

# 델파이 활용 신재생 에너지 수요예측과 장기전원 구성의 경제성 평가

구훈영<sup>1</sup> · 민대기<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup>충남대학교 경영학부 / <sup>2</sup>이화여자대학교 경영학과

## Forecasting Renewable Energy Using Delphi Survey and the Economic Evaluation of Long-Term Generation Mix

Hoonyoung Koo<sup>1</sup> · Daiki Min<sup>2</sup>

<sup>1</sup>School of Business, Chungnam National University

<sup>2</sup>School of Business, Ewha Womans University

We address the power generation mix problem that considers not only nuclear and fossil fuels such as oil, coal and LNG but also renewable energy technologies. Unlike nuclear or other generation technologies, the expansion plan of renewable energy is highly uncertain because of its dependency on the government policy and uncertainty associated with technology improvements. To address this issue, we conduct a delphi survey and forecast the capacity of renewable energy. We further propose a stochastic mixed integer programming model that determines an optimal capacity expansion and the amount of power generation using each generation technology. Using the proposed model, we test eight generation mix scenarios and particularly evaluate how much the expansion of renewable energy contributes to the total costs for power generation in Korea. The evaluation results show that the use of renewable energy incurs additional costs.

**Keywords:** Power Generations Mix, Renewable Energy, Delphi Survey, Economic Evaluation, Monte Carlo Simulation, Korea's Power Policy

### 1. 서론

전력을 생산하여 소비하는 최적화된 구성을 위해 각국에서는 전원 구성 계획을 정책에 반영하여 사용하고 있다. 장기 전원 구성은 비용 측면만의 문제가 아니라, 정치적, 사회적, 환경적 이슈이며 미래에 큰 영향을 미치는 장기적 정책 이슈이다. 근래에 들어 환경오염, 원전 사고 등 기존 전원의 문제가 사회적, 정치적 이슈가 되면서 신재생 에너지에 대한 관심이 고조되고 있다(Chang, 2010). 우리나라에서는 석유파동 이후 불거진 에너지 안보문제와 환경파괴에 대한 기존 전원의 문제 제기 등에 따라 신재생 에너지에 관심을 가지기 시작했고, 이에 따라

1987년 '대체에너지 개발 촉진법'을 제정하여 신재생 에너지 보급과 지원을 위한 다양한 활동을 정책적으로 지원하고 있다 (Lee *et al.*, 2005).

신재생 에너지란 '신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법'에서 정의한 태양열, 태양광, 바이오에너지, 풍력, 수력, 폐기물, 천연가스, 연료전지 등을 대상으로 한다. 이러한 신재생 에너지는 환경오염을 최소화하는 전원으로서의 역할과 원전 사고와 같은 기존 전원의 사회적 위험을 해결하기 위한 대안으로 급부상하고 있다. 그러나 새로운 전원이 주류로 자리 잡기까지 요구되는 정책적 지원과 환경적 조건이 신재생 에너지의 급속한 보급에 장애물로 남아 있다. 계속되는 글로

이 연구는 충남대학교 학술연구비에 의해 지원되었음.

\* 연락처 : 민대기 교수, 120-750 서울특별시 서대문구 이화여대길 52 이화여자대학교 경영학과, Tel : 02-3277-3923, Fax : 02-3277-2835,

E-mail : dmin@ewha.ac.kr

2013년 1월 5일 접수; 2013년 2월 25일 수정본 접수; 2013년 3월 11일 게재 확정.

별 경제위기는 막대한 규모의 예산을 필요로 하는 신재생 에너지 보급 및 기술 개발을 더디게 하고, 이는 관련 산업의 성장 동력을 급격히 떨어뜨리는 직접적인 원인으로 작용하고 있다. 이러한 신재생 에너지의 불확실성은 그 필요성과 사회적 요구, 정책적 타당성에도 불구하고 여전히 전원 구성의 주요한 이슈로 남아있다. 따라서 이러한 신재생 에너지의 불확실한 수요를 예측하고 이를 반영한 장기적 전원 구성의 도출이 필요한 시점이라 하겠다.

본 논문에서는 신재생 에너지의 불확실성을 반영한 수요예측을 위해 전문가 델파이 조사의 결과를 활용하고 이를 반영하여 장기 전원 구성을 도출하였다. 기존 전원, 즉 기력발전(석탄, 유류, LNG)과 원자력의 경우 총 전력수요와 함께 연료단가 및 초기 투자비와 관련한 불확실성을 고려하기 위하여 확률적 최적화 모형과 몬테카를로 시뮬레이션 기법을 활용하였다. 신재생 에너지의 델파이 수요 예측을 포함하여 다양한 전원 구성 시나리오에 대하여 총 발전비용 측면에서 그 타당성을 평가하였다.

본 논문의 구성은 제 2장에서 기존 문헌에 대해 분석하고, 제 3장에서 신재생 에너지 수요예측 결과를 기술한다. 제 4장에서는 전원 구성을 결정하기 위한 경제성 평가 모형을 상세히 기술한다. 이어서 제 5장에는 다양한 전원 구성 시나리오의 평가 결과를 기술하고 결론을 제 6장에 기술하였다.

## 2. 문헌연구

Bar-Lev and Katz(1976)는 총 발전비용을 이용하여 장기 전원 구성의 경제적 타당성을 평가하였다. Jansen *et al.*(2006)은 장기적인 투자가 필요한 전력산업의 특성을 고려하여 발전단가(\$/MWh)를 활용하여 전원 구성의 경제성을 평가하였다. 총 발전비용은 설비용량 확장을 위한 초기 투자비용(upfront cost), 연료단가(fuel cost), 운전유지비(operating and maintenance cost) 등으로 구성된다(Kim, 2009; Hart and Jacobson, 2011; Vithayasrichareon and MacGill, 2012). 여기서 초기 투자비용을 설비수명을 고려하여 연간 발전비용으로 환산함으로써 연간 총 발전비용을 계산한다.

