KPX 한국전력거래소

발전원별 균등화 발전원가 산정에 관한 연구 (최종보고서)

KPX 한국전력거래소

발전원별 균등화 발전원가 산정에 관한 연구

(최종보고서)

2018. 2

연구수행기관 : 에너지경제연구원

KPX 한국전력거래소
전 력 계 획 처
전 력 기 술 팀

발전원별 균등화 발전원가 산정에 관한 연구

(최종보고서)

2018. 02. 28

한국전력거래소
전 력 계 획 처
전 력 기 술 팀

제 출 문

한국전력거래소 이사장 귀하

본 보고서 [발전원별 균등화 발전원가 산정에 관한 연구]를 연구과제의 최종보고서로 제출합니다.

2018 . 2. 28

연구수행기관 : 에너지경제연구원

연 구 책 임 자 : 이 근 대
연 구 원 : 박 명 덕
연 구 원 : 정 연 제
연 구 원 : 신 힘 철
연 구 원 : 양 정 호

외부참여자

이화여자대학교 : 김 윤 경
고려대학교 : 박 호 정

차 례

제1장 연구 필요성 및 목적 ····· 1
1. 연구현안 및 필요성 ····· 1
2. 균등화 발전비용의 정의 및 범위 ····· 2
3. 균등화 발전비용 추산 입력 자료 ····· 4

제2장 균등화 발전비용 추산 관련 주요 고려사항 :
원자력발전 사고위험 비용 추산 ····· 5
1. 원전 사고위험비용의 정의 ····· 5

제3장 균등화 발전비용 추산 관련 주요 고려사항 :
화석에너지발전의 환경외부비용 추산 ····· 25
1. 화석에너지 발전의 환경외부비용 ····· 25
2. SOx, NOx, PM 관련 메타데이터 분석 ····· 33
3. 메타 회귀분석 ····· 39
4. 요약 ····· 46

제4장 국내 발전원별 균등화 발전비용 추정 ····· 48
1. 2017년 기준 원자력 발전 균등화 발전비용 추정 ····· 48
2. 2017년 기준 석탄화력 발전 균등화 발전비용 추산 ····· 56
3. 2017년 기준 가스복합화력 발전 균등화 발전비용 추산 ····· 61
4. 2017년 기준 태양광 발전 균등화 발전비용 추산 ····· 65
5. 2017년 기준 육상풍력 발전 균등화 발전비용 추산 ····· 72
6. 기타 주요 가정 ····· 73
7. 미래 육상 발전 직접투자비 단가 추정 ····· 73
8. 육상풍력발전 균등화 발전비용 추산 ····· 74

제5장 결론 및 시사점 ····· 75

참고문헌 ····· 77

부록 1. electricity generation ····· 85

부록 2. BEIS Electricity Generation Cost Report ····· 109

표 차례

〈표 1-1〉 발전원별 기초자료 ····· 4

〈표 2-1〉 기관별 심각한 사고에 대한 기준 ····· 6
〈표 2-2〉 INES 사고 평가 척도 ····· 7
〈표 2-3〉 사고위험비용 도출방법 ····· 8
〈표 2-4〉 도쿄전력의 손해배상액 환산 결과 ····· 10
〈표 2-5〉 원자력발전소의 심각한 사고별 피해비용 ····· 13
〈표 2-6〉 미국대통령위원회의 체르노빌사고의 손해추정액 ····· 14
〈표 2-7〉 TMI 사고, 체르노빌사고, 후쿠시마사고의 피해 추정 ····· 15
〈표 2-8〉 Bundesverband Erneuerbare Energien(2011)의 원자력발전 사고대응보험료 ····· 16
〈표 2-9〉 발전비용 구성항목들 ····· 20
〈표 2-10〉 실적·확률적 영향을 고려한 사고발생빈도 ····· 22
〈표 2-11〉 IAEA 안전 목표를 반영한 원전 사고발생빈도들 ····· 24

〈표 3-1〉 SO_2 메타데이터 예 ····· 34
〈표 3-2〉 NOx 메타데이터 예 ····· 36
〈표 3-3〉 DICE, FUND, PAGE의 비교 ····· 39
〈표 3-4〉 베이즈 메타회귀분석 추정 결과 ····· 42
〈표 3-5〉 우리나라의 오염원별 톤당 외부비용 ····· 44
〈표 3-6〉 배출계수 환산표 ····· 44
〈표 3-7〉 화력발전 발전원별 각 오염물질 외부비용 추정 결과 ····· 45

〈표 4-1〉 원자력발전 건설비 단가 ····· 48
〈표 4-2〉 2016년 원자력 운전유지비 단가 ····· 48
〈표 4-3〉 원전 후행 비용 정리 ····· 49
〈표 4-4〉 발주법 및 송주법 관련 원별 정책비용 ····· 50
〈표 4-5〉 전국기준 사고비용 보정 ····· 51
〈표 4-6〉 원전 주변지역 기준 사고비용 보정 ····· 51

〈표 4-7〉 원전 주변지역의 인구수 및 해당지자체(기초지역 최대반경 기준) ····· 52
〈표 4-8〉 원전 주변지역의 추정 GRDP(2015년 가격) ····· 52
〈표 4-9〉 주요 사고발생확률 및 추산기준 ····· 53
〈표 4-10〉 원전 송전접속요금 추산 ····· 53
〈표 4-11〉 기타 주요 가정 수치 ····· 54
〈표 4-12〉 원자력 발전 이용률 추이 ····· 54
〈표 4-13〉 2017년 원전 균등화 발전비용 ····· 54
〈표 4-14〉 원자력발전 건설비 단가 ····· 55
〈표 4-15〉 2030년 원전 균등화 발전비용 ····· 55
〈표 4-16〉 석탄발전 건설비 단가 ····· 56
〈표 4-17〉 운전유지비 단가 ····· 56
〈표 4-18〉 배출오염물질 비용(원/kg) ····· 57
〈표 4-19〉 배출오염물질 발생량(14~16년 평균) ····· 57
〈표 4-20〉 기타 주요 가정 수치 ····· 58
〈표 4-21〉 석탄화력 송전접속요금 추산 ····· 58
〈표 4-22〉 2017년 석탄화력 균등화 발전비용(원/kWh) ····· 59
〈표 4-23〉 탄소배출권 가격 현황 및 전망(원/톤) ····· 59
〈표 4-24〉 2030년 석탄화력 균등화 발전비용(원/kWh) ····· 60
〈표 4-25〉 가스복합 화력 발전 건설비 단가 ····· 61
〈표 4-26〉 가스복합 화력 발전 운전유지비 단가 ····· 61
〈표 4-27〉 NOx 발생량(14~16년 평균) ····· 62
〈표 4-28〉 기타 주요 가정 수치 ····· 62
〈표 4-29〉 가스복합발전 송전접속요금 추산 ····· 63
〈표 4-30〉 2017년 가스복합화력 균등화 발전비용(원/kWh) ····· 63
〈표 4-31〉 2030년 가스복합화력 균등화 발전비용(원/kWh) ····· 64
〈표 4-32〉 태양광 모듈가격(공장도 기준) 추이 ····· 65
〈표 4-33〉 태양광 모듈가격(사업자 기준) 추산 ····· 66
〈표 4-34〉 태양광 직접투자비(천원/kW) 추산 및 감소율 ····· 66
〈표 4-35〉 기타 주요 가정 수치 ····· 68
〈표 4-36〉 2017년 태양광 균등화 발전비용 ····· 68
〈표 4-37〉 회귀분석 추정 결과 ····· 69

〈표 4-38〉 2030년 태양광 모듈가격 전망(천원/kW) ····· 69
〈표 4-39〉 2030년 태양광 균등화 발전비용(단위: 원/kWh) ····· 70
〈표 4-40〉 풍력발전 직접투자비 추이 (천원/KW) ····· 71
〈표 4-41〉 기타 주요 가정 수치 ····· 71
〈표 4-42〉 회귀분석 추정 결과 ····· 72
〈표 4-43〉 육상풍력 발전 균등화 비용 ····· 73
〈표 4-44〉 회귀분석 추정 결과 ····· 73
〈표 4-45〉 육상풍력 발전 균등화 비용 ····· 74

그림 차례

[그림 1-1] 균등화 발전비용의 단계적 정의 ····· 3
[그림 1-2] 균등화 발전비용의 단계적 비용고려요소 ····· 3

[그림 3-1] 고정효과 모형 ····· 30
[그림 3-2] 메타분석 흐름도 ····· 33
[그림 3-3] SOx 베이즈 메타회귀분석 추정모수 분포 ····· 42
[그림 3-4] NOx 베이즈 메타회귀분석 추정모수 분포 ····· 43
[그림 3-5] PM 베이즈 메타회귀분석 추정모수 분포 ····· 43
[그림 3-6] CO_2 베이즈 메타회귀분석 추정모수 분포 ····· 43

[그림 4-1] Bloonberg NEF 2017 태양광 가격 추이 및 전망 ····· 70

제1장. 연구 필요성 및 목적

1. 연구현안 및 필요성

□ 경주대지진과 초미세먼지로 발전부분의 안전/친환경성에 국민적 관심이 높아졌으며 탈원전/탈석탄에 대한 사회적 요구가 지속적으로 증가하고 있는 상황임

○ 기저발전인 원자력/석탄화력은 전체발전량의 약 70%(2016년 기준)을 발전하고 있으나 국민수용성은 점진적으로 하락하고 있음.

○ 전통적 발전원인 원자력/석탄의 균등화 비용 추산시 발전비용 항목인 고정비(자본회수비, 법인세 및 제세, 운전유지비), 변동비(연료비)외에 원전 사고 시 복구비용, 보험, 환경비용(Climate Costs), 공공 건강비용(Public Health Costs) 등 외부성(Externality)에 의한 비용, 즉 사회적 비용(Social Costs)을 고려한 추정이 요구되고 있음

□ 국내 전력수급계획과 같이 전원개발을 정부계획으로 수립할 경우 외부비용을 포함하는 각 전원별 실제비용을 고려하여 미래 전원설비 구성을 결정하는 것이 바람직한 의사결정 과정임

○ 최근 기후변화에 대응하기 위해 세계 각국은 온실감축의무를 강화하고 있으며, 이에 따라 온실가스 배출량이 많은 화력발전소의 외부비용이 상승하고 있음.

○ 또한 후쿠시마 원전 사고 이후 중대 원전사고에 대한 우려가 확산되었고 사고보상의 범위·대상·기간이 확대되면서 사고비용이 상승함.

○ 따라서 바람직한 전원계획 수립을 위해서는 각 전원별 특성을 반영한 외부비용을 산정하고 이를 고려하여 전원별 발전원가를 계산하여 비교하는 것이 필요함

2. 균등화 발전비용의 정의 및 범위

□ 특정 발전기의 수명기간(Life-cycle) 전체에 걸친 평균적인 발전단가로 이해되며 할인율, 가동율, 가동연수 등의 전제가 필요

○ 일본은 평준화발전단가라는 용어를 사용

○ 발전소에서 생산된 전력단위(kWh) 당 평균 실질발전비용을 의미

[수식 1-1] LCOE 추산 식 (예)

$$LCOE_t = \frac{CAPEX_t + \sum_{n=1}^{T} \frac{OM_n + FC_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^{T} \frac{(1-d)^n \times CF \times 365(days) \times 24(hours) \times Capacity}{(1+r)^n}}$$

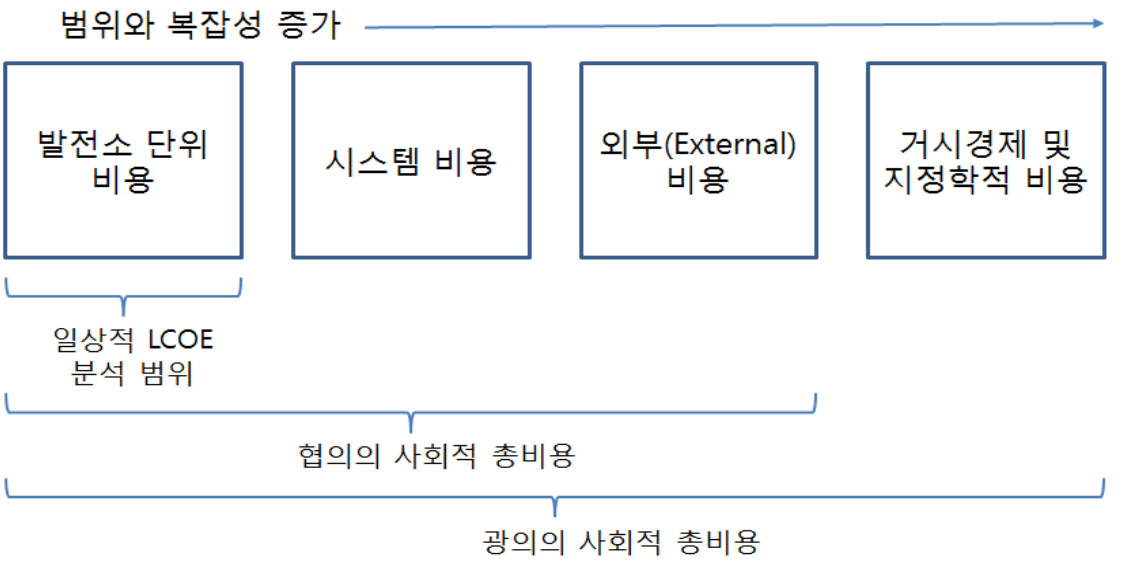
* CAPEX:초기 투자비, OM:운영유지비, FC:금융비용, r:할인율(Discount rate), d:효율저하율, CF:이용률, Capacity:설비용량, T:발전기의 경제적 수명 (년수)

□ 균등화 발전비용은 발전소단위, 전력시스템단위 및 사회적 단위로 점차 확대될 수 있음

○ 전력시스템 단위는 송배전 비용, 사회적 LCOE는 사고위험비용, 환경비용 등의 외부비용을 비용요소로 간주함

○ 본 연구에서는 발전소 단위비용과 외부비용을 고려하였으며 전력시스템 비용은 접속비용만 반영하였음

[그림 1-1] 균등화 발전비용의 단계적 정의



[그림 1-2] 균등화 발전비용의 단계적 비용고려요소

발전소 단위 비용

- 자본비용
- 연료비용
- 연료외 운전유지비용(고정 및 변동)

시스템 비용

- 망 비용 (망이용료 및 접속비용)
- 계통수급안정화비용 (예비력 비용)
- 프로파일비용 (신규 발전진입에 따른 기존 발전의 비용부담증가

외부 비용

- GHG 배출의 사회적 비용
- non-GHG 오염 영향
- 자연경관 및 소음 영향
- 생태계 및 생물다양성에 대한 영향
- 방사능 배출관련 외부 비용

3. 균등화 발전비용 추산 입력 자료

□ 각 발전원 별 입력자료는 다음과 같음

<표 1-1> 발전원별 기초자료

발전원		원자력	석탄	LNG복합	태양광	풍력
경제수명(년)		60	30	30	20	20
설비용량		1,400MW	1000MW	900MW	0.1~3MW	-
건설비 (천원/kW)	2017년	2,624	1,396	924	1,659	2,433
	2030년	3,740	1,920	1,009	935	1,826
운전유지비, (원/kW·월)		12,441	5,525	3,623	건설비 *1.5%	건설비 *2.5%
연료가격 (원/Gcal)	세전	2,300	21,260	49,499	-	-
	세후	2,300	15,805	42,466	-	-
송전 접속비용	건설비 (원/kW)	124,426	42,451	15,879	건설비에 포함	
	운전유지비 (원/kw월)	63.48	30.86	29.97		
사후 처리비용	해체,폐모듈 (원/KW)	8,946	-	-	34,500	-
	중저준위 (원/KW·월)	82	-	-	-	-
	고준위 (원/KW·월)	1325	-	-	-	-
탄소배출권 가격	2017년	-	20,000	20,000	-	-
	2030년	-	37,950	37,950	-	-
대기오염 물질비용	Sox	-	45,170	-	-	-
	Nox	-	32,618	37,640	-	-
	분진	-	59051	-	-	-
정책비용	발주법·송주법 (원/kWh)	0.99	0.88	0.34	-	-
	지역자원시설세 (원/kWh)	1	0.3	0.3	-	-
	방폐장 주변지원사업 (호기, 백만원)	2,486,042	-	-	-	-

제2장. 균등화 발전비용 추산 관련 주요 고려사항 : 원자력발전 사고위험 비용 추산

1. 원전 사고위험비용의 정의

□ 심각한 사고(severe accident)에 대한 정의

○ 기관별로 다양한 기준을 적용하여 '심각한 사고'를 정의함.

- PSI[1]의 데이터베이스 ENSAD[2], Swiss Re의 Sigma Insurance Research, Centre for Research on the Epidemiology of Disasters(CRED)의 The International Emergency Disasters Database(EM-DAT), Munich Re의 Natural Catastrophes Service(NatCat), Det Norske Veritas(DNV)의 Worldwide Offshore Accident Databank(WOAD) 등이 심각한 사고를 정의함.[3]
- 설정주체에 따라서 적용하는 기준의 항목수는 상이함.

□ 기관별 심각한 사고(severe accident)에 대한 정의 조건

○ PSI의 데이터베이스 ENSAD: 다음의 조건들 중의 하나 이상을 만족시켜야 함.

- 5명 이상의 사망자, 10명 이상의 사상자, 200명 이상의 피난자, 식료품 소비에 대한 광범위한 규제
- 10,000 t 이상의 탄화수소 방출, 25 km^2 이상의 면적에 걸친 토질과 수질 개선의 필요, 500만 USD 이상의 경제적 손실(2000년 명목 기준)

○ Swiss Re의 Sigma Insurance Research: 다음의 조건들 중의 하나 이상을 만족시켜야 함.

1) PSI(Paul Scherrer Institute, 스위스)는 ENSAD(Energy-related Severe Accident Database)를 작성함.
2) www.psi.ch/ta/risk-assessment
3) Methods and results of assessing energy-related severe accident risks, OECD-NEA Workshop on "Approaches to Estimation of the Costs of a Nuclear Accident", 28-29 May 2013

- 5명 이상의 사망자, 10명 이상의 사상자, 200명 이상의 피난자
- 8,220만 USD 이상의 경제적 손실(2007년 명목 기준)

○ CRED의 EM-DAT: 10명 이상의 사망자가 발생한 경우

○ Munich Re의 NatCat: 20명 이상의 사망자가 발생하거나, 5,000만 USD 이상의 경제적 손실(2007년 명목 기준)이 발생한 경우

○ DNV의 WOAD: 1명 이상의 사망자가 발생하거나, 10,000 t 이상의 탄화수소 방출이 발생한 경우

○ ETSU and Metroeconomica(2005): 적어도 10명 이상의 사망자가 발생한 경우

<표 2-1> 기관별 심각한 사고에 대한 기준

결과지표	ENSAD	Sigma Swiss Re	EM-DAT	NatCat	WOAD
사망자 수	≥ 5	≥ 20 (사망 또는 실종)	≥ 10	> 20	≥ 1
부상자수	≥ 10	≥ 50	유사		
피난자수	≥ 200	≥ 2000 (거주지 상실)	유사		
식료품 소비에 대한 광범위한 규제	있음				
탄화수소 방출	≥ 10000 t				≥ 1000 t
토질·수질 개선 필요 지역	≥ 25 km2				
경제적 손실	≥5백만USD	≥822십만USD		≥ 5 천만 USD	

자료: Methods and results of assessing energy-related severe accident risks, OECD-NEA Workshop on "Approaches to Estimation of the Costs of a Nuclear Accident", 28-29 May 2013

○ 국제원자력사고평가척도(The international nuclear and radiological event scale, INES)에 따라서 원자력발전소 등에서 발생한 사고의 영향에 지표를 부여함.

- 이 지표는 사고 규모를 정하는 체제로 국제원자력기구(IAEA)와 경제협력개발기구/원자력기구(OECD/NEA)가 분류한 것임.
- 등급 0부터 등급 7까지의 8단계의 수치로 공표함.

<표 2- 2> INES 사고 평가 척도

		안전 속성에 의한 판단 규준		
		설비 외부에 대한 영향	시설 내부에 대한 영향	심층방호의 저하
사고	등급 7 심각한 사고	- 방사성 물질의 중대한 외부 방출		
	등급 6 중대사고	- 방사성 물질의 상당한 외부 방출		
	등급 5 시설 외부에 영향을 주는 위험을 수반하는 사고	- 방사성 물질의 한정된 외부 방출	- 노심 및 방사능 방호벽의 심각한 손상	
	레벌 4 증요시설의 외부에 영향을 주는 위험을 수반하지 않는 사고	- 방사성 물질의 소량 외부 방출	- 노심 및 방사능 방호벽의 무시할 수 없는 손상 - 작업자의 치사선량 피폭	
이상사태	등급 3 중대사건	- 극소량의 방사성 물질 외부 방출: 규정등급의 매우 낮은 수준을 하회하는 공공피폭	- 오염의 심각한 확대 - 작업자의 급성장애 - 작업자의 오염 또는 피폭	- 사고 직전 - 안전 유지 중층구조의 마지막 부분도 파괴됨.
	등급 2 사건	안전 상 중요하지 않은 상황	- 무시할 수 없는 오염 확대 - 작업자의 과잉피폭	- 안전 기능을 무시할 수 없는 결손 및 실패에 따른 사건
	등급 1 이상			- 운전규칙의 인정 범위를 초과한 이상수준
척도 이하	등급 0 일탈	없음	안전	무시할 수 없음. (안전에 영향을 주는 경우는 0+, 안전에 영향을 주지 않는 경우는 0- 임)
척도 외 사건		안전에는 관계가 없음.		

자료: www.iaea.org/Publications/Factsheets/English/ines.pdf

□ 원자력발전의 사고위험비용 추정에 대한 선행연구

○ 일본 원자력위원회의 원자력발전·핵연료리사이클기술 등 검토소위원회(原子力委員會 原子力發電核燃料サイクル技術等檢討小委員會, 2011)

- 원자력발전소의 장래위험대응비용을 추정할 때에 ① 손해기대치접근법과, ② 상호부조를 감안한 손해배상제도이용법의 2가지 방법을 이용함.
- 두 방법 모두 손해상정액을 도출하여 사용하였으며, 이 손해상정액의 수준에 따라서 장래위험비용이 결정됨.
- 원자력발전소의 장래위험대응비용 정의: 원자력발전소로 인하여 사고가 발생하는 경우에 부담해야 하는 배상비용, 오염제거비용, 추가적 폐로비용 등과 같이 미래에 발생할 가능성이 있는 비용

<표 2-3> 사고위험비용 도출방법

① 손해기대치접근법	② 상호부조를 고려한 손해배상제도의 사고위험비용
손해기대값 = 손해상정액 X 발생빈도 / 총발전량	손해기대값 = 손해상정액 X (1 / 적립기간) / 총발전량
· 사고위험의 기본은 기대값임. · 사고발생빈도 도출 근거 ① 일본이 최소한 달성해야 하는 IAEA 안전 목표에 기초하는 것 ② 전세계 및 일본의 원자력발전소 운전 실적에 기초하는 것	· '원자력손해의 보완적 보증에 관한 조약(The Convention on Supplementary Compensation for Nuclear Damage, CSC)' 등의 국제적 동향에 근거함. · 일정수준의 합리성을 갖춤.
· 리스크 프리미엄을 적절하게 설정할 수 없음. · 사고위험 대응비용으로 사용하기 어려움.	· "보험"과는 차이를 갖지만,[4] 일종의 유사보험이라고 할 수 있음. · 손해액은 현재 얻을 수 있는 최대한의 정보를 참고로 함. · 일본에서 원자력사업자가 연대하여 책임지는 것을 고려함. 사업자가 상호로 손해액을 부담함. · 사고위험대응비용은 원전 모델 플랜트의 가동기간(40년)의 비용 부담액임.

4) 보험은 스스로 위험을 부담하지 않는 제 3자가 그 위험을 인수하는 것이며, 사고위험비용의 계산에서 사용한 상호부조는 위험을 부담하는 사업자들이 그 위험을 인수하다는 점에서 다름.

○ 도쿄전력 후쿠시마 제 1, 제 2 원자력발전소 사고에 의한 원자력손해범위의 판정 등에 관한 중간지침(東京電力株式會社福島第一, 第二原子力發電所事故による原子力損害の範囲の判定等に關する中間指針, 2011년 8월 5일)

- 원자력발전소에서 발생하는 사고에 대한 손해액을 파악하려면 우선 손해액 구성 항목들을 규정하여야 함.
- 손해액 구성항목으로 구체적으로 정부의 피난 지시 등에 따른 손해, 농림수산업 등의 제품에 대한 출하제한 지시 등에 관한 손해, 풍경손해, 간접피해 등을 대상으로 하며, 대상구역과 대상자도 고려되어야 함. 입지지역의 특수성을 고려해야 함.
- 이 추정에서는 지역간 보정을 실시하였음. 이 때에 「후쿠시마현시민경제계산(福島県市民経済計算)」의 시정촌별 영업잉여, 사업자 수, 후쿠시마(福島)현과 원자력발전소 입지현(県)의 평균비용을 이용함.[5)]
- 이 추정에서 해당 자산의 가치보다 큰 비용은 원칙적으로 손해배상 범위에서 제외하였고, 재산가치 범위 내에서의 오염제거행위만을 손해비용에 포함시킴.[6)]
- 풍경피해, 검사비용 등과 같은 일회성 피해는 방사성 물질 방출량에 비례하지 않고, 1차년도의 손해, 2차년도 이후의 손해는 방사성 물질 방출량에 비례한다고 가정함.
- 이 손해배상액은 도쿄전력 후쿠시마 제 1, 제 2 원자력발전소를 고려한 것이므로 다른 원자로를 고려하게 된다면 해당 원자로의 출력을 이용하여 피해액을 보정해야 함.

5) 内閣府 原子力政策担当室(2011), 지역간 보정을 할 때에는 이하의 값들을 이용함. 1인당 GDP 비율(입지현 평균/후쿠시마현) = 0.97, 1인당 피용자보수비율(입지현 평균/후쿠시마(福島)현) = 1.03, 소비자물가 지역차이지수 비율(전국/도호쿠(東北)) = 1.02

6) 이 중간지침은 재산 가치를 초과해야 하는 오염 제거, 중간저장시설의 건설 등에 대해서는 앞으로 정부의 판단과 동향에 기초해서 최신자료를 적용하여 도출한다고 언급함.

<표 2-4> 도쿄전력의 손해배상액 환산 결과

항목	배상액 (억 엔)	환산 계수	환산 후 (억 엔)	비고
일회성의 손해분	26,184		26184	
정부에 의한 피난 등의 지시 등에 관련된 손해				
① 검사비용(물품)	67	1.00	67	
② 재산가치의 상실 또는 감소 등	5,707	1.00	5,707	
풍경피해	13,040	1.00	13,040	
간접피해	7,370	1.00	7,370	
1차년도분	10,246		10,208	
정부의 피난 등 지시 등과 관련된 손해				
① 검사비용(사람)	315	1.00	315	
② 일시 진입비용	79	1.02	81	소비자물가 지역차이지수 비율
③ 귀가비용	1,139	1.02	1,162	소비자물가 지역차이지수 비율
④ 정신적 손해	1276	1.00	1276	
⑤ 영업손해	1915	0.97	1858	1인당 GDP 비율
⑥ 취업근로불가능 등에 따른 손해	2649	1.03	2728	1인당 피용자보수비율
간접비용	2874	0.97	2788	1인당 GDP 비율
2차년도 이후의 단년도분	8972		8919	
① 검사비용(사람)	293	1.00	293	
② 일시 진입비용	105	1.02	107	소비자물가 지역차이지수 비율
③ 귀가비용	447	1.02	456	소비자물가 지역차이지수 비율
④ 정신적 손해	688	1.00	688	
⑤ 영업손해	1915	0.97	1858	1인당 GDP 비율
⑥ 취업근로불가능 등에 따른 손해	2649	1.03	2728	1인당 피용자보수비율
간접비용	2874	0.97	2788	1인당 GDP 비율

자료: 도쿄전력(東京電力, 2011)

○ 일본 종합자원에너지조사회 발전비용검증 WG(總合資源エネルギー調査會 發電コスト檢証ワーキンググループ, 2015)

- 모델플랜트를 고려한 LCOE를 이용하여 전원별 발전비용을 추정하여 발표함. 2011년 비용등검증위원회의 전원별 비용 검증 방법을 기본적으로 유지하면서 그 이후의 상황 변화를 반영하여 발전비용을 재검증함.
- 전원별로 모델플랜트를 설정하고 이 모델플랜트의 발전비용을 추정함. 이 연구에서는 2014년과 2030년을 고려함.
- 모델플랜트 자료를 2014년 실질값으로 수정하고 2014년과 2030년의 신설 플랜트에 대해서 할인율을 이용하여 건설에서 폐기까지의 라이프사이클 전체를 현재가치로 환산한 비용을 운전기간의 발전량으로 나누어 해당 플랜트의 발전비용을 산출함.
- 발전과 직접 관련한 비용에 더해서 사회적 비용도 포함시킴.

※ 원전 비용 항목: 발전의 직접비용 외에 폐로비용, 핵연료주기비용(방사성폐기물 최종처분 포함) 등과 같은 미래 발생 비용, 사고대응비용(손해배상, 제염을 포함), 전원입지교부금, 연구개발 정책비용

※ 사회적 비용 항목: 폐로비용, 핵연료주기 비용(방사성폐기물 최종처분을 포함) 등 미래에 발생하는 비용, 사고대응비용(손해배상, 제염을 포함), 전원입지교부금 · 몬주(もんじゅ) 등과 같은 연구개발 정책비용

- 사고위험 대응비(원자력의 심각한 사고 대응비), 정책경비, 환경대책비(화력 CO_2 대책비용)를 비용으로 고려하며, 특히 원자력발전에 해당되는 비용은 추가적 안전대책비와 사고위험대응비용임.
- 후쿠시마원전사고의 비용은 '원자력재해에서의 후쿠시마 복구 가속을 위해(原子力災害での福島復旧加速のために, 2013년 12월 내각 결정)', '신 · 종합특별사업계획(新 · 綜合特別事業計画, 2015년 4월 변경)', 제염 · 중간저장에 관한 환경성 추산(除染 · 中間貯庫に関する環境省推算) 등을 고려하여 손해액을 산정함.

- 사고에 따른 폐로비용은 1.8조 엔, 배상비용은 5.7조 엔, 제염·중간저장비용은 3.6조 엔, 그 외 비용이 1.1조 엔으로 총 12.2조 엔임. 이를 2011년 비용 등 검증위원회에서 적용한 것과 동일하게 출력규모, 지역성, 인구비로 보정하면 9.1조 엔이 됨.
- 비용(¥/kWh) = (자본비 + 운전유지비 + 연료비 + 사회적비용) / 발전량
- 후쿠시마 원전사고 피해비용(¥9.1조) 반영 시의 사고위험대응비용: 0.3 ¥/kWh

○ Bundesverband Erneuerbare Energien(BEE, 2011)[7)]

- 원자력발전의 사고에 대한 보험제도를 연구함.
- 무과실·무한배상책임을 보험회사의 보험으로 충당하려고 할 때에 중심요소는 보험회사가 실제로 사고가 일어났을 때에 필요한 배상액을 축적하는 기간의 길이(몇 년)임.
- 거대한 배상액을 인수한 보험회사가 그 금액을 축적하지 못하는 사이에 사고가 발생한다면, 그 보험회사는 도산하게 됨. 원자력발전의 수명기간에 부합하는 단기간에 필요액을 축적하려고 한다면, 전기요금이 비정상적으로 높아지게 될 것임. 따라서 실질적으로 보험은 성립하지 않음.
- 피해액을 추정할 때에 기존연구의 결과에서 도출된 사고확률을 이용했지만, 외부로부터의 위험도 추가함.
- 외부로부터의 위험은 ① 원자력발전의 노후화, ② 항공기, 유도미사일, 내부자의 파괴행위와 같은 테러(1/1000 로·년의 확률로 발생한다고 가정), ③ 컴퓨터 바이러스, ④ 지진임.

□ 원자력발전소의 심각한 사고 피해비용에 대한 선행연구

○ 원자력발전에서 발생한 심각한 사고에 대한 피해비용은 다음과 같음. 세계 3대 원전사고의 피해복구비용은 2조 원~81조 원으로, 원전 1기당 평균 피해비용을 최소 58조 원임.

7) 독일재생에너지협회

<표 2-5> 원자력발전소의 심각한 사고별 피해비용

구분	TMI(미국)	체르노빌(러시아)	후쿠시마(일본)
사고발생년도	1979년	1986년	2011년
사고원전수	1기	1기	4기
로형	PWR	RBMK	BWR
순설비용량 (총설비용량)	880 MW (959 MW)	925 MW (1,000 MW)	1호기: 439(460 MW) 2호기: 760(784 MW) 3호기: 760(784 MW) 4호기: 760(784 MW)
사고 당시 원전수명	4개월	8년	30～40년
사고등급	5등급	7등급	7등급
피해복구비용 (2011년 기준)	USD 10억 (약 2조 원)	USD 2,350억 (약 265조 원)	최소 ￥5.8조 (최소 81조 원)

주 1: 미국 정부, IAEA, 일본 에너지환경회의에서 발표한 피해복구비용 추정치, 발표 시점의 연평균환율, 해당기간의 물가상승률을 적용하여 2011년 원화 기준으로 환산함
2: PWR Pressurized Water Reactor, RBMK High Power Channel-type Reactor, BWR Boiling water reactors 자료: 현대경제연구원(2012. 11)

○ 미국 원자력안전위원회(Nuclear Regulatory Commission, NRC)[8]의 TMI 사고[9]에 대한 평가

- 사고 직후에 전신피폭선량이 3렘을 초과한 인원은 3명이며, 최대 약 4.2렘임. 9월 말까지 3렘을 초과한 인원은 모두 7명으로 증가했지만, 연간선량한계(5렘)를 초과한 피폭자는 없었음.

○ 미국원자력학회(American Nuclear Society)의 TMI 사고에 대한 평가

- 발전소 10마일 이내에 사는 주민의 평균 피폭량은 8밀리 렘이며, 개인을 기준으로 하더라도 100밀리 렘을 초과하는 경우는 없었음.[10]

8) 미국원자력발전소사고특별위원회 제 3차 보고서
9) 1979년 3월 28일 오전 4시에 TMI(Three Mile Island Nuclear Generating Station, 1974년 상업운전 시작, PWR) 2호의 급수펌프문제를 시작으로 로심 약 2/3이 노출되었다고 여겨지는 사고가 발생하여 대량의 방사성 물질이 환경으로 방출되었음. 원자로냉각재 상실사고(Loss Of Coolant Accident, LOCA)로 분류되어 "고려한 사고의 규모를 상회하는 심각한 사고(Severe Accident)"로 일컬어지고 있음. 국제원자력사고평가척도The international nuclear and radiological event scale, INES)의 5등급에 해당됨.
10) American Nuclear Society(2008), "What happened and What Didn't in the TMI-2 Accident"

○ IAEA의 체르노빌(Chernobyl) 사고에 대한 평가[11)]

- IAEA는 2005년의 Chernobyl Forum에서 체르노빌 사고에 의한 피폭에 따른 최종적 사망자를 4,000명으로 추정하였고,[12)] 사망자 또는 사상자의 유의한 증가가 나타나지 않았다고 보고함.[13)]

○ Burgherr and Hirschberg(2004)의 체르노빌 사고에 대한 평가

- 피폭에 의한 만발성[14)] 사망이 10,000명을 초과할 가능성이 있다고 추정함.

<표 2-6> 미국대통령위원회의 체르노빌사고의 손해추정액

항목	미국에서 동일한 대응을 한 경우(10억 USD)
대체플랜트를 포함하는 대체전원	4
석관건설	4
기자재	0.05
회수작업노동자	3
가옥 사용 제한에 의한 피해	2.25
농지 사용 제한에 의한 피해	4
피난민	3
합계	20.3

자료: Wilson(1989), 松本(2008), JAEA-Review 2008-029, 원자력위원회(原子力委員會, 2011)

11) 1986년 4월 26일 1시 24분(모스크바 기준 시간)에 구소련 연방 우크라이나의 체르노빌 원자력 발전소에서 발생한 폭발에 의한 방사능 누출이 발생한 것임.
12) Cardis et al.(1996)는 사망자 수가 이 추정값보다 많다고 언급함다.
13) 그러나 연합뉴스 2014년 11월 2일자 보도에 따르면 2014년 11월 1일에 미국 캘리포니아대 샌프란시스코(UCSF) 생명통계학과 국제공동연구팀은 온라인 공개 논문에서 체르노빌 원자력발전소 사고의 낙진으로 어린 시절 방사선에 피폭된 12,000명의 병력을 추적한 결과를 발표했음.
14) 晩發性 : 어떤 병증이 매우 늦게 나타나는 성질로 피폭의 영향이 매우 늦게 나타나는 것을 의미함

<표 2-7> TMI 사고, 체르노빌사고, 후쿠시마사고의 피해 추정

발생일	장소(노형)	원인	대기 중으로의 방사능(Bq)	급성 사망 (종사자)	추정 잠재사망자수	부상자	오염면적 (㎢)	피난자수	손해액 (백만 USD)
1986-04-26	체르노빌 (CGR)	운전원의 조작실수	1.2 × 1019 ~ 1.5 × 1019 ~	31명	종사자 2,200~2,700명 일반인 7,000~30,000명	370명	~154,620(>37kBq/㎡ Cs-137)[15] ~7,200(555-1,480kBq/㎡) ~3,100 (1,480kBq/㎡ 이상)	115,000~135,000명	20,000 ~ 320,000
1979-03-28	Three Mile Island		3.7 × 1017 ~	0명	일반인 1명	0명	0	144,000명	~ 5,000
2011-03-11	후쿠시마	지진과 해일에 의한 냉각기능 상실	I-131: 2× 1017 Bq Cs-137: 1~2 × 1016 Bq[16]	0명	-	15명	~700(555-1,480kBq/㎡) ~600 (1,480kBq/㎡ 이상)[17]	146,500명 + 245세대 (특정피난 권장 지점)	-

주: CGR은 Gas Cooled Reator 이며, 흑연감소로임.
자료: Herschberg et al.(1998), 松本良夫他(2008), JAEA-Review 2008-029, 原子力委員會(2011), 홍사균 외(2011)에 기초하여 정리함.

○ Bundesverband Erneuerbare Energien(BEE, 2011)에 따르면 INES 등급 5 이상으로 평가되는 원자력발전소 사고 시에 예측되는 최대배상액은 € 6조 900억임.

15) 원자력재해대책본부(2011)
16) 河田(2011)
17) 河田(2011)

<표 2-8> Bundesverband Erneuerbare Energien(2011)의 원자력발전 사고대응보험료

축적기간	1기당(€/kWh)	17기 전체 Pool(€/kWh)
500년	0.00074	0.00004
100년	2.36	0.14
50년	8.71	0.51
10년	67.3	3.96

자료: Bundesverband Erneuerbare Energien(BEE, 2011)

○ D'fhaeseleer(2013)는 EU의 원전 외부비용에 대한 선행연구를 조사하여 원전의 일상적 운영에 따른 외부비용과 심각한 원전 사고 발생 시의 외부비용을 살핌.

- 원전의 일상적 운영에 따른 외부비용: 방사성폐기물처분비용, 원전 해체 비용, 일상적 운영 중에 발출되는 방사성물질에 의한 인체 및 환경 피해비용
- 원전의 일상적 운영에 따른 외부비용: 1~4 €2012/MWh
- 심각한 원전 사고 발생 시의 외부비용: 0.3~3 €2012/MWh, 평균 1 €2012/MWh

○ IER(2013)은 독일을 대상으로 원전의 외부비용을 추정함.

- 원전의 일상적 운영에 따른 외부비용: 3~3.5 €2010/MWh
- 심각한 원전사고 발생 시의 외부비용: 사고등급에 따라서 0.13~0.15 €2010/MWh

○ Lévêque(2013)은 원전사고 피해액 430 십억 €, 연간발전량 10 TWh, 사고발생빈도 2×10-5 로/연(노심손상 사고)을 가정하고, 원전 사고의 외부비용으로 0.86 €/MWh를 도출함.

○ Rabl and Rabl(2013)은 사고피해비용 360 십억 €2010(체르노빌 사고 금액), 사고 발생확률 1회/25년(체르노빌사고와 후쿠시마 원전사고 발생년도 주기 25년 사용)을 가정하고, 원전 사고의 외부비용을 추정함.

- 심각한 원전 사고 발생 시의 외부비용: 원자로 상실비용, 전력손실 비용, 암 유발 비용, 농작물 피해비용, 피난민 비용 및 사고 주변 정화비용 등

- 원전 사고의 외부비용: 0.8~22.9 €2010/MWh, 중간값 3.8 €2010/MWh

○ IRSN(2012)은 다음과 같은 피해액과 외부비용을 추정함.

- 심각한 원전사고(Severe accident)의 피해비용 추정액: 120 십억 €2010
- 중대 원전사고(Major accident)의 피해비용 추정액: 430 십억 €2010
- 원전사고 발생확률: IAEA의 방사성물질 대량 조기 방출 빈도(large early release frequency)를 적용함.
- 원전 사고의 외부비용: 0.12~0.43 €/MWh(제 3세대 원전의 빈도 10-5 로/년), 0.12~0.43 €/MWh(보수적 빈도 10-4 로/년)

○ 우리나라의 선행연구들을 보면 다음과 같음. 김승래(2013)는 사고위험비용 7 원/kWh와 사회갈등총비용 17 원/kWh를, 예산정책처(2014)는 사고위험비용 0.08 원/kWh ~ 59.8 원/kWh과 정책비용 3.9 원/kWh를, 에너지기본계획은 사고위험비용과 정책비용의 합으로 1.80 원/kWh ~ 5.75 원/kWh를 제시함.

- 예산정책처(2014)의 외부비용 추정 결과는 다음과 같음. 직접비용은 발전원가 43.02 원/kWh ~48.8 원/kWh이며, 사회적 비용은 사고위험비용 0.08 원/kWh ~ 59.8 원/kWh(사고액 58조 원 ~ 343조 원), 안전규제비용 9,194억 원('14~'15), 입지갈등비용 9,395억 원('13, 중저준위방폐장 갈등비용), 정책비용 재정사업비 5,169억 원('13, 3.9 원/kWh), 미래세대비용(고준위방폐장 국토손실비용)임.

○ 조성진·김윤경(2012)은 원전사고손해비용, 사고발생빈도, 모델 플랜트(OPR 1000)의 이용율에 따른 발전량을 적용하여 사고위험대응비용(원/kWh)을 도출하였음.

- 사고위험대응을 위한 외부비용은 원전 사고 피해 규모에 따라서 달라지므로 ① TMI 원전사고 복구비용, ② 후쿠시마원전사고 피해비용, ③ 심각한 원전사고 평균피해비용의 세 가지를 대상으로 함.
- 원전사고발생빈도는 위에서 제시한 4가지의 원전사고 발생빈도(① 1.0 × 10-5, ② 3.5 × 10-4, ③ 2.0 × 10-3, ④ 1.0 × 10-4)를 고려함.

- 모델 플랜트에 대해서 이용율 90% 하에서 TMI 원전사고피해비용(약 2조 원)을 대상으로 4가지의 사고발생빈도를 적용하여 추정한 사고위험대응비용은 0.0025 원/kWh～0.5074 원/kWh임.
- 후쿠시마원전사고 피해비용(약 81조 원)을 대상으로 동일한 방식으로 추정한 사고위험대응비용은 0.1027 원/kWh～20.5479 원/kWh임.
- 심각한 원전사고 평균피해비용(약 58조 원)을 대상으로 추정한 사고위험대응비용은 0.0736 원/kWh～14.7133 원/kWh 임.
- 피해비용이 높을수록, 그리고 원전의 이용율이 감소할수록 발전량당 사고위험대응비용은 증가함.

○ 『원자력발전의 경제적 사회적 비용을 고려한 적정 전원 믹스 연구』에너지경제연구원(2015)

- 우리나라의 원전사고에 대한 외부비용을 추정할 때에 일본의 사고 사례를 벤치마크하며, 모델플랜트방법을 적용함.
- 제7차 전력수급기본계획의 원전 사고위험대응비용(5.72 원/kWh) 및 제2차 에너지기본계획의 원전 사고 위험대응비용(최대 5.75 원/kWh)도 일본 사례를 참조함.
- 일본 원전사고 피해비용액을 적용할 때에는 인구밀도, GDP 수준 등을 조정해야 함. 일본과 우리나라는 원전 주변 지역 상황, 기후 여건, 인구밀도 등에서 차이점을 가지므로 원전 사고의 피해비용에서도 차이가 나타남. 피해비용을 정확하게 추정하려면 원전 주변 지역의 인구밀도, 해당 지역의 부동산 가치를 반영한 배상기준 등에 대한 선행 연구가 필요함.
- 일본의 피해비용액(¥9.1조)에 우리나라의 인구밀도(2013년 기준 515.87명/km^2, 일본의 경우 349.29명/km^2)를 적용하여 조정한 피해비용은 127조 원임. 명목 1인당 GDP를 추가하여 조정한 피해비용은 85조 원임.
- 일본의 원전사고 피해비용 중의 배상비용(비중 46.7%)에 우리나라 인구밀도를 적용하여 조정한 피해비용은 105조 원임. 명목 1인당 GDP(2013년 기준 우

리나라 25,998 USD, 일본 38,634 USD)를 추가하여 조정한 피해비용은 86조 원임. 일본의 피해비용규모 ¥9.1조와 유사함.

- 사고위험대응비용은 사고 발생빈도 및 이용율에 따라 0.1091 원/kWh ~ 24.5434 원/kWh임.

□ 원전 사고비용 추정을 위한 항목 구성

○ 발전소를 운영할 때에 지속적으로 발생하는 대기오염물질을 저감시키기 위해서 필요로 하는 환경비용과 달리, 사고비용은 사고가 발생해야만 실현되는 비용이며 발전소 운영 중에 발생하는 비용이 아님. 지속적으로 발생하지 않는다는 점에 근거하여 해외에서는 사고비용을 발전비용으로 고려하지 않음.

- 해외의 발전비용을 고려하는 항목들을 보면 사고비용을 발전비용으로 포함시킨 경우는 일본이 유일함. 일본의 경우에 후쿠시마원전사고를 경험하였고, 아직까지도 배상이 이루어지고 있는 과정에 있으므로 사고비용의 발전비용 반영은 필요하다고 사료됨.
- 이에 비해서 우리나라의 경우는 인접국으로서, 더하여 원자력발전의 안전에 대한 우려에 기인하여 발전비용을 고려할 때에 사고비용을 포함시키고 있음.

<표 2-9> 발전비용 중 외부비용 항목 정리

기준설비	상세내용	비고
원전 사후처리비용 (천원/kW・월)	원전해체비용	
	사용후핵연료 관리부담금	
	중저준비 방폐물 관리 비용	
	유치지역 지원 수수료	
사고발생 확률저감 비용 (추가안전대책 비용)		원전사고 발생확률을 낮추기 위해서 추가하는 설비 등에 대한 비용이며, 사고위험을 내부화함.
송전비용	송전이용요금	
	송전접속요금	
정책비용(원/kWh)	송주법 주변지역 지원금	지역자원시설세, 지역협력사업비, 홍보비, 기부금의 포함 여부에 대한 결정
	발주법 주변지역지원금	
	지역자원시설세	
	지역협력사업비	
	홍보비	
	기부금	
홍보비용(원/kWh)		
R&D 비용(원/kWh)	원자력연구개발기금	
사고위험대응비용		① 자료는 필요하지만, LCOE에 넣는 항목은 아니며 별도로 고려함. ② 일본을 제외하고 이를 발전 비용에 반영하는 국가는 없음.
핵연료주기비용	연료가공시설, 재처리시설, 중간저장, 고준위방사성폐기물 처분시설	우리나라의 재처리정책 여부와 연결하여 LCOE 포함에 대해 고려해야 함.
양의 외부효과	계통안정기여	LCOE에는 불포함이지만, 고려가능성에 대한 검토 또는 언급 정도는 필요함
	온실가스 감축 기여	
	R&D 비용 지원의 공공성	
	에너지원의 대체에 따른 국제수지 기여	

○ 항목들 중에서 원전 사고와 관련되는 것은 “사고 발생 확률 저감 비용(= 추가 안전대책 비용)”과 “사고위험대응비용”임.

- 사고 발생 확률 저감 비용(= 추가 안전대책 비용)은 사업자가 발전소에서의 사고를 저감시키기 위해서 추가적으로 실시하는 대책에 따른 비용임. 이 비용이 높아질수록 사고 발생 확률은 낮아지게 됨.
- 사고 위험 대응 비용: 이 비용은 심각한(severe) 사고가 발생했을 때의 손해배상 등에 충당하는 비용임.

□ 원전 사고비용 추정에 필요한 사고위험 확률

○ 우리나라에서 원자력발전과 관련하여 사고가 발생하지 않았고, 실제로 사고가 발생한다고 하더라도 사고의 유형, 해당 시점의 풍향, 기후, 주변 지역 상황 등에 따라서 피해액, 보상액 등과 같은 사고비용은 달라짐. 따라서 사고비용을 하나의 금액으로 도출하기 어려움.

○ 2011년에 발생한 후쿠시마원전사고를 계기로 원전의 사고비용은 더욱 부각되었음. 이 사고로 에너지원의 비용이 단순히 고정비용과 가변비용과 같은 직접비용만을 의미하는 것이 아니라, 여기에 사고피해비용, 사후처리비용, 정책비용, 안전조치대응비용, 환경오염비용, CO_2 비용 등과 같은 외부비용을 포함시켜 도출하는 사회적 비용이 해당 에너지원의 진정한 비용이라는 인식이 확산되었음.

○ 이에 본 연구에서는 기발생한 원자력발전 사고들 중에서 가장 큰 비용으로 추정되는 일본의 “후쿠시마원전사고” 관련 비용을 이용하여 우리나라의 원전 사고비용을 추정함.

○ 이 비용 추정에서는 사고 발생빈도 등을 활용한 원전사고 발생확률 추정하고, 경제규모, 인구밀도 등 주요 요소를 통해 국내 상황에 맞게 보정함.

- 사고발생빈도의 기준: 주요기관의 기준, 세계원전 운영기준, 일본원전 운영기준 등

□ 사고빈도 설정 방법

○ 첫 번째: 과거의 실적에 기초한 추정

- 원전이 입지한 국가에 한정하는 경우/ 세계 전체를 대상으로 하는 경우

○ 두 번째: 확률론적 안전 평가(PSA)에 기초한 추정

- 기존의 원자로/ 최신의 원자로

○ 세 번째: 실적·확률적 영향에 기초한 추정

* 첫 번째 방법과 두 번째 방법을 같이 적용함.

○ 네 번째: 실적에 기초한 추정

- 원자력발전소에서 발생하였던 심각한 사고(severe accident)의 실적을 이용함.
- 대상범위에 따른 구분

* 우리나라 국내의 상업로에 한정하는 경우

* 세계의 상업로를 대상으로 하는 경우

- 세계 상업로의 심각한 사고(severe accident) 발생 실적을 보면 상업용 원자력 발전소의 운전로·년(2012년 3월 말 기준)은 14,424 로·년(폐지 플랜트 포함)임. 심각한 사고는 TMI 2호기, 체르노빌 4호기, 후쿠시마 제 1 발전소 1, 2, 3호기의 5로임. 이 두 가지 정보를 이용하면 심각한 사고 발생 빈도는 3.5 / 10,000 임.

<표 2-10> 실적·확률적 영향을 고려한 사고발생빈도

		사고발생빈도(1/로·년)
우리나라 국내 상업로의 severe accident 발생 실적		0.0
세계 상업로의 severe accident 발생 실적		3.5 / 10,000
기존 원자로의 IAEA 안전 목표	노심손상 빈도	1 / 10,000 이하
	조기 대규모 방출 빈도	1 / 100,000 이하
PSI의 추정값	제 2 세대	8.1 / 1,000
	제 3세대(EPR)	1.2 / 100,000

자료: 내각부 원자력정책담당실(內閣府 原子力政策担当室, 2011), EU(2011)의 SECURE Final Report에 기초하여 정리함.

□ IAEA의 기술적 안전 목표

○ IAEA는 원자력발전과 관련하여 허용 위험을 제시하지는 않았지만, IAEA의 위험에 대한 정의에 근거하여 안전 목표를 제시함.

