

건물 에너지 상세 해석을 통한 소형 열병합 발전 및 히트펌프 복합 시스템의 경제성 분석

서 동 현[†], 고 재 윤^{*}, 박 룰^{**}

University of Colorado, CEAE, ^{*}LG전자, ^{**}동의대학교 건축설비공학과

Energy and Economic Analysis of Heat Recovery Cogeneration Loop Integrated with Heat Pump System by Detailed Building Energy Simulation

Dong-Hyun Seo[†], Jae-Yoon Koh^{*}, Yool Park^{**}

Department of Civil, Environmental and Architectural Engineering, University of Colorado at Boulder, CO, 80309, USA.

^{*}Research Laboratory, LG Electronics, Changwon 641-713, Korea

^{**}Department of Building System Engineering, Donggeui University, Busan 614-714, Korea

(Received September 19, 2008; revision received December 5, 2008)

ABSTRACT: Up until recently, the energy and the economic analysis of a cogeneration system have been implemented by a manual calculation that is based on monthly thermal loads of buildings. In this study, a cogeneration system modeling validation with a detail building energy simulation, eQUEST, for a building energy and cost prediction has been implemented. By analyzing the hourly building electricity and thermal loads, it enables users to decide proper cogeneration system capacity and to estimate more accurate building energy consumption. eQUEST also verified the energy analysis when the heat pump system is integrated with the cogeneration system. The mechanical system configuration benefits from the high efficiency heat pump system while avoiding the building electricity demand increase. Economic analysis such as LCC (Life Cycle Cost) method is carried out to verify economical benefits of the system by applying actual utility rates of KEPCO(Korea Electricity Power Company) and KOGAS(Korea GAS company).

Key words: eQUEST(건물 에너지 상세해석 프로그램), Cogeneration system(열병합 발전시스템), Life-cycle cost analysis(생애주기비용), Payback period(투자회수기간)

기 호 설 명

IRR : 내부수익률(Internal Rate of Return)
LCC : 생애 주기 비용(Life-cycle cost)
NPV : 현재가(Net Present Value)
PP : 투자회수기간(Payback period)

1. 서 론

최근 국내 주거 및 상업용 건물에는 실내 환경의 질적 향상에 대한 요구가 증가함에 따라 냉난방 시스템의 보급이 확대되고 있으며, 에너지 효율이 높은 히트펌프 시스템 채택이 증가하고 있다. 그러나 히트펌프 시스템의 에너지원인 전력

[†] Corresponding author

Tel.: +1-303-330-3909; fax: 303-492-7317

E-mail address: seodh@colorado.edu

은 하계 전력 피크부하에 영향을 주어 전력수급에 부담을 주고, 에너지 원단위 측면에서는 고비용의 전기에너지를 저효율의 열에너지로 이용하는 단점을 가지고 있다. 또한 동계에 발생하는 히트펌프 시스템의 난방능력 저하와 반복적으로 발생하는 제상(defrosting) 운전으로 인한 간헐적 정지는 히트펌프 시스템에서 보완이 필요한 부분이다.

가스 열병합 발전시스템(Cogeneration system)은 LNG, LPG 등의 가스를 에너지원으로 발전과 폐열 이용이 동시에 가능한 시스템으로⁽¹⁾ 생산된 전력을 히트펌프 시스템의 구동 에너지로 이용하여 하계의 피크전력을 낮추고 하절기 가스의 불안정한 수급을 안정화할 수 있으며, 사용자에게는 경제적 이익을 제공할 수 있다.

열병합 발전시스템을 사용하는 건물의 에너지 흐름은 통상적인 열원설비 방식에 비해 특히 복잡하기 때문에 세밀한 부하의 특성 파악과 에너지 사용량의 산정이 이루어져야 한다. 기존 연구 사례⁽²⁻⁶⁾를 보면 열병합 발전시스템의 경제성 분석에서 중요한 매 시각별 에너지 부하에 관한 산정이 외국 사례를 참조하거나 비슷한 용도 및 규모의 사례에서 차용해서 사용하는 등 아직 초기 단계의 기본 데이터 축적에 머물러 있다. 따라서 다양한 건물요소의 상호작용을 고려하기 위해서는 부하 해석을 정적 조건(steady state)보다 동적 해석(dynamic)으로 수행하여야 한다.

