

송전혼잡에 의한 지역적 시장지배력 분석 기법 및 한국 전력시장에의 적용

論 文
54A-1-7

A Methodological Analysis of Local Market Power and its Application to Korea Electricity Market

申 英 均* · 李 東 陳** · 金 發 鎬†
(Young-Kyun Shin · Dong-jin Lee · Balho H. Kim)

Abstract - The presence of transmission congestion may reduce the market size and split the bulk power system into smaller systems. Consequently, this can be a key factor to the increase in market price. This paper analyzes the effect of exercising local market power on the market price, and derives a range of indices which quantify the degree and incentive of local market power through statistical analysis in an electricity market with uniform pricing scheme. The applicability and effectiveness of the derived indices on competitive electricity markets are demonstrated on the Korea electricity market.

Key Words : Local Market Power, Uniform Pricing, Uplift, Transmission Congestion, Constrained On/Off Payment

1. 서 론

전력시장으로의 경쟁도입이후, 전력상품의 가격이 규제완화 이후에도 안정적인 수준을 유지할 수 있을 것인가에 대한 의문은 전력산업 전 분야에 걸쳐 가장 큰 쟁점사항이라 할 수 있다. 수직통합 독점체제의 전력시장으로부터 경쟁적 전력시장으로의 이행은 경쟁도입의 효과가 기존의 규제로부터 발생되는 효용수준 이상일 것이라는 믿음으로부터 출발한다. 그러나 경쟁도입에 따른 부작용 또는 시장구조의 결함으로 인해 오히려 부당한 가격상승효과가 지속적으로 나타난다면, 이는 경쟁의 효과를 반감시키게 되며, 자칫 시장실패에 이를 수 있음을 주시해야 한다. 효율적인 경쟁적 전력시장의 성공을 결정짓는 선행조건은 전력시장모형에 따른 시장참여자들의 합리적 경쟁이라 할 수 있다. 결국, 규제완화된 전력시장모형 하에서 경쟁자들 간의 바람직하지 못한 게임은 시장가격상승과 시장왜곡의 결과로 나타난다.

경쟁의 의미와 대조를 이루는 시장지배력의 개념은 특정 시장참여자가 자신에게 이익이 되도록 특정기간동안 경쟁적 수준 이상으로 가격을 유지할 수 있는 능력으로 정의된다. 다시 말하면, 시장지배력의 행사 가능성이 큰 시장일수록 가격 상승의 가능성 또한 커진다.[1] 특히, 전력시장(계통)에서 독특하게 나타나는 송전제한문제는 지역적 시장지배력(Local Market Power)문제를 야기 시키는데, 이는 일반 상품과 다르게 전력계통이 가지고 있는 복잡한 물리적 수송메커니즘

에 기인한다. 지역적 시장지배력이란 전력계통에 지역적으로 나타나는 제약조건으로 인해 인위적인 가격상승의 인센티브가 존재하거나 또는 송전혼잡을 자신의 이익이 되도록 구속시킴으로써 행사되는 시장지배력을 말한다. 이는 송전혼잡 등 계통제약을 자신의 이익상승을 위해 이용함으로써, 계통운영상의 비효율성을 유도함과 동시에 시장가격의 상승을 초래한다.

지금까지 발전시장에서의 시장지배력에 대한 연구는 해외에서 활발히 연구되고 있을 뿐만 아니라 국내에서도 어느 정도의 연구가 수행된 바 있다.[2,3,4,5] 그러나, 대부분 시장의 구조적인 측면에 초점이 맞추어져 있으며, 계통혼잡에 따른 지역적 측면을 구체적으로 다루고 있는 연구는 미흡한 실정이다. 최근 들어서, 송전혼잡에 따른 지역적 시장지배력 평가와 관련된 해외 연구결과가 발표되고 있다[6,7,8]. 또한 문헌 [9, 10]에서는 송전혼잡과 더불어 암묵적 담합에 따른 시장의 분할 및 지역적인 시장지배력 문제를 제기하고 있다. 참고문헌 [11]에서는 다양한 시장지배력 문제를 해결하기 위해서는 그에 맞는 평가방법과 해석이 필요함을 명확히 지적하고 있는데, 특히 지역적 시장지배력은 각 나라의 전력 시장 요율체계와 각 계통마다 가지고 있는 특성이 상이하여 그에 부합하는 평가방안이 절실하다. 안타깝게도 국내에서는 이와 같은 연구가 지극히 부족한 실정이다. 본 연구에서는 국내전력시장에서 채택하고 있는 단일요율(uniform pricing)체계 하에서의 혼잡에 따른 지역적 시장지배력 영향을 혼잡의 정도와 관련하여 단계별 분석을 수행하고 이에 따른 시장가격의 영향을 분석한다. 또한 지역적 시장지배력 행사에 대한 가능성 및 인센티브를 발전사업자별로 평가할 수 있는 몇 가지 지표를 제안하고 이를 국내전력시장 환경에 적용, 분석하기로 한다. 2장에서는 단일요율 전력시장에서의 가격결정 및 혼잡에 따른 보상 메커니즘을 간략히 소개하고 경쟁적 전력시장에서 나타날 수 있는 시장지배력의

† 교신저자, 正 會 員 : 弘益大 電氣情報制御工學科 副教授 · 工博
E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr

* 正 會 員 : 弘益大 電氣情報制御工學科 博士課程

** 準 會 員 : 弘益大 電氣情報制御工學科 碩士課程

接受日字 : 2004年 10月 14日

最終完了 : 2004年 12月 17日

형태를 설명한다. 3장에서는 간단한 사례계통을 통해 혼잡의 정도에 따라 나타날 수 있는 지역적 시장지배력의 영향을 분석하고 이에 따른 시장가격변화를 살펴본다. 또한 반복적 입찰행위를 통한 학습효과를 지적하고 독점적 지위 및 담합에 대한 문제를 언급한다. 마지막으로 4장에서는 송전 혼잡에 따른 지역적 시장지배력의 발전사업자별 인센티브를 평가할 수 있는 지표를 소개하고 이를 국내전력시장에 적용한 결과를 분석한다.

