

변동비반영 발전경쟁시장에서 LNG-복합 화력발전소의 경제성 분석에 관한 연구

論 文

57-8-4

A Study on the Economic Analysis of LNG Combined Cycle Thermal Power Plant in Cost Based Pool Electricity Markets

李天豪* · 韓錫萬** · 鄭求亨*** · 姜東周§ · 金發鎬†

(Cheon-Ho Lee · Seok-Man Han · Koo-Hyung Chung · Dong-Ju Kang · Balho H. Kim)

Abstract - Since Cost Based Pool markets has been continued to power markets, Genco. needs economic analysis about investment in power plants. Particularly most Private Genco.s have presently a construction plan about LNG combined cycle thermal power plants.

In this paper, we propose a economic analysis method of LNG combined cycle thermal power plants using Economic Dispatch and Optimal Power Flow in CBP markets. Also we develop computation model using it for decision making to build a plant. This method can consider a variation of power facility like power plants and transmission lines in CBP markets. Finally, this dissertation provides a relevant case study to confirm the effect of cost factor to economical efficiency.

Key Words : Economic Analysis, LNG CC, CBP, Optimal Power Flow, Economic Dispatch

1. 서 론

현재 우리나라의 전력시장은 기존의 수직통합체에서 경쟁적 전력시장으로 넘어가는 구조개편의 과도기적 상황에 직면해 있으며, 이에 따라 과도기적 특성의 변동비반영전력시장(CBP : Cost Based Pool)으로 운영되고 있다. 배전분할유보결정으로 CBP시장이 상당기간 지속됨에 따라 발전사업자들은 현 시장체제에서 발전설비의 신규투자 결정의 타당성 검토가 필요하게 되었다.

발전소의 경제성 분석을 위해서는 건설비, 운전비, 운전유지비, 운전수입, 용량수입, 보조서비스 수입 등 발전소와 관련된 모든 비용과 수입을 추정해야 한다. 설비용량에 따라 결정되는 건설비, 운영유지비, 용량수입과 같은 고정요소와 달리 운전비와 운전수입, 보조서비스수입 등의 변동요소를 계산하기 위해서는 계통한계가격(System Marginal Price), 발전량, 운전시간 등의 다양한 요소를 고려하여야 한다. 현재 우리나라의 전원구성은 원자력(26%), 석탄(30%), LNG(26%)가 전체발전설비의 82%를 차지하고 있다(2007년). 이들 3가지 형태의 전원을 살펴보면, 현재 원자력과 석탄 발전소의 경우 전원별 상한가격이 각각 32.22원/kWh,

32.68원/kWh으로 설정되어 있고(2007년), 발전량과 운전시간의 변동이 작기 때문에 전력시장의 변화에 대한 영향을 무시하고 계통한계가격, 발전량, 운전시간을 가정하여 경제성 분석을 수행할 수 있다. 반면에 대부분의 계통한계가격을 결정하는(80%) LNG 발전소의 경우에는 전력시장의 변화에 따라 변동요소들이 많은 영향을 받아 수입의 변동이 크기 때문에, 원자력과 석탄 발전소와 달리 전력시장 시물레이션을 통해 시장변화에 따른 수입을 도출하여 경제성 분석을 수행해야 한다.

우리나라의 CBP시장에서 발전소 경제성 분석에 관한 기존의 연구는 원자력과 석탄 발전소를 시장상황에 대한 고려 없이 발전소의 계통한계가격, 발전량, 운전시간을 가정하여 경제성 분석에 필요한 각종 비용과 수입을 계산, 기존의 발전소와 비교하는 등의 회계학적인 경제성 분석을 수행하였다. 이러한 기존의 분석방법은 발전설비나 송전설비의 변동과 같은 시장상황의 변화에 따른 영향을 고려하지 않았기 때문에 LNG 발전소의 경제성 분석에는 적합하지 못하였다.

본 논문에서는 LNG-복합화력발전소의 경제성 분석을 위해 전력시장의 가격결정발전계획에서 도출되는 계통한계비용과 가격결정발전계획의 발전량은 경제급전을 통해 계산하고 실시간급전에서 도출되는 계량전력량 및 운전시간은 최적조류계산을 통해 계산하여 운전수입, 용량수입, 보조서비스수입 등의 계산이 가능하도록 하였다. 이 방법은 연도별 전력시장 시물레이션을 수행함으로써 설비변화와 같은 시장상황의 변화를 고려할 수 있다. 또한 송전계통을 고려하는 최적조류계산을 통해 제약에 의한 비용과 수입을 계산하기 때문에 각 발전기별 C-ON/OFF가 발생하여 지역적 위치에 따른 수익의 변화까지 고려가 가능하다는 장점이 있다.

