

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2023.05.021

# 基于动态决策系统的黑启动灾后恢复路径优化

徐秋童, 于艾清

(上海电力大学电气工程学院, 上海 200090)

**摘要:**为解决极端天气导致的电力系统停电问题,须制定合理的供电恢复策略以减小损失,因此文中建立一种考虑设备故障概率的黑启动恢复路径动态优化方法。首先,为精确衡量灾害条件下线路故障概率,建立考虑台风、降雨、滑坡时空耦合关系的线路失效模型;然后,结合电机特性的最优权重建立黑启动电源评价模型,进而提出在线恢复策略确定黑启动恢复方案,并通过改进后的蒙特卡洛树搜索算法与迪杰斯特拉算法对恢复方案进行求解;最后,以IEEE 30节点配电网系统为例进行仿真分析,验证动态决策系统在不同场景下的适用性。结果表明动态决策系统能够将恢复方案风险度降低22.5%,同时可保持供电恢复时间稳定,有效保障了供电方案的可靠性、快速性。

**关键词:**黑启动;线路故障概率;风雨联合模型;黑启动路径;线路失效模型;在线恢复策略

**中图分类号:** TM73

**文献标志码:** A

**文章编号:** 2096-3203(2023)05-0185-10

## 0 引言

近年来极端灾害频发,对电网造成了严重影响<sup>[1-2]</sup>,引发电网大面积停电现象。黑启动能够实现停电后的发电机组自启动,快速恢复供电,在电网中发挥着越来越重要的作用<sup>[3-4]</sup>。目前对于停电后黑启动恢复路径的选择优化问题已经有很多的研究。对于恢复过程中目标函数的选择,文献[5]以机组恢复时间最短为目标确定恢复路径,但保证恢复快速性的同时并未考虑系统发电量问题,继而可能导致系统无法支撑负荷运转。文献[6]将每个恢复时段系统的电量缺额最小作为目标函数建立恢复模型,虽然保证了电量供应但并未考虑恢复方案的可靠性。文献[7]考虑了恢复过程的经济性与网架性能形成骨干网络确定恢复路径,提升了恢复方案的可靠性,但若存在不可恢复性故障线路将严重影响骨干网络恢复效果。以上文献从不同角度确定了目标函数,但都未考虑线路故障概率的问题,而线路故障概率会直接影响恢复方案的可靠性,因此在制定恢复方案过程中应当对线路的故障概率进行计算,防止因线路故障而影响黑启动的进程。

对于线路故障概率的计算,文献[8]考虑了线路操作时限和恢复概率来优化启动路径,但对线路故障概率因素考虑单一,无法很好对线路健康程度进行评估。文献[9]考虑了恢复过程中故障概率问

题,但仅从元件故障概率方面进行计算,并未提及气象因素对线路的影响。文献[10-11]考虑了台风、冰雪灾害背景下的供电恢复策略并反映了气象灾害的时空特性,但仅考虑了单一灾害对线路的影响。文献[12]建立了多种灾害的故障模型,更全面地考虑了气象因素的影响,但未考虑灾害之间的耦合关系,不能准确评估线路受影响程度。文献[13]将不同灾害对线路的耦合影响通过权重进行计算,但权重的计算容易受到主观影响且无法反映灾害之间的时空关系。以上文献虽然能够反映出线路故障概率问题,但对于故障概率的计算不够全面,故障概率的差异将会直接对恢复方案的可靠性产生影响,应对造成故障的因素进行全面考虑。

黑启动初期系统是十分脆弱的,如果恢复的路径再次发生永久性断线,会对系统造成再次故障,带来更大的经济损失。因此,为全面衡量各因素对线路的影响,文中建立了一种考虑风雨耦合关系的线路故障概率模型,并对传统的比例风险模型(proportional hazard model, PHM)进行改进,使得线路失效模型能同时考虑线路老化与气象因素的影响。同时针对黑启动过程中的不确定性,构建一种根据实时信息调整恢复策略的在线恢复策略,使其更好地应对恢复过程的不确定因素,确保恢复过程的安全、快速性。

## 1 复合灾害场景线路故障概率建模

### 1.1 台风与降雨型滑坡耦合模型

#### 1.1.1 台风灾害模型

台风是一种常见气象灾害,台风灾害下各点风

收稿日期:2023-03-23;修回日期:2023-05-04

基金项目:上海市“科技创新行动计划”技术标准项目(20D-Z2205500)

速的不同会对输电线路产生不同的影响。采用 Yan Meng 台风灾害模型进行建模<sup>[14]</sup>,如式(1)所示。

$$\frac{\partial \mathbf{v}}{\partial t} + \mathbf{v} \cdot \nabla \mathbf{v} = -\frac{1}{\rho} \nabla p - f \mathbf{k} \times \mathbf{v} + \mathbf{F} \quad (1)$$

式中: $\mathbf{v}$  为风速; $\rho$  为空气密度; $f$  为科氏参数; $\mathbf{F}$  为边界层内摩擦力; $\mathbf{k}$  为单位向量; $p$  为风场气压<sup>[15]</sup>。

传统 Yan Meng 模型仅考虑径向与切向风速,而未考虑竖向风速,而竖向风速与降雨强度密切相关,因此将式(2)竖向风速引入式(1)求解。

$$\mathbf{w}_H = -\frac{1}{D} \left( \int_0^H \frac{\partial(D\mathbf{v}_D)}{\partial D} dz + \int_0^H \frac{\partial \mathbf{v}_\theta}{\partial \theta} dz \right) \quad (2)$$

式中: $\mathbf{w}_H$  为高度  $H$  处的竖向风速; $D$  为该处与台风中心的距离; $\mathbf{v}_D$  为与台风中心距离为  $D$  处的径向风速; $\mathbf{v}_\theta$  为与台风运动方向夹角为  $\theta$  处的切向风速; $z$  为地表高度。台风对输电线路影响计算参见文献[16-17]。

### 1.1.2 滑坡故障分区模型

降雨型滑坡的发生,是内在地质因素与外在气象因素共同作用的结果,对地质因素进行评估能够筛选出容易发生滑坡的区域。通过地理信息系统对某地区历史滑坡灾害进行记录<sup>[18]</sup>,进而计算出容易发生滑坡灾害的区域,电网区域划分如图1所示。

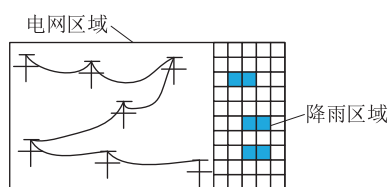


图1 电网区域网格划分

Fig.1 Grid division of power grid area

通过滑坡灾害指标  $\beta$  来衡量每个网格区域的滑坡指数,滑坡指数超过阈值则判定为可预测滑坡区域,进而对强降雨天气下发生滑坡的位置进行预测,如式(3)所示。

$$\beta = a \frac{G_u}{G_{\max}} + \left( \sum_{q=1}^{G_u} \frac{bM_{u,q}}{M_{\max}} \right) / G_u \quad (3)$$

