

지역난방 규모에 따른 열병합발전플랜트의 경제적 최적용량 선정에 관한 연구

정찬교 · 김 훈

수원대학교 환경공학과, 환경청정기술연구센터

A Study on the Optimum Capacity of Combined Heat & Power Plant Related to Size of District Heating System

Chan Kyo Chung and Hoon Kim

Department of Environmental Engineering, Suwon University
Center for Environments & Clean Technologies

요 약

본 연구는 지역난방용 열병합발전 플랜트의 에너지 소비량을 저감시켜 경제적으로 운영할 수 있는 플랜트 구성 용량을 찾고자 하는데 목적이 있다. 이를 위하여 수치해석 프로그램인 CHPSIM을 이용하여 지역난방의 규모에 따라 열병합발전 플랜트의 구성요소 중 가스터빈과 증기터빈의 용량을 변화시켜 그에 따른 열추가소비량의 변화를 분석하였다. 수치해석 결과, 지역난방 규모별로 터빈용량 75 MW 배출가스온도 520°C의 가스터빈을 사용하는 경우를 기준으로 터빈용량 105.2 MW, 배출가스온도 540°C의 가스터빈을 사용하면 연간 약 17~18%의 열추가소비량을 절약할 수 있으며, 터빈용량 130~150 MW, 배출가스온도 560~580°C의 가스터빈을 사용하는 경우 약 34.7~35.8%의 열추가소비량을 절약할 수 있다.

Abstract—The purpose of this study is to find plant utilities capacity for economical operation of combined heat & power plant by reducing energy expenditure. Using a numerical simulation program CHPSIM, a comparative analysis of additional heat expenditure (AHE) of combined heat & power plant in relation to size of district heating has been performed within the comparison of the difference capacity of gas turbine and steam turbine. As a results, if a 105.2 MW gas turbine (exhaust gas temp. 540°C) installed in CHP plant can reduced 17~18% yearly the AHE than 75 MW gas turbine (520°C) installed. If a 130~150 MW gas turbine (560~580°C) installed, can reduced 34.7~35.8% of the yearly AHE.

1. 서 론

우리나라는 1차에너지의 97%를 해외수입에 의존하고 있으나, 경제성장과 더불어 삶의 질 향상에 대한 욕구 증가와 산업발달로 인해 에너지 소비량의 증가율은 지속적으로 증가하고 있다. 따라서 우리경제에서는 에너지 이용 합리화 및 원천적인 에너지 절약사업으로서 뿐만 아니라 대기오염 방지대책과 효과적으로 연계시켜 집단 에너지 사업이 추진되고 있다. 99년 말 현재 우리나라의 지역난방은 전국 주택수 11,000천 세대 중 911천 세대에 공급되어 보급율 8.3%에 이르고 있다. 그러나 이는 지역난방이 활성화된 유흥지역에 비해 상당히 부족

한 상태이다. 기후변화협약에 의한 국제적인 온실가스 배출저감 압력에 대한 대응의 일환으로서도 지역난방 보급의 확대는 충분히 시행되어야 하며, 국내 특성에 맞는 설계기술의 개발이 시급하다.

지역난방의 규모를 결정하는 요소는 열공급 대상 지역의 열부하이다. 열부하는 대상지역의 용도별 난방 대상면적과 설계기준온도를 고려하여 용도별 단위열부하를 산출하고, 이에 따른 용도별 열부하와 동시부하율을 고려하여 산출한다. 대상지역의 열부하에 의해 열공급설비의 용량이 결정되는데, 지역난방의 역사가 짧은 우리나라에서는 지역난방 플랜트의 설계에 있어서 외국의 기술에 대한 의존도가 높은 편이다. 그러나 우리나라와 외

국의 지역난방 플랜트의 설계기준이 되는 유럽지역과는 열부하의 기준이 되는 기후와 난방방식에 많은 차이점을 갖고 있다. 따라서 우리나라의 특성에 맞는 지역난방 플랜트를 개발하기 위해서는 국내 건설되어 열공급을 하고있는 지역난방 플랜트에 대한 검토가 필요하며, 이는 열원시설과 열수송시설 및 사용자시설에 대한 종합적인 검토이어야 한다.

