

## 계통한계가격 예측모델에 근거한 통합 지역난방 시스템의 최적화

이기준 · 김래현\* · 여영구†

한양대학교 화학공학과  
133-791 서울시 성동구 행당동 17

\*서울과학기술대학교 화학공학과  
135-743, 서울시 노원구 공릉동

(2011년 12월 14일 접수, 2012년 1월 30일 채택)

## Optimization of Integrated District Heating System (IDHS) Based on the Forecasting Model for System Marginal Prices (SMP)

Ki-Jun Lee, Lae-Hyun Kim\* and Yeong-Koo Yeo†

Department of Chemical Engineering, Hanyang University, 17 Haengdong, Seongdong-gu, Seoul 133-791, Korea

\*Department of Chemical Engineering, Seoul National University of Science and Technology,

Gongneung-dong, Nowon-gu, Seoul 135-743, Korea

(Received 14 December 2011; accepted 30 January 2012)

### 요 약

본 연구에서는 공급자와 소비자, 열 저장시설과 연계네트워크로 구성된 통합 지역난방시스템의 경제성을 평가하고 최적 운전조건을 규명하였다. 최적화에 있어서는 혼합 정수선형 계획법이 이용되었으며 1주일 동안의 열 요구량을 만족함과 동시에 통합 지역난방 시스템의 운전제한 조건에 따른 전체 운영비용을 목적함수로 하였다. 지역난방 네트워크 연결망을 열 병합 발전이 포함되지 않은 구역과 이를 포함하는 구역으로 나누어 최적화를 진행함으로써 열 병합 발전에 의한 비용절감 효과를 확인할 수 있었다. 아울러 계통한계가격 예측모델에 의해 예측된 계통한계가격과 실제 계통한계가격을 각각 적용하여 최적화를 진행하고 그 결과를 비교 분석하였다. 수치모사 결과 개발된 최적화 운영시스템의 도입에 의해 통합 지역난방시스템의 에너지 효율성이 증가함을 확인할 수 있었다.

**Abstract** – In this paper we performed evaluation of the economics of a district heating system (DHS) consisting of energy suppliers and consumers, heat generation and storage facilities and power transmission lines in the capital region, as well as identification of optimal operating conditions. The optimization problem is formulated as a mixed integer linear programming (MILP) problem where the objective is to minimize the overall operating cost of DHS while satisfying heat demand during 1 week and operating limits on DHS facilities. This paper also propose a new forecasting model of the system marginal price (SMP) using past data on power supply and demand as well as past cost data. In the optimization, both the forecasted SMP and actual SMP are used and the results are analyzed. The salient feature of the proposed approach is that it exhibits excellent predicting performance to give improved energy efficiency in the integrated DHS.

**Key words:** District Heating System (DHS), Integrated District Heating System, Mixed Integer Linear Programming, System Marginal Prices (SMP)

### 1. 서 론

에너지와 환경문제가 세계적으로 중요한 관심사안이 되면서 세계 각국은 새로운 에너지를 찾고 에너지를 효율적으로 사용하기 위한 연구를 지속적으로 수행하고 있다. 지역난방은 에너지 절감과 환경 오염 문제의 해결을 위해 크게 주목받고 있는 대표적인 에너지 공급 시스템의 하나이다. 지역난방시스템(DHS, District Heating System)

은 많은 열 생산시설과 열 저장시설, 연계 네트워크 및 소비자들로 구성되는 복잡한 시스템이다. 지역난방시스템은 아파트, 업무, 상업용 건물 등에 개별적인 열 생산시설을 설치하지 않고 열 병합 발전소(CHP, Cogeneration Heat and Power)와 같은 오염방지설비가 완비된 대규모 열 생산시설에서 경제적으로 생산된 열(온수)을 대단위 지역에 일괄적으로 공급하는 도시 기반시설로서 기존의 열 공급 방식에 비하여 에너지 절약과 대기오염물질 감소 효과가 우수한 선진 난방시스템이다.

지역난방시스템 운전의 최적화에 대한 연구는 약 10여 년 전부터 주로 북유럽 국가들을 중심으로 활발하게 진행되어 왔다. 초기의 연

† To whom correspondence should be addressed.

E-mail: ykyeo@hanyang.ac.kr

‡ 이 논문은 KAIST 박선원 교수님의 정년을 기념하여 투고되었습니다.

구에서는 운전비용을 최소화하면서 지역난방시스템의 공급온도를 최적화하는 데에 주안점을 두고 연구가 진행되었다. 지역난방시스템에는 열 공급에 의한 시간지연이 존재하기 때문에 시간에 따라 변하는 소비자의 열 요구량과 연계 네트워크가 지역난방시스템의 운영에 많은 영향을 미친다. 아울러 열 저장과 외부로의 열 손실도 고려되어야 한다. 이러한 사항들을 감안한 지역난방시스템의 공급온도와 열 공급량을 가장 적절하게 결정하는 문제의 해결을 위해서 초기 연구에서는 열 생산시설과 연계 네트워크를 수학적 모델로 구현한 노드 방법을 이용하였다[1]. 또한 지역난방시스템의 열 생산시설과 연계 네트워크의 최적화에는 주로 선형 계획법(LP, Linear Programming)과 혼합정수 선형 계획법(MILP, Mixed Integer Linear Programming)이 이용되었다[2]. 아울러 지역난방시스템의 최적화에 있어서 목적함수를 이루는 운영비용의 설정과 구성에 대한 자세한 연구도 진행되었다[3].

최근 전 세계적으로 전력산업은 구조개편을 통해 경쟁과 선택의 시장원리를 도입한 경쟁체제로 돌입하고 있다. 이러한 경쟁체제의 도입은 전력산업의 효율성 향상, 전력요금의 감소, 전력공급 서비스의 향상, 그리고 소비자의 선택권을 보장해 주는 데에 그 목적을 두고 있다. 정확한 전력가격의 예측은 자신의 이익을 극대화하려는 전력시장 참여자들에게 매우 중요한 관심사이다. 지역난방시스템에서는 대개 열 병합 발전에 의한 전기의 생산이 이루어지며 생산된 전력은 전력시장에서 판매되어 회사의 수익창출에 기여한다. 그러므로 지역난방시스템의 최적 운영과 전력 판매에 의한 정확한 수익을 판단하기 위한 정확한 계통한계가격(SMP, System Marginal Price)의 예측은 중요한 선행작업이 된다.

본 연구에서는 지역난방시스템의 최적화에 있어서 운영비용으로 구성되는 목적함수의 중요한 변수 가운데 하나인 SMP의 예측을 위한 모델을 개발하고 이를 통한 SMP의 예측결과를 최적화에 이용하였다. 또한 예측된 SMP는 제시된 지역난방시스템의 최적 운영방안의 경제성 및 운영 타당성을 판단하기 위한 기준으로 활용되었다.

## 2. SMP 예측모델

SMP는 원자력 및 석탄을 이용하는 일반 발전 플랜트의 전력 생산량에 대하여 적용되는 전력시장 가격으로서 시간대별로 출력이 할당된 발전기의 연료비 가운데 가장 높은 값으로 결정된다. 지역난방의 경우 CHP에서 생산되는 전력을 판매할 때 SMP가 수익의 정도를 판단하는 기준이 되기 때문에 정확한 SMP를 예측하여 발전기의 가동 유무를 결정하게 된다.

정확한 SMP 예측은 모델로부터 산출된 예측값과 실제값의 차이인 예측오차가 작은 것을 의미한다. 따라서 일정기간 동안의 예측오차에 대한 분석으로부터 사용된 예측모델이 실제 적용에 적합한지의 여부를 알 수 있다. 여기에서는 각각 다음과 같이 정의되는 RMSE(Root Mean Square Error)와 MAPE(Mean Absolute Percentage Error)를 이용하여 모델에 의한 예측의 정확성을 판단하였다.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N_i} \sum_{i=1}^{N_i} (P_{i,actual} - P_{i,estimated})^2} \quad (1)$$

$$MAPE = \frac{\sum_{i=1}^{N_i} \left( \frac{P_{i,actual} - P_{i,estimated}}{P_{i,actual}} \right) \times 100}{N_i} \quad (2)$$

위에서  $N_i$ 는 과거 데이터 시점의 수이며  $P_{i,actual}$ 와  $P_{i,estimated}$ 는 각

각 실제 SMP 및 예측된 SMP 값이다.

본 연구에서 개발된 SMP 예측모델은 전력수요량 및 공급량과 상관관계를 가지는 변수들로 구성된다. 따라서 SMP의 정확한 예측을 위해서는 우선 전력수요량 및 공급량에 대한 예측모델을 규명하여야 한다.

### 2-1. 전력수요모델

적합한 변수들을 선정하기 위하여 상관관계 분석을 수행하였으며 상관관계의 정도를 나타내기 위하여 두 변수들 사이의 상관성을 수치적으로 나타내는 상관계수를 지표로 사용하였다. 상관계수는 통상  $r$ 로 표시되며 -1에서 1까지의 값을 취한다. 두 변수들 간의 상관관계는 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$S(xx) = \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 = \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left( \sum_{i=1}^n x_i \right)^2 / n$$

$$S(yy) = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 = \sum_{i=1}^n y_i^2 - \left( \sum_{i=1}^n y_i \right)^2 / n$$

$$S(xy) = \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}) = \sum_{i=1}^n x_i y_i - \left( \sum_{i=1}^n x_i \right) \left( \sum_{i=1}^n y_i \right) / n$$

$$r = \frac{S(xy)}{\sqrt{S(xx)S(yy)}} \quad (3)$$

위에서  $x_i$ 와  $y_i$ 는  $i$ 번째 변수를 의미하며  $\bar{x}$ 와  $\bar{y}$ 는 각각  $x$ 와  $y$ 의 평균값을 나타내고  $n$ 은 변수들의 수이다. 만약 상관계수  $r$ 이 0.8보다 크다면 두 변수들 간의 상관관계가 크다는 것을 의미하며  $r$ 이 0.6보다 크고 0.8보다 작으면 두 변수들 간의 상관 정도가 중간 정도임을 의미한다. 또한  $r$ 이 0.4와 0.6 사이일 때는 상관관계가 적고 0.4보다 작을 때는 두 변수들 간에 상관관계가 없음을 의미한다.

