

불확실성을 고려한 장기 전원 포트폴리오의 평가*

정재우** · 민대기***†

The Evaluation of Long-Term Generation Portfolio Considering Uncertainty

Jaewoo Chung** · Daiki Min***

■ Abstract ■

This paper presents a portfolio model for a long-term power generation mix problem. The proposed portfolio model evaluates generation mix by considering the tradeoffs between the expected cost for power generation and its variability. Unlike conventional portfolio models measuring variance, we introduce Conditional Value-at-Risk (CVaR) in designing the variability with aims to considering events that are enormously expensive but are rare such as nuclear power plant accidents. Further, we consider uncertainties associated with future electricity demand, fuel prices and their correlations, and capital costs for power plant investments. To obtain an objective generation by each energy source, we employ the sample average approximation method that approximates the stochastic objective function by taking the average of large sample values so that provides asymptotic convergence of optimal solutions. In addition, the method includes Monte Carlo simulation techniques in generating random samples from multivariate distributions. Applications of the proposed model and method are demonstrated through a case study of an electricity industry with nuclear, coal, oil (OCGT), and LNG (CCGT) in South Korea.

Keyword : Power Generations Mix, Portfolio Model, Conditional Value-at-Risk, Monte Carlo Simulation, Sample Average Approximation, Korea's Power Policy

논문접수일 : 2012년 06월 12일 논문게재확정일 : 2012년 09월 13일

논문수정일(1차 : 2012년 07월 18일, 2차 : 2012년 09월 04일)

* 이 논문은 2012학년도 경북대학교 학술연구비에 의하여 연구되었음.

** 경북대학교 경영학부

*** 이화여자대학교 경영학과

† 교신저자

1. 서 론

전력의 안정적 공급을 위한 전원 별 적정 포트폴리오 구성은 국가 에너지 정책수립에 있어서 매우 중요한 의제로 다루어져왔다. 특히 최근 전원수급에 대한 불확실성의 증가는 현재 경제사회 전반에 있어 국가 경쟁력을 크게 위협하는 요인이 되고 있다. 우리나라의 전원은 크게 원자력, 석탄, 천연가스, 석유, 및 신재생에너지로 구성되어 있는데[4] 각 전원 별 수급 불확실성은 그 어느 때보다 증가되고 있는 실정이다. 일본 후쿠시마원전 사태 이후 원자력의 안전성에 대한 우려가 증가되고 있고 중동의 정전불안으로 인하여 원유와 천연가스의 수급은 큰 변동성에 직면해 있다. 하지만 신재생 에너지 기반의 미래에너지 대안은 아직 현실적으로 뚜렷한 해결책을 제시하지 못하고 있는 실정이다. 석탄의 경우 비교적 안정된 공급을 담보하고 있으나 지구환경 변화로 전 세계적으로 점점 더 강화되고 있는 환경관련 규제와 이로 인한 환경비용의 증가에 취약한 단점을 가지고 있다.

전원 포트폴리오의 중요성은 최근 발생한 일본의 후쿠시마 사태를 통해서 더욱 부각되고 있다. 후쿠시마 사태이전 총 54기의 원자로를 통해서 30%에 달하는 전원을 공급하던 일본은 사태 이후 악화된 국민여론으로 인하여 2012년 6월 현재 54기의 원자로를 모두 폐쇄하기에 이르렀다[13]. 이는 전력수요의 획기적 절감이라는 긍정적인 효과도 있었지만 대체 전원인 LNG 비중의 확대에 인하여 발전단가의 상승과 전력 수급 불안으로 인한 산업 경쟁력의 약화라는 심각한 부작용을 초래하였다.

본 연구에서는 각 에너지원 별로 가지고 있는 다양한 비용적 특성과 수급의 변동성을 고려하여 국가의 장기적 전원구성을 최적화하기 위한 포트폴리오 모형을 개발한다. 국가의 정책 입안자들이 본 연구에서 제시하는 모형을 적절히 활용하면 다양한 전원 포트폴리오 시나리오를 효율적으로 분석하고 평가할 수 있을 것으로 기대하고 있다. 이를 위하여 본 연구는 재무관리 분야에서 전통적으로 사용하여 왔

던 포트폴리오 기법[21]을 변형한 새로운 모형을 제시하는데 특히 전원의 수급 변동성을 보다 면밀히 고려하는데 연구의 초점이 맞추어져 있다.

전통적인 Markowitz 포트폴리오 모형의 경우 기대비용의 평균과 분산을 포트폴리오의 평가기준으로 사용하고 있지만 본 논문에서는 후쿠시마 사태와 같이 극단적 사태에 대한 확률과 비용의 발생을 고려하기 위하여 CVaR(Conditional Value-at-Risk)를 발전비용의 변동성 평가기준으로 사용하였다. CVaR는 비용 분포에 대하여 VaR로 알려진 기준값을 초과하는 비용의 조건부 기댓값을 의미한다. 따라서 분산이 크더라도 VaR를 초과하는 극단적 비용의 기댓값이 낮다면 리스크를 작게 평가할 수 있다. 본 논문에서는 CVaR을 측정하기 위하여 몬테카를로 시뮬레이션(Monte Carlo Simulation) 기법을 사용하였다. 제안된 모형은 제5차 전력수급기본계획[4]을 비롯한 객관적 자료를 활용한 실험을 통해 검증되었다. 추가적으로 저자들에게 의하여 제기된 몇 가지 전원 포트폴리오 변화 시나리오에 대하여 본 모형을 활용한 실험이 진행되었고 의미 있는 시사점을 갖게 되었다.

본 논문의 구성은 다음과 같다. 이어지는 제 2장에서는 본 연구와 관련된 문헌조사가 이루어지고 제 3장에서는 본 연구에서 제시되는 포트폴리오 모형이 상세히 설명된다. 본 연구에서 사용하는 입력자료와 확률분포에 대한 설명은 제 4장에서 다루어지며 이를 바탕으로 한 실험결과는 제 5장에서 상세히 설명된다. 마지막으로 제 6장에서는 본 연구의 결론과 한계점 및 향후 연구에 대해서 언급한다.

2. 문헌연구

포트폴리오 접근 방식은 개별 전원의 비용 변동이 크고 움직이는 방향이 서로 다를 때 전원 구성을 다양화하는 경우 위험의 상대적 크기가 감소한다는 재무관리의 원리에 기초한 방식이다. 초기 포트폴리오 모형을 제안한 Markowitz[21]는 투자 리스크를 불확실성과 관련한 요소로 정의하고 투자 수익

률의 분산을 이용하여 측정하였다. 이와 같이 기대 수익률과 수익률의 분산으로 정의되는 투자 리스크를 최소화하는 모형을 평균-분산(Mean-Variance) 모형으로 정의한다.

재무분야에서 활발하게 사용하고 있는 포트폴리오 기법의 장점을 활용하여 발전비용과 발전비용의 변동 위험을 함께 고려한 최적의 전원 구성을 위하여 최근 포트폴리오 기법을 활용한 연구가 많은 관심을 받고 있다[2, 8]. 하지만 국내의 경우 포트폴리오 기법을 활용한 전원 구성 문제와 관련한 연구는 매우 미흡한 수준이다. 윤원철[3]은 2001년 전력산업 구조개편 이후 5년간 한국동서발전의 발전원가 실적치를 이용하여 기존 전원 포트폴리오의 비용흐름과 표준편차를 측정하였다. 이를 기반으로 신규 투자 대상으로 유연탄발전과 LNG 복합발전 중 어느 것을 전원 포트폴리오에 구성하는 것이 총 발전비용과 발전비용의 변동성을 감소시키는데 도움이 되는지 평가하였다. 이와 유사하게 김상갑[1] 또한 평균-분산 모형을 이용하여 한국남부발전의 과거 8년간 경영 실적 자료를 기반으로 유연탄발전과 LNG 복합발전의 전원 구성비를 평가하였다.

해외에서는 전원 포트폴리오 문제에 있어 평균-분산 모형을 오래전부터 활용하였다. 최초의 연구는 Bar-Lev and Katz[6]에 의하여 제시되었으며 이후 Awerbuch and Berger[5]에 의하여 보다 발전되었다. Awerbuch and Berger[5]는 최적 전원 구성을 위하여 단위 비용당 발전량(MWh/Euro)과 표준편차를 이용한 포트폴리오 모형을 제시하였다. Jansen et al.[18]은 발전량 대신에 발전원가(\$/MWh)를 활용하였으며, 설비용량(installed capacity) 만을 고려했던 기존 연구를 확장하여 계획 기간을 함께 고려함으로써 재생 에너지와 같이 장기간에 걸쳐 투자 계획의 평가가 요구되는 전원을 모형에 포함하였다.

Van Zon and Fuss[31]는 총 발전비용과 발전비용의 변동성을 개별적으로 고려하던 기존 연구와 달리 발전비용과 분산의 가중평균을 이용한 단일 목적함수를 활용하였다. 단일 목적함수를 구성할 때 사용된 가중치는 의사결정자의 위험회피정도(degree of

risk aversion)를 나타내기 위한 방안으로 다른 연구에서도 광범위하게 사용되고 있다[14, 17, 31, 32].

포트폴리오 모형의 총 발전비용은 발전소 건설과 관련한 자본비용(overnight capital cost), 발전에 사용되는 연료단가(fuel cost), 고정/가변 운전유지비용(O&M cost; operating and maintenance cost) 등으로 구성된다. 이 네 가지 비용 요소는 관련 연구에서 공통적으로 활용되고 있으며, 최근 환경에 대한 관심 증가와 온실가스 감축 정책의 영향을 평가하기 위하여 일부 연구가 탄소거래비용을 모형에 포함하고 있다[1, 16, 32].

전원구성 포트폴리오의 리스크를 평가하는 방법으로 포트폴리오의 총 발전비용 변동성을 나타내는 분산(또는 표준편차)이 전통적으로 가장 많이 사용되고 있다. 하지만 최근 국제적인 에너지 가격의 변동성이 증가하고 있으며, 특히 일본 Fukushima 원전 사고와 같이 발생 가능성은 매우 낮지만 극단적인 사고에 의하여 큰 비용 발생이 가능한 전력 시장의 상황을 고려할 때 분산은 적절한 리스크 모형이라고 할 수 없다. 재무관리 영역에서는 극단적인 투자 손실 발생의 위험도를 평가하기 위하여 VaR(Value-at-Risk) 또는 CVaR을 활용하고 있다. 특히 수익률 분포가 정규형을 따르지 않고 편향도가 큰 경우에 VaR 또는 CVaR을 활용한 포트폴리오 구성이 분산을 활용한 결과와 차이가 발생함이 알려져 있다[20]. 따라서 최근 변동성이 증가하는 에너지 환경을 고려할 때 전통적인 포트폴리오 이론에서 사용되는 분산보다는 전원 구성 포트폴리오 문제에 있어 CVaR의 활용 의미가 크다고 할 수 있다.

<표 1>은 장기 전원구성 문제에 있어 분산, VaR, CVaR의 장단점을 제시하는데, <표 1>에 제시된 바와 같이 재무영역과 달리 전력분야에서 CVaR에 대한 연구는 미흡한 편이다. 전력거래 문제에서 VaR[9, 10, 19, 33] 또는 CVaR[15, 29, 30]를 활용한 연구가 있으나 장기 전원 포트폴리오를 위한 연구에서의 활용 사례는 극히 드물다. Vithayasrichareon and MacGill[32]는 장기 전원 포트폴리오의 리스크 평가에 VaR 개념을 적용하고 이를 측정하였으나 실

〈표 1〉 전원 구성 포트폴리오의 리스크 모형

모형	장점	단점	전원구성 관련 기존연구
분산	적용이 쉽고, 결과가 명확함, 전원 포트폴리오 모형에서 가장 많이 사용됨	전원 종류가 증가할수록 계산이 어려워지며, 극단적 위험을 고려 못함	Awerbuch and Berger[5], Roques et al.[24]
VaR	분산, 공분산 등을 포함하여 포트폴리오의 극단적 위험을 평가함	기술적으로 분석에 용이한 구조 및 특성이 아니어서 분석이 어려움	Vithayasrichareon and MacGill[32]
CVaR	VaR의 장점과 함께 분석이 용이한 구조적 특성을 갖음	다각화(diversification)의 특성을 제대로 반영하지 못함	N/A

제 VaR를 최소로 하는 포트폴리오를 구성하기 위한 방안을 제시하지는 않았다.

앞서 살펴 본 바와 같이 장기 전원 포트폴리오의 구성에 관한 연구가 매우 중요하고 해외에서 이와 관련한 연구가 최근 진행되고 있음에도 불구하고 국내에서 이와 관련한 연구는 거의 이루어지지 않고 있다. 국내의 연구 모두 총 발전비용의 분산 이외에 전원구성과 관련한 변동 위험을 고려한 연구가 없으며, 석탄과 LNG와 같은 일부 전원만을 그 대상으로 하는 한계가 존재한다. 또한 다양한 불확실성이 존재하는 에너지 환경에 대한 고려가 적절하게 이루어지지 않고 연료단가와 같은 일부 요소에 국한되어 있다. 따라서 본 연구에서는 석탄과 LNG이외에 다양한 전원을 포함한 국가차원의 전원 포트폴리오에 대한 연구를 진행하되, 최근 에너지 환경의 변화를 반영하여 극단적 비용 변화를 고려한 CVaR 척도를 활용하였다. 마지막으로 다양한 불확실성을 종합적으로 검토하기 위한 몬테카를로 시뮬레이션 기법의 적용 방안을 제시하도록 한다.

3. 전원 포트폴리오 평가 모형

본 논문에서는 총 발전비용과 발전비용의 CVaR를 최소화하는 전원구성을 도출하기 위한 포트폴리오 모형을 제시한다. CVaR를 측정하기 위해서는 총 발전비용의 분포를 파악하는 것이 요구되는데, 연료비용 이외에 수요, 건설비용 등의 다양한 불확실성이 발전비용에 영향을 주는 경우 총 발전비용의 분포를 명시적으로 나타내는 것이 불가능하다. 본 논문에서는 총 발전비용의 분포와 CVaR를 측정하

기 위하여 몬테카를로 시뮬레이션 기법을 적용하여 총 발전비용의 분포를 근사하였다.

〈표 2〉에 제시한 기호를 이용하여 전원 포트폴리오의 평가를 위한 연구 모형을 제시하도록 한다.

3.1 총 발전비용의 기대값

연간 총 발전비용은 발전소 건설을 위한 자본비용, 연간 고정 및 가변 운전 유지비, 연간 연료 사용 비용 등으로 구성된다. 자본비용과 고정 운전 유지비는 발전량에 독립적으로 발생하는 고정비이며, 가변 운전 유지비와 연료비는 발전량에 따라 증가하는 변동비가 된다.

발전소 건설과 관련한 연간자본비용(α_i^c : 원/MW)은 총 건설비용에 발전소의 수명과 할인율(discount rate)을 고려한 자본회수계수(CRF; capital recovery factor)를 반영하여 계산한다. 전원 i 를 사용하는 발전소의 수명이 L_i 이고 할인율을 β 라고 하면, 자본회수계수는 다음과 같이 계산된다.

$$CRF_i = \frac{\beta(1+\beta)^{L_i}}{(1+\beta)^{L_i}-1}$$

따라서 전원 i 의 연간자본비용은 전원 i 의 단위 건설비용 cp_i^c (원/MW)에 자본회수계수를 반영하여 $\alpha_i^c = cp_i^c \times CRF_i$ 와 같이 계산된다. 연간자본비용의 총합은 설비용량을 반영하여 $\sum_{i=1}^I \alpha_i^c \cdot I_i^N$ 이 된다.

