

현 도매전력시장의 가격체계에 의한 투자신호 분석 및 발전방향

이건호* 김용완** 김염형** 백선희** 문경섭** 김두중** 오기중*** 김태규***
지경부*, 전력거래소**, 한전***, 동서발전****

Analysis of price signals in incumbent Wholesale Market

Lee Gun-Ho* Kim Yong Wan** Kim Yum-Hyung** Baek Sun Hee** Moon kyeong Seob** Kim Doo-Jung** Oh Ki Jung*** Kim Tea Kyu****
MKE*, KPX**, KEPCO***, EWP****

Abstract - 2001년 4월 이후 기저발전기의 정상체도가 지속적으로 개선되어 왔다. 소비자 요금에 규제받는 소매부문과 발전부문의 수지균형을 기저발전기에 규제가격을 적용하여 해결하였다. 따라서 본 논문에서는 설비예비력 확보 메커니즘의 경제적 이론을 고찰하고 현 전력시장의 전원별 투자시그널에 대해 분석하였다.

1. 서론

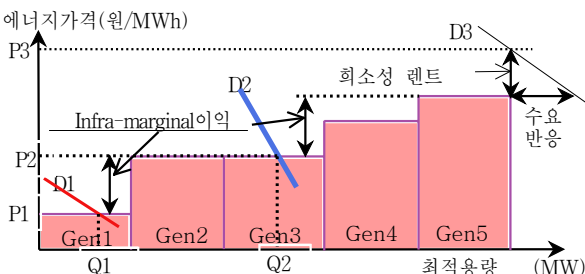
2001년 4월 제1단계 전력산업구조개편이 완료에 따라, 수직독점체제인 한전에서 발전부문을 6개 회사로 분리하고, 도매전력거래를 위해 전력거래소를 설립하였다. 현재 한전은 송전, 배전 및 판매사업을 수행하고 있으며, 6개 발전자회사를 100% 소유하고 있어 큰 틀에서는 수직독점체제와 유사하다. 그러나 민간사업자는 한전과 PPA계약이 도매시장에 판매를 목적으로 공급시장에 진출하고 있으며, 그 용량이 지속적으로 증가하고 있다. 소매부문에서도 구역사업자가 활발히 진입하면서 한전의 독립적인 지위를 위협받고 있는 실정이다. 현 도매시장은 2008년 4월말 기준으로 146개 회원사가 참여하고 있으며 2007년 한해 거래금액은 약 21조원이며 거래량은 374,384GWh인 시장으로 발전하였다. 그러나 소매요금은 정부의 규제를 받고 있고, 소매사업의 수지균형을 위해 도매가격을 조정하고 있다. 따라서 본 논문에서는 현 도매시장의 수지균형을 위한 메커니즘을 정리하고, 본 수지균형 메커니즘이 전원별 투자에 미치는 영향, 특히 기저발전기에 대한 영향을 분석하였다. 마지막으로 최적의 전원구성을 유도할 수 있는 설비예비력 확보 메커니즘을 제시하고자 한다.

2. 본론

2. 경쟁적 전력시장에서 설비예비력 확보메커니즘

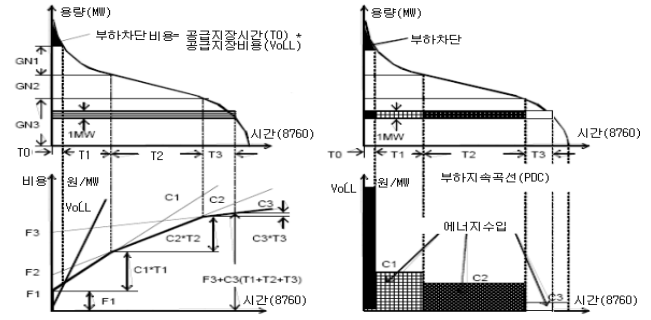
2.1 이상적 전력시장(Energy Only Market)

