

考虑网内外功率特性的含风场电网 日内发电需求滚动预测

何洪业¹, 汪颖¹, 肖先勇²

(1. 四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065;

2. 智能电网四川省重点实验室(四川大学), 四川 成都 610065)

摘要: 由于自然风力、风向的不确定, 大规模风场并网运行使得电网和风电调度的难度增大, 在最大功率跟踪模式下, 更加准确地预测发电出力是重要课题。考虑风场传统日前负荷预测时间尺度较大导致风场实时调度困难的实际, 提出了一种在基于日内风场出力的发电需求滚动预测方法, 以多级时间尺度为预测依据, 建立了考虑风电接入的理想发电需求预测模型, 提出了该模型下的滚动预测算法, 并结合实际风场数据进行了实际预测, 结果表明, 提出的预测方法、模型和算法能明显提高发电需求预测精度, 为大型风场的科学调度提供了决策依据, 具有一定理论价值和工程应用价值。

关键词: 风电并网; 发电需求; 虚拟天; 滚动预测; 综合模型

Abstract: Large-scale wind power integration makes the grid and wind power dispatching extremely difficult, due to the uncertainty of natural wind and its direction. More accurate power generation prediction is an important issue under the maximum power tracking mode. Considering the day-ahead time scale is somehow long for wind power prediction which makes it difficult for real-time power dispatching, a rolling forecasting method of generation demand based on the intraday output of wind farm is proposed. Firstly, taking multi-level time scale as the forecasting basis, an ideal power generation demand forecasting model is built and the rolling forecasting algorithm using this model is given. Then, based on the actual operation data of wind farms, the computer simulation results show that the proposed method can improve the forecasting accuracy of power generation demand, which provides a decision criterion for the scientific dispatching of large-scale wind farms and may make some contributions to the research and engineering work on wind power dispatching.

Key words: wind power integration; power generation demand; suppositional day; rolling forecasting; comprehensive model
中图分类号: TM714 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2012)03-0001-03

大规模风电并网后, 风电出力的随机性和间歇性特性对电网安全运行和电能质量带来了巨大影响, 也给电网有功控制带来了新的挑战^[1-2]。鉴于此, 文献[3]提出了用多时间尺度协调有功调度以提高风电消纳能力的思想, 按时间尺度把控制分解为: 日前计划、滚动计划、实时调度计划和 AGC 等 4 级, 需对各时间尺度进行电网发电需求预测, 其中, 滚动预测对于提高滚动计划准确性, 保证风电和系统的安全稳定运行具有重要意义。

系统调度和实时控制均需对下一时刻总发电需求进行准确预测。现有方法利用传统负荷预测法代替^[7], 由于并网风电的发电功率会抵消部分常规发电机组的负荷需要, 因此, 把风电功率看为“负-负
基金项目: 四川省科技支撑计划项目 编号: 2010GZ0256

荷”与实际负荷叠加, 定义为“等效负荷”^[4-5]。根据“等效负荷”预测结果制定或调整发电计划。该思想的前提是, 认为风电不可控, 通过控制常规机组消纳风电, 但实际上, 风电场可通过改变桨距角或启停风机等进行有功控制, 具有一定可控性; 其次, 风电具有随机性和间歇性, 当大规模风电接入时, “等效负荷”变化规律变弱, 预测结果的意义可能不明确。从预测样本看, 传统负荷预测样本是变电站采集量, 而在发电与负荷之间, 网损、频率偏差、联络线传输功率偏差等均可能导致采集值与真实值的偏差, 因此, 在发电需求预测时必须考虑这些偏差的影响。

从预测样本出发, 考虑被预测电网与外部电网之间的功率交换、网内功率损耗和频率特性, 提出一种更好地消纳网内风电的电网发电需求预测模型和

算法。常规短期预测针对未来1~7天的负荷进行预测,预测样本为前数天数据,而风电场日前预测误差一般为25%~40%^[6],这样大的误差带很大麻烦。风电预测时间越短,误差越小,因此,为了缩短样本的时间尺度,以当前时刻尺度提出虚拟天的概念,采用日内风电发电需求滚动预测法进行预测,提高预测精度。采用的滚动预测周期为30 min(也可设定为其他间隔),并结合国家能源局要求,并网风电场必须在2012年内具备风功率滚动预报能力,每15 min上报一次,每次给出未来15 min至4 h的预报数据,通过对国内某实际电网数据测试表明,该方法能明显提高预测精度,具有较高的工程应用价值。

