

우리나라 전력시장의 용량요금제도 개선방안에 관한 연구*

김대욱** · 김광인*** · 조성봉**** · 최우진*****

요 약

우리나라 전력시장의 현행 기준용량가격은 2001년 전력시장이 출범할 때에 결정한 가격과 사실상 차이가 없으나, 발전회사는 그동안 이에 대하여 크게 이의를 제기하지 않았다. 이는 2001년 이후 전력도매가격이 지속적으로 상승함에 따라서, 발전회사들이 용량요금의 부족분을 변동비의 차익으로부터 충분히 보상받을 수 있었기 때문으로 판단된다. 그러나, 최근 기저발전기의 시장진입, 천연가스 도입가격의 하락 등으로 인해서 SMP가 하락하고 있어 이로 인하여 발전회사의 수익성은 지속적으로 악화되고 있는 상황이며, 결과적으로 발전회사의 주요한 수익원인 용량요금에 대하여 적정성에 대한 논란이 발생하고 있다. 본 연구에서는 우선 현행 우리나라 전력시장 용량요금 현실화 필요성에 대해서 논의하고, 나아가서 이를 개선하기 위한 방안으로 성과형 용량요금 적용방안, 지역별 용량가격계수 및 시간대별 용량가격계수의 개선방안에 대하여 논의한다.

* 본 논문은 “용량요금 제도개선 및 용량시장 도입에 관한 연구”를 학술논문의 형태로 수정·보완하여 작성되었다. 또한, 본 논문은 2012년도 숭실대학교 교내연구비 지원에 의하여 이루어졌음을 밝혀둔다.

** 숭실대학교 경제학과 부교수(주저자). daekim@ssu.ac.kr

*** 숭실대학교 경제학과 겸임교수, kikum8909@ssu.ac.kr

**** 숭실대학교 경제학과 교수, sbcho@ssu.ac.kr

***** 숭실대학교 전기공학과 부교수. wjchoi@ssu.ac.kr

마지막으로 본 연구에서는 앞에서 논의된 다양한 용량요금 제도의 개선을 위한 규칙개정의 절차 및 방향에 대하여 살펴본다.

주요 단어 : 용량요금, 성과형 용량요금, 지역별 용량계수
경제학문헌목록 주제분류 : L1, L4, L5

I. 서 론

현행 우리나라 전력시장에 적용되고 있는 기준용량가격의 수준은 2001년 전력시장이 출범할 때에 결정된 가격과 사실상 차이가 없다. 이는 발전소의 건설비용이나 운전유지비용 등은 물가상승의 영향을 받아서 매년 상승하지만, 그동안 이러한 비용인상분이 합리적으로 반영되고 있지 못하였음을 의미한다. 또한, 용량요금의 적정 수준 외에도 용량요금을 결정할 때에 기준이 되는 발전기의 표준발전설비도 현재 건설되고 있는 발전기는 과거의 발전기와 차이가 존재한다. 이로 인하여 현재 운영 중인 용량요금이 본연의 역할인 신규투자를 유도하고 적정한 전원을 유도하기 위한 방향으로 설계되고 있는 지에 대한 검토는 현 시점에서 중요한 문제이다.

그동안 용량요금이 인상되지 않은 주요한 원인은 크게 두 가지로 볼 수 있다. 첫째, 현재 우리나라의 용량요금 지급기준은 가스터빈으로 되어 있으나 실제로는 가스터빈 발전기에 대한 건설은 이루어지지 않고 있기 때문에 용량요금 재산정을 위한 실질적인 자료가 부족하다는 점을 들 수 있다. 둘째, 2001년 이후 전력도매가격이 지속적으로 상승함에 따라서, 발전회사는 변동비의 차익이 크게 발생하여 용량요금의 부족분을 변동비의 차익으로부터 충분히 보상받을 수 있었기 때문에 용량요금 재산정을 통한 인상의 필요성이 제기되지 않았다는 점을 들 수 있다.

그러나 발전소의 이러한 비용회수 및 수익구조는 현행 CBP 시장의 운영원칙에 부합하지 않은 제도이며, 이에 대한 근본적인 개선은 중요하다. 특히, 발전원가가 저렴한 기저발전기가 순차적으로 시장에 진입할 예정이어서 앞으로 가스복합발전기의 운영여건은 수익이 급격하게 악화될 것으로 전망된다. 따라서 현 상황에서 용량요금의 현실화는 반드시 필요하고 이를 개선하기 위한 다양한 방안에 대한 논의가 중요하다.

본 연구에서는 현행 용량요금 제도를 개선하기 위해서 먼저 현행 우리나라의 용량요금 제도의 의의 및 기준발전기와 기준단가의 산출과정을 살펴본다. 이후에는 용량요금의 현실화 필요성과 이를 위한 다양한 대안에 대해서 논의한다. 실제로 기준용량가격을 재산정하기 위해서는 건설비와 운전유지비에 관해서 발전소별로 설문조사 조사가 필요하다. 본 연구에서는 자료의 제약으로 인하여 용량요금 재산정을 위해 필요한 가이드라인만을 제시하였다. 이후에, 본 연구에서는 발전기가 실제로 전력시장에 기여하는 정도를 구분하여 용량요금을 차등화하여 지급함으로써 효율적인 발전기의 진입과 적절한 유지보수를 유도하기 위한 성과형 용량요금제 적용의 다양한 방안을 제시하였다. 이와 함께 본 연구는 최근 논란이 되고 있는 지역별 용량계수와 시간대별 성과계수의 개선방안에 대해서 논의하였다. 마지막으로 본 연구는 논의된 내용을 시행하기 위하여 필요한 기준용량가격의 비용평가 및 규칙개정안을 구체적으로 제시하였다.

본 연구는 다음과 같이 구성되어 있다. II장은 현행 우리나라 용량요금 제도에 대해서 다룬다. III장은 기준용량요금의 재산정 필요성과 현실화 방안에 대해서 논의한다. IV장은 용량요금제도 변경을 위한 규칙개정의 절차 및 방향을 제시한다. 마지막으로 V장은 결론 및 정책적 시사점을 제시한다.

Ⅱ. 현행 우리나라의 용량요금 제도

1. 우리나라 전력시장에서의 용량요금의 의의

우리나라 전력시장에서 용량요금이란 전력시장의 입찰에 참여한 발전기에 대하여 해당 시간의 입찰용량에 대하여 정해진 용량요금 가격단가 즉, 용량가격으로 보상하는 금액을 의미한다. 현재 우리나라 전력시장에서는 발전입찰용량에 대해 적용하는 용량가격은 피크기간과 일반기간 및 각각에 대한 경부하 시간대, 중간부하시간대 및 최대부하시간대로 구분하여 서로 다르게 지급하고 있으며, 또한 수도권, 비수도권, 제주지역으로 구분하여 지급하고 있다. 현재, 제주지역을 제외한 육지에 대해 지급하는 기준용량가격은 매 시간당 7.46원/kW이다. 여기서 기준용량가격이란 세부 용량가격을 결정하기 위한 평균용량가격의 의미를 가진다.

