

Supply Margin Assessment를 이용한 도매전력시장의 시장지배력 예방에 관한 연구

論 文
54A-3-5

A Study on Market Power Mitigation Using Supply Margin Assessment

丁海聖^{*} · 吳泰圭^{*} · 朴鍾根^{**}
(Hae-Seong Jeong · Tae-Kyu Oh · Jong-Keun Park)

Abstract - Several methods have been proposed to mitigate the market power in foreign electricity markets. In this paper, Hirschman-Herfindahl Index(HHI) and supply margin assessment(SMA) are compared based upon the Korean future markets. The results show that SMA is better than HHI to estimate market power because it can reflect congestion and capacity reserve effectively.

Key Words : SMA, HHI, 시장지배력

1. 서 론

전력산업은 기술적 요인과 규모의 경제로 인하여 오랜 기간 동안 규제를 받는 독점 산업으로 여겨져 왔으며, 발전, 송전, 배전, 판매가 수직적으로 통합된 구조로 운영되어왔다. 그러나 전력기술의 발전과 정보통신기술의 도입으로 1990년대에 들어서며 경쟁과 선택이라는 시장의 개념을 도입하기 위한 전력산업의 구조개편이 시작되었다.

전기라는 재화는 다른 재화와 달리 생산과 소비가 동시에 일어나며, 전력망을 통해 유통되며, 시스템적인 특성에 의한 실시간적 수급균형을 이루어야 하는 독특한 특성을 지니고 있으며 이로 인해 전력시장에는 다양한 형태의 시장지배력이 행사될 수 있다. 캘리포니아 등 일부 전력시장에서는 시장지배력으로 인한 시장가격의 상승이 발생했으며 각국의 전력시장에서는 시장지배력을 예방하기 위해 다양한 감시 및 완화 조치를 시행하고 있다.

1.1 Hirschman-Herfindahl Index(HHI)

전력시장의 시장지배력을 예방하기 위해 초기에 도입된 개념은 HHI였다. HHI는 전체 시장에서 각 발전사업자의 설비용량이 차지하는 비율을 제곱한 수치를 이용하여 시장지배력

을 평가하는 방법으로 일반 재화시장의 독과점을 예방하기 위해 사용되었던 방법이었다.

$$HHI = \sum_{i=1}^n \left(\frac{C_i}{C} \times 100 \right)^2 \quad (1)$$

C: 시장의 전체 발전설비 용량

C_i: 발전사업자 i의 발전설비용량

HHI는 시장지배력을 지수로 간단히 평가할 수 있는 장점이 있으나 송전혼잡의 문제를 고려할 수 없으며, 발전기와 계통의 특성으로 인해 시장점유율이 작은 발전사업자도 시장지배력을 행사할 수 있는 전력시장의 독특한 특성을 반영할 수 없는 단점이 있다. 영국의 OFGEM은 발전설비의 특성이나 송전혼잡 등으로 인해 영국 시장에서 발전설비의 매각으로 규모가 큰 발전회사의 시장점유율을 감소시키는 것이 더 이상 효과가 없다고 발표하였으며 이는 전통적인 HHI기법으로는 시장지배력을 정확하게 평가할 수 없음을 보여준다[1].

HHI의 단점을 극복하기 위해 Fedler와 Peterson은 공급곡선의 여러 구간들에 대해 HHI를 계산하면 발전기의 특성이 반영된 다양한 HHI를 계산할 수 있으며 이로 인해 더욱 정확하게 시장지배력을 평가할 수 있는 방법을 제시하였다[2]. 그러나 이 방법은 송전혼잡과 발전기 특성들을 시장지배력에 반영할 수 없는 단점이 있다.

Yang과 Jordan은 송전혼잡을 고려하여 HHI를 정의하기

* 교신저자, 正會員 : 한국전기연구원 선임연구원
E-mail : junghs@keri.re.kr

** 正會員 : 한국전기연구원 전기시험연구소 소장

*** 正會員 : 서울대 전기공학부 교수

接受日字 : 2004年 8月 19日

最終完了 : 2005年 2月 4日

위해 현물가격의 차이가 5% 미만인 모선들을 하나의 그룹으로 정의하고 이 그룹들을 이용하여 HHI를 정의하는 방법을 제안하였다[3, 4].

