

재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(1/5)

| 이근대 · 김기환 |



KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE



에너지경제연구원

저 자 이근대, 김기환

연 구 진

연구책임자	이근대	(에너지경제연구원 선임연구위원)
	김기환	(에너지경제연구원 연구위원)
연구참여자	임덕오	(에너지경제연구원 부연구위원)

외부연구진

연구참여자	김철상	(건설산업정보연구원 원장)
	임성국	(건설산업정보연구원 과장)

〈요 약〉

1. 연구의 필요성 및 목적

□ 연구의 필요성

- 2017년에 출범한 문재인 정부는 재생에너지 3020 이행계획 발표 (2030년까지 재생에너지 발전비중 20% 달성) 등을 통해 재생에너지 중심의 에너지전환정책을 추진 중에 있음.
 - 정부는 2030년까지 태양광과 풍력의 설비용량을 각각 36.5GW, 17.7GW로 확대하는 목표를 제시하였는데 이는 2017년 재생에너지 발전비중(8.1%)의 약 2.5배에 달하며, 기존 목표의 약 2배에 가까운 의욕적인 목표임.
- 이러한 신재생에너지 보급 확대와 관련하여 재생에너지 지원 성격의 보조금 증가에 따른 전기요금 상승에 대한 사회적 우려가 있을 수 있음.
 - 2018년 공표된 제8차 전력수급기본계획에서는 2030년까지 재생에너지 발전단가(이하 LCOE, Levelized cost of electricity)¹⁾ '17년 대비 35.5% 하락, 전기요금 인상을 10.9% 억제 목표 제시
- 하지만 재생에너지 발전단가(LCOE)에 대한 신뢰성 있고 연속성 있는 정보제공이 이루어지지 않고 있어 재생에너지의 경제성과 보급 확대 필요성에 대한 사회적 합의 도출의 어려움이 존재함.

1) 발전비용(원/kWh) = 발전설비에서 운영·유지·보수하기 위해 발생하는 총발전비용(원) ÷ 수명기간 동안 생산된 총 전력량(kWh)

- 재생에너지 기술개발과 보급정책의 효과성 분석에 어려움도 존재하여 비용효율적인 재생에너지 보급 확대를 위해 재생에너지 발전비용 분석 및 전망 시스템을 구축하고 이에 기반한 정책 개선방안 제시 필요
- 따라서, 재생에너지 중장기 발전단가(LCOE) 전망을 위해 비용 결정요인에 대한 신뢰성 있는 조사와 합리적인 방법론에 기반한 분석체계 구축 필요
- 재생에너지 발전비용에 미치는 영향 요인은 다양하며, 이를 객관적으로 조사/분석하여 발전단가(LCOE) 제시 필요
- 합리적이고 연속성을 확보한 발전단가(LCOE) 분석과 전망을 통해 발전단가(LCOE) 분석 및 전망결과의 신뢰성 확보와 함께 정책 활용성 확보도 요구
- 본 연구는 현재 국내 정책에 따라 보급이 확대되고 있는 지상 태양광 발전과 육상풍력 발전을 대상으로 이들의 발전단가(LCOE) 분석결과를 제시함으로써 신재생에너지 시장의 투명성을 제고하고 신재생에너지 정책수립에 기여하고자 함.

□ 연구의 목적

- 본 연구는 현재 정부 정책에 기반하여 보급이 확대되고 있는 지상 태양광 발전과 육상풍력 발전을 대상으로 이들의 발전단가(LCOE) 분석결과를 제시함으로써 신재생에너지 시장의 투명성을 제고하고 관련 정책수립에 기여하고자 함.
- 5년에 걸쳐 수행되는 과제로서 1차년도 연구의 상세 목적은 재생에너지원별/유형별 신뢰성 있는 발전비용(CAPEX, OPEX, 토

지비, 기타비용 등) 데이터베이스를 구축하기 위한 조사 시스템을 구축하는데 있음.

- 이를 바탕으로 재생에너지원별/유형별 발전단가(LCOE)를 추정하고 국내외 선행연구와의 비교 등을 통해 장기적으로 비용효율적 재생에너지 보급 확대를 위한 시사점을 도출하는데 있음.

2. 연구내용 및 주요 분석 결과

□ 사회적 관점 vs. 재무적 관점 발전단가

○ 에너지원간/에너지원별 발전비용 비교 시 사회적 관점에서의 발전단가와 재무적 관점에서의 발전단가는 차이가 있음.

- 사회적 관점에서의 발전비용은 국가 등의 공공부문이 직접 발전 사업을 추진할 때 발생하는 비용으로 비용편익분석에 반영되는 비용 요소가 민간 투자자가 동일 사업을 추진할 경우와는 다름.
- 사회적 관점은 전체 비용에서 내재화되지 않은 외부 비용²⁾과 정책비용 등을 반영하여 사업을 평가함.
- 재무적 관점에서는 민간사업자가 추진하는 사업과 관련된 비용 요소가 반영됨. 여기에는 설비비용 및 운영유지비용 등의 직접 비용 외 금융비용, 각종 세금/부과금 등이 포함됨.

□ 재생에너지(태양광, 육상풍력) 비용조사

○ 국내 태양광발전 발전설비 원가 조사 수행

2) 예를 들면, 화력발전의 대기환경비용 및 원전의 사고위험대응비용 등

- 태양광발전은 규모별 원가조사 수행: 소규모(100kW), 중규모(1MW), 대규모(3MW)로 구분
- 품셈기준(조달청 조달가격반영)과 현장기준 비용분석 및 비교

○ 국내 풍력발전 발전설비 원가 조사 수행

- 국내 육상풍력 평균 설비용량 20MW급 이상 표준설비에 따른 세부 항목 조사 수행

□ 재생에너지(태양광, 육상풍력) 비용조사 주요 결과

○ 국내 태양광발전 설비비용 조사 결과

- 2020년 기준 태양광발전 설비비용(CAPEX)은 품셈기준 1,770천원/kW ~ 2,148천원/kW, 현장기준 1,133천원/kW ~ 1,513천원/kW 수준으로 조사됨.

○ 국내 풍력발전 설비비용 조사 결과

- 2020년 기준 풍력발전 초기 투자비용은 현장기준 2,522천원/kW 수준으로 조사됨.

□ 재생에너지(태양광, 육상풍력) 발전단가(LCOE) 산정 결과

○ 국내 재생에너지 발전단가(LCOE) 산정 결과

- 2020년 기준 100kW급 태양광 발전단가(LCOE)는 169.8원/kWh(재무적 관점), 133.3원/kWh(사회적 관점)으로 추정됨.
- 2020년 기준 1MW급 태양광 발전단가(LCOE)는 144.8원/kWh(재무적 관점), 117원/kWh(사회적 관점)으로 추정됨.
- 2020년 기준 3MW급 태양광 발전단가(LCOE)는 136.1원/kWh

(재무적 관점), 111.7원/kWh(사회적 관점)으로 추정됨.

- 20MW급 풍력 발전단가(LCOE)는 166.8원/kWh(재무적 관점), 131.6원/kWh(사회적 관점)으로 추정됨.

○ 국내 태양광 및 육상풍력 발전단가(LCOE) 전망

- 2030년 유틸리티급인 3MW 태양광발전 CAPEX 전망치와 전제 조건을 적용하여 산정한 재무적 관점의 발전단가(LCOE)는 94.2 원/kWh 수준으로 전망되었으며 이는 2020년 대비 31% 하락한 수준임.
- 1MW 태양광발전의 경우엔 108.3원/kWh으로 전망되었는데 이는 2020년 대비 25% 하락한 수준임
- 100kW 태양광발전의 경우 128.4원/kWh으로 전망되었는데 이는 2020년 대비 24% 하락한 수준임.
- 2030년 20MW급 풍력발전 CAPEX 전망치와 전제조건을 적용 하여 산정한 재무적 관점의 발전단가(LCOE)는 130원/kWh 수준 으로 전망되었으며 이는 2020년 대비 10% 하락한 수준

○ 국내 태양광 및 육상풍력 발전단가(LCOE) 영향 요인 민감도 분석 결과

- 태양광 발전 발전단가(LCOE) 전제조건별 민감도를 분석한 결과 여러 전제조건 중에서 설비비용(EPC cost) 변화에 따른 민감도가 가장 높은 것으로 나타났으며, 그 다음으로 이용률(Capacity Factor)변화에 민감한 것으로 나타남.
- 풍력발전은 전제조건별 민감도를 분석한 결과 여러 전제조건 중에서 이용률(Capacity Factor)에 가장 민감하게 반응하는 것으로 확인되며, 그 다음으로 설비비용(EPC cost)에 민감한 것으로 나타남.

3. 결론 및 정책제언

□ 결론

○ 본 연구에서 수행한 원가조사용역과 선행연구 비교 시 설비비용의 하락 발견

- 본 연구에서 조사된 2020년 기준 태양광 발전단가와 2017년 수행한 선행연구와 비교 시, 100kW급은 약 10%, 1MW급은 약 17%, 3MW급은 약 16% 정도 하락하였음.
- 풍력발전 설비의 경우, 2020년 기준으로 조사된 2,522천원/kW 수준이며, 2017년 수행한 선행연구에 적용한 설비비용은 2,433천원/kW으로 태양광과는 달리 일정 수준으로 유지되고 있는 것으로 나타남.
- 태양광발전과 달리 풍력발전 발전비용이 소폭 상승하거나 일정 수준으로 유지되고 있는 요인으로는 국내의 경우 NIMBY와 같은 민원비용 증가와 더불어 환경규제 강화에 따른 입지 제약 등에 따른 비용 증가가 기여한 바가 크기 때문임.

○ 2030년 재생에너지 발전단가는 하락 추세가 지속될 것으로 전망

- 2030년 재무적 관점에서의 재생에너지 태양광 발전단가(LCOE)는 94.2원/kWh ~ 128.4원/kWh으로 전망되었는데 이는 2020년 대비 24% ~ 31% 하락한 수준임.
- 2030년 풍력 발전단가(LCOE)는 150원/kWh으로 전망되었는데 이는 2020년 대비 평균 10% 하락한 수준임.

○ 신재생에너지 비용하락에 따르는 긍정적 사회경제적 파급효과

- 재생에너지 공급확대라는 정부의 정책 목표를 달성함에 있어 재

생에너지 그리드패리티 조속한 달성 등에 의해 국민경제적 부담을 경감시키는 효과를 유발함.

- 또한, 재생에너지 중심의 정부의 에너지전환 정책에 대한 국민의 사회적 수용성을 높여 정책 추진을 원활하게 할 수 있게 함.

○ 기술혁신과 비용하락 등의 신재생 환경변화에 대한 정부의 적극적인 역할 필요

- 민감도 분석결과에서 보듯이 발전단가(LCOE)에 가장 큰 영향을 미치는 요소인 초기 투자비가 중요하므로 정부는 초기 투자비를 낮출 수 있기 위해 제반 노력을 할 필요가 있음.
- 설비비용에서 비중이 높은 주기자재³⁾와 관련하여 기술혁신과 글로벌 가격경쟁에 의해 비용하락이 획기적으로 이루어지고 있음. 정부는 신재생에너지산업의 공급체인별 발전방안 마련 시 이러한 대외 여건상황을 적절히 반영한 국산화 추진 정책 필요
- 또한, 이용률도 발전단가(LCOE)에 영향을 미치는 중요 요소이므로 일사량이 높은 지역을 중심으로 재생에너지 보급이 원활히 추진되도록 해당 지역의 인허가절차 간소화 등의 규제개혁 추진 필요

○ 본 연구는 전체 연구기간(5년)중 1년차 연구로서 향후 2~5년차 연구에서 추진해야 할 의무 범위 존재

- 1차년도는 전체 태양광 발전 중 지상태양광발전에 초점을 맞춰 분석하였으며 향후 수상태양광발전, 건축물이용 태양광발전 등 유형별 태양광발전에 대해 발전단가(LCOE) 분석을 추진할 계획임.
- 풍력발전의 경우에도 자료 등 한계로 인해 육상풍력 발전에 대

3) 태양광의 경우 모듈, 인버터, 풍력의 경우 터빈을 의미함.

해 우선적으로 연구를 추진하였으며 향후 해상풍력 발전에 대해 발전단가(LCOE) 분석을 추진할 계획임.

- 국내 정책적 이유로 인해 가중치가 감소된 폐목재를 제외한 바이오매스⁴⁾ 자원에 대해 발전단가(LCOE) 분석을 추진할 계획임.
- 1차년도는 전국 단위차원에서 발전단가(LCOE) 분석을 수행하였으나 향후 연구에서는 이를 확장하여 격자 연산(1km × 1km, 약 10만개) 모형에 기반한 지역차원에서 발전단가(LCOE) 분석을 추진할 계획임.
- 최종적으로는 세부 지역별 LCOE 분석 시스템 구축을 통해 연구 수요자가 필요로 하는 재생에너지 발전비용에 대한 정보 제공과 실질적 재생에너지 사업성 분석에 기초적인 자료를 제공할 계획임.
- 태양광발전, 풍력발전, 바이오매스 등에 대한 현재와 미래의 재생에너지 발전비용 분석을 통해 그리드패리티 달성 시점 등 관련 사항에 대한 연구를 추진할 계획임.
- 또한, 태양광발전, 풍력발전 등에 대한 발전비용 분석이 완료된 이후에는 재생에너지의 가격 경쟁력을 평가하기 위해 화력(석탄, 가스)발전, 원자력발전 등과의 타 에너지원과의 발전비용 비교 연구를 추진할 계획임.

4) 미이용산림 바이오매스, 우드칩, 우드펠릿 등

제 목 차 례

제1장 서론	1
1. 연구 목적	1
2. 균등화발전단가(LCOE) 개념 및 범위	3
제2장 선행연구 및 연구방법론	5
1. 선행연구	5
2. 연구방법론	16
제3장 재생에너지(태양광, 육상풍력) 비용조사	33
1. 태양광 발전설비 원가 조사	33
2. 육상풍력 발전설비 원가 조사	66
3. 태양광 및 육상풍력 간접비 조사	80
4. 비용조사 결과 종합 및 분석	102
제4장 재생에너지(태양광, 육상풍력) LCOE 추정 및 전망	107
1. 태양광 규모별 LCOE 추정	107
2. 육상풍력 LCOE 추정	113
3. 태양광 및 육상풍력 LCOE 전망	117

제5장 연구결론 및 시사점	123
1. 결론 및 시사점	123
2. 연구의 한계 및 향후 연구방향	127
참고문헌	129

표 차례

<표 1-1> Samadi(2017)의 발전비용 분류	4
<표 2-1> 발전단가(LCOE) 산정식	13
<표 2-2> 발전원별 정산가격 추이	14
<표 2-3> LCOE 시나리오별 구성 요소	17
<표 2-4> LCOE 추정 전제조건	18
<표 2-5> 사회적 할인율 국제 비교	20
<표 2-6> 영국 신재생에너지원별 hurdle rate, 2020	21
<표 2-7> 미국 EIA 신규 전원 적정 할인율(discount rate), 2020 ...	22
<표 2-8> 국내 태양광발전 이용률, 한국에너지공단(2013~2017)	24
<표 2-9> 국내 태양광발전 이용률, 한국전력거래소(2018~2019)	24
<표 2-10> 국내 법인세 과세표준(2020)	28
<표 3-1> 태양광 설비 설치 유형별 구분	34
<표 3-2> 태양광 발전설비 설치형태에 따른 장단점	35
<표 3-3> 태양광 발전설비비용 조사항목	36
<표 3-4> 태양광 연간 운영유지비용 조사항목	37
<표 3-5> 태양광 발전설비 항목별 정의	38
<표 3-6> 태양광 발전설비 항목별 관련 규정	39
<표 3-7> 출력(W)구분별 연도별 인증제품 수	40
<표 3-8> KS인증제품 유효기간 내 정격출력 18% 이상 태양광 모듈 인증제품 수	42

<표 3-9> 모듈 조사대상 업체 및 인증제품 수	42
<표 3-10> 정격출력별 인버터의 구분	44
<표 3-11> 정격용량별 인증제품 수	44
<표 3-12> 중대형 인버터 취급업체별 인증제품 및 취급용량, 제조국	45
<표 3-13> 접속함 구분에 따른 조사대상 수	46
<표 3-14> 업체별 중대형 접속반 조사대상 인증제품 수 및 취급 규격	46
<표 3-15> KS인증 모듈 가격 조사결과(400W, 효율17.5%이상) Wp당 가격	48
<표 3-16> 100kW 인버터 평균가격 산출표	49
<표 3-17> 설비 규모별 인버터 가격 산출표	49
<표 3-18> 접속반 규격별 단가 조사결과	50
<표 3-19> 설비 규모별 접속반 가격 산출표	51
<표 3-20> 400W 단위모듈 규격 산출표	51
<표 3-21> 100kW 발전설비 모듈 설치면적	52
<표 3-22> 태양광 발전설비 설치규모별 필요면적 산출	52
<표 3-23> 태양광 규모별 구조물 수량 산출표	54
<표 3-24> 토목공사 수량 산출표	55
<표 3-25> 태양광 규모별 전기배선 수량 산출표	56
<표 3-26> 태양광 설치규모별 직접비 집계표	58
<표 3-27> 태양광 설치규모별 적용 제비율표	59
<표 3-28> 태양광 규모별 발전설비 원가집계표(품셈기준)	60
<표 3-29> 태양광 100kW 설치기준 kW당 투입인력 산출표	62

<표 3-30> 태양광 표준품셈 및 실투입인원기준 직접노무비 비교표	63
<표 3-31> 태양광 규모별 발전설비 직접비 원가집계표 (실투입 기준)	65
<표 3-32> 풍력설비 설치위치	66
<표 3-33> 육상풍력 발전설비 조사항목	67
<표 3-34> 육상풍력 연간 운영유지비용 조사항목	67
<표 3-35> 풍력발전기의 분류	68
<표 3-36> 풍력터빈 항목별 정의	69
<표 3-37> 육상풍력 발전설비 항목별 관련 규정	70
<표 3-38> 중대형 풍력 KS인증 등록제품 수	72
<표 3-39> 제조국별 육상용 풍력 인증제품 수 및 인증규격	73
<표 3-40> 육상풍력 2MW이상 KS인증업체 및 인증규격	73
<표 3-41> 육상풍력 발전설비 조사대상	75
<표 3-42> 육상풍력 발전설비 항목별 조사단가	76
<표 3-43> 육상풍력 20MW 직접비 집계표	77
<표 3-44> 육상풍력 20MW 적용 제비율표	78
<표 3-45> 육상풍력 20MW 발전설비 원가집계표	79
<표 3-46> 태양광 및 육상풍력 설계비 산출표 (실제 투입인력 기준)	81
<표 3-47> 태양광 및 육상풍력 감리비 산출표 (실제 투입인력 기준)	81
<표 3-48> 태양광발전소 설치공사 사용전 검사비용	82
<표 3-49> 태양광 사용전 검사비용 산출표	82
<표 3-50> 풍력발전소 설치공사 사용전 검사비용	83

<표 3-51> 풍력발전소 설치공사 사용전 검사비용 산출표	84
<표 3-52> 태양광 및 육상풍력 금융비용(이자) 산출표	85
<표 3-53> 태양광 및 육상풍력 하자이행보증보험 금액 산출표	86
<표 3-54> 기본시설부담금 단가표	87
<표 3-55> 거리시설부담금 단가표	88
<표 3-56> 태양광 및 육상풍력 에너지원별 설치용량별 계통연계비용 산출표	88
<표 3-57> 전기사업업체(수시) 기준 원동기종류별 개소 현황	89
<표 3-58> 태양광 및 육상풍력 조사대상 에너지원별 검토대상 산출표	90
<표 3-59> 태양광 설치규모별 지목별 설치비율 및 선정표	91
<표 3-60> 태양광 설치규모별 선정지목별 개별 공시지가 산출표 ..	92
<표 3-61> 태양광 단위 토지매입비 산출표	93
<표 3-62> 육상풍력 지목별 평균 개별 공시지가	94
<표 3-63> 육상풍력 단위 토지매입비 산출표	95
<표 3-64> 태양광 및 육상풍력 설치규모별 토지매입비 산출표	96
<표 3-65> 태양광 및 육상풍력 토지임대에 따른 연간 임대료	96
<표 3-66> 태양광 및 육상풍력 전기안전관리자 선임비용 산출표 ..	98
<표 3-67> 태양광 및 육상풍력 종합공제 보험료 집계표	99
<표 3-68> 인버터 교체비용 산출표	100
<표 3-69> 에너지원별 설치규모별 연간 유지비용 집계표	101
<표 3-70> 태양광 규모별 발전설비 원가 산정 결과 비교	102
<표 3-71> 2020년 세계 고정형 태양광 발전 시스템 비용	104
<표 3-72> 풍력 20MW급 발전설비 원가 산정 결과	105

<표 4-1> 태양광 발전설비 규모별 발전단가(LCOE, 원/kWh)	
추정 결과(2020년)	108
<표 4-2> '20년 상반기 RPS 고정가격계약 경쟁입찰	
사업자 선정 결과	109
<표 4-3> '20년 RPS 고정가격계약 REC 적용 LCOE	
추정 및 비교	110
<표 4-4> 육상풍력 발전설비 발전단가(LCOE, 원/kWh)	
추정 결과(2020년)	114
<표 4-5> 육상풍력 REC 가격 변화에 따른 LCOE 추정결과 비교	115
<표 4-6> 태양광 학습효과 회귀분석 추정 결과	118
<표 4-7> 육상풍력 학습효과 회귀분석 추정 결과	118
<표 4-8> 태양광 CAPEX 전망	120
<표 4-9> 태양광 및 풍력 발전단가(LCOE) 전망 결과	
(2020년 기준)	121
<표 4-10> '17년(선행연구)과 '20년 태양광 및 풍력 사회적	
LCOE 결과 비교(사회적 관점)	122

그림 차례

[그림 1-1] 발전관련 사회적 비용 분류	4
[그림 2-1] 국가별 대규모 태양광 및 화석발전 LCOE 비교(IEA)	6
[그림 2-2] 에너지원별 2018년 LCOE 비교(NREL)	10
[그림 2-3] 영국 2025년 LCOE 범위 비교	11
[그림 2-4] 독일 2018년 LCOE 범위 비교	12
[그림 3-1] 모듈지지대 설치 측면도	53
[그림 3-2] 한국방송공사 본사 태양광 발전설비 구매설치 도면	56
[그림 3-3] 2020년 주요국 육상풍력 발전 설비비용	106
[그림 4-1] 3MW 태양광 LCOE 확률 시뮬레이션 결과	112
[그림 4-2] 태양광 LCOE 영향 요인 민감도 분석	113
[그림 4-3] 육상풍력 LCOE 영향 요인 민감도 분석	116
[그림 4-4] 풍력 LCOE 영향 요인 민감도 분석	117

제1장 서론

1. 연구 목적

2017년에 출범한 문재인 정부는 재생에너지 3020 이행계획 발표(2030년까지 재생에너지 발전비중 20% 달성) 등을 통해 재생에너지 중심의 에너지전환정책을 추진 중에 있다. 세부적으로는 정부는 2030년까지 태양광과 풍력의 설비용량을 각각 36.5GW, 17.7GW로 확대하는 목표를 제시하였는데 이는 2017년 재생에너지 발전비중(8.1%)의 약 2.5배에 달하며, 기존 목표의 약 2배에 가까운 의욕적인 목표라고 볼 수 있다.

특히, 최근에는 제3차 에너지기본계획 정부안 발표에서 2040년까지 재생에너지 발전비중 30% ~ 35% 달성 목표 제시하는 등 적극적인 재생에너지 보급정책이 추진하고 있다. 이러한 목표는 세계 재생에너지 발전 비중 증가 추세, 산업 경쟁력 강화, 온실가스 감축 등이 고려되어 제시된 수치이다. 다만, 재생에너지 비중 확대에 따른 재생에너지 변동성 문제와 관련된 전력시장 운영 제한요소 등을 고려하여 최대 35%로 설정한 것이다.

이러한 신재생에너지 보급 확대와 관련하여 재생에너지 지원 성격의 보조금 증가에 따른 전기요금 상승에 대한 사회적 우려가 있을 수 있다. 제8차 전력수급기본계획에서는 2030년까지 재생에너지 발전단가(LCOE)⁵⁾ 35.5% 하락, 전기요금 인상을 10.9% 억제 목표를 제시하였

5) 발전단가(원/kWh)는 발전설비에서 설치·운영·유지·보수를 위해 발생하는 총발전비용(원)을 수명기간 동안 생산된 총 전력량(kWh)으로 나눈 값이며, 이는 후술에서

다. 재생에너지 발전단가(LCOE)가 목표 수준으로 하락하지 않을 경우, 전기요금 인상으로 이어져 장기적으로 재생에너지 보급 확대의 장애요인으로 작용할 가능성이 존재한다. 해외 사례의 경우, 독일은 2000년부터 FIT를 도입한 이후 가정용 전기요금이 '00년 €13.94 cent/kWh에서 '18년 €29.44 cent/kWh로 2배 이상 증가하였으며 일본은 2012년부터 FiT를 도입하여 신재생에너지 발전을 위한 부과금이 '12년 0.22엔/kWh에서 '17년 2.64엔/kWh으로 급격하게 상승하였다.

그러나 아직까지 재생에너지 발전단가(LCOE)에 대한 신뢰성 있고 연속성 있는 정보제공이 이루어지지 않고 있어 재생에너지의 경제성과 보급 확대 필요성에 대한 사회적 합의 도출의 어려움이 존재한다. 또한, 재생에너지 기술개발과 보급정책의 효과성 분석에 어려움도 있어 비용효율적인 재생에너지 보급 확대를 위해서는 재생에너지 발전비용에 대해 정확히 분석하고 전망하는 시스템을 구축하고, 이에 기반한 정책 개선방안 제시가 필요한 실정이다.

따라서, 재생에너지 중장기 발전단가(LCOE) 전망을 위해, 우선적으로 비용 결정요인에 대한 신뢰성 있는 조사와 합리적인 방법론에 기반한 분석체계 구축이 필요하다. 재생에너지 발전비용에 미치는 영향 요인은 다양하며, 이를 객관적으로 조사하여 제시할 필요가 있으며 합리적이고 연속성을 확보한 비용 분석을 통해 발전단가(LCOE) 분석 및 전망결과의 신뢰성 확보와 함께 정책 활용성 확보도 요구된다.

본 연구는 현재 정부 정책에 기반하여 보급이 확대되고 있는 지상 태양광 발전과 육상풍력 발전을 대상으로 이들의 발전단가(LCOE) 분석결과를 제시함으로써 신재생에너지 시장의 투명성을 제고하고 관련 정책수립에 기여하고자 한다.

상세히 정의하였음.

2. 균등화발전단가(LCOE) 개념 및 범위

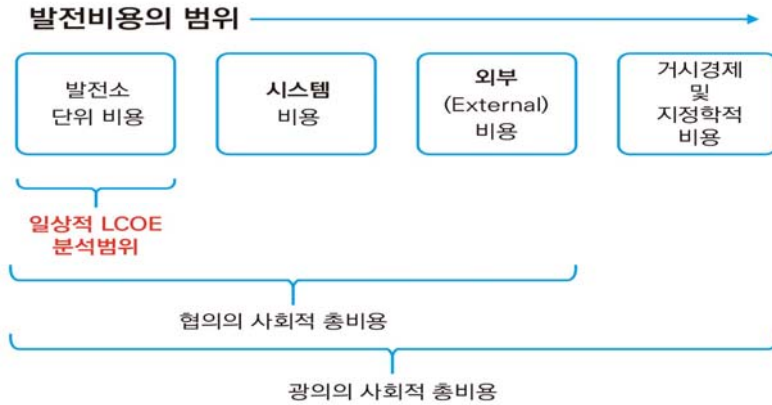
본격적으로 연구를 진행하기 앞서, 앞에서 논의한 발전비용에 대해 심층적 소개가 필요하다. 일반적으로 발전원에 의한 발전비용을 평가하기 위해 균등화발전단가(이하 발전단가, Levelized Cost of Generating Electricity: LCOE)를 활용하는데 이는 해당 발전기의 수명 기간 전체에 걸친 평균적 발전원가로 이해된다. 즉, 발전소에서 생산된 전력단위(kWh)당 평균 실질 발전비용(cost)을 의미한다.

Samadi(2017) 연구에 의하면, <표 1-1>에 나와 있듯이 일반적으로 발전과 관련된 제반 비용은 발전소 차원의 직접비용, 전력시스템 관련 비용, 사회환경 관련 외부비용 등으로 구분된다. 전력시장이 발달된 선진국에서의 발전소 차원의 비용은 발전소 건설과 관련된 제반 자본비용, 발전소 운영과 관련된 연료비, 운영유지비용, 그리고 기타 내재화된 환경비용 등이 있다. 시스템비용은 통상 계통비용으로 불리는데 발전소에서 생산된 전기를 전기가 필요한 수요자에게 안정적으로 공급하는데 관련된 제반 비용을 의미한다. 여기에는 송배전망 관련비용, 전력계통의 안정적 운영을 위해 필요한 전력계통보조서비스(Ancillary service)⁶⁾ 관련비용 등이 포함된다.

본 연구에서는 객관적이고 신뢰성 있는 자료 부족으로 인해 계통비용과 외부비용을 반영하기보다 발전소 차원의 발전비용 분석에 초점을 맞추고자 한다. 향후 계통비용 및 외부비용 관련 연구가 충실히 진행될 경우 관련 비용을 반영할 필요가 있을 것으로 판단된다.

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

[그림 1-1] 발전관련 사회적 비용 분류



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

〈표 1-1〉 Samadi(2017)의 발전비용 분류

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

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

제2장 선행연구 및 연구방법론

2장에서는 국내 및 해외 주요국의 사례별 발전단가(LCOE) 산정기준과 이를 추정하기 위하여 포함하는 비용 요소, 방법론 등을 서술한다. 여기에서는 기존 국내의 사례 및 대표적인 해외 사례인 IEA, 미국의 EIA와 NREL, IRENA, 영국의 BEIS, 그리고 독일의 발전단가(LCOE) 사례 등을 살펴본다. 연구방법론으로 본 연구에 사용된 발전단가(LCOE) 개념과 추정 방법을 정리한다. 또한 추정에 사용되는 할인율, 이용률, 이자율, 경제수명, 수명 이후 처리비용과 같은 외부비용 등의 전제조건에 대해 상세히 검토한다.

1. 선행연구

1.1. 해외 분석 사례

1.1.1. 국제에너지기구(IEA)

IEA는 발전단가(LCOE) 계산에 아래와 같은 산식을 적용한다.

