1	2	1	-18%	1	1	-33%	
	토목공사(터파기/토사, 되메우기/토사, 잡석지정, U형플룸관부설 등)	76	93	98	6%	43	64	61	-4%	37	53	54	2%	46	48	5%	
	구조물 공사 및 시공	162	201	216	7%	162	199	216	9%	161	190	215	13%	163	215	32%	
	전기자재, 공사	107	122	127	4%	89	101	105	3%	89	97	105	8%	92	105	14%	
	한전계통비용(표준설비부담금)	92	92	105	14%	19	19	22	18%	23	23	27	14%	21	24	16%	
	변전소 비용	0	0	0	-	0	0	0	-	0	0	0	-	100	51	-49%	
간 접 비	설계 및 감리	164	157	152	-3%	95	88	83	-5%	78	72	72	0%	62	65	5%	
	인허가	0	0	16	-	0	0	25	-	0	0	27	-	0	29	-	
	진단 및 검사	2	2	2	-9%	1	1	1	-9%	1	1	0	-9%	0	0	-9%	
	기타 사업비	금융비용	2	2	4	104%	7	2	7	191%	9	2	13	487%	2	25	1109%
		보험비용	0	0	2	487%	0	0	2	488%	0	0	2	494%	0	2	366%
		일반관리비	61	59	66	12%	60	54	61	13%	51	47	54	14%	41	48	18%
		경비	96	88	111	27%	106	97	100	4%	108	96	95	-1%	91	92	0%
기타(간접노무비, 이윤, 부가치치세)	184	177	186	5%	179	168	173	3%	158	151	153	2%	138	141	2%		
합계	1,513	1,491	1,617	8%	1,346	1,310	1,432	9%	1,239	1,213	1,355	12%	1,154	1,305	13%		

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

1.2. 육상풍력 발전 설비비용 조사

우리나라 육상풍력 발전 설비 기자재는 한국산업표준(KS)⁴⁵⁾의 육상용 중대형 풍력터빈 설계 요구사항을 반영하여 회전자 면적 200㎡ 이상의 육상용 풍력터빈을 적용한다. 설치 위치는 신재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침에서 1) 돌풍성의 풍력을 제외한 양질의 충분한 풍력자원이 있는 곳, 2) 주변에 풍속에 방해가 되는 풍력설비보다 높은 건물 및 나무 등이 없는 곳, 3) 주변의 시설이나 도로, 민가, 축사 등이 풍력 타워의 넘어짐에 의해 영향을 받지 않도록 충분한 이격거리를 확보하여야 한다고 명시하고 있다.

이에 본 연구에서는 위 내용을 고려하여 연도별 육상풍력 발전 설비비용을 조사함으로써 현재의 가격 추세를 분석하고, 분석 결과를 바탕으로 비용효율적 재생에너지 보급을 위한 시사점을 제시하고자 한다. 비용 조사를 위한 표준 설비 규모는 여러 가지 규제와 낮은 사업성으로 인해 대규모 육상풍력 발전 설비 설치가 어려운 환경인 점을 고려하여 20MW, 40MW 두 가지 용량으로 설정하여 조사하였다.

1.2.1. 조사항목 및 방법

한국표준설비의 육상용 중대형 풍력터빈 설계 요구사항⁴⁶⁾을 보면 설비 관련 세부 항목에 대해 <표 4-4>와 같이 정의하고 있다. 각 항목은 육상풍력 발전단지를 설계하고 구축하는데 중요하게 고려해야 할 요소이다. 본 연구에서는 개별 항목별 정의에 대해 검토하고, 이에 근거하여 비용 조사를 진행하였다.

<표 4-4> 풍력터빈 항목별 정의

번호	항목	내용
3.21	수평축 풍력터빈	로터 회전축이 풍향에 평행한 풍력터빈
3.22	허브	블레이드 또는 블레이드 조립품을 로터 축에 결합하기 위한 고정물
3.23	허브높이	풍력터빈 로터 중심의 지상높이
3.29	나셀	수평축 풍력터빈에서 타워 상부에 동력 전달장치와 그 밖에 장치를 내장한 곳

45) 한국산업표준(KS) KS C 8572

46) 한국표준설비, 육상용 중대형 풍력터빈 설계 요구사항(KS C 8572:2015)

번호	항목	내용
3.35	송수전 설비	한 대 이상의 풍력터빈 단자와 수전점 사이를 접속하는 모든 전기 설비
3.39	정격 출력	정상 운전 조건 및 외부 조건하에서 풍력터빈이 공급하도록 설계된 최대 연속 출력
3.49	지지 구조물	타워와 기초로 구성된 풍력터빈의 일부
3.60	풍력 발전단지	그룹 또는 복수 그룹의 풍력터빈으로, 보통은 풍력 발전단지라고 함
3.67	풍력발전 시스템	바람의 운동에너지를 전기 에너지로 변환하는 시스템

자료: 한국표준설비, 육상용 중대형 풍력터빈 설계 요구사항(KS C 8572:2015)

신·재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침상의 풍력설비 항목별 시공기준은 <표 4-5>와 같으며, 국내 육상풍력 발전설비는 해당 규정에 의거하여 설치해야 한다. 관련 규정을 상세히 살펴보면 전기사업법, 안전관리 기준 등에 따른 기준을 명시⁴⁷⁾하고 있는데, 이는 지자체별 내부 규정에 따라 다를 수 있기 때문에 육상풍력 발전 사업자는 사업부지에 해당하는 관리 및 담당 지자체의 풍력발전설비 관리규정을 확인해야 한다. 본 연구에서는 효율적인 조사를 위해 공통적으로 적용할 수 있는 신·재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침상의 풍력설비 항목별 시공기준을 반영하여 조사하였다.

<표 4-5> 육상풍력 발전설비 항목별 시공기준

항목	관련 규정
기초	<ul style="list-style-type: none"> - 기초는 충분한 지내력을 갖는 지질구조 위에 설치되어야 하며, 장기간의 운전에도 지반침하가 발생하지 않아야 한다. - 형강류 및 기초지대에 포함된 철판부위는 용융아연도금처리 또는 동등 이상의 녹방지 처리를 하여야 하며, 용접부위는 방식으로 처리 하여야 한다.
타워	<ul style="list-style-type: none"> - 발전기의 운전 중에 과도한 떨림이나 진동이 없도록 충분한 구조적 강도를 가져야 한다. - 타워의 높이는 회전하는 날개에 의해 지상의 사람이나 시설 등에 손상을 입히지 않도록 충분히 높아야 한다.
볼트, 너트, 와셔 (볼트캡 포함)	<ul style="list-style-type: none"> - 용융아연도금처리 또는 동등 이상의 녹방지 처리하여야 한다.
발전기	<ul style="list-style-type: none"> - 회전자는 허브에 정상적인 조립순서로 조립하고, 정해진 토크로 체결하여야 한다. - 허브와 추축 간 연결은 설계도면 상에 정해진 토크로 체결해야 하며, 나셀 내·외

47) 제주도의 경우 내부 풍력발전설비 관리규정을 통해 육상풍력 발전설비를 효율적이고 안전하게 운영관리하고 있음.

항목	관련 규정																
	<ul style="list-style-type: none"> 부의 각종 센서 및 낙뢰장치는 적절한 위치에 설치하여야 한다. - 발전기 회전부는 작업자의 안전을 고려하여 덮개로 보호해야 한다. 																
나셀	<ul style="list-style-type: none"> - 주요 구성기기와 제어반·변압기 등은 정상위치에 안정적으로 고정 하여야 한다. - 각종 유압장치나 냉각장치 등에서 누유나 누수 등이 발생하지 않아야 하며, 유압 매체나 냉각수의 수위 및 윤활유 등이 적정하여야 한다. - 나셀 내부의 회전부는 작업자의 안전을 고려하여 차폐하여야 한다. 																
전기배선	<ul style="list-style-type: none"> - 풍력발전기에서 옥내에 이르는 배선에 쓰이는 전선은 CV선 또는 TFR-CV선을 사용하여야 하며, 전선이 지면을 통과하는 경우에는 피복에 손상이 발생되지 않게 별도의 조치를 취해야 한다. - 전기설비기술기준에 따라 접지공사 및 피뢰설비를 설치해야 한다. - 전기사업법의 사용전점검 또는 사용전검사에 하자가 없도록 시설을 준공하여야 한다. 																
인버터	<ul style="list-style-type: none"> - 센터에서 인증한 인증제품을 설치하여야 한다. - 해당 용량이 없어 인증을 받지 않은 제품을 설치할 경우에는 신·재생에너지 설비 인증에 관한 규정 상의 효율시험 및 보호기능시험이 포함된 시험성적서를 제출 하여야 한다. 																
모니터링설비	<ul style="list-style-type: none"> - 계측설비별 요구사항 <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>계측설비</th> <th>요구사항</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>인버터</td> <td>CT 정확도 3% 이내</td> </tr> <tr> <td>전력량계</td> <td>정확도 1% 이내</td> </tr> </tbody> </table> - 측정 및 모니터링 항목 <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>구분</th> <th>모니터링 항목</th> <th>데이터(누계치)</th> <th>측정 항목</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">풍력</td> <td>일일발전량(kWh)</td> <td>24개(시간당)</td> <td rowspan="2">-인버터 출력</td> </tr> <tr> <td>생산시간(분)</td> <td>1개(1일)</td> </tr> </tbody> </table> 	계측설비	요구사항	인버터	CT 정확도 3% 이내	전력량계	정확도 1% 이내	구분	모니터링 항목	데이터(누계치)	측정 항목	풍력	일일발전량(kWh)	24개(시간당)	-인버터 출력	생산시간(분)	1개(1일)
계측설비	요구사항																
인버터	CT 정확도 3% 이내																
전력량계	정확도 1% 이내																
구분	모니터링 항목	데이터(누계치)	측정 항목														
풍력	일일발전량(kWh)	24개(시간당)	-인버터 출력														
	생산시간(분)	1개(1일)															

자료: 신·재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침 [별표1] 6. 풍력설비 시공기준

육상풍력 발전 설비 세부항목별 비용 조사 방법은 <표 4-6>과 같다. 구체적으로 주요 기자재는 최근 국내에서 개발된 유니슨의 4.2MW 터빈을 고려하여 조사대상을 4MW 이상의 인증 설비를 가진 업체로 한정하였다. 이를 위해 한국풍력산업협회 홈페이지에서 확인되는 풍력사업자를 검토하여 조사 가능업체를 구성하였고, 최종 선정된 8개 업체를 대상으로 조사하였다. 조사 결과 무응답 및 인터뷰 거절로 인해 최종적으로 3개 업체를 통해 세부항목별 비용에 대한 정보를 확보할 수 있었고, 이

를 바탕으로 육상풍력 발전설비 비용을 산출하였다⁴⁸⁾.

EPC 관련 비용은 국내 육상풍력 발전기 제조업체 및 발전사업자 설문조사를 통해 확보한 자료를 반영하였다. 세부 항목으로는 20MW, 40MW 육상풍력 발전 설비 구축에 소요되는 토목공사, 전기공사, 기자재 운송 및 설치공사, 계통연계, 설계 및 감리비, 진단 및 검사, 환경 모니터링, 개발 비용 등으로 구분하여 각각에 대한 실 투입비용을 조사하였다.

금융비용은 시중은행에서 제공하는 PF 대출 상품을 대상으로 설비 규모별 리스크를 반영하여 1MW 이상 발전설비 규모에 대한 대출 금리(4%)를 적용하고 원리금균등상환 시 공사기간별 금융비용(이자액)을 산출하였다. 보험비용의 경우 보험가입금액은 설치비와 보증금율(5%)⁴⁹⁾을 곱한 금액을 적용하였고, 연간보험금은 보험가입금액의 보증요율(0.635%)을 적용한 금액을 반영하였다. 그 외 기타 경비, 일반관리, 간접노무비, 이윤의 경우 조달청 기준⁵⁰⁾을 반영하여 세부항목별⁵¹⁾ 제비율을 적용하였으며 최종적으로는 공사 규모 및 공사 기간에 따라 보정하여 산출하였다.

〈표 4-6〉 육상풍력 발전 설비 세부항목별 비용 조사 방법

육상풍력 발전 설비 세부항목	발전 설비비용 조사방법
터빈 및 타워 등 주요 기자재	- 국내 육상풍력 발전기 제조업체 및 발전사업자 설문조사
토목공사	
전기공사	
구조물 및 설치 공사	
계통연계	- 국내 육상풍력 발전기 제조업체 및 발전사업자 설문조사
간접비(사전개발비, 설계, 경비, 일반관리비, 금융, 보험, 환경모니터링 등)	- “조달청 2022.4.25 건축, 산업환경설비공사 원가계산 제비율 적용기준”을 반영

자료: 저자 직접 작성

48) 실제 비용조사 시 개별 업체에 담당자에게 연락 및 접촉을 시도하였으나 다수의 업체에서는 내부적으로 민감한 사항으로 요구자료 제공이 불가함을 전달하였음.

49) SGI서울보증에서 적용하는 보증금율 5%

50) 조달청 2022.4.25. 건축, 산업환경설비공사 원가계산 제비율 적용기준

51) 간접노무비, 기타경비, 산재보험료, 고용보험료, 건강보험료, 연금보험료, 노인장기요양보험료, 산업안전보건관리비, 퇴직공제부금비, 일반관리비, 이윤

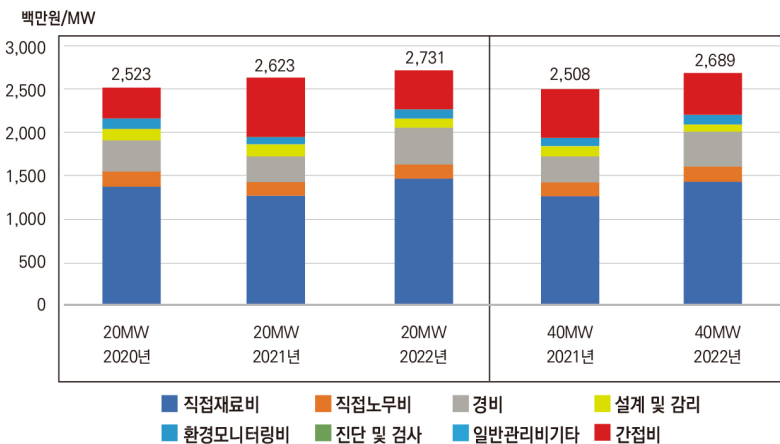
1.2.2. 조사 결과

건설산업정보연구원의 조사 결과를 바탕으로 관련 업계 전문가 자문 및 검토를 통해 최종 산정된 연도별 육상풍력 발전 설비비용 추이는 [그림 4-2]와 같다. 2022년 기준 20MW급 육상풍력 설비비용은 2,731천 원/kW 수준이며, 이는 전년 대비 약 4% 상승한 결과이다. 40MW급의 경우 2,689천 원/kW 수준이며, 이는 전년도 조사 결과 대비 약 7% 상승한 결과이다.

