

CBP 시장에서 중간/첨두부하용 발전설비의 수익분석과 개선방안

김창수
한국전기연구원

A study on the revenue improvement of Intermediate/Peak Load Generating Unit in CBP Electricity Market

C. S. KIM
Korea Electrotechnology Research Institute

Abstract - CBP market which is the first stage of competitive electricity market has been operated and the KPX has been established since April, 2001 by restructuring plan for electricity industry. Baseload unit are settled with baseload CP and BLMP in CBP market. The other unit are settled with peakload CP and SMP. The difference of settlement between two groups occurs the profit changes of the unit. This paper analyzes the profit by units under settlement rule in CBP market. It analyzes the difference between market clearing price and variable costs, and fixed cost recovery through CP income. Finally, this paper suggests the plan how market was affected by the difference of fixed cost recovery by generators and how to improve Intermediate and peak load unit's profit.

1. 서 론

우리나라는 구조개편에 따라 2001년 4월 전력거래소가 설립되고, 본격적인 경쟁전력시장의 초기단계인 CBP 시장을 운영하고 있다. 경쟁전력시장의 가장 큰 특징은 발전사업에 필요한 수입을 수용가의 전기요금에 의해 회수되는 지금까지의 메커니즘에서 시장거래를 통하여 회수되는 메커니즘으로의 변화이다.

전력산업 구조개편과 발전분야 경쟁도입은 신규 발전설비 건설과 공급에 있어서 많은 영향을 주고 있다. 현재 CBP단계 전력시장 운영에서 발전사업자는 기저발전설비에 대해서는 BLMP와 기저설비용 CP를 기준으로 정산하고 있으며, 그 외 발전설비는 SMP와 첨두설비용 CP를 기준으로 정산한다. 이에 따라 두 그룹간의 CP와 SMP 정산수준이 달라 수익에서 차이가 발생하고 있다.

한전에서 분리된 기존 5개(원자력제외) 사업자는 기저설비와 중간부하용 설비등 다양한 전원 Mix를 가지고 있어서 수익의 불균형에 따른 영향이 적으나, 신규발전사업으로 참여하고자 하는 사업자의 경우는 대부분 LNG 복합화력만으로 참여함으로 불리한 입장이다. 향후 발전사업에 있어서도 타 사업자보다 위험도가 높게 노출되어 있으며, 우리나라의 수급정책에서 안정적인 전력수급 지향으로 예비력이 높아짐에 따라 SMP대상 발전설비의 수익이 낮아져 사업이 어렵다. 또한, 정부의 구조개편 지연으로 상당기간동안 CBP단계가 지속되는 경우도 고려하여야 하므로 현재의 CBP에서 각 정산그룹간의 수익에 대한 분석이 필요하다.

본 연구에서는 중간/첨두부하 발전설비의 대표인 LNG 복합화력에 대하여 시장에서의 수익 및 시장영향을 분석하고, 앞으로 안정적인 수급을 유지하기 위한 중간/첨두부하 설비의 유도방안에 대하여 제시한다.

2. CBP 시장에서 전월별 수입

2.1 한계비용과 시장가격

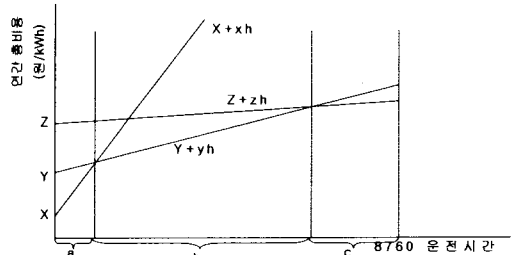
현재 CBP 시장의 설계는 기본적으로 시간대별 단기한

계비용에 의한 가격결정 방식을 기준으로 하고 있다. 모든 시간대 요금이 한계비용을 토대로 설정되고, 부과되는 경우에 전기요금 수입합계는 시스템 전체 소요비용과 같게 된다.