본 연구에서는 이에 대한 기초연구로서 위에서 언급한 3가지 시설 중 열원시설인 열병합발전 시스템을 대상으로 하였다. 우리나라에 설치되어 있는 열병합발전 시설은 대부분이 가스 복합 화력 방식으로서 가스터빈, 배열회수 보일러, 고압 및 저압 증기 터빈으로 구성되어 있으며, 열공급시는 고압증기터빈에서 배출되는 증기를 지역난방용 열교환기로 배출하여 열을 공급하는 시스템으로 구성되어 있다. 여기서 열공급능력을 규정하는 가장 중요한 요소는 가스터빈, 배열회수보일러, 고압증기터빈의 용량이라 할 수 있다. 따라서 본 연구에서는 위의 3가지 구성요소의 용량에 따른 열병합발전 플랜트의 열소비량을 비교하여 그 적정성을 분석하고자 한다.

2. 평가 방법

열병합발전 플랜트는 열전용 플랜트나 일반 복수발전 시스템과는 달리 하나의 시스템에서 에너지 수준이 상이한 전기와 열에너지를 생산하므로 일반 발전시스템에 적용시키고 있는 기존의 평가방법을 이용할 경우 그 타당성이 저하된다. 따라서 본 연구에서는 열병합발전의 열과 전기와 열을 동시에 생산할 경우의 입열량과 이 두 종류의 에너지를 각각 일반복수발전과 열전용플랜트에서 발생시킬 경우의 입열량의 차이로 산출되는 열추가소비량(AHE: Additional Heat Expenditure)을 이용하여 평가 한다.

$$AHE=Q_{\text{og}}(P, Q_{\text{H}})-Q_{\text{cond}}(P)$$

열추가소비량 AHE는 일정량의 전기 P를 발생시키는 일반 복수발전의 입열량 Q_{cond} 과 열병합 발전시 이와 동일한 양의 전기 P와 난방열 Q_{H} 를 발생시킬 경우의 입열량 Q_{og} 의 상대적 비교로 산출되며, 전자의 경우 난방열을 발생시키기 위한 입열량은 Q_{H} 와 동일하다고 가정한다. 따라서 일정한 열병합발전의 열추가소비량을 산출하기 위해서는 이에 상응하는 전기출력을 발생시키는 가상복수발전의 입열량도 동시에 계산되어야 한다. 가상복수발전 시스템은 열병합발전에서 준하여 설계조건과 부분부하운전시의 입열량 및 전기출력을 산출하여 수식으로 표현할 수 있으며, 이와 같은 경우 입열량과 전기출력은 비례하므로 부분부하중 소수의 포인트만 계산하면 필

요한 수식을 성립시킬 수 있다. 한편 난방열을 열병합발전 전에 의하여 발생시킬 경우, 난방열을 발생시키기 위한 입열량, 즉 열추가소비량은 발생하는 난방열의 일부분에 불과한데 이의 관계를 열추가 소비지수 bAHE로 나타낸다.

$$bAHE=AHE/Q_{\text{H}}$$

열추가소비지수는 여러종류의 단일 열병합발전의 열역학적 효율을 비교 평가하기에 적합하며, 열병합 발전으로 인하여 절감되는 1차에너지량도 나타낼 수 있다.

열병합발전 플랜트 구성요소의 용량변화에 따른 종합적인 결과를 분석하기 위해서는 정격부하뿐만 아니라 부분부하시의 운전상태도 고려한 연간 운전치를 적용하여 분석하여야 한다. 난방부하별 연간 열공급시간을 이용하여 열병합발전 플랜트를 이용한 열공급시간에 근거한 지역난방 규모별로 열병합발전 플랜트의 열부하 범위를 선정하고 이에 따른 공급 및 회수온도는 정온도 변유량 방식으로서 선행된 연구에 근거하여 열에너지 소비량이 가장 절감되는 90/40°C로 설정하였다. 지역난방의 규모별로 열병합발전 플랜트의 주요 구성요소의 용량을 변화시켜 부분부하별로 열추가소비량을 구하고, 각 부하별 공급시간을 고려하여 연간 열추가소비량을 계산하여 구성요소의 용량별 변화에 따른 입열량의 변화를 비교하였다.

3. 대상 열병합발전 플랜트

일반적인 복합 열병합 발전 플랜트는 Fig 1과 같은 구성을 갖는다. 가스터빈의 고온 배열을 배열회수보일러(HRSG Heat Recovery Steam Generator)에서 증기로 전환하여 이를 고압 및 저압 증기 터빈에 공급하는 형식이다. 지역난방을 위한 열병합 발전 플랜트에서는 대상 열공급 지역의 열부하의 변화에 따라 운전방식이 변화하는데 이는 Table 1과 같다.

