

基于致动线方法的风力机组尾迹控制策略研究

王渊博¹, 李 春^{1,2}, 缪维跑¹, 杨 阳¹, 丁勤卫¹

(1. 上海理工大学能源与动力工程学院, 上海 200093; 2. 上海市动力工程多相流与传热重点实验室, 上海 200093)

摘 要: 为提高风场总功率,减小上游风力机尾迹的影响,以实现风场全局优化的思想,利用致动线(ALM)方法,基于开源软件OpenFOAM对9种偏航工况、15种风轮俯仰工况及9种风场错列布置进行数值模拟。对比不同尾迹控制策略下的风场总功率输出,并结合流场云图分析尾迹对风力机性能影响的流动机理。结果表明:3种尾迹控制方法均可减弱上游风力机尾迹对下游风力机气动性能的影响,且偏航尾迹控制方法略优于风轮俯仰,风场错列显著优于偏航,其中偏航、风轮俯仰及风场错列分别可提高无尾迹控制策略时风场总功率的35.3%、34.5%和68.5%。

关键词: 风力机; 风场; 尾迹; 控制; 致动线

中图分类号: TK83

文献标识码: A

0 引 言

风能是解决当前能源危机最具前景的一种新能源^[1,2],为最大限度利用风能资源,通常在一个风场中安装数十台甚至数百台风力机^[3,4],但上游风力机尾迹造成的速度亏损和湍流强度增加会严重影响下游风力机的气动性能^[5,6],导致其输出功率大幅下降,最终将导致风能和土地资源的浪费和风电成本的提高。因此,研究风力机尾迹尤其是有效的风力机组尾迹控制策略以提高风场总功率、节约风能资源及降低风电成本成为当前风电研究的热点之一^[7-9]。

2014年,Fleming等^[10,11]基于LES(large eddy simulation)方法,通过独立变桨减小尾迹速度亏损效应,结果显示风场总功率提高有限且叶根弯矩成倍增加。2015年,Gebraad等^[12]基于高精度风场模拟专用仿真软件SOWFA(simulator for wind farm applications),通过调整桨距角和扭矩的方法对风力机组进行数值计算,结果表明该方法对风场全局优化效果不佳。文献[13]利用Fluent软件对某商用1.5 MW水平轴风力机在3种来流风况(风速分别为7.0、10.4和12.5 m/s)下的尾迹和气动性能进行计算,并将结果与相似实验进行对比,验证三维粘性不可压模型的准确性,但文献[13]仅对单台小型

1.5 MW风力机进行CFD数值模拟,因为CFD方法需要大量近壁面网格以求解边界层流动,数值计算多台MW级风力机计算量巨大,计算成本难以承受。文献[14]基于多涡格升力面自由尾迹法模拟了NREL Phase VI实验双叶片风力机的气动性能,结果表明采用两涡格的三维尾缘分离预估模型对法向力系数和弦向力系数计算最为精确,但文献[14]所用涡尾迹法虽有相对高的精度,且可预测风力机尾迹,但随现代风力机尺寸增大,其流场结构跨越从微观到宏观5个量级尺度,涡尾迹法对大尺度空间内小涡发展的预测精度较低^[15]。2016年,Shives等^[16]基于致动盘方法,以风场总功率为目标进行风场全局优化,结果得到最佳风场布置,但与致动线基于叶片对风轮进行简化不同,致动盘把整个风轮简化为一个对称圆盘,致使该模型下的风轮无法旋转,计算结果相比于致动线模型较为粗糙^[17,18]。

为此,本文利用致动线(ALM)方法^[19,20],基于开源软件OpenFOAM对偏航、风轮俯仰及风场错列尾迹控制策略下的风力机组风场进行数值模拟,比较各工况下的风场总功率,并结合风力机轮毂处风场水平截面和垂直截面的速度与涡量云图对上游风力机影响下游风力机的流动机理进行分析,可为风

收稿日期: 2016-07-21

基金项目: 国家自然科学基金(51176129; 51676131); 上海市科学技术委员会项目(13DZ2260900)

通信作者: 李 春(1963—),男,博士、教授、博士生导师,主要从事动力机械优化设计方面的研究。lichunusst@163.com

电场的微观选址、运行及节约成本提供参考和理论指导。

1 致动线方法

1.1 控制方程

致动线方法的控制方程为：

$$\frac{D\mathbf{V}}{Dt} = -\frac{1}{\rho}\nabla p + \nu\nabla^2\mathbf{V} + \mathbf{f} \quad (1)$$

式中, \mathbf{V} ——速度矢量; t ——时间; ρ ——密度; p ——压强; ν ——运动粘度; \mathbf{f} ——体积力, 表征叶片对流场的反作用力, 传统 CFD 方法模拟风场时的控制方程忽略此项。

