

# 基于多种指标优化的连锁故障预防策略研究\*

邓慧琼 陈心耘<sup>†</sup> 张晓飞 郑玉焱 郑荣进

(福建工程学院电子电气与物理学院, 350118, 福建福州)

**摘要** 为了预防连锁故障的发生, 兼顾电网运行时的安全裕度和电压稳定情况, 将电网当前运行与临界状态的节点注入功率之间的差值转化为安全裕度指标; 分别将衡量电网整体和某节点电压稳定的雅可比矩阵最小特征值指标和电压稳定的  $L$  指标相结合, 给出了电压稳定的综合指标; 结合电网实际情况给出了各种约束条件, 由此确定了完整的预防连锁故障模型; 提出了监控优化过程中电网切除初始故障后的剩余支路所受潮流转移的影响程度是否在降低, 从侧面证明了文中提出的预防连锁故障模型能够达到预防连锁故障的目的; 通过对 IEEE39 节点系统进行算例仿真, 验证了所构建的预防连锁故障模型的可行性和有效性.

**关键词** 连锁故障; 安全裕度指标; 电压稳定综合指标; 预防模型

**中图分类号** TM712

**DOI:** 10.12202/j.0476-0301.2021311

## 0 引言

近年来, 虽然国内外发生电力事故的概率在减小, 但是一旦发生, 往往带来严重后果<sup>[1]</sup>. 连锁故障是诱发电网大面积停电事故的主要原因之一<sup>[2]</sup>. 连锁故障通常是由于电网系统中某条线路故障切除后, 短时间内线路的潮流出现急剧变化, 发生线路过载, 使得电网的运行状态进一步恶化<sup>[3-4]</sup>, 造成大规模停电事件发生. 针对电网连锁故障的研究较多: 文献 [5] 提出基于卷积神经网络模型并开发了一种基于梯度下降的预防控制方法, 以提高电网临界状态下的阻尼和稳定; 文献 [6] 从多角度多层面出发, 提出多个评价指标, 以便能够辨识当台风灾害来临时电网的脆弱线路, 同时提高电网运行的可靠性; 文献 [7] 在交直流混联电网中运用曾经发生的故障事件作为特征事件, 进行溯源分析和超前预测. 有学者针对电网的协调控制分别建立了连锁故障全过程防御和二层优化模型, 此模型相较传统的协调控制模型优越, 兼顾经济效益和运行风险控制, 将运行风险最小化<sup>[8-10]</sup>; 基于蒙特卡罗方法对连锁故障事件进行风险评估, 建立了多种风险评估指标, 以准确衡量停电风险, 并能为发生连锁故障跳闸提供预防手段和相应的控制策略<sup>[11-12]</sup>.

已有研究中, 有的只注重单一的风险评估, 或只是寻找评估电网中的脆弱节点, 所建立的预防模型相

对简单, 没有考虑到电网实际运行中所发生事故的要素往往不止一个方面; 有的只是将预防和紧急控制相结合为协调控制<sup>[13]</sup>, 这样的协调控制在仿真计算中计算量很大, 无法在实际操作中迅速帮助电网调度人员找出故障所在, 并提供合理的控制措施<sup>[14-16]</sup>; 有的忽略了电网运行时对电压稳定的监控和优化<sup>[17-22]</sup>.

基于此, 本研究开展了以下几方面的工作: 1) 考虑电网运行时的安全裕度并提出了预防连锁故障的安全裕度指标; 2) 考虑电网整体和某个节点的电压稳定情况, 提出了预防连锁故障的电压稳定综合指标; 3) 提出了能够监控电网线路受初始故障影响程度的约束指标, 保证初始故障切除后剩余线路在优化过程中受潮流转移的影响减小; 4) 结合其他约束条件, 建立了基于多种指标优化的连锁故障预防模型. 本研究还利用 39 节点测试系统, 对所提出的模型进行了仿真, 验证本文模型的合理性.

