

DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2019.02.010

尾流算法与风向变化对海上风机排布影响研究

吴迪, 刘怀西, 苗得胜

(明阳智慧能源集团股份有限公司, 中山 528437)

摘要: [目的]为了获得海上风场的最优机位排布方案,提升海上项目在全生命周期内的经济收益,必须对影响发电量的关键因素做详细分析。[方法]结合海上风场工程项目的实际案例,基于自主开发的海上机位自动优化算法,分别应用 Jensen 和 Larsen 两种单机组尾流模型的技术理论,对比了多机组间三种不同的尾流组合叠加方式,并考虑了风向年际变化对现有机组排布的影响,给出了对应的最优机位排布方案。[结果]计算结果显示:海上风向的年际变化是影响机位排布的关键因素,使用不同尾流模型对机位排布的影响较小,多机组间尾流叠加方式对机位排布没有影响。[结论]研究成果为工程项目中最优机位排布的选择提供了关键依据,避免了风场 25 年全生命周期内上亿元的经济损失。

关键词: 海上风场; 最优机位排布; 风向年际变化; 尾流模型; 尾流叠加方式

中图分类号: TK89; TK83

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2019)02-0054-05

Research on Offshore Wind Farm Units Layout Considering the Algorithm of Wake Model and the Change of Wind Direction

WU Di, LIU Huaixi, MIAO Desheng

(Mingyang Smart Energy Group Corporation, Zhongshan 528437, China)

Abstract: [Introduction]The paper aims to obtain the optimal layout of offshore wind farm and gain the maximum profit in the project life-cycle, it is high necessary to analyze its impact factors. [Method]The own developed application was used to compare the wake models between Jensen and Larsen, different superposition algorithm among wind turbines and the interannual variability of wind direction, this disquisition had combined the practical offshore wind farm case to analyse and provide the optimal layout. [Result]The results we obtained demonstrate that the interannual variability of wind direction is the most key factor to layout, followed by the different wake model, with superposition algorithm least. [Conclusion] This work provides some guidance for further project on choosing the optimal layout, thus the billions of dollars in losses caused by interannual variability of wind direction can be avoided in life-cycle of 25 years.

Key words: the offshore wind farm; the optimal layout; interannual variability of wind direction; wake model; superposition algorithm among wind turbines

海上风场的机位排布方案是风场前期规划设计中的重要组成部分,机位点的选择直接影响风场建成后的发电量结果^[1-3],而决定机位点排布方式的关键因素是尾流算法和风向变化。随着近年来海上风电的迅速发展,国内外对风机尾流开展了大量研

究工作,如 1986 年,丹麦 Riso 国家实验室提出的 Park 模型^[4],现已广泛应用在 WT、WASP 等各种风资源软件中,Lissaman 在实测数据的基础上提出了单台风机尾流的计算模型^[5-6],Magnusson 和 Smedman 分析了 4 台近海风机尾流的实际测量数据,研究了单风机与双风机间的尾流影响^[7],Neff 用风洞实验的方法验证了不同来流风速与湍流强度对风力机尾流的影响^[8]。而对另一因素风向的变化则少有人做详细研究,仅蔡彦枫等通过不同季节、

收稿日期: 2018-10-01 修回日期: 2018-12-26

基金项目: 广东省海洋经济创新发展区域示范专项项目“高性能 6.0 MW 海上风电海洋工程装备的研发及产业化”(GD2015-C1-001)

扇区划分及风频变化三个方面论证了对风机不同几何阵列单元的影响^[9]。但目前还缺乏尾流与风向对风场机位排布影响程度的相关研究。

本文采用自主开发的海上风场机位自动优化算法,通过海上机位排布方案的快速迭代遍历寻优计算,完成了不同情况下的机位优化排布。根据最优排布结果详细对比了 Jensen 模型和 Larsen 尾流模型、多风机间三种不同尾流叠加算法及风向的年际变化对机位排布的影响程度,为海上风场的前期规划提供了重要的参考依据。

