

An Empirical Study on the Operation of Cogeneration Generators for Heat Trading in Industrial Complexes

Jaehyun Kim*, Taehyoung Kim*, Youngsu Park*, Kyung Sun Ham*

Abstract

In this study, we introduce a model that satisfies energy efficiency and economical efficiency by introducing and demonstrating cogeneration generators in industrial complexes using various actual data collected at the site. The proposed model is composed of three scenarios, ie, full - time operation, scenario operated according to demand, and a fusion type. In this study, the power generation profit and surplus thermal energy are measured according to the operation of the generator, and the thermal energy is traded according to the demand of the customer to calculate the profit and loss including the heat and evaluate the economic efficiency.

As a result of the study, it is relatively profitable to reduce the generation of the generator under the condition that the electricity rate is low and the gas rate is high, while the basic charge is not increased. On the contrary, if the electricity rate is high and the gas rate is low, The more you start up, the more profit you can see. These results show that even a cogeneration power plant with a low economic efficiency due to a low "spark spread" has sufficient economic value if it can sell more than a certain amount of heat energy from a nearby customer and adjust the applied power through peak management.

▶ Keyword: CHP(Combine Heat and Power), Energy Network, Heat Trading, Demand Forecast, EMS(Energy Management System)

1. Introduction

국내 에너지 소비량의 절반 이상을 차지하고 있는 산업부문 내에서 산업단지의 비중은 약 60% 이상을 점유하고 있으나 에너지 효율화 기기 설치, 에너지 최적화 솔루션 도입 등 단위 공장들의 에너지 절감 노력에 비해 산업단지 내 전체 에너지 이용률 향상에 대한 파급효과는 미흡한 상황이다.

각종 공정에서 열에너지를 많이 사용하는 산업체 특성상 열에너지의 외부 공급 시 공급설비 외에 예비열원 생산설비를 보유해야 하고, 이를 유지하기 위해 주 1회 이상 운전함으로써 추가적인

유지비용과 설비비용이 소요된다. 또한 전력의 경우 한전으로 수전 받아 생산설비를 가동하고 있으나 비상상황을 대비한 별도의 발전 설비를 보유하여 성능을 유지하기 위해 무부하 상태로 주 1회 이상 가동함으로써 많은 비용과 에너지를 소비하고 있다.

따라서 전기 및 열을 동시에 생산하는 열병합 발전기를 산업체에 도입할 경우 발전기의 전기는 자가소비하고 생산되는 배열은 자가소비 및 주변 산업체에 공급함으로써 손실 없는 에너지 활용이 가능하다.

• First Author: Jaehyun Kim, Corresponding Author: Kyung Sun Ham

*Jaehyun Kim (jaehyun@keti.re.kr), EnergyIT Convergence Research Center, Korea Electronics Technology Institute

*Taehyoung Kim (thkim@keti.re.kr), EnergyIT Convergence Research Center, Korea Electronics Technology Institute

*Youngsu Park (ccod@keti.re.kr), EnergyIT Convergence Research Center, Korea Electronics Technology Institute

*Kyung Sun Ham (ksham@keti.re.kr), EnergyIT Convergence Research Center, Korea Electronics Technology Institute

• Received: 2019. 02. 20, Revised: 2019. 03. 14, Accepted: 2019. 03. 14.

• This work was supported by the Korea Institute of Energy Technology Evaluation and Planning(KETEP) and the Ministry of Trade, Industry & Energy(MOTIE) of the Republic of Korea (No. 20172010400080).

특히 잉여 열에너지를 거래함으로써 산업체별 열원생산설비의 중복 투자를 방지할 수 있으며, 지역난방공사를 통한 중앙공급형 네트워크에 비해 산업체 간 에너지를 생산하고 교환하는 메쉬 네트워크 구조를 통해 전국 단위 산업단지로 확산이 가능하여 산업단지 전체 에너지 이용률 향상에 파급이 클 것으로 예상된다.

본 연구에서는 열병합 발전기를 산업단지 내 도입 및 실증함으로써 해당 사이트에서 수집되는 다양한 실측 데이터를 이용하여 에너지 효율화 및 경제성을 만족하는 모델을 제시하고자 한다. 실증 사이트는 경기도에 소재한 산업단지이며, 발전기가 설치된 공급가 및 인접 지역에 위치한 수용가 두 곳을 포함한다. 실증 사이트의 구성은 다음과 같다. 공급가는 전력 및 배기가스로 배출되는 열을 스팀의 형태로 사용하며, 수용가는 공급가로부터 온수의 형태로 열을 공급받는다.

연구는 다음의 순서로 진행된다. 먼저 공급가의 전력 수요를 예측하고, 시나리오를 토대로 발전기 가동시간을 산정한다. 발전기 가동에 따른 발전 수익과 잉여 열에너지를 측정하고, 수용가의 수요에 따라 열에너지를 열거래 네트워크를 통해 거래한다. 거래된 열량을 포함한 손익을 산출하고, 각 시나리오를 평가한다.

II. Preliminaries

1. Related works

1.1 Energy Demand Forecast

에너지 수요 예측은 주로 에너지 수급의 안정성을 위한 목적으로 이루어지고 있으며 목적과 기간에 따라 다양한 형태로 연구가 진행되고 있다. 그 중 특히 전력 수요를 예측하는 연구가 가장 활발하게 진행되고 있으며, 최근 들어 gas와 열 수요 예측에 관한 연구도 증가하는 추세이다.

1.1.1 Overseas Research Trends

미국의 펜실베이니아와 뉴저지, 메릴랜드 등 13개 주와 워싱턴 DC를 관할하는 계통 운영자인 PJM은 단기 전력수요예측을 위해 NN(Neural Network) 모델과 유사일 모델을 사용해 전력 가격 결정과 수요예측에 사용하고 있다. 예측을 위해 활용되는 인자로 요일타입, 특수일, 기상자료 등을 고려한다[1-2].

호주의 경우 에너지 사업의 관련정보를 제공하는 업무를 담당인 AEMO를 통해 국가 단위의 전력 사용량을 예측한 후 지역별 수요예측량을 생성하는 모델을 사용하고 있다. 이때 사용되는 수요예측 기법으로 통계적 기법과 뉴럴 네트워크 기법을 사용한다. 예측을 위해 기상자료, 요일특성, 특수성 등을 요인으로 사용한다[1][3].

1.1.2 Domestic Research Trends

국내에는 2001년 이후부터 전력시장과 전력계통을 전력거래소가 운영함에 따라 수요예측도 전력거래소에서 담당하고 있

다. 전력거래소는 2012년 조직이 개편됨에 따라 수요예측실을 신설하였으며 현재는 단기 전력수요예측 프로그램 KSLF(KPX Short-Term Load Forecaster)를 개발하여 사용하고 있다. KSLF는 과거 전력수요 패턴분석을 통해 기온과 전력 수요 특성을 고려하여 수요를 예측하는 모델을 사용한다. 이 모델은 일반적으로 평일과 주말은 기온요소를 반영한 지수평활법을 사용하고, 특수일은 퍼지 선형회귀분석을 사용한다. 사용되는 인자로는 최대기온과 최저기온 등의 기상요소를 포함한다[4-5].

