

비용기반 전력시장에서의 용량요금 산정방안에 관한 연구

論 文
57-9-7

A Study on the Capacity Payment in Cost Based Pool

韓錫萬* · 金發鎬†
(Seok-Man Han · Balho H. Kim)

Abstract - In the past vertically integrated power system, the power utility forecasted power demand and invested new power plants to keep a system adequacy. However, in the competitive electricity markets, a principle part of the capacity investment is market participants who decided the investment to maximize their profit. Especially, one of the main factors in their long-term decision making is the retrieval of fixed costs (construction costs). This paper presents the capacity payment in electricity power markets. The capacity payment (CP) in Cost Based Pool (CBP) is needed to recover fixed costs. However, CP in CBP was applied not only recovering fixed costs but also ensuring supply reliability. In order to operate harmonious power markets, pool needs reasonable CP mechanism. This paper analysis CP using capacity proportion and Reliability Pricing Model (RPM).

Key Words : Capacity Payment, Reliability Pricing Model, Cost Based Pool

1. 서 론

전력산업은 발/송/배전설비를 건설하고 운영하는 대규모 투자가 필수적인 산업이다. 과거 수직통합체제에서는 전력회사가 미래의 전력수요를 예측하고 적절한 공급신뢰도를 유지하도록 설비투자를 실행하였다. 하지만 경쟁시장에서는 설비투자의 주체가 국가나 하나의 전력회사가 아니라 시장 참여자이며, 이들은 이윤극대화를 위해 투자를 결정한다. 특히 장기투자 의사결정에서 중요한 요소 중의 하나가 고정비(건설비)의 회수이다[1,2].

우리나라의 현 전력시장은 변동비 반영 전력시장¹⁾이다. 발전사업자의 변동비만을 시장절차에 의해 정산해 주기 때문에 현물시장만으로는 고정비가 회수되지 않는다[3]. 따라서, 고정비 회수가 가능토록 현물시장과는 별도로 용량요금을 지불해 주고 있다. 하지만 현행 용량요금제도는 고정비 회수라는 본래의 목적뿐만 아니라 전력수급의 공급안정성 확보 측면에서도 활용되고 있다. 현행 용량정산금은 설비가 용능력만 갖추기만 한다면 실제발전량에 상관없이 수입이 보장되는 안정적인 수입원으로서의 역할을 수행하고 있기 때문에 발전사업자들에게 투자의욕을 고취시켰다고 볼 수

있다. 하지만, 용량정산금이 발전기의 위치 및 신뢰도 기여도에 상관없이 일률적으로 지급되어 일부 사업자에게 왜곡된 신호를 제공할 수 있다. 이는 전력산업구조개편의 취지에 부합되지 않으며, 경쟁력 없는 설비의 퇴출을 지연시키고 비효율적인 설비의 존속 및 진입을 높일 가능성이 크다[4]. 따라서, 합리적인 용량요금 산정방법이 필요하다.

우리보다 먼저 전력시장을 도입한 미국의 PJM 및 New-England에서는 현물시장과 용량시장으로 구분하여 자발적으로 운영되도록 시장 메커니즘을 설계하였다[5,6,7]. 그러나 미래 전력산업의 불확실성과 투자비회수의 위험성 증가로 발전사업자들은 신규 발전설비의 건설을 회피하고 있으며 신규설비의 건설 지연이 현물시장의 전력가격에 영향을 미치는 악순환이 우려되었다. 이에 대한 대책으로 PJM에서는 용량시장을 개선하기위해 2007년 말에 RPM(Reliability Pricing Model) 시스템을 구축한 상태이며, 현재 RPM을 시범운영하고 있는 상태이다[11].

현재 우리나라의 용량요금제도는 기준용량가격(요금)을 기준으로 시간대별, 지역별로 차등적으로 계산하여 정산하고 있다. 2007년에 적용된 기준용량가격은 표 1과 같다.

표 1 2007년 적용 기준용량가격
Table 1 Base capacity payment price in 2007

발전기 종류	가격(원/kWh)	비고
일반발전기	7.46	기저발전기를 제외한 모든 발전기
기저발전기	27.00	원자력, 석탄, 국내탄 발전기 <2007년 하반기부터 폐지>
제주지역 발전기	22.05	

출처 : www.kpx.or.kr

† 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 : 弘益大學 電氣情報制御工學科 博士課程
接受日字 : 2008年 4月 29日
最終完了 : 2008年 8月 19日

1) 현행 CBP는 개별 발전기의 변동비를 변동비평가위원회가 인정하고 시간대별로 한계발전기의 변동비를 계통한계가격(SMP)로 하여 이 가격으로 지불하고, 추가로 simple cycle gas turbine의 고정비를 고려하여 용량요금을 추가적으로 지급함.

시간대별로는 피크기간의 경/중간/최대부하시간대와 일반기간의 경/중간/최대부하시간대로 총 6가지로 구분하고, 지역별로는 수도권/비수도권/제주권으로 구분하고 있다. 우리나라의 용량요금제가 지역별로 구분되고 있지만 크게 수도권과 비수도권으로만 나뉘어 있어 지역성의 영향을 크게 반영한다고 볼 수 없다. 오히려, 동일한 시간대라면 용량정산금은 공급가능용량(또는 설비용량)에 비례한다고 판단할 수 있다.

따라서 본 논문에서는 용량에 비례하여 용량요금을 결정하는 방법과 RPM을 이용하여 산정하는 방법을 비교하고자 한다. 용량비례방법과 RPM 이용 방법을 직접적으로 비교하기에는 여러 가지 가정과 상황들이 다르기 때문에, 먼저 각 방법들의 산정방법을 살펴본 후, 발전사업자들이 받는 용량정산금 총액이 동일할 경우 용량정산금의 할당 패턴이 어떻게 바뀌는지를 사례연구를 통해 살펴보았다.

2. 용량요금 (Capacity Payment)

전력수요는 시시각각 변한다. 만약 가동 가능한 발전용량이 침투부하를 감당하지 못할 정도로 부족하면 최소한 국지적으로 단전이 불가피해진다. 그러므로 전력계통은 항상 침투부하만큼의 전력을 공급할 수 있는 충분한 발전용량을 갖추고 있어야 공급신뢰도를 추구할 수 있다[5].

최대부하의 증가추세를 적시에 감당할 수 있도록 발전설비 건설을 시기적절하게 계획하고 건설 중인 설비를 차질없이 준공하여야 전체 계통의 공급신뢰도를 보장하는 가운데 원활한 전력공급이 이루어질 수 있다. 그러므로 장기적으로 공급신뢰도를 높이려면 최대부하의 증가추세를 정확하게 예측하고 발전소 건설을 시기적절하게 착공/준공해야 한다. 이를 위하여 용량요금에 대한 이론적 고찰과 더불어 용량요금 산정 시 고려되어야 하는 사항을 살펴보자.

2.1 용량요금에 대한 이론적 배경

용량요금제도는 가장 오래된 제도로 기본적으로 이 제도는 각 발전기에 대해 가용용량만큼 보조금을 지불하는 것이다. 발전사업자가 회수해야 할 고정비용을 감소시킴으로써 장기시장균형을 더 많은 발전용량의 방향으로 이동시킨다. 용량요금은 단일 요금 또는 계절별로 차등요금이 되기도 한다. 가격상한과 결합하여 가격을 안정시키며 시행하기 용이한 제도이다. 용량요금은 남미(아르헨티나, 콜롬비아, 페루, 칠레), 영국초기시장, 스페인에서 사용되고 있다. 용량요금제도의 단점을 서술하면 다음과 같다.

첫째, 발전기가 실제 공급이 필요한 시기에 가용하여 운전할 인센티브를 제공하지 못한다. 이는 실제 발전을 하지 않더라도 가용용량만큼의 용량요금을 지불받기 때문이다. 또한, 송전계통의 영향 때문에 가용용량이 공급부족에 실질적으로 기여를 하는 지도 측정하기 어렵다.

둘째, 가용/비가용 선언이 진실되지 못하다. 가령 용량요금이 높을 경우에는, 가용 여부와 상관없이 용량요금을 받고

자 급전으로부터 배제되기 충분하게 높은 가격으로 입찰하여 비급전되도록 하여 가용용량을 늘릴 것이며, 용량요금에 낮을 경우에는 가용용량을 줄이려는 시도를 할 것이다.

셋째, 투자에 미치는 영향이 간접적이다. 추가적 수입원을 제공함으로써 어느 정도 신규설비 투자를 지원하지만 신뢰도 수준을 만족하는 충분한 설비용량의 진입을 보장하기 위해서는 발전사업자의 재무구조, 전력시장의 운영상황, 발전사업자의 투자행태 등을 종합적으로 고려해야 하기 때문에 여러 번의 시행착오가 불가피하다. 이는 많은 시간이 소요된다는 것을 의미하므로, 투자에 미치는 영향이 간접적이라고 판단할 수 있다[8,9,10].

2.2 용량요금 설계 시 고려사항

여기서는 발전설비의 확보를 위하여 발전사업자들의 투자유인을 자극하기 위해 고려해야 하는 사항을 살펴보도록 하겠다[1].

첫째, 개별 발전사업자들이 모두 미래 전력수요에 대한 정확한 예측 정보를 공유할 수 있어야 한다. 발전용량이 부족할 것으로 예측되는 상황에서 적지 않은 발전사업자들이 거꾸로 설비과잉일 것이라고 예측한다면 설비투자는 그 만큼 줄어들 것이고 따라서 용량부족사태가 일어날 가능성이 높아진다.

둘째, 미래의 순간전력수요가 현재 보유용량보다 많을 경우 시장시스템은 각 발전사업자가 적기에 설비용량확대를 위한 투자를 실시하는 것이 더 유리하도록 보장하는 보상체계를 갖추어야 한다. 투자의 수익성은 결국 전력시장의 보상방식으로 결정되기 때문에 기존설비를 가동 운영하고 신규설비건설을 위하여 투자하는데 대한 보상방식을 적절하게 설계해야 한다. 전력시장규칙은 전체계통이 추가의 발전용량을 요구할 때 발전사업자들이 적절한 규모의 투자를 시행하도록 유도하는 최소한의 유인책을 제공해야 하는 것이다.

셋째, 발전 설비용량을 늘리는 데는 상당한 시간이 소요된다는 점이 충분히 고려되어야 한다. 당장 설비가 부족할 정도로 수요가 급증하면 시장은 전력의 가격을 매우 높게 결정한다. 발전소 건설에 물리적으로 소요되는 시간이 가스 터빈 발전소 2년, 석탄 화력발전소 5년, 그리고 원자력 발전소 10년이나 되므로 한번 용량 부족 사태에 돌입하면 최소한 2년 동안은 대책을 마련할 수 없기 때문에 이 기간 동안 발전사업자들은 막대한 시장지배력을 행사하게 된다.

이상의 고려사항들은 용량요금의 규모가 얼마인지를 결정할 때 필요한 요소라 할 수 있다. 상기의 요소를 모두 갖추었다면, 마지막으로 용량요금을 적절히 할당하는 방법이 필요하다. 용량요금 할당 시 현 우리나라의 용량요금 체계와 같이 할당하는 것은 설비용량에 비례하여 할당하는 방법이지만 앞서 언급한 바와 같이 궁극적으로는 용량비례방법과 동일한 방법이다. 그러나 이러한 용량비례방법은 계통신뢰도

에 기여하는 정도에 따라 차등적으로 할당할 수 없다. 이를 보완하는 방법이 PJM에서 제안한 RPM(Realibility Pricing Model)이다. 두 방법을 정리하면 다음과 같다.

2.3 용량요금 할당 방법

2.3.1 용량비례방법

공급가능용량에 비례하여 용량가격을 산정하는 방법은 비교적 간단하다. 기준용량가격과 공급가능용량의 곱인 (식1)로 표현할 수 있다.

$$CP_{i,oa} = CP_{oa}^{BASE} \times CAP_{i,oa} \quad (식1)$$

여기서,

- i : 발전기 index
- oa : 발전기 종류(type)
- $CP_{i,oa}$: 발전기의 용량정산금[원]
- CP_i^{base} : 발전기 종류별 기준용량가격[원/MW]
- $CAP_{i,oa}$: 발전기의 공급가능용량[MW]

2.3.2 RPM 이용 방법

RPM은 미국의 PJM과 같이 용량시장이 개설된 전력시장에 적용되는 모델이다. 즉, 용량에 대한 수요와 공급이 일치되는 지점에서 용량가격과 수량이 결정되기 때문에 이를 최적화 모형으로 구현한 것이 RPM이다[5].

■ Reliability Pricing Model

$$\begin{aligned} \text{Max} \quad & \sum_{rg, seg} (SegMWCleared_{rg, seg} \times SegPrice_{rg, seg}) \\ & - \sum_{i, seg, oa} (BidMWCleared_{i, seg, oa} \times BidPrice_{i, seg, oa}) \end{aligned} \quad (식2)$$

Subject to

$$\sum_{i, seg} BidMWCleared_{i, seg, oa} \geq ReliabilityReq_{oa} \quad \forall oa \quad (식3)$$

$$\sum_{seg} SegMWCleared_{rg, seg} - \sum_{oa, seg, i \in rg} BidMWCleared_{i, seg, oa} \leq Limit_{rg} \quad \forall rg \quad (식4)$$

$$0 \leq SegMWCleared_{rg, seg} \leq MaxSegMW_{rg, seg} \quad (식5)$$

$$0 \leq BidMWCleared_{i, seg, oa} \leq MaxBidMW_{i, seg, oa} \quad (식6)$$

여기서,

- $ReliabilityReq_{oa}$: 운전특성별 제약조건
- $Limit_{rg}$: 지역 rg로 유입될 수 있는 용량
- $MaxBidMW_{i, seg, oa}$: 공급입찰 블럭의 최대값
- $MaxSegMW_{rg, seg}$: 수요입찰 블럭의 최대값
- i : 발전기 index
- rg : 지역 구분 index
- seg : 입찰블럭 구분 index

- oa : 발전기 종류
- $BidMWCleared_{i, seg, oa}$: 공급입찰의 청산용량
- $BidPrice_{i, seg, oa}$: 용량입찰 가격
- $SegMWCleared_{rg, seg}$: 수요입찰의 청산용량
- $SegPrice_{rg, seg}$: 수요입찰 가격

RPM의 목적함수인 (식2)는 용량확보를 통한 사회후생 극대화를 의미한다. (식3)은 필요한 예비력을 확보해야한다는 의미이다. 즉, 발전기의 특성에 따라 예비력을 구분하고 각 예비력 마다 필요한 용량을 따로 지정해 놓고 있다. PJM에서는 예비력을 Base, Load Following, Supplemental Reserve 3가지로 구분하고 있다. (식4)은 지역별(또는 모선별) 예비력 수급을 만족시키는 조건이다. 이를 그대로 사용하면 Network-Flow 모델로 전력계통의 조류흐름과는 다른 결과를 도출한다. 하지만 (식4)을 전력조류방정식과 전력조류정의부로 분리한다면 전력계통의 특성을 그대로 반영할 수 있다. (식5)와 (식6)은 PJM 시장의 입찰방식을 반영하는 부분이다.

본 RPM으로부터 각 발전기의 예비용량에 대한 지역별, 예비력 특성별 가치를 계산한다. 먼저 (식3)을 제외한 모형으로 지역별 특성 λ_{rg} 를 계산하고, 모든 조건을 포함한 모형으로 예비력 특성별 가치 V_{oa} 를 계산한다. 지역별 특성 λ_{rg} 는 각 지역(모선)별 잠재가격으로 결정되며, 예비력 특성별 가치는 $V_{oa} = MAX(BidPrice_{i, seg, oa} - \lambda_{rg}, \forall oa)$ 로 결정된다. 따라서, 지역별, 예비력 특성별 가치가 반영된 최종 가치는 다음과 같다.

$$V_{rg, oa}^{final} = \lambda_{rg} + V_{oa} \quad (식7)$$

따라서, 각 발전기의 용량요금은 RPM으로 계산된 최종 가치에 비례하도록 다음과 같이 정의하였다. 여기서, k 는 정책결정계수로 발전사업자에게 지불되는 용량요금의 총량을 조절하는 계수이며, TCP 는 거래되는 용량이다.

$$CP_{i, oa} = k \times V_{rg, oa}^{final} \times TCP_{i, oa} \quad (식8)$$

2.3.3 사례연구

계산의 편의를 위해 다음과 같이 가정하였다.

- 일반발전기의 기준용량가격은 7원/MW이고, 기저발전기의 기준용량가격은 20원/MW이다.
- 발전기의 설비용량이 공급가능용량이다.
- 전력시장은 에너지 현물시장과 용량시장으로 구분되어 있으며, 설비용량의 60%는 에너지 현물시장에서 거래하고, 용량시장에서는 40%만 거래한다.
- 계통은 3개의 지역으로 분리되어 있으며, Region1과 Region3를 연결하는 선로는 300MW의 용량여유밖에 없다.
- 모든 선로는 동일한 리액턴스를 가지고 있으며, 전력조류는 직류방정식을 따른다(리액턴스에 반비례).
- 필요한 예비력 수요는 Region1에 1000MW이다.
- 기저발전기의 예비력은 200MW 이상을 확보해야한다.

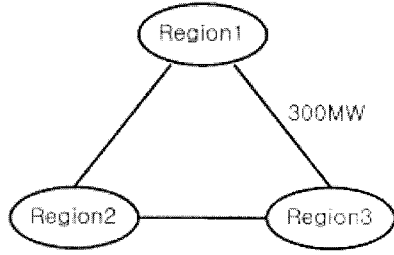


그림 1 사례계통
Fig. 1 Case study system

표 2 사례계통의 발전기 데이터
Table 2 Generator data of case study

이름	지역	종류	설비용량 [MW]	거래가능 용량[MW]	입찰 용량단가 [원/MW]
G1	Region1	일반	750	300	8
G2	Region2	일반	750	300	7
G3	Region2	기저	1250	500	22
G4	Region3	일반	750	300	6
G5	Region3	기저	1250	500	18

이상의 데이터를 가지고 각 방법을 적용한 결과는 아래와 같다.

■ 용량비례 방법

표 3 용량비례방법의 용량정산금
Table 3 Capacity settlement of cap. proportion method

이름	지역	종류	설비용량 [MW]	기준단가 [원/MW]	용량정산금 [원]
G1	Region1	일반	750	7	5,250
G2	Region2	일반	750	7	5,250
G3	Region2	기저	1250	20	25,000
G4	Region3	일반	750	7	5,250
G5	Region3	기저	1250	20	25,000

■ RPM 적용 방법

표 4 RPM 적용방법의 특성별 가치
Table 4 Attribute value of RPM

이름	지역	종류	거래용량 [MW]	입찰 용량단가 [원/MW]	지역 가격	기저특성 가치	최종가치
G1	Region1	일반	300	8	38	0	38
G2	Region2	일반	300	7	22	0	22
G3	Region2	기저	0	22	22	12	34
G4	Region3	일반	200	6	6	0	6
G5	Region3	기저	200	18	6	12	18

표 5 RPM 적용방법의 용량정산금
Table 5 Capacity settlement of RPM

이름	지역	종류	거래용량 [MW]	최종가치	환산전 용량정산금	환산후 용량정산금
G1	Region1	일반	300	38	11,400	32,832
G2	Region2	일반	300	22	6,600	19,008
G3	Region2	기저	0	34	0	0
G4	Region3	일반	200	6	1,200	3,456
G5	Region3	기저	200	18	3,600	10,368

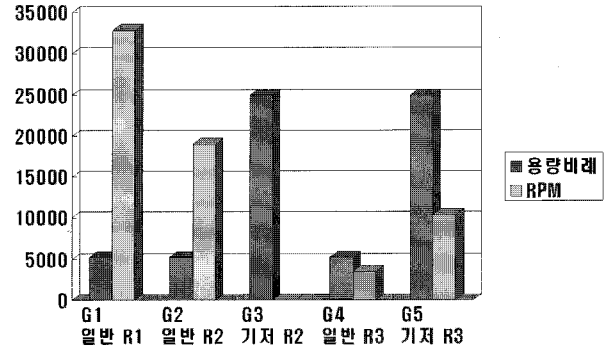


그림 2 사례연구 결과
Fig. 2 Result of case study

용량비례방법의 총금액은 65,750 이고, RPM 적용 방법의 환산전 총금액은 22,800이다. 따라서, 정책결정계수는 2.88이다.

$$\text{정책결정계수 } k = \frac{(\text{용량비례방법 총금액})}{(\text{RPM적용방법 총금액})} = 2.88$$

용량비례방법의 경우 지역에 관계없이 동일한 특성의 발전기는 동일한 요금을 받는다. 반면, RPM 적용 방법은 동일한 특성의 발전기라도 지역에 따라 차등적으로 요금이 계산되었다. 하지만, 이미 지어진 G3 발전기의 경우 요금을 지불받지 못하는 결과가 도출되었다. 본 논문에서의 사례연구는 단 한 개의 시간대만이 있고 용량수요도 하나인 경우, 용량비례방법과 RPM 적용방법의 차이점을 보여주는 데 그 목적이 있다. 이를 대규모 계통 및 실계통에 적용한다면 좀 더 의미있는 결과를 얻을 것으로 판단된다.

3. 결 론

본 논문에서는 용량요금 산정하는 두 가지 방법을 단순히 산술적으로 비교하는 것에 중점을 두었다. 즉, 총 용량정산금액이 동일할 경우, 두 방법에 따라 발전기에 배분되는 금액을 비교함으로써 발전기의 지역별, 운전별 특성에 따라 차등적으로 용량요금을 적용하는 방법이 일률적으로 적용하는 것보다 투자유인을 더욱 줄 수 있다고 생각한다. 하지만, 두 방법을 산술적으로 비교하기에는 서로가 가지고 있는 가정과 상황이 다르기 때문에 분석이 용이하지 못했다. 단지 RPM을 이용한 방법이 지역성을 더욱더 충실히 반영할 수 있다고 판단된다.

우리나라의 현 용량요금제도는 많은 단점을 가지고 있다 [4]. 일부 사업자들에게 왜곡된 신호를 전달하여 과잉설비투자를 유인하였으며, 공급가능용량의 과대보고에 대한 유인 등이 존재한다. 또한, 용량요금제도는 타 전력시장규칙과도 긴밀히 연결되어 있어 종합적이고 지속적인 개선이 필요하다. 따라서, 경쟁시장을 표방하던 선진국들도 용량시장과 용량요금제도에 대해 많은 관심을 가지고 개선대책을 제시하고 있는 실정이다. 이는 전력시장이 갖고 있는 고유의 문제로 각 나라의 전력정책과 시장운영상황 등을 고려하여 개별 시장에 맞는 종합적인 대책을 수립해야 할 것이다.

이를 위해서는 에너지 현물시장과 용량시장(용량요금제도)과의 상호연관성을 고려하는 분석방안이 필요하며, 적절한 장기 투자신호를 제공하는 시장체계에 관한 연구도 필요하다.

감사의 글

이 논문은 2006학년도 홍익대학교 학술연구진흥비에 의하여 지원되었습니다.

참 고 문 헌

[1] 김영창, “발전설비투자이론”, IECC에너지시리즈-3, 2006
 [2] Electricity Prices in PJM : A Comparison of Wholesale Power Costs in the PJM Market to Indexed Generation Service Costs, June 3, 2004 by Synapse Energy Economic, Inc
 [3] 한국전력거래소, “전력시장운영규칙”, 2006.12.
 [4] 한국전력거래소, “변동비반영시장 평가진단 및 개선 연구”, 2006.11.
 [5] 한국전력거래소, “공급기여도를 고려한 용량확보 메커니즘 도입에 관한 연구”, 연구보고서, 2006
 [6] 산업자원부 전기위원회, “세계 주요국의 전력산업구조 개편 추진 현황”, 2003
 [7] Stsven Stoft, “Power System Economics(Designing Markets for Electricity”, 2002
 [8] L.J.De Vries, “Generation adequacy: Helping the market do its job,” Utilities Policy, vol.15, no.1, pp.20-35, March 2007.
 [9] C.Battle, C.Valzquez, M.Rivier and I.J.Perez-Arriaga, “Enhancing power supply adequacy in spain: Maigrating from capacity payments to reliability options,” Energy Policy, vol.35, no.9, pp.4545-4554, September 2007.
 [10] 한중교, 박종근, “공급적정성 확보를 위한 용량메커니즘의 동향”, 전기의 세계, vol.57, no.6, pp.62-68, June 2008.
 [11] PJM Interconnection, L.L.C. <http://www.pjm.com>
 [12] Energy Information Administration of the United States <http://eia.doe.gov>

[13] FERC Federal Energy Regulatory Commission <http://www.ferc.gov>
 [14] North American Electric Reliability Council (NERC) <http://www.nerc.com>
 [15] New England ISO <http://www.iso-ne.com>
 [16] 한국전력공사 전력경제처, “투자사업을 위한 경제성 평가”, 1994
 [17] GAMS Development Co. “GAMS: A User’s Guide”, 1998

저 자 소 개



한 석 만 (韓錫萬)

1976년 12월 5일생. 2002년 홍익대 전자전기공학부 졸업. 2004년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(석사). 현재 동 대학원 박사과정
 Tel : 02-338-1621
 Fax : 02-320-1119
 E-mail : hseokman@gmail.com



김 발 호 (金發鎬)

1962년 7월 12일생. 1984년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1984~1990년 한국전력공사 기술연구본부 전력경제연구실 근무. 1992년 Univ. of Texas at Austin 전기공학과 졸업(석사). 1996년 동 대학원 졸업(공학박사). 1999년~현재 홍익대학교 전기정보제어공학과 부교수
 Tel : 02-320-1462
 Fax : 02-320-1119
 E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr