

## 원자력 및 신재생에너지 발전비율에 따른 전력단가의 변화

고상혁 · 정범진<sup>\*</sup>

제주대학교 에너지공학과

(2005년 7월 12일 접수, 2006년 1월 27일 채택)

## Electricity Cost Variations subject to Nuclear and Renewable Power Portions

Sang-Hyuk Ko and Bum-Jin Chung<sup>\*</sup>

*Department of Nuclear and Energy Engineering, Cheju National University*

(Received 12 July 2005, Accepted 27 January 2006)

### 요 약

원자력발전과 신재생에너지발전에 대하여 과학적, 객관적 검토없이 다양한 정책과 주장이 제기되고 있다. 본 연구에서는 국가별 에너지정책을 조사·분석하고 총 34개의 가능한 전원구성 시나리오를 도출하였다. 이들 시나리오가 우리나라 전력정책에 도입될 경우를 가정하여 전력단가를 계산하였다. 전력단가 계산방법은 현재 우리나라 전력시장에서 사용하는 한계가격결정 방법을 사용하였고 발전원별로 표준건설비 및 운영비를 적용함으로써 계산을 단순화하였다. 계산결과 송배전 비용과 사업자의 이윤을 제외한 현행 전원 구성에 대한 전력단가는 평균 22.18원/kWh이고 전원구성비에 따라 19.74에서 164.07원/kWh까지 분포하였다. 원자력발전비율이 증가할수록 전력단가는 낮아졌고 신재생에너지 발전비율이 증가할수록 전력단가는 높아졌다. 주목할 만한 것은 신재생에너지 발전비율이 20%를 넘어서게 되면 값싼 기저발전을 활용할 수 없게 되어 전력수요가 적은 시간대에 전력단가가 오히려 상승하였다.

**주요어** : 변동비 반영시장, 전력단가, 한계가격, 원자력발전, 신재생에너지 발전

**Abstract** — Various pros and cons are raised as to the nuclear and renewable power portions. In order to generate scientific, objective, and comparative data, this study reviewed energy policies of some countries and derived 34 possible energy mix scenarios depending on the nuclear portion, the renewable portion and the make-up power sources. For each scenario, the unit electricity cost was calculated using the BLMP (Base Load Marginal Price) and SMP (System Marginal Price) methodology, which is currently adopted in Korean electricity market. The unit electricity cost for the current energy mix was 22.18 Won/kWh and those for other scenarios spreaded from 19.74 to 164.07 Won/kWh excluding the transmission costs and profits of the electric utility companies. Generally, the increased nuclear power portion leads reduction in the unit electricity cost while the trend is reversed in the renewable power portion. Notable observation is that when the renewable power portion exceeds 20%, as the scenario cannot enjoy the benefit of cheap base load, the unit electricity cost at low demand time zone is increased.

**Key words** : Cost based pool, Unit electricity cost, System Marginal Price, Nuclear & renewable energy

<sup>\*</sup>To whom correspondence should be addressed.  
Department of Nuclear and Energy Engineering, Cheju  
National University  
Tel: 064-754-3644  
E-mail: bjchung@cheju.ac.kr

## 1. 서 론

우리나라는 97%의 에너지를 수입에 의존하고 있다. 따라서 자원의존도가 적은 기술집약적 국산에너지원을 개발함으로써 해외 에너지의존도를 낮춰야 한다. 또한 기후변화협약(Kyoto Protocol)의 적용이 예상됨에 따라 전력산업부문에서 이산화탄소 배출을 줄이기 위한 에너지원에 대한 관심이 고조되고 있다.

이산화탄소 배출이 없는 원자력발전은 기후변화협약을 대비하고 에너지 자립을 도모할 수 있는 현실적 대안으로 제시되고 있다. 한편 태양광, 풍력 등 신재생에너지를 이용한 발전도 대안으로 제시되고 있다. 원자력발전과 신재생에너지 발전에 관한 찬반논란은 과학적, 객관적 통계에 의존하지 않고 상식적 차원의 논의만을 거듭하고 있으며 정치논리에 의해 지배되는 인상도 있다.

본 연구에서는 우리나라와 독일 등에서 제시하고 있는 원자력과 신재생에너지 정책을 토대로 가능한 전원구성(Energy Mix) 시나리오를 설정하고 현재 우리나라 전력시장에서 사용하는 전력단가 계산방법과 자료를 활용하여 각각의 시나리오에 대한 전력단가를 제시하였다. 이를 통하여 원자력 및 신재생에너지 정책이 전력단가에 미치는 영향을 정량적으로 평가함으로써 판단의 근거를 마련하고자 하였다.

## 2. 각국의 에너지 정책 검토

### 2-1. 원자력 정책

우리나라 전력수급기본계획<sup>1)</sup>은 부존자원이 빈약한 국내 여건을 감안하여 원자력 발전을 준국산에너지원으로 활용함으로써 전력가격의 안정을 도모하고 있다. 현재 우리나라는 전체 전력의 40%를 원자력발전으로 생산하여

석유의존도를 낮추고 전력단가 상승을 억제시킴으로써 소비자가안정을 유도하고 있다. 또한 매년 늘어나는 전력수요를 안정적으로 공급하기 위하여 원자력발전량을 확대하여 2017년까지 전체 전력에 대한 발전비용을 47%로 확대한다는 계획을 수립하였다(Table 1). 반면에 석유발전의 경우 외화유출을 최소화하고 에너지자립을 도모하기 위해 2017년까지 발전량의 70%를 축소할 전망이다.

