

基于 CFD 流场预计算的短期风速预测方法

李莉, 刘永前, 杨勇平, 韩爽

(新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京市 昌平区 102206)

Short-term Wind Speed Forecasting Based on CFD Pre-calculated Flow Fields

LI Li, LIU Yongqian, YANG Yongping, HAN Shuang

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources (North China Electric Power University), Changping District, Beijing 102206, China)

ABSTRACT: Wind power prediction is of great significance for the safe and economic operation when large-scale wind power is connected to the electricity grid. Forecasting the wind speed accurately is essential for wind power prediction. A novel approach for short-term wind speed forecasting was put forward which is based on the computational fluid dynamics (CFD) pre-calculated flow fields (CPFF). Firstly, it discretizes the inflow conditions, and pre-simulates the wind fields affected by wind farm's terrain and roughness using CFD model on various inflow conditions. Then the flow field characteristics are extracted from all the simulated flow fields to compose a database. Finally, by coupling the mesoscale NWP input data with the reference mast, the site-specific wind at the hub height of wind turbines can be predicted using the database. This approach was verified taking a wind farm located in north China for example and the results were compared to the measured wind speed. The annual RMSE of wind velocity at every turbine's hub is less than 2.5m/s and the MAE is less than 2.0m/s, besides, the larger the absolute error of predicted wind velocity, the smaller its appearing probability. It can be concluded that the forecasting approach is not only of high accuracy and stability, but also short time demanding and especially practical for the engineering projects because the complicated CFD calculations were done before forecasting.

KEY WORDS: short-term wind speed forecasting; computational fluid dynamics (CFD) model; pre-calculated; flow field characteristic database; wind power prediction

摘要: 风电功率预测有利于减轻风力发电对电网的冲击、提高电网运行的安全性和经济性, 准确预测风速是风电功率预测的关键。提出一种基于计算流体力学(computational fluid dynamics, CFD)流场预计算(CFD pre-calculated flow fields,

CPFF)的短期风速预测方法: 首先, 对可能出现的风电场来流条件离散化, 并利用 CFD 模型对不同来流条件下的流场进行预计算; 其次, 提取各来流条件下流场特定位置的风速和风向分布, 组成流场特性数据库; 最后, 以中尺度数值天气预报数据为输入参数, 利用数据库插值预测风电机组轮毂高度的风速和风向。以中国北方某风电场为例, 采用文中方法进行为期一年的提前 24 小时风速预测。通过与风机实测风速数据对比, 结果表明: 各台机组轮毂高度的预测风速年平均绝对误差小于 2 m/s, 年均方根误差小于 2.5 m/s, 而且误差越小的预测风速出现的概率越大。所提预测方法不但预测精度高、稳定性好, 而且由于复杂的流场计算在预测前完成, 预测过程简单、耗时少, 工程实用性强。

关键词: 短期风速预测; 计算流体力学模型; 预计算; 流场特性数据库; 风电功率预测

0 引言

风力发电功率短期预测有利于减轻风力发电对电网的冲击, 可有效地提高电网运行的安全性和经济性^[1-2], 因此, 中国已经提出强制性要求, 规定风电场每天按照电力系统调度机构规定的时间上报次日 0~24 h 风电场发电功率预测曲线^[3]。对风电机组轮毂高度风速、风向的准确预测是风电场功率预测的前提和关键, 尤其是对于大量的新建风电场, 由于缺少历史功率数据, 必须采用首先预测风电场中各台风电机组轮毂高度水平的风速, 然后根据风电机组的功率曲线计算发电功率的物理预测方法。

根据电网调度对风电功率预测的要求, 短期风速预测的时间尺度长达几十小时, 为了反映大气运动的本质, 必须将数值天气预报(numerical weather prediction, NWP)数据作为输入数据^[4]。但是, 气象部门提供的 NWP 数据水平分辨率太低, 即使经中尺度模式降尺度后水平分辨率仍然在公

基金项目: 国家自然科学基金项目(51206051)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (51206051).

