

程兴宏, 陶树旺, 魏磊, 等. 基于 WRF 模式和自适应偏最小二乘回归法的风能预报试验研究[J]. 高原气象, 2012, 31(5): 1461—1469.

基于 WRF 模式和自适应偏最小二乘回归法的风能预报试验研究

程兴宏¹, 陶树旺¹, 魏磊², 段玮³,
陈军明⁴, 江滢¹

(1. 中国气象局公共气象服务中心, 北京 100081; 2. 西北电网有限公司电网技术(培训)中心, 陕西 西安 710075;
3. 云南省气象科学研究所, 云南 昆明 650000; 4. 中国气象科学研究院, 北京 100081)

摘 要: 利用中尺度 WRF(Weather Research and Forecast Model)模式预报了 2009 年 1, 4, 7 和 10 月甘肃某风电场区域的风速和风向, 并与离风电场最近的两座测风塔对应时段 50 m 和 70 m 高度实测资料进行了对比, 客观地评估了该模式对风场预报的准确率。在相对准确的风场预报基础上, 利用 2008 年 1 月—2009 年 4 月风电场 200 台风机的实际功率记录数据和同期气象要素场预报资料, 采用自适应偏最小二乘回归法和单机预报法建立了每台风机未来 48 h 逐 15 min 输出功率记录数据与同时刻轮毂高度预报的风速、风向、气温、湿度及气压之间的非线性统计预报模型。为了对该模型的稳定性和准确性进行长期的客观评估, 独立进行了 2008 年 1—12 月的预报试验, 分别建立了 12 组独立的非线性统计预报模型。试验结果表明: (1)WRF 模式预报的各月风向分布、风频大小与实测风向有较好的一致性; 盛行风向基本一致, 风频大小相当, 风向分布特征也较为一致。(2)WRF 模式预报的 50 m 和 70 m 高度逐时平均风速与实测值的相关系数介于 0.6~0.8 之间, 均方根误差介于 1.5~2.6 m·s⁻¹ 之间。(3)2008 年 1—12 月逐 15 min 风电场风电功率预报值与风机输出功率记录值的相关性较显著, 可较好地预报出各月风电功率的时间变化趋势。两者相关系数介于 0.58~0.90 之间, 均达到了 99.9% 置信度。(4)各月逐 15 min 风电功率预报值与风机输出功率记录值的误差较小, 相对于总额定装机容量而言, 均方根误差介于 2.76%~12.89% 之间。

关键词: WRF 模式; 自适应偏最小二乘回归法; 单机预报法; 风能预报

文章编号: 1000-0534(2012)05-1461-09 **中图分类号:** TM743 **文献标志码:** A

1 引言

风电与常规电源不同, 具有很大的随机性、间歇性和不可控性。风电接入电网使电力运行系统的不确定性因素增多, 对电网的供电质量产生影响。风电的大规模发展, 给风电丰富地区的电网调度和电力市场管理带来了越来越大的压力。对风电场输出功率进行预测是应对大规模风电并网的一个重要手段。风电功率预报对于电网安全经济调度、电力市场及风电场运行都有重要意义。准确的、时间和空间分辨率较高的风电功率短期预报可使电力部门及时调度上网电力资源, 有效减轻风电对电网冲击

的影响, 提高风能资源的利用效率和风电场的运行效益, 促进风电健康发展。目前, 我国现有的风电场主要是根据天气预估估算风电功率, 方法简单, 误差较大, 时间和空间分辨率较粗, 远远达不到风电上网调度、风电场安全运行及风能资源高效利用的要求。所以, 建立适合于我国的客观准确、时空分辨率较高的风电场风电功率短期预报方法及预报系统, 并进行长期的气象要素和风电功率客观性评价, 是我国发展大规模并网风力发电的迫切需要。

国外在风电场风电功率短期预报技术方面的研究已有近 20 年的历史, 技术也日臻成熟。Brown et al^[1]采用时间序列模型预报小时平均风速和风电

收稿日期: 2011-04-22; 定稿日期: 2011-09-13

基金项目: 公益性行业(气象)科研专项“复杂地形风能预报技术研究”(GYHY201006035)资助

作者简介: 程兴宏(1977—), 男, 云南祥云人, 博士, 主要从事风能资源评估和预报方法研究。E-mail: cxingh@cma.gov.cn

功率,论证了风电功率预报的可行性。Jensen et al^[2]采用自回归模型建立风速与风电功率预报值的线性关系,预报了未来 8~12 h 风电功率。Tande et al^[3]研究发现,相对于风速和风电功率预报的改进而言,神经网络方法有一定局限性,仅优于时间序列法。Landberg^[4]发展了一套风电功率短期预报模式,Beyer et al^[5]、Focken et al^[6]采用数值天气预报模式 LM (the three dimensional mesoscale Lokalmodell)发展了风电功率预测系统 Previento (the physical prediction system)。Marti et al^[7]开发了区域和局地风电功率预测工具 WPPT (The Wind Power Prediction Tool)。Jorgensen et al^[8]将数值天气预报模式耦合到风电功率统计预报系统中,并分析了 25 天风电功率预报较差的原因,发现所有个例风电功率预报的误差主要来自数值天气预报模式,而不是来自风电功率统计预报模块。Giebel et al^[9]将两个风电功率预测系统 WPPT 和 Prediktor 耦合形成一个新的预测模式 Zephyr。Bailey et al^[10]发展了美国的风电功率预测系统 EWind,对局地风场的预报更加准确。为了减小风电功率预测系统误差,Zack et al^[11]分析了采用 Bayesian 神经网络方法后,利用 EWind 软件预测了风电功率均方根误差,结果表明,位于美国宾夕法尼亚州的 5 座测风塔未来 12~36 h 风速预报的均方根误差减小了 50%。

