

전력시장에서 용량요금 메커니즘 변화의 영향과 개선

김창수  
한국전기연구원

A Study on the Amendment of Base Load Market and CP in Electricity Market

C. S. Kim  
Korea Electrotechnology Research Institute

**Abstract** - Korea electricity market consists of two payment systems, capacity and energy. Capacity payments are given to the generators according to its hourly availability considering hourly and seasonal weighting factors. Energy payments are settled at the marginal generation cost based on generator variable cost.

In 2007, base load energy market is closed and single capacity payment system is begun to apply in electricity market. In this revised market rule, energy price cap for base load generators is newly introduced. We analyze impact of market rule revision in 2007 on base load generators and suggest improvement scheme to enforce market system in this study.

1. 서 론

우리나라는 2001년 4월 전력산업구조개편에 따른 전력 시장을 도입하면서 초기 시장운영메커니즘으로 변동비를 반영한 전력시장을 도입하였다. 변동비반영시장은 발전 사업자가 시장입찰가격으로 변동비용을 사용하도록 하는 것이며, 시장가격은 이 중에서 가장 비싼 발전비용을 적용하는 시스템이다. 발전사업자는 발전기별로 입찰가격이 정해져 있으므로 매 시간별로 발전기의 가용용량을 입찰하는 시스템으로 운영되고 있다.

변동비기준 시장운영에서 발전사업자의 고정비용을 회수할 수 있는 방안으로 용량요금(CP)을 도입하였으며, 실제 발전출력의 여부와 관계 없이 해당 시간대 가용의 발전기에 대해서는 정해진 용량요금을 지불하고 있다.

초기의 전력시장은 기저설비의 과대정산을 방지하기 위하여 기저발전기시장과 일반발전기시장으로 구분하였으며, 용량요금과 전력량요금을 시장별로 차등하여 정산하였다. '07년부터 기저시장을 일반발전기시장에 통합하고, 단일 CP를 지불하는 시스템으로 제도를 개선하였다. 그러나, 단기적으로 기저설비의 과대지불을 억제하기 위하여 기저발전기에 한하여 시장가격에 price cap을 적용하여 일정 수준을 초과하는 전력량요금 지불을 제한하고 있다.

본 연구에서는 CP에 대한 시장메커니즘의 변화를 분석하고, 이에 대한 시장적용의 영향을 검토한다. 또한, 현재 적용되고 있는 CP의 문제점을 분석하여 향후 CP 시장의 개선방향에 대하여 시장운영 측면에서 검토한다.

2. 본 론

2.1 전력시장에서 CP지불 메커니즘

전력시장은 크게 에너지단독시장으로 운영하는 경우와 에너지와 용량을 함께 고려하는 시장운영으로 나누어진다. 에너지시장은 발전사업자가 시장가격으로 생산된 전

력을 판매하여 연료비용과 함께 고정비용을 회수하는 제도이다. 이에 따라 시장가격에 한계비용과 함께 고정비용의 회수가 가능하여야 하므로 최대수요 시점에 가격변동이 크고 급격한 가격상승이 나타날 수 있다. 이에 반하여 용량요금을 일부 지불해주는 제도에서는 기본적으로 용량요금의 일부회수를 제공하는 반면에 가격의 상승을 억제하는 메커니즘을 도입한다.

발전사업자의 수익은 시장판매수입과 발전소요비용의 차이이며, 발전설비 운영에 필요한 연간 균등화 고정비용과 연료비용의 합인 공급 원가를 시장에 판매한 수입으로 충당할 수 있는 방향으로 시장의 수급신호가 생성된다. 현재 시장수입의 한 부분이 용량요금 수입이며, 발전사업자의 적정 수급신호에 용량요금의 정산수준이 큰 역할을 한다.

용량요금은 지불제도는 다음과 같은 형태가 있다.

<표 1> 용량요금 지불제도

제도	특징
단일지불단가 (한국 등)	주어진 시간대 가용 설비에 대해 정해진 단가를 지불 최근 수급에 따른 용량가격계수를 도입
신뢰도 반영 (과거 영국)	LOLP와 VOLL의 상관관계에 의해 용량요금을 차등 지불
정액비용	정해진 용량요금을 가용의 발전설비에 균등하게 배분 용량요금 지불이 일정함
의무확보	공급자(판매사업자)가 적정 용량을 확보하며, 확보량 부족시 벌금
시장가격	용량시장을 도입하여 시장에서 주어진 용량(최대수요에 예비력을 포함)을 확보

2.2 우리나라 용량요금제도

발전사업자의 수입은 CP수입과 SMP기준의 전력판매 수입으로 구성된다. CP는 가용용량에 대하여 지불하고 있으며, '07년부터 단일 요금단가를 적용하고 있다. 전력량 판매단가는 기저와 일반발전기를 구분하고 있으며, 기저발전소는 대부분의 시간대에서 price cap으로 수입에 규제를 받고 있다.

