# 基于历史故障信息的配电网设备故障概率建模

王 辉<sup>1</sup>, 郝丽丽<sup>1</sup>, 黄 梅<sup>2</sup>, 张圣健<sup>2</sup>, 吉 字<sup>2</sup>, 陈 乾<sup>2</sup>, 方 鑫<sup>3</sup> (1. 南京工业大学 电气工程与控制科学学院, 江苏 南京 211816; 2. 南通供电公司, 江苏 南通 226006; 3. 南瑞集团有限公司(国网电力科学研究院有限公司), 江苏 南京 211106)

摘要:以架空裸导线和110 kV / 10 kV 油浸式变压器这2类10 kV 配电网的主要设备为研究对象,结合实际历史 故障记录信息对2类设备的故障进行机理分析,确定故障成因,并分析各主要因素对设备故障的影响。研究表 明,架空裸导线的故障主要与运行年限、负载率、环境温度、风速、降雨、雷击、鸟害和外部异物有关,110 kV / 10 kV 油浸式变压器的故障主要与运行年限、负载率、环境温度、降雨、鸟害及用户因素有关。基于威布尔分布对设 备老化失效进行拟合,基于泊松回归模型对导线过电压、空气间隙放电及过电流故障和变压器过电流故障进 行拟合。基于设备故障因素间的耦合关系分析,建立设备故障概率模型。以某实际配网历史故障数据为例 对所提方法进行验证,结果表明拟合故障概率能够反映真实故障概率的趋势,且误差较小。

关键词:配电网;10kV架空裸导线;110kV/10kV油浸式变压器;威布尔分布;泊松回归模型;设备故障概率模型

中图分类号:TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202003011

#### 0 引言

配电网是电力系统中联系电源与用户的重要环节。配电网网络结构复杂,设备种类多、数量大、分散广,运行方式多变,容易受到各种外部因素的影响,从而造成供电不足或中断。配电网故障对用户供电可靠性的影响很大,统计表明近80%的用户停电故障是由配电网故障引起的<sup>[1]</sup>。配电网故障概率 主要取决于系统各设备故障概率和设备间的拓扑联系。研究配电网设备运行安全状态或故障概率,不 但可以为系统的运行风险评估<sup>[2]</sup>提供支撑,而且可 以指导设备的在线预警或消缺,规避预警设备,安排 低风险运行方式,这些都可以有效减少配电网故障 次数,提高配电网供电可靠性。

配电网设备主要有电缆、架空裸导线、架空绝缘 导线、配电变压器、绝缘子、杆塔、开关柜等。由设备 历史故障统计数据可知,对于10kV配电网,架空裸 导线、110kV/10kV油浸式变压器(多为户外安装) 更易发生故障停运。当设备历史运行温度较高且在 高温下运行时间较长、雷击峰值电流过大、风速较

#### 收稿日期:2019-06-28;修回日期:2020-01-14

基金项目:国网江苏省电力有限公司科技项目(基于系统风险 评估的配电网故障恢复决策技术研究)(J2018110);江苏省 "六大人才高峰"项目(XNY-020);智能电网保护和运行控制 国家重点实验室资助项目

Project supported by the Science and Technology Project of State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd.(Research on Fault Recovery Decision Technology of Distribution Network based on System Risk Assessment)(J2018110), Six Talent Peaks Project in Jiangsu Province(XNY-020) and Project of State Key Laboratory of Smart Grid Protection and Control 快、降雨较大、鸟类活动频繁、外部异物较多或人为 干扰严重时会引发设备故障。文献[3]指出架空裸 导线老化失效的主要原因为导线抗拉强度损失,该 损失主要受制于导线的历史运行温度及在相应温度 下的运行时间。文献[4]认为油浸式变压器老化失 效的主要原因为绝缘纸机械强度损失,该损失受制 于绝缘系统中所有部件的历史运行温度及各温度下 的运行时间。此外,大多数文献已将威布尔分布广 泛应用于配电设备失效建模中。文献[5]认为雷击 峰值电流过大时架空裸导线易发生雷击故障,并采 用时域有限差分算法对架空裸导线雷电感应过电压 进行了实时计算。文献[6]提出了一种基于天气雷 达数据的强风雨天气下输电线路风偏放电预警方 法:文献[7]根据对架空导线的影响将天气状况分为 3个等级,再利用泊松回归分布进行架空导线故障 概率的评估。上述方法主要从单一的角度分析设备 故障成因,未能综合考虑多种环境和设备运行条件。

设备故障成因多样,需要通过聚合建立直观、有效的设备故障概率综合评估模型。文献[8]选取影响线路安全运行的雷击、风、冰害、鸟害、人为影响、 污闪进行模糊等级评估,然后结合真实线路的地理 信息形成矩阵,利用得到的矩阵计算线路的总故障 率。文献[9]以电气设备实际的运行状态为依据,以 相关的评价导则为标准,采用健康指数量化设备状 态的劣化程度,推算当前状态下的设备故障率。文 献[10]研究了设备历史运行温度及在相应温度下的 运行时间与油中溶解气体之间的关系,将油中溶解 气体分析信息作为表征潜伏性故障发展程度的特征 信息,建立估计故障率的多状态马尔可夫过程模型。 上述方法虽考虑了多种环境和设备运行条件对单个 设备造成的影响,然而在实际运行过程中,故障成因间的耦合作用是十分复杂的,设备故障机理性数据的获取也比较困难。

本文基于配电网历史故障统计数据、气象和地 理信息,针对易发生故障的配电网架空裸导线和户 外油浸式变压器,综合考虑运行年限、负载率、环境 温度、风速、降雨、雷击、鸟害和外部异物对架空裸导 线的影响,以及运行年限、负载率、环境温度、鸟害、 外部异物和用户因素对配电变压器的影响,通过泊 松回归模型构建线路和变压器的故障概率模型,在 数据有限的条件下,评估设备最大可能的故障概率, 并进一步讨论了配电网馈线的故障概率模型。

## 1 10 kV 架空裸导线故障概率建模

某省所辖10 kV 配电网连续5年的故障记录显示,10 kV 架空裸导线(以下简称导线)96.2%的故障 是由大风降雨(34.5%)、鸟害及外部异物(32.6%)、 雷击(17.9%)、自身老化(6.0%)和运行管理不当 (5.2%)引发的。因统计数据中的设备运行年限均 小于其使用寿命,所以自身老化导致故障的问题并 不十分突出,但它仍是设备故障的重要原因之一。 此外,通过分析其他几类故障的过程和机理可知,过 电压、空气间隙放电及过电流也是导线故障的重要 原因。

#### 1.1 导线老化失效的原因及模型

导线老化失效的主要原因为导线抗拉强度的损 失是一个逐渐积累且不可逆的过程<sup>[3]</sup>。一般导线越 长,抗拉强度的损失越大。导线运行温度会改变导 线长度,实验表明温度每增加1℃,100 m的导线就 会伸长约1.5 mm。导线运行温度主要取决于日照、 负载率、运行年限、环境温度和风速等运行条件,上 述运行条件可分为3种影响导线运行温度变化的因 素,即从外界环境吸收的热量、导线自身发热和向外 界环境散失的热量<sup>[11]</sup>,如图1所示。



