

DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2016.04.023

# 风向对广东海上风电场风机布置的影响

蔡彦枫<sup>1</sup>, 王海龙<sup>1</sup>, 周川<sup>1</sup>, 陈德辉<sup>1</sup>, 彭明<sup>2</sup>

(1. 中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司, 广州 510663; 2. 广东省风力发电有限公司, 广州 510630)

**摘要:** 引入一个包含 20 台 4 MW 风力发电机组, 风机布置采用规则几何构型的海上风电场理论模型, 设计了两大类共 4 个不同的风机阵列, 根据 1991-2010 年广东近海区域 MERRA 再分析资料, 从海面风向的季节变化、扇区划分方式变化以及风向频率分布变化等三个方面开展数值试验研究。结果表明: 平行四边形阵列比矩形阵列更具灵活性, 能够适应更复杂的风向季节性偏转; 风机布置需要更加细致的风向扇区划分方式, 传统的 16 个风向扇区划分方式难以适应风机阵列最佳朝向的选择与调整; 风机布置方案比选需要考虑风向频率分布的年际变动, 通过敏感性试验识别更具稳定性的风机阵列。

**关键词:** 风向; 海上风电场; 风机布置

中图分类号: TM614

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2016)04-0113-06

## Effects of Complex Wind Direction on Offshore Wind Farm Layout Optimization in Guangdong

CAI Yanfeng<sup>1</sup>, WANG Hailong<sup>1</sup>, ZHOU Chuan<sup>1</sup>, CHEN Dehui<sup>1</sup>, PENG Ming<sup>2</sup>

(1. China Energy Engineering Group Guangdong Electric Power Design Institute Co., Ltd., Guangzhou 510663, China;  
2. Guangdong Wind Power Co., Ltd., Guangzhou 510630, China)

**Abstract:** Reanalysis dataset MERRA is used to analysis the characteristics of wind direction in Guangdong offshore from 1991 to 2010. A theoretical model of offshore wind farm with 20 wind turbine generators of 4MW and regular layout is employed to finish numerical experiments for the effects of wind direction on layout optimization, including seasonal variation, sector division and fluctuation in frequency distribution. Four different types of layouts are then compared and results show that parallelogram layout is more flexible than rectangular layout. Besides, layout orientating optimization needs more than 16 sectors in wind direction division. Different orientation and type of layouts are sensitive to fluctuation and distortion of wind direction frequency distribution. Therefore, the sensitivity tests with dynamic distribution model are crucial to determine the robustness of recommended layout.

**Key words:** wind direction; offshore wind farm; layout optimization

近年来随着海上风电技术的不断进步, 世界范围内海上风电场的装机规模和开发容量持续增长, 由此带来的海上风电开发经济性与风电场布局优化问题日益受到关注。欧洲、北美相继组织了专项研究计划<sup>[1-3]</sup>, 以费效比指标(度电成本)为目标函数, 以风机布置方案设计为核心, 综合考虑风机基

础类型、风机阵列尾流、电气接线设计、海上安装施工、运维检修等各个因素, 设计多层次和非线性约束的新型数学规划算法, 寻求最优的风电场布局形式, 并面向今后开发新一代的海上风电场优化设计软件<sup>[4]</sup>。

与欧洲和北美相比, 我国海上风电开发存在起步晚、起点高、市场广阔、发展潜力巨大等特点; 与此同时也需要应对更为复杂的自然环境和风资源<sup>[5-7]</sup>。以广东为例, 由于地处东亚季风区, 具有风向季节性偏转的典型亚热带季风性气候特征; 加之位于热带气旋登陆中国的主要路径上, 频繁受到

收稿日期: 2016-01-25

作者简介: 蔡彦枫(1986), 男, 广西柳州人, 工程师, 硕士, 主要从事从事电力工程水文气象条件评估工作(e-mail) caiyanfeng@gedi.com.cn。