目前国内采用数值方法进行风能资源开发利用方面的研究主要集中在风能资源的数值模拟^[12-15]和风能资源开发优势度分析^[16]等领域,而对风电功率预报的研究工作相对较少,已开展的一些风电功率预报方面的工作属于探索和研究性质,没有形成能够投入应用的预报系统。而且这些工作只是用当地气象部门的天气预报进行风电功率经验估算,缺乏客观、定量的风电功率预报方法,或者仅局限于统计方法。吴国暘等^[17]探讨了风电场的短期风速预测,结合实例阐述了时间序列法在短期风速预测中的应用。杨秀媛等^[18]基于时间序列法和神经网络法对风速和风电场功率进行了研究,发现该方法对较长时间的预测效果有一定局限性。肖永山等^[19]研究了基于神经网络的风电场风速预测。刘永前等^[20-21]综述了风电场出力短期预报的原理、方法以及国内外研究现状,并基于持续法和神经网络法对提前 3 h 的风电场风速和风电机组出力进行了组合预报。韩爽^[22]研究了基于历史数据的风电场功率短期预测方法,预测的时间尺度为 1~6 h。

范高峰等^[23-24]以数值天气预报和人工神经网络方法为基础,建立了风电功率预测系统,预测的均方根误差在 15% 左右。柳艳香等^[25]简要介绍了国外风电功率预报的主要方法。孙川永^[26]采用 RAMS (Regional Atmospheric Modeling System) 模式和人工神经网络方法,对河北某风电场的风速和风电功率进行了预报试验,结果表明,RAMS 模式可以满足风电场风速预报的要求;比较了单机法与整体法两种预报方法的风电功率预报误差,发现单机法效果优于整体法。

从国内外研究情况来看,采用数值预报模式和风电功率统计预报模型相结合的集成系统,是风电功率短期预报的有效方法。为了满足上述风电功率短期预报客观准确的、时间和空间分辨率较高的要求,本文以甘肃某风电场为试点,采用空间和时间分辨率较高的、气象要素预报相对准确的 WRF 模式和具有强非线性表达能力的自适应偏最小二乘回归法建立集风场预报和风电功率短期预报于一体的风电功率短期预报系统。

2 方法介绍

目前国内采用中尺度数值模式和具有强非线性表达能力的数学统计方法进行风电功率预报的研究工作较少,而且对气象要素和风电功率预报的稳定性和准确性缺乏长期的客观评估以及未进行时间分辨率较高(如逐 10 min 或逐 15 min)的风电功率预报试验。WRF 模式具有先进的数值计算和资料同化技术、多重移动套网格性能以及完善的物理过程,该模式已在 EWind 等风电功率预报软件中得到应用^[10]。自适应偏最小二乘回归法 (Adaptive Partial Least Squares Regression, APLSR) 具有强非线性表达能力,根据预测对象在自变量空间中的位置,自适应分析各样本的预测能力,为它们分配回归权值。又考虑到变量间存在交互作用,实施加权的偏最小二乘回归,以建立针对该预测对象、预报性能良好的软测量模型。该方法在石油化工、生物制药、医药及通信等领域得到广泛应用^[27-29]。

本文首先采用 WRF 模式预报了 2009 年 1, 4, 7 和 10 月该风电场区域的风速和风向,并与离风电场最近的两座测风塔对应时段 50 m 和 70 m 实测风速和风向进行对比,以客观评估该模式对风场预报的准确率。

在相对准确的风场预报基础上,重点利用 2008 年 1—12 月该风电场 200 台风机的实际功率记录数

据和同期的气象要素场预报资料，采用自适应偏最小二乘回归法和单机预报法建立每台风机未来 48 h 逐 15 min 输出功率记录数据与同时刻轮毂高度的风速、风向、气温、湿度和气压预报值之间的非线性预报模型。为了对该模型的稳定性和准确性进行长期客观评估，进行 2008 年 1—12 月预报试验。预报某个月的风电功率时，该月的风机实际功率记录数据和同期气象要素预报资料不参与统计建模，即分别建立 12 组独立的非线性统计预报模型。如预报 2008 年 1 月风电功率时，采用 2008 年 2—12 月和 2009 年 1—4 月共 15 个月的输出功率记录数据与同时刻轮毂高度预报的风速、风向、气温、湿度和气压建立非线性统计预报模型，其他月份类似。

3 预报区域和试验方案设计

风电场已建成 200 台 750 kW 风电机组(总装机容量 150 MW)，建成后就并网发电。该风电场周围有 5 号和 8 号两座测风塔进行长期风速、风向观测，其中 5 号测风塔距离风电场约 20 km，8 号测风塔距离风电场约 55 km。分析时以离风电场最近且位于风电场上风方向 5 号测风塔实测数据作为风速、风向预报效果评估的对比资料。本文采用四重嵌套网格，网格数分别为 63×50, 79×61, 91×67 和 70×46；网格距分别为 27, 9, 3 和 1 km。WRF 模式的四重嵌套预报区域如图 1 所示。四重

网格垂直方向均分为不等距 28 层，模式层顶约为 17 km，垂直分辨率在大气低层较高并随高度逐渐降低，其中近一半分布在 2 km 以下。采用全球 1°×1°、3 h 一次的每天未来 48 h GFS(Global Forecast System data)/NCEP(National Centers for Environmental Prediction)预报场资料作为大尺度气象背景场和边界条件；针对该风电场的地形地貌特点，通过不断调整 WRF 模式的参数化方案，得到最佳的积云、边界层和辐射参数方案组合，即积云参数化方案为 Kain—Fritsch(new Eta)方案，边界层参数化方案为 Mellor—Yamada—Janjic(Eta)湍流动能方案，大气辐射方案为 RRTM 长波和云(Dudhia)短波辐射方案。

本文设计了 2 个预报试验方案：(1) 风场预报客观评估试验，预报了 2009 年 1, 4, 7 和 10 月甘肃某风电场区域 15 min 一次的风速和风向，并与 5 号测风塔对应时段 50 m 和 70 m 高度的实测资料进行对比，以客观评估该模式对风场预报的准确率。比较时将风速和风向进行逐时平均处理。(2) 风电功率预报试验，回算了 2008 年 1 月—2009 年 4 月风电场区域 200 台风机轮毂高度每天预报的未来 48 h 逐 15 min 风速、风向、气温、气压和相对湿度，用于建立风电功率统计预报模型和评估该模型的稳定性和准确性。