* 學生會員 : 弘益大學 電氣情報制御工學科 碩士課程

** 正會員 : 弘益大學 電氣情報制御工學科 博士課程

*** 正會員 : 韓國電氣研究院 前任研究員

§ 正會員 : 韓國電氣研究院 研究員

† 교신저자, 正會員 : 弘益大 電氣情報制御工學科 副教授 · 工博

E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr

接受日字 : 2008年 2月 28日

最終完了 : 2008年 6月 30日

2. 본 론

2.1 기본가정

2.1.1 계통한계가격(System Marginal Price)

현재 전력시장에서 계통한계가격은 먼저 발전기동정지 계획을 거래일 전후 34시간(거래일 24시간, 거래전일 19-24시, 거래의일 01-04시)을 수립한 후, 여기서 결정된 발전기별 발전량을 이용하여 산출한 각 발전기의 발전가격($GP_{i,t}$) 중 최대값으로 결정 된다¹⁾. 발전가격은 다음과 같이 먼저 임시발전가격을 구한 후 조정절차를 거쳐 결정된다.

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

- QPC_i : 발전기의 2차 증분가격계수
- $IGP_{i,t}$: 임시발전가격
- LPC_i : 발전기의 1차 증분가격계수
- $NLPC_i$: 발전기의 가격상수
- $ASTLF_{i,t}$: 조정손실계수 $\{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$
- $TLF_{i,t}$: 송전손실계수
- IMF : 송전손실계수에 대한 연도별 완화계수
- TPD : 거래시간의 기간으로 1시간으로 정함
- $SUP_{i,t}$: 거래시간 t의 발전기 i의 기동가격

계통한계가격의 급등을 방지하기 위하여, 1시간 이내 운전되는 임시 발전가격은 아래와 같은 조정절차를 거쳐 발전 가격으로 계산된다.

가) $PSE_{i,t-1} = 0$ 이고, $PSE_{i,t} > 0$ $PSE_{i,t+1} = 0$ 이면

$$GP_{i,t} = Min[IGP_{i,t}, [2 \times QPC_i \times A_{i,t} + LPC_i + (NLPC_i - QPC_i \times A_{i,t}) / A_{i,t} + SUP_{i,t} / (A_{i,t} \times TPD)] / ASTLF_{i,t}] \quad (2-2)$$

나) 이외의 경우

$$GP_{i,t} = IGP_{i,t} \quad (2-3)$$

- $A_{i,t}$: 공급가능용량
- $GP_{i,t}$: 발전가격

현재 전력시장은 (식2-2)를 이용하여 계통한계가격을 도출한다. 전력시장 시뮬레이션 수행 시에서 동식을 적용해야 하지만 이 식은 발전기동정지계획의 수행을 전제로 한 식이다. 발전소의 경제성 분석이란 10~30년에 이르는 장기간

1) “한계가격의 결정”의 세부내용 참고문헌 [10] “전력시장운영규칙”에 나와 있다.

의 분석을 수행함에 있어 대규모 최적화문제인 발전기동정지계획을 수행하는 것은 적절치 못하다. 동식을 이용한다면 연도별 경제성 분석을 위해서 8760시간의 발전기동정지계획을 수행해야 한다. 이러한 문제는 정수계획법이나 동적계획법과 같은 수리모형이 필요하며 문제의 복잡화, 대형화로 해를 구하기가 쉽지 않고 해의 수렴까지 상당한 시간이 소요된다. 또한 발전기동정지계획 시 필요한 8760시간의 수요 데이터와 같은 각종자료의 불확실성을 고려해 볼 때 그 실효성이 없다고 판단된다. 그래서 본 연구에서는 발전가격의 산정 시 다음 식을 이용하였다²⁾.

$$GP_{i,t} = [(2A_i \times PSE_{i,t} + B_i) \times FC_i + \{(C_i - A_i \times P_{MAX}^2) \times FC_i + \text{기동비용}\} / P_{MAX}] \quad (2-4)$$

LNG-복합화력발전소의 발전가격보다 높은 계통한계가격의 결정은 LNG 발전소(LNG-복합화력, 가스터빈, 열병합)등에 의해 발생한다. 이런 계통한계가격만이 LNG-복합화력발전소의 수익에 영향을 미치고 발전기동정지계획에 의한 운전시간을 고려하지 않았기 때문에 운전시간이 긴 원자력, 석탄, 중유의 기동비용과 250MW미만 발전소의 기동비용은 고려하지 않았다.