1.2 体积力

由牛顿第三运动定律知, 利用流场对叶片的作用力可求叶片于流场的体积力。因致动线方法无实体壁面, 需通过其他模型计算叶片所受作用力以达到与实体叶片相同效果, 该研究以叶素动量理论作为附加模型, 计算过程中在每个时间步读取流场信息, 然后根据翼型气动数据计算叶片的作用力。

如图 1 所示, 将叶片对流场的体积力投射至致动线附近计算区域, 称为体积力光顺。体积力光顺方法对数值计算影响很大——投射范围较小时数值计算将产生严重震荡, 甚至无法收敛; 投射范围过大时投射区域网格所得体积力过小, 流场状态改变微弱, 尤其是叶根涡和叶尖涡被过分抹平, 与实际情况不符^[21]。

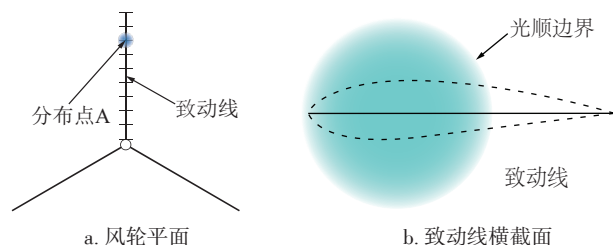


图 1 体积力光顺示意图

Fig. 1 Sketch of distribution of body forces

将体积力以三维高斯分布形式向流场光顺^[22]以解决上述问题, 如式(2)所示:

$$f(r) = \frac{1}{\varepsilon^3 \pi^{\frac{3}{2}}} e^{-\frac{r^2}{\varepsilon^2}} \quad (2)$$

式中, r ——体积力中心至投射点的距离; ε ——光顺因子, 控制体积力光顺的集中程度。

Troldborg^[22]通过对致动线方法体积力光顺的形式进行深入研究后指出, 若利用高斯分布光顺体积力, 当光顺因子 $\varepsilon = 2\Delta s$ 时效果与实际叶片最接近 (Δs 为致动线分布点间距)。此外, 为提高计算效率且兼顾精确度, 需确定体积力光顺边界, 边界上体积力大小为致动线上的 5%, 边界之外不再进行体积力光顺^[23]。

1.3 致动线求解器

基于 OpenFOAM 的标准求解器 pisoFoam 构造新求解器 pisoFoamTurbine, 专用于致动线方法对风力机的数值模拟, 其通过建立 C++ 类“turbines”, 实现定义体积力数组、求解体积力大小及光顺体积力等操作, pisoFoamTurbine 中动量方程的代码变为:

```
fvVectorMatrix UEqn
(
    fvm::ddt(U)
    + fvm::div(phi, U)
    + turbulence->divDevReff(U)
    - turbines.force()
);
```

2 计算模型与网格划分

2.1 风力机组

计算模型选用 NREL 5 MW 风力机, 额定风速为 11.4 m/s, 额定转速为 12.1 r/min, 风轮直径为 126.0 m, 轮毂直径为 3.0 m, 风轮锥角为 2.5°, 轮毂高度为 90.0 m。以风轮直径 D 为基准 (如图 2 所示), 在风场中布置 2 台 NREL 5 MW 风力机, 分别为 WT1 与 WT2, WT1 距入口 $3D$, WT2 距 WT1 为 $7D$, 出口距 WT2 为 $10D$ 。图 2 中 X 轴正方向为风的流动方向, Z 轴正方向为风场高度方向。此外, 偏航和风轮俯仰控制策略所用风场的宽度即 Y 轴方向为 $6D$, 风场错列为 $8D$ 。

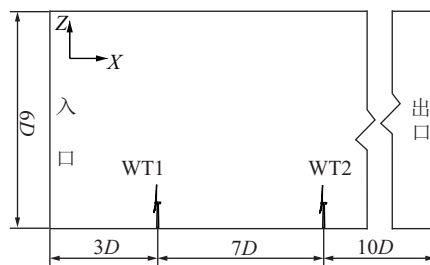


图 2 风力机组布置

Fig. 2 Layout of wind turbines

2.2 尾迹控制策略

控制风场上游风力机 WT1 进行偏航及风轮俯仰,该研究共模拟 9 种偏航工况及 15 种风轮俯仰工况,其中偏航角取值从 230° 到 310° ,步长为 10° ;风轮俯仰角取值从 -35° 到 35° ,步长为 5° 。控制风场下游风力机 WT2 沿 Y 轴方向移动,在 Y 轴正方向分别移动 $0.5D$ 、 $0.75D$ 、 $1.0D$ 和 $1.25D$,在 Y 轴负方向移动距离与 Y 轴正方向对应相等。图 3 为尾迹偏移控制策略示意图。

