

경쟁적 전력시장에서 복합화력발전의 입찰전략에 대한 연구

논문

58-4-6

A Study on the Bidding Strategies of Combined Cycle Plants in a Competitive Electricity Market

김 상 훈* · 이 광 호*

(Sang-Hoon Kim · Kwang-Ho Lee)

Abstract - Combined cycle plants which feature distinct advantages for power generation such as fast response, high efficiency, environmental friendliness, fuel flexibility represent the majority of new generating plant installations across the globe. Combined cycle plants have different operating modes where the operating parameters can differ greatly depending which mode is operating at the time. This paper addresses the bidding strategy model of combined cycle plants in a competitive electricity market by using a characteristic of multiple operating modes of combined cycle plants. Simulation results of case studies show that an operating mode among multiple ones is selected strategically in generation bidding for more profit of generation company.

Key Words : Electricity Market, Combined Cycle Plant, Operating Modes, Bidding Strategy

1. 서 론

복합화력발전(Combined Cycle Plant)이란 열효율 향상을 위해 두 종류의 열 사이클을 조합하여 발전하는 방식을 말하며, 다른 발전설비와 비교하여 속용성, 높은 열효율, 친환경성, 연료 선택에 대한 유연성 등의 장점을 가지고 있어 오늘날 전력시스템에서 많이 사용되고 있는 발전설비이다[1]. 그 구조는 가스터빈(Gas Turbine; GT) 발전과 스팀터빈(Steam Turbine; ST) 발전으로 이루어져 있으며, 이에 따라 여러 운전모드(Multiple Operating Mode)를 갖는다는 것이 복합화력발전의 가장 큰 특징이라 할 수 있다.

우리나라 전력시장에서의 복합화력발전은 계통한계가격(System Marginal Price; SMP) 결정 빈도가 높고, 최근 설비비중 증가세와 함께 그 중요성이 커지고 있다. 현재 우리나라 전력시장은 변동비반영시장(Cost Based Pool : CBP)이 운영 중이며 시장의 불안정 요인을 방지하기 위해 발전사의 전략적 행동을 제한하고 있다. 하지만, 입찰시 복합화력발전의 운전모드 선택에 대한 주체는 시장운영자가 아닌 발전사에게 부여하고 있다[2]. 이에 따라 전력시장에서 복합화력발전사는 이득을 극대화하기 위해 전략적으로 발전사에게 유리한 운전모드를 선택할 가능성이 존재한다.

최근 복합화력발전에 관하여 전략적 행동 유형이나

급전계획에 대한 여러 연구가 진행되었다[3,4]. 하지만, 게임이론적 측면에서, 복합화력발전사의 전략변수를 운전모드 선택으로 고려하는 연구는 진행 된 바 없다.

본 연구에서는 전력시장에서 복합화력발전이 전략적으로 운전모드를 선택하여 입찰하는 과정을 모형화한다. 운전모드 선택이 갖는 의미는 발전사가 비용특성을 선택할 수 있다는 것이다. 따라서 운전모드 선택을 복합화력발전사의 전략변수로 고려하는 입찰전략을 제시하고, 그때의 내쉬균형을 구한다. 사례연구에서는 대상모형을 통해 전략적 운전모드 선택 사례를 보이며, 우리나라 실계통 데이터에서의 분석 또한 시도한다.

2. 복합화력발전기의 운전모드와 비용특성

복합화력발전은 일반적으로 액화천연가스(LNG) 연료를 사용하며 연소과정에서 발생하는 연소가스를 이용하여 가스터빈(Gas Turbine; GT)으로 1차 발전과정을 거친 뒤, 가스터빈에서 배출되는 배기열을 이용하여 보일러를 가열하고, 여기에서 발생하는 증기를 이용하여 다시 스팀터빈(Steam Turbine; ST)으로 2차 발전하게 된다. 석탄을 연료로 사용하는 일반화력발전에서는 보통 1차 발전과정을 거치지 않는다는 점에서 복합화력발전과 구별될 수 있다. 이렇게 GT와 ST의 열 사이클을 결합시킴으로써 복합화력발전은 높은 열효율을 갖는다[5]. 2007년 우리나라의 발전 열효율 데이터를 보면, 유연탄 화력발전의 경우 송전단에서 37%의 열효율을 갖는 것과 비교하여 복합화력발전은 45%의 열효율로서 약 8% 정도 높다는 것을 알 수 있다[2]. 다음 그림 1은 이러한 복합화력발전의 구조를 보여주고 있다.

