

확률계획법을 활용한 원자력 대체비용의 분석*

정재우** · †민대기***

Analysis on the Replacement Cost of Nuclear Energy Using a Stochastic Programming Model

Jaewoo Chung** · †Daiki Min***

■ Abstract ■

A nuclear energy has been one of the most important sources to securely supply electricity in South Korea. Its weight in the national electricity supply has kept increasing since the first nuclear reactor was built in 1978. The country relies on the nuclear approximately 31.4% in 2012 and it is expected to increase to 48.5% in 2024 based on the long-term electricity supply plan announced by the Korean government. However, Fukushima disaster due to 9.0 magnitude earthquake followed by the tsunami has raised deep concerns on the security of the nuclear power plants. The policy makers of the country are much interested in analyzing the cost structure of the power supply in the case that the nuclear is diminished from the current supply portion. This research uses a stochastic model that aims to evaluate the long-term power supply plan and provides an extensive cost analysis on the changes of the nuclear power supply. To evaluate a power supply plan, the research develops a few plausible energy mix scenarios by changing the installed capacities of energy sources from the long-term electricity supply plan. The analyses show that the nuclear is still the most attractive energy source since its fuel cost is very much stable compared to the other sources. Also the results demonstrate that a large amount of financial expenditure is additionally required every year if Koreans agree on the reduction of nuclear to increase national security against a nuclear disaster.

Keywords : Nuclear Cost, Energy Portfolio Model, Monte Carlo Simulation, Stochastic Model

논문접수일 : 2012년 11월 20일 논문수정일 : 2013년 01월 04일 논문게재확정일 : 2013년 01월 28일

* 이 논문은 2012학년도 경북대학교 학술연구비에 의하여 연구되었음.

** 경북대학교 경영학부

*** 이화여자대학교 경영학과

† 교신저자, dmin@ewha.ac.kr

1. 서론

지난 수십 년간 대한민국의 전력은 비교적 안정적으로 공급되어 왔으며 이는 국민들의 생활의 질을 향상시켰을 뿐 아니라 국가의 산업경쟁력 향상에도 일조를 하였다. 전력의 안정적 공급에 있어서 가장 큰 역할을 한 것 중 하나가 원자력발전소의 건설이었다. 1978년 고리 원자력 발전소의 건설을 시작으로 2012년 현재까지 총 21기의 상업용 원자로가 국내에 운영되고 있으며 국가전력 공급의 31.4%를 원자력이 담당하고 있다. 뿐만 아니라 정부는 2024년까지 원자력의 비중을 48.5%로 끌어올리는 계획을 추진 중에 있다[6].

정부가 원자력의 비중을 늘리려고 하는 주된 이유는 아래 <표 1>에 나타나 있듯이 원자력이 다른 전원에 비하여 연료가격에 있어서 절대적인 우위를 점하고 있기 때문이다. 원자력의 장점은 낮은 연료단가 뿐만 아니라 상대적으로 매우 낮은 연료가격의 변동성이다. <표 1>을 보면 원자력의 변동계수(분산)는 0.01인 반면 석탄의 경우 5.88, 천연가스의 경우 9.55이며 석유의 경우 24.23으로 매우 높은 편이다. 석유 가격의 변동성은 공급처의 정전 불안으로 인한 가격 급등락이 거듭됨으로 기인한 것으로 판단된다. 석탄이나 천연가스의 경우 석유의 가격 변동에 대하여 매우 강한 양의 상관관계를 가지고 있는 반면에 원자력의 연료인 우라늄의 경우 가격이 상대적으로 안정되어 있다.

<표 1> 연료가격 변화에 대한 기술통계량

	원자력	석탄	석유	천연가스
평균	3.32	26.52	109.88	86.25
표준편차	0.20	12.49	51.60	28.70
분산	0.01	5.88	24.23	9.55

2011년 3월 발생한 동일본 대지진과 후쿠시마 원전사태는 원자력의 안정성에 대한 국민적 우려를 증가시켰고 국가의 원자력 정책을 다시 검토하게 하는 계기가 되었다. 우리와 비슷하게 원자력

확장 정책을 사용하였던 일본의 경우 후쿠시마 사태 이후 원자력의 안전성이 담보 될 때까지 53기에 달하는 원자로를 모두 폐쇄하기로 결정한 바 있으며 독일정부 또한 모든 원자력 발전소의 점진적 폐쇄를 결정한 바 있다[7]. 국내에서도 원자력에 대한 기존 확장정책에 대한 수정 또는 재검토가 필요한 것으로 검토되고 있으나 아직 뚜렷한 변화는 없는 상태이다.

본 연구는 국내 전원의 장기구성 정책과 관련하여 원자력에 대한 대체비용을 객관적으로 분석하기 위한 연구모형을 제시한다. 모형의 주요한 고려 변수로는 전원 별 고정비, 운전 유지비, 연료가격 및 연료가격의 변동성이며 이를 효과적으로 고려하기 위하여 마코위츠의 포트폴리오 최적화 모형을 활용하고 Monte Carlo 시뮬레이션 기법을 활용하여 전원 별 최적 포트폴리오 구성을 위한 해를 도출한다[2, 5, 11, 17]. 특히, 본 연구모형은 전통적인 마코위츠 최적화 모형에서 가격 변동성을 고려하기 위하여 사용하는 분산(variance) 대신 CVaR(conditional value at risk)를 사용함으로써 극히 드물지만 한번 일어나게 되면 과급효과가 큰 극단적인 비용 변화를 보다 효과적으로 고려할 수 있게 하였다.