다음의 예는 발전기가 3가지 유형에 대하여 각각의 유형에서 설비의 비용특성을 kW당 연간 고정비용 및 kWh당 변동비용이 주어지게 될 경우의 분석이다. 경제적인 운전에서 설비별 연간 고정비용과 변동비용이 주어지면 각 설비별 최적운전시간대가 주어지게 된다. 여기에서 각 설비의 비용특성은 다음의 형태로 주어진다고 가정한다.

고정비용 : $X < Y < Z$
 변동비용 : $x > y > z$

각 설비의 고정비용과 변동비용의 가정을 기준으로 최적운전시간에 대한 탐색곡선은 아래의 그림과 같다.



<그림 1> 설비 특성에 따른 연간 최적운전시간

<표 1> 설비의 특성요약

구분	kW당 고정비	kWh당 변동비	운전시간	설비용량 (MW)
첨두용	X	x	a	A
중간용	Y	y	a+b	B
기저용	Z	z	a+b+c	C

총 운전시간 = $a+b+c = 8760$
 총 설비용량 = $A+B+C$

각 설비의 연간 운전시간 및 설비용량이 최적조건을 만족하고 있는 경우에는 각 시간대의 요금을 다음과 같이 설정하면 최적 Mix로 운전되는 설비구성에서 총비용과 총수입의 합계가 동일하다.

첨두부하시간대 (a시간) : 요금 = $x + X/a$
 중간부하시간대 (b시간) : 요금 = y
 기저부하시간대 (c시간) : 요금 = z

위의 결과에서 SMP로 시장가격이 형성될 경우에 최적의 발전설비 Mix가 구성되면 중간부하와 기저부하 발전설비는 SMP시장가격과 첨두부하설비의 설비비용을 수입으로 정산 받는 것으로 해당 발전설비의 총비용 회수가 가능함을 알 수 있다.

CBP 시장에서 정산개념은 위에서 설명한 바와 같이 한계비용의 개념을 가지고 있으며, 한계비용은 기저발전기 그룹과 그 외 발전기 그룹으로 나누어 정산하고 있다. CBP시장에서 용량가격은 앞에서 설명한바와 같이 한계비용에서 해당 그룹에서 첨두부하 발전설비의 고정비회수와 관련된 것이며, 발전설비에 대한 고정비회수 및 미래 설비투자 유인을 위하여 지급하는 금액이다.

2.2 CP설계와 CBP 운영현황

CBP시장은 기저부하 발전시장과 중간/첨두부하 발전시장으로 나누어 정산하고 있다. 기저부하 담당발전설비 그룹에는 원자력과 석탄화력을 대상으로 하고 있다. 현재 CP지불은 주어진 시간대에 가용으로 선언된 발전기에 한하여 전력생산과 관계없이 지불하는 메커니즘이다. 따라서 기준발전기의 가용률을 기준으로 CP를 산정하고 있다. 이는 앞에서 설정한 해당 그룹의 CP대상설비가 가동하는 시간대에 용량요금을 분산하는 것과 차이는 있으나, 총 CP의 회수에는 차이가 없다. 현재 CP 지불기준은 다음의 표와 같다.

<표 2> 발전그룹별 CP산정 기준

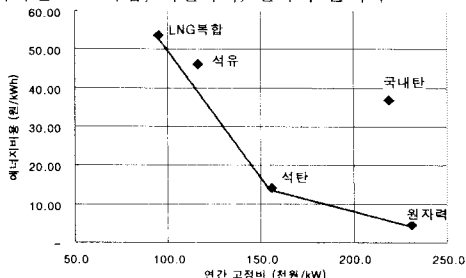
구분	일반발전기	기저발전기
기준발전기	가스터빈	유연탄500MW 표준발전설비
평균 가용률	93%	84.6%
자본비용 (원/kWh)	4.2	14.47
운전유지비(원/kWh)	2.97	7.03
CP(원/kWh)	7.17	21.5

구조개편후 정부는 전력수급기본계획을 수립하고 있으며, 여기에 각 발전설비의 표준비용이 제시되고 있다. 1차 전력수급 기본계획에서 자원평가에 사용된 기준은 다음과 같다.

