

국내 전력거래제도하에서 IGCC 사업성 확보를 위한 정책 제언

고경호[†]

*한국전력공사 전력연구원 수화력발전연구소

A Study on the Feasibility of IGCC under the Korean Electricity Market

KYUNGHO KO[†]

**Power Generation Lab, KEPCO Research Institute, 65 Munji-Ro, Yuseong-Gu, Daejeon, 305-760, Korean*

ABSTRACT

An IGCC was evaluated as one of the next generation technologies that would be able to substitute for coal-fired power plants. According to “The 4th Basic Plan of Long-term Electricity Supply & Demand” which is developed by the Electricity Business Acts, the first IGCC will be operated at 2015. Like other new and renewable energy such as solar PV, Fuel cell, The IGCC is considered as non-competitive generation technology because it is not maturity technology. Before the commercial operation of an IGCC in our electricity market, its economic feasibility under the Korean electricity market, which is cost-based trading system, is studied to find out institutional support system. The results of feasibility summarized that under the current electricity trading system, if the IGCC is considered like a conventional plant such as nuclear or coal-fired power plants, it will not be expected that its investment will be recouped within life-time. The reason is that the availability of an IGCC will plummet since 2016 when several nuclear and coal-fired power plants will be constructed additionally. To ensure the reasonable return on investment (NPV>0 IRR>Discount rate), the availability of IGCC should be higher than 77%. To do so, the current electricity trading system is amended that the IGCC generator must be considered as renewable generators to set up Price Setting Schedule and it should be considered as pick load generators, not Genco's coal fired-generators, in the Settlement Payment.

KEY WORDS : Integrated gasification combined cycle(석탄가스화복합발전), Cost-based pool(변동비반영 전력거래시장), Availability(가동률), Net present value(순현재가치), Internal rate of retrun(내부수익률)

[†]Corresponding author : gogh@kepc.co.kr

[접수일 : 2010.10.25 수정일 : 2011.2.15 게재확정일 : 2011.2.18]

1. 서 론

전력산업은 기후변화협약, 발전연료의 급격한 가

격변동, 녹색성장 정책 등으로 인해 신재생에너지 발전에 대하여 중요성이 부각되고 있으며, 석탄가스화복합발전(IGCC: integrated gasification combined cycle)에 대한 관심도 고조되고 있다. 2012년부터는 일정규모이상의 발전회사들이 일정량의 신재생에너지발전량을 의무적으로 공급하는 신재생에너지의무할당제도(RPS: renewable portfolio standards)를 도입할 예정이다. 현재까지 RPS 시행과 관련하여 논의된 바로는 타 신재생에너지와는 별도로 석탄가스화복합발전은 기술개발 및 산업화 지원 차원에서 RPS 대상전원에 포함시키되 비거래 공급인증서 발급 등 제한적으로 인정하는 것으로 추진되고 있다.

석탄가스화복합발전이 보급/확대 되기 위해서는 기술적 완성뿐만 아니라 사업성도 중요한 요인이다. 기술적 측면에서 세계적으로 실증개발사업을 성공적으로 수행하고 있으며, 상업화 초기단계에 있다고 볼 수 있다¹⁾. 또한 출력특성은 연료전지와 같이 신재생에너지발전의 단점인 출력의 불안정성이 없어 발전회사 뿐만 아니라 계통운영자 입장에서 유리한 신재생에너지발전기술이다. 다만, 경제성 측면에서는 가스화공정부문 설비투자 추가, 소내전력 과다(일반 석탄화력 4%, IGCC 15%)로 인해 경제성이 상대적으로 낮은 것으로 추정되고 있다^{2,3)}. 또한 과거 독점적 시장구조에서는 투자비를 포함한 적정 이윤을 보장해주는 것과 달리, 최근 전력산업은 전력산업자유화로 인해 전력시장에서 전력거래를 통해 투자비와 이윤을 보상받는 시스템으로 변화하여 경제성 확보에 대한 불확실성이 더욱 증가하였다.

본 연구에서는 신에너지 중 하나인 석탄가스화복합발전기술의 확대보급에 필수적인 사업성 확보를 위해 전제되어야 하는 사항들을 분석하기 위해 현재 국내 전력거래제도를 전산모의 할 수 있는 프로그램인 PPOOL를 이용, 중장기적 전력수급 및 전원구성을 고려하여 경제성을 평가하고, 필요한 정책적 제언을 제안하고자 한다.

Table 1 Renewable generation capacity from 2001 to 2010 in Korea

| Discreption | 2001 | 2003 | 2005 | 2007 | 2010 |
|---------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Total(MW) | 47,959 | 56,925 | 61,554 | 68,443 | 76,078 |
| Rnewables(MW) | 785 | 3,401 | 3,488 | 4,602 | 6,774 |
| (%) | 1.6 | 6.0 | 5.7 | 6.7 | 7.3 |

(출처 : 전력거래소 전력통계정보시스템)

2. 신재생에너지발전과 시장운영규칙

2.1 신재생에너지발전 현황 및 전망

신재생에너지발전설비 규모는 2001년 785MW에서 2010년 6,774MW으로 약 8.6배 증가하였다.