式中: $G_u$ 、 $G_{\max}$  分别为网格  $u$  历史发生滑坡灾害点的个数和风险范围内最大滑坡灾害发生次数; $M_{u,q}$ 、 $M_{\max}$  分别为网格  $u$  第  $q$  个滑坡点的土方数和单元网格内最大滑坡土方数, $a$ 、 $b$  为权重系数,均取 0.5。

### 1.1.3 降雨量预测模型

台风灾害常常伴随着持续性降雨。由于强降雨是降雨型滑坡的主要外在气象因素,因此对于可能发生滑坡的区域要进一步对降雨的强度进行科学性评估。

表面降水强度正比于该高度处的向上水汽通量,降水强度又与竖向风速存在相关性,据此建立降雨强度与竖向风速关系模型,如式(4)所示。

$$L_{\text{str}} = \begin{cases} \alpha(\bar{T}) \bar{Q} |w_H| & |w_H| > 0 \\ 0 & |w_H| \leq 0 \end{cases} \quad (4)$$

式中: $L_{\text{str}}$  为降雨强度; $\alpha(\bar{T})$  为单位体积饱和空气转化为液态水体积; $\bar{T}$ 、 $\bar{Q}$  分别为平均温度和饱和率; $|w_H|$  为  $z=H$  处竖向风速的大小。

### 1.1.4 滑坡灾害下杆塔故障概率模型

考虑到降雨与滑坡灾害在发生时间有一定差异,可以认为在时间上具有独立的前后关系,因此将降雨与滑坡处理为独立事件,建立降雨后杆塔  $i$  发生滑坡灾害的倒塔故障概率模型,其表达如式(5)所示。

$$P_{\text{tower2},i} = P_{\text{slide}} P_{\text{slide,tower}} \quad (5)$$

式中: $P_{\text{tower2},i}$  为杆塔  $i$  发生滑坡灾害的倒塔故障概率; $P_{\text{slide}}$  为滑坡灾害概率,是降雨量的相关函数; $P_{\text{slide,tower}}$  为杆塔倒杆概率,是滑坡冲击力的相关函数,具体计算方式见文献[19]。

## 1.2 考虑灾害时空特性的 PHM 线路失效建模

### 1.2.1 风雨联合故障概率模型

虽然不同灾害之间耦合关系比较复杂,但只要保证每种灾害模型下都考虑了该灾害下环境因素的影响,并且采用参数足够准确,那么各种灾害模型可以单独处理并视为相互独立的事件计算<sup>[20]</sup>,据此建立杆塔  $i$  风雨联合故障概率模型,如式(6)、式(7)所示。

$$P_{\text{tower},i} = 1 - \prod_{\chi=1}^2 (1 - B_{\chi} P_{\text{tower},\chi,i}) \quad (6)$$

$$B_{\chi} = \left( \sum_{\zeta=1}^N \frac{\Delta t_{\chi,\zeta} P_{\text{tower},\chi,i}}{\Delta t P_{i,\max}} \right) / N \quad (7)$$

式中: $P_{\text{tower},i}$  为杆塔  $i$  风雨联合故障概率; $P_{\text{tower},\chi,i}$  为杆塔  $i$  受灾害  $\chi$  影响的故障概率; $B_{\chi}$  为第  $\chi$  种灾害与其余灾害的耦合系数; $N$  为灾害总数; $\Delta t_{\chi,\zeta}$  为灾害  $\chi$ 、 $\zeta$  的相互影响的时长; $\Delta t$  为预设时长; $P_{i,\max}$  为杆塔  $i$  在各种灾害影响下故障概率最大值。

### 1.2.2 改进 PHM 线路失效模型

PHM 模型常用于对电力系统输电安全性评估,既可以计算输电线路的老化情况,也能够对电力系统所处状态进行量化,用以计算输变电设备的故障概率,具体模型见文献[21]。

传统 PHM 模型通过天气状况的协变量衡量线路在不同灾害天气下的故障概率,但仅从静态角度评估线路故障概率水平,实际上随着气象灾害的时

空变化,线路故障概率会产生很大变化。为正确反映线路故障概率的变化,应考虑不同灾害间的时空耦合关系,文中以台风暴雨灾害为例对 PHM 模型进行改进,建立了考虑时空特性的线路失效模型。

由于台风与暴雨的移动性与不确定性,导致不同区域线路引起故障的主导因素有所差异,应根据主导因素不同,建立独立的多重故障模型,将 PHM 模型进行修改,如式(8)一式(10)所示。

$$P_{C,\kappa} = 1 - \prod_{i=1}^{\kappa} (1 - \alpha_i P_{\text{tower},i}) \quad (8)$$

$$\alpha_i = \prod_{j=1, j \neq i}^{\kappa} \frac{L_{\min} E_{\min}}{L_j E_j} \quad (9)$$

$$P_{\text{risk}} = 1 - (1 - p(t, \lambda))(1 - P_{C,\kappa}) \quad (10)$$

式中:  $P_{C,\kappa}$  为  $\kappa$  重杆塔组合故障概率;  $\alpha_i$  为杆塔  $i$  与  $\kappa$  重杆塔组合中其余杆塔的耦合系数,与电气距离和空间距离有关;  $L_j$ 、 $E_j$  分别为杆塔  $j$  与其他杆塔的空间距离与电气距离;  $L_{\min}$ 、 $E_{\min}$  分别为空间距离与电气距离的各自最小值;  $P_{\text{risk}}$  为线路故障概率;  $p(t, \lambda)$  为 PHM 模型故障概率函数。

## 2 基于在线决策的黑启动机组恢复策略

离线决策恢复方法能够获得最优的机组恢复策略,但离线决策仅根据固定的场景做出决策,无法根据系统变化处理未知因素,当线路状态发生无法预知的变化时,应采用实时数据的在线决策方法<sup>[22]</sup>确定机组恢复策略,决策流程如图2所示。

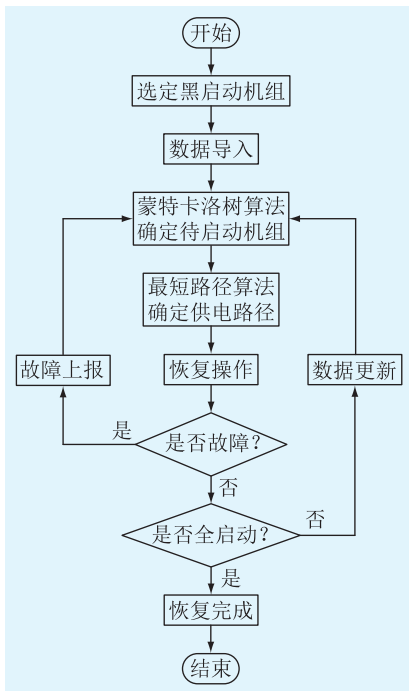


图2 在线决策流程

Fig.2 The process of online decision making

首先,选定黑启动机组;其次,对线路运行状况、发电机组运行状况等实时数据进行上传,确定系统是否正常运行;然后,通过恢复方案的决策原则进行在线决策确定后续线路与发电机投入顺序;随后,通过状态评估环节确定恢复过程中系统实时运行情况,检查是否出现故障;最后,通过决策下达确定最终恢复方案。

