

基于经济气象因素的月用电负荷预测模型研究

汪付华¹,周后福²,戴金源³,张 屏¹,董平安¹,张怀念¹,刘 璐¹

(1. 安徽省淮北市气象局,安徽 淮北 235037;2. 安徽省气象科学研究所,合肥 230031;
3. 国网淮北供电公司,安徽 淮北 235000)

Study on the forecasting model of monthly power load based on economic and meteorological factors

WANG Fuhua¹, ZHOU Houfu², DAI Jinyuan³, ZHANG Ping¹, DONG Pingan¹,
ZHANG Huainian¹, LIU Lu¹

(1. Huaibei Meteorological Bureau of Anhui, Huaibei 235037, China;2. Anhui Institute of Meteorological Sciences, Hefei 230031, China;3. State Grid Huaibei Power Supply Company, Huaibei 235000, China)

摘要:基于2012—2018年安徽省淮北地区月用电负荷、宏观经济数据和气象观测资料,运用相关分析、多元回归分析和曲线拟合等方法,将实际用电负荷分解为趋势负荷和波动负荷,分析趋势负荷与经济数据的关系建立基于经济指标的趋势负荷预测模型,拟合率达到99.3%;研究波动负荷与气象因子的关系建立基于气象因子的波动负荷预测模型,拟合率达到97.8%;经测试模型的泛化能力较高,符合设计要求。将研究成果作为新的服务手段为电力部门提供更加专业、定量的服务产品,为淮北电网运营调度提供科学依据,取得了明显的社会效益。

关键词:用电负荷;趋势负荷;气象负荷;预测模型

Abstract: Based on the electric load, macroeconomic data and meteorological observation data in Huaibei of Anhui from 2012 to 2018, some equations are built by using correlation analysis, multiple regression analysis and curve fitting method. The actual power load is divided into trend load and fluctuating load. The trend load forecast model is established based on economic index after the relationship between trend load and economic data is analyzed. The fitting rate of the model reaches 99.3%. The forecast model of fluctuating load is built based on meteorological factors after the relationship between fluctuating load and meteorological factors are analyzed. The fitting rate of the model reaches 97.8%. The application of these results provides scientific basis for operation and dispatch of Huaibei Power Grid, and it has achieved obvious social and economic benefits.

Key words: electric load; trend load; meteorological load; mid-term prediction model

0 引言

用电负荷预测是电力系统中的一项重要考核管理工作。合理、准确的负荷预测,对电力系统生产安排、经济调度、发电计划、安全运行及系统安全评估等方面都有重要的作用。影响用电负荷的因素很多,比如天气变化、季节交替、宏观经济发展、城市扩容、能源结构调整、光伏发电、风力电场、用电大户开停工、设备检修、大型活动等对用电负荷的变化都有不同程度的影响。

长期以来,国内外许多气象、电力方面的专家学

者对不同城市电力负荷受气象条件影响问题进行了广泛研究。文献[1]指出不利天气对电力行业造成了沉重的损失,并就如何使用天气预报减少损失做了科学分析。文献[2]在剖析对负荷变化产生主要影响的气象因素的基础上,采用支持向量回归的方法得出气象因素对负荷变化的灵敏度模型。文献[3]—文献[4]分别提出了基于最优权重组合的灰色组合模型和个性化智能用电套餐。文献[5]—文献[7]分别对本地区用电负荷与气象因素的相关关系开展了研究,采用各自方法建立了用电负荷预测模型,并基本达成共识:总负荷可以分解出对气象不敏感的基础负荷和受气象因素影响的气象敏感负荷。

上述文献基本是针对日用电负荷受气象因子影响的研究,而对于月用电负荷与气象因子和宏观经济指标之间的关系及建立月用电负荷预测模型方面的研究相对较少。月用电负荷的均值、峰值和谷值是做好电网中短期运营规划的基础和重要指标,不可或缺。本项目运用相关分析、多元回归分析和曲线拟合

