

文章编号: 2096-1618(2021)03-0336-06

# 成都电网夏季最大电力负荷变化特征 及其与气象要素的关系

宋雯雯<sup>1,2</sup>, 郭洁<sup>1,2</sup>, 李亚玲<sup>1,2</sup>, 刘新超<sup>1,2</sup>

(1. 高原与盆地暴雨旱涝灾害四川省重点实验室, 四川 成都 610072; 2. 四川省气象服务中心, 四川 成都 610072)

**摘要:**为研究成都电网最大电力负荷变化特征及与气象要素的关系,利用2013–2017年逐日最大电力负荷资料及同期气象资料,采用最小二乘法分离气象电力负荷,分析其与气象因子的关系,并采用多元逐步回归法建立夏季最大电力负荷预测模型,对预测结果进行检验。结果表明:2013–2017年成都电网逐日最大电力负荷具有逐年增长的趋势;月变化显示夏季最大电力负荷达到高峰;最大电力负荷具有显著的周效应,周一至周三最大电力负荷逐渐增大,周四、周五减小,休息日中周日最大电力负荷最小;节假日期间日最大电力负荷明显减小。气象电力负荷与当日气温相关性最大。建立的3类预测模型中,利用夏季逐日气象负荷和当日气象要素建立的日预报模型的预测效果较好。

**关键词:**气象学;应用气象;日最大电力负荷;气象要素;相关分析;预报模型

**中图分类号:**P427.31<sup>+</sup>5

**文献标志码:**A

**doi:**10.16836/j.cnki.jcuit.2021.03.016

## 0 引言

随着国民经济的快速发展和人民生活水平的提高,社会用电需求不断增加,导致电能变化幅度大,峰谷差进一步加大,给电网安全、经济运行带来了困难。电力负荷研究及预测,可以为电力部门调整电源结构,实现资源优化等提供决策依据。许多研究表明,电力负荷与气象条件的变化有关<sup>[1–12]</sup>。罗森波等<sup>[13]</sup>采用小波分析法分析了广东电力负荷变化特征,指出:电力负荷存在明显的5~7天的准单周振荡,10~20天的准双周振荡及30~60天的季节内振荡,它们主要由大气低频振荡及节假日的影响所致。钟利华等<sup>[14]</sup>建立了广西电网预测模型,模型对广西逐日电力负荷具有较好的拟合和预测效果,对逐日电力负荷的季节变化具有较好的拟合效果,尤其是夏季预测与实况趋势基本吻合。叶殿秀等<sup>[15]</sup>探索了北京夏季(6~8月)日气象负荷的最佳分离方式和引起日最大电力负荷波动的主要因子,并建立了预报模型最佳个数,发现利用前一日相对气象负荷和当日气象要素一周逐日分别建立预报模型的拟合和预测效果较好。

近年来成都市经济快速发展,电力需求变率及其影响因子更加复杂,利用成都电网2013–2017年逐日最大电力负荷资料及气象资料,分析成都电网日最大

电力负荷变化规律,并采用多元逐步回归法建立夏季最大电力负荷预测模型,为成都电网合理调度,提高效率提供重要参考依据。

## 1 资料与方法

利用成都电网2013–2017年逐日最大电力负荷资料,分析其年、月、周及节假日变化特征。

选取成都地区13个气象站点(温江、郫县、双流、金堂、新津、大邑、邛崃、蒲江、都江堰、崇州、彭州、新津、龙泉)逐日的气象要素资料(平均气压、最高气压、最低气压、日极大风速、日平均风速、平均温度、最高气温、最低气温、日平均相对湿度、最小相对湿度、逐日降雨量、日照时数、平均总云量、平均低云量),采用最小二乘法将气象负荷从最大电力负荷中分离,再利用相关性分析法分析气象负荷与各气象要素的关系。

利用2013–2016年成都电网夏季(6–8月)逐日最大电力负荷资料与气象资料,采用逐步回归方法建立成都电网夏季最大电力负荷预测模型,并对2017年夏季预测结果进行了分析。

