

규제연구 제24권 제2호 2015년 12월

우리나라 산업용 전기요금의 적정성에 대한 연구

김 대 옥* · 김 광 인** · 최 우 진***

2000년 여름부터 2003년 4월까지 산업용 전기요금은 40%가 인상되어 다른 부문에 비하여 큰 폭의 인상을 기록하였다. 본 연구는 산업용 전기요금의 적정성을 분석하기 위하여 발전원가 측면에서 산업용 전기요금의 적정성을 분석하고 이를 통하여 시사점을 도출하고자 한다. 본 연구의 분석결과에 따르면, 산업용 전력의 경우, 고압수전으로 인한 발전원가의 절감효과, 높은 부하율로 인한 발전소 건설투자비의 절감효과 및 배전선로 건설회피 비용의 발생 등으로 인하여 다른 부문에 비하여 발전원가가 저렴한 것으로 추정되었다. 또한, 향후 기저발전기를 필두로 한 신규발전기의 진입, 가스가격을 포함한 연료가격의 하락 및 전력수요의 정체 등으로 인하여 전력도매가격은 하락할 것으로 전망된다. 이러한 논의를 종합하면, 그동안 산업용 전기요금은 실제 공급비용에 비하여 과도하게 인상되어 온 것으로 보이며, 특히 현 시점에서는 전력의 수급여건 등을 고려할 때에 오히려 전기요금의 인하여력이 존재한다는 점도 주목할 필요가 있다. 따라서 그동안 산업용 전기요금에 대한 급격한 요금인상으로 인해서 원가부담 상승으로 인하여 경쟁력에 어려움을 겪고 있는 기업이 경쟁력을 회복할 수 있도록 제도적인 보완장치를 마련하려는 노력이 필요할 것으로 판단된다.

핵심 용어: 산업용 전기요금, 공급비용, 부하율

경제학문헌목록 주제분류: L1, L4, L5

* 숭실대학교 경제학과 부교수, 서울시 동작구 상도록 369(daekim@ssu.ac.kr)

** 숭실대학교 경제학과 겸임교수, 서울시 동작구 상도록 369(kikim8909@ssu.ac.kr)

*** 숭실대학교 전기공학과 부교수, 서울시 동작구 상도록 369(cwj777@ssu.ac.kr)

**** 본 논문은 2013년도 숭실대학교 교내연구비 지원에 의하여 이루어졌음을 밝혀둔다.

제출일: 2015/08/05, 심사일: 2015/11/05, 게재확정일: 2015/11/05

I. 서론

우리나라 전기요금은 2000년 이전까지는 2차산업 육성을 위하여 저렴하게 유지되어 왔으나, 2000년 이후에는 약 52.1% 인상되었다. 해당 기간에 소비자물가의 평균적인 상승률이 약 50.9%인 점을 고려한다면, 최근의 이루어진 전기요금 인상은 크지 않은 것으로 보인다. 그러나 이를 부문별로 보면, 산업용 전기요금은 약 89.6%가 인상되어 그동안 전기요금의 인상이 산업용 부문에 집중되어져 왔음을 볼 수 있다.

우리나라의 전기요금의 산정기준은 원칙적으로 총괄원가 방식에 기초를 두고 있다.¹⁾ 이는 전기요금을 책정할 때에 적정 수준의 공급원가와 이를 위해 투자된 비용에 대한 적정 수준의 보수를 회수할 수 있도록 설계되고 있음을 의미한다. 그러나, 지난 15년간 산업용 전기요금이 급격하게 인상된 주요한 이유는 원가이하로 공급되어 왔기 때문으로 알려져 있으나, 아직까지 산업용 전력의 공급비용에 대한 객관적인 평가에 대한 이루어지지 않고 있다. 이에 대한 주요한 이유는 산업용 전기요금의 원가분석에 필요한 자료의 상당부분에 대한 접근이 어렵기 때문으로 판단된다. 본 연구는 이러한 상황에서 공개적으로 수집이 가능한 자료와 가능한 보수적인 가정을 사용하여 최근의 산업용 전기요금의 수준이 과연 원가회수의 측면에서 적절한지의 여부를 분석하고자 한다. 구체적으로 산업용 전력에 대해서 고압수전으로 인한 비용절감효과, 높은 부하율로 인한 발전소 투자비 절감효과 및 송전선로의 건설회피 비용을 정량적으로 산출하여 산업용 전력공급에 대한 공급원가의 수준을 분석하고자 한다.

본 연구의 분석결과에 따르면, 고압으로 전력을 수전하는 산업용 전력부하는 일반 저압수전 부하에 비해서 배전투자비와 판매관리비가 저렴하고 배전손실율도 낮아서 전력 공급비

1) 총괄원가 방식이란 전기요금 설계가 전기를 공급하는 데에 소요되는 총원가를 회수하도록 설계한다는 것을 의미한다.

용이 다른 부문에 비해서 약 7.9원/kWh 저렴한 것으로 분석되었다. 또한 산업용 전력은 부하율이 높기 때문에 같은 전력량을 사용하는 다른 부하에 비하여 최대전력이 낮아서 발전소 건설투자비의 절감효과가 존재하는 것으로 나타났다. 이와 함께, 산업용 전력은 발전비용이 저렴한 기저부하용 발전기의 가동율을 높이는 장점도 존재하는 것으로 분석되었다. 구체적으로 산업용 부하에 대한 전력공급비용의 절감효과는 약 14.3원/kWh에 이르는 것으로 추정되었다. 이러한 효과를 종합하면, 산업용 전력에 대한 공급비용은 일반 부하에 비하여 평균적으로 약 22.2원/kWh 이상 저렴한 것으로 나타났다.

한편, 기업이 비수도권에 위치하여 전력을 수전할 경우에는 수도권에 위치하여 전력을 수전하는 것에 비해서 전력공급비용이 추가적으로 4.9원/kWh 정도 절감되는 것으로 나타났다. 이는 비수도권 전력사용의 편익을 추정하기 위하여 필요한 송전선로건설 회피비용을 분석한 결과이며, 추가적으로 소요되는 변전소 건설비용 또는 송전손실비용 등은 포함하지 않고 보수적으로 산출한 결과이다. 따라서 비수도권에서 전력을 사용할 경우 수도권에서 전력을 사용하는 것보다 적어도 4.9원/kWh 이상의 편익이 발생한다고 볼 수 있다. 따라서, 2010년 이후에 산업용 전기요금은 약 40.8%에 이를 정도로 급격하게 인상되어 현재에는 전체 평균 대비 약 97% 수준에 이르고 있다는 것은 앞에서 언급한 전기요금 산정의 기준으로 판단한다면 합리적이지 않은 것으로 보인다.

한편, 우리나라의 전력시장의 여건을 고려할 때에 현재 전기요금 인하요인이 존재한다는 점에도 주목할 필요가 있다. 즉, 천연가스의 가격은 셰일가스 등의 영향으로 중장기적으로 안정화가 유지될 것이라는 전망이 우세하다. 또한 최근에 기저발전기가 전원에 추가되고 있으며, 이로 인하여 2015년부터는 설비예비율이 적정수준 이상으로 상승하게 되어 전력도매 가격도 크게 하락할 것으로 추정된다. 따라서, 현재의 연료가격 수준 및 전력수요 증가추세를 반영한 조건에서 단순히 기저발전기의 증가효과만을 고려하더라도 2017년까지 약 10% 이상의 전기요금 인하요인이 발생할 수 있을 것으로 판단된다. 따라서 전력공급비용이 이와 같이 낮아질 경우, 그동안 전기요금 측면에서 상대적으로 불이익을 받고 있는 산업용 전기요금에 대한 우선적인 요금인하를 검토할 필요가 있을 것으로 판단된다.

