

송전 혼잡처리방법 변경이 시장 참여자 수익에 미치는 영향 분석

(Analysis of the Economic Impact of the Change in Congestion Management in the Korean Electricity Market)

주성관* · 김지희 · 문국현

(Sung-Kwan Joo · Ji-Hui Kim · Guk-Hyun Moon)

요 약

국내 전력시장에서 현 혼잡처리방법은 혼잡비용(congestion cost)을 부가비용(uptift)형태로 전력 사용량에 비례하여 시장 전체의 모든 소비자가 부담하고 있다. 반면 다수의 해외 전력시장에서 채택하고 있는 지역한계가격(Locational Margnal Pricing)방식은 혼잡으로 인한 비용을 시장 참여자들에게 차등적으로 배분하고 있다. 현재 국내 전력시장에서는 송전 혼잡처리방법의 변경으로 인한 시장참여자 수익에 미치는 영향에 대한 체계적인 연구가 미흡한 실정이다. 본 논문에서는 혼잡처리방법의 변경이 국내 전력시장의 소비자 비용과 발전기 잉여에 미치는 영향에 대해서 분석한다.

Abstract

A switch in congestion management rule in an electricity market may have positive or negative impact on the surplus of a market participant. As a number of wholesale electricity markets around the world either have already adopted or plan to implement Locational Marginal Pricing (LMP) for energy and congestion management, it is necessary to study the economic impact of a change in congestion management in the Korean electricity market. However, the impact of congestion management on consumer costs and generator surplus has not been studied for the electricity market in Korea. This paper examines how a change in congestion management affects consumer costs and generator surplus in the Korean electricity market.

Key Words : Electricity Market, Locational Marginal Pricing, Transmission Congestion

1. 서 론

현재 국내 전력시장의 수요는 수도권이 차지하는

비중이 약 43[%]로 매우 큰 반면[1], 환경문제와 입지비용 등의 문제로 인하여 수도권의 신규 발전소 건설에 어려움이 있다. 전국 단일시장 가격(Uniform pricing)체계에서의 혼잡처리방법은 수도권에 발전소의 투자유인을 제공하지 못하기 때문에 이 같은 편중현상은 더욱 심화될 수 있다[2]. 따라서 수도권 편중현상을 개선하고 전력시장을 효율적이면서 합리적으로 운용하기 위한 방안에 대한 관심이 증대되

* 주저자 : 고려대학교 전기전자전파공학부 조교수
Tel : 02-3290-4820, Fax : 02-3290-3692
E-mail : skjoo@korea.ac.kr
접수일자 : 2008년 5월 6일
1차심사 : 2008년 5월 15일
심사완료 : 2008년 5월 29일

고 있다.

지역한계가격(Locational Marginal Pricing; LMP)방식은 지리적 특수성을 고려한 발전 한계비용과 송전망에 혼잡을 유발한 지역의 에너지 공급비용이 포함된 가격체계이다[3-6]. 지역한계가격(LMP)방식 하에서 혼잡이 발생하는 경우, 혼잡을 유발한 수요지역에서는 전기요금이 상승하고 전력을 공급하는 지역의 전기요금은 하락하게 된다. 반면 전국 단일시장 가격체계는 혼잡비용을 부가비용(uplift)형태로 전력 사용량에 비례하여 시장 전체의 모든 소비자가 부담하고 있다. 따라서 지역한계가격(LMP)방식을 도입하면 전국 단일시장 가격체계와 달리 지리적 가격 신호를 제공할 수 있다. 또한 지역한계가격(LMP)방식에 따라 혼잡을 유발한 지역에 대한 가격차별이 도입된다면 발전소의 투자유인 효과가 생겨 국토의 균형적인 발전에 도움이 될 수 있을 것이다.

본 논문 2장 1절, 2장 2절에서는 전국 단일시장 가격체계 하에서, 그리고 지역한계가격(LMP)기반의 혼잡처리 정식화 과정을 제시한다. 다음으로 2장 3절에서는 혼잡처리방법 별 발전기의 잉여 변화를 분석하고, 2장 4절에서는 IEEE 30 모선과 실제 국내계통을 바탕으로 한 사례연구를 모의해석 하였다. 마지막으로 3장에서는 본 논문에서 수행한 연구결과를 정리하며 향후 연구방향을 제시한다.

