

基于混合Copula函数的风电场可用惯量评估方法

韩帅¹,张峰¹,丁磊¹,应有²

(1. 山东大学 电网智能化调度与控制教育部重点实验室, 山东 济南 250061;

2. 浙江运达风电股份有限公司, 浙江 杭州 310012)

摘要:针对风电场可用惯量值与标称值可能存在较大误差的问题,提出一种考虑风机风速分布和机组运行工况的可用惯量概率化评估算法。通过对物理影响因素的分析得到风电场平均风速的时空分布特性,进而利用混合Copula函数构建大气湍流影响下的瞬时风速条件概率分布模型;基于双馈风电机组虚拟惯量控制建立风机可用惯量和惯性功率增量的估算模型,并考虑风电场各风机的实际运行状况,得到基于一定置信度下全风电场的可用惯量区间评估曲线。以实际风电场的结构及运行数据为例进行单个风电场的可用惯量评估,利用统计数据验证了置信区间评估结果的有效性。

关键词:可用惯量;双馈风电机组;尾流效应;虚拟惯量控制;Copula函数

中图分类号:TM 614

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202102011

0 引言

随着风电在电网中的渗透率不断提高,大量火电机被风电所替代,整个电力系统的可用惯量持续减少,频率响应能力不断降低。日益减少的火电机逐渐难以独立承担不断增加的调频压力,电网在一定程度上要求风电机组具备参与系统频率调整的能力^[1]。这种能力包含惯量响应^[2-3]、一次调频^[4]以及二次调频等多种时间尺度的频率响应方式。

目前,国内外学者对于风电机组参与惯量响应的研究多集中于优化风机调频控制策略方面。文献[5]提出一种风机虚拟惯量控制方案,通过虚拟惯量控制,风电机组可以吸收或释放转动机构上的动能来响应电网的频率波动。然而,风机转速恢复需吸收能量,造成电网出现频率二次跌落。文献[6]引入风机转子动能评估因子,根据该参数协调各台风机参与频率响应的方式,从而达到抑制频率二次跌落的目的。文献[7]提出通过超速备用控制使风机越过最大功率点跟踪MPPT(Maximum Power Point Tracking)运行,风机转子转速预留了可观的调频裕度。文献[8]在微电网运行环境下提出频率和电压的综合控制策略,通过虚拟同步技术实现频率的无

差控制。

相较而言,针对风电机组或风电场参与电力系统调频服务能力评估的研究相对较少。文献[9]提出一种基于虚拟惯量控制原理的风机惯量响应能力评估方法,通过对大气湍流的高斯概率分布模型进行分块处理来评估出特定平均风速下的风电场联合惯量响应能力。在此基础上,文献[10]综合评估惯量响应过程中的虚拟惯量控制以及下垂控制的联合调频效果,结果显示2种控制方式的协调运行可提高风电场有功功率的输出能力,提升风电场调频性能。文献[11]通过评估风力发电机组可用惯性动能KE(Kinetic Energy)来调整风机控制系统中虚拟惯量控制回路和下垂控制回路的增益。上述研究均提出确定惯量控制策略下的风电场可用惯量评估方法,但均忽略了尾流效应、风剪切效应等环境因素影响,未考虑风电场内各风机风速的时空分布特性,以及惯量响应过程中大气湍流作用下的风速波动特性,且没有计及实时运行中风机处于故障停机状态对风机可用惯量的影响。综上,现有评估方法忽略了风机的实时运行状况,得到的风机可用惯量评估值与实际可用惯量间会存在误差。若评估误差过大,则风电场风机在参与惯性响应时无法按照控制策略预期来提供足够的惯量,影响风机调频效果。因而,有必要构建考虑风电场内各风机风速状况和运行工况下的可用惯量评估方法,减小算法评估结果与实际值的误差,提供高可信度的风电场可用惯量评估结果。

综上,本文采用风电场测风塔测得的精度较高的风速信息,通过空气传播原理和混合Copula函数构建风电场瞬时风速的概率分布模型。在此基础上,分析虚拟惯量控制在电网频率响应中的惯量释

收稿日期:2020-04-29;**修回日期:**2020-12-14

基金项目:国家电网有限公司科技项目(含高比例可再生能源的电网频率协同控制技术研究);山东省自然科学基金青年基金资助项目(ZR2018QEE005);山东大学青年学者未来计划项目

Project supported by the Science and Technology Project of SGCC(Research on Cooperative Frequency Control Technology of Power Grid with High Penetration of Renewable Energy), the Natural Science Youth Foundation of Shandong Province(ZR2018QEE005) and the Young Scholars Program of Shandong University

放情况,进一步从能量和功率2个方面给出风电机组实时可用惯量的概率化评估方法。

1 基于混合 Copula 函数的风电场风速建模

风电场风速分布是影响风机运行状况的重要因素。通过对尾流效应、风剪切效应和时延效应进行分析可获得风能在风电场的空间分布和时间变化特性,再利用 Copula 函数在相关性分析中的优势,构建大气湍流影响下的瞬时风速条件概率分布模型。

1.1 平均风速建模

(1) 尾流效应。

尾流效应描述的是自然风从上游风机吹向下游风机时出现的风速递减现象,目前,使用最为广泛的是 Jensen 尾流模型^[12],其计算基础为风机尾流扩张理论,原理如附录 A 图 A1 所示。结合文献[12],综合考虑风电场内各台上游风机对下游风机 j 的尾流效应,得到风机 j 的平均风速表达式如式(1)所示。

$$v_j = v_0 \left[1 - \sqrt{\sum_k B(j, k) \left(1 - \frac{v_w^k}{v_0} \right)^2} \right] \quad (1)$$

$$B(j, k) = \frac{A_j^k}{A_j} \quad (2)$$

其中, v_j 为风机 j 的平均风速; v_0 为上游风机风速; $B(j, k)$ 为风机 k 对风机 j 的尾流影响系数,由风机 k 对风机 j 的遮挡面积 A_j^k 和风机 j 的扫风面积 A_j 的比值决定; v_w^k 为风机 k 尾流后风速。