계수들이 서로 얼마나 관련이 있는지를 분석하기 위해서 상관계수의 계산은 반드시 필요하다. 운전 데이터를 토대로 상관계수를 계산한 결과 현재의 전력 수요량과 1주일 전의 전력 수요량 사이의 상관계수는 0.74였고 현재의 전력 수요량과 하루 전의 전력 수요량 사이의 상관계수는 0.63으로서 가장 높은 값을 나타내었다. 얻은 결과를 토대로 하여 1주일 전의 전력수요량과 하루 전의 전력수요량을 바탕으로 현재의 전력수요량을 계산하기 위하여 다음과 같은 관계를 이용하였다.

$$P_{dt}(t) = \alpha \times P_{dtw}(t) + \beta \times P_{dd}(t) \quad (4)$$

여기에서  $P_{dt}$ 는 전력 수요량(MW/h), 그리고  $P_{dd}$ 와  $P_{dtw}$ 는 각각 1일 전과 1주일 전의 전력 수요량(MW/h)을 의미하며  $\alpha$ 와  $\beta$ 는 계수이다. 한 주일 전 전력수요량과 하루 전의 전력 수요량은 한국전력거래소의 자료를 이용하였다. 식 (4)의 계수  $\alpha$ 와  $\beta$ 는 과거의 자료를 바탕으로 한 회귀분석을 통하여 얻을 수 있으며 그 결과를 Table 1에 나타내었다. 구성된 식을 이용하여 대상지역의 2009년도 전력 수

Table 1. Values of  $\alpha$  and  $\beta$  for each month

Month	$\alpha$	$\beta$	Month	$\alpha$	$\beta$
March	0.4	0.6	August	0.2	0.8
April	0.4	0.6	September	0.05	0.95
May	0.4	0.6	October	0.55	0.45
June	0.05	0.95	November	0.25	0.75
July	0.25	0.75	December	0.27	0.73

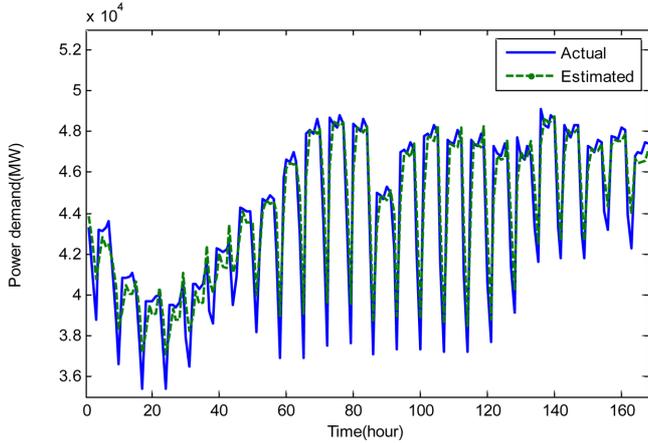


Fig. 1. Results of prediction on power load (April 18, 2009~April 24, 2009).

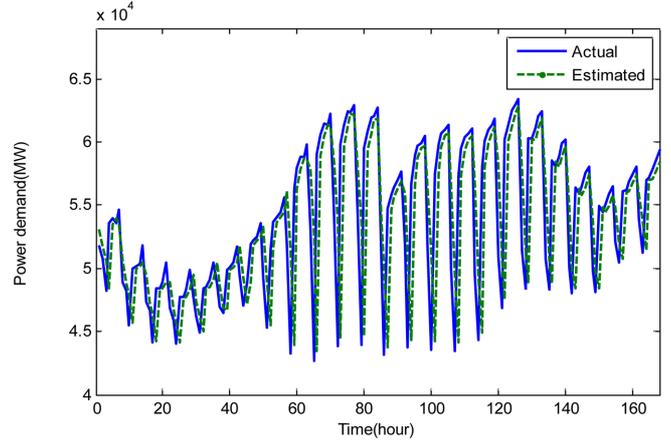


Fig. 4. Results of prediction on power load (December 12, 2009~December 18, 2009).

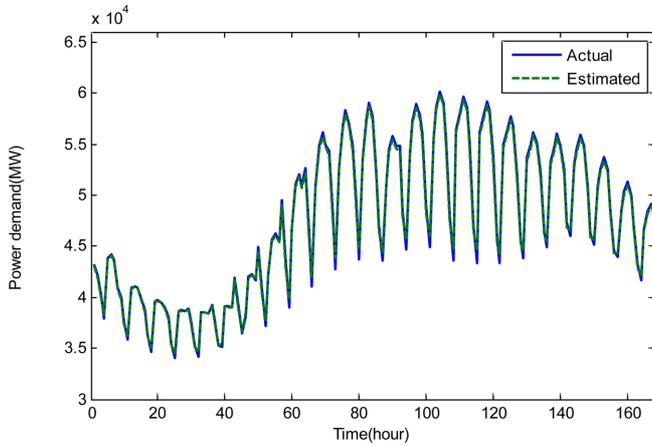


Fig. 2. Results of prediction on power load (July 18, 2009~July 24, 2009).

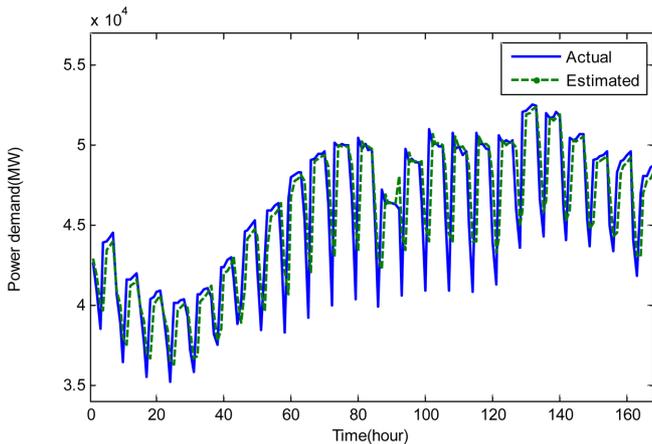


Fig. 3. Results of prediction on power load (October 17, 2009~October 23, 2009).

요량을 예측한 결과 MAPE=3.67, RMSE=6.67로서 비교적 정확한 예측이 이루어짐을 확인할 수 있다. Fig. 1~4는 각 계절별로 임의로 선택된 한 주일 동안에 대하여 수요 전력량을 예측한 결과를 나타낸 그래프들이다. 이들로부터 실제 수요량과 예측된 수요량은 거의 같은 경향을 나타내는 것을 볼 수 있다.

### 2-2. 전력공급모델

전력 공급량을 예측하기 위해 날씨 및 한 주일 이전의 데이터와 같은 자료들을 토대로 하여 상관계수를 계산하였다. 그 결과 하루 전날의 공급량과 최대 전력 수요량에 대한 상관계수는 각각 0.9733과 0.6712로 높은 상관관계를 보임을 확인할 수 있었다. 상관분석을 통하여 선정된 독립변수들을 바탕으로 하여 전력 공급량을 예측하기 위한 모델을 다음과 같이 구성하였다.

$$P_s(t) = P_{sd}(t) \times \left( \frac{P_{\max}(t)}{P_{\max,d}(t)} \right)^{0.06} \quad (5)$$

위에서  $P_s$ 와  $P_{sd}$ 는 현재와 1일 전의 전력 공급량을 의미하며  $P_{\max}$ 와  $P_{\max,d}$ 는 현재와 하루 전의 최대 전력 요구량을 의미한다. 개발된 모델의 변수인 최대 전력 수요량은 식 (4)를 이용하여 계산된 결과를 이용하였다. 예측한 공급 전력량과 실제 공급 전력량을 비교한 결과 MAPE=0.67, 그리고 RMSE=0.92로서 매우 높은 정확도를 나타내는 것을 알 수 있었다. Fig. 5는 2009년 어느 2주일 동안의 전력 공급량 예측결과를 보인 것이다. Fig. 5로부터 공급 전력량의 예측값과 실제 공급 전력량은 서로 거의 일치하는 것을 확인할 수 있다. Fig. 5에서 가로축을 일(day) 단위로 한 것은 한국전력거래소에서 제공하는 공급 전력량 데이터가 하루 단위로 나타나 있기 때문이다.

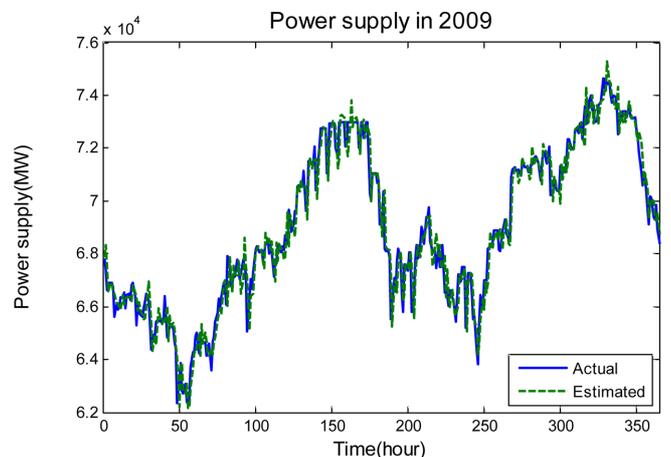


Fig. 5. Results of prediction on power supply in 2009.

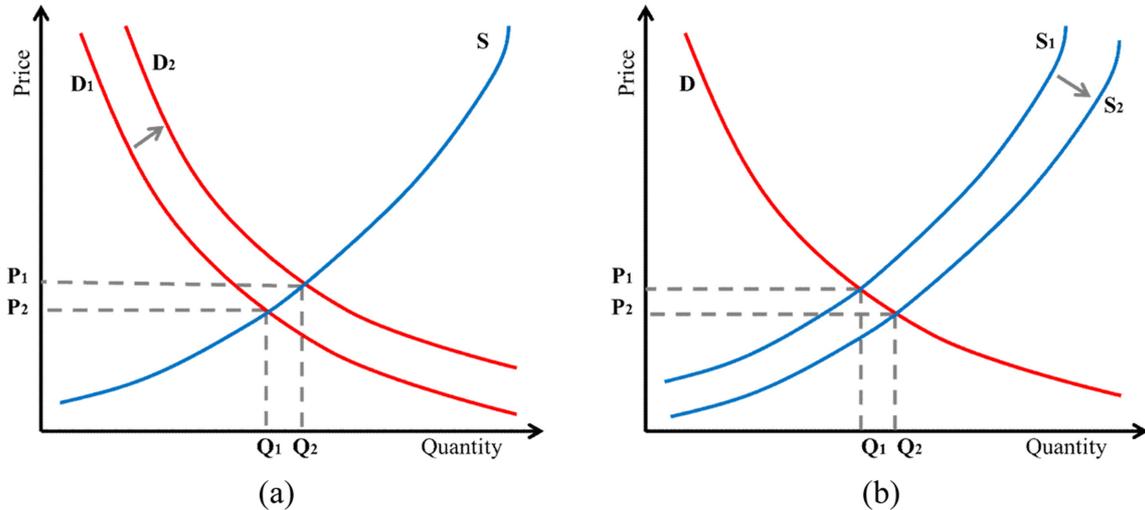


Fig. 6. The supply and demand curves.