전력 산업의 불확실성을 반영하기 위하여 많은 연구가 총 발전비용의 변동성을 함께 고려하였다. 즉 총 발전비용의 변동성을 나타내는 분산(또는 표준편차)을 목적함수에 포함하여 전원 구성에 따른 발전비용의 변동 위험을 제한하고자 하였다(Gotham *et al.*, 2009; Huang and Wu, 2008; Van Zon and Fuss, 2005; Sun and Tan, 2012, Vithayasrichareon and MacGill, 2012).

신재생 에너지의 경제적 파급효과 분석과 관련하여 최근 많은 연구가 진행되고 있다. Nguyen and Ha-Duong(2009)는 NPV(net present value) 분석을 통하여 베트남의 장기 전원 구성에서 신재생 에너지 도입에 따른 발전비용의 변화를 계산하였다. Park *et al.*(2009)은 전력 산업의 불확실성을 반영하기 위하여 퍼

지선형계획 모형을 제안하고 이를 이용하여 신재생 에너지를 포함한 장기 전원 구성을 수립하였다. Bhattacharya and Kojima(2010)은 총 발전비용과 함께 발전비용의 변동성을 함께 고려하였으며, 신재생 에너지를 이용하는 경우 발전비용의 변동성을 감소시킬 수 있음을 제시하였다.

Kim(2005)은 WASP 모형을 이용하여 제2차 전력수급기본계획에 따라 전원구성에 포함된 신재생 에너지의 발전비용을 분석하였으며, 유사하게 Moon *et al.*(2011)는 장기 전원 구성에 있어 신재생 에너지의 확대에 따른 추가 비용을 분석하였다. 제5차 전력수급기본계획의 신재생 에너지 비중과 비교하여 설비용량이 2배 확대되는 경우 2030년까지 총 209조 원이 발전비용으로 소요되는 것으로 평가하였다. Lee *et al.*(2009)는 선형계획법을 이용하여 RPS(Renewable Portfolio Standard) 제도에 의한 국내 장기 전원구성과 발전비용 변화를 분석하였다. Lee *et al.*(2009)의 연구와 유사하게 Kim *et al.*(2009) 또한 선형계획법을 이용하여 신재생 에너지의 경제성을 분석하였으나, 국가 장기 전원 구성 대신 조선대학교의 전력수요를 분석대상으로 하였다.

장기 전원 구성에 있어 신재생 에너지의 영향을 평가한 기존의 연구는 다음과 같은 단점을 갖는다. 첫째 총 발전 비용 계산에 있어 신재생 에너지 확대에 따른 기존 전원 구성의 변화를 고려하지 않았으며, 신재생 에너지의 확장 범위를 임의로 가정하였다. 둘째, 일부 최적화 모형을 이용한 경우 정적모형을 활용함으로써 전력산업의 불확실성을 제대로 반영하지 못하였다. 본 연구에서는 신재생 에너지의 설비 확장 규모를 전문가 델파이 조사를 이용하여 예측함으로써 향후 신재생 에너지에 의한 발전비용 변화의 수준을 가늠하고 보다 현실적인 정책적 자료를 제공하도록 한다. 또한 확률적 최적화 모형과 시뮬레이션을 활용하여 전력산업의 불확실성을 고려한 비용 평가 모형을 제안하였다.

## 3. 신재생 에너지 수요예측 : 델파이 방법

신재생 에너지는 비교적 근래에 상업화되어 설치 및 발전량 데이터가 부족하기 때문에 데이터와 모형을 이용한 수요예측이 어려운 측면이 있다. 또한, 지원 및 규제 정책에 민감하고 국제적 환경 변수가 중요한 요소로 작용하는 특징을 갖고 있다. 따라서 불충분한 데이터의 한계와 정책 및 환경 변수에 대한 판단이 가능한 전문가 델파이 방법을 이용하여 수요예측을 수행하였다(Czaplicka-Kolarz *et al.*, 2009, Celiktas and Kocar, 2010, Lee and Chuang, 2012). 50여명의 전문가를 대상으로 3차에 걸친 태양광산업 전망 조사를 통해 단기적, 장기적 전망을 수립하였다. 산업 전망의 광범위한 특성을 고려하여 1차는 개방형 질문으로 범위를 좁히도록 하였으며, 2차와 3차에 걸쳐 의견 수렴도를 제고하도록 노력하였다. 질문의 모호성을 줄이고 응답의 정확도를 높이기 위해 전체 문항을 수요, 공급, 기술, 정

책 측면에서 구성하고 단기(2015년)와 장기(2025년)에 대한 시점을 명시적으로 표현하였다. <Table 1>은 델파이 조사 결과를 나타낸다.

신재생 에너지에 대한 수요예측을 위해 설비용량 측면에서 조사를 실시하였다. 태양광 발전의 경우 2015년경 누적설치용량이 1,300MW~1,500MW으로 2011년도 수준인 754MW와 비교하면 15~20%의 연평균 성장률이 될 것으로 예상된다. 장기 전망에 있어서는 2025년경의 누적설치용량을 2.1GW~3.5GW와 4.9GW~6.3GW로 예상한 전문가가 각각 총 응답자의 42%가 되었다. 2.1GW~3.5GW의 경우 약 27%~30%의 연평균 성장률과 동일하고 4.9GW~6.3GW는 매년 35%~37%의 연평균 성장률에 해당한다. 누적설치용량을 기준으로 델파이 결과를 종합하면, 태양광 발전의 경우 2025년까지 평균 4,433MW, 최대 7,700MW, 최저 2,100MW의 설치용량을 예상할 수 있다.

제5차 전력수급기본계획(Korea Ministry of Knowledge Economy, 2010)에서 제시하는 신재생 에너지 전망을 보면, 2024년 기준으로 전체 신재생 에너지의 누적설치용량 21,908MW이며, 태양광의 설치용량은 4,228MW로 태양광 에너지가 전체 신재생 에너지 중 19%를 차지한다. 이는 델파이 결과의 평균(4,433MW)과 거의 일치한다.

신재생 에너지 전체의 수요를 예측하기 위하여 제5차 전력수급기본계획에서 제시하는 신재생 에너지원별 구성비를 적용하여 신재생 에너지 전체의 누적설치용량을 계산하였다. 태양광 발전의 경우 총 신재생 에너지 설비용량 중 약 19%의 비중을 차지하며, 이 경우 2025년 신재생 에너지의 설치용량은 평균 23,332MW, 최대 40,526MW, 최저 11,052MW로 예상된다.

신재생 에너지 전원별 구성비와 연간 이용률(즉, 효율성)에 변화가 없다는 가정에 기반하여 2025년 연간 발전량을 계산하였다. 결과적으로 신재생 에너지의 연간 총 발전량은 평균 58,007GWh(제5차 전력수급기본계획의 신재생 에너지 총 발

전량은 54,467GWh), 최대 100,755GWh, 최저 27,477GWh로 예상할 수 있다.

#### 4. 경제성 평가 모형

원자력과 기력발전(석탄, 유류, LNG)의 경우 총 발전비용에서 연료비용이 차지하는 비중이 높으며, 관련한 불확실성 또한 매우 높다. 반면에 신재생 에너지의 경우 연료비가 필요 없으며, 대신에 기술발전에 의한 발전단가의 변화와 신재생 에너지 보급 확산과 관련한 정부 정책에 의한 발전단가와 수요의 변화가 총 발전비용을 결정하는데 있어 더 중요한 요소로 작용한다. 따라서 총 발전비용을 이용한 장기 전원구성의 경제성 평가는 신재생 에너지와 원자력/기력발전으로 구분하여 개별적으로 총 발전비용을 계산한다. 신재생 에너지의 전원 구성에서 데이터가 충분하지 않고 비중이 높지 않은 양수와 집단에너지는 본 논문에서 고려하지 않았다.

##### 4.1 연간 총 발전비용 : 신재생 에너지

신재생 에너지는 기존 전원과 같이 과거 자료를 분석하여 향후 발전원가의 변동을 예측하는 것이 용이하지 않다. 일반적으로 신재생 에너지의 경우 세부 항목별로 전문가 의견을 반영하여 기준가격을 산정하고 이를 정책 결정에 활용한다. 예를 들어, 태양광 발전의 경우 주설비(PV 모듈, 인버터, 지지물), 계통연계(수배전설비, 모니터링 설비), 공사비(토목/건축 등), 인허가, 설계감리 및 검사, 토지 비용 등의 세부 항목에 대하여 시장조사와 전문가 공청회를 거쳐 매년 기준가격을 산정한다(KERI, 2010). 세부 항목에 있어 불확실성이 존재할 수 있으나 이를 정량적으로 반영하는 것에 대한 구체적인 연구는 미비하다.

Table 1. Summary of Delphi survey

질문항목	응답항목	응답(명)
내외 환경, 정책 등이 현재 상태가 유지된다는 전제하에 국내 태양광 설치용량 규모는 단기적으로 어느 정도로 예상되십니까?	900MW 미만	1
	900MW~1,100MW	3
	1,100MW~1,300MW	0
	1,300MW~1,500MW	6
	1,500MW 이상	2
내외 환경, 정책 등이 현재 상태가 유지된다는 전제하에 국내 태양광 설치용량 규모는 장기적으로 어느 정도로 예상되십니까?	2.1GW 미만	0
	2.1GW~3.5GW	5
	3.5GW~4.9GW	1
	4.9GW~6.3GW	5
	6.3GW 이상	1
2010년 현재 태양광산업이 신재생에너지 전체 투자액의 80% 이상을 차지하고 있습니다. 향후 전체 신재생에너지에서의 비중은 어떻게 변화할 것으로 전망하십니까?	재생에너지 중 태양광산업의 비중(%)	평균 73% 최대 80% 최소 60%

주) 델파이 분석은 “태양광산업의 기여효과에 대한 밸류체인별 성과분석 및 중장기 전망에 관한 기술개발, 지식경제부, 2013. 1.”의 일환으로 수행됨.

**Table 2.** Economic and technical parameters of renewable energy technologies

	건설단가(만원/kw)	운전유지비(%)	이용률(%)	기준용량	설비수명(년)
태양광	700	1.0	15	3MW	25
풍력	170	2.5	23	10kW	20
수력	250	3.0	40	5MW	30
바이오매스	110	6.0	50	50MW	20
조력	147(방조제 설치)	2.1	21	50MW	30
	176(방조제 미설치)				
연료전지	910	9.0	90	200MW	20

Source : Korea Power Exchange.

본 연구에서는 앞서 예측한 신재생 에너지 설비용량에 정부의 기준가격 산정지표에 근거하여 계산한 발전원가(원/kwh)를 적용하여 총 발전비용을 계산하였다. <Table 2>는 신재생 에너지 별 정부의 기준가격 산정지표를 나타낸다(KPX, 2009).

신재생 에너지의 발전단가는 건설단가의 연등가 가치와 연간 운전유지비를 연간 총 발전량으로 나누어 계산한다. 건설비용의 연등가가치는 초기 고정투자비에 자본회수계수(Capital Recovery Factor: CRF)를 반영하여 계산하며 자본회수계수는 다음과 같이 계산한다.  $CRF = [\eta(1+\eta)^\tau] / [(1+\eta)^\tau - 1]$ , 여기서  $\tau$ 는 발전설비의 수명이고  $\eta$ 는 할인율을 의미한다. 8%의 할인율을 적용하여 계산한 신재생 에너지원별 발전단가는 <Table 3>과 같다.