1.2 CHP Generator

1.2.1 EU

EU는 기후변화에 대응하기 위한 정책으로 열병합발전을 지원하고 있다. 2012년 기준 설비용량은 109 GW 규모이며 총 발전 대비 열수요의 15%와 전력 수요의 11%를 담당해 그 비중이 높은 수준이다.

EU는 유럽 열병합발전 로드맵에서 2030년 열병합 발전을 통해 EU 전체 전력의 20%인 750TWh와 열 1,264TWh를 충당하는 것을 목표로 하고 있다[6-7].

1.2.2 Japan

일본은 CHP 발전에 관해 선도적 역할을 하고 있으며 1990년대에 정부가 추진한 연구개발과 실증시험(RD&D)으로 가정용 CHP를 개발하고 2009년 상업화를 시작했다.

일본의 CHP 시스템 용량은 상업 및 산업용을 포함해 2011년 기준 9.5GW이며 2030년 까지 22GW로 가정용 전력 수요의 15%를 충당하는 것을 목표로 하고 있다[8].

1.2.3 United State

미국에 설치된 CHP시스템 설치 용량은 2012년 기준 82GW로 전체 국가 발전량의 8%이다. 이중 산업용으로 사용되는 CHP발전기의 비중은 87%로 대부분을 차지하며 나머지 학교와 병원 및 독립전원으로 군용으로도 사용되고 있다. 미국 내 공공건물과 상업빌딩을 포함한 약 13%에 CHP 시스템이 적용되어 있다[8].

2. Billing System

2.1 Electricity

2.1.1 Electricity Plan

전기요금은 전기를 사용하는 용도에 따라 주택용, 교육용, 산업용, 농사용, 가로등용, 일반용 등 총 6가지 종별로 구분하며, 용도별 차등요금제로 운영되고 있다. 일반용, 산업용, 교육용 등은 누진제를 적용하지 않고 계절별차등요금제와 시간대별 차등요금제를 적용하여 수요가 적은 봄, 가을철에는 수요가 많은 여름철이나 겨울철에 비해 낮은 요금을 적용하고, 마찬가지로 수요가 적은 시간대(경부하, 중간부하)에는 수요가 많은 시간대(최대부하)에 비해 낮은 요금을 적용한다[9].

본 연구에서 실증운영 되는 사이트는 산업용(을) 고압 A 요금제를 사용하며 자세한 사항은 이후 4.2절 요금 및 계약조건에서 설명한다.

2.1.2 Electricity Bill Calculus

전기요금 = (기본요금 + 전력량 요금) + 부가가치세 + 전력산업
기반요금

- 기본요금: 순간(15분) 최대부하에 따른 요금
- 전력량 요금: 전기사용량에 따른 요금
- 부가가치세: 전기요금의 10%
- 전력산업기반요금: 전기요금의 3.7%

기본요금 및 전력량 요금 단가는 전기공급방식 (고압, 저압) 과 계약종별(주택용, 일반용, 산업용, 교육용, 농사용 등)에 따라 구별된다. 주택용 전력은 누진제를 적용하고 나머지 계약종별의 기본요금 적용은 계약전력을 기준으로 적용된다. 최대수요전력계를 설치한 고객은 계약전력을 기준으로 하지 않고 검침 당월을 포함한 직전 12개월 중 12월분, 1월분, 2월분, 7월분, 8월분, 9월분 및 당월분의 최대수요전력 중 가장 큰 최대수요전력을 요금적용전력으로 기본요금 산정된다[9].

2.2 Gas

2.2.1 Gas Plan

가스 요금은 사용하는 용도에 따라 주택(취사, 난방), 업무난방용, 일반용(영업1, 영업2), 냉난방 공조용, 산업용, 연료전지용, 수송용, 열병합용, 사회복지시설 등 크게 총 9가지 종별로 구분하여 용도별 차등 요금제로 운영되고 있다[10]. 본 연구에서 실증 운영되는 사이트에서 사용하는 가스 용도는 열병합발전으로 열병합용 요금제를 사용하며 자세한 사항은 4.2절 요금 및 계약조건에서 설명한다.

2.2.2 Gas Bill Calculus

요금별 단가는 사용용도(주택용, 일반용, 산업용, 수송용, 열병합용 등)에 따라 구별된다. 주택용은 기본요금을 적용 받으며 나머지 용도는 기본요금을 적용하지 않는다. 전력 요금제와 달리 시간대별 요금제가 존재하지 않으며, 계절별로 차등한 요금제를 적용한다[9].

- 가스요금 = [(사용열량 x 단가) + 계량기 교체비] + 부가세

2.3 Heat

2.3.1 Heat Plan

지역난방 열 요금은 사용자의 특성, 즉 수요의 탄력성, 수요량, 사용규모등 사용자에게 따라 요금체계를 달리하는 형태로 주택용, 업무용, 공공용 등으로 구분되어 있다[11]. 본 연구에서 실증 운영되는 사이트에서 사용하는 열 요금은 계약된 조건에 따르며 자세한 사항은 4.2절 요금 및 계약조건에서 설명한다.

2.3.2 Heat Bill Calculus

지역난방 열 요금은 전기, 가스, 수도 등의 요금과 마찬가지로 기본요금과 열량계 또는 유량계를 검침하여 산정한 사용요금을 합산하여 계산된다[11].

- 열량계 세대 = 세대별검침량 × 열량단가 + 세대기본요금 + 공동난방비
- 유량계 세대 = 세대별검침량 × 유량단가 + 세대기본요금

기본요금은 감가상각비, 수신유지비등 고정적으로 발생하는 경비를 사용량에 관계없이(계약면적, 또는 계약용량에 따라) 월정액을 부과하는 요금이다. 사용요금은 각 세대에 사용한 온도 사용량을 계기로 검침하여 부과하는 요금이다.

3. Demand Analysis

3.1 Demand Forecast Model

수요 예측 모델은 계산 방법에 따라 계산방법이 중심이 되는 정량적 기법과 주관적 성격을 띠는 정성적 기법으로 분류 할 수 있다. 정성적 예측 기법은 데이터가 없거나 먼 미래의 장기적 변화를 예측할 때 주로 사용되는 주관적인 예측 방법으로 델파이법, 시장조사법, 전문가 의견법, 역사적 유추법, 판매원 의견 예측법 등이 있다. 정량적 예측 기법은 크게 시간에 따른 수요의 패턴을 파악하여 미래 수요를 예측 하는 시계열 방법과 수요에 영향을 미치는 요인과 수요 사이의 인과 관계를 통해 미래의 수요를 예측 하는 인과형 예측기법이 있다[12-13].

본 연구에서는 수치 데이터를 이용한 정량적 예측을 필요로 하며 실제 시뮬레이션을 통해 나온 결과에 운영 시나리오를 적용하기 위해 사용된다.

3.2 Power Demand Analysis

3.2.1 Power Demand Analysis

전력 사용 패턴분석을 위해 2015년부터 2018년 9월까지의 데이터를 전력 요금에 영향을 미치는 요금적용전력과 사용전력량을 중심으로 살펴보았다.