热带气旋侵袭, 导致近海风场呈现极强的变化性。因此我国海上风电场的风机布置方案设计与优化面临更大的挑战, 亟待开展研究。

国内相关研究更多集中在陆上风电场的微观选址问题<sup>[8-10]</sup>, 而针对海上风电场风机布置的研究尚属起步阶段, 研究成果极少。本文将引入一个简化的海上风电场模型, 针对广东近海区域的风场特征, 通过设计数值试验, 从季节变化、扇区划分以及频率分布变动等三个方面初步揭示风向的内在复杂性及其对风电场风机布置的潜在影响, 从而为今后海上风电项目可行性研究阶段与设计阶段的风机布置方案设计与优化提供参考。

## 1 资料与模型

### 1.1 再分析资料

MERRA 再分析资料来自美国国家航空航天局(NASA)的戈达德地球观测系统(GEOS)及其资料同化系统。该系统的观测资料来源于卫星、地面、无线电探空、船舶等, 格点插值方案与NECP模式保持一致, 并进行质量控制, 经过增量分析和数据同化处理之后形成覆盖全球陆地区域以及离岸50 km以内近海区域, 包含温度、位势高度、风速 $u$ 、 $v$ 分量、降水等要素在内的一整套再分析数据集。覆盖时段为1979年至今, 时间分辨率为1 h, 水平分辨率为 $1/2$ 纬度 $\times 2/3$ 经度, 垂直分层为72层。另外, 该数据集还提供离地10 m、50 m高度的风速、风向诊断数据, 因此在区域风能资源评估、测

风资料长年代订正等方面得到较广泛应用<sup>[11-12]</sup>。

本文采用MERRA再分析资料中50 m高度的逐时风速、风向数据, 选取时段为1991年~2010年, 选取范围为 $20^{\circ}\sim 23^{\circ}N$ ,  $110^{\circ}\sim 117^{\circ}E$ , 对应整个广东近海区域。另外划分3个子区域: A区域( $20.25^{\circ}\sim 20.75^{\circ}N$ ,  $110.33^{\circ}\sim 111.0^{\circ}E$ ), B区域( $21.25^{\circ}\sim 21.75^{\circ}N$ ,  $113.67^{\circ}\sim 114.33^{\circ}E$ ), C区域( $21.75^{\circ}\sim 22.25^{\circ}N$ ,  $116.33^{\circ}\sim 117.0^{\circ}E$ ), 上述子区域的风向、风速频率分布特征见图1。

### 1.2 风电场模型

引入一个海上风电场简化模型, 假设: (1) 风力发电机组数目固定为20台; (2) 所有风机具有相同的功率曲线和推力系数曲线; (3) 风机布置方案采用规则化的几何阵列, 即整个风机阵列具有统一的内部间距; (4) 考虑多个风机尾流的叠加效应, 但采用线性模型计算; (5) 不考虑风机的偏航误差, 即当来流方向变化时风机准确对风。

如图1所示, A、B、C区域全风速段与5级以上大风( $>8$  m/s)的全年主导风向基本一致。另外笔者也利用逐月资料进行了类似分析, 全风速段与5级以上大风的方向同样没有明显差异(图略)。由于5级以上大风对风能密度起主要贡献, 因此该地区环境风场的风向能够在很大程度上代表风电场风机直接利用的风能来向。综合以上分析, 对本文风电场模型的环境风场进行简化, 来流风速固定取8 m/s, 模拟典型大风风况, 并且不考虑主导风向与主导风能方向之间的差别。