○ INSAG-12 원자력발전소의 기본안전원칙에 따르면, 3가지의 정성적 목표와 정량적 목표를 정의함.

○ 정성적 목표

- 일반적인 원자력 안전 목표: 원자력발전소에서 방사선 위험(hazard)에 대한 실효적인 방호를 확립하고 유지하여 개인, 사회 및 환경을 보호하는 것
- 방사선 방호 목표: 발전소 내부 및 발전소로부터 방출되는 방사성 물질에 의한 피폭이 경제 및 사회적 요인을 고려하여 합리적으로 최대한 낮게, 더하여 규정 제한값 미만으로 되는 것
- 기술적 안전 목표원자력발전소에서의 사고를 높은 수준에서 방지하고, 설계에서 고려하고 있는 모든 사고(그 확률이 매우 낮은 경우라고 하더라도)에서 방사선 영향이 작도록 하며, 중대한 방사선 영향에 따른 심각한 사고의 가능성을 매우 낮게 한 것

○ 기술적 안전 목표

- 기존 발전소: 노심손상빈도는 1 / 10,000 로·년 이하, 조기 대규모 방출빈도는 1 / 100,000로·년 이하
- 신설 발전소: 노심손상빈도는 1 / 1,000,000 로·년 이하, 조기 대규모 방출 빈도는 실질적 배제

○ 이상의 사항들을 고려하면 IAEA가 원자력발전에 대해서 제시하는 안전 목표는 1 / 100,000 로·년임.

<표 2-11> IAEA 안전 목표를 반영한 원전 사고발생빈도들

경우	조건	사고발생빈도(로·년) (가정: 세계 430기 가동)
세계 상업로의 심각한 사고 발생 빈도	세계 원자력발전의 역사에서 심각한 사고(severe accident)는 TMI, 체르노빌, 후쿠시마 제 1의 사고 3건 또는 5건으로 고려한 경우	3.5 / 10,000 (5사건으로 고려한 경우) 2857년·로에 1번 = 세계에서 7년에 1번, 국내에서 57년에 1번 발생하는 확률
		2.1 / 10,000 (3사건으로 고려한 경우) 4762년·로에 1번 = 세계에서 11년에 1번, 국내에서 957년에 1번 발생하는 확률
기존 원자로의 IAEA 안전 목표	노심 손상 빈도	1 / 10,000 이하 1만년·로에 1번 = 세계에서 23년에 1번, 국내에서 200년에 1번 발생하는 확률
	조기 대규모 방출 빈도	1 / 10,000 이하
미래 원자로의 IAEA 안전 목표	노심손상빈도	10만년·로에 1번 = 세계에서 230년에 1번, 국내에서 2000년에 1번 발생하는 확률

주 1: 세계의 상업로의 발전실적은 14353로/년(폐쇄플랜트 포함)로 고려함.
주 2: 조기 대규모 방출 빈도는 발전소 근처의 일반대중의 피난이 시작되기 전에 방사성 물질이 대량 방출되는 빈도를 의미함.
자료: IAEA(2011)의 Nuclear Technology review와 INSAG-12를 이용하여 정리함.

□ 미국 원자력안전위원회(Nuclear Regulatory Commission, NRC)의 기준

○ NRC의 확률론적 안전성평가(Probabilistic Safety Assessment, PSA)의 노심손상빈도(Core Damage Frequency, CDF) 기준에 의거함.

○ 기준: 1.0 × 10-4/년

○ 확률론적 안전성평가(PSA)의 대량조기방출빈도(Large Early Release Frequency, LERF)의 기준으로 한 경우는 1.0 × 10-5/년임.

제3장. 균등화 발전비용 추산 관련 주요 고려사항 : 화석에너지발전의 환경외부비용 추산

1. 화석에너지 발전의 환경외부비용

□ 화석에너지 발전의 외부비용 분석방법론

○ 시장에서 거래되지 않는 대기오염물질의 환경비용은 일반적으로 비시장재 가치평가 기법(non-marketable good evaluation)이나 잠재가격 추정 기법(shadow price approach)을 활용하여 추정함

○ 위의 비시장재 기법은 주로 다시 진술선호법과 현시선호법에 의해 크게 두 부류의 방식으로 구분됨

- 진술선호법은 가상가치법(CVM: Contingent Valuation Method)이나 선택실험법(Choice Experiments)과 같은 설문조사를 기반으로 한 방법론을 의미함
- 현시선호법은 여행비용추정법(travel-cost method), 헤도닉 기법(hedonic method), 회피비용추정법(avoidance cost method)과 같은 방법론이 활용됨
- 전자의 가상가치법과 선택실험법은 설문 응답자에게 환경외부비용과 관련한 특정 주제의 질문을 제시하여 그들의 지불의사액(WTP: willingness to pay)을 추정하는 방식임
- 후자의 여행비용추정법, 헤도닉기법과 회피비용추정법은 현시선호법으로서, 경제주체가 특정 환경재화에서 얻는 효용가치를 시장에서 관찰되는 데이터를 이용하여 분석하는 방식임

○ 이와 같은 비시장재 가치평가 기법은 환경비용을 정량적으로 평가할 수 있다는 점에서 분명 장점이 많으나, 연구마다 상당한 범위 내에서 추정결과가 다르게 보고되기 때문에, 정책적 시사점을 도출하기가 힘듦

○ 예를 들어 가상가치평가법의 경우만 하더라도 연구자 또는 분석대상마다 표준화하기 힘든 경우가 많음

- 예를 들어 전략적 편의 (strategic bias), 범위둔감 문제 (scope insensitity), 도덕적 만족감 (warm glow effect) 등 세부적으로 상당히 중요한 이슈가 아직도 논쟁적으로 검토되고 있으며, 연구자들이 전반적으로 공감할 수 있는 방법론이 개발되지 않고 있음

○ 오염물질의 외부비용을 추정하는 비시장재 가치평가 기법 외의 다른 방법론으로는 잠재가격 추정기법이 있음

- 주로 CO_2나 SOx와 같은 오염물질의 한계저감비용(marginal abatement cost)을 추정할 때 적용하는 산출물거리함수(output distance function) 기법이 해당됨
- 예를 들면, 온실가스 저감을 위한 발전소별 또는 발전원별 한계저감비용을 추정할 때에, 저감행위에 따른 수입의 감소를 일종의 기회비용 또는 잠재가격으로 파악하여 정량화하는 방식임 (Fare et al, 1993; Coggins and Swinton, 1996; Park and Lim, 2009)
- 그러나 잠재가격, 또는 산출물거리함수 방법 역시 유사한 대상을 분석하였다 하더라도 결과값 차이가 크게 보고되는 경향이 있음
- 예를 들면, 우리나라 발전소의 CO_2 한계저감비용을 산출물거리함수로 분석한 Kwon and Yun (1999)과 Park and Lim (2009)의 결과에 의하면, 유사한 대상을 유사한 방법론으로 추정함에도 불구하고 약 2배의 차이를 보이고 있음

○ 비시장재 가치평가 기법이나 잠재가격 추정기법에서 연구자 또는 분석대상마다 결과값이 상당한 정도의 편차를 보이는 이유는 기본적으로 오염물질이 시장에서 그 가치가 직접적으로 관찰되거나 또는 거래되는 대상이 아니기 때문임

- 따라서 기존 문헌을 종합적으로 고찰하여 오염물질의 사회적 비용의 추정값에 차이(variation)를 초래하는 인자(factor)를 식별하는 과정이 필요한데, 이를 위해서 유용한 방법론이 바로 메타분석임

□ 메타분석 방법론

○ 다양한 연구 논문을 취급한다는 메타분석의 특성 상 연구방법론과 결과의 이질성(heterogeneity)을 객관적으로 일반화할 수 있도록 연구과정이 설계되어야 함

- 다수의 이질적인 연구에서 일반화할 수 있는 결과를 도출하기 위한 표본설계와 통계적 처리과정이 메타분석에서 핵심임: 표본 구축을 위해서는 최상의 연구결과만 활용해야 한다는 의견에서부터, 메타분석 결과를 오염시킬 수 있는 아웃라이어 연구는 제외해야 한다는 의견까지 다양한 관점이 존재함

○ 메타분석 역시 완벽한 의미에서 표준화된 프로토타입 연구방법론이 존재하지 않지만 그럼에도 불구하고 기존의 비시장재 가치평가를 종합적(메타적)으로 재해석할 수 있다는 점에서 주목받고 있음

- 메타분석은 주로 사회과학, 의학, 생태학 분야에서 활발히 수행되었음
- 경제학에서는 Stanley and Jarrell (1989)의 논문을 시작으로 본격적으로 메타분석이 접목되기 시작하였음
- Stanley and Jarrell (1989)는 회귀분석에 관한 회귀분석을 메타휘귀분석(MRA: meta-regression analysis)로 명명하였으며, 경제학 문헌 연구 시 이 방법론이 종합적인 결론을 유추해내는데 유용함을 주장하였음

○ 메타분석은 “기초 연구에서 용납할 수 없을 정도의 편견과 고정관념에 의해 연구결과가 영향을 받을 수 있다”는 일종의 신뢰결핍에서부터 출발한 것임(Glass et al., 1981, p.18)

○ 따라서 개별 연구에서 연구자나 모델 방법론에 따라 결과값이 달라질 수 있기 때문에 이러한 요인을 통계적으로 처리하여 가능한 한 객관성을 확보하려는 과정이 메타분석임

- 메타분석의 장점은 타 연구자에 의해 재구현(replication)이 가능하다는 것인데, 이는 연구결과의 신뢰를 제고하는 점에서 매우 중요한 기여임

- "오직 타 연구에서도 복제될 수 있을 때에 과학자들은 여러 연구에서 발견된 사실을 일관되고 논리정연한 지식체계로 통합할 수 있다"는 Dewald et al. (1986, p.600)의 주장도 이러한 메타분석의 장점을 반영한 것임

○ 해외 연구의 경우, 메타분석 연구는 비시장재가치평가 기법의 적용이 늘어감에 따라 뚜렷한 상승세를 보이고 있음

- 다양한 자연, 환경 분야에서 메타 연구가 이루어졌으며, 예를 들면 수질관리, 수질과 관련된 건강 위해성 평가, 폐기물, 산림관리 등이 대표적임

○ 메타분석은 결과값의 해석상 한계를 부분적으로 해소하는데 기여할 뿐만 아니라, 기존의 연구를 종합적으로 검토한다는 차원에서도 나름대로 유의미한 연구임

○ 메타분석의 효시는 일반적으로 Glass (1976)에서 찾는데, 그는 메타분석을 "기존의 발견사실을 통합할 목적으로 개별 연구를 대규모로 수집하여 통계적으로 분석하는" 연구행위로 정의함

- 메타분석의 기본 목적은 효과크기 (effect size)를 구하는데 있는데, Glass (1976)는 효과크기를 아래와 같이 정의함

$$g = \frac{\mu_e - \mu_c}{\sigma}$$

μ_e: 실험그룹(experimental group)의 평균

μ_c: 제어그룹(control group)의 평균

σ: 제어그룹의 표준편차

○ Glass (1976) 이후 메타분석에서 다양한 유형의 효과크기를 개발하였는데, 대표적으로는 Pigott (2012)에서 구분한 다음의 세 가지가 대표적임

- 표준평균차이(standardized mean difference): 두 그룹 사이에 차이를 검토할 때 유용한 방식

- 상관계수(correlation coefficient): 측정방식의 차이나 상관관계를 파악할 때 유용한 방식
- 로그 odd ratio: 그룹 간 발생율의 차이가 존재할 때 이를 파악하기에 유용한 방식

○ Borenstein et al. (2007)은 고정효과(fixed effect)와 확률효과(random effect)를 적용하는 사례를 보여주는데, 본 연구에서는 고정효과 중심으로 설명하도록 함

○ 고정효과 모형(fixed effect model)은 모든 연구가 동일한 효과크기를 추정한다고 가정하는데, 따라서 각 연구가 갖고 있는 정보의 양(amount of information)을 기준으로 가중치를 부여함

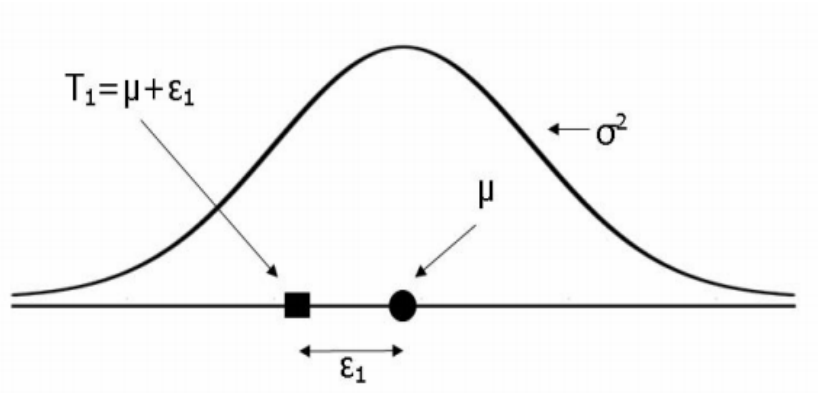
- 정보가 많은 연구에 대해 상대적으로 더 높은 가중치를 부여함
- 반면, 확률효과 모형(random effect model)은 효과크기가 확률분포를 따르며 또한 각 연구가 다른 효과크기를 갖는다고 가정하고 있음

○ 고정효과 모형에서는 효과크기의 추정치에서 오차가 발생하는 '유일한' 원인은 각 연구에서의 확률오차라고 봄

- 예를 들어 어느 연구의 표본크기가 다른 연구에서보다 크다면 효과크기의 평균을 구할 때 이 연구에 대해 더 높은 가중치가 부여됨

○ 고정효과 모형은 메타분석에 포함되는 모든 연구가 동일한 효과크기 μ를 가지며, 관찰되는 효과는 μ를 중심으로 분산 σ^2를 갖는 오차항 ϵ에 의해 아래와 같은 확률분포를 따르는 것으로 가정함 (아래 그림 참조)

[그림 3-1] 고정효과 모형



- 이를 일반화하면 i번째 연구의 효과크기가 T_i일 때, $T_i = \mu + \epsilon_i$임을 의미함

○ 정보의 양은 추정결과의 불확실성, 즉 분산과 역의 관계를 가지므로 고정효과 모형에서는 일반적으로 가중치를 역분산(inverse variance)으로 취하는 경우가 많음

- 메타분석에 사용되는 연구자료의 개수가 k개라고 가정함
- i번째 연구의 추정치 분산이 v_i라면 각 연구에 적용되는 가중치는 $w_i = \frac{1}{v_i}$ 와 같으며, 결국 메타분석에서의 가중평균은 아래와 같이 구함

$$\overline{T} = \frac{\sum_{i=1}^{k} w_i T_i}{\sum_{i=1}^{k} w_i}$$

- 분산의 역수가 가중치이므로, 구하게 되는 효과크기의 분산 $\overline{v}$와 표준오차 $SE(\overline{T})$는 아래와 같이 가중치 합의 역수에서부터 구할 수 있음.

$$\bar{v} = \frac{1}{\sum_{i=1}^{k} w_i}, \qquad SE(\bar{T}) = \sqrt{\bar{v}}$$

- 따라서, 95% 유의수준에서 효과크기의 범위는 아래와 같음

$$\text{상한값} = \bar{T} - 1.96SE(\bar{v}), \quad \text{하한값} = \bar{T} + 1.96SE(\bar{v})$$

○ 본 연구에서는 메타 데이터에서 추출한 환경외부비용의 메타평균값을 구할 때에는 정보의 양을 각 개별연구에서의 환경외부비용 분산으로 취하지는 못함

- 각 연구마다 상이한 연구 방법론이나 추정모형을 사용하고 있으므로 이들 결과값의 표준오차나 분산값을 정보의 질의 대리변수로 활용하는 것은 큰 의미가 있다고 판단됨
- 대신에 본 보고서에서는 각 나라별 환경외부비용 추정치의 분산이 정보의 질에 반비례한다고 보고, 이의 역수를 가중치로 삼도록 함

○ 아울러 메타회귀분석을 수행함

- 메타분석의 최종 목표는 편익이전을 이용한 우리나라의 환경외부비용 추정이므로 고정효과 모형 외에 메타회귀분석을 수행함

○ 각 연구에서 추정한 환경외부비용은 환경피해를 회피하기 위한 응답자의 지불의사액인 WTP로 해석되는데, 이들 결과를 메타분석을 통해 하나의 수치로 정리하기 위해서는 다양한 가정이 필요하며, 때로는 해석 상 오류 위험이 존재함

- 각 분석마다 사용한 대상물질의 단위, 인구 및 지리통계학적 차이, 소득분포, WTP의 추정 조사방법론과 질문지 유형 등 다양한 이유에서 WTP의 추정에서 차이가 발생할 수 있음
- 또한 연구에 따라 지불금액이 일회적, 또는 다년간 지불되는 경우 등 다양한 환경이 설정되기 때문에, WTP의 메타분석을 위한 데이터 재처리 시 주의가 요구됨

○ 따라서, WTP의 메타분석 추정 결과, 하나의 WTP 값을 제시하기 보다는 적절한 범위를 같이 제시할 필요가 있음

- 예를 들면 Johnson and Nemet (2010)은 기후변화에 관한 WTP 주요 연구결과를 요약 및 정리하였는데, 기후안정(climate stabilization)을 위해 WTP를 27개의 연구결과에서 추출하여 중앙값을 분석한 결과, 연간 가구당 135달러이며, 최소 22달러, 최대 437달러인 것으로 나타났음 (모두 2008년 달러가치 기준)

○ 메타분석에서 인구밀도를 고려하는 것은 쉽지 않은 과제임

- 원칙적으로 메타분석에서는 비슷한 인구밀도를 가진 지역을 대상으로 한 문헌을 이용할 필요가 있겠지만, 이렇게 할 경우 관련 연구의 표본이 충분치 않다는 단점이 있음
- 따라서, 인구밀도 자체를 편익이전에서 변수로 활용하여 분석하기도 함

○ 예를 들어, Delta Waterfowl Foundation (2013)은 캐나다 농지의 생태계와 헤비타트 가치를 평가하기 위한 편익이전 연구로서, NPP(net primary productivity)와 인구밀도, 생태희소성의 세 변수가 이전된 편익가치에 미치는 영향을 분석하였음

○ 따라서, 다른 메타분석이나 편익이전 연구와 마찬가지로, 동 연구 역시 대상 오염물질 외부비용의 정확한 추정치로 보기보다는 보수적인 관점에서의 근사치로 이해하는 것이 타당함

○ 오염물질의 사회적 외부비용은 다양한 방법으로 추정될 수 있는데, 크게 보아 비시장재 가치평가, 잠재가격 평가, 약물반응 평가의 세가지 방식으로 분류될 수 있음

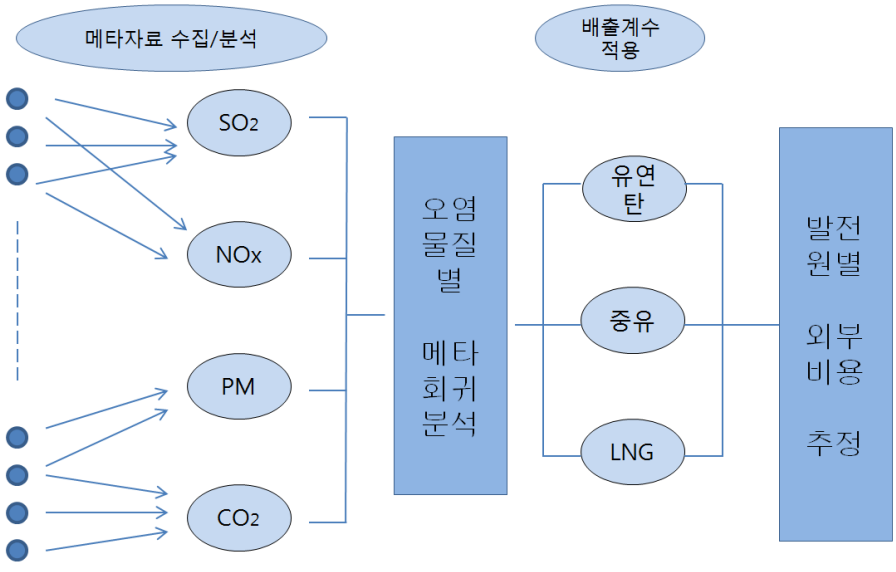
○ 환경외부비용을 연구한 대부분의 논문은 한 가지 종류의 오염물질에 국한하지 않고 두 개 이상의 오염물질을 함께 분석하고 있기 때문에, 본 보고서에 메타데이터를 구축할 때에는 오염물질별로 구분해서 정리하기 보다는 각 논문이나 출처별로 구분하여 분석하도록 함

○ 오염물질별 환경외부비용을 메타회귀분석으로 추정한 후 우리나라의 GDP와 인구밀도 변수를 이용하여 편익이전을 취함

- 이어 각 발전원별 외부비용을 추정하기 위해 발전용 에너지의 고유배출계수를 적용함

○ 본 보고서에서 취하는 전반적인 메타분석 절차는 아래 그림과 같음

[그림 3-2]. 메타분석 흐름도



2. SOx, NOx, PM 관련 메타데이터 분석

□ 메타분석 시행을 위한 데이터 조사 및 정리

○ 메타데이터를 수집하기 위하여 문헌검색 전략을 다음과 같이 구성하였음

- 데이터베이스는 SCOPUS, ECONLIT, 한국교육학술정보원(RISS), 국가과학기술정보센터(NDSL)의 학술전문 검색엔진뿐만 아니라, 구글, 네이버를 이용하여 추가적으로 검색하였음

- 검색어는 SOx (또는 SO_2), NOx, PM, 미세먼지, 환경비용, 외부비용, CVM (Contingent valuation method), WTP(willingness to pay) 등을 적용하였음
- 학술지에 게재된 논문 외에 기관 보고서, 워킹페이퍼까지 포함하여 검색

○ 상기 방법으로 검색된 논문을 최종적으로 선별하기 위하여 프리즈마 흐름도 (PRIMA flow diagram)을 적용하였음

- 중복된 논문이나 연구주제와 관련이 없는 논문의 제거를 통하여 메타데이터를 최종적으로 확보하였음

<표 3-1> SO_2 메타데이터 예

메타 코드	논문	연도	국가	WTP	unit
SO_2-01	Zuckerman	1992	미국	4600	USD/SO_2 Ton
SO_2_02	CEC/US	1993	미국	3600	USD/SO_2 Ton
SO_2_03	EPA	1994	미국	2350	USD/SO_2 Ton
SO_2_04	EPRI	1995	미국	2080	USD/SO_2 Ton
SO_2_05	Nevada PSC	1996	미국	1800	USD/SO_2 Ton
SO_2_06	Elkins et al.	1997	미국	1760	USD/SO_2 Ton
SO_2_07	California	1998	미국	1300	USD/SO_2 Ton
SO_2_08	Rowe	1999	미국	940	USD/SO_2 Ton
SO_2_09	Repetto	2000	미국	850	USD/SO_2 Ton
SO_2_10	Cifuentes	2001	미국	780	USD/SO_2 Ton
SO_2-11	Laez and Linares	1995	오스트리아	9000	Euro/톤
		1995	벨기에	11388-12141	
		1995	덴마크	2990-426	
		1995	핀랜드	1027-1486	
		1995	프랑스	7500-15300	
		1995	독일	1800-13688	
		1995	그리스	1978-7832	
		1995	아일랜드	2800-5300	

메타 코드	논문	연도	국가	WTP	unit
		1995	이탈리아	5700-12000	
		1995	네델란드	6205-7581	
		1995	포르투칼	4960-5424	
		1995	스페인	4219-9583	
		1995	스웨덴	2357-2810	
		1995	영국	6027-10025	
SO_2-12	Barker and Rosendahl	1990	오스트리아	0.4	십억Euro/1,000톤
		1990	벨기에	2.9	
		1990	덴마크	0.5	
		1990	핀랜드	0.1	
		1990	프랑스	9.5	
		1990	독일	30.3	
		1990	그리스	1.3	
		1990	아일랜드	0.6	
		1990	이탈리아	9.6	
		1990	네델란드	0.9	
		1990	노르웨이	0.1	
		1990	포르투칼	1	
		1990	스페인	10.1	
		1990	스웨덴	0.2	
		1990	스위스	0.3	
		1990	영국	16.5	
		1990	오스트리아	0.3	
		1990	벨기에	1	
		1990	덴마크	0.2	
		1990	핀랜드	0.1	
		1990	프랑스	3.9	
		1990	독일	6.1	
		1990	그리스	1.3	
		1990	아일랜드	0.1	

메타 코드	논문	연도	국가	WTP	unit
		1990	이탈리아	3.2	
		1990	네델란드	0.3	
		1990	포르투칼	0.6	
		1990	스페인	2.9	
		1990	스웨덴	0.1	
		1990	영국	4.4	
		1990	룩셈부르그	0.1	
SO_2_13	Menikpura, Gheewala, Bonnet	2012	스웨덴	3.27	Euro/kg
SO_2_14	조용성 손양훈	1998	한국	188.4	천원/톤
SO_2_15	한국전력	1996	한국	11238	원/톤

<표 3-2> NOx 메타데이터 예

메타 코드	논문	연도	국가	WTP	unit
NOx-01	Laez and Linares	1995	오스트리아	16800	Euro/톤
		1995	벨기에	11536-12296	
		1995	덴마크	3280-4728	
		1995	핀랜드	582-1388	
		1995	프랑스	10800-18000	
		1995	독일	10945-15100	
		1995	그리스	1240-7798	
		1995	아일랜드	2750-3000	
		1995	이탈리아	4600-13567	
		1995	네델란드	5480-6085	
		1995	포르투칼	5975-6562	
		1995	스페인	4651-12056	
		1995	스웨덴	1957-2340	
		1995	영국	5736-9612	

메타 코드	논문	연도	국가	WTP	unit
NOx-02	Barker and Rosendahl	1990	오스트리아	2.9	십억Euro/ 1,000톤
		1990	벨기에	4	
		1990	덴마크	1.3	
		1990	핀랜드	0.6	
		1990	프랑스	26	
		1990	독일	24.9	
		1990	그리스	1.1	
		1990	아일랜드	0.5	
		1990	이탈리아	13.7	
		1990	네델란드	3.2	
		1990	포르투칼	2	
		1990	스페인	8	
		1990	스웨덴	1	
		1990	영국	16.8	
		1990	노르웨이	0.9	
		1990	스위스	2	
		1990	오스트리아	1.6	
		1990	벨기에	2	
		1990	덴마크	0.6	
		1990	핀랜드	0.4	
		1990	프랑스	12.3	
		1990	독일	13.1	
		1990	그리스	1.1	
		1990	아일랜드	0.2	
		1990	이탈리아	7.6	
		1990	네델란드	1.7	
		1990	포르투칼	1.4	
		1990	스페인	5.4	

메타 코드	논문	연도	국가	WTP	unit
		1990	스웨덴	0.4	
		1990	영국	9	
		1990	룩셈부르그	0.1	
		1990	룩셈부르그	0.3	
NOx-03	Menikpura et al.	2012	스웨덴	2.13	Euro/kg
NOx-04	Burtraw et al.	1997	미국	7~10	USD/ 탄소저감톤
NOx-05	Coal/PREMIERE	1997	미국	5	USD
NOx-06	한국전력	1996	한국	422137	원/톤
NOx-07	임종수	1993	한국	158002	원/톤

○ CO_2의 외부비용을 비교하기 위해서는 다른 방법론을 적용하여 기존의 추정된 유사 연구의 결과와 비교해 보는 것도 유의미한 작업임

○ CO_2 배출의 변화는 기후와 경제 순환적으로 장기간에 걸쳐서 영향을 미치기 때문에, CO_2의 사회적 비용은 IAM (Integrated Assessment Model)을 이용하여 추정할 수 있음

- 가장 널리 이용되는 IAM모형에는 DICE, FUND, 그리고 PAGE 모형이 있음
- 이 모형들은 기후와 경제의 복잡한 상호관계를 단순화시킨 축약형 모형으로 간주 될 수 있음.

○ 이들 모형을 이용해 추정된 CO_2의 톤당 사회적 비용을 정리한 결과는 다음 표와 같음.

- 글로벌 온도상승과 GDP 등 전제된 시나리오에 따라 다양한 추정결과가 나올 수 있기 때문에, 아래 표에서 제시된 CO_2의 톤당 사회적 비용은 평균치로 해석할 수 있음

<표 3-3> DICE, FUND, PAGE의 비교

모형	논문	CO_2톤당 사회적 비용
DICE	Nordhaus (2008)	6 (2000년 달러 기준)
FUND	Anthoff et al.(2011)	8 (2010년 달러 기준)
PAGE	Stern (2007) Hope (2006) Hope (2013)	85 (2000년 달러 기준) 5 (2000년 달러 기준) 106 (20010년 달러 기준)

3. 메타 회귀분석

○ 오염물질의 사회적 비용에 관한 관심과 연구가 증가함에 따라 이에 대한 메타분석 연구 역시 최근 늘어나고 있는 추세임

- 하지만, 지불의사액의 기준이 되는 조건이 무엇인지 밝히지 않은 채, 단순하게 WTP를 수평 비교하는 것은 무의미함
- 따라서, 다양한 연구에서 가능한 표준화할 수 있는 요소를 추출하여 이를 중심으로 지불의사액에 미치는 효과를 분석할 필요가 있음

○ 본 보고서에는 SO_2, NOx, PM 및 CO_2에 대한 메타 회귀분석을 통하여 일인당 GDP와 인구밀도와의 관계를 파악하고자 함

- 관련 문헌마다 지불의사액이 많으면 수십 배 이상 차이가 나며, 또한 지불의사액 추정의 배경이 되는 문항의 속성이 상이하기 때문에, 단순선형회귀 방식 보다는 일반화된 모형이 필요함

○ 본 연구에서는 베이지언 (Bayesian) 회귀분석을 활용하도록 함

- 연구마다 지불의사액이 큰 차이를 보이기 때문에, 오차항의 정규분포 가정을 완화한 일반오차공분산행렬 (general error covariance matrix)을 가진 회귀분석 모형으로 추정함

○ 일반오차공분산행렬의 선형회귀모형은 아래에서 간략히 소개함

- 선형회귀모형이 다음과 같이 주어짐

$$y = X\beta + \epsilon$$

- 오차항 ϵ은 정규분포로서 평균 0_N, 공분산 행렬 $h^{-1}I_N$를 가짐

$$N(0_N, h^{-1}I_N)$$

- $P\Omega P' = I_N$의 성질을 가진 행렬 P가 존재하므로, 이 행렬을 (1)의 양변에 곱하여 아래의 식으로 변환함

$$y^* = X^*\beta + \epsilon^*$$

$$;\ y^* = Py,\ x^* = Px,\ \epsilon^* = P\epsilon$$

○ 정규분포의 성질을 이용하여 로그함수를 도출함

$$p(y^*|\beta, h, \Omega) = \frac{h^{N/2}}{(2\pi)^{N/2}} exp\left[-\frac{h}{2}(y^* - x^*\beta)'(y^* - x^*\beta)\right]$$

○ Prior

- 표기의 일반화를 위해 Ω의 prior를 $p(\Omega)$로 표기하였을 때에 다음의 관계를 구하게 됨

$$p(\beta, h, \Omega) = p(\beta)p(h)p(\Omega)$$

where $p(\beta) = f_N(\beta|\underline{\beta}, \underline{V})$ and $p(h) = f_G(h|\underline{v}, \underline{s}^{-2})$

○ Posterior

- posterior는 prior에 likelihood를 곱한 형태로 구하게 됨

$$p(\beta, h, \Omega|y) \propto p(\Omega) \times$$

$$\exp\left[-\frac{1}{2}(h(y^* - x^*\beta)'(y^* - x^*\beta) + (\beta - \underline{\beta})'\underline{V}(\beta - \underline{\beta}))\right]$$

$$\times h^{\frac{N+\underline{v}-2}{2}} \exp\left[-\frac{h\underline{v}}{2\underline{s}^{-2}}\right]$$

○ 베이즈 추정에서 난수표본추출(random sampling)은 깁스표본추출(Gibbs sampling) 방식을 적용하도록 함

- 깁스 표본추출은 Markov Chain Monte Carlo 기법 중의 하나로서, Metropolis-Hasting 알고리즘과 함께 가장 자주 적용되는 알고리즘임

○ 깁스 표본추출의 기본원리는 다음과 같음

- 결합확률분포 $f(x_1,x_2)$에서 표본추출을 한다고 가정할 경우, 우선 임의의 초기값 $x_2^{(0)}$에서부터 출발함
- 위에서 상첨자 (0)은 iteration의 회수를 나타냄
- 첫 번째 iteration에서 랜덤하게 $x_1^{(1)}$을 추출하고, $x_1^{(1)}$을 이용해서 $x_2^{(1)}$을 추출함

  $x_1^{(1)}$ from $f(x_1|x_2^{(0)})$, $x_2^{(1)}$ from $f(x_2|x_1^{(1)})$

- 위의 추출과정이 기본적으로 전 단계 iteration에서 다음 단계의 확률변수 값을 추출한다는 의미에서 Markov chain이라고 볼 수 있음
- g번째 iteration에서도 아래와 같이 추출함

  $x_1^{(g)}$ from $f(x_1|x_2^{(g-1)})$, $x_2^{(g)}$ from $f(x_2|x_1^{(g)})$

- iteration은 추출값이 특정 조건에 수렴할 때까지 계속 반복됨
- 변수가 $d=1,...,k$인 경우에도 위와 동일한 방식으로 추출을 반복함

○ 베이즈 메타회귀분석에서 종속변수는 오염물질의 톤당 지불의사액이며, 설명변수는 1인당 GDP와 인구밀도 변수가 됨

- 인구밀도와 1인당 GDP 데이터는 세계은행 자료를 이용하였음

○ 추정 결과

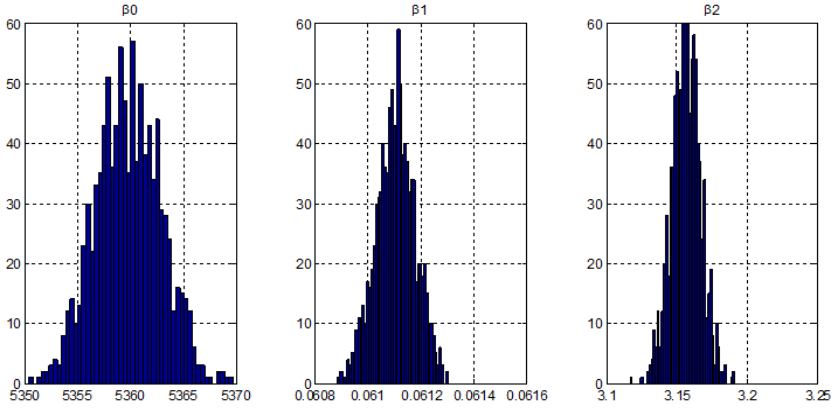
- 다음 표는 오염원별 베이즈 메타회귀분석 추정결과를 보여줌
- Prior로 감마분포와 정규분포를 가정하였음

<표 3-4> 베이즈 메타회귀분석 추정 결과

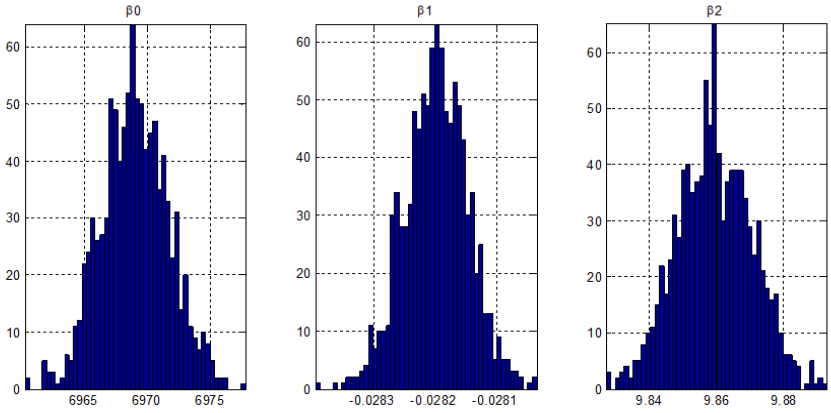
변수	SOx	NOx	PM	CO_2
	Prior= 감마분포			
상수	5356.828 (3.69E-05)	6966.209 (2.97E-05)	14383.45 (1.14E-05)	5.736693 (0.02122)
1인당 GDP	0.061108 (7.14E-10)	-0.0282 (4.68E-10)	0.070803 (2.41E-10)	0.000335 (3.75E-07)
인구밀도	3.160744 (9.85E-08)	9.864674 (1.03E-07)	84.61035 (5.59E-00)	-0.01527 (5.99E-05)
	Prior= 정규분포			
상수	5357.417 (0.58607)	6966.781 (0.54437)	14384.03 (0.57941)	6.637932 (0.89041)
1인당 GDP	0.061107 (1.35E-05)	-0.0282 (1.04E-05)	0.070806 (1.46E-05)	0.000331 (1.19E-05)
인구밀도	3.16003 (0.00201)	9.863622 (0.00235)	84.60853 (0.00311)	-0.0164 (0.00281)

○ 각 추정모수 β_0, β_1, β_2는 베이즈 추정에서 단일추정값이 아니라 분포를 가지는데, 예를 들어 감마 prior에서 SOx, NOx, PM 그리고 CO2의 경우 아래와 같음

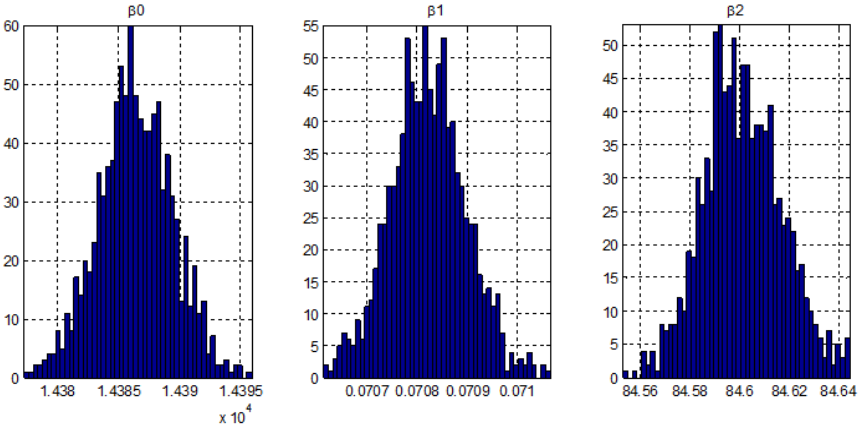
[그림 3-3] SOx 베이즈 메타회귀분석 추정모수 분포



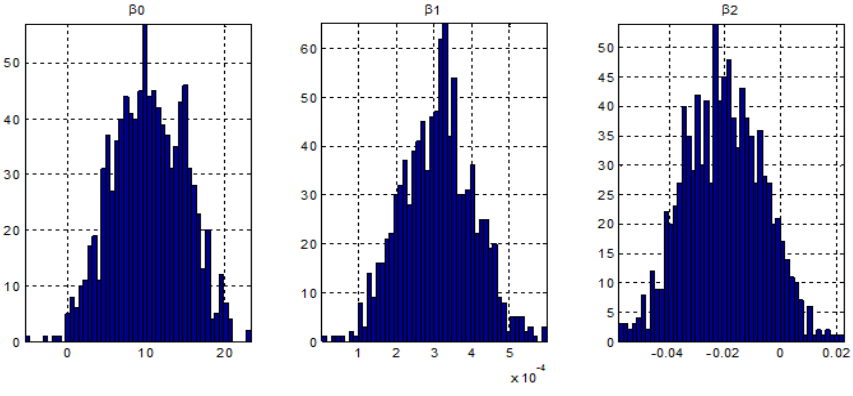
[그림 3-4] NOx 베이즈 메타회귀분석 추정모수 분포



[그림 3-5] PM 베이즈 메타회귀분석 추정모수 분포



[그림 3-6] CO_2 베이즈 메타회귀분석 추정모수 분포



○ 위의 추정 결과를 바탕으로 우리나라의 1인당 GDP와 인구밀도를 적용하여 각 오염물질별 환경외부비용을 추정하면 아래와 같음(환율 1,150원 적용하였음)

<표 3-5> 우리나라의 오염원별 톤당 외부비용

구분	SOx	NOx	PM	CO_2
외부비용	8,644달러/톤 9,940원/kg	11,020달러/톤 12,674원/kg	58,018달러/톤 66,721원/kg	7.73달러/톤 8.89원/kg
가중평균	5,643달러/톤	7,546달러/톤	39,418달러/톤	-

- <표 5>의 가중평균은 메타데이터를 고정효과 모형(fixed effect model)으로 가중치를 적용하여 구한 값을 의미하며, 본 분석에서는 메타회귀분석에서 추정한 값을 활용함

○ 다음 단계로 화력발전의 발전원별 외부비용을 구하기 위하여 배출계수를 적용함

<표 3-6> 배출계수 환산표

단위: g/TOE	CO_2	SO_2	NOx	PM_{10}
LNG	2335666.67	10.51	6347.64	31.53
유연탄	3883000.00	16129.03	12733.45	8488.96
중유	3208333.33	32847.22	7094.02	2943.38

단위: ton/Mwh	CO_2	SO_2	NOx	PM_{10}
LNG	0.4928257	0.0000022	0.0013394	0.0000067
유연탄	0.8193130	0.0034032	0.0026868	0.0017912
중유	0.6769583	0.0069308	0.0014968	0.0006211

○ 먼지,황산화물,질소산화물의연료별대기오염물질배출계수값은 대기환경보전법시행령 제43조 배출시설의 시간당 대기오염물질 발생량 산정방법 시행규칙 별표10의 대기오염물질별 배출계수를 참고함

- 이산화탄소 배출계수값은 IPCC 배출계수 기준을 참고하여 작성
- 중유에 대한 배출계수는 먼지, 황산화물, 질소산화물의 경우 BC유 기준으로 보았고, 이산화탄소는 "중유"라고 표기된 배출계수 적용함

○ LNG, 유연탄, 중유의 발전원별 환경외부비용을 구하기 위해서는 배출 처리 후 발생하는 대기오염물질의 배출량을 고려해야 함

- 탈황시설(FGD)은 SOx의 제거효율을 90%, SCR은 NOx의 제거효율을 95%로 가정하였을 때, 메타회귀분석 추정 결과를 바탕으로 우리나라의 1인당 GDP와 인구밀도를 적용하여 국내에서의 외부비용을 산정한 결과는 다음과 같음

<표 3-7> 화력발전 발전원별 각 오염물질 외부비용 추정 결과

단위: 원/Mwh	SOx	NOx	PM	CO_2	외부비용 합
LNG	2.20	1,697.36	4.44	4,499.99	6,203.99
유연탄	3,383.01	3,404.93	1,195.08	7,481.15	15,464.17
중유	6,889.60	1,896.94	414.37	6,181.31	15,382.21

단위: 원/kwh	SOx	NOx	PM	CO_2	외부비용 합
LNG	0.00	1.70	0.00	4.50	6.20
유연탄	3.38	3.40	1.20	7.48	15.46
중유	6.89	1.90	0.41	6.18	15.38

※ 이분산성 모형의 결과임

○ FGD와 SCR의 제거효율에 따라 상기 외부비용 추정 결과는 약간 달라질 수 있음

- 환경외부비용을 줄이기 위해서는 결국 오염물질의 배출처리 기술 개발과 이의 현장 적용이 중요함을 시사함

○ 화력발전의 발전원별 대기오염물질의 외부비용을 살펴보면, 전반적으로 LNG의 외부비용이 유연탄과 중유에 비해 상당히 낮음

- 특히 미세먼지의 경우 유연탄의 외부비용은 kwh 당 1.20원으로서 타 발전원에 비해 상당히 높음
- 미세먼지 외부비용 추정값이 연구문헌마다 아주 큰 차이를 갖지는 않음을 상기할 때, 발전원별 미세원지 외부비용의 순서에 관한 발전원별 외부비용의 상대적 순서는 결과가 크게 바뀔 가능성이 낮다고 판단됨

4. 요약

○ 미세먼지의 대기 중 농도가 심각한 환경문제로 대두됨에 따라 국내 화력발전소의 대기오염물질 외부비용에 대한 연구 필요성이 증대하고 있음

- 에너지 및 환경 정책의 목표가 경제성장과 더불어 삶의 질의 향상과 세대간 형평성을 달성하는데 있다는 점에서, 오염물질의 사회적 비용의 규모를 추정은 에너지 및 환경 정책 수립 이전에 선행되는 것이 바람직함

○ 한편, 최근 정부의 에너지 전환 정책에 의해 원자력 발전과 유연탄 화력발전의 감축이 이루어지고 LNG 발전은 증가하는 것으로 예상되기 때문에 이들 발전원의 조정이 환경비용에 미치는 효과가 파악될 필요가 있음

○ 본 연구에서는 유연탄, 중유, LNG 화력발전의 환경외부비용을 추정하도록 하며, 이를 위해 메타분석을 시도하였음

- 화력발전에서 SOx, NOx, PM 그리고 CO_2가 배출되는 바, 이들 오염물질을 대상으로 분석하되, CO_2를 제외한 대기오염물질은 탈황시설과 SCR에 의해 90~95% 제거되는 것으로 가정하였음
- 대기오염물질의 외부비용 추정을 연구한 기존 국내외 문헌을 광범위하게 수집하여 메타분석한 후, 한국의 GDP와 인구를 적용, 외부비용을 보정하였음

○ 분석 결과, 유연탄 빌전의 외부비용은 SOx, NOx, PM의 순서로 3.38원/kwh, 1.70원/kwh, 1.20원/kwh인 것으로 나타나, LNG 발전에 비해 전반적으로 높음

- 중유발전의 경우 NOx와 PM의 외부비용은 유연탄 발전에서보다 낮지만 SOx 배출계수가 높은 이유로 SOx 외부비용이 높게 평가됨

제4장. 국내 발전원별 균등화 발전비용 추정

1. 2017년 기준 원자력 발전 균등화 발전비용 추정

□ 원자력 발전 균등화 발전비용 추산을 위해서 APR1,400을 분석 대상 발전기로 선정하고 건설비와 운전유지비를 추산함

○ 국내 APR1,400 원자력발전소는 ○○○ 3~6호기와 ○○○ 3,4호기가 있으며 2016년 12월 시장진입 발전기인 ○○○ 3호기를 대상으로 추산함

○ ○○○ 3호기의 kW당 건설비는 약 2,623천원으로 추산됨

- 건설비단가는 16년 불변가격으로 17년 기준 건설비 단가로 적용함

<표 4-1> 원자력발전 건설비 단가

발전소	건설비(백만원)	설비용량	건설비단가 (원/kW)
○○○3,4	7,347,115	○○○	2,623,970

* 자료: 발전사업자 제공. 계약공사비(기본계획공사비)를 사용

○ APR1,400 원자력발전기는 2016년 최초 시장진입으로 정확한 추산에 어려움이 있어 시장진입 후 안정적으로 운영되고 있는 ○○○ 1호기와 ○○○ 2호기의 운전유지비 실적의 평균을 적용함

- 향후 원자력발전의 운전유지비는 16년 실적과 동일하다고 가정함

<표 4-2> 2016년 원자력 운전유지비 단가

운전유지비	본설비(천원)	설비용량(MW)	운전유지비 (원/kW·월)	평균 (원/kW·월)
○○○1호기	170,382,304	○○○○	14,199	12,441
○○○2호기	128,213,330	○○○○	10,684	

* 자료: 발전사업자 제공. 계약공사비(기본계획공사비)를 사용

□ **원전해체비용은 '14년 산정액은 6,437억원[18]로 책정되었음**

○ 가동기간(60년)동안 균등하게 해체비용을 축적하는 것으로 가정함

□ **중·저준위 방폐물 관리비용은 1,219만원/드럼, 고준위 방폐물 관리비용은 319,814천원/다발임[19]**

□ **○○○ 1,2호기의 중·저준위 방폐물 발생량은 60년간 호기당 6,000드럼 발생예정이며 고준위 방폐물은 호기당 4,175다발이 발생될 전망임**

○ 고준위 방폐물 발생전망량은 『고준위 방사성폐기물 관리 기본계획(안), (산업통상자원부, 2016.5)』에 추산된 수치를 준용함

○ 중·저준위 방폐물 발생전망량은 『2016년도 중·저준위 방사성폐기물 관리 시행계획, (원자력환경공단, 2016.1)』에 추산된 수치를 준용함

<표 4-3> 원전 후행 비용 정리

발전소		○○○(APR 1400)
원전해제비용		6,437억원
중·저준위 방폐물	단위당 비용	12,190,000
	연간발생량	100 드럼
	연간비용	12.19억
고준위 방폐물	단위당 비용	319,814,000
	총발생량	4,175 다발
	연간비용	222.5억

1) 원전해체비용, 중저준위 방폐물 관리비용을 17년 고시 예정가격을 적용하여 분석함
2) 고준위 방폐물은 운영기간 중 1년~59년까지 3,934다발이 발생되며 60년에는 241다발이 발생되는 것으로 전망됨

18) 『방사성폐기물 관리비용 및 사용후 핵연료관리부담금 등의 산정기준에 관한 규정』, 산업통상자원부 고시 제2015-132호(2015. 6. 30.)
19) 출처는 각주 1)과 동일, 17년 원전해체비용 및 중저준위 방폐물 관리비용 고시예정가격과 18년 고준위 방폐물 관리비용 고시예정가격은 상승할 전망임

□ 정책비용은 발주법 및 송주법 관련 비용, 중·저준위, 고준위 방폐장 주변 지역 지원사업 비용, 지역자원 시설세로 구성됨

○ 중·저준위 방폐장 주변시설 지원사업 비용은 약 37,290억원이 발생될 것으로 예상됨[20)]

○ 고준위 방폐장 주변시설 지원사업은 현재 고준위 방폐장이 없는 관계로 중·저준위 방폐장 관련 비용과 동일하다고 가정함

- 원자력 발전소 1호기 당 약 2,486억원(중·저준위, 고준위 각각 약 1,243억원)[21)]이 발생할 것으로 가정함

○ 원전 관련 발주법 및 송주법으로 발생되는 비용은 전력수급기본계획에 적용한 자료를 준용하였음

<표 4-4> 발주법 및 송주법 관련 원별 정책비용

구분			원자력	석탄	LNG
송전선로 주변지역 지원금	접속선로 지원금	사업자별지원금 (원/kW·월)	83.63	33.45	6.09
		재산적보상 및 주택매수(원/kW)	4,112	1,665	465
	공용선로 지원금 (원/kW·월)		189.15	189.15	82.18
발전소 주변지역 지원금 (원/kW·월)			334	322	129
합계(원/kWh)			0.99	0.88	0.34

○ 지역자원시설세는 원전의 경우 1원/kWh가 적용되고 있음[22)]

- 석탄화력, 가스복합화력은 0.3원/kWh가 적용됨

20) 『중·저준위방사성폐기물 처분시설의 유치지역지원에 관한 특별법』에 근거하여 4개 특별지원사업(3,000억원), 55개 일반지원사업(34,290억원, 2015년 12월 기준)이 진행되고 있음. 한국원자력환경공단 홈페이지 (https://www.korad.or.kr/korad/user/waste/business/support.jsp) 참조

21) 30호기(고리#1~신고리#6까지 총 원전 운영호기 수)를 기준으로 총비용을 배분함

22) 지방세법 제 146조 참조

□ **원전 사고위험비용은 후쿠시마 원전사고 관련 폐로 및 배상 비용 예상 추정액인 약 21.5조엔(약 230조원)[23]을 기준으로 국내상황에 맞게 보정함**

○ 추정액은 4개의 부분별로 각각 배상(7.9조엔), 제염(4조엔), 중간저장시설(1.6조엔), 폐로(8.0엔)의 비용이 추산됨

○ 국내상황에 맞게 사고위험보정을 위해서 소득수준과 인구밀도 기준으로 피해비용을 보정함

- (시나리오 ①)원전 피해비용을 일본전역 기준에서 국내전역 기준으로 보정

* 국내 1인당 GDP[24]: 27,538.8USD(일본 38.894.5USD), 국내 인구밀도[25]: 515명/km^2 (일본 350명/km^2)를 사용하여 보정하였으며 약 238.6조원으로 추정되었음

<표 4-5> 전국기준 사고비용 보정

원비용	보정후 비용	보정계수	보정척도
229.9조	337.0조	1.47	인구밀도(km^2): 515/350
	162.8조	0.71	1인당 GDP(USD): 27,538/38,894
	238.6조	인구밀도, 1인당 GDP 보정 적용	

- (시나리오 ②)원전 피해비용을 국내 원전 주변지역 기준으로 보정

* 원전 주변 4개지역 평균 인구밀도는 387.3명/km2[26]로 추정됨(<표 7> 참조).

