

# 基于区域负荷预测值综合评价的大电网短期负荷预测

为提高省级大电网短期负荷预测准确度，提出一种基于区域负荷预测值综合评价的短期负荷预测的新算法。该算法分成三个阶段：第一阶段，构建区域负荷预测值的多指标评价体系，运用变异系数法对各个指标进行评价；第二阶段，根据综合评价结果选择部分区域负荷预测值预测大电网负荷，并将预测结果进行最优组合；第三阶段，为防止极端误差的出现，定义不同的区域个数为不同的预测方案，再对各个预测方案的预测结果最优组合预测以获取大电网的最终负荷预测结果。目前，该方法已应用于某省的短期负荷预测中，并取得了良好的预测效果。

谢毓广 郭 力/国网安徽省电力公司电力科学研究院

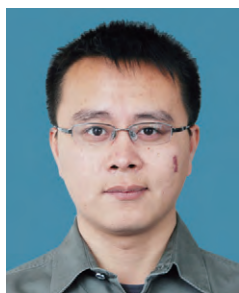
## 0 引言

短期负荷预测是用于预测未来几小时、一天或几天的电力负荷，对于调度安排开停机计划、机组最优组合、经济调度和最优潮流等问题具有重要的意义<sup>[1-2]</sup>。

电力负荷的变化受多种因素的制约，且这种因素对负荷变化的影响互不相同，其中气象因素是影响短期负荷预测准确度的至关重要的因素。由于气象因素对负荷的影响是短期负荷预测的核心课题，在现有的预测方法中，考虑气象因素的预测算法比较多<sup>[3-8]</sup>，但大部分考虑气象因素对负荷的影响所取得的都是用一组气象数据来描述所预测电网覆盖区域的气象特征，这种情况在一个较小的范围内（如一个地市）是成立的。但省级类大电网覆盖的区域较大，不同地市的气象条件差异较大，很难用一组气象数据来描述大电网所覆盖区域的气象特征。

目前，“子网累加”预测算法<sup>[9]</sup>是一种比较便利的大电网预测方法，其将大电网按照行政区域划分为各个子网，对各个子网的进行分别预测，在各个子网中考虑各种因素对负荷的影响，且在考虑厂用电和网损的基础上，通过“子网累加”来得到大电网的预测结果。然而该算法具有以下特点：各个子网的负荷结构差异大，预测的难度不尽相同；各个子网的预测水平可能存在较大的差异；厂用电和网损需另外预测，从而进行最终预测结果修正；大电网的最终预测结果需要所有子网的预测结果。以上种种，导致了“子网累加”预测算法的准确度可能不够理想，甚至当缺少一个或几个子网预测值时，无法得到大电网的负荷预测值。

为避免“子网累加”预测算法所存在的不足，提出一种基于子网负荷预测值综合评价的大电网的短期负荷预测算法。该算法是通过大量的数据挖掘，寻找出大电网与各个区域子网负荷的规律，从而建立根据子网负荷预测值进行大电网负荷预测的数学模型。算法主要分成三个阶段：在第一阶段，构建各个子网负荷预测值的多指标评价体系，并对各个指标进行综合评价，选择几个子网的负荷预测值进行大电网负荷预测；由于每个子网都对应一个大电网负荷预测值，在第二阶段采用分时段变权重的最优综合模型，对各个子网对应的大电网负荷预测值在每个时刻点进行最优综合；由于选取不同子网数也存在不同的



谢毓广/工程师

### 关键词/Keywords

短期负荷预测 ·  
综合评价 ·  
多指标评价体系 ·  
变异系数法 ·  
最优组合预测 ·

大电网负荷预测值,这里定义不同的子网个数为不同的预测方案,在第三阶段对各个方案的大电网负荷预测值采用分时段变权重的最优综合模型在每个时刻点进行最优综合,从而得到大电网在待预测日的负荷预测最终值。

