

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.231610

考虑新能源随机波动和 T 接线的城市电网连锁故障风险评估

郭挺¹, 杨梓晴², 徐良德¹, 胡林麟¹, 林舜江², 刘明波²

(1. 广东电网有限责任公司广州供电局, 广东 广州 510000; 2. 华南理工大学电力学院, 广东 广州 510640)

摘要: 新能源的大量接入给城市电网的安全运行和重要用户可靠供电带来很大挑战, 其功率的随机波动易引发电网出现连锁故障风险。提出了一种考虑新能源出力随机波动和城市电网 110 kV 网架 T 接线开关投切的连锁故障风险评估方法。该方法在连锁故障发生概率和后果严重度的计算中都计及了系统状态的概率分布特性的影响, 并采用基于半不变量法的概率潮流计算反映系统状态与新能源功率二者的概率分布特性之间的关系。另外, 建立包含 110 kV 网架 T 接线开关投切的最小切负荷的混合整数非线性规划模型, 并以最小切负荷量来表征系统在连锁故障的严重度。此优化模型通过决策故障下的各组 T 接线开关的投切状态, 减少连锁故障下的切负荷量, 进而有效降低连锁故障的风险。同时, 通过机会约束描述重要用户负荷节点电压的安全运行范围, 以确保重要用户负荷不停电的概率满足给定的置信水平, 从而保证重要用户的安全可靠供电。最后, 通过某个实际城市片区电网算例验证了所提出的连锁故障风险评估方法的正确有效性。

关键词: 连锁故障; 风险评估; 新能源; 概率潮流; 半不变量; T 接线; 混合整数非线性规划

Risk assessment for cascading failures in urban power grids considering the random fluctuation of renewable energy and T-connected lines

GUO Ting¹, YANG Ziqing², XU Liangde¹, HU Linlin¹, LIN Shunjiang², LIU Mingbo²

(1. Guangzhou Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510000, China;
2. School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: Massive penetration of renewable energy brings great challenges to the secure operation and reliable power supply of important users in urban power grids, and it is easy for the random fluctuation of renewable energy power to result in cascading failure risks. A cascading failure risk assessment method for an urban power grid considering the random fluctuation of renewable energy outputs and T-connected line switching in a 110 kV power grid is proposed. The influence of the probability distributions of system states is taken into account in the calculation of the failure probability and consequences, and the probabilistic power flow based on cumulants is used to reflect the relationship of the probability distribution characteristics between the system states and renewable energy outputs. Additionally, a mixed-integer nonlinear optimization model to calculate the minimum load shedding considering the T-connection line switching of 110 kV power grid is established. Minimum load shedding is used to characterize the consequence of cascading failures. By deciding the switching state of each group of T-connection lines under faults, the load shedding in cascading failures can be reduced, and the risk of such failures is effectively decreased. The secure operating range of bus voltage of important user loads is described by chance constraints to ensure that the probability of important user loads without failure meets the given confidence level, so as to ensure the secure and reliable power supply for those users. Finally, the correctness and effectiveness of the proposed cascading failure risk assessment method are demonstrated in an actual urban power grid.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51977080).

Key words: cascading failures; risk assessment; renewable energy; probabilistic power flow; cumulants; T-connected lines; mixed-integer nonlinear programming

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51977080); 南方电网公司科技项目资助(GZHKJXM20210047)

0 引言

随着社会经济不断发展,用电量爆发式增长,用户对电网供电可靠性的要求越来越高,电网规模越来越大,线路结构愈加复杂,电源侧接入新能源的比例越来越高,其出力的随机波动使得电网运行的安全风险越来越大^[1]。近年来,世界各地已经发生了多起系统解列、大停电等重大安全事故,如巴基斯坦“2023.1.23”解列大停电事故^[2]、美国得州“2021.2.14”天气大停电事故^[3]、欧洲2021年两次解列事故^[4]、英国“2019.8.9”停电事故^[5]。这些大停电事故大部分是由电网中的新能源侧发生故障引发其他元件故障导致的。研究表明,初始元件故障发生,成为触发事件,引起潮流变化或设备过载等问题,进而引发下一层故障,故障规模扩大,最后发展成连锁故障,加速导致系统解列、大停电事故的发生。城市电网中存在很多重要用户,例如大型医院、政府机构、应急指挥中心等,其一旦供电中断,则会严重影响人民生活乃至国家的正常运行。2022年颁布的《电力可靠性管理办法(暂行)》中提到,对重要电力用户较为集中的区域,应当科学合理规划和建设供电设施,及时满足重要用户用电需要,确保供电能力和供电质量。因此,建立考虑新能源随机波动和重要用户可靠供电的连锁故障风险评估模型,识别电网连锁故障风险较大的安全事件,对于电网预防故障引发大停电和安全稳定运行具有重大意义。

目前关于连锁故障风险评估方法的研究可分为自组织临界法^[6]、复杂网络法^[7-8]和模式搜索法^[9-13]。自组织临界法和复杂网络模型采用简化后的网络模型分析连锁故障中的多级故障的传播机理,与实际电网连锁故障的物理模型有一定差距,其得到的连锁故障风险与实际风险存在较大偏差。模式搜索法结合实际电网模型以及连锁故障的实际物理过程,建立连锁故障链模型,可以针对故障链的各个环节进行定性且定量的分析,有利于准确计算连锁故障风险并对风险进行紧急控制。文献^[9]提出了考虑运行状态的连锁故障模拟方法,形成连锁故障链集合,通过连锁故障链概率和失负荷量评估故障链风险,基于风险指标分析连锁故障中的薄弱环节。文献^[10]基于风电机组故障特性和线路运行状态,建立连锁故障仿真模型,提出了同时考虑失负荷性质、结构脆弱性的风险综合评价方法。文献^[11-13]基于数据驱动技术对连锁故障链进行搜索,分别通过连锁故障网络图学习、Pagerank 算法、图注意力网络算法分析连锁故障链中的隐藏关系,得到连锁故障链集

合,进而辨识出连锁故障的关键线路。虽然基于数据驱动技术的模式搜索法能够通过学习直接搜索出连锁故障链集合,搜索时间成本小,但需要先对大量样本进行学习,且由学习后模型搜索出的连锁故障链与实际连锁故障链可能存在一定偏差,可靠性得不到保证。基于仿真的模式搜索法的故障传播机理与实际物理过程一致,得到的连锁故障链集合更加符合实际电网运行情况。因此,本文采用基于仿真的模式搜索法获得连锁故障链集合,简单且准确的仿真模型更方便实际电网工作人员直接获得连锁故障链集合。

