

용량요금과 예비전력 기본요금 분석을 통한 전력공급지장비용 유도

정영범*, 박민혁, 마삼선, 윤용범
한전전력연구원 전력경영연구소 전력산업연구그룹

Estimating electricity outage costs using demand charge of stand-by service and Capacity payment in Korea

young-beom Jung*, Min-Hyug Park, Sam-Sun Ma, yong-beum Yoon
Power Industry Research Group, Business Management Laboratory, KEPRI

Abstract - 정전비용 또는 전력공급지장비용은 평가방식이 다양하고 나라마다 그 결과값도 다양하여 범위가 상당히 크기 때문에 적합한 공급지장비용을 결정하는 것은 굉장히 어렵다. 하지만 전력공급시스템마다의 각각의 특성에 맞는 방식을 찾는 노력은 필요하다고 할 수 있다. 본 논문에서는 전력공급지장비용을 회피하기위한 국가적 전력공급시스템 측면에서의 전력공급비용을 수용자가 전력시장에서의 공급지장의 대안으로 지불할 의사가 이미 내포된 비용으로 평가하여, 발전설비와 전력수송경로 측면을 연결하여 용량요금과 예비전력 기본요금 분석을 통해 공급지장비용을 분석하였다.

1. 서 론

전력공급지장비용은 한 전력계통 공급설비의 적정 투자규모의 산정을 하기위해 필수적인 데이터이고 다. 하지만, 전력공급지장비용을 산출하는 방법이 다양하고 산출방법의 종류만큼 나라마다 그 결과도 다양하다. 해외의 기 연구 사례 결과를 보면 전력공급지장비용 추정치가 약 10,000 배의 범위에 걸쳐 있다.[1]

전력공급지장비용 평가 방법은 크게 객관적 접근 방식(또는 전력시장에 근거한 방식)과 주관적 접근 방식(또는 여론조사에 의한 방식)으로 나누어진다. 객관적 방식은 전력수요자에게 실제로 전력공급신뢰도와 그 신뢰도보장 가격에 대한 선택권이 있을 때 시장의 반응 또는 선호도에 기초한 방식이고, 주관적 방식은 실제 혹은 가상의 공급지장이 발생했을 때 영향을 받는 고객들을 대상으로 직접적인 조사와 면접을 통해 전력공급 신뢰도 가치를 평가하는 방법들이다.

이 두 가지 방식은 모두 결점을 지니고 있다. 하지만 어떤 방식도 국내의 경우 많은 연구가 이루어지지 않은 실정이다. 한국의 경우 2001년 이전까지 전력산업구조가 자연독점에 의한 수직통합체제를 유지해온 관계로 전력공급지장비용을 평가하기 위해 여론조사를 수행할 필요성이 없어서 최근에 와서야 수용가 입장에서 조사가 이루어 졌고, 국내 전력공급시스템 입장에서 객관적 접근 방식을 사용한 분석은 찾아보기 힘든 실정이다.

본 연구에서는 전력시장을 통한 공급신뢰도의 가치를 평가하기위해 기본적으로 최대수요 부분에서 일부가 부하절체 될 때 공급지장비용과 부하절체를 수행하지 않기 위한 전력공급비용이 같을 때 최적부하절체로 판단할 수 있다고 생각하고, 이 전력공급비용을 통해 공급지장비용의 가치를 평가하고자 한다. 전력공급비용은 한국의 공급지장확률(LOLP : Loss of Load Probability)을 고려한 확률적 공급지장에너지회피하기위해 추가되는 가상 설비의 용량요금과 송배전 설비만을 고려한 공급지장 회피 비용으로 통용되는 예비전력 기본요금을 통해 분석할 것이다.

2. 본 론

전력공급지장비용 평가를 위한 상대적 전력공급소요비용 산출을 하는 방법은 앞서 언급한 객관적인 접근 방식에 포함된다. 이 방식의 단점은 일반적으로 전력요금이나, 예비용량에 기초한 평형 상태에서의 전력공급의 가치를 평가하기 때문에 저평가 된다는 점이다. 우리는 이러한 단점을 보완하기위해서 확률적 공급지장에너지회피하기위한 발전설비 건설비용과 송배전 및 배전 설비고장을 회피하기위한 예비전력 기본요금을 적용하여 (식 1)과 같이 접근할 것이다.

