

노후 무연탄발전소의 리파워링 방안에 대한 경제성 분석

김수만, 이재현*[†]

한국남동발전(주) 발전처, *한양대학교 기계공학부

Economic Analysis on Repowering Plans for a Outworn Anthracite Power Plant

Su-Man Kim, Jae-Heon Lee*[†]

Power Generation Division of Korea South-East Power Company, Seoul 135-708, Korea

*School of Mechanical Engineering, Hanyang University, Seoul 133-791, Korea

(Received January 15, 2013; revision received February 12, 2013)

초 록 : 노후 무연탄발전소를 리파워링함에 있어 현실적인 대안이 되는 시나리오별로 경제성 분석을 시행한 결과 내부수익률은 750 MW급 LNG 복합화력으로 하였을 때 2.34%, 500 MW급 유연탄 석탄화력으로 하였을 때 3.56%, 200 MW급 유동층 석탄화력으로 하였을 때 2.31%로 나타나 경제성 분석 기준으로 삼았던 할인율 7%보다 낮게 평가되어 경제적 타당성을 확보하지 못하는 것으로 평가되었다. 그러나, 현재의 전력거래시장제도가 규제위주에서 시장위주로 변화되어 경제적 타당성이 현재보다 개선되고, 전력수요 대비 공급이 부족한 상황에서 수명이 소진된 노후 무연탄발전소의 리파워링이 불가피하다면 연구된 경제성을 기초로 초기투자비가 적으며, 유희부지 활용과 연료수급이 수월하고, CO₂ 배출량이 상대적으로 적은 750 MW급 LNG 복합화력으로의 리파워링이 가장 효과적인 방안이라고 제시하고자 한다.

ABSTRACT : In this study, repowering scenarios are analyzed and evaluated from the economical point of view on a case by case basis. Based on the result of evaluation, the IRR indicates 2.34% on single 750 MW LNG combined cycle unit, 3.56% on 500 MW sub-bituminous PC units and 2.31% on 200 MW circulating fluidized bed combustion units, resulting in not reaching 7% rate of discount rate and being concluded uneconomical. However, proposes that it is most economical and feasible to repower power plant into 750 MW LNG combined cycle unit as long as the economic feasibility can be improved and it is necessary for old anthracite power plant to be repowered than rebuilt under the circumstances of lacking power supply.

Key words : anthracite power plant(무연탄발전소), IRR(내부수익률), repowering(리파워링)

1. 서 론

2012년 5월말 현재 한국의 발전설비용량은 79,432 MW로 원자력이 24%인 18,716 MW, 유연탄화력이 30%인 23,409 MW, LNG 복합화력이 26%인 20,717 MW, 수력 및 양수발전이 8%인 6,278 MW, 국내 무연

탄화력이 1.4%인 1,125 MW, 기타 유류, 열병합발전 등이 10.6%인 9,187 MW를 점유하고 있으나, 일본 원자력 발전소 사고에 따른 여파와 신재생에너지 전원의 확대로 안정적인 전력공급과 전기품질 유지 측면에서 석탄화력 및 LNG 복합화력의 중요성은 더욱 증대될 전망이며, 제 5차 전력수급기본계획에 나타난 바와 같이 수요에 비해 공급이 여유치 않은 상황^[1]에서 발전소 설계수명인 30년 이상 된 노후 발전소에 대한 리파워링 또한 활발히 진행될 전망이다.

현재 영동, 태백, 정선 등지에서 생산된 국내 무연탄의

[†] Corresponding author
Tel. +82-2-2220-0425; Fax +82-2-2220-4424
E-mail address: jhlee@hanyang.ac.kr

소비를 통한 석탄산업의 보호를 위해 건설된 무연탄발전소는 70년대 초반에 건설된 영동화력과 그 이후에 건설된 서천화력, 동해화력이 운영 중이지만, 설계수명을 넘어 운전되고 있는 영동화력의 경우 터빈, 주변압기 등의 수명한계설비에 대한 부분적인 교체 및 보강을 통해 계속운전을 하고 있으나, 상대적으로 유연탄 석탄화력 대비 5%p 낮은 효율로 인한 경제적 전력생산에 대한 문제와 오랜 사용에 따른 설비신뢰도 저하 문제가 현실적인 우려로 나타나고 있는 실정이다.