하절기에 열부하가 낮은 경우 고압터빈의 증기를 저압터빈으로 이송하여 전력생산량을 증가시킬 수 있으며, 열부하가 높아지면 저압터빈을 정지시키고 고압터빈에서 배출되는 증기를 지역난방용 열교환기로 보내 필요한 열부하를 담당하게 한다. 그리고 열부하가 열병합발전 설비 이상으로 증가할 경우는 터빈 by-pass 시스템으로 증기터빈 전체의 운전을 정지시키고 HRSG에서 배출되는 증기를 지역난방용 열교환기로 보낼 수 있다. 본 연구의 목적은 가스터빈과 증기터빈의 용량을 변화시켜 열병합발전 플랜트의 열에너지 소비량의 변화를 비교하여 적정 용량을 선정하고자 하는 것이므로 연구의 대상은 열부하추종운전(Mode I)에 한정한다.

본 연구의 연구대상 지역난방의 규모는 대규모 지역난방 지역(A지역)과 중규모 지역난방 지역(B지역)으로

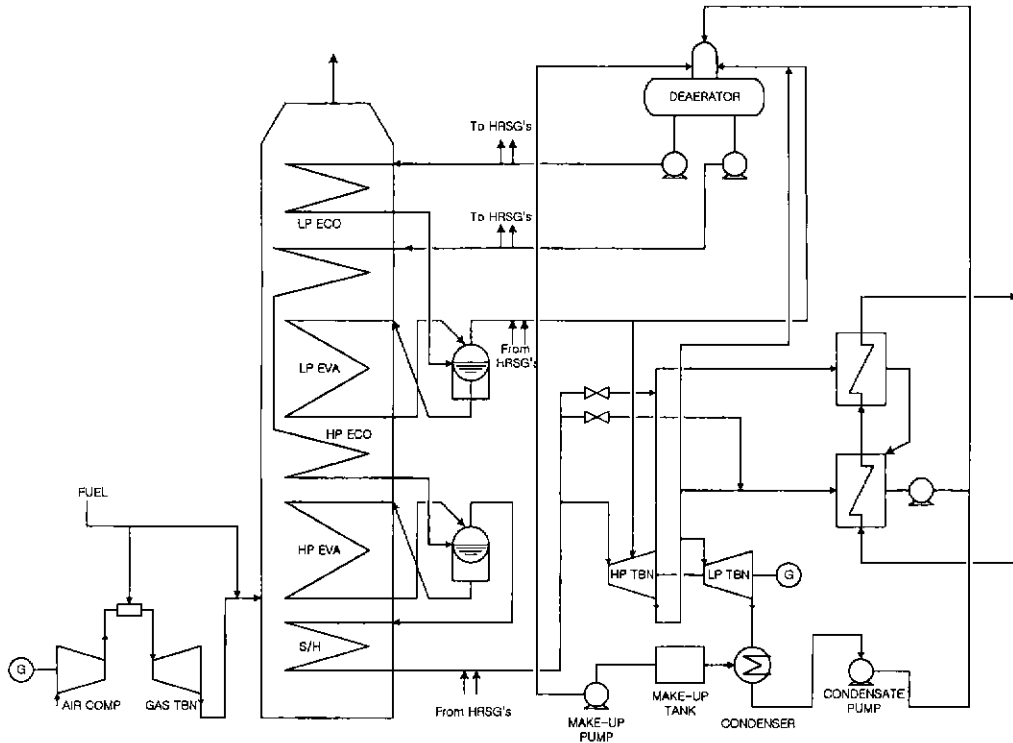


Fig. 1. Schematic diagram of the DHP system.

Table 1. Operational mode.

Operational Mode	NO.	Operating Utilities	Yearly Operation Time
Heat Load Follows Operation	I	G/T+HRSG+H/T	4000~5000
Only Gas Turbine Operation	II	G/T	emergency
Electrical Load Follows Operation	III	G/T+HRSG+H/T+L/T	2000~3000
Steam Turbine Bypass Operation	IV	G/T+HRSG	peak Heat Load

설정하였으며 두 지역의 연간 열공급 실적은 Figs. 2, 3과 같다. A지역의 설계치 최대열부하는 890 Gcal/hr이며 B지역은 592 Gcal/hr이다. 연간 열공급 실적을 기준으로

