

考虑风电集群效应的 风储系统一次调频容量配置策略

李长霖¹, 贾燕冰², 石俊逸³, 刘佳婕¹, 韩肖清²

1. 电力系统运行与控制山西省重点实验室(太原理工大学), 山西省 太原市 030024;
2. 煤电清洁控制教育部重点实验室(太原理工大学), 山西省 太原市 030024;
3. 国网四川省电力公司资阳供电公司, 四川省 资阳市 641300)

Capacity Optimization of Wind Farms-energy Storage Participation in Primary Frequency Regulation Considering Wind Power Cluster Effect

LI Changlin¹, JIA Yanbing², SHI Junyi³, LIU Jiajie¹, HAN Xiaoqing²

(1. Shanxi Key Laboratory of Power System Operation and Control (Taiyuan University of Technology), Taiyuan 030024, Shanxi Province, China; 2. Key Laboratory of Cleaner Intelligent Control on Coal & Electricity, Ministry of Education (Taiyuan University of Technology), Taiyuan 030024, Shanxi Province, China; 3. State Grid Sichuan Electric Power Company Ziyang Power Supply Company, Ziyang 641300, Sichuan Province, China)

ABSTRACT: When wind power participates in primary frequency regulation through active power reserve or energy storage integration, the coordination strategy and capacity allocation significantly impact the performance and economic efficiency of wind-storage frequency regulation systems. This paper presents a coordinated primary frequency regulation and capacity optimization strategy for wind power and shared energy storage that accounts for wind farm cluster effects. The methodology develops a high-dimensional dynamic Vine Copula function to characterize correlations and uncertainties among multiple wind farms using correlated wind speed forecasting, while incorporating cluster effects including wake effects, time-delay impacts, and terrain influences. A reserved power allocation strategy for wind turbines is proposed considering both turbine performance and operational economics. Furthermore, an opportunity-constrained programming model optimizes energy storage capacity with the objective of minimizing primary frequency regulation reserve costs while incorporating cluster effects. Case studies validate the effectiveness of the proposed model and strategy, while analyzing how spatiotemporal wind speed correlations and wind power cluster characteristics influence primary frequency regulation capacity planning.

KEY WORDS: wind power cluster effect; shared energy storage; primary frequency regulation; chance constrained programming

摘要: 风电通过保留有功备用或配置储能来实现一次调频时, 两者的协调策略及容量配置对提升风储系统调频性能及经济性具有非常重要的意义。该文提出考虑风电集群效应的风电-共享储能协同一次调频及容量优化策略, 构建高维动态藤 Copula 函数, 在相关性风速预测值的基础上描述多风电场之间的相关性和不确定性, 考虑尾流效应、时延效应及地形地貌因素等风电集群效应影响, 建立风电集群风速相关性及不确定性模型; 计及风机性能和运行经济性的影响, 提出风电机组保留功率协调分配策略; 以一次调频备用容量成本最小为目标, 建立考虑集群效应的风电集群-共享储能联合参与一次调频的储能容量机会约束规划模型。最后, 通过算例验证所提模型和策略的有效性, 并分析风电场间风速时空相关性以及风电集群效应对一次调频容量规划的影响。

关键词: 风电集群效应; 共享储能; 一次调频; 机会约束规划

0 引言

随着“双碳”目标的持续推进, 电力系统中风电渗透率不断提升, 其随机性、波动性和不确定性使得电力系统频率稳定问题日益突出^[1-3]。为保证电力系统安全稳定运行, 我国相继出台了相关标准,

基金项目: 国家自然科学基金联合基金重点项目(U1910216)。

Project Supported by Joint Funds of National Natural Science Foundation of China (U1910216).

要求风电场通过保留有功备用或配置储能设备来实现一次调频功能^[4]。保留有功备用会导致风电利用率降低,而独立配置储能会增大风电场建设成本且利用率较低。随着调频市场逐步完善,储能电站调频服务价值凸显^[5-7],合理设置风电场参与一次调频的保留有功备用和储能容量,对于降低风电场投资和运维成本、提升风电场对电力系统频率支撑能力具有非常重要的意义。

现有研究针对单风电场内风机和储能调频功率分配策略及容量优化等进行了深入探讨。风电机组常采用超速控制、变桨控制等改变风机出力的方式保留有功备用^[8],提供调频备用;文献[9]将风速分为高、中、低3组场景,提出协调功率与备用容量的控制策略;文献[10]提出根据风速调节各个风机的下垂控制参数,优化功率输出,以提升风机一次调频贡献度;文献[11]提出风储联合系统的调频控制策略,并研究大规模储能装置参与风电系统运行的可行性与经济效益;文献[12]以风速分段的思路协调风电机组和储能参与调频配额;文献[13]考虑频率响应过程,动态改变风电机组的减载系数,分配风储调频容量。同样也有共享储能参与系统调节运行的研究;文献[14]搭建共享储能系统,通过双层规划获得投资成本最低、系统运行经济性最优的储能配置容量;文献[15]提出在现货市场下的储能优化运行策略,通过共享的方式实现储能性能与收益的平衡。研究表明风电与储能联合调频在一定程度上可以获得更多的收益和更低的成本^[16],但单独配置储能其利用率较低^[17],共享储能与风电配合参与一次调频,对于进一步提升风-储系统的调频控制性能和经济性具有重要的意义。

随着新能源快速发展,风能富集地区可能会同时建设多个风电场,受同一气象特征影响,处于同一风带的不同风电场或同一风电场内部各机组捕获风速具有空间相关性^[18-19],且每个风机捕获的风速均会在时间和空间上受到来自其他风机的影响。文献[20]提出风电场时空出力特性的分析框架,从时间和空间两方面总结同一风电场不同风机间的出力波动特性;文献[21]通过分析不同风速模型下的风电场输出特征,研究了尾流效应和时延效应对输出的影响;文献[22]引入尾流模型,从地形、风速、风向和风机位置等方面针对风电场内部风速分布进行分析。风电集群效应,如尾流效应、时延效应等,对风电场输出功率有较大的影响。

本文提出考虑风电集群效应的风电-共享储能协同一次调频及容量优化策略,并提出考虑集群效应的风电机组保留功率最优分配方法,有效提高了系统风能利用率和储能参与度。本文主要贡献如下:

1) 引入高维动态藤 Copula 函数,同时考虑多风电场间风速预测的相关性和场内风速预测与预测误差的相关性,在预测值的基础上构建考虑风电预测误差的风电场之间风速相关性和不确定性模型,考虑尾流效应、时延效应和地形地貌的影响,建立了风电集群风速的相关性及不确定性模型。模型综合考虑了风电集群中风速的主要影响因素,输出更加贴近实际,有利于储能的合理配置。

2) 考虑风电集群效应,提出了风电场内风速分区的风电机组减载保留功率分配策略,有效平衡了场站调频能力与机组性能,提高风电场整体的风能利用率和运行经济性。

3) 构建了风电-共享储能一次调频容量机会约束规划模型,以风电-共享储能调频成本最小为目标,考虑风机保留有功备用和共享储能投资成本,为风电-共享储能建设提供理论和技术支撑。