* 원전 주변 4개지역 평균 1인당 GRDP는 (41,368USD)[27]로 추정됨(<표 8> 참조).

<표 4-6> 원전 주변지역 기준 사고비용 보정

원비용	보정후 비용	보정계수	보정척도
229.9조	254.4조	1.11	인구밀도(km^2): 387/350
	244.5조	1.06	1인당 GRDP(USD): 41,368/38,894
	270.6조	인구밀도, 1인당 GRDP 보정 적용	

23) 일본 경제산업성 2016.12.09., 2016년 평균 매매 기준환율(1,069.31원/100엔) 적용
24) The World Bank, GDP per capita(current US$) 기준
25) e-나라지표, UN,「World Population Prospects 2017 Revision」, 2017 참조
26) 4,378,123명/(2,826km2*4)로 추산
27) (202,807,011백만원/4,378,123명)*2016년 GDP증가율/1,150(원/$ 환율)

<표 4-7> 원전 주변지역의 인구수 및 해당지자체(기초지역 최대반경 기준)

구분	지자체	인구수	해당 지자체
고리원전	부산	2,488,632	(부산: 12) 기장군, 해운대구, 금정구, 부산진구, 강서구, 북구, 남구, 동구, 동래구, 사상구, 연제구, 수영구
	울산	1,036,285	(울산: 5) 울주군, 중구,남구, 북구, 동구
	경남	298,349	(경남:2) 양산시 김해시
월성원전	경북	244,300	(경북:2) 경주시, 포항시
	울산	1,054,439	울산 5구
한울원전	경북	38,133	경북 3 울진군, 봉화군, 영양군
	강원	14,192	삼척시, 태백시
한빛원전	전남	72,230	영광군 무안군 장성군 함평군
	전북	66,848	고창군 부안군
합계		4,378,123	고리,월성 중첩 인구(935,285) 제외수치

* 자료 : 방사선비상계획구역 재설정안 심사결과 및 향후계획(원자력안전위원회, 2015.5.14.)
주) 방사선비상계획 구역 기준 최대 (반경) 30km로 면적은30 km X 30 km X 3.14=2,826km^2

<표 4-8> 원전 주변지역의 추정 GRDP(2015년 가격)

구분	지자체	GRDP(백만원)	해당 지자체
고리원전	부산	65,519,770	(부산: 12) 기장군, 해운대구, 금정구, 부산진구, 강서구, 북구, 남구, 동구, 동래구, 사상구, 연제구, 수영구
	울산	69,673,899	(울산: 5) 울주군, 중구,남구, 북구, 동구
	경남	22,481,305	(경남:2) 양산시 김해시
월성원전	경북	27,261,459	(경북:2) 경주시, 포항시
	울산	69,673,899	울산 5구
한울원전	경북	3,229,581	(경북:3) 울진군, 봉화군, 영양군
	강원	3,610,204	(강원:2) 삼척시, 태백시
한빛원전	전남	8,229,091	(전남:4)영광군 무안군 장성군 함평군
	전북	2,801,703	(전북:2)고창군 부안군
합계		202,807,011	울산 중복 제외 수치

1)부산: 부산통계DB(2015년 기준, 12개 지자체 GRDP),
2)울산시GRDP: e-나라지표('15년 기준),
3)경북:'14년 시.군단위 지역내총생산 추계 결과 활용(14년 5개시군 GRDP 비중:32.1%)
4)전북: 전북통계시스템(2011년기준) 활용(11년 2개군 GRDP 비중: 6.13%)
5)전남: 2015년 시군단위 지역내총생산 결과 (해당 4개지자체 2015년 GRDP사용)
6)경남: 경상남도 통계(2014년기준) 활용(해당 2개 지자체 GRDP 비중:21.6%)
7)강원: 강원통계정보(2014년기준) 활용(해당 2개 지자체 GRDP 비중:9.12%)
* 경북, 전북, 경남, 강원은 해당 지자체의 GRDP 비중을 '15년 GRDP에 곱하여 추산

□ 사고발생확률은 세계원자력발전 실적에 기초하여 3.5 × 10^(-4)로 적용

<표 4-9> 주요 사고발생확률 및 추산기준

사고발생확률	추산기준
7.54 × 10^-6	신고리 3·4호기 PSA 노심손상빈도(CDF) 결과
1.0 × 10^-5	IAEA의 기준(기존 원자로의 대규모 방출사고에 대한 안전목표), 10만로·년에 1번의 사고가 발생할 확률임. 세계에서 2300년에 1번의 빈도로 심각한 사고가 발생함.
3.5 × 10^-4	**세계 원자력발전의 운전실적(14353로·년에 5번의 사고 발생)에 기초함. 세계에서 10년에 1번의 빈도로 심각한 사고가 발생함.**
2.0 × 10^-3	일본 원자력발전의 운전실적(1494로·년에 3번의 사고 발생)에 기초함. 일본에서 10년에 1번, 세계에서 1년에 1번의 빈도로 심각한 사고가 발생함.

□ 원전의 송전접속비용은 765kV와 345kV의 평균, 접속선로 긍장 100km를 적용하여 추산함

○ 「송·배전용 전기설비 이용규정」과 7차 계획 반영설비의 「접속설비 이용계약」에 근거, 표준 접속설비를 선정 후 건설비와 운전유지비를 산정

<표 4-10> 원전 송전접속요금 추산

송전접속요금		산정내역	산정금액
건설비 [원/kW]	송전	4,176[백만원/km] x 100[km] / 4,494[MW]	92,924
	변전	23,733[백만원] / 4,494[MW]	5,281
	계	**(원자력) 송전접속설비 표준 건설비**	**98,205**
		(원자력) 송전접속설비 표준 건설비*	**124,426**
운전 유지비 [원/kW-월]	송전	29.314[백만원/km] x 100[km] / 4,494[MW] / 12[개월]	54.36
	변전	491,901백만원] / 4,494[MW] / 12[개월]	9.12
	계	**(원자력) 송전접속설비 표준 운전유지비**	**63.48**

* 송전용량은 765kV, 345kV 2회선 선로 용량 평균(N-1 신뢰도를 고려하여 50% 적용)
* 원전 수명 60년을 고려하여 30년 이후 송전접속비 재투자 비용 포함한 결과임
* 본 결과는 건국대학교 박종배교수 연구팀 연구결과를 준용하였음

□ 설비 이용률, 소내소비율, 경제수명 등 주요 가정은 다음과 같음

<표 4-11> 기타 주요 가정 수치

항목	적용 수치
할인율	4.5%.
설비 이용률	75%, 80%, 85% 의 3가지 경우 가정
소내소비율	5.3%
경제수명	60년
연료가격	2,300원/Gcal (2017년 실적)
열소비율	2,365kcal/kWh

<표 4-12> 원자력 발전 이용률 추이

연도	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
이용률	91.2	90.7	82.3	75.5	85	85.3	79.7

□ 2017년 원전 균등화 발전비용 추산 결과

<표 4-13> 2017년 원전 균등화 발전비용

(단위: 원/kWh)

Levelized Cost of Energy (원/kWh)		68.29	64.51	61.17	69.58	65.71	62.30
발전소 : APR1400(1,400MW)	위험비용	전국기준			지역기준		
비용항목	이용률	75	80	85	75	80	85
- 건설비 단가	직접 비용	20.44	19.16	18.03	20.44	19.16	18.03
- 본설비 운전유지비 단가		24.00	22.50	21.17	24.00	22.50	21.17
- 원전해체비용		1.44	1.35	1.27	1.44	1.35	1.27
- 중저준위 방폐물 비용		0.16	0.15	0.14	0.16	0.15	0.14
- 고준위 방폐물 처리비용		2.47	2.32	2.18	2.47	2.32	2.18
- 연료비용		5.74	5.74	5.74	5.74	5.74	5.74
- 송전접속비용		1.09	1.02	0.96	1.09	1.02	0.96
직접비용 합계		55.33	52.23	49.50	55.33	52.23	49.50
- 사고위험대응비용	간접 비용	9.59	8.99	8.46	10.87	10.19	9.59
- 방폐장 주변 지원사원		1.38	1.30	1.22	1.38	1.30	1.22
- 정책비용(발주법+송주법)		0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99
- 지역자원시설세		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
간접비용 합계		12.96	12.27	11.67	14.25	13.48	12.80

□ 2030년 원전 균등화 발전비용 추산

○ 지속적인 원전 건설비 단가 증가추세를 반영하여 건설비 단가의 상승을 가정하여 30년 원전 균등화 발전비용을 추산함

- ○○○3,4호기에서 ○○1,2호기(APR1500, 2026년 준공 예정)까지 연평균 증가율(2.76%)을 추산하여 30년 발전비용을 전망함

* 건설비단가(천원/kW) : 2,623(○○○) → 3,353(○○) → 3,740(30년 원전)

<표 4-14> 원자력발전 건설비 단가

발전소	건설비(백만원)	물가상승률 반영	설비용량	건설비단가(원/kW)
○○1,2	9,892,127	10,060,986	○○○	3,353,662
○○○3,4	7,347,115	7,347,115	○○○	2,623,970

* 건설비는 계약공사비(기본계획공사비)를 사용, 천지는 14년 가격으로 15년(0.7%), 16년(1%) 물가상승률을 반영하였음

□ 2030년 가상 준공예정인 원전은 APR1400으로 가정함

○ 건설비단가를 제외한 비용항목은 2017년 수준으로 유지된다고 가정함

<표 4-15> 2030년 원전 균등화 발전비용

(단위: 원/kWh)

Levelized Cost of Energy (원/kWh)		76.98	72.66	68.84	78.27	73.86	69.97
발전소 : APR1400(1,400MW)	위험비용	전국기준			지역기준		
비용항목	이용률	75	80	85	75	80	85
- 건설비 단가	직접비용	29.13	27.31	25.70	29.13	27.31	25.70
- 본설비 운전유지비 단가		24.00	22.50	21.17	24.00	22.50	21.17
- 원전해체비용		1.44	1.35	1.27	1.44	1.35	1.27
- 중저준위 방폐물 비용		0.16	0.15	0.14	0.16	0.15	0.14
- 고준위 방폐물 처리비용		2.47	2.32	2.18	2.47	2.32	2.18
- 연료비용		5.74	5.74	5.74	5.74	5.74	5.74
- 송전접속비용		1.09	1.02	0.96	1.09	1.02	0.96
직접비용 합계		64.02	60.38	57.17	64.02	60.38	57.17
- 사고위험대응비용	간접비용	9.59	8.99	8.46	10.87	10.19	9.59
- 방폐장 주변 지원사원		1.38	1.30	1.22	1.38	1.30	1.22
- 정책비용(발주법+송주법)		0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99
- 지역자원시설세		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
간접비용 합계		12.96	12.27	11.67	14.25	13.48	12.80

2. 2017년 기준 석탄화력 발전 균등화 발전비용 추산

□ 석탄화력 발전 균등화 발전비용 추산을 위해서 USC(초초임계압)1000을 분석 대상 발전기로 선정하고 건설비와 운전유지비를 추산함

○ 최근 건설된 USC 석탄화력 발전소를 기준으로 건설비를 추산하였음

- 미래 석탄화력은 국내 석탄화력 중 환경오염물질 배출규제가 가장 강력한 ○○○5,6호기 수준의 발전소가 시장진입이 가능할 것으로 전망함

- '15년 이후 준공 및 상업운전을 시작한 ○○○1,2호기, ○○9,10호기, ○○○진 9,10호기, ○○ 5,6호기 건설비단가의 평균수치(1,396천원/kW)를 적용함

<표 4-16> 석탄발전 건설비 단가

발전소	건설비(백만원)	물가상승률 반영	설비용량	건설비단가(원/kW)
○○○ 1,2	2,588,600	2,761,122	○○○	1,380,561
○○ 9,10	2,649,922	2,695,156	○○○	1,283,408
○○○ 9,10	3,004,700	3,004,700	○○○	1,472,892
○○ 5,6	2,521,304	2,546,517	○○○	1,449,025

1) ○○○ 1,2호기: 2011년 불변가격, 물가상승률을 반영하여 보정함, 2017년 상업운전 시작
2) ○○9,10호기: 2014년 불변가격, 물가상승률을 반영, 보정함, 각각 16년, 17년 상업운전 시작
3) ○○○9,10호기: 2016년 불변가격, 17년 상업운전 재시작
4) ○○○5,6호기: 2015년 불변가격, 물가상승률을 반영하여 보정함, 15년 준공 및 상업운전 시작
* 자료 : 발전사업자 제공, 기본계획공사비 사용

○ 운전유지비는 ○○ 5,6호기의 2016년 실적(5,525원/kW_월)을 적용함

- 환경오염물질 배출규제가 ○○○5,6호기 수준인 발전소를 기준으로 선정함

<표 4-17> 운전유지비 단가

발전소	본설비(천원)	설비용량(MW)	운전유지비(원/kW)	평균
○○5호기(2016년)	58,247,790	870	66,951	5,525원/kW·월
○○6호기(2016년)	57,124,530	870	65,660	

* 자료 : 발전사업자 제공

□ 탄소배출권 가격은 2017년 KAU 평균가격을 준용하여 적용

○ KAU 평균가격은 20,623원/톤(1~10월 평균)이었으며 추산의 편이를 위해 20,000원/톤으로 적용함

□ 환경오염배출물질 가격은 IMF(Parry et al,2014)[28]에서 추산한 한국의 대기오염비용(발전소 기준) 수치 사용

○ 국내외 연구문헌 중 가장 최근에 산출된 수치로 한국의 발전소 위치, 주변 인구밀도, 배출 오염물질의 흡입률, SOx, NOx의 2차 생성에 의해 피해까지 고려하여 한국의 대기오염비용을 추산함

○ 2010년 기준 비용수치를 당해연도 환율(1,156.26원/$)적용 후 국내 소비자물가상승률을 반영하여 수치를 추산하였음

<표 4-18> 배출오염물질 비용(원/kg)

	SOX	NOX	PM
환경비용	45,170	32,618	59,051

□ 환경오염배출물질 발생량은 ○○ 4호기 평균실적(14~16년)을 적용함

○ ○○화력 4호기의 오염배출물질 배출량은 석탄화력발전 중 최상위급으로 미래 석탄화력발전의 오염배출물질을 영흥 4호기 수준으로 가정함

<표 4-19> 배출오염물질 발생량(14~16년 평균)

발전소	SOx	NOx	분진
배출량(톤)	889	558	24

* 자료 : 발전사업자 제공

28) 『Getting Energy Prices Right: From Princple to Practice』(2014, IMF)

□ 설비 이용률, 소내소비율, 경제수명 등 주요 가정은 다음과 같음

○ 연료용 석탄에 부과된 개별소비세는 연료비용에서 제외

<표 4-20> 기타 주요 가정 수치

항목	적용 수치
할인율	4.5%.
설비 이용률	80%
소내소비율	4.6%
경제수명	30년
연료가격	21,260원/Gcal (2017년 실적)
열소비율	1.963kcal/kWh
정책비용	0.88원/kWh(발주법+송주법), 0.3원/kWh(지역자원시설세)

□ 석탄화력의 송전접속비용은 765kV와 345kV의 평균, 접속선로 긍장 40km를 적용하여 추산함

<표 4-21> 석탄화력 송전접속요금 추산

송전접속요금		산정내역	산정금액
건설비 [원/kW]	송전	4,176[백만원/km] x 40[km] / 4,494[MW]	37,170
	변전	23,733[백만원] / 4,494[MW]	5,281
	계	**(석탄화력) 송전접속설비 표준 건설비**	**42,451**
운전유지비 [원/kW-월]	송전	29.314[백만원/km] x 40[km] / 4,494[MW] / 12[개월]	21.74
	변전	491.901[백만원] / 4,494[MW] / 12[개월]	9.12
	계	**(석탄화력) 송전접속설비 표준 운전유지비**	**30.86**

* 송전용량은 765kV, 345kV 2회선 선로 용량 평균(N-1 신뢰도를 고려하여 50% 적용)
* 본 결과는 건국대학교 박종배교수 연구팀 연구결과를 준용하였음

□ 2017년 석탄화력발전 균등화 발전비용 추산 결과

<표 4-22> 2017년 석탄화력 균등화 발전비용

(단위: 원/kWh)

Levelized Cost of Energy		81.22
- 건설비 단가	직접비용	12.82
- 운전유지비 단가		9.92
- 송전접속비용		0.45
- 연료비용		32.52
직접비용 합계		55.71
- 환경비용	간접비용	24.34
1) SOx		5.85
2) NOx		2.65
3) 분진		0.21
4) 이산화탄소		15.62
- 정책비용		1.18
간접비용 합계		25.52

□ 2030년 석탄화력 균등화 발전비용 추산

○ 석탄화력 1,000MW 설비의 건설비단가(3~7차 전력수급계획 기준) 연평균증가율 (2.48%)을 2017년 단가에 적용하여 2030년 가격를 추산함[29)]

* 건설비단가(천원/kW) : 1,211(3차) → 1,473(7차) → 1,920(30년 석탄화력)

○ WEO2017내 한국의 온실가스 배출 가격 전망을 사용하여 환경비용 추산

<표 4-23> 탄소배출권 가격 현황 및 전망

(단위: 원/톤)

연도	2017	2025	2030	2040
CO_2 가격	20,000	$25	$33	$48
		28,750	37,950	55,200

1) 25년 30년 가격수치는 WEO2017(IEA) 참조
2) 2030년 가격은 추정치임(2025년, 2040년 수치만 공개됨)

29) 각 연도별 건설비단가를 2006~2016년 물가상승률로 보정하여 추산

○ 건설비단가와 탄소배출권 가격를 제외한 비용항목은 2017년 수준으로 유지되는 것으로 가정함

<표 4-24> 2030년 석탄화력 균등화 발전비용

(단위: 원/kWh)

Levelized Cost of Energy		100.06
- 건설비 단가	직접비용	17.63
- 운전유지비 단가		9.92
- 송전접속비용		0.45
- 연료비용		32.52
직접비용 합계		60.52
- 환경비용	간접비용	38.36
1) SOx		5.85
2) NOx		2.65
3) 분진		0.21
4) 이산화탄소		29.65
- 정책비용		1.18
간접비용 합계		39.54

3. 2017년 기준 가스복합화력 발전 균등화 발전비용 추산

□ 가스복합화력은 900MW을 기준으로 건설비 및 운전 유지비를 추산함

○ 900MW급 가스복합화력 발전소를 기준으로 건설비를 추산하였음

- 14년 이후 준공된 가스복합설비의 평균 건설비 단가(924천원/kW)를 적용함

<표 4-25> 가스복합 화력 발전 건설비 단가

발전소	건설비(백만원)	물가상승률 반영	설비용량	건설비단가(원/kW)
○○○	760,000	836,000	○○○	882,601
○○○	879,907	888,706	○○○	987,451
○○○	902,811	930,159	○○○	982,943
○ ○ ○	1,600,689	1,616,696	○○○	852,337
○○○	764,113	771,754	○○○	915,873

1) ○○○: 2015년 불변가격, 물가상승률을 반영하여 보정함, 2017년 준공
2) ○○○: 2015년 불변가격, 물가상승률을 반영하여 보정함, 14년 종합준공
3) ○○○: 2013년 불변가격, 물가상승률을 반영하여 보정함, 14년 종합준공
4) ○○○: 2015년 불변가격, 물가상승률을 반영하여 보정함, 14년 종합준공
5) ○○○: 2015년 불변가격, 물가상승률을 반영하여 보정함, 14년 종합준공
* 자료 : 발전사업자 제공, 기본계획공사비 사용

○ 최근 준공된 복합화력설비의 2016년 운전유지비 평균값을 적용함

<표 4-26> 가스복합 화력 발전 운전유지비 단가

발전소	본설비(천원)	설비용량(MW)	운전유지비(원/kW)	평균
○○○(2016년)	38,095,533	○○○	43,688	3,623원/kW·월
○○○(2016년)	40,267,271	○○○	46,337	
○○○(2016년)	30,886,143	○○○	35,981	
○ ○ ○ (2016년)	39,976,129	○○○	47,916	

* 자료 : 발전사업자 제공

□ 탄소배출권 가격은 석탄화력과 동일하게 적용함(<표 8> 참조)

□ 환경오염배출물질 가격은 IMF(Parry et al,2014)에서 추산한 한국의 대기오염비용(발전소 기준) 수치(NOx, 32,536원/kg[30]) 사용

□ 환경오염배출물질(NOx) 발생량은 11년 이후 준공된 최신 발전설비의 평균수치(14~16년)를 적용함

<표 4-27> NOx 발생량(14~16년 평균)

발전소	○○○#3	○○○#2	○○○#5	○○○#6	평균
준공년도	12.2	13.6	11.2	11.2	296.75
NOx(톤)	153	576	230	228	

* 자료 : 발전사업자 제공

□ 설비 이용률, 소내소비율, 경제수명 등 주요 가정은 다음과 같음

○ 연료용 천연가스에 부과된 개별소비세는 연료비용에서 제외하여 균등화 비용을 추산하였음

<표 4-28> 기타 주요 가정 수치

항목	적용 수치
할인율	4.5%.
설비 이용률	80%
소내소비율	1.8%
경제수명	30년
연료가격	42,466원/Gcal (2017년 실적)
열소비율	1.541kcal/kWh
정책비용	0.34원/kWh(발주법+송주법), 0.3원/kWh(지역자원시설세)

30) 석탄화력 분석에 적용한 방법을 동일하게 적용

□ 가스복합화력의 송전접속비용은 345kV와 154kV의 평균, 접속선로 긍장 10km를 적용하여 추산함

○ 「송·배전용 전기설비 이용규정」과 7차 계획 반영설비의 「접속설비 이용계약」에 근거하여 전원별 표준 접속설비를 선정하고, 이에 따른 건설비와 운전유지비를 산정

<표 4-29> 가스복합발전 송전접속요금 추산

송전접속요금		산정내역	산정금액
건설비 [원/kW]	송전	1,699[백만원/km] x 10[km] / 1,246[MW]	13,632
	변전	2,801[백만원] / 1,246[MW]	2,248
	계	**(복합화력) 송전접속설비 표준 건설비**	**15,879**
운전유지비 [원/kW-월]	송전	19.944[백만원/km] x 10[km] / 1,246[MW] / 12[개월]	13.34
	변전	248,560[백만원] / 1,246[MW] / 12[개월]	16.63
	계	**(복합화력) 송전접속설비 표준 운전유지비**	**29.97**

* 송전용량은 765kV, 345kV 2회선 선로 용량 평균(N-1 신뢰도를 고려하여 50% 적용)
* 본 결과는 건국대학교 박종배교수 연구팀 연구결과를 준용하였음

□ 2017년 가스복합 화력발전 균등화 발전비용 추산 결과

<표 4-30> 2017년 가스복합화력 균등화 발전비용

(단위: 원/kWh)

Levelized Cost of Energy		92.00
- 건설비 단가	직접비용	8.24
- 운전유지비 단가		6.32
- 송전접속비용		0.19
- 연료비용		66.64
	직접비용 합계	81.40
- 환경비용	간접비용	9.97
1) NOx		3.33
2) 이산화탄소		6.63
- 정책비용		0.64
	간접비용 합계	10.61

□ 2030년 가스복합 화력 균등화 발전비용 추산

○ 가스복합화력 500MW 설비의 건설비단가 연평균증가율(1차~5차수급, 0.68%)을 2017년 단가에 적용하여 2030년 가격를 추산함

* 건설비단가(천원/kW): 845(1차) → 898(5차) → 924(17년) → 1,008(30년)

○ 탄소배출권 가격 전망은 석탄화력과 동일하게 적용함

○ 건설비단가와 탄소배출권 가격를 제외한 비용항목은 2017년 수준으로 유지되는 것으로 가정함

<표 4-31> 2030년 가스복합화력 균등화 발전비용

(단위: 원/kWh)

Levelized Cost of Energy		98.71
- 건설비 단가	직접비용	9.00
- 운전유지비 단가		6.32
- 송전접속비용		0.19
- 연료비용		66.64
직접비용 합계		82.15
- 환경비용	간접비용	15.92
1) NOx		3.33
2) 이산화탄소		12.58
- 정책비용		0.64
간접비용 합계		16.56

4. 2017년 기준 태양광 발전 균등화 발전비용 추산

□ 태양광설비 용량을 구간별로 구분하여 구간별 균등화 비용을 추산함

○ 태양광 REC 적용기준을 준용하여 100kW이하, 100kW~3,000kW, 3,000kW 이상으로 분류하였음

○ 직접투자비(CAPEX)는 모듈가격과 BOS[31]로 구성되어 있으며 BOS는 직접투자비에서 모듈가격을 차감한 가격을 BOS 가격으로 가정하였음

□ 태양광 모듈 가격은 공장도 가격과 사업자기준으로 구분됨

○ 세계적으로 공장에서 출하되는 기준의 태양광 모듈 가격은 일정[32]하나 사업자 기준으로 구매시 가격은 각 사업자별로 상이한 가격형태를 보임

○ 미국 기준으로 사업자 기준 태양광 모듈가격은 공장도 가격 대비 약 60% 정도 높은 금액으로 추산하고 있음(NREL 2017)

○ 유럽 기준(pvXchange.com)에서 발표하는 Price Index 기준으로는 2017년 한국(일본)의 태양광 모듈가격은 0.54€/W(약 685.5원/W)로 공장도 기준 모듈가격을 상회함

○ 본 연구에서는 사업자기준의 태양광 모듈 가격을 추산하여 적용하였음

<표 4-32> 태양광 모듈가격(공장도 기준) 추이

연도	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
모듈가격($/W)	1.23	0.79	0.69	0.64	0.57	0.47	0.35
연평균환율	1,151.8	1,070.6	1,055.4	1,099.3	1,172.5	1,207.7	1,133.0
모듈가격(원/kW)	1,416,253	850,324	732,360	706,117	666,859	564,801	396,533

31) Balance of System의 약자로 본 연구에서는 태양광 발전설비에서 모듈을 제외한 나머지 비용을 통칭하는 용어로 사용됨

32) ①BNEF, New Energy Outlook 2017, ②NREL US Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017 참조

<표 4-33> 태양광 모듈가격(사업자 기준) 추산

연도	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
미국(NREL, 2017) 기준 사업자 모듈 가격 추산							
모듈가격 ($/W, 공장)	1.23	0.79	0.69	0.64	0.57	0.47	0.35
모듈가격 ($/W, 사업자)	1.97	1.27	1.11	1.03	0.91	0.75	0.56
연평균환율 (원/$)	1,151.8	1,070.6	1,055.4	1,099.3	1,172.5	1,207.7	1,133.0
모듈가격 ($/kW, 공장)	1,416,253	850,324	732,360	706,117	666,859	564,801	396,533
모듈가격 ($/kW 사업자)	2,266,005	1,360,518	1,171,775	1,129,787	1,066,975	903,682	634,452
유럽(pvXchange.com) 기준 모듈 가격 추산							
모듈가격 (€/W)	1.39	0.94	0.78	0.66	0.64	0.62	0.54
연평균환율 (원/€)	1541.66	1447.58	1453.47	1398.81	1255.78	1284.1	1276.18
모듈가격 (원/kW,)	2,142,612	1,355,900	1,131,284	919,718	802,653	790,792	685,491
미+유럽 평균가격	2,204,309	1,358,209	1,151,530	1,024,752	934,814	847,237	659,971

(모듈 가격 출처 : 한국태양광산업협회, BNEF 2017)

<표 4-34> 태양광 직접투자비(천원/kW) 추산 및 감소율

용량		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	연평균 감소율
(100kW 이하)	CAPEX	3,960	3,051	2,614	2,412	2,194	1,949	1,738	-12.8%
	모듈	2,204	1,358	1,152	1,025	935	847	660	-18.2%
	BOS	1,755	1,693	1,462	1,387	1,259	1,102	1,078	-7.8%
(100kW ~ 3,000kW 이하)	CAPEX	3,530	3,024	2,470	2,265	2,181	1,774	1,659	-11.8%
	모듈	2,204	1,358	1,152	1,025	935	847	660	-18.2%
	BOS	1,326	1,666	1,318	1,241	1,246	927	999	-4.6%
(3,000kW 이상)	CAPEX		3,054	3,424	2,262	1,934	1,492	1,547	-12.7%
	모듈		1,358	1,152	1,025	935	847	660	-13.4%
	BOS		1,696	2,272	1,237	999	644	887	-12.1%

(CAPEX 자료 출처 : 한국에너지공단, 에너지경제연구원 재가공)

□ **태양광설비 누적설비용량이 증가함에 따라 폐모듈 발생량이 증가하여 재활용 및 폐모듈 처리에 대한 비용이 발생할 것으로 전망됨**

○ '30년 폐모듈 발생량은 약 3,927톤으로 전망되며 폐모듈에 납이 포함되어 임의폐기시 인체피해 등 우려 발생[33]하고 있음

○ 직접투자비(CAPEX)는 모듈가격과 BOS로 구성되어 있으며 BOS 는 직접투자비에서 모듈가격을 차감한 가격을 BOS 가격으로 가정하였음

- 유럽연합는 2012년부터 태양광 모듈을 '전기·전자폐기물 처리지침'내 규제대상으로 포함시키고 회수폐기물 코드를 부여하고 있음

* 2018년 8월 15일부터는 폐기된 패널 85% 회수, 80% 재활용을 법에 명시[34]

○ 폐모듈 처리비용은 선행연구를 참조하여 34,500원/kW을 적용함

- 일본NEDO는 분해처리비용을 5엔/W(약 506원/kW)를 목표로 기술개발중임

- 선행연구[35] 결과는 $30/kW($60,200/2MW)로 추산하였음

* 공통전제 환율(1,150원/$) 적용 시 약 34,500원/kW로 추산

□ **태양광 발전은 대부분 임야, 논, 밭 위주로 설치하고 있으며 kW 당 13.2㎡[36]의 면적이 필요한 것으로 가정함**

○ 태양광 발전사업이 활발하게 진행되고 있는 전남지역의 표준지 공시지가를 전국 임야, 논, 밭의 평균 지대로 가정하여 활용

- 전남지역의 17년 시군단위 표준지 공시지가[37](17,602원/m2))를 적용함

□ **설비 이용률, 소내소비율, 경제수명 등 주요 가정은 다음과 같음**

33) 『태양광 재활용센터 구축기반조성 사업 사업안내』공고(2016.9.12)
34) 『태양광 폐모듈 신산업으로 탈바꿈하나』(한국에너지, 2017.2.9.) 기사 참조
35) 『DECOMMISSIONING SOLAR PANEL SYSTEMS』, New York State Energy Research and Development, 2016
36) 한국 태양광 산업협회 자료 인용
37) 국토교통부 보도자료 2017.2.22

<표 4-35> 기타 주요 가정 수치

항목	적용 수치
할인율	4.5%.
설비 이용률	15% (성능저하율 0.8%/년 적용)
소내소비율	1%
경제수명	20년
운전유지비	초기투자비의 1.5%(년)

□ 2017년 태양광 발전 균등화 발전비용 추산 결과

<표 4-36> 2017년 태양광 균등화 발전비용

(단위: 원/kWh)

설비	100kW 이하		100kW-3000kW		3,000kW 이상	
균등화 발전비용	132.97	147.60	127.07	141.70	118.65	133.28
토지비용	유휴부지	표준지	유휴부지	표준지	유휴부지	표준지
	0	14.63	0	14.63	0	14.63
직접비용 합계	132.97		127.07		118.65	
모듈	41.57		41.57		41.57	
BOS	67.87		62.94		55.90	
운전유지비	21.35		20.39		19.02	
폐지비용	2.17		2.17		2.17	

□ (미래 태양광 균등화 비용 추산 시나리오1) 태양광발전 누적보급용량과 모듈·BOS 가격을 활용해 회귀분석으로 관계식을 추정하고 향후 계획된 누적보급용량을 이용하여 태양광설비 가격을 전망함

○ 『재생에너지3020』 내 태양광 누적보급설비 계획 수치를 적용함

○ 추산식 및 결과는 다음과 같음

<표 4-37> 회귀분석 추정 결과

	모듈	BOS1	BOS2	BOS3	BOS3 보정
a	19.23	17.93	18.33	22.82	18.73
b	-0.37	-0.26	-0.29	-0.60	-0.32
R^2	0.93	0.96	0.84	0.74	-

* 추산식 : ln(가격) = a + b*ln(누적보급용량)+e
* 자료 : 모듈/BOS가격(2012~1017), 태양광누적보급용량(~17년까지 실적, 이후 계획치)
* 추정계수(a,b) 는 모두 통계적으로 유의미 함
* 누적보급실적: 신재생에너지보급통계(한국에너지공단) 적용
* BOS3의 추정계수 적용시 가격전망수치는 현실과 유리되어 있다고 판단되어 보정함
* BOS3 보정은 (BOS1-BOS2)를 BOS2에서 차감
* BOS1(100kW이하), BOS2(100kW~3MW), BOS3(3MW~)을 의미

<표 4-38> 2030년 태양광 모듈가격 전망

(단위: 천원/kW)

용량	년도	2030	17년 가격 기준 연평균 감소율
(100kW 이하)	CAPEX	1,037.22	-3.9%
	모듈가격	371.00	-4.3%
	BOS	666.22	-3.6%
(100kW ~ 3000kW 이하)	CAPEX	934.96	-4.3%
	모듈가격	371.00	-4.3%
	BOS	563.96	-4.3%
(3000kW 이상)	CAPEX	848.39	-4.5%
	모듈가격	371.00	-4.3%
	BOS	477.39	-4.7%

□ (미래 태양광 균등화 비용 추산 시나리오2) BNEF NEO 2017-Solar[38]의 2025, 2030년 태양광 모듈 및 BOS 가격 감소율을 적용하여 추정 후 비용 추산

○ BNEF의 태양광 가격 전망 중 모듈 부분은 한국태양광산업협회 자료와

38) Bloomberg New Energy Finacnce, New Energy Outlook 2017-Solar

유사한 수치와 연평균 감소율을 기록

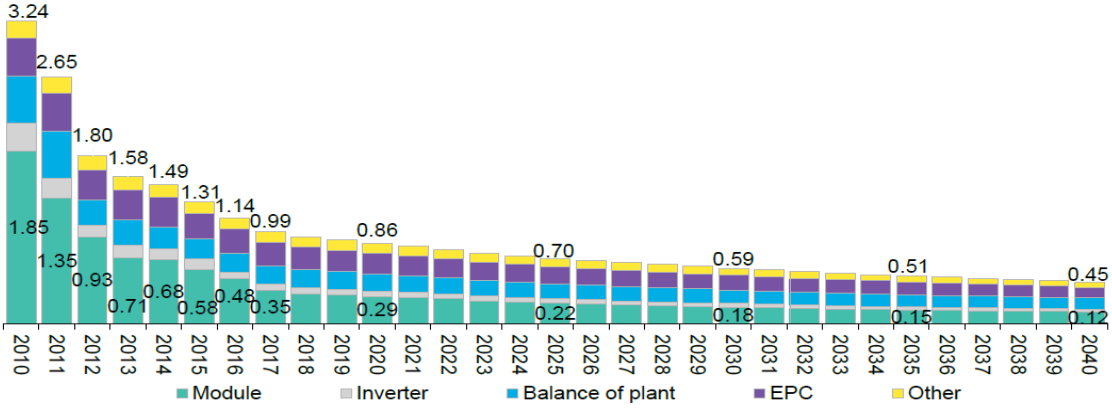
○ BOS는 전세계실적을 반영한 것으로 국내 BOS에 비해서 낮은 수치를 기록중이나 상대적으로 근소한 연평균 감소율(-11%)를 보이고 있음

<표 4-39> Bloonberg NEF 2017 태양광 가격 추이 및 전망 ($/W)

BNEF 2017	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2025	2030	연평균 감소율		
										11~17	17~25	25~30
CAPEX	2.65	1.8	1.58	1.49	1.31	1.14	0.99	0.7	0.59	-15.1%	-4.2%	-3.4%
모듈	1.35	0.93	0.71	0.68	0.58	0.48	0.35	0.22	0.18	-20.1%	-5.6%	-3.9%
BOS	1.30	0.87	0.87	0.81	0.73	0.66	0.64	0.48	0.41	-11.1%	-3.5%	-3.1%

[그림 4-1] Bloonberg NEF 2017 태양광 가격 추이 및 전망 ($/W)

Figure 5: BNEF global benchmark capex forecast for fixed-axis utility-scale systems, $/W(DC)



□ 미래 태양광 발전 균등화 비용 추산 결과

○ (직접투자비) 모듈과 BOS의 연평균 감소율을 각각 적용하여 추산

[표 4-40] BNEF 기준 태양광 모듈가격 전망 (천원/kW)

용량	년도	2025	2030	17년 대비 감소율	
(100kW 이하)	CAPEX	1,256	1,064	-28%	-39%
	모듈가격	244	200	-37%	-49%
	BOS	1,012	864	-25%	-36%
(100kW ~ 3000kW 이하)	CAPEX	1,197	1,014	-28%	-39%
	모듈가격	244	200	-37%	-49%
	BOS	953	814	-25%	-36%
(3000kW 이상)	CAPEX	1,113	942	-28%	-39%
	모듈가격	244	200	-37%	-49%
	BOS	869	742	-25%	-36%

□ 2030년 태양광 발전 균등화 발전비용 추산

○ 시나리오1과 2에서 추산된 비용수치가 큰 차이를 보이지 않고 대동소이함에 따라 재생에너지3020 계획안을 반영하여 추산된 수치의 정합성이 확보됨

○ 따라서 2030년 태양광 발전 균등화 발전비용은 시나리오 1을 기준으로 추산함

<표 4-41> 2030년 태양광 균등화 발전비용

(단위: 원/kWh)

설비	100kW 이하		100kW-3000kW		3,000kW 이상	
균등화 발전비용	**80.25**	**94.88**	**72.55**	**87.18**	**66.03**	**80.67**
토지비용	유휴부지	표준지	유휴부지	표준지	유휴부지	표준지
	0	14.63	0	14.63	0	14.63
직접비용 합계	80.25		72.55		66.03	
모듈	23.37		23.37		23.37	
BOS	41.96		35.52		30.07	
운전유지비	12.75		11.49		10.43	
폐지비용	2.17		2.17		2.17	

5. 2017년 기준 육상풍력 발전 균등화 발전비용 추산

□ 연간 평균 건설비단가(원/kW)를 사용하여 균등화 비용을 추산함

○ 풍력발전 직접투자비는 점차 감소하는 모습을 보였으나 16년 실적이 다시 상대적으로 높아지고 있음

- 국내 사업비 자료수가 적어 일관성을 나타내지 못하고 있다고 판단됨

○ 2017년 균등화 비용 추산을 위해 '12~'16년 직접투자비 평균(2,433천원/kW)을 사용함

<표 4-42> 풍력발전 직접투자비 추이

(단위: 천원/KW)

연도	2012	2013	2014	2015	2016	2017
직접투지비	2,576	2,552	2,418	2,329	2,618	2,102

(CAPEX 자료 출처 : 한국에너지공단, 에너지경제연구원 재가공)

6. 기타 주요 가정

□ 설비 이용률, 소내소비율, 경제수명 등 주요 가정은 다음과 같음

<표 4-43> 기타 주요 가정 수치

항목	적용 수치
할인율	4.5%.
설비 이용률	23%
소내소비율	1%
경제수명	20년
운전유지비	초기투자비의 2.5%(년)

7. 미래 육상 발전 직접투자비 단가 추정

□ 풍력발전 누적보급용량과 직접투자비을 활용해 회귀분석으로 관계식을 추정하고 향후 계획된 누적보급용량을 이용하여 풍력발전 설비 가격을 전망함

○ 『재생에너지3020』 내 풍력발전 누적보급설비 계획 수치를 적용함

○ 추산식 및 결과는 다음과 같음

<표 4-44> 회귀분석 추정 결과

	직접투자비	30년 가격 전망치
a	16.61	1,825,623원/kW
b	-0.14	

* 추산식 : ln(가격) = a + b*ln(누적보급용량)+e
* 자료 : 모듈/BOS가격(2012~1017), 풍력발전누적보급용량(~17년까지 실적, 이후 계획치)
* 누적보급실적: 신재생에너지보급통계(한국에너지공단) 적용

8. 육상풍력발전 균등화 발전비용 추산

<표 4-45> 육상풍력 발전 균등화 비용

	2017년	2030년
균등화 발전비용	**124.25**	**93.24**
모듈	93.76	70.36
운전유지비	30.49	22.88

제5장. 결론 및 시사점

□ 전통전원(원자력・석탄・가스복합)의 균등화 발전비용은 건설비와 외부비용의 증가로 인해 지속적으로 상승할 전망

○ (건설비/운전유지비) 친안전(원자력) 및 친환경(석탄)에 대한 사회적 요구가 지속적으로 증가하여 안전설비/친환경설비 투자 증가 예상

- 원자력은 안전설비 확충, 예방정비 기간 증가 등의 요인으로 직접투자비용의 상승이 예상됨

- 석탄/가스복합화력은 친환경설비 투자, 배출오염물질 관리 등의 비용 상승 전망

○ (환경비용) 미세먼지, 온실가스 등 주요 환경비용의 지속적 상승

- 배출오염물질(SOx, NOx, 분진, CO2 등)에 대한 비용은 점차 상승할 것으로 전망되며 특히 석탄화력의 균등화 발전비용 상승에 영향을 줄 것으로 예상됨

□ 재생에너지 기술발전으로 인한 설비가격 하락・효율상승 등의 효과가 예상되어 재생에너지의 균등화 발전비용은 지속적으로 하락할 전망

○ (태양광) 보급용량의 급격한 증가로 모듈가격의 하락 전망

- 규제 완화, 유휴부지 활용, 계획부지를 통한 대규모 사업 등은 모듈가격 이외의 관련 부대비용을 감소시킬 것으로 예상됨

○ (풍력) 보급용량의 단위기 용량의 증가로 설치가격의 하락 전망

□ [향후 과제] 균등화 발전비용은 지속적인 자료 개정과 함께 일정주기 간격으로 재산정하여 정보제공에 신뢰성/현실성을 확보해야 함

- 본 연구는 제한된 자료 활용 및 외부연구결과 준용 등으로 결과에 불확실성이 존재함

- 전력시스템 영향 , 환경 및 위험비용 등 주요 추산항목에 대해서는 지속적인 연구수행을 통해 꾸준히 수치가 개정되어야 함

- 전통전원(원자력, 화력발전)과 신재생에너지발전에 대한 분석 결과 및 기초자료가 시계열로 형성될 수 있도록 정기적인 연구 및 결과 개정이 필수적임

참고문헌

국회예산정책처, 2014, 원자력 발전비용의 쟁점과 과제, 사업평가현안분석 제50호.

김승래, 2013, “에너지세제 현황과 개편방향; 에너지 가격체계 진단과 개선”, 경제인문사회연구회 정책현안 종합연구 시리즈, pp.63~98.

김윤경・조성진, 2013, “원자력발전의 사고 비용 추정법과 보상조약 조사 연구”, 자원·환경경제연구, 22(2), pp.367~391

백재현, 2014, “방사선비상계획구역(반경 30km) 원전별 원전밀집도 고리 1.81, 월성 1.33, 한빛 2.08, 한울 2.08, 원전밀집도 세계 1위”, 보도자료, 2014년 9월 5일자

원자력안전위원회, 2015, “방사선비상계획구역 재설정안 심사결과 및 향후계획”, 제 40회 원자력안전위원회 의안번호 제 2호, 2015.5.14

에너지경제연구원, 2013, 원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구, 기본연구보고서, 13-27

에너지경제연구원, 2015, 원자력발전의 경제적 사회적 비용을 고려한 적정 전원 믹스 연구, 기본연구보고서, 15-24

American Nuclear Society, 2008, "What happened and What Didn't in the TMI-2 Accident”, Report

BBC News, 2002, “Three-Mile Island cancer rates probed”. 2002년 11월 1일자, news.bbc.co.uk/1/hi/health/2385551.stm

Bundesverband Erneuerbare Energien(BEE), 2011, Calculating a risk appropriate insurance premium to cover third party risks that result from operation of nuclear power plants, Report

D’haeseleer, W. D., 2013, “Synthesis on the Economics of Nuclear Energy, Study for the European Commission”, DG Energy Final Report.

EPA Office of Science Advisory, 2004, An Examination of EPA Risk Assessment Principles and Practices, EPA/100/B-04/001

ETSU and Metroeconomica, 2005, Externalities of Energy "ExternE" Project Vol. 2 Methodology: Method for Estimation of Physical Impacts and Monetary Evaluation for Priority Impact Pathways, Oxfordshire.

Fritzsche, A. F., 1992, Severe Accidents: Can They Occur Only in the Nuclear Production of Electricity?, Risk Analysis, 12, pp.327-329

Hirschberg S., 1997, External Costs of Nuclear Reactor Accidents, Contribution to the OECD/NEA Report on Methodologies for Assessing the Economic Consequences of Nuclear Reactor Accidents(2000)

Hirschberg et al., 1998, Severe Accidents in the Energy sector, Report, Paul Scherrer Institut

Hirschberg S., Spiekerman G. and Dones R., 2004, New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies(New Ext), Final Report to the European Commission, DG Research, Technological Development and Demonstration(RTD)

Hirschberg. S., 2013, Methods and results of assessing energy-related severe accident risks, OECD-NEA Workshop on "Approaches to Estimation of the Costs of a Nuclear Accident", 28-29 May 2013

IAEA, 2007, IAEA Safety Glossary Terminology used in Nuclear Safety and Radiation Protection, EU

IAEA, 2011, Nuclear Technology review, Report, EU

IER(Preiss, P., S. Wissel, U. Fahl, R. Friedrich, A.), 2013. 2, DieRisiken der Kernenergie in Deutschland im Vergleich mit Risiken anderer Stromerzeugungstechnologien, IER, Arbeitsbericht/Working Paper.

IRSN, 2007, Examen de la méthode d'analyse coût-bébéfice pour lasûreté, Rapport DSR N° 157.

IRSN, Ludivine Pascucci-Cahen, Momal Patrick, 2012, Ludivine Pascucci-Cahen & Momal Patrick, Massive radiological releases profoundly differ from controlled releases, EUROSAFE

Lévêque, F., 2013a, Estimating the cost of nuclear power: benchmarks and uncertainties, Working Paper 13-ME-01, Interdisciplinary Institute for Innovation.

Lévêque, F., 2013b, The risk of a major nuclear accident: calculation and perception of probabilities, Working Paper 13-ME-02, Interdisciplinary Institute for Innovation.

OECD/NEA, 2010, No.6861 Severe Accidents in the Energy sector, report

Rabl A., V. A. Rabl, 2013. 6, External costs of nuclear: Greater or less than the alternatives?, Energy Policy Vol 57, pp.575~584.

エネルギー環境會議, 2010, 事故リスクへの對応コストについて, 平成22年度實績·エネルギー環境會議資料 資料4

河田東海夫, 2011,「土壤汚染問題とその對応」, 第16回原子力委員會資料第2号, 平成23年 5月

経濟産業省, 2011, 東京電力株式會社福島第一, 第二原子力發電所事故による原子力損害の範囲の判定等に關する中間指針, 2011년 8월 5일

原子力委員會 コスト等檢証委員會, 2011, “原子力發電所の事故リスクコストの試算”, 原子力發電核燃料サイクル技術等檢討小委員會資料集2, 2011년 11월 10일

原子力委員會, 2011, 原子力發電所の事故リスクコストの試算, Proceedings 2, Review Committee of Nuclear Power Fuel Cycle Technology

原子力災害對策本部, 2011,「國際原子力機關に對する日本國政府の追加的報告書」, 平成23年9月

原子力損害賠償紛爭解決センター, 2012, 活動狀況報告書— 初期段階（9~12月）における狀況について—e（概況報告と總括), 2012.1.30, p.2.

原子力損害の賠償に關する法律および原子力損害賠償補償契約に關する法律制定」, 『原子力委員會月報』 6卷6号, 1961.6, pp.13.

東京電力株式會社, 2011, 東京電力に關する経營·財務調査委員會報告書, 2011.10.3

寺倉憲一, 2012, “東日本ﾑ大震災後の原子力損害賠償制度をめぐる経緯と課題”, dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_3487579_po_20110407.pdf?contentNo=1

酒井泰弘, 2011, 原發のリスク経濟分析ー安全神話から想定外の事象までー, CRR Discussion Paper Series J No.J-15, 2011년 9월

內閣府 原子力政策担当室, 2011, 原子力發電所の事故リスクコスト試算の考え方, 平成23年 10月 13日, 技術等檢討小委員會第2回 資料 第1号

松木良夫, 高原省吾, 本間俊充, 村松健, 2008, “エネルギー産業における過酷事故事例および事故時の影響評価に關する分析”, JAEA-Review 2008-029.

水野勝, 1960,「原子力損害の賠償に關する法律案 原子力損害に賠償制度—原子力事業の健全な發達へ—」, 『時の法令』357号, 1960.7.13, p.21.

廣瀨研吉, 2009, 「第11章 原子力損害賠償制度」, 神田啓治·中込良廣編『原子力政策學』, 京都大學學術出版會, pp.280~281.

통계청 국가통계포털 국민계정·지역계정 http://kosis.kr/index/index.jsp
International Atomic Energy Agency, www.iaea.org/Publications/Factsheets/English/ines.pdf.
INES, www.iaea.org/Publications/Factsheets/English/ines.pdf
Paul Scherrer Institute, www.psi.ch/ta/risk-assessment
World Bank, data.worldbank.org/data-catalog/world-development-indicators

강광규, 지역 대기질 개선을 위한 합리적 연료정책 개선방안 연구, 2010
공성용, 홍성표, 국내 환경기술 수준과 EU BREFs 비교 및 BAT 도입시 비용사례분석, 정책보고서, 한국환경정책평가연구원, 2013
국립환경과학원, 저공해 교통환경 오염원의 위해성평가연구, 2010.
문윤석, 이정아, 전진형, 박호정, 도시 녹지경관의 경제적 가치평가: 독립공원을 중심으로, 한국조경학회지 37(2), 2009.
배현주, 초미세먼지의 심혈관계와 호흡기계 입원영향 평가 및 건강편익 산정, 응용경제, 제18권 제3호. 2016.
신영철, 질병예방행위분석을 통한 확률적 인간생명가치 추정: 암검진행위 분석을 중심으로, 자원·환경경제연구, 19&4), 845-873.
안소은, 메타회귀분석 편익이전 기법을 이용한 휴양가치 추정, 경제학 연구, 55, 2007.
안소은, 노백호, 편익이전 기법을 이용한 습지가치 추정: 메타회귀분석을 중심으로, KEI, 2007.
조성진, 박찬국, 원자력 발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구 (3차년도), 기본연구보고서, 에너지경제연구원, 2015.

Aldy, J.E., Kotchen, M.J., and Leiserowitz, A.A., 2012, Willingness to pay and political support for a U.S. National Clean Energy Standard, Nature Climate Change.
Barker, Terry and Knut Einar Rosendahl, Anclillary Benefits of GHG Mitigation in Europe: SO2, NOx and PM10 Reductions from policies to meet Kyoto Targets using the E3ME Model and ExternE Valuations, March 2000, Washington, DC (http://www.oecd.org/env/cc/ancillary_workshop.htm).
Burtraw, D., Alan Krupnick, Karen Palmer, Anthony Paul, Michael Toman, Cary Bloyd, Ancillary Benefits of Reduced Air Pollution in the United States from Moderate Greenhouse Gas

Mitigation Policies in the Electricity Sector, Resources for the Future, December 2001, Discussion paper 01-61

Carlsson, F., Kataria, M., Krupnick, A. 2012, Paying for mitigation: a multiple country study. Economics 88(2), 326-340.

Carlsson, Fredrik, Mitesh Kataria, Alan Krupnick, Elina Lampi, Åsa Löfgren, Ping Qin, Susie Chung, and Thomas Sterner, 2010, Paying for Mitigation: A Multiple Country Study, working paper in Economics, University of Gothenburg, ISSN 1403-2465 (online).

Clubb, 2012, Leveling the playing field: an Economic Assessment of Electric Generation in Europe. CPhys, FIWA.