收稿日期:2020-05-08;修回日期:2020-07-16

基金项目:安徽省公益性科研项目(1604f0804002);安徽省气象局科技基金(KM201709)

This work is supported by Public Welfare Scientific Research Project of Anhui Province (No. 1604f0804002); Science and Technology Fund of Anhui Meteorological Bureau (No. KM201709)

等方法,研究趋势负荷并建立基于经济指标的预测模型;在此基础上将用电负荷分解为趋势负荷和气象敏感负荷,研究得出适合当地的月用电负荷综合预测模型;将研究成果作为新的服务手段为电力部门提供更加专业、定量的服务产品,为淮北电网运营调度提供科学依据,增强专业气象服务的生命力。

1 数据与方法

1.1 数据

所用数据分为气象、用电负荷、宏观经济等3类,其中2012~2016年数据为训练集,2017年数据作为测试集,2018年数据作为验证集。

气象数据:由淮北市气象观测站提取最高气温、最低气温、平均气温、日照时数、相对湿度、水汽压、风速等7个要素的月平均值和月降水量。

用电负荷:从国网淮北供电公司数据库中提取逐日最大负荷、最小负荷和日平均负荷;再由逐日用电负荷计算出月平均最大负荷、月平均最小负荷和月平均负荷。

宏观经济数据:从淮北市统计局公布的统计月报中提取各月规模以上工业增加值、规模以上工业产品产量2类数据,共23个宏观经济数据:规模以上工业增加值有8个数据,规模以上工业产品产量有15个数据。

1.2 方法

基于多种数据,在规律分析、相关分析的基础上建立回归方程和曲线拟合方程,按历史拟合率最高原则,分别获得趋势负荷和气象负荷预测方程,经误差分析订正,最终得到月用电负荷预测模型。基本分析思路、方法和流程如图1所示。

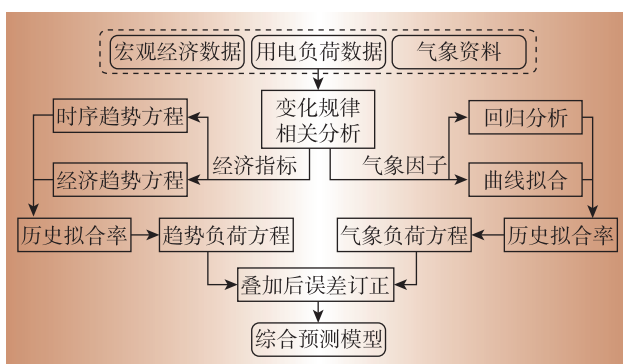


图1 月用电负荷预测方法示意图

Fig. 1 Schematic diagram of monthly power load forecasting method

原始负荷可分解为长期增长趋势项、气象敏感负荷项及随机误差项^[4-5],即

$$L = L_t + L_m + A \quad (1)$$

式中: L 为原始负荷; L_t 为基础电力负荷,随社会经

济发展呈递增趋势,称为趋势负荷; L_m 为受气象条件影响的季节性波动负荷,称为气象(敏感)负荷; A 为节假日或其他偶然因素引起的负荷变化,对月负荷预测影响较小,可忽略不计。

分析认为趋势负荷基本上受当地GDP影响,是时间的线性函数^[3],即

$$L_t = at + b \quad (2)$$

式中: a 为线性系数; t 为时间序列; b 为常数项。

预测模型的预测精度用历史拟合率 η 表示,其泛化能力用标准差和置信度来度量,计算公式为

$$\eta = 100 - \frac{|\text{预测值} - \text{实测值}|}{\text{实测值}} \times 100 \quad (3)$$