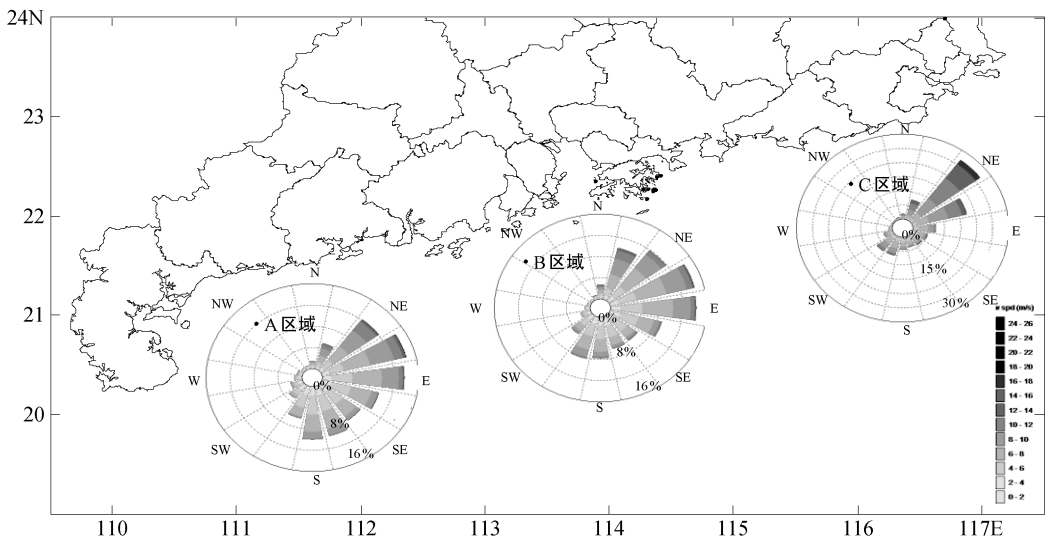


图1 广东近海各区域的风向、风速频率分布特征

Fig. 1 Frequency distribution of wind speed bin and wind direction in offshore area of Guangdong

在本文的风电场模型中, 风机选用某型 IEC IB 类风力发电机, 单机容量为 4 MW, 叶轮直径( $D$ )为 130 m, 运行风速区间为 4~25 m/s。

### 1.2.1 风机阵列

从海底电缆连接、景观视觉影响以及其他因素综合考虑, 目前欧洲已建的海上风电场工程通常采用规则化的风机布置形式, 风机间保持固定间距, 并组成矩形、平行四边形甚至扇形的风机阵列<sup>[13-14]</sup>。

在本文的风电场模型中, 风机阵列设计为一个 4 行 5 列的矩阵, 称为  $L_0$ , 如图 2 所示; 在此基础上按照 Neubert 等提出的方法<sup>[15]</sup>进行变形和旋转, 得到  $L_1 \sim L_3$ , 相关说明见表 1。

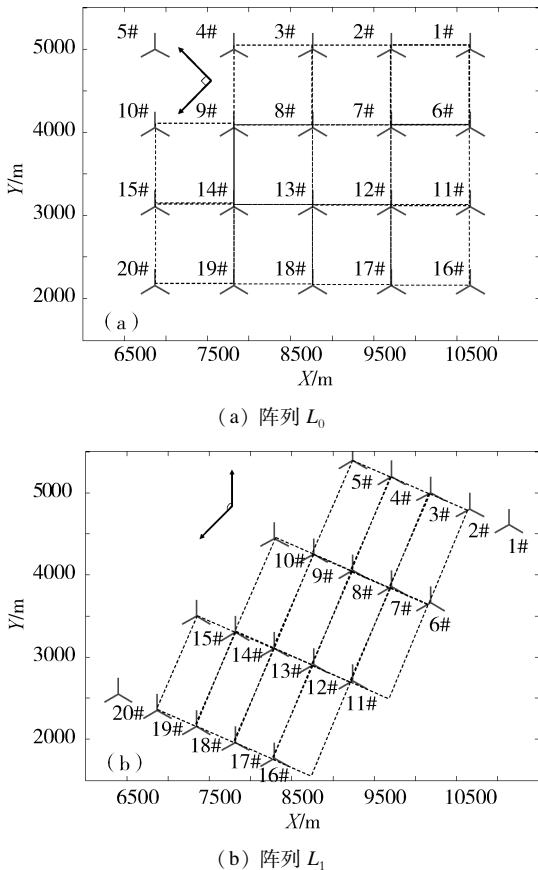


图 2 风电场模型中的风机阵列

Fig. 2 Wind turbine layout in theoretical wind farm model

### 1.2.2 尾流模型

在本文的风电场模型中, 风机间的尾流效应采用经典的 Jensen 尾流模型<sup>[16]</sup>进行估算, 尾流衰减系数统一取为适应海面情形的 0.04, 尾流扩散的最大距离为  $50D$ 。