<표 3> 전원별 고정비 및 변동비 특성

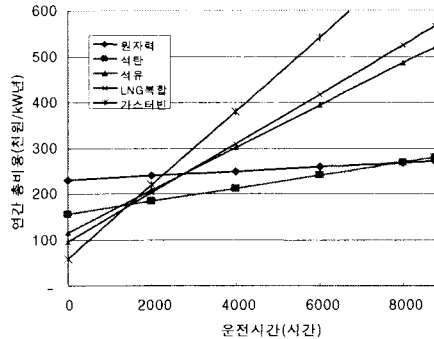
	원자력	석탄	국내탄	석유	LNG 복합
용량(MW)	1,000	500	200	500	450
연간고정비 (천원/kW년)	231	156	219	116	95
발전연료비 (원/kWh)	4.61	14.06	36.94	46.08	53.70

이를 기준으로 고정비용과 변동비용간의 Trade-off를 분석하면 LNG복합, 석탄화력, 원자력 순이다.



<그림 2> 고정비용과 에너지비용의 Trade-off

위의 Trade-off 분석에서 석유 및 국내탄은 경제성부분에서 Trade-off 대상에서 제외된다. 이를 탐색곡선을 이용하여 분석하면 다음의 그림과 같다.



<그림 3> 후보발전원별 탐색곡선

위 그림에서 CP 산정을 기준으로 가스터빈을 포함하였으며, 기준은 CP단가에 의한 고정비용 및 복합화력 연료비용의 1.5배의 변동비용을 적용하였다. 그림에서 복합화력과 가스터빈의 Trade-off 수준을 보면 단순 비교에서 1300시간까지 가스터빈이 경제성이 있는 것으로 나와 있다. 이는 가스터빈과 복합화력의 단가차이가 높는데 기인한 것으로, 현재 가스터빈의 CP 단가가 낮음을 반증하고 있다.

3. 시장가격 분석과 개선방안

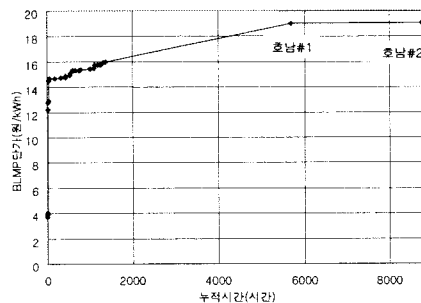
3.1 SMP 및 BLMP 분석

가. BLMP 분석

2002년 BLMP 결정발전기를 시간별로 분석한 결과 전체 8760시간중에서 11시간만 원자력이며, 그 외는 석탄화력이 BLMP수준을 결정하는 것으로 분석되었다. 그중에서 호남화력이 7376시간(#1:4304, #2:3072)으로 전체 BLMP결정의 84%를 차지하고 있다.

호남화력의 BLMP결정 평균단가는 19.05원/kWh이며, 이를 제외한 석탄화력의 BLMP 결정단가는 12.3~16원 수준이다. 이는 호남화력에 의해 BLMP가 3원/kWh이상 높아지는 효과가 있으며, 평균적으로 약 3.7원 상승시키는 효과가 있다.

석탄화력의 열소비를 분석하면 2002년 송전단 열소비율 기준으로는 호남화력 대비 85.4%의 소비로 호남화력이 가장 효율이 낮다. 이를 기준으로 호남화력 19.05원을 적용할 경우에 단가차이는 2.78원 정도이다. 이는 평균 열소비율과 한계열소비율의 차이에 의한 것으로 한계 열소비를 적용이 높다.