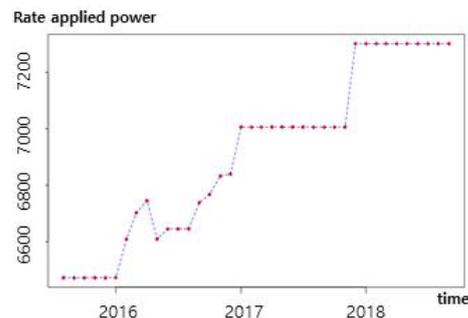


Fig. 1. Basic charge applied power

먼저 요금적용전력의 변화는 그림1과 같다. 분석 초기 월인 2015년 요금적용 전력은 6,473kw에서 시작하여 2018년 9월 7,301kw로 약 1,000kw 가량 증가한 것으로 판단된다. 일부 구간 2016년 4월부터 2016년 8월까지 총 4개월의 기간을 제외하면 요금적용전력은 시간이 지남에 따라 꾸준히 증가하고 있는 것을 확인할 수 있다. 기본요금이 증가했다는 사실을 토대로 본 사이트에서 사용되는 최대수요가 꾸준히 증가하고 있는 것으로 판단된다.

다음으로 시간당 사용전력량을 분석했다. 전력사용량을 전력요금에서 규정하는 세 가지 시간대로 나누어 살펴보았으며, 그 결과는 그림2와 같다. 전력사용량이 적은 시간대는 주로 휴일과 심야시간대에 적용되는 요금제인 경부하 시간대로 나타났다. 최대부하와 중부하 시간대는 적은 범위 안에서 사용량의 변화가 나타나는 것으로 보아 대체로 큰 변화 없이 유지되는 것으로 보였다.

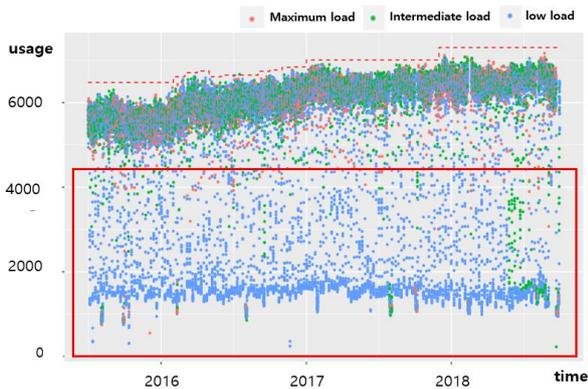


Fig. 2. Graph of power consumption by time

그림2에서 심야 및 공휴일에 적용되는 요금제인 경부하 시간대를 제외하면 일부 구간을 제외하고 비교적 유사한 사용량을 보인다. 일부 구간에서 전력 사용량이 낮게 나오는 때를 확인해보면 명절(구정, 추석) 주에 포함된 평일과 여름휴가 기간인 7월 말에서 8월초 사이의 기간이었다. 따라서 공휴일과 일부 휴일 구간을 제외하면 본 사이트의 연중 전력 사용 패턴은 대체로 5,000kw에서 6,000kw 사이로 비슷한 사용량을 유지하고 있는 것으로 판단된다.

추가적으로 주간 전력 수요 패턴을 체크하기 위해 요일별 전력사용량 비교해 본 결과 일요일 패턴이 가장 상이하게 나타났다. 이외 토요일과 월요일의 패턴이 각각 평일 패턴과 다르게 나타났는데 휴일을 전후로 하여 일요일을 사이에 둔 토요일 야간과 월요일 새벽에 공정이 가동되지 않아 낮게 나타난 것으로 확인되었다.

3.3 Heat Demand Analysis

3.3.1 Demand Analysis

열 사용량 데이터를 직접 구할 수 없어, 열 공정에 사용되는 가스 사용량 데이터를 이용하였다. 사용된 데이터는 2017년 1월부터 2018년 12월까지 약 2년간의 가스 사용량 데이터이다. 각 요일별 가스사용량에 따른 빈도를 확인해보면 요일별 차이를 확인할 수 있다. 토, 일요일 같은 주말의 경우 사용량이 낮은 값에 빈도가 높으며, 평일의 경우 월요일을 제외하고 대체로 사용량별 비슷한 빈도를 보이고 있는 것으로 판단된다. 월요일의 가스사용량이 적은 시간이 많은 것은 전날이 일요일이라는 특성 때문에 새벽 시간대에 운영되고 있지 않기 때문이다.

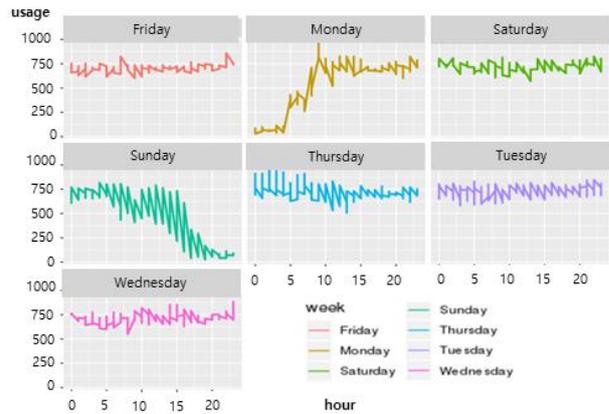


Fig. 3. Graph of gas usage by time of day

이를 요일 단위, 시간별로 확인해보면 그림3과 같다. 월요일을 제외한 평일의 경우 사용량이 600~800 m² 사이에서 시간에 따른 변화 없이 나타나는 것을 확인할 수 있다. 월요일의 경우 전날이 휴일임에 따라 새벽의 가스 사용량이 낮게 나타났다. 주말의 경우 토요일은 평일과 크게 다르지 않은 사용량 패턴을 보이며, 일요일의 경우 전날 토요일이 운영됨에 따라 새벽에는 높은 사용량을 보이며, 이후 시간대에는 사용량이 점차 줄어드는 것으로 판단되어진다.

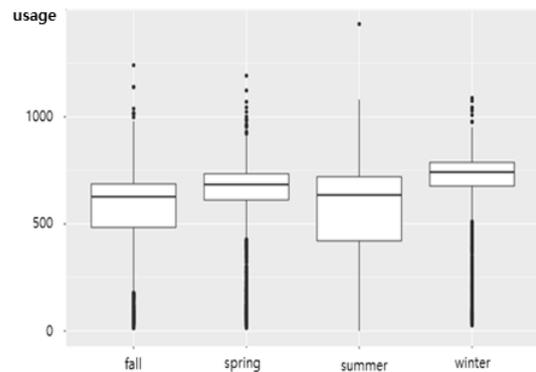


Fig. 4. Seasonal Gas Distribution

이를 계절 별로 비교해보면 그림4와 같다. 여름의 사용량이 가장 작으며, 여름과 유사한 패턴을 보이는 계절이 봄, 열 사용량이 가장 많은 계절이 겨울, 겨울보다 낮으나 겨울과 유사한 패턴을 보이는 계절이 가을로 나타났다.

4. Site Design

4.1 Site Environment

본 연구에서 설계된 사이트는 경기도에 소재한 산업단지 내 발전기가 설치된 공장과 열 배관이 연결된 수요처 공장 두 곳이며, 전체 구성은 그림 5와 같다.

