

경쟁 전력시장에서 발전기 유지보수계획을 고려한 입찰전략수립

고용준* · 신동준* · 김진오* · 이효상**

*한양대학교 전기공학과, **전력거래소

Generator Maintenance Scheduling for Bidding Strategies in Competitive Electricity Market

Young-Jun Ko*, Dong-Jun Shin*, Jin-O Kim* and Hyou-Sang Lee**

*Department of Electrical Engineering, Hanyang University

**Korea Power Exchange

요 약

수직 통합된 체제의 전력회사가 6개의 발전회사와 1개의 판매회사로 분리되고 전력거래소를 통한 전력 거래가 본격화되면서 발전회사는 자체 소유 발전설비의 공급가능용량을 어떻게 활용하느냐에 따라 영업 상 수익의 영향을 받게 된다. 특히, 하루 전 발표되는 한계가격(System Marginal Price, Base Load Marginal Price)에 맞도록 전력생산을 위한 발전 비용함수를 적용한다면 익일의 공급가능용량이 최적 배분됨으로써, 변동비 반영 시장(Cost based Generation Pool)과 입찰가격 반영 발전시장(Price Bidding Generation Pool)에 적용될 계통운영보조서비스의 계약 물량 산출 및 익일 생산비용의 최적화를 위한 입찰전략(Bidding Strategies) 수립이 가능해 지므로 보유 설비에 대한 최적이용이 가능하게 된다. 따라서 본 논문에서는 수요예측 오차와 과거 시장운영 실적을 기초로 년 간 유지보수 계획을 수립하고, 계통운영보조서비스에 대한 계약물량 산출과 개개 발전기의 비용함수 산출, 적용을 통한 발전설비의 효율적인 입찰 방안에 대해 논하고자 한다.

Abstract— The vertically integrated power industry was divided into six generation companies and one market operator, where electricity trading was launched at power exchange. In this environment, the profits of each generation companies are guaranteed according to utilizing strategies of their own generation equipments. This paper presents on generator maintenance scheduling and efficient bidding strategies for generation equipments through the calculation of the contract and the application of each generator cost function based on the past demand forecasting error and market operating data.

1. 서 론

우리나라는 현재, 전력산업의 효율성을 제고하고 장기적으로 안정적인 전력공급을 목적으로 전력산업의 구조개편이 변동비 반영시장, 입찰가격 반영 발전시장 및 양방향 입찰시장 등 단계별로 추진 중에 있다. 이러한 전력산업의 구조개편으로 발전시장에의 경쟁이 도입되면서, 발전소 운영측면에서의 경제성과 효율성이 강조되고 있다. 또한, 구조개편에 따른 시장경제 논리를 반영한 급전방식의 도입으로 각 발전사업자는 자사의 이익 극대화라는 시장논리에 따라 효율적인 발전기 운영방안을 생각하지 않을 수 없게 되었다. 따라서, 과거 기동비용을 제외한 전체 계통의 증분 연료비 최소화 차원에서 이루어

어지던 경제급전 원칙은 기동비용을 포함해 발전설비의 최적 이용이 가능하도록 입찰함으로써 기업의 영업 이익을 극대화하는 방향 즉, 경제발전 원칙으로 전환되고 있다. 특히, 발전기 유지보수계획은 과거 중앙 집중적인 급전체제에서 계통전체의 안정성과 경제성을 동시에 고려하여 운영되어 왔지만, 발전회사 분리로 인해 개별 사업자의 이익이 우선되는 환경으로 전환되었다. 따라서, 분리된 발전사업자는 기동비용을 포함해 자신이 보유한 발전자원의 효율적인 배분을 위한 발전설비의 효율적인 유지보수계획^{[1][2]}과 입찰전략이 더욱 중요한 문제로 대두되었다^{[3][6]}. 즉, 발전사업자는 전력시장에 자사 보유 발전설비의 공급가능용량을 에너지와 계통운영보조서비스(Ancillary Service)의 형태로 계약 또는 입찰^[7]하게 되는

데 이는 발전기 특성상 에너지와 계통운영보조서비스를 동시에 제공해야 하므로 공급가능용량의 확보를 위한 유지보수계획과 에너지 및 계통운영보조서비스를 동시에 최적화하기 위한 새로운 개념의 발전계획을 수립하여야 한다. 본 논문은 신설된 발전회사의 관점에서 과거 시장운영 실적을 기초로 보수계획의 최적화 기법으로서 유전알고리즘을 이용하여 년 간 발전기 보수계획을 사전에 수립하고, 제안한 생산 비용함수를 토대로 익일의 공급 가능한 용량에 대한 입찰전략을 수립함으로써 발전설비의 최적이용을 통한 기업이익의 극대화 방안을 논하고자 한다.

