

전력도매시장에서의 안정적 발전용량 보상을 위한 이원적 용량가격 제도 도입 방안[†]

김영산*

요약 : 한 가지의 용량가격만으로는 발전용량 설비투자에 대한 안정적 보상과 시장 기능 유지라는 두 가지 목표를 동시에 달성하기 힘들다. 본 논문은 이런 한계를 극복할 수 있도록 복수의 용량가격을 도입하여 용량가격의 비중을 높이면서 동시에 시장 기능을 유지할 수 있는 이원적 용량가격 제도를 제안한다. 즉, 현재 가스터빈 발전기를 기준으로 하면서 행정적으로 결정되는 용량가격을 그대로 유지하면서, 동시에 LNG복합발전기를 대상으로 한 제2의 용량가격을 도입한다. 이 용량요금은 더 낮은 에너지 가격 상한의 적용을 받으며, 상이한 전원들 사이의 대체관계를 고려한 수요와 용량공급 상황을 반영하도록 설계함으로써 시장 기능을 유지하게 한다.

주제어 : 전력도매시장, 용량가격, 최적전원구성

JEL 분류 : Q41

접수일(2016년 2월 13일), 수정일(2016년 3월 28일), 게재확정일(2016년 3월 29일)

[†] 본 논문은 저자가 참여한 연구보고서(한국전력, 2015) 중에서 저자가 작성한 일부 내용을 발전시킨 것임.

* 한양대학교 경제금융대학 교수(e-mail: ecyskim@hanyang.ac.kr)

Dual Capacity Price Mechanism to Provide Stable Remuneration for Generation Capacity

Yung San Kim*

ABSTRACT : Achieving the two goals of providing stable remuneration and promoting market based incentive for generation capacity with only one kind of capacity price is a difficult proposition. This paper suggests a market design in which two different kinds of capacity prices are used to achieve these goals. It maintains the current capacity price that is determined administratively based on the fixed cost of the gas-turbine generator. A second capacity price is added that covers generators with higher fixed costs and lower fuel costs such as combined-cycle gas turbine, coal-powered, and nuclear generators. This second capacity price is conditional on a lower energy price ceiling and determined by the interaction of the market supply and a demand schedule derived from the optimal fuel mixed principle.

Keywords : Wholesale electricity market, Capacity price, Cost Based Pool

Received: February 13, 2016. Revised: March 28, 2016. Accepted: March 29, 2016.

* Professor, Dept. of Economics and Finance, Hanyang University, Korea(e-mail: ecyskim@hanyang.ac.kr)

I. 서론

전력은 다른 재화와 달리 중앙에서 통제되는 전력계통에 전력을 공급하고 인출함으로써 거래가 이루어진다. 따라서 전력 도매거래는 특정한 형식으로 설계된 집중화된 전력도매시장에서 엄밀한 규정에 따라 이루어지는 경우가 많다. 우리나라에서도 전력거래소에서, 전력거래소가 정한 원칙에 따라서 전력 도매거래가 이루어진다. 그러므로 전력도매시장을 잘 설계하는 것이 효율적이고 안정적인 전력시장 유지를 위해서 필수적이다. 특히 우리나라는 전력거래소를 통하지 않는 전력 도매거래를 금지하는 소위 강제풀(mandatory pool)이기 때문에 전력거래소의 시장 설계가 그만큼 더 중요하다.

장기적으로 전력시장에 충분한 전기가 안정적으로 공급되기 위해서는 발전 설비용량에 대한 투자가 충분히 이루어져야 하는데, 이를 자원적정성(resource adequacy)이라고 부른다. 발전 설비에 대한 투자가 순조롭게 이루어지려면 투자된 발전자들이 투자비와 운영비를 보전할 수 있을 만큼 충분한 수익을 얻을 수 있어야 한다. 이를 수입충족성(revenue sufficiency)이라고 부른다. 그런데 위의 두 가지 조건, 즉 자원적정성과 수입충족성을 동시에 달성할 수 있도록 전력시장을 설계하는 것은 간단한 일이 아니다. 그 이유는 이 두 조건들이 어느 정도 이율배반적이기 때문이다. 자원적정성이 충족된다는 것은 전력시장에 공급능력의 여유가 있다는 의미이다. 그러므로 거의 언제나 공급용량이 수요량보다 크고, 이 경우에 경쟁에 의해서 한계비용 수준, 즉 한계발전기의 변동비 수준에서 가격이 결정된다. 가격이 한계발전기의 변동비에서 결정되면, 변동비가 가장 높은 첨두 발전기들은 도매가격이 자신의 변동비 이상으로 형성되는 일이 없기 때문에 가동 수익을 전혀 얻을 수 없고 따라서 고정비용을 회수할 수 있는 방법이 없게 된다. 즉 자원적정성을 위해서는 수입충족성이 필요조건인데, 자원적정성의 충족되면 수입충족성을 달성하기 힘든 시장 조건이 된다.¹⁾ 이런 문제를 해결하기 위해서 발전용량(generation capacity)에 대해서 별도로 보상을 해 주는 용량보상의 필요성이 제기되는 것이다.

이론적으로는 별도의 용량보상 없이도 발전사업자들의 수입충족성을 확보하는 방법이 있다. 전력수요가 증대하여 예비력이 일정 수준 이하로 떨어지면 가격이 한계비용보

1) 이런 문제를 ‘missing money’ 문제라고 부른다.

다 훨씬 높게 상승하는 것을 용인하는 scarcity pricing을 통하여 첨두 발전기를 포함한 모든 발전기들의 고정비용 부족분을 일거에 보전하는 방법이 있다. 실제로 2014년 이전의 영국이나 현재의 호주, 텍사스의 ERCOT은 용량보상을 별도로 제공하지 않고 발전량에 대해서만 보상하는 소위 ‘energy only’ 제도를 채택한다. 그러나 용량이 조금이라도 여유가 있는 상황에서 가격이 급등하는 것을 용인하기가 쉽지 않으며, 특히 시장에 개입할 수 있는 여러 가지 정책수단을 보유한 규제 당국 입장에서 이런 수단들을 활용하지 않고 가격 상승을 바라만 보기가 쉽지 않다. 수요와 공급의 변동이 확률적이어서, 공급 부족 사태 발생 빈도가 적절한 수준인지 아니면 시장 조작에 의해서 과도하게 발생하는 것인지 구별하기 힘들다는 것도 scarcity pricing의 적용을 어렵게 하는 요인이다. 이런 이유로 많은 국가들이 에너지 가격의 상승을 억제하는 대신에 용량에 대한 보상을 별도로 제공하고 있다. 가장 잘 알려진 용량보상 메커니즘으로는 PJM과 같이 용량시장을 운영하여 용량가격을 지급하는 방법과 우리나라에서처럼 행정적으로 결정된 용량가격을 지급하는 방법이 있다. 용량보상 메커니즘이 없던 국가들도 최근 들어서 영국처럼 새로 용량시장을 도입하거나 독일, 일본처럼 용량시장 도입을 고려하는 등, 용량보상 메커니즘 도입이 추세화하고 있다.

용량보상의 다른 중요한 특성은 에너지 가격에 대한 상대적인 안정성이다. 용량보상은 에너지 가격에 비하여 다음 두 가지 측면에서 더 안정적이다. 첫째, 대부분의 시장에서 용량보상의 가격은 연간 가격으로서 매 시간 수급에 따라서 변하지 않는다. 경우에 따라서는 연중에도 시간대별로 차별화될 수도 있지만, 이 역시 미리 정해진 공식에 따라 결정된다. 반면 에너지 가격은 시간대별로 수급 상황에 따라 변한다. 둘째, 대부분의 용량보상은 실제 가동 여부와 관계없이 가용여부에 따라 수량이 정해진다. 따라서 불의의 고장으로 가동불능이 되지 않는 이상 일정한 용량에 대해서 보상을 받는다. 에너지 가격은 실제 발전량에 대해서만 보상을 하는데, 발전량은 하루 중에도 부하수준에 따라서 변동 폭이 크다. 만약 특정 발전기의 고정비용 전체를 용량보상으로 보장받을 수 있다면 그 발전사는 가동수익의 영향을 덜 받게 되고 투자에 대한 위험도 줄어든다. 특히 우리나라에서처럼 발전사와 판매사 사이의 장기계약이 전혀 이루어지지 않는 상황에서는 시장에서 용량보상이 발전사의 수익 안정성에 기여하는 바가 크다. 물론 용량가격이 용량시장에서 결정될 경우에는 매년 용량수급에 따라서 용량가격이 등락할 수 있기 때문에 용

량가격이 완전히 고정되지는 않는다. 그럼에도 불구하고, 예측이 어려운 기후, 경기 등의 영향을 즉각적으로 받는 에너지 가격에 비해서는 상대적으로 안정성이 크다.