针对考虑新能源不确定性的连锁故障风险评估方法,已有不少学者开展了研究。文献^[14]考虑电源侧和负荷侧新能源接入带来的潮流不确定性,基于随机响应面和深度森林计算了连锁故障链发生概率和严重程度,筛选出高风险连锁故障链。随机响应面方法虽然计算速度较快,但是随着连锁故障级数的增多,随机潮流准确性得不到保证,继而基于随机潮流的风险评估与实际值也存在一定偏差。文献^[15]引入考虑风电出力相关性的随机潮流来计及风电出力不确定性对潮流的影响,通过分时段拟合抽样以及模糊聚类获得风电场景,进而计算连锁故障失负荷风险指标。该方法需要抽取大量样本通过聚类得到多个风电场景,计算成本高,且风险评估的准确性受到聚类结果和典型场景的影响。文献^[16]考虑风机出力不确定性,推导了考虑系统调频作用的半不变量随机潮流计算方法,建立线路过载概率模型,结合失负荷后果和频率偏移带来的风险建立综合风险指标。文献^[17]提出能源转换负荷占比与切除优先度模型,分析不同占比与切除优先度下故障在电、气网间连锁传播的机理与特性,然后分别建立基于能源转换负荷占比与切除优先度的电力系统优化调度模型与天然气系统优化调度模型,两者交替模拟连锁故障演化过程。基于此,提出表征拓扑完整性与物理运行特性的指标以定量评估连锁故障风险,从而构建气电耦合系统连锁故障评估模型。文献^[18]基于半不变量法和 Cornish-Fisher 级数展开考虑了光伏、风电及电动汽车的不确定性,量化评估了关于线路功率、节点电压、极端天气风险,利用层次分析法综合评价连锁故障风险。基于半不变量法的随机潮流计算方法通过级数展开等方法由注入功率的概率分布得到电网运行状态的概率分布,具有计算量少且可给出显式表达式等优点,在计及新能源出力随机性的连锁故障评估中具有更大优势。

上述关于连锁故障风险评估的研究中, 没有针对我国实际城市电网的接线和运行情况进行连锁故障风险评估, 没有考虑城市电网 110 kV 网架 T 接线所具有的灵活调整网架能力对于连锁故障风险的影响, 也没有在连锁故障严重度的切负荷计算中考虑重要用户的保供电需求。鉴于此, 提出了一种能够保证重要用户可靠供电并考虑新能源出力随机波动和 110 kV 网架 T 接线开关投切的电网连锁故障风险评估方法。在连锁故障发生概率和后果严重度的计算中都采用基于半不变量法的概率潮流来反映系统状态与新能源功率二者的概率分布特性之间的关系。在计算故障严重度时, 采用包含 T 接线结构的最小切负荷优化模型的失负荷结果来表征系统在连锁故障的严重度, 保证重要用户负荷不被切除。

1 城市电网连锁故障模型

1.1 考虑新能源波动的城市电网连锁故障发展过程

城市电网中存在很多对供电可靠性要求较高的用户, 例如大型医院、政府机构、应急指挥中心等, 其所在节点的负荷异常重要, 不可被削减。在初始故障发生并发展成多级连锁故障的过程中, 为保证在新能源出力波动下重要用户的供电可靠性, 切负荷控制动作只能切除非重要用户的负荷来确保重要用户所在节点电压在新能源波动时保持在安全范围内的概率满足给定的置信水平。

考虑新能源出力的随机波动后, 线路的功率不再是常数, 而是随机量, 可根据随机量的半不变量计算线路过载概率, 当线路过载概率大于等于给定阈值时, 可认定为线路有过载的风险, 导致切线路控制动作, 切除越限线路。某级故障发生后, 潮流发生变化, 部分重要用户所在节点由于新能源出力的随机波动而存在一定的电压安全越限概率, 进而存在停电风险, 在切除部分非重要用户负荷使得所有重要用户所在节点电压满足安全要求后, 若有部分线路过载概率大于等于给定阈值, 则继续切除过载概率超过阈值的线路, 形成下一级故障, 如此往复, 直到满足连锁故障终止条件, 连锁故障停止, 具体的发展过程如图 1 所示。连锁故障终止条件: 1) 某次故障后, 切负荷控制动作后没有节点电压越限和线路过载现象; 2) 某次故障计算后, 切负荷、切线路控制动作后电网潮流不收敛, 则认为电网崩溃, 会导致大停电现象发生; 3) 某次故障后, 电网出现孤岛, 但不包括单个负荷的失去。

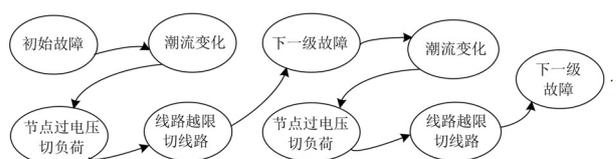


图 1 城市电网连锁故障的发展过程

Fig. 1 Development process of urban power grid cascading failures

1.2 实际城市电网 110 kV 网架中的 T 接线结构

110 kV 电网的 T 接线结构具体如图 2 所示。110 kV 线路 Line1、Line2 和开关 S_1 、 S_2 组成了一组 T 接线。实际运行中, 110 kV 站只能由一个 220 kV 站进行供电, 即只闭合开关 S_1 投入线路 Line1 或只闭合 S_2 投入线路 Line2, 切换逻辑如式(1)所示。

$$\begin{cases} S_1 + S_2 = 1 \\ S_1, S_2 \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (1)$$