독일의 '원전폐쇄정책'<sup>2)</sup>은 대중의 지지기반을 확보하기 위한 정당의 선거공약에서 비롯되었다. 1986년 체르노빌 원전사고로 인해 원전폐쇄를 주장하는 환경단체가 국민들에게 호응을 얻었고 사회민주당(Sozialdemokratische Partei Deutschlands : SPD)은 원자력을 폐쇄해야한다는 당의 입장을 결정하였다. 또한 시민단체와 환경단체의 연합으로 출범한 동맹 90파색당(Buendnis 90/Gruene)과 연립정권을 형성하여 2000년 총선에서 승리하였다. 이에 따라 2001년 6월 14일에는 독일 정부와 에너지사업자간에 원자력의 상업적 이용중단과 폐기물처리에 관한 합의문을 작성하였고 이렇게 수립된 원전폐쇄정책은 원자력발전소의 가동기한을 32년으로 제한하고, 사용후핵연료의 재처리를 위한 해외 운송은 2005년 7월까지 허용하고 있다<sup>3)</sup>. 이러한 원전폐쇄정책에 따라, 슈타데(Stade) 원전이 2003년 11월에 폐로되었고, 2005년 5월 오브리크하임(Obrigheim) 원전운전이 중단되었다. 향후 20년을 전후하여 독일의 원전 19기가 모두 폐쇄될 것으로 전망되고 있다.

일본의 원자력발전소 비율은 30~40%로 우리나라와 비슷한 수치를 나타낸다. 그러나 일본 자원에너지청(ANRE)은 이보다 비중이 높아질 수 있다는 권고안을 제시하여 미래의 에너지대안으로서 원자력발전의 확대여지를 두고 있다. 미국의 경우 부시대통령은 지난 2005년 4월 27일 미국중소기업청 컨퍼런스에서 원자력을 유망한 에너지원

Table 1. Korean governmental plan for electricity Demand & Supply<sup>1)</sup>. (Unit : TWh, (%))

| Year | Nuclear     | Coal        | Dome. coal | LNG        | Heavy oil | Light oil | Hydro    | Pumping energy | etc.      | Total |
|------|-------------|-------------|------------|------------|-----------|-----------|----------|----------------|-----------|-------|
| 2005 | 140.5(39.1) | 135.5(37.7) | 5.84(1.6)  | 52.9(14.7) | 12.1(3.4) | 0.4(0.1)  | 4.2(1.2) | 2.6(0.7)       | 5.8(1.6)  | 359.7 |
| 2006 | 143.3(38.4) | 141.3(37.8) | 5.8(1.6)   | 56.5(15.1) | 12.2(3.3) | 0.4(0.1)  | 4.3(1.1) | 3.5(0.9)       | 6.2(1.2)  | 373.3 |
| 2007 | 143.3(37.3) | 147.4(38.3) | 5.4(1.4)   | 59.7(15.5) | 12.5(3.3) | 0.4(0.1)  | 4.3(1.1) | 4.2(1.1)       | 7.2(1.9)  | 384.4 |
| 2008 | 143.3(36.4) | 165.9(42.1) | 5.5(1.4)   | 51.4(13.0) | 10.6(2.7) | 0.4(0.1)  | 4.3(1.1) | 4.2(1.1)       | 8.5(2.1)  | 394.1 |
| 2009 | 143.3(35.5) | 183.6(45.5) | 6.3(1.6)   | 41.1(10.2) | 9.2(2.3)  | 0.4(0.1)  | 4.3(1.1) | 4.3(1.1)       | 10.8(2.7) | 403.4 |
| 2010 | 144.7(35.2) | 184.8(44.9) | 7.2(1.7)   | 45.3(11.0) | 9.6(2.3)  | 0.4(0.1)  | 4.3(1.0) | 4.5(1.1)       | 10.9(2.7) | 411.8 |
| 2011 | 160.4(38.3) | 179.4(42.8) | 7.6(1.8)   | 41.9(10.0) | 9.1(2.2)  | 0.4(0.1)  | 4.3(1.0) | 5.0(1.2)       | 10.8(2.6) | 419.0 |
| 2012 | 181.4(42.7) | 175.8(41.3) | 7.1(1.7)   | 33.2(7.8)  | 7.5(1.8)  | 0.4(0.1)  | 4.3(1.0) | 5.0(1.2)       | 10.7(2.5) | 425.4 |
| 2013 | 190.0(44.1) | 175.4(40.7) | 5.9(1.4)   | 33.6(7.8)  | 7.3(1.7)  | 0.4(0.1)  | 4.3(1.0) | 5.0(1.2)       | 9.4(2.2)  | 431.4 |
| 2014 | 198.9(45.5) | 173.8(39.8) | 4.5(1.0)   | 33.5(7.7)  | 7.2(1.6)  | 0.4(0.1)  | 4.3(1.0) | 5.1(1.2)       | 9.3(2.1)  | 436.9 |
| 2015 | 209.8(46.9) | 168.3(37.6) | 4.6(1.0)   | 37.5(8.4)  | 7.7(1.7)  | 0.4(0.1)  | 4.3(1.0) | 5.1(1.1)       | 9.3(2.1)  | 447.0 |
| 2016 | 213.5(47.2) | 167.7(37.1) | 4.7(1.0)   | 37.7(8.3)  | 7.6(1.7)  | 0.4(0.1)  | 4.3(0.9) | 5.1(1.1)       | 11.3(2.5) | 452.4 |
| 2017 | 213.6(46.7) | 168.9(37.0) | 4.6(1.0)   | 39.2(8.6)  | 7.7(1.7)  | 0.4(0.1)  | 4.3(0.9) | 5.2(1.1)       | 13.2(2.8) | 456.9 |

