

전력시장에서 발전회사 수익규제 수준의 적정성에 관한 연구: 한국전력 발전자회사를 중심으로

황봉환* · 조성봉**

요 약

전력시장에서 구조적, 지속적으로 과도한 수익이 발생이 예상되거나 발생할 경우 발전기에 대한 수익 규제는 필요하다. 국내의 경우 저원가발전기인 원자력, 석탄발전기 등이 해당된다. 다만, 최소한의 원가를 고려한 적절한 수준에서 규제하는 것이 매우 중요하다. 본 연구에서는 2002년부터 2018년까지 2개 규제방식 기간별로 한국전력 발전자회사에 대한 수익규제 수준의 적정성(투자보수율 기준)을 분석하였다. 전체 기간동안 실적 투자보수율이 적정에 비해 낮은 수준으로 나타났다. 1단계 기간(2002년~2007년)에서는 적정 투자보수율 대비 실적 투자보수율이 0.61%p, 2단계 기간(2008년~2018년)에서는 2.16%p 부족하였다, 특히, 정산조정계수를 운영한 2단계에서 실적과 적정 간의 격차가 더욱 커졌음을 확인할 수 있었는데, 이는 해당 기간의 수익규제가 적정원가를 고려하지 않고, 전기요금의 인상을 억제하기 위한 수단으로 적용되었기 때문이다.

주요 단어 : 전력시장, 초과수익, 정산조정계수, 투자보수율, 규제수준

경제학문헌목록 주제분류 : D47

* 한국전력거래소 안전관리실장(주저자), (e-mail: bhhwang@kpx.or.kr)

** 숭실대학교 경제학과 교수(교신저자), (e-mail: sbcho@ssu.ac.kr)

I. 서 론

국내 전력시장은 수직적 독점회사였던 한국전력의 발전부문을 나누어 발전회사 간 경쟁을 도입하자라는 취지로 2001년 4월 시작되었다. 원가절감, 효율 및 생산성 향상 등 경쟁을 통해 최종 전기소비자의 전기요금 상승 요인을 최소화하는 목적이었다. 전력시장에서의 발전회사 수익은 발전량과 공급용량(입찰량) 등에 의한 전력시장에서의 총수입과 연료비, 인건비 및 운영비용 등의 총비용에 따라 결정된다. 이러한 수익 구조하에서 발전회사는 매출 증대 및 비용 축소를 통해 최대의 수익을 창출할 수 있다. 매출 증대는 높은 전력시장가격, 발전설비용량 증가 및 발전량 확대를 통해, 비용 축소는 전체 비용 중 비율이 가장 큰 연료비 절감, 유지보수 최적화와 인건비 등 고정비 형태의 비용 등을 최소화하여 달성할 수 있다. 이를 통해 발전회사는 효율이 높아지고 생산성이 향상될 것이다. 그러나 노력에 따른 결과가 발전회사에 합리적 수준에서 귀속될 때만 발전회사는 효율성 향상을 위한 노력을 강화할 것이다. 발전자회사의 생산성 혹은 효율성을 확인하는 수단으로 공기업 관리부서는 “공기업 경영평가”제도를 통해 한국전력의 6개 발전자회사(한수원, 남동발전, 남부발전, 중부발전, 동서발전, 서부발전)의 경쟁력을 간접적으로 평가하고 있기는 하나, 송재도(2020)는 현재의 전력산업은 정부의 규제가 강한 영향을 미쳐 순수한 경쟁체제로 보기 어렵고, 규제기관의 개입방식이 최적화되지 못해 발전자회사의 발전경쟁 효과성을 확인하는 데 어려움이 있다고 지적하였다. 또한 2013년부터 2018년까지 발전자회사 투자수익률 분석을 통해 당시 수익규제 방식이었던 정산조정계수 제도가 발전부문 경쟁을 상당히 제약하고 있음을 지적하였다.

국내 전력시장은 시장가격을 결정하는 방식과 발전자회사의 수익 조정방식에 따라 2002년 4월부터 2007년까지 1단계 기간과 2008년부터 2020년까지 2단계 기간으로 크게 구분할 수 있다. 즉, 이원화된 전력시장가격¹⁾ 및 용량가격 기반 정산 구조(1

단계)와 하나의 전력시장가격으로 가격구조는 변경하였으나 정산과정에서 에너지 부문 수익을 일정 부분 할인하여 정산하는 계통한계가격보정계수제도²⁾(2단계, 이하 “정산조정계수”라 함)이다. 본 연구에서는 2002년부터 2018년까지 6개 한국전력 발전자회사 전체의 수익 변화를 단계별로 구분하여 총괄원가 수준의 적정 투자수익과 실제 수익을 비교·분석하고자 한다. 이를 통해 1단계와 2단계의 수익규제 중 어떤 방식이 좀 더 발전자회사의 총괄원가에 근접한 수익률을 제공해주고 발전회사의 경쟁을 유인하는 방식이었는지를 확인해보고자 한다.

본 논문은 제II장에서 연구 목적의 이해를 돕기 위해 수익규제의 필요성과 국내 전력시장의 운영현황을 간략하게 정리하고, 제III장에서는 선행연구와 분석방법, 제IV장에서는 결과 분석과 시사점을 도출하고, 제V장에서 결론을 맺고자 한다.

II. 전력시장의 수익규제와 운영현황

1. 수익규제 필요성

전력시장운영시 경쟁시장에서의 시장가격 결정체계 및 정산방식이 중요하다. 특히, 국내 연료비 경쟁시장 구조하에서 발전설비 구성 등을 고려하면 발전원가가 낮은 발전기의 초과수익을 적절하게 제한하는 것이 필요하다. 원자력, 석탄 등 기저발전기

-
- 1) 기저발전기(원자력, 석탄 등 연료비가 저렴하여 이용률이 매우 높은 발전기)는 기저시장가격, 그 외 발전기는 일반 시장가격을 결정하는 체계를 말하며, 2007년부터 2008년 4월 정산조정계수 제도가 도입되기 전까지는 전력시장가격은 발전원에 관계없이 단일 시장가격체제로 변경하되, 기저발전기에 대해 정산목적의 기저상한가격제도를 운영하였음.
 - 2) 전력시장에서 전력구입자인 한국전력의 연도별 매출 한도 내에서 한국전력과 발전자회사간의 수익균형을 목적으로 발전자회사가 계통한계가격에 의해 정산받아야 할 에너지 부문 정산금에 대하여 전력시장운영규칙 및 비용평가세부운영규정에 의해 일정 부분 할인하여 정산받도록 하는 제도로 2008년 5월부터 현재까지 적용되고 있으며, 운영과정에서 당사자간 많은 논란이 있었음.

는 연료비가 낮아 시장가격으로 정산하는 경우 대상 발전기를 보유한 발전회사는 과도한 초과수익을 얻게 될 것이기 때문이다. 기저발전기의 초과수익이 발생하게 되면 완전경쟁시장에서는 값싼 발전기의 진입이 이루어져 장기적으로 경제적인 전원믹스 균형에 도달하고 초과수익은 해소된다고 알려져 있다. 그러나 국내의 발전기 추가 건설 및 폐지는 원자력정책, 발전원별 연료수급정책, 건설부지 확보 가능성 등이 종합적으로 고려되어 결정되므로 발전기 연료비 경쟁체제인 국내 전력시장에서는 실제로 경제적 전원믹스 균형을 달성하는 데 어려움이 있다. 또한, 연료에 부과되는 발전원별 세금(개별소비세, 수입부과금 등)의 차등, 동일 연료원에서의 용도에 따른 일부 교차보조, 그리고 발전소 위치에 따른 지역실향(손실계수, 예비력 등) 부족 및 송전요금 부과 미시행 등 많은 사유로 인해 기저발전기 초과 수익이 지속적으로 발생할 수밖에 없는 구조를 가지고 있다. 발전설비 구성 비율, 발전원별 연료비 및 전력수요 수준을 고려할 경우 저원가 발전기가 부족하여 기저발전기의 초과수익이 발생할 수밖에 없다는 사실은 김현제(2000)³⁾, 한국개발연구원(2010)⁴⁾, 남일총(2012)⁵⁾을 통해 알 수 있다.

