

# 温度효과를 고려한 短期電力 負荷豫測

論 文
35~5~4

## Short-term Electric Load Prediction Considering Temperature Effect

朴 永 文\*·朴 俊 灏\*\*  
 (Young-Moon Park·June-Ho Park)

### Abstract

In this paper, 1~168 hours ahead load prediction algorithm is developed for power system economic weekly operation. Total load is composed of three components, which are base load, week load and weather-sensitive load. Base load and week load are predicted by moving average and exponential smoothing method, respectively. The days of moving average and smoothing constant are optimally determined. Weather-sensitive load is modeled by linear form. The parameters of weather load model are estimated by exponentially weighted recursive least square method.

The load prediction of special day is very tedious, difficult and remains many problems which should be improved. Test results are given for the day of different types using the actual load data of KEPCO.

### 1. 序 論

현재 投資 및 運營의 규모가 막대한 電力 시스템의 最適經濟運用(Optimal Economic Operation)에 관한 연구가 활발하고 이런 技法의 적용으로 電力 시스템에서 실질적인 이득(發電費用的 節減)을 얻기 위해서는 入力資料인 將來의 電力負荷를 정확하게 豫測하여야 한다.

電力시스템의 中·長期計劃에는 月間 혹은 年間單位의 中·長期電力負荷豫測이, 短期計劃에는 日間 혹은 週間單位의 短期電力負荷豫測이 필요하다.

일반적으로 電力系統의 最適計劃을 위하여서는 計劃期間을 가능한 한 길게 보아야 더 經濟的인 計劃을 수립할 수 있으나 期間이 길어지면 電力負荷豫測 등 여러 要因의 불확실성(Uncertainty)이 증가하

기 때문에 오히려 그 効用이 감소될 수 있다.

보통 短期計劃으로는 經濟給電을 위하여 向後 1日間の 時間別 電力負荷를 豫測하게 되지만, 平日와 週末의 電力負荷型態가 뚜렷하게 구분되는 一週日의 週期性때문에 水力發電 및 揚水發電의 最適運營, 發電所의 起動停止計劃(Unit Commitment)을 위해서는 1주일간의 週間計劃이 더 經濟的이 되기 때문에 1~168時間의 時間別 電力負荷豫測이 필요한 것이다. 하지만 현재까지 經濟給電用의 時間別 日間負荷豫測에 관한 論文<sup>1), 2), 3)</sup>이 대부분이고 週間計劃을 위한 1주일간의 時間別 電力負荷豫測<sup>4)</sup>은 아주 드문 실정이다.

豫測技法으로는 電力負荷데이터를 단지 시간순서로 나열하여 週期的인 成分, 계절적인 成分, 경제 성장에 의한 경향成分, 불규칙成分등을 分析, 模型化하여 豫測하는 方法<sup>5), 6)</sup>과 人口, 날씨, 경제적인 등 전력부하와 相關관계가 밀접한 여러 變數와의 關係를 模型化하는 方法으로 나눌 수 있다. 本論文에서는 우리나라의 여름철 負荷變動特性이 냉방 부하의 증가로 인해 날씨변화에 따른 負荷變動이

\*正 會 員 : 서울대 工大 電氣工學科 教授·工博

\*\*正 會 員 :釜山大 工大 電氣工學科 助教授

接受日字 : 1986年 2月 3日

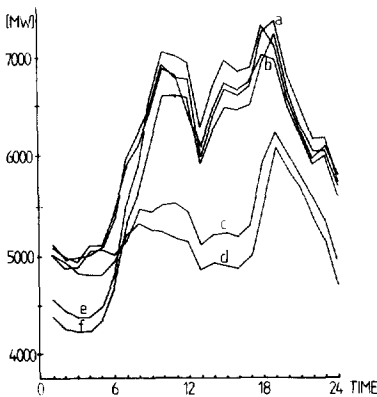
뚜렷하므로 이 영향을 고려하여 모델링하여 보았다.