2-3. SMP 예측모델

일반적으로 SMP의 예측에는 Neural Network, Wavelet, 그리고 ARIMA (Autoregressive Integrated Moving Average)가 이용되어 왔다. 이 방법들은 광범위한 과거 데이터에 대한 컴퓨터 분석을 필요로 하므로 전력거래 시장에서 간편하게 효율적으로 사용하는 데에는 무리가 있다. 본 연구에서는 경제학에서의 수요와 공급원리를 도입하여 과거 데이터의 분석에 의존하지 않고 전력거래 시장에서 간편하게 이용할 수 있는 새로운 예측방법을 개발하였다. 수요와 공급의 원리는 시장의 가격을 결정하는 척도로서 Fig. 6에 그 기능이 도시되어 있다. 전력을 생산함에 있어서 공급은 발전기에서 생산되는 전력을 의미하며 수요는 소비자들이 사용하는 전력량을 의미한다. 만약 공급(S)이 일정할 때 수요(D)가 증가하게 되면 공급곡선의 이동에 따라 가격은 상승하게 된다. 반대로 수요(D)는 일정하고 공급(S)이 증가하게 되면 수요곡선의 이동에 따라 가격은 하락하게 된다. 즉 수요의 증가는 가격을 상승시키며 공급의 증가는 가격을 하락시킨다. 수요와 공급의 곡선이 선형이라고 가정하면 다음과 같은 관계를 얻을 수 있다.

$$SMP(t) \times \frac{P_s(t)}{P_d(t)} = SMP_w(t) \times \frac{P_{sw}(t)}{P_{dw}(t)} \tag{6}$$

여기에서  $P_s$ 와  $P_d$ 는 각각 전력 공급량과 수요량을 의미하며  $P_{sw}$ 와  $P_{dw}$ 는 각각 1주일 전의 전력 공급량과 수요량을 의미한다. 아울러  $SMP_w$ 는 1주일 전의 SMP를 의미한다. 위의 관계는 다음과 같이 다시 쓸 수 있다.

$$SMP(t) = SMP_w(t) \times \frac{P_d(t)}{P_{dw}(t)} \times \frac{P_{sw}(t)}{P_s(t)} \tag{7}$$

위의 식 (7)을 이용하여 SMP의 예측을 진행하면 매달 1일에서 7일까지는 오차가 심하게 발생하는 것을 알 수 있다. 그 이유는 매달 연료의 가격이 변동하기 때문이다. SMP는 발전기의 연료생산 가격에 의해 크게 영향을 받으므로 달이 바뀌게 되면 SMP의 특정 자체가 변하게 된다. 따라서 1주일 전의 데이터가 이전 달의 것이라면 필연적으로 SMP에 오차가 도입된다. 이러한 이유로 발생하는 오차를 없애기 위하여 매달 처음 7일 동안의 예측을 할 때에는 다음과 같이

위의 식 (7)에 연료의 가격변동을 고려한 변수를 추가하여 정확도를 높일 수 있다.

$$SMP(t) = SMP_w(t) \times \frac{P_d(t)}{P_{dw}(t)} \times \frac{P_{sw}(t)}{P_s(t)} \times \frac{C_{LNG}}{C_{LNGm}} \tag{8}$$

여기에서  $C_{LNG}$ 와  $C_{LNGm}$ 은 현재와 1달 전의 LNG를 사용하여 생산되는 전력의 kWh당 비용(W/kWh)을 의미한다. 식 (8)에서 LNG의 가격만을 고려한 이유는 SMP의 결정에 LNG 가격의 기여도가 절대적으로 크기 때문이다. 식 (8)은 수요와 공급이 선형이라는 가정에 근거한 것이다. 그러나 실제로 수요와 공급변화는 곡선으로 나타나기 때문에 그 자체가 비선형이다. 발전기의 운전은 수력, 원자력, 석탄발전, 유류발전, LNG 발전의 순으로 진행되는데 이 순서는 발전단가가 낮은 것에서부터 높은 연료 순으로 정해진 것이다. 전력생산량이 증가함에 따라 전력생산 비용은 비선형적으로 증가하고 전력생산 비용의 증가에 따라 SMP도 증가하게 된다. 가로축을 전력생산량으로 정하고 세로축을 SMP라고 정하면 그 형태는 Fig. 7에 보인 바와 같을 것이다. 최소 전력 수요량이 수력과 원자력을 이용한 발전량보다 높다는 점을 감안하여 구간을 세 개의 구간으로 나

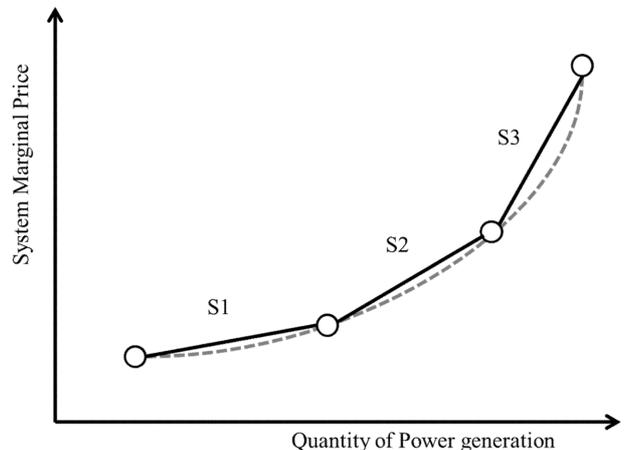


Fig. 7. Piecewise linear approximation of SMP curve according to an increase in power generation.

누었다. 처음 구간(S1)은 석탄을 이용하는 발전까지의 발전량으로서 전력 수요량을 충족시키는 경우이고 다음 구간(S2)은 유류를 이용한 발전까지 가동하여 전력 수요량을 충족시키는 경우이며 마지막 구간(S3)은 모든 종류의 발전기가 다 가동되어야만 전력수요량을 충족시키는 경우를 나타낸다. 회귀분석으로부터 식 (7)과 (8)에 지수를 사용한 가중치를 부여하여 다음과 같이 LNG 사용 전력비용을 감안하지 않을 경우와 감안할 경우에 있어서의 각 구간에 대한 최종 예측모델을 얻었다. 식 (9)와 (12)는 구간 S1, 식 (10)과 (13)은 구간 S2, 그리고 식 (11)과 (14)는 구간 S3에 대한 예측모델이다.

LNG 사용 전력비용을 감안하지 않을 경우:

$$SMP(t) = SMP_w(t) \times \left(\frac{P_d(t)}{P_{dw}(t)}\right)^{2.0} \times \left(\frac{P_{sw}(t)}{P_s(t)}\right)^{2.0} \quad (9)$$

$$SMP(t) = SMP_w(t) \times \left(\frac{P_d(t)}{P_{dw}(t)}\right)^{0.5} \times \left(\frac{P_{sw}(t)}{P_s(t)}\right)^{0.3} \quad (10)$$

$$SMP(t) = SMP_w(t) \times \left(\frac{P_d(t)}{P_{dw}(t)}\right)^{1.5} \times \left(\frac{P_{sw}(t)}{P_s(t)}\right)^{1.3} \quad (11)$$

LNG 사용 전력비용을 감안할 경우:

$$SMP(t) = SMP_w(t) \times \left(\frac{P_d(t)}{P_{dw}(t)}\right)^{2.0} \times \left(\frac{P_{sw}(t)}{P_s(t)}\right)^{2.0} \times \left(\frac{C_{LNG}}{C_{LNGm}}\right) \quad (12)$$

$$SMP(t) = SMP_w(t) \times \left(\frac{P_d(t)}{P_{dw}(t)}\right)^{0.5} \times \left(\frac{P_{sw}(t)}{P_s(t)}\right)^{0.3} \times \left(\frac{C_{LNG}}{C_{LNGm}}\right) \quad (13)$$

$$SMP(t) = SMP_w(t) \times \left(\frac{P_d(t)}{P_{dw}(t)}\right)^{1.5} \times \left(\frac{P_{sw}(t)}{P_s(t)}\right)^{1.3} \times \left(\frac{C_{LNG}}{C_{LNGm}}\right) \quad (14)$$

여기에서  $P_s$ 와  $P_d$ 는 전력 공급량과 수요량을 의미하고  $P_{sw}$ 와  $P_{dw}$ 는 1주일 전의 전력 공급량과 수요량을 의미하며  $C_{LNG}$ 와  $C_{LNGm}$ 는 현재와 1주일 전의 LNG를 사용하여 생산된 전력의 kWh 당 비용을 의미한다.

### 3. 통합 지역난방 시스템의 최적화

통합 지역난방시스템의 최적화 문제는 통합 지역난방시스템의 운전방식을 나타내는 결정변수와 일주일 동안의 통합 지역난방시스템의 전체 운영 비용을 나타내는 목적함수, 그리고 통합 지역난방시스템의 운전 조건과 특성을 나타내는 제한조건들로 구성된다. 최적화 문제의 풀이에 있어서는 혼합정수 선형계획법을 사용하였다. 본 연구에서 다루고 있는 통합 지역난방시스템의 대상 모델은 서울 및 경기지역을 포함하는 한국지역난방공사의 통합 지역난방시스템이다. 지역난방시스템은 열과 전기를 동시에 생산하는 열 병합발전소(CHP), 오직 열만 생산하는 첨두 부하 보일러(PLB, Peaked Load Boiler)와 같은 열 생산시설과 축열조(Acc)인 열 저장시설, 외부로부터의 열을 공급받는 다른 지사와의 연계 네트워크(HDN, Heat Distribution Network)와 한국전력으로부터 열을 공급받는 한전 수열(HS, Hanjun Supply), 그리고 지역 내의 소각장에서 발생하는 열을

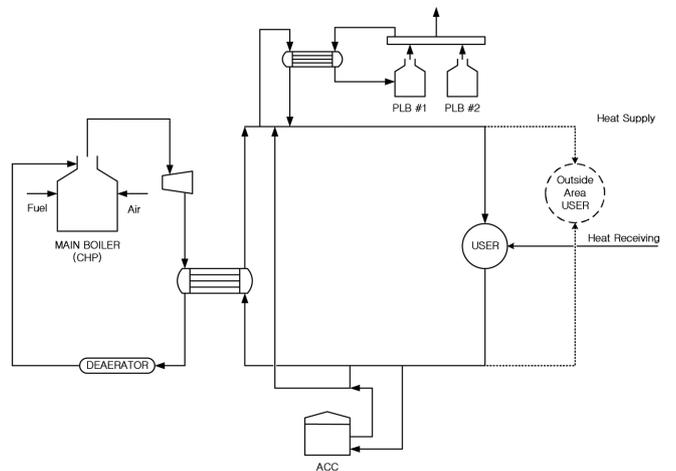


Fig. 8. The basic configuration of a DHS.

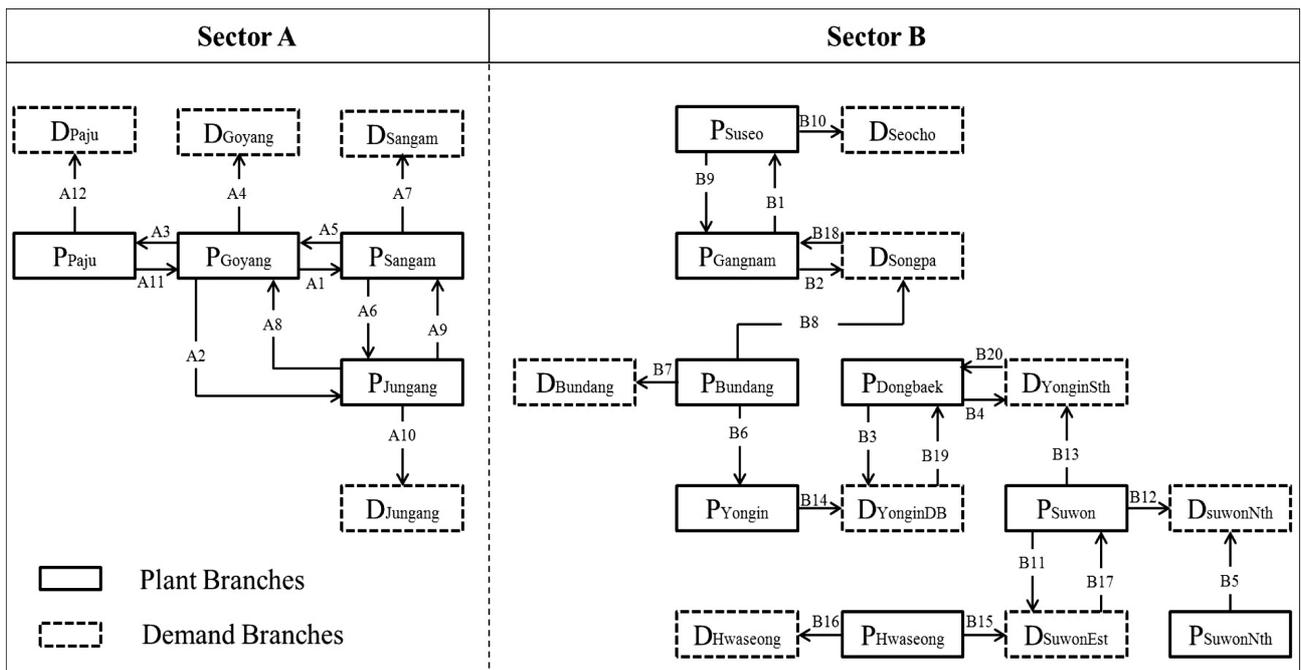


Fig. 9. A schematic diagram of heat distribution network.