## 1 预防连锁故障模型的建立

一般地, 若电网是按照事先规划好的状态进行运行, 起初一般都会处于安全状态之中. 经过一段时间的运行之后, 电网可能由于负荷扰动而调整其运行状态, 此时可能达到电网触发连锁故障的不安全状态. 为了避免这种情况发生, 预防控制应尽可能提高电网的安全裕度和电压稳定指标, 减小因调整运行状态所

\* 国家自然科学基金资助项目(51977039); 福州市科技计划资助项目(2018-G-30)

<sup>†</sup> 通信作者: 陈心耘(1997—), 女, 硕士研究生. 研究方向: 电网连锁故障分析. E-mail: cxy\_edu@126.com

收稿日期: 2021-12-20

产生的潮流转移并引起部分线路过载, 导致连锁故障发生的可能性。

**1.1 预防连锁故障的安全裕度指标** 电网的初始故障被切除, 潮流重新分布后, 其余运行线路是否会因某条线路出现故障而导致连锁故障<sup>[14]</sup>。我们提出一种能预防连锁跳闸的安全裕度指标, 定义为电网当前运行与发生连锁跳闸状态下节点注入功率之间的最短距离

$$m = \min(|\tilde{S}| - |\tilde{S}_d|), \quad (1)$$

式中 $\tilde{S}$ 、 $\tilde{S}_d$ 分别为电网某一时刻运行和临界状态的节点注入功率。

由式(1)可知,  $m$ 值越大, 则电网的安全裕度越高, 电网越安全; 若 $m \leq 0$ , 则表示电网不发生跳闸。定义

$$f = \max m, \quad m \geq 0, \quad (2)$$

式中:  $f$ 为优化电网发电机组出力后, 安全裕度指标所得到的最佳值; 对 $m$ 进行约束, 使得电网不发生连锁故障。

**1.2 电网电压稳定的综合指标** 仅从提高电网安全裕度方面去预防电网连锁故障是远远不够的, 因此在调节发电机组出力的同时, 需注意各个节点乃至电网整体的电压稳定。避免随运行时间的增加, 电网电压的不稳定性增大, 导致电网再次出现扰动, 触发连锁故障发生。

本研究结合雅可比矩阵最小特征值和节点的 $L$ 指标<sup>[15]</sup>, 提出了从整体电网以及各个节点这2方面运行时的电压稳定, 给出电网电压稳定综合指标。

**1.2.1 雅可比矩阵最小特征值指标** 当电网处于运行状态时, 电网的负荷随运行时间的增加而增加, 电网电压逐渐下降。当电压接近失稳极限点附近时, 雅可比矩阵的奇异性增大, 因此, 我们认为雅可比矩阵的奇异性可作为判别电网电压是否失稳的判据。同时, 对雅可比矩阵的特征值进行分解, 可得最小特征值和相应的向量, 其中最小特征值能够反映出电网当前运行状态距离电压崩溃点的远近, 即电网当前运行状态时电压的稳定裕度。对潮流方程的雅可比矩阵 $J$ 进行特征值分析可得

$$J = \Lambda U^T, \quad (3)$$

式中:  $V$ 和 $U$ 为雅可比矩阵的奇异向量,  $\Lambda$ 是特征值为 $\delta_i$ 的对角矩阵。

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = J \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} J_{P\theta} & J_{PU} \\ J_{Q\theta} & J_{QU} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U \end{pmatrix}, \quad (4)$$

式中:  $J_{P\theta}$ 、 $J_{PU}$ 、 $J_{Q\theta}$ 、 $J_{QU}$ 为雅可比矩阵 $J$ 的子矩阵;  $\Delta P$ 、 $\Delta Q$ 分别为有功和无功的不平衡量;  $\Delta \theta$ 、 $\Delta U$ 分别

为有功和无功不平衡量变化的相位角与电压幅值。

假设式(4)中 $\Delta P = 0$ , 则可得

$$\begin{pmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} J_{P\theta} & 0 \\ 0 & J_{QU} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U \end{pmatrix}. \quad (5)$$

可定义降阶雅可比矩阵:

$$J_R = (J_{QU} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PU}). \quad (6)$$

通过计算 $J_R$ 对雅可比矩阵的特征值进行分解; 比较电网中所有负荷节点 $T_Q$ 的特征值 $\mu_i$ 的大小, 所获得的最小特征值就是威胁整个电网电压稳定的值, 定义为电压稳定指标, 即