운전유지비는 발전소의 운영과정에서 발생하는 비용으로 설비용량에 대하여 매년 고정적으로 발생하

〈표 2〉 기호 요약

- 인덱스
 - $i \in I$: 전원의 종류(1: 원자력, 2: 무연탄, 3: 유연탄, 4: 석유, 5: LNG 등)
 - $\xi \in \Xi$: 확률분포를 활용하여 생성한 랜덤 시나리오
 - $\tau \in T$: 부하지속곡선의 구간
 - $n \in N$: 확률분포에 따라서 생성한 샘플
- 결정변수
 - $y_{\tau,i}$: 부하지속곡선의 구간 τ 에서 전원 i 를 이용한 발전량(MWh)
 - x_i^ξ : 시나리오 ξ 에 대하여 전원 i 를 이용한 총 발전비용(원)
 - K : 전원 포트폴리오의 위험도를 나타내는 CVaR
 - η : 전원 포트폴리오의 VaR
 - z : CVaR 제약식을 표현하기 위한 보조 변수
- 입력자료
 - D_τ^ξ : 부하지속곡선의 구간 τ 에서의 총 수요(MWh)
 - α_i^ξ : 전원 i 를 사용하는 발전소를 신규로 건설하는 데 소요되는 자본비용(원/MW)
 - cf_i : 전원 i 를 사용하는 발전소의 연간 고정운전유지비(원/MW)
 - cv_i : 전원 i 를 사용하는 발전소의 연간 가변운전유지비(원/MWh)
 - cu_i^ξ : 전원 i 의 연료 단가(원/MWh)
 - I_i^N : 계획기간 내에 신규로 건설된 전원 i 의 설비용량(MW)
 - I_i^ξ : 기준에 존재하는 전원 i 의 설비용량(MW)
 - π^ξ : 시나리오 ξ 가 발생할 확률
- 환경인자
 - α : CVaR 계산을 위한 유의수준, $(100-\alpha)\%$ worst case의 비용이 VaR를 넘지 않도록 포트폴리오를 구성하는 것을 의미함
 - λ : 의사결정자의 위험 회피 정도를 나타내는 인자

는 고정 운전유지비와 발전량에 비례하여 발생하는 가변 운전유지비로 구성된다. 따라서 총 운전유지비는 다음 식과 같이 계산된다.

$$cf_i(I_i^E + I_i^N) + cv_i \sum_{\tau=1}^T y_{\tau,i}$$

총 발전비용을 구성하는 마지막 요소는 발전을 위하여 사용된 연료비용이다. 전원 i 의 총 연료비용은 발전량과 연료 단가의 곱으로 $cu_i^\xi \sum_{\tau=1}^T y_{\tau,i}$ 와 같이

나타낼 수 있다. 따라서 연간자본비용, 운전유지비용, 연료비용으로 구성된 전원 i 의 연간 총 발전비용은 다음 식과 같다:

$$x_i^\xi = \alpha_i^\xi I_i^N + cf_i(I_i^E + I_i^N) + (cv_i + cu_i^\xi) \sum_{\tau=1}^T y_{\tau,i}.$$

여기서 $\xi \in \Xi$ 는 발전비용이 불확실성을 내포하고 있는 확률변수임을 나타내며, 총 비용의 기댓값은 각 샘플의 발생확률을 이용하여 $E[x_i] = \sum_{\xi \in \Xi} \sum_{i=1}^I \pi^\xi x_i^\xi$ 와 같이 계산할 수 있다.

3.2 발전비용의 변동성; CVaR

연간 총 발전비용의 변동성은 전원 포트폴리오의 위험도를 측정하는 지표가 된다. 앞서 제시한 바와 같이 본 논문에서는 전통적인 지표인 분산 대신에 극단적인 비용 상승을 초래하는 경우를 고려하기 위하여 CVaR를 사용하였다.

연간 총 발전비용의 분포에 대하여 CVaR는 상위 $100(1-\alpha)\%$ 에 해당하는 발전비용의 기댓값을 의미한다. 상위 $100(1-\alpha)\%$ 에 해당하는 발전비용, 즉 VaR를 η 라고 하면 샘플 시나리오 $\xi \in \Xi$ 가 발생할 확률 π^ξ 에 대하여 계산한 총 발전비용 x_i^ξ 에 대하여 VaR를 초과하는 발전비용은 다음과 같은 선형식으로 표현된다[20, 23]:

$$z^\xi = \left(\sum_{i=1}^I x_i^\xi - \eta \right)^+ \Leftrightarrow z^\xi \geq \sum_{i=1}^I x_i^\xi - \eta.$$

따라서 유의수준 α 를 만족하는 CVaR K 는 최종적으로 다음과 같다.

$$K = \eta + (1-\alpha)^{-1} \sum_{\xi \in \Xi} \pi^\xi z^\xi$$

투자 수익률과 달리 앞서 제시한 CVaR 계산식을 이용하여 장기 전원 포트폴리오 구성에서 CVaR를 분석하는 것은 명확하지 않다. 투자 수익률의 경우

단일 확률 분포에 대하여 CVaR를 명시적으로 정의하고 분석하는 것이 가능하지만, 연료단가, 미래 전력수요, 발전소 건설기간 등의 다양한 불확실성이 복합적으로 작용하는 전원 포트폴리오 구성의 경우 확률분포 π^ξ 에 대한 명시적 정의가 매우 어려우며, 따라서 CVaR 또는 VaR의 형태를 명시적으로 정의하고 그 영향을 분석하는 것이 불가능하다.

3.3 전원별 발전량 계산

연간 총 발전비용과 발전비용의 분포로 결정되는 CVaR는 모두 발전량에 따라서 비용이 결정되는 가변 비용을 포함하고 있다. 따라서 총 발전비용과 CVaR를 측정하기 위해서는 전원별 발전량을 우선적으로 결정하는 것이 필요하다. 이번 장에서는 총 발전비용과 CVaR를 최소화하는 전원별 발전량을 결정하기 위한 수리 모형을 제시하도록 한다.

식 (1)~식 (9)는 본 논문에서 제안한 전원별 발전량을 결정하기 위한 수리모형이다.

$$\text{minimize} \quad \sum_{i=1}^I E[x_i] + \lambda K \quad (1)$$

subject to

$$\sum_{i=1}^I y_{\tau,i} \geq D_\tau^\xi, \text{ for } \tau=1, 2, \dots, T, \xi \in \Xi \quad (2)$$

$$z^\xi \geq \sum_{i=1}^I x_i^\xi - \eta, \text{ for } \xi \in \Xi \quad (3)$$

$$K = \eta + (1 - \alpha)^{-1} \sum_{\xi \in \Xi} \pi^\xi z^\xi \quad (4)$$

$$x_i^\xi = \alpha c_i^\xi I_i^N + c_{f,i} (I_i^E + I_i^N) + (c_{v,i} + \alpha c_i^\xi) \sum_{\tau=1}^T y_{\tau,i} \quad (5)$$

$$\sum_{i=1}^I y_{\tau,i} \leq I_i^E + I_i^N \quad (6)$$

$$y_{\tau,i} \geq 0, \text{ for } \tau=1, 2, \dots, T, i=1, 2, \dots, I \quad (7)$$

$$x_i^\xi \geq 0, \text{ for } \xi \in \Xi, i=1, 2, \dots, I \quad (8)$$

$$K \geq 0, \eta \geq 0, z \geq 0 \quad (9)$$

발전량은 전력 수요에 대응하기 위한 총 발전비

용의 기대값과 CVaR의 오목 조합(Convex Combination)으로 구성된 목적함수 식 (1)을 최소화하는 포트폴리오 최적화 모형으로 결정된다. 여기서 총 발전비용과 CVaR 사이의 중요도는 위험 회피 인자 λ 로 표현된다.

식 (2)는 전력수요와 관련한 제약으로 총 발전량이 전력수요보다 크거나 같아야 함을 나타낸다. 연간 전력수요 D_τ^ξ 는 부하지속곡선(Load Duration Curve; LDC)의 구간 τ 에서의 수요를 의미한다. 식 (3)~식 (4)는 총 발전비용의 변동성인 CVaR를 측정하기 위한 제약식이며, 식 (5)는 시나리오 별 총 발전비용을 나타낸다. 식 (6)은 전원별 총 발전량이 설비용량보다 클 수 없음을 나타내는 제약식이다. 마지막으로 식 (7)~식 (9)는 각 결정변수의 범위를 제약한다.

