

「电力系统」

基于气象敏感预测法的年度最大负荷预测模型研究

文/国网嘉兴供电公司 钱 啸 金 烨 孙 峰
北京清软创新科技股份有限公司 岳菁鹏 李秀磊

首先结合嘉兴地区的具体情况，从影响电力负荷的主要气象因素指标，负荷主导气象因素辨识与灵敏度分析几方面，分析了气象因素对电力负荷的影响；然后提出一种基于气象敏感预测法的年最大负荷预测方法，具体实施中将原网供负荷分解成“基础负荷+气象敏感负荷”，对于不同成分的负荷采用不同预测方法；最后将预测的结果与传统方法对比，证明了本方法的优越性。

年度最大负荷预测在电力系统规划与调度等方面具有重要作用。随着电力市场改革深入和我国经济增速的放缓，在当前经济形势错综复杂的环境下，对电力负荷准确预测的问题已经成为重要而艰巨的任务。电力系统负荷预测理论和方法有很多种，比如回归分析法、时间序列法、灰色预测法、小波分析法、神经网络法等。在短期负荷预测方法研究中，气象因素的应用较为普遍，但在年度最大负荷预测中，由于次年天气预报无法准确预测，再加上每年夏季的季节特性显著，因此往往较少考虑气象的影响，而是以时间序列外推类算法为主。但随着我国经济结构的调整，第三产业和居民用电量快速增长，尤其在经济发达的南方地区，气象已逐渐成为影响负荷的重要因素，如在预测中不加以考虑对预测精度将产生较大影响。

本文结合嘉兴地方特色，建立基于气象敏感预测法的年度最大负荷预测模型，将网供负荷分解为“基础负荷+气象敏感负荷”，对于不同负荷成分采用不同预测方法开展预测，并与不分解负荷直接预测的方法对比，证明本文方法的优越性。文中具体分析预测时把2010年~2014年的相关数据作为历史数据，预测2015、2016年最大负荷值，并用实际值验证。

嘉兴地区基本情况

2015年，嘉兴市全社会用电量为413.35亿kW·h，同比增长4.26%。图1为嘉兴市2010年~2015年全社会用电量及增速变化情况。从图1中可以看出，受经济增速放缓和产业结构调整影响，嘉兴市用电量虽整体处于增长态势，但增速较缓。

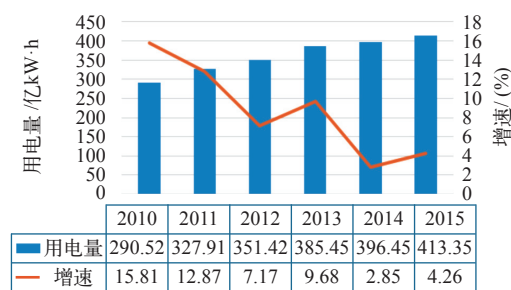


图1 嘉兴市2010年~2015年全社会用电量及增速

图2为嘉兴市2010年~2015年各产业用电量占比。近年嘉兴用电结构不断优化，从图2中可以看出，第一、二产业用电比重都呈下降趋势，而第三产业和居民用电比重都在稳步上升。

气象因素对电力负荷的影响分析

气象因素是影响负荷的重要因素。在一些气

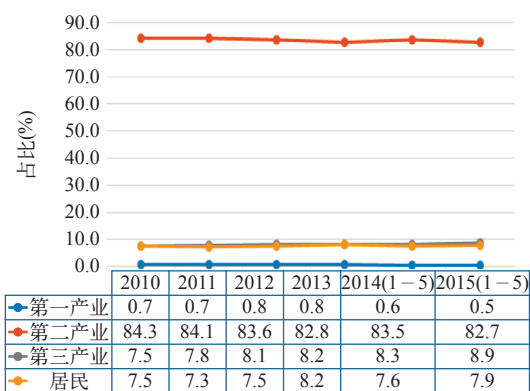


图2 嘉兴市2010年~2015年各产业用电量占比(%)

