

基于拓扑重构及 PCE 代理模型的配电网概率风险评估

黄煜¹, 李忠行¹, 王卫民¹, 胡松林¹, 王毅², 谈超²

(1. 南京邮电大学碳中和先进技术研究院, 江苏 南京 210023; 2. 南瑞集团有限公司
(国网电力科学研究院有限公司), 江苏 南京 211106)

摘要: 极端事件对配电网运行安全构成严重威胁, 准确高效地评估配电网的概率风险具有重要意义。为解决传统蒙特卡洛模拟(Monte Carlo simulation, MCS)效率低和现有代理模型在低概率区域精度不足的问题, 提出了一种兼顾计算效率与精度的风险评估方法。首先, 基于核密度估计(kernel density estimation, KDE)构建了分布式电源输出的非参数概率模型, 并结合指数分布和天气因子进行设备状态的动态概率建模。然后, 将输入样本分为支路故障和非故障两类。非故障样本使用多项式混沌展开(polynomial chaos expansion, PCE)代理模型快速计算概率潮流; 对故障样本, 建立拓扑重构模型进行优化潮流计算, 以准确捕获拓扑变化下的系统风险。基于此, 构建了节点电压越限、支路潮流过载和失负荷 3 个风险指标, 并通过博弈论的主客观组合赋权法确定指标权重, 得到综合风险评估价值。最后, 基于 IEEE33 与 IEEE118 节点配电系统的仿真分析表明, 该方法能够有效应对极端事件引起的拓扑不确定性, 提高风险评估效率与准确性。

关键词: 极端事件; 不确定性; 概率风险评估; 多项式混沌展开; 配电网重构

Probabilistic risk assessment of distribution networks based on topological reconfiguration and PCE surrogate model

HUANG Yu¹, LI Zhongxing¹, WANG Weimin¹, HU Songlin¹, WANG Yi², TAN Chao²

(1. Institute of Advanced Technology for Carbon Neutrality, Nanjing University of Posts and Telecommunications, Nanjing 210023, China; 2. NARI Group Corporation (State Grid Electric Power Research Institute), Nanjing 211106, China)

Abstract: Extreme events pose a significant threat to the operational security of distribution networks, making accurate and efficient probabilistic risk assessment crucial. To address the low efficiency of traditional Monte Carlo simulation (MCS) and the insufficiency accuracy of existing surrogate models in low-probability regions, this paper proposes a risk assessment method that balances computational efficiency and accuracy. First, a non-parametric probabilistic model of distributed generation output is built using kernel density estimation (KDE), while dynamic probability modeling of equipment states is performed using exponential distributions and weather factors. Next, the input samples are divided into branch fault and non-fault categories. For non-fault samples, a polynomial chaos expansion (PCE) surrogate model is used for rapid probabilistic power flow calculation. For fault samples, a topology reconfiguration model is employed to calculate optimal power flow and capture risks under topology changes. Based on this, three risk indicators of node voltage over-limit, branch power flow overload, and load loss are constructed. The weights of these indicators are determined by the subjective and objective combination weighting method of game theory, and the comprehensive risk evaluation value is obtained. Simulation results on the IEEE33 and IEEE118 node distribution systems show that the proposed method effectively handles topology uncertainties caused by extreme events, improving both the efficiency and accuracy in risk assessment.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 62293500, No. 62293505 and No. 62303243).

Key words: extreme events; uncertainty; probabilistic risk assessment; polynomial chaos expansion; distribution network reconfiguration

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(62293500, 62293505, 62303243); 江苏省自然科学基金项目资助(BK20232026); 智能电网保护和运行控制国家重点实验室项目资助(SGNER0000KJJS2302149)

0 引言

随着分布式电源的大规模接入,电力系统中的不确定性显著增加,主要体现在风电波动、光伏出力骤降及设备故障等方面^[1]。这些不确定性因素可能引发诸如支路故障、设备损坏和大规模停电等极端事件。尽管这些事件的发生概率较低,但其破坏性极高,可能导致系统拓扑结构发生变化,从而给配电网的风险评估带来新的挑战^[2]。为有效应对极端事件引发的拓扑不确定性和计算效率低的问题,亟需发展一种兼顾精度与效率的配电网概率风险评估方法。

在配电网风险评估中,准确量化不确定性因素的影响是关键任务,因此概率潮流分析(probabilistic load flow, PLF)被广泛采用,主要包括三类方法^[3]:模拟法、近似法和解析法。模拟法以蒙特卡罗模拟(Monte Carlo simulation, MCS)为代表,通过对不确定输入进行大量随机采样来统计系统输出的概率特性,虽然精度较高,但在复杂系统中计算效率较低^[4]。近似法以点估计法^[5]为代表,可快速估算输出的期望与方差,避免大量采样,但对高阶统计特性描述有限。解析法如半不变量法^[6],通过数学解析方法估计输出概率分布,计算效率高,适用于输入输出关系线性或近似线性的场景。在不确定性建模方面,文献[7]假设电动汽车负荷和可再生能源出力等因素服从特定分布构建参数模型,但实际中如风机、光伏等出力具有“多峰”等复杂特性,导致模型存在偏差。为此,文献[8]基于核密度估计(kernel density estimation, KDE)方法,结合光伏出力的历史数据分布特征构建非参数模型,并在不同日照条件下验证了该方法的有效性。

为提高计算效率,多项式混沌展开(polynomial chaos expansion, PCE)方法被引入电力系统不确定性分析中。相比传统MCS, PCE在求解潮流问题时可通过较少样本快速逼近系统输出分布,从而显著降低计算成本^[9]。但PCE假设电网拓扑结构固定,未考虑极端事件导致的拓扑变化,而该变化可能引发运行状态异常,影响风险评估的全面性。为此,文献[10]提出考虑风电波动、机组停运、支路故障和负荷波动等因素的多目标优化调度模型,并以电压越限和支路潮流越限衡量系统运行风险。研究表明,动态修正故障概率更符合实际运行情况。然而,该文未建立完整的风评估体系,难以全面量化系统整体风险。文献[11]进一步采用最优交流潮流模型,评估切负荷、电压越限等多种风险指标,并引入综合风险指标,提高了评估准确性。但其仅通过层次