表 1 风机阵列参数

编号	风机数目	行距/m	列距/m	对角线朝向	备注
$L_0$	20	946	946	$45^\circ/135^\circ$	矩形
$L_1$	20	512	1 237	$45^\circ/180^\circ$	平行四边形
$L_2$	20	946	946	$52.5^\circ/142.5^\circ$	$L_0$ 右旋 $7.5^\circ$
$L_3$	20	946	946	$37.5^\circ/127.5^\circ$	$L_0$ 左旋 $7.5^\circ$

## 2 数值试验

### 2.1 风向季节变化

取一、四、七、十月作为四季的代表月, 对 A、B、C 三个子区域分别进行 16 个风向方位的频率统计, 反映自粤西、珠江口至粤东近海的风向季节变化特征。分析可知, A、B 区域分别拥有 NE~ENE 和 SSE~S, NNE~NE 和 S~SSW 两个主导风向区间, 对应冬、夏季的风向偏转; 而 C 区域由于台湾海峡的地形狭管效应, 主导风向受到制约并调整为近乎相反的 NE 与 SW。为此设置数值试验  $T_1$ : 来流风速为 8 m/s, 来自  $45^\circ$  和  $180^\circ$  两个方向, 模拟冬、夏季的典型风况; 对比  $L_0$  和  $L_1$  的平均发电功率, 揭示矩形阵列和平行四边形阵列的适用性。

### 2.2 风向扇区划分

国外针对 Horns Rev 海上风电场的研究表明: 在中低风速与中性大气稳定度下, 前排风机尾流效应中 60% 的功率损失集中在  $2^\circ$  的风向扇区内<sup>[17]</sup>; 相关研究工作也开始划分更为细致的扇区<sup>[18-19]</sup>。对 C 区域结果划分 16 和 48 个风向扇区进行对比。如图 3 所示, 主导风向不再是 16 个方位意义下的 NE, 而是来自  $48.75^\circ \sim 56.25^\circ$  这个 NE~ENE 过渡区间。为此设置数值试验  $T_2$ : 来流风速为 8 m/s, 固定于 NE 方位的  $22.5^\circ$  扇区, 在其内部再细分 3 个  $7.5^\circ$  的子扇区  $S_1 \sim S_3$ , 三者出现频率之和为 100%, 但各自的所占比例允许变动, 模拟冬季的典型风况; 对比  $L_0$  和  $L_2$  的平均发电功率及风机阵列朝向优化的差异。

### 2.3 风向频率分布变动

对 C 区域风向频率分布的年际变化进行统计。如图 4 所示, 1990-2010 年间各风向扇区的频率变幅在 8%~37%, 主导风向扇区 NE 和 SW 的频率变幅为 9% 和 21%; 另外, 48 个方位的划分结果显示主导风向扇区出左右摆动的趋势。为此设置数值

试验  $T_3$ : 来流风速为  $8 \text{ m/s}$ , 来自  $48$  个方位 ( $7.5^\circ$  扇区), 出现频率与图 3 所示一致, 在此基础上允许主导风向频率存在  $\pm 10\%$ 、 $\pm 20\%$  以及  $\pm 30\%$  的变幅, 或左右摆动一个扇区并叠加上述变幅, 模拟风向频率发生年际变化情况; 对比  $L_0$ 、 $L_2$  和  $L_3$  的平均发电功率, 评估风向频率分布变动对风机布置带来的潜在影响。