## 2. 週間電力負荷의 模型

### 2.1 電力負荷의 特性

우리나라의 電力負荷의 變動特性을 그림 1에서 살펴보면 먼저 平日負荷(a형태)와 土曜日의 負荷(b형태)가 오후 시간대에 구분되어진다. 또 첫째, 셋째 일요일의 負荷(d형태)는 産業用 및 商業用負荷의 영향으로 둘째, 넷째, 다섯째 일요일(C형태)과 비교되어 낮은 수준에 있으며, 월요일의 오전 부하(e, f형태)도 같은 특성을 지닌다. 그 밖에 신정, 민속의 날, 추석 전, 후 1주일간의 부하와 공휴일 부하등 특수일의 부하는 위의 6가지 형태의 부하와는 전혀 다른 변동특성을 나타낸다.

따라서 본 논문에서는 이상의 7가지의 부하형태가 전부 고려되도록 모형화하였다.



a : 平日, b : 土曜日  
c : 偶數番 日曜日, d : 奇數番 日曜日  
e : 偶數番 月曜日, f : 奇數番 月曜日

그림 1. 여러 형태의 일간부하곡선  
Fig. 1. Daily load curve of different type.

### 2.2 負荷의 豫測模型

먼저 7가지의 負荷 형태를 나타내기 위하여 平日 형태의 負荷에서 기본성분 부하를 결정한 다음 各 型態의 負荷와 기본성분 負荷와의 차이를 주간 성분 負荷로 하였고, 여름철의 온도-부하와의 상관관계를 分析하여 온도성분 부하를 구하였다. 그런데 냉방부하가 발생하는 계절에서, 평일 형태의 부하는 주간성분 부하의 크기가 작고, 주간성분 부하

를 구할 때 1주일 이전의 부하와 온도데이터가 이용되고, 이런 영향으로 주간성분 부하가 잘못 구해질 경우 예측오차의 증가가 예상되어 다음과 같이 모델링하였다.

먼저 平日 형태의 負荷豫測에서는, 예측시점 D日, H時刻에서 D+i日, H+j時刻에서 예측부하를

$$PF(D+i, H+j) = PB(D+i, H+j) + qPW(D+i, H+j) + (1-q)PT(D+i, H+j) \quad (1)$$

q = 1 : 온도 영향이 없을 때

0 : 온도 영향을 고려할 때

PF : 예측부하

PB : 기본 성분 예측부하

PW : 주간 성분 예측부하

PT : 온도 성분 예측부하

D : 예측시점의 日

H : 예측시점의 時間

i : 1, 2, ..., 7日

j : 1, 2, ..., 24時間

로 하였고 그 외 型態의 負荷豫測에서는, 예측부하 PF를

$$PF(D+i, H+j) = PB(D+i, H+j) + PW(D+i, H+j) + PT(D+i, H+j) \quad (2)$$

로 수식화 하였으며 各 성분의 부하는 다음과 같다.

(1) 기본성분 부하

H시각의 평일형태의 부하 데이터가 P(1, H), P(2, H), ..., P(D, H)까지 D개 있고 이 데이터중 가장 최근의 ND개의 데이터에 똑같은 비중을 두면

$$PB(D+i, H) = \frac{1}{ND} \sum_{K=D-ND+1}^D P(K, H) \quad (3)$$

ND : 이동평균일의 수

와 같이 ND개의 산술이동평균이 된다. 이 때 ND가 너무 크면 기본성분 부하 PB는 실제의 부하변동에 빨리 적응하지 못하고, 너무 작으면 불규칙 부하 변동의 영향을 많이 받기 때문에 적절한 ND를 선택하는 것이 문제가 된다.

(2) 주간성분 부하

주간성분 부하는 各 형태의 부하가 기본성분 부하



그림 2. 주간 부하성분의 계산  
Fig. 2. Calculation of week load component.

하에 대하여 얼마만큼의 차이가 있는가를 나타내는 부하이고 이 성분의 부하를 계산하기 위해서는, 부하가 일 주일의 주기(일요일, 월요일은 2 주일의 주기)를 나타내고 있으므로 그림 2 와 같이 피 예측일로부터 일주일 전의 실제 부하와 그때의 기본성분 부하와의 차이를 NW개 만큼 지수가중 합으로 구한다.

