

文章编号: 1671-6833(2004)04-0094-04

电力系统短期负荷预测系统的实现

陈根永, 王常飞

(郑州大学电气工程学院, 河南 郑州 450002)

摘要: 考虑近期我国电力市场需求, 开发了电力系统短期负荷预测软件系统. 该系统分为原始数据维护、负荷预测和预测结果处理 3 个相互独立模块. 在数据库设计中, 采取定期转储的办法控制数据量. 系统提供了丰富的模型库, 各模型可单独预测, 也可选择几种模型进行综合预测. 河南省某县级电力系统的负荷预测结果表明, 该系统能够取得满意的预测效果.

关键词: 电力系统; 短期负荷; 预测; 软件包; 数据库

中图分类号: TM 714 **文献标识码:** A

0 引言

电力负荷预测是电力系统规划、经济运行和进行调度管理自动化的基础. 短期负荷预测主要用于 EMS (Energy Management System, 能量管理系统) 制定运行计划, 包括机组负荷分配、水火电协调、机组经济组合和交换功率计划等, 是 EMS 必不可少的部分. 随着电力体制改革的深化和电力市场的建立和发展, 经济性成为电网运行的重要指标, 也对短期负荷预测提出了更高的要求^[1], 短期负荷预测不再仅仅是 EMS 系统的一部分, 同时也是制定电力市场交易计划的重要依据. 与中长期负荷预测相比, 影响电力负荷短期预测结果的因素将变得更加复杂, 显然在电力市场条件下短期负荷预测是一个技术性和经济性相结合的问题.

目前用于短期负荷预测的方法很多, 为了适应新的市场要求, 充分利用各种预测方法得到满意的预测结果, 作者开发了电力系统短期负荷预测软件系统. 软件系统具有人机界面友好、选用模型合理、预测结果精度较高的特点, 能够满足当今快速发展的电力市场对于电力负荷预测的精度要求, 并解决了当前电力系统中一些负荷预测软件可操作性不强、模型适用范围小的问题.

1 系统的构成

本软件系统的操作平台为 Windows 98 及其

以上操作系统. 软件系统基于面向对象 (OPP) 的思想, 开发语言为 C++, 采用 Microsoft 的 Visual C++ 6.0 集成开发环境, 采用 Microsoft Access 2000 数据库. 简单查询操作可以直接利用 Access 2000 中的视图进行, 复杂查询和计算则用 Visual C++ 语言实现, 查询和计算结果在界面上以多种形式显示, 可以方便、直观地检验数据的正确性. 可以实现快速统计、分析和预测的功能.

系统包括数据库设计和负荷预测软件设计两部分, 由 3 个模块组成: 数据维护模块、负荷预测模块、预测结果处理模块. 负荷预测软件为系统的核心部分, 系统总体结构如图 1 所示.

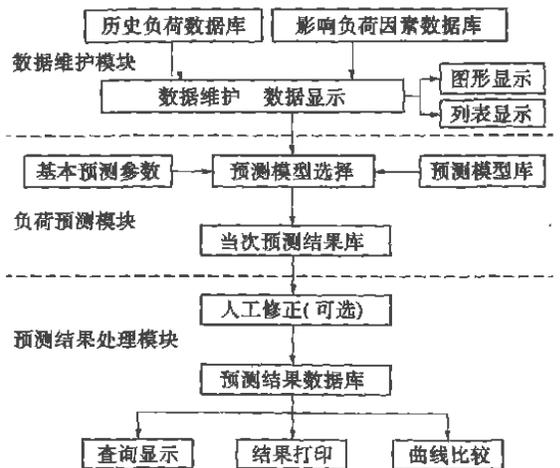


图 1 软件系统总体结构

Fig. 1 Chart of software system

收稿日期: 2004-08-10; 修订日期: 2004-11-15

基金项目: 河南省科技攻关项目 (0424220182)

作者简介: 陈根永 (1964-), 男, 河南省禹州市人, 郑州大学副教授, 硕士, 主要从事电力系统继电保护和电力规划方面的研究.

