

基于实验分析入流湍流积分尺度对水平轴风力机功率波动的影响

杨从新^{1,3}, 王 印¹, 李寿图^{1,2}, 杨浩南¹

(1. 兰州理工大学能源与动力工程学院, 兰州 730050; 2. 甘肃省风力机工程技术研究中心, 兰州 730050;
3. 甘肃省流体机械及系统重点实验室, 兰州 730050)

摘 要: 以 3.6 MW 水平轴风力机为研究对象, 采用外场实验的方法, 利用遥感测试技术研究大气边界层湍流尺度对大型水平轴风力机功率波动的影响。结果表明: 在风轮前方, 风轮半径远处风速较 1.5 倍风轮直径处下降约 5%, 而轮毂高度处湍流度却增加近 1.5 倍; 同时, 基于数据采集与监控(SCADA)系统数据的风力机输出功率的功率谱特性表明, 风力机输出功率的波动可分为 3 个区域, 分别为大尺度气象现象影响区、湍流特征与功率波动耦合区和小尺度湍流脉动影响区, 其中湍流特征与功率波动耦合区的功率谱出现 -2 及 -5/3-4 的斜率, 小尺度湍流脉动影响区域附近出现 3 个由风轮旋转引起的波峰, 且 0.064 Hz 前后出现 $\Phi_p/\Phi_u \sim f^{-1}$ 和 $\Phi_p/\Phi_u \sim f^{-4}$ 2 种幂率关系。

关键词: 风力机; 外场实验; 湍流流动; 功率谱密度; 积分尺度; 激光雷达测速仪

中图分类号: TK83

文献标志码: A

0 引 言

风力机的功率波动一直是风电行业内研究的热点问题。复杂的功率波动会影响上网电能的质量, 对电网造成额外的调节负担。对于波动的产生往往来自于大气边界层内的湍流及快速变化的风速^[1], 故大气边界层特性对风力机的影响应引起足够的重视。近年考虑大气边界层特性与风力机耦合作用的研究逐渐增多, 如 Kawabata 等^[2]通过激光雷达测速仪, 对一个 300 kW 的风力机前 2 倍风轮直径内的风廓线进行测量, 并得出风廓线与风轮等效风速及风力机输出功率的关系。Le Clainche 等^[3]提出一种高阶动态模式分解模型, 用来预测风轮前的入流风速, 其结果与激光雷达测速仪实测值对比, 准确预测距离可达 225 m 以上。Fujita 等^[4]使用地面激光雷达测速仪测量入流风切变, 结果表明风切变指数随风向变化很大, 即使为平坦地形, 迎风侧的风场特征仍会发生变化。Carbajo Fuertes 等^[5]利用 2 台激光雷达测速仪同时测量风力机的来流与尾流, 重点研究入流特性对尾流特性的影响。Bot^[6]将激光雷达测速仪安装在荷兰能源研究中心(Energy Research Centre of the Netherlands, ECN)的一台 2.5 MW 风力机上, 得到了较为详细的风轮前后风速分布数据, 但并未做详细分析。刘惠文等^[7]、Apt 等^[8]通过实验的方法研究了风力机入流与功率波动的关系。文献[7]在功率谱分析时得到入流风

速的功率谱(Φ_u)与风力机有功功率的功率谱(Φ_p)的比值存在 $\Phi_p/\Phi_u \sim f^{-2}$ 的幂率关系。文献[9]通过旋转刚体风动实验给出解释及理论性证明。但文献[8]表明, 功率谱曲线快速下降时的斜率为 -7/2, 即 $\Phi_p/\Phi_u \sim f^{-8/3}$, 所以入流风速与输出功率间的关系并不明确。国内相关研究也很多, 如侯亚丽^[10]、张宏洋等^[11]通过数值模拟的方法, 研究了有无切入入流对风力机气动性能及尾流的影响。刘新等^[12]对入流风速的功率谱分析, 提出风力机运行的优化控制算法, 减少功率的振荡。高鑫^[13]通过机舱雷达测入流, 修正原有入流风向判断方法, 提出一种偏航误差的纠正策略。