(2) 风剪切效应。

风剪切效应是风速随垂直高度增加而增加的现象,对于山地等复杂地形中的风电机组,风剪切效应影响较为显著。考虑风剪切效应,风速可表示为:

$$v(h) = v_h^0 \left(\frac{h}{h_0} \right)^\sigma \quad (3)$$

其中, $v(h)$ 为高度 h 处的风速; v_h^0 为基准高度 h_0 处的标准风速; σ 为风剪切效应系数。

(3) 时延效应。

风电场实时风况从上游风机传递到下游风机时存在明显的时间延迟,并且在考虑尾流作用的情况下,风速的时延现象尤为明显。假定风速从风电场场端到风机 j 的延迟时间为 τ ,延迟后上游风机风速为 $v_0(t-\tau)$,结合式(1),得到时延效应下风机 j 处的风速 $v_j(t)$ 为:

$$v_j(t) = v_0(t-\tau) \left[1 - \sqrt{\sum_k B(j, k) \left(1 - \frac{v_w^k}{v_0(t-\tau)} \right)^2} \right] \quad (4)$$

1.2 Copula 函数

本节利用 Copula 函数进一步精细化描述考虑大气湍流影响的瞬时风速概率分布状况。Copula 理论

是 Sklar 在 1959 年提出的一类描述多变量相依关系的方法^[13],Sklar 定理指出,存在一个 Copula 概率分布函数 $C(\cdot)$,对任意的 $\mathbf{x} \in \mathbf{R}^n$ (n 为样本数),有:

$$F(x_1, x_2, \dots, x_n) = C(F_1(x_1), F_2(x_2), \dots, F_n(x_n)) \quad (5)$$

$$f(x_1, x_2, \dots, x_n) =$$

$$c(F_1(x_1), F_2(x_2), \dots, F_n(x_n)) \prod_{i=1}^n f_i(x_i) \quad (6)$$

其中, $c(\cdot)$ 为 Copula 概率密度函数; $x_1, x_2, \dots, x_n$ 为 $\mathbf{x}$ 内随机变量; $F_i(x_i)$ 和 $f_i(x_i)$ 分别为随机变量 x_i 的边缘分布函数和边缘密度函数。令 $u_i = F_i(x_i)$,则 $c(\cdot)$ 可表示为:

$$c(u_1, u_2, \dots, u_n) = \frac{\partial^n C(u_1, u_2, \dots, u_n)}{\partial u_1 \partial u_2 \dots \partial u_n} \quad (7)$$

混合 Copula 函数的相关结构比单个 Copula 函数更加灵活,可以反映不同随机变量间的相关模式。文献[14]对混合 Copula 函数理论进行了总结归纳,据此,得到式(8)所示的三元混合 Copula 函数。

$$C_M(u_1, u_2, u_3) =$$

$$\mu_1 C_1(u_1, u_2, u_3; \theta_1) + \mu_2 C_2(u_1, u_2, u_3; \theta_2) + \mu_3 C_3(u_1, u_2, u_3; \theta_3) \quad (8)$$

其中, μ_1, μ_2, μ_3 为权重系数,满足 $\mu_1 + \mu_2 + \mu_3 = 1$; $C_1(\cdot), C_2(\cdot), C_3(\cdot)$ 为3类不同的 Copula 函数; $\theta_1, \theta_2, \theta_3$ 为各 Copula 函数的相关系数。

1.3 瞬时风速概率分布模型

考虑到实时运行时风电场受大气湍流作用,场内风速具有较大的波动性,在对风电场风速进行精确刻画时,认为风机轮毂高度处的瞬时风速在惯性响应中是变化的。因而,本文提出利用混合 Copula 函数建立考虑瞬时风速、湍流强度以及平均风速的三元联合分布函数,流程如图1所示。

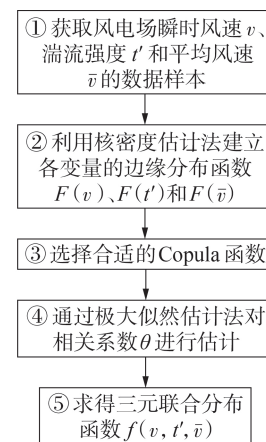


图1 风电场风速联合分布函数构建流程图

Fig.1 Construction flowchart of wind speed joint distribution function of wind farm

核密度估计 KDE(Kernel Density Estimation) 法是一种应用较广泛的非参数估计方法。在图1的步骤②中,通过 KDE 可构建的概率密度函数为^[15]:

$$u(z) = \frac{1}{nl} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{z-z_i}{l}\right) \quad (9)$$

$$K(\delta) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{\delta^2}{2}} \quad (10)$$

其中, z 为核密度函数自变量; z_i 为样本点 i 的数据; l 为窗宽; $K(\delta)$ 为高斯核函数, δ 为核函数自变量。

通过对风电场的风速和气象数据进行 KDE 处理, 可得到瞬时风速 v 、湍流强度 t' 和平均风速 $\bar{v}$ 的边缘密度函数 $f(v)$ 、 $f(t')$ 和 $f(\bar{v})$, 再通过对边缘密度函数积分获得所需边缘分布函数 $F(v)$ 、 $F(t')$ 和 $F(\bar{v})$ 。

Clayton-Copula、Gumbel-Copula 和 Frank-Copula 函数分别适合描述下尾部、上尾部和对称数据的相依关系, 分别记为 $C_C(\cdot)$ 、 $C_G(\cdot)$ 和 $C_F(\cdot)$ 。图 1 的步骤③和④综合 3 种函数的优点, 建立风速的三元混合 Copula 函数。

$$C(u_v, u_{t'}, u_{\bar{v}}) = \mu_1 C_C(u_v, u_{t'}, u_{\bar{v}}; \theta_1) + \mu_2 C_G(u_v, u_{t'}, u_{\bar{v}}; \theta_2) + \mu_3 C_F(u_v, u_{t'}, u_{\bar{v}}; \theta_3) \quad (11)$$

