

전력산업 구조개편과 산업용 전기요금 대책

진 용 한 (전경련 산업조사실 조사역)

1. 전력산업 구조개편 추진 경과

전력산업의 구조개편(민영화 추진)은 일찍부터 추진되어 왔다. 민영화 방식은 정부보유 지분을 매각하는 방식으로 진행되어 1989년 정부 지분 21%를 국민주주로 매각한 것을 시발로, 1999년 3월에는 정부 지분 5%를 대상으로 해외 ADR(주식예탁증서)을 발행하였고, 2000년 10월에는 예금보험공사 지분 5.1%를 대상으로 EB(교환사채)를 발행하여, 2003년 12월 31일 현재 정부보유 지분은 산업은행 보유지분을 포함 54%인 상태다.

한편 정부는 이러한 지분 매각방식과 별도로 전력산업 구조개편에 관한 논의를 1990년대 초부터 진행한 바, 1994년 7월 '한국전력공사 경영진단반'을 구성하여 총괄적인 경영진단을 실시하였다. 진단결과 한전의 민영화는 단계적으로 추진하되, 민영화추진의 기본전제로서 전력산업 구조개편의 필요성을 제시하였다.

이러한 진단결과를 구체화하기 위해 1997년 6월 '전력산업구조개편위원회'를 구성하여 수립한 안이 1999년 1월 발표된 '전력산업 구조개편 기본계획'(이하 '기본계획')이다. 현재 진행중인 한전의 구조개편은 이 기본계획에 의한 것인데, IMF 직후인 1998년에 진행된 한미투자협정 진행과정에서 정부가 한전의 핵 발전 및 송전분야를 제외하고는 유보대상에서 제외한다고 양보하여, 한전을 포함한 기간산업 민영화정책은 IMF 외환위기라는 특수상황에

서 미국의 압력에 의해 줄속으로 수립되었다는 주장이 제기되기도 하였다.

가. 기본계획의 주요 내용

위와 같은 과정을 통하여 수립된 기본계획의 주요 내용을 살펴보면 구조개편의 목적이, 첫째 독점체제인 전력산업에 경쟁을 도입하여 전력공급의 효율성을 제고하고, 둘째 장기적으로 값싸고 안정적인 전력공급의 지속성을 보장하며, 셋째 전력사용에 있어서 소비자의 선택권 확대를 통한 편익 증진으로 제시되어 있다.

○이의 달성방안으로 발전부문 및 배전부문을 수개 회사로 분할하여 단계적으로 민영화하고(단, 원자력 발전은 제외), 분할된 발전 및 배전회사들이 상호경쟁에 의해 전기를 매매할 수 있도록 전력거래소를 설치토록 한다. 또한 정부 주도로 이루어지던 LNG, 국내무연탄, 원자력 사업 등에 대한 한전의 보조기능 등도 현실을 감안하여, 일정기간은 전력에서 보조하되 원칙적으로는 자유경쟁에 의해 조정되도록 하고, 향후 신규 전력수요에 대한 발전소 건설도 정부주도에서 업계의 자율적인 결정을 조정해 주는 역할로 전환하며, 전기요금도 농사용·산업용 등에 대한 보조기능을 줄여 용도별 원가주의에 의거 책정하며, 한전이 수행하던 공익적 기능은 별도의 재원을 마련하여 정부의 부담으로 이관하고, 이러한 새로운 거래질서를 수행·감독할 전문기관이 필요하

므로 전기위원회를 설치한다.

○구조개편을 통한 기대효과는, 첫째 전력산업구조가 선진화되어 경쟁을 통한 효율성 증진 및 소비자 편익 증진, 둘째 발전회사 및 배전회사들의 경쟁을 통한 전기요금 인하 가능(일시적인 상승이 우려될 경우 영국식의 가격 상한제 도입), 셋째 전기공급 서비스 증진, 넷째 시장원리에 따른 합리적 전원구성으로 에너지 배분의 효율성이 제고되고 전력기업의 경영수지가 개선된다는 것이 기본계획의 주요 내용이다.