综上所述, 目前通过外场实验研究大气边界层内湍流尺度对大型水平轴风力机功率波动影响尚鲜见, 还有许多需要探究的地方。因此, 本文拟运用机舱式激光雷达测速仪, 研究大气边界层内各湍流尺度与大型风力机功率波动的关系, 并根据激光雷达测速仪在风场中实地测量数据和电力自动化监控系统的数据, 结合信号的功率谱信息, 对大气边界层内的湍流尺度与风力机输出功率的耦合关系进行分析。

1 湍流积分尺度

1.1 定 义

湍流积分尺度简称湍流尺度, 其定义为: 大气边界层中

收稿日期: 2019-06-20

基金项目: 国家重点基础研究发展(973)计划(2014CB046201); 国家自然科学基金(11262011)

通信作者: 杨从新(1964—), 男, 博士、教授、博士生导师, 主要从事流体机械及风力机械方面的研究。ycxwind@163.com

的湍流涡旋可被视为频率 f_n 的周期脉动,与此相似定义涡旋的波长 $\lambda = U/f_n$,其中 U 为平均风速,那么波长就是涡旋大小的尺度。湍流积分尺度是脉动风中湍流涡旋平均尺寸的量度^[14]。对应于纵向脉动速度分量 u 方向上的湍流积分尺度在数学上的定义为:

$$L_u^x = \frac{1}{\sigma_u^2} \int R_{12}(x) dx \quad (1)$$

式中: σ_u^2 ——脉动速度 u 的方差; $R_{12}(x)$ ——2 个不同空间位置上纵向脉动速度 $u_1 = u(x_1, y_1, z_1, t)$ 和 $u_2 = u(x_2, y_2, z_2, t)$ 的互协方差函数,其中 x_1, y_1, z_1 为空间坐标, x 为 2 个不同位置空间的距离, t 为时间。

1.2 计算方法

湍流积分尺度是与湍流空间相关性关联的参数,最理想的方法是空间上实现多点同步测量,但空间多点同时测量较困难。故选取较简单的方法,即利用脉动速度功率谱密度函数计算,这样可回避复杂的测量与相关性分析。计算公式为^[15]:

$$L_u^x = 0.145U/n_p \quad (2)$$

式中: n_p ——对应脉动速度分量的功率谱密度函数峰值频率。

2 实验方案

本文涉及到的外场实验场地点在中国青海省海西州某风电场,坐标为北纬 $36^\circ 18' 42''$,东经 $96^\circ 22' 56''$,风场地处柴达木盆地中南部格尔木河冲积平原上,南临昆仑山脉,海拔 2867 m,地势平坦。风资源数据显示,盛行风向为西风,常年干旱少雨,年平均空气密度约为 0.925 kg/m^3 。实验机组信息见表 1。

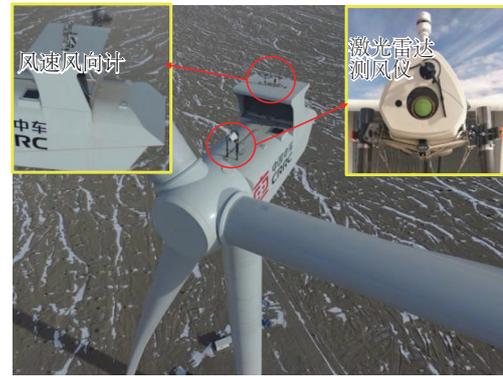
表 1 3.6 MW 风力机主要参数

Table 1 Main parameters of 3.6 MW wind turbine

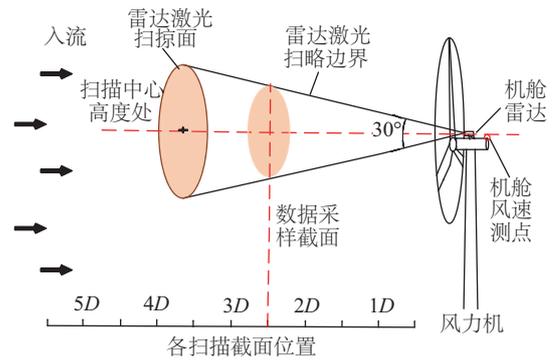
参数	数值
额定功率 P_r/kW	3600
风轮直径 D/m	146
轮毂中心高度 H_{hub}/m	100
风轮仰角 $\theta_r/(\circ)$	5
额定风速 $U_0/(\text{m/s})$	9
额定转速 $n/(\text{r/min})$	10.71