## 1 大电网短期负荷预测的数学模型

通过对某省级电网及其下辖的各个地市(子网)的历史负荷数据的挖掘,来搜索各个子网的

负荷与大电网的规律性。图1给出2015年1月,该省下辖的某个地市每天的负荷占大电网负荷的比例曲线。

由图1可以观察到,该地市的负荷占大电网负荷的比例系数在31天中是有规律的,在各个时刻点的数值基本保持恒定,走势基本相同。因此在预测大电网负荷时,可先预测这些地市在待预测日96点占大电网系统负荷的比例系数,再根据各个地市系统负荷预测值,来映射大电网系统负

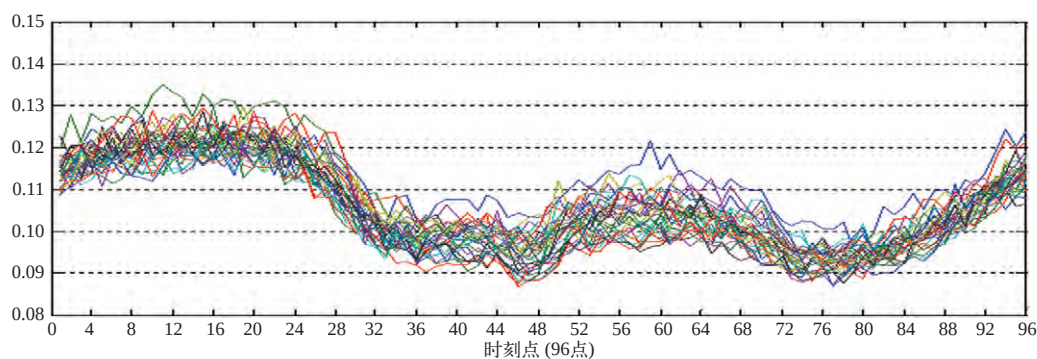


图1 某个地市的负荷比例曲线

荷,即

$$L_i^t = \frac{F_i^t}{C_i^t} \quad (1)$$

式中,  $F_i^t$  为时刻  $t$  子网  $i$  的负荷预测值;  $C_i^t$  为时刻  $t$  子网  $i$  的负荷占大电网负荷比例系数的预测值;  $L_i^t$  为子网  $i$  预测值得出  $t$  时刻点的大电网负荷预测值。

由式(1)可以看出,大电网负荷的预测准确率不仅与子网负荷预测值紧密相关,且与该子网负荷占大电网负荷的比例系数相关,因此,下面将建立多指标评价体系,来评价子网负荷预测值的品质。

子网的短期负荷预测已经有了较多的预测方法,如考虑日特征气象因素的人工神经网络法、基于日特征气象因素的支持向量机预测法等<sup>[9-10]</sup>,这里不再赘述。

## 2 综合评价体系

本节将分别介绍子网负荷综合稳定度、子网负荷平均预测综合误差及子网负荷占大电网负荷比例系数稳定度三个指标。并通过变异系数法将

三个指标转化一个综合评价指标。

### 2.1 子网负荷综合稳定度指标

大电网下辖的多个子网,各子网的负荷特性差异大,其变化规律各有特点,导致各子网的负荷稳定度迥异,短期负荷预测的难度不尽相同。研究发现,负荷基数越小,标准差及期望越小,但标准差越小的子网负荷稳定性不一定最好,这里是以每个时刻点负荷的相对标准差来反映各个子网在各个时刻点的负荷波动大小,即

$$R_i^t = \frac{S_i^t}{X_i^t} \quad (2)$$

式中,  $R_i^t$  为子网  $i$  在所选样本空间内时刻点  $t$  的负荷相对标准偏差;  $S_i^t$  为子网  $i$  在所选样本空间内时刻点  $t$  负荷的标准差;  $X_i^t$  为子网  $i$  在所选样本空间内时刻点  $t$  负荷的数学期望。

