

# 考虑极端天气冲击过程的风电机组竞争失效可靠性评估

赵洪山,林诗雨,曲岳晗,杨 澳,常杰英  
(华北电力大学 电气与电子工程学院,河北 保定 071003)

**摘要:**针对风电机组的运行可靠性易受极端天气影响的问题,提出了一种考虑极端天气冲击过程的风电机组竞争失效可靠性评估方法。同时考虑风电机组自然退化、极端天气冲击导致的瞬时退化以及极端天气持续过程产生的加速退化,构建极端天气下的风电机组综合退化模型;考虑风电机组退化过程对其耐冲击性能的影响,建立风电机组竞争失效可靠度模型以评估风电机组可靠性;基于我国北方某风电场工程数据和极端天气历史数据评估了某2 MW风电机组的可靠性并进行了参数灵敏度分析。结果显示,到第5年时,仅考虑自然退化的方法评估风电机组可靠度为0.84,而考虑极端天气冲击过程的方法评估风电机组可靠度为0.178,后者更加符合工程实际。通过模型参数的灵敏度分析发现,运行时间超过3年后,退化失效开始逐渐影响风电机组的可靠性。

**关键词:**风电;风电机组可靠性评估;极端天气冲击;冲击持续过程;竞争失效;硬失效阈值退化

**中图分类号:**TM315

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202310025

## 0 引言

风电机组可靠性会受以极端天气为代表的多种应力作用而逐渐降低<sup>[1-2]</sup>,严重情况下可能会发生塔架倒塔、叶轮飞车等事故<sup>[3]</sup>,因此在考虑极端天气的情况下准确评估风电机组的可靠性对电网安全稳定运行具有重要意义。

作为一个多部件系统,风电机组可靠性受到诸多因素的影响<sup>[4]</sup>。现有的可靠性模型常用来评估轴承<sup>[5]</sup>、齿轮箱<sup>[6]</sup>、液压系统<sup>[7]</sup>等单一风电机组部件,但由于风电机组各部件失效机理不同,单一结构的可靠性模型难以适用于其他部件,因此无法用于评估风电机组整体的可靠性。

为此,学者们从不同角度研究了风电机组的整体可靠性评估方法:文献[8]基于风电机组数据采集与监视控制(supervisory control and data acquisition, SCADA)系统数据提出了一种多状态划分结合基线比较的退化评估方法,以评估风电机组可靠性;文献[9]建立了一种融合故障树、云模型及无标度网络的改进贝叶斯网络,并基于改进贝叶斯网络提出一种风电机组动态可靠性评估方法;文献[10]提出一种基于多退化失效模式的风电机组可靠度评估方法,分别计算各关键子系统不同退化失效模式可靠度,并基于串联模型计算风电机组总体可靠度;文献[11]分别对风电机组电力电子系统、机械系统以及控制系统进行可靠性建模,考虑风速和温度对系统故障的影响,建立了计及环境影响的风电机组可靠性模型。这类方法能较为全面地描述在多种退化过程共同作用下,风电机组可靠性的自然下降过程。

但在风电机组实际运行中,还可能受到极端天气的冲击导致退化过程的加速或者直接造成突发失效,仅考虑自然退化因素不能准确描述极端天气影响下的风电机组退化行为。

为综合评估风电机组各种失效模式下的可靠性,有学者研究了基于竞争失效的风电机组可靠性评估模型,所谓竞争失效,即考虑自然退化产生的退化失效和随机冲击导致的突发失效相互竞争依赖的关系,进而计算可靠度。文献[12]考虑风电机组齿轮磨损导致的多种疲劳失效模式,提出了一种综合考虑界面特性、力学性能和残余应力梯度的竞争失效模型;文献[13]基于振动特性分析了风电机组自然退化失效,并考虑Levy指数非高斯风荷载冲击下的突发失效,建立竞争失效模型对风电机组的可靠性进行评估。上述竞争失效模型考虑了随机冲击对风电机组退化的影响,但忽略了退化过程中系统耐冲击性能的变化。

为此,文献[14]建立了考虑冲击间隔时间的广义冲击模型,认为当2次冲击间隔小于设定值时,系统的硬失效阈值会下降到较低水平,进而构建竞争失效模型;文献[15]考虑退化量对冲击阈值的影响,建立了基于动态失效阈值的竞争失效模型。上述竞争失效模型考虑了系统退化过程中耐冲击性能的变化,但针对随机冲击的处理,大多将随机冲击视为瞬时事件,并未考虑冲击持续过程,在极端天气下风电机组的可靠性评估中容易产生“高估”现象。

现有的风电机组可靠性评估方法中存在的问题总结如下:多数研究仅针对单一部件,缺少能直接准确评估风电机组整体可靠性的方法;在考虑风电机组多种失效模式依赖关系时,缺少风电机组退化对耐冲击能力的影响的分析;在基于竞争失效的可靠

性评估中,忽略了冲击持续过程中产生的退化量,容易产生“高估”现象。

针对以上问题,本文提出一种考虑极端天气冲击过程的风电机组竞争失效可靠性评估方法,首先,从风电机组整体的角度出发,建立风电机组自然退化模型;其次,考虑退化量对风电机组耐冲击性能的影响,建立变失效阈值的风电机组突发失效可靠度模型;然后,构建考虑极端天气冲击过程的风电机组竞争失效可靠性模型,准确地刻画自然退化和极端天气对风电机组可靠性的综合影响;最后,基于某风电场数据对某2 MW风电机组进行可靠度评估,并通过关键参数的灵敏度分析验证了模型的有效性。本文的可靠性评估结果可为风电机组运维检修、风电场选址以及风电机组的优化设计提供参考。

### 1 竞争失效模型

竞争失效模型是一种适用于评价系统多失效模式的可靠性模型,目前已广泛应用于采矿工程<sup>[16]</sup>、机械工程<sup>[17]</sup>等领域。传统的竞争失效模型考虑退化失效和突发失效的竞争关系,进而计算系统的可靠度<sup>[18]</sup>,其原理如图1所示。

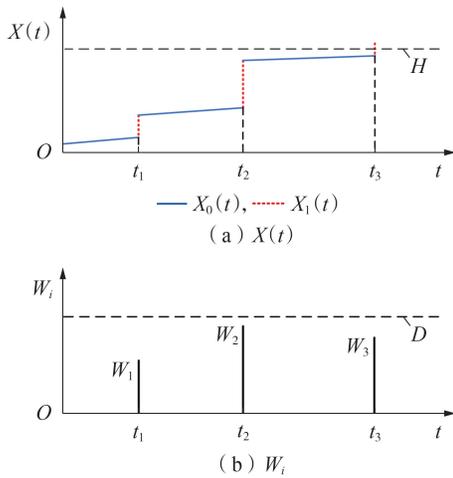


图1 竞争失效原理图

Fig.1 Principle schematic diagram of competitive failure

竞争失效模型假设随机冲击的到达频率服从一定的规律,一般为齐次泊松过程<sup>[19]</sup>,且随机冲击到达时会立即影响系统的退化,在自然退化量 $X_0(t)$ 上产生 $X_1(t)$ 增量,当总退化量 $X(t)$ 达到阈值 $H$ 或第 $i$ 次极端天气冲击强度 $W_i$ 超过阈值 $D$ 时,系统发生失效;通过分别计算2种失效模式的可靠度,进而得到系统竞争失效可靠度。该模型能同时兼顾系统退化失效和突发失效2种失效模式的相互作用,适合评估系统在受到外界环境冲击下的可靠度。