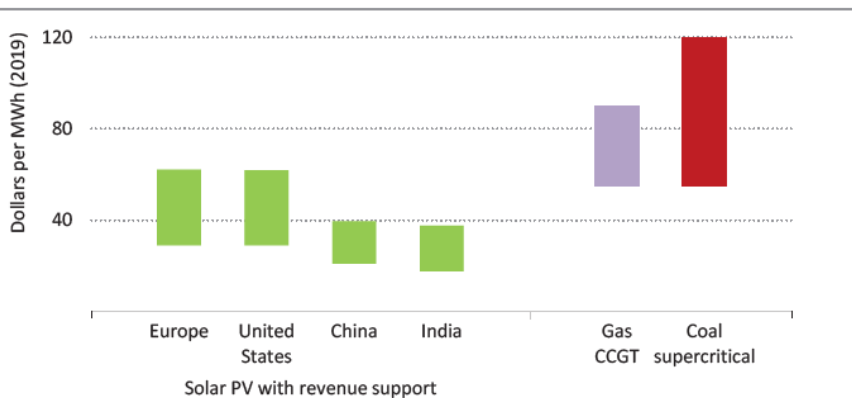
$$LCOE = \frac{\sum \frac{Capex_t + Opex_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t}{(1+i)^t}}{\sum \frac{Q_t}{(1+i)^t}} \quad (1)$$

총자본 비용(CAPEX), 운영유지비용(OPEX), 연료비용(Fuel), 탄소

비용(Carbon), 해체비용(D), 이자율(i), 발전량(Q_t)에 태양광과 풍력에 25년 기준을 적용한다. 즉, IEA는 탄소비용과 해체비용을 추가로 고려하여 사회적 발전단가(LCOE)를 산정하고 있다.

[그림 2-1]은 위의 기준을 이용하여 2020년 기준으로 추정한 국가별 대규모 태양광, 가스발전, 석탄발전의 LCOE를 비교한 것이다. 지원금을 받는 태양광 대규모 발전소의 경우, 석탄발전과 가스발전의 경우에 비해 발전단가가 낮음을 보여준다.

[그림 2-1] 국가별 대규모 태양광 및 화석발전 LCOE 비교(IEA)



자료: IEA(2020), World Energy Outlook 2020 239p.⁷⁾

해당 보고서인 World Energy Outlook 2020은 LCOE의 단점을 보완한 새로운 정의인 VALCOE를 제시한다. 이 정의는 기본 LCOE 개념에 가치 측면에서 세 가지 측면(에너지, 용량, 유연성)의 가치를 산정하여 LCOE 개념을 보완하며 산정식은 아래와 같다.

7) 본 그래프는 2020년에 최종 투자결정이 이뤄진 각국의 유틸리티급 태양광 사업을 기준으로 발전단가 계산이 이뤄짐.

$$VALCOE_x = LCOE_x + (E_x - \bar{E}) + (C_x - \bar{C}) + (F_x - \bar{F}) \quad (2)$$

위와 같이 어떤 에너지원 x의 LCOE에 가치(value)에 해당하는 세 가지 값을 더하는 것으로 산정된다. 이중 첫 번째 값은 발전량 가중 단위매출(원/MWh)과 시스템 평균가격의 차이이고, 두 번째 값은 용량에 매출과 시스템 평균 용량 매출의 차이, 세 번째 값은 유연성의 추가가치를 의미한다.

1.1.2. 미국 에너지 관리청(Energy Information Administration)

EIA에서는 국가에너지모델링시스템(National Energy Modeling System; NEMS)을 통해 2022, 2025, 2040년에 진입하는 신규발전원의 발전단가(LCOE)와 균등화회피단가(LACE, Levelized Avoided Cost of Electricity)의 수치를 공표한다. LCOE와 LACE는 모델링에 의한 의사결정을 단순하게 보여주기 위해 사용되는 수치로 EIA의 장기전망에 포함되는 요소들을 모두 반영하지 못한다. 즉, LCOE 및 LACE는 미래연료가격에 대한 가격 불확실성, 정책관련 요소들을 완전히 반영하는 수치는 아니기 때문이다.

LACE는 한 발전소의 계통 접속에의 가치를 수치화한 것으로 이는 발전소의 계통상에서의 가치를 의미한다. EIA는 에너지원별 간에 LCOE를 비교하는 것은 각 에너지원이 계통에 미치는 서로 상이한 장점들을 고려하지 못하기 때문에, 하나의 에너지원에서 특정 시점의 비용(LCOE)과 가치(LACE)를 비교하는 것이 경제성 판단에 대한 더 좋은 기준이 될 수 있다고 한다. 두 가지 평가 기준에 대한 구체적인 산정식은 아래와 같이 정의된다.

$$LCOE =$$

$$\frac{Fixed\ Charge\ Rate + Capital\ Costs + Fixed\ Opex}{Annual\ Expected\ Generation\ Hours} + Variable\ Opex + Fuel \quad (3)$$

여기서, 균등화고정비용(Fixed Charge Rate: FCR)은 자본회수계수, 등가법인세율, 운전유지비용의 곱으로 계산된다. Capital Costs는 자본 비용(설비의 단위 용량당 초기투자비(USD/MW))를 의미하고, Fixed Opex는 고정운전유지비용으로써, 전력생산량과 무관하게 발전소 운전과 유지보수에 투입되는 연간 비용(USD/MW/year)을 나타낸다. Variable Opex는 전력생산량에 비례하여 발생하는 단위 전력생산량당 유지보수비용(USD/MWh)과 단위 전력생산량당 연료비용인 Fuel(USD/MWh)으로 계산된다.

$$LACE =$$

$$\frac{\sum_t (marginal\ generation\ price_t + dispatched\ hours_t) + cap\ payment + cap\ credit}{Annual\ Expected\ Generation\ Hours} \quad (4)$$

LACE는 한계발전가격⁸⁾(marginal generation price)과 해당 기간 t에서 급전될 것으로 기대되는 시간인 급전시간(dispatched hours), 용량요금(cap payment)와 어떤 설비의 예비력제공 능력을 나타내는 용량설비(cap credit)으로 계산된다.

8) 국내 전력도매시장 가격인 SMP와 유사.

1.1.3. 국립신재생에너지연구원(NREL)⁹⁾

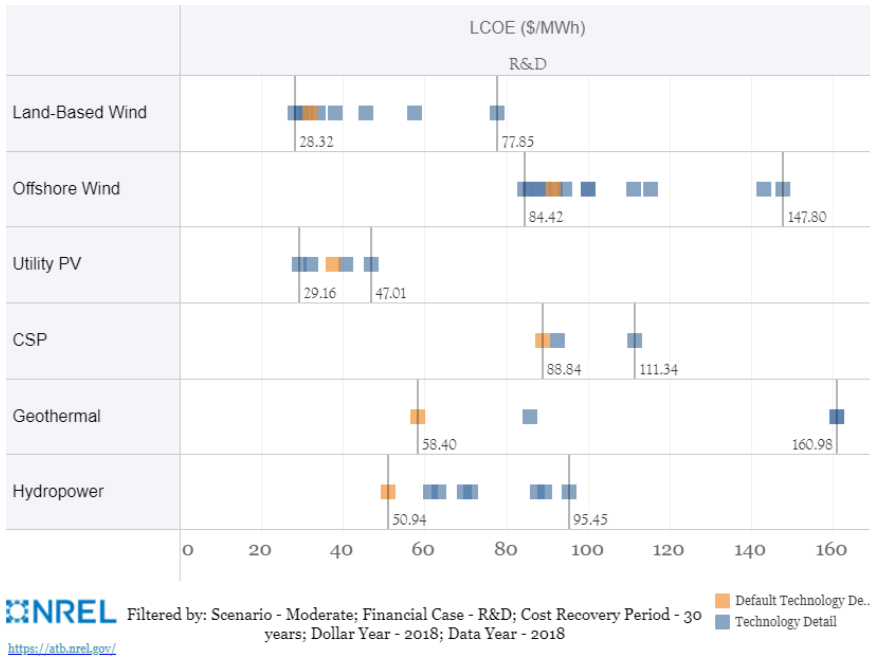
미국의 국립신재생에너지연구원은 매년 ATB(Annual Technology Baseline) 자료 구축을 통해 다양한 미래 에너지모델링과 에너지 기술 입력 자료에 대한 기초 가정 제공한다. ATB는 기준년도와 향후 기술의 진보에 따른 미래 자본비용, 운영유지비, 이용률 등에 대한 객관적 정보 제공을 목적으로 한다. LCOE는 각 발전 기술의 비용과 이용률 등을 통해 간단한 비교 척도로 사용된다. ATB는 시장 조건을 표현하는 재무적 입력 자료에 두 가지 옵션 제공 1) 미시경제학적 지표에 기반한 현재 시장 조건 2) 과거 실적을 기반으로 하는 지표를 제공한다. NREL은 Electricity Generation Baseline Report를 통해 전력산업 내 발전기술에 대한 전망을 제공한다. NREL에서 사용하는 LCOE 산정식은 다음과 같다.

$$LCOE = \frac{FCR \times Capex + FOM}{CF \times 8760(365day \times 24hours)} + VOM + Fuel \quad (5)$$

NREL의 LCOE는 자본회수계수, 등가법인세율, 운전유지비용의 곱으로 나타내지는 균등화고정비용(Fixed Charge Rate: FCR), 상업운영시점까지의 단위(kW)당 자본투자비용인 Capex, 고정운영비용인 FOM, 변동운영비용인 VOM과 연료비용 Fuel로 산정된다. 아래 그림은 현재 시장조건과 시장 실적조건에 따른 LCOE 산정결과를 종합하여 나타난 그래프이다.

9) NREL 홈페이지(<https://atb.nrel.gov/electricity/2020/index.php?t=in>)

[그림 2-2] 에너지원별 2018년 LCOE 비교(NREL)



자료: NREL 사이트 10)

1.1.4. 영국 비즈니스 · 에너지 · 산업전략부(BEIS)¹¹⁾

영국의 BEIS는 2016년과 2020년에 LCOE 보고서를 발간한 바 있다. 각 발전원별로 LCOE에 대해 비교하며 단순한 원간 발전단가 수치를 제시하면서도 이러한 비교는 더 복잡한 특징들을 포함하지 못하는 한계가 있다고 한다. LCOE는 할인율, 이용률, 자본비용, 운전유지비, 연료비, 탄소비용에 따라 매우 민감하기 때문에, 이에 따른 민감도를

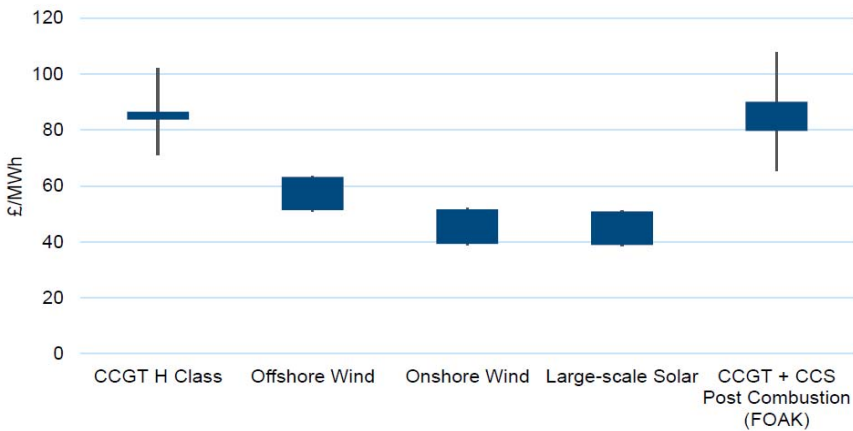
10) <https://atb.nrel.gov/electricity/2020/index.php?t=in> 2020.10.25. 16:24 접속

11) Department for Business, Energy & Industrial Strategy

반영하여 범위의 값으로 도출하는 것이 타당하다. BEIS는 추가적으로 발전원가 추정치에서 주요 비용자료를 조작변인으로 설정하고 상, 하위 10%의 범위로 조정하여 발전원가 범위를 도출한다.

또한, LCOE는 주요전제 변동에 매우 민감해 불확실성을 가지므로, 이러한 발전단가 수치는 BEIS의 동적급전모델, 차액계약 시 행사가격 결정 등을 포함한 전력시장설계 등의 용도에 직접적으로 사용되지 않고 있다고 설명한다. BEIS는 [그림 2-3]과 같이 CCUS-가스발전과 CCS-바이오에너지의 경우와 같이 기술 적용에의 불확실성이 있는 경우, 기술발전에 따라 first of a kind(FOAK) 시나리오가 2025년과 2030년에 제시하고, 그 후 Nth of a kind(NOAK) 비용을 기준으로 산정하였다¹²⁾.

[그림 2-3] 영국 2025년 LCOE 범위 비교



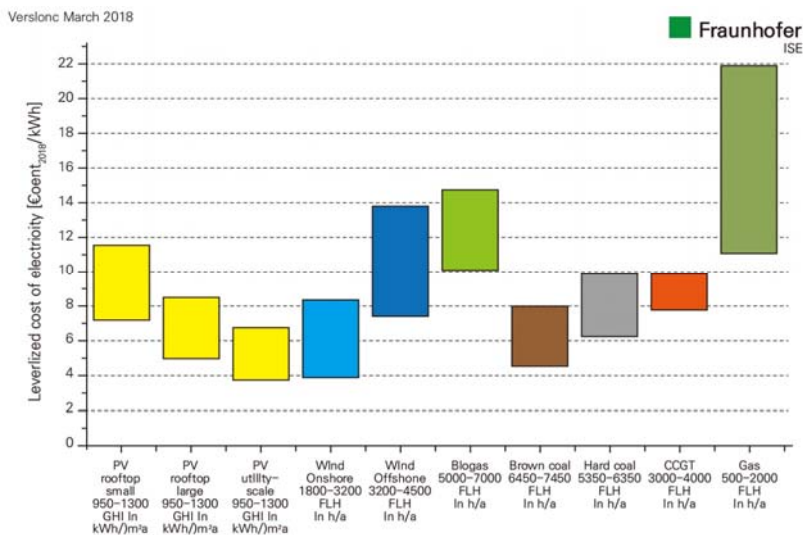
자료: BEIS(2020), p26.

12) Nth of a kind는 비용 저감을 이루는 새로운 기술이나 세대를 의미함

1.1.5. 독일 Fraunhofer

독일의 에너지 연구소인 Fraunhofer에서는 비정기적으로 LCOE에 대한 연구를 진행하고 있다. 가장 최근에 발간된 연구인 LCOE-재생에너지 기술(2018)에는 2018년도 1사분기 기준의 발전단가(LCOE)와 학습률 및 시장 시나리오를 기준으로한 2035년까지의 발전단가(LCOE)를 산정하고 전망하였다([그림 2-4]).

[그림 2-4] 독일 2018년 LCOE 범위 비교



자료: Fraunhofer(2018)

1.2. 국내 선행연구

우리나라는 발전단가(LCOE)를 공식적으로 계산하여 발표한 바는 없다. 전력시장 구조개편 이전 한국전력공사에서는 발전소 및 발전기

별 회계적 발전원가를 계산하여 공표한 바 있으며 이는 <표 2-1>과 같이 산정되었다. 발전원가는 크게 변동비(연료비)와 고정비로 구성되며 발전원가를 산정하기 위한 전력량은 송전단 전력량을 사용했다.

〈표 2-1〉 발전단가(LCOE) 산정식

- 총원가 = 발전원가 + 영업원가 + 영업외원가
- 발전원가 = 변동비원가 + 고정비원가
- 고정비원가 = 인건비 + 수선유지비 + 경비 + 감가상각비 + 일반관리비 + 원
전사후처리비 + 이자비용

회계적 발전원가는 전력회사의 비용에 기반을 둔 실적 자료, 전력 판매단가는 전력회사의 수입에 해당하는 단가이다. 전력산업 구조개편 이후 개설된 도매전력시장(CBP)에서 전력을 판매한 발전 사업자에게 지불하는 비용은 정산비용이고, 이를 발전사업자의 도매전력시장 판매 전력량으로 나눈 값이 정산가격이다.

정산비용은 시장가가 아닌 규제가격으로 결정하는 것을 기본으로 하며, 전력시장가격과 기저발전기의 변동비(연료비)와의 상당한 격차가 발생하게 된다. 현재 적용중인 SMP 조정계수의 경우도 과거는 발전원 별로 적용하였으나, 현재는 발전원별 및 발전회사별로 적용하고 있다. 정산가격은 발전회사에 대한 적정 투자보수율을 보장하기 위한 수준에서 결정된다. 한전 판매부분의 수익성 정도와 밀접한 관련이 있으며, 한전의 수익성 확보 여부에 의하여 정산가격 수준이 결정되므로 정산 가격을 특정 발전원의 경제성과 연계시키는 것은 어려움이 있다(<표 2-2>).

발전단가(LCOE)는 고정비 부분과 변동비 부분으로 구성된다¹³⁾. 고정비는 특정 전원의 초기 건설비용이 포함되며, 변동비는 운영비, 열소비율(발전기 효율)과 연료비단가, 연료의 발열량 등에 의하여 결정이 되는데 향후 연료가격의 상승 또는 하락요인과 기술개발에 의하여 주로 영향을 받는다.

〈표 2-2〉 발전원별 정산가격 추이

구분	2012년	2013년	2014년	2015년	2016년
원자력	39.5	39.0	54.7	62.7	67.9
석탄	66.2	58.6	63.3	68.3	73.9
LNG	168.2	160.8	160.7	126.2	99.4
유류	253.1	221.4	220.8	149.8	109.1
양수	213.9	204.2	171.5	132.7	106.2
신재생	136.1	133.5	122.9	101.1	88.1
기타	-	146.1	142.6	92.5	74.9
평균	90.2	87.7	89.5	82.7	79.6

자료: 에너지경제연구원·전력거래소(2018)¹⁴⁾

2018년에 수행된 발전원별 발전단가(LCOE) 산정연구¹⁵⁾에서는 신재생에너지를 포함한 원전, 화력발전(석탄발전, 가스발전) 등의 국내 발전단가(LCOE)를 분석하였다. 동 연구에서는 활용 가능한 사회적 비용을 반영하여 에너지원간의 발전단가(LCOE) 비교를 도모하여 국내 전원구성의 바람직한 방향을 제시하였다.

선행연구¹⁶⁾에서 추정된 태양광발전의 발전단가(LCOE)는, 2017년 기준 100kW 이하 147.6원/kWh, 100kW~3MW 141.7원/kWh, 3MW

13) 고정비는 설비투자비, 변동비는 운영비, 연료비 등을 의미

14) 보고서 내용에 2016년까지의 결과가 수록됨.

15) 에너지경제연구원·전력거래소(2018), 발전원별 균등화발전원가 산정에 관한 연구

16) 에너지경제연구원·전력거래소(2018), 발전원별 균등화발전원가 산정에 관한 연구

이상 133.3원/kWh 수준이다. 동 연구에서 신재생에너지의 경우 타 에너지원과 동일하게 비교하기 위해 국가적 차원에서의 사회적 할인율을 적용하였으며, 설비이용률은 15%, 경제수명 20년, 성능저하율은 0.8%/년, 운전유지비는 초기투자비의 1.5%(매년)로 가정하였다. 또한, 태양광 발전 폐모듈 처리와 관련된 비용으로 34,500원/kWh를 반영하였으며, 토지비용으로는 소요 면적으로 kW당 13.2m²와 태양광발전사업이 활발하게 추진된 전남지역의 2017년도 표준공시지가 17,602원/m²를 반영하여 산정하였다. 풍력발전의 발전단가(LCOE)는, 2017년 기준 124.25원/kWh 으로 분석되었으며, 주요 전제조건으로 설비이용률 23%, 경제수명 20년, 운전유지비는 초기투자비의 2.5%(매년) 등을 적용하였다.

본 연구에서는 위에 언급된 선행연구에서 추정한 2017년 기준 태양광 및 풍력 LCOE와 현 시점에서 추정된 2020년 기준 LCOE를 비교 분석하고자 한다. 이를 바탕으로 국내 재생에너지 발전단가(LCOE)의 추세를 검토하여 향후 보급 확대를 위한 정책적 시사점을 제시하고자 한다.

2. 연구방법론

2.1. LCOE 추정 방법론

에너지경제연구원에서 사용하는 모형은 크게 사회적 관점(ELCOE, Economic LCOE)와 재무적 관점(FLCOE, Financial LCOE) 두 가지로 분류할 수 있다. 우선 사회적 관점에서의 ELCOE 산정식 나타내면 다음과 같다.

$$ELCOE = \frac{Capex + LE + \sum_{t=1}^T \frac{Opex}{(1+r)^t} - \frac{LE}{(1+r)^T} - \frac{SV}{(1+r)^T}}{\sum_{t=1}^T \frac{Q(1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (6)$$

사회적 관점에서의 발전단가(ELCOE)에는 설비비용(Capex), 운영유지비용(Opex), 토지비용(LE)¹⁷⁾, 폐기비용을 포함한 잔존가치(SV), 그리고 발전량(Q)과 성능저하율(d)을 포함한다.

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

17) 토지비용의 경우 20년 이후 회수한다는 가정하에서 해당기간 동안에 연간 발생하는 기회비용을 산정하여 토지임대 비용 명목으로 적용하였음.

FLCOE=

$$\frac{EQ + \sum_{t=1}^T \frac{Opex_t}{(1+r)^t} (1-CT) + LE + \sum_{t=1}^T \frac{LP_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^T \frac{DEP_t + INT_t}{(1+r)^t} CT - \frac{LE}{(1+r)^T} - \frac{SV}{(1+r)^T}}{\sum_{t=1}^T \frac{Q_t (1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (7)$$

여기에는 개별 발전소에 투자한 비용인 자기자본 투자비용(EQ), 운영유지비용(Opex), 해당 회사 매출에 적용되는 실효세율(CT), 토지비용(LE)¹⁸⁾, 부채(원리금)상환 대금(LP), 감가상각(DEP), 이자지출(INT)이 기존 ELCOE 산정 방식에 추가 된다.

〈표 2-3〉 LCOE 시나리오별 구성 요소

LCOE 추정 전제조건		사회적 관점 LCOE	재무적 관점 LCOE
CAPEX	기자재비	○	○
	건설/시공비	○	○
	간접비	○	○
OPEX	수리 및 관리	○	○
	보험료	○	○
금융비용		x	○
감가상각		x	○
세금(법인세)		x	○
토지비		○	○
잔존가치		△ ^{19)주1)}	△
성능저하율		○	○
경제적수명		○(20년)	○(20년)
할인율		○(사회적 4.5%)	○(재무적 5.5%)

자료: 저자 직접작성

18) 토지비용의 경우 20년 이후 회수한다는 가정하에서 해당기간 동안에 연간 발생하는 기회비용을 산정하여 토지임대 비용 명목으로 적용하였음.

19) 잔존가치는 기본적으로 분석에서 제외함. 다만 폐기비용은 반영함. 폐기

2.2. 전제조건

신재생에너지 발전단가(LCOE)를 산정함에 있어 자본과 운영비용 뿐만 아니라 경제성을 판단하는 전제조건에 대해 심층적으로 분석할 필요가 있다. LCOE 산정을 위한 전제조건으로 O&M 비용, 이용률, 할인율, 법인세, 부채율, 대출이자율, 인플레이션율, 내용연수, 성능저하율 정보가 필요하며 각 항목별 조사 내용은 다음 이하와 같다.

〈표 2-4〉 LCOE 추정 전제조건

구분	적용기준		전제조건	
할인율	사회적 할인율		4.5%	
	재무적 할인율		5.5%	
설비이용률	태양광발전		15.38%	
	풍력발전		23%	
성능저하율	태양광발전		0.6 %	
	풍력발전(신재생에너지 백서)		0.3 %	
법인세율	2억원 이하		11% + 지방세(10%)	
	2억원 초과		20% + 지방세(10%)	
	200억원 초과		22% + 지방세(10%)	
경제수명	현재 기준		20년	
SMP	2020년도 RPS 장기고정가격 산정시 기준가격		89.98 원/kWh	
IREC	태양광발전	100kW 미만 (가중치 1.2)	66.66원/kWh	71.95원/kWh
		100kW~1MW (가중치 1)		50.67원/kWh
		1MW이상 (가중치 0.7)		52.02원/kWh
	풍력발전			70원/kWh 80원/kWh
폐모듈비용	해외사례 준용		\$30/kW	

자료: 저자 직접작성

비용은 외부비용의 대리변수로, 일반적으로 외부비용은 재무적 LCOE 분석에서는 제외함. 그러나 최근 환경부는 생산자책임재활용 제도를 통해 이 비용을 생산자에 부여하겠다고 밝혔고 이에 본 연구에서는 폐기비용을 재무적 LCOE에도 반영함.

2.2.1. 할인율

일반적으로 할인방식은 여러 다른 기간 동안에 발생하는 편익과 비용을 비교하기 위해 흔히 사용되는 방법이다. 할인율은 본질적으로 시간에 가격을 부과하는 것으로서, 할인율이 높을수록 미래에 발생하는 편익의 현재가치는 낮아진다. 즉, 미래세대가 누리는 편익을 낮추어 평가한다는 의미로서 할인율이 높을수록 대체로 저축과 투자가 줄고 현재 소비가 증가하게 된다.

일반적으로 국가적 차원에서 추진하는 사업에 대한 적정 할인율은 사회적 할인율을 적용하고 있으며 사회적 할인율은 공공투자사업의 경제적 타당성을 분석함에 있어 미래의 비용과 편익을 현재가치로 환산하기 위해 적용하는 할인율을 의미한다. 2017년 9월에 개정된 기획재정부의 '예비타당성조사 수행 총괄지침' 4절 경제성 타당성 평가-제52조에서는 사회적 할인율에 대해 과거 10년간 시장금리 및 경제성장률 하락추세를 반영하여 기존의 5.5%에서 4.5%로 하향조정하였다.

해외 사례의 경우, 대표적으로 영국의 재무성 비용편익분석 가이드라인에 의하면 30년 이내 공공투자사업의 사회적 할인율에 대해 3.5%를 적용하고 있다. <표 2-4>에서 보듯이 대부분 국가들이 4% 이하의 사회적 할인율을 현재 적용하고 있으며 장기 프로젝트에 대해선 이보다 낮은 사회적 할인율을 적용하고 있다.²⁰⁾

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

〈표 2-5〉 사회적 할인율 국제 비교

국가	산정방법론	실질 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: Public Sector Discount Rates; A Comparison of Alternative Approaches, Australian Economic Review (2018).

일반적으로 투자의 가치평가는 화폐의 시간가치를 고려한 현금흐름 할인법(Discounted Cash Flow Method: DCF)을 사용한다. 현금흐름할인법은 미래의 현금흐름을 예측한 후 가중평균자본비용(Weighted Average of Cost of Capital: WACC)으로 할인한 현재가치를 구하여 평가하는 방법으로 알려져 있다.

본 연구에 적용할 할인율은 국책사업 예비타당성 평가에서 이용하는 사회적 할인율이 아닌 기업이 자체 투자사업의 경제적 타당성을 평가할 경우 활용하는 할인율(요구수익률)인 가중평균자본비용(WACC)²¹⁾을 활용하고자 한다.

영국이나 미국에서도 이런 방식을 활용하여 발전비용을 전망 분석하고 있다. 최근에 공표된 영국 상업에너지산업전략부(BEIS)의 2020 발

21) WACC = 자기자본비율 × 자기자본비용 + 타인자본비율 × 타인자본비용

전비용 분석자료에서는 허들레이트(hurdle rate) 개념을 활용하고 있다. 허들레이트는 해당 사업개발자가 해당 투자프로젝트의 수명기간동안 요구하는 최소 기대 투자수익률이다.(BEIS 2020)²²⁾ 최근 금융여건을 반영한 신재생에너지에 대한 2020년 영국의 신재생에너지원별 허들레이트는 다음 이하 <표 2-5>에 나와 있듯이 해상풍력을 제외하곤 약 5% 수준이다.

〈표 2-6〉 영국 신재생에너지원별 hurdle rate, 2020

에너지원	타인자본 비용	자기자본 비용	유효법인 세율	부채비율	hurdle rate
태양광발전 (5MW이상)	1.96	15.1	10.2	80	5.0
10-50kW	-	-	-	-	5.6
<10kW	-	-	-	-	5.1
<4kW	-	-	-	-	5.1
육상풍력	2.3	13.4	9.4	77.5	5.2
해상풍력	2.3	17.7	10.2	77.5	6.3

자료: UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), 2020

미국의 에너지부(DOE) 에너지정보청(EIA)의 신규 발전원별 발전단가(LCOE) 분석에서는 신규 전원건설에 있어 자본구조는 자본과 부채의 비율을 4 대 6 으로 전제하고, 자기자본비용은 자본자산결정모형(Capital Asset Pricing Model) 방식을 활용하여 10.4%를 산정하였으며 타인자본비용은 5.3%를 평균적으로 적용하였다.(EIA 2020)²³⁾

22) UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy(BEIS), ELECTRICITY GENERATION COSTS 2020.

23) Department of Energy, EIA, Assumptions to the Annual Energy Outlook 2020.

〈표 2-7〉 미국 EIA 신규 전원 적정 할인율(discount rate), 2020

구분	타인자본 비용	자기자본 비용	유효법인 세율	부채비율	할인율
신규 전원 (2020~50)	5.3	10.4	21	60	6.6

출처: Department of Energy, EIA, Assumptions to the Annual Energy Outlook
2020

할인율이 높은 경우, 연료비의 비율이 높고 장래 발생하는 비용 비율이 높은 전원(일반적으로는 화력>원자력>수력)일수록 현재 가치로서의 발전단가(LCOE)가 작아진다. 일본의 경우, 할인율은 경제 상황이나 평가의 목적에 의해 바뀔 수 있는 것부터 할인율을 폭넓게 설정해 0%, 1%, 3%, 5%의 4가지의 시산을 수행하였다.

국제기구인 국제에너지기구(IEA)는 5년 주기로 발전단가(LCOE) 방식을 활용하여 국가간 발전비용을 평가하여 공표하고 있다. 여기에 적용된 할인율은 각각 3%, 7%, 10%로서 해당 할인율을 적용하여 원별 발전비용을 분석하고 있다.(EIA 2015)²⁴⁾ 이렇게 하는 주된 이유는 국가간 공통으로 적용가능한 단일 할인율을 발견하기 어렵기 때문에 민감도 분석이라고 할 수 있는 3개 할인율 시나리오를 적용 분석하는 것으로 추정된다.

해외 사례에서 보듯이 할인율은 각 국가의 여건을 반영하여 기준을 적용하는 것이 타당할 것이다. 다만, 국가 간 비교를 하는 경우에는 동일한 잣대를 적용해야 공평한 비교가 될 수 있을 것이므로 일본이나 IEA의 경우처럼 시나리오를 설정하여 적용할 필요가 있을 것이다.

24) International Energy Agency, Projected Costs of Generating Electricity, 2015 Edition.