分析法赋权,主观性较强,可能影响评估结果的可靠性。

尽管已有研究在不确定性处理方面取得一定进展,但多集中于固定拓扑下的风险评估,忽略了极端事件引发的拓扑重构对系统风险的影响。作为优化配电网结构的重要手段,拓扑重构在故障情况下可实现快速供电恢复,并降低负荷转移和网络损耗对系统稳定性的影响^[12]。因此,在极端事件背景下,拓扑重构应作为风险评估中的关键因素,深入研究其动态调整能力对提升配电网韧性具有重要意义。

针对上述不足,本文提出了一种基于拓扑重构及PCE代理模型的配电网概率风险评估方法。该方法首先基于KDE构建了分布式电源出力的非参数概率模型,并结合指数分布和天气因子进行设备状态的动态概率建模。然后,将输入样本分为支路故障和非故障两类:非故障样本使用PCE代理模型快速计算概率潮流;对故障样本,建立拓扑重构模型进行优化潮流计算,以准确捕获拓扑变化下的系统风险。基于此,构建节点电压越限、支路潮流过载和失负荷3个风险指标,并通过博弈论的主客观组合赋权法确定指标权重,得到综合风险评价值。最后,基于IEEE33与IEEE118节点配电系统的仿真分析验证所提方法能够有效应对极端事件引起的拓扑不确定性,提高风险评估效率与准确性。

1 电力系统不确定性建模

1.1 分布式电源概率建模

传统的不确定性因素概率建模方法通常假设随机变量遵循特定分布,如太阳辐射服从Beta分布、风速服从威布尔分布等。然而,在复杂的电网环境中,风机出力、光伏出力等不确定性因素的概率分布通常与预设的分布不符,从而导致模型与实际之间存在较大误差。因此本文采用KDE法,基于分布式电源历史出力数据的分布特性,构建非参数概率模型。若随机变量 x 的历史观测值为 $\{x_1, x_2, \dots, x_N\}$,则变量 x 的概率密度函数 $\hat{f}(x)$ 估计值为^[13]

$$\hat{f}(x) = \frac{1}{Nh} \sum_{n=1}^N K\left(\frac{x-x_n}{h}\right) \quad (1)$$

式中: N 为样本个数; h 为带宽; $K(\cdot)$ 为核函数; x_n 为历史观测值中的样本点。

针对核函数 $K(\cdot)$ 的选择,本文选用高斯核函数

$$K(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{u^2}{2}\right) \quad (2)$$

式中: u 为核函数的自变量。

为了选择合适的带宽 h , 本文采用最小化偏差交叉验证(least-squares cross-validation, LSCV)法, 其目标是通过最小化偏差函数 $C(h)$ 来确定最佳带宽^[14]。

$$\min C(h) = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \left(\hat{f}_{-n}(x_n) - \frac{1}{Nh} \sum_{n' \neq n} K \left(\frac{x_n - x_{n'}}{h} \right) \right)^2 \quad (3)$$

式中: $\hat{f}_{-n}(x_n)$ 为不包含第 n 个样本点的核密度估计值。

1.2 设备状态概率建模

为了考虑风机、光伏和支路等设备故障可能引发的极端事件, 以及由此导致的拓扑结构变化对系统运行风险的影响, 本文对设备的运行状态进行概率建模^[15]。

在 t 时段, 系统风机的运行和停运的联合概率 $P_{r,t}^{\text{WT}}$ 为

$$P_{r,t}^{\text{WT}} = \prod_{A \in N_{\text{off}}^{\text{WT}}} P_{r,A,t}^{\text{WT}} \cdot \prod_{J \in N_{\text{on}}^{\text{WT}}} (1 - P_{r,J,t}^{\text{WT}}) \quad (4)$$

式中: $N_{\text{on}}^{\text{WT}}$ 、 $N_{\text{off}}^{\text{WT}}$ 分别为所有启、停风机的数量; $P_{r,A,t}^{\text{WT}}$ 为第 A 台风机在 t 时段的故障概率; $1 - P_{r,J,t}^{\text{WT}}$ 为第 J 台风机在 t 时段保持运行的概率。其中 $P_{r,A,t}^{\text{WT}}$ 由指数模型给出

$$\begin{cases} P_{r,A,t}^{\text{WT}} = 1 - e^{-\lambda_A^{\text{WT}} t} \\ \lambda_A^{\text{WT}} = 1/t_A^{\text{MTTF}} \end{cases} \quad (5)$$

式中: λ_A^{WT} 为第 A 台风机的故障频率; t_A^{MTTF} 为第 A 台风机的平均无故障运行时间。

同理可得出在 t 时段, 光伏电池的运行和停运的联合概率 $P_{r,t}^{\text{PV}}$ 为

$$\begin{cases} P_{r,t}^{\text{PV}} = \prod_{G \in N_{\text{off}}^{\text{PV}}} P_{r,G,t}^{\text{PV}} \cdot \prod_{H \in N_{\text{on}}^{\text{PV}}} (1 - P_{r,H,t}^{\text{PV}}) \\ P_{r,G,t}^{\text{PV}} = 1 - e^{-\lambda_G^{\text{PV}} t} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $N_{\text{off}}^{\text{PV}}$ 为所有停运光伏电池的数量; $N_{\text{on}}^{\text{PV}}$ 为所有运行光伏电池的数量; $P_{r,G,t}^{\text{PV}}$ 为第 G 组光伏电池在 t 时段的故障概率; λ_G^{PV} 为第 G 组光伏电池的故障频率。

考虑不同天气条件(如雷雨、大雾、极端高温)对支路故障概率的影响, 通过修正故障概率来构建动态支路状态概率模型 $P_{r,t}^{\text{L}}$ 。

$$\begin{cases} P_{r,t}^{\text{L}} = \prod_{O \in N_{\text{off}}^{\text{L}}} P_{r,O,t}^{\text{L}} \cdot \prod_{T \in N_{\text{on}}^{\text{L}}} (1 - P_{r,T,t}^{\text{L}}) \\ P_{r,O,t}^{\text{L}} = \omega (1 - e^{-\lambda_O^{\text{L}} t}) \end{cases} \quad (7)$$

