

수도권 지역난방연계 열병합발전소의 기반기금 지원과 개선방안

論文

53A-2-4

A Study on the Improvement of Subsidy Program for CHP Plant Connected with Capital Region District Heating System

金滄守*·李昌浩**

(Chang-Soo Kim · Chang-Ho Rhee)

Abstract - CHP system supplies electricity and heating together with high efficiency. Current utility's CHP system uses electric power by itself and sells thermal energy to KDHC(Korea District Heating Corporation). CHP's operation cost except sales revenue of heating was covered by the sale revenue of electricity. Thus Electric generation cost in district Heating CHP system has close relationship with the level of heating price.

However, after the restructuring of electricity industry, the operation cost could not be covered by sales revenue of heating and electricity. This loss was compensated by energy subsidy program in the electric power industry infrastructure fund.

This paper suggests reasonable evaluation and improvement methods of the loss calculation of CHP system utilizing the infrastructure fund efficiency. In terms of the direction of support by the fund, it provides the methods to prevent inefficient operation through setting up the upper limit of subsidy and to improve the loss calculation. Moreover, it suggest fixed rate support by heating supply level and reducing subsidy gradually for an efficient operation of CHP system.

Key Words : District Heating, CHP system, Infrastructure fund, Subsidy program, Co-generation

1. 서 론

열병합발전(CHP)은 열과 전기를 동시에 생산하여 전기만 생산할 경우의 낮은 효율에서 발전후 나오는 배열을 동시에 활용함으로써 효율성과 경제성을 높이는 발전방식으로, 우리나라를 비롯하여 선진국에서도 널리 보급되고 있다. 열병합발전의 보급은 초기에는 산업체 등에서 공정에 필요한 열 수요를 공급하기 위하여 산업체 자가발전 또는 집단에너지 발전으로 보급이 이루어졌다. 이러한 발전방식은 공장이 가동되는 기간동안에는 열수요가 꾸준히 발생하므로 열병합의 이용률이 높은 발전방식으로 보급되었다.

지역난방을 위한 집단에너지사업은 '80년대 고유가시대에 에너지정책의 일환으로 도입하였으며, '85년 목동지역의 지역난방을 시점으로 시작하여 '90년 초에는 분당, 안양, 일산, 부천 등 수도권 지역의 열 공급으로 확대되었다. 여기에 필요한 열 및 전력생산을 위하여 LNG복합화력을 이용한 열병합발전소가 건설되었다. 이후에도 지역난방업자 등에 의하여 독자적인 열병합발전소 건설이 이루어졌다. 지역난방을 위한 열 공급은 앞에서 일반적으로 사용되는 산업체 공정에 필요한 공급과는 달리 주거용 난방에 대부분 사용되므로 지

역난방은 열수요의 계절적인 편차가 매우 큰 편이다. 이러한 열수요의 계절별 차이는 지역난방용 열병합발전소의 계절적인 운용에 불리하게 작용하게 된다.

외국과는 달리 우리나라의 LNG복합화력은 LNG수송비용 등으로 연료가격이 높아서 전력시장가격이 높은 주간시간대에 발전을 담당하고 있다. 반면, 열 수요는 겨울철에 집중적으로 발생하고 있으며, 심야시간에도 난방열 공급을 위해 발전해야 하는 등 전기수요에 따른 발전패턴과 다른 형태로 열병합발전 운전이 이루어지게 된다.

지금까지 과거 한전소유(분당복합, 일산복합, 서울화력)의 열병합발전소는 단일 전기사업자로 운전되었으며, 단일사업자의 경우에 전기요금은 규제요금으로 열병합발전소 운영에 필요한 비용을 전기요금에서 회수하였다. 이에 따라 열병합발전소 운전에 따른 소요비용 회수는 열 판매에 따른 회수 금액을 제외한 모든 비용을 전기판매요금에 전가되었다.

최근 전력분야에 시장경쟁을 도입함에 따라 과거와는 달리 시간대별로 시장가격이 결정되는 시스템으로 운용되고 있다. 이에 따라 과거 상호보조의 개념으로 전기요금에 포함된 비용들이 시간별 발전원가 및 전기가치가 노출되어 드러나게 되었다. 특히, 지역난방을 위한 열병합발전의 경우에 겨울철 심야시간대 낮은 전기요금 시기에 열생산을 위한 전력생산은 전기가치 측면에서 시장가격과 열병합발전소 발전단가와와의 차이에서 많은 손실을 가져오고 있다. 현재 이러한 손실은 전력산업기반기금의 타에너지지원사업으로 지원하고 있다.

본 연구는 앞으로 지속적으로 발생할 수 있는 수도권 지

* 正 會 員 : 韓國電氣研究院 前任研究員

** 正 會 員 : 韓國電氣研究院 責任研究員, 室長 · 博士

接受日字 : 2003年 10月 20日

最終完了 : 2003年 12月 1日

역난방과 연계된 열병합발전¹⁾의 손실지원 방법에 대하여 효율적인 지원이 이루어질 수 있는 개선방안을 고찰하고, 앞으로 경쟁체제에서 해당 열병합발전소에 대한 시장신호가 국가적 측면에서 경제적인 신호로 작용할 수 있는 지원방안에 대하여 분석한다.

2. 지역난방을 위한 열병합발전 현황

2.1 집단에너지 열병합발전소

현재 우리나라에서 열병합발전소를 이용한 지역난방 열공급은 서울시의 목동열병합을 시작으로 한국지역난방공사, LG파워, 서울에너지, 안산도시개발, 인천공항에너지 등이 있으며, 한국지역난방공사를 제외하고는 해당 지역의 지역난방공급사업자이다. 다음의 <표 1>은 지역난방용 열병합발전소의 현황을 나타낸 것이다.

표 1 집단에너지 지역난방 열병합발전소 현황

Table 1 The Present District Heating CHP

발전소	사업소		사용 연료	발전 (MW)	열생산 (Gcal/h)
	발전	열			
서울화력	중부발전	한남	LNG	388	387
분당복합	남동발전	한남	LNG	940	903
일산복합	동서발전	한남	LNG	900	830
수서CHP	한남	한남	소각열	13.3	36
대구CHP	한남	한남	중유	43.5	71
수원CHP	한남	한남	중유	43.2	71
청주CHP	한남	한남	중유	61.4	105
목동CHP	서울시	서울시	LNG	21.5	42
노원CHP	서울시	서울시	LNG	37.0	72
안산CHP	안산	안산	중유	62.6	102
인천공항 에너지	공항	공항	LNG	127	103
안양복합	LG파워	LG파워	LNG	475	
부천복합	LG파워	LG파워	LNG	475	

주) 한남(한국지역난방공사), 안산(안산도시개발), 공항(인천공항에너지)

위의 표에서 보는 바와 같이 수도권은 환경제약에 따른 연료규제로 LNG를 이용하여 열병합발전소를 운영하고 있다. 이들 지역에서는 개별난방 및 아파트단지 집단난방을 위해서도 LNG등 청정연료를 이용한 난방으로 규제하고 있다. 열병합발전소 중에서 서울, 분당, 일산, 안양, 부천복합발전은 수도권의 전력공급에 대한 목적이 포함되었으나, 타지역 CHP는 민간 또는 공공의 자율적 투자로 건설되었다. 최근, 안양과 부천은 민간으로 열병합발전소를 매각하였으며,

매각시에 열 공급에 따른 비용을 반영하여 LG파워에 매각되어 열과 전기공급이 하나의 회사에 의해 이루어지고 있다. 따라서 정부의 타에너지지원사업 지원대상 열병합발전소는 기존 한전이 운영하다 발전사업자별로 분리된 서울, 분당, 일산의 열병합발전소에 한정하여 지원하고 있다. 즉, 타에너지지원사업 지원대상 발전소는 구조개편으로 지금까지 전기요금에 포함되어 있던 지원금이 도출됨에 따라 나타나는 비용보상차원에서 설정한 것이다. 수도권외의 나머지발전소 중에서 목동, 노원 등은 서울지자체 등에서 관리하고 있으며, 나머지는 경제성 등에 따라 자율적으로 참여한 사업자에 해당한다. 따라서 위에서 언급한 3개의 발전소에 한정하여 분석한다.

2.2 지원대상 열병합발전소의 운영실태

지원정책 대상인 서울, 분당, 일산CHP 중에서 서울화력은 LNG기력발전이며, 분당과 일산은 LNG복합화력 발전소이다. 이에 따라 같은 LNG연료를 사용하나 각기 다른 발전 방식과 열효율, 열전비율 등 특성이 다르므로 운영형태도 달라진다.

다음의 <그림 1>은 열병합발전의 패턴을 분석하기 위해 A발전소의 월별 송전량과 열 공급량을 분석한 그래프이다. A발전소는 운전모드에 따라 열병합발전과 전기단독인 복합화력으로 운전이 가능하다. 따라서 열수요가 없을 경우에는 발전전용으로 운전이 가능하며, 열수요가 있을 경우에는 열병합발전으로 열과 전기가 동시에 생산된다. 그림에서 전력생산과 열 생산의 패턴이 비슷하여 대부분 열병합발전으로 운전이 되는 것으로 보이며, 1월경에 열수요가 가장 높아서 전력생산도 많았다. 여름철에는 열수요가 적어 열병합발전 운전에 의한 열 및 전력 생산이 적다. 이는 여름철에는 복합화력으로 전기단독 운전을 할 수 있으나, 열병합발전소의 낮은 열효율특성²⁾으로 인하여 경제적인 급전순서에서 다른 복합화력보다 이용률이 낮음을 알 수 있다.

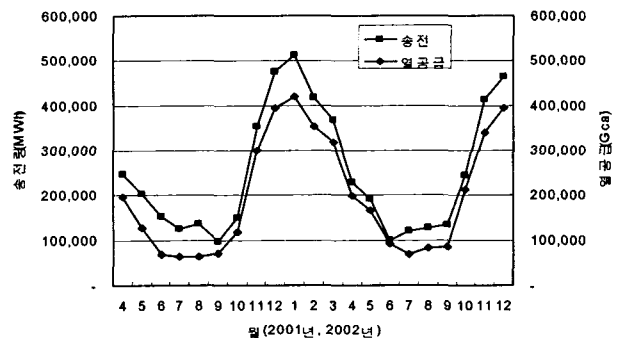


그림 1 열병합발전소 월별 운영실적(A발전소 기준)

Fig. 1 Monthly Operation Result (A Plant)

<그림 2>와 <그림 3>은 A발전소의 열병합발전기 2기에 대하여 겨울철 대표 12월과 여름철 대표 8월의 시간대별 운전패턴을 분석한 것이다.

1) 열병합발전은 산업체, 호텔, 지역난방 등 다양한 분야에서 사용되고 있으며, 여기서 언급한 열병합발전은 집단에너지 지역난방을 위한 열병합발전 중에서 기반기금에서 손실을 지원받고 있는 설비로 한정한다.

2) LNG복합화력 중에서 전용발전기가 열병합발전기보다 설비구성 측면에서 최적화되어 열효율이 높음

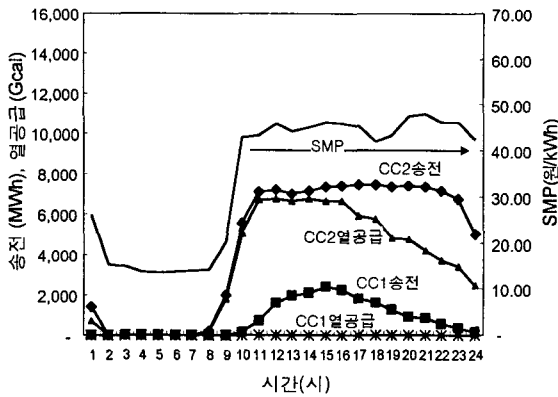


그림 2 열병합발전소 시간별 운전패턴(8월)
Fig. 2 Hourly Operation Pattern (August)

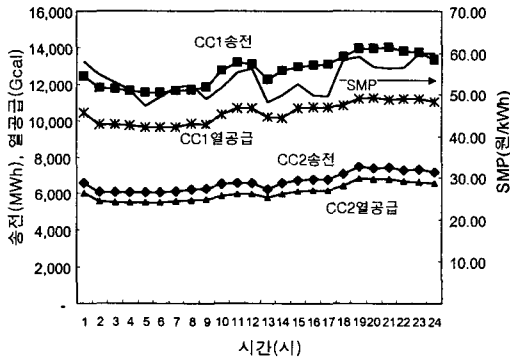


그림 3 열병합발전소 시간별 운전패턴(12월)
Fig. 3 Hourly Operation Pattern (December)

위 그림에서 겨울철에는 거의 대부분 출력을 열병합 발전으로 운전하고 있으며, 열 생산을 위해 심야시간에도 높은 출력으로 전력도 함께 생산됨을 알 수 있다. 12월은 모드1 운전중량 기준으로 이용률이 CC1 76% 및 CC2 70%로 평균 74%의 이용률을 나타낸다. 8월은 CC1은 전기단독 운전으로 이용률 5%정도이며, CC2는 열병합 운전으로 이용률 45% 정도이다. 따라서 여름철에는 CC1 발전기는 복합화력 발전으로 주간시간대만 일부 운전하고, CC2 발전기는 주간시간대에 열병합으로 운전하여 낮은 열 수요를 공급하는 패턴으로 운전된다. 이는 평균 SMP에서 나타난 것과 같이 주간시간대 외에는 낮은 SMP로 열병합발전소의 발전비용(변동비) 이하이며, 특히 정부의 안정적인 전력공급 시책으로 공급에 비율이 높아서 여름철에 열효율이 낮은 열병합발전소는 상대적으로 이용률이 낮아지기 때문이다.

3. 열병합발전소 열판매 단가와 기금지원

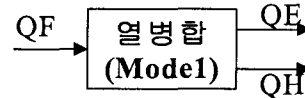
3.1 발전소운영 손실발생과 기금지원

전력산업구조개편으로 지금까지 전기요금에 포함되어 지원된 부분이 외부로 나타나게 되었다. 특히, 열병합발전은 발전소 운영비용중 열 판매에 의한 회수비용을 제외한 모든 비용이 전기요금으로 회수하였으나, 구조개편 후에는 전기가격이 시장에서 형성되어 더 이상 요금에 전가하는 시스템

로 운영될 수 없다. 따라서 이에 대한 비용은 구조개편 이행기에는 기반기금으로 지원하도록 제도화 되어 있다. 산업자원부 고시의 타에너지지원사업에는 국내석탄산업 지원을 위한 국내무연탄발전 지원사업, LNG산업 지원을 위한 액화천연가스발전지원사업, 집단에너지사업 지원을 위한 열병합발전지원사업, 대체에너지를 이용하여 전기를 생산·공급하는 발전사업자를 지원하는 대체에너지발전지원사업 등이 있다. 집단에너지를 위한 열병합발전지원사업은 현재 기존 한전의 설비 중에서 구조개편으로 손실이 발생하는 발전설비로 분당, 일산, 서울 등 3개의 발전소에 한정하여 지원하고 있다.

분당, 일산 복합화력은 다음과 같은 다양한 형태의 운전이 가능하다. 가스터빈과 스팀터빈을 이용한 복합화력으로 스팀터빈에 소요되는 일부 열을 지역난방을 위해 추가하는 형태이다. 열병합발전은 열추기 형태에 따라 다양한 운전형태가 가능하며³⁾, 경제적으로 열병합을 운전하기 위해서는 대부분 모드1(전기:GT 및 HST, 열: HST의 배열)로 운전되고 있다.

열병합발전소가 지역난방에 판매하고 있는 열 요금은 고정비 회수분과와 변동비 회수분이 있으며, 열병합발전의 경우 변동비가 많은 부분을 차지하고 있다. 변동비만 고려시 열병합발전소 운전조건은 열병합발전을 위해 소요된 연료비용과 열병합 운영에 의한 열 및 전력 생산에 의한 수입을 비교하여 비용보다 수입이 높아야 한다.



- QF: Mode 1 시간당 연료사용 (Gcal)
- QE: Mode 1 시간당 발전량 (MWh)
- QH: Mode 1 시간당 열공급량 (Gcal)

비용보다 수입이 높은 조건은 다음과 같다.

$$QF_i \times FC_i < QE_i \times EC_i + QH_i \times HC_i$$

- FC: 연료단가 (원/Gcal)
- EC: 해당시간대 전력가치(원/kWh)
- HC: 해당시간대 열판매단가(원/Gcal)

지금까지 열판매단가⁴⁾ 기준은 열공급을 위해 전기공급을 줄여야 하는 출력의 비율만큼 열판매단가로 결정하는 감발

3) LNG복합화력은 가스터빈 및 배열회수보일러에 의한 고압기력터빈, 저압기력터빈에 의해 발생한 회전력을 이용하여 발전하며, 저압터빈에서 나온 증기는 응축기를 통하여 보일러로 회수. LNG복합화력의 열병합 운전형태로 5가지의 운전형태가 있음.

모드1은 가스터빈, 고압기력터빈을 가동후 배출되는 열을 열공급에 이용(표준열병합), 모드2는 가스터빈 단독운전, 모드3은 LNG복합화력으로 운전, 모드4는 배열회수보일러에서 나오는 열을 모두 열공급에 이용, 모드5는 모드1에서 고압기력터빈에서 배출되는 열중에서 일부는 저압터빈으로, 나머지는 열로 배출하여 전기출력을 높임.

4) 여기에서 열판매단가는 열병합발전소가 열을 지역난방회사에 판매하는 경우에 적용되는 요금단가를 지칭함.

보상을 채택하였으며, 전기출력 손실에 따른 수입손실은 발전전용 출력시 전기생산 연료비용을 기준으로 하였다. 최근에는 요금현실화로 감발보상으로 결정된 열판매단가에 일정 비율을 보정하여 열판매단가를 적용하고 있다.

단위연료 사용에 의한 열 및 전기생산이 일정할 경우에 전기부분에서 비용회수 여부에 따라 열부분의 회수비용 수준이 결정된다. 다음은 LNG 연료가격을 30,000원/Gcal로 전제할 경우에 연료비를 회수할 수 있는 열판매단가와 전기가격을 나타낸 것이다.

표 2 열판매단가 변화에 따른 전기부분 발전원가 변동
Table 2 Change of Electricity Generation Cost by Changing Heating Price (A Plant)

구분	열판매단가 (원/Gcal)	전기생산원가 (원/kWh)	열판매의 전기가치 (원/kWh)
열병합발전 운전 (연료가격: 3만원/Gcal기준)	8,913	60.12	60.12
	10,834	58.51	73.08
	16,400	53.85	110.62
	18,231	52.24	123.58
전기단독생산 운전	-	60.12	-

<표 2>에서 열판매단가가 높아짐에 따라 상대적으로 전기부분의 발전원가가 낮아짐을 알 수 있다. 예로서, 열판매단가가 16,400원 일 경우에 시장가격이 53.85원 이상이면 열병합발전으로 시장에 참여하는 것이 유리하며, 시장가격이 110.61원 이상이면 CHP운전보다는 전기단독복합이 유리함을 알 수 있다.

현재의 열판매단가 수준에서 전기생산원가와 시장가격을 고려한 시장참여가 가능하면 손실은 보지 않는다. 그러나 심야시간대는 전기원가보다 낮은 시장가격에서도 발전하여야 하므로 손실이 발생된다. 특히, 전력시장가격이 42원/kWh이하일 경우에는 LNG보일러에 의한 열공급이 열병합발전보다 유리하게 적용될 수 있다. LNG보일러의 효율을 고려하더라도 40원/kWh이하일 경우에 LNG보일러에 의한 열공급이 경제적이다.

<그림 4>는 LNG 연료가격이 주어진 경우에 전력시장에서 결정되는 시장가격과 열공급자와의 계약인 열판매단가와 의 관계에서 경제적인 열병합발전 운전구간을 나타낸 것이다. 좌하 구간은 비경제적인 운전구간으로 전력시장가격과 열판매단가가 낮아서 열병합발전이 투입되는 연료비를 회수할 수 없는 구간이다. 좌상구간은 열판매단가가 낮은 반면에 전력시장가격이 상대적으로 매우 높아서 전기단독발전이 열병합으로 인한 전기출력 감소보다 수익이 높은 구간이다. 우상 구간은 열병합발전이 유리한 구간이다. 이 구간에서는 열병합을 위해 전기출력이 줄어드는 손실보다 열판매 수익이 높아서 열병합발전이 유리한 구간으로 나타난다. 따라서 기반기금에 의한 보조금이 없을 경우에 발전사업자는 아래의 그림에서 나타난 운전형태를 유지하는 것이 수익 면에서 가장 경제적인 운전모드이다.

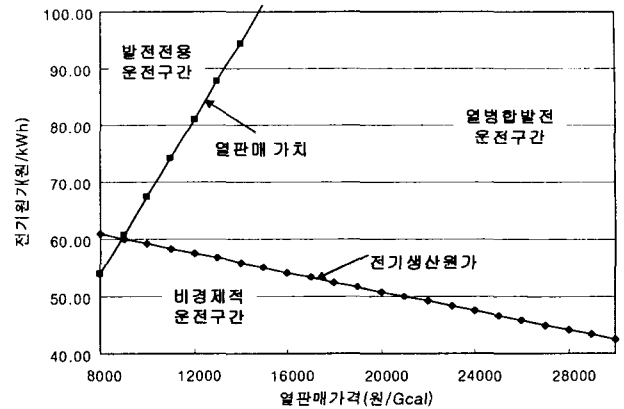


그림 4 열판매가격과 전기가격에 따른 열병합발전소 경제 운전구간 및 운전방식

Fig. 4 Economical Operation Block and Style by Heating and Electricity Rate.

3.2 기반기금의 열병합발전 손실지원 문제점

위의 그림에서 분석한 바와 같이 현재 지역난방에 판매되는 열판매단가가 정해질 경우에는 시장의 전기단가 수준에 따라 비경제적인 운전구간, 열병합발전 운전구간, 발전전용 운전구간 등으로 분류된다. 열병합발전 운전구간이나 발전전용 운전구간에서 운전될 경우에는 판매수입이 연료비용보다 크므로 경제성이 있으나, 비경제적인 운전구간에서 열공급을 위하여 열병합발전이 운영될 경우에는 연료비용을 회수하지 못하게 된다. 전기생산원가보다 낮은 시장가격시대에 열공급을 위한 전력생산으로 열병합발전 운영손실이 발생한다. 이러한 손실발생은 열병합발전의 전기/열 관계특성에 따른 원가가 제대로 반영되지 않기 때문이다. 즉, 과거에는 열판매단가가 결정됨에 따라 전기가격이 결정되나, 현재에는 이미 시장에 전기가격이 시가대별 가치를 반영하여 시장가격을 형성되어 있다. 따라서 주어진 열판매단가에서는 낮은 시장가격에서 손실이 발생한다. 현재 보상체계는 열생산을 위해 발전한 전기에 대해서는 시장가격과의 차이를 전액 보상해주고 있다.

$$\text{기금지원액} = (\text{변동비원가} - \text{정산단가}) \times \text{열공급계약발전량} - \text{계약열판매 수입}$$

현재 타에너지 지원규정에 의한 기존 한전의 열병합발전 설비에 대한 열공급 손실비용 지원은 다음과 같은 문제점을 내포하고 있다.

- 손실분을 100% 지원하고 있으며, 이에 따라 사업자의 손실감소 노력을 위한 유인책이 사라짐
- 지속적인 열공급 수용증가(자연증가 및 수용가확대)에 따른 손실증대로 지원금액이 지속적으로 상승될 수 있음
- 타 열병합발전(안양, 부천)과의 형평성 등이 발생할 수 있음.
- 서울화력의 비효율적인 열병합발전 운영의 문제

열공급에 따른 손실비용에 대하여 100%지원이 이루어지면 발전사업자는 전력시장가격이 낮은 시간대에도 손실을

보상받으므로 손해가 없으며, 지역난방사업자는 보일러생산보다 낮은 단가로 열병합의 열을 공급받을 수 있으므로 사업자의 손실감소 노력의 요인이 없어진다. 이는 국가적으로 보일러에 의한 열생산이 경제적인 시간대에도 기금지원으로 지역난방 사업자는 열병합으로부터 구입이 낮은 가격이므로 지속적인 손실발생이 불가피하다.

다음의 <표 3>은 2002년 열공급비용 구성을 나타낸 것이다. 여기에서 열생산 원가는 열 및 전기를 생산하는 CHP비용에서 전기부분의 수익을 제외한 비용을 나타낸 것이다. 표에서 A발전소와 B발전소는 열병합발전에 의한 열생산원가가 전용보일러에 의한 생산원가 3만원/Gcal보다 낮아서 열병합발전의 타당성을 확보하고 있으나, C 발전소는 전용보일러에 의한 생산원가보다 높다. 이는 국가적으로 비효율적인 열병합발전소 운영임을 알 수 있으며, 기금지원에 의한 열병합발전운영의 지속을 재검토할 필요성이 있다. 즉, 열병합발전으로 운전하기 보다는 필요시 발전전용으로 운전하는 것이 경제적인 운전이다.

표 3 열병합발전소 열공급비용 구성(2002년 실적)
Table 3 Structure of Heating Supply Cost(2002)

(Won/Gcal)			
구성	A발전소	B발전소	C발전소
열생산 원가	22,920	23,300	49,980
열판매 단가	12,960	14,530	22,320
기금손실지원	9,960	8,770	27,660

위의 표에서 열생산 원가는 열병합발전소의 발전효율, 전기판매가격 등에 따라 달라진다. 즉, 전기판매가격이 높아지면 상대적으로 열생산원가는 낮아지게 된다. 2002년의 경우에는 겨울철에 부하패턴 대비 기저발전설비가 부족하여 심야시간대에도 높은 시장가격이 형성되어 상대적으로 열생산원가가 낮게 되었다. 만일 이것이 해소되면 열생산원가는 상대적으로 높아져 손실분의 기금지원액이 높아지게 된다.

4. 기금지원 개선방안

주력산업기반기금의 열병합발전 지원은 공익성과 효율성을 달성할 수 있는 방향의 지원형식을 가져야 한다. 또한, 발전사업자와 집단에너지 공급자도 최적비용으로 열공급이 유도되는 노력을 유지하도록 지원되어야 한다. 그러나 현재의 기금지원은 손실부분에 대하여 전액 기금으로 보전하는 형태로 구성되어 있으므로 손실최소화 및 국가차원의 최적화 운영을 유도할 수 있는 신호를 감소시켜 비경제적인 운영이 될 수 있다. 따라서 지금까지 열병합발전소 운영과 지원실적을 분석한 결과를 토대로 다음과 같은 개선안을 도출하였다.

4.1 지원액 산정방법의 개선

4.1.1 경제적인 열병합발전에 대한 지원

현재 열공급을 위하여 비경제적인 열병합발전 운전까지

지원하는 시스템을 개선하기 위한 것이다. 즉, 전력의 시장가격이 정해진 수준 이하일 경우에 열병합에 의한 열공급보다 LNG보일러에 의한 열공급을 유도한다. 즉, 지금과 같이 손실부분에 대하여 전액 지원하면 열병합발전회사 및 집단에너지사업자에 손실이 없으므로 가능한 열병합발전 운전으로 열을 공급하는 것을 선호할 것이다.

보일러운전에 의한 열공급이 경제적인 경우에 이러한 운전형태를 유도하기 위한 지원이 필요할 경우에는 열병합발전의 최대 지원금액(Gcal당 지원금액) 수준에서 결정되는 것이 필요하다. 따라서 다음의 조건을 만족할 경우에 다음의 조건이 충족되는 범위에서 열병합발전 운전이 필요하다.

$$\text{열병합발전에 의한 열공급 운전조건} = FC \times QH > FC \times QF - EC_1 \times QE$$

이에 따라 열공급당 기금지원액의 상한은 다음과 같다.

$$\text{공급열량당 기금지원액} = \frac{FC \times QF - EC_1 \times QE - HC \times QH}{QH} < (FC - HC)$$

이를 기준으로 손실지원액에 대한 상한을 설정함으로써 비경제적인 열병합발전을 운전하는 것을 방지할 수 있다.

4.1.2 열판매단가 인상의 경우 손실감소를 반영

주간시간대 열병합발전 운전시에는 열판매단가가 주간시간대와 심야시간대에 동등하게 인상되면 열판매에 따라 전기부분은 상대적으로 생산단가가 낮아지게 된다. 즉, 모드1로 운전할 경우에 열판매에 의한 회수가 많아지면 상대적으로 전기분야에서 회수부담이 낮아서 모드1의 전기단가는 낮아지게 된다. 이에 따라 전기부분의 시장단가와와의 차이로 수익이 늘어나게 된다. 이를 개선하기 위해서는 주간시간대 편익수준을 복합화력 발전단가로 산정하고 복합화력 발전단가와 모드1단가와와의 차이는 기금에서 편익으로 흡수하여 심야시간대 손실산정에서 감소하는 것이 필요하다.

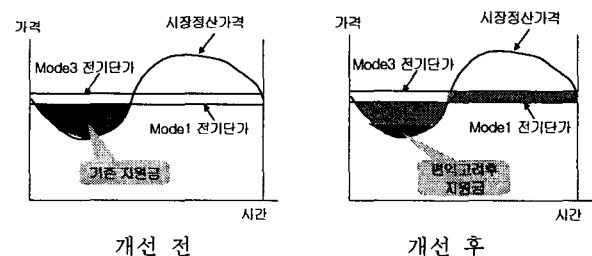


그림 5 기금지원 손실액산정의 개선효과

Fig. 5 Improve Effectiveness of Calculating the Amount of Loss

위의 그림에서 모드1의 전기단가는 열병합발전을 위한 변동비용 중에서 열판매에 의한 수입을 제외한 비용을 회수하기 위한 단가이다. 따라서 열판매단가가 상승하면 그만큼 모드1의 전기단가는 낮아지게 되며, 주간시간대 열병합발전 사업자의 수익이 증가한다. 이는 열판매단가 상승에 의한 효과이며, 이를 모두 열병합사업자에게 지원하는 것은 불합리하다. 즉, 전체 변동비용이 주어지고, 전기가격도 시장에서

결정되므로, 나머지 열생산 단가는 변동비용에 전기가격에 의한 수익을 제외한 금액회수가 된다. 이를 적용할 경우에 열판매단가는 심야시간대 높은 요금을 적용하고, 주간시간대 낮은 요금을 적용하여야 한다. 이러한 효과로 주간시간대 전기전용 발전에 의한 수입을 초과하는 부분에 대해서는 위의 <그림 4>에서와 같이 손실부분에 반영하여 기금손실을 감소시키는 것이 필요하다.

위의 방식을 실제 계산에서 산정하여 적용하는 것은 산정방법에 있어서 복잡하므로 현재의 산정방식에서 주간 및 저녁시간대와 심야시간대의 열판매단가를 차등적으로 적용하여 운영하는 것이 필요하다.

- 주간 및 저녁시간대 열판매 단가기준 : 복합발전 운전에 의한 발전비용 단가를 적용하여 열병합발전에 의한 감발전력을 적용

$$\text{주간열판매단가(원/Gcal)} = \text{모드3 전기단가(원/MWh)} \times \text{모드1 감발률(MWh/Gcal)} \times \text{조정계수}$$

- 심야시간대 열판매단가 : 나머지 부분을 심야열판매단가에 전가하여 심야시간대 손실증가에 따른 열생산단가의 차등을 반영

$$\begin{aligned} \text{심야열단가(원/Gcal)} &= (\text{총열량} \times \text{기준단가} - \text{주간열량} \times \text{주간단가}) / (\text{총열량} - \text{주간열량}) \\ &= (\text{기준단가} - \text{주간열량비율} \times \text{주간단가}) / (1 - \text{주간열량비율}) \end{aligned}$$

아래의 <표 4>는 열판매단가 인상에 따른 효과를 나타낸 것이다. 열판매단가 인상에 따라 열병합발전사업자는 열효율 48%(송전단기준)의 복합화력 운전이 되며, 이는 같은 시기에 건설된 복합화력발전소 열효율 44.4% 보다 높다.

표 4 열병합발전소 열판매단가 인상에 따른 효과
Table 4 The Effect of Increasing Heating Rate

구분	열판매 단가 (원/Gcal)	모드1 전기단가 (원/kWh)	등가 열효율 (송전단)
전기출력 감발부분을 열판매단가에 적용	8,913	60.12	42.91
현행 열판매단가 적용	16,400	53.85	47.92

따라서 열병합발전소가 주간시간대 발전할 경우에 열판매수입에 의해 약 4원/kWh정도 편익이 추가적으로 발생하며, 이는 심야시간대 열손실 발생에 고려하여 손실금액을 감소시키는 것이 필요하다. 이를 고려할 경우에 주간의 경제적인 시간대 발전이 전체 제약발전의 50%로 가정할 경우에 34억 정도 추가편익이 되며, 이를 기금감소에 적용할 경우에 현재 기금지원액의 20%정도를 감소시킬 수 있을 것으로 기대된다.

4.1.3 수도권 계통제약을 반영

현재 열병합발전은 겨울철 열공급계약으로 심야시간대에

도 발전을 수행하게 되며, 발전에 따른 전력부분 수입은 전력의 시장가격으로 결정된다. 최근 겨울철 심야시간대에는 기저설비는 주간시간대와 마찬가지로 운전되어지나, 중간 및 첨두발전 설비는 부하패턴에 따라 정지 또는 감발하게 된다. 대부분의 중간 및 첨두발전설비는 수도권인 경인지역에 집중되어 있으며, 이에 따라 심야시간대 계통제약으로 인하여 경인지역의 복합화력이 투입되는 경우가 발생한다. 계통제약에 의해 투입되는 경우에는 해당 발전소는 발생하는 변동비용 모두를 회수하게 된다.

겨울철 수도권에 계통제약이 발생하면 수도권에 직접 발전하여 공급하는 열병합발전소(분당, 일산 등)는 제약해소에 많은 역할을 하게 되며, 이 발전이 투입되지 않으면 계통제약 용량이 늘어나게 된다. 따라서 수도권 계통제약에 의해 경인지역 복합화력이 투입될 경우에는 열병합발전소의 시장가격도 열계약이 아닌 계통제약에 준하는 가격보상이 이루어져야 한다. 이 경우에 시장운영규칙에 이를 반영하는 것이 필요하다.

4.2 기금지원 방법의 개선

4.2.1 발전소별 연간 지원금액 정하여 지원

발전소별로 월별 발생하는 기금지원을 분석하여 차년도부터는 해당 지원액을 일괄적으로 지원하여 지원액 산정에 따른 노력을 감소하고 열병합발전의 운영효율을 높이는 것이 필요하다. 지원방법은 연간 지원액을 산정한 후에 월별 지원액 비율은 과거 지원실적을 바탕으로 분할하여 지원하는 것이다. 연간지원액 산정시에 과거 지원실적인 손실액을 상세하게 분석하여 산정한 지원수준을 바탕으로 산정하며, 사후적으로 전기판매수입, 열판매수입 등을 분석하여 지원수준을 조정한다.

위와 같이 전체적인 기금지원을 결정할 경우에는 정책적으로 점차 지원액을 줄여갈 수 있는 정책도출이 용이하다. 또한, 현재와 같이 손실액 산정의 경우에는 산정액수에 따라 기금지원액이 달라져 지원액산정 계획이 어려우므로 연간지원액을 정함으로써 기금소요액의 예측도 용이하게 된다. 또한, 열공급수용가의 확대, 열사용 증가 등으로 인하여 증가되는 기금소요액을 효율적으로 억제할 수 있으며, 기금지원액을 제외한 추가적인 비용은 열병합발전사업자와 집단지너지사업자간에 효율적인 운영으로 해결하는 요인이 된다.

4.2.2 기금에 의한 지원액 축소

연간손실 보상액 수준도 연차적으로 축소하여 열판매단가의 현실화를 유도한다. 이 경우에 지원액 수준에 대하여 예고하여 발전사업자 및 열공급자가 대응방안을 마련할 수 있게 한다.

기금의 열병합발전 지원에 대한 감소는 다른 열병합발전소의 지원에 대한 형평성에 있어서도 매우 중요하다. 현재 서울시가 운영하고 있는 목동과 노원지구 열병합의 경우에는 손실부분을 서울시에서 관리하고 있다. 이는 서울지역의 주거환경 개선을 위한 비용은 혜택을 받고 있는 지역에서 해결하는 방향이 필요하다.

기금은 전체 수용가에 의해 생성된 것으로 이를 특정지역

을 위해 지원하는 것은 전체적인 기금방향에서 개선되어야 할 사항이다. 열병합발전에 의한 전기분야 편익은 적절히 산정되어 열병합발전사업자가 전기판매시에 반영되어야 한다. 그 외에 발생하는 손실부분에 대해서는 집단에너지 등과 같이 정부차원의 다른 지원방안을 고려하는 것도 필요하다.

5. 결 론

지금까지 수도권 LNG열병합발전소의 운영현황과 기금지원에 대하여 분석하였다. 그 결과 다음과 같은 시사점과 개선대안을 도출하였다.

- 현재 분당, 일산열병합발전소는 열병합발전에 의한 열생산이 단독보일러에 의한 생산비용보다 낮아 열병합의 경제성을 확보하고 있으나, 서울화력은 보일러에 의한 열생산비용이 경제적이다. 그러나 손실에 대한 전액지원으로 열병합발전이 이루어지고 있으므로 국가적 차원에서 서울화력의 운전패턴과 열생산 방법의 개선이 필요하다.
- 기금지원방법에 있어서 열병합발전기의 열생산비용은 전기의 시장가격에 따라 달라지며, 전력시장가격이 정해진 수준 이하일 경우(예: 연료가격 3만원/Gcal 기준시 40원/kWh이하)에는 열전용보일러 가동을 의무화가 필요함. 이 경우에 기금지원은 열전용보일러 운영에 의한 집단에너지 손실액을 보전하기 위하여 일정 액수를 지원
- 손실액 산정방법에서 열판매단가 상승 의한 주간시간대 편익을 발전사업자에게 가는 문제를 해결하기 위해, 손실산정 방법의 개선과 시간대별 열판매단가 차등제도 도입이 필요함.
- 현행과 같이 손실액 정산개념으로 지원하면 복잡한 시간대별 손실액 산정이 요구되며, 이를 개선하고 효율적인 열병합발전 유도를 위해 매년 지원액수를 정하여 지원함으로써 발전사업자와 지역난방사업자의 상호 최적화를 유도
- 전력산업기금지원에 의한 열병합발전 보전은 구조개편 이행기에 의한 발생분이며, 기금지원을 단계적으로 축소를 예고하여 집단에너지사업자에 대한 열판매단가의 현실화 및 다른 방향에서 정책적인 지원으로 대처가 바람직함.

위과 같이 전력부분 기금지원을 효율적으로 활용하고, 기금지원을 특정대상에 대한 지원을 축소하기 위해서는 열병합발전에 대한 지원은 구조개편 이행기로 한정하고 지원방법에 대하여 새로운 시각이 필요하다.

참 고 문 헌

- [1] 한국전력공사, "합리적인 열수급조건 결정방안에 관한 연구", 연구보고서, 1996. 6
- [2] 권영한, 김창수, 진병문, 김진오, "지역난방용 열병합시스템의 최적운전패턴과 적정 열요금 구조", 에너지공학회지, 5권 2호, 1996.
- [3] 산업자원부, "타에너지 지원사업 운영요령", "개정고시", 2002. 6.

저 자 소 개



김 창 수 (金 滄 守)

1960년 7월 28일생. 1987년 2월 경북대 공대 전기공학과 졸업. 1990년 2월 동대학원 전기공학과 석사. 2001년 2월 동대학원 박사과정 수료. 1989년~1994년 한국전기연구소 연구원, 1994년~현재 한국전기연구원 선임연구원.

Tel : 031-420-6124, Fax : 031-420-6129
E-mail: cskim@keri.re.kr



이 창 호 (李 昌 浩)

1955년 10월 5일생. 1981년 전남대 사회대학 졸업, 1987년 부산대 대학원 경제학과 석사. 1997년 동대학원 경제학박사. 1996년~현재 한국전기연구원 전력산업연구실 실장.

Tel : 031-420-6120, Fax : 031-420-6129
E-mail : chrhee@keri.re.kr