본 연구는 앞에서 언급한 정책적인 요인 외에 학술적으로도 전기요금과 관련된 기존의 소수의 연구와 연계되어 있다. 김승래·임병인·김명규(2015)는 우리나라의 가계동향조사 자료를 사용하여 전기요금체계 개편에 따른 소득재분배의 효과를 분석하였다. 분석결과에

따르면, 향후 전기요금의 인상이나 누진체계의 조정시에 소비자에게 미치는 후생변화효과가 계층별로 서로 상이할 수 있기 때문에 정책당국은 이를 고려하여 구간별 기본요금 및 사용량 요금을 합리적으로 설계할 필요가 있다고 주장하였다. 또한, 김민정(2014)은 우리나라 주택용 전기요금 체계의 문제점을 분석하고, 이를 개선하기 위해서 계시별 요금제와 실시간 요금제를 제안하였다. 한편, 김민철·고병현·안중환·한석만·김발호(2012)는 수도권 전력 수요의 대부분을 차지하는 산업부문 소비자의 지방이전을 위해서 지역별 요금제도의 필요성을 제시하였다. 구체적으로 수요관리형 선택요금제(Critical Peak Pricing)를 도입하여 전력 수요의 분산화를 촉진하고 전력수급의 안정화를 주장하였다.

위에서 언급한 기존의 연구에 비하여 본 연구는 다음과 같은 몇 가지 점에서 차별성을 가지고 있다. 첫째, 기존의 연구는 대부분 주택용 요금의 누진제를 다루거나 누진제의 효과를 분석하고 있으나 본 연구는 산업용 전기요금을 분석대상으로 하고 있는 점에서 차이점이 존재한다. 둘째, 본 연구는 전기요금 인상의 타당성을 검증하기 위하여 입수가능한 공급비용에 관한 자료를 사용하고 있다는 점에서 기존의 연구에 기여하고 있다. 즉, 그동안 한전은 원가이하로 전력을 공급하여 왔으며, 특히 산업용 전력의 경우 원가에 비하여 더욱 낮은 가격으로 공급하여왔기 때문에 전기요금 인상을 논의할 경우에 항상 주요한 논란의 대상이 되어왔다. 그러나 실제로 객관적인 자료를 사용하여 산업용 전기요금 인상의 적정성을 분석한 연구는 자료의 제약으로 인하여 거의 전무하였다. 셋째, 본 연구는 과밀화된 수도권의 전력 수요의 분산의 논리로 송전선로 건설회피비용을 계산하여 이를 구체적으로 뒷받침하였다는 점에서 기존의 연구에 기여하고 있다.

본 연구는 다음과 같이 구성되어 있다. 우선 II장에서는 우리나라 전기요금의 현황 및 변화추이에 대해서 논의한다. III장은 산업용 전기요금의 공급비용을 수전전압, 부하율 및 송전선로 건설회피 비용의 세 가지 측면에서 분석한다. 마지막으로 IV은 결론 및 정책적 시사점을 제시한다.

II. 우리나라 전기요금의 현황 및 변화추이

1. 우리나라 전기요금의 산정기준

우리나라 전기요금의 산정기준은 총괄원가 방식에 기초를 두고 있다. 총괄원가 방식이란 전기요금이 전기를 공급하는 데에 소요되는 총원가를 회수하도록 설계함을 의미한다. 이러한 총괄원가는 구체적으로 적정 수준의 공급원가(적정원가)와 이를 위해 투자된 비용에 대한 적정 수준의 보수(적정투자보수)로 구성된다.

적정원가에는 영업비용과 적정법인세비용이 포함되며, 적정투자보수는 요금기저에 적정 투자보수율을 곱한 것이다. 요금기저는 전기공급을 위해 설비에 투자된 금액 즉, 순설비가 액에 건설 중인 자산 중에서 자기자금 소요분에 해당되는 금액이 포함되며 또한 여기에 2개월분의 운전자금 및 발전회사 투자주식에 해당하는 금액이 포함된다. 적정투자보수율은 자기자본보수율과 타인자본보수율을 합하여 산출하고, 자기자본보수율은 자기자본에 대한 기대투자수익률에 자기자본비율을 곱하여 산출하며, 타인자본보수율은 차입금에 대한 세후가중평균이자율에 타인자본 구성비를 곱하여 산출한다.²⁾

그러나 전기요금의 산정기준이 이와 같이 설정되어 있음에도 불구하고 실제 전기요금에는 이러한 총괄원가의 원칙이 올바르게 적용되고 있지 않다. 총괄원가는 연료가격이나 발전소 등의 전력설비 구성 상황에 따라 변동성이 크게 나타나는데 이러한 상황을 반영하여 수시로 전기요금을 조정하는 것은 쉽지 않다. 또한 전기요금과 같은 공공요금에 대해서는 물가관리나 산업정책 등을 고려하여 정부가 강력한 규제 및 통제를 시행하고 있으며, 이 과정에서 적정 투자보수가 반영된 총괄원가가 전기요금에 제대로 반영되고 있지 못하고 있는 상황이다.

2) 자기자본에 대한 기대투자수익률은 자본자산가격결정모형(CAPM: Capital Asset Pricing Model)을 이용하여 산출하며, 이의 요소는 크게 투자자본에 대한 무위험이자율(risk free rate)과 시장리스크프리미엄(market risk premium)으로 구성된다.

2. 현행 우리나라의 전기요금제도

현행 우리나라 전기요금 제도는 모든 소비자에게 동일한 요금을 적용하는 것은 아니며 소비자의 사용 용도별로 전기 요금에 차이를 두는 종별요금제를 채택하고 있다. 종별요금제란 주택용, 일반용, 교육용, 산업용, 농사용, 가로등과 같은 6개의 전기사용 종별, 즉 용도별에 따라 별도의 요금체계를 갖는 것을 말한다. 또한 각각의 종별 요금은 다시 세부적으로 구분되어 차등화된 요금제가 적용되고 있으며, 각각 기본요금과 사용량요금이라는 2부요금제로 구성되어 있는 등 매우 복잡한 형태를 가지고 있다.

〈표 1〉 우리나라 전기요금 체계

(단위: 원/kWh)

종 별	적용범위	요금체계	판매단가(지수)
주택용	주거용	6단계 누진요금제	127.02(119)
일반용	공공, 영업용	계절별 차등(6 ~ 8월 고율)	121.98(115)
		300kW 이상 시간대별 차등	
교육용	학교, 박물관 등	계절별 차등(6 ~ 8월 고율)	115.99(109)
		1,000kW 이상 시간대별 차등	
산업용	광업, 공업용	계절별 차등(6 ~ 8월 고율)	100.70(95)
		300kW 이상 시간대별 차등	
농사용	농업, 어업용	농사용(갑, 을) 저압, 단일요금	45.51(43)
		농사용(을) 고압, 계절별 차등	
가로등	가로, 보안등	단일요금	107.33(101)

주) 판매단가는 2013년 실적 기준이며, 주택용은 심야전력을 포함한 것임.

3. 산업용 전기요금의 특성

산업용전력은 광업, 제조업 및 기타사업에 전력을 사용하는 경우에 적용하는 요금제로서 산업용(갑)과 산업용(을)로 구분한다. 먼저, 산업용(갑)은 계약전력 4kW 이상 300kW 미만의 고객에게 적용하는 요금제로서 시간대별 전력량계의 부착 여부에 따라 다시 산업용(갑) I 과

산업용(갑)Ⅱ로 구분한다. 시간대별 계량기가 설치된 산업용(갑)Ⅱ의 경우에는 계절별로 경부하, 중간부하, 최대부하시의 전기요금에 차이가 있다. 또한, 고압A는 수전전압이 표준전압 3,300V 이상 66,000V 이하 고객을 말하며, 고압 B는 표준 수전전압이 154,000V의 고객을 나타낸다.

대부분의 대규모 산업시설은 산업용(을)에 해당한다. 즉, 산업용(을) 전기요금은 광업, 제조업 및 기타사업에 전력을 사용하는 계약전력 300kW 이상의 고객에게 적용하는 요금제이다. 산업용(을) 요금제에는 고압C가 별도로 구분되어 있는데, 이는 수전전압이 표준전압 345,000V 이상의 고객을 나타낸다. 또한, 산업용 전기요금은 경부하시간대, 중간부하시간대 및 최대부하시간대에 대한 계절별 시간대별 세부 적용 내용이 서로 상이하다. 이러한 계절별, 시간대별 구분은 시간대별 계량기가 부착된 고객에게 적용되며, 각 계절에 대하여 경부하시간 10시간, 중간부하시간 8시간, 최대부하시간 6시간으로 구성되어 있다. 이러한 계절별 및 시간대별 구분은 산업용(갑)Ⅱ 및 산업용(을) 고객에게 공통으로 적용된다.