2. 발전기 유지보수계획

개방적인 전력시장에서의 유지보수계획은 전통적인 수직 통합적인 전력시스템과는 다르게 된다. 유지보수 계획은 더 이상 중앙급전 지시자에 의해서 이루어지지 않게 되고 발전기 소유자에 의해서 이루어지게 된다. 개방적인 전력시장에서, 발전기 소유자는 자신의 발전기의 운영상태 및 에너지 시장에서의 할당량과 다른 경제적인 요소에 의해 유지보수 계획을 세우게 된다. 경쟁시장에서 유지보수 계획의 목적은 계획 예방 정비의 최적화를 통한 가능한 많은 가용용량을 최대한 확보함으로써 전력생산의 수익을 향상하기 위해 노력하게 된다.

2-1. 목적함수의 선정

발전기 보수계획은 계통 전체의 부하와 예비력을 고려하여 경제성과 신뢰성을 최대로 할 수 있도록 정해진 기간의 각 발전기의 보수시기를 합리적으로 결정하는 문제이다. 본 논문에서는 발전사업자의 보수계획문제의 목적함수로서 에너지 시장에서의 에너지의 판매를 위한 예방 정비 발전량을 최소화하도록 설정하였다.

목적함수는 식(1)과 같다.

$$\text{Min} \left[\sum_t \left[\sum_i P_{it} - \sum_{i \in I_t} \sum_{k \in S_i} X_{ik} P_{ik} - L_t \right]^2 \right] \quad (1)$$

부하제약조건은 식(2)과 같다.

$$\sum_i P_{it} - \sum_{i \in I_t} \sum_{k \in S_i} X_{ik} P_{ik} - L_t \quad (2)$$

여기서, I_t : t 기간에 유지보수 가능한 발전기 i의 집합
 S_i : 개체 i 발전기의 기간 t의 시작점의 집합
 P_{it} : 발전기 i의 t 기간 동안의 발전용량
 L_t : t 기간 동안 예측된 부하 수요
 X_{it} : t 기간 동안 발전기 i의 유지보수기간이 시작이면 1, 그렇지 않으면 0

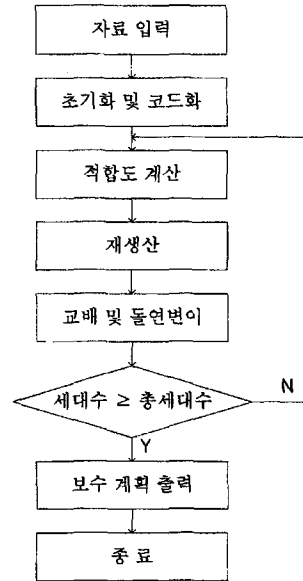


Fig. 1. Flowchart of a maintenance scheduling using GA.

2-2. 보수계획에 대한 유전알고리즘의 적용

보수계획 문제는 조합의 최적화 문제이며, 무한대에 가까운 조합의 개수를 갖는다. 본 연구에서는 보수계획의 문제의 최적화 기법으로서 유전알고리즘을 적용하였다. 최적화 과정에 자연 유전자와 자연선택을 모방한 유전알고리즘은 전역탐색을 통해 최적해를 구할 수 있는 기법이며, 구속조건을 갖는 최적화 문제나 조합의 최적화 문제를 다룰 수 있는 적절한 기법이다. 본 논문에서 제시된 유전알고리즘을 사용한 보수계획의 순서도를 Fig. 1에 나타내었다. Fig. 1을 살펴보면, 처음 발전 계통의 자료를 입력받는다. 이 자료에는 각 발전기의 발전용량, 보수 정지기간, 보수 가능기간이 포함되어 있다. 이 자료로부터 보수 정지기간을 결정해야 하는 발전기의 보수기간의 시작점을 유전알고리즘의 개체로써 표시한다. 각 개체들은 목적함수를 통해 적합도를 계산하고, 유전알고리즘의 연산을 통해 새로운 개체들을 생성한다. 최종 개체 중 최고의 적합도를 가진 개체들을 출력한다.

