

원자력 발전비용의 쟁점과 과제

2014. 3

허가형



원자력 발전비용의 쟁점과 과제

사업평가현안분석 제50호 (통권305호)

원자력 발전비용의 쟁점과 과제

총괄 | 조영철 사업평가국장

기획·조정 | 최미희 산업사업평가과장

작성 | 허가형 산업사업평가과 사업평가관

지원 | 박현주 산업사업평가과 연구보조원

본 보고서는 국회가 관심 있게 다룰 재정 현안이나 정책 이슈에 대해 객관성 있는 분석정보를 적시성 있게 제공함으로써, 국회의 예산 및 법안 심사와 의제 설정을 실효성 있게 지원하기 위한 것입니다.

문의 : **사업평가국 산업사업평가과** | 02) 788 - 3781 | peb2@nabo.go.kr

이 책은 국회예산정책처 홈페이지(www.nabo.go.kr)를 통하여 보실 수 있습니다.

원자력 발전비용의 쟁점과 과제

허가형

2014. 3



국회의산정책처
National Assembly Budget Office

이 보고서는 「국회법」 제22조의2 및 「국회예산정책처법」 제3조에 따라
국회의원의 의정활동을 지원하기 위하여 작성되었습니다.

발간사

에너지 자립도가 낮고 에너지 다소비형 산업의 비중이 높은 우리나라의 상황에서 원자력 발전은 안정적이고 저렴하게 전기를 공급하는 발전원으로 중요한 역할을 해왔습니다. 하지만 원자력 발전은 입지갈등과 사고위험에 대한 불안감으로 상당한 외부 비용을 유발하기도 합니다. 정부는 제2차 에너지기본계획을 통해 2035년까지 원자력 발전의 비중을 현재보다 높이겠다는 계획을 세운 바 있습니다. 하지만, 원자력 발전이 야기할 가능성이 있는 사회적 비용에 대한 검토가 충분하다고 보기 어렵습니다.

이에 본 보고서는 국내에서는 처음으로 신규 원자력 발전소의 도입에 따라 발생가능한 모든 비용을 검토하고자 하였습니다. 검토 결과, 원자력 발전의 건설비와 운전유지비, 연료비와 같은 발전에 소요되는 직접 비용은 다른 발전원에 비해 낮은 수준이었습니다. 하지만 원자력발전에는 발전원가에 반영되지 않는 다양한 외부 비용이 발생하고 있는 것으로 나타났습니다. 우리 사회에는 중대사고의 위험과 방사성폐기물처분장과 고압송전선로와 같은 입지 선정과정에서 발생하는 사회적 갈등이 있습니다. 사고위험을 낮추기 위한 안전규제가 야기하는 비용도 있으며, 연구개발과 주변지역 주민에게 지원하는 비용도 있습니다. 현재세대가 사용하는 원자력 발전에 따라 발생하는 고준위방사성폐기물은 처리를 하더라도 미래세대에 회복할 수 없는 피해를 야기할 수도 있습니다. 이와 같은 외부 비용을 원자력 발전비용에 어떻게 반영할 것인지는 정부의 규제수준과 정책방향에 따라 달라질 것입니다.

우리 사회의 원자력 발전을 둘러싼 사회적 갈등은 외부 비용을 어디까지 인정하며 누가 부담할 것인가와 관련한 논의에서 시작할 필요가 있습니다. 이에 본 보고서에서 분석한 원자력 발전의 쟁점과 과제가 국가에너지정책에 관심을 가지고 계신 국회의원님들의 의정활동에 기여하고 지속가능한 사회를 유지하는데 일조하기를 바랍니다.

2014년 3월

국회예산정책처장 국 경 복

요 약

□ 분석배경

- 정부는 제2차 에너지기본계획(2014.1)을 통해 2035년까지 원자력 발전 설비규모를 현재수준보다 확대하겠다는 정책방향을 제시함. 그러나 에너지기본계획은 원자력 발전의 사회적 비용에 대한 고려가 미흡함.
- 본 보고서는 발전사업자가 부담하는 직접 비용과 사회적으로 부담하는 비용을 구분하여 검토함.

□ 우리나라 원자력 발전비용 중 직접 비용은 OECD 국가 중 가장 저렴함(1kWh당 43.02~48.8원).

- 우리나라 신형 원전의 건설비(231만원/kW)는 미국(640만원/kW)과 프랑스(560만원/kW)의 절반 수준임. 정부는 우리나라 원자력 건설비가 낮은 이유를 합리적으로 설명할 수 있는 자료를 제시할 필요가 있음.

□ 원자력 발전비용 중 다음과 같은 외부 비용의 반영이 미흡함.

- 중대사고 발생에 대한 우려, 사용후핵연료처분장 및 고압송전선로의 입지, 안전규제 수준, 미래세대의 국토이용 제한과 같은 사회적 갈등을 유발할 수 있는 비용이 발전원가에 제대로 반영되어 있지 않음.

□ 외부 비용을 반영한 발전비용의 검토를 위한 과제는 다음과 같음.

- 정부는 (가칭)발전비용산정위원회를 구성하여, 드러난 외부 비용을 내부화하고 그로 인한 경제적 효과를 분석한 결과를 국회 산업통상자원위원회에 보고함.
- 정부는 (가칭)발전비용산정위원회의 분석결과에 따라, 신규 원자력 발전의 도입시기를 조정하고, 건설 중인 발전소의 적기 준공을 위한 갈등관리 방안을 마련함.
- 국회는 고준위방폐장 건설계획과 추진방향, 입지선정과정 및 주민의사 수용방안에 관한 사항을 법률로 규정하는 방안을 검토함.

I. 서론

□ 원자력 발전의 개요 및 분석대상

- 우리나라의 원자력 발전은 연료비의 비중이 낮고, 플랜트 산업간 연계구조로 인하여 다른 발전원에 비해 비용이 저렴함.
- 하지만, 2011년 후쿠시마 사고 및 원자력 발전 부품 안정성에 대한 우려 등으로 최근 원자력 발전에 대한 사회적 수용성이 크게 낮아진 상황임.
- 정부는 제2차 에너지기본계획(2014.1)을 통해 향후 원자력 발전 설비규모를 현재보다 확대하겠다는 정책방향을 제시하였으나, 동 계획에서는 원자력 발전으로 인해 발생할 가능성이 있는 사회적 비용에 대한 검토가 부족함.
- 본 보고서는 신규 원자력 발전소의 도입에 따라 사회적으로 부담하는 총 비용을 파악하기 위하여, 원자력 발전의 직접 비용과 외부 비용을 검토함.

II. 원자력 발전의 현황 및 쟁점

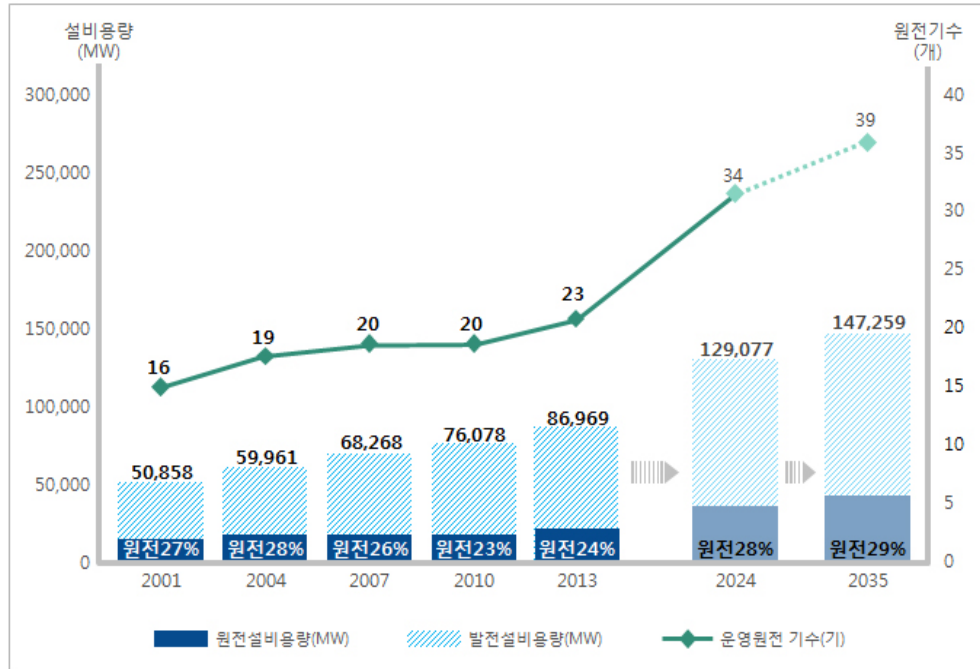
□ 원자력 발전의 현황

- 2014년 2월 현재 운영 중인 원자력 발전소는 23기 20,716MW 용량으로, 4개 지역(고리, 월성, 영광, 울진)에 소재함.
- 건설 및 계획단계의 원자력 발전소 11기가 2024년까지 완공되면, 총설비 규모는 34기 35,916MW에 이를 것으로 나타남.
 - 2014년 현재 9기는 건설 및 건설준비 중이며, 2기는 계획 중에 있음.

□ 원자력 발전의 중장기 계획

- 정부는 제2차 에너지기본계획에서 2035년까지 총 발전설비 중 원자력 발전의 비중을 전체 발전설비의 29%로 한다는 목표를 두고 있음.
- 제2차 에너지기본계획의 원자력 발전의 설비비중 목표를 달성하기 위해서는 최소한 5기의 신규 원자력 발전소 건설이 필요함.
 - 설계수명이 완료되는 노후 원자로의 폐쇄에 따른 교체수요도 있으므로 신규 부지 확보와 신규 원자력발전소의 건설은 불가피할 것으로 예상됨.

원자력 발전 설비의 비중



주: 1. 원자력 발전 설비비중 = 원전 설비용량/총 발전설비용량

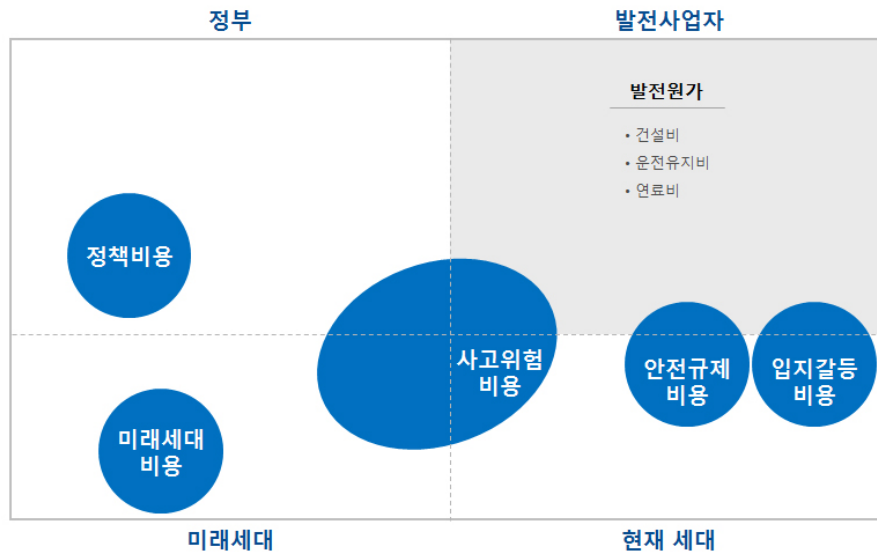
2. 원전비중은 총설비용량 대비로 구함.

자료: 전력거래소와 산업통상자원부의 자료를 이용하여 국회예산정책처에서 작성함.

□ 원자력 발전비용의 구성

- 본 보고서에서는 원자력 발전비용을 직접 비용(direct economic cost)과 외부 비용(external cost)으로 구분함.
- 직접 비용은 시장가격을 기준으로 직접적으로 지출되는 원자력의 발전비용이며, 외부 비용은 시장가격에 반영되지 않지만 사회적으로 부담할 가능성이 있는 비용으로 정의함.
 - 직접 비용은 발전사업자가 부담하는 건설비와 운전유지비, 연료비이며,
 - 외부 비용은 정부와 현재, 미래세대가 부담하는 사고위험비용과 입지 갈등비용, 규제비용, 정책비용, 미래세대비용으로 구성됨.

원자력 발전의 비용 구성



		세부항목	내역
직접 비용	발전 원가	건설비	- 순공사비, 자본조달비용
		운전유지비	- 인건비, 수선유지비, 경비, 일반관리비, 중저준위 방사성폐기물처리비, 사용후핵연료처분비, 폐로 해체비용, 주변지역지원사업비 등
		연료비	- 핵연료 구입비
외부 비용	입지갈등비용		- 방사성폐기물 처분장 및 고압 송전선로와 같은 원자력 관련 시설의 입지 선정에 따른 갈등비용
	사고위험비용		- 중대사고발생의 위험비용
	안전규제비용		- 규제수준에 따라 발생하는 추가비용으로 안전설비 보강비용 등
	정책비용		- 원자력 발전의 기술개발 및 운영, 홍보를 위한 재정지원 비용
	미래세대비용		- 고준위방사성폐기물 처분장 입지에 대한 미래세대의 선택가치 및 유산가치 상실비용

자료: 국회예산정책처에서 작성함.

Ⅲ. 원자력 발전의 직접 비용

□ 우리나라 원자력 발전의 직접 비용

- 원자력 발전의 직접 비용은 43.02~48.8원/kWh임.
 - － 정부가 제6차 전력수급기본계획에서 사용한 원자력 발전단가는 1kWh당 41.9원이며, 제2차 에너지기본계획 워킹그룹은 43.02~47.93원, 한국환경정책평가연구원은 48.8원으로 추정함.

신규 원자력 발전의 직접 비용

	국제에너지기구 (2010)	6차 전력수급계획 (2013.2)	제2차 에너지기본 워킹그룹 (2013.11)	한국환경정책평가 연구원 (2013.12)
건설비(원/kWh)	13.89	22.1	22.1	22.6
운전유지비(원/kWh)	10.19	16.1	16.1	19.7
연료비(원/kWh)	9.0	3.7	3.7	6.6
발전비용(원/kWh)	33.08	41.9	43.02~47.93	48.8

주: 1. 2010년 자료는 환율(2010.12.31.) 1,138.9원으로 변환함.
 2. 각 보고서는 기본 가정 중 할인율과 이용률에서 차이가 있음.
 3. 사용후핵연료 처분비용을 국제에너지기구는 연료비에 포함하며, 우리나라는 운전유지비에 포함시킴.
 자료: 국제에너지기구(2010), 전력거래소 제출자료, 제2차에너지기본계획 민관합동워킹그룹(2013), 이창훈 외(2013)를 이용하여 국회예산정책처에서 정리함.

- 한국수력원자력의 결산서에서 밝혀진 2012년의 원자력 발전 실적원가는 1kWh당 43.5원이며, 전력거래에 따른 원자력 발전의 정산단가는 39.5원임.

□ 건설비의 국제비교

- 국제에너지기구(2010)에 따르면 우리나라의 원자력 발전비용을 기준으로 할 때 프랑스의 발전비용은 우리나라의 1.8배, 일본과 미국은 1.6배임.
- 건설비는 원자력 발전비용의 50% 이상을 차지하는데, 낮은 건설비로 인해 우리나라의 원자력 발전비용은 다른 나라에 비해 낮게 나타나고 있음.
 - － 프랑스의 운전건설비는 우리나라의 2.3배, 일본과 미국은 각각 1.8배와 2배임.

원자력 발전비용의 국제비교

	총발전비용		건설비		운전 유지비 (cent/kWh)	연료비 (cent/MWh)
	단가 (cent/kWh)	한국대비 (%)	단가 (cent/kWh)	한국대비 (%)		
프랑스	5.64	182	3.11	232	1.60	0.93
독일	5.00	161	3.18	237	0.88	0.93
일본	4.97	160	2.39	178	1.65	0.93
미국	4.87	157	2.65	198	1.29	0.93
러시아	4.35	140	2.28	170	1.67	0.40
중국	3.20	103	1.49	111	0.78	0.93
한국	3.10		1.34		0.97	0.79

주: 1. 건설비는 건설투자비와 관련 금융비용을 모두 포함함.

2. 운전유지비는 원자력 발전의 운전 및 관리비용과 방사성폐기물 처리비용을 포함함.

3. 연료비는 전체 연료주기의 비용으로 사용후핵연료의 처리비용까지 포함함.

자료: IEA, *Projected cost of generating electricity 2010 edition*, 2010.

- 신형 원자로를 기준으로 할 때, 우리나라의 건설비는 1kW당 231만원인데 일본은 365만원이며, 미국은 640만원, 프랑스는 560만원으로 차이가 큼.
- － 우리나라의 건설비가 낮은 이유는 여러 기의 원자력 발전소가 한 부지에 모여 있음으로 인한 행정비용 및 입지비용의 절감, 낮은 규제비용, 반복건설 경험, 플랜트 시공능력, 연관사업의 발달 등이 원인으로 추정되나, 향후 우리나라의 건설비 차이에 대한 요인을 검토할 필요가 있음.

신형 원자력 발전소 건설비의 국제비교

	원자로 기술	단가 (만원/kW)	우리나라대비 (%)	참고문헌
우리나라	APR1400	231	100	한수원(2013)
일본	ABWR	365	158	비용등검증위원회(2011)
미국	3+ 세대 원자로	640	277	에너지정보국(2013)
프랑스	EPR	560	242	프랑스 회계감사원(2012)

주: 1. 우리나라의 신형 원자로를 신고리3·4호기(APR1400)를 기준으로 함.

2. 일본의 2011년 자료는 (비등수형로(BWR) X 1, 개량형비등수형로(ABWR) X 2, 가압수형로(PWR) X 1)의 샘플 플랜트를 이용함. 출력규모 1200MW, 건설비 4,200억엔임.

자료: IEA(2010)와 진상현(2013)의 자료를 이용하여 국회예산정책처에서 정리함.

□ 신규 원자력 발전소의 건설비 증가

- 전세계적으로 원자력 발전소에 대한 추가 안전설비의 설치, 규제요건의 강화요구에 따라 건설비가 증가하는 추세이며, 우리나라도 최근 건설되는 원자력 발전소의 상업운전이 지연됨에 따라 사업비가 증가하고 있음.
- － 계획대비 상업운전 지연일은 35개월 이상이며, 사업비는 13%가 증가함.
- － 안전규제 강화 추세를 고려할 때 향후 신규 원자력 발전소 건설비의 예비비 비중을 10~15%로 확대하는 방안을 검토할 필요가 있음.

원자력 발전의 계획 대비 상업운전 지연개월 수 및 사업비 증가액

	계획대비 오차 (개월)	총사업비 (계획년도) (억원)	총사업비 (변경년도) (억원)	증가액 (억원)	증가율 (%)
신월성 1·2호기 (AP1000)	35+	47,172 (2000)	53,100 (2012)	5,928	12.6
신고리 3·4호기 (APR1400)	50+	57,331 (2001)	64,811 (2012)	7,480	13.0

자료: 제1차 전력수급기본계획(2002)과 한국수력원자력(2012)를 이용하여 국회예산정책처에서 작성함.

□ 운전유지비

- 운전유지비는 발전소의 운전 및 관리를 위한 비용과 방사성폐기물 관리비용을 의미하며 연료비를 제외한 발전에 필요한 제반 비용을 포함함.

원자력 발전의 운전유지비 구성요소

운전유지비	인건비	급여 및 임금, 제수당, 퇴직급여, 잡급 등
	수선유지비	설비경상보수비, 수선유지재료비, 용역비 등
	경비	광고선전비, 교육훈련비, 지역협력사업비, 보험료, 세금과공과금, 개발비 등
	일반관리비	판매 및 관리비 등
	방사성폐기물 관리비용	원전해체, 중저준위폐기물, 사용후핵연료처분비

자료: 제2차 에너지기본계획 민관합동위킹그룹, 「원자력분과 최종보고서」, 2013.

- 방사성폐기물관리비는 폐로해체비용과 중저준위 방사성폐기물관리비용, 사용후핵연료 관리부담금으로 구성되며, 원자로 타입에 따라 1조 2,519~1조 9,619억원임.

원자력 발전의 방사성폐기물관리비용

(단위: 억원/호기)

	원자력1000	원자력1400
방사성폐기물관리비용 계	12,519	19,619
중저준위방사성폐기물관리비용 ¹	524	786
사용후핵연료관리부담금 ²	5,962	12,800
폐로해체비용 ³	6,033	6,033

주: 1. 중저준위방사성폐기물관리비용 = 폐기물발생량(드럼) × 기준단가

2. 사용후핵연료관리부담금 = 사용후핵연료발생량(다발) × 기준단가

3. 폐로해체비용은 현재 시점에서 해체할 때의 비용으로 건설 중인 원자력 발전소의 해체비용은 물가상승률을 고려해야함.

자료: 한국원자력환경공단 제출자료

- 방사성폐기물관리비용의 국제비교에 따르면 우리나라는 중저준위폐기물과 사용후핵연료의 최종처분 사업비가 전세계적으로 가장 높은 수준인 것으로 나타남.

원자력 발전의 방사성폐기물관리비용 국제비교

	중저준위 방사성폐기물 (백만원/㎡)	사용후핵연료 최종처분사업비 (백만원/톤)	폐로해체비용 (백만원/MW)
우리나라	66.5	1,285	603
미국	24.5	301~491	780
영국	1.6~16.4	796	1,720
프랑스	0.69~6.4	708	468

자료: 진상현(2013)을 이용하여 국회예산정책처에서 정리함.

- 향후 운전유지비는 원전해체충당금에 대한 이자비용 및 사용후핵연료관리부담금에 대한 이자비용과 원금상환의 부담으로 인해 증가할 수 있음.

IV. 원자력 발전의 외부 비용

□ 사고위험비용

- 사고위험비용은 원자력 발전소의 중대사고 발생으로 인한 위험을 회피하거나 대응하기 위한 비용으로 정의함.
- 사고위험비용을 추정하는 방법은 손해기대치접근법과 상호부조법, 위험회피성향을 고려한 지불의사액 추정법으로 구분할 수 있음.
 - 현재 원자력 사업자가 부담하는 사고위험비용은 0.03원/kWh임.
 - 제2차 에너지기본계획 민관합동위킹그룹이 공식의견으로 채택한 사고위험비용은 1kWh당 0.0828~16.5525원으로 손해기대치접근법을 이용함.
 - 반면, 원자력 발전소 주변지역 인구밀도를 고려한 상호부조법을 사용할 경우 원전사고비용은 343조에 달하며 이는 1kWh당 59.8원에 해당함.
 - 한국환경정책평가연구원(2013)은 위험회피성향을 고려한 지불의사액을 추정하여 사고위험회피비용이 3.8~94.9원/kWh라고 추정함.

원자력 발전 사고위험비용

		총 사고비용 (조원)	사고위험 비용 (원/kWh)	연간추가 비용 (억원)
2013년 기준 사고위험비용			0.03	42
에너지기본계획 위킹그룹 권고안	상호부조법	58	11.05	15,294
	IAEA 기준(0.00001)		0.08	69
	세계원전운영기준(0.00035)		2.90	3,983
	일본원전운영기준(0.002)		16.55	22,927
에너지기본계획 위킹그룹 참고자료	상호부조법(행정구역기준)	136	23.7	32,850
	상호부조법(GIS기준)	343	59.8	82,951
한국환경정책 평가연구원	일반적 위험회피(CVM)		3.8~6.3	5,489~9,042
	주변지역위험회피(CVM)		52.1~94.9	4,936~8,936

자료: 제2차 에너지기본계획 민관위킹그룹(2013)과 이창훈 외(2013)를 이용하여 정리함.

- 우리나라 원자력 발전소의 중대사고위험비용을 추정하기 위해서는 사고등급별 발전소 부지별 총사고비용에 대한 연구가 필요함.
 - 발전소 부지별 주변지역의 인구와 지형조건, 기상상황에 따라 사고비용이 달라질 수 있으므로 우리나라의 중대사고위험비용을 추산하는 것이 사고위험비용 검토의 첫 단계임.
 - 중대사고비용을 추산하는 것은 주민대피계획, 사고수습계획과 같은 비상계획의 기초가 될 수 있음.
- 사고위험비용은 발전원가에 추가되는 비용은 아니며 원가반영수준과 영향에 대해서는 사회적 합의가 필요함.

□ 안전규제비용

- 안전규제비용은 규제 강화에 따라 추가 안전설비를 보강하고 운전관리비가 증가함으로 인해 발생할 것으로 예상되는 비용을 의미함.
 - 후쿠시마 사고 이후 한국수력원자력은 호기당 3,260억원의 안전설비 보강을 계획하고 있으므로 향후 운전유지비가 증가할 수 있음.
- 규제강화에 따라 규제비용이 높아질수록 사고위험은 낮아지므로 원자력 발전과 같이 불확실성이 큰 사안의 경우 예방원칙에 따라 규제를 통해 안전비용을 내부화하는 것이 필요함.

원자력 발전의 안전설비 보강비용

	대상호기	안전설비 보강비용	호기당 비용	투자기간
한국	30기	7조 5천억원	3,260억원	2013~2018
미국	102기	27조원	2,650억원	2013~2018
프랑스	58기	14조4천억원	2,500억원	~2018

자료: 한국수력원자력 제출자료

- 우리나라는 국제원자력기구(IAEA)나 미국 원자력규제위원회(NRC)의 규제 수준을 따르고 있으나, 유럽은 이보다 높은 수준의 규제를 두고 있음.
 - 중대사고에 대처하기 위한 급속감압계통 및 원자로건물살수, 여과배기계통, 전원/계측에 전용계통 설계가 필요하며, 피동형 수소제어계통, 노외 노심용융물 냉각설비 설계요건 및 항공기 충돌 대비 설계요건에서 우리나라는 유럽보다 낮은 규제수준을 적용함.

원자력 발전의 중대사고 대처 전용계통 설계요건

	미 국	IAEA	우리나라	유 럽
급속감압계통	보유설비 활용	추가설비 활용	전용계통 도입	전용계통도입
원자로건물살수계통	"	추가설비 및 임시설비 활용	보유설비 활용	"
여과배기계통	요구 없음	"	요구 없음	"
수소제어계통	능동+피동	"	능동+피동	피동
전원/계측	요구 없음	"	요구 없음	전용계통도입

자료: 한국수력원자력 제출자료

- 우리나라도 유럽수출형 원자로에 대해서는 유럽규제를 따르고 있으므로, 국내규제수준을 재검토하여 신규 원자력 발전을 건설함에 있어서 유럽 수준의 규제 도입방안을 검토할 필요가 있음.
 - 핀란드 수출추진 노형에는 안전규제에 해당하는 비상디젤발전기 추가, 중대사고 설비 신설, 이중 격납건물 도입 등이 적용되고 있어 국내 건설 예정인 신형 원자로와 안전설비에 차이가 있음.

신고리 3·4호기와 수출형 원자로의 차이

	APR1400		EU 수출형 (EU-APR1400)
	신고리3·4호기	UAE 수출형	
안전계통	기계적 4계열 전기적 2계열	기계적 4계열 전기적 2계열	기계적 4계열 전기적 4계열
항공기 충돌사고	미고려	벽체보강	이중 격납건물
비상디젤발전기(대)	2	2	4
대체교류전원(AAC)	1대/부지	1대/부지	2대/호기
노심용융물 냉각	IVR/CFS	IVR/CFS	Core Catcher
급속감압계통	없음	없음	중대사고전용

자료: 산업통상자원부 제출자료

□ 입지갈등비용

- 입지갈등비용은 원자력 발전과 관련된 시설의 입지 선정과정에서 발생하는 비용을 의미함.
 - － 입지갈등비용에는 입지 선정과정에서 의견 충돌로 인하여 발생하는 비용, 입지를 선정하는데 합의가 이루어지지 않아 사업이 지연되어 발생하는 비용, 합의를 이루기 위한 행정 지원비용 등이 있음.
- 원자력 발전 관련 시설 중 중저준위방사성폐기물 처분장의 입지 결정에서 큰 사회적 갈등이 있었으며, 원자력 발전소와 연계된 고압 송전선로 경과지, 고준위방사성폐기물 최종처분장의 입지 결정에서 갈등이 예상되고 있음.
 - － 중저준위방사성폐기물의 처분단가가 미국, 프랑스, 영국 등에 비하여 크게 높은 것은 입지갈등 때문일 수도 있으므로 처분단가의 차이를 입지갈등비용의 대리변수로 봄. 현재까지 발생된 누적 중저준위방사성폐기물에 대한 입지갈등비용이 9,394억원임.
- 신규 부지에 건설될 예정인 원자로는 고압 송전선로의 건설이 불가피하다는 점에서 송전선로 건설에 따른 입지갈등비용도 불가피할 것으로 예상됨.

중저준위방사성폐기물처분장의 입지갈등비용

	비용
중저준위방사성폐기물처분단가(백만원/㎥)	65.52
주요 국가의 방사성폐기물처분단가(백만원/㎥) ¹	15.31
처분단가의 차이(백만원/㎥)	50.21
누적 중저준위폐기물 발생량(㎥)	18,712
총 추가비용(백만원)	939,459

주: 1.미국, 프랑스, 영국, 스웨덴의 중저준위폐기물 처분단가의 평균임.

자료: 국회예산정책처에서 작성함.

□ 정책비용

- 정책비용은 원자력 발전을 유지하기 위해 정부가 재정사업으로 지원하는 각종 재정사업 지원비용을 의미함.
 - － 동 비용에는 원자력 발전의 안전성 및 성능 향상을 위한 연구개발비, 원자력 발전에 대한 수용성을 높이기 위한 주변지역지원사업, 홍보사업, 원자력 관련 기관 운영비 등이 있음.
- 2013년 정책비용은 5,169억원으로 1kWh당 3.9원임.

정책비용을 반영한 원자력발전 단가

	2010	2011	2012	2013
정책비용 (백만원)	307,580	396,200	440,805	516,942
발전량 (GWh)	140,876	147,167	140,557	132,465
발전량당 정책비용(원/kWh)	2.18	2.69	3.14	3.9

자료: 국회예산정책처에서 분석함.

□ 미래세대비용

- 미래세대비용은 현재세대가 사용하는 원자력 발전이 미래에 유발할 수 있는 회복할 수 없는 피해에 대한 비용을 의미함.
- 사용후핵폐기물 처분장은 운영기간 만료 후 영구폐쇄되므로, 사용가치와 비사용가치 중 유산가치와 보전가치를 잃어버린다는 점에서 국토의 일정부분에 대한 손실비용을 발생시키게 됨.

IV. 결론 및 정책적 제언

□ 원자력 발전비용의 쟁점

- 원자력 발전은 직접비용인 발전원가 뿐 아니라 다양한 외부 비용도 유발한다는 점을 인식할 필요가 있음.
- 우리나라 원자력 발전비용 중 발전원가에 근거한 직접 비용은 43.02~48.8원/kWh이며, OECD 국가 중 가장 저렴함.
 - － 우리나라 신형 원전의 건설비(231만원/kW)는 미국(640만원/kW)과 프랑스(560만원/kW)의 절반 수준임. 정부는 우리나라 원자력 건설비가 낮은 이유를 합리적으로 설명할 수 있는 자료를 제시할 필요가 있음.
- 중대사고 발생에 대한 우려, 사용후핵연료의 처분장과 입지, 고압 송전선로의 이용, 규제수준, 미래세대의 국토이용 제한 같은 사회적 갈등을 유발할 수 있는 비용의 상당부분이 발전비용에 포함되고 있지 않음.
- 외부 비용을 반영한 원자력 발전비용 산정을 위하여 국회산업통상자원위원회에서 비용산정위원회를 구성하는 것을 검토할 필요가 있음.

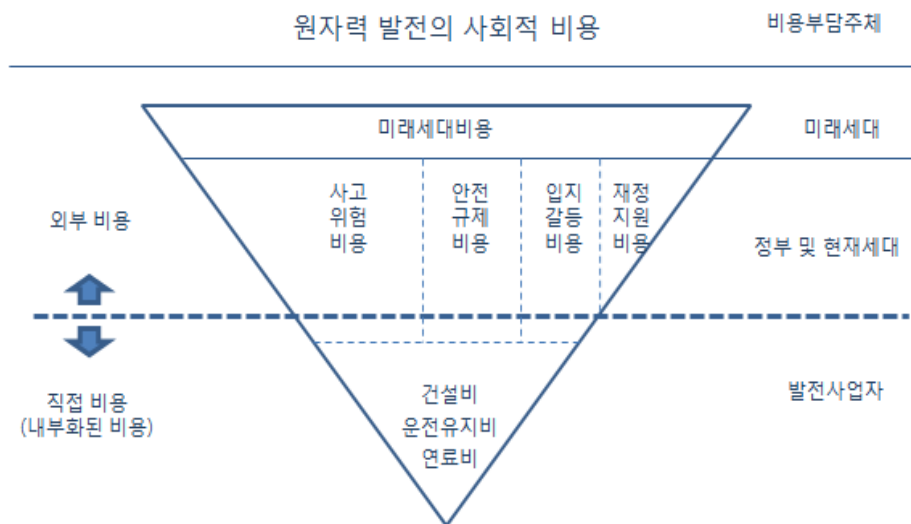
원자력 발전의 비용 구성

	세부항목	내역
직접비용	발전원가	－ 43.02~48.8원/kWh
사회적 비용	사고위험비용	－ 총사고비 58조~343조원 (0.08~59.8원/kWh)
	안전규제비용	－ 안전규제 강화에 따른 건설비 및 운전유지비 증가 (신규 원자력발전소 안전설계 수준에 따라 달라짐) － 후쿠시마 사고대응비용 9,194억원 (2014~2015년)
	입지갈등비용	－ 중준위 방폐장 입지갈등비용(~2013) 9,395억원 － 고준위 방사성폐기물 처분장 입지갈등비용 － 고압 송전선로 경과지의 입지선정시 갈등 － 신규 원전 1기당 송전선로 건설 관련 비용 4,037억원 (신규 원전부지에 230km 구간 765kV 설치 가정)
	정책비용	－ 2013년 재정사업비 5,169억원(3.9원/kWh)
	미래세대비용	－ 고준위 방사성폐기물 처분장의 국토손실비용

자료: 국회예산정책처에서 작성함.

□ 사회적 비용을 고려한 원자력 발전비용 산정 필요

- 원자력 발전을 둘러싼 사회적 갈등을 해결하는 첫 단계는 관련 비용 항목을 확인하고 이를 자료화하는데 있다는 점에서, 정부는 발전원별 사회적 비용을 충분히 검토할 필요가 있음.
 - － 원자력 발전비용에서 가장 쟁점이 되는 비용은 사고위험비용이므로, 정부는 기존 부지 및 신규 부지의 사고등급별 사고비용을 추산하고 이를 공개할 필요가 있음.
- 외부 비용은 정부의 규제수준과 정책방향에 따라 가변적이라는 점에서, 원자력 발전의 경제성은 경제적 판단이 아닌 우리 사회의 원자력 발전에 대한 수용성과 정치적 의사결정에 종속되는 경향이 있음.
 - － 원자력 발전 관련 갈등을 해소하기 위하여 정부는 안전규제비용과 입지 갈등비용을 내부화하기 위한 방안을 마련해야 함.
- 정부는 (가칭)발전비용산정위원회를 구성하고, 드러난 외부 비용을 내부화하는 방안과 그로 인한 경제적 효과를 검토할 필요가 있음. 검토결과는 객관적인 검증을 위하여 국회 산업통상자원위원회에 보고되어야 함.



자료: 국회예산정책처에서 작성함.

□ 신규 대용량 발전소 도입의 신중한 검토 필요

- 원자력 발전의 외부 비용과 규제수준에 대한 검토를 위해 신규 원자력 발전의 도입시기를 조정하는 방안을 검토할 필요가 있음.
- 제6차 전력수급기본계획에 따르면 2021년의 전력설비 예비율이 30.5%이므로 타 발전원의 준공일정이 지켜질 경우, 일부 원자력 발전소의 준공시기 조정에 따른 전력난은 크지 않을 것으로 예상됨.
 - 시나리오 1은 유보된 원전 2기의 도입을 2028년 이후로 계획할 경우 2027년까지 전력설비 예비율은 17.7% 이상으로 예상함.
 - 시나리오 2는 건설단계의 신한울 3·4호기와 계획단계의 신고리 7·8호기의 도입을 3년 지연할 경우 2027년까지 전력설비 예비율은 17.7% 이상으로 예상함.

신규 원자력 발전 도입시기 조정에 따른 전력설비예비율

(단위: 만kW, %)

연도	SC1(6차 전력수급기본계획)				SC2(3년 지연)			SC3(5년 지연)		
	신규 원전	설비용량 (하계)	최대전력 (하계)	예비율	신규 원전	설비용량	예비율	신규 원전	설비용량	예비율
2021	140	12,728	9,751	30.5		12,588	29.1		12,588	29.1
2022	140	12,857	9,936	29.4		12,577	26.6		12,577	26.6
2023	150	12,860	10,081	27.6		12,430	23.3		12,430	23.3
2024	150	12,864	10,284	25.1	140	12,424	20.8		12,284	19.4
2025		12,908	10,506	22.9	140	12,608	20.0		12,328	17.3
2026		12,972	10,804	20.1	150	12,822	18.7	140	12,532	16.0
2027		13,050	11,089	17.7	150	13,050	17.7	140	12,750	15.0

주: 2021년 이후 도입예정인 신규 원자력발전소는 순서대로 신한울 3·4호기, 신고리 7·8호기임.
자료: 국회예산정책처에서 작성함.

- 제6차 전력수급기본계획에서는 2020년 이후의 신규 가스화력발전소 건설을 계획하고 있지 아니하므로 2020년 이후에 가스화력발전소를 보강할 경우 전력설비 예비율은 이보다 증가될 가능성이 있음.

□ 외부 비용의 내부화 방안 검토 필요

- 원자력 발전의 수용성을 높이기 위하여 규제수준을 높이더라도 최적가용기술(Best Available Technology) 적용원칙을 설정할 필요가 있음.
- 입지갈등비용은 비선호 공공시설입지에 따른 공간적 불공평성에 기인하므로 적절한 보상방안을 마련하고 이에 소요되는 비용은 전기요금에 반영함.
- 사고위험비용을 내부화하기 위하여 조세제도나 안전규제의 강화를 통해 대응할 수 있음.
- (가칭)비용검증위원회에서는 이와 같은 외부 비용의 내부화 방안과 그로 인한 직간접적인 경제적 효과에 대해서도 종합적으로 검토할 필요가 있음.

□ 고준위 방사성폐기물처분장 건설을 위한 법률체계 정비 필요

- 사용후핵연료처리에 대하여 「방사성폐기물관리법」과 「원자력안전법」을 이용할 수 있으나 사용후핵연료처리방안 및 입지선정에 대한 구체적인 규정이 미흡함.
- 미국의 「핵폐기물정책법」은 고준위방사성폐기물처분장의 입지와 건설, 운영에 관한 사항을 정하고 있으며, 일본은 「특정 방사성폐기물의 최종처분에 관한 법률」을 통해 최종처분계획과 개요조사 지구의 선정, 최종처분시설의 보호 및 관리감독과 관련한 사항을 규정함.
- 우리나라도 고준위 방사성폐기물처분장 건설계획과 추진방향, 입지선정과정, 주민의사 수용방안 등을 법으로 규정하는 방안을 검토할 필요가 있음.

차 례

I. 서론 / 3

- 1. 분석배경 3
- 2. 분석의 목적 및 범위 6

II. 원자력 발전의 현황 및 쟁점 / 9

- 1. 원자력 발전의 현황 9
 - 가. 운영 중인 원자력 발전 9
 - 나. 건설 및 계획단계의 원자력 발전 11
 - 다. 신규 원자력 발전부지 12
- 2. 원자력 발전의 중장기 계획 13
- 3. 원자력 발전비용의 구성 및 쟁점 17
 - 가. 원자력 발전비용에 대한 선행연구 17
 - 나. 발전비용의 구성 22

III. 원자력 발전의 직접 비용 / 27

- 1. 우리나라 원자력 발전의 직접 비용 27
 - 가. 계획 발전원가 27
 - 나. 실적 발전원가 28
 - 다. 원자력 발전비용의 국제비교 31
- 2. 신규 원전의 직접 비용 32
 - 가. 건설비 32
 - 나. 운전유지비 43
 - 다. 연료비 51
- 3. 소결 52

IV. 원자력 발전의 외부 비용 / 57

1. 사고위험비용	57
가. 내부화된 사고위험비용의 범위	57
나. 사고위험비용 추정 방법	61
다. 우리나라의 사고위험비용 추정	63
2. 안전규제비용	69
가. 안전설비 보강비용	69
나. 신형 원전의 도입 필요성	72
다. 국가별 규제수준에 따른 설계요건의 차이	76
3. 입지갈등 비용	82
가. 고준위 방사성폐기물 처분장의 입지 갈등	82
나. 송전선로의 입지갈등비용	88
4. 정책비용	93
5. 미래세대비용	95
6. 소결	98

V. 결론 및 정책적 제언 / 103

1. 원자력 발전비용의 쟁점	103
2. 발전비용 산정을 위한 (가칭)비용산정위원회 구성 및 운영	105
3. 신규 대용량 발전소 도입의 신중한 검토 필요	107
4. 외부 비용의 내부화 방안 검토 필요	109
5. 고준위 방사성폐기물처분장 건설을 위한 법률체계 정비 필요	110
6. 원자력 발전의 갈등관리를 위한 과제	112

참고문헌 / 115

부록 1. 세계 원자력 발전 현황	123
부록 2. 발전비용의 국제비교	127
부록 3. 중저준위 방사성폐기물처리장 유치과정	135
부록 4. 신고리-북경남 구간 765kV 송전망 갈등의 경과	141
부록 5. 일본의 「특정 방사성 폐기물의 최종처분에 관한 법률」 (발췌) ..	143

표 차례

[표 1] 운영 중인 원자력 발전	10
[표 2] 건설 및 준비단계의 원자력 발전	11
[표 3] 건설준비 및 계획단계의 원자력 발전 현황	12
[표 4] 신규원자력 발전부지의 건설계획	12
[표 5] 원자력 발전 설비의 비중	14
[표 6] 운영중인 원전의 설계수명 완료	17
[표 7] 원자력 발전의 비용 구성	24
[표 8] 발전원별 계획 발전원가	28
[표 9] 한국수력원자력의 최근 3년간 총비용	29
[표 10] 원자력의 정산단가와 실적발전원가의 비교	30
[표 11] 원자력 발전비용의 국제비교	32
[표 12] 신규 원전 건설비 구성 항목 및 단가	33
[표 13] 신규 원전 건설비의 국제비교	35
[표 14] 주요 국가의 석탄화력발전소 건설단가	36
[표 15] 역대 발전소 부지매입비	36
[표 16] 자금조달규모 및 조달금리	37
[표 17] 미국 원전 건설비의 계획치와 실적치 비교	38
[표 18] 계획 대비 원자력발전소의 상업운전일 지연개월수	41
[표 19] 건설 및 계획단계의 원전 건설비 지출내역 약정	42
[표 20] 운전유지비 구성요소	43
[표 21] 원자력 발전의 운전유지비	44
[표 22] 방사성폐기물관리비용의 구성	45
[표 23] 원자력 발전의 방사성폐기물관리비용	45
[표 24] 중저준위 폐기물처리비용 국제비교	46
[표 25] 사용후핵연료의 최종처분사업비 국제비교	48
[표 26] 폐로해체비용의 국제비교	48
[표 27] 사용후핵연료 발생량 및 관리부담금 단가	50
[표 28] 원자로별 사용후핵연료관리부담금 처리비용단가	51

[표 29] 핵연료 구입비	52
[표 30] 연료비 기준가격 및 미래전망가격	53
[표 31] 신규 원자력 발전의 직접 비용	54
[표 32] 손해배상책임보험 및 보상계약 가입내용	59
[표 33] 연도별 책임보험료 및 보상계약료	60
[표 34] 사고위험비용 산출방법론	61
[표 35] 우리나라의 원자력발전 사고위험비용	63
[표 36] 우리나라 인구밀도를 고려한 원전사고비용 산정 비교	64
[표 37] 원자력발전소 부지반경별 인구분포	67
[표 38] 사고위험비용의 내부화	68
[표 39] 안전설비 보강비용	70
[표 40] 후쿠시마 후속 설비투자 규모	71
[표 41] 원자로별 설계수명 및 내진설계, 원자로 건물의 비교	74
[표 42] 원자로별 중대사고 대처설비 비교	75
[표 43] 원자로별 안전설비 비교	76
[표 44] 안전기능 다양성 설계요건 비교	77
[표 45] 항공기 충돌 대비 설계요건의 비교	77
[표 46] 중대사고 대처 전용계통 설계요건	78
[표 47] 노외 노심용융물 냉각설비 설계요건 비교	78
[표 48] 신고리 3·4호기와 수출형 원전의 차이	79
[표 49] 사용후핵연료 저장현황 및 포화예상년도	84
[표 50] 중저준위 방사성폐기물 처분장 관련 주요 사건 연표	86
[표 51] 중저준위폐기물처분장의 입지갈등비용	88
[표 52] 기존 765kV 송전선로 건설단가	89
[표 53] 송전선로 주변지역에 대한 보상액	91
[표 54] 765kV 송전선로 건설비 및 보상비 추정액	92
[표 55] 원자력 관련 재정지원 현황	94
[표 56] 원자력 발전의 정책비용	95
[표 57] 사고위험비용 추정 및 위험비용의 내부화	99
[표 58] 원자력 발전의 비용 구성	102
[표 59] 신규 원자력 발전 도입시기 조정에 따른 전력설비에비율	108
[표 60] 일본과 미국의 고준위방사성폐기물 관리 법	111

그림 차례

[그림 1] 원자력 발전비용의 쟁점과 과제 흐름도	8
[그림 2] 제2차 에너지기본계획에 따른 원자력 발전의 비중	15
[그림 3] 원자력 발전 설비의 비중	16
[그림 4] 원자력 발전의 비용구성	25
[그림 5] 국내 원전의 기술발전 단계	72
[그림 6] EPR 원자로의 안전장치 Core-catcher 설계도	80
[그림 7] 방사성폐기물의 구분	83
[그림 8] 사용후핵연료 중간저장 및 처분시설 건설·운영 기간(2012~2034) ...	96
[그림 9] 환경가치의 구분	97
[그림 10] 원자력 발전의 사회적 비용	104

I. 서론

1. 분석배경

전력공급은 보편적 서비스의 하나로 국가가 수요와 공급을 조정할 의무를 가진다. 우리 정부는 가장 효율적인 발전원을 선택하여 전력을 공급해왔다. 이는 부존자원이 부족한 상황에서 발전비용이 국가 경쟁력에 큰 영향을 미친다는 정책적 판단에 기인한다. 실제로 우리나라의 총수입액에서 에너지수입이 차지하는 비중은 상당하다. 2012년 우리나라의 총수입액 5,196억\$¹⁾ 중 에너지수입액이 1,848억\$²⁾로 35.6%를 차지하였다. 이는 우리나라 경상수지 흑자 433억\$을 초과하는 규모이다. 그런데 원자력 발전은 발전비용에서 연료비가 차지하는 비중이 낮기 때문에 발전량 증가에 비하여 에너지 수입액 증가폭이 크지 않다는 장점이 있다. 더군다나 플랜트 시공기술이 높은 국내 산업과의 연관성을 고려할 때, 수입 연료에 대한 의존도가 높은 화력발전에 비하여 원자력 발전은 상대적으로 큰 장점을 가진 발전원이다. 우리나라의 전력요금이 국제적으로 저렴한 수준을 유지하는 것도 원자력 발전의 역할이 크다. 그 밖에도 원자력 발전은 많은 용량의 전기를 안정적으로 공급할 수 있으며 온실가스 배출량이 적다는 장점도 있다.

하지만 2011년 발생한 후쿠시마 사고 이후 우리 사회에서는 원자력 발전에 대한 사회적 수용성이 크게 낮아졌다. 원자력 뿐 아니라 방사능 피폭에 대한 우려로 인해가 수산물 소비가 줄어들었다. 농촌경제연구원 농업관측센터가 지난달 18~20일 소비자패널 661명을 대상으로 한 온라인 조사에서 521명(77.5%)이 일본 후쿠시마 원자력 발전소 사고가 집중적으로 보도된 올해 8월 이후 수산물 소비를 줄였다고 답했다. 반면, ‘수산물 소비량을 늘렸다’고 답한 응답자는 단 1명에 불과했으며 ‘수산물 소비량에 변동이 없다’고 답한 응답자는 19.5%에 그쳤다. 수산물 소비를 줄였다고 답한 응답자는 수산물 소비량을 평균 48.9% 줄인 것으로 나타났다. 즉 소비

1) 한국은행 경제통계시스템, 「국제수지/외채/환율」<econ.bok.or.kr>

2) 국가통계포털, 「에너지원별 수출입액」<www.kosis.kr>

자들은 일본 후쿠시마 원자력 발전소 사고에서 누출된 방사능 물질이 해류를 타고 근해를 오염시킬 것으로 예측하여 어류를 기피하게 된 것이다. 수산물 소비 감소는 우리나라 해역에서 방사능이 기준치 이상 검출되지 않았다는 정부발표에도 불구하고, 3) 응답자들은 방사능에 대해 두려워하고 있는 것으로 해석할 수 있다.

현재와 같이 원자력 발전에 대한 수용성이 낮은 상황에서 정부는 원자력 발전의 비중을 현재보다 확대하는 방안을 결정하였다. 우리나라의 에너지 분야 최상위 계획인 제2차 에너지기본계획을 작성하기 위한 민관합동위킹그룹의 전문가들은 대내외 여건변화와 국민 수용성 등을 고려하여 2035년까지 원자력발전의 비중을 22%에서 29% 사이에서 결정해 줄 것을 정부에 권고하였다. 이에 정부는 온실가스 감축과 에너지 안보 등을 고려하여 원자력 발전의 비중을 위킹그룹의 권고 범위의 상한치인 29% 수준으로 설정하였다. 현재 원자력 발전의 비중은 설비용량을 기준으로 할 때 총 발전설비의 23.8% 수준이다. 따라서 제2차 에너지기본계획은 현재보다 원자력 발전 용량을 확대한다는 방향을 제시한 것이다.

그렇다면 우리나라에서 원자력 발전을 이용하는 것이 경제적이고 지속가능한 발전방식인가에 대한 검토가 필요하다. 정부가 제2차 에너지기본계획에서 확정된 2035년까지의 원자력 발전설비의 비중 29%를 달성하기 위해서는 향후 원자력 발전과 관련하여 상당히 많은 정책결정을 수반한다. 원자력 발전소가 운영되기 위해서는 발전소의 입지와 발전과정에서 발생하는 방사성폐기물 처분장, 대용량 발전소에서 발생하는 전기를 운반할 수 있는 고압 송전선로가 필요하다. 그런데 지금까지 확정된 원자력 발전소보다 더 많은 시설용량을 우리 국토 내에 수용하기 위해서는 각 단계마다 새로운 입지가 필요한 상황이다.