其中, u_v 、 $u_{t'}$ 和 $u_{\bar{v}}$ 分别为瞬时风速 v 、湍流强度 t' 和平均风速 $\bar{v}$ 的边缘分布函数。

步骤⑤是通过式(6)、(7)、(11)获得描述风电场瞬时风速的三元联合密度函数。

$$f(v, t', \bar{v}) = c(u_v, u_{t'}, u_{\bar{v}}) f(v) f(t') f(\bar{v}) \quad (12)$$

惯量响应时, 对于实时运行的风电机组, 在已知平均风速和湍流强度的条件下, 瞬时风速的条件概率分布情况可近似确定。由此给出基于特定平均风速和湍流强度下瞬时风速的概率密度函数 $f(v|t', \bar{v})$ 为^[16]:

$$f(v|t', \bar{v}) = \frac{dF(v|t', \bar{v})}{dv} \quad (13)$$

其中, $F(v|t', \bar{v})$ 为瞬时风速的条件分布函数, 推导过程如附录 B 所示。 $f(v|t', \bar{v})$ 通过本节提出的联合密度函数构建流程求得。

2 可用惯量评估方法

针对风机实时运行中的可用惯量, 本节以双馈风电机组 DFIG (Doubly-Fed Induction Generator) 虚拟惯量控制为基础, 分析全风况下的风机转速变化情况, 构建单台风机以及全风电场的可用惯量的概率模型, 并获得一定置信度下全风电场可用惯量置信区间。

2.1 虚拟惯量控制

目前, 通过施加控制环节可使风机在面临频率事故时能如同同步机释放或吸收风机转动部分的旋转动能, 将这种控制方式称为虚拟惯量控制, 控制框图见附录 A 图 A2。通常, 风机存储的可用惯量 E 为:

$$E = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (14)$$

其中, ω 为风机正常运行时的转子转速; J 为包含发电机转子、叶轮等多种转动结构的总转动惯量。

从功率角度出发, 对存储在双馈风电机组旋转转子以及相关耦合旋转部件中的惯性动能求导可获得风机实时可提供的惯性功率支撑 ΔP 为:

$$\Delta P = \frac{dE}{dt} = J \omega \omega_n \frac{d\omega_n}{dt} = J \omega \omega_n \frac{df}{dt} \quad (15)$$

其中, ω_n 为风机的额定转速; f 为电网频率。

2.2 全风况下风机转子转速

双馈风电机组运行状况如图 2 所示, 风机状态分为启动区 (S_{I-1})、MPPT 区 (S_{II-2})、恒转速区 (S_{III})、恒功率区 (S_{IV}) 和切出风速区 (S_V)。图中, $\omega_{\min}$ 、 ω_s 、 $\omega_{\max}$ 分别为风机的最低并网转速、恒转速区转速和最高转速; P 为风机输出功率; $P_{\max}$ 为输出功率最大值; $v_{\min}$ 、 v_{ω_s} 、 v_n 、 $v_{\max}$ 分别为切入风速、调频退出风速、恒转速区风速下限、额定风速和切出风速。

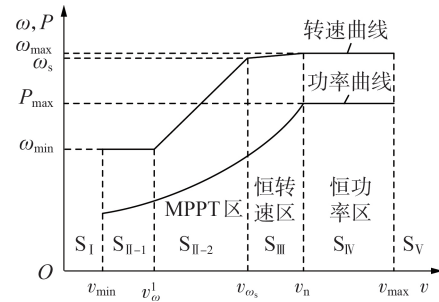


图2 全风况下双馈风电机组运行工况

Fig.2 Operational condition of DFIG under full wind speed condition

S_I 、 S_{II-1} 和 S_V 区: 受风速状况限制, 风机无法正常并网运行或无转速下降能力, 因而, 在该风速区内风电机组不参与电力系统频率响应, 无可用惯量。

S_{II-2} 区: 在中低风速下, 通过风机 MPPT 控制可以使得风机正常运行时的输出功率在输出曲线的最高点。风机捕获的机械功率 P_m 如式(16)所示^[7]。

$$\begin{cases} P_m = \frac{1}{2} \rho C_p(\lambda, \beta) A v^3 \\ C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}} \\ \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \end{cases} \quad (16)$$

其中, ρ 为空气密度; C_p 为风能转换效率; λ 为叶尖速比, 定义为 $\lambda = \omega_1 R / v$, ω_1 为风机叶轮旋转角速度, R 为叶轮半径; β 为桨距角; A 为风机扫风面积; λ_i 为 C_p 与桨距角 β 的中间变量。

风机工作在 S_{II-2} 区时, 风能转换效率最大, 此时, 桨距角 $\beta = 0$, 同时, 风机运行满足:

$$\frac{\partial C_p(\lambda, \beta)}{\partial \lambda} = 0 \quad (17)$$

$$\lambda = \lambda_{opt} \quad (18)$$

通过上式求得最优叶尖速比 λ_{opt} , 由最优叶尖速比的定义可得到线性化的风机转速-风速关系式为:

$$\omega = G \omega_t = \frac{G \lambda_{opt} v}{R} \quad (19)$$

其中, G 为风机齿轮箱传递系数。

S_{III} 区: 处于恒转速区的风机转速随风速增加变化较小, 但此时风机的捕获功率仍呈现上升趋势。根据文献[17-18]提出的风机功率曲线关系, 可推得近似线性化转速方程如式(20)所示, 关系式记为 $u_{III}(v)$ 。

$$\omega = u_{III}(v) = \frac{\omega_{max} - \omega_s}{v_n - v_{\omega_s}} (v - v_n) + \omega_{max} \quad (20)$$

