DOI：10.13234/j.issn.2095-2805.2026.2.155 **中图分类号**：TM315 **文献标志码**：A

考虑风机疲劳载荷分布的海上风电场有功功率优化调度

景少伟(中国电源学会学生会员)，任子旭，魏书荣
(海上风电技术教育部工程研究中心(上海电力大学)，上海 200090)

摘要：海上风电场运维成本是陆上的 2 倍以上，风机疲劳载荷分布不均匀导致风电场维护频率高，使得风电场运维成本高的问题更加凸显，由此提出 1 种考虑风机疲劳载荷分布的海上风电场有功功率优化调度策略。首先，提出 1 种基于疲劳载荷系数的海上风机疲劳载荷评估模型，构建疲劳载荷系数与风机有功出力、环境风湍流波动的关系，通过疲劳载荷系数评估风机的综合疲劳损伤，将风机疲劳载荷优化问题转化为有功功率控制问题。其次，基于最小推力系数控制策略，使得风电场尾流损失最小，提出在不增加风电场总疲劳载荷和风电场总功率输出不低于风机最大功率点跟踪控制策略的基础上均衡风机的疲劳载荷分布，使各机组维护频次同步，从而降低风电场的整体维护频率。最后，仿真结果表明，该方法可有效降低风电场的维护成本，为海上风电平价时代降本增效需求提供技术支撑。

关键词：有功功率调度；疲劳分布；疲劳载荷系数；最小推力系数控制

Optimal Dispatching of Active Power for Offshore Wind Farm Considering Fatigue Load Distribution in Wind Turbines

JING Shaowei, *Student Member, CPSS*, REN Zixu, WEI Shurong
(Engineering Research Center of Offshore Wind Power Technology Ministry of Education (Shanghai University of Electric Power), Shanghai 200090, China)

Abstract: The operation and maintenance costs of offshore wind farms are more than twice as high as those onshore, and the uneven fatigue load distribution in wind turbines leads to a high maintenance frequency for wind farms, which makes the problem of high operation and maintenance costs of wind farms more prominent. Under this background, an optimal dispatching strategy for the active power of an offshore wind farm is proposed, which takes into account the fatigue load distribution in wind turbines. First, a fatigue load assessment model based on a fatigue load coefficient for offshore wind turbines is put forward, in which the relationship of fatigue load coefficient with wind turbine active power output and ambient wind turbulence fluctuation is constructed, the comprehensive fatigue damage of wind turbines is assessed through the fatigue load coefficient, and the problem of wind turbine fatigue load optimization is transformed into an active power control problem. Second, the wind farm wake loss is minimized under the minimum thrust coefficient control strategy, and the fatigue load distribution in wind turbines is balanced on the premise that the total fatigue load of the wind farm is not increased and the total power output from the wind farm is not lower than the value under the maximum power point tracking control strategy for wind turbines, so that the maintenance frequency of each unit is synchronized. Therefore, the overall maintenance frequency of the wind farm is reduced. Finally, simulation results show that the proposed method can effectively reduce the maintenance cost of one wind farm, providing technical support for the demand of cost reduction and efficiency improvement in the era of offshore wind power parity.

Keywords: Dispatching of active power; fatigue distribution; fatigue load coefficient; minimum thrust coefficient control

收稿日期：2023-01-16；**修回日期**：2023-04-19，2023-10-09；
录用日期：2023-11-01；**网络首发日期**：2024-01-31

大规模开发海上风电，是实施“双碳”战略的重要举措。但海上风电场可及性差、运维窗口期短、

维护成本高、风险性大[1]，其发展面临经济性与安全稳定性的多重挑战。由于海上可进入性差，专业运维交通工具的出海维护对风况、海浪等天气条件有严格的要求。据统计，近 95%的停机时间用于等待合适的天气条件及备品备件，真正的修复时间仅占总停机时间的 5%[2]。受海上风电场维护窗口期短的限制，需使海上风电场内各风机的疲劳载荷尽量分布均匀，维护频次同步，可显著降低运维成本，提高风电场运行的安全稳定性。

目前，海上风电场有功功率优化控制策略的主要研究目标是提高风电场的收益，最初研究发现提高发电场的发电量是提高风电场收益最直接的方式。研究人员最先提出了风机最大功率点跟踪 MPPT (maximum power point tracking)控制策略[3]，MPPT 策略虽然提高了单台风机的风能捕获能力，但由于风机尾流效应的影响，上游风机捕获风能后会降低下游风机的来风风速，并未提高风电场整体的风能捕获效率。由此，文献[4]提出了考虑尾流效应的风电场有功功率协同优化策略，使风电场的总捕获风能最大，从而使风电场有功出力最大。

随着大量海上风电场的投产，统计数据[2]表明，除了提高发电量以外，降低风机故障导致的风电场运输和维护成本对海上风电场的收益也有重要的影响。研究表明，导致风机故障的最重要因素是疲劳载荷的累积[2]。基于此，研究人员对风电场疲劳载荷优化进行了大量研究。根据研究方向侧重可以分为以下 3 类：第一类[5]是对机组的某一部件或材料进行细致的受力分析，优化目标为延长该部件或材料的寿命；第二类[6]是分析计算风机整体的疲劳载荷累积，旨在最小化单台风机的疲劳载荷累积；第三类[7]方法是在第二类方法的研究数据基础上，考虑风电场内各台风机疲劳载荷累积之间的相关性，优化风电场整体的疲劳累积程度。