### 2 考虑极端天气冲击过程的竞争失效原理

在考虑极端天气下的风电机组可靠性评估中,

由于极端天气冲击并非瞬态事件,而是存在一定持续时间,传统的竞争失效模型难以描述极端天气的持续过程,因此本文提出一种考虑极端天气冲击过程的竞争失效可靠性评估方法,其原理如图2所示。图中各变量含义将在下文进行具体说明。

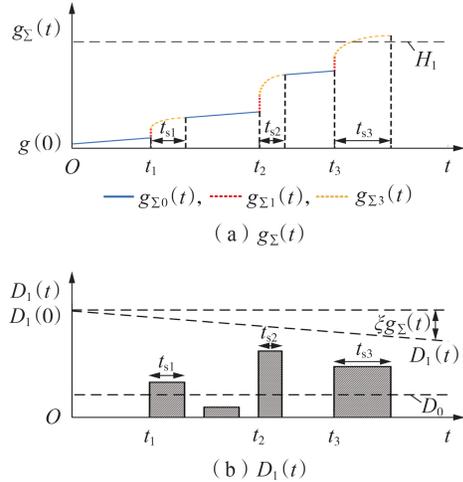


图2 极端天气冲击下的风电机组竞争失效过程  
Fig.2 Competitive failure process of wind turbine under extreme weather impact

1)风电机组退化量初始值为 $g(0)$ ,正常运行时会发生自然退化,自然退化增量为 $g_{\Sigma 0}(t)$ 。

2)极端天气冲击 $W_i$ 到达的瞬间会产生瞬时退化增量 $g_{\Sigma 1}(t)$ ,同时在不同极端天气持续过程中,系统发生加速退化产生加速退化增量 $g_{\Sigma 2}(t)$ ,则风电机组总退化量可表示为:

$$g_{\Sigma}(t) = g(0) + g_{\Sigma 0}(t) + g_{\Sigma 1}(t) + g_{\Sigma 2}(t) \quad (1)$$

当退化量 $g_{\Sigma}(t)$ 首次达到软失效阈值 $H_1$ 时,风电机组发生退化软失效。

3)极端天气根据冲击强度可分为无效冲击、有效冲击和致命冲击。无效冲击强度过低,不影响退化过程;有效冲击会影响退化过程;致命冲击会造成突发硬失效。无效冲击和有效冲击的界阈为 $D_0$ ,承受致命冲击的硬失效阈值为 $D_1$ 。

4)伴随着风电机组退化量的增加,其耐受致命冲击的能力会下降,即:

$$D_1(t) = D_1(0) - \xi g_{\Sigma}(t) \quad (2)$$

式中: $\xi$ 为退化量影响因子。

### 3 考虑极端天气冲击过程的风电机组竞争失效可靠性评估

#### 3.1 可靠性评估步骤

考虑极端天气持续过程的风电机组竞争失效可靠性评估步骤如下:首先,分析风电机组SCADA数据,选取功率波动、功率系数、振动性能和热性能4项性能指标构建风电机组综合退化指标<sup>[20]</sup>,Gamma

过程具有单调性,适合描述风电机组的退化过程<sup>[21]</sup>,因此采用Gamma过程建立风电机组自然退化模型,同时基于风电场极端天气历史数据对极端天气到达频率、冲击强度以及持续时间建模;然后,考虑风电机组自然退化增量 $g_{\Sigma_0}(t)$ 、受极端天气影响产生的瞬时退化增量 $g_{\Sigma_1}(t)$ 和加速退化增量 $g_{\Sigma_2}(t)$ ,构建极端天气下风电机组综合退化模型;最后,在此基础上考虑风电机组退化过程对耐冲击性能的影响,构建风电机组竞争失效模型,进而评估极端天气影响下的风电机组可靠性。可靠性评估流程框图见附录A图A1。

### 3.2 风电机组自然退化建模

风电机组在正常运行时,会发生轴承磨损、叶片疲劳损伤等自然退化现象,其整体可靠度会受诸多因素影响。为准确全面地反映风电机组整机的自然退化性能,本文基于风电机组SCADA监测数据从4个方面选取了4项反映风电机组退化的性能指标,即表征变桨控制系统退化的功率波动退化指标、表征叶片气动性能和发电机性能退化的功率系数指标、表征支撑结构退化的振动性能指标以及表征齿轮箱机械结构退化的热性能指标<sup>[20]</sup>,并基于给定参考值的信息融合方法<sup>[22]</sup>构建综合退化指标 $g_{\Sigma}$ ,如式(3)所示。

$$\begin{cases} g_{\Sigma} = \gamma_p g_p + \gamma_{c_p} g_{c_p} + \gamma_z g_z + \gamma_T g_T \\ \gamma_p + \gamma_{c_p} + \gamma_z + \gamma_T = 1 \end{cases} \quad (3)$$

式中: $g_p$ 、 $g_{c_p}$ 、 $g_z$ 、 $g_T$ 分别为功率波动退化指标、功率系数退化指标、振动性能退化指标、热性能退化指标, $\gamma_p$ 、 $\gamma_{c_p}$ 、 $\gamma_z$ 、 $\gamma_T$ 分别为对应的退化指标权重。 $g_p$ 、 $g_{c_p}$ 、 $g_z$ 、 $g_T$ 的具体确定方法如下。

步骤1:基于风电机组SCADA监测数据计算各指标物理实际值。

#### 1) 功率波动指标 $\Delta P_i$ 。

输出功率在相应风速下的稳定性是评估风电机组变桨控制系统性能的重要标准之一,其计算方法如下:

$$\Delta P_i = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (P_i - \bar{P})^2} \quad (4)$$

式中: $P_i$ 为样本 $i$ 功率值; $\bar{P}$ 为功率均值; $n$ 为样本总数。

#### 2) 功率系数指标 $C_p(i)$ 。

功率系数为风电机组叶片气动性能和发电机性能退化的指标之一,其计算方法为:

$$C_p(i) = \frac{\sum_{i=1}^n P(iT)}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{2} \rho v(iT)^3 \pi R^2} \quad (5)$$

式中: $v$ 为风速; $R$ 为转子直径; $T$ 为采样周期; $\rho$ 为空气

气密度,可通过风电场中的温湿度和大气压强计算。

#### 3) 振动性能指标 $Z_i$ 。

机舱振动可由多种因素激发,除了受到外部载荷的影响外,还受到塔架和风电机组的其他支撑和固定装置结构完整性的影响,一旦这些结构的刚度和阻尼由于老化而改变,机舱的振动将随着时间的推移而增加。因此振动性能指标可以表征风电机组支撑结构退化,其计算方法为:

$$Z_i = \sqrt{Z_{x_i}^2 + Z_{y_i}^2} \quad (6)$$

式中: $Z_{x_i}$ 和 $Z_{y_i}$ 分别为机舱在水平方向和垂直方向上的振幅。

#### 4) 热性能指标 $T_{\Omega}$ 。

热性能指标是表征齿轮箱机械结构退化的重要指标,本文构建的基于多温度数据的热性能指标如式(7)所示。

$$T_{\Omega} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n T_j \quad (7)$$

