

# 一种跟踪风光互补发电系统 计划出力的变时间尺度短期功率预测方法

李明伟, 青松

(国网四川省电力公司, 四川 成都 610041)

**摘要:** 引入各发电组件的短期功率预测值有助于风光互补发电系统制定优化的能量分配策略, 更好地跟踪计划出力。针对风光互补发电系统能量分配周期多变的特点, 提出了一种变时间尺度的短期功率预测算法。该算法将历史数据与物理模型相结合, 可获得各发电组件任何时间间隔的短期功率预测值, 进而实现对于计划出力的最大程度跟踪。基于某风光互补发电站数据的仿真结果表明, 基于历史数据与物理模型相结合的预测方法可更准确地实现能量分配变周期下的计划跟踪。

**关键词:** 功率预测; 变时间尺度; 历史数据; 物理模型; 风光互补发电系统

**Abstract:** In wind - solar hybrid generation system, it is meaningful to introduce the predicted short - term power of each component to develop the optimal energy allocation strategy and track the generation scheduling in a better way. Considering the variable allocation cycle, a short - term power prediction method based on variable time scale is proposed. In the algorithm, the short - term power of different power components in any time scale could be predicted based on the historical data and physical model, and the tracking of generation scheduling in optimal mode is implemented. The simulation results based on the data of a wind - solar hybrid power supply system indicate that, the proposed method could be applied to hybrid generation system with variable allocation cycle, and tracks the generation scheduling in a better way, also the combined method outperforms the pure physical model in reducing the tracking error, and improves the stability of the system output.

**Key words:** power prediction; variable time scale; historical data; physical model; wind - solar hybrid generation system

中图分类号: TM714 文献标志码: A 文章编号: 1003 - 6954(2013)04 - 0032 - 05

## 0 引言

由于风和光的间歇性和随机性特点, 使得大规模的风光系统接入对电网的安全、稳定以及电能质量带来严峻挑战。因此风光互补发电系统接入大电网稳定运行需要实现3种控制目标: 功率平滑输出、跟踪计划出力、跟踪实时负荷出力<sup>[1]</sup>。下面的研究是为了发电系统更好地跟踪计划出力, 增强其可调度性, 提高风能和太阳能资源的利用率。

加入风力和光伏发电功率预测信息, 有利于风光系统制定合理的能量分配策略, 实现系统的计划输出。目前, 功率预测在风电场和光伏电站中已经获得了应用<sup>[2]</sup>, 可分别采用统计方法或物理方法建立相应的模型进行预测。文献[3 - 5]提出在风光系统控制策略中加入功率输出预测信息, 将预测得出的功率曲线作为决策基础使系统最大程度达到预定控制目标。由于风光互补发电系统现场每一条馈

线上的机组数量不等, 每台风机和光伏组件的控制周期也不一定相同, 再加上现场数据采集的周期不定, 现有的这些物理或统计方法<sup>[6-10]</sup>需针对不同的周期重复建模。由于上述模型复杂度较高、重新建模花费时间长, 因此不适用于分配周期随时可变的风光互补系统。

针对上述问题, 提出了一种时间尺度可变的可灵活适应风光互补发电系统分配周期变化的风光功率预测方法。该方法结合历史数据与物理模型, 实现了功率预测分辨率可变, 应用于能量管理模型进行预测控制, 改善了风光互补发电系统跟踪计划出力的能力。历史数据与物理模型相结合的预测方法与单独采用物理模型的预测方法相比, 系统跟踪计划出力的平均相对误差减小了4%。

## 1 变时间尺度的短期功率预测

### 1.1 功率预测的基本原理

历史数据与物理模型相结合的变时间尺度功率预测方法,由结合历史数据的变时间尺度天气预测模块、风场风机和光伏组件物理模型构成。

其中,对于风力发电机组的功率预测,输入为天气预报点未来24小时整点时刻的预报风速风向数据,将此数据输入风场风机物理模型得到每台风机测风仪处未来24小时整点时刻的预测风速;变时间尺度的天气预测模块结合风机若干日历史风速数据对未来24小时整点时刻的预测风速插补处理,得到每台风机未来24小时所需预测分辨率的风速信息;最后通过风机风速功率曲线得到所需分辨率的未来24小时风机预测功率。