발전기가 소재한 공급처는 전기 및 열에너지를 모두 사용하는 공정을 포함하며, 주변에 위치한 수요처의 경우 열 공정을

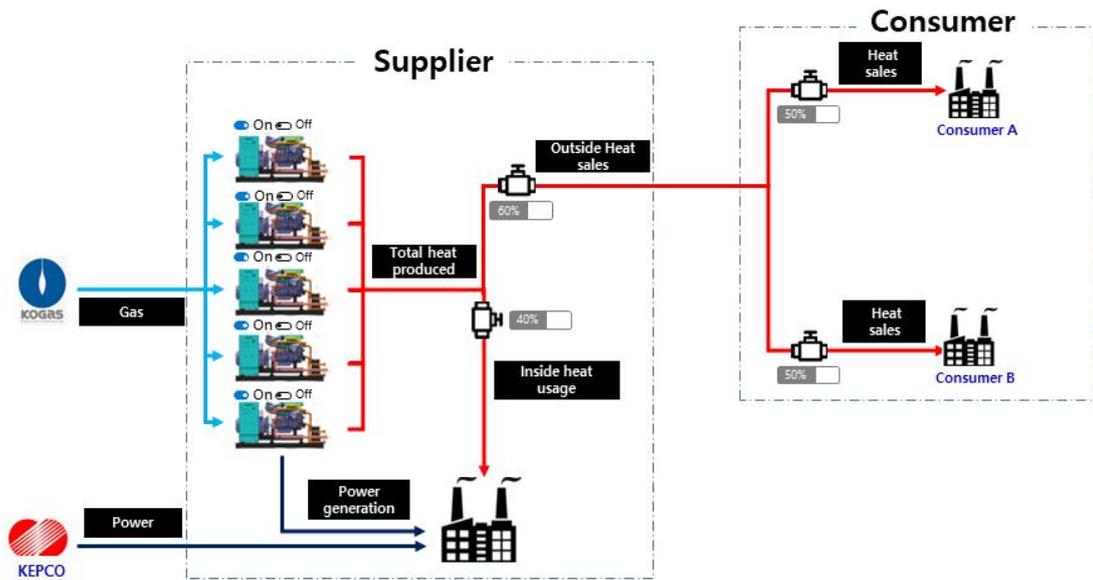


Fig. 5. Demonstration site concept map

포함하고 있어 열에너지를 활용하고 있는 상태이다. 발전기가 위치한 공장은 한전으로부터 전기를 수전 받고, 도시가스 사업자로부터 가스를 받아 사용한다. 이때 열병합 발전기를 통해 생산되는 전기는 자가 사용되는 전력량을 보완하여 수전되는 전력량을 줄이고, 함께 생산되는 스팀과 온수는 일부 자가 사용하고 나머지는 주변에 위치한 공장들과 거래한다. 사이트 내 수요처는 총 두 곳이며 온수를 통해 열을 공급받는다.

에너지 사용량을 측정하기 위해 사용되는 측정 포인트는 크게 공급가의 수급 전력과 발전기에서 소비되고 생산되는 에너지 정보와 수용가의 열수용량으로 나누어진다. 공급가에서 측정되는 정보들은 한전으로부터 전력을 수전하는 전력계량기와 도시가스 계량기를 통한 수급 전력 및 가스 사용량 정보가 있으며 추가적으로 발전기에서 생산되는 전력 생산량과 배기가스, 폐열 등이 있다. 수용가에서 측정되는 정보는 공급가로부터 받은 열수용량으로 각 수요처별로 받는 형태가 상이하하여 단위가 다르나 여기서는 Kcal로 통일하여 사용했다.

4.2 Plans and Conditions

상용전력이 1차적으로 공급가의 전력 수요를 담당하고, 피크 부하가 발생하거나 kw당 전력 요금에 높은 시간대에 CHP 시스템에 의해 전력공급 도입하였다. 본 사이트 공급가와 수용가는 산업체로 전력 요금은 산업용으로, 가스 요금은 열병합용으로 사용되었다.

4.2.1 Conditions

1) 전기 요금

- 요금제: 산업용(을) 고압 A 요금제
- 계약전력: 10,750 kw
- 검침일: 30일
- 요금적용전력: 7,300kw

Table 1. Power Plan

Division	Winter season	Summer season	Others
Maximum Load (KRW/kw)	166.7	191.1	109.3
Intermediate Load (KRW/kw)	109.2	109.2	78.6
Low Load (KRW/kw)	63.1	56.1	56.1

2) 가스 요금

가스 요금은 사이트가 경기도에 소재해 있어 계약자인 삼천리 도시가스의 요금을 기준으로 작성하였다. kw당 요금을 산정하기 위해 사용된 가스 열량은 42.82713 MJ/m³ 이다.

- 요금제: 열병합용(공동주택의 열병합)

Table 2. Gas Plan

Division	Winter season	Summer season	Others
Gas(KRW/m ³)	650.9	586.7	593.9
Gas(KRW/kw)	181.95	164.01	166.02

3) 발전기 효율

- 발전기 총용량 992.5kw (198.5kw, 5대)
- 도시가스 발열량 10,290 kcal/m³
- 발전기 가스 소비량 0.2796 m³/kw
- 스팀 발열량 746.6935 kcal/KW
- 온수 발열량 817.4558 kcal/kW

4) 열 요금

위 2.3절에서 설명한 열 요금은 지역난방에서 주로 주택의 난방을 위해 사용되는 요금제로 본 사이트 내 산업체들을 대상

으로 적용하기에는 다소 무리가 있다. 따라서 본 연구에서는 산업체들의 환경을 고려하여 가스 요금의 70%로 연동하는 형태로 산정 하였으며 사이트 환경이 변함에 따라 계약 조건이 변화할 수 있다.

III. The Proposed Scheme

1. Demonstration Design

본 연구에서 시나리오는 전력사용량 변화에 따라 운용되는 전력 추종 방식을 기본으로 사용하되, 이때 얻어지는 잉여 열에너지를 자가소비 및 인근 공장과 거래하는 형태로 진행한다.

1.1 Power Follow Operation

운전방식은 크게 전기 추종방식과 열 추종 방식이 있으며, 전기 추종방식은 전력 부하에 맞추어 발전기를 가동 하고 배열은 이용 가능한 만큼 사용하고 만약 남으면 방열하는 방법이다. 열 추종 방식은 열 부하에 맞추어 발전기를 가동하고 필요한 배열만큼 발전하는 방법이다. 열 추종 방식은 제어가 어렵기 때문에 실제로 채용되고 있는 것은 전기추종 방식이 대부분이며 본 연구에서는 발전되는 전력량의 경제적 효율이 열 효율 보다 크기 때문에 이를 중심으로 설계하였다.

먼저 본 연구에서는 전력 추종에 따른 운용 방식을 부하 시간에 따른 상시 운용과 전력 수요에 따른 운용 크게 두 가지 방식으로 나누었다. 위 운용 방식은 경제성을 고려하여 경부하 시간은 포함하지 않는다.