2.1.2 양수 및 수력발전

양수 및 수력발전은 최대부하 시 전력수요를 감소시키는 용도로 사용되고 있다. 이런 운전 패턴을 고려하여 수력 및 양수 설비이용률을 이용하여 최대부하부터 설비를 투입 반영하였다.

2.1.3 기본가정

위의 내용을 바탕으로 본 분석에 적용된 기본가정은 다음과 같다.

가) 계통한계가격(System Marginal Price) 결정시 사용되는 발전가격은 다음 식으로 산정

$$GP_{i,t} = [(2A_i \times PSE_{i,t} + B_i) \times FC_i + \{(C_i - A_i \times P_{MAX}^2) \times FC_i + \text{기동비용}\} / P_{MAX}] \quad (2-5)$$

- $GP_{i,t}$: 거래시간 t동안 발전소 i의 발전가격(원/kWh)
- A_i, B_i, C_i : 발전기의 열소비계수
- FC_i : 연료열당단가(원/Gcal)
- $PSE_{i,t}$: 가격결정발전계획(ED)에서의 발전량(MWh)
- P_{MAX} : 발전기 최대출력량(MWh)

2) 식(2-4)의 “발전기 최대전력”은 가동시간이 1시간 이상일 경우에는 가용용량이 아닌 발전량을 사용하므로 평균출력 개념으로 바꾸어야 더 신뢰성 있는 식이 되겠지만, 발전기별 평균출력이 모두 다르기 때문에 적용에 어려움이 있다. 본 논문에서는 계산의 편의를 위해 최대출력으로 가정하였다. 추후 평균출력 개념을 적용하기 위한 방법의 연구가 필요하다.

나) 양수 및 수력발전은 최대부하기간 동안의 전력수요를 삭감하는 용도로 가정

2.2 LNG-복합화력발전소의 경제성 분석 절차

가) 전력설비자료(모선, 발전소, 송전선), 전력수요자료(부하지속곡선 및 모선별 전력수요자료), 전력수요예측자료(연도별 최대전력 및 전력수요량), 설비의 신규/폐지계획(대상 발전소 포함), CBP시장계수(용량, 운전유지비, 보조서비스계수 등) 등을 입력으로 한다.

나) 연도별 최대전력 및 전력수요량을 이용하여 기준년도 부하지속곡선을 비례적으로 증가시켜 연도별 부하지속곡선과 전력수요곡선을 생성한다. 여기서 연도별 전력수요곡선은 부하지속곡선의 8760시간 수요 중 임의의 수요를 선택하여 작성한다. 이때 모든 수요를 이용하여 연구한다면 가장 좋은 방법이 될 수 있겠지만, 이는 연도별 경제성 분석을 위해서 8760시간의 전력시장 시뮬레이션을 검토 대상기간 동안 수행하게 되기 때문에 문제가 대형화되어 현재의 일반적인 컴퓨터에서는 해의 수렴까지 상당한 시간이 소요되므로 필요에 따라 선택되는 수요의 수를 조절하여 시뮬레이션의 신뢰성과 속도를 조절할 수 있다.

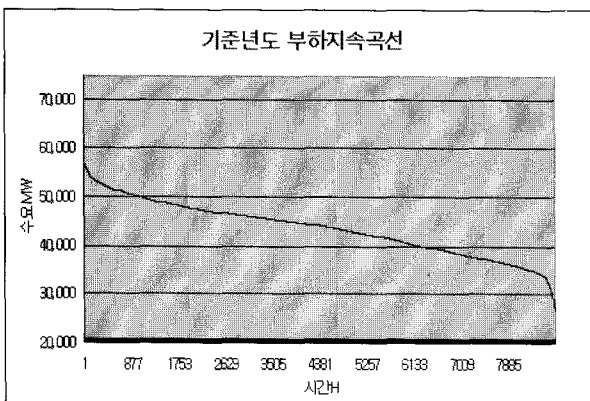


그림 1 연도별 전력수요곡선의 생성
Fig. 1 Creation of yearly demand curve

다) 기준년도의 모선별 전력수요를 연도별 전력수요곡선을 이용하여 비례적으로 증가시켜 연도별 모선별 전력수요를 생성하고 이를 현재 전력설비자료와 설비의 신규/폐지계획을 이용하여 전력계통 자료를 생성한다.