용량가격이 우리나라에서처럼 행정적으로 결정되면, 수급에 따른 불확실성이 완전히 배제되기 때문에 발전사들에게는 매우 안정적인 용량보상 경로가 된다. 그러나 행정적으로 결정되는 용량가격은 바로 ‘행정적’이라는 점이 동시에 단점으로 작용한다. 수요와 공급에 무관하게 결정되는 가격은 결국 가격 기능을 하지 못하기 때문이다. 행정적으로 결정된 가격이 과대 또는 과소평가되면 그로 인하여 과다 또는 과소한 용량이 시장에 진입하여 수급 불균형을 일으킬 수 있다. 이 경우 가격이 스스로 조정되어 균형가격을 찾아가는 메커니즘이 없기 때문에 시장 불균형이 장기간 지속될 수 있다. 특히 행정당국이 수급상황에 따라 민첩하게 용량가격을 조정하지 않으면, 이런 상황은 더욱 악화된다.

발전사업자에 대한 보상 중에서 에너지 가격과 용량가격의 비중을 어떻게 정할 것인지는 전력도매 시장의 설계에 따라서 달라진다. 앞에서 언급한 것처럼 용량가격을 전혀 지급하지 않고 100퍼센트 에너지 가격만 지급할 수도 있고, 반대로 용량가격을 넉넉히 지급하는 대신에 에너지 가격을 줄이는 선택도 가능하다. 그런데 우리나라처럼 용량가격을 행정적으로 결정하게 되면, 에너지 가격과 용량가격의 비중이, 전체 가격 중에서 시장에서 결정되는 부분과 행정적으로 결정되는 부분의 비중이 되기도 한다. 이 경우에 에너지 가격의 비중을 높이면 전체 보상의 안정성이 줄어드는 대신에 시장의 역할이 커지고, 반대로 용량가격의 비중을 높이면 전체 보상의 안정성이 커지는 대신에 시장의 역할이 줄어들게 된다. 이런 trade-off 관계 때문에, 발전사들에게 안정적인 보상을 제공하면서 동시에 시장 기능을 유지하는 방안을 찾는 것이 쉽지 않다.

예를 들어서 우리나라 발전부문에서 중요한 부분을 차지하는 LNG복합발전기의 상황을 보면, 현재 용량가격은 가스터빈 발전기를 기준으로 하여 LNG복합발전기의 고정비용보다 훨씬 낮은 수준에서 결정되고 있으며, 그 대신에 에너지 가격은 LNG복합발전기의 변동비보다 더 높은 수준에서 가격상한이 정해져 있다. 그 결과, 전력시장의 수급 상황에 따라서 LNG가스발전기들의 수익성이 극단적인 변동성을 보이고 있다. 전력이 부족하던 2013년 이전에는 SMP가 높게 형성됨에 따라 LNG복합발전기들이 막대한 이윤을 얻었으나, 2014년 이후 수급상황이 반전되면서 수익성이 급속히 악화되어 큰 손실을 보고 있다. LNG복합발전기 수익의 안정성을 제고하기 위해서 용량가격의 기준발전

기를 LNG복합발전기로 변경하는 방안이 제안되고 있지만, 행정적으로 보장되는 용량 가격의 비중이 높아지면 시장왜곡이 발생할 수 있다는 우려를 낳고 있다.

이처럼 현재의 단일 용량가격 제도로써는 도매시장에서 시장 기능과 안정적 보상이 라는 두 가지 목표를 동시에 추구하기 힘들다. 이는 장기계약이나 차액정산 금융계약이 불가능한 우리나라에서 안정적인 전력시장 유지에 커다란 장애로 작용하고 있으며 장기적인 자원적정성 확보에도 위협이 되고 있다. 본 논문은 이런 한계를 극복할 수 있도록 복수의 용량가격을 도입하여 용량가격의 비중을 높이면서 동시에 시장 기능을 유지할 수 있는 이원적 용량가격 제도를 제안하고자 한다. 즉, 현재 가스터빈 발전기를 기준으로 하면서 행정적으로 결정되는 용량가격을 그대로 유지하면서, 동시에 LNG복합발전 기를 대상으로 한 제2의 용량가격을 도입하되, 이 용량가격은 상이한 전원들 사이의 대체관계와 용량공급 상황을 반영하여 변동하도록 설계함으로써 시장 기능을 유지하는 방법이다. 이런 제도는 Shmuel S. Oren (2005), Chao and Wilson (2003), Crampton and Ockenfels (2011) 등이 제안한 콜옵션 계약을 이용한 용량보상 제도와 유사하지만, 전원 간 대체관계를 반영하여 수요를 결정한다는 차이가 있다.

논문의 구성은 다음과 같다. II장에서는 우리나라의 도매시장 현황과 문제점을 개괄 하고 용량가격에 대해서 현재 논의되고 있는 개선안들을 검토한다. III장에서는 새로운 대안으로서 본 논문이 제안하는 이원적 용량가격 제도를 설명하고, 이어 IV장에서 그 특 성들을 분석하여 장점과 한계를 비교한다. V장은 논문을 마무리한다.

II. 우리나라 용량가격 제도의 현황과 문제점

1. 비용기반풀(CBP) 제도의 이론적 기반

현재 우리나라에서 운용 중인 전력도매시장은 한계 발전기의 변동비에 따라 계통한 계가격(SMP)이 결정되는 비용기반풀(Cost Based Pool, CBP)로서, 모든 발전사업자가 의무적으로 참여하는 강제풀이다. 도매가격이 한계 발전기의 변동비 이상으로 오르지 못하기 때문에 scarcity pricing은 없으며, SMP만으로는 발전기들의 고정비를 보전할 수 없다. 따라서 고정비 보전을 위해서 용량가격(capacity payment, CP)을 도입하여 추가

적인 수입원을 제공한다. CP는 가동수익이 전혀 없는 침두 발전기의 고정비를 보전하는 수준에서 결정되는 것을 원칙으로 하는데, 현재는 가스터빈 발전기를 침두 발전기로 규정하고 이 발전기의 고정비를 기준으로 CP를 계산하고 있다. 이론적으로는 이렇게 계산된 CP 하에서 침두 발전기뿐만 아니라 다른 모든 발전기들이 수지균형을 이루게 된다.

이는 다음과 같이 간단한 예로 보일 수 있다. 침두 발전기(가스터빈 발전기), 중간 발전기(LNG복합발전기), 기저 발전기(석탄발전기)로 전원이 구성되는 경우를 상정하고, 각각의 고정비와 변동비를 (F_1, c_1) , (F_2, c_2) , (F_3, c_3) , 연간 가동시간을 t 라고 하자. 이때 고정비는 연율로 계산된 비용이다. 전원 특성상 침두 발전기는 고정비가 작은 대신 변동비가 크고, 기저 발전기는 반대로 고정비가 크고 변동비가 작다. 즉 $F_1 < F_2 < F_3$, $c_3 < c_2 < c_1$ 이다. 연간 가동시간에 따른 총비용은 $F_i + c_i t$ 이다. 가동시간별로 효율적인 전원을 확인하려면

$$F_1 + c_1 t = F_2 + c_2 t \quad (1-1)$$

$$F_2 + c_2 t = F_3 + c_3 t \quad (1-2)$$

를 충족하는 가동시간을 각각 찾으면 된다. (1-1)(1-2)를 충족하는 가동시간을 각각 t^* , t^{**} 라고 하면,

$t < t^*$	이면, 침두 발전기가 효율적
$t^* \leq t < t^{**}$	이면, 중간 발전기가 효율적
$t^{**} \leq t$	이면, 기저 발전기가 효율적

이다. 따라서 최적 전원구성은 각 발전기의 가동시간이 위의 영역 이내에 있도록 부하패턴에 맞추어 용량을 배분해야 한다.²⁾

최적 전원구성 하에서 모든 발전기들에 침두 발전기의 고정비에 해당하는 F_1 을 용량

2) t^* 와 최적 용량의 결정은 다음 장의 그림3을 참조하기 바란다.

가격으로 지급하면, 각 발전기의 수지는 다음과 같다.

- 첨두 발전기: SMP가 c_1 보다 높게 형성되는 경우가 없으므로 가동수익이 제로이다. 그 대신 용량가격으로 고정비를 전액 보전 받으므로 수지 균형이 달성된다.
- 중간 발전기: 연중 t^* 시간 동안은 첨두 발전기가 한계발전기가 되어 SMP가 c_1 에서 형성되므로 $t^*(c_1 - c_2)$ 만큼의 가동수익을 얻는다. 추가적으로 F_1 만큼의 용량요금을 받아서 총 수익이 $F_1 + t^*(c_1 - c_2)$ 이 되는데, 식 (1-1)에 의하면 이는 정확히 F_2 와 일치하므로, 역시 수지 균형이 달성된다.
- 기저 발전기: 연중 t^* 시간 동안은 SMP가 c_1 에서 형성되고, $(t^{**} - t^*)$ 시간 동안은 중간발전기가 한계발전기가 되므로 SMP가 c_2 에서 형성된다. 따라서 총 가동수익은 $t^*(c_1 - c_3) + (t^{**} - t^*)(c_2 - c_3)$ 인데, 이는 다시 정리하면

$$t^*(c_1 - c_3) + (t^{**} - t^*)(c_2 - c_3) = t^*(c_1 - c_2) + t^{**}(c_2 - c_3)$$

가 된다. F_1 의 용량가격을 더하면 기저 발전기의 총수익은

$$F_1 + t^*(c_1 - c_2) + t^{**}(c_2 - c_3) = F_2 + t^{**}(c_2 - c_3)$$

이 되는데(식 (1-1) 적용), 이번에는 식 (1-2) 의해서 이 값이 정확히 F_3 와 일치하게 되어 기저 발전기도 수지 균형이 달성된다. 이처럼 최적 전원에서는 모든 발전기들의 수지 균형이 달성된다. 이는 역으로 말하면 각 발전기들이 수지 균형이 될 때까지 자유롭게 진입 퇴출이 이루어지면, 결과적으로 최적 전원구성이 달성된다는 결론이 된다.