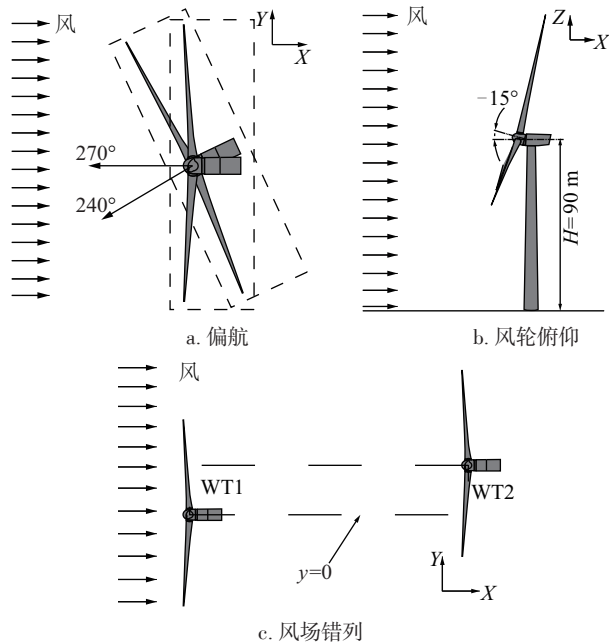


图3 尾迹控制策略

Fig. 3 Control strategies of wake

2.3 数值计算模型

致动线方法无需对风力机建模,可将风场全部处理为正交网格,极大地提高了运算精度和速度。对计算域中风轮所在的整个水平区域网格进行加密,在加密区与粗网格区之间添加两层过渡带以避免数值计算震荡。如图 4 所示,网格精度从外向内依次加倍,加密区网格精度为 $3.94 \text{ m} \times 3.94 \text{ m} \times 3.94 \text{ m}$,与 Fleming 等^[11]模拟风场的网格尺度相近。

计算域边界条件如图 5 所示。进口为速度入口,方向沿 X 轴,大小为 11.4 m/s ;出口为压力出口,大小为一个标准大气压,为 101.325 kPa ;下界面及上界面为滑移边界条件;沿 Y 轴方向的 2 个侧面为周期性边界条件。

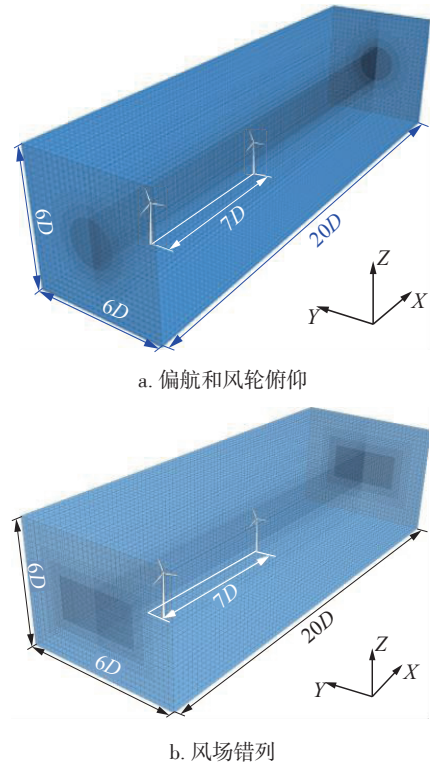


图4 风场网格划分

Fig. 4 Mesh generation of the wind farm

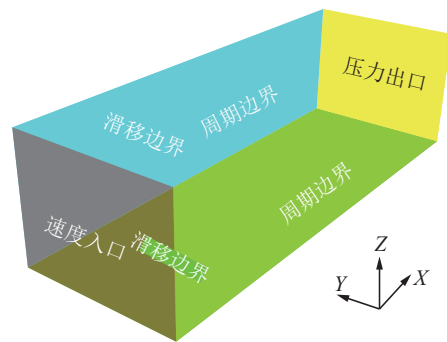


图5 计算域边界条件

Fig. 5 Boundary conditions of the calculation domain

3 计算结果与分析

耦合了致动线方法的 pisoFoam 求解器在每个时间步计算每台风力机的功率并实时输出。风从风场入口发展到出口共需 220 s ,之后再继续计算到 300 s ,文中风力机的输出功率取最后的 79.34 s (共 16 个旋转周期)内的平均值。图 6 为偏航控制、风轮俯仰控制和风场错列下各风力机的输出功率。