Daziano, R.A., and Achtnicht, M., 2013, Accounting for uncertainty in willingness to pay for environmental benefits, ZEW Discussion Paper, DP 13059.

Delta Waterfowl Foundation, 2013, A benefit transfer tool for valuing nature's benefits to society from ALUS farmlands, Delta Waterfowl Foundation.

DUAN Hong-Xia, LU Yan-Li, LI Yan, 2014, Chinese Public's Willigness to Pay for CO_2 emissions reductions: a case study from four provinces/cities, Advances in Climate Change Reserach 5(2), 100-110.

EPA, Ch.6 Benefits of Reducing Black Carbon Emissions, 2012, Report to Congress on Black Carbon, 2012, www.epa.gov/blackcarbon/2012report/fullreport.pdf

Goto, H., and Ariu, T., 2010, Willingness to pay for renewable energy and nuclear power and their determinants factors, Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI), Japan.

Guo, X., Liu, H., Mao, X., Jin, J., Chen, D., and Cheng, S., Willingness to pay for renewable electricity: a contingent valuation study in Beijing, China, Energy Policy 68, 340-347.

Grausz, Samuel, The Social Cost of Coal: Implications for the World Bank, October 2011, Climate Advisers

Greenstone, M. and Adam Looney, A Strategy for America's Energy Future: Illuminating Energy's Full Costs, May 2011, Strategy Paper, The Hamilton Project, Brookings

Johnson, E. and Nemet, G., 2010, Willingness to pay for climate policy: a review of estimates. La Follette School of Public Affairs working paper series No.2010-011.

Hite, D., Duffy, P., Bransby, D., Slaton, C., et al., 2008. Consumer willingness-to-pay for biopower: results from focus groups. Biomass Bioenergy 32, 11–17.

Koundouri P., Kountouris Y., Remoundou K. 2009. Valuing a wind farm construction: A contingent valuation study in Greece. Energy Policy 37, 1939–1944.

Kotchen, M., Boyle, K.J., and Leiserowitz, A.A., 2013. Willingness to pay and policy instrument choice for climate change in the United States, Energy Policy 55, 617-625.

Kwon, O.S., and Yun, W-C., 1999. Estimation of the marginal abatement costs of airborne pollutants in Korea's power generation sector, Energy Economics 21, 547-560.

Lee, J. S. Yoo, Kwak, S. 2010, Public's willingness to pay for preventing climate change, Applied Economics Letters 17(6), 619-622.

Machol B. and S. Rizk, Economic value of U.S. fossil fuel electricity health impacts, Feb 2013, Environ Int. 52, pp.75~80 www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/23246069

Matthews, H.S. The External Costs of Air Pollution and the Environmental Impact of the Consumer in the U.S. Economy, 1999, Carnegie Mellon University.

McCubbin, D.R. and Mark A. Delucchi, The Health costs of motor-vehicle-related air pollution, September 1999, Journal of Transport Economics and Policy, Vol.33, part 3, pp.253~286

Mengerson, Kerrie, Gurevitch, Jessica, Koricheva, Julia, Handbook of Meta-analysis in Ecology and Evolution.

Menikpura, S. N. M., Shabbir H. Gheewala, Sebastien Bonnet, Sustainability assessment of municipal solid waste management in Sri Lanak: problems and prospects, 2012, J. Master Cycles Waste Manag, 14, pp.181-192

Mishara, S.K. 2009. Estimation of Externality Costs of Electricity Generation from Coal: An OH-MARKAL Extension, Dissertation, Ohio State University.

Molnar, N. Devrecin, T. Kovacevic, M. Molnar, Estimation of External Costs of Electricity Generation Using Externe Model, 2008

Murakami, K., Takanori Ida, Makoto Tanaka, Lee Friedman, Consumer's willingness to pay for renewable and nuclear energy: A comparative analysis between the US and Japan, August 2014, Working paper Series, Goldman school of Public Policy, UC Berkeley

Nomura, N., and M., Akai, 2004. Willingness to pay for green electricity in Japan as estimated through contigent valuation method, Applied Energy 78, 453-463.

Pallab, M., Vásquez, William F., Achla, M., 2011. Consumers' preference for renewable energy in the southwest USA. Energy Econ. 33 (6), 1119–1126.

Park, H., and Lim, J., 2009, Valuation of marginal CO_2 abatement options for electric power plants in Korea, Energy Policy 37: 1834-1841.

Poffenberger, M., D'Silve, E., Ravindranath, H.H., Pingle, U., Murthy, I.K., Tuttle, A., 2002, The Clean Development Mechanism and Village-based Forest Restoration: A Case Study from Adilabad District, Andhra Pradesh, India, Community Forestry International, Inc., Santa Barbara, CA.

Poffenberger, M., Ravindranath, N.H., Pandey, D.N., Murthy, I.K., Bist, R., Jain, D., 2001. Communities and Climate Change: The Clean Development Mechanism and Village-based Forest Restoration in Central India: A Case Study from Harda Forest Division. Community Forestry International, Inc., Santa Barbara, CA.

Pascale Scapecchi, The Health Costs of Inaction with Respect to Air Pollution, 2008, OECD Environment Working Papers, No.2, OECD Publishing, http://dx.doi.org/10.1787/241481086362

Pearce, D. Policy Frameworks for the Ancillary Benefits of Climate Change Policies, www.oecd.org/environment/cc/20554487.pdf

Solino, M., Vazquez, M.X., and Prada, A., 2009, Social demand for electricity from forest biomass in Spain, Energy Policy 37, 531-540.

Tsang, F. and Burge, P., 2011, Paying for carbon emissions reduction, RAND Occasional Paper.

Tol, R.S., 2009, The Economic Effects of Climate Change, Journal of Economic Perspectives, 23(2).

Tol, R.S.J, 2013, Targets for global climate policy: an overview, Journal of Economic Dynamics and Control 27, 911-928.

van den Bergh, J.C.J.M. and Botzen, W.J.W, 2015, Monetary valuation of the social cost of CO_2 emissions: a critical survey, Ecological Economics 114, 33-46.

van Kooten, G.C., Eagle, A.J., Manley, J., and Smolak, T., 2004, How costly are carbon offsets? A meta-analysis of carbon forest sink, Environmental Science & Policy 7, 239-251.

Viscusi, K.W. et al. (1994), Environmentally Responsible Energy Pricing. The Energy Journal 15(2).

Whitehead, J.C., Cherry, L.C., 2007. Willingness to pay for a Green Energy program: a comparison of ex-ante and ex-post hypothetical bias mitigation approaches. Resour. Energy Econ. 29, 247–261.

Wiser, R.H, 2007, Using contingent valuation to explore willingness to pay for renewable energy: A comparison of collective and voluntary payment vehicles, Ecological Economics 62, 419-432.

Yoo, S.H., Kwak, S.Y., 2009. Willingness to pay for green electricity in Korea: a contingent valuation study. Energy Policy 37, 5408–5416.

Zeng, X.G. 2011, China urban residents's willingness to pay for carbon dioxide emission reductions, China Environmental Science (in Chinese), 31(2), 346-352.

Zografakis, N., Sifaki, E., Pagalou, M., Nikitaki, G., Psarakis, V., Tsagarakis, K.P., 2010. Assessment of public acceptance and willingness to pay for renewable energy sources in Crete. Renew. Sustain. Energy Rev. 14 (3), 1088–1095.

Hansen, M.E., R.T. Simmons, R.M. Yonk, 2016. The unseen costs of wind-generated electricity, Institute of Political Economy, Utah State University.

Giberson, M. 2013. Assessing wind power cost estimates, Institute for Energy Research.

Talyor, G. and T. Tanton, 2012, The Hidden Costs of Wind Electricity, American Tradition Institute.

Mount, T.D., S. Maneevitjit, A.J. Lamadrid, R.D. Zimmerman, and R.J. Thomas, 2012. The hidden system costs of wind generation in a deregulated electricity market, Energy Journal 33(1), 161-186.

Simshauser, P. 2011. The hidden costs of wind generation in a thermal power system: what cost?, The Australian Economic Review 44(3), 269-92.

EWEA, 2009. The Economics of Wind Energy, European Wind Energy Association.

부록 1. electricity generation

독립통계와 분석

미국 에너지 정보청

4월27일

2017 연간 에너지 전망에 있는 신 발전들 자원의 균등화 비용 및 회피 비용

이 논문은 2019, 2022[1], 그리고 2040년에 서비스를 개시하는 발전 기술들에 대한 균등화 비용 및 균등화 회피 비용의 평균값을 제시하는데, 이는 *2017 연간 에너지 전망*(AEO2017)[2]의 참조 사례에 대한 국가 에너지 모델형(이하; 'NEMS')에 나타난 바와 같다. 2022년에 서비스를 개시하는 발전 기술들에 대한 비용들은 논문의 본문에 제시되어 있으며, 2019[3]년과 2040년에 대한 비용들은 부록 A와 B에 각각 포함되어 있다. 국가 에너지 모델형 전력 시장 모듈(이하; 'EMM')의 미국 22개 지역 전역에 걸친 예상 추가 용량를 기반으로 한 용량-가중치 평균과 지역적 가치의 단순 평균값이 모두 제공되며, 이는 지역적 가치의 범위에 부합한다.

균등화 발전단가(LCOE)와 그 한계

균등화 발전단가(Levelized Cost of Electricity; 이하 'LCOE')는 종종 서로 다른 생성 기술의 전반적 경쟁도를 측정하는 편리한 기준으로 인용된다. 이것은 가정된 재무수명과 작동주기(duty cycle[4])로 발전 설비 건설 및 운영을 하는데 드는 킬로와트 당 비용(할인된 실제 달러로)을 나타낸다. LCOE를 계산하기 위한 주요 투입 요소들은 자본 비용, 연료비, 고정 및 가변 운영과 유지관리(O&M)비용, 자금 조달 비용 및 각 플랜트 유형[5]에 따른 추정된 이용률을 포함한다. 요소의 중요성은 기술마다 다르다. 연료 비용이 없고 상대적으로 작은 가변 O&M 비용이 드는 태양 및 풍력발전과 같은 기술의 경우, 균등화 발전단가(LCOE)는 발전 용량의 예상된 자본비용에 대해 대략적인 비율로 변한다. 상당한 연료비를 수반하는 기술들의 경우에, 연료비 및 일박 비용(overnight cost)은 LCOE에 상당한 영향을 미친다. 주 또는 연방 세액 공제(텍스트 상자 참고)를 포함하는 다양한 인센티브들에 대한 이용 가능성 또한 LCOE 계산에 영향을 줄 수 있다. 모든 예측이 다 그렇듯이, 이러한 모든 요소에 대해서는 불확실성이 존재하며 기술이 진화하고 연료 가격이 변화함에 따라 그것들의 가치는 지역적으로 그리고 시간에 따라 다를 수 있다.

실질적인 발전소 투자결정은 LCOE 가치들에 미 반영된 수많은 다른 요소들과 연관되어 있는 사업의 특정기술과 지역 특성들에 영향을 받는다는 점을 주목하는 것이 중요하다. 특정 재생 에너지 발전 시설에 대한 연방 세액공제에서 기존의 자원조합과 부하형태에 따라 달라지는 예상 가동률은 이러한 시설의 실현비용을 상당히 줄일 수 있는 잠재력을 가지고 있다.

---

1) 장기발주시간 및 특정기술에 대한 라이센싱 요구 사항을 고려할 때 모든 기술을 사용할 수 있는 첫 해는 2022년이다.

2) AEO2017 보고서는 http://www.eia.gov/forecasts/aeo/index.cfm.에서 이용가능하다.

3) 부록 A는 2019년에 사용 가능한 일부 기술들에 대하여 온라인에서 공급을 시작하는 발전소들에 대한 균등화 발전단가 값들을 보여준다.

4) Duty cycle(이하: '작동주기')은 기본, 중간 또는 피크 부하를 처리하는 설비의 일반적인 활용 또는 급전을 말한다. 바람, 태양열 또는 기타 간헐적으로 사용 가능한 자원들을 이용하는 발전들은 급전되지 않으며 반드시 부하를 기준으로 한 작동주기를 따르는 것은 아니다.

5) 이러한 각각의 요인에 대한 구체적인 가정들은 *연간 에너지 전망 에 대한 가정에 제시*되어 있으며, http://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/.에서 이용가능하다.

AEO2017 신재생 발전에 대한 세제 상 인센티브

특정 신재생 발전 시설들에 대한 연방 세금 공제는 이러한 시설들의 실현 비용을 상당히 절감 할 수 있는 가능성을 가지고 있다. 여기에 해당되는 경우로, LCOE 테이블이 보여주는 것은 세액 공제가 없는 비용 뿐만 아니라, 발전소가 가동되는 그 해에 이용 가능한 것으로 간주되는 세액 공제를 위해 조정된 비용도 보여주는데, 그것은 다음과 같다.

생산 세액 공제 (PTC): 새로운 풍력, 지열 및 바이오매스 발전소는 인플레이션이 적용된 생산 세액 공제인 $23/MWh(풍력, 지열 및 폐쇄 루프 바이오 매스 이외의 기술의 경우 12 달러/MWh)을 받는데 이는 만약 발전소들이 2016 년 말에 완공이 되는 경우 해당 발전소들이 첫 10 년에 걸쳐서 받게 되는 금액이다. 2016 년 이후에는, 풍력 발전소는 생산 세액 공제를 계속 받을 자격이 주어지나, 킬로와트 시당 달러율은 2017 년에는 20%, 2018 년에는 40%, 2019 년에는 60%로 감소하며, 2020 년에 완전히 만료된다. 국세청 (Internal Revenue Service)
(IRS) (https://www.irs.gov/irb/2016-23_IRB/ar07.html 참조)에 의해 발표된 서류를 근거로, EIA 는 풍력 발전소는 건설 시작 후 4 년까지 공제를 청구 할 수 있을 것으로 추정한다. 결과적으로, 2019 년 운영에 들어가는 풍력발전소들은 완전공제(full credit)를 받을 것이며, 그리고 2022 년부터 그러한 운용은 $14/MWh (인플레이션 조정이 된)를 받게 된다.

투자 세액 공제 (ITC): 만약 발전소들이 2019 년 말 이전에 공사가 진행 중인 경우 새로운 태양광 발전소 및 화력발전소는 자본 지출에 대한 30% 투자 세액 공제를 받을 자격이 주어지고, 그 이후로 ITC 는 2020 년에 26%로, 2021 년에는 22%로 각각 줄어든다. 2022 년에, ITC 는 주거용 시스템에 대해서 만료되고 비즈니스 및 공공설비규모 시스템에 대해서는 10%로, 그리고 그 후 매년 감소하게 된다. 2024 년 1 월 1 일 이전에 가동되지 않은 모든 대규모의 발전소들은 공사가 개시된 날짜와 상관없이 10% ITC 를 받는다. 이 균등화 비용 보고서의 결과들은 오직 대규모의 태양 광 설비만 포함하고 분산형 태양광 시설은 포함하지 않는다.
NEMS 에서, EIA 는 새로운 대규모의 태양광 발전소는 2 년, 그리고 태양열 발전소들은 3 년의 건설 기간이 걸릴 것으로 추정한다. EIA 는 2019 년에 운용을 시작하는 모든 대규모의 태양광 발전소는 전체 30% 세액 공제를 받을 것으로 추정한다. 2022 년에 가동을 개시하는 태양광 발전소들은 26%를 받는, 반면에 1 년 일찍 건설을 시작하여, 2022 년에 가동을 개시하는 태양열 발전소들은 30% 세액 공제를 받을 것으로 내다봤다.

한 지역에 ***기존 자원 혼합***은 기존 자원들의 이동을 둘러 싼 경제에 미치는 영향을 통해 새로운 투자의 경제적 생존 가능성에 직접적으로 영향을 줄 수 있다. 예를 들어, 기존의 천연 가스 발전을 주로 대체하는 풍력 자원은 기존 석탄 발전을 대체하기 보다는 다른 경제적 가치를 일반적으로 가지게 될 것이다.

관련 요소는 한 지역에서 기존 용량 혼합량과 부하량에 따라 달라지는 ***용량 값(the capacity value)***이다. 부하는 지속적으로 균형을 유지해야하므로 수요(급전 가능 기술들)에 따라 출력을 가변화 할 수 있는 장치들은 일반적으로 유연성이 다소 덜한 장치들(급전 불가한 기술들), 혹은 그 운용이 간헐적인 자원의 이용에 얽메여 있는 것보다 시스템적으로 더 많은 가치를 가진다. 급전이 가능한 기술이냐 아니냐에 대한 LCOE 값들이 표에 별도로 제시되어 있는데, 왜냐면 서로 비교할 때 주의 해야하기 때문이다.

추가적인 지표로서 균등화 회피 발전 단가(LACE)

예상 가동률, 기존 자원 혼합 및 용량 값이 새로운 세대의 생산 능력이 필요할 수도 있는 지역에서 모두 크게 다를 수 있기 때문에 기술들에 해당되는 LCOE 의 직접 비교는 종종 문제가 되며 다양한 발전 대안들에 대한 경제적 경쟁력을 평가하는 방법으로 오해 될 수도 있다. 개념적으로, 경제적 경쟁력에 대한 더 나은 평가는 회피 비용에 대한 고려를 통해 획득 될 수 있는데, 그것은 그렇치 않았더라면 새로운 발전 프로젝트 및 그 프로젝트의 균등화 발전 단가로 대체되는 전기를 생성할 설비(the grid)비에 대한 측정값이다. 회피 비용은 후보 프로젝트의 연간 경제 가치를 위한 대용변수(a proxy measure)를 제공하는데, 이는 재무 수명에 걸쳐 합산되어 레벨 연간 값으로 변환 될 수 있고 이 연간 값은 전기에 대한 "균등화" 회피 발전단가(LACE)[6] 개발을 위한 그 프로젝트의 평균 연간 생산량으로 나누어진다. LACE 값은 그 후보 프로젝트의 가치가 그것의 비용을 초과하는지에 대한 지표를 제공하기 위해 해당 후보 프로젝트에 대한 LCOE 값과 비교 될 수 있다. 만약 부하를 충족시키기 위해 여러 기술을 사용할 수 있다면, 각 프로젝트의 LACE 와 그것의 LCOE 의 비교는 어떤 프로젝트가 최고의 순 경제적 가치를 제공하는지 확정하기 위해 이용될 수도 있다. 회피 비용을 추정하는 것은 균등화 비용을 추정하는 것보다 더 복잡한데, 왜냐면 그것은 평가 중에 있는 선택사항 없이 시스템이 어떻게 작동할 것인가에 대한 정보가 요구되기 때문이다. 이 논의에서, 회피 비용의 계산은 주어진 기술 단위를 시스템에 추가함으로써 생기는 에너지 및 용량의 한계가치에 기초한 것으로 그 한계가치는 특정 미래의 날짜에 존재하거나 존재할 것으로 예상되며 에너지 및 용량 요구 사항을 충족시키는데 있어 그 프로젝트의 기여로부터 프로젝트 소유자가 얻을 수 있는 잠재적 가치를 나타낸다. EIA 의 장기 계획에서 생산 능력 증대를 위한 경제적 결정은 LACE 도 LCOE 개념도 사용하지 않는 반면에, 이 보고서에 제시된 LACE 및 순 경제적 가치는 일반적으로 오직 LCOE 만 보는 것보다 예측에 기여하는 요인을 더욱 잘 나타낸다. 그러나 LACE 와 LCOE 견적 둘 다는 모델링 된 의사 결정의 단순화이며 모든 의사결정 요소들을 완전히 담아내지는 못할 수 있으며 혹은 모델링 된 결과와 맞지 않을 수도 있다.

특정한 발전 자원들에 대한 환경 규제와 투자 또는 생산 세액 공제와 같은 정책 관련 요인들은 또한 투자 결정에 영향을 미칠 수 있다. 여기에 제시된 LCOE 및 LACE 값들은 AEO2017 참조 사례에서 도출된 것이며, 이것은 청정 전력 계획(CPP), 2016 년 11 월 현재 국가 수준의 신재생 에너지 요구 사항 및 신재생 에너지 발전을 위한 연방 세액 공제의 연장 및 단계적 폐지를 포함한다.

마지막으로, 비록 균등화 비용 계산은 일반적으로 가정된 자본 집합과 운영 비용의 이용을 통해 이뤄지지만, 미래 연료 가격 및 미래 정책에 대한 고유한 불확실성은 발전소에 조달하는 투자자나 플랜트 소유자들로 하여금 ***포트폴리오 다변화에*** 가치를 부여 할 수도 있다. EIA 는 NEMS 의 전력 부문에서 기술 선택의 분석과 관련하여 이전 단락에서 논의 된 바 있는 많은 요인들을 고려하는 반면에, 이러한 모든 개념이 LCOE 또는 LACE 계산에 포함되는 것은 아니다.

6) 균등화 회피 비용 개념과 경제적 경쟁력 평가에서의 사용에 대한 더 자세한 논의는 이 기사에서 찾을 수 있다: http://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/.

LCOE 및 LACE 계산

Table 1a에 있는 각 대규모 발전 기술에 대해 표시된 LCOE 값(예상 용량 추가에 근거하여 가중치가 적용된 지역 값), 표 1b(지역 가치의 비 가중 평균) 및 표 2(지역별 최소 및 최대 범위)은 30년의 비용 회수 기간을 기준으로 계산되며, 실제 세후 가중 평균 자본 비용(WACC) 5.5%[7]를 사용한 것이다. 실제로 비용 회수 기간 및 자본 비용은 기술 및 프로젝트 유형에 따라 다를 수 있다. 규제 당국과 투자 공동체는 에너지 회사들로 하여금 온실 가스 집중도가 낮은 기술들에 투자할 것을 지속적으로 강요해 왔으므로, 상대적으로 더 높은 이산화탄소 배출율을 가진 장기 수명의 발전소들에 대한 큰 투자와 관련해 상당한 재정적 위험이 있다. 그 추세는 새로운 석탄-화력 발전소에 대한 투자를 평가할 때, 즉 탄소 포집과 저장(CCS), 그리고 오염 제어 개조가 없는 새로운 석탄-액체(CTL) 발전소를 평가할 때, 자본 비용에 대한 3% 포인트 가산기를 통해 AEO2017 참조 사례에서 포착된다. AEO2017의 경우, 두 가지 새로운 석탄 연소 기술들이 이용 가능한데 이것들은 대기 정화 법 111(b)항 하에 탄소 배출량에 대한 새로운 원천 성능 표준에 부합한다. 한 설계는 이산화탄소 배출량의 30%만을 차지하며 여전히 다른 새로운 소스에 상대적으로 비해 높은 방사체로 고려되며 만약 탄소 배출 통제가 더욱 더 강화된다면 잠재적인 재정 위험의 직면이 지속될 수도 있다. 또 다른 설계는 90%의 CO_2를 포착하고 똑같은 재정적 위험을 직면하지 않을 것이며, 따라서 자본 비용에 있어 3% 증가를 받지 않는다. 결과적으로, 30%의 CCS를 가진 석탄 화력 발전소의 LCOE 값은, 동일한 자본 비용이 모든 기술에 대해 사용되는 경우 보다 더 높다.

균등화 된 자본 구성 요소는 기술에 따라 다양한 영구 세법과 일치하는 세금 감가 상각표를 사용하여 계산된 비용을 반영한다. LCOE의 문헌 및 일반적인 사용법은 세금 공제 유무와 상관없이 LCOE의 보고를 뒷받침 하기 때문에, 표 1a 및 1b는 2022년에 서비스를 개시할 발전소들에 대해 투자 또는 생산 세액 공제가 가능한 기술에 대한 두 가지 계산 모두를 보고한다. 세액 공제는 현재의 법률에 따라 단계적으로 종료되고 만료될 것으로 추정된다.

일부 기술들, 특히 태양 광전지(PV)는 공익사업-규모의 발전소와 분산 된 최종-용도의 주거 및 상업적 응용 프로그램들 둘 다에서 사용된다. 이 백서에서 제시된 LCOE 및 LACE 계산은 공익사업-규모의 기술들에만 적용된다. 비용은 설치된 용량을 위한 그리드에서 이용할 수 있는 순 교류(AC) 전력으로 표시된다.

표 1a 및 1b는 용량 계수에 따라 평가 된 각 기술에 대한 LCOE를 보여주는데, 이는 일반적으로 그것의 사용 가능성이 높은 범주의 최상위에 해당된다. 이 규칙은 기저 부하 작동에서 경쟁 기술을 평가하기 위한 LCOE의 사용과 일치한다. 복합 부하 설비와 같은 일부 기술들은 기저 부하 운전에서 가끔 사용되긴 하지만, 부하-추적 혹은 다른 중간 급전 작동 주기를 지원하기 위해 또한 만들어진다.

---

7) 5.5%의 실제 WACC는 2022년에 서비스를 시작하는 발전소의 명목 세후 세율 7.8%에 해당한다.
부록 B에 나와있는 2040년 온라인으로 공급되는 플랜트에 대한 LCOE 계산은 명목상 7.8%이거나 혹은 실제 5.8 %입니다. WACC 추정과 방법론에 대한 개요는 *국가 에너지 모델링 시스템: 모델 문서의 전기 시장 모듈 시스템* 에서 찾을 수 있습니다. 이 보고서는 다음 싸이트에서 찾을 수 있다.
http://www.eia.gov/outlooks/aeo/nems/documentation/electricity/pdf/m068(2014).pdf.

최대전력수요 사용률에 대해 일반적으로 사용되는 단순 연소 터빈(기존 또는 고급 기술)은 30% 용량 계수로 평가되며, 잠재적 활용범위의 상단을 반영한다. 간헐적인 신재생 에너지 자원들, 풍력 그리고 태양에 대한 작동주기는, 운영자가 제어하지 않지만, 날씨 또는 태양주기(즉, 일출/일몰)에 의존하므로 반드시 운용자 급전 근무주기에 일치하는 것은 아니다. 결과적으로 LCOE 값은 직접적으로 다른 기술(심지어 평균 연간 생산 능력 계수가 유사 한)에 해당하는 LCOE 값과 비교할 수 없으며 따라서 각각의 표 상에 별도의 섹션(급전불가능 기술들)에서 보여진다. 표 1a 와 1b 상에 나타난 태양, 풍력 및 수력 자원에 대한 용량 계수는 각 지역의 주변 지역에 대한 용량 계수의 평균들이며, 표 1a 경우 해당하는 각 지역내에서 예상 용량 증강으로 인해 용량 계수가 가중되었고, 표 1b 의 경우는 가중치가 적용되지 않았다. 이러한 용량 요소는 지역별로 상당히 다를 수 있다. AEO2017 또는 기타 EIA 분석들에서 이러한 자원에 대한 예상 용량 요소들은 누적 용량 추가(기존 단위 포함)를 나타내며 반드시 이 수준에 해당하는 것은 아니다.

표 1a 에 표시된 LCOE 값은 계획된 용량 증강의 지역적 몫을 반영하는 가중치를 사용한 지역별 LCOE 값의 가중치 평균이다; 표 1b 는 22 개 EMM 지역에 걸쳐 비 가중된 평균을 보여준다. 표 2 는 지역 노동 시장 및 비용 그리고 풍력이 있는 지역들과 같은 연료 혹은 에너지 자원들의 이용 가능성에 기초한 LCOE 값내에 중요한 지역적 변화를 보여준다. 예를 들어, 생산 세액 공제를 고려하지 않고, 2022 년에 온라인 상에서 시작될 점진적 육상 풍력 용량에 대한 LCOE 는 최상의 이용 가능 자원들을 가진 지역에 해당하는 $43.4/MWh 에서부터 시작하여 가장 질이 낮은 풍력 자원들을 가진 지역에 해당하는 $75.6/MWh 에 이르거나/혹은 최고의 현장인 경우에는 더 높은 자본 비용에 이른다. 일반적으로, 육상 풍력 발전소는 낮은 비용 및/또는 높은 가치를 제공하는 지역에 건설 될 것이므로, 그래서 가중 된 지역별 평균 비용은 범위의 최저 가격인 $55.8/MWh 에 더 가깝다. 풍력 발전기들에 대한 비용은 원격 자원들 접근에 필요한 전송 업그레이드와 관련된 추가 비용 뿐만 아니라, 시장들이 풍력 발전에 대한 시장 가격 안으로 내재화 할 수도 있고 그렇지 않을 수도 있는 다른 요소들을 포함 할 수도 있다.

앞서 지적된 바와 같이, LACE 는 특정 유형의 새로운 생산 능력의 한계 단위로 대체된 생성 및 용량 자원의 비용에 대한 가치의 추정치를 제공하면서, 그러한 새로운 용량의 건설에 대한 가치의 추정치도 제공한다. 이는 간헐적인 자원들에 대한 고려에 있어 특히 중요한데, 이를테면 풍력, 태양력과 같이 기존의 발전기들에 대한 기저부하, 중간 및 최고 작동주기와는 상당히 다른 작동주기를 갖는 것들이다. 표 3 은 다른 용량 형태에 대한 LACE 추정치의 범위를 제공한다. 이 표의 LACE 추정치는 LCOE 내에 추정치처럼 동일한 최대 용량 요소를 가정하여 계산되었다. 연소 터빈의 경우 값이 표시되지 않았는데, 왜냐하면 연소 터빈들은 일반적으로 발전 요구 사항들과 회피된 에너지 비용들을 충족시키기 위해서라기보다는 예비 마진을 충족시키기는 용량 값을 위해 만들어지기 때문이다.

특정 기술의 LACE 가 주어진 시간과 장소에서 LCOE 를 초과하면 해당기술은 일반적으로 경제적으로 건설하기에 매력적이다. 현실 세계에서의 건설 의사 결정, 그리고 AEO 로 모델링된 결정은 단순한 LACE 와 LCOE 비교보다 다소 더 복잡하고, 정책 및 비 경제적 동인들과 같은 그러한 요소들, 순 경제적 가치, 또는 LACE 와 LCOE 사이에 순 차이를 포함하는 것은 LCOE 또는 LACE

테이블을 개별적으로 사용하는 것 보다 더욱 다양한 기술들 중에서 1 차 경제 경쟁력에 대한 비교의 합리적인 지점이 가능하다는 것을 알려준다.

표 4a와 표 4b에서 부정적 차이점은 한계 용량의 새로운 단위 비용이 LACE로 측정된 것처럼, 그 시스템에 대한 자신의 가치를 초과한다; 긍정적 차이는 새 한계 단위가 더 비싼 발전 및 수용 옵션을 대체함으로써 자신의 비용을 초과하여 가치를 창출한다는 점을 지적하고 있다. "평균 순 차이"는 "LACE 빼기 LCOE"계산의 평균을 나타내며, 그 차이는 22개의 영역 각각에 대해 계산된다. 이러한 차이의 범위는 표 2와 표 3에 표시된 최소 값과 최대 값의 차이에 기초한 것이 아니라, 22개 지역들 각각에 대한 계산으로 LACE에서 LCOE를 뺀 계산 결과에서 도출한 상한 및 하한선을 나타낸다. 2022년에서 2040년까지의 순 차이는 가장 경제적으로 매력적인 자원들이 건설됨에 따라[8] 0에 가까워지는 경향이 있다.

표 4a 와 표 4b 에 나와있는 평균 순 차이는 2022 년 온라인으로 공급되는 플랜트에 대한 것이며, 표 1-3 과 일치한다. 가중된 평균 순 차액은 2022 년에 고급화된 주기 단위들, 지열, 태양광 PV, 그리고 육상 풍력들의 결합에 대하여 0 을 넘길 것이며, 이러한 기술들이
경제적으로 실행 가능한 지역에 건설되고 있음을 시사한다. LCOE 비용 구성요소들, LCOE 와 LACE 의 지역적 차이 및 2040 년의 순 차액을 보여주는 추가 표들은 부록 B 에서 제공된다

2022년부터 2040년까지의 비용 변화는 많은 다른 요인들을 반영하며, 때로는 다른 방향으로 작용한다. 기술 향상은 더 낮은 자본 비용 혹은 개선 된 성능(화석 연료 발전소의 열률 또는 신재생 발전소에 대한 용량 계수로 측정된)을 통해 LCOE를 감소시키는 경향이 있다. 화석 연료를 사용하는 발전소의 경우, 연료비를 변경하면 LCOE가 변경된다. 신재생자원, 즉 풍력, 수력 또는 지열과 같이 고품질 자원의 이용 가능성은 또한 한 가지 요인이 될 수 있다. 최고, 최소 비용의 자원이 이용되기 때문에 개발은 다소 덜 우호적인 지역들로 시행될 수 있을 것이며, 잠정적으로는 개발 비용 증가, 전송선 접속 비용 증가, 혹은 낮은 성능의 자원들에 접근을 초래할 수도 있다. 발전의 가치에 있어 변화들은 부하 증가의 함수다. 하지만, 풍력, 태양열과 같은 신재생 에너지는 강력한 일별 혹은 계절별 발전 패턴을 보여 줄 수도 있다. 결과적으로 신재생 에너지의 가치는 이러한 기간이 에너지와 함께 더욱 포화 상태가 될 수도 있고 새로운 자원들로부터 나온 발전은 급전 장점 순서대로 저 비용 옵션들과 함께 경쟁해야만 한다.

8) LACE 대 LCOE 측정들에 대한 더욱 자세한 내용은 *새로운 공공설비규모의 전기 에너지 프로젝트에 대한 경제적 가치 평가를* 참조하시오, 그 내용은 다음 싸이트에서 찾을 수 있다.
http://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/lace-lcoe_070213.pdf

표 1a. 2022년에 서비스를 시작하는 새 발전자원들, 발전소들에 대한 LCOE 추정값 (예상 용량 추가에 기초한 지역 가치의 가중 평균)

2022년에 서비스를 개시하는 발전소들에 대한 미국 용량-가중치[1] 평균 LCOE(2016 $/MWh)								
발전유형	용량 계수 (%)	균등화 자본 비용	고정 운영 &유지	가변 운영&유지 (연료포함)	송전 투자	총 시스템 LCOE	균등화 세액 공제	세액 공제 포함 총LCOE[2]
급전 기술들								
탄소 격리를 가진 석탄 30%[3]	----------NB----------							
탄소 격리를 가진 석탄 90%	----------NB----------							
천연가스 발화								
재래식 복합 싸이클	87	14.0	1.4	42.0	1.1	58.6	NA	58.6
고급 복합 싸이클	87	14.0	1.3	37.5	1.0	58.8	NA	58.8
CCS를 가진 고급 CC	----------NB----------							
재래식 연소 터빈	30	36.8	6.6	54.3	3.0	100.7	NA	100.7
고급 연소 터빈	30	22.5	2.6	58.8	3.0	87.1	NA	87.1
비급전 기술들								
풍력 - 육상	41	39.8	13.1	0.0	2.9	55.8	-11.6	44.3
풍력 - 근해	----------NB----------							
태양 광[4]	25	59.8	10.1	0.0	3.3	73.7	-15.6	58.1
태양 열	----------NB----------							
수력전기[5]	60	54.1	3.1	5.2	1.5	63.9	NA	63.9

1) 용량 가중 평균은 각 지역에서 온라인으로 제공되는 새로운 용량으로 가중치를 부여한 기술 당 평균 균등화 비용이다. 각 지역의 생산 능력 증대는 2018-2022년에 추가치에 기초한 것이다. 용량 추가가 예상되지 않는 기술들은 용량 가중 평균이 없으며 "NB"로 표시되거나 건설되지 않는다.

2) 세액 공제된 균등화 비용은 2019년에 서비스를 개시하는 발전소들에 대한 세액 공제가 반영되었으며, 표 1A에 주 2를 참조하시오. 모든 기술들이 세액 공제 대상은 아니며, 따라서 "NA"로 표시 되거나 혹은 사용할 수 없다.

3) 새로운 규정 (CAA 111b)으로 인해 기존의 석탄 플랜트는 특정 CO_2 배출 기준을 충족해야하기 때문에 CCS 없이는 건설 될 수 없다. 두 가지 수준의 CCS 제거가 모델링되었는데, 그것은 각각 30%와 90%다. 30% 제거 석탄 공장은 그 설계 발전소로부터 나오는 높은 배출과 관련된 위험을 나타내기 위해 그것의 3% 포인트 가산기를 초래하는 것으로 추정된다.

4) 비용은 설치된 용량에 대한 그리드에 이용 가능한 순 AC전원으로 표현된다.
출처: 미국 에너지 정보국, 연간 에너지 전망 2017, 2017년 1월, DOE/EIA-0383(2017).

5) 설계된 것으로 수력 발전소는 계절적 저장 장치가 있는 것으로 가정되어 시즌 내에 급전 될 수 있지만 전반적인 작동은 지역과 계절별로 제공되는 자원으로 제한된다.
출처: 미국 에너지 정보국, 연간 에너지 전망 2017, 2017년 1월, DOE/EIA-0383(2017).

표 1b. 2022년에 서비스를 시작하는 새 발전 자원들, 발전소들에 대한 LCOE 추정값 (지역 가치에 대한 단순 평균)

2022년에 서비스를 개시하는 발전소들에 대한 미국 평균 LCOE(2016 $/MWh)								
발전유형	용량 계수 (%)	균등화 자본 비용	고정 운영 &유지	가변 운영&유지 (연료포함)	송전 투자	총 시스템 LCOE	균등화 세액 공제	세액 공제 포함 총LCOE[1]
급전 기술들								
탄소 격리를 가진 석탄 30%[2]	85	94.9	9.3	34.6	1.2	140.0	NA	140.0
탄소 격리를 가진 석탄 90%	85	78.0	10.8	33.1	1.2	123.2	NA	123.2
천연가스 발화								
재래식 복합 싸이클	87	13.9	1.4	40.8	1.2	57.3	NA	57.3
고급 복합 싸이클	87	15.8	1.3	38.1	1.2	56.5	NA	56.5
CCS를 가진 고급 CC	87	29.5	4.4	47.4	1.2	82.4	NA	82.4
재래식 연소 터빈	30	40.7	6.6	58.6	3.5	94.7	NA	94.7
고급 연소 터빈	30	25.9	2.6	62.7	3.5	94.7	NA	94.7
고급 원자력	90	73.6	12.6	11.7	1.1	99.1	NA	94.7
지열	91	32.2	12.8	0.0	1.5	46.5	−3.2	43.3
바이오메스	83	44.7	15.2	41.2	1.3	102.4	NA	102.4
비-급전 기술들								
풍력 - 육상	39	47.2	13.7	0.0	2.8	63.7	−11.6	52.2
풍력 - 근해	45	133.0	19.6	0.0	4.8	157.4	−11.6	145.9
태양 광[3]	24	70.2	10.5	0.0	4.4	85.0	−18.2	66.8
태양 열	20	191.9	44.0	0.0	6.1	242.0	−57.6	184.4
수력전기[4]	59	56.2	3.4	4.8	1.8	66.2	NA	66.2

1) 세액 공제된 균등화 비용은 2019년에 서비스를 개시하는 발전소들에 대한 세액 공제가 반영되었으며, 표 1A에 주 2를 참조하시오. 모든 기술들이 세액 공제 대상은 아니며, 따라서 "NA"로 표시 되거나 혹은 사용할 수 없다.

2) 새로운 규정 (CAA 111b)으로 인해 기존의 석탄 플랜트는 특정 CO_2 배출 기준을 충족해야하기 때문에 CCS 없이는 건설 될 수 없다. 두 가지 수준의 CCS 제거가 모델링되었는데, 그것은 각각 30%와 90%다. 30% 제거 석탄 공장은 그 설계 발전소로부터 나오는 높은 배출과 관련된 위험을 나타내기 위해 그것의 3% 포인트 가산기를 초래하는 것으로 추정된다.

3) 비용은 설치된 용량에 대한 그리드에 이용 가능한 순 AC전원으로 표현된다.
출처: 미국 에너지 정보국, 연간 에너지 전망 2017, 2017년 1월, DOE/EIA-0383(2017).

4) 설계된 것으로 수력 발전소는 계절적 저장 장치가 있는 것으로 가정되어 시즌 내에 급전 될 수 있지만 전반적인 작동은 지역과 계절별로 제공되는 자원으로 제한된다.
출처: 미국 에너지 정보국, 연간 에너지 전망 2017, 2017년 1월, DOE/EIA-0383(2017).

표2 새 발전 자원들에 대한 균등화 발전 단가(LCOE)의 지역적 변이, 2022년

	총 시스템의 균등화 비용 범위 (2016$/MWh)				세액 공제[1]가 있는 총 시스템의 균등화 비용 범위(2016$/MWh)			
발전유형	최저	비가중치 평균	생산능력 가중치[2] 평균	최대	최저	비가중치 평균	생산능력 가중치 평균	최대
급전 기술들								
탄소 격리를 가진 석탄 30%	128.9	140.0	NB	196.3	128.9	140.094.7	NB	196.3
탄소 격리를 가진 석탄 90%[3]	102.7	123.2	NB	142.5	102.7	123.2	NB	142.5
천연가스 발화								
재래식 복합 싸이클	52.4	57.3	58.6	83.2	52.4	57.3	58.6	83.2
고급 복합 싸이클	51.6	56.5	53.8	81.7	51.6	56.5	53.8	81.7
CCS를 사용한 고급 CC	63.1	82.4	NB	90.4	63.1	82.4	NB	90.4
재래식 연소 터빈	98.8	109.4	100.7	148.3	98.8	109.4	100.7	148.3
고급 연소 터빈	85.9	94.7	87.1	129.8	85.9	94.7	87.1	129.8
고급 원자력	95.9	99.1	96.2	104.3	95.9	99.1	96.2	104.3
지열	42.8	46.5	44.0	53.4	40.0	43.3	41.1	49.3
바이오메스	84.8	102.4	97.7	125.3	84.8	102.4	97.7	125.3
비-급전 기술들								
풍력 - 육상	43.4	63.7	55.8	75.6	31.9	52.2	44.3	64.0
풍력 - 근해	136.6	157.4	NB	212.9	125.1	145.9	NB	201.4
태양 광[4]	58.3	85.0	73.7	143.0	46.5	66.8	58.1	110.5
태양 열	176.7	242.0	NB	372.8	134.6	184.4	NB	284.3
수력전기[5]	57.4	66.2	63.9	69.8	57.4	66.2	63.9	69.8

1) 세액 공제가 적용된 평준화 된 비용은 2022년에 서비스를 시작하는 발전소에서 사용할 수있는 세액 공제를 반영한다. 표 1a 및 1b의 주를 참조하시오.

2) 용량 가중 평균은 각 지역에서 온라인으로 제공되는 새로운 용량으로 가중된 기술 당 평균 균등화 비용이다. 각 지역의 생산 능력 증대는 2018-2022년에 추가 된 것에 기초한 것이다. 용량 추가가 예상되지 않는 기술들은 용량 가중 평균이 없으며 "NB"로 표시되거나 건설되지 않는다.

3) 새로운 규정 (CAA 111b)으로 인해 기존의 석탄 플랜트는 특정 CO_2 배출 기준들을 충족해야하기 때문에 CCS 없이는 건설할 수 없다. 30% 제거 석탄 공장은 그 설계 발전소로부터 나오는 높은 배출과 관련된 위험을 나타내기 위해 자본 비용에 3% 포인트가 가산되는 것으로 추정된다.

4) 비용은 설치된 용량에 대한 그리드에 이용 가능한 순 AC전원으로 표현된다.

5) 설계된 대로 수력 발전소는 한 계절내에서 급전을 할 수 있기 위해 계절적 저장 시설이 있는 것으로 추정되지만 전체적인 운영은 지역 및 계절별로 이용 가능한 자원에 의해 제한된다.
참고: 비급전 기술들에 대한 균등화 비용은 각 지역에서 설계된 한계부지(marginal site)에 대한 용량 계수를 기반으로 계산되었는데, 한계부지는 각 지역별로 크게 다를 수 있다. 이러한 기술의 수용력 요소 범위는 다음과 같다:
육상풍력 - 36%~45%, 근해풍력 - 41%~50%, 태양 광 PV - 21%~32%, 태양열 - 11%~26 %, 수력전기 - 30%~65%. 균등화 비용은 건설현장 노동비율 및 자본 비용의 지역적 차이뿐만 아니라 자원 가용성에 의해 영향을 받는다.
출처: 미국 에너지 정보국, 연간 에너지 전망 2017, 2017년 1월, DOE/EIA-0383(2017).

표 3. 새 발전 자원들에 대한 균등화 회피 발전 단가(LACE)의 지역적 변이, 2022 년

균등화 회피 단가 범위 (2016 $/MWh)				
발전 유형	**최저**	**비가중치 평균**	**생산능력 가중치[1] 평균**	**최대**
급전 기술들				
탄소 격리를 가진 석탄 30%[2]	47.4	58.7	NB	80.2
탄소 격리를 가진 석탄 90%	47.4	58.7	NB	80.2
천연가스 발화				
재래식 복합 싸이클	47.3	58.1	58.4	80.0
고급 연소 터빈	47.3	58.1	59.3	80.0
CCS를 사용한 고급 CC	47.3	58.1	NB	80.0
고급 원자력	47.6	57.3	59.3	64.5
지열	51.5	65.3	70.4	79.8
바이오메스	47.5	58.3	54.6	80.3
비급전 기술들				
풍력 - 육상	44.1	53.2	54.0	76.3
풍력 - 근해	47.1	57.8	NB	79.0
태양 광[3]	42.5	64.7	66.8	82.9
태양 열	39.7	69.9	NB	92.3
수력전기[4]	46.1	57.4	58.2	79.5

1) 용량 가중 평균은 기술 당 평균 균등화 회피 비용이며 각 지역에 온라인 상으로 제공되는 새로운 용량으로 가중치가 적용되었다. 각 지역의 생산 능력 증대는 2018-2022년에 기초한 것이다. 용량 추가가 예상되지 않는 기술들은 용량 가중 평균이 없으며 "NB"로 표시되거나 건설되지 않는다.

2) 새로운 규정 (CAA 111b)으로 인해 기존의 석탄 플랜트는 특정 CO_2 배출 기준들을 충족해야하기 때문에 CCS없이는 건설할 수 없다. 30% 제거 석탄 공장은 그 설계 발전소로부터 나오는 높은 배출과 관련된 위험을 나타내기 위해 자본 비용에 3% 포인트가 가산되는 것으로 추정된다.

3) 비용은 설치된 용량에 대한 그리드에 이용 가능한 순 AC전원으로 표현된다.

4) 설계된 대로 수력 발전소는 한 계절내에서 급전을 할 수 있기 위해 계절적 저장 시설이 있는 것으로 추정되지만 전체적인 운영은 지역 및 계절별로 이용 가능한 자원에 의해 제한된다.
출처: 미국 에너지 정보국, 연간 에너지 전망 2017, 2017년 1월, DOE/EIA-0383(2017).

표 4a. 2022 년에 가동 될 플랜트에 대한 용량 가중화 균등화 회피 발전 단가(LACE)와 용량 가중 균등화 발전 단가(LCOE)의 차이

	세액 공제를 가진 용량 가중치[1] LCOE와 용량 가중치 LACE의 비교(2016 $/MWh)		
발전 유형	**평균 LCOE**	**평균 LACE**	**평균 순액 차이[2]**
급전 기술들			
탄소 격리를 가진 석탄 30%[3]	----------NB----------		
탄소 격리를 가진 석탄 90%	----------NB----------		
천연가스 발화			
재래식 복합 싸이클	58.6	58.4	−0.2
고급 복합 싸이클	53.8	59.3	5.4
CCS를 사용한 고급 CC	----------NB----------		
고급 원자력	96.2	59.3	−36.9
지열	41.1	70.4	29.4
바이오메스	97.7	54.6	−43.0
비급전 기술들			
풍력 - 육상	44.3	54.0	9.7
풍력 - 근해	----------NB----------		
태양 광[4]	58.1	66.8	8.6
태양 열			
수력전기[5]	63.9	58.2	−5.7

1) 용량 가중 평균은 기술 당 평균 균등화 회피 비용이며 각 지역에 온라인 상으로 제공되는 새로운 용량으로 가중치가 적용되었다. 각 지역의 생산 능력 증대는 2018~2022년에 기초한 것이다. 용량 추가가 예상되지 않는 기술들은 용량 가중 평균이 없으며 "NB"로 표시되거나 건설되지 않는다.

2) "평균 순 차이"는 순 경제적 가치 또는 (LACE에서 LCOE를 뺀)계산의 평균을 나타내는 것으로, 그 차이는 각 기술에 대한 세액 공제 비용을 기반으로 22개 지역 각각에 대해 계산되며, 이 지역에서 세액 공제가 가능하다.

3) 새로운 규정 (CAA 111b)으로 인해 기존의 석탄 플랜트는 특정 CO_2 배출 기준들을 충족해야하기 때문에 CCS 없이는 건설할 수 없다. 30% 제거 석탄 공장은 그 설계 발전소로부터 나오는 높은 배출과 관련된 위험을 나타내기 위해 자본 비용에 3% 포인트가 가산되는 것으로 추정된다.

4) 비용은 설치된 용량에 대한 그리드에 이용 가능한 순 AC전원으로 표현된다.

5) 설계된 대로 수력 발전소는 한 계절내에서 급전을 할 수 있기 위해 계절적 저장 시설이 있는 것으로 추정되지만 전체적인 운영은 지역 및 계절별로 이용 가능한 자원에 의해 제한된다.

출처: 미국 에너지 정보국, 연간 에너지 전망 2017, 2017년 1월, DOE/EIA-0383(2017).

표 4B: 2022년 서비스를 개시하는 발전소에 대한 균등화 회피 발전 단가(LACE)와 균등화 발전 단가(LCOE)의 차이

세액 공제 및 비 가중 평균 LACE와 비 가중 평균 LCOE의 비교(2016 $/MWh)					
발전유형	평균 LCOE	평균 LACE	평균 순차이[1]	비 가중 차이의 범위[2]	
				최소	최대
급전 기술들					
탄소 격리를 가진 석탄 30%[3]	140	58.7	−81.3	−116.2	−70.7
탄소 격리를 가진 석탄 90%	123.2	58.7	−64.5	−77.4	−50.2
천연가스 발화					
재래식 복합 싸이클	57.3	58.1	0.9	−5.1	9.3
고급 복합 싸이클	56.5	58.1	1.7	−4.2	9.0
CCS를 사용한 고급 CC	82.4	58.1	−24.2	−35.2	−9.5
고급 원자력	99.1	57.3	−41.7	−56.3	−34.6
지열	43.3	65.3	21.9	10.9	39.8
바이오메스	102.4	58.3	−44.1	−70.6	−27.6
비급전 기술들					
풍력 - 육상	52.2	53.2	1.0	−17.4	20.9
풍력 - 근해	145.9	57.8	−88.1	−141.9	−52.1
태양 광[4]	66.8	64.7	−2.0	−42.5	21.4
태양 열	184.4	69.9	−114.5	−215.3	−57.7
수력전기[5]	66.2	57.4	−8.8	−20.6	9.8

1) "평균 순 차이는" (LACE에서 LCOE를 뺀)계산의 평균을 나타내는 것으로, 그 차이는 각 기술에 대한 세액 공제 비용을 기반으로 22개 지역 각각에 대해 계산되는데, 이 지역에서 세액 공제가 가능하다.

2) 이 "차이의 범위"는 표2 및 표3에 나타낸 최소 값의 차이에 기초한 것이 아니라, 22개 지역 각각에 대한 LACE 마이너스 LCOE 계산에 의한 하한선과 상한선을 나타낸다.

3) 새로운 규정 (CAA 111b)으로 인해 기존의 석탄 플랜트는 특정 CO_2 배출 기준들을 충족해야하기 때문에 CCS 없이는 건설할 수 없다. 30% 제거 석탄 공장은 그 설계 발전소로부터 나오는 높은 배출과 관련된 위험을 나타내기 위해 자본 비용에 3% 포인트가 가산되는 것으로 추정된다.

4) 비용은 설치된 용량에 대한 그리드에 이용 가능한 순 AC전원으로 표현된다.

5) 설계된 대로 수력 발전소는 한 계절내에서 급전을 할 수 있기 위해 계절적 저장 시설이 있는 것으로 추정되지만 전체적인 운영은 지역 및 계절별로 이용 가능한 자원에 의해 제한된다.
출처: 미국 에너지 정보국, 연간 에너지 전망 2017, 2017년 1월, DOE/EIA-0383(2017).