Table 2. The lists of regional DHS in KDHS

(A) Sector A		
No.	Branch Name	Plant/Demand Branch
1	P <sub>Goyang</sub>	Plant
2	P <sub>Sangam</sub>	Plant
3	P <sub>Jungang</sub>	Plant
4	P <sub>Paju</sub>	Plant
5	D <sub>Goyang</sub>	Demand
6	D <sub>Sangam</sub>	Demand
7	D <sub>Jungang</sub>	Demand
8	D <sub>Paju</sub>	Demand
(B) Sector B		
No.	Branch Name	Plant/Demand Branch
1	P <sub>Gangnam</sub>	Plant
2	P <sub>Dongbaek</sub>	Plant
3	P <sub>SuwonNih</sub>	Plant
4	P <sub>Bundang</sub>	Plant
5	P <sub>Suseo</sub>	Plant
6	P <sub>Suwon</sub>	Plant
7	P <sub>Yongin</sub>	Plant
8	P <sub>Hwasung</sub>	Plant
9	D <sub>SuwonEst</sub>	Demand
10	D <sub>SuwonNih</sub>	Demand
11	D <sub>Bundang</sub>	Demand
12	D <sub>Seocho</sub>	Demand
13	D <sub>Songpa</sub>	Demand
14	D <sub>YonginSth</sub>	Demand
15	D <sub>YonginDB</sub>	Demand
16	D <sub>Hwasung</sub>	Demand

이용하는 소각로(Inc, Incinerator) 및 최종 소비자(Customer)로 구성 되어 있다. Fig. 8은 본 연구에서 다루고 있는 통합 지역난방시스템을 구성하는 단일 지역난방시스템의 기본 구조를 나타내고 있다.

본 연구에서 다루고 있는 통합 지역난방시스템은 총 24개의 지사(12개의 열 생산지사 및 12개의 수요지사)로 구성되어 있으며 각 지사는 32개의 연계 네트워크를 통해 서로 연결되어 있다. Fig. 9는 통합 지역난방시스템의 연계 네트워크 구조를 보인 것이며 Table 2는 통합 지역난방시스템을 구성하는 지사, 그리고 Table 3은 연계 네트워크의 수급관계를 요약한 것이다. Table 4는 1개의 열 병합발전소와 32개의 열 생산시설들을 보이고 있으며 Table 5는 6개의 축열조, 6개의 소각로, 그리고 3개의 환전 수열에 대한 정보를 요약한 것이다.

### 3-1. 목적함수

본 연구에서 다루고 있는 통합 지역난방시스템을 위한 최적화에서는 지역난방시스템의 에너지를 공급받는 소비자들의 열 요구량과 지역난방시스템을 구성하는 시설들의 다양한 운전 제한조건 및 특성을 만족하는 동시에 일주일 동안의 통합 지역난방시스템의 열 생산에 사용되는 운전비용과 전기판매 이익을 고려한 전체 운영 비용을 최소화하는 것이 목적이다. 최적화에서의 목적함수는 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$\text{Minimize } \sum_{t \in T} \left( \sum_{p \in P} OC(p, t) - ES(p, t) \right) \quad (15)$$

Table 3. Heat distribution networks in KDHS

(A) Sector A		
No.	Network (A→B)	
	A	B
1	P <sub>Goyang</sub>	P <sub>Sangam</sub>
2	P <sub>Goyang</sub>	P <sub>Jungang</sub>
3	P <sub>Goyang</sub>	P <sub>Paju</sub>
4	P <sub>Goyang</sub>	D <sub>Goyang</sub>
5	P <sub>Sangam</sub>	P <sub>Goyang</sub>
6	P <sub>Sangam</sub>	P <sub>Jungang</sub>
7	P <sub>Sangam</sub>	D <sub>Sangam</sub>
8	P <sub>Jungang</sub>	P <sub>Goyang</sub>
9	P <sub>Jungang</sub>	P <sub>Sangam</sub>
10	P <sub>Jungang</sub>	D <sub>Jungang</sub>
11	P <sub>Paju</sub>	P <sub>Goyang</sub>
12	P <sub>Paju</sub>	D <sub>Paju</sub>
(B) Sector B		
No.	Network (A→B)	
	A	B
1	P <sub>Gangnam</sub>	P <sub>Suseo</sub>
2	P <sub>Gangnam</sub>	D <sub>Songpa</sub>
3	P <sub>Dongbaek</sub>	D <sub>YonginSth</sub>
4	P <sub>Dongbaek</sub>	D <sub>YonginDB</sub>
5	P <sub>SuwonNih</sub>	D <sub>SuwonNih</sub>
6	P <sub>Bundang</sub>	P <sub>Yongin</sub>
7	P <sub>Bundang</sub>	D <sub>Bundang</sub>
8	P <sub>Bundang</sub>	D <sub>Songpa</sub>
9	P <sub>Suseo</sub>	P <sub>Gangnam</sub>
10	P <sub>Suseo</sub>	D <sub>Seocho</sub>
11	P <sub>Suwon</sub>	D <sub>SuwonEst</sub>
12	P <sub>Suwon</sub>	D <sub>SuwonNih</sub>
13	P <sub>Suwon</sub>	D <sub>YonginSth</sub>
14	P <sub>Yongin</sub>	D <sub>YonginDB</sub>
15	P <sub>Hwasung</sub>	D <sub>SuwonEst</sub>
16	P <sub>Hwasung</sub>	D <sub>Hwasung</sub>
17	D <sub>SuwonEst</sub>	P <sub>Suwon</sub>
18	D <sub>Songpa</sub>	P <sub>Gangnam</sub>
19	D <sub>YonginSth</sub>	P <sub>Dongbaek</sub>
20	D <sub>YonginDB</sub>	P <sub>Dongbaek</sub>

여기서 T는 최적화 기간의 시간 t의 집합, P는 각 열 생산지사 p의 집합, 그리고 OC(p,t)와 ES(p,t)는 시간 t에서 열 생산지사 p의 운전비용과 전기판매 이익(W)을 나타낸다. A 지역의 경우 열 병합 발전에 의한 전기판매 이익이 발생하지 않기 때문에 ES(p,t)는 목적함수에서 제외된다.

열 생산지사의 운전비용은 열 병합발전소의 운전비용, 열 생산시설의 운전비용, 환전 수열의 운전비용, 그리고 소각로의 운전비용의 합으로 이루어진다. 각 지사간의 열의 운송비용은 제외하기로 하면 열 생산지사의 운전비용은 다음과 같다.

$$OC(p, t) = \sum_{j \in J} Cost_j(t) + \sum_{u \in U} Q_u(t) \cdot C_u(t) + \sum_{h \in H} Q_h(t) \cdot C_h(t) + \sum_{i \in I} Q_i(t) \cdot C_i(t) \quad (16)$$

$$Cost_j(t) = Cost_j^{Oper}(t) + Cost_j^{Start}(t) \quad \forall j \in J, p \in P, t \in T \quad (17)$$

**Table 4. The lists of CHP and Heat Plants in KDHS**

(A) Sector A		
No.	Branch Name	Types
1	P <sub>Goyang</sub>	PLBSO
2	P <sub>Goyang</sub>	PLBSO
3	P <sub>Sangam</sub>	PLBWG
4	P <sub>Sangam</sub>	PLBWG
5	P <sub>Sangam</sub>	GRB
6	P <sub>Jungang</sub>	PLBWG
7	P <sub>Jungang</sub>	PLBWG
(B) Sector B		
No.	Branch Name	Types
1	P <sub>Suwon</sub>	CHP
1	P <sub>Gangnam</sub>	PLBSO
2	P <sub>Gangnam</sub>	PLBSO
3	P <sub>Gangnam</sub>	PLBWG
4	P <sub>Dongbaek</sub>	PLBWG
5	P <sub>Dongbaek</sub>	PLBWG
6	P <sub>SuwonNth</sub>	PLBWG
7	P <sub>SuwonNth</sub>	PLBWG
8	P <sub>Bundang</sub>	PLBSO
9	P <sub>Bundang</sub>	PLBSO
10	P <sub>Suseo</sub>	PLBWG
11	P <sub>Suseo</sub>	PLBWG
12	P <sub>Suseo</sub>	PLBWG
13	P <sub>Suseo</sub>	PLBWG
14	P <sub>Suseo</sub>	PLBWG
15	P <sub>Suseo</sub>	PLBWG
16	P <sub>Suseo</sub>	PLBWG
17	P <sub>Suwon</sub>	PLBSO
18	P <sub>Suwon</sub>	PLBSO
19	P <sub>Suwon</sub>	PLBWG
20	P <sub>Suwon</sub>	PLBWG
21	P <sub>Yongin</sub>	PLBSO
22	P <sub>Yongin</sub>	PLBSO
23	P <sub>Yongin</sub>	PLBWG
24	P <sub>Yongin</sub>	PLBWG
25	P <sub>Yongin</sub>	PLBWG

**Table 5. The lists of Accumulator, Incinerator, Hanjun Supply in KDHS**

(A) Sector A		
No.	Branch Name	Types
1	P <sub>Goyang</sub>	Accumulator
2	P <sub>Jungang</sub>	
1	P <sub>Goyang</sub>	Incinerator
2	P <sub>Sangam</sub>	
1	P <sub>Goyang</sub>	Hanjun Supply
2	P <sub>Jungang</sub>	
(B) Sector B		
No.	Branch Name	Types
1	P <sub>Gangnam</sub>	Accumulator
2	P <sub>Dongbaek</sub>	
3	P <sub>Bundang</sub>	
4	P <sub>Suseo</sub>	
5	P <sub>Suwon</sub>	
1	P <sub>Gangnam</sub>	Incinerator
2	P <sub>Bundang</sub>	
3	P <sub>Suwon</sub>	
4	P <sub>Yongin</sub>	
1	P <sub>Bundang</sub>	Hanjun Supply

에서 생산하는 전기의 양은 생산된 열의 양에 관련된다. 열 병합 발전소에서 생산된 전기의 양은 열 생산량의 함수로서 다음과 같이 선형 관계로 나타낼 수 있다.

$$P_j(t) = G^R(t) \cdot Q_j(t) + G^C(t) \cdot Y_j(t) \quad \forall j \in J, \quad (19)$$

여기에서  $P_j(t)$ 는 시간  $t$ 에서 열 병합 발전소  $j$ 의 전기 생산량을 나타내며  $G^R(t)$ 는 열 생산량과 전기 생산량 간의 선형 관계의 기울기 값이고  $G^C(t)$ 는 선형 관계식의  $y$ 절편 값이다.