2. 본 론

본 장에서는 전국 단일시장 가격방식과 지역한계가격(LMP)방식에서의 혼잡처리방법을 정식화한다. 발전기 'i'의 비용함수는 $(\frac{1}{2} b_i P_i^2)$ [\$/h]로 가정, 이를 바탕으로 한 선형한계비용함수는 $(b_i P_i)$ [\$/MWh]로 하여 한계비용을 입찰하는 것으로 가정한다.

2.1 전국 단일시장 가격 하에서 혼잡처리방법 정식화

전국 단일시장 가격체계 하에서 시장가격을 결정하기 위해 급전 하루 전에 결정된 가격결정계획에는

계통운영과 관련된 제약요소를 반영하지 않고 계통운영자가 발전사업자에게 통보하는 운영발전계획만 고려한다. 따라서 송전제약 해소나 예비력확보를 위한 발전설비의 운영은 급전지시를 하는 계통운영자의 주도하에 이루어지게 된다. 이 때 계통운영결과가 가격결정계획과 동일하였다면 모든 발전기에 대하여 한계가격으로 정산하게 되지만 실제 결과가 가격결정계획과 달라지면 추가적인 비용이 발생한다. 즉, 계통운영 결과 추가로 발전한 증발 발전기는 해당 발전기의 변동비가 한계가격보다 비싸므로 변동비를 지급하고, 이와 반대로 가격결정계획에 포함되었으나 계통운영 결과 발전하지 않은 감발 발전기는 해당 발전기의 변동비가 한계 가격보다 낮으므로 발전하였을 경우 얻을 수 있었던 기회비용을 보상하게 된다.

전국 단일시장 가격방식 하에서의 혼잡처리문제는 계통의 수급조건과 선로제약조건을 만족하면서 혼잡비용을 최소화할 수 있게 다음과 같이 정식화된다.

$$\min \sum_{i \in G} \Delta P_i \times (SMP - b_i P_i) \quad (1)$$

subject to:

$$\sum_{i \in D} D_i - \sum_{i \in G} (\Delta P_i + P_i^{base}) = 0 \quad (2)$$

$$\Delta P_i + P_i^{base} \geq 0 \quad (3)$$

$$-F^{max} \leq HB^{-1}(\Delta P + P - D) \leq F^{max} \quad (4)$$

$$P_i \geq 0 \quad (5)$$

여기서 ΔP_i 는 발전기 'i'의 증감발량이고, P_i^{base} 는 발전기 'i'의 가격결정발전계획의 발전량이다. 또한 D_i 는 모선 'i'에서의 부하, H 는 선형화된 조류행렬이며 B , D 는 DC조류계산식에서 전압 위상각과 발전력을 관련시켜주는 행렬이다. 그리고 F^{max} 는 선로최대용량으로 열용량 또는 전압 및 안정도 제약에 의해 결정된 선로의 유효 송전용량이다. 발전기 'k'의 증감발량은 식 (1~5)에 KKT Condition

송전 혼잡처리방법 변경이 시장 참여자 수익에 미치는 영향 분석

을 적용하여 다음 식(6)과 같이 도출된다.

$$\Delta P_k = \frac{\frac{1}{b_k} \sum_{i=1}^{N-1} \frac{(s'_i - s'_k)}{b_i} \sum_{j=1}^N (s'_i - s'_j) D_j - F_l^{\max}}{\left(\sum_{i=1}^N \frac{1}{b_i}\right) \left(\sum_{i=1}^{N-1} \frac{(s'_i)^2}{b_i}\right) - \left(\sum_{i=1}^{N-1} \frac{s'_i}{b_i}\right)^2} - P_k^{base} \quad (6)$$

