

SMP(계통한계가격, System Marginal Price) 결정방식 개선

황봉환*, 이호승*, 박규형*, 신용선*
한국전력거래소*

A case study for determining system marginal price in Korea electricity market

Bonghwan Hwang*, Hoseung Lee*, Kyoohuyng Park* Yongson Shin*
Korea Power eXchange*

Abstract - 국내 전력시장은 발전기별 비용에 근거한 운영체계를 가지고 있다. 특히 각 발전기의 임시발전가격(IGP, Interim Generating Unit Price)은 발전기별 기동비용 및 무부하비용을 평활화하여 시간대별 가격으로 변환하고 증분비를 더함으로써 산정되고 있으며 그 중에서 가장 높은 임시발전가격이 계통한계가격(SMP, System Marginal Price)으로 결정되고 있으나, 발전비용 최소화를 위하여 단시간 가동되는 소규모 발전기의 발전력 배분으로 계통한계가격의 Spike 현상이 종종 발생하고 있다. 이는 수요증가 및 발전력 부족에 의한 영향보다는 발전비용 최소화 구현과정에서의 현상이므로 이를 해결하기 위한 대안을 검토하고 이에 따른 전력시장의 계통한계가격 영향을 검토하였다.

QPC_i : 발전기별 2차 증분가격계수(원/MW²h, 2차열소비계수*열량단가)
PSE_{i,t} : 가격결정발전계획 발전량(MWh)
TPD : 거래기간(Hr)
LPC_i : 발전기별 1차 증분가격계수(원/MWh, 1차열소비계수*열량단가)
NLPC_i : 발전기별 가격상수(원/hr, 열소비상수*열량단가)
SUC_i : 발전기별 기동비용(원)
단, 1시간 배분 발전기에 대해서는 PSE값을 해당시간대 입찰량으로 대체하여 계산

1. 서 론

가격결정발전계획에 포함된 발전기의 임시발전가격 산정방법, 계통한계가격 산정기준, 단시간 발전력 배분 발전기의 기동비 포함에 따른 임시발전가격 및 계통한계가격의 Spike 현상을 살펴보고 이를 해소하기 위한 방안으로 임시발전가격 산정시 기동비를 제외하되 실제적으로 가동한 발전기에 대해서는 실적 정산하는 방법과 발전기 한계비용에 따라 결정되는 계통한계가격 결정기준을 임시발전가격 상위 3개의 가격결정발전계획량(PSE, Price Setting Scheduling Energy)으로 가중평균하는 개선방안을 검토하고자 한다

2.1.3 발전가격 특성 분석

발전비용 및 발전가격 분석을 위해 소형계통에 대한 시뮬레이션을 시행해 보았다. 발전기 3대 조건에서 발전비용은 G1<G2<G3, 최소운전시간은 G1, G2는 3시간, G3 1시간, 수요는 12시부터 17시까지 적용하되 14시는 506MW, 기타 시간은 500MW로 가정하였고, 발전기별 열량단가 및 기타 기술적 특성은 동일하게 하였고, 임시발전가격 산정시 발전기 손실을 반영하는 발전기별 조정손실계수는 반영하지 않았다.

<표 1> 소형계통의 기술 특성 및 비용자료

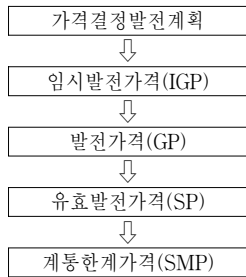
구 분	G1	G2	G3
최대 출력 [MW]	500	500	100
최소 출력 [MW]	160	160	5
열량단가 [천원/Gal]	66.555	66.555	66.555
2차 열소비계수 [Gcal/MW ² h]	0.00003	0.000003	0.002553
1차 열소비계수 [Gcal/MWh]	1.662183	2.0	2.998573
열소비상수 [Gcal/Hr]	38.764881	38.764881	3.114309
최소운전시간 [시간]	3	3	1
기동비용 [백만원]	8	8	5
평균가격(100% 출력)[원/kWh]	116.78	138.37	236.60