1.2 Supply Margin Assessment

2001년 11월 FERC는 시장지배력을 예방하기 위해 Supply Margin Assessment라는 새로운 개념을 제시하였다. 이는 특정 발전사업자가 발전을 하지 않을 때 다른 발전사업자들만으로 전력의 공급이 가능한 지를 평가하는 방법이다. 만일 어떤 발전사업자가 발전하지 않을 때 전체 시장의 발전력이 부하를 공급하기에 부족하다면 시장가격이 급등하게 될 것이다. 그러므로 발전사업자의 시장점유율이 아니라 그 발전사업자로 인해 시장 전체의 공급용량이 부족해 질 수 있는 지를 평가하는 것이 SMA의 개념이다. SMA는 캘리포니아에서 사용한 RSI(Residual Supply Index)와 같은 개념이다. RSI가 100% 이하여서 테스트를 통과하지 못하는 발전사업자를 pivotal player라고 한다. SMA는 다음과 같이 정의된다.

$$\text{시장참여자 } i \text{의 SMA} = \frac{\sum_{k=1}^n q_k - q_i}{D} \times 100 \quad (2)$$

단 D 는 부하, q_i 는 시장참여자 i 의 발전용량, n 은 전체 발전사업자의 수이다.

만일 발전사업자가 SMA를 통과하지 못하는 경우 발전사업자의 발전용량 중 수급균형을 위해 시장에 반드시 참가해야 하는 발전사업자의 발전용량을 pivotal 물량이라 한다. 발전사업자의 pivotal 물량은 그 발전사업자가 시장지배력을 행사하지 못하도록 하는 최소한의 물량이며 다음과 같이 정의된다.

$$\begin{aligned} &\text{발전사업자의 } i \text{의 pivotal 물량} \\ &= D - \sum_{k \neq i} q_k \end{aligned} \quad (3)$$

단 q_k 는 발전사업자 k 의 발전용량이며 D 는 수요이다.

Blumsack, Perekhodtsev, Lave는 2000년에서 2001년에 걸쳐 캘리포니아와 PJM에 대해 pivotal 참여자와 HHI를 분석하였다. 그 결과 HHI에 따르면 캘리포니아 시장은 PJM에 비해 낮은 HHI를 가지며 시장지배력이 발생할 여지가 거의 없는 경쟁적인 시장으로 판명되나 시장지배력을 행사할 수 있는 pivotal 참여자의 수는 캘리포니아 시장이 PJM에 비해 더

욱 많았다. 그리고 조사 기간 동안 실제 캘리포니아의 시장가격은 PJM에 비해 현저하게 높은 HHI보다는 SMA가 더욱 정확한 결과를 도출함을 보여주었다[5].

Rohrbach, Kleit, Nelson은 SMA의 계산 시 계약량을 고려해야 함을 지적하였다. 즉 발전사업자와 부하 사이에 이미 계약된 용량이 있다면 시장지배력이 감소할 수 있기 때문에 정확한 SMA 평가를 위해서는 계약량을 제외하고 계산해야 함을 주장하였다[6].

Wolak은 pivotal 물량의 계산 시 송전혼잡을 고려하였으며 pivotal 물량에 대해서는 변동비만으로 입찰하여 시장지배력을 제한하는 방법을 제안하였다[7].

Gan과 Bourcier는 지역별한계비용과 모선별한계비용을 이용하는 각각의 시장에 대해 시장지배력을 예방할 수 있는 Must-Run-Ratio(MRR)를 제안하였는데 지역별한계비용에서의 MRR은 SMA와 유사한 개념이며 모선별한계비용에서 MRR은 선로에 혼잡을 유발할 수 있는 발전회사의 발전량을 선로 조류의 민감도를 이용하여 계산하였다[8, 9].

1.3 도매전력시장과 SMA

우리나라는 전력수요가 꾸준히 증가하고 있는 반면 좁은 국토로 인해 발전 및 송전설비를 건설할 부지는 부족한 상황이다. 수도권에는 부하의 42%가 집중되어 있으나 발전설비는 전체의 20%만이 위치하고 있으며 대부분이 피크설비에 해당한다. 그 결과 비경인지역에서 수도권으로 전력이 유입되며 이로 인해 경인과 비경인을 연결하는 6개의 선로에 상시 혼잡이 발생한다.