**Table 2. 2nd Korean governmental plan for renewable energy development.**

(Unit : GWh, %)

|                              | 2003    | 2004    | 2005    | 2006    | 2007    | 2008    | 2009    | 2010    | 2011    | 2012    |
|------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Photovoltaic                 | 8       | 16      | 39      | 87.6    | 158     | 262     | 410     | 767     | 1,365   | 1,793   |
| Wind power                   | 53      | 153     | 274     | 503.7   | 920     | 1,445   | 2,606   | 3,526   | 5,246   | 6,639   |
| Small hydro                  | 202     | 224     | 248     | 444.6   | 681     | 918     | 1,194   | 1,470   | 1,786   | 2,140   |
| IGCC                         | -       | -       | -       | -       | 79      | 79      | 80      | 2,138   | 4,356   | 6,336   |
| LFG                          | 616     | 1,233   | 1,849   | 2,465   | 3,081   | 3,384   | 3,698   | 4,000   | 4,314   | 4,616   |
| Fuel cell                    | -       | 0.8     | 0.6     | 4.6     | 13      | 42      | 175     | 894     | 1,711   | 2,622   |
| Ocean energy                 | -       | -       | -       | 3       | 3       | 573     | 573     | 843     | 1,726   | 1,726   |
| Sum                          | 879     | 1,626   | 2,410   | 3,509   | 4,935   | 6,703   | 8,735   | 13,638  | 20,503  | 25,871  |
| Total generating electricity | 288,594 | 299,981 | 311,051 | 321,179 | 330,452 | 339,452 | 347,673 | 355,321 | 362,924 | 369,973 |
| Fraction (%)                 | 0.3     | 0.5     | 0.8     | 1.1     | 1.5     | 2       | 2.5     | 3.9     | 5.6     | 7       |

※ 1. IGCC : Integrated Gasification Combined Cycle.  
 2. LFG : Land Fill Gas.  
 3. Large hydro power excluded.

이라고 강조하여 신에너지정책으로 원전건설 촉진을 제 안한 바 있다. 전세계에서 가장 높은 원자력발전비율을 갖는 프랑스는 자국내 전체발전량의 75%를 원자력발전 으로 생산하고 있으며 주변국으로 전력을 수출하고 있다.

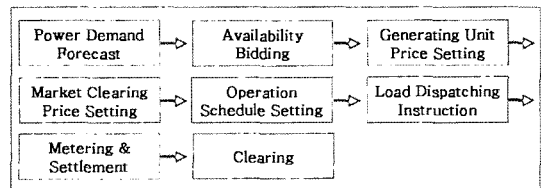
**2-2. 신재생에너지 정책**

독일은 원전폐쇄에 따른 부족한 발전량을 보충하기 위 해 ‘재생가능에너지진흥정책’을 통하여 바이오매스나 풍 력발전 등의 재생에너지에 대한 청사진을 제시하고 있 다. 이를 통하여 2030년까지 풍력발전용량을 3만 6천~4 만 2천 MW로 증대할 것을 기대하고 있다. 또한 ‘재생 가능에너지법(EEG : Erneuerbare Energie Gesetz)’을 제 정하여 태양광을 이용한 발전을 통해 현재 1억 kWh의 전기생산량을 2010년까지 10배로 확충할 것을 계획하였 다. 이렇게 신재생에너지 발전량을 확대하여 2020년까 지 전체 전력의 20%를 신재생에너지로 생산하고 2050 년까지 전체 전력의 50%를 신재생에너지로 생산한다는 정책을 수립하였다<sup>[4]</sup>.

우리나라는 신재생에너지 기술개발에 투자를 확대 하 면서 잠재에너지원이 경쟁력을 갖추는 시점에서 도입을 확 대하는 방향으로 신재생에너지정책을 수립하고 있다. 그 리고 전력수급에 지장이 없는 범위내에서 시민단체의 의 견과 환경문제 등을 정책결정과정에서 반영하여 신재생에 너지개발 기본계획을 수립하고 있다. ‘제2차 신재생에너지 개발기본계획(2003. 9)’에 따르면 2012년까지 신재생에 너지 발전비율을 7%까지 확충하는 것을 목표로 하고 있다<sup>[1]</sup>.

**3. 전력시장과 전력단가의 결정방법**

우리나라에서 현재 운영되고 있는 전력시장은 변동비 반영시장(CBP; Cost Based Pool)이다. 전력거래소가 시



**Fig. 1. Electric power trading order in cost based pool.**

장운영자(System and market operator)로서 중립적 입장에서 전력시장 및 계통운영을 담당하는 기능을 수행하고 있으며 각 발전회사는 이러한 풀(Pool) 시장에 전력을 입찰 · 판매하고 한국전력공사는 송 · 배전 및 판매 부문을 담당한다<sup>[5]</sup>. Fig. 1은 변동비반영시장에서 전력수급과 가격결정이 이루어지는 절차를 도식적으로 나타낸 것이다.

**3-1. 전원별 구성비의 결정**

전원별 구성비는 GNP, 인구, 물가지수, 가전기기보급, 과거 전력수요 등을 토대로 전력 수요기조를 파악함으로써 전력수요를 예측하고 공급지장확률(LOLP; Loss of Load Probability)과 계통운영성, 환경성(탄소배출량) 등의 제약조건을 만족시키며 발전소가 특정지역, 특정연료에 편중되지 않는다는 전기사업법<sup>[6]</sup>과 전력수급기본계획에 명시된 전원별 구성비율의 1.2배를 넘지 않는다는 산업자원부 고시기준내에서 결정된다.

경제적인 설비구성능을 하기 위해서는 연료비와 건설비, 발전소 운영·유지비 등의 전원별 특성이 고려된다. 예를 들어 LNG 발전은 이용률이 낮은 부분에서 침두운 전에 적합하고 석탄과 원자력발전의 경우 경제성이 우수하므로 기저부하운전에 적합하다.

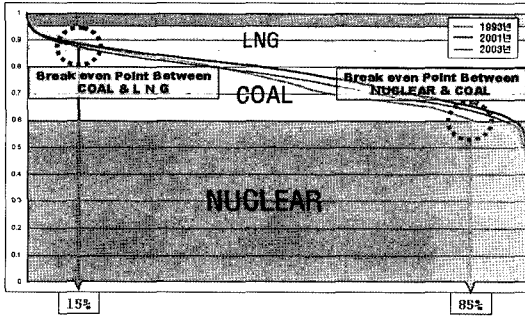


Fig. 2. Conceptual diagram for economical energy mix.

적정 전원구성은 Fig. 2에 나타난 연간 전력수요곡선에 대한 부하지속곡선(Load Duration Curve)을 바탕으로 계획기간의 총 사회적 비용을 최소화하도록 설비용량을 전원별로 배분하여 이루어진다. 이렇게 적정 전원을 구성하면 발전원별 요구 설비용량과 필요한 건설수요를 파악할 수 있다.