전력거래소를 통해 거래된 신재생에너지 전력거래량은 2001년 1,014GWh(0.51%)에서 2010년 7,303GWh(4.2%) 약 7배 증가하였지만, 신재생에너지 발전량 중 대부분은 수력이 (53.19%) 차지하고 있는 실정이며, 그 다음으로 부생가스, 풍력 순이다⁴⁾.

전기사업법에 의해 지식경제부가 매 2년마다 수립토록 되어 있는 제4차 전력수급기본계획에 따르면 2008~2022년 기간 동안 신규로 건설되는 신재생에너지발전설비는 총 6,456MW로 해양에너지설비가 3,081MW로 최대 비중을 차지할 것으로 전망하고 있다. 석탄가스화복합발전 및 청정석탄기술에 의한 발전설비는 600MW로 약 10%의 비중을 차지하고 있다.

본 계획에서 전망한 신재생에너지발전설비는 2012년 이후 도입예정인 신재생에너지 의무할당제 도입 영향을 고려하지 않았기 때문에, 향후 신재생에너지 보급은 더욱 확대될 것으로 전망된다⁵⁾.

2.2 신재생에너지 관련 전력시장운영규칙

변동비반영시장(CBP)은 발전기들의 발전변동비

Table 2 Renewables generating capacity additions 2008~2022

| Hydro | Wind | Ocean | PV | Bio | Wastes | Fuel cells | IGCC |
|-------|-------|-------|---------|-----|--------|------------|------|
| 87.6 | 682.8 | 3.081 | 1,007.7 | 3.9 | 950.1 | 25 | 32 |

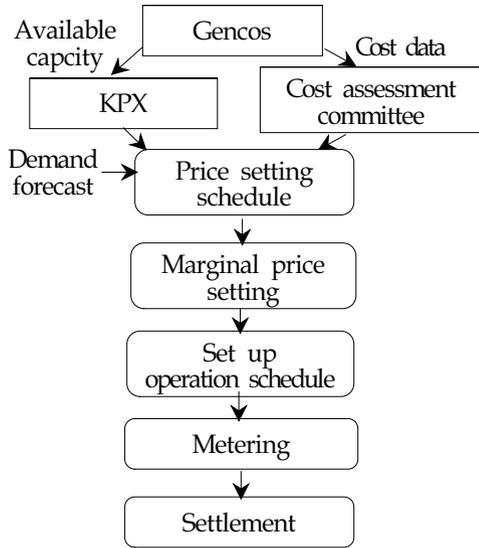


Fig. 1 CBP operating structure and process.

(연료비용)에 기초한 발전경쟁시장으로서 변동비가 낮을수록 경제급전 순위가 높아 가동률이 높아지는 전력거래시스템이다. 전력시장 가격구조는 전력량에 대하여 지급하는 전력량정산금과 중앙급전발전기의 가용용량에 대하여 지급하는 용량정산금 및 기타 부가정산금으로 구성된다.

현재 변동비만영시장에서는 예외사항(도서지역 발전기, 자가용설비 등)을 제외하고 모든 발전기는 전력시장에서만 전력거래가 허용되는 강제적/의무적 전력거래제도이다.

Fig. 1과 같이 변동비만영시장은 발전회사의 비용 및 발전설비용량에 대한 자료 제출⇒가동할 발전기 및 발전기별 발전량, 가격결정⇒발전⇒사후정산 순서로 이루어진다⁶⁾.

다만 신재생에너지발전기는 전력거래소의 지시에 응동이 가능한 중앙발전기(원자력, 석탄, LNG)와는 달리 비중앙발전기로서 가격 및 운영발전계획, 정산 등에서 별도의 시장운영규칙을 적용받는다.

일반발전기는 가격결정계획에 반영되어야만 발전량에 대하여 보상받는 것과 달리 신재생에너지발전기는 가격결정계획에 포함되지 않더라도 출력발생이 가능한 시점에서 발전할 수 있는 우선급전

(must-run)이 허용되며, 해당 발전량에 대하여 전력량정산금으로 보상받는다. 이와 같이 신재생에너지발전기들은 다른 일반발전기에 비하여 경제급전 원칙 및 기타 계통운영과 관련된 제약사항에 대하여 자유로울 뿐만 아니라, 경제적 보상측면에서도 일반발전기보다 유리하다. 그렇지만 석탄가스화복합발전기는 일반발전기와 유사한 특성을 갖고 있으며, 사용연료도 상대적으로 저렴한 석탄을 사용함에 따라 기존의 신재생에너지발전기와 동일한 취급을 할 것인가에 대한 논란이 발생할 가능성이 있다. 따라서 최소한의 경제성을 보장되어야 한다는 관점에서 국내 변동비만영시장을 전산모사할 수 있는 상용 프로그램을 활용하여 현실성을 반영한 경제성 분석이 필요하다고 할 수 있다.