4. 전기요금의 변화추이

우리나라 전기요금은 2000년부터 최근의 전기요금 인상이 이루어진 2013년 11월까지 약 14년 동안 평균 52.1% 인상되었다. 그러나 동기간에 소비자물가 상승률이 50.9%인 점을 고려할 때, 전기요금 인상률은 그렇게 높다고 보기 어려울 수 있으나, 문제는 전기요금의 인상이 대부분은 산업용 전기요금의 인상에 집중되어 있다는 점이다. 동기간에 산업용 전기요금은 89.6%가 인상(반면, 주택용은 12%, 일반용은 28.7% 인상)되어 그동안 우리나라 전기요금의 인상은 산업용 전기요금의 인상에 의해서 주도되어져 왔다고 볼 수 있다.

<표 2>는 우리나라 전기요금의 인상을 기간별로 세분하여 나타내고 있다. 2000년부터 2009년까지 10년 동안 전기요금은 평균 16.6% 인상되었다. 그러나, 동 기간에 소비자물가의 상승률이 36.1%인 점을 감안하면 전기요금 인상률은 매우 낮은 것으로 보인다. 그러나, 전기요금 인상률을 부문별로 살펴보면 주택용은 0.1%, 일반용은 2.1% 인상률로서 거의 인상되지 않은 반면, 산업용은 34.7% 인상된 것을 확인할 수 있다. 교육용의 경우에는 오히려 5.5%가 인하되었으며, 농업용과 가로등이 일부 인상되었으나, 교육용, 농사용 및 가로등의 경우에는 전체에서 차지하는 비중이 5.3%에 불과하므로 전체 인상률에 미치는 영향은 미미

하다. 따라서 이 기간 중의 전기요금 인상은 사실상 산업용 전기요금의 인상에 의한 것으로 볼 수 있다.

한편, 2010년부터 2013년까지 4년 동안 전기요금은 평균 30.5%가 인상되어 소비자물가 상승률 10.9%에 비하면 매우 높은 인상률을 나타내었다. 이러한 전기요금의 인상은 발전연료 가격의 급격한 상승과 함께 첨두발전기의 비중이 높아짐에 따라서 발전원가가 상승하였기 때문으로 판단된다. 이와 함께 국제 연료가격의 상승에도 불구하고 그동안 억제되었던 전기 요금을 이 기간 중에 현실화시켰다고 볼 수도 있을 것이다. 이 기간 중의 사용 종별에 대한 인상률을 보면 주택용이 11.9%, 일반용이 26.0% 인상되어 평균인상률인 30.5%에 비하여 낮은 반면, 산업용 전력의 인상률은 40.8%로서 평균보다 훨씬 높은 인상률을 기록하였다.

이와 같이 2000년 이후에 산업용 전기요금의 인상률이 높았던 것은 그동안 국가 경제성

〈표 2〉 전기요금 인상 추이

(단위: %)

조정시기	주택용	일반용	산업용	교육용	농업용	가로등	평균
2000.11	3.3	3.0	5.0	3.0	3.0	3.0	4.0
2002.06	-0.5						-0.1
2003.01	-2.2	-2.0	2.5				
2004.03	-2.8	-3.5		-3.0			-1.5
2005.12	2.4	2.8	3.3	-15.3	0.9	3.4	2.8
2007.01			4.2			4.2	2.1
2008.01		-3.2	1.0				
2008.11		3.0	8.1	4.5		4.5	4.5
2009.06		2.3	6.5	6.9		6.9	3.9
2010.08	2.0		5.8	5.9		5.9	3.5
2011.08	2.0	4.4	6.1	6.3		6.3	4.9
2011.12		4.5	6.5	4.5		6.5	4.5
2012.08	2.7	4.4	6.0	3.0	4.9	3.0	4.9
2013.01	2.0	4.6	4.4	3.5	3.0	5.0	4.0
2013.11	2.7	5.8	6.4		3.0	5.4	5.4
2000~2009 평균	0.1	2.1	34.7	-5.5	3.9	24.0	16.6
2010~2013 평균	11.9	26.0	40.8	25.4	11.3	36.7	30.5
2000~2013 평균	12.0	28.7	89.6	18.6	15.7	69.4	52.1

장을 위한 산업화 과정에서 2차산업을 육성하기 위해 정책적으로 유지하여 왔던 낮은 산업용 전기요금체제를 현실화한 측면이 있을 것이다. 즉, 해당 기간의 산업용 전기요금의 인상은 그동안 누적되어 왔던 산업용 전력사용에 대한 교차보조 문제의 해소와 더불어 원가에 미치지 못하는 전기요금의 현실화, 특히 원가회수가 낮은 산업용에 대한 인상의 압력이 크게 작용한 것으로 보인다. 결과적으로 그동안 우리나라의 전기요금 인상은 산업용에 주로 집중되어져 왔으며 특히 2010년 이후 급격하게 이루어진 것으로 나타났다.

III. 산업용 전력의 공급비용 분석

1. 전기사용 종별 공급비용의 차이의 발생원인

2013년을 기준으로 우리나라 평균 전기요금은 106.33원/kWh이다. 이를 종별로 보면 주택용, 일반용, 산업용, 교육용 등 사용 용도별로 요금 수준이 차등화 되어있다. 이 가운데 농사용 전력이 45.51원/kWh로서 가장 저렴하고, 심야전력이 63.52원/kWh으로 농사용 전력 다음으로 저렴하다. 한편, 산업용전력은 국가 전체 전력사용량의 약 56%에 이르며, 산업용 전기요금은 평균 100.7원/kWh으로서 사용 규모가 작은 농사용 전력이나 심야전력을 제외할 경우에 가장 낮다고 할 수 있다. 이와 같이 전기요금 수준이 용도별로 차등화 되어 있는 것은 한편으로는 여러 가지 국가 정책적인 요소가 반영되었기 때문이다. 그러나 다른 한편으로는 전기사용 용도별로 공급비용이 서로 다르기 때문에 요금이 차등화 되어있다고 볼 수 있을 것이다.

전력의 공급비용은 일반적으로 수전전압, 부하율 및 전력을 사용하는 위치에 따라서 구분할 수 있으며, <표 3>은 이를 나타낸다.³⁾ <표 3>에 따르면, 수전 전압이 높을수록, 부하율이 높을수록, 그리고 전력사용의 위치가 부하중심지가 아닌 발전소 인근지역일수록 전력의 공급비용이 낮아진다. 전기의 사용 종별에 따라 전기 사용의 특성이 다르다. 산업용의 경우에는 다른 사용종별에 비하여 전력의 수전전압이 154kV 이상인 경우가 많고, 전력을 사용하

3) 부하율(%)=(평균전력÷최대전력)×100(%). 전력의 사용량이 시간별로 차이가 적고 평탄할 경우에 부하율이 높다.

는데 있어서 시간별 사용량의 차이가 적어 높은 부하율을 보이는 특성이 있다. 또한 산업용 전력의 사용은 특정지역에만 편중되어져 있다고 볼 수 없으며, 대도시에 대한 부하의 밀집도 또한 낮다고 볼 수 있다.

