자원·환경경제연구 제 27 권 제 2 호
Environmental and Resource Economics Review
Volume 27, Number 2, June 2018 : pp. 261~286
DOI: https://doi.org/10.15266/KEREA.2018.27.2.261

우리나라 원자력발전의 노형을 고려한 계속운전의 경제성 비교 연구

조성진* · 김윤경**

요 약 : 본 논문은 제 7차 전력수급기본계획에서 제시한 신규 원자력발전, 석탄 발전, 그리고 LNG 복합 발전의 균등화발전비용과, 고리 1호기(가압형 경수로, PWR) 및 월성 1호기(가압형 중수로, PHWR)의 계속운전 기간별(10년과 20년) 균등화발전비용을 추정하여 비교해서 원전 계속운전의 노형별 및 계속운전 기간별 경제성을 평가하였다. 균등화발전비용을 이용한 원자력발전의 계속운전 경제성은 노형, 계속운전기간, 할인율, 이용률 등으로부터 영향을 받는다. 분석결과에 따르면 가압형 경수로(고리 1호)는 가압형 중수로(월성 1호)보다 경제성이 높다. 원자력발전의 계속운전과 다른 전원의 경제성 비교 결과를 보면 가압형 경수로(고리 1호)의 경우에 20년 계속운전이 신규 원자력 발전 및 석탄발전보다 경제적이다. 그러나 가압형 중수로(월성 1호)의 경우에 20년 계속운전은 LNG 복합 발전보다 경제적이지만, 신규 원전 및 신규 석탄발전보다 비경제적이다. 원자력발전의 계속운전에서 보면 20년 계속운전이 경제적이며, 특히 가압형 경수로는 다른 전원보다 비용효율적이다. 원자력발전의 계속운전 정책은 모든 원전을 폐로하기 보다는 안전성과 경제성을 동시에 고려하는 선별적 접근 방식이 유효하다.

주제어 : 계속운전, 원자력발전, 균등화발전비용, 경제성평가

JEL 분류 : Q4, Q48, Q58

접수일(2018년 1월 29일), 수정일(2018년 1월 30일), 게재확정일(2018년 4월 3일)

* 에너지경제연구원 전력정책연구본부 원자력정책연구실 연구위원, 제1저자(e-mail: chosj0327@keei.re.kr)
** 이화여자대학교 사회과학대학 경제학전공 교수, 교신저자(e-mail: yoonkkim@ewha.ac.kr)

Economic Feasibility Study of the Life Extension by Reactor Type of Nuclear Power Plant in Korea

Sungjin Cho* and Yoon Kyung Kim**

ABSTRACT : This paper evaluated the economic feasibility of the life extension of Kori unit 1 and Wolsong unit 1 according to the types of the nuclear power plants (NPPs) and the life extension period comparing to the levelized costs of energy (LCOE) of the new NPPs, coal-fired plants (CFPs), and combined cycle gas turbine (CCGTs) which proposed in the 7th Basic Plan for Electricity Supply and Demand. The economic feasibility of the life extension of NPPs using LCOE method is affected by the types of NPPs, lifetime extension periods, discount rate, and capacity factor. According to the analysis results, the pressurized light water reactor (PWR) is more economical than the pressurized heavy water reactor (PHWR). Comparing the economical efficiency between the life extension of NPPs and other alternatives, the operation of the PWR for 20 years is more economical than the one of new NPPs and CFPs. However, 20 years of life extension of PHWR is more economical than the CCGTs, but less economical than new NPPs and CFPs. In summary, the 20 years of life extension of the NPPs seems to be more, especially for the PWR, which is more cost effective than other generation alternatives. Therefore, the government policy of the life extension of NPPs need to be a selective approach that simultaneously considers both safety and economics rather than closing all NPPs.

Keywords : Life expansion, Nuclear Power Plant, Levelized costs of energy, Feasibility study

Received: January 29, 2018. Revised: January 30, 2018. Accepted: April 3, 2018.

* Research Fellow, Department of Electric Policy, Korea Energy Economics Institute, First author(e-mail: chosj0327@keei.re.kr)

** Professor, Department of Economics, Ewha Womans University, Corresponding author(e-mail: yoonkkim@ewah.ac.kr)

I. 서 론

우리나라의 에너지계획은 원자력발전의 계속운전에 대해서 제도, 횟수 제한, 운영형태 등을 명확하게 정하지 않고, 주기적 안전성 평가(PSR)에 근거하여 10년 단위로 계속운전 여부를 평가하면서 암묵적으로 계속운전을 전제하여 왔다. 이러한 전제는 각 시대의 정치·사회적 여론, 해외의 원전 계속운전 동향 등과 같은 국내외 에너지 환경 여건을 반영한 것이지만, 원자력발전의 10년간 계속운전 시나리오는 온실가스 감축 정책, 원자력발전에 대한 수용성 악화 등과 같은 불확실성을 반영하기에는 한계를 갖는다. 원전 계속운전은 우리나라의 중·장기 전원 구성에서 중요한 대안으로서의 역할을 가지므로 다른 발전원을 고려한 대안의 발전비용과 비교하여 원전 계속운전의 경제적 타당성을 평가하여야 한다. 그리고 전력수급계획을 수립할 때에 이러한 경제적 타당성에 대한 분석 결과를 반영한 중·장기 전원 구성을 도출해야 한다. OECD NEA (2012)는 OECD 국가들의 원전 계속운전에 대한 경제성 평가를 통해서 계속운전 후의 발전비용이 대체에너지의 발전비용보다 작으며, 대부분 국가의 원전산업은 앞으로 10년 이상의 기간에서 큰 수익성을 가질 것이라고 평가하였다.

본 논문에서는 제 7차 전력수급기본계획에서 제시한 신규 원전, 신규 석탄발전, 그리고 신규 LNG 복합발전의 균등화발전비용과 고리 1호기(가압형 경수로, PWR) 및 월성 1호기(가압형 중수로, PHWR)의 계속운전 기간별(10년, 20년) 균등화발전비용을 비교하여 원전 계속운전의 노형과 수명 연장 기간에 따른 경제성을 평가한다. 이는 우리나라의 에너지 계획을 수립할 때에 명시적으로 반영하지 않았던 원자력발전의 계속운전을 원전 노형별 및 수명 연장기간별로 구분하여 경제성을 평가하는 것이므로 원전간의 계속운전 여하, 다른 전원과의 비교에서의 계속운전 여하를 판단할 수 있다.[1)]

본 논문은 다음과 같이 구성된다. II는 국내외의 원전 계속운전에 대한 선행연구이다. OECD NEA (2012), 송택호·정일석(2002), 김윤경·조성진(2014)의 분석 결과를 정리한

1) 계속운전을 위해서 실시하는 각종의 설비 투자, 점검, 추가 유지·보수 등이 노후 원전의 위험성 저하에 미치는 영향 정도를 실시하는 것도 필요하다. 그러나 본 논문은 규제기관이 원자력발전의 계속운전 승인 기준으로서 주기적 안전성 평가(PSA) 기준의 만족 여부를 사용한다는 점에 근거하여 계속운전을 위한 투자비가 규제기관의 안전규제 기준을 충족하는 수준이며, 계속운전을 위해서 실시하는 각종 설비 투자, 점검, 추가 유지·보수 등을 통해서 노후 원전이 갖는 위험성이 상당부분 낮아진다는 것을 전제한다.

다. III은 원전 계속운전의 경제성 평가를 위해서 발전비용을 도출할 때에 사용해야 하는 비용 항목들을 정하고, 그 값들을 정리한다. 발전비용을 계산할 때에 본 연구에서는 균등화발전비용(Levelized Costs of Energy, LCOE)을 사용하므로 균등화발전비용(LCOE)의 식을 제시한다. 그리고 원자력발전의 계속운전 투자비의 각 항목을 정의하고, 고리 1호기와 월성 1호기의 계속운전을 위한 투자 내역을 조사하여 정리한다. IV는 고리 1호기와 월성 1호기의 계속운전에 대한 경제성 평가이다. 경제성평가에서는 할인율과 이용률에 대해서 민감도 분석도 실시한다. 그리고 석탄발전, LNG복합발전, 유류발전의 균등화발전비용을 도출하여 고리 1호기와 월성 1호기의 균등화발전비용과 비교하여 경제성을 판단한다. V는 결론이다.