里的数量级上,无法体现出风电场局部地形及粗糙度对风速分布的影响,不能直接用于计算发电功率。必须根据风电场地形及地表粗糙度进一步对中尺度 NWP 数据降尺度处理,最终得到各台风电机组轮毂高度的风速。

目前,对中尺度 NWP 数据的降尺度处理主要有以下 2 种方法:1)采用诊断模型与解析算法分析风电场局地效应对流场的影响^[5-7],这种方法计算量小,但精度不高。2)采用计算流体力学(computational fluid dynamics, CFD)模型动态模拟流场在风电场内的发展变化过程。这种方法可以获得比解析法更准确的流场分布^[8-10],从而提高风速及风电功率预测精度,但是每次预测都需要求解 Navier-Stokes 方程(N-S 方程)计算流场,计算量巨大,难以满足风电功率预测时效性的要求。近年来国内外学者对 CFD 方法预测风速开展了一些探索性研究, Safat AL-DEEN^[8]等利用中尺度气象模式和基于 CFD 的系数矩阵模型两种方法预测测风塔的风速,均方根误差(RMSE)由原始 NWP 数据的 5.7m/s 分别降至 3.1 和 2.8 m/s。G. Giebel^[9]分析了多种中尺度模型、微尺度模型与 CFD 模型在风速预测中的应用,认为 CFD 模型结合 MM5 中尺度模式预测参考测风塔位置的风速,均方根误差比仅采用 MM5 模式降低 2 m/s。国内风速预测研究集中于基于测风数据、预测时间尺度在 3 小时以内的超短期风速预测上,多采用回归分析法、最小二乘法,以及近年来迅速发展的神经网络法、时间序列法、卡尔曼滤波法、小波分析等统计方法^[11-15];基于物理方法,尤其是 CFD 模型的风速预测研究比较少^[16-18],且多用于对计算时效性要求不高的风资源评估领域,未能成功用于风电功率预测领域。

为了提高预测精度,同时减小预测过程计算量,本文将提出一种基于 CFD 流场预计算的短期风速预测方法,并以某一实际风电场为例,验证预测方法的可行性和精度。

1 基本预测思路

1.1 定义

1) 风电场来流条件: CFD 计算区域边界给定高度的风速和风向,是模拟风电场稳态流场分布所需的入口边界条件。在风速预测过程中,当输入某时刻风电场某一参考点(通常为测风塔)的风速风向时,风电场来流条件将作为在流场特性数据库中查询该时刻若干相近流场的标签。

2) 流场特性数据库:预计算的所有流场中,提取风速预测所必需的重要流场数据组成流场特性数据库,包括风电场来流条件、空气性质、测风塔各高度的风速和风向、以及各台风电机组轮毂高度的风速和风向等参数。

1.2 预测思路

当空气以一定的来流条件流过风电场,风电场的地形、地表粗糙度等状况决定风电场空间流场分布。假定为稳态来流条件,则理论上该风电场来流条件所对应的空间流场分布是唯一的,采用 CFD 模型对流场进行稳态数值模拟,可以获得该来流条件下的流场分布。如果若干预测时刻具有相同或相近的风电场来流条件,则这些时刻风电场内的流场也将呈现出相同或相似的分布。因此,对某一时刻进行风速预测时,可以参考以前时刻具有相同或相近来流条件的流场,而不需要在每个预测点上重新求解 N-S 方程模拟流场。

基于此,本文提出一种将预测过程和流场计算分离的风速预测思路:将风速预测分为 2 个部分,第 1 部分建立风电场流场特性数据库,针对可能出现的风电场来流条件对流场进行 CFD 预计算,将计算获得的关键流场数据存入数据库中,建立风电场流场特性数据库;第 2 部分利用数据库进行风速预测,将 NWP 输入数据耦合到参考测风塔,查询相近的来流条件并调用数据库中相应的流场分布数据,插值计算该时刻各台风电机组轮毂高度处的风速和风向。这种预测方法将复杂的 CFD 流场数值模拟放到风速预测之前完成,合理地解决了 CFD 模型的时效性问题。预测方法流程如图 1 所示。