$$s = \sqrt{\frac{1}{N-1} (x_i - \bar{x})^2} \quad (4)$$

式中: η 为历史拟合率; s 为标准差; N 为样本容量; x_i 为自变量; $\bar{x}$ 为自变量均值。

2 用电负荷变化规律分析

分析用电负荷的变化规律是做好负荷预测的基础。淮北地区用电负荷的年内变化和年际变化曲线如图2所示。

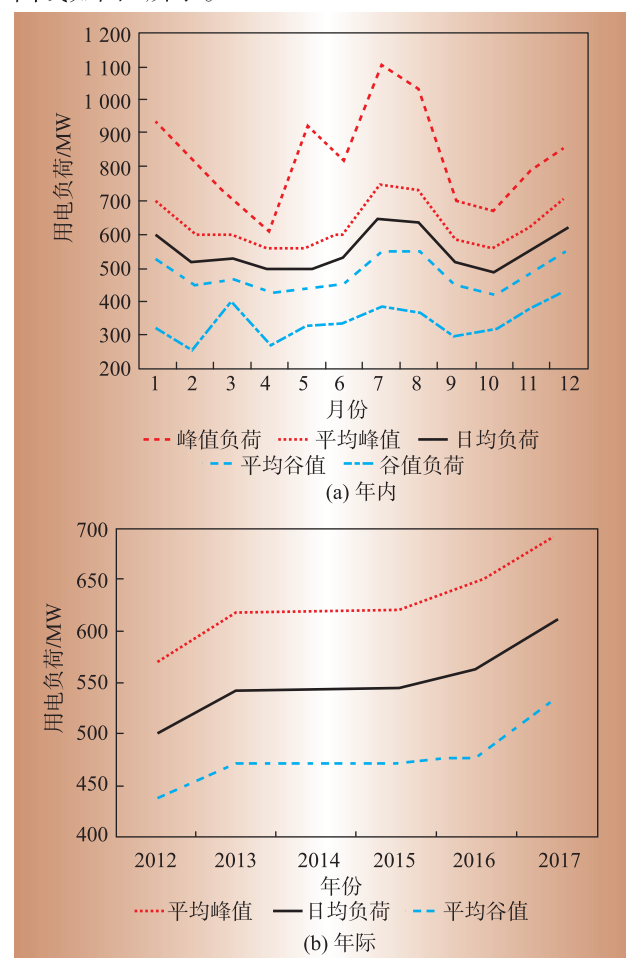


图2 淮北用电负荷变化曲线(a年内,b年际)

Fig. 2 Load variation curves of Huaibei power (a annual, b interannual)

由图2可知:① 每年4月和10月用电负荷最小,因为气候适宜基本不受气象因素影响,可视为趋势负荷;② 用电负荷的季节性变化主要受气象因素影响;③ 用电负荷具有长期增长趋势,但不是时间的线性函数,主要受宏观经济发展影响。

3 趋势负荷预测模型

从年际变化曲线可以看出,2012~2017年平均用电负荷虽然整体呈上升趋势,但各时间段的上升速率不同。

3.1 趋势负荷的相关分析

取4月和10月的平均用电负荷为趋势负荷,将其峰值、谷值、平均值与23个经济指标进行相关分析,所得结果见表1。

表1 趋势负荷与经济因子相关系数

Table 1 Correlation coefficient between trend load and economic factors

经济指标	代码	峰值	谷值	均值
煤炭行业增加	C_{oal}	-0.614*	-0.24	-0.483
电力行业增加	E_{power}	0.755**	0.556	0.715**
煤化工行业增加	$C_{\text{oal, ch}}$	0.66*	0.585*	0.65*
机械制造增加	M_{achine}	0.788**	0.666*	0.768**
食品工业增加	F_{ood}	0.812**	0.593*	0.750**
纺织服装增加	T_{extile}	0.716**	0.694*	0.744**
陶瓷建材增加	B_{mater}	0.611*	0.512	0.603*
原煤产量	C_{oal1}	-0.741**	-0.464	-0.641*
小麦粉产量	$W_{\text{heat, m}}$	0.648*	0.409	0.566
饲料产量	F_{ood1}	0.605*	0.271	0.474
白酒产量	$L_{\text{iquor, 65}}$	0.401*	0.319	0.417*
布产量	C_{loth}	0.746**	0.638*	0.716**
服装产量	C_{lothing}	0.741**	0.464	0.642*
焦炭产量	C_{oke}	0.791**	0.66*	0.749**
瓷质砖产量	T_{ile}	-0.801**	-0.698*	-0.794**