式中: 0 表示开关断开; 1 表示开关闭合。

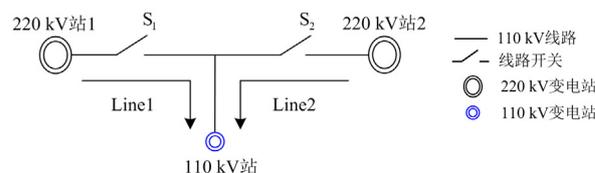


图 2 T 接线示意图

Fig. 2 T-connected line diagram

图 2 的 T 接线具有调整电网结构的灵活性, 在进行连锁故障风险评估时, 通过决策故障下的各组 T 接线开关的运行状态, 可以有效地减少连锁故障下的切负荷量。假定当上级故障发生时, 220 kV 站 1 的电压较低, 已经低于电压安全水平, 如果没有 T 接线开关 S_1 和 S_2 , 且 110 kV 站负荷只由 220 kV 站 1 供电, 则 110 kV 站所带负荷会被切除; 采用图 2 所示的 T 接线, 若此时 220 kV 站 2 的电压较高, 仍在电压安全水平范围内, 则可以选择将开关 S_1 断开, S_2 闭合, 由 220 kV 站 2 对 110 kV 站进行供电, 进而 110 kV 站的负荷得以供电。若 220 kV 站 2 的电压水平能够完全承担 110 kV 站的负荷, 则所有负荷得以供电; 若 220 kV 站 2 的电压水平只能承担部分 110 kV 站的负荷, 则部分负荷得以供电。因此, 可以根据故障后选择合适的 T 接线开关组合来减少故障后的切负荷量。

2 考虑新能源随机波动的线路过载概率和最小切负荷计算模型

新能源出力的随机波动会引起电网的节点电压和线路电流等状态量的随机波动, 从而影响线路过

载概率和重要用户所在节点电压水平。采用基于半不变量法和 Gram-Charlier 级数展开的概率潮流模型来考虑新能源出力随机波动对系统运行状态的影响, 计算连锁故障中线路过载概率, 并建立考虑新能源出力随机波动和重要用户可靠供电的最小切负荷模型。

2.1 电网连锁故障中线路过载概率模型

线路过载概率 p 与线路传输有功功率之间的关系可近似如图 3 所示, 可由式(2)^[19]描述。

$$p = \begin{cases} p_0, & -P_{LijN} \leq P_{Lij} \leq P_{LijN} \\ p_0 + \frac{(1-p_0)(P_{Lij} - P_{LijN})}{P_{Lijmax} - P_{LijN}}, & P_{LijN} < P_{Lij} < P_{Lijmax} \\ p_0 + \frac{(1-p_0)(P_{Lij} + P_{LijN})}{P_{LijN} - P_{Lijmax}}, & -P_{Lijmax} < P_{Lij} < -P_{LijN} \\ 1, & P_{Lij} \leq -P_{Lijmax} \text{ 或 } P_{Lij} \geq P_{Lijmax} \end{cases} \quad (2)$$

式中: p_0 是线路故障概率的统计平均值; P_{Lij} 是节点 i 和 j 之间的线路传输有功功率; P_{LijN} 和 P_{Lijmax} 分别是 P_{Lij} 的额定值和最大值。

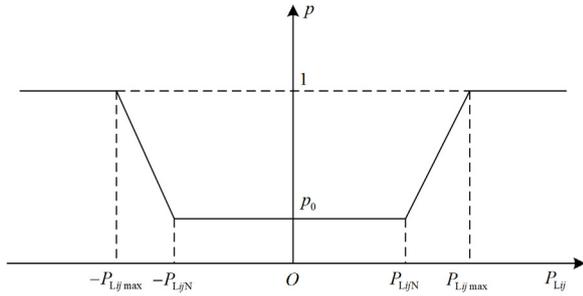


图 3 线路过载概率模型

Fig. 3 Line overload probability model

考虑新能源注入功率随机波动特性后, 线路功率 P_{Lij} 不是常数, 而是随机变量。基于半不变量法和 Gram-Charlier 级数展开就可以通过节点注入功率的概率分布特性得到 P_{Lij} 的概率模型, 如式(3)^[20]所示。

$$\begin{cases} f(\mathbf{y}) = \varphi(\hat{\mathbf{y}}) \left[1 + \frac{\hat{W}_3}{3!} H_3(\hat{\mathbf{y}}) + \frac{\hat{W}_4}{4!} H_4(\hat{\mathbf{y}}) + \frac{\hat{W}_5}{5!} H_5(\hat{\mathbf{y}}) + \dots \right] \\ F(\mathbf{y}) = \phi(\hat{\mathbf{y}}) + \varphi(\hat{\mathbf{y}}) \left[\frac{\hat{W}_3}{3!} H_2(\hat{\mathbf{y}}) + \frac{\hat{W}_4}{4!} H_3(\hat{\mathbf{y}}) + \frac{\hat{W}_5}{5!} H_4(\hat{\mathbf{y}}) + \dots \right] \end{cases} \quad (3)$$

式中: $f(\mathbf{y})$ 和 $F(\mathbf{y})$ 分别为随机变量 \mathbf{y} 的概率密度函数和累积分布函数, \mathbf{y} 为各个线路有功功率组成的列向量, $\hat{\mathbf{y}}$ 为规格化的 \mathbf{y} ; $\varphi(\hat{\mathbf{y}})$ 和 $\phi(\hat{\mathbf{y}})$ 分别为标准正态分布的概率密度函数和累积分布函数; H_k 为 k 阶 Hermite 多项式; \hat{W}_k 为线路功率的 k 阶规格化半不变量。 $\hat{\mathbf{y}}$ 与原随机变量、规格化 k 阶半不变量与原 k 阶半不变量之间关系分别如式(4)、式(5)所示。

$$\hat{\mathbf{y}} = (\mathbf{y} - \boldsymbol{\mu}) / \boldsymbol{\sigma} \quad (4)$$

$$\hat{W}_k = W_k / \boldsymbol{\sigma}^2 \quad (5)$$

式中: $\boldsymbol{\mu}$ 是随机变量 \mathbf{y} 的均值, 等于随机变量的一阶原点矩; $\boldsymbol{\sigma}$ 是随机变量 \mathbf{y} 的标准差, $\boldsymbol{\sigma}^2$ 是方差。基于线路功率 P_{Lij} 的概率模型, 可以得到考虑新能源随机波动的线路过载概率 p_{Lij} ^[21], 如式(6)所示。

$$\begin{aligned} p_{Lij} = & \int_{-\infty}^{-P_{Lijmax}} f(P_{Lij}) dP_{Lij} + \\ & \int_{-P_{Lijmax}}^{-P_{LijN}} \left[p_0 + \frac{(1-p_0)(P_{Lij} + P_{LijN})}{P_{LijN} - P_{Lijmax}} \right] f(P_{Lij}) dP_{Lij} + \\ & \int_{-P_{LijN}}^{P_{LijN}} p_0 f(P_{Lij}) dP_{Lij} + \\ & \int_{P_{LijN}}^{P_{Lijmax}} \left[p_0 + \frac{(1-p_0)(P_{Lij} - P_{LijN})}{P_{Lijmax} - P_{LijN}} \right] f(P_{Lij}) dP_{Lij} + \\ & \int_{P_{Lijmax}}^{\infty} f(P_{Lij}) dP_{Lij} \end{aligned} \quad (6)$$