2. 단계별 기간의 운영현황

1) 1단계 적용 기간

2001년 전력시장 개설시 정산구조는 크게 보면 발전량 정산을 위한 한계가격과 공급용량 정산을 위한 용량요금을 기본으로 하였다. 한계가격은 기저발전기에 적용되

-
- 3) 전력시장 운영전 모의운영 결과로 나타난 각 전원별 발전수입과 발전원가 비교시 기저발전기는 경부하 시간대의 높은 시장가격으로 상당한 초과이익을 실현할 수 있음.
 - 4) 전원구성은 기저설비가 부족하여 2007년 기준, 연간 1.9조원의 추가비용이 초래되고 있는데, 수요예측의 오차, 수요 불확실성에 대응하기 위한 발전설비계획의 탄력적 투자전략 부재, 석탄발전소 부지 확보의 어려움 등 정치·사회적 환경을 요인으로 분석함.
 - 5) 최적 전원구성에 비해 원자력발전기와 석탄발전기가 부족하며, 건설 입지제한, 대기오염규제 강화, 송전망제한 등을 고려시 기저발전기 부족현상이 장기화될 가능성이 높아 기존의 기저발전기들이 수명기간 동안 막대한 규모의 초과이익을 얻을 가능성이 높음.

전력시장에서 발전회사 수익규제 수준의 적정성에 관한 연구: 한국전력 발전자회사를 중심으로

는 기저 시장가격(BLMP, Base Load Marginal Price)과 일반발전기에 적용되는 일반 시장가격(SMP, System Marginal Price)으로 구분한 것이다. 또한 발전기의 고정비 보상을 위한 용량요금 역시 <표 1>과 같이 기저발전기와 일반발전기로 구분하여 적용하였다. 발전자회사의 발전원별 설비용량 등을 반영하여 발전자회사 간 손익과 당시의 전기요금 수준을 동시에 고려하여 만들어진 방식이다. 즉, 일물일가 원칙에 따라 단일 계통한계가격을 기저발전기의 시장가격으로 정할 경우 연료비를 근간으로 시장가격을 결정하는 구조에서는 연료비가 낮은 원자력, 석탄발전기 등은 과도한 초과수익 및 전력구매자인 한전의 부담이 예상되었기 때문이다.

〈표 1〉 시장가격 및 용량요금 정산 구조

구 분	기저발전기	일반발전기
발전기	원자력, 석탄, 국내탄 ⁶⁾	LNG복합, 중유, 수력 및 양수
회사형태	발전자회사(공기업)	발전자회사(공기업), 민간
변동비보상	기저한계가격	계통한계가격
고정비보상(원/kWh)	용량가격[21.49, '04년 후(20.49)]	용량요금(7.17) ⁷⁾

주: 전력시장운영규칙 및 비용평가세부운영규정을 요약 정리

그러나, 2003년 말부터 석탄가격이 상승함에 따라 2004년 부터는 석탄발전기 평균 변동비(연료비)가 기저한계가격을 초과하게 되었다. 석탄발전기의 경우 에너지 시장에서의 단위당 공헌이익(에너지부문 정산금-연료비)이 “0”에 근접하게 되고 용량정산금만 지급받는 사례가 많아져 적정 수준의 발전비용 보상이 어려워질 뿐 아니라 결과적으로 초과이익 제한을 위한 가격규제 방식에의 문제점이 표출되기 시작하였다. 석탄발전기는 많고 LNG발전기가 적은 회사와 LNG발전소를 많이 보유한 회사간 영업이익 역전현상이 2004년부터 2006년까지 지속되었으나, 그 기간에도 발전자회사가 영업이익을 내고 있고, 기저한계가격을 높일 경우 원자력발전기 수익증가

6) 국내탄은 기저발전기로 분류는 되었으나 실제 정산은 기저한계가격이 아닌 기저한계가격에 기반기금에서의 지원금액이 별도로 지원되었음.

7) 일반발전기의 용량요금은 2007년부터 송전설비 접속요금과 수전전력기본요금을 추가하여 7.46원으로 변경하였음.

가 과도해지는 역효과가 발생할 수 있어 적절한 대안을 만들지 못했다. 또한, 기저발전기의 부족으로 기저발전기의 시장가격 결정비율 역시 감소하면서 계통한계가격은 지속적으로 상승하였다. 결국, 2007년 기저한계가격과 계통한계가격으로 이원화된 시장가격체제를 계통한계가격 하나로 운영하되, 기저발전에 대해서는 발전원별로 기저발전기 가격상한(Regulated Marginal Price, RMP)제도를 도입하였다. 즉, 기저발전에 대해서는 전원별로 가격상한을 설정하여 운영하고, 기저발전기와 일반발전기의 용량요금은 하나로 통일(7.46원)하되, 기저발전기의 용량가격 감소분(20.49원-7.46원)을 고려하여 기저상한가격을 결정(석탄 1차: 32.68원, 2차: 34.05원)하였다. 이러한 조치에도 불구하고 석탄발전기 설비 비율이 높은 회사일수록 석탄발전기에서의 수익 저조로 <표 2>와 같이 남동 및 동서발전의 경우 투자수익률이 타 발전회사에 비해 상당히 낮은 결과를 보여준다.

〈표 2〉 2007년 발전회사별 실적 투자보수율

구 분	남동	중부	서부	남부	동서	한수원	계
석탄비율	71.8	40.0	45.0	38.6	51.6	-	100
투자보수율*	2.88	8.46	7.31	8.94	1.08	5.05	5.22

자료 : 한국전력공사, 「한국전력통계(제77호)」, 2008.5

주 : 발전자회사 내부자료를 바탕으로 Ⅲ.2.3) 기준에 따라 추정

남동발전의 경우 2002년 투자보수율이 21%에서 2006년에는 심지어 한국전력보다 1.6%p 낮은 2.3% 수준까지 하락하였다. 이러한 상황에도, 규제당국은 2002년 6월, 2004년 3월 오히려 전기요금을 인하하였다. 이후 2006년 2.8%, 2007년 2.1%를 인상하긴 하였으나 2001년부터 2007년까지 전기요금 누적 인상률은 불과 3.3% 수준이었다. 종합해보면 1단계 수익규제 방식은 연료비 변동과 직접적으로 연동되지 못하는 단점이 지속되고 있었다. 전력시장 개설 초기의 수익규제가 전기요금과 직접적으로 연계되어 운영되었는지가 명확하지는 않다. 하지만 연료가격 등이 상승함에도 규제가격을 신속하게 변경하지 못한 것은 결국 발전회사의 수익규제 방식이 일정 부분 전기요금과 연계되어 있는 것으로 보여진다. 소매전기요금과 시장가격 혹은 한국

전력시장에서 발전회사 수익규제 수준의 적정성에 관한 연구: 한국전력 발전자회사를 중심으로

전력의 구입전력비용 등과의 상관관계를 살펴보는 것도 초과수익의 제한 수준을 결정하는 데 매우 중요한 요소로 추후 연구할 필요성이 있어 보인다.

2) 2단계 적용 기간

1단계 기간의 기저발전기와 일반발전기간 수익 역전현상을 해소하기 위해 정산조정계수제도가 도입되었다. 한국전력의 연간 매출액 한도내에서 발전자회사의 전력시장 정산금을 조정하되 발전자회사에 한국전력보다 일정 부분 추가의 투자보수율을 더해주는 방식으로 설계되었다. 1단계 기간의 기저발전기 공헌이익이 일반발전기에 비해 낮은 문제는 발전원별 대표발전기를 선정, 발전기의 원가 차이를 고려한 상대적 비율을 계산, 기저발전기에 공헌이익이 많이 배정될 수 있도록 보완되었다. 발전기에 적용되는 방식은 정산과정에서 계통한계가격 대신 정산조정계수를 적용하여 계통한계가격과 변동비의 차이에 대해 일정한 발전원별 동일 할인율을 곱하여 수익을 조정하는 것이다. 다만, 정산조정계수가 모든 전원에 적용되는 것은 아니며, 원자력, 석탄, 무연탄, 중유 및 천연가스를 사용하는 발전기로 제한되고, 수력 및 양수발전기에 대해서는 적용하지 않았다. 실제로 발전기에 적용되는 정산금으로 예를 들면, SMP가 60원/kWh, 해당 발전기 특정 시간대, 특정 발전량에서의 연료비가 40원/kWh이고 전원별 정산조정계수가 0.2라면, 발전기에 지급되는 정산금은 발전량 $\times$ (60원-40원) $\times$ 0.2 + 용량 정산금 + 기타(계약발전정산금, 계통운영보조서비스 정산금 등)으로 계산된다. 한국전력과 발전자회사간 적정 투자보수율의 차이는 최초 설계값(약3%)에서 해외 유사 발전회사와 송배전회사 그룹의 위험계수 대응치 차이(투자보수율 차이로는 현재 약 1% 수준)를 반영하는 것으로 변경되었다. 또한, 발전소 및 송배전선로 건설을 위한 장기 투자비에 대해서도 발전자회사와 한국전력간의 차이를 일정 부분 반영하도록 추가하였고, 발전자회사의 수익률 할인시에도 발전자회사의 당기 순손실이 발생하지 않도록 보완조치가 이루어졌다. 이후 2012년 한국수력원자력의 부품위조 사례를 계기로 발전자회사의 사유에 의한 비정상적인 발전기 정지발생시 전력시장에 미치는 영향에 대해 발전회사의 수익을 차감하는 방안도 추가되었다. 2020년말 기준 최종 정리된 적용 기준은 발전자회사와 한국전력간 적정 투자보