候条件下，电力负荷会急剧攀升或下降。嘉兴近年来逐月网供最大负荷发展变化情况如图3所示。

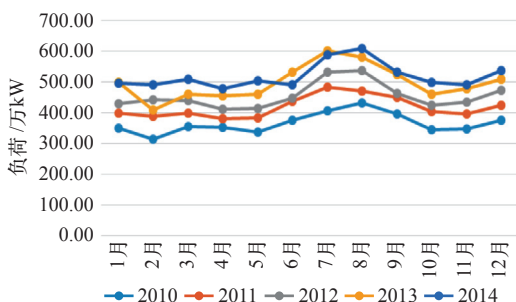


图3 2010年~2014年嘉兴市逐月网供最大负荷

由图3可以看出，除了每年保持一定的自然增长外，每年7、8月份会出现一个用电高峰，而冬季负荷高峰并不明显，这也体现了嘉兴作为典型的亚热带季风气候城市的特点：夏季空调降温负荷较高，冬季采暖负荷相对较少。因此，本文重点分析夏季（6至9月）气象因素对嘉兴市负荷的影响。

1. 影响电力负荷的主要气象因素指标

众所周知，温度对负荷的影响是最为显著的，当天气剧烈变热时，将有大量的降温负荷投入运行。随着研究的逐渐深入，发现其他天气状况也直接或间接影响到负荷的变化。

人类在大气环境中活动，经受着气象要素的综合作用，尽管人们通常用气温高低来表示环境冷热，但是，人体对外界冷热的舒适感，并不能仅仅根据气温或其他任何单一的气象要素来评价。通常人的皮肤温度比体温稍低一些，大约是32℃左右。从理论上讲，当气温高于32℃时，人体就会有炎热感，然而事实并非如此。例如：在气温35℃的环境中，当空气的相对湿度在40%~55%，平均风速在3 m/s以上时，人就不会

有炎热感；但同样的温度环境下，若湿度增大到70%以上，在风速很小时，人就会有闷热难耐的感觉，甚至出现中暑现象。所以，人对环境温度的感觉是受诸多气象因素综合影响的，进而，因气象变化引起的降温行为对电力负荷的影响也是综合性的。

因此，本文在研究气象因素对电力负荷的影响时，除考虑温度这一显著的气象指标外，还将引入湿度、风速等，形成综合气象指标，其中比较典型的综合气象指标有温湿指数和人体舒适度。

(1) 温湿指数

本文采用国家气候中心张清提出的温湿指数计算公式

$$E_T = T_d - 0.55(1 - R_d)(58 - T_d) \quad (1)$$

式中， E_T 为温湿指数； T_d 为温度（℃）； R_d 为相对湿度（%）。

(2) 人体舒适度

所谓“人体舒适度”，就是不特意采取任何防寒保暖或防暑降温措施的前提下，人们在自然环境中是否感觉舒适及其达到怎样一种程度的具体描述。人体舒适度用来度量温度、湿度、风速等气象要素对人体的综合作用，表征人体在大气环境中舒适与否。对于人体舒适度的计算，本文采用目前国内南方经验公式

$$k = 1.8T_d + 0.55(1 - R_d) - 3.2\sqrt{v} + 27 \quad (2)$$

式中， k 为人体舒适度指数； v 是风速（m/s）。

2. 负荷主导气象因素辨识与灵敏度分析

为进一步明确电力负荷与气象之间的密切程度，本文选择相关系数指标量化计算两变量间的相关程度。为剔除自然增长率，以5、10月份负荷的平均值作为当年基础负荷，由日最大负荷减去基础负荷（当年5、10月份平均值）得到。表1为逐年分别计算夏季逐日气象指标与逐日气象敏感负荷之间的相关关系情况。期间考虑到最大负荷一般发生在工作日，因此剔除节假日和周末。

由表1可以看出，日平均温度是相关因素最高的主导因素，下文将用此气象因素与气象敏感负荷建立模型。

研究数据发现，2012年相关系数明显低于其他年份，分析发现，2012年存在一个过渡现象，经济增长放缓，电量增速放缓，而负荷的变化除受气象影响外，还较大程度受到经济的影响，因此，在今后的分析预测过程中，该年份应做剔除考虑。