S_{IV} 区: 当风速超过 v_n 后, 风机输出功率将不会继续增加, 转子转速达到最高转速。

$$\omega = \omega_{max} \quad (21)$$

2.3 可用惯量评估方法

风电场内可用惯量的影响因素主要包含风电场风况和风机运行工况两方面。风况已通过第1节风速模型进行了描述, 本节将在单台风机可用惯量评估算法中引入风机运行工况, 主要考虑运行过程中风电场机组的惯量控制策略状况以及风机自身的故障情况。

由2.2节可知, 当风机处于MPPT运行时, 转速随风速变化将处于不同的区域。考虑尾流影响时, 风电场内不同转速区风机的可用惯量因风速状况不同存在较大的差异。对于单台双馈风电机组, 其转动机构中存储的旋转动能在惯量响应过程中无法全部释放, 转子转速存在最低转速 ω_{min} (0.7 p.u.)。因而, 若风机 j 实际转速为 ω_j , 则其可用惯量 E_j 为:

$$E_j = \frac{1}{2} J \omega_j^2 - \frac{1}{2} J \omega_{min}^2 \quad (22)$$

由图2可以看出, 启动区和切出风速状态下, 风机均无法参与调频; 中低风速状态下, 风机能保持MPPT状态运行; 当风速高于调频退出风速时, 风机才具备惯量响应能力; 达到额定风速后, 风机转速保持不变, 可用惯量为确定值。综上, 全风况下风机 j 的可用惯量按风速状况可分为式(23)所示4个阶段。

$$E_j = g(v) = \begin{cases} \frac{1}{2} J \left[\left(\frac{G \lambda_{opt} v}{R} \right)^2 - \omega_{min}^2 \right] & v_{\omega_s}^1 \leq v < v_{\omega_s} \\ \frac{1}{2} J (u_{III}^2(v) - \omega_{min}^2) & v_{\omega_s} \leq v < v_n \\ \frac{1}{2} J (\omega_{max}^2 - \omega_{min}^2) & v_n \leq v < v_{max} \\ 0 & v < v_{\omega_s}^1, v \geq v_{max} \end{cases} \quad (23)$$

结合式(15)和式(19)~(23), 从惯性功率增量出发, 虚拟惯量控制下风机 j 的可用惯性功率增量 P_j 为:

$$P_j = h(v) = \begin{cases} \frac{G \lambda_{opt} J \omega_n}{R} \frac{df}{dt} v & v_{\omega_s}^1 \leq v < v_{\omega_s} \\ J \omega_n \frac{df}{dt} u_{III}(v) & v_{\omega_s} \leq v < v_n \\ J \omega_n \frac{df}{dt} \omega_{max} & v_n \leq v < v_{max} \\ 0 & v < v_{\omega_s}^1, v \geq v_{max} \end{cases} \quad (24)$$

当忽略机组运行状态时, 单风机的可用惯量由风速决定。同时, 由1.5节可知, 风机 j 在惯性响应内的风速可由函数 $f(v|t', \bar{v})$ 描述。因而, 结合随机变量反函数概率密度理论, 实时运行中风机 j 的可用惯量的概率密度函数 $f_j(E_j)$ 和可用惯性功率增量的概率密度函数 $f_j(P_j)$ 分别为:

$$f_j(E_j) = f(g^{-1}(E_j)|t', \bar{v}) \frac{dg^{-1}(E_j)}{dE_j} \quad (25)$$

$$f_j(P_j) = f(h^{-1}(P_j)|t', \bar{v}) \frac{dh^{-1}(P_j)}{dP_j} \quad (26)$$

假设由风机统计数据得到风机 j 的故障率为 p_j , 则从能量角度出发, 风机 j 可用惯量的概率密度函数 $f(E_j)$ 为:

$$f(E_j) = \begin{cases} p_j + (1-p_j)p_{\xi} & E_j = 0 \\ f_E(E_j) & 0 < E_j < E_{max} \\ (1-p_j)p_{IV} & E_j = E_{max} \end{cases} \quad (27)$$

$$f_E(E_j) = (1-p_j)(p_{II-2} + p_{III}) (g^{-1}(E_j)|t', \bar{v}) \frac{dg^{-1}(E_j)}{dE_j} \quad (28)$$

其中, p_{IV} 、 p_{II-2} 、 p_{III} 分别为风机运行在图2中风速区 S_{IV} 、 S_{II-2} 、 S_{III} 的概率值; p_{ξ} 为风机处于无可用惯量风速区的概率, $p_{\xi} = p_I + p_{II-1} + p_{V}$ 。对于任意风速区 S_x ($x = I, II-1, II-2, III, IV, V$), 风机运行概率值 p_x 的表达式为:

$$p_x = \int_{S_x} f(u_1|t', \bar{v}) du_1 \quad (29)$$

可以看出, 单台风机的可用惯量可分为无可用惯量、恒定可用惯量和变化可用惯量3种状态。从功率增量角度出发, 可用惯量的分布情况为:

$$f(P_j) = \begin{cases} p_j + (1-p_j)p_{\xi} & P_j = 0 \\ f_P(P_j) & 0 < P_j < P_{max} \\ (1-p_j)p_{IV} & P_j = P_{max} \end{cases} \quad (30)$$

$$f_P(P_j) = (1-p_j)(p_{II-2} + p_{III}) f(h^{-1}(P_j)|t', \bar{v}) \frac{dh^{-1}(P_j)}{dP_j} \quad (31)$$

2.4 可用惯量置信区间

风电场内各风机间主要存在尾流效应影响下的

风速联系,对于风速分布已知情况,在进行算法的区间估计时各风机可用惯量按独立随机变量处理。基于所提可用惯量概率评估模型,风电场可用惯量置信区间的获取步骤如下。

(1)求得风电场实时运行中每台风电机组可用惯量的概率密度函数 $f(E)$ 和 $f(P)$ 。

(2)对 $f(E)$ 和 $f(P)$ 进行积分获得可用惯量的概率分布函数 $\phi(E)$ 和 $\phi(P)$ 。

(3)采用二分查找-数值积分法得到分布函数在 $\alpha/2$ 和 $1-\alpha/2$ 概率值处风机 j 对应的惯量值,分别将风机 j 的可用惯量和可用惯性功率增量区间记为 N_E^j 和 N_P^j 。

$$\begin{cases} N_E^j = [E_d^j, E_u^j] \\ N_P^j = [P_d^j, P_u^j] \end{cases} \quad (32)$$