由于大电网负荷是由式(1)来映射的,各子网负荷占大电网负荷的比例有很大差异,这里定义子网  $i$  时刻点  $t$  的负荷综合稳定度指标为

$$F_{1,i}^t = \frac{R_i^t}{C_i^t} \quad (3)$$

式中,  $\overline{C_i^t}$  为某个子网*i*在所选样本空间内时刻*t*时, 子网负荷占大电网负荷的平均比例系数。

## 2.2 子网负荷平均预测综合误差

子网负荷稳定度指标能反映子网负荷预测难度, 但预测难度大的子网并不代表该子网的预测水平差, 这里定义子网*i*时刻*t*的负荷平均预测综合误差指标为

$$F_{2,i}^t = \frac{1-Q_i^t}{\overline{C_i^t}} \quad (4)$$

式中,  $Q_i^t$  为子网*i*在所选样本空间内的时刻*t*的平均预测准确率。

## 2.3 子网负荷占大电网负荷比例系数稳定度

由式(1)可以看出, 当以子网负荷映射大电网负荷时, 不仅与子网负荷预测值的品质有关, 且与在待预测日的子网负荷占大电网负荷比例系数预测值有关, 因此这里提出子网负荷占大电网负荷比例系数稳定度指标, 即

$$F_{3,i}^t = \frac{S_{c,i}^t}{\overline{X_{c,i}^t}} \quad (5)$$

式中,  $S_{c,i}^t$  为某子网*i*在所选样本空间内时刻*t*的占大电网负荷比例系数的样本标准偏差;  $\overline{X_{c,i}^t}$  为某个子网*i*在所选样本空间内时刻*t*占大电网负荷比例系数的样本数学期望。

## 2.4 综合评价指标

由上面分析可知, 当以子网负荷预测值映射大电网负荷时, 有三个评价指标, 故建立*t*时刻点的多指标评价体系 $F_t$ 为

$$F_t = (F_{1,i}^t, F_{2,i}^t, F_{3,i}^t)^T \quad (6)$$

由于多指标评价体系中含有三个评价指标, 在所选样本空间内三个评价指标可能会出现不同的评价结果, 因此如何综合评价这三个指标, 从中选取最合适的子网来映射大电网负荷则成为关键。这里采用统计学的变异系数法<sup>[11]</sup>建立综合评价指标, 主要步骤如下。

三个评价指标的量纲和数量级存在差异, 对各单一指标无量纲化处理, 即

$$y_{i,l} = \frac{F_{i,l} - \min_i \{F_{i,l}\}}{\max_i \{F_{i,l}\} - \min_i \{F_{i,l}\}} \quad i=1,2,\dots,N; l=1,2,3 \quad (7)$$

式中,  $F_{i,l}$  为子网*i*的第*l*个评价指标;  $N$  为子网总数。

经过无量纲计算, 得到一个决策矩阵 $Y=(y_{i,l})_{3n}$ 。

计算变异系数, 即

$$V_l = s_l / \overline{y_l} \quad (8)$$

式中,  $s_l$  为决策矩阵 $Y$ 中第*l*项指标的标准方差;  $\overline{y_l}$  为第*l*项指标的数学期望。

用变异系数确定指标的变异权重 $w_l$ , 即

$$w_l = \frac{V_l}{\sum_{l=1}^3 V_l} \quad (9)$$

构建*t*时刻点综合评价指标为

$$F_A^t = WY \quad (10)$$

式中,  $W=(w_1, w_2, w_3)$ ,  $w_1$ 、 $w_2$ 和 $w_3$ 为多指标体系 $F_t$ 中每个单一评价指标在*t*时刻点的权重系数。

