排灌机械工程学报
Journal of Drainage and Irrigation Machinery Engineering
2020 年 7 月 July 2020 | 第 38 卷 第 7 期 Vol.38 No.7

偏航状态下水平轴风力机尾迹偏移及湍流特征分析


郭茂丰

郭茂丰[1],张立茹[2,3*],李得银[2],王雪丽[2],牛佳佳[2]
(1. 北方联合电力有限责任公司呼和浩特热电厂,内蒙古 呼和浩特 010030; 2. 内蒙古工业大学能源与动力工程学院,内蒙古 呼和浩特 010051; 3. 风能太阳能利用技术教育部重点实验室(内蒙古工业大学),内蒙古 呼和浩特 010051)

摘要: 为探索水平轴风力机偏航状态下尾迹变化情况,采用数值模拟结合理论分析的方法对不同风速、不同偏航角工况下的S翼型水平轴风力机尾迹流场进行数值分析.首先分析偏航与风力机输出功率之间关系,在此基础上分析不同偏航角工况尾迹中心的偏移情况以及尾迹处湍流强度的变化情况.结果表明:随着偏航角的增大,叶片表面的压强差减小,方位角每隔120°,叶片表面正压和负压在数值上均达到一次峰值,能造成风力机输出功率有明显损失的恶劣偏航角临界值为10°~15°;随着偏航角增大,沿轴向在1.0D之前尾迹速度中心向X轴的负方向偏移的程度增大,在此之后偏航角小于15°时尾迹中心的偏移程度增大,偏航角大于15°时减小;随着偏航角的增大,尾迹湍流强度的最大值增大,尾迹湍流强度恢复加快,尾迹缩短;偏航下风力机尾迹上下侧湍流强度分布不对称,湍流强度变化不同,使风力机尾迹湍流环境更复杂.

关键词: 水平轴风力机;偏航;尾迹;偏移;湍流强度
中图分类号: S277.9 **文献标志码**: A **文章编号**: 1674-8530(2020)07-0702-06
Doi: 10.3969/j.issn.1674-8530.18.0273

郭茂丰,张立茹,李得银,等.偏航状态下水平轴风力机尾迹偏移及湍流特征分析[J].排灌机械工程学报,2020,38(7):702-707.

GUO Maofeng, ZHANG Liru, LI Deyin, et al. Analysis on wake deviation and turbulence characteristics of horizontal-axis wind turbine under yawed condition[J]. Journal of drainage and irrigation machinery engineering(JDIME), 2020,38(7):702-707.(in Chinese)

Analysis on wake deviation and turbulence characteristics of horizontal-axis wind turbine under yawed condition

GUO Maofeng[1], *ZHANG Liru*[2,3*], *LI Deyin*[2], *WANG Xueli*[2], *NIU Jiajia*[2]
(1. Hohhot Thermal Power Plant, Northern United Electric Power Co. Ltd., Hohhot, Inner Mongolia 010030, China; 2. College of Energy and Power Engineering, Inner Mongolia University of Technology, Hohhot, Inner Mongolia 010051, China; 3. Key Laboratory of Wind Energy and Solar Energy Technology, Inner Mongolia University of Technology, Ministry of Education, Hohhot, Inner Mongolia 010051, China)

Abstract: Numerical simulations combined with theoretical analysis were used to analyze the wake of a 300 W horizontal-axis wind turbine with S-shaped airfoil under different wind speeds and yaw angles to explore variation characteristics of the wake. At first, the relationship between yaw angle and wind turbine output power was derived; then the deviation of the wake center and the variation of turbulence intensity in the wake were analyzed at different yaw angles. The results show that the pressure difference across the airfoil surfaces decreases with increasing yaw angle. The positive and negative

收稿日期: 2018-12-25; **修回日期**: 2019-03-01; **网络出版时间**: 2020-06-08
网络出版地址: http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1814.TH.20200607.1405.010.html
基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51666014)
第一作者简介: 郭茂丰(1975—),男,内蒙古乌兰察布人,高级工程师(13500614030@163.com),主要从事电厂运行管理研究.
通信作者简介: 张立茹(1975—),女,内蒙古赤峰人,教授(zlr@imut.edu.cn),主要从事风能利用研究.