전원별 최적 발전량을 결정하기 위한 모형 (1)~모형 (9)는 시나리오 ξ 로 표현된 불확실성을 내포하고 있다. 따라서 목적함수는 확률변수의 기댓값이 되는데 이 경우 목적함수를 평가하는 것은 매우 큰 규모의 확률 데이터에 의하여 매우 어려운 것으로 알려져 있다. 매우 큰 규모의 확률 데이터를 포함한 경우, 유사한 형태의 제약식을 갖는 모형을 여러 번 반복적으로 풀어야하는 경우가 발생하며, 목적함수는 비오목(non-convex)과 불연속성(discontinuous)의 특성을 갖게 되어 최적해를 찾는 것이 매우 어렵게 된다[7]. 이와 같은 계산상의 어려움과 모형의 구조적 문제 때문에 일반적으로 적절한 근사기법을 활용하여 목적함수를 평가하고 해를 구하는 방법이 활용된다.

Shapiro and Homem-de-Mello[27]와 Shapiro et al.[27]는 샘플 평균을 이용하여 목적함수를 근사하는 ‘샘플 평균 근사법(sample average approximation)’을 제시하고, 샘플의 수가 충분히 큰 경우에 근사해가 최적해와 유사함을 증명하였다. 본 연구에서는 충분한 수의 샘플을 몬테카를로 시뮬레이션을 활용하여 생성하고 목적함수의 샘플 평균을 이용하여 전원별 최적 발전량을 결정하였다. 샘플의 크기가 N 인 경우 모형 (1)~모형 (9)는 다음의 모형 (10)~

모형 (18)에서 제시하는 바와 같이 한 개의 정적 선형계획 모형(deterministic linear programming)으로 변환된다.

$$\text{minimize} \quad \sum_{i=1}^I \frac{1}{N} \sum_{n \in N} x_i^n + \lambda K \quad (10)$$

subject to

$$\sum_{i=1}^I y_{\tau,i} \geq D_{\tau}^n, \text{ for } \tau=1, 2, \dots, T, n \in N \quad (11)$$

$$z^n \geq \sum_{i=1}^I x_i^n - \eta, \text{ for } n \in N \quad (12)$$

$$K = \eta + (1 - \alpha)^{-1} \frac{1}{N} \sum_{n \in N} z^n \quad (13)$$

$$x_i^n = \alpha_i^n I_i^N + cf_i (I_i^E + I_i^N) + (cv_i + cu_i^n) \sum_{\tau=1}^T y_{\tau,i} \quad (14)$$

$$\sum_{i=1}^I y_{\tau,i} \leq I_i^E + I_i^N \quad (15)$$

$$y_{\tau,i} \geq 0, \text{ for } \tau=1, 2, \dots, T, i=1, 2, \dots, I \quad (16)$$

$$x_i^n \geq 0, \text{ for } n \in N, i=1, 2, \dots, I \quad (17)$$

$$K \geq 0, \eta \geq 0, z \geq 0 \quad (18)$$

4. 입력 자료와 랜덤 샘플

수치실험은 입력 자료의 준비, 몬테카를로 시뮬레이션 기법을 활용한 샘플 생성, 그리고 모형 (10)~모형 (18)을 활용한 전원별 최적 발전량 결정 및 총 기대비용과 CVaR의 평가 등의 단계로 구성된다.

본 연구에서는 2010년도에 확정된 제5차 전력수급기본계획을 이용하여 기본 자료를 구성하였다. 제5차 전력수급기본계획에서 확정된 전원구성을 기본 모형으로 하여, 최근 논란이 되고 있는 원자력의 발전비중을 변화시켰을 때 비용과 CVaR의 변화를 평가하도록 한다.

발전량 결정 과정에서 필요한 샘플은 Matlab 7.12.0 버전을 이용하여 총 50,000개의 샘플을(1,000개×50번 반복)을 생성하였으며, 식 (10)~식 (18)에서 제시한 모형으로 최적의 발전량을 도출하는 과정은 CPLEX 라이브러리를 이용하여 C++ 코드로 구현하였다. 프로그래밍 구현 결과는 부하지속곡선의 기간 구간과 전원별 발전량, 총 발전비용의 분포와 기댓값, VaR, CVaR 등을 포함한다.

4.1 기본 입력자료

제5차 기본전력수급 기본계획에서 고려하는 바와 동일하게 15년을 계획기간으로 하여 2027년의 전원 구성 계획에 대한 분석을 수행하였다. 전력수요와 설비용량은 기본전력수급 기본계획에서 제시한 추정치를 활용하였으며, 연료단가, 건설비 등의 자료는 국내의 자료를 참고하여 결정하였다.

제5차 전력수급기본계획에 의거한 총 전력수요는 2010년에서 2024년 사이에 연평균 3.1% 증가할 것으로 예상된다. 본 연구에서 고려하고 있는 2027년의 수요는 2024년의 예상 전력수요에 3.1%의 연평균 증가율을 반영하여 694,689GWh/년으로 추정하였다(<표 3> 참조).

기존 연구는 대부분 평균 부하율(load factor)을 가정하여 계산한 전력수요를 만족시키는 전원 포트폴리오를 평가하였다. 하지만 실제 전력수요는 부하지속곡선에서 보는 바와 같이 부하율이 변동하고 있으며, 부하율에 의하여 구분된 구간별로 발전비용을 기준으로 전원을 확정하게 된다. 최근 연구는 이와 같은 전력수요의 특성을 반영하고자 전력 수요를 부하지속곡선을 구간별로 구분하여 정의하였다[12, 14, 17, 25]. 본 연구에서는 연간 평균 부하율

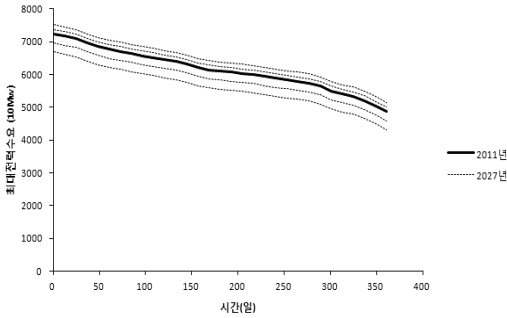
<표 3> 전력 수요

연도	2010	2015	2020	2024	2027*
전력수요(GWh/년)	425,412	520,842	598,221	653,541	694,689
최대전력(MW)	70,457	86,754	99,653	107,437	114,201

주) * 2024년의 총 수요에 3.1%의 연평균 증가율 적용 증가율 적용.

출처 : 5차 전력수요기본계획.

대신에 부하지속곡선을 이용한 수요 정보를 반영하였다.



[그림 1] 우리나라의 부하지속곡선

[그림 1]은 전력거래소에서 제공하는 2011년 1년간의 최대전력수요 자료를 이용하여 구성된 우리나라의 부하지속곡선과 2027년의 예측 부하지속곡선을 나타낸다. 2011년의 부하지속곡선은 1일 최대전력 소비량을 내림차순으로 정렬하여 완성하였다. 2027년의 부하지속곡선은 2027년과 2011년 사이의 최대 전력량 차이를 부하지속곡선의 각 구간에 반영하여 도출하였으며, 수요의 불확실성을 고려하여 몬테카를로 시뮬레이션으로 다수의 샘플을 생성하였다. 따라서 2027년의 부하지속곡선은 샘플의 수에 따라 그림과 같이 여러 개로 나타난다. 자세한 수요 샘플

도출방법은 다음 장에서 설명하도록 한다.

제5차 전력수급 기본계획에서 확정된 전원별 설비용량을 <표 4>에 제시하였다. 2010년과 2024년 사이의 설비용량 차이는 신규 발전소 건설에 의한 발전용량의 증가와 발전소 폐기에 따른 설비용량 감소를 반영한 결과이다. 정부의 계획에 의하면 원자력 발전의 비중은 2010년 24.6%에서 31.9%로 증가할 것으로 보이며, 화석연료(석탄, LNG, 석유)를 활용한 발전 설비 비중은 감소할 것으로 예상된다. 모든 전원을 고려한 포트폴리오를 평가하는 것이 궁극적으로는 바람직하지만 본 연구에서는 발전 비중이 큰 상위 네 개의 전원, 즉 원자력, 석탄, LNG, 석유만을 대상으로 하여 전원 포트폴리오를 평가하였다.