II. 선행연구

계속운전에 대한 국내외 선행연구로서는 OECD NEA (2012), 송택호·정일석(2002), 김윤경·조성진(2014)이 있다. OECD NEA (2012)는 벨기에, 핀란드, 프랑스, 헝가리, 한국, 스위스, 미국의 원전들을 대상으로 계속운전의 경제성을 평가하였다. 원전 계속운전의 경제적 타당성 평가기준으로는 ① 생산 및 자산 포트폴리오, ② 미래 전력가격 전망 능력, ③ 원전 설비 업그레이드 및 교체 필요, ④ 10년 주기의 평균 에너지 가동률(Energy Availability Factor, EAF)에 대한 설비보수작업의 영향, ⑤ 불확실성 및 리스크(원전부지 의존도, 정치, 재무적 위험, 규제 위험 등), ⑥ 설비 변수 등에 대한 비용(overnight cost), ⑦ 계속운전 후의 균등화발전비용(LCOE), ⑧ 국가의 에너지공급 안정 및 온실가스 감축 정책을 이용하였다. 분석 결과에 따르면 프랑스는 원전 경제성 평가기준항목 8개 중의 7개에 대해서 최고였고, 핀란드는 많은 평가기준항목들에서 최적이었다. 이 평가에 따르면 우리나라의 고리 1호기(가압형 경수로, Pressurized water reactor, PWR)는 계속운전 적합성 기준항목 8개 중의 5개에서 최고를 받았다. 월성 1호기(가압형 중수로, Pressurized heavy water reactor, PHWR)는 평가항목들 중의 ④ 10년간 평균에너지 가동률 대비 설비보수작업의 효과에서 최저를 받았다. OECD NEA (2012)의 분석 결과에 따르면 월성 1호기는 고리 1호기에 비해서 상대적으로 경제성이 낮다.

송택호·정일석(2002)은 고리 1호기와 월성 1호기를 대상으로 계속운영의 경제성을 평가하였다. 이 논문은 “계속운전”대신에 “계속운영”을 사용하였다. 이 분석에서는 원전의 수명을 10년, 20년, 30년으로 연장 운영하는 경우와 연장하지 않고 표준형으로 대체 운영하는 경우로 설정하였으며, 이용률, 운전유지비, 할인율에 대한 민감도 분석을 실시하였다. 분석 결과에 따르면 신규 대체와 비교하여 고리 1호기는 모든 기간에서, 월성 1호기는 20년 이상의 운전에서 경제성을 갖는다. 월성 1호기는 투자비 규모에 따라서 10년 계속운영에서도 경제성을 갖는다.

김윤경·조성진(2014)은 우리나라에서 설계수명이 종료되었거나 종료될 원자력발전이 계속운전되는 경우의 기간별 발전비용을 균등화발전비용으로 추정·비교하여 원전별 최적 계속운전기간을 도출하였다. 분석대상은 고리 1호기, 월성 1호기, 앞으로 계속운전의 심사대상이 될 1,000MW급 원전이다. 추정결과에 따르면, 노형, 투자비, 운전유지비, 사후처리비용의 차이로 가압형 경수로(PWR)는 발전비용이 낮아서 계속운전 때에 가압형 중수로(PWHR)에 비해서 경제성을 갖는다. 경제성에서 보면, 고리 1호기는 10년 계속운전을 2차까지 허용하여 2027년까지 가동할 때의 발전비용이 가장 낮다. 월성 1호기는 30년 계속운전이 10년 및 20년 계속운전보다 경제적이다. 그러나 발전비용에서 보면, 월성 1호기는 고리 1호기보다 발전비용이 높다. 1,000MW급 원전은 20년 계속운전이 10년 또는 30년 계속운전보다 낮은 발전비용을 가지며, 이는 고리 1호기의 발전비용 또는 월성 1호기의 발전비용보다 낮다. 민감도 분석 결과에 따르면 이용률에 상관없이 할인율이 높아질수록 발전비용은 높으며, 할인율에 상관없이 이용률이 높아질수록 발전비용이 낮다. 경제성 기준에서 원자력발전의 계속운전 여부는 원전의 안전성을 보장하면서 투자비와 운전유지비를 낮게 유지할 때에 달성된다.

III. 계속운전의 경제성 평가를 위한 비용

1. 균등화발전비용(Levelized Costs of Energy, LCOE)

균등화발전비용(LCOE)은 발전기 수명기간의 건설비(자본비), 운영비, 연료비 등 전력 생산비용과 투자자의 기회비용(자본수익률, Return on equity)을 전부 회수할 수 있

는 가상의 가격이다. 균등화발전비용의 개념을 적용한 발전 원가는 다음과 같다.

$$LCOE = \frac{\sum_t (C_t + O/M_t + Fuel_t)/(1+r)^t}{\sum_t GN_t/(1+r)^t} \quad (1)$$

C_t : t년도 자본비용(건설비, 건설중 이자, 발전소 해체 비용)

O/M_t : t년도 운전유지비(고정비+변동비)

$Fuel_t$: t년도 연료비

GN_t t년도 발전량

r : 실질할인율 = $WACC$

$\sum_t$: 비용 발생 총기간에 대한 합계(건설, 운전, 해체 포함)

우리나라에서는 원자력발전의 단가를 도출할 때에 중·저준위 폐기물 처리비, 고준위 폐기물 처리비, 해체 비용 등과 같은 사후처리비용과 R&D 비용을 운전유지비(O&M)에 포함시킨다. 변동비는 연료비만을 포함한다. 일반적으로 균등화발전비용에서는 운전유지비용(O&M)을 고정 운전유지비와 변동 운전유지비로 구분하지만, 우리나라에서는 발전단가를 추정할 때에 변동 운전유지비를 고정비에 포함시킨다.[2)]

2. 고리 1호기와 월성 1호기의 계속운전을 위한 투자비

IAEA (2016)에 따르면 원전 계속운전 투자비는 기술적 요인에 의한 비용(Technical Cost), 관리·운영적 요인에 의한 비용(Management Cost), 외부적 요인에 의한 비용(External Cost)으로 구분된다. 기술적 및 외부적 요인에 의한 비용은 계속운전을 추진하기 위해서 일시적으로 발생하지만, 관리·운영적 요인에 의한 비용은 계속운전기간에 지속적으로 발생한다.

2) 이 방식은 한국전력이 전력산업 구조개편 이전에 사용했으며 발전부문이 분리된 이후에도 발전 자회사들이 이 방법을 사용하고 있다. 한국전력거래소도 이 방식을 사용하여 전력수급기본계획의 발전원별 경제성을 평가한다.

기술적 요인에 의한 비용은 계속운전 가동 전의 설비 보강, 안전성 향상 등에 필요한 투자비, 대규모 설비 개선을 위한 Overnight cost 등의 비용이다. 예를 들면 최신 기술 기준 요건의 충족을 위한 안전성 향상 비용, 발전소 물리적 보안성 향상 비용, 운전 및 정비 관련 비용, 발전소 출력 증강 비용, 방사성 폐기물 및 사용후 핵연료 처리 비용, 경년 열화 관리 검토 비용 등이다.

관리·운영적 요인에 의한 비용은 계속운전기간의 관리 및 운영에 필요한 비용이다. 발전소의 안전과 성능은 발전소 운영 및 각종 운영 프로그램(계속운전 포함)으로부터 영향을 크게 받는다. 예를 들면 형상 관리, 자체 평가, 시정 조치, 설계기준, 안전 문화, 근무 환경, 작업 관리, 전산 업무 관리 정보 시스템, 품질 관리·경영, 발전소 운전요원(operator) 교육 훈련 관련 비용 등이며, 계속운전을 추진하기 위해서 일시적으로 발생하는 비용인 장기 고장·정지(Long-term outage) 관리 관련 비용, 계속운전 인·허가 심사비용, 계속운전 관련 기술 전문가 양성 비용 등도 포함된다.

외부적 요인에 의한 비용은 외부기관이나 단체가 실시하는 조치 또는 행위에 따라 발생하는 비용이며, 원전의 계속운전을 추진할 때에 사회적 수용성 확보를 위하여 실시하는 원전 주변 지역 지원 등에 필요한 비용이다. 이 외에 원자력발전산업의 환경 변화도 전력 생산원가에 영향을 미친다. 원자력발전산업의 환경 변화로 언급할 수 있는 것은 에너지 수급 안정성, 원전 계속운전 추진에 대한 사회적 수용성, 방사선 환경 영향 평가, 탄소 배출 감소, 전력시장에 대한 규제 강화, 원전사업 위험도 및 위험 저감 대책, 폐로 여부 등이다. 이상과 같은 다양한 비용요소들이 원전의 계속운전 경제성에 영향을 미친다.