3. 경제성분석 사례 검토

3.1 해외사례 검토

석탄가스화복합발전에 대한 관심이 고조됨에 따라 세계 주요기관에서는 경제성분석 결과를 발표하고 있다. 최근 주요기관의 경제성 분석결과를 살펴보면 석탄화력 \$49~64/MWh보다 높은 \$53~88/MWh 수준으로 경제성이 낮은 것으로 예측되고 있다^{7,8)}.

석탄가스화복합발전이 기존 석탄화력보다 경제성이 낮은 것은 건설단가가 높기 때문이며, 그 이유는 기술적 특성에서 찾을 수 있을 것이다. 첫째 석탄 가스화를 위한 가스화공정, 산소분리공정 및 정제공정에 투자비가 추가된다. 둘째 추가된 공정에 소요되는 자체소비 전력이 많이 소비된다. 셋째 시장이 형성되는 초기단계로서 학습효과(learning effects)가 반영되지 않고 있기 때문이다.

상기 주요기관이 적용한 경제성분석 방법은 균등화발전단가(LCOE : levelized cost of electricity)으로 발전기의 수명기간동안 소요되는 모든 비용을 총 발전량으로 나눈 값으로서 다양한 발전기술별 발전단가를 비교하는데 유용하다고 할 수 있다. 앞서 언급한 LECO에 대한 정의를 수식형태로 간단히 표현하면 수식 (1), (2)와 같다.

Table 3 Comparison of electricity generation cost for IGCC

| | MIT(2007) | EC(2008) | EPRI(2008) | IEA(2010) |
|---------------|-----------|----------|------------|-----------|
| LCOE (\$/MWh) | 53 | 58~71 | 70 | 60~88. |

- MIT : massachusetts institute of technology
- EC : european community
- EPRI : electric power research institute
- IEA : interantional energy agency

$$LCOE = \frac{\text{Total life cycle costs}}{\text{Total lifetime expected electricity}} \quad (1)$$

$$\frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

여기서

- I_t : investment expenditures in the year t
- M_t : O&M costs in the year t
- F_t : feul expenditures in the year t
- E_t : electricity generation in the year t
- r : discount rate

3.2 국내사례 검토

국내 석탄가스화복합발전 경제성 평가사례로는 전기연구원에서 수행한 용역결과⁹⁾가 유일하다고 할 수 있다.

용역결과 Benefit & Cost 비율(BC ratio)=1 기준으로 석탄가스화복합발전의 발전원가(설비비+연료비)는 87.83원로 추정하고 있다. 상기 분석결과 현행 석탄발전기 보상수준(약 61.15원/kWh, '10년 기준) 적용할 경우 경제성이 없는 것으로 SMP 적용할 경우 초과 수익이 예상되나, 변동성이 큰 것으로 결론

Table 4 Main index for IGCC of economic analysis

| Exe. rate | Heat per unit cost | Heat rate | Plant factor | Discount rate |
|-----------|--------------------|----------------|--------------|---------------|
| 1,150원 | 19,800 원/Gcal | 2,047 kcal/kWh | 85% | 6.5% |

Table 5 The results of the econmic analyls of KERI

| Capacity | Efficiency | Investment costs | Fuel costs | O&M | Generation costs |
|----------|------------|------------------|--------------|--------------|------------------|
| 375MW | 42% | 2,022 \$/kW | 35.24 \$/MWh | 12.76 \$/MWh | 87.83 \$/MWh |

을 내리고 있다.

용역결과 도출에 적용된 주요지표는 Table 4와 같으며, 발전원가 산정에 적용된 건설비 및 투자비 등은 Table 5와 같다.

앞서 살펴본 국내외 사례 결과는 균등화 발전단가를 적용한 결과로서 전력거래시스템, 전원구성 변화, 가격(연료, 기자재)변동성, 규제 불확실성 등 전력시장의 동태적 변화를 충분히 반영하지 못하는 단점을 가지고 있다. 특히 과거 독점적 시장구조에서는 국가 또는 민간 사업자가 발전소 건설 및 운영에 소요되는 투자비에 대하여 적정 이윤을 포함하여 보상받을 수 있도록 국가가 보장해 주었다. 그러나 최근 대부분 전력산업은 전력산업자유화로 인해 시장에서 전력거래를 통해 투자비와 이윤을 보상받는 시스템으로 변화하였다. 이로 인해 전력수요 공급 변화, 연료가격변화 및 규제제도 변화 등을 고려한 면밀한 경제성분석이 전제되어야 할 것이다. 따라서 본 연구에서는 국내 전력거래제도 및 중장기 전원구성 변화 등을 고려하여 석탄가스화복합발전 경제성을 분석하였다.