다음의 논의를 위하여 한 가지 더 유의할 점은, 이 시장에서 용량가격을 반드시 첨두 발전기인 가스터빈 발전기의 고정비용에 맞출 필요는 없다는 것이다. 예를 들어서 중간 발전기인 LNG복합발전기를 기준발전기로 설정하여 그 고정비용인 F_2 를 용량가격으로 채택할 수도 있다. 단 이때에는 SMP의 가격상한을 기준발전기의 LNG복합발전기의 변동비인 c_2 로 정해야 한다. 이렇게 되면, LNG복합발전기는 가동수익이나 손실이 없이

오직 용량가격으로만 수지균형을 맞추게 되고, 기저 발전기인 석탄 발전기는 용량가격인 F_2 에 t^{**} 시간동안 $(c_2 - c_3)$ 만큼의 가동수익을 얻게 되는데, 최적 전원구성에서 이들의 합은 식 (1-2)에 따라서 F_3 와 같아지므로 역시 수지균형이 달성된다. 반면에 첨두 발전기는 자신의 고정비보다 높은 용량가격을 받지만, SMP 가격상한이 자신의 변동비보다 낮으므로 가동손실이 발생한다. 이 둘을 합하면

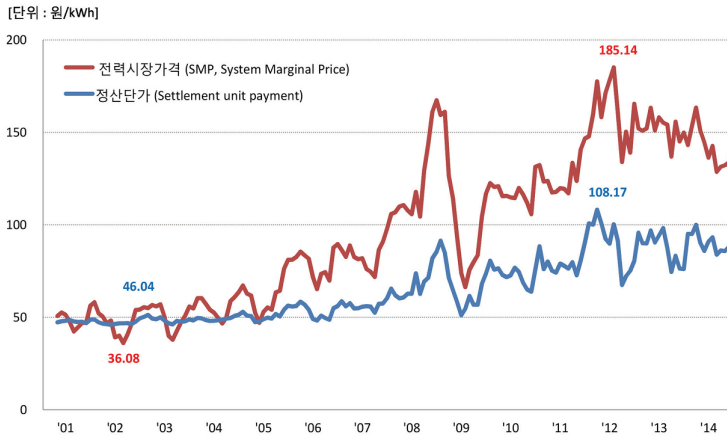
$$(F_2 - F_1) - t^*(c_1 - c_2)$$

인데, 역시 최적 전원구성에서는 식 (1-1)에 의해서 제로가 되므로 수지균형이 유지된다. 다만 첨두 발전기들은 가동손실을 피하기 위해서 급전을 받지 않으려는 유인이 발생하는데, 이를 방지하기 위하여 가동을 의무화해야 한다.

2. CBP 제도의 실제 현황과 문제점

CBP 제도는 이처럼 이론적으로는 모든 발전사들에게 적절한 보상을 제공하지만, 실제로는 이론과 매우 다르게 운영되고 있다. 우선 CP의 기준이 되는 가스터빈 발전기가 실제로는 첨두 발전기 역할을 하지 않고 있지 않을 뿐 아니라 우리나라에서 가스터빈 발전기가 단독으로 건설된 적도 없다. 또한 기준발전기보다 변동비가 높은 노후 발전기들도 다수 존재하여 SMP가 기준발전기의 변동비보다 더 높은 수준에서 결정되기도 하였다. 이 때문에 2013년에 소위 연성가격상한을 도입하여 SMP가 급등하는 것을 방지하였다. 더 심각한 문제는 우리나라의 전원구성이 최적인 경우가 거의 없다는 것이다. 2013년 이전에는 고질적인 수요 과소예측으로 인하여 용량 부족에 시달렸고 특히 기저 발전기의 부족이 심각하였다. 이 때문에 SMP가 과도하게 높게 형성되었고, 또한 높은 SMP의 지속기간도 길어져서 발전사들이 엄청난 이익을 실현하였다. 기저 발전기인 원자력과 석탄 발전기들의 이익이 급등하였는데, 결국은 조정계수를 이용하여 한국전력이 발전 회사들의 이익을 환수하는 방식으로 수지균형을 맞추는 편법을 이용하게 되었다. 이 시기에는 LNG복합발전기들도 높은 수익을 실현하였는데, 특히 민간발전사들은 조정계수의 적용을 받지 않았기 때문에 막대한 이윤을 실현하였다.

〈그림 1〉 SMP와 정산단가의 추이



출처: 전력거래소(2015).

그러나 2014년 이후에는 상황이 역전되었다. 2013년 불량부품 사용으로 가동중단 되었던 원자력 발전기들이 다시 가동하게 되었고, 신규 발전기들이 대거 계통에 병입되기 시작하였다. 그 결과 예비율이 급등하여 2015년 7월의 평균 공급예비율이 30퍼센트를 초과하였으며, 평균 SMP는 80원/kWh 이하로 추락하게 되었다. LNG복합발전기들이 첨두 발전기 역할을 하게 되었고, SMP가 이들 발전기들의 변동비 이상으로 오르는 일이 거의 없어지게 되었다. 이렇게 되자 발전기들의 수익성이 급속히 하락하여 2015년부터는 LNG복합발전기들이 본격적인 영업적자를 실현하게 되었다. 특히 기저 발전기를 보유하지 않은 민간 발전사들은 향후 상당기간 동안 대규모 적자를 예상하고 있다(<표 1> 참조). 이처럼 시장상황에 따라 각 발전기들의 수지가 급격히 변하는 것은 발전사에 대한 보상 중에서 용량가격이 차지하는 비중이 작고 에너지 가격에서 오는 가동수익에 대한 의존성이 크기 때문이다. 게다가 차액정산계약이나 장기계약이 전무한 상황에서 오직 현물시장에만 의존하는 우리나라 도매시장이 특성으로 인하여 발전사들은 위험을 헤지(hedge)할 수 있는 수단도 없다.

현 용량가격 제도의 또 다른 문제점은 그 수준이 완전히 행정적으로 결정된다는 점이다. 전력시장 운영규칙에 의하면, 용량가격은 기준 발전기의 고정비를 정확히 반영해서

계산되어야 하며, 매년 물가상승에 따라 조정이 이루어져야 한다. 그런데 우리나라는 역사적으로 가스터빈 발전기를 단독으로 건설한 경험이 아예 없기 때문에 이 발전기의 고정비를 직접적으로 계산하는 것이 매우 어렵다. 차선책으로 LNG복합발전기 건설비용을 참고하여 간접적인 방법으로 가스터빈 발전기의 건설비와 운전유지비를 유추하는 방법을 사용하지만 정확성이 떨어진다. 게다가 2001년 이후로 물가상승에 대한 조정을 한 번도 시행하지 않아서 현재의 용량요금 수준은 가스터빈 발전기의 건설비용에 크게 미치지 못한다는 지적이 지배적이다.³⁾

〈표 1〉 민간 발전사들의 LNG복합발전소 영업이익 자체 전망

발전기	구분	2015년	2016년	2017년	2018년	2019년	2020년
부곡 #3 (‘13년 진입)	영업이익	△85	△147	△167	△170	△170	△170
	이익률	△3%	△9%	△22%	△26%	△39%	△45%
오성 (‘13년 진입)	영업이익	△205	△328	△386	△272	△257	△273
	이익률	△4%	△7%	△16%	△15%	△18%	△28%
포스코 #7,8,9 (‘14년 진입)	영업이익	△88	△204	△314	△342	△373	△372
	이익률	△1%	△3%	△5%	△7%	△9%	△12%
포천 #1,2 (‘14년 진입)	영업이익	560	188	△22	△86	△147	△202
	이익률	5%	2%	△1%	△1%	△2%	△3%
안산 (‘15년 진입)	영업이익	251	22	△90	△103	△140	△172
	이익률	3%	0%	△2%	△2%	△3%	△5%

출처: 민간발전협회(2015).

3. 용량가격 제도에 대한 기존 대안들

이처럼 현 CBP 제도 하에서의 용량가격 제도가 여러 가지 한계점을 지니고 있기 때문에 그 동안 다양한 개선 방안들이 제기되었다. 가장 근본적인 해결책은 다른 선진국에서 처럼 용량시장을 도입하여 용량가격이 시장에서 수요-공급에 따라 결정되게 하는 것이며, 우리나라도 PJM 등의 해외 제도들을 참고하여 용량시장을 도입하자는 주장이 지속적으로 제기되고 있다. 그러나 용량가격 제도의 도입은 발전시장에 대한 진입·퇴출을 완

3) 한국전력거래소(2014), 민간발전협회(2015) 참조.