따라서, 본 연구에서는 사회적 할인율 4.5%를 적용하여 사회적(국가적) 관점에서의 태양광발전의 비용 요소를 분석하고자 하였으며 재무적 할인율 5.5%를 적용하여 사적 투자자관점에서의 태양광발전 비용 요소를 분석하고자 하였다. 5.5%를 선택한 주요 이유는 현재 선행연구 결과와 현재 발전사에서 요구하는 재무적 할인율을 반영한 결과이다. 태양광발전사업을 추진하는 모든 경제주체에 대한 재무적 평가를 현재 단계에선 본 연구에서 반영하기 어려워 발전공기업이 추진하는 사업을 우선적으로 검토하였다.

일반적으로, 발전공기업이 신재생에너지사업을 포함한 발전사업을 추진할 경우 내부적으로 검토한 자체 적정 할인율을 초과하는 수준의 수익률을 요구한다. 매년 발전사가 산정하는 자체 적정 할인율은 달라질 수 있으나 현재 가용한 자료는 2018년 특정 발전공기업의 적정 할인율 5.5%이므로 이를 활용하여 할인율 산정 시 반영하였다. 발전공기업이 추진하는 신재생에너지사업의 대부분이 1MW 이상의 사업임을 고려 시 MW급 이하, 예를 들면 100kW 이하 사업에 대해서는 개인 혹은 소규모 기업이 추진하므로 상대적으로 높은 금융비용이 소요될 것을 고려하여 5.5%를 적용하여 반영하였다.

2.2.2. 이용률

과거 수행되어 온 연구들에서 제시한 국내 태양광발전에 대한 이용률은 대략 15% 수준이었다. 대표적인 연구가 2017년에 수행한 태양광발전 원가분석을 통한 국제비교 연구로서 이 연구에서는 14.93%를 활용하였는데 그 근거는 2015년 신재생에너지보급통계의 태양광 설비 이용률이었다.

본 연구에서 적용하는 이용률은 한국에너지공단 통계자료에서 도출된 이용률 수치와 한국전력거래소 통계자료에서 도출된 이용률 수치이다. 한국에너지공단에서 제공한 2013년부터 2017년까지 신규 진입한 태양광발전소의 평균이용률은 약 15.38%로서 상세한 연도별 평균 이용률 실적은 아래 <표 2-8>에 정리하였다.

<표 2-8> 국내 태양광발전 이용률, 한국에너지공단(2013~2017)

구분	2013년	2014년	2015년	2016년	2017년	2018년
대상 발전소 수 (개)	2,158	5,789	6,906	4,079	5,850	10,681
이용률(%)	14.6	15.2	15.1	16.3	15.7	-

자료: 한국에너지공단

반면, 한국전력거래소에서 제공한 2018년과 2019년에 신규 진입한 태양광발전소의 평균 이용률 결과는 <표 2-9>에 나타나 있다. 이 자료에 의하면, 기존 이용률 15% 수준보다 낮은 약 14.8% 수준이었으며, 이런 수치가 도출된 배경에는 기상상황, 지역적 분포, 모듈 효율 등의 여러 요소가 작용한 것으로 추정된다.

<표 2-9> 국내 태양광발전 이용률, 한국전력거래소(2018~2019)

구분	2018년			2019년		
태양광	설비용량 (MW)	발전량 (MWh)	이용률 (%)	설비용량 (MW)	발전량 (MWh)	이용률 (%)
	2,352	3,064,135	14.9	2,999	3,848,863	14.7

자료: 한국전력거래소

본 연구에서는 통계의 변동성을 고려하여 장기적 관점에서 접근한 한국에너지공단 통계자료를 활용한 15.38%를 선택하여 발전단가(LCOE) 산정에 반영하였다. 일반적으로, 화력발전이나 원자력발전의 경우 발전출력 이후 발전소 자체의 안정적 공급을 위해 전력을 일부 필요로 하기 때문에 석탄화력발전은 4.6%, 가스복합발전은 1.8%의 소내소비율²⁵⁾을 적용하고 있다.²⁶⁾ 하지만, 태양광발전의 경우 상기 통계에서 제시한 발전량 정보는 송전단 기준 출력임을 감안할 시 이미 소내소비가 반영된 것으로 볼 수 있기에 별도의 소내소비를 반영할 필요가 없다고 판단되어 반영하지 않았다.

일본은 신재생에너지에 대한 지원제도로써 현재 발전차액지원제도(FIT)를 운영하고 있으며 태양광발전에 대한 경제성을 분석하여 태양광발전 차액지원금을 산정하고 있다. 2020년 조달가격 산정을 위해 2018년 6월부터 2019년 5월 기간 중 10kW 이상 전체 설비이용률을 조사한 결과 평균 14.6%로 나타났으며 2019년 조달가격 상정치는 17.2%로 결정하였는데 이는 50kW 이상 태양광발전 설비이용률 상위 17.5%와 유사한 수준이다.²⁷⁾ 즉, 일본 정부는 태양광발전 조달가격 산정시 필요한 설비이용률 결정에 있어 상위 20% 이내의 이용률을 활용한다는 것이다.

미국의 경우, 2020년 연간에너지전망에 사용된 2025년 진입 태양광발전에 대한 이용률은 29%를 가정하고 있는데 이에 비해 2017년 연간에너지전망에 사용된 2019년부터 2022년까지 진입 태양광발전에 대

25) 발전소 내에서 소비하는 비율

26) 에너지경제연구원·전력거래소. 2018, p58~p62

27) 調達価格等算定委員会. 令和2年2月4日. “令和2年度の調達価格等に関する意見” (일본 재생에너지 조달가격산정위원회, 2020.2.4., “2020년도 조달가격 관련 의견”)

한 이용률은 24% ~ 26% 이었다.(EIA 2020)²⁸⁾ 이러한 사실은 시간이 지남에 따라 태양광발전에 대한 설비이용률이 서서히 증가함을 시사한다. 따라서, 향후 태양광발전에 대한 이용률에 대해서 현재보다 증가된 이용률을 쓰는 것이 합리적이라고 할 수 있을 것이다.

태양광발전에 대한 이용률을 가정함에 있어 국내·외 사례가 시사하는 바는 평균적인 이용률을 적용할 수도 있으며 또한 미래의 기술발전을 고려하여 상위 이용률을 적용할 수 있다는 것이다. 본 연구에서는 발전단가의 신뢰성을 확보하기 위해 실적을 반영한 평균 이용률을 활용하여 추정하기로 한다.

2.2.3. 성능저하율

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

또한, 성능저하는 제품에 따라 차이가 발생하기 때문에 대표적인 표준을 선정하는 것도 중요하다고 할 수 있다. 예를 들면, LG 전자의 태양광 최신 모듈²⁹⁾의 경우 초기년도 이후 연간 출력 하락률이 -0.7%에서 -0.3%로 더욱 개선되어 25년차에는 91% 이상의 출력 성능을 보증하고 있다. 반면, 한화 큐셀의 발전용 모듈제품³⁰⁾은 첫 해 정격 출력의

28) Department of Energy, EIA, Assumptions to the Annual Energy Outlook 2020.

29) LG전자 홈페이지, 프리미엄초고효율 N타입 모듈 LG 태양광 솔루션, (2020.8.31)

30) 큐셀 홈페이지, Q.PEAK DUO L-G6.2 POSEIDON 415-420, (2020.8.31)

97% 이상을 생산한 이후 연간 최대 0.6% 씩 저하되고 25년 후 정격 출력의 83% 이상 생산을 보증하고 있다.

따라서, 본 연구에서는 현재의 태양광 발전단가(LCOE) 산정을 위한 성능저하율은 현재 보급되어 있는 현황을 고려하여 0.6%를 적용한다. 향후 미래의 태양광발전설비 발전비용 산정을 위한 성능저하율은 현재의 기술 중 가장 성능저하율이 낮은 기술제품(0.3%)을 고려하여 반영하는 것이 적절할 것이다. 풍력발전 이용률은 공식적으로 활용할 수 있는 자료가 부재한 관계로 신재생에너지 백서³¹⁾에서 확인되는 풍력발전 효율감소율(0.3%)을 적용한다.

2.2.4. 법인세율

일반적으로 국내에서 태양광발전사업을 하는 경우 발생한 소득에 대해 소득세를 내야할 의무가 있는데 영리법인의 경우 과세표준에 따라 세율이 각각 차이가 있다. 2018년 이후 적용되는 법인세 세율은 아래 표에 나와 있듯이, 2억 이하 소득은 10%, 2억 초과 200억 이하 소득은 20% 200억 초과 3,000억 이하 소득은 22%, 3천억 초과 소득은 25% 세율을 적용하고 있다. 따라서 본 연구에서는 연간 발전으로 얻게 되는 순수익³²⁾ 금액에 따라 과세표준을 적용하여 법인세를 산정하였다.

31) 산업통상자원부, 신재생에너지 백서(2018), 풍력발전 LCOE 추정 전제, p109

32) 순수익 = 연간 총 수익 - 연간 총 비용

〈표 2-10〉 국내 법인세 과세표준(2020)

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

자료: 국세법령정보시스템

2.2.5. 경제수명

발전설비는 가동경험(운전경험) 및 생산경험의 축적에 따라 설비 수명이 증가하는 것이 일반적이다. 태양광 발전의 경우, 산업 자체가 아직 초기 단계인 관계로 수명이 상대적으로 타 전원에 비해 짧은 편이다. 태양광 발전의 핵심 설비는 태양광 패널이며 최근까지는 수명은 20년으로 알려져 있는데 이는 패널 제조업체의 출력보증 기한이 통상 20년이기 때문이다. 하지만 최근 태양광 패널은 급속한 기술발전의 영향으로 인해 패널 출력보증 기한이 25년으로 늘어나고 있는 실정이다.³³⁾

본 연구에서는 보증 기한이 늘어난 태양광 패널이 보편화되지 않은 측면을 감안하여 태양광발전설비의 경제수명기간을 20년으로 산정하여 반영하였다. 향후 기술이 뛰어난 태양광발전설비가 지속적으로 보급될 경우에는 현재 설정된 경제수명을 연장하는 것이 타당할 것으로 판단된다.

육상풍력 터빈의 설비 수명은 일반적으로 20년 ~ 30년 수준으로 개발된다. 하지만 실제 풍력발전단지의 수명은 운영 및 관리 조건과 환경에 따라 차이가 발생할 수 있다. 예를 들면, 발전부지의 풍황이 설계에서 가정했던 조건과 다를 수 있고, 경우에 따라서는 주변 환경의 변

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

화(난류, 후류효과 등)로 발전기의 피로도를 증가시키는 상황이 발생할 수 있는 것이다. 따라서 풍력발전 설비의 경제적 표준 수명을 확정하는 데에는 어려움이 있다. 본 연구에서는 육상풍력 발전설비의 경제적 수명을 설정하기 위해 최근 선행연구³⁴⁾을 참고하여 보수적인 관점에서 동일하게 20년으로 적용하였다.

2.2.6. 계통한계가격(SMP)

국내 도매전력시장가격인 계통한계가격(System Marginal Price: SMP)은 신재생에너지 발전사업자가 전력시장으로부터 보상받는 현물 시장가격으로 발전사업자의 주요 수입원 중 하나이다. 현재 SMP는 시간대별 전력시장가격으로 시간대별 전력수요와 전력공급여건(발전 및 전력계통상황) 등에 의해 가격이 결정되고 있다.

발전단가 추정에 적용할 수 있는 SMP 기준은 크게 두 가지가 있다. 첫 번째 방법은 미래 SMP 가격전망이 불확실성이 크기 때문에 현재의 SMP 수준을 미래 전망기간동안 고정하는 방안이다. 또 다른 방법은 미래 불확실성에도 불구하고 SMP 가격을 전망하는 것이다. 전력수급 관련한 국가계획으로는 전력수급기본계획이 있으며, 현재 제9차 계획이 마련 중이다. 이에 대한 구체적 내용이 공개되어 있지 않는 관계로 이전에 공표된 제8차 전력수급기본계획에 기반하여 SMP 가격을 전망할 수 있다. 다만, 이러한 미래 가격 전망에 활용된 연료 전망 가격, 발전설비 건설 계획, 발전기 예방정비 기간 등의 변수에 대한 객관성과 신뢰성을 확보하는데 어려움이 존재한다.

본 연구는 타 선행연구와의 일관성 유지를 위해 첫 번째 방법을 선

34) 신·재생에너지 백서(2018), 육상풍력 발전설비 기술적 수명 20년

택하였으며 향후 연구에서는 두 방법을 비교 분석하여 적용하는 방안을 검토할 필요가 있을 것으로 판단된다. 따라서, 현재 수준의 SMP 기준으로 2020년도 RPS 상반기 장기 고정가격 입찰 등에 활용되는 SMP 기준가격(육지지역)인 89.98원/kWh을 사용한다.

2.2.7. 신재생에너지 공급인증서(Renewable Energy Certificates; REC)³⁵⁾

현재 국내 신재생에너지 공급인증서는 신재생에너지 공급의무자에 의해 자체건설, 고정가격계약, 외부 구매(현물시장 및 자체계약) 방식에 의해 구매된다. 고정가격계약은 자체계약, 선정계약, 소형태양광으로 구분된다. 따라서 신재생에너지 공급인증서 가격은 시장과 유형별로 각각 다르게 결정된다.

현재 활용 가능한 최신 REC 관련 자료는 고정가격계약을 제외한 자체건설과 외부구매에 대한 2019년도 공급인증서 기준 정산가격인 66,663원/MWh이므로 이 수치를 LCOE 산정 시 전제조건으로 적용하고자 한다. 다만, 특히 태양광발전의 경우 신재생에너지 발전사업자가 고정가격계약을 선호하고 있고 이 계약방식이 확대되고 있으므로 향후 LCOE를 산정함에 있어 선정계약과 소형태양광에 대한 고정가격계약을 시 도출된 기준 정산가격을 적용하는 방법을 고려할 필요가 있다. 풍력발전의 경우에는 발전공기업의 SPC 사업에서 이용되는 REC가 평균 80원/kWh임을 고려하여 70원/kWh, 80원/kWh을 각각 분석에 적용하였다.

35) 공급인증서 발급대상 설비에서 공급되는 전력량에 가중치를 곱하여 MWh 단위를 기준으로 발급하며 발전사업자가 신·재생에너지 설비를 이용하여 전기를 생산·공급하였음을 증명하는 인증서로 공급의무자는 공급의무량에 대해 신·재생에너지 공급인증서를 구매하여 충당할 수 있음, 한국에너지공단 공급의무화(RPS) 홈페이지

2.2.8. 폐모듈처리 비용

현재 국내 태양광 발전설비를 건설 및 운영하는데 있어 발전소 가동 이후 폐모듈처리와 관련된 발전소 철거비용에 대한 고려를 하지 않고 있다. 하지만, 일본의 경우 10kW 이상의 태양광발전에 대해 태양광발전 폐기물 처리와 관련하여 비용의 적립 의무화를 추진하고 있으며, 2018년도 FIT 조달가격 산정에서는 폐기 비용을 0.4엔/kWh (20년 회수기준)으로 책정하여 반영하고 있다.³⁶⁾ 미국 뉴욕주의 경우, 태양광발전 설치 가이드북을 통해 발전소 폐지에 대한 적절한 비용 마련방안을 강구할 것을 요구하고 있으며 2016년도 기준으로 추정된 폐지비용은 \$30/kW 수준이었다.³⁷⁾

폐모듈은 기술개발에 의해 향후 재활용(recycling)의 가능성도 있다. 이에 많은 국가들이 폐기물 규모를 줄이거나 이를 재활용하기 위해 많은 노력을 기울이고 있기 때문에 현 단계에서 폐모듈 처리방안을 예단하는 것은 쉽지 않다. 이러한 현실을 고려한 보수적 관점에서 접근할 경우 외국의 경우처럼 일부 폐기물 처리비용을 반영하는 것이 타당할 수 있어 본 연구에서도 외국 사례를 준용하여 반영하고자 한다. 다만, 우리나라에서도 2023년 이후에는 태양광 모듈에 생산자책임재활용제도를 도입하는 것으로 알려져 있어³⁸⁾ 이렇게 된다면 폐기물 처리비용을 별도로 반영할 필요는 없을 것으로 예상된다.

36) 資源エネルギー庁. 2018年11月21日. “太陽光発電設備の廃棄対策について”(일본 통산산업성 자원에너지청, 2018.11.21, “태양광발전설비 폐기대책”)

37) Decommissioning solar panel systems, New York Energy Research and Development, 2016

38) 산업통상자원부 보도설명자료(‘27년까지 발생하는 폐모듈은 현재 구축중인 재활용센터를 통해 처리가능하며, 중장기적으로는 기술이전 등을 통해 민간 주도 재활용산업 활성화를 추진할 계획(국민일보 10.7일자 보도에 대한 설명)), 2019. 10. 7

제3장 재생에너지(태양광, 육상풍력) 비용조사

1. 태양광 발전설비 원가 조사

우리나라에 설치되고 있는 사업용 태양광 발전소의 설비용량은 10kW에서 3MW 이상까지 다양하다. 발전사업자는 신재생에너지로 생산된 전력을 통해 지급된 REC(신재생에너지 공급인증서)에서 가중치를 가산한 수익을 얻게 된다. 태양광의 경우 설비용량에 따라 가중치가 차등되며, 이는 규모에 따른 경제성을 고려해서 소규모 태양광 발전사업자를 확대하기 위해서이다. 2020년 기준으로 태양광 REC 가중치 체계는 일반부지의 경우 1.2(100kW 미만), 1.0 복합(100kW부터), 0.7 복합(3MW 초과부터)로 분류되어 있다.³⁹⁾ 이에 근거하여 본 연구에서는 표준 태양광 발전 설비용량을 100kW, 1MW, 3MW로 설정하여 규모별 발전설비 원가를 조사하였다.

1.1. 태양광 원가분석 전제조건

1.1.1. 설치유형

태양광 발전설비의 설치유형은 신재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침⁴⁰⁾에서 확인되는 신재생에너지 발전설비 원별 시공기준에 따라 지상형, 건물형과 수상형으로 나뉘며, 세부적으로는 <표 3-1>과 같이

39) 1.0 복합은, 예를 들어, 120kW의 경우 100kW까지 1.2REC를 받고 나머지 20kW에 대해서 1REC를 받음을 의미.

40) 신·재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침의 별표 1

분류된다. 지상형 태양광 발전설비는 일반지상형, 산지형과 농지형으로 나뉘며 건물형은 일반 건물 옥상에 설치하는 건물설치형, 지붕이나 외벽에 밀착하여 설치하는 건물부착형, 그리고 BIPV(Building Integrated Photovoltaic System) 시스템⁴¹⁾과 같이 건축 부자재의 역할을 하는 건물일체형으로 구분된다. 수상형은 강이나 댐, 바다의 수면 위에 부유식으로 설치하는 유형이다. 본 연구에서는 사업용 태양광 발전설비로 보급률이 가장 높은 일반지상형을 분석대상으로 하여, 위에서 언급한 설비규모별로 비용 조사를 진행하였다.

〈표 3-1〉 태양광 설비 설치 유형별 구분

설치유형		세부내용
지 상 형	일반지상형	표면에 고정하여 설치하는 것으로서 산지관리법 및 농지법의 적용을 받지 않는 태양광설비의 유형
	산지형	산지전용허가(신고) 또는 산지일시사용허가 등 산지관리법에 따른 인·허가 등을 받아 설치하는 태양광 설비의 유형
	농지형	농지전용허가(신고) 또는 농지의 타용도 일시사용허가 등 농지법에 따른 인·허가 등을 받아 설치하는 태양광설비의 유형
건 물 형	건물설치형	건축물 옥상 등에 설치하는 태양광설비의 유형
	건물부착형	건축물 경사 지붕 또는 외벽 등에 밀착하여 설치하는 태양광 설비의 유형
	건물일체형	태양광모듈을 건축물에 설치하여 건축 부자재의 역할 및 기능과 전력생산을 동시에 할 수 있는 태양광설비
수상형		댐건설 및 주변지역지원 등에 관한 법률 제2조에 따른 댐, 전원개발촉진법 제5조에 따라 전원개발사업구역으로 지정된 지역의 발전용 댐, 농어촌정비법 제2조의 농업생산기반 정비사업에 따른 저수지 및 담수호와 농업생산기반시설로서의 방조제 내측, 산업입지 및 개발에 관한 법률 제6조 내지 제8조에 따른 산업단지 내의 유수지, 공유수면 관리 및 매립에 관한

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

설치유형	세부내용
	법률 제2조에 따른 공유수면 중 방조제 내측 위에 부유식으로 설치하는 태양광설비 유형

자료: 신·재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침, [별표1] 신·재생에너지 설비
원별 시공기준

1.1.2. 설치형태

태양광 발전설비는 설치형태에 따라 고정형과 경사각이나 고도를 움직일 수 있게 하는 경사가변형, 방향이나 각도 변화에 따라 최적효율을 추적하는 추적형으로 분류되며 각 형태에 따른 장단점은 <표 3-2>과 같다. 본 연구에서는 설치와 시공이 용이하고, 초기설치비용이 다른 형태에 비해 낮고, 구조적 안정성과 사고가능성이 낮아 보급률이 가장 높은 고정형을 태양광 발전 표준설비로 설정하였다.

〈표 3-2〉 태양광 발전설비 설치형태에 따른 장단점

	고정형	경사가변형	추적형
장점	<ul style="list-style-type: none"> - 초기설치비 낮음 - 하부공간 활용 가능 - 구조적 안전 - 사고가능성이 낮음 	<ul style="list-style-type: none"> - 고정형 대비 발전효율이 높음 	<ul style="list-style-type: none"> - 고정형 대비 발전효율이 높음 - 추적장치 병렬제어로 운전효율이 높음 - 경사지 설치 가능
단점	<ul style="list-style-type: none"> - 다른 형태 대비 발전효율이 낮음 	<ul style="list-style-type: none"> - 고정형 대비 설치범위가 큼 - 구조적 안정도가 낮음 - 하부공간 활용이 제한적 	<ul style="list-style-type: none"> - 고정형 대비 설치범위가 큼 - 구조적 안정도가 낮음 - 설치 및 운영 교육 필요 - 보수비용이 높음

자료 : 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

1.1.3. 조사항목

조사항목은 발전설비비용(CAPEX)과 연간 운영유지비용(OPEX)으로 구분하며, 발전설비비용은 직접비, 간접비와 토지비로 나뉜다. 직접비는 모듈, 인버터, 접속반, 수배전반, 모니터링, 토목공사, 구조물공사, 전기공사(전기실 포함)를 포함한 직접재료비와 설치와 시공에 투입되는 인력에 대한 직접노무비로 구분된다. 간접비는 태양광 발전설비를 개발하는 단계에서 필수적으로 투입되는 설계와 감리, 개발행위인허가, 지역발전비, 진단과 검사, 일반관리비, 금융비용, 보험료 등을 포함한다. 지역발전비는 일반적인 주민수용성 확보와 관련한 비용으로 지역별 편차가 커 표준화가 어렵기 때문에 조사항목에서는 제외하였다. 지역별 주민수용성 확보 여부가 재생에너지 보급에 많은 영향이 미치기 때문에 향후 이를 객관적으로 산정하는 연구를 통해 총설비비용에 반영할 필요가 있다. 각 부문별 세부내역은 <표 3-3>과 같다.

〈표 3-3〉 태양광 발전설비비용 조사항목

구분	항목	조사항목
직접비	직접재료비	모듈, 인버터, 접속반, 수배전반, 모니터링, 토목공사, 구조물공사, 전기공사(전기실 포함)
	직접노무비	모듈, 인버터, 접속반, 수배전반, 모니터링, 토목공사, 구조물공사, 전기공사(전기실 포함)
간접비		설계 및 감리, 개발행위인허가, 지역발전비, 진단 및 검사, 일반관리비, 기타사업비(금융비용, 보험비용, 기타)
토지비		매입비, 임대비(연간)

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

연간 운영유지비용은 전기사업법의 전기안전관리자 선임기준에 따른 인건비용, 발전시설 안전에 대한 보험비용, 유지관리 및 보수비용, 인버터 수명 주기에 따른 인버터 교체비용을 조사항목으로 설정하였다. 전기안전관리자 선임비용은 법적 기준에 따라 외부위탁인 경우와 상주하는 경우를 구분하였다.

〈표 3-4〉 태양광 연간 운영유지비용 조사항목

구분	항목	비고
직접비	전기안전관리자 선임비용	외부위탁일 경우 연간 계약비용
	보험료	
	유지관리 및 보수 비용 (세척, 수리, 기타 등)	
	인버터 교체비용	

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

1.2. 태양광 세부항목별 정의 및 필요성 검토

1.2.1. 태양광 발전설비 항목별 정의

태양광 발전설비 비용조사에 앞서 세부항목별 정의가 정리될 필요가 있다. 한국표준산업분류⁴²⁾에서는 태양광 발전 시스템 개별부품에 대해서 <표 3-5>와 같이 정의하고 있으며, 본 연구에서는 세부 항목별 내용에 근거하여 비용 조사를 시행하였다.

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

〈표 3-5〉 태양광 발전설비 항목별 정의

번호	항목	내용
3.1.43	태양광 발전모듈	결선한 태양전지를 주위 환경으로부터 완벽하게 보호할 수 있도록 만든 조립체의 최소단위
3.2.15	인버터	직류(DC)전기를 교류(AC) 전기로 변환시키는 전자 장치의 하나
3.2.16	접속함	내부에 보호 소자를 달 수 있는 회로가 전기적으로 연결되어 있는 함
3.2.21 b)	직류 간선 케이블	발전부의 접속함과 인버터를 연결하는 케이블
3.2.21 c)	스트링 케이블	태양광 발전 모듈과 모듈을 연결하여 스트링을 이루게 하는 케이블
3.2.21 d)	급전 케이블	인버터와 전기 설비로 구성된 배전 회로를 연결하는 케이블
3.2.22	전력 조절기	전기를 수요 측에서 요구하는 형태로 전환하는데 사용되는 장비
3.2.32	가대 (지지 구조)	태양광 발전 모듈이나 패널(panel) 또는 어레이가 설치되는 구조물

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

1.2.2. 태양광 발전설비 항목별 관련 규정

국내 태양광 발전설비는 신재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침 상⁴³⁾의 태양광설비 시공기준을 준수해야한다(<표 3-6> 참조). 관련 규정을 보면 태양광 발전설비를 설치할 경우 전기사업법과 전기공사업법의 전기설비기술기준, 건축구조기준 등을 따라야 한다고 명기되어 있다. 이에 본 연구에서는 관련 규정에 근거하여 태양광 발전설비를 설계하고, 설치 및 시공에 필요한 세부비용을 조사하였다.

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

〈표 3-6〉 태양광 발전설비 항목별 관련 규정

품목	관련 규정			
모듈	<ul style="list-style-type: none">- 한국산업표준(이하 “KS”)에 따른 인증제품(수상형 태양광 모듈의 경우에는 고내구성·친환경 제품)을 설치- 단위 모듈당 용량에 따라 설계용량과 동일하게 설치할 수 없는 경우에는 설계용량의 110% 범위 내에서 설치 가능			
인버터	<ul style="list-style-type: none">- 태양광 발전용 인버터(이하 “인버터”)는 KS 인증제품을 설치- 인버터의 설치용량은 사업계획서 상의 인버터 설계용량 이상- 인버터에 연결된 모듈의 설치용량은 인버터 설치용량의 105% 이내 이어야 하며 각 직렬군의 태양전지 개방전압은 인버터 입력전압 범위 안에 있어야 한다.			
접속함	접속함 및 접속함 일체형 인버터는 KS 인증제품을 설치			
지지대	<ul style="list-style-type: none">- 지지대는 다음 각 호의 재질로 제작- 지지대간 연결 및 모듈-지지대 연결은 가능한 볼트로 체결하되, 절단 가공 및 용접부위(도금처리제품 한정)는 용융아연도금처리를 하거나 에폭시·아연페인트를 2회 이상 도포<ul style="list-style-type: none">㉠ 용융아연 또는 용융아연-알루미늄-마그네슘합금 도금된 형강(단, 수상형의 경우 별도 규정 준수)㉡ 스테인리스 스틸(이하 “STS”)㉢ 알루미늄합금			
볼트, 너트, 와셔(볼트캡 포함)	<ul style="list-style-type: none">- 용융아연도금(단, 수상형은 제외), STS, 알루미늄합금 재질(볼트캡은 플라스틱 재질도 가능)로 하고 볼트규격에 맞는 스프링와셔 또는 풀림 방지너트로 체결			
전기배선	<ul style="list-style-type: none">- 모듈에서 인버터에 이르는 배선에 사용되는 케이블은 모듈 전용선 또는 단심(IC) 난연성 케이블(TFR-CV, F-CV, FR-CV 등)을 사용하여야 하며 케이블이 지면 위에 설치되거나 포설되는 경우에는 피복에 손상이 발생되지 않게 가요전선관, 금속 덕트 또는 몰드 등을 시설			
모니터링설비	<ul style="list-style-type: none">- 계측설비별 요구사항			
	계측설비		요구사항	
	인버터		CT 정확도 3% 이내	
	전력량계		정확도 1% 이내	
	<ul style="list-style-type: none">- 측정 및 모니터링 항목			
	구분	모니터링 항목	데이터(누계치)	측정 항목
태양광	일일발전량(kWh)	24개(시간당)	인버터 출력	
	생산시간(분)	1개(1일)		

자료: 신·재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침, [별표1] 신·재생에너지 설비
원별 시공기준

1.3. 태양광 발전설비 주요 기자재 조사대상

1.3.1. 모듈

모듈은 신재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침에 따라 KS인증제품 중에서 결정질 태양광 모듈을 기준으로 하며, 한국에너지공단에서 선정한 결정질 모듈 인증제품 3,962개 품목⁴⁴⁾을 바탕으로 대상규격을 검토하였다. <표 3-7>에서 연도별 인증제품 출력(W)을 보면 해가 거듭될수록 고출력 부문으로의 인증제품수가 증가하고 있는 것을 알 수 있다. 이를 통해 인증업체에서 고효율 제품을 지속적으로 개발하고 인증 받는다는 것을 알 수 있다. 이에 본 연구에서는 2020년 기준으로 400W ~ 450W 구간이 가장 높은 비중을 차지하는 것을 고려하여 출력이 400W 이상의 모듈을 조사대상으로 선정하였다.