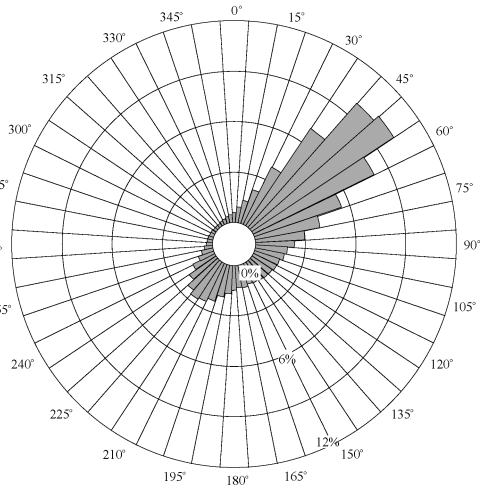


图 3 C 区域的风向玫瑰图

Fig. 3 Wind rose of zone C

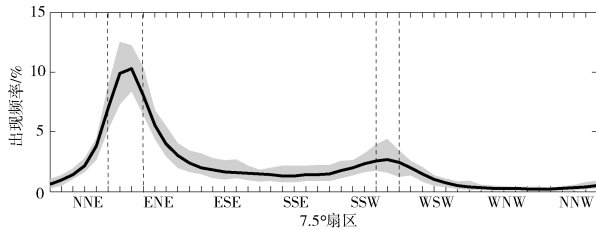
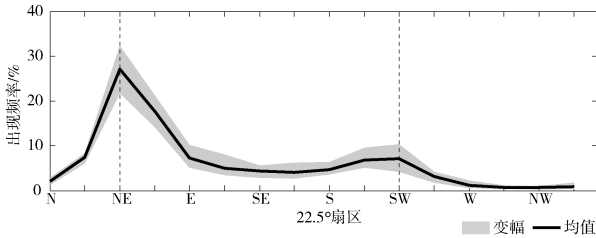


图 4 C 区域的风向频率分布年际变化

Fig. 4 Fluctuation of wind direction distribution at zone C

## 3 结果与讨论

### 3.1 风向季节变化的影响

如表 2 所示, 在风向为  $45^\circ$  的东北风环境下,  $L_0$  的平均发电功率为  $1\,426 \text{ kW/台}$ , 第 4 行 19#、20# 单机受尾流影响最大, 发电功率为  $934 \text{ kW}$ ;  $L_1$  的平均发电功率为  $1\,273 \text{ kW/台}$ , 第 4 行风机受尾

流影响最大, 发电功率为  $934 \text{ kW}$ 。在风向为  $180^\circ$  的南风环境下,  $L_0$  的平均发电功率下降至  $1\,132 \text{ kW/台}$ , 第 1 行风机受尾流影响最大, 发电功率仅为  $712 \text{ kW}$ ;  $L_1$  的平均发电功率则上升至  $1\,575 \text{ kW/台}$ , 第 1 行 5# 和第 2 行 10# 受尾流影响最大, 发电功率为  $1\,036 \text{ kW}$ 。分析可知,  $T_1$  的两个模拟风向正好位于  $L_1$  内部平行四边形单元的对角线上, 前后排风机间距均达到  $10.3 D$ ; 而  $L_0$  在  $180^\circ$  方向上的内部间距下降至约  $7.3 D$ , 等于其行距。因此在南风环境下, 前排风机的尾流在  $L_1$  中拥有更长的距离进行恢复, 后排风机的功率损失从而低于  $L_0$ 。

通过数值试验  $T_1$  可以认为, 风向的季节性偏转对海上风电场风机布置的阵列构型具有潜在影响。由图 1 可知, 粤东靠近台湾海峡的近海区域冬、夏季主导风向转角近乎  $180^\circ$ , 构建形如  $L_0$  的矩形阵列, 使对角线朝向与其保持一致, 可降低全年高尾流损失事件出现的频率; 而粤西至珠江口更广大区域的风向转角普遍大于  $90^\circ$ , 构建形如  $L_1$  的平行四边形阵列, 使对角线朝向与冬、夏季主导风向一致, 可在总体上保证冬、夏季风盛行时段均拥有理想的发电效率。

表 2 数值试验  $T_1$  的模拟结果

Tab. 2 Results of numerical test  $T_1$

序号	平均发电功率/(kW/台)		最低单机功率/kW	
	风向 $45^\circ$	风向 $180^\circ$	风向 $45^\circ$	风向 $180^\circ$
$L_0$	1 426	1 132	934	712
$L_1$	1 273	1 575	934	1 036

