

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.201078

# 计及主设备时变状态的变电站短时风险评估方法

张璞<sup>1</sup>, 张波<sup>2</sup>, 王建<sup>2</sup>, 黄文韬<sup>1</sup>, 陈鸿昆<sup>1</sup>, 熊小伏<sup>2</sup>

(1. 广东电网公司广州供电局, 广东 广州 510620; 2. 重庆大学输配电装备及系统安全与  
新技术国家重点实验室, 重庆 400044)

**摘要:** 传统的变电站风险评估以主设备年平均故障率计算主接线可靠性, 不能反映设备时变故障风险及其对负荷点供电的影响。将主设备的运行风险考虑为设备自身状态和外部运行气象环境方面因素的影响, 以比例风险模型量化设备运行风险。考虑到基于故障树的设备状态评分的分散性较大, 不同部件故障对设备故障停运的影响程度不一样, 建立了基于层次分析法的设备状态模糊综合评价方法。在此基础上, 以电源进线到负荷点之间的连通性为风险量化指标, 建立了计及供电连通性的变电站风险评估模型。以 IEEE-RTS79 系统的变电站为测试对象, 对所提方法的效果进行验证。算例表明: 主设备在不同场景下的故障率对变电站风险评估结果影响较大, 验证了短时风险评估的必要性和所提方法的可行性。

**关键词:** 变电站; 短时风险评估; 比例风险模型; 天气条件; 状态评价

## Short-term risk assessment for a power substation considering the time-varying operation conditions of power equipment

ZHANG Pu<sup>1</sup>, ZHANG Bo<sup>2</sup>, WANG Jian<sup>2</sup>, HUANG Wentao<sup>1</sup>, CHEN Hongkun<sup>1</sup>, XIONG Xiaofu<sup>2</sup>

(1. Guangzhou Power Supply Bureau, Guangdong Power Grid Company, Guangzhou 510620, China; 2. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, Chongqing University, Chongqing 400044, China)

**Abstract:** The traditional risk assessment of a power substation calculates the reliability of main electrical wiring based on the annual average failure rate of power equipment, which cannot reflect the time-varying fault risk of equipment and its influence on the power supply at load points. In this paper, the operating risk of the power equipment is considered as being influenced by two factors, namely the state of the equipment and external operating weather environment, and the operating risk of the equipment is quantified by a Proportional Hazards Model (PHM). Considering that the equipment state score based on a fault tree is decentralized and the influence degree of different components' faults on the equipment outage is different, a fuzzy comprehensive evaluation method of the equipment state based on an Analytic Hierarchy Process (AHP) is established. On this basis, by taking the connectivity between the power incoming lines and the load points as the risk quantification index, a substation risk assessment model considering power supply connectivity is established. The effectiveness of the proposed method is verified by taking the IEEE-RTS79 system substation as the test object. The results show that the failure rate of the main equipment in different scenarios has significant impact on the substation risk assessment result. This demonstrates the necessity of short-term risk assessment and the feasibility of the proposed method.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China-State Grid Joint Fund for Smart Grid (No. U1866603) and the Science and Technology Project of Guangzhou Power Supply Bureau (No. GZHKJXM080032KK 52170010).

**Key words:** power substation; short-term risk assessment; proportional hazards model; weather condition; state evaluation

## 0 引言

变电站作为电力系统的枢纽, 其安全运行水平

对电力系统安全稳定运行和对用户可靠供电具有重要的意义<sup>[1]</sup>。变电站内变压器、断路器等主设备的故障, 可能会引起失负荷风险, 甚至造成变电站停运等恶性事故。

在常规的变电站风险评估中, 通常为了简化计算, 而将设备故障率设为恒定值, 即按年均故障率计算变电站长期可靠性指标。在实际的系统中, 设

**基金项目:** 国家自然科学基金委员会-国家电网公司智能电网联合基金(U1866603); 广东电网公司广州供电局科技项目(GZHKJXM080032KK52170010)

备的故障率并不是恒定的,设备所处运行环境、自身状态不一样,故障率差异较大,变电站运行风险大小也不一样。按年平均故障率计算的长期可靠性指标,并不能反映设备和变电站在当前所面临的风险程度。因此,需要考虑设备所处的内外部条件,根据变电站主设备的时变故障率来评估变电站的短时运行风险。

在主设备时变故障率模型方面,研究的重点主要集中在变压器。文献[2]使用马尔可夫链蒙特卡洛方法(Markov Chain Monte Carlo, MCMC)对变压器的故障周期进行场景模拟,建立了变压器动态故障率模型,来预测变压器的故障率。文献[3]针对极限学习机缺乏稳定性对变压器故障诊断造成不良影响的问题,引入具有更好泛化能力的正则极限学习机,提出一种基于 NSGA2 优化正则极限学习机的变压器故障诊断方法。文献[4]根据油气信息与产气速率分别反映变压器健康状态与恶劣程度变化,据此建立了变压器综合时变停运模型。文献[5]通过引入比例风险模型(Proportional hazards model, PHM),考虑老化过程和变压器健康状态,建立变压器故障率模型。主设备故障率与自身老化过程、运行状态及外部天气条件相关,在构建变压器时变故障率模型时,需要将以上因素都考虑进去。

关于变电站风险评估,国内外学者已经开展了一些计及设备时变故障率的变电站可靠性研究。文献[6]将设备故障分为主动故障、被动故障、维护中断三类,根据不同的故障模式计算变电站的可靠性。文献[7]通过计及故障电流限制器对断路器和和其他组件的时变故障率的影响,来评估变电站的可靠性。文献[8]提出一种考虑操作条件和故障类型的故障率模型,根据不同天气条件与故障类型下的设备故障率对变电站进行可靠性评估。上述文献在设备故障率模型上提出了一些改进,但其考虑因素还不完整,在变电站短时风险评估方面应用有限。