算例结果表明,本文所提策略可提升风电场的调频能力并减小弃风成本,降低储能前期投资和运维成本。

1 风电集群-共享储能联合调频系统框架

风电集群效应是指在特定地区部署多台风机时风电机组间出力相互影响的现象。当风电富足地区建设多个风电场时,各风电场间及风电场内部各风机间风速和风电场输出均存在相关性^[23-24],在设定风电场保留有功备用容量时考虑风电集群效应,计及各风电机组运行状态差别,通过风电机组全风况转子超速-变桨距角控制协调各风电机组之间的一次调频备用资源,可以提高风电发电效率。

风电场独立配置储能时,配置容量较小,资源利用率低,存在控制局限性问题。共享储能旨在将多个新能源场站所需储能聚合在一起,利用各风电场风资源之间的差异性提升储能利用效率,以实现更灵活的调配和更高的收益。

本文研究的风电-共享储能联合系统框架如图1所示。图1中风电集群由2个临近的独立风电场组成,WT1、WT2、…、WT32为32台相同的

双馈异步风力发电机组，各风电场不单独配置储能，风电集群配置共享储能。

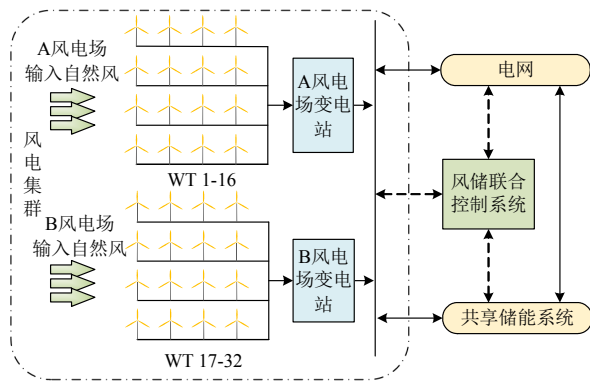


图 1 风电集群-共享储能联合系统

Fig. 1 Wind cluster-shared energy storage system

风电机组联合共享储能共同完成一次调频任务。在调频期间，共享储能可与电网进行双向功率交换，协助风电完成一次调频任务。因此本文制定的运行策略为：

1) 当系统出现功率缺额时，由风电场预留备用优先出力，提高风能利用率；若风电预留备用不足，由共享储能系统根据自身荷电状态进行供能，以保证一次调频拥有足够的容量；

2) 当系统出现功率过剩时，由共享储能系统优先吸收电能，恢复自身荷电状态；若仍然存在功率过剩，此时降低风电机组出力；

3) 在一次调频死区内，即系统供需基本平衡时，共享储能可从风电场吸收多余一次调频备用容量来恢复自身荷电状态，以降低弃风成本和购电成本。

风电-共享储能系统增发与吸收功率的范围受到风电保留备用和共享储能荷电状态的共同限制。所以本文提出新的保留功率分配及容量配置策略以提高系统运行经济性。

共享储能以能量流的形式连接风电集群内两个风电场，实现风电集群内部电能的时间尺度上的平移，平滑风电场之间的出力波动。通过风电集群和共享储能协同控制，降低储能建设投资和风电场运行成本，在提升风储系统调频经济性的同时提升其调频性能。

2 考虑风电集群效应的风速模型构建

风电集群中各风电场间风速具有相关性，各风机之间存在风速的相互影响。由文献[21,25]可知，若对集群内单一风电场出力进行建模会导致集群

出力与实际情况差别较大，且风电集群效应对风电场内风速产生影响，导致同一时刻风机的运行状态存在差异。因此考虑场间相关性和集群效应对风电集群进行整体建模很有必要。本文基于此特性构建调频出力场景，并提出风电集群保留功率分配策略，实现储能的合理配置。

本文首先构建各风电场间风速预测误差的相关性和不确定性模型，将其叠加至风速预测值上，得到计及预测误差相关性和不确定性的风速输出，然后根据风电集群效应对其修正，确定各风电机组的输出功率，并协调各台机组保留功率的分配，以提高风电场运行经济性及一次调频能力。具体流程如图 2 所示。

2.1 基于高维动态藤 Copula 的多风场场间风速相关性及其不确定性建模

Copula 函数能够捕捉到随机变量间的非线性、非对称性和尾部相关关系，常用来描述空间相邻风电场之间的相关性^[26-27]。由于同一地区不同风电场之间的预测风速及预测误差呈现较高相关性，本文参考文献[23,28]引入 D 藤结构的高维动态藤 Copula 函数模型，通过标幺化处理的风电场风速预测值和预测误差构建关于演进方程参数的似然函数，迭代求解每个藤节点的动态相关系数序列，生成高维动态藤 Copula 函数模型。将风电场预测数据代入生成的高维动态藤 Copula 函数模型，将 Copula 模型转化为预测误差和的概率密度函数，进行离散化，得到基于 Copula 函数的离散卷积表达式：

$$P_{u_1+u_2}(i) = \sum_{j=u_{1L}}^{u_{1U}} c(\sum_{m=0}^j P_{u_1}(m), \sum_{n=0}^{i-j} P_{u_2}(n)) P_{u_1}(j) P_{u_2}(i-j) \quad (1)$$

式中： $i \in [u_{1L} + u_{2L}, u_{1U} + u_{2U}]$ ； $P_{u_1+u_2}$ 为离散的预测误差和的概率密度函数； P_{u_1} 、 P_{u_2} 为两个随机变量离散边缘分布概率密度函数； $c(\sum_{m=0}^j P_{u_1}(m), \sum_{n=0}^{i-j} P_{u_2}(n))$ 为离散形式下变量 u_1 、 u_2 的 Copula 密度函数； $P_{u_i}(x)$ 为 $(x_1, x_2]$ 上的概率。

采用式(1)所示的离散卷积法求得风速预测误差之和的概率密度函数，根据指定概率生成预测误差和的置信区间，将该区间叠加在风电场风速预测值上即可得到考虑多风电场场间风速相关性和不确定性的风速模型。

