

공급 적정성 확보를 위한 용량메커니즘의 동향

■ 한 중 교 / 서울대학교 전기컴퓨터공학부

■ 박 종 근 / 서울대학교 전기컴퓨터공학부

1. 서 론

전력시장의 초기 도입단계에서는 공급적정성에 관해서 시장이 신뢰도 수준을 만족하는 적정 설비용량을 공급할 것이라는 전제를 두었으나 현재 과연 적절한 설비투자 신호가 전력시장을 통해서 제공되는지에 대한 문제가 제기되고 있어 공급 적정성 문제는 뜨거운 논쟁이 되고 있다. 정전비용과 발전비용을 포함한 사회적 비용을 최소화하는 최적 설비용량만큼 설비가 공급되었을 때 현 시장 하에서 회수하지 못한 비용이 발생하면 발전회사는 비용 회수를 위해 적정 공급수준 이하로 과소 투자하게 된다. 공급 적정성 문제의 핵심은 적정설비용량이 공급되었을 때의 비용 회수에 있다. 규제자가 가격상한을 두지 않으면 에너지단일시장이 공급적정성 문제를 해결할 수 있다는 주장과 그렇지 못하기 때문에 용량메커니즘을 도입하여야 한다는 주장이 대립하고 있다. 여러 용량메커니즘이 공급 적정성 문제를 해결하고자 제안되었다. 다음 2, 3절에서 에너지단일시장과 용량메커니즘들의 특징과 장단점을 서술하며 4절에서 용량메커니즘의 분류 및 평가에 대해 논하도록 하겠다.

2. 에너지단일시장

2.1 최적 설비용량과 시장 균형

기저발전(석탄)과 중간발전(복합)과 피크발전(가스터빈) 이 3가지 발전기술을 고려하자. 발전비용과 정전비용을 포함한 사회적 비용을 최소화되도록 발전기술별 설비용량을 결정하고 그 만큼의 설비용량이 투입되었을 때의 가격지속곡선은 그림 1과 같으며 각각의 최적 지속시간은 다음과 같다.

$$D_{ps}^* = F_p / (VOLL - V_p) \quad (1)$$

$$D_p^* = (F_m - F_p) / (V_p - V_m) \quad (2)$$

$$D_m^* = (F_b - F_m) / (V_m - V_b) \quad (3)$$

여기서 $F_p(V_p)$ 는 피크발전의 고정(가변) 비용이며 $F_m(V_m)$ 는 중간발전의 고정(가변) 비용이며 $F_b(V_b)$ 는 피크발전의 고정(가변) 비용이다. D_{ps} 는 부하가 가용발전용량을 초과하는 기간이며 D_p 는 피크발전이 한계발전인 기간이며 D_m 는 중간발전이 한계발전인 기간이다.

완전경쟁을 가정하여 발전기는 가격수용자로서 한계비용으로 입찰한다고 하면 발전기술별 순수입은 다음 식들과 같이 구해진다.