A지역은 열부하 400~160 Gcal/hr, B지역은 310~100 Gcal/hr의 범위를 Mode 1의 운전시간으로 설정하였다. 열병합발전 플랜트의 주요 구성요소의 용량변화는 가

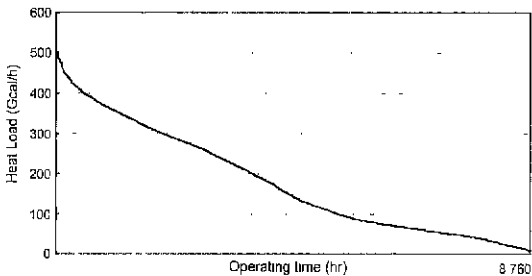


Fig. 2. Annual heating load of Area-A.

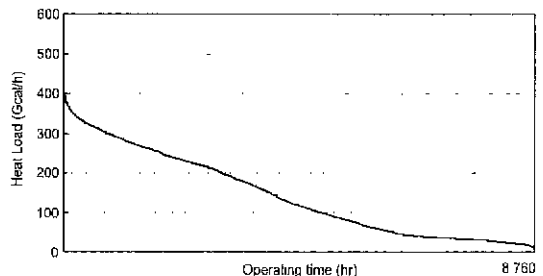


Fig. 3. Annual heating load of Area-B.

Table 2. Simulation model of CHP system by gas turbine difference.

Model	GT [MW]	GT output [MW]	Exhaust Gas Temp. [°C]	ST input	
				Temp. [°C]	Pressure [bar]
A-1	75×5	375	520	490	60.4
A-2	105.2×4	420	540	503	74
A-3	150×3	450	580	520	90
B-1	75×4	300	520	490	60.4
B-2	105.2×3	315.6	540	503	74
B-3	130	390	560	520	90

스터빈과 스팀터빈의 용량을 변화시켜 설정하였으며 이는 Table 2와 같다. 복합 열병합발전 플랜트에서는 가스터빈과 증기터빈에서 전기가 생산된다. 가스터빈의 전력생산량은 열부하의 변화에 독립적으로 일정하게 유지되므로 본 연구의 고려대상에서 제외하고 증기터빈에서의 전력생산량만을 에너지 소비율 변화에 감안하였다. 가스터빈의 용량의 변화는 배기가스의 온도와 밀접한 관련을 갖고 있다. 제작사와 모델에 따라 틀리지만 열병합발전소에 설치가 고려될 수 있는 가스터빈은 25~150 MW의 출력을 갖고 배기가스온도는 약 480~580°C 정도이다. 이것은 HRSG에서 출력되는 증기의 온도와 압력의 설계기준이 된다 따라서 가스터빈의 용량변화는 HRSG 출구 온도와 압력의 변화로 이어진다.

4. 수치해석모델 및 결과 분석

4-1. 수치해석모델

열병합발전은 다양한 시스템 구성요소들이 복합적으로 연결되어 있으며, 각 구성요소별로 각종의 변수가 작용하므로 일정변수의 변화가 각 구성요소에 미치는 영향 또는 최종적으로 입열량에 미치는 영향을 분석하기는 용이하지 않으며 많은 시간을 요한다. 따라서 본 연구에서는 프로그램의 수정없이 여러 구성요소의 특성과 연결을 변화시켜 이에 대한 변화의 계산이 가능한 모듈식 구성과 동시계산의 특성을 갖는 CHPSIM을 사용하였다. 모듈식 구성이란 열병합발전의 모든 구성요소별 물리적 관계가 비선형적 수식으로 각각 모듈로서 저장되어 있어 적용대상 공정의 회로에 필요한 구성요소의 모듈을 접속방법의 순서에 상관없이 각각 사용할 수 있음을 의미하며, 이러한 수식은 유량, 엔탈피, 터빈 및 펌프의 단열상태변화 및 부분부하상태를 나타내는 상태식 등으로 구성되어 있다. 한편 반복계산과정에서 작업매체의 상태변화를 고려하여야 하므로 이에 필요한 증기 및 가스 table이 내장되어 있다. CHPSIM의 입력과 계산, 출력과정을 간단히 도시하면 Fig. 4와 같다

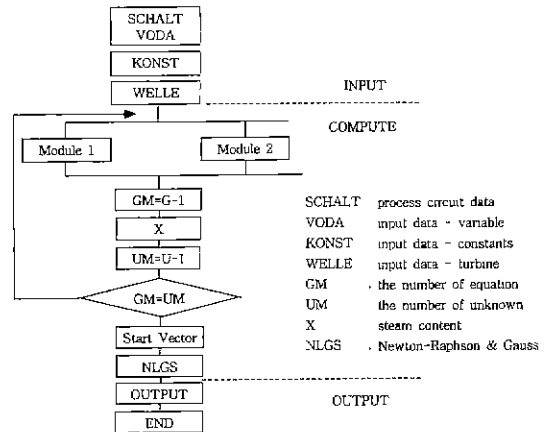


Fig. 4. CHPSIM Program flow chart.

