

# 风电功率预报技术研究综述

丁乃千<sup>1, 2</sup> 陈正洪<sup>3</sup> 杨宏青<sup>3</sup> 许杨<sup>3</sup>

(1 南京信息工程大学, 南京 210044; 2 恩施州气象局, 恩施 445000; 3 湖北省气象服务中心, 武汉 430074)

**摘要:** 从20世纪中后期开始, 丹麦等多个西方国家已经展开对风电功率预测的研究, 而我国在该领域的研究开展得比较晚。在很长一段时间内, 各国风电场均采用单一的预测方法进行风电功率预测, 基本能够满足风电场及整个电力系统的需求。但是, 随着风电产业的飞速发展, 市场竞争越来越激烈, 传统单一的预报方法逐渐不能满足需求, 而集合预报在很大程度上能够解决这一问题。传统单一的方法所能做到的准确率已经达到比较高的水平, 提升空间不大, 集合各单一方法的优点能大大提升预测准确率。本文主要综合阐述各种传统预测方法, 并结合各国的试验对比分析对集合预报作简要说明。

**关键词:** 风电功率, 预测方法, 传统, 集合预报

DOI: 10.3969/j.issn.2095-1973.2016.01.007

## Review of the Research for Wind Power Prediction

Ding Naiqian<sup>1, 2</sup>, Chen Zhenghong<sup>3</sup>, Yang Hongqing<sup>3</sup>, Xu Yang<sup>3</sup>

(1 Nanjing University of Information Science and Technology, Nanjing 210044 2 Enshi Meteorological Bureau of Hubei, Enshi 445000 3 Hubei Meteorological Service Centre, Wuhan 430074)

**Abstract:** Since the mid of 20th century, Denmark and other Western countries have started the research of wind power forecast, from a single method to ensemble methods, while it started relatively late in our country. Over a very long period of time, the wind farms around the world have been using a single method to forecast wind power and have basically met the wind farm and the whole power system requirements. But, with the rapid development of wind power industry, the increasingly fierce market competition, the traditional single method wouldn't meet the needs of the future of wind power, while the ensemble forecast can solve this problem to a large extent. The accuracy rate of the traditional single method has reached a relatively high level and it is hard to getting higher level. Assembling the advantages of each method, the new way can greatly enhance the accuracy rate of prediction. This paper mainly focuses on the various traditional forecasting methods, which are expounded comprehensively. Combined with the analysis of experimental comparison of countries, the ensemble prediction is briefly explained.

**Keywords:** wind power, prediction methods, tradition, ensemble forecast

## 0 引言

随着人类社会的发展, 煤炭、石油等主要矿物能源的供应日趋紧张, 而我们赖以生存的环境也因为矿物能源的大量使用正逐步恶化。为了改善生存环境, 风能、太阳能等洁净的可再生能源的利用就显得尤为重要, 其中, 风资源的开发和利用, 在最近几年得到了飞速发展。据全球风能理事会 (Global Wind Energy Council, GWEC) 统计<sup>[1]</sup>, 截至2013年全球风电累计装机容量已达318GW, 累计增长率达到了12.5%, 在过去五年 (2009—2013年) 全球风电市场规模扩大了约200GW。预计2014年及未来的市场前景将会更为乐观。我国预计在2020年, 风电总装机容量将达到200GW。由于大规模风电均采用的是并网运行模式,

所以对风电功率预测预报的需要显得尤为重要。

## 1 风电功率预测预报的意义

风电具有随机性、间歇性和波动性等特点, 风力发电给电网调度带来了极大的困难, 这些难点严重阻碍了风电的发展。首先, 对风电进行有效调度和科学管理, 可以提高电网接纳风电的能力。电网系统需要风电场、风电功率预测预报系统在提前一天提供准确的风电功率预测曲线, 使得电网可以更多的吸纳风电, 提高风力发电在电网中所占份额; 同时, 根据预报结果合理安排发电计划, 减少系统的旋转备用容量, 提高电网的经济性。其次, 风电功率预报是风电场运营、提高风机可利用率的重要手段, 还可以指导风电场计划检修。根据风电功率预报安排在小风或无风的情况下进行风电场定期维护、检修及故障排除等工作<sup>[2]</sup>。因此, 做好风电功率预测预报服务工作, 对全球风电产业的发展会起到积极推进作用。

收稿日期: 2014年3月11日; 修回日期: 2014年9月2日  
第一作者: 丁乃千 (1987—), Email: 1179716703@qq.com

## 2 风电功率预测预报技术方法

### 2.1 技术方法的分类

早期国内外研究人员通过把风速的预测值带入风速与风电机组电力输出的关系式中进行计算可以获得风电功率的预测值,或者根据已有的风电功率数据建立模型计算分析而获得预测值<sup>[3]</sup>。

按照预测时效,可以划分为:长期预测、中期预测、短期预测和超短期预测<sup>[4]</sup>。本文主要针对短期预测和超短期预测进行阐述。

按照采用的预测模型可分为:统计方法、物理方法及组合模型方法。

### 2.2 各种技术方法的介绍

统计预测方法即不考虑风速变化的物理过程(图1),采用数学统计方法,在历史数据与风电场输出功率之间建立映射关系,以此来对风电功率进行预测方法的统称,包含:1)确定性时序模型预测方法,常用的包括卡尔曼滤波法、时间序列法(ARMA)和指数平滑法等<sup>[5]</sup>;2)基于智能类模型的预测方法,常用的包括人工神经网络法(如BP神经网络法)、小波分析法、支持向量机(SVM)回归法和模糊逻辑法等<sup>[6-7]</sup>。

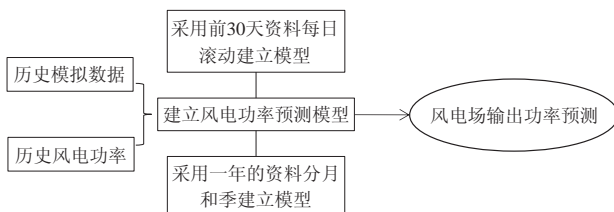


图1 统计预测方法流程

Fig. 1 Statistical prediction method process

物理预测方法<sup>[8]</sup>是指根据气象部门提供的数值天气预报(NWP)的气象预报结果,得到风电场的风向、风速、大气压强和空气密度等天气数据,然后根据风机周围的物理信息(包括地形、等高线、地表粗糙度及周围障碍物等)得到风电机组轮毂高度的风速和风向信息的最优估计值,最后根据已建立的风速与风电功率的统计模型给出风电功率预测(图2)。

组合预测方法即把两种或者多种预测方法有机结合,提高了预测精度。其中,具有代表性的方法包括:利用BP神经网络、径向基函数神经网络与SVM进行风电功率预测的风电场输出功率组合预测模型<sup>[9]</sup>;将SVM、模糊逻辑、神经网络结合使用的预测方法<sup>[10]</sup>;基于相似性样本的多层前馈神经网络风速预测方法<sup>[11]</sup>;或利用小波函数将原始波形进行不同尺度的分解,将分解得到的周期分量用时间序列进行预测,其余部分采用神经网络进行预测,最后将信号序列重

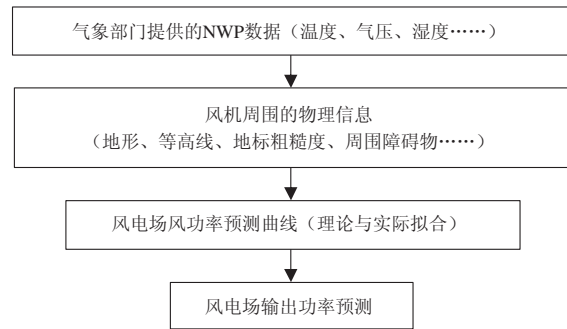


图2 物理预测方法流程

Fig. 2 Physical prediction method process

构得到完整的风速预测结果的预测方法<sup>[12]</sup>;利用自适应模糊神经网络法进行风速预测的方法<sup>[13]</sup>;在模型训练时采用遗传算法的模糊风速及风电功率预测<sup>[14]</sup>。

### 2.3 技术方法的不足与改进

#### 2.3.1 统计方法

1) 自回归滑动平均(ARMA)模型。它是时间序列建模方法中最为成熟的一种,但它仅适用于零均值的平稳随机序列。风速或者风电功率的时间序列具有非平稳随机序列的特点,因此,建立风速或风电功率预测的ARMA模型时首先需进行数据时间序列增加趋势性及周期性的非平稳化处理。模型建立之后,可通过检验变量的自相关函数以及偏相关函数确定模型的阶次,而模型参数的确定通常采用最小二乘法<sup>[15]</sup>,还可以通过卡尔曼滤波法及滚动时间序列来改进原有预测模型<sup>[16-17]</sup>,也可以引入经验模式分解<sup>[18]</sup>或者局域波分解方法<sup>[19]</sup>来对时间序列法进行改进,而考虑到风速或者是风电场输出功率时间序列本身具有混沌性及混沌时间序列的短期可预测性,也可以采用混沌方法预测风电场的短期风速或者是风电输出功率<sup>[20-21]</sup>。

2) 人工神经网络(ANN)法。以BP神经网络模型为例,在实际应用中,BP算法存在两个重要的问题:收敛速度慢和目标函数存在局部极小点,因此在对风速预测模型中主要加入了动量项和采用学习率可变的BP算法<sup>[22]</sup>。

#### 2.3.2 物理方法

基于NWP的风电功率预测方法已较成熟,为了优化使用NWP数据,可采用结合模糊逻辑的神经网络模型,利用SVM进行预测<sup>[23]</sup>,但它的数学模型复杂,需运行在超级计算机上,应用有一定的局限性,短期预测的效果有时还不如持续型预测模型<sup>[24]</sup>。可利用改进的NWP数据进行短期风电功率预测,通过从邻近风机获得的测量数据提高本风机预测水平,进一步提高预测质量<sup>[25]</sup>。从NWP本身出发,它是在一定的初值条件下,

通过数值计算来求解一系列的天气过程方程组，从而得出来的预报数据，所以可以对它的内部参数进行可行性简化和修改，使得最终计算出来的数据精确度得到进一步提高。对于中尺度NWP模式，往往在运用于具体风电场时，则显得空间分辨率太小，所以就有了中尺度模式嵌套小尺度，这种降尺度的模式通过一些试验，比如MM5+CFD+MOS的模式<sup>[26-28]</sup>，能有效提高预报准确率。

### 2.3.3 组合预测法

组合预测法具有很强的优势，但前提都是要在获得一定数量的历史数据的基础上完成，当遇到某些无法获得历史风速序列数据或仅已知历史年份月平均风速和风速标准差情况时，就难以进行预测。此时利用基于灰色模型的、对未来年份中对应月的风速分布参数进行预测的方法<sup>[29]</sup>。通过该模型，可以使用较少的历史数据而获得较高的精度，预测所得到的参数即可以用来评估风电场的风资源，又可以根据概率分布的逆运算获得符合预测参数的风速序列。

## 3 国内外风电功率预报系统

### 3.1 国外风电功率预报系统

由于国外风电功率预测工作起步较早，因而预测方法和手段已经成熟，运行的模式也在不断的实际应用中得到了很好改进。其中，以丹麦、英国、德国和美国等欧美国家为首的技术最为发达。比较有代表性的预测系统包括<sup>[2]</sup>：

丹麦Risø国家实验室开发的Prediktor预测系统，其是全球第一个风电功率预测软件，该模型的NWP系统采用的是高分辨率有限区域模型，根据地心自转定律和风速的对数分布图，将高空的NWP风速转化为某一地点的地面风速，再利用WAsP程序进一步整体考虑风电场附近障碍物、粗糙度变化等因素得到更高分辨率的风速预测，最后经过发电量计算模块PARK考虑风机尾流的影响，预测的时间尺度为36h。

德国与丹麦共同开发的Previento预测系统是一个以德国6个地点的时间尺度为24h数值预报结果进行空间细化，同时考虑了当地的粗糙度和地形，并利用制造商提供的风机发电功率曲线将预测的风速映射为输出功率。

西班牙的LocalPred预测系统利用高分辨率的中尺度模式MM5结合流体力学软件来计算风速等气象场，再通过统计模块对预测的风速进行修正，最后通过处理历史数据与同期风速等气象场建立的功率输出模型进行功率预测。

还有一些比较先进的预测系统<sup>[2]</sup>如：德国ISET开发的WPMS预测系统，丹麦技术大学开发的WPPT及Zephyr预测系统，英国GarradHassan公司开发的GH

Forecaster功率预测系统，法国的AWPPS风功率预测系统以及美国的AWS Turewind公司的eWind预报系统。

### 3.2 国内情况风电功率预报系统

相对国外而言，国内研究起步较晚，但是已有不少系统投入国内各风电场的运行中<sup>[2]</sup>。

中国电力科学研究院研发的预报系统(WPFS)、中国气象局公共服务中心的风电功率预报系统(WINPOP)以及湖北省气象服务中心牵头开发的风电量预报系统和可移植的风电功率预测预报系统(WPPS)等多种预报系统。

WPFS预报系统是使用Java语言进行开发的，采用了浏览器/服务器(B/S)结构，数据库使用ORACLE9i，可以对单独风电场或特定区域的集群预测。能够预测风电场次日0~24h 96个点的出力曲线，系统能够设置每日预测的时间及次数，考虑到出力受阻和风机故障对风电场发电能力的影响，可进行限电和风机故障等特殊情况下的功率预测。目前，该系统已经在吉林电网及江苏的各个风电场正常运行。

WINPOP系统使用了MySQL数据库，采用了C/S(Client/Server)结构，基于全球天气分析服务系统(GWASS)平台开发，可对各类异类结构数据的综合分析处理，可以实现地图漫游监控，具备地图放大、缩小、漫游、坐标显示、比例尺显示及对风电场的实景监控。本系统所运用的模式算法有：SVM、人工神经网络、自适应最小二乘法。该系统已在河北、甘肃、宁夏和内蒙古等地风电场正常运行。

WPPS系统使用C#作为开发语言，数据库使用Microsoft Server2008 R2，算法包括：原理法、动力统计法和持续法。其优势在于，可以根据风电场的实际运行情况而对算法进行最优化的选择，灵活有效地解决了预报准确率低的情况，适用于各类地形的风电场场址的选择。该系统已在湖北和甘肃等多家风电场正常运行。

## 4 预报效果检验

国外，Lange等<sup>[30]</sup>对多种方法进行了检验，其中ANN的均方根误差(RMSE)在11.6%左右，SVM的RMSE在10.3%左右，ME和NNS处于它们之间，而这几种方法的集合比单一方法的RMSE都要小在10.1%左右。NWP，NWP1，NWP2和NWP3的RMSE分别在5.8%、5.9%和6.1%左右，而集合后的RMSE则为4.7%。Slougher等<sup>[31]</sup>利用BMA(Bayesian model averaging)的各种改进方法对数值天气集合预报方法的结果进行集合订正，发现每种改进方法的平均绝对误差都在3.3左右，而覆盖率则在77%以上，效果明显优于单一的数值天气集合预报。Giebel等<sup>[32]</sup>对DMI-

HIRLAM等各个NWP模式进行了介绍,并在对丹麦的6个风电场进行预报检验对比时,发现所有风电场DMI、DWD和MOS集合后的风功率预报误差是最小的,而单一的预报方法误差都要大于集合预报的误差。

在国内,刘永前等<sup>[33]</sup>运用径向基网络法和持续法为代表的单一模型及两者的组合模型进行预报所得到的结论为例,分别对其预报效果进行分析说明:持续法在3~6h以内的预报结果与实际观测值的变化趋势基本相符,风速的RMSE为2.2m/s,风机出力的预报误差为12.9%;而径向基神经网络法在短时的预报结果与实际观测值的变化趋势也基本相符,但误差比持续法的要稍微大一点,风速的预报RMSE为2.5m/s,风机出力的预报误差为15.9%,跟踪风速的变化比持续法要及时;两者组合后的预报结果,风速预报准确率要比神经网络法高0.3m/s,比持续法高0.1m/s,风电机组出力的预报准确率要比神经网络法高3%,比持续法高0.9%。许杨等<sup>[34]</sup>对多种短期预报方法进行对比发现:物理法1、2、3和动力统计法在不同月份的准确率不尽相同,但总体而言动力统计法更适用于该风电场的实际运行。

根据效果检验,可以看出,虽然系统运用的方法不一样,应用的风电场也有所区别,但总的预报效果还是基本能够达到预期,满足了风电场和相关行业的需求。同时,我们在预报方法的改进与准确率的提高上都存在很大的发展空间。

## 5 结论

风电功率预报技术发展到今天已有30多年的历史,目前已形成了一个较为成熟的体系,各种预报方法相继被提出且在业务运行中取得了好的效果。

就各个方法而言,它们都存在优点和缺点,在实际工作中都具有一定的局限性,且难以突破;而当对数值模式集合或对多种预报结果进行组合后,准确率得到了明显的提高,很好地弥补了单一法在适用性上的缺陷。这也为未来的风电功率预报技术的发展指明了新的方向。

### 参考文献

- [1] 于华鹏.全球风能理事会:2013年全球风电累计装机达318GW[DB/OL].<http://news.hexun.com/2014-02-11/162031694.html>,2014-02-11.
- [2] 陈正洪,许杨,许沛华,等.风电功率预测预报技术原理及其业务系统.北京:气象出版社,2013.
- [3] 洪翠,林维明,温步瀛.风电场风速及风电功率预测方法研究综述.电网与清洁能源,2011,27(1):61-62.
- [4] 韩爽.风电场功率短期预测方法研究.北京:华北电力大学能量与动力工程学院,2008.
- [5] Billinton R, Chen Hua, Ghajar R. A sequential simulation technique for adequacy evaluation of generating systems including wind energy. IEEE Transactions on Energy Conversion, 1996, 11(4): 728-734.
- [6] Cao L, Li R. Short-term wind speed forecasting model for wind farm based on wavelet decomposition. IEEE Transactions on DRPT, 2008.
- [7] Bernhard L, Kurt R, Bernhard E, et al. Wind Power Prediction in Germany-Recent Advances and Future Challenges. European Wind Energy Conference, Athens, 2006.
- [8] 王健,严干贵,宋薇,等.风电功率预测技术综述.东北电力大学学报,2011,31(3):21-22.
- [9] 刘纯,范高峰,王伟胜,等.风电场输出功率的组合预测模型.电网技术,2009,33(13):74-79.
- [10] Sideratos G, Hatzigiorgiou N D. An advanced statistical method for wind power forecasting. IEEE Transactions on Power Systems, 22(1): 258-265.
- [11] 张国强,张伯明.基于组合预测的风电场风速及风电功率预测.电力系统自动化,2009,33(18):92-95.
- [12] 杨琦,张建华,王向峰,等.基于小波-神经网络的风速及风力发电量预测.电网技术,2009,33(17):44-48.
- [13] 吴兴华,周晖,黄梅.基于模式识别的风电场风速和发电功率预测.继电器,2008,36(1):27-32.
- [14] Damousis I G, Theocharis J B, Alexiadis M C, et al. A fuzzy model for wind speed prediction and power generation in wind parks using spatial correlation. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2004, 19(2): 352-361.
- [15] 胡百林,李晓明,李小平,等.基于ARMA模型的水电站概率性发电量预测.电力系统自动化,2003,15(3):62-65.
- [16] 潘迪夫,刘辉,李燕飞.风电场风速短期多步预测改进算法.中国电机工程学报,2008,28(26):87-91.
- [17] 潘迪夫,刘辉,李燕飞.基于时间序列分析和卡尔曼滤波算法的风电场风速预测优化模型.电网技术,2008,32(7):82-86.
- [18] 栗然,王肖,肖进永.基于经验模式分解的风电场短期风速预测模型.中国电力,2009,42(9):77-81.
- [19] 管胜利.基于局域波分解及时间序列的风电场风速预测研究.华北电力技术,2009(1):10-13.
- [20] 罗海洋,刘天琪,李兴源.风电场短期风速的混沌预测方法.电网技术,2009,33(9):67-71.
- [21] 罗海洋,刘天琪,李兴源.风电场短期风速的改进Volterra自适应预测方法.四川电力技术,2009,32(3):16-19.
- [22] 陈玲.风电场风速和功率预测方法研究.武汉:武汉大学,2012.
- [23] Sideratos G, Hatzigiorgiou N D. An advanced statistical method for wind power forecasting. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(1): 258-265.
- [24] Negnevitsky M, Potter C W. Innovative Short-Term Wind Generation Prediction Techniques. Power Engineering Society General Meeting, 2006.
- [25] Khalid M, Savkin A V. Adaptive Filtering Based Short-Term Wind Power Prediction with Multiple Observation Points/ICCA 2009. IEEE, 2009: 1547-1552.
- [26] Adrian G, Fiedler F. Simulation of unstationary wind and temperature fields over complex terrain and comparison with observations. Beitr Phys Atmosph, 1991, 64: 27-48.
- [27] Giebel G, Badger J, Marti P I, et al. Short-Term Forecasting Using Advanced Physical Modeling-the Results of the ANEMOS Project. European Wind Energy Conference, 2006: 1-29.
- [28] Frey-Buness F, Heimann D, Sausen R. A statistical-dynamical downscaling procedure for global climate simulations. Theor Appl Climatology, 1995, 50: 117-131.
- [29] 丁明,吴伟,吴红斌,等.风速概率分布参数预测及应用.电网技术,2008,32(14):10-14.
- [30] Lange B, Rohrig K, Ernst B, et al. Wind power prediction in Germany - Recent advances and future challenges. European Wind Energy Conference and Exhibition, Athens (GR), 2006.
- [31] Sloughter J M, Gneiting T, Raftery A E, et al. Probabilistic wind speed forecasting using ensembles and Bayesian model averaging. Amer Stat Assoc, 2010, 105: 25-35.
- [32] Giebel G, Badger J, Landberg L, et al. Wind power prediction using ensembles. Technical Report, Risø National Laboratory, Risø-R-1527(EN), Roskilde, Denmark, 2005.
- [33] 刘永前,韩爽,杨勇平,等.提前三小时风电机组出力组合预报研究.太阳能学报,2007,28(8):840-842.
- [34] 许杨,陈正洪,杨宏青,等.风电场风电功率短期预报方法比较.应用气象学报,2013,24(5):627-629.