1 模型与算法

1.1 Jensen 尾流模型

该尾流模型由 N. O. Jensen 提出,后由 Katic^[10]等拓展到实际的风场。模型采用一种简单的方法根据动量损失理论预测尾流场,假设叶轮下游的尾流区域线性扩张的前提下,根据风机在实际风速下的推力系数 C_t 推算得到的尾流初始速度损失,以及与尾流扩张成比例的尾流损失常数。详细计算公式如下:

$$C_{wake} = \frac{U_{downwind}(x)}{U_{upwind}} = 1 - (1 - \sqrt{1 - C_t}) \left(\frac{D_{rotor}}{D_{rotor} + 2kx} \right)^2 \quad (1)$$

式中: C_t 为推力系数,其值取决于上风向风速,且要求 $0 \leq C_t < 1$; D_{rotor} 为产生尾流影响的风机叶轮直径; k 为尾流衰减因子; x 为到风机轴向距离。

1.2 Larsen 尾流模型

该尾流模型是半解析性模型,是从 Prandtl 旋转对称湍流边界层公式的渐近表达式和相似性假设推导出来的。在欧洲风电机组标准 II 中^[11]被推荐作为计算尾流损失的模型,详细计算公式如下:

$$C_{wake} = 1 - \frac{1}{9} \sqrt[3]{C_t A_{wtl} x^{-2}} \cdot \left\{ r^{\frac{3}{2}} (3 C_t^2 C_t A_{wtl} x)^{-\frac{1}{2}} - \left(\frac{35}{2\pi} \right)^{\frac{3}{10}} (3 C_t^2)^{-\frac{1}{5}} \right\}^2 \quad (2)$$

式中: C_t 为推力系数,其值取决于上风向风速,且要求 $0 \leq C_t < 1$; A_{wtl} 为产生尾流影响的风机叶轮面积; x 为到风机轴向距离; r 为到风机径向距离; $C_1 = (D/2)^{\frac{5}{2}} (C_t A_{wtl} x_0)^{-5/6}$ 为与风能阻力相关的系数; $x_0 = 9.5D (2 R_{95}/D)^{-3} - 1$ 为参数近似值; $R_{95} = 0.5(R_{nb} + \min(h, R_{nb}))$ 为尾流设计半径; $R_{nb} =$

$\max(1.08D, 1.08D + 21.7D(I_a - 0.05))$; I_a 为轮毂高度处的环境湍流强度; h 为轮毂高度。

1.3 不同的尾流叠加算法

现在的所有经验尾流模型都是针对单风机的尾流模型。但是,对于有多台风电机组的风电场,下风向风机经常会受到多台上风向风机的影响,为得到合理的尾流结果,必须把这些单尾流模型进行组合,得到多风机影响的综合效应。

本文对比了三种尾流组合方法,用来验证不同叠加算法对机位排布的影响,分别是:

1) 速度变化的平方和

$$\Delta V = \sqrt{\sum_{k=1}^{n-1} (1 - C_{wake, kn})^2} \quad (3)$$

式中: ΔV 是速度变化; n 是上风向风机数量。

2) 线性叠加

$$\Delta V = \sum_{k=1}^{n-1} (1 - C_{wake, kn}) \quad (4)$$

3) 速度变化的最大值

$$\Delta V = \max_{k=1,2,\dots,n-1} (1 - C_{wake, kn}) \quad (5)$$

需要注意的是,当下风向风电机组仅有部分处于尾流中,则速度变化要乘以重合面积与下风向风电机组风轮面积的比值,如公式(6)所示。

$$C_{wake}' = C_{wake} \times \frac{A_{OVERLAP}}{A_{WT2}} \quad (6)$$

式中: $A_{OVERLAP}$ 为受尾流影响风机叶轮与尾流区重叠面积; A_{WT2} 为受尾流影响风机叶轮面积。

1.4 MYFOAM 软件的机位自动优化排布

MYFOAM 软件是自主开发的海上机位自动优化排布软件,优化排布的原理是将四台风机置于平行四边形的四个角点作为排布基本单元,如图 1 所示。

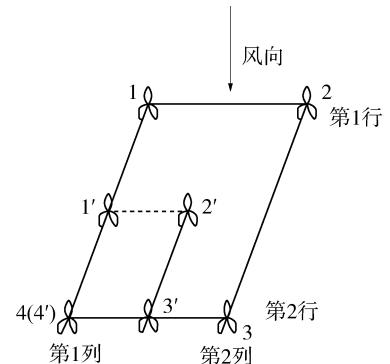


图1 机位优化排布示意图

Fig. 1 Optimal unit layout of wind farm

保持四边形各边的方向不变，四边形的边长按照同一尺度进行缩放，形成多个与之相似的平行四边形。在任意风向下，边长越长，四台风机所受到的平均尾流效应越不显著。基于以上假设，通过寻找控制参量可以得出平行四边形的各角点坐标，对应所给的风场区域范围可得出该控制参数下的最优机位方案 A_1 ，通过循环迭代计算不同控制参数下的最优机位方案 $A_2 \sim A_n$ ，根据发电量计算结果从 $A_1 \sim A_n$ 方案中选择尾流损失最小，发电量最优的排布方案 A_{opt} 即为该风场下的最优机位排布方案。

2 案例分析

2.1 项目概述

本文所用案例为国内某海上项目风场，该地区风速的季节性变化比较明显，冬季风速大于夏季。4~6月、8月、9月风速最低区域冬季盛行东北风，夏季盛行东南风。项目所在区域受热带气旋影响较为严重，因此选用明阳智能 MySE5.5-155 抗台风型风机。根据测风塔数据情况分析，该区域主风向为 ENE，次主风向为 ENN，主风能与次主风能的总占比不到 30%，风玫瑰如图 2 所示。

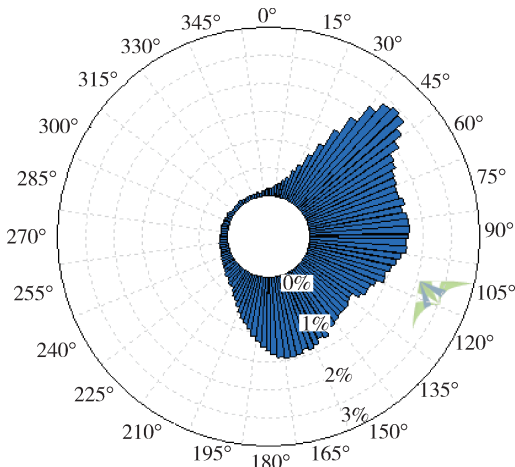


图2 风向玫瑰图

Fig. 2 Wind direction frequency

2.2 不同尾流算法的排布方案

根据公式 1 和公式 2 可以看出，Jensen 尾流模型与 Larsen 尾流模型对单机尾流场的计算方法不同，两种尾流模型计算得出的尾流轨迹也有显著差异，如图 3 与图 4 所示。