나. 추진 경과 및 향후 계획

앞에서와 같은 기본계획의 추진을 위해 전기사업법 등 관련법을 개정 및 제정하였고(2000. 12. 23), 한전의 발전부분을 6개사(수력·원자력, 남동, 동서, 중부, 서부, 남부)로 분할하였으며(2001. 4. 2), 전력거래소(2001. 4. 2) 및 전기위원회를 설립(2001. 4. 28)하여 관련 업무를 수행하고 있다.

한편 발전 6사 중 경영실적이 가장 좋은 남동발전(주)를 1차로 민영화하기 위해 매각계획을 발표하고(2002. 9. 7) 국내외 투자자로부터 투자意向서를 접수받았으나, 인수유력회사들이 투자수익률에 대한 불확실성을 이유로 최종입찰 참여를 포기함에 따라 매각이 중단된 상태다.

한전 구조개편을 위한 당초의 일정을 보면 1단계로 2004년 3월까지 원자력 발전을 제외한 발전부문 5개사를 민영화하여 발전회사들이 전력거래소(시장)를 통해 시간대별 경쟁입찰 방식으로 전력을 판매하고, 2단계로 2004년 4월부터 2008년 12월까지 배전부분을 분할 및 민영화하여 도매경쟁을 실시하게 되므로 일반소비자는 지역배전회사에서 전력을 공급받게 되며 대량소비자는 시장에서 직접구매가 가능해진다. 3단계로 2009년 이후 완전한 소매경쟁을 하게 되므로 일반소비자도 자기에게 유리한 전력회사를 직접 선택할 수가 있게 된다고 되어 있다.

2. 전기요금 결정구조 및 예상 인상률

가. 발전경쟁단계(CBP)

그렇다면 한전이 민영화되는 것을 전제로한 현재 전기요금은 어떻게 결정이 되고 있으며 앞으로는 어떻게 결정이 될 것인가? 그리고 이러한 결정방법이 자발적인 경쟁을 유도하여 자원배분의 효율화를 기하고 궁극적 목표인 '전기요금의 인하'를 가능하게 할 수 있는지를 알아볼 필요가 있다.

전기요금은 [발전원가+송전원가+배전원가+판매원가]=[총원가+적정이익]=[전기요금+전력산업기반기금]=[소비자가 부담하는 전기요금]으로 구성이 된다. 여기서 적정이익이 어느 정도인가 하는 것은 논란의 여지가 있으므로 일단 논외로 하고, 2000년 총원가회수율은 106.4%였다. 이는 총원가가 100이고 수익률은 6.4%라는 의미다. 그러면 앞으로 발전회사가 민영화되고 배전부문도 분할하여 민영화될 경우의 전기요금은 어떻게 결정이 되는지를 보자.

2001년 4월 2일부터 발전회사는 전력을 생산하여 전력거래소에 판매를 하고, 한전은 전력거래소로부터 전기를 구입하여 송전→배전→판매를 하고 소비자로부터 전기요금을 받아 다시 발전회사에 지불을 하고 있다. 발전회사의 원가는 [변동비(주로 연료비)]+[고정비(주로 설비비 및 인건비)]로 구성되는데, 이들 회사가 전력거래소에 판매하여 받는 가격(PSP)은 [SMP]+[CP]+[Uplift]로 구분되어 있다.

여기서 CP(용량정산요금)는 고정비로 이해를 하고, Uplift(부가정산비용)는 설비가동 유무 및 고가연료(LNG, 국내무연탄 등) 의무사용 등에 대한 정산금으로 이해를 하면 된다. SMP(계통한계가격)는 매시간대별 전력수요를 충족시키기 위해 가동되는 최종투입 발전기의 발전가격이다. 이 어려운 뜻을 이해하기 위해서는 좀더 설명이 필요할 것 같다. 현재 발전회사가 전력거래소에 자신이 생산한 전력을

〈표-1〉 발전연료별 변동비 및 고정비

(단위 : 원/kwh)

발전원가	원자력	유연탄	국내탄	유류	LNG	복합	양수	수력	평균
변동비	4.3	13.3	48.8	52.6	87.0	62.2	17.7	-	17.9
고정비	35.0	20.0	37.8	14.8	38.9	32.6	46.9	51.3	30.6
합계	39.3	33.3	86.6	67.4	125.9	94.8	64.6	51.3	48.5

판매하는 것을 ‘발전경쟁단계’ 또는 ‘일방향 입찰단계’ 또는 ‘CBP(원가기준시장)’라고 하는데, 구체적인 내용을 보면 각 발전회사는 발전기별(변동비 및 발전기의 기술적 특성 등의) 원가자료를 매 분기 및 매월 전력거래소 산하 비용평가위원회에 제출하여 평가를 받아놓는다.