2.2 지역한계가격(LMP)기반의 혼잡처리 방법 정식화

지역한계가격(LMP)방식은 시장 청산기능과 혼잡처리를 동시에 수행할 수 있도록 설계되어 있으며 송전제약조건을 고려하여 혼잡이 발생하지 않도록 급전계획을 수립한다. 지역한계가격(LMP)은 전력 수급조건(power balance constraint), 발전력 범위(capacity limits) 그리고 선로제약(transmission constraints)과 같은 제약조건을 만족하면서 발전비용이 최소가 되도록 발전력을 결정하는 (비)선형계획법문제로부터 부수적으로 얻어질 수 있다. 또한 지역한계가격(LMP)은 각 해당 모선에 추가적인 전력수요 단위(1MW)를 공급하는데 필요한 최저비용으로 정의할 수 있다. 특정 지역에서의 지역한계가격(LMP)은 기준모선의 한계비용(marginal price)과 그 지역의 한계혼잡비용을 의미하는 잠재가격(shadow price)의 합으로 구성된다. 부하(소비자)는 각 부하모선에 지역한계가격(LMP)으로 전력을 구입하고, 발전회사들은 해당 발전모선에서의 지역한계가격(LMP)으로 전력을 판매한다. 쌍방향 거래를 원하는 송전망고객(network customer)은 수전점과 송전점간에 지역한계가격(LMP) 차를 혼잡요금으로 지불한다.

지역한계가격(LMP)기반의 최적화 문제는 혼잡비용을 최소화 하도록 발전기출력을 조정하여 송전계통에 혼잡을 해소할 수 있는 최적화 문제로 정식화할 수 있다. 최적화 문제는 계통의 수급조건과 선로 제약조건을 만족하면서 다음과 같이 정식화된다.

$$\min_{P_i} \sum_{i \in G} (b_i P_i) \times P_i \quad (7)$$

subject to:

$$\sum_{i \in D} D_i - \sum_{i \in G} P_i = 0 \quad (8)$$

$$P_i \geq 0 \quad (9)$$

$$-F^{\max} \leq HB^{-1}(P-D) \leq F^{\max} \quad (10)$$

여기서 P_i 는 발전기 'i'의 발전량이고 D_i 는 모선 'i'에서의 부하이다. 또한 F^{\max} 는 선로최대용량이며 H 는 선형화된 조류 행렬이다. B , D 는 DC조류계산식에서 전압 위상각과 발전력을 관련시켜주는 행렬이다. 식 (7~10)에 KKT Condition을 적용하여 지역한계가격(LMP)방식에서의 발전기 'k'의 제약 급전량을 다음 식 (11)과 같이 도출할 수 있다.

$$P_k^{LMP} = \frac{\frac{1}{b_k} \sum_{i=1}^{N-1} \frac{(s'_i - s'_k)}{b_i} \sum_{j=1}^N (s'_i - s'_j) D_j - F_l^{\max}}{\left(\sum_{i=1}^N \frac{1}{b_i}\right) \left(\sum_{i=1}^{N-1} \frac{(s'_i)^2}{b_i}\right) - \left(\sum_{i=1}^{N-1} \frac{s'_i}{b_i}\right)^2} \quad (11)$$

2.3 혼잡처리방법 별 발전기 잉여 변화 분석

전국 단일시장 가격방식에서의 혼잡처리방법 대신 지역한계가격(LMP)방식을 도입하여 혼잡비용을 지역 별로 차등적용 할 경우 송전제약으로 인해 감발되는 발전기의 잉여는 감소한다. 이는 전국 단일시장가격 방식에서는 모든 혼잡비용이 소비자에게 부과되지만, 지역한계가격(LMP)방식에서는 혼잡에 기여하는 발전기가 위치한 지역의 상대적인 전력가치의 하락으로 혼잡에 기여하는 발전기에 혼잡요금의 일부가 전이되기 때문이다. 반면 지역한계가격(LMP)방식에서는 혼잡을 경감시키는 발전기가 위치한 지역의 전력 가치가 상승하기 때문에 지역한계가격(LMP) 도입 시 송전제약으로 인해 증발되는 발전기의 잉여는 증가한다.