따라서  $D+i$  日,  $H+j$  時刻( $D$  日,  $H$  時刻에서)의 예측된 주간성분 부하  $PW$ 는 다음과 같이 주어진다.

$$PW(D+i, H+j) = (1-A) \sum_{k=1}^{NW} A^{k-1} [P(D+i-7k, H+j) - PB(D+i-7k, H+j)] \quad (4)$$

A : 지수평활 계수

NW : 지수평활을 행하는 주일의 수

이때 일요일이나 월요일 처럼 같은 형태의 부하가 2 주일 마다 있는 경우 NW를 너무 크게 취하면 지나가 버린 계절성분이 혼합되기 때문에 다른 형태의 부하를 예측하는 경우의 절반이 되도록 하였다.

여기서 최적 ND, A는 1 주일 전의 예측시점에서 ND(1~14日)와 A(0에서 1까지 0.5단계)를 변화시키면서 1 주일간의 부하를 예측하였을 때 다음과 같은 목적함수가 최소가 되는 값을 사용하였다.

$$\text{목적함수} = \sum_{i=1}^2 \sum_{j=1}^{24} \frac{|P(i, j) - PF(i, j)|}{P(i, j)}$$

(3) 온도 성분 부하

平日 형태의 온도성분 부하는 피 예측일의 평균온도와 기본성분 부하를 구할 때 취한 ND날 만큼의 평균온도의 차에 온도계수를 곱하여 구하였다.

$D$  日,  $H$  時刻에서  $D+i$  日,  $H+j$  時刻의 평일 형태의 온도성분 부하는

$$PT(D+i, H+j) = COF(H+j) \times [T(D+i) - T(PB)] \quad (5)$$

COF( $H+j$ ) :  $H+j$  시간의 온도계수 [MW/°C]

$T(D+i)$  :  $D+i$  日의 평균온도 [°C]

$T(PB)$  : 피 예측일의 기본성분 부하를 구할 때 포함된 ND일의 평균온도

로 하였고 그 외 형태의 온도성분 부하는

$$PT(D+i, H+j) = COF(H+j) \times [T(D+i) - T(W)] - COF(H+j) \times [T(PB) - T(B)] \quad (6)$$

$T(W)$  : 주간성분 부하를 구할 때, 피 예측일과

같은 형태의 날의 평균온도

$T(B)$  : 주간성분 부하를 구할 때, 기본성분을 구한 날의 평균온도

로 계산하였다.

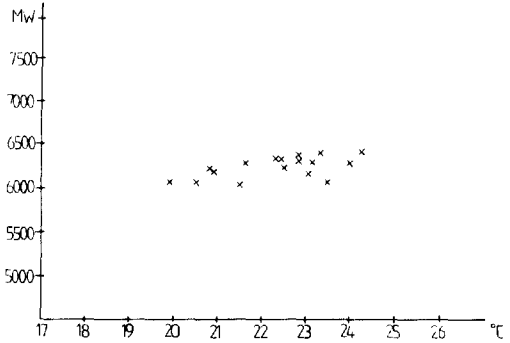


그림 3. 부하-온도(1983년 6월 오후 2시)  
Fig. 3. Load vs. temperature (2PM, June, 1983).

온도성분 부하가 고려되는 시기를 결정하기 위하여 그림 3 에 83년 6월의 14時의 부하와 온도를, 그림 4 에 83년 7월~9월 중순 14時의 부하와 온도를 나타내어 보았다. 그림 3, 4 에서 보는 바와 같이 6월의 온도-부하 상관관계는 거의 나타나지 않았고 7월~9월 중순에 강하게 나타나고 있어 이 시기에만 온도의 영향을 고려하였다.