라) 앞의 전력계통 자료를 이용하여, 경제급전을 통해 계통한계가격과 발전계획발전량(Price setting Scheduled Energy, 이하 PSE)을 계산하고 최적조류계산을 수행하여 계량전력량(Metered Generating Output, 이하 MGO)과 운전시간을 계산한다. 마지막으로 PSE와 MGO를 이용하여 C-ON/OFF량을 계산한다.

마) 연도별 SMP, PSE, MGO, C-ON/OFF량을 이용하여 운전비, 운전유지비 등의 비용과 운전수입, 용량수입, 보조서비스수입 등의 수입을 계산하여 내부수익률 및 자본회수기간과 같은 경제성 지표를 도출한다.

2.3 LNG-복합화력발전소의 경제성 분석 알고리즘

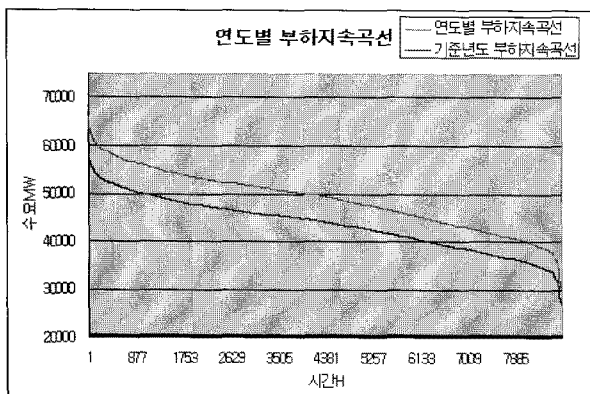


그림 2 경제성 분석 세부절차
Fig. 2 Analysis of economy process

2.4 사례연구

본 연구에서는 2011~2020년까지 전산모형을 통하여 운전 비용과 운전수입을 산정하였고 각 비용을 2011년초 기준으로 현가화한 총합을 산출하였다. 2021이후 2040년까지는 신규/폐지 설비에 대한 자료가 부족하고 또한 CBP시장이 지속여부를 확신할 수 없으므로, 2020년의 수익이 지속된다고 가정하였다. 용량수입의 2007년의 수입이 지속된다고 가정하였고 보조서비스 수입은 2006년도 현재 LNG-복합발전소에 지불되는 총 지불금액의 0.21%밖에 되지 않으므로 총 수입의 0.25%로 가정하였다. 경제성 지표로서 내부수익률과 자본회수기간을 구하였다. 세부적인 내용은 다음 각 절에서 설명하였다.

표 1 사례연구대상

Table 1 Generation in the case study

발전소형식	연결모선	발전설비	투입일자
LNG-복합	평택	700 MW	2011년

2.4.1 분석전제

본 사례연구에 적용된 주요 전제는 다음과 같다.

- 가) 전력수요현황은 2006년 자료 적용
- 나) 전력계통현황은 2007년 자료 적용
- 다) 전력수요예측자료는 제3차 전력수급기본계획 자료 적용(2007~2020년)
- 라) 발전/송전설비는 제3차 전력수급기본계획 자료 적용(2007~2020년)
- 마) 양수 및 수력발전은 2006년의 설비이용률 이용(양수 5%, 수력 22%)
- 바) 운전유지비용은 2007년의 형태/용량별 평균단가를 이용
- 사) 2020년 이후 전력판매수입은 2020년의 수입 지속

2.4.1.1 수요

본 연구에서 LNG-복합화력발전소의 수명기간인 2011년부터 2040년까지 비용을 분석하기 위해서는 검토 대상기간 동안의 연도별 수요가 필요하다. 연도별 수요는 2006년도의 실적치를 기초로 각 년도의 수요증가율을 가지고 산출하였다. 2011년부터 2020년까지의 수요증가율은 제3차 전력수급기본계획에서 예측한 "전력수요전망"을 이용하였다.