由于变电站的核心功能是电压变换并提供进线(电源)与出线(负荷)之间的连通路径,因此,其风险评估关键是判断负荷点与电源点的连通性问题。主接线连通性识别方法主要有直接标号法<sup>[9]</sup>、最小割集法<sup>[10]</sup>和图论方法<sup>[11]</sup>。利用图论方法进行主接线连通性分析,能突破直接标号法对多电源负荷点的局限性,过程也比最小割集法简单,在实际中逐渐得到应用。

鉴于此,本文将主设备的运行风险考虑为设备自身状态和外部运行气象环境两部分因素的影响,

以 PHM 模型量化设备运行风险。考虑到基于故障树的设备状态评分的分散性较大,不同部件故障对设备故障停运的影响程度不一样,建立了基于层次分析法的变电站设备状态模糊综合评价方法。在此基础上,以电源进线到负荷点之间的连通性为运行风险量化指标,建立了计及供电连通性的变电站风险评估模型。最后,以 IEEE-RTS79 系统的变电站为测试对象,对所提方法的效果进行验证。算例表明:主设备在不同场景下的故障率变化,对变电站风险评估结果影响较大,验证了短时风险评估的必要性和所提方法的可行性。

## 1 基于 PHM 的主设备运行风险量化方法

### 1.1 比例风险模型

比例风险模型<sup>[12]</sup>是一种通过联合协变量进行风险分析的半参数回归模型,目前已经广泛应用在医学统计、工程风险评估等多个领域中。经典的比例风险模型如式(1)所示,它是由两部分组成的,一部分为设备的基准故障率,另一部分为连接函数,其中连接函数用来量化影响因素对故障率的影响。

$$\lambda(t; X) = \lambda_0(t) \exp\left(\sum_{i=1}^n \alpha_i X_i\right) \quad (1)$$

式中:  $\lambda(t; X)$  表示时变故障率函数;  $\lambda_0(t)$  为基准故障率;  $X_i$  为协变量,表示故障率的影响因素;  $\alpha_i$  为回归参数,表示协变量对故障率的影响;  $n$  为协变量的个数,表示考虑的影响因素个数。

在变电站主设备运行过程中,内部状态条件和外部气象条件都会影响设备的故障率,从内、外部因素来看,随时间自然老化的基准故障率与设备运行状态都是反映设备故障的内部变量。传统的设备比例风险模型通常只选取设备的实时运行状态  $X_1$  作为单个协变量进行建模,没有考虑天气条件等外部因素的影响。若将内部运行状态因素与外部气象环境因素综合考虑起来,能使模型更加准确、可靠。本文综合考虑设备状态、天气条件协变量的影响,建立主设备在当前状态下的比例风险模型,如式(2)所示。

$$\lambda(t; X) = \lambda_0(t) \exp(\alpha_1 X_1 + \alpha_2 X_2) \quad (2)$$

式中:  $\lambda_0(t)$  为设备基准故障率,用威布尔分布进行描述;  $X_1$  为设备状态;  $X_2$  为天气条件;  $\alpha_1$ 、 $\alpha_2$  为协变量系数。通过新的比例风险模型来反映设备受内、外部因素的作用,得到变电站主设备的时变故障率。

### 1.2 电气主设备的运行风险

对于变电站内变压器、断路器等电气主设备,基准风险通过威布尔分布来描述<sup>[13]</sup>,表示设备长时

间的基准老化过程, 如式(3)所示。

$$\lambda_0(t) = \frac{\beta}{\eta} \left( \frac{t}{\eta} \right)^{\beta-1} \quad (3)$$

式中:  $\beta$  为形状参数;  $\eta$  为特征寿命参数;  $t$  为时间变量。

于是得到主设备的威布尔比例风险模型, 如式(4)所示。

$$\lambda(t; X) = \frac{\beta}{\eta} \left( \frac{t}{\eta} \right)^{\beta-1} \exp(\alpha_1 X_1 + \alpha_2 X_2) \quad (4)$$

其中, 协变量  $X_1$  与  $X_2$  分别表示设备状态与天气条件, 其定义与等级如表 1 所示。设备状态  $X_1$  可分为正常、注意、异常和严重等四种状态, 其取值分别为 1、2、3、4, 可根据设备评价导则, 通过模糊综合评价计算得到。天气条件  $X_2$  按照气象灾害的预警信号, 将不同天气种类划分为白色、蓝色、黄色、橙色和红色等五个等级, 参考《南方电网运行安全风险量化评估技术规范》<sup>[14]</sup>, 根据气象灾害预警信号取值, 如表 2 所示。

表 1 协变量  $X$  定义及等级

Table 1 Definition and level of covariate  $X$

变量	变量说明	等级
$X_1$	设备状态	正常, 注意, 异常, 严重
$X_2$	天气条件	白色, 蓝色, 黄色, 橙色, 红色

表 2 不同天气等级下  $X_2$  取值

Table 2 Values of  $X_2$  under different weather conditions

天气等级	白色	蓝色	黄色	橙色	红色
台风	0	0	1~1.2	2~3	3~4
雷雨、大风	0	0	1~1.2	1.2~1.5	1.5~2
高温	0	0	0	1.1	1.2
大雾	0	0	0	1.1	1.2

关于主设备的威布尔比例风险模型, 对模型的参数求解是问题的关键。通过极大似然估计对故障概率密度函数  $f(t)$  求解, 可得到 4 个待定参数 ( $\eta$ 、 $\beta$ 、 $\alpha_1$ 、 $\alpha_2$ ) 的具体值, 再将参数值代回到设备威布尔比例风险模型, 就可以根据运行时间、设备状态评分、天气条件得到设备当前的故障率<sup>[5]</sup>。

## 2 基于 AHP 的设备状态模糊综合评价

设备的状态评估有许多方法, 例如基于关联规则和变权重系数的变压器状态综合评价<sup>[15]</sup>; 结合直觉模糊集和云理论提出一种变压器状态的灰色模糊综合评判模型<sup>[16]</sup>; 考虑多个特征参数的影响, 基于综合健康指数的设备状态评估<sup>[17]</sup>。目前, 国家电网与南方电网通过自己制定的输变电设备评价导则<sup>[18]</sup>