对于光伏组件的功率预测,输入为天气预报点未来24小时整点时刻的预报光照强度和温度数据,此数据即为光伏电站未来24小时整点时刻的预测光照强度和温度;变时间尺度的天气预测模块结合光伏电站的若干日历史数据对预报数据插补处理,得到光伏电站未来24小时所需预测分辨率的光照强度和温度;最后通过光伏组件物理模型得到所需分辨率的未来24小时光伏预测功率。

风场短期功率预测的物理方法,需要对风电场所在地进行物理建模,包括风场的地形、地表植被及粗糙度、周围障碍物等;还要对风场的风机排列、风机本身的轮毂高度、功率曲线等进行建模<sup>[11]</sup>。图1表示不同粗糙度及风机排列对风廓线的影响,假定上游来的空气经过2次粗糙度变化后到达风力发电机组的位置,风力发电机组的风廓线由 $v_1(z)$ 、 $v_2(z)$ 、 $v_3(z)$ 三条曲线组成, $v_1(z)$ 对应的粗糙度和摩擦速度分别是 $z_{01}$ 和 $v_{*1}$ ;  $v_2(z)$ 对应的粗糙度和摩擦速度分别是 $z_{02}$ 和 $v_{*2}$ ;  $v_3(z)$ 对应的粗糙度和摩擦速度分别是 $z_{03}$ 和 $v_{*3}$ ;风机排列对风廓线的影响通过尾流效应模型计算得出,这里采用Rahman模型。

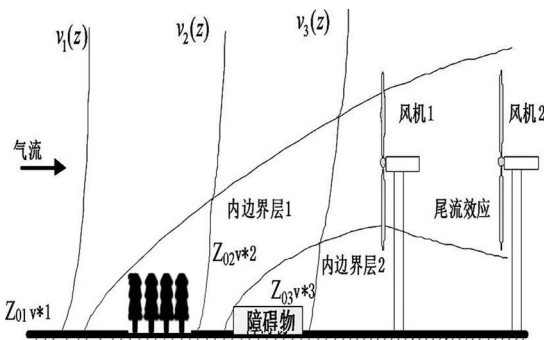


图1 不同粗糙度及风机排列对风廓线的影响示意图

Rahman模型不仅考虑了风力发电机组风轮半

径和机组间距,同时还考虑了风场的地形地貌、粗糙度、大气扰动密度等因素对尾流效应的影响。Rahman模型根据有限个风力发电机组构成风电场的尾流效应图,通过迭代可以计算轮毂高度处产生的损失,得到机组的迎风面风速<sup>[12]</sup>。风电场的尾流效应如图2所示。

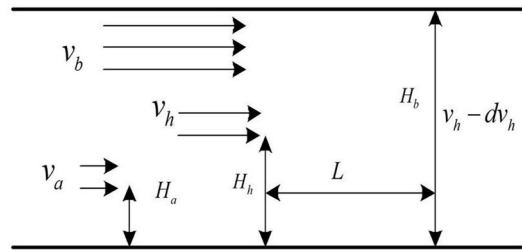


图2 风电场尾流效应

图2中, $L$ 表示相邻两排风力发电机组之间的间距; $dv_h$ 表示风力发电机组轮毂高度处的尾流损失; $H_a$ 表示测风高度; $v_a$ 表示测风速; $H_h$ 表示风力发电机组轮毂高度; $v_h$ 表示轮毂高度处的风速; $H_b$ 表示受扰大气边界层高度; $v_b$ 表示受扰大气边界层风速;通常情况下 $H_b$ 、 $H_h$ 和 $v_b$ 、 $v_h$ 分别满足如式(1)所示关系。

$$\begin{cases} H_b > 30H_h \\ v_b \approx 1.6v_h \end{cases} \quad (1)$$

基于Rahman模型的尾流计算是一个类推的过程,经过类推可根据第一排的风力发电机组输入风速求得下风向各排风力发电机组轮毂高度的风速。

风场短期功率预测方法的输入为数值天气预报,目前国内提供的数值天气预报分辨率多数都为1h。历史数据与物理模型结合的风力发电机组功率预测流程如图3所示,这里使用变时间尺度的天气预测模块对风机机舱处的风速数据进行插值处理,处理后得到的分辨率更高的风速数据经过风力发电机组输出特性曲线得到预期分辨率的风力发电机组功率预测结果。

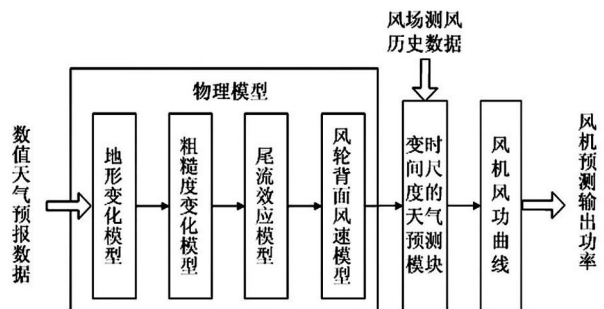


图3 风力发电机组功率预测模型结构

针对光伏组件的功率预测,由于光伏电池的数学模型等效方程如式(2)所示<sup>[8]</sup>,通过一定的方程

变换,可得到模型参数(光生电流、反向饱和电流、串联内阻、并联内阻)表示的光伏电池的输出电流和电压的显示方程。如果知道预测时刻光伏组件表面光照强度和温度,再计算出当时情况下的模型参数值,就可得到预测时刻光伏电池的输出电流和电压的最大值,从而可得光伏组件的最大功率输出值。而实际工作环境下的光伏组件模型参数值可由标准测试条件下电池的  $I-V$  曲线提取相关信息,再通过表达式求解得到。至此,则可建立光伏组件的物理模型,光伏组件的输出功率可通过此物理模型根据组件表面的光照强度和温度进行计算。

$$I = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{q(V + R_s I)}{nkT} \right] - 1 \right\} - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (2)$$

其中  $I$  表示光伏电池输出电流;  $I_{ph}$  表示光生电流;  $I_0$  表示反向饱和电流;  $q$  表示电子电荷常数;  $n$  表示二极管影响因子;  $k$  表示波尔兹曼常数 ( $k = 1.38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$ );  $T$  表示光伏电池工作温度;  $R_s$  表示串联内阻;  $R_{sh}$  表示并联内阻;  $V$  表示光伏电池输出电压。

数值天气预报信息提供光伏组件工作环境下的温度和光照强度。历史数据与物理模型结合的光伏组件功率预测流程如图4所示,同样使用变时间尺度的天气预报模块对天气预报分辨率下的温度和光照强度数据进行插值处理,得到的分辨率更高的数据经过建立的光伏组件物理模型得到预期分辨率的光伏组件功率预测结果。

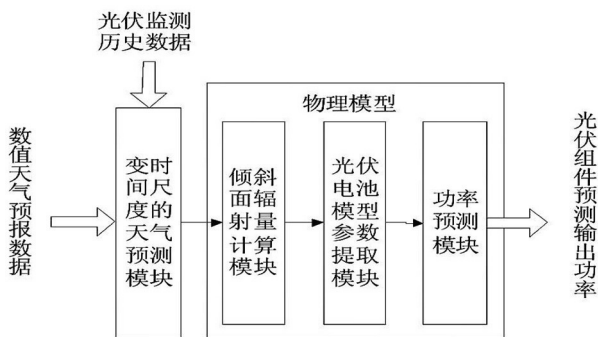


图4 光伏组件功率预测模型结构

### 1.2 结合历史数据的变时间尺度预测

功率预测模块根据系统对控制周期的要求对数值天气预报数据进行插值。插值的原理是,由于天气信息在同一地点变化趋势的规律性,不同日期的天气变化趋势具有相似性,针对变化趋势可求得历史天气信息与预测日天气信息的相似度,从而选取具有相同变化趋势的历史数据对预测日进行趋势映

射实现插值。

结合历史数据的变时间尺度天气预报模块提出的基于相似度对天气预报数据进行插补处理的方法,包括预测分辨率获取、历史数据提取、历史与预测数据相似度计算、归一化处理、数据插补。

首先根据风光互补发电系统得到所需预测数据的分辨率,通过历史数据提取模块提取当前预测时刻之前若干天在该分辨率下的历史数据,则相似度计算模块可计算出提取的若干天历史整点时刻数据与天气预报数据变化趋势的相似度,归一化处理模块根据相似度与历史变化趋势数据,计算得出未来24小时在预测分辨率下的天气数据变化趋势权值,依据此权值算出预测数据变化趋势量,最终计算出未来24小时在所需预测分辨率下的天气信息。该方法的具体实现过程如下。

预测输入数值天气预报数据经物理模型处理得到风机测风仪处风速或光伏组件处的温度和光照强度。

按所需预测分辨率的时间间隔从历史天气数据(风速、温度、光照强度)中提取相应时间点上的数据,作为预测所需历史数据源。所用的数据如图5所示,当前时间整点时刻为  $t$ ,预测分辨率为  $T$  分钟,天气预报数据为未来24小时整点时刻数据,提取了  $t$  时刻之前若干天间隔为  $T$  的历史数据。其中,历史天气数据的风速是风力发电机组测风仪位置的实测历史风速数据,温度和光照强度是光伏电站位置的实测历史温度和光照强度数据。

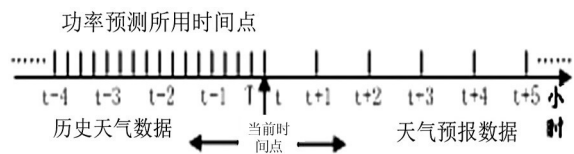


图5 变时间尺度的天气预报模块数据图

对所提取的历史上若干日整点时刻天气数据的变化趋势与未来天气数据相应时间点上数据变化趋势作相似度计算。此处的未来天气数据是当前时刻之后经物理模型处理所得的天气信息。

记未来天气数据个数为  $n$ ,  $n = 24$ ; 两相邻时间点上数据变化量为特征向量  $\mu_k$  为未来天气数据的第  $k$  个特征向量,  $\mu_{jk}$  为历史第  $j$  天的第  $k$  个特征向量,则历史第  $j$  天与未来天气数据的相似度  $r_j$  可由公式(3)计算。

$$r_j = \frac{\sum_{k=1}^{n-1} \mu_k \mu_{jk}}{\sqrt{\sum_{k=1}^{n-1} \mu_k^2 \sum_{k=1}^{n-1} \mu_{jk}^2}} \quad (3)$$

对相似度计算结果进行比较,从中取出相似度较大( $r_j \geq r_{jmax} \times 80\%$ ,  $r_{jmax}$ 为相似度计算结果里的最大值)的  $m$  天的历史数据;然后对相似度作归一化处理,由式(4)所示方程求得各历史数据的权值。

$$r'_j = \frac{r_j}{\sum_{j=1}^m r_j} \quad (4)$$

其中  $r'_j$  表示相似度归一化处理后第  $j$  日历史天气信息变化趋势的权值。

下一周期的天气预测值为当前预测时刻的实际值与历史上各日对应此时刻数据变化趋势量的加权平均之和。记  $v_0$  为当前时刻的天气信息值,  $v_k$  表示第  $k$  个时间间隔所对应的天气信息值,则第  $k+1$  个时间间隔所对应的天气信息的预测值  $v_{(k+1)}$  可由公式(5)计算。

$$v_{(k+1)} = v_k + \sum_{j=1}^m r'_j u_{jk} \quad (5)$$

其中,数组  $v_k$  即为未来 24 小时时间间隔为  $T$  的天气预测值。

经过以上处理得到了满足预测分辨率的天气信息,再经由余下的物理模型可得未来 24 小时满足预测分辨率的功率预测值。

至此,根据时间间隔较长的数值天气预报信息,结合历史数据经物理模型处理最终可得不同预测分辨率的功率预测结果,为风光互补发电系统能量控制提供了有力的数据支持,对保障风光互补发电系统输出功率稳定有着重要意义。

## 2 算例分析

采用 Matlab 编写功率预测各模块算法,根据风力发电机组、光伏组件出力特性,并加入地形和天气变化等影响因素,建立预测仿真模型,并将预测结果应用到能量管理模型进行预测控制。

利用某风光互补发电站的历史数据进行仿真实验,采用其中的 8 台单机容量为 1.5 MW 的双馈风力发电机组、6 套单机容量为 1 MW 的光伏发电机组和 1 套容量为 2 MW 的储能部件,总容量为 20 MW。

图 6 为发电组件基于不同模型功率预测结果,图中分辨率为 1 h 的曲线是基于物理模型功率预测结果图,将物理模型与历史数据相结合,得到了时间

间隔为 15 min 的功率预测结果曲线。单台风机功率预测平均相对误差为 20.49%,均方根相对误差为 31.85%,单台光伏逆变器功率预测平均相对误差为 5.91%,均方根相对误差为 18.6%,预测结果很大程度上依靠天气预报的预测精度。由此可以看出将物理模型与历史数据相结合,可以弥补独立基于物理模型的功率预测分辨率受模型输入数值天气预报分辨率限制的缺陷。

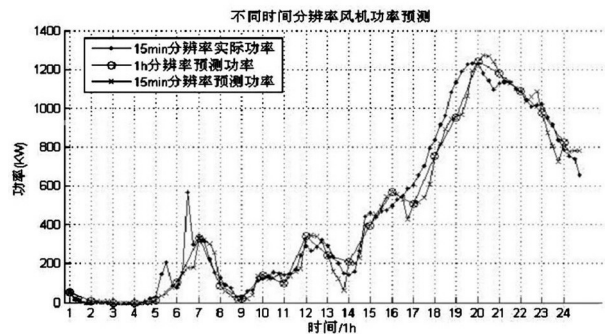


图 6 发电组件基于不同模型功率预测结果图  
将功率预测结果应用到风光互补发电系统有功功率控制中,其结果如图 7 所示。

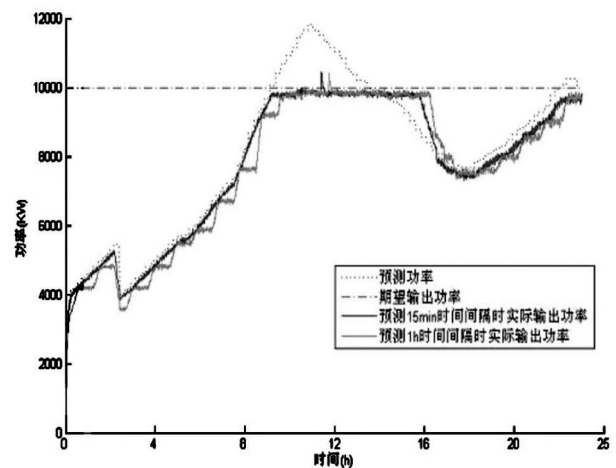


图 7 发电组件基于不同模型功率预测的控制结果图  
结果表明,在符合系统发电能力的条件下发电系统的输出功率很好地跟踪了计划出力值。当周期为 15 min 时系统功率输出跟踪能力更强、稳定性更

高,历史数据与物理模型相结合的预测方法与仅采用物理模型的预测方法相比,系统跟踪计划出力的平均相对误差减小了4%。分析可知,跟随系统控制周期预测的功率预测精度越高,系统能量分配精度则越高,各发电组件的功率设定值能更切合其自身的实际发电能力,从而使发电系统的控制具有更小的跟踪误差。

### 3 总结

针对风光互补发电系统的能量分配时变周期要求提出了一种将历史数据与物理模型相结合的功率短期预测方法,此方法满足风光互补发电系统对功率预测时空分辨率的要求,可实现逐点与整体预测,同时随着系统控制周期的不断变化,满足预测周期的时间尺度可变。将预测结果应用到能量管理中,结果表明,历史数据与物理模型相结合的方法比仅采用物理模型的方法减小了4%的系统跟踪误差。

所提出的方法仅需要少量历史数据,能为整个风光互补发电系统的能量分配策略提供较为准确的功率参考值,该方法建立的模型鲁棒性强、计算时间短、不需要定期训练、工程实用性强。

#### 参考文献

[1] 李金鑫,张建成,周阳. 风光储联合发电系统能量管理策略研究[J]. 华东电力, 2011, 39(12): 2026 - 2029.

[2] G. Capizzi, F. Bonanno, C. Napoli. A Wavelet Based Prediction of Wind and Solar Energy for Long-term Simulation of Integrated Generation Systems[C]. SPEEDAM

(上接第5页)

[11] 盛剑霓,等. 电磁场数值分析[M]. 北京: 科学出版社, 1984.

[12] 强生泽. 220 kV同塔双回输电线空间工频电场理论计算[J]. 高电压技术, 2004, 30(5): 45 - 46.

[13] 杨晓玲,刘浔,张大鹏,等. 750 kV同塔双回交流输电线路电磁环境研究[J]. 水电能源科学, 2009, 27(4): 191 - 193.

[14] 邬雄,万保权,路遥. 1000 kV级交流输电线路电磁环境的研究[J]. 高电压技术, 2006, 36(12): 55 - 58.

[15] 郭日彩,许子智,李喜来,等. 110 ~ 500 kV输电线路典型设计[J]. 电网技术, 2007, 31(1): 57 - 64.

2010 - International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, 2010: 586 - 592.

[3] 刘波,郭家宝,袁志强,等. 风光储联合发电系统调度策略研究[J]. 华东电力, 2010, 38(12): 1897 - 1899.

[4] 张征,王晓蓉. 新能源接入综合系统研究与实现[J]. 供用电, 2011, 28(1): 15 - 18.

[5] 王宏,李兵. 分布式风光互补电源的能量管理策略[J]. 电力电子技术, 2010, 44(6): 58 - 60.

[6] 施佳锋,冯双磊,丁茂生,等. 宁夏电网风光一体功率预测系统[J]. 宁夏电力, 2011, (1): 1 - 4.

[7] 冯双磊,王伟胜,刘纯,等. 风电场功率预测物理方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(2): 1 - 6.

[8] 翟载腾. 任意条件下光伏阵列的输出性能预测[D]. 安徽: 中国科学技术大学, 2008.

[9] Sancho Salcedo - Sanz, Emilio G. Ortiz - Garc'a. Short Term Wind Speed Prediction Based on Evolutionary Support Vector Regression Algorithms[J]. Expert Systems With Applications, 2010(1): 4052 - 4057.

[10] Gong Li, Jing Shi, Junyi Zhou. Bayesian Adaptive Combination of Short-term Wind Speed Forecasts From Neural Network Models[J]. Renewable Energy, 2011: 352 - 359.

[11] Matthias Lange. On the Uncertainty of Wind Power Predictions - Analysis of the Forecast Accuracy and Statistical Distribution of Errors[J]. Journal of Solar Energy Engineering, 2005: 177 - 184.

[12] Rahman Saifur, Chowdhury B. H. Effects of clusters on the electric power form [J] wind farm. IEEE Tran on Apparatus and System, 1984, 103(8): 2158 - 2164.

(收稿日期: 2013 - 03 - 01)

[16] 张彤. 特高压输电走廊拥挤地区线路通道设计研究[D]. 河北: 华北电力大学, 2011: 15 - 16.

[17] 李永伟,袁俊,赵全江,等. 中国首条1000 kV单回路交流架空输电线路的设计[J]. 电机工程学报, 2010, 30(1): 117 - 125.

[18] 胡白雪. 超高压及特高压输电线路的电磁环境研究[D]. 浙江: 浙江大学, 2006: 19 - 20.

作者简介:  
石超群(1989),男,硕士研究生,从事过电压与绝缘配合、电磁兼容与仿真的研究。

(收稿日期: 2013 - 06 - 21)