연료단가는 총 발전비용을 구성하는 중요한 요소이다. 전력거래소의 전력통계정보시스템(EPSSIS)에서 제공하는 2001년 1월~2012년 2월까지의 월간 연료비 단가 자료를 이용하여 전원별 연료단가의 평균과 분산을 계산하였다(<표 5> 참조). 전원별 평균 연료단가는 원자력이 매우 낮은 수준이며, 분산으로 표현되는 가격 변동성 또한 다른 전원과 비교하여 매우 낮은 수준임을 알 수 있다.

전원별 연료단가 사이의 상관관계는 포트폴리오 평가에 있어 총 발전비용의 변동성을 평가하기 위한 중요 요소이다. 전력통계정보시스템의 자료를

<표 4> 전원구성 계획(설비용량(MW)/구성비(%))

구 분	원자력	석탄	LNG	석유	양수	신재생	집단	계
2010년	18716	24205	19422	5372	3900	2127	1674	75416
	24.6	31.8	25.8	7.1	5.2	2.8	2.2	100
2024년	35916	31445	23517	4108	4700	8061	4846	112593
	31.9	27.9	20.9	3.6	4.2	7.2	4.3	100

출처 : 5차 전력수요기본계획.

<표 5> 연료가격의 평균과 분산(단위 : 원/KWh)

	원자력	유연탄	무연탄	유류	LNG
평균	3.32	26.52	59.50	109.88	86.26
분산	0.04	156.00	127.97	2662.91	823.41

출처 : 전력통계정보시스템.

활용하여 계산한 연료단가의 공분산과 상관계수를 <표 6>에 제시하였다. 원자력은 다른 전원과의 상관관계가 크지 않지만 석탄, 유류, LNG와 같은 화석연료 사이에는 매우 큰 상관관계가 존재한다. 즉, 화석연료의 연료단가 증감은 동일한 방향으로 이루어지게 되며, 화석연료의 비중이 커지는 경우 총 발전비용의 변동성이 증가하는 것을 예상할 수 있다.

<표 7>은 5차 전력수급 기본계획을 수립하는 과정에서 사용된 전원별 건설비 단가를 나타내며 본 연구에서도 총 발전비용을 산정하는데 있어 동일한 자료를 활용하였다. 표에서 제시된 바와 같이 발전설비의 규모에 따라서 건설비 단가에 차이가 존재하지만 본 연구에서는 설비 규모의 영향을 무시하고 평균 건설비 단가를 사용하였다.

운전유지비는 고정 운전유지비와 가변 운전유지비로 구성되지만, 본 논문에서는 총 운전유지비를 계산

함에 있어 가변 운전유지비만을 고려하였다(<표 8>).

<표 8> 전원별 가변 운전유지비(원/kwh)

	원자력	석탄	유류	LNG
운전 유지비	1.4	0.7	2.7	0.8

출처 : 전력거래소.

4.2 확률분포와 랜덤 샘플

본 연구에서는 불확실성을 고려한 전원구성 포트폴리오의 평가를 위하여 몬테카를로 시뮬레이션 기법을 활용하였다. 몬테카를로 시뮬레이션 기법을 활용하여 생성한 샘플을 식 (10)~식 (18)에 반영하여 최적의 발전량, 총 발전비용, 그리고 CVaR를 계산한다.

일반적으로 부하지속곡선은 연간 최대전력수요를 총 8,760(= 365일×24시간)개의 구간으로 구분하여

<표 6> 연료가격의 공분산(상관계수)

	원자력	유연탄	무연탄	유류	LNG
원자력	1	0.40(0.16)	-0.30(-0.13)	1.86(0.18)	-0.14(-0.02)
유연탄		1	123.04(0.87)	582.20(0.90)	317.71(0.89)
무연탄			1	512.64(0.88)	307.47(0.95)
유류				1	1290.58(0.87)
LNG					1

출처 : 전력통계정보시스템.

<표 7> 전원별 건설비 단가

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

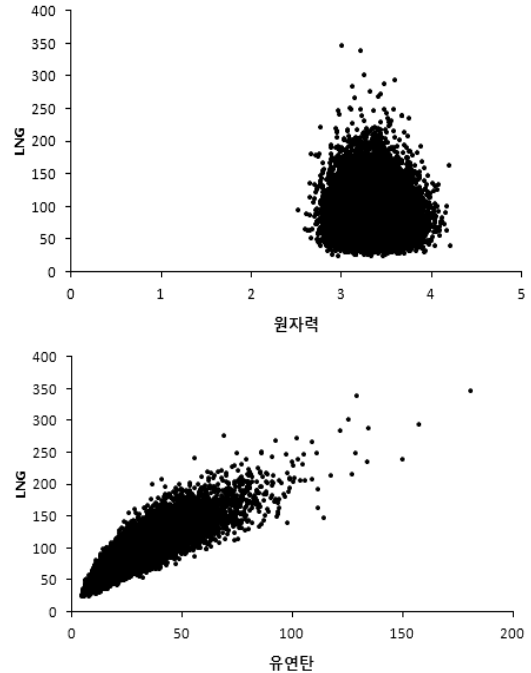
출처 : 전력거래소.

제시된다. 하지만 8,760개의 구간별 수요를 모두 고려하여 샘플을 추출하는 경우 많은 계산시간이 요구되며, 구간별 수요와 관련한 결정변수 $y_{r,i}$ 또한 증가하는 문제가 발생한다. Ruangpattana et al.[25]는 부하지속곡선을 30여개의 구간으로 구분하는 경우에도 최적 포트폴리오 결과에는 큰 영향을 주지 않음을 증명하였다. 따라서 본 연구에서는 계산의 용이성을 고려하여 부하지속곡선을 31개의 구간으로 구분하였다.

Vithayasrichareon and MacGill[32]의 연구를 참고하여 현재 부하지속곡선의 분포는 유지하되 몬테카를로 시뮬레이션을 활용하여 부하지속곡선의 최대 수요를 정규분포를 표현하고, 정규분포에서 생성한 최대 수요와 현재 부하지속곡선의 차이를 사용하여 전 구간의 수요를 보정하였다. L_1 을 실제 부하지속곡선에서의 최대 전력수요(즉, 구간 1의 수요)로 정의하고, L_1^c 를 정규분포로부터 도출한 샘플로 정의하면 각 구간별 부하지속곡선 샘플은 $L_i^c = L_i + (L_1^c - L_1)$ 으로 결정된다. 본 연구에서 정규분포의 평균은 <표 3>에 제시한 2027년의 최대전력수요 114,201GW를 사용하였으며, 분산은 Vithayasrichareon and MacGill[32]의 연구결과와 동일하게 평균의 4%, 즉 4,568GW로 결정하였다.

연료단가는 어느 정도 변동이 있으나 과거와 비교하여 지속적으로 상승하고 있으며, 이와 같은 추세를 반영하여 많은 연구가 연료단가를 우편향된 로그정규분포(lognormal distribution)를 활용하고 있다. 또한 전원 사이의 상관관계가 존재하므로, 연료단가의 샘플을 생성할 때 상관관계를 고려한 다변량 로그정규분포(multivariate lognormal distribution)을 활용하는 것이 필요하다.

<표 5>와 <표 6>의 평균, 분산, 상관계수를 사용하여 생성한 50,000개의 표본을 [그림 2]에 산포도로 제시하였다. 원자력과 LNG는 <표 6>에 제시한 바와 같이 연료단가 사이의 상관관계가 매우 작으며, LNG와 유연탄은 동일한 화석연료로 상관관계가 매우 높은 것을 확인할 수 있다.