기저발전설비에 대하여 '06년까지는 20.49원/kWh의 CP를 적용하였으며, 일반설비에 대해서 7.17원/kWh를 적용하였다. '07년부터 시장운영규칙 개정으로 국내단위를 제외한 모든 발전기에 단일 CP값으로 7.17원/kWh를 적용하고 있으며, 여기에 수급신호를 반영하기 위하여 적정수준 이하(12%)의 예비력과 적정수준 이상(20%)의 예비력에는 용량가격 조정계수를 적용하고 있다. '07년의 용량가격계수는 1.0195를 적용하고 있다.

시장운영규칙 변화에 따른 전원별 정산에서의 영향을

보면 다음과 같다. 원자력발전은 단일 발전사업자에 의해 운영되는 규제산업이므로 석탄발전과 LNG발전에 대해서 분석한다.

<표 2> 발전설비의 정산금 비교(1월~8월 합계)

설비	용량 (MW)	정산금액(백만원)			발전량 (GWh)	정산단가 (원/kWh)
		발전량	CP	기타		
석탄 06	17,593	1,667,569 (49.4%)	1,570,112 (46.5%)	135,342 (4.0%)	85,329 (83.2%)	39,530
석탄 07	19,135	2,977,448 (77.8%)	706,148 (18.4%)	145,356 (3.8%)	94,032 (84.3%)	40,719
LNG 06	13,902	2,470,721 (62.5%)	540,058 (13.7%)	939,523 (23.8%)	39,060 (38.2%)	101,135
LNG 07	14,065	2,738,401 (62.4%)	572,760 (13.1%)	1,074,534 (24.5%)	42,845 (52.2%)	102,362

주) 2007년 CP에는 7.17원/kWh에 용량계수, 수전CP, 송전CP등으로 0.43원/kWh가 추가되었으며, 비교를 위하여 2007년 CP에서 이를 비례적으로 제외함.

LNG발전은 정산에 변화가 없으므로 위의 표에서와 같이 큰 변화가 없다. 그러나, 석탄화력은 CP정산 구성에 큰 변화가 있다. '07년에 정산구성을 보면 발전량정산이 크게 증가하고, 반면에 CP정산은 감소하였다. 전체적인 정산단가는 증가하였다. 동 기간의 연료가격 변동을 보면 '06년과 비교하여 '07년의 경우 약간 하락한 것으로 나타나 있으나, 정산단가는 약간 높은 수준이다. 이는 과거 용량요금 보상체계에서 에너지기준으로 보상체계가 바뀐으로 인하여 기저price cap을 과거 년도의 실적이용을 기준으로 산정한 결과이다.

기저설비 이용율이 전년도에 비하여 약 1% 상승함에 따라 전체적인 정산단가가 높아졌다. 기저설비의 경우 이용을 상승에 따른 정산금액 상승과 예비력 저하에 따른 용량계수적용 등으로 '06년에 비하여 기저의 수익률이 높아졌음을 알 수 있다.

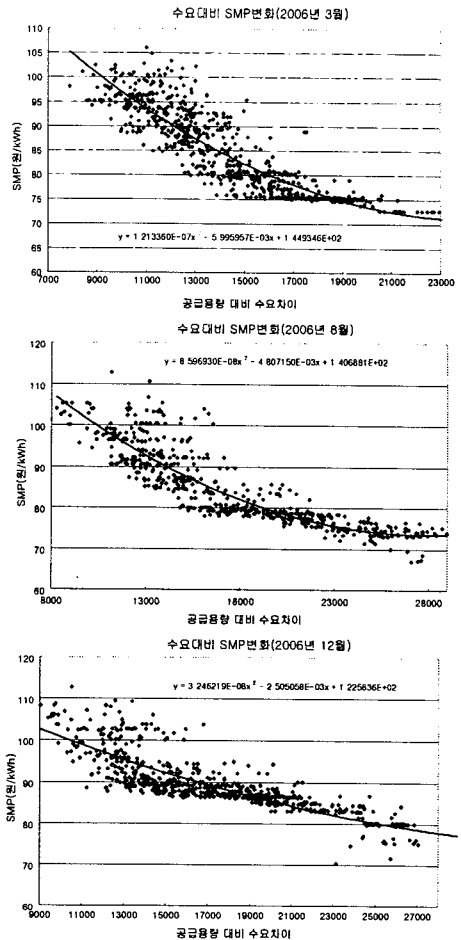
## 2.2 SMP변화와 기저발전소 전략

경쟁전력시장에서 발전사업자는 자사수입의 극대화 방향으로 시장에 참여하게 된다. 이 중에서 과거 발전사업자의 전략은 CP수입 증대를 위하여 가용용량을 높이고 유지보수일수를 감축하는 정책을 추진하였다. 기저설비의 가용용량을 증가하면 해당 발전소는 기저CP 정산금이 높아지는 반면에 가용설비가 증가함에 따른 SMP는 낮아지게 된다.