其中, E_d^j 和 E_u^j 分别为风机 j 可用惯量上界和下界; P_d^j 和 P_u^j 分别为风机 j 可用惯性功率增量上界和下界。

(4)将风电场各风机可用惯量叠加求得全风电场的可用惯量的置信区间,若风电场风机总数为 N ,则全风电场可用惯量和可用惯性功率增量区间 N_E 和 N_P 分别为:

$$\begin{cases} N_E = \left[\sum_{j=1}^N E_d^j, \sum_{j=1}^N E_u^j \right] \\ N_P = \left[\sum_{j=1}^N P_d^j, \sum_{j=1}^N P_u^j \right] \end{cases} \quad (33)$$

3 算例及仿真

以西北某风电场M为例,场内风机布置示意图如附录A图A3所示。采用风电场M实测风速数据进行单风电场可用惯量的评估。进行风机风速建模时,选取风速基准高度 $h_0=10\text{ m}$,风剪切效应系数 $\sigma=0.2$,风机间距 $X=50\text{ m}$,时间延迟 τ 与风机间间距和风速相关,近似关系认为 $\tau \approx X/v$;评估模型中,假定风机故障概率 $p_f=0.05$,风机参数见附录C表C1。

3.1 评估算法对比

(1)与常规 Copula 函数评估结果比较。

本文选取阿基米德族的 Gumbel-Copula 函数(分布函数图见附录A图A4)构建评估模型,并将所提方法与该方法的评估结果进行比较。假定系统出现负荷突增,电网频率跌落,可用惯量评估的置信度取为90%。选取8~16 m/s间5组典型风速对风电场内单风机可用惯量进行评估,结果如图3所示。

由图3可知,风速增大时,Gumbel-Copula法的可用惯量置信区间呈现先增大后减小的趋势,而混合 Copula法的置信区间不断增大,且在各风速下,尤其在低风速和高风速下,混合 Copula法结果均保持较大的区间裕度,能够更好地适应风速变化,提供更

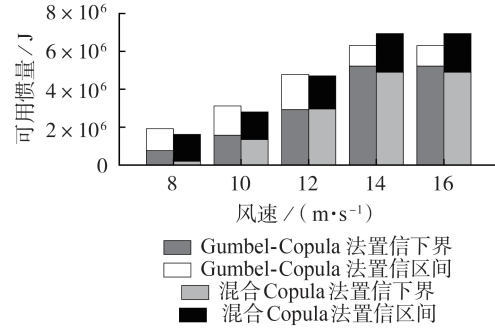


图3 混合 Copula 和 Gumbel-Copula 法评估结果

Fig.3 Evaluation results of mixed Copula and Gumbel-Copula methods

为可靠的风机可用惯量情况。

(2)与标称算法比较。

风电场评估中的标称算法是指忽略场内各风电机组间的差异,通过单机等值化处理等效全风电场。本文分别采用所提方法与标称算法对风电场可用惯量进行评估。设定不同的风电场场端平均风速评估全风电场的可用惯量区间,评估结果如图4所示。

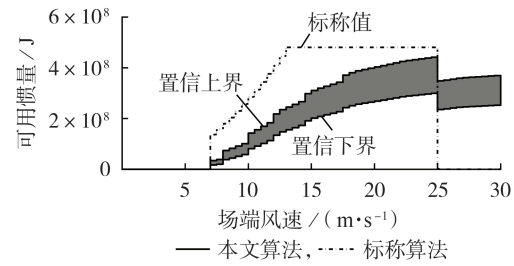


图4 90%置信度下风电场可用惯量-场端风速曲线

Fig.4 Available inertia of wind farm vs. speed of wind farm terminal with 90% confidence level

由图4可知:低风速下,风机转速较低,无调频裕度;中高风速下,风电场可用惯量随风速升高而增加,且标称值始终高于所提方法结果;额定风速后,前排机组转速不变,但由于尾流存在,后排机组可用惯量继续增加,而标称算法下的机组均被视为恒转速运行,风电场可用惯量恒定,所得结果误差偏高。

当达到切出风速后,标称算法的评估曲线降至0,但当实时风速突变到超出切出风速时,前排风电机组将退出运行,但尾流影响下的后排机组仍具有惯量响应能力,风电场总的可用惯量骤降。

综上,与标称算法相比,所提方法可有效减少估算结果与实际值之间的误差。

3.2 实时评估曲线

(1)可用惯量和功率增量曲线。

实时运行时,以风电场M夏季某日06:00—12:00风速数据进行可用惯量评估。从能量和功率的角度分析,整个风电场惯量变化曲线如图5所示。

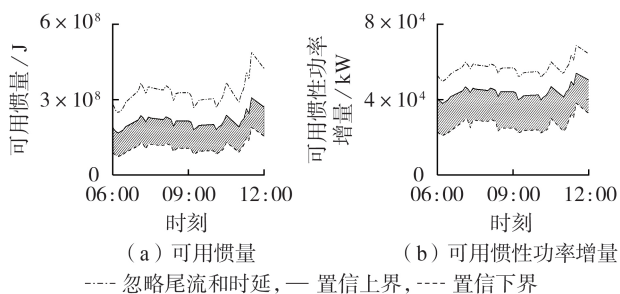


图5 置信度为90%时的风电场评估曲线
Fig.5 Evaluation curves of wind farm with 90% confidence level