2.2 考虑风电集群效应的风机风速建模

基于 2.1 节构建的风电场间预测风速模型，根

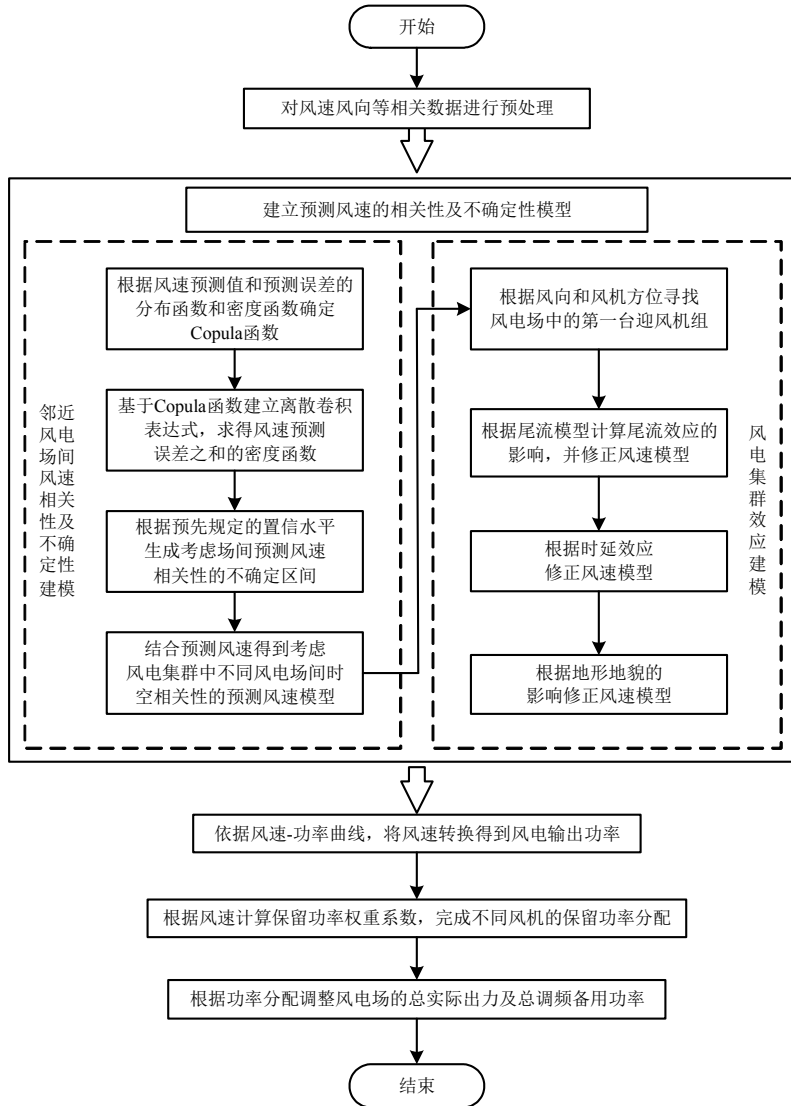


图2 考虑集群效应的风速建模及保留功率分配

Fig. 2 Wind speed modeling considering clustering effects and power allocation process

据风电集群效应修正场内各风机的预测风速。

2.2.1 尾流效应

采用 Jensen 尾流模型^[21]进行计算尾流效应的影响。设来流风速为 $v_{0,t}$, 经过 n 台风机后, 考虑尾流效应后风电机组 i 的风速 $v_{i1,t}$ 如式(2):

$$v_{i1,t} = v_{0,t} \left[1 - \sqrt{\sum_{j=1}^n \left(\frac{1 - \sqrt{1 - C_T}}{(1 + s l_{ij}/r_0)^2} \right)^2} \right] \quad (2)$$

式中: C_T 为推力系数, 一般取 0.2; s 为风速恢复系数, 陆地风电场一般取 $s=0.075$; r_0 为风机叶轮半径; l_{ij} 为风电机组 i 与风电机组 j 之间的径向距离。

2.2.2 时延效应

风机间的物理距离造成风速的时延性^[21-22,29-31], 考虑时间延迟后的风电机组风速为

$$\begin{cases} t_X = L/V \\ v_{i2,t} = v_{i1,t-t_X} \end{cases} \quad (3)$$

式中: L 为沿着风速方向相邻两排风机之间的距离; V 为平均风速; t_X 为延迟时间; $v_{i2,t}$ 为风电机组 i 考虑风电集群时延效应后的修正风速。

2.2.3 地形地貌影响

风电场地形错落将影响后排风机出力^[32], 设 h 为山丘最大高度, D 为山丘地形的轴向(中位线)长度, τ 为山丘地形的形状系数, 具体取值参考文献^[32], 则考虑地形地貌影响后的风电机组风速 $v_{i3,t}$ 为

$$v_{i3,t} = \frac{h}{D} \tau v_{i2,t} \quad (4)$$

得到的 $v_{i3,t}$ 即为考虑了风电场间风速相关性和不确定性、场内集群效应的模型输入风速。根据风速-功率曲线计算得到每台风机在 t 时刻的实际出力 $P_{W,i,t}$ 。

3 考虑风速影响的风电保留功率分配策略

风电场在确定每个采样时段的减载调频容量后，通常采用调频功率均匀分配的减载调频分配^[33]，即每台风电机组保留功率相同。但考虑风电集群效应后，同一时刻不同风机运行风速不同，采用调频功率均匀分配的分配方式很难保证每台机组运行在最优状态，本文提出针对各机组实际运行状态设定的调频功率分配策略。

假设风电机组可运行风速区间为 (v_{\min}, v_{\max}) ，额定风速 v_{rated} 介于 v_{\min} 、 v_{\max} 之间，考虑风电集群效应，风电场内各风机风速不同，为提升风机使用寿命和风电利用率，结合风电机组运行特性，本文提出根据运行风速区间设定的风机保留调频功率协调分配策略，如图 3 所示。设风电场保留功率需求为 P_S 。

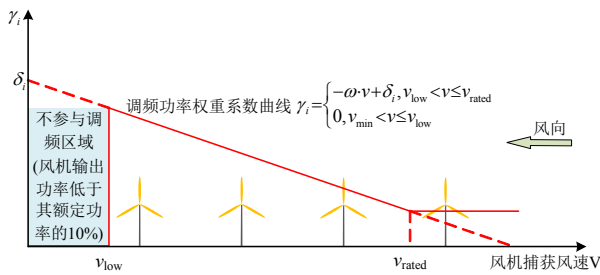


图 3 一次调频保留功率协调分配策略

Fig. 3 Coordinated power allocation strategy for primary frequency regulation retention

1) 风速大于 v_{rated} 区域的机组。

此风速区风机转轴转速接近允许的运行上限，此时风机机械损耗较大，降低其输出功率，使其输出功率对应 v_{rated} 时的功率，从而降低机组在高风速下运行，减小机组损耗。在此运行区间内，风电机组采用变桨距角控制和转子超速控制相结合的控制方式；

2) 风速小于 $v_{\text{low}} = v_{\min} + 10\% \cdot (v_{\min} - v_{\max})$ 的机组。

此时若风机减载运行，可能会由于风速变化，使得风机处于频繁启停机状态，降低风机使用寿命；设定减载率为 0，避免由于风速波动致使机组重复启停，提升机组运行经济性和稳定性；

3) 风速位于 $[v_{\text{low}}, v_{\text{rated}}]$ 风速区的机组。

此时风机运行在最大风能跟踪区，机组运行较为稳定，运行经济性最优。在此区间中，风速较高区域采用转子超速控制和变桨距角相结合的控制方式，降低其减载率可以提升高风速风机的风能利用率；风速较低区域采用转子超速控制，增加

其减载率可以增加风电机组机械惯性和动态响应速度。因此，针对该风速区机组采用风速加权的保留调频功率分配方法，其中权重系数 γ_i 为

$$\gamma_i = -\omega \cdot v + \delta_i, \quad v_{\text{low}} < v \leq v_{\text{rated}} \quad (5)$$

式中： ω 和 δ_i 为大于零的常数，可根据各风电场的运行情况设定； v 为风电机组捕获风速，由式(5)可知，风速 v 越高则权重系数越小。

根据上文所述减载策略，各风机承担的保留调频功率为

$$\begin{cases} P_{S1} = \sum_{i \in \Omega_1} (P_{\text{opt},i} - P_{\text{rated}}) \\ P_{S2} = P_S - P_{S1} = \sum_{i \in \Omega_2} P_{W_{r,i,t}} \\ P_{W_{r,i,t}} = \frac{\gamma_i}{\sum_{i \in \Omega_2} \gamma_i} \cdot P_{W_{r,t}}^{\text{down}} + \frac{\gamma_i}{\sum_{i \in \Omega_2} \gamma_i} \cdot P_{W_{r,t}}^{\text{up}} \\ d_i \% = \frac{P_{W_{r,i,t}}}{P_{W_{r,i,t}} + P_{W_{i,t}}} \times 100\% \end{cases} \quad (6)$$

