

大波动地区级系统短期负荷预测方法研究

丁智华,金海峰,吴耀武,熊信良

(华中科技大学电力系,湖北 武汉 430074)

摘要: 提出了针对容量较小、负荷波动较大的地区级电力系统适用的短期负荷预测方法,共分为四个步骤:原始数据的预处理,用模糊系统预测预测日的峰谷值,用人工神经网络预测预测日的24h负荷值,根据第一步的结果用专家系统决定最终的负荷预测值。利用本文提出的方法对福建永安电力系统1999年1月至2000年6月的数据进行预测,结果证明了方法的快速性和准确性。

关键词: 地区级电力系统; 模糊系统; 人工神经网络; 专家系统; 短期负荷预测

中图分类号: TM715 **文献标识码:** A **文章编号:** 1003-4897(2001)03-0013-03

1 引言

电力系统负荷预测特别是短期负荷预测对电力系统经济运行,电网负荷的监控和管理以及对发、供电计划的编排都有极为重要的意义。一句话,电力系统的安全、可靠、经济运行离不开运作良好的短期负荷预测方法和相应的软件。

目前,电力系统短期负荷预测方法主要可分为两类:一类是传统的预测方法,如回归法、指数平滑法等;另一类是所谓的人工智能法,如人工神经网络法、模糊系统法、专家系统法等,每类方法都有其优越性和适用环境,离开了具体的电力系统,评价任何一种方法都失去了检验的标准,没有什么意义可言。

本文所阐述的方法是基于地区电力系统的短期负荷预测的方法。

地区电力系统通常是一个容量较小、波动较大的电力系统,有大电网和系统本身两个电源供电。负荷关系如下:

系统负荷 = 网供负荷 + 系统内发电负荷

对于地区电力系统而言,运行调度人员所关心的是网供负荷的大小,因为它与经济性的关系最为密切,这也是本文所讲的负荷预测目标为网供负荷

值的原因所在。除此之外,地区电力系统又有其特殊性,以某地区系统为例,其电力系统运行的特点如下:

1) 系统容量较小,历史数据表明,系统平均负荷水平为90MW,最大负荷不超过150MW,考虑到负荷的增长因素,预计2002年最大负荷也不会超过200MW;

2) 该系统中有几个主要负荷容量相对较大,如容量最大的两个负荷化纤厂和福州水泥厂分别占系统总容量的30%和10%,这两个负荷的正常工作与否对系统影响极大,系统日平均负荷最大为120MW,最小则为56MW,波动非常大;

3) 该系统是一个水火电并容的系统,当地一日多变的气象条件对小水电影响很大,从而影响网供负荷值;

4) 以上这些特点导致该系统网供负荷波动性很大,历史资料表明,相邻两天的平均负荷最大波动高达50%,同一天中相邻点的负荷最大波动高达17%,与一般的电力系统负荷预测相比,地区电力系统的这些特点给预测工作带来了巨大的困难。

基于短期负荷预测的特点和所预测系统的特殊情况基本否认了传统的预测方法,因此本文力求运

Study on predictive system separation controls based on PMU

ZHOU Liang-song, XIA Cheng-jun, PENG Bo, HU Hui-jun

(Huazhong University of Science & Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: This paper proposes a predictive method for system separation control based on synchronized phasor measurements. The relative phase angles of the busses voltage reflect the change of relative power angles, so whether the system is in synchronous oscillation condition or in asynchronous oscillation condition can be identified and predictive system separation control can be applied, by the change speed and sign of relative phase angles. The main purpose of this paper is to analyze the relationship between relative phase angles and relative power angles.