따라서 신규 원자력 발전소(이하 “원전”) 건설에 있어서 당면한 첫 번째 쟁점은 입지에 있다. 정부는 새로운 발전소를 건설하기 위한 신규입지를 삼척과 영덕에 지정하였으나 해당 지역에서 이미 지역 반대의견이 제기되고 있다. 4) 더군다나 삼척

3) 한국원자력안전기술원의 「2012년 해양방사능조사보고서」에 따르면 연 2회 채취된 표층해수의 방사능 분석을 수행한 결과 핵종별 방사능 농도는 과거 5년(2007~2011)동안 조사된 핵종별 변동 범위 이내였음. 모든 해조류 시료에서 세슘(^{137}Cs)농도는 최소검출가능농도 미만으로 나타남. 다만 일부 해구에서 어획한 송어에서 일본 후쿠시마 원자력 발전소 사고 영향으로 추정되는 미량의 세슘(^{134}Cs , ^{137}Cs)이 검출되었으나, 동 송어를 1년 동안 매일 일정량의 섭취에 의한 연간 피폭량은 일반인 선량한도(1 mSv/y)의 약 0.0006% 수준이라고 함.

4) 삼척 대진원전 건설중단 주민소송단(대표 안호성)은 2014년 1월 10일 춘천지방법원 강릉지원에

과 영덕에 신규원전이 건설되더라도 수요지까지 송전선로가 건설되어야 한다. 고준위방사성폐기물 처분장도 입지선정을 앞두고 있다. 정부는 소내 저장하고 있는 사용후핵연료의 중간처분장과 최종처분장을 건설해야하기 때문이다. 따라서 신규원전 건설에 따른 입지갈등이 여러 지역에서 발생할 가능성이 있다.

여기에 후쿠시마 사고로 인하여 원자력 발전의 안전성에 대한 사회적 수용성이 낮아진 상황에서 부품수급의 신뢰성 문제로 안전성에 대한 신뢰도가 낮아졌다. 이와 같은 상황을 고려할 때 정부가 계획 중인 원자력 발전 설비의 확대에 따른 비용은 기존의 원자력 발전비용보다는 시장 거래가격에 포함되지 않은 외부 비용에 의해 더 많은 영향을 받을 것으로 예상된다. 따라서 우리나라가 원자력 발전설비를 확대하여 추가될 것으로 예상되는 총 비용을 검토하는 것이 필요하다.

원자력 발전과 관련한 이슈는 경제성, 안전성, 사회적 수용성, 방사성 폐기물 관리, 원자력 발전 기술개발의 우선순위, 신형 원전의 도입 시기 등 다양하다. 하지만 이와 같은 이슈는 시장가격을 반영한 직접 비용 뿐만 아니라 시장가격에 반영되지 않은 외부 비용을 유발할 수 있다. 원자력 발전의 안전과 연구개발을 위한 재정 지원이 필요하며 원자력 발전 관련 시설물의 입지갈등을 완화하기 위해서도 경제적 보상이 필요하다. 중대사고 위험을 대비하는데도 비용이 소요된다. 규제수준에 따라서 건설비와 운전유지비가 변동될 수도 있다. 따라서 원자력 발전의 총비용에는 원자력 발전의 입지 선정에서부터 운전과정에서 발생하는 다양한 비용을 포괄적으로 검토할 필요가 있다.

경제활동에 있어서 필수불가결한 에너지의 사용은 시장에서 거래되는 가격 외에 추가적인 비용을 발생시키며, 이에 대한 검토가 필요하다는 논의는 1980년대부터 시작되었다. 에너지 사용에는 외부 비용(external cost)이 있다는 것이다. 이와 같은 문제제기 이후 유럽연합 집행위원회(European Commission)는 ‘에너지의 외부비용(ExternE : external cost of energy)’이라는 이름으로 발전의 외부 비용을 추산하는 공동연구를 추진한 바 있다.⁵⁾ 당시에는 발전과정에서 발생하는 대기오염으로 인

‘삼척 대진원자력발전소 건설예정부지 고시 취소 소송’을 제기함. 주민소송단은 소송 이유에서 “삼척원전건설은 주민투표 미시행 등 국가 권력 재량을 과도하게 일탈해 무효에 해당하는 행정 행위”라고 주장함.

5) 에너지의 외부비용(ExternE : External costs of Energy)는 유럽연합 집행위원회가 1991년대부터 2005년까지 수행된 연구사업임. 유럽연합의 JOULE 프로그램(JOULE programme of the European Commission, Directorate-General for Science, Research and Development)으로 수행됨. 전채

한 보건 및 환경피해를 중심으로 화력발전의 외부 비용이 사회적 쟁점이었다. 모든 EU 회원국이 참여하여 발전소 분진에 의한 대기오염 피해의 이동경로와 피해규모를 검토하였다. 그 결과 석탄화력 발전소에 대기오염물질 및 미세분진 집진설비가 장착하는 규제가 시행되었고, 그로인해 석탄화력 발전에 의한 대기오염 비용인 크게 낮춰졌다.

원자력 발전에 대한 사회적 쟁점은 후쿠시마 사고로 인해 드러난 원자력 발전의 중대사고위험이다. 정상적으로 운영되어 온 원자력 발전소도 자연재해 등에 의하여 중대사고가 발생할 수 있다는 것이 외부 비용을 야기하게된 것이다. 원자력 발전 관련 시설에 대한 사회적 수용성을 반영함에 따라 규제 강화로 원자력의 발전 비용 상승으로 이어지게 된다. 따라서 원자력 발전비용에 대해서도 외부비용을 고려한 실제 비용(real cost)을 추산할 필요가 있다.

이에 본 보고서는 원자력 발전과 관련한 사회적 쟁점을 고려하여 우리나라에서 원자력 발전을 이용하는데 소요되는 비용을 도출하기 위한 발전적 논의의 기초 자료를 제공 하는데 그 의의를 둔다.

2. 분석의 목적 및 범위

본 보고서는 향후 신규 원전을 도입하는데 사회적으로 발생할 수 있는 비용 항목을 검토하고 관련 논의를 촉발하는데 중점을 둔다. 이를 위해 2014년 이후 늘어나는 전력수요를 충당하기 위하여 신규 원전을 도입할 때 발생할 수 있는 각종 비용을 중심으로 원자력 발전의 총비용을 검토한다.

본 보고서에서는 원자력 발전의 기술적 안전성에 대해서는 다루지 않는다. 원자력 발전이 기술적으로 안전하며 운전과정 중 발전소 내외에 방사능 유출이 없으며, 설계범위내의 외부적 충격에 대해서도 안전하다고 가정한다. 뿐만 아니라 방사성폐기물 처분장과 고압 송전선로도 시설 주변에 미치는 보건·환경상의 유해성이 기준치 이하라고 가정한다. 또한 분석범위를 비용에 한정하였으므로 원자력 발전의

ExternE 연구는 20개 이상의 개별 연구사업을 포함하며 모든 EU 회원국 연구진이 참여함. 유럽 연합은 동 연구에 1천만 유로를 투자함. 주요 연구내용은 발전소의 분진에 의한 외부 비용을 추정하기 위한 방법론(impact pathway approach)과 국가별 사례로 연구결과와 방법론은 홈페이지(http://www.externe.info/externe_d7)에 제시됨.

편익에 대해서는 고려하지 않았다. 시장 가격에 반영되고 있는 원자력 발전비용과 시장 가격에 반영되지 않고 있는 비용을 검토하는데 중점을 두는 대신 편익에 대한 논의는 다음 과제로 남긴다.⁶⁾

본 보고서에서는 시장가격을 반영하여 실제 지출되는 비용을 원자력 발전의 직접 비용(direct economic cost)으로 정의한다. 그리고 시장가격에 반영되지 않았지만 미래에 발생가능성이 있는 다양한 비용은 외부 비용(external cost)으로 정의한다. 직접 비용과 외부 비용의 총합은 원자력 발전으로 인한 실제 비용(real cost) 혹은 사회적 비용(social cost)으로 정의한다. 외부 비용은 시장 가격에 반영되지 않은 비용을 의미하므로 규제와 정책에 따라 일부 비용은 직접 비용으로 내부화될 수 있으며 내부화되지 않은 비용으로 남아있을 수도 있다. 즉 원자력 안전 관련 규제수준과 정책방향에 따라 원자력 발전의 시장가격이 달라질 수 있는 만큼 비용 항목을 검토하고 어떤 비용을 어느 수준에서 내부화할 것인가에 대한 논의를 시작하는 것이 필요한 시점이라는 것을 전제하고자 한다.

원자력 발전의 건설 및 운영은 시장형 공기법인 (주)한국수력원자력(이하 “한수원”)에서 수행하고 있다. 정부는 원자력 발전의 비중을 정하고 원자력 발전에 대한 규제 수준을 정한다. 전력이 경제를 움직이는 기본 요소라는 점에서 발전원을 선택하는 것은 경제성에 기반하지만, 경제성을 충족한다고 하여도 사회적 수용성이 지나치게 낮을 경우 해당 대안은 지속가능하지 않을 수 있다. 따라서 현 시점에서 원자력 발전의 외부 비용을 분석하는 것은 국내에서 수용가능한 원자력 발전의 규모를 판단하는 근거가 될 수 있을 것이다.

본 보고서는 전력수급계획이나 에너지 정책을 수립할 때 사용하는 원자력 발전단가에 실제로 소요되는 비용을 포함하고 있는가를 검토하고 방사성폐기물관리비 및 신형 원전 건설비의 증가 가능성을 검토하였다. 또한 원자력 발전의 외부 비용은 사고위험비용과 입지갈등비용, 안전규제비용, 정책비용, 미래세대비용으로 구분하여 검토한다.

6) 프랑스 회계감사원도 원자력 발전의 다양한 비용을 정의하고 설명하는데 그치고 있음. 이는 외부 비용의 경우 수량화나 금전적 가치화가 곤란하며 가치화를 하는 과정에서 오류가 발생할 가능성이 있기 때문임. 또한 에너지원별 비용과 편익이 다른 형태로 발생한다는 점에서 각각의 비용과 편익을 추산하여 합하기 보다는 비용항목을 제시함으로써 비교하는 방식을 제안함. (CDC, 2012)

본 보고서의 제2장에서는 원자력 발전 운영현황 및 계획을 파악하기 위하여 원자력 발전 현황과 원자력 발전의 중장기 계획, 원자력 발전비용에 대한 쟁점과 구성내역에 대하여 검토한다. 제3장에서는 계획 발전원가와 실적발전원가를 이용하여 직접 비용을 우선적으로 검토한다. 국제에너지기구의 자료를 이용한 국제비교와 운전유지비와 건설비의 증가 가능성을 검토한다. 제4장에서는 원자력 발전의 외부 비용을 사고위험비용과 입지갈등비용, 안전규제비용, 정책비용, 미래세대비용으로 구분하여 검토한다. 이후 제5장은 원자력 발전비용에 대한 검토 결과를 요약하고, 원자력 발전비용 논의에 있어서 쟁점과 과제를 정리한다.

[그림 1] 원자력 발전비용의 쟁점과 과제 흐름도



Ⅱ. 원자력 발전의 현황 및 쟁점

1. 원자력 발전의 현황

가. 운영 중인 원자력 발전

2014년 2월 현재 운영 중인 원자력 발전은 23기 20,716MW 용량이다. 원자력 발전을 운영 중인 지역은 고리와 월성, 영광(한빛원전), 울진(한울원전)이며 고리지역은 현재 6기를 운영 중이며, 월성지역은 5기, 한빛과 한울원전은 각각 6기를 운영 중에 있다.

우리나라 최초의 원자력 발전은 1978년 가동을 시작한 고리 1호기이다. 고리 2~4호기는 1980년대 도입되었으며 신고리 1·2호기가 각각 2011년과 2012년에 가동되었다. 이 중 고리1호기는 30년의 계획수명기간 이후 10년간 수명 연장을 허가 받아 운영 중이다. 월성원자로는 타 지역과 달리 가압중수로타입의 원자로를 운영 중이다.⁷⁾ 1983년 상업운전을 시작한 월성1호기는 운영허가기간 만료로 정지 중에 있으며 월성 2~4호기가 운영 중이다. 월성에 입지하고 있지만 2012년 상업운전을 시작한 신월성1호기는 가압경수로형이다. 한빛(옛 영광)지역은 1986년에 1호기가 상업운전을 시작하여 2002년에 상업운전을 시작한 6호기까지 운영 중에 있다. 한울(옛 울진)지역도 6기의 원자력 발전을 운영 중에 있다. 2014년 2월 10일을 기준으로 운영 중인 23기의 원자력 발전 중 가동 중에 있는 원자력 발전은 20기이다. 이 중 월성 1호기는 가동허가기간 종료로 운전중지 중이며, 한빛 4·5호기는 예방정비 중 부품시험성적서 조사에 따라 발전재개가 지연되고 있다. 앞서 신고리 1호기와 2

7) 국내의 원자로는 크게 가압경수형원자로(PWR)와 가압중수형원자로(PHWR)로 나눌 수 있음. 경수형원자로(경수로)는 주로 미국에서 공급한 노형으로 고리, 영광, 울진에서 운영중인 원자로의 형태임. 특징으로서는 원자로가 수직이며 연료로 농축우라늄(U-235, 4~5%)을 사용하며 핵분열 반응을 촉진하는 물질인 감속제로 경수(H₂O)를 사용함. 1년 또는 1년 6개월에 한 번 원자로를 정지한 후 연료를 교체함. 중수형원자로(중수로)는 캐나다에서 공급한 노형으로 원자로가 수평이며 연료로 천연우라늄(U-235, 0.72%)을 사용하며 감속제로 중수(D₂O)를 사용함. 가압경수로는 농축우라늄을 이용하므로 농축공장이 따로 필요하며 가압중수로는 천연우라늄을 사용하므로 별도의 농축공장이 필요없음. 그러나 우라늄 반응 후 플루토늄과 삼중수소가 다른 원자로에 비해 많이 발생하는 특징이 있음.

호기, 신월성 1호기는 계획예방정비 중 케이블의 품질 시험성적서⁸⁾ 조작과 관련하여 교체 작업 이후 2014년 1월에 발전이 재개되었다.⁹⁾

[표 1] 운영 중인 원자력 발전

	설비용량 (MW)	가동시작일 (상업운전일)	유형 (원자로)	현재 운영 상태 (2014년 2월기준)
고리#1	587	1978. 04. 29	가압경 수로형	운전 중
고리#2	650	1983. 07. 25		운전 중
고리#3	950	1985. 09. 30		운전 중
고리#4	950	1986. 04. 29		운전 중
신고리#1	1,000	2011. 02. 28		운전 중 (2차 계획예방정비 및 품질 시험 성적서 관련 케이블 교체 후 발전재개)
신고리#2	1,000	2012. 07. 20		운전 중 (1차 계획예방정비 및 품질 시험 성적서 관련 케이블 교체 후 발전재개)
월성#1	679	1983. 04. 22	가압중 수로형	운영허가기간 만료로 정지
월성#2	700	1997. 07. 01		운전 중
월성#3	700	1998. 07. 01		운전 중
월성#4	700	1999. 10. 01		운전 중
신월성#1	1,000	2012. 07. 31	가압경 수로형	운전 중
한빛#1	950	1986. 08. 25	가압경 수로형	운전 중
한빛#2	950	1987. 06. 10		운전 중
한빛#3	1,000	1995. 03. 31		운전 중
한빛#4	1,000	1996. 01. 01		계획예방정비중(외자부품시험성적서 조 사중)
한빛#5	1,000	2002. 05. 21		계획예방정비중(외자부품시험성적서 조 사중)
한빛#6	1,000	2002. 12. 24		운전 중
한울#1	950	1988. 09. 10	가압경 수로형	운전 중
한울#2	950	1989. 09. 30		운전 중
한울#3	1,000	1998. 08. 11		운전 중
한울#4	1,000	1999. 12. 31		운전 중
한울#5	1,000	2004. 07. 29		운전 중
한울#6	1,000	2005. 04. 22		운전 중

자료: 한국수력원자력 제출자료

8) 원자력 발전용 부품은 공인시험기관에서 정상방사선조사시험, 열적노화시험, 사고방사선조사시험, LOCA 환경시험 등의 성능시험을 수행하고 기준에 충족함을 확인하는 시험성적서를 첨부하도록 되어있음.

9) 원자력안전위원회는 2014년 1월 2일 신고리 1·2호기와 신월성 1호기의 재가동을 승인함.

10 • II. 원자력 발전의 현황 및 쟁점

나. 건설 및 계획단계의 원자력 발전

한편 건설 및 계획단계의 원자력 발전은 11기가 있다. [표 2]는 건설 중인 5기에 대한 현황이다. 신월성2호기는 시설용량 1,000MW로 마지막으로 건설되는 2세대 원전이다. 2013년 10월부터 상업운전을 시작할 예정이었으나 제어케이블 시험성적서 위조로 인한 교체작업으로 운전일정이 늦어졌다. 현재 운영허가 심사 중에 있다. 신고리 3~6호기와 신한울 1~4호기는 3세대 원자력 발전으로 계획되어 있다.

[표 2] 건설 및 준비단계의 원자력 발전

	건 설 중 (5기)		
	신월성2호기	신고리3·4호기	신한울1·2호기
위치	경북 경주시 양북면 봉길리	울산광역시 울주군 서생면 신암리	경북 울진군 북면 덕천리/고목리
원자로형	PWR(OPR1000)	PWR(APR1400)	
시설용량	1,000MW × 1기	1,400MW × 2기	1,400MW × 2기
총공사 기간*	2005. 10 ~ 2013. 10 (#1 : 2012. 7)	2007. 9 ~ 2014. 9 (#3 : 2014. 3)	2010. 4 ~ 2018. 2 (#1 : 2017. 4)
사업종합 공정률	99.58%	97.91%	52.18%
사업현황 (건설현황)	운영허가 취득 준비 중	안전등급 케이블 교체공사중	기전/토목공사 중

주: 총공사기간은 부지정지 착수~후행호기 준공, 품질서류 점검/정부 인허가 일정 등에 따라 사업 공정 변경 가능함.

자료: 한국수력원자력 제출자료, 2014.

[표 3]은 건설 준비 중인 4기와 계획 중인 2기에 대한 사항이다. 신고리 5·6호기는 2014년 하반기에 건설에 착수할 예정이며 신고리 3·4호기와 동일한 원자로인 3세대 원자력 발전 APR1400으로 예정되어 있다. 신한울 3·4호기는 2015년에 건설에 착수할 예정으로 역시 3세대 원자력 발전으로 원자로형은 APR1400으로 예정되어 있다. 반면 계획 중인 신고리 7·8호기는 2024년 완공예정으로 원자로형은 미정이다.

[표 3] 건설준비 및 계획단계의 원자력 발전 현황

	건설준비 중 (4기)		계획 중 (2기)
	신고리5·6호기	신한울3·4호기	신고리7·8호기
위치	울산광역시 울주군 서생면 신암리	경북 울진군 북면 덕천리/고목리	울산광역시 울주군 서생면 신암리
원자로형	PWR(APR1400)		미정
시설용량	1,400MW × 2기	1,400MW × 2기	1,400MW × 2기
총공사 기간*	2014. 9 ~ 2020. 12 (#5 : 2019. 12)	2015. 11 ~ 2022. 6 (#3 : 2021. 6)	~ 2024. 12
사업현황 (건설현황)	주계약체결 준비 중	사업준비 중	
상업운전 예정일	5호기 : 2019.12 6호기 : 2020.12	3호기 : 2021.6 4호기 : 2022.6	

자료: 한국수력원자력 제출자료, 2013.

다. 신규 원자력 발전부지

이 밖에 향후 신규 원자력 발전을 건설하기 위한 새로운 부지도 확보되어 있다. [표 4]와 같이 정부는 2012년에 삼척과 영덕을 신규 원자력 발전부지로 지정하였다. 각 부지는 1,500MW급 원자로가 4기 이상 건설될 수 있는 규모이며 각각 천지원전부지와 대진원전부지로 명명되었다.

[표 4] 신규원자력 발전부지의 건설계획

	천지원전	대진원전	비 고
위치	경북 영덕군 영덕읍 석리/노물리/매정리/축산면/경정리 일원	강원도 삼척시 근덕면 부남리/동막리 일원	예정구역 지정고시
시설용량	1,500MW × 4기 이상	1,500MW × 4기 이상	
총공사기간	전력수급기본계획에 따라 추후 결정	전력수급기본계획에 따라 추후 결정	

자료: 한국수력원자력 제출자료

한국수력원자력은 제6차 전력수급기본계획의 준비과정에서 신규 원자력 발전 4기의 건설의향서를 제출하였으나, 정부는 이를 확정하지도 탈락시키지도 않고 유보해 둔 상황이었다. 정부는 제2차 에너지기본계획에서 원자력 발전설비의 비중을 29%로 확정하였으므로, 신규 원자력 발전은 향후 전력수급기본계획에 반영될 전망이다. 따라서 2014년 2월 기준으로 양 지역 모두 부지 매입을 위한 사전 준비절차가 진행 중에 있다.

2. 원자력 발전의 중장기 계획

정부는 「녹색성장기본법」에 근거하여 20년을 계획기간으로 하는 “에너지기본계획”을 5년마다 수립·시행하여야 한다.¹⁰⁾ 에너지기본계획은 에너지 수요와 공급분야의 최상위 계획으로 국내외 에너지 수요와 공급의 추이 및 전망과 에너지의 안정적 확보, 도입·공급 및 관리를 위한 대책, 에너지 수요 목표, 에너지원 구성, 에너지 절약 및 에너지 이용효율 향상, 환경친화적 에너지의 공급 및 사용을 위한 대책 등을 포함해야 한다.

원자력 발전(이하 “원전”)은 다양한 에너지원 중 하나이지만, 타 에너지원과 달리 정책방향에 크게 좌우된다. 원자력 발전으로 전기를 생산하기 위해서는 초기에 상당한 시설투자가 필요하고 방사성폐기물관리비용이 크게 발생할 수 있으며 만일의 경우 사고가 발생하면 정부가 최종 책임을 질 수밖에 없다. 따라서 제2차 에너지기본계획에서는 원자력 발전의 비중을 어떻게 정할 것인가가 핵심 주제 중 하나였다.

10) 「녹색성장기본법」 제41조(에너지기본계획의 수립) ① 정부는 에너지정책의 기본원칙에 따라 20년을 계획기간으로 하는 에너지기본계획(이하 이 조에서 “에너지기본계획”이라 한다)을 5년마다 수립·시행하여야 한다. ② 에너지기본계획을 수립하거나 변경하는 경우에는 「에너지법」 제9조에 따른 에너지위원회의 심의를 거친 다음 위원회와 국무회의의 심의를 거쳐야 한다. 다만, 대통령령으로 정하는 경미한 사항을 변경하는 경우에는 그러하지 아니하다. ③ 에너지기본계획에는 다음 각 호의 사항이 포함되어야 한다.

1. 국내외 에너지 수요와 공급의 추이 및 전망에 관한 사항
2. 에너지의 안정적 확보, 도입·공급 및 관리를 위한 대책에 관한 사항
3. 에너지 수요 목표, 에너지원 구성, 에너지 절약 및 에너지 이용효율 향상에 관한 사항
4. 신·재생에너지 등 환경친화적 에너지의 공급 및 사용을 위한 대책에 관한 사항
5. 에너지 안전관리를 위한 대책에 관한 사항
6. 에너지 관련 기술개발 및 보급, 전문인력 양성, 국제협력, 부존 에너지자원 개발 및 이용, 에너지 복지 등에 관한 사항

제2차 에너지기본계획을 수립하기 위하여 정부가 구성한 민관위킹그룹 원자력 부문은 원자력 발전의 경제성과 수용성, 기술적 안전성을 두고 원자력 산업계와 시민단체, 학계의 전문가 60여명이 참여하여 2013년 5월부터 10여 차례의 회의를 통해 협의하였다. 그 결과 동 그룹에서는 2035년의 설비용량 기준으로 원자력 발전설비의 비중을 22~29%로 설정하는 권고안을 정부에 제출하였다. 이에 정부는 온실가스 감축, 에너지 안보 등을 종합적으로 고려하여 위킹그룹의 권고 범위 중 최고치인 29%를 채택하였다.¹¹⁾

원자력 발전 비중은 제1차 에너지기본계획에서 2030년 41% 였으나 제2차 에너지기본계획에서는 2035년의 비중을 29%로 정하였으므로 원자력 발전의 비중이 줄어든 것으로 보일 수 있다. 하지만 원자력 발전설비의 규모를 현재를 기준으로 판단할 경우 원자력 발전설비는 2013년보다 증가할 수밖에 없다.

[표 5] 원자력 발전 설비의 비중

	2001	2004	2007	2010	2013
운영원전 기수(기)	16	19	20	20	23
원전설비용량A(MW)	13,715	16,716	17,716	17,716	20,716
발전설비용량B(MW)	5,0858	59,961	68,268	76,078	86,969
비중A/B(%)	27.0	27.9	26.0	23.3	23.8

주: 발전설비용량은 매년 12월 31일 기준이며 신재생에너지 등을 포함한 수치로 피크부하시 이용가능한 설비용량과 다소 차이가 있을 수 있음.

자료: 전력거래소 제출자료

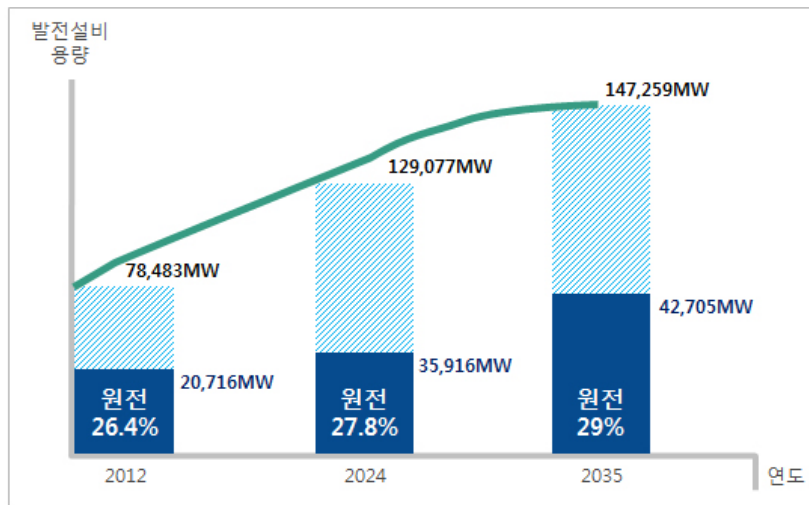
구체적으로 살펴보면, 원자력 발전설비 비중은 [표 5]에서 제시하는 바와 같이 2013년에는 23.8%였다. 이는 2001년 27%에서 2013년 23.8%로 매년 조금씩 감소한 결과이다. 그런데 비중은 감소했지만, 원자력 발전 설비용량은 2001년에는 13,715MW 였으나 2013년에는 20,716MW로 51%가 증가하였다. 운영 중인 원자력 발전의 기수는 2001년에는 16기에서 2007년 20기, 2013년 23기로 증가하였다. 원자력 발전 설비의 비중은 총 발전설비용량 중 원자력 발전설비용량이 차지하는 비율

11) 정부는 원자력 발전 설비용량을 29%로 설정한 근거로 국제연료가격변동위험에 대비한 에너지 안보와 온실가스 감축의 필요성, 산업경쟁력 등을 제시함. 원자력 발전의 역할을 대체할 현실적인 대안이 부족하므로 원자력 발전의 비중 확대를 주장함.

을 의미하므로 발전설비용량이 늘어나더라도 비중은 줄어 들 수 있다. 더군다나 2035년까지 인구증가와 경제규모 확대에 따라 총 전력수요는 증가할 것이므로 그에 따라 원자력 발전설비비중이 늘어날 가능성을 배제하기 어렵다.

산업통상자원부가 제2차 에너지기본계획에 대해 국회 산업통상자원위원회에서 보고한 바에 따르면 2035년까지 원자력 발전 설비의 비중을 29%로 정하면서 필요한 원자력발전 설비량을 42.7GW로 추정하였다. 2024년까지 15.2GW의 11기의 신규 원자력 발전 건설이 확정되어 36GW의 설비규모가 정해져 있다.¹²⁾ 따라서 산업통상자원부는 기확정된 신규 원자력 발전 외에도 추가로 7GW 이상의 신규건설이 불가피하다고 국회에 보고하였다.¹³⁾ 7GW의 설비용량은 1,500MW급 신형원전 5기를 추가로 건설되어야 함을 의미한다. 따라서 제2차 에너지기본계획의 원자력 설비 비중 목표에 따르면 신규 원전 건설이 불가피하다.

[그림 2] 제2차 에너지기본계획에 따른 원자력 발전의 비중



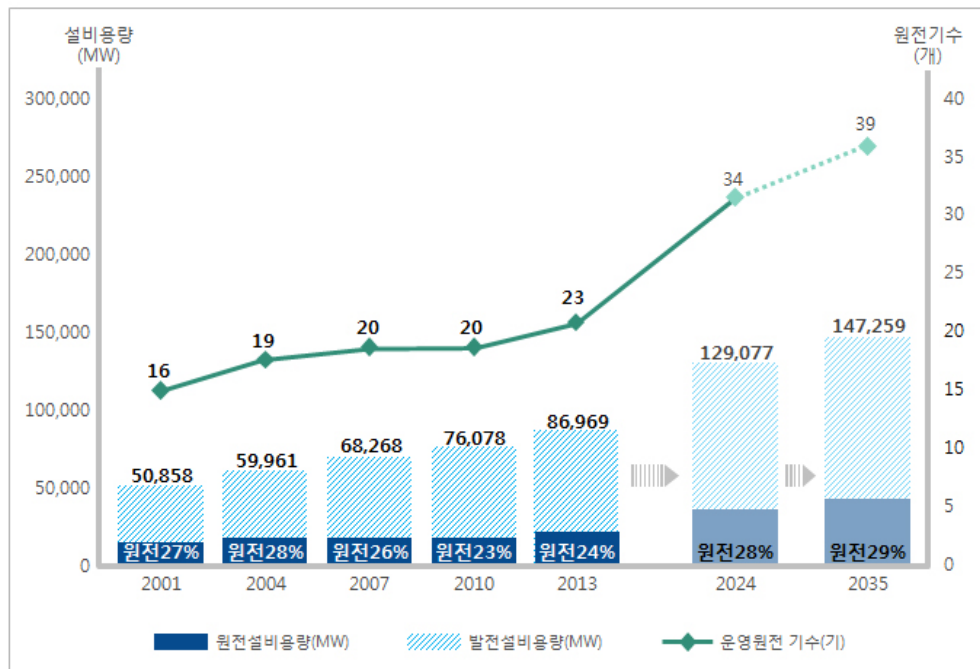
자료: 산업통상자원부, 산업통상위원회 보고자료 2013. 12. 30.

12) 제6차 전력수급기본계획 상 확정된 원자력 발전은 다음과 같음.
 신월성#2(1000MW), 신고리#3(1400MW), 신고리#4(1400MW), 신한울#1(1400MW), 신한울#2(1400MW),
 신고리#5(1400MW), 신고리#6(1400MW), 신한울#3(1400MW), 신한울#4(1400MW), 신고리#7(1500MW),
 신고리#8(1500MW)

13) 산업통상자원부, 국회 산업통상자원위원회 보고자료, 2013. 12. 30

[그림 3]은 [표 5]와 [그림 2]을 합하여 2001년 이후부터 2013년까지의 원자력 발전 설비의 비중과 2035년의 원자력 발전 비중 예상치를 비교한 것이다. 2001년에는 운영 중인 원전이 16기였고 원자력발전 설비비중은 27%였다. 2013년에는 23기의 원전이 운영되었고 비중은 24%로 낮아졌다. 2024년이 되면 34기의 원전이 운영될 것으로 예상되며 설비비중은 28%로 높아진다. 여기에 신규 원전 5기를 추가할 경우 2035년의 총 원전기수는 39기로 예상할 수 있다.

[그림 3] 원자력 발전 설비의 비중



주: 1. 원자력 발전 설비비중 = 원전 설비용량/총 발전설비용량

2. 원전비중은 총설비용량 대비로 구함.

자료: 전력거래소와 산업통상자원부의 자료를 이용하여 국회예산정책처에서 작성함.

그런데 1970년대와 1980년대 상업운전을 시작한 노후 원전의 설계수명 완료예정일이 다가오고 있으므로 폐쇄예정인 원전 규모만큼의 신규 원전이 추가로 필요하게 된다. 설계수명이 완료되는 원전은 1970~80년대에 건설된 2세대 원전으로 설계수명이 30~40년으로 2035년까지 14기의 원전이 해당한다. [표 6]은 기존 원전에 대해서 수명연장 여부에 따라 설계수명이 완료되는 원전을 파악하였다. 수명을 연장

하지 않는 경우 2035년 이전에 설계수명이 완료되는 원전 설비용량은 11,716MW로 이를 대체하기 위해서는 1,500MW급 신형 원전 8기가 필요하다.¹⁴⁾ 반면 10년의 수명연장을 승인하는 경우 2035년까지 설계수명이 완료되는 설비용량은 4,766MW이다.¹⁵⁾ 이를 대체하기 위해서는 1,500MW급 신형 원전 4기가 필요하다.

[표 6] 운영중인 원전의 설계수명 완료

	수명연장 없음			수명연장 10년		
	설비용량 (MW)	폐로 (기)	대체원전 (기)	설비용량 (MW)	폐로 (기)	대체원전 (기)
2030년 이전	9,716	12	7	1,266	2	1
2035년 이전	2,000	2	1	3,500	4	3
계	11,716	14	8	4,776	6	4

자료: 국회예산정책처에서 추정함.

기존 부지의 포화에 따라 신규 원자력 발전을 건설할 경우 신규 부지를 이용해야 한다. 전력수요는 지속 증가할 것으로 예상되며 기존 원자력 발전소의 설계수명 완료에 따른 대체 원자력도 필요하다. 즉, 향후 전력수급기본계획에서는 신규 원자력 발전소의 반영이 불가피하다는 점을 반영하여, 신규 부지에 신규 원자력 발전소를 건설하는 상황을 전제로한 비용 검토가 필요하다.

3. 원자력 발전비용의 구성 및 쟁점

가. 원자력 발전비용에 대한 선행연구

발전원을 선택하는데 있어서 가장 보편적으로 이용되는 기준은 경제성이다. 경제논리는 최소의 비용으로 최대의 효과를 얻는 것이다. 동일한 전력을 생산하는데 소요되는 비용을 계산함으로써 가장 비용이 적게 드는 발전원을 선택하는 것이 합리적

- 14) 수명연장이 없을 경우 2035년까지 계획수명이 완료되는 원자로는 고리1~4호기, 월성1~4호기, 한빛 1~4호기, 한울 1~2호기로 1980년대까지 건설된 대부분의 원전이 이에 해당함.
- 15) 10년의 수명연장이 승인될 경우 2035년까지 계획수명이 완료되는 원자로는 6기이며, 10년간 수명연장된 원자로별 계획기간완료년도는 다음과 같음. 고리1호기(2017년), 고리2호기(2033년), 3호기(2034년), 4호기(2035년), 월성1호기(2022년), 한빛1호기(2035년).

이다. 따라서 발전비용에 대한 분석은 에너지 시장에 대한 기본적 이해와 정책방향을 제시하기 위한 필수적인 자료이다. 원자력 발전비용은 비용항목을 어떻게 규정하느냐에 따라 달라질 수 있으므로 가능한 객관적인 비용을 제시하기 위해서 본 연구에서는 국제기구나 여러 나라의 국가기관에서 발표한 비용항목과 발전비용을 검토하였다.

국제에너지기구(International Energy Agency)는 약 5년마다 회원국의 발전원별 비용을 발표하고 있다.¹⁶⁾ 국제에너지기구는 원자력 뿐 아니라 주요 발전원의 비용을 조사하여 동일한 단위비용으로 제시하고 있다. 국제에너지기구가 국가별 발전원별 단가를 제공하는 것은 국가별 발전소의 이용률과 급전원칙, 환율 등 발전비용에 영향을 줄 수 있는 요소에 차이가 있지만, 향후 전력설비 투자에 참고자료로 활용하기 위해서이다. 따라서 동 기구가 제공하는 발전단가는 기존의 발전소가 아닌 향후 5년 내에 준공될 것으로 예상되는 최신형 발전소를 기준으로 한다. 국제에너지기구의 자료는 균등화비용법(LCOE)¹⁷⁾라는 동일한 분석방법에 의해 주요 국가의 발전비용을 비교할 수 있다는 점에서 국제 비교에 적합하다. 국제에너지기구는 원자력 발전비용이 국가별 차이에 따라 29.1~78.2USD/MWh(33.6~90.4원/kWh)의 범위에 있다고 발표하였다. 비용항목은 건설비와 운전유지비, 연료비로 구분하며 가장 최근에 발간된 2010년 보고서에서는 화력발전에 대하여 탄소비용을 추가하였다.

국가별 분석자료는 자국의 원자력 발전비용이나 발전원간 비용을 비교하기 위하여 작성되어왔다. 영국의 에너지기후변화부 (DECC: Department of Energy and Climate Change)는 매년 발전원별 발전비용을 발표하고 있다. 이들은 총 발전비용을 자본비용과 운영비, 연료비, 폐로비로 구분하였고 가장 최근에는 2013년에 사업에 착수하는 원자력 발전의 비용이 1MWh 당 90파운드(154원/kWh)라고 제시하였다.¹⁸⁾ 총 비용은 1MWh당 자본비용이 64£와 운영비 14£, 사전비용 6£, 연료비 5£, 폐로비 2£로 구성된다. 즉 영국의 원자력 발전비용은 전세계적으로 가장 높은 수준이다. 영국의 원자력 발전비용은 2023년 가동을 목표로 프랑스 전력공사 EDF

16) IEA, *Projected cost of generating electricity*, 1992, 1998, 2005, 2010.

17) 균등화비용(LCOE)은 재무분석을 위한 비용으로 발전과정에서 나타나는 외부비용은 포함되지 않음. 단, 2010년 보고서는 OECD 국가의 화력발전에 대하여 30USD/tonne of CO₂의 탄소비용을 포함함.

18) 2013년 평균환율 1,711.45원/£ 적용. UK DECC, *Electricity Generation Costs*, 2013. p.18.

와의 계약에 근거한다. 3,260MW 용량의 원자로 2기를 건설하는데 160억 £(약 27조 원)의 건설계약을 체결했으며 높은 건설비로 인해 영국정부는 35년간 1MWh당 92.5 £의 전력요금을 보장하기로 함으로써 사실상 보조금을 지급하기로 하였다.¹⁹⁾

프랑스 회계감사원은 원전의 발전비용을 현재 비용과 미래 비용으로 구분하였다. 현재 비용은 연료비와 인건비, 외부비용, 각종 세금 및 부담금, 운영비 등이며 원자력 발전의 안전과 투명성을 위한 연구개발비도 현재 비용에 포함하였다. 미래 비용은 폐로비와 사용후핵연료 처분비, 방사성폐기물처분비로 구성하였다. 비용산정 방식에 따라 기존 원전의 발전비용은 33.1~49.5유로/MWh(50.7~75.9원/kWh)로 제시하였다.²⁰⁾ 또한 외부성과 사고위험에 대해서도 가치화가 어려운 항목으로 별도 검토하였다.

일본은 후쿠시마 사고 이후 원자력을 시작으로 각 전원의 비용을 검증하기 위하여 ‘비용등검증위원회’를 설치하고 비용검증작업을 수행하였다. 자본비, 운전유지비, 핵연료사이클비와 같은 발전원가 뿐만 아니라 추가적 안전대책 환경대책비용, 사고위험대응비용, 정책비용 등과 같은 외부 비용도 추가하여 종합적으로 시산하였다. 그 결과 할인율 3%, 설비이용률 70%, 가동년수 40년을 전제로 1kWh당 8.9엔(123원)이며 후쿠시마 사고비용이 1조엔 증가할 때마다 1kWh당 0.1엔(1.4원) 씩 비용이 상승한다.²¹⁾ 따라서 후쿠시마 사고비용을 고려할 때 1kWh당 8.9엔은 원자력 발전비용의 최저값으로 하며, 후쿠시마 사고손해액이 10조엔이면 발전비용은 1kWh당 9.3엔(129원)이며, 사고손해액이 20조엔이면 10.2엔/kWh(142원/kWh)가 된다. 이는 2004년의 5.9엔/kWh(62.4원/kWh)에서 50% 이상 상승한 결과이다. 보다 구체적으로는 일본이 원자력 발전비용으로 2011년에 추정한 8.9엔/kWh는 1kWh당자본비 2.5엔(2004년 시산대비 +0.2엔), 운전유지비 3.1엔(2004년시산대비 +1.0엔), 핵연료 사이클비용 1.4엔(2004년시산대비 0.1엔), 추가안전대책 0.2엔, 정책경비 1.1엔, 사고 위험에 대한 대응비용 0.5엔 이상으로 구성된다.²²⁾

19) KIPF, “영국 EDF가 수주한 힝클리포인트 원전 건설에 보조금 논란 있음,”KIPF 공공기관연구센터 해외공공기관동향, 2014. 2.

20) 2013년 평균환율 1,453.66원/유로 적용. CDC, *The costs of the nuclear power sector*, Cour des Comptes, 2012. p. 280.

21) 2011년 평균환율 1,391.31원/엔 적용. 일본 비용등검증위원회, 「비용등검증위원회보고서」, 일본 에너지·환경회의, 2011. p. 54.

22) 사고위험 대응비용은 후쿠시마 사고를 기준으로 함. 후쿠시마 사고비용은 총 5조 8,318억엔으로

미국 에너지정보청(U.S. Energy Information Administration)은 2013년 연간 에너지전망(Annual Energy outlook 2013)에서 추산된 발전비용을 제시하였다. 비용항목은 건설비(overnight capital costs)²³⁾, 연료비(fuel costs), 운전유지비(O&M costs), 자본조달비용(financing costs)으로 구성하였다. 미국 에너지정보청의 비용은 다른 기관의 비용분석과 달리 송전비용(transmission investment)을 포함하고 있다. 동 분석에 따르면 2018년에 전력을 생산하는 원자력 발전소의 평균 발전비용은 108.4USD/MWh로 기존 석탄발전과 가스발전보다는 다소 비싸지만, 탄소저감장치가 있는 석탄화력보다는 여전히 경제성이 있는 것으로 나타났다.²⁴⁾

이용확률 90%를 가정할 때 1kWh당 건설비는 83.4USD 운전유지비(선전비)는 11.6USD이며 송전비가 1.1USD로 제시됨. 이와 같이 대부분의 연구는 원자력 발전에 소요되는 직접 비용을 구하고 있다. 원자력 발전의 외부 비용은 원자력 발전으로 인한 사회적 쟁점을 비용으로 반영해왔다. 후쿠시마 사고 이전의 보고서의 경우 적정비용 산정은 원자력 발전의 건설기간 지연에 따른 예비비(contingency cost)와 화력발전에 비하여 온실가스 발생량이 낮음에 따른 온실가스저감편익에 초점을 맞추고 있다.

후쿠시마 사고 이전인 2008년의 미국 의회예산처(CBO: Congressional Budget Office)는 원자력 발전의 역할을 분석하면서 원자력 발전사업에 대한 각종 보조금 및 지원정책을 포함하는 2005년 개정된 미국 에너지정책법(EPAAct)²⁵⁾의 영향, 온실가스배출부과금(Carbon Dioxide Charges)에 따른 영향을 비용으로 반영하였다.²⁶⁾

추산함. 사고비용으로 폐로해체비용과 손해배상비용, 발전시설의 감손, 핵연료 손실비용 등을 포함. 보고서 작성당시 추계 불가능한 비목 및 현지성에서 포함하지 않지만 명백한 비용이 포함되어 있지 않음. 생명 및 신체적 손해와 운항위험구역 및 비행금지구역 설정에 관한 손해, 지방자치단체 등의 재산적 손해, 고농도오염지역대책비용, 중간저장시설정비비용, 최종처분관계비용 등이 해당되며, 프랑스에서 추정된 바와 같이 국가이미지, 관광 수입저하 등을 포함할 경우 향후 사고비용은 이보다 증가할 가능성이 높음.

23) overnight captial cost는 EPC(Engineering, Procurement and Construction 엔지니어링, 자재구매, 건설)비용을 의미함. 단 공사기간 중의 인건비 상승분 및 인플레이션은 포함되지 않음.

24) U.S. EIA, *levelized cost of new generation resource*, 2013. p.5.

25) 2005년 개정된 미국 「에너지정책법」(EPAAct : Energy Policy Act)은 발전관련 세액감면(production tax credit), 대출보증(loop guarantee), 투자 세액감면(investment tax credit) 등을 포함하고 있음.

26) 미국 의회예산처는 원자력 발전이 석탄이나 가스화력보다 발전비용이 높지만 탄소비용이 45USD/ton 이상이 되면 원자력 발전이 가장 경제적인 발전원이 되며, EPAAct로 인한 지원책이 반영되면 기존의 화력발전과 유사한 수준으로 발전단가가 낮아질 수 있다고 분석함(CBO, 2008).

반면, 2013년 미국 의회조사처(CRS)에서는 원자력발전과 관련된 첫 번째 쟁점으로 원자력 발전의 안전성을 꼽고 있으며, 방사성폐기물과 환경문제, 위기대응방안, 핵 무기 비확산 문제를 쟁점으로 다루었다.²⁷⁾

우리나라는 원자력의 발전과 분석 근거에 대한 공식적인 보고서가 없었다. 다만 전력수급기본계획과 에너지기본계획을 작성하는데 기준이 되는 발전원별 발전단가가 비공식적으로 발표되었을 뿐이다. 최근에는 제2차 에너지기본계획의 민관합동 워킹그룹 원자력분과(이하 “에기본 워킹그룹”)에서 원자력의 경제성을 검토하는 과정에서 원자력의 발전비용이 가장 구체적으로 제시되었다. 에기본 워킹그룹은 원자력의 발전비용을 건설비, 운전유지비, 연료비, 안전성 강화비용, 기존원전 발전비용으로 구분하고 방사성폐기물(이하 “방폐물”) 관리비용을 추가적으로 검토하였다. 또한 직접 비용에 반영하지는 않았지만 사고위험대응비용과 정책비용을 검토하여 원자력 발전비용을 평가하였다. 따라서 에기본 워킹그룹에서는 개정된 방사성폐기물 관리비와 손해기대치 접근법에 의한 원전 사고위험 대응비용 추정값, 정책비용을 반영하여 평가한 1,400MW급 원전의 이용률을 80%라고 가정할 때 총발전비용은 49.73~53.68원/kWh이라고 밝혔다.

국책연구원의 보고서는 2005년 에너지경제연구원과 2013년 한국환경정책평가연구원의 연구가 있다. 2005년의 이근대·박정순²⁸⁾은 화석연료의 가격상승과 방사성폐기물관리비용이 원자력 발전의 경제성에 미치는 영향을 분석하였다. 그 결과 주요 원자력 발전 운영국가에서 경제성 우위가 확인되었으며, 화석연료의 가격이 높아질수록 경제성이 높아진다고 하였다. 방사성폐기물관리비가 발전비용의 10% 이내에서 추가되는 경우에도 원전이 석탄화력보다 경제성 우위를 유지할 것으로 분석하였다. 반면 2013년의 이창훈 외²⁹⁾는 원자력의 직접발전비용과 외부 비용을 추정하였다. 원자력발전 사업자가 부담하는 직접 비용은 최신 원자로인 APR1400을 기준으로 48.8원/kWh이며 외부 비용으로 정책비용과 중대사고에 대한 위험회피비용을 추정하였다. 동 연구는 사고위험비용에 대하여 다양한 시나리오를 통해 비용의 범위를 제안하고 있다. 조건부가치측정법(CVM)을 통해 추정한 위험회피비용은

27) Holt, *Nuclear Energy : Overview of Congressional Issues*, CRS, 2013. 4.

28) 이근대·박정순, 「방사성폐기물관리비용과 원자력발전의 경제성 평가」, 에너지경제연구원, 2005.

29) 이창훈 외, 「화석연료 대체에너지원의 환경·경제성 평가 I - 원자력을 중심으로」, 한국환경정책평가연구원, 2013. 12..

기존 원전의 위험해소를 위한 지불의사액으로 kWh당 3.8~6.8원이다. 발전소 주변 지역 주민의 지불의사액은 52.1~94.9원/kWh까지 높아질 수 있음을 보였다. 결과적으로는 세금을 통해 중대사고의 위험비용을 내부화하는 방안을 제안하였다.

원자력 발전비용과 관련한 국내외 연구에 따르면 원자력 발전사업자가 시장에 판매하는 금액은 직접비용(direct cost) 혹은 사적비용(private cost)으로 정의할 수 있으며, 이에 대해서는 논란의 여지가 크지 않다. 반면 외부 비용(external cost)은 당시의 사회적 쟁점에 따라서 항목과 범위가 달라진다. 2000년 중반에는 화석연료의 급격한 연료비 상승과 방사성폐기물관리비의 증가여부, 환경피해비용이 가장 큰 관심사였으며, 후쿠시마 사고 이후에는 중대사고로 인한 외부 비용에 어떤 항목을 어느 수준에서 반영할 것인가가 쟁점이었다. 하지만 국내에서 원자력 발전의 사회적비용에 대한 연구는 이창훈 외(2013)가 유일하며 전반적인 사회적 비용에 대해 검토한 자료가 없었다.

나. 발전비용의 구성

발전비용을 분석한 기존 연구는 대부분 직접 비용을 중심으로 하고 있으며, 쟁점이 되는 외부 비용을 별도로 분석하고 있다. 따라서 본 보고서에서도 직접 비용과 원자력 발전과 관련하여 쟁점이 되고 있는 외부 비용으로 구분하여 비용항목을 구성하였다. 이와 같은 비용의 구분은 원자력 발전이 야기하는 총비용을 종합적으로 검토하는데 목적이 있다.

직접 비용(direct economic cost)은 발전원가에 해당하는 항목으로 시장에서 거래되는 가격을 기준으로 한다. 직접 비용의 구성은 건설비와 운전유지비, 연료비로 나눈다.³⁰⁾ 건설비는 순공사비와 관련 금융비용으로 부지매입비와 기자재비, 설계기술용역비, 신규 부지에 대한 주변지역 특별지원금 등 건설과정에서 발생하는 모든 비용을 의미한다. 연료비는 핵연료의 구입비를 의미한다. 운전유지비는 발전소의 운전 및 관리비용을 포함하며 발전소를 운영하는데 소요되는 비용 중 연료비를 제외

30) 직접 비용 및 직접 비용에 영향을 미치는 요소는 자본비용, 건설비용, 건설기간, 할인율, 용량, 가동률, 운전유지비, 연료비용, 방사성폐기물처분비용, 폐로해체비용, 원자로 설계수명이며, 직접 비용으로 포함되지 않는 비용은 세금(이전지출), 방사성폐기물관리비용의 불확실성, 외부성(보험료를 초과하는 사고 위험), 보조금 등임.