우리나라의 전력시장은 6개의 발전회사가 대부분의 전력을 생산하고 있으며 그 중 한수원은 다른 발전회사에 비해 2배 이상의 설비를 가지고 있다. 나머지 5개의 발전회사는 설비용량이 비슷한 편이나 수도권 발전설비의 비율은 상이하다. 이로 인해 일부 발전회사는 북상조류 제약으로 인해 수도권에서 시장지배력을 행사할 가능성이 예상된다.

본 논문에서는 미래의 도매전력시장을 가정하여 국내 계통의 특징인 북상조류제약을 고려한 시장지배력의 행사가능성을 평가하기 위해 HHI와 SMA를 비교하여 국내 상황에 적합한 방법을 찾아보았다. 그리고 SMA를 이용하여 시장지배력을 행사할 수 있는 발전사업자의 pivotal 물량을 알아보았다.

2. 제안하는 방법

발전사업자 i 의 pivotal 물량을 구하기 위해서는 부하조건과 북상조류제약을 만족하는 범위 내에서 발전사업자 i 의 최

소발전량을 구해야 한다. 이를 위해 본 논문에서는 다음과 같은 식을 사용하였다.

$$\min_{Q_i^s, Q_i^N} (\alpha \cdot Q_i^s + \beta \cdot Q_i^N) \quad (4-1)$$

subject to.

$$\sum Q_i = M^s - M^N \quad (4-2)$$

$$= (Load^s + Load^N) \times (1 + LF) + R^s + R^N$$

$$\sum Q_i^s - M^s - Load^s \times (1 + LF) - R^s \leq T^{max} \quad (4-3)$$

$$0 \leq Q_i^s \leq C_i^s, \quad 0 \leq Q_i^N \leq C_i^N \quad (4-4)$$

Q_i^s, Q_i^N : 발전사업자 i 의 비경인지역(s)과 경인지역(N)의 발전량

C_i^s, C_i^N : 발전사업자 i 의 비경인지역(s)과 경인지역(N)의 설비용량

$Load^s, Load^N$: 비경인지역과 경인지역의 전체 계통 부하

LF : 송전손실계수 = 0.03

R^s, R^N : 비경인지역과 경인지역의 예비력

M^s, M^N : 비경인지역과 경인지역의 보수 중인 발전용량

T^{max} : 복상조류제약

α, β : 경인지역의 물량을 우선적으로 감소시키기 위해 적용한 상수로 $0 < \alpha < \beta$ 를 만족

식 (4-1)은 목적함수이며 발전사업자 i 의 pivotal 물량을 구하기 위한 목적함수이다. 목적 함수에는 발전사업자 i 외에 다른 발전사업자의 발전량이 포함되어 있지 않다. 즉 i 를 제외한 다른 발전사업자의 발전량으로 부하를 만족시킬 수 있다면 발전사업자 i 의 발전량은 0이 되며 결국 발전사업자 i 의 pivotal 물량은 0이 된다. 식 (4-2)는 송전손실과 예비력 그리고 발전기 보수를 고려한 수급균형조건이다. 발전사업자 i 가 발전하는 경우 상수 α, β 는 $0 < \alpha < \beta$ 를 만족하므로 발전사업자 i 의 비경인지역의 발전량부터 투입되어 발전량의 부족분을 만족시키게 된다. 식 (4-3)의 복상조류 제약을 표시한다. 식 (4-4)은 각 발전사업자의 발전량 제약조건이다.

위의 문제는 발전사업자 i 는 한계비용이 α 와 β 인 설비를 각각 비경인지역과 경인지역에 가지고 있으며 다른 발전사업자의 한계비용은 0으로 가정한 경우에 대한 간단한 최적조류 계산과 같은 형태이다. 즉 발전사업자 i 를 제외한 다른 발전사업자의 발전용량으로 부하를 만족시킬 수 있다면 한계비용이 0보다 큰 발전사업자 i 는 발전을 할 필요가 없다. 그러나 다른 발전사업자의 용량으로 부하를 만족시키지 못한다면 발전사업자 i 가 발전을 해야 하며 이 발전량은 계통의 수급조

전을 위해 꼭 필요한 값이 되며 pivotal 물량이 된다.