수율 차이는 한국전력과 발전자회사의 재무균형을 위해 대원칙으로 유지하되, 발전원간 원가 차이에 의한 투자보수율 차이는 동일하도록 변경하였으며, 미래 투자비 보상, 당기 순손실 방지 및 비정상적 정지시 발전사 수익 차감 방안 등은 폐지되었다.

그러나, 정산조정계수의 문제점에 대한 한국개발연구원(2010)⁸⁾ 등을 포함한 다수의 보고서에서 지속적으로 제기되었음에도 현재까지 개선되고 있지 않다. 특히, 동일 발전원임에도 불구하고 민간 소유 석탄발전기와 발전자회사의 석탄발전기간 수익규제 방식의 다름에 따른 논란이 발생되고 있는 상황이다. 결국 정산조정계수 도입이 전력시장에서의 발전자회사 시장성과(발전사의 연료비, 비용 절감 등 효율성 향상)를 적절히 반영하지 않은 채 명확한 정산기준과 원칙에 기반하지 않고 단순히 수익조정만을 목표로 설정했기 때문이다.

Ⅲ. 선행연구 및 분석방법

1. 선행연구

전력시장에서의 과도한 이윤을 억제하기 위해 시행된 단계별 수익규제방식으로 인해 발전자회사가 적정한 투자수익을 회수하였는지를 정량적으로 분석한 국내 연구는 소수에 불과하다. 이는 발전자회사 세부 분석자료의 확보와 주식시장 미상장으로 인한 수익규제의 적정 수준 검증의 어려움이 이유일 것으로 생각할 수 있다. 해외의 경우 전력시장에 참여하는 발전회사에 대해 초과수익을 규제하는 사례가 없어 연구 사례를 찾기 어려웠다.

국내 연구 사례 중에서 본 논문과 가장 유사한 연구로 송재도(2020)가 있다. 해당

8) 정산조정계수는 모든 기저설비의 초과이윤을 흡수하는 방식을 고수, 신규 기저발전설비에 투자 유인을 제공하지 못하고, 특히 기저설비는 정산조정계수 조정 원칙이 불투명하고 사후적이고 임의적인 조정으로 인식됨으로써 수익성에 기초한 장기적 관점의 투자의사결정이 왜곡됨은 물론 단기적인 발전설비 운영비용 절감유인도 크게 약화되었음.

논문은 2013년에서 2018년까지의 기간을 대상으로 금감원 사이트(DART)에 공시된 감사보고서 재무제표를 참조하여 발전자회사들의 실적 투자보수를 추정과 한국전력의 내부자료를 사용하여 적정 투보율을 산정하였다. 분석 결과는 2015년과 2016년을 제외하고는 실제 투자보수가 적정 투자보수에 못 미치고 있는 것으로 나타났다. 또한, 발전자회사들의 경영방침이 경영평가 등을 통해 규제기관들에 의해 통제됨으로써 전력시장이 명목적으로는 경쟁이 도입된 것으로 보이지만 실질적인 경쟁의 효과가 발생되기 어려운 구조로 효율성을 추구하는 시장원리가 충분히 작동될 수 없다고 분석하였다.

김진선 외(2012)는 전력시장에서 정산조정계수 산정을 통해 만들어진 한국전력과 발전자회사간 예상 투자보수율 격차 4.52%p가 적절한 수준인지의 여부를 분석하였는데, 해외의 발전부문과 송배전의 부채베타를 추정하여 2011년의 한국전력과 발전자회사의 적정 투자보수율⁹⁾을 산정한 결과 대동소이하며 두 기업간 투보율 차이는 존재하지 않는다는 사실을 실증하였다.

이상립(2013)은 전력시장에서의 가격안정화 방안은 모든 기저설비에 대해 초과이윤을 흡수하는 정책이었기 때문에 신규설비에 대한 투자 유인이 부족했고, 기저상한 가격이나 정산조정계수를 빈번하게 변경하고 전원별, 사업자별 수익에 대해 사후적으로 개입하여 규제함으로써 발전설비의 효율적인 운영을 유인하지 못한 것으로 평가하였다. 대안으로 향후 도매시장의 양방향 입찰제도, 도매시장과 소매시장의 연계, 소매경쟁의 도입 등 점진적으로 선진적 전력시장으로 이행될 것으로 예상됨에 따라 규제계약을 통해 시장가격의 안정화, 전력시장의 효율성, 전력공급의 안정성을 제고해야 한다고 주장하였다.

한편, 발전자회사의 투자보수를 사례와 직접 관련되지 않지만 전기요금 논문으로 정한경·박광수(2010)는 2003년부터 2009년까지 한국전력 실적 투자보수율을 자본

9) 가중평균자본비용산식으로 계산하였는데, 자기자본비용은 발전 및 비발전 해외 표본기업의 무부채 위험계수를 대용치(benchmark)로 하여 Hamada 모형을 적용, 2009년의 한국전력 및 발전자회사의 부채/자기자본 비율을 반영하여 부채 위험계수를 산정하였고, 5년 만기 국고채 수익률과 미국의 시장위험프리미엄을 대용치로 반영하였다. 또한 타인자본비용은 한국전력과 발전자회사 발행채권의 평균 만기수익률을 적용하여 계산함.

자산가격결정모형(CAPM, Capital Asset Pricing Model)을 통해 추정한 적정 투자보수율과 비교하였다. 결과는 2003년 이후 연간 기준으로 적정 투자보수율을 달성한 경우가 없으며, 특히 연료가격이 급등한 2008년의 실적 투자보수율은 적정보다 11.7%p 낮은 것으로 나타났다. 전력요금은 비경제적 정책목표에 의해 원가와 괴리된 요금체제로 자원배분의 왜곡을 초래하고 있어 원가주의에 입각한 요금체제를 확립할 필요성을 제시하였다.

해외의 경우 전력시장에서 직접적으로 수익규제를 시행하고 있는 사례는 싱가포르 규제계약(Vesting Contract)이 있다. 규제기관인 EMA는 2004년부터 전력시장에 참여하는 발전사의 시장지배력 완화를 위하여 2년마다 2년 기간의 규제가격 산정을 위한 투자보수율을 확정¹⁰⁾하여 발표하고 있다. 투자보수율 산정방식은 CAPM에 기초한 가중평균자본비용 방식으로 산정되고 있다.

2. 분석방법

1) 자료수집

본 연구는 발전자회사의 적정 투자보수율과 실적 투자보수율을 비교·분석 하는 데 목적이 있으므로 적정 투자보수율 산정과 실적 투자보수율 산정을 위한 6개 발전자회사의 실적 자료가 필요하다.

실적 투자보수율 산정을 위해서는 발전회사별 투자보수 및 요금기저를 알아야 하는 데, 기본자료는 발전회사에서 입수한 자료를 기초로 하였다. 요금기저 항목으로 기초 자산, 기말자산, 기초 건설자산, 기초 차입금, 기말 건설자산, 기말 차입금, 운전 자금 산정을 위한 영업비용, 현금 미수반 비용(감가상각비, 퇴직급여, 대손상각비 등) 등이 있다. 투자보수 산정 항목으로 전기판매수익, 영업비용, 재평가자산 상각비, 영

10) EMA(2020)는 2021년부터 2년간 적용될 투자보수율 산정기준을 보면 무위험수익률은 싱가포르 30년 국채의 3개월 일평균수익률로, 시장위험프리미엄은 해외 규제기관(영국, 호주, 뉴질랜드)에서 적용한 전력부문 대응치와 forward-looking 프리미엄의 평균값으로, 부채베타는 비교기업의 무부채베타 및 부채비율을 반영하여 산정함.