본 절에서는 지금까지 최적화를 이용하여 유도된 식을 통해 지역한계가격(LMP)방식 하에서 발전기 'k'의 잉여는 다음 식 (12)과 같이 정식화할 수 있다.

$$\begin{aligned}
 \text{Surplus}_k^{LMP} &= \text{Revenue}_k^{LMP} - \text{Cost}_k^{LMP} \\
 &= LMP_k \times P_k^{LMP} - \frac{1}{2} b_k (P_k^{LMP})^2 \\
 &= \frac{1}{2} b_k (P_k^{LMP})^2 \quad (12)
 \end{aligned}$$

마찬가지로 전국 단일시장 가격방식 하에서 발전기 'k'의 잉여는 다음 식 (13)과 같이 정식화 된다.

$$\begin{aligned}
 \text{Surplus}_k^{Uniform} &= \text{Revenue}_k^{Uniform} - \text{Cost}_k^{Uniform} \\
 &= b_k (P_k^{base})^2 + \frac{1}{2} b_k (P_k^{base} + \Delta P_k)^2 \\
 &\quad - \frac{1}{2} b_k (P_k^{base})^2 - \frac{1}{2} b_k (P_k^{base} + \Delta P_k)^2 \\
 &= \frac{1}{2} b_k (P_k^{base})^2 \quad (13)
 \end{aligned}$$

유도된 수식 (12)과 (13)을 이용하여 전국 단일시장 가격방식과 지역한계가격(LMP) 하에서 발전기들의 잉여 변화 $\Delta \text{Surplus}_k$ 을 아래의 식과 같이 도출할 수 있다.

$$\begin{aligned}
 \Delta \text{Surplus}_k &= \text{Surplus}_k^{LMP} - \text{Surplus}_k^{Uniform} \\
 &= \frac{1}{2} b_k (P_k^{LMP})^2 - \frac{1}{2} b_k (P_k^{base})^2 \\
 &= \frac{1}{2} b_k (P_k^{base} + \Delta P_k)^2 - \frac{1}{2} b_k (P_k^{base})^2 \\
 &= b_k \Delta P_k (P_k^{base} + \Delta P_k) - \frac{1}{2} b_k (\Delta P_k)^2 \quad (14)
 \end{aligned}$$

제시된 식 (14)에서 감발되는 $\Delta P_k < 0$ 인 경우에는 $\text{Surplus}_k^{Uniform} > \text{Surplus}_k^{LMP}$ 이고, 증발되는 $\Delta P_k > 0$ 인 경우에는 $\text{Surplus}_k^{Uniform} < \text{Surplus}_k^{LMP}$ 임을 알 수 있다.

위의 분석을 통해 전국 단일시장 가격방식에서의 혼잡처리방법 대신 지역한계가격(LMP)방법 도입시 송전제약으로 인해 감발되는 발전기의 잉여는 감소하는 반면 송전제약으로 인해 증발되는 발전기의 잉여는 증가함을 알 수 있다.

2.4 사례연구

2.4.1 IEEE 30 모션 모의해석

지역한계가격(LMP) 도입 시 제약발전기의 잉여에 미치는 영향분석을 하기 위해 아래의 그림 1과 같은 6기의 발전기로 구성된 변형된 IEEE 30 모션 계통을 이용하여 사례연구를 수행하였다.