和一次设备评价导则<sup>[19]</sup>, 来确定变电站主设备的状态。依据设备的故障树模型, 将设备分为多个部件, 对每个部件依次向下划分状态量指标, 根据状态量指标的劣化程度和影响程度制定扣分标准及权重, 依次得到各部件的扣分值, 并将其划分为正常、注意、异常、严重等四个状态。

根据《设备状态评价与风险评估技术导则》<sup>[19]</sup>, 对于整个设备的状态评价结果, 依据所有部件的状态评价结果确定。当所有部件评价为正常状态时, 整体评价为正常状态; 当任一部件状态为注意、异常或严重状态时, 整体评价应为其中最严重的状态。这种评价方法在评价整个设备的状态时, 只根据最严重的部件状态确定整个设备的状态, 没有综合考虑各部件对设备健康状态的影响程度。

因此, 采用基于层次分析法 (Analytic Hierarchy Process, AHP) 的设备状态模糊综合评价方法<sup>[20]</sup>, 根据设备故障树模型, 将影响设备的各部件作为主因素集, 再根据影响各部件的因素依次确立子因素集, 通过 AHP 法确定各层次影响因素的权重, 建立设备状态的多层次模糊综合评价模型, 进而根据每个部件评分结果综合评价设备状态。

### 2.1 多层次模糊综合评价

根据变电站设备状态评价导则, 设备状态受各部件影响, 各部件又受下一层状态量因素影响。为了更加准确量化各部件对设备故障状态的影响程度, 可按照设备故障树模型依次确立因素层, 建立多层次模糊综合评价模型<sup>[21]</sup>。模糊综合评价方法的步骤如下:

1) 建立因素集  $U$  和子因素集  $U_i$ 。因素集  $U$  是影响设备状态的各部件因素组成的集合,  $U = \{U_1, U_2, \dots, U_n\}$ ,  $i=1, 2, \dots, n$ ,  $n$  为因素的个数; 因素  $U_i$  也受下一层因素的影响, 可用类似的子因素集  $U_i = \{U_{i1}, U_{i2}, \dots, U_{im}\}$  表示,  $m$  为  $U_i$  的影响因素个数。图 1 为两层综合评价模型。

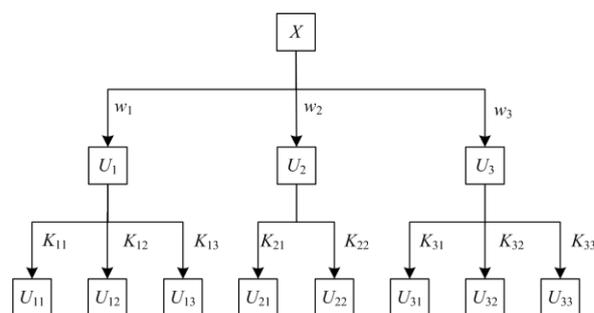


图 1 多层次综合评价模型示例

Fig. 1 Example of multi-level comprehensive evaluation model

2) 确定各层次权重系数。通过层次分析法计算得到主因素层权重分配集  $\mathbf{W} = [w_1, w_2, \dots, w_n]^T$  和子因素层权重分配集  $K_i = [K_{i1}, K_{i2}, \dots, K_{im}]$ 。

3) 得到各因素评价指标的总权重  $\boldsymbol{\Omega} = [\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n]$ 。

$$\omega_i = w_i \cdot K_i \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (5)$$

4) 对设备的子因素进行评价, 得到评价矩阵  $\mathbf{R}$ , 由  $\mathbf{C} = \boldsymbol{\Omega} \mathbf{R}$  求出总目标评价向量, 再根据  $\tau = \mathbf{C} \mathbf{Q}^T$  求出综合评价结果, 其中  $\mathbf{Q}$  为状态评价集求得的中位数, 最后按照表 3 将设备状态进行分类。

表 3 设备及各部件状态评价等级

Table 3 State division of equipment and components according to state evaluation

分值	100~90	90~80	80~60	60 及以下
状态划分	正常	注意	异常	严重

类似地, 可实现三级、四级和更多层级的模糊综合评价。

### 2.2 基于层次分析法的权重求取

对建立的多层次评价模型, 将每一层次的各要素进行两两比较, 根据各层次要素对上一层要素的重要程度, 按照 1~9 标度法<sup>[22]</sup>得到各元素的比较标度, 建立判断矩阵  $\mathbf{B} = (b_{ij})_{n \times n}$ , 其中  $b_{ii}=1, b_{ij}=1/b_{ji}; b_{ij}$  表示元素  $B_i$  相对于  $B_j$  的重要程度的标度值。

通过层次分析法确定权重的步骤如下:

- 1) 根据 1~9 标度理论建立判断矩阵  $\mathbf{B}$ 。
- 2) 求取最大特征根  $\lambda_{\max}$  和其特征向量  $\mathbf{W}$ 。

(1) 取每行标度乘积  $M_i$ ;

(2) 每行标度乘积开  $n$  次方得几何平均值  $\sqrt[n]{M_i}$ ,

进而确定特征向量的元素, 见式(6)。

$$w_i = \sqrt[n]{M_i} / \sum_{j=1}^n \sqrt[n]{M_j} \quad (6)$$

(3) 方根向量归一化得到特征向量, 见式(7)。

$$\mathbf{W} = [w_1, w_2, \dots, w_n]^T \quad (7)$$

(4) 计算最大特征根  $\lambda_{\max}$ , 见式(8)。

$$\lambda_{\max} = \sum_{i=1}^n \frac{(\mathbf{B}\mathbf{W})_i}{n \cdot w_i} \quad (8)$$

3) 进行一致性检验。

(1) 计算一致性指标  $C_1$ , 见式(9)。

$$C_1 = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1} \quad (9)$$

(2) 计算一致性比例  $R_{Cl}$ , 见式(10)。

$$R_{Cl} = \frac{C_1}{I_R} \quad (10)$$

其中, 判断矩阵的随机一致性指标  $I_R$  的取值见表 4<sup>[22]</sup>。

表 4 判断矩阵随机一致性指标

Table 4 Random consistency index of judgment matrix

$n$	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$I_R$	0	0	0.58	0.9	1.12	1.24	1.32	1.44	1.45