Key words: synchronized phasor measurements; synchronous oscillation; asynchronous oscillation; system separation

用人工智能的方法寻求突破。考虑到短期负荷预测与天气情况有关,因此选用人工神经网络方法预测作为预测的主要方法,对第二天的 24h 负荷进行预测。考虑到系统中频繁出现的较大的负荷波动可能会使神经网络的训练学习混乱或无所适从,对原始数据进行预处理是必要的,这可以避免对异常情况的学习。为了对预测日的整体负荷水平有一个较为合理的认识,本文还提出了用模糊系统原理对预测日的峰谷负荷值进行预测估计,利用调度信息和调度人员的经验组成专家系统对最终的负荷值进行调整。总的预测工作共分四个步骤:

- 1) 原始数据的预处理;
- 2) 用模糊系统 FS 预测预测日的峰谷值;
- 3) 用人工神经网络 ANN 预测预测日的 24h 负荷值;
- 4) 用专家系统 ES 根据第 2、3 步的结果决定最终的负荷预测值

2 预测方法简介

2.1 原始数据的预处理

原始数据的预处理主要是修正或删除两个方面的异常信息:一是异常的历史工作日,一是某一个工作日中的异常负荷点,两种情况分开考虑如下。

异常工作日的处理采用比较简单的方法,即用所考察的历史工作日的平均负荷 $P_{av,d}$ 与其相邻的历史工作日的对应值 $P_{av,d+1}$ 和 $P_{av,d-1}$ 进行比较,若发现绝对误差为同一个方向且均超过某一限制 1 ,则进行违限调整,若发现绝对误差为同一个方向且均超过某一限制 2 ,则剔除工作日,显然应该满足条件 $1 < 2$, 1 和 2 由系统具体情况而定。

工作日中异常负荷点的检查采用典型工作日的日负荷变化系数,典型日负荷曲线的确定是从历史数据库中择优选择出一个在相对长的时间段内(如一个季度)可以信赖的典型日绘制出来的。日负荷变化系数的定义如下:

$$L_d(t) = \frac{l_d(t) - l_{dmin}}{l_{dmax} - l_{dmin}} \quad (1)$$

其中: $L_d(t)$ ——第 d 天第 t 小时负荷变化系数

$l_d(t)$ ——第 d 天第 t 小时负荷值

l_{dmax} ——第 d 天最大负荷值

l_{dmin} ——第 d 天最小负荷值

分别计算出典型日和所考察日的负荷变化系数进行比较,确定一个限值进行违限调整。

2.2 预测峰谷值

某地区电力系统相邻两天的平均负荷波动高达 50%,预测工作开始之前对峰谷值 l_p 和 l_v 进行预测对达到较高的预测精度是必要的,这里采用模糊系统进行预测。预测日的峰谷值与预测日与其前一天的平均温度差 T_{av} 和调度信息中的几个较大负荷的负荷波动平均值 l_{av} 有关,因此模糊系统的输入量为 T_{av} 和 l_{av} ,相应的输出为峰谷值变化量 l_p 和 l_v ,峰值和谷值的预测工作分别由两个模糊系统完成。

输入量的模糊化处理方法如下, T_{av} 模糊化为五个类型,即 EC (extremely cold), C (cold), R (remain), H (hot) 和 EH (extremely hot), l_{av} 、 l_p 和 l_v 均模糊化为五个类型,即 EL (extremely low), L (low), R (remain), H (high) 和 EH (extremely high),相应的隶属度函数采用图 1 所示函数,模糊控制规则采用 IF THEN 语句,其中冬季具体情况参阅表 1。模糊决策之后的去模糊化处理采用惯性中心法。

2.3 预测预测日 24h 的负荷值

神经网络的重要特点是它对输入与输出之间复杂的非线性映射能力,强大的自学习自适应能力和鲁棒性好等,对于负荷预测影响因素多且各个影响因素与预测值关系复杂的情况,ANN 显示了巨大的优越性。

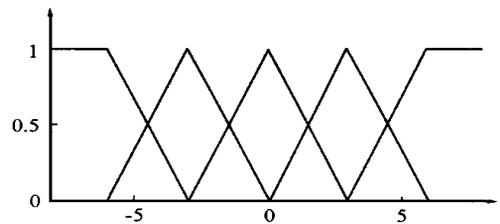


图 1 T_{av} 的隶属度函数

表 1 模糊决策表(冬季)

$T_{av} \backslash P_{av}$	EH	H	R	C	EC
HL	HL	HL	HL	L	L
L	HL	L	L	R	R
R	L	L	R	H	H
H	R	R	H	H	EH
EH	H	H	EH	EH	EH