〈표 3〉 수전전압, 부하율 및 위치에 따른 공급비용의 영향

구 분		전력공급비용에의 영향
수전전압	고압수전	송전전압(154kV 이상)으로 수전할 경우, 송전설비 및 일부 변전설비 투자 및 운영비는 공급비용에 포함되나 배전설비 투자비 및 운영비는 불포함 배전용변압기 및 배전설비의 운영에 따른 손실비용이 공급비용에 불포함(송전손실비용은 포함)
	저압수전	송·변전 설비 및 배전설비에 대한 투자 및 운영비 전체가 공급비용에 포함 송·변전 설비 및 배전 설비 운영에 따른 손실비용(송배전손실)이 공급비용에 포함
부 하 율	고부하율	부하율이 높으면, 동일 전력사용량에 대한 피크부하가 낮아져서 발전설비의 투자비 및 운영비(고정비) 절감 공급비용이 낮은 기저부하용 발전기에 의한 생산전력의 비중이 높아져서 공급비용 감소
	저부하율	동일 전력사용량에 대한 피크부하가 높아져서 발전설비의 투자비 및 운영비 증가 공급비용이 높은 첨두부하용 발전기에 의한 생산전력의 비중이 높아져서 공급비용 증가
수전위치	부하중심지	부하중심지 혹은 발전소로부터 멀리 떨어진 지역에서는 송전선로 건설 및 운영비용과 송전손실 비용 발생 특히 부하중심지에 대한 송전용량 부족시, 인근지역의 고비용 발전기 가동에 따른 공급비용 추가 가능
	발전소인근	발전소 인근지역에서 전력을 사용할 경우, 송전선로 건설비용이나 송전손실 감소 다만, 부하 중심지역 내의 발전소 인근의 경우는 공급비용 절감효과가 크지 않음.

2. 공급비용 차이의 발생원인: 수전전압의 차이

(1) 배전설비 투자비 및 판매관리비 절감

송배전설비의 투자비는 한국전력의 결산서를 통해서 확인할 수 있으며, 이는 <표 4>에 나타나 있다. <표 4>에 따르면, 2013년도 한전의 투자비 총 45,494억 원 가운데, 배전설비에 대한 투자비는 23,755억 원으로서 전체의 52.2%에 이르며, 송변전설비에 대한 투자비는 19,797억 원으로서 전체의 43.5%를 점유하고 있다. 따라서 송·변전설비와 배전설비 건설비가 총 투자비의 95.7%를 점유하여 사실상 투자비의 대부분은 송변전설비와 배전설비의 건설에 집중되고 있음을 확인할 수 있다. 이 밖에 나머지 투자는 정보통신설비 1,161억 원(2.6%), 업무설비 707억 원(1.6%), 무형자산 74억 원(0.2%)에 이루어졌다.

<표 4> 2013년도 한전 투자비 내역

구 분	금액(억 원)	비율(%)	비고
송변전설비	19,797	43.5	송변전 및 배전설비 투자비율 : 95.6%
배전설비	23,755	52.2	
정보통신설비	1,161	2.6	
업무설비	707	1.6	
무형자산	74	0.2	
합 계	45,494	100.0	

자료: 2013년도 한국전력공사 결산서

산업체에서 154kV 이상의 송전전압으로 수전할 경우에 한전의 배전설비를 거치지 않기 때문에 배전설비 투자비는 소요되지 않는다. 또한 변전비용의 경우에도 송전전압의 대부분이 산업체의 자체비용으로 변전소를 건설하여 운영하기 때문에 변전소 건설 및 운영비용이 해당 소비자의 전력공급비용에 포함되지 않을 것이다. 그러나 한전의 송전부문 투자비용과 변전부문 투자비용은 단지 해당 소비자에 대한 전력공급뿐만 아니라 전체 송전망 구성 측면에

서 필요한 경우가 많다. 그러나 송전전압으로 수전하는 대규모 산업체에 대한 송전비용 및 변전비용 절감분을 분리해 내기는 쉽지 않다. 따라서 본 논문에서의 송배전비용 절감분 산정에서는 송변전 부분은 그대로 투자가 이루어지고 배전부문 투자비만 절감되는 것으로 가정한다. 한편, 배전부문 연간 총투자비는 설비의 수명기간을 고려하여 연간비용으로 환산하며, 본 논문에서는 할인율은 연 7.5%, 그리고 배전설비 수명기간은 20년으로 가정한다. 일반적으로 발전설비나 송전설비의 경우에는 설비 수명기간이 30년 이상이나, 배전선로의 경우에는 여건 변동 등에 따라 설비를 교체하여야 하는 경우가 많기 때문에 설비수명을 고려하여 보수적으로 가정하였다. 한전의 판매비 및 관리비용은 많은 부분이 배전 및 판매와 관련된 것이며, 송전전압으로 수전하는 대규모 산업체에 대한 판매비 및 관리비용은 소규모 저압 수용가에 비하여 단위 용량으로 환산한 판매 및 관리비용이 매우 낮다. 이는 산업용 소비자의 경우 전력사용량은 많지만 소비자 수는 상대적으로 매우 적기 때문이다. 즉, 2013년도 한전의 총 고객 수 21,018천 호(千戶) 가운데 산업용의 경우는 전체의 1.8%인 377천호에 불과하다. 따라서 산업용 소비자의 개별 호수별 관리비가 일반 소비자에 비하여 많이 소요된다고 하여도 산업용 수요에 대한 판매 및 관리비는 매우 적을 것이다. 본 연구에서는 산업용 전력의 호당 관리비가 일반용에 비하여 5배 이상 소요된다고 가정하고 산업용 수요에 대한 판매비 및 관리비를 2013년도 판매비 및 관리비 12,646억 원의 10%인 1,265억 원으로 추정하였다. 이러한 가정에 따라서, 대규모 산업체에 대한 배전투자비 및 판매관리비 절감분 산정을 위한 기본 조건 및 계산 결과는 아래 <표 5>와 같다. 이 표에서 보는 바와 같이 산업용 전력은 기타용 전력에 비하여 배전부문 고정비가 6.06원/kWh가 절감되는 것으로 나타났다.

<표 5> 산업용 전력의 배전부문 고정비 절감액

구 분	배전투자비 (억 원)	관관비 (억 원/년)	CRF	연간비용 (억 원)	사용전력 (GWh)	단위비용 (원/kWh)
산업용	0	1,265	0.098	1,265	265,373	0.48
기타용	23,755	11,381	0.098	13,709	209,476	6.54
합계/편차	23,755	12,646	-	14,974	474,849	△6.06

주) 1. 배전설비 투자비 연간회수 소요금액(감가상각비 등)은 할인율(7.5%)과 수명기간(20년)에 의한 자본회수계수(CRF)를 적용함.

2. △6.06은 기타용 대비 산업용 전력의 고정비 절감액(원/kWh)을 의미

(2) 배전손실비용 절감분 산출

앞에서 언급하였듯이 소비자가 154kV의 송전전압으로 전력을 수전할 경우에는 한전 배전부문의 손실이 발생하지 않는다. 또한 345kV로 수전하는 경우에는 154kV 송전선로의 손실비용도 발생하지 않는다. 이 밖에도 345/154kV 변압기 손실도 수전하는 소비자가 부담하기 때문에 한전의 변전부문 손실도 발생하지 않는다. 그러나 소비자의 위치 및 수전 전압을 엄밀하게 구분하여 반영하는 것은 매우 복잡하기 때문에 여기에서는 단순히 산업용 소비자의 수전전압이 154kV라고 가정하여 배전손실 부분 절감액을 산출하기로 한다. <표 6>은 2011년부터 2013년까지 3년간 한전의 송배전손실률 및 이에 따른 배전손실비용 계산 결과를 나타낸 것이다. 이 표에 따르면 한전의 3개년 평균 배전손실비용은 1kWh 당 1.83원이다. 즉, 154kV로 수전하는 소비자에 대한 공급비용은 한전 전체소비자에 대한 평균공급비용에 대비하여 1.83원/kWh이 더 낮다고 할 수 있다.