$$\sigma(\mu_i) = \min_{i \in T_Q} (|\mu_i|). \quad (7)$$

当 $\sigma(\mu_i)$ 减小时, 可知电网的稳定程度在降低; 当 $\sigma(\mu_i)$ 增加时, 电网电压趋于稳定。

因此, 选用雅可比矩阵最小特征值作为反映整体电网的电压稳定, 并非只针对电网系统中某一节点的电压稳定情况, 而是体现全局电网的电压稳定情况。

为了预防电网电压崩溃, 需对发电机组出力进行优化, 使得体现电网整体电压稳定的雅可比矩阵最小特征值的数值最大, 从而使电网电压尽可能达到较好的稳定状态, 即

$$E_{\max} = \max \sigma(\mu_i). \quad (8)$$

**1.2.2  $L$ 指标**  $L$ 指标最初由 Kessel 等<sup>[16]</sup>由2节点系统导出。在多节点系统中, 为了便于计算和应用, 一般将系统分为: 1) 系统中所有的 PV 节点, 记为 $N_G$ ; 2) 所有的 PQ 节点, 记为 $N_L$ 。

通过建立相对应的节点网络方程, 并变换该方程后可得

$$\begin{pmatrix} I_G \\ I_L \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{GG} & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_G \\ V_L \end{pmatrix}, \quad (9)$$

式中:  $I_G$ 和 $V_G$ 分别为 PV 节点的电流和电压向量;  $I_L$ 和 $V_L$ 分别为 PQ 节点的电流和电压向量;  $Y_{GG}$ 、 $Y_{GL}$ 、 $Y_{LG}$ 、 $Y_{LL}$ 皆为节点导纳矩阵的子矩阵。

由 $Y_{GG} = Z_{GG}^{-1}$ 、 $Y_{LL} = Z_{LL}^{-1}$ , 代入式(9), 可得

$$\begin{pmatrix} I_G \\ V_L \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{GG} - Y_{GL} Z_{LL} Y_{LG} & Y_{GL} Z_{LL} \\ -Z_{LL} Y_{LG} & Z_{LL} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_G \\ I_L \end{pmatrix}. \quad (10)$$

通过式(10)可求得文献[16]所定义的 PQ 节点的 $L$ 指标

$$L_j = \left| \sum_{i \in N_L} Z_{ji}^* S_i^+ / \dot{V}_i \right| / V_j, \quad (11)$$

式中:  $V_j$ 为第 $j$ 个 PQ 节点的电压幅值,  $j \in N_L$ ;  $Z_{ji}^*$ 为

PQ 节点  $j$ 、 $i$  之间的互阻抗矩阵的共轭矩;  $S_i^+$  为电网对节点  $i$  的等值负荷,  $i \in N_L$ .

对于电网中某个 PQ 节点  $j$ , 若该节点电压稳定, 则  $L_j$  的取值范围为  $0 < L_j < 1$ ; 若该节点电压趋于不稳定, 则  $L_j \rightarrow 1$ ; 当  $L_j > 1$  时, 节点电压失稳. 因此  $L_j$  的取值可以体现节点电压的稳定程度.

将电网中所有 PQ 节点的  $L$  指标汇总为集合  $\Gamma = (L_1, L_2, \dots, L_n)$ ,  $n \in N_L$ . 对集合中的  $L_j$  从大到小进行排序, 其中  $L_j$  最大的节点即为电压最不稳定节点, 取该节点的  $L_j$  值作为代表电网局部电压的稳定状况, 所以  $L$  指标能够反映单个节点的电压稳定. 令:

$$L_{\max} = \max_{j \in N_L} L_j, \quad (12)$$

式中  $L_{\max}$  为优化发电机组出力后的  $L_j$  最大值.

$L_{\max}$  与 1 之间的差值  $L_{\max}^*$  可作为电网的节点电压稳定指标:

$$L_{\max}^* = 1 - L_{\max}. \quad (13)$$

作类似式 (13) 的处理后,  $L$  指标的取值范围  $< 1$ , 此时  $L_{\max}^*$  增大, 意味着节点电压稳定得到提高. 式 (8) 和 (13) 皆是为了增强电网电压稳定而在各自的取值范围内达到尽可能高的数值.

**1.3 预防连锁故障模型的约束条件** 在电网正常运行时, 支路一般都有一定的负荷量. 当某一支路发生初始故障被切除后, 其初始负荷将被重新分配, 转移至并行断面或其他线路上<sup>[17]</sup>. 潮流重新分布后, 某些支路因过负荷而超出其自身的承载范围, 从而退出运行. 电网不停地发生着潮流转移, 故易引发连锁故障.