본 논문에서는 중규모 호텔 건물에 열병합 발전시스템과 히트펌프 난방 시스템을 채택하여 발전한 전력 및 폐열을 히트펌프 시스템의 보조 난방 열원과 제상 및 급탕 열원으로 사용함으로써 앞서 기술한 히트펌프 시스템이 갖고 있는 문제를 보완한 방식을 제안하고 이의 타당성을 상세 건물에너지 해석을 통해 검토하고자 한다.

2. 건물 모델링 및 기준설정

상세 건물에너지 해석 프로그램을 통해 그 동안 단순 계산에 의존하던 건물에너지의 흐름과 열병합 발전시스템의 운전율, 에너지 사용량 등을 매 시각별로 계산하여 보다 정확한 결과를 도출하고자 하였다. 이러한 상세 데이터는 정확한 시스템의 용량 산정 및 운전 방법 등에 따른 예측 결과를 제공함으로써 초기 시스템의 디자인 단계

에서도 정확한 경제성 평가 결과를 제공할 수 있다.

2.1 에너지 해석 프로그램 선정

eQUEST(QUick Energy ESTimation)는 DOE-2 엔진을 이용하는 건물에너지 해석 프로그램이다. 일사나 내부 발열, 외기와와의 온도차 등에 의한 축열효과를 고려하여 매 시각별 건물에너지 해석을 수행할 수 있다. 열병합 발전시스템, 히트펌프 시스템, 축열조(Hot water storage) 및 관련 제어 시스템 등은 DOE-2 엔진에서 지원⁽⁷⁾하고 있고, 이러한 시스템들을 구성하고 제어하는 부분의 합리적인 가정을 통해 상세 모델링이 가능할 것으로 판단되어 eQUEST를 본 논문의 건물에너지 해석 프로그램으로 선정하였다.

2.2 건물 모델링 및 대안설정

본 연구에서는 저층부 식당 및 상가, 고층부 객실로 이루어진 호텔을 대상 건물을 Fig. 1과 같이 구성하였으며, 그 개요는 Table 1과 같다. 또한 히트펌프 시스템과 열병합 발전시스템 조합의 장점을 검토하기 위해 Table 2와 같이 3가지의 대안을 설정하였다. 대안 1 및 2는 비슷한 용도의 건물에 일반적으로 사용되고 있는 시스템이며, 대안 3은 본 연구에서 제안하고자 하는 시스템이다. 대상 건물에 적용된 열병합 발전시스템과 히트펌프 시스템의 계통도는 Fig. 2와 같으며, 시스템별 사양은 Table 3과 같다.

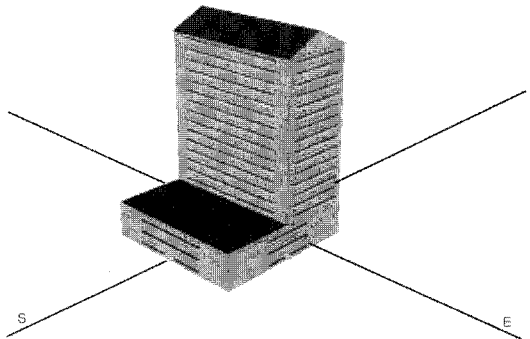


Fig. 1 Model Building.

Table 1 Characteristics of building

| Category | Notes |
|------------------------------|---|
| Location | Seoul, Korea |
| Commercial area | 3 stories, 3716(m ²) per floor |
| Lodging area | 15 stories, 1858(m ²) per floor |
| Gross area | 39,000(m ²) |
| Building schedule | 24/7 |
| Occupants | 1,868 People |
| Lighting power density(LPD) | 13~16 W/m ² (Total 571 kW) |
| Equipment power density(EPD) | 2.7~10.8 W/m ² (Total 120 kW) |
| Exterior wall | U-0.083 |
| Window | Clear Double Panes |