式中： Ω_1 为风速大于 v_{rated} 的风机集合； Ω_2 为风速处于 $[v_{\text{low}}, v_{\text{rated}}]$ 的风机集合； P_{rated} 为 v_{rated} 风速下风机输出功率； $P_{W_{r,i,t}}$ 为风机 i 提供的保留功率； $P_{W_{i,t}}$ 为第 i 台风电机组的实际出力，kW，两者之和为 t 时刻机组运行于 MPPT 控制下的最优输出功率参考值 $P_{\text{opt},i}$ 、 $P_{W_{r,t}}^{\text{down}}$ 、分别为风电场向下、向上调频的实际减少和增加出力，kW； $d_i\%$ 为第 i 台风电机组的减载率。

本文根据集群效应影响后的风机捕获风速，提出风电场内每台风电机组保留功率分配策略，以充分利用场站的调频能力、发挥每台机组的调频性能，进一步提高风电场的风能利用率和运行经济性。

4 风电集群-共享储能联合一次调频模型

4.1 目标函数

以 2 节建立的风速模型作为本文一次调频规划的风电出力场景，将风电集群参与一次调频的保留有功备用成本、共享储能日均投资建设及运维成本、储能充放电成本、调频容量不足时的调频惩罚成本计入目标函数，在维持频率稳定的前提下，使一次调频总成本最低，即：

$$F = \min(f_{\text{WF}} + f_{\text{bess}} + f_{\text{buy}} + f_{\text{CF}}) \quad (7)$$

式中： f_{WF} 为风电集群参与一次调频的保留备用成本； f_{bess} 为共享储能投资建设及运维成本； f_{buy} 为储能充放电成本； f_{CF} 为调频不足时需要接受的调频惩罚

罚成本。

1) 风电集群参与一次调频的保留备用成本。

风电集群通过设定减载状态以保留功率备用参与一次调频,同时其参与向下调频时会进一步降低输出功率,故风电集群备用成本包括风电场保留功率和实际向下调频所减少的发电收益:

$$\begin{cases} P_{Wr,t} = P_S \\ f_{WF} = C_{wind} \cdot T_W \cdot \sum_{t=1}^W P_{Wr,t} + C_{wind} \cdot T_f \cdot \sum_{t=1}^T P_{Wr,t}^{down} \end{cases} \quad (8)$$

式中: C_{wind} 为单位电量风电场发电收益,元/(kW·h); W 为风力发电预测曲线时间节点数; T 为按照采样频率一天内的负荷波动采样点数; T_W 为风速采样时间间隔; T_f 为一次调频持续时间; $P_{Wr,t}$ 为风电集群 t 时刻预留的一次调频容量, kW; $P_{Wr,t}^{down}$ 为多风电场向下调频的实际减少出力, kW。

2) 共享储能日均投资建设及运维成本。

储能参与一次调频的主要成本是日均初始投资成本 f_{touzi} 和日均运维成本 f_{yunwei} 。

$$\begin{cases} C_c(r,n) = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \\ f_{touzi} = C_c(r,n) \cdot (C_p \cdot P_E + C_E \cdot E) \\ f_{yunwei} = \mu(C_p \cdot P_E + C_E \cdot E) \\ f_{bess} = \frac{f_{touzi} + f_{yunwei}}{365} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $C_c(r,n)$ 为储能年利率折算系数; r 为年利率; n 为储能寿命; C_p 为储能年单位功率成本,元/kW; C_E 为储能年单位容量成本,元/(kW·h); P_E 为储能额定功率, kW; E 为储能额定容量, kW·h; P_E 与 E 均为待优化变量; μ 为储能运行维护费用系数。

3) 共享储能充放电成本。

共享储能参与向下调频时充电,从电网中吸收功率;参与向上调频时放电,向电网输出功率;在一次调频死区内,共享储能自主恢复荷电状态(state of charge, SOC)至合理范围内。

$$\begin{cases} P_{buy,t} = \begin{cases} P_{d,t}, f \geq f_u \\ 0, f \leq f_d \\ \max(0, P_{d,t} - P_{Wr,t}), f_d < f < f_u \end{cases} \\ P_{sell,t} = P_{u,t} \\ f_{buy} = T_f \sum_{t=1}^T (C_{buy} P_{buy,t} - C_{sell} P_{sell,t}) \end{cases} \quad (10)$$

式中: f_d 、 f_u 分别为调频死区的下限和上限; $P_{d,t}$ 、 $P_{u,t}$ 分别为 t 时刻共享储能向下和向上调频出力,

kW; $P_{buy,t}$ 、 $P_{sell,t}$ 分别为储能从电网中购入电能的功率和向电网输出的功率; C_{buy} 、 C_{sell} 分别为储能从电网购电和售电的电价,元/(kW·h)。

4) 调频容量不足时的惩罚成本。

当系统频率超出一次调频死区,但系统一次调频备用容量不足时,风电-储能联合系统无法满足自身的一次调频任务,将会产生调频惩罚成本:

$$f_{CF} = \max[0, C_{cf} T_f \sum_{t=1}^T (P_{rd,t} + P_{ru,t} - P_{r,t})] \quad (11)$$

式中: C_{cf} 为单位电量惩罚成本; $P_{rd,t}$ 与 $P_{ru,t}$ 分别是风电-共享储能联合系统 t 时刻应向电网系统提供的向下和向上一次调频的备用容量; $P_{r,t}$ 为该联合系统所能提供的备用容量。

风电-共享储能联合系统 t 时刻应向电网系统提供的向上和向下一次调频的备用容量和联合系统所能提供的备用容量分别表示如下:

$$P_{ru,t} = \begin{cases} -(\sum_{i=1}^{N_{WF}} P_{WN}) / \delta\% \cdot \frac{f - f_d}{f_N}, f \leq f_d \\ 0, f > f_d \end{cases} \quad (12)$$

$$P_{rd,t} = \begin{cases} -(\sum_{i=1}^{N_{WF}} P_{WN}) / \delta\% \cdot \frac{f_u - f}{f_N}, f \geq f_u \\ 0, f < f_u \end{cases} \quad (13)$$

$$P_{r,t} = [P_{S1} + \sum_{i \in \Omega_2} (d_i \% \cdot P_{opt,i})] + E \cdot S_{SOC,t}, 0.1 \leq S_{SOC,t} \leq 0.9 \quad (14)$$

式中: P_{WN} 为风电机组额定出力; $\delta\%$ 为风电场一次调频并网调差系数,通常设置为 2%~10%。

4.2 约束条件

本文建立考虑风电集群效应的风电-共享储能联合参与一次调频的容量优化模型主要考虑风电集群一次调频功率约束、储能充放电功率和状态约束、储能倍率特性约束、储能 SOC 约束、储能运行约束、风电集群中风电机组调频功率分配约束、一次调频备用容量机会约束等。