용량요금은 발전설비 고정비 즉, 건설비용 및 고정운전비용을 보전하는 성격을 갖기 때문에 전력시장에서 발전설비에 대한 투자를 촉진하는 제도로써 도입되었다. 현 전력시장에서 발전기들은 운전할 수 있는 상태를 유지하기만 하면, 실제 운전여부와 관계없이 용량요금을 지급받기 때문에 발전소로서는 고정비 성격의 수입원이 된다. 이러한 안정적인 수입원이 있기 때문에 발전회사로 하여금 발전설비에 대한 투자를 촉진시키는 역할을 한다.

용량요금은 일단위로 입찰한 발전기에 대하여, 매시간 발전할 수 있는 발전용량 즉, 가용능력의 크기에 따라 지급한다. 이러한 용량요금 제도는 발전설비에 대하여 최대 용량으로 일단위의 전력시장에 입찰을 유도하는 기능을 갖는다. 즉, 발전회사들이 발전기 가용능력을 최대한 확보하기 위하여 발전기 정비를 효율적으로 시행하고 고장정지를 억제하는 노력을 하도록 유도하는

기능을 한다. 결과적으로 용량요금 제도는 발전입찰량을 증대시켜서 전력시장의 가격을 낮추는 역할을 하며 나아가서 전력계통의 안정적인 공급능력을 확보하는 역할도 수행한다.

2. 기준발전기의 선정 및 용량요금의 산출과정

우리나라 전력시장에서는 변동비반영원가시장의 구조를 고려하여 2001년 3월 28일에 개최된 제1차 전력시장운영위원회에서 용량요금제도를 도입하기로 결정하였다. 즉, 용량요금 제도는 전력시장이 필요로 하는 자원수급의 적정성, 특히 공급 적정성 확보를 위하여 채택되었다고 할 수 있다. 이는 용량요금이 발전입찰에 참여한 발전기들의 시간별 공급가능용량에 대한 보상 기준가격으로서 발전사의 한계고정비용(Marginal Fixed Cost)을 추정하여 보상하는 것이라 볼 수 있다. 따라서 용량요금은 발전회사의 실제 발전량에 관계없이 입찰량, 즉 최대 가용능력을 신고한 물량에 의해서 지급되고 있다

〈표 1〉 기준발전기 건설비 검토 내역

구 분	서인천복합 #1,2 (1992년)	신인천복합#1,2 (1997년)	울산복합#2 (1997년)	평택복합 (1994년)
설비용량 (MW)	1,240	1,288	644.8	351.6
기자재비 (천원/kW)	321,494 (259)	286,167 (222)	145,101 (225)	87,714 (249)
시 공 비 (천원/kW)	421,105 (340)	164,022 (127)	74,599 (116)	109,148 (310)
간 접 비 (천원/kW)	19,861 (16)	55,539 (43)	29,570 (46)	9,638 (27)
총 건 설 공 사 비	762,461	505,728	249,270	206,499
건설단가 (천원/kW)	615	393	387	587

자료: 「전력산업 현황」, 한전 전력산업 구조조정실(2000년 1월)

일반적으로 용량가격은 전력시장에 진입하는 첨두부하용 발전소의 고정비 즉, 건설투자비와 고정운전유지비의 합을 바탕으로 산정된다.¹⁾ 전력시장이 출범할 당시에 용량가격 결정을 위한 기준발전소는 울산복합발전소 중 가스터빈 부분을 기준으로 산정되었다. 당시에 기준발전기 선정에 위한 검토대상 발전소로는 우리나라 전력계통에서 운전 중이던 4개의 서인천복합 #1,2(1,880 MW), 신인천복합 #1,2(당시명칭 서인천복합 #3,4), 울산복합#2, 평택복합 등 4개 LNG 복합발전소가 운영중이었다. 용량요금을 산정하기 위해서 이들 4개 LNG복합발전소의 가스터빈발전소 해당부분에 대한 설비용량, 기자재비, 시공비, 간접비 등으로 구분하여 총건설비를 산출하였으며, 건설년도가 상이함을 고려하여 시공비, 간접비에 대해 검토년도 기준으로 물가 상승률도 반영하였다. 그 결과 용량가격 결정을 위한 기준발전기는 단위용량 당 총건설비가 가장 낮은 발전기였던 울산복합 #2발전소의 가스터빈 부분이 선정되었다.

한편, 용량가격 기준발전소의 고정운전유지비는 당시 운전 중이던 서인천복합발전소 및 평택복합발전소의 실적을 고려하여 건설비의 6.2%를 운전유지비율로 산정하였다.

〈표 2〉 발전소 운전유지비 비율

구 분		투자비단가 (천원/kW)	운전유지비 (백만원)	운전유지비 단가 (천원/kW)	운전유지비 비율(%)	평균운전 유지비율 (%)
평택 복합	'96	587	13,633	39	6.6	6.2
	'97	587	14,846	42	7.2	
서인천 복합	'95	615	33,991	27	4.5	
	'96	615	49,666	40	6.5	

자료: 「전력산업 현황」, 한전 전력산업 구조조정실(2000년 1월)

1) 일반적으로 발전소 건설비와 운전유지비용이 저렴하여 첨두부하용 발전기로 적합한 가스터빈 발전기가 이에 해당한다.

당시에 용량가격 기준발전소의 건설투자비를 연간균등화설비비(투자비연간 고정분담금)로 환산하기 위한 할인율은 당시 전력수급기본계획에서 적용하던 것과 동일하게 실질할인율 8%로, 그리고 발전소 수명기간 또는 내구년한은 30년으로 설정하였다. 또한 당시의 발전기 1기당 연평균 보수일수(24.86일)를 고려한 기준발전기의 연간 입찰가능시간인 가동률은 93%로 산정하였다.

그러나 이후에는 기준용량가격을 물가상승에 따라서 매년 재 산정하는 것이 원칙이나, 매년 재산정하지 못하고 비용평가위원회에서 초기 설정된 값을 계속 사용하도록 결정하여 왔다. 이는 용량가격을 재산정하기 위한 기초자료가 마련되지 못했을 뿐 아니라 전력시장 가격이 상승함에 따라 발생하는 발전부분의 초과이익을 억제하려는 측면도 있었던 것으로 판단된다. 다만, 2004년도 말에는 기존 자료를 이용하여 용량가격 결정 기준발전기를 울산복합에서 신인천복합으로 변경하고 신인천복합의 운전유지비를 반영하였다. 또한, 연간 실질할인율을 당시 여건을 반영하여 8%에서 7.5%로 조정하였다. 그러나 재산정 결과는 일반시장의 경우에 초기부터 사용한 용량요금인 7.17원/kW과 동일하였다.²⁾ 이후에 기저시장의 경우에는 기저용량가격이 약간 하락하여 과거의 21.7원/kW에서 20.49원/kW으로 조정되었다. 이러한 재산정 결과는 2005년 1월부터 전력시장에서 적용되었다.