pressure peak on the blade surfaces occurs once at every 120° azimuth angle. The critical interval of adverse yaw angle, which can cause obvious loss of wind turbine output power, is 10°−15°. The deviation degree of wake velocity center towards the negative direction of the X−axis is intensified with increasing yaw angle when the axial length is less than 1*D*. As the axial length being longer than 1*D*, the deviation degree increasing when the yaw angle is smaller than 15°, and decreases when the angle is greater than 15°. As the yaw angle increases, the maximum turbulence intensity in the wake is increased, and the wake turbulence intensity is restored quickly, thus the wake is shortened. The turbulence intensity distribution on both sides of the wake is asymmetrical and shows different variation patterns with yaw angle, resulting in the wind turbine wake having a more complicated turbulence environment.

Key words: horizontal-axis wind turbine; yawed condition; wake; deviation; turbulence intensity

全球气候变暖和环境严重污染刺激了可再生能源的发展.风能作为可实现市场化运营的可再生能源之一已经得到了世界上大多数国家的认可[1].风力发电技术发展到今天,依然存在诸多问题,如风能利用率低.机身易损坏等.造成这种情况的原因有很多种,如自然环境的复杂多变、风电技术的不成熟、尾迹损失等.为了解决这些问题,准确预测风力机输出功率以及尾迹演化特征至关重要.在风力机叶片旋转时局部攻角的变化会引起疲劳载荷和功率波动,其中偏航状态下会使这种变化更突出[2-3].此外,偏航可以用作尾迹控制的手段,以最大化整个风电场的功率输出[3].

近年来有关偏航状态下风力机输出功率方面的研究有很多.MAJID 等[4]利用双时间步进法、动网格栅模拟实际流场的方法对偏航角与输出功率之间关系进行探究,结果表明输出功率减小遵循偏航角的 $\cos^X\gamma$(其中 γ 是偏航角,X 值为 1.88~5.14),另外负偏航角与正偏航角对输出功率的影响有一定的差别.在偏航尾迹方面,MÜHLE 等[5]利用高频 PIV 技术对偏航风力机尾迹进行拍摄并研究,结果表明随着偏航角增大,尾迹结构的复杂程度变大,偏航对尾迹叶尖涡的影响相比于 0°偏航角风力机降低.BARTL 等[6]证明了正偏航角和负偏航角尾迹速度不一致,尾迹卷曲的位置湍流强度比其他位置大,湍流强度在尾迹速度的平均值区域达到峰值.从上述研究可知,关于偏航对风力机输出功率以及尾迹方面的研究,主要集中在输出功率以及尾迹形状随偏航角的变化情况,对偏航状态下能造成风力机输出功率有较大损失的偏航角的临界值以及尾迹的偏移情况、湍流强度的变化情况研究较少.

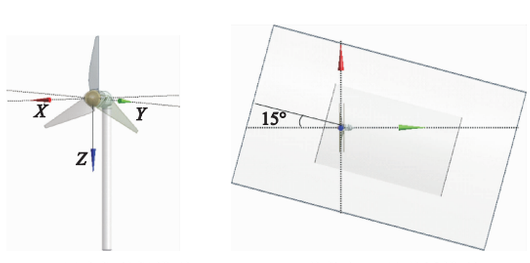
文中采用数值模拟结合理论分析的方法,探究恶劣偏航角的临界值区间及尾迹中心的偏移、尾迹处湍流强度的变化情况,为风电场风力机合理布局提供参考.

1　风力机建模和数值方法

以 S 翼型三叶片水平轴风力机作为研究对象,该风力机的设计参数[7]:风轮直径 $D=1.4$ m,额定来流风速 $v=10$ m/s,风轮转速 $n=750$ r/min,风能利用系数 $C_p=0.42$.计算过程中风力机位置固定,旋转外部计算域,监测 8,10 m/s 风速下 0°~25°每隔 5°偏航角工况的流场信息.

1.1　数值模型及网格

利用三维建模软件 Solidworks 根据不同翼型截面坐标按 1∶1 的比例对整机建模,整机模型如图 1 所示.文中以风能太阳能利用技术教育部重点实验室(内蒙古工业大学)的风洞为原型,利用 ANSYS 建模软件构建 1∶1 的计算域.将风轮旋转面与风轮旋转轴的交点作为坐标原点,Y 轴为旋转中心轴,垂直地面向下为 Z 轴正向.计算域总长为 7.68 m,宽为 5.10 m,高为 5.30 m.计算域划分为旋转区域和非旋转区域,为了使网格细化,计算更准确,在旋转域外面构建圆柱形的加密区,并按照计算要求对外计算域进行适当的偏航.



(a) 风力机整机模型　　(b) 偏航角15°流体域模型

图 1　模型结构

Fig.1　Sketch of analytical model

由于风力机整体结构比较复杂,内、外流场均采用 Meshing 画自适应较强的非结构网格.在流体区,旋转域为主要研究区域,采用相对较密的网格.在非旋

转区域内,随着与旋转区距离增加采用渐变网格,并在风轮外部圆柱区设置网格加密,如图2所示.

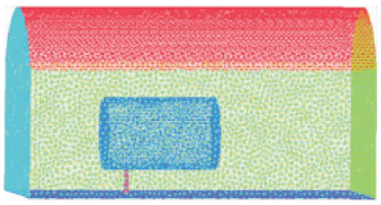


图2 计算网格
Fig.2 Mesh pattern

1.2 湍流模型和边界条件

为了使模拟更加接近于真实情况,模拟条件设置成非稳态.湍流模型采用基于SST近壁区域方程的 $k-\varepsilon$ 模型.压力-速度耦合采用Simple算法,对流项差分格式采用二阶迎风格式.

边界条件设置:外计算域的入口设置为速度入口,速度为10 m/s;出口设置为平均静压,相对压力为0;其他外计算域的流场区域及叶片均设置为静止wall,壁面无滑移;计算域交界面设置interface面,旋转域的旋转速度为750 r/min.

2 偏航制动盘涡流柱面理论

当风力机偏航时,作用在风轮圆盘上并垂直于风轮圆盘面的推力 T 使偏航风轮的尾流偏向一侧,因此总有一个分量垂直于气流方向,并且作用在气流上的力与推力 T 相反,使气流在侧向和逆风向被加速.使用毕奥-萨伐尔定律推导出风轮圆盘上的平均诱导速度为 $\frac{aU_\infty \sec\chi}{2}$,方向在偏航角和中心转轴夹角的角平分线上.

在风轮圆盘上的速度分量定义了的尾迹偏斜角 χ 为

$$\tan\chi=\frac{U_\infty\left(\sin\gamma-a\tan\frac{\chi}{2}\right)}{U_\infty(\cos\gamma-a)}=\frac{2\tan\frac{\chi}{2}}{1-\tan^2\frac{\chi}{2}},\quad(1)$$

式中:γ 为偏航角;a 为轴向诱导因子.

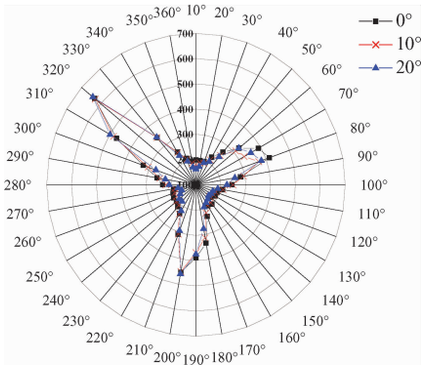
χ,γ,a 的近似关系为

$$\chi=(0.6a+1)\gamma.\quad(2)$$

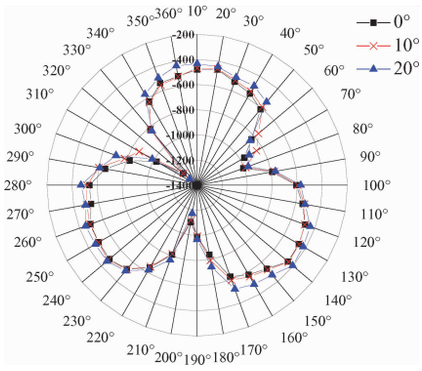
3 结果分析

3.1 偏航对风力机输出功率的影响

研究风力机叶片表面压强分布是探究风力机输出功率的基础性工作.在来流风速为10 m/s,风力机转速为750 r/min的额定工况下,沿叶片展向0.6R径向位置对0°,10°,20°的3个偏航角下叶片表面的正压和负压随方位角的变化情况,如图3所示.