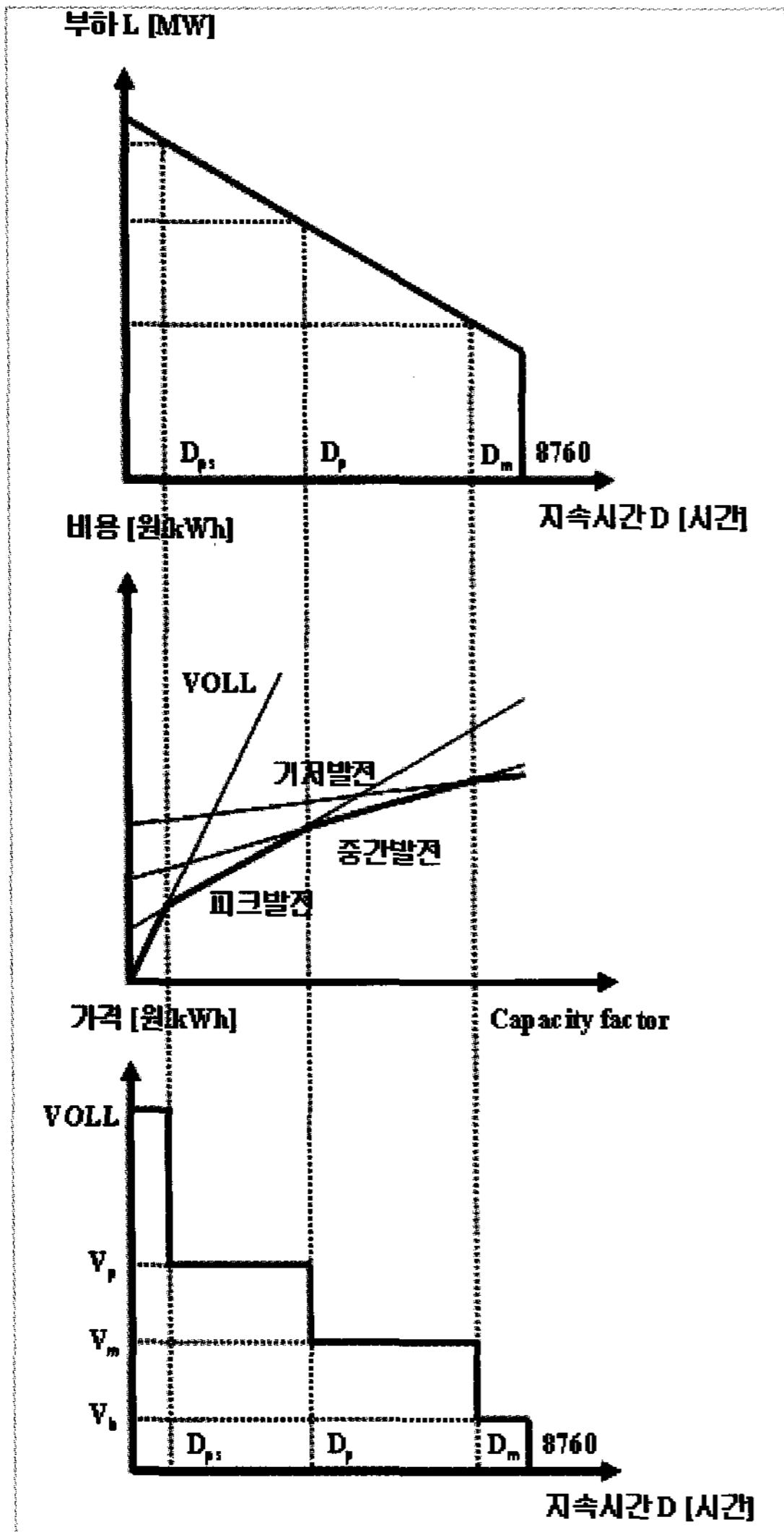


그림 1 최적 설비용량 및 가격지속곡선

$$NR_p = (VOLL - V_p) \times D_{ps} \quad (4)$$

$$NR_m = (VOLL - V_p) \times D_{ps} + (V_p - V_m) \times D_p \quad (5)$$

$$NR_b = (VOLL - V_p) \times D_{ps} + (V_p - V_m) \times D_p + (V_m - V_b) \times D_m \quad (6)$$

여기서 NR_p 는 피크발전의 순수입이며 NR_m 는 중간발전의 순수입이며 NR_b 는 기저발전의 순수입이다.

장기시장균형에 있을 때 발전기는 정확히 자신의 연금화된 고정비용만큼의 수입을 얻는다. 피크발전의 장기시장균형은 NR_p 가 F_p 와 같아지는 점이며 중간발전과 기저발전의 장기시장균형도 자신의 순수

입과 고정비용이 같아지는 점이다. 이러한 장기균형은 초과이윤과 이윤부족의 반응에 의한 자유로운 진입과 퇴출의 과정을 통해 달성된다. 만일 시장이 장기균형에서 벗어나면 이윤이 시장을 장기균형에 오게 만든다. 식 (1)~(6)을 비교하면 시장에 의해 형성된 장기균형과 앞서 구한 사회적 비용을 최소화하는 최적설비용량이 같다는 것을 확인할 수 있다. 에너지 단일시장이 발전 투자에 있어 적절한 신호를 제공할 수 있다는 주장은 이러한 결과에 배경을 두고 있다.

2.2 에너지단일시장(Energy-only market)

에너지단일시장에서 두 종류의 가격스파이크가 발생한다. 하나는 비효율적 발전기가 가동하여 전력 가격을 결정하는 시기로 에너지 가격 스파이크 (energy price-spikes)라고 하며 다른 하나는 수요가 공급을 초과하여 시장이 가격을 결정할 수 없는 경우로 가격상한에 의해 전력가격이 결정되는 시기이며 공급희소 가격 스파이크(scarcity price-spikes)라고 한다. 피크발전의 경우 자신의 한계비용이 비싸기 때문에 일년에 몇 시간 가동하지 못하며 고정비용을 회수하기 위해 가격 스파이크로 인한 수입에 의존하게 된다. 충분히 높게 부하손실가치(Value of lost load, VOLL)정도로 가격상한을 설정하면 추가적인 용량메커니즘 없이 에너지시장만으로 공급 적정성을 확보할 수 있다는 것이 에너지단일시장의 주장이며 호주, 뉴질랜드, 미국 전력시장 일부(CA, ERCOT, MISO), 영국NETA이후, Nord Pool에서 사용되고 있다.

에너지단일시장의 가장 큰 결림들은 시장지배력이다. 예를 들어 에너지가격이 가격상한 수준이었다. 이것이 공급희소인지 이것이 시장지배력 남용인지를 판단하는 것은 매우 어려운 일이다. 소비자 입장에서 보면 진정한 경쟁의 부족과 시장지배력 행사의 가능성을 걱정할 수 밖에 없다. 따라서 시장지배력 행사를 검출하는 능력이 규제자에게 필요하다. 가격상한을 순차적으로 올리면서 시장지배력 행사를 억제시키는 방법을 택하고 있다[1].

3. 용량메커니즘의 종류 및 특징

3.1 전략적 예비력(Strategic reserves)

계통 운영자가 노후발전설비 등을 대상으로 공급 부족 시에만 사용되는 전략적 예비력을 구입 또는 임대하는 방식이다. 규제자는 전략적 예비력의 크기와 그 예비력이 가동할 때의 급전가격을 결정하여 최적설비용량을 유인한다. 적은 전략적 예비력, 높은 급전가격은 가격변동성과 시장지배력 행사가능성을 줄이는 효과가 낫다. 반면 많은 전략적 예비력, 낮은 급전가격은 가격변동성과 시장지배력 행사가능성을 감소시킨다. 그러나 많은 예비력을 확보하면 계통운영자가 발전시장에서 중요한 위치가 되며 이것은 계통운영자의 독립성과 발전투자 및 급전의 효율성에 관해서 바람직하지 않을 수 있다.

전략적 예비력은 시장이 제공하는 기대 설비용량과 최적 설비용량의 차이를 보충하는 역할을 수행한다. 정확한 부하지속곡선이 주어지고 시장에서 공급된 발전용량을 알고 있다면, 한계발전기가 평균적으로 어느 시간만큼 가동되는지를 추정할 수 있고 한계발전기가 비용을 회수할 수 있는 전략적 예비력의 크기 및 가격을 결정할 수 있다. 위의 가정은 실제 불확실성으로 인해 예측오차가 발생한다. 따라서 초과설비 또는 설비부족이 발생할 수 있다. 전략적 예비력은 스웨덴, 네덜란드에서 사용되고 있다[2].

3.2 운영예비력 가격제(Operating reserves pricing)

계통운영자는 주파수조정예비력(regulation), 운전상태 대기예비력(spinning reserve), 정지상태 대기예비력(non-spinning reserve), 대체예비력(replacement reserve)를 포함한 운영예비력(operating reserve) 필요량을 결정하며 이러한 운영예비력을 획득할 의무를 가진다. 운영예비력의 단기적 가격 결정에 관한 많은 연구가 있다. 여기서는 운영예비력 가격의 장기적 영향을 분석하는데 목적을 두고 운영예비력 필요량 이상의 운영예비력에 대해서는 0원의 가격이 지불되며 계통운영자가 운영예비력에 대해 최대를 지불하고자 하는 금액(P_R^{max})이

있다고 가정하자[3].

발전기는 에너지로 판매할 지 예비력으로 판매할 지 선택할 수 있다. 이러한 선택 가능성은 두 시장은 차익거래의 기회를 발생하고 에너지시장의 가격은 대략 예비력 가격에 계통한계비용을 더한 금액과 일치하게 된다.

$$P_E \approx P_R + MC_S \quad (7)$$

부하지속곡선이 그림 2와 같다고 하자. $L + OR^R < K$ 일 때, 운영예비력이 부족하지 않으므로 P_R 은 0이며 $L + OR^R > K$ 일 때, 운영예비력이 부족하므로 P_R 은 계통운영자의 최대지불의사금액인 P_R^{max} 가 되며 에너지가격 P_E 는 $P_R^{max} + MC_S$ 가 된다. 결국 운영예비력의 가격상한(P_R^{max})이 에너지시장의 가격스파이크를 발생시킨다.