与陆上相比，海上风电场疲劳载荷分布受以下 2 个因素影响显著[8]：一是海上风电场尾流损失明显，海上风电场尾流损失可能比陆上高 40%~50%[9]，这将加剧海上风电场的不均匀疲劳载荷分布；二是海上风电机组运行环境恶劣及机组更加大型化发展趋势，海上风电机组承受的载荷远大于陆上风电机组，亟需优化海上风电场的疲劳载荷分布[8]。对海上风电场疲劳载荷分布进行优化，首先要找到适合优化设计的风机疲劳载荷表征方法。目前，部分研究使用风机的轴扭矩和风机塔架的弯矩波动来评估风机的疲劳载荷[10]，该方法需要大量的传感器测量数据，疲劳的描述十分复杂，难以直接用于海上风电场运行优化。等效损伤载荷[11]可以较全面地反映风机的疲劳载荷，但它难以用于在线优化控制，通常用作测试优化控制效果的评价指标。文献[12]提出了 1 种简化的风机疲劳模型，用来评估风机的综合疲劳载荷，将疲劳载荷纳入到风电场优化中。该模型中风机的疲劳载荷损伤主要来自 2 个部分：风机发电量引起的疲劳和风速波动引起的疲劳。然而该模型将由风速波动引起的疲劳简单地等效为由发电量引起的疲劳的一部分，最终仅用风机的发电量表征风机的疲劳载荷，过度简化可能导致该模型的准确性下降。上述文献较好地优化了风电场的疲劳载荷和疲劳分布，但未考虑风电场的总疲劳载荷，可能导致风电场内风机的疲劳载荷整体提高。现有研究缺乏综合考虑风电场总疲劳载荷和风机疲劳载荷分布的优化方法。

本文提出 1 种考虑风机疲劳载荷分布的海上风电场有功功率优化调度策略，可有效解决由于风机疲劳载荷分布不均匀导致的频繁出海维护问题。基于最小推力系数控制策略，使得风电场尾流损失最小，在风电场总出力不低于传统控制策略、不增加风电场总疲劳载荷的基础上，最大程度地均衡风电场的疲劳载荷分布。既保证了海上风电场的收入，又降低了海上风电场的运维成本。

1 风电场疲劳载荷仿真模型

1.1 风力发电机模型

风机捕获风能功率 P_{m} [10]为

$$P_{\mathrm{m}}=0.5\rho\pi R^2v^3C_{\mathrm{p}}(\lambda,\beta) \tag{1}$$

式中：ρ 为空气密度；R 为风机风轮半径；v 为风机的输入风速；C_{p} 为风机的风能利用系数；λ 为

风机叶尖速比；β 为风机叶片的桨距角。

根据叶尖速比的定义[10]可得

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \tag{2}$$

式中：ω 为风机的转子速度。

风机的运行模式包括常规运行模式和减载运行模式。常规运行模式中，根据风速可以将风机的功率曲线分为 5 个区间[13-14]。区间 1 中，输入风速低于风机的切入风速，风机不输出功率；区间 2 中，风机通过调整转速来跟踪风能利用系数最大值；区间 3 中，为恒定转速运行区，转子速度保持恒定在上限；区间 4 中，输入风速高于风机的额定风速，风机通过桨距角控制，使有功输出维持在额定功率值；区间 5 中，输入风速高于风机的切出风速，风机进入停机模式并被锁定。

减载运行模式是基于常规运行模式的修改而来。在减载运行模式下风机能够跟踪风机控制器设定的参考功率，调整运行状态偏离其最大功率或额定功率。根据式(1)，减载运行模式状态下风能利用系数的计算式[10]为

$$C_{\mathrm{p}}^{\mathrm{ref}} = \frac{P_{\mathrm{m}}^{\mathrm{ref}}}{P_{\mathrm{m}}^{\mathrm{opt}}} C_{\mathrm{p}}^{\mathrm{opt}} \tag{3}$$

式中：$C_{\mathrm{p}}^{\mathrm{ref}}$ 为减载运行状态下风机的风能利用系数；$C_{\mathrm{p}}^{\mathrm{opt}}$ 为风机控制状态下的风能利用系数；$P_{\mathrm{m}}^{\mathrm{ref}}$ 为减载运行状态下的风机捕获风能功率；$P_{\mathrm{m}}^{\mathrm{opt}}$ 为控制状态下的风机捕获风能功率。

目前的研究中，风机主要采用最大叶尖速比控制策略进行减载运行。该策略是通过增大叶尖速比来减小风能利用系数。由于转子速度限制，当转子速度增加到上限时，转子速度固定，通过增大桨距角来减小风能利用系数。

风机采用最大叶尖速比控制策略会增大风机的推力系数，加剧风电场的尾流损失。由此本文提出风机采用最小推力系数控制策略减载运行。风能利用系数和推力系数等高线如图 1 所示，风能利用系数 C_{p} 等高线的点越靠近风机推力系数 C_{t} 等高线最大降落方向，该点推力系数越小。通过调节风机叶尖速比和桨距角，使推力系数最小的控制策略称为最小推力系数控制策略[15-16]。风机采用最小推力系数控制策略运行造成的尾流损失最小、湍流强度增加量最小。

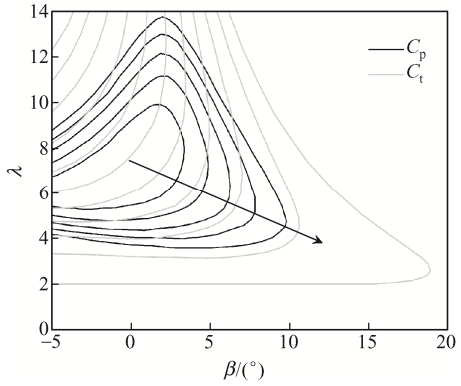
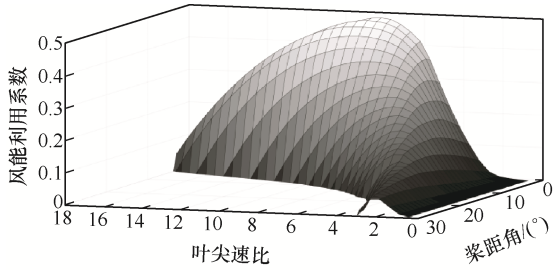