4-2. 결과 분석

열병합발전 플랜트의 용량변화에 따른 열추가소비량의 변화를 비교하기 위한 수치해석은 설계부하시와 부분부하시의 2단계로 나누어 수행된다. 설계부하 수치해석은 전력만을 생산하는 일반 복수발전시의 열적 상태에 대한 수치해석으로서 입력자료로는 증기터빈의 최대 전기출력과 각 터빈단계의 압력과 온도 등의 설계값이 활용된다. 이의 결과로서 공정회로의 각 단계에서의 온도와 압력, 엔탈피와 유량이 결정되어 부분부하 수치해석의 기본자료로 활용되며, 이때 계산된 일반 복수발전시의 입열량은 열추가소비량을 구하기 위한 가상 복수발전시의 입열량으로 활용된다. 부분부하 수치해석은 열병합발전시의 운전 조건에 따른 수치해석으로서 설정된 열부하 범위내에서 열부하의 변화에 따른 지역난방용수의 유량과 공급 및 회수온도가 변수로서 입력된다. 이는 열부하 변화에 대한 발전플랜트의 운전방식이 적용되는데, 본 연구에서는 열부하 변화에 대한 운전방식을 정온도 변유량 방식으로 설정하여 공급 및 회수온도를 90°C, 40°로 설정하였으며, 열부하 변화에 따른 지역난방수의 유량변화를 부분부하 수치해석의 변수로서 사용

하였다. CHPSIM을 이용한 부분부하 수치해석에서는 각 열부하에서 열병합발전공정 각 단계에서의 온도와 압력, 유량과 엔탈피의 열평형 상태를 계산하고 이에 따른 입열량, 전력생산량, 열생산량, 열전비, 엑서지 효율, 열추가소비량, 열추가 소비지수 등이 결과로서 산출된다. 이 때 열추가소비량은 열병합발전시의 입열량과 가상복수발전시의 입열량의 차이로 산출되며, 열추가소비량과 입열량의 비가 열추가 소비지수가 된다. 또한 연간 열추가소비량은 각 열부하에서의 열추가소비량에 각 열부하의 연간 운전시간을 곱하여 이를 총합하여 구하였다.

본 연구에서는 보다 현실적인 결과를 얻고자, 현재 국내에서 설치되어 운전중인 열병합발전소의 건설시의 설계자료를 이용하여 설계부하 수치해석의 입력자료로 활용하였으며, 해당 열병합 발전소의 연간 열공급실적 등의 운전자료를 활용하여 부분부하 수치해석에 적용하였다.

열병합발전 플랜트 용량의 변화는 가스터빈의 경우 75, 105.2, 150 MW의 가스터빈을 사용할 경우로 나누어 수치해석을 수행하였다. 가스터빈의 용량이 직접적으로 열병합발전플랜트의 에너지 소비량의 변화에 영향을 미치지 않는나, 가스터빈의 용량이 커질수록 HRSG에 유입되는 배출가스의 온도가 높아진다. 따라서 보다 대용량의 가스터빈을 설치하는 경우 HRSG에서 배출되는 증기압과 온도를 더욱 높게 설정해 줄 수 있어 증기사이클에 유입되는 발생증기의 열에너지를 높여줄 수 있다. 증기터빈의 용량이 일정한 경우 대규모 지역난방으로 설정한 A지역에서 160~400 Gcal/hr의 열부하 범위에서 부분부하시의 엑서지 효율과 열추가소비지수의 변화는 Figs. 5, 6에 도시한 바와 같다.