본 논문에서 제시하는 연구모형의 정확성 검정을 위하여 지식경제부에서 발표한 제5차 전력수급 기본계획[6]에 나와 있는 비용 분석결과와 본 모형에서 도출된 결과를 비교 분석하였다. 이 검정 과정을 통해 본 논문에서 제시한 연구모형이 지식경제부에서 발표한 전원 별 비용분석결과와 비슷한 결과를 도출함으로 알 수 있었다.

본 논문에서 제시된 연구모형을 활용하여 원자력의 적정비중에 대하여 분석한 결과 원자력은 높은 시설확장 비용에 반하여 낮은 연료가격 뿐만 아니라 낮은 연료가격의 변동성으로 인하여 국가 장기전원 구성에 있어서 큰 경제적 장점이 있는 것으로 나타났다. 원자력의 완전 대체비용을 분석한 결과 매년 수십조 원의 추가 비용을 지불해야 하는 것으로 나타났으며 현재 계획보다 원자력의 비중

을 줄이는 방안에도 적지 않은 추가 비용이 소요되는 것으로 분석되었다.

2. 문헌 연구

후쿠시마 사태 이후 원자력의 안전성에 대한 의구심 증가와 함께 그로인한 안정성 기준의 강화 등으로 인하여 원자력 발전소의 건설에 필요한 비용은 크게 증가하고 있다[13]. 이를 감안하여 일본을 비롯한 선진국들은 원자력의 비중을 줄이기 위한 정책을 입안하고 있다. 특히 일본의 경우 원자력과 석유의 비중은 줄이고 석탄 및 LNG 비중은 유지 혹은 증가시키면서 재생에너지 비율 및 에너지절감 비율을 높이는 것으로 정책 방향을 수립하고 있다[4]. 이와 더불어 원자력 발전단계에 대한 광범위한 재검토가 문헌연구를 통해서 나타나고 있는데[10, 21] 아직 객관적으로 인정받을 수 있는 기준이 제시되지는 못하고 있는 실정이다.

원자력의 적정비중 재평가에 대한 학술연구도 활발히 이루어지고 있는데 우선 Zhang et al.[23]의 연구를 주목해 볼 필요가 있다. 그들은 시나리오분석법을 활용하여 일본의 원전정책을 세부적으로 분석할 수 있는 방법을 제안하였다. 그들이 제안한 방법은 개연성이 높은 국가 에너지 운영 시나리오를 개발하고 실증적 분석을 위하여 3가지 시나리오를 제안하였는데 각 시나리오는 전원별 설비용량(installed capacity)을 조절하여 만들어졌다. 각 시나리오별로 주어진 설비용량을 바탕으로 기간별 전력 수요와 연료의 가격변동을 고려하여 전원별 최적 발전량을 계산하였다. 이를 위하여 시뮬레이터를 활용하였는데 이 시뮬레이터의 최종 산출물은 전원별 발전량, 전원별 연료사용량, 초과 발전량, 발전단가 및 탄소배출량 등을 포함한다. 이 시나리오 기법을 활용하여 분석한 결과 일본에서 원자력을 대체할 수 있는 유력한 대안으로 LNG가 선택되었다.

본 연구에서 개발하는 연구모형은 전원구성의 포트폴리오 모형을 기본으로 하고 있으며 이와 관련된 연구로는 윤원철[3]과 김상갑[1] 등이 있다. 윤

원철[3]은 2001년 전력산업 구조개편 이후 5년간 한국동서발전(주)의 발전원가 실적치를 이용하여 기존 전원 포트폴리오의 비용흐름과 표준편차를 측정하였으며 이를 기반으로 신규 전원 시설투자 대상으로 유연탄과 LNG 중에서 어떤 전원이 발전 비용과 변동성 측면에서 유리한지를 평가하였다. 김상갑[1]은 평균-분산 모형을 활용하여 한국남부발전(주)의 과거 8년간 경영실적을 바탕으로 유연탄과 LNG의 최적 전원 구성비를 평가한 바 있다. 정재우, 민대기[5]는 불확실성을 고려한 장기 전원 포트폴리오 구성을 위한 연구모형을 제시하였고 실증적 분석을 통해 지식경제부에서 발표한 제5차 전력수급기본계획을 평가하였다.

전원구성에 관련된 해외연구도 활발하게 진행되고 있는데 Bar-Lev and Katz[9]에 의해 평균-분산 모형이 사용된 이래에 Awerbuch and Berger[8]에 의하여 더욱 발전된 바 있다. Jansen et al.[15]은 발전량 대신에 발전원가(\$/MWh)를 활용하였으며, 설비용량만을 고려했던 기존 연구를 확장하여 계획 기간을 함께 고려함으로써 재생 에너지와 같이 장기간에 걸쳐 투자 계획의 평가가 요구되는 전원을 모형에 포함하였다. 이 연구에서 사용한 비용 항목으로는 자본투자비용, 연료비용, 운전유지비용인데 이는 발전비용의 발생 구조가 서로 다른 전원에 대하여 객관적 평가 지표를 제공하였다고 할 수 있다.