风电场任意时刻的可用惯量真实值在图中阴影部分中。风电场大部分风机运行在MPPT区和恒转速区,评估曲线跟随实时风速同步变化,可提供直观的风电场可用惯量时变情况。此外,风电场风机的可用惯量和短时可增发的有功功率实时评估曲线基本一致,均能直观描述风电场可用惯量的变化。

(2)不同置信度下的评估结果。

多种置信度下的评估结果能够突出风电场可用惯量的裕度大小。选取不同置信度得到风电场可用惯量曲线如图6所示。

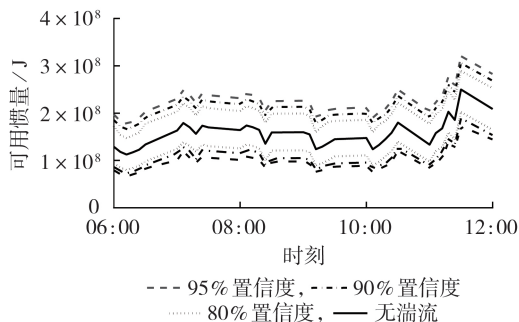


图6 不同置信度下的风电场可用惯量评估曲线
Fig.6 Available inertia evaluation curves of wind farm under different confidence levels

由图6可知,考虑大气湍流下各置信度的可用惯量评估曲线与无湍流下的曲线保持同步变化趋势。随着置信度的提高,置信区间不断增大,即评估风险减小,但相应算法的结果波动范围变大。因此,当决策者制定调频方案时,可根据实时电网的运行情况以及各风电场不同置信度下的可用惯量评估曲线来制定各类风险性下的最优调频控制方案。

3.3 置信区间评估方式有效性验证

在Simulink平台搭建等效风电场模型,通过风电场仿真验证算法的有效性,风电场接线图和仿真参数见附录A图A5和附录C表C2。

选取场端平均风速10 m/s为例进行320组风机频率响应的仿真。各组仿真中,6排风机的平均风速受尾流影响呈递减趋势,同时,瞬时风速按

$f(v|t', \bar{v})$ 概率分布抽样获得。设定5 s时出现负荷突增,调频控制触发,记录3类风况下风电场的输出功率曲线和实际惯量释放情况,场端风速低于、等于和高于10 m/s时的风电场并网输出功率曲线和风电场实际释放惯量曲线如图7所示。

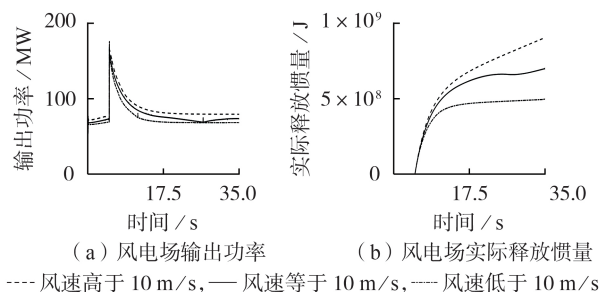


图7 风电场惯量响应仿真曲线

Fig.7 Simulative curves of wind farm inertia response

由图7可以看出,场端风速越大,2类曲线对应值越大。在功率曲线上,5 s时调频控制动作,风机转速降低释放可用惯量,输出功率出现突增现象,由于后续有功参考值不断下降,风机的功率曲线也呈下降趋势。惯量释放曲线在5 s前恒定为0,5 s后则不断上升。

当考虑湍流影响时,通过所提方法进行评估,可以得到估算的可用惯量置信区间,与Gumbel-Copula法进行比较,本文所提方法结果超出置信区间上、下界仿真组数及误差情况如表1所示。由表中可知,在3种典型置信度下,所提方法评估结果误差率均达到置信度要求,越上限和越下限的情况均在允许范围内,且评估所得置信下界效果更优。相比之下,Gumbel-Copula法在置信度较高时误差较小,但置信度降低时评估误差超出置信度要求。综上,所提方法能较好地评估风电场实时运行中的惯性响应能力。

表1 不同置信度下本文方法评估结果误差

Table 1 Evaluation error of proposed method under different confidence levels

置信度 / %	本文方法			Gumbel-Copula	
	越上限 仿真组数	越下限 仿真组数	存在误差 组数	误差 / %	法误差 / %
95	5	1	6	1.875	0.938
90	14	5	19	5.938	6.562
80	31	26	57	17.810	25.630

4 结论

本文针对风电场参与调频服务时惯性响应能力缺乏准确估计的问题,提出一种考虑风电场风速分布和风机运行工况的风电场可用惯量概率化评估方法。分别从能量和功率2个方面,获得一定置信度