3. 사례연구

3.1 발전설비와 부하

전력수급기본계획에 따르면 전체 발전설비의 예비율은 연말 기준 2009년에 28.75%에 달한다. 또한 경인지역의 설비예비율도 경인지역의 발전설비의 증가와 복상조류한계의 증가로 2009년에 21.84%까지 증가한다. 이러한 설비예비율의 증가로 전력시장의 가격은 하락하고 시장지배력도 감소 될 수 있다. 국내 계통의 대표적 특징인 복상조류제약은 현재 6개의 선로에 대해 주간에는 9,700MW, 야간에는 이보다 작은 8,700MW 정도이다. 향후 연도별 복상조류제약을 표 1의 6열과 같이 가정하였다.

전력시장 시장에서 시장지배력을 모의하기 위해서는 수급 균형을 위한 발전설비, 송전혼잡, 송전손실, 예비력 그리고 보수 중인 발전설비 등을 고려해야 한다. 이 외에도 양수와 수력의 물량제약, 일부 발전기의 연료제약 그리고 복합화력발전기의 열공급제약 등이 고려되어야 한다. 본 논문에서는 송전손실은 3%, 예비력은 3,000MW, 보수 중인 발전설비는 비경인과 경인에 대해 각각 500MW와 1,000MW로 가정하였다. SMA는 피크 시간을 기준으로 계산되므로 수력, 양수, 연료 제약 및 열공급제약으로 인한 가용발전용량의 제한은 고려하지 않았다.

표 1 연도별 설비용량과 부하

Table 1 Capacity and load

연도	설비용량 [MW]	경인 설비용량 [MW]	부하 [MW]	경인부하 [MW]	복상조류 [MW]	예비율 [%]	경인 예비율 [%]
2005	61,901	13,517	51,859	22,082	11,800	19.36	14.87
2006	65,324	13,967	53,612	22,821	12,200	21.55	14.56
2007	67,874	14,867	55,365	23,560	12,600	22.39	16.54
2008	71,674	15,667	57,118	24,299	13,000	25.27	17.89
2009	75,874	17,367	58,871	25,038	13,150	28.75	21.84

(연말기준)

3.2 HHI와 시장지배력

경인지역, 비경인지역 그리고 전체 발전설비를 이용하여 각각의 지역과 전체 계통에서의 HHI를 구할 수 있다. 이때 6개 발전회사 외의 다른 소규모 발전사업자에 대한 적절한 처리가 필요하다. 실제 소규모 발전회사들은 시장지배력을 행사하기에 설비용량이 충분하지 않다고 가정한다면 식 (1)에서 분모에 해당하는 전체 설비용량은 6개 발전회사의 설비용량의 합으로 대체된다. 이때 HHI를 비경인지역과 경인지역 그리고 전체 설비에 대해 각각 구하면 다음과 같다.

표 2 연도별 HHI

Table 2 Yearly HHI

	2005	2006	2007	2008	2009
비경인	2,341	2,267	2,211	2,195	2,279
경인	2,180	2,131	2,131	2,161	2,240
전국	1,974	1,934	1,908	1,896	1,939

전국의 HHI보다 비경인과 경인의 HHI가 큰 이유는 발전회사별로 경인지역과 비경인지역의 설비의 비율이 상이하기 때문이다. 한수원의 경우에 대부분의 설비가 비경인지역에 위치하며 서부의 경우 45% 정도의 설비가 경인 지역에 위치한다. 이로 인해 한수원은 비경인 지역, 서부는 경인 지역에서 각각 HHI를 크게 하는 역할을 한다.

HHI를 국내 시장에 적용할 때의 문제점은 첫째, 수도권에 유통되는 북상조류가 HHI의 계산에 반영될 수 없다는 점이다. 둘째, HHI는 단순히 설비비율만을 이용하므로 표 2가 보여주는 것처럼 예비율이 30%가 넘는 2009년에도 2005년과 비교하여 HHI의 값에 큰 변화가 없다. 그 이유는 각 발전사업자의 설비가 비슷한 비율로 증가하기 때문이다.

3.3 pivotal 물량과 시장지배력

식 (4)를 사용하여 송전제약을 고려하지 않은 경우 각 발전사업자의 연도별 pivotal 물량을 구할 수 있다.