원전의 계속운전을 위해서 소요되는 설비 관련 비용으로는 엔지니어링 용역비용, 원자로 용기 수명 관리(연구개발 포함) 비용, 주요 기기·설비 개선(교체 포함) 비용, 안전성 검토비용, 환경영향 평가 비용, 인·허가 심사비용, 각종 제세공과금, 기타 비용이 있다. 이 중에서 주요 기기·설비 개선(교체 포함) 비용의 대상은 일차 냉각수 펌프, 증기발생기, 터빈, 발전기, 복수기, 정지계통, 계측제어계통, 전기계통, 케이블, 기타 기기이다. 원전의 계속운전 소요 비용의 항목별 비중은 국가별 및 원전 노형별로 다르다. OECD/NEA (2012)에 따르면 원전 운영국의 대규모 설비 개선비용은 설비 교체 범위, 추가 규제 요건 및 성능 개선에 따라 다르며, 2010년 기준으로 약 USD 500~1,100/kWe이고 후쿠시마원전 사고에 따른 후속 조치 비용으로 개선비용의 10~17%가 추가된다.

3. 고리 1호기와 월성 1호기의 계속운전을 위한 투자비 내역

한국수력원자력은 고리 1호기의 1차 계속운전(10년 연장) 및 2차 계속운전(10년 연장 후의 추가 10년 연장)을 위해서 설비들을 교체하였으며, 그 내역과 비용은 <표 1> 및 <표 2>와 같다. 이 내역과 비용은 고리 1호기 2차 계속운전과 월성 1호기 계속운전 투자비에 대한 실적을 기반으로 한국수력원자력이 전망한 수치이다.

〈표 1〉 고리 1호기의 1차 계속운전을 위한 교체 설비 및 비용(2014년 5월 기준)

(단위: 억 원)

설비	비용	설비	비용
주제어반 및 부대 설비 개선	323.6	안전 주입 계통 역지 밸브 교체	19.7
원자로 헤드 교체	710.7	화재 보호 계통 설비 개선	1.8
PWSCC 관리방안 및 완화대책	105.7	기기 냉각수 계통 배관 밸브 교체	2.6
공조예통 설비 개선	236.5	안전 주입 계통 역지 밸브 교체	19.7
가연성 기체 제어설비 신설	17.9	복수기 진공 펌프 냉각 해수 공급 배관 교체	1.6
격납 건물 재순환 집수조 성능 개선	70.4	취수구 겐트리 크레인 교체	5
사용 후 연료 저장조 열 교환기 다중화	28.9	일차 기기 냉각수 열 교환기 교체	25.3
공조기기실 방화벽 설치 및 주제어실 방화벽 내화성능 개선	6.6	2차 추기계통 메탈 벨로우즈 교체	0.5
케이블포설실 내화방벽 성능 개선	0.5	역변환기 교체	10.2
케이블 교체	33.8	원자로 정지 차단기 교체	7.3
주증기 PORV 전단의 수동 차단 밸브를 MOV로 개선	4.9	발전기 차단기 교체	38.4
비상 디젤 발전기 전면 교체	383.7	전기 방식 설비 교체	11.8
격납 건물 집수조 수위 전송기 교체	174.9	전동 발전기 교체	17.6
화재 방호 설비 개선	121.2	중대형 전동기 전력 케이블 교체	17.7
자연 순환 냉각 능력 보완	24.4	복수기 세관 세정 설비 제어반 교체	2
재순환 운전 자동화	4.4	기동 변압기 A, B 교체	11.8
축전지 가용 시간 증대	5.3	갑종보호계전기반 개선 교체	21
내진 적합성 평가 후속 조치	29.7	제어봉 제어 계통 설비 개선	49
노외 선량 감시기 설치	7.4	노내 열전대 설비 개선	4.3
공기 조화 계통 경년 열화 관리 방안 수립	3.8	노외 핵 계측 출력 영역 설비 개선	5.6
냉각기 및 열 교환기 등에 대한 설비 개선 및 교체	4.9	대형 펌프 감시 설비 신설	7.2

〈표 1〉 고리 1호기의 1차 계속운전을 위한 교체 설비 및 비용(2014년 5월 기준)

(Continued) (단위: 억 원)

설비	비용	설비	비용
소내 차단기 교체	78.2	복수탈염 제어 설비 개선	7.6
왕복동 충전 펌프의 맥동 완화 장치 설치	0.4	2차 계통(BOP) 계측 제어 설비개선	21.9
주증기 안전 밸브 교체	16.1	순환수 펌프, 배관, 밸브 교체	232.5
보조 급수 계통 개선	39.8	원자로 배플포머볼트 검사	5.6
주급수 우회 제어 밸브 개선	1.9	비상 디젤 발전기 AVR 교체	5.4
화재 보호 계통 설비 개선	1.8	MCR UPS 및 축전지 교체	6.6
기기 냉각수 계통 배관 밸브 교체	2.6	계	2,976.0

주: 항목에는 운영 허가기간 중의 지속적 성능 보강 및 유지를 위한 사업도 포함됨.
자료: 한국수력원자력 내부 자료, 자료 취득 시점 2016. 5. 25.

〈표 2〉 고리 1호기의 2차 계속운전을 위한 교체 설비 및 비용(2014년 5월 기준)

(단위: 억 원)

설비	비용	설비	비용
안전성 평가	93.1	증기 발생기 디지털 수위 제어(DCS) 설비 개선	18.5
가스 축적 평가	5.6	방사선 감시 계통 설비 개선	57.0
주제어실 거주성 평가	5.8	진동 감시 설비 센서 및 모듈 교체	12.5
파단전 누설 평가	11.9	냉방기 냉수 펌프 교체	4.0
EQ 평가 및 케이블 교체	55.7	붕산 이송 펌프 교체	4.0
원자로 감시 시편 평가	30.0	순수 생산 설비 제어반 교체	8.5
원자로 냉각 재펌프·내장품 예비품 확보	200.0	RMS 전산기 설비 개선	5.0
제어 건물 비안전성 등급 보조 냉방기 교체	8.2	고리 1호기 경상 중 사용될 투자 비용	31.9
소내 주전산기 서버 장치 개선	25.0	격납 건물 재순환 집수조 성능 평가	5.0
격납 건물 여과 배기 계통(CFVS)	216.0	IN-CORE 열전대 기준 온도접속함 교체	5.0
계측 표준 장비 노후화 대상 교체 및 정수 보충	6.7	MSLB M&E 평가 결과 MFIV 교체	60.0
지진 감시 계통 설비 개선	5.0	안전성 평가 결과 추가 설비 비용	70.0
공정 제어 계통 전자 회로기판 개선 및 주기 교체	32.0	홍보비(월성 1호기 실적 반영)	100.0
노후 전송기 주기 교체	25.0	예비비(총비용의 10%)	103.0
		계	2,976.0

주: 항목에는 운영 허가기간 중의 지속적 성능 보강 및 유지를 위한 사업도 포함됨.
자료: 한국수력원자력 내부 자료, 자료 취득 시점 2016. 5. 25.

고리 1호기의 1차 계속운전을 위한 비용은 약 2,976억 원이다. 이를 투자 유형별로 구분하면 ① 경년 열화 관리 측면의 노후 설비 교체 및 발전소 현대화(modernization) 비용이 약 65%, ② 최신기술 기준 반영의 안전성 향상 비용이 약 25%, ③ 발전소 환경 개선을 위한 비용이 약 10%이다. 이 교체 설비와 비용에는 운영 허가기간 중의 안전운전을 위한 지속적 성능 보강 및 유지를 위한 비용도 포함되어 있으므로 계속운전을 위해서 필요한 비용을 과다 계상하고 있다. 고리 1호기의 2차 계속운전을 위한 설비와 비용은 안전성 평가, 원자로 냉각재 펌프·내장품 예비품 확보, EQ 평가 및 케이블 교체, 격납 건물 여과 배기 계통(CFVS), 홍보비, 예비비 등으로 약 1,134억 원으로 예상되었지만, 한국수력원자력은 계속운전의 승인 지연 및 지역 보상금 증액 우려 등을 이유로 2차 계속운전을 포기하였다. 그리고 2017년 6월에 고리 1호기의 영구 정지가 결정되었다.