전력시장에서 발전회사 수익규제 수준의 적정성에 관한 연구: 한국전력 발전자회사를 중심으로

업외손익 및 법인세가 있다. 적정 투자보수율을 산정하기 위해서는 무위험수익률은 한국은행 경제통계시스템의 시장금리(일별), 한국전력 및 KOSPI 월별 주가지수는 한국거래소 정보데이터시스템, 자기(타인)자본 비중 및 차입금 자료는 한국전력 및 발전자회사로부터 세부자료를 제출받아 정리하였다.

2) 적정 투자보수율 산정

국내 및 해외 규제기관에서 네트워크 산업에 적용중인 CAPM¹¹⁾을 반영한 가중평균자본비용(WACC, Weight Average Cost of Capital)으로 적정 투자보수율을 아래와 같이 산정하고자 한다. 그리고 주요 산정요소중 무위험수익률, 시장위험프리미엄 및 위험계수 산정에 대한 세부내용을 기술하였다.

$$E(R_i) = R_f + \beta_i \times [E(R_m) - R_f]$$

여기서, $E(R_i)$: 자기 자본수익률

R_f : 무위험수익률

β_i : 위험계수(부채베타),

$E(R_m) - R_f$: 시장위험프리미엄

$E(R_m)$: 시장 기대수익률

$$WACC = \left(\frac{E}{D+E}\right) \times E(R_i) + \left(\frac{D}{D+E}\right) \times D(R_i) \times (1-T)$$

* WACC : 가중평균자본비용, D : 타인자본, E : 자기자본,

* $E(R_i)$: 자기자본비용, $D(R_i)$: 타인자본비용, T : 법인세율

11) 자기자본수익률을 추정하는 방식에는 CAPM에 의한 방법, 배당모형에 의한 현금할인흐름(Discounted Cash Flow, DCF), 차이가격결정모형(Arbitrage Pricing Model, APM), Option Pricing Model(OPM) 방법 등이 있음.

(1) 무위험수익률

무위험수익률은 무위험 자산에서 기대할 수 있는 수익률로 통상 신용등급이 높은 안정적인 국가에서 발행한 채권 수익률이 사용된다. 다만, 해당 국가의 위험도와 적용되는 자산의 수명과 연계될 필요성이 있다. 자산의 수명과 관련해서는 발전자회사의 경우 석탄 및 LNG 복합발전은 설계수명이 30년이나 회계적으로 감가상각은 평균 20년~25년으로 운영중에 있다. 국내의 국고채권¹²⁾의 종류와 거래량을 고려시 20년 채권의 수익률을 사용하되, 산정 직전 1년간 일평균 수익률을 적용한다.

(2) 시장위험프리미엄

시장위험프리미엄(Market Risk Premium)은 무위험수익률에 만족하지 않고 위험을 조금 더 감수하더라도 위험자산에 투자를 한다면 추가로 얻을 수 있는 수익으로 위험에 대한 보상인 위험프리미엄은 시장기대수익률과 무위험수익률의 차이로 산정하며, 이때 시장기대수익률은 주로 해당 국가의 주식시장지수를 활용하여 산정한다. 해외 규제기관의 경우 분석대상의 모수확대를 통한 노이즈 제거, 일반적인 경기주기 반영 등을 고려하여 장기간 동안의 측정값을 활용하고 있다. 그러나 전기요금을 포함한 대다수의 국내의 공공요금 산정시 적용기간은 과거 5년 만기 국고채를 무위험수익률 하에서 결정했던 6%로 적용하고 있는 실정이다. 1996년부터 2015년까지 5년, 10년, 15년, 20년 주기의 시장기대수익률을 분석하였으나 분석 주기별 편차가 너무 커 (-0.65%~12.36%)¹³⁾ 적용할 수 없을 것으로 판단되어, 본 연구에서는 현재 사용중인 6%를 그대로 적용하고자 한다.

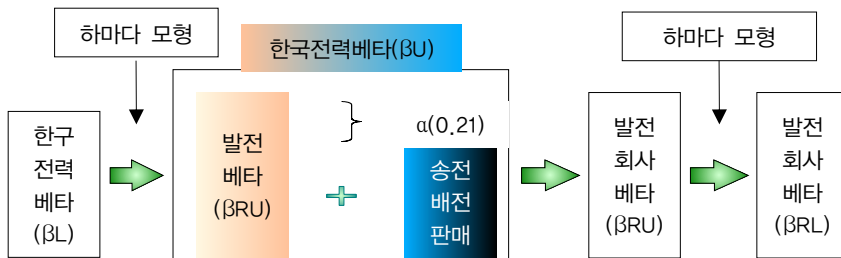
12) 국고채권은 만기 3년, 5년, 10년, 20년, 30년, 50년물이 있으며, 한국은행 경제통계시스템에서 10년물 국고채 수익률은 2000년 부터, 20년물은 2006년 부터, 30년물은 2012년 부터, 50년물은 2016년 부터 발행되기 시작함.

13) 국내 시장위험계수 추정 결과 예시(KOSPI는 연말종가, 국고채는 일별 평균).

(3) 위험계수

CAPM에서 위험계수(베타)는 개별주식의 수익률이 시장수익률의 변동에 얼마나 민감하게 반응하는지를 나타내는 수치로 개별주식 수익률과 시장수익률의 공분산을 개별주식 수익률의 분산으로 나누어 계산한다. 베타가 “1” 보다 큰 경우는 시장보다 개별주식 수익률 변동이 큰 위험자산을 말하고, “1” 보다 작은 경우는 개별주식 수익률 변동이 적은 안전자산, “1” 이면 시장과 동일한 위험을 가지는 자산으로 분류할 수 있다. 위험계수는 측정기간, 측정간격에 따라 상당히 다른 결과를 보여줄 수 있어 산정시 주의할 필요도 있다. 주식시장에 상장되어 있는 자산이라면 위의 산식에 의해 계산되나 발전자회사의 경우처럼 주식시장에 상장되어 있지 않아 주식수익률 자체를 산정할 수 없는 경우에는 대안으로 대용기업의 위험계수를 선정·측정한 후 베타조정을 통해 발전자회사의 위험계수를 산정할 수 밖에 없다. 따라서 발전자회사의 적정 투자보수율 산정시 위험계수는 [그림 1]과 같은 절차로 산정하고자 한다.

[그림 1] 위험계수 산정 절차



주: (하마다 모형) 기업의 부채비율을 기업의 투자보수율에 반영

자료: 2017년 비용평가위원회 민간석탄발전 정산조정계수 산정기준 설명자료

구 분	산술평균			기하평균		
	KOSPI	국채20년	MRP	KOSPI	국채20년	MRP
최근 5년('11~'15)	-0.65%	3.43%	-4.09%	-0.89%	3.43%	-4.32%
최근 10년('06~'15)	6.38%	4.39%	1.99%	3.58%	4.39%	-0.80%
최근 15년('01~'15)	12.36%	4.86%	7.50%	9.47%	4.86%	4.62%
최근 20년('96~'15)	9.91%	6.66%	3.25%	4.07%	6.60%	-2.53%

세부적으로는 1단계로 대용기업은 한국전력을 선정, 직전 20년 기간의 월별 데이터를 기준으로 한국전력 연결기준 재무비율을 반영하여 무부채베타를 산정하였다. 2단계로 한국전력의 무부채베타에서 발전부문과 송배전·판매 부문과의 위험계수 차이¹⁴⁾를 준용하여 발전자회사의 무부채베타를 산정하였다. 마지막으로 발전자회사 전체 평균 20년 재무비율을 반영하여 발전자회사의 부채베타를 최종적으로 산정하였다. 상기의 기준을 정리·요약하면 <표 3>과 같다.