实验中的来流信息通过 ZephIR 机舱式激光雷达测速仪获得,该雷达详细参数可见文献[16],具体实验方案如图 1 所示。前馈测风雷达监测风轮前 0.5、1.0、1.5、2.0、2.5、3.0、3.5、4.0、4.5、5.0D(D 为风轮直径)10 个位置处的截面风速信息,激光雷达测速仪扫描锥角为 30° ,且成功将激光雷达测速仪数据并入数据采集与监控(SCADA)系统,实现数据同步记录。

风力机的功率波动及载荷的动态行为均由大气边界层内的湍流引起,所以选择风速风向相对稳定、功率输出较为



a. 外场实验航拍图

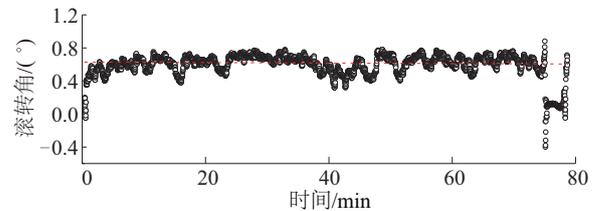


b. 外场实验示意图

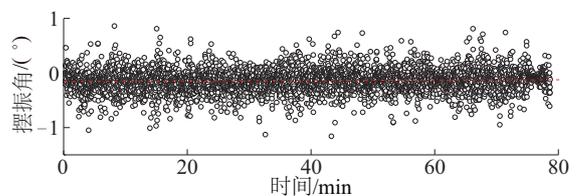
图 1 实验方案示意图

Fig. 1 Schematic of field experiment

平稳的时间段的数据进行处理分析。实验时,100 m 轮毂高度处的温度为 -4°C ,空气湿度为 37%,气候条件近中性大气,提取 SCADA 数据和激光雷达测速仪测得的风轮前各测点数据进行分析,数据采样频率取 1 Hz。图 2 为采样时间内激光雷达测速仪的滚转及摆动的角度随时间的变化,在图 2a 中仅采样的前 10 min 与后 10 min 出现短时的风力减弱现象,采样大部分时间风速较平稳。从图 2b 可看出,风轮对风较好,数据基本都在 1° 波动内。满足 IEC 标准推荐的 2.5% 偏差范围,故可保证测量数据的准确性。



a. 雷达滚转角



b. 雷达摆阵角

图 2 采样时间内的雷达滚转、摆阵状态

Fig. 2 Lidar roll and tilt state during sampling period

3 实验结果分析

3.1 大气边界层特性分析

3.1.1 风速分布

图3为轮毂高度处风轮前 $x/D < 5$ 的各雷达监测面连续 80 min 的采样风速数据,分成 8 个 10 min 平均风速段 $t_1 \sim t_8$, x 表示测点与风轮间的距离, V_{hub} 表示轮毂中心高度处风速。自 t_1 到 t_8 , 在风轮前 $x/D \leq 1$ 时,均出现明显的风速下降现象,且风轮前 $x/D = 0.5$ 处与 $x/D = 5$ 处入流相比,各时间段风速平均下降 5%。