2-2-1. 개체

본 논문에서 사용된 유전알고리즘의 개체는 실수로 발생시켰다. 각각의 개체들은 각 발전기의 보수가능 기간 안에서 발생시켰고, 발전기 보수 기간의 시작점으로 나타내었다. 즉,

$$T_i = [t \in T : e_i \leq t \leq l_i - d_i + 1]$$

여기서, T_i : 개체 i 발전기의 보수 시작점
 e_i : 발전기 i 의 보수가능기간의 시작점
 l_i : 발전기 i 의 보수가능기간의 끝점
 d_i : 발전기 i 의 보수기간

단, 한 번 보수가 시작된 발전기는 보수를 중단하지 않고 반드시 보수를 완료해야 한다. 또한, 그 해 시작한 보수는 그 해 52주안에 끝나야 한다.

3. 발전사업자의 입찰전략

경쟁적인 전력시장에서 발전사업자의 행동은 자신이 보유한 설비의 효율적인 운영을 위한 유지보수 계획과 입찰을 통해 이윤을 창출하는 것이 중요한 요소가 된다. 따라서, 이윤을 극대화하기 위해서는 보유 설비를 이용해 발전하는데 소요되는 비용합수와 시장가격에 대비되는 공급용량의 산출 및 계약 종류별 공급용량을 결정하여야 한다. 특히, 변동비 반영시장단계에서는 고정비를 용량요금(Capacity Payment)의 형태로 보상받지만 입찰 가격 반영시장에서는 용량요금을 적용 받지 못함으로써 별도의 고정비 보상이 어려워지게 되므로 가격 입찰 시 변동비에 고정비를 추가한 새로운 형태의 생산 비용합수가 필요하게 된다. 이를 위해 현재의 변동비반영시장에서 발전기 운영에 필요한 각종 비용 자료를 활용해 각 발전기의 비용합수 산출을 위한 새로운 발전비용 요소를 추가로 결정하여 입찰하게 된다. 본 논문에서는 계통운영보조서비스에 대한 계약 가격은 전력거래소를 통해 사전에 공표 되고, 계약은 연간단위로 체결되며, 계통운영보조서비스 용량은 사전에 결정된다는 가정 하에서 자사 설비의 효율적인 운영을 통한 이윤의 극대화 방안을 논하였다.

3-1. 비용합수

자사 보유 설비를 이용해 전력을 생산하기 위해서는 우선 투자된 자본비용의 회수방안과 발전기 운영에 필요한 각종 운전비용의 정확한 산출이 필요하다.

3-1-1. 자본비용 회수방안

자본비용의 경우 과거 한전에서 적용하던 방식 즉, 일정기간(예 : 10년) 이내에 감가상각 후 남은 내구년한에는 잔존가치 "0"로 운전이 계속될 경우 일시적인 사업자 비용부담 및 감가상각 후 무가치의 설비를 이용해 이윤을 창출하게 되는 모순을 반복하게 된다. 따라서, 이를 개선해 발전소 총 건설 투자비에 설비 내구년한을 기초로 하는 자본회수 계수(CRF)를 곱하여 결정된 연간 균등화 설비비 단가에 예상 가용시간을 나누어 결정한다. 이를 수식으로 표현하면 식(3)과 같다.

$$G = \frac{\text{건설단가(천원/Kw)} \times \text{CRF}}{8760 \times \text{가용률} \times (1 - \text{소내소비율})} \quad (3)$$

$$\text{여기서, CRF} = \frac{r \cdot (1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

$$\text{가용률} = 1 - \frac{\text{예방정비일수}}{365} \times (1 - \text{고장정지율})$$

G : 단위전력량당 자본비용

CRF : 자본회수계수

r : 할인율

n : 설비내구년한

3-1-2. 운전비용 산정

운전비용에는 상업운전 개시 후 발전소를 실제 운영하는데 소요되는 제반 비용으로 연료비와 기동비용을 포함해 인건비, 수선유지비, 경비, 일반관리비, 공통비(회처리비, 폐기물비 등)와 설비 운영과 관리에 필요한 모든 비용이 포함된다. 또한 운전자본에 대한 보수, 즉 투자자산 운영에 소요되는 비용은 투입부터 회수까지 일정기간이 소요되므로 이에 대한 적절한 보수를 지급하여야 한다. 그러나, 이들 운전비용 중에는 이용률에 관계없이 고정적으로 발생하는 고정비적 요소와 이용률에 따라 가변적으로 변동되는 변동비적 요소가 있으며, 이를 일정률로 구분하거나 기준을 설정해 적용하기는 매우 곤란하므로 연료비를 제외한 모든 비용을 고정비적 요소로 간주해 왔다. 따라서, 이를 정리하면 다음과 같다.