〈표 3〉 적정 투자보수율 산정 기준

적용내역			산정기준
적용자본구조			6개 발전자회사의 직전 20개년 ¹⁵⁾ 자본구조 평균
타인자본 투보율	세전타인자본투보율		6개 발전자회사의 직전 1년 차입이자율 평균
	법인세율		한계법인세율
자기자본 투보율	무위험수익률		20년 만기 국공채 1년 평균 수익률 ¹⁶⁾
	시장위험프리미엄		국내 공공요금 산정시 적용값
	위험 계수	한전 부채베타	직전 20개년 한전 및 KOSPI 주가 월별 수익률
		발전 부채베타	6개 발전자회사 직전 20개년 부채비율 ¹⁷⁾ 반영

3) 실적 투자보수율

실적 투자보수율은 투자보수를 요금기저로 나누어 산정하게 되는데 요금기저는 순설비가액, 건설자산 및 운전자금을 합하여 계산하였다. 순설비가액은 기초 및 기말 가액을 평균하여 산정, 건설자산은 자기자금분에 한정하여 기초 및 기말 가액을 평균하였고, 운전자금은 연간 영업비용중 현금 미수반비용(감가상각비, 퇴직급여, 대손상각비 등)을 제한 후 2개월분을 반영하였다. 실적 투자보수는 연간 영업이익에서 법

14) 삼정회계법인(2012)은 「자본자본가격결정모형을 이용한 한전과 발전회사간 위험차이 산정 방안 연구」를 통해 해외의 발전사업부문과 송배전사업부문의 위험계수 차이를 분석한 결과 발전부문이 송배전부문에 비해 0.21 높은 것으로 분석함.

15) 20년 기간 실적이 없는 경우 연도별 순차 누적 평균으로 계산.

16) 20년 국공채가 발행되지 않았던 시기의 수익률은 5년 만기와 20년만기 스프레드를 5년 만기 수익률에 추가하여 산정.

17) 20년 기간 실적이 없는 경우 연도별 순차 누적 평균으로 계산.

전력시장에서 발전회사 수익규제 수준의 적정성에 관한 연구: 한국전력 발전자회사를 중심으로

인세를 제하여 계산하였다. 영업이익은 전력판매수익에서 영업비용과 재평가자산을 제하고 유형자산처분손익, 재고자산매각손익 등 영업외 손익을 반영하여 산정하였다.

IV. 분석 결과

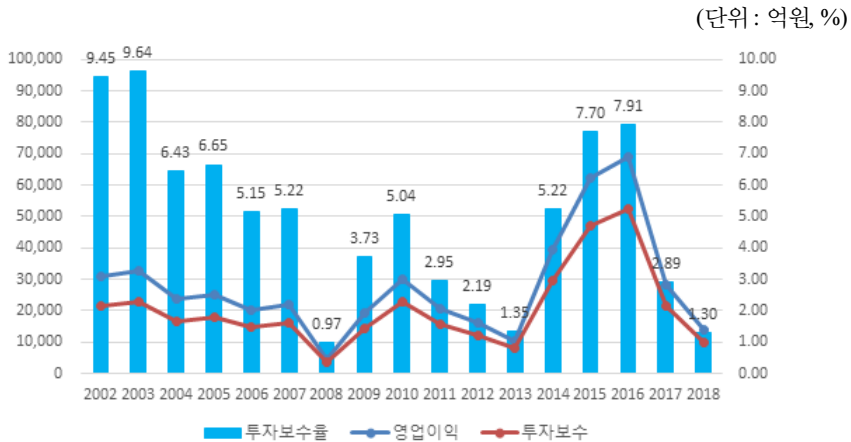
1. 결과분석

전력시장 개설 이후 규제당국은 전력시장내에서 발전자회사의 수익 규제를 지속해 오고 있으나 이제까지 발전자회사의 원가 수준을 적정하게 보상하고 있는지에 대한 분석이 미진한 상황이므로, 지금까지의 규제 수준이 합리적이고 적정했는지를 평가해보는 것도 매우 의미가 있을 것이다. 수익 규제의 적정성은 당해 연도의 총괄원가에 기초한 적정 투자보수율 대비 실적 투자보수율을 통해 확인하고자 한다. 다만, 표준원가나 정산조정계수제도에 의한 수익 규제가 완전한 투자보수 제도로 운영되지는 않았으나 간접적으로나마 투자보수율 개념을 일부 준용했기 때문에 6개 발전자회사 전체의 투자보수율 개념을 적용해서 분석하는 것도 유의미한 결과를 도출할 수 있을 것으로 판단된다. 수익규제가 적정한 원가를 반영하는 수준이었는지를 분석할 때, 규제가 시행된 전체 기간과, 적용 기간별로 구분하되, 적용 기간별 분석시 어느 기간 동안의 규제가 총괄원가 대비 실적 투자보수율이 낮게 나왔는지를 살펴볼 것이다. 다만, 도매전력시장과 소매부문 연계가 매우 미흡하다고 평가되는 국내 실정에서, 1단계의 표준원가 방식보다 2단계의 정산조정계수 방식이 제도 도입 취지와 구현방식 상 발전자회사에 과도한 수익 규제방식일 것으로 예측해볼 수 있다. 연료가격 상승, 기저발전기 및 예비력 부족 등으로 시장가격이 오르고, 이에 따른 전력시장 정산금이 한국전력에 부과되어 전기요금에 적기에 반영되지 않는다면 발전자회사의 수익이 그만큼 감소되기 때문이다.

우선 전체 기간 동안의 6개 발전자회사 전체의 연도별 영업이익, 투자보수 및 투자보수율 실적은 발전회사에서 입수한 실적자료를 통합하여 작성하였으며, 아래 [그림

2]와 같이 집계되었다.

[그림 2] 연도별 영업이익, 투자보수 및 투자보수율 실적



전력시장 운영실적을 통해 예상할 수 있었던 것처럼 투자보수율 실적은 전력시장 개설 이후 하향 추세를 보여주고 있다. 총괄원가 산정기준에 의해 계산된 발전자회사 전체의 연도별 적정 투자보수율과 요금기저를 가중평균하여 산정한 전체 기간의 적정 투자보수율은 6.29% 수준으로 계산되나, 실적 가중평균 투자보수율은 4.44%로 적정과의 차이가 1.84%p, 적정 대비 약 30% 정도 낮은 결과를 나타내었다. 기간별로 살펴보면, <표 4-1>에 보이는 것처럼 1단계 기간의 적정 투자보수율은 7.53%이나 실적은 6.92%로 0.61%p 정도 낮다.

<표 4-1> 1단계 기간 연도별 적정과 실적 투자보수율(%)

구분	'02	'03	'04	'05	'06	'07	평균
적정(A)	8.28	8.65	7.36	6.95	6.95	7.31	7.53
실적(B)	9.45	9.64	6.43	6.65	5.15	5.22	6.92
차이(A-B)	-1.17	-0.99	0.93	0.30	1.80	2.09	0.61

주: Ⅲ.2.2) 와 Ⅲ.2.3) 기준에 따라 추정

전력시장에서 발전회사 수익규제 수준의 적정성에 관한 연구: 한국전력 발전자회사를 중심으로

특히 정산조정계수제도를 운영한 2단계 기간의 적정 투자보수는 <표 4-2>와 같이 5.97%로 계산되나 실적은 3.81%로 적정과의 차이는 2.16%p로 적정 대비 약 36% 정도 낮아 전체 기간 실적을 낮춘 주요 요인이 된 시기였다.

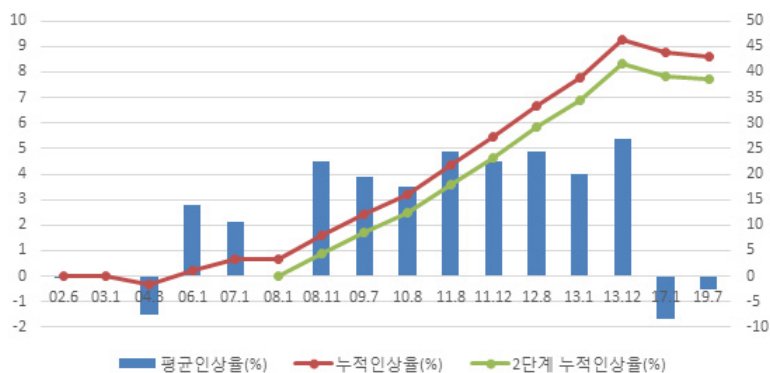
〈표 4-2〉 2단계 기간 연도별 적정과 실적 투자보수율(%)

구분	'08	'09	'10	'11	'12	'13	'14	'15	'16	'17	'18	평균
적정(A)	7.54	7.56	7.57	7.38	6.77	6.10	5.69	5.56	4.95	4.47	4.71	5.97
실적(B)	0.97	3.73	5.04	2.95	2.19	1.35	5.22	7.70	7.91	2.89	1.30	3.81
차이(A-B)	6.57	3.83	2.53	4.43	4.58	4.75	0.47	-2.14	-2.96	1.58	3.41	2.16

주: Ⅲ.2.2)와 Ⅲ.2.3) 기준에 따라 추정

계통한계가격은 2005년 62원에서 상승하기 시작하여 2006년 79원, 2008년 123원으로 지속적으로 상승하다가 2012년 161원으로 정점을 찍었고, 이후 2014년까지도 140원을 상회하였다. 규제기관은 [그림 3]에 보여지는 것처럼 전기요금도 지속적으로 인상하였으나 필요금액보다 항상 부족하였다.