### 2.1 电机黑启动能力特性的评价方法

由于电机的额定功率、爬坡率、启动时间等特性会对黑启动进程的恢复速度产生影响,因此要对电机不同特性进行评价,选择黑启动能力最强的电机作为黑启动电源。由此,文中提出了一种结合最优组合权重与直觉模糊多属性决策 (vlsekriterijumska optimizacija i kompromisno resenje, VIKOR) 方法的黑启动电源评价模型。

#### 2.1.1 指标权重的计算

常见的赋权方法有层次分析法 (analytic hierarchy process, AHP)、主成分分析法 (principal components analysis, PCA)、基于指标相关性的指标权重确定法 (criteria importance through intercriteria correlation, CRITIC)、熵权法 (entropy weight method, EWM)。但以上赋权方法均存在不能很好地将主客观相结合或者容易受单一指标影响的缺点。

为克服以上缺点,文中基于博弈论 (game theory, GT) 结合多种赋权方法特性,采用主客观相结合的赋权法从不同角度计算指标权重,得到了评价指标的最优权重。

#### 2.1.2 改进 VIKOR 法

改进的 VIKOR 法能够得到每个方案与理想方案的接近度,根据接近度对方案进行排序确定最佳黑启动电源。

首先考虑决策者知识与经验对结果的影响,通过前景理论计算不同电机的前景值。利用已知的  $\psi$  个电源和  $\eta$  个指标构造决策矩阵  $A$ 。由于每个指标的维度不同,进行归一化处理,即:

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1\eta} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2\eta} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ a_{\psi 1} & a_{\psi 2} & \cdots & a_{\psi \eta} \end{bmatrix} \quad (11)$$

前景理论用于描述与预测风险决策中的行为理论,前景矩阵  $U$  由价值矩阵  $E$  和权重函数乘积组成。价值矩阵反映决策者对方案属性的心理感知价值,其第  $\psi$  行  $\eta$  列元素  $e_{\psi\eta}$  求解如式(12)所示,其中  $\Delta x = x_{\psi\eta} - x_{\eta}$ 。



$$e_{\psi\eta} = \begin{cases} (\Delta x)^\vartheta & \Delta x \geq 0 \\ -K(-\Delta x)^\tau & \Delta x < 0 \end{cases} \quad (12)$$

式中： $x_{\psi\eta}$ 为A中第 $\psi$ 个电源的第 $\eta$ 个指标； $x_\eta$ 为第 $\eta$ 个指标的参考值，选取归一化后的指标平均值作为参考点； $\vartheta$ 、 $\tau$ 分别为风险偏好系数和风险厌恶系数； $K(\cdot)$ 为损失规避因子。

将计算得到的前景值作为电机的属性值，得到正负属性值的理想解，如式(13)所示。

$$\begin{cases} U^+ = [u_1^+ \cdots u_\zeta^+ \cdots u_\psi^+]^T \\ U^- = [u_1^- \cdots u_\zeta^- \cdots u_\psi^-]^T \end{cases} \quad (13)$$

式中： $U^+$ 、 $U^-$ 为正负属性理想解； $u_\psi^+$ 、 $u_\psi^-$ 分别为正负属性理想解中第 $\psi$ 个元素； $u_\zeta^+$ 、 $u_\zeta^-$ 分别为前景矩阵元素 $u_{\gamma\zeta}$ 中的最大值和最小值。

其次，通过式(14)一式(16)分别计算出评价电机的最大群体利益值、最小个体后悔值、折中值。

$$B(\gamma) = \sum_{\zeta=1}^m \frac{w_\zeta(u_\zeta^+ - u_{\gamma\zeta})}{u_\zeta^+ - u_\zeta^-} \quad (14)$$

$$Y(\gamma) = \max_\zeta \left( \frac{w_\zeta(u_\zeta^+ - u_{\gamma\zeta})}{u_\zeta^+ - u_\zeta^-} \right) \quad (15)$$

$$J(\gamma) = \varepsilon \frac{B(\gamma) - B^-}{B^+ - B^-} + (1 - \varepsilon) \frac{Y(\gamma) - Y^-}{Y^+ - Y^-} \quad (16)$$

式中： $B(\gamma)$ 、 $Y(\gamma)$ 、 $J(\gamma)$ 分别为第 $\gamma$ 台电机的最大群体利益值、最小个体后悔值、折中值； $B^+$ 、 $B^-$ 分别为 $B(\gamma)$ 中的最大值和最小值； $Y^+$ 、 $Y^-$ 分别为 $Y(\gamma)$ 中的最大值和最小值； $w_\zeta$ 为第 $\zeta$ 个权重系数； $m$ 为电机的指标数量； $\varepsilon$ 为判定系数，取值范围为 $[0, 1]$ 。若 $0 \leq \varepsilon < 0.5$ ，则判定结果倾向于后悔值；若 $\varepsilon = 0.5$ ，说明判定平衡；如果 $0.5 < \varepsilon \leq 1$ ，说明决策倾向于群体利益最大化。

最后， $J$ 为成本型变量，值越小越好。计算得到各方案的效益值并从小到大进行排序，可以得到各方案的评价结果<sup>[23]</sup>。

## 2.2 黑启动机组在线决策恢复方案

### 2.2.1 目标函数与约束条件

系统发生停电后需要迅速恢复失电区域供电，同时要保证恢复方案有充足的发电量，文中选择恢复过程中机组发电量最大为目标函数，如式(17)所示。

$$W_{\text{total}} = \sum_{\varphi=1}^n \int_0^T P_\varphi dt \quad (17)$$

式中： $W_{\text{total}}$ 为发电总量； $P_\varphi(t)$ 为 $t$ 时刻第 $\varphi$ 台发电机功率； $T$ 为系统恢复时间； $n$ 为发电机总台数。

目标函数求解的约束条件包括：发电机有功无功出力约束、启动时间约束、线路传输功率、电压约

束等，如式(18)所示。

$$\begin{cases} P_{G_\varphi}^{\min} < P_{G_\varphi} < P_{G_\varphi}^{\max} & \varphi \in \psi_G \\ Q_{G_\varphi}^{\min} < Q_{G_\varphi} < Q_{G_\varphi}^{\max} & \varphi \in \psi_G \\ \sum_{\mu}^{n_G} P_{G_\mu} > P_{\text{st}, G_\varphi} \\ 0 < T_{\text{CS}(\varphi)} \leq T_{\text{HS}(\varphi)} \\ T_{\text{CS}(\varphi)} \leq T_{\text{CS}(\varphi)} \\ P_L < P_L^{\max} & L \in \psi_L \\ U_\sigma^{\min} < U_\sigma < U_\sigma^{\max} & \sigma \in E_v \\ P_\sigma - U_\sigma \sum_{\omega=1}^y U_\omega (G_{\sigma\omega} \cos \theta_{\sigma\omega} + B_{\sigma\omega} \sin \theta_{\sigma\omega}) = 0 \end{cases} \quad (18)$$