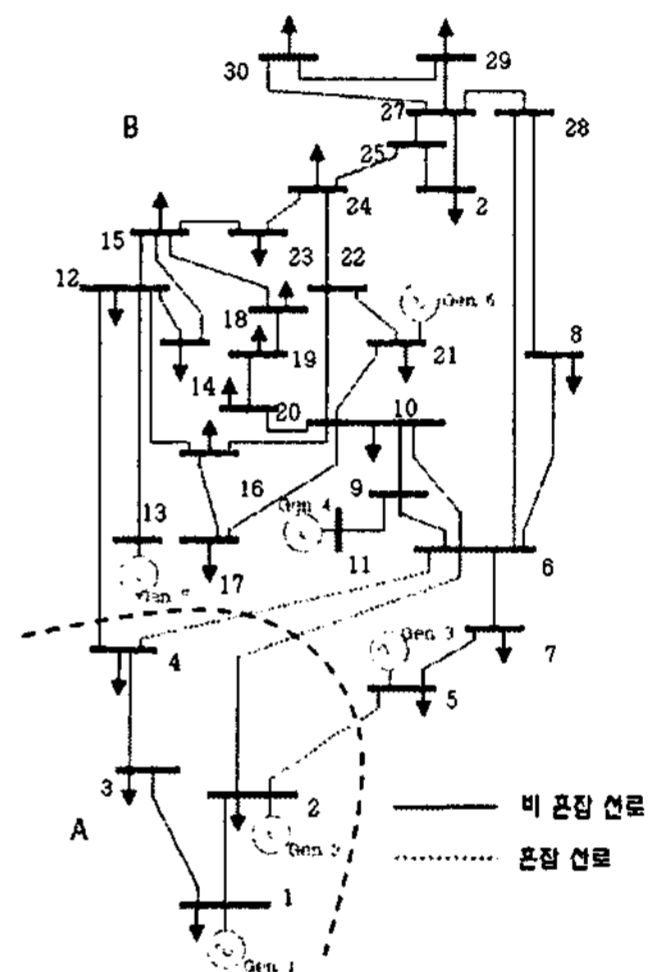


그림 1. IEEE 30 모션 전력시장 모델
Fig. 1. IEEE 30 bus Electricity Market Model

제시된 전력시장 모델은 발전량이 적고 수요가 높은 지역 A와 발전량이 많고 수요가 낮은 지역 B로 나누어 구성된다. 제시된 시장 모델의 발전기 상·하한 용량과 한계비용정보 및 수요는 아래 시장 시나리오와 같이 가정한다.

<시장 시나리오 1>

- 계통의 수요는 모두 가격비탄력 수요로 가정한다.
- 지역 A의 전력수요는 1697.6MW, 지역 B의 전력수요는 1589.5MW이다.
- 시장은 완전경쟁시장으로 모든 발전기는 표 1을 바탕으로 한 각 발전기의 한계비용으로 입찰한다.

송전 온잡처리방법 변경이 시장 참여자 수익에 미치는 영향 분석

표 1. 발전기 별 비용함수 및 한계비용함수
Table 1. Generator Cost Function and Marginal Cost Function

발전기	비용함수([\$/h])	한계비용함수([\$/MWh])
G1	$\frac{1}{50} q_1^2 + \frac{31}{100} q_1$	$\frac{1}{25} q_1 + \frac{31}{100}$
G2	$\frac{1}{25} q_2^2 + \frac{1}{5} q_2$	$\frac{2}{25} q_2 + \frac{1}{5}$
G3	$\frac{1}{20} q_3^2 + \frac{1}{3} q_3$	$\frac{1}{10} q_3 + \frac{1}{3}$
G4	$\frac{1}{15} q_4^2 + \frac{43}{50} q_4$	$\frac{2}{15} q_4 + \frac{43}{50}$
G5	$\frac{1}{30} q_5^2 + \frac{3}{100} q_5$	$\frac{1}{15} q_5 + \frac{3}{100}$
G6	$\frac{1}{60} q_6^2 + \frac{9}{50} q_6$	$\frac{1}{30} q_6 + \frac{9}{50}$

주어진 <시장 시나리오 1>에서 사례연구 대상 계통의 모선 2와 모선 5, 모선 2와 모선 6, 모선 4와 모선 6 간의 선로에 혼잡이 발생한다. 이에 따른 전국 단일시장 가격방식과 지역한계가격(LMP)방식 하에서의 발전기 입찰결과를 모의하였다. 모의해석의 결과는 지역 별 발전기 출력 및 시장참여자 별 잉여로 정리하여 아래의 표 2와 3에서 제시하였다.

모선 2와 모선 5, 모선 2와 모선 6간의 송전혼잡으로 인해 계통운용자는 발전사업자들의 조정입찰에 기초하여 혼잡을 처리한다. 이 때 재급전(redispatch) 과정에서 발전기 G1과 G2의 출력은 증발되어 증발 대상 발전기가 된다. 반면 재급전 과정에서 발전기 G3, G4, G5 그리고 G6의 출력은 감발되어 해당 발전기는 감발 대상 발전기가 된다.