$$\text{운전비용} = (\text{자본비용} \times \text{이용률}) + \text{운전자본에 대한 보수}$$

3-1-3. 수정된 발전비용 함수

운전비용의 파라미터를 생산 비용합수에 포함하여 산출할 경우 식(4)로 나타낼 수 있다. 즉,

$$\left. \begin{aligned} \text{QPC}_i &= \text{QHC}_i \times \text{FC}_i \\ \text{LPC}_i &= \text{LHC}_i \times \text{FC}_i \\ \text{NLPC}_i &= \text{NLHC}_i \times \text{FC}_i \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

여기서, QPC_i : 2차 증분가격계수

QHC_i : 2차 열소비계수

FC_i : 연료열량단가

LPC_i : 1차 증분가격계수

LHC_i : 1차 열소비계수

NLPC_i : 가격상수

NLHC_i : 열소비상수

이러한 파라미터는 식(5)와 같이 기존의 2차식으로 표현하던 생산비용함수의 계수 a, b, c로써 나타나며,

$$F(q) = aq^2 + bq + c \quad (5)$$

자본비용과 운전비용이 포함된 수정된 발전비용함수는

식(5)에 자본비용(β_1)과 연료비, 기동비를 제외한 운전비용(β_2)을 포함하여 식(6)과 같이 나타낸다.

$$F(q) = aq^2 + bq + c + \beta_1 + \beta_2 \quad (6)$$

3.2. 설비운영

일반적으로 발전설비는 제작사의 자체 시뮬레이션 등을 통해 설비 정격용량을 결정하고 터빈의 날개 등 일부 부품을 개조하는 수정작업을 통해 정격용량 이상의 최대출력(MCR : Maximum Continuous Rate)까지 도달할 수 있도록 제작하고 있다. 따라서, 기존의 발전기 운영 패턴 즉, 정격용량 $\pm 5\%$ 대에서 주파수조정이 이루어질 수 있도록 출력을 감발 하지 않더라도 일정 출력 수준에서는 발전기나 송전선 고장 등으로 인한 사고에 대비하여 순동 예비력(Spinning Reserve) 또는 대체 예비력(Operating Reserve)으로의 사용이 가능해진다. 따라서, 발전사업자는 계절별, 시간대별 수요패턴이 일정하므로 과거의 수요예측 오차와 시장운영 실적 데이터를 이용하여 계통운영보조서비스의 양을 결정하게 된다. 또한, 현재의 변동비 반영 발전 시장 운영 규칙에 따르면, 발전사업자가 신고(입찰)한 가능용량 이상을 급전지시에 의해 발전할 경우, 계통한계가격에 의해 비용을 지급받게 되므로 자사 설비가 공급할 수 있는 총 공급용량 중 하루 전 시장에 공급할 용량, 계통운영보조서비스로 공급할 용량, 그리고 초과 발전할 용량 등을 결정하는 설비 운영에 대한 전략 수립이 필요하다.

3.3. 익일 공급가능용량에 대한 입찰

계통운영보조서비스에 대한 비용 지불은 현 변동비 반영 시장 운영 규칙에 명시되어 있지는 않으나 '00년도 전력시장 모의운영 결과를 통해 비추어 볼 때 적절한 비용 보상은 어려울 것으로 보인다. 즉, 기존 발전비용에 대한 보상 이외에 별도의 품질 유지를 위한 서비스 비용을 지불할 경우 판매회사의 자금 압박 요인이 되고 이는 결국 소비자의 부담으로 남게 된다. 따라서, 자사 보유 설비의 익일 공급가능용량을 어떻게 어떤 용도에 맞게 입찰하느냐에 따라 회사의 수익과 직결되게 된다. 다시 말해, 익일공급가능 용량의 입찰할 최적의 발전용량을 결정함으로써 최대의 이윤을 얻게 되는 것이다. 완전경쟁시장에서 경쟁적인 발전사업자는 식(7)과 같이 매 시간 발전 한계 비용이 현물시장가격과 동일하거나 그 이하가 되도록 공급가능용량을 신고하는 것이 이윤을 최대로 하게 되므로 가격결정발전계획에서 결정된 계통한계가격에 본 논문에서 제안한 소유발전기 자체의 비용함수를 대응시켜 계통한계가격(SMP)과 기저한계가격(BLMP)에 맞는 공급용량으로의 변경 입찰전략을 수립

하게 된다.