국내에서 가동 중인 무연탄발전소는 총 6기로 남동발전이 운영하고 있는 영동화력과 중부발전이 운영하는 서천화력, 동서발전이 운영하는 동해화력이 있으며 영동화력 1, 2호기는 각각 1973년 5월과 1979년 10월에 준공되어 39년, 32년째 운전되고 있으며 설비용량의 경우 1호기는 125 MW, 2호기는 200 MW로 열효율은 34.5% 수준이다. 서천화력 1, 2호기는 1983년에 준공되어 29년째 운전되고 있으며 설비용량은 200 MW×2기로 열효율은 33.4% 수준이다. 가장 최근에 건설된 동해화력 1, 2호기는 각각 1998년 9월과 1999년 9월에 준공되었으며 열효율은 36.7% 수준으로 운영되고 있으나, 석탄산업 합리화 정책으로 인한 생산량 감소와 민수용 석탄소비의 증가로 발전용 국내 무연탄의 배정물량은 지속적으로 감소하는 추세이며, 이를 해결하기 위해 추진한 북한과 베트남산 수입 무연탄의 도입도 천안함 사태이후 북한과의 교역 중단과 베트남 내수물량 증가에 따라 수급여건이 지속적으로 악화될 전망으로 설비이용률 저하가 예상되고 있다.

그동안 한전 발전자회사에서는 보령 1, 2호기, 호남 1, 2호기 등의 노후 발전소에 대한 수명연장을 위해 설비교체는 부분적으로 이루어져 왔으나, 최근에 발전용 연료의 변경을 포함한 노후 발전소의 전면적인 리파워링 사례는 거의 없었다. 그러나, 70년대 초반 건설된 노후 무연탄발전소의 경우 앞서 언급한 바와 같이 연료수급이 어렵고, 설계수명 이상 운전되어 설비신뢰도 저하로 인한 안정적 전력공급이 문제가 되는 시점에서 리파워링이 불가피하다면 어떻게 하는 것이 가장 경제적이고 효과적인 리파워링 방법인가에 대한 연구가 필요하다 하겠다.

이에 현재의 전력거래시장제도 아래에서 남동발전이 검토하고 있는 노후 무연탄발전소의 리파워링 방안에 대한 경제성을 분석하고자 한다.

2. 리파워링 시나리오

사전적인 의미로 리파워링은 노후된 발전소에 대하여 설비용량의 증가나 효율개선을 통해 발전출력의 순증가를 이루어 내는 발전소 대체 작업을 말하며, 기존 발전소의 부지여건, 송전선로 용량, 연료공급 상황 등을 고려하여 현실적인 대안이 되는 리파워링 시나리오를 수립해야 한다.

본 연구에서는 노후된 영동화력을 대상으로 연료원별, 설비용량별, 발전방식별 대표성을 가지고 있어 발전소 운영회사인 남동발전에서 검토하고 있는 다음의 3가지 리파워링 시나리오로 경제성 분석을 시행하였다.

2.1 LNG 복합화력

현재 영동화력의 부지면적은 회처리장을 제외하고 245,592 m²로 750 MW급 복합화력 1기를 추가로 건설하는데 필요한 부지면적 16,240 m²만큼의 유휴부지를 확보하고 있어 건설기간 동안 기존 발전소의 계속운전이 가능하여 수익적 측면에서 유리하고, 2013년 준공예정인 삼척 LNG 인수기지의 경우 1단계가 준공되어 연료공급이 용이하며, 송전선로 또한 기존의 154 kV 선로를 별도의 추가 없이 여유용량 범위 내에서 사용이 가능한 것으로 검토되어 초기투자비를 대폭 줄일 수 있는 대안이 된다. 또한 향후 정부의 온실가스, 에너지 목표관리제 시행 및 저탄소 전원확대 정책에 적극적으로 부응할 수 있고, 90%가 넘는 유연탄 석탄화력 위주로 구성된 남동발전의 전원구성 포트폴리오 관리를 위해서도 긍정적인 부분이 있어 리파워링 시나리오로 구성하였다.