2. 경쟁적 전력시장과 시장지배력

2.1 단일요금(uniform pricing) 전력시장

단일요금 전력시장에서의 가격결정 메커니즘은 경매이론(auction theory)으로 해석될 수 있다[12]. 이는 수용된 모든 입찰자(winning bidder)는 마지막으로 선택된 입찰가격을 동일하게 받는다는 점에서 그러한 전력시장에서의 가격결정이 단일-가격 경매로 해석될 수 있기 때문이다. 이러한 형태의 전력시장에서는 비계약급전계획으로부터 단일 시장청산가격(MCP)이 결정되며, 실제 계통운용을 위한 계약급전으로부터 개별 발전기별로 제약발전(constrained on) 및 제약비발전(constrained off)에 대한 추가보상(uplift)을 받게 된다. 결국, 이러한 추가보상을 고려하면, 소비자가 궁극적으로 지불하게 되는 실제 시장가격은 상승한다. 이러한 형태의 전력시장은 상대적으로 담합에 노출되기 쉬우며, 더불어 시장지배력의 행사가 보다 악화되는 경향이 존재한다[4]. 전 세계적으로 단일요금체제를 가지고 있는 전력시장(NEPOOL, IMO, 한국전력계통[13] 등)에서의 추가보상 메커니즘은 입찰가격과 시장청산가격의 차이를 보상해주는 기회비용보상 원칙에 따른다.

2.2 경쟁적 전력시장의 시장지배력

경쟁적 전력시장에서 발전사업자가 단독 또는 집단(명시적, 또는 암묵적 담합)적으로 시장지배력을 행사하는 형태는 다양한 방법으로 나타난다. 이러한 시장지배력 행사형태는 잘 알려져 있는 대로 다음과 같이 크게 세 가지로 구분할 수 있다.

- | |
|---|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. 운영용량에 대한 일부 또는 전체의 철회 2. 한계운전비용 이상의 가격으로 입찰 3. 송전능력의 한계(송전혼잡)를 이용한 비경제적 생산 |
|---|

첫 번째 및 두 번째 항목은 물리적 용량철회(physical withholding)와 경제적 용량철회(economic withholding)로서 알려져 있다. 두 가지 형태는 모두 실제 발전량을 철회하거나 또는 입찰가격을 높여 급전대상에서 제외되는 것으로 여기서 발생하는 희생은 해당 사업자가 시장지배력을 행사함으로써 더 큰 이윤을 얻기 위한 것이다. 사실 이 두 가지는 같은 결과를 초래하며, 두 가지 형태가 모두 복합적으로 행사될 수 있다.

세 번째 항목은 전력계통 구조자체의 결함으로 송전혼잡

이 지속적으로 나타나는 지역에서 정상적인 수준보다 높은 가격으로 입찰하거나 각 가격수준에서 발전기 이익을 최대한으로 하는 발전량보다 더 많은 물량을 생산하겠다고 입찰하는 행위이다. 이 행위 자체로는 해당 사업자의 이익은 감소할 수 있으나 결과적으로 계통혼잡이 발생하고 이에 따라 같은 사업자에 소속된 해당발전기 또는 다른 발전기가 훨씬 큰 이익을 얻을 수 있기 때문에 충분히 발생할 수 있는 형태이다. 특히, 첫 번째, 두 번째 형태가 주로 시장가격을 결정하는 한계발전기에 의해 이루어진다는 측면과 다르게 이러한 형태는 한계발전기가 아니더라도 행사가 가능하다. 바로 이 형태가 지역적 시장지배력을 의미하는 것이며, 물리적, 경제적 용량철회의 형태보다 관찰하기가 어렵다. 다음 절에서는 이러한 지역적 시장지배력 문제와 송전혼잡과 연계하여 살펴보고, 시장가격에 미치는 영향을 검토한다.

3. 계통혼잡에 의한 지역적 시장지배력

전력계통의 기본적인 특성 중 하나는 상대적으로 복잡한 전력수송 메커니즘이라 할 수 있다. 전기의 흐름은 물리적인 법칙(KCL, KVL laws)에 따라 좌우되며, 인간의 의도대로 그 흐름을 조절할 수 없다. 따라서 아무리 체계적으로 설계된 송전 시스템이라 하더라도, 예산의 제약(경제적 문제)이 존재하는 이상 부하상황에 따라 다양하게 나타나는 계통혼잡(congestion)을 막을 수 없다. 궁극적으로, 전력상품의 경쟁에 있어서 계통혼잡은 가장 중요한 쟁점사항이라 해도 과언이 아니다. 전력수송 메커니즘 상에 나타나는 혼잡은 전력시장의 합리적 경쟁을 억제하는 주요 요소임과 동시에 여느 타 상품시장과 마찬가지로 상품수송 상의 문제로 인한 시장의 분할을 초래하게 된다. 전력계통에서의 혼잡으로 인한 전력시장의 지역적 분할은 특정 지역에 위치한 전력판매자(발전기)에게 지역적인 독점력(monopoly power) 갖게 하거나 시장지배력(market power)행사의 기회를 제공하게 된다. 이러한 혼잡의 문제는 기 구성되어 있는 전력계통마다 그 형태와 규모에 있어 다양하게 나타날 수 있다. 더불어, 계통혼잡으로 인한 전력시장의 지역적 시장지배력 또한, 해당 전력시장이 가지고 있는 시장규칙과 혼잡처리 메커니즘 등에 따라 다양한 형태로 나타날 수 있기 때문에 그에 맞는 적절한 평가방법과 완화방안이 필요하다.

계통혼잡으로 인한 지역적 시장지배력 문제는 구조적인 시장지배력과 차이가 있다. 왜냐하면, 구조적인 시장지배력은 기 구성되어 있는 단순한 시장점유율로서 그 평가가 가능할 수 있지만, 지역적 시장지배력은 계통의 다양한 상황에 따라 혼잡발생 위치 및 정도가 매우 복잡한 형태로 나타나기 때문에, 그 평가가 지극히 어려울 뿐만 아니라 제대로 검증되지 않은 완화대책을 제시할 경우, 자칫 시장의 왜곡을 초래할 위험성이 대단히 크기 때문이다.

본 논문에서는 일반적인 시장지배력 즉, 시장의 구조 및 성과에 기반한 시장지배력의 측정이라기보다는 앞에서 언급한 대로 계통혼잡으로 인해 발생하는 지역적 시장지배력 문제에 초점을 맞추어 발전사업자별로 이러한 시장지배력 행사에 대한 인센티브 측정에 논점을 두기로 한다.

지역적 시장지배력은 앞에서 말한바와 같이 혼잡과 밀접한 관련이 있다. 계통혼잡으로 인해 발생하는 시장지배력은

혼잡의 발생형태에 따라 크게 다음과 같이 구분될 수 있다.