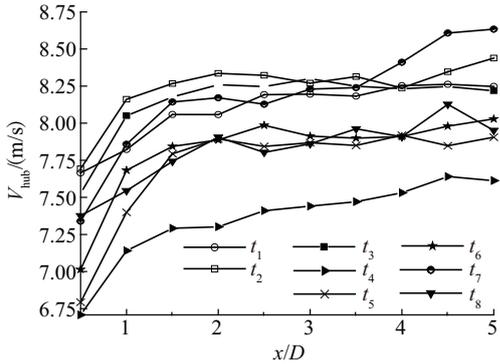


图3 风轮前各测点轮毂高度处的风速分布

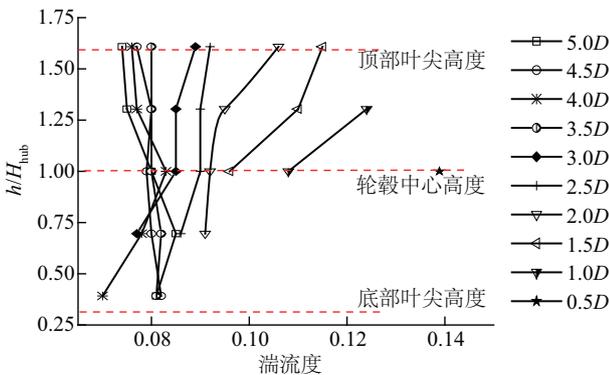
Fig. 3 Wind velocity distribution at hub height of each measuring point in front of rotor

3.1.2 湍流度分布

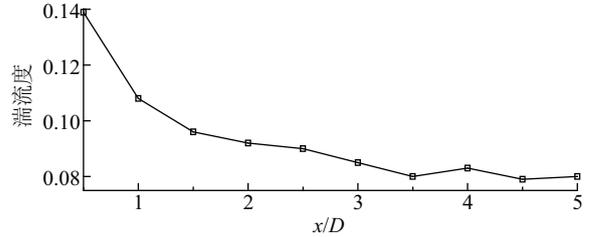
图4a表明在不同高度处(h 表示测点距离地面的垂直高度),随着测点位置与风轮位置间距离的减小,湍流度不断上升,越接近风轮处湍流度增加得越明显,且湍流度首先出现明显增加现象的位置是风轮前 $2D$ 的顶部叶尖高度处。图4b中轮毂中心处的湍流度从 9.5% ($1.5D$) 增至 14% ($0.5D$),增加近 1.5 倍。所以,风轮运行空间的湍流情况不只依赖于来流,自身的旋转对运行环境的影响也不可忽略。

3.2 湍流尺度与风力机功率的耦合分析

风力机输出功率和转速数据来自于 SCADA 系统,入流风速数据来自于激光雷达测速仪,取样位置为风轮前 $2.5D$,输出功率与转矩以时序变化的关系如图5所示,在此段采样



a. 风轮前纵向与垂向湍流度变化



b. 轮毂高度处纵向湍流度变化

图4 风轮前不同位置处的湍流度

Fig. 4 Turbulence intensity at different positions in front of rotor

时间内,风力机均运行在图6b的二区内,即一直保持追踪功率输出最大化。此采样时间内的平均风速 $\bar{U}_{hub} = 8.3$ m/s,平均功率 $\bar{P} = 1902.7$ kW,平均转速 $\bar{\omega} = 1.083$ rad/s,相应的叶尖速比 $\bar{\lambda} = \bar{\omega} \cdot r_0 / \bar{U}_{hub} = 9.3$,其中 r_0 为风轮半径, \bar{U}_{hub} 为轮毂中心高度处平均风速。

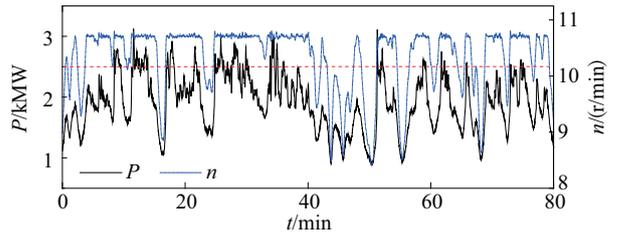
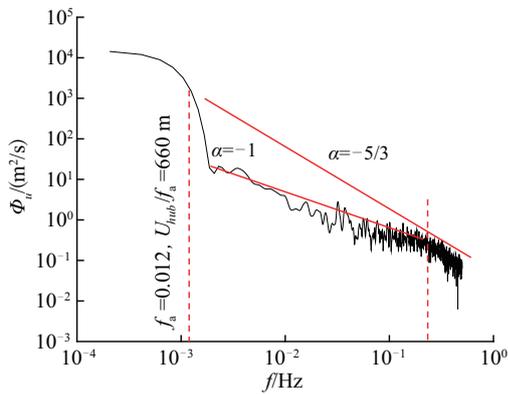