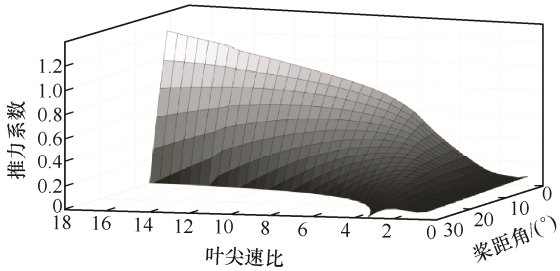
图 1　NREL 5 MW 风机的风能利用系数 C_{p} 和风机推力系数 C_{t} 等高线图

Fig. 1 Contours of wind energy utilization factor C_{p} and wind turbine thrust coefficient C_{t} for NREL 5 MW wind turbine

本文采用查找表法计算每台风机的风能利用系数和推力系数。基于 SimWindFarm 尾流工具箱[17]数据的风能利用系数和推力系数的查找表如图 2 所示，根据式(1)和式(3)，计算出风能利用系数；然后在风能利用系数的查找表中，得到该值对应叶



(a) 风能利用系数



(b) 推力系数

图 2　风机风能利用系数和推力系数的查找表

Fig. 2 Lookup table for wind energy utilization factor and thrust coefficient of wind turbine

尖速比和桨距角的不同组合点；最后基于推力系数查找表，得出使风机推力系数最小的组合点。

1.2 风机疲劳载荷评估模型

考虑到风机的疲劳载荷模型较难建立，并且难以应用于风电场疲劳优化中，因此需要 1 个较为简易的风机疲劳载荷模型。而风机的轴扭矩、塔架弯矩和叶片弯矩可以较全面地反映风机的疲劳载荷[10]，研究表明风机的轴扭矩主要与风机功率大小有关，通常以风机输出功率平均值来表征轴的疲劳载荷[6]；风机塔架和叶片弯矩主要与机组风速波动大小有关，通常以风速均方根差值来表征塔架和叶片的疲劳载荷。

基于此，本文提出了 1 种新的风机疲劳载荷评估模型。该模型中，由疲劳载荷系数表示风机的综合疲劳载荷损伤，风机疲劳载荷系数 F_{WT} 由风机有功出力引起的疲劳 F_{P} 和环境湍流波动引起的疲劳 F_{I} 2 个部分组成。具体表达式为

$$F_{\mathrm{WT}} = k_{\mathrm{P}}F_{\mathrm{P}} + k_{\mathrm{I}}F_{\mathrm{I}} \tag{4}$$

$$F_{\mathrm{P}} = \frac{\int_0^t P(\tau)\mathrm{d}\tau}{P_{\mathrm{rate}}T_{\mathrm{life}}^{\mathrm{P}}(1+r)} \tag{5}$$

$$F_{\mathrm{I}} = \frac{\int_0^t v_{\mathrm{I}}(\tau)\mathrm{d}\tau}{v_{\mathrm{STD}}^{\mathrm{I}}T_{\mathrm{life}}^{\mathrm{I}}(1+r)} \tag{6}$$

式中：k_{P} 和 k_{I} 为可调权重，可以根据成本和设计寿命进行调整，本文取 $k_{\mathrm{P}}=k_{\mathrm{I}}=1$；$P(\tau)$ 为风机在 τ 时刻的输出功率；P_{rate} 为风机的额定功率；$T_{\mathrm{life}}^{\mathrm{P}}$ 为风机在额定功率运行时的设计寿命，本文取 20 年；r 为风机的维护修复系数，本文取 0.5；$v_{\mathrm{I}}(\tau)$ 为风机在 τ 时刻承受的湍流；$v_{\mathrm{STD}}^{\mathrm{I}}$ 为风机设计时采用的标准湍流，标准湍流=风机的额定运行风速×IEC 61400-1A 级湍流强度，IEC 61400-1A 级湍流强度 $I_{\mathrm{A}}=0.16$；$T_{\mathrm{life}}^{\mathrm{I}}$ 为风机在标准湍流运行时的设计寿命，本文取 20 年。

1.3 风电场尾流模型和湍流强度模型

Jensen 模型的精确性和计算速度均较好，应用广泛。在该模型中，下游风机输入风速[18]为

$$V_{ji} = V_0 - V_0\left(1-\sqrt{1-C_{\mathrm{t}}^j}\right)\left(\frac{R_i}{R_j+kd}\right)^2\left(\frac{S_{\mathrm{overlap}}}{S_i}\right) \tag{7}$$

式中：V_{ji} 为尾流 j 在风机 i 处的风速；V_0 为环境风速；C_{t}^j 为尾流 j 的推力系数；R_j 为尾流 j 在距离 d 处的半径；R_i 为风机的叶轮半径；d 为风机间距；k 为尾流衰减因子，海上风电场中取 k=0.04；S_i 为风机 i 的风轮面积；S_{overlap} 为风机 j 尾流面积与风机 i 风轮面积的重叠部分。

多尾流叠加模型[18]为

$$V_i = V_0\left[1-\sqrt{\sum_{j=1}^{N}\left(1-\frac{V_{ji}}{V_0}\right)^2}\right] \tag{8}$$