고전적 경제학의 관점에서 볼 때 경쟁적 전력시장에서 적절한 발전자원을 확보할 수 있는 방법은 에너지 가격에서 발생하는 이익에 의존하는 것이다. 즉, 발전사업자는 생산한 전력에 대해 시장가격으로 지불받고, 설비투자비 등과 같은 고정비용, 기동비용 및 무부하비용은 infra-marginal 이익과 최소성 렌트를 통해 회수하는 방법이다. 이런 시장을 에너지단일시장(Energy Only Market)이라 부른다. 이 시장에서 에너지 가격은 최소성 시간대에 수요가 가격결정에 참여하는 가운데 한계비용에 따라 결정되며, 설비예비력, 전원구성 및 시장가격은 경쟁적인 요소들에 의해 장기적인 수준에서 결정된다. 또한 사업자는 선도시장에서 위험관리도구를 활용하여 자신의 위험을 관리할 수 있다. 아래 그림 1은 에너지단일시장에서 inframarginal 이익과 최소성 렌트를 도식화해서 보여주고 있다. 이 그림에서 보듯이 보통의 경우 Inframarginal 이익은 시간대별 수요곡선인 D2와 공급곡선(공급의 한계비용곡선)이 만나서 결정되는 시간대별 시장청산가격과 한계비용곡선 사이의 이익을 의미하지만, 공급이 수요(D3)에 미치지 못하는 공급부족 시간대처럼 최소성 렌트가 발생하는 경우에는 최소성 렌트를 제외한 부분의 이익을 의미한다. 최소성 렌트는 공급부족이 발생하는 경우 최대공급량에 해당하는 수요곡선상의 가격과 최대공급의 한계비용 사이의 이익을 의미한다.



〈그림 1〉 2007년~2008년 적용 기저상한가격

또한 아래 그림은 부하지속곡선(LDC)으로 표현되는 부하를 공급하기 위한 최적 용량믹스를 결정하는 전통적인 방법을 보여준다. 다른 점은 가격지속곡선(PDC)에서 C1의 한계비용 초과하여 시장청산가격이 시장상한가격(공급지장비용, VoLL까지 상승하는 것이다. 만약 발전 포트폴리오가 최적으로 계획되어 있다면 그림의 1 MW 전력을 공급하기 위해서는 $F3+C3*(T0+T1+T2+T3)$ 의 비용이 들고 이 금액만큼 GN3 발전기에 지급하면 된다.



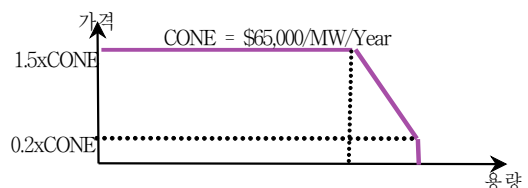
〈그림 2〉 에너지단일시장에서 VoLL Pricing에 의한 고정비 회수

다르게 말하면, IMW전력을 공급하는 비용은 F1의 용량정산금(capacity payment)에다가 MWh당 한계비용을 더한 금액을 지급함으로써 회수시켜 줄 수도 있다. 즉 $F1+C1*(T0+T1)+C2*T2+C3*T3$ 의 금액과 앞에서 언급한 금액($F3+C3*(T0+T1+T2+T3)$)과 같게 된다. VoLL Pricing 하에서 침투설비고정비($F1$)= $T0*VoLL$ 으로 회수될 수 있고, 이때 일부 수요는 수요반응으로 전력을 감축하게 된다. 즉 과거 부하지속곡선에 의한 최적 전원구성을 에너지단일시장으로 달성할 수 있다. 이때 반드시 시장가격의 상한은 공급지장비용 수준으로 해야 한다. 만약 연료비가 변화하고 수요증가가 불확실하다면 전체 용량규모나 용량믹스가 최적점에 있지 않을 수 있다. 이렇게 되면 어떤 전원이 초과이익이나 초과손실을 보게 되는데, 시장이 경쟁적이라면 이것은 시장에 신호를 주게 되고 신규진입하거나 철수하는 용량에 의해 장기적으로 다시 최적점으로 오게 된다.

2.2 해외 설비예비력 확보메커니즘

2.2.1 용량시장(Capacity Market)

PJM RPM(Reliability Pricing Model)은 송전손잡과 전원구성을 고려하여 4년후 필요한 설비용량을 확보하기 위한 중앙집중적인 계획모델이다. RPM에서는 선도경매에서 지역별 가격을 조정함은 물론 수요반응, 발전, 송전을 모두 포함하고 있다. RPM에서는 우하향하는 수요곡선을 인위적으로 설정해놓고 있고, 이 곡선의 사용은 용량가격의 변동성을 줄이기 위한 것이다. RPM시장의 상한가격은 1.5배의 CONE으로 상한이 설정되어 있고, 목표용량의 98% 수준부터 하락하기 시작해서 105%수준에 이르면 수직의 형태를 가진다.



