

비용기반 전력시장에서의 용량요금 산정방안에 관한 연구

한석만, 이천호, 신혜경, 정구형, 강동주*, 김발호
홍익대학교, 한국전기연구원*

A study on the capacity payment in cost based pool

Seok-Man Han, Cheon-Ho Lee, Hye-Kyung Shin, Koo-Hyung Chung, Dong-Joo Kang*, Balho H. Kim
Hongik university, KERI*

Abstract - This paper presents the capacity payment in electricity power markets. The capacity payment (CP) needs to recover fixed costs. But most CP is allocated by energy policy. So, this paper analysis CP using capacity proportion and Reliability Pricing Model (RPM).

The capacity proportion method uses base capacity price and supply available capacity. The RPM method uses value of each region and operation attribute of each generator.

1. 서 론

전력산업은 발/송/배전설비를 건설하고 운영하는 대규모 투자가 필수적인 산업이다. 과거 수직통합체제에서는 전력회사가 미래의 전력수요를 예측하고 적절한 공급신뢰도를 유지하도록 설비투자를 실행하였다. 하지만 경쟁시장에서는 설비투자의 주체가 국가나 하나의 전력회사가 아니라 시장참여자이며, 이들은 이윤극대화를 위해 투자를 결정한다. 특히 장기투자 의사결정에서 중요한 요소 중의 하나가 고정비(건설비)의 회수이다.

우리나라의 현 전력시장은 변동비 반영 전력시장이다. 발전사업자의 변동비만을 시장절차에 의해 정산해 주기 때문에 현물시장만으로는 고정비가 회수되지 않는다. 따라서, 고정비 회수가 가능토록 현물시장과는 별도로 용량요금을 지불해 주고 있다. 하지만 용량요금은 고정비 회수라는 본래의 목적과는 달리 정책적으로 결정되고 있다. 이는 전력산업구조 개편의 취지에 부합되지 않으며, 임시방편일 수 밖에 없다. 따라서, 합리적인 용량요금 산정방법이 필요하다.

우리보다 먼저 전력시장을 도입한 미국의 PJM 및 New-England에서는 현물시장과 용량시장으로 구분하여 자발적으로 운영되도록 시장 메커니즘을 설계하였다. 그러나 미래 전력산업의 불확실성과 투자비회수의 위험성 증가로 발전사업자들은 신규 발전설비의 건설을 회피하고 있으며 신규설비의 건설 지연이 현물시장의 전력가격에 영향을 미치는 악순환이 우려되었다. 이에 대한 대책으로 PJM에서는 용량시장을 개선하기 위해 RPM(Reliability Pricing Model) 도입을 적극 검토하고 있다.

현재 우리나라의 용량요금은 기준용량가격(요금)을 기준으로 시간대별, 지역별로 차등적으로 계산하여 정산하고 있다. 2006년에 적용된 기준용량가격은 <표 1>과 같다.

<표 1> 2006년 적용 기준용량가격

| 발전기 종류 | 가격(원/kWh) | 비고 |
|----------|-----------|------------------|
| 일반발전기 | 7.17 | 기저발전기를제외한 모든 발전기 |
| 기저발전기 | 20.49 | 원자력, 석탄, 국내탄 발전기 |
| 제주지역 발전기 | 22.05 | |

시간대별로는 피크기간의 경/중간/최대부하시간대와 일반기간의 경/중간/최대부하시간대로 총 6가지로 구분하고, 지역별로는 수도권/비수도권/제주권으로 구분하고 있다. 우리나라의 용량요금이 지역별로 구분되고 있지만 크게 수도권과 비수도권으로만 나뉘어 있어 지역성의 영향을 크게 반영한다고 볼수 없다. 오히려, 동일한 시간대라면 용량요금은 공급가능용량(또는 설비용량)에 비례한다고 판단할 수 있다.