2) 2007년도부터 적용된 수전전력 기본요금과 송전접속비용의 용량가격 전환으로 기준용량 가격은 시간당 7.17원/kW에서 7.46원/kW로 변경되었다.

Ⅲ. 기준 용량요금의 재산정 필요성과 현실화 방안

1. 용량요금의 현실화 여건

우리나라 전력시장의 용량요금은 그동안에 발전기 건설비 상승과 운전유지비가 큰 폭으로 상승하였지만 용량요금은 이를 반영하지 못하여 왔다. 이는 현재의 용량요금 수준이 발전사업자에게 올바르게 투자유인을 제공하고 있지 못함을 의미한다. 특히, 현행 용량요금은 실질할인율을 바탕으로 설계되었기 때문에, 전력시장운영규칙에 따르면 매년 물가 상승을 반영하여 기준용량가격을 재산정하여야 함에도 불구하고 이러한 원칙이 지켜지지 않고 있다.³⁾

그동안 기준용량가격이 현실화되지 못한 이유는 발전기들이 전력시장에서 얻는 변동비 차익이 적정 수준을 상회하였기 때문이다. 즉, 용량요금 자체만을 볼 때는 물가상승에 따른 현실화 필요성은 인정되지만, 전기요금이 제대로 인상되지 않은 상황에서 전력시장에서의 구매자인 한전의 구매비용 상승을 감당할 수 있는 방안이 없었기 때문으로 판단된다. 그동안 우리나라 전력시장에서 전력도매가격이 높게 형성된 주요한 이유는 한편으로는 유연탄은 200% 이상, 그리고 LNG는 100% 이상 연료가격이 상승하였기 때문이다. 다른 한편으로는 전력수요가 장기에측치보다 훨씬 높게 나타남에 따라 예비율이 매우 낮은 수준으로 급격히 하락하면서 전력도매가격 상승효과가 발생하였다. 이러한 전력시장 도매가격의 상승은 한전의 전력구매비용의 상승으로 바로 직결되었다. 그러나 한전의 주요한 수입인 전기요금은 정책적인 요인으로 인하여

3) 제주계통의 경우에는 육지 계통과 별도로 높은 수준의 용량요금을 신설하여 적용하고 있으며, 2005년도에 새로운 용량가격 수준을 검토하였으나, 기저시장의 용량가격만 21.49원/kW에서 20.49원/kW로 낮추었고, 일반시장의 경우는 동일한 값을 적용하였다.

도매가격 상승보다 낮은 수준에서 결정되어서, 결과적으로 판매회사인 한전에 큰 폭의 적자가 발생하였다.

그러나 이러한 상황은 올해부터 반전되고 있다. 구체적으로 석탄, 원자력 등 신규발전기가 대거 전력시장에 진입하고, 발전연료가격이 안정세를 유지하고 있어서 전력도매가격이 큰 폭으로 떨어지고 있는 상황이다. 이는 신규 기저발전기가 시장에 지속적으로 진입함에 따라 예비율이 상승한 것이 기인하고 있다. 이러한 전력도매가격의 하락 추세는 중장기적으로 지속될 것으로 보인다. 그러나 이와 같이 전력도매가격이 지속적으로 하락하고 있음에도 불구하고 최근에 이루어진 두 차례에 걸친 전력소매요금의 인상으로 인해서 전력시장 구매자인 한전의 수익성은 앞으로 크게 개선될 것으로 전망된다. 따라서 현재의 요금구조 하에서는 한전의 적자는 더 이상 우려되지 않는 반면, 발전회사 특히, 첨두부하용 발전기인 LNG 복합발전소는 큰 폭의 적자가 발생할 것으로 전망된다.

2. 새로운 용량요금 적용의 필요성

2001년 이후에 시장에 진입한 발전기의 건설비용이나 운전유지비용 등은 물가상승의 영향을 받아서 매년 상승하여 왔으나, 용량요금은 이러한 비용인상분을 적절히 반영하지 못하였다. 또한, 현재의 기준발전기는 이미 오래전에 채택되었기 때문에, 향후 기술진보 및 환경규제 기준 강화에 따라서 전력시장에 진입할 수 있는 표준적인 설비구성과는 큰 차이를 나타내고 있다. 따라서 현재 운영 중인 용량요금이 본연의 역할인 신규투자를 유도하고 적정한 전원을 유도하기 위한 방향으로 진화하고 있는지에 대한 재검토는 현 시점에서 매우 중요하다.⁴⁾

4) 이는 산업기술대의 「기준용량가격 및 지역별 용량 가격계수의 합리적 산정방안 연구」, 전력거래소의 「CBP전력시장 경쟁강화를 위한 전력시장제도 선진화」 및 「용량요금 제도 개선 및 용량시장 도입에 관한 연구」에서도 논의되었다.

5) 열병합발전기 등 특수 발전기는 용량가격 기준발전기로서 부적합하여 조사대상에서 제

용량가격 산출에 기준이 되는 기준용량가격은 우리나라 전력시장에서 발전기들이 입찰한 단위용량에 대한 평균적인 보상단가이다. 이러한 기준용량가격은 기준발전기가 1년 동안에 회수하여야 하는 고정비 즉, 기준발전기 건설비 연금액(원/kWy)과 연간운전유지비를 평균적인 연간 입찰 가능용량으로 나눔으로써 산출된다. 따라서 기준용량가격을 구체적으로 산출하기 위해서는 기준발전기에 대한 총건설비와 연간운전유지비, 할인율, 및 가용률 등에 대한 자료가 필요하다. 이와 함께, 용량가격 기준발전기의 건설비를 선정하는 데 있어서 어느 특정한 발전기를 지정하여 이를 기준으로 용량가격을 결정하는 것은 현실적으로 매우 어려운 작업이다. 이는 건설비가 가장 낮은 발전기나 가장 높은 발전기 그 어느 것도 향후 전력시장에 진입하는 발전기를 완벽하게 대체할 수 없기 때문이기도 하다. 그럼에도 불구하고 용량가격을 재산정하기 위해서는 발전소별로 설문조사를 수행할 필요가 있다.

발전설비조사는 전력시장 용량가격 재산정을 위하여 기초자료를 확보하고, 현행 용량가격 결정 전원인 가스터빈발전기와 잠재적인 대안 발전기인 LNG 복합발전기의 건설비용 및 운전유지비용 요소 및 실적을 파악할 필요가 있기 때문에 중요하다. 즉, 2001년 4월 전력시장 출범 이후 현재까지 상업운전을 유지하고 있는 LNG 복합발전기 중에서 발전소 건설비 및 운전유지비에 대한 자료확보가 가능하고 단위 가스터빈 용량 150MW 이상인 발전기를 대상으로 설문조사를 수행하는 것이 현실적인 대안이라고 판단된다.⁵⁾

3. 성과형 용량요금제도의 배경과 유형

현재까지 우리나라 전력시장의 용량요금은 고정액수가 지급되어져 왔다. 이로 인해서 발전사업자가 해당 발전기를 운전하면서 어떤 효율성 제고 노력을

외할 필요가 있다. 조사의 대상을 이와 같이 한정한다면 설문조사 대상발전기는 부산복합#1~#4, 인천복합#1~#3, 광양복합#1~#2, 부곡복합#2, 군산복합#1, 포스코복합#5~#6, 영월복합#1, 오성복합#1기로 구성될 수 있다.