**Table 3.** Electricity generating cost of renewable energy technologies

구 분	발전단가(원/kwh)
태양광	499.05
풍력	86.15
수력	63.38
바이오매스	25.58
조력(방조제 설치)	70.98
조력(방조제 미설치)	84.98
연료전지	117.56

기준가격에 의한 확정적 발전원가를 사용함으로써 신재생 에너지를 사용한 총 발전비용은 제 3장에서 도출한 신재생 에너지의 연간 발전량예측 결과(평균 58,007GWh/년, 최대 100,755GWh/년, 최저 27,477GWh/년)에 의해서 결정된다. 총 발전비용을 계산할 때 신재생 에너지원별 발전량 구성비는 제5차 전력수급기본계획의 결과와 동일하다고 가정한다.

**4.2 연간 발전비용 : 기존 전원**

신재생 에너지를 제외한 전원(원자력, 석탄, 유류, LNG)별 최적 발전량과 설비용량은 식 (1)~식 (9)에서 제시하는 수리모

형을 사용하여 결정한다. 다음의 수리모형(식 (1)~(9))은 Vithayasrichareon and MacGill(2012)에서 제시한 확정적 모형을 일부 수정하여 전원별 설비확장 변수를 추가한 확률적 모형을 활용하였다.

$$\text{minimize } \sum_{i=1}^I \sum_{\xi \in \Xi} c_i^\xi \tag{1}$$

subject to

$$c_i^\xi = \alpha_i^\xi z_i C_i^N + (\beta_i + \gamma_i^\xi) \sum_{t=1}^T (x_{t,i} + y_{t,i}) \tag{2}$$

$$\sum_{i=1}^I (x_{t,i} + y_{t,i}) \geq D_t^\xi, t = 1, 2, \dots, T, \xi \in \Xi \tag{3}$$

$$y_{t,i} \leq C_i^E, t = 1, 2, \dots, T, i = 1, 2, \dots, I \tag{4}$$

$$x_{t,i} \leq z_i C_i^N, t = 1, 2, \dots, T, i = 1, 2, \dots, I \tag{5}$$

$$z_i \leq \lceil D_t^\xi / C_i^N \rceil, t = 1, 2, \dots, T, i = 1, 2, \dots, I \tag{6}$$

$$x_{t,i}, y_{t,i} \geq 0, t = 1, 2, \dots, T, i = 1, 2, \dots, I \tag{7}$$

$$z_i \geq 0, i = 1, 2, \dots, I \tag{8}$$

$$c_i^\xi \geq 0, \xi \in \Xi, i = 1, 2, \dots, I \tag{9}$$

식 (1)~식 (9)에서 사용된 기호의 의미는 다음과 같다:

- 인덱스
  - $i \in I$ : 전원의 종류(1 : 원자력, 2 : 무연탄, 3 : 유연탄, 4 : 유류, 5 : LNG 등)
  - $\xi \in \Xi$ : 확률분포를 활용하여 생성한 랜덤 시나리오
  - $t \in T$ : 부하지속곡선의 구간
- 결정변수
  - $x_{t,i}$ : 부하지속곡선의 구간  $t$ 에서 전원  $i$ 의 신규 설비를 이용한 발전량(MWh)
  - $y_{t,i}$ : 부하지속곡선의 구간  $t$ 에서 전원  $i$ 의 기존 설비를 이용한 발전량(MWh)
  - $z_i$ : 계획기간 내에서 건설된 전원  $i$ 의 신규 설비의 수(기)
  - $c_i^\xi$ : 랜덤 시나리오  $\xi$ 에서 전원  $i$ 를 이용한 총 발전비용(원)
- 입력자료
  - $D_t^\xi$ : 랜덤 시나리오  $\xi$ 에서 부하지속곡선의 구간  $t$ 에서의 총 수요(MWh)

- $C_i^E$ : 기존에 존재하는 전원  $i$ 의 설비용량(MW)
- $C_i^N$ : 전원  $i$ 를 사용하는 발전설비 1기의 기준 용량(MW/기)
- $\alpha_i^\xi$ : 랜덤 시나리오  $\xi$ 에서 전원  $i$ 를 사용하는 발전소를 신규로 건설하는 데 소요되는 연간 고정투자비용(원/MW)
- $\beta_i$ : 전원  $i$ 를 사용하는 발전소의 연간 운전유지비(원/MW)
- $\gamma_i^\xi$ : 랜덤 시나리오  $\xi$ 에서 전원  $i$ 의 연료 단가(원/MWh)

식 (1)은 식 (2)에서 계산한 전원별 발전비용을 이용하여 계산한 총 발전비용의 기댓값을 최소화하는 목적함수를 의미한다. 전원별 발전비용은 발전소 건설을 위한 고정투자비, 연간 운전유지비, 연간 연료비 등으로 구성된다. 고정투자비용과 고정 운전유지비는 발전량에 독립적으로 발생하며, 변동 운전유지비와 연료비는 발전량에 따라 증가하는 변동비가 된다. 식 (3)은 수요제약으로 총 발전량이 수요를 만족해야 함을 나타낸다. 여기서 수요, 연료단가, 고정투자비는 불확실성을 고려하여 분포에서 도출한 랜덤 샘플을 이용하여 나타낸다. 식 (4)는 기존 설비의 용량 제약이며, 식 (5)~식 (6)은 증가하는 전력수요를 만족하기 위하여 추가로 증설되어야 하는 설비의 수와 발전용량 제약을 의미한다. 마지막으로 식 (7)~식 (9)는 결정변수의 기호제약이다.