설비비용에서 가장 많은 비중을 차지하는 풍력 터빈 비용은 철강재 가격 상승에도 불구하고, 국내외 제조업체 간의 가격 경쟁 및 터빈의 대형화 추세 등으로 인해 전년 대비 소폭 감소한 것으로 나타났다. 관련 제조업체 전문가 자문 결과에 따르면 2022년까지는 원부자재 가격 상승 및 운임 비용 상승에 따른 비용 상승분을 터빈 공급가격에 전가하지 않은 것으로 확인된다. 하지만, 2023년에는 인플레이션과 금리 상승이 육상풍력 발전 설비의 세부 항목별 비용 상승을 유발할 것으로 예상된다.

조사 결과 본 연구에서 확인하고자 했던 설비 규모 증대(20MW에서 40MW로 확대)에 따른 비용 감소효과는 약 2% 수준인 것으로 나타났다. 전체적으로 풍력 터빈의 대형화 및 전 세계 육상풍력 시장 확대에 따른 경쟁 심화로 인해 터빈 비용은 감소하는 추세이나, 금융비용, 보험비용, 일반관리비, 기타 경비 등의 간접비 상승이 설비비용 상승에 영향을 미치는 것으로 확인된다.

[그림 4-2] 국내 육상풍력 발전 세부 항목별 설비비용 추이



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

〈표 4-7〉 국내 육상풍력 세부 항목별 비용 조사 결과

(단위: 천 원/kW)

구분			20MW				40MW		
			2020	2021	2022	전년대비 증감	2021	2022	전년대비 증감
직접비	직접 재료비	주기기(블레이드, 너셀, 타워 포함)	1,150	1,035	1,005	-3%	1,020	980	-4%
	설치 및 시공	토목공사	106	105	91	-13%	105	89	-15%
		전기공사	113	112	144	28%	112	140	25%
		계통연계	42	42	33	-20%	42	34	-20%
		모니터링	21	22	22	2%	22	21	0%
		직접노무비	160	160	362	127%	160	353	121%
간접비	설계 및 감리		145	128	93	-27%	125	89	-28%
	환경모니터링비		5	8	6	-14%	4	6	62%
	진단 및 검사		6	6	1	-75%	6	2	-60%
	사전개발		-	343	57	-83%	252	55	-78%
	기타 사업비	금융비용	37	29	54	86%	29	79	172%
		보험비용	1	1	4	483%	1	4	469%
		일반관리비	96	87	104	20%	86	101	18%
		경비	359	293	437	49%	293	426	45%
기타 (간접노무비, 이윤, 부가가치세)		283	254	316	24%	253	308	22%	
합계			2,523	2,623	2,731	4%	2,508	2,689	7%

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

1.3. 해상풍력 발전 설비비용 조사

해상풍력 설비비용은 터빈의 크기, 설비 규모, 육지에서의 거리, 수심의 깊이, 해상 부지의 지형 및 지질, 설치 선박 및 전용 항만의 보유, 변전소 설치에 따라 편차가 크게 발생한다. 이에 태양광, 육상풍력과 같이 표준 설비 기준에 대한 세부 항목별 비용 산정에 어려움이 있다. 특히 우리나라의 경우 동해와 제주도는 항만이 가깝고, 수심이 깊고, 지형의 굴곡이 심할 뿐만 아니라 대부분의 지질이 암반으로 이루어진 부지가 많다. 반면 서해와 남해의 경우 항만이 멀고, 수심은 얕으며, 지형은 평탄하고, 지질이 얇은 모래와 진흙으로 구성된 부지가 많다. 이러한 지역적 특성이 다르기 때문에 해상풍력 발전 설비의 기자재 비용을 제외한 사전 개발, 설계, 운송 및 설치, 시공, 간접비 등의 비용을 표준화하는 것은 한계가 있다.

또한, 우리나라 해상풍력 전체 설비용량이 124.5MW⁵²⁾ 수준으로 보급이 저조한

52) 한국풍력산업협회 2021년 매뉴얼 리포트 참조

실정이다. 보급 실적이 많다면 기 구축된 해상풍력 발전단지별로 자료를 조사하고 수집하여 분석할 수 있겠지만 국내 보급된 해상풍력 발전단지는 30MW 제주탐라해상풍력, 60MW 서남해해상풍력, 34.5MW 영광해상풍력 등 세 발전소이기 때문에 이러한 실적을 바탕으로 표준적인 비용을 산정하는 것은 신뢰성에 문제가 발생할 여지가 있다. 더욱이 각각의 해상풍력 발전단지는 설비용량, 육지에서의 거리, 수심의 깊이, 해상 부지의 지형 및 지질이 상이하여 세부 항목별로 비용을 표준화하여 산정하는 것은 한계가 존재한다.

이에 본 연구에서는 최선의 방법으로 먼저 해상풍력 설비용량이 많은 해외 주요 국가의 해상풍력 사례를 조사하고, 국내 해상풍력 발전단지 실적과의 비교를 통해 현재 우리나라 해상풍력 시장의 현실을 검토하고자 한다. 이를 위해 먼저 IEA(2018)⁵³)에서 공개한 국가별 대표 해상풍력 발전단지 분석 보고서를 통해 국가별 해상풍력의 기술적·지리적 정보와 세부 항목별 비용에 대해 살펴보고자 한다. 또한, 국내 해상풍력 발전단지는 자료의 신뢰성에 한계에도 불구하고, 현재 운영 중인 발전소 자료와 개발예정인 발전소 자료를 확보하여 개별 발전소의 기술적·지리적 정보에 따른 발전 설비 비용을 분석하고자 한다. 종합적으로 주요국의 해상풍력 발전단지 대표 사례와 국내 해상풍력 사례를 비교하여 주요 이슈에 대해 짚어보고 시사점을 검토하고자 한다.

1.3.1. 조사항목 및 방법

해외 해상풍력 발전단지를 분석하기 위해 최근 IEA(2018)에서 분석한 주요국 대표 해상풍력 사례를 조사하였다. IEA(2018)는 주요 국가별 대표 해상풍력 발전단지의 지리적, 규제적, 기술적 환경을 조사하고, 해상풍력 입지 환경에 따른 세부 항목별 비용을 분석하였다. 주요 국가의 대상은 네덜란드, 영국, 벨기에, 덴마크, 미국, 독일, 일본이다. 주요국 대표 해상풍력 발전단지 설비용량은 평균 약 400MW이며, 터빈 용량은 4~8MW 수준인 것으로 나타났다.

또한, 국가별 대표 해상풍력 발전단지의 입지 환경을 취합한 결과, 해상 평균 풍속이 약 9.3m/s로 평균 이용률이 약 44%로 우수한 풍향 자원을 보유하고 있는 것으로 확인되었다. 평균 수심은 26m이며 설치되는 기초구조 형식은 미국을 제외하

53) IEA(2018), Offshore Wind Energy International Comparative Analysis

고 모든 국가에서 모노파일 형태를 설치하는 것으로 나타났다. 본 연구에서는 해외 해상풍력 설비비용 사례에 대해서는 IEA(2018)에서 소개하는 주요 국가의 대표 해상풍력 발전단지의 입지 및 기술 환경에 따른 설비비용을 살펴보고 개별 발전소에 대한 특징을 비교 및 분석하였다.

〈표 4-8〉 국가별 대표 해상풍력 발전단지 입지 및 기술 환경(2018년 조사 결과)

구분		네덜란드	영국	벨기에	덴마크	미국	독일	일본	평균
평균 풍속	m/s	9.36	9.15	10.2	9.57	8.99	9.47	8.67	9.3
평균 풍속 측정 높이	m	100	100	100	105	100	100	90	99.3
평균수심	m	33	27	29	16	30	35	11.9	26.0
건설 항구에서 거리	km	78	25	33	60	30	80	20	46.6
O&M 항구에서 거리	km	78	25	33	50	30	60	70	49.4
내부 케이블 거리	km	120	50	40	33	30	60	3.1	48.0
외부 케이블 수	#	2	2	1	1	2	1	4	2
육지 케이블 길이	km	35	18		50	10	60	3	29
해상변전소	#	2	1	1	1	1	1	-	1
해상 내부케이블	text	33 kV, 185 mm ²	33 kV, 185 mm ²	33 kV, 185 mm ²	33 kV, 185 mm ²	33 kV, 185 mm ²	33 kV, 185 mm ²	33 kV, 185 mm ²	-
해상 외부케이블	text	220 kV, 1,000 mm ²	220 kV, 1,000 mm ²	220 kV, 1,000 mm ²	220 kV, 1,000 mm ²	220 kV, 1,000 mm ²	220 kV, 1,000 mm ²	33 kV, 400 mm ²	-
육상 외부케이블	text	220 kV, 1,000 mm ²	220 kV, 1,000 mm ²	220 kV, 1,000 mm ²	220 kV, 1,000 mm ²	220 kV, 1,000 mm ²	220 kV, 1,000 mm ²	33 kV, 400 mm ²	-
터빈 용량	MW	4	6	7	8	6	6	5.2	6
터빈 개수	#	150	100	42	50	76	60	14	70
기초 형식	text	모노	모노	모노	모노	자켓	모노	모노	-
단지 용량	MW	600	600	309	400	456	360	72.8	400

자료: IEA(2018), Offshore Wind Energy International Comparative Analysis

국내 해상풍력 설비비용은 현재 상업 운전 중인 제주탐라해상풍력, 서남해해상풍력과 개발 계획 중인 영광낙월해상풍력, 제주한림해상풍력, 제주한동평대해상풍력을 대상으로 조사하였다⁵⁴). 세부 조사 항목은 주요 기자재(터빈과 타워), 전기공사, 기초 구조물 설치공사, 계통연계, 기타 간접비 등으로 구분하였다. 국내 해상풍력의 경우 앞서 언급된 내용과 같이 입지 환경에 따라 세부 비용 차이가 크게 발생하는 것을 고려하여 표준 설비에 따른 비용 추정치 아닌 개별 해상풍력 발전소 비용 조사 결과를 제시하고자 한다.

54) 영광해상풍력은 해상 방파제에 설치된 형태로 법상으로는 해상풍력으로 해석이 가능하나 일반적인 해상풍력 형태로 보기에 어려움이 있어 조사 대상에서는 제외하였음.

〈표 4-9〉 해상풍력 발전 설비 세부항목별 비용 조사 방법

해상풍력 발전 설비 세부항목	발전 설비비용 조사방법				
터빈 및 타워 등 주요 기자재	- 국내 해상풍력 발전 설비 구축 실적 및 개발 계획 자료 조사				
구조물 및 설치 공사					
전기공사					
계통연계					
간접비(사전개발비, 인허가, 설계, 경비, 일반관리비, 금융, 보험, 환경모니터링 등)					
	운영 실적		개발 계획		
	제주탐라 2018년 (30MW)	서남해 2019년 (60MW)	영광낙월 2024년 (364.8MW)	제주한림 2024년 (100MW)	제주한동평대 2023년 (105MW)

1.3.2. 조사 결과

IEA(2018) 조사 결과에 따르면 2018년 기준, 주요국 해상풍력 발전단지 입지와 기술적 요인을 반영한 평균 설치비용(CAPEX)은 약 3,627€/kW⁵⁵⁾ 수준인 것으로 나타났다. 해상풍력 터빈 기자재와 설치를 포함한 비용은 1,536€/kW 수준으로 42.3%의 가장 높은 비중을 차지하였다. 하부 기초 구조물 기자재와 설치를 포함한 비용은 710€/kW로 19.6%의 비중을 차지하는 것으로 나타났다. 해상변전소를 포함한 계통연계 비용의 경우, 기자재와 설치를 포함한 비용은 849€/kW 수준으로 전체 설비비용의 24% 비중을 차지하였다. 보험료, 프로젝트 운영 및 관리, 예비비를 포함한 기타 간접비는 532€/kW 수준으로 전체 대비 14.7% 비중을 차지하는 것으로 조사되었다. 한편, 연간 해상풍력 발전단지 운영유지관리비용은 평균 71 €/kW 수준이며, 이는 CAPEX 약 2% 수준이다.

55) 환율(1,302.5원/€) 적용 시 약 4,724천 원/kW

〈표 4-10〉 국가별 대표 해상풍력 발전단지 설비 세부항목별 비용

구분	네덜란드	영국	벨기에	덴마크	미국	독일	일본	평균
unit	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
Turbine supply	1,300	1,420	1,450	1,490	1,420	1,420	1,365	1,409
Turbine installation	166	110	111	97	98	118	184	126
Turbine Subtotal	1,466	1,530	1,561	1,587	1,518	1,538	1,549	1,536
Foundation supply	685	517	463	389	518	627	406	515
Foundation installation	206	145	144	113	374	148	237	195
Foundation Subtotal	891	662	608	502	892	775	643	710
Array cable supply	55	47	43	42	48	48	19	43
Array cable installation	116	79	80	60	66	80	107	84
Offshore substation supply & install	237	178	252	185	160	207	N/A	203
Export cable supply	388	187	187	304	179	447	188	269
Export cable install	193	83	96	122	71	186	198	136
Onshore substation & grid connection	91	88	122	94	68	119	425	144
Electrical Infrastructure Subtotal	1,081	662	780	806	591	1,087	937	849
Construction insurance	45	45	45	45	45	45	45	45
Project management	174	145	150	147	152	172	159	157
Contingency	366	304	314	309	320	362	333	330
Other CAPEX Subtotal	585	494	509	501	517	579	537	532
Total Construction CAPEX	4,023	3,349	3,458	3,395	3,518	3,979	3,666	3,627
Major repairs	29	24	25	20	22	26	58	29
Minor repairs	13	14	14	14	14	14	14	14
Preventive maintenance	5	5	5	5	4	5	5	5
Fixed operating costs	4	4	5	5	4	5	16	6
Operating insurance	17	17	17	17	17	17	17	17
Total Annual OPEX	69	64	66	60	61	67	110	71

자료: IEA(2018), Offshore Wind Energy International Comparative Analysis

국내 해상풍력 발전단지 설비비용 조사 결과 55~65억 원/MW 수준인 것으로 확인되었다. 터빈 및 타워 운반과 설치를 포함한 비용은 17~26억 원/MW이며 CAPEX에서 차지하는 비중은 29~43%로 가장 높은 것으로 조사되었다. 기초 구조물 제작 및 설치와 관련된 비용은 13~26억 원/MW 수준으로 23~40% 비중을 차지하였다. 전기공사 및 계통연계와 관련된 비용은 4~11억 원/MW 수준이며 6~19%의 비중을 차지하는 것으로 조사되었다. 사전개발, 설계 및 감리, 인허가, 일

반관리비, 기타 경비 등을 포함한 간접비는 12~18억 원/MW이 소요되는 것으로 확인되었다. 한국전력거래소(2021)⁵⁶⁾에 따르면 2026년 이전까지 건설 계획 및 진행 중인 해상풍력 발전 사업이 설비용량 기준으로 3,586MW(19개 발전소) 수준인 것으로 확인된다. 지역적으로는 경기 200MW, 부산 136MW, 인천 234MW, 전남 2,518MW, 전북 499MW으로 구분된다. 모든 해상풍력 발전 사업이 원활하게 추진되어 목표 기간내 준공된다면, 지역적 특성에 따른 해상풍력 발전 사업 비용 산정 및 분석이 가능할 것이며 자료의 신빙성도 확보될 것으로 판단된다.