## 2 成都电网最大电力负荷变化特征

### 2.1 最大电力负荷年变化特征

图1为2013–2017年成都电网最大电力负荷逐日

收稿日期:2020-04-28

基金项目:高原与盆地暴雨旱涝灾害四川省重点实验室科技发展基金资助项目(省重点实验室2018-重点-03、省重点实验室2018-青年-10)

变化曲线。由图 1 可知,成都电网最大电力负荷具有逐年增长的趋势,且增长比较平稳。成都逐年最大电力负荷呈双峰型,第一峰值出现在夏季,第二峰值出现在冬季,春节前后最大电力负荷最小,且呈漏斗状分布。2013–2017 年日平均最大电力负荷为6397.6万千瓦,最大值为10655.29万千瓦,最小值为3077.73万千瓦。

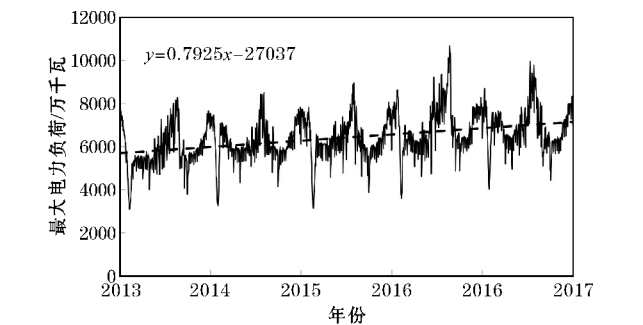


图 1 成都电网 2013–2017 年最大电力负荷逐日变化

2.2 最大电力负荷月变化特征

从 2013–2017 年月平均最大电力负荷(图 2)可以看出,2 月春节前后,最大电力负荷有明显下降的趋势,春节长假休息阶段,农业与工业生产用电较少,因

而为低谷时段。同时,在 4 月清明节,5 月劳动节及 10 月国庆节,最大电力负荷也有明显减小。6–8 月,由于夏季气温升高,最大电力负荷达到高峰。

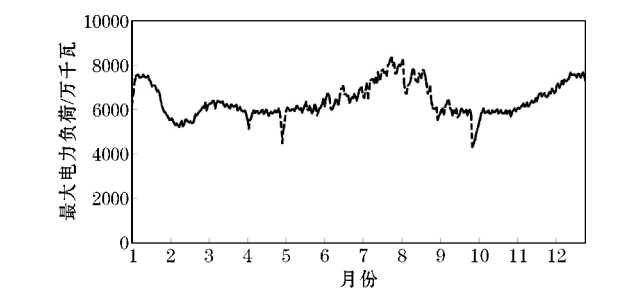


图 2 成都电网 2013–2017 年月平均最大电力负荷

2.3 最大电力负荷周变化特征

工作日(周一至周五)和休息日(周六、周日)在用电方面有一定差异。表 1 给出了 2013–2017 年星期一至星期日最大电力负荷与年平均值的百分比分布,可以看出,2013 年至 2016 年,最大负荷年平均值逐渐增大,2017 年年平均值略有减小,周一至周五都比平均值偏高,周六、周日较平均值偏低。

表 1 2013–2017 年星期一至星期日最大电力负荷与年平均值的百分比								单位:%
年份	平均值/万千瓦	星期一	星期二	星期三	星期四	星期五	星期六	星期日
2013 年	5819.247	102.36	102.37	101.08	100.10	100.10	97.86	94.47
2014 年	6143.187	101.92	102.71	102.91	101.58	101.61	96.35	92.87
2015 年	6297.114	102.87	102.53	102.81	102.13	100.80	96.22	92.65
2016 年	6878.91	101.95	102.68	103.09	101.01	101.28	96.18	93.77
2017 年	6847.316	101.46	101.99	102.67	102.54	102.03	96.26	93.17
2013–2017 年	6397.595	102.09	102.42	102.53	101.50	101.52	96.54	93.40

从 5 年百分比的平均值来看(图 3),工作日最大电力负荷超过正常状态,休息日最大电力负荷呈明显下降趋势。工作日中周一至周三最大电力负荷逐渐增大,周三达到最大值,周四、周五减小,休息日中周日最大电力负荷最小,周三和周日差值在 6%~7%。