由此可见, 在预防连锁故障的同时, 应对切除故障线路后的剩余线路进行监控<sup>[18]</sup>, 预防因初始故障所产生的潮流转移而引起非故障线路的过载.

本研究仅考虑线路运行和断开 2 个状态. 分别引入  $i$  支路切除初始故障后  $k$  支路的潮流变化率  $\alpha_{ik}$ , 过负荷的严重程度  $\beta_{ik}$ , 以及线路原有潮流之间的耦合关系  $\gamma_{ik}$ ,  $i$  支路的负载率  $D_i$ <sup>[19]</sup>. 计算式分别如下:

$$\alpha_{ik} = |(S_{km} - S_{kn}) / S_{kn}|, \quad (14)$$

$$\beta_{ik} = |S_{km} / S_{kmax}|, \quad (15)$$

$$\gamma_{ik} = |(S_{km} - S_{kn}) / S_{in}|, \quad (16)$$

$$D_i = |S_i / S_{imax}|. \quad (17)$$

式中:  $S_{km}$  表示  $i$  支路切除故障后  $k$  支路的潮流;  $S_{kn}$  表示  $k$  支路初始运行时的潮流;  $S_i$  表示通过  $i$  支路的实际潮流;  $S_{kmax}$  表示  $k$  支路能够承载的最大潮流;  $S_{imax}$  表示  $i$  支路能够承载的最大潮流.

用权重因子  $\mu_k$  表示  $k$  支路上的潮流在总潮流中所占比重, 可得:

$$\mu_k = |S_{km}| / \left( \sum_{i=1}^l |S_{im}| \right). \quad (18)$$

联立式 (15) ~ (19), 可得非故障  $k$  支路受电网初级故障事件的影响程度:

$$D_{ik} = \mu_{ik} D_i \alpha_{ik} \beta_{ik} \gamma_{ik}. \quad (19)$$

由式 (19) 可知,  $D_{ik}$  值越大, 说明  $k$  支路受到初始故障的影响越大. 本文选取剩余非故障支路中  $D_{ik}$  值前 4 的支路, 作为电网运行中安全裕度和电压稳定时, 衡量电网整体是否因潮流重新分配受到影响, 使得电网运行趋于不稳定, 并尽可能降低初始故障对非故障支路的影响程度. 令:

$$D_{ikmin} = \min D_{ik}, \quad (20)$$

式中  $D_{ikmin}$  为优化发电机组出力后所得到  $D_{ik}$  的最小值. 优化后电网受初始故障的影响程度降低, 电网的运行稳定性提升.

本研究所考虑的电气约束关系主要包括等式和不等式约束<sup>[20]</sup>. 其中, 等式约束主要包括初始故障发生前电网的潮流约束  $T^0$ , 以及初始故障发生后的潮流约束  $T^1$ . 二者皆为电网潮流所对应的映射关系.

$$T^0(x) = 0, \quad (21)$$

$$T^1(x) = 0, \quad (22)$$

$$\begin{cases} P_{Gimin} \leq P_{Gi} \leq P_{Gimax}, i = 1, \dots, N_1, \\ P_{Qimin} \leq P_{Qi} \leq P_{Qimax}, i = 1, \dots, N_1, \\ P_m \leq P_{mmax}, m = 1, 2, \dots, l, \\ U_{kmin} \leq U_k \leq U_{kmax}, k = 1, 2, \dots, N_2, \end{cases} \quad (23)$$

式中:  $P_{Gi}$ 、 $P_{Qi}$  分别为电网中第  $i$  台发电机发出的有功和无功功率;  $P_{Gimax}$ 、 $P_{Gimin}$ 、 $P_{Qimax}$ 、 $P_{Qimin}$  分别为发电机的有功和无功功率极限值;  $P_m$  为支路  $l_m$  传输的有功功率,  $P_{mmax}$  为其可达到的最大值;  $U_{kmin}$ 、 $U_{kmax}$  分别为节点电压  $U_k$  的下限和上限;  $N_1$  为发电机总数;  $N_2$  为电网节点总数.

**1.4 预防连锁故障模型** 将式 (8) 和 (13) 联立, 进行相关处理后可得:

$$F_{\max} = a_1 E_{\max} + a_2 L_{\max}^* + a_3 f, \quad (24)$$

式中:  $F_{\max}$  为综合雅可比矩阵最小特征值指标;  $a_1$ 、 $a_2$ 、 $a_3$  分别为权重系数, 且  $a_1 + a_2 + a_3 = 1$ .