$$\frac{\partial F(q)}{\partial q(t,d)} = p_s(t,d) \leq \text{SMP} \quad (7)$$

3.4. 최적 출력에 의한 추가 기대수입

최적화된 출력 $q^*(t, d)$ 으로 인한 기대 수입(Revenue)은 식(8)과 같이 표현된다.

$$\text{Rev}^*(t,d) = \sum_{\text{all } k} p_c(k,t,d) \times q_c(k,t,d) + p_s(t,d) \times \left[q^*(t,d) - \sum_{\text{all } k} q_c(k,t,d) \right] \quad (8)$$

여기서, $p_c(k, t, d)$: d일 t 시간의 k 계약에 대한 가격
 $q_c(k, t, d)$: d일 t 시간의 k 계약에 대한 공급량
 $p_s(t, d)$: d일 t 시간의 계통한계가격
 $q^*(t, d)$: d일 t 시간의 발전기의 출력

4. 사례 연구

발전사업자의 운용계획 수립에서 주요 관심사는 발전 계획이다. 발전계획이란, 예측된 부하를 가장 경제적인 비용으로 공급하기 위하여 다양한 종류의 발전기를 조합하여 각 발전기별 출력 및 발전시간을 대상기간 동안 가장 적절하게 결정하여 배분하는 것을 말한다. 본 논문에서는 발전사업자가 소유한 발전설비의 최적의 이용을 위해 원자력을 제외한 모든 형태의 발전기에 유지보수 계획을 세우고 제안한 비용함수를 적용하여 계절 및 요일별로 총 6가지의 부하형태에 대한 매일의 입찰을 신고하고 공급용량을 변경함으로써 발전회사의 이윤변동을 검토하였다. 사례연구의 절차는 Fig. 2와 같다.

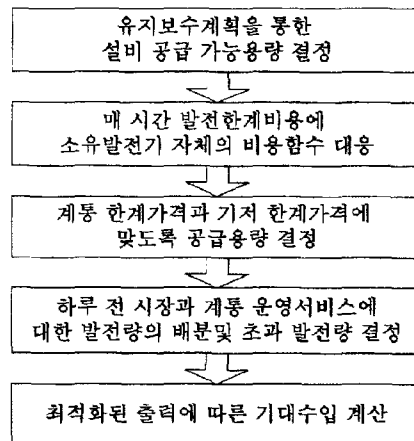


Fig. 2. Flowchart of case study.

Table 1. Data of generator.

Unit	Capacity (MW)	Outage (Weeks)	Unit	Capacity (MW)	Outage (Weeks)
1	560	6	8	300	8
2	560	6	9	125	5
3	560	6	10	200	5
4	560	6	11	375	4
5	500	6	12	225	4
6	500	6	13	560	4
7	200	8	14	340	4

4-1. 유지보수 계획 결과

유지보수 계획은 경제성과 효율성이 강조되고 있는 발전소 운영측면에서 발전설비의 효율적 운영과 공급가능용량을 결정하여 경제적인 입찰을 도모하는데 있어 매우 중요하다. 본 논문에서 보수계획 수립에 사용된 자료는 원자력을 제외한 기저 8개와 중간 4개, 첨두 4개의 발전설비를 보유한 발전회사로 최대부하가 4800 MW이고 시설용량이 5560 MW로 Table 1에 나타나 있다. 14대의 발전기는 공급가능용량을 최대로 유지하여 매일의 입찰전략을 수립하기 위해 식(1)과 식(2)를 이용해 유지보수 기간을 유전자 알고리즘을 이용하여 최적화하였다.

보수계획에 사용된 유전알고리즘의 매개변수는 다음과 같이 설정하였다.

- 개체수=20 세대수=600
- 교배확률=0.9 돌연변이 확률=0.1

또한 제약조건을 취급하기 위해 알고리즘이 부적합한 영역을 탐색하게 될 때 벌점을 부과하고 이 벌점을 평가함수에 반영하여 최적화하는 고정 벌점전략을 사용하였다.

Table 2는 유전알고리즘을 이용한 유지보수계획의 결과로 발전회사가 소유한 발전설비의 유지보수 기간의 최적의 시작점을 보여주고 있다.

여기서 t_n 는 발전기 i 의 유지보수 기간의 시작점을 나타낸다. Table 2에서와 같이 수립된 보수계획을 고려하여 익일공급가능용량을 결정하고 매일의 이윤변동을 검토하여 제안한 방법의 유용성을 검증하였다.