열 병합 발전소의 실제 운전비용은 생산된 열에 의존하는 비선형 함수 형태로 나타나는데 Fig. 10은 대표적인 열 병합 발전소의 운전

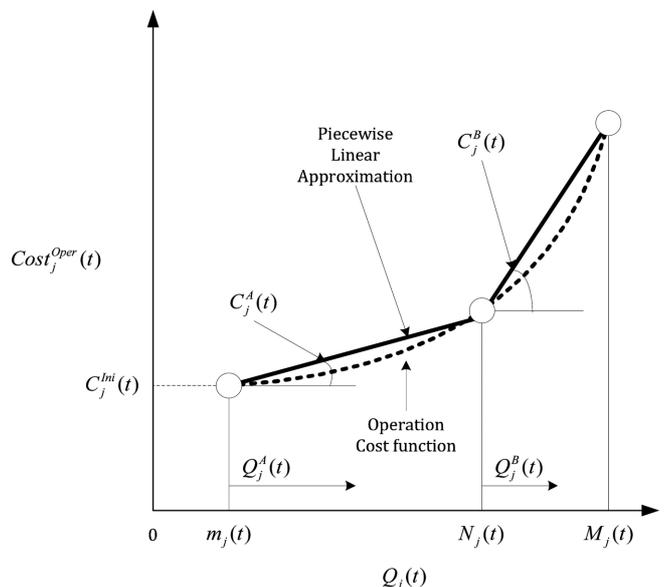
여기에서  $Cost_j(t)$ 는 시간  $t$ 에서 열 병합발전소  $j$ 의 시동비용( $Cost_j^{Start}(t)$ )과 운전비용( $Cost_j^{Oper}(t)$ )의 합으로 정의된다. 또한  $Q_u(t)$ ,  $Q_h(t)$ ,  $Q_f(t)$ 와  $C_u(t)$ ,  $C_h(t)$ ,  $C_f(t)$ 는 시간  $t$ 에서 열 생산시설  $u$ (Gcal/h)와 한전 수열  $h$ (Gcal/h), 그리고 소각로  $i$ 의 열 생산량(Gcal/h)과 운전단가(W/Gcal)를 나타낸다.

열 병합발전소의 전기판매 이익은 다음과 같이 생산된 전기와 계통한계가격의 곱으로 나타낼 수 있다.

$$ES(p, t) = \sum_{j \in J} P_j(t) \cdot SMP(t) \quad \forall p \in P, t \in T \quad (18)$$

여기에서  $P_j(t)$ 는 시간  $t$ 에서 열 병합 발전소  $j$ 에서 생산된 전기량을 나타내며  $SMP(t)$ 는 시간  $t$ 에서 계통한계가격을 나타낸다. 식 (16)과 (17)은 지역 A와 B에 모두 적용되지만 식 (18)의 경우는 열 병합 발전소를 포함하는 B지역에만 적용된다.

계통한계가격은 한국전력거래소에 의해 결정되며 열 병합 발전소



**Fig.10. Piecewise operation cost function.**

비용함수를 나타낸 것이다. Fig. 10에서  $m_j(t)$ 는 시간  $t$ 에서 열 병합 발전소  $j$ 의 최소 열 생산량이고  $M_j(t)$ 는 시간  $t$ 에서 열 병합 발전소  $j$ 의 최대 열 생산량으로 정의되며  $N_j(t)$ 는 시간  $t$ 에서 열 병합 발전소  $j$ 의 운전단가가 변하는 중단점이다. 본 연구에서는 열 병합 발전소의 운전비용함수를 정확히 근사하기 위하여 Fig. 10에 제시된 것처럼 열 병합 발전소의 운전구간을 같은 운전단가를 갖는 부분 구간들로 나누어 근사하는 선형구분 방법을 적용하였다. 이에 따라 Fig. 10에 제시된 열 병합 발전소의 운전비용 함수를 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$Cost_j^{Oper} = C_j^{Ini}(t) \cdot Y_j(t) + C_j^A(t) \cdot Q_j^A(t) + C_j^B(t) \cdot Q_j^B(t) \quad \forall j \in J, t \in T \quad (20)$$

여기에서  $C_j^A(t)$ 와  $C_j^B(t)$ 는 시간  $t$ 에서 열 병합 발전소  $j$ 의 열 생산구간인 A 부분 구간과 B 부분 구간의 운전단가를 나타내며  $C_j^{Ini}(t)$ 는 시간  $t$ 에서 열 병합 발전소  $j$ 의 최소 운전비용이다. 시간  $t$ 에서 열 병합 발전소  $j$ 의 열 생산량인  $Q_j(t)$ 는 다음과 같이 각 부분 구간에서의 열 생산량의 합으로 정의할 수 있다.

$$Q_j(t) = Q_j^A(t) + Q_j^B(t) + m_j(t) \cdot Y_j(t) \quad \forall j \in J, \quad (21)$$

$$Q_j^A(t) \leq [N_j(t) - m_j(t)] \cdot Y_j(t) \quad \forall j \in J, t \in T \quad (22)$$

$$Q_j^B(t) \leq [M_j(t) - N_j(t)] \cdot Y_j(t) \quad \forall j \in J, t \in T \quad (23)$$

여기에서  $Y_j(t)$ 는 시간  $t$ 에서 열 병합 발전소  $j$ 의 기동/정지(1/0) 상태를 나타내는 이진 변수이다. 위의 식 (21)-(23)에서  $Q_j^A(t)$ 는  $m_j(t)$ 에서 0 범위의 값을 가지며  $N_j(t)$ 까지 증가할 수 있다. 마찬가지로  $Q_j^B(t)$ 는  $N_j(t)$ 에서 0 범위의 값을 가지며  $M_j(t)$ 까지 증가할 수 있다.

열 병합 발전소의 시동비용함수는 Fig. 11에 나타낸 바와 같이 열 병합 발전소의 정지시간에 의존하는 비선형 함수이다. 위의 열 병합 발전소의 운전비용함수에서와 같이 보다 정밀한 시동비용함수의 근사를 위하여 본 연구에서는 정지시간을 특정 간격으로 구분함으로써 다음과 같은 계단구분 공식으로 나타낼 수 있는 이산 함수가 되도록 하였다.

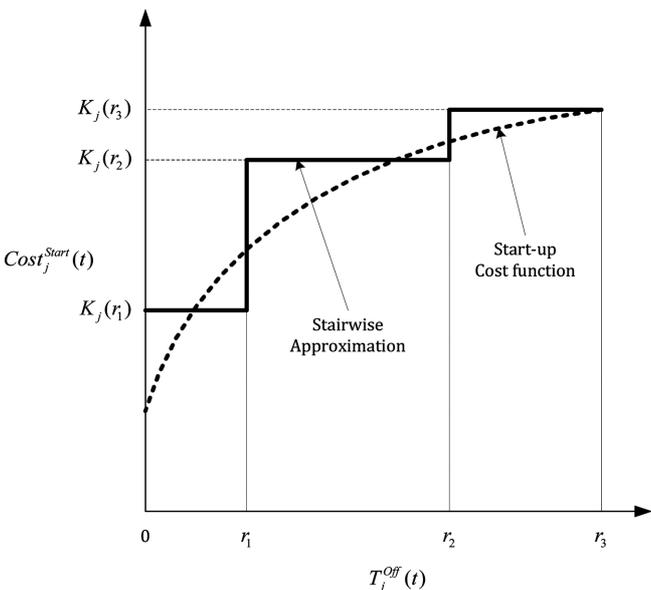


Fig. 11. Stairwise start-up cost function.

$$Cost_j^{Start}(t) = \sum_{r=1}^{ND} K_j(r) \cdot w_j(r, t) \quad \forall j \in J, t \in T \quad (24)$$

$$\sum_{r=1}^{ND} w_j(r, t) = X_j(t) \quad \forall j \in J, t \in T \quad (25)$$

$$T_j^{Off}(t-1) = \sum_{r=1}^{ND-1} r \cdot w_j(r, t) + \alpha_j(t) \quad \forall j \in J, t \in T \quad (26)$$

$$ND \cdot w_j(ND, t) \leq \alpha_j(t) \leq M_j^{Off} \cdot [w_j(ND, t) - X_j(t) + 1] \quad \forall j \in J, t \in T \quad (27)$$

$$w_j(r, t) \in \{0, 1\} \quad \forall r \in R, j \in J, t \in T \quad (28)$$

여기에서  $ND$ 는 시동비용함수의 이산구간들의 수이며  $M_j^{Off}$ 는 열 병합 발전소  $j$ 가 정지할 수 있는 가장 긴 시간을 나타낸다.  $R$ 는 열 병합 발전소의 시동비용함수의 정지시간을 나타내는 이산구간  $r$ 들의 집합으로 정의되며  $X_j(t)$ 는 이진변수로서 시간  $t-1$ 에서 열 병합 발전소  $j$ 가 정지상태에 있다가 시간  $t$ 에서 기동되면 1의 값을 갖는다.  $K_j(r)$ 는 열 병합 발전소  $j$ 가 이산구간  $r$  동안 정지상태로 있다가 기동되었을 때의 시동비용이다. 만약 시간  $t$ 에서 열 병합 발전소  $j$ 가 시간  $ND$ , 또는 그 이상의 시간 동안 정지되었다가 기동되었다면  $Cost_j^{Start}(t)$ 는  $K_j(ND)$ 의 값을 갖는데 이는 새로운 이진변수인  $w_j(r, t)$ 를 도입하여 나타낼 수 있다. 만약 열 병합 발전소  $j$ 가 시간  $t$ 에서  $r$ 의 정지시간 동안 정지상태에 있다가 기동되면  $w_j(r, t)$ 는 1의 값을 갖는다. 식 (26)은  $\alpha_j(t)$ 를 통하여 변수  $w_j(r, t)$ 를 시간  $t$ 에서 열 병합 발전소  $j$ 의 정지가 지속된 시간을 나타내는 변수  $T_j^{Off}(t)$ 와 관련시킨다.  $\alpha_j(t)$ 는 열 병합 발전소  $j$ 가 시간  $t$ 에서 기동이 되었을 때, 또는 시간  $ND$ , 혹은 그 이상의 시간 동안 정지되어있다가 기동되었을 때 이용된다.

정지시간은 열 병합 발전소의 시동비용 계산에 있어서 매우 중요한 변수이다. 따라서 매 시간 열 병합 발전소의 정지시간이 계산되어야 하는데 정지시간 계수기는 다음 식으로 나타낼 수 있다.

$$T_j^{Off}(t) \leq T_j^{Off}(t-1) + 1 \quad \forall j \in J, t \in T \quad (29)$$

$$T_j^{Off}(t) + (M_j^{Off} + 1) \cdot Y_j(t) \geq T_j^{Off}(t-1) + 1 \quad \forall j \in J \quad (30)$$

$$T_j^{Off}(t) - M_j^{Off} \cdot [1 - Y_j(t)] \leq 0 \quad \forall j \in J, t \in T \quad (31)$$

$$T_j^{Off}(t) \geq 0 \quad \forall j \in J, t \in T \quad (32)$$

여기에서  $T_j^{Off}(t)$ 는 시간  $t$ 에서 열 병합 발전소  $j$ 의 지속 정지시간을 나타낸다. 식 (33)과 (34)는 시간  $t$ 에서 열 병합 발전소  $j$ 의 기동 및 정지상태에 대한 논리적 특성을 나타낸다.

$$X_j(t) - Z_j(t) = Y_j(t) - Y_j(t-1) \quad \forall j \in J, t \in T \quad (33)$$

$$X_j(t) + Z_j(t) \leq 1 \quad \forall j \in J, t \in T \quad (34)$$

여기에서  $X_j(t)$ 는 시간  $t$ 에서 열 병합 발전소  $j$ 가 시간  $t-1$ 까지 정지상태에 있다가 기동이 되었을 때 1의 값을 갖는 이진변수로 정의되며  $Z_j(t)$ 는 시간  $t$ 에서 열 병합 발전소  $j$ 가  $t-1$ 까지 기동상태에 있다가 정지되었을 때 1의 값을 갖는 이진변수로 정의된다.