对所有子网在*t*时刻点按各子网的评价指标 $F_A^t$ 从小到大的优先级排序, 以综合评价指标 $F_A^t$ 最小为优选级最高, 选择其中优先级较高的*q*个子网, 分别预测*t*时刻点的大电网系统负荷, 得到*q*个不同的预测结果, 表示为 $(L_1^t, L_2^t, L_3^t, \dots, L_q^t)$ 。

## 3 最优预测综合模型

### 3.1 分时段变权重的最优综合模型

根据以上分析, 通过综合评价指标选择*q*个子网映射大电网的负荷, 可得到*q*个不同的预测结果, 每个子网在时刻*t*各拥有其对大电网负荷的某种程度的预测效果, 故采用分时段变权重的最优综合模型<sup>[10]</sup>, 对每个子网相对应的大电网负荷预测值在每个时刻点进行最优综合。

由于短期负荷预测中每天的时刻点为 $T=96$  (15 min一个点), 则需要建立*T*个综合预测模型, 其中第*t*个称为“*t*时刻点的最优综合预测模型”。求解*t*时刻点的优化问题得到各单一子网映射的大电网负荷在*t*时刻点的权重系数, 则待预测日的预测结果为

$$L_t = \sum_{k=1}^q \omega_k^t L_k^t \quad k=1,2,\dots,q; t=1,2,\dots,T \quad (11)$$

式中,  $\omega_k^t$  为子网*k*预测的大电网负荷在*t*时刻点的最优权重。

$t$ 时刻点的最优综合预测模型目标是时刻点 $t$ 的虚拟预测残差平方和的最小化，于是形成下述优化问题。即

$$\min_{\omega_k^t} \sum_{j=1}^n \sum_{t=1}^T (\sum_{k=1}^q \omega_k^t L_k^{t,j} - L_R^{t,j}) \quad (12)$$

$$\text{s. t.} \begin{cases} \sum_{k=1}^q \omega_k^t = 1 \\ \omega_k^t \geq 0 \quad k=1,2,\dots,q \end{cases} \quad (13)$$

式中， $n$ 为虚拟预测的天数； $L_k^{t,j}$ 为第 $j$ 天 $t$ 时刻点由子网 $k$ 映射出的大电网负荷预测值； $L_R^{t,j}$ 为第 $j$ 天 $t$ 时刻点的大电网系统负荷实际值。

根据文献[1]，优化式(12)、式(13)可以转化成标准形式的二次规划问题，其求解过程这里不再赘述。

### 3.2 预测方案的分时段变权重最优综合模型

由于大电网下辖 $N$ 个子网，采用上述的方法进行预测大电网负荷，子网数如何选择则成为问题，且不同的子网数的选取，大电网的负荷预测值可能会出现较大差异。若选取所有子网映射大电网负荷，由于存在个别子网的负荷稳定度较差，预测水平也可能较低，故采用全部的子网的预测值映射大电网负荷，可能预测效果较差，且计算时间也较长。

为了避免以上的难点，这里定义选取不同的子网数为不同的方案，如选取2个子网映射大电网负荷时定义预测方案1，选取3个子网映射大电网负荷时定义预测方案2。方案1的预测结果与方案2的预测结果肯定存在差异，以哪个预测结果作为最终大电网负荷的预测结果呢？

由于不同的方案在时刻 $t$ 各拥有其对大电网负荷的某种程度的预测效果，故也采用分时段变权重的最优综合模型，对每个方案预测出的大电网负荷预测值在每个时刻点进行最优综合，方法同3.1节。