기저시장 운영시기에는 석탄화력의 정산금중에서 에너지정산은 대부분 연료비용 보상수준이며, CP정산을 통하여 대부분의 고정비용을 회수하였다. 이에 따라 발전기 가용용량을 높이고, 유지보수를 단축하는 성과를 얻었다.

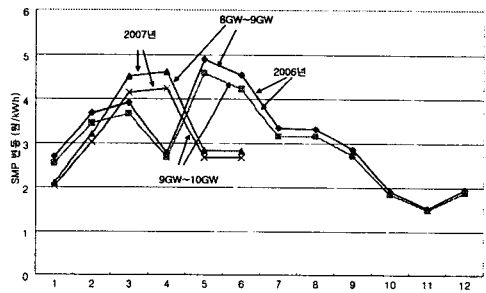
'07년부터 기저설비도 일반과 같은 CP단가를 지불하면서 고정비의 일부를 에너지시장에서 회수하는 시스템으로 변화하였다. 기저설비의 경우에 에너지부분에 price cap을 적용하고 있으므로 일반발전설비가 SMP를 결정하는 대부분의 시간대에서 cap으로 묶여 있게 되므로 시장 SMP와 관계없는 수입이 된다. 이에 따라 시장변화 후에도 기저설비는 시장의 SMP의 변동과 관계 없는 수익메커니즘을 가지게 된다. 그러나, 구성비가 달라지므로 발전사업자의 전략이 변할 수 있다.

이를 분석하기 위하여 전력시장에서 공급용량에서 부하변화에 따른 시장가격의 변화를 분석하였다. 시장가격은 공급예비력, 연료가격 등에 따라 달라지며, 연료가격은 매 월별로 정해지므로 SMP변화 분석은 월별로 분석하였다. SMP 변화는 해당일의 공급용량 대비 시간별 부하의 차이와 이에 따른 SMP수준을 가지고 분석하였다.



<그림 1> 시간별 수요변동에 따른 시장가격 변화

위의 그래프 추정을 이용하여 최대수요 근처에서 1000MW 공급력 변화에 따른 SMP수준의 변화를 분석하였다. 1000MW는 원자력과 석탄의 전체용량 36.8GW의 2.7%수준이다.



<그림 2> 부하변동에 따른 SMP 변화

위의 그림에서 춘계 및 하계에 SMP민감도가 높으며, 10월 이후는 낮아지는 추세를 보이고 있다. 이는 부하패턴과도 관련이 있음을 보여준다. 위의 그림에서 약 1,000MW의 공급용량 변동이 있을 경우에 2006년 SMP 변동은 평균 약 3원/kWh의 변화가 예상된다. 이에 따라 1000MW 공급력 변동에 따른 전체적인 시장에서의 정산가격 변동은 다음과 같다.

CP정산금액 증가

-  $1,000\text{MW} \times 8760 \times 7.17\text{원/kWh} = 628\text{억원}$

SMP감소(3원/kWh)에 따른 에너지 정산비용 감소

- 전체량 SMP 기준으로 산정시  
 $354,869\text{GWh} \times 3\text{원/kWh} \times 0.65 = 6,920\text{억원}$
- 기저설비 제외시(기저설비는 대부분 price cap인)  
 $78,247\text{GWh} \times 3\text{원/kWh} \times 0.65 = 1,526\text{억원}$

LNG발전기의 SMP절정횟수가 약 65%이며, LNG와 중유를 합하면 약 83%이다. 이중 65%를 기준으로 SMP 영향을 산정하였다. 위의 결과에서와 같이 1,000MW 변동은 통하여 SMP 약 3원/kWh가 변동될 경우에 전력량 정산금액 감소가 1,526억원이 발생한다. SMP변화를 1.5원/kWh로 가정할 경우에도 최소 763억원의 정산금액 감소가 나타날 수 있다. 즉, 발전사업자의 가용율 증가에 의한 CP수입 증가보다 이에 따른 SMP의 감소에 따른 수익감소가 크게 나타날 수 있는 여지가 발생한다.

과거 기저시장 운영에서는 기저CP 20.49원/kWh씩용시의 가용율 변화에 따른 CP정산가격변화는 약 1,795억원이 된다. 이 경우에 SMP변화에 따른 정산금액 감소보다 크므로 발전사업자는 가용율증대 증대의 요인이 된다.