2.2 考虑重要用户可靠供电的最小切负荷模型

为了保证连锁故障下重要用户所在节点电压在新能源出力随机波动时保持在安全范围内的概率满足给定的置信水平, 确保重要用户所在节点不会由于电压偏差太大而引起部分用电设备出现“脱扣”等停电问题, 需要在故障后对部分非重要用户的负荷进行切除。切除的负荷量用来衡量连锁故障的后果严重度。通过调整 110 kV 电网各组 T 接线开关的运行状态, 可以将负荷较重的 220 kV 站点的部分 110 kV 主变负荷通过 T 接线的开关切换转移到负荷较轻的 220 kV 站点, 有效地减少连锁故障下的切负荷量。下面建立一个考虑 T 接线开关投切的最小切负荷模型来计算连锁故障演化路径中每个元件故障引起的切负荷损失。

2.2.1 目标函数

最小切负荷模型旨在保证重要用户的可靠供电且其节点电压保持在安全范围内的前提下, 切除非重要用户的负荷量最少, 故目标函数为非重要用户的切负荷总量最小, 如式(7)所示。

$$\min \sum_{i \in \Omega_D} P_{Ri} \quad (7)$$

式中: P_{Ri} 表示第 i 个节点的切负荷量; Ω_D 为非重要用户所在节点的集合。

2.2.2 约束条件

1) 考虑 T 接线结构的功率平衡约束

采用交流潮流模型来描述节点功率与节点电压幅值之间的关系。电网实际运行中, 110 kV 网架中每组 T 接线结构中的两个开关只能闭合其中一个, 以保持 110 kV 高压配电网的放射形结构运行。考虑 T 接线开关投切对于节点导纳矩阵的影响, 引入 0-1 变量来表征每组 T 接线两端的开关状态, 进而建立了包含 0-1 变量的功率平衡约束(8)以及 T 接线开关状态的约束(9)。

$$\begin{cases} P_{Gi} + P_{REi} - (P_{Di} - P_{Ri}) = \\ U_i \sum_{j \in I, j \neq i} U_j (x_{i,j} G_{ij} \cos \theta_{ij} + x_{i,j} B_{ij} \sin \theta_{ij}) + \\ U_i^2 \left[(G_{ii} - \sum_{i \neq j, (i,j) \in \Omega_{TR}} (1 - x_{i,j}) G_{ij}) \cos \theta_{ii} \right] + \\ U_i^2 \left[(B_{ii} - \sum_{i \neq j, (i,j) \in \Omega_{TR}} (1 - x_{i,j}) B_{ij}) \sin \theta_{ii} \right] & i, j \in \Omega_N \\ Q_{Gi} + Q_{REi} - (Q_{Di} - Q_{Ri}) = \\ U_i \sum_{j \in I, j \neq i} U_j (x_{i,j} G_{ij} \sin \theta_{ij} - x_{i,j} B_{ij} \cos \theta_{ij}) + \\ U_i^2 \left[(G_{ii} - \sum_{i \neq j, (i,j) \in \Omega_{TR}} (1 - x_{i,j}) G_{ij}) \sin \theta_{ii} \right] - \\ U_i^2 \left[(B_{ii} - \sum_{i \neq j, (i,j) \in \Omega_{TR}} (1 - x_{i,j}) B_{ij}) \cos \theta_{ii} \right] & i, j \in \Omega_N \end{cases} \quad (8)$$

$$\begin{cases} x_{i,j} = 1 & (i, j) \notin \Omega_{TR} \\ \sum_{(i,j) \in \Omega_{TR,m}} x_{i,j} = 1 & x_{i,j} \in \{0, 1\}, m = 1, 2, 3, \dots, N_{tr} \end{cases} \quad (9)$$

式中: P_{Gi} 和 Q_{Gi} 分别表示节点 i 连接的发电机输出有功和无功; P_{REi} 和 Q_{REi} 分别表示节点 i 连接新能源的注入有功和无功, 是给定概率分布函数的随机量; P_{Di} 和 Q_{Di} 分别为节点 i 连接的负荷有功和无功; P_{Ri} 和 Q_{Ri} 分别为节点 i 负荷切除的有功和无功, 切除的无功按照恒功率因数方式计算得到, 即 $Q_{Ri} = P_{Ri} \tan \varphi$, φ 为功率因数角; U_i 表示节点 i 的电压幅值; θ_{ij} 表示节点 i 和 j 之间的电压相角差, 也是随机量; G_{ij} 和 B_{ij} 分别是所有组 T 接线结构中的两个开关均闭合得到的全网络对应的节点 i 和 j 之间的互电导和互电纳; Ω_{TR} 是具有 T 接线的线路组合; $\Omega_{TR,m}$ 是第 m 组 T 接线的线路组合; N_{tr} 表示具有 T 接线结构的线路组总数, 即 $m = 1, 2, \dots, N_{tr}$ 。式(9)表示, 当线路 $(i, j) \notin \Omega_{TR}$ 时, $x_{i,j}$ 恒等于 1, 当线路 $(i, j) \in \Omega_{TR}$ 时, $x_{i,j}$ 为 0-1 变量, 代表着 T 接线

组两端的开关状态, 0 表示断开, 1 表示闭合, 且同一 T 接线组的两个开关只能闭合一个。

2) 发电机出力约束

$$\begin{cases} P_{G \min} \leq P_G \leq P_{G \max} \\ Q_{G \min} \leq Q_G \leq Q_{G \max} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $P_{G \max}$ 和 $P_{G \min}$ 分别为 P_G 的最大和最小值; $Q_{G \max}$ 和 $Q_{G \min}$ 分别为 Q_G 的最大和最小值。