하였는지 또는 급전지시를 올바르게 이행하였는지의 여부 등은 용량요금의 지급여부와는 무관하게 이루어졌다. 그러나 용량요금의 지급대상이 되는 특정 발전기가 전력도매가격의 하락이나 전력계통에 기여하는 정도가 서로 상이함에도 불구하고 동일한 용량요금을 수령하는 것은 형평성의 측면에서 바람직하지 않다.

용량요금의 일괄적으로 지급하는 것은 이러한 문제점을 내포하고 있기 때문에 바로 성과형 용량요금의 필요성이 제기된다. 성과형 용량요금이란 발전기가 소비자에게 기여하는 정도와 전력계통에 기여하는 정도를 구분하여 차등적으로 용량요금을 지급하여 보다 효율적인 발전기의 진입과 적절한 유지보수를 유도하기 위한 제도이다. 이는 물론 우리나라 전력시장이 발전기의 효율성 개선 등에 대한 충분한 인센티브를 유발하지 못하고 있으며, 특히 보조서비스 시장도 원활하게 작동하지 못하기 때문으로 판단된다.

성과형 용량요금은 전력시장에서 목표로 하는 인센티브 유형에 따라 다양하게 지급될 수 있다. 첫째, 피크시간대 및 저예비율 시간대의 입찰률을 반영하는 방법이 있다. 이는 전력이 모자라는 시간대에 입찰을 함으로써 전력공급의 안정성에 기여하는 발전기에 대해 차등적인 인센티브를 마련하는 것이다. 둘째, 급전지시(대기 포함)에 따른 발전실적을 반영하는 방법이 있다. 이는 전력거래소의 원활한 계통운영에 부응하고 전력거래소의 급전지시를 이행한 발전실적을 반영함으로써 계통운영의 효율성과 안정성을 높이기 위한 것이다. 셋째, 발전기의 수명기간을 반영하는 방법을 고려할 수 있다. 즉, 발전기의 정격 수명기간 내에서는 정해진 용량요금을 지불하고, 일정한 수명기간을 넘어서었을 경우에는 점차로 낮은 수준의 요금을 지불함으로써 비효율적인 발전기의 퇴출을 유도하는 것이다.

가. 피크시간대 및 저예비율 시간대의 입찰률 반영

피크시간대 및 저예비율 시간대의 입찰률을 반영하는 방식은 발전기의 안정적인 확보의 상대적 가치가 높은 피크시간대나 저예비율 시간대에 보다 높

은 용량요금을 지급하는 방법이다. 즉, 이는 예비율이 낮은 시간대에 입찰하는 발전기에 대해서는 높은 용량요금을 지급함으로써 이러한 시간대에 안정적인 전력공급을 유도하기 위한 방법이다. 이는 구체적으로 피크시간대와 저예비율 시간대 그리고 평상 시 등으로 2~3 구간을 설정하여 차등적인 용량요금을 지급하는 형태로 운영될 수 있다. 그런데 이와 같은 방식을 보다 세분화한다면 용량요금 제도는 궁극적으로 용량시장으로 진화하게 될 것이다.

나. 급전지시(대기 포함)에 따른 발전실적 반영

전력거래소는 발전기가 입찰에 참여한 매 시간별 입찰용량에 대하여 용량요금을 지불하지만 이는 실제로 발전을 한 실적과는 차이가 존재할 수 있다. 즉, 발전기가 비록 입찰을 하지만 자신의 변동비가 지나치게 높기 때문에 실제로 급전지시를 받지 못하여 발전실적이 떨어질 수 있다. 따라서 이러한 경우에는 실제로 급전지시에 따른 발전실적을 반영하는 방안이 대안이 될 수 있다. 결과적으로 한 발전기의 변동비가 높아져 발전실적이 떨어지는 경우에는 용량요금을 낮게 지불하게 될 것이다.

다. 수명기간 반영

현행 우리나라의 전력시장에서는 발전기가 노후화되어서 효율성이 크게 떨어지고 동시에 변동비도 높아져 실제로는 급전지시를 받을 가능성이 매우 낮은 발전기가 단지 발전입찰에만 참여하여 용량요금을 수령하는 사례가 실제로 발생하고 있다. 일반적으로 전력거래소는 발전기 비운전 시에는 운전유지비만 지급하며, 발전기를 운전하여 예비력에 반영될 경우에는 100%의 용량요금을 지급하고 있다. 따라서 용량요금을 발전기의 수명기간 내로 한정하여 지급한다면, 불필요하게 발전기의 수명을 연장하여 용량요금을 받아가는 것을 사전에 차단하고 효율적인 발전기의 진입을 유도할 수 있는 방안이 된다.

그러나 한편으로는 평소에 발전기에 대한 유지보수를 성실히 수행함으로써

발전기를 수명기간 이상으로 효율적으로 잘 유지될 수 있도록 노력한 사업자에 대해서는 별도의 보상이 필요하다. 가령, 발전소에 대한 적절한 유지보수를 수행함으로써 수명기간을 넘어서까지 발전기를 건강하고 효율적으로 관리한 경우 또한 변동비가 일정수준 이하인 발전기에 대해서 발전기를 적절하고 효율적으로 유지한 데에 따른 인센티브를 지급하는 것도 합리적인 방안이 될 것으로 판단된다.

4. 용량요금 성과계수의 적용

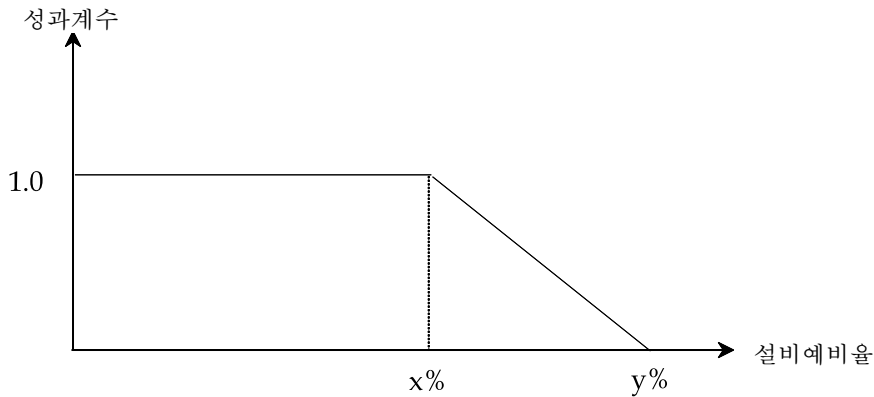
이론적으로는 앞서 논의한 것처럼 발전기에 대해서 용량요금을 차등적으로 지급하는 것을 고려할 수 있다. 그러나 이러한 차별적인 지급안은 현실적으로 적용하기가 쉽지 않다. 이에 따라 용량요금을 지급하는 가장 근본적인 이유인 전력공급의 신뢰성에 초점을 두어 용량요금을 적정 예비율 확보 대상에게만 지급하는 방법을 검토할 수 있다.⁶⁾ 즉, 적정 예비율 이내의 발전기에 대해서는 기존과 동일하게 용량요금을 지급하여 신규투자를 유도하는 것이다. 반면, 예비율을 초과하는 발전기에 대해서는 용량요금을 차등 지급하여 퇴출 또는 설비개선의 신호를 제공하도록 한다. 적정 예비율 기준은 전력수급기본계획의 적정예비율 기준을 적용하여 혼선이나 불확실성을 최소화할 수 있을 것이다. 즉, 전력수급기본계획에서 정한 적정 설비예비율을 기준으로 용량요금 성과계수(PCF)를 차등 적용하는 방법이 현실적으로 실행이 가능한 방법일 수 있다. 이는 기존의 지역별 용량가격계수(regional capacity coefficient)와는 별도로 적용하고 비용평가위원회에서 다음 연도의 용량요금 산정 시 발전기별로 차등적인 성과계수를 정할 수 있다.

