

평균-분산이론을 활용한 전원구성계획의 타당성 분석*

차경수**

요 약

본 연구의 주요목적은 평균-분산이론을 적용하여 현재 논쟁 중에 있는 탈원전·저탄소 전원구성의 타당성을 평가하는 것이다. 이를 위해 제7차 전력수급기본계획에서 고려한 외부비용을 반영하는 효율적 프론티어를 도출한 후, 제7차 전력수급기본계획과 현 정부의 전원구성방향을 평가하였다. 분석결과, 제7차 전력수급기본계획과 현 정부의 전원구성방향에 의해 도출된 전원포트폴리오들은 발전비용 및 비용변동측면에서 모두 비효율적인 것으로 평가되었다. 특히, 원자력과 석탄의 발전비용을 축소하고 LNG와 신재생에너지의 발전비용을 확대하려는 현 정부의 전원구성방향은 비용 뿐 아니라, 비용변동위험까지 크게 증가시킬 수 있는 것으로 분석되었다. 이는 현재의 비용구조 하에서는 LNG와 신재생에너지의 발전비용 증가가 전원구성의 비용과 비용변동위험을 다른 전원들에 비해 크게 증가시키기 때문이다. 따라서 이상의 분석결과들은 현 정부의 전원구성방향은 전력공급의 환경성과 안전성은 담보할 수 있으나, 경제성과 안정성을 담보하기에는 미흡함을 의미하므로, 추진속도에 신중을 기해야 함을 지적하는 것이다.

주요단어 : 평균-분산이론, 전원구성, 전력수급기본계획, 몬테칼로 모의실험

경제학문헌목록 주제분류 : Q40, Q48, G11

* 이 논문은 부산대학교 기본연구지원사업(2년)에 의하여 연구되었습니다.

** 부산대학교 경제통상대학 경제학부 부교수

I. 서 론

정부는 전력수급의 안정을 위해 지난 2002년부터 매2년 단위로 전력수급기본계획을 수립하고 있다. 이에 따라 2015년까지 총7차례의 전력수급기본계획이 발표됐으며, 2017년 중으로 제8차 전력수급기본계획이 수립될 예정이다. 전력수급기본계획의 주요내용은 장기(향후 15년) 전력수요 전망치인 기준수요로부터 수요관리에 의해 도달할 수 있는 최종 목표수요를 도출한 후, 이를 충족하기 위해 요구되는 적정 설비규모와 전원구성(전원포트폴리오)을 도출하는 것이다. 전통적으로 이와 같은 전원구성계획법은 “최소비용 전원구성계획법”에 의존해 왔다. 이는 이미 존재하거나 건설예정인 발전설비들을 상태변수로 가정한 후, 주어진 목표수요를 최소비용으로 달성케 하는 설비규모를 도출하는 동적계획기법(dynamic programming)을 의미한다. 이 경우, 수요자료(수요 패턴, 최대수요) 및 비용자료(연료가격, 건설비용, 유지비용 등)와 할인을 등은 외생변수로 투입되게 된다.¹⁾

최소비용 전원구성계획법의 단점은 발전비용 및 전력시장의 환경변화로 최근 들어 빠르게 증가하고 있는 다양한 불확실성을 반영하지 못한다는 점이다. 여기서, 비용관련 불확실성이란 단순히 발전연료의 가격변동성 증가에 기인한 불확실성 뿐 아니라, 기후변화의 심화로 점차 중요성이 증가하고 있는 환경비용과 관련된 다양한 불확실성을 의미한다. 또한 전력시장관련 불확실성이란 최근 들어 발전 및 판매부문에 경쟁체제가 도입됨에 따라, 전력가격 결정과정의 불확실성이 과거에 비해 보다 다양한 원천을 가지게 됐음을 의미한다. 이와 같은 불확실성 외에, 최소비용 전원구성계획법은 연상원리상 장기 전력수

1) 전력수급기본계획에서는 최소비용 전원구성계획법을 적용하기 위해 전산모형인 WASP를 이용하고 있다.

요전망에 기초한 적정 설비규모를 찾으므로, 수요예측과 관련된 불확실성이 계획단계부터 존재하게 된다. 이는 전망과정 중 필연적으로 발생하는 예측오차로 인해 전력수급기본계획 하에서도 전력공급의 과부족이 항시 존재할 수 있음을 의미하는 것이다. 이와 같은 이유들로 인해 해외에서는 최소비용 전원구성계획법 대신 금융-재무 분야의 기초가 되고 있는 평균-분산모형(mean-variance model)을 대안적 전원구성계획법으로 활용하고 있다.

Markowitz(1952)의 평균-분산모형은 개별자산보다 포트폴리오에 투자할 경우, 투자수익률의 변동위험을 감소시킬 수 있다는 “포트폴리오 효과”를 강조하는 이론이다. 따라서 평균-분산모형과 지배원리(dominance principle)를 전원구성계획법에 적용할 경우, 발전비용 뿐 아니라 전력생산과 관련된 다양한 불확실성까지 최소화할 수 있는 전원 포트폴리오를 얻을 수 있게 된다. 특히, 평균-분산모형은 kWh당 발전비용과 비용변동위험을 최소로 하는 전원포트폴리오를 구하므로 전력수요예측을 필요로 하지 않는 장점을 갖는다. 대신, Kienzie, Koeppe, Stricker and Anderson(2007)은 전력수요가 주어질 경우, 평균-분산모형으로부터 얻어진 최적의 전원구성을 달성하기 위해 필요한 전원별 발전소 용량 및 개수를 산출하는 방식을 제시하였다. 따라서 평균-분산모형에 의한 전원구성계획법은 최소비용 전원구성계획법에서 발생하는 수요예측 관련 불확실성도 제거할 수 있는 장점을 갖게 된다.

2015년 12월 세계 196개 국가들은 기후변화 대응을 위해 Post-2020 신기후체제를 구축하였다. Post-2020 체제에서는 매5년마다 이전 수준보다 개선된 온실가스 감축목표를 유엔에 제출해야 하는 래칫(ratchet)메커니즘이 적용되므로, 국내 최대 온실가스 배출원인 발전부문의 감축부담도 크게 증가할 전망이다. 이에 따라 정부는 석탄발전 비중을 축소하고 LNG와 신재생에너지의 발전 비중을 확대하는 저탄소 전원구성을 제7차 전력수급기본계획의 기본방향으로 설정하였다. 특히, 이와 같은 기조는 원자력과 석탄발전을 LNG와 신재생에너지로 대체하려는 현 정부의 전원구성방향을 고려할 경우, 제8차 전력수급기본계획에서 더욱 강화될 전망이다.

본 연구의 주요 목적은 “비용-위험 최소화”기준에 기초하여 현재 국내에서 진행 중에 있는 전원구성방향의 타당성을 평가하고, 전원별 발전비중 변화가 전원포트폴리오에 미치는 효과를 분석하는 것이다. 이를 위해 본 연구는 제7차 전력수급기본계획에서 고려한 외부비용을 반영하는 전원포트폴리오를 도출한 후, 이에 기초하여 제7차 전력수급기본계획과 현 정부가 계획하고 있는 탈원전·저탄소 전원구성기조의 타당성을 평가하였다. 또한 비용과 위험에 대한 사회전반의 선호체계를 가정하여, 현재의 비용구조에서 선호체계의 변화가 전원구성에 미치는 영향을 살펴보았다. 특히, 본 연구는 전력발전비용을 추정함에 있어 몬테칼로 모의실험을 수행하였다. 이는 단순히 과거자료만을 이용하여 발전비용을 추정하기보다는, 발전비용의 분포를 생성함으로서 미래 발생할 수 있는 비용흐름의 불확실성을 반영할 수 있다는 장점을 갖게 된다.

본 연구의 구성은 다음과 같다. 먼저, 제2장에서는 선행연구 및 전원구성계획에 평균-분산모형을 적용하는 방법론을 살펴본다. 제3장에서는 전원별 발전비용의 몬테칼로 시뮬레이션 절차를 설명하고, 그 결과를 살펴본다. 제4장에서는 효율적 프론티어에 위치하는 전원포트폴리오들의 특성을 논하고, “비용-위험 최소화”기준에 기초하여 7차 전력수급기본계획 및 현 정부 전원구성방향의 타당성을 평가한다. 마지막으로 제5장에서는 본 연구의 주요 분석결과를 살펴보고, 이로부터 얻어지는 정책적 함의를 논한다.

Ⅱ . 분석방법

2-1. 선행연구

평균-분산모형을 전원구성계획에 최초로 적용시킨 연구는 Bar-Lev and Katz(1976)이다. 이들은 미국 전력시장을 대상으로 한 분석에서 화석전원(석

탄, 석유 및 천연가스)으로 구성된 효율적 전원포트폴리오를 도출한 후, 이를 지역별 발전회사들의 전원포트폴리오와 비교하였다. 분석결과, 발전회사들은 높은 수익과 위험을 갖는 전원포트폴리오를 구성하고 있었으며, 전력산업에 대한 코스트-플러스(cost-plus) 형태의 규제는 발전회사들이 더 큰 위험을 갖는 전원포트폴리오를 구성케 하는 요인인 것으로 분석되었다. Awerbuch and Berger(2003)는 EU의 전원포트폴리오를 대상으로 한 연구에서, 높은 고정비용으로 인해 제외되었던 신재생에너지를 전원구성계획에 포함시키는 것은 전원포트폴리오의 비용변동위험을 감소시킬 수 있음을 지적하였다.