최근의 CP변동 정책으로 기저설비의 수입에서 에너지부분의 영향이 더욱 커진 효과가 나타나고 있으며, 발전사업자가 과거와 같이 기저설비의 가용율을 높이는 전략을 추진하는 요인이 감소될 수 있다. 이는 국가 전체적인 수급측면에서 어려움으로 나타날 수 있으므로 이에 대한 대비가 필요하다.

### 2.3 CP정책의 개선방향

기저설비중에서 원자력발전소는 단일발전사업자 이므로 정부의 수익규제를 받고 있으며, 여기에 적절한 price cap을 적용할 수 있다. 나머지 5개 발전회사는 기저설비인 석탄화력과 함께 복합화력 발전소도 운영하고 있다. 또한 한전의 100%출자회사로 정부의 수익규제를 받게 된다. 이 경우에 발전사업자 전체 수익률을 조정할 경우에 기저발전기의 수익률이 높아지면 일반발전기의 수익률이 낮아질 수 있다. 그러나 일반발전기만 보유하고 있는 민간발전사업자의 시장참여 정책은 제한적이다.

과거 CP정책은 발전사업자로 하여금 설비가용을 높이는 긍정적인 효과를 생성하였으나, 최근에는 시장상황이 변화하였다. 또한, 기저설비와 일반설비를 모두 가지고 있는 사업자의 포트폴리오가 단일 전원만 보유하고 있는 사업자의 포트폴리오보다 전략적인 우위를 가져올 수 있다. 현재 대부분의 민간발전사업자는 LNG복합발전으로 운영하고 있으며, 신규 민간발전사업자의 경우에도 LNG복합이 대부분이다.

현재의 CP는 price cap의 정책유 포함하고 있으므로 향후 시장개선을 위하여 기저설비에 대해서는 중장기 재무계약(Vesting contract)을 추진하는 것도 하나의 방법이다. 이 경우에 일반발전기는 시장기능에 의한 경쟁이 가능하다. 또한, 중장기 용량확보를 위하여 공급측에만 한정된 용량요금을 수요측 자원까지 확대할 필요성이 있다.

CP분야의 추가적인 고려사항은 다음과 같다.

① 전력량 정산이 중요해짐에 따라 용량확보에 있어서 과거와 같은 인센티브가 사라지므로 이에 대한 대책이 필요하며, 단기수급이 어려운 현실에서 고려가 시급함.

② 다양한 수급확보를 위하여 수요측 자원을 활용할 수 있는 메커니즘의 도입이 필요하며, 여기에 CP제도의 활용이 필요함.

③ 선진국에서와 같은 CP 제도에서는 용량의무화로 이어져야 안정적인 수급확보를 보장할 수 있음. 즉, 현재의 메커니즘에서는 에너지정산에 의존이 높아지므로 용량회피 등으로 인한 수익을 얻을 수 있는 방안이 과거보다

높아지고 있으므로 시장 감시의 강화가 필요함.

### 3. 결 론

현재 CP제도의 변화는 전력시장에서 기저설비의 운영에 큰 영향을 주고 있다. 현재는 개선 후 운영의 초기시점으로 발전사업자의 전략변화가 나타나지 않고 있으나, 시장변화가 전체적인 전력시장의 효율성향상 방향으로 추진되는 것이 필요하다. 이를 위하여 위의 분석결과 다음의 사항을 고려하여야 한다.

첫째, 발전사업자의 과거 기저설비 운영정책이 바뀔 수 있으며, 이는 최근 우리나라의 부족한 하계 예비율을 약화시킬 수 있다.

둘째, 지금까지 수급의 대부분을 공급차원에서 제도를 개선하고 있으며, 이를 수요자원 활성화를 위한 개선을 포함하는 방향으로 변화이 필요하다. 이를 위하여 용량요금제도의 변화가 필요하다.

셋째, 수요측 시장을 활성화하기 위한 용량요금 정책도 입이 필요하다.

향후 안정적인 전력시장을 유도하기 위하여 적정 공급력 확보가 중요하며, 여기에 지금까지 발전사업자의 가용율증대가 중장기적인 예비력악화를 가져올 수 있다. 따라서 개선방안 도출시 이를 고려하여 개선을 추진하는 것이 필요하다.

### [참 고 문 헌]

- [1] 한국전력거래소, "전력시장운영통계", 각 년도
- [2] 한국전력거래소, "전력시장운영규칙", 2006. 12.
- [3] 한국전력거래소, "변동비반영시장 평가진단 및 개선 연구", 2005. 11.
- [4] 전영환 외, "국내 전력시장의 개선방향에 관한 연구", 2005. 9.