〈표 4-11〉 국내 해상풍력 세부 항목별 비용 조사 결과

구분	A Case		B Case		C Case		D Case		E Case		
	비용	비중	비용	비중	비용	비중	비용	비중	비용	비중	
직접비	주요 기자재 제작 및 설치	2,159	39%	2,611	43%	1,834	29%	1,930	30%	1,689	29%
	기초구조물 제작 및 설치	1,348	25%	1,437	23%	2,168	34%	2,589	40%	1,869	32%
	전기공사 및 계통연계	432	8%	740	12%	581	9%	389	6%	1,096	19%
기타 간접비	1,561	28%	1,334	22%	1,822	28%	1,560	24%	1,218	21%	
합계	5,500	100%	6,122	100%	6,405	100%	6,468	100%	5,872	100%	

자료: 비용 조사 결과를 바탕으로 저자 작성

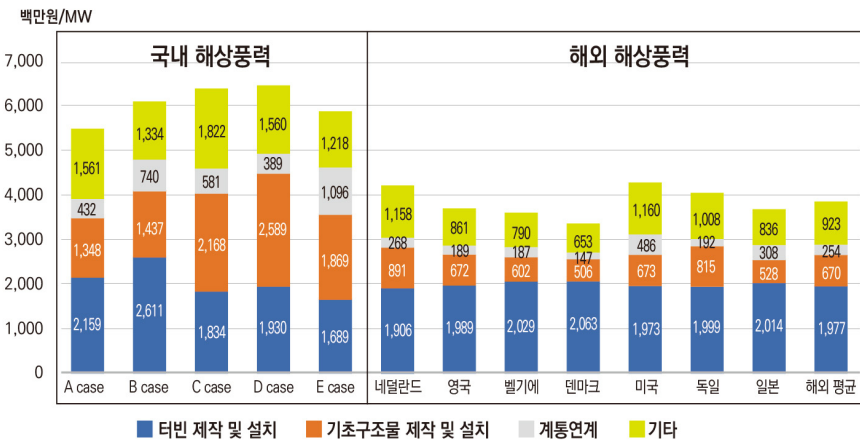
해외 주요국 해상풍력 발전단지의 설비비용을 원화로 전환하여 국내 해상풍력 설비비용과 비교한 결과는 [그림 4-3]과 같다. 결과적으로 우리나라 해상풍력 설비에 소요되는 비용이 해외 주요국 대비 21~22억 원/MW 높은 것으로 나타났다. 비용 차이의 주요 원인은 기초 하부구조물 제작 및 설치와 계통연계, 기타 간접비에 투입되는 비용에 있다.

기초 하부구조물의 경우 우리나라는 주로 해양 지반이 암반으로 구성되어 있으며, 일반적으로 자켓파일 형식의 구조물이 모노파일 형식보다 비용이 높는데 우리나라의 경우 대부분 하부구조물 형식이 모노타입이기 때문이다. 계통연계 비용은 우리나라

56) 발전소 건설사업 추진현황(2021년 3분기)

는 발전 사업자가 육지부터 해상까지 연결하는 비용을 부담해야 하지만, 다른 국가의 경우 해상풍력 발전 사업자는 해상에 대한 계통연계 비용만을 부담하기 때문이다. 또한, 우리나라의 해상풍력 발전 기타 간접비가 높은 것은 먼저 인허가 절차가 복잡하여 사업개발 단계부터 준공시점까지 8~10년 장기간 소요되며, 지역 주민들의 반발 등의 주민수용성을 확보하는 데 많은 비용이 필요하기 때문이다. 다만, 본 연구에서는 재생에너지 관련기관 및 발전사로부터 확보한 비용 자료에 근거하여 산정한 것으로 실제 해상풍력 설비비용은 이와 다를 수 있다. 보다 정확한 비용 산정을 위해서는 기술적 요인을 고려한 항목별 품셈을 계산할 필요가 있으며, 이를 수행하기 위한 충분한 예산과 시간이 필요할 것으로 판단된다.

[그림 4-3] 국내외 해상풍력 세부 항목별 설비비용 조사 결과 비교



주: 유로 환율 1,300원/EUR 적용시
 자료: 비용 조사 결과를 바탕으로 저자 작성

2. 재생에너지 발전 사업 운영 및 유지비용 조사

태양광 및 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 고장과 주요 부품 파손으로 인해 터빈이 회전하지 않

으면 그만큼 발전량이 줄어들게 되는 것이다. 최근 태양광 발전량 향상을 위한 유지관리 전문업체 수가 증가하는 추세이다. 육상풍력 발전 사업자는 정기 및 수시 점검을 위한 인력을 강화하고, 제조업체 또는 발전소 유지관리 보수 업체와의 장기서비스 계약(LTSA(Long Term Service Arrangement) 통해 운영의 안정성과 수익성을 확보하고 있다. 본 연구에서는 자료의 연속성과 정합성을 유지하기 위해 1, 2차 연도 조사항목과 동일하게 운영유지 및 관리에 소요되는 비용을 전기안전관리자 선임비용, 연간 보험료, 관리 및 보수비용, 주요 부품 교체비용 등으로 구분하여 조사하였다.

전기사업법 시행규칙⁵⁷⁾에 따르면 사업용 전기설비를 갖춘 발전사업자는 안전관리자를 선임해야 하며, 설비용량이 1,000kW 미만의 전기수용설비의 경우 안전관리업무대행이 가능하나 이상일 경우는 안전관리대행이 불가하며 관리자가 상주하여야 한다. 이에 본 연구에서는 100kW 설비용량에 대해서는 한국전기안전공사에서 제시하는 전기안전관리대행 수수료를 연간 운영유지비용에 반영하였다. 1MW 이상 발전설비에 대해서는 기술력, 전문성을 고려하여 전기안전관리자 직종을 전기 분야 중급기술자로 적용하였고 직접고용 기준으로 엔지니어링기술자 노임단가 및 경력에 근거하여 연간 운영유지비용에 반영하였다.

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

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 조사 결과를 바탕으로 육상풍력 발전소를 운영하는 발전 사업자가 제시하는 연간 유지관리비를 반영하였다.

발전 설비 기자재 중에서 인버터 수명은 8~10년⁵⁸⁾이며, 모듈에서 생산된 전력을 한국전력공사의 송배전망에 연결되어 송출하는 역할을 하므로 고장 및 제품 수명이

57) 전기사업법 시행규칙 제40조, 제41조

58) 한국전기공사협회, 2017, 태양광 발전설비 설치 가이드북

도래한 경우 신속한 교체가 필요한 기자재이다. 태양광의 경제적인 수명을 20년 가 정하였을 때 인버터의 교체횟수는 설치용량별 1회로 산정되며, 인버터 수량 및 단가는 발전설비 원가 산출 시 적용했던 비용을 동일하게 반영하였다.

해상풍력의 경우 객관적인 자료 확보 및 품셈기준을 적용하는 데 한계가 있어 국 내 선행연구⁵⁹⁾에서 분석한 국내 해상풍력 발전단지의 연간 운영유지비용 산정 결과 를 반영하였다. 해당 연구에서는 해상풍력 연간 운영유지비용을 단지운영, 계획정 비, 고장정비로 구분하여 각각에 대한 재료비, 인건비, 장비비를 산출하였다. 본 연 구에서는 연간 운영유지비용 합계에서 현재까지의 연간 물가상승률을 반영하여 발 전단가 추정에 적용하였다.

〈표 4-12〉 재생에너지원별 연간 운영 및 유지 보수 비용

에너지원	용량	품명	금액(천 원)	산출근거
지상 태양광	100kW	전기안전관리	1,395	한국전기안전공사 안전관리대행 수수료 기준
		보험료	595	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 비용	360	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		인버터 교체비용	358	인버터 수명 10년 기준 1회 교 체 적용(인버터비용/20년)
		총 운영유지비용(연간)	2,708	
	1MW	전기안전관리	12,114	한국전기안전공사 안전관리대행 수수료 기준
		보험료	4,583	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 비용	720	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		인버터 교체비용	3,396	인버터 수명 10년 기준 1회교체 적용(인버터비용/20년)
		총 운영유지비용(연간)	20,813	
	3MW	전기안전관리자 선임 비용	54,442	직접고용 기준(엔지니어링기술자 (초급숙련, 전기) 1명 적용)
		보험료	8,719	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 비용	1,800	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		인버터 교체비용	9,653	인버터 수명 10년 기준 1회 교체 적용(인버터비용/20년)
		총 운영유지비용(연간)	74,613	

59) 산업부-에너지기술평가원(2014), 중장기 해상풍력 R&D 로드맵

에너지원	용량	품명	금액(천 원)	산출근거
	20MW	전기안전관리자 선임 비용	177,347	직접고용 기준 (엔지니어링기술자 중급숙련 1명, 초급숙련 2명 적용)
		보험료	58,123	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 비용	3,600	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		인버터 교체비용	60,775	인버터 수명 10년 기준 1회 교체 적용(인버터비용/20년)
		총 운영유지비용(연간)	299,846	
육상 풍력	20MW	전기안전관리자 선임 비용	124,477	직접고용 기준(엔지니어링 기술자(중급숙련, 전기) 2명 적용)
		보험료	195,699	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 및 정비·보수 비용	700,360	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		총 운영유지비용(연간)	1,020,536	
	40MW	전기안전관리자 선임 비용	223,463	직접고용 기준(엔지니어링 기술자(중급) 1명, 초급숙련 2명 적용)
		보험료	372,760	엔지니어링 공제조합 제시 단가
		유지관리 및 정비·보수 비용	1,400,720	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		총 운영유지비용(연간)	1,996,943	
해상풍력	100MW	단지운영	122.8	산업부-에너지기술평가원(2014), 중장기 해상풍력 R&D 로드맵 참조 * 2014년 기준 O&M 비용 (11.4천 원/kW) 반영 - 2014~2022년 연간 물가상승률 적용
		계획정비		
		고장정비		
		총 운영유지비용(연간)	122.8	

자료: 비용 조사 결과를 바탕으로 저자 작성

3. 재생에너지 발전사업 부지 임대비용 조사

재생에너지 발전설비는 부지 환경에 따라 발전량과 시공비용 등의 차이가 발생할 수 있으므로 입지 선정이 중요한 요소로 작용한다. 어느 부지를 선정하느냐에 따라 사업성이 크게 달라지기 때문에 발전 사업자는 일사량이 풍부하고 토지가격이 낮은 최적입지를 확보하는 것이 중요하다. 실제 거래되는 토지비용을 반영하기 위해서는 개별 발전소의 부동산 거래 내역이 필요하나 본 연구에서는 행정안전부의 전기사업 업체(수시) 기준 원동기종류별 개소 현황⁶⁰⁾ 자료를 활용하여 현재 정상 운영 중인

태양광 및 육상풍력 발전소에서 조사가 가능한 발전소를 선별하여 개별 발전소의 지목에 따른 평균 공시지가를 활용하였다.

전기사업업체(수시) 기준 원동기종류별 개소 현황 자료에서 원동기 종류별로 143,656개소가 설치된 것을 확인하였고, 이 중에서 정상 운영되는 123,399개소를 대상으로 해당규격별로 개소를 선별하여 해당 지역의 공시지가를 조사하였다.

〈표 4-13〉 전기사업업체(수시) 기준 원동기 종류별 개소 현황

단위: 개소

원동력종류명	영업상태					비고
	영업/정상	휴업	폐업	취소/말소/만료/ 정지/중지	합계	
태양광	122,758	6,616	3,357	10,104	142,835	
풍력	91	11	13	13	128	
소수력	110	8	4	8	130	
수력	87	6	-	10	103	
가스엔진발전기	85	2	3	29	119	
원자력	19	3	1	2	25	
지열	28	1	-	2	31	
연료전지	77	6	-	5	88	
화력	50	6	2	18	76	
바이오가스	62	7	2	6	77	
기타	30	5	-	4	39	
파력	2	2	-	1	5	
합계	123,399	6,673	3,382	10,202	143,656	

자료: 공공데이터포털 행정안전부 전기사업업체(수시) 자료 기준(2019.11.1.)

태양광 발전 설비는 대부분 전, 답, 임야, 잡종지 등 5개 지목에 분포하였고, 각 지목별 개별 공시지가를 가중평균 한 결과는 32,883원/㎡ 수준으로 확인되었다. 재생에너지 발전 부지에 대한 비용은 토지를 매입하거나 임대를 하는 형식으로 구분된다. 발전 사업자 입장에서 토지를 매입할 경우 소요되는 비용은 발전설비 수명 이후 회수될 수 있는 비용으로 간주하기 때문에 실제 토지비용은 자본지출에 따른 기회비용을 적용하는 것이 바람직하며, 이러한 기회비용은 연간 토지임대료로 대체될

60) 행정안전부 전기사업업체(수시)기준 원동기종류별 개소 현황(지역정보지원과 2019.11.)

수 있다. 본 연구에서는 위에서 언급한 공시지가를 활용하여 발전소 면적만큼의 토지 사용에 대한 임대료를 발전사업 부지 비용으로 반영하였다.

예를 들어, 지상태양광의 경우 설비 규모별 필요설치면적을 산출하고, 평균 공시지가(㎡)를 반영하여 표준 설비 규모별로 요구되는 토지매입비를 산정하였다. 연간 임대비용은 산정된 토지매입비에서 국유재산법 제32조 및 국유재산법 시행령 제29조 제1항61)에 따라 해당 재산가액(설치규모별 전체 토지매입비)에 1천분의 50 요율을 곱한 금액으로 산출하여 반영하였다. 분석 결과, 100kW 태양광 발전 설비의 연간 토지임대료는 약 1,516천 원, 1MW는 15,174천 원, 3MW는 45,523천 원, 20MW는 303,499천 원 수준으로 산출되었다.