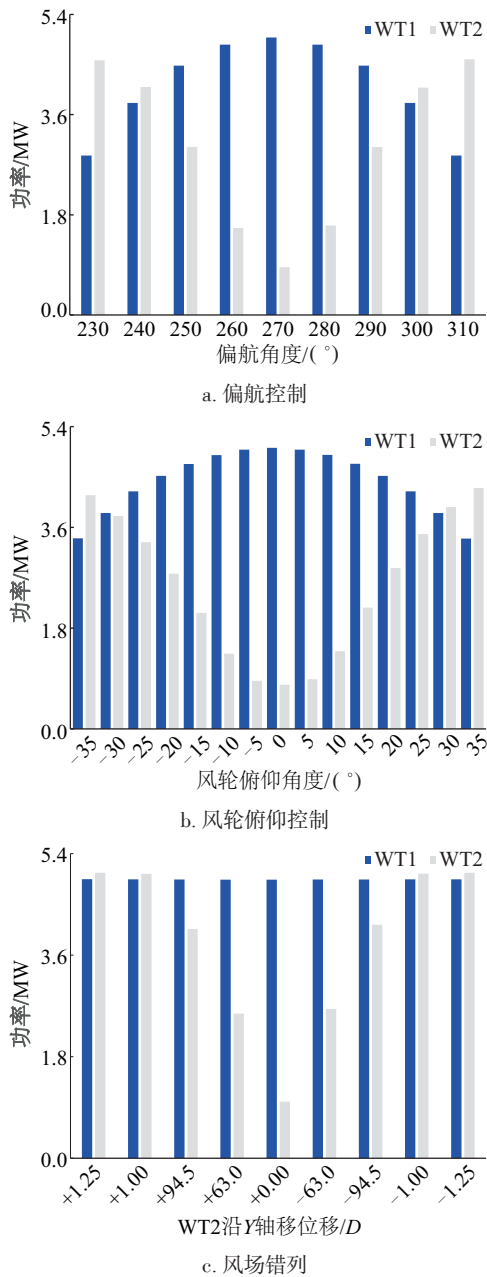


图6 各风力机输出功率

Fig. 6 Output power of wind turbines

由图 6a 可知,偏航角以 10° 步长从 230° 增加到 310° 的变化过程中,上游风力机 WT1 输出功率逐渐增大,当偏航角为 270° 时达到最大值,继续增大偏航角其输出功率又逐渐减小。下游风力机 WT2 输出功率变化趋势与 WT1 相反,当偏航角为 270° 时降至最小值,说明此时上游风力机尾迹对下游风力机影响最大。若以 270° 偏航角为基点,偏航角每减少或增大 10° ,WT1 输出功率的减小或 WT2 输出功率的增大几乎呈对称关系,此一方面说明通过控制

偏航角减弱尾迹对下游风力机功率输出的影响存在一个最佳偏航角度,另一方面也表明所采用制动线方法的正确性与可行性。

从图 6 中可看出,风轮俯仰角以 5° 的步长从 -35° 增加到 0° 的过程中,WT1 输出功率逐渐增加,当风轮俯仰角为 0° 时达到最大,为 5.0205 MW ;风轮俯仰角继续增大时,WT1 输出功率又开始下降。下游风力机 WT2 输出功率的变化趋势与 WT1 相反,当风轮俯仰角为 0° 时最小,证明 WT1 在此俯仰角度下的尾迹对 WT2 影响最大。此外,从图 6b 还可看出 WT2 在正俯仰角工况下的输出功率整体比对应负仰角时高,其中最大高出约 150 kW 。

由图 6c 可见,随着 WT2 在 Y 轴移动距离的不同,其输出功率变化明显。当移动距离为 $0D$ 时,WT2 的输出功率为 1.0045 MW ,仅为此时 WT1 的 20.3% 。随 WT2 向 Y 轴正负方向移动,其输出功率逐渐增加,当移动距离为 $1.25D$ 时,WT2 在 Y 轴正负方向的输出功率分别为 5.0624 和 5.0613 MW ,说明此时 WT2 几乎不受上游风力机 WT1 尾迹的影响。从图 6c 中还可看出,在 WT2 的移动过程中,WT1 输出功率随 WT2 移动距离的增大稍微有所增加,证明 WT2 也会对 WT1 的输出功率有轻微影响。此外图 6c 功率输出所呈现的对称性也证明计算的准确性。

图 7 为偏航控制、风轮俯仰控制和错列控制下的风场总功率曲线图,可用于对比 3 种不同尾迹控制策略对风场总功率的影响。从图中可直观看出,风场总功率在错列工况下整体远高于偏航控制和风轮俯仰控制。以 270° 偏航角为基点,偏航工况的总功率呈对称关系,与图 6 吻合;风轮俯仰控制下,风场总功率和偏航时大体相同,但正俯仰角下的风