- | |
|---|
| 1. 자연적인 혼잡의 발생
→ 주기적으로 발생하는 혼잡의 관찰을 통한 행사
2. 고의적인 혼잡의 유도
→ 발전기 포트폴리오를 통한 전략적 입찰에 의한 행사 |
|---|

위의 혼잡발생형태에 대한 구분 중 고의적인 혼잡의 유도는 해당 사업자의 발전량 및 가격의 입찰전략에 따라 크게 좌우되며, 관련 전략을 사전에 명확히 분석하기란 지극히 어려운 문제이다. 즉, 행사방법의 구현은 가능하더라도 이를 일반화시키기 위해서는 다양한 전략의 분석과 효과적인 시장감시 데이터 확보가 필수적이다[5]. 더불어, 해당 사업자가 이러한 전략을 행사한다 하더라도 행사전략에 따른 재정적 위험(risk)이 크게 상존하므로 행사가 용이하지 않다. 본 논문에서는 혼잡의 유도에 대한 부분을 배제하고 계통운영상에서 일상 나타나는 혼잡을 원인으로 행사되는 부분에 논점을 두기로 한다.

3.1 계통혼잡과 지역적 시장지배력 분석

첫 번째, 자연적인 혼잡의 발생은 해당 전력계통이 이미 가지고 있는 송전계통 자체의 문제로 인해 나타난다. 송전계통의 불완전성은 실시간으로 유지되어야 하는 신뢰도, 안정도 등을 확보하도록 강제하고, 따라서 이러한 송전용량의 제한으로 불가피한 혼잡이 존재하게 된다. 다양하게 변화하는 부하상황과 주기적인 부하변화패턴에 따라 발전기출력수준과 송전선로의 조류량은 실시간으로 변화하게 되며 특정 시기에 또는 주기적으로 혼잡이 나타날 수 있다. 이는 계통제약을 고려한 최소비용 급전메커니즘(least-cost dispatch)에 따라 혼잡비용규모에 있어서 최소화할 목표로 하고 있으나, 전력계통의 지역적 구조로 인해 상시 또는 비상시적으로 어쩔 수 없이 나타나는 현상이다. 이러한 혼잡으로 인해 고비용의 발전기의 출력이 가동 또는 상승(제약발전; Constrained On)하게 되며, 반대로 저비용의 발전기 출력이 삭감(제약비발전; Constrained Off)된다. 이 때 발생하는 혼잡비용은 해당 전력시장의 규칙 또는 기본 프로토콜에 따라 관련 시장참여자에게 할당된다. 해당지역의 시장참여자는 이러한 상황 하에서 보다 많은 이익을 창출하기 위해 단순히 입찰가격을 상승시키는 전략을 취할 수 있다.

다음의 표와 그림은 발전집중지역(Generation Pocket)에 위치하고 있는 G1 발전기와 부하집중지역(Load Pocket)에 위치한 G2 발전기간에 연계 송전제약이 존재하는 상황을 간략히 묘사하고 관련 데이터를 보인 것이다. 지역 A의 발전설비 G1은 지역 B의 발전설비 G2에 비해 상대적으로 저렴한 운전비용을 가지고 있으며, 두 지역간의 송전제약은 100MW라고 가정하자.

표 1 각 지역의 발전기 데이터
Table1 Generator data for G1, G2

발전기	발전설비용량(MW)	운전비용(MC : \$)
G1 (지역 A)	1,000	20
G2 (지역 B)	200	30

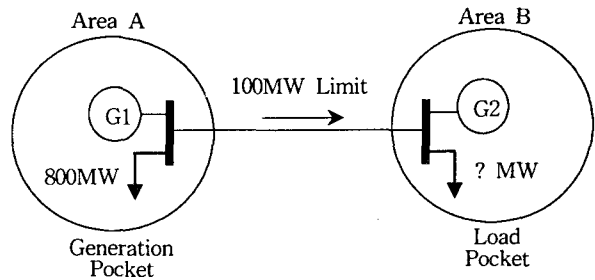


그림 1 혼잡의 관찰을 통한 시장지배력 행사

Fig. 1 Exercise of market power by congestion

위 그림으로부터 지역 A의 부하, L_A 는 상시 800MW로 고정적이라면, 지역 B의 부하상황에 따라 혼잡여부가 결정된다. 즉, 지역 B의 부하가 100MW 이하라면, 혼잡은 발생하지 않으며, 지역 B의 발전기가 제약발전(Constrained On)에 의한 추가보상을 기대하기 힘들다. 문제는 지역 B의 부하, L_B 가 100MW를 초과할 때인데, 지역 B의 G2발전기는 이와 같은 상황을 인지하고 특정상황에서 입찰가를 그 상한선(Bid Cap)인 \$1,000까지 상승시킬 수 있다. 지역 B의 부하상황에 따른 혼잡의 정도에 따라 단계별로 시장상황과 개별발전기의 추가보상(uplift)을 살펴보도록 한다.

Case 1 : $L_B \leq 100 MW$ (Total Load = $800 + \alpha$)

이 경우, 시장규칙(Uniform Pricing Rule)에 따라 G1의 입찰가격이 시장청산가격(MCP)으로 결정되며, G1이 단순히 한계운전비용을 입찰가격으로 책정할 경우, 시장청산가격은 \$20가 된다(즉, 시장청산가격은 G1발전기에 의해 결정됨 : 한계발전기). 이 때 G2의 출력은 0 으로서, 제약발전에 의한 추가보상은 없다. 이 때, G1의 전략적 입찰가격 상승은 본 논문의 주제로부터 벗어나므로 배제하기로 한다.

Case 2 : $100 MW < L_B < 200 MW$ (Total Load = $900 + \alpha$)

마찬가지로, G1(최대용량 1000MW)의 입찰가격인 \$20가 시장청산가격이 되며, G2는 100MW 이하의 출력으로서 제약발전 대상발전기가 된다. 이 때 제약발전에 따른 G2의 보상지불금은 G2의 입찰가격에 따라 결정된다.

◇ Case 2-1 : G2의 입찰가격이 \$30(G2의 MC) 경우.
($0 < \alpha$ (입찰용량) < 100)

G1은 한계발전기로서 $900MW \times \$20$ 에 해당하는 비용과 이익이 같아 이익은 0. 더불어, 제약비발전에 의한 이익 역시 0.