在本项目中分别应用这两种尾流模型算法，采用速度变化的平方和的叠加方式来提取各自的最优

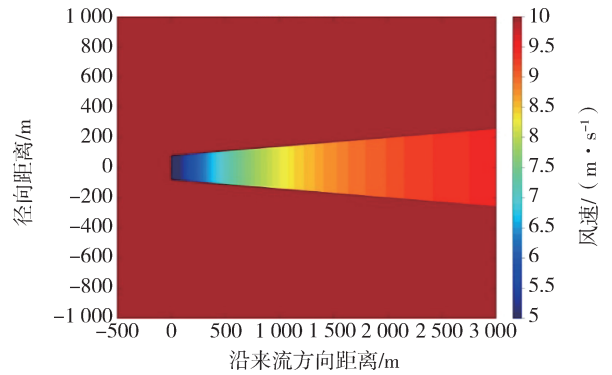


图3 Jensen 尾流模型

Fig. 3 Jensen wake model

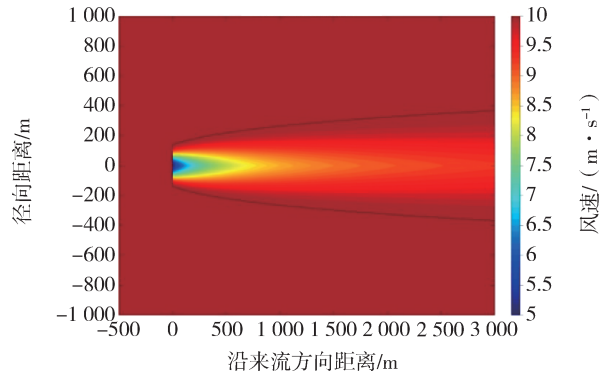
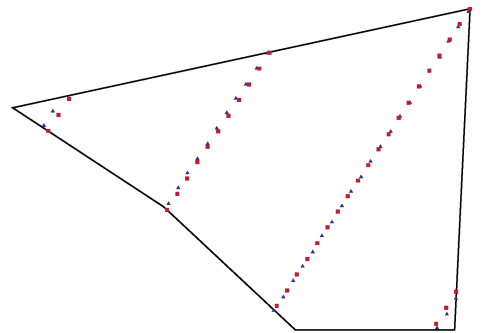


图4 Larsen 尾流模型

Fig. 4 Larsen wake model

机位排布，如图 5 所示，应用不同尾流模型的机位排布间距略有差异。这会导致风场下风向风机中受尾流影响的重叠面积计算有所差别，因此机位点间距及排布方式可能发生变化。



注：——风场范围；▲ Jensen模型；■ Larsen模型。

图5 不同尾流算法排布结果图

Fig. 5 Different configuration by two kinds of wake model

2.3 不同尾流叠加算法的排布方案

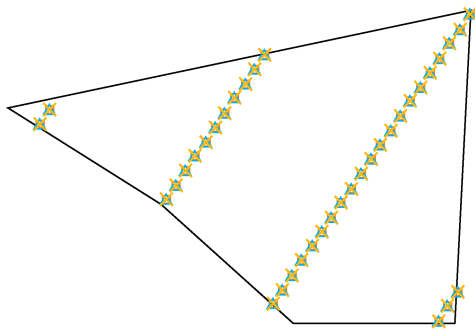
应用 MYFOAM 软件机位自动优化排布模块，在给定相同输入的前提下，按机位最小间距为 $3D$ (D 代表叶轮直径，表 1 同)，排布 37 台 MySE5.5

-155 机组, 分别采用速度变化的平方和, 线性叠加以及速度变化的最大值三种算法, 得出的最优方案如图 6 所示, 计算结果信息如表 1 所示。

表 1 不同尾流叠加算法结果

Tab. 1 Results of different superposition algorithm

内 容	行间距/m	列间距/m	尾流损失/%
速度变化的平方和	14.23D	3.16D	7.38
线性叠加	14.23D	3.16D	9.30
速度变化的最大值	14.23D	3.16D	6.71



注: —— 风场范围; x 速度变化的最大值;
□ 速度变化的平方和; △ 线性叠加。

图 6 不同尾流叠加方法排布示意图

Fig. 6 Configuration by different superposition algorithm

从结果可以看出, 不论应用哪种尾流叠加算法, 得出的最优机位排布方案的坐标值完全相同, 仅尾流损失的大小由于算法不同有所差异。这说明在海上风场的设计方案中, 尾流叠加算法的选择仅对全场发电量计算结果有影响, 而不会影响机位排布方案中各个风机点的位置坐标。