고용량의 가스터빈을 사용할 경우 HRSG에서 발생하는 증기의 열에너지가 높아져서 열병합발전 플랜트의 엑서지 효율은 보다 높아지고, 열추가소비지수는 낮아진다는 것을 확인할 수 있다. 또한 이 결과는 수치해석 프로그램이 열역학적 원칙에 부합하여 수치해석이 수행되었음을 나타낸다. 중규모 지역난방으로 설정한 B지역에

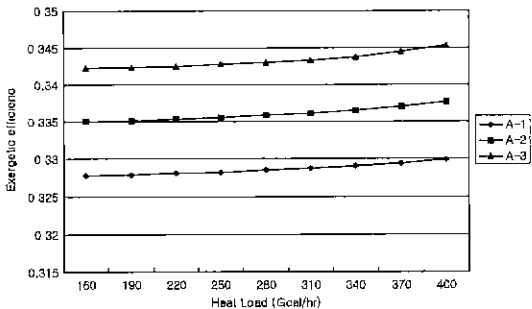


Fig. 5. Exergetic efficiency by heat load at Area-A.

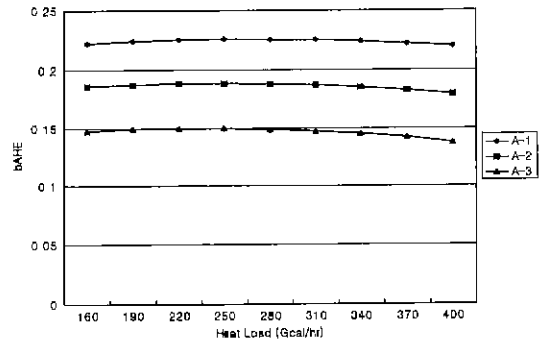


Fig. 6. Relative AHE by heat load at Area-A.

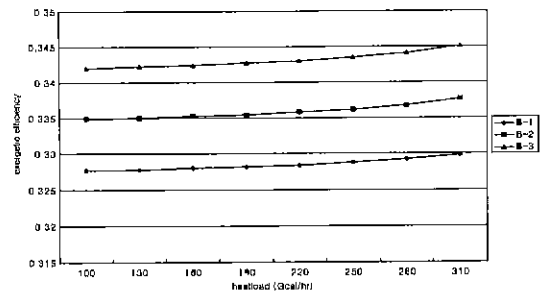


Fig. 7. Exergetic efficiency by heat load at Area-B.

서도 A지역과 마찬가지로 가스터빈의 용량을 75, 105.2, 150 MW로 용량을 변화시켜 수치해석을 수행하였다. 열부하가 A지역에 비하여 낮기 때문에 100~310 Gcal/hr의 열부하 범위에서 부분부하시의 엑서지 효율과 열추가 소비지수의 변화는 Figs. 7, 8에 도시한 바와 같이 A지역에서와 비슷한 모습을 보여준다. 각 지역별로 가스터빈의 용량변화에 의한 열추가소비량의 변화는 각 부분부하시의 열추가소비량을 용량으로 나타내고 있어서 각 부분부하별로 실제의 연간 운전시간을 고려하여 연간 열추가소비량과 절약량을 Figs. 9, 10에 도시한 바와 같이 구할수 있다. A지역의 경우 160~410 Gcal/hr의 열부하는 연간 약 3800시간의 운전시간을 갖는다. 배출가스는

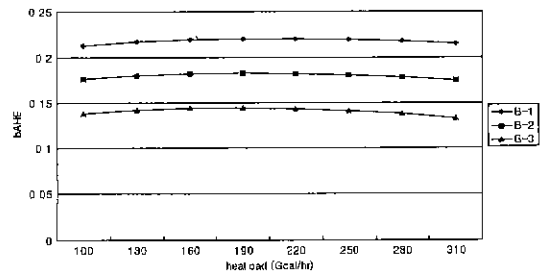


Fig. 8. Relative AHE by heat load at Area-B.

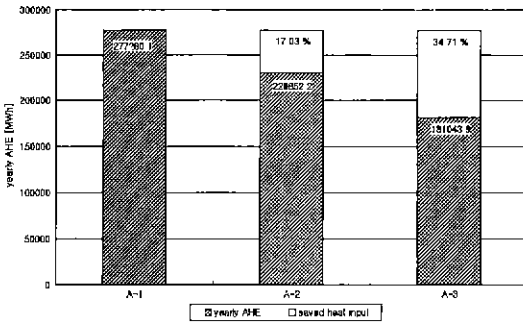


Fig. 9. Yearly AHE by gas turbine capacity at Area-A.