式中： $P_{G_\varphi}^{\min}$ 、 $Q_{G_\varphi}^{\min}$ 分别为第 $\varphi$ 台发电机的有功、无功功率出力的最小值； $P_{G_\varphi}^{\max}$ 、 $Q_{G_\varphi}^{\max}$ 分别为第 $\varphi$ 台发电机的有功、无功功率出力的最大值； $\psi_G$ 为发电机集合； $P_{G_\mu}$ 为已恢复机组 $\mu$ 输出功率； $n_G$ 为已恢复机组数量； $P_{\text{st}, G_\varphi}$ 为未启动机组所需启动功率； $T_{\text{CS}(\varphi)}$ 为第 $\varphi$ 台发电机启动时间； $T_{\text{HS}(\varphi)}$ 、 $T_{\text{CS}(\varphi)}$ 分别为第 $\varphi$ 台发电机最大、最小启动时间； $P_L$ 、 $P_L^{\max}$ 分别为流过线路的有功功率和最大有功功率； $\psi_L$ 为网络中线路集合； $U_\sigma^{\min}$ 、 $U_\sigma^{\max}$ 分别为节点 $\sigma$ 电压最小和最大值； $E_v$ 为网络中节点集合； $P_\sigma$ 、 $U_\sigma$ 分别为节点 $\sigma$ 注入的有功功率与电压； $\theta_{\sigma\omega}$ 为节点 $\sigma$ 与 $\omega$ 电压相角差； $G_{\sigma\omega}$ 、 $B_{\sigma\omega}$ 分别为节点 $\sigma$ 与 $\omega$ 之间线路的电导、电纳； $y$ 为节点总数。

### 2.2.2 基于蒙特卡洛树算法的机组恢复顺序求解

采用改进蒙特卡洛树搜索(Monte Carlo tree search, MCTS)对目标函数进行求解确定机组恢复顺序，包括：选择、拓展、模拟、反向传播4个阶段，同时根据动态决策系统的特点对该算法进行调整。

(1) 调整开采因子。选择阶段根据上限置信区间算法(upper confidence bound apply to tree, UCT)确定子节点，如式(19)所示。

$$X_{\text{UCT}} = \frac{X_g}{C_{\text{av}}} + 2C_p \sqrt{\frac{\ln 3\delta}{3\delta_g}} \quad (19)$$

式中： $X_{\text{UCT}}$ 为目标函数值； $X_g$ 为启动节点 $g$ 的发电量； $C_{\text{av}}$ 为归一化常量； $C_p$ 为非负的常数； $\delta$ 为探索当前节点次数； $\delta_g$ 为探索节点 $\delta$ 的子节点 $g$ 的次数。

由于传统的MCTS采用的是发电机组总发电量作为开采因子且数值较大，这就导致第一项权重远大于第二项，一旦开采出有效决策方案将影响甚至中断新方案的探索。因此引入 $C_{\text{av}}$ 将 $X_g$ 进行归一化来平衡开采与探索之间的权重，其大小通过多次方

案测试取发电量平均值获得。

(2) 对节点进行剪枝。针对于 MCTS 的模拟阶段,通过约束条件筛选节点,对不满足条件的进行剪枝。在拓展阶段,当通过父节点拓展子节点时,如果子节点不满足约束将会被永久剪枝。如果因为热启动约束造成的永久剪枝导致无法全部启动机组,将会对永久剪枝的子节点重新进行探索,直到所有机组被启动。

(3) 调整模拟次数。随着发电机数目增多,决策时间将会呈幂次增长,每次循环将确定一台发电机其启动顺序,并重新通过  $X_{UCT}$  作为决策依据进行探索,现修改为直接对比子节点  $X_{UCT}$ ,选择最优子节点,用以确定最大发电量机组。

### 2.2.3 基于迪杰斯特拉算法的恢复供电路径求解

确定发电机恢复顺序后,须要确定最短的供电电路径,文中选择迪杰斯特拉算法确定最短路径。该算法通常将相邻节点距离定义为线路恢复时间,算法具体求解流程如图 3 所示。在灾害背景下,线路的故障概率上升,而这会造成恢复方案耗时的增加,因此并不能真正反映线路的最短路径。线路恢复时间与故障概率之间应达成平衡,将该算法中相邻节点间线路供电恢复时间进行修改,如式 (20) 所示。

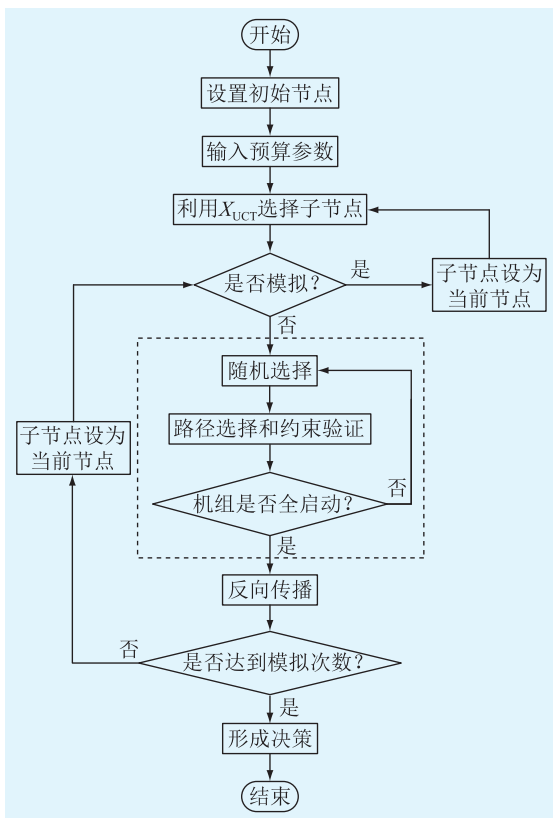


图 3 机组恢复顺序流程

Fig.3 Flow chart of unit recovery sequence

$$t'_{\sigma\omega} = t_{\sigma\omega} \left( 1 + \frac{P_{risk,\sigma\omega}}{\max(P_{risk,\sigma\omega})} \times \frac{\max(t_{\sigma\omega})}{t_{\sigma\omega}} \right) \quad (20)$$