当  $R_{Cl} < 0.1$  时, 表明判断矩阵  $\mathbf{B}$  具有良好的-致性, 否则应该调整判断矩阵元素的取值, 直到指标符合要求。

## 3 计及供电连通性的变电站风险评估

变电站的核心功能是电压变换并提供进线(电源)与出线(负荷)之间的连通路路径, 因此, 其风险评估关键是判断负荷点与电源点的连通性问题。通过图论的方法<sup>[23]</sup>, 将变电站主接线图转换为点边关系图  $G$ , 根据关系图  $G$  获得邻接矩阵, 再通过逻辑运算得到可达矩阵, 最后根据可达矩阵判断负荷点与电源点之间的连通性。通过非序贯蒙特卡洛法来模拟每个设备的运行状态, 根据每个状态修改相应的邻接矩阵, 得到可达矩阵判断连通性, 以此计算变电站的风险指标。

### 3.1 供电连通性的可达矩阵模型

通过图论方法对变电站主接线的连通性进行识别, 首先根据变电站主接线得到点/边关系图  $G$ , 如式(11)所示。

$$\begin{cases} G = (V, E) \\ V = \{V_1, V_2, \dots, V_n\} \\ E = \{(V_i, V_j) | V_i, V_j \in V\} \end{cases} \quad (11)$$

式中:  $G$  表示主接线图;  $V$  表示顶点集合, 包括母线及设备连接点;  $E$  表示边的集合, 包括断路器、隔离开关、变压器、导线等构成的支路;  $(V_i, V_j)$  表示以  $V_i$  为起点、 $V_j$  为终点的边;  $n$  为顶点个数。

根据变电站主接线图  $G$ , 可以得到能够反映节点间的邻接性的顶点-顶点邻接矩阵  $\mathbf{A}$ 。

$$\mathbf{A} = (a_{ij})_{n \times n} \quad (12)$$

式中,  $a_{ij}$  表示顶点  $V_i$  与顶点  $V_j$  之间的边数, 其取值和含义为

$$a_{ij} = \begin{cases} 0, & \text{顶点 } V_i \text{ 与顶点 } V_j \text{ 不相邻} \\ 1, & \text{顶点 } V_i \text{ 与顶点 } V_j \text{ 相邻} \end{cases} \quad (13)$$

对于那些  $a_{ij} = 0$ , 但是可以通过其余节点连通的顶点  $V_i$  和  $V_j$ , 需要通过邻接矩阵自乘的结果才能看出, 即通过逻辑自乘得到可达矩阵  $\mathbf{Z}$ 。

$$\mathbf{Z} = \mathbf{A} + \mathbf{A}^2 + \dots + \mathbf{A}^n \quad (14)$$

可达矩阵  $\mathbf{Z}$  的元素  $z_{ij}$  的取值和含义为

$$z_{ij} = \begin{cases} 0, & \text{顶点 } V_i \text{ 与顶点 } V_j \text{ 不可达} \\ \geq 1, & \text{顶点 } V_i \text{ 与顶点 } V_j \text{ 可达} \end{cases} \quad (15)$$

最后, 根据可达矩阵  $\mathbf{Z}$  判断电源点与负荷点之间的连接关系, 即判断电气主接线的连通性。

## 3.2 风险评估的指标和流程

### 3.2.1 蒙特卡洛法抽取系统状态

根据当前时段变电站内各变压器、断路器、线路等设备的状态评价结果, 以及当前的天气预报和气象灾害预警信息, 按照威布尔比例风险模型, 计算元件的故障概率  $P$ 。通过蒙特卡洛法模拟变电站内各元件的运行状态。

对变电站内的  $n$  个元件, 一次性抽取  $n$  个 0~1 的随机数  $r_1, r_2, \dots, r_n$ , 将  $r_n$  与元件的故障概率  $P_n$  作比较。当随机数小于元件的故障概率, 代表该元件发生故障停运; 当其大于故障概率表示该元件正常运行, 便可得到该次抽样下的系统状态。

$$\begin{cases} r_n > P_n, & \text{元件正常运行} \\ r_n \leq P_n, & \text{元件故障停运} \end{cases} \quad (16)$$

### 3.2.2 风险评估指标

本文采用失负荷概率 LOLP 和失负荷量 EDNS 来量化变电站风险<sup>[24]</sup>, 如式(17)~式(20)所示。

$$LOLP_i = \sum_{s \in F} \frac{m_i(s)}{M} \quad (17)$$

$$EDNS_i = \sum_{s \in F} \frac{m_i(s)}{M} \times L_i \quad (18)$$

$$LOLP = \sum_{i \in I} LOLP_i \quad (19)$$

$$EDNS = \sum_{i \in I} EDNS_i \quad (20)$$

式中:  $LOLP_i$  为负荷点  $i$  失负荷概率;  $LOLP$  为系统失负荷概率;  $EDNS_i$  为负荷点  $i$  失负荷量;  $EDNS$  为系统失负荷量;  $L_i$  为负荷点  $i$  的负荷总量;  $m_i(s)$  表示负荷点  $i$  失负荷的次数;  $F$  为失负荷状态集;  $M$  为系统总抽样次数;  $I$  为负荷点集合。

对于负荷点在  $s$  状态下失负荷的次数  $m_i(s)$ , 可根据抽样状态转换得到的可达矩阵  $\mathbf{Z}$ , 判断得到

$$m_i(s) = \begin{cases} 1, & z_{ij} = 0 \cap z_{ji} = 0 \\ 0, & \text{其他} \end{cases} \quad (21)$$

式中:  $i$  表示负荷点;  $J$  表示电源点集合; 当  $i$  与所有电源点断开,  $m_i(s) = 1$  表示负荷点  $i$  在  $s$  状态下会失负荷。