현재는 용량요금($TPCP_{i,t}$)이 지역별 용량가격계수(RCF)와 연동되어 RCP_i

6) 이러한 방안은 산업통상부에서 논의하였던 「용량요금 개선에 대한 논의」를 바탕으로 하고 있다.

$x \times RCF_i \times TCF_t$ 로 적용되고 있다. 이에 따라 성과계수가 지역별 용량가격계수와는 별도로 도입되는 경우에는 $RCF_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i$ 로 적용한다. 이 경우에는 발전기의 성과를 측정하는 예비력 외의 별도지표가 필요하며 전년도 급전지시 발전실적이나 고장정지확률, 효율 등을 종합적으로 검토하여 적용할 수 있다. 예를 들어 전년도 ‘급전지시 발전실적’이 최소발전량 이상이면 $PCF = 1$, 그 외에는 0으로 할 수 있다.

[그림 1] 용량요금 성과계수 적용 사례



반면에 이를 지역별 용량가격계수와 통합하여 적용하는 방법도 고려할 수 있다. 즉, 미래의 예상기여도를 기준으로 적정예비력에 미달할 때에는 현재 RCF와 동일하게 적용하며, 적정예비력을 초과할 때에는 적정예비력 수준 이내의 발전기에 대해서는 $PCF = 1$, 그 외에는 0을 적용할 수 있다. 보다 구체적으로 전년도 평균 열량단가 및 최대효율 등 메리트오더를 정한 후 적정 예비력 이내의 발전기까지 성과계수를 $PCF = 1$, 그 외에는 0을 적용할 수 있다.

이는 [그림 1]에서 보는 것처럼 $[x\%, y\%]$ 의 설비예비율 구간을 정하여 $x\%$ 이내의 발전기에 대해서는 성과계수를 1.0으로 정하고 $x\%$ 와 $y\%$ 사이의 발전기에 대해서는 성과계수를 $[0, 1]$ 사이에서 차등적으로 정하며 $y\%$ 를 초과하는 발전기에 대해서는 성과계수를 0으로 적용하는 방안이다. 여기서 가장 핵

심적인 내용은 예비율 이내를 판정하는 방법인데, 발전단가를 기준으로 한 메리트오더 순서로 정하는 것이 바람직할 것이다. 연도별 준공시점에 따라 정하게 되면 비효율적인 발전기라 할지라도 단지 건설만 적기에 이루어지면 무조건 용량요금을 지급하게 되는 문제점이 나타날 수 있기 때문이다.

6차 전력수급기본계획에서는 최소예비율을 고장정지, 예방정비, 원전 안전 대책 강화 등에 대비하여 WASP 시뮬레이션을 시행한 결과 LOLP를 0.3일/년으로 하고 있으며, 이에 따라 최소예비율을 15%로 설정하고 있다. 한편, 1-4차 전력수급기본계획에서는 연차별 목표수요 오차율의 평균인 7%를 예측 오차 및 수요관리 불확실성으로 설정하고 있다. 이에 따라 이상을 더하여 총 22%의 설비예비율을 목표예비율로 정할 수 있다. 따라서 6차 계획의 경우 위의 수치를 성과계수로 정하는 경우 위에서 $x = 15$, $y = 22$ 의 수치를 적용할 수 있을 것이다.

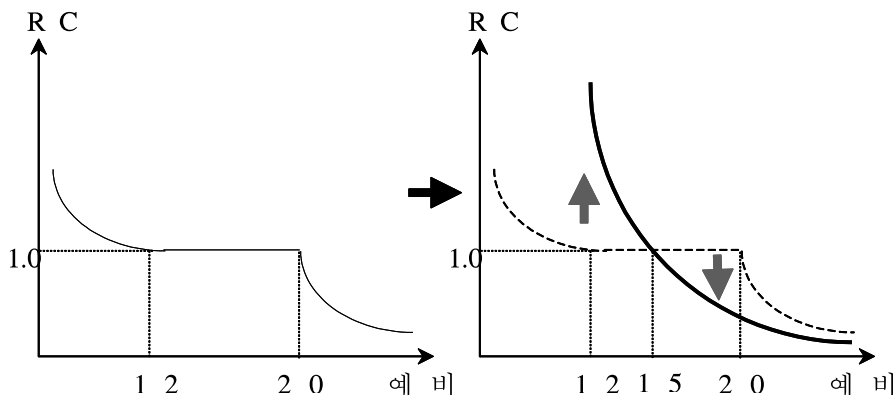
5. 지역별 용량가격계수의 개선방안

지역별 용량가격계수(regional capacity factor)는 수도권과 비수도권으로 구분하여 설비과잉 또는 과소 예상 시 시장신호를 제공하여 지역별로 적정한 발전설비 투자를 유도하기 위하여 2007년 1월 도입한 제도이다. 지역별 공급용량이 지역별 최소 공급용량과 적정 최대 공급용량범위 사이에 있을 경우 지역별 용량가격계수는 1.0으로 하고, 적정 최소공급용량과 적정 최대공급용량을 지역별 최대수요를 기준으로 각각 12%와 20%로 설정하였다. 이를 통하여 적정 설비예비율인 15%~17%에 상하 3%의 여유를 설정하였다. 그러나 이와 같은 지역별 용량가격계수와 같이 불변구간이 존재하게 되면 수요자원의 진입효과가 크지 않기 때문에 수요자원이 전력시장 참여하여 발생하는 용량정산금 감소효과가 나타나지 못한다는 문제점이 존재한다.