식 (1)~식 (9)는 수요, 연료단가, 고정투자비용과 관련한 불확실성을 포함하는 확률적 선형계획(stochastic linear programming) 모형이다. 본 논문에서는 Birge and Louveaux(1997)가 제시한 바와 같이 확률적 선형계획 모형의 목적함수가 갖는 비오목(non-convex)과 불연속성(discontinuous)의 문제를 고려하기 위하여 목적함수 근사(approximation)를 활용한 해법을 활용하였다. ‘샘플 평균 근사(sample average approximation)’은 다수의 샘플을 생성하고 각 샘플별 목적함수 값의 평균을 이용하여 최적해를 근사하는 기법이다. 샘플 평균 근사법과 관련한 상세한 설명과 절차는 Shapiro and Homem-de-Mello(2001)와 Shapiro *et al.*(2002)를 참고하도록 한다.

## 5. 장기전원 구성의 경제성 평가 결과

### 5.1 기본 입력자료

전력수요와 설비용량은 제5차 전력수급기본 계획을 참조하였으며, 연료단가, 고정투자비, 운전유지비 등의 발전원가는 전력거래소(KPX)의 자료를 이용하였다. 제5차 전력수급기본 계획에서 제시한 2024년의 전력수요는 653,541GWh이며, 최대 전력수요는 107,437M W이다.

전력수요는 평균 부하율(load factor)을 가정하는 대신에 부하지속곡선을 이용하여 구간별 부하율을 고려하였다. 부하지속곡선은 전력거래소에서 제공하는 2012년 1년 간의 일 최대전력수요를 기본으로 사용하였다. 본 연구에서 고려하는 2024년의 부하지속곡선은 2012년의 최대전력수요와 2024년의 최대전력수요의 차이를 각 구간에 반영하여 도출하였다(<Figure 1>).

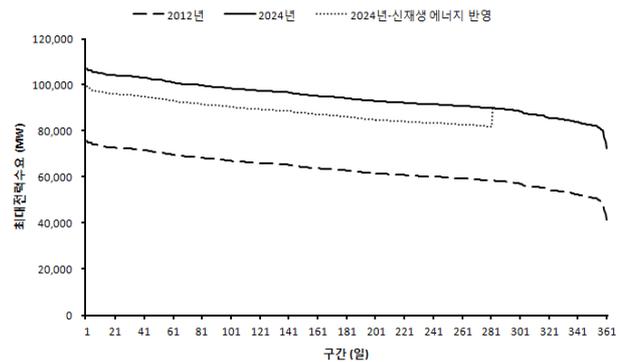


Figure 1. Load duration curve

신재생 에너지를 제외한 기존 전원의 최적 설비용량과 발전량을 결정하기 위한 모형(식 (1)~식 (9))에서 부하지속곡선은 신재생 에너지를 이용한 발전량을 제외한 전력수요만을 포함해야 한다. 부하지속곡선을 구성할 때 타 전원에 비하여 발전

Table 4. Fuel prices(Unit : KRW/kwh)

	원자력	유연탄	무연탄	유류	LNG
평균	3.38	28.07	60.05	119.91	90.22
분산	0.08	178.74	134.78	3825.16	987.87

Source : Electric Power Statistics Information System.

Table 5. Covariance between fuel prices

	원자력	유연탄	유류	LNG
원자력	0.08	1.39	8.62	2.60
유연탄		178.74	745.36	376.88
유류			3825.16	1,722.18
LNG				987.87

Source : Electric Power Statistics Information System.

원가가 상대적으로 높은 신재생 에너지의 특성을 고려하여 최대전력수요가 높은 구간부터 순차적으로 신재생 에너지를 이용한 발전량을 총 전력수요에서 차감하였다. <Figure 1>은 신재생 에너지를 활용한 전력수요를 반영하여 보정한 부하지속곡선을 나타낸다.

신재생에너지를 제외한 전원별 연료비 단가(원/kwh)는 전력거래소의 전력통계 정보시스템(EPSS)에서 제공하는 2001년 4월부터 2012년 12월까지의 월별 자료를 이용하여 평균과 분산을 계산하였다(<Table 4>, <Table 5>).

고정투자비는 발전시설 건설을 위한 초기 고정투자비로써 연간 발전비용을 계산하기 위해서는 이를 연간 고정투자비로 전환하는 것이 필요하다. 발전설비의 수명과 할인율을 고려한 자본회수계수를 초기 고정투자비에 적용하여 총 투자비용의 연등가가치를 계산하였다. 본 연구에서 원자력, 석탄, 유류, LNG 설비의 수명은 각각 30년, 40년, 25년, 25년으로 설정하였으며, 할인율은 8%를 사용하여 전원별 자본회수계수를 결정하였다(Vithayasrichareon and MacGill, 2012). 마지막으로 전원별 운전유지비는 전력거래소의 자료를 참고하여 사용하였다(<Table 6>).

**Table 6.** Variable operation and maintenance cost  
(Unit : KRW/kwh)

	원자력	석탄	유류	LNG
운전 유지비	1.4	0.7	2.7	0.8

Source : Korea Power Exchange.

**Table 7.** Power generation mix

	시나리오 설명		전원 구성 계획(설비용량 MW/구성비 <sup>1)</sup> %)				
	기존 전원	신재생 에너지	원자력	석탄	유류	LNG	신재생 <sup>2)</sup>
시나리오 1	제5차 전력수급기본계획 <sup>3)</sup>		35,916/ 34.85	31,445/ 30.52	4,108/ 3.99	23,517/ 22.82	8,061/ 7.82
시나리오 2	최적 설비용량	제5차 전력수급기본계획	32716	24,205	4,108	19,422	8,061/
시나리오 3	최적 설비용량	델파이 결과(평균)	31,716/ 36.03	24,205/ 27.49	4,108/ 4.67	19,422/ 22.06	8,585/ 9.75
시나리오 4	최적 설비용량	델파이 결과(최대)	27,716/ 30.67	24,205/ 26.79	4,108/ 4.55	19,422/ 21.49	14,911/ 16.50
시나리오 5	최적 설비용량	델파이 결과(최저)	34,716/ 40.13	24,205/ 27.98	4,108/ 4.75	19,422/ 22.45	4,067/ 4.70
시나리오 6	제5차 전력수급기본계획	델파이 결과(평균)	35,916/ 34.68	31,445/ 30.36	4,108/ 3.97	23,517/ 22.71	8,585/ 8.29
시나리오 7	제5차 전력수급기본계획	델파이 결과(최대)	35,916/ 32.68	31,445/ 28.61	4,108/ 3.74	23,517/ 21.40	14,911/ 13.57
시나리오 8	제5차 전력수급기본계획	델파이 결과(최저)	35,916/ 36.26	31,445/ 31.75	4,108/ 4.15	23,517/ 23.74	4,067/ 4.11

주) <sup>1)</sup> 구성비 : 양수와 집단에너지를 제외한 총 설비용량의 구성비.