图5 采样时段内,风轮转速及风力机输出功率

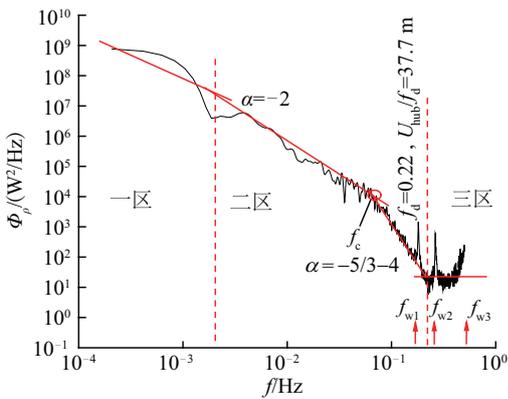
Fig. 5 Rotor speed and output power during sampling period

图6a是采样时间内轮毂高度处入流风速的功率谱特性 (Φ_u),图6b是相应的时序内风力机有功功率的功率谱特性 (Φ_p)。从图6a可看出,在频率 $0.002 \text{ Hz} < f < 0.220 \text{ Hz}$ 时,入流风速的功率谱波动曲线斜率 $\alpha = -1$,此区域为能量的产生区,在频率大于 0.22 Hz 时其斜率为 $\alpha = -5/3$,进入惯性子区。从图6b可知,功率的波动特性可在频域内划分为3个区域,一区是频率 $f < f_a$ 部分,其分界点频率约为 $f_a = 0.002 \text{ Hz}$,而对应的 $L_u^* = 601 \text{ m}$,约为大气边界层厚度,且同样的功率谱特征也在图6a中出现,相似的结果出现在 Leonardo 等^[17]对 2.5 MW 陆上风力机的外场实验分析中。故称此区域为大尺度湍流影响区,其波动近似于大气湍流尺度影响下的脉动情况,此区域流动湍流主要受大气稳定度影响。二区是频率 $f_a < f < f_c$ 的区域,此阶段的开始频率与图6a中斜率 $\alpha = -1$ 的能量产生区开始的频率相同。从图6b可看出,自进入二区后,随着频率的增加,谱能量密度呈线性衰减的趋势,即表示湍流特征与功率波动耦合期,此区开始时,其斜率为 $\alpha = -2$,随着湍流尺度的减小,当功率的波动频率增加到频率 $f_d = 0.22 \text{ Hz}$ 时,达到湍流特征与功率波动的解耦频率。期间,当频率增至 $f_c = 0.064 \text{ Hz}$ 时,功率谱的斜率由 $\alpha = -2$ 变为 $\alpha = -5/3 - 4$,此时对应的湍流尺度 $L_u^* = 18.8 \text{ m}$,在 f_c 点以后,出现功率谱密度快速下降现象的主要原因是存在大尺度的平流及湍流的耗散。对于高频下这种功率的

快速下降,需使用慢速斜坡发生器来匹配波动^[8]。当频率继续增加到湍流特征与功率波动的解耦频率 $f_d=0.22\text{ Hz}$, 此时 $L_u^* = 5.4\text{ m}$, $\bar{U}_{hub}/f_d = 37.7\text{ m}$, 此尺度为湍流特征与功率波动的解耦尺度, 即此湍流尺度以下, 风力机的功率波动对湍流结构不敏感, 不同文献表明^[9,17-18], 解耦尺度与风轮尺寸有关, 但并无统一关系, 与本文计算结果亦不相同。故表明, 湍流与风力机的功率波动解耦尺度不只依赖于风轮尺寸。功率谱密度低能区的混乱无序状态多为机械振动与电气控制的影响, 也是三区所表现出的最明显的特性。在二区与三区的分界点附近, 可看到很明显的 2 个波峰, 而在三区结束段, 也出现了信号功率的攀升, 定义第 1 个峰值至第 3 个峰值所对应的频率为 f_{w1} 、 f_{w2} 、 f_{w3} , 其中 $f_{w1} = 0.17\text{ Hz} \approx \bar{n}$ (风轮的旋转率), 而 $f_{w2} = 1.3f_{w1}$, $f_{w3} = 3f_{w1}$, 此现象与 Chamorro 等^[19] 在风洞中的模拟结果相似, 因此高频区的 3 个功率波动峰值是由 3 个叶片风轮的旋转引起。