〈그림 3〉 PJM RPM에서 수요곡선

뉴욕시장(NYISO)은 용량시장에서 수요곡선을 사용하여 Demand Curve Model이라 부른다. 뉴잉글랜드시장은 선도용량시장을 운영하고 있다. 이 선도용량시장은 3년 단위의 선도적 용량시장에 기반한 모델로 여기에서는 물리적인 물음선의 핵심적인 특징 일부가 채택되어 있다.

2.2.2 용량가격 제도(Capacity Payment)

브라질의 용량가격제도는 계통운영자가 발전포트폴리오를 결정하고 용량부족 문제를 다루기 위해 가공의(fictitious) 발전기를 예비력에 포함시킨다. 이러한 가공의 발전기의 한계비용함수는 감소된 신뢰도의 경제적 영향을 용량부족의 함수로 취급하는 공학적 계산에 바탕을 두고 있다. 가용용량 수준이 낮을 때는 가공 발전기가 시장청산가격을 결정하게 되는데, 이렇게 되면 에너지 가격을 효과적으로 상승시키고 최소성 렌트 또는 LOLP에 반영된 시간별 신뢰도 가치를 반영하게 된다.

스페인 용량가격제도에서 용량정산금은 연단위로 지불하고 있으며, 이 용량가격에는 좌초비용 보상과 혼합되어 있고, 필요한 수준보다 낮게 지불되고 있어서 신규투자 유도에 부족하다는 지적이 있다. 칠레와 페루에서 도입한 용량가격제도는 연단위 LOLP 추정치를 계산하기 위한 시

플레이션 모델에 기반하고 있다. CP 액수는 LOLP×VOLL로 계산되는데 LOLP는 규제기관이 정하고, 용량생산금은 “유효용량(effective capacity)” 비율에 따라 발전사업자들에게 분배된다. 페루에서는 모든 용량이 CP를 받았으나 현재는 급전우선순위에 포함된 발전기들만 유효용량에 따라 CP를 지급받는다. 발전사업자들이 한계비용보다 낮은 가격으로 에너지 시장에 입찰하여 급전계획에 포함되도록 하여 CP를 받으려고 하는 시도를 못하도록 하기 위해 페루에서는 발전사업자의 입찰가격이 반드시 원가수준이어야 한다고 강제하고 있다.

아르헨티나의 전력시장에는 두 가지 종류의 CP가 존재한다. 첫 번째는 하루전시장에서 예비력으로 포함되었거나 현재 발전중인 용량에 지급하는 시간별 CP이고, 두 번째는 극심하게 건조한 해를 위한 예비적 성격의 장기 화력용량을 위한 CP로서 겨울이 시작되기 전에 매년 계산된다. CP 액수는 하루중 피크시간대의 발전력과 예비력에 따라 계산되고, 수력과 화력발전기에 대한 CP 지급기준이 각기 다르다. CP 지급이 급전에 포함된 발전기를 대상으로 이루어지기 때문에 실제급전에서 제외된 발전기는 에너지 수익뿐 아니라 CP수익도 상실하게 된다. 발전사업자로서는 이것을 피하기 위해 실제 한계비용보다 낮은 가격으로 입찰에 참여하려는 유인이 생긴다.

콜롬비아 계통에는 수력이 대부분을 차지하고 화력 용량은 아주 적기 때문에 가뭄이 들면 계통이 큰 타격을 받는 취약성을 안고 있다. 콜롬비아 규제기관으로서 부족한 화력발전소 건설을 유도하기 위해 CP를 도입했다. 이 제도에서는 실제 발전여부와는 상관없이 가용하기만 하면 건조기에 부하를 담당하는 기여도 예상에 따라 CP를 지급받는다. 콜롬비아의 규제기관인 CREG는 최근에 확정적 에너지 옵션에 기반을 둔 대안적 방법을 도입했다. 이 제도에서는 배전회사들이 하강시계경매를 통해 발전사업자들로부터 확정적 에너지 옵션을 구매하도록 되어 있다.