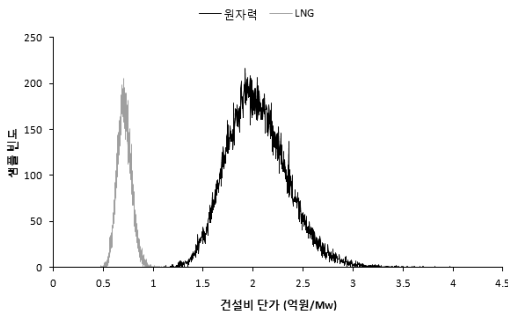
(단위 : 원/KWh)

[그림 2] 상관관계를 고려한 연료단가 샘플

많은 경우에 있어 건설기간이 초기 계획에 비하여 길어지는 경향이 존재하며, 자본비용은 건설기간에 비례하여 증가하므로 과거 연구들이 발전소 건설과 관련한 자본비용을 로그정규분포를 이용하여 나타내고 있다. 로그정규분포의 평균은 <표 7>의 평균 건설비 단가를 이용하였으며, Vithayasrichareon and MacGill[32]의 연구결과에 따라 원자력, 석탄, 석유, LNG의 분산을 각각 평균의 15%, 15%, 5%, 그리고 10%로 설정하였다. 로그정규분포를 이용하여 생성한 자본비용 샘플의 분포를 제시하면 다음 [그림 3]과 같다.

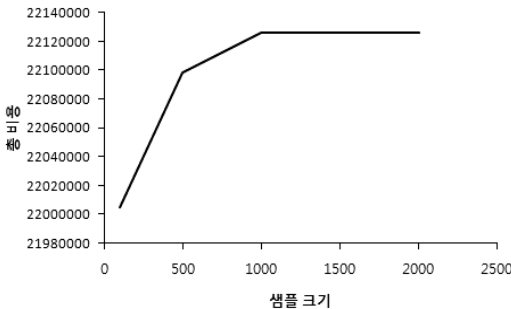
4.3 환경 변수의 설정

수리모형을 활용하여 최적 발전량을 결정하는 과정은 앞서 제시한바와 같이 ‘샘플 평균 근사법’에 기반하고 있다, ‘샘플 평균 근사법’의 경우 샘플의 크기가 충분히 클 때 근사해가 실제 최적해에 수렴하는 것으로 알려져 있다. 따라서 적절한 수준에서



[그림 3] 자본비용의 분포

샘플의 크기를 결정하는 것이 중요한데, 여기서 샘플의 수는 근사 모형의 목적함수 값이 샘플의 수에 따라 수렴하는 것을 분석하여 결정할 수 있다. [그림 4]에서 제시하는바와 같이 샘플 크기가 1,000개 이상인 경우 목적함수 값(즉, 총 발전비용)이 수렴하는 것을 확인할 수 있다. 따라서 본 연구에서 실험을 수행할 때 샘플의 수는 1,000개로 결정하였다.



[그림 4] 샘플 증가에 의한 총비용의 수렴

‘샘플 평균 근사법’에서는 단일 샘플의 크기에 더하여 샘플의 반복 추출 횟수를 고려하는 것이 필요하다. 샘플의 반복 추출 횟수가 증가하는 경우 총 발전비용 분포의 분산이 감소한다. 따라서 통계적으로 유의미한 결과를 도출하기 위해서는 반복 횟수를 충분히 늘리는 것이 중요한데, 본 연구의 경우 사전 실험결과를 통하여 50회의 반복회수를 사용하였다.

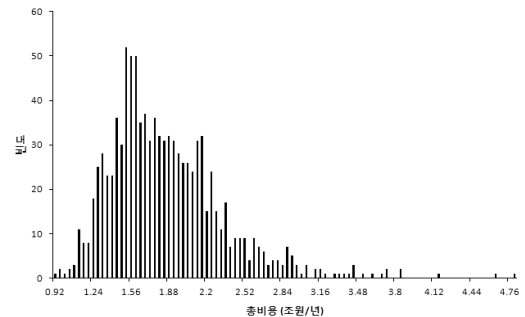
α 값은 유의수준을 의미하는 계수로 본 논문에서는 임의로 α 를 95%로 결정하였다($\alpha = 0.95$). 즉, 상위 5%에 해당하는 총 발전비용의 기댓값을 포트폴

리오의 변동성을 나타내는 CVaR로 측정하였다. 마지막으로 λ 는 위험회피 정도를 나타내는 계수로 평균에 비하여 큰 값을 갖는 CVaR의 특성을 고려하여 평균과 CVaR를 목적함수로 이용하는 포트폴리오 모형의 경우 일반적으로 매우 작은 값을 사용하고 있다[26]. 따라서 본 연구에서는 임의적으로 0.01을 λ 의 기본값으로 적용하였다.

5. 실험 결과

5.1 제5차 전력수급기본계획의 평가

제 4장에서 제시한 입력 자료를 기반으로 식 (10) ~ 식 (18)로부터 전원별 최적 발전량을 계산하여, 제5차 전력수급기본계획에 대한 총 발전비용, VaR, CVaR 등을 측정하였다. [그림 5]은 1,000개의 샘플을 활용하여 추정한 총 발전비용의 분포를 나타내며, 우편향 형태를 갖고 있음을 알 수 있다. 이는 불확실성에 의하여 총 발전비용이 급격하게 증가할 수 있는 위험을 나타낸다. 총 발전비용, VaR, CVaR의 평균값과 표준편차, 95% 신뢰구간을 다음 <표 9>에 요약하여 제시하였다.



[그림 5] 총 발전비용의 분포 : 제5차 전력수급 기본계획

본 논문에서 제안한 수리모형의 타당성을 검증하기 위하여 모형에서 계산한 전원별 발전량과 발전량의 구성비 결과를 제5차 전력수급기본계획에서 제시한 예측값과 비교하였다. <표 10>에 제시한 바와 같이 전원별 발전량과 구성비가 일부 차이

〈표 9〉 총비용, VaR, CVaR : 제5차 전력수급기본 계획(단위 조원/년)

	총비용	VaR	CVaR
평균	3.29	2.63	3.01
표준편차	0.14	0.13	0.14
신뢰구간 하한	3.02	2.39	2.73
신뢰구간 상한	3.56	2.87	3.30

가 존재하지만 거의 유사함을 확인할 수 있다. 일부 실험결과와 전력수급계획 사이의 차이는 신재생 에너지와 양수 발전 등의 전원을 고려하지 않은 모형의 가정에 의하여 발생한 것으로 설명할 수 있다. 즉, 석탄을 이용한 발전 구성비의 경우 실험결과와 제5차 전력수급기본계획사이에 12%p 차이가 존재하는데 이는 양수 발전과 신재생 에너지의 발전 비율 10.2%에 석유의 발전비율 0.5%를 합한 수치와 거의 유사하다.

여기서 실험결과의 총 발전량이 전력수급기본계획의 총 발전량에 비하여 약 16% 정도 큰 것을 확인할 수 있는데 이는 수요의 불확실성에 기인한 것이다. 즉, 수요의 불확실성은 수요가 일정 수준 예상보다 증가하는 것을 의미하는데 이를 반영한 결과 총 발전량이 계획에 비하여 증가하는 결과를 얻게

되었다.

5.2 원자력 증설 계획의 검토

일본 원자력 발전소 사고 이후 최근 원자력 발전의 안정성과 복구비용 등을 고려한 발전 경제성에 우려가 많아지고 있다. 원자력 발전소에 대한 최근의 관심을 고려하여 이번 장에서는 제5차 전력수급 기본계획에 계획된 원자력 발전소의 건설계획 중 일부를 다른 전원으로 대체하는 시나리오를 분석하였다.

원자력 발전의 대체 전원으로 발전비중이 매우 낮은 석유를 제외하고 석탄과 LNG 화력발전을 고려할 수 있지만, 본 연구에서는 임의로 원자력의 대체 전원으로 LNG 복합화력 발전을 고려하여 그 영향을 분석하였다. 원자력 발전의 LNG 대체와 관련하여 다음의 두 가지 시나리오를 고려하였다.