4. 국내 전력거래제도를 고려한 사업성 분석

석탄가스화복합발전에 대한 경제성분석을 통한 사업성 평가를 위해 전제되어야 하는 것이 정확한 비용전망 및 수익전망이다. 비용부문은 이전 연구 사례를 참고하여 주요항목인 발전소 건설비, 운영비, 연료가격 전망 등을 인용하여 활용하였다. 수익 부문은 국내외 다른 사례와 차별성과 현실성을 확보하기 위해 현행 국내 시장운영규칙을 반영하였다. 이로부터 중장기 한계가격 전망 및 발전기별 수익 등을 전망할 수 있는 상용 전산모의 프로그램인

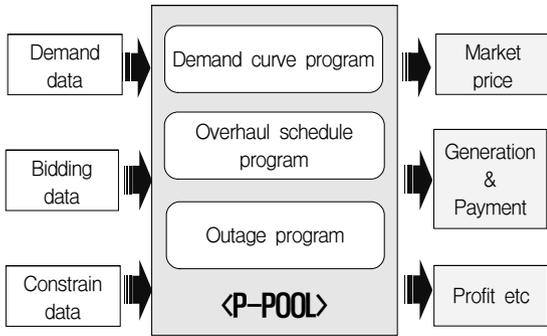


Fig. 2 Data processing structure of P-POOL.

P-POOL를 이용하여 석탄가스화복합발전기술의 경제성을 분석/평가하였다.

4.1 수익 부문

4.1.1 적용 모델(P-POOL 전산모형)

P-POOL은 2001년 전력거래소가 주관이 되어 국내 전력거래제도의 고유한 특성을 고려한 전력시장 전산 모사 프로그램 확보 필요성에 따라 미국 P-PLUS社에 의뢰하여 개발한 국내 전력시장 전용 전산모사 모형으로서, 발전회사에서도 상기 프로그램을 도입하여 전력시장을 분석하고 있다.

P-POOL 전산모형에서는 한계가격 결정을 위한 가격결정계획 및 제약사항을 반영한 운영발전계획 모두 가능하다. 이를 통해 제약발전전산금 용량정산금 등의 산출이 가능하고, 수입, 비용 및 수익이 가능하다. P-POOL 전산모형 하부구조는 시간대별 부하자료, 발전량 및 최대전력 예측치를 기초로 한 수요곡선 생성 프로그램, 발전기별 계획예방정비일수를 고려한 보수계획산정프로그램, 발전정지처리 프로그램 및 이를 종합적으로 모사할 수 있는 Main 프로그램으로 구성되어 있다¹⁰⁾.

4.1.2 분석 전제

발전설비 설비 구성 및 전력수요 전망은 제4차 전력수급기본계획을 반영 하였으며, 발전설비 기술성 자료 및 예방정비는 전력거래소의 비용평가자료

Table 6 Prospect of Gen mixture from 2010~2022⁵⁾ (MW)

| | Nuclear | Coal | LNG | Oil | Others | Total |
|------|---------|--------|--------|-------|--------|---------|
| 2012 | 20,716 | 24,205 | 23,062 | 4,891 | 9,608 | 82,482 |
| 2016 | 27,316 | 29,420 | 23,062 | 4,291 | 11,161 | 95,250 |
| 2022 | 32,916 | 29,420 | 23,062 | 3,591 | 11,902 | 100,891 |

및 예방정계획을 적용하였다.

전력계통은 수도권, 비수도권, 제주권 등 3개 권역으로 구분하고 북상용통용량 및 제주 연계선 수전용량 등의 제약사항을 반영하였다. 석탄가스화복합발전기의 상업운전 개시는 제4차 전력수급기본계획상의 2015년1월부터로 설정하였다. 발전기 출력 성능 곡선은 “석탄가스화 복합발전기술개발(II), 전력연구원, 1999”의 출력성능 데이터를 활용¹¹⁾하여 Fig. 3과 같이 2차식의 발전비용곡선의 함수식을 생성하고 그로부터 입력계수를 도출하였다. 상기 입력계수들은 발전기의 변동비수준(연료비용)을 결정하는 주요 값으로 활용된다.

$$H_i = a_i \times P^2 + b_i \times P + c_i [Gcal/h] \quad (3)$$

$$F_i = (a_i \times P^2 + b_i \times P + c_i) \times C_i [원/h] \quad (4)$$

- a, b, c : 발전기 특성계수
- P : 발전기 출력(MW)
- C : 열량단가(원/Gcal)
- H : 열소비량(Gcal/h)
- F : 연료비(원/h)