<그림 4> BLMP 결정발전기의 평균단가 및 회수

호남화력에 의해 타 석탄화력 변동비단가보다 3.7원/kWh 정도 초과된 시장가격이 형성되고, 이에 대한 시간

비율이 84%에 달한다. 이를 호남화력을 제외한 석탄화력 발전과 원자력발전에 적용할 경우 초과수익은 다음과 같다

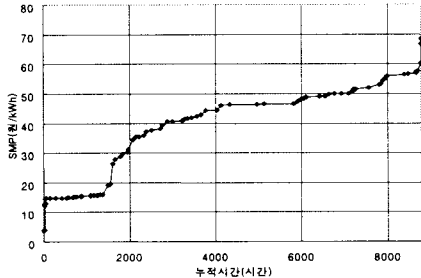
<표 4> 기저설비 초과수입(2002년 기준)

구분	원자력	석탄화력 (호남제외)
총송전량(GWh)	113,070	104,752
호남BLMP율	84%	84%
초과 적용단가	3.7원/kWh	3.7원/kWh
총 초과수입	3,514억원	3,256억원
초과수입계	6,770억원	

위 금액은 유연탄과 원자력발전소 총 용량정산금액 4조9천6백억원의 13.6%정도이다. 이를 용량요금 21.5원에 적용할 경우 BLMP용 CP를 2.9원 낮추는 효과가 있다.

나. SMP 분석

현재 SMP의 대상이 되는 발전소는 대부분 중유기력과 복합화력 발전소이다. 2002년 SMP 실적에서 서인천복합이 40~45원, 평택, 울산, 한화복합이 50~55원 수준이다. 따라서 아래 그림에서 최대 66원 이상일 경우가 총 9시간이며, 나머지는 57원대 이하에서 결정되고 있다.



<그림 5> SMP 결정발전기의 평균단가 및 회수

위의 그림에서 복합화력의 고정비 회수를 위한 SMP와 연료비용의 차이는 효율이 높은 서인천의 경우에 약간 유리하나, 그 외는 회수가 거의 없는 실정이다.

다. CP수입 분석

다음의 표는 2002년 7월부터 2003년 6월까지 12개월간 운영실적을 발전소별로 분석한 것이다. 현재 실적발표 자료에는 전력회사별 및 전원별로 구분되어 있다. 이에 따라 원자력은 전체를 하나의 발전소로, 기타 부분에 대해서는 각 발전소별로 구분된다. 다만, 복합화력의 경우에 분당과 일산은 일반적인 복합화력 실적과는 다른 형태이므로 분석에서 제외하였다. 석탄은 전원별로 하나의 발전소의 통계로 되어 있는 부분이 많으므로 분석이 용이하다.

<표 5> 연간 운영실적(2002.7~2003.6월)

발전소	용량	거래량	시장정산			
			CP	SEP	기타	정산계
원자력	15,549	117,174	2,512,114	2,144,482	17,001	4,673,597
석탄A	3,240	22,966	551,773	422,736	14,809	989,318
석탄B	3,000	23,196	528,340	427,371	10,856	966,567
석탄C	3,000	22,875	531,683	416,498	16,014	964,195
석탄D	3,000	23,356	528,632	428,255	11,155	968,042
복합A	1,800	5,157	99,145	271,225	85,523	455,893
복합B	2,280	8,929	135,407	335,357	252,230	722,994

위의 정산표를 기준으로 CP 수입에 대하여 분석하였다. 앞에서 설명한 바와 같이 CP를 산정하는 기준은 연간 총고정비 필요수입단가와 평균 가용률을 적용하여 매

시간별로 가용상태일 경우에 kWh당 단가를 지불하는 형태이다. 앞에서 BLMP의 고정비는 연간 159,336원/kW년 을 기준으로 하며, SMP의 고정비는 연간 58,413원/kW년 을 기준으로 하고 있다.

<표 6> 연간 운영수입단가 실적(2002.7~2003.6월)

발전소	CP수입 (천원/kW년)	에너지 및 기타수입 (원/kWh)	총수입 단가 (원/kWh)
원자력	161.56	18.45	39.89
석탄A	170.30	19.05	43.08
석탄B	176.11	18.89	41.67
석탄C	177.23	18.91	42.15
석탄D	176.21	18.81	41.45
복합A	55.08	69.17	88.40
복합B	59.39	65.80	80.97