월성 1호기의 1차 계속운전(10년 연장)을 위해서 교체한 설비들과 비용은 <표 3>과 같다. 월성 1호기의 1차 계속운전을 위해서 사업자는 제어용 전산기 교체, 안전성 증진 사항 및 안전계통설비 개선 등으로 약 5,651억 원을 지출하였다. 이 비용에는 고리 1호기의 계속운전에 대한 비용과 마찬가지로 운영 허가기간 중의 안전운전을 위한 지속적 성

〈표 3〉 월성 1호기의 1차 계속운전을 위한 교체 설비 및 비용(2014년 5월 기준)

(단위: 억 원)

설비	비용	설비	비용
압력관 교체 주공사	3,507.4	안전 계통 설비 개선	222.4
경년 열화 설비 보강	354.9	수소 감시 설비 설치	8.7
격납 건물 여과 배기 설비 신설	227.5	계속운전 기술 지원 용역	190.7
특수 안전 계통 이용 불능도 개선	14.5	계속운전 주기적 안전성 평가	19.3
폐기물 주요 계통 현안 처리 방안	1.6	주요기기 수명 평가	99.4
폐필터 운반 용기 보강	2.1	계속운전 방사선 환경 영향 평가	4.5
방사선 비상 대응 시설 개선	9.6	안전 해석 재수행	168.8
원자로 비상 냉각수 외부 유로 설치	0.5	확률론적 안전성 평가(PSA) 용역	6.6
안전성 증진 사항	483.4	경년 열화 관리 계획 통합 관리 방안	10.7
RB 지역 공기 냉각기 전원 이중화	2.3	EQ 용역(2단계) 후속 조치	70.1
제어용 전산기(DCC) 교체	245.9	계	5,561

주 1: 항목에는 운영 허가기간 중의 지속적 성능 보강 및 유지를 위한 사업도 포함됨.
주 2: 압력관 교체 공사(2006. 5 ~ 2011. 7)는 안전성 증진 사항으로 추진하였음.
자료: 한국수력원자력 내부 자료, 자료 취득 시점 2016. 5. 25.

능 보강 및 유지를 위한 비용도 포함되어 있다. 이 비용을 투자 유형별로 구분하면 ① 경년 열화 관리 측면의 노후 설비 교체 및 발전소 현대화(modernization) 비용이 약 67%, ② 최신기술 기준 반영의 안전성 향상 비용이 약 20% 이다.

고리 1호기(가압형 경수로, PWR)의 계속운전을 위한 투자비용과 월성 1호기(가압형 중수로, PHWR)의 계속운전을 위한 투자비용은 노형의 상이성으로 각각 2,976억 원과 5,651억 원이다. 가압형 중수로가 계속운전하려면 반드시 압력관[3]을 교체해야 한다. 월성 1호기 1차 계속운전 투자비용 대비 압력관 교체 비용의 비중은 약 62%로 높으며, 압력관 교체 비용을 제외할 때의 계속운전 투자비용은 2,144억 원이다. 가압형 경수로와 가압형 중수로의 설비 교체 비용의 차이는 압력관 교체부문에서 발생하므로 계속운전에서의 두 노형의 경제성 차이는 압력관 교체 여하에서 발생한다.

IV. 고리 1호기(가압형 경수로)와 월성 1호기(가압형 중수로)의 계속운전에 대한 경제성 평가

1. 제 7차 전력수급기본계획의 발전원별 LCOE 추정 결과

원전의 기간별(10년, 20년) 계속운전, 그리고 노형별 경제성을 살피기 위해서 제 7차 전력수급기본계획을 반영한 전원별 균등화발전비용을 이용하여 발전원별 경제성을 평가한다.

조성진·박찬국(2015)은 제 7차 전력수급기본계획을 반영하여 전원별 균등화발전비용을 추정하였다. 이 연구는 제 7차 전력수급기본계획의 실질할인율 5.5%, 환율 1,120원/USD, 국내외 생산자물가지수 등을 적용하여 전원별 균등화발전비용을 추정하였다. 그리고 원자력발전의 균등화발전비용을 추정할 때에는 운전유지비에 원전 R&D 비용(0.79천 원/kW·월), 2015년 재산정 원전 사후처리비용(해체비용, 중·저준위 폐기물 처분 비용, 고준위 폐기물 처분 비용), 순운전유지비를 포함시켰다. 우리나라 원자력발전

3) 압력관은 경수로 발전소의 원자로 용기에 있으며, 원자로를 수평으로 관통하는 380개의 핵연료 채널마다 설치된다. 압력관은 압력관 내에 장전된 핵연료를 지지하며, 내부에 냉각재 중수가 흐르고, 1차 경계를 형성한다. 월성 1호기의 원자로에는 380개의 압력관이 있고, 하나의 압력관에 12 다발의 핵연료가 장착된다. 핵연료 1 다발은 37개의 핵연료봉으로 이루어진 집합체이다.

의 운전유지비는 순운전유지비, 사후처리비, R&D 비용을 포함하며, 순운전유지비는 인건비, 수선 유지비, 일반 경비, 일반 관리비 등을 포함한다. 전원별 균등화발전비용을 추정할 때에 사용한 값들은 <표 4>와 같다. 제 7차 전력수급기본계획의 석탄, LNG 복합, 유류 발전의 연료비 전제는 발전 연료비의 최근 동향과 다르므로 최근의 연료비 실적을 적용하면 동일 이용률 하에서 LNG발전과 유류발전의 균등화발전비용이 역전될 가능성도 있다.[4)]

원전 계속운전의 경제성을 살피기 위해서 원전 계속운전의 균등화발전비용과 신규 원전을 포함한 대안간의 균등화발전비용을 추정하였다. 이때에 연료비로서 <표 4>의 연료비에 제시하였듯이 제 7차 전력수급기본계획의 연료비(열량 단가)와 2015년 전원별 열량단가 실적을 적용한다.

〈표 4〉 전원별 균등화발전비용 추정을 위한 입력 전제

		원자력 1000	원자력 1400	원자력 1500	석탄 1000	LNG 900	유류 100
건설비(천 원/kW)		2,587	2,378	2,367	1,449	904	2,269
수명기간(년)		40	40	40	30	30	30
할인율(%)		5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
재산정 운전유지비(천 원/kW·월)		13.31	11.37	11.01	3.23	2.78	10.88
연료비 (원/백만kcal)	제 7차 전력수급기본계획	1,933	1,933	1,933	18,780	56,870	70,477
	2015년 열량 단가 실적	2,150	2,150	2,150	15,790	53,310	47,180
열소비율(kcal/kWh)		2,314	2,365	2,375	1,978	1,540	2,195
소내 소비율(%)		4.8	4.8	4.8	4.9	2.6	7.5

주: 제 7차 전력수급기본계획의 운전유지비는 원자력 1,000MW 13.19천 원/kW·월, 원자력 1,400MW 11.27천 원/kW·월, 원자력 1,500MW 10.91천 원/kW·월임.
자료: 한국전력거래소(2015), 제 7차 전력수급기본계획.
조성진·박찬국(2015), pp. 73~77 재인용.

<표 4>의 2가지 입력 전제를 적용하여 추정한 전원별 균등화발전비용은 <표 5>와 같

4) 한국전력거래소 전력통계정보시스템(EPSIS)에 따르면, 2016년 6월 기준 원전 열량단가는 2,180원/Gcal, 유연탄발전 19,021원/Gcal, LNG 47,142원/Gcal, 유류 42,396원/Gcal 이며, 유류의 열량단가가 LNG의 열량단가보다 낮다. 2015년의 열량단가 실적과 제 7차 전력수급기본계획의 열량 단가는 차이를 갖는다.

다. 동일 이용률 하에서 전원별 균등화발전비용을 보면, 연료비에 대한 전제에 상관없이 원자력이 가장 작고, 석탄, 가스, 유류의 순서로 발전비용이 커진다. 전원 구성에서 원자력과 석탄의 발전비용이 LNG 복합 또는 유류의 발전비용보다 낮고 경제적 우위를 확보한다. 이용률별로 발전비용의 차이가 크다는 점을 고려하면 전원구성 계획에서 LNG와 유류는 동절기 및 하절기의 피크시간대의 낮은 이용률에서 경제성이 높고, 원자력과 석탄은 이용률이 높아지면서 발전비용이 크게 낮아지므로 기저발전으로 활용하는 것이 경제적이다.