### 3.2 风向扇区划分的影响

如表 3 所示, 在风向扇区为  $S_1 \sim S_3$  的环境下,  $L_0$  的平均发电功率分别为  $1\,782$ 、 $1\,426$  和  $1\,766 \text{ kW/台}$ ; 而  $L_2$  的统计结果分别为  $1\,746$ 、 $1\,754$  和  $1\,426 \text{ kW/台}$ 。分析可知, 对于  $L_0$  而言, 当风向位于  $S_1$  内时, 前排风机尾流通常偏离后排风机, 影响有效; 当风向由  $S_1$  摆动至  $S_2$  时, 由于阵列朝向与风向一致, 前排风机尾流开始叠加并显著影响最后排的风机; 当风向由  $S_2$  摆动至  $S_3$ , 前排风机尾流又开始分离, 后排风机的尾流效应随之减弱。对于  $L_2$  而言, 由于在  $L_0$  的基础上右旋  $7.5^\circ$ , 因此  $S_2$  与  $S_3$  的表现正好相反。综合来看,  $L_2$  在整个 NE 扇区的功率损失高于  $L_0$ 。

如图 5 所示,  $L_2$  与  $L_0$  的之间功率差值随着三

个子扇区在整个 22.5° 扇区所占比例的不同而发生而改变。表 3 中 NE 扇区的统计结果所对应的三个子扇区所占比例分别为 26%、36% 和 38%，由此计算得到的  $L_2$  与  $L_0$  的功率差为负，即当  $S_3$  成为主导风向扇区时，稍稍转向的  $L_0$  反而比正对主导风向的  $L_2$  获得更低的尾流损失；而在  $S_1$ 、 $S_2$  所占比例适当增加而  $S_3$  所占比例相应减少的情况下， $L_2$  与  $L_0$  的功率差则可能接近于零，甚至由负转正，即当  $S_2$  成为主导风速扇区时， $L_0$  与  $L_2$  的表现正好相反。说明风机排布在朝向主导风向之外适当偏移可能会改善尾流损失，但这种设计需要超越 16 个风向方位的扇区划分方式。

通过数值试验  $T_2$  可以认为，风向扇区的划分对海上风电场风机布置的阵列优化具有潜在影响。传统的 16 个风向扇区划分无法适应最佳风机阵列朝向的选择与调整，因此在风机阵列设计的实际工作中应该划分更为细致的风向扇区。

表 3 数值试验  $T_2$  的模拟结果

Tab. 3 Results of numerical test  $T_2$

序号	平均发电功率/(kW/台)			
	子扇区 $S_1$	子扇区 $S_2$	子扇区 $S_3$	扇区 NE
$L_0$	1782	1426	1766	1646
$L_2$	1746	1754	1426	1627

表注： $S_1 \sim S_3$  分别对应 33.75°~41.25°、41.25°~48.75° 和 48.75°~56.25°。

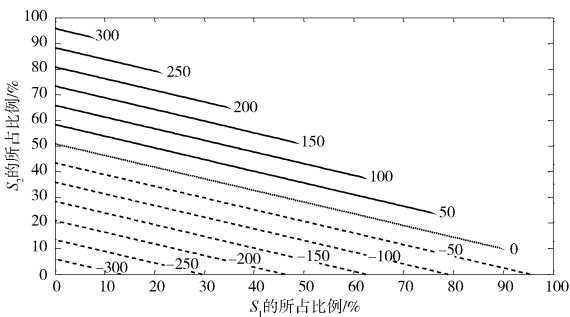


图 5 数值试验  $T_2$  中  $L_2$  与  $L_0$  的平均发电功率之差随  $S_1 \sim S_3$  所占比例的变化

Fig. 5 Sensitivity of  $S_1 \sim S_3$  proportion to the power difference between  $L_2$  and  $L_0$  in numerical test  $T_2$

### 3.3 风向频率分布变动的影

如表 4 所示，在  $T_3$  所设置的共 21 组敏感性试验中， $L_0$  在 0~360° 全方向的平均发电功率均值为 1 154 kW/台，变幅为 1 150~1 158 kW/台； $L_2$  的均值有所提高，达到 1 156 kW/台； $L_3$  的均值与  $L_0$