이탈리아는 자국의 발전설비가 부족해 수입에 의존하는 현실을 감안하여 CP 제도를 도입했다. 영구적인 제도가 마련될 때까지 현재는 임시적인 CP제도가 운영되고 있다. 이 제도에서 CP를 지급받는 유효발전기(eligible units)는 하루전 시장에서 급전계획에 포함될 수 있어야 하고 가용용량을 공표해야 한다. 물리적인 양방향계약에 묶여있거나 신재생에너지 자원 등은 유효발전기에 포함되지 않는다. 이러한 유효발전기는 기본 생산금을 지급받고 거래소의 가중평균 에너지가격이 규제가격 이하로 떨어질 때만 규제가격의 20% 수준까지 추가생산금을 지불받는다. CP의 제원은 부가생산금의 형태로 거둬들인다.

3. 우리나라 도매시장에서 설비예비력 확보메커니즘

3.1 현 도매시장에서 기저발전기의 거래제도 변화

현 도매전력시장(CBP)은 '05년 4월 가격입찰기반시장(TWBP)로 전환되 기될 예정이었으나 참여정부의 정책에 따라 '04년 6월 잠정 중단되었다. 따라서 구조개편 초기 과도기적 운영을 목적으로 도입된 현 변동비기반 도매시장은 장기간 지속되면서 많은 문제를 야기 했고 이에 따라 도매시장의 거래제도도 지속적으로 변화를 했다.

'01년 4월에 최초로 개설된 현 도매시장은 1차연료의 형태에 따라 기저시장과 일반시장으로 구분하였고, 각 시장의 가격구조는 에너지가격과 용량가격으로 구분하였다. 기저발전기의 에너지 가격은 호남발전기에 표준열량단가를 적용한 가격, 즉 19원/kWh를 적용했고, 용량가격은 500MW 표준석탄발전기의 고정비인 21.49원/kWh를 적용하였다. 그러나 '05년에 급격하게 석탄가격이 상승하면서 거의 모든 석탄 발전기의 변동비가 19원/kWh를 초과하게 되어서 변동비가 19원/kWh를 초과하는 석탄발전기에게는 실제 변동비를 지불하도록 규칙을 개정하였다.

그러나 석탄발전기에게 실변동비를 보상으로 인해 발전회사는 저렴한 연료를 구매할 인센티브가 사라졌다. 따라서 '07년 1월부터 발전회사에게 저렴한 석탄을 구입하기 위해 기저용량가격과 기저한계가격을 폐지하고 기저에 대해 전원별 상한가격을 도입했다. 즉 용량가격은 일반발전기와 동일하게 적용하고 에너지 가격은 상한가격과 계통한계가격 중 적은 값으로 적용했다.

〈표 1〉 2007년~2008년 적용 기저상한가격

발전원	적용기간	RMP	적용기간	RMP
국내탄	'07.07~'12	57.75	'08.01~'4	64.94
유연탄	'07.01~'12	32.68	'08.01~'4	34.05
원자력	'07.01~'12	32.20	'08.01~'4	29.53

'07년 1월 발전사업자에게 신규투자를 강화하기 위해 지역별 용량수요 곡선을 도입하여 용량가격을 결정해 오고 있다. 즉 적정예비율의 범위를 12%에서 20%까지는 기준용량가격(가스터빈 고정비)로 결정하고, 예비력부족시 용량가격을 높게, 예비력 과잉시에는 용량가격을 낮게하여 적정 예비력을 확보하는 제도이다.

국제유가가 배럴당 100US\$가 지속되면서 계통한계가격이 급격히 상승하게 되었고 이로 인해 한전의 수익성을 급격히 악화될 뿐만 아니라 매우 낮은 기저상한가격 설정으로 가스복합발전기의 수익성이 석탄발전

기의 수익성 보다 높게 되는 현상이 발생했다. 이 문제를 해결하기 위해 '08년 5월 기저상한가격을 폐지하고 계통한계가격 보정계수를 도입하였다. 민간회사 소유의 석탄발전기는 계통한계가격보정계수를 적용받지 않고 공급가능용량에 대해서는 용량가격, 생산한 에너지에 대해서는 계통한계가격을 적용받지만, 한전이 소유한 모든 발전기는 아래와 같이 계통한계가격보정계수를 적용받는다.