한 모든 비용을 말한다. 여기에는 인건비를 비롯하여 소모품 및 장비, 외부지원 서비스, 감속제 및 냉각제 보충분, 원전사고 보험, 발전소 용지보상비 및 주변지역 지원사업비, 원자력연구개발기금 납입금 등을 포함하며 모든 직·간접 비용과 방사성 폐기물관리비용으로 구성한다.

외부 비용(external cost)은 경제 활동에서 정당한 가격의 지불 없이 특정 개인이나 불특정 다수에게 직접적이든 간접적이든 불리한 효과를 미치는 것을 의미한다. 따라서 발전원가에는 반영되지 않지만 원자력 발전을 유지하기 위해 발생하는 각종 비용을 원자력 발전의 외부 비용으로 정의한다. 입지갈등비용과 사고위험비용, 정책비용, 안전규제비용, 미래세대비용, 송전선로 건설비용 등이 포함된다. 입지갈등비용은 원자력 발전과 관련된 시설의 입지 선정과정에서 발생하는 비용이다. 화력 발전은 발전소 주변지역에 대해서만 갈등이 있는데 비해 원자력 발전은 발전소 주변지역 뿐 아니라 중저준위 방사성폐기물처리장(이하 “방폐장”)과 고준위방사성폐기물 중간처분장, 최종처분장이 필요하여 입지갈등비용이 타 발전원에 비하여 더 많이 발생한다. 다만 입지가 결정된 이후에는 주변지역지원비는 정책비용이나 운영유지비에 포함되므로 입지갈등비용은 입지를 선정하는 과정에서 발생하는 비용으로 한정하였다.³¹⁾ 입지갈등비용에는 송전선로 경과지에서 발생하는 갈등 비용도 포함한다. 송전선로는 원자력 발전에만 한정되는 시설은 아니지만, 좁은 부지에 다수의 원자력 발전소를 건설하게 되면 고압 송전선로의 신규 건설이 불가피하다는 점에서 송전선로 비용은 원자력 발전의 비용으로 포함하였다.

사고위험비용은 원자력 발전소가 가지고 있는 사고위험을 비용화한 것이다. 본 고에서는 기존 연구의 사고위험비용산정 방식을 검토하였다. 안전규제비용도 외부비용이다. 원자력 발전에 대한 안전성을 높이고 사회적 수용성을 제고하기 위하여 각종 안전규제가 강화되고 있는데 그로 인한 추가 안전설비보강 및 운전관리비의 증가 가능성을 의미한다. 다만 안전규제비용은 후쿠시마 사고와 같은 특정 사례를 통해 안전규제가 정착되면 운전유지비에 반영되어 직접 비용에 포함된다. 또한 안전규제가 강화될 경우 사고확률의 감소로 인하여 사고위험비용도 감소할 수 있다.

정책비용은 전력산업기반기금이나 에너지지원사업특별회계, 일반회계 등을 통

31) 예를 들어 신고리 3·4호기 건설에 따른 발전소 주변지역 특별지원금이 1,147억원 집행되었으며, 경주 중저준위 방사성폐기물처리분장 입지 선정과정에서 특별지원금 3,000억원이 지원됨. 하지만 이와 같은 특별지원금은 건설비에 반영되었으므로 직접비용에 포함됨. 입지갈등비용은 직접비용에 포함되지 않은 비용으로 사회적 소요로 인한 갈등비용, 생산지체비용 등을 의미함.

해 지출된 원자력 발전 관련 비용을 의미한다. 원자력 발전의 안정적인 운영과 차세대 기술을 개발하기 위하여 연구개발사업이나 발전소주변지역에 대한 지원사업, 홍보사업, 규제기관 운영비 등을 지원하는 사업비를 의미한다.

미래세대비용은 고준위 방사성폐기물을 처분함으로써 특정 지역에 대하여 미래세대의 사용가능성을 영구히 제한함에 따라 발생하는 선택가치 및 유산가치의 상실비용이다.

단, 본 고에서는 원자력 발전으로 인한 주변 지역 방사능 피해에 대해서는 고려하지 않았다. 원자력 발전과 관련된 시설은 발전소, 중저준위 방사성폐기물처분장, 사용후핵연료 중간처분장, 사용후핵연료 최종처분장, 고압 송전선로가 있으나, 동 시설들은 안전기준에 근거하여 주변에 위대한 영향을 주지 않는다고 가정하였다.

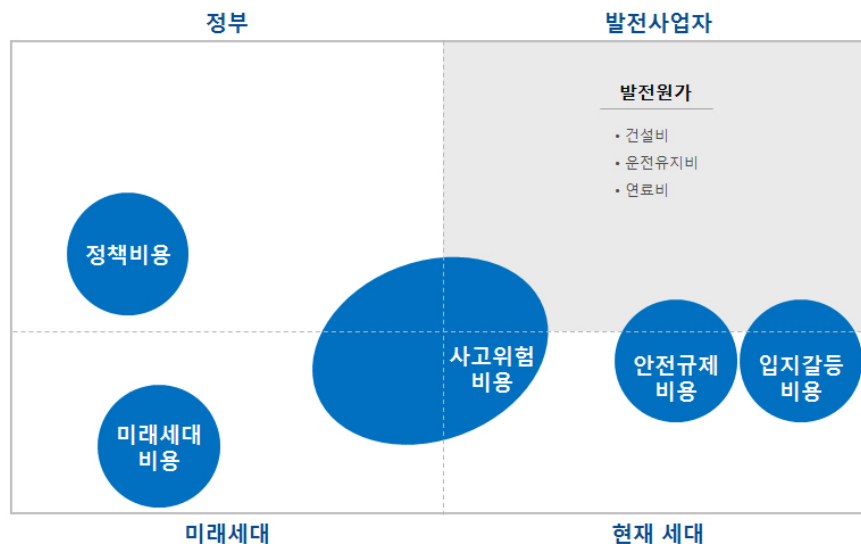
[표 7] 원자력 발전의 비용 구성

		세부항목	내역
직접 비용	발전원가	건설비	- 순공사비, 자본조달비용
		운전유지비	- 인건비, 수선유지비, 경비, 일반관리비, 중저준위방사성폐기물처리비, 사용후핵연료처리비, 폐로해체비용, 주변지역지원사업비 등
		연료비	- 핵연료 구입비
사회적 비용	입지갈등비용		- 방사성폐기물 처분장 및 고압 송전선로와 같은 원자력 관련 시설의 입지 선정에 따른 갈등비용
	사고위험비용		- 중대사고발생의 위험비용
	안전규제비용		- 규제수준에 따라 발생하는 추가비용으로 안전설비 보강비용 등
	정책비용		- 원자력 발전의 기술개발 및 운영, 홍보를 위한 재정지원 비용
	미래세대비용		- 고준위방사성폐기물 처분장 입지의 선택가치 및 유산가치 상실비용

자료: 국회예산정책처에서 작성함.

외부 비용은 발전사업자가 현재 비용을 부담하고 있지는 않지만 국가 혹은 현재세대와 미래세대가 부담하고 있는 비용으로 정책 설계에 따라 직접 비용에 포함될 수 있다. [그림 4]는 원자력 발전의 비용항목별 비용부담주체를 나타낸 것이다. 정책비용처럼 단위비용을 제시할 수 있는 비용도 있고, 안전규제비용처럼 가까운 시점에 직접 비용에 포함 가능한 비용도 있다. 사고위험비용은 사고보험을 통해 일부는 발전사업자가 부담하고 있지만, 중대사고 발생시 정부가 사고책임을 지게되며 현재세대와 미래세대가 최종적으로 비용을 감당해야한다는 점에서 모든 비용부담주체가 나누어 비용을 부담하는 것으로 보았다.

[그림 4] 원자력 발전의 비용구성



자료: 국회예산정책처에서 작성함.

Ⅲ. 원자력 발전의 직접 비용

1. 우리나라 원자력 발전의 직접 비용

가. 계획 발전원가

안정적인 에너지 공급은 산업통상자원부의 주요 정책목표 중 하나이며 이를 위해 정부는 매 5년마다 에너지기본계획과 매 2년마다 에너지원별 공급계획과 수요관리 계획을 수립한다. 이는 대부분의 에너지를 수입하는 상황에서 어떤 에너지원을 얼마만큼 사용하고 어떤 형태로 공급할 것인지를 계획함으로써 효율적인 에너지 이용을 유도하는데 목적을 둔다. 특히 전력은 발전소와 송변전 설비의 비중이 크고, 기반시설의 확보에 상당한 시간을 필요로 하기 때문에 정부는 사전에 어떤 발전원을 어느 지역에 설치할 것인가에 대하여 계획을 수립한다. 발전원을 선택할 때 주요 요소 중 하나가 경제성이므로 정부는 발전원별 건설비와 수명기간, 이용률과 할인율, 연료비 등을 가정하고 이에 따라 주요 발전원의 발전비용을 계산한다. 이와 같이 정부가 각종 계획을 수립하는데 근거로 이용된 값을 계획 발전원가라고 한다. 계획 발전원가는 발전소의 수명기간동안 감가상각비와 비용을 연도별로 균등배분하는 방식으로 추산된다.

[표 8]은 2013년 2월 발표된 제6차 전력수급계획에서 사용된 발전원별 발전비용이다. 가장 최근에 건설된 신형 발전소를 기준으로 균등화 발전비용 평가법을 적용하여 2012년 불변가를 기준으로 6%의 할인율과 90%의 이용률을 가정할 경우, 발전비용은 원자력발전, 석탄화력, 가스화력의 순으로 커진다. 1400MW급 3세대 원자력 발전의 발전비용은 41.9원/kWh이고, 1,000MW급 석탄과 800MW 가스화력은 각각 61.9원/kWh, 117.8원/kWh이다. 즉, 직접 비용만 고려한 계획 발전원가로 고려할 때, 원자력 발전의 경제성이 가장 높은 것으로 나타났다. 단, [표 8]에 제시된 제6차 전력수급기본계획 상 발전원가에는 2012년말 개정된 방사성폐기물관리비 증가분이 누락되었다. 원자력 발전비용은 사용후핵연료와 중저준위방사성폐기물에 대한 방사성폐기물관리비, 폐로처리비용을 포함해야 하는데 동 수치가 2012년 말 개정되어 큰 폭으로 상승했으나 반영되지 않은 것이다.

[표 8] 발전원별 계획 발전원가

	원자력			석 탄 (유연탄)			유 류		가스복합	
	1000 MW	1400 MW	1500 MW	500 MW	800 MW	1000 MW	40 MW	100 MW	400 MW	800 MW
계획 발전원가 (원/kWh)	46.9	41.9	41.4	65.1	64.6	61.9	199.6	216.8	125.2	117.8
2013년 정산단가 (원/kWh)	39.03			58.84			221.7		160.76	

주: 1. 상기 수치는 2012년초 불변가 기준으로 할인율 6%, 환율 1,150/\$ 적용하여 산정함.

2. 이용률 90% 기준에서 산정함.

3. 제6차 전력수급기본계획 상 후보발전설비의 특성자료임.

자료: 산업통상자원부 제출자료, 전력통계정보시스템.

계획 발전원가를 2013년 전력거래소에서 거래된 정산단가와도 비교하였다. 2013년 1kWh당 원자력의 정산단가는 39.03원이며 석탄화력은 58.84원이다. 가스화력의 정산단가는 160.76원/kWh이었다. 비교결과, 원자력 발전과 석탄화력의 계획 발전비용은 정산단가보다 높은 수준으로 나타났다. 계획 발전원가는 신규 발전설비의 발전비용이므로 현재 정산단가보다 계획 발전원가가 높다면 향후 전기요금이 상승할 것임을 알 수 있다.

나. 실적 발전원가

보다 실질적인 원자력발전비용을 확인하기 위하여 한국수력원자력이 결산서에서 제시하는 사업연도별 제조원가 명세에 근거하여 원자력 발전비용을 추정해보았다. 결산서를 통해 한수원에서 실제로 발전소를 운영하는 과정에서 발생하는 제반 비용을 포함하여 실제로 전기를 생산하는데 소요되는 비용을 파악할 필요가 있기 때문이다. 이와 같이 실제 운전 중인 발전기의 특정기간 동안의 발전원가를 실적발전원가라고 한다. 연도별로 감가상각비와 비용 등이 상이하여 당해 연도의 실적평가에 사용할 수 있다. 우리나라는 한수원에서 원자력발전소를 유일하게 운영하고 있으므로 한수원의 결산서에 제시된 제조원가와 각종 비용을 이용하여 원자력발전에 소요되는 연간 비용을 파악할 수 있다. 이를 한수원이 판매하는 전력량으로 나누어주면

해당 년도의 발전에 소요되는 비용을 산정할 수 있게 된다.

결산서의 제조원가명세서는 당기 총제조비용을 기재하며 재료비, 인건비, 경비로 구분한다. 당기제품제조원가는 유형자산에 향후 투자활동을 반영하여 적절한 내용연수와 상각법을 적용하여 연간 감가상각계획을 수립한 바에 따라 매년 감가상각충당금이 대차대조표에 반영된다. 발전 사업을 위한 판매 및 관리비도 발전을 위한 비용에 반영한다. 따라서 단위 전력당 제조원가는 제조원가 명세서와 한수원의 연간 발전량을 비교하여 도출 할 수 있다.

[표 9] 한국수력원자력의 최근 3년간 총비용

	2010	2011	2012
매출액(백만원)	5,829,582	6,611,937	6,717,341
매출원가(백만원)	3,984,554	5,425,127	6,180,514
판매비와관리비(백만원)	95,610	107,320	119,345
기타순비용(백만원)	468,010	252,264	257,394
기타수익	43,457	105,400	88,679
기타비용	19,544	49,436	30,266
기타이익	△13,169	△8,988	△12,261
금융수익	78,611	221,592	288,793
금융원가	557,316	539,653	591,426
관계기업과 조인트벤처 관련이익	△49	△845	△913
법인세비용(백만원)	250,399	165,010	35,103
총비용(백만원)	4,798,573	5,949,721	6,592,356
발전량(GWh)	142,361	151,836	145,526
원자력 발전량(GWh)	140,876	147,167	140,557
발전단가(원/kWh)	33.7	39.2	45.3

주: 1. 총비용=매출원가+판매비와관리비+기타순비용+법인세비용, 발전단가=총비용/발전량

2. 총비용은 수력과 양수발전 관련 비용도 모두 포함함.

자료: 한수원 결산서를 이용하여 국회예산정책처에서 분석함.

[표 9]와 같이 2012년 한수원의 매출액은 6조 7,173억원이었다. 이중 매출원가는 6조 1,805억원이고 판매비와 관리비가 1,193억원, 기타비용이 2,574억원, 법인세가 351억원이었다. 따라서 2012년에 발생한 총 비용은 6조 5,923억원이다. 2012년

의 발전량이 145,526GWh이므로 발전비용은 45.3원/kWh 이다.³²⁾ 단, 동 발전비용은 한수원 전력판매량의 3.4% 비중인 양수 및 수력발전비용이 모두 포함된 비용으로 원자력 발전비용은 이보다 다소 낮을 수 있다.

2012년의 실적발전원가는 2010년의 33.7원/kWh과 2011년의 39.2원/kWh에 비하여 증가한 수치이다. 2012년의 발전단가가 크게 상승한 이유는 후쿠시마 사고 이후 안전설비 추가에 따른 운전유지비 증가로 매출원가가 높아졌으며, 월성1호기의 계획수명 완료에 따른 가동정지, 타 원전의 가동정지에 따라 발전량이 줄어든 것이기 때문이다. 이와 같은 수치는 원자력발전을 위한 제조원가 즉 직접 비용에 해당한다. 앞서 제6차 전력수급기본계획의 작성에 반영된 원자력의 발전비용이 41.4~46.9원/kWh 임을 감안하면, 전력수급기본계획은 원자력의 실적발전원가를 충분히 고려한 것으로 볼 수 있다.

[표 10]은 원자력의 실적발전원가와 정산단가를 비교하여 그간 원자력 발전의 직접 비용을 시장에서 충분히 반영하였는가를 확인하였다. 원자력의 정산단가는 2010년 39.6원/kWh이고 2012년에는 39.5원/kWh이다. 2010년과 2011년에는 실적발전원가보다 정산단가가 높았다. 2012년에는 정산단가가 실적발전원가보다 다소 낮은 수준에서 책정되었다. 그러나 실적발전원가와 정산단가의 차이가 크지 않으므로 원자력 발전의 직접 비용은 시장가격으로 회수된다고 할 수 있다.

[표 10] 원자력의 정산단가와 실적발전원가의 비교

	2010	2011	2012
실적발전원가(원/kWh)	33.7	39.2	45.3
원자력	39.6	39.1	39.5

주: 정산단가는 원자력과 수력의 비중에 따라 정산단가 평균치를 구함.

자료: 전력통계정보시스템

32) 한수원에서 판매하는 전력은 원자력과 수력, 양수발전량을 포함함. 2012년의 경우 한수원의 총 판매량은 145,526GWh 였으며 원자력 발전량은 140,557GWh으로 원자력이 96.6% 에 해당함. 한수원의 총비용에서 원자력 발전이 차지하는 비중이 대부분이라는 점에서 총비용을 총발전량으로 나누어 원자력 발전의 실적단가로 해석함. 하지만 3.4%에 해당하는 양수발전과 수력발전의 비용도 포함되어 있으므로 보다 엄밀한 실적단가는 다소 변동될 수 있음.

단, 결산서를 통해 추정된 발전비용은 결산서의 특성을 고려하여 그 의미를 해석해야한다. 계획발전단가가 향후 건설될 신규 원전의 발전비용을 의미하는 반면, 실적발전원가는 운영중인 원전의 발전비용을 기준으로 한다. 따라서 실적발전단가는 계획발전단가 대비 낮은 것이 당연하다. 계획발전단가는 신규 설비의 건설비를 이용하지만 결산서는 운영 중인 원자력 발전소의 건설비를 기 투자금의 감가상각비에 반영하므로, 실적발전원가는 미래의 설비투자비는 반영하지 못한다. 과거 1980년대에 준공된 원자력 발전에 대해서도 건설 당시의 화폐가치를 이용한 총 건설비를 매년 감가상각한다. 따라서 과거의 자산으로 인해 계획발전단가보다 낮은 값을 갖는다.

즉, 결산서를 이용한 발전비용 추정은 해당 년도에 원자력을 통해 전기를 생산하는데 소요된 직접 비용을 의미한다.

다. 원자력 발전비용의 국제비교

우리나라 원자력 발전비용의 수준을 파악하기 위하여 원자력 발전 비중이 높은 국가의 발전비용과 비교할 필요가 있다. 국제에너지기구(IEA)의 국가별 발전비용에 따르면, 우리나라 원자력 발전비용은 주요 국가의 단가보다 1992년부터 2010년까지 일관되게 낮은 것으로 나타났다. 우리나라의 원전은 1kWh의 전력을 생산하는데 3.1cent가 소요될 것으로 예상하였다. 이는 10기 이상의 원자력 발전을 운영하고 국제에너지기구에 발전비용을 제출하는 국가 중 가장 낮은 수준이다. 1kWh를 생산하는데 소요되는 발전비용이 프랑스는 가장 높은 5.6cent이며, 독일은 5cent, 일본은 4.97cent, 미국은 4.87cent, 중국은 3.2cent이다. 우리나라의 원자력 발전비용과 비교하면 한국 대비 프랑스의 발전비용은 182%이며 독일은 161%, 일본은 160%, 미국은 157%이다.

개별 항목으로 비교하여도 건설비와 운전유지비, 연료비의 모든 항목에서 우리나라의 발전비용이 국제적으로 낮은 수준이다.³³⁾ 건설비는 평균적으로 원자력 발전

33) 국제에너지기구는 발전소의 수명을 가스화력은 30년, 석탄화력은 40년, 원자력 발전은 60년으로 가정하며, 폐로해체비용으로 통상 원자력 발전은 건설비의 15%를, 그외 발전원은 5%로 추정하여 건설비를 계산함. 방사성폐기물관리비 중 방사성폐기물처리비용은 운전유지비에, 사용후핵연료 처리비용은 연료비에 포함됨.

비용의 50% 이상을 차지하는데, 우리나라의 건설비 단가가 1kWh 당 1cent 이상 저렴한 것이 낮은 발전비용의 주요 원인이다. 우리나라의 원전 건설비는 1kWh당 1.34cent으로 인데 비해 독일과 프랑스의 원전 건설단가는 3.1cent 상당으로 우리나라 원전 건설비의 2.4배 수준이다. 일본과 미국의 원전 건설단가는 2.4~2.6cent이다. 중국의 건설단가도 1.49cent로 우리나라보다 높았다. 우리나라의 건설비 단가와 주요 국가의 건설비 단가를 비교하면 최소 111%에서 최대 237%에 달한다.

따라서 다음 장에서는 직접 비용을 구성하는 건설비와 운전유지비, 연료비 항목별 비용과 향후 비용 증가 가능성에 대하여 검토한다.

[표 11] 원자력 발전비용의 국제비교

	총발전비용		건설비		운전 유지비 (cent/kWh)	연료비 (cent/MWh)
	단가 (cent/kWh)	한국대비 (%)	단가 (cent/kWh)	한국대비 (%)		
프랑스	5.64	182	3.11	232	1.60	0.93
독일	5.00	161	3.18	237	0.88	0.93
일본	4.97	160	2.39	178	1.65	0.93
미국	4.87	157	2.65	198	1.29	0.93
러시아	4.35	140	2.28	170	1.67	0.40
중국	3.20	103	1.49	111	0.78	0.93
한국	3.10		1.34		0.97	0.79

주: 1. 건설비는 건설투자비와 관련 금융비용을 모두 포함함.

2. 운전유지비는 원전의 운전 및 관리비용과 방사성폐기물 처리비용을 포함함.

3. 연료비는 전체 연료주기의 비용으로 사용후핵연료의 처리비용까지 포함함.

자료: IEA, *Projected cost of generating electricity 2010 edition*, 2010.

2. 신규 원전의 직접 비용

가. 건설비

(1) 신형 원전 건설비의 구성

발전원별 발전비용 산정이 중요한 것은 늘어나는 전력수요에 대응하기 위하여 신규 발전소를 건설할 때 소요되는 비용을 추산하는 것이 정책결정의 주요 근거가 되기

때문이다. 건설비는 원자력 발전소의 준공 전까지 지출하는 모든 비용을 의미한다. 따라서 순공사비와 금융비용, 부지매입비, 기자재비, 설계기술용역비 등 건설과정에서 발생하는 모든 비용을 포함한다. 원자력 발전은 건설비의 비중이 높기 때문에, 향후 발전원을 선정하는데 있어 투자를 결정짓는 기준으로 활용된다. 건설비에서 가장 큰 불확실성은 건설기간 증가에 따른 투자비 증가이다. 그런데 원자력 발전은 대형 플랜트 설비의 특성상 다양한 불확실성을 포함하며, 초기 계획 대비 건설비가 증가하는 사례가 빈번하다. 이에 발전소의 건설비도 계획 대비 실제 투자비의 변화를 고려하여 검토할 필요가 있다.

신규 발전소를 승인하는 전력수급기본계획은 가장 최근에 지어진 발전소를 기준으로 발전비용을 산정하며 국제에너지기구에서 발표하는 발전비용도 향후 5년 내에 준공하는 발전소를 기준으로 한다. 현재 시점에서 신형 원전은 1,400MW급의 3세대 원자로(APR)로 신고리 3·4호기를 기준으로 한다.³⁴⁾ 우리나라는 건설비를 기자재비, 시공비, 용역비, 기타간접비로 구분한다. 주기와 보조기를 설치하는 기자재비의 비중이 가장 높으며, 금융비용 등을 포함하는 기타간접비의 비중이 두 번째로 높다. 신고리 3·4호기를 기준으로 할 때, 1kW를 건설하는데 기자재비로 102만원을 지출하며, 기타 간접비로 76만원, 시공비로 39만원, 용역비로 14만원을 지불하여 총 건설비는 231만원 이었다.

[표 12] 신규 원전 건설비 구성 항목 및 단가

		신고리3·4호기 (억원)	건설비 단가 (만원/kW)	비 고
직접비	기자재비	28,583	102	주기기, 보조기기
	시공비	10,925	39	주설비, 부대공사
간접비	용역비	4,115	14	종합설계용역, 기타용역
	기타 간접비	21,188	76	원전연료, 용지비, 금융비용, 주변지역지원사업비 등
합계		64,811	231	

자료: 한국수력원자력 제출자료

34) 3세대 원전 APR1400은 신고리3·4호기부터 적용되었으며 향후 신고리5·6호기, 신한울3·4호기에 적용될 예정이다. 아랍에미레이트에 수출된 원자로도 APR1400임.

(2) 신형 원전 건설비의 국제비교

[표 13]은 우리나라와 미국, 프랑스, 일본, 영국, 핀란드의 신형 원전 건설비용을 국제에너지기구의 자료와 보다 최근 자료를 이용하여 비교하였다.³⁵⁾ 그 결과 보다 최근 자료를 이용하여도 신형 원전의 건설비는 우리나라가 가장 낮았다.

주요 국가의 건설비는 국가기관 및 공공기관에서 발표한 자료 중 가장 최근 자료를 기준으로 하였다. 우리나라는 APR1400을 기준으로 KW당 231만원의 건설비가 소요될 것으로 예상되는데, 일본은 365만원으로 추정하고 있다. 미국은 신형 원전AP1000의 건설비를 640만원으로 추정하였다. 프랑스는 우리나라와 같이 자국 내에 신형 3세대 원전을 건설하고 있는데, 총 건설비는 60억 유로로 1KW 당 560만원이었다. 하지만 동 건설비는 사업자가 2011년 발표한 예상치로 최근에는 이보다 증가할 것으로 예상되고 있다.³⁶⁾ 우리나라의 건설비 대비 일본은 158% 수준이며 미국은 277%이고 프랑스의 EPR 원자로는 242% 수준이다.³⁷⁾ 즉, 우리나라의 원자력 발전 건설비는 국제적인 수준에 비하면 낮은 수준이다.

그런데, 2010년의 국제에너지기구의 자료와 비교하면 우리나라 뿐 아니라 일본, 프랑스, 미국 모두 건설비가 증가했다. 뿐만 아니라 국가간 건설비의 차이가 확대되었다. 우리나라의 APR1400은 2010년 국제에너지기구에 제출된 건설비가 1kW 당 177만원이었으나 2013년 기준 231만원으로 높아졌으며, 미국의 3세대 원자로는 385만원이었으나 2012년에는 640만원으로 증가했다. 프랑스 EPR도 373만원에서 560만원으로 높아졌다. 국제에너지기구의 보고서 이후 각국에서 원자력 발전의 건설비를 추산하기까지 짧게는 2년에서 길게는 4년여의 시간차이가 있을 뿐이었으나

35) 신형 원전은 3세대 이상의 원자로를 의미함. 자국내 건설비와 수출용 원자로의 건설비에 차이가 발생할 수 있으므로 주요 원자력 발전소 수출국 (미국, 일본, 프랑스, 우리나라)의 자국내 건설비만 비교대상으로 함.

36) 프랑스 신형 원전 EPR의 건설비는 프랑스 회계감사원(CDC, 2012)의 자료에 따름. 2008년 당시 54개월의 건설기간과 40억유로의 건설비를 예상함. 하지만 2010년 12월에는 건설기간을 78개월로 24개월 연장하였으며 건설비도 50억 유로로 상향조정함. 이후 2011년 7월에는 건설비를 다시 60억 유로로 상향함. 프랑스 회계감사원은 동 자료가 EDF(우리나라의 한수원에 해당함)의 발표를 인용하였음을 밝힘. EDF는 Flamanville의 건설비 증가가 첫 번째 원자로라는 것 뿐 아니라 후쿠시마 사고 이후 새로운 규제 요건에 따른 보일러 디자인의 변경, 추가적인 엔지니어링 연구, 금융비용 등을 포함한다고 밝힘.(EDF, 2012)

37) 이 중 일본은 신형 원전뿐 아니라 기존 원전을 이용한 샘플 플랜트를 이용하였기에 신형 원전 건설비와는 차이가 있음. 샘플 플랜트는 비등수형로(BWR) 1기와 개량형비등수형로(ABWR) 2기, 가압수형로(PWR) 1기를 이용하여 출력규모 1200MW의 샘플 플랜트를 적용함.

건설비가 증가한 것으로 나타났다. 일본의 건설비 증가액은 상대적으로 낮은 것으로 나타나는데, 일본의 건설비는 비용등검증위원회에서 기존의 2세대 원전과 3세대 원전의 건설비를 평균한 샘플 플랜트로 제시하고 있기 때문으로 판단된다. 미국의 기준 원자로로는 3세대 이상의 원자로를 대상으로 하며 프랑스의 원전도 3세대 EPR 원자로이다.

[표 13] 신규 원전 건설비의 국제비교

	원자로 기술	국제에너지기구 (2010)		2012년 이후		
		단가 (만원/kW)	우리나라 대비(%)	단가 (만원/kW)	우리나라 대비(%)	비고(참고문헌)
우리 나라	APR1400	177	100	231	100	한수원 (2013)
일본	샘플 플랜트	343	193	365	158	비용등검증위 원회(2011.12)
미국	3+세대 원자로	385	217	640	277	에너지정보국 (2013)
프랑스	EPR	373	211	560	242	프랑스회계감 사원(2012)

- 주: 1. 우리나라의 신형 원전은 신고리3·4호기(APR1400),를 기준으로 함.
 2. 일본의 2011년 자료는 비등수형로(BWR) X 1, 개량형비등수형로(ABWR) X 2, 가압수형로(PWR) X 1)의 샘플 플랜트를 이용함. 출력규모 1200MW, 건설비 4,200억엔임.
 3. 2010년 자료는 환율(2010.12.31.) 1,138.9원으로 변환하며 2012년 이후 자료는 작성당시 환율로 변환함.

자료: IEA(2010)과 진상현(2013)의 자료를 이용하여 국회예산정책처에서 정리함.

물론 3세대 이상의 신형 원전이라고 하더라도 각국별로 노형이나 안전규제수준의 차이, 집적도, 지역의 수용도에 따른 차이도 있다. 우리나라의 원자력 발전 건설비가 미국, 프랑스, 일본 등과 비교하여 낮은 이유에 대하여 산업통상자원부는 낮은 건설인건비, 우수한 플랜트 시공능력, 부품수급의 용이성, 반복건설에 따른 경험 축적 등에 기인한다고 설명하였다. 실제로 우리나라는 화력발전소의 건설단가도 독일, 미국, 일본에 비하여 낮은 수준이다. 우리나라 석탄화력발전소의 건설단가를 100으로 볼 경우 중국의 건설단가는 63이지만 독일은 215, 일본은 274 이다. 석탄 화력발전의 건설비 차이를 감안할 때 플랜트 산업의 경쟁력이 원자력 발전소의 건설비 차이를 일부 설명할 수 있을 것이다.

[표 14] 주요 국가의 석탄화력발전소 건설단가

(단위: cent/kWh, %)

	우리나라	중국	독일	미국	일본
건설단가	0.82	0.52	1.76	1.77	2.25
한국대비	100	63	215	216	274

주: 우리나라와 동일한 석탄화력 발전소의 평균 건설단가를 적용함.

자료: IEA, *Projected cost of generating electricity 2010 edition*, International Energy Agency, 2010.

하지만 그 밖에 어떤 요인으로 인하여 건설비에 차이가 있는가에 대한 검토가 필요하다. 우리나라 건설단가가 낮은 이유에 대한 추가 확인을 위하여 부지매입비와 금융조달비용을 검토하였다. 건설비 항목 중 부지매입비는 1기당 평균 574억원 수준으로 나타났다. 하지만 신고리의 부지매입비가 평균 1,332억원으로 높은 뿐, 한울과 한빛 원전의 부지매입비는 각각 174억원과 248억원으로 부지매입비가 총 사업비에서 차지하는 비중은 크지 않은 것으로 나타났다.

[표 15] 역대 발전소 부지매입비

	발전기 (기)	취득연도	취득금액 (억원)	1기 평균 취득금액 (억원)
고리	4	1977~2010	2,386	597
신고리	8	1978~2012	10,653	1,332
월성	4	1984~2013	2,101	525
신월성	2	1984~2013	1,138	569
한울	6	1979~2011	1,046	174
신한울	4	2009~2012	716	179
한빛	6	1980~2012	1,489	248
계	34		19,528	574

자료: 한국수력원자력 제출자료

원자력 발전은 건설비의 규모가 큰 만큼 외부 차입금에 따른 금융비용의 차이를 검토하였다. 건설비가 가장 높은 프랑스 원자력 발전사업자 AREVA사는 2009년 회사채를 발급하여 3조 7,610억원을 조달하였다. 이때 자금조달 금리는 7년 만기 회사채 2조 900억원에 대하여 3.875%였으며 15년 만기 회사채 1조 6,710억원에

대해서는 4.875%였다.³⁸⁾ 동일한 시기인 2009년 한수원은 3조 59억원을 외부로부터 차입했으며 금리는 5.15%였다. 내부적으로 원전해체를 위한 적립금은 4.49%로 조달하였다.³⁹⁾ 즉 한수원과 AREVA사가 유사한 규모를 외부에서 차입하였으나 자금 조달금리는 오히려 한수원이 높았다. 한수원의 2003년 이후 총 차입금 규모는 11조 2,191억원이었으며 평균 자금조달금리는 4.1%였다.

[표 16] 자금조달규모 및 조달금리

(단위: 억원, %)

	차입년도	차입액	평균 자금조달금리
AREVA 회사채	2009	20,900	3.875
		16,710	4.875
한국수력원자력	2009	30,059	5.15
	2003~2013	112,192	4.13

주: AREVA 회사채의 자료는 2009년 12월 31일 기준환율(1,671유로/원)을 적용함.

자료: 한국수력원자력 및 AREVA의 자료를 이용하여 국회예산정책처에서 정리함.

따라서 우리나라와 프랑스 원전 건설비 차이의 원인으로 부지매입비와 금융비용은 포함되지 않는 것으로 판단된다.

국제에너지기구는 원자력 발전소 건설비를 낮출 수 있는 이유로 집적이익의 가능성을 제기하였다. 규모의 경제로 인하여 기존 부지에 두 번째 원전이 입지하게 되면 행정비용 및 자본비용의 절감을 통해 첫 번째보다 10~15%가 저렴해질 수 있으며, 동일 부지내 많은 원전을 지을수록 부대비용이 낮아질 수 있다고 설명하고 있다.⁴⁰⁾ 예를 들어 1·2호기가 먼저 건설된 상황이라면, 3·4호기의 경우 자본비용이 8~12%가 낮아지고 5·6호기의 경우 자본비용이 15~17%가 낮아질 수 있다는 것이

38) AREVA 사 홈페이지 보도자료

<http://www.aveva.com/EN/news-762/successful-launch-of-areva-s-first-bond-issue.html>

39) 현재 운영중인 23개 원자로에 대한 해체 총당금이 2013년 12월 기준 9조 8,876억원이 적립되어 있으며 이에 대한 이자를 4.49%로 적용하고 있음.

40) 동시에 지어지는 두 개의 원자로는 lead plant와 replica plant임. replica plant는 lead plant와 동일한 형태의 두 번째 원자로 이므로 first-of-a-kind engineering, management, equipment and construction cost는 제외됨.

다.⁴¹⁾ 그런데 우리나라의 원전은 4개의 부지에 23개의 원전이 건설되었으므로 부지당 평균 6개 원전을 보유하고 있으며, 현재 우리나라의 원자력 발전 비용산정에 기준 발전소인 신고리 3호기의 경우 고리지역에 건설되는 7번째 발전소이므로 관련 부대비용이 크게 낮을 수 있다.

기존 부지를 이용할 경우 각종 인허가 비용 뿐 아니라 새로운 입지를 탐색하고 주변지역을 설득하는 입지비용을 크게 줄일 수 있다. 또한 송변전설비와 같은 부대시설도 공동으로 이용할 수 있다는 장점이 있다. 즉 규제비용과 입지갈등비용을 크게 줄일 수 있다는 점이 기존 부지의 장점이다. 또한 우리나라는 원자력 발전소의 건설기간이 초기 계획에서 크게 어긋나지 않았지만, 다른 나라의 경우 건설기간이 연장되는 사례가 많았다.

[표 17] 미국 원전 건설비의 계획치와 실적치 비교

건설시작시기		건설비 평균		
시작년도	발전기 수	계획치 (USD/kW)	실적치 (USD/kW)	초과분 (%)
1966~1967	11	612	1,279	109
1968~1969	26	741	2,180	194
1970~1971	12	829	2,889	248
1972~1973	7	1,220	3,882	218
1974~1975	14	1,263	4,817	281
1976~1977	5	1,630	4,377	169
평균	13	938	2,959	207

주: 1. CBO(2008)가 분석에 사용한 자료는 1965년 이후 건설을 시작하여 1986년까지 완공된 발전기만 대상으로 함.

2. 자료는 1982년 USD이며 2006년 USD로 환산함.

3. 투자비는 금융비용을 포함하고 있지 않음.

자료: EIA, *An analysis of nuclear power plant construction cost*, 1985(CBO, 2008, p. 1.에서 재인용)

건설비의 계획 대비 실적치 자료는 국제적으로도 구하기가 쉽지 않다. 공신력 있는 기관에서 발표한 자료로는 미국 에너지정보청(EIA)에서 1985년에 작성한 자료인데, 미국의회예산처(CBO)가 2008년 재인용하고 있다. 본 보고서는 1965년 이후 건설을 시작하여 1986년까지 완공된 원자력 발전소를 대상으로 건설비의 계획

41) IEA, *Projected cost of generating electricity 2010 edition*, International Energy Agency, 2010. p. 44.

대비 실제 투자비 지출 현황을 파악하고 있다. 그 결과 실투자비는 계획 투자비의 2배 이상 지출되었다고 밝히고 있다.⁴²⁾ 원자로 건설비는 1kW에 대하여 1966년에 612USD를 계획했으나 1976년에는 1,630USD로 10년 동안 두 배 이상 증가하였다. 그런데 실적치는 1,279USD에서 4,377USD로 3배 이상 증가한 것으로 나타났다. 따라서 해당 기간 동안 평균적인 건설비 계획치는 1MW당 938USD이고 실적치는 2,959USD로 계획치를 2배 이상 초과하였다. 예를 들어 1976~1977년에 건설을 시작한 원자력 발전소 5기의 건설비 계획치는 1kW당 1,630USD이나 실제 건설비는 4,377USD로 계획치를 169% 초과한 것으로 나타났다.

보다 최근 자료로 프랑스의 AREVA에서 현재 건설 중인 3세대 원전의 건설비도 최초 계획보다 2배 이상의 건설비가 투입될 것으로 예상되고 있다. 핀란드의 오킬루오토 3호기는 3+세대(Gen III+) 노형으로서는 세계 최초로 건설에 착수한 원자로이나 2005년 봄 착공 이후 콘크리트의 품질 문제, 배관 용접부의 균열 발견 등 여러 가지 문제로 공기가 계속 늦어지고 있어 상업운전 개시시점은 당초 계획보다 4년 이상 늦어질 전망이다. 따라서 AREVA는 원자로가 완성될 때까지 23억 유로의 손실을 예상하고 있으며, 핀란드 정부는 고정 가격에 톤키 계약을 체결한 것이라는 입장이다.⁴³⁾ 300만유로 (1,850 유로/kW)를 예상했던 건설비가 660만 유로 (4,125 유로/kW)로 높아지고 공사기간도 5년이 증가했다.⁴⁴⁾ 프랑스 플라망빌 원전도 당초 2012년에 가동을 개시할 예정이었으나, 공기 지연에 직면했다. 플라망빌 3호기는 프랑스에서 15년 만에 건설되는 원자력 발전소이며 또한 프랑스의 첫 번째 3세대 원전(EPR)이다.⁴⁵⁾ 당초 건설비는 330만 유로를 예상했으나 2012년 600만 유로로 재산정되었으며, 비공식적으로 총 공사기간이 4년 증가하고, 공사비가 850만 유로로 높아졌다는 자료도 발표되고 있다.⁴⁶⁾

42) CBO, "Nuclear Power's Role in Generating Electricity," 2008, p. 17.

43) 김기준, "핀란드의 에너지 정책 동향과 우리에게 주는 시사점," 국제에너지기구 회원국 에너지정책연구, 2013.

44) Leveque F., "The French nuclear industry and policy : insights from an international perspective," KDI International Seminar on Nuclear Power Industry Economics and Policy, KDI, 2014.1.15.

45) 해외원자력동향, 한국원자력산업회의 (원자료 ENS NucNet 7월 21일), 2011. 7. 28.
<http://www.kaif.or.kr/pds/03.asp?mode=view&nP=&pid=11505000&schk=&skey=>

46) Leveque F., "The French nuclear industry and policy : insights from an international perspective," KDI International Seminar on Nuclear Power Industry Economics and Policy, KDI, 2014.1.15.

(3) 우리나라 원전의 건설비 증가 동향

우리나라의 경우 2005년 완공된 한울 6호기까지는 계획기간에 맞추어 준공되었으므로 기본계획수립 당시의 총사업비에 변경이 없었다. 그러나 최근 준공되는 발전소의 경우 계획 대비 실적 투자비가 높을 것으로 예상된다. [표 18]과 같이 원자력 발전의 준공일정이 계획 대비 늦어지고 있기 때문이다. 건설비가 높은 사업에서는 준공일정이 지연될 경우 공사비가 증가한다. 일정 지연에 따라 각종 중장비의 운영일수가 증가하고 건설인력이 늘어남에 따른 건설비 증가는 불가피하기 때문이다. 공사일정 지연은 공사의 난이도가 계획보다 높아지거나 지역 사회의 수용성 문제로 발생하는 사례가 많다

우리나라의 원전건설은 2005년 4월 준공된 한울6호기까지는 계획 준공일에 맞추어 상업운전이 시작되었다. 오차가 없거나 한 달 정도의 차이였으며 한울 6호기의 경우 계획된 일정을 앞당겨 두 달여 빨리 운전을 시작하기도 했다. 그런데 신고리 1·2호기와 신월성 1호기, 신고리 3·4호기는 30개월 이상의 오차가 발생하고 있다. 신고리 1호기와 2호기는 각각 계획 대비 30개월과 34개월의 오차가 있으며, 신월성 1호기는 2009년 9월 준공 예정이었으나 2012년 8월에 상업운전을 시작하여 35개월이 지연되었다. 신월성 2호기는 2010년 9월 준공 예정이었으나, 2014년 상업운전 예정이다. 신고리 3호기와 4호기는 2010년 9월과 2011년 9월에 준공할 것으로 계획되었으나 2014년 1월 현재 준공예정일을 설정하지 못하고 있어 30개월 이상 지연될 것으로 예상된다.

p. 90. 하지만 동 논문은 동 원전의 건설비가 크게 높아진 것은 AREVA에서 처음으로 건설하는 3세대원전이기 때문이며 동일한 형태의 원전이 추가로 건설될 경우 학습효과 등으로 인하여 건설비가 낮아질 가능성도 있다고 설명함.

[표 18] 계획 대비 원자력발전소의 상업운전일 지연개월수

발전기명		단위용량 (MW)	계획 준공일	상업운전일	1차계획 대비 오차 (개월)
2세대 원전	영광#5	1000	2002. 05	2002. 05. 21	0
	영광#6	1000	2002. 12	2002. 12. 23	0
	한울#5	1000	2004. 06	2004. 07. 29	1
	한울#6	1000	2005. 06	2005. 04. 22	-2
	신고리#1	1000	2008. 09	2011. 03. 03	30
	신고리#2	1000	2009. 09	2012. 07. 21	34
	신월성#1	1000	2009. 09	2012. 08. 02	35
	신월성#2	1000	2010. 09	(2014)	40+
3세대 원전	신고리#3	1400	2010. 09	(2015)	50+
	신고리#4	1400	2011. 09	(2016)	50+

자료: 제1차 전력수급기본계획(2002)을 이용하여 국회예산정책처에서 작성함.

공사지연에 따른 건설비 증가를 파악하기 위하여 2012년 이후 완공예정인 발전소를 기준으로 기본계획을 수립한 당시의 총사업비와 가장 최근의 사업비 변경내역을 비교하였다.⁴⁷⁾ 신월성 1·2호기에 대하여 2000년 수립한 기본계획의 공사비는 4조 7,172억원이었으나 2012년 변경한 사업비는 5조 3,100억원으로 5,928억원이 증가했다. 신고리 3·4호기는 2001년 수립한 기본계획 상 공사비가 5조 7,331억원이었으나 2012년 변경된 공사비는 6조 4,811억원으로 7,480억원이 증가하였다.⁴⁸⁾ 신한울 1·2호기도 2005년 계획된 공사비 6조 2,981억원에서 증액 가능성이 있다. 완공시점이 2018년인 신한울 1·2호기의 사업비도 6조 2,981억원으로 계획되었으나 신고리 3·4호기의 공사비를 감안하면 증가할 가능성이 높다. 즉 최근 원자력 안전 규제가 강화되고 공사기간이 늘어나면서 총공사비가 당초 계획보다 10% 상당 증가하고 있다.

47) 동 사업비는 건설비 뿐 아니라 토지보상비, 주민지원사업비 등 원자력 발전소가 준공하기전까지 발생하는 모든 비용을 의미함.

48) 신고리 3·4호기의 경우 금융비용만 2013년 기준 9,847억원에 달함.

[표 19] 건설 및 계획단계의 원전 건설비 지출내역 약정

	원전타입	총사업비 (계획년도) (억원)	총사업비 (변경년도) (억원)	증가액 (억원)	증가율 (%)
신월성 1·2호기	OPR1000	47,172 (2000)	53,100 (2012)	5,928	12.6
신고리 3·4호기	APR1400	57,331 (2001)	64,811 (2012)	7,480	13.0
신고리 5·6호기	APR1400	76,168 (2009)	76,168	—	
신한울 1·2호기	APR1400	62,981 (2005)	62,981	—	
신한울 3·4호기	APR1400	82,618 (2010)	82,618	—	
합 계		375,404	388,252	12,848	

자료: 한국수력원자력(2013)과 한국수력원자력(2002)를 이용하여 정리함.

신형 원전의 건설비는 정부가 기저 발전원의 비중을 선택할 때 결정적인 영향을 줄 수 있다. 정부가 전력수급기본계획을 통해 발전원별 비중을 정하게 되는데, 신형 원전의 건설비용이 현재 예상하는 것보다 높아진다면 이를 예비비(contingency cost) 등을 통해 반영할 필요가 있다. 발전비용 추정 이후 투자 변경에 따른 발전비용을 재산정하는 것이 필요한 것이다. 예비비는 예상하지 못했던 기술적 어려움이나 규제의 변화 등으로 인해 야기되는 비용으로 건설기간 중 마지막 년도의 비용에 포함시킨다.⁴⁹⁾

국제에너지기구에서는 예비비를 건설비의 15%로 직접 비용에 포함하고 있다. 그런데 동 기관의 2010년도 보고서에서는 우리나라가 많은 원전을 운영하고 있고 기술적 제도적 절차가 상대적으로 매끄럽게 운영되어 예비비가 높을 이유가 없으므로 5%로 설정한다고 되어 있다.⁵⁰⁾ 실제로 신고리 3·4호기의 예비비는 기자재비와 시공비를 포함한 직접비의 5.4% 수준이다. 하지만 후쿠시마 사고 및 부품시험인증서

49) 건설사업의 경우 계획단계에서 건설비를 예상하더라도 사업의 진행과정에서 작업환경이나 사회적 변화로 인하여 공사기간 및 공사비용이 늘어날 가능성이 있음. 이러한 불확실성이 사업의 위험(risk)임. 즉 예비비는 사업의 위험에 의해 정확한 규모를 알 수 없으나 과거의 경험에 근거하여 발생할 것으로 추정되는 비용이 됨.

50) IEA, *Projected cost of generating electricity 2010 edition*, International Energy Agency, 2010. p.44.

위조사건 이후 원자력 발전의 안전성과 운영과정의 신뢰성에 대한 우려를 감안할 때 향후 건설될 원자력 발전소의 건설기간의 연장에도 영향을 줄 수 있다. 따라서 예비비의 비중을 건설비의 10~15% 상당으로 확대하는 것을 검토할 필요가 있다.

나. 운전유지비

(1) 운전유지비의 구성

운전유지비는 발전소의 운전 및 관리비용을 포함하며 발전소를 운영하는데 소요되는 비용 중 연료비를 제외한 모든 비용을 말한다. 여기에는 인건비를 비롯하여 소모품 및 수선유지를 위한 비용, 용역비 등의 수선유지비가 있다. 광고선전비, 교육훈련비, 지역협력사업비, 보험료, 세금과 공과금, 개발비 등을 포함하는 일반경비와 판매비, 방사성폐기물관리비용도 운전유지비에 포함한다. 운전유지비의 구성요소를 정리하면 [표 20]과 같다. 방사성폐기물관리비용 중 사용후핵연료 처분비는 연구에 따라 연료비에 포함하는 사례도 있으나, 본 고에서는 제2차 에너지기본계획 민관합동위킹그룹 보고서와 동일하게 방사성폐기물관리비용으로 분류한다.

[표 20] 운전유지비 구성요소

운전유지비	인건비	급여 및 임금, 제수당, 퇴직급여, 잡급 등
	수선유지비	설비경상보수비, 수선유지재료비, 용역비 등
	경비	광고선전비, 교육훈련비, 지역협력사업비, 보험료, 세금과공과금, 개발비 등
	일반관리비	판매 및 관리비 등
	방사성폐기물관리비용	원전해체, 중저준위폐기물, 사용후핵연료처분비

자료: 제2차 에너지기본계획 민관합동위킹그룹, 「원자력분과 최종보고서」, 2013.

국가별 운전유지비도 차이가 큰 편이다. 앞서 [표 13]에 나타난 바와 같이 우리나라의 운전유지비 단가는 1MWh당 9.7USD로 일본, 프랑스, 미국보다는 낮고 독일과 중국보다는 높은 수준이다. 운전유지비는 일본이 가장 높은 16.5USD이며 프랑스가 두 번째로 높은 16.0USD이다. 우리나라보다 운전유지비가 낮은 나라는 독일과 중국으로 각각 8.8USD와 7.8USD로 나타났다.

운전유지비를 구성하는 항목이 다양하기 때문에 국가별 운전유지비의 차이는 다양한 해석이 가능하다. 2010년에 작성된 제5차 전력수급기본계획에서 운전유지비는 6,840~8,400원/kW·월 이었다. 하지만 6차 전력수급기본계획에서는 9,850~11,890원/kW·월이 적용되었다. 운전유지비는 40% 가량 상승한 것으로 나타났다. 6차 전력수급기본계획은 인상된 방사성폐기물관리비가 반영되지 않았으므로 이를 반영하면 향후 운전유지비는 더 높아질 수 있다.

