

경쟁시장에서 입찰전략 수립에 관한 연구

고용준 · 이효상* · 신동준 · 김진오
 한양대학교 전력거래소*

Bidding Strategies in Competitive Electricity Market

Young-Jun Ko · Hyo-Sang Lee* · Dong-Jun Shin · Jin-O Kim
 Dept. of EE, Hanyang University · Korea Power Exchange*

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 utilization of their own generation equipments. Especially, the electricity demand shows seasonal and weekly regular pattern, which the some capacity should be provided into ancillary service based on the past demand forecasting error and operating results of electricity market. Namely, if generation cost function is applied to SMP and BLMP as announced the previous day, the available generation capacity of the following day could be optimally distributed, and therefore contract capacity of ancillary service applied to CBP(Cost Based Pool) and TWBP(Two-Way Bidding Pool) is determined. Consequently, it is possible to use the retained equipments optimally. This paper represents on 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.

2.1 전력거래의 형태

경쟁적인 전력 시장에서의 거래 형태는 그림 1과 같다. 즉, 부하의 일정 분에 대해 사전계약(Bilateral Contract)을 통해 공급하고, 나머지 부분에 대해 하루 전 시장(Day-Ahead)을 통해 공급한다. 수요예측과 하루 전 시장에서 결정된 물량과의 차이는 수급균형시장(Imbalance Market)이나 시간전 시장(Hour-Ahead Market)을 통해 공급하고, 수요예측 오차로 인해 발생하는 실 계통의 부족 수요는 현물시장(Spot Market)이나 계통운용서비스를 통해 조달하게 된다.

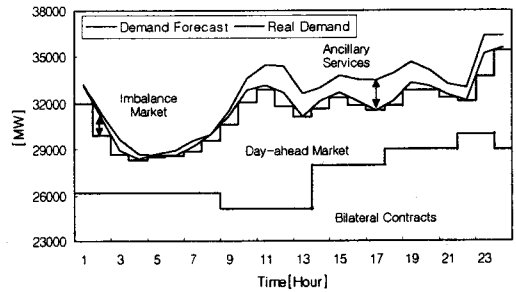


그림 1. 경쟁시장의 전력거래 형태

1. 서 론

전력산업의 구조개편과 발전시장에서의 경쟁이 도입되면서, 과거 기동비용을 제외한 전체 계통의 중분 연료비 최소화 차원에서 이루어지던 경제급전 원칙은 기동비용을 포함해 발전설비의 최적 이용이 가능하도록 입찰함으로써 기업의 영업 이익을 극대화하는 방향 즉, 경제발전 원칙으로 전환되고 있다. 따라서, 분리된 발전사업자는 기동비용을 포함해 자신이 보유한 발전자원의 효율적인 배분과 입찰전략이 더욱 중요한 문제로 대두되었다 [1,2]. 즉, 발전사업자는 전력시장에 자사 보유 발전설비의 공급가능용량을 에너지와 계통운영서비스(Ancillary Service)의 형태로 계약 또는 입찰(3)하게 되는데 이는 발전기 특성상 에너지와 계통운영서비스를 동시에 제공해야 하므로 에너지 및 계통운영서비스를 동시에 최적화하기 위한 새로운 개념의 발전계획을 수립하여야 한다. 본 논문은 신설된 발전회사의 관점에서 과거 시장운영 실적을 기초로 년 간 계통운영서비스 물량을 사전에 산출하고, 제한한 생산 비용함수를 토대로 일일의 공급 가능한 용량에 대한 입찰전략을 수립함으로써 발전설비의 최적이용을 통한 기업이익의 극대화 방안을 논하고자 한다.

2. 전력시장의 운영

2.2 전력계통의 제약

수직 통합된 전력산업 구조 하에서의 송전선로 제약은 전력시장에 경쟁이 도입됨에도 불구하고 여전히 전력계통 운영의 제약사항으로 남게되고[4], 이로 인해 제약 지역 내에 존재하는 발전사업자는 상대시장(Relevant Market)을 형성하면서 시장가격을 상승시키는 지역적 힘(Locational Market Power)을 발휘[5]하게 되므로 계통 운용자(SO)는 최적의 계통운용이 이루어질 수 있도록 발전계획을 수립한다.