此外，由于负荷基数越大，负荷稳定度越高，因此添加一个虚拟子网，参与到子网数的选择中。即把已有的子网负荷预测值进行累加，形成该虚拟子网的预测值。

## 4 大电网负荷预测新算法流程

图2为大电网负荷预测新算法的流程图。

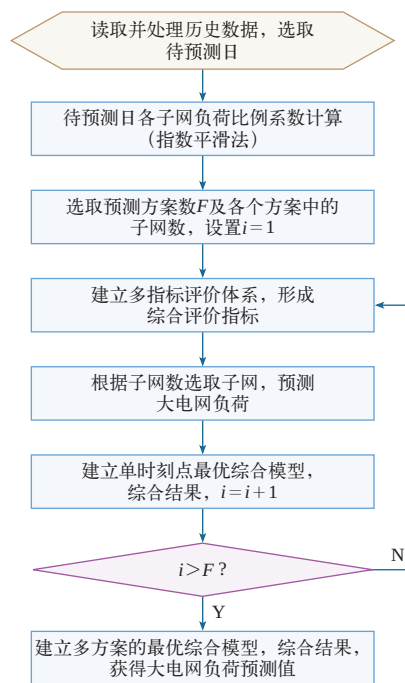


图2 大电网负荷预测流程图

步骤1。获取近期一个样本时段内的历史数据作为历史数据样本空间，历史数据为大电网及大电网内 $N$ 个子网的实际负荷和预测负荷值；其中历史数据中不可避免地存在着“坏点”和“漏点”，需要对历史数据进行预处理。

步骤2。用指数平滑法<sup>[1]</sup>动态预测待预测日每个子网在相同 $t$ 时刻点的比例系数，形成比例系数矩阵。

步骤3。选取方案数 $F$ 及各个方案的子网数，设置方案索引 $i=1$ 。

步骤4。构建多指标评价体系，形成综合评价指标。

步骤5。根据综合评价指标的优先级排序及该方案的子网数选择子网，分别根据各子网的预测值映射大电网负荷。

步骤6。建立每个时刻点的最优综合预测模型，计算该方案下各子网对应大电网负荷预测值的权重，并综合结果，形成大电网负荷预测值序列。

步骤7。令预测方案索引 $i = i + 1$ ，重复步骤4~6，直至所有的预测方案全部完成。

步骤8。建立预测方案的分时段变权重最优综合模型，得到最终的大电网负荷预测结果。

## 5 算例分析

在本算例中，采用所提出的算法预测某网省公司的全网负荷，该省包括16个地市，即16个子网。选取某日作为待预测日，取待预测日前60天数据为历史样本容量进行预测分析。

仿真计算在PC上进行，在Matlab7.0环境下自行编写。

### 5.1 子网负荷的综合评价指标分析

根据负荷的历史样本采用式（2）~式（4）形成三个评价指标，再通过变异系数法获取综合评价指标。下表给出了时刻点 $t = 1$ （0：00时）的各个子网的评价指标。

表 各个子网的评价指标结果

| 子网索引 | 负荷综合<br>稳定度 | 综合预测<br>误差 | 比例系数<br>稳定度 | 综合评价<br>指标 |
|------|-------------|------------|-------------|------------|
| 子网1  | 1.263 6     | 0.969 8    | 0.059 7     | 0.110 9    |
| 子网2  | 1.714 0     | 1.150 7    | 0.042 2     | 0.111 4    |
| 子网3  | 0.622 5     | 0.564 0    | 0.055 0     | 0.061 7    |
| 子网4  | 1.890 8     | 1.603 4    | 0.073 0     | 0.183 9    |
| 子网5  | 1.481 6     | 0.846 0    | 0.032 5     | 0.074 0    |
| 子网6  | 2.040 8     | 0.669 3    | 0.124 7     | 0.205 7    |
| 子网7  | 1.037 9     | 0.718 3    | 0.070 0     | 0.103 5    |
| 子网8  | 0.448 4     | 0.173 4    | 0.056 7     | 0.036 7    |
| 子网9  | 2.953 3     | 1.768 4    | 0.103 6     | 0.267 5    |
| 子网10 | 1.361 5     | 0.827 7    | 0.063 1     | 0.110 5    |
| 子网11 | 0.736 6     | 0.352 0    | 0.057 5     | 0.056 8    |
| 子网12 | 0.646 4     | 0.268 8    | 0.029 5     | 0.011 5    |
| 子网13 | 1.130 7     | 0.595 1    | 0.036 3     | 0.054 2    |
| 子网14 | 3.891 6     | 1.378 2    | 0.219 3     | 0.430 5    |
| 子网15 | 4.152 3     | 2.095 7    | 0.102 2     | 0.321 3    |
| 子网16 | 13.626 5    | 6.114 2    | 0.132 5     | 0.883 2    |