<표 6> 배전손실비용 내역

년도	송배전 손실률(%)			전력구입비용 (원/kWh)	배전손실비용 (원/kWh)
	송변전	배 전	총 합		
2011	1.53	2.2	3.69	79.55	1.75
2012	1.58	2.02	3.57	90.17	1.82
2013	1.59	2.17	3.73	87.81	1.91
평균	1.57	2.13	3.66	85.84	1.83

3. 공급비용 차이의 발생원인: 가동률과 부하율 차이

(1) 전력공급 고정비의 영향

전력계통에서 부하율이란 전력수요의 변동성을 나타내는 지표로서, 최대전력에 대한 평균전력의 비율로 표시된다. 여기서, 평균전력은 전력 판매량을 연간시간으로 나눈 값으로 산출할 수 있다. 부하율이 높은 경우에는 최대전력과 평균전력의 편차가 적으며, 특정시간

〈표 7〉 산업용 및 기타부하에 대한 최대수요의 산출

구 분		판매단	발전단	비 율	비 고
평균수요 (MW)	산업용	30,294	32,289	1.066	2013 최대수요: 76,522MW
	기타용	23,913	26,746	1.118	
	합계	54,206	59,035	1.089	
최대수요 (MW)	산업용	33,660	35,877	1.066	
	기타용	36,603	40,645	1.110	
	합계	70,263	76,522	1.089	

대에 피크수요가 높지 않다는 것을 의미한다. 따라서 동일한 전력사용량을 갖는 두 개의 소비자 가운데 부하율이 높은 소비자는 그렇지 않은 경우보다 최대부하는 낮다. 일반적으로 산업용 부하의 부하율은 일반용 등에 비하여 부하율이 높다. 이는 산업용 전력수요의 경우 일반적인 근무시간이 아닌 야간 시간에도 산업체들은 계속 가동되는 경우가 많기 때문이다. 특히, 154kV 이상의 송전전압으로 수전하는 산업체의 부하율은 산업용 가운데에서도 더 높다.

전력수요량을 동일하게 가정할 경우에 부하율이 높은 소비자의 최대수요는 부하율이 낮은 소비자의 최대수요에 비하여 작다. 이는 최대수요를 공급하기 위한 발전설비용량이 상대적으로 작음을 의미한다. 따라서 부하율이 높은 설비에 대한 공급비용은 그렇지 않은 경우의 공급비용보다 낮다. 이는 발전설비에 대한 투자비와 운전유지비가 상대적으로 적게 소요되기 때문이다. 부하율에 따른 발전설비 투자비와 운전유지비 측면에서 산업용 전력의 공급비용이 계통 전체 전력수요에 대한 공급비용보다 상대적으로 적게 소요된다. 그러나 이러한 투자비 절감액 및 이에 따른 운전유지비 절감액을 구체적으로 산출하기 위해서는 부하율에 대한 정보가 필요하다. 만일 연구자가 평균전력과 부하율을 알 수 있다면 최대전력 사용량은 평균전력을 부하율로 나누어서 산출할 수 있다. 계통 전체 수요에 대한 부하율은 2013년의 경우에 77.15%이다. 그러나 산업용 및 일반용 등, 개별 수요에 대해서는 부하율은 알려져 있지 않다. 이는 평균전력의 경우에는 전력사용량의 계량을 통하여 알 수 있지만 최대전력은 최대수요계량기나 시간대별 계량기가 설치되지 않은 경우가 많기 때문이다. 산업용 수요의 경우에도 전체 소비자에 대하여 최대수요계량기나 시간대별 계량기가 설치되어 있지 않다. 따라서 본 논문에서는 산업용 전력수요의 부하율은 90%로 가정하여 산업용 최대전력

을 산출하였다. 또한, 계통 최대전력과 산업용 최대전력의 차이를 이용하여 일반용 및 주택용 부하 등에 대한 최대전력 및 부하율을 산출하였다.⁴⁾

산업용 수요의 경우에는 부하율이 높기 때문에 평균전력에 비하여 최대전력이 낮다. 계통 전체의 평균부하율인 77.15%의 경우에 나타나는 최대전력과 부하율 90% 경우에 나타나는 산업용 최대전력의 차이를 감소부하로 환산하여 <표 8>에 나타냈다. 아울러 산업용을 제외한 기타부하의 경우에도 이 표에 나타나 있으며, 기타부하의 경우에는 평균부하율보다 낮기 때문에 감소부하가 음으로 표시된다. 이러한 최대전력의 감소는 발전기 건설에 소요되는 추가적인 비용을 절감시키는 효과가 있으며, 계통의 적정예비율을 15%라고 가정하고, 감소부하에 대한 투자비 절감액과 판매량을 이용한 단위 전력량에 대한 절감비용 단가를 분석할 수 있으며, 이는 <표 8>에 나타나 있다. 한편, 발전소 건설투자비 절감액 산출을 위한 기초 자료는 <표 9>에 요약되어 있다. 여기서 발전기 전원형식별 건설투자비 및 운전유지비는 제 6차 전력수급기본계획 수립 시에 검토한 자료 및 최근의 연구결과 등을 반영하였다.⁵⁾ 이 표에서 발전기 전원형식별 연간비용은 건설비연금(건설비×CRF(자본회수계수))와 운전유지비의 합이며, CRF는 수명기간과 할인율을 이용하여 산출하는 투자비에 대한 연간비용회수율로서 다음 식과 같이 표현된다. 즉,

$$CRF = \frac{r \times (1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

단위용량당 연간비용(원/kW) 즉, 고정비는 <표 8>에서와 같이 전원별로 서로 다르다. 천연두발전기인 LNG 복합발전기의 고정비가 가장 낮은 반면, 기저발전기인 원자력 발전기가 가장 높다. 따라서 산업용 전력의 공급비용 절감분 계산 시에 기준전원의 선택에 따라서 공급비용 절감분의 크기는 달라진다.

4) 산업용과 기타 부하에 대한 동시부하율을 1.0으로 가정하였다. 즉, 산업용 부하의 최대수요 발생시점에 다른 부하도 최대수요가 발생되는 것을 가정하였으므로 다른 부하의 부하율이 실제보다 다소 높아지는 효과가 발생한다.

5) 전력거래소의 『전력시장 용량가격 및 용량시장 도입에 관한 연구』를 참조

〈표 8〉 가동률에 따른 발전소 건설투자비 절감효과

구 분	기준수요 (MW)	최대수요 (MW)	감소부하 (MW)	절감금액 (억 원)	판매량 (GWh)	절감단가 (원/kWh)
산업용	41,854	35,877	5,977	14,287	265,373	5.38
기타용	34,668	40,645	-5,977	-14,287	209,476	-6.82
합계	76,522	76,522	0	0	474,849	12.20

〈표 9〉 투자비 절감액 산출을 위한 기초자료

구 분	건설비 (원/kW)	운전유지비 (원/kW)	수명기간 (년)	할인율 (%)	자본회수 계수	연간비용 (원/kW)
LNG복합	800,000	46,000	30	7.5	0.085	113,737
석탄화력	1,600,000	60,000	30	7.5	0.085	195,474
원 자 력	2,500,000	120,000	40	7.5	0.079	318,501
종 합	전원믹스 : LNG복합/석탄화력/원자력 = 3 : 4 : 3					207,861

또한, 절감비용 산출시에는 발전기 건설용량에 예비율을 반영한 보정이 필요할 것이다. 즉, 발전설비 용량은 최대전력에 적정 예비율 수준을 반영하여 결정된다고 할 수 있으므로 적정 예비율 수준을 일반적으로 산업계에서 평가되는 15%로 가정하여 고정비 절감비용에 반영하였다. 한편, 전원믹스로 표현된 부분은 현재의 전원구성이 어느 한 전원으로 구성되지 않고 LNG 복합, 석탄화력 및 원자력 발전기 등의 전원믹스로 공급될 것을 반영하여 이 경우의 발생하는 공급비용 절감분을 나타낸 것이다.⁶⁾

(3) 부하율의 영향

전력계통의 최적운영은 전력공급의 신뢰성을 유지하는 가운데 공급비용을 최소화하는 것이다. 즉, 주파수 조정능력의 확보, 발전기 등 계통 고장 및 사고에 대한 대처능력 확보 및 이와 관련된 공급예비율을 확보, 송전선로의 용량 및 환경문제 등을 고려하는 가운데, 변동비용이 저렴한 발전기들을 최대한 가동하여 전체 전력계통에 대한 전력 공급비용을 최소화하는 것이다. 이러한 전력계통의 운영 방식에서 계통운영의 경제성 측면만을 본다면 전력수