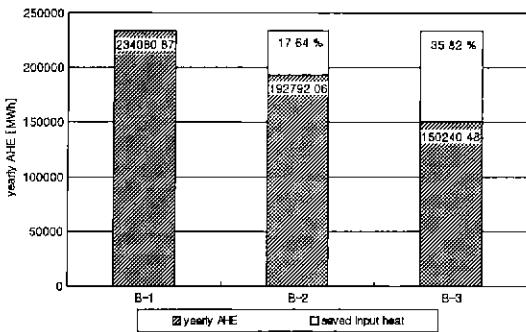


Fig. 10. Yearly AHE by gas turbine capacity at Area-B.

도 540°C인 105.2 MW급 가스터빈을 연결한 경우, 배출 가스 온도 520°C의 75 MW급 가스터빈을 연결했을 경우에 비해 연간 열추가소비량을 17.03% 감소시켜 약 47215.8 MWh의 입열량을 절약할 수 있으며, 배출가스 온도가 580°C 150 MW급의 가스터빈을 연결한 경우에는 연간 34.71%의 열추가소비량을 감소시켜 약 96236.2 MWh의 입열량을 절약할 수 있다. B지역의 경우에도 105.2 MW급의 가스터빈을 연결하면 75 MW급의 가스터빈을 연결할 경우에 비해 연간 열추가소비량을 17.64% 감소시켜 41288.8 MWh의 입열량을 절약할 수 있으며 배출가스 온도 560°C의 130 MW의 가스터빈을 연결하면, 연간 열추가소비량을 35.82% 감소시켜 연간 83840.4 MWh의 입열량을 절약할 수 있다.

또한 가스터빈을 75 MW급으로 설정한 상태에서 증기터빈의 용량을 200, 230, 250 MW로 변화시켜 수치해석을 수행하여 가스터빈 용량변화에 따른 열추가소비량의 변화와 비교하였다. 이때 열부하의 범위는 A지역으로 설정하였으며 이때의 열추가 소비지수의 변화는 Fig. 11에 도시하였고, 연간 열추가소비량과 절약량을 Fig. 12에 도시하였다. Figs. 11, 12에 나타난 바와 같이 열병합발전 플랜트에서 증기터빈 용량의 변화는 열추가소비

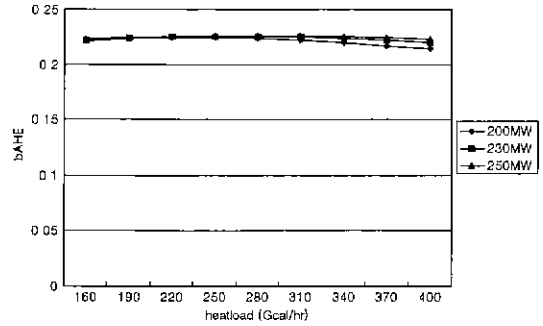


Fig. 11. Relatively AHE at difference of steam turbine capacity.

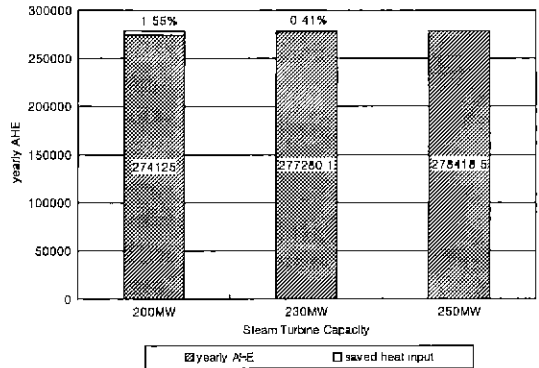


Fig. 12. Yearly AHE at difference of steam turbine capacity.

량의 변화에 큰 영향을 미치지 않는 것으로 나타났다.

5. 결 론

국제적인 원유가의 상승과 기후변화협약에 의한 온실 가스 배출저감에 대한 대책으로서 국내 지역난방의 확대 보급이 예상되고 있으며 대부분 가스복합방식에 의한 열병합발전플랜트의 건설이 예상되고 있다. 본 연구에서는 열병합발전 플랜트의 설계단계에서 공정의 어떤 요소가 향후 열병합발전 플랜트의 운전에서 에너지의 소비량을 저감시켜 경제적인 활용을 할 수 있는가를 알아보고자, 지역난방의 규모를 대규모와 중규모로 구분하여 가스터빈과 증기터빈의 용량 변화에 따른 열추가 소비량의 변화를 살펴보았다 먼저 가스터빈의 용량을 변화시켜 수치해석을 수행하였는데, 가스터빈의 용량의 변화는 가스터빈 배출가스의 온도를 높이며 이는 HRSG에서 발생하는 증기의 온도와 압력을 높일 수 있다. 모듈식 수치해석 프로그램인 CHPSIM을 사용하여 열병합발전 플랜트의 열적상태와 열추가소비량을 계산한 결과,