Van Zon and Fuss[21]는 총 발전비용과 발전비용의 변동성을 개별적으로 고려하던 기존 연구와 달리 발전비용과 분산의 가중평균을 이용한 단일 목적함수를 활용한 바 있다. 단일 목적함수를 구성할 때 사용된 가중치는 의사결정자의 위험회피정도(degree of risk aversion)를 나타내기 위한 방안으로 다른 연구에서도 광범위하게 사용되고 있다 [12, 14, 21, 22].

3. 전력비용 평가모형

3.1 비용 평가모형

원자력에 대한 대체비용을 분석하기 위한 연구

모형의 제시를 위하여 본 연구에서는 확률계획 (stochastic programming) 모형을 활용한다. 특히 관련된 기존의 연구가 가격의 변동성을 고려하기 위하여 분산을 사용한 전원 포트폴리오 모형을 활용한 반면 본 연구에서는 가격의 변동성에 있어서 자연재해, 지역적 정전불안, 또는 사고로 인해 발생하는 극단적인 비용변화를 보다 효과적으로 반영하기 위하여 CVaR를 활용한다.

CVaR은 VaR(value at risk)에서 파생된 개념으로 VaR가 어떤 제한된 확률 범위 내에서 발생하는 위험을 측정하는데 주로 활용되는 반면에 CVaR는 확률은 극히 낮지만 일단 발생하면 매우 큰 비용을 발생시키는 극단적 위험을 효과적으로 측정하고자 고안된 방법이다. 즉, CVaR는 유의수준 하에서 VaR를 초과하는 손실의 기댓값으로 계산된다. 정재우, 민대기[5]는 CVaR과 VaR을 비교분석하고 CVaR의 사용에 대한 모형을 상세히 제시하였다.

아래에는 본 논문에서 사용하는 기호를 정리하였다.

인덱스

i : 전원 인덱스, $i \in I$, $I = \{\text{원전, 천연가스, 석탄, 오일}\}$

j : 랜덤 시나리오(random scenario) 인덱스, $j \in J$, $J = \{1, 2, \dots, \pi\}$, π 는 실험에서 발생하는 시나리오의 회수, 즉 반복 실험 회수임.

t : 부하지속곡선 (load duration curve) 상의 기간 인덱스, $t \in T$, $T = \{1, 2, \dots, w\}$, w 는 1년을 임의의 동일 기간으로 구분했을 때 총 구간의 수로 본 논문에서는 31개 구간으로 구분함.

변수

ϕ_{it} : 신규로 추가된 설비용량을 활용한 전원 i 의 기간 t 에서 발전량(MWh)

z_{it} : 기존 설비용량을 활용한 전원 i 의 기간 t 에서 발전량(MWh)

l_i : 전원 i 의 추가 발전소의 단위 수량

c_{ij} : 시나리오 j 에서 전원 i 를 사용하여 발전하는

데 사용된 총비용(원/MWh)

Δ : VaR, 전원구성의 위험수준

Λ : CVaR, 전원구성의 조건부 위험도

e^j : 시나리오 j 의 CVaR를 계산하기 위한 보조변수

입력자료

L_{jt} : 시나리오 j 하에서의 기간 t 의 전력수요 (MWh)

S_i^e : 전원 i 의 기존 설비용량(MW)

S_i^n : 전원 i 의 신규추가 설비용량(MW/단위설비)

C_{ij}^a : 시나리오 j 하에서 전원 i 의 시설 추가비용 (원/MW)

C_i^v : 전원 i 의 변동비용(원/MWh)

C_{ij}^f : 전원 i 의 시나리오 j 하에서의 연료비용 (원/MWh)

P_j : 시나리오 j 가 발생할 확률

파라미터

α : CVaR 계산을 위한 유의수준, 최악의 경우 $(100 - \alpha)\%$ 의 비용이 VaR을 넘지 않도록 전원을 구성함

β : 의사결정자의 위험회피수준

아래에 설명된 확률계획모형에서 입력 자료는 전력수요(L_{jt})와 발전소 건설에 필요한 고정비(C_i^a), 운영비(C_i^v), 및 연료비용(C_{ij}^f)이다. 본 모형의 주요 결정변수는 각 기간별 추가로 건설되어야 하는 전원별 발전시설의 숫자(l_i), 기존시설과 추가로 건설되는 시설에서의 각 전원별 발전량(z_{it} , ϕ_{it}) 및 발전에 필요한 비용(c_{ij})이고 이를 활용하면 주어진 조건에서 최적의 전원 구성 비율을 구할 수가 있다.