式中，N 为尾流的数量。

尾流效应不仅降低尾流区的风速，还增加尾流区的湍流强度。湍流强度增加量可通过 Frandsen 模型[19]计算，即

$$I_{\mathrm{A}} = \frac{1}{1.5+0.8d/D\sqrt{C_{\mathrm{t}}}} \tag{9}$$

式中，D 为风机叶轮直径。

在风电场中，风机通常会受到多个风机尾流的影响，此时风机的有效湍流强度 I_{eff} [19]可表示为

$$I_{\mathrm{eff}} = I_{\mathrm{e}}\left\{1+\sum_{j=1}^{N}\eta_j\exp\left[-\left(\frac{\sigma-\sigma_j}{\sigma_{\omega,j}}\right)^2\right]\right\} \tag{10}$$

式中：I_{e} 为环境湍流强度；σ 为环境风向角度；σ_j 为第 j 个风机尾流的角度；$\sigma_{\omega,j}$ 为从受尾流影响的风机到尾流产生风机 j 的角度；η_j [19]可表示为

$$\eta_j = \sqrt{\left(\frac{I_{\mathrm{A},j}}{I_{\mathrm{e}}}\right)^2+1}-1 \tag{11}$$

式中：$I_{\mathrm{A},j}$ 为第 j 个风机所受的湍流强度。

2 风电场有功功率优化调度策略

2.1 风机最大功率点跟踪控制策略

MPPT 控制策略是风电场的常用有功功率优化调度策略，在风电场自由发电期间常采用此策略。在此情况下，当环境输入风速低于或等于风机额定风速时，风电场中的每台风机均跟踪其最大风能利用系数运行；当环境输入风速高于风机额定风

速时，风机通常采用最大叶尖速比控制策略维持额定功率输出[20]。海上风电场中风机排布密集且规模大，该策略会对风向下游的风机造成更大的尾流影响。

2.2 所提策略及其数学描述

综合考虑风电场的总疲劳载荷和疲劳载荷分布，本文提出了考虑风机疲劳载荷分布的海上风电场有功功率优化调度策略，在均衡风电场疲劳载荷分布、不增大风电场总疲劳载荷的基础上，优化风电场总有功出力。构建疲劳载荷系数与风机有功出力、环境风湍流波动的关系，通过疲劳载荷系数评估风机的综合疲劳损伤，将风机疲劳载荷分布优化问题转化为有功功率分布控制问题。所提策略的优化问题表述如下。

目标函数为

$$\max\left[\sum_{i=1}^{n}P_{\mathrm{m}}^{i}-o_1\sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=0}^{n}(F_{\mathrm{WT}}^{i}-\bar{F}_{\mathrm{WT}})^2}\right] \tag{12}$$

式中：n 为风机数量；P_{m}^{i} 为第 i 台风机的有功功率；o_1 为惩罚系数；F_{WT}^{i} 为第 i 台风机的疲劳载荷系数；$\bar{F}_{\mathrm{WT}}$ 为场内风机的平均疲劳载荷系数。

约束条件为

$$P_{\mathrm{m}}^{i}\leqslant P_{\mathrm{rate}} \tag{13}$$

$$\omega_{\min}\leqslant\omega\leqslant\omega_{\max} \tag{14}$$

$$\beta_{\min}\leqslant\beta\leqslant\beta_{\max} \tag{15}$$

$$\sum_{i=1}^{N}F_{\mathrm{WT}}^{i}\geqslant\sum_{i=1}^{N}F_{\mathrm{WT}}^{\mathrm{MPPT}-i} \tag{16}$$

式中：$\omega_{\max}$ 和 $\omega_{\min}$ 分别为风机转子速度的上、下限，；$\beta_{\max}$ 和 $\beta_{\min}$ 分别为风机桨距角的上、下限；$F_{\mathrm{WT}}^{\mathrm{MPPT}-i}$ 为 MPPT 控制策略中风机的疲劳载荷系数。

式(13)~式(15)是为限制风机运行在正常范围内；式(16)保证本文所提策略在优化疲劳载荷分布过程中，相比于传统 MPPT 控制策略，不增大风电场的总疲劳载荷。

2.3 粒子群优化算法

本文所提策略的优化问题是非线性、无凸的，粒子群优化 PSO(particle swarm optimization)算法能够有效地解决该问题。在 PSO 算法中，粒子的速度和位置更新[13-14]可表示为

$$v_m^K(K)=v_m^D(K-1)+c_1r_1[l_{\mathrm{best}m}^D-x_m^D(K-1)]+c_2r_2[g_{\mathrm{best}}^D-x_m^D(K-1)] \tag{17}$$

$$x_m^D(K)=x_m^D(K-1)+v_m^D(K) \tag{18}$$

式中：v 和 x 分别为粒子的速度和位置；c_1、c_2 为加速度系数；r_1、r_2 为(0, 1)中的随机数；l_{best} 为粒子的局部最佳位置；g_{best} 为粒子的全局最佳位置；m 为粒子数；D 为维度；K 为迭代次数。

本文所提策略优化问题的 PSO 算法流程如图 3 所示。该问题中，粒子表示风机的叶尖速比和桨距角的组合点。首先，初始化所有粒子的位置，计算适应度值，根据适应度函数的计算值，可以得到 l_{best} 和 g_{best}；然后，通过式(17)和式(18)更新粒子的速度和位置；随后，将重复迭代更新，直到达到最大迭代次数；最后，得到使风电场疲劳载荷分布最佳、风电场总有功出力最大的风机的叶尖速比和桨距角的组合。通过叶尖速比和桨距角计算每台风机的疲劳载荷系数和有功功率参考值。