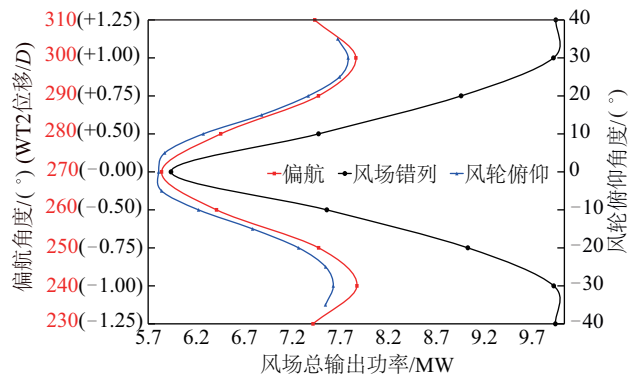


图7 风场总输出功率

Fig. 7 Total output powers of wind farm

场总功率大于负俯仰角下的风场总功率;风场错列工况下的总功率大体上也呈对称趋势,但在未移出 WT1 尾迹的情况下,WT2 向 Y 轴负方向移动时的风场总功率大于 WT2 向正方向移动时的风场总功率,尤其是 $-0.5D$ 时比 $0.5D$ 时高出 84717.871 W。

基于三次多项式,利用最小二乘法分别拟合偏航、风轮俯仰及风场错列 3 种尾迹控制策略的风场总功率,可得如式(3)~式(5)所示的关系式:

$$P_1 = -3.0724\theta^3 + 0.0008\theta^2 + 0.427\theta + 63.9563 \quad (3)$$

$$P_2 = -1.0914\varphi^3 + 0.0015\varphi^2 + 0.0034\varphi + 6.2509 \quad (4)$$

$$P_3 = 0.0527\ell^3 + 2.2738\ell^2 - 0.0737\ell + 7.0845 \quad (5)$$

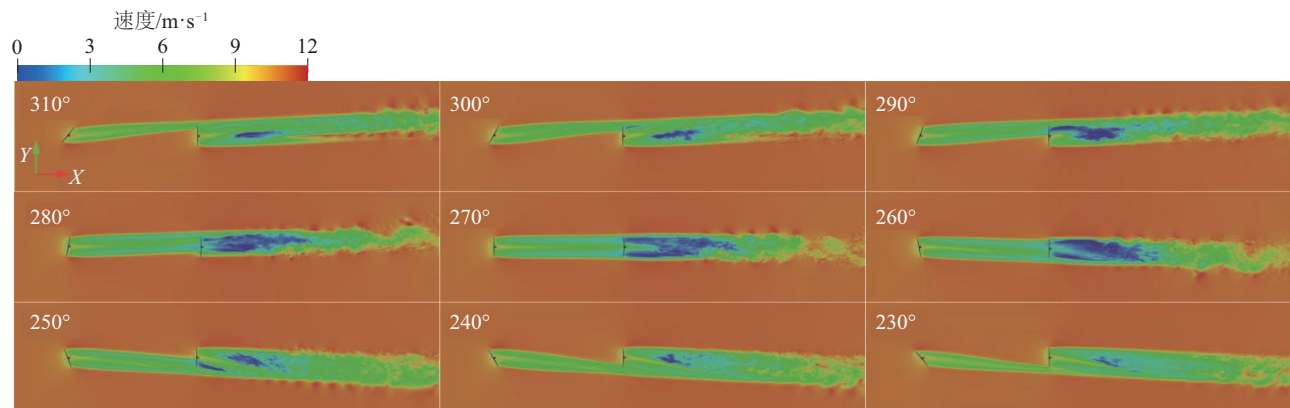
式中, P_1 ——偏航控制策略的风场总输出功率, MW; θ ——偏航角,变化范围从 $230^\circ \sim 310^\circ$; P_2 ——风轮俯仰控制策略时风场总输出功率, MW; φ ——俯仰角,变化范围从 $-35^\circ \sim 35^\circ$; P_3 ——风场错列时总输率, MW; ℓ ——WT2 沿 Y 轴的位移, D 。

图 8a 为偏航控制策略下风场风力机组轮毂高度处的速度云图,从图中可看出,偏航控制策略能明显改变上游风力机尾迹方向,偏航角越大,其尾迹偏移下游风力机风轮中心幅度越大。WT1 无偏航时,上游风力机尾迹全部落在下游风力机风轮上,造成下游风力机完全运行在尾迹中,因而其功率仅有 0.8570 MW,为上游风力机的 17.2%。WT1 的偏航角为 260° 和 280° 时,其尾迹已开始偏离 WT2 风轮中心,WT2 部分运行于 WT1 尾迹中,此时 WT2 输出功率分别为 1.5658 和 1.6101 MW,均接近 WT2 在上游风力机无偏航控制时输出功率的 2 倍。随 WT1 偏航角进一步增大,WT2 输出功率也持续增大,当 WT1 偏航角增大到 310° 时,WT2 输出功率为 4.5940 MW,已非常接近 NREL 5 MW 风力机的