式中:  $t'_{\sigma\omega}$  为改进后相邻节点间线路供电恢复时间;  $t_{\sigma\omega}$ 、 $P_{risk,\sigma\omega}$  分别为相邻节点间线路实际供电恢复时间与故障概率;  $\max(P_{risk,\sigma\omega})$ 、 $\max(t_{\sigma\omega})$  分别为任意相邻节点线路故障概率与供电恢复时间最大值。

### 3 算例分析

为确定线路故障概率,文中以实际拓扑结构修正的 IEEE 30 节点对极端天气下故障概率模型进行仿真,如图 4 所示。设定杆塔为 Q345 钢材质,  $R_{risk}$  为台风可能造成影响的风险风圈半径,由于每千米台风风速变化较小故设每 5 km 内风速相同。以节点 15 为原点建立坐标系,台风起始位置为 (-60 km, 180 km) 沿东南方向  $45^\circ$  运动,  $R_{max} = 83$  km, 台风中心移动速度为 20 m/s,中心气压为 935 hPa。

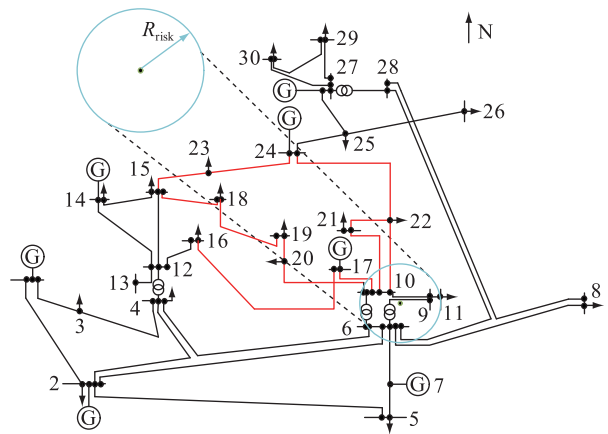


图 4 IEEE 30 节点与台风影响

Fig.4 IEEE 30-node and typhoon impact

如图 4 所示,存在高故障概率线路共 14 条,由式 (10) 可得线路故障概率如表 1 所示。

表 1 风险线路故障概率  
Table 1 Failure rates of risk lines

线路	故障概率	线路	故障概率
15-23	0.419	23-24	0.476
10-17	0.142	10-22	0.162
19-20	0.063	22-24	0.425
18-19	0.212	10-21	0.045
15-18	0.513	21-22	0.058
16-17	0.124	9-11	0.083
20-10	0.047	6-28	0.018

以线路 23-24 为例,不同杆塔受台风影响时间与风速变化对应的杆塔故障概率情况如图 5 所示。图 5 中,同一线路不同杆塔的承受时间有微小差异,导致不同杆塔之间的故障概率也存在差异,杆塔故

障率随着承受时间的减少而降低。

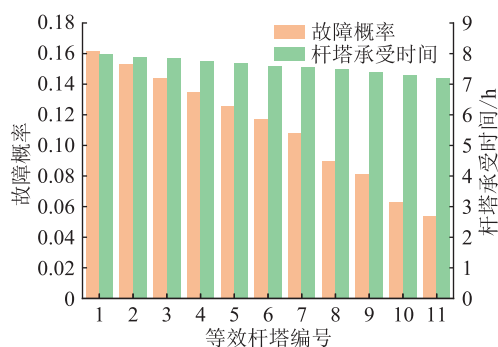


图5 线路23-24杆塔故障概率与承受时间

Fig.5 Failure probability and bearing time of poles and towers on line 23-24

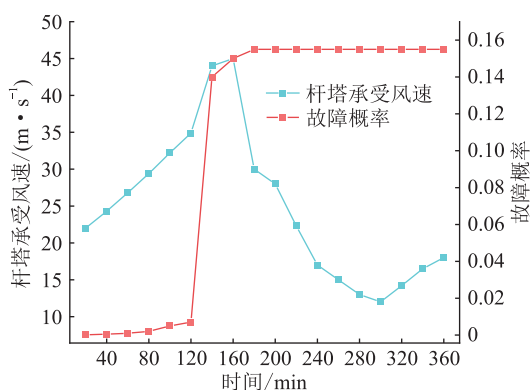


图6 4号杆塔故障概率与承受风速

Fig.6 Failure probability and wind speed of tower 4

图6为线路23-24中4号杆塔的承受风速与故障概率曲线。由图6可知,由于台风中心不断运动,杆塔承受的风速也在不断变化。在120 min—140 min期间风速上升较大,杆塔的疲劳损伤急剧上升,导致故障概率迅速上升。随着台风移动风速减小,故障概率缓慢上升。

若假设台风将会给线路22-24、23-24带来强降雨该区域地势起伏,历史滑坡事件较多,降雨量见表2。通过遥感技术获取线路22-24、23-24地势数据,为便于叙述上述区域分别定义为滑坡区1、滑坡区2。

表2 预测与实际降雨量

Table 2 Predicted and actual rainfall

方式	滑坡区1雨量/mm				滑坡区2雨量/mm			
	第1天	第2天	第3天	第4天	第1天	第2天	第3天	第4天
预测	27	44	86	134	45	120	76	24
实际	25	45	89	132	46	123	77	21

两滑坡区滑坡概率随有效降雨量变化见表3。由表3可知区域1有效降雨量不断增加,当雨量超

过208 mm时滑坡成为必然事件。而区域2有效降雨并未增加,说明地表的径流与蒸发作用大于了当日降雨量,导致故障概率下降。

表3 滑坡区故障概率与降雨量

Table 3 Failure probability and rainfall in landslide area

参数	滑坡区1				滑坡区2			
	第1天	第2天	第3天	第4天	第1天	第2天	第3天	第4天
有效雨量/mm	25	71	138	225	48	150	198	148
故障概率	0.13	0.14	0.24	1.00	0.14	0.29	0.72	0.28

由式(5)可得线路22-24、23-24在滑坡灾害下故障概率分别为0.896、0.819。杆塔倒塔概率见图7。杆塔发生倒塔的概率与诸多因素相关,包括杆塔自身特性参数,杆塔所在位置与坡体特性,在其他条件相同的情况下,杆塔2的高程差为杆塔3的一半,因此概率分别为0.362、0.699,杆塔4、5高程差低于2、3,故障概率分别为0.23与0.28。杆塔6—杆塔9其他条件相同但坡体厚度不同,其中杆塔7厚度最大为2.86 m,故障概率最高。杆塔10—杆塔14其他条件相同,坡角不同,杆塔11坡角最大,为24.01°,导致其故障概率最高,为0.29。通过比较可得,杆塔的故障概率与高程差呈负相关,与坡体厚度和坡角度数呈正相关,且每个因素变化对故障概率影响都较大,应该综合计算各个因素的影响。