부록 A: 2019 년 서비스를 개시하는 발전소들에 대한 LCOE 표들

표 A1a. 2019 년에 서비스를 개시하는 발전소들의 새 발전 자원들에 대한 추정 LCOE (예상 용량 추가에 기초한 지역 값의 가중 평균)

2019년에 서비스를 개시하는 발전소들에 대한 미국 용량-가중치[1] 평균 LCOE(2016 $/MWh)

발전유형	용량 계수	균등화 자본 비용	고정 운영 &유지	가변 운영&유지 (연료포함)	송전 투자	총 시스템 LCOE	균등화 세액 공제	세액 공제 포함 총LCOE[2]
급전 기술들								
천연가스 발화								
재래식 복합 싸이클	87	11.6	1.4	35.2	1.1	49.3	NA	49.3
고급 복합 싸이클	87	11.9	1.3	30.9	1.0	45.2	NA	45.2
재래식 연소 터빈	30	34.2	6.6	48.6	3.3	92.7	NA	92.7
고급 연소 터빈	30	19.8	2.6	53.1	2.9	78.3	NA	78.3
비급전 기술들								
풍력 - 육상	39	36	13.7	0.0	2.7	52.4	−17.8	34.5
태양 광[3]	26	56.4	9.6	0.0	4.0	70.1	−16.9	53.1
태양 열	26	122.7	31.1	0.0	5.1	158.9	−36.8	122.1

1) 용량 가중 평균은 기술 당 평균 균등화 비용이며, 각 지역에 온라인 상으로 제공되는 새로운 용량으로 가중치가 적용되었다. 각 지역의 생산 능력 증대는 2017-2019년에 기초한 것이다. 용량 추가가 예상되지 않는 기술들은 용량 가중 평균이 없으며 "NB"로 표시되거나 건설되지 않는다.

2) 세액 공제된 균등화 비용은 2019년에 서비스를 개시하는 발전소들에 대한 세액 공제가 반영되었으며, 표 1A에 주2를 참조하시오. 모든 기술들이 세액 공제 대상은 아니며, 따라서 "NA"로 표시 되거나 혹은 사용할 수 없다.

3) 비용은 설치된 용량에 대한 그리드에 이용 가능한 순 AC전원으로 표현된다.
출처: 미국 에너지 정보국, 연간 에너지 전망 2017, 2017년 1월, DOE/EIA-0383(2017).

부록 A1b: 2019 년 서비스를 개시하는 발전소들에 대한 LCOE 표들

표 A1b. 2019 년에 서비스를 개시하는 발전소들의 새 발전 자원들에 대한 추정 LCOE (지역 값의 단순 평균)

2019년에 서비스를 개시하는 발전소들에 대한 미국 용량-가중치 평균 LCOE(2016 $/MWh)

발전유형	용량 계수	균등화 자본 비용	고정 운영 &유지	가변 운영&유지 (연료포함)	송전 투자	총 시스템 LCOE	균등화 세액 공제	세액 공제 포함 총LCOE[1)]
급전 기술들								
천연가스 발화								
재래식 복합 싸이클	87	11.9	1.4	35.6	1.2	50.1	NA	50.1
고급 복합 싸이클	87	13.6	1.3	32.7	1.2	48.8	NA	48.8
재래식 연소 터빈	30	35.2	6.6	50.5	3.5	95.8	NA	95.8
고급 연소 터빈	30	22.5	2.6	56.7	3.5	85.3	NA	85.3
비급전 기술들								
풍력 - 육상	40	40.8	13.6	0.0	2.8	57.1	−17.8	39.3
태양 광[2)]	24	62.8	10.5	0.0	4.4	77.7	−18.9	58.8
태양 열	20	167.6	44.0	0.0	6.1	217.6	−50.3	167.3

1) 세액 공제된 균등화 비용은 2019년에 서비스를 개시하는 발전소들에 대한 세액 공제가 반영되었으며, 표 1A에 주2를 참조하시오. 모든 기술들이 세액 공제 대상은 아니며, 따라서 "NA"로 표시 되거나 혹은 사용할 수 없다.

2) 비용은 설치된 용량에 대한 그리드에 이용 가능한 순 AC전원으로 표현된다.
출처: 미국 에너지 정보국, 연간 에너지 전망 2017, 2017년 1월, DOE/EIA-0383(2017).

표 A2 새 발전 자원들, 2019년에 서비스를 개시하는 발전소들에 대한 균등화 발전 단가(LCOE)의 지역적 변이

	총 시스템 균등화 발전단가(2016 $/MWh)				세액 공제가 있는 총 시스템 균등화 발전단가 범위[1](2016 $/MWh)			
발전유형	최저	비가중치 평균	생산능력 가중치[2] 평균	최대	최저	비가중치 평균	생산능력 가중치 평균	최대
급전 기술들								
천연가스 발화								
재래식 복합 싸이클	45.8	50.1	49.3	58.9	45.8	50.1	49.3	58.9
고급 복합 싸이클	45.1	48.8	45.2	56.2	45.1	48.8	45.2	56.2
재래식 연소 터빈	87.2	95.8	92.7	107.6	87.2	95.8	92.7	107.6
고급 연소 터빈	77.6	85.3	78.3	96.7	77.6	85.3	78.3	96.7
비급전 기술들								
풍력 - 육상	40.4	57.1	52.4	69.4	22.6	39.3	34.5	51.6
태양 광[3]	53.5	77.7	70.1	129.9	41.3	58.8	53.1	96.4
태양 열	158.9	217.6	158.9	335.3	122.1	167.3	122.1	258

1) 세액 공제된 균등화 비용은 2019년에 이용 가능한 세액 공제를 반영하며, 표 1a에 메모2를 참조하시오.

2) 용량 가중 평균은 기술 당 평균 균등화 비용이며, 각 지역에 온라인 상으로 제공되는 새로운 용량으로 가중치가 적용되었다. 각 지역의 생산 능력 증대는 2017-2019년에 기초한 것이다. 용량 추가가 예상되지 않는 기술들은 용량 가중 평균이 없으며 "NB"로 표시되거나 건설되지 않는다.

3) 참고: 비급전 기술들에 대한 균등화 비용은 각 지역에서 설계된 한계부지(marginal site)에 대한 용량 계수를 기반으로 계산되었는데, 한계부지는 각 지역별로 크게 다를 수 있다. 이러한 기술의 수용력 요소 범위는 다음과 같다: 육상풍력 - 36~45%, 태양 광 PV - 21~32%, 태양열 - 11~26%. 균등화 비용은 건설현장 노동비율 및 자본 비용의 지역적 차이뿐만 아니라 자원 가용성에 의해 영향을 받는다.
출처: 미국 에너지 정보국, 연간 에너지 전망 2017, 2017년 1월, DOE/EIA-0383(2017).

부록 B: 2040 년에 서비스를 개시하는 발전소들에 대한 LCOE 와 LACE 표들

표 A1a. 2040 년에 서비스를 개시하는 발전소들의 새 발전 자원들에 대한 추정 LCOE (예상 용량 추가에 기초한 지역 값의 가중 평균)

2040년에 서비스를 개시하는 발전소들에 대한 미국 용량-가중치[1] 평균 LCOE(2016 $/MWh)

발전유형	용량 계수	균등화 자본 비용	고정 운영 &유지	가변 운영&유지 (연료포함)	송전 투자	총 시스템 LCOE	균등화 세액 공제	세액 공제 포함 총LCOE[2]
급전 기술들								
탄소 격리를 가진 석탄 30%[3]	----------NB----------							
탄소 격리를 가진 석탄 90%	----------NB----------							
천연가스 발화								
재래식 복합 싸이클	----------NB----------							
고급 복합 싸이클	87	11.7	1.3	41.8	1.0	55.8	NA	55.8
CCS를 사용한 고급 CC	----------NB----------							
재래식 연소 터빈	----------NB----------							
고급 연소 터빈	30	18.4	2.6	66.3	3.4	90.7	NA	90.7
고급 원자력	----------NB----------							
지열	91	24.7	16.5	0.0	1.5	42.6	−2.5	40.2
바이오메스	83	34.9	15.2	24.5	1.1	75.7	NA	75.7
비급전 기술들								
풍력 - 육상	42	44.4	13	0.0	2.9	60.3	NA	60.3
풍력 - 근해	----------NB----------							
태양 광[4]	24	45.3	10.4	0.0	3.8	59.5	−4.5	54.9
태양 열	----------NB----------							
수력전기[5]	37	43.4	2.9	3.3	1.3	50.9	NA	50.9

1) 용량 가중 평균은 기술 당 평균 균등화 비용이며, 각 지역에 온라인 상으로 제공되는 새로운 용량으로 가중치가 적용되었다. 각 지역의 생산 능력 증대는 2036-2040년에 기초한 것이다. 용량 추가가 예상되지 않는 기술들은 용량 가중 평균이 없으며 "NB"로 표시되거나 건설되지 않는다.

2) 세액 공제된 균등화 비용은 2019년에 서비스를 개시하는 발전소들에 대한 세액 공제가 반영되었으며, 표 1A에 주 2를 참조하시오. 모든 기술들이 세액 공제 대상은 아니며, 따라서 "NA"로 표시 되거나 혹은 사용할 수 없다.

3) 새로운 규정 (CAA 111b)으로 인해 기존의 석탄 플랜트는 특정 CO_2 배출 기준들을 충족해야하기 때문에 CCS 없이는 건설할 수 없다. 30% 제거 석탄 공장은 그 설계 발전소로부터 나오는 높은 배출과 관련된 위험을 나타내기 위해 자본 비용에 3% 포인트가 가산되는 것으로 추정된다.

4) 비용은 설치된 용량에 대한 그리드에 이용 가능한 순 AC전원으로 표현된다.

5) 설계된 대로 수력 발전소는 한 계절내에서 급전을 할 수 있기 위해 계절적 저장 시설이 있는 것으로 추정되지만 전체적인 운영은 지역 및 계절별로 이용 가능한 자원에 의해 제한된다.

출처: 미국 에너지 정보국, 연간 에너지 전망 2017, 2017년 1월, DOE/EIA-0383(2017).

표 B1b. 2040 년에 서비스를 개시하는 발전소들의 새 발전 자원들에 대한 추정 LCOE (지역 값의 단순 평균)

2040년에 서비스를 개시하는 발전소들에 대한 미국 용량-가중치 평균 LCOE(2016 $/MWh)

발전유형	용량 계수	균등화 자본 비용	고정 운영 &유지	가변 운영&유지 (연료포함)	송전 투자	총 시스템 LCOE	균등화 세액 공제	세액 공제 포함 총LCOE[1]
급전 기술들								
탄소 격리를 가진 석탄 30%[2]	87	77.7	9.3	34.6	1.2	122.8	NA	122.8
탄소 격리를 가진 석탄 90%	85	63.9	10.8	34.4	1.2	110.3		110.3
천연가스 발화								
재래식 복합 싸이클	87	11.8	1.4	45.6	1.2	60.0	NA	60.0
고급 복합 싸이클	87	12.6	1.3	43.2	1.2	58.3	NA	58.3
CCS를 사용한 고급 CC	87	22.4	4.4	53.9	1.2	81.9	NA	81.9
재래식 연소 터빈	30	34.5	6.6	66.8	3.5	111.4	NA	111.4
고급 연소 터빈	30	19.6	2.6	67.7	3.5	93.4	NA	93.4
고급 원자력	90	59.4	12.6	16.5	1.1	89.6	NA	89.6
지열	92	35.6	20.3	0.0	1.5	57.4	-3.6	53.8
바이오메스	83	37.1	15.2	37.5	1.3	91.0	NA	91.0
비급전 기술들								
풍력 - 육상	41	41.7	13.1	0.0	2.7	57.6	NA	57.6
풍력 - 근해	45	104.4	19.6	0.0	4.9	128.8	NA	128.8
태양 광[3]	24	45.3	10.4	0.0	3.8	59.5	-4.5	54.9
태양 열	20	154.2	44	0.0	6.1	204.3	-15.4	188.9
수력전기[4]	37	43.4	2.9	3.3	1.3	50.9	NA	50.9

1) 세액 공제된 균등화 비용은 2019년에 서비스를 개시하는 발전소들에 대한 세액 공제가 반영되었으며, 표 1A에 주2를 참조하시오. 모든 기술들이 세액 공제 대상은 아니며, 따라서 "NA"로 표시 되거나 혹은 사용할 수 없다.

2) 새로운 규정 (CAA 111b)으로 인해 기존의 석탄 플랜트는 특정 CO_2 배출 기준들을 충족해야하기 때문에 CCS 없이는 건설할 수 없다. 새로운 규정 (CAA 111b)으로 인해 기존의 석탄 플랜트는 특정 CO_2 배출 기준들을 충족해야하기 때문에 CCS 없이는 건설할 수 없다. CCS 제거의 두가지 수준은 각각, 30%와 90%로 설계된다. 30% 제거 석탄 공장은 그 설계 발전소로부터 나오는 높은 배출과 관련된 위험을 나타내기 위해 자본 비용에 3% 포인트가 가산되는 것으로 추정된다.

3) 비용은 설치된 용량에 대한 그리드에 이용 가능한 순 AC전원으로 표현된다.

4) 설계된 대로 수력 발전소는 한 계절내에서 급전을 할 수 있기 위해 계절적 저장 시설이 있는 것으로 추정되지만 전체적인 운영은 지역 및 계절별로 이용 가능한 자원에 의해 제한된다.

출처: 미국 에너지 정보국, 연간 에너지 전망 2017, 2017년 1월, DOE/EIA-0383(2017).

표 B2. 새 발전 자원들, 2040년에 서비스를 시작하는 발전소들에 대한 균등화 발전 단가(LCOE)의 지역적 변이

	총 시스템 균등화 발전단가(2016 $/MWh)				세액 공제가 있는 총 시스템 균등화 발전단가 범위[1](2016 $/MWh)			
발전유형	**최저**	**비가중치 평균**	**생산능력 가중치[2] 평균**	**최대**	**최저**	**비가중치 평균**	**생산능력 가중치 평균**	**최대**
급전 기술들								
탄소 격리를 가진 석탄 30%[3]	112.2	122.8	NB	180.4	112.2	122.8	NB	180.4
탄소 격리를 가진 석탄 90%	102.6	110.3	NB	124.6	102.6	110.3	NB	124.6
천연가스 발화								
재래식 복합 싸이클	54.8	60.0	NB	86.8	54.8	60.0	NB	86.8
고급 복합 싸이클	53.2	58.3	55.8	84.2	53.2	58.3	55.8	84.2
CCS를 사용한 고급 CC	65.9	81.9	NB	90.2	65.9	81.9	NB	90.2
재래식 연소 터빈	102.0	111.4	NB	152.1	102	111.4	NB	152.1
고급 연소 터빈	86.0	93.4	90.7	129.1	86	93.4	90.7	129.1
고급 원자력	87.1	89.6	NB	93.8	87.1	89.6	NB	93.8
지열	35.3	57.4	42.6	78.1	33.3	53.8	40.2	72.9
바이오메스	73.2	91.0	75.7	114.5	73.2	91.0	75.7	114.5
비급전 기술들								
풍력 - 육상	37.7	57.6	60.3	69.4	37.7	57.6	60.3	69.4
풍력 - 근해	111.8	128.8	NB	172.7	111.8	128.8	NB	172.7
태양 광[4]	48.1	69.4	59.5	115.1	44.6	63.9	54.9	105.4
태양 열	149.1	204.3	NB	314.8	137.8	188.9	NB	291.1
수력전기[5]	55.3	62.4	50.9	69.7	55.3	62.4	50.9	69.7

1) 세액 공제가 있는 균등화 비용은 2040에 사용할 수 있는 세액 공제를 반영하는데, 이는 1992년 Energy Policy Act에 기초한, 지열 및 태양 광 기술에 대한 영구적인 10% 투자 세액 공제를 포함한다.

2) 용량 가중 평균은 기술 당 평균 균등화 비용이며, 각 지역에 온라인 상으로 제공되는 새로운 용량으로 가중치가 적용되었다. 각 지역의 생산 능력 증대는 2017-2019년에 기초한 것이다. 용량 추가가 예상되지 않는 기술들은 용량 가중 평균이 없으며 "NB"로 표시되거나 건설되지 않는다.

3) 새로운 규정 (CAA 111b)으로 인해 기존의 석탄 플랜트는 특정 CO_2 배출 기준들을 충족해야하기 때문에 CCS없이는 건설할 수 없다. 새로운 규정 (CAA 111b)으로 인해 기존의 석탄 플랜트는 특정 CO_2 배출 기준들을 충족해야 하기 때문에 CCS 없이는 건설할 수 없다. CCS 제거의 두가지 수준은 각각, 30%와 90%로 설계된다. 30% 제거 석탄 공장은 그 설계 발전소로부터 나오는 높은 배출과 관련된 위험을 나타내기 위해 자본 비용에 3% 포인트가 가산되는 것으로 추정된다.

4) 비용은 설치된 용량에 대한 그리드에 이용 가능한 순 AC전원으로 표현된다.

5) 설계된 대로 수력 발전소는 한 계절내에서 급전을 할 수 있기 위해 계절적 저장 시설이 있는 것으로 추정되지만 전체적인 운영은 지역 및 계절별로 이용 가능한 자원에 의해 제한된다.
참고: 비급전 기술들에 대한 균등화 비용은 각 지역에서 설계된 한계부지(marginal site)에 대한 용량 계수를 기반으로 계산되었는데, 한계부지는 각 지역별로 크게 다를 수 있다. 이러한 기술의 수용력 요소 범위는 다음과 같다: 육상풍력 - 38~52%, 근해풍력 - 41~50%, 태양 광 PV - 21~32%, 태양열 - 11~26%, 그리고 수력전기 - 46~65%. 균등화 비용은 건설현장 노동비율 및 자본 비용의 지역적 차이뿐만 아니라 자원 가용성에 의해 영향을 받는다.
출처: 미국 에너지 정보국, 연간 에너지 전망 2017, 2017년 1월, DOE/EIA-0383(2017).

표 B3. 새 발전 자원들, 2040년에 서비스를 시작하는 발전소들에 대한 균등화 회피 발전 단가(LACE)의 지역적 변이

균등화 회피 단가 범위 (2016 $/MWh)				
발전 유형	**최저**	**비가중치 평균**	**생산능력 가중치[1] 평균**	**최대**
급전 기술들				
탄소 격리를 가진 석탄 30%[2]	57.4	66.8	NB	81.5
탄소 격리를 가진 석탄 90%	57.4	66.8	NB	81.5
천연가스 발화				
재래식 복합 싸이클	57.2	66.1	NB	81.3
고급 복합 싸이클	57.2	66.1	64.9	81.3
CCS를 사용한 고급 CC	57.2	66.1	NB	81.3
고급 원자력	57.3	65.8	NB	73.8
지열	56.7	68.7	75.7	80.8
바이오메스	57.2	66.1	70.8	80.8
비급전 기술들				
풍력 - 육상	50.3	60.9	59.8	75.8
풍력 - 근해	56.9	65.5	NB	83.8
태양 광[3]	49.7	72.2	73.4	91.2
태양 열	48.7	76.9	NB	101.3
수력전기[4]	56.9	62.9	46.4	68.0

1) 용량 가중 평균은 기술 당 평균 균등화 회피 비용이며 각 지역에 온라인 상으로 제공되는 새로운 용량으로 가중치가 적용되었다. 각 지역의 생산 능력 증대는 2036-2040년에 기초한 것이다. 용량 추가가 예상되지 않는 기술들은 용량 가중 평균이 없으며 "NB"로 표시되거나 건설되지 않는다.

2) 새로운 규정 (CAA 111b)으로 인해 기존의 석탄 플랜트는 특정 CO_2 배출 기준들을 충족해야하기 때문에 CCS없이는 건설할 수 없다. 30% 제거 석탄 공장은 그 설계 발전소로부터 나오는 높은 배출과 관련된 위험을 나타내기 위해 자본 비용에 3% 포인트가 가산되는 것으로 추정된다.

3) 비용은 설치된 용량에 대한 그리드에 이용 가능한 순 AC전원으로 표현된다.

4) 설계된 대로 수력 발전소는 한 계절내에서 급전을 할 수 있기 위해 계절적 저장 시설이 있는 것으로 추정되지만 전체적인 운영은 지역 및 계절별로 이용 가능한 자원에 의해 제한된다. 출처: 미국 에너지 정보국, 연간 에너지 전망 2017, 2017년 1월, DOE/EIA-0383(2017).

표 B4a. 2040 년에 가동 될 플랜트에 대한 용량 가중화 균등화 회피 발전 단가(LACE)와 용량 가중 균등화 발전 단가(LCOE)의 차이

	세액 공제를 가진 용량 가중치[1] LCOE와 용량 가중치 LACE의 비교(2016 $/MWh)		
발전 유형	**평균 LCOE**	**평균 LACE**	**평균 순액 차이[2]**
급전 기술들			
탄소 격리를 가진 석탄 30%[3]	----------NB----------		
탄소 격리를 가진 석탄 90%	----------NB----------		
천연가스 발화			
재래식 복합 싸이클	----------NB----------		
고급 복합 싸이클	55.8	64.9	9.1
CCS를 사용한 고급 CC	----------NB----------		
고급 원자력	----------NB----------		
지열	40.2	75.7	35.5
바이오메스	75.7	70.8	−4.9
비급전 기술들			
풍력 - 육상	60.3	59.8	−0.4
풍력 - 근해	----------NB----------		
태양 광[4]	54.9	73.4	18.5
태양 열	----------NB----------		

1) 용량 가중 평균은 기술 당 평균 균등화 회피 비용이며 각 지역에 온라인 상으로 제공되는 새로운 용량으로 가중치가 적용되었다. 각 지역의 생산 능력 증대는 2036-2040년에 기초한 것이다. 용량 추가가 예상되지 않는 기술들은 용량 가중 평균이 없으며 "NB"로 표시되거나 건설되지 않는다.

2) "평균 순 차이"는 LACE에서 LCOE를 뺀 평균 계산을 나타내는 것으로, 그 차이는 각 기술에 대한 세액 공제 비용을 기반으로 22개 지역 각각에 대해 계산된 것으로, 이 지역에서는 세액 공제가 가능하다. “범위 상의 차이”는 표 B2 및 B3에 나타낸 최소 값 사이의 차이에 기초하지만, 22개 지역의 각각에 대한 LACE 빼기 LCOE 계산으로 부터 도출된 하한 및 상한을 나타낸다.

3) 새로운 규정 (CAA 111b)으로 인해 기존의 석탄 플랜트는 특정 CO_2 배출 기준들을 충족해야하기 때문에 CCS없이는 건설할 수 없다. 30% 제거 석탄 공장은 그 설계 발전소로부터 나오는 높은 배출과 관련된 위험을 나타내기 위해 자본 비용에 3% 포인트가 가산되는 것으로 추정된다.

4) 비용은 설치된 용량에 대한 그리드에 이용 가능한 순 AC전원으로 표현된다.

표 B4b: 2040년 서비스를 개시하는 발전소에 대한 균등화 회피 발전 단가(LACE)와 균등화 발전 단가(LCOE)의 차이

세액 공제 및 비 가중 평균 LACE와 비 가중 평균 LCOE의 비교(2016 $/MWh)					
발전유형	평균 LCOE	평균 LACE	평균 순차이[1]	비 가중 차이의 범위[2]	
				최소	최대
급전 기술들					
탄소 격리를 가진 석탄 30%[3]	122.8	66.8	−56.1	−98.9	−42.0
탄소 격리를 가진 석탄 90%	110.3	66.8	−43.6	−61.6	−33.1
천연가스 발화					
재래식 복합 싸이클	60.0	66.1	6.1	−5.5	12.7
고급 복합 싸이클	58.3	66.1	7.8	−2.8	13.7
CCS를 사용한 고급 CC	81.9	66.1	−15.7	−23.7	−7.2
고급 원자력	89.6	65.8	−23.8	−36.3	−16.3
지열	53.8	68.7	14.9	−4.2	47.4
바이오메스	91.0	66.1	−24.9	−53.0	−1.7
비급전 기술들					
풍력 - 육상	57.6	60.9	3.3	−11.1	22.6
풍력 - 근해	128.8	65.5	−63.3	−103.1	−33.1
태양 광[4]	63.9	72.2	8.2	−32.3	32.4
태양 열	188.9	76.9	−112.0	−214.3	−57.2
수력전기[5]	62.4	62.9	0.5	−8.5	12.4

1) "평균 순 차이"는 LACE에서 LCOE를 뺀 계산의 평균을 나타내는 것으로, 그 차이는 각 기술에 대한 세액 공제 비용을 기반으로 22개 지역 각각에 대해 계산되며, 이 지역에서는 세액 공제가 가능하다.

2) 이 "차이의 범위"는 표2 및 표3에 나타낸 최소 값의 차이에 기초한 것이 아니라, 22개 지역 각각에 대한 LACE 마이너스 LCOE 계산에 의한 하한선과 상한선을 나타낸다.

3) 새로운 규정 (CAA 111b)으로 인해 기존의 석탄 플랜트는 특정 CO_2 배출 기준들을 충족해야하기 때문에 CCS없이는 건설할 수 없다. 30% 제거 석탄 공장은 그 설계 발전소로부터 나오는 높은 배출과 관련된 위험을 나타내기 위해 자본 비용에 3% 포인트가 가산되는 것으로 추정된다.

4) 비용은 설치된 용량에 대한 그리드에 이용 가능한 순 AC전원으로 표현된다.

5) 설계된 대로 수력 발전소는 한 계절내에서 급전을 할 수 있기 위해 계절적 저장 시설이 있는 것으로 추정되지만 전체적인 운영은 지역 및 계절별로 이용 가능한 자원에 의해 제한된다.

출처: 미국 에너지 정보국, 연간 에너지 전망 2017, 2017년 1월, DOE/EIA-0383(2017).

부록 2. BEIS Electricity Generation Cost Report

기업, 에너지 산업 전략 부

발전 비용

2016 년 11 월

발전 비용

2016 년 11 월

© Crown copyright 2016

귀하는 이 정보 (로고 제외)를 공개 정부 면허 조건에 따라, 어떤 형식이나 수단으로든 무료로 사용할 수 있습니다.

이 라이센스를 보려면, www.nationalarchives.gov.uk/doc/open-government-licence/를
방문하거나 또는 정보 정책 팀, 국립 문서 보관소, Kew, London TW9 4DU 로 메일을 보내거나,
또는 psi@nationalarchives.gsi.gov.uk.로 e-mail 을 보내시오.

이 간행물에 관한 문의 사항은 다음 주소로 보내 주시기 바랍니다.
generationcosts@beis.gsi.gov.uk

목차

소개 115

균등화 비용 계산법 118
'균등화 발전단가'의 정의 118
가스 및 디젤 기술에 대한 £ / kW 추정 120
데이터 소스 및 가정 120
감도 분석 127

모델링에서 데이터를 사용하는 방법 129
균등화된 비용은 불확실하다 129
부하 요인들 130
탄소 가격 130
전체 시스템 영향 131

발전 비용 추정 132
사례 1: 2020 년 NOAK 프로젝트 시운전, 기술 관련 최소수익률 134
사례 2: 2025 년 NOAK/FOAK 프로젝트 시운전, 기술 관련 최소수익률 136
사례 3: 2016, 2018, 2020, 2025, 2030, FOAK/NOAK 시운전, 기술관련 최소수익률 138
이전의 DECC 수평화 된 비용 견적과의 비교 139

민감도 분석 141

첨단 기술들 143

부록 1: 추가 견적 145
사례 1: 2020 년 시운전 프로젝트, 기술 관련 최소수익률 145
사례 2: 2025 년 시운전 프로젝트, 기술 관련 최소수익률 151
사례 3: 2016, 2018, 2020, 2025, 2030, FOAK/NOAK 시운전, 기술관련 최소수익률 158

부록 2: 대안 최소수익률과 2015 년 프로젝트 시작 견적 163
사례 4: 10% 최소수익률 균등화 비용 견적 164
사례 5: 3.5% 할인율 균등화 비용 견적 165
사례 6: 7% 할인율 균등화 비용 견적 166
사례 7: 2015 년에 시작하는 프로젝트, 균등화 비용 견적, 기술관련 최소수익률 167

부록 3: 주요 데이터 및 가정 168
최소 이익률 168
Arup 비용 업데이트에서 사용한 데이터 171
발전차액지원제도 (Feed-in-Tariffs) 비용 업데이트에서 사용 된 데이터 173
Leigh Fisher 비용 업데이트에서 사용한 데이터 173
주요 데이터 가정 173

소개

전력 생산 비용은 에너지 시장 분석의 기본 요소이며, 정책을 분석하고 설계 할 때 이러한 비용을 잘 이해하는 것이 중요하다.

기업, 에너지, 산업 전략 부(이하; BEIS)는 분석에 사용 된 다른 발전 기술들(이것들은 에너지 및 기후 변화 부서(이하; DECC)에 의해 이전에 공개된 바 있는 것들)에 대한 사양 및 비용 견적을 정기적으로 업데이트한다.
비용 데이터는 계획 비용, 건설 비용, 운영 비용 및 탄소 비용을 포함하는 발전소 하나의 총 수명[1] 동안에 해당하는 MW 용량(시간당 발전량) 또는 MWh 발전(하루 발전량) 당 상세 지출로 세분화된다.

2015 년 동안 DECC 는 균등화 비용 분석의 기초가 되는 가정들에 대해 몇 가지 주요 업데이트를 수행했다.

- NERA 경제 컨설팅은 DECC 에 전기 발전 기술들[2]에 적용될 수 있는 최소수익률에 대한 보고서를 제공했다.
- Arup 은 신 재생 기술들에 대한 DECC 의 비용 및 기술적 가정을 업데이트 한 보고서를 제공했다.[3] [4]
- FITS(2015)의 정기 검토를 위한 영향 평가는 발전차액지원제도에 해당하는 기술들(태양 광, 풍력, 및 수력)에 대한 데이터를 제공했다.[5]
- Parsons Brinckerhoff(PB)는 소규모 발전차액지원제도에 해당하는 광고 기술들[6]에 대한 데이터를 제공했다.
- Leigh Fisher(Jacobs 와 함께)는 비-재생 기술들에 대한 DECC 의 비용 및 기술적 가정을 업데이트 한 보고서를 제공했다.[7]

이 업데이트 된 세부 데이터는 BEIS 에서 각 기술에 대한 '균등화 비용'을 계산하는 데 사용된다. '균등화 비용'은 생산되는 전기의 MWh 당 발전소 수명 기간 동안의 평균 비용이다. 이것은 각 기술에 대한 일반 발전소의 구축, 운영 및 폐기 비용을 반영한다. 잠재적 인 수입원은 고려하지 않는다.[8]

---

[1] 사전 개발, 건설, 운영 및 해체 비용 포함.

[2] NERA 경제 컨설팅, 2016, *전기 발전 비용 및 최소수익률: Lot 1: 발전 기술에 대한 최소수익률*.

[3] Arup 2016, *재생 발전 비용 및 기술 가정 검토*

[4] 한 가지 예외는 AD 였는데, 여기서 BEIS 는 바이오 메탄 검토 (DECC 2014, 열차액지원제도 - 바이오 메탄 관세 검토 (영향 평가))를 기반으로 한 데이터를 사용했다.

[5] DECC 2015, 2015 발전차액지원제도 정기검토(영향평가)

[6] Parsons Brinckerhoff 2015 (DECC), 소규모 발전 단가 비용 업데이트.

[7] Leigh Fisher & Jacobs, 2016 년, 전기 발전 비용과 최소 이익률: Lot 3: 비 재생 가능 기술.

[8] CHP 기술에 대한 열 수익을 제외하고

전기 시장 개혁의 일환으로 도입 된 차액 계약(CfD)의 행정적 권리 행사 가격들이 보고서의 균등화 비용의 추정치와 다를 가능성이 있는 데에는 여러 가지 이유가 있음을 주목하는 것이 중요하다. 이 보고서에 요약 된 것처럼, 균등화 비용 가정은 행정적 권리 행사 가격의 계산에 대한 입력을 형성하지만, 균등화 비용들은 권리 행사 가격과 동일하지 않다. 행정적 권리 행사 가격들은 균등화 비용 증거를 사용하여 설정되지만, 또한 시장 상황 및 정책 고려 사항과 같은 다른 요소도 고려된다. 자세한 내용은 아래의 '모델링에서 데이터 사용 방법'섹션을 참조하라.

이 보고서는 다음과 같이 구성되어 있습니다.

- 첫 번째 섹션에서는 균등화 비용 추정치를 생성하는 데 사용 된 방법론, 데이터 및 가정에 대해 자세히 설명한다. 이 섹션에는 이러한 추정치들에 대한 몇 가지 제한사항들을 포함하여, 모델링에서 데이터를 사용하는 방법에 대한 설명 또한 포함한다.
- 두 번째 섹션에서는 BEIS 의 균등화 비용 모델과 투자자를 위한 기술 별 최소수익률을 사용하여 생성된 '균등화 비용' 추정치들을 제시한다.
- 세 번째 섹션에서는 다양한 비용 및 기술적 가정에 대한 균등화 비용 결과의 민감도에 대한 정보를 제공한다.
- 네 번째 섹션에서는 첨단기술에 대한 비용을 균등화 하기 위한 대안 척도(£/kW)를 제시한다.
- 이 보고서에는 균등화 비용 계산, 주 보고서에 포함되지 않은 기술에 대한 추가 추정치, 그리고 고려해야 할 몇 가지 시나리오 및 민감도에 대한 세부 정보를 보여주는 몇 개의 부록들이 있다. 또한 보다 일반적인 최소수익률(10%, 7% 및 3.5%) 및 특정 날짜(2015 년)에 시작하는 프로젝트에 대한 균등화 비용 산정을 포함하여 이 보고서의 이전 버전에 필적하는 정보를 제공한다.

현재 및 미래의 발전비용을 추정 할 때 많은 양의 불확실성이 존재함을 주목하는 것이 중요하다. 예를 들어:

- 비용에 대한 불확실성은 미성숙 한 기술의 경우 더 커질 것이다;
- 사이트 간 자본 및 운영 비용에 있어 변동들;
- 부하 요인 및 최소수익률에 대한 차이 및 불확실성.
- 관련 기술에 대한 연료 및 탄소 가격 궤적에 대한 불확실성; 그리고

이 보고서는 범위를 묘사함으로써 새로운 민감도 분석 섹션에서 위의 불확실성 중 일부를 포착하려고 시도했다. 그러나 모든 민감성과 불확실성의 원인들이 포착된 것은 아니다.
이 보고서에 제시된 균등화 비용 추정치의 범위는 BEIS 분석에 대해 강력하다고 생각하지만, 이러한 추정치들은 위에 언급된 불확실성 및 아래 열거된 추가적인 고려사항들을 일정 수준 고려하여 사용되어야 할 것이다.

- 계약자에 의한 분석은 2015 년에 크게 수행되었다.
- 앞에서 언급 한 바와 같이 신재생 기술들에 대한 균등화 비용 추정치를 이전의 동등한 BEIS(롬 DECC) 보고서와 비교 한 보고서내의 한 섹션은 이전 경험을 토대로 앞으로 가정 한 예상 비용 절감의 일부가 일부 기술, 특히 재생 에너지에 대해서는 보수적일 수도 있는 위험성이 있음을 보여준다. 앞으로 예상치 못한 비용 절감 및 기술적 개선, 최소수익률의 감소 및/또는 이전에 예상 한 것보다 빠르게 발생하는 기술적 진보가 일어 날 수도 있다.
- BEIS 는 이 보고서에서[9] 화석 연료 가격과 탄소 값을 업데이트했지만, 화석 연료 가격과 탄소 값은 상당한 불확실성이 있다. 다른 추정치들에 대한 시사점들이 보고서에 포함된 민감도 분석에서 실증된다.
- 이 보고서에 제시된 균등화 비용은 발전소(OCGT 와 왕복 기관들은 제외)의 최대 잠재력(가용성 순증가)을 일반적으로 반영하는 부하 계수 가정을 기반으로 한다.[10] CCGT 및 CCS 플랜트와 같은 유연한 기술이 낮은 부하 요소에서 작동하는 경우, 이들의 균등화 비용들은 여기에 제시된 비용들 보다 높다.

모든 추정치는 2014 년 실제 값이다.

[9] 이 보고서의 관련 섹션을 참조하시오.

[10] 풍력, 태양 광 (PV) 및 해양 기술에 대한 부하 요소는 그들이 간헐적인 발전 기술로 작용한다는 것을 반영한다.

균등화 비용 계산 법

'균등화 발전단가'의 정의

균등화 발전단가는 발전 자산의 소유권과 사용에 대해 할인된 평생 비용으로써,
£/MWh 단위의 발전 비용과 동일한 단위로 환산된다.

특정 발전 기술의 균등화 비용은 일반적인 발전소의 총 비용(자본 및 운영비 포함)의 비율로서, 발전소의 수명 기간 동안 생성 될 것으로 예상되는 총 전기량에 대한 비율이다. 둘 다 순 현재 가치 용어로 표현된다. 이것은 현재 비용 및 산출량과 비교할 때 미래 비용 및 산출물은 할인됨을 의미한다.

이것은 때로는 생명주기 비용이라고도 하며, "요람에서 무덤까지"라는 정의적 측면을 강조한다. 균등화 비용 추정치는 발전기들에 사용 가능한 수입원(예: 전기 판매로부터 또는 다른 출처로부터의 수익)을 고려하지 않는데, CHP 발전소에 대한 열 수익은 제외함으로써 전기 발전 비용 만 반영한다.

평준화 된 비용의 정의는 발전 자산의 소유자/운영자에게 발생하는 비용에만 해당되고, 부분적으로 다른 사람들에게 넘어갈 수 있는 더 넓은 비용인 시스템 균형 및 네트워크 투자의 전체 비용 또는 대기질의 영향 따위는 포함하지 않는다.

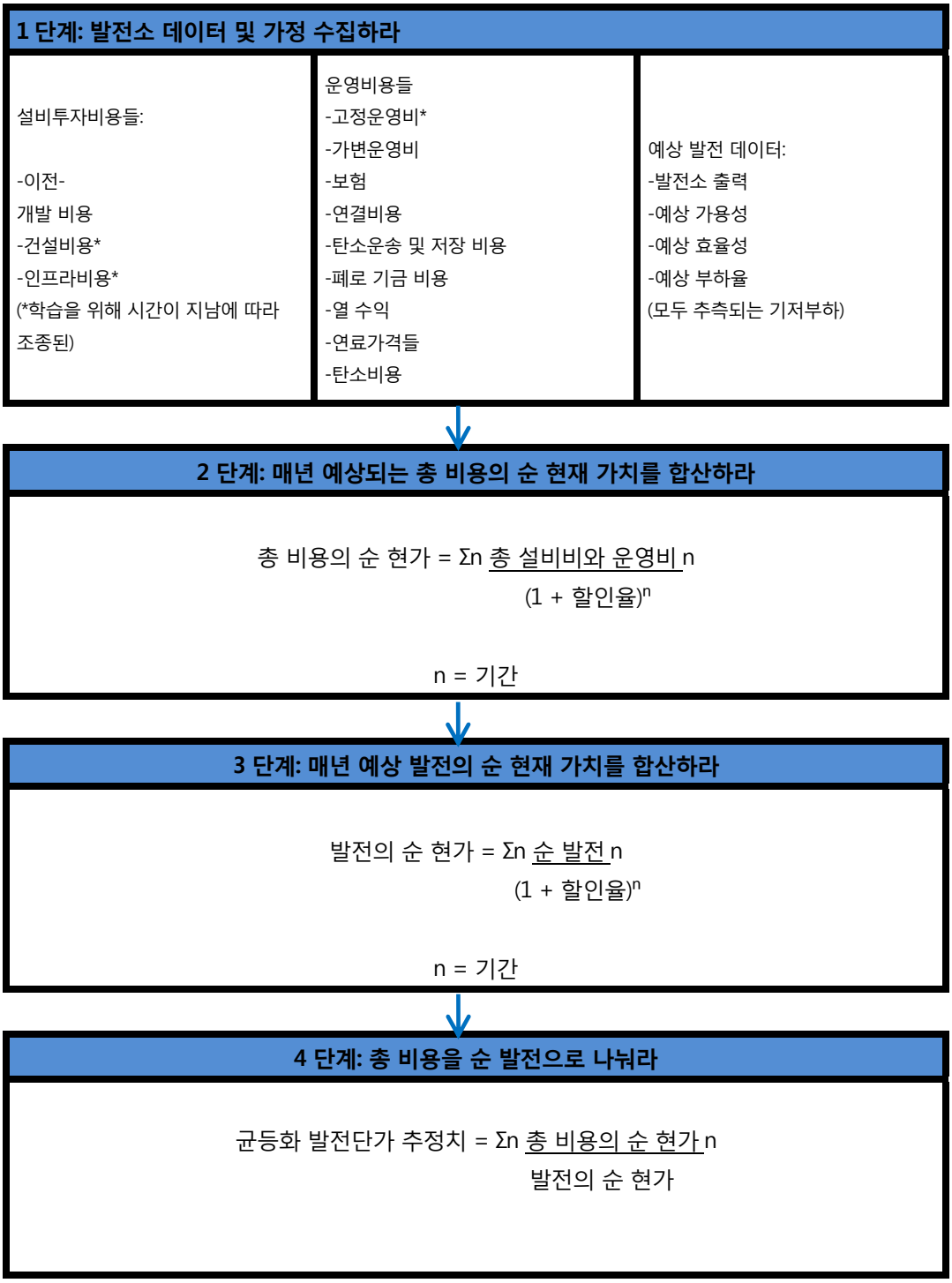
다음 페이지의 그림은 균등화 비용들이 높은 수준에서 어떻게 계산되는지를 보여준다.[11]

균등화 비용이 어떻게 계산되고 BEIS 의 균등화 비용 모델에 대한 자세한 정보는 섹션 4.2 Mott MacDonald(2010)을 참조하시오.[12]

[11] 이 표에서 순 전기 발전은 총 발전량에서 전력이 전기 네트워크로 수출되기 전의 내부 발전 손실/사용량을 뺀 값을 나타낸다는 것에 주의하라.

[12] Mott MacDonald, 2010, *영국 발전 비용 업데이트*.

차트 1: 균등화 비용들


1 단계: 발전소 데이터 및 가정 수집하라
설비투자비용들:
-이전-
개발 비용
-건설비용*
-인프라비용*
(*학습을 위해 시간이 지남에 따라 조종된)
운영비용들
-고정운영비*
-가변운영비
-보험
-연결비용
-탄소운송 및 저장 비용
-폐로 기금 비용
-열 수익
-연료가격들
-탄소비용
예상 발전 데이터:
-발전소 출력
-예상 가용성
-예상 효율성
-예상 부하율
(모두 추측되는 기저부하)
2 단계: 매년 예상되는 총 비용의 순 현재 가치를 합산하라
총 비용의 순 현가 = Σn 총 설비비와 운영비 n / (1 + 할인율)^n
n = 기간
3 단계: 매년 예상 발전의 순 현재 가치를 합산하라
발전의 순 현가 = Σn 순 발전 n / (1 + 할인율)^n
n = 기간
4 단계: 총 비용을 순 발전으로 나눠라
균등화 발전단가 추정치 = Σn 총 비용의 순 현가 n / 발전의 순 현가

가스 및 디젤 기술에 대한 £/kW 추정

균등화 비용에 대한 대안으로써, 사전 개발 기간부터 운영 종료 시까지의 고정 비용을 포함하는 £/kW 측정(건설, 사전 개발 및 고정 운영 비용)은 첨단 기술(개방 사이클 가스터빈 (Open Cycle Gas Turbines) 및 왕복 엔진)), 뿐만 아니라 비교를 위해 복합 사이클 가스터빈(CCGT)에 대해서도 제시된다[13]

균등화 비용과 달리, 이 측정은 발전을 무시고, 그래서 연료비, 탄소 비용 및 기타 변동 비용을 제외한다. 이 측정은 발전이 수요에 따라 달라질 가능성이 높은 기술(예를 들어, 첨단 기술)을 비교하는 데에 틀림없이 더 적합하다.[14]

데이터 소스 및 가정

데이터 소스

다음 데이터 소스 및 가정들은 이 보고서에 제시된 균등화 비용 추정치를 계산하기 위해 사용되었다.

부속 3 은 BEIS 의 발전 단가 추정치들, 그리고 BEIS 전기 시장 모델링에서 사용된 자본 비용 및 운영 비용의 전체 목록을 통보하기 위해 사용 된 데이터에 관한 추가 설명을 제공한다.
이 부록에는 총 부하율[15], 발전소 가용성, 건설 및 가동 기간, 최소수익률 및 실효 세율 추정치들이 열거되어 있다.

이 보고서의 모든 비용은 2014 년도 값으로 표시된다.[16]

최소수익률

NERA Economic Consulting 은 DECC 에 2015 년부터 개발을 시작하는 프로젝트에 대한 최소수익률에 관한 보고서를 제공했다. 이것은 BEIS 가 모든 기술에 걸쳐 적용한 최소수익률을 전달했다. [17] [18]
발전차액지원제도(Feed-in Tariffs) 기술의 경우, BEIS 는 소규모 FIT(Feed in Tarff) 기술에 대한

[13] 이 측정 기준은 다른 계약 기간, 부하 율 및 도매 가격 기대치 및 기타 수익 원들을 비롯한 다양한 요인을 반영한 용량 시장 결과를 설명하기 위한 것이 아니다.

[14] IEA / NEA 는 그 시스템의 신뢰도 표준을 충족시키고 건설 된 발전소에 대한 비용의 기준점을 제공하기 위하여 자신들이 칭하는 '용량의 균등화 비용'을 측정하기 위한 유사한 $/kW 측정 기준을 산출했는데, 이는 매우 드물게 생성된다. IEA 와 NEA, *전기 발전 예상 비용 2015*.

[15] 이것은 발전소가 운영을 위해 이용 가능 할 때 설치된 용량의 백분율로 발전된 전기의 비율이다. (총 부하 율) 부록은 발전소 가용성 및 총 부하 율을 결합한 순 하중 계수에 대한 정보를 제공한다.

[16] 이전의 DECC 발전 비용 보고서 (2013 년 12 월)는 비용에 대해 2012 년 값을 사용했다.

[17] NERA 경제 컨설팅, 2016, *발전 비용 및 최소수익률: Lot 1: 발전 기술들에 대한 최소수익률*.

[18] 양수발전 기술을 제외하고 (원래 NERA 작업에서 다루지 않은).

데이터를 제공 한 FITS(2015)의 정기 검토를 위한 영향 평가에서 제시된 증거를 활용했다.[19]
추가 정보는 아래의 '재무 및 최소수익률' 섹션 안에서 위 두 가지 증거 기반에 대해 제공된다.

신재생 기술들:
Arup 은 2015 년부터 2030 년까지 FID 에 도달하는 프로젝트에 대한 대규모 재생 기술에 대한 BEIS 의 비용 및 기술적 가정을 업데이트 한 보고서를 제공했다.[20]

일부 기술의 경우 BEIS 가 사용하지 않기로 결정한 결과를 Arup 가 제공했음을 주의해야 한다. 이것은 부록 3 에 좀 더 설명되어있다.

FITS 기술(AD 제외)의 경우에, 우리는 최근의 협의 운동에 대한 위 정부의 응답에서 제시된 증거를 사용했다. 이것은 태양광, 바람 및 수력을 포함합니다. 혐기성 소화(AD)에 대해 우리는 최근 Parsons Brinckerhoff 보고서를 사용했다.[21]

비 재생 기술들:
Leigh Fisher 는 2015 년과 2030 년 사이에 FID 에 도달하는 프로젝트에 대한 비 재생 기술에 대한 BEIS 의 비용 및 기술 가정을 업데이트 한 보고서를 제공했다. 일부 기술의 경우 Leigh Fisher 는 BEIS 가 사용하지 않기로 결정한 결과를 제공했다. 이것은 부록 3 에 더 설명되어있다.

BEIS 는 연료 및 폐기 비용, 탄소 가격을 제공했다. Leigh Fisher 가 발표 한 균등화 비용 결과는 DECC 2016 화석 연료 가격과 업데이트 된 탄소 가격(둘 다 곧 제공될 것임)에 기반을 두고 있음을 주목하시오. 이것들은 화석 연료 가격 및 탄소 값을 개정하기 위해 업데이트 되었다 (아래 추가 정보).

추가 추정치들:
기준 분석을 위해 다음과 같은 핵심 가정이 사용되었다:

- 연료 및 탄소 가격: BEIS 의 업데이트 된 예상 화석 연료 가격 및 BEIS 의 기존 우라늄 연료 가격이 사용된다. 가스 및 석탄 발전소의 경우 2020/21 까지의 총 탄소 가격은 2016 EU-ETS 탄소 가격 전망과 탄소 가격 지원(CPS) 비율의 합으로 표시된다. 이 후자는 2019/20 까지 18 파운드/tCO2, 최근 정부 발표에 따라 2020/21 년 인플레이션으로 18 파운드/tCO_2 로 상승했다. 모델링의 목적을 위해 우리는 2020/21 이후의 총 탄소 가격은 실질적인 수준으로 일정하다고 가정했다. 그러나 예상 EU ETS 가격은 2020 년 중반의 총 탄소 가격을 초과하고

[19] DECC 2015, *FITs 2015 (Impact Assessment) 정기 검토*.

[20] 몇 가지 사례에서, Arup 은 기존 데이터를 사용 해야 했다(Arup 보고서에 언급 됨)는 것에 주의하시오. Arup 은 또한 관련 재생 기술에 대한 연료 가격 및 징수 수수료(gate fees)를 제공한다.

[21] Parsons Brinckerhoff 2015 (DECC), *소규모 발전단가 비용 업데이트*.

2030 년에는 35 파운드/tCO_2에 달한다 (2012 년 가격).[22] 결과적으로 우리는 EU ETS 가격이 총 탄소 가격을 초과하는 그 시점에서부터 2030 년까지, 가스 및 석탄 부문이 직면 한 탄소 가격이 EU ETS 가격과 일치한다고 가정한다. 2030 년 이후에는 총 탄소 가격이 선형적으로 증가하여 2050 년에 200 파운드/t (2012 년 가격)에 도달한다.[23] [24] [25]

- 핵 폐기 및 폐기물 비용: 기존 BEIS 추정치들
- 열 수익: 회피 보일러 비용 접근법에 기반한 기존 BEIS 방법론.[26]

모든 비용 견적은 2014 년 실제 값입니다.

미래 비용 예측들

시간이 지남에 따라 기술 비용이 어떻게 진화 할 것인가에 대한 상당한 불확실성이 있다. 일반적으로 미래의 각기 다른 발전 기술의 자본 및 운영 비용에 대한 추정치들은 기술 별 학습 속도 및 전 세계와 영국의 배치 수준에 대한 기대와 가정에 의해 주도된다.

위에서 언급 한 데이터 소스는 분석에 사용 된 학습 및 배포 시나리오에 대한 자세한 정보를 제공한다. 주요 비용 범주의 경우 이 보고서는 2015 년과 2030 년 사이에 자본 비용이 어떻게 발전할 것으로 예상되는지에 관한 정보를 제공한다.[27]

제시된 모든 추정치는 다른 언급이 없는 한, Nth of a Kind(NOAK)라고 불리는 기존 발전소들에 해당하는 것들이다. 예외는 탄소 포집 및 저장(CCS) 그리고 핵에 대한 추정치이며, 상용발전소(FOAK)의 기술이 성숙된 발전소(NOAK)를 기반으로 표시된다. 영국에서 상업적 경험이 없는 이러한 기술의 경우, FOAK 은 시범 프로젝트가 아닌 영국 내 첫 번째 발전소로 정의되었다. 이러한 기술의 경우, FOAK 비용은 국제 및 시범 프로젝트에서 얻은 경험을 가정한다.[28] [29] 특히 CCS 는 새로운 기술이며 비용은 따라서 영국에서 입증 된 실적을 가진 확립 된 기술보다 본질적으로 더 불확실하다.

---

[22] HMG 는 CPS 정책의 미래 방향을 계속 고려하고 있다. 예산 2016 은 CPS 비율을 2020/21 로 발표했다. 이 이상의 비율은 설명적인 가정을 제공한다.

[23] 2030 년에 £ 35/t 에서 2050 년에 £ 200/t 로 상승하는 탄소 가격 시나리오는 기후 변화 완화에 대한 전 지구적 협약이 있고 전 세계 탄소 시장이 출현한다는 것을 가정한다. 보다 저렴한 온실 가스 감축 기회가 점진적으로 사라짐에 따라 탄소 가격이 상승 할 것으로 예상된다. 탄소 균일 가격 시나리오는 예시적인 대안 시나리오다.

[24] 탄소 값에 대한 자세한 내용은 https://www.gov.uk/government/collections/carbon-valuation--2 를 참조하시오.