4 风场预报结果分析

本文采用美国大气研究中心(The National Center for Atmospheric Research, NCAR)计算和信息系统实验室开发的 NCAR 命令语言(The NCAR Command Language, NCL)的三维(水平和垂直)插值内部函数(wrf_user_intrp3d)将 WRF 模式预报的网格点上风速、风向插值到两座测风塔 50 m 和 70 m 高度上，该函数的详细介绍参见文献[30]。

4.1 风向

风向是风能利用必须考虑的重要气象因子之一。在同样的可用风速条件下，主风向稳定与否直接关系到发电效率，尤其对定浆风机来说，有效风向可能与有效风速同等重要。图 2 给出了 2009 年 1, 4, 7 和 10 月 5 号测风塔实测风向与 WRF 预报风向玫瑰图。从图 2 中可看出，除 2009 年 7 月 WRF 预报的次大风向风频出现一定偏差外，其他 3 个月 WRF 预报风向统计与实际记录风向统计有较好的一致性，风向概率分布相似，盛行风向一致

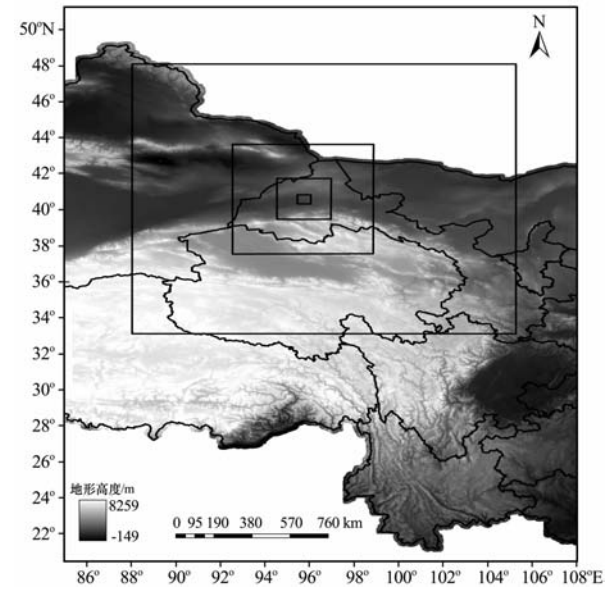


图 1 WRF 模式的预报区域示意图

Fig. 1 Schematic diagram of the forecasting domains using WRF model

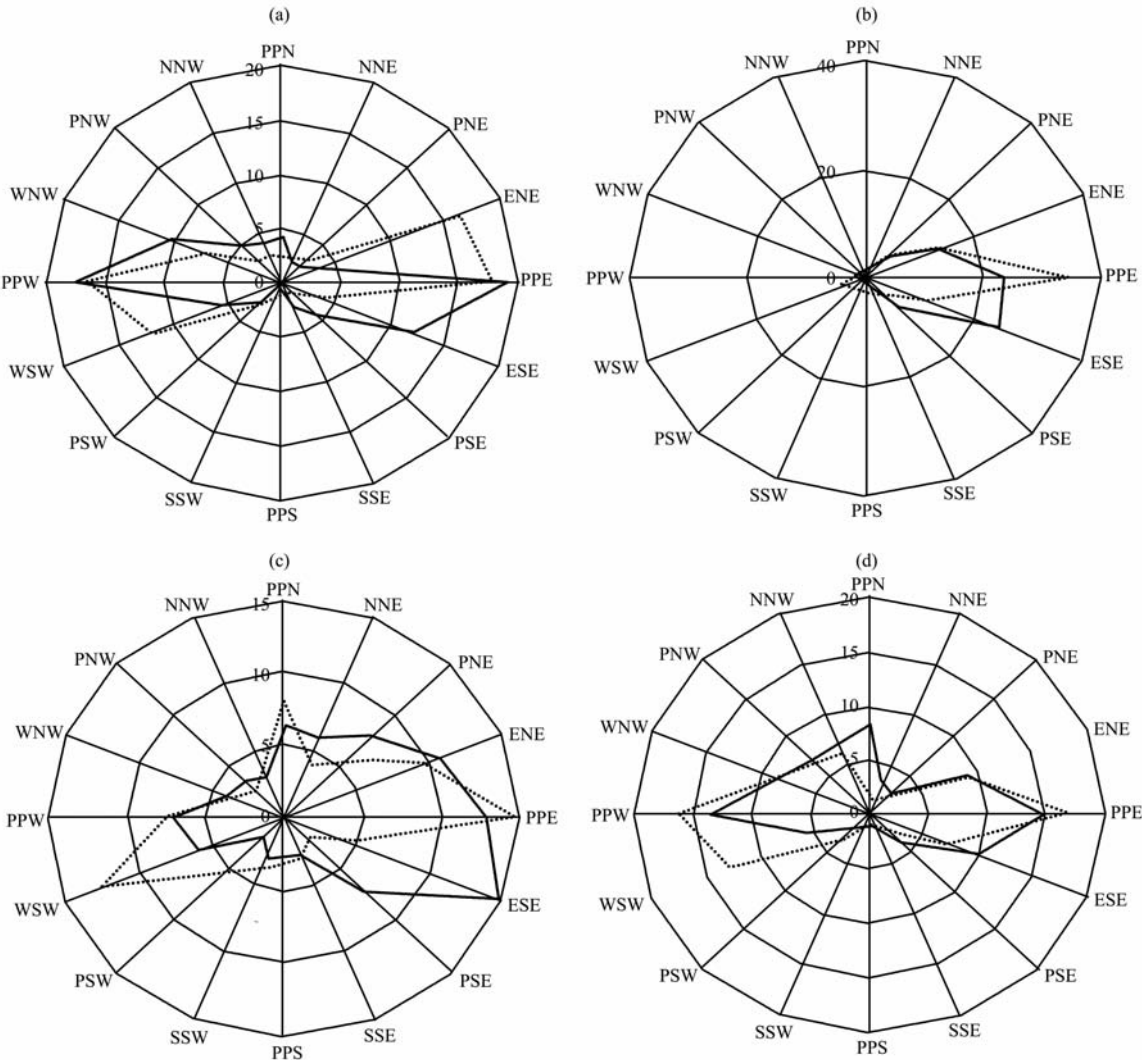


图 2 2009 年 5 号测风塔实测风向(实线)与 WRF 预报风向(虚线)玫瑰图比较 (单位: %)
(a) 1 月, (b) 4 月, (c) 7 月, (d) 10 月
Fig. 2 Comparison of wind rose of wind direction from the observation (solid line) and the WRF forecasting (dashed line) in January (a), April (b), July (c) and October (d) 2009. Unit: %