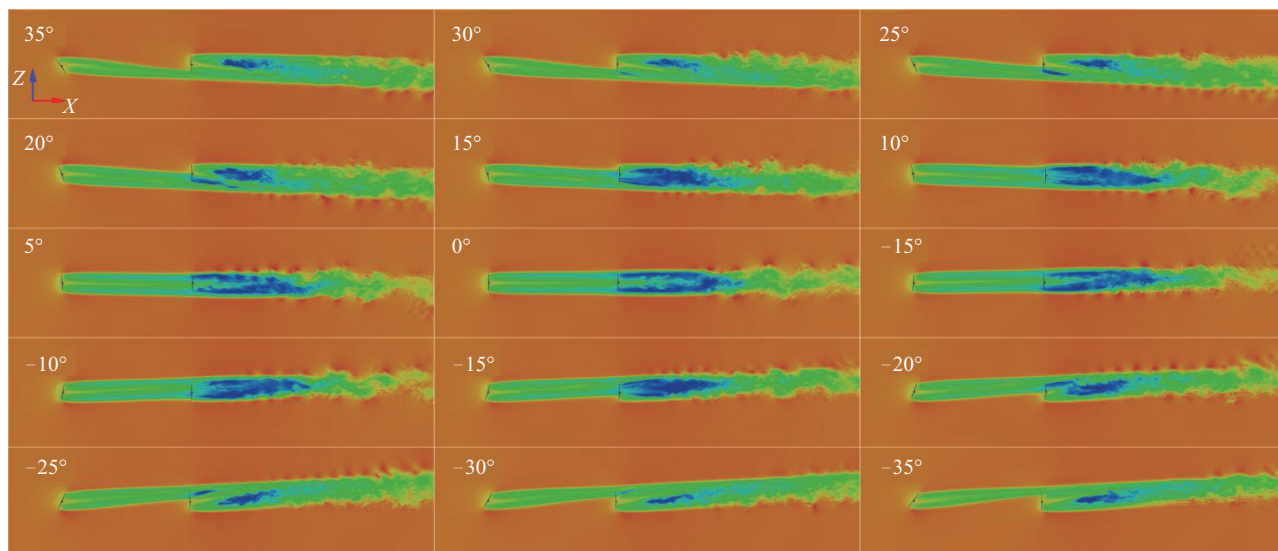
额定功率,但此时风场总功率并非最大,因为 WT1 偏航角过大,严重偏离设计工况,导致其输出功率大幅下降,仅为 2.8663 MW。

图 8b 为风轮俯仰控制策略下过风轮中心风场垂直截面的速度云图,可清楚看出 15 种风轮俯仰工况下 WT1 尾迹偏移情况。风轮俯仰控制目的与偏航控制一样均使上游风力机尾迹偏离下游风力机风轮中心,从而使得下游风力机非完全运行于尾迹中,进而大幅提高其输出功率,最终风场总功率得以提高。从图中可看出,当 WT1 风轮俯仰角为 0° 时,其尾迹即未上偏也未下偏,造成 WT2 全部运行在尾迹中,尾迹带来的速度亏损和高湍流度导致 WT2 输出功率大幅降低,为 0.7900 MW,仅为此时 WT1 输出功率的 15.7%。当 WT2 俯仰角继续增大时,其尾迹逐渐下偏,下游风力运行在尾中的部分越来越少,输出功率越来越高,偏航角为 35° 时,WT2 输出功率最高,但此时 WT1 的运行工况严重恶化,输出功率大幅下降,最终造成风场总功率比风轮俯仰角为 30° 时低,这与图 6 结果吻合较好。此外,图 6b 中 WT2 输出功率在 WT1 俯仰角为正时相比俯仰角为负时整体上稍高,此现象可从图 8b 得到解释:即由于重力作用 WT1 尾迹会向下轻微偏移,WT1 偏航角为负时尾迹上偏,重力作用会减弱尾迹偏移效果,WT1 偏航角为正时尾迹下偏,重力用则进一步加强下偏效果。

叶片压力面的压力高,吸力面的压力低,压力差推动气流绕过叶尖形成叶尖涡。风力机叶尖涡在来流风速的叠加下,不易从迹线或速度矢量上直接显示出漩涡位置,因而利用 Q 值(速度梯度张量的二阶不变量)以显示涡,图 9 为风力机组错列控制