一致，而变幅收窄至 1 152~1 155 kW/台。说明在相同的风向频率分布变动情况下，不同风机阵列产生了差异化的响应。分析可知， $L_0$  的最大值和最小值分别发生在主导风向右移一个扇区且频率增加 30% 以及主导风向频率下降 30% 这两种情景；变幅扩大至 1 151~1 162 kW/台， $L_2$  的最大值和最小值则分别出现在主导风向右移一个扇区且频率下降 30% 以及主导风向频率增加 30% 这两种情景，与  $L_0$  正好相反； $L_3$  的最大值和最小值分别对应主导风向左移一个扇区且频率下降 30% 以及主导风向频率增加 30% 这两种情景。

表 4 数值试验  $T_3$  的模拟结果

Tab. 4 Results of numerical test  $T_3$

序号	平均发电功率/(kW/台)		
	均值	最小值	最大值
$L_0$	1 154	1 150	1 158
$L_2$	1 156	1 151	1 162
$L_3$	1 154	1 152	1 155

如图 6 所示，在  $T_3$  敏感性试验中， $L_0$ 、 $L_2$  和  $L_3$  各分位的发电功率统计值也存在差异。 $L_2$  的下四分位数、中位数和上四分位数均高于  $L_0$ ，反映在风向频率分布发生变动的情况下  $L_2$  将有更大概率获得比  $L_0$  更低的尾流损失， $L_3$  则正好相反。另一方面， $L_3$  的四分位差显著小于  $L_0$  和  $L_2$ ，说明  $L_3$  对风向频率变化的响应不敏感，在风向频率分布发生变动的情况下  $L_3$  将有更大概率获得比  $L_0$  更稳定的发电效率， $L_2$  则正好相反。

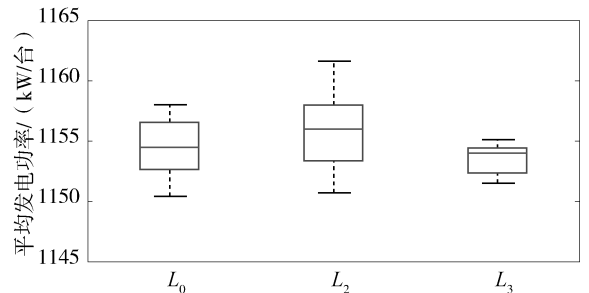


图 6 数值试验  $T_3$  的箱线图

Fig. 6 Box plot of average power output of different wind turbine layouts in numerical test  $T_3$

通过数值试验  $T_3$  可以认为，风向频率分布的变动对海上风电场的风机布置比选具有潜在影响。因此在获取海上测风塔实测的周年风向频率分布结果之外，也应该参考各种海面风场的再分析资料，

海岛或岸边气象站的长期风向观测资料,设计动态的风向频率分布,通过敏感性试验识别更具风向稳定性的风机阵列形式。

## 4 结论

本文引入一个简化的海上风电场理论模型,针对广东近海区域的风场特征,从季节变化,扇区划分以及频率分布变动这三个方面入手,通过数值试验  $T_1 \sim T_3$  初步证实了风向具有内在的复杂性,并且在海上风电场的风机布置方案设计及优化上具有潜在效应,所得结论如下:

1)对于单个风机布置方案的设计而言,风机阵列的两条对角线朝向与冬、夏季主导风向保持一致可获得更大的内部间距,从而在总体上减轻冬、夏季风盛行时段风电场的平均尾流损失;平行四边形阵列比矩形阵列具有更大的灵活性,能够适应更复杂的风向季节性偏转。

2)对于单个风机布置方案的优化而言,传统的16个风向扇区划分方式无法适应风机阵列最佳朝向的调整需求,风向扇区划分方式的改变会对风机阵列最佳朝向的确定提供帮助,有必要在实际工作中引入更为细致的风向扇区划分方式。