위의 표에서 원자력 및 석탄발전소는 연간 회수고정비 보다 높은 CP보상이 이루어졌음을 알 수 있다. 이는 가용률이 기준보다 높거나 출력을 정격보다 높여서 CP보상이 이루어졌음을 알 수 있다. 그러나 복합A의 경우에는 기준보다 낮은 고정비 회수를 보이며, 복합B 발전소의 경우에 기준보다 약간 높은 실정이다. 이는 복합화력의 가용률이 상대적으로 높은 가용률을 요구하는 93% 보다 낮기 때문이다. 합의를 경우에는 실제 고정비용으로 95,184원/kW년의 수준이 되어야 한다. 이를 위해서는 에너지수입단가에서 부족분을 회수하여야 하나 현재 에너지수입단가와 실제 연료비용간의 차이에 의한 수입은 적은 편이다.

3.2 CBP 시장에서 개선방안

가. BLMP 정산의 개선안

발전사업자에게 주어지는 CP는 현재 발전소의 수익 개선과 미래의 설비투자 유도를 동시에 달성할 수 있는 방안이다. 따라서 CP의 수준은 시장의 영향을 반영하여야 한다.

앞에서 설명한 바와 같이 같은 기저설비 그룹에 속하여도 효율이 높은 발전기가 존재하여 BLMP를 높이는 경우는 비용기준의 Pool 시장에서 바람직하지 않다. 이에 따라 현재 BLMP결정수준을 변경하거나, CP의 수준을 변경하여 과도하게 지불되는 것을 방지할 필요성이 있다. 예로서, 현재는 고정비는 석탄화력 고정비를 회수할 수 있는 수준으로 지불하면서 변동비용을 초과수익이 가능하도록 되어 있으므로, 석탄설비의 유도가 과도하게 이루어지고 있으며, 이는 전원 Mix의 왜곡을 가져온다.

따라서, CBP 시장에서 호남화력이 지속적으로 시장에 참여하는 경우에 있어서는 CP지불수준을 낮추는 것이 필요하다.

본 연구에서는 앞에서 분석한 바와 같이 CP 지불을 현재보다 2.9원~3원정도 낮은 18.5~18.6원 수준의 지불이 이루어져야 하는 것으로 분석되었다. 이 경우에 호남화력의 고정비용 회수에 문제점이 있으나, 호남화력은 이미 설비비용의 감가상각이 상당부분 이루어져 있는 상태이므로 가능할 것으로 보인다. 또한, 국내탄 발전설비의 수위에 영향을 미치나, 이는 다른 지원방법으로 가능하다. 전체적인 측면에서는 지금의 CP 및 BLMP가 계속될 경우에는 전원 Mix에 부정적인 영향을 가져온다.

나. SMP정산의 개선안

2002년 SMP 발전그룹의 총 CP정산은 8,728억원 수준이다. 그러나 대부분의 발전기는 중유 및 복합화력이 담당하고 있다. 현재 SMP의 수준이 첨단발전설비의 CP와 해당발전설비의 고정비 차이를 회수할 수 있는 수준의 가격여 형성되지 않고 있다.

현재 정부는 가능한 안정적인 공급을 유지하기 위하여

공급예비율을 10%이상 유지하고 있으며, 최근에는 15%대의 예비율이 확보된 경우도 있다. 이 경우에 SMP의 최대는 복합화력이 결정하는 메커니즘으로 되며, 이에 따라 복합화력 발전기는 에너지판매 수입에서 추가적인 고정비회수가 이루어지지 않게 된다. 따라서 현재 CBP 단계에서는 각 발전기의 원가를 고려하여야 하며, 이 원가수준은 현재 운영되고 있는 전원의 수준을 만족하여야 한다. 정부의 예비율 정책이 유지되기 위해서는 결과적으로 CP 부분에 있어서 적정 회수가 이루어질 수 있는 방향으로 향상이 필요하다.

앞에서 분석한 바와 같이 BLMP의 시장가격 지불초과에 대하여 CP를 낮추게 될 경우에 BLMP 발전기의 정산가격이 줄어들게 되며, 이 부분을 SMP 정산부분으로 이전할 경우에 SMP시장의 CP는 현재의 수준의 1.78배 정도로 증가하게 된다. 현재 가스터빈 기종의 CP는 7.17원/kWh 수준이며, 이를 1.78배 적용할 경우에는 12.76원으로 5.59원이 증가하게 된다.