式中: $N_{\text{off}}^{\text{L}}$ 为所有故障断开支路支路数量; N_{on}^{L} 为所有运行支路的数量; $P_{r,O,t}^{\text{L}}$ 为第 O 条支路在 t 时段的故障概率; λ_O^{L} 为第 O 条支路的故障频率; ω 为天气

影响因子, 具体取值可参考文献[10]。

2 基于多项式混沌展开的概率潮流

为克服传统 MCS 在高精度电力系统模型中因大量采样模拟导致效率低下的问题, 本文针对支路非故障样本采用基于 PCE 的概率潮流计算, 利用输入变量(负荷、可再生能源出力)的正交多项式线性组合近似描述系统输出变量(母线电压、支路潮流等), 从而构建 PCE 代理模型。一般形式下, 输出变量 Z 可以表示为

$$Z(\xi) = \sum_{i=1}^{N_p} a_i \phi_i(\xi) \quad (8)$$

式中: a_i 为多项式系数; $\phi_i(\xi)$ 为输入随机变量 ξ 的正交多项式基函数; N_p 为多项式展开项数, $N_p = (d+p)!/(d!p!)$, 其中 d 为输入随机变量 ξ 的维数, p 为多项式展开项的最高阶数。

通过 KDE 对分布式电源出力的历史数据进行概率密度估计, 进一步构造累积分布函数, 并采用等概率变换将原始变量映射为标准正态分布变量, 以便构建正交多项式基函数。对于多个随机输入变量, 假设变量间相互独立, 则可以通过单个变量的一维正交多项式基函数的张量积构造多维正交多项式基函数。

假设随机输入变量为 $\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_d$, 相应的一维正交多项式为 $\phi(\xi_1), \phi(\xi_2), \dots, \phi(\xi_d)$, 那么可以通过式(9)构造多维正交多项式基函数 $\phi(\xi)$ 。

$$\phi(\xi) = \prod_{i=1}^d \phi(\xi_i) \quad (9)$$

对于展开项系数 a_i , 可以通过计算输出 $Z(\xi)$ 在基函数 $\phi_i(\xi)$ 方向上的离散化投影来确定^[16]。

$$a_i = \frac{E[Z(\xi) \cdot \phi_i(\xi)]}{E[\phi_i(\xi)^2]} \quad i = 0, 1, \dots, N_p \quad (10)$$

式中: $E[\cdot]$ 为期望算子, 在实际应用中, 通常使用配置点来计算系数 a_i , 配置点通过正交多项式的零点和根来生成, 用于逼近计算结果; $Z(\xi)$ 通过计算系统在配置点处的确定性潮流得到。

基于获得的展开项系数, PCE 代理模型能够快速计算大量输入样本下的系统输出响应。此外, 输出变量 Z 的期望 μ 和方差 σ^2 可以分别通过式(11)和式(12)表示。

$$\mu = a_0 \quad (11)$$

$$\sigma^2 = \sum_{i=1}^{N_p} a_i^2 E[(\phi_i(\xi))^2] \quad (12)$$

3 配电网重构模型

为应对支路故障引发的配电网拓扑结构不确定性对系统运行风险的影响, 本节建立配电网重构模型, 并使用 CPLEX 求解器对重构模型进行求解。

3.1 目标函数

为解决配电网故障恢复过程中供电安全与运行经济性的双重矛盾, 本文构建了一种基于负荷恢复最大化与网损最小化的多目标优化模型^[17]。

3.1.1 负荷恢复最大化

负荷恢复最大化目标旨在通过优化配电网的拓扑结构, 在故障或扰动发生时最大程度地恢复负荷供电, 保障系统的供电可靠性。其数学表达式为

$$f_1 = \max(P_{\text{load}} - \sum_{i \in B} P_{\text{cut},i}) \quad (13)$$

式中: f_1 为配电网的负荷恢复量; P_{load} 为系统负荷; B 为配电网中所有节点的集合; $P_{\text{cut},i}$ 为节点 i 的失负荷量。

3.1.2 网损最小化目标函数

网损最小化目标则侧重于降低配电网在运行过程中因线路阻抗产生的功率损耗, 以提升系统运行效率和经济性。具体目标函数表示为

$$f_2 = \min \sum_{ij \in B} P_{\text{loss},ij} \quad (14)$$

式中: f_2 为配电网的有功损耗之和; B 为配电网中所有支路的集合; $P_{\text{loss},ij}$ 为支路 ij 的有功损耗。

最后, 进行归一化处理后的总的目标函数 F 为

$$F = \lambda_1 \frac{f_1}{f_1^*} + \lambda_2 \frac{f_2}{f_2^*} \quad (15)$$

式中: λ_1 和 λ_2 分别为第一个和第二个目标函数的权重; f_1 、 f_1^* 和 f_2 、 f_2^* 分别为第一、第二个目标函数的计算值和最优值。

3.2 潮流约束

Distflow 模型在配电网中以支路功率为基础, 通常用于辐射型结构的系统分析^[18]。然而, 在配电网重构过程中, 网络拓扑的动态变化使得传统 Distflow 模型难以直接应用于重构后的系统。为此, 引入支路开断变量 γ_{ij} (当 γ_{ij} 为 0 时, 表示支路断开; 当 γ_{ij} 为 1 时, 则表示闭合), 使模型能够灵活适应拓扑变化, 从而得到满足配电网重构的潮流约束模型。

$$\sum_{i \in f(j)} \gamma_{ij} (P_{ij} - r_{ij} I_{ij}^2) = \sum_{k \in s(j)} \gamma_{jk} P_{jk} + P_j^{\text{WT}} + P_j^{\text{PV}} - P_j^{\text{L}} \quad (16)$$

$$\sum_{i \in f(j)} \gamma_{ij} (Q_{ij} - x_{ij} I_{ij}^2) = \sum_{k \in s(j)} \gamma_{jk} Q_{jk} + Q_j^{\text{WT}} + Q_j^{\text{PV}} - Q_j^{\text{L}} \quad (17)$$

$$V_j^2 = V_i^2 - 2(r_{ij} P_{ij} + x_{ij} Q_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) I_{ij}^2 \quad (18)$$

$$I_{ij}^2 = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_i^2} \quad (19)$$