〈표 5〉 전원별 균등화발전비용 추정 결과

(단위: 원/kWh)

연료비 적용 구분	이용률 (%)	원자력 1000	원자력 1400	원자력 1500	석탄 1000	LNG 900	유류 100
제 7차 전력수급기본계획	60	70.89	63.60	62.59	67.92	109.29	228.08
	70	61.43	55.20	54.34	63.80	106.52	219.39
	80	54.34	48.90	48.15	60.71	104.45	212.87
	90	48.83	44.00	43.33	58.30	102.83	207.80
2015년 열량 단가 실적	60	71.42	64.14	63.13	61.70	103.66	172.79
	70	61.96	55.74	54.88	57.58	100.90	164.10
	80	54.87	49.44	48.69	54.49	98.82	157.58
	90	49.35	44.54	43.87	52.08	97.20	152.51

자료: 조성진·박찬국(2015), pp. 73~77 및 저자 추정치.

제 7차 전력수급기본계획의 연료비(열량 단가)를 적용한 경우와 2015년 전원별 열량 단가 실적을 적용한 경우의 균등화발전비용을 비교하면, 동일 이용률 하에서 발전비용은 원자력, 석탄, LNG, 유류발전의 순서로 <표 5>와 동일하다. 그러나 2015년 전원별 열량단가 실적을 적용한 경우에 전원별 발전비용의 차이는 크게 줄어든다. 고정비보다 연료비로부터 큰 영향을 받는 LNG와 유류 발전의 발전비용이 크게 감소한다. 전원별 열량단가는 낮지만 전력 생산에 투입된 연료비용이 낮아져서 총공급비용을 낮추며, 한국전력공사의 전력도매시장에서의 전력 구입비용을 저감하게 된다.

〈표 6〉 제 7차 전력수급기본계획 연료비(열량 단가) 적용 시의 할인율별 전원별 균등화발전비용 추정 결과

(단위: 원/kWh)

할인율	이용률 (%)	원자력 1000	원자력 1400	원자력 1500	석탄 1000	LNG 900	유류 100
할인율 5.5% (제 7차 전력수급기본계획)	60	70.89	63.60	62.59	67.92	109.29	228.08
	70	61.43	55.20	54.34	63.80	106.52	219.39
	80	54.34	48.90	48.15	60.71	104.45	212.87
	90	48.83	44.00	43.33	58.30	102.83	207.80
할인율 3.0%	60	61.04	54.54	53.57	62.77	106.15	219.78
	70	52.99	47.44	46.61	59.38	103.83	212.27
	80	46.95	42.11	41.38	56.84	102.09	206.64
	90	42.26	37.96	37.32	54.86	100.74	202.26
할인율 10.0%	60	91.53	82.58	81.48	78.73	115.87	245.47
	70	79.13	71.47	70.53	73.06	112.17	234.30
	80	69.82	63.14	62.32	68.81	109.38	225.91
	90	62.59	56.65	55.93	65.51	107.22	219.39

주: 신규 원자력발전 1,400과 신규 원자력발전 1,500의 연료비는 국회예산정책처(2014)의 신고리 4호기(APR 1400)의 6.65원/kWh를 적용함.
자료: 조성진·박찬국(2015), pp. 73~77 및 저자 추정치.

발전원별 균등화발전비용은 할인율의 전제에 따라 변화하므로 할인율에 대한 민감도 분석으로서 할인율 3%와 10%를 적용한다.[5] <표 6>은 제 7차 전력수급기본계획 연료비(열량 단가) 적용 시의 할인율별 전원별 균등화발전비용 추정 결과이다. <표 7>은 2015년 열량 단가 실적을 적용한 경우이다. 할인율의 변화에 따른 균등화발전비용 추정 결과에 따르면, 입력 전제에 상관없이 할인율이 높아질수록 발전비용도 커진다. 원자력, 석탄, 유류발전과 같이 초기 투자비가 큰 전원일수록 할인율 변화에 대한 발전비용 변화폭이 크다. 균등화발전비용은 할인율에 따라서 크게 변화하므로 적용 할인율을 결정하는 것은 전원구성계획을 수립할 때에 주요 문제이다.

5) 할인율 민감도 분석은 OECD/IEA/NEA (2015)의 할인율 민감도 가정값(3%, 7%, 10% 또는 3%, 5%, 10%)을 고려하여 3%와 10%로 적용하였다.

〈표 7〉 2015년 열량 단가 실적 적용 시의 할인율별 전원별 균등화발전비용 추정 결과

(단위: 원/kWh)

구분	이용률 (%)	원자력 1000	원자력 1400	원자력 1500	석탄 1000	LNG 900	유류 100
할인율 5.5% (제 7차 전력수급기본계획)	60	71.42	64.14	63.13	61.70	103.66	172.79
	70	61.96	55.74	54.88	57.58	100.90	164.10
	80	54.87	49.44	48.69	54.49	98.82	157.58
	90	49.35	44.54	43.87	52.08	97.20	152.51
할인율 3.0%	60	61.56	55.08	54.11	56.55	100.52	164.49
	70	53.52	47.98	47.15	53.16	98.20	156.99
	80	47.48	42.65	41.93	50.62	96.46	151.36
	90	42.78	38.50	37.86	48.65	95.11	146.98
할인율 10.0%	60	92.06	83.12	82.02	72.51	110.25	190.19
	70	79.66	72.01	71.07	66.84	106.54	179.01
	80	70.35	63.68	62.86	62.59	103.76	170.63
	90	63.12	57.19	56.47	59.29	101.59	164.11

자료: 조성진·박찬국(2015), pp. 73~77 및 저자 추정치.

2. 고리 1호기(가압형 경수로, PWR) 계속운전 경제성 평가

노형별 계속운전 시의 경제성을 평가하기 위해서 가압형 경수로인 고리 1호기(정격설비용량 587MW)를 대상으로 가압형 경수로의 수명 연장기간별 발전비용을 추정하고, 이를 대안의 발전비용과 비교한다. 고리 1호기는 계속운전하고 있으므로 균등화발전비용 추정에서 실제 비용자료를 이용할 수 있다. 균등화발전비용 추정에서는 제 7차 전력수급기본계획에서 사용한 실질할인율, 환율, 국내외 생산자물가지수를 사용하여 정합성을 유지하고, 이용률과 할인율에 대한 민감도 분석을 실시하여 추정 결과의 신뢰성을 확보한다.

1) 설비투자비

한국수력원자력에 따르면 2015년 기준 고리 1호기의 1차 10년 계속운전(2007년 6월~2017년 6월)을 위한 설비 교체 비용은 약 2,976억 원이며, 2차 계속운전(2017년 6월~2027년 6월)을 위한 설비투자비는 약 1,135억 원(전망)이다.[6] 이 비용에는 운영허가

기간의 안전 운전을 위한 필수 설비 성능 보강·유지비용도 포함되어 있으므로 계속운전을 위해 투입된 순비용은 이보다 적을 것이다.[7]

〈표 8〉 고리 1호기(정격설비용량 587MW) 계속운전 기간별 설비투자비

계속운전기간	10년	20년
설비투자비(억 원)	2,976	4,111
단위당 설비투자비(천 원/kW)	507	700

2) 연료비

한국수력원자력에 따르면, 고리 1호기 계속운전기간(2017~2027년)의 연평균 연료비는 2017년 기준의 현가로 약 284억 원이다. 고리 1호기의 연간 연료비는 1다발(360 KgU) 기준으로 환율 1,075원/USD과 물가상승률 3%를, 그리고 연료 확보량에는 계약가를, 연료 미확보량에는 UxC 전망가(2013 4/4분기)를 적용한다. 고리 1호기의 연간 발전량은 4,370,802 MWh(이용률 85%)이다. 이 가정들 하에서 연료비는 약 6.50원/kWh이다.