(a) 正压随方位角变化



(b) 负压随方位角变化

图3 $r/R=0.6$ 截面处压力随方位角变化情况
Fig.3 Variation of pressure with azimuth angle at $r/R=0.6$ section

风力机叶片的正压和负压每隔120°达到1次峰值,并且随方位角增大.峰值逐渐增大,在320°方位角达到最大.对比不同偏航角下压力值得出随着偏航角增大,正压值和负压值均减小,压差也减小.风力机依靠压力面和吸力面的压强差做功,因此风力机的输出功率也减小.另外由于该水平轴风力机为升力型风力机,在数值上吸力面负压值大于压力面正压值.

文中探究偏航状态下风力机输出功率的目的,是为了找出对风力机输出功率有明显影响的偏航角临界值的取值范围.基于此目的在来流风速为8,10 m/s工况下每隔5°偏航角的功率数据得出图4所示的结果,随着偏航角的增大,2个风速下的输出功率均减小,相比于0°偏航角8,10 m/s风速下的输出功率随偏航角的增大分别减少了0.40%,1.11%,

1.85%，3.74%，5.26%，8.06%，10.47%，13.82%，18.11%，22.70% 和 0.17%，0.41%，1.28%，2.42%，3.15%，5.25%，7.60%，10.57%，13.17%，16.36%，说明 2 个风速下功率均随偏航角增大而减小，并且减小的程度随偏航角增大而增大.

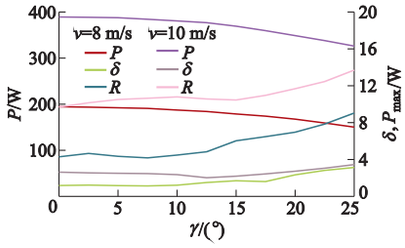


图 4　不同偏航角输出功率变化

Fig.4　Variation of output power with yaw angle

从不同偏航角风力机方差 δ 和极差 P_{max} 可以看出，在额定风速 10 m/s 工况下当偏航角小于 12.5° 时，风力机输出功率方差与极差在数值上相差较小. 当偏航角大于 12.5°时，输出功率方差与极差随偏航角增大而增大，并且相邻 2 个偏航角间数值相差较为明显.

分析风速为 8 m/s 工况下功率方差与极差随偏航角的变化情况，也能得出相同的结论. 结合输出功率的均值可以得出：当偏航角小于 12.5°时，风力机较稳定运行，由偏航所造成的功率损失可以忽略不计；在偏航角大于 12.5°时，风力机不稳定程度明显增加，并且在这个偏航角范围内风力机输出功率随偏航角变化相对比较明显，因此在偏航角大于 12.5° 时要考虑偏航对风力机输出功率造成的影响. 文中无法得出使风力机输出功率有明显损失（相比于 0° 偏航角风力机功率损失 5% 以上）的偏航角确定值，但通过上面的分析可以得出取值为 10°～15°，该值为恶劣偏航角的临界值区间.

3.2　偏航对近尾迹速度传播的影响

风力机尾迹是在来流风通过风轮后速度亏损形成的，尾迹的形成与叶片表面受力情况息息相关，偏航使风轮表面所承受的气动力发生改变，因此也会影响到尾迹传播. 为了定量探究偏航对风力机尾迹速度影响，文中利用模拟出的风力机输出功率计算出轴向诱导因子，并应用偏航致动盘的涡流柱面模型理论得出尾迹偏斜角的理论值，以此确定风轮后监测点的布置位置，在风轮后布置监测点. 在来流风速为 10 m/s、风力机尖速比为 5.5 的额定工况下，得出 5°，10°，15°，20°，25° 共 5 个偏航角风力机轴向诱导因子以及偏航风力机监测点布置平面的理论偏斜角，如表 1 所示，其中空气密度为 1.29 kg/m^3，a 为轴向诱导因子，χ 为尾迹偏转角理论值.