根据  $M$  次抽样下的可达矩阵判断供电连通性, 计算负荷点  $i$  失负荷的总次数, 得到失负荷状态集, 从而计算得到风险指标。

### 3.2.3 风险评估流程

计及主接线连通性的变电站风险评估流程, 如图 2 所示。计算变电站主接线风险, 主要步骤如下:

- 1) 将变电站主接线图转换为图  $G$ , 得到变电站初始邻接矩阵。
- 2) 根据设备当前的状态评价结果和天气条件, 得到主设备的故障率, 进而计算故障概率。
- 3) 根据元件故障概率, 使用非序贯蒙特卡洛方法抽取变电站的系统状态。
- 4) 根据当前系统状态得到新的邻接矩阵。
- 5) 计算可达矩阵, 判断负荷点与电源点的连通性; 若不连通, 则计算负荷点的失负荷风险指标; 否则转到步骤 3), 直至循环结束。
- 6) 计算变电站风险指标。

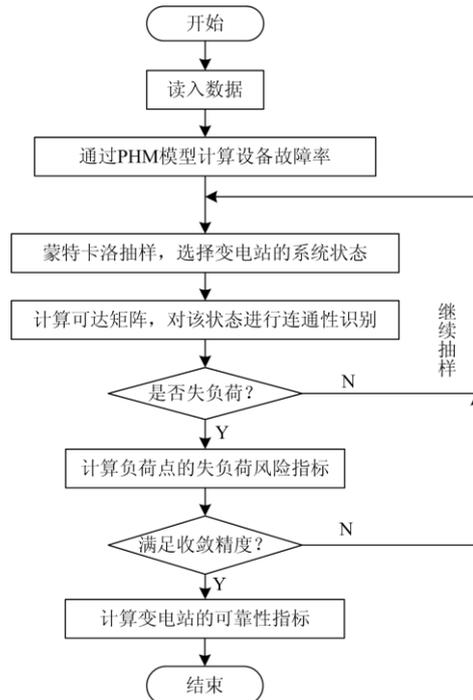


图 2 变电站风险评估流程图

Fig. 2 Flow chart of risk assessment for power substation

## 4 算例分析

### 4.1 主设备故障率分析

首先, 通过模糊综合评价计算设备状态。根据评分导则对当前状态下每个部件的因素变量进行打分, 按照表 3 得到当前评价矩阵  $\mathbf{R}$ , 然后根据总目标权重  $\boldsymbol{\Omega}$ , 计算其评分结果, 进一步根据评价集对设备状态进行定级。

以变压器为例，对其状态进行综合模糊评价。确定变压器因素集分别为概况 B1、本体 B2、套管 B3、分接开关 B4、冷却系统 B5、非电量保护 B6、在线监测装置 B7，根据各部件评分比重建立判断矩阵  $B$ ，如表 5 所示。

表 5 变压器因素集判断矩阵  $B$

Table 5 Judgment matrix  $B$  of transformer factor set

$B$	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7
B1	1	1/9	1/7	1/4	1/6	1/5	2
B2	9	1	2	3	3	3	9
B3	7	1/2	1	3	2	3	8
B4	4	1/3	1/3	1	1/3	1/2	4
B5	6	1/3	1/2	3	1	2	5
B6	5	1/3	1/3	2	1/2	1	4
B7	1/2	1/9	1/8	1/4	1/5	1/4	1

用层次分析法计算权重，特征向量为  $W = [0.031, 0.334, 0.246, 0.085, 0.164, 0.113, 0.027]^T$ ，得到最大特征值  $\lambda_{\max} = 7.178$ ；进行一致性检验得到  $C_1 = 0.0297$ ， $R_{C1} = 0.0225 < 0.1$ ，符合要求。

对变压器进行一级模糊综合评价，得到总目标权重  $\Omega = W = [0.031, 0.334, 0.246, 0.085, 0.164, 0.113, 0.027]^T$ ，各部件评价有正常、注意、异常、严重等四种结果，根据评价矩阵  $R$  (由实际情况生成)，并按照各状态的中位数集  $Q = [95, 85, 70, 30]$ ，计算变压器总目标评价向量  $C$ 。

$$R = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$C = \Omega \cdot R = [0.1440, 0.1910, 0.5800, 0.0850]$$

计算得到  $\tau = C \cdot Q^T = 73.065$ ，变压器为注意状态。

求出设备的状态等级后，按照表 3 中变量取值计算设备故障率。

根据文献[5]，对变压器温升老化的威布尔模型，用绝缘纸寿命代替变压器寿命，得到  $\eta = 7500$ ，通过文献[25]中给出的 6 台变压器数据，得到样本的极大似然函数，利用拟牛顿法求解待定参数，得到  $\beta = 6.265$ ， $a_1 = 2.646$ ， $a_2 = 1.568$ ，便可建立变压器的威布尔比例风险模型，如式(22)所示。

$$\lambda(t; X) = \frac{6.256}{7500} \left( \frac{t}{7500} \right)^{6.256-1} \times \exp(2.646X_1 + 1.568X_2) \quad (22)$$

对于断路器的威布尔分布模型<sup>[26]</sup>，设断路器的机械寿命为动作 10 000 次，令  $\eta = 10000$ ，通过极大似然估计得到参数  $\beta = 1.145$ ， $a_1 = 2.689$ ， $a_2 = 0.726$ ，便可建立断路器的威布尔比例风险模型，如式(23)所示。

$$\lambda(t_n; X) = \frac{1.145}{10000} \left( \frac{t_n}{10000} \right)^{1.145-1} \times \exp(2.689X_1 + 0.726X_2) \quad (23)$$

式中， $t_n$  为断路器已经执行操作的动作次数，用以表示断路器服役的时间。

根据求出的变压器和断路器的威布尔比例风险模型，在设备状态评价的基础上，按设备状态等级对协变量  $X_1$  进行取值；再根据天气条件对协变量  $X_2$  进行取值，结合设备的具体时刻  $t$  或动作次数  $t_n$ ，将数据代入公式便求得当前设备的故障率。进行对比不同条件下的主设备故障率，结果如表 6—表 9 所示。