3-2. 제약조건

3-2-1. 소비자 열 요구량

지역난방시스템의 목적은 지역 소비자에게 난방(열)을 공급하는 것이다. 따라서 소비자가 필요로 하는 난방(열)을 지역의 열 생산시설을 이용하여 열을 생산하거나, 기존의 축열조에 저장되어 있는 열을 방열하거나, 혹은 소각로, 한전 수열, 그리고 외부의 다른 지사와의 연계 네트워크를 통하여 공급하는 것은 통합 지역난방시스템의 최적화 문제에 있어서 가장 중요한 제한조건이 된다. 이러한 조건은 다음의 식 (35)와 (36)으로 요약할 수 있다. 만약 지역난방지사가 열을 생산하는 열 생산지사이면 식 (35)이 만족되어야 하며, 수요 지사일 경우에는 (36)을 만족해야 한다.

플랜트:

$$Q(p, t) = \sum_{j \in J} Q_j(t) + \sum_{u \in U} Q_u(t) + \sum_{h \in H} Q_h(t) + \sum_{i \in I} Q_i(t) + \sum_{a \in A} Q_a(t) + \sum_{n \in N} Q_n^{In}(t) - \sum_{n \in N} Q_n^{Out}(t) = 0 \quad (35)$$

$$\Delta Q_a(t) = Q_a(t) - Q_a(t-1)$$

$$\forall j \in J, u \in U, h \in H, i \in I, a \in A, n \in N, p \in P, t \in T$$

수요처:

$$D^{Heat}(d, t) = \sum_{n \in N} Q_n^{In}(t) - \sum_{n \in N} Q_n^{Out}(t) \quad \forall d \in D, t \in T \quad (36)$$

여기에서 J, U, H, I, A, N는 각각 열 병합 발전소 j, 첨두 부하 보일러와 GRB를 포함하는 열 생산시설 u, 한전 수열 h, 소각로 i, 축열조 a, 그리고 연계 네트워크 n의 집합들이다.  $D^{Heat}(d, t)$ 는 시간 t에서 각 수요 지사 d 내의 소비자들의 열 요구량(Gcal)이다.  $Q_u(t)$ 는 시간 t에서 열 생산시설 u의 열 생산량(Gcal/h)이고  $Q_n^{In}(t)$ 와  $Q_n^{Out}(t)$ 는 시간 t에서 각 수요 지사에 대하여 연계 네트워크를 통해 들어오는 연계 수열량과 반대로 연계 네트워크를 통해 다른 지사로 열을 공급하는 연계 공급량(Gcal/h)을 나타낸다.  $\Delta Q_a(t)$ 는 시간 t에서의 축열조 a의 변화량을 나타내는데 이는  $Q_a(t)$ 과  $Q_a(t-1)$ 의 차이로 계산된다. 또한 식 (35)와 (36)의 각 항들은 각 지사의 구성 시설의 존재의 유무에 따라 존재하거나 제거된다. 예를 들어 경기도 수원에 위치한 열 생산지사인  $P_{Sawon}$ 의 경우에는 한전 수열을 받지 않으므로 이에 상응하는  $Q_h(t)$  항이 식 (35)로부터 제거된다.

3-2-2. 열 생산한계 및 열 전달한계

열 생산시설과 열 병합 발전소, 연계 네트워크가 기동한다면 각 시설의 이진변수는 1의 값을 가지며 정지 시에는 0의 값을 갖는다. 이러한 열 생산시설과 열 병합 발전소의 생산방식과 연계 네트워크의 운송방식은 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$m_k(t) \cdot Y_k(t) \leq Q_k(t) \leq M_k(t) \cdot Y_k(t) \quad \forall k \in J \& U \& H \& N, t \in T \quad (37)$$

여기에서  $Y_k(t)$ 는 시설 k의 기동 및 정지상태를 나타내며  $m_k(t)$ 와  $M_k(t)$ 는 시간 t에서 시설 k의 시간당 최소 열 생산량(연계열량)과 최대 열 생산량(연계열량)을 나타낸다. 일반적으로  $m_k(t)$ 는 0보다 크다.

아울러 열 병합 발전소와 열 생산시설의 열 생산과정에서는 시설의 물리적인 특성과 안정상의 이유로 시간당 열 생산량의 변화에 대한 제한조건이 있다. 이 제한조건은 다음 식과 같이 시설의 최대 열 생산량에 안전운전비율을 나타내는 변수를 곱하여 나타낼 수 있다.

$$-S_k(t) \cdot M_k(t) \leq Q_k(t) - Q_k(t-1) \leq S_k(t) \cdot M_k(t) \quad \forall k \in J \& U, t \in T \quad (38)$$

여기에서  $S_k(t)$ 는 시간 t에서 열 병합 발전소와 열 생산시설을 나타내는 시설 k의 안전운전 비율을 나타낸다.

3-2-3. 축열조의 열 저장 한계와 안전성 기준

지역난방시스템에서 축열조는 지역난방시스템에서 일어날 수 있는 다양한 상황(열 부족, 과잉 생산 등)에서도 그 기능이 발휘될 수 있도록 열을 저장하는 시설이다. 축열조는 몇 가지의 운전 특성을 갖는다. 먼저 축열조는 열을 저장하는 시설로서 열 저장에 대한 최소 열 저장량과 최대 열 저장량에 대한 제한조건이 존재하는데 이는 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$m_a(t) \leq Q_a(t) \leq M_a(t) \quad \forall a \in A, t \in T \quad (39)$$

여기에서  $Q_a(t)$ 는 시간 t에서 축열조 a의 열 저장량(Gcal/h)이며  $m_a(t)$ 과  $M_a(t)$ 는 시간 t에서 축열조 a의 최소 열 저장량과 최대 열 저장량(Gcal/h)을 나타낸다. 아울러 축열조의 축생열량에 대한 제한조건은 다음과 같다.

$$-S_a^O(t) \leq Q_a(t) - Q_a(t-1) \leq S_a^O(t) \quad \forall a \in A, t \in T \quad (40)$$

여기에서  $S_a^O(t)$ 는 시간 t에서 축열조 a의 최대 변화량(Gcal/h)을 나타낸다. 축열조는 열 생산시설의 유지보수 및 열 수요 예측의 오류로 인한 열 부족 현상이 발생하는 상황에서 지역난방시스템의 열 생산시설의 대체 역할을 한다. 따라서 이러한 비상시를 대비하여 일정한 기준시간에 일정한 열을 저장해야 하는데 이러한 제한조건은 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$S_a^{Lower} \leq Q_a(T^*) \leq S_a^{Upper} \quad \forall a \in A \quad (41)$$

여기에서  $T^*$ 는 기준시간을 나타내는데 본 연구에서는 24시를 기준으로 하였다.  $S_a^{Lower}$ 과  $S_a^{Upper}$ 는 각각 축열조 a의 최소 기준 저장량과 최대 기준 저장량을 나타낸다.

3-2-4. 최소 기동 및 정지시간

한전 수열과 열 병합 발전소, 그리고 열 생산시설은 일단 기동이 되면 각 시설의 운전 특성에 의해 일정한 시간 동안 기동상태가 유지되어야만 한다. 기동상태가 유지되어야만 하는 일정한 시간은 최소 기동시간(Mut, Minimum up time)으로 정의된다. 마찬가지로 이 시설들이 기동이 멈추고 정지되면 역시 일정한 시간 동안 정지상태를 유지해야 하는데 이러한 정지상태가 유지되어야만 하는 일정한 시간은 최소 정지시간(Mdt, Minimum down time)으로 정의된다. 각 시설들은 고유의 최소 기동시간과 최소 정지시간을 지니고 있는데 이러한 제한조건들은 다음의 식 (42)-(47)에서와 같이 나타낼 수 있다. 즉 만약 시설 k가 현재시점 0에서 기동중이라면 다음의 제한조건을 따른다.

$$Y_k(t) = 1 \quad \forall k \in J \& U \& H, t \in [1, 2, \dots, Mut_k(T_{Start}) - T_k^{On}(0)] \quad (42)$$

$$[Y_k(t) - Y_k(t-1)] + [Y_k(t+m-1) - Y_k(t+m)] \leq 1 \quad (43)$$

$$\begin{aligned} &\forall k \in J \&U \&H, m \in [1, 2, \dots, Mut_k(t) - 1] \\ &\forall k \in [Mut_k(T_{Start}) - T_k^{On}(0) + 1, Mut_k(T_{Start}) - T_k^{On}(0) + 2, \dots, T_{last}] \\ &[Y_k(t-1) - Y_k(t)] + [Y_k(t+m) - Y_k(t+m-1)] \leq 1 \\ &\forall k \in J \&U \&H, t \in T, m \in [1, 2, \dots, Mdt_k(t) - 1] \end{aligned} \quad (44)$$

여기에서  $Mut_k(t)$  와  $Mdt_k(t)$  는 각각 시간  $t$ 에서 시설  $k$ 의 최소 기동시간과 최소 정지시간이며  $T_{Start}$ 와  $T_{last}$ 는 모사기간의 시작과 끝을 나타낸다. 본 연구에서의 모사기간은 일주일이므로 이들은 각각 1시간과 168시간을 의미한다. 또한  $T_k^{On}(0)$  는 시간 0인 현재시점에서의 시설  $k$ 의 지속 기동시간이다. 만약 시설  $k$ 가 현재시점 0에서 정지 중이라면 다음의 제한조건을 따른다.

$$Y_k(t) = 0 \quad \forall k \in J \&U \&H, t \in [1, 2, \dots, Mdt_k(T_{Start}) - T_k^{Off}(0)] \quad (45)$$

$$[Y_k(t) - Y_k(t-1)] + [Y_k(t+m-1) - Y_k(t+m)] \leq 1 \quad (46)$$

$$\forall k \in J \&U \&H, t \in T, m \in [1, 2, \dots, Mut_k(t) - 1]$$

$$[Y_k(t-1) - Y_k(t)] + [Y_k(t+m) - Y_k(t+m-1)] \leq 1 \quad (47)$$

$$\forall k \in J \&U \&H, m \in [1, 2, \dots, Mdt_k(t) - 1]$$

$$\forall t \in [Mdt_k(t) - T_k^{Off}(0) + 1, Mdt_k(t) - T_k^{Off}(0) + 2, \dots, T_{last}]$$

여기에서  $T_k^{Off}(0)$  는 시간 0인 현재시점에서의 시설  $k$ 의 지속된 정지시간이다. 식 (42)와 (45)는 현재 시간 0에서의 시설의 최소 기동시간과 최소 정지시간을 보장하는 식이다.