$$\text{minimize } \sum_{i \in I} E[c_i] + \beta \Lambda \quad (1)$$

subject to

$$\sum_{i \in I} (z_{it} + \phi_{it}) \geq L_{jt}, \text{ for } t \in T, j \in J \quad (2)$$

$$e^j \geq \sum_{i \in I} c_{ij} - \Delta, \text{ for } j \in J \quad (3)$$

$$\Lambda = \Delta + (1-\alpha)^{-1} \sum_{j \in J} P_j e^j, \quad (4)$$

$$c_{ij} = C_{ij}^a l_i S_i^m + (C_i^e + C_{ij}^f) \sum_{t \in T} (z_{it} + \phi_{it}) \quad \text{for } i \in I, j \in J \quad (5)$$

$$E[c_i] = \sum_{j \in J} P_j c_{ij}, \quad \text{for } i \in I \quad (6)$$

$$l_i \leq \lceil L_{jt}/S_i^m \rceil, \quad \text{for } i \in I \quad (7)$$

$$z_{it} \leq S_i^e, \quad \text{for } t \in T, i \in I \quad (8)$$

$$\phi_{it} \leq l_i S_i^m, \quad \text{for } t \in T, i \in I \quad (9)$$

$$z_{it} \geq 0, \quad \text{for } t \in T, i \in I \quad (10)$$

$$c_{ij} \geq 0, \quad \text{for } i \in I, j \in J \quad (11)$$

$$\Lambda \geq 0, \Delta \geq 0, \quad \text{for } j \in J \quad (12)$$

$$l_i \in \text{정수}, \quad \text{for } i \in I \quad (13)$$

위 확률계획모형에서 식 (1)의 목적함수는 전력 수요를 만족하기 위해 필요한 총 기대비용의 합과 비용의 변동성을 최소화 한다. 식 (1)에서 β 의 의사결정자의 위험회피주준을 의미하며 일반 포트폴리오 모형의 경우 매우 작은 값을 사용하고 있다. 식 (2)는 각 기간별로 기존시설과 신규시설에서 발전하는 양은 그 기간의 수요를 만족해야 함을 제약한다. 여기서 변수 z_{it} , ϕ_{it} 는 제약식 (7)~식 (9)에 의해서 적절한 값으로 계산된다. 제약식 (7)은 어떤 전원에 대하여 신규로 추가되는 시설의 숫자(l_i)는 전력 총 수요를 넘지 못함을 제약한다. 여기서 추가되는 l_i 는 식 (5)에 의하여 추가적인 고정비를 발생시킨다. 식 (8)은 어떤 기간 t 에서 기존시설을 이용한 각 전원별 발전량은 기존시설의 발전용량을 넘지 못함을 제약하고 식 (9)는 신규시설을 이용한 각 전원별 발전량은 신규시설의 발전용량을 넘지 못함을 제약한다.

제약식 (3)과 식 (4)는 CVaR를 계산한다. CVaR는 VaR를 넘어서는 총비용의 기댓값으로 결정된다. 제약식 (3)에서 ϵ_j 는 보조변수로서 시나리오 j 에서 VaR 수준 Δ 를 넘어서는 비용을 의미한다[18].

제약식 (5)와 식 (6)은 시나리오 j 하에서 전원별 발전 비용의 계산한다. 어떤 전원 i 의 시나리오 j 에서의 발전 비용은 고정비, $C_{ij}^a l_i S_i^m$ 와 변동비,

$$C_i^e \sum_{t \in T} (z_{it} + \phi_{it}), \text{ 그리고 연료비용, } C_i^f \sum_{t \in T} (z_{it} + \phi_{it})$$

의 합으로 구성된다. 고정비의 경우 어떤 전원에 대하여 추가되는 시설의 단위가 0보다 큰 경우, 즉 l_i 이 0보다 큰 경우에만 비용이 부과됨을 알 수 있다.

3.2 확률계획모형의 풀이

위에서 제시된 확률계획모형의 목적함수는 많은 수의 랜덤 시나리오를 통해서 계산됨으로 매우 복잡한 계산과정을 거쳐 계산된다. 제약식 (13)에 의하여 하나의 시나리오에 대하여 많은 수의 혼합정수 계획 모형을 풀어야함을 알 수 있다. 이 복잡한 문제를 풀기 위하여 본 연구에서는 샘플평균근사법(sample average approximation)을 활용하였다. 샘플평균근사법은 많은 수의 샘플을 취하여 구한 목적값의 샘플 평균으로부터 최적값에 근사한 해를 구하는 기법으로 Kleywegt et al.[16]에 자세히 설명되어 있다.

4. 실증 분석

4.1 입력자료 및 분석방법

본 장에서는 앞서 제 3장에서 설명된 연구모형을 활용하여 실증 분석을 수행한다. 이 분석을 위한 기초자료로 지식경제부에서 발표한 제5차 전력수급기본계획의 자료를 사용하였다[6]. 제5차 전력수급기본계획(이하 기본계획)에는 2010년부터 2024년까지 총 15년 간 전력수요를 예측하였고 총 7개의 전원에 대하여 기간별 전원구성 전망을 발표하였다. 이를 바탕으로 에너지원별 발전량 전망과 전원별 발전설비에 대한 투자 전망을 발표하였다. <표 2>는 기본계획에 나타난 전원별 발전설비의 건설비 단가를 제시하는데 본 연구에서도 동일한 자료를 활용하였다.