(4) 온도계수

그림 4에서 보는 바와 같이 부하와 평균온도와의 관계가 거의 직선으로 나타나므로 다음과 같은 선형식으로 부하-온도 관계를 표시할 수 있다.

$$P(j) = COF(j) T + b(j) \quad (7)$$

$T$  :  $T_{min} \leq T \leq T_{max}$  인 평균온도

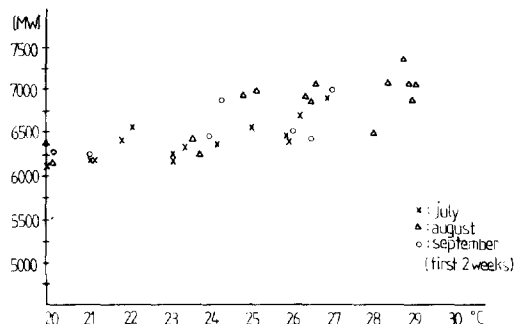


그림 4. 부하-온도(1983년 오후 2시)  
Fig. 4. Load vs. temperature (2PM, 1983).

$P(j)$  :  $j$ 시간의 부하  
 $j$  : 1, 2...24시간  
 $T_{min}$  : 온도 성분 부하가 나타나는 최저온도  
 $T_{max}$  : 온도성분 부하가 포화현상을 나타내는  
 평균온도

여기서 COF( $j$ )와  $b(j)$ 는 온도-부하 상관관계가 강한 7, 8月の 데이터만 사용하여 지수가중 최소자승법(Exponentially Weighted Least Square Method)으로 구하였다. 이때 COF( $j$ )는  $NW/^\circ C$ 의 단위로  $1^\circ C$  평균온도가 상승될 때 부하(MW)의 증가를 의미하게 된다.

온도-부하 데이터가 하나씩 첨가될 때 COF( $j$ )는 다음의 축차적인 알고리즘으로 수정해 나간다.

먼저  $j$ 시간의 온도계수 COF( $j$ )를  $a$ , 그때의 부하(MW)를  $L$ , 그 날의 평균온도를  $T$ 로 하면, 이용가능한 데이터가  $N$ 개 있을 때

$$\begin{aligned} L(1) &= a T(1) + b \\ L(2) &= a T(2) + b \\ &\vdots \\ L(N) &= a T(N) + b \end{aligned} \tag{8}$$

의 식이 성립하며  $a, b$ 를 지수가중 최소자승법으로 구하기 위해 각 행렬을 다음과 같이 정의하면

$$Y_N = \begin{bmatrix} L(1) \\ L(2) \\ \vdots \\ L(N) \end{bmatrix} \quad \phi_N = \begin{bmatrix} T(1) & 1 \\ T(2) & 1 \\ \vdots & \vdots \\ T(N) & 1 \end{bmatrix}$$

$$\theta = \begin{bmatrix} a \\ b \end{bmatrix} \quad R_N = \begin{bmatrix} \alpha^{N-1} & & & & \\ & \alpha^{N-2} & & & 0 \\ & & \dots & & \\ & & & 0 & \alpha \\ & & & & & 1 \end{bmatrix}$$

$\alpha$  : 가중계수

식(8)은

$$Y_N = \phi_N \theta \tag{10}$$

로 표시되고

$$J = [Y_N - \phi_N \theta]^T R_N [Y_N - \phi_N \theta] \tag{11}$$

를 최소로 하는  $\hat{\theta}_N$ 은

$$\hat{\theta}_N = [\phi_N^T R_N \phi_N]^{-1} \phi_N^T R_N Y_N \tag{12}$$

이 된다. 새 데이터( $N+1$ 번째)가 하나 더 첨가되면 수정된  $\hat{\theta}_{N+1}$ 은 식(12)를 이용하면  $(N+1) \times 2$ 차원의  $\phi_{N+1}$  행렬에 대한 계산을 다시 해야 하므로 계

산량과 기억용량이 갈 수록 많아진다. 따라서,

$$\begin{aligned} B(N) &= [\phi_N^T R_N \phi_N]^{-1} \\ \phi(N) &= [T(N), 1]^T \end{aligned} \tag{13}$$

로 두면

$$B(N-1) = \frac{1}{\alpha} \left[ B(N-2) - \frac{B(N-2) \phi(N-1) \phi^T(N-1) B(N-2)}{\alpha + \phi^T(N-1) B(N-2) \phi(N-1)} \right] \tag{14}$$

$$\hat{\theta}_N = \hat{\theta}_{N-1} + \frac{B(N-2) \phi(N-1)}{\alpha + \phi^T(N-1) B(N-2) \phi(N-1)} [L(N) - \phi^T(N-1) \hat{\theta}_{N-1}]$$

와 같은 축차식으로  $\hat{\theta}_{N+1}$ 을 구할 수 있다.