1.1.1 Operation According to Load Time

부하 시간에 따른 운용은 피크절감과 기본요금 삭감을 위해서 최대, 중간부하 시간대에 맞추어 발전기를 상시 운용하는 방식이다.

상시 운용의 이점은 피크절감과 요금적용전력 감소에 따른 기본요금 절감, 수요 예측에 따른 리스크 감소 등이 있다. 하지만 이러한 운용 방법은 일부 구간에서는 기본요금 삭감에 이득이 없고 경제성이 낮은 때에도 운용해야 한다는 단점이 있다.

1.1.2 Operation According to Power Demand

전력 수요에 따른 운용은 전력 수요를 예측하여 최대부하, 중간부하 시간대 중 조정된 요금적용전력을 넘어서는 때에만 발전기를 운용하는 방식이다. 전력 수요에 따른 운용의 이점은 실제 요금적용전력에 영향을 주지 않고, 경제성도 낮은 시간대를 걸러서 운용할 수 있다는 것이다. 하지만 수요예측이 정확하지 않은 경우 요금적용전력이 올라 기본요금 증가로 인한 패널티가 존재할 수 있다.

1.2 Operation According to Heat Demand

열 공급에 따른 운용은 열 추종 방식이 대표적이며 이 방식

은 열 부하에 맞추어 발전기를 가동하는 형태이다. 하지만 본 연구에서는 전력 추종에 따라 발전기를 운용하고 동시에 생산되는 열을 자가 사용 및 판매하는 형태로 운용한다. 따라서 수요처의 열사용 패턴을 분석해 경제성을 만족하는 열 공급을 계획할 필요가 있다. 열 수용가의 패턴은 다양하나 본 연구에서는 열 수용가를 크게 공장, 가정, 상업시설로 나누어 살펴보았다.

1.2.1 Factory (Gas Usage Data)

공장의 열 사용량은 열 공정 및 난방에 따른 것으로 운영시간과 동일하게 열사용 패턴이 존재한다. 공장의 운영은 크게 24시간 공정과 주간 공정으로 나뉘며 열 사용량의 대부분은 공정에서 사용되고, 일부는 난방용 부하로 사용된다. 난방부하는 계절적 변화에 큰 영향을 받아 겨울에 주로 발생하며, 여름에는 급탕 사용을 제외한 부하가 존재하지 않는다. 반면에 공정 부하는 계절변화에 상관없이 공장의 운영 시간동안 대체로 일정한 사용량을 나타낸다. 그림6은 공정의 열 부하를 계절별로 비교하여 나타낸 그래프이다[14].



Fig. 6. Seasonal Heat Capacity Graph

계절에 따른 부하의 패턴은 대체로 비슷하지만, 겨울의 경우 온도가 낮아 기본적인 열사용량의 base line이 높게 나타났다. 겨울을 제외한 봄, 여름, 가을의 계절적 패턴은 큰 차이 없이 전체적으로 일정하며 주간 사용량이 올라가고 새벽에 낮아지는 것으로 확인 된다.

1.2.2 Home (Apartment House Data)

가정의 열 부하 패턴은 주로 난방과 급탕 부하로 나누어지며, 가족 구성원의 사회 활동에 따라 큰 영향을 받는다. 새벽부터 아침 시간에는 출근 및 등교로 인해 순간적으로 급탕부하가 상승하게 되며, 주간에는 상주하는 인원이 없어 난방부하가 감소하고, 야간에는 하교 및 퇴근으로 인해 순간적으로 급탕부하가 상승하고 난방부하가 지속적으로 사용된다. 난방 부하 및 급탕 부하는 계절에 따라 다르게 나타나며 주로 겨울에 사용량이 가장 많이 나타난다.

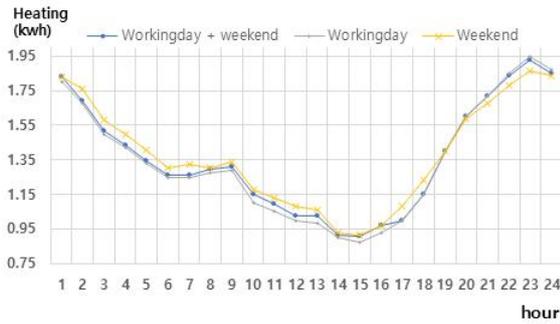


Fig. 7. Heating consumption (winter season)

그림7은 수원시에 소재한 아파트의 난방사용량이 많은 12월부터 2월사이의 겨울을 나타내는 그래프이다[15]. 그래프에서 확인할 수 있는 것은 재실율이 높은 시간인 저녁부터 새벽 사이에 난방 부하가 대다수 사용된다는 것이며, 겨울의 경우 낮은 외기온도로 인해 출근 시간 전후까지 난방 부하가 지속적으로 높게 사용되고 있다.

1.2.3 Commercial Facilities

상업시설은 크게 상점이나 음식점등 상가시설을 포함하는 건물과 일반 회사 등을 나타내는 오피스 동으로 나눌 수 있다. 일반적으로 오피스 동에서 사용하는 열 부하는 난방 부하가 주이며, 숙식실 및 화장실에서 이용되는 급탕 부하 등이 있다. 주간에 출근과 함께 난방부하를 가동하여 사용량이 늘어나고 야간에 직원들의 퇴근과 함께 사용량이 줄어드는 것으로 알려져 있다. 그림12는 유럽지역의 거주 및 상업시설로 구성된 건물의 평균적인 가스사용량을 시간단위로 나타낸 그래프이다[16].

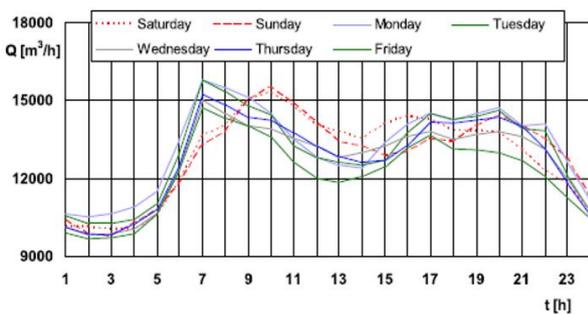


Fig. 8. Graph of gas consumption per day

그림8에서 확인할 수 있듯이 아침 시간에 급탕 부하와 함께 가스 사용량이 증가하며, 이후 일광 시간동안 일정한 수요를 유지하는 것으로 확인된다. 또한 요일별로 비교해 보았을 때 가스 사용량은 공휴일의 부하가 다른 날보다 낮게 나타나는 것으로 확인되며 다음날이 휴일인 금요일 밤의 경우 가스 사용량이 일반적인 평일 보다 빠르게 줄어드는 것으로 보인다.

2. Demonstration Experiment

본 연구에서 진행한 실험은 2017년 1월 1일 부터 2017년

12월 31일 까지 수집된 공급가(발전기가 설치된 사이트)의 1년간 전력 사용량 데이터와 발전기 업체로부터 얻은 발전기 실적 효율 자료를 이용했다.