한편, Roques, Newbery and Nuttall(2008)은 전력부문의 외부비용을 고려하기 위해 연료가격, 전력가격 및 탄소배출권가격간의 상관관계가 전원포트폴리오에 미치는 영향을 분석하였다. 분석결과, 영국과 같이 이들 가격간의 상관관계가 낮을 경우 전원포트폴리오는 CCGT(Combined Cycle Gas Turbine), 석탄 및 원자력으로 구성되나, 상관관계가 증가할수록 CCGT의 비중이 증가함을 발견하였다. 최근 들어, Bhattacharya and Kojima(2012)는 일본의 전원포트폴리오를 대상으로 한 연구에서 신재생에너지의 비중확대는 화석전원가격, 자본비용, 유지보수비용 및 탄소배출비용을 포함하는 발전비용의 변동위험을 감소시킬 수 있음을 지적하였다. 이들은 모의실험을 통해 현재 1.37%에 머물고 있는 신재생에너지의 발전비중을 9%까지 상향조정할 수 있음을 제시하였다.

Ahn, Woo and Lee(2015)는 최소비용 전원계획법과 평균-분산모형에 기초하여 2012~2030년에 걸친 한국의 전원포트폴리오를 도출하였다. 이를 위해 이들은 정책적·물리적 제약조건들과 함께 탄소배출비용을 포함한 다양한 외부비용을 고려하였다. 분석결과, 최소비용 전원계획법의 경우 지속가능한 발전을 위해서는 석탄 및 LNG 발전이 신재생에너지와 원자력으로 대체되어야 하는 것으로 나타났다. 그러나 최소비용 전원계획법에 의해 도출된 전원포트폴리오는 평균-분산모형에서 도출된 효율적 전원포트폴리오들에 비해 “비용-위험 최소화” 기준에서 비효율적이며, 최소비용 전원계획법은 신재생에너지의 발전비중을 제한시키는 결과를 초래하게 됨을 지적하였다. 국내의 경우, 윤원철

(2009)은 동서발전(주)의 자료를 이용하여 신규 유연탄 및 LNG 복합발전 도입의 효율성을 평가하였다. 분석결과, 이들 두 발전설비의 도입은 동서발전 전원포트폴리오의 비용 및 비용변동위험을 감소시킬 수 있는 것으로 나타났으며, 둘 중에서는 신규 유연탄발전의 도입이 비용 및 위험수준을 더 크게 감소시킬 수 있는 것으로 나타났다. 이유수(2012)는 국내 전원포트폴리오의 경우, 원자력과 신재생에너지의 발전비중이 높아질수록 비용변동위험이 낮아질 수 있음을 지적하였다.

2-2. 평균-분산모형

평균-분산모형의 기본원리는 분산투자와 지배원리(dominance principle)이다. 다시 말해, 모든 금융자산에 영향을 미치는 체계적 위험(시장위험)은 제거할 수 없으나, 개별자산만의 비체계적 위험은 분산투자를 통해 감소시킬 수 있다는 것이다. 따라서 투자자는 주어진 기대수익 수준에서 수익률의 변동위험을 최소화하는 포트폴리오들을 구성할 수 있게 된다. 그러나 이들 모두가 최적의 포트폴리오가 되는 것은 아니며, 지배원리에 의해 이들 중 동일한 수익률 변동위험에서 더 높은 기대수익을 갖는 포트폴리오만이 최적의 포트폴리오가 되는 것이다. 효율적 프론티어(frontier)는 주어진 각각의 기대수익 수준에서 이처럼 정의된 최적의 포트폴리오들이 위치하는 영역을 나타내는 곡선을 의미한다.

평균-분산모형을 전원구성계획법에 적용하기 위해서는 발전비용의 역수를 수익으로 정의한 후, 주어진 기대수익 수준에서 수익률변동위험을 최소화하는 전원포트폴리오를 구하면 된다. 그러나 이는 주어진 기대비용 수준에서 비용변동위험을 최소로 하는 전원포트폴리오와 동일하므로, 본 연구는 후자의 “비용-위험 최소화”기준을 따르기로 한다. 이와 같은 전원포트폴리오는 다음과 같은 최적화 문제의 해(solution)인 전원별 비중(ω_i)을 구해 얻을 수 있다.

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } \text{Var}(c_p) \\
 & s.t. \quad \sum_{i=1}^n \omega_i E(c_i) = \bar{c}_p \\
 & \quad \sum_{i=1}^n \omega_i = 1 - w_{RCS}, \quad 0 \leq \omega_i \leq \omega_i^{2014} + 0.1 \\
 & \quad \omega_{renewables} \geq RPS_{2029} (= 0.1) \\
 & \quad \text{Var}(c_p) = \sum_{i=1}^n \omega_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j \neq i}^n \omega_i \omega_j \sigma_{ij}
 \end{aligned} \tag{1}$$

여기서, c_p 는 n 개의 전원들로 구성된 전원포트폴리오의 기대비용(원/kWh)을, ω_i 는 전원별 발전비중을 각각 의미한다. 본 연구는 전원포트폴리오를 구성함에 있어 전원별 발전비중을 정격용량기준과 발전량(피크기여도)기준으로 나누어 정의하였다. 이는 전력수급기본계획의 경우 통상 이 두 기준으로 전원구성계획이 이루어지고 있으며, 현 정부의 전원구성방향도 발전량기준으로만 제시되어 있는 점을 반영하기 위함이다. 한편, 식(1)에서 고려된 전원들은 원자력, 유연탄, 무연탄, LNG, 석유, 양수 및 신재생에너지로 전력수급기본계획에서 고려되고 있는 전원들 중 집단에너지를 제외한 총 7개 전원들이다. 따라서 식(1)의 최적화 문제는 전원포트폴리오의 기대비용이 $\bar{c}_p$ 로 주어진 경우, 기대비용 c_p 의 분산을 최소로 만드는 비중 ω_i 를 구하는 문제이다. 이 경우, 목적함수인 c_p 의 분산은 7개 전원들의 비용변동률의 분산(σ_i^2) 및 공분산(σ_{ij})으로 구성된다.

마지막으로 식(1)의 제약조건들이 갖는 의미를 살펴보면 다음과 같다. 먼저, 전원별 비중의 합은 100%가 아닌 $(1 - w_{RCS})\%$ 로 설정되어 있다. 여기서, w_{RCS} 는 제7차 전력수급기본계획에서 설정된 2029년 집단에너지의 발전비중을 의미한다. 따라서 이는 최적화문제에서 제외된 집단에너지의 발전비중을 주어진 것으로 반영하기 위한 제약이다. 이에 따라 w_{RCS} 는 정격용량기준일 경우에는 5.5%로, 발전량기준일 경우에는 5.8%로 설정되었다. 다음으로 본 연구는 전원구성계획과정에서 존재하는 현실적 제약들을 반영하기 위해 전원별

발전비중의 상한과 하한을 설정하였다. 이에 따라 전원별 발전비중의 상한은 2014년 전원구성에서 차지하는 전원별 비중으로부터 10%이상 벗어나지 못하도록 설정되었다. 이는 특정 전원의 정격용량(혹은 발전량)비중을 10%이상 증가시킨다는 것은 현실적으로 불가능하므로, 제7차 전력수급기본계획의 기준 시점인 2014년을 중심으로 전원별 비중의 상한을 제한한 것이다. 또한 모든 전원들의 하한은 0%로 정의했으나²⁾, 신재생에너지의 경우는 신재생에너지 공급의무화제도(RPS)를 반영하기 위해 2023년 의무공급수준인 10%를 발전비중의 하한(RPS_{2029})으로 설정하였다.

2-3. 사회전반의 선호체계를 고려한 전원포트폴리오

지배원리에 의해 효율적 프론티어 선상에 위치하는 전원포트폴리오들은 서로 무차별하다. 이는 이들 전원포트폴리오들은 주어진 각각의 최소 비용변동 수준에서 최소의 기대비용을 달성하므로 서로 간의 우열을 가릴 수 없기 때문이다. 따라서 이들 중 유일한 전원포트폴리오를 선택하기 위해서는 Liu and Wu (2007) 및 Roques, Newbery and Nuttall(2008)에서와 같이 비용 및 위험에 관한 사회전반의 선호체계에 대한 가정이 요구된다.³⁾ 따라서 본 연구는 다음과 같은 위험회피적(risk-averse) 투자자의 효용함수를 가정하였다.

$$U = -E(c_p) - \frac{1}{2}\lambda\sigma^2(c_p) \quad (2)$$

식(2)에서 λ 는 위험회피도를 측정하는 계수로 $\lambda > 0$ 이면 위험회피적,

2) 발전비중의 하한 역시, 2014년 전원구성에서 차지하는 비중으로부터 10% 이상 벗어나지 못하도록 했으나, 0%로 설정하는 경우와 차이가 없는 것으로 나타났다.

3) 이들은 비용 대신 전원포트폴리오의 수익개념을 이용하였다. 따라서 이들의 효용함수는 다음과 같은 형태를 갖는다: $U = E(r_p) - \frac{1}{2}\lambda\sigma^2(r_p)$. 여기서, r_p 는 전원포트폴리오의 수익을 의미한다.

$\lambda = 0$ 이면 위험중립적, 그리고 $\lambda < 0$ 이면 위험선호적임을 의미한다. 따라서 선호체계가 이처럼 주어지게 되면 서로 무차별한 최적의 전원포트폴리오들 중, 사회전반의 효용을 극대화하는 전원포트폴리오를 선택할 수 있게 된다. 이 경우, 전원포트폴리오의 선택은 위험회피계수 λ 에 영향을 받게 된다. Grossman and Shiler(1981)는 기존문헌들에서 λ 는 2~4사이의 값을 갖고 있음을 지적했으며, Bodie, Kane and Marcus(1999)는 $\lambda = 3$ 을 평균값으로 이용하였다. 반면, Roques, Newbery and Nuttall(2008)은 0.1~100까지의 값을 통해 λ 의 변화가 전원구성에 미치는 효과를 살펴보았다. 본 연구는 효율적 프론티어에 위치하는 전원포트폴리오들의 전원별 비중을 변화시키는 λ 값을 찾아봄으로서, 위험에 대한 선호체계의 변화가 전원구성방향에 미치는 효과를 살펴보기로 한다.