비교 대상 발전원 APR1400 (신고리 4호기 기준)의 연료비용을 도출하기 위해서 신고리 4호기의 연도별 연료비와 이용률 90% 하의 연간 발전량, 고리 1호기에 적용한 환율, 물가상승률, 연료가격 전망을 이용하면, APR1400의 연료비용은 6.65원/kWh이 된다. 한국수력원자력에 따르면 신고리 4호기의 연간 발전비는 약 734억 원이다. 국회예산처(2014)에 따르면, 세계원자력협회의 2013년 6월 기준 핵연료 단가 2,360USD/kg를 반영할 때에 신고리 3, 4호기(APR1400)의 연료비는 약 6.35원/kWh이다.

6) 주제어반 및 부대설비 개선, 원자로 헤드 교체, 비상 디젤발전기 교체 등이다.

7) 설비투자비 외에 고려해야 하는 비용은 민원 갈등 해결 비용이다. 한국수력원자력은 고리 1호기의 1차 계속운전 승인(2007년) 조건으로 해당 지방자치단체에 해당 원전 주변지역에 대한 사업자지원금으로서 1,310억 원을 지원하였다. 이 비용은 계속운전을 위한 설비 교체 등과 같은 직접비용은 아니지만, 계속운전을 위해서 반드시 지불되어야 하므로 비용에 포함되어야 할 것이다. 그러나 민원 갈등 해결 비용의 지속성 여부에 대한 논의는 아직까지 없으므로 본 논문에서는 민원 갈등 해결 비용을 분석대상에서 제외한다. 민원 갈등 해결 비용이 계속운전 허가 승인을 위해서 지방자치단체·지역주민과 사업자 간의 암묵적 합의에 따라서 관행적으로 지급되는 비용이라면 이 항목도 비용에 포함하여 경제성을 평가해야 한다.

3) 순운전유지비와 사후처리비

순운전유지비는 직접 재료비, 인건비, 퇴직급여, 수선유지비, 기타 비용 등을 포함한다. 한국수력원자력의 재무제표와 기타 자료들, 국회예산정책처(2014)의 고리 1호기 계속운전 순운전유지비를 2017년 기준으로 현가하면 연평균 순운전유지비는 약 830.8억 원이다.

중·저준위 폐기물 관리비용 및 사용후핵연료비용은 한국수력원자력의 자료이며, 고리 1호기의 연평균 사용후핵연료 발생량은 연간 41다발이며, 중·저준위 폐기물 연간 발생량은 100드럼이다. 이 발생량에 방사성폐기물관리비용산정위원회의 2015년 재산정 방사성폐기물 관리비를 적용하면, 고리 1호기의 연간 사용 후핵연료 처리 비용은 약 131.2억 원, 중·저준위 폐기물 처리비는 연간 약 13.1억 원(처리비용 12.2억 원, 지역 수수료 및 운송료 0.9억 원)이다.

〈표 9〉 방사성폐기물 관리비 산정 결과

항목		2012년 말	2014년 말
방사성폐기물 관리비용(200L 드럼당)	중·저준위	1,193만 원	1,219만 원
사용후핵연료관리부담금(다발당)	경수로	320백만 원	동일
	중수로	13백만 원	동일
해체충당금(호기당)		6,033억 원	6,437억 원

자료: 방사성폐기물관리비용산정위원회(2015).

고리 1호기의 경우에 1차 계속운전기간(2007~2017년)에 원전 해체비용이 개정되었으므로 추가로 충당해야 하는 해체비용은 산정 시점에 따라서 달라진다. 본 논문에서는 국회예산정책처(2014)의 (2017~2032년 고리 1호기의 원전 해체충당금을 2015년 기준으로 현가한 해체비용 약 2,473억 원을 이용한다. 고리 1호기의 연간 해체충당금은 10년 계속운전에서 247.3억 원, 20년 계속운전에서 123.7억 원이다.

4) R&D, 지역협력사업비, 지역자원시설세 등 기타비용

위에서 언급한 비용들 외에 필요한 R&D 비용, 지역협력사업비, 지역자원시설세, 계속운전 가산금 등은 기타비용으로 하여, 고리 1호기 이용률 85%의 발전량(4,370,802 MWh)을 적용하여 연간 기타비용을 추정한다. 한국수력원자력은 원자력연구개발기금

1.2원/kWh, 지역협력사업비 0.25원/kWh, 지역자원시설세 1원/kWh를 지급하고 있다. 계속운전 가산금(54.4억 원)은 1회성이므로 약 5.5억 원/년을 지급하는 것으로 가정한다. 고리 1호기의 연간 발전량, 기금, 세금을 적용하면 연간 기타비용은 약 112.5억 원/년이다.

5) 고리 1호기 계속운전 기간별 비용 가정

고리 1호기의 계속운전을 위한 비용을 항목별로 정리하면 <표 10>과 같다. 고리 1호기 계속운전 기간별(10년, 20년) 균등화발전비용은 단위당 투자비(천 원/kW), 총운전유지비 비율(%), 연료비(원/kWh)를 가정하여 산정한다.

〈표 10〉 고리 1호기 계속운전 기간별 비용

비용 항목	1차 계속운전	2차 계속운전
	10년	20년
총투자비(억 원)	2,976	4,111
단위당 투자비(천 원/kW)	507	700
연간 순운전비(억 원, ①)	830.8	830.8
연간 사후처리비용(억 원, ②)	391.6	268.0
연간 기타비용(억 원, ③)	112.5	112.5
총운전유지비(억 원, ①+②+③)	1,334.9	1,211.3
단위당 총운전유지비(천 원/kW)	227.4	206.4
총운전유지비 비율(%)	44.9	29.5
연료비(원/kWh)	6.50	6.50

주 1: 단위당 총운전유지비(천 원/kW) = (총운전유지비 ÷ 설비용량) × 100
주 2: 총운전유지비율(%) = (총운전유지비 ÷ 단위당 투자비) × 100

6) 고리 1호기 계속운전 기간별 균등화발전비용 산정

<표 11>은 가압형 경수로 고리 1호기의 계속운전 기간별(10년, 20년) 균등화발전비용 추정 결과이다. 이 표는 다른 발전원의 균등화발전비용과 할인율별 균등화발전비용도 제시하고 있다. 추정 결과에 따르면 제 7차 전력수급기본계획의 실질할인율 5.5% 하에서 가압형 경수로 고리 1호기 20년 계속운전의 균등화발전비용은 10년 계속운전의 균등화발전비용보다 낮다. 고리 1호기의 경우에 20년 계속운전이 10년 계속운전보다 경제적이다. 그리고 고리 1호기의 10년 및 20년 계속운전 균등화발전비용은 신규 원전

(설비용량 1,400MW)의 균등화발전비용과 유사하거나(10년 계속운전) 낮다(20년 계속운전). 따라서 비용측면에서 신규 원전 건설보다 기존 원전의 안전성 보강을 통한 계속운전이 더 효율적이다. 이러한 결과는 할인율 3% 및 10%의 경우에도 유사하다. 단, 3% 할인율을 적용하면 고리 1호기의 10년 계속운전과 20년 계속운전은 신규 원전보다 경제성이 낮아져서 비경제적이지만, 신규 석탄 발전보다는 경제적이다. 고리 1호기의 계속운전의 경제성은 수명연장기간 및 할인율에 상관없이 모든 경우에 신규 석탄 발전 및 신규 LNG 복합 발전보다 높다.

〈표 11〉 할인율별, 이용률별, 계속운전 기간별 고리 1호기 및 타전원의 균등화발전비용

(단위: 원/kWh)

구분	이용률 (%)	10년 계속운전	20년 계속운전	원자력 1400	석탄 1000	LNG 900
할인율 5.5% (제 7차 전력수급기본계획)	60	65.84	60.03	65.45	67.92	109.29
	70	57.36	52.38	57.05	63.80	106.52
	80	51.01	46.65	50.75	60.71	104.45
	90	46.06	42.19	45.85	58.30	102.83
할인율 3.0%	60	64.28	57.73	56.39	61.70	103.66
	70	56.02	50.41	49.29	57.58	100.90
	80	49.83	44.92	43.96	54.49	98.82
	90	45.02	40.65	39.81	52.08	97.20
할인율 10.0%	60	68.89	64.76	84.43	74.94	114.54
	70	59.98	56.44	73.32	69.81	111.02
	80	53.29	50.19	64.98	65.97	108.39
	90	48.09	45.34	58.50	62.98	106.33

주: 신규 원전의 연료비는 국회예산정책처(2014)의 6.65원/kWh를 적용함.