G2는 제약발전(Con On) 대상발전기로서,

시장가격에 의한 보상액 = $\alpha MW \times \$20 = \20α

제약발전에 의한 보상액 = $\alpha MW \times (\$30 - \$20) = \$10\alpha$

이익 = $(\$20\alpha + \$10\alpha) - \$30\alpha = \0

실제 시장가격 = $\$(20 + 10\alpha / (900 + \alpha))$

◇ Case 2-2 : G2의 입찰가격이 \$1,000(Bid Cap)인 경우

G1은 한계발전기로서 $900MW \times \$20$ 에 해당하는 비용과 이익이 같아 이익은 0. 더불어, 제약비발전에 의한 이익 역시 0.

G2는 제약발전(Con On) 대상발전기로서,

시장가격에 의한 보상액 = $\alpha MW \times \$20 = \20α

계약발전에 의한 보상액 = $\alpha MW \times (\$1,000 - \$20) = \$980\alpha$
 이익 = $(\$20\alpha + \$980\alpha) - \$30\alpha = \970α
 실제 시장가격 = $\$(20 + 980\alpha / (900 + \alpha))$

이 경우, 즉 외부지역(지역 A)에서 시장청산가격이 결정되면 해당 지역(혼잡부하집중지역)의 계약발전 대상 발전기만이 추가이익을 모색할 수 있다.

Case 3 : $L_B > 200 MW$ (Total Load = $1000 + \beta$)

시장청산가격을 결정하는 한계발전기는 G2 발전기로서, G2의 입찰가격이 시장청산가격이 되며, 이 경우에는 A 지역 G1발전기의 제약비발전, B 지역 G2발전기의 제약발전에 대한 추가보상이 모두 나타나게 된다. 이 때, G2가 입찰가격을 \$1,000(Bid Cap)로 책정하게 되면

- G1의 지급액
 - 시장가격보상 : $900MW \square \$1,000 = \$900,000$
 - 제약비발전보상 : $100MW \square (\$1,000 - \$20) = \$98,000$
- G2의 지급액
 - 시장가격보상 : $(100 + \beta)MW \times \$1,000$
 - 제약발전보상 : $100MW \square (\$1,000 - \$1,000) = \$0$

으로서, 시장전체의 모든 발전기가 추가이익을 모색할 수 있게 된다. 따라서 이 때의 실제시장가격은 $MCP + Uplift = 1000 + 98,000 / (1,000 + \beta)$ 가 되며, 200MW이상 초과분 $\beta=0$ 일 때, 최대 \$1098까지 상승한다. 이 때, G1 발전기는 가격 및 용량에 대한 어떠한 전략을 취하지 않더라도 시장전체가격 상승에 따라 제약비발전에 대한 추가이익이 발생하며, 이는 궁극적으로 시장전체에 영향을 미친다. 이러한 조건이 존재하는 전력계통에서는 해당 발전기에 대한 별도의 규제가 없는 이상 시장전체의 가격상승을 억제하기 어렵다.

3.2 시장가격에 대한 영향

단일 요율(uniform pricing) 전력시장에서의 시장가격은 앞에서 언급한 바와 같이 특정지역에서의 혼잡으로 인한 추가비용(uplift)의 영향이 해당지역에 국한하는 것이 아니라 시장전체의 모든 소비자에게 그 영향이 미친다는 점에서 그 파급효과는 모션별 요율(nodal pricing)과 같은 다른 형태의 요율체계를 갖고 있는 전력시장보다 그 영역이 훨씬 넓다. 본 절에서는 앞에서 살펴본 사례를 통해 혼잡 및 시장지배력 행사로부터 나타나는 시장가격의 변동을 살펴본다.

위의 내용을 G2의 입찰가격이 \$1,000(=Bid Cap)로 결정되었을 경우(시장지배력의 행사), B 지역의 부하상황에 따른 시장가격의 변화를 살펴보면 (그림 2)와 같다.

특별한 규제가 존재하지 않는 한, 지역 B의 G2 발전기는 자신의 제약발전에 의한 추가보상을 상승시키기 위해 입찰상한(Bid Cap) 이하로 입찰할 이유가 없다. 이와 같은 상황 하에서 기존 시장청산가격과 제약발전보상액(Uplift)의 합인 실제시장가격, RMP는 다음의 식 (1)과 같이 표현할 수 있다.

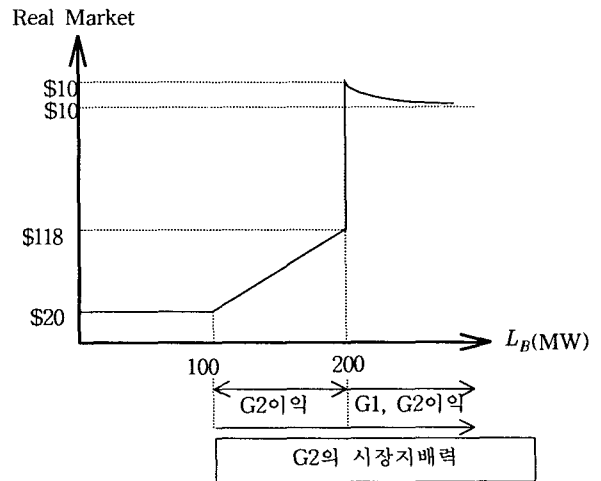


그림 2 지역 B의 부하상황에 따른 시장가격 변화 (Bid Cap = \$1,000, G2는 \$1,000로 입찰시)

Fig. 2 market price variation for load condition of area B

$$\begin{aligned}
 \text{RMP} &= \text{MCP} = b_{G1} \quad \text{if } L_B \leq 100 \quad (1) \\
 &= \text{MCP} + \frac{b_{G2} - \text{MCP}}{L_{sp}} \times \text{CON} \quad \text{if } 100 \leq L_B < 200, \text{ MCP} = b_{G1} \\
 &= \text{MCP} + \frac{\text{MCP} - b_{G1}}{L_{sp}} \times \text{COFF} \quad \text{if } L_B \geq 200, \text{ MCP} = b_{G2}
 \end{aligned}$$

- 여기서, RMP : 실제시장가격(Real Market Price)
- MCP : 시장청산가격(Market Clearing Price)
- b_{G1}, b_{G2} : G1, G2의 입찰가($b_{G2} = b_{CAP}$: 입찰상한)
- CON : 제약발전용량(MW)
- COFF : 제약비발전용량(MW)
- L_{sp} : 계통 전체부하(= $L_A + L_B$)

위 식으로부터, 이러한 실제시장가격 RMP는 다음과 같이 혼잡발생에 대한 확률적 평균 또는 부하집중지역인 B 지역의 부하변동 확률로서 표현할 수 있다. 여기서는 혼잡발생이 지역 B의 부하 L_B 와 직접적인 관계가 있으므로, 연간 혼잡발생빈도(확률)를 다음과 같이 표현하기로 한다:

- $Pr_1 : L_B \leq 100 MW$ 일 확률
= 지역 A에서 MCP가 결정될 확률(계약(비)발전없음)
- $Pr_2 : 100 MW < L_B < 200 MW$ 일 확률
- $Pr_3 : L_B > 200 MW$ 일 확률
= 지역 B에서 MCP가 결정될 확률

그러면, 통계적인 분석을 통해 도출된 평균 계통부하(L_{sp})와 $100 MW < L_B < 200 MW$ 일 때 발생한 제약발전량(CON) 및 $L_B > 200 MW$ 일 때 발생한 제약비발전량(COFF)을 가정하여, 평균 시장청산가격(MCP)와 평균 실제시장가격 예측치(RMP)는 다음과 같이 표현될 수 있다.

$$\text{MCP}_{avg} = (P_1 + P_2)b_{G1} + P_3b_{G2} \quad (2)$$

$$\begin{aligned}
 RMP_{avg} &= b_{G1} \times Pr_1 + (b_{G1} + \frac{b_{G2} - b_{G1}}{L_{sys}} \times CON) \times Pr_2 \\
 &+ b_{G2} \times Pr_3 + \frac{b_{G2} - b_{G1}}{L_{sys}} \times COFF \times Pr_3 \\
 &= [Pr_1 + (1 - \frac{CON}{L_{sys}}) Pr_2 - \frac{COFF}{L_{sys}} Pr_3] b_{G1} \\
 &+ [\frac{CON}{L_{sys}} Pr_2 + (1 + \frac{COFF}{L_{sys}}) Pr_3] b_{G2} \quad (3)
 \end{aligned}$$

위 (3)식에서, b_{G1} 과 b_{G2} 각 항에 곱해진 항목(두 항목의 합은 1)은 확률 통계적인 개념 하에 실제시장가격형성에 미치는 영향 정도로 볼 수 있으며, 이는 (2)식과 같은 시장청산가격(MCP)의 결정과는 차이가 있다. 결국, 계통혼잡에 따른 제약발전 및 제약비발전으로 인해 시장지분(market share)이 변동하고, 이로써 시장가격에 상당한 영향을 미칠 수 있음을 알 수 있다. 제약발전량(또는 제약비발전량)이 상대적으로 클수록, 송전혼잡발생확률이 클수록 추가보상(uplift)에 따른 G2의 입찰가격 b_{G2} 의 영향이 커지고 실제 시장가격 역시 상승하는 것은 당연하다. 문제는 이와 같은 제약발전량 상승시, 부하집중지역에 위치한 G2 발전기의 시장지배력 행사로 인해 입찰가격 b_{G2} 역시 고정적인 것이 아니라 크게 상승할 수 있다는 것이다. 여기서, 임의적인 입찰가격 상승은 자칫 급전순위 탈락으로 이어질 수 있기 때문에 해당 발전사업자는 상당한 재정적 위험에 직면할 수 있다. 그러나 경쟁적 전력시장에서 반복적인 입찰행위로부터 얻게 되는 학습을 통해 계통혼잡의 발생주기 및 정도에 대한 상당한 정보를 가지게 되며 이에 따라 입찰가격을 상승시킬 경우 급전순위에서 탈락하게 되는 재정적 위험(risk)을 상당부분 해소할 수 있게 된다. 대부분의 전력계통에서 특별한 이유가 없는 한 특정지역의 혼잡은 발생시기와 정도에 있어서 일정한 패턴을 갖는다. 이는 해당사업자에게 있어서 입찰가격 상승에 대한 상당한 동기가 될 수 있음을 주지해야 한다. 더불어, G2발전기는 본 사례계통에서 발생하는 모든 제약발전량을 담당하고 있으며 자신의 전체 발전량 중 상당부분이 제약발전으로부터 발생하여 그 수익 또한 제약발전에 의존하기 때문에 계통혼잡시 입찰가격 상승을 통한 시장지배력 행사 가능성은 보다 큰 인센티브를 가지게 된다. 즉, 혼잡과 연계된 입찰가격 b_{G2} 를 제대로 통제하지 못한다면 경쟁시장에 적합하지 못한 이익창출의 기회를 제공할 수 있고, 가격고상승(price spike)을 피하기 어렵다.

3.3 지역적 담합(독점성)과 송전혼잡 : 지역적 시장지배력 행사

문제는 지금까지 설명한 내용에 있어서, 위와 같은 지역적 시장지배력의 행사 가능성이 경쟁의 충분성에 달려있는 것이다. 경쟁이 충분할 경우라면 송전제약이 발생한다 하더라도 일정수준의 담합(공모) 또는 해당지역에서의 독점성을 가지지 않고서는 가격을 임의로 높일 수 있는 여지가 거의 없다. 앞에서 보인 분석에서도 부하집중지역 B에 다양한 사업자에 소속되어 있는 다수의 발전기가 존재하고 경쟁

의 충분성이 확보되어 있다면 특정 사업자가 자신의 발전기에 대한 입찰가격을 임의로 상승시킬 수 없다. 그러나 지역 B의 발전기가 하나 또는 극히 소수의 사업자에게 집중되어 독과점성을 확보하고 있거나 다양한 사업자 소유의 발전기가 분포한다 하더라도 이익창출에 대한 공동의 인식으로부터 암묵적 담합이 이루어지고 있다면 문제는 명확해 진다. 즉, 해당지역에서의 독점적 지위와 송전제약이 함께 이루어지는 경우라면 그 가능성은 지극히 높아질 수 있다.

이상으로 단일요율시장에서의 계통혼잡에 의한 시장지배력 문제를 간단한 예제를 통해 살펴보고, 나아가 시장가격의 영향을 분석해 봄으로써 혼잡에 의한 지역적 시장지배력 문제가 경쟁적 전력시장에서 지극히 중요한 사안임을 확인할 수 있다. 이러한 지역적 시장지배력은 개별 전력시장의 구조마다 다를 수 있기 때문에 평가방안 또한 여러 가지가 있을 수 있다. 4절에서는 3절에서 살펴본 송전혼잡에 의한 시장지배력 평가의 필요성을 다시 한번 인식하고 제안된 평가지표를 살펴보기로 한다.