式中: I_{ij} 为流过支路 ij 的电流; $f(j)$ 、 $s(j)$ 分别为功率从节点 j 传输到上、下游节点集合; r_{ij} 和 x_{ij} 分别为支路 ij 上的电阻和电抗; P_{ij} 和 Q_{ij} 分别为流过支路 ij 的有功功率和无功功率; P_j^{WT} 、 P_j^{PV} 和 P_j^{L} 分别为节点 j 注入的风电、光伏和负荷有功功率; Q_j^{WT} 、 Q_j^{PV} 和 Q_j^{L} 分别为节点 j 注入的风电、光伏和负荷无功功率; V_i 和 V_j 分别为节点 i 、 j 的电压幅值。

改进的潮流约束模型是一个非凸模型, 且式(18)、式(19)仅适用于闭合支路, 因而增加了求解的复杂性。为解决这一问题, 引入变量 \mathcal{I}_{ij} 和 \mathcal{V}_i 以替代电流和电压的平方项, 并采用大 M 法对式中的约束进行松弛, 如式(20)所示。

$$\begin{cases} -\gamma_{ij} M_1 \leq P_{ij} \leq \gamma_{ij} M_1 \\ -\gamma_{ij} M_2 \leq Q_{ij} \leq \gamma_{ij} M_2 \\ -\gamma_{ij} M_3 \leq I_{ij} \leq \gamma_{ij} M_3 \end{cases} \quad (20)$$

$$\begin{cases} \mathcal{V}_j \leq M_4(1 - \gamma_{ij}) + \mathcal{V}_i - 2(r_{ij} P_{ij} + x_{ij} Q_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \mathcal{I}_{ij} \\ \mathcal{V}_j \geq -M_4(1 - \gamma_{ij}) + \mathcal{V}_i - 2(r_{ij} P_{ij} + x_{ij} Q_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \mathcal{I}_{ij} \end{cases} \quad (21)$$

式中: M_1 、 M_2 、 M_3 、 M_4 为足够大的正数。

对于非线性约束式(19), 通过引用二阶锥松弛将其转化为

$$\mathcal{I}_{ij} \geq \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{\mathcal{V}_i} \quad (22)$$

为方便计算, 将式(22)转化为标准二阶锥形式, 如式(23)所示。

$$\|[2P_{ij} \quad 2Q_{ij} \quad \mathcal{I}_{ij} - \mathcal{V}_i]^T\|_2 \leq \mathcal{I}_{ij} + \mathcal{V}_i \quad (23)$$

式中: “ $\|\cdot\|_2$ ” 为向量二范数。

3.3 配电系统辐射型结构约束

由于配电系统需要简化网络配置、降低建设成本, 同时便于故障的快速定位和隔离, 因此采用辐射状结构。辐射型结构约束主要通过以下条件来实现^[19]。

$$\sum_{ij \in B} \gamma_{ij} = b - 1 \quad (24)$$

$$\begin{cases} \beta_{ij} + \beta_{ji} = \gamma_{ij} \\ \gamma_{ij} = \gamma_{ji} \end{cases} \quad (25)$$

$$\begin{cases} \beta_{1j} = 0, & j \in B_i \\ \sum_{j \in B_i} \beta_{ij} = 1, & i = 1, 2, \dots, b \end{cases} \quad (26)$$

式(24)确保配电网拓扑的支路数为 $b-1$ (b 为节点数), 从而限制系统无环网、无孤岛; 式(25)中 β_{ij}

为二进制变量(0-1),当支路两个方向上的变量 β_{ij} 和 β_{ji} 中有一个为1时, $\gamma_{ij}=1$,从而实现支路的无向性。 γ_{ji} 为同一条支路在反向索引下的开断状态变量,这里要求与 γ_{ij} 取值完全一致,确保开关状态与方向无关,避免出现“正向闭合而反向断开”的矛盾;式(26)中, B_i 为与节点*i*相连的节点集合,该式确保除根节点外的每个节点只能有一个父节点,从而确保网络保持辐射状结构。

3.4 节点电压、支路电流约束

在配电网运行中,节点电压和支路电流的稳定性至关重要。节点电压须保持在规定范围内,以确保电压质量;支路电流应控制在最大值内,防止过载和设备损坏,保证系统正常运行。

$$(V_i^{\min})^2 \leq V_i \leq (V_i^{\max})^2 \quad (27)$$

$$0 \leq I_{ij} \leq (I_{ij}^{\max})^2 \quad (28)$$

式中: V_i^{\max} 、 V_i^{\min} 分别为节点*i*电压幅值的上、下限; I_{ij}^{\max} 为支路*ij*的最大允许电流。

3.5 开关操作频次约束

在配电网重构中,开关操作用于调整网络拓扑,频繁操作会加速设备老化,增加维护成本。因此,为确保系统可靠性和经济性,需要限制每个时段的支路开关操作频次。

$$\sum_{ij \in \mathbb{B}} |\gamma_{ij,t} - \gamma_{ij,0}| \leq A_t^{\max} \quad (29)$$

式中: $\gamma_{ij,t}$ 为*t*时段支路*ij*的当前状态; $\gamma_{ij,0}$ 为支路*ij*的初始状态; A_t^{\max} 为在*t*时段所有开关所允许的最大操作次数。

4 风险评估

4.1 风险评估指标

基于“不确定事件发生时产生的严重后果及其发生概率的综合衡量”^[20]的风险定义,由越限概率和越限严重程度的乘积表示越限风险,提出了3个风险评估指标。

4.1.1 节点电压越限

节点电压越限概率和越限严重程度为

$$P_r^v(V_i) = P_r^v(V_i), V_i \notin [V_{\min}, V_{\max}] \quad (30)$$

$$S_c(V_i) = \begin{cases} \frac{V_{\min} - V_i}{V_{\min}}, & V_i < V_{\min} \\ 0, & V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \\ \frac{V_i - V_{\max}}{V_{\max}}, & V_i > V_{\max} \end{cases} \quad (31)$$

式中: $P_r^v(\cdot)$ 为电压越限概率; V_{\max} 、 V_{\min} 分别为电压运行上、下限的标么值,分别取1.05 p.u.、0.95 p.u.; $S_c(\cdot)$ 为电压越限严重程度。