2. 본 론

2.1 계통한계가격 결정 특성

2.1.1 계통한계가격 산정방식

현재 전력시장은 가격결정발전계획수립후 기동비, 무부하비용 및 증분비를 반영한 발전기별 임시발전가격을 우선 계산한다. 이후 1시간동안만 발전력 배분이 된 발전기의 임시발전가격을 조정(PSE를 입찰용량으로 대체)하여 발전가격(Generating Unit Price)을 결정한다. 그러나 최소발전용량으로 배분되거나 최대속도로 증발 혹은 감발하는 발전기의 경우에는 계통한계가격결정기준에서 제외되며 이렇게 결정된 발전가격을 유효발전가격(Stack Price)이라 하며 유효발전가격을 가지는 발전기중에서 가장 가격이 높은 발전기를 계통한계가격으로 결정한다. 그러나 이러한 계통한계가격 결정방식은 기동비, 무부하비용 및 증분비를 반영하게 되므로 기동비 및 무부하비용이 다소 높은 소규모 발전기가 발전력 배분이 되는 경우에는 계통한계가격이 높아지는 경우가 발생하므로 적절한 대책을 검토할 필요가 있다



<그림 1> 한계가격결정절차

2.1.2 임시발전가격 산정

우리나라 변동비반영 발전시장에서는 가격결정발전계획에 배분된 발전량에 따라 산정된 개별 발전기의 발전가격을 임시발전가격이라 하며 전력시장에서는 아래의 산식에 의해 산정되며, 기동비용, 무부하비용 및 증분비를 반영하게 된다.

$$IGP_{i,t} = \frac{1}{ASTLF_{i,t}} \times [2QPC_i \times (PSE_{i,t}/TPD) + LPC_i + \frac{\sum_{l=1}^{l=y} \{(NLPC_l - QPC_l \times (PSE_{l,t}/TPD)^2 \times TPD + SUC_l)\}}{\sum_{l=1}^{l=y} PSE_{l,t}}] / 1.000$$

여기서,

ASTLF_{i,t} : 발전기별 조정손실계수

<표 2> G1 및 G2 동시 투입시 발전비용 및 발전가격

시간	G1 PSE	G2 PSE	G1비용 [천원]	G2비용 [천원]	G1가격 [원/kWh]	G2가격 [원/kWh]	SMP [원/kWh]
12	500	0	66,392	0	121.05	0	121.05
13	500	0	58,392	0	121.05	0	121.05
13	346	160	41,096	31,883	120.43	130.53	120.43
15	340	160	40,424	23,883	120.41	130.53	120.41
16	340	160	40,424	23,883	120.41	130.53	120.41
17	500	0	58,392	0	121.05	0	121.05
비용합			305,121	79,648			

<표 3> G1 및 G3 동시 투입시 발전비용 및 발전가격

시간	G1 PSE	G3 PSE	G1비용 [천원]	G3비용 [천원]	G1가격 [원/kWh]	G3가격 [원/kWh]	SMP [원/kWh]
12	500	0	66,392	0	121.05	0	121.05
13	500	0	58,392	0	121.05	0	121.05
13	500	6	58,392	8,208	121.05	286.60	286.60
15	500	0	58,392	0	121.05	0	121.05
16	500	0	58,392	0	121.05	0	121.05
17	500	0	58,392	0	121.05	0	121.05
비용합			358,355	8,208			

표1의 기술 특성 및 비용자료에 의하면 G3 발전기는 G2보다 평균 발전단가는 높으나 최소운전시간이 1시간이므로 발전기 G3를 투입하는 것이 발전

기 G2를 투입하는 경우에 비해 발전비용이 약 18백만원 가량 적게 든다. 그러나 1시간 투입으로 기동가격(기동비용/PSE)이 높고 증분비가 높아지므로 계통한계가격은 G2 발전기를 가동하는 것보다 오히려 급격하게 증가하는 현상을 보여준다.

2.2 발전가격 산정방식 개선방안

2.2.1 임시발전가격 개선

표3에서 보여지듯 G1과 G3 동시 투입시는 G3 발전기의 기동가격은 50원/kWh(입찰량으로 대체하기전은 833.33원/kWh)으로서 G1 및 G2 동시 투입시의 3.17원/kWh에 비해 급격히 증가하게 된다. 증분비 역시 111.27원/kWh에서 233.55원/kWh으로 약 2배 정도가 증가하게 된다. 가격결정발전계획상의 발전비용은 최소화가 이루어지나 실제 전력구입비용에 큰 영향을 미치게 되는 바 아래의 산식과 같이 임시발전가격 산정시 기동비용은 제외하는 방안을 검토하였다.