式中: $T_j$ 为齿轮箱测点 $j$ 的温度数据,本文选取了齿轮箱进油口温度、齿轮箱油箱温度、齿轮箱最大轴承温度三点温度数据构建热性能指标。

步骤2:为确保退化指标的可靠性,采用核密度估计(kernel density estimation, KDE)对各指标进一步处理,如式(8)所示。

$$\hat{f}(x) = \frac{1}{nh} \sum_{k=1}^n K\left(\frac{x - X_k}{h}\right) \quad (8)$$

式中: $K(\cdot)$ 为核函数,本文选择高斯核函数 $K(u) = e^{-0.5u^2/\sqrt{2\pi}}$ ;  $h$ 为用于控制核密度曲线拟合效果的窗宽; $X_k$ 为各性能指标值,选取使 $\hat{f}(x)$ 最大的 $x$ 值作为退化性能指标的期望值。

步骤3:为了评估老化导致的风电机组性能退化过程,选取风电机组投入初期年份作为基准年,构建退化指标 $g$ ,如式(9)所示。

$$g = \frac{\Delta X_T}{\Delta X_B} \quad (9)$$

式中: $\Delta X_T$ 为当前时段退化指标期望; $\Delta X_B$ 为基准年退化指标期望。

考虑到构建的风电机组综合退化指标具有单调性<sup>[20]</sup>,且其单位时间内的退化增量相互独立,本文采用Gamma过程描述风电机组的自然退化过程,设风电机组单位时间的退化增量为 $\delta$ ,则有 $\delta \sim \text{Gamma}(\alpha, \beta)$ ,其中 $\alpha$ 为形状参数, $\beta$ 为尺度参数。 $\delta$ 的概率密度函数见附录B式(B1)。

### 3.3 极端天气建模

#### 3.3.1 极端天气定义

极端天气通常是指出现频率较低,但具有极大影响力的天气现象。对于风电机组而言,极端天气则是指出现频率较低但可能导致风电机组性能下降

或故障的天气现象,例如极端低温、极端大风等<sup>[23]</sup>。当气温低于 $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,风电机组的额定出力增加,会出现过载现象,同时会引起风轮叶片产生空气弹性振动,导致叶片后缘结构失效而产生裂纹,除此之外,随着温度的不断降低,润滑油的黏度也会越大,导致其流动性变差,需要润滑的部位可能得不到充分的油量供应,从而危及设备的安全。当风速高于 $25\text{ m/s}$ 时,风电机组将承受较高的额外载荷,导致运行可靠性下降严重,极易发生故障。因此本文研究的极端天气主要为极端低温和极端大风。

### 3.3.2 极端天气建模

数据显示<sup>[24]</sup>,近年来,极端天气现象略有增加,但相比于正常天气,极端天气的频率依然较低,假设各极端天气之间互不影响,因此采用速率为 $\lambda_1$ 的齐次泊松过程描述极端天气的到达频率<sup>[25]</sup>;假设截止 $t$ 时刻时极端天气出现次数为 $N(t)$ ,则 $N(t)=m$ 的概率密度函数 $P(N(t)=m)$ 见附录B式(B2)。

极端天气冲击强度整体分布较为集中稳定,可以采用正态分布对极端天气冲击强度 $W_i$ 建模,考虑到冲击中可能包含无效冲击,因此采用截断正态分布(truncated normal, TN)对其进行描述<sup>[26]</sup>,即 $W_i \sim \text{TN}(\mu, \sigma^2, D_0, +\infty)$ ( $\mu, \sigma, D_0$ 分别为均值、标准差、最小有效冲击),其概率密度函数 $f_{W_i}^{\text{TN}}(W_i)$ 见附录B式(B3)。

通过分析天气数据发现,极端天气持续过程 $t_{si}$ 一般为几天,较少出现长期的极端天气情况,且每次极端天气的持续时间彼此无关;指数分布具有无记忆性特点<sup>[27]</sup>,因此假设极端天气持续时间 $t_{si}$ 服从参数为 $\lambda_2$ 的指数分布,即 $t_{si} \sim \exp(\lambda_2)$ ,其概率密度函数见附录B式(B4)。

## 3.4 极端天气冲击下风电机组退化量建模

### 3.4.1 考虑极端天气过程的自然退化量 $g_{\Sigma_0}(t)$

若截止到 $t$ 时刻,共出现 $m$ 次有效冲击,则此时的风电机组自然退化量 $g_{\Sigma_0}(t)$ 为:

$$g_{\Sigma_0}(t) = \delta \left( t - \sum_{i=1}^m t_{si} \right) \quad (10)$$

由 $m$ 个独立同分布的指数分布的和服从Gamma分布,则有 $\sum_{i=1}^m t_{si} \sim \text{Gamma}(m, \lambda_2)$ ,由 $\sum_{i=1}^m t_{si} = t - \frac{g_{\Sigma_0}(t)}{\delta}$ 可得考虑极端天气过程的风电机组自然退化量 $g_{\Sigma_0}(t)$ 的概率密度函数 $f_{g_{\Sigma_0}}(g_{\Sigma_0}(t) | N(t)=m)$ 见附录B式(B5)。

### 3.4.2 极端天气冲击产生的瞬时退化增量 $g_{\Sigma_1}(t)$

根据工程实践经验,单次极端天气冲击产生的瞬时退化增量与该冲击幅值呈正相关,例如当台风极限风速由 $50\text{ m/s}$ 提高到 $55\text{ m/s}$ 时,叶片根部极限载荷提高 $15.2\%$ ,塔筒根部极限载荷提高 $25.9\%$ <sup>[28]</sup>,

本文假设瞬时退化增量与冲击幅值的关系为:

$$g_{\Sigma_1}(t) = \varphi \sum_{i=1}^m W_i \quad (11)$$

式中: $\varphi > 0$ 为线性相关系数;由于 $m$ 个独立同分布正态分布的和仍服从正态分布,且 $\varphi$ 为常数,则有 $g_{\Sigma_1}(t) \sim \text{TN}(m\varphi\mu, m\varphi^2\sigma^2, m\varphi D_0, +\infty)$ ,则极端天气冲击产生的风电机组瞬时退化增量 $g_{\Sigma_1}(t)$ 的概率密度函数 $f_{g_{\Sigma_1}}(g_{\Sigma_1}(t) | N(t)=m)$ 见附录B式(B6)。

### 3.4.3 极端天气持续过程中的加速退化增量 $g_{\Sigma_2}(t)$

根据工程实践经验,单次极端天气冲击持续过程中的加速退化增量与该冲击幅值呈正相关,即当极端天气持续时间较长时,风电机组可靠性将受到更大的影响,采用指数模型描述加速退化增量与冲击幅值的关系,则有:

$$g_{\Sigma_2}(t) = \sum_{i=1}^m \delta \exp(\theta W_i) t_{si} \quad (12)$$

式中: $\theta$ 为加速退化因子。设 $S_i = \delta \exp(\theta W_i) t_{si}$ ,则 $S_i$ 的概率密度函数见附录B式(B7)。