#### 图1 影响单位长度导线运行温度的条件

Fig.1 Conditions that affect operating temperature of a unit length of conductor

# (1)从外界吸收的热量。

导线从外界吸收的热量通常以日照热量为主, 单位长度(1 km)导线所吸收的日照热量 q<sub>s</sub>(单位为 J)为<sup>[12]</sup>:

$$q_{\rm s} = \alpha_{\rm s} Q_{\rm s} D \sin \eta \tag{1}$$

其中, $\alpha_s$ 为导线对日照的吸收率,架空裸导线的 $\alpha_s$ 一般不随运行年限变化,此处设为常值; $\eta$ 为日照方向 与导线的夹角(单位为°),为了得到设备最大故障概 率,考虑较恶劣日照环境,取 $\eta=90^\circ$ ;D为导线直径 (单位为m); $Q_s$ 为导线在计及直射和漫射情况下获 得的日照热量(单位为J),IEEE给出的全年最大日 照日正午12:00的 $Q_s$ 的计算式如式(2)所示。

$$\begin{split} Q_s &= -3.924\ 14 + 5.927\ 62\ H_s - 0.178\ 56\ H_s^2 + \\ & 0.003\ 223\ H_s^3 - 3.354\ 9 \times 10^{-5}\ H_s^4 + \\ & 1.080\ 527 \times 10^{-6}\ H_s^5 - 3.786\ 8 \times 10^{-8}\ H_s^6 \quad (2) \\ H_s &= 35.920\ 1 + 5.106\ 109\ \varphi - 0.404\ 936\ \varphi^2 + \\ & 0.016\ 444\ \varphi^3 - 3.543 \times 10^{-4}\ \varphi^4 + \end{split}$$

$$3.7704 \times 10^{-6} \varphi^5 - 1.5636 \times 10^{-8} \varphi^6 \qquad (3)$$

其中, $H_s$ 为太阳高度角(单位为°); $\varphi$ 为导线所处纬 度(单位为°)。由式(2)、(3)可知 $Q_s$ 只与 $\varphi$ 有关,省 级范围内导线纬度差异不大,因此,省级电网内相同 型号单位长度导线从外界吸收的热量可设为常数。

#### (2)导线产生的热量。

在温度允许范围内,IEEE标准中将导线产生的 热量 $q_1$ (单位为J)近似为焦耳热<sup>[12]</sup>。由欧姆定律可 知,该热量随电阻和运行电流的增加而增加<sup>[13]</sup>,运行 年限的增加会引起导线电阻增加,而运行电流受制 于负载率。额定电压 $U_e$ 下 $q_1$ 可表示为:

$$q_{1} = \left(\frac{K_{1}P_{\max}}{\sqrt{3} U_{e} \cos\zeta}\right)^{2} R_{e}$$
(4)

其中, $K_1$ 为负载率; $P_{max}$ 为导线最大运行功率(单位为 W); $\zeta$ 为功率因数角; $R_a$ 为导线电阻(单位为  $\Omega$ ),其 值与运行年限有关,可通过测量得到。

(3)向外界散失的热量。

导线散热方式主要有辐射散热和对流散热。辐射散热仅占总散热量的一小部分,本文忽略该方式的散热影响。对流散热方式下损失的热量 $q_e$ (单位为J)与外界环境温度 $T(单位为 \mathbb{C})$ 、风速 $v_i$ (单位为m/s)、导线表面脏污和风向有关<sup>[14]</sup>,其是导线主要的散热方式。此外设导线表面脏污及检修对 $q_e$ 的修正为 $\rho$ ,为计算最大故障概率,设风向与导线垂直,则 $q_e$ 的表达式为<sup>[12]</sup>:

$$\begin{cases} q_{c} = \max \{X, Y\} \\ X = 0.753 \rho \left(\frac{D\rho_{f} v_{f}}{\mu_{f}}\right)^{0.6} \lambda_{f} (\theta_{1} - T) \\ Y = \rho \left[ 1.01 + 1.351 \left(\frac{D\rho_{f} v_{f}}{\mu_{f}}\right)^{0.52} \right] \lambda_{f} (\theta_{1} - T) \end{cases}$$
(5)

其中, $\rho_{f}$ 为空气密度(单位为kg/m<sup>3</sup>), $\mu_{f}$ 为空气粘滞 系数, $\lambda_{f}$ 为空气的热传导率,这3个参数的的具体表 达式见附录A中的式(A1)—(A3); $\theta_1$ 为导线自身运行温度(单位为℃)。

(4)单位长度导线运行温度。

按照IEEE标准,单位长度导线运行温度 $\theta_1$ 可表示为:

$$\theta_1 = \int \frac{1}{MC_p} \left( q_s + q_1 - q_c \right) \mathrm{d}t \tag{6}$$

其中, $C_p$ 为导线的比热容(单位为J/(kg· $\mathbb{C}$ ));M为 导线的质量(单位为kg)。

导线抗拉强度与运行温度有关,文献[3]中给出 了两者之间的经验公式:

$$W = W_{a} \left\{ 1 - \exp \left\{ - \exp \left[ A_{1} + (B_{1}/\theta_{1}) \ln t + C_{1}/\theta_{1} + D_{1} \ln (R_{1}/80) \right] \right\} \right\}$$
(7)

其中,W为单位长度导线抗拉强度损失百分比; $W_a$ 为完全退火状况下导线抗拉强度损失百分比;t为导线在温度 $\theta_1$ 下的持续运行时间; $A_1$ 、 $B_1$ 、 $C_1$ 、 $D_1$ 和 $R_1$ 为与导线材料属性相关的常数。

可通过估算导线抗拉强度损失来近似得到导线的寿命,当W达到最大值 $W_{max}$ 时,则认为导线寿命终止。当导线在某一恒定温度 $\theta_{H_0}$ 运行,使得 $W=W_{max}$ 时,可将式(7)中的t等效为期望寿命 $T_1$ ,则式(7)可改写为:

$$T_{1} = \exp\left\{\frac{1}{B_{1}}\left[\ln\left(\ln\frac{1}{1 - W_{max}/W_{a}}\right) - A_{1} - D_{1}\ln\frac{R_{1}}{80}\right]\theta_{H_{0}} - \frac{C_{1}}{B_{1}}\right\}$$
(8)

但导线并不是一直运行在 $\theta_{H_0}$ 下,需要将波动的 导线运行温度曲线对应的运行时间折算为 $\theta_{H_0}$ 下的 等效运行时间。可按导线运行温度划分n个小区 间,每个小区间内导线的运行温度 $\theta_{I_1}$ 恒定, $t_{I_1}$ 为导线 在 $\theta_{I_1}$ 温度下的运行时间,累加可得到等效运行时 间<sup>[4]</sup>,则导线在不同运行温度下的运行时间可折算 至 $\theta_{H_0}$ 下的等效运行时间 $T_{eq}$ ,如式(9)所示。

$$T_{\rm eq} = \sum_{i=1}^{n} t_{\rm l_i} \exp\left\{\frac{1}{B_{\rm l}} \left[ \ln\left(\ln\frac{1}{1 - W_{\rm max}}/W_{\rm a}\right) - A_{\rm l} - D_{\rm l} \ln\frac{R_{\rm l}}{80} \right] (\theta_{\rm H_0} - \theta_{\rm l_i}) \right\}$$
(9)

威布尔分布充分契合浴盆曲线变化趋势,已广 泛应用于配电设备的失效建模中,基于威布尔分布 并计及运行温度的影响,建立导线老化故障概率模 型为:

$$P_{\rm L_0} = L_1 \frac{\beta_1}{T_1} \left( \frac{T_{\rm eq}}{T_1} \right)^{\beta_1 - 1}$$
(10)

其中,*L*<sub>1</sub>为导线长度系数;*β*<sub>1</sub>为形状参数,可通过导 线老化导致故障的历史数据拟合得到。

#### 1.2 导线过电压故障的原因及模型

导线过电压故障主要由雷击造成,雷击发生的 方式主要有直击雷与感应雷。因树木、建筑物的屏 蔽,10kV线路一般很少发生直击雷,据统计,由感应 雷引起的故障占雷击故障的90%以上。故本文主 要考虑因雷击线路附近的大地或建筑物,在导线上 产生雷电感应过电压<sup>[15]</sup>引起的故障。

10 kV 架空裸导线雷击模型如图 2 所示。为计 算导线的最大故障概率,利用 IEEE 简化的 Rusck 经 典公式<sup>[16]</sup>可得导线感应过电压峰值为:

$$U = \frac{38.8 I_0 h}{S}$$
(11)

其中,U为感应过电压峰值(单位为kV);h为导线高度,一般为5~15 m; $I_0$ 为雷电峰值电流(单位为kA); S为雷击点距导线的垂直距离(单位为m)。如图2所示,定义 $S_{min}$ 为直击雷吸引距离,当 $S > S_{min}$ 时,雷电才不会被导线吸引变成直击雷, $S_{min}$ 的计算公式为<sup>[17]</sup>:

$$S_{\min}^2 = (10 I_0^{0.65})^2 - \{ [3.6 + 1.7 \ln(43 - h)] I_0^{0.65} - h \} (12)$$



图 2 10 kV 架空裸导线雷击模型 Fig.2 Lightning strike model of 10 kV overhead bare conductor

一般导线高度取为10m,则其最大感应过电压 峰值为:

$$U_{\max}\Big|_{I_0,h=10} = \frac{388 I_0}{\sqrt{27.75 I_0^{1.3} + 170 I_0^{0.65} - 100}} \quad (13)$$

10 kV 导线一般不装设避雷线,如不考虑其他避 雷器的作用,线路主要靠提高绝缘子耐压水平防雷。 常用的绝缘子型号及其临界击穿电压 U<sub>50%</sub> 见附录 A 中的表 A1。

如果U<sub>max|I<sub>0</sub>,h</sub> < U<sub>50%</sub>,则雷击故障概率为0;反之, 则可能因雷击发生故障。在雷击发生时雷电峰值电 流出现的概率为<sup>[18]</sup>:

$$P(I_0) = \frac{1}{1 + (I_0/31)^{2.6}}$$
(14)

由式(13)可知,感应过电压峰值的大小取决于 *I*<sub>0</sub>,故*P*(*I*<sub>0</sub>)可以表征感应雷对线路影响的频度,用其 作为雷击影响等级*L*的划分标准,如式(15)所示。

$$L = k_1 \rho_c \left[ P(I_0) \right]^{-b_1}$$
(15)

其中,k<sub>1</sub>、b<sub>1</sub>为通过历史故障数据及相关绝缘子性能 拟合得到的无量纲系数;p<sub>e</sub>为检修对绝缘子抗雷性 能的影响,其值可通过历史检修计划对雷击故障概 率的影响拟合得到。

泊松回归模型是描述变量独立且离散型分布, 确定2种或以上变量间定量关系的一种统计模型, 常用于计数资料和列联表建模。此外,泊松回归模 型满足指数形式的建模,且常应用于因变量为有限 范围的非负整数情况。直观而言,在配电系统中发 生的故障是一个计数过程<sup>[7]</sup>,通过统计雷击影响等 级与雷击故障概率之间的关系,发现两者基本满足 指数形式的分布,因此本文依据泊松回归模型构建 雷击故障概率为:

$$P_{\rm L1} = m_1 \exp\left(n_1 L\right) \tag{16}$$

其中,*m*<sub>1</sub>、*n*<sub>1</sub>为通过历史故障数据拟合得到的无量纲 系数。

#### 1.3 导线空气间隙放电故障的原因及模型

风、雨引起的导线故障原因示意图见图3。当 导线间的电压大于它们的空气间隙击穿电压时,会 发生导线空气间隙放电,空气间隙击穿电压与电场 分布、间隙距离、电压种类及空气状态等有关。风速 和降雨都会影响空气间隙击穿电压,在强风作用下, 导线沿风向会出现一定的位移和偏转,风速和风偏 角大致呈线性关系,风速等级v的判定见附录A中的 表A2。在降雨条件下,导线空气间隙中存在雨滴, 雨滴内部场强较低、外部场强较高,这种畸变增强了 导线附近的局部电场。而局部电场的增强会使空间 中因碰撞电离产生的电子数目相应增多,从而有利 于流注(导线空气间隙的导电通路)的形成;局部电 场的增强还会加快电子和正、负离子的运动速度,从 而进一步加快流注的形成<sup>[19]</sup>。其次,如图3所示,在 降雨强度较大时,间隙中雨滴数目较多,大雨滴所占 的比重也较大,雨滴表面由于吸附作用将积聚更多 的带电粒子,其表面附近的电场畸变将更加严重,更 有利于放电。随着降雨强度的增大,降雨强度对空 气间隙击穿电压的影响程度逐渐减小直至无影



#### 图 3 风、雨引起的导线故障原因示意图

Fig.3 Schematic diagram of causes of conductor failure caused by wind and rain

响<sup>[20]</sup>。降雨强度等级 $Q_y$ 的判定见附录A中的表A3。

此外雨水电导率γ、环境温度*T*在一定程度上也 会影响空气间隙击穿电压*U*<sub>b</sub>,具体分析如下。

(1) $\gamma$ 主要取决于空气污染程度,当污染在正常 范围内时, $\gamma$ 的变化不会太大,取值一般在10~600  $\mu$ S/cm内,此时 $U_b$ 较大,不易发生放电,但当污染 程度超出正常范围时, $\gamma$ 将逐步增加。当600 $\mu$ S/cm</br>  $\gamma < 1500 \mu$ S/cm时, $\gamma 与 U_b$ 之间大致呈线性关系;当  $\gamma > 1500 \mu$ S/cm时, $U_b$ 较小且趋于稳定。一般情况

下, $\gamma$ 处于正常范围内,不足以改变 $U_b$ ,故可以忽略

不计。

(2) $U_b$ 随环境温度*T*的增加而增加,当*T*>22 ℃ 或*T*<11 ℃时,*T*对 $U_b$ 的影响可以忽略不计;当11 ℃< *T*≤22 ℃时,*T*与 $U_b$ 大致呈线性关系<sup>[19]</sup>。