电压越限总风险值 R_v 如式(32)所示。

$$R_v = \sum_{i \in \mathbb{B}} P_r^v(V_i) S_c(V_i) \quad (32)$$

4.1.2 支路潮流过载

潮流过载概率和过载严重程度分别为

$$P_r^s(P_{ij}) = P_r^s(P_{ij}), P_{ij} > P_{ij,\max} \quad (33)$$

$$S_c(P_{ij}) = \begin{cases} \frac{P_{ij} - P_{ij,\max}}{P_{ij,\max}}, & P_{ij} > P_{ij,\max} \\ 0, & P_{ij} \leq P_{ij,\max} \end{cases} \quad (34)$$

式中: $P_r^s(\cdot)$ 为支路功率过载概率; $P_{ij,\max}$ 为支路的功率上限。

支路潮流过载总风险值 R_s 如式(35)所示。

$$R_s = \sum_{ij \in \mathbb{B}} P_r^s(P_{ij}) S_c(P_{ij}) \quad (35)$$

4.1.3 失负荷

由于故障后重构过程中可能出现供电不足,导致部分负荷无法得到保障,因此定义失负荷指标为^[15]

$$\begin{cases} R_l = \sum_{k \in K} P_r^{\text{WT}}(z_k) P_r^{\text{PV}}(z_k) P_r^{\text{L}}(z_k) S_c(z_k) \\ S_c(z_k) = \frac{P_{\text{cut}}(z_k)}{P_{\text{load}}} \end{cases} \quad (36)$$

式中: R_l 为失负荷风险值; K 为进行风险评估时的模拟次数; $P_r^{\text{WT}}(z_k)$ 、 $P_r^{\text{PV}}(z_k)$ 、 $P_r^{\text{L}}(z_k)$ 分别为系统处于状态 z_k 时风电、光伏、负荷的状态概率; $P_{\text{cut}}(z_k)$ 为系统在状态 z_k 下的失负荷量。

4.2 综合权重计算

为了减少单一赋权方法带来的偏差,本文提出一种基于博弈论的改进主客观权重赋值方法,能够同时兼顾决策者的主观性及评估指标的客观性,进而得到一个较为合理的综合权重^[21]。

4.2.1 客观权重

熵权法是一种客观赋权方法,通过计算各指标的信息熵为其分配权重。指标离散程度越大,熵值越小,权重就越大。本文以系统不同运行状态为评价对象,对电压越限和潮流过载两个风险指标进行赋权。具体步骤如下。

Step1: 根据样本数据,构建初始决策矩阵 $\mathbf{X}_{U \times D}$ 为

$$\mathbf{X}_{U \times D} = \begin{bmatrix} x_{11}(z) & \cdots & x_{1D}(z) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{U1}(z) & \cdots & x_{UD}(z) \end{bmatrix} \quad (37)$$

式中: U 为样本个数; D 为指标个数; $x_{mq}(z)$ 为第 m 个样本的第 q 个指标; z 为系统运行状态(存在支路断开/闭合)。

Step2: 对所有指标进行无量纲标准化处理, 由于风险值越小越好, 按照式(38)进行处理。

$$b_{mq}(z) = \frac{\max[x_q(z)] - x_{mq}(z)}{\max[x_q(z)] - \min[x_q(z)]} \quad (38)$$

式中: b_{mq} 为标准化后的元素; $\max[x_q(z)]$ 和 $\min[x_q(z)]$ 分别为第 q 个指标的最大、最小值。

Step3: 计算指标的熵值 e_q

$$e_q(z) = -\frac{1}{\ln U} \sum_{m=1}^U p_{mq}(z) \ln(p_{mq}(z)) \quad (39)$$

$$p_{mq}(z) = \frac{b_{mq}(z)}{\sum_{m=1}^U b_{mq}(z)} \quad (40)$$

式中: p_{mq} 为第 q 项指标下第 m 个样本所占的比重。

Step4: 计算权重 ω_q

$$\omega_q(z) = \frac{1 - e_q(z)}{D - \sum_{q=1}^D e_q(z)} \quad (41)$$

本文中每个状态都要重新计算权重值, 因此每一状态下通过熵权法得到的权重都不同。

4.2.2 主观权重

层次分析法用于多属性决策中的主观赋权, 其过程为: 首先, 建立比较矩阵, 采用(0,1,2)三标度方法对评估指标进行两两比较, 矩阵元素根据指标间的重要度取值 0、1 或 2; 其次, 将比较矩阵转化为判断矩阵, 并通过一致性检验排除矛盾; 最后求得矩阵的最大特征向量并归一化, 得到主观权重。本文中, 层次分析法得到的 3 个指标的权重值不变。

4.2.3 博弈论组合赋权

通过引入博弈论研究主客观赋权法之间的相互影响, 利用 Nash 均衡在不同权重间寻求一个平衡点, 使得所求综合权重与各个基本权重间的偏差尽可能最小。具体步骤如下。

Step1: 将熵权法得到的权重向量 w_1 与层次分析法求得的权重向量 w_2 进行线性组合, 求取综合权重 W , 表达式为

$$W = \mu_1 w_1^T + \mu_2 w_2^T \quad (42)$$

式中: μ_1 、 μ_2 分别为客观权重和主观权重的线性系数。

Step2: 建立目标函数, 求取权重纳什均衡点。

$$\min \|\mu_1 w_1^T + \mu_2 w_2^T - w_\eta^T\|_2, \quad \eta = 1, 2 \quad (43)$$

Step3: 对式(43)进行一阶求导, 其最优解即是

主客观权重博弈后的最优权重组合, 导数条件为

$$\mu_1 w_\eta w_1^T + \mu_2 w_\eta w_2^T = w_\eta w_\eta^T, \quad \eta = 1, 2 \quad (44)$$