随机变量和的概率密度函数为各随机变量概率密度函数的卷积,因此极端天气过程中的风电机组加速退化增量 $g_{\Sigma_2}(t)$ 的概率密度函数为 $f_{S_i}(S_i)$ 的 $m$ 次卷积,即:

$$f_{g_{\Sigma_2}}(g_{\Sigma_2}(t) | N(t)=m) = f_{S_i}^{(m)}(g_{\Sigma_2}(t)) \quad (13)$$

### 3.4.4 风电机组总退化量 $g_{\Sigma}(t)$

由式(1)可以推导得到风电机组总退化量 $g_{\Sigma}(t)$ 的概率密度函数为:

$$f_{g_{\Sigma}}(g_{\Sigma}(t) | N(t)=m) = \int_0^{+\infty} \int_0^{+\infty} f_{g_{\Sigma_0}}(g_{\Sigma_0}(t) | N(t)=m) f_{g_{\Sigma_1}}(g_{\Sigma_1}(t) | N(t)=m) \times f_{g_{\Sigma_2}}(g_{\Sigma}(t) - g_{\Sigma_0}(t) - g_{\Sigma_1}(t) | N(t)=m) dg_{\Sigma_0} dg_{\Sigma_1} \quad (14)$$

## 3.5 风电机组竞争失效可靠度模型

### 3.5.1 退化软失效可靠度

当总退化量 $g_{\Sigma}(t)$ 首次达到软失效阈值 $H_1$ 时,风电机组发生退化软失效。考虑极端天气到达次数是否为0进行分析。

当极端天气到达次数为0时,风电机组只发生自然退化,则 $t$ 时刻风电机组软失效可靠度函数 $R_{th0}(t | N(t)=0)$ 为:

$$R_{th0}(t | N(t)=0) = P(g_{\Sigma_0}(t) < H_1 | N(t)=0) = \int_0^{\frac{H_1 - g(0)}{t}} f_{\delta}(\delta) d\delta \quad (15)$$

当极端天气到达次数为 $m$ 时, $t$ 时刻风电机组软失效可靠度函数 $R_{thm}(t | N(t)=m)$ 为:

$$R_{\text{thm}}(t|N(t)=m) = P(g_{\Sigma}(t) < H_1 | N(t)=m) = \int_0^{H_1} f_{g_{\Sigma}}(g_{\Sigma}(t) | N(t)=m) dg_{\Sigma} \quad (16)$$

### 3.5.2 突发硬失效可靠度

伴随着风电机组退化量的增加,其耐受致命冲击的能力会下降,其硬失效阈值与退化量如式(2)所示,设 $W_i$ 与 $D_1(t)$ 的差为 $D_s(t)$ ,则有:

$$D_s(t) = W_i - D_1(0) + \xi g_{\Sigma}(t) \quad (17)$$

若在 $t$ 时刻共出现 $m$ 次极端天气,则 $D_s(t)$ 的概率密度函数 $f_{D_s}(D_s(t) | N(t)=m)$ 为:

$$f_{D_s}(D_s(t) | N(t)=m) = \int_0^{+\infty} f_{W_i}^{\text{TN}} f_{g_{\Sigma}} \left( \frac{D_s(t) - W_i + D_1(0)}{\xi} \right) dW_i \quad (18)$$

当 $D_s(t)=0$ 时,风电机组发生突发硬失效,则 $t$ 时刻风电机组硬失效可靠度函数 $R_{\text{if}}(t | N(t)=m)$ 为:

$$R_{\text{if}}(t | N(t)=m) = P \left( \prod_{i=1}^{N(t)} (D_s(t) < 0) | N(t)=0 \right) = \left( \int_{-\infty}^0 f_{D_s}(D_s(t) | N(t)=m) dD_s \right)^m \quad (19)$$

### 3.5.3 竞争失效下风电机组总可靠度

考虑退化软失效和突发硬失效竞争关系, $t$ 时刻风电机组总可靠度 $R(t)$ 为:

$$R(t) = P(N(t)=0) R_{\text{th1}}(t | N(t)=0) + P(N(t)=m) R_{\text{th2}}(t | N(t)=m) R_{\text{if}}(t | N(t)=m) \quad (20)$$

## 4 实例分析

### 4.1 数据准备

为了验证本文所提方法的有效性,以我国北方某风电场2013—2020年SCADA监测数据和相关天气数据进行仿真验证,其中极端天气数据来源于该风电场对历年出现的极端大风和极端低温情况的统计以及极端天气导致风电机组停机的分析报告。选取风电场内某2 MW风电机组进行仿真实验,额定风速为12 m/s。对SCADA监测数据进行预处理,去除缺失值、异常值以及风电机组故障和待机状态下的数据,为反映风电机组自然退化过程,仅选取风速高于额定风速的监测数据用于分析。基于处理后的SCADA数据计算各性能退化指标,以2013年为基准年,2020年时的风电机组的退化性能指标如表1所示。

结合表1计算得到 $\gamma_p=0.135$ 、 $\gamma_{c_p}=0.283$ 、 $\gamma_z=0.198$ 、 $\gamma_T=0.384$ ;进而计算得到2020年时 $g_{\Sigma}=1.181$ ,为使风电机组退化趋势性更明显,通过式(21)构建

表1 2020年风电机组性能退化指标

Table 1 Performance degradation index of wind turbine in 2020

年份	$g_p$	$g_{c_p}$	$g_z$	$g_T$
2013	1	1	1	1
2020	1.193	1.185	1.178	1.176

风电机组综合退化百分数 $\hat{g}_{\Sigma}$ 。

$$\hat{g}_{\Sigma} = (g_{\Sigma} - 1) \times 100\% \quad (21)$$

### 4.2 模型参数确定

针对模型中各随机变量的参数,基于风电机组综合退化百分数和其他相关数据,结合工程经验,采用矩估计法估计Gamma分布参数,采用极大似然估计法对模型其他参数进行估计,其中 $a$ 和 $\beta$ 可由风电机组综合退化百分数估计, $\lambda_1$ 、 $\mu$ 、 $\sigma$ 、 $\lambda_2$ 可根据历史极端天气情况确定, $\varphi$ 、 $\theta$ 可通过分析风电机组极端天气故障数据确定,其余参数基于工程经验进行估计,各参数估计结果如附录C表C1所示。

### 4.3 模型对比

本文提出了考虑极端天气冲击过程的风电机组竞争失效可靠性评估方法,为验证模型实际性能,构建3种考虑不同因素的竞争失效可靠性模型用于对比:模型1仅考虑自然退化过程;模型2在模型1的基础上额外考虑极端天气冲击作用与硬失效阈值退化,不考虑极端天气持续过程;模型3在模型2的基础上考虑极端天气持续过程影响。结合表C1中的参数,计算3种模型的可靠度曲线如图3所示。

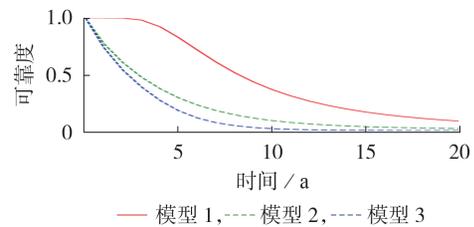


图3 3种模型的可靠度对比

Fig.3 Comparison of reliability among three models

由图3可知,自基准年2013年开始,仅考虑风电机组自然退化的模型1在前4年具有高可靠度,从第5年开始可靠度呈现下降趋势,即表明风电机组前4年不会产生失效,这与工程实践经验有所差异;考虑极端天气冲击的模型2较为准确地描述了风电机组在实际运行工况下的可靠度变化,到第5年时,风电机组的可靠度为0.291;而在模型2的基础上考虑极端天气持续时间的模型3在同样时间内表现出比模型2更低的可靠度,到第5年时,风电机组的可靠度为0.178;这是因为极端天气持续时间内会产生加速退化增量 $g_{\Sigma_2}(t)$ ,使得风电机组可靠度比不考虑极端天气持续时间时要低。在实际情况中,包含所