2.4 风向敏感度影响分析

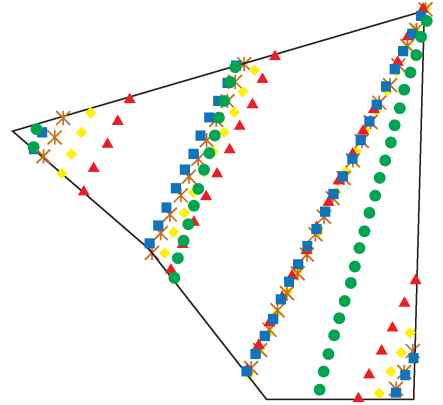
在工程项目中, 测风塔的测风时间通常较短, 无法准确描述风速与风向的年际变化情况。参考该地区气象站长期数据, 25 年中风向的年际变化情况如表 2 所示, 风向偏转在 $\pm 15^\circ$ 之内。

表 2 长期数据风向偏转统计表

Tab. 2 Statistical data of wind deflection

年份	风向	年份	风向	年份	风向	年份	风向	年份	风向
1993	81.1	1998	85.2	2003	79.6	2008	73.6	2013	76.8
1994	79.6	1999	73.6	2004	77.4	2009	75.3	2014	83.8
1995	71.9	2000	70.9	2005	80.9	2010	80.8	2015	91.9
1996	73.9	2001	73.6	2006	77.6	2011	71.0	2016	87.0
1997	82.3	2002	84.4	2007	73.6	2012	78.9	2017	75.1

在此提取了 MYFOAM 软件机位自动优化排布中所得出的尾流损失最小的 5 个机位方案, 机位排布情况如图 7 所示, 以最小间距 $3D$ 为边界条件, 五个方案的列间距从 $3.12D$ 到 $4.67D$ 不等, 排布结果有明显差异。



注: —— 风场范围; △ 方案1; × 方案3; □ 方案4; ● 方案5。

图 7 不同风向影响排布图

Fig. 7 Configuration by different changes of wind direction

不同排布方案的计算结果如表 3 所示, 不考虑风向年际变化对机位排布的影响时, 方案 4 中的等效小时数最高。参考表 2 中该地区长期风向年际变化情况, 对 5 个方案做风向敏感性分析, 如图 8 所示, 可以看出风向在 $\pm 15^\circ$ 区间变化时, 方案 4 的机位排布对风向变化非常敏感, 而方案 2 受风向变化的影响较小, 考虑风向变化结果如表 3 所示。综合考虑机位排布差异和风向变化敏感情况对发电小时数的影响, 可以看出在本项目中风向偏差所导致的不同方案发电小时数的差异值要大于机组排布的差异值, 因此该风场最终选择方案 2 的机位排布结果。

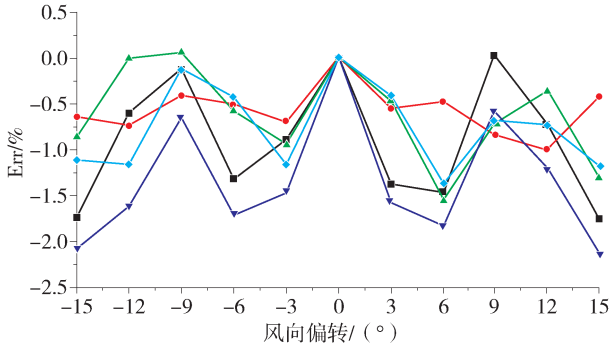
表 3 风向变化对发电小时数的影响

Tab. 3 Influence of wind direction to generation hours

行间距/m	列间距/m	不考虑风向影响		考虑风向影响		风向差异影响/%
		年等效满发小时数/h	小时数差异/%	年等效满发小时数/h	小时数差异/%	
9.34D	4.67D	3 860.0	-0.51	3 799.0	-1.57	-1.58
11.76D	4.05D	3 868.9	-0.29	3 859.6	0.00	-0.24
12.39D	3.18D	3 854.8	-0.65	3 833.7	-0.67	-0.55
13.88D	3.23D	3 880.0	0.00	3 787.4	-1.87	-2.39
14.99D	3.12D	3 871.3	-0.22	3 831.0	0.74	-1.04