[표 21] 원자력 발전의 운전유지비

	용량	5차 전력수급계획 (천원/kW.월)	6차 전력수급계획 (천원/kW.월)
원자력	1000MW	8.40	11.89
	1400MW	7.05	10.17
	1500MW	6.84	9.85

주: 원자력의 운전유지비는 R&D비용을 고정비로 환산하여 운전유지비에 포함
자료: 전력거래소 제출자료

(2) 방사성폐기물관리비용의 국제비교

운전유지비 항목 중에서 가장 논란이 되는 비용은 방사성폐기물관리비용이다. 방사성폐기물관리비용은 발전과정에서 발생하는 중저준위폐기물과 사용후핵연료처분비, 그리고 원전의 수명완료 이후 발생하는 원전해체비가 있다.

방사성폐기물관리비용 중 중저준위폐기물관리비용은 원자력발전사업자가 중저준위 방사성폐기물을 한국원자력환경공단에 인도시 공단에 납부한다. 사용후핵연료 관리부담금은 원자력발전사업자가 매분기마다 발생량에 따른 금액을 방사성폐기물관리기금(이하 “방폐기금”)에 납부한다.⁵¹⁾ 정부는 비용 발생시점이 미래라는 점에서 정확한 비용산출을 위해 2년마다 항목별 비용을 재산정 하고 있다.⁵²⁾

51) 방사성폐기물관리기금은 방사성폐기물 관리에 소요되는 재원을 안정적으로 확보하고 재원 관리의 투명성·전문성을 제고하기 위하여 「방사성폐기물 관리법」 제28조에 근거하여 2009년도에 신설됨. 방사성폐기물관리기금은 원자력발전사업자가 납부하는 사용후핵연료관리부담금과 방사성폐기물 발생자가 납부하는 방사성폐기물관리비용을 주 재원으로 하여 조성됨.

52) 「방사성폐기물 관리법」 제14조 및 동법시행령 제5조에 의하여 산업통상자원부 장관이 방사성폐기물관리비용을 고시하며, 사용후핵연료관리부담금은 물가상승률 및 할인율을 고려하여 산정함.

[표 22] 방사성폐기물관리비용의 구성

비용 범위	방폐물(사용후핵연료 포함)의 저장, 운반, 처분 등에 소요되는 비용 (근거 : 방폐물관리법 제14조 및 제15도)	
대상	방사성폐기물관리비용	중저준위폐기물, 동위원소폐기물
	사용후핵연료관리부담금	원전에서 발생하는 사용후핵연료
	원전해체충당금	원전 해체물

자료: 한국원자력환경공단 제출자료

현재 적용되고 있는 방사성폐기물관리비용은 제5차 전력수급기본계획에서 확정한 원자력 발전소 34기에 대하여 산정되었으며 2013년 초에 개정되어 2014년까지 적용할 예정이다. 2013년 재산정한 내역에 따라 원자력발전의 방사성폐기물관리비용을 계산한 결과 방사성폐기물 관리비용은 2012년 말 기준으로 환산하면 경수로 원자로 1호기당 1조 2,519억원~1조 9,619억원이 소요될 것으로 예상된다.

[표 23] 원자력 발전의 방사성폐기물관리비용

(단위: 억원/호기)

	원자력1000	원자력1400
방사성폐기물관리비용 계	12,519	19,619
중저준위방사성폐기물관리비용 ¹	524	786
사용후핵연료관리부담금 ²	5,962	12,800
폐로해체비용 ³	6,033	6,033

주: 1. 중저준위방사성폐기물관리비용 = 폐기물발생량(드럼) × 기준단가

2. 사용후핵연료관리부담금 = 사용후핵연료발생량(다발) × 기준단가

3. 폐로해체비용은 현재 시점에서 해체할 때의 비용으로 건설 중인 원전의 해체비용은 물가상승률을 고려해야함.

자료: 한국원자력환경공단 제출자료

단, 이때 폐로해체비용은 현재 시점에서 해체하는 경우의 비용이다. 따라서 APR1400과 같이 향후 60년의 수명기간 이후 해체하는 경우에는 물가상승률에 따라 폐로해체비용은 이보다 증가한다.⁵³⁾

부담금 요율은 방사성폐기물 관리사업의 필요 재원을 적정하게 확보하기 위해 매 2년마다 검토함.

53) 원전방사성폐기물관리비용을 회계기준으로 산정할 경우 비용은 달라질 수 있음. 회계기준으로

원자력발전의 운영비중이 높은 국가들의 최근 자료를 활용해 개정된 방사성폐기물관리비용을 항목별로 비교하였다. 국제비교를 통해 우리나라의 방사성폐기물관리비용 수준을 가늠할 수 있다. [표 23]에서는 우리나라와 미국, 영국, 프랑스의 중저준위 폐기물처리비용을 비교하였다. 우리나라의 중저준위 폐기물처리비용은 운송료와 지원수수료를 포함하여 200L드럼당 1,310만원이다.⁵⁴⁾ 국제비교를 위하여 단위를 변환하면 6,652만원/m³이다. 미국의 경우 반웰(Barnwell) 저준위폐기물처분장 운영회사의 처분비용은 2,450만원/m³이다.⁵⁵⁾ 영국도 방사성폐기물을 중준위와 저준위로 구분하여 처리하고 있다. 영국의 원자력폐쇄국(NDA) 보고서에 따르면 중준위는 1m³당 1,640만원이며 저준위와 초저준위 폐기물은 160만원이었다.⁵⁶⁾

[표 24] 중저준위 폐기물처리비용 국제비교

	폐기물성상	단위비용 (백만원/m ³)	참고자료
우리나라	중저준위	66.5	산업통상자원부 고시
미국	저준위	24.5	반웰저준위폐기물처분장 운영회사
영국	중준위	16.4	원자력폐쇄국(NDA) 2012, p. 9.
	저준위/초저준위	1.6	원자력폐쇄국(NDA) 2009, p. 40.
프랑스	중저준위 단기	4.6	방사성폐기물관리청을 재인용한 회계감사원(2012) p. 136-138.
	저준위 장기	6.5	
	초저준위	0.69	

주: 우리나라는 중저준위 폐기물처리단가를 200L드럼당 1,310만원이므로 이를 m³단위로 환산함.
자료: 진상현(2013)의 자료를 이용하여 국회예산정책처에서 정리함.

작성시 장기미지급금에 대한 이자 등 금융비용을 포함하기 때문임. 한국수력원자력은 회계기준으로 금융비용을 포함한 2012년 방사성폐기물관리비용의 원가가 9.59원/kWh라고 밝힘.

54) 중저준위방사성폐기물 관리비용은 드럼당 1,310만원이며 이는 드럼당 지역수수료 64만원과 운송비용 54만원, 관리비용 1,193만원으로 구성됨.

55) 미국 저준위 방사성폐기물처리장은 반웰(Banwell), 클리브(Clive), 리치랜드(Richland)가 있으며 3곳 모두 단순 천층처분 방식으로 운용함. 처분규모는 반웰 처리장이 88만m³로 가장 크며 39개 주(State)의 원전에서 이용하고 있음.

56) 영국은 1956년 세계 최초의 상업용 원자력 발전소를 가동하고 1959년부터 세계 최초의 저준위 폐기물 처분시설을 운영함. 저준위 폐기물은 Cumbria의 Drigg에 있는 저준위 폐기물저장소(Low Level Waste Repository)에서 처리됨. 중준위 폐기물은 Sellafield 및 다른 인증된 장소에 저장됨.

프랑스의 경우 58기의 원자로를 운영하며 1기를 건설 중에 있다. 프랑스의 방사성폐기물관리청(2009)에 따르면 초저준위 폐기물처리비는 1m³당 69만원으로 상당히 낮으며 중저준위폐기물은 460만원까지 높아진다. 하지만 우리나라의 중저준위방사성폐기물 처리비용이 주요 원자력 발전 운영국가와 비교하여 크게 차이가 나는 수준이다.

[표 25]에서는 우리나라와 핀란드, 프랑스, 영국, 미국의 사용후핵연료 처리비용을 비교하였다. 우리나라의 사용후핵연료처리단가는 7억 7300만원이나 국제 비교를 위하여 총사업비와 총처리용량을 이용한 처리비용으로 계산하였다. 우리나라의 사용후핵연료 사업비는 경수로의 경우 톤 당 12억 8,500만원이다. 핀란드는 가장 높은 9억 4,400만원의 처리비용을 지불하고 있으며, 영국은 7억 9,600만원이었다.⁵⁷⁾ 미국의 처리비용은 가장 낮은 3억 100~4억 9,100백만원이다.⁵⁸⁾ 해안에 위치해야 하는 원자력발전소와 달리 최종처분장은 내륙에 소재할 수 있으므로 가용 토지가 많은 나라의 경우 인구밀집도가 낮은 지역에 심층처분방식으로 처분장을 건설하여 처리단가를 낮출 수 있다. 하지만 우리나라의 경우 제한된 국토 내에서 처리해야 한다는 점에서 처리단가가 높은 수준으로 결정되었다.⁵⁹⁾

57) 영국은 고준위폐기물을 유리고화하여 Sellafield에 저장하며 폐연료를 위한 건식저장용기는 2015년부터 운영을 위해 Sizewell B에 건설중임. 모든 고준위 폐기물은 냉각을 위해 처분전 50년 동안 저장되며, 사용후핵연료의 처분부지는 미정임.

58) 미국은 1987년 12월 네바다주 유카 마운틴을 영구적인 방사성 폐기물 처분장으로 지정하였으나, 2010년 오바마 행정부는 유카 마운틴 프로젝트를 중단함. 이후 2013년 1월 에너지부(DOE)는 ‘사용후핵연료 및 고준위 방사성 폐기물의 관리 및 처분전략’을 발표함. 본 보고서는 2021년까지 시험 중간저장 시설의 부지선정, 설계 및 인허가, 건설 및 운영을 시작하고, 2025년까지 충분한 용량을 지닌 저장시설의 부지 선정 및 인허가를 추진하며, 2048년부터 사용후핵연료의 영구처분을 하는 것으로 설정함(한국원자력문화재단, 2013).

59) 국가별 사용후핵연료처분단가는 다음과 같이 정해짐.

- 우리나라 : 경수로 사용후핵연료 처분 총사업비는 45.2조원, 발생량은 3만5천톤으로 단위비용은 톤당 1,285백만원임. 중수로는 총사업비 8.1조원, 발생량은 1만2천톤으로 단위비용은 톤당 690백만원임.
- 핀란드 사용후핵연료처분장의 총사업비는 44억달러, 처분량은 5,500톤으로 단위비용은 톤당 80만달러, 약 944백만원임(환율 1,156원/달러 기준)
- 영국 사용후핵연료처분장의 총사업비는 67억달러, 처분량은 9,300톤으로 단위비용은 톤당 69만달러, 약 796백만원임
- 프랑스 사용후핵연료처분장의 총사업비는 275억달러, 처분량은 45,000톤으로 단위비용은 톤당 약 61만달러, 약 708백만원임.
- 미국 사용후핵연료처분장의 총사업비는 410~670억달러, 처분량은 15만3천톤으로, 단위비용은 톤당 27~44만USD, 약 301~491백만원임(환율 1,100원/\$ 기준)임.

[표 25] 사용후핵연료의 최종처분사업비 국제비교

	단위비용 (백만원/톤)	참고문헌
우리나라	1,285	방사성폐기물관리지침(3.2억원/다발)
핀란드	944	고준위폐기물 사업자 포시바(Posiva Oy) 2011년 보고서
영국	796	원자력폐쇄국(NDA) 2012년 보고서
프랑스	708	방사성폐기물관리청(ANDRA) 2009년 보고서 회계감사원(CDC) 2012년 보고서
미국	301~491	감사원(GAO) 2009년 보고서

자료: 한국수력원자력 제출자료

[표 26]은 폐로해체비용의 국제비교이다. 우리나라와 미국, 프랑스, 영국의 폐로해체비용을 비교하였다. 그런데 폐로해체비용은 원자로의 형태와 각 국가가 보유하고 있는 최종처분장의 형태에 따라 산정기준이 다양하다는 점에서 일률적인 국제비교가 쉽지 않다. 우리나라의 폐로해체비용은 원자로의 용량과 노형과 관계없이 호기당 6,033억원이다. 따라서 비교를 위하여 현재 가장 많은 용량인 OPR1000을 기준으로 MW당 6억 3백만원으로 제시하였다. 이는 프랑스보다는 높은 수준이나 미국과 영국의 가압경수로형(PWR) 보다는 낮은 수준이다. 프랑스는 미국과 동일한 PWR 원자로에 대해서 4억 6800만원을 적용하고 있으며 미국은 7억 8000만원의 폐로해체비용을 산정하였다. 즉 동일한 타입의 원자로이더라도 국가별 상황에 따라 처리비용이 크게 차이가 있다.

[표 26] 폐로해체비용의 국제비교

	원자로유형	단위비용 (백만원/MW)	참고자료
우리나라	PWR	603	방사성폐기물관리지침
미국	PWR	780	2012년 미국의회보고서 및 프랑스 회계감사원 보고서
프랑스	PWR	468	2012년 회계감사원보고서
영국	PWR	1,720	2010년 에너지기후변화부보고서

주: 미국 NRC 자료의 변환시 환율은 1,156원/USD를 적용함.

자료: 진상현(2013)의 자료를 이용하여 국회예산정책처에서 정리함.

(3) 운전유지비 증가 가능성

방사성폐기물관리비용의 2013년 개정에 따라 중저준위 방사성폐기물관리비용은 드럼당 단가가 62% 상승하였다. 2011년에는 방사성폐기물처리장 건설비를 방폐기금의 사용후핵연료계정에서 전입함에 따른 금융비용을 한시적으로 드럼당 3,000원만 반영하였으나, 2013년 개정시에는 금융비용을 현실화하였기 때문이다. 한국원자력환경공단은 방사성폐기물처리장 준공전 건설비의 정확한 산출이 어렵고 2014년 이전에는 방폐물 반입량이 많지 않아 건설비는 2010년에 산출한 금액을 그대로 적용한 반면, 건설비를 방폐기금의 사용후핵연료계정에서 전입함에 따른 금융비용을 산정하였다고 설명하였다. 중저준위방사성폐기물 처분장의 공통시설 건설비는 1조 2,087억원이며 총 80만드럼을 처분할 예정이므로 드럼당 건설비는 151만원이다. 그러나 금융비가 346만원이 추가되어 공통시설에 대한 건설비는 497만원이며 처분시설에 대한 건설비는 441만원이다. 운영비 등을 더하여 중저준위방사성폐기물 처리비용의 드럼당 단가는 1,193만원으로 2010년 산정액인 736만원에 비해 62%가 증가하였다.⁶⁰⁾

방사성폐기물관리비용 산정에 있어서 비용증가의 가능성은 사용후핵연료 처분비용에서 나타날 가능성이 높다. 사용후핵연료의 처분방식과 처분장의 입지가 결정되지 않아 정확한 비용을 추산하지 못하고 있기 때문이다. 그런데 사용후핵연료 처리비용의 산정방식에서도 비용증가 가능성이 있다. 지금까지 발생한 사용후핵연료에 대해서는 과거의 기준금액을 적용하고 새로운 단가가 정해진 시점 이후 발생하는 사용후핵연료에 대해서만 새로운 단가를 적용하게 된다. 따라서 향후 총 처분비용이 높아지면 새롭게 발생하는 사용후핵연료의 처분단가가 급격히 증가할 가능성이 있다. 중저준위방사성폐기물 처리비용이 방사성폐기물처리장 반입시점에 지불되는데 비해, 사용후핵연료 처리비용은 원자로에 연료봉이 인출되는 시점에 적용하기 때문이다. 사용후핵연료 관리 부담금은 2009년에 단가를 확정된 이후 2013년까지 매년 물가상승률과 공사금액 변경 등을 이유로 지속 증가하였다. 변경된 금액은 2009년 이전 발생분에 대하여 소급 적용한 이후에는 새롭게 발생하는 사용후핵연료에만 신규 단가를 적용하고 있다. 따라서 경수로를 기준으로 다발당 2009년 2억5

60) 개정된 원자력 발전의 방사성폐기물관리비용은 2012년도의 단가와 비교시 증가하였지만, 총 발전비용에서 차지하는 비중이 작을 뿐 아니라 비용 발생기간이 장기라는 점에서 할인율을 통해 현재가치로 환산시 비용의 크기가 작아짐. 따라서 방사성폐기물관리비용은 원자력 발전에 대한 투자결정에 큰 영향을 미치지 않는.

천8백만원이던 단가는 2013년에는 3억2천만원까지 증가하였다. 중수로의 경우 3.6백만원에서 13.2백만원으로 증가하였다.⁶¹⁾

[표 27] 사용후핵연료 발생량 및 관리부담금 단가

		2009	2010	2011	2012	2013
발생량 (다발)	경수로	447	882	629	751	687
	중수로	17,672	16,384	16,136	195,56	14,604
단가 (백만원/다발)	경수로	258	269	281	293	320
	중수로	3.6	3.8	4.0	4.1	13.2

주: 2013년 개정된 사용후핵연료 관리부담금 단가는 2013~2014년 발생량에 적용됨.
자료: 한국원자력환경공단 제출자료

시간이 갈수록 늘어나는 처분비용은 신규 원전의 추가적인 비용상승으로 연결될 수 있다. 단가가 바뀌게 되면 기존의 사용후핵연료의 단가는 변경되지 않고, 새롭게 발생하는 사용후핵연료에만 적용된다. [표 28]은 2000년 이후 운전을 시작한 원자력 발전소의 누적 발전량과 사용후핵연료처리비 적립금을 이용하여 원자로별 사용후핵연료처리비용단가를 산정한 값이다. 이에 따르면 2009년 이후 발전을 시작한 발전소의 사용후핵연료처리비용이 조금씩 높아지는 것을 확인할 수 있다. 2009년 이전 발전을 시작한 한빛5호기는 누적 발전량이 95,277GWh로 사용후핵연료 처리비용은 총 1,483억원이다. 따라서 1kWh의 발전량에 대한 사용후핵연료처분단가는 1.56원이었다. 그런데 2012년 운전을 시작한 신월성1호기의 경우 누적 발전량이 8,727GWh로 사용후핵연료 처리비용 적립금은 205억원이므로 처리비용단가는 1kWh에 2.35원이 된다. 즉 신규 원전의 경우 사용후핵연료 처분단가의 증가분을 적용하므로 처리비용단가가 높아질 수 밖에 없다. 현재의 사용후핵연료 처분비용 산정방식을 유지하게 되면 2025년 이후 가동될 신규 발전소의 사용후핵연료 부담금은 이보다 높아질 가능성이 크다.

61) 운영 중인 23개 원전 중 중수로 원전은 월성 #1~4호기로 4기이고 그 외 19기는 모두 경수로 원전이므로 경수로형 사용후핵연료의 비중이 높음. 경수로의 경우 사용후핵연료 처분사업비와 사용후핵연료발생량이 모두 증가되어 부담금 단가는 소폭 상승되었으나, 중수로의 경우 처분사업비는 증가하였으나 사용후핵연료 발생량은 변동이 없어 부담금 단가가 대폭 상승함.

[표 28] 원자로별 사용후핵연료관리부담금 처리비용단가

	운전시작연도	발전량 (GWh)	사용후핵연료 발생량 (다발)	사용후핵연료비 적립누계 (억원)	사용후핵연료 처리비용단가 (억원/kWh)
한빛5호기	2001	95,277	549	1,483	1.56
한빛6호기	2002	92,089	502	1,342	1.46
한울5호기	2003	81,326	446	1,216	1.50
한울6호기	2005	75,656	390	1,054	1.39
신고리1호기	2010	19,300	128	393	2.04
신고리2호기	2012	9,437	60	192	2.03
신월성1호기	2012	8,727	64	205	2.35

주: 사용후핵연료 적립금 및 발전량은 2013년 12월말 기준임.

자료: 한국수력원자력 제출자료를 기초로 국회예산정책처에서 작성함.

다. 연료비

원자력발전 연료비는 자료에 따라 발전용 핵연료 구입비만 의미할 수도 있으며, 핵 주기비용으로 사용후핵연료 처리비용을 포함하기도 한다. 본 고에서는 사용후핵연료를 방사성폐기물로 구분하여 방사성폐기물처리비용으로 분류하였다. 따라서 연료비는 발전용 핵연료 구입비만을 의미한다.

발전용 핵연료 구입비는 우라늄의 채굴과 가공을 통해 원전연료 성형가공을 통해 핵연료로 전환되는 비용을 포함하게 되는데, 2013년 핵연료 단가는 2,360USD/kg 이다. 이를 이용하여 신고리 3·4호기 APR1400의 연간 핵연료 사용량을 고려하면 연간 핵연료비용은 744억원이며, 1kWh 발전량당 연료비는 7.58원이다. 연료비를 핵연료구입비로 한정할 경우 연료비의 불확실성은 국제 우라늄 가격의 등락에 따른다.

참고로 국제에너지기구(2010)에서 파악한 핵연료구입비는 1kWh당 7.7원이었으며, 대부분의 국가에서 큰 차이를 보이지 않았다. 따라서 연료비의 불확실성은 상대적으로 낮은 것으로 판단할 수 있다.

[표 29] 핵연료 구입비

연간 사용량 (다발/년)	핵연료 구입단가 (USD/kg)	핵연료비용 (억원/년)	연료비 단가 (원/kWh)
66.6	2,360	744	7.58

주: 핵연료비 = 연간사용량(100다발/1.5년) × 단위변환(430kg/다발) × 핵연료구입단가(2,360USD/kg) × 환율(1,100원/USD)

자료: 한국수력원자력 제출자료

전력거래소는 2025년까지 일차에너지원의 가격전망에서 석탄가격은 보합수준이며 가스가격은 셰일가스의 영향으로 24% 가격이 낮아질 것으로 전망하였다. 반면 원자력 발전의 연료비는 미래전망가격이 높아질 것으로 예상하였다. 하지만 원자력 발전은 연료가격의 불확실성이 있고 가격상승이 있더라도 연료비의 비중이 낮기 때문에 오르더라도 발전원가 상승에 크게 영향을 주지는 않을 것으로 예상된다.

[표 30] 연료비 기준가격 및 미래전망가격

		5차계획 (원/Gcal)	금번 계획			
			기준가격 (원/Gcal)	미래전망가격 (원/Gcal)		
				2017	2020	2025
원자력	경수로	1,287	1,490 (100)	1,927 (129.3)	2,131 (143.0)	2,537 (170.3)
	중수로	1,196	1,398 (100)	1,808 (129.3)	1,999 (143.0)	2,381 (170.3)
유 연 탄		19,846	20,516 (100)	18,690 (91.1)	19,306 (94.1)	20,516 (100.0)
국 내 탄		26,120	26,651 (100)	24,279 (91.1)	25,079 (94.1)	26,651 (100.0)
L N G		60,514	67,145 (100)	59,759 (89.0)	56,872 (84.7)	51,500 (76.7)

자료: 전력거래소 제출자료

3. 소결

발전비용은 계획 발전원가와 실적 발전원가로 구분할 수 있는데, 본 고에서는 전력수급기본계획과 에너지기본계획을 작성하는데 이용된 계획 발전원가를 중심으로 발전비용을 검토하였다.

원자력 발전에 소요되는 직접 비용은 건설비와 운전유지비, 연료비로 구성된다. 최근에 작성된 자료에 따르면 신고리 3·4호기를 기준으로 발전비용은 기본 가정에 따라 1kWh당 41.9~48.8원으로 나타났다. 2013년 2월 발표된 6차 전력수급기본계획은 할인율 6%와 원전 이용률 90%를 적용하여 41.9원/kWh를 제시하고 있으며, 2013년 11월 작성된 제2차에너지기본계획 민관합동위킹그룹은 방사성폐기물관리비용이 증가하면서 약 1.1원이 증가한 비용을 제시하였다. 이용률이 90%인 경우에는 43.02원이며 이용률이 80%인 경우에는 47.93원이다. 가장 최근에 발표된 한국환경정책평가연구원에서 제시하는 원자력 발전 비용은 이용률 80%를 가정하여 48.8원/kWh를 나타났다. 각 자료간의 차이가 크지 않기에 비용을 산출하는데 적용한 기본 가정을 통일할 경우 직접 비용에 대한 이견은 없는 것으로 볼 수 있다. 실적 발전원가는 한수원의 결산서 상 총비용을 이용하여 도출하였는데 2010~2012년 동안 33.7~45.3원/kWh로 나타났다.

[표 31] 신규 원자력 발전의 직접 비용

	국제에너지기구 (2010)	6차 전력수급계획 (2013.2)	제2차 에너지 기본위킹그룹 (2013.11)	한국환경정책평가 연구원 (2013.12)
건설비(원/kWh)	13.89	22.1	22.1	22.6
운전유지비(원/kWh)	10.19	16.1	16.1	19.7
연료비(원/kWh)	9.0	3.7	3.7	6.6
발전비용(원/kWh)	33.08	41.9	43.02~47.93	48.8

주: 1. 2010년 자료는 환율(2010.12.31.) 1,138.9원으로 변환함.

2. 각 보고서는 기본 가정 중 할인율과 이용률에서 차이가 있음.

3. 사용후핵연료 처분비용을 국제에너지기구는 연료비에 포함하며, 우리나라는 운전유지비에 포함시킴.

자료: IEA(2010), 전력거래소 제출자료, 제2차에너지기본계획 민관합동위킹그룹(2013), 이창훈 외(2013)를 이용하여 국회예산정책처에서 정리함.

주요 국가와 비교하면 우리나라의 원자력 발전비용은 세계적으로 낮은 수준인 것이 확인되었다. 특히 건설비에서 차이가 많았다. 본고는 건설비에 차이를 줄 수 있는 용지구입비와 자본조달비를 검토하였으나, 이와 같은 간접비로 인해 건설비가 낮은 것은 아니라는 결론에 이르렀다. 따라서 기자재비 혹은 시공비 등이 적게 드는 관계로 건설비가 저렴한 것으로 추정된다.

국제에너지기구는 원자력 발전소 건설비를 낮출 수 있는 이유로 집적이익의 가능성을 제기하였다. 규모의 경제로 인하여 기존 부지에 두 번째 원전이 입지하게 되면 행정비용 및 자본비용의 절감을 통해 첫 번째보다 10~15%가 저렴해질 수 있으며, 동일 부지내 많은 원전을 지을수록 부대비용이 낮아질 수 있다고 설명하고 있다. 우리나라의 원전은 4개의 부지에 24개의 원전이 건설되었으므로 부지당 평균 6개 원전을 보유하고 있다. 현재 우리나라의 원자력 발전 비용산정에 기준이 되는 발전소인 신고리 3호기의 경우 고리지역에 건설되는 7번째 발전소이므로 관련 부대비용이 크게 낮을 수 있다.

향후 우리나라에서 건설하는 원자력 발전소는 해외 수출형이거나 신규부지 건설용이다. 만약, 우리나라의 원전 발전비용이 낮은 것이 원자력 발전설비의 기술경쟁력 우위나 운영의 효율성 때문이 아니라 한 개 부지에 다수의 원전을 운영하는 집적이익 때문이라면, 이러한 낮은 발전비용은 원전의 규모의 경제를 유지하는 경우에만 적용가능하다. 우리나라에 비하여 작은 규모로 건설되는 해외 원전부지에 수출할 경우에는 국내와 같은 규모의 경제를 유지할 수 없으므로 국내와 동일한 비용구조를 적용할 수 없다. 결국 가격경쟁력이 낮아질 수 있다. 또한 국내에서도 기존 부지에 건설되는 발전소와 신규부지에 건설되는 발전소의 건설비에 차이가 발생하게 된다. 발전소 부지의 지형적 안전성에 대한 각종 검사와 환경영향평가가 필요하면 주변 지역 주민의 수용성을 제고하기 위한 노력이 수반되어야 하기 때문이다. 국내에서는 1980년 울진(한울 원전)에 건설사무소를 발족한 이후 신규 부지에 새로운 원자력 발전소를 건설한 사례가 없다. 따라서 신규부지 이용에 따른 비용이 건설비에서 누락되었을 가능성도 배제하지 어렵다.

정부는 우리나라 원자력 발전비용 중 건설비 단가에서 크게 차이가 발생하는 원인을 명확히 분석할 필요가 있다. 총 비용에서 국제 경쟁력을 갖추었다고 단순히 비교하기 보다는 낮은 건설비와 낮은 발전비용의 원인이 무엇인지 파악해야한다. 이는 산업적으로는 원자력 산업의 수출 및 기술경쟁력과 직접적으로 연결되며 국내 에너지 수급 상황에서는 발전원간 비용의 비교를 통한 발전원 구성에 영향을 미칠 수 있기 때문이다.

더군다나 직접이익뿐 아니라 집적 불이익도 발생한다. 원자력 발전소에서 중대 사고가 발생할 경우 1개의 원자로 뿐 아니라 연속한 인근 원자로가 영향을 받아 사

고영향이 증폭될 우려가 있기 때문이다. 특히 고리와 신고리 지역은 현재 운영 중인 6기와 건설 중인 4기, 계획 중인 2기를 합하여 2024년까지 총 12개의 발전소가 모이게 될 것으로 예정되어 있다. 굳이 중대사고를 검토하지 않더라도 발전단지의 지역편중과 설비대형화는 전력 생산지와 소비지를 분리함에 따른 송전망의 안정성과 지역간 형평성의 문제를 초래할 수 있다.

직접 비용의 항목 중 건설비와 방사성폐기물 처리비용은 향후 비용증가요인이 있는 것으로 검토되었다. 건설비는 신형 원전을 도입하는 과정에서 강화된 규제와 안전기준, 인건비 및 기자재비의 상승으로 인하여 발생하며, 방사성폐기물 처리비용은 입지선정과정과 사고위험회피과정에서 발생하는 비용의 일부를 내부화하는 과정에서 발생할 수 있다. 따라서 원자력 발전의 직접 비용 뿐 아니라 외부 비용을 포함한 사회적 비용에 대한 종합적인 검토가 필요하다. 원자력 발전의 외부 비용에서는 원자력 발전의 사고위험에 따른 비용, 방사성폐기물처분장 및 송전선로 건설, 규제강화에 소요되는 외부 비용 등이 있다.

IV. 원자력 발전의 외부 비용

1. 사고위험비용

가. 내부화된 사고위험비용의 범위

사고위험비용은 중대사고 발생으로 인한 위험을 회피하거나 대응하기 위한 비용을 의미한다. 원자력발전소의 사고위험은 원자력 발전에 대한 불확실성을 높이는 요소이다. 사고 확률은 극히 낮지만 중대사고가 발생할 경우 피해규모는 국가경제에 치명적인 영향을 줄 수도 있기 때문이다. 원자력산업계는 원자력 발전이 기술적 안전성을 확보하고 있어 사고위험은 극히 낮다고 주장한다. 하지만 사고는 이론적 기술적 결함이 없더라도 운영상의 문제, 부품수급문제, 천재지변, 외부적인 충격 등 다양한 요인에 영향에 따라 발생할 수 있다. 규칙을 준수하면 사고가 일어나지 않을 도로교통에서도 한순간에 사고가 발생할 수 있고, 자동항법장치가 있어 대부분의 운전과정이 자동화된 항공기도 사고가 발생한다. 원자력 발전의 역사가 길고 세계적인 기술력을 가진 일본에서도 천재지변으로 인하여 사고가 발생하였고 2011년 공식적으로 발표한 사고규모가 최소 5.8조엔(약 60조원)으로 실제 비용은 이보다 높을 것으로 예상되고 있다.

국제원자력기관(IAEA)과 미국 원자력규제위원회(NRC)⁶²⁾에서 발표하는 공식적인 중대사고 발생빈도는 10만로년에 1번으로 상당히 낮다.⁶³⁾ 하지만 원자력 발전에서 중대사고가 발생하면 주변지역과 지구 전체에 미치는 영향력이 상당히 크다는 점도 사고위험비용에 고려할 필요가 있다. 특히 우리나라는 높은 인구밀도로 인하여 발전소 주변지역에 거주하는 인구가 많고 좁은 국토로 인하여 국토의 면적당 한

62) 국제원자력기관(IAEA : International Atomic Energy Agency) : 원자력의 평화적 이용을 위한 연구와 국제적인 공동관리를 위해 1957년 창설된 국제기구

미국 원자력 규제위원회 (U.S. NRC : Nuclear Regulatory Commission) : 미국 정부기구로 원자로의 안전과 운영허가, 갱신, 방사성물질의 안전, 사용후핵연료 관리(저장, 안전, 재순환, 처분)에 대한 감독기구임.

63) 로년은 원자로 1기가 1년 동안 가동하는 기간을 의미함. 10만로년은 1기가 10만년 가동하거나 10만개의 원자로가 1년간 가동하는 것이 동일한 의미를 가짐.

계효용이 높다. 따라서 중대사고가 발생할 경우 다른 나라에서 발생한 사고비용보다 크게 높을 것으로 예상할 수 있다. 원전 사고위험비용에 대한 대응현황과 중대 사고 발생 가능성에 대한 위험비용을 어떻게 발전비용에 반영할 것인가에 대한 검토가 필요하다.

원자력 발전으로 인한 사고 및 손해가 발생하는 경우 법적으로 정해진 사고의 책임주체는 발전사업자이다. 「원자력손해배상법」과 「원자력손해배상 보상계약에 관한 법률」에서 사고비용의 책임주체에 대해서는 정하고 있다.⁶⁴⁾ 그런데 동 법에서는 사고비용 전체에 대한 무한책임이 아니라 유한책임을 청구할 수 있도록 규정하고 있다.⁶⁵⁾

64) 「원자력손해배상법」

제1조(목적) 이 법은 원자로의 운전 등으로 인하여 원자력손해가 발생한 경우의 손해배상에 관한 사항을 규정함으로써 피해자를 보호하고 원자력사업의 건전한 발전에 기여함을 목적으로 한다.
제3조(무과실책임 및 책임의 집중등) ①원자로의 운전등으로 인하여 원자력손해가 생긴 때에는 당해 원자력사업자가 그 손해를 배상할 책임을 진다. 다만, 그 손해가 국가간의 무력충돌, 적대행위, 내란 또는 반란으로 인한 경우에는 그러하지 아니하다. ②원자력손해가 원자력사업자간의 핵연료물질 또는 그에 의하여 오염된 것의 운반으로 인하여 생긴 것인 때에는 당해 핵연료물질의 발송인인 원자력사업자가 그 손해를 배상할 책임을 진다. 다만, 그 손해배상책임에 관하여 원자력사업자간에 특약이 있는 경우에는 그 특약에 의한다. ③제1항 또는 제2항의 경우에는 동항의 규정에 의하여 손해를 배상할 책임을 지는 원자력사업자 이외의 자는 그 손해를 배상할 책임을 지지 아니한다.

「원자력손해배상 보상계약에 관한 법률」

제1조(목적) 이 법은 원자력손해배상법(이하 “배상법”이라 한다) 제9조의 규정에 의한 원자력손해배상보상계약(이하 “보상계약”이라 한다)에 관한 사항을 규정함으로써 원자력손해의 피해자를 보호하고, 원자력사업의 건전한 발전에 기여함을 목적으로 한다.

65) 「원자력손해배상법」

제3조의2(배상책임한도) ①원자력사업자는 1원자력사고마다 3억 계산단위의 한도안에서 원자력손해에 대한 배상책임을 진다. 다만, 원자력손해가 원자력사업자 자신의 고의 또는 그 손해가 발생할 염려가 있음을 인식하면서 무모하게 한 작위 또는 부작위로 인하여 발생한 경우에는 그러하지 아니하다. ②제1항에서 “계산단위”라 함은 국제통화기금의 특별인출권에 상당하는 금액을 말한다.

제6조(배상조치액) ①제5조제2항의 규정에 의한 원자력손해배상책임보험계약금액 및 원자력손해배상보상계약금액 또는 공탁금액은 제3조의2의 규정에 의한 배상책임한도액의 범위안에서 원자력이용시설의 종류, 취급하는 핵연료물질의 성질 및 원자력사고로 발생될 결과 등을 감안하여 대통령이 정하는 금액(이하 “배상조치액”이라 한다)으로 한다.

제7조(원자력손해배상책임보험계약) ①제5조제2항의 규정에 의한 원자력손해배상책임보험계약(이하 “보험계약”이라 한다)은 제3조의 규정에 의하여 원자력사업자의 손해배상책임이 생긴 때에 일정한 사유로 인한 원자력손해를 원자력사업자가 배상함으로써 생기는 손실을 보험자(보험업법에 의하여 책임보험을 영위할 수 있는 자에 한한다)가 이를 보전할 것을 약정하고, 보험계약자는 보험자에게 보험료를 지급할 것을 약정하는 계약을 말한다.

제9조(원자력손해배상보상계약) ①제5조제2항의 규정에 의한 원자력손해배상보상계약(이하 “보

「원자력손해배상법」 제5조는 원자력 손해배상에 대하여 ‘원자력손해배상책임보험계약을 체결하도록 하고 있다. 이에 한수원은 부지별로 사고당 500억원, 연간 1,000억에서 1,200억원 상당의 보험계약을 체결하고 있다. 그로인한 보험료는 2013년 1월부터 2014년 1월까지 운영중인 23기에 대하여 35억 7천만원이었다. 2014년 1월부터 2015년 1월까지의 신고리 3·4호기와 신월성2호기를 포함한 26기에 대하여 41.1억원의 보험료를 납부하였다. 또한 「원자력손해배상법」 제3조의2(배상책임한도)에서 사고 시 3억SDR(특별인출권, 약 5,000억원)을 상한으로 전력회사가 배상책임을 지고 초과분은 정부가 지원하도록 하고 있다. 하지만 정부의 지원없이 한수원이 자체적으로 확보한 원자력사고보상액은 연간 1,200억원이 한도이다.

[표 32] 손해배상책임보험 및 보상계약 가입내용

	담보범위	보상한도액	보험료	가입처
원자력 손해배 상책임 보험	사고로 인해 원자력 사업자가 제3자에 대해 법률상 부담하게 되는 원자력손해 (보상계약에서 보상하는 담보 제외)	부지별/사고당 : 500억원 부지별/연간 : 1,000~1,200억원 * 한빛,한울 6개호기 1,200억원, 월성 5개호기 1,100억원, 나머지 1,000억원	35.7억원 /23기 (2013.1.~2014.1)	한국 원자력 보험 ‘풀’
원자력 손해배 상보상 계약	원자력손해배상책임보험에서 보상되지 않는 아래 각 호의 제3자 손해, 정상운전 등에 의하여 생긴 원자력손해, 해일, 홍수, 폭풍우, 낙뢰, 지진으로 인하여 생긴 원자력손해, 부득이한 사유로 소멸시효 경과 후 청구된 원자력손해	부지별/사고당 : 500억원 * 부지 : 5개 (고리, 한빛, 월성, 한울,신고리)	1.25억원 (2013.1.~2014.1) *보상한도의1만분의 5	원자력 안전 위원회

자료: 한국수력원자력 제출자료

상계약’이라 한다)은 제3조의 규정에 의하여 원자력사업자의 손해배상책임이 생긴 대는 보험계약에 의하여 보전할 수 없는 원자력손해를 원자력사업자가 배상함으로써 생기는 손실을 정부가 보상할 것을 약정하고, 원자력사업자는 정부에 보상료를 납입할 것을 약정하는 계약을 말한다.

이와 같은 발전사업자의 유한책임에 따라 현재 한수원이 사고위험비용으로 지불하는 비용은 2013년에는 42억원이었다. 이는 2013년의 원자력 발전량으로 계산하면 1kWh당 0.03원의 사고위험비용을 부담한 것으로 운전유지비에 포함되어 있다. 따라서 사고위험비용의 일부는 직접 비용으로 내부화되었다고 할 수 있다. 하지만, 한수원이 사고당 보상책임한도가 최대 5000억원인 만큼 대부분의 사고위험비용은 외부 비용으로 남아있다.

[표 33] 연도별 책임보험료 및 보상계약료

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
보험액(억원)	33.2	33.2	33.5	37	40.65	42.25
책임보험	32.2	32.2	32.5	36.0	39.4	41.0
보상계약	1.00	1.00	1.00	1.00	1.25	1.25
발전량(GWh)	144,255	141,123	140,876	147,167	140,557	132,465
내부화된 사고위험비용 (원/kWh)	0.023	0.024	0.024	0.025	0.029	0.032

자료: 한국수력원자력 제출자료

중대사고 발생시 발전사업자의 유한책임을 정한 것은 현실적으로 원자력 발전소에서 사고가 날 경우 사고비용이 한 개 회사에서 감당할 수 있는 범위를 벗어나기 때문이다.⁶⁶⁾ 자동차 사고의 경우에도 보험을 통해 사고비용을 적립하고 있다. 그런데 5,000억원을 초과하는 피해에 대한 대비가 없다는 것은 사고위험비용에 대한 고려가 부족하다고 할 수 있다. 그렇다면 충분한 사고비용을 추산하고 단위 발전량당 사고대응비용을 계산하고 이를 어떻게 발전비용에 반영할 것인가에 대한 정책적 판단을 요한다.

66) 현재 우리나라와 프랑스, 미국, 중국, 스페인, 스웨덴 등의 여러 국가에서는 이러한 유한책임제를 적용하고 있음. 그러나 유한책임의 규모는 국가간에 차이가 있음.

나. 사고위험비용 추정 방법

사고위험비용은 원자력 발전으로 인하여 중대사고가 발생하는 경우에 부담해야 하는 배상비용, 오염제거비용, 추가적 폐로해체비용 등과 같이 미래에 발생할 가능성이 있는 비용을 의미한다. 사고위험비용을 추산하는 방법은 두 가지가 있다. 상호부조에 기초한 사고위험비용 산정방식과 손해기대치 접근법이다. 상호부조법은 사업자간의 상호부조에 기초하여 손해액을 사업자간에 일정 기간 지불하는 방식으로 비용을 산출하는 방식이고 손해기대치법은 사고발생확률에 따라 구해진다.

[표 34] 사고위험비용 산출방법론

손해기대치접근법	상호부조를 고려한 손해배상제도의 사고위험비용
$\text{손해기대값} = \text{손해산정액} \times \text{발생빈도} / \text{총발전량}$	$\text{손해기대값} = \text{손해산정액} \times (1/\text{적립기간}) / \text{총발전량}$
○ 사고위험의 기본은 기대값임. ○ 사고발생빈도 도출 근거 ① 일본이 최소한 달성해야 하는 IAEA 안전목표에 기초하는 것 ② 세계 및 일본의 원자력발전소 운전경험에 기초하는 것	○ ‘원자력손해의 보충배상협약 (CSC: The Convention on Supplementary Compensation for Nuclear Damage)’ 등의 국제적 동향에 근거함. ○ 일정 수준의 합리성을 갖춤.
○ 리스크프리미엄을 적절하게 설정할 수 없음. ○ 사고위험대응비용으로 사용하기 어려움.	○ 본래의 “보험”과 차이를 갖지만, 일종의 유사보험임. ○ 손해액은 현시점에서 얻을 수 있는 최대한의 정보를 참고로 함. ○ 일본에서 원자력사업자가 연대하여 책임지는 것을 상정함. 손해액을 사업자간에 상호로 부담함. ○ 사고위험대응비용은 모델 플랜트의 가동기간(40년)의 비용부담임.

자료: 原子力委員会, “原子力発電所の事故リスクコストの試算,” 原子力発電核燃料サイクル技術等検討小委員会資料集2, 2011(제2차 에너지기본계획 민관합동위킹그룹, 2013에서 재인용).

일본 원자력위원회는 후쿠시마 사고비용을 기준으로 상호부조법에 따라 일본 후쿠시마 사고의 대응비용을 계산한 결과 0.5엔/kWh 이상이고, 손해기대법에 따라 계산하면 이용률 80%에서 사고확률에 따라 0.006~1.2엔/kWh가 된다고 하였다. 손해기대치 접근법의 사고발생확률은 3가지를 이용하였다. 우선 국제원자력기구(IAEA)가 설정하는 중대사고 발생확률은 IAEA 안전목표로 1×10^{-5} 의 확률이다. 세계원전 운영기준은 전세계 원전의 운전실적에 기초한 사고발생빈도로 발전용 원자로 50기가 가동 중일 때 57년에 1회 상당의 사고확률이다. 3.5×10^{-4} 으로 계산한다. 마지막으로 일본원전의 운전실적에 따른 사고발생빈도는 발전용 원자로 50기가 가동 중일 때 10년에 1회 상당으로 2.0×10^{-3} 이다.

그런데 일본 비용등검증위원회는 원자력발전소 사고의 경우에 낮은 발생확률이라는 점과 사업자수가 적어 대수의 법칙이 성립하지 않는다는 이유로 상호부조법을 선택하였다.⁶⁷⁾ 따라서 사고위험비용은 최소 0.5엔/kWh이며 사고피해액이 1조엔 증가하면 사고위험비용은 0.1엔/kWh 증가한다. 10조엔에서 0.9엔/kWh, 20조엔에서는 1.8엔/kWh 수준으로 증가하는 결과가 추정되었다. 일본의 경우 2011년 사고가 발생했기 때문에 사고비용을 운영 중인 발전소가 향후 40년간 분담하는 방식으로 사고비용이 책정되었다.⁶⁸⁾ 반면 미국은 「Price-Anderson Nuclear Industries Indemnity Act」에 의해서 발전사업자의 책임범위를 사고당 100억불로 한정하고 있다. 100억불의 책임도 개별 발전사업자는 3억불 상당의 일차 보험에 가입하고 3억불에서 100억불 사이의 피해에 대한 책임은 미국 내 모든 발전사업자가 공유하도록 하였다. 미국 내 운영 중인 원자력 발전소가 100개 이므로 사고위험에 대한 부담은 1/100로 줄어들게 된다.⁶⁹⁾

67) 특히 지진과 Tsunami 등과 같이 낮은 빈도이면서, 거대한 위험에 관해서는 리스크프리미엄을 예상하는 것은 어렵고, 현시점에서는 민간의 보험이 성립하고 있지 않기 때문에 손해기대치의 접근법에서는 리스크프리미엄을 적절하게 설정할 수 없으므로 사고위험대응비용으로서 사용하는 것은 어렵다고 판단함. 또한 본래의 “보험”과의 차이는 충분히 인식한 다음에, 유사한 보험이라고 할 수 있는 상호부조에 의한 사업자부담의 제도를 전제로 한 방법의 시산을 채택하고, 손해액에 관해서는 현시점에서 얻을 수 있는 최대한의 정보를 참고하여 정함. (일본 비용등검증위원회, 2011)

68) 일본 비용등검증위원회는 발전비용 산출시 원자력을 제외한 다른 전원의 사고위험에 대한 대응비용은 가산하지 않았음. 석탄화력은 관해서는 탄광사고, 석유·천연가스는 수송중의 사고 등 발전과정 이외의 사고에 의한 사망자가 많고, 수력의 댐 파손 등의 사고에 관해서는 해당 댐이 발전 이외의 목적으로도 같이 사용되고 있는 경우도 포함하고 있어 비용 산출에 어려움이 있기 때문임. 사고비용을 발전단가에 반영하는 방안에 대해서는 확정되지 않음.

다. 우리나라의 사고위험비용 추정

우리나라의 제2차 에너지기본계획 민관합동위킹그룹도 국내 원전의 사고위험대응비용을 일본의 사고위험비용추정방법에 따라 추정하였다. 우선 원자력 발전의 중대사고비용을 후쿠시마와 쓰리마일섬, 체르노빌 사고의 비용을 평균한 58조원이라고 할 때 상호부조법에 따른 사고위험비용은 11.05원/kWh 이다.⁷⁰⁾ 반면 손해기대법에 따라 이용률 80%를 가정할 경우, 사고확률에 따라 0.0828~16.5525원/kWh라는 공식의견을 제시하였다.

[표 35] 우리나라의 원자력발전 사고위험비용

	TMI 피해비용 (2조원)	후쿠시마 피해비용 (81조원)	평균 피해비용 (58조원)
상호부조법(원/kWh)	0.38	15.43	11.05
손해기대법(원/kWh)			
IAEA 기준(0.00001)	0.0029	0.1156	0.0828
세계원전운영기준(0.00035)	0.0999	4.0454	2.8967
일본원전운영기준(0.002)	0.5708	23.1164	16.5525

주: 이용률 80% 기준임.

자료: 제2차 에너지기본계획 민관합동위킹그룹(2013)에서 정리함.

한편 원전분과의 최종보고서는 공식의견이 아니라는 전제하에서 우리나라의 인구 밀도와 기후요인 등을 고려할 때 총사고비용 58조는 지나치게 낙관적이므로 우리나라의 상황을 고려한 사고비용을 이용하여야 한다는 소수의견을 참고자료로 제시하였다. 모델원전 손해비용은 후쿠시마사고 손해배상액시산과 산정방식을 기준으로 하되, 국내원전 입지지역의 평균 사회경제적 요인을 감안하여 사고비용을 재산정할 경우 사고위험비용은 크게 차이가 날 수 있다는 것이다.

행정구역 인구통계를 기준으로 할 경우 우리나라의 원전 주변인구는 후쿠시마의 2.12배이고 따라서 후쿠시마 사고규모를 국내에 적용 시 사고의 손해규모는 136조원이 된다. 혹은 엄격한 인구통계를 적용하여 GIS를 기준으로 원전 반경 30km

69) CBO, *Nuclear Power's Role in Generating Electricity*, 2013.

70) 이용률 80%일 때 11.05원/kWh이며 이용률 90%로 가정하면 9.82원/kWh로 낮아짐.

이내 실제 주거 인구정보를 적용할 경우 우리나라의 원전 주변인구는 후쿠시마의 5.57배이다. 따라서 사고의 손해규모는 343조로 증가한다는 것이다. 이를 향후 40년간 상호부조법으로 지불한다고 가정할 경우 원전사고위험비용은 행정구역 인구기준을 적용할 경우 23.7원/kWh이며 GIS 인구기준을 적용할 경우 59.8원/kWh인 것으로 나타났다.

[표 36] 우리나라 인구밀도를 고려한 원전사고비용 산정 비교

	손해규모 (10억원)	지불기간 (년)	원전발전량 (TWh)	손해비용 (원/kWh)
행정구역상 인구기준	135,821	40	143.5	23.7
GIS 추정 인구기준	343,476	40	143.5	59.8

자료: 제2차 에너지기본계획 민관합동위킹그룹, 「원자력분과 최종보고서」, 2013. 52쪽.

예기본 위킹그룹이 결론적으로 제시하는 손해기대치법의 비용과 참고로 제시된 상호부조법의 비용은 큰 차이가 있다. 원전 사고위험비용으로 이와 같이 다양한 숫자가 제시된 것은 원자력 발전의 사고위험비용은 총사고비용을 어떻게 산정하느냐와 어떤 방법으로 추정하느냐에 따라 비용의 범위가 크게 달라질 수 있다는 것을 보여준다. 그런데 사고위험비용에 대한 예기본 위킹그룹의 공식의견은 다음과 같은 이유로 추가적인 논의가 필요하다고 판단된다.