운전유지비, 건설투자비, 설비구성 등 경제성 분석을 위한 모델 발전소는 2010년 5월에 준공된 설비용량 734 MW의 군산복합화력으로 하였다.

2.2 유연탄 석탄화력

500 MW급 유연탄 석탄화력은 현재 한전의 발전자회사에서 주력으로 건설하는 표준석탄화력으로 하동 1 ~ 8호기, 당진 1 ~ 8호기 등 총 38기가 가동 중에 있으며, 2기를 건설하는데 필요한 부지면적은 회처리장을 제외하고 보령 7, 8호기를 기준으로 287,520 m²로서 영동화

력의 부지면적 245,592 m²와 유사한 수준으로 발전소 기기배치계획 수립 시 공간의 효율적 배치를 통해 추가 부지매입 없이 용량증대가 가능한 반면, 용량증대에 따른 석탄사용량의 증가로 인한 연료하역부두의 추가건설이 불가피하고, 한전의 송·배전용 전기설비 이용규정의 발전소 계통연계기준에 의거하여 발전소 최대송전용량이 1,000 MW를 초과하는 발전설비의 송전접속설비 연계전압은 345 kV로 기존의 154 kV와 달라 송전선로의 추가건설이 필요하여 초기투자비는 많은 반면, 높은 설비비용률로 고수익이 예상되어 두 번째 시나리오로 구성하였다.

시나리오의 모델 발전소는 2008년 12월에 준공된 설비용량 500 MW×2기의 보령화력 7, 8호기로 하였다.

2.3 유동층 석탄화력

한전 발전자회사에서 운영 중인 상압 순환식 유동층 석탄화력은 1999년 9월 준공된 설비용량 200 MW×2기의 동해화력이 최초이며, 운전측면에서 다른 석탄화력에 비해 연료 사용범위가 광범위하여 국내 무연탄 연소 시 중유 등의 보조연료 없이 연소가 가능하고, 유동화 물질의 재순환으로 연소실내 체류시간이 길어 저급탄 연소에 적합하다는 특징과 연소 중 탈황이 가능하여 별도의 탈황설비가 불필요하다는 장점이 있다. 또한 소요 부지면적도 동해화력 1, 2호기를 기준으로 115,728 m²로 영동화력 현 부지를 활용하는데 문제가 없으며, 연료수급 및 송전선로도 기존설비를 그대로 활용할 수 있어 현실적인 대안의 세 번째 시나리오로 구성하였다.

시나리오의 모델 발전소는 1999년 9월에 준공된 설비용량 200 MW×2기의 동해화력 1, 2호기로 하였다.

3. 경제성 분석 방법

경제성 분석을 위해 제5차 전력수급기본계획에 기초한 향후 2024년까지의 전력수요 전망치와 발전기 특성자료 등의 수익성 전망을 위한 기초자료를 남동발전에서 운영하고 있는 전력시장가격 시뮬레이터에 입력하고, 시뮬레이션을 통해 경제급전에 의한 발전기별 운영계획을 예측하여 연도별 계통한계가격(system marginal price), 설비비용률(capacity factor), 연료비를 전망하고, 이를 바

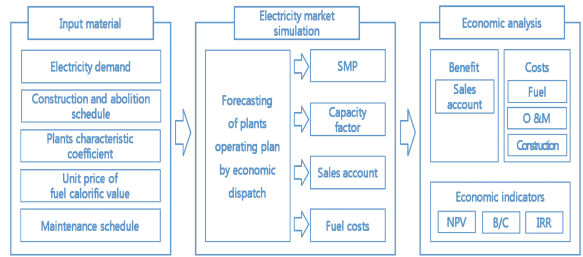


Fig. 1 Procedure of economic analysis

탕으로 현재의 전력시장운영규칙 정산규정을 적용하여 편익이 되는 매출액을 산출하였으며, 비용의 계산은 건설투자비, 운전유지비, 연료비 등의 전망자료 또는 과거 실적자료를 기초로 연도별로 산출하였다.

경제성 분석은 발전설비 수명기간까지의 연도별 편익 및 비용의 현금흐름을 순현재가치법(NPV), 편익/비용 비율법(B/C ratio), 내부수익률법(IRR)을 적용하여 수행하였고, 이에 대한 경제성 분석절차를 도식화하여 Fig. 1에 나타내었다.

3.1 편익/비용 비율법

편익/비용의 비율이란 운영 후 연도별 발생하는 편익과 사업비 및 유지관리비 등의 투입되는 비용을 적정 할인율로 할인하여 기준년도 가격으로 환산한 금액의 비율을 말하며, 일반적으로 편익(benefit, B)과 비용(cost, C)의 비율이 '1' 보다 크면 경제성이 있다고 판단한다.

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

식 (1)에서 B_t 는 시점 t 에서의 편익, C_t 는 시점 t 에서의 비용, r 은 할인율, n 은 내구연도를 의미한다.

3.2 내부수익률법

현재가치로 환산한 편익과 비용의 값이 같아지는 할인율 r 을 구하는 방법으로 일반적으로 내부수익률이 할인율보다 크면 경제성이 있다고 판단한다.

$$IRR = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+IRR)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+IRR)^t} \quad (2)$$

식 (2)에서 B_t 는 시점 t 에서의 편익, C_t 는 시점 t 에서의 비용, IRR 은 내부수익률, n 은 내구연도를 의미한다.

3.3 순현재가치법

순현재가치란 사업에 수반된 모든 비용과 편익을 기준연도의 현재가치로 할인하여 총편익에서 총비용을 제한 값이며 '순현재가치 ≥ 0 ' 이면 경제성이 있다고 판단한다.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (3)$$

식 (3)에서 B_t 는 시점 t 에서의 편익, C_t 는 시점 t 에서의 비용, r 은 할인율, n 은 내구연도를 의미한다.

4. 경제성 분석

4.1 분석전제

현행의 변동비 반영 전력거래시장제도에서 리파워링 방안별 편익과 비용 계산을 위한 세부적인 분석전제는 아래와 같다.

- ① 제통한계가격 예측을 위한 전력수요 증가율은 2010년 정부에서 발표한 제5차 전력수급기본계획에 있는 연간 3.1%를 2024년까지 반영하였고, 정확도 제고를 위해 2013년에서 2016년까지는 2011년 GDP 성장률 4.5%와 최근 10년간 평균기온 분포 등을 반영하여 재예측된 간년도 전력수급계획 수요를 반영하였다.
- ② 발전기 정비계획은 2010년에서 2011년까지 전력거래소에 등록된 설비용량 20 MW를 초과하는 중앙급 전발전기의 계획예방정비 실적을 반영하였고, 신규 설비에 대해서는 월별로 안분하여 적용하였다.
- ③ 발전기별 연료의 열량당가는 급변하는 경영환경을 고려하여 불확실성이 큰 예측치의 반영보다는 과거 2001년부터 2011년까지의 전력거래실적에서 월별 증감률을 산출하여 유연탄은 5.0%, 무연탄은 2.8%, 유류는 5.0%, LNG는 3.9%, 원자력은 0.4%씩 연간 증가하는 것으로 적용하였고, 연료별 월별 가격패턴은 2009년부터 2010년까지의 실적을 평균하여 적

용하였다.

- ④ 발전기 건설 및 폐지계획은 제5차 전력수급기본계획의 발전설비 확충규모를 반영하였다.
- ⑤ 발전기별 열소비율 계수, 소내전력 계수 등의 특성 자료는 전력거래소의 2012년 2분기 비용평가자료를 반영하였다.
- ⑥ 시나리오별 효율은 가장 최근에 건설된 발전소의 효율 실적과 제작사 전망치를 적용하여 송전단을 기준으로 LNG 복합화력의 경우 53.33%, 유연탄 석탄화력의 경우 39.20%, 유동층 석탄화력의 경우 34.48%를 적용하였다.
- ⑦ 모든 편익과 비용의 평가는 2011년 12월을 기준으로 산출하였고, 경제성 분석기간은 유희부지에 복합화력을 건설하고 기존의 무연탄발전소를 폐지하는 LNG 복합화력으로의 리파워링 시나리오를 기준으로 건설기간과 발전소 경제수명을 고려하여 총 35년 간으로 산정하였다.
- ⑧ 비용 산출을 위한 건설투자비 및 운전유지비는 리파워링 방안과 가장 유사한 규모의 발전기 중 가장 최근에 준공된 발전소의 실적치를 적용하였다.

4.2 경제성 검토기준

리파워링 시나리오별 경제성 분석을 위한 기준은 한국개발연구원「예비타당성조사 수행을 위한 일반지침 수정·보완 연구(5판)」(2008)에 근거하였으며, 가격기준시점은 2011년 12월로 하였고, 대상 발전소는 영동화력 1, 2호기로 하였다. 또한 감가상각률은 기계장치를 적용하여 정액법으로 24년간 5%로 하였으며, 할인율은 7%, 법인세는 24.2%를 적용하였다.

시나리오별 편익은 발전소 매출액을 전망한 Table 1을 적용하였고, 연료비, 운전유지비, 건설투자비, 연료설비비 등의 비용에 있어서 연료비는 전망치인 Table 2를 적용하였으며, 운전유지비는 시나리오별로 가장 최근에 건설된 동일용량 발전소의 2011년 운전유지비 실적²⁾을 적용하였다. 또한, 건설투자비는 LNG 복합화력의 경우 군산복합 건설투자비, 유연탄 석탄화력의 경우 송전선로 건설비가 포함된 보령화력 7, 8호기의 건설투자비, 유동층 석탄화력 경우 가장 최근에 건설된 여수화력 2호기의 건설투자비를 용량에 비례하여 적용하였으며, 연료설비

Table 1 Forecasting of sales account

unit : 100 million Won

Year	No Change	LNG CCPP	PCPP	CFBC PP
2013	2,339	2,339	2,339	2,339
2014	2,361	2,361	Under construction	
2015	2,090	2,090		
2016	2,143	2,143		
2017	1,860	1,860		
2018	2,095	4,475		
2019	1,991	4,518	5,182	2,313
2020	2,024	4,375	5,207	2,284
2021	1,935	4,670	5,269	2,328
2022	2,071	4,660	5,300	2,323
2023	1,902	4,379	5,336	2,301
2024	2,115	4,470	5,401	2,343
2025	2,115	4,470	5,401	2,343
2026	2,115	4,470	5,401	2,343
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
2047	2,115	4,470	5,401	2,343

Table 2 Forecasting of fuel costs

unit : 100 million Won

Year	No Change	LNG CCPP	PCPP	CFBC PP
2013	1,447	1,447	1,447	1,447
2014	1,496	1,496	Under construction	
2015	1,366	1,366		
2016	1,435	1,435		
2017	1,263	1,263		
2018	1,438	3,963		
2019	1,310	4,007	3,919	1,815
2020	1,393	3,862	3,970	1,792
2021	1,329	4,148	4,012	1,829
2022	1,423	4,046	4,046	1,824
2023	1,310	3,895	4,097	1,808
2024	1,470	3,939	4,154	1,846
2025	1,470	3,939	4,154	1,846
2026	1,470	3,939	4,154	1,846
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
2047	1,470	3,939	4,154	1,846

비는 유연탄 석탄화력으로 리파워링하는 경우에만 2,550억 원이 소요되는 것으로 적용하였다. 또한 부지매입비는 현재의 부지를 그대로 활용하는 것으로 하여 별도의 비용이 소요되지 않도록 하였으며, 공사기간은 최근 실적에 근거하여 시나리오별로 LNG 복합화력의 경우는 3년, 나머지 시나리오는 4년을 적용하였다.

총비용이 총편익보다 많아 경제성은 떨어지는 것으로 평가되었다. 이에 따라 편익 및 비용 비율도 3개의 시나리오 모두 경제성의 기준인 '1' 보다 낮게 추정되었다.

내부수익률 또한, LNG 복합화력이 2.34%, 유연탄 석

4.3 분석결과

리파워링 시나리오별 경제성 분석 결과는 Table 3과 같으며 총편익(B)에서 총비용(C)을 차감한 순현재가치(NPV)는 750 MW급 LNG 복합화력으로 리파워링하는 시나리오가 -1,462억 원, 500 MW급×2기의 유연탄 석탄화력으로 리파워링하는 시나리오가 -3,469억 원, 200 MW급×2기의 유동층 석탄화력으로 리파워링하는 시나리오가 -3,328억 원으로 추정되어 시나리오 LNG 복합화력, 유동층 석탄화력, 유연탄 석탄화력 순으로 경제성이 높게 나타나는 것으로 평가되었으나, 3개안 모두

Table 3 Results of economic analysis

unit : 100 million Won

Scenario	Current price		NPV	B/C ratio	IRR (%)
	Benefits (B)	Costs (C)			
750MW LNG CCPP	52,006	53,468	-1,462	0.973	2.34
500MW×2 PCPP	52,858	56,327	-3,469	0.938	3.56
200 MW×2 CFBC PP	29,226	32,553	-3,328	0.898	2.31

노후 무연탄발전소의 리파워링 방안에 대한 경제성 분석

탄화력이 3.56%, 유동층 석탄화력이 2.31%로 유연탄 석탄화력, LNG 복합화력, 유동층 석탄화력 순으로 높게 나타났으나, 경제성 분석 기준으로 하였던 할인율 7%를 3개의 시나리오 모두 초과하지 못하여 경제적 타당성을 확보하지 못하는 것으로 분석되었다.

4.4 고찰 및 현실적 대안

현재의 변동비 반영 전력거래시장에서의 발전기별 전력거래수익은 크게 판매전력량에 대한 전력거래수익과 공급가능용량에 대한 용량요금수익의 합으로 계산되며, 판매전력량에 대한 전력거래수익은 변동비와 계통한계 가격과 각 발전기의 변동비 차이에 보정계수를 곱한 값을 합산하여 산정한 것으로 계통한계가격과 각 발전기의 변동비 차이에 보정계수를 곱한 값이 한전 발전자회사가 가져가는 이익이 된다.

발전원별로 적용되는 보정계수는 한전 발전자회사의 수익을 조정하기 위해 도입된 제도로 발전회사의 이익분에 보정계수를 곱하여 한전 발전 자회사가 변동비에서는 손해를 보지 않도록 이익이 크지 않도록 조정하는 제도이다. 이 제도는 2008년 이후 연료가격의 급상승에 의한 계통한계가격의 상승으로 판매사업자인 한전의 손실이 크게 증가하는 문제를 해결하기 위해 도입되어 판매사업자의 손실문제는 완화시켰지만 동일한 전력에 대해 이를 생산한 업체가 누구인가에 따라 가격을 달리 매기는 형태가 되어 근본적으로 시장경쟁논리에 배치됨은 물론 본 연구에서 적용한 유연탄 석탄화력 14.7% ~ LNG 복합화력 40.9% 수준의 보정계수에 의해 이익이 제한된 매출액으로는 제시된 3가지 리파워링 시나리오 모두 경제성이 확보되지 못하는 주원인이 되고 있다.

Table 4는 최근 민간 발전회사에서 건설 중인 안산복합화력의 경제성 검토자료로 보정계수의 영향을 받지 않는 민간 발전회사와 보정계수의 영향을 받는 한전 발전자회사가 추진하는 750 MW급 LNG 복합화력으로서의 리파워링 시나리오간의 경제성 분석결과를 비교한 자료로 유사한 전제조건에서 보정계수의 적용을 받지 않는 경우의 경제성 지표가 월등히 높은 것을 확인할 수 있다.

또 다른 원인은 공급가능용량에 대한 용량요금수익에서 찾을 수 있다. 용량요금은 건설투자비, 운전유지비, 송전접속비용 및 발전소 기동을 위한 수전전력 기본요금

Table 4 Comparison of Ansan CCPP with LNG CCPP scenario

Case	Capacity (MW)	Net efficiency (%)	Capacity factor (%)	IRR (%)
Ansan CC	750	50.66	64 → 60	8.41
LNG CCPP scenario	750	53.33	60 → 58	2.34

등 고정비에 상당하는 금액이 보상될 수 있도록 발전기의 공급능력에 따라 정산되며 미래의 설비투자를 유인하기 위하여 지급하는 금액이다.

2001년 현재의 변동비 반영 전력거래시장이 시작될 때 기준용량가격은 일반발전기와 기저발전기로 구분하여 일반발전기는 울산 2복합화력의 가스터빈을 기준으로 7.17원/kWh, 기저발전기는 500 MW급 표준석탄화력을 기준으로 21.49원/kWh으로 정산하였으나, 2008년부터는 현재와 동일하게 기저발전기와 일반발전기의 기준용량가격을 통합하여 7.46 원/kWh로 정산하고 있다. 현재의 전력거래시장에서 적용하는 7.46 원/kWh의 기준용량가격은 건설비와 운전유지비를 바탕으로 할인율, 수명연수 그리고 가용률 등을 고려하여 산정하고 울산 2복합화력의 가스터빈을 기준으로 산정한 7.17원/kWh에 송전접속비용 0.18원/kWh, 발전소 기동을 위한 수전전력 기본요금 0.11원/kWh를 합산한 것이다.

무연탄발전소의 리파워링 시 적정한 이윤의 확보를 통해 경제적 타당성을 확보하려면 기저발전기는 일반발전기와의 기준용량가격 차이인 14.03원/kWh를 전력판매량에 따른 전력거래수익에서 보전받아야 이론적으로 건설투자비 등의 고정비를 시장에서 회수할 수 있지만, 현재의 요금체계에서는 한전 발전자회사의 이익을 제한하는 보정계수 제도의 운영으로 그렇지 못한 실정이며 현재의 변동비 반영 전력거래시장에서 한전 발전자회사가 추진하는 노후 발전소 리파워링 사업의 경제성을 확보하기는 앞으로도 힘들 것으로 전망된다. 이를 해결하기 위해서는 현재 한전과 정부에서 추진하고 있는 연료비 연동제의 시행과 전기요금의 현실화를 통한 일몰일가의 시장경쟁논리가 적용되는 전력거래시장을 구축해야 하

나, 그로 인해 높아진 전기요금으로 인한 대외 수출 경쟁력 저하 및 물가상승 등 국가 경제와 국민에 미치는 영향을 고려할 때 현실적인 대안을 찾기는 힘들 것으로 보인다.

그러나, 최근 한전의 계속된 적자로 인한 재무 불안정으로 전기요금 인상의 불가피성이 대두되고 있고, 전력거래소 주관으로 용량요금체계 변경 등 전력거래시장은 영규칙 개선을 위한 노력의 움직임이 활발한 점을 감안하여 경제적 타당성이 현재보다 개선된다는 전제와 더불어 전력수요 대비 공급이 부족한 상황에서 노후 국내무연탄 발전소의 리파워링이 불가피하다면, 연구한 경제성을 기초로 영동화력의 리파워링 방안을 아래와 같이 제시하고자 한다.

내부수익률을 근거로 경제성만을 고려하여 리파워링을 추진한다면 500 MW급 유연탄 석탄화력 2기를 건설하는 시나리오가 가장 우수하나, 345 kV급 송전선로 및 연료공급 부두 건설에 따른 인허가와 민원 등으로 인한 공사기간 장기화 또는 사업추진 자체가 무산될 우려가 있고, 200 MW급 유동층 석탄화력 2기를 건설하는 시나리오의 경우는 유동층 보일러의 특성에 맞게 저급탄 연소와 국내 무연탄 소비의 완충제 역할을 할 수 있다는 장점이 있지만 경제성 분석 결과도 3개의 시나리오 중에 가장 낮을 뿐 아니라 상대적으로 낮은 효율과 용량 대비 높은 초기투자비로 경제성을 확보하기는 매우 어려울 것으로 판단된다.

750 MW급 LNG 복합화력을 건설하는 시나리오의 경우는 내부수익률을 기준으로 한 경제성은 3개의 시나리오 중에서 두 번째로 높지만, 기존 영동화력의 유희부지에 건설공사를 수행하여 기존설비 운영과 복합화력 건설을 동시에 추진할 수 있어 경제적으로 유리하고, 초기투자비가 상대적으로 적어 재무적인 부담이 제한적이다. 또한, 2013년 삼척 LNG 인수기지 건설에 따른 연료의 수급이 수월하다는 점과 동일용량의 석탄화력과 대비하여 CO₂ 배출량이 상대적으로 적어 온실가스 배출에 따른 경제적 부담도 완화할 수 있는 경제적 장점과 더불어 2018년 평창 동계올림픽 개최와 2010년 12월 발표된 동

해안권 발전종합계획에 따른 인구유입과 산업 활성화로 지역적 전력수요 증가에 친환경적으로 대비할 수 있다는 비시장적 가치를 고려하면 영동화력을 750 MW급 LNG 복합화력으로 리파워링하는 것이 효과적인 방안이라 판단된다.

5. 결론

본 연구에서는 현재의 변동비 반영 전력거래시장제도에서 설비용량 125 MW, 200 MW의 국내 무연탄발전기 2기를 리파워링함에 있어 경제성을 분석한 결과, 내부수익률이 750 MW급 LNG 복합화력 1기로 하였을 때는 2.34%, 500 MW급 유연탄 석탄화력 2기로 하였을 때는 3.56%, 200 MW급 유동층 석탄 화력 2기로 하였을 때는 2.31%로 나타남에 따라 경제성 분석의 기준인 할인율 7%보다 낮기에 경제적 타당성을 확보하지 못하는 것으로 확인되었다. 또한, 보정계수 제도와 용량요금체계가 규제위주에서 시장중심으로 개선되어 경제적 타당성이 현재보다 개선되고, 전력수요 대비 공급이 부족한 상황에서 노후 무연탄발전소의 리파워링이 불가피하다면 연구된 경제성을 기초로 초기투자비가 적고, 유희부지 활용과 연료수급이 용이한 750 MW급 LNG 복합 화력으로의 리파워링이 효과적인 방안이라고 제시하였다.

참고문헌

1. 지식경제부, 2010, “제 5차 전력수급기본계획 (2010 ~ 2024년)”.
2. 한국남동발전, 2012, “2011년도 기말 종합 경영실적 분석”.
3. 대우엔지니어링, 2009, “안산 청정에너지 발전사업 타당성 분석보고서”, pp.II 1-33.
4. Kim, S. M., 2012, “Economic Analysis on Repowering Plans for a Outworn Anthracite Power Plant”.