* 교신저자, 준회원 : 단국대 전기공학과 석사과정

E-mail : hoonsmile@dankook.ac.kr

* 정 회원 : 단국대 전자전기공학부 교수 · 공학

접수일자 : 2008년 12월 4일

최종완료 : 2009년 3월 2일

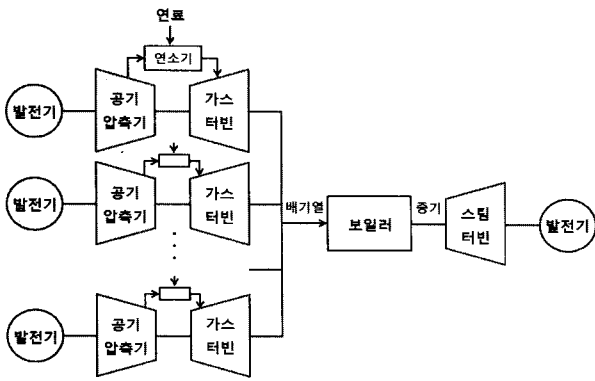


그림 1 복합화력발전기의 구조
Fig. 1 Combined Cycle Power Plant

그림 1과 같은 GT와 ST의 구조로 복합화력발전은 높은 열효율뿐만 아니라 그 조합에 따라 운전모드를 선택할 수 있다는 특징을 갖는다. GT는 연료의 연소가스로 기동되기 때문에 단독으로 운전 가능하다. 하지만 ST는 GT의 배기열로 기동되므로 단독으로 운전하는 경우는 없으며, GT가 한 대 이상 운전 시 기동한다. 우리나라 복합화력발전의 경우, 설비의 대부분은 2대의 GT로 이루어진 설비가 차지하고 있고 최소 1대의 GT로 이루어진 서인천복합화력발전에서부터 최대 5대의 GT로 이루어진 분당복합화력발전까지 있다[2]. 복합화력발전이 n 대의 GT와 한 대의 ST로 구성되어 있다고 하면, 이 발전기는 다음과 같은 운전모드를 갖는다.

표 1 n 대의 GT와 한 대의 ST로 이루어진 복합화력발전의 운전모드

Table 1 Operating Modes of Combined Cycle Plant(n GTs, one ST)

k (=운전모드)	GT와 ST의 조합
1	1GT
2	2GT
...	...
n	n GT
$n+1$	1GT + 1ST
$n+2$	2GT + 1ST
...	...
$2n$	n GT + 1ST

표 1에서와 같이 $k(k=1,2,\dots,2n)$ 의 운전모드를 갖는 복합화력발전은 k 개의 비용특성을 갖는다. 다음은 복합화력발전의 비용특성을 수식으로 표현한 것이다.

$$C_{cc,k}(q_{cc,k}) = a_{cc,k} + b_{cc,k} q_{cc,k} + c_{cc,k} q_{cc,k}^2 \quad (1)$$

식 (1)의 $C_{cc,k}(q_{cc,k})$ 는 복합화력발전기가 k 모드로 운전할 때 발전량 $q_{cc,k}$ 에 대한 비용을 의미하며 $a_{cc,k}$, $b_{cc,k}$, $c_{cc,k}$ 는 그때의 상수항과 1차계수, 그리고 2차계수를 의미한다. 복합화력발전은 일반화력발전의 비용특성과는 달리, 운전

모드에 따라 비용특성 또한 달라진다. 따라서 k 의 운전모드가 있다면, k 만큼의 비용특성을 가지는 것이다. 다음의 그림 2는 2006년 데이터를 기준으로 $n=1$ 인 우리나라 실계통의 어느 복합화력발전기 비용특성을 그래프로 보여주고 있다. $110 \leq q_{cc,k} \leq 170$ 구간은 $k=1$ 의 운전모드 구간이며, $160 \leq q_{cc,k} \leq 257$ 구간은 $k=2$ 의 운전모드 구간이다. 그림 2를 보면, 발전량에 비해 상대적으로 $k=1$ 운전모드의 발전비용이 $k=2$ 운전모드의 발전비용보다 높다는 것을 알 수 있다.

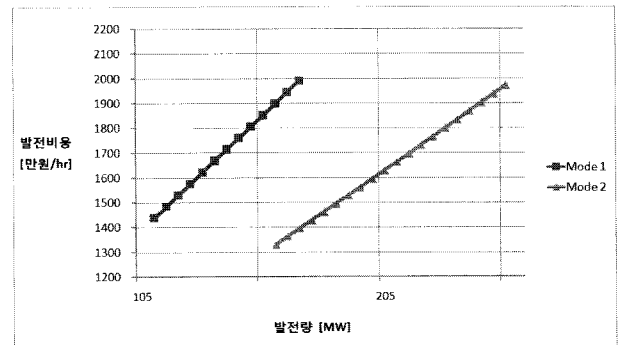


그림 2 복합화력발전의 모드별 비용특성
Fig. 2 Cost of Combined Cycle Plant by Operating Modes

3. 복합화력발전의 입찰전략 수립 모형

3.1 복합화력발전사와 시장운영자의 최적화 문제

우리나라의 CBP시장은 발전사업자가 시장운영자에게 비용정보를 제출하게 되어 있기 때문에 발전 비용함수를 변화시키는 등 발전사의 전략적 행동 가능성이 낮다. 하지만 복합화력발전사의 경우, 모든 비용특성 정보는 시장운영자에게 제출하지만 운전모드 k 를 선택할 권리는 부여받고 있다[2]. 복합화력발전사는 이득을 극대화하기 위해 전략적으로 발전사에게 유리한 운전모드를 선택하려 할 것이다. 복합화력발전사가 운전모드를 선택하게 되면, 시장운영자는 사회적후생(Social Welfare : SW)을 극대화시키는 급전계획을 수립하게 된다. 다음은 이러한 복합화력발전사와 시장운영자와의 관계를 그림으로 나타낸 것이다.

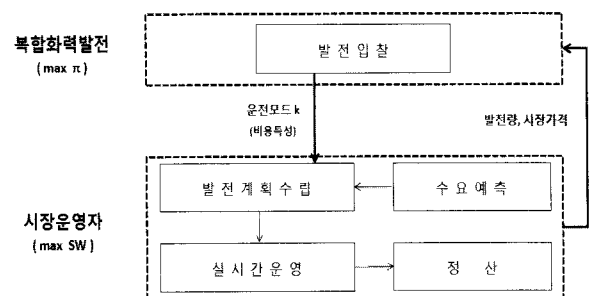


그림 3 시장운영자와 복합화력발전과의 관계
Fig. 3 Relation of Market Operator and Combined Cycle Plant

시장운영자와 복합화력발전사는 최적화 결과가 서로의 목적에 영향을 주는 유기적인 관계임을 그림 3에서 보이고 있다. 따라서, CBP시장에서 복합화력발전사가 운전모드 선택을 입찰전략으로써 사용한다면, 게임현상이 일어날 가능성이 높다. 이러한 복합화력발전사와 시장운영자와의 게임현상은 다음 식 (2)~(6)과 같이 2단계 최적화 문제로 표현할 수 있다. 이때 복합화력발전은 한 대를 가정하고 수요는 집중된 부하를 가정한 것이다.