3) 重要用户所在节点电压安全的机会约束

考虑新能源注入功率的随机波动特性后, 节点电压幅值也是随机变量, 重要用户所在节点电压幅值满足给定置信水平下安全运行要求的机会约束, 以保证重要用户的连续可靠供电, 如式(11)所示。

$$\Pr\{U_{i \min} \leq U_i \leq U_{i \max}\} \geq p_U, i \in \Omega_1 \quad (11)$$

式中: Ω_1 表示重要用户节点集合; $U_{i \max}$ 和 $U_{i \min}$ 分别表示 U_i 的最大和最小值。此机会约束表示 U_i 满足 $U_{i \min} \leq U_i \leq U_{i \max}$ 的概率需要大于等于 p_U 。与线路功率概率分布模型(3)类似, 结合半不变量法通过节点注入功率的概率分布特性得到节点电压幅值的概率分布模型; 再结合分位点法可将式(11)的机会约束转化成确定性约束, 如式(12)所示。

$$\begin{cases} F(U_{i \min}) = \phi(\hat{U}_{i \min}) + \\ \phi(\hat{U}_{i \min}) \left[\frac{\hat{X}_{i3}^3}{3!} H_{i2}(\hat{U}_{i \min}) + \frac{\hat{X}_{i4}^4}{4!} H_{i3}(\hat{U}_{i \min}) + \dots \right] \leq 1 - p_U \\ F(U_{i \max}) = \phi(\hat{U}_{i \max}) + \\ \phi(\hat{U}_{i \max}) \left[\frac{\hat{X}_{i3}^3}{3!} H_{i2}(\hat{U}_{i \max}) + \frac{\hat{X}_{i4}^4}{4!} H_{i3}(\hat{U}_{i \max}) + \dots \right] \geq p_U \end{cases} \quad (12)$$

式中, \hat{X}_{ik} 是 \hat{X}_k 中节点 i 电压幅值对应的分量, 其中 \hat{X}_k 是节点电压相角和幅值的第 k 阶规格化半不变量向量。规格化节点电压 \hat{U} 和 \hat{X}_k 的计算分别如式(14)、式(15)所示。

$$\mathbf{X}_k = \left(\begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix}^{-1} \right)^k \Delta \mathbf{W}_k \quad (13)$$

$$\hat{U} = (\mathbf{U} - \boldsymbol{\mu}_U) / \boldsymbol{\sigma}_U \quad (14)$$

$$\hat{X}_k = \mathbf{X}_k / \boldsymbol{\sigma}_U^2 \quad (15)$$

式中: $\Delta \mathbf{W}_k$ 为节点注入功率偏差量 $\Delta \mathbf{P}$ 和 $\Delta \mathbf{Q}$ 的第 k 阶半不变量, 可以通过已知的概率密度分布函数计算得到, 在模型中为确定的参数; $[\mathbf{H} \ \mathbf{N}; \mathbf{M} \ \mathbf{L}]$ 是潮流方程的雅可比矩阵, $\mathbf{H} = \partial \Delta \mathbf{P} / \partial \boldsymbol{\theta}$, $\mathbf{N} = \partial \Delta \mathbf{P} / \partial \mathbf{U}$, $\mathbf{M} = \partial \Delta \mathbf{Q} / \partial \boldsymbol{\theta}$, $\mathbf{L} = \partial \Delta \mathbf{Q} / \partial \mathbf{U}$, $\Delta \mathbf{P}$ 和 $\Delta \mathbf{Q}$ 为节点注入功率偏差量, 对于新能源接入节点, $\Delta \mathbf{P}$ 和 $\Delta \mathbf{Q}$ 为服从期望值为零的标准正态分布的

随机量,其他节点的 ΔP 和 ΔQ 等于零; U 是由 U_i 组成的向量; μ_U 和 σ_U 分别为 U 的均值和标准差; X_k 是节点电压相角和幅值的第 k 阶半不变量向量。

4) 切负荷量约束

在非重要用户节点切除的负荷量不应该超出该节点所带的负荷,如式(16)所示。

$$0 \leq P_{Ri} \leq P_{Di}, i \in \Omega_D \quad (16)$$

因此,上述式(7)一式(16)构成了考虑新能源随机波动和重要用户可靠供电及T接线开关投切的最小切负荷模型。由于模型中 $x_{i,j}$ 为0-1变量,是混合整数非线性模型,可采用商业优化软件GAMS中的SBB求解器进行求解^[22]。

3 电网连锁故障风险指标计算

连锁故障的发展过程如下:电网发生初始故障后会造节点电压越限或线路过载的现象,系统根据初始故障后的网络拓扑结构进行2.2节的最小切负荷计算,并执行切负荷控制措施;切除相应负荷后对各条线路进行过载概率计算,当线路过载概率大于等于给定阈值 ε_p 时,则认为该线路存在过载的风险,激发下一级故障,切除该线路;根据下一级故障发生后的网络拓扑结构再次进行2.2节的最小切负荷计算以及切负荷后的线路过载概率计算,判断是否会激发下一级故障,以此类推;当所有的线路过载概率均小于 ε_p 时,则该故障停止发展,进而可计算该连锁故障整个演化路径的风险指标。由此建立连锁故障模拟过程如图4所示。

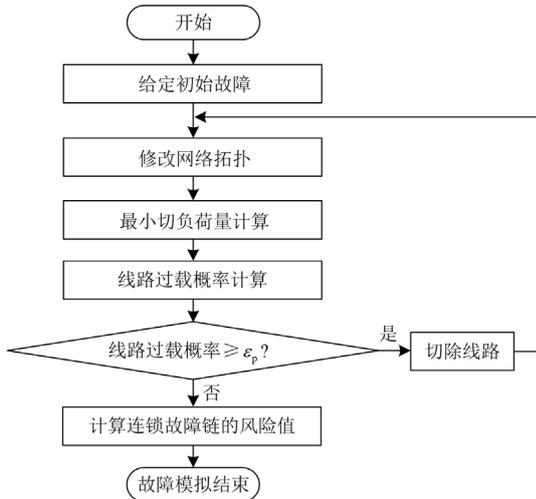


图4 连锁故障链模拟仿真过程

Fig. 4 Simulation process of cascading failure chain

3.1 基于贝叶斯概率模型的连锁故障概率计算

假设该连锁故障链由一系列事件组成,用式(17)