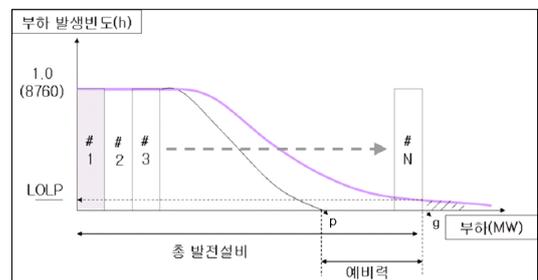
$$V_{LL} = V_{L-avoid_gen} + STB \quad (식 1)$$

- 여기서,
- V_{LL} : 단위 공급지장비용(원/kWh)
 - $V_{L-avoid_gen}$: 최대수요부분 또는 공급지장가능 영역을 감당할 발전설비의 단위전력당 전력공급비용
 - STB : 예비전력 기본요금 원가 분석을 통한 송배전/배전설비 고장

회피비용

2.1 확률적 공급지장에너지

발전기 탈락이나 대용량 송전선로고장 등으로 발생할 수 있는 특정한 상황에서의 부하절체가 발생할 확률을 완전히 '0'으로 만들 수는 없다. 이는 발전기 고장정지율과 송배전설비 고장발생확률이 '0'일수는 없기 때문이다. 이런 가능성으로 인해 발생할 수 있는 공급지장확률(LOLP)은 공급설비신뢰도 지표로 널리 통용되고 있다. 1년의 부하를 내림차순으로 정렬할 때 보통 최대수요 부분의 빈도수 또는 지속시간은 짧다. 따라서 공급지장확률을 '0'에 가깝게 하기위해서는 불필요한 설비운영비용이 발생하게 되므로 적절한 수준의 LOLP를 지정하여 사용하는 것이 바람직하다. 한국은 현재 LOLP 0.5 (day/year)로 되어 있다. 이 신뢰도 수준에 상응하는 확률적인 공급지장에너지량은 전체계통 발전설비의 규모와 각 발전기별 고장정지율에 의해서 달라지므로 정확히 산정하는 것이 어렵다. <그림 1>과 같이 ELDC(Equivalent Load Duration Curve)[2]를 통한 확률적 시뮬레이션 방식을 장기전력수급전산모형인 WASP IV[3]를 통하여 3차 수급전원계획에 맞추어진 발전기특성 데이터를 이용해 구한 결과 2.6 GWh(<그림 1>에서 오른쪽 빗금친 영역에 해당)로 계산되었고, 이를 기준 공급지장에너지로 사용하였다.



<그림 1> ELDC 곡선을 이용한 확률적 시뮬레이션

<표 1> 제목을 적어주세요

2.2 전력공급지장 회피를 위한 발전설비측면의 전력공급비용

<그림 1>에서 빗금친 영역의 넓이에 해당하는 확률적 전력공급지장 에너지를 감당 또는 회피하기위한 비용은 (식 2)와 같이 고정비에 변동비를 더한 금액이다.[4]

$$V_{L-avoid_gen} = FC_{peak}/cf + VC \quad (식 2)$$

- 여기서,
- $V_{L-avoid_gen}$: 전력공급지장 회피를 위한 발전설비측면의 전력공급비용
 - FC_{peak} : 공급지장가능 영역을 감당할 발전설비의 고정비
 - cf : 발전설비 가용률
 - VC : 공급지장가능 영역을 담당할 발전설비의 변동비

(식 2) ' FC_{peak}/cf ' 부분은 아래 (식 3)에 표현되는 한국의 일반발전기 용량가격 산출 방식과 부합한다.[5]

$$\text{기준용량가격} = \frac{\text{연간자본비용(연금화금액)}}{8760 \times \text{가용률}} \quad (식 3)$$

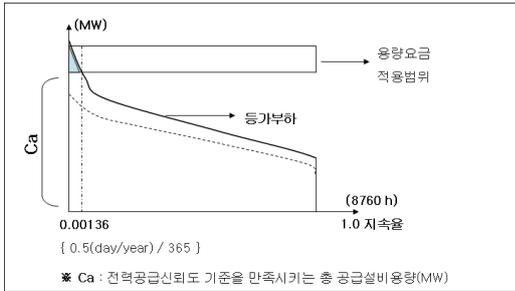
예상치 못한 일반적인 량 보다 큰 공급지장이 발생했을 경우를 제외하면 부하절체가 일어날 가능성이 높은 부분은 <그림 1>에서와 같이 그 지속시간이 매우 짧을 것이다. 때문에 기저발전기를 건설하여 이용율을

낮추어 운전하는 것은 국가적인 측면에서 볼 때 매우 비 경제적이므로 전력공급지장에너지를 감당할 것 이라 예상되는 발전기는 일반발전기 또는 수력/양수 발전기일 가능성이 높다. 그런데 일반 수력/양수 둘다 용량요금 단가로서 일반발전기 용량요금 단가를 사용한다.