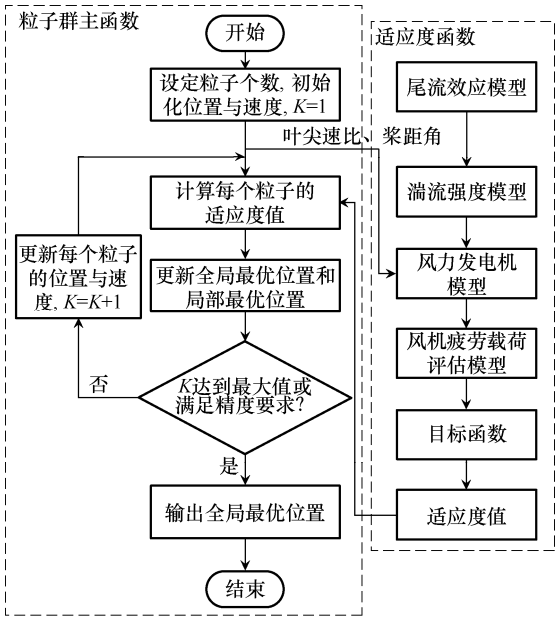


图 3　PSO 算法流程

Fig. 3 Flow chart of PSO algorithm

3　案例研究

本案例以国内某海上风电场为例进行仿真分析，风电场的布局如图 4 所示，由 25 台 NREL 5 MW

风机组成，风机间距为风机叶轮直径的 7 倍。选取风机 MPPT 策略作为对比策略，该策略采用最大叶尖速比策略进行减载运行。有功功率单位为 MW，o_1取值为 1 000。NREL 5 MW 风机的参数定义[17]见表 1。

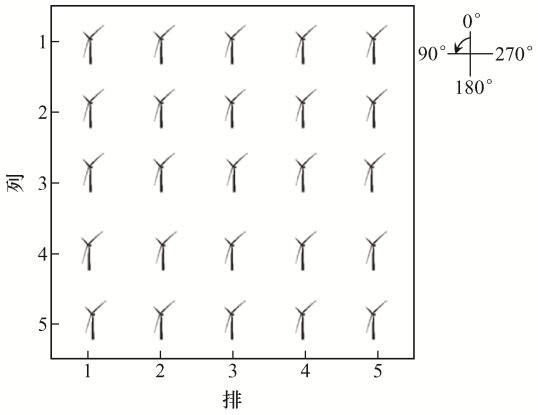


图 4 风电场的布局

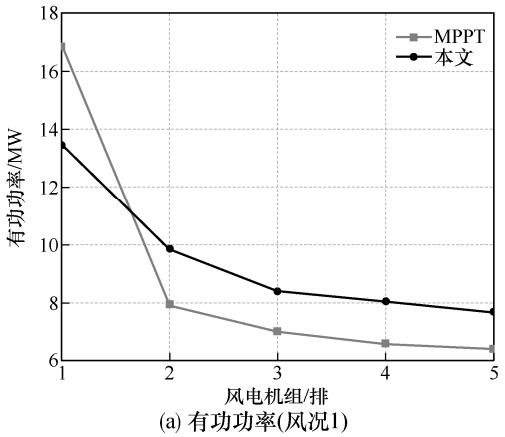
Fig. 4 Layout of wind farm

表 1 NREL 5 MW 风力发电机参数

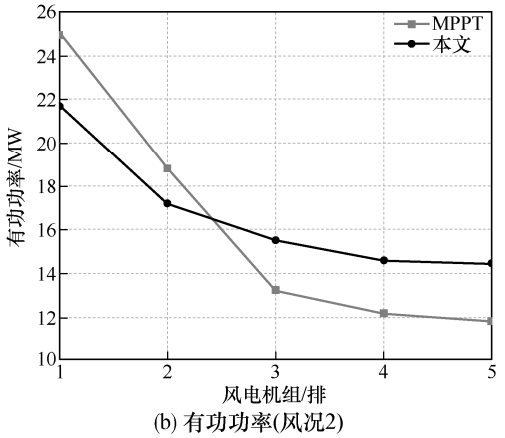
Tab. 1 Parameters of NREL 5 MW wind turbine

参数	理论值
切入风速/(m·s^{-1})	3.0
额定风速/(m·s^{-1})	11.4
切出风速/(m·s^{-1})	25.0
风轮直径/m	126
额定功率/MW	5
启动转子速度/(r·min^{-1})	6.9
额定转子速度/(r·min^{-1})	12.1

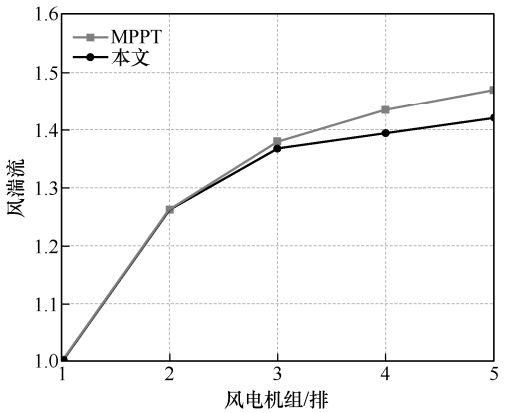
首先，设置了 2 种风速不同的风况，对比验证 MPPT 控制策略和本文所提策略的性能。风况 1：风速 10 m/s，来风方向 90°，环境湍流强度 0.1，该风速小于风机额定风速。风况 2：风速 12 m/s，来风方向 0°，环境湍流强度 0.1，该风速大于风机额定风速，用来与低于额定风速的风况 1 对比不同风速对所提策略的影响。在风况 2 中，MPPT 控制策略中的部分风机，采用最大叶尖速比控制策略进行减载运行。风电场分别采用 MPPT 控制策略和本文所提策略运行 24 h，2 种策略中每排风机的有功功率、风湍流和疲劳载荷系数对比如图 5 所示。