2021이후 2040년까지는 신규/폐지 설비에 대한 자료가 부족하고 CBP시장이 지속여부를 확신할 수 없다. 또한 2021년부터 2040년까지의 수요예측을 위해서는 GDP성장, 인구예측 등 고려해야 할 요소가 많아 장기예측을 수행하기에는 한계가 있고 현재 우리나라의 전력수요는 장기적으로 '20~30년대 거의 포화될 것으로 추정되고 있기 때문에 2020년 이후 전력판매수입은 2020년의 수익이 지속된다고 가정하였다.

기준년도의 모선별 전력수요는 가장 최근의 실적자료인 2006년도 자료를 이용하였고 각 전력수요의 총 계통부하는 다음과 같다.

표 2 2006년 모선별 전력수요

Table 2 Power demand by Bus in 2006

수요	시간대(시)	총 계통부하(MW)
경부하	8월 평일 5시	35,165
중부하	8월 평일 23	46,475
최대부하	8월 평일 15	50,933

2.4.1.2 발전설비

발전설비는 기존설비(2007년 기준)에 검토 대상기간 동안 각 연초에 신규/폐지 발전소가 모두 반영되는 것으로 가정하였다. 2007년부터 2020년까지의 신규/폐지 발전소는 제3차 전력수급기본계획의 "연도별 발전소 건설계획3"에서 25MW 이상의 발전소를 반영하였다. 제주도의 발전설비는 고려하지 않았다.

2.4.1.3 송전설비

송전설비는 기존설비(2007년 기준)에 검토 대상기간 동안 각 연초에 신규/폐지 송전설비가 모두 반영되는 것으로 가정하였다. 2007년부터 2020년까지의 신규/폐지 송전선은 제3차 전력수급기본계획의 "연도별 송전선 건설계획4"상의 765kV와 345kV 송전선을 모두 반영하였다.

2.4.1.4 용량요금(Capacity Payment)

용량요금은 전력시장운영규칙의 공급가능용량에 대한 정산에서 시간대별 용량정산금의 합으로 결정된다. 시간대별 용량정산금은 다음과 같이 정산한다.

$$TPCP_{i,t} = RA_{i,t} \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1000 \tag{2-6}$$

여기서, $HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_i$

$TPCP_{i,t}$: 시간대별 용량정산금

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

RCF_i : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치

TCF_i : 시간대별 용량가격 계수

β : 용량가격 보정계수

2007년 현재 기준용량가격, 시간대별 용량가격 계수, 지역별 가중치는 각각 표 1, 표 2, 표 3에 나와 있다. 각 발전기의 거래일 용량요금($CP_{i,t}$)은 다음과 같다.

$$CP_i = \sum_t TPCP_{i,t} \tag{2-7}$$

- 3) 연도별 발전소 건설계획에 대한 자세한 내용은 참고문헌 [5]에 나와 있다.
- 4) 연도별 송전선 건설계획에 대한 자세한 내용은 참고문헌 [5]에 나와 있다.

표 3 기준용량가격

Table 3 Standard capacity price

[단위 : 원/kW-h]

기준CP	제주CP	국내단
7.46	22.05	27

표 4 시간대별 용량가격 계수

Table 4 Capacity price coefficient of each time

기 간	최대부하 (5시간)	중부하 (9시간)	경부하 (10시간)
피크	1.788043	1.624343	0.473779
일반	1.405717	1.198367	0.459335

표 5 지역별 가중치

Table 5 Weight of each area

수도권	비수도권	제주
1.0195	1.0195	1

용량가격 보정계수는 현재 직접구매자와 구역전기사업자에게만 적용되는 계수로서, 일반발전기에게는 현재 "0"을 반영하고 있다. 그래서 본 연구에서는 용량가격 보정계수를 반영하지 않았다.

2.4.1.5 양수 및 수력발전

양수 및 수력발전은 최대부하 시 전력수요를 감소시키는 용도로 사용되고 있다. 이런 운전 패턴을 고려하여 시간대별 양수 및 수력발전용량을 산정하였다. 수력 및 양수 설비이용률을 이용하여 최대부하부터 설비를 투입 반영하였다. 시간대별 양수 및 수력발전용량은 다음과 같다.