来表示,基于贝叶斯网络的概率计算模型^[21],则该连锁故障链发生的概率可由式(18)计算。

$$L_k = \{T_{k1}, T_{k2}, \dots, T_{kt}\} \quad (17)$$

$$p_{Lk} = p_{k1} p_{k2} \dots p_{kt} \quad (18)$$

式中: p_{Lk} 是连锁故障链发生的概率; p_{k1} 是初始事件的概率,在连锁故障链中为定值; p_{kt} 是该故障链中第 t 个事件在前一个事件即第 $t-1$ 个事件发生前提下的概率。

连锁故障发展过程模拟说明,模型每次迭代模拟的线路过载概率都是在前一条线路过载的情况下进行计算,即式(18)中 p_{kt} 为第 t 个事件对应的线路过载概率 p_L^{kt} ,由式(6)计算得到,则可计算形成的连锁故障链发生的概率 p_{Lk} ,如式(19)所示。

$$p_{Lk} = p_L^{k1} p_L^{k2} \dots p_L^{kt} \quad (19)$$

3.2 连锁故障风险指标计算

连锁故障的风险指标 R_{risk} 常用连锁故障链发生概率和该故障链对应的切负荷量的乘积进行量化,具体的计算公式为

$$R_{risk} = p_{Lk} \sum_{l=1}^l \sum_{i \in \Omega_D} P_{Ri,l} \quad (20)$$

式中, $\sum_{i \in \Omega_D} P_{Ri,l}$ 表示连锁故障链中第 l 个过载停运事件对应的最小切负荷量,由优化模型式(7)一式(16)计算得到。

根据风险值将连锁故障风险分为七级,由高到低依次为I—VII级风险,并依次用红色、橙色、黄色、绿色、蓝色、紫色和白色表示,如图5所示。根据《中国南方电网有限责任公司电力安全事件调查规程》的电力生产安全事件等级划分标准^[23],依据市区或城镇减供负荷来划分事件风险等级,I级风险(红色):风险值 ≥ 300 MW;II级风险(橙色): $100 \text{ MW} \leq$ 风险值 < 300 MW;III级风险(黄色): $50 \text{ MW} \leq$ 风险值 < 100 MW;IV级风险(绿色): $30 \text{ MW} \leq$ 风险值 < 50 MW;V级风险(蓝色): $10 \text{ MW} \leq$ 风险值 < 30 MW;VI级风险(紫色): $5 \text{ MW} \leq$ 风险值 < 10 MW;VII级风险(白色): $0 \leq$ 风险值 < 5 MW。

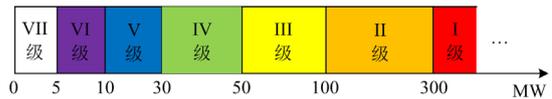


图5 连锁故障的各级风险值

Fig. 5 Various level risk values of cascading failures

4 算例分析

以某城市片区电网为例,采用所提方法计算该

表 1 不同连锁故障链在不同最小切负荷模型下的风险评估结果

Table 1 Risk assessment results of different cascading failure chains under different minimum load shedding models

序号	故障链	模型 1					模型 2				
		P_{Lk}	切负荷/ MW	风险值/ MW	风险 等级	计算 时间/s	P_{Lk}	切负荷/ MW	风险 值/MW	风险 等级	计算 时间/s
1	CC-LY→KG-LZ→CC-HD1	0.7328	0	0	无风险	292.312	0.6842	11.62	7.9504	VI 级	33.396
2	CC-TB→KG-LZ	0.8067	0	0	无风险	59.696	0.81	6.72	5.4432	VI 级	14.670
3	LZ-CH	1	0	0	无风险	80.462	1	12.14	12.14	V 级	13.541
4	CH-SL	1	0	0	无风险	30.273	1	5.99	5.99	VI 级	15.109
5	TB-HD1→KG-LZ→CC-HD1	0.8682	16.01	13.8999	V 级	339.390	0.8477	26.85	22.7607	V 级	38.349
6	HD1-WL	1	0	0	无风险	20.902	1	7.67	7.67	VI 级	15.587
7	TB-SL→KG-LZ	0.9907	0	0	无风险	181.609	0.9969	8.12	8.0948	VI 级	30.404
8	TX- KG→KG-LZ	1	0	0	无风险	93.764	1	11.75	11.75	V 级	30.760
9	KG -LZ	1	0	0	无风险	79.882	1	6.91	6.91	VI 级	13.819
10	CC-HD1	1	0.41	0.41	VII 级	64.622	1	11.54	11.54	V 级	14.611

为验证半不变量法在计算概率潮流时的准确性，采用蒙特卡洛抽样法对结果进行比较，两种方法的计算结果对比如图 7 和图 8 所示。其中横坐标均为电压幅值临界节点 ZX 变电站#1 主变连接节点的电压幅值，其潮流状态对应的网架结构是故障链 TB-HD1→KG-LZ→CC-HD1 在模型 1 的切负荷决策结果下，故障链终止对应的最终网架结构。可以看出，半不变量法计算得到的电压幅值概率分布情况和蒙特卡洛抽样法结果基本一致，说明半不变量法计算概率潮流的准确性较高。从图 8 的累积分布函数可以看出，ZX 变电站#1 主变连接节点的电压等于 0.95 p.u. 时，其概率值为 0.050，即其电压大于 0.95 p.u. 的概率满足大于等于 95.0%，与给定的置信水平 $p_U = 95.0\%$ 一致，符合重要用户电压安全要求。

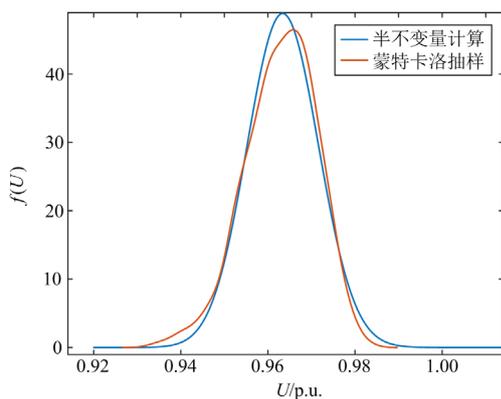


图 7 不同方法下 ZX 变电站#1 主变连接节点的电压概率密度函数对比

Fig. 7 Comparison of voltage probability density functions of the bus connected to transformer #1 of substation ZX under different methods