<sup>2)</sup> 2025년 예측치에 설비 이용률을 반영한 유효 설비용량.

<sup>3)</sup> 2024년 계획.

### 5.2 랜덤 샘플 생성

원자력과 기력발전의 경우 전력수요, 고정투자비용, 연료비 등의 불확실성을 고려하기 위하여 몬테카를로 시뮬레이션을 이용한 랜덤 샘플을 생성하였다.

전력수요의 불확실성을 고려하기 위하여 Vithayasrichareon and MacGill(2012)과 Chung and Min(2012)의 방법을 적용하여 다수의 부하지속곡선 샘플을 생성하고 이를 경제성 평가에 사용하였다. 전력수요 샘플은 2024년 부하지속곡선의 최대전력수요를 정규분포로 가정하여 도출하였다. 즉, 2024년의 최대 전력수요인 107,437MW를 평균으로 하고 분산은 평균의 4% (4,297MW)인 정규분포로부터 샘플을 생성하였다(Vithayasrichareon and MacGill, 2012). 정규분포의 평균(즉, 2024년 부하지속곡선의 최대전력수요)과 샘플 사이의 차이를 이용하여 부하지속곡선을 보정함으로써 전력수요 샘플을 생성하였다.

과거 연료단가 자료를 분석하면 연료가격은 상승할 가능성이 하락하는 경우보다 높은 것을 확인할 수 있다. 따라서 연료단가는 우편향 분포(right skewed distribution)가 적합하며 많은 연구가 로그정규분포(lognormal)를 활용하였다(Chung and Min, 2012; Vithayasrichareon and MacGill, 2012). 또한 연료단가는 전원사이에 상관관계가 존재하는데 이를 고려한 샘플을 생성하기 위하여 단일 로그정규분포 대신에 공분산을 고려한 다변량 로그정규분포를 사용하였다. 다변량 로그정규분포의 평균과 분산은 <Table 3>의 자료를 사용하였으며 전원별 연료단가의 공분산은 전력거래소 자료를 정리하여 <Table 5>에 제시하였다.

마지막으로 고정투자비는 Vithayasrichareon and MacGill(2012)의 연구결과에 따라 로그정규분포로 나타내었다. 전원별 고정투자비는 발전설비용량에 따라 차이가 존재하지만 본 연구에서는 모형의 단순화를 위하여 설비용량에 따른 차이를 고려하지 않고 평균값을 적용하였다. 전력거래소에서 제공한 자료에 의하면 원자력, 석탄, 유류, LNG의 고정투자비는 각각 2,297천원/kw, 1,298천원/kwh, 2,052천원/kwh, 802천원/kwh이다. 분포의 분산은 원자력, 석탄, 유류, LNG에 대하여 각각 평균 고정투자비의 15%, 15%, 5%, 10%로 설정하였다.

랜덤 샘플은 Matlab 7.12.0 버전을 사용하여 생성하였다. 본 논문에서는 1,000개의 샘플을 이용하여 연간 총 발전비용의 분포를 도출하였으며, 이를 50번 반복하여(총 50,000개의 샘플) 연간 총 발전비용의 신뢰구간을 추정하는데 사용하였다. 기존 전원의 최적 설비용량과 발전량 결정 모형(식 (1)~식 (9))은 CPLEX 12.1 버전과 C++로 구현하였다.

5.3 국내 전원구성 시나리오

본 연구에서는 기존 전원(원자력, 석탄, 유류, LNG)과 신재생 에너지의 설비용량을 고려하여 총 8개의 장기 전원 구성 시나리오를 정의하였다(<Table 6>). <Table 7>의 각 시나리오에서 최적 설비용량은 식 (1)~식 (9)을 이용하여 결정된 신재생 에너지를 제외한 전원의 설비용량을 의미한다.

본 연구에서는 제5차 전력수급기본계획의 장기 전원구성, 즉 2024년의 전원별 설비용량과 발전용량을 기본 시나리오로 고려하여 신재생 에너지의 경제성을 평가하도록 한다. 또한 총 발전비용을 최소화하는 전원별 최적의 설비용량과 발전용량을 비교함으로써 제5차 전력수급기본계획에서 제시하는 장기 전원구성의 경제적 효과성을 검토하도록 한다.

5.4 시나리오 비교 · 분석

시나리오별 신재생 에너지, 원자력, 기력발전의 설비용량에 대하여 총 발전비용을 계산하였다. 신재생 에너지는 기존 발

전원가에 연간 총 발전량을 곱하여 총 발전비용을 계산하였다. 원자력과 기력발전의 총 발전비용은 제 4장에서 제시한 최적화 모형에 의하여 결정하였다.

<Figure 2>는 시나리오 1, 즉 제5차 전력수급기본계획에서 설정한 전원별 설비용량과 시나리오 4의 설비용량 계획에 대하여 총 발전비용을 계산한 결과이다. 전력수요, 연료단가, 고정 투자비 등의 불확실성에 의하여 연간 총 발전비용은 Figure에 제시된 바와 같이 확률분포의 형태로 나타난다. 연간 총 발전비용은 우편향의 특성을 갖는데 이는 연료단가와 투자비용, 수요 등의 상승 가능성이 높은 것에 기인한다.