a. 入流风速的功率谱



b. 风力机输出功率的功率谱

图6 入流风速与风力机输出功率的功率谱分析

Fig. 6 Power spectrum analysis of inflow and output power.

对于风力机入流风速的功率谱与输出功率的功率谱间的关系, 多位学者给出了不同结果。故本文对入流风速的功率谱与输出功率的功率谱间的关系以图像的方式给出。如图 7 所示, 即在频率为 $f_a \rightarrow f_c$ 之间, 存在 $\Phi_p/\Phi_u \sim f^{-1}$ 的幂率关系, 而在 $f_c \rightarrow f_d$ 之间存在 $\Phi_p/\Phi_u \sim f^{-4}$ 的幂率关系。虽然在高频区湍流尺度比风轮直径小很多, 但其较强的信号能量波动

对功率的影响仍不可忽略。在图 6b 中可看到三区的无周期特性的功率谱密度信号的频率分布范围约占总频率范围的 10%。为了探究其波动状态, 可通过概率统计的方式进行分析。分别将单位时间内速度增量 $\Delta u = u(t + \Delta t) - u(t)$ 及功率增量 $\Delta P = p(t + \Delta t) - P(t)$ (其中 $\Delta t = 1\text{ s}$, $u(t)$ 、 $P(t)$ 分别为速度、功率随时间的变化) 绘制成概率分布统计图, 并做高斯分布函数拟合, 如图 8 所示。从统计结果来看, 风速的波动范围在 3 m/s 的概率约占 99% 以上, 则可判断在此统计时段内并无较大的阵风现象, 而功率的波动范围在 100 kW 的概率约占 95% 以上, 可见图 6b 的三区对应的功率变化范围多集中在 100 kW 内。在图 8a 中高斯拟合曲线扁平, 图 8b 中高斯拟合曲线瘦高, 所以可判断在小幅的风速波动下, 风力机功率对风速的响应变化并不明显, 但仍有约 2.78% 的功率波动量。

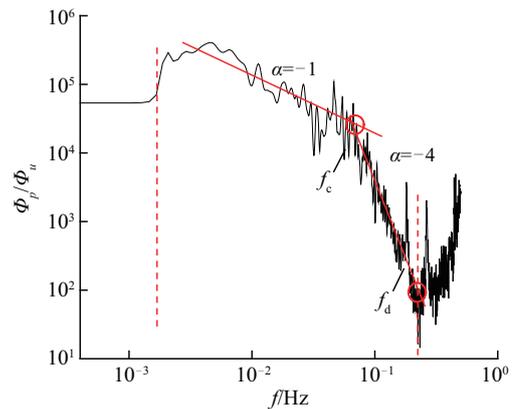
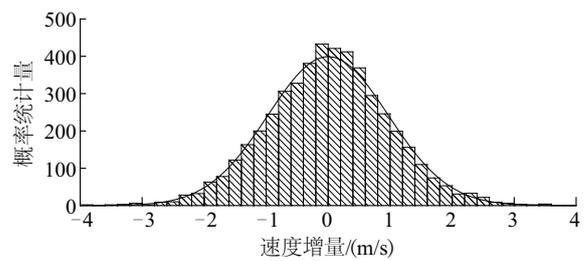
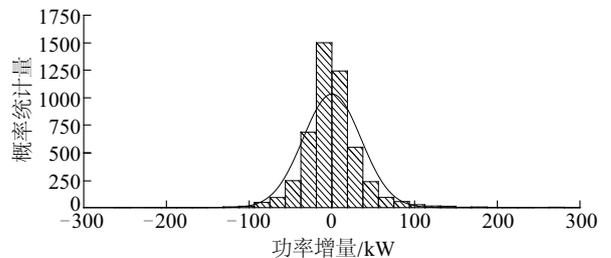