### 3-2-5. 상호 연결 네트워크에 대한 제한

본 연구에서 다루고 있는 통합 지역난방시스템은 앞에서 언급한 바와 같이 모두 24개의 지사가 32개의 연계 네트워크를 통해 연결된 구조로 이루어져 있다. 이러한 연계 네트워크들 중에는 상호 연결된 두 지사가 단일 파이프라인을 통하여 연계 공급과 연계 수열을 수행하는 상호연계 네트워크가 존재한다. 이러한 상호연계 네트워크 중에서 어느 한 지사로부터 다른 지사로 열을 공급하는 경우에는 다른 상호연계 네트워크가 기동될 수 없다. 즉 예를 들어 Fig. 9의 B11와 B17은  $P_{Siwon}$  과  $D_{SiwonEst}$  지사의 상호연계 네트워크로서 이에 대한 제한조건은 다음의 식 (48)로 주어진다.

$$Y_c^{In}(t) + Y_c^{Out}(t) \leq 1 \quad \forall c \in C, t \in T \quad (48)$$

여기에서  $Y_c^{In}(t)$  와  $Y_c^{Out}(t)$  는 각각 시간  $t$ 에서 상호연계 네트워크  $c$ 의 기동 및 정지상태를 나타내는 이진변수이다.

## 4. 결과 및 고찰

### 4-1. SMP의 예측

본 연구에서 개발된 SMP 예측모델을 이용한 SMP 예측을 위하여 주요 변수인 전력 수요량과 공급량에 대한 예측을 함께 수행하였다. 예측된 전력 수요량과 공급량 데이터를 이용하여 2009년 3월에서 12월 동안 계절별로 1주일 동안의 SMP에 대한 예측을 수행하였다.

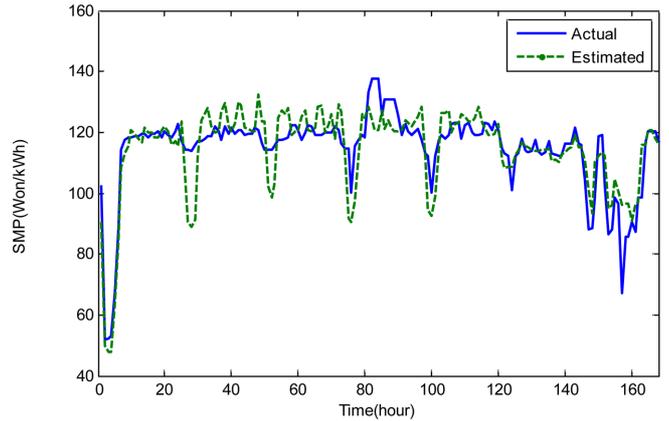


Fig. 12. Results of SMP forecasting (April 18, 2009~April 24, 2009).

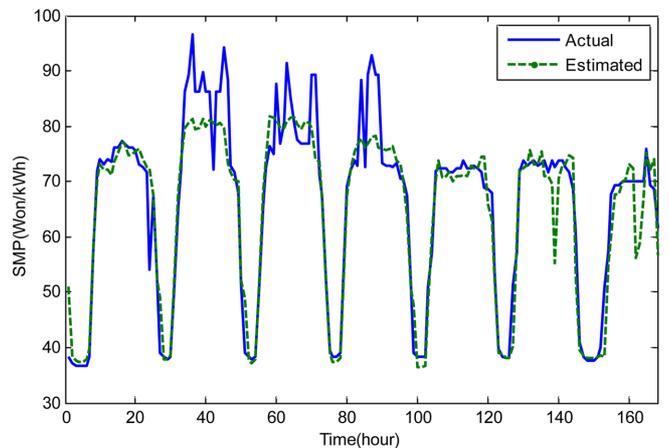


Fig. 13. Results of SMP forecasting (July 18, 2009~July 24, 2009).

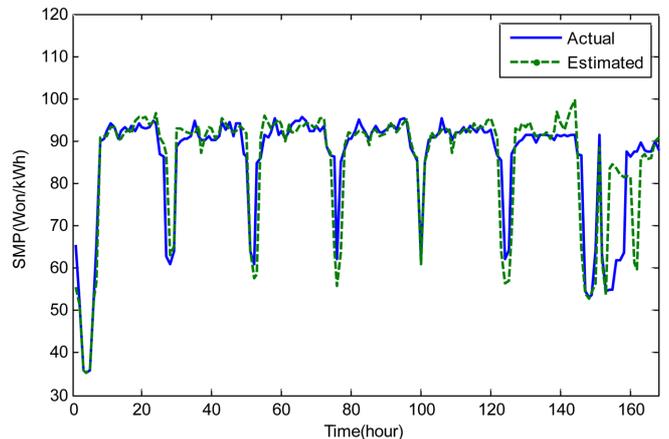


Fig. 14. Results of SMP forecasting (October 17, 2009~October 23, 2009).

SMP 예측결과는 Fig. 12-15에 나타나 있다. 예측결과 SMP의 예측 오차는 Table 6에 보인 바와 같이 평균 MAPE=4.85, RMSE=7.89로 비교적 높은 정확성을 보이는 것을 확인할 수 있었다. 예측모델의 성능을 평가한 결과 여름 휴가철이 있는 8월과 명절이 들어있는 10월에서 비교적 큰 예측오차가 나타났다. 그러나 공휴일이나 명절과 같은 이벤트가 적은 나머지 달의 경우 8월이나 10월에 비해 예측오차가 상대적으로 작음을 확인할 수 있었다. 또한 휴일인 토요일이나 일

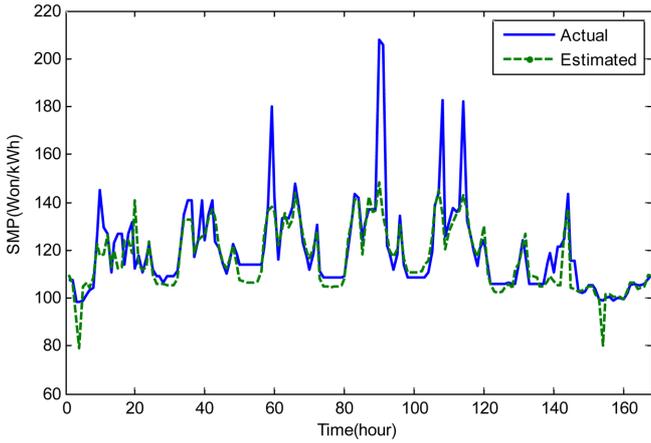


Fig. 15. Results of SMP forecasting (December 12, 2009~December 18, 2009).

Table 6. The SMP forecasting errors for 1 week of each season

Test Period	MAPE	RMSE
April 20, 2009~April 26, 2009	5.22	7.87
July 20, 2009~July 26, 2009	5.17	5.37
October 19, 2009~October 25, 2009	4.84	7.3
December 14, 2009~December 20, 2009	4.18	11

요일에 비하여 평일인 월요일에서 금요일까지의 예측이 보다 낮은 예측오차를 나타내었다.

#### 4.2. IDHS의 최적화 모사

서울과 경기지역에 위치하는 한국지역난방공사의 24개 지사들 가운데  $P_{Paju}$ 와  $D_{Hwaseong}$  지사를 제외한 통합 지역난방시스템에 본 연구에서 개발된 최적화 운영시스템을 적용하였다. 지역난방시스템에 CHP가 도입될 경우의 효과를 가늠하기 위하여 CHP를 포함하지 않는 Sector A와 CHP를 포함하는 Sector B로 나누어 최적화를 수행하였다. 기존의 지역난방 시스템과 최적화된 통합 지역난방시스템의 전체 운영비용을 비교함으로써 최적화된 통합 지역난방시스템의 우수성을 분석하였다. 최적화 운영시스템에서는 기존의 CHP 운전비용 함수를 선형구분 공식에 따라 근사하였으며 모사에 있어서는 선형구분 공식이 도입된 CHP 운전비용 함수의 Sector A의 운전단가( $C_j^A(t)$ )와 Sector B의 단가( $C_j^B(t)$ )를 같게 두어 실제 운전비용의 운전단가와 맞추어 비교하였다.

본 최적화 시스템에 있어서 최적화 변수는 36,504개이고 제한조건은 88,892개이며 전체 운영비용은 예측된 SMP를 사용하여 계산하였다. CHP를 포함하지 않는 Sector A에서는 예측된 열 수요량을 만족하는 최적의 열 생산량을 추정하고 열 배관망의 최적화를 진행하여 최적의 값을 얻을 수 있었다. Sector B의 경우 CHP를 통해 생산된 전력에 의한 수입을 고려한 최적화를 진행하였다. CHP에 의해 생산되는 전력에 의한 수익을 계산하기 위해 Sector B에서는 예측된 SMP를 이용하여 전체 운영비용을 계산하였다. 통합 지역난방 운영을 위한 최적화 시스템의 모사로부터 얻은 운전비용 계산결과는 Fig. 16과 Fig. 17에 나타나 있다. Sector A의 최적 운영시스템의 결과를 나타내는 Fig. 16의 경우 기존 시스템의 시간당 운영비용 곡선에 비해 최적화된 통합 지역난방시스템의 운영비용 곡선의 변화폭이 큰 진폭의 진동을 보인다. 반면에 Sector B의 최적화 운영시스템 결과를

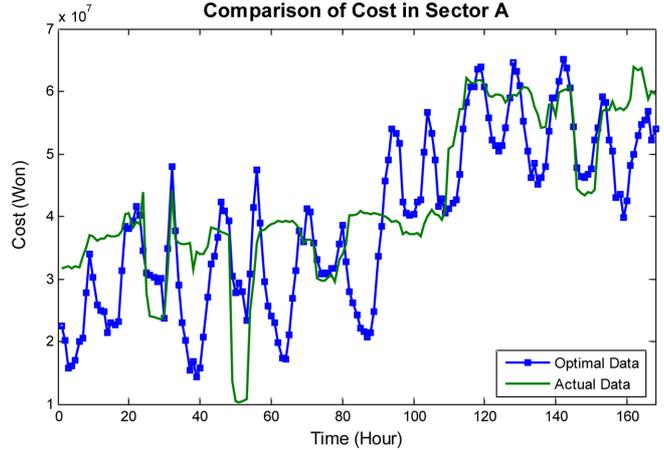


Fig. 16. The overall cost for a week in sector A.