$$C_i(q_i) = a_i + b_i q_i + c_i q_i^2 \quad (2)$$

$$C_{cc,k}(q_{cc,k}) = a_{cc,k} + b_{cc,k} q_{cc,k} + c_{cc,k} q_{cc,k}^2 \quad (3)$$

$$D(d) = b_0 - c_0 d \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \text{Max } SW &= B(d) - C_{cc,k}(q_{cc,k}) - \sum C_i(q_i) \\ \text{s.t } d &= q_{cc,k} + \sum q_i \end{aligned} \quad (5)$$

$$\text{Max } \pi_{cc,k} = P q_{cc,k} - C_{cc,k}(q_{cc,k}) \quad (6)$$

위에서 식 (2)와 식 (3)은 각각 일반화력발전과 복합화력발전의 비용함수를 나타내고 있으며, a, b, c 는 각 함수의 상수항과 1차계수, 2차계수이고 q 는 발전량을 의미한다. 수요특성은 탄력적 수요를 가정하여 식 (4)와 같이 나타나며, b_0, c_0, d 는 상수항과 1차계수, 수요량이다. 시장운영자의 목적은 그림 3에서와 같이 시장거래가치인 사회적후생(Social Welfare : SW)을 극대화하는 것이다. 따라서 시장운영자의 최적화는 식 (5)와 같이 나타낼 수 있고, 여기서 $B(d)$ 는 소비자의 만족가치(Benefit)를 의미하며 수요특성의 적분값과 같다. 시장운영자는 복합화력발전사가 선택한 운전모드 k 에 대한 비용함수를 사용하여 식 (5)를 통해 발전량 $q_i, q_{cc,k}$ 와 수요량 d , 그리고 시장가격을 결정짓는다. 식 (6)은 복합화력발전의 이득을 극대화시키는 최적화이며 P 는 시장가격을 의미한다. 복합화력발전사는 시장운영자의 최적화 결과인 $q_{cc,k}$ 와 시장가격 P 를 이용하여 이득을 극대화시키는 운전모드 k 를 선택할 수 있다.

이와 같이, 복합화력발전사와 시장운영자는 서로 최적화 결과($q_{cc,k}, P \leftrightarrow$ 운전모드 k)에 영향을 받는 유기적인 관계이기 때문에 2인 게임 현상이 나타나게 된다. 한편 일반화력발전은 CBP시장의 목적대로 완전경쟁 특성인 시장가격 추종자(Price-Taker)역할을 한다.

3.2 복합화력발전의 전략적 운전모드 선택

우리나라 CBP시장의 시장운영규칙을 보면, 시장운영자는 복합화력발전기를 포함한 모든 발전기들의 비용함수를 제출받게 되어있다[2]. 따라서 일단 복합화력발전사가 운전모드 k 를 선택하게 되면, 모든 발전사업자가 가격추종자로 인식되는 완전경쟁 형태가 되어 식 (7)과 같은 일반적인 최적화 문제로 표현 된다.

$$L = SW + \lambda(q_{cc,k} + \sum q_i - d) \quad (7)$$

$$\begin{bmatrix} q_{cc,k}^* \\ q_1^* \\ \vdots \\ q_i^* \\ d^* \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -2c_{cc,k} & 0 & \dots & 0 & 0 & 1 \\ 0 & -2c_1 & \dots & 0 & 0 & 1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & -2c_i & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -c_0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & -1 & 0 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} b_{cc,k} \\ b_1 \\ \vdots \\ b_i \\ b_0 \end{bmatrix} \quad (8)$$

시장운영자의 최적조건식은 식 (5)를 식 (7)과 같은 라그랑지안 함수로 표현하여 $\partial L/\partial d=0, \partial L/\partial q_{cc,k}=0, \partial L/\partial q_i=0$, 그리고 $\partial L/\partial \lambda=0$ 의 최적조건식들의 선형결합으로 유도되며 그 결과는 행렬식 (8)과 같다. 이때 λ 는 수급조건을 나타내는 라그랑지안 승수이다.

복합화력발전사가 운전모드 k 를 달리 선택하게 되면 식 (3)의 비용함수의 계수가 달라지므로 그 때의 시장운영자 최적화 결과 또한 달라진다. 이는 복합화력발전기의 운전모드 선택에 따라 시장운영자의 최적화 결과인 완전경쟁균형이 k 가지가 존재한다는 의미이며 결국 복합화력발전사는 k 회 만큼 식 (8)의 완전경쟁균형을 구해 봄으로써 발전사의 이득을 극대화 시키는 k 값을 선택할 수 있는 것이다. 최종적으로 복합화력발전사가 k 값을 선택하게 되면, 시장운영자가 최적화를 수행하여 나온 결과에 대하여 시장참여자들은 목적함수를 위해 변수를 바꿀 유인이 존재하지 않기 때문에 내쉬균형(Nash Equilibrium : NE) 조건을 만족한다.