Table 2 Configuration of HVAC System

| Alternative | System | | Note |
|------------------|-------------|-------------------------|--|
| | Air Side | Water Side | |
| Alt-1 | AHU and FCU | Abs. chiller and boiler | Conventional type |
| Alt-2 | EHP | Boilers | Boiler for supplemental hot water |
| Alt-3 (Proposed) | EHP | Cogeneration | Heat recovery for supplemental hot water |

2.3 에너지 비용 및 LCC 분석 기준

본 연구에서는 Table 4의 일반용 전력(을) 고압 A, 전병 I의 요금체계를 사용하였다. 이 요금체계는 피크 전력부하에 따른 기본요금과 계절 및 부하의 시간에 따른 복잡한 사용량 요금 체계를 가지고 있으나, 상세 건물에너지 해석 프로그램에 입력하여 시간별 요금을 계산하도록 하였으며, 계약전력은 건물 피크전력의 150%로 하는 것으로 가정하였다. 가스요금은 Table 5와 같이 한국도시가스에서 제공하는 2008년 가스요금⁽⁸⁾을 참고하였다. 열원 시스템의 종류에 따라 일반용, 냉방용, 열병합용 요금이 적용되었다. 대안 1의 경우 흡수식 냉동기를 사용하므로 가스요금은 냉방용을 사용하였으며, 대안 2는 일반용 가스요금을, 대안 3은 열병합용 가스이지만 생산한 전력을 재판매하지 않고 건물의 냉난방용으로 사용하

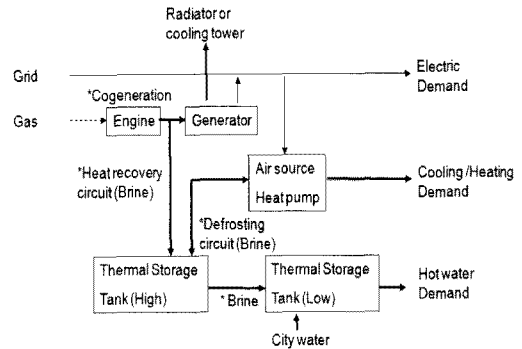


Fig. 2 Schematic diagram of cogeneration and heat pump system.

Table 3 HVAC features

| Category | Notes |
|-----------------|---|
| Heat pump | 1~3F : 3AHUs per floor, 4~18F : 15AHUs per floor/orientation |
| | Cooling EER : 13, Heating COP : 3.5 |
| Cogeneration | Gas engine generator-300 kW and etc |
| | Heat recovery |
| Thermal storage | One for domestic hot water(DHW loop) |
| | One for heating(Hot Water loop) |
| Control | Cogeneration System : On when electricity demand > system capacity, Electricity load tracking |
| | Heat Pump : Defrosting control when outdoor DBT > 3°C and supplemental heating |

므로 냉방용과 일반용의 평균값을 열병합용 요금 수준으로 가정하였다.

경제성 분석을 위한 기초자료는 Table 6과 같이 이자율과 물가 상승률을 조사하여 결정하였다. 이자율은 지난 10년간 크게 변하지 않았기 때문에 통계청⁽⁹⁾에서 제시한 2002년 평균 이자율을 사용하였으며, 물가 상승률은 한국에너지경제 연구원의 자료⁽¹⁰⁾를 이용하였다. 이 두 데이터를 이용한 지난 10년 평균 할인율은 5.6%로 가정하였다. 내용연수는 건물의 경우 40년이 기준이나 대부분의 설비가 15년을 전후로 교체를 필요로 하므로 25년을 기준으로 하였다. 이 기간 내에 일어나는 설비의 교체는 100% 교체를 하는 것으로 가정하여 교체 후 다음 교체기간이 프로젝트 내용연수 기간 내에 일어나지 않을 경우 남은 설비의 내용연수를 잔여가치로 환산하였다.