3. 월성 1호기(가압형 중수로, PHWR) 계속운전 경제성 평가

노형별 계속운전 시의 경제성을 평가하기 위해서 가압형 중수로인 월성 1호기(정격설비용량 679MW)를 대상으로 가압형 중수로의 계속운전 기간별 균등화발전비용을 추정하고, 이를 가압형 경수로(PWR)의 계속운전 기간별 균등화발전비용 및 타전원의 균등화발전비용과 비교한다.

1) 설비투자비

한국수력원자력에 따르면, 2015년 기준 월성 1호기의 1차 계속운전(2012년 12월~2022년 11월)에 투입된 설비투자비는 5,651억 원이다. 월성 1호기와 같은 가압형 중수로의 계속운전 투자비가 가압형 경수로보다 큰 것은 총투자비의 약 62%를 차지하는 압력관 교체 비용에 기인한다. 월성 1호기의 압력관 교체 주공사비는 3,507억 원이다. 월성 1호기 2차 계속운전(2022~2032년)을 위해서 2015년부터 신규투자비는 매년 100억 원, 2차 계속운전 인허가 관련 비용은 약 121억 원이 발생한다. 이에 근거하여 추정한 월성 1호기의 투자비는 1차 계속운전에서 5,651억 원, 2차 계속운전에서 6,772억 원이다. 계속운전 기간별 단위당 투자비는 10년 계속운전에서 832천 원/kW, 20년 계속운전에서 997천 원/kW이다. 월성 1호기의 계속운전에 대한 경제성 평가와 고리 1호기의 계속운전에 대한 경제성 평가의 정합성을 유지하기 위해서 월성 1호기의 균등화발전비용을 추정할 때에 지역상생협력기금은 제외한다.[8)]

〈표 12〉 월성 1호기(정격설비용량 679MW) 계속운전 기간별 설비투자비

계속운전기간	10년	20년
설비투자비(억 원)	5,651	6,772
단위당 설비투자비(천 원/kW)	832	997

2) 연료비

한국수력원자력의 월성 1호기 연료비(실적)를 적용하면 단위당 연료비는 약 5.14원/kWh이다.

3) 순운전유지비 및 사후처리비

한국수력원자력에 따르면 월성 1호기의 연평균 순운전유지비(2008~2011년)는 1,366억 원이다. 그리고 사용후핵연료 발생량은 연간 4,904 다발이며, 중·저준위폐기물 발생량은 연간 244 드럼이다. 2015년 재산정 방사성폐기물관리비를 이용하면 연간 사

8) 지역상생협력기금은 법적 지원금에 해당되지 않으므로 반드시 지급해야 하는 것은 아니지만, 사업을 원활히 수행하기 위해서 고리 1호기의 1차 계속운전 때에 1,310억 원을 지원하여 관행화된 비용이다.

용후핵연료 처분비용은 638억 원, 연간 중·저준위폐기물 처분비용은 30억 원이다. 월성 1호기의 경우에 2015년 재산정 호기당 해체충당금(6,437억 원)과 개정전 호기당 해체충당금(3,251억 원)의 차액(3,186억 원)을 추가로 적립해야 하므로 10년 계속운전의 연간 적립금은 318.6억 원으로, 20년 계속운전의 연간 적립금은 159.3억 원으로 가정한다.

4) R&D, 지역협력사업비, 지역자원시설세 등의 기타비용

월성 1호기의 기타비용을 추정할 때에는 고리 1호기의 기타비용 추정방식을 적용한다. 월성 1호기 이용률 85%의 발전량(5,055,83 4MWh)을 적용하면 연간 기준으로 원자력연구개발기금은 60.7억 원, 지역협력사업비는 12.6억 원, 지역자원시설세는 50.6억 원이다. 고리 1호기의 경우와 마찬가지로 계속운전 가산금(54.4억 원)은 1회성이므로 약 5.5억 원/년을 지급하는 것으로 가정한다.

5) 월성 1호기 계속운전 기간별 비용 가정

월성 1호기의 계속운전을 위한 비용을 항목별로 정리하면 <표 13>과 같다. 월성 1호기 계속운전 기간별(10년, 20년) 균등화발전비용은 단위당 투자비(천 원/kW), 총운전유지비 비율(%), 연료비(원/kWh)를 가정하여 산정한다.

〈표 13〉 월성 1호기 계속운전 기간별 비용

비용 항목	1차 계속운전	2차 계속운전
	10년	20년
총투자비(억 원)	5,651	6,772
단위당 투자비(천원/kW)	832	997
연간 순운전비(억 원, ①)	1,366	1,366
연간 사후처리비(억 원, ②)	986.6	827.3
연간 기타비용(억 원, ③)	129.4	129.4
총운전유지비(억 원, ①+②+③)	2,482	2,323
단위당 총운전유지비(천 원/kW)	365.5	342.1
총운전유지비 비율(%)	43.9	34.3
연료비(원/kWh)	5.14	5.14

주 1: 단위당 총운전유지비(천원/kW) = (총운전유지비 ÷ 설비용량) × 100
주 2: 총운전유지비율(%) = (총운전유지비 ÷ 단위당 투자비) × 100

6) 월성 1호기 계속운전 기간별 균등화발전비용 산정

<표 14>는 가압형 중수로 월성 1호기의 계속운전 기간별(10년, 20년) 균등화발전비용 추정 결과이다. 추정 결과에 따르면 월성 1호기의 경우에 20년 계속운전이 10년 계속운전보다 경제적이다. 그러나 동일한 이용률 하에서 월성 1호기의 10년 및 20년 계속운전 균등화발전비용은 신규 원전 ARP1400 및 신규 석탄발전 1,000MW의 균등화발전비용보다 높으며, 다른 기저발전원보다 경제성은 낮다. 이러한 결과는 할인율이 바뀌더라도 유지된다. 가압형 중수로의 계속운전은 신규 원전이나 신규 석탄 발전을 대체할 수 있는 비용효율적 수단은 될 수는 없다.

월성 1호기의 10년 및 20년 계속운전 균등화발전비용을 LNG 복합 발전의 균등화발전비용과 비교하면 여전히 계속운전이 경제적이다. 여기에 환경성과 에너지 안보도 고려한다면 가압형 중수로의 계속운전은 여전히 유효한 정책 대안의 하나이다.

〈표 14〉 할인율별, 이용률별, 계속운전 기간별 월성 1호기 및 타전원의 균등화발전비용

(단위: 원/kWh)

구분	이용률 (%)	10년 계속운전	20년 계속운전	원자력 1400	석탄 1000	LNG 900
할인율 5.5% (제 7차 전력수급기본계획)	60	100.86	90.95	65.45	67.92	109.29
	70	87.18	78.69	57.05	63.80	106.52
	80	76.93	69.50	50.75	60.71	104.45
	90	68.95	62.35	45.85	58.30	102.83
할인율 3.0%	60	98.29	87.67	56.39	61.70	103.66
	70	84.98	75.88	49.29	57.58	100.90
	80	75.00	67.04	43.96	54.49	98.82
	90	67.24	60.16	39.81	52.08	97.20
할인율 10.0%	60	105.86	97.68	84.43	74.94	114.54
	70	91.47	84.46	73.32	69.81	111.02
	80	80.68	74.54	64.98	65.97	108.39
	90	72.28	66.83	58.50	62.98	106.33

주: 신규 원전의 연료비는 국회예산정책처(2014)의 6.65원/kWh를 적용함.

4. 노형별 계속운전에 대한 경제성 평가 결과

고리 1호기와 월성 1호기의 계속운전에 대한 경제성 평가는 고리 1호기와 월성 1호기의 노형이 가압형 경수로(PWR)와 가압형 중수로(PHWR)로 상이하므로 노형별 계속운전의 경제성 평가로 해석할 수 있다. 분석 결과에 따르면, 가압형 중수로(PHWR)의 균등화발전비용은 가압형 경수로(PWR)의 균등화발전비용보다 크다. 이는 가압형 중수로의 경우에 수명 연장을 위한 교체 설비들 중에서 압력관 교체 비용이 대규모여서 단위당 투자비가 가압형 경수로의 경우보다 큰 것에 기인한다. 그리고 가압형 중수로의 경우에 순운전유지비와 사용후핵연료비도 더 크다. 이러한 비용 항목별 차이는 노형별 계속운전의 경제성에 영향을 미친다.