联立式 (2) 和 (20) ~ (24), 可得预防模型:

$$\begin{aligned} F_{\max} &= a_1 E_{\max} + a_2 L_{\max}^* + a_3 f, \\ \text{s.t. : } & D_{ikmin} = \min D_{ik}, \\ & T^0(x) = 0, \\ & T^1(x) = 0, \\ & M_0(x) \leq 0, \\ & m \geq 0. \end{aligned} \quad (25)$$

## 2 预防连锁故障模型的计算流程

本研究采用粒子群 (particle swarm optimization, PSO) 算法求解预防模型, 该算法发展得已经很成熟, 相对于常规算法而言, PSO 算法具有参数设置少、收敛速度快、不受问题维数限制、实现简单等优点, 因此被广泛应用于电力系统无功优化、光电并网、负荷预测等<sup>[21-23]</sup>。

为了让 PSO 算法能够更好地适应预防模型, 本研究做了 2 点处理: 1) 在粒子群算法的迭代计算处理时, 若式 (23) 中的潮流约束得不到满足, 则粒子群中将产生负荷潮流约束的新粒子进行替代, 使得迭代计算的结果符合潮流约束; 2) 为了让粒子群算法能更好地处理预防模型, 将式 (25) 中的目标函数转变为惩罚函数

$$H = F_{\max} + \sum_k (\min(0, M^0(x)))^2 / \alpha_k + F^2 / \gamma, \quad (26)$$

式中:  $\alpha_k$ 、 $\gamma$  均为惩罚因子;  $k$  的意义同式 (23);  $H$  为研究所构造的自适应惩罚函数 (图 1)。

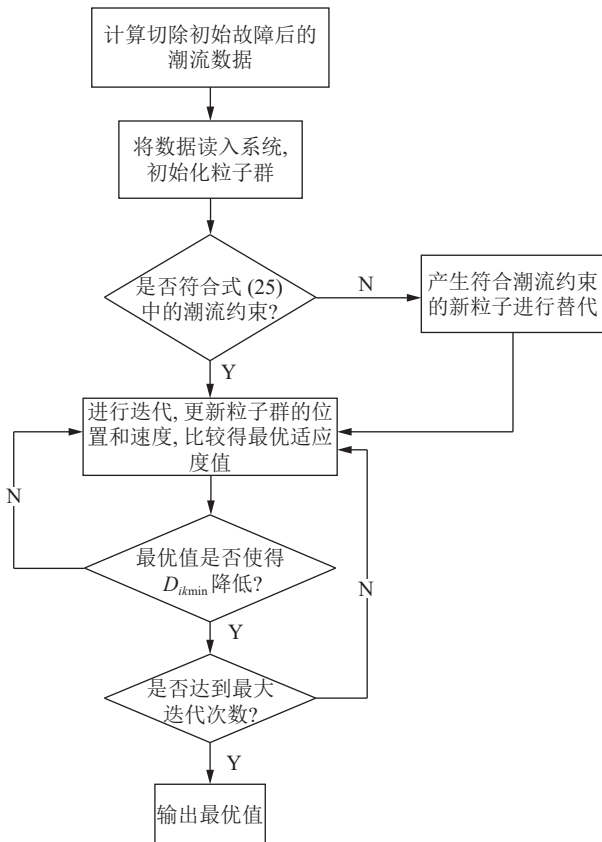


图 1 算法流程

## 3 算例分析

本研究用 IEEE39 节点系统进行模型试验, 通过 MATLAB 软件进行编程与算例分析 (图 2)。

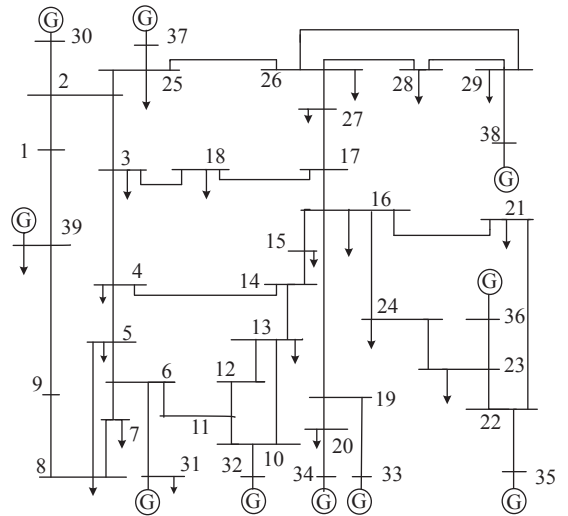


图 2 IEEE39 节点系统接线

为了提高仿真的逼真性, 设定电网基准容量为 100 MW; 设置距离型后备保护; 假定电网中第 29 条支路出现初始故障, 切除故障支路后, PSO 算法将在预防模型的基础上搜索优化后的最优值。在 2 000 次迭代后, 安全裕度指标 ( $f$ ) 最优值为 1.537 (图 3)。