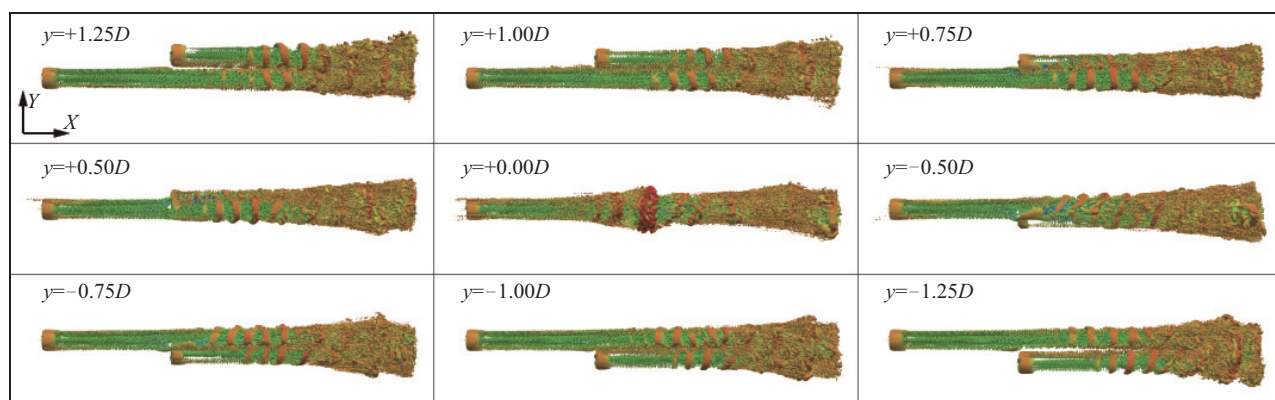
a. 偏航控制



b. 风轮俯仰控制

图8 风场速度云图

Fig. 8 Velocity clouds of wind farms

图9 风场错列 Q 值分布图Fig. 9 Distribution of Q for staggered

下的风力机组尾迹流场 Q 值分布图,可清楚看出从叶尖拖出的叶尖涡在风力机尾迹区呈螺旋状向风场下游发展。由图9可见,WT2在向 Y 轴正负方向移动的过程中,其风轮运行在WT1尾迹中的部分越来越少,直至移动距离为 $1.25D$ 时完全移出WT1尾迹;WT2在向 Y 轴正方向移动时的输出功率比向 Y 轴负方向移动时稍大,此因从风场上游向下游看,WT1顺时针旋转,尾迹逆时针旋转向,因而尾迹会向 Y 轴正方向偏,从而造成其对 Y 轴正方的影响比 Y 轴负方向的影响大,这可解释图6c中WT2风力机输出功率的变化趋势及大致的对称关系,进一步验证了研究的准确性。

4 结 论

基于开源CFD软件OpenFOAM,利用致动线方法对风力机组风场进行偏航、风轮俯仰及风场错列3种尾迹控制策略进行数值模拟,主要得出以下结论:

1)上游风力机产生的尾迹效应即速度亏损和湍流强度增加对风场下游风力机影响严重,可导致下游风力机输出功率大幅下降。

2)通过对上游风力机进行偏航可使其尾迹偏移下游风力机风轮中心,从而下游风力机可非完全运行于上游风力机尾迹中,输出功率显著提高,进而风场总功率得以增加。

3)风轮俯仰控制策略下,虽上游风力机输出功率稍有降低,但下风力机功率大幅提高,最终风场总功率得以提升。

4)风场错列可使上游风力机在输出功率不减小的情况下提高下游风力机功率,因而对全风场优化的效果的远优于偏航和风轮俯仰。

[参考文献]