〈표 4-14〉 지상태양광 부지 임대료

에너지원	항목	100kW	1MW	3MW	20MW	비고
지상태양광	필요설치면적(㎡)	922	9,229	27,688	184,593	A
	개별공시지가 평균액(원/㎡)	32,883				B
	토지매입비(천 원)	30,318	303,477	910,465	6,069,972	C = A × B
	기대이율(%)	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	D
	연간임대료(천 원)	1,516	15,174	45,523	303,499	C × D

주 1) 필요설치면적: 설치규모별 필요면적 적용

주 2) 개별공시지가 평균액: 공공데이터포털 행정안전부 전기사업업체(수시), 부동산 공시가격 알리마-부동산 정보 조회시스템 재구성

주 3) 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

육상풍력의 경우 행정안전부의 발전소 현황 자료와 풍력산업협회 설치현황 자료를 활용하여 산정하였다. 대부분 임야, 잡종지, 전, 목장용지에 분포하는 것으로 확인되었고, 각 지목별 개별 공시지가의 가중평균 값은 21,512원/㎡ 수준으로 나타났다.

육상풍력 발전 부지의 토지임대료는 태양광과 동일한 방법을 적용하였다. 규모별 필요설치면적을 산출하고, 평균 공시지가(㎡)를 반영하여 표준 설비 규모별로 요구되는 토지매입비를 산정하였다. 최종적으로는 국유재산법에 따른 토지 기대이율을 적용하여 육상풍력 발전 부지의 연간 표준 부지 임대료를 산출하여 반영하였다. 산출된 비용은 20MW의 경우 107,560천 원, 40MW의 경우 215,120천 원 수준이다.

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

〈표 4-15〉 육상풍력 부지 임대료

에너지원	항목	20,000kW	40,000kW	비고
육상풍력	필요설치면적(㎡)	100,000	200,000	A
	개별공시지가 평균액(원/㎡)	21,512		B
	토지매입비(천 원)	2,151,200	4,302,400	C = A × B
	기대이율(%)	5.00%	5.00%	D
	연간임대료(천 원)	107,560	215,120	C × D

주 1) 필요설치면적: 설치규모별 필요면적 적용

주 2) 개별공시지가 평균액: 공공데이터포털 행정안전부 전기사업업체(수시), 부동산 공시가격 알리마-부동산 정보 조회 시스템 재구성

주 3) 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

해상풍력 발전 부지 임대료는 연간 공유수면점사용료를 조사하여 반영하였다. 공유수면점사용료는 지자체 또는 공유수면관리청에서 공유수면 관리 및 매립에 관한 법률 시행규칙에 의거하여 결정한 사용료이다. 이는 현재 국내에서 개발 계획 중인 해상풍력 발전단지에 대한 자료를 조사한 것이다. 현재 영광에서 추진 중인 해상풍력 발전단지 시공 및 운영에 따른 부지사용료에는 공유수면점사용료와 개폐소 및 육상송전선로 부지 임차료가 포함되며, 연간 약 5.3백만 원/MW이 소요되는 것으로 확인되었다.

〈표 4-16〉 해상풍력 부지 임대료

항목	관련 항목	산정근거	20년 기준 연간 발생비용 (백만 원/MW)
공유수면점사용료	사용허가	- 공유수면 점사용료 산정 규정	0.8
		- 건설기간(3년): 연 10억 원	
		- 운영기간(20년): 연 1.5억 원	
		- 총 사용료: 60억 원	
개폐소 및 육상송전선로 부지 임차료	임차계약	- 임차기간: 23년(건설 3년+운영 20년)	4.5
		- 연간 임대료: 14억 원	
		- 총 임대료: 330억 원	
합계			5.3

자료: 비용 조사 결과를 바탕으로 저자 작성

제5장



재생에너지 발전단가(LCOE) 분석

앞서 언급된 재생에너지원별, 규모별 발전단가 추정을 위한 전제조건 조사 결과를 정리하면 <표 5-1>과 같다. 이는 1, 2차 연도에 적용된 전제조건과의 정합성을 유지하되, 기술적, 경제적으로 변화가 발생한 요인은 업데이트하여 반영하였다. 본 연구의 주요 목적은 재생에너지의 연도별 세부 설비비용을 조사 및 분석하고, 이를 바탕으로 추정한 발전단가를 연구 수요자와 공유하는 데 있다. 이는 재생에너지 가격의 변화에 따른 시장의 혼란을 방지하고, 시장참여자들에게 예측 가능한 가격 시그널을 제공하기 위함이다.

또한, 본 연구에서는 1,2차 연도 조사 결과에 따른 발전단가 추정 결과와 3차 연도 (2022년) 조사 결과에 따른 발전단가 추세를 분석함으로써 재생에너지 REC 거래시장에 적절한 가격 수준을 제시하고자 한다. 향후 동일한 방식으로 4차, 5차 연도 재생에너지원별 비용과 전제조건에 대한 조사를 계속해서 진행할 예정이며, 이에 근거한 발전단가 분석을 통해 우리나라 재생에너지 가격 추세를 정확하게 진단하고, 예측 가능한 미래 가격을 제시할 계획이다.

〈표 5-1〉 재생에너지원별 발전단가(LCOE) 산정을 위한 전제조건

구분	태양광				육상풍력		해상풍력
	지상 100kW	지상 1MW	지상 3MW	지상 20MW	20MW	40MW	30MW ~ 365MW
설비비용 (천 원/kW)	1,617	1,432	1,355	1,305	2,731	2,689	5,500~6,500
운영 및 유지비용 (원/kW·년)	27,079	20,813	24,871	14,992	51,027	49,924	122,000
토지 임대비용 (원/kW·년)	15,159	15,174	15,174	15,175	5,378	5,378	5,300
설비이용률 (%)	15.4	15.4	15.4	15.4	23	23	29.4
할인율 (%)	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
부채율 (%)	80	80	80	80	80	80	80
이자율 (%/년)	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
법인세율 (%)	순소득 기준, 2억 원 이하 11%, 2~200억 원 22%, 200~3,000억 원 24.2%						
경제적수명 (년)	20	20	20	20	20	20	20
성능저하율 (%)	0.45	0.45	0.45	0.45	0.3	0.3	0.3
SMP (원/kWh)	85.9	85.9	85.9	85.9	85.9	85.9	85.9
REC (원/kWh)	71.5	68.3	67.7	67.7	64.5	64.5	71.7
REC 가중치	1.2	1	1	0.8	1.2	1.2	수심, 거리 별도 가중치

자료: 저자 직접 작성

2022년 기준 지상태양광 발전 설비 규모별 경제적 전제조건을 바탕으로 추정된 발전단가는 128~155원/kWh 수준이다. 한편, 한국에너지공단에서 공고한 2022년 상반기 태양광 고정가격계약 경쟁입찰 사업자 선정 결과는 154~157원/kWh이며, 전체 평균은 155원/kWh 수준으로 나타났다(표 5-2). 이는 작년 하반기 입찰선정 결과 대비 약 8% 상승한 결과이다. 소규모 태양광의 경우 본 연구에서 추정된 발전단가 결과와 차이가 없지만 1MW 이상 중·대규모 태양광은 약 12~29원/kWh 정도의 차이가 발생했다. 이는 2022년 상반기 태양광 고정가격계약 경쟁입찰의 경우 접수용량이 미달됨에 따라 최종 경쟁률이 0.69:1을 기록하였고, 이에 사업내역서 평가점수가 사업자 선정 결과에 영향을 미치지 않았기 때문인 것으로 판단된다.

〈표 5-2〉 태양광 장기 고정가격계약 입찰 결과

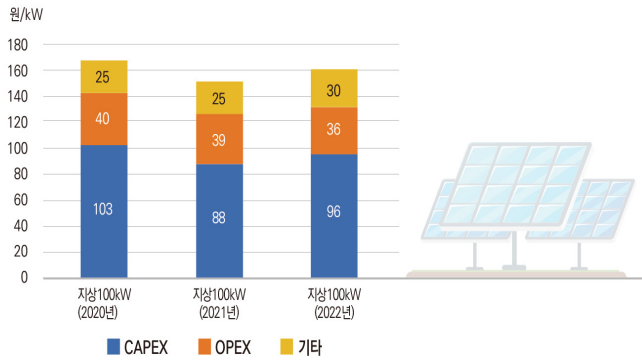
구분	'20년 상반기	'20년 하반기	'21년 상반기	'21년 하반기	'22년 상반기
전체 경쟁률	-	3.30 : 1	2.49 : 1	1.59 : 1	0.69 : 1
전체 평균 (SMP + 1REC)	151,439원	143,682원	136,129원	143,120원	155,270원

자료: 한국에너지공단, 2020~2022년 상·하반기 RPS 고정가격계약 경쟁입찰 사업자 선정 결과

연도별 추세를 살펴보면 먼저 2022년 기준 지상태양광 100kW 기준 발전단가는 155원/kWh으로 전년(147원/kWh)⁶²⁾ 대비 5% 상승한 것으로 나타났다. 2021년의 경우 2020년 대비 약 12% 하락하였으나 최근 코로나19 및 원부자재 가격 상승 등의 대외여건 영향으로 발전단가가 다시 반등한 것이다. 세부 항목별로 구분하여 살펴보면 설비비용이 7원/kWh 상승하였고, 이자비용과 세금이 포함된 기타 비용이 3원/kWh 상승하였다. 반면 연간 운영유지관리비용은 3원/kWh 하락하였는데 이는 유지보수 및 관리 업체 수가 증가함에 따른 가격 경쟁 영향 때문인 것으로 이해된다. 또한 모듈 및 인버터와 같은 주요 기자재 생산 기술이 발전함에 따라 제품의 수명이 증가하고 수리 및 고장 횟수가 감소했기 때문인 것으로 확인된다.

62) 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(2/5) 연구보고서에는 152원/kWh로 작성되어 있으나, 본 연구에서 재검토한 결과 147원/kWh로 확인되어 수정하였음.

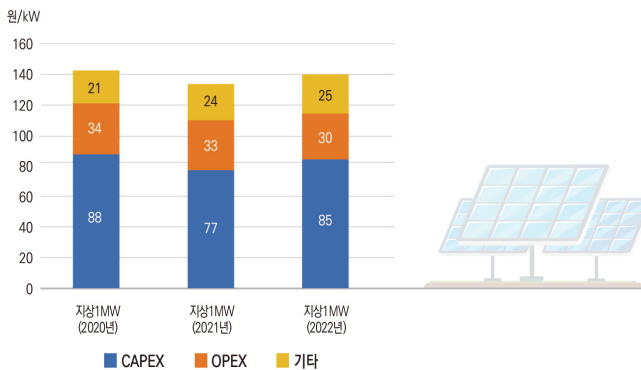
[그림 5-1] 지상태양광(100kW) 연도별 발전단가(LCOE) 비교



자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

2022년 지상태양광 1MW 발전단가는 142원/kWh으로 추정되었으며, 전년(134 원/kWh)대비 6% 상승한 것으로 나타났다. 2021년의 경우 2020년 대비 약 6% 하락하였으나 2022년은 소규모 태양광 발전설비와 동일한 원인으로 소폭 상승한 결과가 도출되었다. 세부 항목별로는 설비비용과 기타 비용이 각각 7원/kWh, 3원/kWh 상승한 반면, 연간 운영유지관리에 따른 비용은 2원/kWh 하락한 것으로 분석되었다.

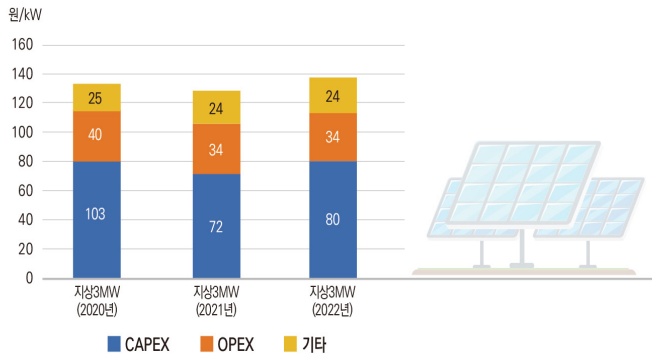
[그림 5-2] 지상태양광(1MW) 연도별 발전단가(LCOE) 비교



자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

2022년 지상태양광 3MW 발전설비의 발전단가는 140원/kWh으로 추정되었으며, 이는 전년대비 8% 상승한 결과이다. 대규모 태양광 설비의 경우에도 2021년까지의 하락 추세가 2022년에는 반등하는 결과가 도출되었다. 세부 항목별로는 설비비용과 기타 비용이 각각 8원/kWh, 3원/kWh 상승하였고, 연간 운영유지관리에 따른 비용은 전년도에 추정된 결과와 동일한 것으로 분석되었다.

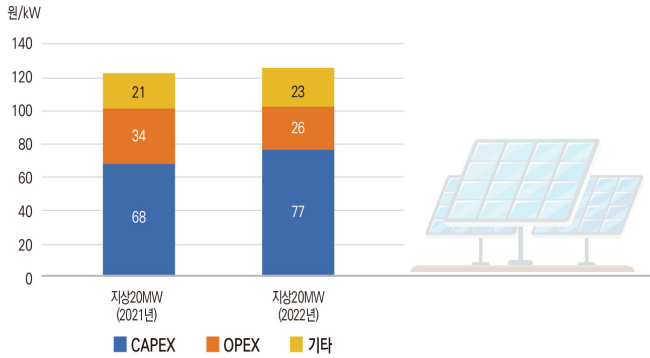
[그림 5-3] 지상태양광(3MW) 연도별 발전단가(LCOE) 비교



자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

2022년 대규모 지상태양광 20MW 발전설비의 발전단가는 128원/kWh으로 추정되었으며, 이는 전년 대비 4% 상승한 결과이다. 대규모 태양광 설비의 경우에도 대외 여건에 의해 소폭 상승하는 결과가 도출되었으나, 규모의 경제는 여전히 비용 하락에 유효하게 영향을 미치는 것으로 확인되었다. 세부 항목별로는 설비비용과 기타 비용이 각각 9원/kWh, 4원/kWh 상승한 반면, 연간 운영유지관리에 따른 비용은 8원/kWh 하락한 것으로 분석되었다.

