2020—2021年冬季京津唐电网负荷与气温之间的关系研究

龚 旋，刘 宇，王子鹤，王 伟，李博丰，刘 健

（国家电网有限公司华北分部，北京 100053）

摘要：冬季空调器、电采暖等供暖设备的使用率逐步提高，京津唐电网负荷受气温的影响也愈发明显，并在2021年1月6日的极寒天气影响下创历史新高。为了解气温对京津唐电网负荷的影响，并且准确预测次日负荷大小，首先对京津唐电网日最大（小）负荷与日最低（高）气温进行相关性分析；其次，建立负荷与气温的线性回归模型，分析京津唐地区负荷对气温的敏感度；最后，采用多元线性回归法建立京津唐负荷预测模型，并考虑节假日与极寒天气的影响，对预测结果进行修正。结果表明，京津唐电网的日最大负荷与日最低气温之间高度相关，负荷预测模型能够准确预测次日负荷大小，包括1月6日的负荷。此结果证明了预测模型的准确性，为提前安排发电机组的起停计划提供了帮助。

关键词：京津唐电网；气温；相关性分析；多元线性回归法；负荷预测

Study on the relationship between the load and the temperature of beijing-Tianjin-Tangshan power network during the winter of 2020-2021

GONG Xuan, LIU Yu, WANG Zihe, WANG Wei, LI Bofeng, LIU Jian

（North China Branch of State Grid Corporation of China, Beijing 100053, China）

Abstract: The usage of air conditioning, electric heating and other heating equipment was gradually increasing in winter. The impact of air temperature on the load of Beijing- Tianjin-Tangshan (BBT) power network, which reached a record high due to extremely cold weather on January 6, 2021, was becoming more obvious. As a result, it is important to learn the impact of air temperature on the load and accurately forecast the load of the next day. To this end, Firstly the correlation is analysed between daily maximum (minimum) load and daily minimum (maximum) temperature. Then, a linear regression model of the load and temperature is established to analyse the sensitivity of load to temperature. Finally, the multiple linear regression method is used to establish a load forecasting model, of which the forecasting load result is revised when the next day is a holiday or has extremely cold weather. The results show that the daily maximum load is highly correlated with the daily minimum temperature, and that the load forecasting model can accurately estimate the next day load, including the load of January 6. These results verify accuracy of the load forecasting model, which provides a helpful guidance for scheming unit commitment plan in advance.

Key words: Beijing- Tianjin-Tangshan power network (BBT); air temperature; correlation analysis; multiple linear regression method; load forecasting

0 引言

京津唐电网由北京、天津和冀北（包含唐山、承德、秦皇岛、张家口和廊坊）电网组成，是一个独立的控制区。冬季居民空调器制热、电采暖等气温敏感型设备用电量所占总电力负荷的比重越来越大，气温的变化对负荷的影响也愈加明显，2021年1月6日的极寒天气是京津唐电网负荷在冬季创历史新高最重要的原因。因此研究气温对京津唐电网负荷的影响以及根据气温准确预测负荷的大小，对安排电力调度、运行和计划有重要意义[1]。

目前，国内对电力负荷预测开展了很多相关研究工作。文献[2]首先采用生长曲线来描述基础负荷的增长特性，通过剔除基础负荷来获得气象负荷数据，然后考虑气温累积效应对气温进行修正，提出了一种基于气象负荷的温度修正方法及相应的负荷预测模型；文献[3]思路与文献[2]类似，区别在于其利用灰色系统GM(1,1)模型推测电网的基础负荷曲线；文献[4]提出了一种多模型组合预测方法，首先采用聚类算法对大用户电力负荷按相似性进行分组，然后对每组负荷建立相应的单元预测模型，最后利用基于相似度加权的多模型变权综合模糊推理策略， 实现各单元模型预测结果的自适应融合。其他方法例如人工神经网络法[5]、K均值聚类法 [6]、熵权理论法[7]和逐日分段气象算法[8]等也广泛用于负荷预测。