4-2. 익일공급가능용량에 대한 입찰결과

유지보수 계획결과를 토대로 원자력을 제외한 모든 형

Table 2. Maintenance start period of units.

	1	2	3	4	5	6	7
t	9	46	14	38	21	42	11
	8	9	10	11	12	13	14
t	40	5	36	16	28	19	46

태의 발전기에 제안한 계통운영보조서비스를 포함한 비용함수를 적용하여 익일공급가능용량을 결정하고 매일의 입찰을 신고하고 공급용량을 변경함으로써 발전회사의 이윤변동을 검토하였다. 본 연구에서는 최적화된 유지보수 기간을 산정하고 대상기간 동안 가장 경제적인 비용으로 부하에 전력을 공급하도록 한계가격에 맞도록 익일 판매량의 배분을 결정하는 것을 최적운전계획으로 정의하였다.

우선, 본 논문에서 제안한 발전비용함수를 토대로 수익모델로서 최적운전계획에 따른 기저발전기를 최대용량으로 고정출력 운전하는 방안과 일정 물량을 계통운영보조서비스로 공급하고 이윤을 극대화하는 방안에 대해 계절별 및 요일별로 총 6가지의 부하형태에 대해 기존의 가격결정 발전계획과의 비교 검토하였다. 이를 위해 위에서 제시한 기저 발전설비 6기와, 중간 발전설비 4기, 첨두 발전설비 4기를 소유한 발전회사에 입찰전략을 도출하는 과정을 사례로 검증해 보았다.

설비가 공급할 수 있는 총 공급용량 중 하루 전 시장과 계통운영보조서비스에 대한 발전량의 배분 및 초과 발전량의 결정과 같은 설비 운영에 대해 식(7)에서 제시된 바와 같이, 매시간 발전 한계 비용이 현물시장 가격과 동일하거나 그 이하가 되도록 소유발전기 자체의 비용함수를 대응시켜 계통한계가격과 기저한계가격에 맞추어 공급용량을 결정하고, 식(8)에서 최적화된 출력에 따른 기대수입을 계산하였다. 이의 결과를 Table 3~5에 같이 표시하였다. Table 3은 춘추계의 평일 및 주말에 대해 기존의 가격 결정 발전계획과 일정량의 물량을 계통 운영서비스로 공급하고 한계가격에 맞추어 출력을 최적화하는 방안과 본 논문에서 제안한 최적운전계획에 따른 기저발전기를 최대출력으로 고정 출력하고 초과 발전량을 예비력으로 제약 체결하는 방안에 대한 수익 누계를 시간구간 별로 비교한 것이다.

춘계부하에서는 시간 구간에 따른 이윤 변동이 큰 차이를 보이고 있다. 이는 시간구간 1과 2에서의 낮아진 계통한계가격으로 인해 첨두 발전설비의 입찰가능용량을 줄이고 기저발전설비의 출력을 늘림으로써 이윤을 극대화하도록 입찰하게 된다. 이때, 일부 560 MW 용량의 유연탄 화력발전소의 경우 과거에는 540 MW에서 부하 추종운전(G.F : Governor Free)을 실시함으로써 자신의 수입은 기저한계가격의 19원대를 벗어나지 못하면서 전체 설비용량의 15%에 지나지 않는 설비가 높아진 계통한계가격을 적용 받았다. 그러나, 유연탄 발전소의 일정량 즉, 20 MW를 계통운영서비스로 보상받지 않고 24시간 고정출력 운전할 경우, 일정시간 20 MW 이상의 상향운전이 가능하므로, 이를 예비력 물량으로 사전에 계약하고 평상시 운전은 560 MW로 입찰하면, 운전이 따

Table 3. Profit comparison in the spring and autumn.

계절 및 요일	시간 구간	기존의 가격결정 발전계획에 따른 수 [천원]	일정물량을 계통운영보조서비스로 공급하고 최적화하는 방안 [천원]	기저발전기를 최대한 출력하는 방안 [천원]
춘추계	1	588	684	789
	2	1,018	1,228	1,352
	3	2,365	2,669	2,864
	4	3,987	4,429	4,702
평일	5	5,544	6,189	6,519
	6	7,162	8,007	8,430
	7	8,904	9,874	10,393
	8	10,553	11,642	12,222
춘추계	1	530	604	638
	2	1,035	1,198	1,275
	3	2,316	2,624	2,749
	4	3,703	4,126	4,311
주말	5	4,979	5,518	5,771
	6	6,424	7,095	7,395
	7	8,084	8,897	9,277
	8	9,714	10,663	11,131

Table 4. Profit comparison in the summer.