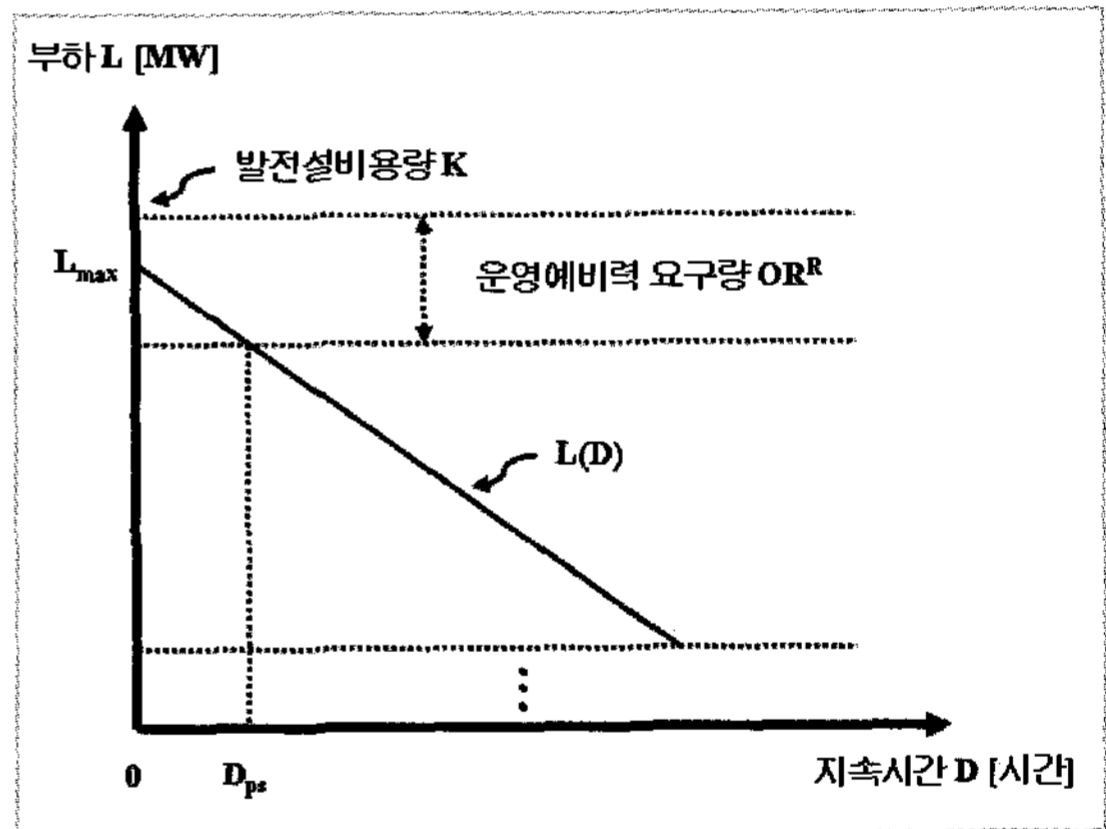


그림 2 가격 비탄력적 부하에 대한 부하지속곡선과 운영예비력 요구량

운영예비력 가격제의 장점은 에너지단일시장에 비해 가격을 안정시킨다. 에너지단일시장의 높은 가격스파이크를 더 자주 더 낮은 가격스파이크로 대체되는 효과를 가진다.

3.3 용량요금(Capacity payments)

용량요금제도는 가장 오래된 제도로 기본적으로 이 제도는 각 발전기에 대해 가용용량만큼 보조금을 지불하는 것이다. 발전의 고정비용을 감소시킴으로써 장기시장균형을 더 많은 발전용량의 방향으로 이동시킨다. 용량요금은 단일 요금 또는 계절별로 차

등요금이 되기도 한다. 가격상한과 결합하여 가격을 안정시키며 시행하기 용이한 제도이다. 용량요금은 남미(아르헨티나, 콜롬비아, 페루, 칠레), 영국초기 시장, 스페인에서 사용되고 있다. 용량요금 제도의 단점을 서술하면 다음과 같다. 첫째, 발전기가 실제 공급이 필요한 시기에 가용하여 운전할 인센티브를 제공하지 못한다. 공급부족시기에 발전기가 가용하지 않았다면 단지 그 날의 용량요금을 받지 못하는 것이다. 그 양은 전체 받는 용량요금에 비하면 매우 작다. 따라서 용량요금을 부담하는 소비자의 혜택이 불명확하다. 둘째, 가용/비가용 선언이 진실되지 못하다. 가용 여부와 상관없이 용량요금을 받고자 급전으로부터 배제되기 충분하게 높은 가격으로 입찰하여 비급전되고 가용을 선언할 경제적 인센티브를 존재한다. 셋째, 투자에 미치는 영향이 간접적이다. 추가적 수입원을 제공함으로써 어느 정도 신규설비 투자를 지원하지만 신뢰도수준을 만족하는 충분한 설비용량의 진입을 보장하지 못한다. 투자 위험을 감소시키지만 명확한 발전용량 총수요에 대한 지시를 제공하지 못한다[2,4].

3.4 용량 의무(Capacity requirement)

(1) 초기 용량시장

용량 의무제도는 미국 북동부시장(ISO-NE, NYISO, PJM)에서 사용되고 있다. 계통운영자가 전력을 최종소비자에게 공급하는 소매업자에게 발전회사로부터 자신들이 공급하는 최대 전력량에 일정 비율을 더한 발전용량(capacity credits)을 구매하도록 의무를 부여한다.

판매되는 용량단위는 unforced capacity를 사용하며 가용률 지수로는 EFORd(equivalent demand forced outage rate)를 사용한다. 예를 들어 100MW 설비용량은 갖는 발전기가 5% EFORd라면 Unforced capacity(UCAP)은 $100 \times (1 - 0.05) = 95\text{MW}$ UCAP이 된다. 발전기별 EFORd(equivalent demand forced outage rate)는 과거 성능 자료를 통해 계산되어 갱신된다. 쌍무계약을 통해 확보된 용량(capacity credits)의 경우, 계약내용에 따라 EFORd의 변화(증

가)에 따른 용량차이의 책임이 판매자 또는 구매자에 있다. 신규 발전은 같은 종류의 평균 EFORd를 부여 받는다.

소매업자가 용량을 확보하는 방법은 크게 4가지로 볼 수 있다. 자신이 직접 발전원 건설 또는 소유하거나 발전회사와 쌍무계약을 통해 확보하거나 수요관리프로그램을 통해 자신의 용량의무를 감소하거나 그리고 나머지 용량은 용량시장을 통해 확보한다.

용량의무량만큼 발전용량을 확보하지 못할 경우 벌금을 부과하는데 벌금은 초기용량시장에는 피크설비의 고정비용 수준으로 규제자가 결정하였다. 발전회사 입장에서 보면 발전 투자를 결정하고 건설에서 실제 투입까지 수년이 걸리기 때문에 목표설비용량(용량의무량)은 피크부하 예측이 불확실하기 때문에 불확실성 요소가 된다. 전체 시장의 발전설비가 이 목표설비용량 근처에서 변화한다면 용량시장에서 얻을 수 있는 용량수입은 고정비용의 1/2수준이 된다. 따라서 현재는 벌금을 2배로 인상하여 평균적으로 용량수입이 고정비용 수준이 되도록 하였다.