4. 평가지표 및 국내전력시장 적용·분석

반복적 형태로 발생하는 송전혼잡을 통해 초과이윤을 달성하기 위해서는 송전혼잡과 더불어 지역적 독과점성을 확보하고 있어야 한다. 궁극적으로 계통혼잡이 존재하는 전력시장에서 지역적인 독점성의 지위를 갖는다는 것은 혼잡에 의한 제약발전량을 기준으로 평가할 수 있다. 제약발전량이 상대적으로 많다는 것은 계통혼잡에 의해 분할된 해당 지역(부하집중지역)에서 다수의 발전량을 확보함으로써 어느 정도의 독점적 지위를 가지고 있다고 판단할 수 있기 때문이다. 더불어, 특정 사업자의 전체 발전량 중 제약발전량이 크다는 것은 지역적 시장지배력 행사를 통한 초과이윤 달성의 동기(인센티브)가 더욱 커진다고 하겠다.

4.1 지역적 시장지배력 행사에 대한 평가지표

이와 같은 계통혼잡에 의한 지역적 시장지배력 행사 가능성에 대한 지표로 단순히 혼잡의 정도로서 제약발전량의 크기만 가지고 평가하기에는 다소 무리가 있다. 전체발전량 중 일부에 해당하는 제약발전량이 절대적으로 크다고 해서 앞서와 같이 입찰가격을 상승시킬 가능성이 크다고 보기 어렵기 때문이다. 따라서 해당사업자에 대한 상대적 비교가 중요할 것으로 판단된다.

본 논문에서는 발전사업자의 지역적 시장지배력 행사 가능성 및 인센티브에 대해 제약발전기여도(COC), 제약발전량비율(COR^A), 제약발전지불금비율(COR^M) 세 가지 지표를 정의하기로 한다.

$$COC_K = \frac{\sum_{K \ni i} CO_i}{\sum_{all\ i} CO_i} \times 100(\%) \quad (4)$$

$$COR^A_K = \frac{\sum_{K \ni i} CO_i}{\sum_{K \ni i} G_i} \times 100(\%) \quad (5)$$

$$COR^M_K = \frac{\sum_{K=i} \overline{CO}_i}{\sum_{K=i} \overline{G}_i} \times 100 \quad (\%) \quad (6)$$

CO_i, \overline{CO}_i 는 각각 i 발전기의 제약발전량(MWh) 및 제약발전지불금(원)을 나타내며, G_i, \overline{G}_i 는 각각 i 발전기의 총발전량(MWh) 및 총발전지불금(원)을 의미한다. 또한 인덱스 K 는 발전사업자를 나타낸다.

(4)식에서의 제약발전기여도는 K 발전사업자에게 속해있는 모든 발전기의 제약발전량 합을 계통전체의 모든 발전기에 대한 제약발전량으로 나눈 값이다. 이는 결과적으로 K 발전사업자에 소속되어 있는 발전용량이 계통혼잡 완화를 위해 필요한 총 제약발전량 중에서 어느 정도의 기여를 하고 있는지를 나타낸다. 이 값(%)이 클수록 상대적으로 해당사업자의 소속 발전기가 상당부분 부하집중지역(혼잡지역)에 위치하고 있음을 의미한다.

(5), (6)식의 제약발전량비율 및 제약발전지불금비율은 K 발전사업자에게 속해있는 모든 발전기의 제약발전량(또는 지불금)합을 해당사업자의 총발전량(또는 총발전지불금)으로 나눈 값이다. 이는 결과적으로 K 발전사업자에 소속되어 있는 발전용량 중 제약발전량이 어느 정도 비율을 가지고 있는지를 의미한다. 발전사업자의 입장에서 이러한 송전혼잡에 따른 제약발전용량이 자신의 전체 발전량에 비해 상대적으로 높을 경우, 입찰가격을 상승시키려는 인센티브는 보다 커지게 된다. 즉, 현행 송전혼잡처리 메커니즘(높은 입찰가를 갖는 발전기가 먼저 삭감된다는 원칙)에 따라 제약발전 대상이 되는 발전용량은 시장가격(SMP or MCP)보다 높은 가격으로 입찰된 부분으로, 초기 입찰에 수용되지 못했다가 제약에 의해 가동되는 발전량이다. 따라서 이러한 발전용량은 기본 정산항목으로의 보상이 아니라 제약발전 보상이 해당 발전사업자의 이익과 직결된다. 즉, 이러한 용량에 대해서는 입찰가격을 상승시킴으로써 제약발전 보상액을 증가시키려는 인센티브가 크다. 이는 물리적인 발전판매량의 비율 뿐만 아니라 발전회사 내부의 재무구조에서도 나타날 것이다. 하지만 제약발전량이 크다고 해서 제약발전지불금 또한 크다고 할 수 없으므로 구분되어야 하며, 추후 완전경쟁으로 이행할 때, 이 두 지표를 비교할 필요가 있다. 예를 들면, COR^A 에 비해 COR^M 이 상대적으로 크거나 적지않은 변동이 관찰되었다면, 이는 입찰가격상승에 따른 부당이익 가능성이 존재할 수 있기 때문이다.

위의 지표는 기존의 시장의 구조 및 성과관련 지표(HHI, 시장집중도, 러너지수 등)와 같이 단순한 통계적 자료를 통해 얻을 수 있으며, 또한 제약(비)발전 데이터의 간단한 가공으로부터 시장에 속해있는 사업자 단위의 시장지배력 관련 인센티브를 살펴볼 수 있고 이는 기존의 지역적 시장지배력 평가지표(MRR : 참고문헌[7] 등)가 가지는 지역의 구분을 전제로 해야 하는 번거로움(MRR은 지표의 적용을 위해 먼저 해당 지역의 구분(분할)을 가정하나 이는 다소 주

관적일 수 있음)등을 피할 수 있다. 이러한 이유로 기존의 인덱스와는 다소 차이가 있으며 특히 발전기가 아닌 발전사업자의 입장에서 시장지배력 행사를 위한 소속 발전기들의 포트폴리오 구성 등 관련 인센티브를 사전에 평가해 봄으로써 시장감시자의 효율적인 시장감시효과를 모색하고자 하는 것이다.

4.2 제약발전에 따른 국내 시장지분(market share) 변동

송전혼잡의 정도가 큰 시장일수록 지역적 시장지배력 행사 가능성은 커지며, 따라서 시장가격 상승 가능성 역시 커지게 된다. 북상조류문제, 제주지역 HVDC제약 등 송전혼잡 문제가 뚜렷한 한국계통의 경우, 본 연구의 분석대상기간에 대해 전체발전량에서 송전혼잡에 의한 제약발전량이 차지하는 비율은 약 8%에 이르고 있으며, 기회비용 보상원칙에 준한 제약발전비용은 연간 7200억원대로 평가되었다. 또한 제약발전되는 발전기는 주로 부하집중지역인 경인지역과 제주 지역에 분포한다.