이를 개선하기 위해서는 12%~20%의 불변구간을 폐지하고 예비율이 변할

때 RCF도 민감하게 변할 수 있도록 하여 수요자원의 진입효과가 발생하도록 RCF를 설계하는 식으로 개선방안을 제시할 수 있다.⁷⁾ 즉, [그림 2]에서 보듯이 설비예비율 15%를 기준으로 예비율 민감도를 증대시키는 것이다. 이 경우 설비예비율 15%에서 RCF가 1.0이 되도록 하며, 15%보다 예비율이 줄어들 경우 $RCF > 1.0$ 이 되고, 설비예비율 15% 이상에서는 $RCF < 1.0$ 이 되도록 하여 수요자원이 적절하게 진입할 수 있도록 하는 것이다. 이는 수요자원이 민감하게 진입할 수 있도록 RCF의 연속적 변화를 설계하는 것이라고 할 수 있다. 그러나, 이러한 안은 현행 용량요금 수준이 적정수준 이하로 설정되었다는 점과 전력도매가격이 지속적으로 떨어지고 있다는 점을 고려한다면 발전회사의 입장에서는 받아들이기 어려운 안으로 판단된다.

[그림 2] 지역별용량가격계수의 민감도 개선



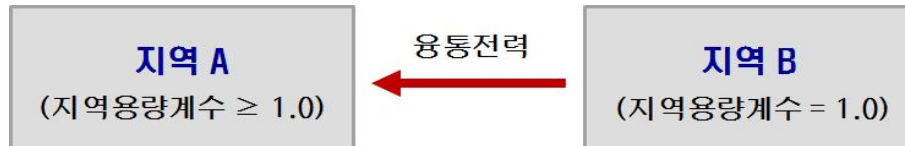
본 연구에서는 앞에서 제시한 안과 함께 해당지역 발전기의 지역별 용량가치를 반영하도록 지역별 용량가격계수를 산정하도록 하는 방안을 고려하였다. 이는 이미 설치되어 운영되고 있는 발전기 또는 수요자원만으로 해당지역의 전력수급을 안정적으로 유지할 수 있을 경우에는 발전기 용량에 대한 별도의

7) 이러한 방안은 실제로 용량요금 TF에서 논의가 되었으며, 본 내용은 이를 바탕으로 하고 있다.

지역별 용량가치가 발생하지 않는다는 것을 고려한 방안이다. 즉, 지역별 용량가치가 실제로 발생하는 것은 해당 지역에서 운영중인 발전기만으로 해당 지역의 전력수급을 안정적으로 유지할 수 없으며, 타지역으로부터 전력용통을 위한 연계 송·변전설비가 필요한 경우에 발생한다. 따라서, 해당지역 발전기에는 전력용통을 위한 송·변전설비 건설비용 및 운영비용을 대체하는 회피비용이 발생한다고 볼 수 있다. 이러한 경우에는 두 가지의 지역별 용량가격계수가 도출될 수 있다.

첫째, 발전기의 지역용량가치를 용량가격에 포함시킬 경우에는 전력용통을 위한 연계송변전설비가 필요한 경우에는 지역용량계수(RCF)를 1.0 이상으로 설정한다. 이는 수도권 지역에서 발생할 가능성이 높을 것이다. 즉, 수도권 지역의 지역용량계수는 발전기의 지역별 용량가치를 충실하게 반영하도록 산출될 수 있으며, 이는 바로 전력용통을 위한 송·변전설비 건설 및 운영에 대한 회피비용에 해당한다고 볼 수 있다.

[그림 3] 전력용통설비에 따른 지역별 용량가격계수



둘째, 발전기의 지역별 용량가치를 용량요금에 포함시킬 필요가 없는 지역에서는 지역용량계수가 1.0(지역용량가치=0)으로 설정될 필요가 있다. 이는 기존에 운영중인 발전기만으로 해당지역에 대한 충분한 전력공급 능력을 확보하고 있기 때문에, 타 지역으로부터 전력용통이 불필요한 경우에 해당하기 때문에 발전기의 지역별 용량가치가 추가적으로 발생하지 않을 것이다. 이러한 두 경우를 종합하면, 지역별 용량가격계수는 전력용통설비에 따라서 구분될 수 있으며, 이는 [그림 3]에 나타나 있다. 즉, 전력의 흐름은 해당지역에서 충분한 전력공급능력을 보유하고 있는 지역 B에서 전력이 부족한 지역 A으로 이동할 것이다.

그러나, 지역별로 이를 모두 계산하여 실제 사례에 적용하는 것은 기술적으로 매우 어려운 일이다. 따라서 이를 실제 정책으로 적용하기 위해서는 수도권 용량가격계수를 산출하는 방안이 현실적일 것으로 판단된다. 구체적으로 수도권 용량가격계수를 산출하기 위해서는 발전기의 단위용량당 용통회피비용에 대한 정보가 필요하다. 본 연구에서는 이를 개략적으로 산출하기 위하여 먼저 단위용량 당 용통설비 비용을 다음과 같은 절차를 통하여 산출한다.

먼저, 연간 송·변전설비투자비용은 자본회수계수 6.646%를 적용한다.⁸⁾ 또한, 연간 운전유지비용은 연간투자비의 6%로 가정하면, 2015년 연간 단위용량 용통비용은 투자비 및 운전유지비를 포함하여 33.184원/kWy로 산출된다. 한편, 기존 및 향후에 건설되는 송·변전 용통설비의 단위 용량당 연간비용은 2011년 불변가격을 적용한다. 한편, 연도별 용통회피비용은 연도별 용통설비 회피용량에 연간 단위용량비용을 곱하여 산출이 가능하다. 구체적으로 연간 용통설비 회피비용은 2015년 7,201억원, 2016년 7,310억원, 2017년 7,136억원, 2018년 7,387억원, 2019년 7,432억원, 그리고, 2020년 6,853억원으로 추정이 가능하다. 이는 연도별 용통설비 회피용량이 최대수요와 용통용량의 변동에 의해서 결정되기 때문에, 최대수요가 증가할 경우 용통전력이 증가하지만, 용통송전설비의 증설 및 예비율 증가로 인하여 발전기에 의한 회피용량이 연도별로 크지 않기 때문으로 분석된다.

〈표 3〉 수도권 용통 송변전설비 비용

구 분	총투자비 (억원)	연간투자비 (억원/년)	연간투자비 (원/kWy)	연간O/M (원/kWy)	연간단위용통 비용(원/ kWy)
송전설비	38,592	2,565	17,517	1,051	18,568
변전설비	30,377	2,019	13,789	827	14,616
합 계	68,969	4,584	31,306	1,878	33,184

주: 1) 연간 송변전설비 투자비는 할인율 6%, 수명기간 40년 적용하여 산출하였으며, 송변전설비 연간운전유지비는 투자비의 6%를 가정함.

8) 이는 할인율 6%, 설비수명 40년에서의 자본회수계수를 적용한 것이다.