(5) 특수일

우리나라의 電力負荷는 신정 전 2일, 후 4일, 민속의날 전 2일, 후 4일, 추석 전 2일, 후 4일이 모두 형태가 다른 특수일로 나타나고 있다. 또 노동절, 광복절, 3·1절, 성탄절, 그 밖의 공휴일이 각

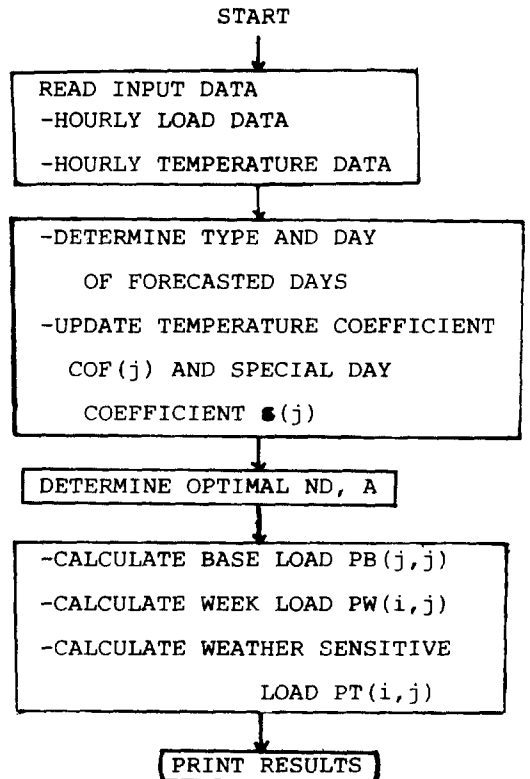


그림 5. 부하예측의 흐름도  
 Fig. 5. Flow chart of load prediction.

기 다른 변동특성을 나타낸다. 이런 특수일 부하의 예측은 특수일 직전의 기본성분 부하와 특수일 부하와의 비를 기억시켜 특수일 부하예측시에 기본성분 부하에 그 형태의 특수일 계수(S(j))를 곱하여 예측하였다. 여기서 각 형태별 특수일 계수 S(j)는

$$S(j) = \frac{\frac{1}{ND} \left[ \sum_{K=D-ND}^{D-1} P(K, j) \right] - P(D, j)}{\frac{1}{ND} \sum_{K=D-ND}^{D-1} P(K, j)} \quad (15)$$

K : 평일형태의 日

D : 특수일

j : 1, 2, …, 24

로 구하였다. 그림 5에 전체적인 부하예측의 흐름도를 나타내었다.

### 3. 事例研究

本 論文에서 제시한 모델로 한국전력공사에서 제공한 1982年 6月 1日~1984年 6月 30日까지의 데이터로 2年間 負荷豫測을 한 결과 평균 상대오차 ( $= \frac{|실제치-예측치|}{실제치} \times 100\%$ )는 다음과 같다.

1) 82年 11月, 12月, 즉 부하가 온도의 영향을 별로 받지 않는 기간의 시간대 평균예측오차는 그림6과 같고 전체의 평균오차는 약 1.6%이었다.

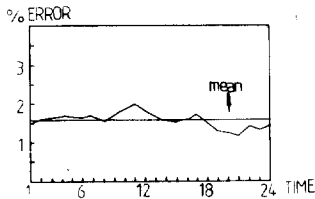


그림 6. 상대예측오차(1982년, 11, 12월)  
Fig. 6. Relative prediction error.(Nov. and Dec., 1982)

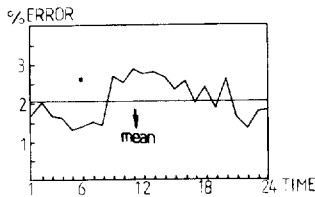


그림 7. 상대예측오차(1982년, 7, 8월)  
Fig. 7. Relative prediction error(July and August, 1982).