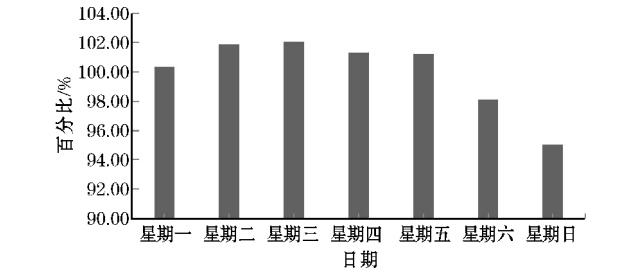


图 3 2013–2017 年百分比平均值

2.4 节假日最大电力负荷变化特征

为了解长假日最大电力负荷变化特征,计算 2013–2017 年“国庆”“春节”7 天长假与前后一周最大负荷平均值的百分比,如表 2、表 3 所示。春节期间,最大电力负荷都比前后一周平均值偏低,除夕到初三电力负荷处于较低位,初三后电力负荷值回升,初六临近上班日,百分比超过了 80%。国庆长假期间,电力负荷也是比前后一周平均值偏低,10 月 1–3 日百分比在 90% 以下,10 月 4 日后逐渐恢复,10 月 7 日已接近正常状态。由此可知,“国庆”“春节”长假都对电力负荷的影响较大,且“春节”相比“国庆”影响更明显。

表 2 2013–2017 年春节与前后一周最大负荷平均值的百分比								单位:%
年份	除夕	初一	初二	初三	初四	初五	初六	
2013 年	72.51	73.02	69.40	71.66	75.27	80.17	85.10	
2014 年	63.69	62.86	61.89	58.10	66.43	73.00	91.91	
2015 年	63.21	62.73	61.44	66.66	72.90	75.10	82.92	
2016 年	68.26	59.38	59.41	57.45	65.03	69.56	94.05	
2017 年	68.88	65.51	63.27	67.67	69.92	79.45	89.28	
2013–2017 年	67.26	64.21	62.80	63.89	69.58	75.35	88.90	

表 3 2013–2017 年国庆与前后一周最大负荷平均值的百分比 单位: %

年份	10 月 1 日	10 月 2 日	10 月 3 日	10 月 4 日	10 月 5 日	10 月 6 日	10 月 7 日
2013 年	67.48	71.57	76.77	85.09	86.63	92.97	97.35
2014 年	71.55	72.92	75.33	86.41	90.53	92.10	97.63
2015 年	66.51	67.76	71.85	88.43	83.99	85.64	91.95
2016 年	78.53	87.06	88.87	95.02	90.45	90.10	93.19
2017 年	83.93	77.30	70.93	70.16	80.51	86.00	92.85
2013–2017 年	73.73	75.45	76.89	84.88	86.38	89.22	94.48

3 最大气象电力负荷与气象因子的关系

由图 1 可知,最大电力负荷包含两项,一项是随时间变化的趋势项,主要由国民经济发展引起,一项是气象因素变化引起的波动项。将日最大电力负荷分解为两部分,即

$$Q=Q_t+Q_m \tag{1}$$

其中, $Q_t$  为与经济发展相关的最大电力负荷变化项, $Q_m$  为与气象因素变化相关的波动项。 $Q_t$  表示为

$$Q_t=at+b \tag{2}$$

其中, $a$  为线性趋势的斜率, $at$  为日最大电力负荷随时间变化的趋势, $b$  为线性趋势下初始时刻日最大电力负荷相应值。因此,

$$Q_m=Q-Q_t \tag{3}$$

即以实际日最大负荷减去线性趋势,可得到气象负荷。分离出最大气象电力负荷后,利用相关分析方法

分析其与气象因子的关系。选取的气象因子有逐日平均气压( $X_1$ )、最高气压( $X_2$ )、最低气压( $X_3$ )、日极大风速( $X_4$ )、日平均风速( $X_5$ )、平均温度( $X_6$ )、最高气温( $X_7$ )、最低气温( $X_8$ )、日平均相对湿度( $X_9$ )、最小相对湿度( $X_{10}$ )、逐日降雨量( $X_{11}$ )、日照时数( $X_{12}$ )、平均总云量( $X_{13}$ )、平均低云量( $X_{14}$ ),同时定义了炎热指数( $X_{15}$ )<sup>[15]</sup>,其计算公式为