Step4: 计算得到优化组合系数 μ_η , 并归一化处理得到 μ_η^* 。

$$\mu_\eta^* = \frac{\mu_\eta}{\mu_1 + \mu_2} \quad (45)$$

Step5: 确定最终综合权重 W 。

$$W = \mu_1^* w_1 + \mu_2^* w_2 \quad (46)$$

得到综合权重后, 需要求系统总风险值, 将每种状态下的各风险值与其概率相乘, 累加得到结果。

$$Y = \sum_{z=1}^Z P_r^z(z) [W_1(z) R_v(z) + W_2(z) R_s(z) + W_3(z) R_l(z)] \quad (47)$$

式中: Y 为总风险值; $P_r^z(z)$ 为第 z 个状态出现的概率; Z 为出现的状态总数; $W_1(z)$ 、 $W_2(z)$ 、 $W_3(z)$ 分别为综合权重集中电压越限、潮流过载和失负荷权重。

4.3 风险评估过程

风险评估流程如图 1 所示。

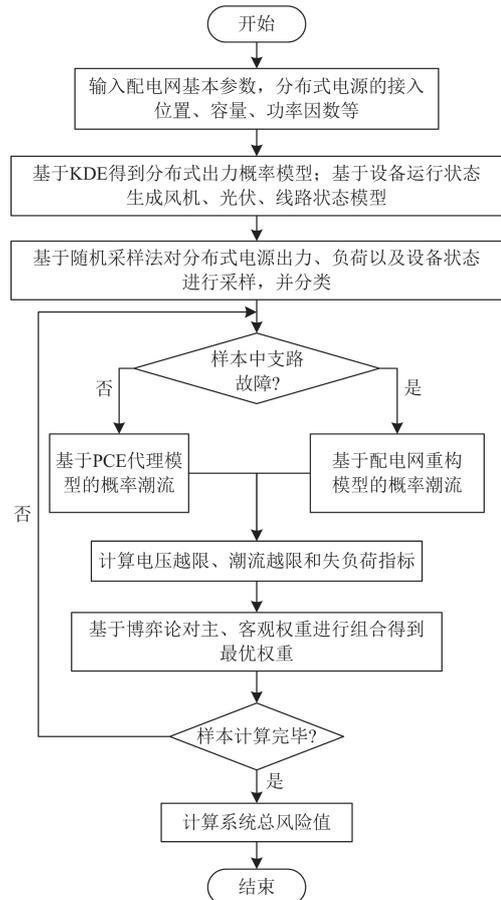


图 1 风险评估流程图

Fig. 1 Flow chart of risk assessment

1) 输入系统参数: 输入配电网的基本参数, 分布式电源的接入位置、数量、容量和功率因数等。

2) 构建模型: 基于 KDE 法生成分布式电源出力的概率模型; 考虑风机、光伏发电和支路等设备故障可能引发的极端事件, 对设备状态进行建模。

3) 样本生成与分类: 基于随机采样法根据概率模型对分布式电源出力、负荷和设备状态进行采样; 按照设备状态分为正常和故障两种, 记录每种状态及其出现的概率, 形成状态样本集合。

4) 潮流计算与重构: 对于支路非故障样本, 采用 PCE 方法进行潮流计算; 对于支路故障样本, 通过配电网重构模型对系统进行重构, 以重新分配潮流, 确保系统在故障情况下的正常运行。

5) 计算风险指标: 根据潮流计算结果, 对各状态下的电压越限、潮流越限和失负荷情况进行评估。通过计算越限概率乘以状态的严重程度, 得出各状态的风险值。

6) 博弈论赋权与风险汇总: 基于博弈论的改进主客观赋权方法, 对各状态下的风险值进行组合赋权, 得到系统在各状态下的风险权重。最后, 汇总所有状态的风险值, 计算并输出系统的总风险值, 作为配电网的安全性评估结果。

5 算例分析

5.1 IEEE33 节点配电测试系统

5.1.1 算例参数设置

通过改进的 IEEE33 节点配电系统^[22]评估分布式电源(distributed generation, DG)接入条件下的配电网概率风险, 研究拓扑重构对系统可靠性和风险分布的影响。接入 DG 后的配电网拓扑如图 2 所示。该系统基准容量为 10 MW, 基准电压为 12.66 kV, 电压允许波动范围为基准值的±5%。系统包含 37 条支路, 均设有各自的容量限制, 用于判断支路是否过载。其中 5 条特定支路设置了联络开关(常态下断开), 以增强拓扑重构的灵活性, 便于在不同故障情况下实现系统的优化重构。

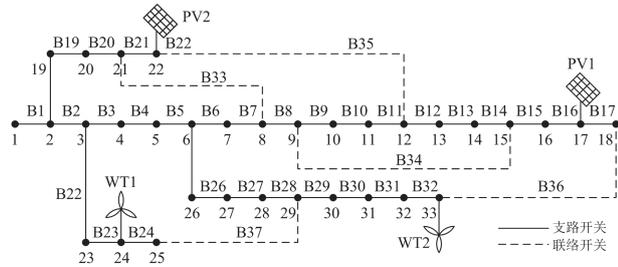


图 2 改进的 IEEE33 节点配电拓扑图

Fig. 2 Modified IEEE33-bus distribution topology diagram

为模拟负荷的波动性, 假设除平衡节点 1 外, 其余节点的有功负荷服从正态分布, 期望为其初始有功功率, 标准差为期望值的 10%, 负荷功率因数设为 0.85。接入的 DG 均采用 PQ 模型, 功率因数为 0.9。具体而言, 在节点 17 和节点 22 均接入额定功率为 200 kW 的光伏电池组, 节点 24、33 分别接入额定功率为 300 kW、400 kW 的风力发电机。此外目标函数的权重为 $\lambda_1 = 10$, $\lambda_2 = 1$ 。

算例仿真硬件配置为 Intel Core i5-9300H 处理器, 主频 2.40 GHz, 内存 8 GB。所有仿真实验均在该计算机上进行, 并使用 MATLAB R2020b 进行编程分析。

5.1.2 考虑拓扑重构的潮流计算精度与效率验证

为了验证 KDE 法在不确定性建模方面的有效性, 本文采用 DG 的历史出力数据进行分析。图 3 展示了 DG 的历史出力数据频率直方图, 并在直方图上叠加了 KDE 曲线和常用的正态分布模型拟合曲线。