본 연구에서는 기본계획에 사용된 입력 자료를 활용하여 연구모형을 실행하였으며 <표 3>에 보

〈표 2〉 전원별 건설비 단가

구 분	건설비단가(천원/kw)		평균 (천원/kw)
	제5차 전력수급기본계획		
원자력	1000MW	2,486	2,297
	1400MW	2,108	
석탄 (유연탄)	500MW	1,338	1,298
	800MW	1,271	
	1000MW	1,284	
천연가스 복합	500MW	810	802
	700MW	793	
석유	40MW	2,219	2,052
	100MW	1,884	

출처 : 전력거래소.

인바와 같이 실행결과 전원구성비 전망에서 기본계획과 유사한 결과를 얻었다. 여기서 일부 차이가 발생하는 것은 신재생 에너지와 양수 발전 등을 고려하지 않은 것에 기인한다. <표 3>을 통하여 본 논문의 저자들은 연구모형의 유효성이 검증되었다고 판단하였다.

〈표 3〉 기본계획과 실행결과의 전원구성비 비교

(단위 : %)

전원	원자력	석탄	석유	LNG
실험결과	48.8	43.0	0.0	8.2
기본계획	48.5	31.0	0.5	9.7

본 연구모형의 입력자료 가운데 원자력의 발전 단가를 변경하게 되면 그에 따른 전원 구성비가 어떤 형태로 변경되는지 그리고 그에 따라 총 발전비용이 어떻게 달라지는지를 분석할 수 있는데 이 민감도 분석이 본 연구의 핵심 내용이라고 할 수 있다. 본 연구에서는 기본계획에서와 같이 계획기간을 15년으로 설정하였다. 즉 2012년부터 15년 후인 2027년도의 원자력 대체 전원구성을 위한 4개의 시나리오를 개발하였고 이들 시나리오를 바탕으로 연구모형을 실행한 결과를 활용하여 원자력 대체비용을 분석하였다.

본 연구에서 중요하게 다루고 있는 입력자료 중의 하나가 연료가격의 변동성이다. 전원별 연료가격의 변동성은 매우 커서 전원구성에 있어서 상호보완적 역할을 할 수 있게 구성하는 것은 매우 중요한 고려사항이 되고 있기 때문이다. 이를 위하여 본 연구에서는 2000년부터 약 10년간 월별 연료가격 변화를 추적하였고 이에 대한 기술통계량을 앞서 제 1장에서 설명한 <표 1>에 제시하였다.

위에서 제시된 과거 10년간의 연료가격 변동을 바탕으로 계획기간 동안의 연료가격 변동을 예측하기 위하여 다음과 같은 방법이 활용되었다. x_t^i 를 전원 i 에 대하여 t 년도의 월별 연료가격의 벡터라고 가정하자. <표 1>의 자료에서 보면 원자력을 제외한 다른 전원의 경우 x_t^i 의 변동성이 매우 큰 것으로 나타나고 있다. 즉 x_t^i 는 확률변수라고 할 수 있고 가격의 특성상 연속변수로 가정할 수 있다. 일반적인 재무이론에 의하면 각 전원별 연간 가격 변동비율은 x_t^i/x_{t-1}^i 로 표시할 수 있고 이는 로그정규분포를 따른다고 할 수 있다. 그러므로 x_t^i/x_{t-1}^i 에 로그를 취하면 다음과 같이 정규분포를 따르는 확률변수를 얻을 수 있다. $\omega_t^i = \ln(x_t^i/x_{t-1}^i)$. 본 연구에서는 ω_t^i 의 정규성을 확인하기 위하여 Shapiro-Wilk 정규성 검정을 수행하였으며 1% 유의수준에서 자료의 정규성을 확인하였다. 따라서 미래의 전원별 연료가격은 이전 기간의 연료가격대비 증감률을 정규분포로부터 도출하여 계산하였다.

제5차 전력수급기본계획에 따르면 계획기간 내 총 전력수요의 연평균 증가율은 3.1%로 예상된다. 2027년의 수요예측을 위하여 본 연구는 2024년의 최대전력수요에 3.1%의 연평균 증가율을 반영하여 114,201MW의 최대전력 수요를 추정하였다. 수요의 불확실성을 반영하기 위하여 최대전력 수요의 추정 값을 평균으로 하며, 평균의 약 4%를 표준편차로 가정한 정규분포를 이용하여 수요 샘플을 도출하였다.

마지막으로 변동비용은 전력거래소의 자료를 이용하여 원자력, 석탄, 유류, LNG의 값을 각각 1.4

원/kwh, 0.7원/kwh, 2.7원/kwh, 0.8원/kwh으로 결정하였다.

4.2 원자력 발전소 대체 비용의 평가

본 논문에서는 원자력 발전을 타 전원으로 대체하는 경우 발생하는 비용을 평가하기 위하여 네 가지 발전설비 확장 시나리오를 고려하였다. 각 시나리오에 대하여 총 발전비용과 함께 평균 발전단가를 계산하였다. 여기서 평균발전단가는 총 발전비용을 총발전량으로 나눈 결과를 의미한다.