표 3 비제약 시 pivotal 물량 [MW]

Table 3 Pivotal quantity without congestion

연도 발전회사	2005	2006	2007	2008	2009
한수원	14,264.77	12,387.36	10,742.95	9,748.54	9,054.13
남 동	3,178.77	1,301.36	0	0	0
중 부	3,466.77	2,539.36	894.95	0	0
서 부	3,293.77	2,016.36	871.95	0	0
남 부	3,784.77	1,907.36	412.95	0	0
동 서	4,013.77	2,636.36	1,991.95	0	0
합	32,002.62	22,788.16	14,914.75	9,748.54	9,054.13

표3은 설비에비율이 증가할수록 pivotal 물량도 감소함을 보여주는데 이는 설비의 증가가 경쟁의 강화로 이어져 시장지배력의 행사가능성이 감소함을 나타낸다. 송전제약을 고려하지 않은 경우 2005, 2006년의 경우에 모든 발전사업자가 pivotal 참여자이며 2008년 이후는 발전설비를 가장 많이 보유한 한수원만이 pivotal 참여자가 됨을 알 수 있다. 그러나 2006년 이후로는 설비에비율이 20%를 상회하므로 향후 시장에서 설비에비율이 20% 정도로 유지한다고 가정할 경우 6개의 발전사업자가 모두 pivotal 참여자가 될 수 있음을 주목해야 할 것이다.

표 4는 송전제약을 고려한 경우의 pivotal 물량이다. 송전제약을 고려하지 않은 경우 2008년과 2009년에 한수원만이 pivotal 참여자였으나 송전제약을 고려할 경우 남동과 서부가 경인 지역에서 pivotal 참여자의 역할을 함을 알 수 있다. 즉 송전제약을 고려할 경우 수도권에 발전설비가 많은 서부와 2004년을 기점으로 수도권에 투입되는 영흥화력을 보유한 남동이 경인 지역에서 다른 발전회사에 비해 강한 시장지배력을 행사할 수 있는 가능성을 보유하고 있음을 알 수 있다.

표 4 송전제약을 고려한 경우 pivotal 물량 [MW]

Table 4 Pivotal quantity considering congestion

연도		2005	2006	2007	2008	2009
발전회사	비경인	14,264.77	12,387.36	10,742.95	9,748.54	9,054.13
	경 인	0	0	0	0	0
남 동	비경인	1,551.31	22.73	0	0	0
	경 인	1,627.46	1,278.63	739.80	1,100.97	812.14
중 부	비경인	2,801.31	1,772.73	667.15	0	0
	경 인	.665.46	766.63	227.80	0	0
서 부	비경인	486.31	0	0	0	0
	경 인	2,807.46	2,458.63	1,919.80	1,480.97	392.14
남 부	비경인	2,457.31	928.73	0	0	0
	경 인	1,327.46	978.63	439.80	0.97	0
동 서	비경인	3,986.31	2,636.36	1,991.95	0	0
	경 인	27.46	0	0	0	0
지역합	비경인	25,547.32	17,748.00	13,402.05	9,748.54	9,054.13
	경 인	6,455.30	5,482.52	3,327.20	2,582.91	1,204.28
총합		32,002.62	23,230.43	16,729.25	12,331.45	10,258.41

또한 수도권의 설비에비율과 발전설비의 점유율이 2005년 수준으로 지속된다면 한수원과 동서를 제외한 4개 발전회사가 수도권에서 시장지배력을 행사할 수 있는 가능성이 존재함을 알 수 있다.

3.4 HHI와 SMA의 비교

그림 1은 전국 HHI, 비제약시 Pivotal 물량 그리고 설비에비율을 2005년도 기준으로 백분율로 표시한 값이다. 2005년에서 2009년 사이에 설비에비율은 급격하게 증가하나 HHI 값에는 변동이 미미하다. 반면에 Pivotal 물량은 급속하게 감소함을 보여준다. 즉 향후 전력시장에서 HHI는 전력시장의 설비증가로 인한 시장지배력 감소효과를 반영하지 못함을 알 수 있다.