그 외에 태안 IGCC 예방정지, 유지보수 데이터는 부산복합 #4호기를 참고하였다. 그리고 제4차 전력수급기본계획(2008~2022년) 범위 이후의 전원구성

Table 7 Performance data for I/O curve of IGCC

| Load | Gross output (MW) | Net output (MW) | Heat rate (kcal/kWh) |
|------|-------------------|-----------------|----------------------|
| 100% | 330.9 | 277.4 | 2,021.0 |
| 75% | 270.6 | 224.7 | 2,122.7 |
| 50% | 187.4 | 152.7 | 2,336.6 |

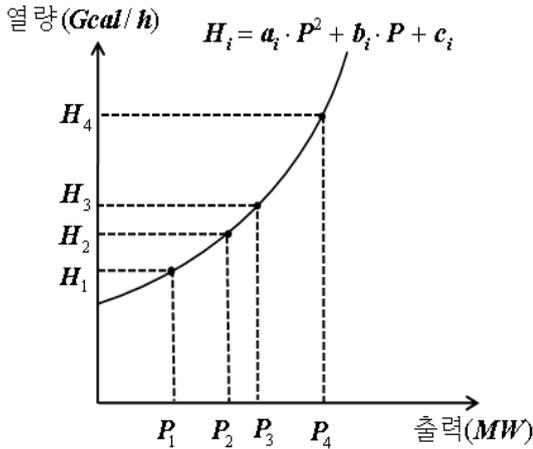


Fig. 3 Characterized I/O curve for generator.

은 2022년을 기준과 동일 적용하였다. 사업성 평가 시 IEA 연료상승률¹²⁾ 및 생산자물가지수(한국은행)을 보정¹³⁾하였다.

4.2 비용 부문

석탄가스화복합발전기의 비용을 추정함에 있어 객관성을 확보하기 위해 국내 최초 석탄가스화발전기인 태안 IGCC를 대상으로 비용부문을 산출한 보고서인 “300MW급 IGCC 실증플랜트 사업의 2단계 사

Table 8 Costs data for IGCC⁹⁾

| Index | Value | Remarks |
|-------------------|----------------------|----------------------|
| Capacity | 330MW | 기존 연구데이터 인용 |
| Investment | 837,540백만원 | “ |
| Lifetime | 30년 | “ |
| Aux, consumption | 15% | “ |
| Capital structure | 자기자본 50% 타인자본 50% | “ |
| Discount rate | 6.5% | “ |
| Heating value | 5,761kcal/kg | “ |
| O&M | 54천원/MW,년 | “ |
| Coal price | 98.6천원/톤 | 2010년 연료단가(전력거래소) |
| Fuel cost | 35원/kWh | 자체 산출 |

업비 산정 및 정부 지원금 확보방안 연구, 한국전기연구원, 2009)⁹⁾” 비용요소를 추출하여 사업성 분석/평가에 활용하였으며, 주요 내용은 Table 6과 같다.

4.3 사업성 평가

4.3.1 평가 지표

사업성 평가기준으로 NPV(net present value)와 IRR(internal rate of return)를 활용하였다. NPV는 사업의 최종년도까지 얻게 되는 순편익(편익-비용)의 흐름을 현재가치로 현재한 값으로 일반적으로 양의 값(+)이면, 투자가치가 있는 것으로 평가하고 음의 값(-)이면 투자가치가 없음을 나타낸다. 내부수익율은 투자로부터 기대되는 현금유입의 현재가치와 투자에 소요되는 현금유출의 현재가치가 같게 되는 할인율을 의미하는 것으로 투자안에 대한 투자수익률을 의미한다. 즉 내부수익율이 할인율보다 클 경우 투자가치가 있음을 나타낸다.

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (5)$$

$$IRR = \sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (6)$$

여기서

t : 현금흐름 기간, N : 수명(사업)기간

r : 할인율, C_t : 시간 t에서 순현금 흐름

일반 상품이 시장에서 거래될 경우 수익을 결정하는 요소는 상품가격과 판매량일 것이다. 이와 같이 전력시장에서 특정 발전기의 사업성에 영향을 주는 요소들은 에너지 정산금을 결정하는 한계가격과 가동률 수준이다. 석탄가스화복합발전기의 사업성(NPV 및 IRR)을 평가하기 위하여 2가지 시나리오를 가정하였다. (1)일반발전기와 동일한 시장운영규칙 적용, (2)신재생에너지발전기와 같이 우선급전발전기(Must-Run)로 분류하였다. 시나리오 1의 경우는 석탄가스화복합발전기의 발전단가(변동비)수준 및 수요/공급에 따라 전력생산량이 결정된다. 시나리오 2의 경우는 타 신재생에너지발전기와 같이

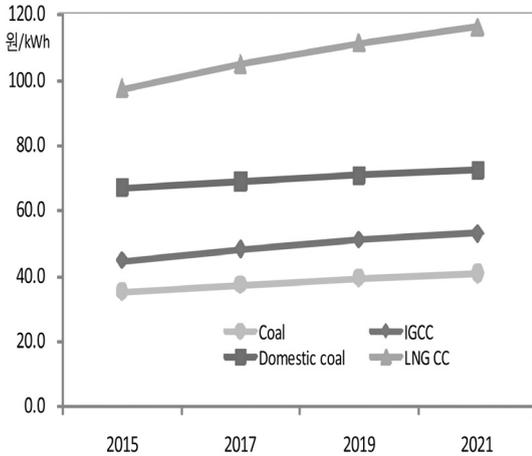


Fig. 4 Generation cost level of each energy sources.