Ⅲ. 전력발전비용의 추정

식(1)의 최적화 문제를 풀기 위해서는 원/kWh로 표시되는 전원별 발전비용을 구해야 한다. 본 연구는 발전부문의 외부성을 반영하기 위해 전원별 발전비용을 사적비용과 외부비용의 합으로 정의하였다. 여기서, 사적비용이란 연료비 뿐 아니라, 운영유지비(변동 및 고정)와 건설비를 포함하는 개념이다. 따라서 사적비용으로 연료비만을 고려할 경우 신재생에너지는 무위험 전원⁴⁾이 되나, 본 연구와 같이 운영유지비와 건설비까지 포함시킬 경우에는 위험전원으로 분류된다. 한편, 외부비용이란 전력발전의 외부성에 의해 초래되는 비용으

4) 평균-분산모형에서 무위험 자산이란 수익(률)의 변동이 없는 자산을 의미한다. 따라서 평균-분산모형을 발전부문에 적용할 경우, 무위험 전원은 kWh/원으로 표시되는 전원별 수익이나 원/kWh로 표시되는 전원별 비용의 변동이 없는 전원을 의미하게 된다. 이에 따라 연료비만을 발전비용으로 포함시킬 경우, 신재생에너지는 비용(수익)변동위험이 존재하지 않는 무위험 전원이 되는 것이다.

로 본 연구는 제7차 전력수급계획에서 고려한 환경비용, 송전비용, 정책비용 및 탄소배출비용 등을 고려하였다.

3-1. 몬테칼로 모의실험에 의한 전력발전의 사적비용 추정

일반적으로 발전비용의 개념으로는 매년 불규칙하게 발생하는 발전비용을 연도별로 증가화한 균등화비용(levelized generation cost)의 개념을 이용한다.

$$\tilde{C} = \left[\frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \right] \times \sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad (3)$$

식(3)에서 i 는 할인율, N 은 발전소 수명기간, 그리고 C_t 는 연료비, 운영유지비 및 건설비를 포함하는 연도별 발전비용을 의미한다. 또한 $[i(1+i)^N / ((1+i)^N - 1)]$ 는 자본회수계수(capital recovery factor)로 발전소 수명기간 동안 발생하는 발전비용의 연간 회수율을 의미한다. 따라서 균등화비용 $\tilde{C}$ 는 발전소의 건설 및 수명기간 동안 발생하는 비용흐름의 현재가치 총액을 자본회수계수 비율로 균등화시킨 연간 발전비용이라 할 수 있다.

전원별 균등화비용의 기댓값을 구하기 위해서는 발전소 수명기간 동안 발생할 것으로 기대되는 발전비용 C_t 의 분포에 관한 정보를 필요로 한다. 그러나 현실적으로는 이와 관련된 충분한 정보를 갖고 있지 못하므로, 대부분의 선행연구들은 과거 발생한 비용자료를 이용하여 균등화비용을 얻은 후, 이를 기댓값으로 이용하고 있다. 그러나 본 연구는 이들과 달리 미래 발생할 비용흐름의 불확실성을 반영하기 위해, Roques, Nwebery and Nuttall(2008)과 같이 몬테칼로 모의실험을 시행하였다. 이들의 경우, 영국자료를 이용하여 3개 전원들(원자력, 석탄 및 CCGT(Combined Cycle Gas Turbine))의 비용흐름을 다변량 정규분포로부터 생성하였다. 본 연구도 이들과 유사하게 고려대상인 7개 전원들의 비용흐름을 다변량 정규분포로부터 추출한 후, 이로부터 전원별

균등화비용을 산출하였다. 그리고 이와 같은 작업을 반복함으로써 전원별 균등화비용의 분포를 생성하였다. 다만, 전원별 발전비용에 관한 세부정보가 알려져 있지 않으므로, 전원별 정산가격의 정보를 이용하였다. 이는 고정비와 변동비를 보상해주는 국내 정산시스템의 특성상, 실무적으로는 정산가격을 발전비용의 대체자료로 이용하고 있기 때문이다. 따라서 본 연구에서는 전원별 발전비용의 연간증가율은 다변량 정규분포를 따르며, 이들의 평균 및 공분산은 2001~2016년까지의 전원별 정산가격 연간증가율의 평균 및 이들 간의 공분산과 동일한 구조를 갖는 것으로 가정하였다.

이제 이로부터 전원별 균등화비용의 분포를 생성하는 모의실험과정을 살펴보면 다음과 같다. 먼저, 2001~2016년까지의 전원별 정산가격의 평균값을 초기 값인 C_1 으로 가정한 후, 다변량 정규분포로부터 추출된 전원별 비용증가율을 이용하여 발전소 폐기연도까지 발생할 비용흐름 C_t 를 생성한다. 그리고 이렇게 생성된 C_t 를 이용하여 전원별 균등화비용을 계산하고, 이와 같은 작업을 반복함으로써 전원별 균등화비용의 분포를 생성하였다. 본 연구는 이와 같은 몬테칼로 모의실험을 수행하기 위해 제7차 전력수급기본계획에서와 같이 발전소의 수명기간(N)을 원자력은 40년, 다른 전원들은 30년으로 가정했으며, 할인율(i)은 5.5%를 적용하였다. 식(3)에 나타나 있는 바와 같이 균등화비용은 발전비용 뿐 아니라 할인율에 의해서도 영향을 받는다. 국내의 경우 1990년대에는 8%의 할인율을 적용했으나, 2000년대 이후부터 점차 낮아지기 시작하여 제7차 전력수급기본계획에서는 5.5%를 적용하였다. 할인율이 높을 경우에는 초기 투자비가 적고 편익이 많이 발생하는 발전원이 경제적으로 평가되는 반면, 낮은 할인율에서는 초기 투자비가 많더라도 편익이 장기적으로 발생하는 발전원이 선호된다. 따라서 낮은 할인율을 적용할 경우, LNG에 비해 원자력 발전의 경제성이 높게 평가되는 경향이 있다.

<표 1>은 모의실험을 위해 가정된 전원별 발전비용 연간증가율의 평균, 표준편차 및 초기값(C_1)을 나타내고 있다. 또한 <표 2>는 전원별 발전비용 연간증가율들 간의 상관계수 및 통계적 유의성을 나타내고 있다.

〈표 1〉 몬테칼로 모의실험 전제치

	원자력	유연탄	무연탄	유류	LNG	양수	신재생
평균(%)	3.59	4.23	2.98	2.66	0.88	2.42	3.81
표준편차(%)	10.6	9.4	18.8	23.7	16.4	20.7	22.6
C_1 (원/kWh)	43.49	54.37	81.40	146.63	117.90	143.98	92.20

〈표 2〉 전원별 발전비용 증가율들 간의 상관관계

	원자력	유연탄	무연탄	유류	LNG	양수	신재생
원자력	1.0						
유연탄	0.1623 (0.2741)	1.0					
무연탄	0.0289 (0.4577)	0.4325 (0.0471)	1.0				
유류	-0.0989 (0.6423)	0.0019 (0.4972)	0.5260 (0.0182)	1.0			
LNG	-0.1031 (0.6479)	0.0253 (0.4629)	0.5636 (0.0115)	0.8910 (0.0000)	1.0		
양수	-0.2816 (0.8546)	-0.4196 (0.9472)	0.3183 (0.1148)	0.6335 (0.0042)	0.4203 (0.0525)	1.0	
신재생	0.1779 (0.2548)	0.0136 (0.4800)	0.4640 (0.0351)	0.7074 (0.0011)	0.8086 (0.0001)	0.2843 (0.1429)	1.0

주: ()은 모집단의 상관계수의 값이 0이라는 귀무가설에 대한 검정통계량의 유의확률(p-value)을 의미한다⁵⁾.

〈표 2〉에 나타나 있는 상관계수들의 유의확률(p-value)을 살펴보면, 원자력 및 유연탄의 발전비용이 다른 전원들의 발전비용과 갖는 상관계수는 대부분 유의성이 없는 것으로 나타나고 있다. 반면, 유류, 무연탄, LNG 및 신재생 에너지의 발전비용이 서로 갖고 있는 상관계수는 통계적 유의성을 갖는 것으

5) 검정통계량은 $t = \frac{r}{\sqrt{\frac{1-r^2}{n-2}}} \sim t(n-2)$ 로, r 은 상관계수, n 은 표본수를 의미한다.

로 나타나고 있다. 마지막으로 본 연구는 <표 1>과 <표 2>의 파라미터들에 대한 가정으로 발생할 수 있는 편의를 제어하기 위해, 초기 15,000번의 모의실험 결과를 제거하였다. 또한 모의실험 횟수를 변경시켜가며 분포의 수렴여부를 살펴보았다. 분석결과, 30,000번 이상부터 균등화비용의 분포는 안정적으로 수렴하는 것으로 나타났다. <표 3>과 <그림 1>은 전원별 발전비용의 흐름을 30,000번 생성함으로서 얻어진 모의실험 결과들을 나타내고 있다. <표 3>을 살펴보면 사적발전비용은 유류가 가장 높고, 다음으로 양수, 신재생에너지, LNG, 무연탄, 유연탄 및 원자력의 순인 것으로 나타나고 있다. 표준편차 역시 이와 유사한 순서이나, 이 경우는 LNG에 비해 무연탄이 더 큰 것으로 나타나고 있다.