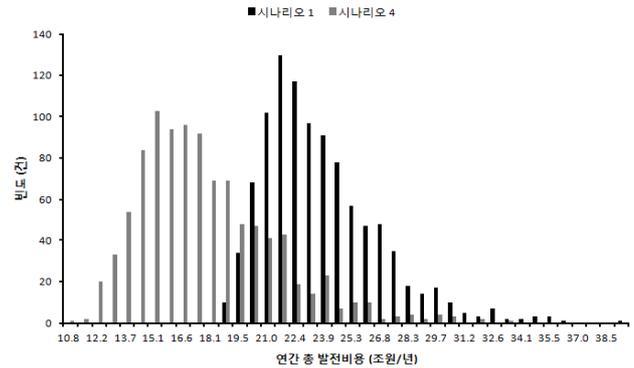


Figure 2. Distribution of the total generation cost

<Table 8>은 각 시나리오에 대하여 계산한 연간 총 발전비용을 제시한다. 시나리오 1과 2에 의하면 신재생 에너지를 이용한 전력발전의 경우 약 7조 원 정도의 비용이 연간 소요되는 것으로 확인되었다. 델파이 조사결과 전문가가 예측하는 평균 성장률을 고려할 때 신재생 에너지 발전비용은 연간 약 7조 5천억 원 수준이며, 최대, 최소 확장률의 경우 각각 13조 원과 3조 6천억 원 수준의 발전비용이 소요되었다.

신재생 에너지를 이용함으로써 기존 전원에 의한 발전비용은 절감되었다. 하지만 신재생 에너지의 발전단가가 기존 전원에 비하여 높은 관계로 총 비용은 신재생 에너지의 비중이 높아질수록 상승함을 알 수 있다. 예를 들어, 시나리오 3과 시

Table 8. Evaluation of power generation mix : Total cost

	시나리오 설명		연간 발전비용(조원/년)		
	기존 전원	신재생 에너지	기존 전원	신재생 에너지	계(95% 신뢰구간)
시나리오 1	제5차 전력수급기본계획		24.04	7.09	31.13(30.51, 31.75)
시나리오 2	최적 설비용량	제5차 전력수급기본계획	22.18	7.09	29.27(28.27, 30.28)
시나리오 3	최적 설비용량	델파이 결과(평균)	21.89	7.55	29.44(28.44, 30.44)
시나리오 4	최적 설비용량	델파이 결과(최대)	18.48	13.12	31.60(30.60, 32.60)
시나리오 5	최적 설비용량	델파이 결과(최저)	24.49	3.58	28.07(27.07, 29.07)
시나리오 6	제5차 전력수급기본계획	델파이 결과(평균)	23.85	7.55	31.40(30.81, 32.00)
시나리오 7	제5차 전력수급기본계획	델파이 결과(최대)	22.08	13.12	35.20(34.80, 35.61)
시나리오 8	제5차 전력수급기본계획	델파이 결과(최저)	25.70	3.58	29.28(28.50, 30.06)

나리오 4를 비교하는 경우 기존 전원을 이용한 발전비용은 약 3조 4천억 원 감소하지만 신재생 에너지를 이용한 발전비용이 추가로 약 5조 6천억 원이 발생하여, 총 발전비용은 약 2조 1,600억 원이 증가함을 확인하였다. 또한 <Table 8>의 자료를 이용하여 신재생 에너지에 의한 발전단가, 즉 전력요금의 상승 수준에 대한 예측을 할 수 있다. 현재 제5차 전력수급기본계획에서 계획된 전원구성을 유지하면서(시나리오 1) 신재생 에너지가 최대로 증가하는 경우(시나리오 8) 연간 추가로 소요되는 발전비용은 약 4조 700억 원으로서 연간 총 발전량을 고려할 때 발전단가가 6.7원/kwh 상승함을 알 수 있다.

마지막으로 본 논문에서 제시한 최적발전량 및 설비확장 결정 모형(식 (1)~식 (9))을 이용한 경우 연간 발전비용을 감소할 수 있음을 확인하였다. 시나리오 1과 시나리오 2를 비교할 때 최적화 모형을 이용하여 도출한 전원 구성을 적용하는 경우 연간 발전비용이 약 1조 8,600억 원 감소하였다. 다른 조건이 동일할 때 최적화 모형을 이용한 비용 절감액은 약 1조 2,100억 원에서 3조 6,000억 원 수준에서 결정되었다.

## 6. 결 론

본 논문은 연간 총 발전비용을 최소화하는 장기 전원 구성을 도출함에 있어 원자력 및 기력발전원과 함께 신재생 에너지를 고려하였다. 기존 발전원과 비교하여 정량적 평가를 위한 모형이 부족하고 정부 정책에 의해 수요와 공급이 결정되는 신재생 에너지의 특성을 고려하여 전문가 델파이 조사 방법론을 이용하여 신재생 에너지의 설비용량을 예측하였다. 또한 기존 전원의 발전비용을 평가하기 위한 확률 최적화 모형을 함께 제시함으로써 다양한 장기 전원 구성에 대한 경제성 평가를 수행하였다.

제5차 전력수급 기본계획과 델파이 조사 결과를 이용하여 총 8개의 전원 구성 시나리오를 연간 총 발전비용을 기준으로 평가하였다. 평가 결과를 보면 신재생 에너지를 이용한 총 발전비용은 정부 계획을 따르는 경우 연간 약 7조 원, 최대로 설비를 확장하는 경우 연간 약 13조 원의 발전비용이 소요되었다. 이와 같은 발전비용 상승은 신재생 에너지의 비중이 제5차 전력수급 기본계획을 초과하여 델파이 조사결과와 최대값과 같이 증가하는 경우 최대 6.7원/kwh의 발전단가 상승하는 것과 동일하다.