시나리오 1은 원자력 발전의 대체 비용 평가를 위한 참조 시나리오로서 제5차 전력수급기본계획에 반영된 전원별 설비확장 계획을 나타낸다. 시나리오 2는 본 논문에서 제안한 모형을 이용하여 도출한 전원별 용량 확장 계획을 의미한다. 실험결과 최적의 설비확장 계획은 25,000MW 규모의 원자력 발전으로 결정하였다. 시나리오 3은 제5차 전력수급기본계획에 반영된 원자력 발전소의 신규 건설 계획을 취소하고 타 전원을 이용하여 발전용량을 확장하는 경우를 의미한다. 이 경우 기존 원전을 이용한 발전은 가능하지만, 신규 발전소 건설은 원자력을 제외한 기타 전원으로 선택하도록 한다. 전원별 발전량과 신규 발전소 건설 대상 전원은 본 논문에서 제안한 모형을 이용하여 결정한다. 이 경우 실험결과 석탄을 이용하여 발전용량을 확장하도록 한다.

〈표 4〉 원자력발전소 대체 시나리오

시나리오	확장 용량 (MW)			
	원자력	석탄	석유	LNG
시나리오 1 : 제5차 전력수급 기본계획	17,200	7,240	0	4,149
시나리오 2 : 최적 확장 계획	25,000	0	0	0
시나리오 3 : 신규 원전 건설 취소	0	9,000	0	0
시나리오 4 : Zero 원전	0	20,500	0	0

마지막 시나리오 4는 신규 원자력 발전소 확장

계획과 함께 기존의 원자력 발전소를 이용한 발전을 모두 중지하는 경우이다. 따라서 원자력을 제외한 세 개의 전원을 이용하여 전력 수요에 대응한다. 실험결과 석탄을 이용하여 20,500MW의 발전 설비를 추가로 건설하는 것이 최적임을 확인하였다. <표 4>에 본 연구에서 평가하고자 하는 네 가지 시나리오별 확장계획을 제시하였다.

실험결과를 제시한 <표 5>를 보면, 원자력 발전을 축소하는 경우 전반적으로 총 발전비용과 평균 발전단가가 크게 증가하는 것을 확인할 수 있다. 모형을 이용하여 도출한 최적 확장계획을 이용하는 경우 총 발전비용이 감소하였으나 평균발전단가에는 변함이 없었다. 제5차 전력수급기본계획에 정의된 원자력 발전소의 확장계획을 취소하는 경우 총 발전비용이 연간 약 7,600억 원 정도 추가 소요될 것으로 예상된다. 발전단가 또한 41.66원/kwh에서 44.43원/kwh로 약 2.77원/kwh 상승하였다(<표 5>의 시나리오 1과 시나리오 3 비교).

〈표 5〉 원자력발전소 대체비용의 평가

시나리오	비용	
	총 발전비용 (억원/년)	평균 발전단가 (원/kwh)
시나리오 1 : 제5차 전력수급 기본계획	268,445	41.66
시나리오 2 : 최적 확장계획	258,866	41.66
시나리오 3 : 신규 원전 건설 취소	276,062	44.43
시나리오 4 : Zero 원전	414,681	66.74

최근 원자력 발전소의 전면적인 폐쇄에 대한 논의가 많이 있으나 이 경우 총 비용과 발전단가가 현격하게 증가하는 것을 실험결과 확인할 수 있었다. <표 5>의 시나리오 4를 보면 제5차 전력수급 기본계획과 비교하여 총 발전비용은 약 50%, 평균 발전단가는 약 60% 증가하였다. 원자력발전을 완전히 중단하는 경우 비용으로 환산하면 연간 약15 조원의 추가 발전비용이 발생하게 된다.

<그림 1>은 시나리오별 발전 구성비의 변화를 나타낸다. 제5차 전력수급기본계획과 비교하여 원자력 발전의 최적 구성비는 약 5% 정도 차이가 존재한다. 원자력을 활용한 발전량 감소는 석탄과 LNG를 이용하여 대체하게 된다. 제5차 전력수급기본계획과 비교하여 LNG의 구성비는 약 6.5%p 상승하는데 그쳤으나 석탄은 약 47%p 증가하여 원자력의 주요 대체 발전원으로 활용됨을 확인하였다.

본 실험결과는 사회적 비용과 기술계약과 같이 직접적 비용환산이 어려운 요소를 제외하였으나, 비용 측면에서 원자력 발전 축소 정책이 타당함에 대한 비용 관점에서의 정보를 제공하는데 의의가 있다고 할 수 있다.