综上所述,风速和降雨强度等级对导线空气间 隙放电故障的影响等级为*h*(*v*, *Q*,,*T*)。

$$h(v, Q_{y}, T) = \begin{cases} \sigma_{v} \sum_{j=1}^{2} \Lambda_{vj} \sin \left( N_{vj} Q_{y} + M_{vj} \right) \\ T < 11 \ ^{\circ} \mathrm{C}, T > 22 \ ^{\circ} \mathrm{C} \\ (0.12 \ T - 1.2) \sigma_{v} \sum_{j=1}^{2} \Lambda_{vj} \sin \left( N_{vj} Q_{y} + M_{vj} \right) \\ 11 \ ^{\circ} \mathrm{C} \leq T \leq 22 \ ^{\circ} \mathrm{C} \end{cases}$$

$$(17)$$

其中, $\sigma_v$ 为风速对导线放电故障的影响等级; $\Lambda_{ij}$ 、  $N_{ij}$ 、 $M_{ij}$ 为风速等级v下通过历史故障统计数据拟合 得到的第j个无量纲系数。由于风雨影响等级与导 线空气间隙放电故障概率的历史统计结果满足指数 分布,依据泊松回归模型构建风雨引起导线故障的 概率为:

$$P_{12} = m_2 \exp(n_2 h(v, Q_y, T))$$
(18)

其中,*m*<sub>2</sub>、*n*<sub>2</sub>为通过历史故障数据拟合得到的无量纲 系数。

## 1.4 导线过电流故障的原因及模型

鸟类身体撞线、鸟窝搭建、鸟粪闪络均易造成过 电流,此类鸟害引起的故障多与鸟类活动规律有关, 某省鸟害引起的导线故障总数与月份的关系见附录 A中的图 A1,由图可知鸟害引发的故障与季节(或 月份)密切相关。外部异物(漂浮物)触碰导线易引 起导线过电流。漂浮物引发的导线故障与月平均风 速有关,某省月平均风速与故障总数的关系见附录 A中的图 A2,由图可知外部异物引起的故障也与月 份有关。鸟害、外部异物引发导线过电流的影响等 级*F*(*x*)、*Y*(*x*)分别如式(19)、(20)所示。

$$F(x) = \sum_{j=1}^{4} \Lambda_{\gamma_j} \sin(N_{\gamma_j} x + M_{\gamma_j})$$
(19)

$$Y(x) = \sum_{j=1}^{4} \Lambda_{s_j} \sin(N_{s_j} x + M_{s_j})$$
(20)

其中,x为月份; $\Lambda_{\eta}$ 、 $\Lambda_{s\eta}$ 、 $N_{\eta}$ 、 $N_{s\eta}$ 、 $M_{s\eta}$ 、 $M_{s\eta}$ 为通过历史故 障数据拟合得到的无量纲系数。

由于月份与导线过电流故障概率的历史统计结 果满足指数分布,依据泊松回归模型构建鸟害及外 部异物导致故障的概率模型为:

 $P_{L3} = m_3 \exp(n_3 F(x)) + m_4 \exp(n_4 Y(x))$  (21) 其中, $m_3 \ m_4 \ n_3 \ n_4$ 为通过历史故障数据拟合得到的 无量纲系数。

#### 1.5 导线故障概率模型

由 1.1—1.4 节的分析可知,上述造成导线故障 的因素基本是彼此独立的,因此,建立导线故障概率 模型为:

$$P_{\rm L} = 1 - \prod_{j=0}^{3} (1 - P_{\rm Lj})$$
(22)

# 2 110 kV / 10 kV 油浸式变压器故障原因

某省所辖10 kV 配电网连续5年的故障记录显示,110 kV / 10 kV 油浸式变压器(第2、3节中简称变压器)95.9%的故障是由用户因素(59.2%)、自身老化(20.5%)、鸟害及外部异物(11.0%)、降雨(2.9%)和运行管理不当(2.3%)引发的。通过分析故障发生的过程和机理,可知变压器故障的根本原因为自身老化和过电流。

#### 2.1 变压器老化失效的原因及模型

变压器老化失效是一个逐渐积累且不可逆的过程,主要取决于其历史运行温度及在各温度下的运行时长。造成变压器老化失效的根本原因是绝缘纸寿命的损失,绝缘系统中的放电故障将会对绝缘纸的寿命产生影响,绝缘油受热分解导致放电,对绝缘纸产生冲击,加之绝缘纸自身的受热分解使得其寿命进一步损失,致使其绝缘性能下降,导致放电。绝缘纸寿命与变压器绝缘系统中的最高温度(热点温度)之间服从Arrhenius定理,热点温度θ<sub>H</sub>的计算公式如式(23)所示<sup>[4]</sup>。

$$\theta_{\rm H} = \Delta \theta_{\rm H} + \Delta \theta_{\rm TO} + \frac{T}{1 + \tau_{\rm TO} s}$$
(23)

$$\Delta \theta_{\rm H} = K_{\rm t} \frac{\Delta \theta_{\rm H,R} K_{\rm t}^{2m}}{1 + \tau_{\rm w} s} \tag{24}$$

$$\Delta\theta_{\rm TO} = K_{\rm t} \Delta\theta_{\rm TO, R} \left(\frac{K^2 R_{\rm t} + 1}{R_{\rm t} + 1}\right)^n \frac{1}{1 + \tau_{\rm TO} s} \qquad (25)$$

其中, $\theta_{\rm H}$ 为绕组热点温度(单位为℃); $\Delta\theta_{\rm H}$ 为热点温 度相对顶部油温的温升(单位为℃); $K_{\rm I}$ 为变压器负 载率; $\Delta\theta_{\rm H,R}$ 为额定负荷下的热点温升(单位为℃);  $\Delta\theta_{\rm TO}$ 为顶部油相对环境温度的温升(单位为℃);  $\Delta\theta_{\rm TO,R}$ 为额定负荷下的顶油温升(单位为℃); $R_{\rm I}$ 为变 压器额定负荷损耗对空载损耗之比; $\tau_{\rm TO}$ 为变压器油 时间常数(单位为h); $\tau_{\rm w}$ 为变压器绕组时间常数(单 位为h);m和n为取决于变压器冷却方式的经验 常数。

类似于导线在不同运行温度下等效运行时间的 计算,变压器在不同温度下的运行时间可折算至基 准热点温度运行下的等效运行时间*T*<sub>e</sub>:

$$T_{e} = \sum_{i=1}^{6} t_{i} \exp\left(\frac{B_{i}}{\theta_{0} + 273} - \frac{B_{i}}{\theta_{Hi} + 273}\right)$$
(26)

其中,G为运行寿命划分区间总数; $\theta_{Hi}$ 为变压器服役时间内实际运行温度(单位为 $\mathbb{C}$ ); $t_i$ 为变压器在温度 $\theta_{Hi}$ 下的运行时间(单位为h); $\theta_0$ 为基准热点温度(单位为 $\mathbb{C}$ ); $B_i$ 为实验测得的经验常数。