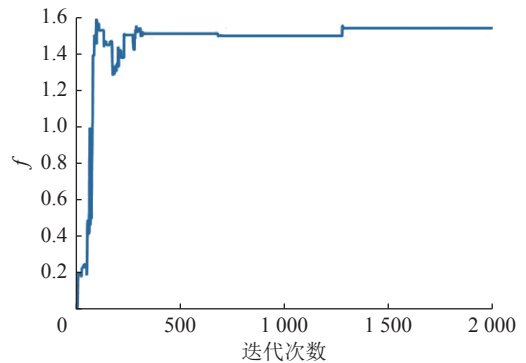


图 3 安全裕度指标  $f$  优化

在最优值所对应的发电机组出力数据的基础上, 对其进行随机修改 (图 4)。

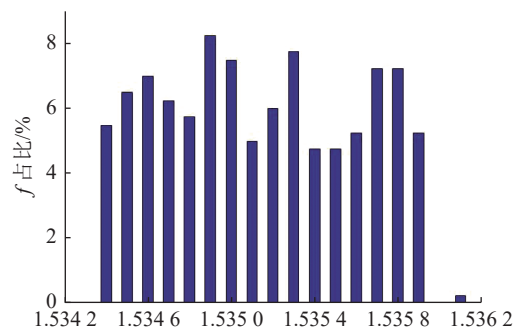


图 4 各发电机组出力状态下  $f$  所占百分比

由图 4 可知: 通过计算这些随机的发电机组出力配置, 也只能得出最优值为 1.536 2, 并且只占有数据的 1.53%; 大部分最优值集中在 1.534~1.535, 低于图 3 所示的最优值。

图 5 所显示的最小特征值从 0.647 优化至 0.737, 反映了电网整体电压稳定性在升高。

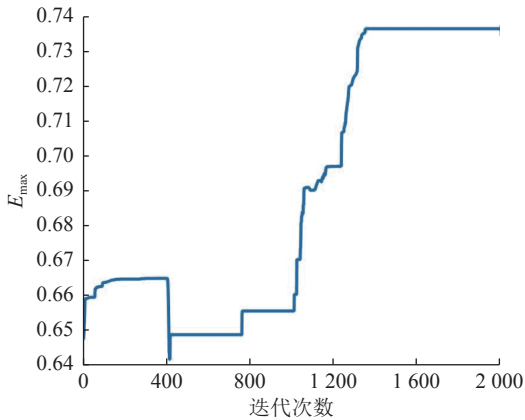


图 5 雅可比矩阵最小特征值指标  $E_{\max}$

图 6 所显示的不同发电机组出力下最优的最小特征值只有 0.736, 占总数的 0.25%, 说明随机发电机组出力配置中, 即使有接近最优值的配置出现, 概率也极低, 远不如本研究所提出的预防模型的最优值高效。

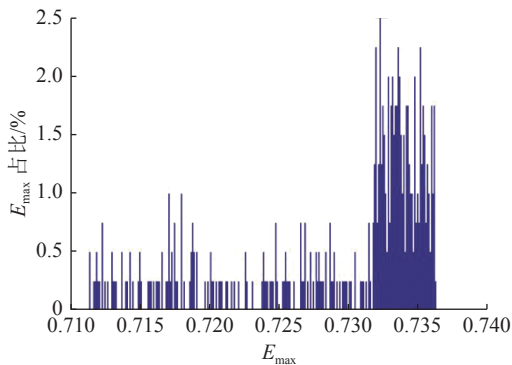


图 6 各发电机组出力状态下雅可比矩阵最小特征值  $E_{\max}$  占比

图 7 所显示的 PSO 算法寻找到的电网剩余线路中最小的  $L_{\max}^* = 0.719$ , 并通过迭代优化至最优值为 0.965, 大大提高了局部电压的稳定性。