表1 嘉兴市2010年~2014年逐年夏季逐日气象指标与日气象敏感负荷相关性

气象指标	2010	2011	2012	2013	2014
最高温度	0.873 2	0.834 4	0.530 2	0.833 1	0.855 4
最低温度	0.823 9	0.751 7	0.630 4	0.858 6	0.882 0
平均温度	0.891 7	0.838 8	0.689 4	0.861 1	0.920 5
温湿(最高温度)	0.874 2	0.765 2	0.592 6	0.802 2	0.843 1
温湿(平均温度)	0.842 7	0.667 9	0.633 4	0.775 6	0.854 2
人体舒适度(最高温度)	0.853 3	0.821 7	0.514 3	0.828 1	0.833 9
人体舒适度(平均温度)	0.873 4	0.809 9	0.573 9	0.859 1	0.909 9

气象敏感预测法

2010年~2014年,嘉兴市经历了正常水平年、高温年和凉夏年,分别对应2010与2011年、2013年和2014年,其丰富的经历正好可为后期预测提供依据,当判断未来年份属于哪种水平年时,可选择上述年份的气象-电力敏感关系模式建模分析。此外,为验证方法的正确性,本文以2011年作为正常水平年,2013年作为高温年,2014年作为凉夏年分别建立气象电力关系模型;具体拟合关系图分别如图4、5和6所示。

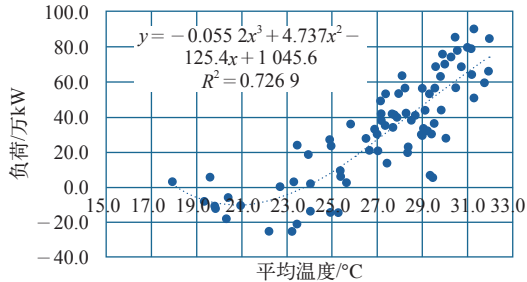


图4 2011年嘉兴市日气象敏感负荷与平均温度拟合图

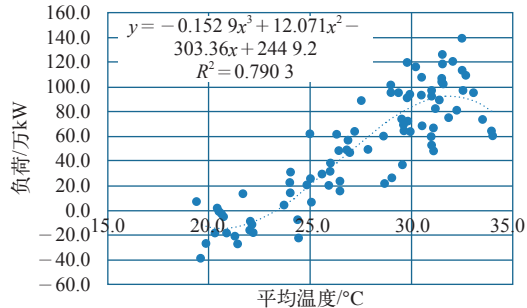


图5 2013年嘉兴市日气象敏感负荷与平均温度拟合图

不同年份对应的日气象敏感负荷与平均温度之间的关系模型如下:

正常水平年
$$y = -0.055 2x^3 + 4.737x^2 - 125.4x + 1 045.6 \quad (3)$$

高温年
$$y = -0.152 9x^3 + 12.07x^2 - 303.36x + 2449.2 \quad (4)$$

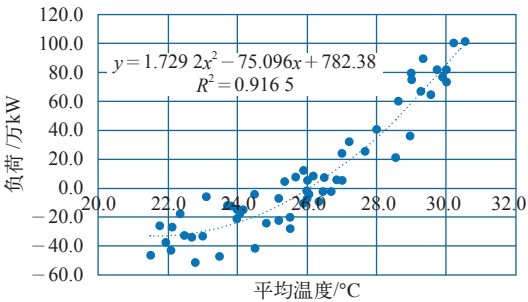


图6 2014年嘉兴市日气象敏感负荷与平均温度拟合图

凉夏年

$$y = 1.729 2x^2 - 75.096x + 782.38 \quad (5)$$

式中, y 代表气象敏感负荷, x 代表日平均温度。

这里需注意的是,在夏季除气象敏感负荷外,还应考虑到气象敏感负荷的自然增长,因此当应用上述模型时,应将年自然增长率计算在内。

考虑到气象因素对年度最大负荷的较大影响,本文将网供负荷分解为“基础负荷+气象敏感负荷”,对于不同成分的负荷采用不同的预测方法。

关于基础负荷和气象敏感负荷的确定,本文仍采用前文方法进行提取,即以5、10月份最大负荷的平均值作为当年基础负荷,每年6~9月最大负荷减去当年5、10月份最大负荷的平均值作为年气象敏感负荷。

1. 基础负荷预测

嘉兴地区2010年~2014年的基础负荷是以5、10月份负荷的平均值来计算,如表2所示。

表2 2010年~2014年嘉兴市基础负荷

年份	基础负荷/万kW	年增长率/(%)
2010	341.05	—
2011	393.11	15.26
2012	419.86	6.80
2013	461.13	9.83
2014	502.38	8.95