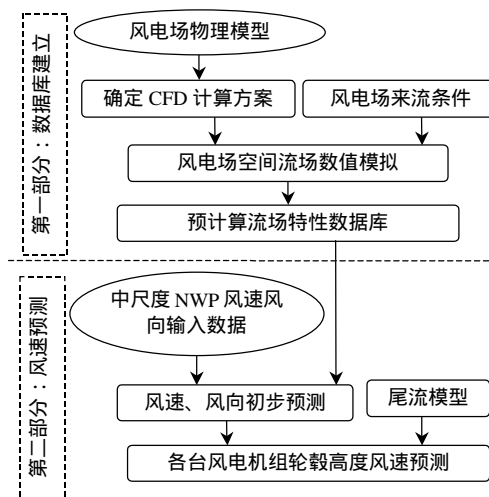


图 1 预测方法流程图

Fig. 1 Flow chart of the prediction approach

2 风电场预计算流场特性数据库

2.1 风电场来流条件离散

空气来流的速度、方向、温度、压力等参数都会影响流场分布,其中风速和风向是两个影响最大的参数,选择这两个参数描述空气稳态来流条件。为了覆盖风电场可能出现的来流条件范围,将风电场空气来流的方向离散为 16 个均分的风向,从 0° 开始每隔 22.5° 划分一个风向;风电场来流风速离散为 1,2,3,...,23 m/s,每个风速和风向的组合构成一个风电场来流条件,共离散为 368 个来流条件。

2.2 CFD 流场预计算

2.2.1 计算区域

CFD 计算区域以风电场为中心,在水平方向上沿风电场边界外扩 5 km 以上,高度方向大于风电机总高度的 20 倍。风电场及周边地区的地形及粗糙度数字化模型由等高线数据建立。流场计算区域划分空间网格,网格以六面体结构网格为主,受计算机计算能力的限制,总网格数控制在 100 万左右,风电机附近网格较密,水平分辨率约 50~70 m,风电场周边地区网格较稀疏。

2.2.2 入口边界条件

在流场数值模拟中,来流条件以入口边界条件的形式体现。按空气来流方向确定计算区域的入口位置,入口处为速度边界条件,设定为入口风速轮廓线,风廓线由式(1)决定:

$$u_n = u_1 (Z_n / Z_1)^\alpha \quad (1)$$

式中: α 为风切变指数; u_n 为 Z_n 高度处风速,m/s; u_1 为大气边界层上方 Z_1 高度处风速,设定为风电场来流条件的风速,m/s。

2.2.3 数值计算

流场数值模拟采用商业 CFD 软件完成。湍流模型采用 RNG $k-\varepsilon$ 模型^[19],求解过程采用稳态求解器,压力和速度的耦合方式为 SIMPLE 算法,对残差和测风塔位置三个方向上的风速进行监测,用于判断计算是否收敛。将入口边界条件分别设定为每个离散的空气来流条件,共模拟 368 个稳态流场,耗时共约 180 h。

2.3 数据库的建立

在风电场中对测风塔、各台风电机组进行数字化定位,对于每个计算获得的流场,提取其来流条件的风速和风向、测风塔及各台风电机组轮毂高度的风速和风向等重要数据,存入数据库中。CFD 预计算所获得的所有流场的特征数据,形成风电场流

场特性数据库。

3 风速预测

3.1 风速初步预测

风电场流场特性数据库的建立及风速预测过程采用 Matlab 语言编程实现。

风速预测的输入数据是中尺度 WRF(weather research and forecasting)模式 NWP 风速和风向时间序列参数,依托华北电力大学新能源电力系统国家重点实验室获得。它以每日 6 时 NCEP 发布的 GFS(Global Forecasting System)全球 $1^\circ \times 1^\circ$ 模式预报场作为初始场,预测时间分辨率 90 s,预测时长 72 h。采用 WRF 模式降尺度至水平分辨率 6 km,按照风电功率预测的要求,提取次日 0~24 h 的预测数据。