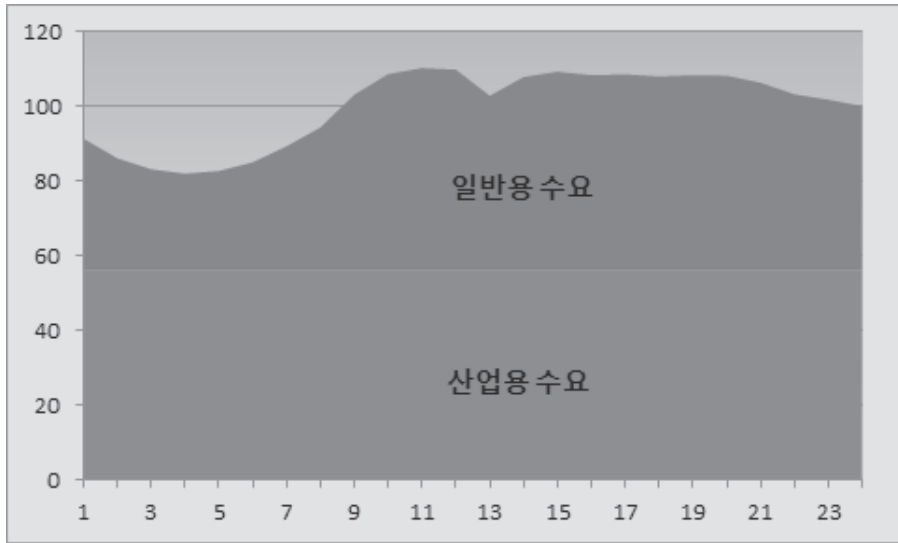
6) 적정 전원믹스로서 LNG 복합화력, 석탄발전 및 원자력의 용량비율을 현재의 전원구성 형태와 유사한 3:4:3으로 가정하였다.

요 변동 즉, 일부하곡선에서의 발전기 운영 형태는 <그림 1>과 같다. 이 그림의 일부하곡선은 2013년도 일부하곡선의 평균치를 이용하여 산출한 평균일부하곡선이다. 그러나 단순 평균방식의 일부하곡선은 1시부터 24시까지 연간 시간대별 전력수요를 평균한 것으로서 실제 일부하곡선보다는 부하 편차가 작고 부하율이 높다. 따라서 이러한 일부하곡선을 부하율을 일별 부하율의 평균이 되도록 비율배분을 할 필요가 있다. <그림 1>의 일부하곡선은 단순평균 일부하곡선을 연평균 일부하율인 약 91%가 되도록 시간대별로 부하의 크기를 비율배분한 것이다. 또한 부하의 크기는 평균전력의 크기가 100이 되도록 조정하였다. 이러한 일부하율 곡선에서 기저발전기의 운전영역은 기저발전기 발전량이 전체 발전량의 약 69%인 점을 고려하여 나타냈다. 또한, 기저발전기의 발전 변동비용이 일반발전기의 발전 변동비용보다 훨씬 낮기 때문에 그림과 같이 일부하곡선의 하단에 우선적으로 배치하였다.

한편, 산업용 수요와 일반용 수요는 발전기의 경우처럼 구분하여 배치하기는 어렵다. 또한, 어떤 시간대의 전력 공급을 위한 변동비용은 그 시간대에 전력을 사용하는 모든 소비자에게 동일하게 적용하는 것이 타당하다. 다시 말하면 어느 시간대의 전력공급비용이 산업용 전력이라 하여 더 저렴하거나 일반용 전력이라 해서 더 비싸다고 할 수 없을 것이다. 다만 시간대별 전력공급비용은 해당 시간의 기저발전기 및 일반발전기의 비율에 따라 정해진다고 할 수 있다. 다만 매 시간별 달라지는 공급비용에서 공급비용이 낮은 시간대에 전력을 더 많이 사용하고, 공급비용이 높은 시간대에 전력사용량이 적은 소비자의 경우에는 평균 공급비용이 낮다고 할 수 있다. 즉, 공급비용이 낮은 야간시간대에만 전력을 사용하는 소비자는 다른 소비자에 비해 평균 공급비용이 낮다고 볼 수 있다. 따라서, 산업용 수요의 부하율이 100%인 경우를 가정한다면 편의상 전력수요의 배치를 <그림 1>과 같이 나타낼 수 있다. 즉, 산업용 수요의 비중이 전체 전력수요의 약 56%이므로 부하율 100%인 경우에는 모든 시간대에 56%의 전력을 소비하며 나머지는 일반 수요가 담당하는 것이다. 그런데, 산업용 수요의 부하율이 100%가 아닌 경우는 시간대별 부하량을 파악하여 배치하여야 한다.⁷⁾ 또한 이 경우에는 매 시간별로 산업용 수요와 일반용 수요의 비율을 산출하여야 한다.

7) 산업용 전력에 대한 부하율이나 시간대별 전력수요 형태에 대한 자료는 아직 마련되어 있지 않다.

<그림 1> 산업용 수요의 부하율이 100%인 경우의 부하배치



매 시간별 기저발전기와 일반발전기의 비율은 시간대별 기저발전량의 비율을 이용하여 산출할 수 있다. 또한 매시간별 전력시장에서의 전력공급비용은 이러한 기저발전기 및 일반발전기의 매 시간대별 비율과 각각의 발전기에 대한 변동비를 이용하여 산출할 수 있다.⁸⁾ 한편, 매 시간별 산업용 수요와 일반용 수요의 비율은 <그림 1>과 같은 원리로 산출할 수 있다. 그러나 앞에서 기술한 바와 같이 산업용 수요에 대한 시간대별 크기를 알 수 없으므로 여기에서는 산업용 수요가 부하율 100%라는 경우를 가정하기로 한다. 이러한 가정을 바탕으로 매 시간별 발전비용을 감안하여 산업용 수요와 일반용 수요의 전력공급비용 배분 결과를 <표 10>에 나타내었다. 이 표에서 발전비용은 기저발전기의 경우에는 단위 전력량당 전력시장 공급비용 50.47원/kWh을 반영하였고, 일반발전기의 경우에는 단위 전력량당 전력시장 공급비용 165.05원/kWh을 반영하였다.

<표 10>에 나타낸 바와 같이 산업용 수요의 부하율이 100%인 경우에 전력시장에서의 전력공급비용은 평균 73.7원/kWh이다. 이는 일반용 수요에 대한 평균 공급비용 75.8원/kWh비하여 2.1원/kWh 낮다. 또한 전력시장 전체 평균 공급비용인 74.6원/kWh에 비해서는 단위 전

8) 용량요금과 계통한계가격 등 변동비를 포함한 발전기별 공급비용을 의미한다.

〈표 10〉 일부하곡선에서의 산업용 및 일반용 부하의 공급비용 배분

시간	수요			발전량		발전비용			비용분담	
	산업용	일반용	합계	기저	일반	기저	일반	합계	산업용	일반용
1	56	35	91	73	19	3,091	3,003	6,095	3,732	2,363
2	56	30	86	73	14	3,091	2,157	5,248	3,411	1,837
3	56	27	83	73	11	3,091	1,691	4,783	3,217	1,565
4	56	26	82	73	9	3,091	1,498	4,589	3,133	1,456
5	56	27	83	73	10	3,091	1,615	4,706	3,184	1,522
6	56	29	85	73	12	3,091	1,984	5,075	3,341	1,735
7	56	33	89	73	17	3,091	2,668	5,759	3,609	2,150
8	56	38	94	73	22	3,091	3,471	6,563	3,894	2,669
9	56	47	103	73	31	3,091	4,876	7,968	4,324	3,643
10	56	53	109	73	36	3,091	5,754	8,846	4,558	4,288
11	56	54	110	73	38	3,091	6,014	9,105	4,622	4,482
12	56	54	110	73	37	3,091	5,950	9,042	4,607	4,435
13	56	47	103	73	30	3,091	4,831	7,922	4,311	3,611
14	56	52	108	73	35	3,091	5,629	8,720	4,526	4,194
15	56	53	109	73	37	3,091	5,862	8,953	4,585	4,368
16	56	52	108	73	36	3,091	5,709	8,801	4,546	4,254
17	56	53	109	73	36	3,091	5,744	8,835	4,555	4,280
18	56	52	108	73	35	3,091	5,654	8,746	4,533	4,213
19	56	52	108	73	36	3,091	5,712	8,803	4,547	4,256
20	56	52	108	73	36	3,091	5,685	8,776	4,540	4,236
21	56	50	106	73	34	3,091	5,388	8,480	4,463	4,016
22	56	47	103	73	31	3,091	4,889	7,980	4,328	3,652
23	56	46	102	73	29	3,091	4,661	7,752	4,263	3,489
24	56	44	100	73	27	3,091	4,389	7,480	4,183	3,297
평균	56.0	44.0	100.0	72.7	27.4	3,091	4,368	7,459	4,126	3,334
평균 단 가						42.55	159.71	74.6	73.7	75.8

력량당 약 0.9원/kWh이 낮다. 그러나 이 결과는 산업용 부하의 일부하율이 100%인 경우를 대상으로 한 것이다. 만일 부하율이 이보다 낮을 경우에는 공급비용 절감의 폭은 이보다 낮아질 것이다.