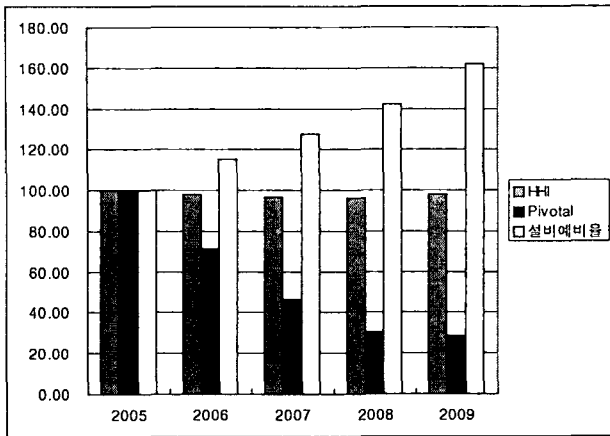


그림 1 HHI와 SMA의 비교

Fig. 1 Comparison of HHI and SMA

4. 결 론

일반적으로 HHI는 현재 발전회사가 시장지배력을 보유하고 있는 지 또는 발전회사간의 합병으로 인해 시장지배력을 행사할 수 있는 발전설비량을 보유할 수 있는지를 평가할 때 이용되며 시장지배력을 예방하기 위한 능동적인 조치를 취하기에는 부족하다고 판단된다. 또한 송전혼잡의 영향이 반영되지 못하여 국내 계통의 특징이 잘 반영될 수 없다. 사례 연구의 결과가 보여주는 것처럼 미래 우리나라의 시장상황에 HHI를 적용할 경우 HHI는 시장점유율만을 이용하여 시장지배력을 평가하므로 6개 발전회사가 시장점유율을 비슷하게 유지하며 설비를 증가시킬 경우 시장지배력을 적절하게 평가하지 못하였다. 반면에 SMA는 송전혼잡을 고려하여 시장지배력의 보유 유무가 판단되며 pivotal 물량에 대해서는 변동비만을 입찰하도록 강제하는 것과 같은 시장지배력을 억제하기 위한 적극적인 방법이 마련될 수 있는 장점이 있다.

향후 도매전력시장이 추진되는 경우 베스팅계약 물량은 최소한 pivotal 물량 이상이 되도록 설계하여 시장지배력을 사전에 예방하도록 하는 것이 바람직할 것이다.

참 고 문 헌

[1] Ofgem, Introduction of a 'market abuse' condition into the licenses of certain generators. Ofgem's initial submission to the Competition Commission, 2000

[2] F. A. Felder, S. R. Peterson, Market power analysis in a dynamic electric power industry, The electricity journal, 1997

[3] J. Yang, G. Jordan, System dynamic index for market power mitigation in the restructuring electricity

industry, 2000, IEEE

[4] J. Yang, A market monitoring system for the open electricity markets, 2001, IEEE

[5] S. Blumsack, D. Perekhodtsev, L. B. Lave, market power in deregulated wholesale electricity markets: Issues in measurement and the cost of mitigation, The electricity journal, 2002

[6] J. Rohrbach, A. Kleit, B. Nelson, Can FERC solve its market power problems? Supply margin assessment doesn't seem to be a promising first step, The electricity journal, 2002

[7] Frank A. Wolak, Remedy undue discrimination through open access transmission service and standard market design, Docket No. RM01-12-000

[8] D. Gan, D. V. Bourcier, A simple method for locational market power screening, IEEE, 2002

[9] D. Gan, D. V. Bourcier, Locational market power screening and congestion management: Experience and suggestions, IEEE, 2002

저 자 소 개



정 해 성(丁海聖)

1969년 12월 22일생. 2004년 서울대 공대 전기공학부 박사 학위 취득. 2004년 3월~현재 한국전기연구원 선임연구원
Tel : 031-420-6134
E-mail : junghs@keri.re.kr



오 태 규(吳泰圭)

1951년 4월 30일생, 1986년도 미국 IOWA 대 전기공학과 박사 학위 취득. 2002년 한국전기연구원 전기시험연구소 소장
Tel : 031-420-6003
E-mail : tkoh@keri.re.kr



박 종 근(朴鍾根)

1982년 동경대학교 전기공학과 박사학위 취득, 1983년 ~ 현재 서울대학교 전기공학부 교수
Tel : 02-880-7247
E-mail : parkjk@snu.ac.kr