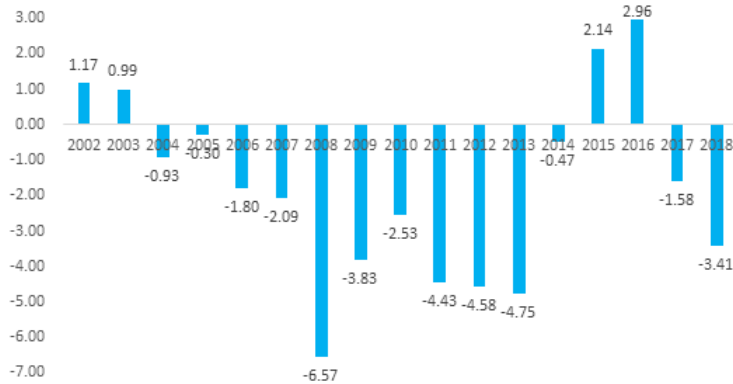
[그림 3] 전기요금 인상률 추이(%)



자료: 한국전력공사 내부자료

이로 인해 실적 투자보수율이 적정보다 지속적으로 낮은 상태를 유지하다가, 2015년, 2016년 계통한계가격이 각각 102원, 77원으로 하락함으로써, 민간 발전사에게 정산되는 금액이 줄어들면서 발전자회사의 정산금 배분이 급격히 증가하여 [그림 4]처럼 2015년과 2016년은 실적이 적정을 각각 2.14%p, 2.96%p 초과하였다.

[그림 4] 연도별 적정 투자보수율 대비 실적 차이(실적-적정, %)



본 연구의 목적은 아니나 개별 발전자회사와 한국전력의 실적 투자보수율을 <표 5>와 같이 정리하였다. 결과에 대해 간략히 살펴보면, 한국전력은 전력시장 개설 후 2018년까지 6개 발전자회사의 전체의 실적보다 항상 낮았으며, 연료가격이 상승했던 2008년부터 2012년까지 5년 연속 마이너스를 기록하였다. 발전자회사의 경우 정산조정계수 원칙에 따라 전체 평균으로는 한국전력보다 실적 투자보수율이 높기는 하다. 다만, 개별 회사들의 수익률이 국고채 20년물 기준의 무위험수익률¹⁸⁾ 보다 낮은 사례도 많아 수익규제 수준이 상당히 과도하였음을 보여주고 있다.

18) 연도별 무위험수익률 추이(III.2.2) 기준에 따라 산정)

연도	'02	'03	'04	'05	'06	'07	'08	'09	'10	'11	'12	'13	'14	'15	'16	'17	'18
무위험 수익률	6.6	6.7	5.2	4.8	5.0	5.4	5.4	5.6	5.4	5.0	4.3	3.5	3.5	3.4	2.5	1.8	2.3

전력시장에서 발전회사 수익규제 수준의 적정성에 관한 연구: 한국전력 발전자회사를 중심으로

〈표 5〉 연도별 발전자회사 및 한국전력 실적 투자보수율 추이

구분	남동	중부	서부	남부	동서	한수원	화력계	발전계	한전
2002	20.8	21.1	13.8	8.0	3.5	7.9	11.1	9.5	6.1
2003	20.0	22.0	14.9	9.9	4.2	7.2	12.4	9.6	5.0
2004	5.6	11.9	9.8	5.3	2.6	6.5	6.4	6.4	6.0
2005	4.2	10.0	9.9	5.5	2.3	7.3	5.9	6.7	4.2
2006	2.3	6.1	8.2	8.1	1.1	5.4	4.9	5.2	3.9
2007	2.9	8.5	7.3	8.9	1.1	5.1	5.4	5.2	1.8
2008	-2.6	-2.9	-1.4	-3.4	-2.8	4.6	-2.6	1.0	-7.8
2009	6.1	2.6	2.4	6.0	5.0	2.9	4.5	3.7	-0.8
2010	6.1	3.4	5.5	4.4	5.4	5.1	5.0	5.0	-2.6
2011	3.6	2.5	2.0	2.3	3.0	3.2	2.7	3.0	-4.3
2012	3.6	3.5	3.3	2.9	3.9	1.2	3.4	2.2	-3.3
2013	2.8	1.9	2.1	1.9	1.8	0.8	2.1	1.4	0.6
2014	6.1	2.9	3.8	2.0	4.0	5.8	3.9	5.2	2.7
2015	9.0	5.1	6.7	5.1	8.6	7.1	8.2	7.7	5.7
2016	8.9	7.6	6.9	7.0	8.2	7.8	8.0	7.9	6.2
2017	2.6	3.3	3.0	2.2	3.9	3.0	2.8	2.9	2.1
2018	0.1	-0.7	1.3	1.1	0.9	0.6	2.1	1.3	-2.3

주: Ⅲ.2.3) 기준에 따른 계산값

2단계 정산조정계수 기간중 발전자회사의 수익에 가장 큰 영향을 미치는 요소는 한국전력과 발전자회사간 예상 투자보수율 차이다. 즉, 투자보수율 차이 산정시 해외 발전부문과 비발전(송전·배전)부문간 무부채위험계수 격차(비발전대비 발전부문에 +0.21)를 발전회사 부채베타 산정시 반영함으로써 발전자회사의 예상 적정 투자보수율이 한국전력보다 항상 일정 정도 높아지게 하는 방식이다. 한국전력과 발전자회사간 적정 투자보수율 차이만을 두는 것이지 발전자회사에게 적정 투자보수율을 보장하지는 않는다. 즉, 발전자회사의 예상 적정 투자보수율은 5%, 한국전력은 4%로 계산되어 투자보수율 차이 1.0%가 되도록 정산조정계수를 산정하였지만, 해당 연도에 연료비용이 상승함에도 전기요금이 고정된다면 실적 투자보수율은 발전자회사는 3%, 한국전력은 2%로 낮아지게 되어 적정 투자보수를 회수할 수 없다. 이러한 제도의 운영

은 전기요금의 인상을 최대한 억제시키는 역할을 했다고 할 수 있으나, 반대로 발전자 회사에게 합리적 수준의 비용 보상이 되지 않은 과도한 수익 규제라고 말할 수 있다. 전기요금 산정기준과 유사한 방식의 적정 투자보수율을 산정하고 실적 투자보수율을 비교·분석한 결과는 당초의 예상과 같게 정산조정계수 운영방식이 발전자회사의 수익을 과도하게 규제하였음을 실증적으로 보여주고 있다. 정산조정계수 기간동안의 실적 투자보수율이 적정보다 낮은 근본적 원인은 크게 2가지로 요약해볼 수 있다.

첫째, 가장 중요한 요인으로, 한국전력과 발전자회사간의 재무균형 유지 목적에 따른 단순 “투자보수율 차이”에 있다. 초과수익을 규제하고자 한 당초의 목적과 달리 적정 투자보수율 규제가 아닌 두 그룹간의 투자보수율 차이를 목적함수로 정함으로써 당초의 규제목적을 벗어난 것이었다. 삼일회계법인(2009)¹⁹⁾과 삼정회계법인(2012)의 연구를 통한 두 그룹간 위험계수 산정의 제도개선이 있었지만 정산조정계수 산정 목적의 근본적 변화는 없었다. 규제당국의 정책적 목적에 따른 전기요금 인상 지연에 적합한 시장제도였던 것이다. 전기요금의 인상 지연 혹은 필요금액 대비 낮은 전기요금 인상은 결국 한국전력으로 하여금 발전자회사의 수익을 더욱 줄이려고 하는 유인을 제공하게 되었다. 결국 적정 전원구성이 안된 상태에서 발전자회사의 적정원가가 고려되지 않고 투자보수율 차이만 고려하는 것은 발전자회사의 수익이 적정보다 낮은 악순환이 발생할 수밖에 없다는 것이 실증적으로 밝혀졌다.