研究风电机组在内的目标风电场自2013年投入后,曾于2018年由于极端低温情况导致了风电机组停机事件,此次极端低温事件直接导致所在电网最大停机容量超过5 000 MW,停运机组台数超过30%,所研究的风电机组因低温导致机组部件出现故障,且由于现场环境恶劣,维修进度缓慢,停机时间较长。这说明考虑极端天气对风电机组影响的情况下,模型3评估风电机组可靠度到第5年时处于较低水平与实际情况吻合。

#### 4.4 灵敏度分析

本文提出的可靠性评估方法同时考虑了风电机组自然退化、极端天气对退化过程的影响以及退化过程对硬失效阈值的影响,为验证可靠性模型的灵敏度,对模型关键参数进行灵敏度分析,分析结果见附录C图C1—C5。

不同 $\alpha$ 值和 $\beta$ 值下风电机组的可靠度变化见图C1、C2。随着 $\alpha$ 和 $\beta$ 的增大,风电机组可靠性下降速度更快,到第5年时, $\alpha=5$ 时的可靠度比 $\alpha=1$ 时的可靠度低0.103, $\beta=1.8$ 时的可靠度比 $\beta=0.6$ 时的可靠度低0.111; $\alpha$ 和 $\beta$ 表示风电机组性能的自然退化过程,可见自然退化对可靠性的影响在运行前期并不是主要因素,而是随着运行年份的增加影响逐渐增大。

不同极端天气年出现频率 $\lambda_1$ 和单次持续时间 $\lambda_2$ 值下风电机组的可靠度变化见图C3、C4。 $\lambda_1$ 值的上升会在全寿命周期内对风电机组可靠性产生较大的影响,到第5年时, $\lambda_1=0.9$ 时的可靠度比 $\lambda_1=0.1$ 时的可靠度低0.581, $\lambda_2=0.020$ 时的可靠度比 $\lambda_2=0.004$ 时的可靠度低0.114;可见随着极端天气出现频率和持续时间的上升,风电机组的可靠性下降严重。

因此在风电场选址时,需要对当地气候,包括气温、风速、降雨等进行充分调研,统计极端天气出现频率以及持续时长,然后通过本文方法评估极端天气对风电机组可靠度的影响,并将评估结果加入选址参考条件。例如当某地极端天气年出现频率小于0.3且单次持续时间小于3 d时,风电机组可靠性下降速度与风电场每年一检的频率相匹配,适合作为风场选址;而当极端天气年出现频率大于0.5且单次持续时间超过5 d时,则需要根据实际情况选取合适的机组,例如在我国极端低温频发的东北地区,应选取低温定值为 $-50\text{ }^\circ\text{C}$ 的低温机型。

对于已经投入运行的风电场,需要结合数值天气预报系统对极端天气的到来做好预防,并根据极端天气出现的频率、强度、持续时间以及风电场对风电机组可靠度的要求合理安排检修。例如在台风等极端天气到来前对机组进行检修和维护,以防故障的发生;同时在极端天气过后,对机组进行检查和维

护,从而发现并及时处理因极端天气导致的损坏和故障;对于海上风电场,还需要考虑海上天气情况对于出海检修条件的约束。

除此之外,在风电机组优化设计过程中,也应考虑到极端天气对风电机组的影响,以及针对不同地域的极端天气特点对当地装设风电机组进行不同的优化。例如在叶片设计时,需要考虑不同极端大风强度下叶片的受力情况;在低温机型的设计过程中,要考虑极端低温环境下风电机组偏航液压制动系统性能下降、风电机组润滑油运动粘度下降等问题。

不同 $\xi$ 取值下风电机组的可靠度变化如图C5所示。到第5年时, $\xi=0.14$ 时的可靠度仅比 $\xi=0.06$ 时的可靠度低0.032, $\xi$ 值代表了风电机组耐冲击性能的下降低程度,由此可见,硬失效阈值的退化并不是影响风电机组可靠性下降的主要因素,因此在粗略建模和短期可靠性评估过程中,可以适当忽略其影响。

## 5 结论

风电机组运行可靠性容易受到极端天气的影响而引发事故。本文考虑了极端天气冲击对风电机组可靠性的影响,提出了一种考虑极端天气持续时间的风电机组竞争失效可靠性模型,并采用我国北方某风电场数据进行实例验证,得出的主要结论如下。

1)建立了风电机组退化软失效和极端天气冲击硬失效模型,并构建了竞争失效可靠性模型。通过仿真分析发现:到第5年时,考虑极端天气冲击持续过程的竞争失效模型评估结果比不考虑冲击持续过程的模型结果低0.113,验证了本文所提可靠性评估方法符合实际工程规律,避免了风电机组可靠性的高估。

2)通过模型参数的灵敏度分析发现,在运行前期,随着 $\alpha$ 和 $\beta$ 值的增大,风电机组可靠度变化较小,可见运行前期退化失效并不是主要影响因素。而运行时间超过3 a后,退化失效开始逐渐影响风电机组的可靠性。

3)极端天气对风电机组的可靠性有很大影响,因此对于风电场的选址、风电机组优化设计以及运维检修等工作,应该在考虑极端天气条件下对风电机组可靠性进行评估和分析。通过合理选择风电机组型号、设计方案和运维策略,降低极端天气对风电机组可靠性的影响。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

#### 参考文献:

- [1] 唐贵基,朱星皓,王晓龙,等. 基于VEITD和OSMHD的风电机组轴承损伤识别[J]. 电力自动化设备,2023,43(6):101-107.  
TANG Guiji,ZHU Xinghao,WANG Xiaolong,et al. Wind turbine bearing damage identification based on VEITD and OSMHD[J]. Electric Power Automation Equipment,2023,43