계절 및 요일	시간 구간	기존의 가격결정 발전계획에 따른 수익 [천원]	일정물량을 계통운영보조서비스로 공급하고 최적화하는 방안 [천원]	기저발전기를 최대한 출력하는 방안 [천원]
하계	1	725	809	829
	2	2,205	2,452	2,532
	3	4,158	4,578	4,715
	4	5,875	6,417	6,614
평일	5	8,042	8,677	8,931
	6	10,156	10,867	11,187
	7	12,081	12,919	13,292
	8	14,340	15,298	15,736
하계	1	1,048	1,184	1,249
	2	2,068	2,289	2,426
	3	3,693	3,971	4,224
	4	5,854	6,291	6,615
주말	5	7,990	8,525	8,892
	6	9,776	10,421	10,803
	7	11,369	12,143	12,596
	8	13,645	14,617	15,106

른 비용 보상은 G.F에 비해 14% 정도의 이익을 보고 상향운전에 따른 예비력 가격의 보상으로 인해 1%정도 이익을 보게 됨으로 현재의 수익 구조에 비해 향상된 결과를 가져올 수 있다. Table 4와 5는 하계와 동계에 대해 나타낸 것이다.

Table 4는 하계의 평일, 주말에 대해 일간 최적 출력 운전계획을 수립하고 입찰에 따른 이윤을 계산한 결과로서, 하계 시간구간 5와 6에서는 한계가격이 생산비용보다 매우 높으므로 최대 출력으로 입찰하게 된다. 시간구간 7에서는 계통한계가격이 시간구간 5보다 낮으므로 계통한계가격과 같아질 때까지의 출력으로 입찰하였다. 따

라서 이윤이 최대가 되도록 입찰하게 된다.

동계 주말의 경우의 이윤변동 추이는 평일의 경우와 비슷하게 나타나고 있다. 그러나 부하는 평일보다 작으므로 이윤은 평일보다 적게 나타나게 된다.

최적화된 출력에 따른 일간 수익의 변화 추이를 고찰하기 위해 기존의 가격결정계획에 따른 경우(case 1)와 일정물량을 계통운영보조서비스로 공급하고 한계가격에 맞도록 최적화하는 경우(case 2), 최적운전계획에 따라 기저 발전기를 고정출력하고 초과발전량을 예비력으로 계약 체결한 경우(case 3)에 대해, 출력과 수익을 case 1을 기준 하였을 때 부하에 따라 비교하여 정리하였다.

Table 5. Profit comparison in the winter.

계절 및 요일	시간 구간	기존의 가격결정 발전계획에 따른 수익 [천원]	일정물량을 계통운영보조서비스로 공급하고 최적화하는 방안 [천원]	기저발전기를 최대로 출력하는 방안 [천원]
동계 평일	1	1,429	1,545	1,670
	2	2,393	2,576	2,760
	3	4,024	4,286	4,519
	4	5,592	5,951	6,240
	5	6,820	7,334	7,679
	6	8,231	8,881	9,292
	7	10,799	11,792	12,257
	8	13,316	14,403	14,909
주말	1	1,563	1,687	1,714
	2	2,716	2,965	3,062
	3	4,106	4,473	4,627
	4	5,582	6,068	6,265
	5	6,983	7,571	7,869
	6	8,279	9,030	9,401
	7	10,345	11,228	11,677
	8	12,916	13,939	14,462

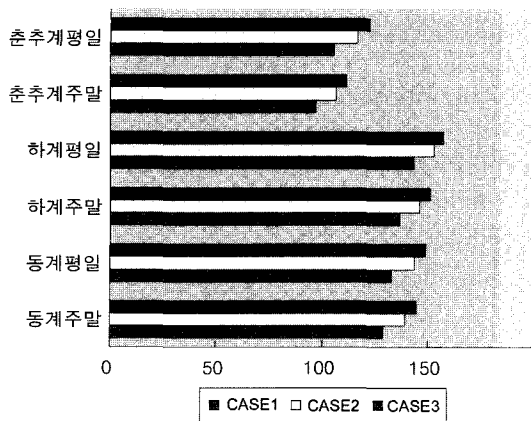


Fig. 3. Daily profits comparison for load.