2.1 Operational Scenario Design

실험은 전력추종을 중심으로, 전력사용량 요금이 높고 요금 적용전력에 영향을 주는 최대부하와 중간부하 시간에만 진행되었다. 생산되는 열은 스팀의 경우 100% 공급가에서 자가 사용되며, 온수의 경우 수용가 판매비율에 따른 손익을 비교하였다. 이때 비교되는 세 가지 운영 시나리오는 다음과 같다.

1) 운영 시나리오1 : 상시

- 최대부하와 중간부하에 해당하는 모든 시간대에 운영

2) 운영시나리오2 : 최대부하 상시, 중간부하 수요

- 최대부하 시간대는 상시 운영하고, 중간부하 시간대는 수요를 예측하여 수정된 요금적용 전력을 넘는 시간에만 운영

3) 운영시나리오3 : 수요에 따른 운영

- 기본요금에 영향을 주는 최대부하 중간부하 중 수정된 요금적용 전력을 넘어서는 시간대만 운영

2.1.1 Calculating Operating Hours

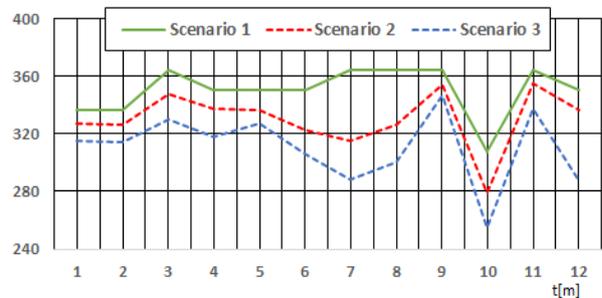


Fig. 9. Monthly Operating Time Graph

그림9에 산출된 상시운영에 따른 운영시간은 2017년을 기준으로 작성되었으며 경부하 요금제가 적용되는 일요일과 공휴일은 포함시키지 않았다. 수요에 따른 운영은 2017년 실제 공급처에서 사용된 전력수요를 기준으로 수정된 요금적용 전력을 넘어서는 경우에만 운영한다는 기준 하에 작성하였다. 수정된 요금적용전력은 발전기 가동을 통해 안정적으로 공급 가능한 전력량만큼을 기존 요금적용전력에서 차감한 값이다.

- 수정된 요금적용전력 = 기존요금적용전력 - 발전기 총 용량

2.2 Calculation of profit and loss

손익을 측정하기 위해 사용된 요금 산출 방법은 다음과 같다. 앞 절에서 설명되지 않은 요금 중 안전관리부담금과 석유환

급금은 산업통상자원부에서 고시한 시행령에 따라 다음과 같이 산출되었다. 안전관리 부담면제금의 경우 안전관리부담금의 부과징수 등에 관한 고시 제 3조에 따라 결정되었으며 석유환급금의 경우 석유 및 석유대체연료의 수입 판매부과금의 징수, 징수유예 및 환급 고시 제 4장 23조에 따라 결정 되었다.

1) 전기 절감 비용

발전기 출력을 통해 얻어지는 전기요금 절감분을 전기 절감 비용으로 정의한다.

- 기본요금절감액 = (절감된 요금적용전력) * 기본요금
- 전력량 절감액 = 시간대별 요금 * 발전기 총용량 * 운영시간
- 전기절감액 = (기본요금 + 전력량 요금) * 부가세

2) 가스 요금(CHP 발전 열 출력 비용)

발전기 출력을 위해 사용되는 가스사용량에 대한 요금을 가스요금으로 정의한다.

- 가스사용량 요금 = 가스소비량 * 가스요금
- 부가환급금 = 가스소비량 * 석유부과금
- 안전관리부담면제금 = 가스소비량 * 안전관리 부담요금
- CHP 발전 열 출력 비용 = 가스 사용량 요금 - 석유부과환급금 - 안전관리 부담금

3) 공급가 스팀 절감 비용

여기서는 스팀 절감비용을 스팀열을 생산하기 위해 사용되는 가스 소비량을 기준으로 역산하였다.

- 공급가 스팀 절감액 = (스팀발열량 / 도시가스발열량) * 가스 요금

4) 수용가 열 판매비용

여기서는 온수열을 생산하기 위해 사용되는 가스 소비량을 기준으로 역산하였다.

- 수용가 열 판매비용 = (온수발열량 / 도시가스발열량) * 온수요금 * 수수료

5) 유지보수 금액

발전기 수리 및 관리를 위해 사용되는 비용으로 2,000,000 원/월 으로 산정하였다.

2.3 Demonstration operation

실증 운영에 따른 손익은 크게 시나리오별 연간 손익, kw당 경제성을 비교하는 Spark Spread, 마지막으로 최소 온수 판매 비율 산정 등 크게 세 가지 파트로 나누어 진행되었다.

2.3.1 Spark Spread

열병합발전의 경제성은 1차 연료에 지불하는 가격과 생산한

전기를 판매하는 전력 가격의 차이 ‘Spark Spread’ 에 의해서 좌우되는데 이 값이 크면 경제성이 있으며 이 차이가 감소할 때 손익은 점차 하락한다고 판단한다[17].

본 연구에서 1차 연료인 도시가스 가격과 전기요금을 kw당 환산하여 요금 차이인 ‘Spark Spread’를 단순 계산해보면 도시가스요금이 언제나 전기요금보다 비싸기 때문에 손익은 (-)로 나타난다. 하지만, CHP 발전기는 발전과 함께 스팀 및 온수의 형태로 열에너지를 생산하기 때문에 이를 자가 사용을 통해 활용하면 열 요금을 절감하고 경제성을 향상시킬 수 있다.

Table 3. Spark Spread(Unit: KRW)

Division	Month											
	12,1,2		3		4,5,10		6,7,8		9		11	
Time zone	Max	Mid	Max	Mid	Max	Mid	Max	Mid	Max	Mid	Max	Mid
Gas	182	182	182	182	166	166	164	164	164	164	166	166
Power	166.7	109.2	109.3	78.6	109.3	78.6	191.1	109.2	109.3	78.6	166.7	109.2
Refunds	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
Safe	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Steam	47.2	47.2	47.2	47.2	43.1	43.1	42.6	42.6	42.6	42.6	43.1	43.1
Profit	38.4	-19.1	-19.0	-49.7	-7.2	-37.9	76.1	-5.8	-5.7	-36.4	50.2	-7.3
Hot water	46.5	46.5	46.5	46.5	42.5	42.5	42.0	42.0	42.0	42.0	42.5	42.5

* 이때 Max는 최대부하 시간대를, Mid 중간부하 시간대를 나타낸다.

표3은 월별 요금에 따른 손익을 kw당으로 환산하여 계산한 값이다. 열을 통한 효용은 공급받은 열을 보일러를 통해 생산한다고 예상했을 때 사용되는 가스 요금을 역산하여 계산한 값이며, 이 외에 석유부가환급금(refunds)과 안전관리부담금 면제 금액(safe) 등에 관한 자세한 설명은 연구의 범위를 벗어나 생략한다. 본 실험에서는 스팀으로 발생하는 열량을 모두 공급처에서 사용하기 때문에 이를 이익금으로 산정하여 계산하였다.