表 1　风力机布点参数

Tab.1　Wake deviation parameters behind wind turbine

参数	γ/(°)	a	χ/(°)
数值	5	0.589	1.768
	10	0.579	3.473
	15	0.558	5.025
	20	0.535	6.420
	25	0.503	7.540

根据监测点的布置方法，在风轮后沿旋转中心轴 Y 轴方向每隔 0.2D 的距离布置一排监测点，布置的排数视研究的问题而定. 每排监测点截面共有 11 个监测点，点与点之间的距离为 0.24R. 图 5 为额定工况偏航角 15°的布点示意图，其中，X 轴正方向所在的区域为尾迹上侧，X 轴负方向所在的区域为尾迹下侧.

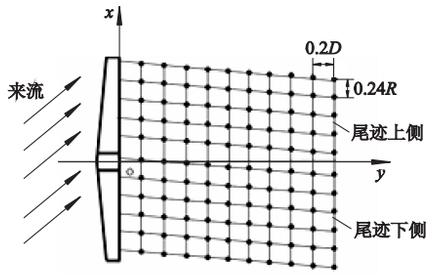


图 5　15°偏航角风力机布点图

Fig.5　Monitoring points behind wind turbine at 15° yaw angle

当风力机处于偏航状态时尾流在翼展方向上不对称，尾迹整体有一定程度偏移. 为了探究偏航对风力机尾迹传播的影响，文中对偏航后风力机的尾迹中心进行定位. 试验中常采用粒子跟踪的方法来寻找偏航后风轮的尾迹中心，在数值计算中为了找出不同偏航角下风轮后轮毂高度处 XY 平面上的尾迹中心，引入“质心”的方法结合多项式拟合来确定 XY 平面上不同轴向位置的尾流中心[8].

尾迹中心的坐标 $x_c(y)$ 根据式(3)计算，即

$$x_c=\frac{\iint x\Delta U(x,y,z)\,\mathrm{d}x\mathrm{d}z}{\iint \Delta U(x,y,z)\,\mathrm{d}x\mathrm{d}z},\qquad(3)$$

式中：$\Delta U(x,y,z)$ 为风轮后尾迹速度随时间变化的平均值. 由于文中所关注的是轮毂高度处 XY 平面上尾流的中心位置，因此文中在 X 方向上使用定积分，忽略 Z 方向尾流的影响，则式(3)被简化为

$$x'_c(y)=\frac{\int x\Delta U(x,y,z=0)\,\mathrm{d}x}{\int \Delta U(x,y,z=0)\,\mathrm{d}x}. \tag{4}$$

图 6 为额定工况下 6 个偏航工况在 XY 平面上尾迹速度中心坐标图.

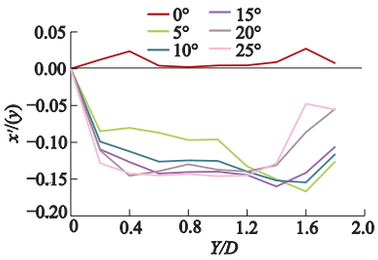


图 6 10 m/s 不同偏航角尾迹中心位置拟合图
Fig.6 Fitted wake center deviation along axial length at six yaw angles and 10 m/s wind speed

当风力机不偏航时,尾迹中心向 X 轴正方向偏斜的最大位置小于 0.05 m,说明不偏航风力机尾迹中心与风轮旋转中心轴基本在一条直线上.当风力机偏航时,尾迹中心坐标向 X 轴负方向均有一定程度的偏移.在轴向 1.0D 之前,尾迹中心偏移的程度随偏航角的增大而增大,并且偏航角越大,相邻偏航角之间尾迹中心偏移的程度越接近,在这部分区域中,5 个偏航角风力机尾迹中心偏移的最大位置分别为 0.133,0.136,0.140,0.144,0.146 m.在 1.0D 之后尾迹中心坐标的偏移不再遵循以上规律,5°,10°,15°的偏航工况风力机尾迹中心偏移程度持续增大,而 20°,25°偏航角风力机尾迹中心偏移的程度在 1.0D 之后开始逐渐减小.这是因为在这一轴向位置之后,20°,25°偏航角风力机尾迹速度开始恢复,尾迹中心偏移程度逐渐缓解,而 5°,10°,15°这 3 个偏航角风力机尾迹速度开始恢复区域出现在 1.2D 之后,说明在恶劣偏航角临界值的区间外,小于此区间的偏航角工况尾迹速度恢复较快,反之较慢.