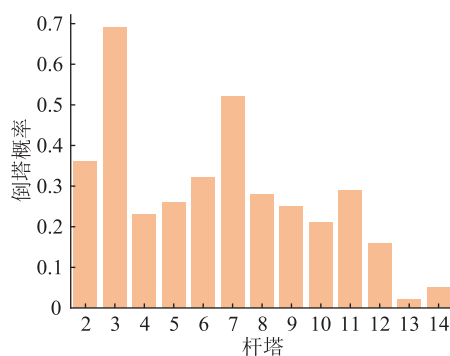


图7 滑坡区倒塔概率

Fig.7 Probability of tower falling in landslide area

### 3.1 场景一:恢复过程无故障的恢复路径

为更好地描述黑启动进程,将图4实际拓扑结构修正的IEEE 30节点用改进IEEE 30节点系统表示,如图8,包括30个节点、7台发电机、41条线路。系统中各电机参数见表4。

首先,对电机进行评价确定黑启动电源。通过博弈论将各种赋权方法的赋权结果相结合,得到权重对比结果如表5所示。其中 $I_1$ — $I_4$ 分别为电机的额定容量、爬坡功率、启动功率、启动时间。

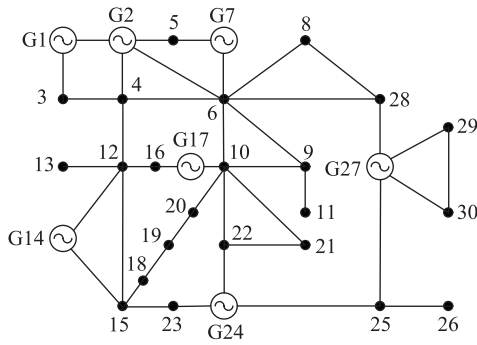


图 8 30 节点电网结构

Fig.8 30-node grid structure

表 4 电机指标特性评价

Table 4 Evaluation of Motor index characteristics

节点	容量/ MW	爬坡率/ (MW·h <sup>-1</sup> )	启动功率/ MW	启动时间/ min
1	100	30	3.0	4.0
2	150	50	4.0	6.0
7	90	20	2.0	3.5
14	50	15	1.0	2.0
17	60	15	1.5	2.0
24	50	15	1.0	2.0
27	100	30	3.0	4.0

表 5 不同赋权方法的权重对比

Table 5 Weight comparison of different weighting methods

方法	特性				方差
	$I_1$	$I_2$	$I_3$	$I_4$	
AHP	0.396	0.080	0.321	0.342	0.015
PCA	0.253	0.260	0.063	0.219	0.006
CRITIC	0.451	0.200	0.090	0.154	0.019
EWM	0.325	0.220	0.040	0.100	0.012
GT	0.274	0.150	0.200	0.210	0.002

通过表 5 可知,CRITIC、AHP、EWM 方法得到的指标权重方差分别为 0.019、0.015、0.012,数据波动性较大。PCA 方法的方差较小为 0.006,但指标  $I_2$ 、 $I_3$  差距过大,分别为 0.260、0.063,仍然存在指标权重失衡的问题。经对比发现,通过 GT 获得的权重指标的方差为 0.002,数据波动性最小,且权重指标较为均衡,不存在评价结果失衡问题,因此文中所提方法是有效可行的。

通过改进 VIKOR 法对电机综合评价,评价结果如表 6 所示。通过计算最大群体利益值  $B$  与最小个体后悔值  $Y$ ,得到折中值  $J$ ,选择综合评价最高的节点 2 处的电机作为文中的黑启动电源。

其次,确定黑启动电源后,将采用在线恢复策略对非黑启动机组进行启动,在线恢复策略求解步

表 6 电机评价排序

Table 6 Motor evaluation sequence

机组	$B$	$Y$	$J$	排名
1	0.129	0.115	0.024	2
2	0.112	0.092	0	1
14	0.776	0.432	1.000	5
7	0.336	0.214	0.288	3
17	0.523	0.327	0.315	4
24	0.776	0.432	1.000	5
27	0.129	0.115	0.024	2

骤如下:

(1) 获取并上传电力系统实时信息,对初始参数进行设定。

(2) 通过在线决策获取电机启动顺序与恢复路径,并且每次决策生成恢复方案仅用于恢复下一台电机,生成后续启动顺序仅作为参考。每启动一台电机将会进行一次在线决策循环,直到所有电机被启动。

(3) 在恢复过程中对电力系统的实时信息进行检测,判断是否发生故障。若出现故障,将会进行在线决策产生新的方案。

(4) 调度员进行指令下达进行实际操作。

最后,通过在线恢复策略获得电机的启动顺序,最终启动路径、电机并网时间、发电量,如表 7 所示。

表 7 场景一电机恢复路径

Table 7 Motor recovery path in scenario 1

机组	恢复路径	后续启动顺序	并网时间/ min	发电量/ (MW·h)
1	2-1	7-27-17-24-14	3.0	2 911.7
7	2-6-7	27-17-24-14	8.0	2 911.7
27	6-28-27	17-24-14	13.0	2 911.7
17	6-10-17	24-14	15.0	2 911.7
24	27-25-24	14	18.0	2 911.7
14	2-4-12-14		23.5	2 911.7

在由电机 1 向电机 7 恢复过程中,动态决策系统将对后续方案进行计算,并且将在 3 min 内获取后续参考方案,随着未被启动机组越来越少,计算时间随之减少。为证明文中方法的有效性,选择与文献[5]进行对比,得到恢复结果如表 8 所示。

文献[5]考虑电机并网时间最短作为目标函数,保证了恢复的快速性,但系统发电量仅为 2 903.3 MW·h,少于文中方法的发电量,并不能保证恢复过程中发电量最大。同时恢复的快速性是建立在线路无故障的基础上,对比文献并未考虑线



表 8 场景一文献[5]恢复路径

Table 8 Recovery paths by literature [5] in scenario 1

机组	恢复路径	后续启动顺序	并网时间/ min	发电量/ (MW·h)
1	2-1	7-27-24-17-14	3.0	2 903.3
7	2-6-7	27-24-17-14	8.0	2 903.3
27	6-28-27	24-17-14	13.0	2 903.3
24	6-10-22-24	17-14	16.5	2 903.3
17	10-17	14	17.5	2 903.3
14	2-4-12-14		20.0	2 903.3

路风险故障概率问题。为更直观表现方案的风险程度,定义方案风险度如式(21)所示。

$$\begin{cases} R_{\text{sum}} = \sum_{\varphi=1}^m R_{\varphi} \\ R_{\varphi} = 10\exp(P_{\text{plan},\varphi}) \\ P_{\text{plan},\varphi} = 1 - \prod_{s=1}^{n_{\varphi}} (1 - P_{\text{risk},\varphi s}) \end{cases} \quad (21)$$

式中:  $R_{\text{sum}}$  为恢复方案总风险度,反映了该方案的可靠程度;  $R_{\varphi}$  为恢复第  $\varphi$  台发电机对应的恢复路径风险度;  $P_{\text{plan},\varphi}$  为与之对应的故障概率,通过式(10)确定;  $n_{\varphi}$  为恢复发电机  $\varphi$  中线路总数;  $P_{\text{risk},\varphi s}$  为恢复电机  $\varphi$  中第  $s$  条线路的故障概率。