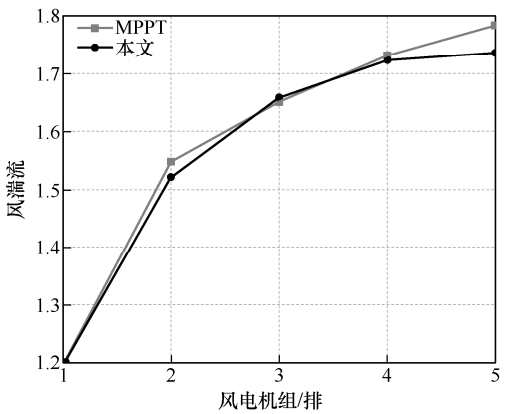
(a) 有功功率(风况1)



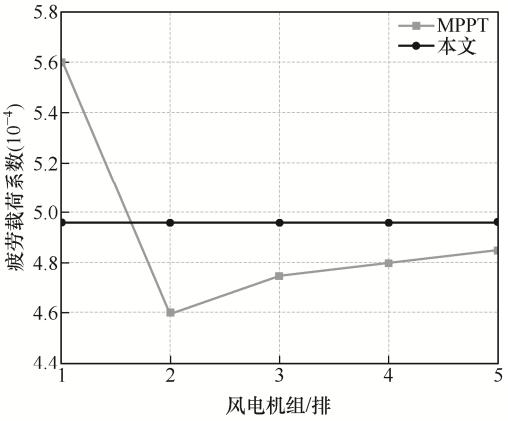
(b) 有功功率(风况2)



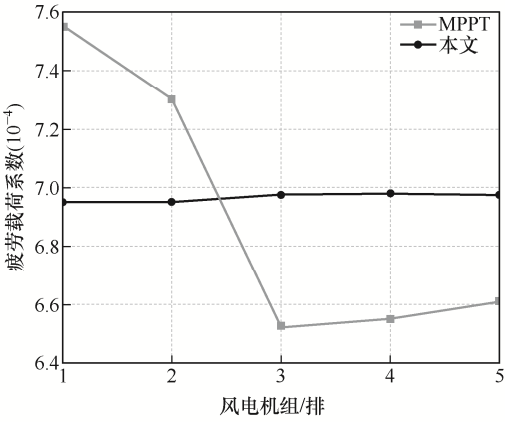
(c) 风湍流(风况1)



(d) 风湍流(风况2)



(e) 疲劳载荷系数(风况1)



(f) 疲劳载荷系数(风况2)

图 5　2 种策略中不同风况条件下的风机的有功功率、风湍流和疲劳载荷系数对比

Fig. 5 Comparison of active power, wind turbulence and fatigue load coefficient of wind turbines under two strategies in two cases of wind conditions

由图 5(a)和(b)可见，本文所提策略中，风电场降低第一排中每台风机的功率参考值，由此提高了下游风机的输入风速和有功功率出力，见表 2，风电场总有功功率出力增加。由图 5(c)和(d)可见，与 MPPT 控制策略相比，本文所提策略中降低了下游风机处的湍流强度。因此，上游风机减载不仅能够提高下游风机的输入风速，使风电场总有功功率提高，还能够降低下游风机的疲劳载荷。图 5(e)和(f)显示了 2 种策略中每排风机的疲劳载荷系数对比，可以明显看出本文所提策略中风电场的疲劳载荷分布更均衡。

由表 2 可知，在 2 种风况中，本文所提策略风电场总疲劳载荷系数和风电场疲劳载荷系数标准差较 MPPT 控制策略均有所降低，这表明本文所提策略是在不增加风电场总疲劳载荷的基础上，均衡风电场的疲劳载荷分布，并使得风电场在风况 1 和风况 2 总有功出力分别提高 5.45%和 2.93%。MPPT 控制策略中，风电场的 2 种运行风况中，风机最大疲劳载荷系数分别是最小疲劳载荷系数的 1.221 和 1.164 倍，这表明最高维护频率分别为最低维护频率的 1.221 和 1.164 倍，各机组维护周期差别大、维护频繁。在本文所提策略中，风电场的 2 种运行风况中，风机最大疲劳载荷系数分别是最小疲劳载荷系数的 1.000 和 1.003 倍，这表明最高维护频率分别是最低维护频率的 1.000 和 1.003 倍，各机组维护频率基本同步。

表 2　2 种策略在 2 种风况中风电场有功功率出力及其他相关疲劳载荷系数对比

Tab. 2 Comparison of active power output and other related fatigue load coefficients of wind farm under two wind conditions with two strategies

参数	风况	MPPT	本文
风电场有功功率	风况 1	1.082	1.141
总出力/(GW·h)	风况 2	1.943	2.000
风电场总疲劳载荷	风况 1	2.481	2.468
系数(10^{-3})	风况 2	3.472	3.469
风电场疲劳载荷	风况 1	3.800	0.001
系数标准差(10^{-4})	风况 2	4.732	0.102
最大疲劳载荷系数/	风况 1	1.221	1.000
最小疲劳载荷系数	风况 2	1.164	1.003

为了研究不同风速对本文所提策略性能的影响，设置了 4~14 m/s 的风速范围进行仿真分析，在这个风速范围内大多数风机受尾流效应影响仍未达到额定功率。2 种策略中风电场疲劳载荷系数标准差随风速的变化如图 6 所示。当风速在 4~14 m/s 之间时，本文所提策略中的风电场疲劳载荷系数标准差明显小于 MPPT 控制策略。