将 WRF 预报风速和风向时间序列参数作为输入数据,耦合到测风塔位置,在数据库中查询最相近的 4 个风电场来流条件及其相对应的流场分布,插值法预测次日 0~24 h 各台风电机组轮毂高度风速和风向。风速插值方法如下:

$$u_k(V, d) = \frac{V - V_i}{V_{i+1} - V_i} (u_{i+1} - u_i) + u_i \quad (2)$$

$$u_i = \frac{d - d_j}{d_{j+1} - d_j} (u_{i,j+1} - u_{i,j}) + u_{i,j} \quad (3)$$

$$u_{i+1} = \frac{d - d_j}{d_{j+1} - d_j} (u_{i+1,j+1} - u_{i+1,j}) + u_{i+1,j} \quad (4)$$

式中: u_k 为某时刻第 k 台风电机组的预测风速; V 和 d 为某时刻 NWP 风速和风向值; V_i, V_{i+1} 为数据库中的 2 个相邻风速值($V_i \leq V \leq V_{i+1}$); d_j, d_{j+1} 为数据库中的 2 个相邻风向值($d_j \leq d \leq d_{j+1}$); $u_{i,j}, u_{i,j+1}, u_{i+1,j}$ 和 $u_{i+1,j+1}$ 分别为数据库中来流条件为(V_i, d_j),(V_i, d_{j+1}),(V_{i+1}, d_j),(V_{i+1}, d_{j+1})所对应第 k 台风机的风速。风向计算同理。

3.2 尾流效应风速修正

空气流过风电机组后产生尾流区,尾流区内风速降低,使位于尾流区的风电机组发电功率减小。由于计算机计算能力的限制,目前难以对尾流效应直接 CFD 求解,因此采用拉森解析模型(Larsen wake model)计算尾流造成的风速衰减值。Larsen 模型基于普朗特湍流边界层方程的渐近式,是欧洲风电机组标准 II 的推荐尾流模型,其风速衰减 Δu_k 表达式^[20]为

$$\Delta u_k = -\frac{u_k}{9} (C_T A x^{-2})^{1/3} \{R_w^{3/2} (3c_1^2 C_T A x)^{-1/2} - [\frac{35^{3/10}}{2\pi} (3c_1^2)^{-1/5}]\}^2 \quad (5)$$

$$R_w = \left[\frac{35}{2\pi} \right]^{1/5} [3c_1^2]^{1/5} [C_T A x]^{1/3} \quad (6)$$

式中： R_w 为下风向 $L=x$ 处的尾流影响区域半径； A 为风力机扫风面积； C_T 为风电机组推力系数； c_1 为无量纲混合长。

4 算例分析

4.1 风电场

计算风电场位于中国北部地区，所在区域海拔高度 1 200~1 900 m，风电场内高度落差约 200 m。风电场占地面积约为 45 km²，其中分布着若干村庄，区域内存在大量农田，种植玉米等高秆作物。风电场内共有 122 台 GE1.5 系列风电机组，风电机组轮毂高度为 67 m，叶轮直径为 70.5 m，场内风电机组的排布如图 2 所示。

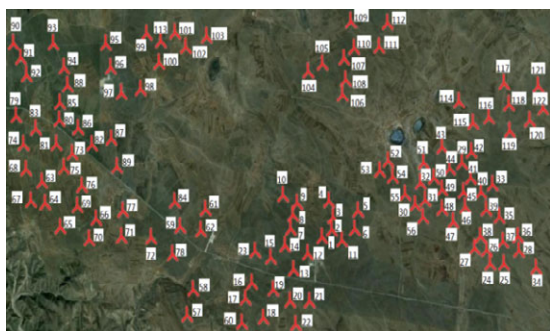


图 2 风电机组排布图

Fig. 2 Layout of the wind turbines

4.2 计算结果与分析

4.2.1 整体预测结果

本文利用建立的流场特性数据库对风电场各台风电机组轮毂高度的风速进行了为期一年的预测，按照风电场短期功率预测的需求，预测时间分辨率为 15 min，为提前 24 h 预测。为了对风速预测方法进行验证，选择处于风电场不同位置且相距较远的 4 台风电机组，分别将预测风速与同期的实测风速值进行对比。4 台风电机组分别是 20、43、82 及 90 号风机，其位置如图 2 所示。4 台风电机组全年的平均风速及预测误差统计见表 1。统计的误差包括全年均方根误差(mean square root of error，

表 1 年平均风速及预测误差

Tab. 1 Annual average wind velocity and error

风机 编号	年平均风速/(m/s)		年预测误差/(m/s)	
	实测	预测	E_{RSME}	E_{MAE}
20	7.43	7.74	2.42	1.85
43	7.29	7.36	2.39	1.86
82	7.66	7.86	2.35	1.82
90	7.42	7.46	2.49	1.92

RMSE)和全年平均绝对误差(mean absolute error，MAE)。

$$E_{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (U_i - U'_i)^2} \quad (7)$$

$$E_{MAE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n |U_i - U'_i| \quad (8)$$

由表 1 可见：由于 4 台风机所处的地理位置不同，流场各位置受地形、粗糙度等条件的影响也不相同，造成 4 台风电机组轮毂高度的年平均风速有一定的差别；各台风电机组的年平均风速预测值与实测值比较接近，均小于 0.4 m/s；预测风速的年平均绝对误差小于 2 m/s，年均方根误差小于 2.5 m/s，表明采用本预测方法能得到较好的风速预测结果，整体预测精度较高。

4.2.2 风速变化趋势预测

图 3、4 以 82 号风电机组为例，分别给出风速大幅度变化和风速变化较平缓两种情况下预测风速与实测风速的对比。通过对预测结果进行分析，发现在大多数情况下，本预测方法能够较好地模拟实测风速的变化趋势，尤其是当风速大幅度变化时，整体预测效果较好，通常能够近似预测出最大风速和最小风速，如图 3 所示。但是，预测风速在某些时间段的预测误差较大，而且很难预测出高频、小幅度变化的风速脉动，即使风速变化较平缓时也是如此，如图 4 所示。

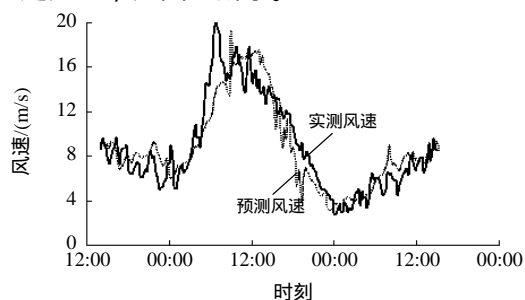


图 3 风速大幅度变化时预测风速与实测风速对比

Fig. 3 Time-series predicted and measured wind speed when changing drastically

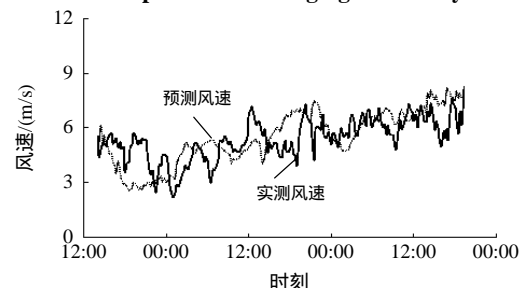


图 4 风速变化平缓时预测风速与实测风速对比

Fig. 4 Time-series predicted and measured wind speed when changing smoothly

预测的最大误差来源是 NWP 数据的误差。由于 NWP 数据是本预测模型唯一的输入数据，而且采用基于物理流场的风速预测原理，导致风速预测的结果对 NWP 数据本身的误差十分敏感。当 NWP 数据误差较大时，风速预测误差必然较大。因此，为了获得更高的风速预测精度，一方面应提高 NWP 输入数据的精度，另一方面可结合对 NWP 数据容错性较好的统计模型方法，从预测模型方面研究降低对 NWP 数据敏感度的方法。

4.2.3 误差概率统计

对 82 号风电机组全年各预测时间点的风速预测误差进行统计分析，得到误差的频率分布直方图，图形呈正态分布，如图 5 所示。由图 5 可见，误差越小的预测风速出现的概率越大，绝对误差小于 0.5 m/s 的预测风速出现的概率最大，接近 18%，绝对误差小于 3 m/s 的预测风速出现的概率达到 87.14%，表明本文所采用的风速预测方法稳定性较好，不仅整体预测精度较高，而且对单个预测点的预测准确率也较高。

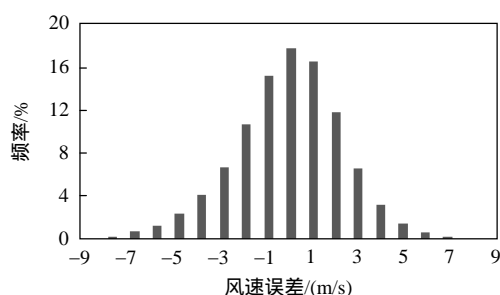


图 5 风速预测误差频率直方图

Fig. 5 Error frequency histogram of predicted wind speed

5 结论

通过对风电场物理流场进行 CFD 数值模拟，提出了基于流场预计算的短期风速预测方法，并以某一实际风电场为例验证了预测方法的可行性和精度，结论如下：

1) 采用 CFD 模型能够比较精细地描述流场的湍流，有利于提高风速预测的精度。

2) 本预测方法的风速预测精度较高、稳定性好，预测风速年均方根误差小于 2.5 m/s，误差越小的预测风速出现的概率越大；对风速的变化趋势，尤其是风速大幅度变化时的趋势预测较好。但是，由于采用风电场物理流场与中尺度 NWP 数据相耦合的风速预测原理，风速预测结果对 NWP 数据本身的误差十分敏感。

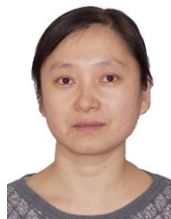
3) 本预测方法采用流场预计算方案，将复杂

的 CFD 流场计算在预测之前完成，预测过程耗时短，解决了 CFD 方法时效性差的问题，工程实用性强；无需测风数据的支持，广泛适用于包括新建风电场在内的各类风电场的风速预测，为进一步短期风电功率预测奠定了基础。

参考文献

- [1] Alexiadis M, Dokopoulos P, Sahsamanoglou H, et al. Short term forecasting of wind speed and related electrical power[J]. Solar Energy, 1998, 63(1): 61-68.
- [2] 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, 11(6): 1-5.
Yang Xiuyuan, Xiao Yang, Chen Shuyong. Wind speed and generated power forecasting in wind farm [J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 11(6): 1-5(in Chinese).
- [3] 国家电力监管标准化委员会. GB/T 19963-2011 风电场接入电力系统技术规定[S]. 北京: 中华人民共和国质量监督检验检疫总局, 2011.
State Electricity Regulatory Commission of People's Republic of China. GB/T 19963-2011 Technical rule for connecting wind farm to power system[S]. Beijing: General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, 2011 (in Chinese).
- [4] 刘纯, 范高峰, 王伟胜, 等. 风电场输出功率的组合预测模型[J]. 电网技术, 2009, 33(13): 74-79.
Liu Chun, Fan Gaofeng, Wang Weisheng, et al. A combination forecasting model for wind farm output power[J]. Power System Technology, 2009, 33(13): 74-79(in Chinese).
- [5] 冯双磊, 王伟胜, 刘纯, 等. 基于物理原理的风电场短期风速预测研究[J]. 太阳能学报, 2011, 32(5): 611-616.
Feng Shuanglei, Wang Weisheng, Liu Chun, et al. Short term wind speed prediction based on physical principle [J]. ACTA Energiæ Solaris Sinica, 2011, 32(5): 611-616(in Chinese).
- [6] Landberg L. Short-term prediction of local wind conditions[D]. Risø National Laboratory, Roskilde: 1994.
- [7] Focken U, Lange M, Waldl P. Previento - a wind power prediction system with an innovative upscaling algorithm [C]//Proceedings of 2001 European Wind Energy Conference. Copenhagen, 2001.
- [8] Safat AL-DEEN, Yamaguchi Atsushi, ISHIHARA Takeshi. A physical approach to wind speed prediction for wind energy forecasting[C]//Proceedings of the Fourth International Symposium on Computational Wind Engineering. Yokohama, 2006.
- [9] Giebel G, Badger J, Martí P I. Short-term forecasting

- using advanced physical modeling-the results of the anemos project[C]//Proceedings of European Wind Energy Conference & Exhibition . Athens , 2006 .
- [10] Yiannis G , Dimitis G , Vaggelis P . Coupling of a mesoscale atmospheric prediction system with a CFD microclimatic model for production forecasting of wind farms in complex terrain: test case in the island of evia[C]//Proceedings of European Wind Energy Conference & Exhibition . Athens , 2006 .
- [11] 王晓兰,王明伟.基于小波分解和最小二乘支持向量机的短期风速预测[J].电网技术,2010,34(1):179-184. Wang Xiaolan, Wang Mingwei. Short-term wind speed forecasting based on wavelet decomposition and least square support vector machine[J]. Power System Technology, 2010, 34(1): 179-184(in Chinese) .
- [12] 韩爽,杨勇平,刘永前.三种方法在风速预测中的应用研究[J].华北电力大学学报,2008,35(3):57-61. Han Shuang, Yang Yongping, Liu Yongqian. Application study of three methods in wind speed prediction [J]. Journal of North China Electric Power University, 2008, 35(3): 57-61(in Chinese) .
- [13] 潘迪夫,刘辉,李燕飞.风电场风速短期多步预测改进算法[J].中国电机工程学报,2008,28(26):87-91. Pan Difu, Liu Hui, Li Yanfei. Optimization algorithm of short-term multi-step wind speed forecast[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(26): 87-91(in Chinese) .
- [14] 范高锋,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. Fan Gaofeng, Wang Weisheng, Liu Chun. Artificial neural network based wind power short term prediction system[J]. Power System Technology, 2008, 32(22): 72-76(in Chinese) .
- [15] 王耀南,孙春顺,李欣然.用实测风速校正的短期风速仿真研究,中国电机工程学报,2008,28(11):94-100. Wang Yaonan, Sun Chunshun, Li Xinran. Short-term wind speed simulation corrected with field measured wind speed[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(11): 94-100(in Chinese) .
- [16] 康顺,魏慧荣.应用CFD于风电场风速分布预估的可行性探讨[J].工程热物理学报,2008,29(12):2040-2042. Kang Shun, Wei Huirong. Discussion on the feasibility of CFD application in the estimation of wind speed distribution in a wind farm[J]. Journal of engineering thermodynamics, 2008, 29(12): 2040-2042(in Chinese) .
- [17] 肖仪清,李朝,欧进萍,等.复杂地形风能评估的CFD方法[J].华南理工大学学报:自然科学版,2009,37(9):30-35. Xiao Yiqing, Li Chao, Ou Jinping, et al. CFD Approach to Evaluation of Wind Energy in Complex Terrain[J]. Journal of South China University of Technology: Natural Science Edition, 2009, 37(9): 30-35(in Chinese) .
- [18] 李磊,张立杰,张宁,等.FLUENT在复杂地形风场精细模拟中的应用研究[J].高原气象,2010,29(3):621-628. Li Lei, Zhang Lijie, Zhang Ning, et al. Application of FLUENT on the fine scale simulation of the wind field over complex terrain[J]. Plateau Meteorology, 2010, 29(3): 621-628(in Chinese) .
- [19] Kim Jaejin, Baik Jongjin. A numerical study of the effects of ambient wind direction on flow and dispersion in urban street canyons using the RNG $k-\varepsilon$ turbulence model [J]. Atmospheric Environment, 2004, 38(19): 3039-3048.
- [20] Larsen G C. A simple wake calculation procedure [R]. Roskilde: Risø National Laboratory, 1998.



李莉

收稿日期:2012-11-16。

作者简介:

李莉(1974),女,博士后在站,从事风电功率预测及风能资源评估等领域的研究工作, lili_ncepu@126.com;

刘永前(1965),男,教授,从事风电机组状态监测、功率预测及风能资源评估等领域的研究工作, yongqianliu@gmail.com;

杨勇平(1967),男,教授,从事电站节能、电站空冷技术、分布式能源、太阳能热利用、风能、CO₂减排、IGCC等方面的研究工作, yyp@ncepu.edu.cn;

韩爽(1974),女,讲师,从事风电功率预测及风能资源评估等领域的研究工作, hanshuang1008@sina.com。

(责任编辑 张玉荣)

Short-term Wind Speed Forecasting Based on CFD Pre-calculated Flow Fields

LI Li, LIU Yongqian, YANG Yongping, HAN Shuang
(North China Electric Power University)

KEY WORDS: short-term wind speed forecasting; computational fluid dynamics (CFD) model; pre-calculated; flow field characteristic database; wind power prediction

Wind power prediction is of great significance for the safe and economic operation when large-scale wind power is connected to the electricity grid. Forecasting the local wind accurately is the basis and key procedure of wind power prediction, especially for the newly-built wind farms which are lack of historical power data. For such wind farms, the only way to predict wind power is the so-called physical approach which firstly predicts the wind speed at the wind turbine hub height and then calculates the wind power by power curves.

A novel approach for short-term wind speed forecasting is put forward based on the CFD pre-calculated flow fields (CPFF) in this paper. Firstly, the inflow conditions are discretized according to two parameters, i.e. wind speed and wind direction. Then the wind fields affected by wind farm's terrain and roughness are pre-simulated using the CFD model on various inflow conditions, and the flow field characteristics are extracted from all the simulated flow fields to compose a database. Thirdly, by coupling the mesoscale NWP input data with the reference mast, the closest wind conditions are searched in the database, and then the site-specific wind at every wind turbine could be primarily predicted by the linear interpolating of the searched wind conditions. Finally, after the wake effect is taken into account, the wind speed at the hub height of wind turbines is obtained.

This approach is verified taking a wind farm located in north China for example. The wind velocity at wind turbines hub, which is 24 hours in advance, has been predicted for a whole year using the CPFF model. In order to assess the accuracy of the CPFF approach, four wind turbines of 20#, 43#, 82# and 90#, which are located far away from each other, have been selected as samples. After comparing the predicted and the measured wind speed for the four wind turbines, the error and the annual average wind velocity are shown in Tab. 1. The differences between the predicted and measured annual average wind velocity are all less than 0.4 m/s, the annual RMSE is about 2.5 m/s and MAE is

less than 2 m/s.

The time-series predicted wind speed and measured wind speed are compared in Fig.1, showing a good simulating performance the changing trends, especially when the wind speed changes significantly. The error frequency histogram of the predicted wind speed is shown in Fig.2. The larger the absolute error of the predicted wind velocity, the smaller its appearing probability. It can be concluded that this forecasting approach is not only accurate and stable, but also time saving and especially practical for the engineering projects because the complicated CFD calculations have been done before forecasting.

Tab. 1 Annual average wind velocity and error

Wind turbine	Annual average wind velocity/(m/s)		Annual statistic of error/(m/s)	
	Measured	Predicted	RSME	MAE
20#	7.43	7.74	2.42	1.85
43#	7.29	7.36	2.39	1.86
82#	7.66	7.86	2.35	1.82
90#	7.42	7.46	2.49	1.92

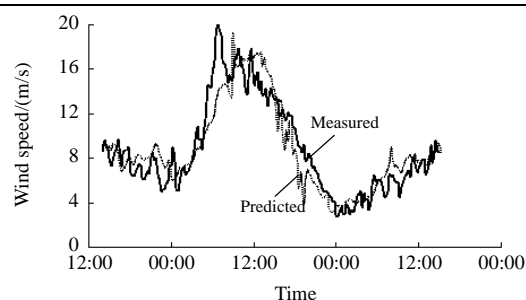


Fig. 1 Time-series predicted and measured wind speed when changing drastically

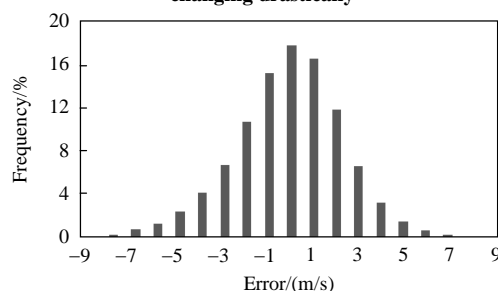


Fig. 2 Error frequency histogram of predicted wind speed