초기 용량시장의 문제점은 첫째, 그림 3과 같은 용량에 대한 완전 비탄력적 수요 및 발전기 대부분의 0원 입찰 행동으로 용량가격이 벌금 수준 아니면 0원 부근의 낮은 수준으로 형성되는 'bipolar pricing' 이 발생한다는 점이다. 또한 미국의 북동부시장(ISO-NE, NYISO, PJM)에서 용량시장을 처음 도입할 시기는 발전설비 건설이 한창일 때였다. 그 결과 과거 수년 동안 용량시장에 의해 결정된 용량가치는 그리

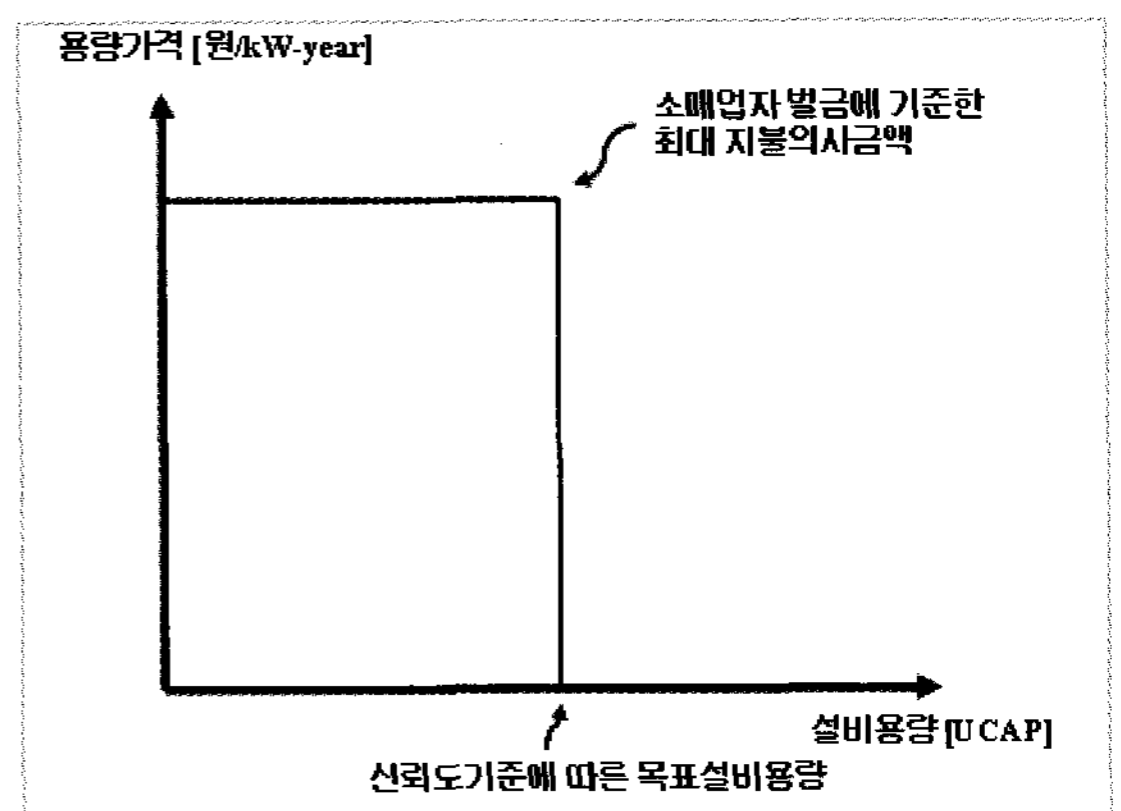


그림 3 초기 용량시장의 용량 수요 곡선

크지 않았다[5]. 둘째, 용량을 판매하였으나 실제 가용하지 않은 발전기에 대한 벌금은 적발될 확률을 고려하면 매우 낮아 용량요금과 마찬가지로 신뢰도 증진에 전혀 도움이 되지 않았음에도 용량가격을 받는 발전기가 생길 수 있다는 점이다. 셋째, 시장의 경험이 쌓일수록 공급자는 결국 높은 입찰이 더 이윤을 가져다 준다는 것을 알게 된다. 수직수요곡선과 단기공급입찰의 환경은 시장지배력이 행사되기 좋은 환경이다[6].

(2) 용량수요곡선 방식

초기 용량시장의 문제점 특히 수직적 수요곡선에 따른 용량가격 변동성을 해결하고자 완만한 수요곡선이 제안되었다. 용량시장에서 계통운영자가 소비자를 대신해서 그림 4와 같은 용량수요곡선을 만들어 경매를 통해 획득하고 그 비용을 소매업자에게 부담시킨다. 미국 북동부시장(NYISO, ISO-NE, PJM)에서 이와 같은 용량수요곡선 방식이 사용되고 있다.