표 6 양수 및 수력발전용량

Table 6 Pumping-up power generation and Hydroelectric power generation capacity

운전기간	양수발전용량 (MW)	수력발전용량 (MW)	발전용량합계 (MW)
경부하(57%)	0	0	0
중부하(12%)	489(10.10%)	1439(95.10%)	1938
최대부하(1%)	4842(100%)	1518.4(100%)	6360.4
양수설비(MW)	4842	수력설비(MW)	1518.4

※ 2006년 기준 수력의 설비이용률 22.13% -> 22% 반영
2006년 기준 양수의 설비이용률 5.08% -> 5% 반영

2.4.1.6 운전유지비용

운전유지비용은 발전소의 형태와 용량에 따라 평균 운전유지비단가를 이용하여 산정하였다. 700MW급 LNG복합발전설비의 운전유지비단가는 다음과 같다.

표 7 운전유지비용(2007년)

Table 7 Operation & Maintenance cost

운전유지비단가(천원/kW월)	운전유지비용(천원)
2.66	22,344,000

※ 운전유지비용 = 발전소용량 × 운전유지비단가 × 12

2.4.2 사례연구 시나리오

사례연구 시나리오를 발전기비용계수에 차이를 두어 다음과 같이 현존하는 LNG-복합화력발전기와 유사한 유형/특성을 갖는 3개 발전소의 비용계수 시나리오와 가상의 비용계수 시나리오 1개를 가정하였다.

표 8 발전기 비용계수 시나리오

Table 8 Scenario by Generator Cost coefficient

CASE	발전기 연소비계수			열량단가 (FC, 원/Gcal)	한계비용 (700MW 기준)	비 고
	A	B	C			
Case1	0.000021	1.594195	35.029671	32.262	52.38원/kWh	LNG 해외 적도입
Case2	0.000024	1.559934	53.548325	42.618	67.91원/kWh	LNG 한국 가스공사 공급
Case3	0.000010	1.331639	50.000000	42.618	57.35원/kWh	LNG 한국 가스공사 공급
Case4	0.000379	1.331639	77.547104	42.618	79.36원/kWh	LNG 한국 가스공사 공급

※ $f(P) = (AP^2 + BP + C) \times FC$

$f(P)$: 발전기 운전비용 (천원)

P : 발전기 출력 (MWh)

2.4.3 사례연구 결과

2.4.3.1 수익분석

▣ 용량수익 및 운전유지비용

표 9 용량수익(2011년)

Table 9 Capacity Profit

시간대별	시간(h)	CP (원/kWh)	용량수익(천원)	
최대부하	피크기간	465	13.60	4,426,444
	일반기간	1160	10.69	8,681,204
중부하	피크기간	837	12.35	7,238,145
	일반기간	2088	9.11	13,321,233
경부하	피크기간	930	3.60	2,345,756
	일반기간	2320	3.49	5,673,377
총 용량수익				41,686,160

※ 예방정비일은 40일 적용

▣ 연도별 총수익

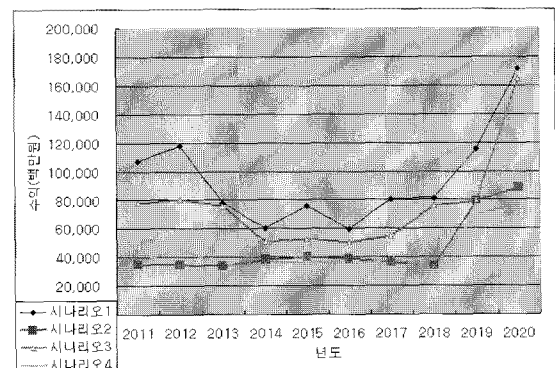


그림 3 연도별 총수익

Fig. 3 Yearly total profit

2016년 이후 발전소의 수익이 증가하는데, 그 이유는 2016년 이후 투입 예정되어있는 신규 발전설비가 없기 때문에 설비부족으로 인해 SMP가 높아져 발전소 수익이 증대되었기 때문이다.

■ 연도별 현가총수익

현가화한 기준년도는 2011년이고 할인율은 7%이다.