Table 4 General(B) of electricity rates

| Class | Demand charge (won/kWh) | Energy charge(won/kWh) | | | |
|---------------------------|-------------------------|------------------------|----------|------------------------|-----------|
| | | time period | summer | spring/fall | winter |
| | | | 7.1~8.31 | 3.1~6.30/ 9.1~10.31 | 11.1~2.28 |
| High voltage (A) option I | 5,320 | off-peak | 42.5 | 42.5 | 42.5 |
| | | mid | 85.3 | 63.5 | 79.5 |
| | | peak | 146.4 | 85.3 | 106.8 |

Table 5 Gas rates(January, 2008)

| Classification | Cost [won/Therm] |
|----------------|------------------|
| General | 1.432 |

Table 6 Conditions of life cycle analysis

| Category | Interest Rate | Inflation Rate | Composite Interest Rate | Project Life Span |
|----------|---------------|----------------|-------------------------|-------------------|
| Value | 9.33 % | 3.50 % | 5.63 % | 25 years |

초기투자비는 각 대안별 장비비와 장비설치, 배관, 덕트, 자동제어 등의 설치 공사비를 포함한다. 장비 비용은 물가정보지⁽¹¹⁾를 기준으로 하였으며, 설치 공사비는 기존 논문^(6, 12)을 참고로 하였다. 보수 교체비 및 잔여가치는 초기투자비를 기준으로 산정하였으며, 유지 관리비는 초기투자비의 1.5%가 매년 소비되는 것으로 가정하였다.

3. 해석 결과 및 분석

기존의 많은 연구에서 열병합 발전시스템의 경제성 분석은 대상 건물의 유형별 부하 변동률, 열병합 발전시스템의 에너지 사용량 및 폐열 회수량 등이 월별 기준으로 수행되었다. 그러나 이 시스템의 운전 효율은 매 시각별 부하에 따라 변동이 심하므로 매 시각별 부하 조건을 고려하는 것이 타당하다. 본 논문에서는 건물에너지 상세 해석 프로그램을 이용하여 매 시각별 건물의 부하와 시스템의 대응을 분석한 후 경제성을 분석하여 상세한 경제성 평가 결과를 도출토록 하였다. 이 모델링 결과의 타당성을 보여주는 시뮬레이션 결과를 정리하였으며, 이에 따라 대상 건물에 가장 적절한 수준의 열병합 발전시스템의 용량을 결정하였다.

3.1 건물부하 및 시스템 운전 분석

3.1.1 전력, 난방부하 및 폐열회수 성능 분석

Fig. 3의 (a), (b), (c)는 대상 건물에 대한 전력 부하의 구성 및 피크 전력을 계절별로 보여주고 있다. 피크부하는 동절기 약 1000 kW이며, 중간기에는 기저 전력 부하의 영향으로 최소 200 kW에서 최대 600 kW의 전력이 필요함을 알 수 있다. Fig. 3 d)는 난방 시 부하와 폐열 회수량 및 사용부하 패턴을 보여주고 있다. 폐열 회수량은 열병합 발전시스템의 가동율에 따라 일정하므로 폐열은 건물의 부하에 따라 재활용하지 못하고 방출될 수도 있기 때문에 축열조를 채택하여 버려지는 폐열의 양을 최소화 하였다.

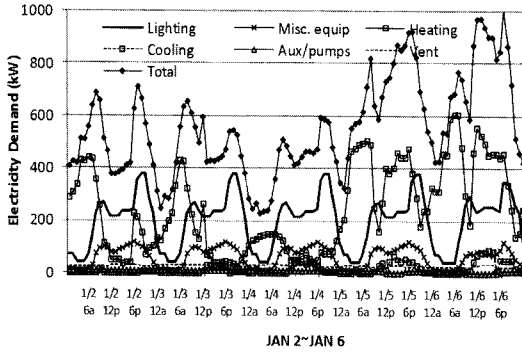
3.1.2 열병합 발전시스템 적정용량 선정

Fig. 4는 적정 용량선정을 위한 테스트 결과이다. 열병합 발전시스템은 가동률이 높을수록 전체 효율을 커지므로 24시간 운전을 할 수 있는 기저 전력부하를 중심으로 결정하였다. 입력 에너지 대비 출력 에너지(부하 담당 에너지)의 비를 기준으로 본다면 200 kW 용량의 전체 시스템 효율이 1.78로 가장 적정하다고 할 수 있으나, 300 kW 이하부터 시스템 효율의 변화가 크지 않으며, 열병합 발전시스템의 특성상 설치비용의 차이가 크지 않고 마지막으로 200 kW의 경우 폐열 회수량의 부족으로 보조열원 보일러가 필요하게 되어 300 kW를 적정 용량으로 선정하였다. 이는 건물 최대 피크 전력부하의 30% 수준이다.