表 6 不同时间与状态下的变压器故障率

Table 6 Failure rate of transformer at different time and in different states

		(次/年)			
服役时间 $t$ /天		2 000	2 500	3 000	3 500
变压器 (非恶劣天气)	正常	$1.13 \times 10^{-5}$	$3.65 \times 10^{-5}$	$9.52 \times 10^{-5}$	$2.14 \times 10^{-4}$
	注意	$1.59 \times 10^{-4}$	$5.14 \times 10^{-4}$	$1.3 \times 10^{-3}$	$3 \times 10^{-3}$
	异常	$2.24 \times 10^{-3}$	$7.3 \times 10^{-3}$	0.018 9	0.042 6
	严重	0.031 7	0.102 3	0.266 8	0.599 9

表 7 不同时间与状态下的断路器故障率

Table 7 Failure rate of current breaker at different time and in different states

		(次/年)			
服役时间 $t_n$ /次		500	1 000	1 500	2 000
断路器 (非恶劣天气)	正常	$1.1 \times 10^{-3}$	$1.2 \times 10^{-3}$	$1.3 \times 10^{-3}$	$1.3 \times 10^{-3}$
	注意	0.016	0.0178	0.018 8	0.018 8
	异常	0.236 4	0.2614	0.277 2	0.289
	严重	3.478 8	3.8466	4.079 5	4.253 3

表 8 不同天气条件下变压器故障率

Table 8 Failure rate of transformer under different weather conditions

		(次/年)				
天气条件		0	1	1.2	1.5	3
变压器 ( $t=3000$ 天)	正常	$9.52 \times 10^{-5}$	$4.5 \times 10^{-4}$	$6.25 \times 10^{-4}$	0.001	0.105
	异常	0.018 9	0.090 8	0.124 2	0.198 9	2.089 4

表 9 不同天气条件下断路器故障率

Table 9 Failure rate of current breaker under different weather conditions

天气条件		0	1	1.2	1.5	3
		(次/年)				
断路器	正常	$1.2 \times 10^{-3}$	$2.5 \times 10^{-3}$	$2.9 \times 10^{-3}$	$3.6 \times 10^{-3}$	0.0107
( $t_n=1\ 000$ 次)	异常	0.261 4	0.540 2	0.624 6	0.776 6	2.307 6

1) 由表 6 和表 7 可以看出: 当处于相同服役时间及天气条件的情况下, 处于不同状态下的设备故障率有较大差别, 设备处在严重和异常状态下的故障率显著高于注意和正常状态, 实践中处在严重状态的设备基本都会选择直接停运进行维修, 处在异常状态的会择机停运检修, 可见采用 PHM 模型能反映设备所处不同状态对故障率的影响。

2) 由表 8 和表 9 可以看出: 当设备在相同服役时间和设备状态条件下, 对比设备在天气条件为 0、1、1.2、1.5、3 下的故障率, 可见恶劣天气会增大设备的故障率, 说明模型能够反映不同天气条件对设备故障率的影响。

以上结果验证了设备比例风险模型考虑老化过程、设备状态及天气情况等三种因素的必要性。

#### 4.2 变电站短时风险评估

在实际变电站的风险评估中, 根据前面提出的理论方法及模型先得到设备的实时故障率, 再进行可靠性指标计算。

本文以 IEEE-RTS79<sup>[27]</sup>系统的变电站为测试对象, 计算设备在不同条件下的变电站风险, 变电站主接线图如图 3 所示。

选取 3 组不同条件下的设备故障率, 场景一(设备状态正常, 雷雨大风黄色预警, 天气系数 1.2)、场景二(设备状态异常, 雷雨大风黄色预警, 天气系数 1.2)、场景三(设备状态异常, 台风橙色预警, 天气系数 3)与恒定故障率结果对比, 变压器的修复时间统一取为 768 h/年, 断路器的修复时间统一取为 108 h/年, 如表 10 所示。

根据三种情况下的故障率计算变电站可靠性指标, 如表 11 所示。对比表中不同情况下的变电站主接线风险数据, 可见设备处于不同状态和气象环境时, 变电站主接线的风险大小有明显差距。当设备处于正常状态、天气条件良好的环境时, 变电站主接线的风险极低, 可以忽略不计; 而当设备状态差, 又处于恶劣天气时, 造成失负荷的概率极大, 变电站的风险也将呈指数增加。在传统的变电站风险评

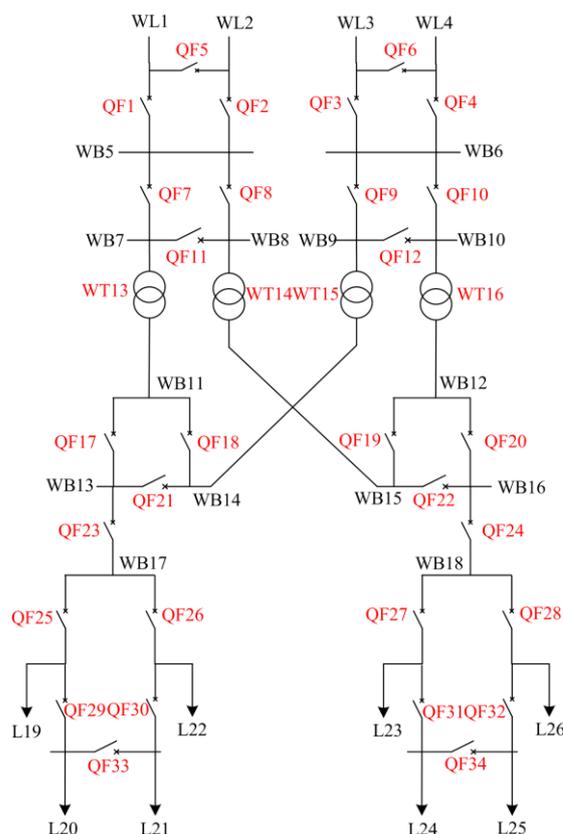


图 3 变电站主接线图

Fig. 3 Main electrical wiring of power substation

表 10 三种情况下的设备故障率

Table 10 Failure rate of power equipment under three conditions

三种场景	(次/年)			
	恒定 年均值	场景一 设备正常 天气系数 1.2	场景二 设备异常 天气系数 1.2	场景三 设备异常 天气系数 3
变压器 ( $t=3\ 000$ 天)	0.02	$6.25 \times 10^{-4}$	0.124 2	2.089 4
断路器 ( $t_n=1\ 000$ 次)	0.2	$2.8 \times 10^{-3}$	0.624 6	2.307 6