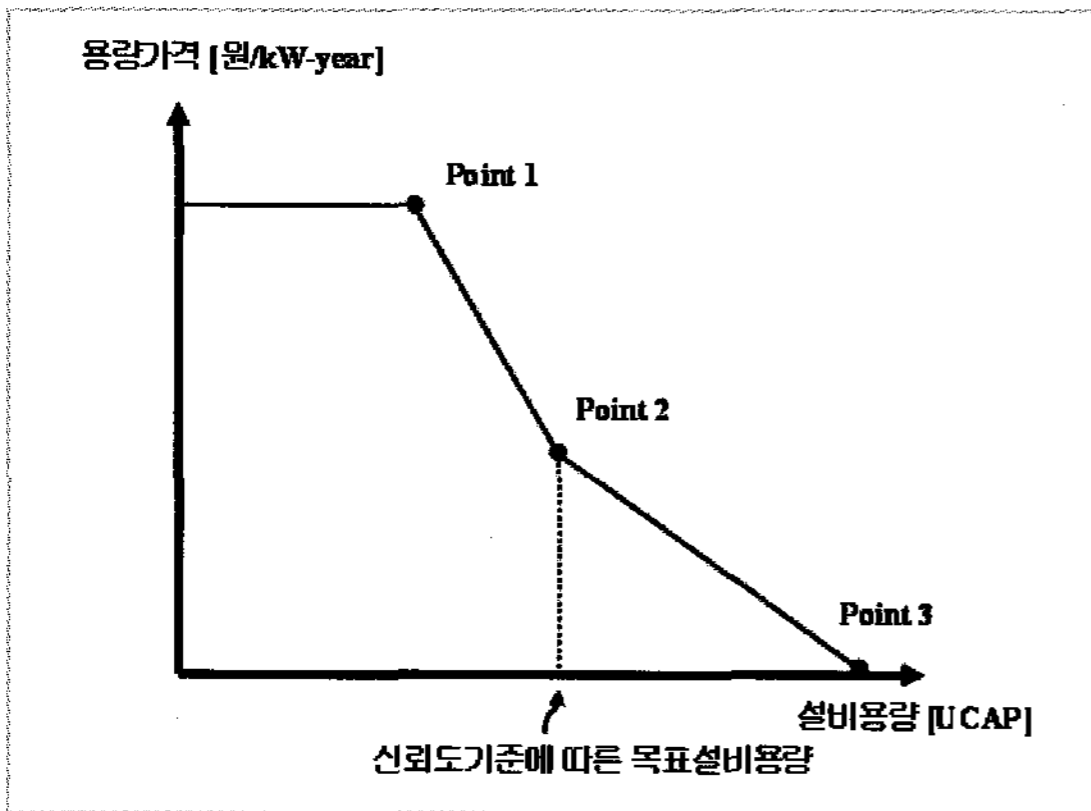


그림 4 용량수요곡선 방식

PJM은 Reliability Pricing Model(RPM)을 사용하는데 과거 용량시장의 단점을 지역신호 부재, 수직적 수요곡선, 단기 계약으로 보고 지역별 용량수요곡선을 도입하고 3년 전 경매를 통해 용량가격을 미리 결정하여 보다 명확한 투자신호를 제공하고 있다. 그림 4의 PJM RPM의 지역별 용량수요곡선을 설명하면 다음과 같다[7].

$$\text{Point1의 용량[UCAP]} = \frac{(\text{reliability requirement}) \times (100 + \text{IRM} - 3)}{(100 + \text{IRM})} \quad (8)$$

$$\text{Point2의 용량[UCAP]} = \frac{(\text{reliability requirement}) \times (100 + \text{IRM} + 1)}{(100 + \text{IRM})} \quad (9)$$

$$\text{Point3의 용량[UCAP]} = \frac{(\text{reliability requirement}) \times (100 + \text{IRM} + 5)}{(100 + \text{IRM})} \quad (10)$$

여기서 reliability requirement는 신뢰도기준에 따른 목표설비용량을 의미하며 예측피크부하에 목표설비에비율과 (1 - 기준EFORD)를 곱하여 구한다. PJM에서 목표설비에비율을 115%을 설정한다. IRM은 설비에비율(installed reserve margin)을 의미한다.

Y축의 용량가격은 다음의 식을 통해 산정된다.

$$\text{용량가격} = \frac{k(\text{CONE} - \text{E\&AS})}{(1 - \text{기준EFORD})} \quad (11)$$

여기서 CONE은 지역별 신규진입에 필요한 비용이며 E&AS는 지역별 에너지 및 보조서비스시장에 발생한 수입이며 Point1의 k는 1.5이며 Point2의 k는 1.0이며 Point3의 k는 0.2이다. 만일 적정설비용량이 들어온다면 신규진입에 필요한 비용만큼 회수가 가능하다.

3.5 용량 옵션(Capacity options)

신뢰도 계약(reliability contracts), 신뢰도 옵션(reliability options), 가격위험 헷징 계약(price risk-hedging contracts)등으로도 불린다. 계통운영자가 소비자를 대신하여 발전회사로부터 콜옵션을 구매한다. 그림 5와 같이 에너지가격 P_m이 옵션행사가격 P_s보다 큰 경우 그 차이는 소비자에게 돌아간다. P_s가 가격상한의 역할을 수행한다. 옵션 계약의 크기와 행사가격은 규제자에 의해 결정된다. 성숙된 시장에서는 시장참여자가 여러 행사가격을 가진 다양한 헷징 수단을 사용하지만 용량옵션 도입 과도기에는 단순함을 위해 행사가격을 단일 행사가격으로 하도록 한다. 경매를 통해 발전회사간 경쟁을 통해 옵션 프리미엄이 결정된다. 옵션프리미엄은 P_m이 P_s보다 큰 기간 동안 기대수입 손실을 반영한다[8,9,10].