从表中可以看出，在综合评价指标中，优先排名前三的分别为：子网12、子网8和子网13。如果选取的子网数为三个，则在时刻点 $t = 1$ 时以这三个子网来映射大电网负荷。重复该过程，则可以得到所有时刻点的综合评价指标及优先级排

序。每个时刻点的优先级排序的结果是不同的，这与各子网的负荷特性和预测水平相关；当选取不同的预测方案时，由于方案中的子网数不同，参与映射大电网负荷的子网也就不同。

### 5.2 分时段变权重的最优综合分析

采用某预测方案，子网数为3，根据3.2节介绍的，将所有子网汇总成一个虚拟子网，即该大电网下含有17个子网。预测时刻点 $t = 1$ 的大电网负荷值，可获得 $L_i^1 = [15\ 010.2\ \text{MW}, 15\ 777.8\ \text{MW}, 14\ 973.2\ \text{MW}]$ ，建立单时刻点的最优综合模型，求得权重为 $\omega_k^1 = [0.753, 0.092, 0.155]$ ，因此时刻点 $t = 1$ 的大电网负荷预测值为15 074.7 MW。重复以上过程直至所有的时刻点完成。图3为该预测方案的负荷实际曲线与负荷预测曲线的对比。该预测方案的预测准确度为98.97%。

### 5.3 预测方案的分时段变权重最优综合模型

由于单个预测方案可能会造成极端预测误差的出现，因此选取多个预测方案，本例选取六个预测方案，这六个方案的子网数分别为3~8。计算出每个预测方案的负荷预测值后，再对各预测方案建立分时段变权重最优综合模型，以求得该大电网的负荷预测最终值。图4为负荷实际曲线与负荷最终预测曲线的对比，预测准确度为98.82%，虽然与只有三个子网的预测准确度相比有所降低，但避免了极端误差的出现。

## 6 结束语

提出一种基于子网负荷预测值综合评价的大电网的短期负荷预测算法。该算法是通过大量的数据挖掘，寻找出大电网与各区域子网负荷的规律，从而建立根据子网负荷预测值进行大电网负荷预测的数学模型的。该方法具有以下特点。