3-2. 계통한계가격(System Marginal Price)

개별발전소의 전력단가는 다음 식으로 계산된다.

$$GP_{i,t} = LPC_i + 2QPC_i \times (PSE_{i,t} / TPD)$$

$$+ \frac{\sum_{i=x}^{i=y} \{NLPC_i - QPC_i \times (PSE_{i,t} / TPD)^2 \times TPD + SUP_{i,t}\}}{\sum_{i=x}^{i=y} PSE_{i,t}} \quad (1)$$

식(1)의 처음 두개의 항은 1차 및 2차 증분비용단가를 나타내며 세번째 항은 무부하단가와 기동비용의 합을 나타낸다. 증분비용은 발전기의 단위출력을 증가시킬 때 추가로 소요되는 연료비(원/kWh)로써 계산된다. 무부하비용은 발전기가 무부하운전시 단위시간당 소요되는 비용이고 기동비용은 발전기가 기동하여 계통병입까지 소요되는 연료비용, 기동전력비, 용수비 등을 의미한다.

개별발전소의 전력단가를 토대로 어떤 시간대에 전기 입찰에 참여한 발전소에 대해 유효한계가격(Stack Price)을 산출하고 계통한계가격(SMP)은 이들 가운데 가장 비싼 발전소가 기준이 된다.

$$SP_{i,t} = GP_{i,t} \times NPSI_{i,t} \quad (2)$$

$$SMP_t = \text{Max}(SP_{i,t}) \quad (3)$$

기저한계가격(BLMP : Base Load Marginal Price)은 계통한계가격과 마찬가지로 기저발전에 대한 변동비 최고가격으로 결정된다. 여기서 기저한계가격은 아래와 같은 식으로 계산된다:

$$BLMP_t = \text{Min}\{SMP_t, \text{Max}(SP_{j,t})\} \quad (4)$$

따라서 기저한계가격은 각 기저발전기 유효발전가격 중 최대가격(Max(SP<sub>j,t</sub>))과 계통한계가격(SMP) 중에서 작은 값으로 결정된다. 여기서 유효발전가격 SP는 기저발전기의 가격결정발전계획에 포함되는 발전기의 발전가격이다. 하첨자 i와 j는 각각 가격결정발전계획에 포함된 일반발전시장과 기저발전시장에 대한 개별 단위발전기를 나타낸다.

3-3. 용량가격

변동비반영시장에서 용량가격(Capacity Payment)은 이미 투자된 발전설비에 대한 고정비를 보상하는 요금으로 한계설비, 즉 일반시장에서의 가스터빈발전과 저지시장에서의 석탄화력발전의 건설투자비를 보상하는 기준가격이 된다<sup>[7]</sup>. 그리고 용량가격은 신규설비 투자유인과 계통신뢰도 유지 등의 역할을 수행하도록 입찰한 설비용량에 대해 계절별, 시간대별 전력수요의 가중치를 고려한 계수를 적용하여 보상함으로써 전력수요가 높은 시간대에 공급능력을 확대하도록 유인한다. 용량가격은 고정비로써 건설투자비 연금액 뿐만 아니라 수선유지비, 인건비, 경비 등을 포함하는 고정운전 유지비를 반영하여 결정한다. 이는 한계가격과 함께 개별발전기에 대한 전력단가에 포함된다.

Table 3. Nomenclature.

| Symbol (unit)             | Technical term               | Symbol (unit)                          | Technical term                              |
|---------------------------|------------------------------|--|---|
| BLP (kW)                  | Base Load Electric Power     | NPSI <sub>i,t</sub>                    | Generating unit Non Price Setting Indicator |
| CC <sub>i</sub> (₩/kWh)   | Construction Cost            | PSE <sub>i,t</sub> (kWh)               | Price Setting Scheduled Energy              |
| CRF <sub>i</sub>          | Capital Recovery Factor      | QPC <sub>i</sub> (₩/kW <sup>2</sup> h) | Quadratic Price Coefficient                 |
| EUC (₩/kWh)               | Electricity Unit Cost        | SCC <sub>i</sub> (₩)                   | Standard Construction Cost                  |
| GP <sub>i,t</sub> (₩/kWh) | Generating unit Price        | SP <sub>i,t</sub> (₩/kWh)              | Stack Price                                 |
| LPC <sub>i</sub> (₩/kWh)  | Linear Price Coefficient     | SUP <sub>i,t</sub> (₩)                 | Start Up Price                              |
| NBLP (kW)                 | Non-Base Load Electric Power | TGE (kW)                               | Total Generated Electric Power              |
| NLPC <sub>i</sub> (₩/hr)  | No Load Price Coefficient    | TPD (hr)                               | Trading Period Duration                     |

#### 4. 전원구성 시나리오에 따른 전력단가 계산

##### 4-1. 발전원 구성 시나리오 설정

발전원별 구성비 시나리오는 여러 나라의 에너지정책에서 제시하는 원자력과 신재생에너지 발전비율을 조합하여 구성하였다. 원자력의 발전비율은 독일, 우리나라, 프랑스의 정책에 따라 0%(폐쇄), 40%(현행), 47%, 75%로 구분하였고, 신재생에너지 발전비율은 우리나라와 독일의 신재생에너지 정책에 따라 0%(현행), 5%, 20%, 50%로 구분하였다. 따라서 원자력과 신재생에너지별로 세분화된 발전비율을 배합하고 나머지 발전비율은 현행으로 유지되되 시나리오 구성에 따른 초과 또는 부족되는 발전량을 석탄, 석유, LNG 발전비율에서 각각 차감하거나 증대하는 부속 시나리오를 구성하였다. 총 34개의 시나리오가 도출되었으며 Table 4에 정리하였다.