注: **、*分别表示在0.01、0.05水平(双侧)上显著相关。

从表1可知,趋势负荷与工业增加值总计没有显著相关,而与规模以上工业增加值和部分规模以上工业产量有不同程度的显著相关。

3.2 趋势方程

分别以时间和表1中规模以上工业增加值及规模以上工业产量为候选因子建立3组淮北用电负荷趋势方程,再从中选出最佳趋势方程。

3.2.1 时间趋势方程

运用曲线拟合法分析趋势负荷与时间(月)的关系,得到时间趋势方程组如下

$$\begin{cases} Q_{s1, \text{av}} = 454.928 + 0.952 \times T_m \\ Q_{s1, \text{max}} = 515.290 + 1.131 \times T_m \\ Q_{s1, \text{min}} = 397.150 + 0.659 \times T_m \end{cases} \quad (5)$$

式中: $Q_{s1, \text{av}}$ 、 $Q_{s1, \text{max}}$ 和 $Q_{s1, \text{min}}$ 分别为月平均、月平均最大和月平均最小趋势负荷; T_m 为时间月的序列号。

3.2.2 行业增加值趋势方程

使用具有显著相关的规模以上工业增加值为备选因子,采用回归分析法建立行业增加值趋势方程组如下

$$\begin{cases} Q_{s2, \text{av}} = 237.586 + 3.03 \times 10^{-3} \times C_{\text{oal}} + 3.56 \times 10^{-3} \times C_{\text{oal, ch}} + \\ 2.19 \times 10^{-3} \times F_{\text{ood}} + 4.09 \times 10^{-3} \times T_{\text{extile}} \\ Q_{s2, \text{max}} = 398.334 + 4.63 \times 10^{-3} \times C_{\text{oal}} + 1.04 \times 10^{-3} \times F_{\text{ood}} + \\ 3.13 \times 10^{-3} \times T_{\text{extile}} + 7.65 \times 10^{-4} \times B_{\text{mater}} \\ Q_{s2, \text{min}} = 73.698 + 6.44 \times 10^{-4} \times C_{\text{oal}} + 3.02 \times 10^{-3} \times C_{\text{oal, ch}} + \\ 2.84 \times 10^{-3} \times F_{\text{ood}} + 2.81 \times 10^{-3} \times T_{\text{extile}} + 1.24 \times 10^{-3} \times B_{\text{mater}} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $Q_{s2, \text{av}}$ 、 $Q_{s2, \text{max}}$ 、 $Q_{s2, \text{min}}$ 分别为基于规模以上工业增加值的月平均、月平均最大和月平均最小趋势负荷; C_{oal} 、 $C_{\text{oal, ch}}$ 、 F_{ood} 、 B_{mater} 分别为煤炭行业增加值、煤化工行业增加值、食品工业增加值、纺织服装增加值、陶瓷建材增加值。

3.2.3 规模工业产量趋势方程

使用具有显著相关的规模工业产量为备选因子,采用回归分析法建立规模工业产量趋势方程组如下

$$\begin{cases} Q_{s3, \text{av}} = 580.089 - 0.311 \times C_{\text{oal1}} - 1.66 \times 10^{-3} \times F_{\text{ood1}} - \\ 1.11 \times 10^{-2} \times L_{\text{iquor, 65}} + 0.468 \times C_{\text{lothing}} + 3.746 \times C_{\text{oke}} - \\ 3.15 \times 10^{-2} \times T_{\text{ile}} \\ Q_{s3, \text{max}} = 653.807 - 0.368 \times C_{\text{oal1}} - 1.59 \times 10^{-3} \times F_{\text{ood1}} - \\ 1.19 \times 10^{-2} \times L_{\text{iquor, 65}} + 0.491 \times C_{\text{lothing}} + 3.558 \times C_{\text{oke}} \\ Q_{s3, \text{min}} = 435.329 - 7.06 \times 10^{-4} \times F_{\text{ood1}} - 1.69 \times 10^{-2} \times L_{\text{iquor, 65}} + \\ 5.95 \times 10^{-2} \times C_{\text{loth}} + 4.721 \times C_{\text{oke}} - 0.214 \times T_{\text{ile}} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $Q_{s3, \text{av}}$ 、 $Q_{s3, \text{max}}$ 、 $Q_{s3, \text{min}}$ 分别为基于规模以上工业产量的月平均、月平均最大和月平均最小趋势负荷; C_{oal1} 、 F_{ood1} 、 $L_{\text{iquor, 65}}$ 、 C_{lothing} 、 T_{ile} 分别为原煤产量、饲料产量、白酒产量、服装产量、瓷质砖产量。

3.2.4 趋势负荷模型

以历史拟合率较高、标准差较小和置信度较大综合评价趋势方程组的优劣,分别计算趋势方程组(5)~方程组(7)在训练集中的相应值(列表略)。分析认为以规模工业产量趋势方程组(7)代表性最好并以此作为淮北月用电负荷趋势预测模型。

4 气象负荷预测模型

为求取气象敏感用电负荷,先引入波动负荷的概念。实际用电负荷由趋势负荷、气象负荷和随机负荷组成,波动负荷=实际负荷-趋势负荷,其中气象负荷和随机负荷统称为波动负荷,趋势负荷可由方程组(6)求取。

4.1 波动负荷分析

分季节对波动负荷与8个气象因子做相关分析,得到在0.05以上水平上显著相关的相关因子见表2。

表2 不同季节波动负荷与影响因子相关系数
Table 2 Correlation coefficient between fluctuating load and influencing factors in different seasons

季节	指标	月平均最大波动负荷	月平均最小波动负荷	月平均波动负荷
① 春季	月平均最高气温	0.593	0.565	0.519
	月平均最低气温	0.541	0.501	0.496
	月平均气温	0.576	0.535	0.515
	月平均水汽压	0.5	0.462	0.48
② 夏季	月平均最高气温	0.796	0.794	0.783
	月平均最低气温	0.877	0.878	0.877
	月平均气温	0.853	0.853	0.848
	月平均水汽压	0.87	0.881	0.857
③ 冬季	月平均最高气温	-0.598	-0.73	-0.435
	月平均最低气温	-0.777	-0.871	-0.681
	月平均气温	-0.75	-0.867	-0.61
④ 3月、11月	月平均水汽压	0.549	0.463	0.657
	月平均相对湿度	0.592	0.666	0.603

由表2可见,波动负荷主要受气象因素影响,其主要成分是气象敏感用电负荷,简称气象负荷。

4.2 气象负荷和预测模型

采用多元线性回归、曲线拟合等分析方法,分别求解各季节气象负荷的回归方程和曲线拟合方程,并按历史拟合率较高、标准差较小和置信度较大的原则筛选出各季节气象负荷的最佳预测方程作为其预测模型。冬季和夏季的预测模型列举如下,其它方程因篇幅所限此处从略。

冬季模型如下

$$\begin{cases} E_{av} = 146.001 - 16.535 \times R_{ain} + 0.532 \times R_{ain}^2 - 0.004.02 \times 10^{-3} \times R_{ain}^3 \\ E_{max} = 172.525 - 18.158 \times R_{ain} + 0.688 \times R_{ain}^2 - 0.007.01 \times 10^{-3} \times R_{ain}^3 \\ E_{min} = 150.688 - 15.630 \times R_{ain} + 0.448 \times R_{ain}^2 - 0.003.03 \times 10^{-3} \times R_{ain}^3 \end{cases} \quad (7)$$

夏季模型如下

$$\begin{cases} E_{av} = -1\,991.093 + 146.645 \times T_{min} - 2.454 \times T_{min}^2 \\ E_{max} = -2\,309.462 + 169.452 \times T_{min} - 2.812 \times T_{min}^2 \\ E_{min} = -1\,678.851 + 122.911 \times T_{min} - 2.044 \times T_{min}^2 \end{cases} \quad (8)$$

式中: E_{av} 、 E_{max} 、 E_{min} 分别为月平均、月峰值和月谷值气象负荷。

5 月负荷预测模型及应用

前文分别建立趋势负荷和气象负荷的预测模

型,2者叠加即月用电负荷综合预测模型,以下简称初期预测模型。

5.1 误差分析与订正

将月负荷初期预测模型进行历史数据预测检验,分析各季节各模型预测误差在0.05以上水平上显著相关的因子。结果表明,在春夏秋季初期预测模型的预测误差与部分经济指标相关,在冬季与温度湿度相关。

采用回归分析法和曲线拟合法,分别求得各季节误差订正方程。将误差订正方程与初期预测模型叠加,得到月用电负荷的综合预测模型。与初期预测模型相比,综合预测模型的最大预测误差明显减小,且在允许误差之内,平均预测精度提高1%。

5.2 预测模型应用效果

将时间趋势模型、经济趋势模型和综合预测模型用于测试集(2017年数据集)和验证集(2018年数据集),各项指标统计结果如表3所示。

表3 模型指标统计表
Table 3 Statistical table of model indexes

指标	模型	训练集	测试集	验证集
拟合率/%	时间趋势	96.57	97.79	96.23
	经济趋势	99.25	99.64	99.65
	均值模型	97.78	95.44	96.03
	峰值模型	97.87	96.25	96.62
	谷值模型	97.61	95.42	95.65
标准差/ 10 ³ kW	时间趋势	17.29	4.04	10.18
	经济趋势	24.68	19.65	19.23
	均值模型	59.08	64.54	61.05
	峰值模型	65.52	68.51	66.62
	谷值模型	50.84	62.85	55.08
相关系数	时间趋势	0.561	0.681	0.612
	经济趋势	0.967	0.973	0.977
	均值模型	0.971	0.951	0.961
	峰值模型	0.974	0.962	0.968
	谷值模型	0.965	0.948	0.956

由表3可知:① 比对月用电负荷的时间序列趋势方程和以规模工业产量为基础的经济趋势方程在各个数据集中的应用效果,后者的拟合率提高3%左右,其它各项指标也明显偏好;② 综合预测模型在测试集和验证集中的拟合率在96%左右,其它指标显示模型的泛化能力较好、预测能力较高。

6 结束语

用电负荷的季节性变化主要受温度、湿度、降水等气象因素影响。趋势负荷与宏观经济指标相关,且基于规模工业产量的趋势方程各项指标稳定,预测能力最佳;气象负荷是波动负荷的主要成分,基于气象因子和经济指标的综合预测模型泛化能力符合设计要求,平均拟合率达到97%以上,能够进一步提高预测精度。D

参考文献:

- [1] GILKESON W R. The use of weather forecasts in electric power system operation[J]. Bulletin of the American Meteorological Society, 1939, 20(8):338-340.
- [2] 彭堃,陈星莺,李斌,等. 气象环境对电网负荷的影响因素分析[J]. 电力需求侧管理, 2016, 18(1):8-13.
PENG Kun, CHEN Xingying, LI Bin, et al. Analysis of influence factors of meteorological environment on power grid load[J]. Power Demand Side Management, 2016, 18(1):8-13.
- [3] 陈轶玮,高强,王林梅,等. 基于信息再修正的负荷协调预测方法研究[J]. 电力工程技术, 2019, 38(2):93-98.
CHEN Yiwei, GAO Qiang, WANG Linmei, et al. Load coordination forecasting method based on information re-modification[J]. Electric Power Engineering Technology, 2019, 38(2):93-98.
- [4] 丛小涵,苏慧玲,李海思,等. 基于数据挖掘与需求响应的个性化智能用电套餐研究[J]. 电力需求侧管理, 2019, 21(5):21-25.
CONG Xiaohan, SU Huiling, LI Haisi, et al. Research on personalized intelligent power consumption package based on data mining and demand response[J]. Power Demand Side Management, 2019, 21(5):21-25.
- [5] 刘旭,罗滇生,姚建刚,等. 基于负荷分解和实时气象因素的短期负荷预测[J]. 电网技术, 2009, 33(12):94-100.
LIU Xu, LUO Diansheng, YAO Jiangang, et al. Short term load forecasting based on load decomposition and real-time meteorological factors[J]. Power System Technology, 2009, 33(12):94-100.
- [6] 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.
ZHANG Haidong, SUN Zhaobo, ZHENG Yan, et al. Influence of temperature change on urban power load in Nanjing[J]. Journal of Atmospheric Science, 2009, 32(4):536-542.
- [7] 洪国平,崔新强,任永建,等. 夏季武汉市电网气象敏感负荷预测模型[J]. 气象科技, 2015, 43(3):557-560.
HONG Guoping, CUI Xinqiang, REN Yongjian, et al. Forecasting model of meteorological sensitive load in Wuhan power grid in summer[J]. Meteorological Technology, 2015, 43(3):557-560.
- 作者简介:**
汪付华(1962),男,安徽太湖人,学士,高级工程师,主要从事天气预报服务研究;
通讯作者:周后福(1965),男,安徽无为,人,博士,正高级工程师,主要从事预测研究;
戴金源(1973),男,安徽濉溪人,学士,高级工程师,主要从事电力运行研究。
(责任编辑 水 鹤)
- (上接第66页)
- [7] MONICA C, MIGUEL A, LUIS M. Multi-criteria synthesis of tri-generation systems considering economic and environmental aspects[J]. Applied Energy, 2012(91):245-254.
- [8] WANG J, ZHAI Z, JING Y, et al. Particle swarm optimization for redundant building cooling heating and power system[J]. Applied Energy, 2010(87):3 668-3 679.
- [9] 何桂雄,黄子硕,闫华光,等. 燃气三联供—热泵容量优化匹配分析方法[J]. 电力系统自动化, 2018(4):25-29.
HE Guixiong, HUANG Zishuo, YAN Huaguang, et al. Analytical method for capacity matching optimization of CCHP-HP[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018(4):25-29.
- [10] 胡燕飞,吴静怡,李胜. 冷热电联供系统的优化运行分析[J]. 华北电力大学学报, 2010, 37(1):5-9.
HU Yanfei, WU Jingyi, LI Sheng. Optimal operation analysis of combined cooling heating and power (CCHP) system[J]. Journal of North China Electric Power University, 2010, 37(1):5-9.
- [11] 李旭. 内燃机与直燃机联合的冷热电三联供系统优化设计研究[D]. 天津:天津大学, 2012.
LI Xu. Research of the optimized design of an inner combustion engine and direct combustion engine cooling, heating and power cogeneration system [D]. Tianjin: Tianjin University, 2012.
- [12] 甘中学,郑超越,许裕栗,等. 三联供能源系统优化建模与调度方法[J]. 控制工程, 2020(6):1 103-1 112.
GAN Zhongxue, ZHENG Chaoyue, XU Yusu, et al. Energy optimization modeling and scheduling method for CCHP system[J]. Control Engineering of China, 2020(6):1 103-1 112.
- [13] MASOOD E, ALI K. Sizing the prime mover of a residential micro-combined cooling heating and power (CCHP) system by multi-criteria sizing method for different climates[J]. Energy, 2013, 54:291-301.
- [14] WU J Y, WANG J L, LI S. Multi-objective optimal operation strategy study of micro-CCHP system[J]. Energy, 2012, 48(1):472-483.
- [15] 国家能源局. 国家能源局发布2018年全国电力工业统计数据[EB/OL]. (2019-01-18)[2020-05-19].
http://www.nea.gov.cn/2019-01/18/c_137754977.html
- 作者简介:**
丁历威(1979),男,浙江长兴人,硕士,高级工程师,主要从事数值计算、性能试验、能源审计、能效提升、分布式能源运行策略研究工作。
(责任编辑 水 鹤)