〈표 3-7〉 출력(W)구분별 연도별 인증제품 수

(단위 : 개, %)

인증 년도	출력(W) 구분									주요 품목 비중
	200W 이하	250W 이하	300W 이하	350W 이하	400W 이하	450W 이하	500W 이하	550W 이하	합계	
2007	7	-	-	-	-	-	-	-	7	100.0%
2008	59	34	-	-	-	-	-	-	93	63.4%
2009	121	151	11	-	-	-	-	-	283	53.4%
2010	51	126	13	3	7	-	-	-	200	63.0%
2011	18	164	28	-	10	4	-	-	224	73.2%
2012	5	125	71	5	9	6	1	-	222	56.3%
2013	3	128	131	34	13	10	-	-	319	81.2%
2014	1	77	115	42	6	5	-	-	246	46.7%
2015	19	78	190	110	5	2	-	-	404	47.0%

44) 조사시점인 2020년 4월 8일 기준, 유효기간 만료제품 포함

인증 년도	출력(W) 구분									주요 품목 비중
	200W 이하	250W 이하	300W 이하	350W 이하	400W 이하	450W 이하	500W 이하	550W 이하	합계	
2016	1	20	120	173	6	11	-	-	331	52.3%
2017	1	6	88	195	59	5	12	-	366	53.3%
2018	4	6	48	143	149	11	9	8	378	72.2%
2019	12	-	14	61	287	81	-	39	494	58.1%
2020	1	-	1	16	53	52	-	2	125	84.0%
합계	303	915	830	782	604	187	22	49	3,692	

주1: 주요품목비중 : 규격별 인증제품 수가 40% 이상인 규격의 비중

주2: 음영부분은 해당년도의 최빈값을 의미

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

태양광 모듈을 선정하는데 있어 출력과 함께 고려해야할 요소는 모듈의 효율이다. 정부는 2020년부터 태양광 모듈 17.5% 최저효율제를 도입하여 시행중이다⁴⁵⁾. 이에 따라 한국에너지공단에서는 신재생에너지 보급 사업공고 시 모듈 제한규격(정격효율 17.5%이상)⁴⁶⁾을 준용하여 시행하고 있다. 따라서 본 연구에서는 정부 지침을 반영하여 모듈 효율이 17.5% 이상인 제품을 조사대상으로 설정하였다.

모듈 제품 조사결과 인증기간이 유효하고 효율이 17.5% 이상의 인증제품은 897개이며, 정격출력이 400kW 이상인 제품은 236개로 국내산이 154개 품목, 중국산이 82개를 차지한다(<표 3-8>). 해당 제품을 조사대상으로 하여 설비규모(100kW, 1MW, 3MW)에 따른 모듈 공급 가격을 조사하였다. 236개 품목을 취급하고 있는 업체는 총 24개 업체이며(<표 3-9>), 가장 많은 규격을 취급하고 있는 곳은 (주)탑선, 한화솔루션 주식회사 순으로 조사되었다.

45) 산업부 보도자료(2019.11.27.), 20년부터 태양광 모듈 17.5% 최저효율제 도입

46) 한국표준산업분류 KS C 8561:2020에서는 모듈 효율을 17.5%이상으로 제한하고 있음

〈표 3-8〉 KS인증제품 유효기간 내 정격출력 18% 이상 태양광 모듈 인증제품 수

(단위 : 개, %)

출력구분	인증제품수					비율	비고
	한국	중국	멕시코	대만	합계		
100kW미만	6	-	-	-	6	0.7%	
100kW이상 ~ 200kW미만	3	-	-	-	3	0.3%	
200kW이상 ~ 300kW미만	10	4	-	-	14	1.6%	
300kW이상 ~ 400kW미만	379	253	2	4	638	71.1%	
400kW이상 ~ 500kW미만	99	82	-	-	181	20.2%	조사대상
500kW이상	55	-	-	-	55	6.1%	
합계	552	339	2	4	897	100.0%	
비율	61.5%	37.8%	0.2%	0.4%	100.0%		

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

〈표 3-9〉 모듈 조사대상 업체 및 인증제품 수

(단위 : 개)

순번	업체명	제조국별 인증제품수				취급규격
		한국	중국	합계	비율	
1	(주)탑선	63	-	63	26.7%	475kW~535kW
2	한화솔루션주식회사	32	-	32	13.6%	400kW~450kW
3	캐나디안솔라아이앤씨	-	24	24	10.2%	400kW~440kW
4	한솔테크닉스(주)	19	2	21	8.9%	400kW~425kW
5	LG전자(주)	17	-	17	7.2%	400kW~420kW
6	(주)신성이엔지	10	1	11	4.7%	400kW~440kW
7	(주)네오테크	-	10	10	4.2%	415kW~440kW
8	주식회사스틴	-	10	10	4.2%	400kW~410kW
9	한화큐셀앤드첨단소재(주)	8	-	8	3.4%	400kW~420kW
10	현대그린에너지주식회사	-	7	7	3.0%	400kW~410kW
11	현대에너지솔루션(주)	-	5	5	2.1%	405kW~420kW

순 번	업체명	제조국별 인증제품수				취급규격
		한국	중국	합계	비율	
12	(주)솔라파크코리아	5	-	5	2.1%	410kW~430kW
13	현대중공업그린에너지(주)	-	3	3	1.3%	400kW~410kW
14	진코솔라코리아	-	3	3	1.3%	400kW~405kW
15	제이에이솔라코리아(주)	-	3	3	1.3%	400kW~405kW
16	현대글로벌주식회사	-	3	3	1.3%	405kW~415kW
17	(주)라이젠코리아	-	2	2	0.8%	405kW~410kW
18	(주)피브이케이	-	2	2	0.8%	400kW~405kW
19	썬텍코리아(주)	-	2	2	0.8%	400kW~405kW
20	(주)아스트로너지솔라코리아	-	1	1	0.4%	400kW
21	에이치솔라주식회사	-	1	1	0.4%	400kW
22	에이케이콤코리아(주)	-	1	1	0.4%	410kW
23	(주)피비피	-	1	1	0.4%	400kW
24	(주)이에스시스템	-	1	1	0.4%	400kW
	합계	154	82	236		
	비율	65.3%	34.7%	100%		

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

1.3.2. 인버터

본 연구에서 조사하는 인버터 규격은 설치용량 100kW 기준으로 한다. 이는 국가기술표준원에서 고시하는 정격출력별 구분으로 보면 중대형 인버터에 해당한다(<표 3-10>). 조사 제품은 신재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침에 규정된 KS인증제품을 대상으로 한다.

〈표 3-10〉 정격출력별 인버터의 구분

구분	정격출력	국가표준	비고
마이크로 인버터	1kW미만	KS C 8560	
소형 인버터	1kW초과 ~ 10kW이하	KS C 8564	
중대형 인버터	10kW초과 ~ 250kW이하	KS C 8565	조사대상

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

표준개발협력기관인 한국에너지공단 홈페이지에 등록된 신재생에너지설비 KS인증제품 수는 96개이며, 용량별 제품 수는 <표 3-11>과 같다. 등록된 품목 중 정격용량이 30kW ~ 50kW인 제품 수가 33개(34.4%)로 가장 많고, 본 연구의 조사대상인 70kW를 초과하는 제품 수는 14개(14.6%)로 낮은 수준이다.

〈표 3-11〉 정격용량별 인증제품 수

정격용량(kW)구분	인증제품수	비중
20kW이하	20개	20.8%
20kW초과~30kW이하	19개	19.8%
30kW초과~50kW이하	33개	34.4%
50kW초과~70kW이하	10개	10.4%
70kW초과~100kW이하	12개	12.5%
100kW초과	2개	2.1%
합계	96개	100.0%

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

중대형 인버터 제조업체(총 96개) 중 국내 업체는 11개로 가장 많고, 중국이 5개, 헝가리 1개, 이탈리아 1개 순으로 등록되어 있다(<표 3-12>). 수입산의 경우 최대용량이 52kW로 대규모(1MW)이상의 설비 규모에는 적용하기에 제한적이므로 조사 대상에서 제외하였다.

〈표 3-12〉 중대형 인버터 취급업체별 인증제품 및 취급용량, 제조국

순번	업체명	인증제품수	취급정격용량(kW)	제조국
1	디아이케이(주)	19(3)개	15kW~103.5kW	한국
2	헥스파워시스템(주)	16개	10.5kW~100kW	
3	(주)다쓰테크	14(5)개	15kW~105kW	
4	(주)에코스	13개	11kW~100kW	
5	지투파워(주)	11개	11kW~100kW	
6	동양이엔피(주)	3(2)개	22kW~50kW	
7	금비전자(주)	2(2)개	36kW~50kW	
8	알에스오토메이션(주)	1개	100kW	
9	윌링스	1개	99.3kW	
10	(주)유니테스트	1(1)개	50kW	
11	(주)파워넷	1개	10.5kW	중국
12	(주)동이에코스	4개	10.6kW~52kW	
13	하임전자주식회사	3개	20kW~50kW	중국, 헝가리
14	한솔테크닉스(주)	2(1)개	34kW	중국
15	(주)신성이엔지	1개	10.5kW	
16	에스엔피글로벌주식회사	1개	40kW	이탈리아
17	(주)ABB코리아	3개	20kW~50kW	
합계		96		

주: ()는 접속반 일체형 인버터 수

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

1.3.3. 접속함

태양광 접속함은 국가기술표준원에서 고시⁴⁷⁾하는 기준에 따라 소형(3회로 이하)과 중대형(4회로 이상)으로 구분하며 2020년 기준으로 국내에는 총 65개의 품목이 인증되어 있다. 접속반 비용조사는 신재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침에 따라 한국에너지공단 홈페이지에

47) 국가기술표준번호 KS C 8567

등록된 신재생에너지설비 KS인증제품을 대상으로 한다. 제품 규격은 태양광 발전 설비용량(100kW 이상)을 고려하여 중대형을 대상으로 조사하였다. 단, 인버터 일체형 접속함은 인버터 가격 조사에 반영되므로 제외하였으며 최종적으로는 35개 품목에 한하여 조사하였다.

〈표 3-13〉 접속함 구분에 따른 조사대상 수

(단위 : 개)

구분	규격		제조국			비고
			한국	중국	합계	
소형	병렬스트링 3회로 이하		15	-	15	
중대형	병렬스트링 4회로 이상	인버터 일체형 접속함	14	1	15	
		접속함	35	-	35	조사대상
	합계		64	1	65	

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

조사대상 35개 품목은 4CH ~ 24CH까지 총 12개 인증규격으로 구분하며, 국내에서는 총 15개 업체에서 취급을 하고 있다. 인증제품 수가 가장 많은 업체는 (주)엠알티이며, 인증제품 규격(5규격)을 많이 보유한 업체는 (주)에코스이다.

〈표 3-14〉 업체별 중대형 접속반 조사대상 인증제품 수 및 취급 규격

(단위 : 개)

순번	업체명	인증제품수	인증규격(CH)
1	(주)대경산전	1	20
2	(주)대연씨앤아이	1	20
3	(주)동이에코스	4	8, 12, 16, 20
4	(주)미래이앤아이	1	23
5	(주)에코스	7	8, 12, 16, 20, 24
6	(주)엠알티	8	8, 12, 16, 20

순번	업체명	인증제품수	인증규격(CH)
7	(주)일강케이스판	3	8, 16, 24
8	(주)정우엔지니어링	1	20
9	(주)제이루트	1	22
10	(주)키스톤에너지	1	12
11	주식회사대은	2	9, 11
12	주식회사코텍에너지	1	6, 10
13	지투파워(주)	1	6, 9, 12
14	한양전공(주)	2	6, 9
15	햄시바(주)	1	11, 20
합계		35	

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

1.4. 태양광 규격별 발전설비 주요 기자재 비용 조사

1.4.1. 태양광 주요 기자재 조사 결과

1) 모듈

KS인증제품 기준 효율 17.5%, 정격용량 400W 이상 모듈을 취급하는 24개 업체를 대상으로 조사한 결과 13개 업체에서 응답하였고, 조사결과는 <표 3-15>와 같다. 연구의 목적에 따라 태양광 설비 규모별 모듈가격 구분하기 위해 거래규모 기준으로 조사하였다. 총 28개 모듈에 대한 가격 정보가 회수되었고, 가장 많이 회수된 400W 모듈을 원가 산정에 반영하였다. 회수된 결과에서 제조국인 한국과 중국의 모듈가격의 차이는 평균 79% 수준으로 확인이 되었으며, 이는 국가별 생산규모에 따른 것으로 판단된다. 국내산과 중국산의 가격을 비교해 보면, 3MW 유틸리티급 기준으로 국내산 모듈 가격은 381원/Wp로, 중국산 가격(312원/Wp) 대비 약 18% 높은 것으로 확인된다.

〈표 3-15〉 KS인증 모듈 가격 조사결과(400W, 효율17.5%이상) Wp당 가격

(단위 : 원/Wp)

정격출력 (W)	제조국	회수	거래규모별 Wp당 평균단가			비고
			100kW	1MW	3MW	
400	한국	2	400	390	381	적용
	중국	3	347	320	312	
	평균	5	368	348	339	
410	한국	-	-	-	-	
	중국	2	310	300	295	
	평균	2	310	300	295	
420	한국	2	450	443	435	
	중국	1	320	310	300	
	평균	3	407	398	390	
430	한국	-	-	-	-	
	중국	1	310	295	290	
	평균	1	310	295	290	
440	한국	-	-	-	-	
	중국	4	312	300	297	
	평균	4	312	300	297	
450	한국	1	380	375	370	
	중국	1	305	290	285	
	평균	2	343	332	327	
530	한국	1	403	409	409	
	중국	-	-	-	-	
	평균	1	403	409	409	
전체	한국	10	395	389	384	
	중국	18	320	305	299	
	합계	28	347	335	330	
가격비	한국	10	100%	100%	100%	
	중국	18	81%	78%	78%	

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

2) 인버터

중대형 인버터는 14개 업체를 대상으로 조사하였으며, 5개 업체에서 총 22개 규격에 대한 가격 정보가 회수되었다. 본 연구에서는 100kW 이상 설비용량에 대해 원가를 산정하므로 조사된 규격 중 최상위 규격인 100kW와 103.5kW 인버터 가격의 평균을 반영하였다. 또한, 설비 규모별 가격 할인율 적용하기 위해 제조사로부터 제공받은 규모별 공급가격을 반영하여 원가에 적용하였다.

〈표 3-16〉 100kW 인버터 평균가격 산출표

(단위 : 원/대)

항목	조사규격		단가
	모델명	규격(kW)	
인버터	DPTH-W100LE3	103.5	8,500,000
	H3100SOD	100	15,000,000
	GTL-100	100	9,500,000
	평균가		11,000,000

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

〈표 3-17〉 설비 규모별 인버터 가격 산출표

(단위 : 원/대)

항목	설비 규모	100kW급 단가	거래규모별 가격비율
인버터 (***-33100K-OD-** 모델기준)	100kW	11,000,000	100.0%
	1MW	10,000,000	90.9%
	3MW	9,500,000	86.4%

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

3) 접속반

중대형 접속반 조사는 병렬스트링 4회로 이상인 제품을 대상으로 하며, 조사가 완료된 접속함은 7규격(4CH ~ 20CH)으로 총 23개 품목이 조사되었다. 조사결과는 <표 3-18>와 같으며, 5CH은 4CH 대비 가격이 낮은 것으로 조사되었는데 이는 외함을 구성하는 재질의 차이로 인한 것으로 확인되었다. 본 연구는 100kW 이상의 설치 규모를 대상으로 하고 있으므로 조사된 품목 중 20CH 가격을 원가에 적용하였다. 설비 규모별 가격은 조사된 규격별 접속반 가격에서 거래규모별 가격대를 제출한 업체를 기준으로 가격비율을 적용하여 산출하였다(<표 3-19>).

<표 3-18> 접속반 규격별 단가 조사결과

(단위 : 원/대)

구분	회로수(CH)	회수	최저가	최고가	평균가	비고
접속반	4	1	800,000	800,000	800,000	
	5	1	600,000	600,000	600,000	재질차이
	6	1	850,000	850,000	850,000	
	8	3	900,000	1,400,000	1,093,333	
	12	6	1,000,000	2,600,000	1,641,667	
	16	4	1,120,000	2,700,000	1,935,000	
	20	7	1,200,000	2,800,000	1,982,857	적용
합계		23				

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

〈표 3-19〉 설비 규모별 접속반 가격 산출표

(단위 : 원/대)

항목	설비 규모	단가	거래규모별 가격비율
접속반 (**-JBNT-20**-모델 기준)	100kW	1,982,857	100%
	1MW	1,883,714	95%
	3MW	1,784,571	90%

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

1.5. 태양광 발전설비 설계에 따른 구조물 및 토목공사, 전기공사 비용 조사

1.5.1. 태양광 발전설비 설치면적 조사

태양광 모듈 설치면적은 5개 업체에서 생산하는 400W 모듈의 평균 규격을 검토하여 단위 길이(세로 2,020mm, 가로 1,010mm)를 반영하였으며, 100kW 기준으로 모듈 250매, 모듈간 거리 5mm를 가정하여 산출했다. 산출된 모듈의 종횡 길이를 기준으로 100kW급 태양광 모듈 설치면적을 산정한 결과 약 444.54㎡(134.5평)로 도출되었다.

〈표 3-20〉 400W 단위모듈 규격 산출표

항목	모델명	규격	W(mm)	D(mm)
모듈	HS400UD-HH2	2,018×1,010×40	2,018	1,010
	LG400S2W-U5	2,024×1,024×40	2,024	1,024
	SS-DM400MB	1,002×2,010×40	2,010	1,002
	Jkm400M-72H	2,008×1,002×40	2,008	1,002
	JIM400M-72H-TV	2,031×1,008×40	2,031	1,008
	평균		2,018	1,009
	적용규격		2,020	1,010

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

〈표 3-21〉 100kW 발전설비 모듈 설치면적

항목	설치수량 (EA)	모듈길이 (mm)	모듈간거리 (mm)	전체길이 (mm)
설치길이(W)	50	2020	5	101,245(A)
설치길이(D)	5	1010	5	4,390(B)
100kW 기준 모듈 설치면적 산출(m ²)				444.54(A×B)

주: 설치길이(W,D) = 설치수량×모듈길이+모듈간거리×(설치수량-1)

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

100kW급 태양광 발전설비 전체 설치면적은 어레이와 설치각도 30도를 반영하여 산출하였다. 또한, 모듈 설치면 양측에 어레이간 면적을 동일하게 적용하였으며, 기타 구조물(인버터, 접속반, 배전반, 배수로 등)의 설치와 그 외 부분을 반영하였다. 최종적으로 여유면적을 10% 반영한 설치규모별 필요면적은 <표 3-22>과 같으며, 100kW급 태양광 발전설비 기준 약 296평의 면적이 필요한 것으로 도출되었다. 이는 태양광 모듈의 효율이 증대됨에 따라 모듈의 크기가 감소하는 경향이 있기 때문에 장기적으로 모듈에 대한 기술개발이 지속됨에 따라 필요면적은 감소할 것으로 예상된다.

〈표 3-22〉 태양광 발전설비 설치규모별 필요면적 산출

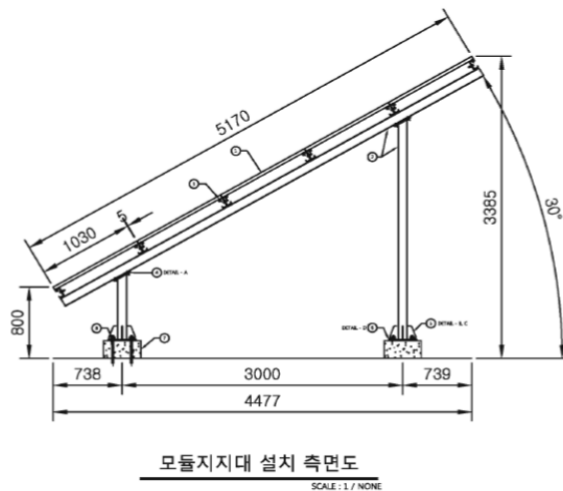
설치용량	100kW	1MW	3MW	비고
모듈어레이 설치면적(m ²)	444.54	4,445.41	13,336.24	A
모듈 간격수	1.00	10.00	30.00	B
100kW 기준 모듈어레이 간격면적(m ²)	444.54	444.54	444.54	C
모듈어레이 간격면적(m ²)	444.54	4,445.41	13,336.24	D=B×C
총모듈어레이 설치면적(m ²)	889.08	8,890.83	26,672.48	E=A+D
여유면적(10%)	88.91	889.08	2,667.25	F=E×10%
필요면적(m ²)	977.99	9,779.91	29,339.73	G=E+F
필요면적(평수)	296	2,968	8,875	

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

1.5.2. 구조물 수량 산출

태양광 발전설비 구조물은 조달청 나라장터 종합쇼핑몰에 등록되어 있는 구조물(고정형) 배치도면⁴⁸⁾([그림 3-1])을 기준으로 앞서 조사된 표준 모듈 규격을 반영하여 산출하였다(<표 3-23>). 구조물 비용은 규모별로 산출된 세부 항목별 수량을 근거로 하여 조달청 나라장터 종합쇼핑몰에 제시되어 있는 가격을 적용하여 산출하였다.

[그림 3-1] 모듈지지대 설치 측면도



자료: 조달청 나라장터 종합쇼핑몰 태양광발전장치 세부품목번호 :
2611160701, □형 지지대

48) 조달청 나라장터 종합쇼핑몰, 태양광발전장치 세부품목번호 : 2611160701, □형 지지대

〈표 3-23〉 태양광 규모별 구조물 수량 산출표

항목	규격	단위	산출수량		
			100kW	1MW	3MW
□형강	100×100×3.2T	kg	2,051	20,385	61,096
C형강	100×50×20×2.3T	kg	4,111	41,107	123,322
PLATE	200×200×9T	kg	194	1,930	5,784
RIB	75×150×6T	kg	146	1,447	4,338
볼트	M12×40L	EA	272	2,704	8,104
너트	M12	EA	272	2,704	8,104
BASEPLATE	300×300×12T	kg	582	5,790	17,351
무수축물탈	400D×400W×100H	m ³	1	11	32
케미컬앙카	M16×400L	EA	272	2,704	8,104
잡철물제작설치	철물설치	TON	7	69	208

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

1.5.3. 토목공사 수량 산출

태양광 발전설비 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 플륨관 부설)을 반영하여 각각의 수량을 산출하였다.

터파기는 기초 토사의 정리를 위한 것으로 적용하여 높이 100mm기준을 적용하였으며, 되메우기는 터파기 부피의 20%를 적용하였다. 잡석지정은 높이 50mm, 배수관 길이는 토지경계면에 설치되는 것을 고려하여 대상면적을 정사각형으로 기준하였을 때 4면 길의 합으로 적용하였다. 최종적으로 산출된 토목공사 수량 산출표는 <표 3-24>와 같으

며, 규모별 토목공사 비용은 산출된 수치와 조달청 기준 표준공사 비용을 반영하여 도출하였다.

〈표 3-24〉 토목공사 수량 산출표

항목	100kW	1MW	3MW	비고
대상면적(m ²)	977.99	9,779.91	29,339.73	A
터파기/토사(m ³)	97.8	978.0	2,933.97	B=A×0.1
되메우기/토사(m ³)	19.54	195.58	586.78	C=B×0.2
잡석지정(m ³)	48.85	488.95	1,466.95	D=B×0.05
U형플름관부설(m)	125.03	395.56	685.15	E=√D×4

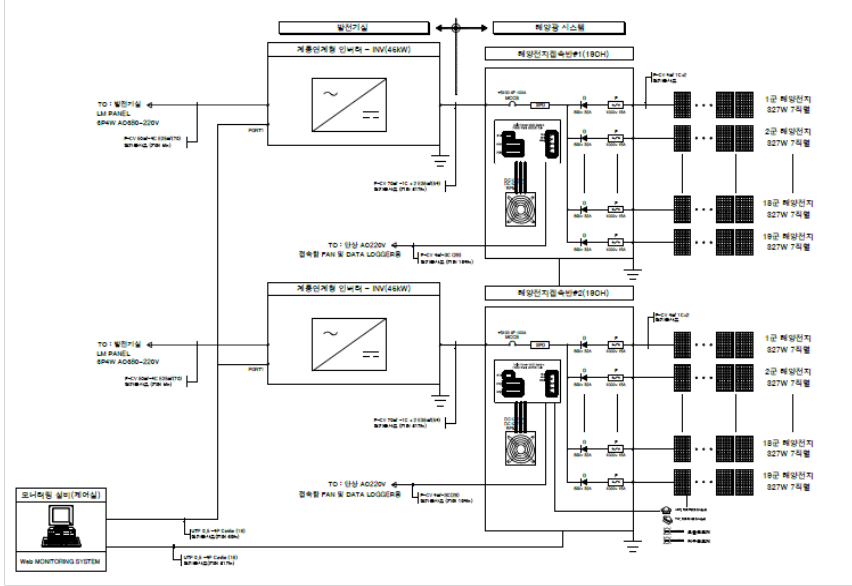
자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

1.5.4. 전기배선 수량 산출

전기배선은 조달청 나라장터 공고⁴⁹⁾에 포함된 설계도면과 한국방송공사 본사의 태양광 발전설비 구매설치 도면([그림 3-2])을 기준으로 각각의 접속구간에 따라 적용되는 항목과 규격을 반영하여 산출하였다. 산출된 전기배선 세부항목과 수량은 <표 3-25>와 같으며, 설비비용 산정 시 필요 수량과 조달청 나라장터 종합쇼핑몰 가격을 적용하여 산출하였다.

49) 조달청 나라장터 공고 2020070925-00 경북테크노파크 태양광발전장치 설치용 전기공사(2020.6)

[그림 3-2] 한국방송공사 본사 태양광 발전설비 구매설치 도면



〈표 3-25〉 태양광 규모별 전기배선 수량 산출표

항목	규격	단위	산출수량			비고
			100kW	1MW	3MW	
분전반(LV)	저압연계(380V)	EA	1	1	1	
폴리에틸렌 난연케이블	0.6kVF-CV4SQ1C ×2	M	101	1,012	3,037	모듈->접속반
폴리에틸렌 난연케이블	0.6kVF-CV70SQ1C×4	M	51	506	1,519	접속반->인버터
폴리에틸렌 난연케이블	0.6kVF-CV70SQ1C×4	M	34	337	1,012	인버터->분전반
케이블덕트	100×100	M	152	1,519	4,556	모듈, 접속함, 인버터
접지용비닐 절연전선	F-GV10SQ	M	30	260	770	접속함, 인버터 접지
접지동봉	16×1800L	EA	3	26	77	접지
접지동관	500×500×1.5T	EA	3	26	77	접지
후래시블전선관	16C	M	101	1,012	3,037	접지, 모니터링

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

1.6. 태양광 규모별 발전설비 직접비 원가(품셈기준)

1.6.1. 직접비

직접비는 조사된 태양광 주요 기자재 단가 및 수량을 토대로 산출하였으며, 모듈, 인버터, 접속함, 모니터링, 구조물, 전기배선, 토목공사 등 7개 항목으로 분류하였다. 표준품셈 기준으로 산출된 비용은 <표 3-26>과 같다.⁵⁰⁾ 표준품셈 기준에 따른 규모별 직접비는 각각 125.7백만 원(100kW 기준), 1,203.7백만 원(1MW 기준), 3,403.0백만 원(3MW 기준)으로 산출되었으며, 설비규모가 커짐에 따라 단위비용(백만 원 /kW)이 감소하는 것으로 나타났다. 간접노무비비 및 기타 경비는 세부 항목별 직접비에 조달청에서 제시하는 제비율을 적용하여 산출한다.

50) 20MW이상 설비는 수배전반이 아닌 별도의 변전소 설비가 필요하며, 전문 업체 조사결과 해당설비의 금액은 30억 원 ~ 35억 원 정도로 예상되나, 설치조건에 따라 편차가 상이하하여 금액을 정확히 확인되지 않고 승압설비(수배전반)가 변전소 설비 내 포함하여 시공하는 것이 일반적이라 본 연구에서는 제외.

〈표 3-26〉 태양광 설치규모별 직접비 집계표

(단위 : 백만원)

설비 규모	품명	규격	직접 재료비	직접 노무비	산출 경비	합계
100kW	모듈	400W(100kW 규모)	36.8	31.2		68.0
	인버터	100kVA 이하	11.0	1.5		12.5
	접속함	20CH	4.0	0.3		4.2
	모니터링		1.6	0.1		1.8
	구조물		7.6	8.7		16.3
	전기배선		4.3	9.2		13.6
	토목공사		3.4	4.1	1.8	9.3
	합계		68.7	55.2	1.8	125.7
1MW	모듈	400W(1MW 규모)	348.2	311.7		659.9
	인버터	100kVA 이하	100.0	15.2		115.2
	접속함	20CH	30.1	2.1		32.2
	모니터링		1.6	0.5		2.1
	구조물		75.7	87.4		163.1
	전기배선		87.9	85.8		173.6
	토목공사		16.0	27.2	14.4	57.6
	합계		659.6	529.8	14.4	1,203.7
3MW	모듈	400W(3MW 규모)	1,018.1	935.2		1,953.3
	인버터	100kVA 이하	259.1	45.5		304.6
	접속함	20CH	83.9	6.1		90.0
	모니터링		2.9	1.5		4.4
	구조물		227.0	262.0		488.9
	전기배선		154.6	255.4		410.1
	토목공사		37.4	73.1	41.1	151.6
	합계		1,783.0	1,578.9	41.1	3,403.0

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

1.6.2. 제비율

제비율은 공사를 진행함에 있어 직접비와 수반되는 비용으로 직접적으로 들어가는 비용 외에 목적물을 완성하기 위해 간접적으로 소요되는 비용이다. 본 연구에서는 조달청 기준⁵¹⁾으로 세부항목별⁵²⁾ 제비율을 적용하였으며, 최종적으로는 공사규모 및 공사기간에 따라 보정하였다.