A 지역과 B지역을 비교해볼 때, 전국 단일시장 가격방식에 비해 지역한계가격(LMP)방식 일 때 A 지역의 총 소비자 지불 비용은 증가하고, B 지역의 총 소비자 지불비용은 감소하는 것을 알 수 있다. 또한 전국 단일시장 가격방식에서 지역한계가격(LMP)방식으로의 변경 하에서 송전제약으로 감발하는 G3, G4, G5 그리고 G6의 잉여는 전국 단일시장 가격방식보다 지역한계가격방식(LMP) 일 때 감소하고, G1과 G2의 잉여는 전국 단일시장 가격방식보다 지역한계가격방식 일 때 증가한다.

표 2. 지역 A에서의 시장참여자별 잉여 변화
Table 2. Economic Analysis of Market Participants Surplus of Region A

	전국 단일시장 가격방식 (1)	지역한계 가격방식 (2)	변화량 (2) - (1)
총 소비자 지불비용	56,241[\$/h]	61,843[\$/h]	5,602[\$/h]
발전기 잉여	20,244[\$/h]	24,509[\$/h]	4,265[\$/h]

표 3. 지역 B에서의 시장참여자별 잉여 변화
Table 3. Economic Analysis of Market Participants Surplus of Region B

	전국 단일시장 가격방식 (1)	지역한계 가격방식 (2)	변화량 (2) - (1)
총 소비자 지불비용	51,655[\$/h]	49,518[\$/h]	-2,137[\$/h]
발전기 잉여	33,783[\$/h]	29,843[\$/h]	-3,940[\$/h]

2.4.2 국내계통

본 절에서는 2장 1절과 2장 2절의 시장 모형을 국내계통에 적용하여 혼잡처리방법 변경에 따른 차이점을 알아볼 것이다. 사례연구 대상으로 2007년 8월 14일 12시를 선정하였으며, 해당 시간대의 부하량은 57,455MW이다.

국내계통을 수도권과 비수도권으로 나누었을 때 수도권은 발전량이 적고 수요가 높은 지역이며 이와 반대로 비수도권은 발전량이 많고 수요가 낮은 지역이다. 전국 단일시장 가격방식과 유사한 국내 전력 시장 가격방식 하에서와 지역한계가격(LMP)방식 하에서 총 소비자 지불비용 추정을 표 4에서 제시하였다.

표 4에서 전국 단일시장 가격방식에 비해 지역한계가격(LMP)방식 일 때 수도권의 총 소비자 지불비용은 증가하고, 비수도권의 총 소비자 지불비용은 감소하는 것을 볼 수 있다.

표 4. 총 소비자 지불비용 추정
Table 4. Estimated Total Consumer Cost

	전국 단일시장 가격방식			지역한계 가격방식
	소비자 지불비용 ([\$/h])	재급전 비용 ([\$/h])	총 소비자 지불비용 ([\$/h])	총 소비자 지불비용 ([\$/h])
수도권	1,925,276	+238	1,925,515	1,964,463
비수도권	2,658,818	+246	2,659,064	2,630,897

다음은 전국 250여개의 발전기 중 대표적인 증발 발전기와 감발 발전기를 각각 1기 씩 선정하여 전국 단일시장 가격방식과 유사한 국내 전력시장 가격방식 일 때와 지역한계가격(LMP)방식 일 때의 발전기 수입과 더불어 발전비용, 및 발전기 잉여를 표 5, 표 6에 제시하였다.

표 5, 표 6에서 알 수 있듯이, 전국 단일시장 가격 방식에서 지역한계가격(LMP)방식으로 변경 할 경우 송전제약으로 인해 증발하는 총 발전기 잉여는 증가한다. 이와 반대로 감발하는 총 발전기 잉여는 전국 단일시장 가격방식보다 지역한계가격(LMP)방식 하에서 작아진다.