研究表明，气温是影响短期负荷变化最显著的气象因子，本文首先对京津唐电网的负荷与气温进行相关性分析，然后利用多元线性回归法建立日最大负荷与日最低温度之间的函数关系并进行负荷预测。受1月6日极寒天气的影响，1月6日、1月7日，京津唐电网负荷连续两天创历史新高，分别达到7 096万kW、7 111万kW，但1月6日的负荷预测值与实际值产生了一定偏差。本文对1月6日的负荷预测进行重点分析，并对预测结果提出了修正方法，提高了极寒天气下负荷预测的准确度，为京津唐电网迎峰度冬期间的安全经济运行提供了保障。

1 气温与负荷的相关性分析

为判断气温与负荷是否存在一定的线性相关性，采用相关系数进行分析，计算公式为

$$r=\frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i-\bar{x})(y_i-\bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(x_i-\bar{x})^2\cdot\sum_{i=1}^{n}(y_i-\bar{y})^2}} \tag{1}$$

$$\bar{x}=\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}x_i,\quad \bar{y}=\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}y_i。$$

式中，x_t为第日的日最低（高）温度；y_t为第i日的日最大（小）负荷；n为所计算的天数。

除去12月份与1月份中的周末与节假日，京津唐各地区的日最大（小）负荷与日最低（高）温度的相关系数如表1所示。其中京津唐最低气温取北京、天津和冀北最低气温中的最小值，最高气温取北京、天津和冀北最高气温中的最大值。

表1 京津唐各地区负荷与气温之间的相关系数

Tab. 1 Correlation coefficient between load and temperature of BTT power network

	r_1	r_2	r_3	r_4
北京	−0.73	−0.55	−0.64	−0.41
天津	−0.86	−0.78	−0.82	−0.62
冀北	−0.71	−0.60	−0.64	−0.44
京津唐	−0.83	−0.73	−0.85	−0.70

注：r_1为日最大负荷与日最低温度的相关系数；r_2为日最小负荷与日最低温度的相关系数；r_3为日最大负荷与日最高温度的相关系数；r_4为日最小负荷与日最高温度的相关系数。

根据绝对值的大小，可将相关程度分为以下几种情况：当$0.7\leqslant|r|<1$时，高度相关；当$0.4\leqslant|r|<0.7$时，中等相关；当$0.2\leqslant|r|<0.2$时，低度相关；当$|r|<0.2$时，极低相关或者接近零相关。

分析表1的数据可知：

1）12月份与1月份京津唐各地区的日最大、最小负荷与日最高、最低气温都存在一定相关性，至少为中度相关。其中各地区日最大负荷与日最低温度都是高度相关（$|r_1|\geqslant0.7$）。

2）日最低温度无论是与日最大负荷（$|r_1|$）还是与日最小负荷（$|r_2|$）的相关性，都普遍高

于日最高温度与对应的负荷（$|r_3|$和$|r_4|$）的相关性。这是由于京津唐地区的冬季取暖负荷较多，其受最低温度的影响更明显。

3）最低（高）温度与日最大负荷的相关性要高于最低（高）温度与最小负荷的相关性。原因之一是最大负荷出现在18:30左右，居民在这个时段处于工作活动状态，根据气温来调节取暖设备更加频繁；而最小负荷出现在04:00左右，居民处于休息状态，根据气温来调节取暖设备的频率相对要小，所以最小负荷与气温的相关度小于处于工作活动时间段的最大负荷与气温的相关度。

2 线性回归与敏感度分析

由表1结论可知，日最低温度与日最大负荷之间最具相关性，因此重点分析这两者之间的线性回归模型，对于不同日期最低温度相同而最大负荷不同的情况，采用对同一温度下的负荷取平均值的方法来形成温度与负荷的一一对应关系，线性回归模型结果如图1所示。

观察图1可知，京津唐各地区的最大负荷与最低气温都呈现了一定的线性关系，其中天津的拟合效果最好。北京与冀北有少数点（例如温度为－10 ℃时北京的负荷与温度为－13 ℃时冀北的负荷）与拟合的线性方程有较大偏差，其原因是存在相邻两天气温的变化幅度较大，受温度累积效应影响。温度累积效应是指人们的体感温度滞后于外界温度的变化，进而用电行为的变化也会跟着有所滞后[9]。具体来讲，1月6日北京的最低气温达到新低－17℃，此日的最大负荷为2 451万kW，创历史新高；1月7日最低气温回归到－10℃，但受前一日寒潮影响，居民的取暖用电方式还停留在前一日的阶段，有一定的滞后性，导致了1月7日北京的最大负荷继续创历史新高，为2 454万kW。同理，1月14日冀北最低气温－6 ℃，最大负荷2 381万kW；1月15日冀北最低气温－13 ℃，但此日最大负荷相比14日变化很小，为2 382万kW，导致气温为－13 ℃时的平均负荷比较小。