노형별 균등화발전비용을 계속운전 기간별 및 신규 전원별로 비교하면 가압형 경수로(PWR)의 20년 계속운전은 신규 원전 및 신규 석탄발전보다 비용효율적이다. 그러나 가압형 중수로(PHWR)의 20년 계속운전은 LNG 복합 발전보다는 비용효율적이지만, 신규 원전 및 신규 석탄 발전보다는 비용 비효율적이다.

V. 결 론

원자력발전의 계속운전은 중·장기 안정적 전력 공급과 전기요금 수준에서 고려해야 하는 중요한 요인들 중의 하나이다. 그리고 우리나라 원자력발전의 계속운전에 따라서 전원별 발전량과 발전부문의 온실가스 배출량은 달라진다. 원자력발전의 계속운전이 정해지지 않은 상태에서 정부가 수립하는 다양한 에너지계획들은 불확실성을 계속 보유하게 된다. 이러한 불확실성은 정부 계획의 신뢰성을 저해하고, 나아가 국가 에너지 정책에 대한 잠재적 사회 갈등 요인으로 작용할 수 있다.

이에 본 논문에서는 고리 1호기(가압형 경수로) 및 월성 1호기(가압형 중수로)의 계속운전 기간별(10년, 20년) 균등화발전비용을 산정하여 비교하고, 이를 이용하여 원자력발전의 계속운전에 대한 경제성을 노형별 및 계속운전기간별로 평가하였다. 그리고 제7차 전력수급기본계획에서 제시한 신규 원전, 신규 석탄발전, 신규 LNG 복합 발전의 균등화발전비용과도 비교하였다. 이 때, 할인율과 이용률에 대해서는 민감도 분석을 실시하였다. 이를 통하여 우리나라의 에너지 계획을 수립할 때에 명시적으로 반영하지 않았

던 원자력발전의 계속운전을 고려하는 기회를 만들고자 하였다.

전원별 균등화발전비용을 이용한 경제성평가에 따르면 노형, 계속운전기간, 할인율, 이용률에 따라서 원자력발전의 계속운전이 갖는 경제성은 달라진다. 원자력발전의 계속운전은 신규 원자력발전 또는 신규 석탄발전 또는 신규 LNG 복합 발전의 경우보다 경제성을 가지며, 10년보다는 20년의 계속운전이 더 경제적이다. 노형별 계속운전 경제성에 대한 분석 결과를 보면 가압형 중수로(월성 1호기, PHWR)의 균등화발전비용은 가압형 경수로(고리 1호기, PWR)의 균등화발전비용보다 크다. 이는 가압형 중수로의 경우에 수명 연장을 위한 교체 설비들 중에서 압력관 교체 비용이 매우 커서 단위당 투자비가 커지는 것에 기인한다. 가압형 중수로의 순운전유지비와 사용후핵연료비는 가압형 경수로의 해당 값들보다 더 크다. 이러한 비용항목별 차이는 노형별 계속운전의 경제성에 큰 영향을 미친다. 계속운전 기간별 및 다른 전원별 균등화발전비용 비교 결과를 보면, 가압형 경수로(고리 1호기)의 20년 계속운전은 신규 원전 및 신규 석탄발전보다 비용효율적이다. 그러나 가압형 중수로(월성 1호기)의 20년 계속운전은 LNG 복합 발전보다 비용효율적이지만, 신규 원전 및 신규 석탄 발전보다 비용 비효율적이다.

노형별로, 그리고 계속운전의 기간에 따라서 계속운전 시의 균등화발전비용은 다르지만, 전반적으로 계속운전의 균등화발전비용은 경제성을 갖는다. 균등화발전비용을 이용한 경제성 비교 결과를 고려하면 우리나라의 에너지 정책과 전원 구성에서 원자력발전의 계속운전은 정부의 에너지 정책에 부합하는 현실적 대안으로, 그리고 장기적 관점에서 대내외의 다양한 문제점과 불확실성들을 완화시키는 하나의 대안으로 고려될 수 있다. 따라서 원자력발전의 계속운전정책은 계속운전을 모두 불허하는 방안보다는 가용설비를 최대한 안전하게 활용할 수 있는 방향을 고려하면서 신중하게 접근해야 한다. 원자력발전의 계속운전은 원자력발전 계속운전에 대한 정책 판단은 30년 이상의 장기 전원 구성을 고려하여 신중하게 결정되어야 한다.

원자력발전의 계속운전을 대안으로서 고려하기 위해서 다음의 절차들을 제안한다. 첫째, 원자력발전 계속운전의 안전성에 대한 국민 인식을 개선하기 위해서 "설계 수명"의 정의를 명확하게 해야 한다. "설계 수명"과 "원전 운영 허가기간"에 대한 오해는 불필요한 논쟁과 사회적 갈등을 유발하는 요인이다. 더하여 원전 계속운전에 대한 판단 근거로 설계 수명 만료 기준 외에 경제적, 규제적, 물리적 수명 기준을 고려해야 한다.

둘째, 우리나라는 노형에 관계없이 계속운전의 기간을 10년/회로 정하고 있다. 본 논문의 분석 결과에 따르면 동일한 운전기간과 이용률 하에서도 노형별로 경제성은 다르다. 분석 결과에 기초하면 가압형 경수로(PWR)에 대해서는 20년간 계속운전의 1회를, 가압형 중수로(PHWR)에 대해서는 온실가스 및 미세먼지 저감 대책으로 시행되는 노후 석탄 발전 감소의 영향을 고려하여 계속운전 가부와 기간을 판단해야 한다. 따라서 원자력발전의 계속운전에 대한 결정은 원자력규제기관의 안전성 평가 외에 노형별 경제성도 동시에 고려하면서 선별적으로 접근해야 한다.

셋째, 원자력발전 계속운전에 대한 승인 여부에서 나타나는 사회적 갈등을 완화하려면 계속운전에 대한 정책 평가 제도를 마련해야 한다. 이 평가는 공공성과 수익성을 기준으로 해야 한다. 해당 원자력발전의 계속운전 추진 경위와 주요 쟁점 분석, 공공성 및 수익성 평가 결과에 근거한 추진 여부 결정은 신뢰성과 투명성을 높여 국민수용성을 개선할 것이다.

[References]

국회예산정책처, 원자력발전의 비용 분석, 국회예산정책처, 2014.

김윤경 · 조성진, “균등화발전비용법을 이용한 원자력발전 계속운전 기간별 발전 비용 추정연구”, 경제연구 제32권 제2호, 2014, pp. 1~27, 한국경제통상학회.

방사성폐기물관리비용산정위원회, 2014년 방사성폐기물 관리비용 산정 최종보고서-방사성폐기물 관리비용, 사용후핵연료관리 부담금, 원전해체 충담금, 산업통상자원부, 2015.

송택호 · 정일석, 고리/월성 1호기 계속운영 경제성 평가, ’02 춘계학술발표회 논문집, 한국원자력학회, 2002.

산업통상자원부, 제2차 에너지기본계획, 2014.

산업통상자원부, 제7차 전력수급기본계획(2015~2029), 2015.

원자력안전위원회, 제57회 원안위, 신고리 5, 6호기 건설허가 의결, 보도자료, 2016년 6월 23일자, 원자력안전위원회, 2016.

조성진 · 박찬국, “원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구(3차 년도)”, 에너지경제연구원 기본연구보고서 15-24, 2015, 에너지경제연구원.

한국전력거래소 비용평가위원회, 비용평가위원회 의결자료, 한국전력거래소, 2015.
한국수력원자력, 고리 1호기 및 월성 1호기 계속운전 설비 교체 및 투자 비용 내역, 내부 자료, 자료 취득 시점 2016. 5. 25.
Commission of the European Union, “Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport”, *Commission Staff Working Document accompanying the Second Strategic Energy Review*, COM (2008) 744, 2008.
IAEA, Economic Assessment of Long Term Operation of Nuclear Power Plants: Approaches and Experience, IAEA Technical Document, 2016.
OECD IEA, Projected Costs of Generating Electricity-2015 Edition, 2015.
OECD NEA, The Economics of Long-term Operation of Nuclear Power Plants, No.7054, Report, 2012.
통계청 국가통계포털, kostat.go.kr/portal/korea/kor_nw/2/4/3/index.board.
한국전력거래소 전력통계정보시스템(EPSIS), epsis.kpx.or.kr.