- LNG 대체 시나리오 1 : 제5차 전력수급기본계획에 신규로 반영된 원자력발전소 2기 3,000MW는 건설하지 않고 LNG 발전으로 대체하는 시나리오
- LNG 대체 시나리오 2 : 제5차 전력수급기본계획에서 확정된 원자력 발전소 설비만 건설하고 기타 용량을 LNG 발전으로 대체하는 시나리오

〈표 10〉 전원별 발전량과 구성비 : 기본 시나리오

		원자력	석탄	석유	LNG
실험 결과	발전량(GWh)	310,314	273,527	0	51,912
	구성비(%)	48.8	43.0	0.0	8.2
5차 전력수급 기본계획	발전량(GWh)	295,399	188,411	2,912	59,201
	구성비(%)	48.5	31.0	0.5	9.7

〈표 11〉 전원별 발전량과 구성비 : 신규 원자력 발전의 LNG 대체

		원자력	석탄	석유	LNG
전력수급기본계획(실험결과)	발전량(GWh)	310,314	273,527	0	51,912
	구성비(%)	48.8	43.0	0.0	8.2
LNG 대체 시나리오 1	발전량(GWh)	284,360	276,135	0	62,768
	구성비(%)	45.6	44.3	0.0	10.1
LNG 대체 시나리오 2	발전량(GWh)	236,019	280,581	0	108,265
	구성비(%)	37.8	44.9	0.0	17.3

<표 11>과 <표 12>는 원자력 발전의 LNG 대체 시나리오의 평가 결과이다. 실험 결과에 의하면 원자력 설비용량의 감소에 따라 원자력 발전량이 감소 경우 대부분 LNG를 활용한 발전량이 증가하며, 일부 석탄 화력 발전량이 증가하는 것을 확인할 수 있다. 또한 원자력 설비용량이 감소하는 두 가지 시나리오 모두 총 발전비용과 CVaR가 상승하여, 원자력의 LNG 대체가 발전비용 측면에서 타당하지 않음을 확인하였다.

<표 12> 평균 총비용, VaR, CVaR : 신규 원자력 발전의 LNG 대체(단위 : 조 원/년)

	총비용	VaR	CVaR
전력수급기본계획(실험결과)	3.29	2.63	3.01
LNG 대체 시나리오 1	3.60	2.89	3.33
LNG 대체 시나리오 2	4.23	3.44	3.98

총 발전 비용의 상승 요인을 보다 상세하게 분석하기 위하여 제5차 전력수급기본계획에 신규 반영된 원자력발전소 2기를 가스복합으로 대체하는 시나리오 1의 비용 변화를 살펴보도록 한다. 원자력 발전소 건설비용은 이전에 비하여 약 6,000억 원 감소하며 LNG 가스복합 발전소의 증설에 의한 건설비용은 약 2,000억 원 증가하여 총 4,000억 원 정도의 건설비 비용절감이 예상된다. 하지만 발전량의 변화를 비용으로 환산하면 원자력 발전비용은 약 1,000억 원 감소하는 반면 LNG를 활용한 발전비용은 약 8,600억 원 증가하게 된다. 따라서 4,000억 원의 건설비용 감소가 예상되지만 발전비용이 7,600억 원 증가함에 따라 총 발전비용은 3,600억 원 증가할 것으로 예상된다.

실험결과 비록 원자력의 설비용량 감소가 총 발전비용을 상승시켰으나, 이는 원자력의 발전 단가와 변동성이 타 전원에 비하여 현격하게 낮은 현행 비용 구조에 기인한다. 하지만 최근 일본의 사례와 같은 원전사고를 예방하기 위한 비용 등을 고려하면 원자력 발전 비용의 상승이 예상된다. 또한 최근 MIT의 연구결과[10]를 보면 원자력 발전 폐기물의

처리 과정 등을 포함한 생애주기비용(life cycle cost)을 고려할 때 원자력 발전의 연료단가가 다른 화석 연료에 비하여 결코 낮지 않음을 확인할 수 있다. 따라서 현재 우리나라의 발전계획에 사용된 원자력 발전의 비용을 최근의 연구결과를 반영하여 다시 고려한다면 원자력을 다른 전원으로 대체하는 시나리오에 대하여 다른 결과를 예상할 수 있을 것이다. 이와 관련한 실험 및 분석은 본 논문의 범위를 넘어서는 것으로 향후 연구 분야로 남기도록 한다.

5.3 수요 증감의 영향

수요가 제5차 전력수급 기본계획의 예측 대비 10% 또는 15% 증가하는 경우 전원별 발전량과 발전량의 구성비 변화를 검토하였다. 수요가 20% 이상 증가하는 경우 현재 계획된 설비용량은 수요를 만족하기에 부족하기 때문에 20% 이상의 수요증가에 대한 실험결과는 고려하지 않았다.

실험결과를 살펴보면 기저발전으로 원자력과 석탄이 활용되며 수요 증가에 따른 발전량의 증가는 LNG를 활용하는 것을 확인하였다(<표 13>). 즉, 증가하는 수요의 대부분은 설비용량이 충분한 LNG를 이용한 추가 발전으로 대체되므로 LNG의 발전량이 수요 증가에 따라 증가하고 있다. 석유는 수요가 15% 이상 급격하게 증가하는 상황을 제외하면 모든 경우에 있어서 발전량이 0으로 적합한 전원이 아님을 알 수 있다.

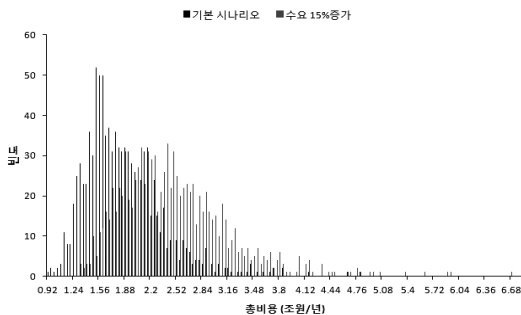
<표 13>에서 수요가 증가하는 경우 석탄의 경우 최대 설비용량에 이르기 전에 LNG를 사용한 것을 확인할 수 있다. 이는 부하지속곡선의 특성에 기인한 것으로 최대전력수요가 석탄의 설비용량을 초과하는 경우 LNG를 사용하지만, 최대전력수요가 석탄의 설비용량보다 작은 경우 석탄의 설비용량을 모두 사용할 수 없는 상황이 발생하게 된다.

수요가 증가하는 경우 발전량이 증가하므로 총 발전비용의 상승을 예상할 수 있는데, 실험결과를 보면 총 발전비용의 변동성(VaR, CVaR) 또한 증가하는 것을 확인하였다. 다음 [그림 6]은 수요가 15%

〈표 13〉 전원별 발전량과 구성비 : 수요증가

		원자력	석탄	석유	LNG
전력수급기본계획(실험결과)	발전량(GWh/년)	310,314	273,527	0	51,912
	구성비(%)	48.8	43.0	0.0	8.2
10% 수요증가	발전량(GWh/년)	310,314	279,309	0	96,059
	구성비(%)	45.3	40.7	0.0	14.0
15% 수요증가	발전량(GWh/년)	310,314	280,347	1,370	118,082
	구성비(%)	43.7	39.5	0.2	16.6

증가하는 경우 총 발전비용의 분포를 기본 시나리오(제5차 전력수급 기본계획)와 함께 제시하고 있다. [그림 6]을 보면 분포의 평균이 증가하는 동시에 분포의 분산과 롱테일(long tail)이 크게 증가한 것을 확인할 수 있다. 이와 같은 변동성의 증가는 비용의 변동성이 큰 화석연료(즉, LNG, 석유 등)의 사용이 증가함에 따른 것으로 해석할 수 있다.



[그림 6] 총 발전비용의 분포 : 15% 수요증가

6. 결 론

본 논문은 장기적인 전력수급을 위한 전원 포트폴리오의 평가모형을 제시하고, 우리나라의 제5차 전력수급 기본계획에서 제시하고 있는 장기 전원구성 계획을 평가하였다. 본 논문에서 제안한 평가모형은 발전소 건설을 위한 자본비용, 연료단가, 운전 유지비용 등으로 구성된 총 발전비용과 발전비용의 CVaR, 두 가지 측면에서 포트폴리오를 평가하였다. 또한 전원별 발전용량을 고려한 최적의 발전량을 결정하는데 있어 미래 전력수요, 건설 자본비, 연료

단가 등의 불확실성을 고려하기 위하여 몬테카를로 시뮬레이션 기법을 활용한 추계적 계획 모형을 제안하였다.