대규모 지역난방 지역에서 105.2 MW급 가스터빈을 설정한 경우 75 MW급 가스터빈을 사용한 경우에 비해 연간 열추기소비량을 17.03% 감소시킬 수 있으며, 150 MW급의 가스터빈을 연결한 경우에는 연간 34.71%의 열추기소비량을 감소시키는 것이 가능하다. 중규모 지역난방 지역에서도 105.2 MW급의 가스터빈을 연결하면 75MW급의 가스터빈을 연결할 경우에 비해 연간 열추기소비량을 17.64% 감소시킬 수 있으며 150 MW의 가스터빈을 연결하면 연간 열추기소비량을 35.82% 감소시킬 수 있다. 따라서 지역난방의 규모와 상관없이 보다 대용량, 고온의 배출가스를 생산하는 가스터빈을 사용하면 열병합발전 플랜트의 에너지 소비율이 크게 감소하여 경제적이다.

증기터빈의 용량을 200, 230, 250 MW로 변화시켰을 때 열추기 소비량의 변화는 크지않으나 230 MW를 설정한 경우 250 MW에 비해 0.41%, 200 MW로 설정한 경우 1.55% 절약하는 것으로 나타났다. 이는 열추기 소비량이 열병합발전시의 입열량과 복수발전시의 입열량의 차에 의한 것이므로 증기터빈의 용량이 커질수록 열추기소비량은 증가하기 때문이다. 그러나 증기터빈의 용량이 증가하는 경우 열병합발전 플랜트가 담당할 수 있는 열부하가 증가된다. 따라서 열병합발전 플랜트 중의 증기터빈의 용량은 대상지역의 열부하에 의하여 결정할 수 있으며, 증기터빈의 용량은 열병합발전 플랜트 운전시 에너지 소비량에 미치는 영향은 가스터빈의 용량변화에 비하여 극히 미미하다 할 수 있다.

본 연구의 범위는 전체 지역난방 시스템 중에서 열원 시설인 열병합발전 플랜트의 증기사이클 상의 에너지 소비량에 관한 것이다. 전체 지역난방 시스템에 대한 분석을 위해서는 열원시설 뿐만이 아닌, 열수송 시설의 사용과 시설을 포괄한 종합적인 연구가 추후 필요할 것으로 사료된다.

사용기호

Q_{coq} : Heat input of producing heat and power si-

multaneously

Q_{cond} : Heat input of producing power only

Q_{H} : Heat input of producing heat only

AHE: Additional Heat Expenditure (MW)

bAHE: Relative AHE

감 사

이 논문은 1997년도 한국학술진흥재단의 공모과제 연구비에 의하여 연구되었으며, 이에 감사의 뜻을 표합니다.

참고문헌

- 1 정찬교: '지역난방 공급은도의 변화가 열병합발전 에너지소비량에 미치는 영향에 관한 연구', 한국에너지 공학회지, 제3권 2호, pp. 179-186 (1994).
- 2 한국전력공사. "분당열병합발전소 건설타당성 조사보고서" (1989).
- 3 한국전력공사. "안양열병합발전소 건설타당성 조사보고서" (1989).
- 4 한국전력공사: "건설지(부천복합화력발전소)" (1994)
- 5 한국전력공사: "건설지(일산복합화력발전소)" (1994).
- 6 Chung, C.K.: "Thermodynamische und Wirtschaftliche Bewertung von Heizkraftschaltungen durch Rechnerische Proze simulation - Entwicklung eines Simulationsmodells", Dr.-Ing. Dissertation, Technical University of Berlin, Germany (1990).
- 7 Mathenia, Th.: "Heizkraftwerke zur Fernw rmeversorgung", BWK, 42, p. 319 (1990).
- 8 Zöllner, G. and Chung, C.K.: "Rechnerische Simulation von Heizkraftprozessen als Instrument zur Parametervariation und Optimierung", FWI, 18, p. 466 (1989).
- 9 Winkens, H.P.: "Wirtschaftliche Vorlauftemperaturen in der Fernw rmeversorgung", FWI-Year Book, p. 17 (1988).