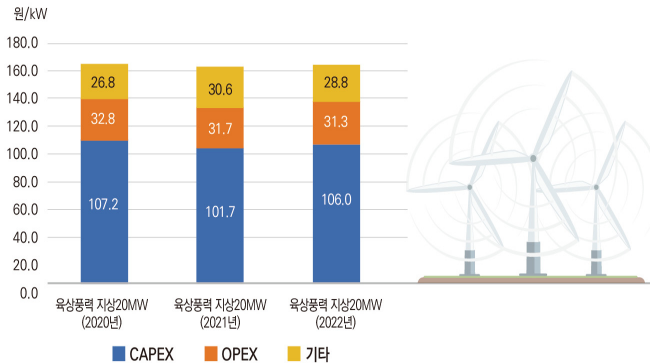
[그림 5-4] 지상태양광(20MW) 연도별 발전단가(LCOE) 비교



자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

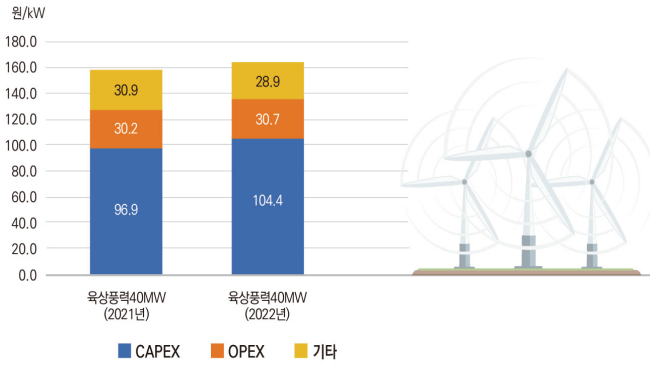
육상풍력 발전단가는 20MW는 166원/kWh, 40MW는 164원/kWh로 전년도 추정 결과 대비 각각 약 2원/kWh, 6원/kWh 상승한 것으로 도출되었다. 2021년 발전단가는 2020년 대비 소폭 하락하였지만 2022년은 다시 반등한 것이다. 설비비용에 해당하는 발전단가 상승이 주요 요인인데 최근 터빈 생산의 주요 부품인 철강의 가격이 급격하게 상승하였고 세계적인 에너지 가격 상승 여파로 운임 비용이 크게 상승하였기 때문인 것으로 판단된다.

[그림 5-5] 육상풍력(20MW) 연도별 발전단가(LCOE) 비교



자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

[그림 5-6] 육상풍력(40MW) 연도별 발전단가(LCOE) 비교

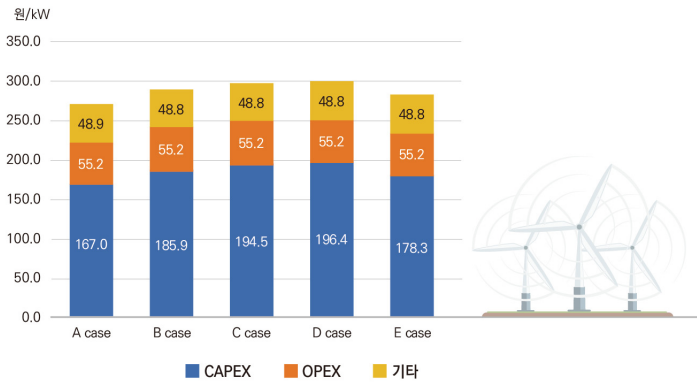


자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

앞서 언급한 내용과 같이 입지 환경에 따라 크게 영향을 받는 해상풍력의 발전단가는 특정 표준설비에 대한 추정보다는 국내 실적에 근거하여 추정하는 것이 합리적일 것이다. 국내 상업 운영 중인 발전소와 개발 계획 중인 발전소 자료 확보를 통해 추정한 해상풍력 발전단가는 271~300원/kWh으로 재생에너지 중에서 가장 높은 것으로 추정되었다.

세부 항목별로 살펴보면 설비비용에 해당하는 발전단가가 167~196원/kWh으로 전체에서 차지하는 비중이 62~65%로 높은 수준이다. 설비비용에 해당하는 발전단가가 추정 결과만 보더라도 태양광과 육상풍력 전체 발전단가보다 높은 수준임을 알 수 있다. 이것은 신재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영 지침에서 신재생에너지원 중 해상풍력의 가중치가 가장 높게 산정된 근거이기도 할 것이다.

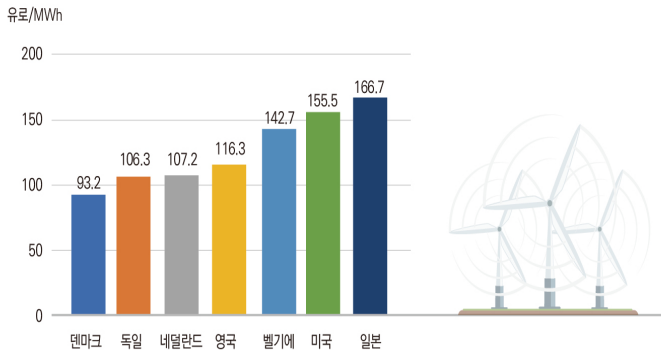
[그림 5-7] 국내 발전소별 해상풍력 발전단가(LCOE) 비교



자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

IEA(2018) 분석에 따르면 2018년 기준으로 추정된 주요 국가의 대표 해상풍력 발전단가에 대한 발전단가는 최소 93.2유로/MWh에서 최대 166.7유로/MWh 수준으로 확인된다. 주요 국가의 해상풍력 발전단가를 원화로 환산하여 우리나라 해상풍력 평균 발전단가와 비교하면 우리나라가 적게는 1.3배에서 많게는 2.4배 높은 것으로 분석된다. 이러한 비용 차이는 다양한 원인에서 발생할 수 있겠지만 가장 큰 원인은 국내외 해상풍력 발전 설비비용의 차이에서 비롯된 것으로 풀이된다.

[그림 5-8] 해외 주요국의 해상풍력 발전단가(LCOE) 비교



자료: IEA(2018), Offshore Wind Energy International Comparative Analysis

이상으로 재생에너지 발전단가 분석 결과를 종합해보면 2022년 기준 태양광의 경우 128~155원/kWh 수준으로 전년 대비 약 4~8% 상승하였으며, 육상풍력의 경우 164~166원/kWh 수준으로 전년 대비 약 1~4% 상승한 것으로 추정되었다. 우리나라는 BNEF(2022)에서 분석한 전 세계 재생에너지 평균 발전단가 상승률(태양광 13.5%, 육상풍력 6.7%)보다 낮은 수준인데, 이의 주요 원인은 국가별로 조사된 설비비용 변화의 차이이다. 또한, 국내외 해상풍력의 발전단가의 큰 차이는 앞서 살펴본 바와 같이 발전 사업 개발단계에서 설비 구축까지 투입되는 비용이 다르기 때문이다.

재생에너지 발전 설비비용은 표준설비와 사업부지, 발전사업 프로젝트 마다 차이가 다양하게 발생할 수 있지만, BNEF에서 조사한 비용은 국가별 관련 업체를 통해 수집한 실적 자료에 기반한다. 이에 따르면, 영국, 프랑스, 독일, 미국, 중국 등 세계 주요 국가의 태양광 발전 설비비용 상승률은 각각 12%, 13%, 13%, 12%, 19%로 높은 수준이다. 반면 우리나라의 경우 자체적으로 조사한 결과, 보급률이 가장 높은 100kW, 1MW 규모의 태양광 발전 설비비용이 각각 8%, 9% 상승하였다. 육상풍력의 경우에도 영국, 미국, 프랑스, 독일, 일본 등 세계 주요 국가의 육상풍력 발전 설비비용 상승률은 각각 12%, 13%, 13%, 12%, 18%로 높은 수준인 반면, 우리나라의 경우 4~7% 상승한 것으로 나타났다.

우리나라의 2022년 재생에너지 설비비용 상승률은 다른 국가 대비 낮은 수준이지만, 설비비용은 해외 주요 국가 대비하여 여전히 높은 수준이다. BNEF(2022f)⁶³ 분석에 따르면 해외 국가의 태양광 평균 설비비용은 최소 기준 범위는 0.5~1.2백만 달러/MW, 최대 기준 범위는 0.6~2.0백만 달러/MW 수준인 것으로 확인된다. BNEF(2022f)에서 분석한 우리나라 태양광 설비비용은 최소 기준으로 1.1백만 달러/MW, 최대 기준으로 1.43백만 달러/MW로 전 세계에서 높은 수준인 것으로 확인된다. 육상풍력의 경우 해외 국가의 평균 설비비용은 최소 기준 범위는 0.7백만~2.6백만 달러/MW, 최대 기준 범위는 0.9~3.1백만 달러/MW 수준인 반면, 우리나라는 최소 기준으로 1.9백만 달러/MW, 최대 기준으로 2.6백만 달러/MW로 전 세계에서 높은 수준인 것으로 확인된다.

이는 우리나라의 경우 4장 재생에너지 발전설비 비용 조사 결과에서 확인된 바와

63) BNEF 홈페이지, Levelized Cost of Electricity 1H 2022

같이 직접비용 중에서는 모듈과 설치 및 시공, 계통연계에 해당하는 비용이 상승하였으며, 간접비에서는 금융, 보험, 일반관리, 경비에 해당하는 비용이 크게 상승했기 때문이다. 재생에너지 발전단계에 영향을 끼치는 요인은 다양하게 발생할 수 있지만, 무엇보다도 설비비용의 영향이 가장 크기 때문에 지속적인 재생에너지 보급 확대를 위해서는 기술개발 및 대규모 프로젝트 개발 확대 등을 통한 비용 저감 노력이 필요한 것으로 사료된다.

또한, 해상풍력 발전 설비비용은 육지에서 거리가 멀어질수록, 설치하는 부지의 수심이 깊어질수록, 규모가 낮을수록, 주민수용성이 낮을수록, 설치를 위한 해상풍력 전용 항만과 선박이 부족하면 증가할 수밖에 없다. 향후 우리나라에서 계획되어 있는 해상풍력 프로젝트 중에서 부유식 해상풍력도 포함되어 있다. 부유식 해상풍력은 전 세계에서조차도 설치 실적이 없어 정확한 비용 산정이 어렵다. 분명한 것은 고정식 해상풍력 발전소를 설치하는 투입되는 비용보다 비용이 높을 것으로 판단된다. 정부가 추진하는 탄소중립을 실현하기 위해서는 해상풍력 보급이 필수적이지만, 무엇보다도 주민수용성 확보와 기술개발 및 정책에 기반하여 비용효율적으로 보급할 수 있는 방안 마련이 시급하다.

제6장



추가 고려 비용 : 시스템 비용(전력망 보강비용)

시스템 비용 개념은 하나의 정립된 개념이라기보다는 점진적으로 진화해 나가는 개념으로 이해해야 한다. 일각에서는 시스템 비용을 변동성 재생에너지 확대에 따르는 전력 시스템에서의 부대비용으로 이해하기도 하고 또 다른 일각에서는 원전을 포함한 다양한 발전원들의 발전비용을 발전소 단위가 아닌 전력 네트워크까지 포함한 전체 비용으로 이해하기도 한다. 우리나라는 물론 국제적으로도 아직 이에 대한 명확한 기준과 방법론이 정립되지 않은 상태이나 세계적으로 변동성 전원이 확대되는 추세로 인해 학술적으로나 현실적으로 그 중요성이 커지고 있는 상황이다. 따라서 본 연구에서는 현재 논의되고 있는 시스템 비용의 주요 개념과 이에 대한 선행 연구결과를 요약하고 국내 시스템 비용 특히 전력망 비용을 분석한 결과를 바탕으로 시사점을 도출하고자 한다.

1. 시스템 LCOE 개념

앞서 재생에너지 발전단가 추정치는 개별 발전소의 비용만 산정하고 재생에너지를 포괄적으로 전력 시스템에 통합하기 위한 전체 변환 비용은 고려하지 않는다. 하지만, 발전소는 고립되어 존재하는 것이 아니라 전력의 수급을 관리하는 그리드를

통해 서로 상호 작용하게 되어 있어 전력 수요가 변동함에 따라 변동성을 갖는 재생 에너지의 가치는 출력이 생성되는 시기에 따라 달라진다. 따라서 재생에너지 비중이 확대되는 추세에 따라 변동성 재생에너지의 출력 특성(예측 및 제어 불가, 높은 출력 변동)과 분산된 입지 특성은 전력망에 부정적 영향과 추가 비용을 유발하는데 이에 대한 검토가 필요하다.⁶⁴⁾

일사량, 풍속 등 자연조건에 의존적인 태양광 및 풍력 에너지를 일반적으로 변동성 재생에너지(Variable Renewable Energy, 이하 VRE)라고 한다. 이는 재생에너지가 자연적인 특징에 의해 불확실성과 변동성을 내재한다는 것이며 설비용량이 일정 수준 이상으로 확대될 경우 공급 불확실성으로 인해 전력망에 수급의 불균형이 발생하여 전기품질 저하 및 정전 문제가 발생할 수 있는 것이다.

따라서 재생에너지 보급 확대에 따른 전력망 영향에 대한 인식이 증가하여 최근 유럽과 북미를 중심으로 통합비용(Integration Cost) 및 시스템 발전단가 산정 연구 증가하는 추세이다. 통합비용은 변동성 재생에너지의 시장 및 계통 영향을 비용 화해 발전량 당 단가(원/kWh)로 환산한 개념이다. 이것은 재생에너지 설비를 전력망에 연결하고 전기에너지를 소비자에게 전달하는 과정에서 발생하는 비용을 의미한다. 통합비용은 일반적으로 변동성 및 간헐성과 계통보강 비용으로 구성된다. 구분 방법은 기관별로 다양하지만 변동성 재생에너지의 불확실성 대응 및 계통 설비 보강에 따른 비용을 반영한다.⁶⁵⁾

발전단가는 발전설비의 전 수명에 걸친 투자비 및 운영비를 발전량 당 단가로 환산한 개념이다. 이는 발전소 단위 비용만을 의미는 것이며 최근 우리나라에서도 통합비용을 반영한 시스템 발전단가 산정 요구가 증가하고 있다. 시스템 발전단가는 기존 발전단가에 통합비용을 더한 것으로 정의되며 발전원 간 비교를 위해 발전소 단위에서 통합비용을 반영하여 시스템 비용으로 확장된다. 본 연구에서는 먼저 이에 대한 해외 선행연구 사례를 검토하고, 국내 자료를 활용하여 통합비용 중에서 전력망 보강비용만을 고려한 시스템 발전단가를 분석한 후 이에 따른 시사점을 제시하고자 한다.

64) 전기저널, 해외 주요국의 변동성 재생에너지 통합비용 비교 참조, (<http://www.keaj.kr/news/articleView.html?idxno=3790>, 최종접속일 2022.11.3.)

65) 전기저널, 해외 주요국의 변동성 재생에너지 통합비용 비교 참조, (<http://www.keaj.kr/news/articleView.html?idxno=3790>, 최종접속일 2022.11.3.)

2. 시스템 LCOE 관련 선행연구

2.1. Hirth & Ueckerdt 연구

풍력 및 태양광 발전을 전력 시스템에 통합하면 첫 번째로 그리드 연계 및 보강, 두 번째로 석탄 및 가스 화력 발전소의 보다 유연한 운영을 위한 전력계통 안정화 서비스 제공, 세 번째로 기존 발전소에 투자된 자본의 활용 감소 등에 대한 "통합 비용"이 발생한다는 주장이 있다. 동 연구는 풍력 및 태양광 발전의 주요 특성에 따라 시간적 변동성, 불확실성 및 입지 제약의 세 가지 구성 요소를 도입하여 통합 비용을 분석하는 것을 제안하였다. 재생에너지의 높은 보급률(예: 풍력의 시장 점유율 30~40%)에서의 통합 비용은 25~35€/MWh 수준으로 즉 발전 비용의 최대 50%까지 상승하는 것으로 분석하였다. 또한, 이러한 추정치는 시스템에 따라 다르며 상당한 불확실성이 있을 수 있지만 이러한 수준의 통합비용은 적은 수준이 아니므로 재생에너지의 높은 수준의 보급을 평가 시 무시할 수 있는 수준이 아니라고 분석하였다. 특히, 가장 크게 차지하는 요인으로 대부분의 이전 통합 연구에서 설명되지 않은 비용 요소인 화력 발전소에 포함된 자본의 활용도가 감소한다는 것을 지적했다.