수도권의 용량가격계수를 산출하기 위해서는 발전기 단위 용량당 회피용통 비용을 산출할 필요가 있다. 이는 발전기에 의한 연간회피비용을 해당연도의 수도권 발전설비용량으로 나누어서 계산이 가능하며, 이후에 연간 용통회피비용을 8,760시간으로 나누어서 발전기 단위용량에 대한 시간별 지역용량가치를 산출할 수 있다. 이러한 과정을 거치면 수도권 지역의 용량가격계수는 수도권 발전기의 지역용량가치를 반영하여 <표 4>와 같이 도출이 가능하다. 이에 따르면, 수도권 용량가격계수는 2015년에는 1.42로 계산되며 이는 점차로 감소하여 2020년에는 1.32로 나타났다. 현행방식에 의한 수도권의 지역별 용량가격계수를 적용할 경우에 지역별 용량가격계수가 2015년에는 0.880으로 나타나고 2020년에는 0.767로 대폭 하락하는 것에 비하여 본 연구에서 제안한 방안에서는 반대로 지역별 용량가격이 인상되는 효과가 발생한다. 앞에서 논의하였듯이, 현행 용량요금이 적정수준보다 낮다는 점을 고려한다면 이러한 방안은 기존의 방식에 비해서 보다 합리적인 방안이 될 수 있을 것이다.

〈표 4〉 용통회피비용을 반영한 수도권지역 용량가격계수

연 도	2015	2016	2017	2018	2019	2020
연간회피비용 (억원/년)	7,201	7,310	7,136	7,387	7,432	6,853
수도권발전용량 (MW)	26,307	26,648	30,367	30,404	31,327	32,570
단위회피비용 (원/kWy)	27,373	27,434	23,498	24,296	23,723	21,041
단위용량가치 (RVC, 원/kWh)	3.12	3.13	2.68	2.77	2.71	2.40
지역용량가격 계수(RCF)	1.42	1.42	1.36	1.37	1.36	1.32

주: 1) 2011년 불변가격 적용

2) 지역용량가격계수는 기준용량가격 변동시 연동하여 변동

6. 시간대별 용량가격계수(TCF)의 개선방안

시간대별 용량가격계수는 시간대별로 기준용량가격을 차등적으로 적용하기 위해 설정한 계수로서 피크기여도가 높은 시간에 대해 용량가격을 높게 지불하는 방식이다. 현재 시간대별 용량가격계수의 구체적 산식은 비용평가 세부운영규정의 제7장에 규정되어 있다. 이에 따르면 과거의 전력수요패턴에 기초하여 피크기간을 1월과 7-8월로 정하고 이에 대비되는 일반기간을 그 나머지 기간으로 하고 있다. 또한 각 기간별로 시간대를 최대부하, 중간부하, 경부하대로 규정하고 있다. 이에 대한 구체적인 사항은 비용평가 세부운영규정 제 7.3.1조에 <표 5>와 같이 규정되어 있다.

〈표 5〉 시간대별 용량가격계수 산정을 위한 부하기간과 부하수준

부하기간 부하수준	피크기간		일반기간	
	1월	7~8월	2~4, 11~12월	5~6, 9~10월
최대부하	1, 12, 22~24	12, 14~17	12, 15, 22~24	12, 15~17, 21
중간부하	10~11, 13~16, 19~21	10~11, 13, 18~23	1, 10~11, 16~21	10~11, 13~14, 18~20, 22~23
경 부 하	2~9, 17~18	1~9, 24	2~9, 13~14	1~9, 24

그러나 이와 같은 부하기간과 부하수준의 구분은 최대전력이 동계에 발생하는 최근 전력수요 패턴과 피크구분 기준의 불일치에 따라 용량가격 신호에 왜곡을 초래하고 있다. 일례로 2012년의 실적을 분석한 결과 일반기간으로 구분된 2월과 12월의 피크기여도는 피크기간으로 구분된 7월과 8월보다 <표 6>에서 보는 것처럼 더 높게 나타나고 있다.

〈표 6〉 2012년 실적에 따른 피크기여도 현황

구 분	피크기간			일반기간								
월	1	7	8	2	3	4	5	6	9	10	11	12
피크기여도(%)	56	38	38	43	32	4	1	23	10	0	29	54

또한 시간대별 피크기여도를 월별 시간대로 재구분하여 보면 실제 용량가치와 용량가격간의 편차가 발생하고 있음을 알 수 있다. 예를 들어 아래 <표 7>에 나타나듯이 1월 17시와 18시의 실제 피크기여도가 높음에도 불구하고 이 시간대는 비용평가 세부운영규정의 제7.3.1조의 <표 5>에서는 경부하로 구분되어 있어 시간대별 용량가격계수가 낮게 적용되어 용량가격이 과소 정산되고 있다.

〈표 7〉 시간대별 용량가치 왜곡의 사례

구분 (시)		10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
피 크 기 여 도 (%)	1월	70	73	73	65	66	65	65	65	65	67	65	64	57	69	77
	5월	0	1	1	0	0	5	4	5	0	0	0	0	0	0	0
T C F	1월	1.92	1.92	2.10	1.92	1.92	1.92	1.92	0.51	0.51	1.92	1.92	1.92	2.10	2.10	2.10
	5월	1.15	1.15	1.26	1.15	1.15	1.26	1.26	1.26	1.15	1.15	1.15	1.26	1.15	1.15	0.38

이에 더하여 현 시간대별 용량가격계수에서 드러나고 있는 문제점은 평일과 공휴일에 전력소비 패턴의 차이가 존재함에도 불구하고 이를 차등화하고 있지 않다는 점이다. 이에 따라 발전설비 용량이 기여하는 정도가 크게 다르지만 현

재는 평일과 공휴일에 동일한 계수를 적용하여 이러한 차이점을 반영하고 있지 않다는 문제점이 꾸준히 제기되고 있으며 이에 대한 개선이 필요하다.

이상의 논의를 종합하여 피크발생확률을 산출할 필요가 있다. 즉, 연도별 월별·시간대별 피크발생 시간수를 연간 총 피크발생 시간수로 나누어 이를 3년에 걸쳐 평균하여 피크발생확률을 산출하는 것이다. 또한 이를 평일과 공휴일에 대하여 구분하도록 하는 것이다. 이렇게 되면 지속적으로 최근 3년간 자료로 피크발생확률을 최신화해 나가게 되므로 최근의 전력소비 패턴의 변화를 반영할 수 있다. 즉, 피크발생확률을 월별·시간대별로 구한 다음에는 여기에 조정비율(*scaling factor*)을 곱하여 시간대별 용량가격계수를 산출할 수 있다. 단, 조정비율은 연간 보정전 시간대별 용량가격계수 평균이 1.0이 되도록 설정한다. 한편, 공급예비율을 고려하여 시간대별 용량가격계수를 산출하는 방안을 고려할 수 있다. 이는 월별·시간대별로 최대부하(직전 3개년도 실적치 반영)와 공급능력(당해년도 계획예방정비 기준)을 기준하여 공급예비율을 산출하면 합리적이다. 구체적으로 공급예비율이 15%인 지점에서는 시간대별 용량가격계수가 1이 되도록 설계하고, 공급예비율의 변화에 따라서 시간대별 용량가격계수를 차등화하여 지급하되 평균용량가격 계수는 현행수준이 되도록 설계할 수 있을 것이다.