〈표 3-27〉 태양광 설치규모별 적용 제비율표

항목	태양광						비고
	100kW		1MW		3MW		
	적용기준	적용 요율	적용기준	적용 요율	적용기준	적용 요율	
간접노무비	50억원 미만, 6개월 이하	8.0%	50억원 미만, 6개월 이하	8.0%	50억원 이상 300억원 미만, 6개월 이하	7.6%	직접공사비기준
기타경비	50억원 미만	5.6%	50억 미만	5.6%	50억원 이상 300억원 미만	6.8%	직접공사비기준
산재보험료	모든공사 적용	3.7%	모든공사 적용	3.7%	모든공사 적용	3.7%	
고용보험료	모든공사 적용	0.9%	모든공사 적용	0.9%	모든공사 적용	0.9%	
건강보험료	1개월 미만으로 제외		1개월 이상 반영	3.3%	1개월 이상 반영	3.5%	
연금보험료	1개월 미만으로 제외		1개월 이상 반영	4.5%	1개월 이상 반영	4.5%	
노인장기요양보험료	1개월 미만으로 제외		1개월 이상 반영	10%	1개월 이상 반영	10%	
산업안전보건관리비	5억원 미만	1.8%	5억원 이상 50억원 미만	1.2%	50억원 이상	1.2%	
퇴직공제부금비	해당없음		1개월 이상 반영	2.3%	1개월 이상 반영	2.3%	
일반관리비	50억원 미만	6.0%	50억원 미만	6.0%	50억원 이상 300억원 미만	5.5%	
이윤	50억원 미만	15%	50억원 미만	15%	50억원 이상 300억원 미만	12%	

자료: 조달청 2020.7.1 건축, 산업환경설비공사 원가계산 제비율 적용기준

51) 조달청 2020.7.1 건축, 산업환경설비공사 원가계산 제비율 적용기준

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

1.6.3. 태양광 규격별 발전설비 직접비 원가

직접비에서 제비율을 반영하여 산출된 태양광 발전설비 규모별 원가는 <표 3-28>과 같다. 100kW급의 경우 공사기간이 1개월이 소요되지 않는 점을 고려하여 경비에 해당하는 비용 중에서 건강보험료, 연금보험료, 노인장기요양보험료, 퇴직공제부금비는 제외하였다. 표준품셈 기준에 따른 태양광 발전설비 규모별 단가는 179.5만원/kW(100kW), 178.8만원/kW(1MW), 167.9만원/kW(3MW)로 산출되었다.

〈표 3-28〉 태양광 규모별 발전설비 원가집계표(품셈기준)

(단위 : 백만원)

구분		100kW	1MW	3MW
재료비	직접재료비	68.7	659.6	1,783.0
	간접재료비	-	-	-
	소계	68.7	659.6	1,783.0
노무비	직접노무비	55.2	529.8	1,578.9
	간접노무비	4.4	42.4	126.3
	소계	59.6	572.2	1,705.2
경비	산출경비	1.8	14.4	41.1
	산재보험료	2.2	21.3	63.6
	고용보험료	0.5	5.0	14.8
	건강보험료	-	17.7	52.7
	연금보험료	-	23.8	71.1
	노인장기요양보험료	-	1.8	5.4
	산업안전보건관리비	2.3	17.5	45.9
	퇴직공제부금비	-	12.2	36.3
	기타경비	7.2	69.0	237.2
	소계	14.0	182.7	568.1
설치원가		142.3	1,414.4	4,056.3

구분	100kW	1MW	3MW
일반관리비	8.5	84.9	223.1
이윤	12.3	126.0	299.6
총원가	163.2	1,625.2	4,579.0
부가가치세	16.3	162.5	457.9
합계	179.5	1,787.8	5,036.9
kW당 설치비용	1.795	1.788	1.679

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

1.7. 태양광 규격별 발전설비 직접비 원가(현장 기준)

1.7.1. 원가의 조정 범위 및 방법

앞서 산출된 태양광 설치규모별 원가는 모듈, 인버터, 접속반, 구조물, 전기배선 등 각각의 표준품셈을 적용한 금액으로 실제 투입되는 인력과 차이가 있을 것이다. 원칙적으로는 태양광 시공 시 투입되었던 공정표 및 투입인원을 검토해야 하나 해당 자료는 업체의 보유인력과 보안 등의 이유로 인해 제한됨에 따라 한국에너지공단에서 선정한 2019년 태양광 보급사업 참여기업을 대상으로 실제 공사 시 소요되는 인력을 유선으로 조사하여 산출하였다. 조사된 품은 참여기업의 시공실적을 고려하여 100kW급 태양광 발전설비 시공 시 소요되는 인력을 기준으로 kW당 투입인력을 환산하여 산출하였으며, 투입인력은 직접노무비에 해당하므로 해당 비목에 한하여 적용하였다.

1.7.2. 실투입인력 기준 직접노무비 산정

100kW급 태양광 발전설비 시공에 투입되는 실제 인력을 확인하기 위해 태양광 보급사업에 참여하는 5개 업체에 대해 조사하였다. 각 업

체별로 응답한 내용을 바탕으로 투입되는 인력을 기초 및 구조물, 전기공사로 구분하여 총 투입인원과 kW당 투입인원을 산출하였다.

조사결과 기초 및 구조물 총 투입인원은 62명이며, 전기공사 부문의 총 투입인원은 24명으로 산출되었다. 조사된 업체를 기준으로 기초 및 구조물의 해당범위는 모듈, 인버터, 접속반, 구조물, 기초를 설치하는 업무에 포함한다. 전기배선은 모듈, 인버터, 접속반의 연결 및 분전반 및 난연 케이블, 접지동봉 등의 배전배선 업무를 포함한다. 원가산출시 기초 및 구조물에 모듈, 인버터, 접속반, 구조물의 품에 적용하고 모듈 간 연결, 인버터와 접속반 연결을 위한 배전배선은 전기배선 품으로 적용하였다.

표준품셈은 항목별로 적용되는 품을 각각 명기하고 있으나 실제 업체에서는 기초 및 구조물, 전기공사로 구분하여 시공하고 있다. 산출된 인원을 설비용량인 100kW로 나누면 kW당 기초 및 구조물은 0.62명, 전기공사는 0.24명으로 확인된다(<표 3-29>). 기초 및 구조물은 별도의 자격사항이 필요한 부분이 아니므로 공사노임의 보통인부, 전기공사는 참여기업의 전기공사업 면허를 고려하여 전기공사 기사를 적용하였다.⁵³⁾

〈표 3-29〉 태양광 100kW 설치기준 kW당 투입인력 산출표

순번	업체	기초 및 구조물			전기공사		
		투입인원 (인/일)	기간 (일)	총투입인원 (인)	투입인원 (인/일)	기간 (일)	총투입인원 (인)
1	A	4	2	8	4	1	4

53) 산출된 kW당 투입인원은 제한적으로 조사된 참여기업의 결과를 바탕으로 적용한 것이므로 추가적인 조사를 통한 경우에는 투입인원이 변경될 수 있음.

순번	업체	기초 및 구조물			전기공사		
		투입인원 (인/일)	기간 (일)	총투입인원 (인)	투입인원 (인/일)	기간 (일)	총투입인원 (인)
2	B	6	8	48	5	7	35
3	C	8	7	56	3	7	21
4	D	10	5	50	2	10	20
5	E	7	21	147	6	7	42
평균				62			24
kW당 투입인원				0.62			0.24

자료: 2019년 보급사업 참여기업 업체 기준 자체 유선조사 취합 결과

산출된 kW당 투입인원을 기존에 설치규모별 산정된 원가내역에 반영한 결과는 <표 3-30>와 같다. 3MW 기준으로 직접노무비에 해당하는 전체 비용은 표준품셈 기준이 1,504백만 원, 실제 투입인력 기준이 447백만 원으로 산출되었다. 현장기준으로 산정된 직접노무비가 표준품셈 기준으로 산정된 비용의 약 30% 수준으로 산출되어 차이가 많은 것으로 나타났다. 본 연구에서는 정확한 시장 가격을 반영하기 위해 직접노무비는 현장기준으로 산출된 비용을 최종 원가에 적용하였다.

<표 3-30> 태양광 표준품셈 및 실투입인원기준 직접노무비 비교표

(단위 : 백만원)

설비 용량	품명	규격	단위	직접노무비		비고
				표준품셈 기준	실투입 인원기준	
100kW	모듈	400W(100kW규모)	식	31.2	8.6	
	인버터	100kVA 이하	식	1.5		
	접속함	20CH	식	0.3		
	구조물		식	8.7		
	전기배선		식	9.2	6.3	
	합계			50.9	14.9	29%

설비 용량	품명	규격	단위	직접노무비		비고
				표준품셈 기준	실투입 인원기준	
1MW	모듈	400W(1MW규모)	식	311.7	86.7	
	인버터	100kVA 이하	식	15.2		
	접속함	20CH	식	2.1		
	구조물		식	87.4		
	전기배선		식	85.8	63.4	
	합계			502.1	150.1	30%
3MW	모듈	400W(3MW규모)	식	935.2	257.2	
	인버터	100kVA 이하	식	45.5		
	접속함	20CH	식	6.1		
	구조물		식	262.0		
	전기배선		식	255.4	190.1	
	합계			1,504.3	447.3	30%

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

1.7.3. 태양광 규격별 발전설비 직접비 원가

산출된 실투입인원 기준 직접노무비를 기존의 제비율에 적용한 결과 태양광 규격별 발전설비 직접비 원가는 <표 3-31>과 같이 산출되었다. 설비 규모별로 121.1만 원/kW(100kW 기준), 117.1만 원/kW(1MW 기준), 107.4만 원/kW(3MW 기준)으로 도출되었다. 지금까지 도출한 직접비 원가에서 간접비⁵⁴⁾에 해당하는 원가를 합한 값이 태양광 발전설비 설치 및 시공에 투입된 총비용을 확인할 수가 있으며, 이에 대해서는 후술에서 면밀하게 살펴보도록 하겠다.

54) 설계 및 감리, 인허가, 진단 및 검사, 계통연계, 금융 등

〈표 3-31〉 태양광 규모별 발전설비 직접비 원가집계표(실투입 기준)

(단위 : 백만원)

구분		100kW	1MW	3MW
재료비	직접재료비	68.7	659.6	1,783.0
	간접재료비	-	-	-
	소계	68.7	659.6	1,783.0
노무비	직접노무비	19.2	177.7	521.9
	간접노무비	1.5	14.2	41.8
	소계	20.7	192.0	563.6
경비	산출경비	1.8	14.4	41.1
	산재보험료	0.8	7.2	21.0
	고용보험료	0.2	1.7	4.9
	건강보험료	-	5.9	17.4
	연금보험료	-	8.0	23.5
	노인장기요양보험료	-	0.6	1.8
	산업안전보건관리비	1.6	13.3	32.5
	퇴직공제부금비	-	4.1	12.0
	기타경비	5.0	47.7	159.6
	소계	9.4	102.8	313.8
설치원가		98.8	954.3	2,660.4
일반관리비		5.9	57.3	146.3
이윤		5.4	52.8	122.8
총원가		110.2	1,064.4	2,929.6
부가가치세		11.0	106.4	293.0
합계		121.2	1,170.8	3,222.6
kW당 설치비용		1.212	1.171	1.074

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

2. 육상풍력 발전설비 원가 조사

2.1. 육상풍력 원가분석 전제조건

2.1.1. 설치조건

육상풍력 발전설비 설치조건은 한국산업표준(KS)⁵⁵⁾의 육상용 중대형 풍력터빈 설계요구사항을 고려하여 회전자 면적 200m² 이상의 육상용 풍력터빈에 적용한다. 설치위치는 신재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침에 따라 <표 3-32>와 같이 명기하고 있다.

〈표 3-32〉 풍력설비 설치위치

- | |
|---|
| <ol style="list-style-type: none">1) 돌풍성의 풍력을 제외한 양질의 충분한 풍력자원이 있는 곳에 설치하여야 한다.2) 주변에 풍속에 방해가 되는 풍력설비보다 높은 건물 및 나무 등이 없는 곳에 설치하여야 한다.3) 주변의 시설이나 도로, 민가, 축사 등이 풍력타워의 넘어짐에 의해 영향을 받지 않도록 충분한 이격거리를 확보하여야 한다. |
|---|

자료: 신·재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침 [별표 1]

2.1.2. 조사대상 규격 및 항목

조사대상은 국내 20MW급 육상풍력 발전설비로 설정하였다. 이는 여러 가지 규제로 인해 설치가 어려운 우리나라 환경에서 기설치된 개별 육상풍력 발전소의 평균 설비용량이 약 13MW⁵⁶⁾ 수준이며, 현재

55) 한국산업표준(KS) KS C 8572

수준의 기술에 따른 터빈 효율 증가를 고려했기 때문이다. 조사항목은 발전설비와 연간 운영유지비용으로 구분하였으며, 각 항목별 세부내역은 <표 3-33>, <표 3-34>와 같다.

<표 3-33> 육상풍력 발전설비 조사항목

구분	항목	조사항목
직접비	직접 재료비	터빈(블레이드, 너셀 포함), 타워, 토목공사, 전기공사(전기설 포함), 운송 및 설치, 모니터링
	직접 노무비	터빈(블레이드, 너셀 포함), 타워, 토목공사, 전기공사(전기설 포함), 운송 및 설치, 모니터링
간접비		사전개발비, 설계 및 감리, 개발행위 인허가, 환경모니터링비, 진단 및 검사, 일반관리비

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

<표 3-34> 육상풍력 연간 운영유지비용 조사항목

구분	조사항목	비고
직접비	전기안전관리자 선임비용	외부위탁일 경우 연간 계약비용
	보험료	
	정기 유지보수관리 비용	
	비정기(수시) 유지보수관리 비용	

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

56) 한국풍력산업협회 2018 Annual Report에 따르면, 2018년도 말 기준 운영중인 육상풍력 발전설비 용량은 94개소 1,227MW임.

2.2. 육상풍력 세부항목별 정의 및 필요성 검토

2.2.1. 풍력발전기의 분류

풍력발전기는 회전축이 바람이 불어오는 방향과 평행하게 설치되는 수평축 풍력발전기와 수직으로 설치되는 풍력발전기로 구분된다(<표 3-35>). 중대형 풍력발전기의 경우에는 인증제품 기준으로 수평축 풍력발전기에 해당하기 때문에 본 연구에서는 이에 해당하는 기종을 조사하였다.

〈표 3-35〉 풍력발전기의 분류

구분	수평축 풍력발전기	수직축 풍력발전기
사진		
회전축	- 바람 방향과 평행	- 바람 방향과 수직
특징	- 구조가 간단하고 설치가 용이함 - 블레이드 전면을 바람 방향에 맞추기 위해 나셀을 360°회전시키는 요잉(yawing) ⁵⁷⁾ 장치가 필요	- 바람의 방향에 영향을 받지 않아 요잉(yawing)장치가 불필요
대상	○	

자료: 한국풍력산업협회 홈페이지를 참조 저자 직접 작성

2.2.2. 조사항목별 정의

한국표준설비의 육상용 중대형 풍력터빈 설계 요구사항⁵⁸⁾을 보면 설비 관련 세부항목에 대해 <표 3-36>과 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 3-36> 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
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)

57) 요잉(yawing)장치는 모든 수평축 발전기에 사용되는 시스템으로 풍향의 변화로 발생하는 요에러(로터의 회전면과 풍향이 수직되지 않았을 때 에너지 활용도가 떨어지는 현상을 의미하며 이 때 블레이드가 플랩방향의 앞뒤로 휘어지는 현상 및 로터의 진동과 피로하중이 증가하는 현상)에 대응하거나 긴급상황시 요에러를 통해 로터블레이드의 회전속도를 줄이기 위하여 필요한 장치이며 전기적 제어장치에 의해 구동되고 모터, 기어박스, 브레이크, 베어링 등으로 구성.

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

2.2.3. 설비 항목별 관련 규정

신·재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침상의 풍력설비 항목별 시공기준은 <표 3-37>과 같으며, 국내 육상풍력 발전설비는 해당 규정에 의거하여 설치하여야 한다. 관련 규정을 상세히 살펴보면 전기사업법, 안전관리 기준 등에 따른 기준을 명시하고 있다⁵⁹⁾. 이는 자자체별 내부 규정에 근거하여 다를 수 있기 때문에 육상풍력 발전 사업자는 사업부지에 해당하는 지자체의 풍력발전설비 관리규정을 확인해야 한다.

〈표 3-37〉 육상풍력 발전설비 항목별 관련 규정

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 주축간 연결은 설계도면 상에 정해진 토크로 체결해야 하며, 나셀 내·외부의 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

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

항목	관련 규정			
	<p>고정 하여야 한다.</p> <ul style="list-style-type: none">- 각종 유압장치나 냉각장치 등에서 누유나 누수 등이 발생하지 않아야 하며, 유압매체나 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 설치- 전기사업법의 사용전점검 또는 사용전검사에 하자가 없도록 시설을 준공하여야 한다.			
인버터	<ul style="list-style-type: none">- 센터에서 인증한 인증제품을 설치하여야 한다.- 해당용량이 없어 인증을 받지 않은 제품을 설치할 경우에는 신·재생에너지 설비 인증에 관한 규정 상의 효율시험 및 보호기능시험이 포함된 시험성적서를 제출하여야 한다.			
모니터링설비	<ul style="list-style-type: none">- 계측설비별 요구사항			
	계측설비		요구사항	
	인버터		CT 정확도 3% 이내	
	전력량계		정확도 1% 이내	
	<ul style="list-style-type: none">- 측정 및 모니터링 항목			
	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

2.2.4. 조사대상 설비

조사시점의 기준⁶⁰⁾에서 한국에너지공단의 KS인증 터빈 제품 29개⁶¹⁾ 중 육상용은 26개가 등록 되어 있으며, 증속기가 포함된 것은 18

60) 2020년 4월~6월

61) 인증 만료제품 제외

개, 미포함된 것은 11개이다. 현재 조사대상 규격은 육상풍력 20MW 이므로 설치면적 및 효율을 고려하여 터빈 용량 2MW 미만의 대상은 제외한 22개 품목으로 한정하였다.

〈표 3-38〉 중대형 풍력 KS인증 등록제품 수

(단위 : EA)

순번	정격출력	육상용			해상용			합계
		유	무	소계	유	무	소계	
1	0.75 MW	-	2	2	-	-	-	2
2	0.8 MW	-	1	1	-	-	-	1
3	1.65 MW	1	-	1	-	-	-	1
4	2 MW	4	-	4	-	-	-	4
5	2.3 MW	1	1	2	-	-	-	2
6	2.35 MW	-	1	1	-	-	-	1
7	2.5 MW	-	2	2	-	-	-	2
8	3 MW	3	2	5	3	-	3	8
9	3.2 MW	-	1	1	-	-	-	1
10	3.3/3.45 MW	2	-	2	-	-	-	2
11	3.4MW	1	-	1	-	-	-	1
12	3.45/3.6 MW	2	-	2	-	-	-	2
13	3.6 MW	-	1	1	-	-	-	1
14	4.2 MW	1	-	1	-	-	-	1
	합계	15	11	26	3	-	3	29

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접 작성

제조국별 육상풍력 터빈 인증 제품을 보면, 한국이 가장 많은 8개 품목이 등록되어 있고, 그 다음으로 덴마크, 중국, 독일, 스페인 순으로 확인된다. 3MW 이상의 터빈 용량을 인증 받은 나라는 한국, 덴마크와 스페인, 독일로 확인된다. 정격출력 기준 가장 높은 규격은 한국의 유

니슨(주)이며, 4.2MW 규모의 설비를 인증(2019.8.19.)받은 국내 유일의 대용량 설비이다.

〈표 3-39〉 제조국별 육상용 풍력 인증제품 수 및 인증규격

(단위 : EA)

순번	제조국	육상용		합계	인증규격
		유	무		
1	한국	8	-	8	2MW, 2.3MW, 3MW, 4.2MW
2	덴마크	4	3	7	3MW, 3.2MW, 3.3/3.45MW, 3.4MW, 3.45/3.6MW, 3.6MW
3	중국	1	2	3	2MW, 2.5MW
4	스페인	-	3	3	2.3MW, 2.35MW, 3MW
5	독일	1	-	1	3.3/3.45MW
	합계	14	8	22	

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접 작성

국내 육상용 풍력 터빈 KS인증 업체는 총 8곳으로 국내에 4개사(두산중공업, 유니슨(주), (주)효성, (주)한진산업), 해외 4개사(지멘스가메사, 베스타스코리아, 에너콘, 골드윈드코리아)이다. 국내는 증속기가 포함된 설비이며, 증속기가 미포함된 제조국은 덴마크와 독일, 중국으로 확인된다.

〈표 3-40〉 육상풍력 2MW이상 KS인증업체 및 인증규격

(단위 : EA)

순번	업체명	제조국	육상용		합계	인증규격
			유	무		
1	두산중공업	한국	3	-	3	3MW
2	유니슨(주)	한국	3	-	3	2MW, 2.3MW, 4.2MW

순번	업체명	제조국	육상용		합계	인증규격
			유	무		
3	(주)효성	한국	1	-	1	2MW
4	(주)한진산업	한국	1	-	1	2MW
5	베스타스코리아	덴마크	3	-	3	3.3/3.45MW, 3.45/3.6MW
		중국	1	-	1	2MW
		스페인	1	-	1	3.3/3.45MW
6	지멘스가메사	덴마크	1	3	4	3MW, 3.2MW, 3.4MW, 3.6MW
7	에너콘	독일	-	3	3	2.3MW, 2.35MW, 3MW
8	골드윈드코리아	중국	-	2	2	2.5MW
	소계		14	8	22	

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접 작성

2.3. 육상풍력 발전설비 조사대상

본 연구에서 조사대상이 육상풍력 20MW 발전설비이기 때문에 1차적으로 2MW 설비를 기준으로 조사대상을 선정하였으나 최근 인증받은 유니슨의 4.2MW/기 설비를 고려하여 조사대상을 3MW 이상의 인증설비를 가진 업체로 한정하였다. 이에 한국풍력산업협회 홈페이지에서 확인되는 풍력사업자를 검토하여 조사가능업체를 재구성하였다. 최종 선정된 업체는 총 8개이며, 해당 업체를 대상으로 조사하였다. 최종적으로 2개 업체를 통해 세부항목별 비용에 대한 정보를 확보하였고, 조사결과를 바탕으로 육상풍력 발전설비 비용을 산출하였다⁶²⁾.

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

〈표 3-41〉 육상풍력 발전설비 조사대상

(단위 : EA)

순번	업체명	3MW 이상 ~4MW 미만	4MW 이상 ~5MW 미만	5MW 이상	합계	자료	비고
1	A	3	5	1	9		
2	B	5	2	1	8		
3	C	-	2	-	2		
4	D	4	-	2	6		
5	E	4	-	-	4	O	
6	F	1	1	-	2		
7	G	-	-	1	1		
8	H	해당없음				O	풍력발전 사업자

자료: 한국풍력산업협회 홈페이지, 2017년 발전소 사업자 자료를 활용하여 저자
직접 작성

2.4. 육상풍력 발전설비 주요항목 조사

조사항목은 주기기(터빈, 너셀, 타워), 토목공사, 전기공사(전기설 포함), 운송/설치, 모니터링(건축 포함)으로 구성하였으며, 이에 대한 재료비, 노무비, 경비를 각각 조사하였다. 업체별로 제시되는 단가는 해당업체의 실적자료의 차이 및 설치조건의 차이로 인해 편차가 발생할 수 있으므로 이를 보완하는 수단으로 MW당 평균액을 산출하여 직접비 산출에 반영하였다. 조사결과 주기기에 해당하는 터빈, 나셀, 타워의 전체 비용은 MW당 11.5억 원으로 산출되었다. 조사된 업체 간에 비용 차이가 발생하였는데 이는 육상풍력 설치부지 및 환경에 따라 변동이 발생하기 때문인 것으로 판단된다.

〈표 3-42〉 육상풍력 발전설비 항목별 조사단가

(단위 : 백만원)

구분		단위	육상풍력		
			E사업체	H사업체	평균액
재료비	주기기	MW	1,000.0	1,300.0	1,150.0
	토목공사	MW	154.0	57.0	105.5
	전기공사 (전기실 포함)	MW	113.8	112.0	112.9
	운송/설치	MW	7.0	1.0	4.0
	모니터링 (건축 포함)	MW	-	21.0	21.0
노무비	주기기	MW	-	-	-
	토목공사	MW	96.3	70.0	83.1
	전기공사 (전기실 포함)	MW	22.8	50.0	36.4
	운송/설치	MW	16.8	23.0	19.9
	모니터링 (건축 포함)	MW	-	17.0	17.0
경비	주기기	MW	-	-	-
	토목공사	MW	46.2	34.0	40.1
	전기공사 (전기실 포함)	MW	5.3	32.0	18.6
	운송/설치	MW	88.2	201.0	144.6
	모니터링 (건축 포함)	MW	-	1.0	1.0
합계			1,550.2	1,919.0	1,734.6

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

2.5. 육상풍력 발전설비 원가

2.5.1. 직접비

조사된 항목별 비용 바탕으로 재산정한 20MW급 육상풍력 발전설비 직접비는 350.8억 원으로 상세 내역은 <표 3-43>과 같다. 직접비에서 주기가 차지하는 비중이 약 65.6%로 가장 높게 나타났으며, 기자재 금액이 전체 공사금액에 가장 큰 영향을 미치는 것으로 확인된다. 그 다음으로는 토목공사, 운송 및 설치, 전기공사, 모니터링 순으로 높은 비중을 차지하는 것으로 나타났다.

<표 3-43> 육상풍력 20MW 직접비 집계표

(단위 : 백만원)

품명	단위	직접재료비	직접노무비	산출경비	합계	비중
주기기	식	23,000.0	-	-	23,000.0	65.6%
토목공사	식	2,110.0	1,662.5	802.0	4,574.5	13.0%
전기공사	식	2,257.5	727.5	372.5	3,357.5	9.6%
운송 및 설치	식	80.0	398.0	2,892.0	3,370.0	9.6%
모니터링	식	420.0	340.0	20.0	780.0	2.2%
합계		27,867.5	3,128.0	4,086.5	35,082.0	100.0%

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

2.5.2. 제비율

육상풍력 원가 산정에 적용하는 제비율은 "조달청 2020.7.1 건축, 산업환경설비공사 원가계산 제비율 적용기준(<표 3-44>)"의 세부항목63)

63) 간접노무비, 기타경비, 산재보험료, 고용보험료, 건강보험료, 연금보험료, 노

을 반영하되 공사규모 및 공사기간에 따라 적정 제비율로 보정하여 적용하였다.

〈표 3-44〉 육상풍력 20MW 적용 제비율표

항목	20MW		비고
	적용기준	적용요율	
간접노무비	300억원 이상 ~ 1000억원 미만 6개월 이하	7.50%	직접공사비 기준
기타경비	300억원 이상 ~ 1000억원 미만 6개월 이하	7.10%	직접공사비 기준
산재보험료	모든공사 적용	3.73%	
고용보험료	모든공사 적용	0.87%	
건강보험료	1개월 이상 반영	3.335%	
연금보험료	1개월 이상 반영	4.500%	
노인장기요양보험료	1개월 이상 반영	10.250%	
산업안전보건관리비	50억원 이상	1.27%	
퇴직공제부금비	1개월 이상 반영	2.30%	
일반관리비	300억 ~ 1000억 미만	5.00%	
이윤	300억 ~ 1000억 미만	10.00%	

자료: 조달청 2020.7.1 건축, 산업환경설비공사 원가계산 제비율 적용기준

2.5.3. 육상풍력 발전설비 원가

산출된 직접비에서 제비율을 적용하여 20MW급 육상풍력 발전설비 원가를 산출하였다(<표 3-45>). 기자재비, 노무비, 경비, 기타 비용을 포함한 직접비는 458억 원으로 산출되었으며, MW당 단위 비용은 22.9억 원으로 확인된다. 지금까지 조사한 내용은 직접비에 한정되어

인장기요양보험료, 산업안전보건관리비, 퇴직공제부금비, 일반관리비, 이윤

있다. 후술에서는 간접비에 대한 조사 내용과 함께 육상풍력 총 설비 비용에 대해 살펴보고 주요국가 설치 사례와 비교를 통해 우리나라의 가격 경쟁력을 분석하고자 한다.

〈표 3-45〉 육상풍력 20MW 발전설비 원가집계표

(단위 : 백만원)

비목		구분	산출근거	육상풍력 20MW
재료비	직접재료비			27,868
	간접재료비	제외		
	소계			27,868
노무비	직접노무비			3,128
	간접노무비	직접노무비의 7.50%		250
	소계			3,378
경비	산출경비	참조		4,087
	산재보험료	노무비의 3.73%		126
	고용보험료	노무비의 0.87%		29
	건강보험료	직접노무비의 3.34%		104
	연금보험료	직접노무비의 4.50%		141
	노인장기요양보험료	건강보험료의 10.25%		11
	산업안전보건관리비	재료비+직접노무비의 1.27%		394
	퇴직공제부금비	직접노무비의 2.30%		72
	기타경비	재료비+노무비의 7.10%		2,218
	소계			7,182
설치원가		재료비+노무비+경비		38,427
일반관리비		재+노+경의 5.00%		1,921
이윤		노+경+일관의 10.00%		1,248
총원가		설치원가+일관+이윤		41,597
부가가치세		총원가의 10.00%		4,160
합계		총원가+부가가치세		45,757
kW당 설치비용		합계/설치용량		2.288

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

3. 태양광 및 육상풍력 간접비 조사

3.1. 설계 및 감리

태양광 발전설비 설계 및 감리 공공발주사업에 대한 건축사의 업무범위와 대가기준⁶⁴⁾에 확인된 건축설계 대가요율과 건축공사감리 대가요율을 반영하였다. 설계 및 감리비용은 각 용도 및 도서작성의 난이도에 따라 보정된 요율을 적용해야한다. 따라서 설계비용은 건축물의 종별 구분을 검토하여 용도는 3종(복잡)으로 적용하고 도서작성 난이도는 계통도 및 상세도에 대한 부분이 반영되어 상급으로 적용하였다. 감리는 건축물의 종별 구분에서 검토된 제3종(복잡)에 해당하는 요율을 공사비에 반영하였다. 이에 따라 산출된 태양광 및 육상풍력 발전설비의 설계 및 감리비용은 각각 <표 3-46>, <표 3-47>과 같다. 3MW 태양광 발전설비의 설계비용은 1.8억 원, 감리비용은 0.4억 원 수준으로 규모가 작을수록 감소하는 것으로 나타났다. 20MW 육상풍력 발전설비의 설계비용은 23.9억 원, 감리비용은 5.0억 원으로 태양광 대비 상대적으로 높은 수준인 것으로 나타났다.

64) 공공발주사업에 대한 건축사의 업무범위와 대가기준 [별표4] 건축설계 대가요율, [별표5] 건축공사감리 대가요율

〈표 3-46〉 태양광 및 육상풍력 설계비 산출표(실제 투입인력 기준)

(단위 : 백만원)

품명	태양광			육상풍력
	100kW	1MW	3MW	20MW
총비용	110.2	1,064.4	2,929.6	41,596.9
큰금액	200.0	2,000.0	3,000.0	50,000.0
작은금액	100.0	1,000.0	2,000.0	30,000.0
큰금액 효율	8.87	5.97	5.65	5.19
작은금액 효율	11.11	6.48	5.76	5.29
설계효율	9.69	6.16	5.67	5.23
설계비	12.0	68.6	169.2	2,176.4
부가세율	10%	10%	10%	10%
설계금액	13.2	75.5	186.1	2,394.0

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

〈표 3-47〉 태양광 및 육상풍력 감리비 산출표(실제 투입인력 기준)

품명	태양광			육상풍력
	100kW	1MW	3MW	20MW
총비용	110.2	1,064.4	2,929.6	41,596.9
큰금액	200.0	2,000.0	3,000.0	50,000.0
작은금액	100.0	1,000.0	2,000.0	30,000.0
큰금액 효율	1.85	1.24	1.18	1.08
작은금액 효율	2.32	1.35	1.2	1.1
감리효율	2.02	1.28	1.18	1.09
감리비	2.5	14.3	35.2	452.7
부가세율	10%	10%	10%	10%
감리금액	2.8	15.7	38.8	498.0

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

3.2. 진단 및 검사

태양광 및 육상풍력 발전설비는 사용 승인을 위해 사용전 검사를 받아야 하고 해당업무는 한국전기안전공사에서 수행을 하고있다. 이에 따라 진단 및 검사 비용은 한국전기안전공사의 2020년도 발전사업자 전기설비 검사수수료⁶⁵⁾를 반영하여 산출하였다. 한전의 규정에 따라 100kW 이하 태양광의 경우 저압계통에 연계되므로 저압계통연계 부분의 기본료와 kW당 금액을 반영하였고, 초과하는 규모에 대해서는 특고압계통에 해당하는 기본료와 kW당 검사비용을 반영하였다(<표 3-48>,<표 3-49>).