전히 시장에 맡기는 것을 의미하는데, 막상 정책결정 주체인 정부가 당장 발전시장을 완전 자유화할 계획이 없기 때문에 당분간은 실현이 어렵다. 게다가 향후 상당 기간 동안 용량 공급이 과다인 시장 상황 때문에, 발전 사업자 당사자들도 당장 용량시장을 도입하는 것을 꺼리는 형국이다.

일부에서는 대안으로서 용량가격 기준발전기를 LNG복합발전기로 바꾸는 안을 제시한다. 위에서 본 것처럼, 이론적으로는 최적 전원구성에서 기준발전기를 중간 발전기로 설정하더라도 발전사들의 수지에는 변화가 없다. 그러므로 LNG복합발전기를 기준발전기로 정하여 이들 발전기들에게 안정적인 수입을 보장하는 방안이 이상적으로 보일 수 있다. LNG복합발전기와 기저 발전기들의 입장에서는 용량가격의 비중이 커지고 가동수익의 비중이 작아지므로 그만큼 안정성이 커지는 것이다. 기준발전기가 되면 LNG 복합발전기들은 가동수익에서 오는 불확실성에서 완전히 자유로울 수 있다. 그러나 실제 적용면에서 이 안은 몇 가지 문제점을 갖는다. 첫째, 서론에서 논의한 것처럼, 용량가격이 완전히 행정적으로 결정되는 현 제도를 유지한 채로 용량가격의 비중을 높이면 시장의 영역이 더욱 축소되고 규제의 영역이 확대되면서 그에 따른 문제점들이 더욱 부각된다. LNG복합발전기 고정비를 과다 또는 과소 책정하게 되면 시장상황과 무관하게 대규모 발전기들이 진입하거나 퇴출하려는 유인을 제공하게 되므로, 이를 억제하기 위해서 발전기의 진입 퇴출에 대한 규제도 강화할 수밖에 없다. 발전설비 투자에 있어서 중앙집중적 계획에 대한 의존이 더 커지는 것이다.

둘째, 복합발전기를 기준발전기로 정하면 그만큼 가격상한이 하향 조정되는데, 이때 변동비가 그보다 높은 발전기들의 취급 문제가 더욱 심각해진다. 이들에게 동일한 용량가격을 지급하려면 동일한 가격상한(즉 LNG복합발전기의 변동비)을 적용해야 하는데, 이 경우에 해당 발전사들 입장에서는 가동을 하면 그만큼 손실이 발생하므로 여러 가지 이유로 급전을 피하려는 유인이 생긴다. 특히 변동비를 일부러 높게 보고하여 급전순위를 늦추려는 유인이 강력히 작용한다. 이렇게 되면, 급전순위가 아주 낮아서 급전가능성이 지극히 낮은 발전자원에 대해서 동일한 용량가격을 지급해야 하는가 하는 문제가 지금보다 훨씬 중대한 문제로 대두된다. 수요자원이나 신재생 발전자원 등 용량으로서의 가치가 상대적으로 낮은 자원들에 대해서도 동일한 용량가격을 지급할 것인지의 문제의 심각성도 동시에 커진다.

III. 이원적 용량보상 제도의 설계

이처럼 현재 우리나라에서 시행되고 있는 도매시장 제도나 대안으로 논의되는 방안들은 발전회사들에게 안정적인 용량보상을 제공하면서 동시에 시장에 대해 적절한 가격신호를 제공하기 어렵는데, 이들이 모두 한 가지 용량가격에 의존한다는 것이 그 이유 중의 하나이다. 발전용량에 대한 안정적 보상과 시장기능이라는 두 가지 목적을 동시에 추구하기 위해서는 두 가지 이상의 수단이 필요하다. 보다 근본적인 관점에서는, 전력도매시장에 지금까지 한 가지 현물시장만 운영하는 대신에 장기계약시장을 함께 활성화시키는 것이 바람직한 해결책이다. 그러나 여러 가지 이유로 이 방법이 당장 실현 불가능하다면, 그 대안으로서 현 제도에서 복수의 용량가격을 이용하는 방안을 고려해봐야 한다.

본 연구는 그 일례로 다음과 같이 두 가지 용량가격을 이용하는 용량보상 제도를 제안한다. 이 안을 요약하면, 현재 가스터빈 발전기를 기준발전기로 하고 200원/kWh의 에너지 가격상한을 적용하는 용량가격을 그대로 유지하면서(용량가격I), 동시에 LNG복합 발전기를 기준발전기로 하면서 그 발전기의 변동비를 에너지 가격상한으로 하는 또 하나의 용량가격(용량가격II)을 도입하는 것이다. 단순히 유사한 용량가격을 하나 더 추가하는 것이 아니라, 행정적으로 결정되는 기존의 용량가격을 보완하여 시장수급을 반영하고 동시에 상이한 전원들 사이의 대체관계까지 고려하는 용량가격을 추가로 도입하는 것이다.

용량가격I의 가격수준은 현재와 같이 행정적으로 결정한다. 이 용량가격은 상대적으로 변동비가 높은 가스터빈 발전기나 유류 발전기, 또는 비효율적 복합 가스발전기를 대상으로 한다. 용량가격II에 대해서는 PJM에서처럼 수요곡선을 이용하여 시장원리에 의해서 가격과 수량을 결정한다. 이 수요곡선은 가스터빈 발전기와 LNG복합발전기의 대체관계를 고려하여 최적 전원구성 원칙으로부터 유도한다. 용량가격II는 LNG복합발전기와 그보다 변동비가 더 낮은 기저 발전기들을 대상으로 한다. 이하에서는 보다 구체적으로 용량가격I과 용량가격II를 논의한다. 각 용량가격에 해당하는 고정비, 변동비, 가격상한, 적용대상 용량, 기준발전기 등에 대해서는 각각 I, II의 첨자를 사용한다.

1. 용량가격I

용량가격I은 현재 CBP 제도 하에서의 기준 용량가격과 같은 방식으로 운용한다. 기준발전기는 최적 전원구성 상의 최첨두 발전기로 선택한다. 가스터빈 발전기가 이론적으로 최적전원구성에서 최첨두 발전기가 된다면, 지금처럼 가스터빈 발전기를 기준발전기I로 설정하고 그 고정비를 용량가격I의 계산 근거로 삼는다. 또한 기준발전기I의 변동비를 이 용량가격을 지급받는 발전기들에 대한 에너지 가격상한으로 삼는다(가격상한I). 이 가격상한은 현재 적용되고 있는 연성가격상한과 유사한 의미를 갖는다. 용량가격I은 현재와 같이 매일 가용용량에 대해서 지급한다.

용량가격I과 에너지 가격상한I의 적용대상이 되는 용량을 용량I이라고 부르기로 한다. 이들은 가스터빈 발전기뿐만 아니라 나중에 논의될 용량가격II의 기준발전기보다 변동비가 높은 발전기들을 모두 포함하게 된다. 이들 중에서 기준발전기I보다 변동비가 높은 발전기들도 포함되는데, 현 제도에서는 이들에게도 동일한 용량가격을 지급하면서 동시에 이들 변동비에 해당하는 에너지 가격을 지급한다. 그러나 이는 다른 발전기들과의 형평성이 위배되므로 동일한 가격상한I을 적용하는 것이 원칙에 부합한다.

정해진 가격상한에서 구매자가 요구할 때 전력을 공급하는 조건으로 용량가격을 받는 것은 전력공급에 대한 콜옵션(call option)을 판매하는 것과 동일한 의미를 가지며, 이때 용량가격은 콜옵션에 대한 가격으로 해석될 수 있다. 이런 의미에서 동일한 옵션가격을 받고 동일한 콜옵션을 판매하는 것이 시장 원칙과 일치한다. 용량가격I의 대상이 되는 용량(용량I)의 수요는 다음 절에서 보는 것처럼 용량가격II의 대상이 되는 용량(용량II)의 수요와 함께 결정된다. 단 이렇게 결정된 수요는 행정적으로 충족된다.