4.3 기준 발전용량의 영향 분석

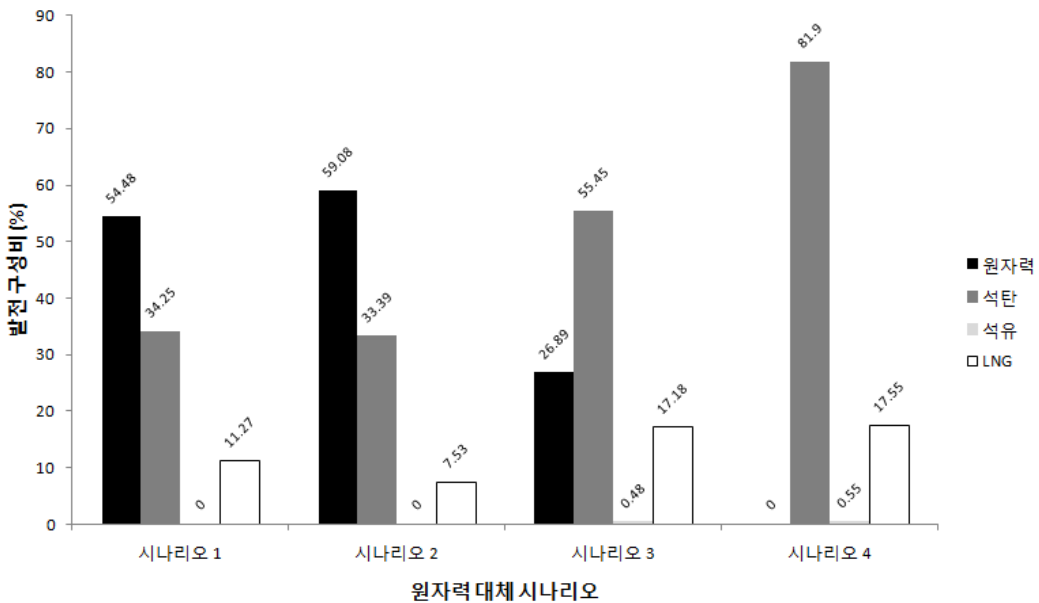
본 논문에서 고려하는 네 가지 전원은 기저 발전원으로 사용되고 있으며, 일반적으로 대용량 발전시설을 확보하여 발전원가를 낮추고 있다. 본 연구에서도 동일하게 수치실험 결과를 통하여 기저 발전원의 경우 소용량 보다는 대용량으로 발전 용

량을 확대하는 것이 발전비용 측면에서 적합함을 확인하였다.

<표 6>은 설비 1기당 발전용량에 따른 총 발전비용과 평균 발전단가의 변화를 나타낸다. <표 2>에서 제시한 각 전원의 설비용량 중에서 가장 큰 값, 작은 값, 그리고 평균값을 선정하여 <표 6>의 세 가지 설비용량을 결정하였다. 예를 들어, <표 6>의 두 번째 경우, 즉 원자력, 석탄, 석유, LNG의 설비 1기 용량이 각각 1,200MW, 800MW, 70MW, 600MW인 경우는 가능한 설치용량의 평균값을 제시한다.

<표 6> 설비 당 발전용량과 발전비용의 관계

설비 1기의 용량 (MW/단위설비)				발전비용	
원자력	석탄	석유	LNG	총발전비용 (억 원/년)	평균발전단가 (원/kwh)
1400	1000	100	700	247,125	39.77
1200	800	70	600	258,866	41.66
1000	500	40	500	268,564	43.22



<그림 1> 시나리오별 발전 구성비(%)

<표 6>를 통하여 설비 1기당 발전용량이 작아 질수록 총 발전비용과 평균 발전단가가 상승하는 것을 확인 할 수 있다. 이는 대용량 발전설비의 건설비용이 높지만 발전량이 증가함에 따라 건설비단가가 감소하는 규모의 경제에 기인한다고 볼 수 있다. 실험결과를 보면 소용량 보다 대용량 시설로 발전시설을 확장하는 경우 연간 약 2조 원의 발전 비용 절감을 기대할 수 있다.

5. 결 론

본 논문에서는 후쿠시마 사태 이후 증가하는 원자력의 안정성에 대한 우려를 고려하여 국가의 장기전원 구성 계획에서 원자력을 대체할 경우 추가되는 비용에 대하여 연구하였다. 이를 위하여 확률계획법을 활용한 전원 포트폴리오 모형을 활용하였으며 전원 구성비용의 변동에 있어서 극단적인 상황을 고려하기 위하여 CVaR를 이용하였다. 본 연구에서 활용된 확률계획 모형의 풀이에는 다른 유사 연구에서도 많이 활용되고 있는 샘플평균근사법을 활용하였다.

본 연구에서 제시된 모형의 실증적 분석과 원자력의 대체 비용분석을 위하여 지식경제부에서 발표한 제5차 전력수급기본계획(기본계획)에 나타난 자료를 활용하였다. 이 기본계획에는 2010년부터 15년간의 장기 국가전력수급 기본 계획을 포함하고 있으며 현재 25% 정도인 원자력의 시설 용량을 2024년까지 32%로 늘리는 것으로 되어 있다. 발전용량 기준으로는 2010년 현재 약 31%에서 2024년까지 전체 발전량의 절반 정도인 49%까지 늘리는 것으로 되어 있다.

기본계획에서 제시한 전원수급계획을 기본으로 본 연구에서는 원자력의 비중을 축소하는 3개의 추가적인 시나리오를 개발하였다. 실험결과 원자력의 확장계획을 현재 수준으로 동결하기 위하여 매년 약 7,600억 원의 추가적인 비용이 소요되는 것으로 판단되었고 원자력의 전면적 폐쇄를 위하여 매년 15조 원 정도의 추가적인 비용이 발생하는 것

으로 분석되었다.