3.3 尾迹处湍流强度分析

相比于来流风,风轮后尾迹的湍流强度 I 会有大幅度提升,湍流强度是衡量风电场风环境质量的重要标准之一[8].风力机在风电场运行时,产生的尾迹会在一定程度上影响到整个风电场的风湍流环境.风力机处于偏航状态时,相比于不偏航工况风力机尾迹处会产生大量的切向速度,造成偏航风力机湍动能变大,湍流强度提升,并且偏航角不同,尾迹处的湍流强度也不同.

为探究偏航对风轮后尾迹处湍流强度的影响,在额定工况下得出 6 个偏航角工况湍流强度随轴向距离的变化曲线,如图 7 所示.

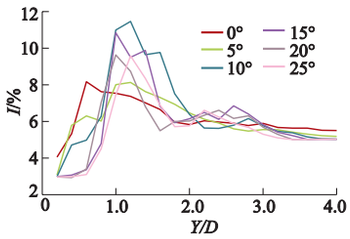


图 7 不同偏航角轴向湍流强度变化规律
Fig.7 Variation of turbulence intensity along axial length at six yaw angles

当风力机不偏航时,尾迹处湍流强度随轴向距离增大先增大,在 0.6D 附近处达到最大值 8.16%,之后随着轴向距离的增加逐渐减小,在 4.0D 处降低到 6.00%.当风力机偏航时,5 个偏航角工况的变化趋势与不偏航工况相同,均是先增大后减小,但最大值和最大值出现的位置以及恢复到来流湍流强度的位置均不同.5 个偏航角下尾迹处的湍流强度的最大值依次为 8.15%,11.46%,10.84%,9.63%和 9.58%,说明相比于不偏航工况,偏航使尾迹处湍流强度的最大值增大,尾迹处风湍流环境相比于不偏航风力机更复杂.5 个偏航角下湍流强度恢复到来流的位置依次为 4.0D,3.8D,3.6D,3.4D 和 3.2D,说明偏航角越大,尾迹处的湍流强度恢复到来流距离越靠近风力机,也在一定程度上说明了偏航缩短了风力机的尾迹.另外,在风轮后沿叶片轴向 0.4D 位置之前,6 个偏航角风力机尾迹处的湍流强度均小于入口处设置的湍流强度(5.00%),并且在这部分区域偏航角越大,湍流强度越低.

风力机在发生偏航时由于尾迹发生偏转,导致尾迹上下侧湍流强度分布不均匀.为了探究不同偏航角下湍流强度的变化情况,选取风轮后轴向 1.4 m(1.0D)截面,结果如图 8 所示.当风力机不偏航时,尾迹上下侧湍流强度基本呈对称分布,在叶根处由于中心涡的作用湍流强度达到最大值 18.02%,沿叶展方向从叶根到叶尖湍流强度先减小后逐渐增大,在叶尖由于叶尖涡的作用湍流强度达到了 8.79%.当风力机偏航时,尾迹上下侧湍流强度有很大不同.在尾迹上侧,5 个偏航角风力机的湍流强度符合沿叶展方向越靠近叶尖湍流强度越小的规律,并且在各个位置随着偏航角的增大湍流强度减小,在这部分区域 5 个偏航角风力机湍流强度的最大值分别为 22.89%,22.86%,15.70%,13.53%,7.34%.从图中可以看出,在尾迹上侧 5°,10°偏航角风力机的湍流强度大于不偏航风力机的湍流强度,但 15°,20°,25°偏

航角风力机湍流强度小于不偏航风力机,这是因为在这一截面处小于 15°偏航角风力机尾迹继续亏损,但大于 15°偏航角风力机的尾迹开始恢复.

在尾迹下侧,上侧的湍流强度无论从数值上还是波动情况都比较大.5 个偏航角风力机的湍流强度在这部分区域均大于入口处的湍流强度,说明在风力机偏航后尾迹下侧处于强湍流环境中.在这部分区域沿叶展方向从叶根到叶尖 5 个偏航角风力机的湍流强度先减小后增大,5°,10°偏航角风力机湍流强度最小值出现在 0.72R 位置附近,最小值分别为 8.93%,15.69%.15°,20°,25°偏航角风力机湍流强度最小值出现在 0.96R 位置附近,最小值分别为 12.13%,13.19%,20.00%,说明风力机偏航后相较于尾迹上侧,尾迹下侧湍流强度更大,风力机湍流环境更复杂.因此在考虑风电场风力机的布置时,可以考虑将后排的风力机布置在前排风力机尾迹上侧位置,以减小前排风力机的尾迹对后排的影响.