용량옵션의 장점은 다음과 같다. 첫째, 옵션이 행사될 때 가용하지 않으면 P_m-P_s의 지출이 발생하므

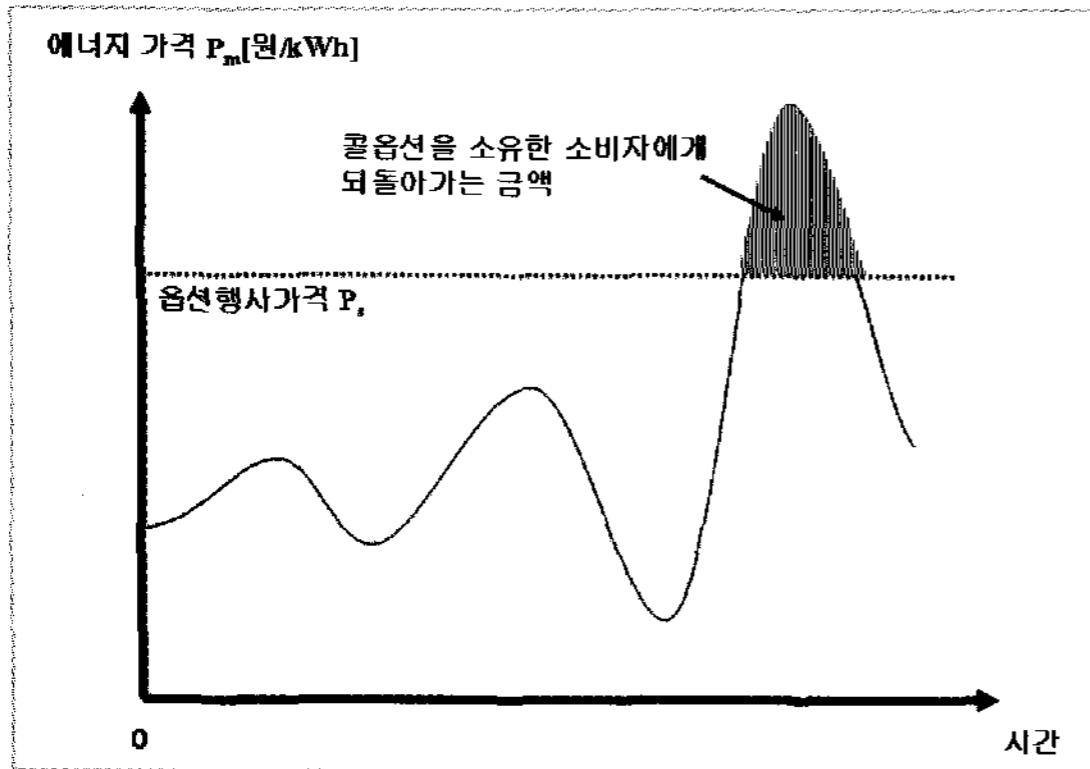


그림 5 에너지가격과 옵션행사가격

로 공급부족시기에 생산하려는 인센티브를 제공한다. 둘째, 발전회사가 기대출력(expected output)만큼 용량옵션을 판매하려는 인센티브를 가진다. 기대출력 이상으로 판매하면 가격 위험($P_m - P_s$)에 노출되지만 더 적게 판매하면 더 낮은 수입을 얻게 된다. 셋째, 전력가격의 안정화된다. 용량의무와 비슷하게 가격스파이크의 감소와 용량옵션에 지불되는 금액이 상쇄된다. 넷째, 다른 용량메커니즘과 달리 소비자의 실질적인 혜택이 보인다.

용량 옵션은 시장지배력을 제어하고 공급부족 시 발전기가 가용하여 실제 공급하려는 인센티브를 강화하고 소비자에게 에너지 가격위험에 대한 헷징 수단을 제공하지만 비용 회수를 보장하지 못한다는 비판도 존재한다[11].

4. 용량메커니즘의 분류 및 평가

용량메커니즘은 크게 보면 두 가지로 분류된다. 가격을 통해 적정 설비용량을 유인하는 가격기반 용량메커니즘(에너지단일시장, 전략적 예비력, 운영예비력 가격제, 용량요금)과 목표설비용량을 통해 적정 설비용량을 유인하는 용량기반 용량메커니즘(용량의무, 용량옵션)으로 분류할 수 있다.

전력을 공급한다는 것을 서로 다른 두 개의 상품, 에너지와 신뢰도에 대한 대리인 역할을 하는 용량을 공급하는 것으로 볼 수 있다는 시각(용량요금, 용량

의무, 용량옵션)과 용량은 인공적인 상품으로 시장에서 어떠한 자연스러운 수요도 존재하지 않으며 이러한 상품 도입은 에너지시장을 왜곡시킨다는 시각(에너지단일시장, 전략적 예비력, 운영예비력 가격제)으로도 나누어 볼 수 있다.