둘째, 정산조정계수 방식은 연료가격 변동 등으로 인한 계통한계가격의 예측 오차 등이 있을 경우 해당 연도 내에 정산조정계수 재산정을 통해 수익을 조정한다. 그러나 재산정시 발전자회사가 비용절감한 실적을 비용으로 재반영하게 되어 발생 가능한 수익의 증가분이 다시 줄어들게 된다. 이것은 발전자회사의 경쟁을 통한 비용절감을 달성하는데 제약요소로 작용할 뿐 아니라 투자수익까지 축소시키는 결과를 초래하게 된다.

이러한 발전자회사에 대한 과도한 수익규제(실적 투자보수율이 적정 투자보수율을 하회)가 지속될 경우 자원배분의 비효율성이 발생할 수 있다. 투자보수 회수는 발전설비 투자에 대한 기회비용 보상뿐 아니라 재투자에 대한 재원을 마련한다는 의미

19) 호주 빅토리아주의 전력 부문별(발전/송·배전·판매) 영업위험 차이를 고려하였음.

가 있음에도, 투자보수율 역전현상이 계속되면 오히려 발전설비를 과소 투자하는 역 A-J효과(Reverse Averch-Johnson Effect)가 나타날 수 있다. 미국에서는 1970년대 후반이래 허용투자보수율과 시장수익률의 역전현상으로 전력설비의 적정한 증가와 시설보수가 이루어지지 못한 사례가 있었으며, 우리나라도 2011년 9월 15일 발생한 대규모 정전사태의 원인 중 하나로 생산원가 이하의 전기요금으로 적기에 발전설비가 건설되지 못한 것이 지적되기도 하였다.

2. 시사점

앞서 살펴보았듯 전력시장에서의 수익규제는 2002년부터 2007년까지는 초과수익이 발생할 것으로 예상되는 원자력 및 석탄발전기에 한해 시장가격의 상한을 정하고 상한가격 이내에서 에너지부문의 수익을 정산하는 구조였다. 이러한 기저시장가격의 상한값에 대한 유연한 변동이 없는 상태에서 석탄 연료 가격이 상승함에 따라 수익규제 발전기와 비수익규제 발전기(LNG 연료사용)간 수익 역전 현상이 발생하였다. 이를 해소하기 위해 2008년부터는 정산조정계수를 통해 에너지부문의 수익을 정산하는 구조로 변경하였다. 그러나 정산조정계수 제도의 법적·제도적 미비로 전력거래소, 한국전력 및 발전자회사간 규정을 적용하는 과정에서 한국전력의 반대(소송의사 표시 등) 의견이 표출되는 등 많은 어려움이 있었다. 본 논문에서는 수익규제를 실행하는 과정에서 나타난 몇 가지 문제점을 짚어보고 대안을 찾아보고자 한다. 특히, 정산조정계수 제도에 한해서 집중하고자 한다.

첫째, 수익규제가 필요하다면 규제가 필요한 사유가 명확하고, 규제 대상에 대한 차별이 없어야 하고 이를 뒷받침할 법적·제도적 여건이 완벽하게 준비되어야 한다. 전력산업구조로 인해 파생된 수많은 요인들이 전력시장 제도에 직·간접적 영향을 미치게 되는데 제도의 목적성과 합리성이 결여될 때 큰 혼란을 일으키게 된다. 현재 저원가 발전기에 대한 수익규제의 법적 근거가 다소 미비하다. 전력시장운영 관련 상위법인 전기사업법 제33조(전력거래의 가격 및 정산) 제1항은 “전력시장에서 이루어지는 전력의 거래가격은 시간대별로 전력의 수요와 공급에 따라 결정되는 가격으로 한다”

로 정의되고 제3항 “전력거래의 정산은 전력거래가격을 기초로 하며, 구체적인 정산 방법은 제43조에 따른 전력시장운영규칙에 따른다”로 세부적인 정산방법은 전력시장운영규칙으로 포괄적 위임이 되어 있다. 최초 전기사업법 개정시는 제33조1항(전력거래의 거래가격)만 명시되었다가 2011년 제33조(전력거래의 가격 및 정산)로 변경하면서 제3항 정산가격에 대해 거래가격이 아닌 시장운영규칙으로 위임하면서 명확하게 개정하였다. 즉, 전력의 거래가격은 가격결정원칙에 따라 생성하되, 정산은 가격결정과 다르게 정산할 수 있다는 근거를 마련하였다. 그러나 전기사업법에서 시장운영규칙으로 포괄위임을 하였으나, 시장운영규칙에는 수익 조정원칙과 산정기준이 미비한 채로, 세부 산정기준을 비용평가위원회로 일임하였다. 비용평가위원회는 시장운영규칙에 의거 만들어진 위원회이긴 하나, 위원회에서 만들어진 세부 산정기준 등이 전기사업관련 최고 심의·의결 기구인 전기위원회의 승인도 없이 곧바로 규제기관의 승인으로 결정되는 문제는 법적 보완이 필요하다. 수익규제의 원칙을 전기사업법에 담고, 시장운영규칙에 세부 산정기준 등을 명시함으로써, 정산조정계수의 법적 요건을 갖추는 것이 합리적일 것이다.

둘째, 동일 발전원에 대한 규제기관의 수익규제 방식에 차별이 있어서는 안 된다. 즉, 민간이 소유한 석탄발전기에 대해서는 총괄원가 방식의 보상을 취하면서 공기업인 발전자회사는 한국전력의 투자수익률에 연동하고 있어 민간 소유 수익규제 방식과는 다른 방식으로 수익 규제를 하는 것은 적절하지 않다. 규제기관은 제5차 전력수급기본계획에 민간석탄발전기 건설계획이 반영됨에 따라 비용평가세부운영규정을 통해 공기업인 발전자회사와는 다른 수익규제방식을 도입하였는데, 이때부터 동일 발전원임에도 수익규제를 다르게 시행한 시점이었다. 그러나 이후 문제점을 인식한 규제기관은 2014년 저원가 발전원에 대해 소유 여부를 차별하지 않고 동일한 수익규제 방식을 적용하고자 정부승인차액계약 운영을 위한 제반 법, 시행령 및 고시 등을 개정하면서 총괄원가 수준의 비용보상 원칙을 명시하였다. 사전에 규제기관이 지정·고시하는 저원가 발전기가 해당되었다. 이에 맞춰 전기요금 산정기준도 변경하였는데, 이전 산정기준은 한국전력이 발전자회사에 지불하는 정산금이 구입비용으로 반영되는 것이 아닌 방식이었지만, 새로운 기준은 도매시장에서 발전자회사에 지급하

는 구입비용을 전기요금 산정시 한국전력의 비용으로 직접 반영하는 것이다. 이러한 제도가 도입되었다면 동일한 발전원임에도 수익규제 방식의 차별이 없어졌겠지만, 결국 규제기관은 전기사업법을 개정하고서도 실제 시행하지 못하는 상황을 만들게 되었다. 법 개정 후 원자력발전을 포함한 발전자회사 및 민간석탄보유발전사(건설중)와 2년여에 걸친 많은 토론과 협의를 진행하였음에도 결국 발전자회사는 이전 방식 그대로 수익규제를, 민간석탄은 총괄원가 방식의 정산조정계수제도를 적용하게 되었다. 시기적으로 미세먼지의 심각성에 대한 인식과 함께 석탄발전소에 대해 안정적인 수익을 보전해주는 차액계약 방식에 대한 많은 논란이 발생하자 규제기관은 전기사업법에 명시된 규정이 있음에도 정부승인차액계약 대상인 저원이 발전기를 지정·고시 하지 않고 결국 비용평가세부운영규정을 보완하여 발전자회사와는 다른 민간석탄발전기에만 적용되는 별도 방식의 수익규제를 2017년부터 시행하게 되었다.