1) 风电集群一次调频功率约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{Wr,t}^{up} \leq \sum_{i=1}^{N_{WF}} (P_{Wr,i,t}) \cdot I_{Wu,t} \\ 0 \leq P_{Wr,t}^{down} \leq \sum_{i=1}^{N_{WF}} (P_{Wr,i,t}) \cdot I_{Wd,t} \\ I_{Wu,t} = 1, f \leq f_d \\ I_{Wd,t} = 1, f \geq f_u \\ I_{Wu,t} + I_{Wd,t} \leq 1 \\ I_{Wu,t}, I_{Wd,t} \in \{0,1\} \end{cases} \quad (15)$$

式中： $P_{W_r,t}^{\text{up}}$ 与 $P_{W_r,t}^{\text{down}}$ 分别为风电集群实际向上、向下调频出力，是经过系统调度决策后实际能够输出并用于调频的决策变量； $I_{W_u,t}$ 与 $I_{W_d,t}$ 分别为风电集群向上、向下调频状态的 0-1 变量，该约束表示风电场实际一次调频出力功率限值约束与出力状态约束，不可同时处于向上、向下调频状态。

2) 共享储能充放电功率和状态约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{u,t} \leq I_{u,t} \cdot P_E \\ 0 \leq P_{d,t} \leq I_{d,t} \cdot P_E \\ I_{u,t} + I_{d,t} \leq 1 \\ I_{u,t}, I_{d,t} \in \{0,1\} \end{cases} \quad (16)$$

式中： $P_{u,t}$ 与 $P_{d,t}$ 分别为 t 时刻共享储能向上、向下调频出力，kW； $I_{u,t}$ 与 $I_{d,t}$ 分别为 t 时刻共享储能向上、向下调频的状态 0-1 变量，约束储能充放电功率在额定功率范围内，且不可同时处于充电和放电状态。

3) 共享储能倍率特性约束。

$$C_{\min} \leq P_E / E \leq C_{\max} \quad (17)$$

式中 C_{\min} 与 C_{\max} 分别为储能充放电的最小、最大倍率特性，由拟投资的共享储能类型特性决定。

4) 共享储能 SOC 约束。

包括储能 SOC 连续约束、SOC 范围约束和 SOC 守恒约束，具体如下：

$$\begin{cases} S_{\text{SOC},t+1} = S_{\text{SOC},t} - \frac{P_{u,t}T_f}{\eta E} + \frac{\eta P_{d,t}T_f}{E} \\ S_{\min} \leq S_{\text{SOC},t} \leq S_{\max} \\ S_{\text{SOC},T} = S_{\text{SOC},0} \end{cases} \quad (18)$$

式中： $S_{\text{SOC},t}$ 、 $S_{\text{SOC},t+1}$ 分别为 t 时刻和 $t+1$ 时刻储能荷电状态； η 为储能充放电效率； S_{\min} 与 S_{\max} 为储能 SOC 的运行下限与上限； $S_{\text{SOC},T}$ 、 $S_{\text{SOC},0}$ 分别为一天内计算始末 SOC。

5) 共享储能运行约束。

在一次调频死区内储能主动充放电，储能向电网释放电能向上调频、吸收电网功率和风电调频备用功率向下调频，但不超过调频死区上下限，设置储能运行约束如下：

$$\begin{cases} 0 \leq P_{u,t} \leq -(\sum_{i=1}^{N_{\text{WF}}} P_{\text{WN}}) / \delta\% \cdot \frac{f_u - f}{f_N} \\ 0 \leq P_{d,t} \leq -(\sum_{i=1}^{N_{\text{WF}}} P_{\text{WN}}) / \delta\% \cdot \frac{f - f_d}{f_N} + \sum_{i \in \Omega_2} P_{W_r,i,t} + P_{S1} \\ f_d \leq f \leq f_u \end{cases} \quad (19)$$

6) 风电集群中风电机组调频功率分配约束。

$$\begin{cases} P_{W_r,t} = P_S = \sum_{i \in \Omega_2} P_{W_r,i,t} + P_{S1} \\ \gamma_i = -w \cdot v + \delta_i \\ P_{W_r,i,t} = \frac{\gamma_i}{\sum_{i \in \Omega_2} \gamma_i} \cdot P_{S2} \\ \frac{\gamma_i}{\gamma_j} = \frac{d_i\%}{d_j\%} \end{cases} \quad (20)$$

式中 $d_i\%$ 、 $d_j\%$ 为分配到机组 i 、 j 的减载率。

7) 一次调频备用机会约束。

由于风速的随机性和不确定性，导致风电机组提供的一次调频备用容量不能时刻满足系统需求。因此引入机会约束规划来解决风电集群联合共享储能参与一次调频容量优化配置问题，平衡目标函数最优值和约束条件之间的关系。本文一次调频备用机会约束为：

$$\Pr\{P_{W_r,t}^{\text{up}} + P_{u,t} \geq P_{u,t}\} \geq \beta_1 \quad (21)$$

$$\Pr\{P_{W_r,t}^{\text{down}} + P_{d,t} \geq P_{d,t}\} \geq \beta_2 \quad (22)$$

式中 β_1 、 β_2 为给定的满足向上、向下一次调频备用设置的置信度。该约束表明风电集群联合共享储能满足向上、向下一次调频的可能性不小于设定的置信水平。

5 算例分析

本文以某地风电集群为研究目标，其中含有两个相邻风电场，分别命名为 A、B，两风电场内风机排布相同，A 风电场内风机排布如附图 A1 所示。

每个风电场中均匀分布有 4 排 4 列共计 16 台风力发电机，每台风力发电机额定功率为 1.5 MW，切入风速为 4 m/s，额定风速为 12 m/s，切出风速为 20 m/s，配置 1 个共享储能电站，储能电站采用超级电容储能。本文风电场一次调频并网调差系数取 2.5%。系统参数取值参考文献[37-38]，详见表 1。式(7)–(22)为本文所建立的规划模型，将机会约束条件转化成等效的确定约束条件，将各项非线性约束线性化，得到线性规划问题，具体转化过程见附录 A，通过 Yalmip 工具箱调用 Cplex 求解器进行求解。

5.1 考虑风电集群效应的风功率相关性分析

5.1.1 风电场数据特性分析

本文选取的风电场为同一地区的两个相邻风电场，取风速预测数据和实际历史数据构建高维动

表1 系统参数
Table 1 System parameter

参数	数值
风电上网电价 $C_{wind}/(\text{元}/\text{kW}\cdot\text{h})$	0.54
储能单位功率成本 $C_p/(\text{元}/\text{kW})$	1 500
储能单位容量成本 $C_E/(\text{元}/(\text{kW}\cdot\text{h}))$	4 100
储能购电成本 $C_{buy}/(\text{元}/(\text{kW}\cdot\text{h}))$	0.60
储能售电价格 $C_{sell}/(\text{元}/(\text{kW}\cdot\text{h}))$	0.54
调频不足惩罚成本 $C_{CF}/(\text{元}/(\text{kW}\cdot\text{a}))$	0.12
储能倍率特性 $C_{min}\sim C_{max}$	0.2~2.0
储能荷电状态 $S_{OCmin}\sim S_{OCmax}$	0.1~0.9