##### 4-2. 전력단가 계산의 가정

발전원별 시설현황과 전력수요는 2003년도 우리나라 현황을 기준으로 적용하였다. 발전원별로 용량과 가격이 상이하므로 표준발전비와 표준건설비를 기준으로 계산하였다. 원자력발전소의 수명은 독일의 경우와 같이 32년으로 보수적인 가정을 하였다. 신재생에너지는 신재생에너지 가운데 전력단가가 가장 저렴한 풍력발전으로 하였고 22%의 가동률을 가정하였다<sup>8)</sup>. 일반적으로 우리나라에서 풍력발전은 침두부하가 나타나는 하절기에 가동률이 7~8%로 낮고 비수기인 동절기에 가동률이 높다. 본 계산에서는 22%의 가동률을 가정한 것은 건설투자비를 낮춤으로써 신재생에너지발전에 대해 다소 유리한

것이다.

전력단가를 산출하는데 가정한 내용들은 다음과 같이 요약된다.

- A. 발전량은 2003년도 전력수요량을 기준으로 한다.
- B. 용량가격은 시나리오에 따른 건설비만을 계산한다. 즉 인건비, 수선유지비, 관리비, 공통비, 등 운전 자본에 대한 보수금액은 산정하지 않는다.
- C. 건설비는 표준 발전기의 표준 건설비를 기준으로 계산한다.
- D. 자본회수계수의 할인율은 공공사업시 적용하는 7%로 가정하였다.
- E. 원자력발전 운영비에는 원전 철거비용 및 사후처리 비용이 포함되어 있으므로 원전폐쇄 비용은 산정하지 않는다.
- F. 원전의 투자회수기간을 32년으로 보고 32년(Reactor year)까지만 운전하고 폐쇄하는 것으로 한다.
- G. 신재생에너지 전력단가는 현재 우리나라의 발전단가를 사용한다.
- H. 신재생에너지 발전기는 풍력발전기로 하고 22% 가동률<sup>8)</sup>을 가정한다.
- I. 시나리오에 대한 전력단가계산은 평균전력수요일에 대해 계산하고 발전기의 건설수요는 최고부하일을 기준으로 계산한다.
- J. 입찰에 참여하여 가격결정발전계획에 포함된 발전기 전력단가만을 계산에 포함시키며 가격결정중 출력변동은 고려하지 않는다.
- K. 송·배전 비용, 송전혼잡에 따른 비용, 그리고 사업자 이윤은 고려하지 않는다.

Table 4. Possible energy mix scenarios.

| Scenario    | Nuclear        | Renewables   | Counterbalance                  |
|-------------|----------------|--------------|---------------------------------|
| 1-1         |                | Present (0%) | -                               |
| 1-2-1, 2, 3 | Present (40%)  | 5%           | Coal, Oil, LNG (5% reduction)   |
| 1-3-1, 2, 3 |                | 20%          | Coal, Oil, LNG (20% reduction)  |
| 2-1-1, 2, 3 |                | Present (0%) | Coal, Oil, LNG (7% reduction)   |
| 2-2-1, 2, 3 | Increase (47%) | 5%           | Coal, Oil, LNG (12% reduction)  |
| 2-3-1, 2, 3 |                | 20%          | Coal, Oil, LNG (27% reduction)  |
| 3-1-1, 2, 3 |                | Present (0%) | Coal, Oil, LNG (40% increase)   |
| 3-2-1, 2, 3 |                | 5%           | Coal, Oil, LNG (35% increase)   |
| 3-3-1, 2, 3 | Closure (0%)   | 20%          | Coal, Oil, LNG (20% increase)   |
| 3-4-1, 2, 3 |                | 50%          | Coal, Oil, LNG (10% reduction)  |
| 4-1-1, 2    |                | Present (0%) | Coal, Oil · LNG (35% reduction) |
| 4-2-1, 2    | Increase (75%) | 5%           | Coal, Oil · LNG (40% reduction) |
| 4-3-1, 2    |                | 20%          | Coal, Oil · LNG (55% reduction) |

Table 5. Generation & construction unit cost for standard power units.

|  | Nuclear<br>(1000 MW) | Soft coal<br>(500 MW) | Anthracite<br>(200 MW) | LNG<br>(450 MW) | Oil<br>(500 MW) | Pumping<br>energy<br>(300 MW) | Wind<br>Power<br>(99 MW) | Photovoltaic<br>(54 kW) |
|--|----------------------|-----------------------|------------------------|-----------------|-----------------|-------------------------------|--------------------------|-------------------------|
| Electricity unit cost<br>(Won/kWh)       | 39.34                | 33.30                 | 86.63                  | 93.54           | 67.44           | 64.63                         | 107.66                   | 716.4                   |
| Fixed cost<br>(Won/kWh)                  | 33.76                | 19.24                 | 49.69                  | 39.84           | 21.36           | 46.85                         | 100.16                   | 712.7                   |
| Variable cost<br>(Won/kWh)               | 5.58                 | 14.06                 | 36.94                  | 53.70           | 46.08           | 17.78                         | -                        | -                       |
| Construction unit cost<br>(1,000 Won/kW) | 1,797                | 1,183                 | 1,775                  | 580             | 893             | 764                           | 1,353                    | 948                     |
| Total construction cost<br>(billion Won) | 1,797                | 591.5                 | 355                    | 261             | 446.5           | 229.2                         | 133.9                    | 0.05                    |
| Building period<br>(Months)              | 64                   | 44                    | 40                     | 30              | 42              | 65                            | 20                       | 6                       |
| Needed area<br>(×1000 m <sup>2</sup> )   | 403                  | 144                   | 43                     | 72              | 144             | 504                           | 144                      | 0.22                    |

※ MOCIE 2003.

이러한 가정과 계산방법 단순화 결과, 도출되는 전력 단가는 실제 전력단가와 상이하게 나타난다. 평균전력수요일을 정의하여 사용한 것은 1년간 매 시간대별로 전력단가와 전력수요의 합을 평균한 것이 아니라 전력수요만을 평균하였기 때문에 값비싼 전력단가를 적용받는 첨두 전력수요를 낮추며 기저설비를 과대평가한다. 또한 송전 혼잡을 고려하지 않게 됨으로써 전원공급 방법 및 시나리오에 따른 추가설비의 필요성도 계산결과에 포함되지 않는다. 이는 기존의 전원별 이용률 자료를 활용함으로써 일부 상쇄되기도 하나 여전히 실제적인 전력단가와는 상이하다. 그러나 본 논문의 계산목적이 실제적인 전력단가의 산출에 있는 것이 아니라 전원구성의 시나리오에 따른 전력단가의 상대적인 영향을 살펴보는 것이므로 위와 같은 가정과 계산방법의 단순화가 도입되었다.