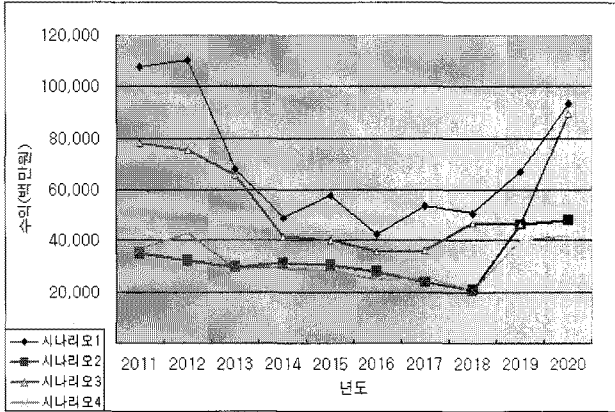


그림 4 연도별 현가총수익

Fig. 4 Yearly Current price of Total profit

■ 총괄비교

2011~2020년까지의 수익(하)을 비교했고 할인율은 7%를 적용했다.

표 10 시나리오별 수익 총괄비교

Table 10 Total result of Case study

[단위 : 백만원]

시나리오	시나리오1	시나리오2	시나리오3	시나리오4
발전수입	2,85,1265	402,741	2,358,046	652,785
C-ON수입	898,605	3,291,066	1,599,234	3,196,591
C-OFF수입	2,134	0	0	0
운전비용	3,007,890	3,439,329	3,399,753	3,612,697
운전수익	744,113	254,477	557,527	236,679
용량수익	416,862	416,862	416,862	416,862
AS수익	10,422	10,277	10,935	10,666
O&M비용	223,440	223,440	223,440	223,440
총수익	947,956	458,176	761,884	440,767
현가총수익	700,172	325,646	555,846	318,963

※ 운전수익 = 발전수입 + C-ON수입 + C-OFF수입 - 운전비용

2.4.3.2 경제성 분석 지표

2011년~2040년까지 30년의 수익을 이용하여 내부수익률 및 자본회수기간을 도출하였는데, 이 때 적용한 할인율은 7%이다.

5) 여기서 수익은 이익을 의미한다.

표 11 시나리오별 내부수익률 및 자본회수기간

Table 11 Scenario by Internal Rate of Return and capital payback period

시나리오	건설투자비 (백만원)	총수익 (백만원)	현가총수익 (백만원)	내부 수익률	자본 회수기간
시나리오 1	500,000	4,380,358	2,567,170	25.26%	8.22년
시나리오 2	500,000	2,228,535	1,288,603	12.08%	15.33년
시나리오 3	500,000	4,061,808	2,350,785	20.65%	10.38년
시나리오 4	500,000	1,979,447	1,155,903	11.27%	16.34년

3. 결 론

본 논문에서는 경제급전과 최적조류계산을 이용한 전력시장 시뮬레이션을 통해 LNG-복합화력발전소의 경제성 분석 방법을 제안하였다. 기존의 연구가 설비이용률 및 계통한계 가격 등을 가정하여 시장상황의 변화와 투자설비의 지역적 위치를 고려하지 못하는 것에 비해, 본 논문의 방법은 경제급전과 최적조류계산을 이용한 연도별 시뮬레이션을 통해 CBP시장의 설비와 수요의 변화, 투자설비의 위치를 모두 고려하여 경제성 분석을 수행할 수 있다는 장점을 가지고 있다.

사례연구에서는 2011년부터 2020년까지의 시장상황을 분석하여 경제성 분석을 수행하였다. 연료가격 변동 영향은 없는 것으로 가정하여 자본회수기간은 8~16년, 내부수익률은 11~25% LNG-복합화력발전소의 건설의 경제성 지표를 도출하였다. 또한 발전기 비용계수에 따른 경제성 분석 지표의 변동을 통해 발전기비용계수가 수익성에 큰 영향을 주는 것을 확인할 수 있었고 연도별로 시장설비의 변동이 있을 때마다 발전소의 수익에 변화를 확인할 수 있었다. 그러나 계산에 적용된 각종 데이터에 내재하는 불확실성, 부정확성 및 미래의 불확실성, 전제조건 등으로 인하여 현실을 정확하게 반영한 것이라고 평가하기는 곤란하다. 또한 향후 국제유가 변동에 따라 발전기의 열용량단가가 변동되어 SMP 예측 또한 불확실해 질 것이다. 그러므로 이에 대한 추가적인 연구를 통해 신뢰성을 높이는 작업이 요구된다. 따라서 향후 연구에서는 본 연구에서 다루지 못한 연료가격의 변동을 고려하기 위해 연도별 유가변동과 같은 경제지표와 전력 수요 예측 자료의 정확성 제고 등을 통해 경제성 분석의 신뢰성을 향상시키기 위한 연구가 필요할 것으로 생각된다.