可通过估算绝缘纸的等效寿命 $T_1$ 来近似变压器的寿命,由Arrhenius定理可估算绝缘纸的等效寿命 $T_1$ 为:

$$T_{t} = C_{t} \exp\left(\frac{B_{t}}{\theta_{H} + 273}\right)$$
(27)

其中,C,为实验测得的经验常数。

基于威布尔分布,在计及运行温度的影响下,建 立变压器老化失效概率模型为:

$$P_{\rm T0} = \frac{\beta_{\rm t}}{T_{\rm t}} \left(\frac{T_{\rm e}}{T_{\rm t}}\right)^{\beta_{\rm t}-1}$$
(28)

其中,β,为形状参数,可通过数据拟合得到。

#### 2.2 变压器过电流故障的原因及模型

变压器过电流的原因主要有短路、受潮及用户 因素等。引起短路故障的主要原因有鸟害和外部异 物,由1.4节可知,鸟害与外部异物引起的故障与月 份有关。变压器套管常年放置在户外,日晒雨淋,且 变压器短路后会对套管产生冲击,加剧了套管的裂 纹产生,在降雨频发的天气会造成套管吸收水分,致 使套管导电性提高从而引起故障。降雨也与季节有 关,将鸟害、外部异物和降雨产生的影响转变为月份 对变压器的影响,并用z<sub>1</sub>进行等级评估,如式(29) 所示。

$$z_1 = \sum_{j=1}^{2} \Lambda_{9j} \sin \left( N_{9j} x + M_{9j} \right)$$
(29)

其中, $\Lambda_{y}$ 、 $N_{y}$ 、 $M_{y}$ 为通过历史故障数据拟合得到的无量纲系数。

根据统计数据,用户因素引起的故障数与季节、时间段之间的关系见附录A中的图A3。由图可见, 白天工作时间故障概率高,且夏季高于其他季节,呈 现周期性和季节性,判断其大多是由负荷增大引起 的过电流故障。不同季节、不同时间段对变压器的 影响等级z,如式(30)所示。

$$z_2 = \frac{N_j}{N_{\text{total}}} \times 100 \,\% \tag{30}$$

其中,N<sub>i</sub>为历史故障数据中某天第j个时间段发生的

故障总数;N<sub>total</sub>为历史上相同日发生的故障总数。

不同运行年限的变压器抗冲击的能力有所不同,且受潮与设备运行年限有关,可用变压器老化故障概率来表示变压器的抗冲击能力,此外月份、时间段与变压器过电流故障的历史故障统计结果满足指数分布,依据泊松回归模型构建变压器过电流故障概率的模型为:

$$P_{\rm T1} = m_5 P_{\rm T0} \exp\left(n_5 z_1\right) \tag{31}$$

$$P_{\rm T2} = m_6 \exp\left(n_6 z_2\right) + b_2 \tag{32}$$

其中,P<sub>T1</sub>为短路受潮引起的过电流故障概率;P<sub>T2</sub>为 用户因素引起的过电流故障概率;P<sub>T0</sub>为变压器老化 故障概率;m<sub>5</sub>、m<sub>6</sub>、n<sub>5</sub>、n<sub>6</sub>、b<sub>2</sub>为通过历史故障数据拟合 得到的无量纲系数。

#### 2.3 变压器故障概率模型

由 2.1、2.2 节分析可知,上述造成变压器故障的 因素基本是彼此独立的,因此,变压器故障概率模型 建立如下:

$$P_{\rm T} = 1 - \prod_{i=0}^{2} \left( 1 - P_{\rm Ti} \right) \tag{33}$$

#### 3 算例

选取某配电网2013—2017年10kV架空裸导线 及油浸式变压器历史故障数据作为拟合与校验样 本。随机选取1/2的历史故障数据作为模型拟合样 本,另外1/2的历史数据作为校验样本。

#### 3.1 导线故障概率分析

本文利用最小二乘法对本文提出的导线故障模 型进行参数估计,得到导线参数见附录B中的表 B1。为反映拟合方法的优劣,引入一元多次模型与 本文所提方法同时进行拟合计算,将得到的拟合故 障概率与真实故障概率进行对比,结果如图4所示。 其中,真实故障概率可由历史记录中设备发生该类 故障的次数除以相同运行条件下该类设备总数计算 得到;拟合故障概率由设备各类故障概率模型在相 应运行条件下计算得到。由图可知,采用一元多次 模型拟合故障概率,拟合值不能很好地跟随真实故 障概率且误差较大,故本文采用的拟合方案较优。 图5为当环境温度大于22℃时,风速与降雨对空气 间隙放电故障概率的影响。

(1)导线老化失效故障概率分析。

导线运行温度一般在 50~85 ℃,为单独考察导 线投运年限对其故障概率的影响,设导线恒定运行 于 80 ℃,此温度条件下导线大约可运行 10年,将实 际不同运行温度下的导线运行时间折算至 80 ℃下的 等效运行时间,观察导线等效运行时间在 0~4000 d 的故障概率变化情况,如图 4(a)所示。因设备老化 是逐渐积累且不可逆的过程,因此图中真实故障概 率和拟合故障概率均随导线运行时间的增加而增



图4 10 kV 配电导线真实与拟合故障概率对比

Fig.4 Comparison of true and fitting fault probability of 10 kV distribution conductor



图 5 风速与降雨对空气间隙放电故障概率的影响 Fig.5 Influence of wind speed and rainfall on probability of air gap discharge failure

加;拟合故障概率曲线和真实概率曲线非常接近,较 好地反映了导线真实的故障情况;由于是针对较恶 劣的导线运行情况进行拟合计算,故拟合值整体比 真实值略高,尤其是在运行10年后,拟合值的误差 缓慢增加,这是由拟合过程中每个时段所计及的较 恶劣情况对导线的累积影响导致的;观察故障概率 曲线可知,导线在运行的前7年,故障概率随时间的 变化较小,而随着投运时间的增加,其故障概率随时 间的增加越来越快,这说明设备在投运一定年限后 应提高巡检的频率,以确保设备运行安全。

(2)导线过电压故障概率分析。

雷电峰值电流大于 240 kA的概率较小,而小于 55 kA时,不会发生过电压故障,故主要考虑 55~ 240 kA的雷电峰值电流。由图4(b)可知,真实故障 概率和拟合故障概率均随着雷电峰值电流的增加而 增加,拟合故障概率曲线较好地反映了导线真实的 故障情况;由于拟合计算是在各雷电峰值电流下认 为导线处于较恶劣的运行条件时进行的,故拟合值 整体比真实值略高,当雷电峰值电流为150~180 kA 时,误差较为明显,这是因为该范围下的雷电峰值电 流有可能使邻近杆塔上的导线也出现过电压故障, 为了反映导线较恶劣运行情况,将邻近杆塔上的导 线也计入拟合故障计算,造成了一定误差。