4. 전략적 운전모드 선택 사례

4.1 대상모형

대상모형은 그림 4와 같이 1모선에 복합화력발전, 2모선에 일반화력발전, 3모선은 부하모선인 계통을 사용한다. 복합화력발전은 2대의 GT를 갖는 설비로 가정하였으며, 비용특성과 수요특성은 표 2와 같다. 표 2에서, 2대의 GT를 갖는 복합화력발전은 총 4가지의 운전모드가 가능하므로 각 운전모드에 대한 4가지 비용함수를 갖는다.

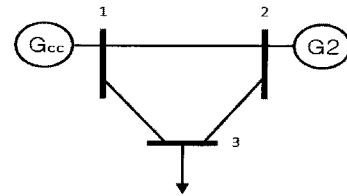


그림 4 3모선 계통 전력시장

Fig. 4 3-Bus Power System Electricity Market

표 2 비용특성과 수요특성

Table 2 Cost Functions and Demand

		a	b	c	최소발전	최대발전
Gcc	$k=1$	400	24	0.04	120	200
	$k=2$	300	23	0.03	190	270
	$k=3$	200	22	0.02	260	340
	$k=4$	100	21	0.01	330	410
G2		100	5	0.04	250	450
수요			5	0.1		

위 표 2에서 복합화력발전(Gcc)은 $k=1$ 에서 $k=4$ 까지 총 4가지의 운전모드가 나타나며, 각 운전모드에 따라 발전구간이 다르다는 것을 알 수 있다. 이와 비교하여 일반화력발전(G2)의 비용특성은 한 가지만 존재한다. 대상모형의 경쟁적 전력시장에서 복합화력발전이 화력발전의 비용특성을 알아내기란 현실적으로 어려움이 있다. 하지만 전력시장에서 경쟁 발전기업의 비용특성을 추정하는 방법 등이 연구된 바 있으며[5], 본 논문에서는 이러한 방법 등으로 화력발전의 비용특성을 알아낼 수 있다고 가정하였다.

다음의 그림 5는 이러한 복합화력발전의 한계비용특성을 그래프로 나타낸 것이다. 그림 5에서 볼 때, 운전모드마다의 발전구간은 서로 중복되는 구간이 있으며, 중복구간에서 비교하여 같은 발전량을 발전하더라도 더 높은 운전모드로 발전하는 경우 발전비용이 더 작다는 것을 알 수 있다.

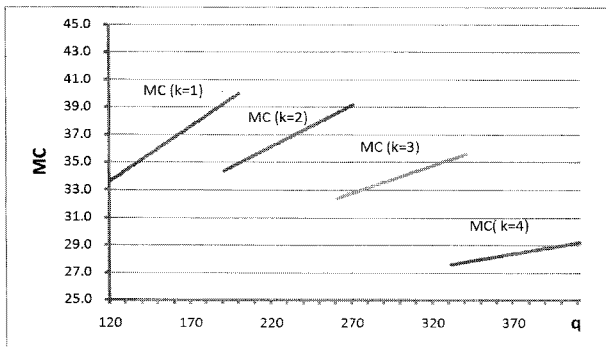


그림 5 복합화력발전의 모드별 한계비용특성
Fig. 5 MC Graphs of Operating Modes

발전비용특성은 2차함수로 나타나는 비용함수(Cost), 1차 함수로 나타나는 한계비용함수(Marginal Cost : MC), 분수함수로 나타나는 평균비용함수(Average Cost : AC) 등 여러 가지로 표현이 가능하다. 그림 6은 표 2의 복합화력발전이 운전모드 $k=3$ 의 발전비용특성을 가질 때 AC와 MC를 나타낸 것이다.