우선, 기존 사고의 평균치를 이용한 총사고위험비용의 적정성의 문제이다. 손해기대법은 총 사고비용에 사고확률을 곱하여 계산하므로 총 사고비용이 증가할수록 비용이 높아질 수 있다. 그런데 예기본 위킹그룹은 총 사고비용으로 81조원 규모의 후쿠시마, 2조원 규모의 쓰리마일섬 사고의 평균값을 이용하였다.⁷¹⁾ 사고비용이 약 265조원으로 추정되는 체르노빌 사고는 원자로형이 다르다는 이유로 제외한 것이다. 하지만, 프랑스 회계감사원은 원자로형에 관계없이 사고의 규모에 따른 피해비용을 추산한 자료를 사고비용으로 인정하고 있다.⁷²⁾

71) 이에 대해 한수원은 국내 원전의 노형이 구소련 체르노빌의 흑연감속로와 차이가 있기 때문에 체르노빌과 유사한 사고 가능성이 극히 낮다고 주장함. 국내 원전은 체르노빌과 후쿠시마의 비등경수로와는 다른 가압경수로형으로 격납건물이 있어 사고시 대규모의 방사능 누출을 방지할 수 있다고 설명함. 우리나라와 원자로형이 유사한 쓰리마일 원전의 사고피해비용이 약 2조원으로 낮은 것을 사례로 이용함.

더군다나 원자력 관련 사고는 관광수입 및 수출의 감소, 국가이미지 하락과 같은 간접 비용이 직접적인 방사능 오염비용이나 시설물 손해보다 크다. 만약 우리나라에서 중대사고가 발생한다면 남해안의 주요 수출기지가 대부분 영향권에 속하게 되므로 간접 비용의 크기가 보다 커질 수 있다. 또한 지진이나 태풍, 해상 유류 유출사고와 달리 원자력 사고는 상당히 오랫동안 피해가 유지되어 비용이 증가하는 특징이 있다. 따라서 우리나라의 상황을 반영한 총 사고비용 산정이 필요하다.

두 번째 이유는 공식적으로 사고위험비용 추정방법으로 채택한 손해기대법의 적정성이다. 예기본 워킹그룹은 상호부조 반영 손해배상제도 추정 방식은 대상 원전사업자를 1국가로 한정함으로써 원전기수가 많은 국가의 단위 kWh당 사고비용이 낮아지는 논리적 모순이 발생한다고 설명하였다. 이와 같은 설명은 일본의 비용등검증위원회의 판단결과와는 정반대의 의견이다. 비용등검증위원회의 보고서에서는 거대한 위험에 대해서는 리스크 프리미엄을 예상하는 것이 어렵고 민간의 보험이 성립하지 않아 손해기대법으로 사고위험대응비용을 산정하는 것이 어렵다고 판단하였다.

손해기대법은 위험이나 미지의 문제에 합리적으로 대응하는 문제를 다루는 기대효용이론(expected utility theory)에 기초하고 있다. 기대효용이론은 발생하리라고 예상되는 이익에 확률을 곱한 기대이익을 극대화하는 전략을 택하는 것이 합리적이라고 보는 이론이다.⁷³⁾ 하지만 기대효용이론은 확률은 낮지만 엄청난 재앙을 몰고 오는 상황에서 사회적 선택을 예측하는 데에는 적합한 이론이 아니라는 지적이 있다. 이 이론은 사람들의 합리적 선택을 강조하지만 실제로 있어서 사람들은 극단적인 상황, 발생할 확률은 적지만 일단 발생하면 막대한 피해가 예상되는 상황에 필요 이상 신경을 쓰는 경향이 있기 때문이다.⁷⁴⁾ 또한 기대효용이론은 예상되는 상황

72) 프랑스 회계감사원은 다양한 가정과 과학적 근거에 대한 추가적인 조사가 필요하다는 전제하에 IRSN의 자료를 인용함. 이에 따르면 쓰리마일섬 사고와 같은 적당한 규모의 사고가 날 경우 피해비용은 700억유로이며 체르노빌이나 후쿠시마와 같은 중대사고가 날 경우에는 1조 유로의 피해가 발생할 수 있다고 함. 또한 원자력 발전 사고비용은 직접적인 피해비용은 10%이며 국가이미지 손상이나 수출저하와 같은 간접적인 비용이 90%라고 밝힘. (CDC, 2012)

73) 기대효용이론은 예를 들어서 A라는 전략을 택할 경우 100만원의 순이익이 0.1의 확률로 발생하고 B라는 전략을 택할 경우 0.9라는 확률로 20만원의 순소득이 발생한다고 하면, A로부터의 기대이익은 10만원(0.1×100 만원)이고, B로부터의 기대이익은 18만원(0.9×20 만원)이므로 기대이익을 극대화하는 B의 전략을 택하는 것이 합리적이라고 권고함. 하지만 이 이론은 사람들의 합리적 선택을 지나치게 강조한다는 비판을 받음. 실제 사람들은 이 이론이 주장하는 바와는 다르게 행동함을 보이는 실증연구들이 많이 있음.

별로 발생할 확률을 알고 있어야 어떤 전략이 가장 합리적인 전략인지 말할 수 있으나, 중대사고와 같은 사고는 그 확률을 짐작하기 힘들다. 원전사고에 대하여 국제 원자력기구에서 권고하는 사고확률인 '10만로년에 한번'이 보편적인 사고확률이라고 인정하더라도 이 확률은 보통 발전소의 내부에서 발생한 요인이 원인이 되어 방사선 누출결과를 야기한 사고빈도를 일컫는 경우가 많다. 하지만 후쿠시마 사고와 같이 외부에서 발생한 요인에 의해서도 발생할 수 있다. 더군다나 엔지니어가 아직까지 인지하지 못한 사고 요인이 틀림없이 존재하지만, 이런 것은 애초에 사고빈도 계산에 포함될 수 없다. 최근 원자력 산업계에서 불거진 부정과 같은 요소도 제대로 반영되어 있지 않다. 이런 요소들은 사고빈도를 크게 증가시킬 개연성이 농후하다.⁷⁵⁾ 따라서 원전사고의 발생확률은 권고확률인 10만로년에 한번이 아니라 실제로 사고가 발생한 확률인 세계원전운영기준이 보다 현실적인 확률로 판단된다.

사고위험비용을 계산하는데 있어서 우리나라 상황에서 발생할 수 있는 사고비용을 고려하지 않은 것은 재검토가 필요하다. 사고위험비용을 추정하는 이유는 국제적으로 보편적인 비용을 구하는 것이 아니라 우리나라의 상황에 맞는 비용을 확인하는 것이다. 동일한 형태의 사고라도 어떤 상황에서 발생하느냐에 따라 피해비용은 크게 차이가 날 수 있다. 따라서 운영 중인 원자로형과 규제수준, 국가별 원자력 발전 이용현황, 지형 및 기후조건, 주변지역 인구 분포 등이 고려되어야 한다. 사고위험비용을 추정하는 것 자체가 다양한 가능성을 검토하여 이를 발전비용에 반영하는 방안을 모색하기 위한 것이라는 점에서 우리나라의 상황을 충분히 반영하여 비용을 추정할 필요가 있기 때문이다. 우리나라의 원자력 발전 특성에서 고려해야 할 것은 좁은 국토로 인하여 주변지역의 인구밀도가 상대적으로 높다는 점이다. 일본 후쿠시마의 경우 발전소 반경 30km 이내의 주민 16만명이 살았다.

[표 37]과 같이 우리나라의 경우 고리원전 32km 반경에 340만 명이, 월성원전 주변에는 133만 명이, 한빛원전 주변에는 15만 명이, 한울원전 주변에는 8만 명이 살고 있다. 어느 원전에서 사고가 발생하느냐에 따라 사고비용은 많은 편차가 발생할 것이다.

74) 이정전, 「환경경제학」, 박영사, 2000, 329~335쪽.

75) 허균영, “원자력 안전평가, 확률·통계는 목적 아닌 수단,” 「과학과 기술」, 2013.

[표 37] 원자력발전소 부지반경별 인구분포

(단위: 명)

	~4.8km	~8km	~10km	~16km	~32km
고리	14,020	22,738	57,563	206,537	3,404,757
월성	6,262	9,638	10,089	140,850	1,334,369
한빛(영광)	2,039	16,418	18,846	39,633	152,115
한울(울진)	10,058	18,681	17,458	41,152	81,688
합계	32,379	67,475	103,956	428,172	4,200,496

주: 2010년 말 기준자료이며 합계는 고리/월성지역 중첩인원(772,433명)을 제외한 수치임.

자료: 원자력안전위원회 제출자료

사고위험비용을 추산하는데 손해기대치접근법이든 상호부조법이든 총사고비용의 규모에 크게 영향을 받는다. 총 사고비용을 일률적으로 적용하거나 해외 사고비용을 적용하기보다는 우리나라의 상황에 맞는 중대사고비용을 추산하는 것이 필요하다. 총 사고비용은 비상계획의 일부가 될 수도 있다. 인재와 천재지변 등으로 인한 사고가 발생하지 않도록 겹겹의 안전장치를 수립하지만, 우발적으로 발생하는 사태에 대해서는 비상계획이 필요하다. 만의 하나라도 방사능 누출 사고가 발생할 경우 주민대피계획, 사고수습계획과 같은 비상계획이 있느냐와 그에 따른 비용과 재원확보방안에 따라 적절한 대응이 달라질 수 있기 때문이다. 따라서 사고위험비용에 대한 검토의 첫 단계는 원자력 발전소 부지별 사고등급별 피해확산형태와 사고비용 조사에서 시작할 필요가 있다.

현재 내부화된 사고위험비용은 앞서 [표 33]에서 확인한 바와 같이 1kWh당 0.03원이다. 이는 예기본 워킹그룹이 공식적으로 채택한 손해기대법의 IAEA 기준 사고확률을 이용한 사고비용에도 미치지 못하는 금액이다. 사고위험비용을 내부화하기 위하여 앞서 계산된 사고피해비용으로 환산해보았다. 에너지기본계획 워킹그룹 권고안에서 제시된 사고위험비용을 모두 내부화할 경우 연간 추가비용은 110억 원 ~ 2조 2,927억원이며, 참고자료로 인용된 상호부조법을 적용할 경우 3조 2,850~8조 2,951억원을 매년 추가로 지불해야 한다. 하지만, 사고위험비용은 발전원가와는 구별되는 비용으로 산술적으로 발전원가에 반영하는 것은 바람직하지 않다. 원자력

발전비용에 사고위험비용을 고려하는 것은 사고비용을 보상하는 것이 아니라 예방 원칙을 통해 후회를 최소화하는데 목적이 있기 때문이다.

한편, 이창훈의 연구에서는 조건부가치측정법(CVM)을 통해 원자력 발전의 사고위험회피비용을 구하였다. 조건부가치측정법을 통해 구해진 금액은 원자력 발전소의 사고위험을 회피하기 위한 지불의사액이라는 점에서 내부화가 가능한 사고위험비용의 범위로 이해할 수 있다. 기존의 원자력 발전소에서 발생할 수 있는 위험을 해소하기 위해서 국민들이 평균적으로 지불할 용의가 있는 금액은 3.8~6.8원/kWh라는 것이다. 또한 동 연구는 자신들의 거주지 주변에 건설되는 신규 원자력발전소에서 발생할 가능성이 있는 위험을 해소하기 위해 1kWh당 52.1~94.9원을 지불할 의사를 보이고 있다.⁷⁶⁾ 2013년의 발전량을 이용하여 주변지역위험회피비용으로 인한 연간 추가비용을 계산하면, 연간 4,936~8,936억원이 된다. 이 금액은 원자력 발전소의 입지를 막기 위해 추가로 지불할 용의가 있다는 의미로 원자력 발전소의 입지갈등 규모로 이해할 수도 있다.⁷⁷⁾

[표 38] 사고위험비용의 내부화

	사고위험비용 (원/kWh)	연간추가비용 (억원)
2013년 기준 (가격에 반영된) 사고위험비용	0.03	-
일반적위험회피(CVM)	3.8~6.3	5,489~9,042
주변지역위험회피(CVM)	52.1~94.9	4,936~8,936

주: 전력 단위당 사고위험비용의 차이는 보고서별 총 사고비용과 방사성물질 확산모델, 사망확률 등 분석방법의 차이에 따름.

자료: 이창훈 외(2013)를 이용하여 국회예산정책처에서 정리함.

76) 이창훈 외(2013)의 연구방법론에 대해서 산업통상자원부 및 한국수력원자력(주)는 범위효과(scope effect)로 인한 오류 가능성을 제기함. 질문에 답하는 응답자가 운영 중 원전과 거주지 옆에 신규 건설하는 원전에 대해 명확하기 인지하지 않은 상태에서 자신이 지불할 수 있는 금액의 한도에 집중하게 될 가능성도 있다는 것임. 하지만 비용화하기 어려운 가치를 측정하는 방법으로 조건부가치측정법(CVM)은 보편적인 방법이며 일반인을 대상으로 한 설문조사로 의의를 가짐. 다양한 경제주체의 위험회피비용을 구하기 위해서는 산업계 등 다양한 전력소비자 부문을 대상으로 한 추가적인 연구가 필요하다고 판단됨.

77) 원자력 발전소의 입지갈등비용은 발전사업자가 부담하는 특별지원금을 통해 원자력 발전비용에 포함된 것으로 볼 수 있음. 따라서 기존 발전소 입지에 대한 입지갈등비용은 외부 비용에 포함하지 않음.

궁극적으로 이창훈의 연구는 사고위험을 회피하기 위하여 가칭 ‘핵연료세’를 도입하여 원자력 발전으로 인한 이익을 누리고 있는 현재 세대가 이를 부담하고 가칭 ‘원자력사고대응기금’을 설치하여 원자력 사고의 예방과 치유, 중대사고의 위험을 실질적으로 제거하는 사업에 투입할 것을 제안하고 있다. 사고위험비용에 대한 논의에서 중요한 것은 원자력 발전이 직접 비용 외에 내부화하지 못한 비용이 있다는 것을 인식하는 것이라고 판단된다. 그리고 사고위험비용을 어느 수준에서 얼마만큼 내부화할 것인가는 정책적 판단의 문제이다. 이창훈의 사고위험회피비용의 추정은 사고위험비용의 내부화 가능성에 대한 대안이 될 수 있다.

2. 안전규제비용

가. 안전설비 보강비용

안전규제비용은 원자력 발전에 대한 안전성을 높이고 사회적 수용성을 제고하기 위하여 각종 안전규제가 강화되고 있는데 그로 인한 추가 안전설비보강 및 운전관리비의 증가에 따라 발생하는 비용을 의미한다. 동일한 부품이라도 안전성 확보를 위하여 시험인증서를 첨부하게 되면 해당 부품의 가격이 높아지는데 이러한 비용은 규제로 인해 발생하기 때문이다.

불확실성이 큰 문제의 경우 예방원칙에 따라 규제로 대처해야한다. 중대사고가 발생한다는 과학적 확증이나, 중대사고가 발생했을 경우 이로 인한 피해의 정도에 대한 과학적 확증이 없다고 하더라도 엄청난 불가역적 재앙을 가져올지도 모르는 사고에 대해서는 가능성에 너무 집착하지 말고 최악의 사태에 대비해야한다는 결정이론이 예방원칙의 근거이다.⁷⁸⁾ 일상생활에서도 돌이킬 수 없는 결과에 이르는 결정은 극히 신중을 기하듯이 국가 전체의 차원에서도 위험비용이 높은 결정은 신중을 기할 필요가 있다. 더군다나 중대사고로 인하여 국민건강과 국토에 미치는 영향이 비가역적인 경우에는 예방원칙이 더 강한 설득력을 가지며 규제를 통해 내부화될 수 있다. 이와 같이 안전을 위하여 규제를 적용하고 중대 사고위험에 대응하기 위해 사전적으로 지불하는 비용을 안전규제비용으로 정의할 수 있다. 안전규제비용

78) 이정전, 「환경경제학」, 박영사, 2000, 29~335쪽.

을 외부 비용으로 분류해야하는가에 대한 견해는 다를 수 있다. 규제가 정해지는 순간 직접 비용 중 건설비나 운전유지비에 포함되기 때문이다. 하지만 기존의 규제에 의한 비용은 직접 비용에 포함되지만, 아직 시행되지 않은 규제 혹은 선택되지 않은 규제로 인한 비용은 시장 가격에 반영되지 않았다는 점에서 외부 비용으로 분류하였다.

후쿠시마 사고 이후 안전설비 보강비용으로 인한 운전유지비 상승 가능성이 있다. 우리나라는 2018년까지 7조 5천억원을 안전설비 보강비용으로 지출할 예정이다. 후쿠시마 후속대책 46개 개선사항에 대하여 장기가동원전의 주요 설비 교체 등 안전설비 보강이 이루어질 예정이기 때문이다.⁷⁹⁾ 우리나라뿐만 아니라 대부분의 나라가 안전설비 보강계획을 세우고 있다. 미국은 102기 원전에 대하여 27조의 안전설비투자가 이루어지며 프랑스도 2018년까지 14조 4천억원을 투자할 예정이다.

[표 39] 안전설비 보강비용

	대상 호기	안전설비 보강비용	호기당 비용	투자기간	비용내역
한국	30기	7조 5천억원 (1조1천억원)	3,260억원 (480억원)	2013~ 2018 (2012~ 2016)	후쿠시마 후속대책 56개 개선사항 및 장기가동원 전 주요설비 교체 등 안 전설비 보강
미국	102기	27조원 (4조2천억원)	2,650억원 (400억원)	2013~ 2018	FLEX ⁸⁰⁾ 설비 등 후쿠시마 후속대책, 기타 NRC 기 준에 따른 안전설비 보강
프랑스	58기	14조4천억원	2,500억원	~2018	후쿠시마 후속대책비용 을 포함한 안전설비 보강
일본	50기	17조5천억원	3,500억원	불명확	일본 규제위원회 신안전기 준에 따른 안전설비 보강

주: 1. ()는 후쿠시마 후속 안전개선대책(2011년 5월 발표)에 따른 투자비임.

2. FLEX(Flexible Mitigation Capabilities) : 이동형 발전차량과 같이 설계기준 초과 사고를 완화할 수 있는 다양하고 유연한 대응 방안으로 국내 후쿠시마 후속대책에도 포함되어 있음.

자료: 한국수력원자력 제출자료

79) 한수원은 2015년까지 46건의 개선대책을 완료할 예정임. 연도별로 2011년 5건, 2012년 20건, 2013년 1건이 완료되었으며, 2014년과 2015년에 각각 10건과 11건이 예정되어 있음.

80) FLEX(Flexible Mitigation Capabilities) : 이동형 발전차량과 같이 설계기준 초과 사고를 완화할 수 있는 다양하고 유연한 대응 방안으로 국내 후쿠시마 후속대책에도 포함되어 있음.

한수원이 계획한 안전설비 보강비용은 호기당 3,260억원으로 미국과 프랑스에 비해 호기당 투자비는 더 많으며 신형 원전 건설비의 10%에 상당하는 금액이다. 현재 계획발전단가에 적용된 운전유지비는 과거의 추세에 기초하고 있으나 매년 1조원 이상의 설비보강 투자가 이루어지면 안전설비 보강비용은 유의미한 운전유지비의 증가로 이어질 수 있다. 그런데 앞서 [표 8]과 [표 9]에서 확인한 계획 및 실적 발전원가는 안전설비 보강비용이 운전유지비에 아직까지 반영되지 않은 결과이다.

특히 후쿠시마 후속 안전개선대책의 일환으로 추가 설비투자가 필요한 규모는 2014년에는 5,506억원이며 2015년에는 3,688억원이다. 동 비용은 기존의 설비투자비와 별도로 후쿠시마 사고 관련 안전규제 강화로 인해 예정된 비용이다. 따라서 2013년에 작성된 계획 발전원가에 반영되지 않은 비용으로 2014년 이후 직접 비용으로 반영될 것이다.

후쿠시마 사고 이후 지금까지의 해외적용사례와 국내 안전개선대책 이행평가 결과에 따라 추가 개선대책이 도출되어 규제가 현재 수준보다 강화될 경우, 가동원전에 대한 안전규제비용은 크게 증가될 수 있다. 다만, 안전규제비용은 앞서 검토한 사고위험비용과 상쇄되는 효과가 있다. 2세대 원전과 3세대 원전은 안전설비와 설계요건의 차이로 인해 사고 발생 확률에서 차이가 있으며 이는 3세대 원전에 더 많은 규제비용이 반영되었기 때문이다. 후쿠시마 후속 안전개선대책을 실시하면 후쿠시마 사고와 유사한 원인의 사고확률은 낮아질 수 있다. 따라서 안전규제비용과 사고위험확률과의 관계도 검토할 필요가 있다.

[표 40] 후쿠시마 후속 설비투자 규모

(단위: 억원)

연도별	2011	2012	2013	2014	2015
예산	84	858	841	5,506	3,688
실적	82	754	482	—	—
집행률(%)	97.6	87.8	57.3	—	—

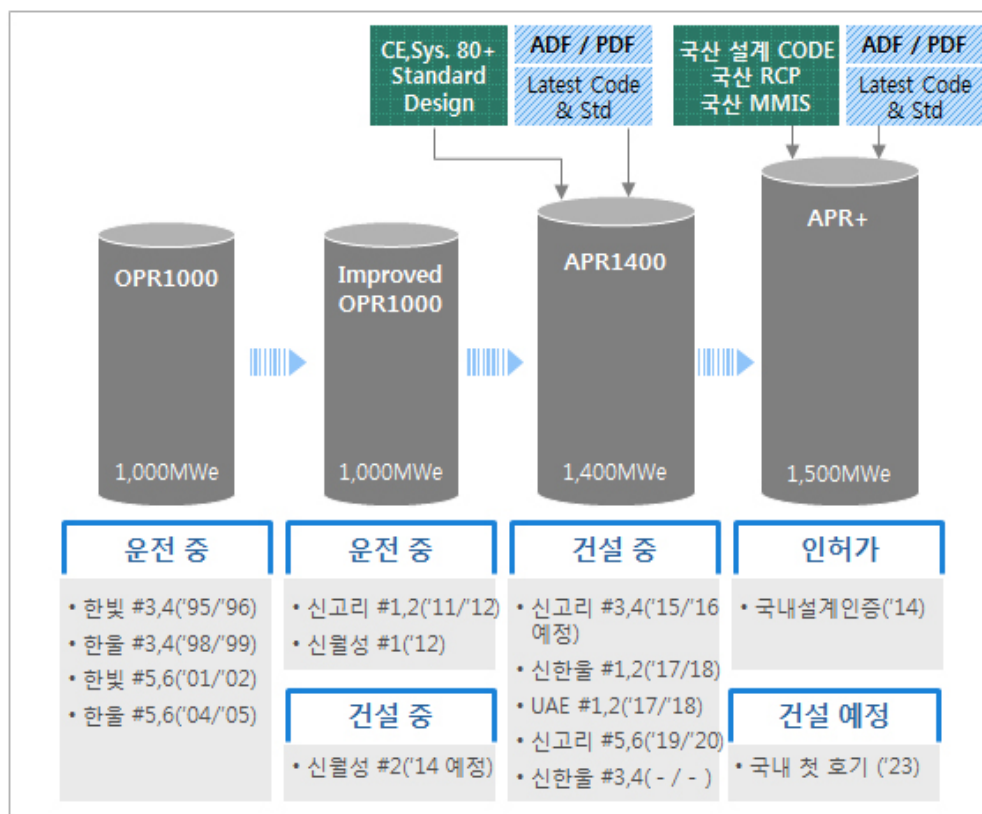
주: 2013년 8월 기준. 2014~2015년에 장기 용역 및 대규모 투자설비 공사가 예정됨.

자료: 한국수력원자력 제출자료

나. 신형 원전의 도입 필요성

규제로 확정되지 않았지만, 가까운 시일 내에 안전규제의 영향으로 추가 비용이 발생할 가능성이 높은 경우도 있다. 예를 들어 현재 건설 중인 3세대 원전 대신 추가 안전설비가 보강된 3+세대 원전을 도입하도록 규제한다면 그로 인한 추가비용이 안전규제비용이 될 수 있다. 따라서 안전규제 비용에 신형 원전 조기도입에 따른 비용을 포함할 수도 있다.

[그림 5] 국내 원전의 기술발전 단계



자료: 한국수력원자력 제출자료

현재 국내에서 운전중인 원전은 대부분 2세대 원전으로 OPR1000에 해당한다. 신월성 2호기까지가 OPR1000 타입이다. 아랍에미레이트에 수출한 노형인 신고리 3·4호기는 APR1400으로 부르며, 이는 우리나라에 처음으로 지어지는 3세대 원전

이다. 건설 중인 신한울 1·2호기와 신고리 5·6호기도 동일한 APR1400이다. APR1400 보다 최근의 안전규제를 도입하는 원자로가 편의상 3.5세대 혹은 3+세대로 불리는 APR+로 2014년에 국내설계인증을 획득할 예정이며, 2024년 이후 상업운전을 시작할 예정이다.⁸¹⁾

원자로별 차이 중 가장 두드러지는 것은 설계수명이다. 2세대 원전인 OPR 원전은 설계수명이 40년이고 3세대 원전인 APR과 APR+는 설계수명이 60년이다. 신형 원자로는 수명 뿐 아니라 충족해야 하는 기술기준이 강화되었다. 신형 원자로는 항공기 충돌로부터의 보호를 강화했으며, 연료를 보다 효율적으로 사용하고 폐기물의 양을 줄일 수 있도록 설계되어 있다.⁸²⁾

안전설비도 원자로에 따라 차이가 있다. 2세대(OPR1000)보다는 3세대(APR1400)가, 3세대보다는 3.5세대(APR+)가 보다 강화된 안전설계를 적용하고 있다. 내진설계값을 비교하면, 2세대 원전은 내진설계값이 0.2g인데 이는 지진강도 6.5를 견디는 수준이다. 3세대 원전은 0.3g으로 지진강도 7.5를 견디는 수준을 의미한다.⁸³⁾ 항공기 충돌 대비 설계도 강화되어 OPR과 APR의 원자로 건물의 벽 두께는 4ft인데 이는 전투기 크기의 소형 비행기가 부딪혀서 내벽을 관통하지 않는 수준이다. APR+에 적용되는 4.5ft의 두께는 민항기가 부딪혀서 내벽을 관통하지 않는 수준이다.

81) APR+는 2012년 말에 표준설계 기술개발을 완료함. 원전설계핵심코드와 원자로 냉각재펌프(RCP), 원전계측제어기술(MMIS) 등의 핵심 원천기술등을 종합한 1,500MWe급 이상의 고유 원자로임. 원전설계핵심코드는 원전 설계에 사용되는 일종의 소프트웨어로 안전해석코드와 노심설계코드로 구성된 핵심코드임. 원자로냉각재펌프(RCP)는 원자로냉각재인 물을 순환시켜 핵연료에서 발생된 열을 증기발생기로 전달하는 핵심부품으로 그간 전량 수입하였음. 원전계측제어시스템(MMIS)은 원전상태감시 및 제어, 보호 등을 담당하는 시스템으로 신한울 1·2호기부터 적용할 예정임. (교육과학기술부, 2013)

82) 3세대 원자로는 1996년 일본에서 처음 개발됨. 국가별로 보면 프랑스는 3세대인 EPR(European Pressured Water Reactor) 원자로를 개발함. 일본은 1996년에 ABWR(Advanced BWR)을 개발해 운영 중에 있으며, APWR(Advanced PWR)을 개발 중임. 미국은 PWR 유형인 AP600, AP1000을 개발해 중국에 건설 중이며, BWR 방식인 ESBWR은 개발 단계에 있음. 한국은 미국에서 개발한 PWR를 기본설계로 APR1400의 개발을 완료해 신고리 원전에 건설 중에 있음.

83) 국내 운영중인 원전의 안전정지지진(SSE)은 최대지반가속도값으로 중력가속도(g)의 20%에 해당하는 0.2g로 정해짐. 지진감시설비는 안전정지지진(SSE)의 20분의 1 수준인 0.01g의 미세한 진동이 감지되면 작동을 시작하여 경보발령과 비상운전절차로 원전의 가동을 정지시켜 지진피해에 사전 대비하는 시스템을 갖춘.

[표 41] 원자로별 설계수명 및 내진설계, 원자로 건물의 비교

	변수	OPR1000	APR1400	APR+
일반	설계 수명, 년	40	60	60
	내진 설계값, g (SSE)	0.2	0.3	0.3
원자로 건물	벽/돔 두께, ft	4 / 3.5	4 / 3.5	4.5 / 4

주: SSE(Safe Shutdown Earthquake) 안전정지지진. 지진이 원전에 미치는 예상 최대지반 가속도값을 산출해 여기에 여유를 더한 설계지진 값을 의미함.

자료: 산업통상자원부 제출자료

3.5세대 원자로는 3세대 원전에 비해 몇 가지 차이가 있다. 우리나라는 3+세대인 APR+에 대해 설계인증단계에 있다. 현재 건설 준비 중인 원전은 신고리 5·6호기와 신한울 3·4호기, 신고리 7·8호기가 있다. 이 중 올해 착공에 들어갈 예정인 신고리 5·6호기를 제외하고 신한울 3·4호기부터 3+세대 신형 원전을 도입하는 것을 검토할 필요가 있다.⁸⁴⁾ 다만 신형 원자로의 도입은 기술적 안전성 뿐 아니라 건설 및 운영의 안정성도 동시에 고려해야하는 만큼 신형 원자로가 절대적으로 더 안전하다고 볼 수는 없다. 따라서 신형 원전을 언제부터 도입하느냐에 대해서는 기술적 검토과정이 우선되어야 한다.

원자로별 중대사고 대처설비 중 원자로 건물과압방지 설비의 경우 OPR1000은 전용관통부설치인데 비해 APR은 비상원자로건물살수 계통을 설치하고 있다. 원자로 공동바닥 면적은 APR은 80.44㎡으로 OPR의 67.63㎡보다 두터워졌다. 수소제어 설비도 기존의 Iginiter와 함께 수소제거설비 PAR가 추가되어 수소농도가 높아질 때 제어할 수 있도록 하고 있다.

84) 신한울 3·4호기의 원자로 변경시 제6차 전력수급기본계획에서 계획된 2021~2022년 완공은 늦춰질 수 있음. 하지만 2021년의 전력예비율이 30.5%로 계획되어 있으며 2024년까지 전력예비율은 25%로 안정적인 전망이다. 신한울 3·4호기의 완공일정이 2~3년 늦춰지더라도 전력예비율은 정부의 목표예비율인 21%를 초과할 수 있을 것으로 예상됨. 원자력 발전 설비의 도입지연에 따른 설비에비율의 변화는 본 장의 소결에서 후술함.

[표 42] 원자로별 중대사고 대처설비 비교

	OPR1000	APR1400	APR+
수소 제어	Igniter Only	PAR 30대 + Igniter	PAR 30대+Igniter
원자로건물 과압방지	전용관통부설치	비상원자로건물살수 계통(ECSBS) 설치	비상원자로건물살수 계통(ECSBS) 설치
HPME 및 DCH(Direct Containment Heating) 방지	RDvalve설치 원자로공동내 유로차단용공간 확보	RDvalve(POS RV)설치 Convolute Flow Path Corium Chamber설치	RDvalve(ERDV)설치 Convolute Flow Path Corium Chamber설치
원자로공동바닥 면적/두께	-67.63m ² /3ft	80.44m ² /3ft (0.02m ² /MWt 요건)	86m ² /3ft (0.02m ² /MWt 요건)
노심 용융물 냉각	CFS설치를위한 전용관통부설계	CFS (Cavity Flooding System) 설치	CFS (Cavity Flooding System 설치)

자료: 산업통상자원부 제출자료

안전성 향상을 위하여 안전 관련 계통 N+2 설계 개념이 적용되었고 피동안전 설계 개념이 확대되었다. 원자로가 녹아내리는 사고의 가능성을 줄이고, 사고 시 자동적으로 시스템이 정지되며, 소내정전 대처시간도 8시간으로 보장 설계되어 있다.⁸⁵⁾ 원자로건물살수를 위한 펌프가 추가되며 보조급수계통이 보강되었다. 비상디젤발전기도 4대로 확충된다. 특히 기존의 능동보조급수를 자연력에 의해 동작하는 피동형으로 완전대체 설계하여 소내전원상실 사고가 있는 경우에도 8시간 이내에 원자로를 안전한 상태로 유지할 수 있다. 후쿠시마 사고가 소내전원상실로 인하여 원자로 냉각수의 급수시스템이 작동하지 않아 발생한 것임을 감안하면 이와 같은 피동보조급수 시스템은 중요한 안전설비라고 할 수 있다.⁸⁶⁾

85) 기존 원자로는 소내정전 대처시간이 4시간으로 정전에 취약했음. 후쿠시마 사고도 소내 정전이 직접적인 원인이었다는 점에서 소내 정전에 대비하는 장치가 새로운 안전기준이 됨.

86) 후쿠시마 사고는 자연재해에 의해 발생하기는 했지만 직접적인 원인은 소내정전(station blackout)으로 원자로의 냉각수 시스템이 작동하지 않아 발생함. 따라서 후쿠시마 이후의 안전강화조치는 보조 전원과 소내정전 대응방안에 초점이 맞춰짐.

[표 43] 원자로별 안전설비 비교

	OPR1000	APR1400	APR+
설계 개념 (계열)	기계적2, 전기적2	기계적4, 전기적2	기계적4, 전기적4
원자로건물살수 계통	CS펌프 2대	CS펌프 2대 SC 펌프2대(호환가능) 전용살수보조계통	CS펌프 2대 SC 펌프 2대(공유) 전용살수보조계통
보조급수계통	복수저장탱크 (Yard) 보조급수펌프 : 4 대	전용저장탱크 (AB내) 보조급수펌프 : 4 대	PAFS (Passive AFS) 탱크 2, Hx 4
비상디젤발전기	2대 (7,000kW)	2대 (8,000kW)	4대 (6,000kW)

자료: 산업통상자원부 제출자료

다. 국가별 규제수준에 따른 설계요건의 차이

안전규제비용은 규제를 통해 원자력 발전의 직접 비용 중 건설비 혹은 운전유지비 등이 증가하게 되는 비용이다. 국가별 규제수준에 따라 원자로의 설계는 달라지며 그에 따라 비용이 추가될 수 있다. 후쿠시마 사고 이후 기존원전과 신규 원전 모두에 안전설비가 추가 설치된 사례도 안전규제비용으로 볼 수 있다.⁸⁷⁾

원자로의 설계요건은 국제원자력기구(IAEA)와 미국, 유럽, 우리나라로 구분할 때, 우리나라의 원자로 설계요건은 대부분 미국 기준을 따르고 있다. 유럽의 설계요건은 일반적으로 미국 기준보다 높은 수준이다. 비교를 위하여 안전성 항목에 대한 설계요건의 차이에 대해서 안전기능 다양성 설계와 항공기 충돌대비 설계, 중대사고 대처 전용계통, 노외 노심용융물 냉각설비 항목을 비교하였다.

안전기능 다양성 설계에 대해서 미국 요건은 원자로 정지시 제어봉계통 기능 상실 대비 비상봉산주입계통을 신설하고 비상전원 상실을 대비하여 대체교류발전기 설계를 요구한다. 우리나라는 미국 설계요건과 동일하다. 반면 유럽은 미국 요건에 추가하여 노심냉각 및 원자로냉각재의 과압방지를 막기 위한 대체수단을 요구한다.

87) 한수원이 공식적으로 후쿠시마 대응조치에 지출한 비용이 1조 977억원이며, 2011년부터 2015년까지 46건의 개선대책을 추진하고 있음.

[표 44] 안전기능 다양성 설계요건 비교

안전 기능 (우선 수단)	대체 수단			
	미 국	IAEA	우리나라	유 럽
원자로 정지 (제어봉)	비상봉산주입계 통 1계열 신설	좌동	좌동	좌동
노심냉각 (안전주입) 원자로냉각재 과압 방지(안전방출밸브)	대체 수단 요구 없음	대체 수단 요구 없음	좌동	보유설비 활용
비상전원 (비상디젤)	대체교류발전기	좌동	좌동	

자료: 한국수력원자력 제출자료

항공기충돌 대비 설계요건에 대해 미국은 항공기 충돌시 원자로건물 건전성 또는 노심냉각 기능 유지를 위하여 원자로건물의 벽 두께를 증가하는 등 구조강화 및 안전관련 건물의 구조강화 또는 물리적 격리 배치를 요구한다. 우리나라는 미국의 설계요건과 동일하며 유럽은 미국요건에 추가하여 원자로건물 관통부 부분의 이중화를 요구한다.

[표 45] 항공기 충돌 대비 설계요건의 비교

	미 국	IAEA	우리나라	유 럽
원자로건물	단일 구조강화	단일 구조강화	좌동	부분 또는 이중 구조강화
보조건물	구조강화	요건 없음	구조강화	좌동
비상디젤 건물	물리적 격리	요건 없음	물리적 격리	좌동

자료: 한국수력원자력 제출자료

중대사고 대처 전용계통의 설계요건으로 미국은 전용계통에 대한 요구없이 보유설비를 활용하도록 하고 있다. 한편, 유럽은 원자로건물 건전성 보호를 위해 전용계통 설치를 요구하고 있다. 급속감압계통과 원자로건물 살수계통, 여과배기계통에 대해 전용계통을 도입하고 수소제어계통은 피동형으로 요구한다. 우리나라는 급속감압계통에 대해서 전용계통을 요구한다.

[표 46] 중대사고 대처 전용계통 설계요건

	미 국	IAEA	우리나라	유 럽
급속감압계통	보유설비 활용	추가설비 활용	전용계통 도입	전용계통 도입
원자로건물살수 계통	보유설비 활용	추가설비 및 임시설비 활용	보유설비 활용	보유설비 활용
여과배기계통	요구 없음	요구없음	요구 없음	요구 없음
수소제어계통	능동+피동		능동+피동	피동
전원/계측	요구 없음		요구 없음	전용계통 도입

자료: 한국수력원자력 제출자료

노외 노심용융물 냉각설비에 대해서도 미국과 유럽의 요건은 차이가 있다. 미국은 충분한 용융물 냉각 면적 및 냉각수 공급 수단을 확보하는데 있으며, 유럽은 중대사고시 노심용융물-원자로건물 구조물간의 반응을 방지하기 위하여 피동형 냉각 노심용융물 냉각설비 설치를 요구하고 있다. 우리나라는 미국과 동일한 요건을 적용한다.

[표 47] 노외 노심용융물 냉각설비 설계요건 비교

	미 국	IAEA	우리나라	유 럽
원자로공동 면적	노심용융물 냉각에 충분한 원자로 공동면 적 설계 0.02m ² /MWt	원자로건물 건전성 유지 수단 확보	노심용융물 냉각에 충분한 원자로 공동면 적 설계 0.02m ² /MWt	충분한 냉각성 능이 유지되도 록 Core Catcher 면적 설계
냉각수공급 계통	냉각수 공급 수단 확보	"	능동 작동	피동 작동

자료: 한국수력원자력 제출자료

즉 검토된 바와 같이 안전성 규제에서 미국보다는 유럽의 설계요건이 보다 더 많은 설비를 권고하고 있는 것으로 나타났다. 원자력 발전의 건설비 비교에서 유럽 국가의 건설비가 상대적으로 높은 것은 이와 같은 안전성 규제의 차이에 따른 것일 수 있다. 현재 정부는 신고리 3·4호기 설계를 바탕으로 핀란드에 두 번째 원전 수출을 시도하고 있다.⁸⁸⁾ 이를 위해 한수원은 APR1400을 유럽의 사업자요건 및 핀란드 규제요건에 맞추어 설계를 수정하였다. 이 경우 건설비는 국내 건설예정인 APR1400보다 높아질 것을 예상할 수 있다. 핀란드 수출추진 노형이 신고리 3·4호기에 비하여 변경된 부분에는 송전체계에 따른 50Hz 적용뿐 아니라 안전규제에 해당하는 비상디젤발전기 추가, 중대사고⁸⁹⁾ 설비 신설, 이중격납건물 도입 등이 있다.

[표 48] 신고리 3·4호기와 수출형 원전의 차이

	APR1400		EU-APR1400
	신고리3·4호기	UAE 원전	
전기출력(MWe)	1,400	1,400	1,400
설계수명(년)	60	60	60
내진설계(g)	0.3	0.3	0.3
핵연료(다발)	241	241	241
안전계통	기계적 4계열 전기적 2계열	기계적 4계열 전기적 2계열	기계적 4계열 전기적 4계열
보조급수계통	능동형 4대	능동형 4대	능동형 4대
항공기 충돌사고	미고려	벽체보강	이중 격납건물
비상디젤발전기(대)		2	4
대체교류전원(AAC)	1대/부지	1대/부지	2대/호기
노심용융물 냉각	IVR/CFS	IVR/CFS	Core Catcher
급속감압계통	없음	없음	중대사고전용

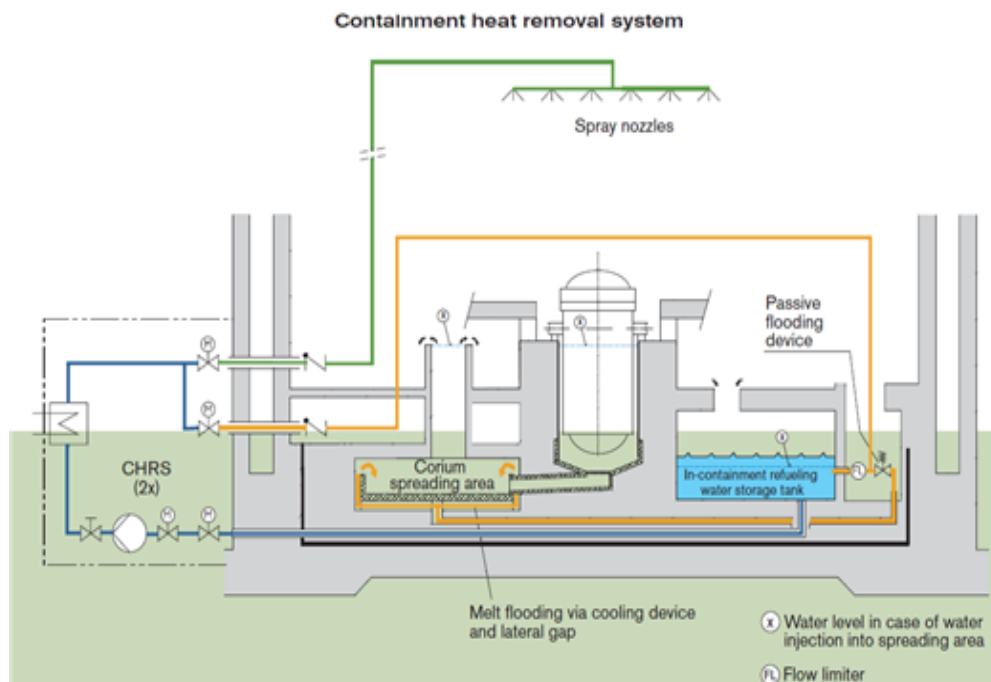
자료: 산업통상자원부 제출자료

88) 핀란드 Olkiluoto 신규 원자력발전소 건설 프로젝트에 입찰 경쟁사는 아레바(EPR), GE-히타치(ESBWR), 한수원(APR1400), 미쓰비시(APWR), 도시바(ABWR)임. (World Nuclear News 2013.2.1)

89) 원전의 중대사고란 원자력발전소 설계 시 고려되는 설계기준 사고를 벗어나 원자로 노심이 용융되는 사고로, 미국 쓰리마일 원전사고와 러시아 체르노빌 원전 사고, 일본 후쿠시마 원전 사고가 중대사고로 분류됨.

핀란드 수출형 원자로가 동일한 APR1400임에도 안전설비가 더 보강된 것은 핀란드의 특정한 규제요건에 부합함과 동시에 유럽의 경우 신규로 개발되는 원자로 는 EUR(European Utilities Requirement)기준을 충족해야 하기 때문이다. EUR 기준은 원자로 설계기준과 관련해서 유럽 대부분 국가의 규제기관과 사업자 요건을 만족시키는 기준으로 알려져 있다. 현재까지는 Westinghouse의 AP1000과 BWR 90, Gidropress의 AES-92, Areva의 EPR과 Kerena, GE의 ABWR 등이 EUR 인증을 받은 상태이다.⁹⁰⁾ 또한 유럽에서는 신규로 설치되는 원자로에 대해 원자로가 녹는 사고가 발생할 때 더 강화된 안전장치를 갖추 수 있도록 규제하려고 하고 있다. 이와 관련해서 EPR과 VVER-1200은 다음 그림과 같이 원자로와 연결된 지하에 core-catcher를 설치하고 있으며, AP1000과 APWR은 강화된 냉각시스템을 갖추고 있다.

[그림 6] EPR 원자로의 안전장치 Core-catcher 설계도



주: 원자로 아래쪽의 굵은 노란선이 코어 캐치임.

자료: AREVA, EPR, 2013.

90) WNA, *Advanced Nuclear Power Reactors*, World Nuclear Association, 2013. <<http://www.world-nuclear.org>>

신형 원자로의 주요 안전장치 개념을 우리나라의 APR1400과 유럽의 EPR 원자로를 비교하여 살펴보면, [그림 6]과 같이 우선 EPR은 안전장치와 관련해서 4개의 부가적인 건물을 별도로 건설하며, 그 중 2개의 건물은 항공기 사고로부터 원자로를 보호한다. 디젤발전기가 정전 시 1차로 72시간 동안 전기를 공급하며, 2차 백업용 발전기가 24시간 동안, 3차 발전기는 12시간 동안 추가로 전력을 공급하도록 되어 있다. 또한 원자로가 녹아내릴 경우에 대비해 방사성물질과 녹아내린 물질들을 포획할 수 있는 core-catcher를 원자로 지하에 설치하였다.

즉, 핀란드 수출형 모델은 이미 유럽기준에 맞추어 안전설비가 강화된 설계조건으로 변경하고 있음에도 국내에는 2023년까지 계획된 모든 원자로는 APR1400으로 예정되어 있다. 만약 핀란드에 원전을 수출하기 위하여 안전설비를 보강한 원전을 설계할 수 있다면, 우리나라도 계획 중인 원전을 가능한 최신설비를 갖춘 원자로로 도입하는 것도 가능하다.

정부는 2022년까지 건설될 예정인 향후 6개의 원전을 APR 원자로로 건설한 이후에 APR+를 도입할 계획을 세우고 있다. 정부는 APR 원자로도 충분히 안전성이 보장된 설비임을 강조한다. 하지만, 안전성이 강화될 수 있다면 원자력 발전소의 건설시점을 다소 늦추더라도 규제수준을 높이고 신규 설비를 도입하는 것도 하나의 방안이 될 수 있다. 다만, 새로운 원자로형을 건설하는 것은 건설경험 및 운전경험에 영향을 주어 안정성 우려가 제기될 수 있으므로 이에 대한 면밀한 검토가 필요하다고 할 수 있다.

안전설비의 차이는 규제체계와 연구개발 투자에서 비롯된다.⁹¹⁾ 그리고 규제의 수준을 정하는 것은 사회적인 합의에 있다. 안전규제를 어느 선에서 수용할 것인가는 설계비용, 기술개발비용, 제작비용 등 여러 가지 비용과 제반여건을 고려해야한다.

91) 4세대 원자로의 현재 연구개발 단계에 있으며, 2030년 이후 도입될 것으로 전망됨. 이와 관련해서 2001년에 미국이 중심이 된 4세대 원자로 국제포럼(GIF: Generation IV International Forum)이 결성되었으며, 2030년 도입을 목표로 다음 표와 같이 4세대 원자로에 사용될 6가지의 원자로 기술유형을 선정함. 현재 GIF에는 미국, 프랑스, 일본, 한국 등 주요 원자력 발전 국가들을 포함해 총 13개국이 참여하고 있음. 기술개발과 관련해서 2015년까지 총 60억 달러가 소요될 것으로 전망되며, 비용의 80%는 미국, 프랑스, 일본이 담당함. 현재 운영 중인 원자로가 330℃까지 견디도록 설계되어 있는 반면에, GIF가 선정한 4세대 원자로의 510~1000℃까지 견딜 수 있도록 설계되었으며, 6가지 기본기술 중 1가지를 제외하면 경수로 유형이 아니기 때문에 낮은 압력으로 운영이 가능해 안전성이 증가할 것으로 기대되고 있음.

현재의 기술로 원자력의 안전성을 인정할 수도 있지만, 충분히 안전하다는 사회적 합의를 얻지 못할 경우 추가적인 비용을 들여 안전성을 강화할 수도 있는 것이다. 주된 안전설비는 갖추어진 것으로 볼 수 있으므로 추가적인 비용이 필요한 설비는 안전규제에서 배제시킬 수도 있다. 하지만 혹시 발생할 수 있는 추가적인 위험에 대비하기 위하여 추가적인 비용을 들여서라도 추가설비를 장착하는 방향으로 유도하는 역할이 규제이다. 따라서 안전규제비용은 원자력 발전의 안전성 비용을 얼마나 지불할 수 있는냐에 대한 사회적 선택의 문제와 관련한다.⁹²⁾

3. 입지갈등 비용

입지갈등비용은 원자력 발전과 관련된 시설의 입지 선정과정에서 발생하는 비용이다. 입지 선정과정에서 의견 충돌로 인하여 발생하는 사회적 소요의 비용, 입지를 선정하는데 합의가 이루어지지 않아 사업이 지연되어 발생하는 비용, 합의를 이루기 위한 행정 지원비용 등이 포함된다. 입지가 결정된 이후에는 주변지역에 대한 지원은 주변지역지원사업을 통하여 재정으로 지원되거나, 발전사업자의 특별 지원금 등으로 발전소의 운영유지비에 포함되므로 입지갈등비용은 입지를 선정하는 과정에서 발생하는 각종 비용을 의미한다. 입지를 선정하는 과정에서 발생하는 갈등비용은 직접 비용에 포함되지 않으므로 외부 비용에 속한다.