(3)导线间隙放电故障概率分析。

导线正常运行环境温度范围在-10~40℃,当环 境温度在11℃以下时,发生空隙间隙放电故障的概 率很低,故主要考虑环境温度大于11℃的情况。如 图4(c)所示,此时真实故障概率随环境温度的上升 而增加,且拟合故障概率与真实值误差越来越小,这 是因为环境温度升高导致空气间隙击穿电压降低, 导线更易发生故障,更加接近较为恶劣的导线运行 情况;当环境温度大于22℃时,此时环境温度的上升 将不会对空气间隙放电故障产生影响,应主要考虑 风速与降雨对空气间隙放电故障的影响,如图5所 示,当风速等级一定、降雨强度等级在0-4时,真实 故障概率随着降雨等级的增加而增加,当降雨强度 大于4时,其对导线间隙放电故障的影响逐渐减小 直至无影响;由于风速在该类故障中占主导地位,故 随着风速等级的增加,降雨强度等级的增加对导线 间隙放电故障的影响逐渐减小。随着风速与降雨强 度等级的上升,导线运行条件越来越恶劣,图中拟合 故障概率与真实值间的误差逐渐减小,这也说明了 本文所提方法对设备故障概率的评估有指导意义。

(4)导线过电流故障概率分析。

如图4(d)所示,导线过电流真实故障概率和拟 合得到的故障概率均随月份变化,且春夏季的故障 概率远高于秋冬季节。春夏两季过电流故障多为鸟 害与外部异物引起,而鸟害与外部异物引起过电流 的随机性较大,故春夏季的拟合过电流故障概率较 真实值存在较大误差。

(5)导线整体故障概率。

本文故障概率计算方法记为方案1,使用设备 运行状态等级(好、中、差)作为变量值的泊松回归模 型计算得到故障概率记为方案2,进一步检验本文 所建设备故障概率模型的效果。从某10kV配电网 2013—2017年设备故障数据中分别任意选出10个 架空裸导线故障场景,如附录B中的表B2所示。分 别用2种方案计算导线的故障概率,并将计算结果 与真实故障率进行对比,结果如图6所示。







## 3.2 变压器故障概率分析

利用最小二乘法对本文提出的变压器故障模型 进行参数估计,得到变压器参数见附录B中的表 B3,通过计算得到变压器的拟合故障概率、真实故 障概率的对比如图7所示。



图 7 110 kV / 10 kV 变压器真实与拟合故障概率对比 Fig.7 Comparison of true and fitted fault probability

of 110 kV / 10 kV transformer

(1)变压器老化、过电流故障概率分析。

变压器的运行温度一般为80~140℃,110℃时 变压器可运行约20年,将变压器实际不同运行温度 下的运行时间折算至110℃的等效运行时间,观察 变压器等效运行时间在0~6500 d的故障概率变化 情况,如图7(a)所示。变压器老化失效真实故障概 率变化趋势,拟合故障概率误差变化的原因与导线 老化类似。如图7(b)所示,短路、受潮引起的过电 流真实故障概率和拟合故障概率均随月份变化,且 春夏季的故障概率远高于秋冬季节。春夏两季短路 引起的过电流故障多因为鸟害与外部异物,受潮引 起的过电流故障多因为降雨较为频繁,而鸟害、外部 异物及降雨引起过电流的随机性较大,故春夏季的 拟合过电流故障概率较真实值存在较大误差。图7 (c)选择的是夏季故障数据样本,用户因素引起的过 电流真实故障概率和拟合得到的故障概率均随时间 变化,拟合故障概率曲线较好地反映了变压器的真 实故障情况,且拟合值整体比真实值略高。从图中 可知,早中晚、日气温最高峰及晚间休息时的真实故 障概率较高,此期间多为用电量较高时段,用户因素 引起的过电流故障与用户生活习惯关系较为密切; 而用户因素引起过电流的随机性较大,故各个时段 都会出现一定误差。

(2)变压器整体故障概率。

从某10kV配电网2013—2017年设备故障数据 中分别任意选出10种油浸式变压器故障场景,如附 录 B 中的表 B3 所示。分别用 3.1 节中所述的 2 种方 案计算变压器的故障概率,并分别与真实故障率进 行对比,结果如图 8 所示。



图8 变压器故障概率真实值与计算值的对比



## 4 结语

本文通过分析 10 kV 架空裸导线及 110 kV / 10 kV 油浸式变压器故障发生的过程和机理,结合实际的历史故障数据,找出导致设备故障的主要因素,并对各因素之间的关系进行梳理。基于此,建立了 10 kV 架空裸导线及 110 kV / 10 kV 油浸式变压器的故障概率模型。算例分析证明了概率模型的有效性和合理性,可以为系统运行风险评估和检修计划的制定提供参考依据。本文所提各运行条件影响等级划分表达式及故障概率模型拟合中涉及大量的无量纲系数,如何进一步更加精确地拟合无量纲系数及优化等级划分是后续待研究的问题。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

#### 参考文献:

- 赵会茹,李娜娜,郭森,等. 配电网设备故障停电风险实时评估
   [J]. 电力自动化设备,2014,34(11):89-94.
   ZHAO Huiru,LI Nana,GUO Sen, et al. Real-time risk assessment on equipment failure outage of distribution network[J].
   Electric Power Automation Equipment,2014,34(11):89-94.
- [2]周天,郝丽丽,王昊昊,等. 兼顾风险与收益的主动配电网非正常停运恢复策略[J]. 电力系统自动化,2018,42(13):136-144.
   ZHOU Tian,HAO Lili,WANG Haohao, et al. Unscheduled outage restoration strategy of active distribution network considering risk and gain[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018,42(13):136-144.
- [3] MORGAN V T. Effect of elevated temperature operation on the tensile strength of overhead conductor[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1996, 11(1); 345-352.
- [4]何剑,程林,孙元章,等.条件相依的输变电设备短期可靠性模型[J].中国电机工程学报,2009,29(7);39-46.
   HE Jian,CHENG Lin,SUN Yuanzhang, et al. Condition dependent short term reliability models of transmission equipment [J]. Proceedings of the CSEE,2009,29(7):39-46.
- [5] 王希,王顺超,何金良,等. 10 kV 配电线路的雷电感应过电压 特性[J]. 高电压技术,2011,37(3):599-605.
   WANG Xi, WANG Shunchao, HE Jinliang, et al. Characteristics of lightning induced overvoltage of 10 kV distribution lines[J]. High Voltage Engineering,2011,37(3):599-605.

[6] 熊小伏,王伟,王建,等. 基于天气雷达数据的强对流天气下输 电线风偏放电预警方法[J]. 电力自动化设备,2018,38(4): 36-43.

XIONG Xiaofu, WANG Wei, WANG Jian, et al. Early warning method for wind swing discharging of transmission lines under severe convective weather based on weather radar data[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(4): 36-43.