즉, 각 발전회사 발전기별로 원가를 사전에 평가·정해 놓은 상태에서, 각 발전회사는 하루 전날 오전 10시에 다음날 가동할 시간대별 발전기를 통보한다. 그러면 전력거래소는 다음날 예상되는 부하율을 고려하여 시간대별로 변동비 원가가 가장 싼 발전기 순서로 수요량을 충족시킬 가동계획을 알려준다. 이것이 현재 발전경쟁단계에서의 입찰방법이다. 이렇게 해서 매 시간별 가장 비싼 발전기의 변동비 원가가 시장가격이 되고 이것을 SMP(계통한계가격)이라 한다.

그러면 이 방법의 문제점은 무엇인가?

위의 〈표-1〉¹⁾를 보면 변동비가 가장 싼 발전연료는 원자력(4.3원/kwh)이고 가장 비싼 발전연료는 LNG(87.0원/kwh)로써 변동원가차이는 22배나 된다. 종전 한전이 발전사업을 수행할 때는 평균단가인 48.5원/kwh(고정비+변동비)에 적정이윤 6.4%(2000년 실적) 3.1원/kwh를 더한 51.6원/kwh를 부담하면 되었다. 그러나 발전부문이 6개사로 분할되어 전력거래소에서 입찰가격을 실시하는 현재는 변동비가 가장 낮은 발전기부터 가동을 하여 시간대별 전력수요를 충족시키는 발전기가 유류발전기일 경우에는 52.6원/kwh을, LNG발전기일 경우에는

87.0원/kwh을 그 이전부터 발전하고 있는 원자력, 유연탄, 국내탄 발전기에 지급을 하게 된다. 전체 발전량의 43% 정도를 발전하고 있는 원자력 발전량에 대해서 종전 한전체제에서는 소비자가 4.6원(4.3원+0.3원(6.4%))/kwh을 부담하였으나, 이제는 52.6원/kwh이나 87.0원/kwh을 부담하게 된 것이다. 이렇게 될 경우 소비자의 부담은 얼마나 증가될까? 에너지경제연구원이 분석한 자료에 의하면 무려 ‘20%’ 이상의 상승이 전망된다고 한다.

그렇다면 이 논리의 문제점은 무엇인지 살펴보자. 경제이론은 가정(전제조건)이 현실적이든 비현실적이든 현실을 설명할 수 있어야 한다. 전력산업은 진입장벽이 강하고(특히 가장 경쟁력이 있는 원자력은 진입불가), 또한 발전연료에 의해 비용(원가)이 결정되기 때문에 투자자원별 경제적 가치를 정확히 반영할 수도 없고 발전연료간에 부익부 빈익빈 현상이 지속된다는 것이다.

즉, 원자력 발전, 유연탄 발전 같은 기저발전은 진입장벽으로 인하여 한계비용(MC)이 평균비용(AC Average Cost)보다 큰 상태가 거의 고착되므로 소위 말하는 장기균형(LMC = LMR)이 현실적으로 존재할 수 없다.

따라서 횡재(Windfall, 지대, MC > AC)가 지속된다는 것이다. 현실적으로 SMP 결정에 주도적으로 참여하는 복합발전기나 LNG발전기 같은 첨두발전기는 자신은 정상이윤도 가지지 못하면서 기저발전기에는 막대한 횡재를 안겨주고 있다. 이들은 미래의 투자재원은 불구하고 당장의 손익도 못 맞추

1) 산업자원부 「경쟁체제 도입에 따른 전기요금체제 개편 방안」, 2002. 7. 62면 참조.