态藤 Copula 模型, 时间分辨率为 10 min。其风速频数直方图如附图 B1 所示, 典型 Copula 函数的 Spearman 和 Kendall 相关性分析结果如表 2 所示。

表2 不同 Copula 函数的拟合度对比

Table 2 Comparison of the fit of different Copula functions

Copula 函数类型	Kendall 秩 (互相关系数)	Spearman 秩 (互相关系数)
Normal data	0.825 4	0.946 6
Normal-Copula	0.791 7	0.942 0
t-Copula	0.809 0	0.932 9
Gumbel-Copula	0.821 7	0.953 9
Clayton-Copula	0.622 7	0.808 1
Frank-Copula	0.827 0	0.962 6

由附图 B1 及表 2 可知, 两个风电场风速边缘分布的二元频数直方图分布集中在主对角线上, 表明两个风电场的风速具有相关性, Kendall 相关性系数大于 0, Spearman 相关性系数较大, 综上可以认为两风电场风速在整体上呈现正相关特性, 符合风电集群特性。

5.1.2 基于动态藤的 Copula 函数模型

根据输入数据求得的高维动态藤 Copula 模型的演进方程参数如表 3 所示。

表3 演进方程参数表

Table 3 Parameter list of evolutionary equations

藤节点	α	β	γ
C(1,2)	0.013 2	0.004 2	0.322 4
C(2,3)	0.696 3	-7.433 2	0.487 3
C(3,4)	-1.072 9	-0.184 5	-0.526 4
C(1,3 2)	0.018 2	0.003 4	0.282 9
C(2,4 3)	0.439 0	-3.611 8	0.933 4
C(1,4 2,3)	-0.447 4	-2.097 4	-0.322 0

基于该参数和置信度为 90% 的情况下, 根据高维动态藤 Copula 模型输出的 A、B 风电场风速预测值与预测误差之和的置信区间如附图 B2、B3

所示。

两风电场风机运行风速如附图 B4、B5 所示, 受到风电集群效应的影响, 每一台风电机组在不同时刻的风速不相等, 但存在相关性。

5.2 风电-共享储能联合参与一次调频优化

为验证本文所提出的考虑风电集群效应的风电-共享储能联合参与一次调频容量优化模型的合理性, 以及风速相关性和集群效应对容量优化结果的影响, 规定一次调频机会约束向上、向下置信度均设置为 90%, 并设置以下 3 个对比场景。

场景 1: 不考虑风速相关性和风电集群效应;

场景 2: 仅考虑风速相关性, 不考虑风电集群效应;

场景 3: 考虑风速相关性和风电集群效应, 即本文所提模型。

各场景优化结果对比见表 4。

表4 各场景优化结果

Table 4 Optimization results for each scenario

场景	储能 功率/kW	储能容 量/(kW·h)	风电保留有 功功率/kW	系统调频不足 惩罚成本/元	一次调频总 成本/元
1	12 000	4 800.0	174 050	0	196 730
2	15 235	6 094.1	155 620	0	220 080
3	15 074	6 029.5	155 130	0	196 350

由表 4 对比可知, 场景 1 比场景 2 配置的储能功率、容量更低, 但是风电备用容量更高。其原因是由于场景 2 考虑了风电集群两风电场之间的风速相关性, 风速及输出功率的顶峰相距较近, 且风速的同步减小导致可提供的调频备用容量减小, 所以一次调频储能所需的备用容量更大, 而在场景 1 中没有考虑风速相关性, 风机捕获风速更高, 风机出力大, 预留的一次调频备用容量更大。在实际风储系统规划中, 若忽略了相邻风电场之间的风速相关性, 可能导致储能系统预留的一次备用容量不足, 增加系统频率安全稳定隐患, 增大风电系统一次调频投入, 大量弃风使得经济性较差。

对比附图 B6、B7 和表 5 中场景 2 和 3 的数据可知, 在考虑风电集群效应之后, 风电-储能联合系统的调频总成本、购电成本均有一定程度的降低, 系统内储能参与调频的占比有所增加。其原因是在考虑风电集群效应后, 风场内的风速受到尾流效应的影响, 下风向风机捕获的风速略有降低, 输出功率低于上风向风机。另外, 时延效应使得同一风电场内的风机出力顶峰产生一定时间延迟, 整体来

看，风电集群的输出功率顶峰有所降低，但是出力高峰的维持时间更长，使得所需的一次调频备用容量降低。同时，因为功率高峰的宽度延展且峰值下降，所以该场景下风电预留的调频备用容量可相对减少，储能参与调频任务的比例上升，弃风损耗更少。因此，考虑风电集群效应可以更为合理的配置储能容量，减少多余备用，降低投资及运营成本。

表 5 场景 2、3 优化细节参数

Table 5 Scenarios 2 and 3 optimize detail parameters

参数	场景 2	场景 3
风储联合系统调频总成本/元	220 080	196 350
储能容量/(kW·h)	6 094.1	6 029.5
风电调频减载弃风成本/元	202 620	201 980
储能设施交易成本/元	7 060.1	6 794.7
向上调频储能参与度/%	20.53	22.46
向下调频储能参与度/%	98	100

5.3 风电机组减载功率协调分配策略分析

当 w 分别为 1~4， δ_i 分别取 20~50 时，风电-共享储能系统调频总成本计算结果如表 6 所示。

表 6 不同系数下风电-储能系统调频总成本计算结果

Table 6 Results of total cost of wind power-storage system primary frequency regulation under different coefficients

w	δ_i			
	20	30	40	50
1	6 477.4	6 534.1	6 556.5	6 568.5
2	6 128.0	6 395.8	6 477.4	6 513.7
3	6 434.0	6 024.0	6 339.6	6 432.4
4	7 675.0	6 153.0	6 340.0	6 298.5

由表 6 可知，权重系数和削减参数对结果影响较小，本文设置调节系数 $w=3$ ，削减参数 $\delta_i=30$ ，此时联合系统运行成本相比较低。

为验证本文所提出的风电机组减载功率协调分配策略的有效性，设置两种减载策略进行比较：

策略 1 为调频功率均匀分配的减载分配方式；

策略 2 为本文所提的调频功率线性分配的减载分配方式。

截取某一时刻 A 风电场中面对正风向同一列的 4 台处于不同风速下的风机减载率情况对比结果如表 7 所示。

由表 7 可知，本文所提及的风电机组减载调频分配策略降低了上风向风电机组的减载率，以减小变桨距控制带来的风能浪费，提高风能利用率；提高下风向风电机组的减载率，通过转子超速控制把

表 7 风电集群中风电机组减载功率分配结果分析

Table 7 Analysis of wind turbine load shedding power allocation results in wind power clusters

风机参数	风速/(m/s)	转子转速/pu	策略 1 减载率/%	策略 2 减载率/%
DFIG1	14	1.19	3	2.85
DFIG2	12.87	1.09	3	2.86
DFIG3	11.81	1	3	3.12
DFIG4	10.9	0.92	3	3.86

捕获的风能转化为动能，提高风电场的惯性响应能力，减少风能损耗。

场景 3 下，策略 1 和策略 2 对系统运行经济性的影响如表 8 所示。

表 8 场景 3 下策略 1、2 运行结果

Table 8 Results of running strategies 1、2 under scenario 3

参数	风储联合系统调频总成本/元	风电一次调频备用容量/(kW·h)	风电调频减载弃风成本/元
策略 1	9 940.2	10 621.0	13 829.0
策略 2	6 024.0	8 415.6	10 957.0