图7 同一频段内输出功率的功率谱与入流风速的功率谱的比值

Fig. 7 Ratio of power spectrum of output power to power spectrum of inflow wind velocity in same frequency band



a. 速度增量的概率统计



b. 功率增量的概率统计

图8 速度增量与功率增量的概率统计

Fig. 8 Probability density of speed increment and power increment

4 结 论

本文以 3.6 MW 的三叶片水平轴风力机为实验研究对象,以外场实验的方法,利用遥感测试技术,研究大气边界层湍流尺度对风力机功率波动的影响,得到如下主要结论:

1)功率的波动可分为 3 个区域:一区是大尺度大气湍流影响区,此区域风轮输出功率较平稳;二区是湍流特征与风力机功率波动耦合区,此区域功率谱出现 $\alpha=-2$ 及 $\alpha=-5/3-4$ 的斜率,且在频率 $f_a \rightarrow f_c$ 之间出现 $\Phi_p/\Phi_u \sim f^{-1}$ 的幂率关系,在频率 $f_c \rightarrow f_d$ 之间出现 $\Phi_p/\Phi_u \sim f^{-4}$ 的幂率关系;三区是达到解耦频率后,其附近出现 3 个由旋转引起的波峰。

2)风轮对入流的诱导作用最远距离可达到风轮前 2.0D,风轮前方 1.5D~0.5D,风速下降约 5%,轮毂高度处湍流度增加近 1.5 倍。

[参考文献]

- [1] ERNST B, WAN Y H, KIRBY B. Short-term power fluctuation of wind turbines: analyzing data from the German 250-MW measurement program from the ancillary services viewpoint[R]. National Renewable Energy Lab, Golden, CO (US), 1999.
- [2] KAWABATA H, KIKUSHIMA Y, KOGAKI T. Wind profile and power performance measurements using a nine-beam nacelle lidar[J]. American journal of mechanical engineering, 2018, 6(2): 75-82.
- [3] LE CLAINCHE S, LORENTE L, VEGA J. Wind predictions upstream wind turbines from a LiDAR database [J]. Energies, 2018, 11(3): 543.
- [4] FUJITA E, KIYOKI S, SAEKI M, et al. Power curve measurement of HTW5.2-136 wind turbine with doppler lidar [C]//Grand Renewable Energy proceedings Japan Council for Renewable Energy, Japan Council for Renewable Energy, 2018: 134.
- [5] CARBAJO FUERTES F, MARKFORT C D, PORTÉ-AGEL F. Incoming wind and wake measurements of a single 2.5 MW wind turbine using two nacelle-mounted wind LiDARs for analytical wake model validation [C]//23rd Symposium on Boundary Layers and Turbulence, 2018.
- [6] BOT E T G. Flow analysis with nacelle-mounted LiDAR [R]. ECN, 2016.
- [7] LIU H W, JIN Y Q, TOBIN N, et al. Towards uncovering the structure of power fluctuations of wind farms [J]. Physical review E, 2017, 96(6): 063117.
- [8] APT J. The spectrum of power from wind turbines [J]. Journal of power sources, 2007, 169(2): 369-374.
- [9] JIN Y Q, JI S, CHAMORRO L P. Spectral energy cascade of body rotations and oscillations under turbulence [J]. Physical review E, 2016, 94(6): 063105.
- [10] 侯亚丽,汪建文,王强,等.风切变对风力机尾流湍流特征影响的研究 [J]. 机械工程学报, 2016, 52(16): 149-155.
- HOU Y L, WANG J W, WANG Q, et al. Study on the influence of wind shear on the turbulence characteristic of the wind turbine [J]. Journal of mechanical engineering, 2016, 52(16): 149-155.
- [11] 张宏洋,盛会霞,张玲.风剪切对水平轴风力机气动性能影响的研究 [J]. 东北电力大学学报, 2016, 36(2): 33-38.
- ZHANG H Y, SHENG H X, ZHANG L. Study on the influence of wind shear on the aerodynamic performance of horizontal axis wind turbines [J]. Journal of Northeast Electric Power University, 2016, 36(2): 33-38.
- [12] 刘新,陈金华,黄岑宇.基于风速功率谱估计的风力发电机变桨距控制研究 [J]. 农业装备技术, 2014, 40(4): 55-58.
- LIU X, CHEN J H, HUANG C Y. Research on variable pitch control of wind turbines based on wind power spectrum estimation [J]. Agricultural equipment technology, 2014, 40(4): 55-58.
- [13] 高鑫.基于激光雷达的风力机偏航误差纠正策略 [J]. 科学技术与工程, 2018, 18(32): 184-188.
- GAO X. Resolving strategy of wind turbine yaw error based on Lidar [J]. Science technology and engineering, 2018, 18(32): 184-188.
- [14] 陈政清.桥梁风工程 [M]. 北京:人民交通出版社, 2005.
- CHEN Z Q. Bridge wind engineering [M]. Beijing: China Communications Press, 2005.
- [15] KATO N, OHKUMA T, KIM J R, et al. Full scale measurements of wind velocity in two urban areas using an ultrasonic anemometer [J]. Journal of wind engineering and industrial aerodynamics, 1992, 41(1-3): 67-78.
- [16] SATHE A, MANN J, GOTTSCHALL J, et al. Can wind lidars measure turbulence? [J]. Journal of atmospheric & oceanic technology, 2010, 28(7): 853-868.
- [17] CHAMORRO L P, LEE S J, OLSEN D, et al. Turbulence effects on a full-scale 2.5 MW horizontal-axis wind turbine under neutrally stratified conditions [J]. Wind energy, 2015, 18(2): 339-349.
- [18] HAYAT I, CHATTERJEE T, LIU H, et al. Exploring wind farms with alternating two- and three-bladed wind turbines [J]. Renewable energy, 2019, 138: 764-774.
- [19] CHAMORRO L P, HILL C, MORTON S, et al. On the interaction between a turbulent open channel flow and an axial-flow turbine [J]. Journal of fluid mechanics, 2013, 716: 658-670.