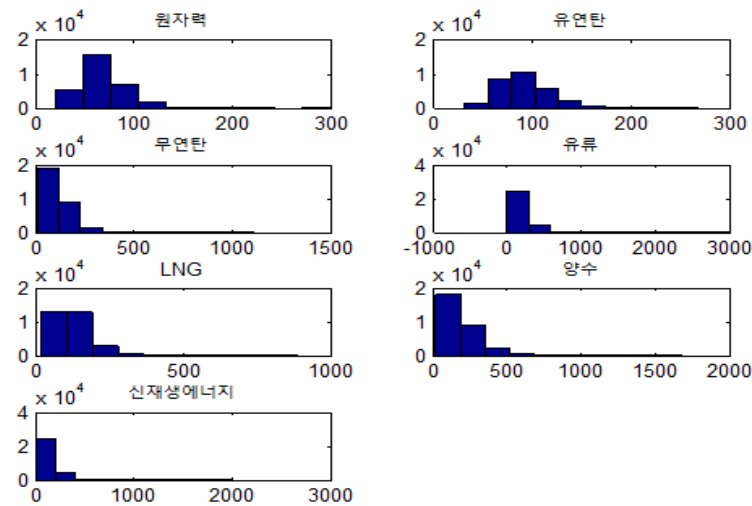
한편, 식(1)의 최적화 문제를 풀기 위해서는 전원포트폴리오의 기대비용 뿐 아니라 비용변동률 간의 공분산구조에 관한 정보가 요구된다. 이 역시, 대부분의 선행연구들은 균등화비용의 경우와 같이 과거 발전비용 자료들을 이용하고 있으나⁶⁾, 본 연구는 앞서 실행한 모의실험의 결과를 이용하였다. 다시 말해, 모의실험으로부터 얻어지는 전원별 발전비용 증가율들 간의 공분산 분포를 이용하였다는 것이다. 그러나 이렇게 얻어진 공분산 분포의 평균값은 모의실험을 위해 가정한 공분산 값과 거의 같은 값을 갖게 되므로, 식(1)의 최적화 문제를 풀기 위해 가정된 비용증가율 간의 공분산구조는 <표 2>의 상관관계에 상응하는 공분산구조와 동일하다.

<표 3> 모의실험에 의한 전원별 균등화 발전비용 분포 (원/kWh)

	원자력	유연탄	무연탄	유류	LNG	양수	신재생
기댓값	68.42	93.26	118.14	205.10	131.69	194.46	150.47
표준편차	22.07	26.81	71.11	166.96	63.69	132.93	119.03

6) 비용변동률 간의 공분산구조를 구함에 있어 Humphreys and McClain(1998)은 다변량 GARCH모형을, Krey and Zweifel(2006)은 SUR모형을 이용하기도 했다.

[그림 1] 모의실험에 의한 전원별 균등화 발전비용 분포 (원/kWh)



3-2. 전력발전의 사회적 비용추정

본 연구에서 고려한 전원별 외부비용은 제7차 전력수급기본계획에서 고려한 환경비용, 탄소배출비용, 송전비용, 및 정책비용 등으로 주요내용을 간략히 살펴보면 다음과 같다. 먼저, 환경비용은 SO_x , NO_x , 및 분진의 전원별 배출량 추정치에 이들 오염물질에 대한 EU의 환경비용 추정치를 곱한 값을 이용하였다. 다음으로 탄소배출비용은 IEA의 탄소배출권가격에 대한 2020년 전망치인 25,000원/ tCO_2 에 전원별 탄소배출계수를 곱해 kWh당 탄소배출비용을 산출하였다. 송전비용은 송전선로 접속비용과 이용비용으로“송·배전용 전기설비 이용규정”의 요금단가를 적용하여 산출하였다. 접속비용의 경우, 전원별 표준접속설비를 선정하고, 이를 위한 건설비와 운영유지비를 산정하였다. 이용비용은‘송전이용요금표’의 지역별 요금단가를 전원별·지역별 용량으로 가중 평균하여 산정하였다. 마지막으로 정책비용이란 송전소 및 발전소 주변지역에 대

한 지원금과 사고위험비용에 대한 추정치를 의미한다.⁷⁾ <표 4>는 제7차 전력 수급기본계획에서 가정한 전원별 외부비용을 나타내고 있다.

<표 4> 7차 전력수급기본계획의 전원별 외부비용(단위: 원/kWh)

비용	원자력	유연탄	무연탄	유류	LNG
환경비용	0.00	9.43	9.43	14.57	2.38
탄소배출비용	0.00	18.97	29.04	15.45	8.18
송전비용	4.25	3.78	2.95	2.95	2.95
정책비용	0.76	0.65	0.47	0.39	0.33
사고위험대응비용	5.72	0.00	0.00	0.00	0.00
합계	10.73	32.83	41.89	33.36	13.84

자료: 조성진·박찬국(2015)

따라서 본 연구에서 이용한 전원별 사회적 발전비용은 <표 3>의 사적발전 비용의 기댓값과 <표 4>의 외부비용의 합으로 정의되며, <표 5>는 이를 나타내고 있다. <표 5>를 살펴보면 외부비용을 포함시킬 경우 화석연료인 유류, 유연탄 및 무연탄의 발전비용이 큰 폭으로 증가하여, 신재생에너지에 비해 무연탄이 더 높은 발전비용을 갖는 것으로 나타나고 있다. 또한 LNG 및 유연탄과 신재생에너지간의 발전비용 차이도 사적발전비용만 고려할 경우에 비해 크게 감소하는 것으로 나타나고 있다.

<표 5> 전원별 사회적 발전비용 추정결과 (단위: 원/kWh)

	원자력	유연탄	무연탄	유류	LNG	양수	신재생
사적비용	68.42	93.26	118.14	205.10	131.69	194.46	150.47
외부비용	10.73	32.83	41.89	33.36	13.84	0	0
사회적비용	79.15	126.09	160.03	238.46	145.53	194.46	150.47

7) 사용 후 핵연료 처분비용, 중·저준위 방폐물 관리비용 및 원전 해체비용 등과 같은 원전사후 처리비용은 외부비용으로 처리하기 보다는 운영유지비에 포함하여 처리하고 있다.

3-3. 7차 전력수급기본계획에서 가정된 외부비용의 타당성

전원구성을 평가함에 있어 환경성, 안전성, 경제성 및 안정성과 같이 다양한 측면들을 고려하기 위해서는 합리적인 외부비용을 반영해야 한다. 그러나 이를 위해 전원별 외부비용을 직접 추정하는 것은 많은 비용을 수반한다. 따라서 본 연구는 메타분석(meta analysis)을 통해 발전부문의 외부비용을 추정 한 선행연구들에 기초하여, 제7차 전력수급기본계획에서 가정하고 있는 외부 비용의 타당성을 살펴보고자 한다.

먼저, 화력발전의 경우, 탄소배출비용은 전원별 탄소배출계수에 탄소배출권 가격을 곱한 값이므로, 이에 대한 타당성 여부는 탄소배출권 가격에 대한 가정에 전적으로 의존하게 된다. 제7차 전력수급기본계획에서 가정한 IEA의 2020년 전망치는 기존연구들에서도 많이 인용하고 있는 값이므로, 탄소배출비용 추정치는 큰 무리가 없는 것으로 보인다. 한편, SO_x , NO_x , 및 분진은 빈번한 미세먼지 발생으로 최근 들어 관심이 크게 고조되고 있는 외부성이다. 이와 관련하여 조성진·박찬국(2015)은 메타분석을 통해 석탄(유연탄 및 무연탄), LNG 및 유류의 환경비용을 각각 13.87원/kWh, 6.33원/kWh, 및 23.77원/kWh으로 추정하였다. 따라서 <표 4>에 나타나 있는 환경비용은 이들의 추정치에 비해서는 크게 낮은 수준임을 알 수 있다.

다음으로 후쿠시마 원전사고 및 현 정부의 탈원전 정책과 맞물려 최근 들어 큰 주목을 받고 있는 원전사고위험비용의 타당성 여부를 살펴보고자 한다. <표 4>에 나타나 있는 5.72원/kWh의 원전사고위험비용은 일본‘비용 등 검증 위원회(2011)’의 추정치를 원화로 환산한 값이다. 그러나 조성진·박찬국(2015)은 이 추정치는 최근까지 집계된 후쿠시마 원전사고의 피해규모를 정확히 반영하지 못함을 지적하였다. 특히, 이들은 일본 원전사고 피해비용을 국내에 적합하도록 GDP 및 인구밀도 등으로 보정한 후, 상이한 원전사고 확률(IAEA기

준, 세계원전 운영기준 및 일본원전 운영기준)을 적용할 경우, 원전사고위험비용은 5.13~28.02원/kWh까지 추정될 수 있음을 지적하였다. 따라서 환경비용과 같이 이 역시 제7차 전력수급기본계획에서는 비교적 낮은 수준의 추정치를 가정하고 있음을 알 수 있다.

<표 4>에 나타난 바와 같이 이들 외에도 송전비용 및 정책비용과 같은 외부비용들이 존재하나, 이들을 추정한 메타분석은 존재하지 않는다. 따라서 본 연구는 Sundqvist(2004)의 전원별 외부비용의 추정치를 이용하여, 제7차 전력수급기본계획에서 가정하고 있는 외부비용의 타당성을 살펴보고자 한다. Sundqvist(2004)의 추정치는 US cents/kWh로 표시되어 있으므로, 이를 원/kWh로 환산하기 위해 본 연구는 제7차 전력수급기본계획에서 가정하고 있는 원/달러 환율 전체치인 1120원/\$을 이용하였다. <표 6>는 이와 같은 과정을 통해 얻어진 추정치를 나타내고 있다.