上文验证了不同风速对本文所提策略性能的影响，为了真实仿真风电场的实际运行环境，下文进一步验证不同来风风向对本文所提策略性能的影响，并结合该海上风电场全年实际风速数据进行 8 760 h 仿真运行。该海上风电场月平均风速和月最大来风方向见表 3。以该月平均风速作为该月风电场的输入风速，该月最大来风方向作为该月来风

方向，每月海上风电场运行时间按照 730 h 计算。将来风方向按照行列耦合，4—8 月来风方向为 0°，1—3 月和 9—12 月来风方向为 180°，环境湍流强度为 0.1。

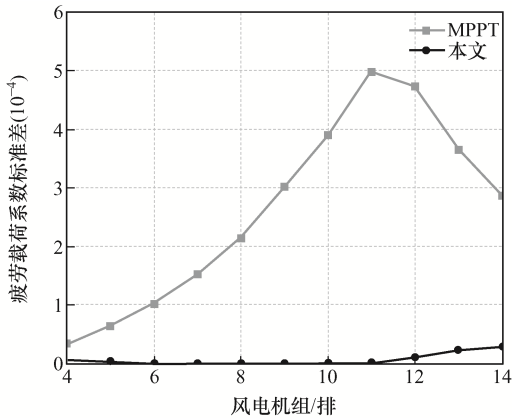


图 6 2 种策略中不同风速条件下风电场疲劳载荷系数标准差对比

Fig. 6 Comparison of standard deviation of wind farm fatigue load coefficient under two strategies at different wind speeds

表 3 月平均风速和最大来风方向

Tab. 3 Monthly mean wind speed and direction of maximum incoming wind

月份	平均风速/(m·s^{-1})	最大来风方向
1	6.9	NNW
2	7.9	NNW
3	7.5	N
4	8.3	SSE
5	8.9	SSE
6	10.4	SSE
7	14.4	S
8	8.0	SSE
9	7.5	NNW
10	8.9	NNW
11	7.1	NNW
12	7.9	NNW

该海上风电场年总计运行 8 760 h，仿真结果如图 7 和表 4 所示。与 MPPT 控制策略相比，本文所提策略中风电场总疲劳载荷系数稍有降低，风电场有功功率总出力增加 12.12 GW·h，增长了 3.93%。在 MPPT 控制策略中，风电场中不同排数的风机疲劳载荷系数分布不均衡，疲劳载荷系数标准差为 0.002 15，最大疲劳载荷系数是最小疲劳载荷系数的 1.20 倍，这表明，最高维护频率是最低维护频率的 1.20 倍，各机组维护周期差别大，维护频繁。本文所提策略中，可以明显看到风机疲劳载荷系数分布更均衡，疲劳载荷系数标准差为 0.000 02，最大疲劳载荷系数是最小疲劳载荷系数的 1.00 倍，这表明，最高维护频率是最低维护频率的 1.00 倍，各机组维护频率基本同步。与此同时，提高了风电场总有功出力，降低了风电场总疲劳载荷。

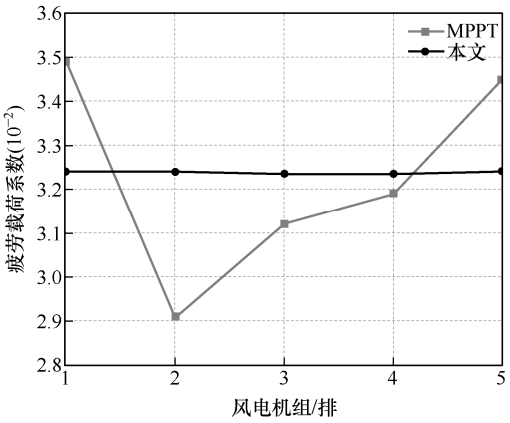


图 7 2 种策略中风机的疲劳载荷系数对比

Fig. 7 Comparison of fatigue load coefficient of wind turbine under two strategies

表 4 2 种策略风电场有功功率出力及其他相关疲劳载荷系数对比

Tab. 4 Comparison of active power output and other related fatigue load coefficients of wind farm with two strategies

参数	MPPT	本文
风电场有功功率总出力/(GW·h)	308.23	320.35
风电场总疲劳载荷系数	0.161 5	0.161 3
风电场疲劳载荷系数标准差	0.002 15	0.000 02
最大疲劳载荷系数/最小疲劳载荷系数	1.2	1.0

4 结语

本文提出了 1 种考虑风机疲劳载荷分布的海上风电场有功功率优化调度策略，该策略考虑了风

电场的总疲劳载荷和风机疲劳载荷分布。以国内某海上风电场实际风速数据进行仿真分析，将传统风机最大功率点跟踪策略与所提策略进行了对比，结果表明所提策略降低了风电场总疲劳载荷，该海上风电场的风机最高维护频率/最低维护频率由 1.20 倍降低到 1.00 倍，同时风电场年有功功率总出力增加 12.12 GW·h，增长了 3.93%。

参考文献：

[1] 万远琛, 王凯, 初岳峰. 海上风电运维的技术现状和发展综述[J]. 船舶工程, 2020, 42(12): 20-25.
Wan Yuanchen, Wang Kai, Chu Yuefeng. An overview of offshore wind power operation and maintenance [J]. Ship Engineering, 2020, 42(12): 20-25. (in Chinese)

[2] 高晨, 赵勇, 汪德良, 等. 海上风电机组电气设备状态检修技术研究现状与展望[J]. 电工技术学报, 2022, 37(z1): 30-42.
Gao Chen, Zhao Yong, Wang Deliang, et al. Research status and prospect of condition based maintenance technology for offshore wind turbine electrical equipment [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(z1): 30-42. (in Chinese)

[3] Mendi B, Pattnaik M, Srungavarapu G. Design, analysis, and adaptive maximum power point tracking control of small-scale wind turbine system [J]. International Journal of Circuit Theory and Applications, 2023, 51(7): 3316-3330.