3 结论

本文通过对比不同尾流模型算法、不同尾流叠加方式及风向偏转对机位优化排布的影响,得出如下结论:



注: —■— 方案1; —●— 方案2; —▲— 方案3; —▼— 方案4; —◆— 方案5。

图8 风向敏感度影响图

Fig. 8 Effect of wind direction sensitivity

1) 风向的年际变化是影响机位最优排布的关键因素。不同的排布结果会导致 2.39% 的发电小时数偏差,因此在做风场项目前期规划中应予以充分考虑。

2) 采用不同的尾流模型计算,最优机位排布间距会有所不同,但方位角度不变。

3) 采用不同的风机间尾流叠加算法不会影响最优机位排布方案。

由于不同单机尾流模型的扩散特性会影响最优机位排布结果和发电小时数评估,而目前国内仍然采用已有的一些简单线性尾流模型计算,这与风机的实际尾流场有很大差异。后续会针对单风机尾流场做深入研究,调整尾流经验公式,找出与实际风场特性更相符的机位排布方案。

参考文献:

- [1] 张立茹,汪建文,孙晓颖,等. 水平轴风力机尾流扩散特性的数值研究 [J]. 工程热物理学报, 2013, 34(9): 1663-1666.
- [2] 贾彦,刘璇,李华,等. 考虑尾流效应对风电场机组布局的影响分析 [J]. 可再生能源, 2014, 32(4): 429-435.
- JIA Y, LIU X, LI H, et al. Analysis of wind farm units layout considering wake effect [J]. Renewable Energy Resources, 2014, 32(4): 429-435.
- [3] 任年鑫,欧进萍. 大型海上风力机尾迹区域风场分析 [J]. 计算力学学报, 2012, 29(3): 327-331.

- [4] KATIC I, HOJSTRUP J, JENSEN N O. A simple model for cluster efficiency [C]//European Wind Energy Association. European Wind Energy Conference, Rome, Ricardo, 1986. Rome: European Wind Energy Association, 1986; 407-410.
- [5] LISSAMAN P B S. Energy effectiveness of arbitrary arrays of wind turbines [J]. Journal of Energy, 1979, 3(6): 323-328.
- [6] FAXÉN T, HÖGSTRÖM A S S, HÖGSTRÖM U. The meteorological field project at the wind energy test site Kalkugnen [R]. Sweden: Meteorologiska Institutionen Uppsala Universitet, 1978.
- [7] MAGNUSSON M, SMEDMAN A S. Air flow behind wind turbines [J]. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 1999, 80: 169-189.
- [8] NEFF D E, MERONEY R N. Mean wind and turbulence characteristics due to induction effects near wind turbine rotors [J]. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 1997, 69: 413-422.
- [9] 蔡彦枫,王海龙,周川,等. 风向对广东海上风电场风机布置的影响 [J]. 南方能源建设, 2016, 3(4): 113-118.
- CAI Y F, WANG H L, ZHOU C, et al. Effects of complex wind direction on offshore wind farm layout optimization in Guangdong [J]. Southern Energy Construction, 2016, 3(4): 113-118.
- [10] KATIC I, HØJSTRUP J, JENSEN N O. A simple model for cluster efficiency [C]//European Wind Energy Association. European wind energy association conference and exhibition, Rome, Italy, 1986. Rome: European Wind Energy Association, 1986: 7-9.
- [11] European Renewable Energy Centre Agency. European wind turbine standards II; ECN-C-99-073 [S]. Netherlands: ECN Solar & Wind Energy, 1998.

作者简介:



WU D

吴迪(通信作者)

1983-, 女,吉林长春人,工程师,华南理工大学流体机械及工程专业硕士,主要从事风资源技术相关的研究工作(email)wudi02@mywind.com.cn。

(责任编辑 李辉)