IV. 용량요금제도 변경을 위한 규칙개정의 절차 및 방향

1. 용량가격 변경을 위한 절차

용량가격에 대한 내용을 변경하기 위해서는 비용평가 세부운영규정을 개정하여야 한다. 비용평가 세부운영규정을 변경하거나 비용평가에 따라 용량가격을 변경하고자 하는 경우에는 비용평가실무협의회의 검토를 거쳐 비용평가위

원회의 심의·의결을 거친 후 산업통상자원부 장관의 승인을 얻어야 한다. 전력시장운영규칙은 별도의 개정없이 현재의 규정을 준용하여 적용하여도 큰 문제가 없을 것으로 판단된다.

비용평가 세부운영규정 제5장에는 기준용량가격 산정기준이 나타나 있다. 2007년 12월 27일에 개정된 비용평가 세부운영규정 제5장의 5.3.1.4는 “기준용량가격 산정 시 적용할 기술적·경제적 특성자료는 최근 전력수급기본계획 자료를 고려하되, 보다 객관적이고 합리적인 자료가 있는 경우에는 이를 감안하여 신청할 수 있다”라고 규정되어 있다. 또한 기준용량가격의 산정에서 본 논문에서 제안하는 성과계수 등을 포함시키기 위해서는 먼저 비용평가 세부운영규정의 제5장을 개정하거나 성과계수를 정의한 새로운 장을 규정하여 새롭게 삽입하여야 할 것으로 판단된다.

따라서 본 연구에서 논의된 바와 같이 용량요금 수준을 변경하기 위해서는 우선 비용평가 세부운영규정을 개정하여야 하며, 이를 위해서 비용평가위원회를 먼저 개최하여야 할 것이다. 비용평가 세부운영규정을 개정한 이후 새로운 규정에 부합하는 수준으로 용량요금 변경안을 제시하고 비용평가 실무협의회를 거친 후 비용평가위원회의 심의와 의결 후 산업통상자원부장관의 승인을 받아 확정하게 된다. 또한, 본 연구에서 논의된 바와 같이 기준용량가격의 산정을 위한 기준발전기의 선정, 기준발전기의 건설비 및 운전유지비 산출 등과 관련된 제반 사항에 대한 전반적인 내용을 수정하기 위해서는 현재 「비용평가 세부운영규정」 제5장(기준용량가격 산정기준)의 내용을 전면적으로 새롭게 작성해야 한다.

한편, 현행 전력시장운영규칙에서 용량가격계수와 관련된 조항은 제2.4.3조(용량가격의 결정 및 공개)이다. 지역별 용량가격계수를 본 연구에서 논의한 것처럼 개선하기 위해서는 전력시장운영규칙 제2.4.3조 중 제4항의 제3호와 제4호를 개정해야 한다. 마지막으로, 시간대별 용량가격계수는 현 전력시장운영규칙 제2.4.3조의 제7항에 규정되어 있으며, 본 연구에서 논의한 것처럼 시간대별 용량가격계수를 개선하기 위해서는 제7항의 제1호와 제2호를 개정하여야 한다.

V. 결론 및 토의

본 연구는 현재 전력예비율 상승으로 발전회사의 수익률이 크게 하락하고 있는 상황에서 그동안 논란이 되어 온 용량가격의 합리적인 수준과 개선방안에 관하여 논의하였다. 본 연구의 분석결과에 따르면 현행 전력시장은 용량가격 현실화를 억제하였던 전력시장의 구조적인 요인이 사라진 것으로 나타났다. 따라서, 앞으로는 전력시장의 도매가격의 수준과 한전의 재무현황을 고려하여 단계적으로 용량요금을 현실화할 필요가 있을 것으로 판단된다.

본 연구에서는 발전기가 소비자와 전력계통에 기여하는 정도가 상이함에도 불구하고 동일한 용량요금을 받아가는 것은 경제적 형평성에 문제가 있기 때문에 이를 해결하기 위해서 크게 세 가지 방안을 제시하였다. 우선, 전력이 모자라는 시간대에 입찰을 함으로써 전력공급의 안정성에 기여하는 발전기에 대해 차등적인 인센티브를 제공하기 위해, 피크시간대 및 저예비율 시간대의 입찰률을 반영하는 방법을 제시하였다. 또한, 계통운영의 효율성과 안정성을 높이기 위한 방안으로, 급전지시(대기 포함)에 따른 발전실적을 반영하는 방법을 제시하였다. 마지막으로, 발전기의 정격 수명기간 내에서는 정해진 용량요금을 지불하고 그 수명기간을 넘어서었을 경우 일정 단계를 정하여 점차 낮은 수준의 요금을 지불함으로써 수명기간이 남은 비효율적인 발전기의 퇴장을 유도하기 위해서 수명기간을 반영하는 방법을 제시하였다. 그러나 이상의 여러 경우에 대해 용량요금을 차등적으로 지급하는 것은 현실적으로 적용하기가 쉽지 않기 때문에, ‘전력공급의 신뢰성’에 초점을 두어 용량요금을 적정 예비율 확보 대상에게만 지급하기 위해서 성과계수를 도입하는 방안을 제시하였으며, 이러한 방안이 현실적으로 보다 적절할 것으로 판단된다.

접수일(2015년 8월 20일), 수정일(2015년 11월 17일), 게재확정일(2015년 11월 26일)

◎ 참 고 문 헌 ◎

- 산업통상자원부. 2014. 「용량요금 개선방안에 대한 논의」
- 전력거래소. 2010. 「CBP전력시장 경쟁강화를 위한 전력시장제도 선진화」
- 전력거래소. 2014. 「용량요금 제도 개선 및 용량시장 도입에 관한 연구」
- 한국산업기술대학교. 2009. 「기준용량가격 및 지역별 용량 가격계수의 합리적 산정방안 연구」
- 한국전력 구조조정실. 2000. 「전력산업의 현황」

ABSTRACT

A Study on Improving Capacity Payments in the
Korean Electricity Market

Dae-Wook Kim*, Kwang-In Kim**, Sung-Bong Cho*** and Woo-Jin Choi****

Although Capacity payments in the Korean electricity market was not changed from 2001, power generation plants didn't raise issues on these capacity payments. This is because power plants could recover their fixed costs shortage from the energy payments system. However, this is not applied anymore, because system marginal price is expected to decrease sharply due to baseline plants entry, decrease in natural gas price, etc. Therefore, there are many debates on the adequacy of the capacity payments in our electricity market system. In this paper, we discuss, first, on the optimal capacity payments level in the current electricity market. In addition, we suggest various capacity payments plans including performance capacity factors, regional capacity factors, time capacity factors. Lastly, we explore capacity payments system within legal framework to address possible future changes in these mechanisms.

Key Words : Capacity Payments, Performance Capacity Factor,
Regional Capacity Factor

* Professor, Department of Economics, Soonsil University(main author). daekim@ssu.ac.kr

** Adjunct Professor, Department of Economics, Soonsil University. kikum8909@ssu.ac.kr

*** Professor, Department of Economics, Soonsil University. sbcho@ssu.ac.kr

**** Professor, Department of Electrical Engineering, Soonsil University. cwj777@ssu.ac.kr