3. 공급비용 차이의 발생원인: 수전위치의 차이

수도권 전력수요의 증가는 타지역에서 수도권으로의 전력수송량을 증가시킨다. 이러한 전력수송량의 증가는 전력계통 운영의 안정성 측면에서 많은 위협요소를 제공하고 있지만 무엇보다도 송전용량의 확충을 위한 송전선로를 증설해야 하는 문제를 야기한다. 물론 현재의 송전선로 용량으로도 어느 정도의 기간까지는 이를 감내할 수 있겠지만, 장기적으로는 수도권으로의 용통 송전선로를 증설하거나 수도권지역의 발전소 신규 증설, 혹은 수요 증가를 억제하여야 한다.

제6차 전력수급기본계획에서 수요관리 이후의 수도권 전력소비량은 연평균 1.2%씩 성장하여 2027년에는 202,174GWh에 이를 것으로 전망하였다. 또한, 최대전력의 경우에는 동계 기준으로 역시 연평균 1.2%씩 성장하여 2027년에는 37,186MW에 이를 것으로 전망하였다. 이러한 전망 결과는 수요관리 전의 수도권 연평균 전력소비량 증가율 2.5% 및 최대전력 증가율 2.2%에 비하여는 훨씬 낮은 것이다. 그럼에도 불구하고 이러한 수도권 전력수요 증가는 현재보다 수도권으로의 전력수송량이 크게 증가할 수 있음을 보여준다. 그러나, 타지역에서 수도권으로 전력을 수송하는 루트는 많지 않다. 따라서 향후 증가하는 수도권 용통전력의 증가에 대비하여 일부 765kV 송전선로를 건설하여 운영하고 있다.⁹⁾ 그러나 일부 765kV 송전선로의 경우, 송전망의 물리적인 특성으로 인하여 이를 통한 전력 수송량이 제한을 받고 있으며, 이에 따라 현재 수도권 용통전력의 많은 부분을 담당하는 송전선로는 345kV 송전선로이다.

한편, 송전선로 건설에는 많은 사회적 갈등이 발생하고 있다. 특히, 송전선로가 통과하는 지역에 거주하는 지역주민들은 송전선로 건설에 대하여 극심히 반대하기 때문에 송전선로 건설은 현재 전력산업에서의 핵심쟁점이 되고 있다.¹⁰⁾ 송전선로 건설이 이루어지는 경우에 있어서도 이를 위해서는 많은 비용이 소요된다. <표 11>은 한국전력공사의 2011년도 투융자계획에 반영된 송전선로 건설에 필요한 예산 기준이다. 그러나 2014년 1월 28일에 제정된 ‘송·변전설비 주변지역의 보상 및 지원에 관한 법률’ 등에 따라 송변전설비 주변지역에 대한

9) 수도권 용통전력은 타지역에서 수도권으로 송전하는 전력을 의미한다.

10) 2007년에 송전선로 건설 승인이 난 신고라-북경남 765kV 송전선로 건설은 사업 시행 7년이 지난 현재에도 특히 밀양지역 주민 등의 격심한 반대에 따라 송전선로 건설사업 추진이 제대로 이루어지고 있지 않다.

보상금액이 크게 증가하고, 아울러 그동안의 물가상승률 등을 감안하면 향후, 송전선로 건설에 소요되는 비용은 <표 11>에 반영된 기준을 훨씬 초과할 것으로 전망된다.11)

<표 11> 송전설비 형태별 건설비용

설비 구분	단위	설비기준	단가(억 원)
765kV 변전소	개소	옥외 GIS	1,770
	Bank	Bank 증설	531
765kV 송전선로	km	ACSR 480mm ² × 6B	57
345kV 변전소	개소	옥외 GIS(옥외 토건)	311(98)
	개소	옥내 GIS(옥내 토건)	331(150)
	Bank	옥외 GIS(옥내 GIS)	71(78)
345kV 송전선로	km	ACSR 480mm ² × 4B	20.6
	km	XLPE 2000 (개착식, 터널식)	24.1 (60, 113)
154kV 변전소	개소	옥내 GIS(옥내 토건)	74(43)
	개소	지하 GIS(지하 토건)	98(98)
154kV 송전선로	km	ACSR 410mm ² × 2B	10.2
	km	XLPE 2000 (관로식, 개착식, 터널식)	21.1 (11, 54, 93)
22.9kV 배전선로	km	ACSR AW-OC 160mm ²	0.8
	km	XLPE 325	4.5

주: 송전선로는 2회선 기준이며 오송지구 III 지역 적용

자료: 2011 한전 투용자계획

따라서 본 연구에서는 이러한 송전선로 건설여건의 변화를 감안하여 2011년 한전 투용자 계획에 반영된 건설비용 대비 30%가 증가하는 것으로 가정하였으며, 이는 보수적인 수치로 판단된다. 즉, 향후 수도권의 전력수요 증가를 대비하여 신규 송전선로를 연계하기 위한 기준송전선로로서 345kV 2회선 ACSR 480mm² 4B(번들)를 선정하고 이의 건설비를 2011년 한전 투용자계획에 반영된 20.6억 원/km 보다 30%가 인상된 26.8억 원/km를 기준 송전선로 건설비로 가정하였다. 한편, 본 연구에서 수도권 신규 전력용통을 위한 기준 연계선로로 채

11) 송·변전설비 주변지역의 보상 및 지원에 관한 법률은 2014년 1월 28일에 제정되어 2014년 7월 29일부터 시행될 예정이며, 송변전설비 주변지역에 대한 보상 강화를 주 내용으로 하고 있다.

택한 ACSR 480mm² 4B(번들)의 송전선로의 송전용량 특성은 <표 12>와 같다. 즉, 345kV 송전선로의 연속 송전용량은 회선당 약 2,000MW이다. 그런데 일반적으로 송전선로는 한 루트에 2회선으로 건설하고 있으며, 송전계통의 운영에 있어서는 전력수송의 신뢰도가 특히 중요하기 때문에 2회선 가운데 1회선이 탈락하여도 나머지 1회선으로 전력수송이 차질 없이 이루어지도록 운영하고 있다. 즉, 송전선로 1회선의 물리적인 송전용량이 2,000MW이지만 실제 운영기준에 있어서는 송전선로의 고장에 대비하여 물리적인 송전용량의 50%를 기준용량으로 채택한다. 따라서 수도권 전력용통을 위한 기준 연계선로의 송전용량은 1,000MW로 설정하였다.

<표 12> 기준 송전선로의 송전용량 특성

선종	허용전류[A]		역률	번들수	송전용량[MW]	
	단시간	연속			단시간	연속
ACSR/AW (480mm ²)	1,036	936	0.9	4	2,226	2,011

이러한 송전선로 건설비용 및 송전선로의 회선당 송전용량을 이용하면 단위 거리당 송전선로 건설비용을 산출할 수 있다. 즉, km당 송전선로 건설비용이 회선당 26.8억 원이고 송전용량이 회선당 1,000MW이므로 송전거리 1km 및 송전전력 1MW당 송전선로 건설비용은, 268만 원/MW·km으로 산출된다. 이러한 송전선로 건설투자비용을 연간비용으로 환산하기 위해서는 자본회수계수를 적용하면 된다. 송전선로는 발전설비에 비하여 장기간 사용할 수 있으므로 설비 수명기간을 50년으로 가정하고, 할인율을 7.5%라고 하면 연간 송전선로 투자비용 환산을 위한 자본회수계수는 0.077072이 된다. 즉, 268만 원/MW·km에 자본회수계수 0.077202를 곱하면 단위 km에 대하여 연간 MW당 송전비용이 20,690원/MW·km·년으로 산출된다.