〈표 3-48〉 태양광발전소 설치공사 사용전 검사비용

(단위 : 원)

구분		기본료	kW당 요금
저압계통연계	20kW 까지	81,300	292
	20kW 초과	138,000	611
특고압계통연계	500kW 까지	239,600	426
	500kW 초과	351,900	349

자료: 한국전기안전공사 사업자 2020년도 전기설비 검사수수료 6) 태양광발전소 설치공사

〈표 3-49〉 태양광 사용전 검사비용 산출표

(단위 : 원)

구분		태양광			비고
용량구분		100kW	1MW	3MW	
연계구분		저압계통연계	특고압계통연계		
기본료(A)		138,000	351,900	351,900	부가세 별도
kW당 요금	대상용량	100	1,000	3,000	

65) 한국전기안전공사의 사업자 2020년도 전기설비 검사수수료 의 6) 태양광발전소 설치공사 부분과 5) 풍력발전소 설치공사 부분

(B)	단가	611	349	349	부가세 별도
	금액	61,100	349,000	1,047,000	
사용전 검사비(A+B)		199,100	700,900	1,398,900	
사용전 검사비(A+B)×1.1		219,010	770,990	1,538,790	부가세 포함

자료: 한국전기안전공사 사업자 2020년도 전기설비 검사수수료 6) 태양광발전소
설치공사

풍력설비의 사용전 검사는 2회(기초공사가 완료된 때와 전체공사가 완료된 때)에 걸쳐서 진행되게 되며, 태양광 사용전 검사비용과 동일한 방식으로 기본료에 설치용량별 kW요금이 부과된다. 단, 풍력의 경우 호기당으로 검사가 수행되므로 호기당 검사수수료를 산정한 후 4MW/호기를 가정하여 총 5대를 반영한 비용을 산출하였다 (<표 3-50>, <표 3-51>).

〈표 3-50〉 풍력발전소 설치공사 사용전 검사비용

(단위 : 원/호기)

구분	기초공사 완료 이후		전체공사 완료 이후		비고
	기본료	kW당요금	기본료	kW당요금	
20kW 까지	79,800	340	92,600	451	
750kW 까지	298,300	914	1,308,800	242	
750kW 초과	386,400	837		123	

주1: 풍력발전소의 경우 기초공사가 완료된 때와 전체공사가 완료된 때에 호기당 사용전 검사 비용이 부과됨

주2: 기초공사가 완료된 때 산정방식 : 기본료 + (설치용량 * kW당 요금)

주3: 전체공사가 완료된 때 산정방식 : 기본료 + (750kW까지 용량 * kW당 요금) + (750kW초과 용량 * kW당 요금)

주4: 기초공사가 완료된 이후 수전검사를 받은 호기에 한해서는 전체공사 완료 검사 시 기본료만 부과됨

자료: 한국전기안전공사 사업자 2020년도 전기설비 검사수수료 5) 풍력발전소
설치공사

〈표 3-51〉 풍력발전소 설치공사 사용전 검사비용 산출표

(단위 : 원)

구분		기초공사가 완료 이후	전체공사가 완료 이후		비고
대상용량(A)		20MW	20MW		
대상용량구분(B)		20MW	750kW	19,250kW	
기본료(C)		386,400	1,308,800		
kW당 요금	단가(D)	837	242	123	
	금액(E)	16,740,000	181,500	2,367,750	E=B×D
	합계(F)	16,740,000	2,549,250		F=E의합
호기당 사용전 검사수수료(G)		17,126,400	3,858,050		G=C+F
대수(H)		5	5		4MW 가정
공정별 사용전 검사수수료(I)		85,632,000	19,290,250		I=G×H
총 사용전 검사수수료(J)		104,922,250			J=I의합
총 사용전 검사수수료(K)		115,414,475			K=J×1.1

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

3.3. 금융비용(이자)

태양광 및 육상풍력은 설치규모에 따라 자금 운용 방식이 다를 수 있으며 이는 공사비와 직접적인 연관성을 가진다고 할 수 있다. 일반적으로 발전사업자는 자금의 유연성을 확보하기 위한 목적으로 7:3 또는 8:2의 비중으로 금융기관의 PF(Project Financing) 대출⁶⁶⁾을 통해 공사를 진행하는 경우가 많다. 이에 본 연구에서는 태양광 및 육상풍력 발전설비를 위한 금융비용을 산출하여 총 설비비용에 포함하였다. 금융비용에 적용한 대출비중은 시중은행⁶⁷⁾의 재생에너지(태양광) 대출 한도⁶⁸⁾를 반영하였다.

66) PF 대출은 프로젝트의 사업성을 평가하고 현금 흐름을 고려하여 진행되는 대출로 프로젝트에 투자한 원금과 그에 대한 수익을 돌려받는 자금구조임.

67) H은행 하나솔라론 기준

실제 시중은행에서 제공하는 PF 대출 상품에 대해 설비 규모별 리스크를 반영하여 100kW 태양광 발전설비 설치에는 2020년 기준 평균 중소기업대출금리⁶⁹⁾(2.93%)⁷⁰⁾를 적용하였다. 그리고 1MW 이상 규모에는 PF 대출 금리인 4%⁷¹⁾를 적용하여 각각에 대한 원리금균등상환 시 공사기간별 금융비용(이자액)을 산출하였다(<표 3-52>).

〈표 3-52〉 태양광 및 육상풍력 금융비용(이자) 산출표

(단위 : 원)

에너지원	태양광			육상풍력	비고
설치용량	100kW	1MW	3MW	20MW	
공사금액	121,168,605	1,170,813,470	3,222,578,416	45,756,643,753	A
대출비중	80%	80%	80%	80%	B
대출액	96,934,884	936,650,776	2,578,062,733	36,605,315,002	C=A×B
적용금리	2.93%	4.00%	4.00%	4.00%	D
연간이자총액	2,840,192	37,466,031	103,122,509	1,464,212,600	E=C×D
월이자액	236,683	3,122,169	8,593,542	122,017,717	F=E/12
공사기간(개월)	1	2	3	6	G
공사기간 이자액	236,683	6,244,339	25,780,627	732,106,300	H=F×G

자료: 저자 직접작성

3.4. 보험(하자이행)

하자이행보증보험은 건설공사 계약 등 각종 계약의 준공검사 또는 검수 후 하자담보 책임기간 동안 하자보수 또는 보완을 위해 납부하는

68) 공사대금의 80% 기준

69) 개인사업자 물적담보대출 기준

70) 2020년 기준 전국은행연합회 중소기업대출금리 16개 은행의 평균 대출금리 2.93%

71) 고정금리 기준

하자보증금에 대신하여 활용되는 보증보험상품으로 발전설비 시공 시 발생하는 비용이다. 보증금율은 SGI서울보증에서 적용하는 보증금율 5%를 적용하며, 보험가입금액은 설치비와 보증금율을 곱한 금액, 연간 보험금은 보험가입금액의 보증요율을 반영한 금액을 적용한다. 이에 따라 하자이행보증보험은 에너지원별 설비규모에 따른 설치비를 대상으로 보증금율 및 보증요율을 반영한 금액을 기준으로 연간 보험료를 산출하였으며(<표 3-53>), 보증기간이 길어질 경우 해당기간 만큼의 보험금이 증가하게 된다.

〈표 3-53〉 태양광 및 육상풍력 하자이행보증보험 금액 산출표

(단위 : 원)

순번	품명	규격	설치비	보증 금율	보험가입금액	보증 요율	연간 보험금
1	태양광	100kW	121,168,605	5%	6,058,430	0.635%	38,471
2		1MW	1,170,813,470	5%	58,540,674	0.635%	371,733
3		3MW	3,222,578,416	5%	161,128,921	0.635%	1,023,169
4	육상풍력	20MW	45,756,643,753	5%	2,287,832,188	0.635%	14,527,734

자료: 저자 직접작성

3.5. 계통연계비용

계통연계는 발전사업을 운영하기 위해 반드시 필요한 항목이다. 한국전력공사에 따르면 1MW 이하 소규모의 경우 신재생에너지 발전 전력망 접속보장에 따라 한국전력의 표준시설부담금이 부과된다. 또한 송배전용 전기설비 이용규정 개정에 따라 계약전력 1MW 이하 신재생 발전의 접속을 위해 공용송전망과 공용배전설비를 신설 및 보강하는 경우 또는 공동접속설비를 보강하는 경우에 소요되는 공사비는 한전이

부담한다.⁷²⁾ 3MW 이상 중대규모의 경우 표준시설 부담금 기준을 적용하였으며, 연계거리에 따른 추가 계통연계비용을 산출하기 위해 태양광 3MW에는 500m, 육상풍력 20MW에는 10km⁷³⁾로 가정하였다. 표준시설부담금과 연계거리에 따른 비용을 고려하여 종합적으로 산출된 태양광 및 육상풍력 규모별 계통연계비용은 <표 3-56>과 같다.

20MW 이상 설비의 경우 22.9kV에서 154kV로 승압이 요구되고 변전소 등의 계통연계 시 잔여 허용용량이 충분치 않을 경우 추가 변전소 설치가 요구된다. 하지만 정부의 에너지 정책에 따른 신설이 진행될 경우에는 비용이 부과되지 않는 경우도 있을 수 있어 본 연구에서는 제외하였다.

〈표 3-54〉 기본시설부담금 단가표

(단위 : 원)

구분		공중공급	지중공급
저압	매 1계약에 대하여 계약전력 5kW까지	220,000	421,000
	계약전력 5kW 초과분의 매 1kW에 대하여	86,000	98,000
고압 또는 특별고압	신증설계약 전력 매 1kW에 대하여	17,000	35,000

자료: 한국전력 홈페이지 전기공급약관 별표4. 표준시설부담금 단가표

72) 송배전용 전기설비 이용규정 제68조 배전접속공사비 부담의 기본원칙

73) 풍력의 경우 산지에 설치되는 경우가 많아 전문 사업체에서 제시한 거리를 가정

〈표 3-55〉 거리시설부담금 단가표

(단위 : 원)

구분			공중공급		지중공급
			단상	삼상	
신설거리 시설부담금	기본거리를 초과하는 신설거리 매 1m에 대하여	저압	39,000	43,000	60,000
		고압 또는 특별고압	43,000		110,000
첨가거리 시설부담금	기본거리를 초과하는 신설거리 매 1m에 대하여	저압	5,000		-
		고압 또는 특별고압	10,000		-

자료: 한국전력 홈페이지 전기공급약관 별표4. 표준시설부담금 단가표

〈표 3-56〉 태양광 및 육상풍력 에너지원별 설치용량별 계통연계비용

산출표

(단위 : 원)

에너지원	구분	적용구분	기본시설 부담금	거리시설 부담금	합계	부가 세율	계통연계 금액
태양광	100kW	저압중공급	8,390,000	-	8,390,000	10%	9,229,000
	1MW	고압 또는 특별고압	17,000,000	-	17,000,000	10%	18,700,000
	3MW		51,000,000	12,900,000	63,900,000	10%	70,290,000
육상 풍력	20MW	특별고압	340,000,000	421,400,000	761,400,000	10%	837,540,000

자료: 한국전력 홈페이지 전기공급약관 별표4. 표준시설부담금 단가표

3.6. 토지비용

태양광 및 풍력 발전설비는 입지에 따라 발전시간의 편차, 시공비용 등의 차이가 발생할 수 있으므로 입지선정이 중요한 요소로 작용한다. 본 연구에서는 다양한 부지와 지목에 대한 토지가격을 산정하기 위해 행정안전부의 전기사업업체(수시) 기준 원동기종류별 개소 현황⁷⁴⁾ 자

료를 활용하여 에너지원별 설치규격별 토지 비용을 검토하였다. 검토 결과 원동기 종류별로는 143,656개소가 설치되었으며, 이 중에서 정상 운영 중인 곳은 123,399개소로 확인되었다(<표 3-57>). 조사대상은 정상 운영 중인 발전소에서 조사가 가능한 발전소로 선별한 결과 태양광은 875개소, 풍력은 11개소(대부분 제주도)로 국한되었다(<표 3-58>).

〈표 3-57〉 전기사업업체(수시) 기준 원동기종류별 개소 현황

(단위 : 개소)

원동력종류명	영업상태				
	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)

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

〈표 3-58〉 태양광 및 육상풍력 조사대상 에너지원별 검토대상 산출표

(단위 : 개소)

구분	설비용량	영업/정상	지목 및 공시지가 없음	검토대상
태양광	100kW	405	29	376
	1MW	370	78	292
	3MW	86	12	74
	15MW ~ 50MW	14	2	12
	소계	875	121	754
육상풍력	11MW ~ 96.7MW	11	1	10
합계		886	122	764

자료: 부동산 공시가격 알리미-부동산 정보 조회시스템

우리나라 토지의 지목은 공간정보의 구축 및 관리 등에 관한 법률 시행령 제56조(지목의 구분)에 따라 총 28가지⁷⁵⁾로 구분된다. 먼저 태양광 발전설비의 토지비용을 산출하기 위해 전기사업업체(수시)자료를 부동산 공시가격 알리미-부동산 정보 조회시스템을 통해 확인하였다. 총 21개 지목이 확인되었고, 임야와 대, 잡종지가 전체의 약 73%를 차지하는 것으로 나타났다. 최종적으로 지목이 없거나 지번 편입으로 인해 개별 공시지가가 표기되지 않은 개소는 제외하였고, 전체 비율에서 5%이상 되는 지목(전, 답, 임야, 대, 공장용지, 잡종지, 전체의 91.1%)을 바탕으로 토지비용을 산출하였다.

75) 전, 답, 과수원, 목장용지, 임야, 광천지, 염전, 대, 공장용지, 학교용지, 주차장, 주유소용지, 창고용지, 도로, 철도용지, 제방, 하천, 구거, 유지, 양어장, 수도용지, 공원, 체육용지, 유원지, 종교용지, 사적지, 묘지, 잡종지 등

〈표 3-59〉 태양광 설치규모별 지목별 설치비용 및 선정표

(단위 : 개소)

순번	지목구분	태양광					비율	비고
		100kW	1MW	3MW	15MW ~ 50MW	소계		
1	전	35	23	3	-	61	8.09%	선정
2	답	24	10	1	3	38	5.04%	선정
3	과수원	-	1	2	-	3	0.40%	
4	목장용지	16	4	5	-	25	3.32%	
5	임야	27	142	24	-	193	25.60%	선정
6	염전	-	3	4	-	7	0.93%	
7	대	176	38	2	5	221	29.31%	선정
8	공장용지	22	13	6	1	42	5.57%	선정
9	학교용지	1	1	-	1	3	0.40%	
10	주차장	-	1	-	-	1	0.13%	
11	주유소용지	-	1	2	-	3	0.40%	
12	창고용지	8	2	-	-	10	1.33%	
13	도로	-	2	1	-	3	0.40%	
14	하천	1	-	1	-	2	0.27%	
15	구거	-	-	1	-	1	0.13%	
16	유지	-	1	2	-	3	0.40%	
17	양어장	-	-	3	-	3	0.40%	
18	수도용지	-	-	1	-	1	0.13%	
19	체육용지	-	-	1	-	1	0.13%	
20	유원지	-	-	1	-	1	0.13%	
21	잡종지	66	50	14	2	132	17.51%	선정
	합계	376	292	74	12	754	100.00%	

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

선정된 전, 답, 임야, 대, 공장용지, 잡종지는 총 687개소이며, 이 중 대(일반적인 대지)의 경우에는 공동주택 및 관공호텔, 백화점, 건물의 옥상에 설치된 경우가 대부분을 차지하고 있어 토지비용 산출 대상에 서는 제외하였다. 또한, 토지의 위치 및 가격별 편차를 고려하여 상위 10%, 하위10%를 제외한 개별 공시지가 평균액을 각 설치용량에 따른 단위(m²) 토지 비용으로 산출하였다(<표 3-60>).

〈표 3-60〉 태양광 설치규모별 선정지목별 개별 공시지가 산출표

(단위 : 개소, 원/m²)

지목 구분	사례 수	가격구분	100kW	1MW	3MW	15MW ~ 50MW	전체	비고
전	61	대상수	35	23	3	-	61	
		평균값	23,647	24,493	26,573	-	24,110	
		상하위 20%제외 평균값	17,746	14,526	26,573	-	16,668	
답	38	대상수	24	10	1	3	38	
		평균값	119,235	134,795	36,100	20,017	113,309	
		상하위 20%제외 평균값	85,997	30,379	36,100	20,017	64,492	
임야	193	대상수	27	142	24	-	193	
		평균값	8,686	3,518	1,700	-	4,015	
		상하위 20%제외 평균값	5,138	1,607	1,500	-	1,826	
대	221	대상수	176	38	2	5	221	제외
		평균값	1,138,828	1,403,803	2,680,700	636,220	1,186,972	
		상하위 20%제외 평균값	677,013	628,550	2,680,700	636,220	658,223	
공장 용지	42	대상수	22	13	6	1	42	
		평균값	284,745	771,431	183,700	5,232,000	538,743	

지목 구분	사례 수	가격구분	100kW	1MW	3MW	15MW ~ 50MW	전체	비고
		상하위 20%제외 평균값	225,361	365,200	183,700	5,232,000	227,518	
잡 종 지	132	대상수	66	50	14	2	132	
		평균값	56,539	21,529	56,000	19,500	21,202	
		상하위 20%제외 평균값	18,674	16,119	12,517	19,500	16,645	
합계	687						687	

자료: 저자 직접작성

위의 자료에서 최종 선정된 5개의 지목(전, 답, 임야, 공장용지, 잡종지)의 상하위 20%를 제외한 개별 공시지가의 평균값과 해당 대상수를 기준으로 가중평균한 태양광 발전설비를 위한 토지매입비는 33,167원/㎡로 산출되었다.

〈표 3-61〉 태양광 단위 토지매입비 산출표

(단위 : 개소, 원/㎡)			
지목구분	상하위 20% 제외 개별 공시지가 평균값	상하위 20% 제외 대상수	적용 토지 매입비 (가중평균)
전	16,668	48	33,167
답	64,492	30	
임야	1,826	154	
공장용지	227,518	33	
잡종지	16,645	105	

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

다음으로 육상풍력은 행정안전부 표본이 11개 밖에 되지 않아 한국 풍력산업협회 설치현황에 있는 발전소를 추가하여 85개소에 대해 개

별 공시지가를 검토하였다. 조사결과 총 85개 개소 중 20개소는 지목이 확인되지 않아 제외하였으며, 육상풍력 발전설비 토지비용 조사대상은 각각이 전체의 5% 이상에 당하는 지목(임야(41%), 잡종지(12%), 전(7%), 목장용지(5%))으로 선정하였다(<표 3-62>). 최종 선정된 4개의 지목의 개별 공시지가의 평균값과 해당 대상수를 기준으로 가중평균 하였으며 육상풍력 발전설비를 위한 토지매입비는 22,925원/㎡로 산출되었다(<표 3-63>).

〈표 3-62〉 육상풍력 지목별 평균 개별 공시지가

(단위 : 개소, 원/㎡)

에너지원	지목	수량	평균 개별 공시지가	비율	비고
육상풍력	임야	35	14,652	41%	선정
	대	5	57,820	6%	
	잡종지	10	39,037	12%	선정
	전	6	51,968	7%	선정
	공장용지	1	231,000	1%	
	답	1	10,800	1%	
	목장용지	4	11,460	5%	선정
	과수원	1	742	1%	
	도로	1	1,280	1%	
	지목없음	21		25%	
	합계	85		100%	

자료: 공공데이터포털 행정안전부 전기사업업체(수시), 한국풍력산업협회 홈페이지 및 부동산 공시가격 알리미-부동산 정보 조회시스템 재구성

〈표 3-63〉 육상풍력 단위 토지매입비 산출표

(단위 : 개소, 원/㎡)

지목구분	개별 공시지가 평균값	대상수	적용토지매입비 (가중평균)
임야	14,652	35	22,925
잡종지	39,037	10	
전	51,968	6	
목장용지	11,460	4	

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

산출된 태양광 및 육상풍력의 단위당(㎡) 토지매입비와 필요설치면적을 반영하여 설치규모별로 요구되는 전체 토지매입비를 산정하였다(<표 3-64>). 발전사업자 입장에서 토지매입비는 발전설비 수명 이후 회수될 수 있는 비용이기 때문에 실제 토지비용은 자본지출에 따른 기회비용을 적용하는 것이 바람직하며, 이러한 기회비용은 연간 토지임대료로 대체할 수 있다. 태양광 및 풍력 발전설비의 토지 연간 임대비는 국유재산법 제32조 및 국유재산법 시행령 제29조 제1항에 따라 해당 재산가액(설치규모별 전체 토지매입비)에 1천분의 50 요율을 곱한 금액으로 산출하였다(<표 3-65>). 분석 결과 3MW 태양광 발전설비의 연간 토지임대료는 약 48.7백만 원, 20MW 육상풍력은 약 114.6백만 원이 소요되는 것으로 산출되었다.

〈표 3-64〉 태양광 및 육상풍력 설치규모별 토지매입비 산출표

(단위 : 원/㎡, 원)

에너지원	항목	100kW	1MW	3MW	20MW	비고
태양광	필요설치면적(㎡)	977	9,779	29,339	-	A
	개별 공사자가 평균액	33,167				B
	토지매입비	32,404,159	324,340,093	973,086,613	-	C=A×B
육상풍력	필요설치면적	해당없음			100,000	A
	개별 공사자가 평균액				22,925	B
	토지매입비				2,292,500,000	C=A×B

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

〈표 3-65〉 태양광 및 육상풍력 토지임대에 따른 연간 임대료

(단위 : 원)

에너지원	항목	100kW	1MW	3MW	20MW	비고
태양광	토지매입비	32,404,159	324,340,093	973,086,613	-	A
	기대이율	5.0%	5.0%	5.0%	-	B
	연간임대료	1,620,208	16,217,005	48,654,331	-	C=A×B
육상풍력	토지매입비	해당없음			2,292,500,000	A
	기대이율				5.0%	B
	연간임대료				114,625,000	C=A×B

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

3.7. 운영유지관리비용(O&M)

태양광 및 육상풍력 발전 시 운영 및 유지관리(Operation & Maintenance)가 발전효율 및 발전량에 미치는 영향이 크다. 운영 중에

발생하는 기기의 파손이나 고장으로 인해 손실되는 발전량이 많이 때문이다. 최근 재생에너지 보급이 확대됨에 따라 태양광 및 육상풍력 유지관리 전문업체가 증가하는 추세이다. 본 연구에서는 연간 유지관리에 소요되는 비용을 전기안전관리자 선임비용, 보험료, 유지관리 및 보수비용, 인버터 교체비용으로 구분하여 면밀하게 살펴보았다.

3.7.1. 전기안전관리자 선임비용

전기사업법⁷⁶⁾에 따르면 자가용 전기설비의 소유자 또는 점유자는 전기안전관리자를 선임하여야 하나 일정규모(75kW 이상, 2,500kW 미만)는 전기안전관리업무를 위탁관리(대행)할 수 있도록 허용하고 있다. 한국전기안전공사에서는 위탁관리에 대해 설비용량별 점검주기 및 횟수와 개별 수수료를 제시하고 있다. 100kW의 경우 20일 이상의 점검주기로 월 1회 점검횟수를 가지며 1MW의 경우 5일 이상의 점검주기로 월 4회 점검횟수를 진행하게 된다. 3MW 이상 발전설비에 대해서는 전기사업법상으로 상시근로자를 배치해야 한다.

따라서 전기안전관리자 선임비용 산출을 위해 100kW ~ 1MW 발전설비는 한국전기안전공사에서 제시하는 위탁관리 대행 수수료⁷⁷⁾를 적용하였고, 3MW 이상 설비에 대해서는 직접고용 기준으로 엔지니어링 기술자 노임단가 및 경력에 따라 산출하였다. 육상풍력의 경우 기당 설비규모가 크고 태양광 대비 높은 기술력을 요구하므로 직종을 전기 분야 중급기술자로 적용하여 산출하였다.

76) 전기사업법 제73조 제3항

77) 한국전기안전공사의 2020년 기준 전기안전관리대행 수수료

〈표 3-66〉 태양광 및 육상풍력 전기안전관리자 선임비용 산출표

(단위 : 원)

에너지원	구분	월비용		연간비용	비고
		부가세 미포함	부가세 포함	부가세 포함	
태양광	100kW	101,600	111,760	1,341,120	전기안전관리대행 저압기준, 월1회
	1MW	874,000	961,400	11,536,800	전기안전관리대행 고압기준, 월4회
	3MW	8,822,088	8,822,088	105,865,056	엔지니어링기술자 (중급숙련, 전기) 2명 적용
육상풍력	20MW	9,573,652	9,573,652	114,883,824	엔지니어링기술자 (중급, 전기) 2명 적용

자료: 조사결과를 바탕으로 저자 직접작성

3.7.2. 보험료

보험은 발전소 운영 시 발생할 수 있는 사고에 대응하기 위한 필수적인 항목이다. 최근 원활한 신재생에너지 보급을 위한 위험관리 방안으로 산업부와 한국에너지공단이 함께 추진하고 엔지니어링공제조합(EGI, Engineering Guarantee Insurance)와 5개 보험사가 공동개발한 보험 상품이 존재한다. 이는 화재부터 자연재해, 제3자 피해까지 보상받는 종합공제 성격의 상품으로 현재 엔지니어링공제조합에서 운영하고 있다. 태양광 및 육상풍력에 대한 연간 보험료는 최근 개발된 상품을 활용하여 산출하였다(<표 3-67>).

〈표 3-67〉 태양광 및 육상풍력 종합공제 보험료 집계표

(단위 : 원)

구분	태양광		육상풍력	
	연간	20년 기준	연간	20년 기준
100kW	595,200	11,904,000	-	-
1MW	4,582,700	91,654,000		
3MW	11,970,900	239,418,000		
20MW	-	-	178,704,000	3,574,080,000

자료: 엔지니어링공제조합 자료 협조를 바탕으로 저자 직접작성

3.7.3. 유지관리 및 보수비용

발전설비 모니터링을 위해서는 인터넷 회선이 요구되며 일반적으로 3~4만 원/월 비용(3년 약정 시)으로 계약하고 있다. 설치규모별 인터넷 회선은 1회선이 소요되므로 연간 비용으로 36만원이 지출되는 것이다. 기존의 회선이 사용되고 있다면 해당 회선을 사용하면 되기 때문에 별도의 비용은 추가되지 않을 수 있다. 따라서, 본 연구에서는 신설 기준으로 산출하였기 때문에 연간 36만 원의 모니터링 회선비용을 반영하였다.

최근 조달청 나라장터에서 확인된 입찰공고문⁷⁸⁾의 과업내용서를 보면 역무 내용이 3가지로 전기안전관리 대행, 설비 인수인계 지원, 기타 용역목적을 달성하기 위해 발주자가 지시하는 사항으로 구분되어 있다. 이에 따르면 태양광 유지보수 시 별도의 청소 및 부품 수리에 대한 내용은 언급되어 있지 않아 해당 비용은 반영하지 않았다. 육상풍력의 경우 별도의 유지보수 관련 공고가 확보되지 않아 조사결과에 따라 사업자가 제시하는 유지관리비를 적용하였으며 연간 기당 1억 원이 소요되는 것으로 반영하였다.

78) 공고번호 20200329368 - 00함백 태양광발전소 유지관리용역

3.7.4. 인버터 교체비용

태양광의 주요부품 중 인버터 수명은 8년~10년⁷⁹⁾이며, 모듈이 생산된 전력을 한전 배전망에 연결되어 송출하는 역할을 하므로 고장 시 신속한 교체가 요구되는 기자재이다. 태양광의 운영기간을 20년, 인버터의 수명을 10년으로 가정하였을 때 인버터의 교체횟수는 설치용량별 1회로 산정되며 이에 대한 인버터 수량 및 단가는 발전설비 원가 산출 시 적용했던 단가를 적용하였다.

〈표 3-68〉 인버터 교체비용 산출표

(단위 : 개, 년, 회, 원)

구분	태양광		
	100kW	1MW	3MW
인버터수량(개)	1	10	30
인버터단가(원)	12,100,000	11,000,000	9,499,999
인버터수명(년)	10	10	10
운영기간(년)	20	20	20
교체횟수(회)	1	1	1
인버터 교체비용(원)	12,100,000	110,000,000	284,999,979
연간 인버터 교체비용(원)	605,000	5,500,000	14,249,999

자료: 저자 직접작성

3.7.5. 연간 운영유지비용 종합

위에서 산출한 연간 운영유지비용 세부항목별 비용을 취합한 결과는 <표 3-69>과 같다. 100kW 태양광의 경우 연간 290만원(설비비용의 1.9%), 1MW는 2,198만원(설비비용의 1.6%), 3MW는 6,965만원(설비비용의 1.9%)이 소요되는 것으로 나타났다. 20MW 풍력의 경우 연간 약 10억 원(설비비용의 2.0%)이 소요되는 것으로 산출되었다.