가. 고준위 방사성폐기물 처분장의 입지 갈등

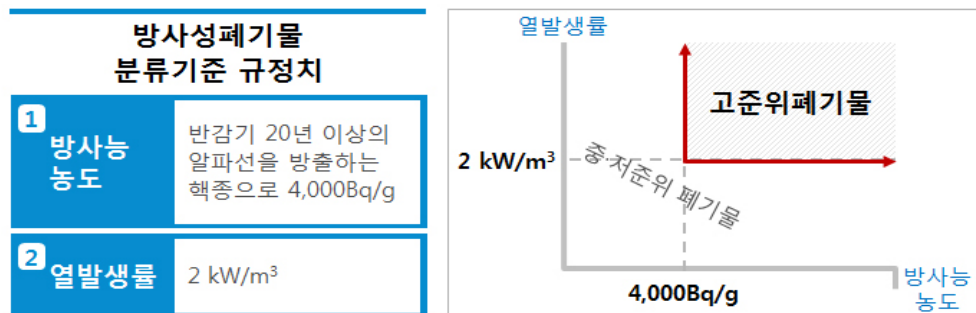
원자력 관련 시설의 입지 선정은 사회적 합의가 어려운 대표적인 시설이다. 특히 문제가 되는 것은 사용후핵연료를 포함한 고준위방사성폐기물의 처분방향과 입지를 아직 결정하지 못하고 있다는 점이다. 2013년에 확정된 사후처리단가의 개정으로 폐로해체비용과 중저준위 방사성폐기물 관리비용은 앞서 확인한 바와 같이 주요 원

92) 한국수력원자력은 우리나라는 IAEA의 통합규제검토서비스(IRRS) 수검을 통해 높은 수준이라는 것을 확인 받았다고 주장함. 후쿠시마 사고 이후 2011년 7월 IAEA IRRS 수검결과 '한국 정부는 원자력 안전을 위한 체계적이고 명확한 국가정책과 전략을 보유하고 있으며 후쿠시마 원전사고 이후 한국의 대응조치는 신속하고 효과적이며 대중과 이해관계자가 함께한 높은 수준의 조치였다고 평가함'이라고 함.

전 운영국가와 유사한 수준에서 운영되고 있다. 하지만 사용후핵연료 처분방식과 입지의 결정과정에서 사회적 갈등비용이 발생할 가능성이 높다. 고준위 방사성폐기물 처분장(이하 “방폐장”)의 입지선정은 2013년 출범한 “사용후핵연료 공론화위원회”의 활동에 따라 선정될 예정이다. 향후 고준위 방사성폐기물 처분장의 중간처분장과 최종처분장에 대한 입지선정 과정에서 상당한 입지갈등이 있을 것으로 예상할 수 있다. 이에 방사선량이 상대적으로 낮은 중저준위방사성폐기물처리장의 입지선정과정을 통해 갈등비용을 예상할 수 있다.

경주에 위치한 중저준위 방사성폐기물처리장은 방사능 농도 및 열발생률이 규정치 이하인 방사성폐기물이다. 반면, 고준위 방사성폐기물은 방사능 농도 및 열발생률이 규정치 이상인 방사성폐기물로서, 원자력발전소에서 사용된 사용후핵연료가 대부분이다.

[그림 7] 방사성폐기물의 구분



자료: 한국원자력환경공단 제출자료

사용후핵연료는 원자력 발전소내 임시저장되고 있으나⁹³⁾ 2016년부터 처분용량이 포화되기 시작한다. [표 49]에 제시되는 바와 같이 고리원전이 가장 빠른 2016년부터 포화가 시작될 것으로 예상된다. 월성(중수로)원전이 2018년, 한빛원전이 2019년, 한울원전이 2021년에 각각 포화될 예정이다. 단기적으로 저장조 용량 증대 혹은 조밀저장 등으로 사용후핵연료를 소내저장하는 것은 가능하다.⁹⁴⁾ 그러나 궁극

93) 소내저장된 사용후핵연료의 방사능 유출가능성에 대하여 한수원은 원자력발전소내 사용후핵연료 저장시설은 “원자로 시설 등의 기술기준에 관한 규칙”에 의거하여 열수력, 구조, 내진, 핵임계, 방사선 분야의 기술기준에 적합하게 설치 운영되고 있으므로 방사능 유출가능성이 없다고 밝힘.

94) 지금까지 발생된 사용후핵연료 누적분은 2013년 6월말 기준 384,633 다발임. 대부분 원자력 발

적인 해결방안으로 사용후핵연료의 최종처분은 심층저장이나 순환핵연료주기시스템 완성⁹⁵⁾이 필요하다.

[표 49] 사용후핵연료 저장현황 및 포화예상년도

	노 형	저장용량 (다발)	현 저장량 (다발)	포화예상년도
고 리	경수로	6,494	5,038	2016년
한 빛	경수로	7,912	5,076	2019년
한 울	경수로	5,550	4,247	2021년
월 성	경수로	523	0	2022년
	중수로	499,632	370,264	2018년
계		520,111	384,625	

자료: 한국수력원자력 제출자료

우리나라의 방사성폐기물에 대한 처분은 1984년 ‘방사성폐기물 관리대책 특별전문위원회’부터 시작하였다. 그 해 10월 13일에 개최된 제211차 원자력위원회에서 방사성폐기물 관리 3대원칙⁹⁶⁾을 의결하고, 1988년 7월 27일 개최된 제220차 원자

전소 내에 임시저장중이며 이는 총 저장용량 520,111다발의 74% 수준. 고리 원전이 2016년 포화상태에 이르는 것을 시작으로 월성 원전이 2018년에, 영광원전이 2019년, 한울 원전 등 각각 한계치에 다다를 것으로 예상됨.

사용후핵연료발생량 증가에 따라 관리시설의 운영기간과 사업비가 변경됨.

- 1) 사용후핵연료발생량 : 1차 전력수급계획 28기, 34,000톤 → 5차 전력수급계획 34기, 47,117톤
- 2) 총사업비 : 22조 6,248억원 → 53조 2,810억원
- 3) 운영기간 : 사용후핵연료 중간저장시설은 2024년부터 2124년까지 100년 동안 운영하며 최종 처분시설은 2050년부터 2124년까지 74년동안 운영후 영구 폐쇄하는 것으로 계획함.

95) 순환핵연료주기시스템을 완성하기 위해서는 파이로프로세싱 기술이 필요하며 이는 한미 원자력 협정의 협상결과에 따라 달라짐. 2013년 4월 워싱턴에서 열린 한·미 원자력 협정에서 우리나라는 원전용 핵연료를 안정적으로 공급하고 사용후핵연료 최종 처리방안을 마련하여 원전의 순환핵연료주기시스템을 완성하기 위하여 고속로 기반의 미래 원자력 시스템 개발을 위한 파이로프로세싱(Pyro-processing) 재처리 기술 확보가 필요하다는 입장을 밝힘. 반면 미국은 핵비확산 관점에서 신규농축재처리 국가의 등장을 강력히 반대하는 상황임. 우리나라는 1991년 비핵화선언을 통해 핵재처리시설은 물론 농축시설을 보유하지 않겠다고 핵처리 관련한 입장을 밝힌 바 있음. 그러나 파이로프로세싱이 비군사적 저농축기술이라는 점을 설득하여 순환핵연료주기시스템을 도입하게 될 경우 사용후핵연료 처리비용은 현재의 처리비용과 달라질 수 있음. 중간저장 없이 최종처분장을 건설하는 경우에도 총투자비 규모는 달라질 수 있음.

96) 방사성폐기물관리에 관한 기본원칙 1) 중저준위방사성폐기물은 육지처분을 원칙으로 함. 2) 중저준위 방사성폐기물의 영구처분장을 원전부지 외부에 집중적으로 건설함. 3)방사성폐기물 관

력위원회에서는 영구처분장을 1995년까지 건설하기로 의결하였고 방사성폐기물처리장 부지선정사업을 시작하였다. 하지만 후보지로 선정된 지역마다 주민들은 방사성폐기물처리장의 기술적 안전성 및 정부의 정책 신뢰성을 문제 삼아 결사적으로 반대하였고, 결국 20년 동안 수많은 정책실패를 경험하고 2005년에야 경주에 입지선정을 마무리할 수 있었다.⁹⁷⁾ 입지선정에 대한 사회적 갈등 과정에서 방사성폐기물처리장은 최종처분장 건설을 목표로 시작되었으나, 2004년 12월 제253차 원자력위원회는 중저준위 방사성폐기물처리장을 우선 건설하고 사용후핵연료의 처분은 중·저준위특별법 제18조⁹⁸⁾에 의거하여 충분한 논의를 거쳐 국민적 공감대 하에서 추진하기로 의결하였다.⁹⁹⁾

[표 50]에서는 중저준위 방사성폐기물처리장의 입지선정과 관련한 주요 사건을 정리하였다. 1기는 1986년 「원자력법」개정을 통해 방폐물 처리에 대한 법적 기반을 마련하고 원자력 연구소를 중심으로 비공개 조사를 통해 후보지를 선정하는 과정을 거쳤다. 가장 먼저 후보지로 선정된 곳은 충남 안면도 였으나 주민반대로 철회되었고, 2차 후보지는 강원 고성·양양, 경북 울진·영일, 전남 장흥, 충남 안면 등 6곳이었으나 주민반대로 실패하였다.

2기는 「방사성폐기물 관리사업의 촉진 및 그 시설 주변지역지원에 관한 법률」을 제정하여 입지주변지역에 대한 지원근거를 마련하여 경제적 보상을 법제화했다. 경남 양산, 경북 울진에서 신청하였으나 주민반대시위로 무산되었고, 이후 지역주민의 높은 찬성률을 이유로 경기도 굴업도를 후보지로 발표하였으나 주민반대 및 환경단층 발견으로 백지화 되었다.

리에 소요되는 경비는 폐기물을 발생하는 자가 부담함.

97) 1985년 4월 구 소련 체르노빌 원자력발전소 사고 이후 국내에 핵에 대한 두려움이 높은 상황은 방사성폐기물처리장의 입지선정을 보다 어렵게 만들. 사용후핵연료 처리장도 후쿠시마 사고 이후 높아진 사회적 불안감을 고려하면 입지 선정과정이 쉽지 않을 것으로 예상할 수 있음. 하창용, “원자력시설리뷰 : 우리나라방폐장의 현황,” 「한국방재학회지」 제11권 제2호 통권 41호, 2011, 37~47쪽.

98) 「중·저준위 방사성폐기물 처분시설의 유치지역지원에 관한 특별법」 제18조(사용후핵연료 관련 시설의 건설 제한) 「원자력안전법」 제2조제5호에 따른 사용후핵연료의 관련 시설은 유치지역에 건설하여서는 아니 된다.

99) 경주 방사성폐기물처리장의 입지선정이 가능했던 요인 중 하나로 추후 건설될 ‘사용후핵연료’처리 시설에 월성원전에 있는 고준위폐기물을 옮겨갈 것이라는 기대를 이유로 보는 견해도 있음. 실제로 경주 월성원자력발전소는 사용후핵연료의 소내저장을 통해 고준위폐기물을 보관하고 있음.

[표 50] 중저준위 방사성폐기물 처분장 관련 주요 사건 연표

		사건
1 기	1986	원자력법 개정을 통한 방폐물 처리에 대한 법적 기반 마련 - 발생자 부담원칙 확립, 기금 설립
	1986~1989	원자력연구소 중심으로 전국을 대상으로 문헌 및 현지조사를 실시하여 경북 울진, 영덕, 영일을 후보지로 선정. 주민반대로 지질조사 중지
	1990~1991	원자력연구소의 비공개 조사를 통하여 충남 안면도를 선정하고 제2원자력연구소와 함께 설치를 계획. 주민반대로 철회
	1991	강원 고성·양양, 경북 울진·영일, 전남 장흥, 충남 안면 등 6곳을 방사성폐기물처리장 후보지로 발표하였으나 주민반대로 실패
2 기	1994	1994년 6월 「방사성폐기물 관리사업의 촉진 및 그 시설 주변지역지원에 관한 법률」 제정을 입지주변지역 지원근거 마련 경남 양산, 경북 울진 유치신청. 주민반대시위로 무산
	1994~1995	경기도 용인군의 굴업도 방사성폐기물처리장 후보지 발표. 환경운동단체 및 지역주민들의 반대, 활성단층 발견으로 백지화
	1997.1	방폐장 부지선정 주무부처를 과학기술부에서 산업자원부로 이관. 사업시행주체도 한국원자력연구소에서 한국전력으로 이관
	1998.9	원자력위원회, 방사성폐기물처리장 입지선정을 정부주도방식에서 유치공모방식으로 변경
	2000~2001	지자체 유치공모 시작. 영광 등 7개 지역에서 유치공모가 있었으나 지자체장들의 반대로 실패
	2003.2	경북 영덕·울진, 전남 영광, 전북 고창 등을 후보지로 발표하였으나 단체장의 반대로 백지화
	2003.4	국무회의를 통해 3,000억원 지원 및 한수원 본사 이전, 양성자가속기 사업 연계추진 등 보상정책 발표
	2003~2004	부안군수 유치신청. 주민반대(부안사태)로 백지화
3 기	2003.12	정부 ‘부지선정과정에 주민투표 도입’ 방침 발표
	2004.12	원자력위원회, 중저준위폐기물과 고준위폐기물의 분리 방침
	2005.3	「중저준위방사성폐기물 처분시설의 유치지역 지원에 관한 특별법」 제정
	2005	경주, 군산, 영덕, 포항이 의회동의를 통해 신청 후 지역주민투표 실시. 찬성율이 가장 높은 경주시를 최종 부지로 선정함.

자료: 정지범, “입지정책분야에서의 갈등과 조정,” 『행정논총』 제48권 제4호, 2010.

이에 원자력위원회는 방사성폐기물처분장의 입지선정을 유치공모방식으로 변경하고 지자체 유치공모를 시작하였다. 영광 등 7개 지역에서 유치공모가 있었으나 지자체장의 반대로 실패하였다. 경북 영덕·울진, 전남 영광, 전북 고창 등을 후보지

로 발표하였으나 역시 지자체장의 반대로 백지화 되면서 국무회의를 통해 지자체에 대한 특별지원금 3,000억원과 한수원의 본사 이전, 양성자가속기 사업 연계 추진 등 보상정책을 발표하였다.¹⁰⁰⁾ 이에 부안군수가 유치를 신청하였으나 인근 주민의 거센 반대로 백지화 되었다. 2003년 정부는 주민투표 도입방침을 발표하고 중저준위폐기물과 고준위폐기물의 분리방침을 명시하였다. 또한 「중저준위방사성폐기물 처분시설의 유치지역 지원에 관한 특별법」을 제정하였다. 2005년 공모를 통해 경주, 군산, 영덕, 포항이 지역의회동의를 통해 방사성 폐기물 처분시설의 유치를 신청하였고 지역주민투표를 실시하여 찬성율이 가장 높은 경주시를 최종 부지로 선정하게 되었다.

이와 같이 방사성폐기물처리장의 입지가 최종처분장과 중저준위처분장으로 구분되고, 완공시점이 20여 년간 늦어지는 과정에서 지역주민과 정부, 지역 주민간에 발생한 갈등을 비용으로 환산하는 것은 쉽지 않다. 또한 갈등비용을 산정한다 하여도 갈등비용을 지불하는 것으로 입지가 선정되는 것이 아니기 때문에 이는 경제성의 문제가 아니라 정치적 의사결정과정의 문제이다.

하지만 중저준위폐기물처분장의 입지갈등비용에 대한 대리변수로 우리나라와 주요 국가의 중저준위방사성폐기물 처분단가의 차이를 이용할 수 있다. 우리나라의 중저준위폐기물처분단가는 1㎡당 6,552만원으로 미국과 프랑스, 영국, 스웨덴의 중저준위폐기물 평균 처분단가인 1,531만원/㎡보다 5,021만원/㎡이 많다. 이를 누적된 중저준위폐기물 발생량에 곱하면 지금까지의 총 추가비용이 9,395억원이 되는 것을 알 수 있다. 물론 폐기물처분단가는 입지 및 지형조건의 영향에 따라서도 많이 달라질 수 있다. 하지만, 수용성이 낮기 때문에 중저준위폐기물 처분의 안전성을 위하여 건설비를 높인 경향이 있다는 점에서 처분단가의 차이가 입지갈등비용을 대변한다고 볼 수 있다.

100) 「중저준위방사성폐기물 처분시설의 유치지역 지원에 관한 특별법」동법 제5조에 의거 경주시의 지원요청에 따라 관계부처 협의결과를 바탕으로 지원계획을 수립, 유치지역위원회 심의 확정함. 제8조 및 동법 시행령 제21조에 따라 원자력 발전사업자가 유치지역을 위한 특별지원금 3000억원을 지원함. 제15조에 의거 관리사업자는 방사성폐기물을 처분시설에 반입하는 자에 대하여 인도받은 폐기물양에 연동하여 수수료를 징수하여 유치지역 지자체와 배분함 (지자체 75%, 원자력환경공단 25%) 제17조에 의거 원자력발전사업자는 유치지역이 정해진 후 1년 이내에 본사이전에 관한 계획을 확정함.

[표 51] 중저준위폐기물처분장의 입지갈등비용

항목	비용
중저준위폐기물처분단가(백만원/㎥)	65.52
주요 국가의 방사성폐기물처분단가(백만원/㎥)	15.31
처분단가의 차이(백만원/㎥)	50.21
누적 중저준위폐기물 발생량(㎥)	18,712
총 추가비용(백만원)	939,459

주: 주요 국가의 방사성폐기물처분단가는 미국, 프랑스, 영국, 스웨덴의 중저준위폐기물 처분단가의 평균임.

자료: 국회예산정책처에서 작성함.

세계적 사례에서도 고준위 방사성폐기물처리장 입지문제는 입지갈등 사례 중에서도 가장 어려운 문제이다. 정부는 경주 방사성폐기물처리장을 선정하는 과정에서 학습한 사회적 합의과정인 적정한 보상, 개방적 절차를 통한 주민참여, 위험소통 정책 등을 반영하여 고준위방사성폐기물처분 정책을 수행해야 할 것이다.

나. 송전선로의 입지갈등비용

송전선로 건설비용은 비단 원자력 발전만의 문제는 아니다. 하지만, 원자력 발전은 냉각수를 필요로 하는 입지제한으로 인해 내륙의 대규모 전력 수요지까지 장거리 송전을 필요로 하고 기존 원전 부지에는 신규 원전을 건설할 부지가 부족하거나 집적도가 높아져서 새로운 원전을 건설하기 위해서는 송전선로의 건설이 불가피하다. 신규 원전이 대형화되고 있다는 사실도 고압 송전선로가 불가피해지며 이에 따른 입지 갈등비용이 발생한다. 따라서 신규부지에 입지하는 원자력 발전소에 대한 송전선로 건설로 인한 직간접 비용을 고려할 필요가 있다. 미국 에너지정보청도 발전 비용을 평가하면서 발전원별 송전비용을 포함하였다.¹⁰¹⁾ 우리나라는 송전선로의 건설을 한국전력(주)이 담당하고 있기 때문에 발전비용에 포함하지 않고 있다. 하지만 발전소의 건설은 송전선로의 건설과 불가분의 관계에 있다는 점에서 송전선로의 건설과 그로 인한 입지갈등비용에 대한 고려가 필요하다.¹⁰²⁾

101) 미국의 경우 대용량 기저 발전원 보다는 신재생에너지의 송배전 비용이 높은 것으로 나타남.

특히 추가적인 신규 원전이 건설될 신규 원전 부지인 삼척과 영덕은 기존 송전선로의 용량 포화로 새로운 송전선로의 건설이 불가피하다. 기존 부지에 건설하는 원전과는 차이가 있다. 현재 건설 중에 있으며 계획 하에 있는 원전 11기는 모두 기존 부지에 건설되므로 송전선로 비용은 기존 선로에 연계하는 접속비용이기 때문이다. 따라서 계통연계가 신규 원전 건설의 제약요건이 될 가능성이 크다.¹⁰³⁾

[표 52] 기존 765kV 송전선로 건설단가

사업구간	건설시점	건설기간	선로 길이 (km)	총 공사비 (억원)	선로당 건설단가 (억원/km)	선로당 건설기간 (개월/km)
울진-신태백	1996.8~2006.12	10년5개월	47	2,562	54.5	2.7
신태백-신가평	1993.1~2000.7	8년7개월	155	7,435	48.0	0.7
신가평-신안성	1995.4~2010.3	16년2개월	80	3,382	42.3	2.4
신안성-신서산	1993.1~2000.12	8년	137	5,902	43.1	0.7
신서산-당진	1993.1~1999.9	6년9개월	39	2,201	56.4	2.1
신고리-북경남	2001.5~현재	12년9개월	90	5,200	57.8	1.7
계		50년	458	21,482	46.9	1.3

자료: 한국전력공사 제출자료

즉, 제6차 전력수급기본계획에서 확정된 설비도 모두 감당할 수 없기 때문에 삼척에 소재한 동부하슬라 1~2호기는 계통연계의 불확실성으로 승인이 유보되었다. 이러한 송전선로 상황은 신규 원전 부지가 확정될 경우 송전망이 필수적임을 의미한다. 따라서 신규 원전의 비용분석에는 송전선로 건설비용이 포함되어야 한다. [표 52]에서는 송전선로 건설비용 단가를 확인하였다. 현재 계획 중인 송전선로에 대해서 한국전력공사가 산정하고 있는 사업비는 765kV 고압 송전선로의 경우 1km당 57억원, 345kV는 1km당 22억원이다. [표 52]는 기존 송전선로의 건설단가로 구간

102) 원자력 발전비용에 송전선로 관련 비용을 반영할 경우 타 발전원에 대해서도 동일하게 송전선로 관련 비용을 반영하는 것이 필요함.

103) 신규 부지 중 삼척의 경우 제6차 전력수급기본계획에서 확정된 1,000MW급 석탄화력발전소도 계통연계의 불확실성으로 설비계획이 유보된 선례가 있음. 현재 강원권에는 수도권과 연계되는 765kV 송전선로가 설치되어 6,900MW의 발전설비가 운영중에 있으며, 230km 연장의 신규 765kV 송전선로가 계획되어 있음. 그런데 현재 계획된 765kV 송전선로는 제6차 전력수급기본계획에서 강원권에 확정된 발전소의 전력도 충분히 송전하지 못함.

별로 1km당 42.3억원~56.4억원의 범위에서 결정되어 평균 46.9억원이 소요되었다. 2013년 3월 기준 765kV 송전선로의 표준단가가 57억원이므로 기존 송전선로의 건설단가와 비교하면 20% 이상 증가한 비용이다.

그런데 송전선로의 건설에 있어서 건설에 소요되는 직접 비용만이 문제가 아니다. 건설공사비 보다 주변지역에 대한 사회적 갈등이 보다 중요한 제약요건이 되기 때문이다. 밀양 송전선로 건설현장에서 발생하는 바와 같이 송전선로의 건설과정에서 지역 주민과의 갈등비용이 시간이 지날수록 높아질 가능성이 있다. 2001년 시작된 신고리-북경남 구간의 765kV는 신고리3호기와 4호기를 연결하기 위하여 계획되었다. 송전탑공사 건설을 둘러싼 지역갈등은 2005년부터 9년째에 접어들고 있다. 2013년 10월 2일 재개된지 100일이 넘었으나 주민의 거센 반대로 송전탑 공사가 중단됐다가 재개되는 사태가 11차례나 반복되었다. 경과지 주변 지역주민과의 갈등 때문이다. 정부는 지역 주민과의 소통을 위하여 국민권익위원회 주관으로 갈등조정위원회를 운영하고, 경실련 주관으로 제도개선추진위원회 및 보상협의회를 운영하였으며 국회 공청회 및 토론회가 열렸고 국회 산업통상자원위원회가 주관하여 신고리-북경남 구간의 송전선로 대안에 대한 전문가협의체를 운영하기도 하였으나 모두 합의 도출에 실패하기도 하였다. 국회는 송전선로 주변지역에 대한 보상근거를 마련하기 위하여 2013년 12월 31일 「송변전설비 건설관련 주변지역 지원 및 보상에 관한 법률」을 통과시켰고, 공사는 재개되었다. 하지만 2014년 1월 현재 지역갈등이 모두 해소되었다고 보기 곤란하다.¹⁰⁴⁾

새롭게 제정된 「송변전설비 주변지역의 보상 및 지원에 관한 법률」은 송·변전설비 주변지역에 대한 보상 및 지원에 대한 명확한 근거를 마련하여 지역 주민의 재산권을 보호하고 전력 수급의 안정을 도모하기 위한 목적으로 신설되었다.¹⁰⁵⁾ 주

104) 한국전력에 따르면 1월 6일 밀양 송전탑 갈등 해소 특별지원협의회에서 합의한 송전선로 건설 특별지원에 따라 개별 보상금 신청을 마감한 결과 전체 지급 대상 2천220세대 중 1천7천83세대(80.1%)가 계좌이체 약정서를 제출함. 송전선로 경과지 30개 마을 중 합의가 되지 않은 곳은 7개 마을임. 한편 반대대책위는 한국전력에 ▲송전탑 공사 중단 ▲유한숙 씨 음독 사망에 대한 사죄와 향후 손해에 대한 한국전력의 책임 면제 등 개별 독소 조항 철폐 ▲부분 지중화 ▲송전선로 경과지 변경 ▲집단 이주 등을 요구하고 있음.

105) 「송변전설비 주변지역의 보상 및 지원에 관한 법률」은 송변전선 주변지역에 대하여 한국전력 내규에 의거하여 보상해주던 것을 법률로 보장하며, 보상 및 지원의 대상이 되는 송·변전설비 주변지역, 재산적 보상지역 및 주택매수 청구지역의 범위를 각 전압별로 선로의 최외선을 기준으로 하여 765kV 송전선로는 최외측 전선을 기준으로 재산적 보상지역은 33m를 기준으로 함. 주택매수 청구지역은 송전선로 최외측 전선으로부터 180m 이내로 함. 지역지원사업의 범

요 내용은 과거 한국전력 내규에 의하여 765kV 송전선로 좌우 3m 범위와 철탑부지의 땅만 보상하던데 비하여 송전선로 좌우 33m까지 범위를 확대하고, 송전선로 경과지 180m 이내의 주택에 대한 매수청구권을 인정하였다. 동 법을 적용할 경우 제6차 전력수급기본계획에서 확정된 송전선로의 건설에 추가로 반영되어야 하는 비용은 1조 3,176억원이다. 기존의 보상액¹⁰⁶⁾ 5,313억원과 합하면 총 보상액은 1조 8,849억원이다.

[표 53] 송전선로 주변지역에 대한 보상액

		추가보상액		기존보상액 (억원)	총 보상액 (억원)	단가 (억원/km)
		선로길이 (km)	금액 (억원)			
선로주변 보상	765kV	317	967	886	1,853	5.8
	345kV	809	2,557	4,427	6,984	8.6
	소계	1,126	3,524	5,313	8,837	7.8
주택보상	765kV	상동	348		348	1.1
	345kV		1,871		1,871	2.3
	소계		2,219	—	2,219	2.0
지역지원	765kV	상동	1,994		1,994	6.3
	345kV		5,439		5,439	6.7
	소계		7,433	—	7,433	6.6
계			13,176	5,313	18,489	
765kV		317	3,309	886	4,195	13.2
345kV		809	9,867	4,427	14,294	17.7

주: 1. 송전선로는 소유권이 없으며 토지가격의 30% 내외로 보상하며 구분지상권을 설정함.
 2. 주택매수는 감정가로 매수하며 신청에 한함. 보상액은 대상의 40%로 추계한 추정치임.
 3. 지역지원은 전기요금지원, 마을소득증대지원, 생활환경개선으로 2020년까지의 사업비임.
 자료: 한국전력 제출자료

위는 1,000m·를 기준으로 함. 345kV 송전선로는 주변지역 700m, 재산적 보상지역 13m, 주택매수 청구지역 60m 이내의 지역으로 확대함.(제2조) 또한 송·변전설비의 설치로 자신의 토지나 주택이 재산적 보상지역에 속한 경우에 사업자에게 재산적 보상을 청구할 수 있도록 함.(제4조)

106) 「전기사업법」 90조의 2.

765kV의 보상액은 4,195억원이며 345kV의 보상액은 1조 4,294억원으로 보상액은 345kV 송전선로에서 더 컸다. 따라서 보상액과 표준건설단가를 합하면 765kV는 1km 건설에 70억원이 소요되며 345kV는 약 40억원이 소요될 것으로 예상된다.¹⁰⁷⁾ 만약 신규 원전부지까지 230km 구간의 765kV 송전선로를 건설하게 되면 총 구간의 건설비와 보상비는 약 1조 6,146억원이 된다. 신규 원전 4기당 1개의 765kV가 필요하므로 원전 1기당 약 4,037억원의 송전선로 비용이 추가될 수 있다. 더군다나 신규 부지에 원전이 건설된다면 준공시기는 2027년 이후가 될 것으로 예상되며 송전선로 건설에 대한 직접 비용과 외부 비용의 상승을 고려할 때 현재의 건설단가보다 높은 수준의 비용을 부담할 가능성이 높다. 또한 지형 조건이 나쁠수록 선로 당 건설기간과 건설비가 높아지는 경향이 있는데 신규 원전부지인 삼척으로 연결되는 송전선로는 백두대간을 가로질러야 한다.

[표 54] 765kV 송전선로 건설비 및 보상비 추정액

(단위: km, 억원/km)

	표준건설단가	보상단가	총단가
765kV	57 (81.2%)	13.2 (18.8%)	70.2
345kV	22 (55.4%)	17.7 (44.6%)	39.7

자료: 한국전력 제출자료를 이용하여 국회예산정책처에서 정리함.

기존 선로 중 울진-신태백 구간의 765kV 선로 1km당 평균 건설기간은 2.7개월로 47km 구간을 건설하는데 10년 5개월이 소요된 바 있다. 765kV의 건설로 발생하는 외부 비용을 최소화하기 위한 대안으로 지역주민들은 고압송전선로를 지중선로로 건설하는 대안을 요청하고 있다. 그런데 765kV(2회선)의 지중화 기술이 세계적으로 개발되지 않아 345kV(14회선) 선로를 지중화할 경우 소요비용은 12조 8,760억원으로 추정된다.¹⁰⁸⁾ 변전소 및 설계 감리비 등의 비용은 별도이다. 이와 같이 고압 송전선로의 일부 혹은 전구간을 지중화하는 것은 송전선로 입지갈등을 내부화할 수 있는 방법 중 하나로 간주할 수 있다.

107) 구체적인 보상액은 주택매수와 지역지원액에 따라 달라질 수 있음.

108) 5차전력수급기본계획에서确定的한 신경기-신울진 구간의 지중화 공사비는 케이블 공사비 9조 906억원과 터널공사비 3조 4,854억원을 합하여 12조 8,760억원에 달함.

4. 정책비용

정책비용은 원자력 발전을 유지하기 위해 정부가 재정사업으로 지원하는 각종 사업비를 의미한다. 개별 사업으로는 원자력 발전의 안전성 및 성능 향상을 위한 연구개발비, 원자력 발전에 대한 수용성을 높이기 위한 주변지역지원사업, 홍보사업, 원자력 관련 기관 운영비 등이 있다.

원자력 발전을 위한 재정은 일반회계와 원자력연구개발기금, 전력산업기반기금, 방사성폐기물관리기금 등을 통하여 지원되고 있다. 기금의 여유자금을 제외하고 일반회계와 3개 기금에서 지원하는 금액이 2009년 5,897억원이며 2013년에는 8,125억원으로 38%가 증가했다. 이 중 원자력연구개발기금과 방사성폐기물관리기금은 원자력발전 사업자가 100% 부담하고 각각 원자력 기술의 연구개발과 방사성폐기물의 처리에 지출되는 기금이다. 원자력 발전비용의 직접 비용 중 운전유지비에 포함되어 있기도 하다. 따라서 재정사업으로 분류되고 있긴 하나 이미 직접 비용에 반영되어 있으며 사용목적이 원자력 발전 관련 사업으로 정해진 기금이라는 점에서 원자력 발전에 대한 정책비용에는 포함하지 않았다.¹⁰⁹⁾ 정책적으로 원자력 발전을 지원하기 위한 사업비는 방사성폐기물관리기금과 원자력연구개발기금을 제외한 일반회계와 전력산업기반기금으로 지출한 원자력 관련 사업의 합으로 2009년 3,447억원이었으며 2013년에는 5,169억원으로 연평균 10.7%가 증가했다. 2013년의 사업비는 전체 원자력 관련 재정지출의 56%에 해당하였다.¹¹⁰⁾

[표 55]와 같이 일반회계는 원자력 관련 기초연구개발사업과 국가 원자력의 위상을 제고하기 위한 국제협력활동 지원사업, 원자력 관련 공공기관에 대한 출자금에 지원되고 있으며, 2013년의 지원액은 2,654억원이었다. 출자금이 지원되는 공공기관은 원자력안전기술원, 원자력통제기술원, 원자력연구원이다. 원자력안전기술원과 원자력통제기술원은 안전규제 관련 기관으로 2013년 각각 269억원과 218억원이 지원되었다. 원자력연구원은 차세대 원자로 개발을 위한 연구기관으로 2013년 출연금은 1,305억원이었다.

109) 이와 같은 특수목적 기금의 규모는 원자력 발전량에 정비례 하기 때문에 원자력 발전량이 많아질수록 기금의 규모가 커짐.

110) 정책비용으로 분류한 재정사업은 원자력 이용과 관련한 사업으로 세부사업단위에서는 직접적인 원자력 발전 뿐 아니라 방사선이나 발전외의 원자력 이용에 대한 내용이 일부 포함되어 있을 수 있음.

[표 55] 원자력 관련 재정지원 현황

(단위: 백만원, %)

		2009	2010	2011	2012	2013	2014
합계		573,175	539,842	770,860	863,153	927,745	727,972
정책 비용	일반회계	65,986	71,124	106,953	153,511	197,227	221,422
	미래부 소관 사업	44,162	46,195	59,695	76,717	105,424	123,773
	원안위 소관 사업	—	—	7,254	29,465	43,073	47,687
	한국원자력안전기술원	15,286	17,305	22,221	27,846	26,904	30,802
	한국원자력통제기술원	6,538	7,624	17,783	19,483	21,826	19,160
	전력산업기반기금	144,099	139,492	173,503	162,733	189,187	152,107
	발전소주변지역지원사업	83,099	75,492	63,558	56,388	80,350	49,046
	원자력융합원천기술개발	61,000	64,000	95,745	92,445	96,287	—
	원자력수출산업화지원	—	—	3,400	4,400	4,100	3,667
	원자력대국민홍보	—	—	9,800	8,500	7,650	6,365
	국제원자력기능인력교육원	—	—	1,000	1,000	800	700
	원자력융합핵심기술개발	—	—	—	—	—	92,329
	에너지자원사업특별회계	134,655	96,964	115,744	124,561	130,528	135,723
	한국원자력연구원	134,655	96,964	115,744	124,561	130,528	135,723
	소계 (비중)	344,740 (60)	307,580 (57)	396,200 (51)	440,805 (51)	516,942 (56)	509,252 (59)
직접 비용	방사성폐기물관리기금	45,612	56,575	195,961	243,378	200,756	151,705
	원자력연구개발기금	182,823	175,687	178,699	178,970	210,047	202,738
	소계 (비중)	228,435 (40)	232,262 (43)	374,660 (49)	422,348 (49)	410,803 (44)	354,443 (49)

주: 원자력연구개발기금과 방폐기금의 여유자금운영분, 원자력안전위원회 등의 정부기관 운영비는 포함하지 않음. 공공기관은 정부 출자금만 포함함.

자료: 산업통상자원부, (구)지식경제부, 미래창조과학부, (구)교육과학기술부, 원자력안전위원회의 예산설명자료를 이용하여 국회예산정책처에서 재구성함.

원자력 기술의 연구개발 비용은 재원별로 분야를 구분하여 미래창조과학부와 산업통상자원부가 각각 지원하고 있다. 미래창조과학부는 원자력연구개발기금을 통해 개발기간이 길고 기술개발의 위험성이 높은 대형 원천 기술지원에 초점을 두고 있으며, 산업통상자원부는 전력산업기반기금을 통해 상용화 기술을 중심으로 지원한다. 전력산업기반기금은 상용원전 중심의 산업화가 가능한 기술개발에 중점을 두고, 그 밖에 원자력 발전소 주변지역에 대한 지원사업과 원자력 홍보, 수출산업화지

원사업, 인력개발사업 등을 수행한다. 원자력수출산업화지원사업은 원전수출대상국의 원전 인력개발, 법·제도 등 인프라구축, 원전도입 타당성조사(F/S) 지원 등을 통해 한국형 원전의 수출 활동을 지원한다. 원자력대국민홍보사업은 원자력 관련 전력사업에 대한 국민의 이해증진소통활동을 통해 국내 원전산업의 원활한 추진에 기여하기 위한 사업으로 원자력문화재단에서 시행하고 있다.

2010년의 재정사업규모는 3,076억원이며 발전량은 140,876kWh로 발전량 1kWh당 정책비용은 2.18원이었다. 2012년의 경우 재정사업은 전년보다 증가한 4,408억원으로 발전량당 정책비용은 3.14원/kWh이다. 2013년도의 정책비용은 5,169억원으로 증가했으나 부품 안전성의 문제로 발전량은 예년보다 낮은 132,465GWh 였다. 따라서 2013년의 정책비용은 3.9원/kWh로 증가하였다.¹¹¹⁾

[표 56] 원자력 발전의 정책비용

	2010	2011	2012	2013
정책비용 (백만원)	307,580	396,200	440,805	516,942
발전량 (GWh)	140,876	147,167	140,557	132,465
발전량당 정책비용 (원/kWh)	2.18	2.69	3.14	3.9

주 : 발전량은 원자력 발전소의 소내 사용량을 제하고 판매량만 고려함.

자료: 국회예산정책처에서 작성함.

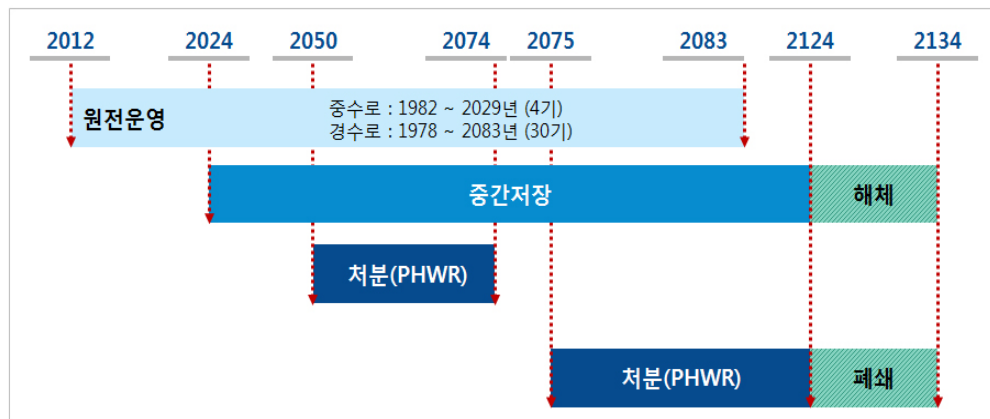
5. 미래세대비용

미래세대비용은 현재세대가 사용하는 원자력 발전으로 인하여 미래세대에 회복하지 못하는 피해를 주는 경우에 발생한다. 방사성폐기물은 처분장에 처분한 이후 운영기간이 만료되면 영구폐쇄 조치가 취해진다. 해당 지역은 영구히 격리되어 관리되는 것이다. 이는 사용후핵폐기물 처분장 부지가 비가역적인 방법으로 이용됨으로써, 향후 새로운 형태로 이용이 불가능해진다는 의미이다.

111) 정부는 원자력 뿐 아니라 모든 발전원에 재정을 지원하고 있음. 따라서 타전원과의 발전비용을 비교할 때는 모든 전원에 대한 재정비용도 함께 고려할 필요가 있음.

고준위방사성폐기물에 대해서 정부는 중간저장시설과 최종처분시설을 운영할 계획이다. 중간저장 시설규모는 소외 중앙집중식으로 약 4만톤 규모를 산정하며, 처분은 사용후핵연료 발생량을 모두 직접처분하는 것으로 가정하였다. 사용후핵연료 중간저장시설은 2024년부터 2124년까지 100년 동안 운영하며, 처분시설은 2050년부터 2124까지 74년 동안 운영한다는 계획이다. 중간저장시설은 이용후 해체될 예정이나, 최종처분시설은 폐쇄 후 영구관리가 필요하다.

[그림 8] 사용후핵연료 중간저장 및 처분시설 건설·운영 기간(2012~2034)



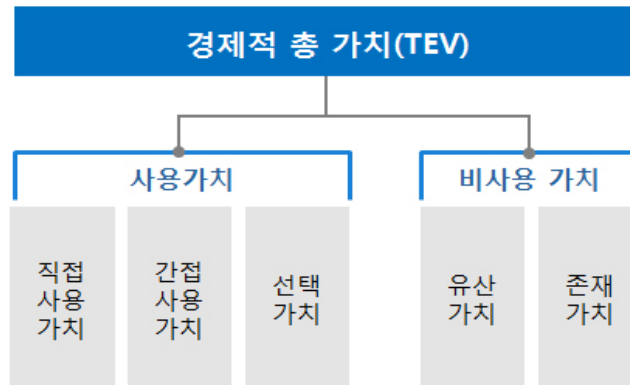
자료: 한국원자력환경공단, 「사용후핵연료관리부담금계산출을 위한 사업비산출 용역보고서」, 2012.

비가역성이란 한번 변한 상태가 시간이 지나도 원래대로 돌아올 수 없는 성질을 의미한다. 정책 결정이 현재나 10년 후에만 영향을 주는 것이 아니라 미래세대에도 영향을 주며 오랜 시간이 지나도 원래대로 돌아오지 않을 경우 보다 신중할 필요가 있으며 비용산정에 이를 반영할 필요가 있다. 사용후핵연료처분장이 그런 사례이다. 사용후핵연료에 포함된 플루토늄은 반감기가 38만년에 이르며 이보다 긴 반감기를 가진 방사성물질도 포함하고 있다.¹¹²⁾ 따라서 사용후핵연료처분장은 심층 처분을 하더라도 일상적인 공간으로 활용할 수 없다. 사용용도를 선택할 수 있는 선택가치를 상실하는 것이다. 여전히 국토의 일부이기에 존재가치는 남아있으나 사

112) 사용후핵연료에 포함된 장수명 핵종의 개략적인 반감기 수치는 다음과 같음. 발생량은 2012년 기준이며, 주요 핵종의 비중은 농축도 및 연소기간(연소도)에 따라 차이가 있음. 플루토늄의 반감기는 38만년이며 가장 반감기가 긴 물질은 NP(neptunium)으로 반감기가 210만년임. 환경방사능 분석 지표이기도 한 세슘(Cs)와 스트론튬(Sr)의 반감기는 각각 30.1년과 28.8년임.

용가치와 비사용가치 중 각각 유산가치와 선택가치를 잃어버린다는 점에서 국토의 일정부분에 대한 손실비용을 고려할 필요가 있다.¹¹³⁾

[그림 9] 환경가치의 구분



자료: 안소는 외, 「환경가치를 고려한 통합정책평가 연구I」, 한국환경정책평가연구원, 2009.

사용후 핵연료의 반감기(경수로 기준)								
	주요핵종							
	Pu	NP	Am	Cm	I	Tc	Cs	Sr
반감기(년)	3.8×105	2.1×106	7.4×103	8.5×103	1.6×107	2.1×105	30.1	28.8
비중(%)	1.1		0.1		0.1	0.5		4.1
발생량(톤)	2.8		0.3		0.3	1.4		11.4

자료: 한국수력원자력 제출자료

113) 가치를 구분하는 방법에는 여러 가지가 있으나 가장 대표적인 방법은 총 가치를 사용해 얻어지는 가치(사용가치)와 사용하지 않아도 얻어지는 가치(비사용가치)로 나누는 방법임. 사용가치는 다시 세 가지로 분류되는데, 첫 번째는 ‘직접사용가치’로 기술을 직접 사용하는 활동에서 얻어짐. 예를 들어 휴대전화처럼 직접 전화를 걸어 통화하거나 문자를 보낼 때 얻어지는 가치를 말함. 두 번째는 ‘간접사용가치’로서 유명 브랜드나 신제품을 사용해 사용자에게 주어지는 가치를 의미함. 세 번째는 ‘선택가치’로 재화를 현재가 아니라 미래에 사용하고자 하는 행동과 관련된 가치다. 미래에 과연 그 재화를 소비할 수 있는지에 대해 불확실성이 존재하기 때문에 선택가치가 발생함. 자식에게 물려주는 유산과 비슷해 ‘유산가치’라고도 함. 비사용가치는 재화를 사용하는 일 이외에 사람들의 인식에서 비롯되며 ‘존재가치’와 ‘보존가치’로 나눌 수 있음. 존재가치란 어떤 물건이나 대상이 존재한다는 사실에서 비롯되는 가치를 뜻함. 예를 들어 멸종위기에 처해 있는 동식물에 여전히 존재한다는 사실만으로 가치를 부여하거나 먼 지역의 아름다운 천연경관 지역에 가본 적도, 가볼 계획도 없는 사람이 단지 그 지역이 있다는 이유만으로 만족을 누리는 경우에 해당함. 보존가치는 사람들이 가치를 부여한 자원이 미래 세대에 전해지리라는 기대에 따른 가치를 뜻함. 전 세계 사람들이 멸종위기 동물을 보호하는 환경보전 단체의 활동에 자금과 시간을 투입해 이런 가치를 표현하고 있음. (안소는 외, 2009)

대부분의 사회간접시설의 경우 필요에 의해서 건설하고 불필요하거나 운영수명이 완료되는 경우 원상태로 복구가 가능하다. 일반 건물이나 도로의 경우는 말할 것도 없고, 대형 수력발전용댐의 경우에도 상당한 시간이 필요하지만, 댐이 허물어진 이후에는 관련 수변생태계가 복구될 수 있다. 군부대나 군사격부지의 경우에도 일정 시간이 지난 후 개발전의 형태로 복구가 가능하다. 원자력발전소의 경우에도 운영기간 만료이후 적절한 제염과정을 거쳐 원상복구가 가능한 것으로 알려져 있다. 하지만 고준위방사성폐기물처분장의 경우 방사성폐기물을 최종적으로 처분하는 장소라는 점에서 일단 운영하게 되면 해당 장소의 사후적인 원상복구는 현재의 기술력으로는 인간의 시간한계 내에서 불가능하다. 이와 같은 비가역성 비용을 반영하여 미래세대의 선택가치 및 유산가치 손실에 따른 비용으로 계산해볼 필요가 있다.

6. 소결

원자력 발전의 외부 비용은 발전원가에 직접 반영되지는 않지만, 현재 혹은 미래에 비용이 발생할 가능성이 있는 항목으로 정의하였다. 이때 비용이 발생하는 부문은 직접적 효과 뿐 아니라 간접적 효과를 모두 포함하므로 발전비용으로 내부화 할 수 있는 비용과 함께 내부화하기 어려운 비용이 발생하는 경우를 모두 포함하였다.

첫 번째 외부 비용은 사고위험비용이다. 원자력 발전소의 운전 과정이나 불가항력에 따른 중대사고 발생 가능성으로 인한 사고위험비용도 외부 비용에 속한다. 사고위험비용은 최대 피해규모를 파악하고 예방원칙에 따라 사고위험비용의 일부를 내부화하기 위해서 필요하다. 현재 내부화된 사고위험비용은 정부가 정한 바에 따라 발전사업자가 부담하는 연간 40억원 상당인 손해배상책임보험 및 보상계약이다. 1kWh당 0.03원/kWh에 해당한다. 동 비용으로는 실제 사고시 5,000억원까지의 손해만 보장하고 있다. 한편, 중대사고로 인한 피해비용에 대한 기존연구결과는 피해규모와 피해 산정방식에 따라 0.08~94.9원/kWh까지 다양하게 제시하였다. 따라서 원자력 발전의 경제성은 사고위험비용의 내부화 정도에 크게 영향을 받을 수 있는 것으로 나타났다. 한국수력원자력은 원자력 중대사고 비용을 추정하는데 있어서 우리나라의 특성으로 운영 중인 원자로형과 규제수준을 고려해야한다고 주장한다. 국

내 원전의 노형은 구소련 체르노빌의 흑연감속로, 일본 후쿠시마의 비등경수로와는 다른 가압경수로형이며, 가압경수로형은 격납건물이 있어 사고시 대규모의 방사능 누출을 방지할 수 있다는 것이다. 이는 동일한 가압경수로형인 미국 TMI 원전의 사고피해비용이 2조원으로 상대적으로 작은 비용이었던 것으로 확인할 수 있다는 입장이다. 하지만, 세계적으로 원자력 관련 규제수준이 높은 프랑스의 경우에도 원자력 안전 책임기관인 방사능보호및원자력안전연구소(IRSIN)는 후쿠시마 원전 사고와 같은 유형의 사고가 프랑스에서 일어날 경우를 사고등급별, 지역별로 분석하여 피해비용이 1,200~4,300억유로라고 발표한 바 있다. 사고확률이 상당히 낮다고 하더라도 사고피해비용이 높은 경우에는 총 사고비용을 추산하는 것이 향후 대응방안을 결정할 수 있는 기초 자료라는 점에서 정부는 사고비용을 확인하고 발표할 필요가 있다.

[표 57] 사고위험비용 추정 및 위험비용의 내부화

		사고위험 비용 (원/kWh)	연간추가 비용 (억원)	2012년 매출액대비 (%)
2013년 기준 사고위험비용		0.03	—	
에기본 워킹그룹 권고안	상호부조법	11.05	15,294	22.8
	IAEA 기준(0.00001)	0.08	69	0.1
	세계원전운영기준 (0.00035)	2.90	3,983	5.9
	일본원전운영기준(0.002)	16.55	22,927	34.1
에기본 워킹그룹 참고자료	상호부조법(행정구역기준)	23.7	32,850	48.9
	상호부조법(GIS기준)	59.8	82,951	123.5
한국환경정 책평가연구 원	일반적위험회피(CVM)	3.8~6.3	5,489~9,042	
	주변지역위험회피(CVM)	52.1~94.9	4,936~8,936	

주: 전력 단위당 사고위험비용의 차이는 보고서별 총 사고비용과 방사성물질 확산모델, 사망확률 분석방법의 차이에 따름.

자료: 에너지기본계획 민관워킹그룹(2013)와 이창훈 외(2013)를 이용하여 정리함.