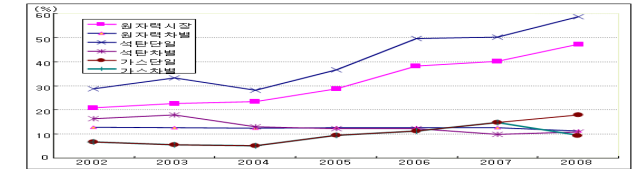
∴ 에너지생산금 = (SMP-연료비용)×계통한계가격보정계수+연료비용
계통한계가격보정계수 도입은 전원별 투자 우선순위가 왜곡되는 것을 방지하기 위한 것이며, 민간에 대해서는 적용하지 않는다..

〈표 2〉 계통한계가격 보정계수(08.5.1~적용)

【 보정계수 】			
- 석탄(πc)	0.1595	- 일반(πp)	0.4000
- 원자력(πn)	0.2745	- 국내탄(πdc)	0.9000

3.2 기저발전기의 거래제도 변화에 따른 투자시그널 변화

전력시장 개설초기 석탄이 가스복합보다 수익률이 높았으나, 점진적인 석탄가격 상승, 가스가격 상승에 의한 일반발전기 생산금 상승, 전기요금 낮은 인상 등으로 기저발전기의 생산금을 과도하게 조정하여 '07년에는 석탄발전기의 수익률이 가스복합보다 낮게 되어 심각한 투자신호의 외과이 발생했다. 그러나 '08년도 5월의 제도개선에서는 민간이 소유한 발전기(기저포함)에 대해서는 가격규제를 폐지했으며, 한전이 소유한 공기업의 발전기에 가격규제를 시행하고 있다.



〈그림 2〉 현 도매전력시장에서 전원별 투자수익률

공기업이 소유한 발전기에 대해서도 도매전력시장이 제공하는 투자우선순위가 변화되지 않도록 했다. 아래 표3에서 '07년도에는 석탄발전기의 투자수익률이 가스복합보다 낮았으나, 08년도에는 반대가 되어서 투자우선순위는 왜곡하지 않았다. 그러나 '08년도 계통한계가격보정계수 적용시 석탄발전기 수익률은 약 10%로, 단일시장에서 석탄발전기의 투자수익률의 1/5수준으로 신호가 약화되었다.

〈표3〉 전원별 투자수익률

(단위: %)

구분		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
원자력	단일	20.90	22.69	23.35	28.75	38.23	40.21	47.27
	차별	12.73	12.58	12.36	12.51	12.57	12.51	11.20
석탄	단일	28.80	33.21	28.15	36.59	49.57	50.12	58.69
	차별	16.40	17.93	12.96	12.12	12.16	9.78	10.79
가스	단일	6.76	5.52	5.07	9.38	11.27	14.77	17.94
	차별	6.76	5.52	5.07	9.38	11.27	14.77	9.47

주) 단일시장은 일반CP와 SMP 적용을 의미하며, 차별은 BLMP, RMP, 계통한계가격보정계수 적용을 의미함

3. 결 론

'08년도 제도개선으로 민간에 대한 투자신호는 왜곡되지 않고 있으나, 공기업에 투자신호는 매우 약화되었다. 따라서 가능한 빠른 시일내에 소비자 요금을 적정 수준으로 인상하여, 도매시장의 가격규제를 폐지하여야 한다. 전력시장에서 단일가격을 적용시 수익률이 높은 기저발전기의 진입이 활발해지고, 이로 인해 전력생산비용을 급격히 감소하게 될 것이고 결국은 소비자 요금의 하락을 초래할 것이다. 즉 빠른 시일내에 왜곡된 전원구성을 정상화된다. 또한 도매시장의 경쟁을 활성화 하고 지역적 신호를 강화하기 위해 송전혼잡을 반영한 지역별 가격제 도입, 부분적 가격인하 허용, 용량시장 도입 등이 필요하다.

[참 고 문 헌]

- [1] 전력거래소 전력운영시장운영규칙 2008
- [2] Abbott, M., "Is the Security of Electricity Supply a Public Good?" The Electricity Journal. Vol.14, No. 7, pp. 31-33 (2001).
- [3] Alberta Department of Energy. Refinement Options for Alberta's Wholesale and Retail Electric Markets, March 10, 2005, pp. 26-36.
- [4] Barros, L.A., H. Rudnick, and T. Hammons, "Second Wave of Electricity Market Reforms in Latin America." Presented at IEEE PES Panel Session, IEEE General Meeting, Montreal, Canada, June 2006.
- [5] Auctions for Generation Adequacy in Brazil," Proceedings of the IEEE PES General Meeting, Montreal, Canada (June 2006).