[25] 탄소 가격 하한 제(CPF)는 북 아일랜드에서는 적용되지 않는 것에 주의 하시오.

[26] Mott MacDonald, 2010, *영국 발전 비용 업데이트.*

[27] Arup 2015 는 또한 일부 기술의 운영 비용이 시간이 지남에 따라 어떻게 발전 할 것으로 예상되는지에 관한 정보를 제공한다.

[28] 이 문서에 제시된 CCS (Carbon Capture and Storage)에 대한 모든 추정치는 상업용 발전소의 CCS 비용을 설명하기 위한 것이다. 실제로 CCS 가 먼저 성공적으로 시연되었을 것이다. 초기 CCS 데모 프로젝트 비용에 대한 추정치는 포함하지 않았다.

[29] FOAK 에서 NOAK 로 비용이 이동하는 기간은 전제 된 학습 속도와 건설 속도에 전적으로 의존한다. 원자력에 대해서는 (2030 년부터 시운전을 하는) NOAK 로 이동하는 것으로 가정했다. 실제로 이것은 우리가 가정 한 것보다 늦게 발생할 수 있다. CCS 에 대한 FOAK 와 NOAK 사이의 움직임은 더욱 불확실하며 이 보고서에서는 FOAK 견적만을 사용했다.

또한 CCS 비용은 개별 발전소들의 특성뿐만 아니라, 운송 및 저장 인프라가 이들 발전소들 간에 공유되는 그 정도에 따라 달라진다. 일부 FOAK 발전소들은 기존의 석유 및 가스 시설에 적응할 수 있지만, 다른 발전소들은 운송 및 보관을 위한 새로운 인프라를 구축해야 할 수 있다. 그러므로 Leigh Fisher 가 제공 한 CCS FOAK 운송 및 저장 비용은 공유 인프라에 대한 접근을 가정하는 낮은 사례(the low case)와 더불어, 이러한 불확실성을 반영하는 반면, 중심적 사례들(the central and high cases)은 대신에 새로운 인프라를 구축해야 한다고 가정한다. Leigh Fisher 는 불확실성을 반영하는 범위를 제공하지만, NOAK CCS 비용은 공유 인프라에 대한 액세스를 가정한다.
따라서 운송 및 저장 비용은 일반적으로 인프라를 개발을 위한 미래 정부 정책 및 민간 부문의 조치, 그리고 제 3 자 접근에 대해 청구에 달려있다. 이런 맥락에서, 장기적 수준의 초기 프로젝트에서 낮은 비용 CCS 를 가능하게 하기 위해서는 미래의 프로젝트가 활용할 수 있는 초과 크기의 운송 및 저장 인프라를 의도적으로 포함 할 수 있다는 점을 주목할 필요가 있다. 이것은 초기 프로젝트의 비용을 증가시킨다.
이 보고서에서 해양 기술 (파도 및 조류)에 대한 모든 균등화 비용은 2025 년부터 시작하는 상업 프로젝트의 시운전 비용을 설명한다. 이 보고서에서 사용되는 기술 별 최소수익률의 경우, 이는 상업용 프로젝트에 대한 최소수익률들이다.

부하요인들
균등화 비용들은 부하율에 대한 가정에 민감하다.

풍력, 태양 광(PV) 및 해양 기술에 대한 부하 요소는 간헐적 인 발전 기술로 작용한다는 것을 반영한다. 비 재생 기술을 보고하기 위해, OCGT 및 왕복 엔진을 제외하고, 발전소는 높은 부하 계수(즉 가용성에 따라)를 기준으로 작동한다고 가정한다. 발전소의 실제 부하 계수는 나이, 전원 구성 및 보조금의 영향을 포함한 다양한 범주의 요소에 따라 달라질 수 있다. OCGT 와 왕복 엔진은 최첨단 발전소(더 높은 시스템 스트레스의 시간에 작동)로 작동된다고 가정한다.

핵심 기술에 대해 추정된 부하율은 부록 3 에 열거되어있다.

자금조달 및 최소수익률

현재 최소수익률
위에서 언급했듯이, DECC 는 모든 발전 기술들에 걸친 최소수익률에 관한 BEIS 증거 자료를 업데이트하기 위한 보고서를 마련하고자 NERA 경제 컨설팅과 계약을 했다.

BEIS 는 최소수익률을 세금을 내기 전 실질 조건으로 정의한다. 이 비율들은 발전소 소유자가 프로젝트의 수명 기간 동안 세 전 실질 기준으로 요구할 수 있는 최소 프로젝트 수익으로 정의된다.[30]

이 NERA 보고서는 BEIS 가 2015 년에 사전 개발을 시작한 프로젝트의 각 기술에 대해 사용할 수 있는

[30] 예를 들어, 폭등 되지 않는 세 전을 기초로 한

제안된 최소수익률 범위를 제공했다. NERA 는 분석 결과 발생하는 불확실성을 반영하기 위해 포인트 추정치보다는 최소수익률에 대한 범위를 제공했다. 이는 상대적으로 낮은 설문 응답률, 조사 응답의 잠재적 편향성, 투자자들이 가격위험과 최소수익률을 설정하는 방법상에 차이, 그리고 이러한 요구 수익률을 게시 된 벤치 마크와 비교하는 데 따르는 어려움을 반영했다.

권고안을 개발하는 데 사용 된 NERA 조사에 대한 응답은 인식 된 위험에 추가 된 지원(예: CfD)을 위한 경쟁적인 계약 할당 프로세스의 정부 도입에서 발생하고 있는 프로젝트 투자자들의 위험에 대한 증가된 인식을 나타낸다. 이 요인을 반영하여 NERA 는 경쟁 계약 할당 환경에서 DECC 에 최소수익률을 제공하여 경쟁 계약 할당 환경에서 다른 '성공' 요금을 책정하는데, 여기서 성공률이란, NERA 에 따르면, 정부 지원에 대한 경쟁 입찰에서 성공할 확률을 나타낸다.[31]

그러나 BEIS 는 배분 위험에 대한 제안 된 영향을 차액 배분 프로세스에 대한 계약의 경쟁적 본질과 조화시키는 것은 어렵다고 본다. NERA 의 제안은 배분 프로세스가 더욱 경쟁적이 되면 최소수익률이 더 높게 증가하고 입찰자가 경매에서 더 높은 지원 수준을 추구하게 된다는 것을 암시한다.[32] 반대로, 우리는 경쟁 압력이 추구하는 지원 수준을 낮추기를 기대한다. 또한 가장 비용 효과적인 프로젝트가 경매에서 더 큰 성공을 거둘 것으로 기대하는 것이 합리적 일 수 있다. 그럼에도 불구하고 BEIS 는 Levy Control Framework 예산의 크기가 CfD 경매에 접근 할 수 있는 기술들에게 고유한 정책 위험이라는 것을 분명히 인식한다.

위의 주장을 동료 평가자[33]의 지침과 함께 고려하여 다음과 같은 접근 방식을 채택했다.

- 대부분의 신 재생 기술, FOAK CCS, 그리고 원자력의 경우, BEIS 는 향후 CfD 경매 예산과 관련하여 투자자가 직면 할 수 있는 불확실성을 설명하기 위해 NERA 보고서의 75 % 성공률 최소수익률을 사용했다. 원자력에 대해서는 NERA(부록 3 참조)에 적용되는 세율보다 낮은 실효 세율을 적용하여 NERA 의 75 % 성공률 최소수익률을 조정했는데, 이는 선행 자본 비용이 프로젝트 비용의 상당 부분을 차지하고 있는 기술에 대한 KPMG 의 증거와 일치한다.[34] NOAK CCS, 전용 바이오 매스/혼소(co-firing), 지열, 파도 및 조류 흐름 기술에

[31] NERA 는 높은 성공률은 오직 가장 경쟁력 있는 프로젝트 만이 개발 되기 위해 조정하는 비즈니스 모델을 반영 할 수 있다고 설명한다.

[32] 이는 지원 범위 또는 시장에서의 많은 입찰자들을 포함하여, 다양한 범위의 문제로 인해 발생할 수 있다.

[33] Derek Bunn 교수 (런던 비즈니스 스쿨)와 Ania Zalewska 교수 (University of Bath)는 NERA 의 연구에 대해 두 가지 독립적인 평가를 수행했다. 이것들은 NERA 2015 보고서와 함께 BEIS 웹 사이트에서 입수 할 수 있다. 둘 다 적절한 최소수익률을 결정하는 데 어려움을 인식했지만 균형에 있어서 NRA 범위의 하단부에 최소수익률을 적용하는 것을 지지했다. Bunn 교수는 여러 가지 이유로 "NERA 범위의 최 하위를 향해 가치를 부여한다"고 제안했으며 Zalewska 교수는 "모든 범위에서 보고서의 수치상에 약간의 음영 넣기"을 제안했습니다. Bunn 교수는 또한 "DECC 가 성공 확률에 따라 최소수익률에 배분 위험 프리미엄을 추가한다고 산업계가 생각한다면 많은 수의 비경쟁적 입찰을 장려 할 수 있는 도덕적 해이 가있을 수 있다"고 지적했다.

[34] KPMG 2013, *전기 시장 개혁: 재생 가능한 기술에 대한 실효 세율 검토*.

대해서도, 우리는 또한 NERA 가정에서부터 출발했다. 이러한 변화의 근거에 대한 더 자세한 정보는 부록 3 을 참조하시오.

- NERA 보고서(기존의 열 발전 및 전용 바이오 매스/혼소)가 적용되는 다른 모든 기술의 경우 BEIS 는 NERA 보고서의 100% 성공률 최소수익률을 사용하는 것이 가장 적절하다고 본다. 이러한 기술에 대한 100% 성공 최소수익률의 사용은 현재 GB 도매 시장에 내재 된 "누락 된 돈"문제를 해결하는 것이 목적인 용량시장(Capacity Market)이 프로젝트 위험(심지어 정부 개입이 없다고 하더라도, 여전히 실패한 프로젝트의 비율이 될)에 추가되지는 않을 것이라는 BEIS 의 견해를 반영하고 있다. 대조적으로, CfD 경매 프로세스는 GB 도매 시장이 제공 할 수 없는 외부 효과, 심지어 도매시장이 제대로 작동 할 때조차도 – 가령 더 높은 비용, 저 탄소 발전과 같은 외부효과를 다루기 위해 존재한다.
- 양수 된 저장고는 NERA 보고서의 적용을 받지 않았으며, BEIS 는 다른 공개 된 증거를 사용했다. 이 최소수익률은 단기간에서 중기적으로 검토가 유지 될 것이다. 추가 정보는 부록 3 에 나와있다.

최소수익률에 대한 BEIS 의 가정은 부록 3 에 제시되어있다.

최소수익률 예측

최소수익률에 대한 예측에 있어 추가적인 불확실성을 반영하여, NERA 는 향후 다양한 정책 시나리오에 기반하여 2030 년까지의 최소수익률에 대한 세 가지 가능한 궤도를 BEIS 에 제공했다. 두 동료 리뷰[35] 모두 2030 년까지의 최소수익률을 정확하게 예상하는 것이 어렵다는 점을 강조했다.

NERA 가 지적한 바와 같이 미래의 최소수익률의 방향을 고려할 때 반대 방향으로 작용하는 요소가 있을 수 있다. 리포트에 NERA 가 표시 한 시간 경과에 따른 무 위험 비율의 증가 가능성은 다른 곳에서의 위험 개선(예: 학습)으로 상쇄 될 수 있으며, 그 순 효과는 예측하기가 매우 어렵다.
이를 바탕으로 BEIS 는 최소수익률이 현재와 2030 년 사이에 낮게 유지된다고 가정한다.[36]

발전차액지원제도 기술들

FIT 기술에 사용 된 최소수익률 가정은 FIT Review[37]의 일부로 2015 년에 수집 된 증거에 기반을 둔 것 인데, 이는 먼저 독립 컨설턴트 인 WSP Parsons Brinckerhoff ("PB")가 실시한 설문 조사와 그 다음으로 협의 응답을 통한 것이었다.[38] FIT 최소수익률 가정에 대한 증거는 세 가지 주요 투자자

[35] 위의 각주 3 을 참조하시오.

[36] Zalewska 교수는 그녀의 동료 평가에서 "2030 년의 비율이 2015 년의 비율보다 높은 이유는 분명하지 않다"고 논평했다. Bunn 교수는 동료 평가에서 2030 년의 궤적에 대해 Low 시나리오로 기울어 질 것이라고 언급했다.

[37] 이것은 FITs 기술 비용, 전기 가격 예측 및 목표 수익률이 여전히 적절한지를 재평가하기 위해 BEIS 가 주 Aid 승인하에 매 3 년마다 수행을 위해 착수한 검토다.

[38] FIT 최소수익률의 전체 범위에 대한 더 자세한 정보는 관세 동향 체계 (Far-in-Tariff Scheme)에 대한 검토에 관한 정부의 대응을 수반하고 있는 영향 평가 부록 A 에 나와있다.

카테고리 전반에 걸쳐 수집되었는데, 이는 각각, 국내, 상업 및 유틸리티 분야에 해당하는 것으로, 여기서 "상업적" 투자자 범주라고 하는 것은 에너지 전문가가 아닌 중소기업 (예: 사무실이나 공장을 소유하고 현장에 재생 전기 설비를 개발할 것을 선택하는 사업체들)을 말하는 것인데 반해, "유틸리티"카테고리는 에너지 전문가를 지칭하며 유틸리티 및 독립 신재생 에너지 개발자를 모두를 포함한다.

이 보고서의 목적을 위해, 평균 국내 최소수익률은 태양 광 발전소의 균등화 비용을 10kW 미만으로 계산하기 위해 사용되었지만, 국내 데이터 포인트는 다른 FIT 기술 및 프로젝트 크기에 대한 계산을 위해서는 배제되었는데, 왜냐면 그 포인트들은 매우 작은 규모의 시설에만 적용되기 때문이다. 따라서 모든 상업용 및 유틸리티 데이터 포인트를 결합하여 얻은 데이터 세트의 평균은 태양 광 발전 <10kW 를 제외하고는 다른 모든 FIT 기술의 균등화 비용 계산에 사용되었다.

추가 배경

이 보고서의 과거 판에서 DECC 는 다른 기관[39]에서 작성한 보고서의 선례와 일치하는 모든 기술에 대해 표준 10% 할인율을 사용하여 균등화 된 비용 추정치를 제시했다.

실제로 개별 프로젝트의 최소수익률은 자금 조달 유형, 프로젝트 개발자, 금융 시장의 조건, 기술의 성숙도 및 위험을 포함한 다양한 요소에 따라 달라질 수 있다. 결과적으로 이 보고서에서는 기술 별 최소수익률을 사용하여 균등화 비용 산정에 중점을 두었다.[40] [41]

타이밍

균등화 비용 산정을 살펴볼 때 그 산정이 프로젝트 타이밍 및 어떤 민감도 (있을 경우)가 포함되어 있는지를 고려하는 것이 중요하다. 이에 대해서는 아래에서 자세히 설명한다.

'프로젝트 시작', '재무 마감' 및 '시운전'을 포함하여 프로젝트와 관련된 이정표에 대해 균등화 된 비용 추정치가 보고 될 수 있다. 5 년의 개발 전 기간과 5 년간의 건설 기간을 가진 예시 기술에 대해서는 아래 차트 1 에 나와 있다.

예를 들어, 만약 이 기술의 균등화 비용이 2015 년부터 시작하는 프로젝트에 대해 £ 50/MWh 라고 한다면, 이 균등화 비용은 2020 년에 재정적으로 마감되는 프로젝트의 경우 £ 50/MWh 으로 보는 것과 같은데, 이것은 아래의 차트 1 에 설명되어 있다.

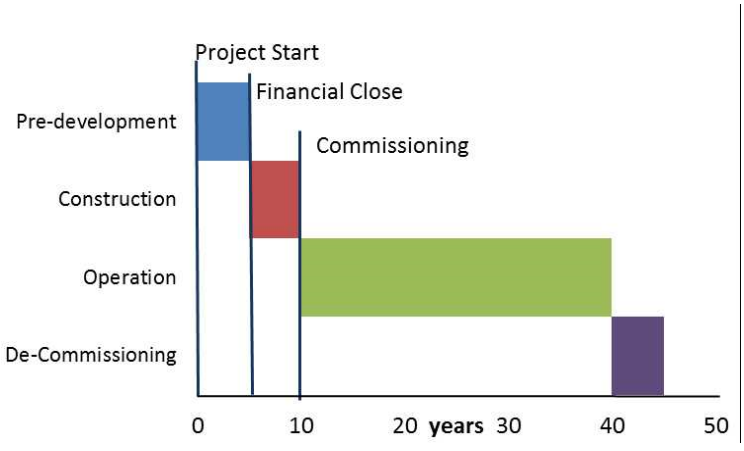
[39] For example, IEA 2015, *Projected Costs of Generating Electricity*

[40] 이러한 기술 관련 최소수익률 추정치는 이 보고서의 이전 판에도 제시되었다.

[41] 이전 보고서의 비교자인 BEIS 는이 보고서의 부록 2 에서 선택된 기술에 대한 이러한 10 % 최소수익률 추정치를 다시 한번 제시한다. 우리는 다른 보고서(예: 위의 IEA 2015)에서 산출 된 견적에 대한 비교기로서, 7 % 및 3.5 %의 최소수익률로 추정치를 제시했다.

개발 이전 및 건설시기는 기술에 따라 달라질 수 있으므로 서로 다른 기술에 대한 '프로젝트 시작'또는 '재정적 마감[42]'에 대해보고 된 추정치는 서로 같은 해에 시 운전하지 않을 수 있다. 부록 3 에는 주요 기술에 대한 개발 전 및 시공시기에 대한 중앙 평가가 제시되어있다.

차트 2: 타이밍 예



감도분석

균등화 비용 견적은 자본 비용, 연료 가격, 탄소 비용, 운영 비용, 부하 요인 및 할인율 관련 데이터 및 가정들을 포함하여 사용된 기본 데이터 및 가정에 매우 민감하다. 따라서 종종 다음과 같은 범위를 고려하는 것이 더 적절하다. 따라서 종종 포인트 견적보다는 다양한 비용 견적을 고려하는 것이 더 적절하다.

이러한 민감도 중 일부를 설명하기 위해 추정 범위가 표시되었다. 탐구된 주요 감도는 다음과 같다:

고 그리고 저 자본 비용들(개발 전 포함)

명시되지 않은 한, 이 보고서의 모든 '높은' 그리고 '낮은' 추정치는 '높은' 및 '낮은' 개발 전 비용을 포함하는 '높은' 및 '낮은' 자본 비용을 통합한다. 또한 비 재생 기술의 경우, Leigh Fisher 는 이러한 기술[43]에 사용 된 높은 자본 비용 추정과 낮은 자본 비용 추정에 대한 비용 궤도를 제공했다.

또한 기술에 대한 서로 다른 자본 비용 산정의 범위는 재생 가능 기술과 재생 불가능한 기술간에 서로 다른 해석을 가짐을 유의해야 한다. 재생 가능 에너지의 경우, 실제 공급 곡선 범위(예를 들어, 다양한

[42] 재무 마감은 주요 금융 투자 결정 또는 FID 포인트로도 알려져 있다.

[43] 가스 및 왕복 엔진 기술의 경우 시간이 지남에 따라 높은 수준과 낮은 수준의 비용은 궤도에 영향을 미친다(예: 주요 보고서의 사례 3). CCS 와 원자력의 경우, 그것은 2030 년에 있을 시운전 프로젝트(2025 개 프로젝트는 Leigh Fisher 의 기본 가정을 반영한다)의 중앙, 높은 그리고 낮은 견적에 영향을 미칠 것이다.

운영비, 최소수익률 및 부하 요인으로부터)에 대해서 상당한 불확실성이 있다. 비 재생 기술의 경우, 자본 비용 범위는 주어진 프로젝트에 대해 불확실성을 나타낸다. 또한 비 재생 기술에 대한 모든 추정치는 상세한 원가 발견 프로세스를 통해 명백해질 수 있는 현장 별 고려 사항들을 반영하지 않는다는 점에 유의해야 한다.

고/저 연료 및 자본 비용

일부 기술(예: CCGT, CCS, 바이오 매스 및 폐기물 기술)의 경우 연료비가 균등화 비용의 주요 원동력이다. 이를 입증하기 위해 연료 비용과 설비 투자 비용에 대한 불확실성을 탐구하는 민감성이 제공된다.

토네이도 그래프

앞서 언급했듯이 균등화 비용 결과는 기본 구성 요소 및 가정의 변경에 매우 민감하다. 이러한 감도의 크기를 설명하기 위해 핵심 구성 요소의 중앙 추정치에서 10 % 상향 또는 하향 이동으로 인한 균등화 비용의 변화를 보여주는 토네이도 그래프가 표시되거나, Arup 과 Leigh Fisher 에 의해 제공되는(다른 모든 가정을 일정하게 유지하는 동안) 이러한 핵심 요소의 고, 저 범위를 사용하여 토네이도 그래프가 표시된다.

모델링에서 데이터를 사용하는 방법

이 보고서에 제시된 추정치는 서로 다른 발전 기술의 비용에 관한 높은 수준의 시각을 제공하기 위한 것이다.

실제로, BEIS 의 DSI (Dynamic Dispatch Model)를 포함한 BEIS 의 전기 시장 모델링은 '균등화 비용 추정' 그 자체를 사용하지 않는다. 대신에 프로젝트의 재정적 인 마감 시점에서 위에 언급된 균등화 비용 산정에 포함 된 동일한 자본 지출(capex) 및 운영 비용(opex) 가정을 사용하여, 민간 투자 결정을 견본으로 한다; 화석 연료, 탄소 및 도매 전기 가격에 대한 투자자들의 기대에 대한 가정; 정책에 의한 재정적 인센티브, 예를 들어, 신재생 에너지 사용의무화(Renewable Obligation) 또는 CfDs.

투자 결정 모델을 만들기 위해, 잠재적 발전소의 내부 수익률이 기술 별 최소수익률에 비교된다. 위에서 언급했듯이 이 보고서의 이번 버전은 이제 이러한 기술 별 최소수익률에 중점을 둔다. 기술 별 최소수익률은 각기 다른 기술에 대한 다양한 자금 조달 비용을 반영한다.

기술 별 최소수익률에서의 이러한 추정치는 기술 간 비용 차이를 반영한다. CCGT 와 같은 유연한 기술이 보다 낮은 하중 요소에서 작동하는 경우, 이들의 균등화 비용은 여기에 제시된 비용들보다 높을 것이다.

균등화 비용은 불확실하다

균등화 비용 견적은 자본 비용, 연료 및 탄소 비용, 운영 비용, 운영 프로파일, 부하 요인 및 할인율 관련 데이터 및 가정에 매우 민감하다. 이것 안에서, 다른 기술은 다른 입력 가정에 민감하다. 미래의 균등화 비용 추정치는 서로 다른 발전 기술 및 기술 별 학습 율 가정들에 대한 가정들에 의해 크게 좌우된다.

이 보고서는 주요 추정치와 관련된 범위를 통해 이러한 불확실성의 일부를 포착한다. 추정치에 따라, 비용범위가 CAPEX 및 연료에 대해 제시되며, 토네이도 그래프는 다른 가정에 대한 민감도를 보여준다. 그러나 모든 불확실성들이 이러한 범위들 안에서 포착되는 것은 아니며, 추정치들은 이러한 맥락에서 판단되어야 한다. 포인트 추정보다는 비용 범위를 고려하는 것이 종종 더 적절하다.

균등화 비용은 현장 특유의 것이 라기보다는 일반적이라는 점에 유의해야 한다. 예를 들어 토지 비용은 우리의 추정에 포함되지 않으며 비록 시스템 비용의 사용은 포함되나, 그들은 평균 기준으로 계산된다.
균등화 비용은 파업 가격이 아니다. 이 보고서의 평준화 된 비용 추정치는 전기 시장 개혁의 일환으로 도입 된 차등 계약(CfD)에 따라 특정 기술이나 발전소에 대한 미래의 행정상 행사

가격의 징후를 제공하지 않는다. CfD 는 특정 기간 동안 '권리 행사 가격'으로 알려진 고정 가격 수준에서 특정 발전소에 대한 수익을 안정화 한다. 여기에 균등화 비용의 형태로 요약 된 것과 같은 발전 비용 데이터는 특정 기술에 적용 할 수 있는 최대 행사 가격 인 행정상 행사 가격 설정에 있어 하나의 투입요소다. 시장 조건 및 정책 고려 사항을 포함하는 다른 입력요소들에는 다음과 같은 것들이 포함될 수 있다:

- 수익 가정들;
- BEIS 의 균등화 비용 정의에 포함되지 않은 기타 비용(예: 토지 비용);
- 길이 및 위험 할당을 포함하는 CfD 계약 기간;
- 융자 비용(기술 별 최소수익률로 계산 된 균등화 비용 안에 반영된);
- 업계에서 발행 한 연구 또는 데이터와 같은 기타 관련 정보;
- 산업 내 개발; 그리고
- 광범위한 정책 고려 사항.

여기에 사용 된 발전 비용 데이터는 행정상 행사 가격 설정 프로세스의 일부로 사용 된 데이터와 다를 수 있다. 이것은 특히 프로젝트 별 원가 발견 프로세스가 수행되는 곳이다. 이는 사이트 별, 매우 세분화 된 비용 평가를 반영하는 반면, 여기의 견적은 보다 높은 수준의 일반 사항을 반영한다. 이러한 모든 이유로, 여기에 제시된 균등화 비용은 CfD 에 대해 설정된 행정상 행사 가격과 상당히 다를 수 있으므로 잠재적 파업 가격에 대한 지침으로 볼 수는 없다.

부하 요인

이 보고서에 제시된 균등화 비용은 일반적으로 발전소의 최대 잠재력(OCGT 및 왕복 엔진 제외)을 반영하는 부하 계수 가정에 기반한다. CCGT 와 같은 유연한 기술이 낮은 하중 요소에서 작동하는 경우, 이들의 균등화 비용은 여기에 제시된 것보다 높다.

the BEIS Dynamic Dispatch Model(DDM)에서는 지원 메커니즘에 맞게 조정 된 단기 한계 비용에 따라 장점 곡선의 급전(dispatch) 모델링에 기반하여 내재적으로 부하 요소가 결정되는 것에 주목해야 한다.

탄소 가격

위에서 언급했듯이 BEIS 는 예산 2016 에 따라 CPS 에 대해 최신의 계획을 사용했으며, 2030 년

이후 BEIS 분석은 전 세계가 기후 변화 대응에 관한 글로벌 협약의 후원 하에 2050 년에 완전하게 운영되는 글로벌 탄소 시장을 향한 경로에 있다고 가정한다. 이로 인해 2030 년 이후에 전 세계적으로 거래되는 탄소 시장 가격이 상승하게 되고(저렴한 저감 옵션이 사용됨에 따라) 전 세계적인 저감에 대한 요구는 산업혁명 이전 수준인 섭씨 2 도 이하의 온도 상승 목표를 달성하기에 충분하다.[44]

전체 시스템 영향

이 보고서에 제시된 균등화 비용 추정치는 전기 발전소가 전력 시스템에 부과 할 수 있는 보다 광범위한 긍정적 또는 부정적 영향을 모두 고려하지 않았다. BEIS 는 발전 기술의 전체 시스템 영향에 대한 BEIS 의 이해를 체계화하기 위한 별도의 프로젝트를 수행했다. 이것은 곧 발표 될 예정이다.

[44] 이 시나리오에 대한 탄소 가격 값은 GLOCAF 모델을 사용하는 BEIS 에 의한 모델링에 기인한다. 또한 정책 감정 목적으로 정부의 탄소 가격 값으로 사용된다. 자세한 내용은 평가 안내서를 참조하시오: https://www.gov.uk/government/policies/using-evidence-and-analysis-to-inform-energy-and-climate-change-policies/supporting-pages/policy-appraisal.

발전 원가 추정

이 절에서는 기술 별 최소수익률에 따른 균등화 발전 비용의 분석을 요약한다.

일반 할인율로 기술 간 균등화 비용을 비교 한 추정치는 부록 2 에 제시되어있다. 이 후자의 접근 방식은 평가가 자금 조달 및 위험 측면에서 중립적 인 것으로 간주되도록 한다. 이 접근 방식은 다른 조직에서 작성한 보고서에 사용 된 '전통'과 일치한다. 위에서 언급 한 바와 같이 이러한 추정치는 기술 간 재무 비용의 차이를 반영하지 않는다.

이 섹션은 주로 향후 몇 십 년 동안[45] 영국에 배치 될 주요 기술에 중점을 둔다. 주요 보고서에서 다루지 않은 기술에 대한 추정치는 부록 1 에서 찾아 볼 수 있다.

아래의 모든 사례에 대한 균등화 비용 추정치는 BEIS 균등화 비용 모델을 사용하여 계산되었다. 다음 '사례'가 보고서에 관한 이 섹션에서 고려된다.

표 1: 균등화 비용 사례들

사례 번호.		
1	2020 년 시운전 예정 프로젝트들 (NOAK)	기술 별 최소수익률
2	2025 년 시운전 예정 프로젝트들 (FOAK)	
3	2016 년 시운전 예정 프로젝트들 2018, 2020, 2025, 2030 (NOAK AND FOAK)	

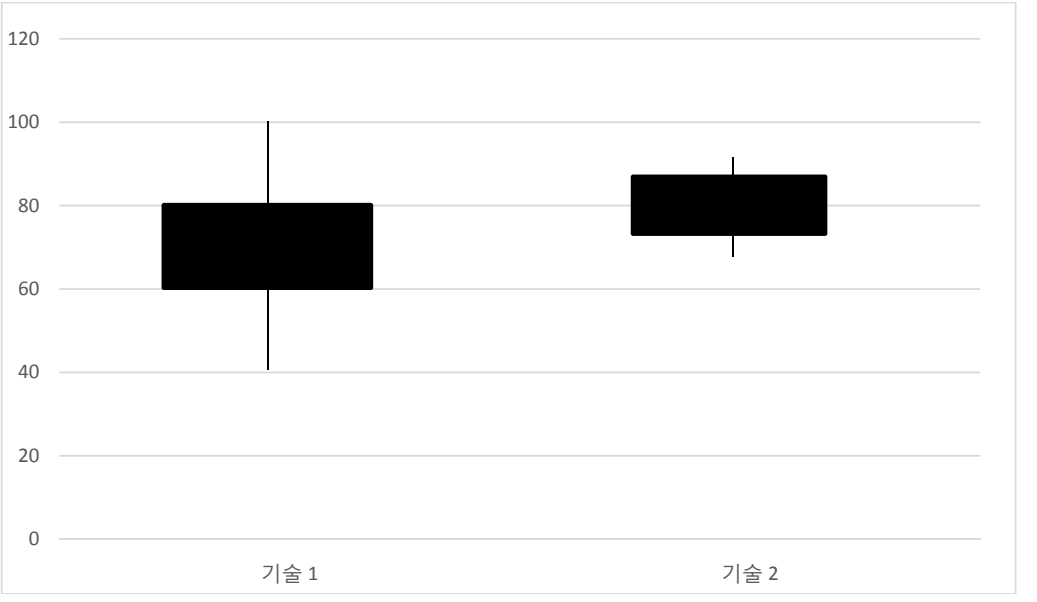
아래 사례 1 과 2 는 각각 2020 년과 2025 년에 시운전되는 NOAK 및 FOAK 프로젝트의 수준별 비용을 보여준다(기술 별 장애물 등급 기준).

차트 4 와 6 은 중앙 비용 견적의 내역을 보여 주지만, 반면에 차트 5 와 7 은 이러한 견적의 자본 비용[46]과 자본 및 연료 비용에 대한 민감도를 보여준다. 후자의 경우 (아래 그림 참조) 두꺼운 블록은 설비 투자(개발 전 포함) 비용에 대한 '높음/낮음' 민감도를 나타내며 가는 선은 설비 투자비용에 대한 불확실성의 상단에 연료 가격 주변의 '높음/낮음' 민감도를 나타낸다(사전 개발 포함).

[45] 탄소 포집 및 저장에 유의하시오. 우리는 대부분의 배치가 예상되는 유형을 설명하기보다는 주 보고서에서 3 가지 유형의 화석 연료 발전소와 세 가지 주요 유형의 포집 프로세스를 설명했다.

[46] 개발 전 비용 포함.

차트 3: 감도 예



재생 가능한 기술의 경우 여러 비용과 기술적 인 가정이 프로젝트마다 다르므로 실제 공급 곡선 범위(예: 운영비, 최소수익률 및 부하 요인의 변화)에서 불확실성이 상당하다. 비 재생 기술의 경우 자본 비용 범위는 주어진 프로젝트의 불확실성을 나타낸다.

비 재생 기술에 대한 모든 추정치는 일반 비용 데이터를 반영하고 상세한 원가 발견 프로세스를 통해 명확해질 수 있는 현장 별 고려 사항을 반영하지 않는다는 점에 유의 해야 한다.

게다가, 위에서 설명한 바와 같이, 이러한 균등화 된 비용은 파업 가격의 유일한 결정 요인이 아니며, 따라서 미래의 행사 가격에 대한 지침으로 볼 수 없다.

이 차트에 사용 된 수치는 각각 2020 년과 2025 년 시운전을 위한 것으로 표 1 과 2 와 표 3 과 4 에서 찾아 볼 수 있습니다. 이러한 균등 비용 가정을 계산하기 위해 사용 된 가정은 부록 3 에 요약되어있다.

사례 1: 2020 년에 시운전되는 NOAK 프로젝트, 기술 별 최소수익률[47]

차트 4: 2020 년에 시운전되는 프로젝트의 수준별 비용 산정, 기술 별 최소수익률, £/MWh

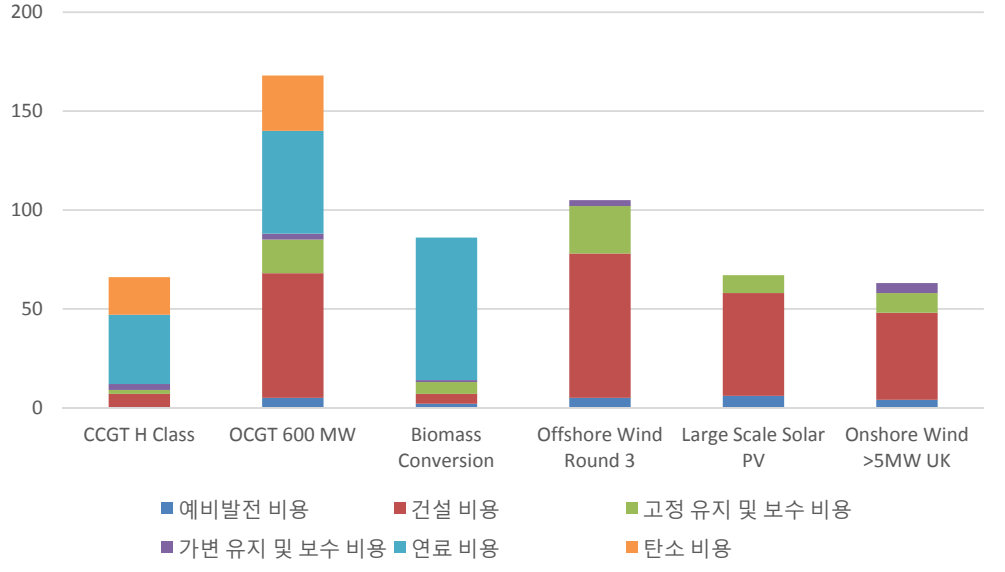
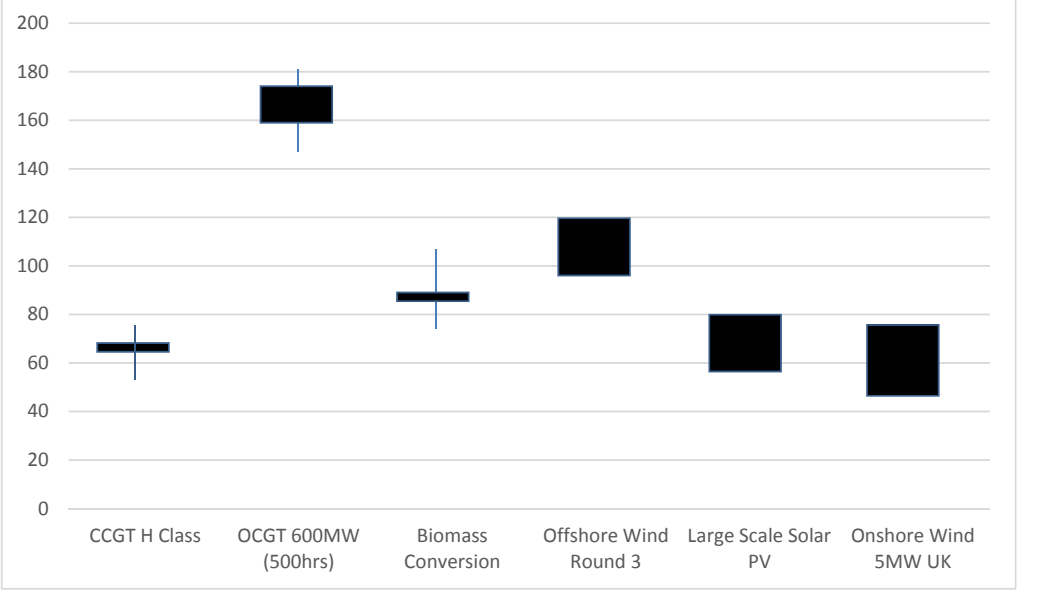


차트 5: 2020 년 NOAK 프로젝트 시운전, 기술 별 최소수익률, 감도, £/MWh 에 대한 균등화 비용 산정



[47] 이 추정치는 이 보고서의 텍스트에서 강조 표시된 민감도 및 불확실성의 맥락에서 보아야 한다.

표 2: 2020 년에 시운전 되는 NOAK 프로젝트, 기술 별 최소수익률, £/MWh 의 균등화 비용

	CCGT H Class	OCGT 600MW (500hrs)	Biomass Conversion	Offshore Wind Round 3	Large Scale Solar PV	Onshore Wind >5MW UK
예비발전비용	0	5	2	5	6	4
건설비용	7	63	5	73	52	44
고정 O&M	2	17	6	24	9	10
가변 O&M	3	3	1	3	0	5
연료 비용	35	52	72	0	0	0
탄소 비용	19	28	0	0	0	0
총합	66	166	87	106	67	63

표 3: 2020 년에 시운전 되는 NOAK 프로젝트, 기술 별 최소수익률, 민감도, £/MWh 의 균등화 비용

	CCGT H Class	OCGT 600MW (500hrs)	Biomass Conversion	Offshore Wind Round 3	Large Scale Solar PV	Onshore Wind >5MW UK
높은 설비투자비	68	174	88	119	80	76
중간	66	166	87	106	67	63
낮은 설비투자비	65	161	85	93	59	47
높은 설비투자비, 고 연료	76	187	108			
낮은 설비투자비, 저 연료	53	143	78			

사례 2: 2025 년 시운전 되는 NOAK/FOAK 프로젝트, 기술 별 최소수익률[48]

차트 6: 2025 년 시운전 되는 프로젝트의 수준별 비용 산정, 기술 별 최소수익률, £/MWh

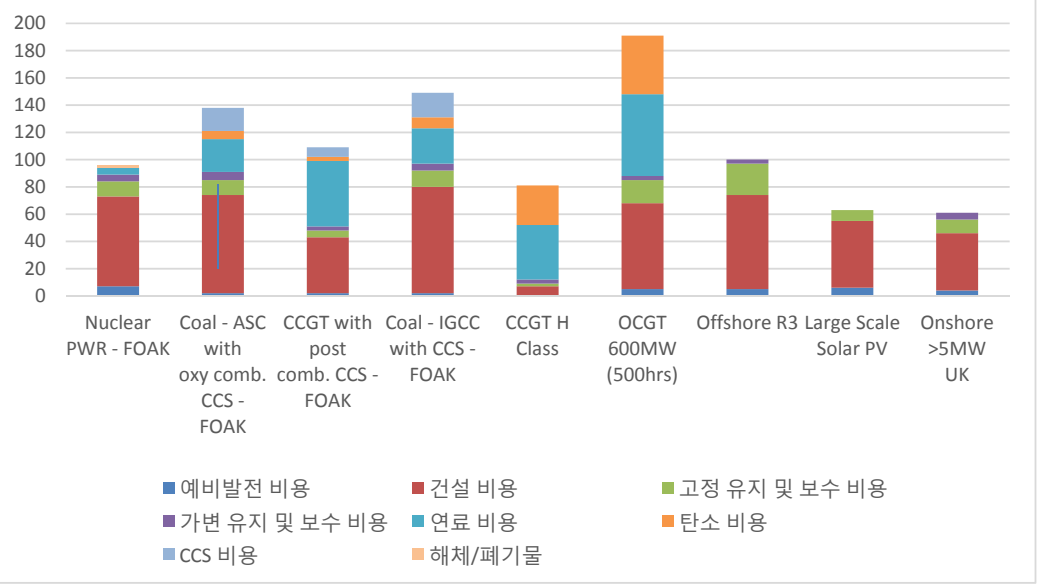
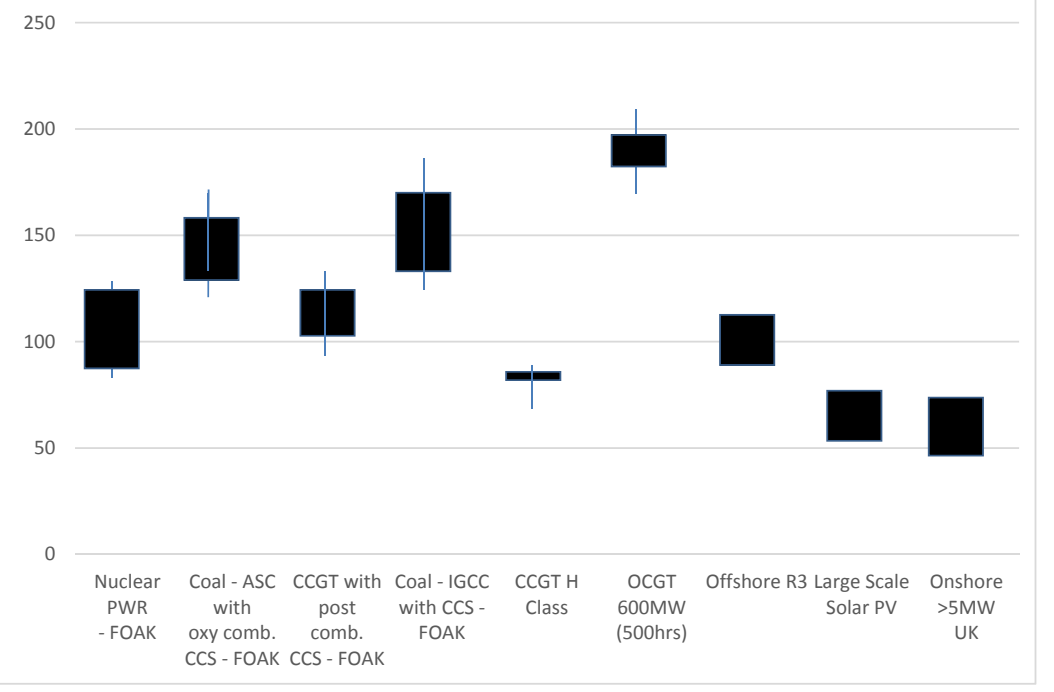


차트 7: 2025 년에 시운전되는 프로젝트의 수준별 비용 산정, 기술 별 최소수익률, 민감도, £/MWh



[48] 이 추정치는 이 보고서의 텍스트에서 강조 표시된 민감도 및 불확실성의 맥락에서 봐야 한다.

표 4: 2025 년에 시운전되는 프로젝트의 수준별 비용 산정, 기술 별 최소수익률, £/MWh

	Nuclear PWR - FOAK	Coal - ASC with oxy comb. CCS - FOAK	CCGT with post comb CCS - FOAK.	Coal - IGCC with CCS - FOAK	CCGT H Class	OCGT 600MW (500hrs)	Offshore R3	Large Scale Solar PV	Onshore > 5MW UK
예비발전비용	7	2	2	2	0	5	5	6	4
건설비용	66	72	41	78	7	63	69	49	42
고정 O&M	11	11	5	12	2	17	23	8	10
가변 O&M	5	6	3	5	3	3	3	0	5
연료 비용	5	24	48	26	40	60	0	0	0
탄소 비용	0	6	3	8	29	43	0	0	0
CCS 비용	0	17	7	18	0	0	0	0	0
해체/폐기물	2	0	0	0	0	0	0	0	0
총합	95	136	110	148	82	189	100	63	61

표 5: 2025 년에 시운전되는 프로젝트의 수준별 비용 산정, 기술 별 최소수익률, 민감도, £/MWh

	Nuclear PWR - FOAK	Coal - ASC with oxy comb. CCS - FOAK	CCGT with post comb CCS - FOAK.	Coal - IGCC with CCS - FOAK	CCGT H Class	OCGT 600MW (500hrs)	Offshore R3	Large Scale Solar PV	Onshore > 5MW UK
높은 설비투자비	123	158	123	171	83	198	113	76	74
중간	95	136	110	148	82	189	100	63	61
낮은 설비투자비	85	125	102	137	80	182	88	55	46
높은 설비투자비, 고 연료	124	169	132	183	90	209			
낮은 설비투자비, 저 연료	84	120	85	132	66	160			

사례 3: 2016 년, 2018 년, 2020 년, 2025 년, 2030 년, FOAK/NOAK 시운전 및 기술 별 최소수익률[49]

다른 에너지 기술 시운전 또는 운전 시작에 대한 비용 비교를 허용하기 위해, 같은 해 Case 3 (표 5)에서 2016 년, 2018 년, 2020 년, 2025 년 및 2030 년에 시운전하는 프로젝트의 균등화 비용을 보여준다. 최소수익률이 적용되었다. '높음'과 '낮음' 추정치는 오직 설비 투자 비용에 대한 민감도를 나타낸다.

위에서 설명한 바와 같이, 이러한 균등화 된 비용은 행사 가격의 유일한 결정 요인이 아니므로 잠재적 행사 가격에 대한 지침으로 보아서는 안 된다.

또한 비 재생 기술에 대한 모든 추정치는 상세한 원가 발견 프로세스를 통해 명백해질 수 있는 현장 별 고려 사항을 반영하지 않는다는 점에 유의 해야 한다.

[49] 이 추정치는 이 보고서의 텍스트에서 강조 표시된 민감도 및 불확실성의 맥락에서 봐야 한다.

표 6: 2016 년, 2018 년, 2020 년, 2025 년 및 2030 년에 시운전 되는 프로젝트, 기술 별 최소수익률, £/MWh, 최고치 및 최저치에 대한 균등화 비용은 고/저 자본 및 개발 전 비용 추정치를 반영한다.

시운전		2016	2018	2020	2025	2030
CCGT H Class	높은	58	62	68	83	100
	중간	57	61	66	82	99
	낮은	56	60	65	80	97
OCGT 600MW (500hrs)	높은	159	166	174	198	224
	중간	152	159	166	189	214
	낮은	148	154	161	182	207
Biomass Conversion	높은	88	88	88	N/A	N/A
	중간	87	87	87	N/A	N/A
	낮은	85	85	85	N/A	N/A
Offshore Wind Round 3	높은	136	129	119	113	109
	중간	121	114	106	100	96
	낮은	107	101	93	88	85
Large Scale Solar PV	높은	94	84	80	76	73
	중간	80	71	67	63	60
	낮은	71	62	59	55	52
Onshore Wind>5MW UK	높은	81	79	76	74	72
	중간	67	65	63	61	60
	낮은	50	49	47	46	45
Nuclear PWR - FOAK 2025 NOAK 2030	높은	N/A	N/A	N/A	123	99
	중간	N/A	N/A	N/A	95	78
	낮은	N/A	N/A	N/A	85	69
Coal - ASC with oxy comb. CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	158	146
	중간	N/A	N/A	N/A	136	131
	낮은	N/A	N/A	N/A	125	123
CCGT with post comb. CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	123	120
	중간	N/A	N/A	N/A	110	111
	낮은	N/A	N/A	N/A	102	105
Coal - IGCC with CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	171	159
	중간	N/A	N/A	N/A	148	144
	낮은	N/A	N/A	N/A	137	135

이전의 DECC 균등화 비용 견적과의 비교

앞에서 언급했듯이 이 보고서에 포함 된 균등화 비용 견적은 불확실하다. 이전의 경험에 비추어 볼 때, 일부 기술, 특히 재생 에너지의 경우 앞으로 예상되는 비용 절감의 일부는 보수적 일 수 있는 위험이 있다.

예를 들어, 태양 광 발전 및 해양 및 육상 풍력의 경우 아래의 표는 이전 DECC 추정치 (DECC 2013)[50]과 2016 년, 2020 년 및 2030 년 시운전(2014 년 값)에 대한 '본 보고서'의 수정 된 BEIS 추정치를 비교한다.

모든 시운전 연도에 대한 이전 추정치 대비 예상 비용에 있어 대규 감소가 있었음을 볼 수 있다. 이는 예상치 못한 비용 절감 및 이러한 기술의 기술적 개선, 최소수익률 감소와/또는 이전에 예상 한 것보다 빠른 속도로 진행되는 진행 상황을 반영합니다(예를 들어, 가속화 된 글로벌 및 국내 배치로 인해).

표 7: 2016 년, 2020 년 및 2030 년에 시운전 되는 프로젝트에 대한 균등화 비용 추정치상에 변경은 기술 별 최소수익률, £/MWh, 최고치 및 최저치는 높고 낮은 자본 및 개발 전 비용 추정치를 반영한다.

시운전		2016		2020		2030	
		DECC 2013	This report	DECC 2013	This report	DECC 2013	This report
Large Scale Solar PV	높은	116	94	98	80	73	73
	중간	108	80	92	67	69	60
	낮은	101	71	86	59	65	52
Onshore Wind>5MW UK	높은	108	78	104	76	100	72
	중간	88	64	85	63	82	60
	낮은	72	48	69	47	67	45
Offshore Wind Round 3	높은	179	123	158	119	140	109
	중간	155	109	136	106	120	96
	낮은	137	96	119	93	104	85

[50] https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/269888/131217_Electricity_Generation_costs_report_December_2013_Final.pdf

민감도 분석

균등화 비용 상에 변화를 보여주기 위해 선택된 기술에 대한 토네이도 그래프가 아래에 제시되어 있는데 이는 다음과 같은 결과를 보여준다:

- Leigh Fisher 와 Arup 이 제공하는 매개 변수의 범위와 연료 가격 민감도에 대한 BEIS 데이터.
- 다른 모든 요소를 일정하게 유지하면서 핵심 구성 요소의 중앙 추정치에서 10 % 상향 또는 하향 이동. 이것은 어떤 기본 가정이 각 기술에 대해 가장 '중요' 한지를 보여준다.

검사되는 민감도는 다음과 같습니다; 최소수익률, 순 부하 율[51] (또는 CCGT, CCS 및 원자력의 경우에, 가용성)[52], 자본 지출(설비 투자), 운영 및 유지 비용(총 O + M), 연료 가격 및 탄소 가격. 파란 막대는 가정에 있어서 감소의 영향을 보여 주며 주황색 막대는 가정에 있어서 증가의 영향을 나타낸다. 주요 결과 중 일부는 다음과 같다.

높고/낮은 데이터 범주:

자본 비용(개발 전 및 인프라 포함): Arup 또는 Leigh Fisher 는 이 가정에 대해 원자력, 육상 풍, 해상 풍력 및 태양 광 발전(태양 광 및 해상 풍력에 대한 높은 비용)에 대한 가장 중요한 변동가정(swing assumptions)이다.

- 적재 계수: 해상 풍력, 육상 풍력 및 태양 광 발전량의 경우, 이 가정에 의해 주어진 범위는 자본 비용과 거의 비슷하거나 넓다.
- 연료 및 탄소 비용: 이것은 CCGT 및 CCS 기술에서 가장 중요하며, 높은(낮은) BEIS 가스 가격이 균등화 비용상에 있어 중심점에서부터 약 9 파운드/MWh (12 파운드 -17 MWh) 정도의 증가(감소)를 이끌고 있다.

가정에서 10 %의 변화: 기술 당 대부분의 중요한 요소는 다음과 같다.