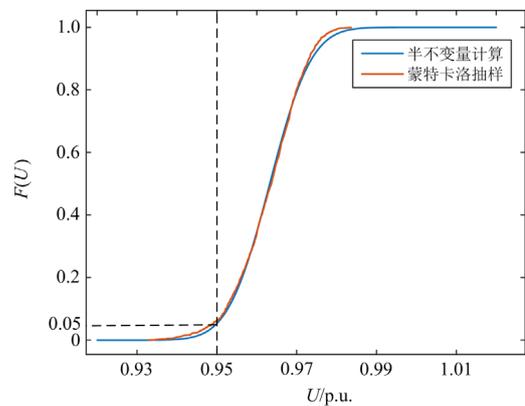


图 8 不同方法下 ZX 变电站#1 主变连接节点的电压累积分布函数对比

Fig. 8 Comparison of voltage cumulative distribution functions of the bus connected to transformer #1 of substation ZX under different methods

表 2 是故障链 TB-HD1→KG-LZ→CC-HD1 在不同置信水平下的风险评估结果。从表 2 可以看出，随着置信水平越来越高，模型 1 和 2 的切负荷越来越大，是因为置信水平越高，重要用户节点电压运行在安全范围内的概率更高，需要切除更多负荷来恢复重要用户节点电压水平，因此切负荷量更大。置信水平越高，模型 1 和 2 的故障发生概率变化不大，稍微有所减小，主要是由于多切除负荷使线路负载率稍微减小。另外，当置信水平较高时，对重要用户的节点电压要求较高，切负荷较多，由于模型 1 能很好地减少切负荷量，并且降低切负荷的影响大于增加故障发生概率的影响，进而模型 1 的风险比模型 2 要低更多。

图 9 是 ZX 变电站#1 主变连接节点电压在故障链 TB-HD1→KG-LZ→CC-HD1 采用模型 1 在不同

置信水平下的累计分布函数。可以看出, 在不同的置信水平 p_U 下, 模型 1 的决策结果均能够使 ZX 变电站#1 主变连接节点电压满足 $\Pr(U_{i_{\min}} \leq U_i \leq U_{i_{\max}}) \geq p_U, i \in \Omega_1$ 这个机会约束, 符合重要用户可靠供电的要求。

表 2 TB-HD1→KG-LZ→CC-HD1 故障链在不同置信水平下的风险评估结果

Table 2 Risk assessment results of cascading failure chain TB-HD1→KG-LZ→CC-HD1 under different confidence levels

置信水平/ %	模型 1			模型 2		
	P_{Lk}	切负荷/ MW	风险值/ MW	P_{Lk}	切负荷/ MW	风险值/ MW
99.0	0.8656	26.97	23.3452	0.8434	40.52	34.1746
97.5	0.8672	21.10	18.2979	0.8460	32.19	27.2327
95.0	0.8682	16.01	13.8999	0.8477	26.85	22.7607
92.5	0.8694	12.65	10.9979	0.8476	23.34	19.7830
90.0	0.8700	10.08	8.7696	0.8494	20.61	17.5061

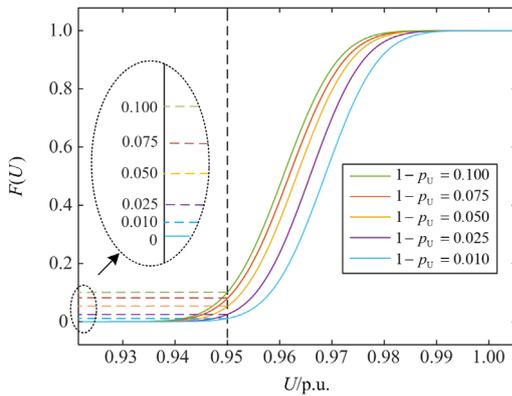


图 9 不同置信水平下 ZX 变电站#1 主变连接节点的电压累积分布函数对比

Fig. 9 Comparison of voltage cumulative distribution functions of the bus connected to transformer #1 of substation ZX under different confidence levels

5 结论

本文提出了一种考虑新能源出力随机波动和 T 接线开关投切的电网连锁故障风险评估方法, 并通过某实际城市片区电网算例分析得到以下结论:

1) 所提出的连锁故障风险评估方法考虑了重要用户的供电可靠性要求, 并考虑了新能源出力随机波动对连锁故障风险计算的影响, 保证重要用户负荷不被切除, 所在节点电压维持在安全运行范围内的概率大于等于给定的置信水平;

2) 在计算故障严重程度时, 采用考虑 110 kV 网架 T 接线开关投切的最小切负荷优化模型来表征连锁故障的后果严重程度, 通过对 T 接线开关投切状态

的决策, 可以有效地减少切负荷量, 并降低连锁故障的风险。

本文采用的最小切负荷量模型中, 通过切除非重要用户负荷来确保重要负荷的安全可靠供电, 如果模型无解, 即仅通过切除非重要用户负荷无法使得重要用户负荷节点电压在安全运行范围的概率满足给定的置信水平, 此时, 切除重要用户负荷将无法避免, 重要用户的等级需要在最小切负荷量模型中加以考虑。如何构建同时切除重要和非重要用户负荷及考虑重要用户等级的最小切负荷量模型, 使得在满足电网安全运行前提下等级最高的重要用户可靠供电得到最大程度的保障, 有待进一步研究。