本文采用人工神经网络的 BP(back propagation) 算法,其具体内容如下:
激活函数为 sigmoid 函数

$$f(s) = \frac{1}{1 + e^{-s}} \quad (2)$$

误差函数为

$$E = \sum_{i=1}^m (t_i - o_i)^2 \quad (3)$$

相应的权重值调整为

$$W_{ij} = i o_j \quad (4)$$

当单元 i 是输出单元层时

$$i = (t_i - o_i) o_i (1 - o_i) \quad (5)$$

当单元 i 是隐含层单元时

$$i = o_i (1 - o_i) \sum_{k=1}^m k W_{ki} \quad (6)$$

其中: t_i ——ANN 的训练目标,即预测日的实际负荷

o_i ——ANN 的训练结果

m ——输出层节点个数

——控制训练速度的常数

W_{ij} ——前一层第 i 个神经元与其后一层第 j 个神经元之间权值的变化量

人工神经网络的输入量一般分为三类:历史负荷值,预测日天气状况(温度、湿度等)和时间信息(日类型和星期几等),输出量为目标量(负荷预测值)。本文 ANN 的结构采用 54 + 30 + 1 型,即一个输入层、一个隐含层和一个输出层,输入节点 54 个,隐含节点 30 个,输出节点 1 个,详细的输入信息见表 2,输出为预测日一个点的负荷值。

表 2 ANN 输入层节点信息

输入层节点号	输入信息
1 ~ 24	$l_i(d-1) \quad i=1, 2, \dots, 24$
25 ~ 48	$l_i(d-2) \quad i=1, 2, \dots, 24$
49 ~ 52	$T_{\max}, T_{\min}, K_d, W_d$
53	$l_h(d-8)$
54	$l_h(d-9)$

其中, d ——预测日; h ——预测小时; T_{\max} ——预测日最高气温;
 T_{\min} ——预测日最低气温; k_d ——预测日日类型; W_d ——预测日天气晴朗状况

2.4 调整得到最终的预测结果

在初步预测峰谷负荷及 24 点负荷之后,充分利用有关的调度信息和运行人员的经验也是达到较高预测精度的必要步骤,这里利用专家系统的原理对最终的负荷预测值进行决策,使最终的预测值在峰谷预测、调度信息和运行经验之间达到一个妥协。

3 算例及分析

运用本文提出的算法对福建永安系统 1999 年 1

月~2000 年 6 月的负荷数据进行了预测,其预测结果表明,该算法不仅能够对负荷波动较大时做出正确的决策,大大减小由于负荷水平波动带来的误差,而且对负荷水平相对平稳时有较好的学习适应能力。表 3 是 1999 年 11 月某个时段的预测结果,平均误差达到了 5%(值得注意的是,这一时段负荷水平平均低于 100MW,即每一点的绝对误差是小于相对误差的),预测精度采用 RMSF(root mean squared error),即

$$RMSF = \sqrt{\frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} \left(\frac{t_h - o_h}{t_h} \right)^2} \quad (7)$$

其中, t_h ——预测日第 h 小时的实际负荷值

o_h ——预测日第 h 小时的负荷预测值

表 3 预测结果

预测日期	RMSF
1999-11-18	6.785621
1999-11-19	5.525479
1999-11-20	3.583616
1999-11-21	3.799275
1999-11-22	4.145502

4 结束语

本文提出的方法主要采用人工智能的知识,用模糊系统预测峰谷值,用神经网络预测 24h 负荷值,用专家系统进行最终的决策,这是由地区电力系统的实际情况所决定的,实际预测的结果也证明了方法的正确性。

同时指出,考察一个负荷预测方法的效果不应该仅仅看它的预测精度,而应该结合实际系统考虑预测精度给系统的经济性带来的影响。不可否认,一个负荷值波动(直接用前一天的实际负荷作为第二天的预测值)高达 50% 的地区电力系统是不能与一个负荷值的波动可能本身就低于 5% 的大电力系统相提并论的,因为只有备用机组的启动和从外电网购电才对系统经济性造成影响,而已启动机组出力的调整并不影响其经济性,大系统负荷预测精度一个百分点的误差(其预测绝对误差值很大)可能引起备用机组的启动和从外电网购电,而小系统负荷预测精度一个百分点的误差(其绝对误差值较小)可能只需要启动机组出力的调整即可满足负荷需求。因此地区电力系统负荷波动虽大,预测难度增加,但从负荷预测的最终目的即系统经济性考虑,相对较低的预测精度即可达到较高的经济(下转第 19 页)

施需要一个渐进的过程,研究电网中相邻线路或设备的定时限与反时限特性的配合问题也是必要的。由于篇幅原因此处不作深入分析,另撰文予以讨论。

参考文献:

- [1] 刘万顺. 电力系统故障分析[M]. 北京:水利电力出版社,1989,11.
- [2] 王梅义. 电网继电保护应用[M]. 北京:中国电力出版社,1999,3.
- [3] 许实章. 电机学上册[M]. 北京:机械工业出版社,1988,

11.

- [4] 电气工程师设计手册. 上海:上海人民出版社,1974,7.
- [5] 继电保护和安全自动装置技术规程[S]. 北京:水利电力出版社,1995,11.
- [6] 220~500kV 电网继电保护装置运行整定规程[S]. 北京:中国电力出版社,1995,11.

收稿日期: 2000-08-28; 改回日期: 2000-10-10

作者简介: 杨奕(1969-),男,工学学士,工程师,从事电力系统继电保护的整定计算和技术管理工作。

Some problems in setting and arrangement of backup protection for UHV power network

YANG Yi

(Huazhong University of Science & Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: Protection equipment based on microprocessor has been widely applied in ultra high voltage (UHV) electric power system. Setting calculation formula of earth impedance protection is quantitatively analyzed, and corresponding simplified method is also presented on general condition in succession. According to the features of configuring protection in UHV system and relevant technical rules, it is pointed out in this paper that 'the technical regulations on relaying protection and security automation device' should be observed to take the zero-sequence over current protection in good play, and practical scheme is also put forward.

Keywords: ultra-high voltage (UHV) electric power system; phase distance; ground distance; simplified calculation; configure; stage number

(上接第 15 页) 性,这也是地区电力系统负荷预测精度很难提高但仍让我们感到乐观的原因所在。

参考文献:

- [1] 牛东晓,等. 电力负荷预测技术及其应用. 北京:中国电力出版社,1998.
- [2] 王平洋,等. 模糊数学在电力系统中的应用. 北京:中国电力出版社,1999.
- [3] Short term load forecasting, self supervised adaptive neural network, IEEE Trans On Power System, 1999:779~784.
- [4] Load forecasting, hybrid fuzzy neural network. IEEE Trans On

Power System, 1999, :718~724.

- [5] Power syst. load forecasting accuracy, economic impact. IEEE Trans On Power System, 1997:1388~1392.

收稿日期: 2000-08-14; 改回日期: 2000-09-06

作者简介: 丁智华(1963-),高级工程师,从事电力系统及其自动化方向科研和管理工作; 金海峰(1976-),硕士研究生,研究方向为电力系统负荷预测; 吴耀武(1963-),副教授,从事电力系统及其自动化方向科研和教学工作,研究方向为电力系统运行分析与规划。

Study on short-term load forecasting in big load fluctuation system

DING Zhi-hua, JIN Hai-feng, WU Yao-wu, XIONG Xin-yin

(Huazhong University of Science & Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: This paper presents a kind of short-term load forecasting algorithm for some systems which have small capacity and big load fluctuation. The algorithm consists of four steps: original data processed; forecasted the peak and valley load of the next day; obtained the next day's hourly load through ANN learning; achieved the terminal load forecasting based on step 2 and 3 by ES. Some evaluations and conclusions are acquired from experiments on historical data in the system of Yong'an, Fujian China. The result shows the algorithm's accuracy and rapidity.

Keywords: regional power system; fuzzy systems (FS); artificial neural network(ANN); expert system(ES); short-term load forecasting