따라서 본 논문에서는 용량에 비례하여 용량요금을 결정하는 방법과 RPM을 이용하여 산정하는 방법을 비교하고자 한다. 용량비례방법과 RPM 이용 방법을 직접적으로 비교하기에는 여러 가지 가격과 상황들이 다르기 때문에, 먼저 각 방법들의 산정방법을 살펴본 후, 발전사업자

들이 받는 용량요금 총액이 동일할 경우 용량요금의 할당 패턴이 어떻게 바뀌는지를 사례연구를 통해 살펴보았다.

2. 본 론

2.1 용량비례방법

공급가능용량에 비례하여 용량요금을 산정하는 방법은 비교적 간단하다. 기준용량가격과 공급가능용량의 곱인 (식1)로 표현할 수 있다.

$$CP_{i, oa} = CP_{oa}^{base} \times CAP_{i, oa} \quad (식1)$$

where,

- i : 발전기 index
- oa : 발전기 종류(type)
- $CP_{i, oa}$: 발전기의 용량요금
- $CP_{i, oa}^{base}$: 발전기 종류별 기준용량가격
- $CAP_{i, oa}$: 발전기의 공급가능용량(설비용량)

2.2 RPM 이용 방법

RPM은 미국의 PJM과 같이 용량시장이 개설된 전력시장에 적용되는 모델이다. 즉, 용량에 대한 수요와 공급이 일치되는 지점에서 용량가격과 수량이 결정되기 때문에 이를 최적화 모형으로 구현한 것이 RPM이다.

■ Reliability Pricing Model

$$\text{Max} \sum_{rg, seg} (SegMWCleared_{rg, seg} \times SegPrice_{rg, seg}) - \sum_{i, seg, oa} (BidMWCleared_{i, seg, oa} \times BidPrice_{i, seg, oa}) \quad (식2)$$

$$\text{s.t.} \sum_{i, seg} BidMWCleared_{i, seg, oa} \geq ReliabilityReq_{oa} \quad \forall oa \quad (식3)$$

$$\sum_{seg} SegMWCleared_{rg, seg} - \sum_{oa, seg, i \in rg} BidMWCleared_{i, seg, oa} \leq Limit_{rg} \quad \forall rg \quad (식4)$$

$$0 \leq SegMWCleared_{rg, seg} \leq MaxSegMW_{rg, seg} \quad (식5)$$

$$0 \leq BidMWCleared_{i, seg, oa} \leq MaxBidMW_{i, seg, oa} \quad (식6)$$

where,

- $ReliabilityReq_{oa}$: 운전특성별 제약조건
- $Limit_{rg}$: 지역 rg로 유입될 수 있는 용량
- $MaxBidMW_{i, seg, oa}$: 공급입찰 전력의 최대값
- $MaxSegMW_{rg, seg}$: 수요입찰 전력의 최대값
- i : 발전기 index
- rg : 지역 구분 index
- seg : 입찰블럭 구분 index
- oa : 발전기 종류
- $BidMWCleared_{i, seg, oa}$: 공급입찰의 청산용량
- $BidPrice_{i, seg, oa}$: 용량입찰 가격
- $SegMWCleared_{rg, seg}$: 수요입찰의 청산용량
- $SegPrice_{rg, seg}$: 수요입찰 가격

RPM의 목적함수인 (식2)는 용량확보를 통한 사회후생 극대화를 의미한다. (식3)은 필요한 예비력을 확보해야한다는 의미이다. 즉, 발전기의 특성에 따라 예비력을 구분하고 각 예비력 마다 필요한 용량을 따로 지정해 놓고 있다. PJM에서는 예비력을 Base, Load Following, Supplemental Reserve 3가지로 구분하고 있다. (식4)은 지역별(또는 모선별) 예비력 수급을 만족시키는 조건이다. 이를 그대로 사용하면 Network-Flow 모델로 전력계통의 조류흐름과는 다른 결과를 도출한다. 하지만 (식4)을 전력조류방정식과 전력조류정의부로 분리한다면 전력계통의 특성을 그대로 반영할 수 있다. (식5)와 (식6)은 PJM 시장의 입찰 방식을 반영하는 부분이다.