2.2. OECD-NEA 연구 66)

OECD-NEA는 2012년 연구에서 주요 OECD 국가별, 발전원별 시스템 발전단가를 추정하였는데 이를 적정성(Adequacy) 확보를 위한 백업 설비비용, 변동성 전원의 간헐성 해결을 위한 밸런싱 비용, 발전원별 확대에 따른 전력 계통연계 및 계통 보강비용으로 구분하여 산정하였다. 발전원별로는 원자력, 석탄, 가스복합, 태양광, 육상 및 해상 풍력 등으로 한정하여 분석하였다.

동 보고서에 의하면, 시스템 비용은 주어진 수요 및 주어진 공급 안정성 수준에서 전력 공급을 위한 발전소 차원 비용을 넘어서는 총 비용으로 정의된다. 원칙적으로, 이 정의는 환경 비용이나 공급 안정성에 미치는 영향과 같은 전력시장의 외부비용을 포함한다고 볼 수 있다. 한편, 그리드 수준 시스템 비용은 이미 실질적으로 구현된 비용으로서 이는 생산자, 소비자, 또는 송배전 그리드 운영자에 의해 현재 또는

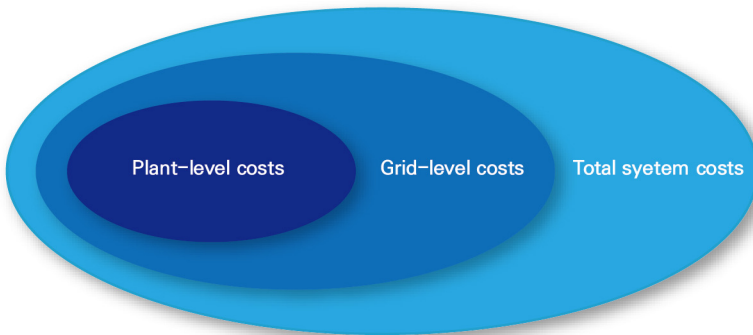
66) OECD, Nuclear Energy and Renewables (2012).

미래의 부채의 형태로 발생한다. 이러한 그리드 수준 시스템 비용은 크게 ① 신규 발전설비를 그리드에 연결하는 것뿐만 아니라 송전 및 배전 그리드를 확장 및 강화하기 위한 추가 투자비용, ② 변동성 재생에너지의 간헐성에 직면하여 증가된 단기 균형(Balancing) 및 전력 공급의 장기적 적정성(Adequacy)을 유지하기 위한 비용으로 구분될 수 있다.

동 연구에서는 전체 시스템 비용을 간과하지 않았지만 이를 화폐화된 형태로 체계적인 평가를 시도하지는 않았다. 전체 시스템 비용은 화폐화하기 어렵지만 전력 부문 자체를 넘어 국가의 더 넓은 경제와 복지에 영향을 미칠 수 있는 효과가 포함된다. 이 광범위한 시스템 비용에는 CO2 배출 이외의 환경적 외부성, 에너지 공급의 안정성 및 국가의 전략적 위치에 대한 영향은 물론 기술 혁신, 경제 개발, 수출 경쟁력 등이 포함될 수 있다.

상기 OECD-NEA 연구는 주로 생산자, 소비자 및 전력 시스템 운영자에게 전력 시스템 내부에 발생하는 비용에 초점을 맞추고 있다. 전력망에 의해 조정되는 이러한 시스템 비용의 하위 집합을 다음과 같이 그리드 수준 시스템 비용 또는 그리드 비용이라고 한다([그림 6-1] 참조).

[그림 6-1] 전력 시스템 비용 구성



자료: OECD(2012), Nuclear Energy and Renewables

국가별로 추정된 비용 추정 결과를 살펴보면, 먼저 독일의 경우 재생에너지 발전이 증가할수록, 특히 풍력 발전보다는 태양광 발전 비중이 증가할수록 시스템 비용이 증가함을 보이는데 태양광 발전의 시스템 비용이 풍력 발전의 시스템 비용보다 거

의 두 배정도 높은 수준이다. 또한 증가하는 시스템 비용 요소 중에서 태양광 발전의 경우 계통 보강비용이 시스템 비용 중 가장 큰 비중을 차지하고 백업비용이 뒤를 잇고 있다. 반면 풍력 발전의 경우 계통 연계비용이 가장 큰 비중을 차지하고 계통 보강비용이 뒤를 잇고 있는 것으로 확인된다.

〈표 6-1〉 독일의 그리드 수준의 발전원별 시스템 비용 (단위: USD/MWh)

기술	원전		석탄		가스		육상풍력		해상풍력		태양광	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
백업비용(적정성)	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00	7.96	8.84	7.96	8.84	19.22	19.71
밸런싱비용	0.52	0.35	0.00	0.00	0.00	0.00	3.30	6.41	3.30	6.41	3.30	6.41
계통 연계	1.90	1.90	0.93	0.93	0.54	0.54	6.37	6.37	15.71	15.71	9.44	9.44
계통 보강	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.73	22.23	0.92	11.89	3.69	47.40
총 그리드수준 시스템비용	2.42	2.25	0.97	0.97	0.54	0.54	19.36	43.85	27.89	42.85	35.65	82.96

자료: OECD(2012), Nuclear Energy and Renewables

한편 영국의 경우도 독일과 마찬가지로 재생에너지 발전이 증가할수록, 특히 태양광 보급이 증가함에 따라 시스템 비용이 크게 증가하는 것으로 나타났다. 또한, 증가하는 시스템 비용 요소 중에서 독일과는 달리 태양광 발전의 경우 백업비용이 가장 큰 비중을 차지하는 반면, 육상풍력은 밸런싱 비용, 해상풍력은 계통 연계비용이 가장 큰 비중을 차지하는 것으로 확인되었다.

〈표 6-2〉 영국의 그리드 수준의 발전원별 시스템 비용 (단위: USD/MWh)

기술	원전		석탄		가스		육상풍력		해상풍력		태양광	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
백업비용(적정성)	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	4.05	6.92	4.05	6.92	26.82	26.82
밸런싱비용	0.88	0.53	0.00	0.00	0.00	0.00	7.63	14.15	7.63	14.15	7.63	14.15
계통 연계	2.23	2.23	1.27	1.27	0.56	0.56	3.96	3.95	19.81	19.81	15.55	15.55
계통 보강	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.95	5.20	2.57	4.52	8.62	15.18
총 그리드수준 시스템비용	3.11	2.76	1.33	1.33	0.56	0.56	17.59	30.22	34.06	45.4	58.62	71.7

자료: OECD(2012), Nuclear Energy and Renewables

미국의 경우 재생에너지 발전이 증가할수록 시스템 비용이 증가함을 보이나 다른 국가들과는 달리 비용이 아주 크게 상승하지는 않았다. 또한, 시스템 비용 요소 중에서 태양광 발전의 경우 백업비용과 계통 연계비용이 큰 비중을 차지하는 반면, 육상풍력과 해상풍력은 계통 연계비용과 백업비용이 큰 비중을 차지하는 것으로 나타났다.

<표 6-3> 미국의 그리드 수준의 발전원별 시스템 비용 (단위: USD/MWh)

기술	원전		석탄		가스		육상풍력		해상풍력		태양광	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
백업비용(적정성)	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00	5.61	6.14	2.10	6.85	0.00	10.45
밸런싱비용	0.16	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	5.00	2.00	5.00	2.00	5.00
계통 연계	1.56	1.56	1.03	1.03	0.51	0.51	6.50	6.50	15.24	15.24	10.05	10.05
계통 보강	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.20	2.20	1.18	1.18	2.77	2.77
총 그리드수준 시스템비용	1.72	1.66	1.07	1.07	0.51	0.51	16.31	19.84	20.52	28.27	14.82	28.27

자료: OECD(2012), Nuclear Energy and Renewables

OECD-NEA가 분석한 한국 사례의 경우 재생에너지 발전이 증가할수록, 특히 육상풍력 발전보다는 태양광 발전 비중이 태양광 발전보다는 해상풍력 발전이 증가할수록 시스템 비용이 증가함을 보였다. 또한, 시스템 비용 요소 중에서 육상풍력과 태양광 발전은 밸런싱 비용이 큰 비중을 차지하였고, 해상풍력 발전의 경우 계통 연계비용이 큰 비중을 차지하는 것으로 분석되었다. 한편, 태양광 발전은 육상풍력과 해상풍력 발전 대비 백업비용이 두 배 이상 발생한다는 점이 특징적으로 나타났다.

<표 6-4> 한국의 그리드 수준의 발전원별 시스템 비용 (단위: USD/MWh)

기술	원전		석탄		가스		육상풍력		해상풍력		태양광	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
백업비용(적정성)	0.00	0.00	0.03	0.03	0.00	0.00	2.36	4.04	2.36	4.04	9.21	9.40
밸런싱비용	0.88	0.53	0.00	0.00	0.00	0.00	7.63	14.15	7.63	14.15	7.63	14.15
계통 연계	0.87	0.87	0.44	0.44	0.34	0.34	6.84	6.84	23.85	23.85	9.24	9.24
계통 보강	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.81	2.81	2.15	2.15	5.33	5.33
총 그리드수준 시스템비용	1.75	1.4	0.47	0.47	0.34	0.34	19.64	27.84	35.99	44.19	31.41	38.12

자료: OECD(2012), Nuclear Energy and Renewables

2.3. Potsdam 연구소

독일 포츠담연구소는 2013년 독일 풍력 발전의 시스템 통합(integration)비용 및 시스템 발전단가를 추정하였는데 통합비용에는 프로파일 비용, 밸런싱 비용, 그리드 비용 등을 포함하였다. 동 연구에서 추정된 육상풍력의 시스템 통합비용은 47.2~95.0원/kWh, 시스템 발전단가는 126.4~174.2원/kWh 수준이었다. 통합비용 구성 중 프로파일 비용의 비중이 가장 높고 다음으로 계통보강 비용, 밸런싱 비용 순으로 나타났다.

2.4. 미국 LBNL 연구소 (2019)

미국 LBNL의 보고서에서는 계통연계 연구, 실제 송전 프로젝트, 계통 확장 시뮬레이션 모델 및 집계된 미국 변동성 재생에너지 관련 송전 비용을 기반으로 하는 여러 접근 방식을 사용하여 자본 비용을 분석하였다. 연구 결과, 변동성 재생에너지 (VRE) 균등화 송전 비용의 범위는 \$1~10/MWh 수준으로 나타났다. 이러한 송전망에 대한 자본 비용은 유틸리티급 규모 풍력의 경우 \$29~56/MWh, 유틸리티급 규모 태양광의 경우 \$36~46/MWh 수준으로 추정되었으며, 이는 발전소 수준 발전단가를 3~33% 증가시키는 효과가 있는 것으로 분석되었다.

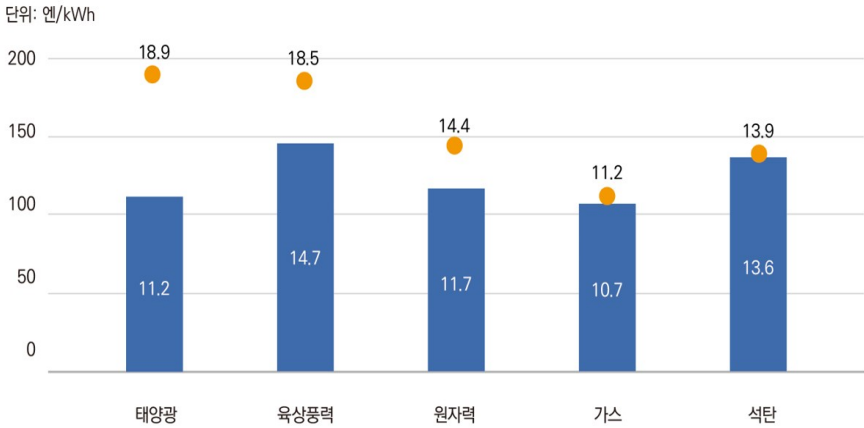
2.5. 일본 경제산업성(METI)

일본의 경우, 에너지기본계획을 포함한 에너지 관련정책을 수립하는 과정에 있어서 발전비용을 검증하는 절차를 거치고 있다. 이러한 전원별 발전비용을 검증함에 있어 최근 태양광 및 풍력 등의 변동성 재생에너지의 대량 도입에 의한 화력발전의 효율저하, 양수발전의 활용 등에 수반하는 비용을 고려할 필요가 있다는 점이 제기되었다.

[그림 6-2]의 청색 막대그래프가 발전단가를 의미한다. 한편, 노란색 점은 일부 통합비용이 추가된 형태이며, 두 가지의 합계가 통합비용의 일부를 고려한 시스템 비용이 된다. 이 비용은 2022년 8월 3일 개최된 기본정책분과회 제48회 발전비용 검증 워킹그룹(WG)에서 공표된 결과를 반영한 것이다. 이러한 '통합비용의 일부를

고려한 발전 비용'이 의미하는 바는 재생에너지 보급에 따른 사회적 비용 산정 시 발전소 단위의 발전단가만으로 생각하는 것은 한계가 있기 때문에 통합비용에 대해서도 고려하자고 하는 새로운 시도로 이해할 수 있다.

[그림 6-2] 일본의 2030년 전원별 발전비용 및 통합비용 시산 결과



주1: 2030년 에너지 믹스가 달성된 상태에서 추가로 각 전원을 미세 추가할 경우 전력 시스템 전체에 추가로 발생하는 비용을 계산하고 편의적으로 추가한 전원으로 변환하여 kWh당 비용(통합 비용의 일부를 고려한 발전 비용)을 산출.
 주2: 청색 막대 : 발전 비용 (위의 막대 그래프 값과 동일)
 주3: 노란색 점 : 통합 비용의 일부를 고려한 발전 비용
 자료: 일본 기본정책 분과위원회 분석자료, 2022.8.

위 그림에서 알 수 있듯이 2030년에 있어서의 발전단가만을 보면 확실히 태양광은 원자력보다 비용이 저렴해지는 것 같지만, '통합비용의 일부를 고려한 발전 비용'을 함께 고려하면 태양광이 비용이 높아진다는 결과를 알 수 있다.