风险度对比结果如图 9 所示。文中所用方法在恢复机组 17、24 过程中的风险度远低于对比文献,分别降低了 38%与 50%,整个恢复方案的总风险度降低了 22.5%,且恢复路径避开高风险线路 10-22 与 22-24,其故障概率分别为 0.162 与 0.425。因此文中采用的方案风险度更低,保证了恢复方案的可靠程度。

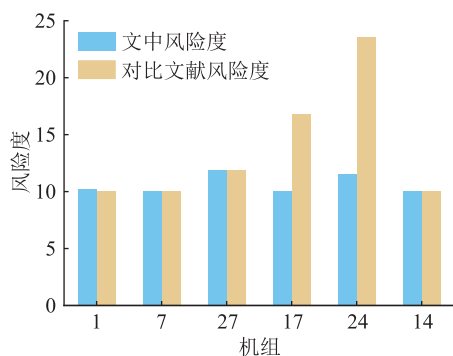


图 9 风险度对比

Fig.9 Risk comparison

同时将改进后的算法与改进前对比,得到对比结果如表 9 所示。

由表 9 可知,剪枝技术的调整对计算速度影响最大,未进行剪枝之前步骤 1、2 运行时间为 6.00 min,是因为若无剪枝每个机组选中概率相同,对导

表 9 算法改进对比

Table 9 Algorithm improvement comparison min

改进方法	步骤 1 用时	步骤 2 用时	步骤 3 用时
无剪枝	6.00	6.00	3.10
不修改模拟次数	2.50	1.00	0.30
$X_{\text{UCT}}$ 不变	0.20	0.10	0.05
文中方法	2.50	0.50	0.10

致决策需花费大量时间模拟。其中原  $X_{\text{UCT}}$  的策略计算时间极短,步骤 3 仅用时 0.05 min,主要是由于计算存在两种极端,一种是运行中发现一套可行方案后探索因子权重过小影响探索过程导致时间减少,另一种是探索不充分导致无法探索出决策方案。经过对比,文中方法能够降低运行时间至 3.10 min,在保证快速性的同时能够探索出有效的决策方案,因此改进后的算法是有效可行的。

### 3.2 场景二:恢复过程有故障的恢复路径

场景一针对理想状态下做出决策,但在实际恢复过程中,线路的状态存在很大的不确定性,制定的方案由于人为或者自然因素,存在失效的可能,因此要对决策后线路投运失败的情况做出分析。

假设在线决策后,检测到高风险线路 10-17、22-24 发生断线故障,动态决策系统立即计算新的恢复方案,结果如表 10 所示。

表 10 场景二电机恢复路径

Table 10 Motor recovery path in scenario 2

机组	恢复路径	后续启动顺序	并网时间/ min	发电量/ (MW·h)
1	2-1	7-27-17-2-14	3.0	2 911.7
7	2-6-7	27-17-24-14	8.0	2 911.7
27	6-28-27	17-24-14	13.0	2 911.7
17	2-4-12-16-17	24-14	15.0	2 897.6
14	12-14	14	18.0	2 897.6
24	27-25-24		23.5	2 897.6

表 10 对电机 1、17、27 的恢复路径与表 7 相同,恢复方案的并网时间与发电量保持不变。由于在恢复 10-17 过程中发现断线故障,因此对电机 17 重新制定恢复路径,恢复路径变化导致电机 14、24 恢复顺序产生变化,系统发电量也下降至 2 897.6 MW·h,下降了 0.4%,同时并网时间保持不变。

当线路 10-17、22-24 发生断线故障时,对比文献[5]的恢复方案也会产生变化,如表 11 所示。

表 11 对电机 1、17、27 的恢复路径与表 8 相同,恢复方案的并网时间与发电量保持不变。在恢复线路 22-24 与 10-17 过程中均发现断线故障,因此机组 27、17、14 恢复顺序与恢复路径都将发生变化,同



表 11 场景二文献[5]恢复路径

Table 11 Recovery paths by literature [5] in scenario 2

机组	恢复路径	后续启动顺序	并网时间/ min	发电量/ (MW·h)
1	2-1	7-27-24-17-14	3.0	2 903.3
7	2-6-7	27-24-17-14	8.0	2 903.3
27	6-28-27	24-17-14	13.0	2 903.3
24	27-25-24	17-14	19.5	2 886.4
17	2-4-12-16-17	14	26.5	2 880.3
14	12-14		28.0	2 880.3

时由于供电路径调整系统发电量也下降至 2 880.3 MW·h,下降了 0.8%,同时并网时间上升 40%。

经对比发现,在存在线路故障的场景下文中方快于仅考虑快速性的恢复方案,且随着电网规模扩大,可能产生故障的线路增多,若不考虑线路故障概率问题,恢复方案的失败风险也就越大,同时系统发电量也会由于恢复进程延迟而减少,从而无法及时恢复供电。因此考虑线路故障概率的在线恢复策略是有必要的。

#### 4 结论

文中采用复合灾害模型评估线路故障概率,通过改进 VIKOR 法对黑启动电源进行评价,最终建立动态决策系统制定黑启动恢复方案,得出如下结论:

(1) 动态决策系统针对不同故障场景均能制定合理恢复策略,与离线决策系统相比发电量下降仅 0.4%,同时能够保持供电恢复时间不变,提升了对突发故障的应对能力。

(2) 根据复合灾害线路失效模型的计算结果制定供电恢复方案,可将方案风险度降低 22.5%,保障了恢复方案的可靠性。

(3) 改进后的 MCTS 算法可将运算时间降为 3.10 min,计算时间短且恢复方案有效可行,更加适用于动态决策系统。

#### 参考文献:

[1] BUSBY J W, BAKER K, BAZILIAN M D, et al. Cascading risks: understanding the 2021 winter blackout in texas[J]. Energy Research & Social Science, 2021, 77: 102106.

[2] SU K, JIANG L P, LIU J Z. Power source-power grid coordinated typhoon defense strategy based on multiagent dynamic game theory[J]. Global Energy Interconnection, 2021, 4(3): 285-294.

[3] 程林,牛拴保,柯贤波,等. 一种新的黑启动子系统恢复路径模型及算法[J]. 电网与清洁能源, 2022, 38(7): 16-24.

CHENG Lin, NIU Shuanbao, KE Xianbo, et al. A new black start subsystem recovery path model and algorithm[J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38(7): 16-24.

[4] ZHAO Y X, LIN Z Z, DING Y, et al. A model predictive control based generator start-up optimization strategy for restoration with microgrids as black-start resources[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 7189-7203.

[5] LI S H, ZHOU H M, YAN Y S, et al. Reliability and sensitivity analysis of loop-designed security and stability control system in interconnected power systems[J]. Global Energy Interconnection, 2022, 5(5): 501-511.