3)对于多个风机布置方案的比选而言,风向频率分布的年际变动会对比较过程产生影响,通过引入动态化的风向频率分布,利用敏感性试验可以识别更具稳定性的风机阵列形式。

需要说明的是,由于理论模型的简化,本文结论只针对主导风向与主导风能方向一致的情形,并且没有考虑风速的频率分布与变化,与实际风况有所差异。在今后的研究过程中,笔者将在理论模型中增加风速的频率分布模型,陆续纳入广东沿海地区测风塔和激光测风雷达的实际测风资料,并针对主导风向与主导风能方向存在差异的情形进行分析,为海上风电项目可行性研究阶段与设计阶段的风机排布与优化提供有益参考。

### 参考文献:

- [1] KOOLIJMAN H J, DE NOORD M, VOLKERS C H, et al. Cost and potential of offshore wind energy on the dutch part of the north sea [R]. Netherlands: ECN, 2002.
- [2] HERMAN S A. Probabilistic cost model for analysis of offshore wind energy costs and potential [R]. Netherlands: ECN, 2002.
- [3] ELKINTON C N, MANWELL J F, MCGOWAN J G, et al. Off-

shore wind farm layout (OWFLO) project: preliminary results [C]. Nevada, U.S.A.: American Institute of Aeronautics and Astronautics Aerospace Sciences Meeting and Exhibit, 2006.

- [4] LARSEN G C, MADSEN H A, TROLDBORG N, et al. TOPFARM-next generation design tool for optimization of wind farm topology and operation [R]. Denmark: DTU, 2011.
- [5] 石慧, 蔡旭辉, 宋宇. 中国近海海面风场的分类 [J]. 北京大学学报: 自然科学版, 2011, 47(2): 353-362.
- [6] 张秀芝, 徐经纬. 中国近海的风能资源 [J]. 风能产业, 2013(7): 16-21.
- [7] 陈心一, 郝增周, 潘德炉, 等. 中国近海海面风场的时空特征分析 [J]. 海洋学研究, 2014, 32(1): 1-10.
- [8] WAN C Q, WANG J, YANG G, et al. Wind farm micro-siting by gaussian particle swarm optimization with local search strategy [J]. Renewable Energy, 2012(48): 276-286.
- [9] CHEN K, SONG M X, ZHANG X. A statistical method to merge wind cases for wind power assessment of wind farm [J]. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 2013, 119(X): 67-77.
- [10] 许昌, 杨建川, 李辰奇, 等. 复杂地形风电场微观选址优化 [J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(31): 55-64.
- [11] UK MERRA Validation with offshore meteorological data [R]. UK: The Crown Estate, 2014.
- [12] 张双益, 王益群, 吕宙安, 等. 利用 MERRA 数据对测风数据代表性订正的研究 [J]. 可再生能源, 2014, 32(1): 58-62.
- [13] HASAGER C B, VINCENT P, BADGER J, et al. Using satellite sar to characterize the wind flow around offshore wind farms [J]. Energies, 2015(5): 5413-5439.
- [14] ASTARIZ S, IGLESIAS G. ENHANCING wave energy competitiveness through co-located wind and wave energy farms. a review on the shadow effect [J]. Energies, 2015 (8): 7344-7366.
- [15] NEUBERT A, SHAH A, SCHLEZ W. Maximum yield from symmetrical wind farm layouts [C]. Bremen, Germany: Germany Wind Energy Conference, 2010.
- [16] JENSEN N O. A Note on wind generator interaction [R]. Denmark: Risk National Laboratory, 1983.
- [17] BARTHELMIE R J, FRANSEN S T, RATHMANN O, et al. Flow and wakes in large wind farms in complex terrain and offshore [C]. Brussels, Belgium: European Wind Energy Conference and Exhibition, 2008.
- [18] WAGNER M, DAY J, NEUMANN F. A fast and effective local search algorithm for optimizing the placement of wind turbines [J]. Renewable Energy, 2013(51): 64-70.
- [19] FENG J, SHEN W Z. Solving the wind farm layout optimization problem using random search algorithm [J]. Renewable Energy, 2015(78): 182-192.