두 번째 외부비용은 안전규제비용이다. 안전규제비용은 규제를 통해 원자력 발전의 사고위험을 사전적으로 예방하기 위한 비용이다. 규제가 확정될 경우 직접 비용으로 반영되어 건설비 혹은 운전유지비 등이 증가할 수 있다. 규제수준에 따라 신형 원전의 도입시기가 당겨지거나 늦춰질 수 있으며, 규제수준에 따라 원자로의 설계요건과 안전설비가 달라질 수 있다. 이 경우 건설비가 추가되거나 운전유지비가 상승할 수 있다. 대표적인 사례로 후쿠시마 사고 이후 안전규제 강화로 한수원은 1조 1천억원 규모의 추가안전설비를 보강하였고, 이는 운전유지비에 반영될 예정이다. 안전성에 대한 설계요건은 유럽기준이 가장 엄격한데, 프랑스 원전의 건설비가 우리나라나 미국에 비해 높은 이유도 유럽의 안전규제비용이 반영된 때문으로 이해할 수 있다.¹¹⁴⁾

세 번째 외부 비용은 입지갈등비용이다. 원자력 발전 관련 시설의 입지를 선정하는 과정에서 발생하는 사회적 갈등에 따른 비용으로 입지갈등 비용을 정의하였다. 특히 방사성폐기물 처분장의 선정과정과 고압 송전선로 경과지에서 발생한다. 우리나라는 중저준위 방사성폐기물처분장 건설에 20여년이 걸렸으며, 밀양지역의 765kV 송전선로 건설에 10년 이상이 소요되기도 하였다. 입지갈등으로 인한 외부비용은 정확히 추산하기 어렵다. 따라서 우리나라의 중저준위 방사성폐기물 처분단가와 주요 국가의 처분단가의 차이를 이용하여 입지갈등비용을 추산한 결과 지금까지 9,395억원이 발생한 것으로 어림할 수 있다. 동 비용이 과거 발생한 중저준위 방사성폐기물처리장 관련 갈등비용을 모두 포함한다고 볼 수는 없으나 시장가격으로 반영된 비용으로 추정할 수 있다. 전례에 비추어볼 때 고준위방사성폐기물처분장의 입지선정과정의 갈등규모가 상당할 것으로 예상할 수 있다. 송전선로에 대한 입지갈등비용도 최근 「송변전설비 건설관련 주변지역 지원 및 보상에 관한 법률」을 통해 일부를 보상액으로 반영하였다. 이에 따르면 765kV 송전선로 1km 건설에 총 70억원이 소요되며 이 중 보상비가 13억원으로 19%를 차지할 것으로 예상되고 있다. 반면 345kV 송전선로 1km 건설시에는 보상비가 총 사업비 40억원의 45%인 17.7억원을 차지할 것으로 예상되어 입지갈등 보상비가 사업비에서 차지하는 비중이 확

114) 에너지경제연구원은 안전규제비용은 최종적으로 원전 발전비용, 즉 직접비용에 전가될 수밖에 없기 때문에 외부비용으로 처리하는 것은 다소 무리가 있으며, 이러한 안전규제비용이 증가하면 직관적으로 사고발생확률을 낮추고 국민 수용성 제고에도 일정부분 긍정적 효과를 발생시켜, 결과적으로 사고위험비용과 주민갈등에 대한 사회적비용은 감소할 가능성이 높아 이러한 점들을 정태적이 아닌 동태적, 유기적으로 기술할 필요가 있다는 의견을 제시함

대되고 있다. 이와 같은 비용은 점진적으로 직접 비용에 포함될 비용이므로 향후 원자력 발전비용 증가요인이 될 수 있다. 세계적 사례에서도 원자력 관련 시설의 입지는 사회적 갈등 사례 중에서도 가장 어려운 문제이다. 주민 참여과정에서 발생하는 외부 비용을 인식하고 정부는 적절한 보상과 개방적 절차를 통해 진행할 필요가 있다.

네 번째 정책비용은 원자력 발전을 유지하기 위해 정부가 재정으로 지원하는 각종 사업비를 의미한다. 개별 사업으로는 원자력 발전의 안전성 및 성능 향상을 위한 연구개발비, 원자력 발전에 대한 수용성을 높이기 위한 주변지역지원사업, 홍보사업, 원자력 관련 규제기관 운영비 등이 있다. 원자력 외 타 발전원도 이와 유사한 정책비용을 지원받는다. 점에서 원자력 발전만의 비용은 아니지만, 원자력 발전의 운영을 위해 필수적인 비용이라는 점에서 직접비용에 반영되지 않는 외부 비용에 속한다. 2013년을 기준으로 하면 1kWh 당 3.9원이 투자되었다.

마지막으로 미래세대비용은 현세대가 사용하는 원자력 발전으로 인하여 미래 세대에 회복하지 못하는 피해를 주는 경우에 발생한다. 방사성폐기물 처분장은 운영기간이 만료될 경우 영구폐쇄 조치가 취해진다. 이는 사용후핵연료 처분장 부지가 비가역적인 방법으로 이용됨으로써, 미래세대가 새로운 형태로 이용이 불가능해 진다는 의미이다. 여전히 국토의 일부이기에 존재가치는 남아있으나 사용가치와 비사용가치 중 유산가치와 보전가치를 잃어버린다는 점에서 국토의 일정부분에 대한 손실비용을 고려할 필요가 있다.

원자력 발전의 외부 비용으로 검토한 각각의 비용은 정책방향에 따라 전부 혹은 일부를 내부화할 수 있으며, 일부 비용의 경우 이미 내부화되어있다. 혹은 비용의 특성상 직접비용에 추가하는 것이 어렵거나 추가할 수 없는 비용도 있다. 예를 들어 사고위험비용은 원자력발전사업자가 보험에 가입함으로써 일부 비용을 내부화하고 있다. 하지만 사고확률이 크게 낮고 사고가 현실화되지 않은 상황에서 사고비용을 전부 비용화하는 것은 불가인상으로 인한 또 다른 형태의 불필요한 비용을 야기할 수 있다. 오히려 사고위험비용의 일부를 추가적으로 내부화하여 사고확률을 낮추고 안전도를 높일 수 있는 방향으로 규제와 기술개발을 강화하는 것이 단기적으로는 현실적이다.

입지갈등비용과 안전규제비용도 정책방향에 따라 추가적으로 내부화할 필요가

있는 비용이다. 예를 들어 송전선로 입지 갈등을 최소화하기 위하여 전구간을 지중화하고 이를 발전원가에 반영할 경우 입지갈등 비용의 일부가 내부화되었다고 할 수 있다. 안전규제비용도 규제수준을 높여 안전성 관련 설비를 보강하게 되면 내부화가 가능하다. 사고위험비용이나 미래세대비용도 조세제도를 통해 일부를 내부화할 수 있다. 하지만, 어떤 비용항목을 어느 수준에서 내부화할 것인가는 정책 결정의 문제이다. 사회적 비용이 현 세대와 미래 세대에 다양한 영향을 주는 비용을 의미하므로 어떤 비용을 포함하는가는 원자력 발전에 대한 사회적 합의과정이 중요하다.

[표 58] 원자력 발전의 비용 구성

	세부항목	내역
직접 비용	발전원가	- 43.02~48.8원/kWh
외부 비용	사고위험비용	- 총사고비 58조~343조원 (0.08~59.8원/kWh)
	안전규제비용	- 안전규제 강화에 따른 건설비 및 운전유지비 증가 (신규 원자력발전소 안전설계 수준에 따라 달라짐) - 후쿠시마 사고대응비용 9,194억원 (2014~2015년)
	입지갈등비용	- 중준위 방폐장 입지갈등비용(~2013) 9,395억원 - 고준위 방사성폐기물 처분장 입지갈등비용 - 고압 송전선로 경과지의 입지선정시 갈등 - 신규 원전 1기당 송전선로 건설 관련 비용 4,037억원. (신규 원전부지에 230km 구간 765kV 설치 가정)
	정책비용	- 2013년 재정사업비 5,169억원(3.9원/kWh)
	미래세대비용	- 고준위 방사성폐기물 처분장의 국토손실비용

자료: 국회예산정책처에서 작성함.

원자력 발전의 사회적 비용을 검토하는데 있어서 본고는 원자력 발전의 편익에 대해서는 고려하지 않았다. 편익 측면에서 원자력 발전은 온실가스 감축, 발전량 대비 낮은 연료비에 따른 국제수지 기여, 전력가격 안정성 제고 등의 긍정적인 효과가 있다. 따라서 발전원에 대한 순편익을 검토하는 경우에는 관련 비용과 편익을 모두 고려할 필요가 있다.

V. 결론 및 정책적 제언

1. 원자력 발전비용의 쟁점

2013년부터 2035년까지의 에너지 수요전망과 정책방향을 제시하는 제2차 에너지기본계획에서는 2035년 우리나라의 최종에너지 수요가 2.2억toe이며, 전력의 비중은 27.2%으로 예상하고 있다. 2011년 우리나라의 최종에너지 소비에서 전력이 차지한 비중이 19%였던 것에 비해 전력에 대한 의존도가 증가할 것으로 예상한 때문이다. 부문별로도 산업, 상업, 가정 부문 뿐 아니라 전기자동차의 도입에 따른 교통부문의 전력수요도 증가하여 사회 전 부문에 걸쳐 전력수요는 증가할 것으로 예상되고 있다. 이와 같은 전력수요증가에 따른 발전설비용량 증가가 불가피하며, 정부는 2035년의 원자력 발전설비 비중을 29%로 설정하였다. 이는 2013년의 설비비중 보다 높은 수준이며 건설 및 계획단계에 있는 11기의 원자력 발전소 외에 추가적으로 최소한 5기 이상의 신규 원전 건설이 필요한 규모이다.

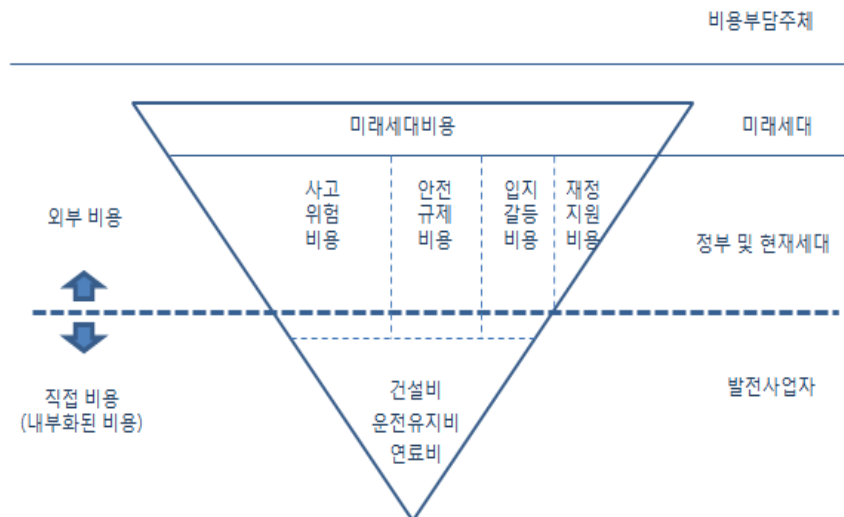
원자력 발전 설비 확대에 대한 판단은 원자력 발전이 경제적인 에너지원이라는 점에 기반을 둔다. 가장 저렴한 발전원이라는 것이다. 정부가 2013년 수립한 제6차 전력수급기본계획의 계획발전단가는 1kWh당 원자력 41.4원, 석탄화력이 61.9원, 가스복합화력 117.8원이었다. 따라서 직접 비용으로 비교시 원자력 발전은 상당히 경제적이다. 하지만 동 비용은 발전원별 외부 비용에 대해서는 충분히 고려하지 않았다. 직접 비용은 발전사업자가 부담하는 반면 외부 비용은 우리 사회 구성원 전부가 부담하는 비용이라는 점에서 직접 비용과 외부 비용을 합한 발전원별 사회적 비용의 규모를 추산할 필요가 있다.

또한 원자력 발전과 관련한 제반 여건이 최근 변화되었다는 점에서 추가적인 신규 원전 도입이 경제적인지 검토함에 있어서는 총 비용개념의 사회적 비용을 반영할 필요가 있다. 그 이유는 첫째, 후쿠시마 사고 이후 원자력 발전의 중대사고 가능성에 대한 대응이 필요하기 때문이다. 중대 사고에 대비한 안전 설비를 확보하기 위해서는 안전규제가 강화되어야 하며, 이를 준수하기 위하여 건설비가 증가하고

공사기간이 늘어날 수 있다. 이렇게 증가한 비용은 원자력 발전의 운전유지비에 반영되어야 한다. 두 번째 이유는 기존의 원전부지에 최소 6기 이상의 원자로가 가동되고 있으며 2024년이 되면 최대 12개 원자로가 한 부지에 집적될 수 있다. 따라서 신규 원자력 발전을 도입하기 위해서는 새로운 부지가 필요하며 그에 따른 주변지역의 수용성 뿐 아니라 신규 부지와 연계될 고압 송전선로의 건설도 필요하다. 대규모 발전소를 건설하고 고압송전선로를 통해 소비지까지 연결하는 현재의 송전망 체계는 집적이익에 기초하고 있지만, 지금까지 반영되지 않았던 입지갈등비용이 집적이익을 초과할 수도 있는 상황이다. 따라서 발전에 소요되는 외부 비용을 포함한 총 비용의 검토를 통해 현재의 발전원 구성에 대해 재평가하는 것이 필요하다.

[그림 10]은 원자력 발전비용을 비용부담주체별로 구분하고 외부 비용과 직접 비용을 표시하였다. 발전사업자는 건설비와 운전유지비, 연료비로 구성된 직접 비용을 부담하며 일부 외부 비용의 일부를 건설비 및 운전유지비에 반영하고 있다. 사고위험비용 중 발전사업자의 책임범위인 5,000억원에 대한 보험료 및 배상계약은 직접비용에 포함된다. 하지만 그 이상의 비용은 결국 일반 국민과 미래세대가 부담해야한다는 점을 고려할 때 사고위험비용은 모든 이해관계자가 부담하게 되는 비용이다.

[그림 10] 원자력 발전의 사회적 비용



자료: 국회예산정책처에서 작성함.

안전규제비용도 정책방향에 따라 달라질 수 있다. 유럽은 동일한 3세대 원전에 대해서 우리나라보다 높은 안전설계를 요구한다. 우리나라의 규제수준이 유럽수준으로 높아질 경우 현재보다 건설비가 높아질 가능성도 있다. 송전선로 및 방사성폐기물처분시설의 입지 선정에 따른 입지갈등비용은 주변지역지원사업이나 주민지원을 통해 사업비에 포함될 수 있다. 하지만 입지가 선정되는 과정에 정부의 사업추진방식과 주민지원 규모에 따라 갈등의 크기가 달라질 수 있으므로 비용의 크기는 유동적이다. 정책비용은 원자력 발전의 기술개발과 안정적인 운영을 위하여 정부가 전액 부담한다.

이와 같이 다양한 원자력 발전의 비용을 검토한 결과, 본 보고서는 다음과 같은 결론에 이르렀다. 첫째, 직접 비용만을 고려한 원자력의 발전비용은 주요 발전원 중 가장 높은 가격경쟁력을 갖는다. 둘째, 원자력 발전의 외부 비용은 정부의 정책판단과 규제수준에 따라 유동적이다. 따라서 원자력 발전의 경제성은 원자력 발전 자체의 특성이라기보다는 사회적 수용도를 반영한 정책결정에 따른다. 셋째, 원자력 발전은 중대사고 발생에 대한 우려, 사용후핵연료의 처분방식과 입지, 대규모 송전선로의 이용, 안전규제 수준, 미래세대의 국토이용 제한과 같은 사회적 갈등을 유발할 수 있는 비용을 상당부분 반영하지 않은 측면이 있으며, 동 비용에 따라 원자력 발전의 지속가능성이 달라질 수 있다.

2. 발전비용 산정을 위한 (가칭)비용산정위원회 구성 및 운영

외부 비용은 시장가격에 반영되는 가치는 아니지만 동 비용을 원자력 발전 비용에 반영시키기 위해 비용항목을 구분하고 수량화, 비용화하는 작업은 기술을 발달시키고 사회적 갈등을 낮출 수 있다. 1990년대에는 화력 발전의 보건·환경피해가 발전부문에서 가장 쟁점이 되는 외부 비용으로 간주되었다. 유럽연합에서는 다년간 수많은 전문가가 참여하여 화력 발전소의 외부 비용 발생경로를 추적하고 국가별 비용의 규모를 추산하는 연구를 유럽연합 집행위원회(European Commission)를 중심으로 수행한 바 있다. 이후 관련 부문의 기술이 개발되어 화력발전소의 대기오염배출 방지설비가 필수적으로 부착되어 대기환경 개선에 기여한 바 있다.

이와 같이 사회적 쟁점이 되는 항목을 반영하고 발전비용을 주기적으로 검토

하기 위하여 정부는 전문가협의체를 구성하여 (가칭)비용산정위원회의 운영을 검토할 필요가 있다. 일본정부는 후쿠시마사고 이후 2011년 말 비용등산정위원회를 구성하여 사회적 쟁점인 사고처리비용을 반영한 발전비용을 추산한 바 있다. 동 위원회에서는 발전비용 추산을 통해 2004년 이후 발전비용이 얼마나 늘어났는지에 대한 증가폭도 제시하고 있다. 미국의 에너지정보청(US EIA)은 신재생에너지를 포함하여 모든 발전원의 건설비를 추정하여 주기적으로 발표한다. 이때 화력발전의 경우 탄소비용을 고려하여 탄소집진설비를 갖춘 발전소와 탄소집진설비가 없는 발전소도 비교하였다. 영국의 에너지기후변화부(UK DECC)는 발전비용을 건설비와 운전유지비, 연료비로 구분하여 매년 제시하고 있다. 프랑스도 회계감사원(CDC)에서 원자력 발전의 비용에 대하여 시장에서 거래되는 직접 비용과 가치화가 어려운 외부비용으로 구분하여 제시하였다.

정부는 전력수급기본계획과 에너지기본계획을 수립하는 과정에서 발전원별 직접 비용을 산정하고 있으나 공식적으로 이를 발표하고 있지는 않다. 정부는 우선적으로 발전원별 직접비용을 공개해야하며, 사회적으로 쟁점이 되는 외부 비용을 반영하여 총 발전비용을 주기적으로 검토하여 국회에 보고할 필요가 있다. 외부 비용을 발전원가에 모두 추가하는 것은 곤란하지만, 전기를 사용하는 것이 사회적으로 어떤 비용을 발생시키고 있는가에 대해서는 인지해야하기 때문이다.

발전의 외부비용은 발전원별로 차이가 있다. 원자력 발전에 대해서는 중대사고에 대한 두려움이 높은 편이다. 우리나라는 후쿠시마 사고 발생지와 지리적으로 근접하기 때문이다. 따라서 우리나라의 사고위험비용에 대한 보다 객관적인 정보를 제공하기 위하여 정부는 원전 부지별 사고등급별 사고비용에 대해 우선적으로 조사할 필요가 있다. 석탄화력도 온실가스 배출로 인해 외부 비용을 발생시킨다. 따라서 원자력 뿐 아니라 석탄화력과 가스화력, 신재생에너지 등 가능한 발전원을 종합적으로 직접 비용과 외부 비용을 같이 검토해야한다.

이를 위해 정부는 (가칭)발전비용산정위원회가 객관적이고 중립적인 발전비용을 산정할 수 있도록 하고 검토결과를 국회 산업통상자원위원회에 보고하도록 할 필요가 있다.

3. 신규 대용량 발전소 도입의 신중한 검토 필요

발전원별 비용을 검토하기 위한 (가칭)비용산정위원회의 검토결과를 정책에 반영하기 위해서는 신규 발전소 및 발전설비계획의 확정에 신중한 필요가 있다. 이는 안정적인 전력공급에 문제가 없는 범위 내에서 외부 비용의 검토결과를 반영하기 위함이다.

정부는 제6차 전력수급기본계획에서 2기의 원자력 발전소의 확정을 유보하였다. 제2차 에너지기본계획에서 비중을 정하는 바에 따라 정부는 동 발전소의 건설을 확정하기 위해 계획 설비에서 탈락시키지도 반영하지도 않고 판단을 유보하겠다고 하였다. 이는 신중한 판단을 위한 결정이었다. 그런데 제2차 에너지기본계획에서 원전 비중 확대를 결정하였기에 제7차 전력수급기본계획에서는 당시 유보된 2기의 원자력 발전소를 확정할 가능성이 크다. 제7차 전력수급기본계획은 법정계획으로 2014년 말 발표될 예정이므로, (가칭)비용산정위원회에서 해당 기한까지 충분히 검토하기에는 시간이 촉박하다. 따라서 제7차 전력수급기본계획에서는 앞서 확정된 발전설비가 적기에 준공될 수 있는 방안에 집중하고 (가칭)비용산정위원회의 검토결과를 제8차 전력수급기본계획에 반영하는 방안을 고려할 필요가 있다.

정부가 매2년 마다 전력수급기본계획을 수립하는 것은 안정적인 전력수급을 목표하기 때문이다. 따라서 사회적 비용에 대한 검토가 중요하다 하더라도 전력수급이 불안정할 경우 발전 설비 공급이 우선이 될 수 있다. 이에 [표 59]는 신규 원전의 준공시기 변경에 따른 전력설비예비율을 검토하였다. 그런데 정부의 수요전망에 따라 경우 신규 대규모 발전원의 확정이 유보된다 하더라도 설비예비율은 안정적일 것으로 예상된다.

시나리오 1(SC1)은 제6차 전력수급기본계획에서 유보한 원전 2기를 2028년 이후 전력계통망에 연계하는 방안이다. 이 경우 신한울 3·4호기가 2021~2022년에 완공되면서 전력설비 예비율이 30% 내외이고, 2024년까지 신고리 7·8호기가 도입되어 전력설비 예비율이 25.1%이다. 2027년에도 17.7%로 예상된다. 시나리오 2(SC2)는 현재 건설계획단계인 원전의 도입을 3년 지연하는 방안이다. 신한울 3·4호기와 신고리 7·8호기의 도입을 3년 지연하더라도 2027년까지는 전력계통망에 연계가 가능하므로 2027년의 설비예비율은 시나리오1과 동일한 17.7%이다. 오히려 2021~2024년의 높은 설비예비율을 평준화하는 효과가 있을 것으로 나타났다. 시나리오

3(SC3)은 현재 건설계획단계인 원전의 도입을 5년 지연하는 방안이다. 신한울 3·4호기가 2026년에 전력계통망에 연계된다. 이 경우 2027년의 설비예비율은 15%로 목표 예비율보다 다소 낮아진다.

즉, 신규 원자력 발전의 도입을 3년 지연하는 시나리오 1과 시나리오 2에 따르면 2027년까지 설비예비율이 18% 이상으로 유지될 수 있는 것으로 나타났다. 따라서 정부는 시간을 두고 발전원별 총비용을 분석하여 사회적 수용성을 제고하는 것이 필요하다. 더군다나 제6차 전력수급기본계획은 2020년 이후 가스화력 발전규모를 확정하지 않았다. 건설기간이 2~3년으로 짧은 가스화력 발전을 추가할 경우 전력공급은 보다 안정적일 수 있다. 이에 제7차 전력수급계획은 가스화력과 송전망 체계를 중심으로 계획하고, 대규모 발전원은 2년 뒤인 제8차 전력수급기본계획에서 확정하는 방안을 검토할 수 있다.

[표 59] 신규 원자력 발전 도입시기 조정에 따른 전력설비예비율

(단위: 만kW, %)

연도	6차 전력수급기본계획 (SC1)				SC2(3년 지연)			SC3(5년 지연)		
	신규 원전	설비용량 (하계)	최대전력 (하계)	예비 율	신규 원전	설비용량	예비 율	신규 원전	설비용량	예비 율
2013 (계획)		8,172	7,835	4.3						
2013 (실적)		8,071	7,652	5.5						
⋮		⋮	⋮	⋮						
2021	140	12,728	9,751	30.5		12,588	29.1		12,588	29.1
2022	140	12,857	9,936	29.4		12,577	26.6		12,577	26.6
2023	150	12,860	10,081	27.6		12,430	23.3		12,430	23.3
2024	150	12,864	10,284	25.1	140	12,424	20.8		12,284	19.4
2025		12,908	10,506	22.9	140	12,608	20.0		12,328	17.3
2026		12,972	10,804	20.1	150	12,822	18.7	140	12,532	16.0
2027		13,050	11,089	17.7	150	13,050	17.7	140	12,750	15.0

주: 2021년 이후 도입예정인 신규 원전은 순서대로 신한울 3·4호기, 신고리 7·8호기임.

자료: 국회예산정책처에서 작성함.

발전설비는 일단 설치할 경우 오랜 기간 설비를 운영하게 된다. 3세대 신형원전의 설계수명기간이 60년이므로 20년 단위의 수명을 연장할 경우 최소 60~100년 동안 가동할 수 있다. 석탄화력의 경우에도 수명기간이 30년으로 길다. 이와 같이 설계수명이 긴 기간산업설비의 경우 발전사의 입장에서보다 신중한 투자가 필요하다. 대용량 기저 발전원의 도입이 시급하지 않은 현재 시점은 발전비용을 체계적으로 검토할 수 있는 기회가 될 수도 있다. 따라서 정부는 발전원별 사회적 비용에 대하여 보다 엄밀하게 분석하여, 우리나라 국토에서 수용할 수 있는 범위의 원자력 발전설비도입방안을 계획해야 할 것이다.

4. 외부 비용의 내부화 방안 검토 필요

일반적으로 비선호시설은 부정적 외부성으로 인해 시설이 입지하는 주변지역 주민들의 반대라는 갈등을 유발한다. 비선호시설은 시장을 통해 공급될 수 없기 때문에 정부의 개입을 필요로 하는 공공재적 특징을 갖는다. 또한 시설입지에 따른 편익을 누리는 집단과 비용을 지불하는 집단이 분리되는 특징이 있다. 이러한 행위자간 갈등은 관리가 필요하다. 원자력 발전관련 시설은 전형적인 비선호시설에 해당한다.

원자력 발전 설비의 낮은 선호도는 안전성에 대한 우려 때문이다. 따라서 정부는 규제수준을 높이더라도 최적가용기술(Best Available Technology) 적용원칙을 설정할 필요성에 대한 논의가 필요하다. 상용화 가능한 기술 중 가장 효과적이며 가장 최신 단계의 기술을 검토가 필요한 것이다. 또한 적절한 보상과 외부비용의 내부화도 중요하다. 원자력 발전과 사후처리시설이 입지하는 곳과 이해관계자에 대해서 정부는 적절한 보상을 할 필요가 있다. 입지갈등을 해결하는데 있어 가장 효과적인 방법 중 하나는 경제적 보상이다. 보상은 비선호 공공시설입지에 따른 공간적 불공평성 문제를 해결할 수 있는 효과적인 수단이 될 수 있다. 이에 소요되는 비용은 전기요금에 반영하는 방안을 고려할 수 있을 것이다. 사고위험비용을 내부화하는 방안으로 한국환경정책평가연구원은 중대사고의 외부효과 크기만큼 ‘환경세’를 부과하는 방안을 제안한 바 있다.¹¹⁵⁾ 원자력 발전의 위험이 야기하는 에너지 사용

115) 이창훈 외, 「화석연료 대체에너지원의 환경·경제성 평가 I - 원자력을 중심으로」, 한국환경정책평가연구원, 2013. 12.

에 개별소비세인 ‘핵연료세’의 형태로 환경세를 부과하자는 의견이다.¹¹⁶⁾ 사고위험 비용은 안전규제의 강화를 통해서도 내부화가 가능하다. 프랑스 회계감사원은 자국내 건설중인 신형원전(EPR)은 기존 원자로에 비하여 사고확률을 추가적으로 1/100을 낮추었다고 밝혔다. 사고확률이 낮아진 이유는 높은 안전설계기준에 따라 안전설비를 갖추고 있기 때문이라는 것이다.¹¹⁷⁾

즉 외부 비용을 직접 발전비용에 반영하는 수단은 다양하다. 앞서 제안한 비용 검증위원회에서는 이와 같은 외부 비용의 내부화 방안과 그로인한 발전비용의 변화, 직간접적인 경제적 효과에 대해서도 종합적으로 검토할 수 있을 것으로 기대된다.

5. 고준위 방사성폐기물처분장 건설을 위한 법률체계 정비 필요

국회는 입지갈등비용이 높을 것으로 예상되는 사용후핵연료 처분에 대한 법률 제정을 검토할 필요가 있다. 고준위방사성폐기물의 처분과 관련하여 정부는 “사용후핵연료 공론화 위원회”를 구성하여 논의를 진행 중에 있다. 그런데 사용후핵연료 어떻게 처분할 것인지에 관련하여 법 규정이 미흡하다. 「원자력안전법」에 관련 규정이 있으나 이는 운영원칙에 해당하며¹¹⁸⁾, 「방사성폐기물관리법」은 사용후핵연료

116) 에너지경제연구원은 사고위험 비용 내재화와 관련하여, 이러한 외부비용을 조세정책으로 내재화한다는 것은 다소 불적절한 면이 존재하며, 일반적으로 사고리스크 내재화 방법은 보험을 통해 이루어지므로, 원자력사고배상제도의 현실적 개선을 통해 일정부분 내재화 하는 것이 바람직하다는 의견을 제시함. 만일 사회적 합의를 통해 사고리스크비용을 세금 혹은 부담금 형식으로 부과한다고 해도, 이 재정수입을 적립하여 기금으로 운용할 것인지, 아니면 신재생에너지 확대 혹은 에너지 복지 예산으로 사용할지에 대한 국민적 합의가 필요한데, 그 이유는 결과적으로 이러한 외부비용을 최종적으로 지불하는 주체가 바로 소비자이기 때문이라고 언급함

117) CDC, *The costs of the nuclear power sector*, Cour des Comptes, 2012, p. 241.

118) 「원자력안전법」 제35조 (핵연료주기사업의 허가 등) 제35조(핵연료주기사업의 허가 등) ① 핵원료물질 또는 핵연료물질의 정련사업 또는 가공사업(변환사업을 포함한다)을 하려는 자는 대통령령으로 정하는 바에 따라 위원회의 허가를 받아야 한다. 허가받은 사항을 변경하려는 때에도 또한 같다. 다만, 총리령으로 정하는 경미한 사항의 변경은 이를 신고하여야 한다. ② 사용후핵연료처리사업을 하려는 자는 대통령령으로 정하는 바에 따라 주무부장관의 지정을 받아야 하며, 주무부장관은 지정 시 위원회와 협의하여야 한다. 지정받은 사항을 변경하려는 때에는 주무부장관의 승인을 받아야 한다. 다만, 총리령으로 정하는 경미한 사항의 변경은 이를 신고하여야 한다. ③ 제1항에 따른 허가를 받으려는 자는 위원회에, 제2항에 따른 지정을 받으려는

처리 방법에 대하여 구체적으로 규정하지 않고 있다.

미국과 일본은 고준위방사성폐기물의 입지선정절차를 법률에 규정하고 있다. 1982년 제정된 미국의 「핵폐기물정책법 (NWPA : Nuclear Waste Poicy Act)」에서는 고준위방사성폐기물의 안전한 보관과 처분을 위한 지형적 조건과 입지를 평가하고 선정하는 절차, 지방정부와 연방정부의 관계, 최종처분장 프로그램을 운영하는데 필요한 시간표 등을 의사결정과정에 포함하도록 규정하고 있다. 또한 미국의 「핵폐기물정책법」은 미국에너지부(DOE)가 고준위 방사성폐기물 처분장의 입지와 건설, 운영에 대해서 책임지고, 환경청(EPA)이 주변 환경에 대한 보호기준을 수립하도록 하고 있다. 또한 미국 원자력 규제기구(US NRC)는 방사성폐기물처분장을 운영하기 위해서 환경청의 기준을 충족하는 인가기준을 규정하고 있다. 일본은 「특정 방사성 폐기물의 최종처분에 관한 법률」에서는 최종처분에 관한 기본 방침을 정하고 최종 처분계획을 5년마다 10년을 1기로 하는 계획을 공표하도록 하였다. 또한 동 법에서는 최종처분장의 입지를 결정하기 위하여 개요조사 지구를 선정하고 최종처분시설의 보호 및 관리감독과 관련한 사항도 규정하고 있다.

[표 60] 일본과 미국의 고준위방사성폐기물 관리 법

국가	법령	주요 내용
일본	「특정 방사성폐기물의 최종처분에 관한 법률」	- 최종처분에 대한 기본 방침 - 최종처분계획 (매5년) 및 실시 계획 - 개요조사 지구를 선정하고 최종처분시설의 보호 및 관리감독과 관련한 사항
미국	「핵폐기물정책법」 (NWPA : Nuclear Waste Poicy Act)	- 고준위방사성폐기물의 안전한 보관과 처분을 위한 지형적 조건과 입지를 평가하고 선정하는 절차 - 지방정부와 연방정부의 관계 - 최종처분장 프로그램을 운영하는데 필요한 시간표 등

자료 : 국회예산정책처에서 정리함.

자는 주무부장관에게 각각 그 허가 또는 지정 신청서에 방사선환경영향평가서, 안전관리규정, 설계 및 공사 방법에 관한 설명서, 사업의 운영에 관한 품질보증계획서와 그 밖에 총리령으로 정하는 서류를 첨부하여 제출하여야 한다. ④ 사용후핵연료의 처리·처분에 관하여 필요한 사항은 미래창조과학부장관과 산업통상자원부장관이 위원회 및 관계 부처의 장과 협의하여 「원자력 진흥법」 제3조에 따른 원자력진흥위원회의 심의·의결을 거쳐 결정한다.<개정 2013.3.23>

우리나라에서도 중저준위 방사성폐기물처리장의 입지를 결정하는 과정에서 유치지역지원에 관한 특별법을 2005년 제정하고 입지선정 과정 및 지원 정책이 보다 구체화된 이후에 전국 공모를 통해 입지를 결정할 수 있었다. 따라서 국회에서는 고준위 방사성폐기물처분장을 건설하고 있거나 건설계획을 확정된 국가의 추진절차를 참고하여 관련 계획과 추진방향을 법으로 명시함으로써 사회적 갈등을 줄일 수 있는 방안을 모색할 필요가 있다.

6. 원자력 발전의 갈등관리를 위한 과제

원자력 발전을 둘러싼 갈등 관리의 첫 단계는 사회적 비용의 규모를 파악하는 데에서 출발하는 것이 필요하다. 원자력 발전은 발전소 부지, 방사성폐기물처분장 부지, 고압 송전선로 경과지¹¹⁹⁾ 등 모든 입지에서 세대내 그리고 세대간 사회적 갈등이 불가피한 기술이다. 이러한 점을 고려할 때 원자력 발전관련 비용에는 직접 비용뿐 아니라 외부 비용을 고려하는 것이 필요하다. 또한 원자력 발전 정책을 경제성에 입각한 판단만으로 추정하기 곤란하다. 경제적으로 보상을 하더라도 민주적 절차에 의거하여 그 비용이 수용되지 않을 수도 있으며 충분한 경제적 가치를 보상하지 않더라도 사업이 진행될 수 있기 때문이다.

현세대가 지불하는 원자력 발전비용이 저렴하다는 것은 명확하지만, 세대내 지역간 비용분담의 불평등을 야기할 수 있으며, 방사성폐기물이 영구히 우리 국토에 남아 있어야 하므로 후세대가 이를 계속 보관하고 국토의 일정 부분을 활용하지 못함으로 인한 세대간 불평등성 문제도 간과하기 어렵다. 따라서 우리 사회는 현실적인 대안부재로 인하여 원자력 발전을 사용하지만, 정부는 지속가능한 에너지원으로 가는 장기적인 비전을 제시해야한다. 원자력 발전이 새로운 발전원으로 넘어가기 위한 중간단계의 불가피한 선택인지, 앞으로도 주력에너지원으로 지속가능한 발전원으로 운영하기 위함인지에 대한 사회적 논의가 필요한 것이다.

기술 위험 해법을 찾기 위해 가장 중요한 전제조건은 정부는 물론 그 누구도 정보를 독점해서는 안된다는 점이다. 독일의 사회학자 울리히 벡은 「위험사회론」에

119) 송전선로 관련 비용은 원자력발전만의 문제는 아니므로, 타 발전원에 대해서도 고려되어야 함.

서 현대 사회의 특징이 위험을 끊임없이 재생산하는 것이라고 주장했다. 기술과 사회의 고도화된 복잡한 연결망이 형성되면서 더 이상 기술위험을 소거할 수 없다. 위험은 일상적이며 우리 사회와 삶의 일부가 됐다. 따라서 우리는 위험을 안고 살아갈 수 밖에 없으며 위험을 잘 다스리고 최소화시키기 위한 지혜를 모색해야 한다¹²⁰⁾. 따라서 원자력 발전을 둘러싼 사회적 갈등을 최소화하기 위한 방안으로 다음과 같은 점을 고려할 수 있을 것이다.

첫째는 정보의 공개이다. 정부는 원자력 발전에 대하여 가능한 모든 사회적 비용을 추산하고 이를 공개해야 한다. 인력운용상황과 관리실태, 정비현황 등 잠재적인 피해자인 국민과 미래세대를 위해 정보를 제공할 필요가 있다. 소통의 방식도 중요하다. 우리나라 국민 누구나 원하는 때 접근가능한 정보를 제공하기 위해서는 한수원의 홈페이지나 원자력안전위원회의 홈페이지 등을 통해 쉽게 정보를 얻을 수 있어야 한다. 2008년 광우병 시위 당시 우리나라에서는 단 한건의 광우병 사례도 없었으나, 이런 생소함이 사회적 갈등을 확산시키는 요소가 되었다.¹²¹⁾ 전력수급 불안이 발생했던 지난 여름 정부는 전력 설비 예비율을 관련 기관의 홈페이지를 통해 제공하여 전력수급 상황을 공개함으로써 전력 수급의 중요성을 인식시킨 바 있다.

정부는 원자력 발전소의 정비현황 및 고장정지 현황, 정지 사유, 재가동 승인 근거 등의 일반적인 운영현황에 대한 정보제공을 통해 이해관계자와 소통하는 것이 필요하다. 소통의 중요성에 대하여 하버마스는 사회 곳곳에서 합리적 의사소통이 가능한 사회가 발전하는 사회라고 논한 바 있다. 원자력에 대해서 정부는 우선적으로 정보를 공개하는 것이 필요하다. 위험에 대한 생소함과 두려움은 사회적 갈등을 만들어내는 중요한 요소 중 하나이기 때문이다. 두 번째는 개방적 절차에 기초한 입지결정이다. 주민동의가 없는 일방적 의사결정은 주민들을 분노케 할 수 있다. 정부는 민주적인 행정절차인 사전안내(notice), 공청회(public hearing), 의사결정(decision making) 절차를 입지결정에 반영하는 방안을 고려하도록 한다. 원자력 발전과 관련하여 다양한 입지 결정에 있어서 주민의 동의를 이끌어낼 수 있는 일관

120) 올리히 벡은 「위험사회론」을 통해 현대사회가 위험사회라고 정의함. 인간은 제어할 수 없는 상황에 대해 더 위험하다고 느끼는데 조절할 수 없는 위험요소에 대한 인간의 심리는 두려움으로 스스로 통제할 수 없는 위험에 대해서 대단히 위험하게 생각하는 것 그것이 인간의 심리라고 설명하고 있음. 인간은 합리성에 기반하여 근대화를 만들어냈지만, 이러한 성공은 새로운 위험을 수반하므로 이 점을 고려하고 근대화를 해나가야한다고 제안함.

121) 정지범, “입지정책분야에서의 갈등과 조정,” 『행정논총』 제48권 제4호, 2010.

성 있고 투명한 의사결정절차를 두어 정부와 지역주민간 신뢰를 형성하는 것이 필요하다.

원자력 발전은 에너지 안보, 온실가스 저감, 전력가격 안정 등의 편익을 제공하지만, 사고위험비용과 입지갈등비용, 재정지원을 통한 정책비용 등 다양한 비용을 사회에 전가하고 있으며 미래세대의 편익을 침해할 수 있다. 원자력 발전을 이용하는데 다양한 외부 비용이 있음을 인지하고 부정적 효과와 긍정적 효과를 평가할 필요가 있다. 타 발전원에 비하여 직접 비용은 낮은 수준이지만, 외부 비용이 있다는 점을 인식할 필요가 있는 것이다. 국회는 재정사업 뿐 아니라 조세와 규제, 법률체계 정비 등을 통해 원자력 발전의 외부 비용을 내부화 방안을 검토함으로써 원자력 발전과 관련한 사회적 갈등을 중재할 수 있을 것이다.

참 고 문 헌

참고문헌

- 국가에너지위원회, 「국가에너지기본계획(2008-2030)」, 2008.8
- 산업통상자원부, 「제2차 에너지기본계획(2013-2035)」, 2014. 1.
- 산업통상자원부, 「제1차 전력수급기본계획」, 2002.
- 산업통상자원부, 「제2차 전력수급기본계획」, 2004.
- 산업통상자원부, 「제5차 전력수급기본계획」, 2010.
- 산업통상자원부, 「제6차 전력수급기본계획」, 2013.
- 교육과학기술부, 「원자력산업실태조사」, 2013.
- 김기준, “핀란드의 에너지 정책 동향과 우리에게 주는 시사점,” 국제에너지기구 회원
국 에너지정책연구, 2013.
- 김상원, 「유럽의 원자력발전정책분석」, 에너지기술평가원, 2013.
- 녹색성장위원회, 「국가 온실가스 중기 감축 목표 설정 추진계획」, 2009. 8.
- 박예나, 「국제법상 원자력사고로 인한 국가책임에 관한 연구」, 성균관대학교 석사학
위논문
- 사회갈등연구소, 「부안 방폐장 관련 주민운동 백서」, 2010.
- 소순창, 「정책실패의 제도화, 그리고 반전 : 서하담기자의 방폐장 취재기」, 중앙공무
원교육원
- 안소은, 김지영, 이창훈, 배두현, 「환경가치를 고려한 통합정책평가 연구 Ⅰ」, 한국환
경정책평가연구원, 2009.
- 이근대, 박정순, 「방사성폐기물관리비용과 원자력발전의 경제성 평가」, 에너지경제
연구원, 2005.
- 이수장, “고준위방폐장입지선정의 공론화 기초연구,” 「환경정책연구」 제7권 제4호
통권 19호, 2008. 12, 105~134쪽.
- 이정전, “경제적 합리성 비판,” 「철학사상」, 서울대학교 철학사상연구소, 2005.
- 이정전, “정보와 신념, 그리고 경제적 합리성,” 「인문논총」, 2005.
- 이정전, 「환경경제학」, 박영사, 2000.
- 이원근, 「원자력안전의 현황과 정책 및 입법과제」, 국회입법조사처, 2012.

- 이창훈 외, 「화석연료 대체에너지원의 환경·경제성 평가 I - 원자력을 중심으로」, 한국환경정책평가연구원, 2013. 12.
- 일본 비용등검증위원회, 「비용등검증위원회보고서」, 일본 에너지·환경회의, 2011.
- 장우석, 「원전, 드러나지 않은 비용」, 현대경제연구원, 2012.
- 정지범, “입지정책 분야에서의 갈등과 조정: 경주 방폐장과 스웨덴 방폐장 사례 비교 연구,” 「행정논총」 제48권 제4호, 2010.
- 제2차 에너지기본계획 민관합동위킹그룹, 「원자력분과 최종보고서」, 2013.
- 조영탁, “한국의 전력수급계획과 원전문제: 지속가능한 전력체제로의 전환을 위한 대안 모색,” 2012 한국환경경제학회 하계 정기학술대회, 2012.
- 진상현, 「해외 원자력 발전 및 방사성폐기물 처리관련 규제의 사례 연구」, 국회 예산정책처 연구용역보고서, 2013.
- 천병태, 김민훈, “고준위방사성폐기물(HLW) 관리법제”, 부산대학교 법제연구 vol. 47. No.1, 2006.8 pp.133-169.
- 최성수, “일본 원전사태의 악화와 에너지정책의 변화에 따른 영향 분석,” 「(계간)가스산업」 제11권 제2호, 2012. 6.
- 최성수, 「일본 원전사태 발생 6개월, 그 영향과 향후 전망 분석」 (계간)가스산업 가을호, 2011.
- 하버마스, 「위험사회 : 새로운 근대를 향하여」, 홍성태 역, 새물결, 1997.
- 한국수력원자력, 「결산서」, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012.
- 한국원자력문화재단, “미국 에너지부의 사용후핵연료와 고준위 방사성 폐기물의 관리 및 처분을 위한 전략보고서,” 2013.2.
- 한국원자력안전기술원, 「2012년 해양방사능조사보고서」, 2012. 12.
- 한국원자력환경공단, “사용후핵연료관리부담금재산출을 위한 사업비산출 용역보고서,” 2012.
- 한국조세재정연구원, “영국 EDF가 수주한 힝클리포인트 원전 건설에 보조금 논란 있음.” KIPF 공공기관연구센터 해외공공기관동향
- 허가형, 「예비전력 관리의 문제점 및 개선과제」, 국회예산정책처, 2012.
- 허가형, 「제6차 전력수급기본계획의 문제점 및 개선과제」, 국회예산정책처, 2013.
- 허균영, “원자력 안전평가, 확률·통계는 목적 아닌 수단,” 「과학과 기술」, 2013.

- AREVA, *EPR*, 2013.
- CBO, *Nuclear Power's Role in Generating Electricity*, Congressional Budget Office, 2008.
- CDC, *The costs of the nuclear power sector*, Cour des Comptes, 2012.
- EIA, *An analysis of nuclear power plant construction cost*, 1985.
- EIA, *Annual Energy Outlook*, 2013.
- EIA, *Levelized cost of new generation resources in the annual energy outlook*, 2013.
- EIA, *Updated capital cost estimates for utility scale electricity*, 2013.
- EDF, *Annual Report*, 2012.
- Hohmeyer, O., Ottinger R.L., *Social Costs of Energy*, Springer-Verlag, 1989.
- Holt, M., *Civilian Nuclear Waste Disposal*, Congressional Research Service Report for Congress. 2011.
- Holt, M., *Nuclear Energy Policy*, Congressional Research Service Report for Congress. 2012.
- Holt, M. and A. Andrews, *Nuclear Power Plant Security and Vulnerabilities*, Congressional Research Service Report for Congress, 2012.
- IAEA, *Deterministic Safety Analysis for Nuclear Power Plants*, 2009 laea safety standards series No. SSG-2, International Atomic Energy Agency, 2009.
- IAEA, *IAEA Action Plan on Nuclear Safety*, International Atomic Energy Agency, 2011.
- IAEA, *Advanced Reactor Technology Development for Near Term Deployment*, Presentation at Nuclear Energy Management School, Abu Dhabi, UAE, 12 January 2012, International Atomic Energy Agency, 2012.
- IAEA, *Overview of the International Initiatives for the Development of Innovative Fast Reactors*, Presentation at IAEA Education and Training Seminar on Fast Reactor Science and Technology Centro Atómico Bariloche, October 1 - 5, 2012, International Atomic Energy Agency, 2012.
- IEA, *Projected cost of generating electricity 2010 edition*, International Energy Agency, 2010.
- IEA, *Projected cost of generating electricity*, International Energy Agency, 2005.
- IEA, *Projected cost of generating electricity*, International Energy Agency, 1998.
- Leveque F., "The French nuclear industry and policy : Insights from an international perspective," *KDI International Seminar on Nuclear Power Industry Economics and Policy*, 2014. 1.
- MIT, *The Future of Nuclear Power*, 2003.
- MIT, *Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power*, 2009.
- NEI, *Making Safe Nuclear Energy Safer*, Nuclear Energy Institute, 2012.
- OECD, *Nuclear Electricity Generation : What are the External Costs?*, 2003.
- OECD, *Improving Nuclear Regulation*, Nuclear Energy Agency, 2011.
- Sweden SSM, *Swedish Action Plan for Nuclear Power Plants*, Swedish Radioactive Safety Authority, 2012.
- UK DECC, *The United Kingdom's fourth national report on compliance with the obligations of the*

- Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and on the Safety of Radioactive Waste Management*, Department of Energy and Climate Change, 2011.
- UK DECC, *Electricity Generation Costs*, Department of Energy and Climate Change, 2013.
- UK DEFRA et al., *Managing Radioactive Waste Safely: A Framework for Implementing Geological Disposal*, White Paper, Defra, BERR and the devolved administrations for Wales and Northern Ireland, 2008.
- UK NDA, *Radioactive Wastes in the UK*, Nuclear Decommissioning Authority, 2011.
- US BRC, *Report to the Secretary of Energy*, Blue Ribon Commission on America's Nuclear Future, 2012.
- US DOE, *Analysis of the Total System Life Cycle Cost of the Civilian Radioactive Waste Management Program*, Fiscal Year 2007. U.S. Department of Energy Office of Civilian Radioactive Waste Management, 2008.
- US DOE, *Yucca Mountain Program Status Update*, U.S. Department of Energy, 2008.
- US EIA, *Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plants*, U.S. Energy Information Administration, 2010.
- US EIA, *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*, U.S. Energy Information Administration, 2013.
- US GAO, *Low-Level Radioactive Waste: Disposal availability adequate in the short term, but oversight needed to identify any future shortfalls*, Government Accountability Office, 2004.
- US GAO, *Low-Level Radioactive Waste Management: Approaches used by foreign countries may provide useful lessons for managing U.S. radioactive waste*, Government Accountability Office, 2007.
- US GAO, *Nuclear Waste Management: Key attributes, challenges, and costs for the Yucca Mountain Repository and two potential alternatives*, Government Accountability Office, 2009.
- US NRC, *History and Framework of Commercial Low-Level Radioactive Waste Management in the United States*, ACNW White Paper, Advisory Committee on Nuclear Waste, U.S. Nuclear Regulatory Commission, 2007.
- WNA, *Advanced Nuclear Power Reactors*, 2013.

국가에너지통계종합정보시스템(KESIS), <<http://www.kesis.net>>

국가통계포털, <www.kosis.kr>

국회 법률지식정보시스템, <<http://likms.assembly.go.kr/law/jsp/law/Main.jsp>>

국회 지식경제위원회, <<http://k-economy.na.go.kr/site>>

전력통계정보시스템(EPSIS), EPSIS, <<http://epsis.kpx.or.kr>>

한국은행 경제통계시스템, <econ.bok.or.kr>

부 록

부록 1. 세계 원자력 발전 현황

원자력발전은 관련 전후방연계산업이 다양하며 한 국가의 사고가 주변국에도 영향을 준다는 점에서 국제적인 이용 현황을 파악할 필요가 있다. 전 세계의 원자력 발전용량 및 원자로 현황은 다음 [부록 표 1]과 같다. 원자력 발전용량 및 원자로 수는 1970년대 이후 1980년대 초반까지 급격한 증가세를 보였지만, 1986년 발생한 체르노빌 원전사고¹⁾ 이후로는 증가세가 둔화되고 있다. 1995년 말 운영 중인 원자로는 434개였고 2005년 441기까지 증가하였다. 국제원자력기구(IAEA: International Atomic Energy Agency) 원자로 정보시스템에 따르면 후쿠시마 사고 이전 운영 중인 원자로가 441기 375GW였으나 2012년 말에는 437기로 줄어들었고 2013년 11월에는 435기로 줄었다. 후쿠시마 사고 이후 일본 내 원전 50여기가 모두 가동중지되었고 독일에서도 일부 노후 원전을 폐쇄한 것을 감안하면 일본과 독일 외 지역의 단기적인 변화는 크지않은 것으로 볼 수 있다. 더군다나 건설 중인 원전이 2010년 67기에서 2013년 73기로 늘어나 운영 중인 원전의 규모가 보다 커질 가능성도 있는 상황이다.

[부록 표 1] 세계 원자력 발전 현황

	원자력발전량 (TWh)	운영중		건설중	
		기수	용량(GW)	기수	용량(GW)
2010.12	2,626.95	441	375	67	64
2012.12	2,346.19	437	373	68	65.4
2013.11	—	435	371	73	71.6

주: GW는 발전설비용량 단위로 1GigaWatt는 1,000MW로 환산할 수 있음.