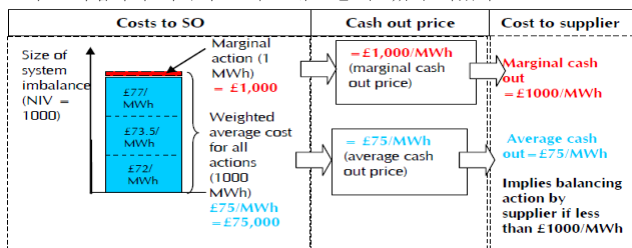
$$IGP_{i,t} = \frac{1}{ASTLF_{i,t}} \times \{2QPC_i \times (PSE_{i,t}/TPD) + LPC_i + \frac{\sum_{l=x}^y \{(NLPC_i - QPC_i \times (PSE_{i,t}/TPD))^2 \times TPD\}}{\sum_{l=x}^y PSE_{i,t}}\} / 1,000$$

2.2.2 계통한계가격 산정방식 개선

가격결정발전계획은 발전비용 최소화를 위해 평균가격이 다소 높은 발전기라도 단시간 배분하는 경우가 발생되고 이런 발전기가 계통한계가격을 결정하게 되므로써 계통한계가격이 급등하는 현상이 야기되므로 이의 해소를 위해 영국 Balancing Market 운영시 적용되는 가격산정 방식을 참조하여 대안을 검토하였다.

2.2.2.1 영국 Balancing Market 가격산정방식

영국에서는 공급자와 수요자간 계약용량 편차 발생시 전력계통의 공급 안정성 및 효율적 운영을 위하여 전력계통운영자(NGET)에 의해 Balancing Market이 운영되고 있다. 거래일 수요-공급의 차이 발생에상시 공급자 및 수요자는 BM에 입찰을 하게 되고 계통운영자는 필요 물량에 대해 가격을 결정하고 정산을 해주게 된다. 가격을 결정하는 방식에 대해 간략히 알아보면 다음과 같다. 가격을 결정할 때 필요물량 전체에 대한 평균비용 방식과 한계비용 방식을 적용할 수 있는데 평균비용 방식을 적용할 경우 수급 불균형에 책임이 있는 사업자가 추가 조치를 취하는데 소요되는 비용이 평균비용보다 더 높게 되는 경우 별도의 조치를 취하지 않을 개연성이 있고, 한계비용을 적용할 경우에는 사업자의 추가 비용이 한계비용보다는 낮게 되므로 사업자의 추가적 조치를 위한 인센티브를 제공하게 되어 적극적인 조치가 가능할 수 있다. 그러나 한계발전기의 비용으로 모든 발전기에 대하여 비용을 보상하게 되면 시장장기배력을 가지는 소수의 발전사업자에 의해 나머지 사업자의 과도한 비용이 수반될 수 있다. 그래서 영국에서는 한계비용 근처의 발전기중 필요물량 100MWh로 가중평균한 가격결정방식을 사용하다가 2006년 11월부터는 500MWh로 확대하여 운영중에 있다. 이러한 방식을 적용하므로써 한계비용 결정방식이나 필요물량 100MWh로 가중평균하는 방식보다는 사업자의 적극적 조치를 유도할 수 있게 되었다.



〈그림 2〉 영국의 BM 평균비용과 한계비용 결정방식 예시

2.2.2.2 SMP 결정방식 개선방안

계통한계가격 산정방식의 근본원칙은 훼손하지 않으면서 영국의 BM 가격결정방식을 고려하되 가격 Spike 완화를 위하여 임시발전가격 상위 3개의 발전계획량을 가중평균한 방식을 제안하고자 한다. 영국과 같은 발전계획량 물량(500MWh)에 따른 방식을 적용할 경우에는 최고 임시발전가격을 가지는 발전기의 발전계획량에 따라 발전가격의 영향이 크게 되므로 발전가격 변동성의 완화를 위하여 발전계획량 물량보다는 상위 3개의 임시발전가격 발전기의 발전계획량 물량에 따른 가중을 하는 것이 발전가격의 변동성을 완화할 수 있기 때문이다. 물론 이와 같은 가격결정방식 개선에 따른 계통한계가격의 하락으로 최상위 임시발전가격 발전기의 변동비 회수가 불가능하게 되므로 해당 발전기에 대한 별도의 정산 메카니즘 구원이 필요할 것이다. 또한 현재의 가격결정방식과 동일하게 발전기의 기술적 특성(최소발전용량으로 발전력 배분, 발전기의 최

대 증발률로 증발할 경우, 최대 감발율로 감발할 경우)에 의해 계통한계가격을 결정할 수 없는 발전기는 제외하였다.