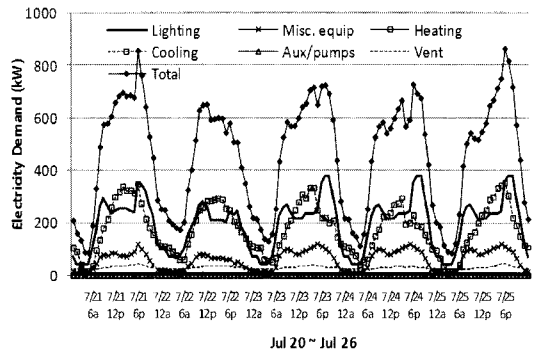
3.2 에너지 사용량 및 비용 분석

3.2.1 에너지 사용량 분석

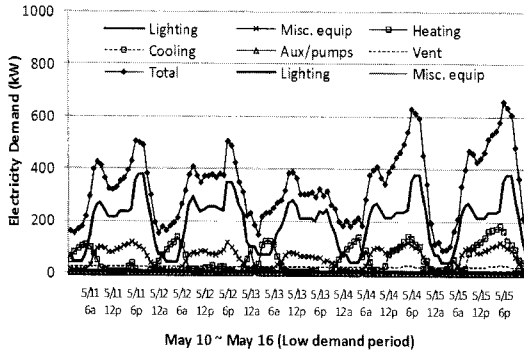
적정 용량 검토에 따라 선정된 열병합 발전시스템과 함께 Table 2에서 제시한 두 대안(대안 1, 대안 2)으로 에너지 사용량 및 LCC(Life Cycle Cost) 분석을 수행하였다. 먼저 각 대안을 에너지 사용량 측면에서 비교한 결과, Table 7과 같이 대안 2가 단위 면적당 가장 작은 에너지를 사용하고 있음을 보여주고 있다. 하지만 주의해야 할 것은 대안-2는 가장 많은 전력을 사용한다는 것이다. 전력은 원단위로 환산할 경우(소스 에너지) 가스의 약 3배의 에너지를 더 사용하는 것으로 알려져 있다. 즉, 소스에너지 사용량은 경제성은



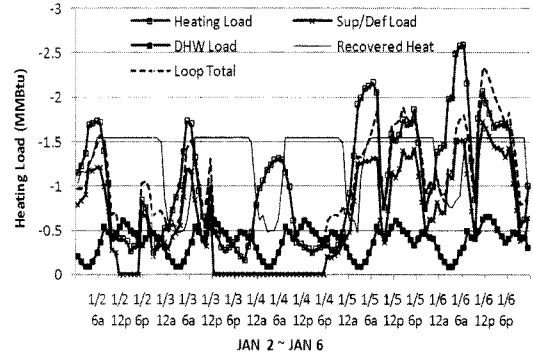
(a) Electrical load(Heating season)



(b) Electrical load(Cooling season)

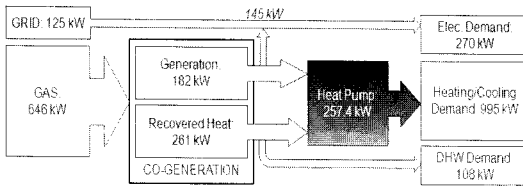


(c) Electrical load(Intermediate season)

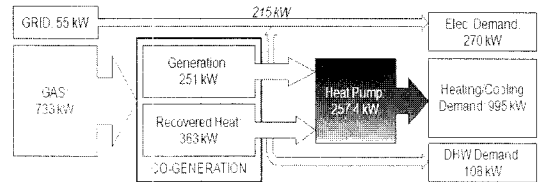


(d) Heat recovery(Heating and Cooling season)

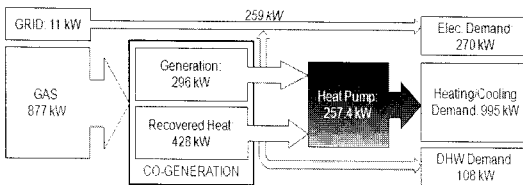
Fig. 3 Profiles of electrical and thermal loads of Alt-3(300 kW).