- [1] 许 昌, 杨建川, 韩星星, 等. 基于CFD和NCPSO的复杂地形风电场微观选址优化[J]. 太阳能学报, 2015, 36(12): 2844—2851.
- [1] Xu Chang, Yang Jianchuan, Han Xingxing, et al. Optimization of windfarm micrositting in complex terrain based on CFD and NCPSO [J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2015, 36(12): 2844—2851.
- [2] 顾 波, 刘永前, 孟 航, 等. 可用于风电场优化控制的尾流快速计算方法[J]. 太阳能学报, 2015, 36(7): 1658—1663.
- [2] Gu Bo, Liu Yongqian, Meng Hang, et al. The study of wake fast calculation algorithm for optimization wind control[J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2015, 36(7): 1658—1663.
- [3] Choi N J, Sang H N, Jeong J H, et al. Numerical study on the horizontal axis turbines arrangement in a wind farm: Effect of separation distance on the turbine aerodynamic power output[J]. Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics, 2013, 117: 11—17.
- [4] Miao W, Li C, Yang J, et al. Numerical investigation of the yawed wake and its effects on the downstream wind turbine[J]. Journal of Renewable & Sustainable Energy, 2016, 8(3): 48—955.
- [5] Gao X, Yang H, Lu L. Optimization of wind turbine layout position in a wind farm using a newly-developed two-dimensional wake model[J]. Applied Energy, 2016, 174: 192—200.
- [6] Kim Y, Al-Abadi A, Delgado A. Experimental wind turbine wake investigation towards offshore wind farm performance validation[J]. Archives of Foundry Engineering, 2016, 32(11): 95—222.
- [7] Mladenović I, Marković D, Milovančević M, et al. Extreme learning approach with wavelet transform function for forecasting wind turbine wake effect to improve wind farm efficiency[J]. Advances in Engineering Software, 2016, 96: 91—95.
- [8] Iungo G V. Experimental characterization of wind turbine wakes: Wind tunnel tests and wind LiDAR measurements [J]. Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics, 2016, 149: 35—39.
- [9] Song Z, Zhang Z, Chen X. The decision model of 3-dimensional wind farm layout design [J]. Renewable Energy, 2016, 85: 248—258.
- [10] Fleming P A, Gebraad P M O, Lee S, et al. Evaluating techniques for redirecting turbine wakes using SOWFA [J]. Renewable Energy, 2014, 70: 211—218.
- [11] Fleming P, Gebraad P M O, Sang L, et al. Simulation comparison of wake mitigation control strategies for a two-turbine case[J]. Wind Energy, 2014, 18(2): 1—7.
- [12] Gebraad P M O, Fleming P A, Van Wingerden J W. Comparison of actuation methods for wake control in wind plants[A]. The 2015 American Control Conference [C], Chicago, 2015.
- [13] 张昇龙. 水平轴风力机尾流场及其气动性能的研究[D]. 兰州: 兰州理工大学, 2014.
- [13] Zhang Shenglong. Analysis of wake flow fields and aerodynamic performance for horizontal- axis wind turbine [D]. Lanzhou: Lanzhou University of Technology, 2014.
- [14] 王渊博, 李 春, 栾忠骏. 水平轴风力机多涡格升力面涡尾迹法的研究[J]. 哈尔滨工程大学学报, 2016, 37(8): 1—7.
- [14] Wang Yuanbo, Li Chun, Luan Zhongjun. The research of multi lattice lifting surface vortex wake method in the horizontal axis wind turbine[J]. Journal of Harbin Engineering University, 2016, 37(8): 1—7.
- [15] 夏巍巍. 水平轴风力机尾流结构及其对风电场布局影响的研究[D]. 兰州: 兰州理工大学, 2014.
- [15] Xia Weiwei. The study of wake structure of horizontal axis wind turbine and its effects on farms layout [D]. Lanzhou: Lanzhou University of Technology, 2014.
- [16] Shives M, Crawford C. Adapted two-equation turbulence closures for actuator disk RANS simulations of wind & tidal turbine wakes[J]. Renewable Energy, 2016, 92: 273—292.
- [17] 王 强. 水平轴风力机三维空气动力学计算模型研究[D]. 北京: 中国科学院工程热物理研究所, 2014.
- [17] Wang Qiang. Study on 3D aerodynamic computational models of HAWT [D]. Beijing: University of Chinese Academy of Sciences, 2014.
- [18] Sørensen J N, Kock C W. A model for unsteady rotor aerodynamics[J]. Journal of Wind Engineering &

- Industrial Aerodynamics, 1995, 58(3): 259—275.
- [19] Sorensen J N, Shen W Z. Numerical modeling of wind turbine wakes[J]. Journal of Fluids Engineering, 2002, 124(2): 393—399.
- [20] 刘 强. 漂浮式风力机动态响应及气动特性研究[D]. 北京: 中国科学院大学, 2014.
- [20] Liu Qiang. Dynamic response and aerodynamic characteristics of floating wind turbines[D]. Beijing: University of Chinese Academy of Sciences, 2014.
- [21] 刘 磊. 风力机叶片非定常气动特性的研究[D]. 北京: 中国科学院大学, 2012.
- [21] Liu Lei. Research on the unsteady aerodynamic characteristics of wind turbine blades[D]. Beijing: University of Chinese Academy of Sciences, 2012.
- [22] Troldborg N. Actuator line modeling of wind turbine wakes[D]. Copenhagen: Technical University of Denmark, 2008.
- [23] Jin Wenjie. Numerical simulation of wind turbine wakes based on actuator line method in NEK5000[D]. Stockholm: Royal Institute of Technology, 2013.

RESEARCH OF CONTROL STRATEGIES FOR WIND TURBINES WAKE BASED ON ALM

Wang Yuanbo¹, Li Chun^{1,2}, Miao Weipao¹, Yang Yang¹, Ding Qinwei¹

(1. School of Energy and Power Engineering, University of Shanghai for Science and Technology, Shanghai 200093, China;

2. Shanghai Key Laboratory of Multiphase Flow and Heat Transfer in Power Engineering, Shanghai 200093, China)

Abstract: In order to improve the total output powers of the wind farm and decrease the wake effect of the upstream wind turbine, based on the ideal to optimize the global wind farm, nine yaw, fifteen tilt and nine staggered operation conditions were simulated by OpenFOAM with the ALM. The total output powers of the wind farm for every wake control strategies were compared and the flow mechanism of the influence on wind turbines with different wake control strategies was investigated with the help of the fluid field profiles. The results show that three wake control strategies could weaken the effect of the upstream wind turbine wake on the downstream wind turbine, in this term, while effectiveness of the yaw is superior to the tilt and the staggered is dramatically superior to the yaw. The yaw, tilt and staggered could improve respectively the 35.3%, 34.5% and 68.5% of the total output powers of the wind farm without the wake control strategy.

Keywords: wind turbine; wind farm; wake; control; actuator line model