79) 한국전기공사협회_태양광 발전설비 설치 가이드북(2017.1)

〈표 3-69〉 에너지원별 설치규모별 연간 유지비용 집계표

에너지원	구분	품명	금액(천원)	산출근거
태양광	100kW	전기안전관리자 선임 비용	1,341	한국전기안전공사 안전관리 대행 수수료 기준
		보험료	595	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 및 보수 비용 (세척, 수리, 기타 등)	360	인터넷 사용료 36만원(3만원/월)
		인버터 교체비용	605	인버터수명 10년 기준 1회 교체 적용(인버터비용/20년)
		총 운영유지비용(연간)	2,901	설비비용의 1.9%
	1MW	전기안전관리자 선임 비용	11,537	한국전기안전공사 안전관리대행 수수료 기준
		보험료	4,583	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 및 보수 비용 (세척, 수리, 기타 등)	360	인터넷 사용료 36만원(3만원/월)
		인버터 교체비용	5,500	인버터수명 10년 기준 1회 교체 적용(인버터비용/20년)
		총 운영유지비용(연간)	21,980	설비비용의 1.6%
	3MW	전기안전관리자 선임 비용	43,073	직접고용 기준(엔지니어링기술자(초급숙련, 전기) 1명 적용)
		보험료	11,971	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 및 보수 비용 (세척, 수리, 기타 등)	360	인터넷 사용료 36만원(3만원/월)
		인버터 교체비용	14,250	인버터수명 10년 기준 1회 교체 적용(인버터비용/20년)
		총 운영유지비용(연간)	69,654	설비비용의 1.9%
육상풍력	20MW	전기안전관리자 선임 비용	143,588	직접고용 기준(엔지니어링기술자(중급) 1명, 초급숙련 2명 적용)
		보험료	178,704	엔지니어링 공제조합 제시 단가
		정기 유지보수관리 비용	500,360	기당 1억원(4기 기준) - GS E&R 제시 단가, 인터넷 사용료 36만원(3만원/월)
		비정기(수시) 유지보수관리 비용	190,000	송전선로 및 변전소 등 관리 비용
		총 운영유지비용(연간)	1,012,652	설비비용의 2.0%

자료: 저자 직접작성

4. 비용조사 결과 종합 및 분석

4.1. 태양광

앞서 조사된 직접비, 제비율, 간접비를 바탕으로 태양광 규모별로 취합한 결과 총 설비비용은 100kW 기준 1,513천 원/kW, 1MW 기준 1,346천 원/kW, 3MW 기준 1,239천 원/kW으로 산출되었다(<표 3-70>). 3MW 기준 설비비용이 100kW 기준 대비 약 18% 낮은 것으로 확인되며, 이는 규모가 커짐에 따른 경제적 비용절감 효과인 것으로 판단된다.

품셈기준으로 산정된 비용과 현장기준으로 산정된 비용을 비교한 결과 현장기준이 품셈기준 대비 약 30% ~ 34% 낮은 것으로 나타났다. 이는 품셈기준에서 직접노무비는 개별 항목별로 산정되어 있지만 현장기준은 태양광 발전설비를 설치하고 시공하는데 투입되는 실제 인력을 기준으로 산정되었기 때문이다. 본 연구에서는 태양광 발전설비 설치에 실제 투입된 비용을 반영하기 위해 현장기준으로 산정된 비용을 바탕으로 태양광 규모별 LCOE를 추정한다.

〈표 3-70〉 태양광 규모별 발전설비 원가 산정 결과 비교

(단위 : 천 원/kW)

구분			100kW		1MW		3MW	
			품셈기준	현장기준	품셈기준	현장기준	품셈기준	현장기준
직접비	직접재료비	모듈	400	400	391	391	381	381
		인버터	110	110	100	100	86	86
		접속반	40	40	30	30	28	28
		수배전반	0	0	62	62	26	26
		모니터링	16	16	2	2	1	1
		토목공사	34	34	16	16	13	13

구분			100kW		1MW		3MW	
			품셈기준	현장기준	품셈기준	현장기준	품셈기준	현장기준
		구조물공사	76	76	76	76	76	76
		전기공사	43	43	26	26	26	26
		변전소	0	0	0	0	0	0
	직접 노무비	모듈	312	0	312	0	312	0
		인버터	15	0	15	0	15	0
		접속반	3	0	2	0	2	0
		수배전반	0	0	2	0	1	0
		모니터링	2	2	1	1	1	1
		토목공사	41	41	27	27	24	24
		구조물공사	88	86	87	87	87	86
		전기공사	92	63	84	63	84	63
		변전소	0	0	0	0	0	0
		경비	기계경비	18	18	14	14	14
	법정경비		125	78	171	91	179	94
	간접비	설계 및 감리		213	164	137	95	119
개발행위인허가		0	0	0	0	0	0	
지역발전비		0	0	0	0	0	0	
진단 및 검사		2	2	1	1	1	1	
일반관리비		88	61	88	60	77	51	
기타 사업비		금융비용	4	2	10	7	14	9
		보험비용	1	0	1	0	1	0
		계통연계	92	92	19	19	23	23
	기타	335	184	337	179	300	158	
총 설비비용			2,148	1,513	2,008	1,346	1,889	1,239
토지비	매입비		324	324	324	324	324	324
	임대비(연간)		16	16	16	16	16	16

자료: 저자 직접작성

BNEF(2019)에서는 국제 가격 기준으로 산정된 고정형 태양광 발전 설비 규모별 시스템 비용(전망치 포함)을 제공한다. 설비 규모는 Residential, Commercial, Utility로 구분하고, 세부비용 항목은 모듈, 인

버터, BOP(Balance of plant), EPC(Engineering, procurement & construction), 기타로 구분하여 각각의 비용을 산출하였다. 세부항목별 비용에서 2020년 평균 환율을 적용한 산출한 결과 Residential 규모는 1,518천 원/kW, Commercial 규모는 1,155천 원/kW, Utility 규모는 825천 원/kW로 확인되었다.

우리나라 기준으로 산출한 결과와 비교할 때, Residential은 국내 100kW 설비비용과 유사한 수준인 것으로 확인되며, Commercial과 Utility는 국내 1MW와 3MW의 설비비용 보다 낮은 수준인 것으로 나타났다. 또한, 우리나라와 동일하게 설비 규모가 커짐에 따라 세부항목별 비용이 감소하는 경향을 보였다. 해외 선행연구⁸⁰⁾에서 산출한 비용 자료와 비교하면, 우리나라 태양광 발전설비 비용이 국제가격 기준과 유사한 수준으로 하락하고 있는 것으로 판단된다.

〈표 3-71〉 2020년 세계 고정형 태양광 발전 시스템 비용

(단위 : 천 원/kW)

구분	설비 규모		
	Residential	Commercial	Utility
Module	264	242	231
Inverter	165	88	44
Balance of plant	385	242	198
Engineering, procurement & construction	495	341	242
Other	220	231	121
System cost	1,518	1,155	825

주: 2020년 평균 환율(1,100원) 가정

자료: BloombergNEF, 2020, Global PV Market Outlook 2019, 4Q

80) BloombergNEF, 2020, Global PV Market Outlook 2019, 4Q

4.2. 육상풍력

20MW 육상풍력 발전설비에 대한 직접비와 간접비를 취합한 결과 kW당 2,522천원 수준으로 산출되었다(<표 3-72>). 전체 설비비용에서 직접비와 간접비의 비중은 각 76%, 24% 수준이며, 전체 항목 중에서 가장 높은 비중을 차지하는 항목은 주기기(터빈, 블레이드, 너셀, 타워 포함)로 약 46% 수준으로 나타났다.

<표 3-72> 풍력 20MW급 발전설비 원가 산정 결과

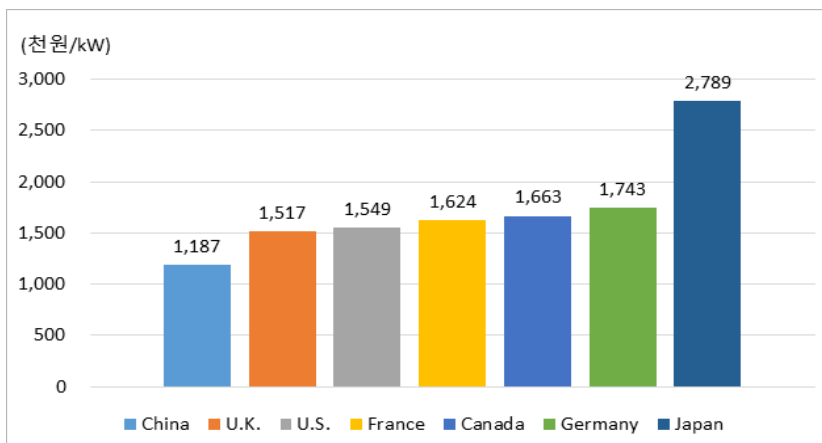
구분			수량(A)	단가(B) (백만원)	금액(A × B) (백만원)	금액(A × B) (천원/kW)
직접비	직접재료비	주기기(터빈, 블레이드, 너셀, 타워 포함)	20	1,150	23,000	1,150.0
		토목공사	20	106	2,110	105.5
		전기공사(전기실 포함)	20	113	2,258	112.9
		운송 및 설치	20	4	80	4.0
		변전소	20	-	-	-
		모니터링	20	21	420	21.0
	직접노무비	주기기(터빈, 블레이드, 너셀, 타워 포함)	20	-	-	-
		토목공사	20	83	1,663	83.1
		전기공사(전기실 포함)	20	36	728	36.4
		운송 및 설치	20	20	398	19.9
		변전소	20	0	0	0.0
		모니터링	20	17	340	17.0
	경비	기계경비	1	4,087	4,087	204.3
		법정경비	1	3,095	3,095	154.8
간접비	설계 및 감리		1	2,892	2,892	144.6
	환경모니터링비		1	100	100	5.0
	진단 및 검사		1	115	115	5.8
	일반관리비		1	1,921	1,921	96.1
	기타사업비	금융비용	1	732	732	36.6
		보험비용	1	15	15	0.7

구분			수량(A)	단가(B)	금액(A × B)	금액(A × B)
				(백만원)	(백만원)	(천원/kW)
		계통연계비	1	838	838	41.9
		기타	1	5,658	5,658	282.9
총 설비비용				0	50,448	2,522.4
토 지 비	매입비		100,000	0	2,293	114.6
	임대비(연간)		1	115	115	5.7

자료: 저자 직접작성

BNEF(2020)에서 조사한 주요 국가별 육상풍력 발전 설비비용을 분석한 결과 중국이 1,187천 원/kW 수준으로 가장 저렴하며, 일본이 2,789천 원/kW로 가장 높은 것으로 확인되었다. 또한, 일본을 포함한 주요국의 평균 설비비용은 1,724천 원/kW으로 우리나라 기준으로 산출한 결과 대비 32% 낮은 것으로 나타났다. 이는 2018년 기준 국내 누적 풍력 설비용량은 1,303MW⁸¹⁾로 보급률이 낮는데 따른 저조한 기술 개발 때문인 것으로 판단된다.

[그림 3-3] 2020년 주요국 육상풍력 발전 설비비용



자료: BNEF, 2020, New Energy Outlook 2020 - Data Viewer: Power

81) 한국에너지공단(2019), 2018년 신재생에너지 보급통계 확정치

제4장 재생에너지(태양광, 육상풍력) LCOE 추정 및 전망

1. 태양광 규모별 LCOE 추정

1.1. 결정론적 LCOE

앞서 2장과 3장에서 분석한 LCOE 추정 전제조건과 태양광 규모별 설비비용을 토대로 LCOE를 추정하였다(<표 4-1>). 사회적 관점에서 추정한 결과는 100kW 기준 133.3원/kWh, 1MW 기준 117.0원/kWh, 3MW 기준 111.7원/kWh로 도출되었다. 재무적 관점에서는 100kW 기준 169.8원/kWh, 1MW 기준 144.8원/kWh, 3MW 기준 136.1원/kWh로 도출되었다. 재무적 관점에서의 LCOE가 사회적 관점 대비 약 22% ~ 27% 높은 수준으로 나타났다. 이는 사회적 관점에서 추정하는 요소에는 이자, 법인세, 감가상각 등이 포함되어 있지 않고, LCOE 추정 산정식에 적용되는 할인율(4.5%)도 재무적 관점에서 추정하는 할인율(5.5%) 보다 낮기 때문이다. 실제 발전사업자 지출하는 비용을 고려한다면 재무적 관점에서 추정된 LCOE가 갖는 신뢰성이 더 높을 것으로 예상된다.

추정된 LCOE(재무적 관점) 결과에서 많은 비중을 차지하는 항목은 3MW 기준으로 설비비용(59.7%), 운영유지비용(15.3%), 금융비용(10.0%), 토지비용(10.6%), 법인세(3.2%), 잔존가치(1.7%) 순으로 나타났다. 향후 태양광 보급 확대를 위한 국내 지원정책 및 기술개발로 인해 설비비용이 차지하는 비중은 점차 감소할 것으로 예상된다.

〈표 4-1〉 태양광 발전설비 규모별 발전단가(LCOE, 원/kWh) 추정 결과(2020년)

구분		100kW				1MW				3MW			
		사회적 관점		재무적 관점		사회적 관점		재무적 관점		사회적 관점		재무적 관점	
CAPEX	모듈	23.9	18.0%	27.1	15.9%	23.4	20.0%	25.4	17.5%	22.8	20.4%	24.8	18.4%
	인버터	6.6	4.9%	7.4	4.4%	6	5.1%	6.5	4.5%	5.2	4.6%	5.6	4.2%
	접속반	2.4	1.8%	2.7	1.6%	1.8	1.5%	2	1.4%	1.7	1.5%	1.8	1.3%
	수배전반	0	0.0%	0	0.0%	3.7	3.2%	4	2.8%	1.5	1.4%	1.7	1.2%
	모니터링	1	0.7%	1.1	0.6%	0.1	0.1%	0.1	0.1%	0.1	0.1%	0.1	0.0%
	토목 공사	2	1.5%	2.3	1.4%	1	0.8%	1	0.7%	0.7	0.7%	0.8	0.6%
	구조물 공사	4.5	3.4%	5.1	3.0%	4.5	3.9%	4.9	3.4%	4.5	4.1%	4.9	3.6%
	전기공사	2.6	1.9%	2.9	1.7%	1.6	1.3%	1.7	1.2%	1.6	1.4%	1.7	1.3%
	EPC	11.5	8.6%	13	7.7%	10.6	9.1%	11.6	8.0%	10.4	9.3%	11.3	8.4%
	경비	5.8	4.3%	6.5	3.8%	6.3	5.4%	6.9	4.7%	6.5	5.8%	7.0	5.2%
	설계 및 감리	9.8	7.3%	11.1	6.5%	5.7	4.9%	6.2	4.3%	4.7	4.2%	5.1	3.8%
	진단 및 검사	0.1	0.1%	0.1	0.1%	0	0.0%	0.1	0.0%	0	0.0%	0.0	0.0%
	일반관리비	3.7	2.8%	4.2	2.4%	3.6	3.1%	3.9	2.7%	3.1	2.7%	3.3	2.5%
	기타사업비	16.7	12.5%	18.9	11.1%	12.3	10.5%	13.3	9.2%	11.4	10.2%	12.4	9.2%
	금융비용	0.1	0.1%	0.2	0.1%	0.4	0.3%	0.4	0.3%	0.5	0.5%	0.6	0.5%
	계통연계	5.5	4.1%	6.2	3.7%	1.1	1.0%	1.2	0.8%	1.4	1.3%	1.5	1.1%
	기타	11	8.3%	12.5	7.3%	10.7	9.2%	11.7	8.0%	9.5	8.5%	10.3	7.6%
OPEX	소계	90.6	67.9%	102.5	60.3%	80.6	68.9%	87.5	60.4%	74.1	66.4%	80.6	59.7%
	운영유지	20.7	15.5%	20.5	12.1%	15.6	13.3%	15.5	10.7%	17.3	15.5%	17.1	12.7%
	보험료	5.3	4.0%	5.3	3.1%	4.1	3.5%	4.1	2.8%	3.6	3.2%	3.6	2.6%
	소계	26	19.5%	25.8	15.2%	19.7	16.9%	19.6	13.5%	20.8	18.7%	20.7	15.3%
Land cost	토지비	14.5	10.9%	14.4	8.5%	14.6	12.4%	14.5	10.0%	14.6	13.0%	14.5	10.6%
Decommissioning costs	잔존가치	2.1	1.6%	2.4	1.4%	2.1	1.8%	2.3	1.6%	2.1	1.9%	2.3	1.7%
Financial cost	이자율	-	-	19.1	11.2%	-	-	14.8	10.2%	-	-	13.7	10.0%
Corporate Tax	법인세	-	-	5.7	3.4%	-	-	6.1	4.2%	-	-	4.4	3.2%
Total	합계	133.3	100.0%	169.8	100.0%	117	100.0%	144.8	100.0%	111.7	100.0%	136.1	100.0%

태양광 발전 설비비용은 규모가 커짐에 따라 단위 당 지출되는 비용이 감소하는 것이 일반적이다. 앞서 추정된 결과에서 확인한 바와 같이 설비비용의 감소는 발전단가(LCOE)를 하락시키는 요인이 된다. 이에 한국에너지공단에서는 RPS 고정가격계약 경쟁입찰 시 입찰 용량을 100kW 미만, 100kW 이상 1MW 미만, 1MW 이상으로 구분하여 입찰한다. 2020년 상반기 RPS 고정가격계약 경쟁입찰 용량별 선정 결과는 <표 4-2>와 같다.⁸²⁾ IREC 기준으로 100kW 미만은 71.9원/kWh로 가장 높은 가격에 입찰되었고, 100kW 이상 1MW 미만은 50.7원/kWh, 1MW 이상은 52.0원/kWh로 입찰되었다.

〈표 4-2〉 ‘20년 상반기 RPS 고정가격계약 경쟁입찰 사업자 선정 결과

입찰 용량	입찰 평균가격	SMP	IREC
100kW 미만	161.927	89.98	71.947
100kW 이상 1MW 미만	140.653	89.98	50.673
1MW 이상	142.000	89.98	52.020

자료 : 한국에너지공단, ‘20년 상반기 RPS 고정가격계약 경쟁입찰 사업자 선정 결과

RPS 고정가격계약 경쟁입찰에서 선정된 사업자는 설비용량별 평균 입찰 가격에서 SMP(89.98원/kWh)를 제외한 IREC와 가중치 그리고 SMP에 의해서 20년간 수익을 얻게 된다. 따라서 재무적 관점에서 발전단가(LCOE) 추정 시 사업자가 얻게 되는 실제 수익에 따른 법인세를 반영하는 것이 중요하다. <표 4-3>은 2019년 REC 정산기준 가격⁸³⁾과 2020년 상반기 RPS 고정가격계약 REC를 적용하여 추정된 발전단

82) https://www.knrec.or.kr/pds/news_read.aspx?no=42&searchfield=&searchword=&page=1 (최종접속일, 2020.08.31.)

83) 전력거래소 시장운영처에서 전력시장운영규칙에 근거하여 매년 RPS 의무 이행비용 정산 기준가격을 산정함.

가(LCOE)를 비교한 것이다. 분석결과 IREC 가격이 클수록 재무적 관점에서의 발전단가(LCOE)는 상승하는 것으로 나타났다. 이는 발전 수익이 증가됨에 따라 사업자가 부담하는 법인세(비용)가 증가하기 때문인 것으로 확인된다. 다만 REC 가격 변화가 LCOE에 미치는 영향은 미미한 수준인 것으로 확인된다.

〈표 4-3〉 '20년 RPS 고정가격계약 REC 적용 LCOE 추정 및 비교

구분		100kW		1MW		3MW	
		IREC (66.67)	IREC (71.95)	IREC (66.67)	IREC (50.67)	IREC (66.67)	IREC (52.02)
LCOE	설비비용	102.5	102.5	87.5	87.5	80.6	80.6
	운영유지비용	25.8	25.8	19.6	19.6	20.7	20.7
	토지비용	14.4	14.4	14.5	14.5	14.5	14.5
	잔존가치	2.4	2.4	2.3	2.3	2.3	2.3
	이자비용	19.1	19.1	14.8	14.8	13.7	13.7
	법인세	5.7	6.4	6.1	4.3	4.4	3.2
	합계	169.8	170.5	144.8	143.1	136.1	134.9

1.2. 확률론적 LCOE

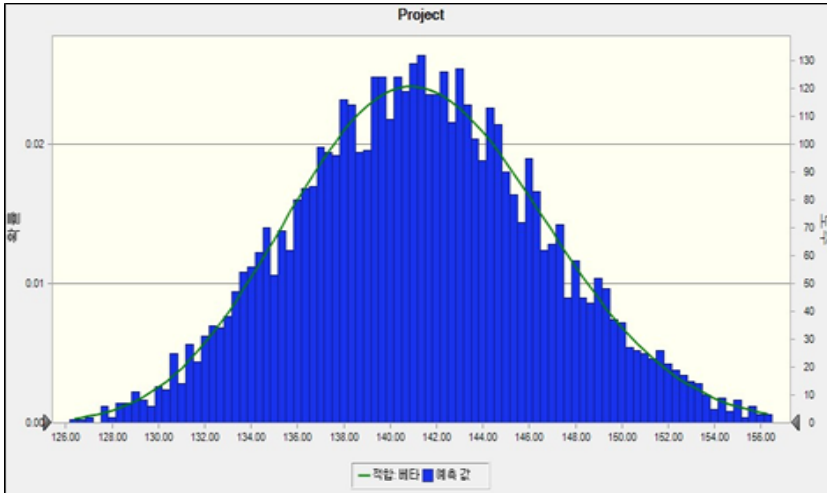
태양광 LCOE 분석은 경제성을 판단하는 주요 변수인 발전량과 설비비용, 할인율, 이자율, 성능저하율 등은 지역별 일사량과 기술진보, 시장상황에 따라 변동이 발생하거나 불확실성을 지니고 있다. 이러한 변동성과 불확실성을 갖는 태양광 발전의 경제성 분석에 결정론적인 방법을 적용하였을 경우, 불확실한 요소들을 일반화하여 변수가 갖는 특성들을 반영하지 못하게 된다. 반면, 이를 보완한 확률론적 방법은 불확실하거나 변동성을 갖는 각각의 변수를 적정한 확률분포를 통해 동시에 반영하여 결과를 도출하므로 보다 적절한 수단으로 볼 수 있다.

예를 들어, 발전설비 구성요소는 설치 지역이 달라지면 주변 환경이 바뀌게 되므로 이러한 특성을 반영하는 차이가 CAPEX와 LCOE 산정에 반영된다. 태양광 발전소의 건설비용이 당연히 지역마다 같을 수 없는 맥락과 같다. 본 연구에서는 이러한 특성을 반영하기 위해 발전설비 구성요소별 비용 변수에 대한 확률분포는 데이터의 표본에 대한 검증을 통해 가정 적합한 분포를 설정하였다. 그리고 해당 분포에서 일정 수준의 표본을 추출하여 구성요소의 분포를 산출하고 몬테카를로 시뮬레이션⁸⁴⁾을 이용하여 CAPEX와 LCOE의 분포를 도출하였다.

따라서 위에서 언급된 방법론을 이용하여 태양광 발전설비의 불확실성과 변동성을 갖는 변수들의 확률분포를 설정하고 개별 변수의 분포 안에서 임의의 난수를 발생시켜 5,000회의 반복 시행으로 95% 신뢰구간에서 유의한 태양광 LCOE의 범위를 추정하였다. 대표성을 갖는 3MW급 태양광 발전설비를 기준으로 추정한 결과 LCOE(재무적 관점)는 평균 141원/kWh, 최소 124원/kWh ~ 최대 160원 /kWh 수준으로 나타났다([그림 4-1]).

84) 확률변수와 그 함수에 대한 기대치 및 분산의 계산 등에 대하여 함수를 통한 정확한 해로 구해지기 어려운 부분을 많은 양의 자료를 이용하여 기대치 및 분산 등에 대한 값을 근사하는 방법론.

[그림 4-1] 3MW 태양광 LCOE 확률 시뮬레이션 결과



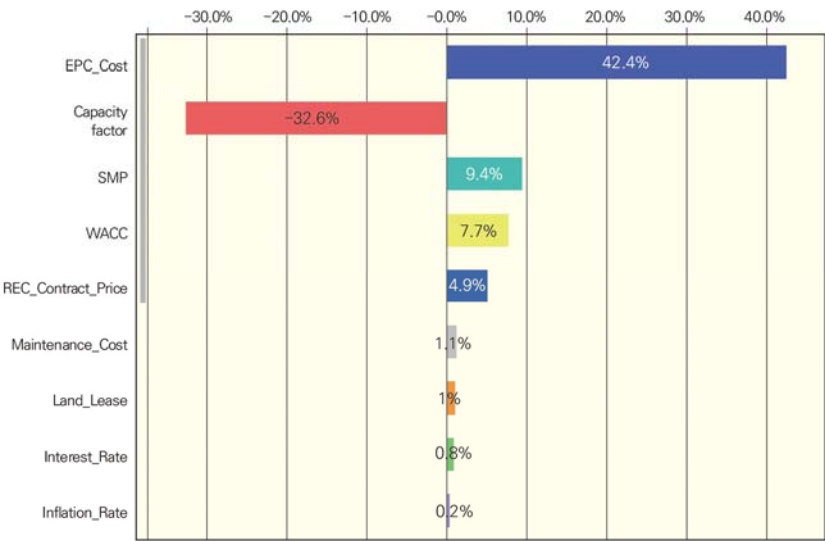
1.3. 민감도 분석

발전설비비용과 LCOE 추정 전제조건을 활용하여 LCOE 민감도를 분석한 결과는 [그림 4-2]과 같다. 결론적으로 태양광 LCOE에 가장 큰 영향을 미치는 요소는 설비비용(42.4%)로 도출되었다. 이는 국내 태양광 가격경쟁력을 개선하기 위해서는 설비비용의 감소가 가장 중요하다는 것을 시사한다.

다음으로 이용률이 LCOE에 미치는 영향이 큰 것으로 나타났다. 태양광 발전 이용률이 향상되면 생산되는 발전량이 증가하고 이에 따라 LCOE가 감소하게 되는 것이다. 이용률을 향상시킬 수 있는 방법에는 여러 가지 있을 수 있으나 가장 보편적인 방법은 추적식(Tracking) 태양광 발전설비를 구축하거나 양면 모듈을 사용하는 방법이 있다. 하지만 두 가지 방법 모두 설비비용을 증대시키는 요인을 작용하기 때문에

실질적으로 어느 요소가 LCOE 감소에 더 효과가 있는지는 추가적인 분석이 필요하다.

[그림 4-2] 태양광 LCOE 영향 요인 민감도 분석



2. 육상풍력 LCOE 추정

2.1. 결정론적 LCOE

육상풍력 LCOE 분석결과는 <표 4-4>와 같으며, 사회적 관점 131.6 원/kWh, 재무적 관점 166.8원/kWh로 도출되었다. 재무적 관점으로 추정된 LCOE가 사회적 관점 대비하여 약 27% 높은 것으로 나타났다. LCOE(재무적 관점)에서 가장 높은 비중을 차지하는 항목은 설비비용 (64.3%), 운영유지비용(17.7%), 금융비용(10.9%), 법인세(5.1%), 토지

비(2.0%) 순으로 확인된다. 육상풍력 발전설비의 경우 풍황이 좋고, 고도가 높은 산지에 위치하기 때문에 부지 활용에 따른 토지비용이 가장 낮은 것으로 나타났다.

〈표 4-4〉 육상풍력 발전설비 발전단가(LCOE, 원/kWh) 추정 결과(2020년)

구분		20MW			
		사회적 관점		재무적 관점	
CAPEX	주기기(터빈, 블레이드, 너셀, 타워 포함)	44.9	34.1%	48.9	29.3%
	토목공사	7.4	5.6%	8.0	4.8%
	전기공사(전기실 포함)	5.8	4.4%	6.3	3.8%
	운송 및 설치	0.9	0.7%	1.0	0.6%
	모니터링	1.5	1.1%	1.6	1.0%
	경비	14.0	10.7%	15.3	9.2%
	사전개발비	0.0	0.0%	0.0	0.0%
	설계 및 감리	5.7	4.3%	6.1	3.7%
	환경모니터링비	0.2	0.1%	0.2	0.1%
	진단 및 검사	0.2	0.2%	0.2	0.1%
	일반관리비	3.8	2.9%	4.1	2.4%
	기타사업비	14.2	10.8%	15.4	9.2%
	금융비용	1.4	1.1%	1.6	0.9%
	계통연계비	1.6	1.2%	1.8	1.1%
	기타	11.1	8.4%	12.0	7.2%
OPEX	소계	98.6	74.9%	107.2	64.3%
	운영유지	24.4	18.6%	24.3	14.6%
	보험료	5.2	4.0%	5.2	3.1%
	소계	29.7	22.5%	29.5	17.7%
Land cost	토지비	3.4	2.6%	3.3	2.0%
Decommissioning costs	잔존가치	-	-	-	-
Financial Cost	이자율	-	-	18.2	10.9%
Corporate Tax	법인세	-	-	8.6	5.1%
Total	합계	131.6	100.0%	166.8	100.0%

육상풍력 LCOE 분석 시 사업자 수익으로 2020년에 비용평가위원 회85)에서 산정된 2019년 REC 기준가격(66.67원/kWh)을 반영하였다.

85) 전력거래소 시장운영처에서 전력시장운영규칙에 근거하여 운영함.

본 연구에서는 발전공기업에서 추진하는 육상풍력 SPC 사업 타당성 평가 시 적용되는 REC가 평균 80원/kWh임을 고려하여 70원/kWh, 80원/kWh를 가정하여 추가적으로 분석하였다. 분석 결과 REC 가격이 상승함에 따라 육상풍력 발전단가(LCOE)도 상승하는 것으로 나타났다(<표 4-5>). 이러한 발전단가의 상승요인은 태양광 발전 사업과 동일하게 REC 가격이 사업자 수익 증대에 영향을 미쳐 법인세(비용)를 증가시키는 요인으로 작용했기 때문이다. 하지만 REC 가격 변화가 LCOE에 미치는 영향은 낮은 수준인 것으로 확인된다.

〈표 4-5〉 육상풍력 REC 가격 변화에 따른 LCOE 추정결과 비교

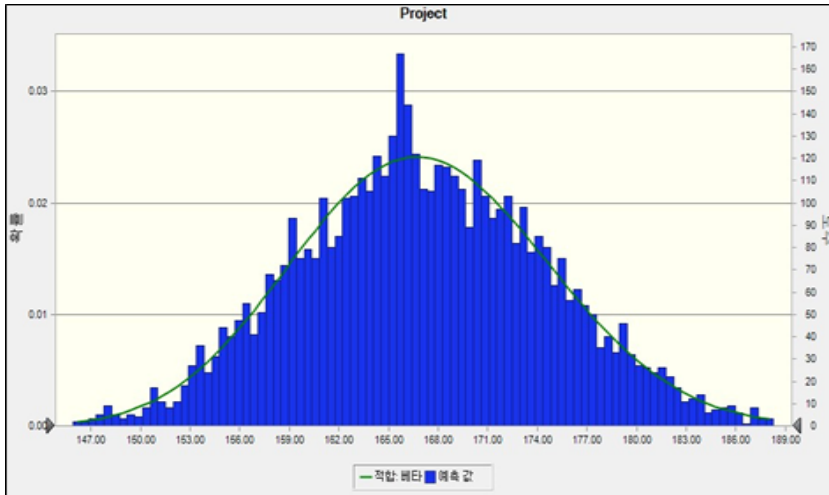
구분		100kW		
		IREC (66.67)	IREC (70.00)	IREC (80.00)
LCOE	설비비용	107.2	107.2	107.2
	운영유지비용	29.5	29.5	29.5
	토지비용	3.3	3.3	3.3
	잔존가치	0.0	0.0	0.0
	이자비용	18.2	18.2	18.2
	법인세	8.6	9.3	11.5
	합계	166.8	167.5	169.7

2.2. 확률론적 LCOE

확률론적 태양광 LCOE 추정과 유사한 방법으로 육상풍력의 경우에도 몬테카를로 시뮬레이션 기법을 이용하여 육상풍력 발전의 불확실성과 변동성을 지닌 변수의 특성을 반영하여 확률분포를 설정하고 개별 변수의 분포 안에서 임의의 난수를 발생시켜 유의한 육상풍력 LCOE의 범위를 추정하였다. 분석결과 20MW급 이상 풍력 발전설비를 기준으로 추정한 결과 LCOE(재무적 관점)는 평균 167원/kWh, 최소 141원

/kWh ~ 최대 193원 /kWh 수준으로 나타났다([그림 4-3]).