- (6):101-107.
- [2] 王传坤,何怡刚,王晨苑,等. 计及疲劳损伤的多时间尺度风电变流器IGBT可靠性评估[J]. 电力自动化设备,2021,41(3):173-178.  
WANG Chuankun, HE Yigang, WANG Chenyuan, et al. Multi-time scale reliability evaluation of wind power converter IGBT considering fatigue damage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3): 173-178.
- [3] 黄传金,宋海军,杨世锡,等. 基于MVMD和全矢包络谱的滚动轴承故障诊断方法[J]. 电力自动化设备,2021,41(12):172-177,192.  
HUANG Chuanjin, SONG Haijun, YANG Shixi, et al. Fault diagnosis method of rolling bearing based on MVMD and full vector envelope spectrum [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(12): 172-177, 192.
- [4] SPINATO F, TAVNER P J, VAN BUSSEL G J W, et al. Reliability of wind turbine subassemblies[J]. IET Renewable Power Generation, 2009, 3(4): 387-401.
- [5] 赵洪山,李自立. 风电机组轴系的剩余寿命预估[J]. 电力自动化设备,2020,40(6):70-75,99.  
ZHAO Hongshan, LI Zili. Prognosis of remaining lifetime of wind turbine unit shafting[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(6): 70-75, 99.
- [6] XING Y, MOAN T. Multi-body modelling and analysis of a planet carrier in a wind turbine gearbox[J]. Wind Energy, 2013, 16(7):1067-1089.
- [7] 李焱,朱才朝,宋朝省,等. 风电机组液压系统动态故障树的可靠性建模与评估[J]. 太阳能学报,2018,39(12):3584-3593.  
LI Yao, ZHU Caichao, SONG Chaosheng, et al. Reliability modeling and assessment of dynamic fault tree for hydraulic system of wind turbines[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2018, 39(12): 3584-3593.
- [8] LAPIRA E, BRISSET D, DAVARI ARDAKANI H, et al. Wind turbine performance assessment using multi-regime modeling approach[J]. Renewable Energy, 2012, 45: 86-95.
- [9] 符杨,苗育植,黄玲玲,等. 基于改进贝叶斯网络的风电机组动态可靠性评估[J]. 电力自动化设备,2022,42(11):32-39.  
FU Yang, MIAO Yuzhi, HUANG Lingling, et al. Dynamic reliability evaluation of wind turbine based on improved Bayesian network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(11): 32-39.
- [10] 石嫻嫻,和庆冬,吴衍剑,等. 基于多失效模式的海上浮式风电机组结构可靠性研究[J]. 太阳能学报,2022,43(9):236-241.  
SHI Yuanyuan, HE Qingdong, WU Yanjian, et al. Research on structural reliability of offshore floating wind turbine based on multiple failure modes[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2022, 43(9): 236-241.
- [11] 段贵钟,秦文萍,雷达,等. 计及运行环境影响的风力机可靠性建模[J]. 太阳能学报,2020,41(5):150-158.  
DUAN Guizhong, QIN Wenping, LEI Da, et al. Wind turbine reliability analysis considering operating environment [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2020, 41(5): 150-158.
- [12] LIU Heli, LIU Huaijiu, ZHU Caichao, et al. Study on gear contact fatigue failure competition mechanism considering tooth wear evolution[J]. Tribology International, 2020, 147: 106277.
- [13] ZHAO Qin, YUAN Yiping, SUN Wenlei, et al. Reliability analysis of wind turbine blades based on non-Gaussian wind load impact competition failure model[J]. Measurement, 2020, 164: 107950.
- [14] JIANG Lei, Feng Qianmei, COIT D W. Reliability and maintenance modeling for dependent competing failure processes with shifting failure thresholds[J]. IEEE Transactions on Reliability, 2012, 61(4): 932-948.
- [15] LYU Hao, ZHANG Xiaowen, YANG Zaiyou, et al. Reliability analysis for the dependent competing failure with wear model and its application to the turbine and worm system[J]. IEEE Access, 2021, 9: 50265-50280.
- [16] 秦彦凯,张晓红,曾建潮,等. 随机载荷冲击下采掘机械齿啮竞争失效可靠性分析[J]. 煤炭学报,2022,47(8):3175-3188.  
QIN Yankai, ZHANG Xiaohong, ZENG Jianchao, et al. Reliability analysis of mining machinery pick subject to competing failure processes under random load shock[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(8): 3175-3188.
- [17] 刘璐,周华西,陈传海,等. 基于竞争失效模型的滚珠丝杠副可靠性设计建模[J]. 吉林大学学报(工学版),2022,52(2):458-465.  
LIU Lu, ZHOU Huaxi, CHEN Chuanhai, et al. Reliability design model of ball screws based on competition failure [J]. Journal of Jilin University (Engineering and Technology Edition), 2022, 52(2): 458-465.
- [18] PENG H, FENG Q M, COIT D W. Reliability and maintenance modeling for systems subject to multiple dependent competing failure processes[J]. IIE Transactions, 2010, 43(1): 12-22.
- [19] FINKELSTEIN M, MARAIS F. On terminating Poisson processes in some shock models[J]. Reliability Engineering & System Safety, 2010, 95(8): 874-879.
- [20] DAI Juchuan, YANG Wenxian, CAO Junwei, et al. Ageing assessment of a wind turbine over time by interpreting wind farm SCADA data[J]. Renewable Energy, 2018, 116: 199-208.
- [21] PARK S H, KIM J H. Application of gamma process model to estimate the lifetime of photovoltaic modules[J]. Solar Energy, 2017, 147: 390-398.
- [22] WEI Lu, QIAN Zheng, ZAREIPOUR H, et al. Comprehensive aging assessment of pitch systems combining SCADA and failure data[J]. IET Renewable Power Generation, 2022, 16(1): 198-210.
- [23] JUFRI F H, WIDIPUTRA V, JUNG J. State-of-the-art review on power grid resilience to extreme weather events: definitions, frameworks, quantitative assessment methodologies, and enhancement strategies [J]. Applied Energy, 2019, 239: 1049-1065.
- [24] 孙劭. 我国极端天气气候事件发生规律、特点及影响[J]. 中国减灾,2021(15):10-17.  
SUN Shao. Occurrence regularity, characteristics and impacts of extreme weather and climate events in China [J]. Disaster reduction in China, 2021(15): 10-17.
- [25] CAO Yingsai, LIU Sifeng, FANG Zhigeng, et al. Modeling ageing effects in the context of continuous degradation and random shock[J]. Computers & Industrial Engineering, 2020, 145: 106539.
- [26] YOUSEFI N, COIT D W, SONG S L, et al. Optimization of on-condition thresholds for a system of degrading components with competing dependent failure processes[J]. Reliability Engineering & System Safety, 2019, 192: 106547.
- [27] 赵成晨,李奎,郝运金,等. 基于竞争失效的低压开关电器可靠性建模方法研究[J]. 中国电机工程学报,2020,40(21):7094-7106.  
ZHAO Chengchen, LI Kui, HAO Yunqian, et al. Research on the reliability modeling method for low-voltage switches based on competing failure [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(21): 7094-7106.
- [28] 高俊云. 台风型风电机组载荷仿真计算研究[J]. 机械工程与自动化,2019(6):79-81.

GAO Junyun. Study on loads simulation of wind turbines generator system under typhoon condition[J]. Mechanical Engineering & Automation, 2019(6):79-81.

能源电力系统动态分析与控制、氢储能系统建模与控制、主动配电网和电力设备故障诊断与健康状态预测(**E-mail**: zhaohshcn@ncepu.edu.cn);

林诗雨(1999—),男,硕士研究生,主要研究方向为风电机组可靠性评估(**E-mail**:lin17778884717@163.com)。

作者简介:

赵洪山(1965—),男,教授,博士,主要研究方向为新

(编辑 任思思)

## Reliability evaluation of wind turbine competitive failure considering extreme weather impact process

ZHAO Hongshan, LIN Shiyu, QU Yuehan, YANG Ao, CHANG Jieying

(School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

**Abstract:** Aiming at the problem that the operation reliability of wind turbines is easily affected by extreme weather, a reliability evaluation method of competitive failure of wind turbines considering the process of extreme weather impact is proposed. Considering the natural degradation of wind turbines, the instantaneous degradation caused by extreme weather impact and the accelerated degradation caused by the continuous process of extreme weather, a comprehensive degradation model of wind turbines under extreme weather is constructed. Considering the influence of wind turbine degradation process on its impact resistance ability, a competitive failure model of wind turbine is established to evaluate the reliability of wind turbine. Based on the engineering data of a wind farm in northern China and the historical data of extreme weather, the reliability of a 2 MW wind turbine is evaluated and the parameter sensitivity is analyzed. The results show that by the fifth year, the reliability of wind turbine is 0.84 by considering only natural degradation, and 0.178 by considering extreme weather impact process, which is more in line with engineering practice. Through the sensitivity analysis of model parameters, it is found that after the operation time exceeds 3 years, the degradation failure begins to gradually affect the reliability of wind turbines.