- [7] ZHOU Y, PAHWA A, YANG S. Modeling weather-related failures of overhead distribution lines[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(4):1683-1690.
- [8]郑传材,管霖,梁英杰.基于影响因素识别的架空输电线路可 靠性管理系统和评估模型[J].电网技术,2009,33(20):158-163.
   ZHENG Chuancai, GUAN Lin, LIANG Yingjie. Impacting factor recognition based reliability management system for overhead transmission lines and its evaluation model[J]. Power System Technology,2009,33(20):158-163.
- [9] 潘乐真,张焰,俞国勤,等. 状态检修决策中的电气设备故障率 推算[J]. 电力自动化设备,2010,30(2):91-94.
   PAN Lezhen,ZHANG Yan,YU Guoqin, et al. Prediction of electrical equipment failure rate for condition-based maintenance decision-making[J]. Electric Power Automation Equipment, 2010,30(2):91-94.
- [10] 宁辽逸,吴文传,张伯明.运行风险评估中的变压器时变停运 模型(一)基于运行工况的变压器内部潜伏性故障的故障率估 计方法[J].电力系统自动化,2010,34(15):9-13.
  NING Liaoyi, WU Wenchuan, ZHANG Boming. Time-varying transformer outage model for operational risk assessment part one condition based failure rate estimation method for transformer internal latent fault estimation[J]. Automation of Electric Power Systems,2010,34(15):9-13.
- [11] MORGAN V T. Rating of bare overhead conductor for continuous currents[J]. Proceedings of the Institution of Electrical Engineers, 1967, 114(10): 1473-1482.
- [12] 张辉,韩学山,王艳玲.架空输电线路运行载流量分析[J].电网技术,2008,32(14):31-35.
   ZHANG Hui,HAN Xueshan,WANG Yanling. Analysis on current carrying capacity of overhead lines being operated[J]. Power System Technology,2008,32(14):31-35.
- [13] 陈澜,卞星明,万树伟,等. 交流老化导线温升特性改变对载流 量的影响[J]. 高电压技术,2014,40(5):1499-1506.
  CHEN Lan,BIAN Xingming,WAN Shuwei, et al. Influence of temperature character of AC aged conductor on current carrying capacity[J]. High Voltage Engineering,2014,40(5):1499-1506.
- [14] 徐青松,韩芳,王孟龙.架空导线载流量的等效风速系数算法
  [J].高电压技术,2008,34(10):2200-2204.
  XU Qingsong, HAN Fang, WANG Menglong. Method of equivalent wind coefficient for overhead conductor ampacity[J].
  High Voltage Engineering,2008,34(10):2200-2204.
- [15] CHOWDHURI P. Estimation of flashover rates of overhead power distribution lines by lightning strokes to nearby ground
   [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, 4(3): 1982-1989.
- [16] IEEE Working Group on the Lightning Performance of Distribution Lines. Guide for improving the lightning performance of electric power overhead distribution lines: IEEE Std 1410-2010[S]. New York, USA: IEEE, 2004.
- [17] COELHO V L, RAIZER A, PAULINO J O S. Analysis of the lightning performance of overhead distribution lines [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2010, 25(3):1706-1712.
- [18] 李瑞芳,吴广宁,曹晓斌,等. 雷电流幅值概率计算公式[J]. 电工技术学报,2011,26(4):161-167.

LI Ruifang, WU Guangning, CAO Xiaobin, et al. Formula for probability of lightning current amplitude[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(4):161-167.

- [19] 蒋兴良,袁耀,杜勇,等. 棒-板短空气间隙淋雨交流放电特性及电压校正[J]. 电工技术学报,2012,27(12):36-42.
   JIANG Xingliang, YUAN Yao, DU Yong, et al. AC discharge characteristic and voltage correction of rod-plane short air gap under rain conditions[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2012,27(12):36-42.
- [20] 胡毅,王力农,邵瑰玮,等.风雨对导线-杆塔空气间隙工频放 电特性的影响[J].高电压技术,2008,34(5):845-850.
  HU Yi, WANG Linong, SHAO Guiwei, et al. Influence of rain and wind on power frequency discharge characteristic of conductor-to-tower air gap[J]. High Voltage Engineering,2008,34

(5):845-850.

#### 作者简介:



王 辉(1994—),男,江苏盐城人,硕 士研究生,研究方向为智能配电网(E-mail: 992641749@qq.com);

郝丽丽(1979—),女,河北昌黎人,副 教授,博士,通信作者,研究方向为电力系统 安全稳定控制(E-mail:lili\_hao@163.com);

黄 梅(1975—), 女, 江苏南通人, 高 级工程师, 研究方向为配电网服务与指挥 (**E-mail**: nthuangmei@163.com)。

(编辑 任思思)

# Failure probability model of distribution network equipment based on historical fault information

WANG Hui<sup>1</sup>, HAO Lili<sup>1</sup>, HUANG Mei<sup>2</sup>, ZHANG Shengjian<sup>2</sup>, JI Yu<sup>2</sup>, CHEN Qian<sup>2</sup>, FANG Xin<sup>3</sup>

College of Electrical Engineering and Control Science, Nanjing Tech University, Nanjing 211816, China;
 Nantong Electric Power Company, Nantong 226006, China;

3. NARI Group Corporation(State Grid Electric Power Research Institute), Nanjing 211106, China)

Abstract: Combined with the actual historical fault records, the fault mechanism analysis of overhead bare conductor and 110 kV / 10 kV oil-immersed transformer, which are the main equipments in 10 kV distribution networks, is carried out. The effects of main fault factors on equipment are analyzed, which shows that faults of overhead bare conductor are mainly caused by the factors of operating life, load rate, ambient temperature, wind speed, rainfall, lightning strike, bird damage and external foreign matters, and the faults of 110 kV / 10 kV oil-immersed transformer are mainly related to operating life, load rate, ambient temperature, rainfall, bird damage and user factors. The aging failure of equipment is fitted based on Weibull distribution. The conductor failures of over-voltage, air gap discharge, and over-current and the transformer failure of over-current are all fitted based on Poisson regression model. Based on the coupling relationship analysis of equipment fault factors, the fault probability model of equipment is established. Taking the historical fault data of a real distribution network as an example to verify the proposed method, the results show that the fitting fault probability can reflect the trend of real fault probability with less error.

**Key words**: distribution network; 10 kV overhead bare conductor; 110 kV / 10 kV oil-immersed transformer; Weibull distribution; Poisson regression model; equipment failure probability model

# 附录 A

$$\rho_{\rm f} = \frac{1.293 - 1.525 \times 10^{-4} y_{\rm h} + 6.38 \times 10^{-9} y_{\rm h}^2}{1 + 0.00367 \times 0.5(\theta_{\rm l} + T)}$$
(A1)  

$$\mu_{\rm f} = 1.176 \times 10^{-5} + 4.975 \times 10^{-8} \times 0.5(\theta_{\rm l} + T) - 4.73 \times 10^{-11} \times [0.5(\theta_{\rm l} + T)]^2 + 8.026 \times 10^{-14} [0.5(\theta_{\rm l} + T)]^3 (A2)$$

$$\lambda_{\rm f} = 0.0242 + 7.47 \times 10^{-5} \times 0.5(\theta_{\rm l} + T) - 4.407 \times 10^{-9} \times [0.5(\theta_{\rm l} + T)]^2$$
(A3)

其中, y<sub>h</sub>为导线所处海拔高度(单位为 m)。

表 A1 常用绝缘子型号及其临界击穿电压 U<sub>50%</sub> TableA1 Type of insulator commonly used and its critical breakdown voltage U<sub>50%</sub>