Fig. 3은 최적출력에 따른 수익이 부하가 많은 하계와 동계, 그리고 부하가 적은 춘추계의 순서로 나타나고 있다. 이는 하계의 계통한계 가격이 매우 높은 반면에 춘추계의 계통한계가격은 상대적으로 낮으므로, 하계에는 최대를 입찰하여 수익을 증대시키도록 입찰패턴이 결정되었음을 의미한다. 따라서, 기저한계가격과 계통한계가격에 따라 최대의 이윤을 위해 운전하도록 합리적인 방향으로 최적운전패턴이 변화됨을 알 수 있으며, 또한 기저발전설비의 초과발전을 통하여 이윤을 극대화함으로써 최적운전계획의 타당성을 확인하였다. 기저발전설비의 경우, 기존의 가격결정계획에 따라 운전할 경우의 비용합수에 비해 최적운전계획에 의한 고정출력으로 운전할 경우 설비 효율 증대로 인한 비용의 절감은 물

Table 6. Profit about bid.

	춘추계		하계		동계	
	평일	주말	평일	주말	평일	주말
Case 1	1	1	1	1	1	1
Case 2	1.10	1.09	1.06	1.07	1.08	1.07
Case 3	1.15	1.14	1.09	1.10	1.11	1.11

론 예비력에 의한 부 수익으로 인해 이익을 창출할 수 있게 된다. 따라서 540 MW로 운전하면서 기저한계가격을 적용 받고 나머지 20 MW를 주파수추종으로 계통운영보조서비스 요금을 적용 받는 것보다, 560 MW로 고정운전하고 나머지 상향운전 가능용량을 예비력 가격으로 보상받는 것이 더 수익이 늘어나게 된다. 전체적인 이윤을 처음의 가격결정 계획에 환산하여 나타내면 Table 6과 같이 된다.

Table 6은 입찰에 따른 부하별 전체 이윤 결과를 비교하여 정리한 것으로 최적운전계획에 따라 기저 발전기를 고정출력하고 초과발전량을 예비력으로 제약 체결한 경우(case 3)가 가장 이윤을 극대화하는 전략이 되는 것을 알 수 있다.

5. 결 론

변동비 반영 시장에서의 계통운영보조서비스를 포함한 모든 요소별 공급가능용량에 대해 발전회사의 이익을 창출할 수 있도록 유지보수 기간을 산정하고, 비용 요소에 대한 분석과 발전회사의 이윤변동을 검토하고 사

레연구를 통해 이를 입증하였다. 다가오는 입찰가격 반영시장과 양방향입찰시장의 경우, 고정된 변동비가 아닌 발전회사 자신의 가격과 공급가능용량 입찰을 통해 설비의 최적운영 및 이윤 확보가 가능하다. 따라서, 유지보수기간의 최적화를 통한 가용용량의 최대한 확보와 도출된 각 비용요소들을 조합하고 이를 시스템화함으로써 계통제약으로 인해 전력 확보가 곤란한 지역 내에 있는 자사 설비의 효율적인 이용은 물론, 계통제약으로 인해 공급여력이 충분한 지역의 자사설비를 수급균형시장이나 시간전 시장 또는 계통운영보조서비스나 현물시장 등에 공급할 수 있게 될 것으로 사료된다.

참고문헌

1. Yaoyu Wang, Edmund Handschin: "Unit Maintenance Scheduling in Open Systems Using Genetic Algorithm", IEEE Transmission and Distribution Conference, 1, 334-339 (2000).
2. Dahal, K.P. and McDonald, J.R.: "Generator Maintenance Scheduling of Electric Power Systems Using Genetic Algorithm with Integer Representation", Genetic Algorithm in Engineering System, 456-461 (1997).
3. Michael Megnevitsky and Galina Kelareva "Application of Genetic Algorithms for Maintenance Scheduling in Power System", Neural Information Proceeding, 2, 447-452 (1999).
4. Dahal, K.P. and Burt, G.M.: "GA/SA-based hybrid techniques for the scheduling of generator maintenance of power systems", Proceeding of the Congress Evolutionary Computation, 1, 567-574 (2000).
5. Meadhbh E. Flynn and Michael P. Walsh: "Efficient Use of Generator Resources in Emerging Electricity Markets", IEEE Trans. on power system, 15, 1, February (2000).
6. Daoyuan Zhang, Yajun Wang and Peter B. Luh: "Optimization Based Bidding Strategies in the Deregulated Market", IEEE Trans. on power system, 15, 3, August (2000).
7. Fushuan Wen and David, A.K.: "Coordination of Bidding Strategies in Energy and Spinning Reserve Markets for Competitive Suppliers Using a Genetic Algorithm", IEEE PES, SM2000, 4, 2174-2179.