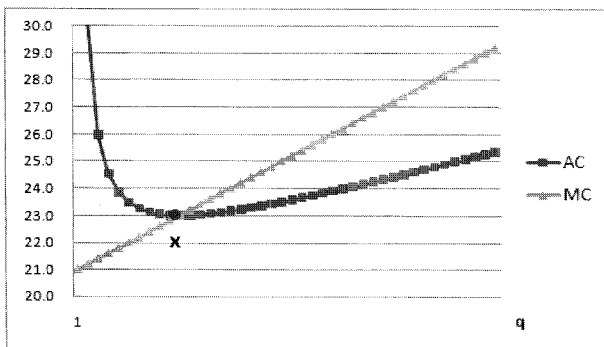


그림 6 AC와 MC의 관계
Fig. 6 graphs of AC and MC

MC와 AC의 관계는 그림 6과 같이 AC의 최저점을 MC가 지나게 되며[7], 교차점 x의 왼쪽구간에서는 AC가 MC보다 큰 구간이 되고, 이때 발전사는 발전량을 늘릴수록

발전 평균비용이 줄어들게 된다. 교차점 x의 오른쪽구간에서는 MC가 AC보다 큰 구간이 됨을 알 수 있다. 이 구간에서는 발전사가 발전량을 늘릴수록 발전 평균비용이 증가하게 된다. 표 2 복합화력발전 운전모드 $k=3$ 에서의 발전비용특성은 260~340[MW] 이므로 그림 6에서 점 x의 오른쪽 구간에 나타난다.

4.2 내쉬균형 결과분석

표 2의 비용특성과 수요특성을 사용하여 복합화력발전은 식 (3)~(9)의 최적화로 각 운전모드를 선택하였을 경우의 완전경쟁균형을 구할 수 있다. $k=1,2,3,4$ 이므로 총 4가지 경우의 완전경쟁 균형을 구한다. 다음 표 3은 운전모드 k 에 따른 완전경쟁균형 결과를 보여주고 있으며, 그림 4는 각 균형에서 복합화력발전의 이득($\pi_{cc,k}$)을 그래프로 나타낸 것이다.

표 3 모드 선택에 따른 균형상태
Table 3 Equilibrium of Combined Cycle Plant Mode Selections

k	$q_{cc,k}$	q_2	d	P	$\pi_{cc,k}$	π_2	SW
1	186.6	424.1	610.7	38.9	992.9	7094.7	26736.2
2	231.9	398.9	630.9	36.9	1313.5	6266.0	27478.2
3	298.7	361.8	660.5	33.9	1584.2	5137.2	28536.2
4	406.9	301.7	708.6	29.1	1555.7	3541.5	30204.3

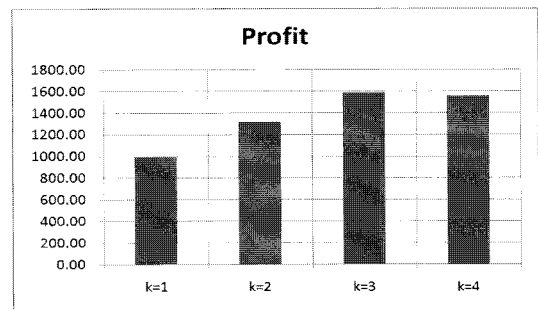


그림 7 운전모드별 복합화력발전의 기대이득
Fig. 7 Combined Cycle Plant's expected Profits of Operating Modes

그림 7을 보면, 복합화력발전이 운전모드 $k=3$ 을 선택하였을 때의 완전경쟁균형에서 이득이 가장 크다는 것을 알 수 있다. 따라서 복합화력발전사는 운전모드를 $k=3$ 으로 선택하여 입찰할 것이며 그 때의 완전경쟁균형점이 NE가 된다. 시장거래가치인 사회적후생을 비교하면 $k=4$ 일 때가 최대이다. 하지만 모드선택은 발전사의 역할이므로 발전사는 최대이득 운전모드를 선택하려 하게 된다. 일반적으로 발전비용이 저렴한 운전모드를 선택하고, 발전량이 많은 경우의 이득이 더 클 것이라 예측할 수 있지만, 대상계통을 통해 발전비용이 비싼 운전모드를 선택하여 작은 양의 발전을 하였을 때 오히려 발전사의 이득이 극대화 될 수 있다는 것을 확인하였다.