모든 시간대에 가스 요금이 전기 요금 보다 높기 때문에 스팀으로 발생하는 열량을 모두 사용한다 해도 겨울(11, 12, 1, 2월)과 여름(6, 7, 8월)의 최대부하 시간대를 제외하면 손해가 발생한다. 특히 가스요금이 비싸고 전기요금이 가장 저렴한 3월 중간부하 시간의 경우 kw당 약 50원의 손해가 발생하여 발전기를 가동하면 할수록 큰 비용을 지출해야만 하는 것으로 나타났다.

하지만 이러한 계산 방식에는 발전기 가동을 통한 요금적용 전력 절감 비용과 온수 판매를 통한 금액이 포함되어 있지 않기 때문에 이를 활용하면 발전기 가동을 통한 손해를 저감시키고, 이익을 얻을 수 있다.

2.3.2 Break-even Point

본 절에서는 앞서 'Spark Spread' 산출시 포함시키지 않았던 피크관리를 통한 기본요금 절감액과 유지보수 비용을 합산하여 월간 시간대별 손익을 산출하였다. 이때 한 달 단위로 정산이 이루어지는 기본요금과 유지보수 금액은 전체 운영시간

대비 각 시간대별 총 운영시간을 비율로 나누어 계산하였다.

Table 4. Monthly profit and loss (Unit: KRW 1,000)

Month		Power	Gas	Mainten ance	Steam	Hot Water	Total
1	Max	41,126	-36,499	-1,281	9,822	6,775	19,942
	Mid	17,230	-21,899	-769	5,893	4,064	4,519
2	Max	39,167	-34,762	-1,220	9,354	6,452	18,991
	Mid	18,598	-23,637	-830	6,361	4,386	4,878
3	Max	23,754	-30,590	-991	8,231	5,677	6,081
	Mid	19,441	-32,675	-1,059	8,793	6,064	564
4	Max	21,738	-25,292	-937	6,830	4,711	7,051
	Mid	19,821	-30,034	-1,113	8,111	5,593	2,378
5	Max	22,826	-26,558	-984	7,171	4,945	7,400
	Mid	18,986	-28,770	-1,066	7,769	5,359	2,278
6	Max	27,711	-19,666	-738	5,313	3,664	16,283
	Mid	30,365	-34,962	-1,312	9,446	6,516	10,053
7	Max	27,597	-19,666	-710	5,313	3,664	16,198
	Mid	32,047	-37,148	-1,340	10,036	6,923	10,518
8	Max	28,912	-20,602	-743	5,566	3,839	16,971
	Mid	31,240	-36,211	-1,307	9,783	6,748	10,253
9	Max	22,674	-26,223	-946	7,084	4,886	7,475
	Mid	20,268	-30,592	-1,104	8,265	5,700	2,538
10	Max	20,027	-22,763	-958	6,147	4,239	6,691
	Mid	17,635	-25,925	-1,092	7,001	4,827	2,447
11	Max	42,669	-34,777	-1,239	9,391	6,477	22,521
	Mid	19,419	-22,763	-811	6,147	4,239	6,231
12	Max	38,971	-34,762	-1,171	9,354	6,452	18,844
	Mid	20,365	-26,071	-879	7,015	4,839	5,269
Annual Total							226,374

표 4는 발전기가 상시 운용 되었을 때 손익을 세부 항목별로 총합한 값과 합계를 보여준다. 이를 통해 전체 온수 생산량 중 최소 몇 % 온수를 판매해야 이익이 발생하는지를 산출할 수 있다.

여기서는 전기와 스팀 자가 사용만으로 이익이 발생하는 시간대를 제외하고 온수 판매가 이루어지지 않았을 때 손해가 발생하는 봄(3, 4, 5월)과 가을(9, 10월) 중간부하 시간대만 온수 판매를 통한 손익분기점을 계산한다.

1) 3월 중간부하 시간대

- 온수 판매를 제외한 총이익: -5,499(천원)
- 전체 온수 판매 가능 금액: 6,064(천원)
- => 판매율 90.70 %일 때 손익 > 0

2) 4월 중간부하 시간대

- 온수 판매를 제외한 총이익: -3,215(천원)
- 전체 온수 판매 가능 금액: 5,593(천원)
- => 판매율 57.48 %일 때 손익 > 0

3) 5월 중간부하 시간대

- 온수 판매를 제외한 총이익: -3,081(천원)
- 전체 온수 판매 가능 금액: 5,359(천원)
- => 판매율 57.49 %일 때 손익 > 0

4) 9월 중간부하 시간대

- 온수 판매를 제외한 총이익: -3,162(천원)
- 전체 온수 판매 가능 금액: 5,700(천원)
- => 판매율 55.48 %일 때 손익 > 0

5) 10월 중간부하 시간대

- 온수 판매를 제외한 총이익: -2,380(천원)
- 전체 온수 판매 가능 금액: 4,827(천원)
- => 판매율 49.31 %일 때 손익 > 0

표4 월별 손익표를 통해 연간 온수를 모두 판매한다고 가정했을 때 약 2억 2천6백만 원의 수익을, 온수를 전혀 팔지 못한다고 했을 때 9천9백만 원의 수익을 얻을 수 있는 것으로 나타났다. 이를 통해 열병합 발전기의 경제성을 나타내는 ‘Spark Spread’가 낮더라도 피크관리를 통해 기본요금을 절감하고, 생산되는 열을 활용할 수 있다면 발전기 운영의 경제성이 높아진다고 판단할 수 있다.

2.3.3 Annual profit and loss ratio by scenario

위 2.3.2에서 살펴봤듯이 월별 시간대 손익은 3, 4, 5, 9, 10 월 중간부하 시간대일 때 온수를 모두 판매하지 않으면 손해가 발생한다. 이때 온수를 100% 판매하는 것은 일반적으로 불가능한 상황이기 때문에 앞서 계산한 최소 손익 분기점인 10월의 온수 판매율을 49.31%로 기준하여 작성하였으며 시나리오별 손익을 산출하기 위해 사용된 식은 다음과 같다.

$$Max P = \sum_j^{N_j} E(H_{chp}^j) + E_{base} + \sum_j^{N_j} St(H_{chp}^j) + \sum_i^{N_k} Hw(D_{heat}^i) - \sum_j^{N_j} Gas(H_{chp}^j) - M \quad (1)$$

- $E(H_{chp}^j)$: 전력량 절감비용
- E_{base} : 기본요금 절감비용
- $St(H_{chp}^j)$: 스팀 절감비용
- $Hw(D_{heat}^i)$: 수용가 열판매비용
- $Gas(H_{chp}^j)$: CHP발전 열출력비용
- M : 유지보수비용
- N_j : CHP 발전기 수
- N_k : 열수용가수

표5로부터 확인할 수 있듯이 운영 시나리오에 따른 손익의 패턴과 크기에 뚜렷한 차이가 나타나지는 않는다.