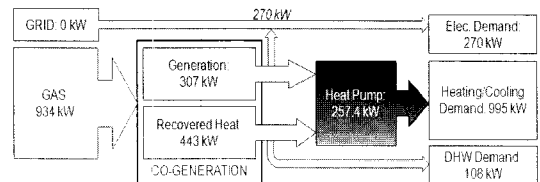
(a) 200 kW(Overall System Efficiency : 1.78)



(b) 300 kW(Overall System Efficiency : 1.74)



(c) 400 kW(Overall System Efficiency : 1.55)



(d) 500 kW(Overall System Efficiency : 1.47)

Fig. 4 Overall system efficiencies of the various alternatives.

물론, 이산화탄소 배출량 같은 환경적인 평가를 가능하게 하며 표에서 확인할 수 있듯이 대안-3이 가장 친환경적인 대안임을 알 수 있다.

3.2.2 LCC 분석

Table 8은 대안별 최종 생애비용을 요약한 것이며, Fig. 5는 각 생애비용을 항목별로 비율로 나타낸 것이다.

표에서 보는 바와 같이 대안 3의 초기투자비가 다른 대안들에 비해 6~9% 더 필요로 하며, 유지 관리 및 교체 비용에서 3~4%의 추가적인 비용이 발생하긴 하지만 에너지 비용에서 25~40% 정도의 절약이 가능하여 총 생애비용으로 3~5% (약 5~9억 원)의 비용을 절약할 수 있는 것으로 나타났다. Fig. 6은 매년 발생 비용을 생애기간까지 계산하여 누적한 것으로 총 생애기간의 흐름을 보여준다. 초기투자비의 상승으로 불리하게 출발한 대안 3은 준공 9~10년 후 다른 대안들과 비슷한 수준의 총 투자 효과를 보이다가 그 이후에는 다른 대안에 비해 적은 생애주기 비용을 계속 유지해 나가는 것을 볼 수 있다.

3.2.3 민감도 분석

상기의 LCC 분석은 예측된 조건에 의한 결과로 예측 불가능한 미래의 변화에 대한 결과의 신뢰성을 확보하기 위해서 민감도 분석을 실시하였

Table 7 Comparison of energy consumption

| Category | Alt-1 | Alt-2 | Alt-3 |
|-------------------------|---------|---------|---------|
| Annual Site Energy[MWH] | 10,197 | 6,618 | 8,327 |
| Source Energy[Therm] | 581,928 | 592,571 | 359,193 |
| Gas[Therm] | 231,122 | 42,544 | 246,720 |
| Electricity [MWH] | 3,425 | 5,371 | 1,098 |
| kWh/m ² /Yr | 261 | 170 | 213 |

다. 민감도 분석은 에너지 비용의 변화, 물가 상승률의 변화 및 이자율의 변화에 대하여 수행하였다. 결과는 순현재가(NPV)로 나타냈으며, 순현재가법의 보완적인 분석으로 단순 투자회수기간법(PP)과 내부 수익률법(IRR)을 수행하였다.

에너지 변화율은 하락은 현재 대비 5%, 상승은 10%까지 변화하는 경우의 대안 2 대비 순현재가의 변화를 검토하였다. 두 대안들 모두 대안 2에 대비해서 투자의 가치가 충분한 것을 Table 9를 통해 알 수 있다. 특히 대안 3의 순현재가가 더 큰 것으로 나타나 대안 3이 가장 경제적인 안임을 나타내고 있다. 에너지 가격이 상승할수록 이러한 이익은 최대 26%까지 증가하는 것으로 나타

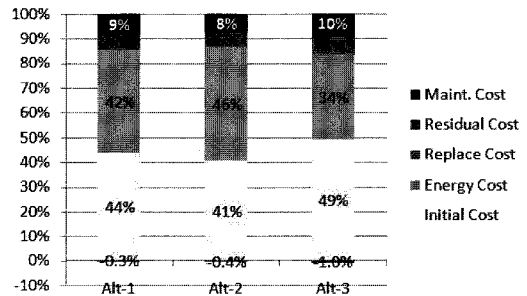


Fig. 5 Fraction of life cycle cost of alternatives.