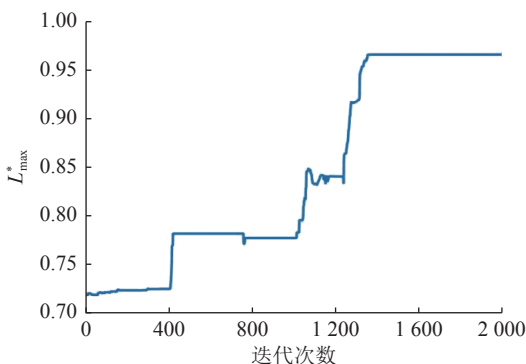


图 7  $L$  指标  $L_{\max}^*$

图 8 所示的最优值只到 0.837, 占总数的 9.23%, 低于本研究预防模型所计算出的最优值。

由图 9 可知: 受初始故障影响程度最大的是第

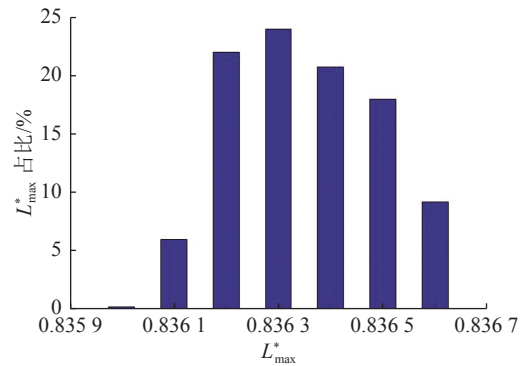


图 8 各发电机组出力状态下  $L$  指标  $L_{\max}^*$  占比

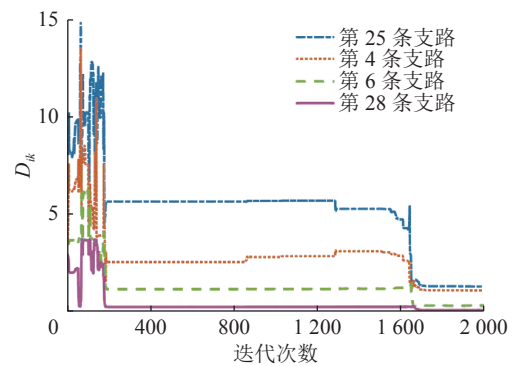


图 9 初始故障支路对剩余非故障支路的影响程度  $D_{ik\min}$

25 条支路; 第 4、6、28 条支路影响程度依次递减。

如图 9 所示, 在迭代优化过程中, 受到初始故障影响的第 1~4 条支路得到优化, 受初始故障影响的程度在降低。这证明切除初始故障后, 随之带来的潮流转移并没有导致线路过载的可能性降低, 所以发生连锁故障的概率也相应降低。

## 4 结论

本研究提出了基于多种指标优化的预防连锁故障发生的预防模型, 通过提高电网运行时的安全裕度和电网电压稳定, 降低电网线路受初始故障影响的程度, 达到预防连锁故障发生的效果。主要结论如下:

1) 利用多种指标建立预防连锁故障模型, 该模型使得电网运行中, 在安全裕度和电压稳定方面有了能够衡量的物理量;

2) 通过 PSO 算法在 IEEE39 节点系统仿真得到最优值图和随机发电机组配置下的对比图, 证明优化所得最优值的可靠性和优越性, 特别是研究所给出的初始故障支路对剩余非故障支路的影响程度, 又从侧面证明了所提出的预防模型能够在一定程度上降低切除初始故障后潮流转移带来的影响, 并证明预防模型的合理有效性;