**Key words:** wind power; wind turbine reliability evaluation; extreme weather impact; impact duration process; competition failure; hard failure threshold drops

(上接第39页 continued from page 39)

## Prediction of hydrogen demand in transportation field based on system dynamics

ZHOU Zhuan<sup>1</sup>, MIAO Shuai<sup>2</sup>, YUAN Tiejia<sup>2</sup>

(1. State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830011, China;

2. School of Electrical Engineering, Dalian University of Technology, Dalian 116024, China)

**Abstract:** In order to predict the hydrogen demand under the “double carbon” target, by fully excavating the influence factors related to the hydrogen demand, the prediction system of hydrogen demand in the transportation field based on system dynamics is constructed. The causality diagram and system flow diagram of the hydrogen demand prediction system in the transportation field are drawn, focusing on the hydrogen energy substitution of buses, heavy trucks and household cars. The validity of the model is tested by historical data. Taking Xinjiang as an example, three development levels of low speed, medium speed and high speed are set to analyze the impact of policy support and economic input on the hydrogen demand in the transportation field. Simulative results show that the transformation of the transportation field is relatively slow before 2030. The impact of policy and economic investment is gradually obvious, and the higher development levels, the larger the growth rate of various types of transportation vehicles. By 2050, the average hydrogen energy substitution rate at the high-speed development level will reach 2.2 times that at the low-speed development level, and the return on hydrogen sales will reach 2.5 times that at the low-speed development level.

**Key words:** transportation field; system dynamics; demand prediction; analysis of development level; hydrogen energy substitution

附录 A

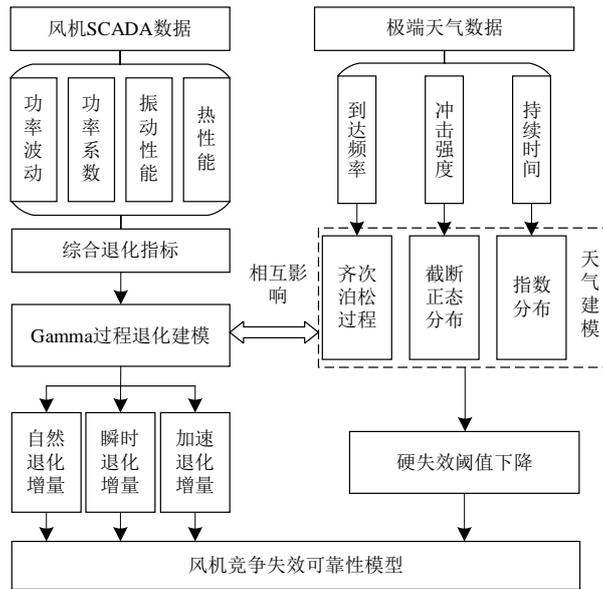


图 A1 考虑极端天气的风电机组竞争失效可靠性评估步骤

Fig. A1 Reliability evaluation steps of wind turbine competitive failure considering extreme weather

附录 B

$$f_{\delta}(\delta) = \frac{\delta^{(\alpha-1)} \exp\left(-\frac{\delta}{\beta}\right)}{\beta^{\alpha} \int_0^{+\infty} c^{\alpha-1} \exp(-c) dc} \quad (\text{B1})$$

$$P(N(t) = m) = \frac{(\lambda_1 t)^m}{m!} \exp(-\lambda_1 t) \quad (\text{B2})$$

$$f_{W_i}^{\text{TN}}(W_i) = \frac{f_{W_i}^{\text{N}}(W_i)}{1 - F_{W_i}^{\text{N}}(D_0)} = \frac{\exp\left(-\frac{(W_i - \mu)^2}{2\sigma^2}\right)}{\sqrt{2\pi}\sigma - \int_{-\infty}^{D_0} \exp\left(-\frac{(h - \mu)^2}{2\sigma^2}\right) dh} \quad (\text{B3})$$

$$f_{t_{si}}(t_{si}) = \frac{1}{\lambda_2} \exp\left(-\frac{t_{si}}{\lambda_2}\right) \quad (\text{B4})$$

$$f_{g_{\Sigma_0}}(g_{\Sigma_0}(t) | N(t) = m) = \int_0^{+\infty} \frac{f_{\delta}(\delta) f_{\sum_{i=1}^m t_{si}}\left(t - \frac{g_{\Sigma_0}(t)}{\delta}\right)}{\delta} d\delta = \int_0^{+\infty} \frac{f_{\delta}(\delta) \left(t - \frac{g_{\Sigma_0}(t)}{\delta}\right)^{m-1} \exp\left(-\frac{t - \frac{g_{\Sigma_0}(t)}{\delta}}{\lambda_2}\right)}{\delta \lambda_2^m \int_0^{+\infty} j^{m-1} \exp(-j) dj} d\delta \quad (\text{B5})$$

$$f_{g_{\Sigma_1}}(g_{\Sigma_1}(t) | N(t) = m) = \frac{\exp\left(-\frac{(g_{\Sigma_1}(t) - m\varphi\mu)^2}{2m\varphi^2\sigma^2}\right)}{\sqrt{2\pi m\varphi}\sigma - \int_{-\infty}^{m\varphi D_0} \exp\left(-\frac{(k - m\varphi\mu)^2}{2m\varphi^2\sigma^2}\right) dk} \quad (\text{B6})$$

$$f_{S_i}(S_i) = \int_0^{+\infty} \int_0^{+\infty} \frac{f_{t_{si}}(t_{si}) f_{\delta}(\delta) \exp\left(-\frac{\left(\ln \frac{S_i}{\delta t_{si}} - \theta\mu\right)^2}{2\theta^2\sigma^2}\right)}{S_i \left(\sqrt{2\pi}\varphi\sigma - \int_{-\infty}^{\theta D_0} \exp\left(-\frac{(l - \varphi\mu)^2}{2\varphi^2\sigma^2}\right) dl\right)} d\delta dt_{si} \quad (\text{B7})$$

附录 C

表 C1 模型参数

TableC1 Model parameters

模型参数描述	分布形式	参数估计值
单位时间退化增量	Gamma 分布	$\alpha = 3.364$ $\beta = 1.212$
极端天气到达频率	泊松分布	$\lambda_1 = 0.3$
极端天气冲击强度	截断正态分布	$\mu = 6.77$ $\sigma = 3.13$ $D_0 = 4$
极端天气持续时间	指数分布	$\lambda_2 = 0.008$
瞬时冲击系数	常数	$\varphi = 0.62$
加速退化因子	常数	$\theta = 0.3$
硬失效阈值退化系数	常数	$\xi = 0.1$
软失效阈值	常数	$H_1 = 30$
硬失效阈值	常数	$D_1 = 12$