표 5. 증발 발전기(서울 H_G3)의 잉여 변화 추정
Table 5. Estimated Constrained_on Generator (Seoul H_G3) Surplus Change

	발전기 수입 ([\$/h])	발전비용 ([\$/h])	발전기 잉여 ([\$/h])
전국 단일시장 가격방식	5,919.0	5,763.5	155.5
지역한계 가격방식	5,993.3	5,763.5	229.8

표 6. 감발 발전기(호남 Y_G2)의 잉여 변화 추정
Table 6. Estimated Constrained_off Generator (Honam Y_G2) Surplus Change

	발전기 수입 ([\$/h])	발전비용 ([\$/h])	발전기 잉여 ([\$/h])
전국 단일시장 가격방식	24,323.6	16,385.0	7,938.6
지역한계 가격방식	21,484.8	16,385.0	5,099.8

3. 결 론

본 논문에서는 혼잡으로 인해 발전량의 증감발이 야기될 경우 전국 단일시장 가격방식에서보다 지역 한계가격(LMP)방식에서 증발 발전기의 잉여는 증가, 감발 발전기의 잉여는 감소됨을 알 수 있다. 또한 지역한계가격(LMP)방식을 도입할 시, 향후 지리적 가격 신호를 제공하면서 전력시장 운용 측면에 발생할 수 있는 시장참여자의 잉여변화에 대한 문제점 예측한다. 뿐만 아니라 향후 시장설계 및 시장운용 규칙 결정단계에서 혼잡요금 분담 방안 도출에 활용 할 수 있다. 향후 연구에서는 혼잡처리 방법뿐만 아니라 전력시장 형태 별 혼잡비용 부과 방식과 시장 참여자들의 잉여에 대한 심화된 비교분석이 이루어 져야 할 필요가 있다.

감사의 글

본 연구는 지식경제부의 지원에 의하여 기초전력연구원 (R-2007-2-025)주관으로 수행된 과제임.

References

- [1] 한국전력거래소, "변동비반영시장 평가신단 및 개선연구", 2005.
- [2] 산업자원부, "송전 혼잡비용이 전기요금에 미치는 영향 및 처리방안 연구", 2005.
- [3] A. L. Ott, "Experience with PJM Market Operation, System Design, and Implementation", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 18, No. 2, pp. 528-534, May 2003.
- [4] PJM, "PJM 2003 State of the Market Report,

Norristown", 2004.

- [5] Rau, N. S., "Issues in the Path Toward an RTO and Standard Markets", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 18, No. 2, pp. 435-443, May 2003.
- [6] PJM Market Region Monitor, <http://www.pjm.com/markets/market-monitor/som.html>, accessed Sep. 2007.
- [7] Baldick, R., Kim, B. H., Chase, C., and Luo, Y., "A Fast Distributed Implementation of Optimal Power Flow", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 14, No. 3, pp. 858-864, Aug. 1999.
- [8] Bakirtzis, A. G., and Biskas, P. N., "A Decentralized Solution to the DC-OPF of Interconnected Power Systems", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 18, No. 3, pp. 1007-1013, Aug. 2003.
- [9] Aguado, J. A., Quintana, V. H., Madrigal, M., and Rosehart, W. D., "Coordinated Spot Market for Congestion Management of Inter-Regional Electricity Markets", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 19, No. 1, pp. 180-187, Feb. 2004.
- [10] Bompard, E., Correia, P., Gross, G., and Amelin, M., "Congestion-Management Schemes: A Comparative Analysis Under a Unified Framework", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 18, No. 1, pp. 346-352, Feb. 2003.
- [11] Sun, X., "Efficient Economic Dispatch in Deregulated Power Systems", Ph.D. thesis, University of Minnesota, Dec. 2003.
- [12] Wei, P., Ni, Y., and Wu, F. F., "Decentralized Approach For Congestion Management and Congestion Pricing Discovering", IEE Proc. of Gener. Transm. Distrib., Vol. 149, No. 6, pp. 645-652, Nov. 2002.

◇ 저자소개 ◇

주성관 (朱成官)

1971년 7월 6일생. 2004년 University of Washington 졸업(박사). 현 고려대학교 전기전자전파공학부 교수.

김지희 (金志姬)

1984년 9월 2일생. 2008년 고려대학교 전기전자전파공학부 졸업. 현재 고려대학교 전자전기공학과 대학원 석사과정.

문국현 (文國賢)

1984년 7월 3일생. 2007년 고려대학교 전기전자전파공학부 졸업. 현재 고려대학교 전자전기공학과 대학원 석사과정.