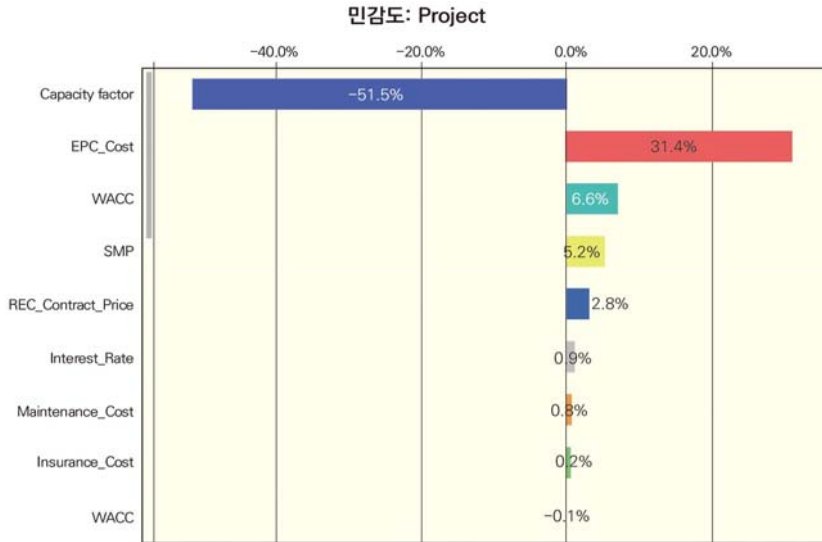
[그림 4-3] 육상풍력 LCOE 영향 요인 민감도 분석



2.3. 민감도 분석

풍력 발전설비 전제조건별 LCOE 영향 요인 분석결과는 [그림 4-4]와 같다. 태양광 LCOE 민감도 결과와는 다르게 가장 큰 영향을 미치는 요소는 이용률이며, 다음으로 설비비용으로 나타났다. 풍력 이용률은 풍황 조건에 따라 큰 차이가 발생하기 때문에 발전설비 위치가 경제성에 미치는 영향이 크다는 것을 알 수 있다. 따라서 풍력의 가격경쟁력을 개선하기 위해서는 우선적으로 풍황이 우수한 입지를 선별해야 하며, 지속적인 기술개발에 따른 설비비용이 감소되어야 할 것이다.

[그림 4-4] 풍력 LCOE 영향 요인 민감도 분석



3. 태양광 및 육상풍력 LCOE 전망

3.1. 태양광 및 육상풍력 CAPEX 전망

BNEF(2020)⁸⁶⁾에 따르면 세계적으로 태양광과 육상풍력의 CAPEX (설비비용)는 기술개발에 따라 감소하는 추세이며, 향후 지속적으로 감소할 것으로 전망하고 있다. 선행연구⁸⁷⁾에서는 우리나라의 태양광과 육상풍력 보급실적과 CAPEX 추세를 바탕으로 학습효과⁸⁸⁾에 기반하여

86) BNEF, 2020, LCOE data Viewer 2020 1H

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

88) 학습효과 모형은 시장에 보급된 누적 설비 수준이 많아질수록 참여자의 제조, 설치, 운영에 대한 학습수준이 높아져서 설치하는데 소요되는 비용은 누적 용량과 반비례하여 감소할 것이라는 가정으로 보급용량과 가격의 관계를 설명하는 모형으로 추정식은 $\ln(\text{가격}) = \alpha + \beta \ln(\text{누적보급용량}) + \epsilon$ 임.

CAPEX를 전망하고 이를 활용하여 2030년 LCOE를 추정하였다.

선행연구⁸⁹⁾에서 학습효과 계수를 추정하기 위해 활용된 자료는 2011년 ~ 2017년 신재생에너지 보급통계와 태양광 및 육상풍력 발전소의 CAPEX⁹⁰⁾ 자료이다. 이를 바탕으로 각각의 학습효과 계수⁹¹⁾(<표 4-6>, <표 4-7>)를 추정하고 2030년까지의 설비용량 보급 전망치⁹²⁾를 적용하여 미래의 태양광과 육상풍력의 CAPEX를 도출하였다.

〈표 4-6〉 태양광 학습효과 회귀분석 추정 결과

구분	모듈	BOS		
		100kW 이하	100kW ~ 3MW	3MW 초과
$\hat{\alpha}$	19.23	17.93	18.33	18.73
$\hat{\beta}$	-0.37	-0.26	-0.29	-0.32

자료: 전력거래소·에너지경제연구원(2018)

〈표 4-7〉 육상풍력 학습효과 회귀분석 추정 결과

구분	CAPEX
$\hat{\alpha}$	16.61
$\hat{\beta}$	-0.14

자료: 전력거래소·에너지경제연구원(2018)

본 연구에서는 태양광 및 풍력의 연도별(2011년 ~ 2020년) 최신 CAPEX 자료 확보의 어려움으로 인해 선행연구에서 추정된 태양광과

89) 전력거래소·에너지경제연구원(2018), 발전원별 균등화 발전비용 산정에 관한 연구

90) 자료출처는 한국에너지공단이며, 연구자가 재가공하였음.

91) 태양광 CAPEX는 모듈과 BOS로 구분하고, 각각의 연도별 가격 추세를 바탕으로 학습율을 추정하였으며, 풍력의 경우 CAPEX 전체에 대한 연도별 가격 추세를 바탕으로 학습율을 추정하였음.

92) 제8차 전력수급기본계획, 연도별 신재생에너지 설비계획

풍력의 학습계수를 활용하여 동일한 방법으로 CAPEX를 재전망(<표 4-8>)하고, 이를 바탕으로 2030년 LCOE를 추정하였다. 본 연구는 5년에 걸쳐 수행되는 과제로 향후 연구에서는 연간 비용 조사결과를 바탕으로 가격 추세를 분석하고 이를 바탕으로 미래 CAPEX를 전망할 계획이다.

2030년 태양광 CAPEX는 100kW는 1,055천 원/kW, 1MW는 908천 원/kW, 3MW는 834천 원/kW으로 2020년 대비 각각 30%, 33%, 33% 감소하는 것으로 전망되었다. BNEF(2020)⁹³⁾에 따르면 2030년 국제 태양광 CAPEX는 Residential이 1.02USD/W, Commercial은 0.79USD/W, Utility는 0.41USD/W 수준으로 2020년 대비 각각 24%, 25%, 33% 감소할 것으로 전망하였다. 대규모 태양광의 경우 감소율이 동일한 것으로 나타났으나 소규모와 중규모의 경우 국내 감소율이 높은 것으로 확인된다. 이는 세계 태양광 시장 확대와 더불어 국내 태양광 보급이 확대되고 기술개발이 촉진되고 있으며 향후에도 지속된다는 것을 의미한다.

2030년 육상풍력 CAPEX는 2,202천 원/kW 수준으로 2020년 대비 약 13% 감소하는 것으로 나타났다. 결과적으로 국내 육상풍력 발전설비 보급이 활발히 진행되고 있는 것으로 판단할 수 있으나 2019년 기준 국내 풍력 누적 설비용량은 1,494MW⁹⁴⁾으로 낮은 수준이다. 따라서 육상풍력의 과거 CAPEX 자료를 바탕으로 미래 비용을 전망하는 것은 다소 무리가 있을 것으로 판단된다. 또한, 육상풍력 발전 설비비용은 발전소 부지 및 환경에 따라 다양하게 산출될 수 있기 때문에 CAPEX를 전망하기 위해서는 유사한 조건에서 신뢰성 있는 비용 자료 확보가 선행되어야 할 것으로 판단된다.

93) BloombergNEF, Global PV Market Outlook 2019, 4Q

94) 한국에너지공단, 2019년 신재생에너지 보급통계 결과

〈표 4-8〉 태양광 CAPEX 전망

(단위 : 천 원/kW)

구분			2020년	2025년	2030년	감소율 ('20년 ~ '30년)
태양광	100kW	모듈	400.0	306.4	251.8	-37.0%
		BOS	1,113.3	922.5	803.3	-27.9%
		합계	1,513.3	1,228.9	1,055.1	-30.3%
	1MW	모듈	390.5	299.1	245.8	-37.0%
		BOS	955.3	773.2	661.7	-30.7%
		합계	1,345.8	1,072.3	907.5	-32.6%
	3MW	모듈	380.9	291.8	239.8	-37.0%
		BOS	857.7	694.2	594.1	-30.7%
		합계	1,238.6	986.0	833.9	-32.7%
육상풍력	20MW	합계	2,522.4	2,319.9	2,202.4	-12.7%

3.2. 태양광 및 육상풍력 발전단가(LCOE) 전망

2030년 CAPEX 전망치와 전제조건을 적용하여 전망한 사회적 관점에서의 태양광 LCOE는 71.3~106.2원/kWh 수준으로 하락하였다. 100kW, 1MW, 3MW 기준으로 각각 2020년 대비 20.3%, 23.6%, 36.2% 감소하는 것으로 전망되었다. 재무적 관점에서의 LCOE는 94.2~128.4원/kWh 수준으로 2020년 대비 약 24% ~ 32% 감소하는 것으로 나타났다(<표 4-9>).

육상풍력의 경우, 2030년 기준 사회적 관점에서의 LCOE는 122.7원/kWh으로 2020년 대비 6.8% 감소, 재무적 관점에서의 LCOE는 150.3원/kWh으로 2020년 대비 9.9% 감소하는 것으로 전망되었다. 육상풍력의 경우, 태양광 대비 낮은 수준의 감소율을 보이는데, 이는 국내 보급 실적이 미미한 수준으로 보급률 증가에 따른 비용감소 효과가 적기 때문인 것으로 판단된다.

〈표 4-9〉 태양광 및 풍력 발전단가(LCOE) 전망 결과(2020년 기준)

(단위 : 원/kWh)

구분			2020년	2030년	감소율 (’20년 ~ ’30년)
태양광	사회적 관점	100kW	133.3	106.2	-20.3%
		1MW	117.0	89.4	-23.6%
		3MW	111.7	71.3	-36.2%
	재무적 관점	100kW	169.8	128.4	-24.4%
		1MW	144.8	108.3	-25.2%
		3MW	136.1	94.2	-30.8%
육상풍력	사회적 관점	20MW	131.6	122.7	-6.8%
	재무적 관점	20MW	166.8	150.3	-9.9%

2030년 태양광과 풍력의 LCOE 전망 결과는 선행연구⁹⁵⁾에서 추정된 2017년 기준 LCOE와 본 연구에서 추정된 2020년 기준 LCOE를 비교하면 상세한 원인을 분석할 수 있다. 선행연구에서는 사회적 관점에서 추정하였으며 2017년 기준 태양광 LCOE는 133.3 ~ 147.6원/kWh, 풍력은 124.2원/kWh 수준으로 도출되었다. 2020년 기준으로 추정된 태양광 LCOE는 111.7 ~ 133.3원/kWh 수준으로 최근 3년간 약 10% ~ 16% 감소한 것으로 확인된다. 하지만 풍력의 경우 131.6원/kWh으로 오히려 소폭 증가한 것으로 나타났다. 이는 태양광의 경우 국내 보급이 확대됨에 따른 기술개발 효과가 빠르게 나타나고 있기 때문이며, 풍력의 경우, 제한된 입지와 지역별 규제의 설치 여건에 따라 설비비용이 다를 수 있고, 태양광 대비 낮은 보급률과 이에 따른 기술개발 속도가 상대적으로 느리기 때문인 것으로 판단된다.

95) 전력거래소 · 에너지경제연구원(2018), 발전원별 균등화 발전비용 산정에 관한 연구

〈표 4-10〉 '17년(선행연구)과 '20년 태양광 및 풍력 사회적 LCOE 결과
비교(사회적 관점)

(단위 : 원/kWh)

구분			사회적 LCOE	'17년 기준(선행연구) 과의 차이
태양광	선행연구 결과	100kW 이하	147.60 (2017년 기준)	-
		100kW ~ 3MW	141.70 (2017년 기준)	-
		3MW 이상	133.28 (2020년 기준)	-
	본 연구 결과	100kW	133.3 (2020년 기준)	-14.3
		1MW	117.0 (2020년 기준)	-24.7
		3MW	111.7 (2020년 기준)	-21.6
육상 풍력	선행연구 결과	MW급	124.25 (2017년 기준)	-
	본 연구 결과	20MW	131.6 (2020년 기준)	7.3

제5장 연구결론 및 시사점

1. 결론 및 시사점

본 연구는 재생에너지 확대에 따른 중장기 재생에너지 발전비용을 분석하여 재생에너지 산업발전과 정책개발에 기여하고자 하였다. 이번 연구의 연구결과와 과거 수행된 선행연구결과를 비교한 내용에서 나타났듯이, 태양광 발전설비에 대한 발전단가(LCOE)가 급속히 하락하고 있고 예상보다 빨리 하락할 것으로 전망됨을 발견하였다. 이것은 태양광 발전의 경우 급속한 보급확산 및 기술혁신에 의해 과거에는 볼 수 없었던 비용 하락이 일어나고 있다는 것을 시사하고 있다.

본 연구에서 수행한 원가조사용역 결과에 의하면, 태양광 발전설비 비용은 100kW 기준 1,513천원/kW, 1MW 기준 1,346천원/kW, 3MW 기준 1,239천원/kW으로 산정되었다. 3MW 기준 설비비용의 경우 100kW 기준 대비 약 18% 낮은 것으로 확인되며, 이는 규모의 경제에 따른 비용절감 효과인 것으로 판단된다. 따라서, 태양광 발전비용의 하락을 추진하기 위해선 대규모 사업을 추진할 필요가 있다. 이 같은 사실은 세계 태양광 발전비용을 비교해보면 더욱 명확해지는데 2020년 기준 유틸리티급 태양광발전 시스템비용은 \$0.77/W(DC)로서 상업용 태양광발전 시스템비용 \$1.06/W(DC), 주택용 태양광발전 시스템비용 \$1.40/W(DC)에 비해 매우 저렴한 수준이다. 이러한 세계적 경향은 대규모 태양광발전이 가장 경제적임을 보여준다.

또한, 태양광발전의 연간 운영유지비용은 100kW 기준 2,901천원(설

비비용의 1.9%), 1MW 기준 21,980천원(설비비용의 1.6%), 3MW 기준 69,654천원(설비비용의 1.9%) 수준으로 각각 나타났으며, 운영유지비용 세부 내역 중 전기안전관리자 선임비용과 보험료가 큰 비중을 차지하고 있다.

조사된 설비비용과 운영유지비용을 포함한 경제적 전제조건 등을 반영하여 추정된 사회적 관점의 태양광 발전 LCOE는 112원/kWh ~ 133원/kWh, 재무적 관점의 LCOE는 136원/kWh ~ 170원/kWh, 수준으로 도출되었다. 재무적 관점에서의 LCOE가 사회적 관점 대비 약 22% ~ 27% 높은 수준으로 나타났다. 실제 발전사업자가 지출하는 비용을 고려한다면 재무적 관점에서 추정된 태양광 발전 LCOE가 더 현실적인 비용으로 판단된다.

태양광 LCOE(재무적 관점)에서 가장 많은 비중을 차지하는 항목은 설비비용, 운영유지비용, 금융비용, 토지비용, 법인세, 잔존가치 순으로 나타났다. 장기적 관점으로 볼 때 태양광 산업의 성장과 기술발전에 따라 설비비용은 계속 감소할 전망이다 반면 인건비관련비용과 토지비용은 연간 물가 및 공시지가 상승 영향으로 증가할 것으로 예상된다.

본 연구의 2020년 기준 LCOE 결과와 2017년 수행한 선행연구 결과와 비교해보면, 100kW급은 약 10%, 1MW급은 약 17%, 3MW급은 약 16% 정도 하락한 것으로 나타났다. 이러한 급속한 비용하락은 태양전지 기술발전 등에 힘입어 제조원가가 획기적으로 절감되어, 재생에너지 공급확대라는 정부의 정책 목표를 달성함에 있어 국민경제적 부담을 경감시키는 효과를 유발함을 의미한다고 볼 수 있다.

또한, 이러한 비용감소는 재생에너지 공급확대 정책에 대한 국민의 사회적 수용성을 높이는 효과도 야기할 수 있다. 따라서, 이러한 비용

하락을 촉발하고 가속화할 수 있도록 정부 정책이 지속적으로 마련된다면 재생에너지 비중확대 정책을 원활하게 추진할 수 있을 것이다.

반면, 본 연구에서 육상풍력 20MW급 발전설비 비용 조사결과는 kW 당 2,522천원 수준으로 나타났다. 총 설비비용에서 직접비와 간접비의 비중은 각 76%, 24% 수준이며, 전체 항목 중에서 가장 높은 비중을 차지하는 항목은 주기기(터빈, 블레이드, 너셀, 타워 포함)로 약 46% 수준으로 확인된다. 육상풍력 발전의 연간 운영유지비용은 20MW 기준 1.1억원 수준(설비비용의 2.0%)으로 나타났으며, 운영유지비용 세부 내역 중 정기유지보수관리비용과 비정기 유지보수관리비용이 큰 비중을 차지하고 있다.

이러한 설비비용과 운영유지비용을 바탕으로 추정한 육상풍력 LCOE는 사회적 관점에서 131.6원/kWh, 재무적 관점에서 166.8원/kWh으로 추정되었다. 선행연구⁹⁶⁾에서는 육상풍력발전의 설비비용이 2,433천원/kW 수준으로 조사되었으며, 사회적 관점 LCOE는 124원/kWh으로 추정되었다. 분석대상의 차이를 고려하더라도 풍력발전의 비용은 태양광 발전과 달리 하락하지 않음을 알 수 있다. 이는 풍력의 경우 제한된 입지와 규제 등에 설치환경에 따라 비용이 다르게 분석될 수 있고, 태양광 대비 낮은 보급률에 따른 기술개발 부족 때문인 것으로 판단된다.

풍력 LCOE(재무적 관점)에서 가장 높은 비중을 차지하는 항목은 설비비용(64.3%), 운영유지비용(17.7%), 금융비용(10.9%), 법인세(5.1%), 토지비(2.0%) 순으로 확인된다. 육상풍력 발전설비의 경우 풍향이 좋고, 고도가 높은 산지에 위치하기 때문에 부지 활용에 따른 토지비용

96) 전력거래소 · 에너지경제연구원(2018), 발전원별 균등화 발전비용 산정에 관한 연구

이 가장 낮은 것으로 나타났다.

본 연구에서는 확률적 시뮬레이션 기법을 적용하여 불확실성을 내재하고 있는 변수의 확률분포를 설정하고 해당 분포에서 무작위 표본을 추출하여 발전설비 비용 및 전제조건 계산을 반복 시행함으로써 LCOE를 추정하였다. 추정 결과, 3MW 태양광 발전 기준 예측 평균 LCOE는 재무적 관점의 경우 141원/kWh, 최소 124원/kWh 최대 160원/kWh 수준으로 나타났다. 전제조건별 민감도를 분석한 결과 여러 전제조건 중에서 설비비용(CAPEX)에 가장 민감하고, 다음으로는 이용률(Capacity Factor)에 가장 민감하게 반응하는 것으로 나타났다.

반면, 20MW 풍력발전 기준 예측 평균 LCOE는 재무적 관점의 경우 167원/kW, 최소 141원/kWh 최대 193원/kWh 수준으로 나타났다. 전제조건별 민감도를 분석한 결과 풍력발전의 경우 태양광발전과는 달리 이용률(capacity factor)에 가장 민감하고, 다음으로 초기투자비용(Capex)에 민감한 것으로 나타났다. 이는 풍력의 경우 연도별 풍황에 많은 영향을 받는다는 것을 시사한다.

CAPEX 전망치와 전제조건을 적용하여 추정한 2030년 기준 재무적 관점에서의 3MW 태양광 발전 LCOE는 94원/kWh(2020년 대비 31% 하락) 수준으로 전망되었다. 1MW 태양광 발전의 경우에는 108.3원/kWh(2020년 대비 25% 하락), 100kW 태양광 발전의 경우 128.4원/kWh(2020년 대비 24% 하락) 수준인 것으로 전망 되었다. 사회적 관점에서의 LCOE는 71.3원/kWh ~ 106.2원/kWh로 2020년 대비 약 20% ~ 36% 하락하는 것으로 전망되었다.

이러한 전망 결과는 태양광발전 발전비용이 굉장히 빠른 속도로 하락하고 있어 태양광 발전의 그리드패리티가 빠른 시일안에 도달할 수

있음을 의미한다고 할 수 있다. 반면, 2030년 기준 풍력발전의 LCOE는 150원/kWh 수준으로 전망되었는데 이는 2020년 대비 평균 10% 정도 하락한 수준으로 전망되었다.

따라서 정부, 산업계, 학계, 연구기관 등의 재생에너지산업 관련 주체들이 이러한 비용 하락을 가속화시킬 수 있도록 노력할 필요가 있을 것이다. 민감도 분석결과에서 보듯이, LCOE에 가장 큰 영향을 미치는 요소인 설비비용이 중요하므로 정부는 이것을 낮출 수 있기 위해 제반 노력을 할 필요가 있다.

초기투자비에서 비중이 높은 주기자재와 관련하여 기술혁신과 글로벌 경쟁시장에 의해 비용하락이 획기적으로 이루어지고 있다. 따라서 정부는 생태계 구축을 포함한 신재생에너지산업 발전방안 마련 시 이러한 대외 여건상황을 적절히 반영한 국산화 추진정책의 개발이 필요하다. 또한, 이용률도 LCOE에 영향을 미치는 중요 요소이므로 일사량이 높은 지역을 중심으로 재생에너지 보급이 원활히 추진되도록 해당 지역의 인허가절차 간소화 등의 규제개혁을 적극적으로 추진할 필요가 있다.

2. 연구의 한계 및 향후 연구방향

본 연구는 태양광 발전과 풍력 발전의 발전단가(LCOE)를 분석하고자 하였으나 연구가 1차년도인 관계로 전체 태양광발전 중 지상태양광 발전에 초점을 맞춰 분석하였다. 향후 수상태양광발전, 건축물이용 태양광발전 등 유형별 태양광발전에 대해 발전단가(LCOE) 분석을 수행할 필요가 있다. 또한, 풍력 발전의 경우에도 자료 등 한계로 인해 육상풍력 발전에 대해 우선적으로 연구를 추진하였으며, 향후 풍력발전

의 미래에서 중추적 역할을 수행할 해상풍력발전에 대해 발전단가(LCOE) 분석을 수행할 필요가 있다.

본 연구는 전국 단위차원에서 균등화발전단가 분석을 수행하였으나 향후 연구에서는 이를 확장하여 지역차원에서 균등화발전단가 분석을 수행할 필요가 있다. 본 연구의 최종 목적은 지역별 균등화발전단가 데이터베이스 구축을 통해 연구 수요자에게 활용 가능한 정보를 제공하는 데 있으며, 이를 위해 격자 연산($1\text{km} \times 1\text{km}$, 약 10만개) 모형에 기반한 지역별 발전단가(LCOE)를 추정하는 것이다. 즉, 세부 지역별 발전단가(LCOE) 분석 시스템 구축을 통해 정책입안자 및 일반사업자 등이 필요로 하는 재생에너지 발전비용에 대한 정보 제공과 실질적 재생에너지 사업성 분석에 기초적인 자료를 제공할 계획이다.

4년차와 5년차 과제수행에는 태양광 발전, 풍력(육상, 해상) 발전 등에 대한 현재와 미래의 재생에너지 발전비용 분석을 통해 그리드패리티 달성 시점 등 관련 사항에 대한 연구를 추진할 계획이다. 또한, 태양광 발전, 풍력 발전 등에 대한 발전비용 분석이 완료된 이후에는 재생에너지의 가격 경쟁력을 평가하기 위해 화력(석탄, 가스)발전, 원자력 발전 등과의 타 에너지원과의 발전비용 비교 연구를 추진할 계획이다.

참고문헌

<국내 문헌>

산업통상자원부, 2019, 보도설명자료(‘27년까지 발생하는 폐모듈은 현재 구축중인 재활용센터를 통해 처리가능하며, 중장기적으로는 기술이전 등을 통해 민간 주도 재활용산업 활성화를 추진할 계획(국민일보 10.7일자 보도에 대한 설명)).

_____, 2018, 신재생에너지 백서.

_____, 「신·재생에너지 설비의 지원 등에 관한 규정」 내 신·재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침.

전력거래소·에너지경제연구원, 2018, 발전원별 균등화발전원가 산정에 관한 연구.

조달청, 2020, 건축, 산업환경설비공사 원가계산 제비율 적용기준.

조달청, 2020, 나라장터 종합쇼핑몰 태양광발전장치 세부품목번호 : 2611160701, □형 지지대

한국에너지공단, 2019, 2018년 신재생에너지 보급통계 확정치.

한국전기공사협회, 2017, 태양광 발전설비 설치 가이드북(2017.1).

한국전기안전공사, 2020, 사업자 2020년도 전기설비 검사수수료

한국전력공사, 2018, 「균등화 발전원가 해외사례 조사 및 시사점 분석」.

한국풍력산업협회, 2018 Annual Report.

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

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

한국산업표준(KS) KS C 8572

<해외 문헌>

BNEF, 2019, Global PV Market Outlook 2019 4Q.

_____, 2020, New Energy Outlook 2020 – LCOE Data Viewer 1H

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

Department of Energy, EIA. 2020. “*Assumptions to the Annual Energy Outlook 2020*”.

Fraunhofer ISE, 2018, Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies.

International Energy Agency, Projected Costs of Generating Electricity, 2015 Edition.

_____, World Energy Outlook 2020. 2020.

John Creedy and Hemant Passi. 2018, “*Public Sector Discount Rates: A Comparison of Alternative Approaches*”, *Australian Economic Review* vol. 51.

New York Energy Research and Development, 2016. *Decommissioning solar panel systems*.

Samadi Sascha, “*The Social Costs of Electricity Generation—Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance*”, *Energies* 2017, 10.

UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS). 2020. *ELECTRICITY GENERATION COSTS*.

調達価格等算定委員会. 令和2年2月4日. “令和2年度の調達価格等に関する意見” (일본 재생에너지 조달가격산정위원회, 2020.2.4., “2020년도 조달가격 관련의견”)

資源エネルギー庁. 2018年11月21日. “太陽光発電設備の廃棄対策について” (일본 통산산업성 자원에너지청, 2018.11.21, “태양광발전 설비 폐기대책”)

<웹사이트>

국세법령정보시스템 홈페이지, https://txsi.hometax.go.kr/docs_new/customer/search/total_search.jsp(최종접속일: 2020.8.31.)

부동산 공시가격 알리미-부동산 정보 조회시스템, <http://www.realtyprice.kr/notice/main/mainBody.htm>(최종접속일: 2020.8.31.)

한국에너지공단 홈페이지, http://www.energy.or.kr/web/kem_home_new/new_energy/RPS_01.asp(최종접속일: 2020.8.31.)

한국에너지공단 홈페이지, https://www.knrec.or.kr/pds/news_read.aspx?no=42&searchfield=&searchword=&page=1(최종접속일: 2020.8.31.)

한국전력공사 표준시설부단금 단가표, <http://cyber.kepco.co.kr/ckepco/front/jsp/CY/D/C/CYDCHP00404.jsp>(최종접속일: 2020.8.31.)

한화큐셀 홈페이지, https://www.q-cells.com/kr/main/products/solar_panels/water/water03.html (최종접속일: 2020.8.31.)

한국풍력산업협회 홈페이지, http://www.kweia.or.kr/bbs/page.php?hid=sub02_01(최종접속일: 2020.8.31.)

LG전자 홈페이지, <https://www.lge.co.kr/kr/business/product/energy/solar-list.do?cateId1=CT00000707> (최종접속일: 2020.8.31.) 프리미엄초

고효율 N타입 모듈 LG 태양광 솔루션

NREL 사이트, <https://atb.nrel.gov/electricity/2020/index.php?t=in>(최종
접속일: 2020.8.31.)

이 근 대

現 에너지경제연구원 선임연구위원

<주요저서 및 논문>

『신재생에너지 공급비용 가격전망 연구』, 발전공기업 6사, 2019

『발전원별 균등화 발전원가 동향연구』, 한국전력거래소, 2019

김 기 환

現 에너지경제연구원 연구위원

<주요저서 및 논문>

이석호 공저 『세계 재생에너지 자국산 부품사용요건 정책에 대한 대응 방안 연구』, 에너지경제연구원 기본연구, 2019

이승문 공저, 『전기자동차 충전시스템에서의 신재생에너지 활용 방안 연구』, 에너지경제연구원 기본연구, 2018

기본연구보고서 2020-21

재생에너지 보급 확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(1/5)

2020년 12월 30일 인쇄

2020년 12월 31일 발행

저 자 이 근 대·김 기 환

발행인 조 용 성

발행처 에너지경제연구원

44543 울산광역시 중가로 405-11

전화: (052)714-2114(대) 팩시밀리: (052)-714-2028

등 록 제 369-2016-000001호(2016년 1월 22일)

인 쇄 (사)한국척수장애인협회 디지털인쇄사업소

©에너지경제연구원 2020

ISBN 978-89-5504-797-4 93320

* 파본은 교환해 드립니다.

값 7,000원

본 연구에 포함된 정책 대안 등 주요 내용은 에너지경제연구원의 공식적인
의견이 아닌 연구진의 개인 견해를 밝혀 둡니다.



에너지경제연구원

(44543) 울산광역시 중구 종가로 405-11(성안동, 에너지경제연구원)
전화 : 052)714-2114 팩스 : 052)714-2028 www.keei.re.kr

값 7,000원



9 788955 047974
ISBN 978-89-5504-797-4