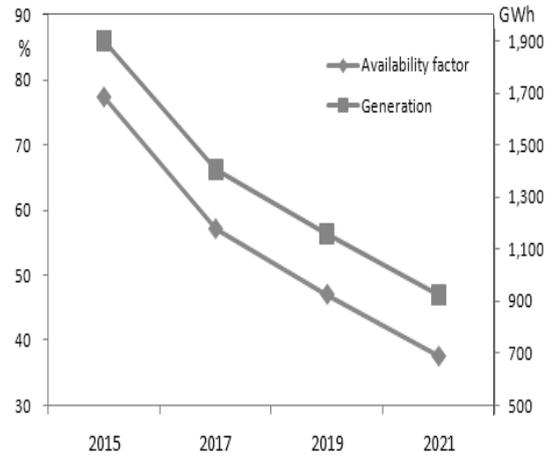


Fig. 5 Availability factor and generation of IGCC.

석탄가스화복합발전기의 발전단가 및 수요/공급에 관계없이 전력을 생산할 수 있는 상태를 말한다. 상기 시나리오를 대상으로 NPV>0크고 IRR>할인을 보다 클 경우 사업성이 있는 것으로 반대의 경우는 사업성이 없는 것으로 판단한다.

4.3.2 연료원별 발전단가 수준

발전단가는 발전기의 변동비 수준을 추정할 수 있는 주요항목으로서 석탄가스화복합발전 발전단가(2015년 기준)는 44.71원/kWh로 기존의 유연탄 발전기 발전단가인 33.48~41.71원/kWh 보다 높은 수준이다. 국내탄 발전기인 동해화력 63.94원/kWh, 영동화력 67.08원/kWh 보다 낮은 수준으로 분석결과 나타났다. 이와 같은 발전단가 수준은 가격결정 계획에 포함될 가능성이 유연탄 발전기보다 낮으며, 무연탄 발전기보다는 높다는 것을 의미한다. 즉 사업성 또는 수익성 측면에서 보면 유연탄발전기보다는 불리하나, 무연탄 발전기보다는 유리하다는 것을 의미한다. 즉 현행 전력거래제도에서 경제급전 원칙에 따라 발전단가가 낮은 발전기들이 가격결정 계획에 많이 반영되어 가동률이 높아지고 발전단가가 높다는 것은 그 반대의 경우에 해당되기 때문이다. 분석대상기간 동안의 LNG복합발전, 무연탄발전, 유연탄발전 및 석탄가스화복합발전의 대표적인

발전기의 발전단가 수준은 Fig. 4와 같다.

4.3.3 가동률 수준

가동률(availability factor)은 전력설비가 어느 기간동안 가동할 수 있는 최대시간에 대하여 실제 가동시간의 비율로, 일반적으로 연간 총 시간(8760시간)에서 고장정지, 계획정지, 급전정지 시간을 제외한 시간에 대하여 연간 총 시간을 나눈 값이다.

$$\text{Availability factor} = \frac{\text{Period hours} - (\text{forced} + \text{planned} + \text{dispatced})\text{outage hours}}{\text{Period hours}(8760)} \times 100(\%) \quad (7)$$

현행 전력거래제도하에서 가동률은 가격결정계획 반영정도에 따라 비례한다. 즉 가동률이 높다는 것은 가격결정계획 반영횟수가 많다는 것을 의미하고 가동률이 낮다는 것은 반대의 경우이다. 따라서 가동률은 해당 발전기의 수익성을 예측하는데 가장 중요한 항목이다.

석탄가스화복합발전기의 가동률은 2015년 약 77.5%에서 점차 하락하여 2022년에는 약 37.7%까지 낮아지는 것으로 시뮬레이션 결과 나타났다. 점진적인 가동률 저하로 인해 발전량(전력거래량) 또한 지속적으로 하향 추세를 보이고 있다.

Table 9 New addition capacity of nuclear and coal power plant since 2015

| New added generators | |
|----------------------|----------------------------|
| Nuclear | 신울진 #1~4, 신고리 #5~6 |
| Coal | 영흥 #5~6, 당진 #9~10, 삼척 #1~2 |

이와 같이 가동률이 낮아지는 원인은 2015년이후 석탄가스화복합발전기보다 변동비가 낮은 원자력 6기 및 유연탄 발전기 6기 등 신규 계통병입으로 인해 발전량이 증가하기 때문이다.