<표 6> Sundqvist(2004)의 전원별 외부비용 추정치 (단위: 원/kWh)

비용	원자력	석탄	유류	LNG
최소	0.0034	0.672	0.336	0.0336
중위값	11.54	92.96	130.14	42.56
평균	96.66	166.54	151.98	56.22
선행연구 편수	16	29	15	24

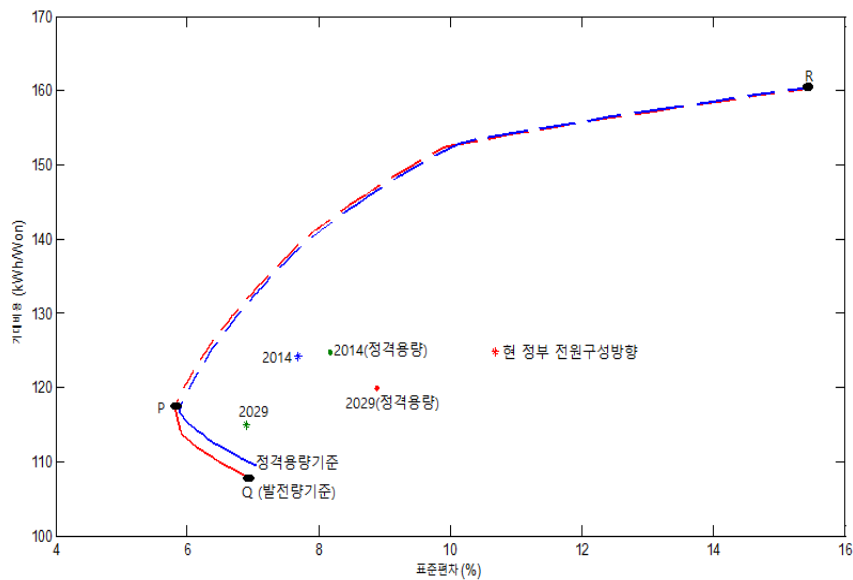
이를 살펴보면 <표 4>에 나타나 있는 전원별 외부비용의 추정치는 최소 추정치보다는 높은 수준임을 알 수 있다. 그러나 원자력을 제외한 그 외 전원들의 경우는 중위값(median)이나 평균값에 비해 매우 작은 수준으로 추정됨을 알 수 있다. 따라서 이상의 결과들은 제7차 전력수급기본계획에서 가정하고 있는 외부비용은 기존 선행연구들에 나타난 추정치들의 범위에는 포함되나, 다소 과소 추정되는 경향을 갖고 있음을 의미하는 것이다.

IV. 분석결과

4-1. 최적 전원포트폴리오의 도출

<그림 2>는 전술한 자료들을 식(1)의 최적화 문제에 투입하여 얻은 정격용량기준 및 발전량기준 효율적 프론티어를 나타내고 있다. 예로서, 발전량기준 효율적 프론티어는 곡선 QPR 중, 실선부분인 QR을 의미한다. 이는 곡선 QPR은 주어진 기대비용 수준에서 비용변동률의 표준편차를 최소로 하는 전원포트폴리오들을 의미하나, 지배원리에 의해 이들 중 동일한 비용변동수준에서 더 낮은 기대비용을 갖는 전원포트폴리오들은 PQ 선상에 위치하기 때문이다. <그림 2>의 효율적 프론티어들에 위치한 전원포트폴리오들의 특성을 살펴보면 다음과 같다. 먼저, 발전비용은 정격용량기준의 경우 109.45~116.68원/kWh이며, 발전량기준의 경우는 107.86~117.41원/kWh 수준인 것으로 나타났다. 비용변동률의 표준편차는 정격용량기준의 경우 5.9~7.1%이며, 발전량기준의 경우는 5.8~7.0% 사이로 나타났다. 한편, 이들 두 효율적 프론티어들을 비교해보면 동일한 비용변동률의 표준편차(혹은 기대비용)에서 발전량기준 효율적 프론티어가 더 작은 기대비용(혹은 비용변동률의 표준편차)을 갖는 것으로 나타나고 있다. 따라서 이들에게 지배원리를 적용할 경우, 정격용량기준 전원구성에 비해 발전량기준 전원구성이 더욱 효율적이라 할 수 있다. 이는 비용구조는 동일하나, 전원포트폴리오의 구성기준(정격용량 혹은 발전량)에 따라 식(1)의 제약조건에 부과된 전원별 비중의 상한도 달라지기 때문이다.

[그림 2] 효율적 전원포트폴리오 프론티어

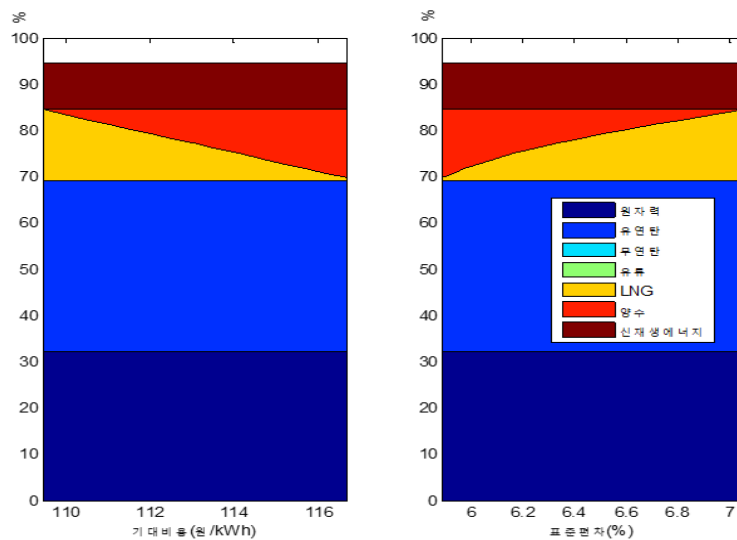


주: *표시는 발전량기준 전원구성이며, •표시는 정격용량기준 전원구성을 의미한다.

이와 같은 점은 이들 효율적 프론티어들 선상에 위치하는 전원포트폴리오들의 전원별 비중을 살펴보면 알 수 있다. 먼저, 정격용량기준의 경우, 원자력, 유연탄, 무연탄, 유류 및 신재생에너지의 발전비중이 식(1)의 제약조건들로 결정되고 있다. 다시 말해, 원자력 및 유연탄은 2014년 정격용량대비 10% 이상 증가하지 못하도록 한 상한제약에 의해 32.2%와 37%를, 신재생에너지는 RPS에 의해 부과된 하한제약에 의해 10%를, 무연탄과 유류 역시 하한제약인 0%를 발전비중으로 가지고 있다. 따라서 이처럼 5개 전원들의 발전비중이 코너-해(corner solution)로 주어짐에 따라, 전원포트폴리오들의 차이는 LNG와 양수 발전비중의 차이에 의해 결정된다. 이에 따라 효율적 프론티어에 위치하는 전원포트폴리오들의 LNG 및 양수의 발전비중은 각각 0.52~15.3% 및 0~14.8% 수준으로 나타났다. 한편, <그림 3>은 정격용량기준 효율적 프론티어에 위치하는 전원포트폴리오들의 전원별 비중을 발전비용과 비용변동률 수준

에 따라 나타낸 것이다. <그림 3>을 살펴보면 코너-해로 인해 원자력, 유연탄 및 신재생에너지의 발전비중은 모든 전원포트폴리오들에서 동일하게 주어지며, 이로 인해 양수 및 LNG의 발전비중만이 변화하고 있음을 알 수 있다. <그림 3>에서 주목해야 할 점은 양수발전의 비중증가는 발전비용을 증가시키나, LNG의 발전비중 증가는 비용변동위험을 증가시키고 있다는 것이다.

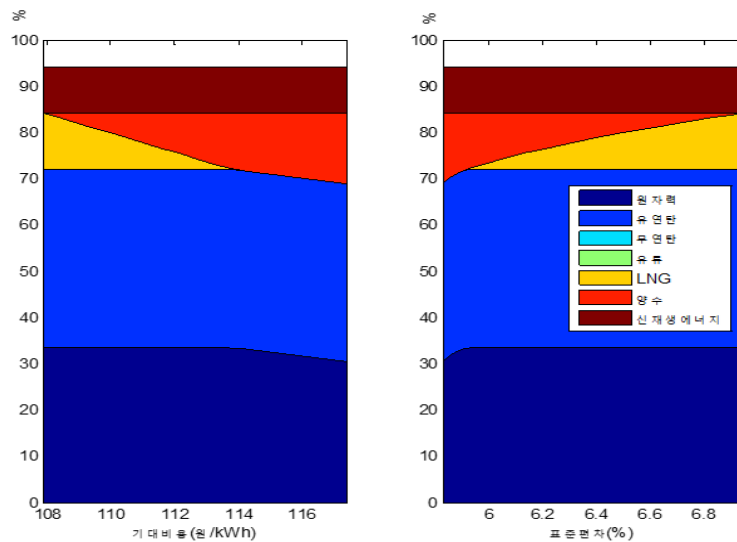
[그림 3] 효율적 전원포트폴리오들의 전원별 비중(정격용량기준)



한편, 발전량기준의 경우도 유연탄, 무연탄, 유류 및 신재생에너지의 발전비중이 식(1)의 제약조건들에 의해 결정된다는 점은 정격용량기준과 동일하나, 원자력의 발전비중은 코너-해를 갖지 않는 것으로 나타났다. 이에 따라 원자력, LNG 및 양수의 발전비중은 각각 30.4~33.5%, 0~12.2%, 및 0~15.3%로 나타났다. <그림 4>는 <그림 3>과 같이 전원포트폴리오들의 전원별 비중을 발전비용과 비용변동률 수준에 따라 나타낸 것이다. <그림 4>에서 주목할 점은 원자력의 발전비중이 상한제약보다 낮은 전원포트폴리오들의 경우, 양수발

전이 LNG를 대체하고 있다는 것이다. 이는 원자력의 발전비중이 낮아질 경우, 주어진 기대비용수준에서 비용변동위험을 최소화하기 위해서는 LNG를 감소시키는 것이 유리함을 의미하는 것이다. 이는 앞서 정격용량기준에서 나타난 바와 같이 LNG의 발전비중 증가는 비용변동위험을 증가시킨다는 점을 지적하고 있는 것이다.