하지만, 동 위원회는 이러한 비용에 대한 분석 방법이나 분석 결과를 평가함에 있어 국제적인 기준이 확립되어 있지 않고 아직 연구가 진행 중인 점을 시사하고 있다. 이에 일본 이외 다른 국가의 제시 방법도 참고하면서 기본정책 분과회의 분석 결과를 참고자료로서 정리하였다. 따라서 일본의 분석 결과는 각 전원의 설비용량, 연료비 등의 전제가 달라지면 결과도 달라진다는 점에 유의할 필요가 있다.

3. 우리나라 시스템 비용(전력망 보강 비용) 분석

선행연구에서 제시된 시스템 비용 요소 중 백업 비용 및 밸런싱 비용 등과 같은 전력시스템의 안정적 운영 관련 비용 추정은 정교한 모의실험을 위한 제반 데이터를 필요로 하기 때문에 올해의 연구에는 포함하지 못하였으며 모의실험을 위한 관련 데이터를 수집한 이후에 연구 과제로 수행할 필요가 있다. 다만 본 연구에서는 재생에너지 확대에 따른 전력망 보강 관련 비용을 추정하여 기존 선행연구와 비교하고 분석하고자 한다.

최근 우리나라의 전력망 투자 및 관리를 담당하는 한국전력공사의 내부자료(2022)에 의하면 제9차 전력수급기본계획상의 재생에너지 보급 확대에 의한 전력망 보강비용은 2030년 기준으로 59.3조 원 수준인 것으로 추산하였으며 추가적으로 2030 국가온실가스 감축목표(Nationally Determined Contribution, 이하 NDC) 목표달성을 위해 투입되는 전력망 비용은 약 70.6조 원이 소요되는 것으로 추산하였다.

〈표 6-5〉 한국전력의 전력망 총 투자비 소요 전망

구분	제9차전력수급기본계획 목표달성 (2030년 재생에너지 비중 20.8%)	NDC 목표달성 (2030년 재생에너지 비중 30%)
투자비	59.3조 원	70.6조 원

자료: 한국전력공사 내부자료(2022), NDC 목표달성을 위한 전력망 보강 로드맵

위 자료에 기반하여 태양광 발전 및 풍력 발전의 전력망 보강비용을 산정하면 다음과 같다. 제9차 전력수급기본계획 추진 시 전력망 보강 비용을 송전설비의 감가상각 30년 기준을 적용할 경우 연간 약 1,977억 원으로 추산된다. 이를 2030년의 연간 재생에너지 예상 발전량으로 나누어 재생에너지 kWh당 전력망 보강 비용을 산정한 결과, 약 16.2원/kWh 수준으로 도출되었다. 이것을 태양광 발전 및 풍력 발전으로 분담할 경우 태양광 발전의 전력망 보강 비용은 6.11원/kWh, 풍력 발전의 전력망 보강 비용은 5.38원/kWh로 추정되었다. 이러한 전력망 보강 비용은 앞에서 추정된 발전소 단위의 태양광 발전단가(126~161원/kWh)의 약 4~5% 수준인 반면, 육상풍력 발전단가(164~166원/kWh)의 약 3.6% 수준으로 분석되었다.

한편, 2030년 NDC의 목표달성을 위한 전력망 보강 계획 추진 시 발생하는 재생

에너지 전력망 보강 비용은 약 12.98원/kWh 수준으로 도출되었다. NDC의 재생에너지 보급 목표가 9차 전력수급기본계획 대비 높는데 반해 전력망 보강 비용이 낮은 것으로 나타났는데 이는 재생에너지 확대를 위한 전력망 투자비의 증가보다 재생에너지의 예상 발전량이 더 커졌기 때문이다. 이를 태양광 발전 및 풍력 발전으로 분담할 경우 태양광 발전의 전력망 보강 비용은 4.26원/kWh, 풍력 발전의 전력망 보강 비용은 6.94원/kWh으로 추정된다.⁶⁷⁾ 구체적으로는 제9차 전력수급기본계획을 활용하여 도출된 수치보다 태양광 발전의 전력망 보강 비용은 하락한 반면, 풍력 발전의 전력망 보강 비용은 소폭 상승하는 것으로 나타났다. 하지만 제9차 전력수급기본계획에서의 2030년 목표 발전량이 NDC의 2030년 목표 발전량보다 낮기 때문에 재생에너지 전력망 보강 비용 분석결과를 해석함에 있어 이를 유의해야 한다.

<표 6-6> 한국전력의 전력망 보강 비용 전망

구분	제9차전력수급기본계획 목표달성 (2030년 재생에너지 비중 20.8%)		NDC 목표달성 (2030년 재생에너지 비중 30%)	
	연간 투자비	1,977억 원		2,353억 원
2030 재생에너지발전량	121.7 TWh		182.5 TWh	
2030년 투자비/발전량	16.2 원/kWh		12.98 원/kWh	
	태양광	풍력	태양광	풍력
2030 발전량	46 TWh	40 TWh	60 TWh	97 TWh
2030년 투자비/발전량	6.11 원/kWh	5.38 원/kWh	4.26 원/kWh	6.94 원/kWh

자료: 한국전력공사 내부자료(2022), NDC 목표달성을 위한 전력망 보강 로드맵 자료를 활용하여 저자 산출

67) NDC 2030 상에는 재생에너지 총발전량만 제시되어 있고 재생에너지 원별의 발전량은 제시되어 있지 않아 9차 수급계획에서 활용된 태양광발전과 풍력발전의 이용률과 한국전력 전력망보강로드맵의 설비용량을 반영하여 NDC 재생에너지 원별 발전량을 추정함.

국내 재생에너지 확대에 따른 전력망 비용 추정 결과와 선행연구(OECD, 2012년)를 비교한 결과, 우리나라 태양광 발전의 전력망 보강 비용은 OECD가 예상한 것보다 소폭 증가할 것으로 예상되며, 풍력 발전의 전력망 보강 비용은 OECD가 예상한 것보다 크게 증가할 것으로 보인다. 또한, 이를 미국의 에너지정보청(EIA)의 2022년도 발전단가⁶⁸⁾ 추정 결과와 비교해 보면 태양광 발전 \$3.41/MWh 비교 시에는 우리나라의 전력망 비용이 높음을 알 수 있으며, 풍력 발전 \$2.91/MWh와 비교 시에도 우리나라의 전력망 비용이 높다는 것을 알 수 있다.

국내외 전력망 비용 추정치 비교가 의미하는 바는 향후 재생에너지의 보급에 있어 좀 더 효과적인 보급을 통한 전력망 비용 저감 방안이 요구된다는 것으로서 재생에너지 보급 정책 수립 시 고려되어야 할 필요가 있다는 것이다. 하지만 시스템 비용 관련 자료의 제약과 더불어 향후 불확실성으로 인하여 본 연구 산정 결과는 한계를 가지고 있다. 특히, 육상풍력 발전과 해상풍력 발전의 전력망 비용을 구분하지 못한 한계가 있으므로 향후 연구에 있어서 관련 데이터가 확보된다면 이를 명확하게 구분하여 연구하는 것이 합리적일 것이다. 따라서 이러한 시스템 비용 추정과 관련하여서는 향후 더 많은 연구가 수행되어 연구의 객관성과 신뢰성을 제고할 필요가 있겠다.

4. 시사점

지난 10년 동안 재생에너지 확대에 따른 전력시스템에 미치는 영향 분석을 선진 국가들을 비롯한 다양한 지역에서 다수의 연구가 수행되었다. 재생에너지의 시스템 통합비용을 연구하는 이유는 통합비용을 고려하면 비용이 상승하기 때문에 재생에너지 확대를 추진하지 않도록 하기 위함이 아니다. 반대로, 재생에너지의 특성인 간헐성 및 변동성을 해결하기 위한 다양한 유연성의 선택지를 고려하여 기술적 측면, 제도적 측면 등에서의 실질적인 개선을 실시하면서 어떻게 이러한 시스템 통합비용을 저감해 나갈 것인가 하는 방안을 찾기 위함이다.

본 연구 결과에서 보듯이 재생에너지 20~30% 보급 시의 전력망 보강 비용은 그

68) DOE EIA, Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022 (2022.3.)

리 높지 않은 것으로 나타났다. 또한, 재생에너지 변동성에 대응할 수 있는 다양한 기술적 대안들이 등장하고 있어 이러한 비용이 하락할 것으로 전망되기 때문에 재생에너지의 전력시스템에 대한 파급효과는 일반적인 생각보다는 크게 문제가 되지 않을 수 있을 것이다. 오히려 재생에너지는 기후변화 대응 등 부정적인 외부성을 완화하는 가장 유력한 수단이기 때문에 국가차원에서 부담이 아니라 편익을 가져온다는 점을 인식할 필요가 있겠다. 하지만 국내의 경우 아직까지는 이러한 전체 에너지 시스템 비용에 대한 연구는 많이 진행되지 않았으므로 상기 결과에 대한 보다 심도 있는 후속 연구가 수행되는 등 지속적으로 연구해야 할 과제로 사료된다.

제7장

결론 및 시사점

본 연구에서는 1, 2차 연도(2020년, 2021년) 태양광 및 육상풍력 발전 설비비용 조사 및 발전단가 추정에 이어서 동일한 기준으로 3차 연도(2022년 기준) 비용을 조사하여 그 추세를 분석하였다. 올해 연구의 차별성은 우리나라 태양광 및 육상풍력 발전 설비비용 추세 분석에 따른 시사점 도출과 더불어 해상풍력에 대한 비용 분석을 최초로 시도한 것과 재생에너지 보급에 따라 추가적으로 고려해야 할 전력망 비용에 대해 분석한 것이다. 본 연구의 결과는 정부가 에너지 공급망 리스크에 대한 대응과 탄소중립 시대로의 이행을 위해 필연적으로 추진해야 하는 재생에너지 보급에 따른 사회적 비용을 파악하기 위한 기초자료로 활용될 것으로 기대된다. 이는 곧 재생에너지 보급이 확대됨에 따라 우리 사회가 부담해야 하는 비용을 저감하기 위한 정책 마련에 기여할 것으로 예상된다. 또한, 재생에너지 시장참여자들에게 합리적인 시장 가격 시그널을 제공하는 데 참고자료로 활용될 수 있을 것이다.

2022년 기준 태양광 발전과 풍력 발전에 대한 설비비용을 조사한 결과, 태양광의 경우 설비 규모에 따라 1,305천~1,617천 원/kW 수준으로 전년 대비 약 8~13% 상승한 것으로 조사되었다. 여기서 보급률이 가장 높은 100kW~1MW급 설비 규모는 8~9% 상승한 것으로 나타났다. 재생에너지 설비비용 조사 결과 및 전제조건을 바탕으로 추정된 태양광 발전단가는 128원~155원/kWh으로 전년 대비 약 4~8% 상승한 것으로 도출되었다.

동 기간의 육상풍력 발전 설비비용은 2,689천~2,731천 원/kW 수준으로 전년대비 약 4~7% 상승한 것으로 조사되었다. 조사결과와 경제적 전제조건을 바탕으로 추정된 발전단가는 164~166원/kWh 수준으로 전년 대비 약 1~4% 상승한 결과로 도출되었다. 올해 처음으로 조사한 국내 해상풍력 발전 설비비용은 5,500천~6,468천 원/kW 수준으로 확인되었고, 발전단가는 271~300원/kWh로 재생에너지원 중에서 가장 높은 것으로 추정되었다.

3차 연도 비용 조사 결과와 1, 2차 연도 조사 결과를 간략히 비교하면, 태양광 발전의 경우에는 직접비용 중에서 모듈과 설치 및 시공, 계통연계에 해당하는 비용이 상승하였으며, 간접비용에서는 금융, 보험, 일반관리, 경비에 해당하는 비용 상승이 두드러졌다. 특히, 태양광 모듈 비용의 경우 설비 규모에 따라서 전년 대비 약 17~22% 상승하였는데 이는 코로나 19 및 우크라이나-러시아 사태에 따른 모듈 생산의 원자재(폴리실리콘)의 가격 상승과 물류비용 상승이 주요 원인인 것으로 확인된다. 이 같은 현상은 우리나라뿐만 아니라 해외 다른 국가에서도 동일하게 나타났다.

한편, 기자재 비용 중에서 인버터 및 모니터링 등의 일부 비용은 하락하는 등 세부 항목별로 비용 변동이 차등적이며 특정한 패턴을 보이지는 않았다. 다만, 태양광 발전의 경우 세부 항목별 비용 변동이 일시적인 것인지 또는 구조적인지에 대해서는 앞으로 지속적이면서 신중한 관찰과 분석이 필요할 것으로 사료된다. 일시적 요인(충격)인 경우에는 다시 정상적인 하락 추세에 부응하여 지속적으로 비용이 하락할 것이나 만일 구조적인 문제로 정착할 경우에는 하락 추세에 부응하지 못해 재생에너지를 보급하는데 장애요인으로 작용할 가능성이 존재할 수 있기 때문이다.

육상풍력 발전은 직접비용에서는 주요 기자재(블레이드, 너셀, 타워)와 토목공사, 계통연계 비용은 소폭 하락하였으나 전기공사와 설치 및 시공에 투입되는 노무비용은 상승한 것으로 조사되었다. 간접비용에서는 설계 및 감리, 진단 및 검사 비용은 하락한 반면, 금융, 보험, 일반관리, 경비, 기타(간접노무비, 이윤 등) 비용은 전년대비 크게 상승하는 결과가 나타났다. 하지만, 육상풍력 발전 설비 또한 세부 항목별로 비용 변동이 차등적이고 특정한 변화 패턴을 보이지 않았다. 다만, 육상풍력 발전의 경우 연도별 설비비용이 하락하지 않고 2020년 이후 상승하는 추세를 보이고 있는 것으로 분석되었다.

해상풍력 발전의 경우 국내 추세를 파악할 수 없지만 해외 주요국 사례와 비교해

보았을 때 우리나라 설비비용이 해외 주요국 대비 약 1.6배 높은 것으로 나타났다. 특히, 우리나라는 기초 하부구조물 제작 및 설치와 계통연계, 사전개발 및 인허가를 포함한 간접비에 투입되는 비용이 높게 나타났는데 이는 지형적인 특성과 해상풍력 발전 산업 인프라 부족, 주민 수용성 확보의 어려움에 기인한 것으로 판단된다.

2022년 기준 국내외 재생에너지 설비비용을 비교하여 분석한 결과, 해외 주요 국가의 태양광 발전 설비비용 상승률은 12~19%, 육상풍력은 12~18% 수준으로 우리나라보다 높은 수준으로 확인되었다. 전 세계적으로 재생에너지 보급의 증가와 기술 개발로 인해 하락 추세를 유지하던 재생에너지 설비비용이 대외적인 악영향으로 인해 전 세계적으로 일시적으로 상승하는 상황이 발생한 것이다. 한편, 우리나라의 재생에너지 설비비용이 해외 주요 국가 대비 상승률이 낮은 것은 우리나라 재생에너지 설비비용이 타 국가대비 상당히 높은 수준이었기 때문에 비용 상승률이 상대적으로 낮아 보이는 효과인 것으로 판단된다.