参考文献

- [1] 马燕峰, 骆泽榕, 赵书强, 等. 基于改进蒙特卡洛混合抽样的含风光电力系统风险评估[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(9): 75-83.
MA Yanfeng, LUO Zerong, ZHAO Shuqiang, et al. Risk assessment of a power system containing wind power and photovoltaic based on improved Monte Carlo mixed sampling[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(9): 75-83.
- [2] 屠竞哲, 何剑, 安学民, 等. 巴基斯坦“2023.1.23”大停电事故分析及启示[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(14): 5319-5329.
TU Jingzhe, HE Jian, AN Xuemin, et al. Analysis and lessons of Pakistan blackout event on January 23, 2023[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(14): 5319-5329.
- [3] 严道波, 文劲宇, 杜治, 等. 2021 年德州大停电事故分析及其对电网规划管理的启示[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(9): 121-128.
YAN Daobo, WEN Jinyu, DU Zhi, et al. Analysis of Texas blackout in 2021 and its enlightenment to power system planning management[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(9): 121-128.
- [4] 张鹏飞, 麻常辉, 李威, 等. 2021 年欧洲电网两次解列事故分析及对中国电网安全的思考[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(24): 22-29.
ZHANG Pengfei, MA Changhui, LI Wei, et al. Analysis of two splitting accidents of European power grid in 2021 and consideration on power grid security in China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(24): 22-29.
- [5] 孙华东, 许涛, 郭强, 等. 英国“8·9”大停电事故分析及对中国电网的启示[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(21): 6183-6192.
SUN Huadong, XU Tao, GUO Qiang, et al. Analysis on blackout in great Britain power grid on August 9th, 2019 and its enlightenment to power grid in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(21): 6183-6192.
- [6] 岳贤龙, 王涛, 顾雪平, 等. 基于自组织临界理论的电网脆弱线路辨识[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(15): 18-26.
YUE Xianlong, WANG Tao, GU Xueping, et al. Vulnerable line identification of power grid based on self-organizing critical theory[J]. Power System Protection and Control,

- 2016, 44(15): 18-26.
- [7] 苏慧玲, 李扬. 基于电力系统复杂网络特征的线路脆弱性风险分析[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(2): 101-107.
SU Huiling, LI Yang. Line vulnerability risk analysis based on complex network characteristics of power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(2): 101-107.
- [8] 张晶晶, 吴佳瑜, 齐先军, 等. 基于网络依存关系的CPPS 连锁故障分析及风险评估[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(5): 164-171.
ZHANG Jingjing, WU Jiayu, QI Xianjun, et al. Cascading failure analysis and risk assessment of CPPS based on network dependency[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(5): 164-171.
- [9] 程林, 刘满君, 易俊, 等. 基于运行可靠性模型的连锁故障模拟及薄弱环节分析[J]. 电网技术, 2016, 40(5): 1488-1494.
CHENG Lin, LIU Manjun, YI Jun, et al. The power system cascading outage simulation and vulnerability analysis based on operational reliability model[J]. Power System Technology, 2016, 40(5): 1488-1494.
- [10] 徐箭, 贺中豪, 廖思阳, 等. 考虑风电机组故障电压穿越特性的连锁故障关键线路辨识[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(2): 82-94.
XU Jian, HE Zhonghao, LIAO Siyang, et al. Identification of critical branches for cascading failures considering fault voltage ride-through characteristics of wind turbine[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(2): 82-94.
- [11] WEI X, ZHAO J, HUANG T, BOMPARD E. A novel cascading faults graph based transmission network vulnerability assessment method[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 2995-3000.
- [12] MA Z, SHEN C, LIU F, et al. Fast screening of vulnerable transmission lines in power grids: a pagerank-based approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(2): 1982-1991.
- [13] 刘彤, 李少岩, 顾雪平, 等. 基于图注意力网络算法的电网连锁故障关键线路辨识[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(15): 5448-5459.
LIU Tong, LI Shaoyan, GU Xueping, et al. Critical line identification of cascading failures in power grid based on graph attention network algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(15): 5448-5459.
- [14] 朱元振, 刘玉田. 考虑源荷不确定性的高风险连锁故障快速筛选[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(5): 92-103.
ZHU Yuanzhen, LIU Yutian. Fast screening of high-risk cascading failure considering uncertainties of source and load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(5): 92-103.
- [15] 徐迪, 王洪涛. 基于随机潮流和风险价值的含大规模风电系统高风险连锁故障评估[J]. 电网技术, 2019, 43(2): 400-409.
XU Di, WANG Hongtao. High risk cascading outage assessment in power systems with large-scale wind power based on stochastic power flow and value at risk[J]. Power System Technology, 2019, 43(2): 400-409.
- [16] 周智行, 石立宝. 考虑风电不确定性及系统调频作用的电网连锁故障风险评估[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(10): 3305-3316, 3657.
ZHOU Zhihang, SHI Libao. Risk assessment of power system cascading failure considering wind power uncertainty and system frequency modulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(10): 3305-3316, 3657.
- [17] 康海鹏, 李长城, 黄思琪. 计及能源转换负荷影响的气电耦合系统连锁故障评估[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(12): 133-145.
KANG Haipeng, LI Changcheng, HUANG Siqi. Evaluation of cascading failures in an integrated gas and power system considering effects of energy conversion load[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(12): 133-145.
- [18] 宾俊吉, 廖凯, 李波. 计及源荷随机性的连锁故障高维模型及风险评估[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(6): 148-158.
BIN Junji, LIAO Kai, LI Bo. High-dimensional model and risk assessment of cascading failures considering randomness of source and load[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2023, 35(6): 148-158.
- [19] 程林, 刘满君, 何剑, 等. 基于马尔可夫过程的电力系统连锁故障解析模型及概率计算方法[J]. 电网技术, 2017, 41(1): 130-136.
CHENG Lin, LIU Manjun, HE Jian, et al. A power system cascading outage analytic model and outage probability calculation method based on Markov process[J]. Power System Technology, 2017, 41(1): 130-136.
- [20] 董雷, 程卫东, 杨以涵. 考虑支路随机断线的概率潮流方法及应用[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(20): 79-84.
DONG Lei, CHENG Weidong, YANG Yihan. Probabilistic load flow method with consideration of random branch outages and its application[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(20): 79-84.
- [21] 甘国晓. 电力系统连锁故障分析与紧急控制研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2019.
GAN Guoxiao. Cascading failure analysis and emergency control of power system[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2019.
- [22] GAMS Development Corporation. GAMS, the solver manuals[EB/OL]. <http://www.gams.com/help/topic/gams.doc/solvers/allsolvers.pdf>.
- [23] 中国南方电网有限责任公司. 中国南方电网有限责任公司电力事故事件调查规程(2021版)[S]. 2021.

收稿日期: 2023-12-18; 修回日期: 2024-01-30

作者简介:

郭挺(1987—), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力系统规划、分析、运行; E-mail: 2224195389@qq.com

杨梓晴(2000—), 女, 硕士研究生, 研究方向为新能源电力系统优化与控制; E-mail: 1781419055@qq.com

林舜江(1980—), 男, 通信作者, 博士, 副研究员, 博士生导师, 主要研究方向为新能源电力系统优化与控制。

E-mail: linsjh@scut.edu.cn

(编辑 姜新丽)