어느 메커니즘이 공급적정성 문제의 해결에 가장 효과적이라고 단언할 수는 없다. 용량기반 메커니즘이 가격기반 메커니즘보다는 더 안정된 발전 수입을 제공한다고 주장도 있으며 수요와 공급조건을 반영하는 가격변동성과 공급회소가격은 경쟁적 시장의 중요한 요소이기에 용량기반 메커니즘은 진정한 해결 대안이기 보다는 추가적 규제라는 주장도 있다. 또한 어떤 메커니즘을 채택한 전력시장에서 적정 설비용량이 유인되었다는 실증적 결과가 있더라도 그 메커니즘을 효과적이라고 말할 수는 없다. 각각의 전력시장은 고유한 자신만의 특징을 가지고 있기 때문이다. 예를 들어 에너지단일시장의 대표 시장이라고 할 수 있는 호주전력시장에서 적정 설비용량이 유인되었다는 실증적 결과가 있더라도 에너지단일시장이 효과적인 메커니즘이라고 단정할 수는 없다. 발전의 2/3정도와 소매의 1/2이상이 공공 소유이다. 시장 외부적 힘들이 투자 결정에 영향을 미칠 수 있기 때문이다[8]. 또한 선진국의 경우 수요 증가율(1~2%)이 낮기 때문에 퇴출 전원만을 신규전원으로 교체하고 노후설비의 일부를 예비력으로 유지하여도 적정 설비율을 유지할 수 있다. 반면 개발도상국의 경우 수요 증가율(4~5% 이상)이 높기 때문에 선진국과는 다른 접근이 필요하다.

5. 결론

지금까지 뜨거운 논쟁이 되고 있는 공급 적정성 문제에 대해 다루었다. 공급 적정성 문제의 핵심은 적정설비용량이 공급되었을 때의 비용 회수에 있다. 사회적 비용을 최소화하는 최적 설비용량만큼 설비가 공급되었을 때 현 시장 하에서 회수하지 못한 비용이 발생하면 발전회사는 비용 회수를 위해 적정

공급수준 이하로 과소 투자하게 된다. 과거 세계 전력시장의 경험을 보면 초과설비 수준이 아님에도 발전회사가 비용 회수를 못하는 상황이 발생하고 있어 공급 적정성에 대한 우려가 존재하고 있다.

에너지단일시장과 여러 용량메커니즘들은 이론적으로는 동일한 시장 균형을 가져다 주지만 각각의 메커니즘은 서로 다른 장단점을 가지고 있다. 어느 메커니즘이 공급적정성 문제의 해결에 가장 효과적이라고 단언할 수는 없다. 또한 어떤 메커니즘을 채택한 전력시장에서 적정 설비용량이 유인되었다는 실증적 결과가 있더라도 그 메커니즘을 효과적이라고 말할 수는 없다. 각각의 전력시장은 고유한 자신만의 특징을 가지고 있기 때문이다. 결국 용량메커니즘 채택은 전력시장의 내부 문제를 정확히 판단하고 여러 대안을 놓고 신중하고 종합적인 평가를 통해 결정하여야 한다.

참고 문헌

[1] E. S. Schubert, D. Hurlbut, P. Adib and S. Oren, "The Texas energy-only resource adequacy mechanism," *Electricity Journal*, vol. 19, no. 10, pp. 39-49, December 2006.

[2] L. J. De Vries, "Generation adequacy: Helping the market do its job," *Utilities Policy*, vol. 15, no. 1, pp. 20-35, March 2007.

[3] S. Stoft, "The demand for operating reserves: Key to price spikes and investment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 470-477, May 2003.

[4] C. Battle, C. Vazquez, M. Rivier and I. J. Perez-Arriaga, "Enhancing power supply adequacy in Spain: Migrating from capacity payments to reliability options," *Energy Policy*, vol. 35, no. 9, pp. 4545-4554, September 2007.

[5] E. Krapels, P. Flemming and S. Conant, "The

Design and Effectiveness of Electricity Capacity Market Rules in the Northeast and California," *Electricity Journal*, vol. 17, no. 8, pp. 27-32, October 2004.

[6] P. Cramton and S. Stoft, "A capacity market that makes sense," *Electricity Journal*, vol. 18, no. 7, pp. 43-54, August-September 2005.

[7] A. C. Sener and S. Kimball, "Reviewing Progress in PJM's capacity market structure via the new reliability pricing model," *Electricity Journal*, vol. 20, no. 10, pp. 40-53, December 2007.

[8] C. Vazquez, M. Rivier and I. J. Perez-Arriaga, "A market approach to long-term security of supply," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 2, pp. 349-357, May 2002.

[9] S. S. Oren, "Generation adequacy via call options obligations: Safe passage to the promised land," *Electricity Journal*, vol. 18, no. 9, pp. 28-42, November 2005.

[10] L. A. Barroso, H. Rudnick, R. Moreno, and B. Bezerra, "Ensuring Resource Adequacy with Auctions of Options and Forward Contracts," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, June 24-28, 2007, pp. 1-6.

[11] P. Cramton and S. Stoft, "The convergence of market designs for adequate generating capacity with special attention to the CAISO's resource adequacy problem," *White Paper for the Electricity Oversight Board*, April 2006.

[12] M. Bidwell and A. Henney, "Will the new electricity trading arrangements ensure generation adequacy?," *Electricity Journal*, vol. 17, no. 7, pp. 15-38, August-September 2004.