- 원자력: 설비 투자, 부하 율 및 최소수익률의 10% 변화가 균등화 비용(7 파운드/MWh - 10 파우든/MWh)에 유사한 영향을 미친다.
- CCGT: 연료 비용과 탄소 비용의 10 % 변화는 3 파운드/MWh - 4 파운드/MWh 정도로 균등하게 변화시킨다.
- 태양 광 발전: 설비 투자 및 부하 율의 10 % 변화는 약 5/MWh - 평준화 비용에 7 파운드/ MWh 의 영향을 미친다.
- 해상 및 육상 풍력: 설비 투자 및 부하 계수 각각의 10 % 변화는 각각 8 파운드/MWh - 11 파우든/MWh 또는 5 파운드/MWh - 6 파운드/MWh 로 균등화 비용에 영향을 미친다.

[51] 이것은 가용성 및 총 부하 율의 곱이다(둘 다 10 % 감소 함).

[52] 이 부하 율 변동은 부하 율과 관련된 모든 불확실성을 나타내는 것이 아니다. 예를 들어, CCGT 및 OCGT 의 경우 시장 요인으로 인해 부하 요인이 더 크게 또는 덜 다를 수 있다.

차트 8: 2025 년 시운전 되는 원자력 발전소 균등화 발전단가 토네이도 도표, £/MW

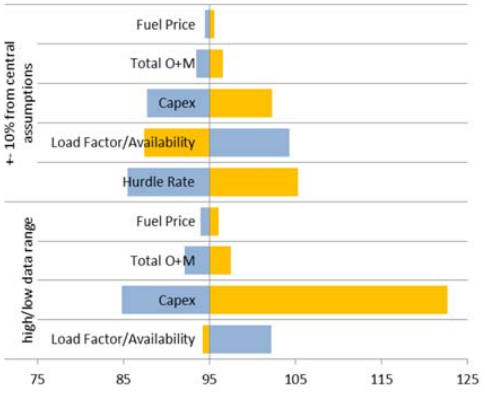


차트 8: 2020 년 시운전 되는 해상 R3 균등화 발전단가 토네이도 도표, £/MW

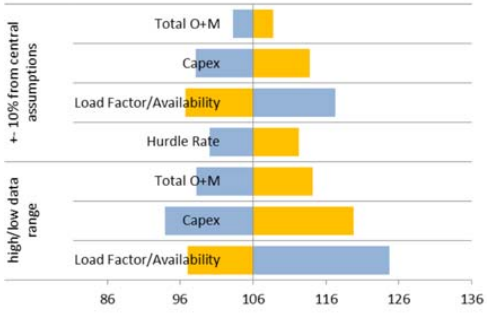


차트 8: 2025 년 시운전 되는 CCGT H Class 균등화 발전단가 토네이도 도표, £/MW

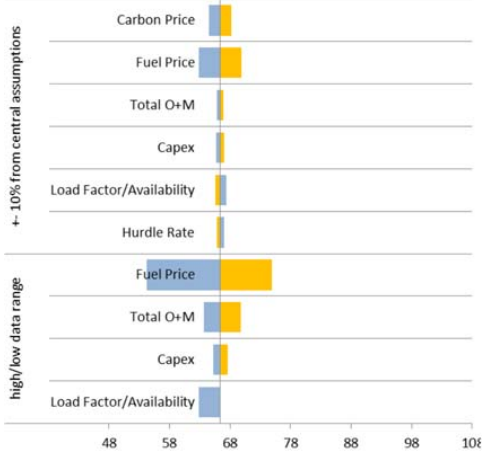


차트 11: 2020 년 시운전 되는 대 규모 태양 PV 균등화 발전단가 토네이도 도표, £/MWh

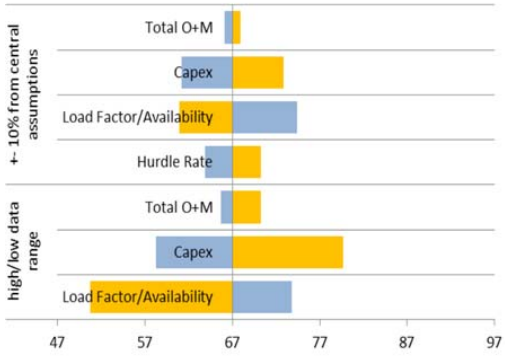


차트 12: 2020 년 시운전 되는 육상 바람> 5MW 균등화 발전단가 토네이도 도표, £/MWh

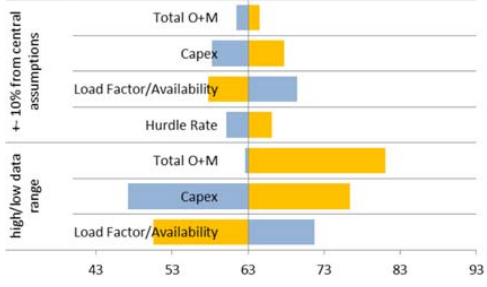
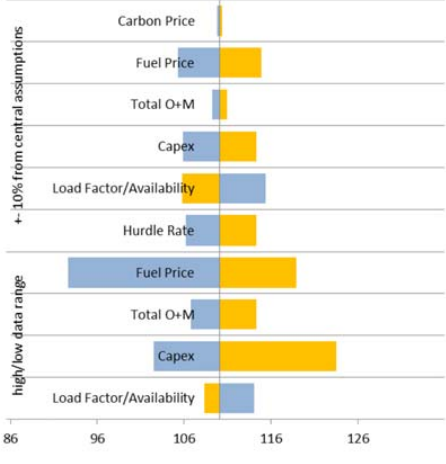


차트 13: 2025 년 시운전 되는 가스 CCS Post Comb. 균등화 발전단가 토네이도 도표, £/MWh



첨단 기술들

이전에 제시된 평준화 비용 결과는 OCGT 에 대한 평준화 비용 주변에 상당한 변동이 있음을 보여준다(유사한 변동은 왕복 엔진 발전소에도 적용된다, 부록 1 참조). 이 변화는 주로 로드 요소 및 연료 비용의 잠재적 변동과 관련된다.

위에서 언급했듯이 이 보고서는 첨단 기술(OCGT 및 왕복 엔진)에 대한 £/kW 측정 및 비교를 위한 CCGT H 등급도 제시한다. 평준화 비용과 달리 이 측정은 발전을 무시하므로 연료비, 탄소 비용 및 기타 변동 비용은 제외된다. 이 측정은 세대가 수요에 따라 달라질 가능성이 높은 기술(즉, 첨단 기술)[53]을 비교하는 데에 틀림없이 더 적합하다.

이 측정 기준은 계약 기간, 부하 율 및 도매 가격 기대치 및 기타 수익 원을 비롯한 다양한 요인을 반영한 용량 시장 결과를 설명하기 위한 것이 아니다.

아래 차트(그림 13)는 '첨단'기술[54]을 다룬다. 부하 계수는 첨단 기술에 대한 고정 비용 분석에 단지 미미한 영향을 미칠 것이므로 이 발전소의 £/kW 분석을 위해 연간 500 시간의 설정이 제시되어왔다.

자본 비용 변동성을 기반으로 한 아래의 그래프는 초기 개발 및 건설 비용을 조달하는 데 필요한 연간 현금 흐름의 범위를 나타내며 자본 비용 변동으로 인한 일반 공장의 고정 비용[55]을 나타낸다. 이러한 연간 현금 흐름은 프로젝트의 고정 비용을 충당하기 위해 발전소 수명 기간 동안 운영 시작부터 지불 된 것으로 가정한다. 이 계산에는 이 보고서에 포함 된 기술 별 할인율이 사용된다[56]

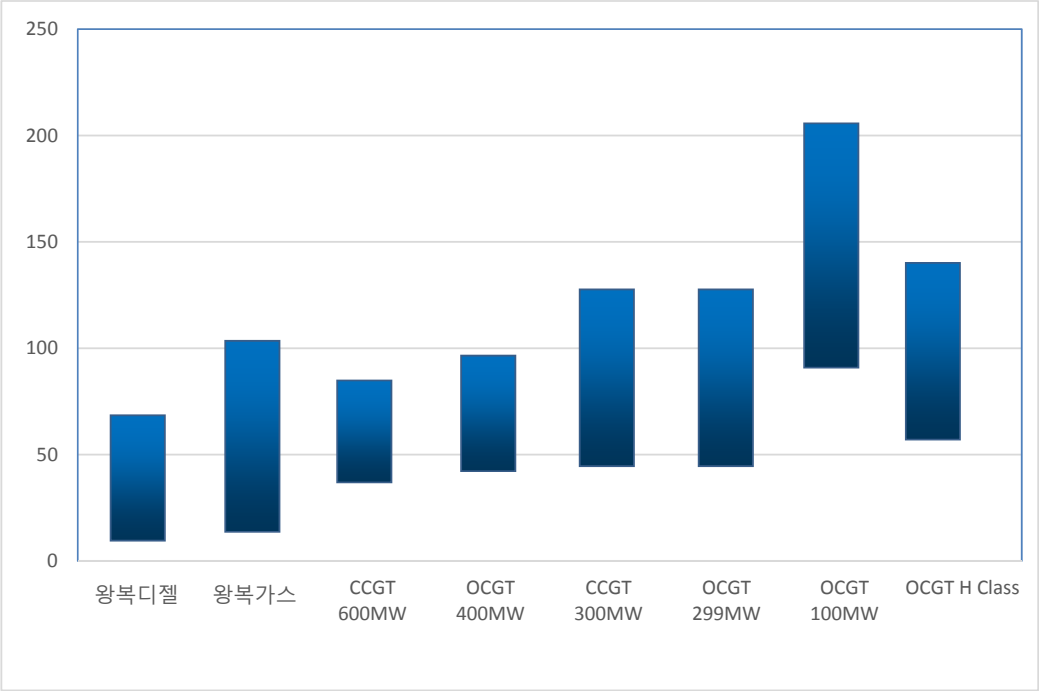
[53] IEA/NEA 는 시스템의 신뢰도 표준을 충족시키기 위해 건설되고 매우 드물게 생산하는 발전소에 대한 비용의 기준점을 제공하기 위해 소위 '용량의 균등화 비용'을 측정하기 위한 유사한 $/kW 측정 기준을 산출했다. IEA 와 NEA, *2015 년 전기 발전 예상 비용*.

[54] CCGT H 등급 플랜트의 경우 500/2000 시간을 사용하지 않고 일반적인 부하 율을 유지했다.

[55] 여기에는 고정 된 운영 및 유지 보수 비용, 보험 및 시스템 사용(UoS)/연결 비용이 포함된다.

[56] 여기에 사용 된 시나리오의 OCGT, CCGT 및 왕복 엔진 발전소는 각각 25, 25 및 15 년의 수명을 가진다. 이러한 기술에 대한 7.8 % 기술 별 최소수익률이 적용되었다. 고정 운영 비용 중 일부에는 시스템 비용 사용과 관련된 작은 가변 비용 구성 요소가 포함된다는 점을 주의해야 한다. 분석에서 이를 제거해도 실질적으로 이러한 결과가 변동되지는 않는다.

차트 14: 첨단 기술(연평균 500 시간의 왕복 디젤과 가스와 OCGT) 및 CCGT(정상 부하율로), 건설 및 고정 운영비, 기술 별 할인율에 대한 연간 £/kW



부록 1: 추가 견적

사례 1: 2020 년 시운전 프로젝트, 기술 별 최소수익률

표 8: 2020 년에 시운전되는 프로젝트에 대한 균등화 비용 산정, 기술 별 최소수익률, £/MWh

	CCGT F Class	CCGT H Class	CCGT CHP mode	OCGT 600MW 500hrs	OCGT 400MW 500hrs	OCGT 300MW 500hrs	OCGT 299MW 500hrs	OCGT 100MW 500hrs
예비발전비용	0	0	1	5	6	7	7	18
건설비용	6	7	12	63	73	88	92	150
고정 O&M	2	2	4	17	18	21	21	31
가변 O&M	3	3	5	3	3	3	3	4
연료 비용	36	35	54	52	53	53	53	52
탄소 비용	19	19	27	28	28	28	28	28
CCS 비용	0	0	0	0	0	0	0	0
해체/폐기물	0	0	0	0	0	0	0	0
증기 수익	0	0	-25	0	0	0	0	0
총합	66	66	78	166	182	200	204	281

	CCGT 600MW 2000hrs	CCGT 400MW 2000hrs	CCGT 300MW 2000hrs	CCGT 299MW 2000hrs	CCGT 100MW 2000hrs	Reciprocating engines(gas) 2000hrs	Reciprocating engines(gas) 500hrs	Reciprocating engines(gas) 90hrs
예비발전비용	1	2	2	2	4	1	4	20
건설비용	16	19	22	23	38	22	87	498
고정 O&M	6	6	7	7	10	-11	-37	-205
가변 O&M	3	3	3	3	4	2	2	2
연료 비용	52	53	53	53	52	119	119	119
탄소 비용	28	28	28	28	28	24	24	24
CCS 비용	0	0	0	0	0	0	0	0
해체/폐기물	0	0	0	0	0	0	0	0
증기 수익	0	0	0	0	0	0	0	0
총합	105	111	115	116	136	156	198	458

	Reciprocating engines(gas) 2000hrs	Reciprocating engines(gas) 500hrs	Dedicated Biomass <50MW	Biomass Conversion	Biomass CHP	Onshore Wind>5MW UK	Offshore Wind Round 2	Offshore Wind Round 3
예비발전비용	1	4	2	2	7	4	3	5
건설비용	29	115	41	5	93	44	69	73
고정 O&M	-11	-37	12	6	41	10	17	24
가변 O&M	2	2	8	1	11	5	3	3
연료 비용	53	53	33	72	41	0	0	0
탄소 비용	18	18	0	0	0	0	0	0
CCS 비용	0	0	0	0	0	0	0	0
해체/폐기물	0	0	0	0	0	0	0	0
증기 수익	0	0	0	0	-24	0	0	0
총합	92	155	96	87	170	63	92	106

	Large Scale Solar PV	PV 1-5MW ground	PV 1-5MW building	EfW	EfW CHP	AD	AD CHP	ACT Standard
예비발전비용	6	5	1	4	4	7	8	3
건설비용	52	60	59	101	204	70	91	90
고정 O&M	9	11	11	26	35	21	29	41
가변 O&M	0	0	3	25	55	81	81	21
연료 비용	0	0	0	-110	-140	-8	-10	-58
탄소 비용	0	0	0	0	0	0	0	0
CCS 비용	0	0	0	0	0	0	0	0
해체/폐기물	0	0	0	0	0	0	0	0
증기 수익	0	0	0	0	-25	0	-26	0
총합	67	76	73	45	133	172	174	98

	ACT Advanced	ACT CHP	Landfill	Sewage gas	Geothermal CHP	Hydro large storage	Hydro 5-16MW	Hydro Pumped storage
예비발전비용	8	9	1	13	6	1	2	5
건설비용	114	194	40	141	264	64	75	85
고정 O&M	34	34	17	24	12	9	15	17
가변 O&M	39	39	10	12	12	6	6	42
연료 비용	-48	-51	0	0	0	0	0	0
탄소 비용	0	0	0	0	0	0	0	0
CCS 비용	0	0	0	0	0	0	0	0
해체/폐기물	0	0	0	0	0	0	0	0
증기 수익	0	-12	0	0	-79	0	0	0
총합	148	214	67	191	215	80	97	148

	Solar < 10kw	Solar 250-1000kW	Onshore Wind<50kW	Onshore Wind 100-1500kW	AD < 250kW	Hydro <100kW	Hydro 500kW-2000kW
예비발전비용	0	0	0	0	0	0	0
건설비용	103	99	203	100	118	110	90
고정 O&M	25	10	16	25	133	16	5
가변 O&M	0	0	0	0	0	0	0
연료 비용	0	0	0	0	0	0	0
탄소 비용	0	0	0	0	0	0	0
CCS 비용	0	0	0	0	0	0	0
해체/폐기물	0	0	0	0	0	0	0
증기 수익	0	0	0	0	0	0	0
총합	128	109	220	124	252	126	95

표 9: 2020 년에 시운전되는 프로젝트에 대한 균등화 비용 견적, 기술 별 최소수익률, 감도, £/MWh

	CCGT F Class	CCGT H Class	CCGT CHP Mode	OCGT 600 MW 500hrs	OCGT 400MW 500hrs	OCGT 300MW 500hrs	OCGT 299MW 500hrs	OCGT 100MW 500hrs
높은 설비투자비	68	68	82	174	201	261	262	345
중간	66	66	78	166	182	200	204	281
낮은 설비투자비	65	65	76	161	169	174	175	254
높은 설비투자비, 고 연료	76	76	89	187	214	274	275	358
낮은 설비투자비, 저 연료	53	53	65	143	150	156	157	237

	CCGT 600MW 2000hrs	CCGT 400MW 2000hrs	CCGT 300MW 2000hrs	CCGT 299MW 2000hrs	CCGT 100MW 2000hrs	Reciprocating engines(diesel) 2000hrs	Reciprocating engines(diesel) 500hrs	Reciprocating engines(diesel) 90hrs
높은 설비투자비	107	116	131	131	153	171	259	803
중간	105	111	115	116	136	156	198	458
낮은 설비투자비	104	108	108	109	129	149	170	297
높은 설비투자비, 고 연료	120	129	143	144	165	262	350	894
낮은 설비투자비, 저 연료	86	89	90	91	112	122	143	271

	Reciprocating engines(gas) 2000hrs	Reciprocating engines(gas) 500hrs	Dedicated Biomass <50MW	Biomass Conversion	Biomass CHP	Onshore Wind>5MW UK	Offshore Wind Round 2	Offshore Wind Round 3
높은 설비투자비	115	247	104	88	196	76	124	119
중간	92	155	96	87	170	63	92	106
낮은 설비투자비	81	113	88	85	141	47	74	93
높은 설비투자비, 고 연료	130	262	177	108	282			
낮은 설비투자비, 저 연료	63	95	67	78	122			

	Large Scale Solar PV	PV 1-5MW ground	PV 1-5MW building	EfW*	EfW CHP	AD	AD CHP	ACT Standard
높은 설비투자비	80	86	82	83	175	196	205	115
중간	67	76	73	45	133	172	174	98
낮은 설비투자비	59	67	68	24	85	153	150	67
높은 설비투자비, 고 연료					217	196	199	123
낮은 설비투자비, 저 연료					65	153	158	60

* EfW - Arup 자본 비용 추정치의 신뢰성에 대한 잠재적 인 문제로 인해 EfW 에 대한 CAPEX 감도가 표시되지 않는다. 이 숫자들 오직 연료 감도 만 반영한다.

	ACT Advanced	ACT CHP	Landfill	Sewage gas	Geothermal CHP	Hydro large storage	Hydro 5-16MW	Hydro Pumped storage
높은 설비투자비	242	363	91	244	311	0	107	192
중간	148	214	67	191	215	80	97	148
낮은 설비투자비	97	124	43	100	65	0	61	122
높은 설비투자비, 고 연료	249	367						
낮은 설비투자비, 저 연료	91	122						

	Solar < 10kw	Solar 250-1000kW	Onshore Wind<50kW	Onshore Wind 100-1500kW	AD < 250kW	Hydro <100kW	Hydro 500kW-2000kW
높은 설비투자비	153	127	264	145	292	151	115
중간	128	109	220	124	252	126	95
낮은 설비투자비	103	92	176	104	211	101	76
높은 설비투자비, 고 연료					N/A		
낮은 설비투자비, 저 연료					N/A		

사례 2: 2025 년 시운전 되는 프로젝트, 기술 별 최소수익률

표 10: 2025 년에 시운전되는 프로젝트에 대한 수준별 비용 산정, 기술 별 최소수익률, £/MWh

	CCGT F Class	CCGT H Class	CCGT CHP mode	OCGT 600MW 500hrs	OCGT 400MW 500hrs	OCGT 300MW 500hrs	OCGT 299MW 500hrs	OCGT 100MW 500hrs
예비발전비용	0	0	1	5	6	7	7	18
건설비용	6	7	12	63	73	88	92	150
고정 O&M	2	2	4	17	18	21	21	31
가변 O&M	3	3	5	3	3	3	3	4
연료 비용	41	40	63	60	61	60	60	59
탄소 비용	30	29	42	43	44	43	43	43
CCS 비용	0	0	0	0	0	0	0	0
해체/폐기물	0	0	0	0	0	0	0	0
증기 수익	0	0	-31	0	0	0	0	0
총합	82	82	96	189	206	223	227	304

	CCGT 600MW 2000hrs	CCGT 400MW 2000hrs	CCGT 300MW 2000hrs	CCGT 299MW 2000hrs	CCGT 100MW 2000hrs	Reciprocating engines(gas) 2000hrs	Reciprocating engines(gas) 500hrs	Reciprocating engines(gas) 90hrs
예비발전비용	1	2	2	2	4	1	4	20
건설비용	16	19	22	23	38	22	87	498
고정 O&M	6	6	7	7	10	-11	-37	-205
가변 O&M	3	3	3	3	4	2	2	2
연료 비용	60	61	60	60	59	131	131	131
탄소 비용	43	44	43	43	43	42	42	42
CCS 비용	0	0	0	0	0	0	0	0
해체/폐기물	0	0	0	0	0	0	0	0
증기 수익	0	0	0	0	0	0	0	0
총합	128	134	138	139	159	187	229	488

	Reciprocating engines(gas) 2000hrs	Reciprocating engines(gas) 500hrs	Nuclear PWR-FOAK	CCGT with post comb. CCS - FOAK	CCGT with retro post comb. CCS - FOAK	CCGT with pre comb. CCS - FOAK	CCGT with oxy comb. CCS - FOAK	OCGT with post comb. CCS - FOAK
예비발전비용	1	4	7	2	1	2	2	3
건설비용	29	115	66	41	26	40	41	49
고정 O&M	-11	-37	11	5	5	5	12	6
가변 O&M	2	2	5	3	3	4	4	3
연료 비용	63	64	5	48	48	56	51	87
탄소 비용	32	32	0	3	3	2	0	6
CCS 비용	0	0	0	7	7	9	9	13
해체/폐기물	0	0	2	0	0	0	0	0
증기 수익	0	0	0	0	0	0	0	0
총합	116	179	95	110	94	118	118	166

	Coal - ASC with ret post comb. CCS - FOAK	Coal - ASC with oxy comb. CCS - FOAK	Coal - ASC with ammonia - FOAK	Coal - ASC partial CCS - FOAK	Coal - IGCC with CCS - FOAK	Coal - IGCC with retro CCS - FOAK	Coal - IGCC partial CCS - FOAK	Coal - ASC with post comb. CCS - FOAK
예비발전비용	1	2	2	2	2	2	1	2
건설비용	50	72	81	49	78	79	56	81
고정 O&M	12	11	13	9	12	15	9	12
가변 O&M	3	6	3	3	5	6	5	3
연료 비용	25	24	24	21	26	29	22	24
탄소 비용	6	6	7	41	8	9	44	8
CCS 비용	17	17	16	5	18	20	5	17
해체/폐기물	0	0	0	0	0	0	0	0
증기 수익	0	0	0	0	0	0	0	0
총합	114	136	147	130	148	160	143	147

	Dedicated Biomass <50MW	Biomass CHP	Onshore Wind>5MW UK	Offshore Wind Round 2	Offshore Wind Round 3	Large Scale Solar PV	PV 1-5MW ground	PV 1-5MW building
예비발전비용	2	7	4	3	5	6	5	1
건설비용	41	98	42	65	69	49	56	55
고정 O&M	12	43	10	16	23	8	10	10
가변 O&M	8	11	5	3	3	0	0	3
연료 비용	33	41	0	0	0	0	0	0
탄소 비용	0	0	0	0	0	0	0	0
CCS 비용	0	0	0	0	0	0	0	0
해체/폐기물	0	0	0	0	0	0	0	0
증기 수익	0	-31	0	0	0	0	0	0
총합	96	171	61	86	100	63	72	69

	Efw	Efw CHP	AD	AD CHP	ACT Standard	ACT Advanced	ACT CHP	Landfill
예비발전비용	4	4	7	8	3	8	9	1
건설비용	100	201	70	91	86	108	185	40
고정 O&M	25	35	21	29	40	33	33	17
가변 O&M	24	53	81	81	20	38	38	10
연료 비용	-110	-140	-8	-10	-58	-48	-51	0
탄소 비용	0	0	0	0	0	0	0	0
CCS 비용	0	0	0	0	0	0	0	0
해체/폐기물	0	0	0	0	0	0	0	0
증기 수익	0	-31	0	-33	0	0	-15	0
총합	43	122	172	167	91	140	201	67

	Sewage gas	Geothermal CHP	Hydro Large storage	Hydro 5-16MW	Hydro Pumped storage	Wave	Tidal Stream	Solar<10kW Fits
예비발전비용	13	6	1	2	5	8	10	0
건설비용	141	258	64	75	85	256	254	96
고정 O&M	24	12	9	15	17	32	57	24
가변 O&M	12	12	6	6	42	24	7	0
연료 비용	0	0	0	0	0	0	0	0
탄소 비용	0	0	0	0	0	0	0	0
CCS 비용	0	0	0	0	0	0	0	0
해체/폐기물	0	0	0	0	0	0	0	0
증기 수익	0	-108	0	0	0	0	0	0
총합	191	180	80	97	148	320	328	121

	Solar 250-1000kW	Onshore Wind<50kW	Onshore Wind 100-1500kW	AD < 250kW	Hydro <100kW	Hydro 500kW-2000kW
예비발전비용	0	0	0	0	0	0
건설비용	95	194	95	113	110	90
고정 O&M	10	16	25	133	16	5
가변 O&M	0	0	0	0	0	0
연료 비용	0	0	0	0	0	0
탄소 비용	0	0	0	0	0	0
CCS 비용	0	0	0	0	0	0
해체/폐기물	0	0	0	0	0	0
증기 수익	0	0	0	0	0	0
총합	104	211	120	246	126	95

표 11: 2025 년에 시운전되는 프로젝트, 기술 별 최소수익률, 감도, £/MWh 를 위한 균등화 비용 견적

	CCGT F Class	CCGT H Class	CCGT CHP Mode	OCGT 600 MW (500hrs)	OCGT 400 MW (500hrs)	OCGT 300 MW (500hrs)	OCGT 299 MW (500hrs)	OCGT 100 MW (500hrs)
높은 설비투자비	84	83	100	198	226	287	288	372
중간	82	82	96	189	206	223	227	304
낮은 설비투자비	81	80	93	182	191	196	197	274
높은 설비투자비, 고 연료	91	90	106	209	237	298	299	382
낮은 설비투자비, 저 연료	66	66	80	160	168	174	175	253

	CCGT 600MW (2000hrs)	CCGT 400MW (2000hrs)	CCGT 300MW (2000hrs)	CCGT 299MW (2000hrs)	CCGT 100MW (2000hrs)	Reciprocating engines(diesel) 2000hrs	Reciprocating engines(diesel) 500hrs	Reciprocating engines(diesel) 90hrs
높은 설비투자비	130	140	154	154	176	202	291	843
중간	128	134	138	139	159	187	229	488
낮은 설비투자비	126	131	131	131	151	179	199	320
높은 설비투자비, 고 연료	141	150	165	165	187	313	402	953
낮은 설비투자비, 저 연료	104	108	109	109	130	158	178	299

	Reciprocating engines(gas) 2000hrs	Reciprocating engines(gas) 500hrs	Dedicated Biomass <50MW	Biomass Conversion	Biomass CHP	Onshore Wind>5MW UK	Offshore Wind Round 2	Offshore Wind Round 3
높은 설비투자비	140	274	123	123	102	131	132	181
중간	116	179	95	110	94	118	118	166
낮은 설비투자비	105	135	85	102	90	110	110	156
높은 설비투자비, 고 연료	152	286	124	132	111	141	141	197
낮은 설비투자비, 저 연료	82	113	84	85	72	90	92	125

	Coal - ASC with ret post comb. CCS - FOAK	Coal - ASC with oxy comb. CCS - FOAK	Coal - ASC with ammonia - FOAK	Coal - ASC partial CCS - FOAK	Coal - IGCC with CCS - FOAK	Coal - IGCC with retro - CCS - FOAK	Coal - IGCC partial CCS - FOAK	Coal - ASC with post comb. CCS - FOAK
높은 설비투자비	128	158	174	147	171	184	160	173
중간	114	136	147	130	148	160	143	147
낮은 설비투자비	104	125	131	119	137	148	135	131
높은 설비투자비, 고 연료	139	169	184	156	183	197	170	184
낮은 설비투자비, 저 연료	99	120	126	116	132	143	131	126

	Dedicated Biomass <50MW	Biomass CHP	Onshore Wind>5MW UK	Offshore Wind Round 2	Offshore Wind Round 3	Large Scale Solar PV	PV 1-5MW ground	PV 1-5MW building
높은 설비투자비	103	198	74	116	113	76	81	77
중간	96	171	61	86	100	63	72	69
낮은 설비투자비	88	141	46	69	88	55	63	63
높은 설비투자비, 고 연료	177	286						
낮은 설비투자비, 저 연료	67	124						

	Efw	Efw CHP	AD	AD CHP	ACT Standard	ACT Advanced	ACT CHP	Landfill
높은 설비투자비	80	164	196	198	107	229	342	91
중간	43	122	172	167	91	140	201	67
낮은 설비투자비	22	75	153	143	62	91	115	43
높은 설비투자비, 고 연료	0	206	196	193	115	236	347	
낮은 설비투자비, 저 연료	0	57	153	153	55	85	113	

* EfW - Arup 자본 비용 추정치의 신뢰성에 대한 잠재적인 문제로 인해 EfW 에 대한 CAPEX 감도가 표시되지 않는다. 이 숫자들은 오직 연료 감도 만 반영한다.

	Sewage gas	Geothermal CHP	Hydro Large storage	Hydro 5-16MW	Hydro Pumped storage	Wave	Tidal Stream	Solar<10kW Fits
높은 설비투자비	244	273	0	107	195	427	446	144
중간	191	180	80	97	148	320	328	121
낮은 설비투자비	100	33	0	61	120	207	213	98
높은 설비투자비, 고 연료								
낮은 설비투자비, 저 연료								

	Solar 250-1000kW	Onshore Wind<50kW	Onshore Wind 100-1500kW	AD < 250kW	Hydro <100kW	Hydro 500kW-2000kW
높은 설비투자비	120	252	140	285	151	115
중간	104	211	120	246	126	95
낮은 설비투자비	88	169	101	208	101	76
높은 설비투자비, 고 연료				N/A N/A		
낮은 설비투자비, 저 연료						

사례 3: 2016 년, 2018 년, 2020 년, 2025 년, 2030 년, 상용발전소(FOAK)/고급발전소(NOAK) 시운전, 기술 별 최소수익률[57]

표 12: 2016 년, 2018 년, 2020 년, 2025 년 및 2030 년에 시운전 되는 프로젝트, 기술 별 최소수익률, £/MWh 에 대한 균등화 비용 산정, 최고치 및 최저치는 높고 낮은 자본 및 개발 전 비용 추정치를 반영한다.

시운전		2016	2018	2020	2025	2030
CCGT H Class	높은	58	62	68	83	100
	중간	57	61	66	82	99
	낮은	56	60	65	80	97
CCGT F Class	높은	58	62	68	84	101
	중간	57	61	66	82	100
	낮은	56	60	65	81	98
CCGT CHP mode	높은	72	76	82	100	124
	중간	68	73	78	96	120
	낮은	66	70	76	93	117
OCGT 600MW (500hrs)	높은	159	166	174	198	224
	중간	152	159	166	189	214
	낮은	148	154	161	182	207
OCGT 400MW (500hrs)	높은	185	192	201	226	252
	중간	168	174	182	206	231
	낮은	155	162	169	191	216
OCGT 300MW (500hrs)	높은	244	252	261	287	313
	중간	186	193	200	223	249
	낮은	161	167	174	196	221
OCGT 299MW (500hrs)	높은	245	253	262	288	314
	중간	190	197	204	227	253
	낮은	162	168	175	197	222
OCGT 100MW (500hrs)	높은	328	336	345	372	398
	중간	267	274	281	304	329
	낮은	243	248	254	274	299
OCGT 600MW (2000hrs)	높은	93	99	107	130	155
	중간	91	97	105	128	153
	낮은	90	96	104	126	151
OCGT 400MW (2000hrs)	높은	101	108	116	140	166
	중간	97	103	111	134	160
	낮은	93	100	108	131	156

[57] 이 추정치는 이 보고서의 텍스트에서 강조 표시된 민감도와 불확실성의 맥락에서 봐야 한다.

시운전		2016	2018	2020	2025	2030
CCGT 300MW (2000hrs)	높은	116	123	131	154	180
	중간	101	107	115	138	163
	낮은	94	101	108	131	156
OCGT 299MW (2000hrs)	높은	116	123	131	154	180
	중간	102	108	116	139	164
	낮은	95	101	109	131	157
OCGT 100MW (2000hrs)	높은	138	145	153	176	201
	중간	122	129	136	159	184
	낮은	116	122	129	151	176
Reciprocating engines (diesel) 2000hrs	높은	152	161	171	202	240
	중간	137	146	156	187	224
	낮은	130	139	149	179	217
Reciprocating engines (diesel) 500hrs	높은	238	248	259	291	328
	중간	179	188	198	229	266
	낮은	152	160	170	199	237
Reciprocating engines (diesel) 90hrs	높은	776	789	803	843	880
	중간	438	448	458	488	526
	낮은	284	290	297	320	357
Reciprocating engines (gas) 2000hrs	높은	102	108	115	140	169
	중간	79	84	92	116	145
	낮은	69	74	81	105	134
Reciprocating engines (gas) 500hrs	높은	233	239	247	274	303
	중간	142	147	155	179	208
	낮은	101	106	113	135	164
Nuclear PWR - FOAK 2025 NOAK 2030	높은	N/A	N/A	N/A	123	99
	중간	N/A	N/A	N/A	95	78
	낮은	N/A	N/A	N/A	85	69
CCGT with post comb. CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	123	120
	중간	N/A	N/A	N/A	110	111
	낮은	N/A	N/A	N/A	102	105
CCGT retro post comb. CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	102	100
	중간	N/A	N/A	N/A	94	96
	낮은	N/A	N/A	N/A	90	92
CCGT with pre comb. CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	131	128
	중간	N/A	N/A	N/A	118	119
	낮은	N/A	N/A	N/A	110	113
CCGT with oxy comb. CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	132	126
	중간	N/A	N/A	N/A	118	117
	낮은	N/A	N/A	N/A	110	111
OCGT with post comb. CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	181	180
	중간	N/A	N/A	N/A	166	169
	낮은	N/A	N/A	N/A	156	162

시운전		2016	2018	2020	2025	2030
Coal - ASC ret post comb. CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	128	121
	중간	N/A	N/A	N/A	114	113
	낮은	N/A	N/A	N/A	104	106
Coal - ASC with oxy comb. CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	158	146
	중간	N/A	N/A	N/A	136	131
	낮은	N/A	N/A	N/A	125	123
Coal - ASC with ammonia - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	174	165
	중간	N/A	N/A	N/A	147	146
	낮은	N/A	N/A	N/A	131	133
Coal - ASC FGD with 300MW CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	147	165
	중간	N/A	N/A	N/A	130	152
	낮은	N/A	N/A	N/A	119	144
Coal - IGCC with CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	171	159
	중간	N/A	N/A	N/A	148	144
	낮은	N/A	N/A	N/A	137	135
Coal - IGCC with retro CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	184	169
	중간	N/A	N/A	N/A	160	155
	낮은	N/A	N/A	N/A	148	147
Coal - IGCC with 300MW CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	160	173
	중간	N/A	N/A	N/A	143	162
	낮은	N/A	N/A	N/A	135	157
Coal ASC with post comb. CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	173	165
	중간	N/A	N/A	N/A	147	146
	낮은	N/A	N/A	N/A	131	134
Dedicated biomass <50MW	높은	105	104	104	103	103
	중간	97	96	96	96	95
	낮은	88	88	88	88	87
Biomass Conversion	높은	88	88	88	N/A	N/A
	중간	87	87	87	N/A	N/A
	낮은	85	85	85	N/A	N/A
Biomass CHP	높은	192	192	196	198	194
	중간	167	167	170	171	167
	낮은	139	139	141	141	137
Onshore >5MW UK	높은	81	79	76	74	72
	중간	67	65	63	61	60
	낮은	50	49	47	46	45
Offshore Wind Round 2	높은	133	130	124	116	110
	중간	99	97	92	86	82
	낮은	79	78	74	69	66
Offshore Wind Round 3	높은	136	129	119	113	109
	중간	121	114	106	100	96
	낮은	107	101	93	88	85

* EfW - 추정치의 신뢰성 문제로 인해 EfW 에 대한 투자 감도가 표시되지 않는다. 이 수치는 연료 민감도 최고치와 최저치만을 반영한다.

시운전		2016	2018	2020	2025	2030
Large Scale Solar PV	높은	94	84	80	76	73
	중간	80	71	67	63	60
	낮은	71	62	59	55	52
PV 1-5MW ground	높은	102	90	86	81	77
	중간	90	80	76	72	68
	낮은	80	71	67	63	60
PV 1-5MW building	높은	98	87	82	77	73
	중간	88	77	73	69	65
	낮은	81	71	68	63	60
EfW*	높은	84	84	83	80	78
	중간	46	46	45	43	41
	낮은	25	25	24	22	20
EfW CHP	높은	182	180	175	164	157
	중간	139	137	133	122	116
	낮은	91	89	85	75	69
AD	높은	195	196	196	196	196
	중간	171	171	172	172	172
	낮은	152	153	153	153	153
AD CHP	높은	209	207	205	198	195
	중간	177	176	174	167	164
	낮은	154	152	150	143	140
ACT standard	높은	119	118	115	107	101
	중간	102	100	98	91	85
	낮은	70	69	67	62	57
ACT advanced	높은	250	247	242	229	218
	중간	154	152	148	140	133
	낮은	100	99	97	91	86
ACT CHP	높은	376	371	363	342	325
	중간	223	220	214	201	190
	낮은	131	128	124	115	108
Landfill	높은	91	91	91	91	91
	중간	67	67	67	67	67
	낮은	43	43	43	43	43
Sewage gas	높은	244	244	244	244	244
	중간	191	191	191	191	191
	낮은	100	100	100	100	100
Geothermal CHP	높은	329	322	311	273	249
	중간	233	226	215	180	158
	낮은	81	74	65	33	15
Hydro large storage	높은	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	중간	80	80	80	80	80
	낮은	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

시운전		2016	2018	2020	2025	2030
Hydropower 5-16MW	높은	107	107	107	107	107
	중간	97	97	97	97	97
	낮은	61	61	61	61	61
Pumped storage	높은	192	192	192	195	198
	중간	148	148	148	148	148
	낮은	122	122	122	120	119
Wave	높은	N/A	N/A	N/A	427	338
	중간	N/A	N/A	N/A	320	252
	낮은	N/A	N/A	N/A	207	161
Tidal stream	높은	N/A	N/A	N/A	446	365
	중간	N/A	N/A	N/A	328	267
	낮은	N/A	N/A	N/A	213	171
Solar<10kW	높은	160	157	153	144	135
	중간	134	131	128	121	114
	낮은	108	106	103	98	92
Solar 250-1000kW	높은	132	129	127	120	115
	중간	113	111	109	104	99
	낮은	95	93	92	88	84
Onshore Wind <50kW	높은	273	269	264	252	242
	중간	227	224	220	211	202
	낮은	182	179	176	169	162
Onshore Wind 100-1500kW	높은	149	147	145	140	134
	중간	128	126	124	120	116
	낮은	107	105	104	101	98
AD <250kW	높은	298	295	292	285	278
	중간	256	254	252	246	241
	낮은	214	213	211	208	204
Hydro <100kW	높은	151	151	151	151	151
	중간	126	126	126	126	126
	낮은	101	101	101	101	101
Hydro 500kW-2000kW	높은	115	115	115	115	115
	중간	95	95	95	98	95
	낮은	76	76	76	76	76

부록 2: 대안 최소수익률과 2015 년 프로젝트 시작 견적

이 부록은 이전 보고서 비교하기 위해 다음과 같은 사례들을 제시한다:

- 사례 4: 2013 년 이전 DECC 간행물과 일관성을 유지하기 위해 10% 최소수익률로 선정 된 평준화 비용 추정.

- 사례 5 및 6: 국제 출판물과의 비교를 위해 3.5% 및 7% 최소수익률로 선정 된 균등화 비용 추정. 3.5% 이자율은 HM Treasure Green Book 에 사용 된 할인율과 동일하지만, 이 할인율을 균등화 비용 분석의 기초로 사용해야 한다고 제안하지는 않는다.[58]

- 사례 7: 2013 년 이전 DECC 간행물 (프로젝트 시작 (2013 년 및 2019 년)에서 평준화 된 비용 추정치를 제시 함)과 일치하기 위해 2015 년 프로젝트 시작 날짜에 대한 선정 된 평준화 비용.

[58] https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/220541/green_book_complete.pdf.

사례 4: 10% 최소수익률 균등화 비용 견적

표 13: 2016 년, 2018 년, 2020 년, 2025 년 및 2030 년에 시운전되는 프로젝트, 10% 할인율, £/MWh 의 균등화 비용 산정, 최고치 및 최저치는 높거나 낮은 자본 및 개발 전 비용 추정치 반영

시운전		2016	2018	2020	2025	2030
CCGT H Class	높은	57	61	66	82	99
	중간	56	60	65	80	97
	낮은	54	59	63	78	95
OCGT 600MW (500hrs)	높은	171	178	186	210	236
	중간	163	169	176	199	224
	낮은	158	163	170	190	215
Biomass Conversion	높은	88	88	88	N/A	N/A
	중간	87	87	87	N/A	N/A
	낮은	85	85	85	N/A	N/A
Offshore Wind Round 3	높은	147	139	129	122	117
	중간	129	123	113	107	103
	낮은	114	108	100	94	91
Large Scale Solar PV	높은	120	107	102	97	93
	중간	101	90	85	80	76
	낮은	89	78	74	69	65
Onshore Wind >5MW UK	높은	101	97	96	94	92
	중간	82	79	78	76	75
	낮은	60	58	57	55	55
Nuclear PWR - FOAK 2025 NOAK 2030	높은	N/A	N/A	N/A	141	112
	중간	N/A	N/A	N/A	108	86
	낮은	N/A	N/A	N/A	96	76
Coal ASC with oxy comb. CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	146	136
	중간	N/A	N/A	N/A	127	123
	낮은	N/A	N/A	N/A	117	116
CCGT with post comb. CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	117	115
	중간	N/A	N/A	N/A	105	107
	낮은	N/A	N/A	N/A	99	102
Coal - IGCC with CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	159	149
	중간	N/A	N/A	N/A	139	136
	낮은	N/A	N/A	N/A	129	129

사례 5: 3.5% 할인율 균등화 비용 견적

표 14: 2016 년, 2018 년, 2020 년, 2025 년 및 2030 년에 시운전되는 프로젝트, 3.5% 할인율, £/MWh 의 균등화 비용 산정, 최고치 및 최저치는 높거나 낮은 자본 및 개발 전 비용 추정치 반영

시운전		2016	2018	2020	2025	2030
CCGT H Class	높은	60	65	71	87	104
	중간	60	65	70	86	103
	낮은	59	64	70	85	102
OCGT 600MW (500hrs)	높은	140	148	157	181	206
	중간	136	143	152	175	200
	낮은	133	140	148	171	195
Biomass Conversion	높은	85	85	85	N/A	N/A
	중간	84	84	84	N/A	N/A
	낮은	83	83	83	N/A	N/A
Offshore Wind Round 3	높은	93	88	81	77	74
	중간	84	79	73	69	67
	낮은	76	72	66	63	61
Large Scale Solar PV	높은	74	66	63	59	57
	중간	63	56	53	50	48
	낮은	56	49	47	44	41
Onshore Wind >5MW UK	높은	63	61	59	57	56
	중간	52	51	49	48	47
	낮은	40	39	38	37	36
Nuclear PWR - FOAK 2025 NOAK 2030	높은	N/A	N/A	N/A	57	51
	중간	N/A	N/A	N/A	48	44
	낮은	N/A	N/A	N/A	45	40
Coal ASC with oxy comb. CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	104	101
	중간	N/A	N/A	N/A	95	95
	낮은	N/A	N/A	N/A	90	92
CCGT with post comb. CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	94	95
	중간	N/A	N/A	N/A	89	91
	낮은	N/A	N/A	N/A	85	88
Coal - IGCC with CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	117	114
	중간	N/A	N/A	N/A	107	108
	낮은	N/A	N/A	N/A	102	105

사례 6: 7% 할인율 균등화 비용 견적

표 15: 2016 년, 2018 년, 2020 년, 2025 년 및 2030 년에 시운전되는 프로젝트, 7% 할인율, £/MWh 의 균등화 비용 산정, 최고치 및 최저치는 높거나 낮은 자본 및 개발 전 비용 추정치 반영

시운전		2016	2018	2020	2025	2030
CCGT H Class	높은	58	63	68	84	101
	중간	57	62	67	82	99
	낮은	56	61	66	81	98
OCGT 600MW (500hrs)	높은	155	162	170	194	220
	중간	149	155	163	186	211
	낮은	144	151	158	179	204
Biomass Conversion	높은	87	87	87	N/A	N/A
	중간	86	86	86	N/A	N/A
	낮은	84	84	84	N/A	N/A
Offshore Wind Round 3	높은	119	113	105	99	95
	중간	106	101	93	88	85
	낮은	95	90	83	78	76
Large Scale Solar PV	높은	97	87	83	79	75
	중간	83	74	70	66	63
	낮은	73	64	61	57	54
Onshore Wind >5MW UK	높은	81	78	77	75	74
	중간	66	64	63	62	61
	낮은	50	48	47	46	45
Nuclear PWR - FOAK 2025 NOAK 2030	높은	N/A	N/A	N/A	95	80
	중간	N/A	N/A	N/A	76	64
	낮은	N/A	N/A	N/A	69	58
Coal ASC with oxy comb. CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	123	118
	중간	N/A	N/A	N/A	110	108
	낮은	N/A	N/A	N/A	103	103
CCGT with post comb. CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	105	104
	중간	N/A	N/A	N/A	97	98
	낮은	N/A	N/A	N/A	92	95
Coal - IGCC with CCS - FOAK	높은	N/A	N/A	N/A	137	131
	중간	N/A	N/A	N/A	122	121
	낮은	N/A	N/A	N/A	115	116

사례 7: 2015 년부터 시작하는 프로젝트 균등화 비용 산정, 기술 별 최소수익률

표 16: 2016 년, 2018 년, 2020 년, 2025 년 및 2030 년에 시운전되는 프로젝트, 7% 할인율, £/MWh 의 균등화 비용 산정, 최고치 및 최저치는 높거나 낮은 자본 및 개발 전 비용 추정치 반영

시운전		2015
CCGT H Class	높은	68
	중간	66
	낮은	65
OCGT 600MW (500hrs)	높은	179
	중간	162
	낮은	157
Biomass Conversion	높은	88
	중간	87
	낮은	85
Offshore Wind Round 3	높은	115
	중간	102
	낮은	90
Large Scale Solar PV	높은	94
	중간	80
	낮은	71
Onshore Wind >5MW UK	높은	76
	중간	62
	낮은	47
Nuclear PWR - FOAK 2025 NOAK 2030	높은	121
	중간	93
	낮은	82
Coal ASC with oxy comb. CCS - FOAK	높은	153
	중간	134
	낮은	124
CCGT with post comb. CCS - FOAK	높은	123
	중간	110
	낮은	102
Coal - IGCC with CCS - FOAK	높은	171
	중간	148
	낮은	137

부록 3: 주요 데이터 및 가정들

최소수익률

이 보고서에 제시된 균등화 비용 추정에 사용 된 기술 별 최소수익률은 세-전 실제 최소수익률의 추정치를 나타낸다.

NERA 경제 컨설팅의 최소수익률

NERA 는 주로 업계의 연구 프로젝트를 통해 세 후 명목상의 최소수익률을 수집했다. 이러한 세 후 세율은 다음의 가정을 사용하여 조정되었다:

- 세 후 명목 환율을 세 전 장벽 세율로 전환하기 위해 정부의 인플레이션 목표에 부합하는 2% 인플레이션 가정이 적용되었다.
- 기술 간의 유효 세율(ETR)에 대한 가정은 2013 년 DECC 에 의한 가정과 동일하다. 이는 2013 년 7 월 KPMG 의 재생 에너지에 대한 조언에 기반한다.[59] ETR 은 자본 공제(capital allowances)의 영향을 고려한다. KPMG 는 지불 된 법인세에 대한 자본공제(capital allowances)의 영향을 포함하여 프로젝트 현금 흐름을 모델링 했다.

ETR 에 관한 2013 년 DECC 가정으로부터 한 가지 출발점은 원자력 기술에 적용되는 최소수익률이다. 핵의 경우, BEIS 는 이 비용 업데이트 프로젝트에 대한 자신들의 보고에서 NERA 가 가정 한 20% ETR 대신 위의 KPMG 2013 보고서에서 해양 바람에 사용 된 12% ETR 을 적용했다. KPMG 보고서는 "선행 자본이 프로젝트 비용의 상당 부분을 차지하는 기술 (예: 선행 자본 지출이 연간 운영 비용의 4 배 이상인 기술)의 경우, 자본 공제를 통해서, 프로젝트 초기 몇 년간의 법인세 감면 전면도입은 할인 된 ETR 을 주요 영국 법인 세율 인 20% 이하로 낮출 것으로 예상된다 "고 밝혔다. 선행 자본 비용과 연간 운영 지출의 비율은 해상 풍력보다 원자력이 더 크다. 따라서 12%의 ETR 도 원자력에 적합하다.

이 보고서의 주요 부분에서 NERA 보고서에 제시된 최소수익률에 대한 아래 조정 사항도 작성되었음이 언급되었다.

- CCS(NOAK) 기술의 경우 CCS 원가 절감 실행 팀의 보고서의 예상 감소를 기준으로 해당 FOAK 최소수익률을 2.1% 포인트로 낮추었다.[60]

- 파도, 조수 및 지열 기술의 경우, NERA 와/또는 우리는 개정 된 NERA 범위가 충분한

[59] KPMG 2013, 전기 시장 개혁: 재생 가능한 기술에 대한 실효 세율 검토.

[60] Annex A 에서 유래 한 60 크라운 부동산 2013, CCS 원가 절감 실행 팀의 최종 보고서

증거(NERA 는 이러한 기술에 대한 설문 조사에서 정량화 된 최소수익률을 얻지 못함)[61]를 근거로 하지 않는다고 판단하고 2013 년 12 월에 출판 된 DECC 의 가정을 계속해서 참고한다.[62]

- 양수발전 기술의 경우 NERA 가 조사 작업을 시작한 후에 이 기술이 가정 업데이트에 추가되었다. 균등화 비용 목적을 위한 최소수익률을 개발하기 위해 BEIS 는 Lazard 로부터 11.4 %의 세 전 실제 최소수익률을 나타내는 증거를 사용했다.[63]

FIT 기술들에 대한 최소수익률

또한 BEIS 는 FIT 모델링에 있어 세 전 실제 최소수익률을 사용하며, 수익은 자본 수준보다는 프로젝트 수준에서 고려된다. 이 정의는 PB 설문지와 2015 년 8 월에 발표 된 FIT Review 협의에 수반하는 영향 평가(the Impact Assessment)의 4.12 절에서 명시 적으로 언급되었지만, 정량적 반응의 일부는 다른 정의를 가정했는데 - 가장 보편적으로 적용되는 세 후 명목상의 자본 수익과 더불어. 세 후 명목 최소수익률은 세 전 실질과 동일하게 상향 조정되었으며 이것에 대한 추가정보와 방법론에 대한 다른 양상들은 영향평가(the Impact Assessment)에서 이용 가능하다.[64]

이 보고서는 각 기술에 대한 FIT Review 프로세스를 통해 수집 된 모든 상업 및 유틸리티 데이터 포인트를 결합함으로써 얻은 데이터 세트의 평균을 사용하는데, 다만, 국내 데이터 포인트의 평균이 사용된 곳에서 태양 광 PV 가 10kW 미만인 경우는 제외한다. 혼란을 피하기 위해 이것은 수정 된 FIT 관세[65]를 설정하기 위한 목적으로 사용 된 목표 수익률과 다른 수치로 이어진다는 것을 지적 할 가치가 있는데, 왜냐면 이 수치들은 각 기술에 대한 국내와 상업적 최소수익률 범주 사이의 교차지점 하단부에서 선택 되었기 때문이다.[66]

---

[61] 지열과 관련하여, NERA 는 자신들의 증거는 BEIS 가 기존의 가정을 변경하는 것을 고려해야 할 만큼 강력한 이유를 제공하지는 않을 수도 있다고 주장했다. 또한 NERA 는 "조사에 대한 응답이 거의 없는 (또는 어떤 경우에는 아예 없는) 곳에서나 다른 증거가 거의 없는 곳에서 최소수익률은 주의해서 사용 되어야 함"을 인정한다.