且稳定, 风频大小接近。

4.2 风速

风速预报的客观性直接决定了风电功率预报的准确程度。尽管人工神经网络、自适应偏最小二乘回归等风电功率统计预报方法可部分吸收或弱化风速预报不确定性对风电功率预报的影响, 但风速仍是风电功率预报最直接和影响最显著的预报因子。因此评估风速预报客观性及其误差分布特征尤为重要。

考虑到预报输出风速为 15 min 间隔的瞬时风速, 而观测资料为 10 min 平均风速, 为了保证客观评价的合理性, 在分析预报风速误差前分别将预报风速和观测风速进行逐时平均。表 1 给出了 2009

年 1, 4, 7 和 10 月离风电场最近的 5 号测风塔 50 m 和 70 m 高度逐时预报风速与实测风速的相关性及预报偏差的均方根误差。从表 1 中可看出, 2009 年 1, 4, 7 和 10 月 5 号测风塔 50 m 和 70 m 高度预报的逐时平均风速与对应观测值的相关性较显著, 相关系数介于 0.60~0.76 之间; 除了 7 月预报风速与实测风速的相关系数略<0.70 外, 其他各月 50 m 和 70 m 高度两者相关系数均高于 0.70。5 号测风塔 50 m 和 70 m 高度风速预报偏差的均方根误差介于 1.5~2.6 m·s⁻¹之间, 其中 70 m 高度预报误差稍>50 m 高度。除了 4 月 70 m 和 7 月 50 m 和 70 m 高度预报误差的均方根误差略>2.0 m·s⁻¹外, 其他各月各高度预报偏差的均方根误差均

表 1 2009 年 5 号测风塔 50 m 和 70 m 高度预报风速与观测值的相关系数及预报偏差的均方根误差

Table 1 Correlation coefficient and root mean square error(RMSE) between the forecasted and observed wind speed at 50 and 70 m heights on 5[#] wind tower in 2009

参数	1 月		4 月		7 月		10 月	
	50 m	70 m	50 m	70 m	50 m	70 m	50 m	70 m
相关系数	0.70	0.71	0.67	0.73	0.60	0.61	0.74	0.76
均方根误差/(m·s ⁻¹)	1.7	1.8	1.9	2.1	2.3	2.6	1.5	1.7

<2.0 m·s⁻¹。总体而言，WRF 模式可较好地预报出 2009 年 1，4，7 和 10 月 5 号测风塔 50 m 和 70 m 高度的风速变化趋势，预报偏差相对较小。

另外，WRF 模式可以较好地预报出风速的日变化特征，预报风速的日变化特征与实测风速较一致，而且季节变化特征较明显。

5 风电功率预报模型建立及预报试验

对于风电场风电功率的统计预报而言，通常有两种方法，即整体法和单机法。整体法先采用风电场区域某一代表点的多种气象要素与风电场总风电功率之间的统计预报模型进行风电功率预报，然后按比例扣除处于停机状态的风机贡献，得到总风电功率预报值。单机法先采用风电场每台风机各预报时刻轮毂高度的多种气象要素与该风机对应时刻的风电输出功率之间的统计预报模型进行风电功率预报，然后根据各风机的停机状况进行累加，即可得到该时刻的总风电功率预报值。参考文献[26]的建模方法，采用单机法进行建模和预报试验。这是由于风电场中风机的尾流效应以及风机之间工作性能的差异，使得每台风机实际输出功率差异较大，而整体法不能反映风机差异，其预报准确率受到较大影响。本文采用具有强非线性表达能力的自适应偏最小二乘回归法和单机法建立实际风电输出功率与风速、风向、气温、气压及湿度的非线性统计模型。

5.1 风电功率预报模型的建立

本文首先采用 NCL 语言的三维插值内部函数^[30]将 WRF 模式预报的网格点上风速、风向、气温、气压及湿度插值到每台风机的轮毂高度上，然后利用收集到的风电场 200 台风机 2008 年 1 月—2009 年 4 月风机监控和数据采集系统(Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA)的风机实际输出功率记录数据和同期气象场预报资料，采用自适应偏最小二乘回归法和单机法建立每台风机每天未来 48 h 逐 15 min 输出功率记录资料与同时刻轮毂高度的风速、风向、气温、湿度和气压预报值

之间共 200×192 个非线性统计模型。为了客观评估统计模型的预报效果，进行 2008 年 1—12 月的预报试验。

需要说明的是，在进行预报试验时，预报当月 200 台风机输出功率记录资料与相应的预报风速、风向、气温、湿度及气压值不参与建模，而采用其他 15 个月的风机输出功率资料和历史回算的上述 5 个气象要素预报数据，建立每台风机每天未来 48 h 逐 15 min、独立的非线性统计预报模型。例如，预报 2008 年 1 月风电功率时，采用 2008 年 2 月—2009 年 4 月 WRF 模式历史回算的每台风机每天未来 48 h 逐 15 min 上述 5 个气象要素资料，形成 192×5 维自变量样本矩阵 X，采用 2008 年 2 月—2009 年 4 月每台风机每天未来 48 h 逐 15 min 实际输出功率资料，形成 192×1 维因变量样本矩阵 Y，即建立训练样本；再采用 APLSR 算法对 X 和 Y 进行回归，求得误差矩阵 R，并为每个训练样本分配权值，进而对自变量阵 X 和因变量阵 Y 加权处理；采用 2008 年 1 月 WRF 模式计算的每台风机每天未来 48 h 逐 15 min 的 5 个气象要素预报数据建立类似的预报样本；最后采用最小二乘法求解误差矩阵 R，使得回归模型预报相对误差达到最小，即可计算得到 2008 年 1 月每台风机每天未来 48 h 逐 15 min 输出功率预报值，其他几个月的建模方法类似。