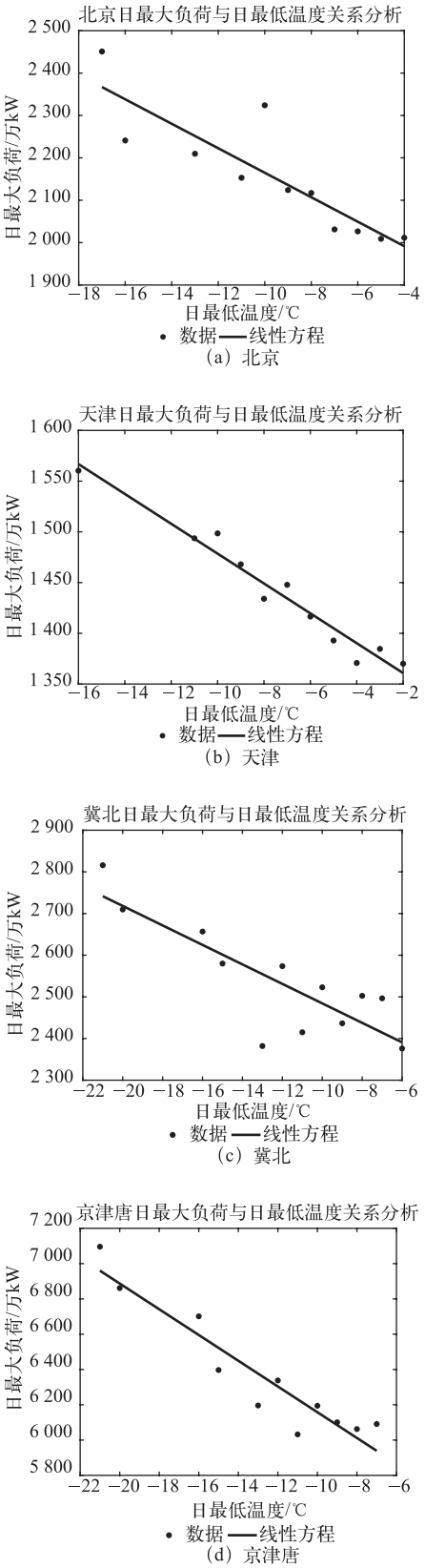

图 1 京津唐地区日最大负荷与日最低温度线性回归模型

Fig. 1 Linear regression model of daily maximum load and daily minimum temperature of BTT power network

表2与表3列出京津唐各地区日最大、最小负荷与日最低气温的回归方程，可得出以下结论：

1）京津唐各地区日最大负荷对气温的敏感度要高于日最小负荷对气温的敏感度，原因与表1的结论3）同理。

2）京津唐各地区中，北京的敏感度相对值最高，冀北的最低。此结果符合逻辑，因为北京的居民用电负荷占比较大，对温度的变化敏感，而冀北的工业负荷占比较大，受温度变化的影响较小。

表 2　日最大负荷与日最低气温的线性回归方程

Tab. 2 Linear regression equation of daily maximum load and daily minimum temperature

地区	线性回归方程	敏感度/（万 kW/℃）	敏感度相对值
北京	$y=-28.9x+1\,876.0$	28.9	1.38
天津	$y=-14.7x+1\,331.4$	14.7	1.03
冀北	$y=-23.4x+2\,250.6$	23.4	0.93
京津唐	$y=-72.9x+5\,428.5$	72.9	1.16

注：敏感度相对值=敏感度平均日最大负荷。

表 3　最小负荷与最低气温的线性回归方程

Tab. 3 Linear regression equation of daily minimum load and daily minimum temperature

地区	线性回归方程	敏感度/（万 kW/℃）	敏感度相对值
北京	$y=-14.8x+1\,399.2$	14.8	0.71
天津	$y=-9.8x+948.5$	9.8	0.68
冀北	$y=-10.6x+1\,983.9$	10.6	0.42
京津唐	$y=-38.5x+4\,439.9$	38.5	0.61

3　京津唐电网的负荷预测

本节建立京津唐电网的负荷预测模型，并对1月6日的负荷预测进行重点分析。

3.1　建立负荷预测的多元线性回归模型

由上述可知受温度累积效应的影响，当日负荷的大小与前一日（或者更早）的状态相关，并且考虑到周末与工作日的负荷存在差异，建立以下公式包含7个变量的多元线性回归模型来预测短期负荷。

$$\hat{y}=b_0+b_1x_1+b_2x_2+b_3x_3+b_4x_4+b_5x_5+b_6x_6+b_7x_7+\varepsilon$$

$$\varepsilon\sim N(0,\sigma^2)$$

式中，$\hat{y}$为后一日最大负荷预测值；b为系数；x_1为当日最大负荷；x_2为当日最低气温；x_3为前一日最大负荷；x_4为前一日最低气温；x_5为上一周与预测天相同天的最大负荷；x_6为上一周与预测天相同天的最低气温；x_7为次日的预测最低气温；ε为随机误差，服从正态分布。

为了检验此模型是否具有一定的可靠性，图2取30天（2020年12月7日～2021年1月5日）北京数据为样本，将拟合后的预测模型得到的负荷预测值与实际值进行对比，可以看出预测曲线与实际曲线的吻合度很高，拟合效果较好。预测模型的拟合度为0.87（取值范围为0～1），接近于1，说明自变量对因变量的解释程度很高，自变量引起的次日负荷的变动占总变动的百分比很高。此预测模型的系数如表4所示。

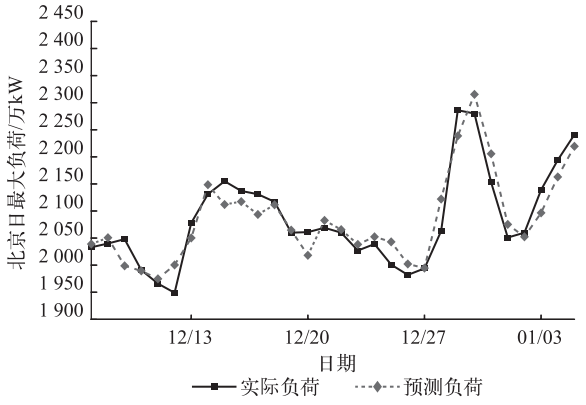

图 2　北京负荷预测值与实际值对比

Fig. 2 Comparison between forecasting load value and actual load value of Beijing

表 4　预测模型的系数

Tab. 4 Coefficient of the load forecasting model

b_0	b_1	b_2	b_3	b_4	b_5	b_6	b_7
1 182	0.677	−17.25	−0.42	6.09	0.12	4.38	−9.33

图3显示图2中实际负荷值与预测值之间的残差（实际值减去预测值），以及当显著性水平取0.05时残差的置信区间（即置信水平为0.95，表明区间估计的可靠性为95%）。其中12月28日

的预测是一个异常点，残差为－61万kW，这也是2020年12月7日～2021年1月5日期间预测偏差的最大值，此偏差对于北京的负荷预测来说并不算高，说明了预测模型的拟合效果好。将其用于1月6日（此日京津唐各地区负荷创历史新高）的负荷预测，来检测此模型是否具有一定的准确性。

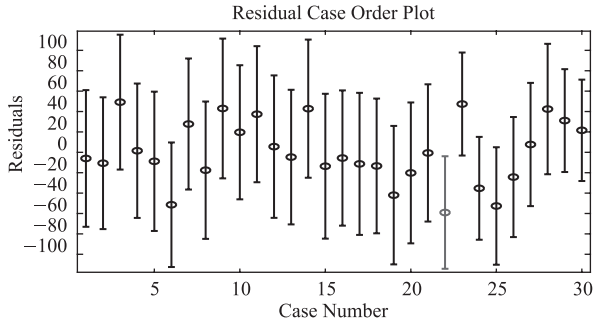

图 3　北京负荷预测值与实际值之间的残差以及置信区间

Fig. 3 Residual error between forecasting load value and actual load value of Beijing, and its confidence interval

3.2　京津唐各地区1月6日负荷预测

3.2.1 北京 1 月 6 日负荷预测

北京1月6日负荷预测分析如下：

1）根据预测模型计算初预估值。用于预测1月6日负荷的自变量参数，如表5所示。

表 5　自变量参数

Tab. 5 Argument parameter

x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	x_7
2 241	－16	2 194	－10	2 280	－13	－17

将其代入多元线性方程中得到预测值为2 346万kW。

2）考虑残差的置信区间。图3中，每日残差的置信区间以残差值为中心，摆动幅度在－65～65万kW。一般情况下不用考虑残差的置信区间，但遇到节假日或者特殊严寒天气的影响需要对负荷预测值进行人为修正。1月5日各大新闻媒体报道了1月6日的寒潮，所以只通过最低气温－17 ℃来预测6日的负荷并不全面，体感温度、下班时间段气温和低温持续时间等也会对最大负荷产生影响，并且新闻的全面报导也增大了居民多开供暖设备的可能性。

3）确定最终预测值。考虑到1月6日的严寒天气与新闻的传播效果，以残差波动的最大值来修正预测负荷，故最终值为（2 346+65）万kW=2 411万kW。

北京1月6日实际的最大负荷为2 451万kW（创历史新高），预测值与实际值相差40万kW，此偏差在可接受范围内。

3.2.2 天津、冀北 1 月 6 日负荷预测

同理可得天津、冀北1月6日的负荷预测结果，从表6的预测偏差可知，此预测模型的最终预估值是准确的。

表 6　天津、冀北 1 月 6 日负荷预测结果

Tab. 6 Forecasting load values of Tianjin and Jibei on January 6

（单位：万 kW）

	初预估值	残差波动范围	最终预估值	实际值	偏差
天津	1 524	（－70，70）	1 594	1 570	－24
冀北	2 707	（－75，75）	2 782	2 816	34

3.2.3 京津唐电网 1 月 6 日整体负荷预测

研究发现以北京、天津和冀北三者中的日最低气温的最小值代表京津唐地区的日最低气温而建立的预测模型的拟合效果不够理想，原因可能是冀北的最低气温通常是三者中的最小值，而冀北的最低气温不足以反映京津唐整体的气温变化趋势。因没有京津唐地区每日平均气温的数据，故以北京的最低气温来代表京津唐的最低气温，结果显示此预测模型的拟合效果较好。图4与图5显示了2020年12月7日～2021年1月5日期间京津唐电网的预测模型的拟合结果。

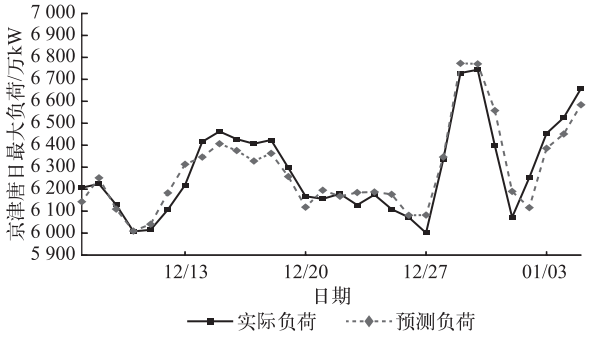

图 4　京津唐负荷预测值与实际值对比

Fig. 4 Comparison between forecasting load value and actual load value of BBT power network

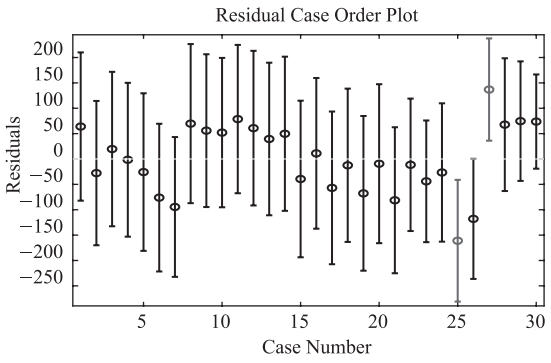

图 5　京津唐负荷预测值与实际值之间的残差及置信区间

Fig. 5 Residual error between forecasting load value and actual load value of BBT power network, and its confidence interval

图5中负荷预测有12月31日与1月2日两个异常点，这是由元旦节假日导致的，元旦期间的负荷变化趋势为临近元旦时，12月31日的负荷开始下降，1月1日当天负荷最低，1月2日和1月3日负荷开始回升。京津唐1月6日的负荷预测结果如表7所示，44万kW的预测偏差相对京津唐整体负荷大小而言很小。

表 7　京津唐 1 月 6 日负荷预测结果

Tab. 7 Forecasting load values of BBT power network on January 6

（单位：万 kW）

	初预估值	残差波动范围	最终预估值	实际值	偏差
京津唐	6 900	（−150，150）	7 050	7 094	−44

3.2.4 京津唐电网其他日期负荷预测结果

按照取30天京津唐电网负荷样本来建立负荷预测模型，用于预测其他日期的负荷大小。表8显示了京津唐电网1月7日～1月13日的负荷预测结果，偏差都在可接受范围内。

表 8　京津唐 1 月 7 日～ 1 月 13 日负荷预测结果

Tab. 8 Forecasting load values of BBT power network from January 7 to January 13

（单位：万 kW）

日期	负荷预测值	负荷实际值	偏差
1 月 7 日	7 044	7 111	−67
1 月 8 日	6 808	6 920	−112
1 月 9 日	6 596	6 627	−31
1 月 10 日	6 477	6 444	33
1 月 11 日	6 318	6 439	−121
1 月 12 日	6 282	6 257	25
1 月 13 日	6 113	6 015	98

经过以上分析，在多元线性回归预测模型下，北京、天津、冀北和京津唐的负荷预测结果都比较准确，说明了此预测模型的准确性与可靠性，其对京津唐地区的负荷预测具有较强的指导意义。

4　结束语

本文针对冬季京津唐负荷与气温关系进行研究，并采用多元线性回归法建立负荷预测模型。结论如下：

1）冬季京津唐电网日最大负荷与日最低气温之间最具相关性，北京、天津和冀北负荷对气温的敏感度相对值依次降低，这与此三地区的居民负荷占比依次减少相对应。

2）建立的负荷预测模型对北京、天津、冀北和京津唐的负荷预测结果都比较准确，包括特殊情况（例如极寒天气下）的负荷。

3）采用多元线性回归的负荷预测模型，不仅准确度高，而且建模简单，既不用单独剥离出供暖负荷进行负荷预测，也不用考虑气温累积效应而对气温进行修正。

参考文献

[1] 王玉龙，崔玉，李鹏，等．基于小波分析改进的神经网络模型电力系统负荷预测[J]．电网与清洁能源，2015，31(2)：16-20．

[2] 张秋桥，王冰，汪海姗，等．基于生长曲线与气温累积效应的气象负荷预测[J]．现代电力，2021，38(2)：121-177．

[3] 刘思捷，张海鹏，林舜江，等．夏季日最大降温负荷的估算和预测方法[J]．电力系统保护与控制，2016，44(5)：75-81．

[4] 谷云东，张素杰，冯君淑．大用户电力负荷的多模型模糊综合预测[J]．电工技术学报，2015，30(23)：110-115．

[5] 喻乐，施磊，沈茂亚，等．考虑气象因素影响的北京电网短期负荷预测研究[J]．电气应用，2019，38(2)：75-81．

[6] 王雁凌，马洪宇，成一平，等．基于支持向量回

归和K均值聚类的降温负荷组合测算模型[J]．现代电力，2019，36(3)：51-57．

[7] 谢敏，邓佳梁，刘明波，等．基于气象信息和熵权理论的降温负荷估算方法[J]．电力系统自动化，2016，40(3)：135-139．

[8] 吴迪，王正风．基于逐日分段气象算法的日前负荷预测[J]．电气应用，2020，39(6)：61-67．

[9] 李嘉龙，李小燕，刘思捷，等．考虑气温累积效应的短期负荷预测[J]．华北电力大学学报(自然科学版)，2013，40(1)：49-54．

作者简介

龚旋（1994—）男，博士，研究方向为电网调控运行技术、需求侧响应。

刘宇（1989—），男，硕士，工程师，研究方向为电力系统自动化。

王子鹤（1992—），男，硕士，工程师，研究方向为高级电力系统工程。

王伟（1992—），男，硕士，研究方向为电力系统自动化。

李博丰（1993—），男，硕士，研究方向为电力系统自动化。

刘健（1979—），男，博士，高级工程师，通信作者，研究方向为电网运行与控制、新能源并网。

（收稿日期：2021-04-20）