2) 82年 7月, 8月, 즉 온도의 영향을 부하가 많이 받는 기간의 시간대별 평균예측오차는 그림 7과 같고 전체의 평균은 약 2.1%로 온도의 영향이 없는 경우보다 높았다.

3) 83年 신정, 구정, 추석 등의 특수일 기간의 시간대별 평균예측오차는 그림 8과 같고 전체의 평균은 4.4%이었다.

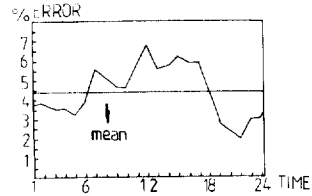


그림 8. 특수일에 대한 상대예측오차(1983년)  
Fig. 8. Relative Prediction error on special day (1983).

특수일 기간의 예측에서는 고찰기간의 데이터가 충분하지 못한 결과로써, 또 특수일마다의 불규칙적인 부하성분이 크기 때문에 타 경우보다 예측오차가 매우 증가하였다.

### 4. 結 論

本 論文에서 제시한 1~168시간 이내의 週間電力 負荷豫測은 현 재 韓國電力公社 發電處의 經濟給電用 소프트웨어로 활용되어 좋은 결과를 얻고 있으나 특수일 부하예측과 이튿날 주말부하예측에는 아직 개선의 여지가 남아 있으며 얻은 결론은 다음과 같다.

(1) 총 부하를 기본성분 부하, 주간성분 부하, 온도성분 부하로 나누어서 예측하였고 부하곡선의 변동은 기본성분 부하에, 각 형태별 부하특성은 주간성분 부하에, 이튿날 온도-부하와의 상관관계는 온도성분 부하에 포함되어 7 가지 형태의 부하가 비교적 간단하게 모델링되었다.

(2) 이동평균일의 수(ND), 지수평활계수(A)를 최적적으로 구하므로써 예측의 정확도가 높아졌다.

(3) 이 모델에서는, 어떤 시각의 부하를 예측할 경우 그 시각에 해당하는 부하만 이동하였기 때문에 예측오차를 시간순서로 나열하여 1~23시간 전의 부하를 분석하여 고려한다면 정확도가 더욱 높아질 것으로 시료된다.

參考文獻

- 1) 양홍석, 박영문, 박준호, "A new approach to short term load forecasting", 대한전기학회지 29권 4호, 1980, pp. 260~264.
- 2) June-Ho Park, "A study on the electric load forecasting using time series analysis", Ind. Educ. Research Center, vol. 4, No. 2, Dec., 1981, pp. 103~107.
- 3) 공과대학부속 생산기술연구소, "장기부하예측프로그램 사용설명서", 서울대학교, 1984.
- 4) H. P. Van Meeteren, P. J. M. Van Son, "Short-term load prediction with a combination of different models", 1979, PICA, pp. 192~196.
- 5) Goodwin, Sin, "Adaptive filtering, prediction and control", Prentice-Hall, 1984.
- 6) Lennart Ljung, Torsten Söderström, "Theory and practice of recursive identification", MIT Press, 1983.
- 7) S. Venwri et al., "Load forecasting using stochastic models discussion", IEEE. PAS, vol. 93, No. 1, pp. 10~11, Jan/Feb., 1974
- 8) K. N. Stanfon, "Forecasting by probability methods", Trans. IEEE. vol. PAS-90, May/June, 1971, pp. 1183~1189.
- 9) K. N. Stanton, P. C. Gupta, "Forecasting annual or seasonal peak demand in electric utility systems", Trans. IEEE, vol. PAS-89, May/June, 1970, pp. 951~959.
- 10) J. H. Latham, J. R. Dean, A. Norman, "Probability approach to electric utility load forecasting", IEEE Trans. on PAS, vol. PAS-87, No. 2, Feb., 1968.