감사의 글

본 연구는 교육인적자원부에서 시행하는 BK21(2차) 사업(과제명: 신 에너지원 개발 및 전력시스템 연계기술 연구팀)의 지원에 의해 수행되었습니다.

참 고 문 헌

[1] 이계원, "원자력발전의 경제성에 관한 연구", 서울대학교, 1996

- [2] 이영하, "소형 열병합 발전시스템의 경제성 분석", 숭실대학교, 1998
- [3] 산업자원부, "제주지역 송전선 연계와 가스발전소 건설에 대한 타당성 분석", 2006. 9
- [4] 김발호, "최적조류계산의 이론과 응용", 홍익대학교, 2001
- [5] 산업자원부, "제3차 전력수급 기본계획" 2006
- [6] 이승훈, 김발호, 박종배 "전력시장 경쟁도입을 위한 기초연구" 한국전력공사 전력산업구조조정실, 1999. 8
- [7] 김발호, 박종배 "전력산업 구조개편 개론" 기초전력공학공동연구소, 1999. 8
- [8] 한국전력거래소, "전력시장의 운영", <http://www.kpx.or.kr>
- [9] 한국전력거래소, "전력통계 정보시스템", <http://epsis.kpx.or.kr/>
- [10] 한국전력거래소, "전력시장 운영규칙" 2007.1
- [11] 유일근, "경제성 공학" 형설출판사, 2007.3
- [12] 김영창, "발전설비 투자이론" 에경M&B, 2006.6
- [13] 김정훈 외, "전력산업 구조개편 신생용어사전" 대한전기학회, 2004.11
- [14] 김두중, "전력시장과 현CBP 제도개선", 한국전력거래소, 2007.3
- [15] BRICE CARNAHAN, H.A.LUTHER, JAMES O.WILKES "APPLIED NUMERICAL METHODS" JOHN WILEY & SONS, LTD, 2004
- [16] S. Hunt, Graham Shuttleworth, "Competition and Choice in Electricity" National Economic Research Associate, 1996
- [17] Daniel Kirschen, Goran Strbac "Fundamentals of Power System Economics" JOHN WILEY & SONS, LTD, 2004
- [18] Anthony Brooke, David Kendrick, and Alexander Meeraus. "GAMS User's Guide." The Scientific Press, Redwood City, CA, 1990.

저 자 소 개



이 천 호 (李天豪)
 1981년 1월 28일생. 2006년 홍익대 전자전기공학부 졸업. 2008년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(석사). 현재 동 대학교 과학기술연구소 연구원 근무
 Tel : 02-338-1621
 Fax : 02-320-1119
 E-mail : hseokman@gmail.com



한 식 만 (韓錫萬)
 1976년 12월 5일생. 2002년 홍익대 전자전기공학부 졸업. 2004년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(석사). 현재 동 대학원 박사과정
 Tel : 02-338-1621
 Fax : 02-320-1119
 E-mail : hseokman@gmail.com



정 구 형 (鄭求亨)
 1974년 9월 20일생. 2001년 홍익대 전자전기제어공학과 졸업. 2003년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(석사). 2007년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(박사). 2008년~현재 한국전기연구원 선임연구원 근무
 Tel : 02-338-1621
 Fax : 02-320-1110
 E-mail : ga1110412@wow1.hongik.ac.kr



강 동 주 (姜東周)
 1975년 9월 9일생. 1999년 홍익대 전자전기공학부 졸업. 2001년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(석사). 2001년~현재 한국전기연구원 연구원으로 근무
 Tel : 031-420-6181
 Fax: 031-420-6189
 E-mail : dj kang@keri.re.kr



김 발 호 (金發鎬)
 1962년 7월 12일생. 1984년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1984~1990년 한국전력공사 기술연구본부 전력경제연구실 근무. 1992년 Univ. of Texas at Austin 전기공학과 졸업(석사). 1996년 동 대학원 졸업(공박). 1999년~현재 홍익대학교 전기정보제어공학과 부교수
 Tel : 02-320-1462
 Fax : 02-320-1119
 E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr