

doi:10.11835/j.issn.1000-582X.2020.114

# 基于综合故障率的配电网实时风险评估

方健<sup>1,2</sup>, 林翔<sup>1</sup>, 王红斌<sup>1</sup>, 张敏<sup>1</sup>, 方敏<sup>1</sup>, 李盛楠<sup>1</sup>

(1. 广东电网广州供电局, 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:**针对现有故障率计算模型不能同时兼顾设备运行状态和网架结构对设备故障率的影响, 以及配电网的风险评估模型不能有效反映设备的实时状态等问题, 提出了一种基于综合故障率的配电网实时风险评估方法。该方法考虑了主要故障因素之间的协同作用, 对原有的状态评价模型进行改进, 将计算准确的设备故障率代入基于健康指数的实时故障率模型中, 拟合得到待定系数, 根据在线监测数据计算设备在渐变因素影响下的故障率, 根据待评估配电设备所处环境突发性因素的实时强度、装备水平和网架结构水平, 计算突发性潜在故障率和综合故障率。采用馈线分区的方法计算各负荷点的实时停电概率和停电风险, 并通过广州地区的实例分析找到了配电设备和负荷点的薄弱环节。

**关键词:**配电网; 风险评估; 潜在故障率; 综合故障率; 健康指数

**中图分类号:** TM731

**文献标志码:** A

**文章编号:** 1000-582X(2021)08-031-14

## Real-time risk assessment of distribution network based on comprehensive failure rate

FANG Jian<sup>1,2</sup>, LIN Xiang<sup>1</sup>, WANG Hongbin<sup>1</sup>, ZHANG Min<sup>1</sup>, FANG Min<sup>1</sup>, LI Shengnan<sup>1</sup>

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

**Abstract:** In view of the problems that the existing failure rate calculation models can not take into account the influences of both equipment operation status and grid structure on the equipment failure rate at the same time, and that the risk assessment model of distribution network cannot effectively reflect the real-time state of equipment, a real-time risk assessment method for the distribution network based on the comprehensive failure rate is proposed in this paper. The new method takes into account the synergy between the main fault factors to improve the original state evaluation model. The accurately calculated equipment failure rate is taken into the real-time failure rate model based on a health index, and the undetermined coefficient is obtained by fitting. The failure rate of the equipment under the influence of gradual factors is calculated according to the on-line monitoring data. According to the real-time intensity of the sudden factors in the environment of the distribution equipment to be evaluated, as well as the

**收稿日期:** 2020-04-30      **网络出版日期:** 2020-11-23

**基金项目:** 广东电网公司科技项目(GZJKJXM20170012)。

Supported by the Scientific Research Program of China Southern Power Grid (GZJKJXM20170012).

**作者简介:** 方健(1985—), 男, 重庆大学博士研究生, 高级工程师, 主要研究方向为配网运行管理、配网技术监督、配网新技术推广等, (E-mail) fjenglish@163.com。

equipment level and grid structure level, the sudden potential failure rate and comprehensive failure rate are calculated. The feeder partition method is used to calculate the real-time outage probability and risk of each load point, and the weak links of distribution equipment and load points are found through the analysis of an example in the city of Guangzhou.

**Keywords:** distribution network; risk assessment; potential failure rate; comprehensive failure rate; health index

配电网的运行环境复杂, 配电设备容易受到环境的影响发生各类故障。由于配电设备的价格便宜, 大部分配电设备上没有传感设备, 因此传统的风险评估主要是利用历史故障率来计算故障停电的风险, 不能有效反映设备的实时状态, 该种方式不能有效减少配电网的故障停电次数, 应对故障通常采用事后维修。现有的配电设备实时故障率评估模型一般是利用部分在线监测数据计算设备的运行风险, 由于没有充分考虑突发性环境因素、设备水平以及网架结构水平对设备潜在故障率的影响, 在这种情况下采用的状态维修忽略了很多潜在的故障停电可能, 导致不能及时发现潜在的故障隐患。因此有必要充分考虑这些因素, 通过配电网的实时风险评估找到配电网的薄弱环节, 在故障发生前对配电网进行状态维修, 从而减少配电网故障停电的发生<sup>[1-3]</sup>。穆斌等<sup>[4]</sup>考虑了最大供电能力, 利用节点深度编码和遗传算法相结合的方式实现了配电网的网络重构, 为配电网的检修提供了依据。张文俊<sup>[5]</sup>利用调查法和最小二乘法拟合不同用户的停电损失函数, 并计算了配电网的风险值, 找到了配电网的薄弱环节。栗然等<sup>[6]</sup>考虑了设备的状态及检修的作用, 使用粒子群优化算法找到了配电网合适的检修方案。这些研究使用设备的历史故障率, 考虑停电损失的影响建立了风险评估模型, 通过算法找到风险最小值从而提供了合适的检修方案。

随着配电设备的在线监测数据不断完善, 研究人员利用主要影响因素或者健康指数模型来实现配电设备的实时风险评估。林子钊等<sup>[7]</sup>考虑了多种因素对配电网运行风险的影响, 实现了配电网的风险量化评估。王浩鸣等<sup>[8]</sup>和赵会茹等<sup>[9]</sup>考虑了设备自身的影响以及主要的环境因素, 计算出设备的实时故障率和设备的故障停电实时风险值。史常凯等<sup>[10]</sup>和马钊等<sup>[11]</sup>利用配电设备的实时健康指数反应设备的状态水平, 利用最短路法计算出了配电网的实时停电损失。李二霞等<sup>[12]</sup>考虑配电设备检修导致的网架结构薄弱引发的停电风险, 进一步建立了故障停电的风险模型和检修模型, 实现了检修计划的优化。上述研究利用主要影响因素对故障率进行修正, 只有在这些因素影响下发生故障时, 该方法才能有效计算设备的实时故障率。基于健康指数的实时风险评估模型参数难以准确确定, 如何借鉴历史故障数据特征使得检修更加准确是一个难点。更为重要的是这些研究普遍没有充分考虑突发性环境因素、设备水平以及网架结构水平对设备潜在故障率的影响。

针对以上问题, 笔者提出了一种基于综合故障率的配电网实时风险评估方法。首先使用配电设备在渐变性因素作用下发生故障的历史数据, 利用基于主要故障因素的设备状态评价改进模型计算结果拟合得到实时故障率量化模型。接着利用在线监测数据计算待评估设备健康指数, 进一步计算设备在渐变性因素影响下的故障率。根据待评估配电设备所处环境突发性因素的实时强度、装备水平和网架结构水平, 计算突发性潜在故障率和综合故障率。采用馈线分区的方法计算各负荷点的实时停电概率和停电风险, 并通过广州地区的实例分析找到了配电设备和负荷点的薄弱环节。

## 1 配电设备实时故障率计算

### 1.1 基于主要故障因素的设备状态评价改进模型

为了反映配电设备的实时动态变化, 王浩鸣等<sup>[8]</sup>建立了设备超期服役、设备过载情况、大风大雨影响、雷击天气、其他共5种故障因素对实时故障率 $\lambda'_i$ 影响的修正模型, 如式(1)所示<sup>[8]</sup>。

$$\lambda'_i = \sum_{j=1}^5 \lambda_i \omega_{ij} c_{ij}, \quad (1)$$

式中: $\lambda_i$ 为第*i*类设备的历史故障率; $\omega_{ij}$ 为故障因素*j*在第*i*类设备中所占权重; $c_{ij}$ 为故障因素对应的修

正系数。当配电设备出现单一故障,或者多种故障因素并发但相互之间没有显著影响时,计算结果才较为准确。

但是该方法忽略了不同故障因素同时发生可能存在的协同效果。通过对广州地区故障案例进行统计发现,设备超期服役、设备过载、大雨三者之间存在相对明显的协同相应,因此需要在修正系数  $c_{ij}$  的基础上乘以一个协同系数  $A$ 。

根据中国气象局对小雨至特大暴雨 6 个等级的划分,将对应的降雨等级用 1~6 来代表,如表 1 所示。

表 1 降雨等级  
Table 1 Rainfall grade

降雨量/mm	10.0	24.9	49.9	99.9	250	>250
等级	小雨	中雨	大雨	暴雨	大暴雨	特大暴雨
符号	1	2	3	4	5	6

对广州地区在大风大雨天气且超期服役状态下发生故障的 290 个配电设备进行统计,结果如图 1。

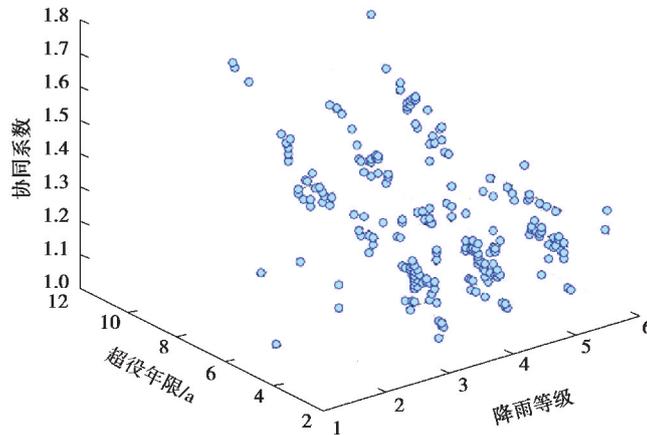


图 1 大风大雨与超役年限之间的协同效果

Fig. 1 Synergistic effect of strong wind and heavy rain with years of overservice

超役年限定义为  $T-t_2$ ,即设备运行年限  $T$  超过劣化阶段开始的年限  $t_2$ 。可以看出故障主要集中在大雨到大暴雨及超役年限 2~10 年,  $A$  主要在 1.1~1.7。将降雨量等级  $x$ ,超役年限  $y$  与协同系数  $A$  进行拟合,得到的表达式如下:

$$A = 35.19 - 0.0078 \sin(0.4236 \pi xy) - 33.99 e^{-(0.0095y)^2} \tag{2}$$

同理,使用这种方法可以计算出设备超期服役与设备过载,大风大雨与设备过载之间的协同系数。

### 1.2 基于健康指数的配电设备实时故障率计算模型

随着在线监测数据日益丰富,相关研究建立了配电设备的健康指数  $H$  与实时故障率  $\lambda'_i$  的量化模型<sup>[11-12]</sup>,如式(3)所示。

$$\lambda'_i = K e^{CH} \tag{3}$$

式中: $K$ 、 $C$  为待定系数。原有方法将最小故障率、常用故障率及对应的健康指数带入式(3),通过拟合确定了待定系数。由于不同个体之间存在差异性,仅通过这两个数据确定的模型并不准确。

健康指数  $H$  的计算可参考标准《配电网设备状态评价导则》(Q/GDW 645—2011)选择配电设备各部件的状态参量并确定相关权重,根据该导则和参考文献[10-12],这里将健康指数  $H$  等于部件状态评分值,  $H = m_p K_F K_T$ 。其中,  $H$  上限取 100,部件的基础评分  $m_p = 100 -$  相应部件最大扣分值;存在家族缺陷时,家

族缺陷系数  $K_F=0.95$ , 否则  $K_F=1$ ; 寿命系数  $K_T=(100-\text{运行年数}\times 0.5)/100$ 。各部件状态量的数值通过在线监测数据、检修报告、试验测试结果等获取, 由于设备各部分部件的健康指数得分可能不同, 这里将部件最低的健康指数  $H$  作为设备的健康指数。

1.1 节所述方法考虑了主要故障因素之间的协同效果, 其缺点在于配电设备只有在这些建立了修正模型的故障因素影响下发生故障时, 计算出的故障率才比较准确。由于使用不同方法计算设备在同一时刻的故障率应该相等, 只需要在状态评价改进模型准确的情况下计算配电设备的实时故障率  $\lambda'$ , 然后将得到的  $\lambda'$  和实时健康指数  $H$  带入式(3), 待定系数就可以利用最小二乘法拟合得到。由于式(3)是利用修正模型计算准确的结果进行拟合的, 因此拟合得到的指数模型也是准确的。通过拟合得到白云地区断路器、隔离开关、负荷开关、变压器、电缆、架空线共 6 类设备的  $H$  与实时故障率  $\lambda'_i$  的数学模型如下:

$$\lambda'_{\text{Bre}} = 0.101e^{-0.0311H}, \quad (4)$$

$$\lambda'_{\text{Iso}} = 1.698e^{-0.0513H}, \quad (5)$$

$$\lambda'_{\text{Lod}} = 1.846e^{-0.0428H}, \quad (6)$$

$$\lambda'_{\text{Tra}} = 9.512e^{-0.0701H}, \quad (7)$$

$$\lambda'_{\text{Cab}} = 0.731e^{-0.0451H}, \quad (8)$$

$$\lambda'_{\text{Ove}} = 1.781e^{-0.0578H}. \quad (9)$$

## 2 突发性潜在故障率 $\lambda''$ 计算

### 2.1 故障因素分类

广州地区 2013—2018 年停电因素数量统计如图 2。由图可以看出, 除开运行维护导致的停电, 导致配电网故障停电的主要因素大致可分为 4 类: 1) 设备自身因素, 比如设备超期服役会导致设备故障率升高、设备质量问题也会导致故障发生等; 2) 运行条件的影响, 比如长时间过载会加速设备绝缘老化进而引发故障; 3) 天气的影响主要分成两类, 一类是渐变型天气的影响, 比如高温天气会加速设备老化, 一类是突发性天气的影响, 比如雷击可能瞬间烧坏避雷器, 大风等恶劣天气会导致架空线受损; 4) 突发的外力破坏, 比如施工作业、小动物、树木影响等会直接导致设备故障。

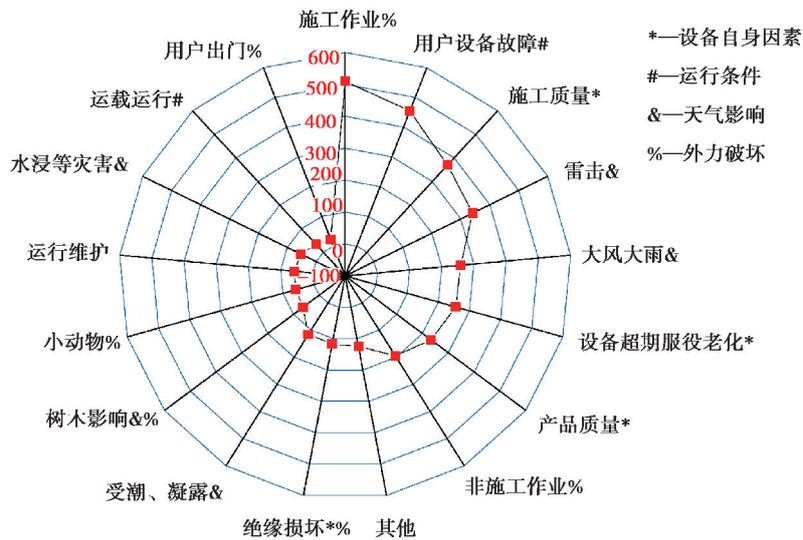


图 2 广州全局故障原因统计

Fig. 2 Statistics of global failure causes in Guangzhou

上述 4 类可划分为渐变型因素和突发性因素 2 个大类, 其中设备自身因素、运行条件、渐变型天气等渐变型因素对设备故障的影响相对缓慢, 影响的过程都可以在线监测数据中体现。因此基于健康指数的故障率模型可以有效反应设备故障率  $\lambda'$ , 可以实现设备的故障预警。当施工作业、雷击、大风、非施工作业导致的

外力破坏、小动物和树木影响等 6 类突发性因素发生时,设备参数可能瞬时从正常到故障状态。此时在线监测数据来不及反映设备的预警状态,只能反映设备发生故障后的状态,因此基于健康指数的故障率模型不能准确计算突发性故障因素导致的故障率  $\lambda''$ 。同时从图中可以看出这些突发性因素导致的故障停电占比很大,因此不能忽略突发性故障因素发生时设备的潜在故障率  $\lambda''^{[8-9]}$ 。

## 2.2 突发性故障因素导致的潜在故障率 $\lambda''$ 计算

综合故障率  $\lambda_{re}$  应该由两部分组成,一部分是第一节中配电设备在渐变因素影响下,利用健康指数模型计算出的实时故障率  $\lambda'$ ,另一部分是当突发性因素发生时,设备的突发性潜在故障率  $\lambda''$ 。

$$\lambda_{re} = \lambda' + \lambda'' \quad (10)$$

$\lambda''$  的大小主要由设备装备水平、网架结构水平以及突发性因素的强度决定。装备水平主要包含设备的绝缘质量、防雷质量、超期服役设备占比、继电保护水平这 4 个指标,网架结构水平主要包括线路  $N-1$  通过率、分段开关的配置情况这 2 个指标<sup>[13]</sup>。

统计广州白云等 12 个地区主要故障停电因素和停电设备发现由于设备所处的地理位置、设备的运行维护水平、电网设备的建设程度不同,不同地区的主要故障因素发生数量差异较大。因此可以按照地区、设备类型计算  $\lambda''$ ,计算步骤如下<sup>[12-13]</sup>。

分别统计广州地区 2013 年~2018 年第  $m$  类设备由于第  $n$  类突发性因素导致的月历史故障率  $\lambda''_p$ ,此时设备所处的装备水平和网架结构水平为历史平均值。由于雷击、大风、小动物和树木影响等具有明显的季节特点,因此这里的历史故障率是按照 12 个月统计的月故障率。不考虑设备的装备水平和网架结构实时水平的影响,只考虑突发性因素的强度导致故障发生时,故障率  $\lambda''_1$  如下所示:

$$\lambda''_1 = \sum_n^6 \lambda''_p \omega_{mn} c_{mn} \quad (11)$$

$$\omega_{mn} = \frac{N_{mn}}{\sum_{n=1}^6 N_{mn}} \quad (12)$$

式中: $N_{mn}$  表示第  $m$  类设备中第  $n$  类突发性因素导致的故障数量, $\omega_{mn}$  表示相应权重, $c_{mn}$  表示相应的影响因子。此处  $m$  为断路器等 6 类配电设备, $n$  为施工作业等 6 类突发性因素。

施工作业、雷击、大风、非施工作业导致的外力破坏、小动物等 5 类突发性因素的影响因子  $c_{m1\sim5}$  计算如下:

$$c_{mn} = \frac{BS_{mn}}{S_{mn}} \quad (13)$$

式中: $B$  表示待评估月的天数; $S_{mn}$  表示监测得到的待评估设备所处环境突发性因素的实时强度,比如施工作业次数、雷击次数、风力级别、非施工作业次数、小动物出现次数; $\bar{S}_{mn}$  表示这 5 类突发性因素在 2013~2018 这 6 年中待评估月的历史平均数。

一般情况下树木受风力级别  $S_{m3}$  的影响较大,因此树木导致故障的影响因子  $c_{m6}$  计算如下:

$$c_{m6} = \frac{BDS_{m3}}{S_{m3}} \quad (14)$$

式中  $D$  表示待评估配电设备附近一定范围内是否有树木,有树木则  $D$  的取值为 1,没有则为 0。

当突发性故障因素发生时,设备的装备水平和网架结构水平越高,则设备发生突发性故障的可能性越低。因此装备水平和网架结构水平会影响设备发生突发性故障的概率,这些影响的计算步骤如下。

1) 对待评估设备的第  $e$  类装备水平和网架结构水平进行评分,记为  $G_{me}^e$ ,  $e$  一共为 6 类。主要分成 3 个级别,分数越高表示故障概率越高。不合格为 (50, 80] 分,合格为 (20, 40] 分,优秀为 (10, 20] 分。比如针对配电设备防雷水平的评分  $G^1$ ,没有安装避雷器为 (50, 80] 分,只在变压器高压侧安装避雷器为 (20, 40] 分,高低

压侧都安装避雷器为(10,20]分。设备的绝缘质量评分  $G^2$ 、超期服役设备占比  $G^3$ 、继电保护水平  $G^4$ 、线路  $N-1$  通过率  $G^5$ 、分段开关的配置情况  $G^6$  打分类似,具体可参考文献[13]。

2) 分别统计广州各地区 2013~2018 年 6 类配电设备由于 6 类突发性因素导致故障停电时装备水平和网架结构水平的加权平均分  $G_{mn}^{e,ave}$ 。

3) 待评估设备的装备水平和所处的网架结构水平影响因子  $c'_{mn}$  计算公式如下:

$$c'_{mn} = \frac{\sum_{e=1}^6 G_{mn}^e}{\sum_{e=1}^6 G_{mn}^{e,ave}} \quad (15)$$

因为  $\lambda'_i$  为各配电设备只考虑突发性因素实时强度导致的故障率,此时装备水平和所处的网架结构水平为平均值。 $\lambda''$  不仅受突发性故障因素的强度影响,同时受设备的装备水平和网架结构水平影响。参考文献[8],突发性潜在故障率  $\lambda''$  可按式(16)计算:

$$\lambda'' = c'_{mn} \lambda''_1 \quad (16)$$

综合故障率  $\lambda_{re}$  可按式(17)计算:

$$\lambda_{re} = \lambda' + \lambda'' = K e^{CH} + \sum_n \lambda''_p \omega_{mn} c_{mn} c'_{mn} \quad (17)$$

这里需要特别说明的是,由于设备通常处于渐变性和突发性故障因素共存的环境,理想情况是状态评价改进模型的计算结果拟合得到的  $\lambda'_i = K e^{CH}$  能够在这样的环境下准确计算设备在渐变性故障因素下的  $\lambda'_i$ 。因此为了减少突发性因素对  $\lambda'_i = K e^{CH}$  计算结果的影响程度,这里的  $\lambda'_i = K e^{CH}$  采用渐变性故障因素导致的历史数据来拟合。

这样拟合可以减少突发性因素对  $\lambda'_i = K e^{CH}$  的影响程度是因为电网的运维、检修工作实际上是分开的,根据在线监测数据对电网运维、检修贡献的不同,在线监测数据主要包括两部分:当配电设备没有发生故障时,渐变性故障因素对故障率的缓慢影响通过在线监测等数据及时体现出来,工作人员可以对计算出故障率较大的设备进行运维,从而减少故障停电的发生,这就是状态预警的作用;当施工作业、雷击等 6 类突发性故障因素发生时,设备参数可能瞬时从正常到故障状态,此时在线监测数据来不及反映设备的预警状态,只能反映设备发生故障后的状态,突然发生故障设备的在线监测数据主要用于事后检修。因此在状态预警过程中,突发性因素对  $\lambda'_i = K e^{CH}$  计算结果的影响可以忽略。所以即使渐变性和突发性故障因素同时发生,只要没有突发性故障的产生,在线监测数据主要反映的是渐变性因素的影响效果,此时  $\lambda'_i = K e^{CH}$  能够准确计算渐变性因素影响下配电设备的故障率。

### 3 配电网的实时停电概率及停电风险计算

计算出设备的综合故障率以后,采用“馈线分区”计算各负荷点的实时停电概率和停电风险。计算步骤如下<sup>[13-14]</sup>。

#### 3.1 实时停电概率和停电时间计算

馈线分区以断路器等开关元件为界将配电网划分为多个分块,由于不同元件间是串联关系,因此分块  $k$  的故障率  $\lambda_{re}^k$  和修复时间  $t'_k$  如下。

$$\lambda_{re}^k = \sum_{i=1}^{n_1} \lambda_{re}^i, k = 1, 2, \dots, n_2; \quad (18)$$

$$t'_k = \frac{\sum_{i=1}^{n_1} \lambda_{re}^i t_i}{\sum_{i=1}^{n_1} \lambda_{re}^i} \quad (19)$$

式中: $n_1$ 表示各分块内元件个数, $n_2$ 表示分块的数量, $\lambda_{re}^i$ 表示元件*i*的实时综合故障率, $t_i$ 表示元件*i*的平均修复时间。

当断路器等开关元件不正常工作概率为 $\lambda_c$ 时,负荷点的实时综合故障率 $\lambda_{re}^L$ 和停电时间 $t_{re}^L$ 为<sup>[14]</sup>

$$\lambda_{re}^L = \sum_{k=1}^{n_2} \lambda_{re}^k + \sum_{k=1}^{n_3} \lambda_{re}^k \lambda_c^k, \quad (20)$$

$$t_{re}^L = \frac{\sum_{k=1}^{n_2} \lambda_{re}^k t_k' + \sum_{k=1}^{n_3} \lambda_{re}^k \lambda_c^k t_k'}{\lambda_{re}^L}, \quad (21)$$

式中 $n_3$ 表示开关元件个数。

### 3.2 配电网设备的实时风险评估

配电网的实时风险评估主要是为电网部门的运行维护提供帮助,因此需要实时评估各配电设备以及各负荷点故障停电的可能性以及严重性。配电网的实时综合故障停电风险 $R_r$ 如式(22)所示:

$$R_r = \lambda_{re}^L \times (C_1 + C_2), \quad (22)$$

式中: $C_1$ 表示配电设备故障停电给供电企业带来的停电损失, $C_2$ 表示用户的停电损失。

对于供电企业,故障停电损失主要包括电费损失 $R_1$ 和设备的维修费用 $R_2$ ;对于用户而言,故障停电损失主要是停电导致用户无法正常生产运营。

$$C_1 = \sum_{j=1}^m (R_1 + R_2), \quad (23)$$

$$C_2 = \sum_{j=1}^{L_2} \sum_{i=1}^{L_1} (\text{EENS}_{ji} \times P_i' \times Z), \quad (24)$$

$$R_1 = \sum_{i=1}^n \text{EENS}_{ji} \times P_i''. \quad (25)$$

式中: $L_1$ 为线路上的负荷点总数; $L_2$ 为在规定时间内负荷点的停电次数; $\text{EENS}_{ji}$ 为负荷点*i*在第*j*次停电时的缺供电量; $P_i'$ 为停电时单位电量的用户停电损失,可以用最小二乘法拟合得到; $P_i''$ 表示负荷点*i*对应的电价<sup>[5]</sup>;Z表示负荷重要因数,当一二级负荷占比越高时,Z的取值越大,发生故障时导致的停电损失越严重。参考文献[15],根据广州地区的实情,Z的计算如下:

$$Z = \begin{cases} 0.6, & x \leq 20\%; \\ 0.7 + \frac{x}{10\%} \times 0.05, & x > 20\%. \end{cases} \quad (26)$$

式中 $x$ 表示一二级负荷的比重。

## 4 配电网实时风险评估流程

渐变因素影响下的实时风险和突发性潜在风险评估主要步骤如下<sup>[15-16]</sup>。

1)使用配电设备在渐变因素作用下发生故障的历史数据,利用改进的状态评价模型计算结果拟合 $\lambda_i' = K e^{CH}$ 。

2)对于待评估设备,根据其在线监测等数据计算其健康指数*H*,代入 $\lambda_i' = K e^{CH}$ 计算单个设备在渐变因素影响下的实时故障率 $\lambda'$ 。

3)根据待评估配电设备所处环境突发性因素的实时强度,计算出此时的故障率 $\lambda_1''$ 。此处的 $\lambda_1''$ 没有考虑设备的装备水平和网架结构水平的影响,只考虑突发性因素的强度影响。

4)对待评估设备的装备水平和网架结构水平进行评分,计算其影响因子 $c_{mn}'$ ,进而得到综合考虑突发性因素的强度、设备装备水平以及网架结构水平的突发性潜在故障率 $\lambda'' = c_{mn}' \lambda_1''$ 。

5)两部分故障率叠加得到待评估设备的实时综合故障率 $\lambda_{re} = \lambda' + \lambda''$ 。

6) 计算出单个配电设备的实时综合故障率  $\lambda_{re}$  以后, 使用馈线分区法计算各负荷点实时综合故障率  $\lambda_{re}^l$  和停电时间  $t_{re}^l$ , 以及实时故障停电风险  $R_r$ 。

### 5 实例分析

以广州白云地区的一条配电线路在 2018 年 7 月 12 日的情况为例分析, 该线路网架结构如图 3 所示。该条线路包含 10 个负荷点、10 台变压器、20 个负荷开关、1 个隔离开关、2 台断路器, 上级电源接入母线 BUS1。该线路都是架空线路, 参数如表 2 所示。

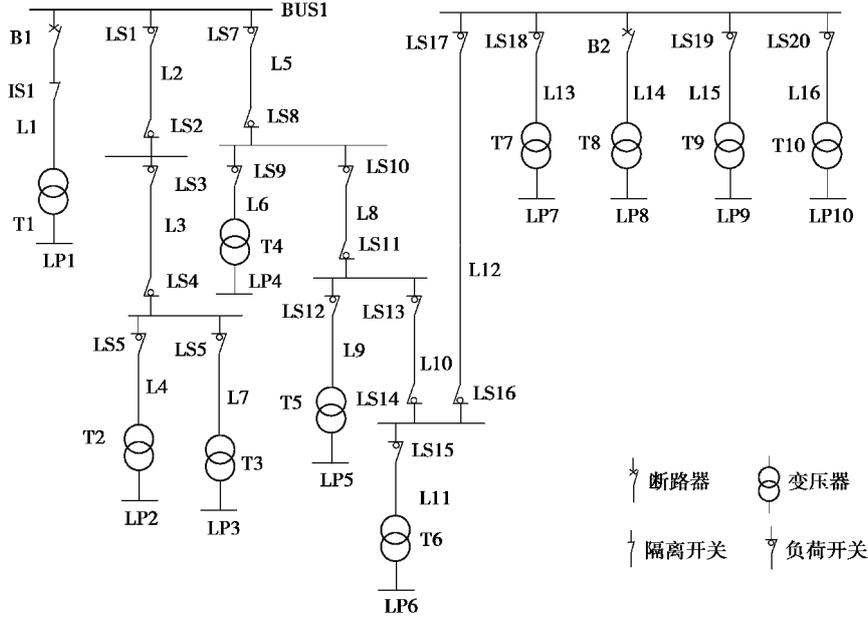


图 3 配电网算例系统

Fig. 3 Distribution network example system

表 2 线路长度

Table 2 The length of the line

线路序列	长度/m	线路序列	长度/m
L1、L5、L14	100	L8、L15	50
L2、L6、L7	90	L9、L16	135
L3、L11	75	L10	60
L4、L13	110	L12	92

以变压器 T4 为例, 该变压器所有部件中健康指数  $H$  最低的是油箱, 以油箱的健康指数  $H$  作为变压器的健康指数。检查发现油枕的油位偏低, 扣分为 15, 该变压器无家族缺陷, 因此  $K_F = 1$ 。该变压器运行了 6 年, 因此  $K_T = 0.97$ , 由此可得该变压器的  $H = 82.5$ 。同理可以计算所有设备的健康指数  $H$ , 将实时  $H$  代入拟合好的式(4)~(9), 设备实时故障率如表 3 所示, 可以看出负荷开关 LS8、LS10 的渐变性  $\lambda'$  最大。

表 3 配电设备健康指数及实时故障率

Table 3 Distribution equipment health index and real-time failure rate

设备序列	健康指数	实时 $\lambda'$	设备序列	健康指数	实时 $\lambda'$
L1	73.5	0.027	LS7	78.9	0.063
L2	78.8	0.021	LS8	69.5	0.094
L3	74.8	0.025	LS9	78.4	0.064
L4	78.8	0.021	LS10	63.5	0.122
L5	81.3	0.019	LS11	89.9	0.039
L6	83.5	0.017	LS12	95.4	0.031
L7	86.4	0.015	LS13	76.2	0.071
L8	78.1	0.022	LS14	70.3	0.091
L9	74.5	0.025	LS15	75.2	0.074
L10	78.2	0.021	LS16	87.3	0.044
L11	85.2	0.016	LS17	90.1	0.039
L12	73.1	0.027	LS18	83.7	0.051
L13	70.9	0.030	LS19	84.9	0.049
L14	85.2	0.016	LS20	82.3	0.055
L15	75.6	0.024	T1	88.1	0.020
L16	83.6	0.017	T2	79.8	0.035
B1	71.9	0.011	T3	78.1	0.040
B2	73.2	0.010	T4	82.5	0.029
IS1	67.3	0.054	T5	83.6	0.027
LS1	81.5	0.056	T6	82.9	0.028
LS2	73.5	0.079	T7	74.7	0.051
LS3	83.4	0.052	T8	85.9	0.023
LS4	75.6	0.073	T9	87.3	0.021
LS5	82.3	0.055	T10	77.6	0.041
LS6	78.4	0.064			

统计该地区在 2013—2018 年间断路器等 5 类配电设备由于施工作业等 6 类突发性因素导致的 7 月历史平均故障率  $\lambda_p''$  如表 4 所示。

表 4 月历史故障率

Table 4 Monthly historical failure rate

设备类型	断路器	隔离开关	负荷开关	变压器	架空线
月突发故障率	0.009	0.014	0.019	0.008	0.025

当出现雨夹雷天气时,5 类设备由于 6 类突发性因素导致的故障权重  $\omega_{mn}$  和影响因子如表 5~6 所示。

表 5 故障权重  
Table 5 Fault weights

设备类型	断路器	隔离开关	负荷开关	变压器	架空线
施工作业	0.292	0.327	0.254	0.254	0.294
雷击	0.435	0.395	0.336	0.458	0.266
大风	0.071	0.148	0.107	0.085	0.183
非施工作业	0.149	0.080	0.148	0.051	0.137
小动物	0.019	0.031	0.090	0.102	0.066
树木	0.032	0.019	0.066	0.051	0.054

表 6 突发性因素的影响因子  
Table 6 Influencing factors of sudden factors

设备类型	断路器	隔离开关	负荷开关	变压器	架空线
施工作业	0	0	0	0	0
雷击	3.3	3.6	4.1	2.5	5.6
大风	1.6	1.4	1.6	1.5	2.6
非施工作业	0	0	0	0	0
小动物	0	0	0	0	0
树木	0	0	0	0	3.1

根据  $\lambda_1'' = \sum_n \lambda_{pn}'' \omega_{mn} c_{mn}$  计算  $\lambda_1''$ , 由式(15)计算该条线路的装备水平和所处的网架结构水平影响因子  $c'_{mn}$ , 结果如表 7 所示。

表 7  $\lambda_1''$  和  $c'_{mn}$  计算结果  
Table 7 Calculation results of  $\lambda_1''$  and  $c'_{mn}$

设备类型	断路器	隔离开关	负荷开关	变压器	架空线
实时 $\lambda_1''$	0.014	0.023	0.029	0.010	0.053
$c'_{mn}$	0.76	0.65	0.69	0.75	0.71

由式(16)计算  $\lambda''$  如表 8 所示。

表 8 突发性潜在故障率  
Table 8 Sudden potential failure rate

设备类型	断路器	隔离开关	负荷开关	变压器	架空线
$\lambda''$	0.011	0.015	0.020	0.008	0.038

由式(17)可知, 综合故障率  $\lambda_{re}$  为表 3 结果叠加上相应的  $\lambda''$ 。

各设备的维修费用、修复时间等如表 9 所示。将各负荷点的一二级负荷占比  $x$  代入式(26)得到负荷重要因数  $Z$ ,各负荷点的基本情况如表 10 所示。

表 9 设备基本情况  
Table 9 Basic situation of equipment

配电设备	维修费用 $R_2$ /万元	修复时间/h
断路器	0.7	4
隔离开关	0.5	3
负荷开关	0.7	3
变压器	1.2	9
电缆	$0.03 \times$ 故障长度	7
架空线	$0.02 \times$ 故障长度	5

表 10 算例基本情况  
Table 10 Basic situation of the example

负荷点	用户类型	$x/\%$	$Z$	$EENS_{ji}/(\text{kW}\cdot\text{h})$	$P'_i/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	$P''_i/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$
LP1	工业	90	1.15	1 243.6	22.3	0.84
LP2	工业	70	1.05	1 864.5	19.4	0.84
LP3	商业	80	1.10	786.4	8.7	0.84
LP4	商业	70	1.05	685.1	7.6	0.84
LP5	商业	80	1.10	739.5	8.7	0.84
LP6	居民	15	0.60	634.7	3.4	0.59
LP7	居民	10	0.60	689.8	3.1	0.59
LP8	居民	10	0.60	456.3	3.1	0.59
LP9	居民	10	0.60	383.1	3.1	0.59
LP10	居民	10	0.60	393.7	3.1	0.59

原有的基于健康指数的风险评估中使用渐变性因素故障率  $\lambda'$  如表 3 所示,各负荷点的停电概率、供电企业停电损失  $C_1$ 、用户停电损失  $C_2$ 、停电风险值  $R_r$  如表 11 所示。使用综合故障率  $\lambda_{rc}$  的结果如表 12 所示。其中  $C_1$  由式(23)和(25)计算可得,设备的维修费用  $R_2$  分摊到各负荷点为 9 463.03 元。

表 11 使用  $\lambda'$  时各负荷点停电损失及风险  
Table 11 Loss and risk  $\lambda'$  of power outage at each load point

负荷点	故障停电概率	停电时间/h	$C_1$ /元	$C_2$ /元	$R_r$ /元
LP1	0.088	4.62	10 507.65	31 892.12	3 731.18
LP2	0.356	3.66	11 029.21	37 979.87	17 447.23
LP3	0.369	3.71	10 123.61	7 525.85	6 512.65
LP4	0.253	3.74	10 038.51	5 467.10	3 922.92

续表 11

负荷点	故障停电概率	停电时间/h	$C_1$ /元	$C_2$ /元	$R_r$ /元
LP5	0.382	3.49	10 084.21	7 077.02	6 555.59
LP6	0.587	3.32	9 837.50	1 294.79	6 534.66
LP7	0.675	3.51	9 870.01	1 283.03	7 528.30
LP8	0.604	3.32	9 732.25	848.72	6 390.90
LP9	0.643	3.26	9 689.06	712.57	6 688.25
LP10	0.670	3.43	9 695.31	732.28	6 986.49

表 12 使用  $\lambda_{re}$  时各负荷点停电损失及风险Table 12 Loss and risk  $\lambda_{re}$  of power outage at each load point

负荷点	综合故障停电概率	综合停电时间/h	突发性潜在障率	综合 $R_r$ /元
LP1	0.125	4.64	0.037	5 299.97
LP2	0.474	3.62	0.118	23 230.30
LP3	0.486	3.66	0.117	8 577.63
LP4	0.328	3.75	0.075	5 085.84
LP5	0.501	3.25	0.119	8 597.77
LP6	0.746	3.34	0.159	8 304.69
LP7	0.878	3.46	0.203	9 792.37
LP8	0.798	3.36	0.194	8 443.61
LP9	0.847	3.27	0.204	8 810.18
LP10	0.878	3.41	0.208	9 155.43

由表 11 和 12 可知,负荷点 LP1 的渐变因素影响下实时停电概率  $\lambda'_L$ 、突发性因素潜在故障率  $\lambda''_L$  以及综合故障率  $\lambda^L_{re}$  都最小。当设备故障率使用  $\lambda'$  时,表 11 中 LP7 的实时停电概率最大,这是因为设备越多,该负荷点故障可能性越大。当故障率使用  $\lambda_{re}$  时,表 12 中 LP7 和 LP10 的停电概率最大,与表 11 结果不同。同时可以看出表 12 算出的负荷点故障率以及停电风险普遍高于表 11 结果。出现这一差异的原因在于表 12 中考虑了突发性因素和设备水平、网架水平对配电设备潜在故障率的影响,负荷 LP10 突发性因素潜在故障率  $\lambda''_L$  最大。

表 11 和 12 的停电损失  $C_1$  和  $C_2$  相同,因此表 12 中没有重复展示。同时可以看出 LP1 的实时停电风险  $R_r$  最小,LP2 的  $R_r$  最大。LP1 的  $R_r$  最小主要是因为其实时停电概率最小,而 LP7 和 LP10 的综合停电概率虽然最大,但是因为该负荷点是居民用户,导致该负荷点的综合停电损失较小,因此停电风险不是最大。LP2 的  $R_r$  最大主要是因为该负荷点是工业用户,综合停电损失很大导致最后的停电风险值最大。因此停电概率最大不代表停电风险最大。

在运维时:1)对于设备而言,负荷开关 LS8 和 LS10 的  $\lambda'$  和  $\lambda_{re}$  故障率都最大,因此在运维时需要注重检查这些情况下这两个开关的状态。2)对于负荷点而言,LP7 和 LP10 的综合停电概率最大,LP2 的实时停电风险最大。当更换了故障率较大的设备,负荷点风险值仍超过预警值时,可以提高网架结构水平降低突发性