5. 실계통 분석

본 절에서의 사례연구는 2006년 우리나라 실계통의 데이터를 사용한다. 원자력, 일반화력, 복합화력을 포함하여 총 140여개의 발전기가 운전하는 계통에서, 하나의 복합화력발전만이 전략적으로 운전모드를 선택한다고 가정하고 수요는 탄력성을 부여하여 부하 수준이 60000MW 정도가 되도록 하였다. 전략적으로 운전모드를 선택하는 발전기는 2대의 GT와 1대의 ST로 구성된 발전기를 선택하였다.

이러한 실계통 데이터를 사용한 전력시스템을 사용, 식 (2)~(6)의 최적화를 통해 복합화력발전기를 소유한 발전사와 시장운영자와의 내쉬균형을 계산하였다. 다음 표 4는 전략적으로 운전모드를 선택하는 복합화력발전의 비용특성과 완전경쟁균형 결과 및 그 때의 내쉬균형을 나타내고 있다.

표 4 실계통 데이터를 사용한 경쟁균형상태
Table 4 Perfect Competition Equilibrium of Real Power System

k	a	b	c	$q_{cc,k}$	P	$\pi_{cc,k}$
1	3,665	101	0.01176	173	143.99	3,413,020
2	3,665	101	0.01176	330	143.97	9,231,650
3						
4	1,177	72	0.01662	535	143.95	9,410,076

표 4에서 운전모드 $k=1$ 은 GT 1대만 운전되는 상태이며 운전모드 $k=2$ 는 GT만 2대, 운전모드 $k=3$ 은 GT1대와 ST 1대, 그리고 운전모드 $k=4$ 는 모든 터빈이 운전되는 상태이다. 우리나라의 CBP 시장에서는 GT모드로 운전하는 경우 합성 발전비용으로서 동일한 발전비용특성이 나타나게 되며($k=1, k=2$) 복합모드인 경우에는 최대출력 운전모드의 발전비용특성만 평가되어 $k=3$ 의 운전모드의 비용은 공란으로 표시되어 있다.

본 연구에서 제안한 복합화력발전의 입찰전략은 운전모드를 전략변수로 선택하는 것이다. 4절의 대상계통에서는 최대발전구간 운전모드가 아닌 경우에도, 복합화력발전의 이득을 극대화시킬 수 있음을 보였다. 하지만, 실계통 데이터를 사용하여 분석한 결과에서는, 표 4와 같이 주로 최대발전구간 운전모드를 선택하여 입찰하는 경우에 최대출력을 냄으로써 이득이 극대화된다.

실계통 데이터와 4절에서 다루었던 대상계통 데이터의 차이점은 비용특성이라고 볼 수 있다. 4절의 대상계통 데이터는 그림 6에서 보았을 때, 완전경쟁 균형점이 AC와 MC 교차점인 x점의 우측구간에 위치하여 발전을 많이 할수록 평균비용이 증가하는 구간에서 나타남을 알 수 있다. 그러나 실계통 데이터 복합화력발전 비용특성은 AC와 MC 점 x의 좌측구간에 위치하게 되며, 최대발전량만큼 발전을 하려 하게 된다. 다음 그림 8은 $k=4$ 운전모드의 AC와 MC의 비용특성이며, 구간 내에서 AC가 MC보다 크게 나타나 점 x의 좌측구간에 위치하게 됨을 알 수 있다.