EXPERIMENTAL STUDY ON INFLUENCE OF INFLOW TURBULENCE INTEGRAL SCALE ON POWER FLUCTUATION OF HORIZONTAL AXIS WIND TURBINE

Yang Conxin^{1,3}, Wang Yin¹, Li Shoutu^{1,2}, Yang Haonan¹

(1. School of Energy and Power Engineering, Lanzhou University of Technology, Lanzhou 730050, China;

2. Gansu Wind Turbine Engineering Technology Research Center, Lanzhou 730050, China

3. Key Laboratory of Fluid Machinery and Systems, Gansu Province, Lanzhou 730050, China)

Abstract: In this paper, taking a 3.6 MW horizontal axis wind turbine as the research object, adopting the field experimental method, and using remote sensing test technology, the influence of turbulence integral scale of atmospheric boundary layer on horizontal axis wind turbine power fluctuation is studied. The results show that in the front of the rotor, the wind speed at the distance of the rotor radius is about 5% lower than that at 1.5 times the rotor diameter, while the turbulence increases by nearly 1.5 times at the height of the hub. At the same time, the power spectrum characteristics of wind turbine output power based on SCADA data exhibited three distinctive regions, which are large-scale meteorological phenomenon affected region, turbulence characteristics and power fluctuation coupling region and affecting region of small-scale turbulent pulsation, respectively. The power spectrum of the turbulence characteristic and the power fluctuation coupling region exhibits a slope of -2 and $-5/3-4$, and three peaks caused by the rotation of the rotor appear near the affecting region of small-scale turbulent pulsation. Two power-law relations of $\Phi_p/\Phi_u - f^{-1}$ and $\Phi_p/\Phi_u - f^{-4}$ appear respectively when the frequency is less or greater than 0.064 Hz.

Keywords: wind turbine; field measurement; turbulent flow; power spectral density; integral length scale; lidar