[그림 4] 효율적 전원포트폴리오들의 전원별 비중(발전량기준)



2014년 전원구성비용의 특성상, 식(1)에 발전량기준을 적용하면 원자력 및 유연탄의 상한제약이 정격용량기준에 비해 높게 주어진다. 따라서 이 경우 원자력과 유연탄의 발전비중이 정격용량기준에 비해 높아지므로, 비용변동위험이 높은 LNG의 발전비중을 작게 선택할 수 있게 된다. 그 결과, 발전량기준 전원포트폴리오들은 정격용량기준 전원포트폴리오들에 비해 원자력, 유연탄 및 양수의 발전비중이 높고, LNG의 발전비중은 작아지는 특성을 갖게 된다. 이에 따라 발전량기준 효율적 프론티어에 있는 전원포트폴리오들은 동일한

기대비용수준에서 더 작은 비용변동위험을 갖는 우월적 전원포트폴리오들이 되는 것이다. 마지막으로 전원포트폴리오의 구성기준과 무관하게 신재생에너지의 발전비중이 RPS에 의한 하한제약으로 주어진다는 점은 신재생에너지의 발전비중 확대가 비효율적임을 지적하는 것이다. 다시 말해, 외부비용을 고려 하더라도 현재의 비용구조 하에서는 신재생에너지의 발전비중 확대가 발전비용 뿐 아니라, 비용변동위험까지 증가시킬 수 있다는 것이다. 또한 기저전원인 원자력과 유연탄의 발전비중이 높게 나타나고 있는 점은 외부비용을 고려 하더라도 현재의 비용구조 하에서는 이들 두 전원의 발전비중 확대가 발전비용 뿐 아니라, 비용변동위험을 감소시킬 수 있음을 의미하는 것이다.

4.2. 선호체계 변화에 따른 전원별 비중

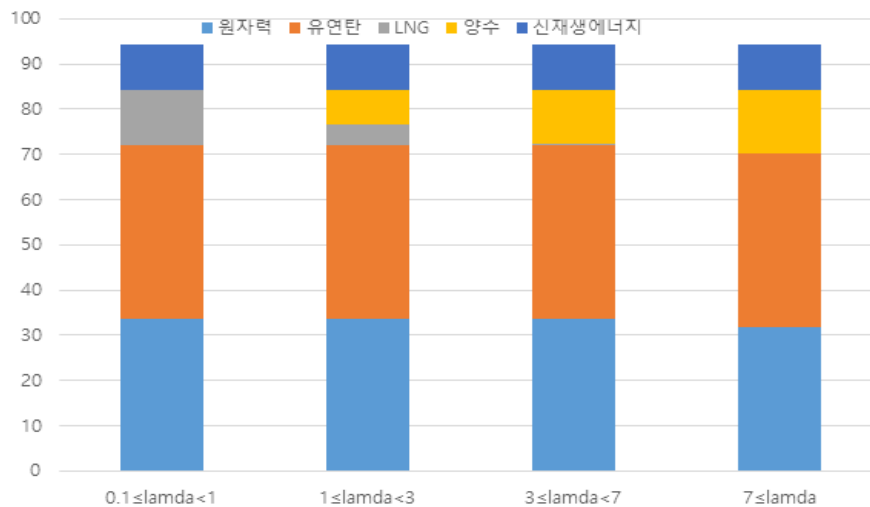
전술한 바와 같이 효율적 프론티어에 위치하는 전원포트폴리오들은 무차별하므로, 이들 중 유일한 전원포트폴리오를 선택하기 위해서는 비용과 위험에 관한 사회전반의 선호체계에 대한 가정이 요구된다. 이 경우, 식(2)와 같이 위험기피적 효용함수를 가정하게 되면 위험기피도 λ 의 값에 따라 효용을 극대화하는 전원포트폴리오를 선택할 수 있게 된다. 본 연구는 다양한 λ 값을 대입해가며 효율적 프론티어에 위치하는 전원포트폴리오들의 전원별 비중에 영향을 미치는 λ 의 임계값을 찾아보았다. <그림 5>는 이와 같은 과정을 발전량기준 효율적 프론티어에 적용하여 얻은 4개의 임계값과, 임계값의 변화에 따른 전원포트폴리오의 전원별 비중을 나타내고 있다.⁸⁾

<그림 5>를 살펴보면 위험기피도가 증가할수록 LNG의 발전비중은 감소하고 양수의 발전비중은 증가하는 것으로 나타나고 있다. 이는 <그림 4>에 나타나 있는 바와 같이 LNG의 발전비중 증가는 전원포트폴리오의 비용변동위험을 증가시키기 때문이다. 이에 따라 선호체계가 위험중립적 수준($0.1 \leq \lambda < 1$)에

8) 정격용량기준의 경우, λ 의 임계값이 3개로 주어질 뿐 발전량기준과 큰 차이를 갖지 않으므로 지면관계상 생략하였다.

가까울수록 양수 및 LNG의 발전비중은 각각 0%와 12.2%로 나타나, 비용변동위험보다는 발전비용을 절감하는 전원구성을 선호하는 것으로 나타났다. 반면, $1 \leq \lambda < 3$ 일 경우에는 양수와 LNG의 발전비중이 각각 7.6%와 4.6%로 나타나, 발전비용과 비용변동수준에 대한 선호가 균형수준에 근접하는 것으로 나타났다. 그리고 $3 \leq \lambda < 7$ 일 경우에는 양수와 LNG의 발전비중이 각각 11.9%와 0.3%로 나타나, 비용변동위험을 감소시키는 전원구성을 선호하기 시작하는 것으로 나타났다. 한편, $\lambda < 7$ 인 구간의 경우, 원자력의 발전비중은 상한제약인 33.5%로 주어졌다. 반면, $\lambda \geq 7$ 일 경우는 LNG 발전을 중단하는 대신, 원자력을 31.8%로 감소시키고 양수발전을 13.9%로 증가시킴으로서 비용변동위험을 더욱 감소시키는 전원구성을 선호하는 것으로 나타났다.

[그림 5] 위험기피도 변화에 따른 전원별 비중의 변화 (단위:%)



4.3. 전원구성의 타당성 평가

앞서 살펴본 <그림 2>에는 효율적 프론티어들 외에도 제7차 전력수급기본계획의 기준연도인 2014년과 계획기간 최종연도였던 2029년, 그리고 현 정부의 전원구성방향에 상응하는 전원포트폴리오들이 나타나 있다. <그림 2>를 살펴보면 정격용량기준 및 발전량기준 전원포트폴리오들은 모두 효율적 프론티어 선상에 위치하지 못하므로, “비용-위험 최소화” 기준에서 이들 전원포트폴리오들은 비효율적이라 평가할 수 있다. 전원포트폴리오의 구성기준에 따라 제7차 전력수급기본계획의 전원구성방향을 평가해보면 다음과 같다. 먼저, 정격용량기준 전원포트폴리오의 경우, 2029년 전원구성은 2014년에 비해 비용측면에서는 개선되었으나, 비용변동률의 위험은 증가했음을 알 수 있다. 반면, 발전량기준 2029년 전원구성은 2014년에 비해 비용 뿐 아니라, 비용변동위험 모두 감소하는 방향으로 개선된 것으로 나타나고 있다.

<표 6>은 이들 전원포트폴리오들의 전원별 발전비중, 발전비용 및 비용변동률의 표준편차를 나타내고 있다. 이들 전원포트폴리오들의 특성을 구체적으로 살펴보면 다음과 같다. 먼저, 정격용량기준의 경우, 2014년 124.88원/kWh이었던 발전비용은 2029년에는 119.98원/kWh로 3.9% 감소했으나, 비용변동위험은 8.2%에서 8.9%로 8.7% 증가한 것으로 나타났다. 한편, 발전량기준의 경우, 2014년 124.19원/kWh이었던 발전비용은 2029년에는 114.94원/kWh로 7.5% 감소했으며, 비용변동위험도 7.7%에서 6.9%로 10.2% 감소하였다. 다음으로 발전량기준으로 발표된 현 정부의 전원구성방향⁹⁾에 상응하는 전원포트폴리오는 2014년에 비해 발전비용은 0.5% 감소한 124.79원/kWh로 나타났으

9) 원자력, LNG 및 신재생에너지의 발전비중을 각각 18%, 37%, 및 20%로 구성하겠다는 문재인 대통령의 공약을 반영한 전원구성방향이다. 그 외의 전원들의 발전비중에 관해서는 알려져 있지 않으므로 본 연구는 무연탄과 유류의 발전비중을 0%로 설정하고, 양수 및 집단에너지의 발전비중은 제7차 전력수급기본계획과 같이 3.6%와 4.5%로 설정하였다. 그리고 나머지 부족분은 무연탄의 발전비중으로 설정하였다.

나, 비용변동위험은 39.1% 증가한 10.7%로 나타났다. 마지막으로 현 정부의 전원구성방향과 제7차 전력수급기본계획에서 도출된 2029년 전원구성을 비교해보면 발전비용은 8.6%증가했으며, 비용변동위험 수준은 54.9% 증가한 것으로 나타나고 있다.

〈표 6〉 발전량 기준 전원구성 비교 (단위:%)

		원자력	유연탄	무연탄	유류	LNG	양수	신재생	비용 (원/kWh)	표준 편차
2014	정격 용량	22.2	27.0	1.2	4.1	28.7	5.0	6.7	124.88	8.2
	발전량	23.5	28.5	1.3	4.2	30.3	5.3	2.1	124.19	7.7
2029	정격 용량	23.4	26.4	0.4	0.7	20.6	2.9	20.1	119.98	8.9
	발전량	28.2	31.8	0.5	0.8	24.8	3.5	4.6	114.94	6.9
2029 (비용 고정)	정격 용량	29.2	37.0	0.0	1.3	20.7	15.0	10.0	119.98	6.0
	발전량	32.5	38.5	0.0	0.0	0.0	13.2	10.0	114.94	5.9
현 정부 (발전량)		18.0	15.7	0.0	0.0	37.0	3.5	20.0	124.79	10.7

따라서 <표 6>은 정격용량기준 2029년 전원포트폴리오는 2014년에 비해 발전비용 측면에서만 효율적으로 개선됐음을 나타내고 있다. 반면, 발전량기준의 경우는 발전비용뿐 아니라, 비용변동위험 모두 효율적으로 개선됐음을 나타내고 있다. 그러나 현 정부의 전원구성방향에 상응하는 전원포트폴리오는 2014년과 2029년 전원포트폴리오에 비해 발전비용 및 비용변동수준 모두에서 비효율적인 것으로 나타났으며, 특히, 비용변동위험 수준을 크게 증가시키는 것으로 나타났다. 한편, <표 6>에서 2029(비용고정)은 2029년 전원포트폴리오와 동일한 발전비용을 가지면서 비용변동위험이 최소가 되게 하는 전원포트

폴리오를 의미한다. 따라서 이는 <그림 2>의 2029년 전원포트폴리오가 효율적 프론티어 선상으로 수평 이동할 때 위치하는 전원포트폴리오를 의미한다. 먼저, 정격용량기준 2029(비용고정)을 살펴보면 비록 효율적 프론티어 선상에는 위치하지 못하나, 비용변동위험을 32.6%가량 감소시킬 수 있는 것으로 나타나고 있다.¹⁰⁾ 이들 두 전원포트폴리오들의 전원별 발전비중 차이를 살펴보면, 2029(비용고정) 전원포트폴리오의 경우 신재생에너지의 발전비중은 2029년 전원포트폴리오에 비해 100% 감소한 반면, 원자력, 유연탄 및 양수의 발전비중은 모두 증가하는 것으로 나타나고 있다. 이는 전술한 바와 같이 신재생에너지의 발전비중 확대는 전원포트폴리오의 비용변동위험을 증가시킨다는 점을 의미하는 것이다.

다음으로 발전량기준의 경우, 정격용량기준과 달리 동일한 발전비용 수준에서 비용변동위험을 최소로 하는 전원포트폴리오가 효율적 프론티어 선상에 위치할 수 있음을 알 수 있다. 이에 따라 114.94원/kWh의 발전비용에서 비용변동위험을 14.5% 가량 감소시킬 수 있는 것으로 나타났다. 이 역시, 이를 달성하기 위해서는 앞서 살펴본 바와 같이 2029년 전원포트폴리오에 비해 원자력, 유연탄 및 양수의 발전비중이 높아져야 하는 것으로 나타나고 있다. 다만, 신재생에너지의 경우 RPS에 의한 하한계약으로 제7차 전력수급기본계획에서 설정된 2029년 전원구성의 비중인 4.6%보다 높게 설정되어 있다.

4.4. 전원포트폴리에 미치는 전원별 기여도

지금까지 살펴본 분석결과들은 전원별 발전비중의 변화가 전원포트폴리오의 비용 및 비용변동수준에 미치는 효과를 살펴보면 더욱 쉽게 이해할 수 있

10) 이와 유사한 방식으로 2029년 전원구성의 비용변동률과 동일한 수준을 가지며 발전비용을 최소로 하는 전원포트폴리오를 구할 수도 있으나, <그림 2>는 이와 같은 전원포트폴리오는 구할 수 없음을 나타내고 있다. 이는 현재의 비용구조와 제약조건들에서는 2029년 전원구성의 비용변동률과 동일한 수준을 갖는 전원포트폴리오 더 높은 발전비용을 갖는 PR선상에만 위치하는 것으로 나타나고 있기 때문이다.

다. <표 7>은 2014년 전원포트폴리오에서 전원별 발전비중의 1%p 증가가 전원포트폴리오의 발전비용 및 비용변동율의 표준편차에 미치는 효과를 나타내고 있다. 이와 같은 효과는 전원포트폴리오의 구성기준에 큰 영향을 받지 않으므로, 본 연구는 발전량기준 전원포트폴리오를 중심으로 살펴보도록 하겠다.

<표 7> 전원포트폴리오에 미치는 전원별 기여도 (단위: %)

		원자력	유연탄	무연탄	유류	LNG	양수	신재생
정격 용량 기준	발전 비용	0.6338	1.0097	1.2814	1.9094	1.1653	1.5571	1.2049
	표준 편차	0.0035	0.0038	0.0158	0.0241	0.0177	0.0075	0.0233
발전량 기준	발전 비용	0.6373	1.0153	1.2886	1.9201	1.1718	1.5658	1.2116
	표준 편차	0.0038	0.0045	0.0171	0.0255	0.0185	0.0078	0.0234

주: 2014년 전원포트폴리오의 비용 및 비용증가율의 표준편차에 미치는 기여도를 의미한다.

먼저, 원자력 발전비중의 1%p 증가는 2014년 전원포트폴리오의 발전비용을 0.6373% 증가시키는데 그쳐, 비용측면에서 가장 경제적인 전원으로 나타나고 있다. 반면, 유류 및 양수 발전비중의 1%p 증가는 발전비용을 각각 1.9201% 및 1.5658% 증가시키는 것으로 나타나, 경제성이 가장 낮은 전원인 것으로 나타나고 있다. 한편, 비용변동률의 표준편차에 미치는 영향은 유류와 신재생 에너지가 가장 높아, 이들 전원의 1%p 발전비중 증가는 전원포트폴리오 비용 변동위험 수준을 각각 0.0255%와 0.0234% 증가시켰다. 반면, 원자력, 유연탄 및 양수발전의 1%p 증가는 비용변동률의 표준편차를 각각 0.0038%, 0.0045% 및 0.0078%p 증가시키는데 그쳐, 전원포트폴리오의 비용변동위험 수준에 가장 작은 영향을 미치는 전원들인 것으로 나타나고 있다. 따라서 유류 및 무연탄의 발전비중이 향후 전원구성에서 큰 의미를 갖지 못한다는 점을 고려할

때, <표 7>의 결과들은 LNG와 신재생에너지의 발전비중 증가는 발전비용과 비용변동위험을 다른 전원들에 비해 크게 증가시킬 수 있음을 지적하는 것이다. 이와 같은 분석결과는 전력부문의 외부비용을 고려하더라도 현재의 비용구조 하에서는 원자력과 유연탄의 발전비중을 LNG와 신재생에너지로 대체하려는 전원구성방향은 “비용-위험 최소화” 기준의 관점에서 비효율적이라는 점을 지적하는 것이다.

전원포트폴리오의 비용변동수준에 미치는 신재생에너지의 이와 같은 역할은 앞서 살펴본 선행연구들과 차이를 갖는다. 이는 선행연구들의 경우, 신재생에너지의 발전비중 증가는 전원포트폴리오의 비용변동위험을 감소시킬 수 있음을 지적하고 있기 때문이다. 신재생에너지의 역할과 관련하여 이와 같은 차이가 발생하는 이유는 <표 2>에 나타나 있는 전원별 비용변동률 간의 상관관계에 대한 가정이 다르기 때문이다. 예로서, Awerbuch and Berger(2003)는 사적발전비용 중 운영유지비 변동률의 표준편차와 공분산이 전원별로 모두 동일하다는 가정을 하였다. 또한 건설비 변동률의 경우 다른 전원들의 표준편차와 공분산은 모두 동일한 반면, 신재생에너지의 표준편차와 공분산은 “0”인 것으로 가정하였다. 이와 같은 가정은 연료비 변동이 없는 신재생에너지 비용변동률의 분산과 공분산을 다른 전원들에 비해 작게 만들어, 신재생에너지의 발전비중 증가가 전원포트폴리오의 비용변동위험을 감소시키는 역할을 하게 한다.

이유수(2012)의 경우도 신재생에너지 비용증가율의 공분산을 “0”으로 가정하고, 분산 역시 다른 전원들에 비해 작은 수준으로 가정함으로써¹¹⁾, 신재생에너지의 발전비중 증가가 전원포트폴리오 비용변동위험을 감소시킨다는 결과를 얻었다. 이들이 얻은 결과는 본 연구에서도 신재생에너지 비용변동률의 공분산을 “0”으로만 가정해도 쉽게 확인할 수 있다. 이 경우, 전원포트폴리오 비용변동률의 표준편차는 발전량기준으로 2014년 7.5%에서 2029년 6.5%로 13.4% 감소하는 것으로 나타났다. 따라서 이와 같은 결과는 신재생에너지의

11) Beltran(2008)가 풍력발전의 표준편차로 추정된 0.005를 가정하였다.

발전비중 확대가 전원포트폴리오의 비용변동위험을 반드시 감소시키는 것은 아니며, 그 여부는 신재생에너지 발전비용 증가율의 분산 및 공분산구조에 의존하게 됨을 의미하는 것이다. 이와 관련하여 <표 2>에 나타난 상관계수의 유의확률을 살펴볼 경우, 신재생에너지의 발전비용이 다른 전원들의 발전비용과 공분산을 갖지 않는다는 가정은 원자력과 유연탄을 제외한 다른 전원들에서 기각되고 있다. 따라서 이는 신재생에너지의 발전비중 확대가 전원포트폴리오의 비용변동위험을 증가시킨다는 본 연구의 분석결과가 통계적 신뢰성을 갖고 있음을 의미하는 것이다.

V. 결 론

Post-2020 체제의 출범과 전력시장의 구조변화로 발전부문의 불확실성은 크게 증가하고 있으나, 기존의 최소비용 전원구성계획법은 이를 고려하지 못하는 단점을 갖고 있다. 본 연구는 이에 대한 대안으로 최근 전원구성분야에서 널리 이용되고 있는 평균-분산모형을 적용하여, 제7차 전력수급기본계획 및 현 정부가 설정하고 있는 전원구성방향의 타당성을 평가하였다. 본 연구의 주요 분석결과들을 살펴보면 다음과 같다.