下的风电场可用惯量和可用惯性功率增量评估曲线。以西北某实际风电场的结构和风速数据对本文所提评估方法进行算例分析。对比分析可知,所提方法能有效减少估算误差,对电力系统运行调度具有较强的参考性和指导性。同时,利用 Simulink 搭建等效风电场模型进行仿真验证,统计结果表明本文所提的置信区间评估结果误差较小,具有较高的可信度。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 张旭,陈云龙,岳帅,等. 风电参与电力系统调频技术研究的回顾与展望[J]. 电网技术,2018,42(6):1793-1803.
ZHANG Xu, CHEN Yunlong, YUE Shuai, et al. Retrospect and prospect of research on frequency regulation technology of power system by wind power[J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1793-1803.
- [2] 彭晓涛,贾继超,周际城,等. 优化风电惯性响应的变比例系数调速策略[J]. 中国电机工程学报,2018,38(19):5625-5635, 5920.
PENG Xiaotao, JIA Jichao, ZHOU Jicheng, et al. Speed regulation strategy based on variable proportion coefficient for optimizing inertial response of wind generator[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(19): 5625-5635, 5920.
- [3] 李少林,秦世耀,王瑞明,等. 大容量双馈风电机组虚拟惯量调频技术[J]. 电力自动化设备,2018,38(4):145-150, 156.
LI Shaolin, QIN Shiyao, WANG Ruiming, et al. Control strategy of virtual inertia frequency regulation for large capacity DFIG-based wind turbine[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(4): 145-150, 156.
- [4] 郑重,杨振勇,李卫华. 风电与火电机组的一次调频技术分析 & 比较[J]. 电力自动化设备,2017,37(12):92-101.
ZHENG Zhong, YANG Zhenyong, LI Weihua, et al. Analysis and comparison of primary frequency control technology for wind power and thermal power unit[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(12): 92-101.
- [5] MORREN J, DE HAAN S W H, KLING W L, et al. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(1): 433-434.
- [6] 陈宇航,王刚,侍乔明,等. 一种新型风电场虚拟惯量协同控制策略[J]. 电力系统自动化,2015,39(5):27-33.
CHEN Yuhang, WANG Gang, SHI Qiaoming, et al. A new coordinated virtual inertia control strategy for wind farms[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(5): 27-33.
- [7] 丁磊,尹善耀,王同晓,等. 结合超速备用和模拟惯性的双馈风机频率控制策略[J]. 电网技术,2015,39(9):2385-2391.
DING Lei, YIN Shanyao, WANG Tongxiao, et al. Integrated frequency control strategy of DFIGs based on virtual inertia and over-speed control[J]. Power System Technology, 2015, 39(9): 2385-2391.
- [8] 苏宏升,江昆,杨祯,等. 基于虚拟同步发电机的微网频率与电压综合控制策略[J]. 电力自动化设备,2020,40(3):21-28.
SU Hongsheng, JIANG Kun, YANG Zhen, et al. Comprehensive control strategy of microgrid frequency and voltage based on virtual synchronous generator[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(3): 21-28.
- [9] WU L, INFELD D. Power system frequency management challenges—a new approach to assessing the potential of wind capacity to aid system frequency stability[J]. IET Renewable Power Generation, 2014, 8(7): 733-739.
- [10] WU L, INFELD D. A probabilistic approach to assessing combined droop and inertial response from wind plant[C]//3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014). Naples, Italy: Institution of Engineering and Technology, 2014: 1-4.
- [11] LEE J, MULJADI E, SORENSEN P, et al. Releasable kinetic energy-based inertial control of a DFIG wind power plant[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(1): 279-288.
- [12] 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.
- [13] SKLAR A. Fonctions de répartition à n dimensions et leurs marges[J]. Publication de l'Institut de Statistique de l'Université de Paris, 1959, 8: 229-231.
- [14] 陈昊. 采用现代时间序列分析方法的电力负荷预测[M]. 北京:中国电力出版社,2016:187-207.
- [15] WERTZ W. Density estimation for statistics and data analysis [M]. London, UK: Chapman and Hall, 1988: 8-21.
- [16] 陈魁. 应用概率统计[M]. 北京:清华大学出版社,2000: 94-106.
- [17] 李和明,张祥宇,王毅,等. 基于功率跟踪优化的双馈风力发电机组虚拟惯性控制技术[J]. 中国电机工程学报,2012,32(7): 32-39, 188.
LI Heming, ZHANG Xiangyu, WANG Yi, et al. Virtual inertia control of DFIG-based wind turbines based on the optimal power tracking[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(7): 32-39, 188.
- [18] KHALFALLAH M G, KOLIUB A M. Suggestions for improving wind turbines power curves[J]. Desalination, 2007, 209(1/2/3): 221-229.

作者简介:



韩 帅

韩 帅(1994—),男,安徽阜阳人,硕士研究生,主要研究方向为风力发电参与电力系统调频(E-mail: hanshuaisdu@163.com);

张 峰(1983—),男,山东莱芜人,副教授,博士研究生导师,博士,通信作者,主要研究方向为高渗透率新能源电网频率控制、储能与新能源发电(E-mail: fengzhang@sdu.edu.cn);

丁 磊(1980—),男,山东临沂人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为广域保护与控制、智能电网自愈、可再生能源接入(E-mail: dinglei@sdu.edu.cn);

应 有(1983—),男,浙江永康人,高级工程师,博士,主要研究方向为风电系统控制、并网技术(E-mail: yingy@chinawindecy.com)。

(编辑 王锦秀)

(下转第210页 continued on page 210)

Calculation method of power generation increase on flood dispatching based on three-period flood characteristics

ZHONG Ruhong¹, LIAO Shengli¹, LI Shushan², CHENG Chuntian¹, YAN Zhiyu¹

(1. Institute of Hydropower and Hydroinformatics, Dalian University of Technology, Dalian 116024, China;

2. Electric Power Dispatching and Control Center of China Southern Power Grid, Guangzhou 510523, China)

Abstract: It can reasonably use flood to increase power generation benefit by fully applying the characteristics of reservoir regulation of hydropower station, but there is no uniform and effective assessment method for additional power generation benefit of flood, for which, according to the characteristics of flood ebbing and flowing process, the concept and calculation method of PGIOFD (Power Generation Increase On Flood Dispatching) are proposed based on three-period flood characteristics. According to the ebbing and flowing characteristic of water level and flow, a flood process is partitioned into three periods of water level rising period, flood peak period and water level falling period. The power generation of three periods are calculated according to three rules of constant water level, expected output and uniform storage capacity reduction, and the benchmark process and power generation without optimization measures are determined. The power generation is compared with practical dispatching power generation to get the PGIOFD. Taking 29 floods of Dahuashui power station in Wujiang River from 2008 to 2018 as examples, and results show that resources of 26 floods are fully used with the cumulative PGIOFD of 128.38 GW·h, which verifies that the proposed method can be effectively applied to flood process analysis and flood dispatching evaluation.