2.3 시뮬레이션 결과

기동비 제외시 계통한계가격 개선시 영향분석을 위한 모의기간은 2010.4월부터 2011년 3월까지 1년, 계통한계가격 산정방식 개선안에 따른 모의는 2011.1월부터 3월까지 3개월 기간을 대상으로 하였다.

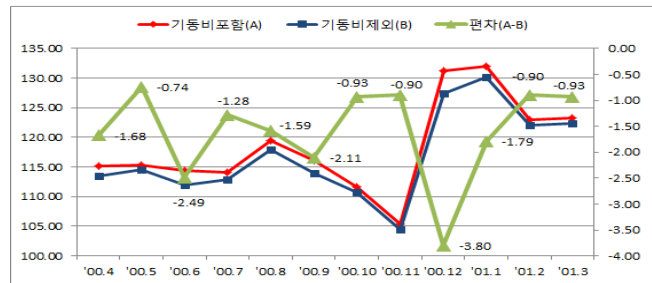
2.3.1 기동비용 제외시 영향

기동비용 제외시 1년 평균 가중평균 SMP는 약 1.62원/kWh 하락하는 결과를 보여주었다. 2010년도에 비해 2011년도 하락효과가 적은 것은 2011년부터 도입된 양수발전기 최적화에 따라 단시간 발전기의 최고 SMP 결정비용이 낮아지므로써 2010년도에 비해 SMP 하락폭이 낮아진 결과를 보여주고 있다.

〈표 4〉 기동비 제외시 계통한계가격 영향 분석

(단위 : 원/kWh)

기간(월)	기동비포함 (A)	기동비제외 (B)	편차 (A-B)
2010.4 ~ 2010.12	116.17	114.41	-1.76
2011.1 ~ 2011. 3	126.34	125.10	-1.24
2010.4 ~ 2011. 3	118.93	117.31	-1.62



〈그림 3〉 기동비 제외시 계통한계가격 월별 영향 분석

2.3.2 계통한계가격 산정방식 개선시 영향

임시발전가격 상위 3개 발전기의 발전계획량에 따른 가중평균시 SMP는 3.36원/kWh 하락 결과를 보여준다. 특히 수요증가로 SMP가 높았던 1월에는 가격 하락이 평균보다 더 높은 것으로 나타났다. 기동비를 제외하지 않는 조건에서의 SMP 산정방식 변경만에 의한 영향은 약 2.12원/kWh로 기동비만 제외하고 SMP를 산정했을 경우보다 1.08원/kWh 하락효과가 더 발생하는 것을 보여주었다.

〈표 5〉 계통한계가격 산정기준 변경시 계통한계가격 영향 분석

(단위 : 원/kWh)

기간(월)	변경전(A)	변경후(B)	편차(A-B)
2011. 1	131.95	120.81	-3.94
2011. 2	123.02	119.90	-3.12
2011. 3	123.25	120.31	-2.94
총 합	126.34	122.98	-3.36

3. 결 론

가격결정발전계획에서 발전비용 최소화를 위해 평균비용이 비싼 일부 발전기의 발전력 배분시 계통한계가격의 Spike 현상이 종종 발생하므로 이러한 문제를 해결하기 위하여 임시발전가격에서 기동비를 제외하거나 혹은 계통한계가격 산정시 한계비용 개념이 아닌 임시발전가격 상위 3개 발전기의 가격결정발전계획량에 따른 가중평균시 계통한계가격이 최대 3.36원/kWh 하락하는 것으로 나타났다. 기동비 제외에 따른 실제 기동시 실적정산과 변동비가 계통한계가격보다 높은 발전기에 대한 정산방안에 대한 추가적인 검토가 필요할 것이다.

[참 고 문 헌]

- [1] BSC modification proposal P194 'Revised Derivation of the Main Energy Imbalance Price', Impact Assessment, Ofgem, England, 2006. 1
- [2] Balancing and Settlement Code (BSC) P205 : Increase in PAR level from 100MWh to 500MWh, 2006.10.20., Ofgem, England
- [3] 전력시장운영규칙, 전력거래소, 2011.1