계산에 사용된 발전원별 표준건설비 및 전력단가자료는 Table 5에 정리하였다.

4-3. 전력단가 계산 방법

변동비반영시장에서 발전원가(원/kWh)는 변동비인 한계가격과 고정비 성격의 용량가격을 합산하여 산출된다. 본 연구에서는 2003년도 전력수요량을 시간대별로 평균하여 평균전력수요일의 하루 24시간에 대한 전력수요량에서 전력단가를 계산하였다. 단, 건설수요는 2003년도 전력수요량 가운데 최대 전력수요일을 기준으로 건설수요를 파악하였다.

한계가격 계산을 위해서 Table 5에서 제시하는 바와 같이 여러가지 전력원에 대하여 표준발전기를 정의하여 사용하였다. 여기서 표준발전기란 각 발전원별로 대표되는 발전기이다. 예를 들어 3,000 MW, 2,000 MW의 유연탄

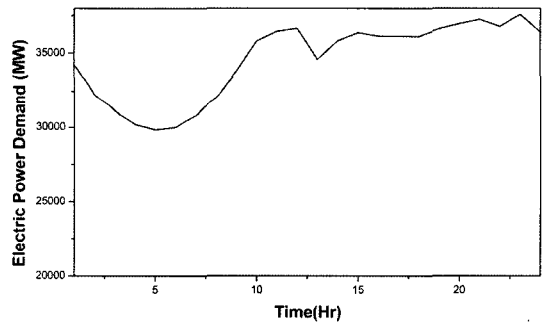


Fig. 3. Calculated average electricity demand day.

발전기 2기가 있다면 2기의 발전기는 5,000 MW 유연탄 표준발전기 1기로 대체된다. 따라서 각 발전원별 발전기를 표준발전기로 대체하면 식(2)의  $NPS_{i,t}$  가격결정 표시기는 1이 된다. 즉,  $SP_{i,t} = GP_{i,t}$ 이다. 또한 한계가격 결정이 한 시간 단위로 이루어지기 때문에 한계가격 결정에 참여하는 모든 발전기는 한 시간 이상 발전하는 것으로 가정한다. 이를 토대로 가격결정발전계획에 포함된 발전기중 변동비 최고의 가격으로 결정되는 계통한계가격(SMP)만을 계산한다면 다음과 같이 간단히 표현할 수 있다:

$$SMP_t = QPC_t \times \left( \frac{PSE_{i,t}}{TPD} \right) + LPC_t + \frac{SUP_{i,t} + NLPC_{i,t} \times TPD}{PSE_{i,t}} \quad (5)$$

신규건설이 요구되는 발전기 수요는 연중 최대 전력수요곡선을 부하지속곡선으로 정리한 다음 시나리오별 전원구성비에 따라 표준발전기에 대한 용량 배분을 통

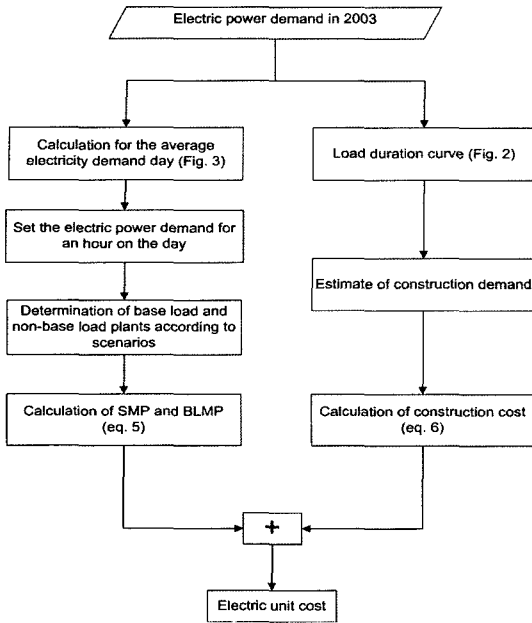


Fig. 4. Flowchart for the electricity unit cost.

하여 파악한다. 따라서 건설비는 총 건설비용에 대해 가동년수(수명) 동안 할인율을 기초로 연간등가액으로 환산한 다음 단위 kW-h당 자본투자 회수금액으로 계산하였다.

$$CC_i = \frac{SCC_i \times CRF_i \times \text{No. of plant needed for unit } i}{TGE_i(\text{kW}) \times 8760 \text{ hr} \times \text{Availability}} \quad (6)$$

$$\text{Where, } CRF_i = \frac{r \times (1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad \left\{ \begin{array}{l} r : \text{Discount rate} \\ n : \text{Service life (yr)} \end{array} \right.$$

전력시장운영규칙에 따라 계통한계가격과 기저한계가격, 그리고 건설비를 계산하면 식(7)를 사용하여 전력단가를 산출한다.

$$EUC(\text{won/kWh}) = \frac{SMP \times NBLP + BLMP \times BLP}{TGE} + CC(\text{won/kWh}). \quad (7)$$

### 5. 전력단가 계산결과

전력단가는 발전량의 함수로 정해지므로 시간에 따른 전력단가 변화는 전력수요곡선의 영향을 받는다. Fig. 5는 현행(1-1) 시나리오와 신재생에너지를 5%로 늘릴 경우의 전력단가를 나타낸다. 현행 시나리오의 평균전력단가는 22.18원/kWh로 계산되었다. 신재생에너지를 5% 늘리고 늘린 발전비율만큼 값싼 기저 석탄발전에서 5%를

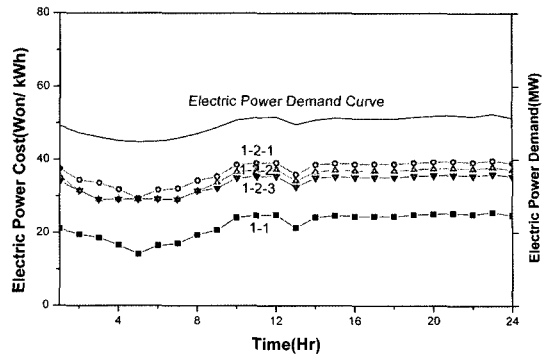


Fig. 5. 40% nuclear and 5% renewables scenarios.