본 RPM으로부터 각 발전기의 예비용량에 대한 지역별, 예비력 특성별 가치를 계산한다. 먼저 (식3)을 제외한 모형으로 지역별 특성 λ_{rg} 를 계산하고, 모든 조건을 포함한 모형으로 예비력 특성별 가치 V_{oa} 를 계산한다. 지역별 특성은 각 지역(모선)별 잠재가격으로 결정되며, 예비력 특성별 가치는 $V_{oa} = \text{MAX}(BidPrice_{i, seg, oa} - \lambda_{rg}, \forall oa)$ 로 결정된다. 따라서, 지역별, 예비력 특성별 가치가 반영된 최종 가치는 다음과 같다.

$$V_{rg, oa}^{final} = \lambda_{rg} + V_{oa} \quad (식7)$$

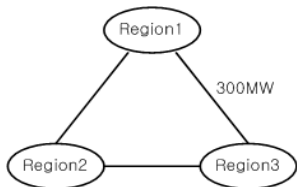
따라서, 각 발전기의 용량요금은 RPM으로 계산된 최종 가치에 비례하도록 다음과 같이 정의하였다. 여기서, k 는 정책결정계수로 발전사업자에게 지불되는 용량요금의 총량을 조절하는 계수이며, TCP 는 거래되는 용량이다.

$$CP_{i, oa} = k \times V_{re, oa}^{final} \times TCP_{i, oa} \quad (식8)$$

2.3 사례연구

계산의 편의를 위해 다음과 같이 가정하였다.

- 일반발전기의 기준용량가격은 7원/MW이고, 기저발전기의 기준용량가격은 20원/MW이다.
- 발전기의 설비용량이 공급가능용량이다.
- 설비용량의 60%는 현물시장에서 거래하고 용량시장에서는 40%만 거래한다.
- 계통은 3개의 지역으로 분리되어 있으며, Region1과 Region3를 연결하는 선로는 300MW의 용량여유밖에 없다.
- 모든 선로는 동일한 리액턴스를 가지고 있으며, 전력조류는 직류방정식을 따른다(리액턴스에 반비례).
- 필요한 예비력 수요는 Region1에 1000MW이다.
- 기저발전기의 예비력은 400MW 이상을 확보해야한다.



<그림 1> 사례계통

<표 2> 사례계통의 발전기 데이터

| 이름 | 지역 | 종류 | 설비용량 [MW] | 거래가능 용량[MW] | 용량단가 [원/MW] |
|----|---------|----|-----------|-------------|-------------|
| G1 | Region1 | 일반 | 750 | 300 | 8 |
| G2 | Region2 | 일반 | 750 | 300 | 7 |
| G3 | Region2 | 기저 | 1250 | 500 | 22 |
| G4 | Region3 | 일반 | 750 | 300 | 6 |
| G5 | Region3 | 기저 | 1250 | 500 | 18 |

이상의 데이터를 가지고 각 방법을 적용한 결과는 아래와 같다.

■ 용량비례방법

| 이름 | 지역 | 종류 | 설비용량 [MW] | 기준단가 [원/MW] | 용량요금 [원] |
|----|---------|----|-----------|-------------|----------|
| G1 | Region1 | 일반 | 750 | 7 | 5,250 |
| G2 | Region2 | 일반 | 750 | 7 | 5,250 |
| G3 | Region2 | 기저 | 1250 | 20 | 25,000 |
| G4 | Region3 | 일반 | 750 | 7 | 5,250 |
| G5 | Region3 | 기저 | 1250 | 20 | 25,000 |