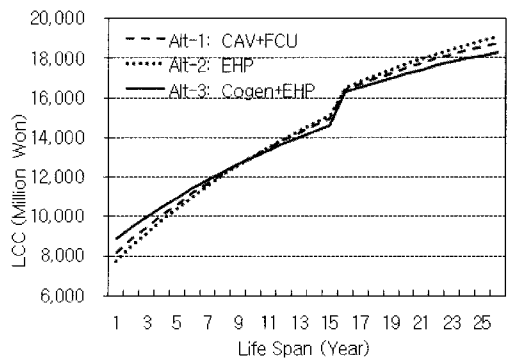


Fig. 6 Cumulative LCC of alternatives.

Table 8 Life Cycle Cost Result(Unit : Million Won)

| Category | Initial cost | Replace cost | Residual Cost | Annual cost/LCC | | LCC25 |
|----------|--------------|--------------|---------------|------------------|----------------|-----------|
| | | | | Maintenance cost | Energy cost | |
| Alt-1 | 8,186.00 | 133.6 | 60.8 | 122.8/1,625.90 | 586.1/7,762.06 | 18,675.08 |
| Alt-2 | 7,730.30 | 155.7 | 70.9 | 116.0/1,535.40 | 657.7/8,708.83 | 19,013.93 |
| Alt-3 | 8,889.40 | 386.5 | 175.9 | 133.3/1,765.70 | 468.9/6,208.79 | 18,116.27 |

Table 9 Net Present Value(NPV) by energy cost variation(Unit : Million Won)

| | +10% | +7.3 | +3.7 | Current | -5% |
|-----------------|--------|-------|-------|---------|--------|
| Alt-1 | 381.3 | 358.8 | 328.8 | 298.0 | 236.8 |
| Alt-3 | 1058.5 | 999.1 | 919.9 | 838.5 | 1196.1 |
| Alt-3 vs. Alt-1 | 677.2 | 640.3 | 591.1 | 540.5 | 959.3 |

Table 10 NPV by Inflation rate variation(Unit : Million Won)

| | 3% | 4% | 5% | 6% | 7% |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Alt-1 | 332.1 | 261.8 | 203.6 | 153.5 | 111.2 |
| Alt-3 | 801.0 | 801.0 | 642.6 | 505.4 | 388.6 |
| Alt-1 vs. Alt-3 | 658.2 | 539.2 | 439.0 | 351.9 | 277.4 |

났다. Table 9의 마지막 행은 대안 1 대비 대안 3의 순현재가를 보여주고 있다. Table 10은 할인율이 변화할 경우 순현재가의 변화를 보여주고 있다. 할인율이 상승할 경우는 물가 상승률이 낮아지거나 이자율이 상승할 경우이며, 할인율이 하락할 경우는 그 반대의 경우들이다. 표의 내용을 바탕으로 분석하자면 이자율이 상승하거나 물가 상승률이 낮아질 경우 즉, 할인율이 상승할 경우 순현재가는 감소하며, 할인율이 감소할 경우 순현재가는 증가하는 것으로 나타났다. 전반적으로 보아서도 할인율의 변화가 ±2% 범위 내에서 두 대안의 순현재가는 여전히 대안 2 대비 유리한 것으로 나타났다.

단순회수기간 및 내부 수익을 순현재가법에 대한 보조 자료로 계산하였다. 두 가지 기법에 따라 대안 2 대비 대안 1의 투자회수기간은 6.4년, 내부수익률은 14%로 나타나 순현재가법의 결과가 타당함을 보여주고 있으며, 대안 3 역시 투자회수기간이 6.1년, 내부 수익률 19%로 나타나 대안 1, 대안 2에 비해 보다 경제성이 있음을 보여주고 있다. 또한 대안 3은 대안 1에 대비해서도 투자회수기간 6년, 내부 수익률 21.5%로 경제성이 있음을 알 수 있다.