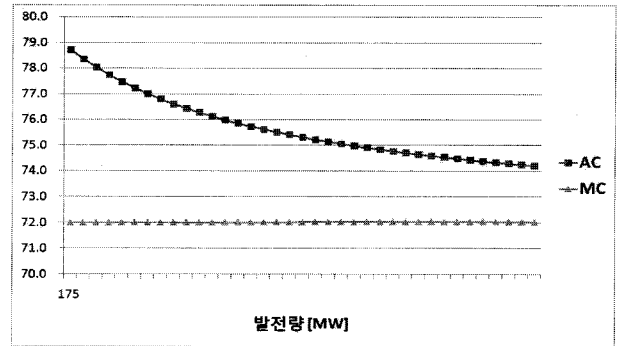


그림 8 실계통 복합화력발전의 AC와 MC의 관계
Fig. 8 AC and MC graphs of Combined Cycle Plant

경제학적으로, 생산의 규모가 커질수록 기업의 장기 평균 생산비용이 줄어들게 되면 그 산업은 규모의 경제(Economics of scale)가 존재한다[7]. 그림 8에서의 AC 곡선은 장기평균비용은 아니지만, 발전량이 늘어남에 따라 단기 평균비용이 줄어들게 되고, 최대한 발전을 많이하려는 현상이 나타나게 되어 규모의 경제와 유사한 특성이 보이게 된다. 비록 현재의 실계통 복합화력발전기 데이터에서는 전략적 운전모드 선택이 주로 최대구간을 선택하는 것으로 결과가 나왔으나 추후 비용특성이 변화거나, 발전력 구간이 변화되면 복합화력발전이 전략적으로 운전모드를 선택하게 될 수 있다.

6. 결 론

본 논문에서는 우리나라 전력시장에서 복합화력발전의 입찰전략 수립모형에 대하여 연구하였다. 일반화력발전과는 달리 운전모드에 따라 비용함수가 변하는 복합화력발전만의 특성을 고려하여 복합화력발전의 전략변수를 운전모드로 사용하였으며, 시장운영자와 복합화력발전과의 관계를 2인 게임으로 정식화하여 2단계 최적화 문제로 모형화하였다.

일반적으로, 복합화력의 운전은 최대 운전모드에서 최대의 이득이 발생할 것이라 예측한다. 하지만 본 연구에서는 복합화력발전만의 비용특성에 주목하여 입찰전략을 제시함으로써, 시장상황에 따라 최대 출력을 내는 운전모드가 아닌 경우에도 발전사의 이득을 극대화시킬 수 있다는 것을 확인하였다. 2006년 우리나라 실계통 데이터를 사용하여 검증을 시도하였으나, 실계통 결과에서는 규모의 경제와 유사한 특성을 보이며 전략적 운전모드 선택이 모두 최대출력을 내는 운전모드로 나타났다. 하지만 추후 발전비용특성이나 발전력 구간의 변화 시 복합화력의 입찰전략을 운전모드선택으로 결정하는 가능성을 검토해 보았음에 의미가 있다.

감사의 글

이 연구는 단국대학교 대학원 연구보조장학금의 지원으로 이루어진 것임

참 고 문 헌

[1] Bo Lu and M. Shahidehpour, "Short-Term Scheduling of Combined Cycle Units," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.19, No.3, pp.1616-1625, August 2004.

[2] 전력거래소 홈페이지, 전력시장운영규칙, <http://www.kpx.or.kr/>

[3] 김남일, 전력 도매시장의 시장참여자 행태 분석 : 게임 이론적 접근, 에너지경제연구원 연구보고서, 2003. 11.

[4] Cohen and Gregory Ostrowski, "Scheduling Units with Multiple Operating Modes in Unit Commitment," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 11, No. 1, pp.497-503, February 1996

[5] 신재홍, 이광호, "게임이론을 이용한 전력시장 정보의 불완비성 해석," *전기학회논문지*, 55A권, 5호, pp.214-219. 2006. 5.

[6] R. Kehlhofer, *Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants*, Prentice Hall, 1991.

[7] D. Fudenberg and J. Tirole, *Game theory*, MIT Press, 1991.

[8] N. G. Mankiw, *Principles of Economics*, Thomson, 2007.

저 자 소 개



김 상 훈 (金 尙 勳)

1982년 9월 3일생. 2007년 단국대 공대 전기전자컴퓨터공학과 졸업. 2007~현재 동 대학원 전기공학과 석사과정.
Tel : 031-8005-3621
E-mail : hoonsmile@dankook.ac.kr



이 광 호 (李 光 浩)

1965년 12월 22일생. 1988년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1990년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1995년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박). 1995년 전력연구원 위촉연구원. 2001년 미국 Univ. of Texas (Austin) 방문교수. 1996~현재 단국대 공대 전자전기공학부 교수.
Tel : 031-8005-3604
E-mail : khlee@dku.edu