마지막으로, 규제기관은 발전자회사에 대한 수익조정 원칙을 명확히 하고 도매전력시장과 소매부문이 직접적으로 연계되도록 해야 한다. 위에 언급한 것처럼 발전자회사의 수익규제를 전기요금과 연동하지 않은 채 발전자회사와 한국전력 모두에게 부담을 지우는 형태의 수익규제는 도저히 감내할 수 없는 지경에 이르렀다. 2020년은 코로나19 확산으로 인해 유례없는 저유가 지속, 전년 대비 전력수요의 급격한 감소 등으로 시장가격이 매우 낮았는데도 불구하고 발전자회사는 오히려 적자를 면치 못하는 상황에 노출되고 있다. 최근 천연가스 도입이 자유화되면서, 한국가스공사를 거치지 않고 해외에서 직접 천연가스를 도입하고 있는 발전기는 석탄발전기와 연료가격에서 경쟁하는 수준까지 도달하였다. 심지어 천연가스 직도입 민간발전사가 발전공기업보다 오히려 수익을 많이 얻는 상황이 벌어지고 있다. 물론 천연가스 직도입 발전기에 대해 수익규제가 필요하다고 말하는 것은 아니다. 전력시장에서 공정한 경쟁을 통해서 얻는 수익까지를 규제하는 것이 아닌, 구조적으로 저원가 발전기에 대한 규제가 필요하다면 비용과 합리적인 수익이 보장될 수 있도록 규제 원칙을 세우고, 이를 구현할 수 있는 전기요금 연계 및 전력시장 제도를 조속히 개선할 필요가 있다. 2018년 발전공기업의 노후 석탄발전기 봄철 가동중지, 2019년 미세먼지 계절관리제 시행에 따른 석탄발전기 출력감발 혹은 가동중지 등이 시행되고 있음에도 사전에 발전사

에 대한 비용 보전 원칙도 없었다. 결국 수익규제와 이와 연관된 전기요금의 규제원칙을 명확하게 하지 않고 발전사와 한국전력에게만 부담을 가중시키고 있는 것이다.

V. 결 론

국내 전력시장은 계약시장이 존재하지 않아 발전 및 판매측 모두 시장가격 변동성에 직접 노출되는 구조다. 발전 연료원간 변동비의 편차가 크고 전력수요 대비 저원이 발전기가 부족함에 따라 전력시장에서의 발전부문 수익 규제를 통해 전기소비자의 이익을 보호할 수밖에 없는 상황이다. 국내에서는 2007년까지 시장가격을 통한 표준원가 방식의 수익 규제를 시행했었고 2008년 이후에는 한국전력과 발전자회사간 재무균형 유지목적의 변형된 총괄원가 방식으로 시행하고 있다. 2002년부터 2018년까지 수익규제 결과를 분석해 보면 전체 기간 동안 산정한 적정 투자보수율은 6.29% 수준이나 실적은 4.44%로 적정과의 차이가 1.84%p로 분석되었다. 특히, 정산조정계수 제도를 운영한 2단계 기간은 적정과의 차이가 2.16%p 발생되어 1단계 표준원가 규제 방식보다 2단계 기간의 정산조정계수 규제 방식이 발전자회사의 수익을 추가적으로 제한하고 있는 것으로 분석된다. 현재 운영중인 정산조정계수를 활용한 수익규제 방식은 과도한 수익을 규제하는 목적에도 불구하고 발전자회사의 원가 수준을 고려하지 않고 한국전력과 발전회사간 투자보수율 차이를 목표로 하는 것은 발전회사의 수익 변동성을 크게 하고 비용절감 등 경영노력을 약화시키는 요인으로 작용될 수 있다. 미세먼지 저감 및 온실가스 감축 등 발전자회사의 석탄발전기 운영 및 수익에 절대적 영향을 미치는 정부 정책을 추진함에 있어 현재의 정산조정계수 방식을 그대로 적용하는 것은 더욱 많은 문제점을 유발할 것이다. 이를 해결하기 위해 발전자회사의 수익 규제시 원가 수준의 보상원칙이 명확해야 하며, 이를 전력시장에서 구현할 수 있어야만 한다. 민간 석탄발전기 보유회사와 발전공기업간 수익규제 보상원칙이 다름에 따른 논란이 더 이상 발생하지 않도록 해야 한다. 또한, 발전공기업을 대상으로 자발적

전력시장에서 발전회사 수익규제 수준의 적정성에 관한 연구: 한국전력 발전자회사를 중심으로

석탄총량제 시행과 전체 석탄발전기를 대상으로 한 석탄발전 상한제 운영을 위한 준비가 진행되고 있는데, 수익 규제를 지속할지 여부 등을 사전에 면밀하게 검토할 필요성이 있다. 특히, 현 정산조정계수 문제점은 에너지전환정책 시행과 함께 재생에너지 확대, 온실가스 감축을 위한 석탄발전 총량 제약, 발전용 LNG 시장의 직도입 확대 또는 개별요금제 시행 및 향후 LNG 발전사의 수익 저하 등의 이슈가 맞물려 전력시장 전체의 비효율성을 키울 수 있는 바 보다 심도있게 논의할 필요가 있다.

접수일(2021년 4월 27일), 수정일(2021년 5월 20일), 게재확정일(2021년 5월 21일)

◎ 참 고 문 헌 ◎

- 김진선·이준서·류주연(2012). “해외 전력산업의 Bench-marking을 통한 한국전력 및 발전자회사의 적정투자보수를 산정.” 금융지식연구 10(1) : pp 135-161.
- 김현제(2000). 발전부문의 경쟁도입에 따른 전력시장 행태 분석. 울산: 에너지경제연구원.
- 남일충(2012). 전력산업에 대한 경쟁정책. 세종: 한국개발연구원.
- 삼일회계법인(2009). 합리적이고 공정한 SMP보정계수 산정기준 정립에 관한 연구.
- 삼일회계법인(2012). 자본자산가격결정모형을 이용한 한전과 발전자회사간 위험차이 산정방안 연구.
- 송재도(2020). “발전부문 경쟁의 효과성 분석: 발전자회사들의 수익률 및 지배연구.” 산업경제연구 33(2) : pp 451-470.
- 이상립(2013). 전력시장 가격 안정화방안 연구. 울산: 에너지경제연구원.
- 정한경·박광수(2010). 시장친화형 에너지가격체계 구축 종합 연구. 울산: 에너지경제연구원.
- 한국개발연구원(2010). 대내외 여건 변화에 부응한 전력산업구조 정책방향 연구.
- 발전자회사(6개) 투자보수 실적집계 내부자료.
- 비용평가위원회 회의자료.
- 전력시장운영규칙.
- 한국전력 통계자료(설비용량) 및 내부자료(전기요금 인상 수준).
- 한국전력거래소 내부자료.
- 한국전력거래소, 전력통계정보시스템(EPSIS): <http://epsis.kpx.or.kr>.
- Energy Market Authority (2020). Review of The Long Run Marginal Cost Parameters for Setting The Vesting Contract Price for 2021 and 2022.
- Energy Market Authority (2020) Review of Vesting Contract Financial Parameters for The Period of 1 January 2021 To 31 December 2022.

ABSTRACT

A Study on the Appropriateness of Revenue Regulation Level of Power Generation Companies in the Electricity Market: Focusing on KEPCO power generation subsidiaries

Bong-Hwan Hwang* and Sung-Bong Cho**

If excessive profits are expected or occur structurally and continuously in the electricity market, it is necessary to regulate profits for generators. In Korea, it applies to low-cost generators such as nuclear power and coal power generators. However, it is very important to regulate at an appropriate level considering the reasonable cost. In this study, we reviewed the adequacy of the level of revenue regulation (based on the rate of return on investment) for KEPCO power generation subsidiaries by two regulatory periods from 2002 to 2018. In the first phase period (2002-2007), the performance rate of return on investment was lower than 0.61%p compared to the appropriate one, and in the second phase period (2008-2018) 2.16%p was insufficient. Especially, it was confirmed that the gap was further widened during the second phase. This is because the revenue regulation was applied as a means to suppress an increase in electricity rates, without taking into account the appropriate cost of power generation subsidiaries.

Key Words : electricity market, excess income, settlement adjustment factor, rate of return on investment, regulatory level

* General Manager, Safety Management Office, Korea Power Exchange, (main author), bhhwang@kpx.or.kr

** Professor, Department of Economics, Soongsil University, (corresponding author), sbcho@ssu.ac.kr