4. 결 론

본 연구는 상세 건물에너지 해석 프로그램을 이용하여 대상 호텔 건물에 대한 매 시각별 부하 및 에너지 사용량을 계산함으로써 보다 정밀한

열병합 발전 및 히트펌프 복합시스템에 대한 에너지 및 경제성 평가의 가능성을 살펴보고자 하였다. 해석 결과를 통해 건물의 부하에 맞는 적정 용량의 열병합 발전시스템을 선정하였으며, 이를 기존의 냉난방 시스템과 통합하여 구성할 때의 효과를 에너지 및 LCC 관점에서 검토하였다. 이상의 연구결과를 정리하면 다음과 같다.

(1) 최대 1,000 kW의 피크 전력부하를 가지는 대상건물에 다양한 용량을 시험한 결과, 300 kW 용량의 열병합 발전시스템이 최적의 효율을 보여주는 것으로 나타났다.

(2) 연간 에너지 사용량은 대안 2가 가장 적은 것으로 나타났으나, 에너지의 원단위를 고려하면 대안 3이 대안 2보다 약 40%나 적은 에너지를 사용하였다. 이는 대안-3이 환경적인 측면에서도 상당히 효과적이라는 사실을 보여주고 있다.

(3) LCC 분석 결과, 생애기간 동안 대안 3은 대안 1과 대안 2에 비해 에너지 비용에서 25~40% 정도 절약이 가능하면서 총 생애 비용 측면에서는 3~5%, 금액으로는 약 5~9억의 비용을 절약할 수 있는 것으로 나타났다. 이를 단순 투자회수기간으로 보면 대안 3은 대안 1 대비 6년의 투자회수기간이 필요하며, 대안 2 대비 6.1년의 기간이 필요한 것으로 나타났다.

앞으로 보다 다양한 열병합 발전시스템의 구성 방식에 대한 모델링이 필요할 것으로 사료되며, 결과의 신뢰성을 증진시키기 위해 실제 설치사례를 바탕으로 한 모델링 및 경제성 평가가 필요할 것으로 판단된다.

참고문헌

1. Definition of cogeneration and electricity tariff from www.kepco.co.kr.
2. Hwang, K.I., 2004, A Study on the Energy Saving Effects of the Cogeneration System considering its Operating and the Building Energy Consuming Characteristics, Journal of the Architectural Institute of Korea, Vol. 20, No. 4, pp. 253-260.
3. Kim, K.S., Lee, S.H., Hong, K.P. and Won, Y.J., 2007, Analysis for the Economic efficiency of District Heating and Gas Engine Co-generation System comparing with Cent-

- ral Heating System, Proceeding of the SAREK 2007 Winter Annual Conference, pp. 459-465.
4. Choi, J.H., Kim, J.Y. and Hong, W.H., 2006, A Study on the Economic Evaluation with the Cogeneration System Operating Pattern of Apartments in Daegu, Journal of the Architectural Institute of Korea, Vol. 22, NO. 9, pp. 299-307.
 5. Kim, Y.I., 2008, The Economic Comparison of EHP and GHP for Medium Capacity Air-conditioning, Air-conditioning and Refrigeration Engineering Vol. 20, No. 3, pp. 267-273.
 6. Song, S.Y., Kim Y.I. and Song, K.D., 2008, Analysis of Factors Influencing upon the Cost and Cost Prediction based on the Actual Cost Data for Building Mechanical System, Journal of the Architectural Institute of Korea, Vol. 24, No. 2, pp. 295-303.
 7. LBNL, Hirsch J. J. and Associates. DOE-2.2, 2006, Building Energy Use and Cost Analysis Program. Lawrence Berkeley National Laboratory, Simulation Research Group, Berkeley, CA.
 8. LNG tariff from www.kogas.or.kr.
 9. Intrest rate from www.kosis.kr.
 10. Inflation rate from www.keei.re.kr.
 11. Cost estimation from www.kpi.or.kr.
 12. Kim, C.M., Kim, Y.G., Hwang, Y.J. and Im, K.S., 1998, An experimental study for developing the frost/defrost algorithm in inverter-driven heat pump, Proceeding of the SAREK 1998 Summer Annual Conference, pp. 369-374.