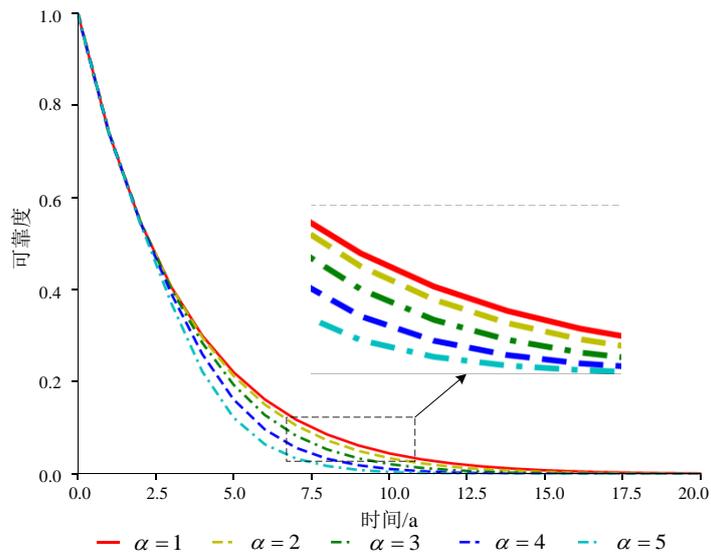


图 C1 不同  $\alpha$  值的风机可靠度分析

Fig.C1 Reliability analysis of wind turbines with different values of  $\alpha$

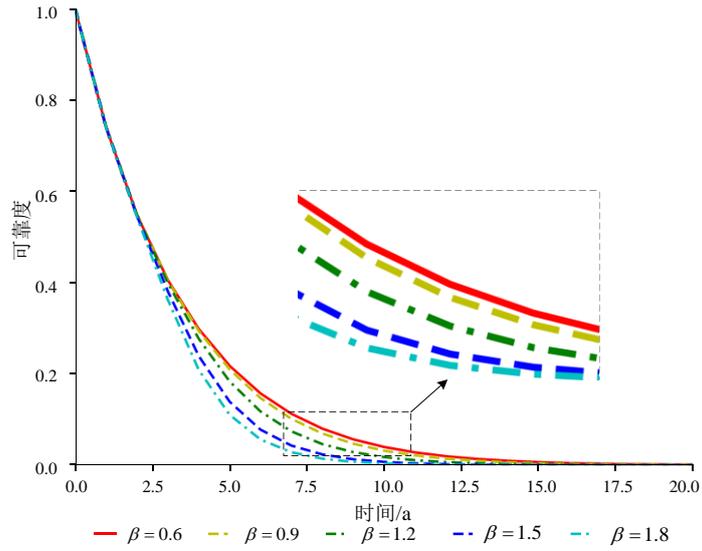


图 C2 不同  $\beta$  值的风机可靠度分析

Fig.C2 Reliability analysis of wind turbines with different values of  $\beta$

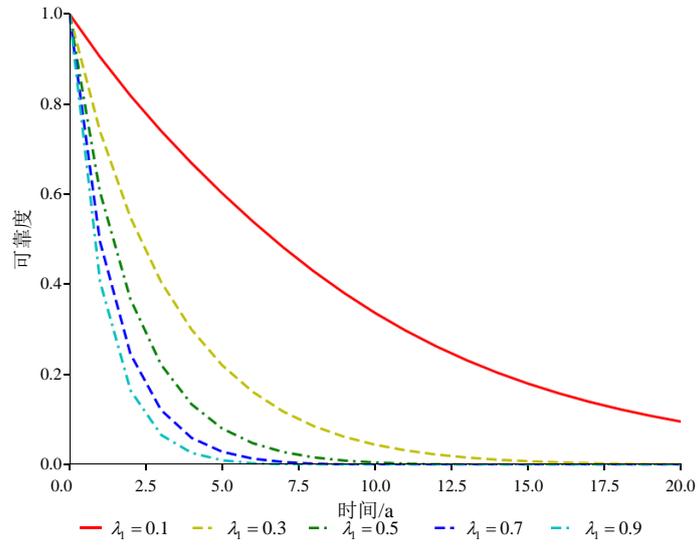


图 C3 不同  $\lambda_1$  值的风机可靠度分析

Fig.C3 Reliability analysis of wind turbines with different values of  $\lambda_1$

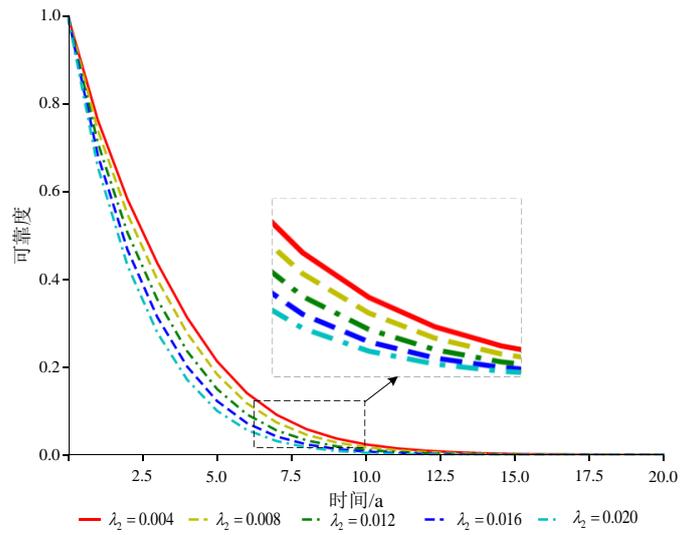


图 C4 不同  $\lambda_2$  值的风机可靠度分析

Fig.C4 Reliability analysis of wind turbines with different values of  $\lambda_2$

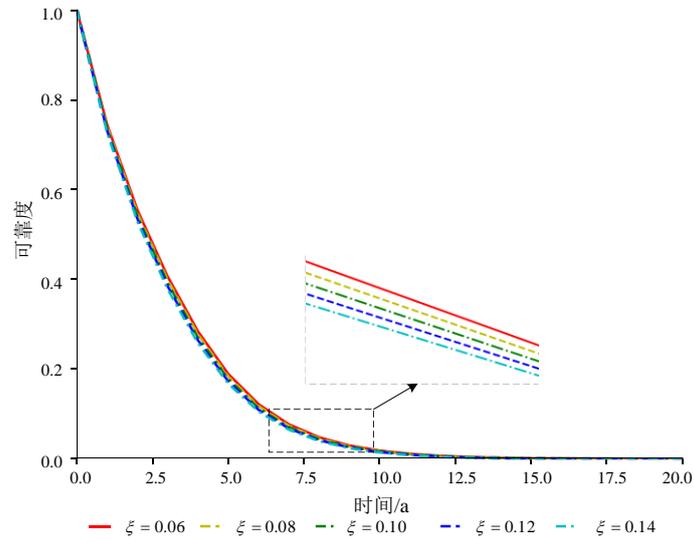


图 C5 不同  $\xi$  值的风机可靠度分析

Fig.C5 Reliability analysis of wind turbines with different values of  $\xi$