실제 용량요금 정산방식은 두 발전원별로 다른 방식을 사용하지만 입찰용량에 대한 정산금이라는 공통점[6]과 일반발전기에 비해 수력/양수는 입찰이 비교적 제한되어 있다는 점을 감안하여 아래와 같이 단순화하였다.

$$FC_{peak}/cf = P_{Loss} \times HCF \times 1,000 \quad (\text{식 4})$$

- FC_{peak}/cf : 공급지장에너지를 회피하기위한 발전설비의 고정비용
- P_{Loss} : 확률적인 공급지장에너지 (GWh)
- HCF : 일반발전기 용량요금 단가 (7.17원/kWh)



<그림 2> 'P_{Loss}에 대한 용량요금 적용범위

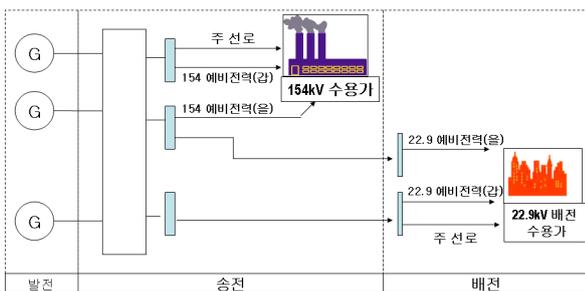
'P_{Loss}' 담당하기 위한 발전설비의 용량요금 적용범위는 <그림 2>에서 볼 때 단지 등가부하 최대수요 부근의 삼각형을 감싸는 사각형 영역이 아니라, 발전사가 용량입찰을 공급신뢰도를 만족시키기위한 지속기간 (0.00136) 만큼만 하지 않고 투자비회수를 목적으로 거의 1년 동안 한다는 점을 고려하면 단지 'P_{Loss}'를 감당하기위해 전력공급시스템 측면에서 소요되는 고정비용은 <그림 2>에 보이는 용량요금 적용범위로 표시된 부분의 넓이에 용량요금 단가를 곱한 것이라 할 수 있다.

이를 통해 구한 단위전력당 고정비용은 앞 절에서 구한 'P_{Loss}'의 지속율의 역수를 'HCF'(7.17 원/kWh)에 곱한 형태가 되며, 결과는 5,272 원/kWh 이다.

확률적 전력공급지장에너지를 회피하기위한 비용중 변동비는 고정비에 비해 일반적으로 굉장히 작으므로 생략한다.

2.3 예비전력 기본요금 원가분석을 통한 유도

예비전력 서비스는 송변전 또는 송변전 에서 배전까지의 범위 내에서만 공급지장을 회피할수 있는 전력수용가의 회피수단이라 생각 할 수 있다. 앞 절에서 산출한 발전설비공급비용과 송변전/배전 측면에서의 전력공급비용의 관계는 수용가까지 가기위한 일련의 경로이므로 어느 한 쪽을 배제하고 공급지장을 회피할 수는 없다.



<그림 3> 한국의 예비전력 사용형태

따라서 송변전/배전 측면만을 고려했을때의 공급지장 회피수단인 예비전력의 기본요금을 분석하여 이를 전력공급비용의 일부로 처리하여야 한다.

예비전력은 <표 1>과 같이 분류하고 원가회수 측면에서 기본요금을 수용가에 청구 한다.

<표 1> 예비전력 계약종별 및 기본요금

계약종별	154kV	22.9kV	공급전압
예비전력(갑) : 동일전원	2%	5%	상시전력기본
예비전력(을) : 다른전원	10%	10%	요금 대비

<표 1>은 상시전력 기본요금이 적정 설비 투자보수율이 적용되었다고

가정하고 여기서 예비전력 이용시 추가되는 전력공급원가는 송변전 또는 배전까지의 원가가 추가 된다고 고려하여 전력공급원가중 이들의 비율을 적용하여 나온 결과이다.[7] 하지만 지금까지 적용되지는 않았지만 예비전력(을)의 경우 다른변전소에서 서비스가 제공될 때, 공급전압에 따라 추가되는 공급원가에 대한 개념이 다르다. 154kV의 경우 <그림 3>에서와 같이 송전과 변전 원가 들이 추가되지만, 22.9kV 경우 송전, 변전비용이 기본적으로 추가되고 배전까지 추가되는 형태가 된다. 동일전원의 경우는 변전소에서 고객까지만 추가되므로 송전은 송전원가만, 배전은 배전원가만 추가되는 개념이다.