由表 8 可知，采用本文所提功率分配策略总成本较均匀分配策略降低了 39.4%，本文所提策略根据各风机的不同风速分配预留备用，提高了风能利用率，在保证系统稳定性的前提下提高了系统运行经济性。

6 结论

本文考虑风电集群效应，提出一种风电场内风速分区的风电机组减载调频保留功率分配策略，构建了风电-共享储能联合参与一次调频容量优化配置模型。主要结论如下：

1) 考虑风电集群效应和风速相关性对风电场内各风机风速的影响，根据风速分区制定不同的保留功率分配策略，可以提升风能利用率，充分发挥每台机组的调频性能；

2) 所提出的考虑风电集群效应优化风电-共享储能容量配置方法，考虑了储能建设和运维成本、风电备用成本和运维成本，可兼顾风电和储能，提升系统调频性能和运行经济性，对新型电力系统频率控制具有指导作用。

参考文献

[1] 汪梦军, 郭剑波, 马士聪, 等. 新能源电力系统暂态频率稳定分析与调频控制方法综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(5): 1672-1693.
WANG Mengjun, GUO Jianbo, MA Shicong, et al.

- Review of transient frequency stability analysis and frequency regulation control methods for renewable power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1672-1693(in Chinese).
- [2] 唐西胜, 苗福丰, 齐智平, 等. 风力发电的调频技术研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(25): 4304-4314. TANG Xisheng, MIAO Fufeng, QI Zhiping, et al. Survey on frequency control of wind power [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(25): 4304-4314(in Chinese).
- [3] 杜刚, 赵冬梅, 刘鑫. 计及风电不确定性优化调度研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(7): 2608-2626. DU Gang, ZHAO Dongmei, LIU Xin. Research review on optimal scheduling considering wind power uncertainty [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(7): 2608-2626(in Chinese).
- [4] 国家能源局. DL/T 1870—2018 电力系统网源协调技术规范[S]. 北京: 中国电力出版社, 2018. National Energy Administration. DL/T 1870—2018 Technical specification for power grid and source coordination[S]. Beijing: China Electric Power Press, 2018(in Chinese).
- [5] 山西能源监管办. 《山西电力一次调频市场交易实施细则(试行)》[EB/OL]. [2025-04-02]. https://sxb.nea.gov.cn/dtyw/jggg/202309/t20230913_60810.html. Shanxi Energy Regulatory Office. Shanxi electric power primary frequency modulation market trading implementation rules (Trial)[EB/OL]. [2025-04-02] (in Chinese).https://sxb.nea.gov.cn/dtyw/jggg/202309/t20230913_60810.html(in Chinese).
- [6] 张智, 周明, 武昭原, 等. 考虑动态频率支撑的储能选址定容规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(7): 2708-2720. ZHANG Zhi, ZHOU Ming, WU Zhaoyuan, et al. Energy storage location and capacity planning method considering dynamic frequency support[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(7): 2708-2720(in Chinese).
- [7] 赵晶晶, 徐传琳, 吕雪, 等. 微电网一次调频备用容量与储能优化配置方法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(15): 4324-4332. ZHAO Jingjing, XU Chuanlin, LYU Xue, et al. Optimization of micro-grid primary frequency regulation reserve capacity and energy storage system [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(15): 4324-4332(in Chinese).
- [8] 李瑶, 王程, 毕天姝. 考虑随机-极端扰动的新型电力系统一次调频备用优化[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(19): 7567-7579. LI Yao, WANG Cheng, BI Tianshu. Primary frequency reserve optimization of new power system considering stochastic-extreme disturbance[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(19): 7567-7579(in Chinese).
- [9] 薛迎成, 邵能灵, 宋凯, 等. 变速风力发电机提供调频备用容量研究[J]. 电力自动化设备, 2010, 30(8): 75-80. XUE Yingcheng, TAI Nengling, SONG Kai, et al. Variable-speed wind turbines provide primary reserve for frequency control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2010, 30(8): 75-80(in Chinese).
- [10] MOUTIS P. Discussion on “primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop”[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(1): 414.
- [11] SUN Kaiqi, LI Kejun, BAO Weiyu, et al. Frequency compensation control strategy of energy storage in the wind-energy storage hybrid system for improving frequency response performance[C]//Proceedings of 2019 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting. Baltimore: IEEE, 2019: 1-8.
- [12] 姜惠兰, 蔡继朝, 肖瑞, 等. 一种提高系统频率响应特性的风储协调控制策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(7): 44-51. JIANG Huilan, CAI Jizhao, XIAO Rui, et al. A wind-storage coordinated control strategy for improving system frequency response characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(7): 44-51(in Chinese).
- [13] 朱瑛, 秦立宽, 颜全椿, 等. 考虑频率响应过程的风储联合调频策略及储能系统优化配置方法[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 28-35. ZHU Ying, QIN Likuan, YAN Quanchun, et al. Wind-storage combined frequency regulation strategy and optimal configuration method of energy storage system considering process of frequency response [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 28-35(in Chinese).
- [14] 谢雨龙, 罗逸飏, 李智威, 等. 考虑微网新能源经济消纳的共享储能优化配置[J]. 高电压技术, 2022, 48(11): 4403-4412. XIE Yulong, LUO Yiyang, LI Zhiwei, et al. Optimal allocation of shared energy storage considering the economic consumption of microgrid new energy [J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(11): 4403-4412(in Chinese).
- [15] 许高秀, 王旭, 邓晖, 等. 考虑调频需求及风光出力不确定性的储能系统参与能量-调频市场运行策略[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2317-2329. XU Gaoxiu, WANG Xu, DENG Hui, et al. Optimal operation strategy of energy storage system's participation in energy and regulation market considering uncertainties of regulation requirements and wind-photovoltaic output [J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2317-2329(in Chinese).