[62] 파도와 조류의 경우, BEIS 는 2013 년 보고서의 상업 프로젝트 비율을 사용했다.

[63] Lazard 2015, *Lazard's Levelized Cost of Storage* Analysis, (https://www.lazard.com/media/2391/lazards-levelized-cost-of-storage-analysis-10.pdf.) 이 간행물은 여러 저장 기술들에 걸쳐 예시적인 재무 구조를 제공한다. 우리는 이러한 자금 조달 구조를 세 전 최소수익률로 전환 하기 위해 20 %의 수력 세율과 NERA 인플레이션 가정을 적용했다.

[64] 이 섹션에서 개요 된 조건들에 대한 자세한 배경 및 정보는 발전차액 지원제도에 대한 검토에 관한 협의에 대한 정부의 반응을 제공하고 있는 영향 평가 부록 A에서 이용가능하며, 여기에서 볼 수 있다: https://www.gov.uk/government/consultations/consultation-on-a-review-of-the-feed-in-tariff-scheme"

[65] 자세한 내용은 발전차액 지원제도에 관한 협의에 대한 정부 대응을 제공하고 있는 영향 평가의 도표 4, 페이지 11 을 참조하시오.

[66] 자세한 내용은 발전차액 지원제도의 제고에 관한 협의에 대한 정부 반응을 제공하고 있는 영향 평가 부록 A 의 문단 A 25 와 A 29 를 참조하시오.

최소 이익률과 실효 세율

재생 가능 및 재생 불가능 기술에 사용 된 결과 세 전 실제 최소수익률 및 ETR 이 아래 도표에 나와 있다.

표 17: 기술 별 최소수익률과 효과적인 세율

기술	범주	최소수익률(세 전 실제)	효과적인 세금 율
Solar		6.50%	12%
Onshore wind		6.70%	11%
Offshore wind		8.90%	12%
Hydro	>5MW	6.90%	20%
	Large Storage	6.90%	20%
	Pumped Storage	11.40%	20%
Wave		11.00%	12%
Tidal stream		12.90%	20%
Geothermal	Geothermal	22.00%	20%
	Geothermal CHP	23.80%	20%
Biomass	Dedicated >100MW	9.20%	20%
	Dedicated 5-100MW	9.00%	20%
	Co-firing	9.60%	21%
	CHP	12.20%	20%
	Conversion	10.10%	21%
Act	ACT standard	9.20%	12%
	ACT advanced	10.20%	12%
	ACT CHP	11.20%	12%
AD	AD	10.20%	12%*
	AD CHP	12.20%	12%
EfW	EfW CHP	9.40%	12%
	EfW	7.40%	12%
Landfill		7.40%	12%
Sewage Gas		8.50%	20%
Nuclear	FOAK and NOAK	8.90%	12%
CCS Gas	FOAK	11.30%	20%
	NOAK	9.20%	20%
CCS Coal	FOAK	11.40%	20%
	NOAK	9.30%	20%
CCS Biomass		11.40%	20%
Gas	CCGT & OCGT	7.80%	20%
	CCGT IED retrofit	7.70%	20%
	Reciprocating engine(incl. diesel)	7.80%	20%
Coal plants	All retrofits	8.20%	20%

FITs 기술들	범주	최소수익률(세 전 실제)
Solar PV	Solar <10kW FITs	5.70%
	Solar 250-1000kW FITs	6.10%
Hydro	Hydro <100kW	8.90%
	Hydro 500kW-2000kW	8.90%
Onshore Wind	Onshore Wind <50kW FITs	7.40%
	Onshore Wind 100-1500kW FITs	7.40%
AD	AD < 250kW FITs	10.80%

Arup 비용 업데이트에서 사용한 데이터

Arup 은 BEIS 가 사용하지 않기로 결정한 일부 기술에 대해 특정 결과를 제공했다. 이에 대한 개요는 다음과 같다:

- **해상풍력**: Arup 은 Round 2 지점, Round 3 지점, Round 2 지점과 3 지점을 결합한 (해안으로부터의 거리 및 수심으로 지점들에 대한 추정치를 제공할 뿐 만 아니라[67]) 지점에 대한 추정치와 균등화 비용을 제공했다. 이 보고서를 사용하여 분석 할 목적으로, BEIS 는 이러한 사이트들이 시간적인 면에서 다르다는 근거를 토대로 Round 3 지역들을 사용하기로 결정했는데, 일반적으로 라운드 1, 2 그리고 그들의 증축은 현재 대부분 건설 또는 운영 중이다. 파이프 라인의 프로젝트 대부분은 라운드 3 프로젝트다.
- **혐기성 소화**: BEIS 는 100 % 음식물 쓰레기[68] 공장에 대한 바이오 메탄 검토에서 얻은 설비투자(capex) 및 운영비용(opex) 데이터를 사용하기로 결정했는데, 이것은 이 리뷰 데이터가 보다 견고하다고 간주되는 점에 근거한 Arup 및 BEIS(필요한 경우)로부터 나온 다른 데이터와 결합하여 결정했다.
- **폐기물로 인한 에너지**: BEIS 는 Arup 이 제공 한 자본 비용 범위를 사용하지 않기로 결정했는데, 즉, 이 자본 비용 범위의 신뢰성에 대해 BEIS 가 우려를 제기한 중앙 비용 추정치를 사용하지 않는 것이다. 대신, BEIS 는 중앙 균등화 비용 추정치 주위에서만 연료 가격 민감도를 보여주었다.
- **혼소**, Arup 데이터는 향상된 혼소를 위한 이전 데이터 세트를 기반으로 했다. 그러나 BEIS 는이 데이터를 이전에 발표하지 않았으므로 이 정보를 또 다시 게시하지 않기로 결정했다.
- **파도와 갯벌**: BEIS 는 시범단계를 지나가는 발전소의 가능한 시기를 반영하기 위해 2025 년 시운전과 그 이상에 대한 결과를 제시했다.
- **부하 요인**: 해상 풍력 및 육상 풍력 기술의 경우 Arup 은 2020 년 이전에 시운전하는 프로젝트에 대한 발전소 수명에 적용 할 다양한 하중 요소들을 제공했다. 이 보고서에서 이러한 부하 요소들이 이 기술들에 대한 2016 년과 2018 년의 균등화 비용 결과에 적용되었다.

Arup 은 또한 자신들의 보고서에서 2015 년 이후 FID 에 이르는 프로젝트에 대해서만 데이터를 제공했다. 이 보고서에는 신 재생 기술에 대한 2016 년과 2018 년의 균등화 비용 추정치를 산출하기

[67] 2 라운드와 3 라운드는 The Crown Estate 가 수행 한 임대 라운드를 말하며, 그것은 사이트를 해안 근처 또는 해안가 혹은 얕은 바다/깊은 바다로 구분하지 않는다.

[68] DECC 2014, 신 재생 열 에너지 유인 책 - 바이오 메탄 관세 평가(영향 평가).

위해 2015 년 FID 추정치가 2015 년 초반에도 적용된다고 가정되어있다(만약 이러한 프로젝트가 2016 년과 2018 년의 균등 비용 추정을 위해 2015 년 이전에 FID 에 도달하면).[69]

혐기성 소화

위에서 언급 한 바와 같이, BEIS 는 바이오 메탄 검토에서 온 CAPEX 및 OPEX 가정을 사용했다. 이것은 Arup 데이터에서 가져온 '기반시설(infrastructure)' 또는 계통 연계 비용, 시스템 운영 지출비 사용 및 연료비(폐기물 처리 비용: gate fees)를 제외한다. DECC 바이오 메탄 보고서와 DECC 2013 사이의 AD 발전소의 기준 설비 규모는 일관적이다. AD CHP 발전소의 경우, BEIS 는 열 동력 비를 1.1 로 사용했다. 즉, 발전소가 생산하는 전기 1KWh 당 1.1KWh 의 열을 생산한다(2.0MW 규모의 기준 설비의 경우 2.2MWth 에 해당).

바이오 메탄 검토로부터 나온 데이터는 AD 전기 전용 발전소 및 AD CHP 발전소의 비용을 완전히, 그리고 독점적으로 포착하기 위해 조정되었다. 바이오 가스의 업그레이드 및 가스 망으로의 주입과 관련된 모든 구성 요소는 자본 및 운영 비용에서 제외되었다. 자본 및 운영 비용은 100% 폐기물 공급 원료의 사용에 특화되며 폐기물 처리 비용 및 매립 비용과 같은 다른 요소들뿐만 아니라 소화 물질 처분과 연관된 비용을 포함한다.

표 18: DECC 바이오 메탄 검토에서 사용된 데이터, 2014 년 가치

		AD	AD CHP
자본 비용들			
예비-발전 비용들		300	300
자본 비용들[70]		3,700	4,300
운영 비용들	£/kW		
고정	£/MW/year	78,000	132,000
보험	£/MW/year	54,000	54,000
가변[71]	£/MWh	£81	£81

[69] 대부분의 기술들의 경우, 이 가정은 1 년 이상의 사전 개발이 있는 2016 년에만 영향을 미친다. BEIS 는 계약자들에 의해 제공 된 FID 데이터를 사용하여 조기에 시작할 수 있는 특정 프로젝트의 비용을 산출한다(즉, 이 프로젝트가 FID 단계에 도달하면, Arup 으로부터 나온 이 'FID 연도' 데이터는 조기에 시작한 프로젝트의 건설비용에 적용되는 비용이다).

[70] 균등화 비용 추정치를 산출하기 위한 자본 비용 주변의 일정 범위 생성을 목적으로, BEIS 는 Arup 이 BEIS 에 제공한 데이터에서 Arup 이 내재하고 있는 자본 비용 주위의 범위를 적용시켰다.

[71] Arup 이 다른 모든 기술에 적용한 BSUoS 비용은 £ 1.9/MWh 다.

발전차액지원제도(Feed-in-Tariffs) 비용 업데이트에서 사용 된 데이터

FITs 기술의 경우, BEIS 는 소규모 발전차액지원제도 기술들(Small-scale Feed in Tarff technologies)에 대하여 데이터를 제공 한 바 있는 The Periodic Review of FITS(2015)에 대한 영향 평가에서 제시된 증거를 도출했다.[72] 여기서는 태양 광, 풍력, 그리고 이 보고서에서 제시된 5MW 이하의 수력 발전 및 혐기성 소화(AD)를 다룬다. 혐기성 소화(AD)의 경우, 우리는 이 보고서에 제시된 AD <250kW 추정치에 대한 최근 Parsons Brinkerhoff 보고서를 사용했다.[73]

Leigh Fisher 비용 업데이트에서 사용한 데이터

Leigh Fisher 보고서에 제공된 기본 비용 데이터는 기술이 성숙된 발전소(NOAK)와 상용발전소(FOAK) 기술간에 서로 차이가 있음에 주목해야 한다. NOAK 기술의 경우, 비용이 기준 시나리오에 대해서 시간이 지남에 따라 변하지 않으므로 기초 중앙 비용이 이 보고서의 모든 시운전 연도에 적용된다. FOAK 기술의 경우, 기초 비용은 2025 년 시운전 연도에 적용된다. 이는 개발 전 및 건설 기간에 해당하는 다양한 기술에 대하여 다른 FID 및 프로젝트 시작 연도가 될 것이다.
Leigh Fisher 는 2015 년 이후 FID 에 도달 한 프로젝트에 대해서만 보고서에 데이터를 제공했다. 비재생 에너지 기술들에 대한 이 보고서의 2016 및 2018 균등화 비용 추정치를 생성하기 위해 이러한 2015 년 FID 추정치들은 2015 년까지 적용된다고 가정한다(이러한 프로젝트들이 2016 년 및 2018 년 추정치에 대해 2015 년 이전에 FID 에 도달 하는 경우).[74]
Leigh Fisher 의 균등화 비용 결과들은 DECC 2015 년 화석 연료 가격과 탄소 가격을 기준으로 한 것이다. 이것들은 DECC 간행물에서 개정 된 탄소 값과 화석 연료 가격을 위해 업데이트 되었다.
Leigh Fisher 는 바이오 매스 CCS 기술에 대한 기술 및 비용 가정을 제공했다. Leigh Fisher 가 지적한 바와 같이, 이 원가 계산은 상당한 불확실성이 있으므로 반드시 하나의 지표 정도로 간주되어야 한다. 더욱이, 비용은 바이오 매스 CCS 플랜트의 훨씬 큰 크기와 비교되는 상응한 Arup 연구[75]의 나온 비교적 작은 전용 바이오 매스 플랜트(23MW)의 원가 계산을 기반으로 한다. Leigh Fisher 는 또한 그들의 원가 계산이 바이오 매스 CCS 에 대한 가장 효율적이거나 비용 효율적인 접근법을 반영하지 않을 수도 있음을 인정한다. 상기를 감안할 때 BEIS 는이 단계에서 Leigh Fisher 비용 연구의 바이오 매스 CCS 정보를 포함하지 않았다.

주요 데이터 가정

아래 표는 이 보고서의 핵심 기술들에 해당하는 균등화 비용을 계산하는 데 사용 된 주요 가정을

[72] DECC 2015, *Periodic Review of FITs 2015 (Impact Assessment)*
[73] Parsons Brinckerhoff 2015 (for DECC), *Small Scale Cost Generation Costs Update*.
[74] 대부분의 기술의 경우, 이 가정은 1 년 이상의 사전 개발이 있는 2016 년에만 영향을 미친다.
[75] Arup 2016, *Review of Renewable Electricity Generation Cost and Technical Assumptions*.

요약 한 것이다. 여기에는 다음 데이터가 포함된다:

- 기준 발전소 크기
- 평균 부하율(순 이용 가능성) 및 발전 효율(신 재생 에너지에 대한 LHV 기준, 비 재생 에너지에 대한 HHV 기준)
- 개발 전, 건설 및 운영 기간
- BEIS 균등화 모델링에서 사용 된 주요 비용 범주

표 21 ~ 23 은 이 보고서에서 사용 된 연료 가격/폐기물처리비용 및 탄소 값에 대한 정보를 제공한다.

표 19: 모든 기술들에 대한 자본 및 운영비용 가정[76]

		CCGT H Class			CCGT F Class			CCGT CHP mode			OCGT 600MW 500 hrs		
기준 발전소 크기	MW	1,200			1,471			168			625		
평균 부하 율 (순 이용성)	%	93%			93%			93%			6%		
효율성(LHV)	%	54%			53%			34%			35%		
개발 전 기간	Duration and % spend per years 1 & 2	2 years	44%	44%	2 years	44%	44%	2 years	43.5%	43.5%	2 years	55.6%	44.4%
	% spend per years 3, 4 & 5	12%			12%			13%					
	% spend per years 6, 7 & 8												
건설 비용	Duration and % spend per years 1 & 2	3 years	40%	40%	3 years	40%	40%	3 years	40%	40%	2 years	50%	50%
	% spend per years 3, 4 & 5	20%			20%			20%					
	% spend per years 6, 7 & 8												
운영기간	Duration	25 years			25 years			25 years			25 years		
		시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도		
		2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025
개발 전 £/kW	High	20	20	20	10	10	10	80	80	80	20	20	20
	Medium	10	10	10	10	10	10	60	60	60	20	20	20
	Low	10	10	10	10	10	10	30	30	30	20	20	20
건설 £/kW	High	600	600	600	500	600	600	800	800	900	300	300	300
	Medium	500	500	500	500	500	500	700	700	700	300	300	300
	Low	400	400	400	400	400	400	600	600	600	300	300	300
기반시설 £'000s	High	30,200	30,200	30,200	30,200	30,200	30,200	27,100	27,100	27,100	30,200	30,200	30,200
	Medium	15,100	15,100	15,100	15,100	15,100	15,100	13,600	13,600	13,600	15,100	15,100	15,100
	Low	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	6,800	6,800	6,800	7,600	7,600	7,600
고정 운영 및 유지 £/MWh	Medium	12,200	12,200	12,200	11,400	11,400	11,400	28,200	28,200	28,200	4,600	4,600	4,600
가변 운영 및 유지 £/kW	Medium	3	3	3	3	3	3	5	5	5	3	3	3
보험 £/MWh/year	Medium	2,100	2,100	2,100	1,900	1,900	1,900	2,900	2,900	2,900	1,200	1,200	1,200
연계 그리고 시스템 사용 charges £/MWh/year	Medium	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	2,400	2,400	2,400

[76] 이 섹션의 표 (육상 및 해상 풍력 제외)에 인용 된 하중 계수는 모든 시운전 연도에 대해 동일하다. 육상 및 해상 풍력과 관련된 예외 사항은 관련 표를 참조하시오.

		OCGT 400MW 500 hrs			OCGT 300MW 500 hrs			OCGT 299MW 500 hrs			OCGT 100MW 500 hrs		
기준 발전소 크기	MW	400			311			299			96		
평균 부하 율 (순 이용성)	%	6%			6%			6%			6%		
효율성(LHV)	%	34%			35%			35%			35%		
개발 전 기간	Duration and % spend per years 1 & 2	2 years	55.6%	44.4%	2 years	55.6%	44.4%	2 years	55.6%	44.4%	2 years	55.6%	44.4%
	% spend per years 3, 4 & 5												
	% spend per years 6, 7 & 8												
건설 비용	Duration and % spend per years 1 & 2	2 years	50%	50%	2 years	50%	50%	2 years	50%	50%	2 years	50%	50%
	% spend per years 3, 4 & 5												
	% spend per years 6, 7 & 8												
운영기간	Duration	25 years			25 years			25 years			25 years		
		시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도		
		2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025
개발 전 £/kW	High	30	30	30	40	40	40	40	40	40	90	90	90
	Medium	30	30	30	30	30	30	30	30	30	80	80	80
	Low	20	20	20	30	30	30	30	30	30	70	70	70
건설 £/kW	High	400	400	400	600	700	700	600	700	700	800	800	800
	Medium	300	300	300	400	400	400	400	400	400	600	600	600
	Low	300	300	300	300	300	300	300	300	300	600	600	600
기반시설 £'000s	High	30,200	30,200	30,200	27,100	27,100	27,100	27,100	27,100	27,100	25,100	25,100	25,100
	Medium	15,100	15,100	15,100	13,600	13,600	13,600	13,600	13,600	13,600	12,600	12,600	12,600
	Low	7,600	7,600	7,600	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,300	6,300	6,300
고정 운영 및 유지 £/MWh	Medium	5,200	5,200	5,200	6,300	6,300	6,300	6,400	6,400	6,400	9,900	9,900	9,900
가변 운영 및 유지 £/kW	Medium	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4
보험 £/MWh/year	Medium	1,300	1,300	1,300	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	2,500	2,500	2,500
연계 그리고 시스템 사용 charges £/MWh/year	Medium	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400

		OCGT 600MW 2000 hrs			OCGT 400MW 2000 hrs			OCGT 300MW 2000 hrs			OCGT 299MW 2000 hrs		
기준 발전소 크기	MW	625			400			311			299		
평균 부하 율 (순 이용성)	%	22%			22%			22%			22%		
효율성(LHV)	%	35%			34%			35%			35%		
개발 전 기간	Duration and % spend per years 1 & 2	2 years	55.6%	44.4%	2 years	55.6%	44.4%	2 years	55.6%	44.4%	2 years	55.6%	44.4%
	% spend per years 3, 4 & 5												
	% spend per years 6, 7 & 8												
건설 비용	Duration and % spend per years 1 & 2	2 years	50%	50%	2 years	50%	50%	2 years	50%	50%	2 years	50%	50%
	% spend per years 3, 4 & 5												
	% spend per years 6, 7 & 8												
운영기간	Duration	25 years			25 years			25 years			25 years		
		시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도		
		2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025
개발 전 £/kW	High	20	20	20	30	30	30	40	40	40	40	40	40
	Medium	20	20	20	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	Low	20	20	20	20	20	20	30	30	30	30	30	30
건설 £/kW	High	300	300	300	400	400	400	600	700	700	600	700	700
	Medium	300	300	300	300	300	300	400	400	400	400	400	400
	Low	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
기반시설 £'000s	High	30,200	30,200	30,200	30,200	30,200	30,200	27,100	27,100	27,100	27,100	27,100	27,100
	Medium	15,100	15,100	15,100	15,100	15,100	15,100	13,600	13,600	13,600	13,600	13,600	13,600
	Low	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800
고정 운영 및 유지 £/MWh	Medium	6,800	6,800	6,800	7,800	7,800	7,800	9,500	9,500	9,500	9,600	9,600	9,600
가변 운영 및 유지 £/kW	Medium	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
보험 £/MWh/year	Medium	1,200	1,200	1,200	1,300	1,300	1,300	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600
연계 그리고 시스템 사용 charges £/MWh/year	Medium	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500

		OCGT 100MW 2000 hrs			Recip Diesel 2000 hrs			Recip Diesel 500 hrs			Recip Diesel 90 hrs		
기준 발전소 크기	MW	96			20			20			20		
평균 부하 율 (순 이용성)	%	22%			22%			5%			1%		
효율성(LHV)	%	35%			34%			34%			34%		
개발 전 기간	Duration and % spend per years 1 & 2	2 years	55.6%	44.4%	2 years	50%	50%	2 years	50%	50%	2 years	50%	50%
	% spend per years 3, 4 & 5												
	% spend per years 6, 7 & 8												
건설 비용	Duration and % spend per years 1 & 2	2 years	50%	50%	1 years	100%		1 years	100%		1 years	100%	
	% spend per years 3, 4 & 5												
	% spend per years 6, 7 & 8												
운영기간	Duration	25 years			15 years			15 years			15 years		
		시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도		
		2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025
개발 전 £/kW	High	90	90	90	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	Medium	80	80	80	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Low	70	70	70	10	10	10	10	10	10	10	10	10
건설 £/kW	High	800	800	800	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	Medium	600	600	600	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	Low	600	600	600	200	200	200	200	200	200	200	200	200
기반시설 £'000s	High	25,100	25,100	25,100	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500
	Medium	12,600	12,600	12,600	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200
	Low	6,300	6,300	6,300	400	400	400	400	400	400	400	400	400
고정 운영 및 유지 £/MWh	Medium	14,800	14,800	14,800	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
가변 운영 및 유지 £/kW	Medium	4	4	4	2	2	2	2	2	2	2	2	2
보험 £/MWh/year	Medium	2,500	2,500	2,500	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
연계 그리고 시스템 사용 charges £/MWh/year	Medium	2,500	2,500	2,500	-31,900	-31,900	-31,900	-28,500	-28,500	-28,500	-28,000	-28,000	-28,000

		Recip Gas 2000 hrs			Recip Gas 500 hrs			Nuclear - PWR FOAK			Pumped Storage		
기준 발전소 크기	MW	20			20			3,300			600		
평균 부하 율 (순 이용성)	%	22%			5%			90%			21%		
효율성(LHV)	%	32%			32%			100%			77%		
개발 전 기간	Duration and % spend per years 1 & 2	2 years	50%	50%	2 years	50%	50%	5 years	20%	20%	5 years	20%	20%
	% spend per years 3, 4 & 5							20%	20%	20%	20%	20%	20%
	% spend per years 6, 7 & 8												
건설 비용	Duration and % spend per years 1 & 2	1 years	100%		1 years	100%		8 years	5%	5%	5 years	22.2%	22.2%
	% spend per years 3, 4 & 5							20%	20%	20%	22.2%	22.2%	11.1%
	% spend per years 6, 7 & 8							20%	5%	5%			
운영기간	Duration	15 years			15 years			60 years			50 years		
		시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도		
		2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025
개발 전 £/kW	High	20	20	20	20	20	20	-	-	640	50	50	50
	Medium	10	10	10	10	10	10	-	-	240	40	40	40
	Low	10	10	10	10	10	10	-	-	110	30	30	30
건설 £/kW	High	300	300	300	300	300	300	-	-	5,100	1,500	1,500	1,500
	Medium	300	300	300	300	300	300	-	-	4,100	1,000	1,000	1,000
	Low	300	300	300	300	300	300	-	-	3,700	700	700	700
기반시설 £'000s	High	10,300	10,300	10,300	10,300	10,300	10,300	-	-	50,000	50,000	50,000	50,000
	Medium	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400	-	-	11,500	25,000	25,000	25,000
	Low	700	700	700	700	700	700	-	-	-	10,000	10,000	10,000
고정 운영 및 유지 £/MWh	Medium	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	-	-	72,900	11,200	11,200	11,200
가변 운영 및 유지 £/kW	Medium	2	2	2	2	2	2	-	-	5	42	42	42
보험 £/MWh/year	Medium	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	-	-	10,000	4,100	4,100	4,100
연계 그리고 시스템 사용 charges £/MWh/year	Medium	-31,900	-31,900	-31,900	-28,500	-28,500	-28,500	-	-	500	15,800	15,800	15,800

		Gas - CCS CCGT Post FOAK			Gas - CCS CCGT Retro Post FOAK			Gas - CCS CCGT Pre FOAK			Gas - CCS CCGT oxy FOAK		
기준 발전소 크기	MW	963			618			1,084			1,038		
평균 부하 율 (순 이용성)	%	88%			88%			88%			88%		
효율성(LHV)	%	44%			44%			38%			42%		
개발 전 기간	Duration and % spend per years 1 & 2	5 years	20%	20%	4 years	25%	25%	5 years	20%	20%	6 years	16.7%	16.7%
	% spend per years 3, 4 & 5	20%	20%	20%	25%	25%		20%	20%	20%	16.7%	16.7%	16.7%
	% spend per years 6, 7 & 8										16.7%		
건설 비용	Duration and % spend per years 1 & 2	5 years	20%	20%	4 years	25%	25%	5 years	20%	20%	5 years	20%	20%
	% spend per years 3, 4 & 5	20%	20%	20%	25%	25%		20%	20%	20%	20%	20%	20%
	% spend per years 6, 7 & 8												
운영기간	Duration	25years			25years			25years			25years		
		시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도		
		2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025
개발 전 £/kW	High	-	-	80	-	-	50	-	-	80	-	-	80
	Medium	-	-	50	-	-	30	-	-	50	-	-	40
	Low	-	-	30	-	-	20	-	-	30	-	-	30
건설 £/kW	High	-	-	2,700	-	-	1,800	-	-	2,600	-	-	2,700
	Medium	-	-	2,100	-	-	1,400	-	-	2,000	-	-	2,100
	Low	-	-	1,700	-	-	1,200	-	-	1,700	-	-	1,700
기반시설 £'000s	High	-	-	30,200	-	-		-	-	30,200	-	-	30,200
	Medium	-	-	15,100	-	-		-	-	15,100	-	-	15,100
	Low	-	-	7,600	-	-		-	-	7,600	-	-	7,600
고정 운영 및 유지 £/MWh	Medium	-	-	31,000	-	-	30,900	-	-	30,500	-	-	83,800
가변 운영 및 유지 £/kW	Medium	-	-	3	-	-	3	-	-	4	-	-	4
보험 £/MWh/year	Medium	-	-	7,300	-	-	7,400	-	-	7,500	-	-	7,500
연계 그리고 시스템 사용 charges £/MWh/year	Medium	-	-	3,300	-	-	3,300	-	-	3,300	-	-	3,300

		Gas - CCS CCGT Post FOAK			Coal - CCS ASC Partial FOAK			Coal - CCS ASC FOAK			Coal - CCS ASC retrofit FOAK		
기준 발전소 크기	MW	290			734			624			390		
평균 부하 율 (순 이용성)	%	85%			91%			91%			91%		
효율성(LHV)	%	24%			38%			32%			31%		
개발 전 기간	Duration and % spend per years 1 & 2	5 years	20%	20%	5 years	20%	20%	5 years	20%	20%	5 years	20%	20%
	% spend per years 3, 4 & 5	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
	% spend per years 6, 7 & 8												
건설 비용	Duration and % spend per years 1 & 2	5 years	20%	20%	5 years	20%	20%	5 years	20%	20%	4 years	25%	25%
	% spend per years 3, 4 & 5	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	25%	25%	
	% spend per years 6, 7 & 8												
운영기간	Duration	25years			25years			25years			15years		
		시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도		
		2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025
개발 전 £/kW	High	-	-	120	-	-	80	-	-	110	-	-	50
	Medium	-	-	80	-	-	60	-	-	70	-	-	30
	Low	-	-	60	-	-	40	-	-	60	-	-	20
건설 £/kW	High	-	-	3,000	-	-	3,400	-	-	5,500	-	-	3,000
	Medium	-	-	2,300	-	-	2,600	-	-	4,200	-	-	2,400
	Low	-	-	1,900	-	-	2,100	-	-	3,400	-	-	1,900
기반시설 £'000s	High	-	-	30,200	-	-	15,000	-	-	15,000	-	-	
	Medium	-	-	15,100	-	-	10,000	-	-	10,000	-	-	
	Low	-	-	7,600	-	-	5,000	-	-	5,000	-	-	
고정 운영 및 유지 £/MWh	Medium	-	-	31,800	-	-	56,400	-	-	78,500	-	-	80,700
가변 운영 및 유지 £/kW	Medium	-	-	3	-	-	3	-	-	3	-	-	3
보험 £/MWh/year	Medium	-	-	8,500	-	-	9,600	-	-	15,800	-	-	8,200
연계 그리고 시스템 사용 charges £/MWh/year	Medium	-	-	2,500	-	-	3,800	-	-	3,800	-	-	3,800

		Coal - CCS ASC Oxy FOAK			Coal - CCS ASC NH3 FOAK			Coal - CCS IGCC FOAK			Coal - CCS IGCC Partial FOAK		
기준 발전소 크기	MW	552			624			652			760		
평균 부하 율(순 이용성)	%	91%			91%			88%			88%		
효율성(LHV)	%	32%			32%			30%			35%		
개발 전 기간	Duration and % spend per years 1 & 2	6 years	16.7%	16.7%	5 years	20%	20%	5 years	20%	20%	5 years	20%	20%
	% spend per years 3, 4 & 5	16.7%	16.7%	16.7%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
	% spend per years 6, 7 & 8	16.7%											
건설 비용	Duration and % spend per years 1 & 2	6 years	18.2%	18.2%	5 years	20%	20%	5 years	20%	20%	5 years	20%	20%
	% spend per years 3, 4 & 5	18.2%	18.2%	18.2%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
	% spend per years 6, 7 & 8	9.1%											
운영기간	Duration	25years			25years			25years			25years		
		시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도		
		2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025
개발 전 £/kW	High	-	-	80	-	-	110	-	-	80	-	-	60
	Medium	-	-	40	-	-	70	-	-	60	-	-	40
	Low	-	-	30	-	-	60	-	-	50	-	-	40
건설 £/kW	High	-	-	4,400	-	-	5,500	-	-	5,000	-	-	3,600
	Medium	-	-	3,400	-	-	4,200	-	-	3,900	-	-	2,800
	Low	-	-	2,900	-	-	3,400	-	-	3,300	-	-	2,400
기반시설 £'000s	High	-	-	15,000	-	-	15,000	-	-	15,000	-	-	15,000
	Medium	-	-	10,000	-	-	10,000	-	-	10,000	-	-	10,000
	Low	-	-	5,000	-	-	5,000	-	-	5,000	-	-	5,000
고정 운영 및 유지 £/MWh	Medium	-	-	68,200	-	-	79,600	-	-	65,300	-	-	52,100
가변 운영 및 유지 £/kW	Medium	-	-	6	-	-	3	-	-	5	-	-	5
보험 £/MWh/year	Medium	-	-	13,000	-	-	19,300	-	-	22,700	-	-	14,000
연계 그리고 시스템 사용 charges £/MWh/year	Medium	-	-	3,800	-	-	3,800	-	-	3,800	-	-	3,800

		Coal - CCS IGCC retro FOAK		
기준 발전소 크기	MW	622		
평균 부하 율 (순 이용성)	%	88%		
효율성(LHV)	%	27%		
개발 전 기간	Duration and % spend per years 1 & 2	5 years	20%	20%
	% spend per years 3, 4 & 5	20%	20%	20%
	% spend per years 6, 7 & 8			
건설 비용	Duration and % spend per years 1 & 2	4 years	25%	25%
	% spend per years 3, 4 & 5	25%	25%	25%
	% spend per years 6, 7 & 8			
운영기간	Duration	25years		
		시운전 년도		
		2018	2020	2025
개발 전 £/kW	High	-	-	100
	Medium	-	-	60
	Low	-	-	60
건설 £/kW	High	-	-	5,400
	Medium	-	-	4,200
	Low	-	-	3,600
기반시설 £'000s	High	-	-	-
	Medium	-	-	-
	Low	-	-	-
고정 운영 및 유지 £/MWh	Medium	-	-	81,900
가변 운영 및 유지 £/kW	Medium	-	-	6
보험 £/MWh/year	Medium	-	-	27,600
연계 그리고 시스템 사용 charges £/MWh/year	Medium	-	-	3,800

		Dedicated Biomass			Conversions			Biomass CHP			Onshore UK>5MW		
기준 발전소 크기	MW	23			349			14			20		
평균 부하 율 (순 이용성)	%	84%			79%			80%			32%		
효율성(LHV)	%	29%			40%			23%			0%		
개발 전 기간	Duration and % spend per years 1 & 2	3 years	33.3%	33.3%	2 years	50%	50%	3 years	33.3%	33.3%	4 years	25%	25%
	% spend per years 3, 4 & 5	33.3%						33.3%			25%	25%	
	% spend per years 6, 7 & 8												
건설 비용	Duration and % spend per years 1 & 2	2 years	50%	50%	2 years	43.5%	43.5%	2 years	50%	50%	2 years	50%	50%
	% spend per years 3, 4 & 5				13%								
	% spend per years 6, 7 & 8												
운영기간	Duration	25years			15years			24years			24years		
		시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도		
		2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025
개발 전 £/kW	High	160	160	160	120	120	-	580	580	580	190	190	190
	Medium	110	110	110	80	80	-	270	270	270	110	110	110
	Low	80	80	80	50	50	-	40	40	40	40	40	40
건설 £/kW	High	3,400	3,300	3,300	300	300	-	5,400	5,600	5,900	1,500	1,500	1,400
	Medium	2,900	2,900	2,800	200	200	-	4,500	4,700	4,900	1,200	1,200	1,200
	Low	2,400	2,300	2,300	200	200	-	3,400	3,500	3,700	900	800	800
기반시설 £'000s	High	500	500	500	-	-	-	1,100	1,100	1,100	4,100	4,100	4,100
	Medium	400	400	400	-	-	-	900	900	900	3,300	3,300	3,300
	Low	200	200	200	-	-	-	700	700	700	2,300	2,300	2,300
고정 운영 및 유지 £/MWh	Medium	65,500	65,500	65,500	22,800	22,800	-	223,500	230,000	240,600	23,200	23,000	22,400
가변 운영 및 유지 £/kW	Medium	8	8	8	1	1	-	11	11	11	5	5	5
보험 £/MWh/year	Medium	11,500	11,500	11,500	11,500	11,500	-	44,000	45,300	47,400	1,400	1,400	1,400
연계 그리고 시스템 사용 charges £/MWh/year	Medium	12,900	12,900	12,900	10,500	10,500	-	15,500	16,000	16,700	3,100	3,100	3,000

주의: 육상 풍력에 대해 위에서 제공된 부하율은 2020 년부터 시운전하는 발전소에 대한 것이다. 다른 부하요소는 이 보고서에 제시된 2020 년 이전 균등화 비용 결과에 적용된다(이 정보에 대해서는 Arup 보고서 참조하라).

		Offshore R2			Offshore R3			PV>5MW			PV 1-5MW ground		
기준 발전소 크기	MW	321			844			16			4		
평균 부하 율 (순 이용성)	%	43%			48%			11%			11%		
효율성(LHV)	%	0%			0%			0%			0%		
개발 전 기간	Duration and % spend per years 1 & 2	5 years	22.2%	22.2%	5 years	22.2%	22.2%	1 years	100%		1 years	100%	
	% spend per years 3, 4 & 5	22.2%	22.2%	11.1%	22.2%	22.2%	11.1%						
	% spend per years 6, 7 & 8												
건설 비용	Duration and % spend per years 1 & 2	3 years	33.3%	33.3%	3 years	33.3%	33.3%	0 years	100%		0 years	100%	
	% spend per years 3, 4 & 5	33.3%			33.3%								
	% spend per years 6, 7 & 8												
운영기간	Duration	23years			22years			25years			25years		
		시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도		
		2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025
개발 전 £/kW	High	150	150	150	190	190	190	170	170	170	60	60	60
	Medium	60	60	60	120	120	120	70	70	70	60	60	60
	Low	20	20	20	60	60	60	10	10	10	60	60	60
건설 £/kW	High	3,100	3,000	2,700	2,700	2,600	2,400	700	700	600	900	800	700
	Medium	2,200	2,100	1,900	2,400	2,300	2,100	700	600	600	700	700	600
	Low	1,700	1,600	1,500	2,100	2,000	1,800	600	600	500	600	600	500
기반시설 £'000s	High	97,400	97,400	97,400	372,400	372,400	372,400	400	400	400	300	300	300
	Medium	69,300	69,300	69,300	323,000	323,000	323,000	400	400	400	200	200	200
	Low	53,000	53,000	53,000	281,400	281,400	281,400	400	400	400	200	200	200
고정 운영 및 유지 £/MWh	Medium	30,900	30,000	28,600	48,600	47,300	45,400	5,600	5,400	5,100	8,300	8,000	7,500
가변 운영 및 유지 £/kW	Medium	3	3	3	4	3	3	-	-	-	-	-	-
보험 £/MWh/year	Medium	1,400	1,400	1,300	3,300	3,300	3,100	2,000	1,900	1,800	1,200	1,100	1,100
연계 그리고 시스템 사용 charges £/MWh/year	Medium	33,500	32,600	31,100	50,300	48,900	47,000	1,300	1,300	1,200	1,300	1,300	1,200

주의: 해상풍력 라운드 2 및 3 에 대해 위에 제공된 부하율은 2020 년 이후에 시운전하는 설비에 대한 것이다. 다른 부하요소들은 이 보고서에 제시된 2020 년 이전 균등화 비용 결과에 적용된다(이 정보에 대해서는 Arup 보고서를 참조하라).

		PV 1-5MW building			EfW			EfW CHP			AD		
기준 발전소 크기	MW	1			30			24			2		
평균 부하 율 (순 이용성)	%	11%			81%			81%			79%		
효율성(LHV)	%	0%			28%			22%			40%		
개발 전 기간	Duration and % spend per years 1 & 2	1 years	100%		4 years	22.8%	22.8%	4 years	22.8%	22.8%	2 years	66.7%	33.3%
	% spend per years 3, 4 & 5				22.8%	22.8%	9%	22.8%	22.8%	9%			
	% spend per years 6, 7 & 8												
건설 비용	Duration and % spend per years 1 & 2	0 years	100%		3 years	33.3%	33.3%	3 years	33.3%	33.3%	1 years	100%	
	% spend per years 3, 4 & 5				33.3%			33.3%					
	% spend per years 6, 7 & 8												
운영기간	Duration	25 years			35 years			35 years			20 years		
		시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도		
		2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025
개발 전 £/kW	High	20	20	20	390	390	390	300	300	300	440	440	440
	Medium	20	20	20	230	230	230	210	210	210	340	340	340
	Low	20	20	20	110	110	110	130	130	130	260	260	260
건설 £/kW	High	800	800	700	12,500	12,400	12,200	15,900	15,800	15,600	4,900	4,900	4,900
	Medium	700	700	600	8,200	8,100	8,000	13,300	13,200	13,000	3,700	3,700	3,700
	Low	700	600	600	4,600	4,600	4,500	10,300	10,300	10,100	2,900	2,900	2,900
기반시설 £'000s	High	-	-	-	6,600	6,600	6,600	8,500	8,500	8,500	1,000	1,000	1,000
	Medium	-	-	-	4,600	4,600	4,600	5,900	5,900	5,900	700	700	700
	Low	-	-	-	2,500	2,500	2,500	3,000	3,000	3,000	500	500	500
고정 운영 및 유지 £/MWh	Medium	6,600	6,300	5,900	139,500	137,900	134,800	153,000	151,300	147,900	78,100	78,100	78,100
가변 운영 및 유지 £/kW	Medium	3	3	3	25	25	24	55	55	53	81	81	81
보험 £/MWh/year	Medium	2,600	2,600	2,400	30,500	30,100	29,500	85,200	84,300	82,400	54,200	54,200	54,200
연계 그리고 시스템 사용 charges £/MWh/year	Medium	1,300	1,300	1,200	16,700	16,500	16,100	16,700	16,500	16,100	12,900	12,900	12,900

		AD CHP			ACT Standard			ACT Advanced			ACT CHP		
기준 발전소 크기	MW	2			12			9			1		
평균 부하 율 (순 이용성)	%	79%			83%			83%			83%		
효율성(LHV)	%	32%			21%			25%			24%		
개발 전 기간	Duration and % spend per years 1 & 2	2 years	66.7%	33.3%	3 years	36.4%	36.4%	3 years	36.4%	36.4%	3 years	36.4%	36.4%
	% spend per years 3, 4 & 5				27.3%			27.3%			27.3%		
	% spend per years 6, 7 & 8												
건설 비용	Duration and % spend per years 1 & 2	1 years	100%		2 years	50%	50%	2 years	44.4%	44.4%	2 years	44.4%	44.4%
	% spend per years 3, 4 & 5							11.1%			11.1%		
	% spend per years 6, 7 & 8												
운영기간	Duration	20 years			25 years			25 years			25 years		
		시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도		
		2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025
개발 전 £/kW	High	440	440	440	300	300	300	980	980	980	980	980	980
	Medium	340	340	340	180	180	180	410	410	410	410	410	410
	Low	260	260	260	50	50	50	90	90	90	90	90	90
건설 £/kW	High	5,600	5,600	5,600	7,100	6,900	6,600	12,300	12,000	11,400	16,700	16,300	15,400
	Medium	4,300	4,300	4,300	6,100	6,000	5,600	7,100	7,000	6,600	9,000	8,800	8,300
	Low	3,300	3,300	3,300	4,200	4,100	3,900	4,300	4,200	4,000	4,900	4,800	4,500
기반시설 £'000s	High	1,000	1,000	1,000	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600
	Medium	700	700	700	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400
	Low	500	500	500	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
고정 운영 및 유지 £/MWh	Medium	132,000	132,000	132,000	232,400	229,700	223,200	157,700	156,000	151,600	157,700	156,000	151,600
가변 운영 및 유지 £/kW	Medium	81	81	81	21	21	20	40	39	38	40	39	38
보험 £/MWh/year	Medium	54,200	54,200	54,200	56,700	56,000	54,400	83,300	82,400	80,100	83,300	82,400	80,100
연계 그리고 시스템 사용 charges £/MWh/year	Medium	12,900	12,900	12,900	12,700	12,600	12,200	12,700	12,600	12,200	12,700	12,600	12,200

		Landfill gas			Sewage gas			Geothermal CHP			Hydro Large Store		
기준 발전소 크기	MW	2			3			3			22		
평균 부하 율 (순 이용성)	%	58%			46%			90%			45%		
효율성(LHV)	%	100%			100%			100%			100%		
개발 전 기간	Duration and % spend per years 1 & 2	1 years	100%		1 years	100%		1 years	100%		0 years	70%	30%
	% spend per years 3, 4 & 5												
	% spend per years 6, 7 & 8												
건설 비용	Duration and % spend per years 1 & 2	0 years	100%		2 years	56%	44%	3 years	33.3%	33.3%	2 years	70%	30%
	% spend per years 3, 4 & 5							33.3%					
	% spend per years 6, 7 & 8												
운영기간	Duration	27.8571428571429 years			20 years			25 years			41 years		
		시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도		
		2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025
개발 전 £/kW	High	60	60	60	420	420	420	130	130	130	-	-	-
	Medium	40	40	40	420	420	420	110	110	110	60	60	60
	Low	20	20	20	410	410	410	80	80	80	-	-	-
건설 £/kW	High	3,600	3,600	3,600	7,000	7,000	7,000	9,400	9,300	9,100	-	-	-
	Medium	2,200	2,200	2,200	5,100	5,100	5,100	6,900	6,800	6,700	3,200	3,200	3,200
	Low	800	800	800	1,800	1,800	1,800	3,000	3,000	2,900	-	-	-
기반시설 £'000s	High	1,000	1,000	1,000	200	200	200	500	500	500	-	-	-
	Medium	700	700	700	200	200	200	300	300	300	-	-	-
	Low	500	500	500	100	100	100	200	200	200	-	-	-
고정 운영 및 유지 £/MWh	Medium	81,000	81,000	81,000	48,600	48,600	48,600	81,000	81,000	81,000	25,700	25,700	25,700
가변 운영 및 유지 £/kW	Medium	9	9	9	12	12	12	12	12	12	6	6	6
보험 £/MWh/year	Medium	1,600	1,600	1,600	36,600	36,600	36,600	1,600	1,600	1,600	1,000	1,000	1,000
연계 그리고 시스템 사용 charges £/MWh/year	Medium	6,500	6,500	6,500	12,900	12,900	12,900	12,900	12,900	12,900	7,600	7,600	7,600

		Hydro 5-16MW			Wave			Tidal Stream		
기준 발전소 크기	MW	11			9			18		
평균 부하 율 (순 이용성)	%	35%			30%			31%		
효율성(LHV)	%	100%			100%			100%		
개발 전 기간	Duration and % spend per years 1 & 2	2 years	77%	23%	3 years	33.3%	33.3%	4 years	23.3%	23.3%
	% spend per years 3, 4 & 5				33.3%			23.3%	23.3%	7%
	% spend per years 6, 7 & 8									
건설 비용	Duration and % spend per years 1 & 2	2 years	70%	30%	2 years	50%	50%	2 years	55.5%	44.5%
	% spend per years 3, 4 & 5									
	% spend per years 6, 7 & 8									
운영기간	Duration	41 years			20 years			22 years		
		시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도		
		2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025
개발 전 £/kW	High	300	300	300	-	-	270	-	-	270
	Medium	60	60	60	-	-	130	-	-	130
	Low	40	40	40	-	-	40	-	-	40
건설 £/kW	High	3,100	3,100	3,100	-	-	6,200	-	-	6,200
	Medium	3,000	3,000	3,000	-	-	4,500	-	-	4,500
	Low	1,600	1,600	1,600	-	-	2,600	-	-	2,400
기반시설 £'000s	High	-	-	-	-	-	7,000	-	-	10,500
	Medium	-	-	-	-	-	5,100	-	-	7,400
	Low	-	-	-	-	-	2,900	-	-	4,200
고정 운영 및 유지 £/MWh	Medium	45,100	45,100	45,100	-	-	40,600	-	-	91,400
가변 운영 및 유지 £/kW	Medium	6	6	6	-	-	24	-	-	7
보험 £/MWh/year	Medium	-	-	-	-	-	11,900	-	-	2,500
연계 그리고 시스템 사용 charges £/MWh/year	Medium	-	-	-	-	-	32,300	-	-	60,400

		Solar 100-1000kW			Solar<10kW			Onshore<50kW			Onshore 250-1000kW		
기준 발전소 크기	MW	0.455			0.003			0.010			0.482		
평균 부하 율 (순 이용성)	%	11%			11%			21%			26%		
효율성(LHV)	%	100%			100%			100%			100%		
개발 전 기간	Duration and % spend per years 1 & 2	0 years			0 years			0 years			0 years		
	% spend per years 3, 4 & 5												
	% spend per years 6, 7 & 8												
건설 비용	Duration and % spend per years 1 & 2	0 years	100%		0 years	100%		0 years	100%		0 years	100%	
	% spend per years 3, 4 & 5												
	% spend per years 6, 7 & 8												
운영기간	Duration	30 years			30 years			20 years			20 years		
		시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도		
		2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025
개발 전 £/kW	High	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Medium	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Low	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
건설 £/kW	High	1,300	1,200	1,200	1,900	1,800	1,700	4,600	4,500	4,300	2,700	2,700	2,500
	Medium	1,000	1,000	900	1,500	1,500	1,400	3,700	3,600	3,500	2,200	2,100	2,000
	Low	800	800	700	1,200	1,100	1,000	2,800	2,800	2,600	1,700	1,600	1,500
기반시설 £'000s	High	200	200	200	-	-	-	-	-	-	200	200	200
	Medium	200	200	200	-	-	-	-	-	-	200	200	200
	Low	200	200	200	-	-	-	-	-	-	200	200	200
고정 운영 및 유지 £/MWh	Medium	9,400	9,400	9,200	23,500	23,400	23,200	29,700	29,600	29,600	56,900	56,900	56,700
가변 운영 및 유지 £/kW	Medium	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
보험 £/MWh/year	Medium	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
연계 그리고 시스템 사용 charges £/MWh/year	Medium	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

		AD <250kW			Hydropower<100kW			Hydropower 500-2000kW		
기준 발전소 크기	MW	0.155			0.033			1.046		
평균 부하 율 (순 이용성)	%	65%			60%			40%		
효율성(LHV)	%	38%			100%			100%		
개발 전 기간	Duration and % spend per years 1 & 2	0 years			0 years			0 years		
	% spend per years 3, 4 & 5									
	% spend per years 6, 7 & 8									
건설 비용	Duration and % spend per years 1 & 2	0 years	100%		0 years	100%		0 years	100%	
	% spend per years 3, 4 & 5									
	% spend per years 6, 7 & 8									
운영기간	Duration	20 years			35 years			35 years		
		시운전 년도			시운전 년도			시운전 년도		
		2018	2020	2025	2018	2020	2025	2018	2020	2025
개발 전 £/kW	High	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Medium	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Low	-	-	-	-	-	-	-	-	-
건설 £/kW	High	7,900	7,700	7,300	7,800	7,800	7,800	4,100	4,500	4,300
	Medium	5,800	5,700	5,400	6,300	6,300	6,300	3,300	3,600	3,500
	Low	3,700	3,600	3,400	4,800	4,800	4,800	2,500	2,800	2,600
기반시설 £'000s	High	100	100	100	-	-	-	400	400	400
	Medium	100	100	100	-	-	-	400	400	400
	Low	100	100	100	-	-	-	400	400	400
고정 운영 및 유지 £/MWh	Medium	758,700	758,700	758,700	83,300	83,300	83,300	18,200	18,200	18,200
가변 운영 및 유지 £/kW	Medium	-	-	-	-	-	-	-	-	-
보험 £/MWh/year	Medium	-	-	-	-	-	-	-	-	-
연계 그리고 시스템 사용 charges £/MWh/year	Medium	-	-	-	-	-	-	-	-	-

표 20: 연료 및 폐기물 처리 비용 (선택)

시운전		2016	2018	2020	2025	2030
Uranium(£/MWh)	높은	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5
	중간	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
	낮은	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
Biomass 5-50MW(£/MWh)	높은	31.20	31.20	31.20	31.20	31.20
	중간	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66
	낮은	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55
EfW Gatefee(£/MWh)	높은	-20.3	-20.3	-20.3	-20.3	-20.3
	중간	-30.8	-30.8	-30.8	-30.8	-30.8
	낮은	-36.7	-36.7	-36.7	-36.7	-36.7
AD Gatefee(£/MWh)	높은	-3.68	-3.42	-3.18	-3.18	-3.18
	중간	-4.78	-3.90	-3.18	-3.18	-3.18
	낮은	-6.26	-.4.46	-3.18	-3.18	-3.18
ACT Gatefee(£/MWh)	높은	-10.4	-10.4	-10.4	-10.4	-10.4
	중간	-12.1	-12.1	-12.1	-12.1	-12.1
	낮은	-13.5	-13.5	-13.5	-13.5	-13.5
Conversion and Biomass CCS(£/MWh)	높은	36.8	36.8	36.8	36.8	36.8
	중간	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0
	낮은	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2

모든 연료 비용은 각 기술에 대해 위의 표에 나열된 효율 요소의 총량이다(순 효율성이 없는 우라늄 제외).

- AD <250kW 기술에는 폐기물 처리 비용이 적용되지 않는다.

©Crown copyright 2016
Department for Business, Energy & Industrial Strategy
3 Whitehall Place, London SW1A 2AW
www.gov.uk/decc