1) 该方法可选取部分子网负荷预测值来预测大电网负荷，可避免当缺少一个或几个子网负荷预测值时，无法得到大电网最终预测结果的问题。

2) 采用综合指标评价的方法对各子网进行优先级排序，可综合考虑各子网负荷预测值对大电

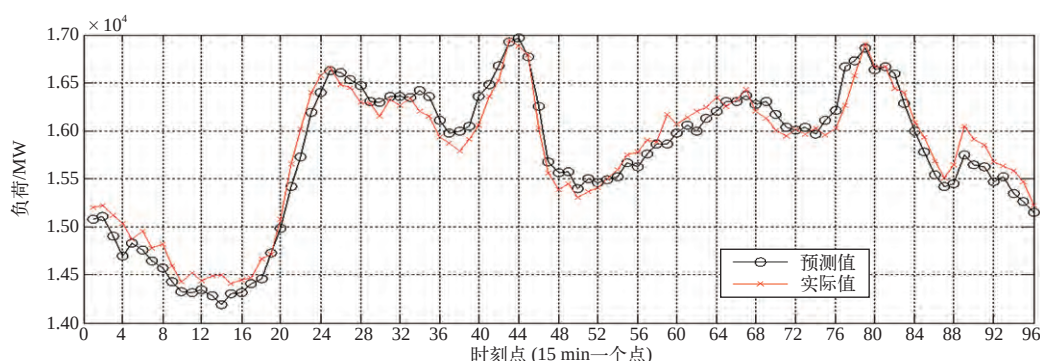


图3 负荷实际曲线与负荷预测曲线的对比

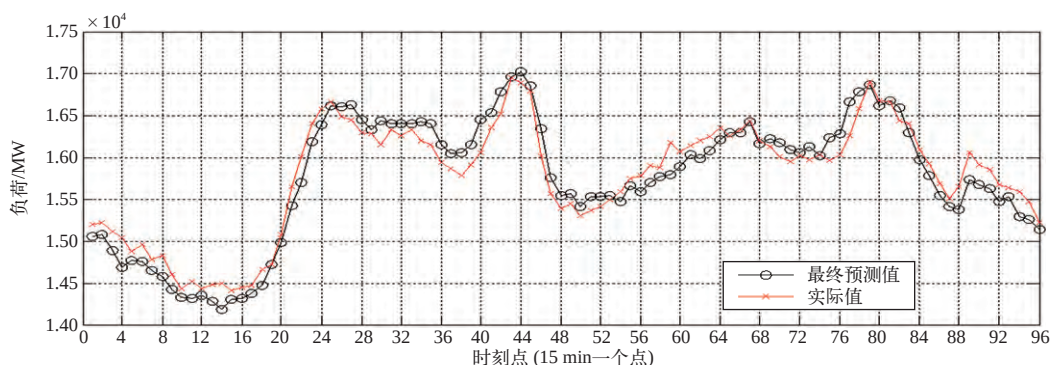


图4 负荷实际曲线与最终负荷预测曲线的对比

网负荷预测值的影响,有利于提高大电网负荷预测的准确率。

3) 该方法降低了负荷波动性较大而难以预测的子网对大电网负荷预测造成的影响,回避了对发电厂厂用电和电网损耗的预测。

目前该方法已应用于某省的实际日前短期负荷预测中,并取得了良好的预测效果。

#### 参考文献

- [1] 康重庆,夏清,刘梅. 电力系统负荷预测 [M]. 北京:中国电力出版社,2007.
- [2] 牛东晓,曹树华,赵磊,等. 电力系统负荷预测技术及其应用 [M]. 北京:中国电力出版社,1998.
- [3] 康重庆,周安石,王鹏,等. 短期负荷预测中实时气象因素的影响分析及其处理策略 [J]. 电网技术,2006,30(7):5-10.
- [4] 王鹏,邵能灵,王波,等. 针对气象因素的短期负荷预测修正方法 [J]. 电力系统自动化,2008,32(13):92-96.
- [5] 周英,尹邦德,任铃,等. 基于BP神经网络的电网短期负荷预测模型研究 [J]. 电测与仪表,2011,48(2):68-71.
- [6] 曲朝阳,辛红金,陈鹏,等. 基于混合支持度Apriori算法的短期负荷预测模型 [J]. 电测与仪表,2013,50(3):24-28.
- [7] 代鑫波,崔勇,周德祥,等. 基于注成分与粒子群算法的LS-SVM短期负荷预测 [J]. 电测与仪表,2012,49(6):5-9.
- [8] 黎灿兵,尚金成,朱守真,等. 气象影响空调负荷的积累效应导致能耗的分析 [J]. 电力系统自动化,2010,34(20):30-33.
- [9] 杨朋. 大电网短期负荷预测方法研究 [D]. 郑州:郑州大学,2010.
- [10] 杨申. 组合预测模型在电力负荷预测中的研究 [D]. 广州:华南理工大学,2010.
- [11] 周四军,庄成杰. 基于居于综合评价法的我国国民幸福指数NHI测评 [J]. 财经理论与实践,2008,29(155):112-115.

(收稿日期:2016-04-26) EA