潜在故障率 $\lambda''_i$ 。

目前依据该研究已经开发了基于综合故障率的配电网实时风险评估软件,该软件已经在广州部分线路开始试点运行。从目前的运行效果来看,在一般的天气情况下,该方法的风险评估效果和往年同期使用原有方法相比差异不大。当出现大风大雨等较为恶劣的天气以及待评估设备的装备水平和网架结构水平较差时,该方法可以及时发现配电网的薄弱环节,使电网工作人员可以实施状态维修,较大程度地减少了故障停电次数和故障停电损失,提高了配电网的可靠性。由于不同负荷点之间装备水平、网架水平、环境因素等存在差异,因此不同线路的预警值不同。如何设置合适的风险预警值,使其可以较大程度减少故障停电次数的同时可以避免过度状态维修是接下来的研究重点。

## 6 结 论

文中提出了一种配电网实时风险评估方法,首先使用设备在渐变因素作用下发生故障的历史数据,利用改进的状态评价模型计算结果拟合 $\lambda'_i = K e^{CH}$ ,利用在线监测数据计算待评估设备健康指数,进一步计算设备在渐变因素影响下的故障率。根据待评估配电设备所处环境突发性因素的实时强度、装备水平和网架结构水平,计算了突发性潜在故障率和综合故障率。采用馈线分区的方法计算了各负荷点的实时停电概率和停电风险,并通过实例分析找到了配电设备和负荷点的薄弱环节。

### 参考文献:

- [ 1 ] Lei H T, Singh C. Non-sequential Monte Carlo simulation for cyber-induced dependent failures in composite power system reliability evaluation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2): 1064-1072.
- [ 2 ] 廖瑞金,王有元,刘航,等.输变电设备状态评估方法的研究现状[J].高电压技术,2018,44(11):3454-3464.  
Liao R J, Wang Y Y, Liu H, et al. Research status of condition assessment method for power equipment[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(11): 3454-3464. (in Chinese)
- [ 3 ] Shariatinasab R, Safar J G, Falaghi H. Optimisation of arrester location in risk assessment in distribution network[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2014, 8(1): 151-159.
- [ 4 ] 穆斌,刘艳.考虑 TSC 提升的配电网区域机会维修模型[J].电力自动化设备,2018,38(3): 50-55,62.  
Mu B, Liu Y. Regional opportunistic maintenance model for distribution network considering improvement of total supply capability[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(3): 50-55,62. (in Chinese)
- [ 5 ] 张文俊. 配电网故障停电风险评估指标体系及评估方法研究[D].河北保定: 华北电力大学, 2014.  
Zhang W J. Research on index system and evaluation methods of distribution network fault outage risk assessment[D]. Baoding, Hebei: North China Electric Power University, 2014. (in Chinese)
- [ 6 ] 栗然,王飞飞,李增辉.基于风险评估的配电网检修决策优化[J].电力自动化设备,2013,33(11):1-8.  
Li R, Wang F F, Li Z H. Maintenance decision making optimization based on risk assessment for distribution system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(11): 1-8. (in Chinese)
- [ 7 ] 林子钊,潘凯岩,周名煜,等.考虑实时和潜在因素的城市配电网风险评估模型和方法[J].电力系统自动化,2017,41(4): 48-55,104.  
Lin Z Z, Pan K Y, Zhou M Y, et al. Risk assessment model and method of urban distribution network considering real-time and potential factors[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(4): 48-55,104. (in Chinese)
- [ 8 ] 王浩鸣,唐翀,吴莉萍,等.基于设备状态评价的配电网动态可靠性评估[J].电力系统及其自动化学报, 2017, 29(7): 68-74.  
Wang H M, Tang C, Wu L P, et al. Dynamic reliability assessment of distribution network based on equipment state evaluation model[J]. Proceedings of the CSU-EPSS, 2017, 29(7): 68-74. (in Chinese)
- [ 9 ] 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 H R, Li N N, Guo S, et al. Real-time risk assessment on equipment failure outage of distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(11): 89-94. (in Chinese)
- [10] 史常凯, 宁昕, 孙智涛, 等. 基于设备实时健康指数的配电网风险量化评估[J]. 高电压技术, 2018, 44(2): 534-540.  
Shi C K, Ning X, Sun Z T, et al. Quantitative risk assessment of distribution network based on real-time health index of equipment[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(2): 534-540. (in Chinese)
- [11] 马钊, 周莉梅, 袁海文, 等. 现代配电网健康指数理论及其应用研究[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(1): 130-140.  
Ma Z, Zhou L M, Yuan H W, et al. Health index methodology of modern distribution network and its application[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(1): 130-140. (in Chinese)
- [12] 李二霞, 亢超群, 李玉凌, 等. 基于设备状态评价和电网损失风险的配电网检修计划优化模型[J]. 高电压技术, 2018, 44(11): 3751-3759.  
Li E X, Kang C Q, Li Y L, et al. Optimization model of distribution network maintenance plan based on equipment condition evaluation and grid loss risk[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(11): 3751-3759. (in Chinese)
- [13] 徐铭铭, 曹文思, 姚森, 等. 基于模糊层次分析法的配电网重复多发性停电风险评估[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(10): 19-25, 31.  
Xu M M, Cao W S, Yao S, et al. Risk assessment of repeated multiple blackouts for distribution network based on fuzzy AHP[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(10): 19-25, 31. (in Chinese)
- [14] 陈雪, 罗毅初, 黄科维, 等. 基于 GIS 系统拓扑数据的配电网改进最小路可靠性算法[J]. 南方电网技术, 2017, 11(1): 80-86.  
Chen X, Luo Y C, Huang K W, et al. GIS data based improved minimal path method for distribution network reliability[J]. Southern Power System Technology, 2017, 11(1): 80-86. (in Chinese)
- [15] 葛少云, 朱振环, 刘洪, 等. 配电网故障风险综合评估方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2014, 26(7): 40-45.  
Ge S Y, Zhu Z H, Liu H, et al. Comprehensive evaluation method for distribution network fault risk[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2014, 26(7): 40-45. (in Chinese)
- [16] 费思源. 大数据技术在配电网中的应用综述[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(1): 85-96.  
Fei S Y. Overview of application of big data technology in power distribution system[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(1): 85-96. (in Chinese)

(编辑 罗 敏)