1 含风场电网发电需求预测模型

不失一般性,含大规模风电的电网连接关系如图1^[7]。

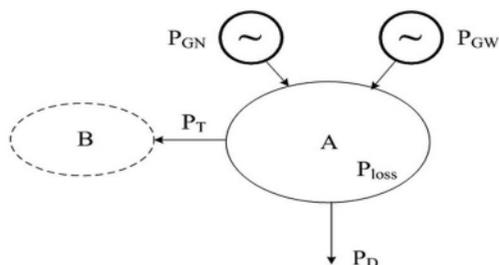


图1 控制区与互联电网

图1中,A为被预测区域;B为外网; P_{GN} 为网内常规机组发电量; P_{GW} 为网内风电发电量; P_{GN} 和 P_{GW} 构成网内总发电量 P_G ; P_D 为网内总负荷; P_{loss} 为网损; P_T 为被预测电网与外网间的联络线功率交换。假设网内所有机组的理想发电出力为 P_G^* ,考虑到负荷的功频响应特性,实际负荷为: $P_D^{Real} = P_D + \Delta f \cdot K_L$,进一步考虑网损与联络线功率交换计划,有如下公式。

$$P_G^* = P_D + \Delta f \cdot K_L + P_{loss} + P_T^S \quad (1)$$

其中 P_T^S 为联络线功率计划值; K_L 为负荷功频特性系数,取正值,单位为MW/0.1 Hz。

传统算法直接以实测数据 P_D 作预测样本,对下一时刻进行预测,没有考虑 $\Delta f \cdot K_L$ 、 P_{loss} 、 P_T^S 的影响。图2显示了一天中某省电网一次调频对负荷的影响。

图2中,功率波动量为

$$\frac{10 \cdot \Delta f \cdot K_L}{P_D} \cdot 100 \quad (1)$$

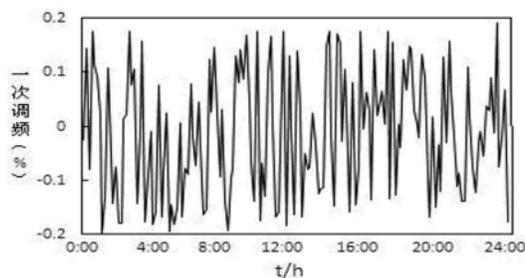


图2 负荷的一次调频功率

在式(1)中, P_{loss} 难以采集,而总发电量 P_G 易于得到。根据网内发电与负荷的关系得

$$P_G = P_D + P_{loss} + P_T \quad (2)$$

式(1)可改写为

$$P_G^* = P_G + \Delta f \cdot K_L + P_T^S - P_T \quad (3)$$

以每日采样96点数据为例,预测未来4 h 16个点,只有预测与 P_G^* 对应的未来 t_{n+j} ($j=1, 2, \dots, 16$)时刻的发电出力 $P_G^*(t_{n+j})$,并以 $P_G^*(t_{n+j})$ 作为发电预测值,才能为大规模风电消纳提供有利条件。由于 t_{n+j} ($j=1, 2, \dots, 16$)点的联络线计划 $P_T^S(t_{n+j})$ 可作为已知量,可令

$$P'_G = P_G + \Delta f \cdot K_L - P_T \quad (4)$$

式(3)可改写为

$$P_G^* = P'_G + P_T^S \quad (5)$$

以 $P'_G(t_i)$ ($i=1, 2, \dots, n$)作为预测未来 t_{n+j} ($j=1, 2, \dots, 16$)时刻机组总出力的基础数据,先预测 $P'_G(t_{n+j})$ ($j=1, 2, \dots, 16$),再与该时刻联络线计划 $P_T^S(t_{n+j})$ 求和得 $P_G^*(t_{n+j})$ 。这样, t_{n+j} ($j=1, 2, \dots, 16$)时刻理想总发电出力需求预测模型为

$$P_G^*(t_{n+j}) = P'_G(t_{n+j}) + P_T^S(t_{n+j}) \quad (6)$$

由于并网风场会上传未来4 h风功率预测值,其总和记为 $P_{GN}^*(t_{n+j})$ ($j=1, 2, \dots, 16$),故常规机组的总出力 $P_{GN}^*(t_{n+j})$ 为

$$P_{GN}^*(t_{n+j}) = P'_G(t_{n+j}) + P_T^S(t_{n+j}) - P_{GW}^*(t_{n+j}) \quad (7)$$

式中 $j=1, 2, \dots, 16$ 。

2 虚拟天与滚动预测

2.1 虚拟天概念与确定方式

在常规短期预测提前一天或多天完成,为了保证整日曲线的完整性,基准日一般取为预测日的前一天(截止基准日24 h的信息作历史数据),所用历史负

荷数据至少与待预测日相差一天,风电的多时间尺度导致这样的预测精度明显降低。因此,提出采用日内滚动预测的方法,基于新息技术的基本思想,每次滚动预测均采用最新信息,在相同预测方法的条件下,比仅用前一日24 h信息所得结果更准确^[8]。

由于滚动预测每次给出当前时刻后4 h预测值,为了利用最新数据,并能给出未来4 h预测值,因此,提出所谓虚拟天的概念。预测样本基准点不再按实际每天24 h确定,而采用预测时刻前24 h最新信息做预测原始数据。图3给出了这种基准点的选取方式,并和常规的方式进行了比较。

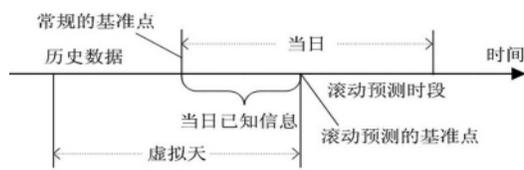


图3 滚动预测基准点选取方式

假定待预测日已知 $k(k \leq T)$ 点负荷数据,可从最后一个已知点开始,向前取 T 个点(T 为日采样点数),作“虚拟天”。以此类推,连续向前取 $n \times T$ 个新息数据作日负荷预测样本,相关数据照此作处理,每次滚动预测更新一次。

2.2 下一虚拟天发电需求预测

由于预测存在多样性和复杂性,受诸多不确定因素影响,单一预测法很难取得满意结果,因此采用多种预测法最优加权预测^[9]。参考历史样本,根据对历史日预测结果的分析,选择 N 种预测方法,这里采用指数平滑算法、线性外推算法、SVR算法等预测算法。各种预测方法分别预测下一虚拟天总发电需求预测,结果为

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{(1,1)} & Y_{(1,2)} & \cdots & Y_{(1,N)} \\ Y_{(2,1)} & Y_{(2,2)} & \cdots & Y_{(2,N)} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ Y_{(96,1)} & Y_{(96,2)} & \cdots & Y_{(96,N)} \end{bmatrix}_{(96 \times N)} \quad (8)$$

式(8)中,每列对应一种预测方法所得结果,含虚拟日96点发电需求预测值。

2.3 权重优化

组合预测的权重取值对预测效果影响较大,但就预测机理而言,组合预测的权重确定仍然是一个未能很好解决的问题。例如,文献[10,11]认为权重应为正,但却并未给出明确理由,而文献[12]则讨论了权重取负值的问题。这里采用文献[12]所述方式来求取权重 $W_{(N \times 1)}$,具体方法见文献[12]。

2.4 预测结果的确定

求出权重 W 后,求虚拟天最终预测结果。

$$Y_{(96 \times 1)}^* = Y_{(96 \times N)} \times W_{(N \times 1)} \quad (9)$$

滚动预测每次只需给出当前时刻后4 h预测值,故从 $Y_{(96 \times 1)}^*$ 中取出相应的数据即可。如需得到常规机组出力预测值,只需将以上预测值减去风功率预报值即可。

3 实例分析

采用国内某省级电网的实际运行数据来验证所提的方法。所选数据为2010年6月到2011年5月一年的运行数据,预测都是针对总的发电需求。

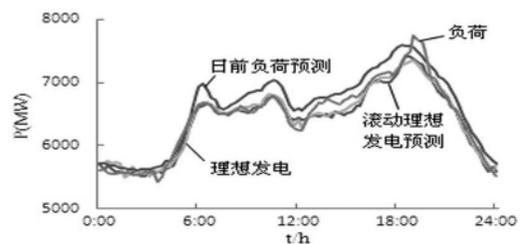


图4 滚动理想发电需求预测结果

图4给出的是2011年4月3日的预测结果对比。相对实际的理想发电曲线,滚动发电需求预测结果的误差,明显比日前负荷预测值要小。对该日的统计数据表明,日前负荷预测准确度为96.5%,滚动发电需求预测为99.1%,预测准确度提高了2.6%。

对该网2010年9月到2011年5月分别进行模拟日前负荷预测和滚动发电需求预测,每月平均准确率对比如表1。

表1 月平均预测精度对比

月份	日前/%	滚动/%	月份	日前/%	滚动/%
09/2010	95.3	98.3	02/2011	96.5	98.9
10/2010	96.1	98.5	03/2011	94.2	98.4
11/2010	96.6	99.2	04/2011	95.8	99.2
12/2010	95.1	98.6	05/2011	96.5	99.1
01/2011	94.7	98.4			

由表1可见,滚动发电需求预测的平均误差为1.3%,远高于日前负荷预测的平均误差4.4%,可见,该方法能较好地修正日前计划偏差,为大型风场接入创造了条件。

4 结论

(下转第54页)

仿真结果表明,在高阻接地故障和渐变性高阻接地故障时,差流配合零序电压突变判据均能很好地启动,差动保护正确地出口跳闸动作。在重负荷情况的TA断线,装置能正确地判出TA断线,保护不会误动。

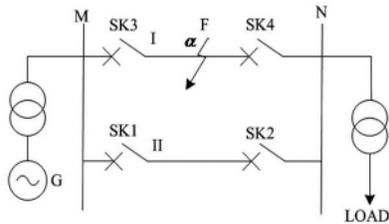


图2 无互感双回线路模型

4 结 语

综合分析线路高阻故障特征,并对比线路TA

断线的差异,提出了一种新的TV断线判别依据。该判据能正确地区分TA断线和高阻接地,提高了差动保护的可靠性。同时,该判据对同时发生TA断线和PT断线也能保证很高的可靠性。RTDS仿真试验证明该判据的正确性。

参考文献

- [1] 朱声石. 高压电网继电保护原理与技术(第3版) [M]. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [2] 文明浩. 线路纵差保护CT二次断线判据分析[J]. 继电器, 2006, 34(18): 1-3.

作者简介:

周伟(1974)男,工程师,从事电力系统生产管理;

刘宏君(1974)男,高级工程师,从事电力系统继电保护和数字化变电站的研究。

(收稿日期:2012-03-20)

(上接第13页)

为了消纳大规模风电,提出了一种考虑风电接入的发电需求滚动预测方法。建立并考虑了网损、网内调频及与网外功率交换等影响的发电需求预测模型,提出虚拟天的概念和样本选取方式,并将所提方法与现有预测方法进行了比较。结果表明,所提方法的预测精度高,结果更符合实际,能更好地为风电消纳提供机会。所采用的预测方法实际在日内进行,可更好地利用最新负荷、气象等信息,与传统日前预测相比,利用的信息多,预测精度也更高。

通过实际电网运行数据进行测试表明,所提方法能明显地提高大规模风电接入后的发电需求预测精度,该方法已经得到了工程应用,获得良好的效果。

参考文献

- [1] 孙元章,吴俊,李国杰. 风力发电对电力系统的影响. 电网技术, 2007, 31(20): 55-62.
- [2] 高宗和,滕贤亮,张小白. 适应大规模风电接入的互联电网有功调度与控制方案[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(17): 37-41.
- [3] 张伯明,吴文传,孙宏斌,等. 消纳大规模风电的多时间尺度协调的有功调度系统设计[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(1): 1-6.
- [4] Negnevitsky and Cameron W. Potter. Innovative Short-term Wind Generation Prediction Techniques [C]. Power Systems Conference and Exposition, 2006: 60-65.

- [5] 雷亚洲. 与风电并网相关的研究课题[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(8): 84-89.
- [6] ACKERMANN T. Wind Power in Power System [M]. London, UK: John Wiley&Sons, 2005.
- [7] 李予州,吴文传,张伯明,等. 多时间尺度协调的区域控制偏差超前控制方法[J]. 电网技术, 2009, 33(3): 15-19.
- [8] 康重庆,夏清,等. 电力系统负荷预测[M]. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- [9] 康重庆,夏清,沈瑜,等. 电力系统负荷预测的综合模型[J]. 清华大学学报, 1999, 39(1): 8-11.
- [10] 程旭,康重庆,夏清,等. 短期负荷预测的综合模型[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(9): 42-44.
- [11] Chongqing Kang, Xu Cheng, Qing Xia, et al. Novel Approach Considering Load-relative Factors in Short-term Load Forecasting [J]. Electric Power Systems Research, 2004, 70(2): 99-107.
- [12] 莫维仁,张伯明,孙宏斌,等. 短期负荷综合预测模型的探讨[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(1): 30-34.

作者简介:

何洪业(1987)男,硕士研究生,研究方向为电能质量与智能电网;

汪颖(1981)女,博士研究生,讲师,研究方向为电能质量与智能电网;

肖先勇(1968)男,博士,教授,长期从事电能质量与智能电网的教学和研究。

(收稿日期:2012-03-20)