실험결과를 통하여 다음의 몇 가지 사항을 확인할 수 있었다. 우선 2010년에 제정된 제5차 전력수급기본계획의 전원별 발전용량 예측과 본 논문에서 제안한 모형으로부터 계산한 전원별 발전량의 비교를 통하여 모형의 타당성을 검증하였다. 또한 실험 결과 총 발전비용의 분포가 우편향된 형태를 갖고 있음을 확인하였으며, 이와 같은 분포의 형태는 포트폴리오 위험 척도로서 CVaR의 활용 가능성을 나타낸다. 둘째, 현재의 발전비용 추정치에 의하면 원자력을 다른 전원으로 대체하는 경우 총 발전비용과 CVaR 모두 증가할 것으로 예상되었다. 하지만 최근 원자력 발전원가와 관련 비용에 대한 연구를 고려한다면 원자력발전의 확대 계획과 관련하여 다른 결과를 예상할 수 있다. 마지막으로 불확실한 미래 수요의 영향을 평가하여, 총 발전비용의 분포의 변화를 분석하였다.

본 연구는 몇 가지 추가 연구 사항을 고려할 수 있다. 첫째, 본 논문에서 제안한 모형으로부터 도출한 결과는 λ , α 와 같은 환경변수에 영향을 받을 것으로 예상되지만 이에 대한 충분한 평가가 부족하였다. 예를 들어, 극단적인 비용이 발생하는 분포를 갖는 경우와 같이 평균과 CVaR의 차이가 많이 발생하면 λ 에 따라 최적 포트폴리오의 결과가 매우 달라지게 될 것이다. 따라서 우선 다양한 환경변수에 대한 전원구성 포트폴리오의 총 발전비용과 CVaR의 변화를 검토하는 것이 필요하다. 둘째, 전

통적인 포트폴리오 위험 평가 척도인 분산 대신에 본 논문에서는 CVaR를 활용하여 발전비용의 위험도를 평가하였다. <표 1>에서 제시한 바와 같이 CVaR의 경우 분산에 비하여 다각화의 특성을 제대로 반영하지 못하는 단점이 있다. 즉, 상위 100(1- α)% 비용이 유사하다면 분산이 높더라도 결과에 큰 영향을 주지 못한다. 반대로 분산이 작더라도 극단적 비용이 발생하는 상황에서는 이를 제한하기 위한 포트폴리오를 구성할 것이다. 본 과제에서 고려한 전원별 비용과 관련하여 우편향도가 증가한다면 분산에 의한 다각화효과와 다른 결과를 예상할 수 있다. 따라서 분산과 CVaR를 이용하여 도출한 포트폴리오의 차이를 분석하는 것은 중요한 연구 주제라고 할 수 있다. 셋째, 최근 원자력의 발전비용과 관련한 연구결과를 반영하여 전원 포트폴리오를 재평가하는 것이 필요하다. 특히 최근의 일본 원전사고와 같이 원자력과 관련한 불확실성이 증가한 상황에서 원자력의 발전비용에 대한 검토는 매우 중요하다고 할 수 있다.

참 고 문 헌

[1] 김상갑, “포트폴리오 기법에 의한 전원구성비의 적정성 연구”, 한국산업기술대학교 석사학위논문, 2009.

[2] 옥기열, 김용준, 김상주, “우리나라 전원믹스의 경제성 및 공급안정성에 관한 연구”, 2007년도 대한전기학회 하계학술대회논문집, (2007), pp. 826-827.

[3] 윤원철, “포트폴리오 기법을 활용한 신규 전원 선택”, 『에너지경제연구』, 제8호, 제1권(2009), pp.59-90.

[4] 지식경제부, “제5차 전력수급 기본계획”, 지식경제부 공고 제2010-490호, 2010.

[5] Awerbuch, S. and M. Berger, *Applying portfolio theory to EU electricity planning and policy making*, IEA/EET Working Paper, 2003.

[6] 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.

[7] Birge, J.R. and F. Louveaux, *Introduction to Stochastic Programming*, Springer Verlag, New York, 1997.

[8] 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.

[9] Deng, S. and L. Xu, “Mean-risk efficient portfolio analysis of demand response and supply resources,” *Energy*, Vol.34(2009), pp.1523-1529.

[10] Denton, M., A. Palmer, R. Masiello, and P. Skantze, “Managing market risk in energy,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No.2(2003), pp.494-502.

[11] Deutch, J.M., C.W. Forsberg, A.C. Kadak, M.S. Kazimi, E.J. Moniz, J.E. Parsons, Y. Du, and L. Pierpoint, “Future of nuclear power : update of the MIT 2003,” *MIT Energy Initiative*, 2009.

[12] Doherty, R., H. Outhred, and M. O’Malley, “Establishing the role that wind generation may have in future generation portfolios,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No.3(2006), pp.1415-1422.

[13] Fathi, S., *Consequences of Japan’s nuclear shutdown*, Gulf News, 2012.

[14] 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, pp.249-256.

[15] Gurgur, C. and E.K. Newes, “Conditional value-at-risk constrained optimisation of a power portfolio,” *International Journal of Ap-*

- plied Decision Sciences*, Vol.4, No.3(2011), pp.230-246,
- [16] Hart, E.K. and M.Z. Jacobson, "A Monte Carlo approach to generator portfolio planning and carbon emissions assessments of systems with large penetrations of variable renewables," *Renewable Energy*, Vol.36(2011), pp.2278-2286.
- [17] Huang, Y.H. and J.H. Wu, "A portfolio risk analysis on electricity supply planning," *Energy Policy*, Vol.36(2008), pp.627-641.
- [18] 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.
- [19] Kleindorfer, P. and L. Li, "Multi-period VaR-constrained portfolio optimization with applications to the electric power sector," *Energy Journal*, Vol.26, No.1(2005), pp.1-26.
- [20] Lim, A., G. Shanthikumar, and G.Y. Vahn, "Conditional value-at-risk in portfolio optimization : Coherent but fragile," *Operations Research Letters*, Vol.39(2011), pp.163-171.
- [21] Markovitz, H., "Portfolio Selection," *Journal of Finance*, Vol.7(1952), pp.77-91.
- [22] OECD/IEA, *International Emission Trading-from concept to reality*, 2001.
- [23] Rockafellar, R.T. and S. Uryasev, "Optimization of Conditional Value-at-Risk," *The Journal of Risk*, Vol.2, No.3(2000), pp.21-41.
- [24] Roques, F.A., D.M. Newbery, and W.J. Nuttall, "Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets : A Mean-Variance Portfolio theory approach," *Energy Economics*, Vol.30, No.4(2008), pp.1831-1849.
- [25] Ruangpattana, S., P.V. Preckel, D.J. Gotham, K. Muthuraman, M. Velastegui, T.L. Morin, and N.A. Uhan, "Diversification of fuel costs accounting for load variation," *Energy Policy*, Vol.42(2011), pp.400-408.
- [26] Sawik, T., "Selection of supply portfolio under disruption risk," *Omega*, Vol.39(2011), pp.194-208.
- [27] Shapiro, A. and T. Homem-de-Mello, "On The Rate of Convergence of Optimal Solutions of Monte Carlo Approximations of Stochastic Programs," *SIAM Journal on Optimization*, Vol.11, No.1(2001), pp.70-86.
- [28] Shapiro, A., T. Homem-de-Mello, and J. Kim, "Conditioning of convex piecewise linear stochastic programs," *Mathematical Programming*, Vol.94(2002), pp.1-19.
- [29] Street, A., L.A. Barroso, B. Flach, M.V. Pereira, and S. Granville, "Risk constrained portfolio selection of renewable sources in hydrothermal electricity market," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.24, No.3(2009), pp.1136-1144.
- [30] Sun, H. and Z. Tan, "Models of risk measurement and control in power generation investment," *Systems Engineering Procedia*, Vol.3(2012), pp.125-131.
- [31] 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.
- [32] 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.
- [33] Wagner, M., P. Skantze, and M. Ilic, *Hedging optimization algorithms for deregulated electricity markets*, In : Proceedings of the 12th conference on intelligent systems application to power systems, (2003), p.2.