[6] 焦洁,刘艳. 基于鲁棒优化的网架重构机组恢复顺序优化[J]. 电工技术学报, 2017, 32(11): 77-86.

JIAO Jie, LIU Yan. Optimization of units' restoration sequence during network reconfiguration process based on robust optimization[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(11): 77-86.

[7] 韩畅,林振智,杨莉,等. 考虑经济性和网架性能的抗灾型骨干网架多目标规划[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(2): 34-41, 104.

HAN Chang, LIN Zhenzhi, YANG Li, et al. Multi-objective planning for anti-disaster backbone grid considering economics and network frame performance[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(2): 34-41, 104.

[8] 刘翔宇,胡雪凯,胡文平,等. 考虑线路操作时限和恢复概率的机组启动路径优化[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(10): 24-29.

LIU Xiangyu, HU Xuekai, HU Wenping, et al. Optimization of unit restoration sequence considering line start-up time and restoration probability[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(10): 24-29.

[9] 秦福欣,王建学,王秀丽. 考虑输电元件损坏概率的电力网架时序恢复策略优化[J]. 电网技术, 2017, 41(1): 137-145.

QIN Fuxin, WANG Jianxue, WANG Xiuli. Time sequence restoration optimization strategy of network considering power components' damage probability[J]. Power System Technology, 2017, 41(1): 137-145.

[10] 姚历毅,罗萍萍,黎琦,等. 考虑台灾后线路风偏率的机组恢复路径优选方法[J]. 南方电网技术, 2018, 12(10): 26-34.

YAO Liyi, LUO Pingping, LI Qi, et al. Optimization method of unit recovery path considering line windage yaw rate after typhoon disaster[J]. Southern Power System Technology, 2018, 12(10): 26-34.

[11] 张盛,汪李忠,刘航,等. 基于混合整数二阶锥规划的恢复供电策略[J]. 电网与清洁能源, 2022, 38(3): 32-41.

ZHANG Sheng, WANG Lizhong, LIU Hang, et al. Power supply recovery strategy based on mixed integer second order cone programming[J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38(3): 32-41.

[12] 黄刚. 面向系统韧性提升的智能电网调度优化方法研究[D]. 杭州:浙江大学, 2018.

HUANG Gang. Research on smart grid scheduling optimization method for system toughness improvement [D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2018.

- [13] 杨月,孙博,马晓忱,等. 融合注意力机制的输电线路故障概率预测模型[J]. 电力建设,2022,43(3):42-49.  
YANG Yue,SUN Bo,MA Xiaochen,et al. Prediction model of transmission line fault probability applying attention mechanism [J]. Electric Power Construction,2022,43(3):42-49.
- [14] 吴昊. 台风作用下输电线路风雨载荷研究[D]. 北京:华北电力大学,2019.  
WU Jiong. Study on wind and rain load of transmission lines under typhoon[D]. Beijing:North China Electric Power University,2019.
- [15] 黄丽平. 面向电网韧性提升的电力调度优化模型及其评估方法研究[D]. 广州:广东工业大学,2022.  
HUANG Liping. Research on power dispatching optimization model and its evaluation method for power grid toughness improvement[D]. Guangzhou:Guangdong University of Technology,2022.
- [16] 张志强. 台风作用下的架空输电线路动力响应研究[D]. 北京:华北电力大学,2017.  
ZHANG Zhiqiang. Study on dynamic response of overhead transmission lines under typhoon action [D]. Beijing:North China Electric Power University,2017.
- [17] 邵燕. 大型不规则雕像结构的抗风及疲劳研究[D]. 南京:东南大学,2015.  
TAI Yan. Study on wind resistance and fatigue of large irregular statue structure [D]. Nanjing:Southeast University,2015.
- [18] WANG Z L,LIU B,HAN Y H,et al. Stability of inner dump slope and analytical solution based on circular failure:illustrated with a case study[J]. Computers and Geotechnics,2020,117:103241.
- [19] 梁恒,李吉林,刘发明,等. 基于光滑粒子流体动力学方法的泥石流冲击桥墩试验模拟[J]. 岩土力学,2021,42(5):1473-1484.
- LIANG Heng,LI Jilin,LIU Faming,et al. Simulation of debris flow impacting bridge pier tests based on smooth particle hydromechanics method[J]. Rock and Soil Mechanics,2021,42(5):1473-1484.
- [20] 薛禹胜,吴勇军,谢云云,等. 复合自然灾害下的电力系统稳定性分析[J]. 电力系统自动化,2016,40(4):10-18.  
XUE Yusheng,WU Yongjun,XIE Yunyun,et al. Stability analysis of power system under compound natural disasters [J]. Automation of Electric Power Systems,2016,40(4):10-18.
- [21] 何迪,章禹,郭创新,等. 一种面向风险评估的输电线路故障概率模型[J]. 电力系统保护与控制,2017,45(7):69-76.  
HE Di,ZHANG Yu,GUO Chuangxin,et al. Failure probability model of transmission lines for risk assessment[J]. Power System Protection and Control,2017,45(7):69-76.
- [22] SUN R J,LIU Y T,WANG L. An online generator start-up algorithm for transmission system self-healing based on MCTS and sparse autoencoder[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2019,34(3):2061-2070.
- [23] ÇELIKBILEK Y,TÜYSÜZ F. An integrated grey based multi-criteria decision making approach for the evaluation of renewable energy sources[J]. Energy,2016,115:1246-1258.

作者简介:



徐秋童

徐秋童(1996),男,硕士,研究方向为黑启动故障恢复(E-mail:1090781146@qq.com);  
于艾清(1981),女,博士,副教授,研究方向为新型电力系统规划。

## Optimization of post disaster recovery path of black start based on dynamic decision system

XU Qiutong, YU Aiqing

(School of Electrical Engineering, Shanghai Electric Power University, Shanghai 200090, China)

**Abstract:** To solve the problem of power system outages caused by extreme weather, a reasonable strategy for restoring the power supply is needed to reduce losses. Therefore, a dynamic optimization method of black start recovery path considering the probability of device failure is proposed. Firstly, to accurately measure the probability of line fault under disaster conditions, a line fault model is founded by taking into account the spatiotemporal coupling of typhoons, rainfall, and landslides. Secondly, the black-start power evaluation model is established by combining the optimal weights of motor characteristics. Furthermore, the online recovery strategy is developed to determine the black-start recovery scheme, which can be solved by the improved Monte Carlo tree search algorithm and the Dijkstra algorithm. Finally, the IEEE 30-node distribution network system is used to verify the applicability of the dynamic decision system under different scenarios. The results show that the dynamic decision system can reduce the riskiness of the recovery scheme by 22.5% while keeping the power supply recovery time stable, effectively improving the rapidity and reliability of the power supply scheme.

**Keywords:** black start; line failure probability; combined wind and rain model; black start path; line failure model; online recovery strategy

(编辑 李栋)