Key words: flood resource utilization; power generation benefit assessment; power generation increase on flood dispatching; flood partition; dispatching rule

(上接第195页 continued from page 195)

Available inertia evaluation method of wind farm based on mixed Copula function

HAN Shuai¹, ZHANG Feng¹, DING Lei¹, YING You²

(1. Key Laboratory of Power System Intelligent Dispatch and Control, Ministry of Education,

Shandong University, Jinan 250061, China;

2. Zhejiang Windey Co., Ltd., Hangzhou 310012, China)

Abstract: Aiming at the problem that there may exist large error between available inertia value and nominal value of wind farm, a probabilistic evaluation algorithm of available inertia considering wind speed distribution and the operation condition of wind turbines is proposed. The spatiotemporal distribution characteristics of average wind speed for wind farm is obtained by the analysis of physical influence factors, further the mixed Copula function is used to construct the instantaneous wind speed conditional probability distribution model under the influence of turbulence. An estimation model of available inertia and inertial power increment for wind turbine is built based on virtual inertia control of doubly-fed induction generator, considering the actual operation condition of each wind turbine in wind farm, an available inertia interval evaluation curve of the whole wind farm is obtained based on a certain confidence level. Taking the structure and operation data of an actual wind farm as an example, the available inertia evaluation of a single wind farm is carried out, and the validity of confidence interval evaluation results is verified by statistical data.

Key words: available inertia; doubly-fed induction generator; wake effect; virtual inertia control; Copula function

附录 A:

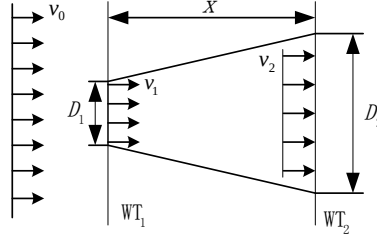


图 A1 两机尾流线性扩张图

Fig.A1 Schematic diagram of two-turbine wake linear expansion

图 A1 中， D_1 和 D_2 分别为风机 WT_1 的叶片直径和 WT_2 处的尾流影响半径。

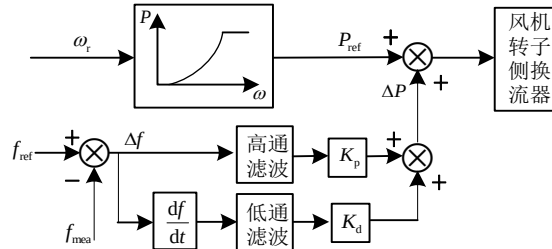


图 A2 虚拟惯量控制

Fig.A2 Virtual inertia control

图 A2 中， ω_r 为风机转子转速； P 为各转速下对应的功率； P_{ref} 为功率参考值； ΔP 为调频功率增量； f_{ref} 和 f_{mea} 分别为额定频率和测量频率； K_p 和 K_d 分别为比例系数和微分系数。

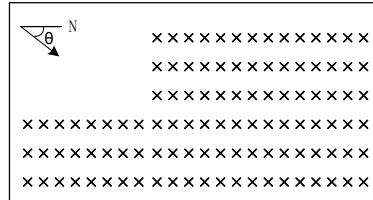


图 A3 风电场风机布置示意图

Fig.A3 Schematic diagram of wind turbine layout in wind farm

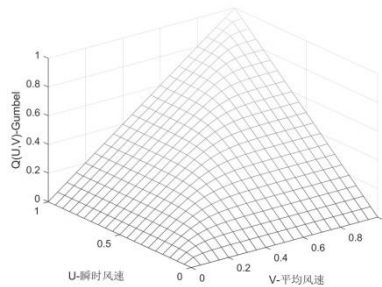


图 A4 Gumbel-Copula 函数分布函数图(湍流强度 $I=0.1$, $\theta=4.85$)

Fig.A4 Gumbel-Copula function distribution function graph (turbulence intensity $I=0.1$, $\theta=4.85$)

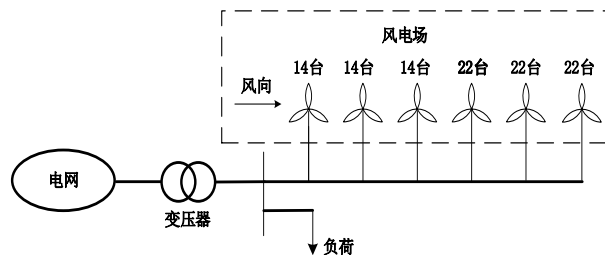


图 A5 风电场接线图

Fig.A5 Wiring diagram of wind farm

附录 B:

$$F(v|i, \bar{v}) = \lim_{\substack{\Delta i \rightarrow 0 \\ \Delta v \rightarrow 0}} \frac{P(V < v, i < I < i + \Delta i, \bar{v} < \bar{V} < \bar{v} + \Delta \bar{v})}{P(i < I < i + \Delta i, \bar{v} < \bar{V} < \bar{v} + \Delta \bar{v})} =$$

$$\lim_{\substack{\Delta i \rightarrow 0 \\ \Delta v \rightarrow 0}} \frac{\int_{-\infty}^v \int_i^{i+\Delta i} \int_{\bar{v}}^{\bar{v}+\Delta \bar{v}} f(v_1, i_1, \bar{v}_1) dv_1 di_1 d\bar{v}_1}{\int_i^{i+\Delta i} \int_{\bar{v}}^{\bar{v}+\Delta \bar{v}} f(i_1, \bar{v}_1) di_1 d\bar{v}_1} =$$

$$\frac{\int_{-\infty}^v f(v_1, i, \bar{v}) dv_1}{f(i, \bar{v})}$$

附录 C:

表 C1 风力发电机参数

Table C1 Parameters of wind turbine

参数	取值
切入风速 $v_{\min}$ / ($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)	3.5
额定风速 v_n / ($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)	14
切出风速 $v_{\max}$ / ($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)	25
叶片半径 R / m	29

表 C2 风电场仿真参数

Table C2 Simulation parameters of wind farm

对象	参数名称	参数值
双馈风电机组	机组数量	108
	额定功率/MW	1.5
	额定电压/V	575
	惯性时间常数/s	5.04
	极对数	3
变压器	变比	575V/25kV
负荷	负荷/MW	10