빼 시나리오(1-2-1)의 경우 제일 높은 전력단가 상승(1.66배)을 나타내고 석유에서 5%를 빼 시나리오(1-2-2)의 경우 이보다 약간 낮은(1.56배) 전력단가 상승을 보여준다. LNG 발전에서 5%를 빼 시나리오(1-2-3)의 경우 LNG의 발전단가가 가장 비싸기 때문에 전력단가 상승폭이 가장 낮다(1.51배). 이들 전력단가 상승의 주요원인은 신재생에너지 발전설비 증대로 인한 건설비(9.55원/kWh) 때문인 것으로 나타났다.

Fig. 6는 원자력발전비율을 현행(40%)으로 하고 신재생에너지를 0, 5, 20%로 각각 증가시키며 충분한 만큼 석유발전에서 차감한 시나리오의 전력단가를 보여준다(1-1, 1-2-2, 1-3-2).

신재생에너지가 20%가 되는 경우(1-3-2) 값싼 기저발전의 혜택을 볼 수 없으므로 전력부하가 낮은 시간대에 전력단가가 오히려 상승함을 알 수 있다.

원전을 폐쇄하고 신재생에너지 발전비율을 0, 5, 20%로 증가시키고, 증대된 발전설비만큼 석유발전비율에서 차감한 시나리오(3-1-2, 3-2-2, 3-3-2)의 전력단가를 Fig. 7에 나타냈다. 신재생에너지의 발전비율이 높아질수록 건설비와 한계가격이 상승하기 때문에 그만큼 전력단가곡

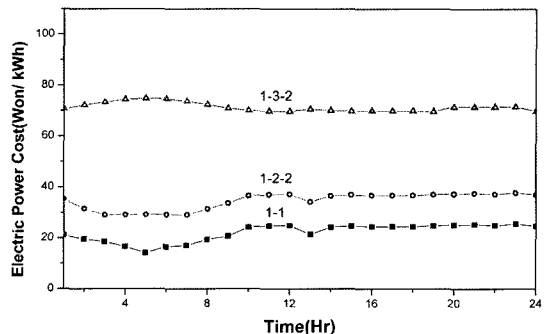


Fig. 6. 40% nuclear and 0/5/20% renewables.

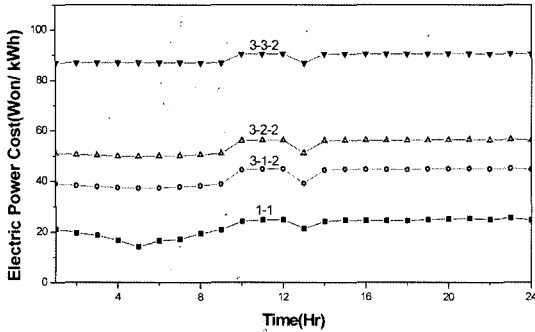


Fig. 7. 0% nuclear and 0/5/20% renewables.

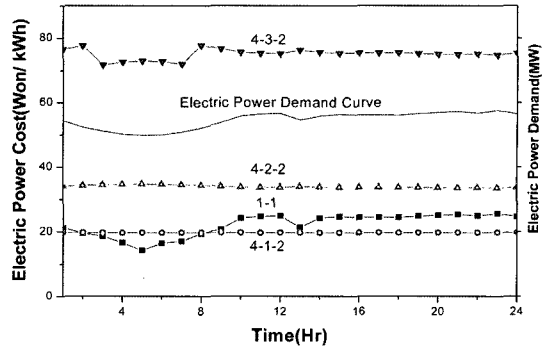


Fig. 8. 75% nuclear and 0/5/20% renewables.

선은 상승한다.

프랑스의 경우와 같이 원자력발전을 75%로 증가시키고 신재생에너지를 0, 5, 20%로 변화시킨 시나리오의 전력단가는 Fig. 8에 나타내었다(4-1-2, 4-2-2, 4-3-2).

원자력 발전비율 증가(75%)로 인한 초과분을 석유·LNG 발전에서 차감할 경우, 일반발전 비율이 대폭 감소하고 전력의 상당부분이 기저발전으로 생산되기 때문에 전력단가는 대부분 일정하게 나타난다(4-1-2, 4-2-2). 특히, 신재생에너지가 0%인 경우 전력단가는 현행에 비해 낮아진다(0.88배).

신재생에너지 발전비율을 20% 증가시킨 다른 시나리오의 경우(1-3-2 등) 전력수요가 적은 시간대에서 전력단가가 오히려 높은 역전을 보이지만 원자력을 75%로 증가시키면 신재생에너지가 20% 발전비율을 갖더라도 전력단가가 저렴한 기저발전의 이득을 나타낸다(4-3-2).

이는 전력수요가 적은 새벽 시간대에 원자력발전만으로도 기저부하 전력을 충당할 수 있으므로 기존 석탄발전이 아닌 원자력발전으로 기저한계가격이 결정되었기 때문이다.

## 6. 결 론

본 연구에서는 각국의 원자력 및 신재생에너지 관련 정책을 검토하여 총 34가지 가능한 전원구성 시나리오를 도출하였다. 2003년도 우리나라 전력수요를 기준으로 하고 현재의 우리나라 전력시장의 전력단가 계산방법론에 표준발전소의 건설비 및 운영비 개념을 적용하여 각각의 시나리오에 대하여 평균전력수요일의 시간대별 전력단가를 계산하였다.