3) 本研究为预防电网发生连锁故障事件提供了一种有效的思路, 但电力系统是一个复杂的非线性动态系统, 对于电力系统连锁故障的研究还有待于深入

细化地研究, 提高电网运行的高效性、经济性。

## 5 参考文献

- [1] 薛禹胜, 谢云云, 文福拴, 等. 关于电力系统相继故障研究的评述[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(19): 1
- [2] 罗毅, 王英英, 万卫, 等. 电网连锁故障的事故链模型[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(24): 1
- [3] 于会泉, 刘文颖, 温志伟, 等. 基于线路集群的连锁故障概率分析模型[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(10): 29
- [4] 安军, 宋俊达, 葛维春. 大规模电力系统潮流计算收敛性诊断与调整方法[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(2): 103
- [5] FU Y W, CHEN L, YU Z, et al. Data-driven low frequency oscillation mode identification and preventive control strategy based on gradient descent[J]. Electric Power Systems Research, 2020, 189: 106544. 1
- [6] 李扬, 赵艳雷, 周国良, 等. 台风灾害下配电网脆弱线路的多角度辨识方法[J]. 电子测量技术, 2021, 44(15): 15
- [7] 张晓华, 徐伟, 吴峰, 等. 交直流混联电网连锁故障特征事件智能溯源及预测方法[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(10): 17
- [8] 汪震, 宋晓喆, 杨正清, 等. 考虑暂态安全的预防-紧急协调控制问题研究[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(34): 6159
- [9] 杨珺, 姜凯, 李扬. 基于运行风险的电力系统预防-校正协调控制策略[J]. 控制与决策, 2017, 32(7): 1301
- [10] 李扬. 基于运行风险的预防: 校正协调控制问题研究[D]. 沈阳: 东北大学, 2015
- [11] 李锴, 党杰, 孙鑫, 等. 计及风电功率不确定性的电力系统输电可靠性裕度快速评估[J]. 电网技术, 2019, 43(9): 3337
- [12] 周景, 张衡, 刘盾盾, 等. 考虑连锁故障的输电网扩展规划方法[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(12): 136
- [13] 姜盛波, 杨军, 王建雄, 等. 基于预防-紧急协调控制的大电网连锁故障防御策略[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(12): 148
- [14] 宫建锋, 屈高强, 靳盘龙, 等. 基于逻辑事故链风险评估的复杂网络关键线路识别[J]. 智慧电力, 2020, 48(1): 105
- [15] 章熙, 贺先强, 覃海, 等. 一种基于电压静态稳定性的电力系统自复性指标[J]. 电测与仪表, 2018, 55(21): 9
- [16] KESSEL P, GLAVITSCH H. Estimating the voltage stability of a power system[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1986, 1(3): 346
- [17] 马静, 高翔, 李益楠, 等. 考虑连锁故障的多工况电力系统功角稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(14): 3837
- [18] 王安斯. 基于事故链的电网脆弱性评估与稳定控制[D]. 武汉: 华中科技大学, 2010
- [19] 吴文可, 文福拴, 薛禹胜, 等. 基于马尔可夫链的电力系统连锁故障预测[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(5): 29
- [20] 贾树森. 交直流系统稳态低频减载优化算法和暂态低压减载控制策略研究[D]. 合肥: 合肥工业大学, 2012
- [21] 帅茂杭, 熊国江, 胡晓, 等. 基于改进多目标骨干粒子群算法的电力系统环境经济调度[J]. 控制与决策, 2022, 37(4): 997
- [22] 李鑫滨, 朱庆军, 马红霞, 等. 粒子群算法及其在电力系统无功优化中的应用综述[J]. 燕山大学学报, 2008(3): 245
- [23] 田易之, 王厚军, 车紫航, 等. 基于粒子群算法的配电网储能优质优化研究[J]. 电测与仪表, 2020, 57(19): 58

# Research on prevention strategy of cascading failures based on multi index optimization

DENG Huiqiong CHEN Xinyun ZHANG Xiaofei ZHENG Yuyi ZHENG Rongjin

( School of Electronic Electrical and Physics, Fujian University of Technology, 350118, Fuzhou, Fujian, China )

**Abstract** To prevent cascading failures, safety margin and voltage stability of power grid in operation must be fully considered. Here we propose to convert difference between injected power of node in current operating state of grid and injected power of node in critical state into a safety margin index. We propose to combine minimum eigenvalue index of Jacobian matrix (to measure overall voltage stability of power grid) and  $L$  index (to measure voltage stability of a node in power grid), to give a comprehensive voltage stability index. Various constraints are given, in combination with actual situation of power grid, thereby determining a complete cascading failure prevention model. The optimization process should be monitored, to see whether effects of power flow transfer in remaining branches after the initial failure of power grid are decreasing. The cascading failure prevention model proposed here is proved to be effective. This paper verifies the feasibility and effectiveness of the constructed model for preventing cascading failures by simulation of IEEE39 node system.

**Keywords** cascading failure; safety margin index; voltage stability comprehensive index; prevention model

【责任编辑: 陆有忠】