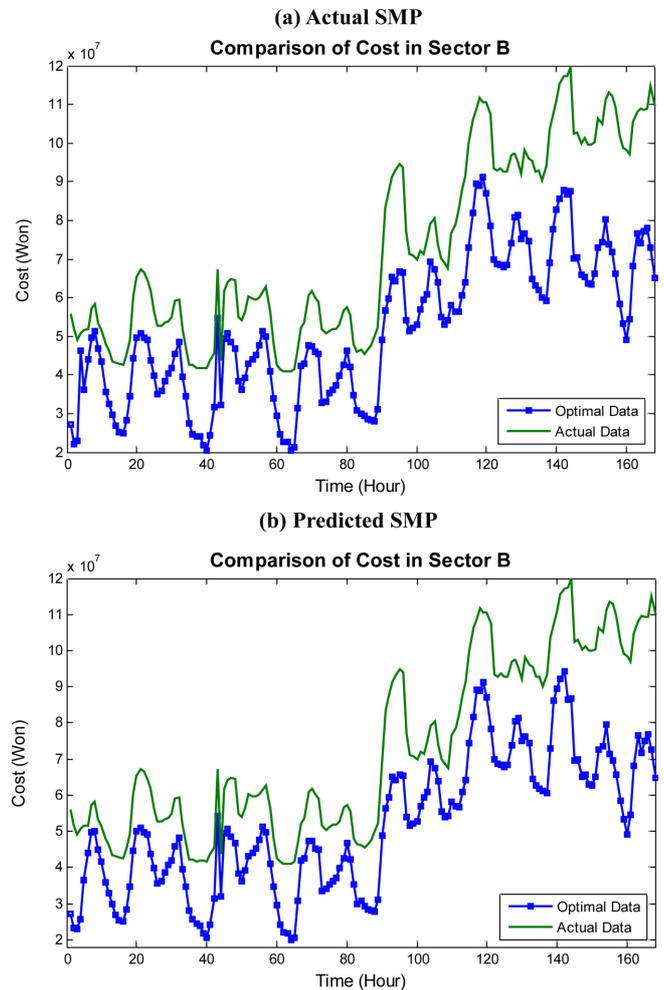
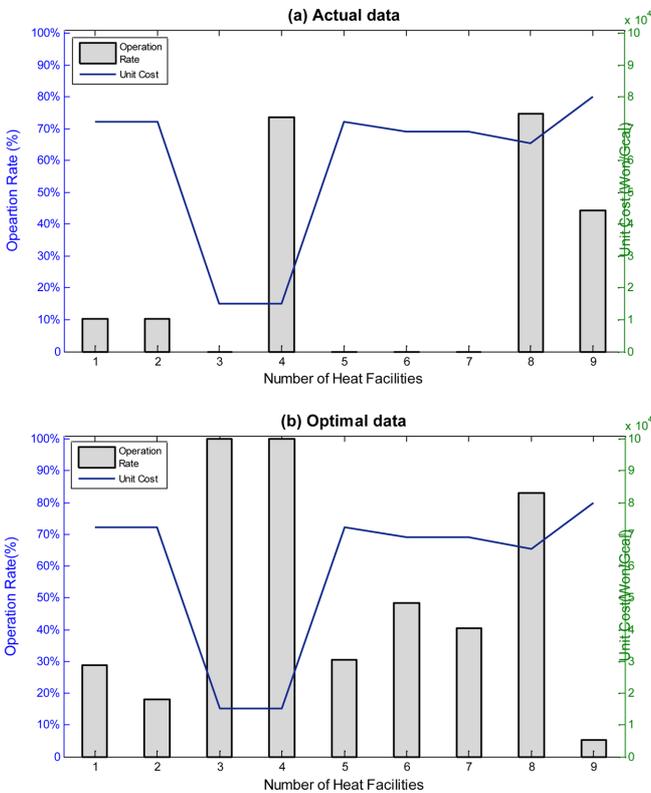


Fig. 17. The overall cost for a week in sector B with (a) actual SMP and (b) Predicted SMP.

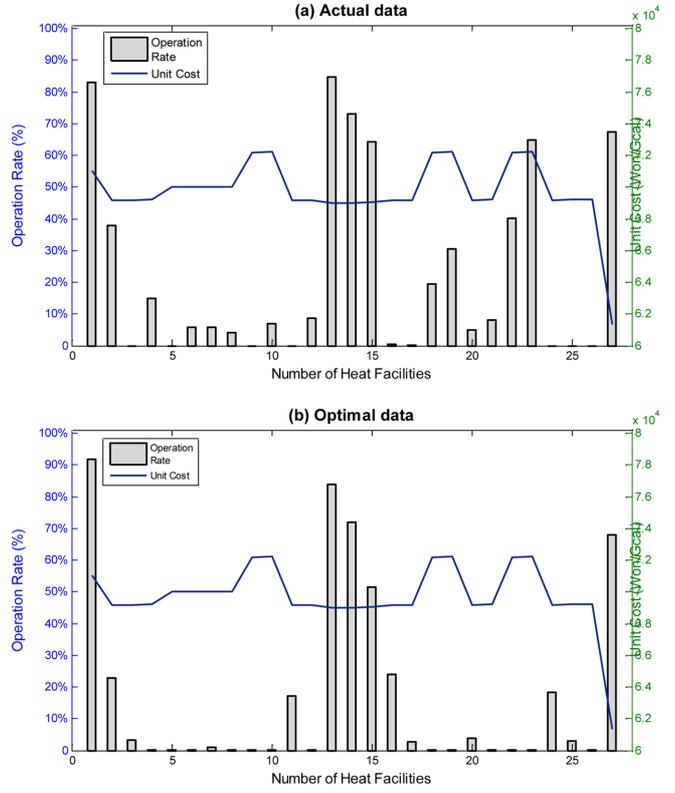
보여주는 Fig. 17의 경우 기존 시스템의 시간당 운영비용 곡선보다 낮은 운영비용의 흐름이 연속적으로 나타남을 확인할 수 있다. 이러한 결과들은 Table 7에 요약되어 있는데 Sector A의 경우 기존 시스템의 운영비용은 7,173,949,107원, 최적화된 통합 지역난방시스템의 운영비용은 6,600,904,178원으로서 운영비용이 1주일 당 573,044,929

**Table 7. Overall operation cost**

	Sector A	Sector B	Total Cost
Actual data	7,173,949,107	12,223,683,252	19,397,632,359
Optimal data	6,600,904,178	8,674,103,739	15,275,007,917
Optimal data using predicted SMP	6,600,904,178	8,683,895,067	15,284,799,245



**Fig. 18. Operation rate for a week in sector A: (a) Actual data (b) Optimal data.**



**Fig. 19. Operation Rate for a week in sector B: (a) Actual data (b) Optimal data.**

원 감소하는 것을 확인할 수 있다. Sector B의 경우 기존 시스템의 운영비용이 12,223,683,252원인 반면에 최적화된 통합 지역난방시스템의 운영비용은 8,683,895,067원으로서 1주일 동안에 3,539,788,185원의 비용을 절약할 수 있음을 확인할 수 있다. 이러한 결과는 실제 SMP를 사용하여 계산된 운영비용인 8,674,103,739원과 MAPE=0.11의 오차를 보인다. 이 정도의 오차라면 예측된 SMP의 실제 운영에서의 사용도 충분히 가능할 것으로 판단된다. Fig. 18과 Fig. 19는 일주일 동안의 통합 지역난방시스템 전체 운영비용의 상당 부분을 차지하는 열 생산비용과 관련된 시설인 열 병합 발전소, 열 생산시설, 그리고 한전수열의 운전비용(일주일 동안의 열 생산량/일주일 동안의 최대 가능 열 생산량)과 운전단가를 나타낸다. Fig. 18과 Fig. 19에서 가로축은 열 생산시설의 수를 나타내며 CHP, PLB, 그리고 한전수열의 순으로 나열되어 있다. CHP가 존재하지 않는 Sector A의 경우 7개의 PLB와 2개의 한전수열로 열 생산시설이 구성되며 CHP가 존재하는 Sector B의 경우 열 생산시설이 1개의 CHP, 25개의 PLB, 그리고 1개의 한전수열로 이루어진다. Fig. 18(a)와 (b)에서 신 재생 에너지를 사용하는  $P_{Paju}$ 의 GRB는 제외하였다. Sector A의 열 생산 시설의 가동률을 나타내는 Fig. 18의 경우 기존의 운영시스템 (a)에 비해 최적화된 운영시스템이 다양한 열 생산시설을 사용하고 있음을 확인할 수 있다. 또한 운영비용이 저렴한 열 생산시설 및 한전수열

의 가동률이 운전단가가 높은 열 생산시설이나 한전수열에 비해 높은 가동률을 보이는 것을 확인할 수 있다. CHP를 포함하는 Sector B의 열 생산시설의 가동률은 Sector A와 약간의 차이를 보인다. Fig. 19를 보면 CHP의 가동률을 나타내는 첫 번째 막대 그래프의 크기는 시설의 운영비용이 다른 열 생산시설에 비해 높음에도 불구하고 90%를 넘는 것을 확인할 수 있다. 이는 생산된 전력에 의한 수익이 고려되었기 때문이다. 다른 막대 그래프로부터 Sector A에서처럼 운영비용이 낮은 시설이 높은 가동률을 보이는 것을 알 수 있다.

**5. 결 론**

본 연구에서는 지역난방시스템의 경제성과 효율향상을 위한 통합 지역난방시스템의 최적화를 위하여 가정된 SMP를 제공받는 방식을 탈피하여 새로운 SMP 예측모델을 적용함으로써 실제 상황의 적용에 대한 타당성을 검증하였다. 예측된 SMP를 기반으로 하여 통합 지역난방시스템의 최적화를 수행하였으며 혼합 정수선형 계획법을 적용하여 얻은 결과를 실제 운전자료와 비교 검토하였다. SMP를 가정하던 기존의 방식과 예측된 SMP 값을 이용한 최적화 결과를 분석한 결과 예측된 SMP를 이용할 때와 SMP를 이미 알고 있다는 전제 하에 실제 SMP를 사용할 경우의 운전비용은 서로 매우 유사하였다.

또한 전산모사 결과로부터 본 연구에서 개발된 통합 지역난방 최적화 시스템은 기존 시스템의 운전방식에 비해 1주일 당 4,122,624,442 원에 달하는 에너지 비용의 감소를 가져오는 것을 확인할 수 있었다.

## 감 사

This work was sponsored by the Ministry of Knowledge Economy, Republic of Korea, as a part of the research project titled "Constitution of energy network using District heating energy" (Project No: 2007-E-ID25-P-02-0-000) and in part by Korea Research Foundation Grant funded by the Korean Government (2010-0007152). The authors wish to thank them for their support.

## 참고문헌

1. Benonysson, A., Bohn, B. and Ravn, H. F., *Energy Conv. Manag.*, **36**(5), 297-314(1995).
2. Aringhieri, R. and Malucelli, F., *Ann. Oper. Res.*, **120**, 173-199 (2003).
3. Sjödin, J. and Henning, D., *Appl. Energy*, **78**, 1-18(2004).
4. Söderman, J. and Pettersson, F., *Appl. Therm. Eng.*, **26**, 1400-1408(2006).
5. Naser, A. T. and Husam, A., *Clean Techn Environ Policy*, **9**, 235-240(2007).
6. Arroyo, J. and Conejo, A., "Optimal Response of a Thermal Unit to and Electricity Spot Market," *IEEE Trans. Power Syst.*, **15**(3), 1098-1104(2000).
7. Carrion, M. and Arroyo, J., *IEEE Trans. Power Syst.*, **21**(3), 1371-1378(2006).
8. Delarue, E. and D'haeseleer, W., *Advanced Priority Listing Versus Mixed Integer Programming in solving the Unit Commitment Problem, Submitted to Energy*(2007).
9. Afshar, K., Ehsan, M., Fotuhi-firuzabad, M. and Amjady, N., *Applied Mathematics and Computation*, **196**, 752-761(2008).
10. Smajo, B., Mesur, H. and Muris, D., *Electric Power Systems Research*, **78**, 1579-1596(2008).
11. Mandal, P., Senjyu, T., Urasaki, N., Funabashi, T. and Srivastava, A. K., *IEEE Trans. Power Syst.*, **22**(4), 2058-2065(2007).
12. Mandal, P., Anurag, K., Senjyu, S. T. and Negnevitsky, M., *Int. J. Energy Res.*, **34**(6), 507-522(2009).
13. Amjady, N. and Hemmati, M., *IEEE Power Energy Magazine*, **4**(2), 20-29(2006).
14. Amjady, N., *IEEE Trans. Power Syst.*, **21**(2), 887-896(2006).
15. Gonzalez, A. M., Roque, A. M. S. and Garcia-Gonzalez, J., *IEEE Trans. Power Syst.*, **20**(1), 13-24(2005).
16. Pedregal, D. J. and Trapero, J. R., *Energy Conv. Manag.*, **48**(5), 1710-1719(2007).