Table 6. Calculated electricity unit costs for the scenarios.

| Scenario    | Nuclear        | Renewables   | Average unit electricity cost (won/kWh) |        |        |
|-------------|----------------|--------------|---|--------|--------|
|             |                |              | Coal                                    | Oil    | LNG    |
| 1-1         |                | Present (0%) |   | 22.18  |        |
| 1-2-1, 2, 3 | Present (40%)  | 5%           | 36.77                                   | 34.67  | 33.46  |
| 1-3-1, 2, 3 |                | 20%          | 78.99                                   | 71.40  | 71.40  |
| 2-1-1, 2, 3 |                | Present (0%) | 24.00                                   | 21.17  | 20.31  |
| 2-2-1, 2, 3 | Increase (47%) | 5%           | 38.26                                   | 33.88  | 33.15  |
| 2-3-1, 2, 3 |                | 20%          | 80.56                                   | 72.17  | 72.17  |
| 3-1-1, 2, 3 |                | Present (0%) | 28.65                                   | 42.01  | 42.31  |
| 3-2-1, 2, 3 | Closure (0%)   | 5%           | 42.16                                   | 53.87  | 54.16  |
| 3-3-1, 2, 3 |                | 20%          | 82.20                                   | 89.00  | 89.39  |
| 3-4-1, 2, 3 |                | 50%          | 164.07                                  | 160.18 | 159.37 |
| 4-1-1, 2    |                | Present (0%) | 28.16                                   |        | 19.74  |
| 4-2-1, 2    | Increase (75%) | 5%           | 40.74                                   | 33.99  |        |
| 4-3-1, 2    |                | 20%          | 75.47                                   | 74.95  |        |



계산결과 우리나라의 현행 발전원구성 시나리오의 전력단가는 22.18원/kWh로 계산되었다. 이는 송·배전 비용과 이로 인한 사업자 이윤등을 제외한 순수 발전비용으로 다른 시나리오 전력단가에 대한 객관적 판단기준이 된다. 각 시나리오에 대한 전력단가는 19.74에서 최대 164.07원/kWh까지 나타났다. 계산결과는 Table 6에 정리하였다.

원자력 발전비용이 증가하면, 발전원가가 낮기 때문에, 전력단가는 낮아진다. 발전원가가 유사한 석탄발전을 원자력발전으로 대체하는 경우 전력단가의 변화는 크지 않다. 그러나 석유, LNG 발전과 같이 발전단가가 상대적으로 비싼 전원을 원자력발전으로 대체한 경우, 전력단가가 비교적 크게 하락하는 것을 관찰하였다.

신재생에너지의 발전비용을 증가시키면 전력단가는 큰 폭으로 상승하였다. 특히 주목할 것은 신재생에너지의 발전비용이 20% 이상이 되는 경우, 값싼 기저부하를 이용할 수 없게 되므로 전력수요가 낮은 시간대에도 전력단가가 상승하는 역전현상을 관측하였다.

정부가 제2차 신재생에너지개발 기본계획에서 제시하고 있는 신재생에너지 발전비용 7%라는 목표를 달성하였을 경우를 가정한 신재생에너지 발전비용 5%의 시나리오의 전력단가를 1.5~2.4배 인상시키는 것으로 나타났다.

프랑스처럼 원자력발전비용을 75%까지 증가시키면 낮은 전력단가를 기대할 수 있으나, 원자력발전소를 과잉 건설할 우려가 있는 것으로 판단되며 에너지원 다변화 정책을 거스른다고 판단된다.

본 연구에서 기후변화협약에 인한 탄소세 부과 가능성은 고려되지 않았다. 탄소세가 부과될 경우, 이산화탄소를 배출하는 석탄발전의 경제성이 악화될 것으로 예상된다.

신재생에너지의 발전원가와 건설원가는 비교적 경제성을 확보하고 있는 풍력발전의 자료를 사용하였다. 그러나 이보다 전력단가가 약 7배 높은 태양광으로 발전하였다면 신재생에너지원의 도입은 전력단가에 더욱 악

영향을 미쳤을 것으로 사료된다. 뿐만 아니라 전기수요가 가장 높은 하절기에 풍력발전의 가동률이 7~8% 수준임을 감안하면 22%의 평균가동률을 가정한 것도 추후연구에서는 보완되어야 할 것으로 사료된다.

본 연구를 통하여 기후변화협약에 따르는 탄소세 부과에 대해 무관한 발전원인 원자력발전은 저렴한 전력단가를 유지하는데 필수적인 발전원임을 알 수 있었다. 신재생에너지원은 아직까지 충분한 경제성을 확보하고 있지 않기 때문에 발전비용을 무리하게 증가시킬 경우 현실적으로 전력단가에 악영향을 끼치는 것으로 나타났다. 따라서 신재생에너지원에 대해서는 건설을 독려하기 보다는 연구개발을 통하여 경제성을 향상시킬 필요성이 있는 것으로 판단된다.

## 참고문헌

1. “제2차 전력수급기본계획”, 산업자원부, 2004.
2. 임성진. “원전개발에서 폐쇄에 이르기까지 독일 원자력정책의 변천과정”, 전주대학교, 2001.
3. “Vereinbarung Zwischender Bundesregierung und den Energiver Sorgungsunternehmen”, vom 14, Bundesregierung, Berlin, 2000.
4. “독일의 환경정책과 재생가능에너지육성정책”, 한국지구시스템공학회, 2003.
5. 조창현. “전력산업 구조개편과 민영화”, 산업자원부, 2002.
6. “전기사업법 시행령”, 대통령령 18267호, 산업자원부, 2004.
7. “전력시장운영규칙”, 한국전력거래소, 2005.
8. “제1차 전력수급기본계획”, 산업자원부, 2002.
9. 이필렬. “새만금 대안: 새만금 풍력단지”, 에너지대안센터, 2005.
9. Rowe, D.M.; *et al.* “Evaluation of thermoelectric modules for power generation”, *Journal of Power Source*, 1998, 73, 193-198.