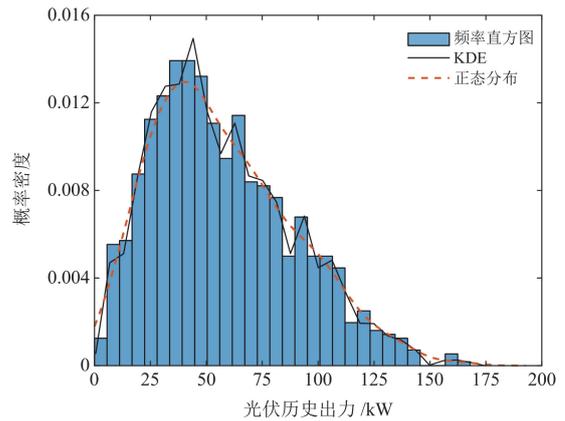


图 3 光伏有功出力概率分布拟合图

Fig. 3 Fitting diagram of probability distribution of photovoltaic active power output

从图 3 可见, KDE 曲线能更精确地反映历史数据的实际分布特性, 尤其在分布的峰值和尾部区域表现更为准确, 而正态分布模型在这些关键区域的拟合效果较差。

依据 1.1 节的 KDE 出力模型与 1.2 节的设备状态概率模型进行蒙特卡洛抽样, 共生成 10 000 组 (DG 出力 + 设备状态) 样本。按设备运行状态进行分类, 系统在短期内无故障的概率约为 96.7%, DG 故障概率约为 2.4%, 支路故障概率约为 0.9%。表 1 展示了部分支路故障状态下的配电网重构方案及其性能指标。由表 1 结果可看出, 配电网在无故障情况下, 接入 DG 与否对系统有功损耗与节点电压存在显著差异, 表明 DG 接入有助于降低系统损耗并改

善电压水平。在支路故障情况下(均接入 DG), 通过重构模型对特定支路进行断开或闭合操作, 实现网络拓扑的优化调整, 从而在故障条件下保障系统正常运行, 同时有效控制有功损耗并维持电压质量, 提升了配电网在不同运行状态下的适应性与可靠性。

表 1 不同故障状态下 IEEE33 节点配电网的重构方案及其性能指标

Table 1 Distribution network reconstruction schemes and performance indicators under different fault states in the IEEE33-bus system

状态	断开支路	有功损耗/kW	节点最低电压/p.u.
无故障(不接入 DG)	B33,B34,B35,B36,B37	202.67	0.913
无故障(接入 DG)	B33,B34,B35,B36,B37	83.61	0.948
B6 故障	B6,B8,B9,B31,B37	61.27	0.956
B7 故障	B7,B9,B14,B32,B37	73.70	0.940
B14 故障	B9,B14,B33,B36,B37	62.77	0.959
B17 故障	B8,B12,B17,B33,B37	66.73	0.956

图 4 展示了不同运行状态下各节点的电压幅值变化情况。状态 1 为无故障且未接入 DG, 节点电压整体水平最低; 状态 2 为无故障且接入 DG, 电压水平明显提升, 说明 DG 接入有助于改善系统电压质量。状态 3—状态 6 对应表 1 中不同支路故障情形, 在采用拓扑重构策略断开特定支路后, 系统在故障条件下仍能维持相对稳定的电压分布。由图 4 可知, 不同状态下电压幅值的变化趋势验证了 DG 接入与拓扑重构在提升系统电压质量方面的有效性。

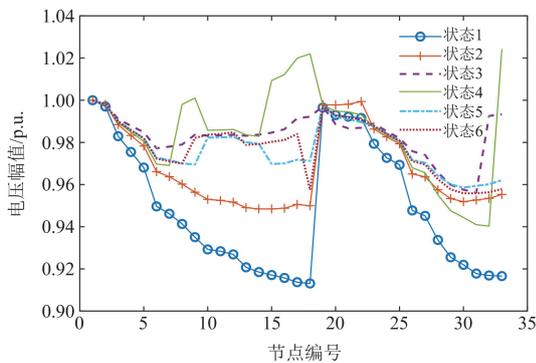


图 4 不同状态下各节点电压幅值

Fig. 4 Voltage magnitude of each bus under different states

为验证 PCE 代理模型的潮流计算精度, 以 10 000 次 MCS 潮流计算为基准, 通过对比节点 27 电压幅值的概率密度函数(probability density function, PDF)和累积分布函数(cumulative distribution function, CDF)曲线(图 5), 评估各方法的准确性。在支路无故障的样本中, 分别采用 PCE 代理模型、点估计法、半不变量法以及 MCS 进行潮流计算; 而在支路故

障样本中, 通过配电网重构模型进行潮流分析, 以保障在故障条件下能够准确评估系统风险。此外, 还进行了不考虑拓扑重构情形下 PCE 代理模型的潮流计算。

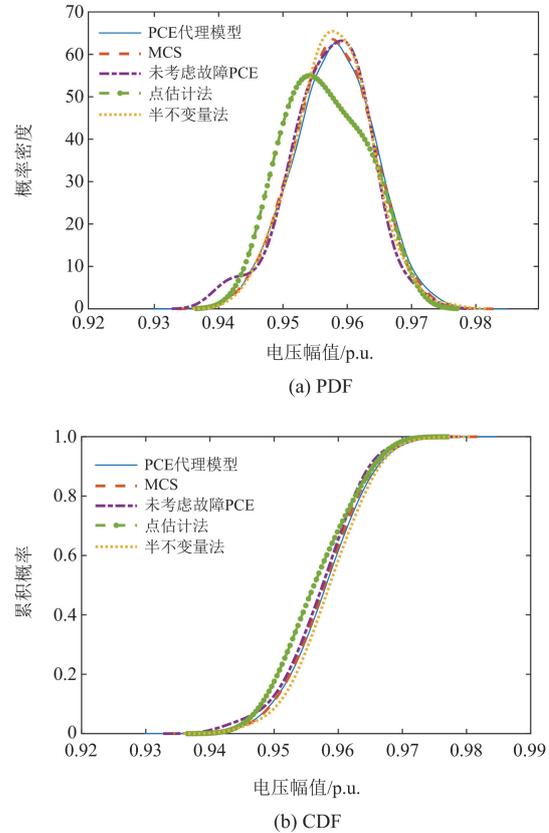


图 5 节点 27 电压幅值的 PDF 和 CDF 曲线图

Fig. 5 PDF and CDF curves of voltage magnitude of bus 27

由图 5 可知, PCE 代理模型所得的 PDF 与 CDF 曲线与 MCS 基准结果高度一致, 尤其在电压幅值的峰值区域与尾部分布处几乎完全重合。相比之下, 点估计法和半不变量法在计算结果上精度略显不足。另一方面, 未考虑拓扑重构的 PCE 代理模型在分布曲线上出现了明显偏差, 进一步表明拓扑结构的变化对潮流计算结果具有显著影响。