估中, 按照统一的故障率计算得到的变电站可靠性指标是恒定的; 而变电站的实际风险随着设备状态、天气条件的变化而变化, 通过时变故障率进行短时风险评估, 可以得到具体条件下的风险指标, 算例验证了短时风险评估的可行性与必要性。

## 5 结论

按年均故障率得到的长期可靠性指标, 不能反映具体条件下变电站系统所遭受风险大小。为此, 本文提出计及主设备时变状态的变电站短时风险评

表 11 三种情况下的变电站主接线风险

Table 11 Main electrical wiring risks of power substation under three conditions

负荷点		19	20	21	22	23	24	25	26	总计
负荷/MW		22.9	36.15	36.96	175	21.19	88.59	11.71	195	587.46
恒定故障率	$LOLP_i$	$2.1 \times 10^{-3}$	$2.16 \times 10^{-3}$	$2.20 \times 10^{-3}$	$2.20 \times 10^{-3}$	$2.96 \times 10^{-3}$	$2.96 \times 10^{-3}$	$23.03 \times 10^{-3}$	$3.01 \times 10^{-3}$	0.020 7
	$EDNS_i$	$4.96 \times 10^{-2}$	$7.83 \times 10^{-2}$	$8.12 \times 10^{-2}$	0.385	$6.28 \times 10^{-2}$	0.262	$3.55 \times 10^{-2}$	0.585	1.24
场景一	$LOLP_i$	$3.33 \times 10^{-5}$	$3.33 \times 10^{-5}$	$3.33 \times 10^{-5}$	$3.33 \times 10^{-5}$	$3.71 \times 10^{-5}$	$3.71 \times 10^{-5}$	$3.71 \times 10^{-5}$	$3.71 \times 10^{-5}$	$2.81 \times 10^{-4}$
	$EDNS_i$	$7.62 \times 10^{-4}$	$1.2 \times 10^{-3}$	$1.23 \times 10^{-3}$	$5.83 \times 10^{-3}$	$7.84 \times 10^{-4}$	$3.27 \times 10^{-3}$	$4.33 \times 10^{-4}$	$7.21 \times 10^{-3}$	0.020 7
场景二	$LOLP_i$	$8.33 \times 10^{-3}$	$8.42 \times 10^{-3}$	$8.44 \times 10^{-3}$	$8.35 \times 10^{-3}$	$8.06 \times 10^{-3}$	$8.1 \times 10^{-3}$	$8.11 \times 10^{-3}$	$8.04 \times 10^{-3}$	0.065 8
	$EDNS_i$	0.190 8	0.304 3	0.311 6	1.461 2	0.170 8	0.717 6	0.095	1.567 8	4.819 1
场景三	$LOLP_i$	0.035 2	0.036 8	0.036 5	0.035 7	0.050 3	0.051 7	0.051 4	0.050 1	0.3477
	$EDNS_i$	0.806 1	1.330 3	1.347 6	6.247 5	1.065 9	4.580 1	0.601 9	9.769 5	25.749

估方法,通过对设备故障率模型进行改进,考虑老化过程、设备状态、天气条件等因素影响,建立主设备的比例风险模型。在此基础上,得到具体条件下的设备时变故障率,对变电站进行可靠性指标计算,得到变电站的短时风险指标。算例分析验证了主设备比例风险模型考虑设备状态与天气因素的合理性,其对设备故障率的影响不可忽视;变电站在不同条件下的风险大小有明显差异,验证了短时风险评估的必要性。得到的评估结果有助于运维人员采取相应措施,提高变电站的运行可靠性水平。

本文提出的主设备比例风险模型为设备的时变故障率求解提供了新思路,并通过主接线连通性分析其对变电站失负荷风险的影响,暂时没有考虑设备状态恶化和气象环境限制对负载能力的影响。后续将根据设备、线路的动态负载容量限制,在其基础上进行可靠性指标计算,使评估结果更符合电网调控运行需求。

### 参考文献

- [1] 张立静, 盛戈峰, 江秀臣. 泛在电力物联网在变电站的应用分析与研究展望[J]. 高压电器, 2020, 56(9): 1-10.  
ZHANG Lijing, SHENG Gehao, JIANG Xiuchen. Application analysis and research prospects of ubiquitous power internet of things in substation[J]. High Voltage Apparatus, 2020, 56(9): 1-10.
- [2] 韩赛赛, 刘宝柱, 艾欣. 基于 MCMC 方法和油色谱数据的变压器动态故障率模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(15): 1-8.  
HAN Saisai, LIU Baozhu, AI Xin. Transformer dynamic failure rate model based on MCMC method and oil chromatographic data[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(15): 1-8.
- [3] 王春明, 朱永利. 基于 NSGA2 优化正则极限学习机的变压器油色谱故障诊断[J]. 高压电器, 2020, 56(9): 210-215.  
WANG Chunming, ZHU Yongli. Transformer oil chromatograph fault diagnosis based on regularized extreme learning machine optimized by NSGA2[J]. High Voltage Apparatus, 2020, 56(9): 210-215.
- [4] 郭创新, 王越, 王媚, 等. 表征内部潜伏性故障的变压器时变停运模型研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(1): 63-69.  
GUO Chuangxin, WANG Yue, WANG Mei, et al. Research on transformer time-varying outage model to characterize internal latent faults[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(1): 63-69.
- [5] 鹿鸣明, 王逸飞, 郭创新, 等. 一种基于 PHM 考虑老化和设备状态的油浸式变压器故障率模型[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(18): 66-71.  
LU Mingming, WANG Yifei, GUO Chuangxin, et al. A failure rate model of oil-immersed transformers based on PHM considering aging and equipment status[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(18): 66-71.
- [6] MITCHURECHART C, CHAITUSANEY S. Reliability evaluation of electrical substations under various failure modes[C] // 2013 IEEE 10th International Conference on Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, May 15-17, 2013, Krabi, Thailand: 1-6.
- [7] YOUSEFI H, MIRZAIE M, AMINIFAR F. Reliability assessment of HV substations equipped with fault current limiter considering changes of failure rate of components[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10(7): 1504-1509.
- [8] DENG H, WU X, DUAN D. Reliability evaluation in substations considering operating conditions and failure modes[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2012, 27(1): 309-316.
- [9] 李文沅. 电力系统风险评估模型、方法和应用[M]. 北京: 科学出版社, 2006.
- [10] VEGA M, SARMIENTO H G. Algorithm to evaluate substation reliability with cut and path sets[J]. IEEE