2 数据库设计

数据库是所有的功能模块的数据来源和数据存储地。功能模块可通过数据库进行数据的交换,数据共享,由数据库对所有的数据进行统一调度。因此,数据库在负荷预测系统中占有重要地位^[3]。

随着预测系统运行时间的增加,历史数据越来越多,将严重影响数据访问速度,为此,本系统采取定期转储的办法,即每隔一定的时间把历史数据库中的一部分数据移出保存,使历史数据库中只保留一定期数的数据,控制了数据量。由于SCADA采集的数据会有缺失或者损坏,因此,进行预测之前需对历史数据进行辨识和处理,并建立历史负荷数据辨识库,用来存放辨识后的历史数据,这样,进行预测时可直接从该库读取负荷数据,以加快预测的速度。

相关因素库用来存储影响负荷大小的气象因素等(包括气象因素的历史数据和预测数据),预测人员可方便的增加、删除和修改数据记录,以满足负荷预测的要求。

预测结果数据库用来存放最近一次的预测结果,预测人员可随时查看各种预测方法的预测负荷值,预测误差及参数信息,并可根据实际系统情况和经验进行人工修正。

3 负荷预测软件

3.1 数据维护模块

充足、完善、正确的相关数据是准确、可靠预测负荷的前提。为了完成预测,预测系统除了需要采集尽可能丰富的预测参考数据外,还需要对所采集的数据进行分析和处理,修正数据误差量,确定各数据的参考价值和利用方式。本模块采用数据采集环节和数据分析环节完成以上功能。

3.1.1 数据采集环节

数据采集环节用于采集负荷等相关信息并及时更新数据库。相关信息包括:当日实际负荷信息、气象信息、最新气象预报信息、未来1~7d最新气象预报;大用户计划负荷、小火电/小水电发电计划;其他可测信息(如检修停电计划、切负荷计划、大事件计划等)。

3.1.2 数据分析环节

数据分析环节帮助预测人员掌握负荷变化规律、对坏数据进行修正处理,尽可能提高原始基础数据的准确度和可靠度,从而提高负荷预测的质量。

数据统计分析包括:

(1) 负荷特征分析。包括历史负荷、预测负荷特征统计指标分析。

(2) 预测数据分析。对预测结果做误差分析,统计出被分析日预测结果的各项误差指标,可以评价在原来预测的基础上人工修正后上报预测结果的合理性,并可作为分析工具以进一步提高预测精度。

(3) 曲线对比查看分析。可以把采样数据库中存储的任意某几天的历史负荷曲线或预测负荷曲线同时放在一个坐标系下,以图形的方式对比查看,以更加直观的分析不同日期负荷的发展特点,为提高预测精度和直观分析提供比较方便的工具。

根据电力负荷特性,前后时段负荷不会发生突变(也称负荷黏度原理)。从各时段相对其前后时段负荷数据的变化率大小,可判别出一些明显的坏数据点。对这些数据点重复采用三点平均法进行修正,直至其数值符合负荷黏度原理为止。不良数据的校正包括自然数据补足(如切负荷停电、线路检修停电补足等)和冲击数据剥离(如大用户、大事件冲击负荷剥离等)。对不良数据,采用极大似然估计^[3],估计出该点在正态分布下最有可能的负荷值,并认为该负荷值就是该点的自然负荷数值,以此负荷数值代替原数值,即完成了不良数据的校正。

3.2 负荷预测模块

3.2.1 相关因素处理

影响短期负荷预测的主要因素有气象因素、日分类(正常日、国庆和、春节等)、星期类型(周一~周日)、日期差(两日之间相距天数)等。

为合理考虑各种因素对负荷的影响,在进行日预测时,一般取基准日之前的若干天为历史样本,以基准日为起点,以7天为周期,可对样本分出第1周期、第2周期……。每一周期中,必有一个与待预测日相同类型的负荷日。这些同类型历史日的负荷应与待预测日负荷相关程度最大。若将历史日期计数的起点取为基准日,依次往前一天计数,设第 d 日第 t 时刻的负荷为 P_{dt} ,这里 $d=1,2,3,\dots,n$; $t=1,2,3,\dots,T$ (T 为每天的采样点数),日负荷曲线以一个向量表示如下: $C_d=[P_{d1}, P_{d2}, \dots, P_{dT}]$,所有 C_d 的集合称为历史样本集合。以同类型日和与预测日期的远近作为优先顺序对所有历史样本进行排序,原来的 n 天历史负荷曲线 C_1, C_2, \dots, C_n 被排序成 D_1, D_2, \dots, D_n 。

显然,任何一个 C_d 必与某一个 D_d 相对应,因此,负荷曲线 D_i 的集合中,下标 i 越小,表示它与待预测日的相关程度越高.以所有 D_i 的集合为基础进行负荷预测,将有利于提高预测精度.