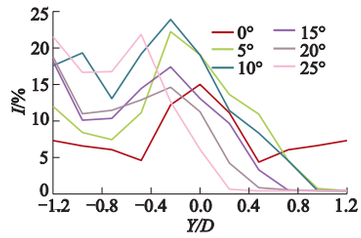


图 8　风轮后 1D 处湍流强度随径向距离的变化规律

Fig.8　Variation of turbulence intensity along radius at 1D axial length behind wind wheel

4　结　论

1）随着偏航角的增大,叶片表面压强差减小,并且方位角每隔 120°,叶片表面正压和负压在数值上均达到 1 次峰值,在 320°方位角达到最大.不同风速下,随着偏航角的增大风力机输出功率减小,能造成输出功率有明显损失的恶劣偏航角的临界值为 10°~15°.

2）随着偏航角增大,沿轴向在 1.0D 之前尾迹速度中心向 X 轴的负方向偏移的程度增大,在 1.0D 之后 5°,10°,15°这 3 个偏航角工况尾迹中心的偏移程度增大,而 20°,25°偏航角工况尾迹中心偏移的程度随着尾迹的恢复逐渐减小.

3）随着偏航角的增大,尾迹湍流强度最大值增大,风力机尾迹湍流变化更复杂,沿轴向湍流强度先增大后减小;偏航使尾迹湍流强度恢复加快,风力机尾迹缩短.

4）偏航使风力机尾迹上下侧湍流强度分布不对称,尾迹下侧湍流强度的波动情况比上侧复杂;随着偏航角的增大,在尾迹下侧,湍流强度增大,在尾迹上侧,湍流强度减小.偏航对尾迹上下侧湍流强度的影响不同,使风力机尾迹湍流环境更复杂.

参考文献(References)

[1] TSAKALOS I, KINIAS I, KONSTANTOPOULOS N. Investment evaluation in renewable projects under uncertainty, using real options analysis: the case of wind power industry [J]. Investment management & financial innovations, 2017, 14(1):96-103.

[2] SCHOTTLER J, BARTL J, MÜHLE F, et al. Wind tunnel experiments on wind turbine wakes in yaw: redefining the wake width [J]. Wind energy science, 2018,3:257-273.

[3] 李岩,吴志诚, 田川公太朗,等. 偏心风轮结构对垂直轴风力机气动特性影响数值模拟[J]. 排灌机械工程学报,2018,36(5):413-419.
LI Yan, WU Zhicheng, TAGAWA K, et al. Numerical simulation on aerodynamic characteristics of vertical axis wind turbine with eccentric rotor structure[J]. Journal of drainage and irrigation machinery engineering, 2018, 36(5): 413-419.(in Chinese)

[4] MAJID B, FERNANDO P A. Experimental and theoretical study of wind turbine wakes in yawed conditions [J]. Journal of fluid mechanics, 2016, 806:506-541.

[5] MÜHLE F, SCHOTTLER J, BARTL J, et al. Blind test comparison on the wake behind a yawed wind turbine [J].Wind energy science,2018,3:883-903.

[6] BARTL J, MÜLLER A, LANDOLT A, et al. Validation of the real-time-response ProCap measurement system for full field wake scans behind a yawed model-scale wind turbine[J].Journal of physics: conference series, 2018,1104:012018

[7] 李得银,张立茹,汪建文,等.偏航对水平轴风力机尾迹的影响[J].可再生能源,2018,36 (1):105-110.
LI Deyin, ZHANG Liru, WANG Jianwen, et al. Effect on the wake of horizontal axis wind turbine turbine under yaw condition[J]. Renewable energy resources, 2018, 36(1): 105-110. (in Chinese)

[8] BARTL J, MÜHLE F, SCHOTTLER J, et al. Wind tunnel experiments on wind turbine wakes in yaw: effects of inflow turbulence and shear[J].Wind energy science, 2018, 3: 329-343.

(责任编辑　谈国鹏)