먼저, 효율적 프론티어에 위치하는 전원포트폴리오들의 발전비중은 본 연구에서 부여한 제약조건들을 코너-해로 갖는 특성을 갖는 것으로 나타났다. 다시 말해, 정격용량기준 전원포트폴리오의 경우, 원자력과 유연탄의 발전비중은 2014년 정격용량대비 10%이상 증가하지 못하도록 설정한 상한제약을, 신재생에너지는 RPS에 의한 하한제약을, 그리고 무연탄과 유류는 0%의 하한제약을 비중으로 갖는 것으로 나타났다. 발전량기준 전원포트폴리오의 경우, 원자력은 코너-해를 갖지 않았으나 상한제약에 근접하는 발전비중을 가졌으며, 그 외 전원들은 정격용량기준의 경우와 같이 코너-해를 갖는 것으로 나타났다.

다. 이와 같은 결과는 외부비용을 고려하더라도 현재의 비용구조에서는 원자력과 유연탄이 신재생에너지에 비해서는 여전히 “비용-위험” 측면에서 경제성을 갖고 있음을 의미하는 것이다. 또한 코너-해를 갖지 않는 양수 및 LNG의 역할을 살펴본 결과, 전력포트폴리오의 구성기준과 무관하게 양수 발전비중의 증대는 발전비용을 증가시키는 반면, LNG발전의 비중증대는 비용변동위험을 증가시키는 것으로 나타났다. 따라서 발전비용과 비용변동위험에 대한 사회전반의 선호체계를 가정할 경우, 위험회피계수가 1~3사이의 값을 가지면 LNG와 양수발전비중이 대략 균형을 이루었으나, 3이상의 값을 가질 경우에는 양수발전을 더 선호하는 것으로 나타났다.

다음으로 제7차 전력수급기본계획과 현 정부의 전원구성방향에 의해 도출된 전원포트폴리오들은 효율적 프론티어에 위치하는 전원포트폴리오들에 비해 비용 및 비용변동측면에서 모두 비효율적인 것으로 분석되었다. 특히, 원자력과 석탄의 발전비중을 축소하고 LNG와 신재생에너지의 발전비중을 확대하려는 현 정부의 전원구성방향은 발전비용 뿐 아니라, 비용변동위험까지 증가시키는 것으로 분석되었다. 이는 현재의 비용구조 하에서는 LNG와 신재생에너지의 발전비중 증가는 발전비용과 비용변동위험을 모두 증가시키는 요인으로 작용하기 때문이다.

현 정부의 탈원전·저탄소 전원구성방향은 기후변화문제의 해결과 안전한 전력공급을 위해 우리사회가 지향해야 하는 에너지정책이라는 점에서 이견이 있을 수 없다. 그러나 최적의 전원구성은 환경성과 안전성 뿐 아니라, 경제성과 안정성과 같은 종합적 기준들을 충족해야 한다. 따라서 현 정부는 현재의 비용구조 및 에너지소비구조, 기술적 한계 그리고 에너지수급 전망 등을 종합적으로 고려하여 정책속도를 신중히 결정해야 할 것이다. 이와 같은 관점에서 본 연구의 분석결과는 현 정부가 지향하는 전원구성방향은 환경성과 안전성은 담보할 수 있으나, 전력공급의 경제성과 안정성을 담보하기에는 부족하다는 점을 지적하고 있는 것이다. 비록, 제7차 전력수급기본계획에서 가정한 전원별 외부비용이 선행연구들에 비해 과소 추정된 측면이 있으나, 본 연구의

분석결과는 탈원전·저탄소 전원구성을 추진함에 있어 보다 신중한 접근이 요구됨을 의미하는 것이라 할 수 있다.

마지막으로 선행연구들과 달리 본 연구에서는 신재생에너지의 발전비중 확대가 전원포트폴리오의 비용변동위험을 증가시키는 것으로 나타났다. 이는 신재생에너지 비용변동률의 분산 및 공분산을 다소 임의적으로 가정한 선행연구들과 달리, 본 연구는 비록 제한적이기는 하나 정산가격으로부터 얻은 정보를 이용함으로써보다 현실적인 전원들 간의 비용구조를 반영했기 때문이다. 신재생에너지의 경우, 연료비 변동이 없고 건설기간이 다른 전원들에 비해 비교적 짧아 발전비용의 변동수준 및 공분산구조는 운영유지비에 의해 주로 결정된다. 특히, 국내 신재생에너지의 정산가격은 계통한계가격(SMP)과 신재생에너지공급인증서(REC)로 구성되어 있는 점을 고려할 때, 본 연구에서 발전비용을 추정하기 위해 이용한 정산단가는 주로 운영유지비를 반영하고 있다고 볼 수 있다. 따라서 본 연구의 분석결과는 국내 신재생에너지의 경우, 운영유지비가 높을 뿐 아니라, 다른 전원들의 발전비용과도 높은 상관관계를 갖고 있음을 의미하는 것이다. 따라서 신재생에너지의 발전비중 확대가 경제적 타당성을 갖기 위해서는 운영유지비의 절감 뿐 아니라, 변동수준도 함께 감소시킬 수 있는 다양한 정책적 지원책이 개발되어야 할 것으로 보인다.

접수일(2017년 7월 18일), 게재확정일(2017년 8월 18일)

◎ 참 고 문 헌 ◎

- 윤원철, 2009, “포트폴리오 기법을 활용한 신규 전원 선택,” 에너지경제연구, 제8권, 제 1호, pp. 59-891.
- 이유수, 2012, 「포트폴리오 이론을 활용한 전원믹스 계획의 분석」, 기본연구보고서 12-07, 에너지경제연구원.
- 조성진·박찬국, 2015, 「원자력 발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구(3차연도)」, 기본연구보고서 15-24, 에너지경제연구원.
- 산업자원부, 2015, 「제7차 전력수급기본계획(2015~2029)」.
- Ahn, J., Woo, J., and J. Lee, 2015, “Optimal Allocation of Energy Sources for Sustainable Development in South Korea: Focus on the Electric Power Generation Industry,” 2015, Energy Policy, 78, pp. 78-90.
- Awerbuch, S. and M. Berger, 2003, “Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy Making,” IEA/EET Working Paper EET/2003/03, International Energy Agency (IEA), Paris.
- Bar-Lev, D. and S. Katz, 1976, “A Portfolio Approach to Fossil Fuel Procurement in the Electric Utility Industry,” Journal of Finance, 31(3), pp. 933-947.
- Bertrand, H., 2008, “Modern Portfolio Theory Applied to Electricity Generation Planning,” National Autonomous University of Mexico, Ingeniero.
- Bhattacharya, A. and S. Kojima, 2012, “Power Sector Investment Risk and Renewable Energy: A Japan Case Study Using Portfolio Risk Optimization Method,” Energy Policy, 40, pp. 69-80.
- Bodie, Z., A. Kane, and A. J. Marcus, 1999, “Investment,” forth ed., Irwin/McGraw-Hill, Chicago.
- Grossman, S. J., and R. J. Shiller, 1981, “The Determinants of the Variability of Stock Market Price,” Am. Econ. Rev., 71, pp. 222-227.

- Huang, Yun-Hsun and Jung-Hua Wu, 2008, "Portfolio Risk Analysis on Electricity Supply Planning," *Energy Policy*, 36, pp. 627-641.
- Humphreys, H.B. and K. T. McClain, 1976, "Reducing the Impact of Energy Price Volatility Through Dynamic Portfolio Selection," *The Energy Journal*, 19(3), pp. 107-131.
- Kienzie, F., G. Koeppel, P. Stricker, and G. Anderson, 2007, "Efficient Electricity Production Portfolios Taking into Account Physical Boundaries," Mimeo.
- Krey, B. and P. Zweifel, 2006, "Efficient Electricity Portfolios for Switzerland and United States," Working Paper No. 0602, University of Zurich.
- Liu, M. and F. Wu, 2007, "Portfolio Optimization in Electricity Markets," *Electric Power System Research*, 77, pp. 1000-1009.
- Markowitz, H, 1952, "Portfolio Selection," *Journal of Finance*, 7, pp. 77-91.
- Roques, F. A., Newbery, D. M., and W. J. Nuttall, 2008, "Fuel Mix Diversification Incentives in Liberalized Electricity Markets: A Mean-Variance Portfolio Theory Approach," *Energy Economics*, 30, pp. 1831-1849.
- Sudnqvist, T., 2004, "What Causes the Disparity of Electricity Externality Estimates?," *Energy Policy*, 32, pp. 1753-1766.

ABSTRACT

An Analysis on the Economic Validity of the
Electricity Generation Mix by the Mean-Variance
Theory*

Kyungsoo Cha**

This paper attempts to evaluate the validity of the plan for no nuclear power and low-carbon electricity generation mix. For this purpose, this paper analyzes the effects of changes in the fuel ratio of the mix on the cost and risk, by applying the mean-variance theory. Therefore, optimal electricity generation mixes, which reflect various external costs considered in the 7th plan for electricity supply and demand in 2015, are derived by determining an efficient frontier. It turns out that the electricity generation mixes corresponding to both the 7th plan for electricity supply and demand and the new government's policy are inefficient, compared to the optimal electricity generation mixes. It is also found that these mixes have low cost but high risk, compared to the electricity generation mix in 2014, which is the base year of the 7th plan for electricity supply and demand. The main reasons for these results come from the fact that increases in the proportions of LNG and renewable energy raise the risk level of the electricity generation mix, under the current cost structure. Therefore, based on these results, it can be shown that the plan to substitute nuclear and coal (bituminous) for LNG and renewable energy increases the cost and risk of the electricity generation mix.

Key Words : Mean-Variance Theory, Electricity Generation Mix, Basic Plan
for Long- Term Electricity Supply and Demand, Monte Carlo
Simulation

JEL Codes : Q40, Q48, G11

* This work was supported by a 2-Year Research Grant of Pusan National University.

** Associate Professor, Department of Economics, Pusan National University