2.3 발전사업자의 행동

송전제약이 존재하는 경쟁적인 전력시장에서 발전사업자의 행동은 상대시장에 의존하게 되고 이에 대처하기 위한 경쟁 모델의 선택이 중요한 요소가 되는 반면, 자신이 보유한 설비의 효율적인 운영을 위한 입찰을 통해 이윤을 창출하는 것 또한 중요한 요소가 된다. 이와 같이 상반된 조건을 맞추면서 이윤을 극대화하기 위해서는 보유 설비를 이용해 제품을 생산하는데 소요되는 비용함수와 시장가격에 대비되는 공급용량의 산출과 계약 종류별 공급용량을 결정하여야 한다. 특히, 발전시장단계에서는 고정비를 용량요금(Capacity Payment)의 형태로 보상받지만 도매시장 단계에서는 용량요금을 적용받지 못함으로써 별도의 고정비 보상이 어려워지게 되므로 가격 입찰 시 변동비에 고정비를 추가한 새로운 형태의

생산 비용합수가 필요하게 된다. 이를 위해 발전기 운영에 필요한 각종 비용 자료를 활용해 각 발전기의 비용합수 산출을 위한 새로운 발전비용 요소를 추가로 결정하게 된다. 본 논문에서는 계통운영서비스에 대한 계약 가격은 전력거래소를 통해 사전에 공표 되고, 계약은 연간 단위로 체결되며, 계통운영서비스 용량은 사전에 결정된다는 가정 하에서 자사 설비의 효율적인 운영을 통한 이윤의 극대화 방안을 논하였다.

2.4 비용합수

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

2.4.1 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 계수를 곱하여 결정된 연간균등화 설비비 단가에 예상 가용시간을 나누어 결정한다. 이를 수식으로 표현하면 식 (1)과 같다.

$$R_i = G \cdot \frac{r \cdot (1+r)^n}{(1+r)^n - 1} / (8,760 \times \text{예상이용률}) \quad (1)$$

여기서, R_i : 당해연도 일별 회수비용

G : 총 건설투자비

r : 할인율

n : 설비내구년한

2.4.2 운전비용 산정

운전비용에는 상입운전 개시 후 발전소를 실제 운영하는데 소요되는 제반 비용으로 연료비와 기동비용을 포함해 인건비, 수선유지비, 경비, 일반관리비, 공통비(회차리비, 폐기물비 등)와 설비 운영과 관리에 필요한 모든 비용이 포함된다. 그러나, 이들 운전비용 중에는 이용률에 관계없이 고정적으로 발생되는 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.

운전비용 = (자본비용 × 이용률) + 운전자본에 대한 보수

2.4 수정된 발전비용 합수

운전비용의 파라미터를 생산 비용합수에 포함하여 산출할 경우 식 (2)으로 나타낼 수 있다. 즉,

$$\left. \begin{aligned} QPC_i &= QHC_i \times FC_i \\ LPC_i &= LHC_i \times FC_i \\ NLPC_i &= NLHC_i \times FC_i \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

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 (3)과 같이 기존의 2차식으로 표현하던 생산비용합수의 계수 a, b, c 로서 나타나며,

$$F(q) = aq^2 + bq + c \quad (3)$$

계통계약으로 인해 정격용량 만큼 발전을 하지 못하는 양을 상대지역에 출력함으로써 추가되는 비용은 식 (3)에 자본비용(β_1)과 연료비, 기동비를 제외한 운전비용(β_2)을 포함하여 식 (4)과 같이 나타난다.

$$F(q) = aq^2 + bq + c + \beta_1 + \beta_2 \quad (4)$$

3. 발전사업자의 입찰전략

3.1 설비운영

일반적으로 발전설비는 제작사의 자체 시뮬레이션 등을 통해 설비 정격용량(name plate)을 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 계통운영서비스의 양을 결정하게 된다. 또한, 현재의 변동비 반영 발전 시장 운영 규칙에 따르면, 발전사업자가 신고(입찰)한 가능용량 이상을 급전지시에 의해 발전할 경우, 계통한계 가격에 의해 비용을 지급 받게 되므로 자사 설비가 공급할 수 있는 총 공급용량 중 하루 전 시장에 공급할 용량, 계통운영서비스로 공급할 용량, 그리고 초과 발전할 용량 등을 결정하는 설비 운영에 대한 전략 수립이 필요하다.

3.2. 익일 공급가능용량에 대한 신고(입찰)

계통운영서비스에 대한 비용 지불은 현 변동비 반영 발전 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 신고(입찰) 하느냐에 따라 회사의 수익과 직결되게 된다. 다시 말해, 익일공급가능 용량의 신고할 최적의 발전용량을 결정함으로써 최대의 이윤을 얻게 되는 것이다. 완전경쟁시장에서 경쟁적인 발전사업자는 식 (5)과 같이 매시간 발전 한계 비용이 현물시장가격과 동일하거나 그 이하가 되도록 공급가능용량을 신고하는 것이 이윤을 최대로 하게 되므로 가격결정발전계획에서 결정된 계통한계가격에 본 논문에서 제안한 소유발전기 자체의 비용합수를 대응시켜 계통한계가격(SMP)과 기저한계가격(BLMP)에 맞는 공급용량으로의 변경 입찰전략을 수립하게 된다.

$$\frac{\partial F(q)}{\partial q(t, d)} = p_s(t, d) \leq SMP \quad (5)$$

3.3 최적 출력에 의한 추가 기대수입

최적화된 출력 $q^*(t, d)$ 으로 인한 추가 기대 수입 (Revenue)은 식 (6)과 같이 표현된다.

$$Rev^*(t, d) = \sum_{all k} p_c(k, t, d) \times q_c(k, t, d) + p_s(t, d) \times [q^*(t, d) - \sum_{all k} q_c(k, t, d)] \quad (6)$$

여기서,

- $p_c(k, t, d)$: d 일 t 시간의 k 계약에 대한 가격
- $q_c(k, t, d)$: d 일 t 시간의 k 계약에 대한 공급량
- $p_s(t, d)$: d 일 t 시간의 비용함수
- $q(t, d)$: d 일 t 시간의 발전기의 출력

4. 사례 연구

본 논문에서는 원자력을 제외한 모든 형태의 발전기에 제안한 계통운영서비스를 포함한 비용함수를 적용하여 매일의 입찰을 신고하고 공급용량을 변경함으로써 발전회사의 이윤 변동을 검토하였다. 우선, ① 보유 기저발전기를 최대용량으로 고정출력 운전하는 방안, ② 일정물량을 계통운영서비스로 공급하고 이윤을 극대화하는 방안, ③ 시간대별로 ①과 ②를 배합해 공급하는 방안에 대해 검토하였다. 이를 위해 560MW 용량의 기저 발전설비 A, 300MW와 200MW의 중간 발전설비 B, C와 225MW용량의 첨두 발전설비 D를 소유한 발전회사에 입찰전략을 도출하는 과정을 사례로 검증해 보았다.

설비가 공급할 수 있는 총 공급용량 중 하루 전 시장과 계통운영서비스에 대한 발전량의 배분 및 초과 발전량의 결정과 같은 설비 운영에 대해 식 (5)에서 제시된 바와 같이, 매시간 발전 한계 비용이 현물시장가격과 동일하거나 그 이하가 되도록 소유발전기 자체의 비용함수를 대응시켜 계통한계가격과 기저한계가격에 맞도록 공급용량을 결정하고, 식 (6)에서 최적화된 출력에 따른 기대수입을 계산하였다.

560MW 용량의 유연탄 화력발전소인 A의 경우 과거에는 530MW에서 부하추종운전(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, 30MW를 계통운영서비스로 보상받지 않고 24시간 고정출력 운전할 경우, 일정시간 30MW 이상의 상향운전이 가능하므로, 이를 예비력 물량으로 사전에 계약하고 평상시 운전은 560MW로 입찰하면, 운전에 따른 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.

표 1은 기존의 가격결정계획에 따른 경우(case1)와 기저 발전기를 고정 출력하는 경우(case2), 기저 발전기를 고정출력하고 초과발전량을 예비력으로 계약 체결한 경우(case3), 시간대별로 예비력 계약을 체결한 경우(case4)에 대해, 출력과 수익을 case 1을 기준 하였을 때 각 부하 수준에 따라 비교하여 정리하였다.

표 1. 설비에 따른 출력과 수익

	기저부하		중간부하		첨두부하	
	출력	수익	출력	수익	출력	수익
case1	100%	100%	100%	100%	100%	100%
case2	105%	110%	100%	100%	90%	110%
case3	105%	111%	100%	100%	90%	110%
case4	102%	105%	100%	100%	95%	105%

표 1에서와 같이 기저발전설비의 경우, 기존의 가격결정계획에 따라 운전할 경우(case1)의 비용함수에 비해 고정출력으로 운전할 경우(case2,3) 설비 효율 증대로 인한 비용의 절감은 물론 예비력에 의한 부수익으로 인해 이익을 창출할 수 있게 된다. 따라서 530MW로 운전하면서 기저한계가격을 적용 받고 나머지 30MW를 주파수추종으로 계통운영서비스 요금을 적용 받는 것보다, 560MW로 고정운전하고 나머지 상향운전 가능용량을 예비력 가격으로 보상받는 것이 더 수익이 늘어나게 된다. 전체적인 이윤을 처음의 가격결정 계획에 환산하여 나타내면 표 2와 같이 된다.

표 2. 입찰에 따른 이윤

입찰	이윤 환산계수
case 1	1
case 2	1.141
case 3	1.149
case 4	1.125

표 2는 입찰에 따른 하루의 전체 이윤 결과를 비교하여 정리한 것으로 기저 발전기를 고정출력하고 초과발전량을 예비력으로 계약 체결한 경우(case3)가 가장 이윤을 극대화하는 전략이 되는 것을 알 수 있다.

5. 결 론

변동비 반영 발전경쟁시장에서의 계통운영서비스를 포함한 모든 요소별 공급가능용량에 대해 발전회사의 이익을 창출할 수 있도록 비용요소에 대한 분석과 수식의 정립을 검토하고 사례연구를 통해 부분적으로 이를 입증하였다. 다가오는 도매시장의 경우, 고정된 변동비가 아닌 발전회사 자신의 가격과 공급가능용량 입찰을 통해 설비의 최적운영 및 이윤 확보가 가능하다. 따라서, 도출된 각 비용요소들을 조합하고 이를 시스템화함으로써 계통계약으로 인해 전력 확보가 곤란한 지역 내에 있는 자사설비의 효율적인 이용은 물론, 계통계약으로 인해 공급여력이 충분한 지역의 자사설비를 수급균형시장이나 시간전 시장 또는 계통운영서비스 현물시장 등에 공급할 수 있다. 향후, 인간의 개입 없이 완전 입찰의 전자동화되는 즉, Total Bidding System(TBS)의 실용화를 위해 보다 진전된 후속 연구가 이루어질 예정이다.

(참 고 문 헌)

- [1]Meadhbh E. Flynn and Michael P. Walsh, "Efficient Use of Generator Resources in Emerging Electricity Markets", IEEE Trans. on power system, Vol. 15, No. 1, February 2000
- [2]Daoyuan Zhang, Yajun Wang and Peter B. Luh, "Optimization Based Bidding Strategies in the Deregulated Market", IEEE Trans. on power system, Vol. 15, No. 3, August 2000
- [3]Fushuan Wen and A.K. David, "Coordination of Bidding Strategies in Energy and Spinning Reserve Markets for Competitive Suppliers Using a Genetic Algorithm", IEEE PES, SM2000, Vol. 4, 2174-2179
- [4]Harry Singh, Shangyou Hao and Alex P. , "Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Market", IEEE Trans. on power system, Vol. 13, No. 2, May 1998
- [5]Wolfram, "Measuring Duopoly Power in the British Electricity Market", MIT Department of Economics, WP, November 1995