그 결과 원자력 및 석탄발전량 비중은 2012년 각각 약 36%, 39.6%에서, 2021년 각각 47.4%, 40.7%로 증가할 것으로 전망된다. 변동비가 높은 천연가스 및 유류의 비중은 낮아지는 반면, 특히 원자력 비중은 크게 증가하는 것으로 나타나고 있다.

4.3.4 수익 분석(한계가격 및 발전량)

석탄가스화복합발전의 수익성은 시장에서 받을 수 있는 시장가격인 한계가격과 제품의 생산량인 발전량 변화에 가장 큰 영향을 받을 것이다. 한계가격은 Fig. 7과 같이 석탄발전기 및 원자력발전기의 시장진입에 따라 지속적으로 감소되는 것을 보여준다. 이는 석탄가스화복합발전기의 수익성이 낮아지는 것을 나타내며, 이 경우는 발전차액지원 적용 받

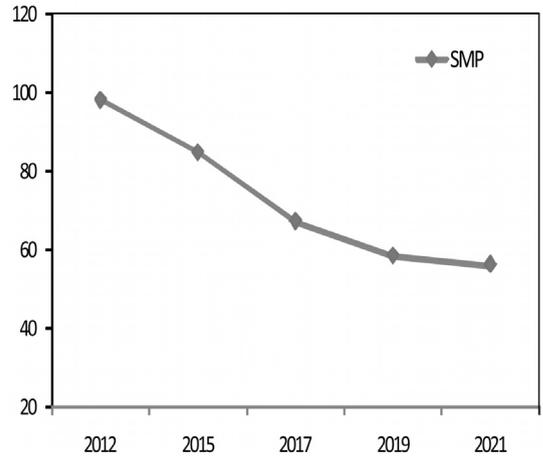


Fig. 7 The trend of SMP (2012~2022).

지 않기 때문에 시나리오 1 및 2 모두 동일하게 적용되는 한계가격이다.

상기와 같은 한계가격에서 시나리오 1,2의 차이점은 제품 생산량 즉 가동률 수준에 좌우 될 것이다.

시나리오 1은 현행 시장운영규칙을 적용함에 따라 발전량이 지속적으로 감소하며, 시나리오 2의 경우 가동률 수준을 고정(77%)함에 따라 가격결정계획 반영여부에 상관없이 일정하게 발전한다. 시나리오별 발전량 및 전력량정산금(SEP : secheduled energy payment) 추이 변화는 Fig. 8과 같다. 시나

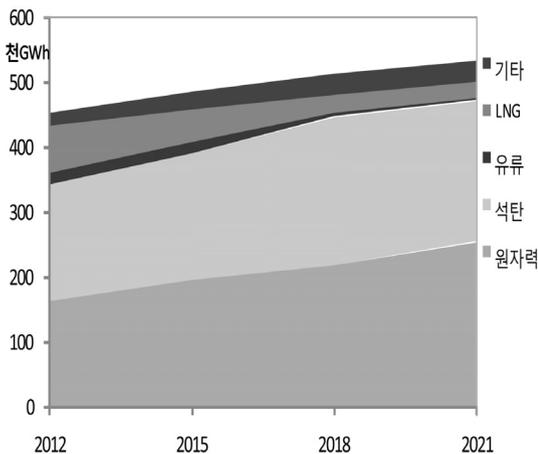


Fig. 6 Prospect of generation mix. in Korea (2012~2022).

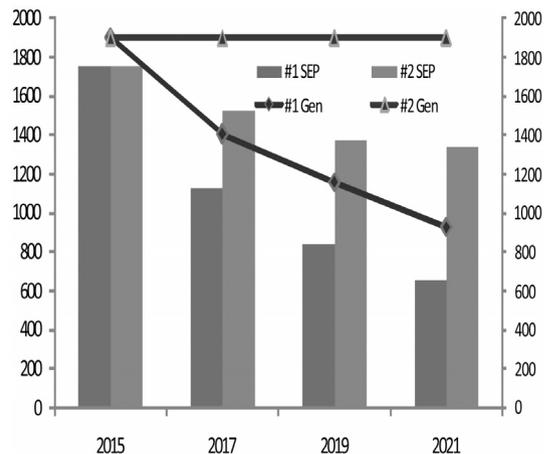


Fig. 8 The trend of Gen & SEP in #1,2.

Table 10 Result of NPV and IRR

| | NPV | IRR |
|-----|-------------|------|
| # 1 | -286,655백만원 | - |
| # 2 | 12,483백만원 | 7.2% |

리오 1의 경우는 발전량 및 한계가격 감소에 따라 수익이 시나리오 2에 비해 급격히 감소한 반면, 시나리오 2의 경우는 일정한 발전량으로 인해 상대적으로 감소폭이 낮은 것을 알 수 있다.