공급지장을 회피하기위한 일부분으로서 예비전력 기본요금 단가를 구하기 위해서는 상시전력 기본요금의 계약종별에 따른 분류를 관찰할 필요가 있다. 산업용의 경우 상기에 언급된 바와 같이 배전에서 약간의 증가를 보이고 있다. 일반용과 교육용의 경우는 차이를 보이지 않고 있는데 원가 절감으로 인한 비용차이를 적용하지 않은 것으로 분석된다.

<표 2> 계약종별 상시전력 기본요금

'교압 B' (154kV)	기본요금 단가 (원/kWh)	'교압 A' (22.9kV)	기본요금 단가 (원/kWh)	비 고
산업용(병)	4,210 4,670 5,180	산업용(병)	4,560 5,260	왼쪽부터 선택 I,II,III
산업용(을)	4,210 4,870	산업용(을)	4,560 5,260	
산업용(갑)	4,100 4,730	산업용(갑)	4,440 5,110	
일반용(을)	5,480 6,300	일반용(을)	5,480 6,300	
교육용	4,340 4,970	교육용	4,340 4,970	

우리는 여기서 모든 계약종별 기본요금에 대한 예비전력요금을 사용할 수 없으므로 부하절체시 가장 피해가 작을것으로 판단되는 배전수용가의 교육용 요금을 기준으로 선택하였다. 이를 이용해 예비전력 기본요금을 이용한 전력공급지장 단가는 497 원/kWh 이다.

2.4 종합비용 및 결과 분석

(식 1)에 2.2결과 2.3절에서 나온 결과를 적용하여 최종적으로 나온 산출 값은 다음과 같다.

$$5,769 \text{ 원/kWh} = 5,272 \text{ 원/kWh} + 497 \text{ 원/kWh} \quad (\text{식 5})$$

하지만, 이 결과는 기본적으로 전력공급지장비용이 부하절체를 하지 않기위해서 소요되어야 할 전력공급비용과 같을때 부하절체를 시행할 수 있다는 이론을 바탕으로 이루어진 것이므로, 확률적인 전력공급지장의 허용치라 말할 수 있는 신뢰도지수 LOLP의 변화에 영향을 받으며 이 값이 특정 범위를 벗어나면 발전설비측면에서는 전력공급비용 계산을 위한 파라미터를 모두 바꿔야 되므로 기본적으로 작은 범위의 부하절체에 대한 공급지장 가치를 평가하는 방식이라 할 수 있다.

3. 결 론

전력공급지장 비용을 국내 총 전력공급시스템의 입장에서 공급지장을 일어나지 않게 하기위해 추가되어야할 전력공급비용으로 그 가치를 평가하였다. 기본적인 전제가 부하절체로 인한 전력공급지장비용을 평가하는것이므로 전력공급비용을 산정하기위해 발전설비 측면 뿐만 아니라 수용가에 까지의 수송경로에 대한 추가비용 측면에서의 비용을 연결시켜 산출하였다. 아무리 공급예비력이 많더라도 송배전 측면에서 고장은 수용가의 공급지장으로 이어지기 때문이다. 또한 부하절체 가능용량의 적정수준을 결정하는데 있어서 신뢰도기준 LOLP를 적용한 것은 순서상에 문제가 여지가 있으나 현재까지 장기전력수급계획시 이 기준이 적절하던 아니던지 적용되어져 온 것이 사실이므로 현실적인 적용기준이 될 수 있을 것 이다.

[참 고 문 헌]

- [1] 한국전력공사 전원계획처, SRI Consulting, "한국의 적정 LOLP 수준결정에 대한 연구", 1999. 7
- [2] 김영창, "발전설비 투자이론", IECC 에너지시리즈-3, 2006. 7
- [3] IAEA, A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning, WASP-IV, User's Manual, 2004
- [4] Steven Stoft, "Power System Economics (Designing Market for Electricity)", IEEE Press, 2002
- [5] 한국전력거래소, "전력시장운영규칙", 2006. 1
- [6] 한국개발연구원, "변동비 반영시장 평가진단 및 개선 연구", 2005. 11
- [7] 한국전력공사, "기본공급약관,세칙 및 선택 보안공급약관", 2006. 9