3.2.2 预测系统的基本算法

(1) 指数平滑法.该方法的计算公式为

$$S(t+1) = \alpha y(t) + (1-\alpha)S(t) \quad (1)$$

式中, α 是平滑系数, $0 < \alpha < 1$; $y(t)$ 为 t 时刻实际值, $S(t)$, $S(t+1)$, 是 t 时刻的一次指数平滑值.

平滑系数 α 的大小直接影响过去各期数据对预测值的作用, α 值的增大,意味着对新的实际值的重视程度的增加.通常负荷较稳定时,宜取较大的 α 值,相反,当负荷变化剧烈时,宜取较小的 α 值.

(2) 时间序列法(ARMA模型).认为现在的负荷值 $y(t)$ 可以由过去负荷值的有些项的加权和及现在和过去的干扰量的有些项加权和的叠加来表示,ARMA 数学模型描述如下^[4]:

$$y(t) = \alpha_1 y(t-1) + \alpha_2 y(t-2) + \dots + \alpha_p y(t-p) + \alpha(t) - \theta_1 \alpha(t-1) - \theta_2 \alpha(t-2) - \dots - \theta_q \alpha(t-q) \quad (2)$$

式中: $y(t)$ 和 $\alpha(t)$ 分别为时刻 t 的负荷值和干扰量; p , q , α , θ 为待定系数.

(3) 人工神经网络法.以历史负荷及天气数据、日类型等相关因素作为输入变量,以负荷预测值为输出变量,通过大量的样本训练神经网络,确定神经元之间的连接权值及神经元的阈值,然后将训练完成的网络用于预测未来的负荷,并且随着新样本的加入,可以重新训练神经网络,形成新的权值和阈值以适应新的样本.本系统采用了具有收敛速度快、易适应新数据、可以避免较大的外推误差等优点的RBF神经网络^[5,9].

(4) 基于均值和变化系数的预测方法.设第 i 天 t 时刻的负荷为

$$y_{it} (i=1, 2, \dots, n; t=1, 2, \dots, T) \quad (3)$$

其中, n 为历史负荷天数; T 为每天的采样点数.则预测步骤如下:

求历史各日各时刻的负荷均值

$$y_{ave} = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T y_{it}}{n \cdot T} \quad (4)$$

求各日的平均负荷

$$y_{ave}^{(i)} = \frac{\sum_{t=1}^T y_{it}}{T}, i=1, 2, \dots, n \quad (5)$$

求各日周期系数

$$\rho_t = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n y_{it} / y_{ave}^{(i)}, t=1, 2, \dots, T \quad (6)$$

进行预测:待预测日 t 时刻的负荷预测值等于负荷均值乘以周期系数.

$$\hat{y}_t = y_{ave} \cdot \rho_t, t=1, 2, \dots, T \quad (7)$$

(5) 综合模型.各种预测方法都有其优缺点,在负荷预测过程中将不同预测方法的预测结果等权值加以组合,形成了综合预测模型.仅使用单一方法进行预测时,该方法的选择是否合适就很重要,要冒一定的风险.将不同方法预测结果进行简单组合,大大降低了风险.

3.2.3 负荷预测

在主框架的预测控制面板中可根据需要设定待预测的日期、历史基准日以及预测天数.待预测的日期为需要预测的第一天的日期,可以通过点击下拉箭头以日历的形式方便查看,也可直接在年月日的数字处输入需要设定的值.历史基准日为预测所用到的历史负荷的最近一日,一般应使历史基准日尽可能的接近待预测日,以保证最近日的负荷能够充分在预测中体现出来.预测天数为从待预测日开始往后连续预测几日.这三者有着一定的约束关系.首先,要保证历史基准日不得晚于待预测日期;其次待预测的最后一天不得比历史基准日晚 10 天(这里认为待预测日与历史日期间隔太长所做的预测结果不可信,且偏离较大).可以通过设定每日预测点数以决定所有序列的点数,比如 24 点序列是每隔一个小时取一次负荷序列,48 点序列是每隔半小时取样一次序列,依此类推.预测结果和历史负荷为相同点数的序列.进行完基本参数设定后,即可按设定的参数(含模型参数)进行预测,预测结果存入当次预测结果数据库,完成预测工作.

3.3 预测结果处理模块

确认负荷预测正常无误后,即可进入预测结果处理阶段.该模块主要包括预测结果显示和上报预测结果两部分.