4.3.5 사업성 평가

석탄가스화복합발전기를 일반발전기와 같이 동일한 시장운영규칙을 적용(시나리오 1)할 경우 NPV는 -286,655백만원, IRR은 계산불가(NPV가 음의 값이기 때문)나타났는데 이는 설계년수까지 운영하더라도 투자비 회수가 되지 않고 사업성이 전혀 없는 것으로 나타낸다. 이런 결과의 원인은 앞서 언급한 바와 같이 2015년이후 원자력 및 석탄이 차지하는 전원구성 비율 증가로 높은 변동비를 갖고 있는 석탄가스화복합발전기의 가동률이 낮아졌기 때문이다. 반면에 신재생에너지와 동일한 시장운영규칙을 적용(시나리오 2) 할 경우, 가동률 77%에서 NPV 및 IRR은 각각 12,483백만원, 6.7%로 사업성이 있는 것으로 나타났다.

상기 분석결과를 토대로 현행 국내 전력거래제도 하에서는 석탄가스화복합발전기의 가동률은 77% 이상에서 사업성 확보가 가능하다고 판단 할 수 있다. 그러나 일반발전기와 같은 전력시장운영규칙을 적용한다면 가동률 77%이상을 보장받을 수 없다. 따라서 최소한의 투자회수를 위한 정책적 제도 및 방안 마련이 필요하다고 할 수 있다.

5. 결 론

석탄가스화복합발전기술은 국내 전력산업의 녹색화에 중요한 역할을 할 것으로 기대되어지는 중요한 차세대 발전기술이고, 신재생에너지기술 중의 하나로서 국가적으로 보급/확대 뿐만 아니라 수출

사업화를 목표로 하는 정책성 전원이라 할 수 있다.

정책적 목표를 달성하기 위해서는 국내 전력시장에서 안정적인 사업성을 확보할 수 있는 제도적 여건조성이 필수적이라 할 수 있다. 이를 위해서 다음과 같은 정책적 제언을 하고자 한다.

- 1) 석탄가스화복합발전기에 대한 별도의 시장운영 규칙을 마련하지 않을 경우, 현행 전력거래제도 하에서는 투자비 회수 불가
- 2) 따라서 전력시장운영규칙 상에 고려되어야 할 사항은 석탄가스화복합발전기를 다른 신재생에너지발전기와 같이 우선급전발전기로 분류하는 것이 타당
- 3) 현재 6개 발전자회사에 적용하는 보정계수 적용 대상 제외 필요

신재생에너지산업 육성 및 활성화를 위해서는 사업성 확보를 통한 국내 보급/확산이 선결조건이다. 이러한 관점에서 석탄가스화복합발전의 사업성을 위한 제도적 방안에 대한 지속적인 사전연구가 필요하다, 특히 향후 온실가스 감축의무 비용의 변동비 포함 여부에 따라 기존 유연탄 발전기와 IGCC 발전기와의 경제성이 달라질 수 있음에 따라 이에 대한 연구수행이 필요할 것으로 판단된다.

참 고 문 헌

- 1) 김미영, “300MW급 IGCC를 위한 건식 분류층 석탄가스화 공정의 동적 상태 모사”, 한국수소 및 신에너지학회논문집, Vol. 21, No. 5, 2010, p. 461.
- 2) 정재화, “한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트를 위한 가스화공정 Test Bed 구축 및 단위공정 국산화 개발”, 전력연구원, 2010, pp. 52-141.
- 3) NETL, “Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plant”, 2007, pp. 79-145, 189-197.
- 4) 전력거래소, “2010년도 전력시장 통계”, 2010, pp. 12-20.
- 5) 지식경제부, “제4차 전력수급기본계획”, 2008,

- pp. 9-37, 63-88.
- 6) 한국전력거래소, “전력시장운영규칙”, 2008, pp. 6-36.
 - 7) NEA/IEA, “Projected costs of generation electricity”, 2010, pp. 60-92.
 - 8) Alex Klein, “Comparative Costs of energy in Europe”, Emerging energy research, 2007, pp. 1-14.
 - 9) 이창호, “300MW급 IGCC 실증플랜트 사업의 2단계 사업비 산정 및 정부지원금 확보방안 연구”, 2009, pp. 3-19.
 - 10) 정래혁, “P-Pool 모형을 활용한 장기 전력시장가격(SMP) 전망”, 대한전기학회 논문집, 2009.
 - 11) 김도상, “석탄가스화복합발전 기술개발(II)”, KOPEC, 1999, pp. 71-73.
 - 12) IEA, “World Energy Outlook 2009”, IEA, 2009.
 - 13) 한국은행, “생산자물가지수”, web-database.