- [16] 马昱欣, 胡泽春, 刁锐. 新能源场站共享储能提供调频服务的日前优化策略[J]. 电网技术, 2022, 46(10): 3857-3868.
MA Yuxin, HU Zechun, DIAO Rui. Day-ahead optimization strategy for shared energy storage of renewable energy power stations to provide frequency regulation service[J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3857-3868(in Chinese).
- [17] 王廷涛, 苗世洪, 姚福星, 等. 计及动态频率响应约束的高比例风电电力系统日前-日内联合调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(7): 2590-2603.
WANG Tingtao, MIAO Shihong, YAO Fuxing, et al. Day-ahead and intra-day joint dispatch strategy of high proportion wind power system considering dynamic frequency response constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(7): 2590-2603(in Chinese).
- [18] 叶林, 李智, 孙铂皓, 等. 基于随机预测控制理论和功率波动相关性的风电集群优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(11): 3172-3183.
YE Lin, LI Zhi, SUN Bohao, et al. Optimal dispatch of system integrated wind farm clusters based on stochastic model predictive control considering temporal correlation of wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(11): 3172-3183(in Chinese).
- [19] 陈金富, 朱乔木, 石东源, 等. 利用时空相关性的多位置多步风速预测模型[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(7): 2093-2105.
CHEN Jinfu, ZHU Qiaomu, SHI Dongyuan, et al. A multi-step wind speed prediction model for multiple sites leveraging spatio-temporal correlation[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(7): 2093-2105(in Chinese).
- [20] 陈雷, 卢斯煜. 风电场出力特性与集群效应分析方法研究[J]. 南方能源建设, 2017, 4(1): 31-37.
CHEN Lei, LU Siyu. Research on the analysis method for wind power generating output characteristic and cluster effects[J]. Southern Energy Construction, 2017, 4(1): 31-37(in Chinese).
- [21] 苏勋文, 赵振兵, 陈盈今, 等. 尾流效应和时滞对风电场输出特性的影响[J]. 电测与仪表, 2010, 47(3): 28-31.
SU Xunwen, ZHAO Zhenbing, CHEN Yingjin, et al. Impacts of wake effect and time delay on output characteristics of wind farm[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2010, 47(3): 28-31(in Chinese).
- [22] 孙辉, 吴姝雯, 王超. 尾流效应对风电场功率输出的影响分析[J]. 华北电力大学学报, 2015, 42(2): 55-60.
SUN Hui, WU Shuwen, WANG Chao. Impact analysis of wake effect on wind farm output[J]. Journal of North China Electric Power University, 2015, 42(2): 55-60(in Chinese).
- [23] 段偲默. 计及高维度非线性相关性的多风电场联合出力不确定性建模及电力调度方法研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2019.
DUAN Simo. Research on uncertainty modeling and power dispatching method of multi-wind farm joint output considering high dimensional nonlinearity [D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2019(in Chinese).
- [24] 彭勃, 张峰, 梁军. 考虑风速分区的风-储系统短期频率响应协同控制策略[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(8): 57-65.
PENG Bo, ZHANG Feng, LIANG Jun. Coordinated control strategy for short-term frequency response of wind-energy storage system considering wind speed partition[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8): 57-65(in Chinese).
- [25] 汤向华, 李秋实, 侯丽钢, 等. 基于 Copula 函数的风电时序联合出力典型场景生成[J]. 电力工程技术, 2020, 39(5): 152-161, 168.
TANG Xianghua, LI Qiushi, HOU Ligang, et al. Generation of typical sequential joint output scenarios of wind power based on Copula function [J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(5): 152-161, 168(in Chinese).
- [26] 黎静华, 文劲宇, 程时杰, 等. 考虑多风电场出力 Copula 相关关系的场景生成方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(16): 30-36.
LI Jinghua, WEN Jinyu, CHENG Shijie, et al. A scene generation method considering copula correlation relationship of multi-wind farms power[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(16): 30-36(in Chinese).
- [27] 兰飞, 桑川川, 梁浚杰, 等. 基于条件 Copula 函数的风电功率区间预测[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(S): 79-86.
LAN Fei, SANG Chuanchuan, LIANG Junjie, et al. Interval prediction for wind power based on conditional copula function[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(S): 79-86(in Chinese).
- [28] 杜子平, 闫鹏, 张勇. 基于“藤”结构的高维动态 Copula 的构建[J]. 数学的实践与认识, 2009, 39(10): 96-102.
DU Ziping, YAN Peng, ZHANG Yong. Multivariate dynamic copula construction based on vine structure [J]. Mathematics in Practice and Theory, 2009, 39(10): 96-102(in Chinese).
- [29] 余慎思, 李征, 蔡旭. 基于风电场动态时空关系的风速分布模型研究[J]. 电网技术, 2014, 38(6): 1432-1438.
SHE Shensi, LI Zheng, CAI Xu. Research on wind speed distribution model of wind farm based on its dynamic space-time relation[J]. Power System Technology, 2014, 38(6): 1432-1438(in Chinese).
- [30] 杨培宏, 胡庆林, 胡忠林, 等. 风能特性对风电场电能

- 输出预测研究[J]. 计算机仿真, 2016, 33(12): 122-127.
 YANG Peihong, HU Qinglin, HU Zhonglin, et al. The predictive study of wind energy characteristics for the power energy production of the wind farm [J]. Computer Simulation, 2016, 33(12): 122-127(in Chinese).
- [31] 孙辉, 徐箭, 孙元章, 等. 考虑风速时空分布及风机运行状态的风电场功率计算方法[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(2): 30-38, 60.
 SUN Hui, XU Jian, SUN Yuanzhang, et al. A method for wind power calculation considering wind speed spatial and temporal distribution and wind turbine operation status[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(2): 30-38, 60(in Chinese).
- [32] 梁泽韬. 考虑地形影响的阵列风机场全域尾流叠加模型[D]. 天津: 天津大学, 2021.
 LIANG Zetao. Calculation of full-field wake velocities for wind farm arrays on different terrains[D]. Tianjin: Tianjin University, 2021(in Chinese).
- [33] 曾雪洋, 张纯, 王顺亮, 等. 基于减载系数变化的风电机组一次调频控制[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(8): 119-125, 139.
 ZENG Xueyang, ZHANG Chun, WANG Shunliang, et al. Primary frequency control of wind turbine based on deloading coefficient variation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(8): 119-125, 139(in Chinese).
- [34] 丁涛, 孙宏斌, 柏瑞, 等. 考虑最大风电容量接入的带禁止区间实时经济调度模型[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(4): 759-765.
 DING Tao, SUN Hongbin, BO Rui, et al. Real-time economic dispatch model with prohibited zones considering maximum wind power injection [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(4): 759-765(in Chinese).
- [35] 刘宝碇, 赵瑞清, 王纲. 不确定规划及应用[M]. 北京: 清华大学出版社, 2003: 178-198.
 LIU Baoding, ZHAO Ruiqing, WANG Gang. Uncertain programming with applications [M]. Beijing: Tsinghua University Press, 2003: 178-198(in Chinese).
- [36] 黎静华, 文劲宇, 程时杰, 等. 基于 p-有效点理论的含大规模风电电力系统最小储能功率配置方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(13): 45-52.
 LI Jinghua, WEN Jinyu, CHENG Shijie, et al. Method of minimum energy storage power allocation for electric power systems with large-scale wind power based on p-efficient point theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(13): 45-52(in Chinese).
- [37] 贾东卫, 任永峰, 李莉美, 等. 基于集合经验模态分解的微电网混合储能优化配置[J]. 太阳能学报, 2023, 44(2): 239-246.
 JIA Dongwei, REN Yongfeng, LI Limei, et al. Research on optimization of hybrid energy storage capacity using ensemble empirical mode decomposition and fuzzy control[J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2023, 44(2): 239-246(in Chinese).
- [38] 张智, 周明, 武昭原, 等. 考虑动态频率支撑的储能选址定容规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(7): 2708-2720.
 ZHANG Zhi, ZHOU Ming, WU Zhaoyuan, et al. Energy storage location and capacity planning method considering dynamic frequency support[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(7): 2708-2720(in Chinese).

附录

<http://ntps.epri.sgcc.com.cn/djgxcb/CN/10.13334/i.0258-8013.pcsee.232247>



李长霖

在线出版日期: 2024-01-25。

收稿日期: 2023-10-16。

作者简介:

李长霖(2000), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统规划与频率控制、储能应用, 974449182@qq.com。

(责任编辑 马晓华, 邱丽萍)