预测结果显示主要有两种形式:

(1) 以表格形式显示出各种预测方法的预测负荷值、误差等信息,可以形成报表输出.

(2) 以曲线对比的方式查看各种预测方法的预测结果及综合模型预测结果,鼠标移动时动态显示所处位置的曲线名称、预测负荷值(或相对误差),并采用不同颜色和符号来代表不同曲线,直观方便.上报预测结果即把预测结果报到预测结果库中,对于大用户非计划内的负荷大变动、电网检修引起的负荷下降以及电网非计划运行引起的负荷变动,需用人工干预的方式,修改预测值.

因此,上报到预测结果库之前可根据实际情况对预测结果进行适当修正,为防止误修改,只有经用户保存后,修改结果才能生效.

可以利用软件系统对以往的预测结果和实际值进行曲线对比分析,并根据该结果指导以后预测策略的选择.

4 应用实例

表1是应用本系统对河南省某县级电力系统

表1 5月2日负荷预测的结果

Tab.1 Load forecasting result on May 2

时刻	预测/kW	实际/kW	相对误差/%
0:00	5 079.31	5 236.94	-3.01
1:00	4 656.76	4 901.85	-5.00
2:00	4 921.68	4 922.94	-0.03
3:00	4 737.80	4 665.34	1.55
4:00	4 947.68	4 826.90	2.50
5:00	5 699.94	5 429.03	4.99
6:00	8 926.96	8 882.77	0.50
7:00	12 582.23	13 210.31	-2.71
8:00	13 912.36	13 418.56	3.68
9:00	14 013.39	13 551.29	3.41
10:00	16 864.59	16 568.75	1.79
11:00	16 939.73	17 284.28	-1.99
12:00	16 138.98	15 414.50	4.70
13:00	13 245.50	12 707.95	4.23
14:00	11 336.05	11 215.99	1.07
15:00	14 231.52	13 696.01	3.91
16:00	15 040.72	14 678.38	2.47
17:00	16 088.13	15 419.62	4.34
18:00	15 247.39	14 948.18	2.00
19:00	15 766.93	15 562.10	1.32
20:00	16 145.70	15 936.87	1.31
21:00	15 750.23	15 027.23	4.81
22:00	12 582.56	12 038.42	4.52
23:00	7 770.81	7 421.98	4.70

2003年5月2日的预测结果,原始数据选取5月1日以前连续两周的负荷数据,由预测结果分析可知,本软件系统具有较高的预测精度.

5 结束语

本系统针对电力系统短期负荷预测的特点,建立了丰富的模型库,包括传统预测模型和最新的研究成果,用户可以结合具体情况灵活选用,并对模型结果进行比较和综合,得出最终预测结果.软件包界面友好,人机交互方便,容错性强,采用模块化设计,易于扩充.算例表明,预测系统具有较高的预测精度.

参考文献:

- [1] 胡子珩,陈晓平,刘顺桂,等.深圳电网自动运行的短期负荷预测系统[J].电网技术,2003,29(5):21~25.
- [2] 董朝霞,杨峰,高建军,等.电网DTS数据库的设计和实现[J].湖北电力,2003,27(3):6~9.
- [3] 汪荣鑫.数理统计[M].西安:西安交通大学出版社,2001.
- [4] 刘晨晖.电力系统负荷预报理论与方法[M].哈尔滨:哈尔滨工业大学出版社,1987.
- [5] 王洪元,史国栋.人工神经网络技术及其应用[M].北京:中国石化出版社,2002.
- [6] DIPPI Srinivasan. Evolving artificial neural networks for short term load forecasting[J]. Neurocomputing, 1998, 23: 265~276.
- [7] CHEN G J, LI K K, CHUNG T S, et al. Application of an innovative combined forecasting method in power system load forecasting[J]. Electric Power Systems Research, 2001, 59: 131~137.

Implementation of Short Term Load Forecasting System in Power System

CHEN Gen-yong, WANG Chang-fei

(College of Electric Engineering, Zhengzhou University, Zhengzhou 450002, China)

Abstract: Taking account of the demand of electricity market in China, a design of short term load forecasting system is presented in this paper. This system consists of three independent modules: original data maintenance module, load forecasting module and forecasting result processing module. The load forecasting module consists of many models and each model can be independently used or some of them can be combined for integrated forecasting. The results indicate that satisfactory forecasting accuracy can be achieved with this system.

Key words: power system short term load; forecasting software package; database