본 절에서는 국내 전력시장에서의 5개 화력발전사업자를 대상으로 송전혼잡과 연계하여 지역적 시장지배력 행사 가능성을 조사, 분석한다. 분석기간은 CBP시장이 개설된 이후의 2001년 9월 1일부터 2002년 8월 31일까지의 1년(8760시간)을 대상으로 하였으며, 그 결과를 본 논문에서 제안하는 지역적 시장지배력 행사 지표에 적용하였다.

다음은 국내 전력시장에서 주요하게 나타나는 두 발전사업자를 대상으로 비제약급전과 제약급전 간의 차이에 따른 시장지분 변화를 비교한 것이다. 여기서 시장지분(market share)이라 함은 제약급전 및 비제약급전 각각에 대해 5개 화력발전사업자(수,원자력 제외)의 총 발전량 합에 대한 특정 발전사업자의 발전량 비를 의미한다. 보는 바와 같이 C사의 시장지분은 전반적으로 상승하고 반대로 B사의 시장지분의 감소가 나타남을 확인할 수 있다. 이와 같이 변동한 시장지분(용량)에 대해서는 해당사업자가 지역적 독점성을 가지고 있다고 판단할 수 있다. (그림 4)의 그래프로부터 제약급전을 통해 B 사업자의 지분 중 일부가 C 사업자로 이동되었다는 것을 확인할 수 있다.(상부 C사, 하부 B사)

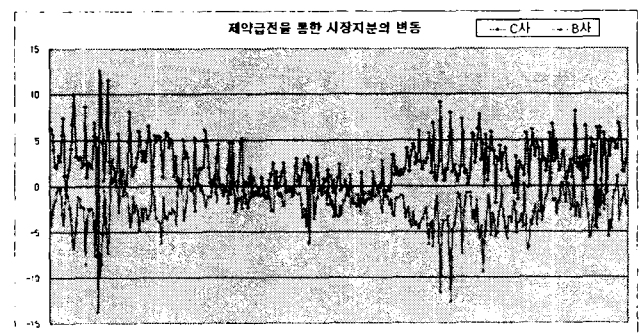


그림 3 제약급전을 통한 시장지분 변동
Fig. 3 Market share variation by Constrained-on dispatch

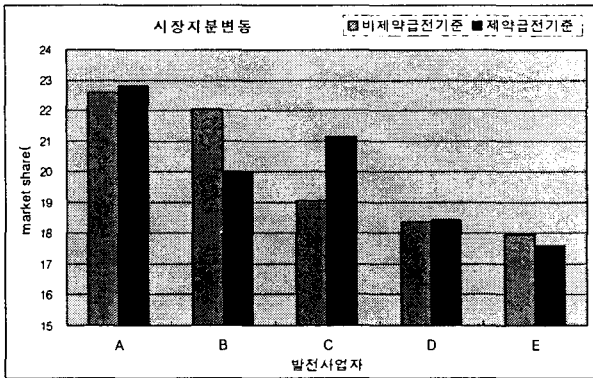


그림 4 시장지분변동 비교
Fig. 4 Comparison for market share variation

4.3 지표의 적용 및 분석

앞에서 정의한 제약발전기여도(COC), 제약발전량비율(COR^A), 제약발전지불금비율(COR^M)을 국내 전력시장환경에 적용해 보았다. 다음은 한국전력시장에서의 6개 발전사업자에 대한 1년간 COC, COR^A 평균값을 보인 것이다. 또한 (표 2)는 COR^M을 수치화하여 나타내었다.

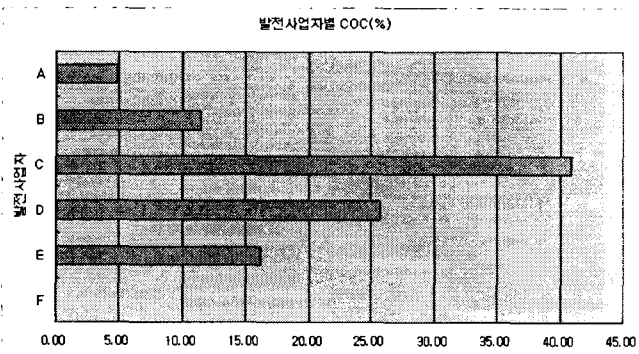


그림 5 발전사업자별 COC(%)
Fig 5. Each GENCO's COC(%)

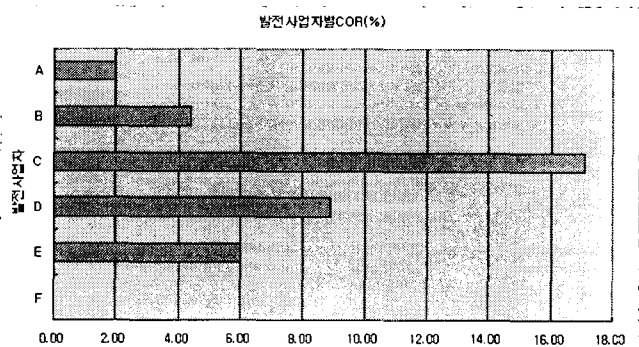


그림 6 발전사업자별 COR^A(%)
Fig 6. Each GENCO's COR^A(%)

표 2 발전사업자별 COR^M(%)

Table 2 Each GENCO's COR^M(%)

A	B	C	D	E	F
1.72	5.02	17.14	9.03	5.80	0

그림 5로부터 발전사업자 C의 COC는 40%이상으로 타 발전사업자에 비해 제약발전량을 상대적으로 많이 보유하고 있다. 이는 발전사업자 C의 발전기중 다수가 부하집중지역에 위치하고 있다는 것을 시사하며, 해당지역에서의 독과점성 또한 크다는 것을 말한다. 즉 발전사업자 C는 지역적 시장지배력 행사에 대한 인센티브가 상대적으로 높다고 평가할 수 있다.

그림 6과 표 2에서도 제약발전기여도와 비슷한 결과가 나타났다. 발전사업자 C는 자신의 총 발전량 중에서 약 17% 정도가 제약발전부문이 차지하고 있으며, 결과적으로 전체수입의 17%가 제약발전에 의한 보상액으로 충당되고 있음을 알 수 있다. 즉, 이러한 발전사업자는 자신의 수입에 상당부분을 차지하는 제약발전 보상액을 증가시켜 이익극대화를 모색할 가능성이 크며, 결국, 해당 부분에 대해 입찰가격을 상승시킴으로써 지역적 시장지배력을 행사할 수 있는 가능성이 상대적으로 크다.