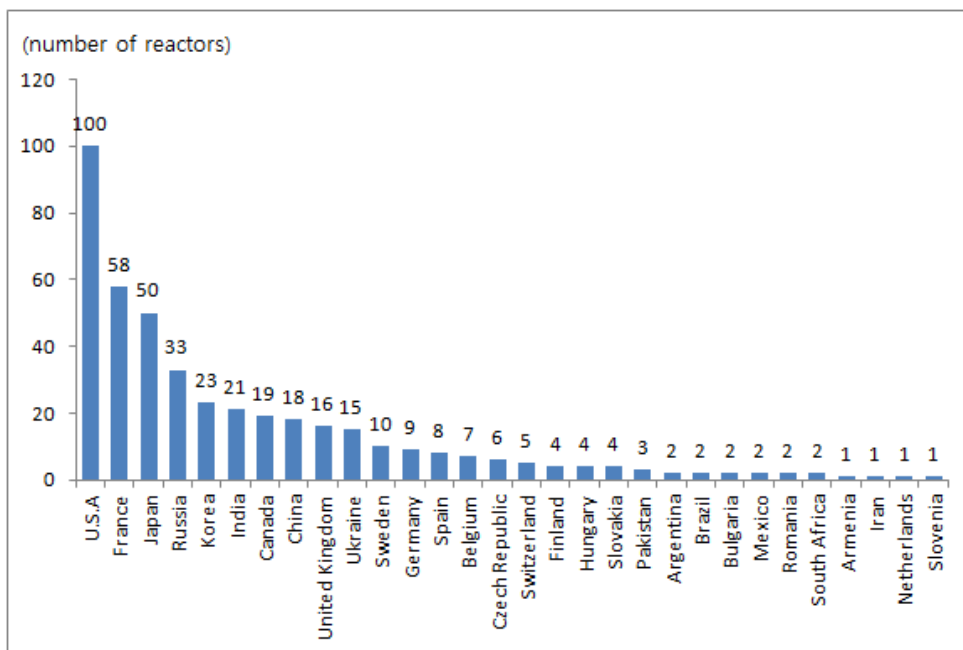
자료: IAEA 원자로 정보시스템, 2013. 11. <www.iaea.org/PRIS/home.aspx>

1) 체르노빌 사고는 최소한 31명이 사고 즉시 죽었고, 수천명이 암으로 죽었으며, 이후 수십년간 수 천만명이 방사능에 노출됨. IAEA에서 결정한 체르노빌 포럼의 2006년 보고서에 따르면, 소아 갑상선암이 4,000명의 아동에게 발견되었고, 77,000mile² 이 방사성 세슘에 오염되었다고 밝힘. (CRS, 2012)

원자로 유형별로는 경수로(Light-Water Reactor)가 81%로 가장 많이 보급되어 있으며, 그 중에서도 PWR(Pressurized Light-Water-Moderated and Cooled Reactor) 유형이 272기로 가장 많이 보급되어 있다. 또다른 경수로 유형인 BWR(Boiling Light-Water-Cooled and Moderated Reactor) 유형은 84기가 보급되어 있다. 경수로 다음으로 많이 보급되어 있는 중수로(Heavy-Water Reactor)는 전 세계 총 원자로 수의 약 11%를 차지한다. 한국의 경우 PWR 유형과 PHWR(Pressurized Heavy-Water-Moderated and Cooled Reactor) 유형이 각각 19기, 4기씩 보급되어 있다. 참고로 후쿠시마 원전 사고 시 원자로로는 BWR 유형이었다.²⁾

2013년 11월 현재 가장 많은 원자로를 운영 중인 나라는 미국으로 100기의 원자로가 있다. 프랑스가 57기로 두 번째로 많으며 일본은 50기로 세 번째로 원자로가 많다. 우리나라는 23기를 운영 중으로 33기를 운영 중인 러시아에 이어 세계에서 5번째로 많은 원자로를 운영 중에 있다.

[부록 그림 1] 국가별 운영 중인 원자로 현황



주: 2013년 11월 20일 기준

자료: 국제원자력기구 IAEA 원자로정보시스템

2) 진상현, 「해외 원자력발전 및 방사성폐기물 처리 관련 규제의 사례 연구」, 국회예산정책처 연구용역, 2013, 4쪽.

2013년 5월 현재 전 세계에서 건설 중인 원자로는 총 73기이다. 대부분 중국과 러시아, 인도의 비중이 크다. 중국이 30기, 러시아가 10기 인도가 6기를, 미국과 우리나라가 각각 5기씩을 건설하고 있다. 그 밖에 10개국이 1~2기씩을 건설 중이다. 2011년 3월 발생한 후쿠시마 원전 사고 이전에는 온실가스 감축의 현실적인 대안으로 전세계적인 ‘원전 르네상스’를 맞이하였으나, 원전 사고 이후 일부 국가들의 원자력 정책에는 변화가 발생하였다. 사고 이후에 원전 운영국들은 공통적으로 자국의 원전에 대한 안전성 점검에 착수하였지만, 원전을 폐기하는 국가는 독일, 스위스를 제외하고는 거의 대부분의 국가들이 기존의 원전 정책을 유지하고 있으며, 신중하게 신규 원전 건설을 추진하고 있다. [부록 표 2]는 원전사고 이후 세계 각국의 원전 건설 움직임에 있어서 원전 건설의 포기, 재검토, 유지로 구분하였다.

[부록 표 2] 원전 건설관련 각국 입장

각국 입장	해당 국가
원전보유국 중 추진	미국, 러시아, 중국, 인도, 영국, 브라질, 남아공, 벨라루시, 리투아니아, 멕시코, 폴란드
신규 원전 도입	이란, 베트남, UAE, 사우디, 쿠웨이트, 나이지리아, 말레이시아, 터키, 카자흐스탄, 터키, 칠레, 케냐
원전 축소	프랑스 (2025년까지 75% → 50%)
원전 재검토	일본
원전 폐지	독일, 스위스, 이탈리아
신규 원전 도입 포기	베네수엘라, 필리핀

자료: 교육과학기술부, 원자력백서, 2013.

일본은 2030년까지 원자력의 비중을 50%로 증가시킬 계획이었으나 신규 원전 건설을 전면 재검토하기로 하였다. 원전 안전점검 실시 및 결과 확인 후 재가동 정책에 따라 가동 중단된 원전에 대하여 지방정부의 재가동 승인이 나지 않고 있다. 독일은 가장 전향적으로 원전 폐쇄를 수용하였다. 독일 연방수상은 2011년 3월 22일 에너지전환을 위한 법제정비와 병행하여 안전한 에너지공급이라는 윤리위원회를 발족하고 2011년 5월 30일 보고서에서 독일원전에서 발생할 미래의 위험을 막기

위하여 전력생산에서 핵에너지이용을 중단할 것을 권고하였다. 2011년 6월 30일 원전폐쇄를 내용으로 하는 개정법안이 통과되었고 8월 6일 발효되었다. 개정법률의 핵심 사항은 “신속한 원전폐쇄”였다. 즉, 2022년 12월 31일까지 원전 최종시한을 정하여 가동을 전면 종료한다는 내용이다.

반면 폴란드 정부는 원전을 가장 경제적인 CO2 감축 대안으로 발표하고 원자력 발전 비중을 20%로 확대한 시나리오의 비용효율이 기준 시나리오에 비해 30% 높으므로 국영전력기업 PGE가 3,000MW 규모의 폴란드 최초의 원전을 2023년까지 건설할 예정이라고 발표한 바 있다.³⁾ 베트남도 후쿠시마 사고 이후 신규 원전공사를 발주했으며 핀란드도 원전비중을 60%까지 확대하겠다는 정책을 발표하였다.

미국은 2012년 기준 65개 발전소에 총 104기의 원자로를 보유하고 총 전력수요의 20%를 원자력으로 공급받고 있다. 하지만 쓰리마일 섬 사고 이후 오랫동안 신규 원전은 건설되지 않아 가장 최근에 지어진 원전이 1970년에 발주하여 1996년에 완공한 TVA's Watts Bar 1호기이다. 기존 원전이 노후화됨에 따라 신형 원전 건설의 르네상스가 될 것으로 예상하는 시각도 있다.⁴⁾ 후쿠시마 사고 이후 원자력 발전소의 안전장치와 대테러 방지 안전시설을 강화하고 있지만, 중장기적으로는 신형 원전 건설이 시작될 것으로 전망된다. 미국의 원자력규제위원회(NRC : Nuclear Regulatory Commission)는 2012년 2월에 신규 원자로 2기에 대한 건설을 30여년 만에 처음으로 승인했으며, 2012년 3월에는 추가로 2기의 원자로에 대한 건설 및 운영을 승인했다. 신규 건설되는 총 4기의 원자로는 모두 3세대 원자로 AP1000으로 기존 원자력 발전소 부지에 건설하여 2016~2019년 사이에 운영을 시작할 계획이다. 다만, 높은 건설비용과 세일가스 공급으로 인한 가스 가격의 안정성, 온실가스 배출 관리에 대한 불확실성 등이 미국내 신형 원전 공급의 불확실성으로 작용하고 있다.⁵⁾

3) Reuters, 2013.11.13; ENDS Europe, 2013. 11. 15.

4) 기존 원전 중 73기의 원전이 20년 연장운전 허가를 받았으며 13기 이상이 수명연장 심사중에 있음. 1990년까지 수명완료로 폐기된 원전은 8기임.

5) 미국에서는 강화된 안전조치가 취해지기 전까지 모든 신규 원자력발전소의 승인을 연기하는 법안(H.R.1242), 원자력발전소 인근 지역 대피 계획에 관한 법안(H.R.1268), 국제 원자력 안전협정 강화노력을 위한 법안(H.R.1326) 등이 후쿠시마 사고 이후 제출된 상태지만, 오바마 정부는 청정 에너지원의 하나로 원자력 발전을 확장해나갈 것을 재확인하고 있음.(Holt, CRS report, 2012)

부록 2. 발전비용의 국제비교

가. 우리나라 원자력 발전비용의 변화 (1992~2010)

현재의 발전비용을 확인하는 것도 중요하지만 과거 우리나라의 발전원별 발전비용을 파악하는 것도 필요하다. 현재의 발전원 구성에 대한 이유를 가늠할 수 있기 때문이다. 정부는 우리나라의 역대 원자력 발전의 발전비용을 공식적으로 발표하고 있지 않다. 에너지기본계획과 전력수급기본계획을 수립하고 있으므로 내부참고용으로 관련 자료를 산출하고 있을 뿐이다. 따라서 국제에너지기구(IEA)에서 국제비교를 위하여 발표하는 원전단가를 참고로 이용하였다. 국제에너지기구는 발전원별 경제성을 비교하기 위하여 회원국으로부터 발전원별 건설비와 운영비, 연료비 자료를 제출받아 5년마다 국가별 발전비용을 발표한다. 국제에너지기구는 발전단위당 비용을 산정하기 위하여 균등화비용법(Levelized Cost approach)을 사용하고 있다.⁶⁾

[부록 표 3]은 국가에너지기구가 발표한 연도별 발전비용을 생산자물가지수(PPI)를 이용하여 2010년 가치로 환산하였다. 이에 따르면 1MWh를 공급하는데 국내 원자력 발전비용은 1992년에는 54.4USD/MWh 였다. 이후 1998년에는 39.9USD/MWh였으며 2005년에는 25.7USD/MWh 으로 낮아졌다. 하지만 2010년

6) 국제에너지기구(International Energy Agency)는 발전원별 특성을 고려하여 전주기평균화비용법(Levelized cost of Electricity : LCOE)으로 추정함.

$$LCOE = P_{Electricity}$$

$$= \sum_t ((Investment_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + Decommissioning_t)^{(1+r)^{-t}} / (\sum_t (Electricity_t^{(1+r)^{-t}})))$$

Electricity_t : t기에 생산된 전력량

P_{Electricity} : 전기가격

(1+r)^{-t} : t년동안의 할인계수

Investment_t : t기의 투자비

O&M_t : t기의 운전유지비

Fuel_t : t기의 연료비

Carbon_t : t기의 탄소비용

Decommissioning_t : t기의 폐로해체비용

에는 31USD/MWh로 다소 증가하였다.⁷⁾ 비용 항목에 따라 보면 가장 큰 변화는 건설비에서 나타났다. 건설비는 1992년에는 33USD/MWh로 전체 비용의 60.7%를 차지했다. 하지만 총비용에서 차지하는 비중이 2010년에는 43.2%로 낮아졌고 비용도 13.4USD/MWh로 크게 낮아졌다. 이는 1990년대 이후 2세대 원전을 지속적으로 건설하면서 건설과정의 학습효과 (Learning by doing) 및 표준화로 인한 비용절감이 발생한 것으로 추정할 수 있다. 운영비도 지속적으로 감소하였다. 1992년의 운영비는 1MWh당 12.4USD 였으나 2005년에는 9.9USD 였고 2010년에는 9.7USD 이다. 운영과정에서도 효율화가 발생한 것으로 추정할 수 있다.

[부록 표 3] 우리나라의 역대 원자력 발전 단가

		건설비 (USD/MWh)	운영비 (USD/MWh)	연료비 (USD/MWh)	계 (USD/MWh)
경상가	1992	19.4	7.3	5.3	32.0
	1998	16.8	9.6	4.3	30.7
	2005	10.0	8.6	3.6	22.1
	2010	13.4	9.7	7.9	31.0
물가지수 (PPI) 반영	1992	33.0 (60.7%)	12.4 (22.8%)	9.0 (16.5%)	54.4
	1998	21.9 (54.9%)	12.5 (31.3%)	5.6 (14.0%)	39.9
	2005	11.6 (45.1%)	9.9 (38.5%)	4.2 (16.3%)	25.7
	2010	13.4 (43.2%)	9.7 (31.3%)	7.9 (25.5%)	31.0

주: 1. 생산자물가지수(PPI) 2010=100 을 반영함.

2. 2010년 원/USD 환율은 1,156임.

자료: IEA, *Projected cost of generating electricity*, 1992-2010.

국제에너지기구의 자료를 이용하여 우리나라의 원자력 발전과 화력발전의 발전비용을 비교하면, 직접 비용만 고려한다면 원자력 발전이 화력발전에 비하여 경제적이었음이 확인된다. 1992년 이후의 석탄화력과 가스화력은 지속적으로 원자력

7) 2010년 원/USD환율은 1,156이므로 국제에너지기구에서 발표한 2010년의 원자력 발전비용을 원화로 환산할 경우 36원/kWh가 됨. 이는 앞서 [표 16]에서 2010년 한수원의 총발전비용이 32원/kWh 과 유사한 수준으로 볼 수 있으므로 국제에너지기구에서 조사한 우리나라의 역대 원자력 발전비용은 직접 비용을 반영한 객관적 자료로 판단함.

발전보다 발전비용이 높았다. 그런데 원자력 발전의 경제성은 최근 급격히 높아진 것으로 나타났다. 석탄화력의 발전비용은 원자력 발전대비 1992년에는 133% 였지만, 2005년에는 102%로 차이가 크게 줄었다. 2000년 중반에는 석탄화력과 원자력 발전비용의 차이가 거의 없었다는 것이다. 그런데, 2010년에는 원자력 발전 대비 발전비용이 217%로 높아졌다. 가스화력도 1998년에는 원자력 발전비용과 차이가 138% 수준이었으나, 2010년에는 291%로 크게 높아졌다. 즉 화력발전 대비 원자력 발전의 경제성은 최근 들어 크게 높아진 것이다.⁸⁾

화력발전은 연료비의 비중이 높기 때문에 연료비의 등락에 따라 직접 비용에 따른 발전비용이 변동한다. 석탄화력은 연료비가 2005년 12.1USD에서 2010년에는 54.9USD로 3배 이상 급증하면서 총 발전비용도 67.1USD로 큰 폭으로 증가하였다. 가스화력발전도 2005년 연료비는 44.2USD였으나 2010년에는 80.1USD가 되어 2010년 발전비용이 90.3USD로 크게 증가하였다. 따라서 연료비의 변동이 적은 원자력 발전의 경제성이 최근 높아진 것이다.⁹⁾ 단, 2010년의 보고서는 기후변화 대응을 위한 탄소비용을 연료비에 반영하였다. 석탄화력이 야기하는 외부 비용의 일부를 내부화하기로 결정한 것이다. 이에 따라 우리나라는 탄소비용으로 27.8USD/MWh를 추가하게 되었다. 탄소비용을 제외하고 2010년 석탄화력의 직접 비용을 원자력 발전과 비교하면 140% 수준이 된다.

국제에너지기구의 자료는 우리나라에서 제출한 일차 자료에 근거하여 산출한 값이라는 점에서 당시 정부에서 수용하고 있는 발전원가의 수준을 제시한다. 따라서 절대적인 발전비용의 수치보다는 발전원간 차이에 주목할 필요가 있다.

8) 국내 전기요금은 지난 20여년간 물가상승율보다 낮은 수준으로 유지되었는데, [그림 4]에 따르면 발전비용이 지속적으로 감소한 때문임을 알 수 있음. 하지만 2010년 이후 화력발전의 발전비용이 급격히 증가하면서 전기요금 상승요인을 제공함.

9) 국제에너지기구의 발전원별 발전비용을 연도별로 비교하는 것은 세심한 주의가 필요함. 연도별 균등화비용을 산출하는 기준이 다르기 때문임. 예를 들어 1998년도에는 발전소의 이용률을 당시 기저발전소의 평균 이용률을 적용하여 75%로 산정함. 반면 2005년과 2010년에는 이용률을 높여 85%로 적용함. 이용률이 높아질수록 동일한 설비투자비로 더 많은 전력을 생산할 수 있으므로 설비투자비가 높은 발전원의 발전비용이 낮아짐. 반면 가스 화력과 같이 연료비의 비중이 큰 발전소는 이용률과 발전비용의 관계가 연료가격에 따라 달라질 수 있음. 하지만 국제에너지기구에서 정하는 이용률은 작성시점에서 평균적인 발전소 이용률을 이용한다는 점에서 발전원간 비교는 유의하다고 판단됨.

[부록 표 4] 우리나라의 역대 석탄화력과 가스화력 발전비용

		건설비 (USD/MWh)	운영비 (USD/MWh)	연료비 (USD/MWh)	계 (USD/MWh)	원자력발전 대비(%)
석탄 화력	1992	18.4	15.0	38.9	72.2	133
	1998	14.8	10.6	19.3	44.7	112
	2005	8.8	5.3	12.1	26.1	102
	2010 (탄소비용제외)	8.2	4.1	54.9 (31.1)	67.1 (43.3)	217 (140)
가스 화력	1998	7.5	4.4	43.4	55.2	138
	2005	4.5	5.1	44.2	53.8	209
	2010	5.8	4.5	80.1	90.3	291

주: 생산자물가지수(PPI)를 반영하여 2010=100으로 환산함.

자료: IEA, *Projected cost of generating electricity*, 1992-2010.

나. 국제 원자력 발전비용의 변화 (1992~2010)

화력발전과 비교하여 원자력의 경제성을 파악하기 위하여 원자력 발전비용의 시기 별 변화를 확인할 필요가 있다. 우리나라의 원자력 발전비용이 다른 나라에 비하여 낮은 수준이므로, 우리나라로 한정하지 않고 원자력 발전 자체의 경제성을 비교하기 위하여 10기 이상의 원자력발전소를 보유한 주요 6개국의 비용 항목별 평균을 구하여 추세를 확인하였다. 미국, 프랑스, 독일, 일본, 중국, 한국의 항목별 비용을 평균하였고¹⁰⁾, 생산자물가지수(PPI 2010=100)를 통해 비용 항목을 2010년도 현재 가치로 환산하였다. 하지만 발전비용을 산정하는 기본 전제 중 발전소 이용률이 1998년은 75%였으며 2005년 부터는 85%로 높아져 동일하게 비교할 수는 없다. 이용률은 발전비용에 가장 큰 영향을 주는 요소로 설비투자비의 비중이 높은 원자력 발전의 경우 이용률이 높을 경우 발전비용이 낮아지고, 연료비의 비중이 높은 가스화력 발전의 경우 연료비의 변동에 따른 최적 이용률이 차이가 있기 때문이다.¹¹⁾

10) 2013년 기준으로, 운영중인 원전은 미국이 100기, 프랑스가 58기, 일본이 50기, 러시아 33기, 한국 23기, 인도 21기, 캐나다 19기, 중국 18기, 영국 16기 우크라이나 15기, 스웨덴 10기, 독일 9기 순임. 이 중 10기 이상의 원전을 보유하고 있으며 1992, 1998, 2005, 2010년 중 2010년을 포함하여 3개 이상의 자료를 제출한 나라를 대상으로 함. 독일은 2013년 운영중인 원전은 9기이나 최근 폐쇄한 8기가 있으므로 포함하였음.

11) 1998년과 동일한 이용률로 평준화할 경우, 2005년 이후의 발전비용은 이보다 상승할 수 있음. 하지만, 국제에너지기구가 발전비용을 추정할 때는 보편적인 상황을 적용한다는 점에서 2000년

[부록 표 5]의 2005년과 2010년의 발전비용을 비교한 결과 주요국의 2005년 발전비용은 35.1USD/MWh 였고 2010년에는 44.6USD/MWh로 27% 상승한 것으로 나타났다. 2세대 원전이 건설된 1990년 중반 이후 원전 건설비와 연료비가 낮아졌으나, 2010년 이후에는 대부분의 나라에서 3세대 원전이 건설되면서 증가한 건설비에 영향을 받은 것으로 판단된다.

[부록 표 5] 주요 국가의 원자력 발전비용의 변화

	건설비 (USD/MWh)	운영비 (USD/MWh)	연료비 (USD/MWh)	계 (USD/MWh)
1992	35.1	18.1	16.1	69.4
1998	25.4	13.4	11.1	49.9
2005	17.7	10.6	6.8	35.1
2010	23.6	11.9	9.1	44.6
(비중, %)	(52.9)	(26.8)	(20.4)	(100.0)

주: 1. 중국, 프랑스, 독일, 일본, 한국, 미국의 발전비용 자료를 PPI로 환산 후 평균하여 구함.
 2. 1998년까지는 설비용량을 75%로 가정하였으며 2005년 부터는 85%로 높임. 설비가동률이 높아지면 발전비용은 낮아짐.
 자료: IEA2010)의 자료를 이용하여 국회예산정책처에서 정리함.

원자력 발전비용은 절대적 수준도 의미가 있지만 타 발전원과의 상대가격 차이에 더 의미가 있다. [부록 그림 2]는 원자력 발전과 석탄화력, 가스화력의 발전비용을 비교한 것이다. 주요 국가의 연도별 가격은 OECD 전체의 생산자물가지수(PPI)¹²⁾를 이용하여 2010년을 기준으로 보정하였다. 2010년 가격으로 변환한 결과 1992년의 발전비용이 가장 높았다. 이후 1998년과 2005년에는 모든 발전원의 발전비용이 크게 낮아졌다. 원자력 발전비용이 낮아진 것은 건설비 감소의 영향이 크며 화력발전의 단가가 낮아진 것은 연료비 감소의 영향이 컸다. 따라서 1998년에는 원자력 발전과 석탄화력, 가스화력간 차이가 크지 않았다. 1998년에는 원자력 발전의

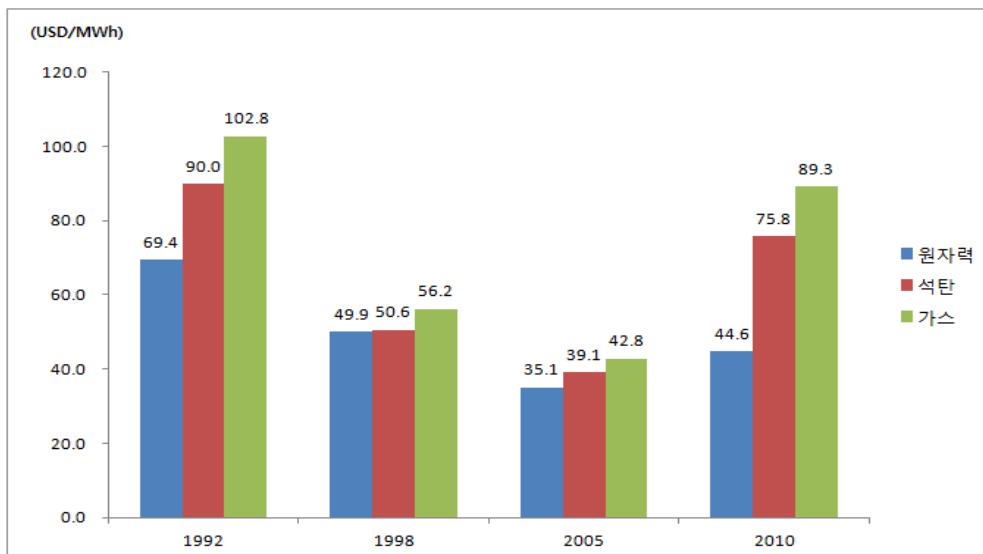
이전에는 원전의 평균 이용률이 80% 아래였으며, 2000년 이후에는 평균 이용률이 80% 이상으로 높아졌기 때문으로 볼 수 있음. 따라서 별도의 평준화 작업을 하지 않고 국제에너지기구에서 발표한 수치를 그대로 이용함.

12) OECD statistics <www.oecd-ilibrary.org>

Year	2010=100	1992	1998	2005	2010
OECD total		58.9	72.6	88.0	100.0

평균단가가 49.9USD/MWh이고 석탄화력의 평균단가가 50.6USD/MWh로 두 발전원간 차이가 1% 미만의 수준이었다. 2005년에도 원자력과 석탄화력의 발전비용은 10% 상당의 차이에 불과했다. 하지만, 2010년에는 원자력의 발전비용은 44.6USD/MWh로 큰 차이가 없으나 석탄화력은 2005년 39.1USD/MWh에서 2010년 75.8MWh로 크게 증가하면서 원자력 발전과 석탄화력간 발전비용이 크게 벌어졌다. 2010년의 석탄화력 발전단가는 탄소비용이 포함된 값으로 외부 비용을 제하고 직접 비용만으로 비교할 경우 51.8USD/MWh 이다. 따라서 원자력 발전단가와 차이는 줄어들 수 있다. 가스 화력도 연료비 급증으로 발전비용이 크게 증가하였다.¹³⁾ 2005년 46USD/MWh에서 2010년 89.3USD/MWh로 94%가 상승하였다. 화력발전의 경우 석탄과 가스가격이 상승하여 연료비 부담이 높아졌고 탄소포집 및 저감장치 설치 등 탄소비용이 증가했기 때문이다.

[부록 그림 2] 주요국의 발전단가



주: 1. 각 년도별 중국, 프랑스, 독일, 일본, 한국, 미국의 발전비용 자료를 평균하여 2010년 기준가격으로 환산함.

2. 1998년까지는 설비용량을 75%로 가정하였으며 2005년 이후에는 85%로 높임. 설비가동율이 높아지면 발전비용은 낮아짐.

자료: IEA(2010)의 자료를 이용하여 국회예산정책처에서 정리함.

13) 2010년 보고서는 석탄과 가스화력발전의 경우 탄소배출포집장치(Carbon Capture and Storage: CCS) 기술을 설치한 경우의 발전비용을 별도로 표기하였으나, 우리나라의 화력발전설비와 비교하기 위하여 탄소배출포집장치가 포함되지 않은 설비의 발전비용을 이용함.

이와 같이 국제 에너지 가격의 상승과 탄소비용의 내부화 경향은 화력발전의 발전비용에 직접적으로 영향을 주어 상대적으로 원자력 발전의 경제성이 높아졌다. 하지만, 동 자료는 2010년 발간되어 2011년 초에 발생한 후쿠시마 사고 이후의 변화가 고려되지 않았다. 후쿠시마 사고 이후 운영 중인 원전은 안전성 강화비용을 추가하였고, 신규 원전은 안전성이 강화된 신형 원전으로 변경하고 있어 원자력 발전비용은 2010년 보고서의 발전비용보다 높아질 것으로 예상된다.

부록 3. 중저준위 방사성폐기물처리장 유치과정¹⁴⁾

1980년대 후반 방폐장 입지로 영덕, 울진, 안면도 등을 검토하는 과정은 정부가 결정하고 일방적으로 추진하는 ‘DAD(Decide-Announce-Defend)’ 방식으로 1기에 해당한다. 사업주체가 시설에 대한 타당성을 검토한 후 결정하여 공포한 것이다. 2기부터는 보상과 협상과정을 이용했다. ‘보상’방식은 비선호시설을 입지함으로써 발생할 수 있는 피해에 대한 경제적 보상을 제공하는 것으로 1994년 「방사성폐기물 관리사업의 촉진 및 시설주변지역 지원에 관한 법률」이후 명문화 되었다. ‘협상’방식은 주민참여 및 협상을 통해 비선호시설에 대한 찬성과 반대간 의견을 좁혀나가는 방식이다. 1995년 굴업도를 시작으로 적용되었으나 다소 형식적이었다. 지역의 자발적 의사를 존중하는 ‘공모’방식은 2003년 부안군 부지선정방식에서 적용되었으며 경주방폐장의 선정도 공모로 진행되었다.

[부록 표 6] 방폐장 부지선정과과정에서 비선호시설 부지선정 방식

		개념	방폐장 사례
1 기	DAD	사업주체가 시설에 대한 타당성 검토 후 결정하여 공포	1986년 ‘한국원자력연구소’ 이후 영덕, 울진, 안면도 등 적용
2 기	보상	비선호시설을 입지함으로써 발생할 수 있는 피해에 대한 경제적 보상	1989년 울진, 1990년 안면도 등 적용. 1994년 방촉법 이후 명문화
	협상	주민참여 및 협상을 통해 비선호 시설에 대한 찬성-반대 의견을 좁혀나감	1994년 방촉법에서 명문화. 1995년 굴업도를 시작으로 적용되었으나 형식적 적용
3 기	공모	사업주체가 공포한 비선호시설 입지에 대해 여러 지역에서 응모한 후 결정	안면도 이후 1991년부터 적용. 2003년 부안군 부지선정방식

주: DAD(Decide-Announce-Defence)

자료: 이순철, 정문기 “비선호시설입지갈등과정의 메타거버넌스 분석” 한국지방자치학회보, 제24권 제2호, 2012.

14) 소순창, “정책실패의 제도화, 그리고 반전 : 서하담기자의 방폐장 취재기,” 중앙공무원교육원, 2010.

1. 안면도 (1990~1991)

- 1990 안면도에 방폐장 건설계획 발표
- 1990 각종 주민조직 생성 및 반대투쟁 (서산 태안지역 ‘안면도 핵쓰레기장 설치 결사반대 서산시군 대책위원회’, 홍성지역 ‘홍성민족민주운동협의회’, ‘안면도 핵쓰레기장 설치 결사반대 홍성군 대책위원회’, 안면도 지역 ‘핵폐기물처리시설 반대투쟁위원회’, 환경운동단체 ‘안면도 핵폐기장 설치반대 투쟁지원 공동대책위원회’)
- 1990.11 새마을지도자 집단사표, 공공기관 직원도 참여. 주민들의 자녀 등교 거부(안면읍 16개 초중고생의 90%). 주민 100여명 단식농성. 주민 300여명이 안면읍 사무소를 점거하고 경찰과 대치. 이후 파출소와 소방서 습격 등 과격양상
- 1991 과기처 장관이 건설 백지화를 발표.
- 1991.6.7 제227차 원자력위원회에서 입지철회안을 의결

2. 굴업도 부지선정과정 (1994~1995)

- 1994.11.14. 방사성폐기물 관리사업 기획단 설치
- 1994.11.22. 공보처 차관, 웅진군 굴업도에 대해 12월 중 부지발표를 목표로 기자간담회 개최
- 1994.12.16. 방폐장 부지로 굴업도 선정
- 1994.12.21. 덕적면 면사무소에서 ‘굴업도 핵폐기장백지화 촉구 및 면민대회’ 개최 및 농성, 추진기획단 주최 설명회 개최 무산
- 1994.12.22. 제236차 원자력위원회, 웅진군 굴업도 시설지구개발계획 심의·의결
- 1994.12.23. 덕적도 주민 300여명 방폐장 반대투쟁 선언, 덕적도 출신 주민으로 구성된 덕우회 소속 회원 조직적 반대 활동 약속
- 1994.12.28. 반핵운동본부 주최 굴업도 핵폐기물처분장 결사반대 집회 참석, 연대 집회
- 1995.1.9. 인천지역 각계인사, ‘인천 앞바다 핵폐기장 대책 범시민위원회 준비위원회’ 결성, 굴업도 핵폐기장철회를 위한 1백만 서명운동 시작

- 1995.1.13. 동인천역 반대 홍보 집회 개최 및 서울 사직공원에서 ‘굴업도핵폐기장 결사 반대’ 집회, 정부종합청사까지 행진, 시위 귀가 도중 주민 1명 사망
- 1995.2.27. 정부 방사성폐기물관리시설 지구로 굴업도 지정·고시
- 1995.3.2. 환경운동연합 및 12개 단체 회원, 덕적도 주민 정부종합청사 앞 ‘굴업도 핵폐기장 지정고시 철회’ 촉구 성명
- 1995.5.20. 덕적도 주민 등 인천시민 1,500여명 동인천역에서 ‘핵폐기장 철회를 위한 제3차 시민권기대회’ 개최
- 1995.9.10. 신임 인천시장 ‘굴업도방사성폐기물처분장 공동조사단’ 구성
- 1995.10.7. 과기처, 굴업도부지특성조사 시행중 활성단층 발견 발표
- 1995.12.16. 제45차 원자력위원회, 굴업도 방사성폐기물관리시설지구 지정·고시 해제

3. 부안 위도 (2003~2004)

- 2000.6.28. 방사성폐기물관리시설 부지 유치공모 공고
- 2001.6.30. 유치공모 마감. 영광, 강진, 진도, 고창, 보령, 완도, 울진 지역에서 자율유치청원에 공모하였으나 지자체와 의회의 반대로 유치에 이르지 못함.
- 2003.2.4. 제252차 원자력위원회. 경북 영덕, 울진, 전남 영광, 전북 고창 등 4개 후보 부지 발표. 향후 1년간 지질조사, 환경성 검토와 함께 지역 협의과정을 거쳐 동.서해안에 각각 1개소의 최종부지를 선정하는 방사성폐기물 관리대책 변경안을 확정함.
- 2003.4.15 제17차 국무회의에서 방폐장 지역에 범정부 차원의 집중 지원방안을 발표. 한수원의 본사이전, 양성자가속기 사업의 연계, 지역지원금 3,000억원
- 2003.5.7. 전라북도 부안군 위도 주민 : 핵폐기장 유치위원회 결성
- 2003.5.11. 유치위원회의 주민공청회 실시, 군의회에 유치신청서 제출(1,458명 중 937명)
- 2003.7.1. 원전수거물관리시설 부안군 유치신청 청원서 접수

- 2003.7.10. 부안시장 유치반대 표명
- 2003.7.11. 부안군수의 원전수거물관리시설 유치선언 발표. 제149회 부안군의회, “원전수거물관리시설 유치신청청원의 건” 부결
- 2003.7.11. 부안군수 산업자원부에 유치신청서 제출
- 2003.7.21. 부안군의회 의장에 대한 집단폭행. 제150회 부안군의회, 부안군수 사퇴권고결의안 가결
- 2003.7.22. 부안읍내에서 원전수거물관리시설 유치반대 시위
- 2003.7.24. 산업자원부 부안군 위도를 원전수거물관리시설 부지로 최종 결정 부안주민, 사회.환경단체 전북도청, 부안군청 등에서 대규모 시위
- 2003.7.25. 부안군수 퇴진과 방폐장 입지 철회를 요구하는 부안군민 대규모 집회
- 2003.7.26. 산자부, 행자부장관의 부안방문, 현금 보상방안 고려 발언
- 2003.7.27.-2004.1 부안 지역주민들의 촛불 시위 (2004년 1월 25일까지 183일)
- 2003.7.29. 지역지원사업 지원하되, 현금보상 불가 최종 결정(국무회의)
- 2003.8.17. 부안군민 상경시위
- 2003.8.25. 부안지역 전면 무기한 등교거부 시작
- 2003.8.30. 국무조정실 주도로 ‘부안군지원대책위원회’ 구성하여 대책 논의
- 2003.9.8. 부안군수 폭행사건 발생
- 2003.10.24. 정부와 부안대책위 ‘부안지역현안해결을 위한 공동협의회’ 구성
- 2003.12.29. 부안반핵대책위가 2004년 2월 13일까지 주민투표 실시를 제의하나 정부 거절
- 2004.1.15. 부안반핵대책위 2월 14일에 자체 주민투표 계획 결정
- 2004.2.12. 산자부 장관 교체. 부안군의 주민투표무효 가처분신청 기각판결
- 2004.2.14. 부안주민 원전수거물관리시설 유치찬반 주민투표 실시 (전체 주민의 72%인 37,540명 중 91.8%가 반대)
- 2004.9.16. 산자부장관. 기존 부지선정절차 포기 및 새로운 부지선정절차 마련할 것을 발표
- 2004.10.4.-7 부안핵폐기장 반대 삼보일배단 상경투쟁
- 2004.11-12 방폐장 부지선정 추진하던 한수원의 부안사무소 철수
- 2004.12.1. 부안지역 원전센터 건설후보지로서 법적 자격 종료

4. 경주 (2004~2005)

- 2004.12.17. 제253차 원자력위원회, 중저준위 방사성폐기물과 사용후핵연료를 분리하는 내용 결정
- 2005.1.25. 중저준위 방사성폐기물 처분시설의 유치지역 지원에 관한 특별법 제정안 국무회의 의결
- 2005.3.2. 중저준위 방사성폐기물 처분시설의 유치지역 지원에 관한 특별법 제정안의 국회 본회의 의결
- 2005.3.11. 부지선정위원회 발족
- 2005.3.28. 경주시 의회의 방폐장 관련 의원간담회 및 방폐장 유치추진 결정
- 2005.3.31. 중저준위 방사성폐기물 처분시설의 유치지역 지원에 관한 특별법 공포
- 2005.4.7. 부지선정위원회는 중저준위 방폐장 부지선정절차 관련, 선부지조사 후 절차공고 방치 결정 발표
- 2005.4.13. 산업자원부는 6개 후보지역에 지역상황반 구성 및 지역별 회의 개최
(군산, 경주, 삼척, 울진, 영덕, 포항)
- 2005.6.16. 원전센터 후보부지 선정관련 공고 및 정부추진일정 발표
- 2005.8.16. 울진 군의회, 방폐장 유치신청 동의안 부결
영덕군, 방폐장 유치신청 동의안 군의회 가결 및 유치신청
군산시, 방폐장 유치신청
포항시, 방폐장 유치신청
- 2005.8.30. 삼척 시의회 방폐장 유치신청 동의안 부결
- 2005.9.5. 산업자원부, 방폐장 사업 종합상황실을 구성하고 운영을 시작함
- 2005.10.4. 지방자치 단체별 방폐장 주민투표 발의를 공고함
- 2005.10.12. 중앙선거관리위원회, 주민투표와 관련하여 지자체의 과열경쟁에 주의
- 2005.10.17. 부청리검 과학기술부장관, 법무부장관, 행정자치부장관, 산업자원 부장관은 주민투표와 관련하여 공동담화문을 발표함
- 2005.10.21. 4개 지역별 관할 선거관리위원회, 주민투표 공보 및 투표안내문 발송

- 2005.10.25. 반핵국민행동 및 영덕반대위원회, 불법 부채자신고 폭로 및 기자회견
- 2005.10.26. 민변에서 주민투표에 대하여 부정관권 개입에 대한 진상발표 및 기자회견
- 2005.10.31. 시민사회단체, 주민투표 중단 및 참여민주주의 수호를 위한 기자회견 실시
- 2005.11.2. 경주, 군산, 영덕, 포항 등 네 지역에서 방폐장 주민투표를 동시에 실시
- 2005.11.3. 산업자원부 장관 주민투표 결과 경주를 최종 후보부지로 발표

부록 4. 신고리-북경남 구간 765kV 송전망 갈등의 경과

- 2001년 ~2005년 8월 : 정부는 송전선로 경과지 선정 및 환경영향 평가를 실시함.
- 2007년 11월 : 정부는 전원개발사업 실시계획을 승인함.
- 2008년 8월 : 정부는 공사를 착공함.
- 2009년 12월~2010년 6월 : 정부는 갈등조정위원회를 운영함.(국민권익위원회 주관)
- 2010년 11월~2012년 9월 : 정부는 제도개선추진위원회를 운영함.(경실련 주관)
- 2011년 5월~7월 : 한국전력은 밀양주민-한국전력간 대화위원회를 운영함.
(약2개월간 18회)
- 2011년 8월~10월 : 경실련이 중재하는 보상협의회가 운영됨.(약2개월간 10회)
- 2012년 1월 : 산외면 주민 사망사고가 발생함.
- 2012년 12월 4일 : 국회 공청회 (김제남, 조경태의원 주관)
- 2013년 2월~5월 : 조경태의원이 중재하는 한국전력-주민간 국회 토론회가
열림.(6회)
- 2013년 5월 29일~7월 8일 : 국회 산업통상자원위원회의 중재로 전문가협의체
(9인)가 운영됨.
- 2013년 8월 5일 : 정부는 밀양송전탑 갈등해소 특별지원협의회 운영을 합의함.
- 2013년 9월 : 「송변전설비 건설관련 주변지역 지원 및 보상에 관한 법률」이 상정
- 2013년 12월 : 「송변전설비 건설관련 주변지역 지원 및 보상에 관한 법률」
국회 통과

부록 5. 일본의 「특정 방사성 폐기물의 최종처분에 관한 법률」 (발췌)

제 1 장 총칙(제1조~제2조)

제 2 장 기본방침(제3조~제5조)

제 3 장 개요조사지구의 선정(제6조~제10조)

제 4장 최종처분의 실시

제 1 절 각출금(제11조~제15조)

제 2 절 최종처분의실시(제16조~제20조)

제 3 절 최종처분시설의보호(제21조~제33조)

제 5장 원자력발전환경정비기구

제 1 절 총칙(제34조~제38조)

제 2 절 설립(제39조~제43조)

제 3 절 관리(제44조~제55조)

제 4 절 업무(제56조~제62조)

제 5 절 재무및회계(제63조~제68조)

제 6 절 감독(제69조~제70조)

제 7 절 잡칙(제71조~제74조)

제 6 장 지정법인(제75조~제83조)

제 7 장 잡칙(제84조~제86조)

제 8 장 벌칙(제87조~제94조)

부칙

제 1 조 (목적) 이 법률은 원자력발전(原子力發電)에 있어서 발전용 원자로를 운전하여 생긴 연료의 재처리 후 잔존하는 특정방사성 폐기물의 최종처분을 함에 있어 계획적이고 확실한 실시를 위하여 필요한 조치를 강구하여, 원자력과 관련한 환경을 정비하고 국민경제의 건전한 발전과 국민생활의 안정에 기여하는 것을 목적으로 한다.

제 2 장 기본방침

제 3 조 (기본방침) ①통상산업대신은 특정방사성 폐기물의 최종처분의 계획적이고 확실한 실시를 위해 특정방사성 폐기물의 최종처분에 관한 기본방침(이하 “기본방침”이라 한다)을 정하고 이를 공표하여야 한다.

②기본방침에서는 다음과 같은 사항을 정하도록 한다.

1. 특정방사성 폐기물의 최종처분의 기본방향
2. 개요조사지구, 정밀조사지구 및 최종처분시설건설지(이하 “개요조사지구라 한다)의 선정에 관한 사항
3. 전호의 선정에 관계되는 주민의 이해증진을 위한 시책에 관한사항
4. 특정방사성 폐기물의 최종처분의 실시에 관한 사항
5. 특정방사성 폐기물의 최종처분에 관계되는 기술 개발에 관한 사항
6. 특정방사성 폐기물의 최종처분에 대한 국민의 이해증진을 위한시책에 관한 사항
7. 기타 특정방사성 폐기물의 최종처분에 관한 중요사항

③통상산업대신은 기본방침을 정하고자 할 때에는 사전에 원자력위원회(전항 제 4호 및 제 5호의 사항으로 안전확보를 위한 규제에 관한 것은 원 자력안전위원회)의 의견을 청취하여야 한다.

④통상산업대신이 기본방침을 정하려면 각의의 결정을 통과하여야한다.

⑤통상산업대신은 제 2항의 사항을 변경할 필요가 생긴 경우는 기본방침을 개정하도록 한다.

⑥제 1항부터 제 4항까지의 규정은 전항의 규정에 의한 기본방침의 개정에 대하여 준용한다.

제 4 조 (최종처분계획) ①통상산업대신은 기본방침에서 통상산업성령이 정하는 바에 따라 5년마다 10년을 1기로 하는 특정방사성 폐기물의 최종처분에 관한 계획(이하 “최종처분계획”이라 한다)을 정해 이를 공표하여야 한다.

②최종처분계획은 다음과 같은 사항을 정하도록 한다.

발전용 원자로의 운전에 따라 생긴 연료의 재처리 후에 생기는 특정방사성 폐기물의 양 및 그 전망

2. 전호의 특정방사성 폐기물의 최종처분을 행하는 시기 및 그 양과 함께 그에 필요한 최종처분시설의 규모 및 능력에 관한 사항
 3. 개요조사지구의 선정 및 최종처분시설의 설치에 관한 사항
 4. 특정방사성 폐기물의 최종처분의 실시방법에 관한 사항
 5. 기타 특정방사성 폐기물의 최종처분의 실시에 관하여 필요한 사항
- ③통상산업대신은 최종처분계획을 정하고자 할 경우는 미리 원자력 위원회(전 항제 4호의 사항에서 안전 확보를 위한 규제에 관한 것이라면 원자력 안전 위원회)의 의견을 청취하여야 한다.
- ④통상산업대신이 최종처분계획을 정하려면 각의의 결정을 통과하여야 한다.
- ⑤통상산업대신은 제 2항제 3호의 개요조사지구의 소재지를 정하고자 할 경우에는 해당 개요조사지구의 소재지를 관할하는 도도부현(都道府縣)지사 및 시정촌(市町村)장의 의견을 청취하고 이를 충분히 존중 하여야 한다.
- ⑥통상산업대신은 제 2항의 사항을 변경할 필요가 생긴 경우는 최종처분계획을 개정하도록 한다.
- ⑦제 1항부터 제 5항까지의 규정은 전항의 규정에 의한 최종처분계획의 개정 에 대하여 준용한다.

제 5 조 (실시계획) ①원자력발전환경정비기구(이하 “기구”라 한다)는 통상산업성령 이 정하는 것에 의해 최종처분계획에 따라 특정방사성 폐기물의 최종처분 실시에 관한 계획(이하 “실시계획”이라 한다)을 작성하여 통상산업대신의 승인을 받아야 한다. 이를 변경하고자 할 경우도 동일하다.

②전항의 실시계획에서는 다음과 같은 사항을 정하도록 한다.

최종처분을 하여야 하는 특정방사성 폐기물의 양 및 전망

2. 전호의 특정방사성 폐기물의 최종처분을 행하는 시기 및 그 양과 함께 그에 필요한 최종처분시설의 종류, 규모 및 능력에 관한 사항
 3. 개요조사지구의 선정 및 최종처분시설의 설치에 관한 사항
 4. 특정방사성 폐기물의 최종처분의 실시방법에 관한 사항
 5. 기타 통상산업성령이 정하는 사항
- ③통상산업대신은 필요하다고 인정될 경우에는 기구에 대하여 실시 계획의 변경을 명할 수 있다.

제 3 장 개요조사지구의 선정

제 6조 (개요조사지구의 선정) ①기구는 개요조사지구를 선정하고자 할 경우에는 최종처분계획 및 해당 기구의 승인실시계획(제5조제1항 전단의 규정에 의한 승인을 받은 실시계획을 말하고, 동항(同項)하단의 규정에 의한 변경의 승인이 있는 경우는 그 변경 후의 것.이하 같음)에 따라 다음과 같은 사항에 대하여 미리 문헌 기타 자료에 의한 조사(다음 항에서 “문헌조사”라고 한다)를 하여야 한다.

②기구는 전항의 규정에 의해 문헌조사를 행한 경우 그 결과에 근거해 통상 산업성령이 정하는 것으로부터 해당 문헌조사의 대상이 된 지구(이하 “문헌 조사대상지구”라 한다) 중에 다음 각호의 어느 하나에 적합하다고 인정되는 것 중에서 개요조사지구를 선정하여야 한다.

③기구는 전항의 규정에 의해 개요조사지구를 선정하는 경우는 제5조제1항 후단의 규정에 의해 그 승인 실시계획에 관계되는 동조 제2항제3호의 사항의 변경에 대하여 통상산업대신의 승인을 받아야 한다.

제 7 조 (정밀조사지구의 선정) ①기구는 정밀조사지구를 선정하고자 할 경우에는 최종처분계획 및 해당 기구의 승인실시계획에 따라 다음과 같은 사항에 대하여 미리 해당 승인실시계획의 제 5조제 2항제 3호의 개요조사를 하여야 한다.

②기구는 전항의 규정에 의해 개요조사를 행한 경우는 그 결과에 근거하여 통상산업성령이 정하는 것에 의해 해당 개요조사의 대상이 된 개요조사지구 중에 다음 각호의 어느하나에 적합하다고 인정되는 것 중에서 정밀조사지구를 선정하여야 한다.

③제6조제3항의 규정은 정밀 조사지구의 선정에 관하여 준용한다.

제 8 조 (최종처분시설건설지의 선정) ①기구는 최종처분시설건설지를 선정하고자 할 경우에는 최종처분계획 및 해당 기구의 승인실시계획에 따라 다음과 같은 사항에 대하여 미리 해당 승인실시계획의 제 5조제 2항제 3호의 정밀조사지구를 대상으로 하는 정밀조사를 하여야 한다.

②기구는 전항의 규정에 의해 정밀조사를 행한 경우는 그 결과에 근거해 통상산업성령이 정하는 바에 의해 정밀조사의 대상이 된 정밀조사지구 중 다음 각 호 어느 하나에 적합하다고 인정되는 것 중에서 최종처분시설건설지를 선정하여야 한다.

③제 6 조제 3항의 규정은 최종처분시설건설지의 선정에 대하여 준용한다.

사업평가현안분석 제50호

원자력 발전비용의 쟁점과 과제

발간일 2014년 3월 18일

발행인 국경복 국회예산정책처장

편 집 사업평가국 산업사업평가과

발행처 **국회에산정책처**

서울특별시 영등포구 의사당대로 1
(tel 02·2070·3114)

인쇄처 경성문화사 (tel 02·786·2999)

1. 이 책의 무단 복제 및 전제는 삼가주시기 바랍니다.
 2. 내용에 관한 문의는 국회예산정책처 사업평가국 산업사업평가과로 연락해주시기 바랍니다. (tel 02·788·3781)
-

ISBN 978 - 89 - 6073 - 721 - 1 93350

© 국회예산정책처, 2014