본 연구결과에 의하면 신재생 에너지를 장기 전원 구성에 포함하는 경우 총 발전비용과 발전단가가 상승하는 등 신재생 에너지를 장기 전원에 구성하는 것은 경제성 측면에서 타당성이 결여된다. 하지만 최근 관심이 증가하고 있는 친환경 움직임과 원자력 발전의 위험과 같은 사회적 비용(Deutch et al., 2009)을 고려할 때 신재생 에너지에 대한 투자는 지속적으로 증가할 것으로 예상된다. 이와 같은 관점에서 본 연구는 신재생 에너지를 활용한 전원 구성에 따른 추가비용을 정량적으로 평가함으로써 정책적 결정을 위한 중요한 정보를 제공한다고

할 수 있다. 향후 신재생 에너지에 의한 사회적 비용 저감을 모형에 반영함으로써 장기 전원 구성에 대한 보다 의미 있는 방향성을 제시할 수 있을 것이다.

## 참고문헌

- Bar-Lev, D. and Katz, S. (1976), A portfolio approach to fossil fuel procurement in the electric utility industry, *The Journal of Finance*, **31**(3), 933-947.
- Birge, J. R. and Louveaux, F. (1997), *Introduction to Stochastic Programming*, Springer, New York.
- Celiktas, M. S. and Kocar, G. (2010), From potential forecast to foresight of Turkey's renewable energy with Delphi approach, *Energy*, **35**, 1973-1980.
- Chang, K. (2010), An study on indicator selection of renewable energy business evaluation, *POSRI*, **10**(1), 116-140.
- Chung, J. and Min, D. (2012), The evaluation of long-term generation portfolio considering uncertainty, *Journal of the Korean Operations Research and Management Science Society*, **37**(3), 135-151.
- Czaplicka-Kolarz, K., Stańczyk, K. and Kapusta, K. (2009), Technology foresight for a vision of energy sector development in Poland till 2030. Delphi survey as an element of technology foresighting, *Technological Forecasting and Social Change*, **76**(3), 327-338.
- Deutch, J. M., Forsberg, C. W., Kadak, A. C., Kazimi, M. S., Moniz, E. J., Parsons, J. E., Du, Y., and Pierpoint L. (2009), *Future of nuclear power: update of the MIT 2003, MIT Energy Initiative*.
- Hart, E. K. and Jacobson, M. Z. (2011), A Monte Carlo approach to generator portfolio planning and carbon emissions assessments of systems with large penetrations of variable renewables, *Renewable Energy*, **36**, 2278-2286.
- Huang, Y. H. and Wu, J. H. (2008), A portfolio risk analysis on electricity supply planning, *Energy Policy*, **36**, 627-641.
- Jansen, J. C., Beurskens, L. W. M. and Tilburg, X. V. (2006), *Application of portfolio analysis to the Dutch generating mix*, Energy Research Council of Netherlands.
- KERI (2010), *Amendment of the Korean Feed-in-Tariffs in 2011*, Report I-2010-0-029, Korea Electrotechnology Institute.
- Kim, G., Ahn, Y., and Yoon, I. (2009), An economic analysis of the real investment projects with a variety of risk analysis techniques, *J. of Advanced Engineering and Technology*, **2**(4), 289-297.
- Kim, S. (2005), *Incorporating the power generation capacities of new and renewable energy into long-term electricity supply planning*, Korea Ministry of Industry and Energy.
- Kim, S. (2009), *A Study on Power-Mix Optimization by applying Portfolio theory*, Master thesis, Korea Polytechnic University.
- Korea Ministry of Knowledge Economy (2010), *The 5th basic plan for long-term electricity supply and demand*, Korea Power Exchange.
- KPX (2009), *KPX Knowledge Power 2009*, Korea Power Exchange.
- Lee, K., Boo, K., and Lee, C. (2005), *Promotion of renewable electricity market*, Report, Korea Energy Economics Institute.
- Lee, J., Han, S., and Kim, B. (2009), A study of the long-term fuel mix with the introduction of Renewable Portfolio Standard, *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, **58**(3), 467-477.
- Lee, T. and Chuang, M. (2012), *Foresight for Public Policy of Solar Energy Industry in Taiwan : An Application of Delphi Method and Q Methodology*, Proceedings of PICMET 2012 : Technology Manage-

- ment for Emerging Technologies, IEEE, 60-67.
- Moon, Y., D. Rho, S. Cho (2011), Re-examination of Energy Mix Policy : Scenario Analysis of Renewable Energy Expansion in Power Generation Sector, *Korea Energy Economic Review*, **10**(2), 169-186.
- Nguyen, N. T. and M. Ha-Duong (2009), Economic potential of renewable energy in Vietnam's power sector, *Energy Policy*, **37**, 1601-1613.
- Park, J., Wu, L., Choi, J., Cha, J., El-Keib, A., and Watada, J. (2009), *Fuzzy theory-based best generation mix considering renewable energy generators*, IEEE International Conference on Fuzzy Systems.
- Shapiro, A. and Homem-de-Mello, T. (2001), On The Rate of Convergence of Optimal Solutions of Monte Carlo Approximations of Stochastic Programs, *SIAM Journal on Optimization*, **11**(1), 70-86.
- Shapiro, A., Homem-de-Mello, T., and Kim, J. (2002), Conditioning of convex piecewise linear stochastic programs, *Mathematical Programming*, **94**, 1-19.
- Sun, H. and Tan, Z. (2012), Models of risk measurement and control in power generation investment, *Systems Engineering Procedia*, **3**, 125-131.
- Van Zon, A. and Fuss, S. (2005), *Irreversible investment and uncertainty in energy conversion : a Clay-Clay vintage portfolio selection approach*, Working Paper, University of Maastricht/UNU-MERIT.
- Vithayasrichareon, P. and MacGill, I. F. (2012), A Monte Carlo based decision-support tool for assessing generation portfolio in future carbon constrained electricity industries, *Energy Policy*, **41**, 374-392.