이와 같은 지표는 개별 발전기별로도 적용될 수 있다. 본 저자는 이와 같은 지표를 적용하지는 않았으나 개별 발전기에 대한 상세한 분석을 시도하였다. 물론 발전기별 분석 또한 중요한 부분일 수 있으나 본 논문의 초점은 발전사업자에 대한 시장지배력 행사 인센티브에 초점을 맞추고 있으므로, 이에 대한 분석은 배제하였다.

3. 결 론

경쟁적 전력시장에서 계통혼잡에 의한 지역적 시장지배력을 포함한 모든 시장지배력 문제는 상당한 시간이 소요된다 하더라도 해당 전력시장의 구조적인 해결책이 가장 바람직하다는 것이 전문가들의 견해이다[14]. 그러나 국내 전력시장을 포함한 많은 전력시장이 과도기적인 위치에 있기 때문에, 미국을 포함한 상당수의 전력시장에서는 적절한 해결책으로 Must-Run발전기의 설정 또는 입찰가격 상한(Bid Cap)을 적용하고 있다. 특히 Must-Run 발전기를 설정할 경우, 그 보상액은 어느 정도이며, 어떠한 발전기를 대상으로 할 것인가 그리고, 입찰가격 상한의 경우에도 상한가격의 설정과 적용범위에 대한 문제는 발전사업자들에게 있어 지극히 민감한 사안일 수밖에 없다. 결국, 이러한 문제를 보완하기 위해서는 전력시장에 대한 영향을 최소화함과 동시에 궁극의 경쟁도입에 걸림돌이 되지 않도록 적절한 시장감시와 분석이 반드시 수반되어야 할 것이다. 본 연구에서는 국내전력시장에서 적용하고 있는 단일요율체계하에서 송전혼잡에 따른 지역적 시장지배력 문제를 혼잡의 정도에 따라 단계별 분석과 시장가격의 영향을 살펴보았다. 또한 독점적 지위 및 담합 그리고 반복적 입찰행위에 따른 학습효과 등 이와 관련한 주요 쟁점사항을 논의하였다. 마지막으로 국내전력시장을 대상으로 지역적 시장지배력 행사에 대한 발전사업자의 인센티브를 평가할 수 있는 세 가지 지표를 정의하고

분석결과를 정리하였다. 경쟁도입의 과도기를 경험하고 있는 국내 전력시장에서 시장감시 및 시장분석의 필요성이 어느 때보다도 강조되어야 한다. 송전혼잡을 통한 시장지분의 변동은 불가피하더라도 이를 이용한 발전사업자의 시장 오용(market abuse)을 포함한 부당한 게이밍(gaming)은 합리적이고 객관적인 평가 자료를 통해 주의 깊게 관찰되어야 하며, 적절한 대응방안이 모색되어야 할 것이다.

감사의 글

이 논문은 2003학년도 홍익대학교 교내연구비에 의하여 지원되었음

참 고 문 헌

[1] Steven Stoft, "Power System Economics-Designing Markets for Electricity", IEEE/Wiley, 2002. 2.
 [2] 김동현, 김영산 외, "경쟁적인 전력시장에서 발전경쟁력 분석연구", 한국전력공사 경영경제연구소, 2000. 12.
 [3] 문영환 외, "양방향 전력시장에서의 시장지배력 행사 가능성 및 대응방안", 한국전기연구원, 2003. 5.
 [4] 신중린, 김발호 외 "전력시장에서의 효과적인 시장감시 체계 수립에 관한 연구", 한국전력거래소, 2003. 7.
 [5] 신영균, 김발호, 전영환, "Uniform Pricing하에서의 지역적 시장지배력과 완화방안으로서의 Bid Cap", 2002 대한전기학회 논문지, p610-p615, Vol. 52A, No.10, OCT. 2003.
 [6] Scott M. Harvey and William W. Hogan, "Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power", Jan. 10, 2000.
 [7] Thomas J.Overbye, Kollin Patten, "Assessment of Strategic Market Power in Power System", IEEE Conference 1998 pp. 297-302.
 [8] Deqiang Gan and Donald V. Bourcier, "Locational Market Power Screening and Congestion Management : Experiment and Suggestion", IEEE Transaction on Power Systems Vol.17 No.1 Feb. 2002 pp. 180-185.
 [9] Xiaohong Guan, Yu-Chi Ho, David L.Pepyne, "Gaming and Price Spikes in Electric Power Markets", IEEE Transaction on Power Systems Vol. 16, No. 3, Aug 2001.
 [10] Noppm Leeprechanon, A.K David, "Market Power in Developing Countries", IEEE Conference 2002. pp. 1805-1813.
 [11] Gregory J.Werden, "Market Monitoring by Regional Transmission Organizations: What Role should They Play in Detecting and Mitigating Marke Power?", The Electricity Journal, 2000 pp. 26-31.
 [12] Gerald B. Sheble, "computational Auction Mechanisms for Restructured Power Industry operation", KAP, 1999.
 [13] KPX, "Implementation of Two-Way Bidding Pool-

Pool Rules Key Features(Ver. 0.2)", 12, March 2002.
 [14] Pual Peterson, Bruce Biewald, etc, "Best Practice in Market Monitoring", Synapes Energy Economics, Inc. Nov. 9. 2001.

저 자 소 개



신영균 (申英均)

1974년 5월 31일생. 1999년 홍익대 전기 전자공학부 졸업. 2001년 동 대학원 전기 정보제어공학과 졸업(석사). 2001~현재 동 대학원 박사과정
 현재 한국전력공사 재직중
 Tel : 018-306-2141, Fax : 02-320-1110
 E-mail : alijin@kepcoco.kr



이동진 (李東陳)

1977년 6월 17일생. 2002년 홍익대 전자전기공학부 졸업. 1983년 동 대학원 전기정보제어공학과 석사과정.
 Tel : 018-307-4459, Fax : 02-320-1110
 E-mail : djlee96@hotmail.com



김발호 (金發鎬)

1962년 7월 11일생. 1984년 서울대 공 전기공학과 졸업. 1984-1990년 한국전력공사 근무. 1992년 미국 Univ. of Texas at Austin 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1996년 미국 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박사) 1997년~현재 홍익대 전자전기공학부 부교수
 Tel : 02-320-1462, Fax : 02-320-1110
 E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr