

경쟁시장에서 설비에비율에 따른 Pool가격과 발전사업자 수익분석

論 文

51A-6-3

Analysis of Pool Price and Generators Revenue from Capacity Margin in Competitive Market

金 滄 守* · 白 榮 植** · 李 昌 浩***

(Chang-Soo Kim · Young-Sik Baek · Chang-Ho Rhee)

Abstract - Recently, Korea's electric industry has experienced substantial changes in its structure and function, including the introduction of competition in the generation sector. Korea is in the early stages of market competition where the market price is determined by generation costs. In the future, the market price will be determined by generators' bids.

Therefore, the generators' profit is determined by market pool price, the prospects of pool price are very important for new capacity investment decision made by generators and IPPs.

This study analyzes hourly marginal costs and LOLP considering basic generation mix and characteristics, develops the relationship of pool price and profit by generation-type using the change in reserve margin, and proposes basic direction for profits variation and supply-demand analysis in the electricity market in future.

Key Words : Pool Price, Reserve Margin, Revenue, Capacity Investment

1. 서 론

최근 우리나라는 한전의 발전부분을 6개의 발전회사로 분리하여 경쟁체제를 도입하였으며, 시장운영 초기단계로 제한 경쟁인 발전비용기준 입찰(Cost Base Pool)을 수행하고 있다. 앞으로 도매경쟁단계가 도입되면 발전회사는 시장에서 자율적인 가격입찰에 의해 정해진 거래시간대별 입찰가격과 전력 거래량을 기준으로 전력을 거래하게 된다.[2]

전력시장에서 경쟁도입은 국가의 전력수급 정책에도 커다란 변화가 예상된다. 지금까지는 단일전력회사에 의한 운영으로 발전설비 투자에 대한 보상이 적정원가를 고려한 전기요금에 의해 회수할 수 있었다. 이에 따라 국가가 장기전력수급계획을 수립하고 한전이 건설하여 적정 전력수급이 유지되었다. 경쟁시장이 도입되면 발전사업자는 건설투자비와 관계없이 시장에서 결정된 가격으로 보상이 이루어지며, 시장가격 형성에 따라 발전설비 투자에 대한 비용회수가 달라지게 된다. 발전사업자는 시장가격 변화에 따라 사업수익에 큰 영향을 미치므로, 미래의 Pool시장의 수급상황과 시장가격의 변화에 관심을 갖게 된다. 경쟁체제에서 발전사업자가 신규발전설비 투자를 결정하기 위해서는 설비투자에 따른 시장가격의 변화, 발전설비 이용률 등에 의한 수익분석이 필요하게 된다. 따라서, 정부차원의 전력수급 확보를 위해 지금까지 추진한 장기전력수급계획은 더 이상 발전사업자에게 강제할 수 없게 된다. 향후의 전력수급은 시장에서 발전사업자가 자율적으로 계획한 설비투자로 결정되는 메커니즘으로 변화할 것이다[2].

위와 같이 현재와 미래의 시장가격은 발전사업자의 수익을 결정하는 요인이며, 신규발전설비 투자를 유도하는 신호로 작용한다. 따라서, 미래의 시장가격분석에 바탕이 되는 Pool가격수준과 발전사업자 전원별 수익의 상관관계 분석은 발전사업자의 투자타당성 확보와 수익분석을 위한 기준이 된다.

경쟁전력시장에서 시장가격 결정에 요인이 되는 주요 변수와 이를 이번 연구에서 적용하는 방향은 다음과 같다.

- 가용설비용량 : 발전기의 유지보수와 사고정지를 고려.
- 부하수준 : 여기서는 부하수준이 해당 시간대의 시장가격을 반영한 것으로 간주하여 가격에 따른 부하변동(가격탄력성)을 고려하지 않음.
- 전원 Mix 변화 : 기저, 중간, 첨두용 전원구성과 시간별 부하패턴에 따라 시장가격이 변함. 여기서는 예비율 변화에 따른 분석으로 전원Mix는 일정한 것으로 설정.
- 시정설계 및 가격결정 메커니즘 : 시장안정을 위한 Price Cap(수요반응에 따른 Cap포함)을 고려한 시장설계 기준.

이번 연구에서는 미래의 부하수준의 변화와 발전설비용량의 변화 중에서 이 두가지를 종합한 예비율의 변화를 기준으로 SMP와 공급지장을 분석하고, 이번 연구에서 제시한 시장가격 분석기법에 도입하여 예비율의 변화에 따른 시장가격 변화와 전원별 수익을 분석하였다.

2. 시장가격 메커니즘과 공급비용

2.1 시장가격결정 메커니즘

시장가격 결정은 시장설계에 따라 달라지나 기본적인 가격 결정개념은 거의 같다. 그림 1은 일반적인 시장가격 결정의 개념을 나타낸 것이다. 그림에서 발전(공급)곡선은 기동정지 등에 따라 약간 달라질 수 있으나, 가용발전자원을 기준으로

* 正 會 員 : 韓 國 電 氣 研 究 院 先 任 研 究 員

** 正 會 員 : 慶 北 大 學 工 大 電 子 電 氣 工 學 部 教 授 · 工 博

*** 正 會 員 : 韓 國 電 氣 研 究 院 責 任 研 究 員, 室 長

接 受 日 字 : 2001 年 10 月 23 日

最 終 完 了 : 2002 年 4 月 17 日

하면 일정한 형태이다. 이에 반하여 수요곡선은 시간대별 수요의 가치가 달라지므로 변한다. 따라서, 시간별 수요곡선의 변화로 시장결정가격이 시간별로 변하게 된다.

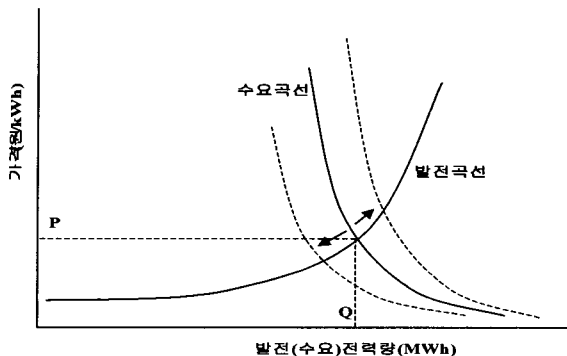


그림 1 시장에서 가격결정 개념
Fig. 1 Price determination in the electricity market

전력은 다른 재화와는 달리 저장과 대체가 곤란하고 시장가격이 상승하여도 소비억제를 위한 신호제공이 어려우므로 (대수용가의 장기계약과 소규모 수용가의 요금제도 등) 가격탄력성이 낮다. 이에 따라 수요에 대한 공급부족이 예상되면 발전사업자는 공급곡선을 변동하여 Pool가격의 상승을 유도한다. 이번 연구에서는 시장가격을 예측하기 위하여 완전경쟁 전력시장을 가정하며, 단합 등에 의한 시장왜곡은 고려하지 않는다. 따라서, 발전사업자는 공급부족이 예상될 경우에만 발전공급곡선을 가격상한까지 응찰하는 것으로 가정한다.

2.2 우리나라의 발전비용곡선

경쟁시장에서 발전사업자는 발전기의 변동비용보다 높은 시장가격에서는 전력공급에 따른 수익이 발생하므로 한계가격인 변동비용을 기준으로 입찰하게 된다. 변동비의 대부분은 연료비용이므로 Pool시장가격은 연료비용에 따라 민감하게 반응한다. 따라서, 연료비용 변동은 Pool가격에 많은 영향을 주며, 발전설비의 고정비용 회수에도 영향을 준다.

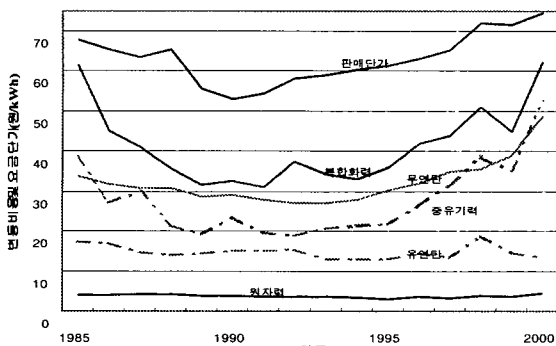


그림 2 전원별 연료비 단가 추이
Fig. 2 Historical generator variable cost by fuel-type

그림 2는 '85년부터 현재까지 발전연료비 단가의 변동추이를 나타낸 것이다. 그림에서 석유와 LNG가격 변화는 크나 유연탄과 원자력은 가격변화가 상대적으로 적은 편이다. 발전연료비가 가장 낮은 해는 '90~'95년이며, 2000년에는 중유

와 복합화력의 발전연료비가 95년의 2배 이상으로 상승되었다. 발전사업자는 시장결정가격을 기준으로 비용을 회수하며, 유연탄과 원자력 등 기저발전기는 시장결정가격이 발전연료비용보다 높은 시간대에서 차이만큼 고정비용을 회수하게 된다. 이에 따라 전원별 연료비용의 차이가 커질수록 기저발전기의 수익이 높아진다. 이와 같이 석유가격의 변화는 석유를 사용하지 않는 기저발전기의 수익까지 영향을 미치게 되므로 미래의 시장사격분석에서 연료비용의 가정이 중요하다.

석유가격이 높게 형성된 2000년 연료비를 기준으로 Pool가격을 분석하면 한계비용이 높게 산정되므로 장기Pool가격 예측에는 이를 감안하여야 한다. 최근 EIA등의 연료가격 예측자료에는 향후 석유가격이 2000년 대비 약간 하락할 것으로 전망하고 있다. 따라서, 본 연구에서는 시장분석을 위한 연료가격시나리오를 시나리오A와 시나리오B)로 설정하여 분석하였다. 또한 용량보정²⁾도 고려하였다. 이를 이용한 시나리오A 및 시나리오B의 공급비용 곡선은 그림 3과 같다.

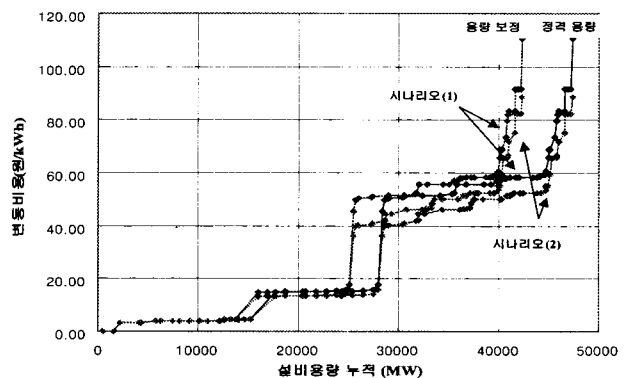


그림 3 발전 공급비용곡선(2000년 기준, 양수발전 제외)
Fig. 3 Supply cost curve (installed capacity, 2000)

그림에서 발전기 원별이 변하는 구간에는 사용연료 변동으로 비용곡선이 급격하게 변한다. 이러한 급격한 비용변동 구간에서 수급이 결정될 경우에는 발전사업자와 판매사업자는 시장가격 변화에 민감하게 반응할 것이다.

3. 예비력에 따른 Pool시장가격과 수익 분석

3.1 한계발전비용과 시장가격

시장에서 한계비용에 따른 시장가격 평가와 발전기 수익산정은 발전사업자의 고정비 회수분석과 미래의 설비투자계획 수립에 매우 중요하다. 한계비용과 시장가격사이에는 미래의 수급상황이라는 변수가 작용한다. 전력수요에 충족할 수 있는 충분한 발전예비력을 보유하면 시장가격은 완전경쟁으로 발전기의 한계비용으로 정해지나, 예비력 부족이 예상되거나 발전사업자의 시장지배력이 형성될 경우에는 시장이 허용하는 최대가격으로 입찰하여 한계비용보다 높은 시장가격이 형

- 1)시나리오A는 2000년의 연료가격 실적 적용, 시나리오 B의 연료가격은 시나리오A 대비 석유는80%, LNG는 90%, 국내탄 연료가격은 보조금으로 처리하여 50%로 설정.
- 2)발전기 투입은 보수정지기간에는 이루어질 수 없으므로 용량보정은 발전기용량에 보수정비에 따른 확실적인 용량감소를 적용.

성된다. 따라서, 시장가격의 예측에는 각 발전기의 한계비용과 예비력 평가가 동시에 이루어져야 한다.

현재 CBP운영단계에서는 시간대별로 투입되는 발전기 중에서 가장 비싼 한계발전기의 발전비용(연료비용)으로 시장가격을 결정하고, 용량요금으로 설비비용의 일부를 보상하고 있다. 그러나, CBP시장은 향후 도매경쟁시장을 위한 한시적인 초기시장이며, 앞으로 도매경쟁과 양방향 입찰을 수행하면 시장가격구조는 달라진다.

도매경쟁시장이 도입되면 발전기별로 가격을 입찰하여 시간대별로 수요-공급 곡선이 만나는 점에서 시장가격이 결정되어 거래하게 되며, 발전사업자의 설비비용은 시장결정가격과 발전기의 변동비용과의 차이에서 회수하는 메커니즘으로 운영하게 된다. 공급곡선이 한계연료비용 곡선이면 시장가격은 시간대별 한계비용인 SMP로 결정된다.

일반적으로 전력시장에서 수요곡선은 가격탄력성을 갖기가 매우 어렵다. 수요에서 가격탄력성을 갖기 위해서는 모든 수용가가 실시간요금(RTP)을 적용하고, 가격정보가 수용가에게 실시간으로 제공되어야 한다. 그러나, 전력판매에서 RTP를 적용하기에는 많은 제약이 있으므로 대규모수용가 등에 제한적으로 적용될 것이다. 따라서 가격에 대한 수용가측 반응은 수용가와 계약한 차단가능부하 계약과 DLC(직접부하제어), 대규모 수용가의 실시간 요금적용 등으로 한정되어진다. 전력분야의 수요에 대한 가격탄력성이 적으므로 시장가격은 공급곡선에 의존하여 결정된다.

시장가격은 공급이 충분하면 한계비용으로 결정되어지나, 공급이 부족할 경우에는 공급비용을 한계비용 이상으로 높게 되며, 최대한의 공급비용은 수용가가 감당할 수 있는 수용가 기회비용 또는 손실비용까지 가능할 것이다. 이를 반영한 시장가격 산정은 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$MCP_t = (1 - LOLP_t) \cdot SMP_t + LOLP_t \cdot UC \quad (1)$$

- SMP : 거래기간 동안의 한계비용
- LOLP: 거래기간 동안에 수요가 공급력을 초과할 확률
- UC : 시장에서의 최대허용가격(Price Cap)

UC는 영국에서 사용하는 VoLL(정전의 사회적 손실비용)과 비슷한 개념이다[6]. 위의 식에서 시장가격 산정에는 SMP와 해당시간대의 공급력 과부족에 의한 공급지장을 평가하여야 한다. 공급지장이 없는 시간대에는 발전력이 충분하여 시장가격이 SMP로 형성되나 공급지장이 발생하면 시장가격은 최대허용가격인 UC까지 높아지게 된다. t 시간의 LOLP는 해당시간대 가용설비와 설비의 고장정지율에 의해 산출된다.

경쟁시장에서 모든 시간대에 SMP로 시장가격이 결정되면 각 발전기는 충분한 고정비용 회수가 이루어지지 못하게 되므로 전력시장에서는 기회비용적인 시장가격이 일정수준 이상 포함되어야 한다. 이러한 기회비용적인 가격은 적정 공급예비력 이하의 수준에서 가격 Spike형태로 나타나며, 신규발전설비 투자에 대한 신호로 작용하게 된다.

이 논문에서 시장가격산정은 미래의 발전설비 공급력과 부하수준에 따른 예비력의 변동을 가정하고, 이를 바탕으로 시장가격을 도출한다. 발전기의 공급력에는 발전기 예방정비와 사고에 의한 비가동 확률이 고려된다. 예방정비는 각 월별로 최대부하와 발전설비를 고려하여 균등한 공급예비력이 되도록

예방일수에 따른 분산예방정비를 실행하는 것으로 고려하여 정비비용에 의한 설비용량 감소로 처리한다. 발전기 사고정지는 확률개념을 적용하여 고려한다. 부하수준을 변화시켜 나타나는 예비력 변화에 따른 공급력부족은 각 시간별로 공급예비율과 LOLP를 평가하여 해당시간대 공급력부족의 지수로 고려한다. 이를 위하여 본 연구에서는 새로운 프로그램을 작성하지 않고 시간별 연간발전계획 모형인 Powrsym을 이용하여 한계비용과 공급력 부족을 분석하였다.

각 시간대별 SMP, LOLP, 산정은 발전비용 시뮬레이션 모형인 Powrsym을 사용하여 산정하였다. UC설정에 따라 발전사업자의 수익도 달라지며, 발전사업자의 수익을 얻을 수 있는 적정 예비력 수준도 달라진다. 이번 연구에서는 미국, 영국 등의 자료와 Price Cap수준 등을 고려하여 UC를 2000원/kWh로 설정하였다. 현재 우리나라의 TWBP시장에서는 Price Cap에 대한 적용을 고려하지 않고 있으나 초기시장 안정을 위한 Price Cap도입과 적용수준에 대한 검토가 필요하며, 경쟁시장에서의 시장반응을 분석하여 우리나라의 경제상황에 맞는 수준의 산정이 필요하다.

3.2 공급예비력 분석

예비력에는 설비예비력과 공급예비력을 사용한다. 한전에서 정보로 제공하는 예비율은 연중 최대부하시점에서의 설비용량과 최대부하의 비율로 계산된 연도별 설비예비율, 최대부하시점에서 공급능력(유지보수 및 고장발전기 제외)과 최대부하의 비율로 계산된 공급예비율을 제공하고 있다.

시장가격 결정에 있어서 공급능력은 최대부하시간대의 공급능력도 중요하지만 1년의 모든 시간대에 대하여 모두 평가하여야 한다. 이번 연구에서 가정한 주별 가용부하와 설비용량, 공급용량 등은 그림 4와 같다. 그림에서 52주의 주별 최대부하는 주별로 다르며, 여름철 최대부하를 기점으로 좌우로 낮아지게 된다. 이에 반하여 설비용량은 거의 일정하다. 따라서, 한전은 발전기의 유지보수를 부하가 낮은 봄가을에 집중적으로 실시하여 주별 공급예비율을 가능한 균등화하고 있다

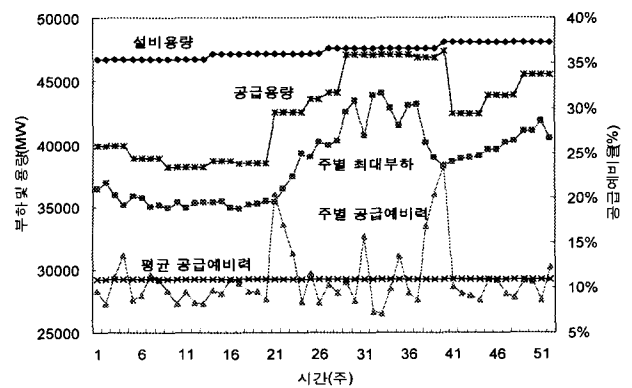


그림 4 유지보수에 따른 예비율 변화
Fig. 4 Weekly Reserve Margin

발전기 보수고려를 위하여 이번 연구에서는 발전기 보수를 분산하여 공급력을 평균화한다고 가정하였다. 주별 평균화에 따라 산정한 52개주 각각의 공급예비율을 평균한 공급예비율은 10.86%이며, 연간 최대부하시점인 33주째의 공급예비율은

7.05%, 설비에비율은 8.12%이다.

공급용량 결정은 각 월별(4주)의 보수를 설정함에 있어서 월별 공급예비력이 균등화 되도록 보수율을 조정하였으며, 설정방법은 다음과 같다.

$$SC_k = \sum_i \{GC_i \times (1 - GM_i \times MT_k)\} \quad (2)$$

SC : 주별 총 가용공급 용량

k : 1~52주에 대한 첨자

GC : 발전기의 설비용량

GM : 발전기의 연간 보수율=연평균 보수일수/365

MT : 주별 보수가중치, $(\sum_{k=1}^{52} MT_k) / 52 = 1.0$

주별 보수가중치는 설비용량과 주별 최대부하를 고려하여 균등화하였으며, 1달에 대하여 일정한 보수를 적용하기 위하여 4개 주를 묶어서 같은 보수가중치를 적용하였다.

위의 그림에서 같은 설비용량에 대해서도 연간 부하패턴에 따라 공급능력이 달라지며, 따라서 시장가격도 달라진다. 이러한 관점에서 설비에비율에 따른 시장가격보다는 공급예비율 관점에서 시장가격을 분석하는 것이 바람직하며, 공급예비율도 최대부하 시점보다는 연간평균을 적용하는 것이 시장가격과의 관계를 도출하는데 중요하다.

3.3 예비력에 따른 LOLP변화

LOLP는 공급과 수요의 불균형에 따른 공급지장을 나타낸 것이며, 미래의 공급부족 발생확률을 나타내는 것이다. 미래의 공급설비는 불확실성이 존재하며, 수요에 대해서도 예측에 따른 수요예측 확률분포가 존재한다. 이러한 수요와 공급에 대한 불확실성을 모두 고려한 LOLP산정은 매우 어렵다. 따라서, 전력수급에 있어서 LOLP산정은 유지보수에 따른 비가용을 고려한 발전설비와 수요가 정해진 것으로 보고, 발전기의 고장정지 확률에 의해 공급이 수요를 만족하지 못하는 확률을 평가하는 것이다.

그림 5는 부하시나리오에 따른 설비에비율과 이에 따른 LOLP분석을 나타낸 것이다. 한전에서 발표하는 예비율은 최대부하시점의 예비율이다. 여기서는 52주에 대하여 예비율을 모두 분석하였으며, 다음과 같이 정의하였다.

- 설비에비율: 최대부하 시점 설비용량과 최대부하에 의한 예비율(기존과 같음)
- 공급예비율: 최대부하시점의 공급력(발전기 보수정지를 제외)에 따른 예비율(기존과 같음)
- 평균예비율: 52개 주별 공급예비율(주별 공급력과 주별 최대부하의 비율)의 평균값

최대부하시의 공급예비율은 일반적으로 연간 가장 낮은 공급예비율 시기이므로 앞의 그림 4에서와 같이 최대부하시점에서 공급예비율보다 연평균 공급예비율이 높다.

그림에서 LOLP는 지금까지 전원계획 분석에서 나타나는 설비에비율 16%에서의 LOLP 0.5일/년 수준과는 많은 차이가 발생한다. 이는 전원계획에서는 등가부하지속곡선(LDC)을 사용하고 있으며, 논문에서는 8,760시간의 시간별 부하를 적용하여 상세한 분석을 수행하는 분석차이에 따른 것이다. 또한, 입력자료를 전원계획에서 적용한 발전기사고율보다 낮게 설정하였다(원자력발전의 이용률향상과 정격용량보다 5%출력

증대도 고려). 따라서, 전원계획(WASP)에서 분석한 예비력에 따른 LOLP수준보다 이번 논문에서 시간별로 분석한 LOLP 경우가 낮게 도출되었다.

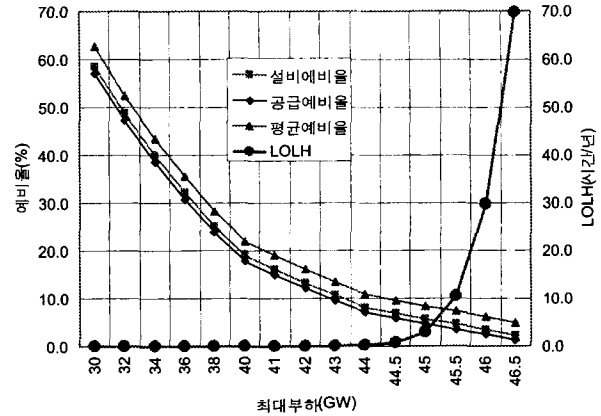


그림 5 부하증가에 따른 예비율과 LOLP 분석

Fig. 5 Reserve margin and LOLP when load increase

3.4 예비력에 따른 시장가격 분석

미래의 시장가격 분석은 예측된 수요에 대하여 이를 충족하는 다양한 발전설비 구성시나리오별로 시장가격을 분석하는 것이다. 전원계획은 예측된 미래의 수요를 충족하는 발전설비계획이다. 이러한 관점에서 주어진 수요를 만족하는 다양한 발전설비시나리오별로 시장가격을 분석하는 것이 일반적이다. 그러나, 미래의 설비구성조합은 무수히 많이 발생하며, 이러한 시나리오에 대하여 모두 시장가격을 분석하는 것은 어려우며, 산출된 시장가격에 대한 분석의의도 낮아진다.

시장가격 변동의 주요 요소에는 발전설비의 전원구성에 따른 공급비용 곡선의 변화와 충분한 공급력을 가지고 있는지의 여부에 따라 달라진다. 이 중에서 발전설비의 전원구성 변화도 많은 조합을 가지게 된다. 따라서, 이번 연구에서는 발전설비의 전원구성비를 변화는 고려하지 않는다.

공급력의 변화를 주기 위해서는 주어진 수요에 대하여 발전설비의 변화를 주는 것이나, 다양한 발전설비 조합이 존재하므로 단계별로 공급력을 변화시키기 어렵다. 이번 연구는 공급예비력의 변화에 관점을 두고 있으므로 발전설비의 변화에 대응하는 수요의 변화를 적용함으로써 예비율을 변경시키고, 예비율의 변화에 따른 시장가격 효과를 분석하였다. 이는 발전력의 변화는 모든 발전기에 대하여 변동을 주어야 하는 반면에 수요변화는 단일 수요 값의 변화를 적용함으로써 가능하기 때문이다. 이번 논문에서는 예비력 변화에 따른 시장가격과 발전사업자 수익변화를 분석하기 위한 것이다. 이를 위하여 시장가격 분석기법과 이를 이용한 발전사업자 수익분석을 수행함으로써 알고리즘의 유용성을 확인하고자 하였다.

앞에서 제시한 시장가격 산정알고리즘을 사용하여 국내시장에 적용한 시간대별SMP 및 LOLP산정과 이에 따른 시장가격 및 발전기별 수익분석을 수행하였다. 시산을 위하여 발전설비는 2000년도 발전설비구성(46,952~48,282MW, 여름피크시47,782MW)을 사용하였다. 시산에서는 향후의 발전설비가 현재의 전원구성비로 이루어진다고 가정하였으며, 이에 따라 앞에서 설명한 바와 같이 수요변화를 이용하여 예비율의

변화를 적용하였다. 그러나, 미래의 전원구성 시나리오를 이용하여 다양한 전원구성에 따른 수익변화도 위의 알고리즘을 이용하여 산정할 수 있다.

예비력에 변화에 따른 분석을 위하여 '99년 부하패턴에 최대부하를 30GW~46.5GW까지 15개 부하수준시나리오를 설정하여 부하수준을 변화시켰으며, '99년 최대부하와 부하시나리오 최대부하의 비율로 시간별 부하를 조정하여 시나리오별 부하곡선을 사용하였다. 발전기 보수는 월별 최대부하와 예비력, 공급지장 등을 고려하여 보수를 배분하였으며, 각 시나리오별로 동등하게 분석하기 위하여 보수를 같은 수준으로 고정하였다.

그림 6은 위에서 정의한 식으로 구성한 시장가격 분석모형으로 8,760시간에 대하여 시장가격을 분석한 결과이다. 그림에서 공급예비율이 낮아짐에 따라 시장가격이 상승함을 알 수 있다. 공급예비율이 10%이하의 시점에서는 점차 발전기의 한계비용보다 시장의 기회비용 형태로 가격형성이 변모함을 알 수 있다.

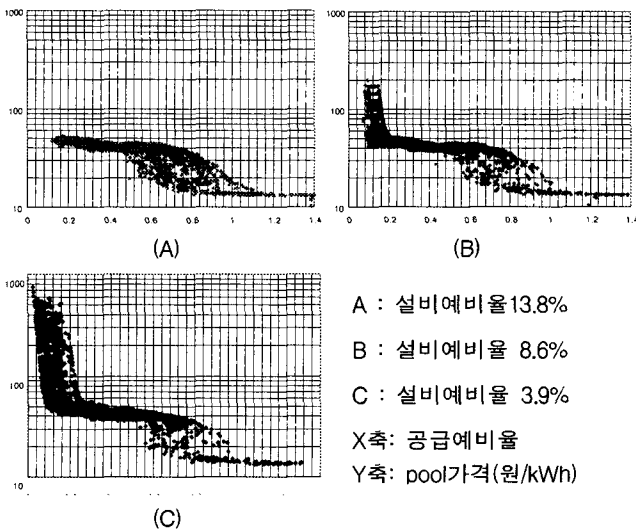


그림 6 예비율에 따른 Pool가격분포
 Fig. 6 Pool price distribution (X: supply reserve, Y: pool price)

시산에서 적용한 발전기 사고율, 원자력 출력 5%증가반영 등을 기준으로 분석한 결과, 예비율이 현재 적정수준보다 낮아야 기회비용의 시장가격이 형성(그림 5의 8.6%)되며, 지금까지 WASP에서 제시하는 적정 설비예비율인 15%이상에서는 시장가격에서 기회비용이 나타나지 않아 충분한 발전기 설비비 회수가 이루어질 수 없음을 알 수 있다

3.5 전원별 수익과 발전사업자 수익영향

다음은 시장가격 변동에 따라 전원별 수익과 발전사업자의 수익을 분석한다. 표 1은 각 전원별로 건설비투자 및 운전유지비등에 의해 요구되는 고정비수준이다.

표 1 전원별 고정비용
 Table 1 Fixed cost by generation-type

전원	원자력	유연탄	국내탄	중유	복합화력
고정비 (천원/kW년)	235	170	280	130	95

주) '99년 불변가격 : 투보율8%, 환율 1,100원.

발전사업자는 시장가격에 따른 전력판매에서 변동비용(연료비) 뿐만 아니라 고정비용도 회수하여야 시장에 참여할 수 있게 된다. 각 발전기의 연간운영에 따른 수익분석을 위하여 시간별 한계비용, LOLP등에 따른 시간별 시장가격 산출과 해당시간대 발전기의 발전량 등을 이용하여 각 발전기의 연간 총수입을 산출하였다.

$$R_i = \sum G_{i,t} \times MCP_t \quad (\text{천원}) \quad (3)$$

$G_{i,t}$: i 발전기의 t 시간대 발전량(MWh)

MCP_t : t 시간대의 Pool시장가격(원/kWh)

발전기의 고정비수입은 시간별 시장가격에 발전기의 변동비용을 제외한 가격으로 다음과 같다.

$$FRR_i = (R_i - FC_i - SC_i) / GCAP_i \quad (4)$$

FRR_i : i 발전기의 고정비수입

R_i : 연간총수입

FC_i : 발전기 연료비용

SC_i : 발전기 기동정지비용

$GCAP_i$: 발전기 용량

이에 따른 부하시나리오 및 연료가격 시나리오에 따른 전원별 고정비용 회수 분석은 그림 7, 그림 8과 같다. 그림에서 화살표는 해당전원이 고정비용 회수를 위해 연간 필요로 하는 소요수입을 나타낸 것이며, 발전기는 이를 상회하는 고정비수입을 유지하여야 전력시장에 참여할 수 있게 된다.

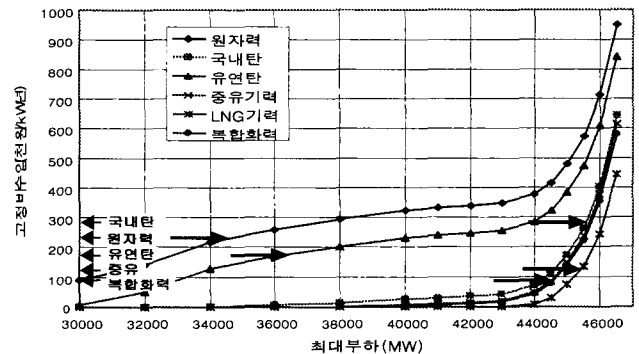


그림 7 발전 전원별 고정비 수입(연료시나리오A)
 Fig. 7 Revenue by change in reserve margin (scenario A)

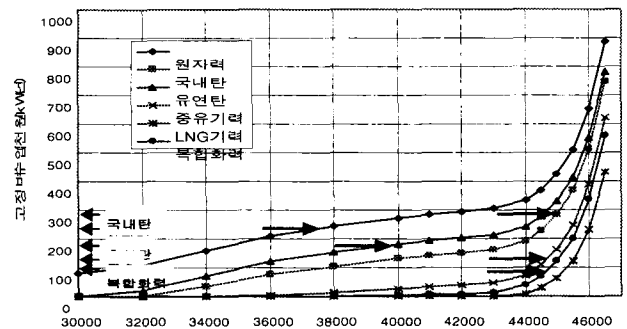


그림 8 발전 전원별 고정비 수입(연료시나리오B)
 Fig. 8 Revenue by change in reserve margin (scenario B)

그림에서 연료시나리오B의 경우에 최대부하가 40GW(예비율 20%수준)이면 원자력, 유연탄 등은 필요한 고정비용을 모두 회수할 수 있으나, 중유 복합화력 등은 44.5~45GW 이상이어야 가능하다. 이 범위는 평균 공급예비율이 10%, 공급지장이 5시간/년 이상이 발생되어야 설비비용 회수가 가능하다는 것을 보여준다. 연료시나리오A의 경우에는 연료가격 상승에 따라 상대적으로 연료비가 낮아진 기저설비인 원자력과 유연탄은 수익이 증대되나, 그 외의 설비는 수익이 악화됨을 알 수 있다. 국내탄의 경우에는 연료비용에 보조금을 적용할 경우에 고정비수익 증대와 시장가격 안정의 효과를 볼 수 있음을 알 수 있다. 그림 8에서 원자력과 유연탄의 고정비 회수차이는 85~95원/kW년으로 실제 고정비용의 차이인 65원/kW년 보다 높은 수준이다. 따라서, 전원별 고정비용을 기준으로 할 경우에 원자력이 유연탄보다 경제성이 높음을 알 수 있으며, 유연탄화력의 수익성도 높음이 분석되었다.

다음은 앞에서 분석한 전원별 수익을 바탕으로 현재 우리나라의 발전사업자에 대한 수익을 분석한다. 우리나라는 6개 발전사업자로 나누었으며, 이 중에서 1개 사업자는 원자력과 수력을 소유한 발전사업자이고 나머지 사업자는 석탄화력, 기력, 복합화력 및 양수발전기를 가지고 있다. 이번 논문에서 수력/양수 발전소는 수력자원과 양수발전소 운영에 따라 수익이 달라지므로 수익분석에서 제외하였으며, 원자력발전소를 갖는 발전사업자에 대해서도 특정 발전전원을 주로 보유하고 있어서 위의 전원별 분석과 같으므로 제외하였다.

표 2 발전사업자의 전원구성

Table 2 Fuel-Type by Generator

전원	A사	B사	C사	D사	E사
석탄	2,000	3,000	1,500	3,240	2,000
국내탄	66	400	400	325	100
유류기력	1,400		1,800	500	610
LNG기력		1,538			
복합화력	2,280	1,200	2,100	900	1,800
계	5,746	6,138	5,800	4,965	4,510

주) 수력, 양수, 원자력은 제외

원자력을 제외한 나머지 발전사업자의 전원은 현재 다양하게 구성되어 있으며, 상업운전시기도 다양하다. 이에 따라 각 발전기별로 설비가격, 상각금액, 열효율 등이 각각 다르며, 이러한 것을 종합적으로 고려하여야 한다. 여기서는 기본적인 발전사업자별 분석방안으로 수명기간동안 각 발전기의 균등화 가치는 같다고 가정하여 전원별 수익차이에 따른 전체적인 수익변화를 분석하였다.³⁾

발전사업자의 수익은 전력판매 수입과 소요비용(설비감가상각비, 자본수익, 운영비용, 연료비용 등)의 차이에 의한 순수익을 평가하여야 한다. 그러나, 실제 소요비용은 각 발전기의 상각비용, 자산가치 등에 따라 달라지므로 개개의 발전기마다 실제 소요비용이 다르다. 이를 모두 반영하여 실제수익을 분석하는 것은 불가능하며, 여기서는 발전사업자의 향후

3) 여기에서 제시한 발전사업자의 수익은 양방향 입찰시장을 도입하여 완전경쟁일 경우의 수익분석이므로 현재 CBP단계에서 각 발전사업자의 수익과는 개념과 결과에서 차이가 있다.

투자관점에서 수익을 평가하는 것이다. 따라서, 수익분석을 위한 소요비용은 각 전원별 균등화비용을 적용하였다.

다음의 그림 9, 그림 10은 각 전원별 고정비수익을 기준으로 분석한 발전사업자별 고정비 수익과 필요수입액과의 관계를 나타낸 그래프이다.

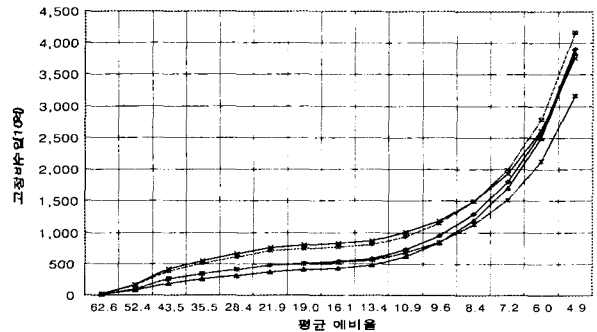


그림 9 설비예비율에 따른 고정비 수입변화
Fig. 9 Trend of fixed revenue by reserve margin

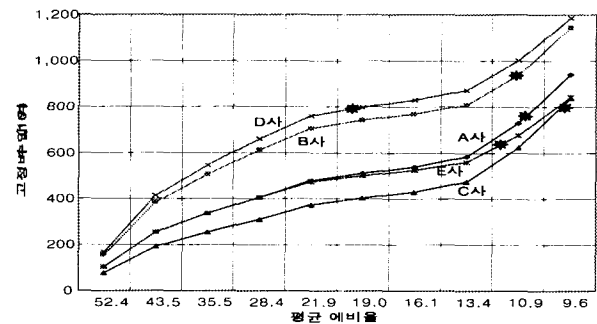


그림 10 발전사업자별 수입액(그림9 상세)
Fig. 10 Trend of fixed revenue by generator

그림에서 D사의 경우에는 평균예비율 19%이하에서 충분한 수익을 도달할 수 있으나, 나머지 발전사업자에 대해서는 11~12%이하가 되어야 필요수입액을 충족할 수 있다. 이는 D사는 상대적으로 기저설비인 유연탄화력을 많이 보유하고 있어 수익 측면에서 유리함을 나타내며, C사의 경우에는 설비용량 보유 측면에서는 상위이나, 보유중인 설비 중에서 분석가정을 기준으로 수익이 낮은 복합화력과 중유기력의 비중이 높아서 가장 낮은 수익률을 보인다. 따라서, 경쟁시장 초기에는 발전사업자간의 전원구성비 차이에 따른 수익률 변화를 고려하여야 한다.

3.6 시장메커니즘 도입에 따른 수급영향

지금까지의 분석에서 시장가격에 발전기의 한계비용과 공급지장이 영향을 주며, 같은 예비율에서도 유가변화가 다 전원(원자력, 유연탄)등의 수입에 영향을 주는 것으로 분석되었다. 또한, 예비력이 높아지면 첨두부하 설비의 고정비의 회수 불가능이 발생하며, 고정비용 회수를 위한 예비율 하락은 시장가격 급등과 가격spike가 발생하게 된다. 시장을 분석한 결과 시장경쟁 도입에서 시장가격 안정과 수급안정을 위해 고려하여야 할 사항으로는 다음과 같다.

- 용량요금: 첨두설비의 고정비회수 및 수급안정 등을 고려하여 용량요금 또는 이와 유사한 제도(배전사업자의 용량 확보 의무)의 도입이 필요
- 환경부담금: 기저용설비와 중간/첨두 설비의 수익차이를 환경관점에서 고려하기 위하여 전체 평균kWh당 환경배출량(CO₂, SO_x, NO_x 등)과 개별발전기의 배출량 차이에 대해 환경부담금인 페널티(또는 인센티브)를 부과하여 LNG복합발전의 환경편익을 보상하여 단일전원 발전사업자의 수익 균형 및 환경개선
- 국내탄 연료의 보조비: 국내탄발전소가 시장에 참여하기 위해서는 연료가격의 일부 보전에 의한 Pool가격안정과 국내탄 발전의 고정비 회수를 지원.
- 시장지배력 평가: 시장경쟁력 유지하고 감시하여 시장가격의 왜곡을 막는 정책방향 수립이 필요.

4. 결 론

이번 논문에서는 예비력수준에 따른 공급시장과 Pool가격의 변화를 분석하고, 이에 따른 발전사업자 고정비 회수와 수익을 분석하였으며, 다음과 같은 결론을 도출하였다.

- 경쟁시장에서 Pool가격과 전원별 고정비수입은 1차 적으로 공급예비력에 영향을 받으며, 전원별 발전단가의 차이에 의해서도 큰 영향을 받는 것으로 분석되었다.
- LOLP 및 SMP를 이용한 시장가격 분석은 결과비교 대상이 없으나, PJM의 예비율에 따른 시장가격 패턴과 비교할 경우에 적절한 계수선택으로 미래의 시장가격 분석과 발전사업자 수익분석에 활용될 수 있음을 발견하였다.
- 이번 논문에서 제시한 알고리즘을 개량하고, 보조서비스 제공에 따른 수익을 고려할 경우에 앞으로 실제 Pool시장 운영결과와 보정을 통하여 시장에측에 활용이 가능할 것으로 예상된다.
- 여기에서 제시된 기법을 이용하여 발전사업자의 수익을 분석할 경우에 발전사업자의 수익불확실성을 예측할 수 있으므로 시장수급에 맞는 설비투자가 이루어질 수 있을 것이다.
- 유연탄화력의 수익과 LNG복합 등 첨두부하의 수익차이에 대한 상호보전을 위해서는 각 발전기의 환경배출량(예: 탄소배출)에 따른 환경부담금을 고려가 필요하며, 이에 대한 상세한 분석이 요구된다. 또한, 무연탄 보조금은 외부요인으로 고려하여 시장가격결정에서 배제함으로써 시장왜곡을 막을 수 있는 것으로 평가되었다

이러한 결과는 설비공급에 따른 미래의 시장가격분석, 발전사업자 수익분석 등을 위한 자료로 활용될 수 있으며, 발전사업자가 적정 수익을 얻으면서 발전설비를 투자할 수 있는 기준마련에도 사용할 수 있다.

참 고 문 헌

- [1] 한국전력공사, "연간발전계획모형 사용설명: Powrsym+", 1992. 11
- [2] 한국전력거래소, "TWBP 시장운영규칙", 2001.
- [3] 한국전력공사, 장기전력수급계획 경제성 평가자료, 1999.
- [4] Joel B Klein, "Market Clearing Price Forecast for the

California Energy Market : Forecast Methodology and Analytical Issues", CEC, pp15-21, 1997. 12

- [5] Rajat Deb, Richard Albert and Nicholas Brown, "How to Incorporate Volatility and Risk in Electricity Price Forecasting", LCG Consulting, 2000. 3
- [6] OFFER, "Pool Price Decision Document", OFFER, 1999.5
- [7] E7, "E7 Guidelines for the Pooling of Resources and the Interconnection of Electric Power System", RECI Working Group, 2000. 9
- [8] GE Power Systems Energy Consulting, "PSEC Solution", GE, 2000 10
- [9] 김창수, 이창호, 백영식, "경쟁전력시장에서 시장기능에 의한 예비력확보를 위한 용량요금과 신뢰도 관계", 대한전기학회 춘계학술대회논문집, pp49-52, 2000. 5. 20

저 자 소 개



김 창 수 (金 滄 守)

1960년 7월 28일 생. 1987년 2월 경북대 공대 전기공학과 졸업. 1990년 2월 동대학원 전기공학과 졸업(석사). 2001년 2월 동대학원 박사과정 수료. 1989년~1994년 한국전기연구소 연구원. 1994년~현재 한국전기연구원 선임연구원.

Tel : 031-420-6124, Fax : 031-420-6129

E-mail: cskim@keri.re.kr



백 영 식 (白 榮 植)

1950년 7월 8일 생. 1974년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1977년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1984년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박사). 1977년 명지대 공대 전기공학과 조교수. 현재 경북대 전자전기공학부 교수.

Tel : 053-950-5602

E-mail : ysbaek@knu.ac.kr



이 창 호 (李 昌 浩)

1955년 10월 5일생. 1981년 전남대 정치학과 졸업, 1987년 부산대 대학원 경제학과 졸업(석사). 1997년 동대학원 경제학과 졸업(박사). 1996년~현재 한국전기연구원 정책연구실 실장.

Tel : 031-420-6120

E-mail : chrhee@keri.re.kr