■ RPM 적용 방법

| 이름 | 지역 | 종류 | 거래용량 [MW] | 용량단가 [원/MW] | 지역 가격 | 기저특성가치 | 최종가치 |
|----|---------|----|-----------|-------------|-------|--------|------|
| G1 | Region1 | 일반 | 300 | 8 | 38 | 0 | 38 |
| G2 | Region2 | 일반 | 300 | 7 | 22 | 0 | 22 |
| G3 | Region2 | 기저 | 0 | 22 | 22 | 12 | 34 |
| G4 | Region3 | 일반 | 200 | 6 | 6 | 0 | 6 |
| G5 | Region3 | 기저 | 200 | 18 | 6 | 12 | 18 |

| 이름 | 지역 | 종류 | 거래용량 [MW] | 최종가치 | 환산전 용량요금 | 환산후 용량요금 |
|----|---------|----|-----------|------|----------|----------|
| G1 | Region1 | 일반 | 300 | 38 | 11,400 | 32,832 |
| G2 | Region2 | 일반 | 300 | 22 | 6,600 | 19,008 |
| G3 | Region2 | 기저 | 0 | 34 | 0 | 0 |
| G4 | Region3 | 일반 | 200 | 6 | 1,200 | 3,456 |
| G5 | Region3 | 기저 | 200 | 18 | 3,600 | 10,368 |

용량비례방법의 총금액은 65,750 이고, RPM 적용 방법의 환산전 총금액은 22,800이다. 따라서, 정책결정계수는 2.88이다.

$$\text{정책결정계수 } k = \frac{(\text{용량비례방법 총금액})}{(\text{RPM적용방법 총금액})} = 2.88$$

용량비례방법의 경우 지역에 관계없이 동일한 특성의 발전기는 동일한 요금을 받는다. 반면, RPM 적용 방법은 동일한 특성의 발전기라도 지역에 따라 차등적으로 요금이 계산되었다. 하지만, 이미 지어진 G3 발전기의 경우 요금을 지불받지 못하는 결과가 도출되었다. 본 논문에서는 단 한개의 시간대만을 고려하였고, 용량수요도 하나이기 때문에 정확한 가치를 판단하는 무의미 하다고 생각된다.

3. 결 론

본 논문에서는 용량요금을 산정하는 두 가지 방법을 단순히 산술적으로 비교하는 것에 중점을 두었다. 하지만, 두 방법을 산술적으로 비교하기에는 서로가 가지고 있는 가정과 상황이 다르기 때문에 분석이 용이하지 못했다. 단지 RPM을 이용한 방법이 지역성을 더욱더 충실히 반영한다고 판단된다.

우리나라의 현 용량요금제도는 많은 단점을 가지고 있다. 하지만, 경쟁시장을 표방하던 선진국들도 용량시장과 용량요금제도에 대해 많은 관심을 가지고 개선대책을 제시하고 있는 실정이다. 이는 전력시장이 갖고 있는 고유의 문제로 각 나라의 전력정책과 시장운영상황 등을 고려하여 개별 시장에 맞는 종합적인 대책을 수립해야 할 것이다.

이를 위해서는 현물시장과 용량시장(용량요금)과의 상호연관성을 고려하는 분석방안이 필요하며, 적절한 장기 투자신호를 제공하는 시장체계에 관한 연구도 필요하다.

감사의 글

본 연구는 교육인적자원부에서 시행하는 2단계 BK21사업(과제명: 신 에너지원 개발 및 전력시스템 연계기술 연구팀)의 지원에 의해 수행되었습니다.

[참 고 문 헌]

- [1] 한국전력거래소, "전력시장운영규칙", 2006.12.
- [2] 한국전력거래소, "공급기여도를 고려한 용량확보 메커니즘 도입에 관한 연구", 연구보고서, 2006
- [3] 산업자원부 전기위원회, "세계 주요국의 전력산업구조개편 추진 현황", 2003
- [4] Stven Stoft, "Power System Economics(Designing Markets for Electricity", 2002
- [5] 김영창, "발전설비투자이론", IECC에너지시리즈-3, 2006
- [6] 한국전력공사 전력경제처, "투자사업을 위한 경제성 평가", 1994
- [7] GAMS Development Co. "GAMS: A User's Guide", 1998