〈표-2〉 도매경쟁단계(TWBP)의 전기요금

(단위 : 원/kwh)

2000년 1월			2000년 5월		
CBP	TWBP 하한	TWBP 상한	CBP	TWBP 하한	TWBP 상한
43,2486	51,1039	69,4175	40,2331	50,0299	67,9094
인상율	18.16%	60.51%	인상율	24.35%	68.79%

자료 : 에너지경제연구원

고 있다. 그리고 타에 의해서 막대한 횡재를 가지게 되는, 발전설비를 가장 많이 보유하고 있는 기저발전(원자력·유연탄 등 24시간 발전) 입장에서는 스스로 창조적인 파괴를 할 이유가 전혀 없다. 오히려 복잡한 기술적인 특성을 악용하여 한 두개 발전기의 가동을 중단시키면 되므로 굳이 어렵게 다른 발전사들과 담합이라는 과정을 가질 필요도 없이 첨두 발전이 엄청난 횡재를 안겨주게 된다. 이러한 지대는 세계시장에서 치열한 경쟁을 통해서 얻는 지대(예: 삼성전자의 이익)와는 근본적으로 다르다.

나. 도매경쟁단계(TWBP)

그러면 당초의 일정대로 진행되었다면 2004년 4월에 배전부문이 분할되면서 시행될 도매경쟁단계(양방향입찰단계, TWBP²⁾)가 되면 전기요금은 어떻게 결정되고 얼마나 인상될 것인가?

CBP 단계의 요금결정방법인 '변동비SMP' 대신에 '(변동비+고정비)단일SMP'가 도입된다. 즉, 변동비SMP에서는 고정비(용량요금)가 별도로 정산되었으나, 단일SMP에서는 별도의 용량요금 정산없이 개별사업자의 단일 가격입찰제로 바뀌게 된다. 기저발전기의 이익폭증을 막기 위해 한시적으로 도입한 기저발전SMP(BLMP)도 없어지게 된다. 따라서 가격변동폭도 변동비SMP 보다는 클 것은 분명하고, 발전회사들의 암묵적 담합도 배제할 수 없게 될 것이다.

2000년 1월과 5월 전력거래소에서 실제로 이루어진 가격자료를 가지고 발전회사들의 암묵적인 담합과 변동비SMP에서 단일SMP로 전환되는데 따른 가격변동폭의 확대를 감안할 때, 도매경쟁(TWBP) 전기요금은 현재의 CBP 단계보다 2000년 1월 자료 기준시 최저 18.16%, 최고 60.51% 인상될 수 있고, 2000년 5월 자료기준시 최저 24.35%, 최고 68.79% 까지 인상될 수가 있다는 것을 보여준다. 최저와 최고를 단순평균 할 경우 43.45% 인상될 수도 있다는 것이다. 여기에다가 종전 한전체제에서 발전경쟁 도입으로 인상되는 '20%'를 더하면 '63.45%'의 인상 리스크를 가지게 되는 것이다.

그러나 문제는 이것 뿐만이 아니다. 앞의 〈표-2〉에서 분석한 모델에는 발전량의 43%를 차지하면서 원가가 가장 저렴한 따라서 담합(기술적 Fault 유발로 전력공급을 감소시키는 행위를 포함)의 능력과 가능성과 유혹을 가장 많이 갖게 될 원자력·수력 발전 및 양수발전은 제외된 것으로 보인다.

또한 배전회사의 담합 가능성도 고려되지 않은 것으로 보인다. 도매경쟁이 되면 배전회사는 오히려 도매전기요금의 인하를 위한 담합가능성이 있어서 구입단가는 싸게 하고도 소매전기요금은 비싸게 할 가능성은 얼마든지 있다.

그렇다면 도대체 얼마만큼의 전기요금 인상 리스크를 갖게 되는가? 또한 각종 규제에 따른 직접비용과 기회비용, 기타 사회적 비용을 더할 경우 비용은 위의 분석보다 훨씬 더 증가할 수 있으며 이 모

2) TWBP(Two-Way Price Bidding Pool)는 전력거래소에서 발전회사와 배전회사가 상호 매매 하는 것을 말한다.

든 비용은 소비자가 부담하게 되는 것이다.

3. 산업계의 건의 내용

전력산업 구조개편의 결과는 저렴한 요금과 안정적인 공급 서비스로 나타나야 한다. 그러나 지금까지 살펴보았듯이 정부가 계획·추진하고 있는 방법은 산업계에 엄청난 부담을 줄 것이 우려된다. 여기에 더하여 공급원가를 반영한 요금체제로 개편한다는 명분하에 산업용 전기요금을 2003년부터 2006년까지 매년 2.5%씩 인상하는 것은, 산업용의 전력산업에의 기여도를 감안할 때 도저히 수용할 수 없는 것이었다.

이에 전경련은 2003년 10월 '산업용 전기요금 합리화 대책 건의'를 작성하여 한국양회공업협회 등 14개 단체와 공동으로 정부에 건의를 하게 되었다. 이러한 건의에 대해 정부는 2004년에 한 해 2.5% 인상을 유보한다고 발표를 한 것으로 보아, 산업계의 의견을 적극적으로 수용하기보다는 일시적인 미봉책에 그친 것으로 보인다. 결국 앞으로도 산업계에는 전력산업 구조개편의 방향은 물론 산업용 전기요금체계에 대해서도 지속적인 관심과 대안제시가 요구된다고 하겠다. 따라서 지난해 산업계가 정부에 건의한 내용을 간단하게 소개를 하고 향후의 대응 방향에 대해서도 알아보기로 한다.

작년 10월 대정부 건의내용은, 첫째는 현재 진행 중인 전력산업 구조개편 기본계획을 보완해 달라라는 것이다. 전기는 일반 상품과 달리 품질이 균일하고 저장이 불가능할 뿐만 아니라 발전연료의 선택에 따라 원가가 결정되는 상품이다. 또한 수입이 불가능하고 수요가 없어도 기저발전기는 계속해서 가동(상품생산)을 해야 함으로써 생산되는 특성을 지닌다. 이러한 재화의 시장가격이 SMP로 결정될 경우, 가격의 폭등과 공급 불안정이 우려되는 것은 분명하므로 발전연료별 원가가 반영되는 가격체제로 개선해 줄 것을 건의하였다.

둘째는 산업용 전기요금을 2006년까지 매년 2.5%

씩 인상한다는 계획을 철회함은 물론, 산업용 전기의 전력산업 기여도 및 한전의 초과이익을 감안하여 전기요금 부담을 경감하여 줄 것을 건의했다. 당초 산업용 전기요금을 인상한 논리적 근거는 한전이 민영화됨에 따라 발전, 송전, 배전 등 '공급원가를 반영한 요금체계'로 개편하여 소비자간 요금부담의 형평성을 유지하고 경쟁체제도입 여건을 마련하는데 있었다. 그럼에도 불구하고 전기요금 원가의 70%를 차지하는 발전(원가)가격을 SMP에 의거 최고가 낙찰가격으로 책정하는 것은 '공급원가를 반영한 요금체계'라고 볼 수 없는 것이다.

산업용 전기는 사용량의 60% 이상이 심야의 잉여전력인 바, 이는 실시간으로 생산되며 저장할 수 없는 유휴자원의 활용이다. 또한, 조업시간대의 조정을 통한 전기수요의 피크관리를 가능케 하고, 산업단지나 공단주변의 발전소를 통해 고압(154,000kw)으로 송전을 받음으로 송전손실이 거의 발생하지 않는다는 점 등이 수기의 발전소 건설을 억제하는 전력산업에 대한 기여를 하고 있는 것이다. 이러한 기여를 함에도 불구하고 한전은 1997년~2000년까지 매년 전기요금을 인상하여 2002년 경상이익률이 24.2%라는 경이적인 실적을 달성한 것이다. 이러한 점들을 감안하여 산업용 전기요금 인하를 건의하였으나 결과는 2004년 한해만 인상을 유보하는 것으로 받아들여졌다.

셋째는 전력산업기반기금 부담을 경감을 촉구하였다. 전력산업기반기금은 한전이 민영화됨에 따라, 그동안 한전이 수행하던 공익기능의 저하를 우려하여 별도의 기금화된 것으로 현재 전기요금의 4.591%를 부담하고 있다. 문제는 이 기금의 30% 이상이 LNG 발전, 국내 무연탄발전 등 다른 에너지사업 교차보조로 사용된다는 점이다. 이러한 비용은 전기소비가 부담할 것이 아니라, 정부의 기금으로 대체해야 하므로 부담을 경감을 건의하게 되었다.

넷째는 발전회사와 산업용 전력 대 수용가간 직거래 허용이었다. 당초 전력산업 구조개편 기본계획을 발표할 때만 해도 직거래를 조기에 허용한다고 하였

으나 시행이 되지 않고 있다. 주요 선진국의 산업용 전기요금이 우리나라보다 저렴한 이유는 바로 이러한 직거래를 통해 산업용 전력의 기여도가 가격에 반영되기 때문인 것이다.

대체로 이러한 사항을 건의하였으나, 정부는 2004년 한해에 한해 산업용 전기요금 2.5% 인상을 유보한다는 것 외에는 반응이 없는 것이 지금까지의 실정이다.

4. 산업계의 대응 방향

앞으로 전경련은 이 문제에 대한 보다 광범위한 조사를 통하여 지속적으로 개선을 추진할 계획이다.

그리고 산업계 Network 을 구축하여 정보를 공유함은 물론 정부에 대한 대응도 조직적으로 전개할 계획이다.

우선 금년 상반기 중 산자부 전기위원회, 전경련, 기업체 실무자들이 공동으로 해외전력시장 조사에 나갈 계획이다. 이를 통하여 외국의 전력산업 구조개편 현황, 가격결정 방법, 산업용 전기요금 체계 등을 조사 분석하여 합리적인 대안을 제시할 예정이다. 또한 하반기에는 심도있는 정책적 대안을 제시하는 심포지움을 개최할 예정이다.

이와 같은 사업들은 한국양회공업협회를 비롯한 전기 다소비 업종 단체의 적극적인 협조가 필요한 사항이다. ▲

시사 용어 해설

▶ 랩어카운트

고객이 예약한 재산에 대해 증권회사의 금융자산관리사가 운용 배분과 투자종목 추천 등의 서비스를 제공하고 그 대가로 수수료(Wrap Fee)를 받는 상품을 뜻한다. 증권회사에 계좌를 개설해 자신이 선택한 종목을 매매하는 기존 방식과 달리 증권회사에서 고객이 예약한 재산에 대해 통합적으로 관리해주는 종합금융서비스 개념이다. 랩어카운트는 1975년 미국 후튼증권회사가 처음 개발, 1987년 '블랙 먼데이'를 계기로 증권사들이 약정 수수료 위주 영업에서 자산관리 중심으로 전환함으로써 활성화되기 시작했다. 우리나라에서는 2001년 초 금융감독원이 자문형 랩어카운트의 판매를 승인해 현재 시행 중이다. 자문형이란 금융자산관리사가 투자에 대한 조건과 자문 역할만 할 뿐 실제 주문은 고객이 직접 내야하는 방식을 말한다. 금융자산관리사가 직접 투자와 자산관리를 책임지는 일임형의 전단계라고 할 수 있다. 최근 자산운용업법이 국회를 통과함에 따라 증권사의 일임형 랩 포괄주 문제 허용 여부가 다시 쟁점으로 떠오르고 있다. 그러나 포괄주 문제에 대한 재정경제부와 금융감독원 간 협의가 계속 지연돼 일임형 랩어카운트가 당초 기대와 달리 반쪽짜리 상품으로 전락할 위기에 처해 있어 도입 취지가 무색해질 전망이다. 증권사들은 포괄주 문제 허용 여부에 따라 차선책을 강구한다는 입장이나 중도 포기 등 극한선택을 하려는 증권사들도 생기는 실정이다. 한편 랩어카운트는 증권회사의 종합자산관리와 비슷하게 다양한 서비스를 제공하지만 그 대가로 고객 예약자산의 평가액에 비례해 단일 수수료를 받으며, 거래가 없더라도 소정의 수수료를 부과하는 차이점을 갖는다.