- Transactions on Industry Applications, 2008, 44(6): 1851-1858.
- [11] 张忠会, 谢义苗, 王卉. 图论在变电站风险评估中的应用[J]. 电测与仪表, 2015, 52(3): 112-116.  
ZHANG Zhonghui, XIE Yimiao, WANG Hui. Application of graph theory in risk assessment of substations[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2015, 52(3): 112-116.
- [12] COX D R. Regression models and life-tables[J]. Journal of the Royal Statistical Society: Series B (Methodological), 1972: 187-220.
- [13] 李泽宇, 王逸飞. 考虑在线监测信息的电力变压器时变停运模型[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(8): 63-68.  
LI Zeyu, WANG Yifei. Power transformer time-varying outage model considering online monitoring information[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(8): 63-68.
- [14] 南方电网公司. 南方电网运行安全风险量化评估技术规范: Q/CSG 11104002—2012[S]. 2012.
- [15] 谭贵生, 曹生现, 赵波, 等. 基于关联规则与变权重系数的变压器状态综合评估方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(1): 88-95.  
TAN Guisheng, CAO Shengxian, ZHAO Bo, et al. Comprehensive evaluation method of transformer status based on association rules and variable weight coefficients[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(1): 88-95.
- [16] 王海亮, 邓玲, 何奇, 等. 直觉模糊层次分析法下变压器状态的灰色模糊综合评判模型[J]. 高压电器, 2020, 56(9): 216-222.  
WANG Hailiang, DENG Ling, HE Qi, et al. Grey fuzzy comprehensive evaluation model of transformer state based on intuitionistic fuzzy analytic hierarchy process[J]. High Voltage Apparatus, 2020, 56(9): 216-222.
- [17] 杨春波, 陶青, 张健, 等. 基于综合健康指数的设备状态评估[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(10): 104-109.  
YANG Chunbo, TAO Qing, ZHANG Jian, et al. Equipment status assessment based on comprehensive health index[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(10): 104-109.
- [18] 国家电网公司. 主要输变电设备状态评价导则: Q/GDW171—2008[S]. 2008.
- [19] 南方电网公司. 设备状态评价与风险评估技术导则: S.00.00.05/Q100-0006-0912-8148—2010[S]. 2010.
- [20] 李宁, 王李管, 贾明涛. 基于层次分析法的矿井六大系统模糊综合评价[J]. 中南大学学报: 自然科学版, 2015, 46(2): 631-637.  
LI Ning, WANG Liguan, JIA Mingtao. Fuzzy comprehensive evaluation of six mine systems based on analytic hierarchy process[J]. Journal of Central South University: Natural Science Edition, 2015, 46(2): 631-637.
- [21] 许树柏. 实用决策方法: 层次分析法原理[M]. 天津: 天津大学出版社, 1988.
- [22] 张震, 于天彪, 梁宝珠, 等. 基于层次分析法与模糊综合评价的供应商评价研究[J]. 东北大学学报, 2006, 27(10): 1142-1145.  
ZHANG Zhen, YU Tianbiao, LIANG Baozhu, et al. Research on supplier evaluation based on AHP and fuzzy comprehensive evaluation[J]. Journal of Northeastern University, 2006, 27(10): 1142-1145.
- [23] XU Y, LIU J, FU Y. Fault-line selection and fault-type recognition in DC systems based on graph theory[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(3): 267-276. DOI: 2018, 3(3): 267-276.
- [24] 熊小伏, 王建, 袁峻, 等. 时空环境相依的电网故障模型及在电网可靠性评估中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(15): 28-35.  
XIONG Xiaofu, WANG Jian, YUAN Jun, et al. A power grid fault model dependent on time and space environment and its application in power grid reliability assessment[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(15): 28-35.
- [25] KARLSSON S. A review of lifetime assessment of transformers and the use of dissolved gas analysis[D]. The Royal Institute of Technology, 2006.
- [26] 穆艳, 王永兴, 邹积岩, 等. 基于威布尔分布的真空断路器可靠性分析[J]. 高压电器, 2020, 56(1): 30-35.  
MU Yan, WANG Yongxing, ZOU Jiyan, et al. Reliability analysis of vacuum circuit breakers based on Weibull distribution[J]. High Voltage Apparatus, 2020, 56(1): 30-35.
- [27] IEEE Subcommittee. IEEE reliability test system[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1979, PSA-98(6): 2047-2054.

收稿日期: 2020-09-02; 修回日期: 2020-11-12

作者简介:

张璞(1982—), 男, 博士, 研究方向为电网风险评估与气象灾害预警; E-mail: jump815@qq.com

张波(1995—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统保护与控制; E-mail: 695783197@qq.com

王建(1986—), 男, 博士(后), 副教授, 博士生导师, 研究方向为电网风险评估与气象灾害预警, 电力系统保护与控制. E-mail: wangrelay@foxmail.com

(编辑 姜新丽)