$$X_{15}=1.8T-0.55\times(1.8T-26)(1-R_H)+32-3.2\sqrt{U} \tag{4}$$

式中, $T$  表示日最高气温, $R_H$  表示最小相对湿度, $U$  表示日平均风速。表 4 为去掉节假日的成都市逐月最大气象电力负荷与气象因子的相关系数,可知,各月影响气象负荷的因子各不相同,总体来看,相关性最高的是平均气温、最高气温、最低气温、炎热指数,都与气象负荷呈显著相关,说明日最大电力负荷对气温的变化最敏感,温度是其主要的影响因子,而极大风速、平均风速、降雨量、低云量与气象负荷相关性不明显。

表 4 气象电力负荷与同期气象因子之间的相关系数

气象要素	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
平均气压/hPa	0.174 *	0.383 ***	0.171 *	-0.096	-0.267 **	-0.415 ***	-0.156	-0.553 ***	-0.114	-0.172 *	0.149	0.194 *
最高气压/hPa	0.212 **	0.319 ***	0.126	-0.098	-0.255 **	-0.392 ***	-0.123	-0.533 ***	-0.122	-0.156	0.164 *	0.156
最低气压/hPa	0.141	0.444 ***	0.184 *	-0.066	-0.281 ***	-0.463 ***	-0.181 *	-0.588 ***	-0.100	-0.178 *	0.119	0.228 *
极大风速/(m/s)	0.207 *	-0.246 **	-0.084	0.015	0.007	0.005	0.339 ***	0.161	-0.067	-0.202 *	-0.070	-0.068
平均 2 分钟风速/(m/s)	0.118	-0.068	0.064	-0.022	0.002	-0.145	-0.046	-0.026	-0.071	-0.252 **	-0.069	0.068
平均气温/℃	-0.539 ***	-0.480 ***	-0.555 ***	0.188 *	0.437 ***	0.646 ***	0.731 ***	0.810 ***	0.275 ***	0.186 *	-0.592 ***	-0.449 ***
最高气温/℃	-0.627 ***	-0.522 ***	-0.585 ***	0.168 *	0.410 ***	0.505 ***	0.703 ***	0.766 ***	0.307 ***	0.175 *	-0.630 ***	-0.612 ***
最低气温/℃	-0.228 **	-0.206 *	-0.280 ***	0.142	0.266 **	0.409 ***	0.287 ***	0.635 ***	0.116	0.120	-0.368 ***	-0.230 **
平均相对湿度/%	0.001	0.450 ***	0.361 ***	-0.036	-0.170 *	-0.144	-0.336 ***	-0.525 ***	-0.250 **	-0.199 *	-0.125	0.066
最小相对湿度/%	0.118	0.385 ***	0.406 ***	-0.038	-0.170 *	-0.111	-0.425 ***	-0.483 ***	-0.247 **	-0.126	0.025	0.157
20–20 时降雨量/mm	0.118	0.146	0.139	0.052	-0.169 *	-0.133	-0.134	-0.095	-0.224 **	-0.015	-0.036	0.034
日照时数/h	-0.201 *	-0.273 ***	-0.386 ***	0.025	0.154	0.156	0.506 ***	0.509 ***	0.234 **	0.123	-0.210 *	-0.237 **
平均总云量(0.1)	0.14	0.293 ***	0.263 **	-0.021	-0.078	-0.168 *	-0.437 ***	-0.514 ***	-0.199 *	-0.171 *	0.187 *	0.203 *
平均低云量(0.1)	0.291 ***	0.137	0.131	-0.089	0.019	0.053	0.089	0.025	-0.080	-0.041	-0.118	0.106
炎热指数	-0.592 ***	-0.517 ***	-0.592 ***	0.175 *	0.396	0.598 ***	0.699 ***	0.750 ***	0.270 ***	0.185 *	-0.611 ***	-0.589 ***

注:表中\*、\*\*、\*\*\*分别表示通过 $\alpha=0.05$ 、 $\alpha=0.01$ 、 $\alpha=0.001$ 的可信度检验

4 最大气象电力负荷预测模型建立

利用2013–2016年气象电力负荷,根据气象负荷与各因子相关性,选取适合影响因子,采用逐步回归方法建立成都电网最大气象电力负荷预报模型。由表4可知,夏季(6–8月)各因子与气象负荷相关性最显著,因此主要建立成都地区夏季逐日气象电力负荷预测模型。

4.1 夏季模型

$$Q_M = -50687.5815 - 48.8244X_1 + 66.4262X_2 + 26.1101X_3$$

$$+ 311.1222X_6 + 310.7695X_7 + 45.3858X_8 + 25.5184X_9 + 28.4259X_{10} - 1.6078X_{13} - 153.2187X_{15} \tag{5}$$

4.2 夏季工作日和休息日两类模型

根据日最大电力负荷星期变化的特征,分工作日(星期一至星期五)和休息日(星期六至星期日)两种情况建立气象电力负荷预测模型,见表5。

4.3 夏季周内逐日模型

进一步将一周分别逐日建立预报模型,见表6。

表5 工作日和休息日的气象电力负荷预测模型

	回归方程	复相关系数
工作日	$Q_M = -67432.3533 - 27.5122X_1 + 52.4961X_2 + 36.4829X_3 + 313.0554X_6 + 376.7674X_7 + 46.8357X_8 + 24.0108X_9 + 38.1695X_{10} - 4.1486X_{13} - 179.7373X_{15}$	0.809
休息日	$Q_M = -52598.9256 + 151.7956X_1 - 86.1473X_2 - 19.5962X_3 + 343.2973X_6 + 143.9416X_7 + 63.4064X_8 + 22.9132X_9 + 3.1867X_{10} - 2.4179X_{13} - 89.0844X_{15}$	0.894

表6 一周逐日气象电力负荷预测模型

	回归方程	复相关系数
星期一	$Q_M = -75366.8 - 193.315X_1 + 108.634X_2 + 150.792X_3 + 148.879X_6 + 399.580X_7 + 71.261X_8 + 37.972X_9 + 34.619X_{10} - 7.464X_{13} - 100.705X_{15}$	0.903
星期二	$Q_M = -83350.5 - 94.167X_1 + 154.353X_2 + 14.651X_3 + 477.359X_6 + 298.195X_7 - 4.404X_8 + 39.668X_9 + 38.603X_{10} - 5.835X_{13} - 161.864X_{15}$	0.921
星期三	$Q_M = -76096.4 - 10.467X_1 + 57.045X_2 + 21.437X_3 + 363.258X_6 + 286.668X_7 + 65.361X_8 + 25.608X_9 + 31.325X_{10} - 7.959X_{13} - 125.917X_{15}$	0.932
星期四	$Q_M = -52752.2 + 35.102X_1 - 66.998X_2 + 81.032X_3 + 335.363X_6 + 460.024X_7 + 51.098X_8 + 13.788X_9 + 51.125X_{10} - 5.451X_{13} - 256.027X_{15}$	0.927
星期五	$Q_M = -61462.9 + 33.435X_1 + 7.261X_2 + 20.491X_3 + 328.540X_6 + 294.964X_7 + 87.643X_8 + 8.428X_9 + 29.737X_{10} - 6.576X_{13} - 213.925X_{15}$	0.885
星期六	$Q_M = -42837.3 - 4.496X_1 - 50.561X_2 + 90.293X_3 + 314.902X_6 + 194.284X_7 - 41.172X_8 - 9.896X_9 + 26.735X_{10} + 0.177X_{13} - 44.556X_{15}$	0.909
星期日	$Q_M = -58178.8 + 194.475X_1 - 65.946X_2 - 77.136X_3 + 317.690X_6 + 203.347X_7 + 153.231X_8 + 42.194X_9 - 0.840X_{10} - 3.095X_{13} - 143.832X_{15}$	0.920

5 最大电力负荷预测模型检验

利用以上模型预测2017年夏季最大气象电力负荷,并还原其线性趋势,得到日最大电力负荷,对模型进行检验。图4给出了利用夏季模型计算的2017年夏季逐日最大电力负荷的实际值与预测值。由图4可知,2017年6、7月拟合较好,8月差异略大。总体上看此方案的预测具有较好的效果,夏季最大电力负荷的平均相对误差为3.66%。

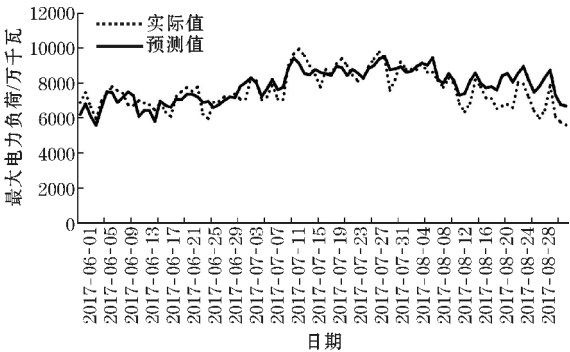


图4 2017年6–8月逐日最大电力负荷实际值与预测值

将夏季一周分为工作日和休息日建立两类预报模



型及一周建立逐日预报模型的平均相对误差如图 5 所示。由图 5 可知,星期一、星期二、星期日,两类预报模型误差小于逐日预报模型,星期三两种模型误差相当,星期四至星期六两类预报模型误差大于逐日预报模型。总体上看,工作日两类模型误差都较大,超过了 6%,误差最小的是星期六,相对误差小于 2%,其次是星期日。进一步统计了两类模型和逐日预报模型中一周内每天模型模拟的不同等级误差比例情况(表 7),星期一至星期三,两类模型预报的相对误差小于 4% 的比例在 50% 以上,约占总样本数的一半,其中星期一相对误差小于 4% 的比例达到了 70%。星期六和星

期日,逐日模型预报的相对误差小于 4% 的比例也在 50% 以上。

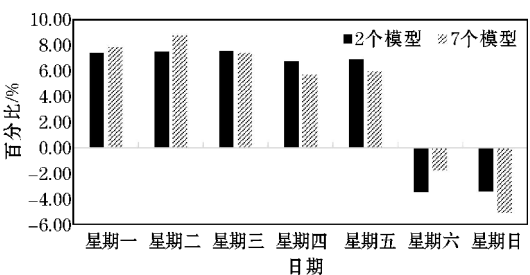


图 5 预报模型平均相对误差

表 7 一周 2 类模型和逐日预报模型预测的最大电力负荷误差比例 单位: %

日期	2 个模型			7 个模型		
	相对误差<2	相对误差<3	相对误差<4	相对误差<2	相对误差<3	相对误差<4
星期一	23.1	53.8	70	23	23	23
星期二	23.1	46.2	53.8	30.8	38.5	46.2
星期三	46.2	46.2	53.8	15.4	38.5	53.8
星期四	23.1	23.1	38.5	15.4	30.8	38.5
星期五	23.1	30.8	38.5	15.4	30.8	46.2
星期六	15.4	30.8	46.2	38.5	38.5	53.8
星期日	23.1	30.8	38.5	8	30.8	53.8

6 结论

利用成都电网 2013–2017 年逐日最大电力负荷资料及同期气象资料,分析了成都地区日最大电力负荷变化规律及气象电力负荷与各气象因子的关系,采用多元逐步回归法建立了夏季最大电力负荷预测模型,对 2017 年夏季成都地区日最大电力负荷进行检验,得出以下结论:

(1)2013–2017 年成都电网逐日最大电力负荷具有逐年增长的趋势;逐年最大电力负荷呈双峰型,第一峰值出现在夏季,第二峰值出现在冬季。月变化显示夏季最大电力负荷达到高峰。

(2)最大电力负荷具有显著的周效应,周一至周三最大电力负荷逐渐增大,周三达到最大值,周四、周五减小,休息日中周日最大电力负荷最小;节假日期间日最大电力负荷明显减小,且春节相比国庆影响更明显。

(3)日最大电力负荷对气温的变化最敏感,温度是其主要的影响因子,而极大风速、平均风速、降雨量、低云量与气象电力负荷相关性不明显。

(4)利用多元逐步回归法建立了 3 类预测模型,其中利用夏季逐日气象负荷和当日气象要素建立的日预报模型的预测效果较好。

参考文献:

[1] Le Comte D M, Warren H E. Modeling the Impact of Summer Temperatures on National Electricity Consumption[J]. Journal of Applied Meteorology, 1981,20(12):1415–1419.

[2] BolzernP, Fronza G, Brusasca G. Temperature Effects on the Winter Daily Electric Load [J]. Journal of Applied Meteorology, 1982,21(2):241–242.

[3] Lee K, Baek H J, Cho C H. The Estimation of Base Temperature for Heating and Cooling Degree-Days for South Korea[J]. Journal of Applied Meteorology and Climatology, 2014,53(2):300–309.

[4] Robert G. Quayle, Henry F. Diaz. Heating Degree Day Data Applied to Residential Heating Energy Consumption[J]. Journal of applied meteorology, 1979,19(19):241–246.

[5] Downton M W, Stewart T R, Miller K A. Estimating Historical Heating and Cooling Needs. Per Capita Degree Days[J]. Journal of Applied Meteorology, 1988,27(1):84–90.

[6] 张晓云,刘月琨,肖健,等.天津市 6–9 月气温与

- 供电量的关系分析[J]. 气象与环境学报,2009,25(3):62-65.
- [7] 胡江林,陈正洪,洪斌,等. 华中电网日负荷与气象因子的关系[J]. 气象,2002,28(3):14-18.
- [8] 张海东,孙照渤,郑艳,等. 温度变化对南京城市电力负荷的影响[J]. 大气科学学报,2009,32(4):536-542.
- [9] 张自银,马京津,雷杨娜. 北京市夏季电力负荷逐日变率与气象因子关系[J]. 应用气象学报,2011,22(6):760-765.
- [10] 杜彩月,张国平,刘玉巧,等. 许昌市供电量与气象要素相关分析[J]. 气象与环境科学,2007,30(4):85-87.
- [11] 林小红,夏丽花,黄美金,等. 福州市夏季电力气象等级预测模型初探[J]. 气象科技,2006,34(6):774-777.
- [12] 罗慧,巢清尘,李奇,等. 气象要素在电力负荷预测中的应用[J]. 气象,2005,31(6):15-18.
- [13] 罗森波,纪忠萍,马煜华,等. 2002-2004年广东电力负荷的变化特征及预测[J]. 热带气象学报,2007,23(2):153-161.
- [14] 钟利华,周绍毅,李勇,等. 广西电网电力负荷变化特征与气温的关系及其预测[J]. 气象研究与应用,2007,28(1):56-63.
- [15] 叶殿秀,张培群,赵珊珊,等. 北京夏季日最大电力负荷预报模型建立方法探讨[J]. 气候与环境研究,2013,18(6):804-810.

## Characteristics of Maximum Power Load and its Relationship with Meteorological Factors during Summer in Chengdu Power Grid

SONG Wenwen<sup>1,2</sup>, GUO Jie<sup>1,2</sup>, LI Yaling<sup>1,2</sup>, LIU Xinchao<sup>1,2</sup>

(1. Heavy Rain and Drought-Flood Disasters in Plateau and Basin Key Laboratory of Sichuan Province, Chengdu 610072, China; 2. Sichuan Meteorological Service Centre, Chengdu 610072, China)

**Abstract:** By using the daily maximum power load data and meteorological data in Chengdu power grid during 2013-2017, the variation characteristics of maximum power load in Chengdu power grid and its relationship with meteorological elements was analyzed. The meteorological power load was separated from maximum power load by using least square method, and the relationships between meteorological power load and meteorological factors were analyzed. The prediction model of summer maximum power load was established by using multiple stepwise regression method, and the predicted results were verified. The results showed that the daily maximum power load in Chengdu area had a growth trend year by year during 2013-2017. The monthly variation indicated the maximum power load had a peak value in summer. The maximum power load had significant weekly effect, which meant the maximum power load increased from Monday to Wednesday, and decreased from Thursday to Friday, and the lowest value was on Sunday. The daily maximum power load decreased significantly during festival and holidays. The meteorological power load had the most significant relationship with air temperature. The daily prediction model based on summer daily meteorological power load and meteorological factors had the best result in the three types of prediction models.

**Keywords:** meteorology; applied meteorology; maximum power load; meteorological elements; correlation analysis; forecast model