考虑到自2013年10月份开始,光伏发电大幅并网,在一定程度上影响了网供负荷的增长,因此,需进行适当还原,按照光伏装机容量利用率的30%还原2013年、2014年基础负荷(其方法为:按照每年5月份光伏装机情况与去年5月份光伏装机情况之差的30%计算)。还原后的基础负荷值如表3所示。

表3 2010年~2014年嘉兴市基础负荷(还原值)

年份	基础负荷/万kW	年增长率/(%)
2010	341.05	—
2011	393.11	15.26
2012	419.86	6.80
2013	461.13	9.83
2014	507.28	10.01

利用时间序列法对该基础负荷进行预测,具体拟合情况如图7所示。

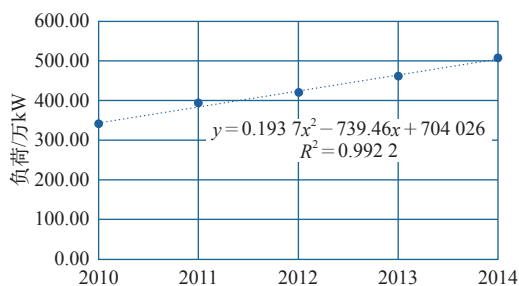


图7 2010年~2014年嘉兴基础负荷拟合图

建立二次曲线拟合关系

$$y = 0.1937x^2 - 38.888x + 305.69 \quad (6)$$

式中, y 代表年基础负荷, x 代表时间(2010年表示1,此后逐年递推)。根据2015、2016年对光伏装机的预测50万kW和59.5万kW,分别还原基础负荷预测结果如表4所示。

表4 2015年~2016年嘉兴市基础负荷

年份	基础负荷/万kW	负荷增长率/(%)
2015	539.09	7.31
2016	584.40	8.40

3. 气象敏感负荷预测

对于气象敏感负荷的预测,考虑到2014年厄尔尼诺现象显著,根据国家气候中心分析,长江中下游地区持续降水将会拉低气温,天气阴凉,部分地区将继续出现“凉夏”。因此,2015年采用凉夏年份气象敏感负荷与平均温度之间的关系进行建模预测,而2016年按照常规气象水平年进行处理,2015年~2016年气象敏感负荷预测结果

分别为108.21万kW、111.56万kW。基于气象敏感预测法的年最大负荷预测最终结果如表5所示。

表5 2015年~2016年嘉兴市网供最大负荷(气象敏感预测法)

年份	最大负荷/万kW	增长率/(%)
2015	647.30	6.06
2016	695.96	7.52

3. 预测结果对比

不考虑气象条件的影响,直接选用传统方法进行预测,并将预测结果与前文中基于气象敏感预测法的年度最大负荷预测值对比。

在不考虑气象条件时,本文分别采用较常用的时间序列法和最大负荷利用小时法进行预测。在时间序列法中,对多种模型分析后选定较合适的二次曲线模型进行预测。

$$y = -4.9x^2 + 85.94x + 279.29 \quad (7)$$

式中, y 代表年网供最大负荷, x 代表时间(2009年表示1,此后逐年递推)。基于式(7)计算预测结果,如表6所示。

表6 2015年~2016年嘉兴市网供最大负荷(时间序列法)

年份	最大负荷/万kW	负荷增长率/(%)
2015	637.83	4.51
2016	649.37	1.81

最大负荷利用小时数法,是根据最大负荷与用电量之间的关系而形成的一种预测方法,有公式

$$T_{\max} = E/P_{\max} \quad (8)$$

式中, $T_{\max}$ 表示年最大负荷利用小时, E 表示年全社会用电量, $P_{\max}$ 表示年最大负荷。

利用逐年最大负荷利用小时数的发展变化规律建模预测,然后再结合已经预测得到的全社会用电量,推导出待预测的年度最大负荷。

图8为近年来年最大负荷利用小时数的发展变化规律及曲线拟合图。

建立二次曲线拟合关系

$$y = 18.818x^2 - 225x + 7141.8 \quad (9)$$

式中, y 代表年最大负荷利用小时数, x 代表时间(2009年表示1,此后逐年递推)。计算得到预测结果如表7所示。

表7 2015年~2016年嘉兴市网供最大负荷(最大负荷利用小时数法)

年份	最大负荷/万kW	负荷增长率/(%)
2015	644.46	5.60
2016	682.16	5.85

(下转第131页)

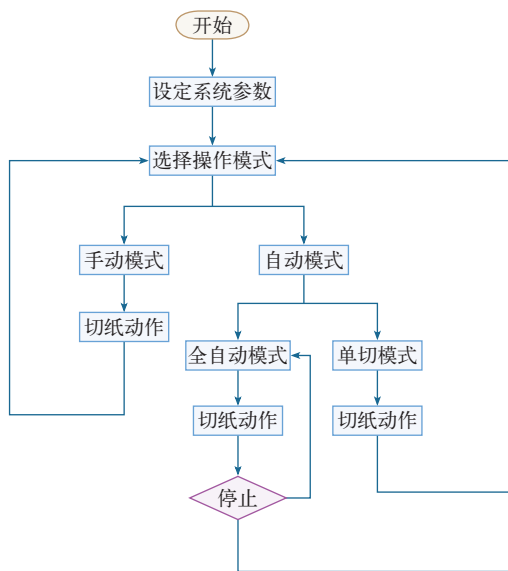


图9 PLC程序流程图

测，若偏差较大，需要修改数据。改造后，精度准确，配合触摸屏就能够清晰在线监控，抗干扰能力强，人工干预环节较少，操作简便。现场无需修改程序，维护成本降低。

2) 人员维护量减少。专业工程师工作强度大，设备调试参数后需要试机检验，维修时间较长，专业工程师必须具备单片机和自控系统知识，简单的维护和数据修改工人无法实现。改造后的系统人工干预环节少，普通的工人也能简单操作，现场无需修改程序，维护成本降低。

3) 人身安全得到保障。以前设备没有任何保护装置，改造后，前后增加感应装置，当身体的任何部位进入感应区，机台马上停止，起到保护作用。

结束语

使用定位模块能较好的控制产品精度，配合人机界面的控制，调试方便，修改运行参数快捷。改造后大大减少了控制系统故障，提高了整机效率，满足了实际生产的需要，提高了经济效率。在需要精准定位控制的场合具有较高的使用和实用价值。EA

(收稿日期：2017.03.24)

(编辑：白文亭)

(上接第121页)

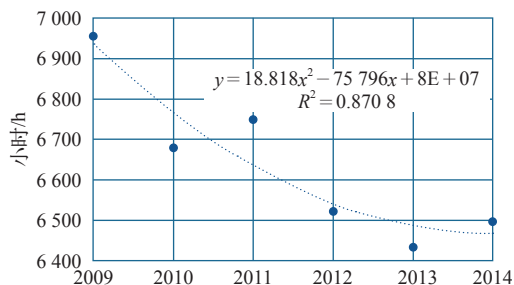


图8 2009—2014年嘉兴市最大负荷利用小时数图

2015年、2016年的实际最大负荷数据分别为651.21万kW和694.35万kW，根据表5、表6和表7中的预测结果可得不同预测方法下的预测精度，具体如表8所示。

由表8可以看出，基于气象敏感预测法的预测精度比其他两种基于传统方法的都要高。这是因为气象敏感预测法在预测中详细考虑了气象因素的影响，并量化其影响的负荷量，把原网供负荷分解成基础负荷和气象敏感负荷，分别进行预测。

表8 不同预测方法下2015~2016年
嘉兴市年最大负荷预测精度

预测方法	年份	预测精度/(%)
气象敏感预测法	2015	99.4
	2016	99.8
时间序列法	2015	98.0
	2016	93.5
最大负荷利用小时数法	2015	99.0
	2016	98.2

结束语

本文详细分析了气象敏感因素对电力负荷的影响，进而提出一种基于气象敏感预测法的年度最大负荷预测模型，该模型将原网供负荷分解成基础负荷和气象敏感负荷两部分，然后分别用不同方法预测。由于本文方法详细考虑了气象因素的影响，更加精细化的预测使得其预测精度高于传统方法。EA

(收稿日期：2017.04.20)

(编辑：朱金凤)