在建模之前对 SCADA 数据进行质量控制，首先根据每台风电机组的运行记录剔除非风场改变因素造成的实际输出功率记录值(如因风电场内输变电设备故障导致风机停机和风力发电机组因维修或故障停机以及偏航等)，然后根据风机切入、切出风速和风机额定功率剔除无效数据，得到可利用风电场每台风机输出功率有效记录数据，并将逐分钟风机输出功率记录资料处理得到 15 min 一次的风机记录数据。在计算风电场的总风电功率预报值时，考虑到风机实际运行状况，先将全部 200 台风机的预报功率累加，然后再根据停机台数按比例扣

除其出力贡献,得到整个风电场的预报功率。

5.2 风电功率预报结果客观性评估方法

5.2.1 风电功率预报误差分析方法

相对误差用来分析风电功率预报值与记录值的偏离程度,目前国内外均以总装机容量为基准来评估风电功率预报误差。本文亦参考国内外方法对该风电场的风电功率预报误差进行评估,即:

$$E_r = \frac{|P_f - P_o|}{P_t} \times 100 \text{ ,} \tag{1}$$

其中: P_f 、 P_o 、 P_t 分别表示风电场总风电功率预报值、记录值和总装机容量; E_r 为总风电功率预报值的相对误差绝对值。

为了综合评估总风电功率预报相对误差的离散程度,本文计算了 2008 年 1—12 月相对误差的均方根误差。

5.2.2 日变化特征比较方法

本文给出了风电场未来 48 h 逐 15 min 风电功率预报值,为了分析预报值的日变化特征是否与实际记录值一致,给出了 2008 年 1—12 月固定日期逐 15 min 风电功率预报值与记录值日变化特征比较,即每月 2, 6, 11, 16, 21, 26 和 31 日,由于部分月份 NCEP 资料出错或风机输出功率记录资料缺测、停机,故比较了其他天的预报值与记录值日变化特征。

5.3 风电功率预报结果客观性分析

5.3.1 相关及误差分析

从表 2 中可看出,2008 年 1—12 月未来 48 h 逐 15 min 风电功率预报值与风机输出功率记录值的相关性较显著,相关系数介于 0.58~0.90 之间,均达到了 99.9%置信度。其中,1 月两者相关系数最高(0.90);7 月最低(0.58);2008 年 1—12 月逐 15 min 风电功率预报值与风机输出功率记录值的误差较小,相对均方根误差介于 2.76%~12.89%之间,即各月两者相对误差集中在 2.76%~12.89%之间振荡,离散程度较小。

上述分析表明,建立的风电功率短期预报系统可较好地预报出各月风电功率的时间变化趋势。

5.3.2 风电功率预报值与记录值日变化特征比较

由于篇幅有限,图 3 仅比较了 2008 年 1 月 11 日、4 月 26 日、7 月 21 日和 10 月 21 日(分别代表 4 个季节)风电场逐 15 min 风电功率预报值与记录值相对总装机容量比值的日变化特征比较。从图 3 中可看出,4 天风电功率预报与记录值的日变化特征基本一致,而且 1 月 11 日和 10 月 21 日预报功

表 2 2008 年 1—12 月逐 15 min 风电功率预报值与风机输出功率记录值的相关系数和均方根误差
Table 2 Correlation coefficient and RMSE between total forecast and actual recorded wind power every 15 min from January to December 2008

月份	相关系数	相对均方根误差/%
1	0.90	6.60
2	0.79	6.16
3	0.84	6.60
4	0.78	5.17
5	0.78	3.56
6	0.78	3.64
7	0.58	3.88
8	0.77	2.76
9	0.76	9.55
10	0.71	12.89
11	0.74	11.60
12	0.62	12.60

率和实际功率占总装机容量的比值较高,而 4 月 26 日和 7 月 21 日两者占总装机容量的比例较低。这是因为冬、春季该风电场每台风机轮毂高度的有效风速较春、夏季大,冬、春季停机状况较少。从图 3a 中可看出,2008 年 1 月 11 日风电功率预报与记录值的日变化特征基本一致,但 00:45—03:45 的预报值变化特征与记录值不一致。05:00—06:30 的预报值高于实际输出功率,但风电功率相对误差的均方根误差<6%。06:45—23:45 预报值与记录值的偏差较小,其中 11:00—23:45 这一时段的风机停机较多,总发电功率较小。从图 3b 中可看出,4 月 26 日风电功率预报与记录值的日变化特征较一致,其中 00:15—01:15、03:30—04:45 和 10:15—11:00 这 3 个时段的风电功率预报值高于实际输出功率,但风电功率相对误差的均方根误差<6%。从图 3c 中可看出,7 月 21 日除了 17:45—23:45 时段的风电功率预报值变化特征与记录值不一致外,其他时段两者变化特征较一致。另外,21:00—23:45 预报值高于实际输出功率,但风电功率相对误差的均方根误差<5%。从图 3d 中可看出,10 月 21 日风电功率预报与记录值的日变化特征较一致,其中 05:15—06:45、07:30、10:00 和 11:00—11:45 这几个时段的风电功率预报值明显高于实际输出功率,但是风电功率相对误差的均方根误差<10%。

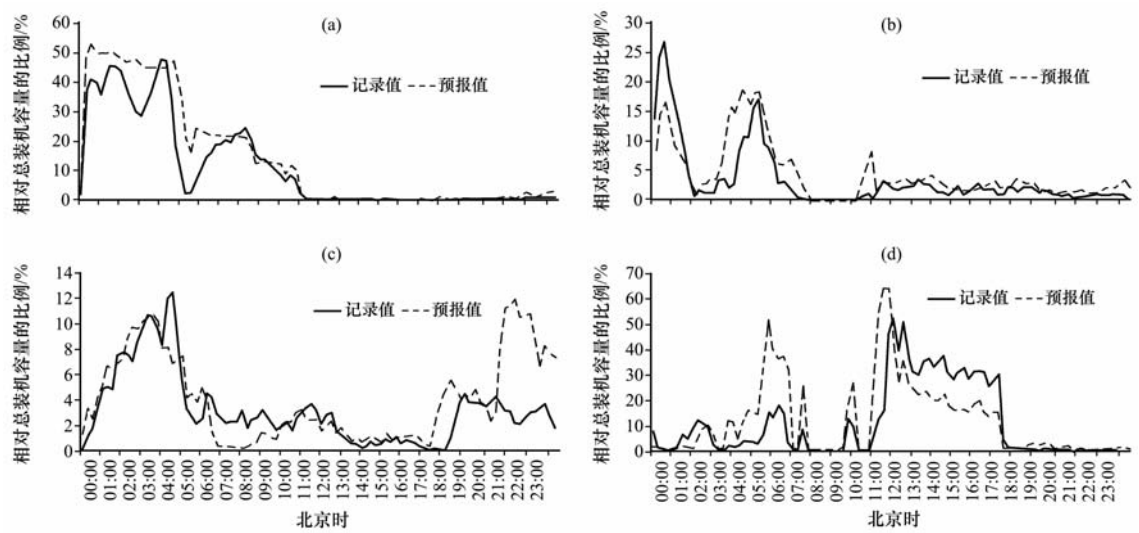


图 3 2008 年 1 月 11 日(a)、4 月 26 日(b)、7 月 21 日(c)、10 月 21 日(d)风电场 15 min 一次风电功率预报值与记录值的日变化

Fig. 3 Diurnal variations of total forecasting and actual recorded wind power every 15 min on 11 January (a), 26 April (b), 21 July (c), and 21 October (d) 2008

总体而言，2008 年 1—12 月逐 15 min 风电功率预报值与风机输出功率记录值的日变化特征较一致，风电功率预报值与风机输出功率记录值高峰期并非固定出现在某个时段，这是因为风电与常规电源不同，具有很大的随机性和间歇性。

6 结论与讨论

通过上述预报试验研究，得到以下结论：

- (1) WRF 模式预报的各月风向分布、风频大小与实测风向具有较好的一致性。盛行风向基本一致，风频大小相当，风向分布特征也较为一致。
- (2) 50 m 和 70 m 高度预报的逐时平均风速与实测值的相关系数介于 0.6~0.8 之间，均方根误差介于 1.5~2.6 m·s⁻¹之间。
- (3) 2008 年 1—12 月逐 15 min 风电功率预报值与风机输出功率记录值的相关性较显著，可较好地预报出各月风电功率的时间变化趋势。两者相关系数介于 0.58~0.90 之间，均达到了 99.9%置信度。
- (4) 各月未来 48 h 逐 15 min 风电功率预报值与风机输出功率记录值的误差较小，相对于总额定装机容量而言，均方根误差介于 2.76%~12.89%之间。

通过调整针对甘肃某风电场地形地貌特点的 WRF 模式参数化方案，得到最佳的参数化方案组合，较好地预报了该风电场 50 m 和 70 m 高度的风

速和风向，但仍存在一定的误差，其主要原因是本文仅采用 GFS/NCEP 资料作为 WRF 模式的初始场，而未对该初始场进行资料同化改进分析，造成了一定的误差。又由于该风机输出功率记录资料缺测较多，而且本文采用的统计建模方法亦存在一定的误差，这些将在今后的工作中进行改进。

参考文献

[1] Brown B G, Katz R W, Murphy A H. Time series models to simulate and forecast wind speed and wind power[J]. J Climate Appl Meteor, 1984, 23: 1184—1195.

[2] Jensen U S, Pelgrum E, Madsen H. The development of a forecasting model for the prediction of wind power production to be used in central dispatch centres[C]. Proceedings of the European Community Wind Energy Conference '94, Thessaloniki, Greece, October 10—14, 1994: 353—356.

[3] Tande J O, Landberg L. A 10 sec. forecast of wind turbine output with Neural Networks[C]. Proceedings of the European Community Wind Energy Conference '94, Travemunde, Germany, March 8—12, 1994: 774—777.

[4] Landberg L. Short-term prediction of local wind conditions [D]. Roskilde: Ris National Laboratory, 1994.

[5] Beyer H G, Heinemann D, Mellinghoff H, et al. Forecast of regional power output of wind turbines[C]. Proceedings of the European Community Wind Energy Conference' 99, Nice, France, March 1—5, 1999: 1070—1073.

[6] Focken U, Lange M, Waldl H P. Previento—A wind power prediction system with an innovative upscaling Algorithm[C]. Proceedings of the European Community Wind Energy Conference '01, Copenhagen, Denmark, June 2—6, 2001: 826—

829.

[7] Marti P I, Nielsen T H, Madsen H, et al. Improving prediction models in complex terrain[C]. Proceedings of the 2002 Global Wind power Conference and Exhibition, Paris, France, April 2—5, 2002.

[8] Jorgensen J, Moehrlen C, McKeogh E. A new generation operational on- and off-shore numerical prediction system[C]. Proceedings of World Wind Energy Conference Clean Power for the World, Berlin, Germany, July 2—6, 2002.

[9] Giebel G, Landberg L, Nielsen T S, et al. The zephyr project The next generation prediction system[C]. Proceedings of the 2002 Global Wind power Conference and Exhibition, Paris, France, April 2—5, 2002.

[10] Bailey B, Brower M C, Zack J. Short-term wind forecasting [C]. Proceedings of the European Community Wind Energy Conference '99, Nice, France, March 1—5, 1999; 1062 — 1065.

[11] Zack J W, Brower M C, Bailey B H. Validating of the forewind model in wind forecasting applications[C]. EUWEC Special Topic Conference Wind Power for the 21st Century, Kassel, Germany, September 25—27, 2000.

[12] 王毅荣, 张存杰. 河西走廊风速变化及风能资源研究[J]. 高原气象, 2006, 25(6): 1196—1202.

[13] 张德, 朱蓉, 罗勇, 等. 风能模拟系统 WEST 在中国风能数值模拟中的应用[J]. 高原气象, 2008, 27(1): 202—207.

[14] 穆海振, 徐家良, 杨永辉. 数值模拟在上海海上风能资源评估中的应用[J]. 高原气象, 2008, 27(增刊): 196—202.

[15] 惠小英, 高晓清, 桂俊祥, 等. 酒泉风电基地高分辨率风能资源的数值模拟[J]. 高原气象, 2011, 30(2): 538—544.

[16] 邓国卫, 高晓清, 惠小英, 等. 酒泉地区风能资源开发优势度分析[J]. 高原气象, 2010, 29(6): 1634—1640.

[17] 吴国暘, 肖洋, 翁莎莎. 风电场短期风速预测探讨[J]. 吉林电力, 2005, 6: 21—24.

[18] 杨秀媛, 肖洋, 陈树勇. 风电场风速和发电功率预测研究[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(11): 1—5.

[19] 肖永山, 王维庆, 霍晓萍. 基于神经网络的风电场风速时间序列预测研究[J]. 节能技术, 2007, 25(2): 106—108.

[20] 刘永前, 韩爽, 胡永生. 风电场出力短期预报研究综述[J]. 现代电力, 2007, 24(5): 6—11.

[21] 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[J]. 太阳能学报, 2007, 28(8): 839—843.

[22] 韩爽. 风电场功率短期预测方法研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2008.

[23] 范高峰, 王伟胜, 刘纯. 基于人工神经网络的风电功率短期预测系统[J]. 电网技术, 2008, 32(22): 72—76.

[24] 范高峰, 王伟胜, 刘纯. 基于人工神经网络的风电功率预测 [J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(34): 118—123.

[25] 柳艳香, 陶树旺, 张秀芝. 风能预报方法研究进展[J]. 气候变化研究进展, 2008, 4(4): 209—214.

[26] 孙川永. 风电场风电功率短期预报技术研究[D]. 兰州: 兰州大学, 2009.

[27] 颜学峰, 陈德钊, 胡上序. 用自适应偏最小二乘回归为药物定量构效关系建模[J]. 分析化学, 2002, 30(5): 536—539.

[28] 颜学峰, 余娟, 钱锋. 基于自适应偏最小二乘回归的初顶石脑油干点软测量[J]. 化工学报, 2008, 56(8): 1511—1515.

[29] 刘军, 徐岩. 自适应最小二乘格型算法在天线阵列中的应用 [J]. 信息技术, 2006, 12: 63—65.

[30] The University Corporation for Atmospheric Research. wrf_user_intrp3d[EB/OL]. <http://www.ncl.ucar.edu/Document/Functions/WRF-arw/wrf-user-intrp3d.shtml>, 2009-01-02/2011-04-10

Short-Term Wind Power Forecasting Experiment Based on WRF Model and Adapting Partial Least Square Regression Method

CHENG Xing-hong¹, TAO Shu-wang¹, WEI Lei², DUAN Wei³,
CHEN Jun-ming⁴, JIANG Ying¹

(1. *Public Weather Service Center of CMA, Beijing 100081, China;*

2. *Northwest Power Grid Co., Ltd. Power System Technology (Training) Center, Xi'an 710075, China;*

3. *Yunnan Institute of Meteorological Sciences, Kunming 650000, China;*

4. *Chinese Academy of Meteorological Sciences, Beijing 100081, China)*

Abstract: Based on the Weather Research and Forecasting Model (WRF) with high temporal and spatial resolutions and the Adapting Partial Least Square Regression (APLSR) method, the short-term wind power forecast system coupled with the wind field and wind power forecasting models is developed in this paper. In order to assess the accuracy of wind field forecasts objectively, the wind speed and wind direction in the specified wind field in Gansu Province in January, April, July, and October 2009 were forecasted by WRF model, which were used to compare with the observed data at 50 m and 70 m heights on two wind masts closed to the wind field. Based on the relative accurate forecasts of wind field, the nonlinear statistic forecast models every 15 min for 200 wind turbines using APLSR method and single wind turbine technique were constructed based on the actual wind power recorded data and wind speed, wind direction, temperature, relative humidity and pressure forecasting values on the hub height from January 2008 to April 2009. So as to assess forecasting effects of wind power, forecast experiments from January to December 2008 were carried out. The results showed that: (1) The probability distributions of wind direction forecasts are consistent with the observed values in January, April, July, and October 2009, and the forecasting effects of static wind is also good. (2) The correlation coefficients between the wind speed forecasts and observed values at 50 m and 70 m heights on two masts in January, April, July, and October 2009 are 0.6~0.8. Root mean square error (RMSE) of forecasting error of wind speed is between 1.5~2.6 m·s⁻¹. And WRF model can well forecast the diurnal variation characteristic of wind speed. (3) The correlation between total wind power forecasts and actual wind power recorded values for the wind field every 15 min from January to December 2008 are remarkable. Correlation coefficients are 0.58~0.90 and have passed the confident level of 99.9%. (4) The forecasting errors of total wind power every 15 min from January to December 2008 which compared with the total rated installed capacity are relatively small and RMSE of forecasting errors of total wind power are 2.76%~12.89%.

Key words: WRF model; APLSR method; Single wind turbine technique; Wind power forecast

《高原气象》征稿简则

《高原气象》是全国性大气科学学术期刊之一，创刊于 1982 年，现为双月刊。主要刊登青藏高原气象及其相关学科领域具有一定创造性的高水平学术论文、短论、研究简报、学术讨论和交流、国内外大气科学发展动态综合评述等。反映这些领域的最新科研成果和进展，促进国内外的学术交流，为国民经济发展和西部大开发服务。以从事大气科学及相关的水文、环境科学的科研、业务部门人员、高校师生为读者。

1 来稿要求

1) 要求论点明确，文字精练，条理清晰，数据可靠，图表清楚、简明。每篇论文以不超过 8000~10000 汉字为宜。全文必须包括论文题目(不超过 20 个汉字)、作者姓名、工作单位及邮政编码、中文摘要(约 300 个字)、关键词(3~5 个)、正文、参考文献等。为促进国际交流，请附论文的英文题目、英文摘要(可为 800~1000 个英文单词)、英文图表名及说明，以及英文关键词。如属各类基金或重大课题资助项目，需在文稿首页脚注中标明。也请在首页脚注中标明第一作者的性别、出生年月、籍贯、学位及职称、主要研究领域及 E-mail 地址。

2) 文内附图一般不超过 6 幅。附图要求线条均匀且光滑，图中文字、符号与正文一致，图面清晰美观。插图中的中国国界必须与中国地图出版社出版的地图一致，切勿漏绘台湾和南海诸岛等。应标明图的纵、横坐标轴的名称(或符号)与单位，应在文稿相应处留出附图的位置，并给出图号、图题和图注。

3) 附表请使用三线表、列于正文的适当位置。表的结构要简明，表内各栏目中的参量符号后注明相应的单位。

4) 文稿中的外文字母、符号必须分清大、小写，正斜体，上下角标的字母、数码和符号，其位置高低应区别明显。数学公式、物理量的符号和单位应符合国家标准和国际标准。科技术语及名词应使用全国科学技术名词审定委员会公布的名词。计量单位名称以国家法定计量单位为准，并以国际符号表示。

5) 按照 GB/T7714—2005《文后参考文献著录规则》的有关规定，本刊参考文献采用“顺序编码制”参考文献只列最主要的(未公开发表的请勿引用，非引用不可的请用脚注标注)，并按文章中出现的先后顺序编码并将序号置于方括号中，放在引用文献处的右上角。为了加强对知识产权的保护，文中引用的文献、数据、图表均应标明出处。

根据中华人民共和国新闻出版署 1999 年 1 月 12 日印发的《中国学术期刊(光盘版)检索与评价数据规范》的有关要求，并依据本刊的实际情况，本刊文后参考文献按以下著录格式著录：

参考文献类型及其标识代码根据 GB3469—83《文献类型与文献载体代码》的规定，以单字母方式标识，它们是：普通图书[M]；会议录[C]；汇编[G]；报纸[N]；期刊[J]；学位论文[D]；报告[R]；标准[S]；专利[P]；其他[Z]。

联机网上数据库(database online)[DB/OL]；磁带[DB/MT]；光盘图书[M/CD]；网上期刊[J/OL]；网上电子公告[EB/OL]；网上图书[M/OL]。

a. 连续出版物及其析出文献(作者不超过 3 人者全部列出，作者之间加逗号；作者超过 3 人只列前 3 位，后加“等”字)。
[序号]作者. 文献名[J]. 刊名，年，卷(期)：起止页码。

例[1] 黄荣辉，徐予红，周连童. 我国夏季降水的年代际变化及华北干旱化趋势[J]. 高原气象，1999，18(4)：465—476
[2]Zhang D L, Kain J S, Fritsch J M, et al. Comments on “Parameterization of convective precipitation in mesoscale numerical models: A critical review”[J]. Mon Wea Rev, 1994, 122: 2222—2231.

b. 著作类
[序号]著者. 书名[M]. 出版地：出版者，出版年：起止页码。

例[1] 王绍武. 现代气候学研究进展[M]. 北京：气象出版社，2001：49.

c. 论文集
[序号]作者. 文献题名[C]. 编者. 论文集名(多卷为论文集名，卷号). 出版地：出版者，出版年：起止页码。

例[1] 陶诗言，伊兰. 青藏高原在亚洲季风区水分循环中的作用[C]//陶诗言，陈联寿，徐祥德，等编著. 第二次青藏高原大气科学实验理论研究进展. 北京：气象出版社，1999：204—214.

d. 学位论文
[序号]作者. 文献题目[D]. 出版地或保存地：出版者或保存者，出版年：起止页码。

例[1] 韦志刚. 我国西部大尺度陆面状况的变化及其对我国夏季降水的影响[D]. 北京：中国科学院大气物理研究所，2003：1—157.
联机网上文献请注明引用日期和访问路径。

其他文献的著录格式，请参考近期本刊的出版物。

2. 投稿注意事项

- 1) 通过本刊网站(<http://gyqx.westgis.ac.cn>)投稿。同一作者只需注册一次，记住登录名和口令；如忘记口令可以从网站上“找回口令”，或来电查询。来稿时请注明联系人的通信地址、邮政编码、电话及电子信箱。
- 2) 来稿请勿一稿多投。稿件自收到之日起 6 个月未接到录用通知，可自行处理所投文稿，并请示之编辑部。双方有约定者除外。
- 3) 文责自负。编辑部对来稿有权作技术性和文字性修改，实质性内容的修改须经得作者同意，不同意删改者请注明。
- 4) 建议作者提供 3~5 名审稿专家(注明其职称、研究领域、单位和 E-mail 地址)。
- 5) 稿件决定录用后收取相应的发表费，并酌致稿酬(包括光盘和网络版)，赠样刊若干册和单行本 20 份。
- 6) 版权：来稿发表后，文章著作权归作者所有，编辑权归本刊所有。本刊有权将其向国内外文献检索机构报送并上网，届时将不再通知作者。

3. 来稿请寄

编辑部地址：甘肃省兰州市东岗西路 322 号
中国科学院寒区旱区环境与工程研究所《高原气象》编辑部
邮 编：730000 电 话：0931—4967002
电 子 信 箱：gybjb@lzb.ac.cn, gyqx@lzb.ac.cn
网 站：<http://gyqx.westgis.ac.cn>