코로나19 및 우크라이나-러시아 전쟁으로 인한 글로벌 공급망 위기와 에너지 대란의 영향이 잘 보여주듯이 외부 충격에 취약한 국가일수록 특정 산업이 더 큰 타격을 입게 된다. 이러한 영향을 덜 받기 위해서는 재생에너지 공급망을 강화할 필요가 있다. 향후 재생에너지 보급 확대를 통한 에너지 믹스 비중 증가를 목표로 하는 국가일수록 더욱 그러할 것이다. 특히, 우리나라는 에너지 안보 강화뿐만 아니라 2030 NDC 및 탄소중립을 위해서도 필수적이라 할 수 있다.

이를 위해서는 먼저 재생에너지 관련 보급 확대에 따른 산업이 활성화 되어야 할 것이다. 하지만, 우리나라 태양광 발전의 경우, 중국산 제품의 가격 경쟁력이 우수하기 때문에 국내 제품의 활용도가 낮을 수 있다. 풍력 발전의 경우에도 국내 터빈 기술의 발전이 다른 경쟁 국가의 터빈 기술보다 뒤처져 있다고 볼 수 있기 때문에 현실에선 국산 제품보다 외산 제품을 선호할 수 있다. 이에 태양광 모듈, 풍력 터빈 제조 등과 같은 분야는 탠덤, 페로브스카이드 등의 차세대 태양광 발전기술로의 전환과 대규모 터빈 풍력 발전기 개발이 필요할 것이며, 이러한 주요 기자재에 대한 원자재 공급망을 다변화하는 전략이 필요할 것으로 사료된다. 반면, 개발 및 설계, 설치 및 시공, 운송, 운영유지, 서비스 등의 분야는 우리가 상대적으로 경쟁력을 확보한 영역이 많으므로 이를 육성하기 위해 정책적으로 더욱 강화해 나갈 필요가 있겠다.

또한, 향후 성장이 예상되는 재생에너지 산업과 같은 영역에서는 국내 산업 육성

과 기반 구축 차원에서도 경쟁력 확보가 필요한 국내 제품의 사용을 위한 정책적 지원이 계속되어야 하며, 일정 부분 강화시킬 필요도 있겠다. 이렇게 하는 이유는 중장기적으로 보면 국산화 대체 노력 및 경쟁력 강화를 통해 독과점적인 지위를 향유하는 재생에너지 기술에 대한 선진국의 의존도를 어느 정도 완화하면서 기술 독립을 추진할 수 있기 때문이다. 특히, 재생에너지의 핵심적 기술 관련하여서는 더욱 그러할 것이다.

우리나라의 비용효율적인 재생에너지 보급을 위한 시시점에 대해 살펴보면 무엇보다도 재생에너지 입지확보를 위한 주민 수용성을 제고하는 것이다. 본 연구에서 재생에너지 보급에 따른 주민수용성 비용에 대해 깊게 살펴보지는 못했지만, 지역 주민들의 반발로 인해 우리나라 재생에너지 사업 영위를 위한 비용이 상승한다는 것은 공공연한 사실이다. 여타 에너지원보다도 가장 친환경적인 재생에너지임에도 불구하고 재생에너지 발전사업 추진은 해당 지역 주민의 반대에 직면하여 발전사업 허가, 환경영향평가, 개발행위 관련 인허가 취득 지연과 더불어 발전소 착공 지연 등의 문제에 직면하고 있기 때문이다.

이러한 문제를 해결하기 위해 발전 사업자 차원에서는 다수의 주민설명회 개최 등 다양하면서도 끊임없는 주민 설득 노력이 수행될 필요가 있을 것이고, 해당 지자체 차원에서도 현재와 미래 세대를 위한 바람직한 에너지원 확보를 위해 관련 규정 및 지역주민 설득을 위한 노력이 병행될 필요가 있을 것이다. 중앙정부 차원에서도 기후변화 대응을 위한 가장 중요한 수단인 재생에너지 확대를 위한 제반 지원과 관련 법 개정 등과 같은 노력을 기울일 필요가 있겠다.

가장 우선적으로 추진할 수 있는 정책방안은 현재 시행 중인 주민참여형 재생에너지 사업을 확대할 수 방안을 강구하는 것이다. 사적 재산권 보존 및 님비 현상 등으로 인해 사업의 원활한 추진이 쉽지 않은 경향으로 인해 정부는 2017년 1월 재생에너지 사업의 참여 확대를 위해 주민참여형 제도를 도입하였다. 또한, 지역 주민의 재생에너지 사업 참여 확대를 위해 국민주주 프로젝트 사업 등을 추진하고 있다. 이처럼 주민 수용성 제고를 위해서는 사업에 따른 다양한 이익 공유 방안을 마련할 필요가 있는데, 국민주주 프로젝트 추진과 관련하여 주민참여 협동조합의 채권투자를 더욱 더 확대할 필요가 있다. 그러한 이유는 일반적으로 주민은 변동성이 있는 배당 수입보다는 안정적인 채권에 의한 이자수입을 선호하기 때문이다.

구체적으로 국민주주 프로젝트 사업에서의 지원 대상과 같은 지원 요건의 일부를

완화할 필요가 있다. 예를 들면 현재의 지원 대상인 태양광 발전(500kW 이상)을 100kW 또는 50kW 이상으로 확대할 방안을 강구하게 되면 보다 많은 주민이 참여하게 되어 태양광 발전의 보급 확산에 기여할 수 있을 것이다. 이렇듯 이제는 재생에너지 보급을 추진함에 있어서 지역 사회와 충분히 소통하는 것이 필수 사항으로 변화되었다는 점을 유의해야 할 시점이라 하겠다.

본 연구에서는 재생에너지 보급이 확대됨에 따라 우리 사회가 추가적으로 부담해야 하는 비용에 대해서도 연구하였고, 그중에서 전력망 증설에 따른 시스템 비용에 대해 분석하였다. 해외 선행연구를 참조하여 분석한 결과 제9차 전력수급기본계획을 고려했을 때 태양광 발전의 전력망 보강 비용은 6.11원/kWh, 풍력 발전의 전력망 보강 비용은 5.38원/kWh으로 추정되었다. NDC의 목표를 고려할 경우 태양광 발전의 전력망 보강 비용은 4.26원/kWh, 풍력 발전의 전력망 보강 비용은 6.94원/kWh으로 추정되었다. 하지만 두 결과를 해석함에 있어 유의해야 할 사항은 제9차 전력수급기본계획에서의 2030년 목표 발전량이 NDC의 2030년 목표 발전량보다 낮다는 사실이다.

전력망 증설에 따른 비용 추정 결과와 선행연구(OECD, 2012년)를 비교해 보면, 우리나라의 태양광 발전의 전력망 보강 비용은 OECD가 예상한 것보다 소폭 증가할 것으로 예상되며, 풍력 발전의 전력망 보강 비용은 OECD가 예상한 것보다 두 배 이상 증가할 것으로 예상된다. 하지만, 본 연구 산정 결과는 비용 관련 자료의 제약과 더불어 향후 불확실성으로 인한 한계를 가지고 있다. 특히, 육상풍력 발전과 해상풍력 발전의 전력망 비용을 구분하지 못한 한계가 있으므로 향후 연구에 있어서 관련 데이터가 확보된다면 이를 명확하게 구분하여 연구하는 것이 합리적일 것이다.

현재 재생에너지 시스템 비용과 관련하여 전 세계적으로 재생에너지 변동성을 완화하기 위한 기술 혁신이 진행되고 있다. 대표적인 것이 태양광 발전의 스마트 인버터와 풍력 발전의 합성관성 기술이다. 스마트 인버터는 '계통의 전압 및 주파수 변동과 같은 위기상황 발생 시 정해진 기능에 따라 능동적으로 대응할 수 있는 전력 변환설비'를 의미한다. 이러한 스마트 인버터는 계통 안정화에 필요한 유효·무효 전력 제어기능과 비상시에 계통운영자가 요구하는 전압 혹은 주파수의 계통연계 유지조건에 따라 분산전원을 계통과 연계 또는 분리할 수 있는 기능을 포함하고 있다. 이러한 장치가 설치될 경우 전력계통 안정화에 기여할 수 있을 것이며 태양광 발전

의 확대에 따른 시스템 비용을 낮추는 데도 도움이 될 것으로 판단된다. 따라서 정부는 재생에너지의 변동성을 완화하기 위한 기술 발전을 다각도로 지원하고 활용할 정책적 방안을 강구할 필요가 있다.

종합적인 관점에서 앞서 제시한 대안들을 활용하여 정부의 에너지 정책 목표를 달성하기 위해서는 무엇보다도 정부의 역할이 가장 중요하다 할 것이다. 이를 위해 우선적으로 향후 시장에 대한 명확한 신호 전달과 동시에 시장을 안정시키고, 관련 기술을 개발하고 발전시키기 위한 지원 정책이 수립될 필요가 있을 것이다. 또한, 재생에너지 확대가 탄소중립 등의 기후변화 대응을 위해서 반드시 필요한 방안이나 그 과정이 어렵고 힘든 여정일지라도 정부는 일관성을 가지고 재생에너지 확대를 위해 노력할 필요가 있다고 사료된다.

참고문헌

〈국내 문헌〉

- 건설산업정보연구원. 2022. 재생에너지 발전소 단위 설비 원가조사.
- 산업통상자원부·한국에너지기술평가원. 2014. 중장기 해상풍력 R&D 로드맵.
- 산업통상자원부. 2020 신재생에너지 백서.
- 이근대, 김기환. 2020. 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영 (1/5). 에너지경제연구원.
- 이근대, 임덕오. 2021. 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(2/5). 에너지경제연구원.
- 이윤경. 2016. 글로벌 유틸리티급 태양광발전 현황과 동향. 전기저널.
- 일본 기본정책 분과위원회 분석자료. 2022.8.
- 일본 조달가격등 산정위원회. 2021.1.
- 전력거래소·에너지경제연구원. 2018. 발전원별 균등화 발전비용 산정에 관한 연구.
- 조달청. 2020. 건축, 산업환경설비공사 원가계산 제비율 적용기준.
- 한국풍력산업협회. 2018. 애뉴얼 리포트.
- 한국풍력산업협회. 2021. 애뉴얼 리포트.
- 한국표준설비, 육상용 증대형 풍력터빈 설계 요구사항.
- 한국전기공사협회, 2017, 태양광 발전설비 설치 가이드북.
- 한국전력공사 내부자료. 2022. NDC 목표달성을 위한 전력망 보강 로드맵.

〈외국 문헌〉

BNEF(2022a), 3Q 2022 Global PV market.

BNEF(2022b), 1Q 2022 Global PV Market Outlook.

BNEF(2022c), 1H 2022 LCOE Update.

BNEF(2022d), 2H 2021 Wind Turbine Price Index.

BNEF(2022e), 1H 2022 LCOE Data Viewer Tool.

Creedy, John and Passi. 2018. Public Sector Discount Rates: A Comparison of Alternative Approaches. Australian Economic Review.

DOE EIA. 2022. Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022.

IRENA(2021), Renewable Cost Database.

IEA(2018), Offshore Wind Energy International Comparative Analysis.

OECD(2012), Nuclear Energy and Renewables, System Effects in Low-carbon Electricity Systems.

Samadi (2017), The Social Costs of Electricity Generation—Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance.

〈웹사이트〉

지방행정기관 및 부동산 공시가격 알리미-부동산 정보 조회시스템(공공데이터포털 행정안전부 전기사업업체(수시) 자료).

<https://www.realtyprice.kr/notice/gsendividual/siteLink.htm>,

(최종접속일: 2022.8.1.)

전기저널, 해외 주요국의 변동성 재생에너지 통합비용 비교 참조, <http://www.keaj.kr/news/articleView.html?idxno=3790>, (최종접속일: 2022.11.3.).

행정안전부 전기사업업체(수시)기준 원동기종류별 개소 현황 (최종접속일: 2022.6.1.).

<https://www.data.go.kr/tcs/dss/selectDataSetList.do?keyword=%EC%A0%84%EA>

%B8%B0%EC%82%AC%EC%97%85%EC%97%85%EC%B2%B4&brm=&svcType=&instt=&recomSe=N&conditionType=init&extsn=&kwrdArray=

한화큐셀 홈페이지, 태양광 모듈 Q.PEAK DUO L-G6.2 POSEIDON,

<https://qcells.com/kr/get-started/complete-energy-solution/solar-panel-detail?slrPnlId=SRPL211226140500014&look=003>,

(최종접속일: 2022.8.31.).

LG전자 홈페이지, 프리미엄초고효율 N타입 모듈 LG 태양광 솔루션,

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

(최종접속일: 2022.8.31.).

NREL 홈페이지, 태양광 모듈 성능저하율,

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

(최종접속일: 2022.10.20.).

BNEF(2022f) 홈페이지, Levelized Cost of Electricity 1H 2022 - LCOE Comparison and Visualization,

<https://www.bnef.com/flagships/lcoe>,

(최종접속일: 2022.8.31.).

〈법령〉

국세법령정보시스템, 신재생에너지법 연도별 의무비율 https://txsi.hometax.go.kr/docs_new/main.jsp (최종접속일: 2022.2.1.).

법제처, 국가법령정보센터, <https://law.go.kr/법령/국유재산법시행령/제29조> (최종접속일: 2022.7.1.).

이근대 | 現 에너지경제연구원 선임연구위원

〈주요저서 및 논문〉

『신재생에너지 공급비용 가격전망 연구』, 발전공기업 6사, 2019

『발전원별 균등화 발전원가 동향연구』, 한국전력거래소, 2020

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 2022-23

재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가 (LCOE)전망 시스템 구축 및 운영(3/5)

인 쇄 2022년 12월 29일

발 행 2022년 12월 31일

저 자 이근대·임덕오

발행인 양 의 석

발행처 에너지경제연구원

주 소 44543 울산광역시 중구 중가로 405-11

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

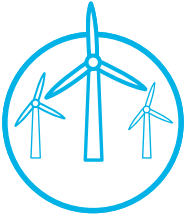
등 록 제 369-2016-000001호(2016년 1월 22일)

인 쇄 (사) 장애인동반성장협회 동반사업장(02-464-5565)

©에너지경제연구원 2022 ISBN 978-89-5504-884-1 93320

* 파본은 교환해 드립니다.

값 7,000원



KOREA
ENERGY
ECONOMICS
INSTITUTE



ISBN 978-89-5504-884-1

www.keeire.kr
울산광역시 중구 중가로 405-11
TEL | 052. 714. 2114
ZIP | 44543