[4] Qian Guowei, Ishihara T. Wind farm power maximization through wake steering with a new multiple wake model for prediction of turbulence intensity [J]. Energy, 2021, 220: 119680.

[5] 郑丁翡. 风机叶片疲劳约束下的风电场有功调节优化研究[D]. 沈阳: 沈阳工业大学, 2020.
Zheng Dingfei. Research on optimization of active regulation of wind farm under fatigue constraint of wind turbine blades [D]. Shenyang: Shenyang University of Technology, 2020. (in Chinese)

[6] 刘颖明, 赵哲, 王晓东, 等. 考虑机组疲劳载荷的风电集群有功功率分配方法[J]. 太阳能学报, 2021, 42(5): 430-436.
Liu Yingming, Zhao Zhe, Wang Xiaodong, et al. Active power distribution method for wind farm cluster based on cluster analysis [J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2021, 42(5): 430-436. (in Chinese)

[7] Liao Hao, Hu Weihao, Wu Xiawei, et al. Active power dispatch optimization for offshore wind farms considering fatigue distribution [J]. Renewable Energy, 2020, 151: 1173-1185.

[8] 葛畅, 阎洁, 刘永前, 等. 海上风电场运行控制维护关键技术综述[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(12): 4278-4291.
Ge Chang, Yan Jie, Liu Yongqian, et al. Review of key technologies for operation control and maintenance of offshore wind farm [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(12): 4278-4291. (in Chinese)

[9] 彭冉晟, 魏书荣. 基于 DTW-DBSCAN 和 MTGNN-SA 的海上风电集群功率预测[J]. 上海电力大学学报, 2025, 41(3): 223-230, 308.
Peng Ransheng, Wei Shurong. Power prediction of offshore wind power cluster based on DTW-DBSCAN and MTGNN-SA [J]. Journal of Shanghai University of Electric Power, 2025, 41(3): 223-230, 308. (in Chinese)

[10] Yao Qi, Hu Yang, Deng Hui, et al. Two-degree-of-freedom active power control of megawatt wind turbine considering fatigue load optimization [J]. Renewable Energy, 2020, 162: 2096-2112.

[11] 林湘宁, 丁苏阳, 张哲原, 等. 一种计及等效损伤载荷约束的风机黏性控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1951-1961, 2210.
Lin Xiangning, Ding Suyang, Zhang Zheyuan, et al. A wind turbine cohesive control strategy considering equivalent damage load constraint [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1951-1961, 2210. (in Chinese)

[12] Zhao Rongyong, Dong Daheng, Li Cuiling, et al. An improved power control approach for wind turbine fatigue balancing in an offshore wind farm [J]. Energies, 2020, 13(7): 1549-1568.

[13] Zhang Baohua, Soltani M, Hu Weihao, et al. Optimized power dispatch in wind farms for power maximizing considering fatigue loads [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(2): 862-871.

[14] 苏福清, 匡洪海, 钟浩. 基于 AG-MOPSO 的含风电配电网无功优化[J]. 电源学报, 2024, 22(4): 192-199.

Su Fuqing, Kuang Honghai, Zhong Hao. Reactive power optimization of wind power distribution network based on AG-MOPSO [J]. Journal of Power Supply, 2024, 22(4): 192-199. (in Chinese)

[15] Meng Fanzhong, Hou Lio A W, Liew J. The effect of minimum thrust coefficient control strategy on power output and loads of a wind farm [J]. Journal of Physics: Conference Series, 2020, 1452(1): 012009.

[16] Astrain Juangarcia D, Eguinoa I, Knudsen T. Derating a single wind farm turbine for reducing its wake and fatigue [J]. Journal of Physics: Conference Series, 2018, 1037(3): 032039.

[17] Grunnet J D, Soltani M N, Knudsen T, et al. Aeolus toolbox for dynamics wind farm model, simulation and control [C]// European Wind Energy Conference and Exhibition 2010. 2010: 3119-3219.

[18] Yang Wanqing. Comparison of SAGA and GA in wind turbine layout optimization based on modified two-dimensional wake model or Jensen model [J]. Journal of Physics: Conference Series, 2023, 2418(1): 012108.

[19] Charles M, Oyedokun D T O, Dlodlo M. Wind farm density effects on turbulence intensity for large hexagonal farm arrays [C]// 2020 6th IEEE International Energy Conference (ENERGYCon). Gammarth, Tunisia, 2020: 1-6.

[20] 高本锋，王秋文，马龙，等. 匹配控制构网型直驱风电机组接入对混合风电场次/超同步振荡的影响机理[J/OL]. 电工技术学报, 1-18. (2025-12-12)[2026-01-14]. https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.250475.
Gao Benfeng, Wang Qiuwen, Ma Long, et al. Analysis of the impact mechanism of matching control type direct drive wind turbine integration on sub/supersynchronous oscillation of hybrid wind farm [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 1-18. (2025-12-12)[2026-01-14]. https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.250475. (in Chinese)



景少伟

作者简介：

景少伟(1997—)，男，中国电源学会学生会员，硕士研究生。研究方向：大规模海上风电场有功功率优化调度。E-mail：1261598430@qq.com。

任子旭(1993—)，男，博士研究生。研究方向：海上风力发电系统故障辨识，海上风电场优化控制技术。E-mail：605211514@qq.com。

魏书荣(1980—)，女，通信作者，博士，教授。研究方向：海上风电优化规划与故障诊断研究。E-mail：wsrmail@163.com。

(责任编辑：耿越)