원자력의 안전성에 대한 우려는 후쿠시마 사태 이전부터 꾸준히 제기되어 왔지만 후쿠시마 사태를 계기로 급격히 증가하였고 최근 국내에서 발생한 잦은 원자력 관련 사고는 일본에서와 같은 사고가 국내에서도 언제든 발생할 수 있음을 경고하였다. 원자력의 발전 단가 계산에 사고방지 비용과 사고처리 비용이 포함되어 다른 전원과 객관적인 비교가 된다면 장기 국가전력수급 계획에서 원자력의 비중은 더욱 낮아질 것으로 판단된다. 하지만 현재까지 연구는 원자력 사고에 대한 발생 빈도나 사고로 인한 비용에 대하여 객관적 자료를 제시하지 못하고 있고 이는 향후에 지속적으로 연구되어야 할 과제로 남아 있다. 따라서 원자력의 정책에 대한 결정은 관련 전문가들의 활발한 의견제시와 국민적 합의에 결정되어야 할 것으로 판단된다. 본 연구에서 제시된 원자력 대체 비용에 분석도 이와 같은 맥락에서 중요한 의미를 가진다고 할 수 있다.

참 고 문 헌

- [1] 김상갑, 『포트폴리오 기법에 의한 전원구성비의 적정성 연구』, 한국산업기술대학교 석사학위 논문, 2009.
- [2] 옥기열, 김용준, 김상주, “우리나라 전원믹스의 경제성 및 공급안정성에 관한 연구”, 『대한전기학회 하계학술대회논문집』, (2007), pp.826-827.
- [3] 윤원철, “포트폴리오 기법을 활용한 신규 전원선택”, 『에너지경제연구』, 제8권, 제1호(2009), pp.59-90.
- [4] 정성춘, “동일본 대지진 이후 일본의 에너지 선택 : [발전단가 검증위원회] 결과분석 및 시사점”, 『KIEP 오늘의 세계경제』, 제12권, 제3호(2012), pp.1-12.
- [5] 정재우, 민대기, “불확실성을 고려한 장기 전원 포트폴리오의 평가”, 『한국경영과학회지』, 제37권, 제3호(2012), pp.135-151.

- [6] 지식경제부, 『제5차 전력수급 기본계획』, 지식경제부 공고 제2010-490호, 2010.
- [7] IAEA, *Nuclear Technology Review 2012*, Fifty-sixth regular session, 2012.
- [8] Awerbuch, S. and M. Berger, *Applying portfolio theory to EU electricity planning and policy making*, IEA/EET Working Paper, 2003.
- [9] Bar-Lev, D. and S. Katz, "A portfolio approach to fossil fuel procurement in the electric utility industry," *The Journal of Finance*, Vol.31, No.3(1976), pp.933-947.
- [10] Cyranoski, D., "Japan rethinks its energy policy," *Nature*, Vol.473, No.263(2012).
- [11] Delarue, E., C.D. Jonghe, R. Belmans, and W. D'haeseleer, "Portfolio theory to the electricity sector : Energy versus power," *Energy Economics*, Vol.33(2011), pp.12-23.
- [12] Gotham, D., K. Muthuraman, P. Preckel, R. Rardin, and S. Ruangpattana, "A load factor based mean-variance analysis for fuel diversification," *Energy Economics*, Vol.31, No.2 (2009), pp.249-256.
- [13] Grunwald, M., "The real cost of US nuclear power," *TIME*, 2011.
- [14] Huang, Y.H. and J.H. Wu, "A portfolio risk analysis on electricity supply planning," *Energy Policy*, Vol.36(2008), pp.627-641.
- [15] Jansen, J.C., L.W.M. Beurskens, and X.V. Tilburg, "Application of portfolio analysis to the Dutch generating mix," *Energy Research Council of Netherlands*, 2006.
- [16] Kleywegt, A.J., A. Shapiro, and T. Homem de Mello, "The sample average approximation method for stochastic discrete optimization," *SIAM Journal on Optimization*, Vol. 12, No.2(2001), pp.479-502.
- [17] Markowitz, H., "Portfolio Selection," *Journal of Finance*, Vol.7(1952), pp.77-91.
- [18] Rockafellar, R.T. and S. Uryasev, "Optimization of Conditional Value-at-Risk," *The Journal of Risk*, Vol.2, No.3(2000), pp.21-41.
- [19] Sawik, T., "Selection of supply portfolio under disruption risk," *Omega*, Vol.39(2011), pp.194-208.
- [20] Stephen, T., "Prospects for nuclear power in 2012," *Energy Economist*, Vol.364(2012), pp. 6-10.
- [21] Van Zon, A. and S. Fuss, *Irreversible investment and uncertainty in energy conversion : a Clay-Clay vintage portfolio selection approach*, Working Paper, University of Maastricht/UNU-MERIT, 2005.
- [22] Vithayasrichareon, P. and I.F. MacGill, "A Monte Carlo based decision-support tool for assessing generation portfolio in future carbon constrained electricity industries," *Energy Policy*, Vol.41(2012), pp.374-392.
- [23] Zhang, O., K.N. Ishihara, B.C. McLellan, and T. Tezuka, "Scenario analysis on future electricity supply and demand in Japan," *Energy*, Vol.38, No.1(2012), pp.376-385.