한편 단위 전력량을 송전하는 데에 소요되는 비용 즉, 단위송전비용(원/kWh) 송전선로 연간건설비용을 연간 8,760시간으로 나누면 된다. 그런데, 실제 송전선로는 항상 최대전력으로 운영되지 않고, 송전용량의 50%~90% 범위에서 운영되고 있으므로, 송전선로 평균 부하율을 70%로 가정하여 적용한다. 즉, 송전선로 연간비용을(8,760시간/년 × 0.7)로 나누어 산

〈표 13〉 수도권 용통 연계선로의 송전비용

송전루트	청양-서서울 (신은양)	신옥천-동서울 (동서울)	신태백-의정부 (신가평)	신제천-의정부 (동서울)	평 균
송전거리 (km)	115	151	211	107	146
건설비용 (백만 원/MW)	308	405	565	287	391
연간비용 (천원/kW·년)	24	31	44	22	30
송전비용 (원/kWh)	3.9	5.1	7.1	3.6	4.9

주: 1) ()는 경유 변전소

2) 송전선로 건설비용은 26.8억 원/km(2,680천 원/MW·km) 가정

3) 변전소 건설비 및 송변전선로 유지보수비 제외

출한다. <표 13>은 지금까지 설명한 수도권 신규 용통 연계선로의 건설에 따른 단위 전력량 당 송전비용을 환산하는 과정을 종합적으로 나타낸 표이다. 이 표에서 나타낸 바와 같이 단위 전력량당 수도권 용통 송전선로의 건설비용은 평균적으로 약 4.9원/kWh이 소요된다. 이러한 송전비용의 절감은 전력을 사용하는 산업체가 수도권에 존재하여 전력수요가 증가하는 대신, 수도권 전력수요 증가에 영향을 주지 않는 위치에서 전력사용을 할 경우에 대한 편익이라고 할 수 있다. 즉, 클로르 알칼리산업과 같은 산업체에서 사용하는 전력이 수도권 이 아닌 타 지역에서 사용하는 경우, 수도권 산업용 전력에 비하여 공급비용이 약 4.9원 /kWh 감소함을 의미한다. 이러한 비수도권 전력사용의 편익은 송전선로의 건설비만을 반영 했을 뿐, 변전소 건설비나 송전손실비용 등은 감안하지 않은 것이다. 따라서 여기에서 상세한 분석은 이루어지지 않았지만, 비수도권에서의 전력사용에 대한 편익은 수도권에서의 전 력을 사용하는 것보다 4.9원/kWh 이상의 추가적인 편익이 발생하는 것을 알 수 있다.

IV. 결론 및 정책적 시사점

본 논문은 최근 산업용 전기요금에 대한 집중적이고 급격한 인상이 이루어지고 있는 상황에서 과연 산업용 전기요금의 이러한 인상이 공급원가 측면에서 합리적인 것인지를 분석하였다. 본 연구결과에 따르면 고압으로 전력을 수전하는 산업용 전력부하는 배전투자비와 판매관리비 절감과 함께 배전손실률이 낮아서 일반 저압수전 부하에 비하여 공급원가가 저렴한 것으로 분석되었다. 또한 산업용 전력은 부하율이 높기 때문에 같은 전력량을 사용하는 다른 부하에 비하여 최대전력이 낮아서 발전소 건설투자비가 크게 절감되고 발전비용이 깎기저부하용 발전기의 활용을 높여 결과적으로 공급비용도 낮은 것으로 나타났다. 이러한 두 가지 효과를 종합하면, 전체적으로는 산업용 전력에 대한 공급비용은 일반 부하에 비하여 22.2원/kWh 이상 저렴한 것으로 분석되었다. 이와 같은 비용절감분을 고려한다면, 2013년 11월 전기요금 인상이 반영된 106.3원/kWh를 기준으로 할 때 공급비용 측면의 산업용 전기요금은 전기요금의 수준이 가장 높은 일반용 전기요금 128.6원/kWh에 해당한다고 볼 수 있다.

이와 함께, 산업용 전력을 사용하는 기업이 비수도권에 존재하여 전력수요를 증가시키지 않고 타 지역의 전력을 사용하는 경우, 수도권에 위치한 산업용 전력에 비하여 공급비용이 약 4.9원/kWh 감소하는 것으로 나타났다. 이러한 비수도권 전력사용의 편익은 송전선로의 건설비만을 반영했을 뿐, 변전소 건설비나 송전손실비용 등은 감안하지 않은 것이다. 따라서 비수도권에서의 전력사용에 대한 편익은 수도권에서의 전력을 사용하는 것보다 최소 4.9원/kWh 이상의 편익이 발생한다고 볼 수 있다.

이러한 상황에서 주목할 만한 것은 전력의 수급여건을 고려할 때에 향후 우리나라 전기요금에 인하요인이 존재한다는 점이다. 전력공급측면에서는 신규용량의 진입으로 인한 공급증대의 효과, 기저발전기의 증대에 따른 전원구성의 변화, 셰일가스 확산으로 인한 연료가격의 하락 등으로 인하여 전력도매가격이 하락할 것으로 판단된다. 또한, 전력수요측면에서는 향후 경제성장의 속도는 둔화될 것으로 예상되며, 이는 최근에 한국은행을 비롯한 많은 경제연구소의 보고서에서도 예상하는 바이다. 비록, 향후 온실가스 감축에 대한 부담이 전력산업에 가중될 경우 석탄화력 발전기의 발전량이 줄어들고 복합화력 및 신재생에너지의 발전량이 증가할 수는 있을 것이나 이는 단계적으로 이루어질 가능성이 높을 것이다. 따라서 이러한 논의를 종합하면, 산업용 전기요금은 실제 공급비용에 비해서 과도하게 인상되어

온 것으로 판단된다. 특히, 현 시점에서 전력의 수급여건 등을 고려할 때에 전기요금의 인하여력이 존재하는 것으로 보이며, 이 경우 전기요금에 대한 원가비중이 높으나 그동안 급격한 요금인상으로 경쟁력에 어려움을 겪고 있는 기업이 경쟁력을 회복할 수 있도록 제도적인 보완장치를 마련하려는 노력이 필요할 것으로 판단된다.

참고문헌

- 김승래·임병인·김명규, “전기요금체계 개편의 소득재분배 효과: 주택용을 중심으로”, 한국경제연구, Vol. 33(1), 2015, pp.115-144
- 김민정, “경쟁체제 도입시 주택용 전기요금개선에 관한 연구”, The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers, Vol. 63(7), 2014, pp.889-895
- 『송·배전용 전기설비 이용규정』, 한국전력공사, 2014년
- 『한국전력통계』, 한국전력공사, 2014년
- 『2013년도 한국전력공사 결산서』, 한국전력공사, 2014년
- 『2013년도 전력시장 분석보고서』, 한국전력거래소, 2014년 6월

A Study on the Adequacy of the Industrial Electricity Price in the Korean Electricity Market

Kim Dae-Wook · Kim Kwang-In · Choi Woo-Jin

Abstract: In this paper, we attempt to measure the adequacy of the industrial electricity price in the aspect of generation cost in the situation that the recent industrial electricity experiences intensive and a sharp increase. The results of our study suggest that the effect of generating cost savings in the industrial sector are larger compared to other sectors. This is because generation cost are cheaper from high voltage usage, higher load factor from the plant from construction investment amount of savings, transmission line saving costs. In particular, we can expect that the room for reducing electricity prices exist when taking into account the power supply, demand conditions and institutional conditions. To summarize the discussion on these, industrial electricity prices than the actual costs of supply are determined to be overly been rising when compared to the actual generation costs increase. These results suggest that Korean regulation authorities needs to draw up measures to help improve the competitiveness of those firms which possess high portion of electricity costs, but experience the rapid rate increases in recent years.

Key words: industrial electricity price, production cost, load factor

JEL classification: L1, L4, L5