2. 용량가격II

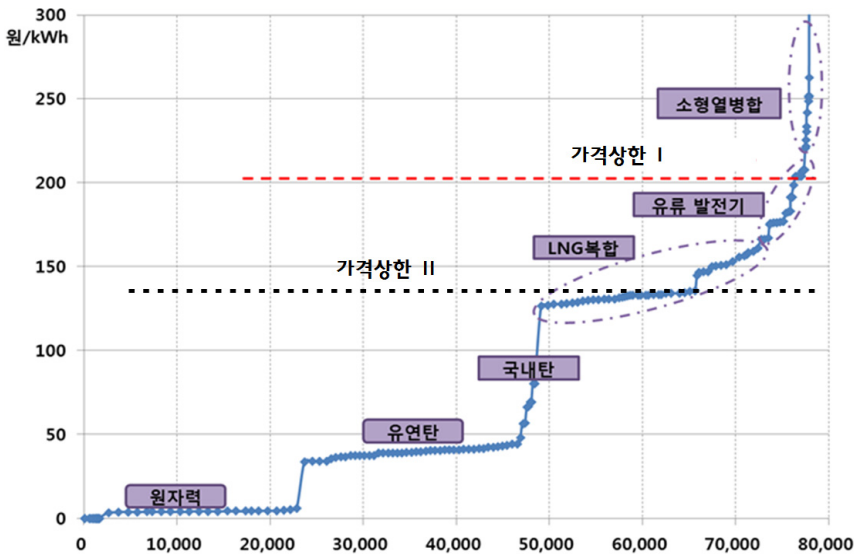
1) 기준발전기II와 가격상한II의 결정

용량가격II는 효율적인 LNG복합발전기와 기저 발전기들을 대상으로 한다(이들을 합쳐서 용량II라고 부르기로 한다). 용량가격II의 기준발전기는 LNG복합발전기 중에서 선택하고(기준발전기II) 이 기준발전기II의 변동비를 가격상한II로 결정한다(<그림 2> 참조). 즉, 용량가격II를 지급받은 발전기들은 에너지 가격에서 가격상한II의 적용을 받

는 것이다. 따라서 이들 발전기들은 SMP가 가격상한II보다 높게 형성되어도 그 이상의 가격은 받지 못한다. 용량보상이 늘어나는 대신에 가동수익이 줄어드는 것이다. 용량가격II 역시 가격상한II를 행사가격으로 하는 전력구매 콜옵션을 판매하고 받는 옵션가격으로 해석할 수 있다.

효율적인 LNG복합발전기들과 기저 발전기들은 변동비가 가격상한II보다 높지 않기 때문에 용량가격II를 적용받아도 가동손실은 발생하지 않는다. 이들은 SMP가 자신의 변동비보다 낮으면 급전되지 않으므로 발전하지 않아도 되고, SMP가 자신의 변동비보다 높으면 급전이 되어 발전한다. 그러나 이때 받을 수 있는 가격은 가격상한II 이하이다. 그러므로 기준발전기II는 가동수익이나 가동손실이 전혀 발생하지 않는다. <그림 2>에 서처럼 기준발전기II를 LNG복합발전기들 중에서 비교적 급전순위가 낮은 발전기로 선정하면, 대부분의 효율적 LNG복합발전기들은 가격상한II 하에서도 가동손실이 발생하지 않으며, 변동비가 가격상한II보다 낮은 정도에 비례하여 약간의 가동수익은 발생할 수 있다.

<그림 2> 용량가격, 용량가격II에 상응하는 가격상한, 가격상한II 설정의 예



2) 용량가격II에 따른 용량I, 용량II의 수요

기준발전기II와 가격상한II가 정해지면, 용량가격II는 시장원칙에 따라서 수요와 공급의 상호작용에 따라 결정되도록 한다. 이때 가정 핵심적인 문제는 용량가격II와 용량II 수요 간의 관계, 즉 수요곡선을 도출하는 것이다. PJM과 마찬가지로 우리나라에서도 전력거래소가 전력판매업자들을 대신하여 도매시장에서 전력과 용량을 구매하므로, 전력거래소가 자체적으로 수요곡선을 제시해야 한다. 용량II는 전체 부하 중에서 일부만 담당하고 나머지는 용량I이 담당하므로 용량II에 대한 수요가 전체 부하와 같을 필요는 없다. 그렇다면 어떤 기준이나 원칙에 의해서 용량II의 수요를 결정해야 할까? 본 연구는 용량I과 용량II의 대체관계를 고려하여 구매자 입장에서의 최적 전원구성을 확보하도록 용량I, II의 수요를 결정하는 방안을 제안한다.

가스터빈 발전기(기준발전기I)와 LNG복합발전기(기준발전기II) 사이의 최적구성을 도출해 보자. 전력 구매자의 입장에서 기준발전기I를 운용하기 위한 고정비는 용량가격 I인데 이는 행정적 계산되며 그 변동비 역시 행정적으로 평가된다. 기준발전기II의 변동비도 행정적으로 평가되지만, 그 고정비(즉 용량가격II)는 시장에서 결정되며 아직은 미정이다.⁴⁾ 앞 장의 분석을 그대로 적용하여 두 발전기들의 발전비용을 가동시간의 함수로 나타내면, $F_i + c_i t$ 가 된다($i = 1, 2$). 두 기준발전기들의 비용이 동일해지는 가동시간을 구하면,

$$F_1 + c_1 t = F_2 + c_2 t \quad (2)$$

$$t^* = \frac{F_2 - F_1}{c_1 - c_2}$$

이 된다. 즉, $t > t^*$ 이면 기준발전기II가 비용 효율적이고 $t < t^*$ 이면 기준발전기I이 비용 효율적이다. 따라서 가스터빈 발전기인 기준발전기I이 t^* 시간 동안 가동할 수 있도록 용량II를 확보하고 부하가 그 이상일 때는 용량I을 가동하는 것이 용량I, II 사이의 최적 구성이 된다. 이 조건을 충족하는 용량I, II의 크기(Q_1^*, Q_2^*)는 연중 부하패턴에 의해서

4) 전력을 구매하는 측의 입장에서는 용량가격이 고정비에 해당한다.

결정된다.

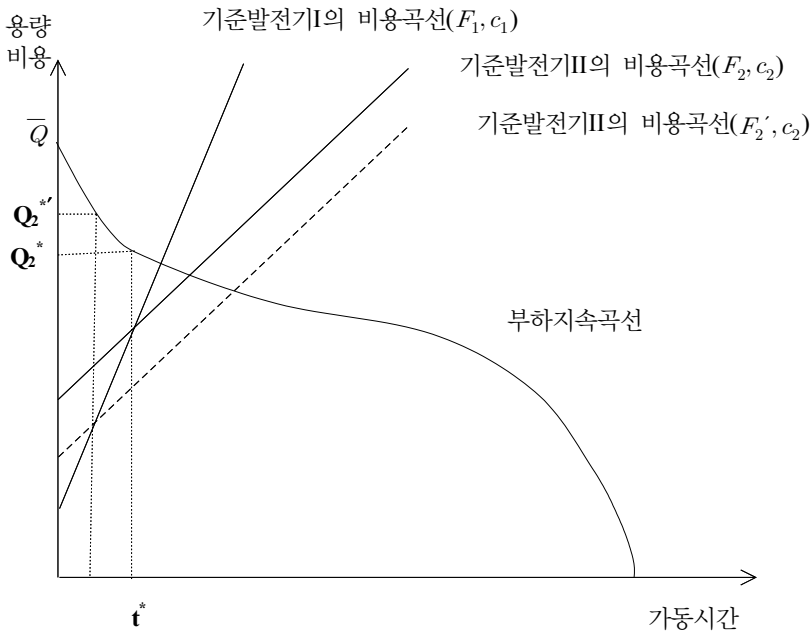
<그림 3>은 t^* 와 (Q_1^*, Q_2^*) 이 결정되는 과정은 보여준다. 수평축은 가동시간이며 수직축은 비용과 용량을 동시에 나타낸다. 그림 상의 직선들은 기준발전기I과II의 비용곡선들이다. 이들의 수직절편은 고정비이고 기울기는 변동비이다. 기준발전기I의 비용곡선은 행정적으로 결정된 용량가격I과 가격상한I에 의해서 그림에서와 같이 사전에 결정된다. 기준발전기II의 비용곡선은 기울기는 가격상한II에 따라서 사전에 결정되지만, 수직절편은 고정비에 해당하는 용량가격II에 따라서 달라진다. 두 비용이 같아지는 t^* 를 기준으로 그 이하에서는 기준발전기II의 비용이 낮고, 그 이상에서는 기준발전기II의 비용이 낮다.

부하시속곡선(load duration curve, LDC)을 비용곡선들과 함께 그리면, t^* 에 의해서 (Q_1^*, Q_2^*) 가 결정되는 과정을 볼 수 있다. 부하가 Q_2^* 이하일 때에는 용량II만으로 공급이 가능하며, 부하가 Q_2^* 보다 커지면 가스터빈 발전기(용량I)들이 가동한다. 용량I의 크기(Q_1^*)는 최대부하 \bar{Q} 에서 Q_2^* 을 뺀 값이며, 가동시간은 최대 t^* 이다. 이처럼 가스터빈 발전기와 LNG복합발전기의 변동비와 용량가격이 정해지면, 구매자 입장에서의 최적 용량I(Q_1^*)과 용량II(Q_2^*)가 정해진다. 달리 표현하면 이들이 바로 각각의 용량에 대한 수요가 결정된다.

용량가격II가 F_2 에서 F_2' 로 낮아지면 최적 용량II는 Q_2^* 로 증가하며, 반대로 최적 용량은 그만큼 감소한다.⁵⁾ 이런 관계는 용량가격II가 변화함에 따라서 구매자 입장에서 바람직한 용량I, II의 크기, 즉 용량I, II의 수요의 변화를 나타낸다.

5) 이 결과는 총부하가 용량가격에 따라 변하지 않는다는 가정 하에 성립한다. 용량가격이 전력요금에 영향을 미치면 총부하가 변할 수 있다. III-2-5)절 논의 참조.