Table 5. Monthly profit/loss by operating scenario (unit: KRW 1,000)

Mon	scenario1	scenario2	scenario3
1	18,920	18,911.4	18,190.9
2	18,329	18,319.5	17,599
3	644	1,132	1,113
4	4,160	4,423.2	4,208
5	4,413	4,695.8	4,593.9
6	20,677	20,379.7	18,758.2
7	20,017	19,719.3	17,716.2
8	19,356	19,202.1	18,439
9	4,130	4,331.8	4,252.5
10	4,566	4,910.2	4,819.6
11	23,275	23,174.4	21,908.8
12	18,342	18,329.1	15,387
year	156,829	157,528.5	146,986.1

다만 봄(3, 4, 5월)과 가을(9, 10월)에는 수요에 따른 시나리오를 운영하는 것이 이익이 높으며, 여름과 겨울에는 상시 운영하는 시나리오를 따르는 것이 이익이 높은 것으로 나타났다. 이렇게 계절별로 운영 방법에 따른 손익이 달라지는 이유는 발전기 운영 손익이 가스 및 전기요금과 연동되어 있기 때문이다. 전기요금이 낮고, 가스요금이 높은 월에는 기본요금을 높이지 않는 하에서 발전기 가동을 줄이는 것이 상대적으로 이익이 되며, 반대로 전기요금이 높고, 가스요금이 낮은 월에는 기본요금과 무관하게 발전기를 많이 가동할수록 이익이 늘어나는 것을 확인할 수 있다.

결과적으로 산업 단지에 CHP 발전기를 적용하고, 피크관리를 고려한 발전기 운영 및 인근 수용가에 열 판매가 가능하다면, 이는 1차 에너지 절감 및 총 비용 절감 측면에서 긍정적이며 경제성을 향상 되는 효과를 얻을 수 있을 것으로 기대 된다.

IV. Conclusions

기존의 열병합 발전의 경제성 평가는 주로 1차 연료에 지불하는 가격과 생산한 전기를 판매하는 전력 가격의 차이인 'Spark Spread'를 통해 단순 비교되었다. 하지만 이러한 비교는 1차 연료인 가스 가격이 열병합 발전기를 통해 생산되는 전기 가격을 역전해가는 상황에서 열에너지에 활용되는 이익을 반영하지 못하는 계산 방식으로, 열병합 발전의 경제성을 평가하기에는 무리가 있다.

본 연구에서는 1차 연료와 발전기를 통해 생산된 전기 가격 이외에 열에너지 활용을 통한 열사용 요금 감소, 주변에 위치한 수용가와 열 거래를 통한 열 판매 수익, 피크관리를 통한 기본요금 절감 등을 포함하여 열병합 발전기의 경제성을 평가하였으며 이를 실 사이트 설계 환경 하에서 전력추중에 따른 시나리오별 손익을 비교하였다. 그 결과 부하시간에 따른 상시 운영방법인 시나리오 1의 이익은 연간 약 1억 6,198만원, 전력 수요에 따른 운영방법인 시나리오3의 이익은 연간 1억 4908만원, 두 방법을 혼용하여 최대부하 시간에는 상시부하를 운영하고 중간부하시간에는 수요에 따라 운영하는 시나리오2의 이익은 연간 1억 6,222만원으로 모두 높게 나타났다.

이러한 결과는 'Spark Spread'가 낮아 경제성이 낮다고 판단되는 열병합 발전기라도 인접한 곳에 있는 수용가와 열 거래를 통해 열에너지를 일정량 이상 판매하고, 피크관리를 통해 요금적용 전력을 조정할 수 있다면 충분한 경제적 가치가 있다는 것을 보여준다.

향후 연구에서는 다양한 수용가를 모집함으로써 공급가에서 생산되는 열에너지를 수용가의 수요 패턴 및 가격조합에 따라 연동하는 수익모델을 제시하는 연구를 진행하고자 한다.

REFERENCES

- [1] KPX, "World Power Market Trends", KPX, November 2017.
- [2] Liu, Yingqi, "Demand response and energy efficiency in the capacity resource procurement: Case studies of forward capacity markets in ISO New England, PJM and Great Britain." *Energy Policy*, Vol. 100, pp. 271-282, January 2017.
- [3] Abdella, Mahmoud M., and Ibrahim A. Nassar, "Parameters calculation of thermal power plant dynamic model using steam cycle data." *Thermal Science and Engineering Progress*, Vol. 9, pp. 259-265, March 2019.
- [4] KEPCO, "Development of real-time demand forecasting technique and study of online demand forecasting method", KEPCO, October 2015.
- [5] KOREC, "Monthly Report Market watch", KPX, November 2018.
- [6] CODE2, "European Cogeneration Roadmap", Intelligent Energy EUROPE, January 2015.
- [7] CONNOLLY, David; LUND, H.; MATHIESEN, B. V., "Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union.", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 60, pp. 1634-1653, July 2016.
- [8] Korea Institute of Science and Technology Information, "Fuel cell and cogeneration technology", MSIT, September 2016.
- [9] KEPCO, "Electricity tariff." <http://cyber.kepco.co.kr>
- [10] Samchully, "Gas tariff", <https://www.samchully.co.kr>
- [11] KDHC, "Heat tariff", <https://www.kdhc.co.kr>
- [12] KEPRI, "Demand forecasting integrated demand management portal", KOREC, October 2015.
- [13] GUO, Yabin, et al, "Machine learning-based thermal response time ahead energy demand prediction for building heating systems.", *Applied energy*, Vol. 221, pp. 16-27, July 2018.
- [14] LIU, Liuchen, et al, "Multiple energy complementation based on distributed energy systems-Case study of Chongming county", *China. Applied energy*, Vol. 92, pp. 329-336, April 2017.
- [15] J. Y. Eum, W. U. Kim, Y. K. Kim, "Analysis of Consumption Patterns by Energy Source in the Apartment House with District Heating System Using the K-apartment Data and the AMR Data", *Journal of Korea facility management association*, Vol. 13, pp. 31-40, 2018.
- [16] SZOPLIK, Jolanta, "Forecasting of natural gas consumption with artificial neural networks.", *Energy*, Vol. 85, pp. 208-220, June 2015.
- [17] Korea Energy Economics Institute, "Global Energy

Market Insight", Korea Energy Economics Institute, No.
15-12, April 2015.

Authors



Jaehyun Kim received the B.S. degrees in Statistics in 2014 and M.S. degrees in Information System, in 2018 from Yonsei University, Korea. In 2015, he joined KETI, Republic of Korea, and he is currently an researcher. He is interested in Data

Analysis and Energy Management System.



Taehyoung Kim received the B.S. degree in Computer Science from Kwangwoon University in 2008 and M.S. and Ph.D Candidate degrees in Computer Science from Soongsil university in 2011 and 2016, Korea. In 2011, he joined KETI, Republic of

Korea, and he is currently an senior researcher. He is interested in Virtual Power Plant, Renewable Energy Control.



Youngsu Park received the M.S. degree in Computer Science and Engineering from Soongsil University, Korea, in 2014. In 2016, he joined KETI, Republic of Korea, and he is currently an researcher. He is interested in Operation System and Big data.



Kyung Sun Ham received the M.S. degree in Computer Science from Kwangwoon University in 2000, and Ph.D. degree in Business Administration from Yonsei University, in 2017. In 2000, he joined KETI, Republic of Korea, and he is currently an

pricipal researcher. He is interested in Virtual Power Plant, Renewable Energy Control.