복합화력발전설비의 고정비회수를 기준으로 CP수준을 산정할 경우에 가용률 93%와 복합화력의 고정비 회수 요구수준 95,184원/kW년을 적용시에 11.69원으로 현재의 CP보다 4.52원이 증가하게 된다.

현재 정부의 정책과 같이 안정적인 수급을 유지하기 위해서는 기저부분에 높은 정산금액을 낮추기 위해 CP 단가를 줄이고 이에 해당하는 절감부분을 기타부분의 CP단가에 추가하는 경우에 정부의 수급정책과 신규 사업자에 대한 유도가 가능하게 될 것이다.

단, 현재 기저의 발전설비의 CP를 7.17원에서 11.69원까지 증가시킬 경우에 썬 파크부하용 발전설비(변동비용은 높음)를 건설하고 입찰하여 복합화력 발전기 수준의 높은 CP단가 회수만으로 썬 발전기의 고정비 회수 및 잉여수익이 발생할 수 있는 요인을 제공하게 된다.

그러나, 앞에서의 CP 수준 분석에서와 같이 현재 기준으로 되어 있는 가스터빈 CP는 복합화력과 열효율 개선 측면에서 15% 이내의 운전에서 가스터빈이 경제성으로 나오는 것은 낮은 CP에 의한 영향이 크다. 이는 실질적인 가스터빈의 비용평가가 낮게 유지되어 있는 것을 반영한다. 따라서 BMLP 그룹과 SMP 그룹내에 속한 발전기의 수익률 개선을 위해서는 CP의 조정이 필요한 시점이다. 단, CP는 앞에서 언급한 바와 같이 수급상황을 반영하여 적정 수준이 이루어져야 한다.

CP를 조정함으로써 현재 정산수준에서 기저설비가 상대적으로 많은 발전사업자가 유리하고, 기저설비가 적은 발전사업자의 경우에 수익에서 불리한 상황을 개선할 수 있다.

4. 결 론

지금까지 CBP 시장에서 두개의 그룹으로 나누어 정산되고 있는 현행 시스템에서 BLMP와 CP에 의한 발전소의 수입에 대하여 분석하였다. 분석결과 BLMP를 적용받는 발전기에는 많은 초과수익이 발생하고 그 외 발전기의 경우에는 손실이 발생하여 신규 발전사업자의 복합화력진출에 장애가 되고 있음이 분석되었다.

본 연구에서는 각 정산그룹간의 수익차이를 해소하는 필요성에 대한 계기와 기본적인 해소방안에 대하여 제시하였다. 현재 배전분야의 구조개편이 지연되고 있는 단계이며, 이에 따라 전체적인 전력분야 구조개편이 늦어지고 있다. 이에 앞으로 상당기간 CBP시장을 운영할 것으로 예상되며, CBP 시장에서 적정 수준의 보상을 위해서는 BLMP 시장에서 적용하는 CP수준을 현재보다 낮추고, SMP 시장에서 보상되는 CP 수준을 현재보다 높여서 정부의 수급정책에 맞게 시장이 움직일 수 있는 방안 마련이 요구된다.

CP단가의 조정수준에 대해서는 좀더 다양한 방법으로 산정이 필요하나, 기본적으로 현행 발전경쟁단계를 지속하고, CBP 정산메커니즘을 지속할 경우에 현재의 CP 수준에 대한 조정이 향후 전원Mix의 개선을 위해서도 필요한 것으로 분석되었다.

[참 고 문 헌]

- [1] 한국전력거래소, "전력시장 운영실적 보고서", 실적보고서, 각월, 2001-2003
- [2] 한국전력공사, "실시간요금제 실용화 연구", 연구보고서, 1994. 10
- [3] 한국전력거래소, "2003년 발전설비현황", 통계자료, 2003. 5