<그림 3> 최적 전원구성에서 첨두 발전기 가동시간과 용량, II의 결정



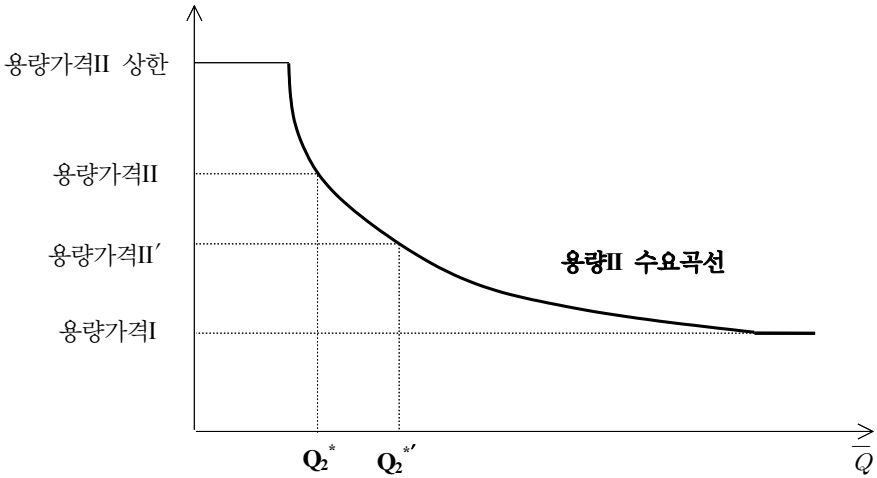
3) 용량II 수요곡선

<그림 4>는 용량가격II와 용량II 수요 사이의 관계만을 별도의 수요곡선으로 나타낸 것이다. 수직축은 용량가격II를 나타내며, 수평축은 용량II의 수요를 나타낸다. 용량가격II가 낮아지면 용량I에 대한 수요가 용량II에 대한 수요로 대체되기 때문에 용량II의 수요곡선은 우하향한다. 용량가격II가 용량가격I 수준까지 낮아지면 변동비가 높은 용량I을 이용할 이유가 없으므로 용량II가 용량I을 완전히 대체하여 그 수요가 전체 용량수요와 같아진다. 따라서 용량가격I은 용량가격II의 하한선 역할을 한다. 용량I보다 가격상한이 낮은 용량II에 대하여 더 낮은 용량가격을 부여할 수는 없기 때문이다.6) PJM처럼 기준발전기II의 고정비의 일정 배수를 용량가격II에 상한으로 설정할 수도 있다. 수요곡선의 구체적인 형태는 부하지속곡선의 해당영역의 형태에 의해서 결정된다. <그림

6) 용량가격I이 행정적으로 결정되므로, 용량가격II의 가격하한이 행정적으로 결정된다고 볼 수 있다.

3>에서 Q_2^* 가 결정되는 영역의 부하지속곡선의 형태가 아래쪽으로 볼록하기 때문에, 용량II의 수요곡선의 형태는 왼쪽을 향하여 볼록한 형태를 띠게 된다.

〈그림 4〉 용량II의 수요곡선



4) 용량II 수요곡선의 위치

용량II의 수요곡선의 위치는 몇 가지 변수에 의해서 영향을 받는다. 우선 기준발전기III의 변동비(즉, 가격상한II)의 크기의 영향을 받는다. <그림 3>에서, 가격상한II는 기준발전기II의 비용곡선의 기울기로 나타나는데, 이 기울기가 커지면 t^* 가 커지게 되고 따라서 Q_2^* 는 줄어든다. 즉, 기준발전기II의 변동비가 커지면, 용량II의 수요는 줄어들고, 수요곡선은 왼쪽으로 이동한다. 두 번째는 기준발전기I의 비용곡선의 형태이다. 이 발전기의 고정비나 변동비가 커지면, 그 비용곡선은 상향으로 이동하게 되고 그 결과 t^* 가 감소하여 Q_2^* 는 증대한다. 용량II와 대체관계에 있는 용량I의 비용이 높아지면 용량II의 수요가 증가하고 그 수요곡선은 오른쪽으로 이동하게 된다.

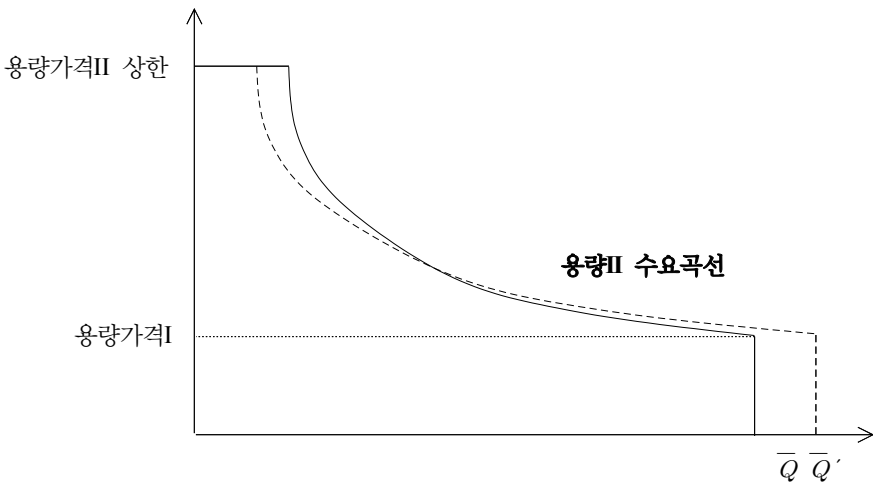
이처럼 최적 전원구성 이론에서부터 유도된 용량II의 수요곡선은 최적두 발전기인 용량I과 중간 및 기저 발전기인 용량II의 대체관계를 반영하며, 최적 전원구성에 포함되는 발전기들의 비용 정보와 부하지속곡선의 형태만 알고 있으면 그 형태와 위치를 정확히

유도할 수 있다.

5) 전력요금 변화의 영향

부하지속곡선은 전력요금의 영향을 반영하지 않는다. 그런데 실제로 용량가격II가 변하면 전력구매단가에 영향을 미치고 결국 전력요금에 영향을 미치게 된다. 예를 들어서 용량요금이 상승하여 전력요금이 인상되면 전반적으로 부하가 감소하게 되는데, 이는 부하지속곡선을 하향 이동시키고 이는 다시 용량에 대한 수요를 감소시킨다. 즉 <그림 3>에서의 최대부하 \bar{Q} 가 완전히 외생적이지 않고 용량가격의 영향을 받아 움직일 수 있다. 이 효과를 추가적으로 반영하면 용량 수요의 용량가격에 대한 탄력성은 더욱 커지게 된다(<그림 5> 참조). 그러나 용량요금 변화가 전력요금에 미치는 영향과 전력요금에 따른 전력수요의 변화의 크기는 요금정책과 요금구조, 소비자의 행태 등의 다양한 요인의 영향을 받기 때문에 사전에 정확히 파악하기 어렵다. 따라서 실제로 용량II의 수요곡선의 기울기를 얼마나 많이 조정해야 하는지를 사전적으로 정확히 결정하기는 힘들다.7)

<그림 5> 최종 전력소비의 가격반응을 고려한 용량II의 수요곡선



7) PJM과 영국의 용량수요곡선의 기울기도 전력수요의 가격탄력성에 대한 정확한 추정에 의거하지 않고 다소 자의적으로 결정된다.

3. 균형 용량가격II와 용량I, II의 결정

1) 용량II의 공급

용량II의 공급은 시장원칙에 따라 자율적으로 결정하게 한다. 기존의 발전기들과 새로 진입하는 발전기들로부터 입찰을 받아 가격 순으로 배열하여 공급곡선을 도출한다. 그런데 용량II 시장의 경우에는 용량I이라는 대체 상품이 있기 때문에 공급 측면에서도 이를 고려해야 한다. 특히 각 발전기들이 용량I과 용량II 시장을 자율적으로 선택하게 할 것인지의 여부가 중요하다.

용량가격I과 용량가격II의 이원적 용량가격 하에서 발전사들에게 이들 사이의 선택을 자유롭게 할 것인가, 아니면 전원에 따라서 의무적으로 적용대상을 적용할 것인가? 첫 번째 방법은 모든 발전자원에 시장을 개방하고 자율적으로 참여여부를 결정하게 한다는 점에서 더 시장 친화적이긴 하지만, 시장 설계를 아주 정밀하게 하지 않으며 부작용이 나타날 수도 있다. 변동비가 아주 높아 급전가능성이 거의 없는 비효율적 발전기가 높은 용량가격을 노리고 용량가격II에 참여할 수도 있고, 거꾸로 기저 발전기가 용량가격I에 참여할 수도 있다. 물론 시장 설계를 아주 정밀하게 하면, 스스로 자신에게 맞는 용량가격을 신청하도록 할 수 있다. 즉 유인제약(incentive compatibility)이 충족되도록 시장을 설계하는 것이다.

최적 전원구성 하에서는 용량II에 해당하는 발전기가 용량가격I을 선택할 유인이 거의 없다. 예를 들어서 기준발전기II와 동일한 비용구조를 가진 발전기가 용량가격II를 선택하면 가격상한II의 적용을 받으므로 가동수익은 없고 오직 용량가격II만으로 수입이 형성되며, 그 크기는 F_2 이다. 반면에 이 발전기가 용량가격I을 선택하면 용량가격은 F_1 으로 줄어들지만, 가격상한I의 적용을 받으므로 가동수익이 발생한다. 이 가동수익은 부하가 Q_1^* 를 초과하여 SMP가 가스터빈 발전기의 변동비 수준(즉, c_1)에서 형성되는 동안에만 발생하는데, 이 기간은 t^* 이다. 즉, 기준발전기II가 용량가격I을 선택할 경우의 총 수입은 $F_1 + t^*(c_1 - c_2)$ 이다. 그런데 식(1-1)에 의하면

$$F_2 = F_1 + t^*(c_1 - c_2)$$

이므로 이 둘 사이에 차이가 없다. 그러나 사후적으로는 부하의 단기적 변동에 따라서 SMP가 가격상한II보다 높아지는 기간이 t^* 보다 커질 수도 있고 작아질 수도 있다. 전자의 경우에는 용량가격I을 택한 것이 더 유리하게 되고, 후자의 경우에는 더 불리하게 된다. 따라서 기준발전기II의 입장에서는 용량가격I을 선택하는 것이 용량가격II를 선택하는 것에 비하여 평균적인 수익은 동일하지만 안정성(즉 리스크)이라는 측면에서는 불리하다. 이처럼 용량가격II를 도입하게 되면, 고정비가 높은 발전기들이 평균적인 수익률은 동일하지만 더 안정적인 수입을 추구할 수 있기 때문에 굳이 용량가격I을 선택할 이유가 없다.⁸⁾

변동비가 높은 가스터빈 발전기 역시 가격상한이 자신의 변동비보다 낮은 용량가격II를 선택할 유인이 없다. 이 발전기가 용량가격I을 선택하면, F_1 의 용량가격을 받고 가동 수익은 없다. 반면에 용량가격II를 선택하면 F_2 의 용량가격을 받지만 가동기간 동안 $t^*(c_1 - c_2)$ 만큼의 가동손실을 보게 된다. 역시 식 (1-1)에 의해서

$$F_1 = F_2 - t^*(c_1 - c_2)$$

이 성립하므로 사전적으로는 둘 사이에 차이가 없다. 그러나 사후적으로는 실제 가동시간이 t^* 와 달라질 수 있기 때문에 후자의 경우에 위험이 더 크다. 따라서 가스터빈 발전기가 용량가격II를 선택할 유인이 없다.

이처럼 이론적으로는 발전기들이 용량가격을 자유롭게 선택하게 해도 문제가 없다. 그러나 현실에서는 부작용이 생길 가능성은 있다. 예를 들어서 급전가능성이 거의 없어서 예비력에 해당하는 발전기가 용량가격II를 선택하여 높은 용량가격을 받는 반면에 급전을 거의 받지 않아 가동손실도 부담하지 않을 가능성이 있다. 이런 남용현상까지 방지하려면 시장을 훨씬 더 정밀하게 설계해야 하는 부담이 따른다. 또한 급전순위에도 혼란이 생길 수 있다. 변동비가 더 높은 발전기가 가격상한이 더 낮은 용량가격을 선택하거나 또는 그 반대의 선택이 일어나면, 각 발전기의 변동비가 아니라 적용 가격상한에 따라

8) 반면에 전원구성이 최적에서 벗어나 공급부족이 예상된다면 용량가격I을 선택하는 것이 확실히 유리할 수 있다.

서 급전해야 하는 문제가 발생하는 것이다. 이런 복잡한 문제를 피하려면, 시행 초기에는 전원에 따라 적용되는 용량가격을 의무적으로 지정하는 것이 더 나을 것이다.⁹⁾

용량 입찰방식에 대한 규제도 필요하다. 우선 기존 발전기와 신규 발전기를 동일하게 취급할 것인지의 문제가 있는데, 용량시장이 이미 도입된 외국의 경우에는 기존 발전기들에 보다 엄격한 규제를 적용하는 방식이 일반적이다. 즉, 기존 발전기들은 가동 준비 상태 유지에 필요한 비용 이하로 반드시 입찰하도록 하여 용량철회 등의 방식으로 시장을 조작하지 못하게 한다.¹⁰⁾ 반면에 신규 발전기들은 자유로운 입찰을 허용한다. 이렇게 하면 자연스럽게 우상향하는 공급곡선이 형성된다.

2) 용량II의 균형 가격과 수량

<그림 6>은 용량II에 대한 수요곡선과 공급곡선에 의해서 용량II의 균형 가격과 수량이 결정되는 과정을 보여준다. 앞에서 논의한 것처럼 용량II의 수요곡선이 용량I의 가격 및 변동비 수준과 밀접한 관계를 가지고 있기 때문에, 용량가격I의 행정적 결정이 궁극적으로 용량II의 가격과 수량에도 영향을 미친다.

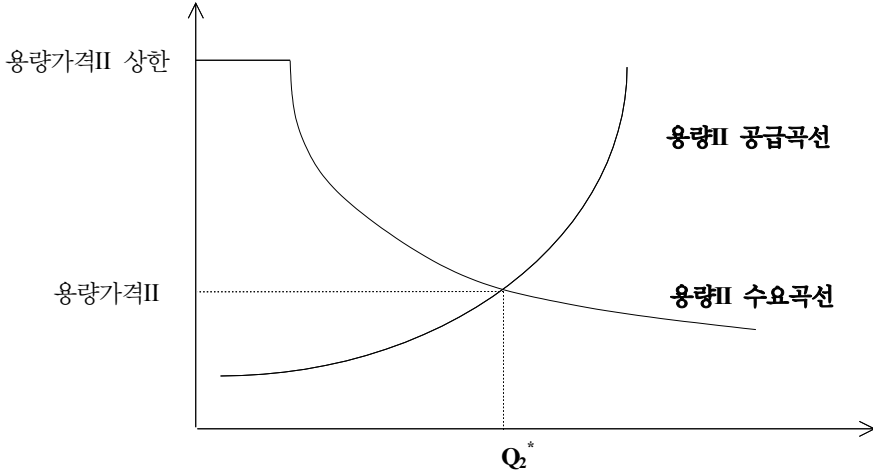
3) 용량I의 결정

균형 용량II이 결정되면, 예상되는 최대 부하(\bar{Q})에서 용량II를 제외한 값이 용량I의 수요(Q_1^*)가 된다. 이렇게 결정된 용량I의 수요는 규제 당국에 의해서 행정적으로 충족되어야 한다. 용량I은 그 가격이 수요-공급과 무관하게 행정적으로 결정되었기 때문에, 수량 역시 행정적으로 실현될 수밖에 없다. 규제 당국은 위에서 결정된 Q_1^* 을 달성할 수 있도록 계획을 세우고 실행해야 한다. 현재 전력수급계획에서 발전사들의 건설의향을 받아 그 중에서 선정하는 것과 유사한 방법이 될 것이다. 다만, 그 대상이 변동비가 높은 첨두 발전기들에 한정된다.

9) LNG복합발전기나 기저발전기가 용량가격I을 선택하는 것을 허용하는 것은 큰 문제가 되지 않을 수 있으며 용량가격II의 조건이 최소한 용량가격I에서보다 나쁘지 않을 것을 보장하는 효과도 있다. 그러나 이런 선택을 허용하는 경우에는 선택을 장기적 또는 불가역적으로 하게 해야만 시장 상황에 따른 기회주의적 행동을 막을 수 있다. 예를 들어서 공급부족이 예상되면 용량가격I을 선택하고 공급과다가 예상되면 다시 용량가격II를 선택하려는 유인이 발생한다.

10) 외국의 예를 보면 기존의 발전기들이 아예 제로 가격으로 입찰하는 경우도 많다.

〈그림 6〉 용량II의 균형가격과 수량



4. 용량시장의 선도 기간

용량가격II는 연간상품으로 운영하여 연중 일정 기간 이상 또는 침두부하 시점에서 급전가능할 것을 조건으로 정해진 금액을 지급한다. 용량 가격과 수량의 결정 시점은 발전소 건설과 계통 접속에 소요되는 시간을 고려하여 상당한 선도기간을 둘 필요가 있다. 용량시장을 운영하는 해외의 경우, 발전소 건설기간을 고려하여 3~4년 정도의 선도기간을 둔다. 우리나라의 경우에도 이런 경험을 반영하여 충분한 선도기간을 둘 필요가 있다.

IV. 이원적 용량가격 제도의 효과와 한계

한 가지 용량가격만을 이용하는 현 제도에 비하여 본 연구에서 제안하는 이원적 용량가격 제도는 다음과 같은 장점을 갖는다.

첫째, 발전사들의 입장에서는 용량가격II의 적용을 받는 LNG복합발전기나 기저발전기들에 대한 평균 수익은 변하지 않는다. 그러나 연중 불변인 용량가격의 비중이 커지고 단기적 변동성이 큰 가동수익의 비중이 줄어들기 때문에 총 수입의 안정성이 증가한다. 이는 전력을 구매하는 판매사업자의 입장에서도 마찬가지이다. 전력구매 대금의 기댓

값은 이전과 동일하지만, 시장상황에 의한 불확실성이 감소한다.

둘째, 고정비가 높은 발전기들에게 용량가격의 비중을 높여 안정적인 수입을 보장해 주지만, 반면에 이들 용량에 대한 수요곡선이 최적 전원구성 이론에 맞추어 우하향하므로 과다 또는 과소 진입이 일어나지 않는다. LNG복합발전기의 진입이 많으면 용량가격 II가 하락하여 사후적으로는 항상 최적 전원구성이 달성되며, 동시에 낮은 용량가격II로 인하여 향후 용량II에 대한 진입이 억제된다. 즉 용량요금II에 시장 메커니즘을 도입하여 고정비 높은 발전기들에 대해서 비교적 안정적인 수입을 보장하면서도 과다 또는 과소 진입을 방지하는 시장 기능을 유지할 수 있다.

셋째, 행정적으로 결정되는 용량가격I을 유지하기 때문에, 어떤 시장 상황에서도 발전사들에게 최소한의 용량가격을 보장할 수 있다. 용량가격을 전적으로 시장에서 결정되도록 하면, 용량 초과 상황에서 용량가격이 폭락할 수 있다. 그러나 이원적 제도에서는 용량가격II가 용량가격I 이하로는 떨어지지 않기 때문에, 적어도 현 제도보다 더 열악한 상황에 빠질 위험은 없다. 물론 용량II에 적용되는 가격상한II가 가격상한I보다 더 낮기 때문에, 같은 용량요금을 받더라도 더 불리하다고 볼 수도 있지만, 그 정도로 용량이 초과인 상황에서는 어차피 SMP가 가격상한I 이상으로 상승하지 않기 때문에 실제적인 차이가 없다. 이처럼 이원적 용량가격제는 용량가격에 규제의 영향력이 일부 남아 있어서 극단적인 시장 상황에 대비할 수 있는 여지가 있다.

그러나 이원적 용량가격제가 모든 문제를 해결하는 것은 아니다. 특히 용량I의 가격이 여전히 행정적으로 결정되기 때문에 그에 따르는 많은 문제점들이 계속 존속한다. 첫째, 현 제도와 마찬가지로 용량가격I을 정확히 계산하고 해마다 인플레이션과 건설비 변동에 맞추어 조절하는 문제가 있다. 용량가격I이 정확히 계산되지 않으면 그것이 용량가격 II에도 영향을 미친다는 점에서, 이 문제의 중요성은 이원적 용량가격 제도에서도 줄어들지 않는다.

둘째, 용량가격I의 적용을 받는 발전기의 수나 규모가 훨씬 줄어들기는 하지만, 이들을 행정적으로 선정해야 하는 문제는 여전히 남아 있다. 특히 문제가 되는 것은 변동비가 가격상한I보다 더 높은 기존의 비효율적 발전기들을 어떻게 취급하는가이다. 현재에는 이들 발전기에 대해서도 기본적으로 동일한 용량가격을 지급한다. 그런데 이들은 에너지 가격에서 가격상한I의 적용을 받지 않고 자신의 변동비대로 받기 때문에 손실을 볼

염려도 없이 자신의 고정비보다 높은 용량가격을 받게 된다. 게다가 일부 극히 비효율적인 발전기들은 급전 가능성도 거의 없기 때문에 그야말로 용량가격만 받게 된다.

이처럼 비효율적 발전기들에게 용량가격을 지급하면 퇴출을 미루려는 왜곡된 유인을 제공하게 되고 더 효율적인 발전기들의 신규 진입에도 장애가 된다. 현 제도에서도 이 문제를 해결하기 위해서 성과연동형 용량계수(PCF) 도입 등 여러 가지 방안을 논의하고 있으나 해결책을 찾지 못하고 있다. 용량가격을 지급받는 모든 발전기에 대해서 가격상한을 동일하게 적용하도록 하면 비효율 발전기를 우대하는 불공평의 문제는 해결이 된다. 변동비가 가격상한보다 높은 발전기들은 급전 명령을 받아 실제 발전하게 되면 가동손실이 발생하기 때문이다. 이 손실과 높은 용량가격이 서로 상쇄가 된다. 그러나 급전의 가능성이 아주 희박한 예비력 발전기들에게는 이런 해결책도 통하지 않는다. 그리고 이런 발전기들은 실제로 가동 가능성을 확인하는 것도 쉽지 않다.¹¹⁾

마지막으로, 과연 가스터빈 발전기가 우리나라에서 단독으로 최적 전원구성에 포함되는 것이 현실적인가하는 의문이 있다. 이 질문은 현재까지 단독으로 운영되는 가스터빈 발전기가 전혀 없다는 사실에서 유발된다. 만약 가스터빈 발전기가 실제로는 전혀 경제성이 없다면, 용량가격을 받고 새로 진입하려는 가스터빈 발전기가 없을 것이고 그렇게 되면 규제 당국이 Q_1^* 의 수요를 충족하는 데에 문제가 생길 수 있다. 이런 현상이 발생하면 기본적으로 기준발전기의 설정이 올바른지에 대해서 이론적인 검토를 해야 하고 필요하면 경제성이 있는 다른 종류의 발전기를 기준발전기로 대체해야 할 것이다. 유류 발전기나 열병합 발전기, 또는 노후 발전기 등을 대상으로 용량의 수요를 임시로 충당할 수는 있으나 근본적인 해법은 되지 않는다.

V. 결론

본 연구에서 제시한 이원적 용량보상 제도는, 첨두 발전기를 대상으로 한 용량가격은 지금처럼 행정적으로 결정하지만 LNG복합발전기 이하 기저 발전기들을 대상으로는

11) 변동비가 아주 높은 발전기들을 대상으로 예비력 시장을 개설하여 다른 발전자원들과 분리하는 것도 한 가지 대안이 될 수 있다. 이 문제는 본 논문의 주제와 다소 거리가 있기 때문에 자세한 논의는 않기로 한다.

별도의 용량시장을 운영하는 하면서 침두 발전기와의 보완 및 대체관계를 효율적으로 반영하는 방안이다. 이 방안은 복수의 용량가격을 이용하여 도매시장의 안정성과 최적 전원구성을 동시에 달성할 수 있게 하며, 일부 시장기능을 강화할 수 있게 한다.

이 제도를 실제로 도입하려면 본 연구에서보다 더 정교한 모형이 필요하다. 본 연구는 가스터빈 발전기와 LNG복합발전기 및 기저 발전기만 있는 간단한 경우를 가정하였지만, 실제로는 훨씬 다양한 발전기들이 있으며 특히 노후화된 기존의 발전기들이 다수 존재한다. 이들을 모두 고려하여 최적 전원구성을 도출하려면 훨씬 복잡한 계산이 필요할 것이다. 그러나 컴퓨터의 최적화 프로그램을 이용하면 충분히 실행 가능할 것이다.

본 연구에서 제안하는 제도는 행정적으로 결정되는 용량요금I을 유지한다는 측면에서 완전한 용량시장으로 이행하는 과정의 과도기에 유용하게 이용될 수 있다. 용량가격I이 용량가격II를 제한하기 때문에 용량가격II의 변동 범위를 간접적으로 제한할 수 있으므로 갑작스러운 시장 도입으로부터의 혼란을 예방하는 효과도 있다.

[References]

- 민간발전협회, 『전력산업의 안정성과 효율성 제고를 위한 LNG복합 용량요금 현실화 방안』, 정책건의서, 2015.
- 한국전력공사, 『제한적 가격입찰 도입 및 발전설비 투자유인 강화 방안 연구』, 연구보고서 (수행기관, 한국 산업조직학회), 2015.
- 한국전력거래소, 『용량요금제도 개선 및 용량시장 도입에 관한 연구』, 연구보고서, 2014.
- 한국전력거래소, 『2014년 전력시장 통계』, 2015.
- Chao, H., and R. Wilson, “Resource Adequacy and Market Power Mitigation via Option Contracts,” EPRI working paper, 2003.
- Cramton, P., and S. Stoft, “A Capacity Market that Makes Sense,” *The Electricity Journal*, Vol. 18, No. 7, 2005, pp. 43 ~ 54.
- Cramton, P., and A. Ockenfels, “Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector,” working paper, 2011.
- KEPCO, The Proposed Pool Price Stabilisation and Risk Management Framework, KEPCO-

Freehills consortium, 2002.

Moreno, R., B. Bezerra, L. Barroso, S. Mocarquer, and H. Rudnick, "Auctioning Adequacy in South America through Long-Term Contracts and Options: From Classic Pay-as-Bid to Multi-Item Dynamic Auctions," Power and Energy Society General Meeting, 2009.

Oren, S., "Generation Adequacy via all Options Obligations: Safe Passage to the Promised Land," *The Electricity Journal*, Vol. 18, No. 9, 2005, pp. 28 ~ 42.