绝	$U_{50\%}$ /kV	
针式绝	175	
复合悬式棒形绝线	缘子(FXBW6-10170)	234
瓷横担绝	瓷横担绝缘子(S-185)	
表 A2 TableA2 C	风速等级 v 的划分 lassification of wind le	evels <i>v</i>
v	距离地面 10m 的	J相对风速 m/s
0	0~0	.2
1	0.3~1	1.5
2	1.6~3	3.3
3	3.4~5	5.4
4	5.5~7	7.9
5	8.0~1	0.7
		-

表	A3	降雨强度等级 <sub>Q</sub> , 的划分	
TableA3	Cla	ssification of rainfall levels	$Q_{\rm y}$

$Q_{y}$	降水量/(mm ·(10min) <sup>-1</sup> )
1	0~0.4
2	0.4~1.3
3	1.4~2.7
4	2.8~5.3
5	5.4~10.7
6	10.8~16.7
7	>16.7





Fig.A1 Relationship between total number of malfunctions caused by birds and month



图 A2 漂浮物引起的故障总数与月平均风速关系

Fig.A2 Relationship between total number of faults caused by floating objects is related to the monthly average wind speed



图 A3 用户因素引起的变压器故障总数与季节、时间段的关系

Fig.A3 Relationship among total number of transformer faults, seasons and time periods, caused by user factors

# 附录 B

#### 表 B1 10kV 架空裸导线待评估系数 TableB1 Coefficients to be evaluated for 10kV overhead bare conductor

Table Di Coefficients to be evaluated for Toky overhead bare conductor									
系数	取值	系数	取值	系数	取值	系数	取值	系数	取值
$A_{\rm l}$	19.3	$B_1$	270	$C_1$	-10000	$D_1$	4	$m_1$	0.0008
$\theta_{\mathrm{H}_0}$ /°C	70℃	$W_{\mathrm{a}}$	60	W <sub>max</sub>	10	$k_1$	0.4875	$n_1$	0.2623
$T_1/d$	5455d	$R_1$	91.3	$\beta_1$	4.6419	$b_1$	-0.3403	$m_2$	0.0003
$\sigma_4$	0.4752	$\sigma_5$	0.6143	$\rho$	1.03	$ ho_{ m c}$	0.99	$n_2$	0.5101
$\Lambda_{41}$	10.1326	$\Lambda_{51}$	8.2859	$\Lambda_{71}$	4.6200	$\Lambda_{\!_{81}}$	2.6830	$m_3$	0.0083
$N_{41}$	0.2940	$N_{51}$	0.4273	$N_{71}$	0.0027	$N_{81}$	0.1580	$n_3$	0.4710
$M_{_{41}}$	1.0670	M <sub>51</sub>	0.0203	M <sub>71</sub>	2.5960	$M_{81}$	0.5772	$m_4$	0.0173
$\Lambda_{42}$	1.0000	$\Lambda_{52}$	1.7220	$\Lambda_{72}$	1.4970	$\Lambda_{\!_{82}}$	0.7877	$n_4$	0.4863
$N_{42}$	2.0460	N <sub>52</sub>	2.2000	N <sub>72</sub>	0.5962	N <sub>82</sub>	0.8972	$\Lambda_{>62}$	0.3887
$M_{42}$	-1.3880	M <sub>52</sub>	-1.3470	M <sub>72</sub>	-1.4220	M <sub>82</sub>	-3.3800	N <sub>&gt;62</sub>	2.3090
$\sigma_6$	0.9926	$\sigma_{>6}$	1.2560	$\Lambda_{73}$	0.3535	$\Lambda_{\!_{83}}$	0.5950	$M_{>62}$	-4.9150
$\Lambda_{61}$	5.0850	$\Lambda_{>61}$	3.6480	N <sub>73</sub>	1.8380	$N_{83}$	2.7580	$\Lambda_{62}$	1.0000
$N_{61}$	0.3887	$N_{>61}$	0.3407	M <sub>73</sub>	-4.4520	M <sub>83</sub>	-4.8900	$N_{62}$	2.3120
$M_{61}$	0.3229	$M_{>61}$	0.4476	$\Lambda_{74}$	0.3457	$\Lambda_{\!84}$	0.6556	M <sub>62</sub>	-5.1510
$M_{_{74}}$	-1.4220	M <sub>84</sub>	-5.3940	N <sub>74</sub>	2.8150	$N_{84}$	1.9650	-	-

# 表 B2 10kV 配电导线故障数据

	TableB2 Faul	t data of 10kV	distribution ne	twork conductor	
等效运行时间 /d	运行电流/kA	环境温度/℃	风速/ (m・s <sup>-1</sup> )	降水量/ (mm・(10min)	雷电峰值电流 /kA

场景	等效运行时间 /d	运行电流/kA	环境温度/℃	风速/ (m・s <sup>-1</sup> )	(mm • (10min) -1)	宙电峰值电流 /kA	月份
1	335	500	22.1	0	0.2	55	5
2	715	550	16.5	0.5	1.8	0	4
3	998	600	5.9	2.6	0.8	78	10
4	1453	650	26.1	4.2	6.7	142	7
5	1794	700	14.2	8.6	8.2	35	2
6	2125	750	25.6	5.6	9.3	60	8
7	2516	250	26.0	2.8	3.5	100	9
8	2894	300	15.6	6.4	0.3	171	1
9	3219	350	9.8	3.1	1.2	46	3
10	3594	400	28.0	1.2	10.1	150	7

# 表 B3 110/10kV 油浸式变压器待评估系数

# TableB3 Coefficients to be evaluated for 110 kV /10kV oil-immersed transformer

系数	取值	系数	取值	系数	取值	系数	取值
$B_{\rm t}$	1500	$\theta_{0/\mathbb{C}}$	110	$\Lambda_{91}$	0.1050	$\Lambda_{_{92}}$	0.0155
$C_{t}$	0.56	$ au_{ m {\scriptscriptstyle TO}}$ / h	3.5	$N_{91}$	0.1743	$N_{92}$	0.8328
$R_{ m t}$	5.3	$\Delta  heta_{ ext{to,r}/ extsf{C}}$	36.0	$M_{_{91}}$	0.6198	$M_{_{92}}$	-3.0780
$ au_{ m w}$ /min	3	$\Delta  heta_{ ext{H,R}/ extsf{C}}$	28.6	<i>m</i> 5	0.0030	$b_2$	0.0002
m	0.8	n	0.8	$n_5$	1.2600	$n_6$	1.9620
$eta_{ ext{t}}$	3.925	$T_{t/d}$	7500	$m_6$	0.0001	-	-

# 表 B4 10kV 配电变压器故障数据

FableB4 Fault data of 10kV distribution network conductor							
场景	等效运行时间/d	环境温度/℃	故障时间段/h	月份			
1	320	23.1	8	3			
2	700	26.3	10	5			
3	1000	18.3	13	2			
4	1453	19.4	15	1			
5	1798	24.3	9	4			
6	2103	20.9	18	9			
7	2513	17.6	17	8			
8	2920	21.6	20	7			
9	3214	22.3	2	10			
10	3624	25.9	14	6			