为进一步验证 PCE 代理模型的精度与效率, 表 2 给出了节点 27 电压幅值的统计指标对比结果。其中, ε_{μ} 和 ε_{σ} 分别表示以 MCS 结果为基准的期望和标准差的相对误差百分比。由表 2 可知, PCE 代理模型在期望和标准差方面与 MCS 基准结果高度一致, 相对误差控制在 1%以内。且计算时间仅为 8.30 s, 远低于 MCS 的 338.52 s, 体现出显著的效率优势。

基于前述研究, 为揭示 DG 出力波动对系统输出的影响, 并为风险评估提供依据, 本研究引入了

灵敏度分析方法^[23]。分别选取节点 7、13、27 的电压幅值为输出，各 DG 出力对节点电压的一阶灵敏度指标(first-order sensitivity index, FSI)如图 6 所示。FSI 的大小反映了 DG 出力的波动对电压幅值的影响程度，较大的 FSI 表示该变量对系统输出的影响较大，反之则影响较小。

表 2 节点 27 电压幅值的期望与标准差相对误差及计算时间

Table 2 Relative error and calculation time of expected and standard deviation of voltage magnitude of bus 27

计算方法	$\mu/p.u.$	$\sigma/p.u.$	$\varepsilon_{\mu}/\%$	$\varepsilon_{\sigma}/\%$	时间/s
MCS	0.9578	6.158×10^{-3}	—	—	338.52
PCE	0.9580	6.217×10^{-3}	0.021	0.958	8.30

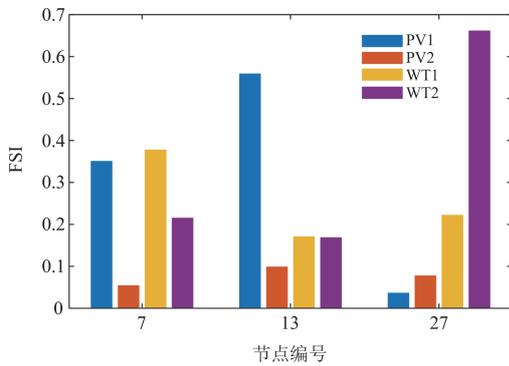


图 6 分布式电源出力对节点电压幅值的 FSI

Fig. 6 FSI of DG power output for voltage magnitude

以节点 27 为例，WT2 的出力波动对电压幅值影响最为显著，而 PV1 和 PV2 对电压幅值的影响较小。因此，在调控节点 27 电压幅值时，应优先控制 WT2 的出力波动。该方法可迅速、准确地量化主要输入变量对系统输出的影响，识别决定性关键因素，为风险防控策略的优化提供理论支持。

5.1.3 风险评估分析

基于节点电压和支路潮流的越限概率及严重程度进行风险评估，并通过博弈论方法优化风险指标的权重分配，以提高风险评估的准确性和合理性。

为验证 DG 接入位置和容量对系统总风险值的影响，在考虑支路故障的情况下，将 DG 分别接入配电网的节点 4、10 和 17。这些节点分别位于系统的前端、中部和末端位置，接入容量设置为 200 kW、400 kW、600 kW 和 800 kW。图 7 展示了不同接入节点和接入容量下的系统总风险值变化情况。

可以看出，接入位置和容量对系统的总风险值存在显著影响：在低容量接入情形下(如 200 kW)，各接入点对应的系统总风险值差异较小，说明在低容量接入下，接入位置对系统风险的影响较为有限。随着接入容量的增加(400 kW 至 800 kW)，发现在

节点 17 接入时，系统总风险值显著高于节点 4 和节点 10，说明在部分末端节点接入大容量 DG 可能加剧系统风险。而节点 4 在不同容量接入下对应的系统总风险值相对较低，显示其在所选位置下具备一定的接入优势。因此，在 DG 接入规划中，应综合考虑系统拓扑结构、负载分布以及接入容量等因素，选择合适的接入位置和容量配置，以有效控制系统风险。

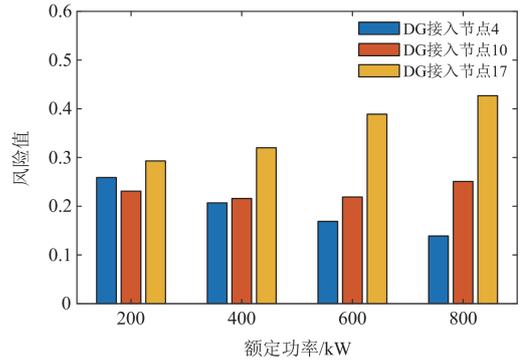


图 7 不同接入节点和接入容量下的系统总风险值

Fig. 7 Total risk value of the system under different access nodes and capacities

为验证本文考虑拓扑重构的风险评估方法与不考虑拓扑重构情况下进行静态风险评估的区别，在参数选择、采样方法和评估指标保持一致的情况下，对得到的系统总风险值进行对比分析。如表 3 所示，在节点 3、5、7、11、13、16、19、23 这 8 个节点分别接入 400 kW 的 DG，记录并比较不同接入位置下的系统总风险值，同时分析在重构前(不考虑支路故障)和重构后(考虑支路故障)系统总风险值的变化趋势，并按从小到大的方式对其进行排序。

表 3 不同接入位置下 IEEE33 节点配电网重构前后系统总风险值变化

Table 3 Changes in system total risk values before and after reconstruction under different access locations in the IEEE33-bus systems

DG 接入节点	重构后		重构前	
	风险值	顺序	风险值	顺序
3	0.265	5	0.267	4
5	0.262	4	0.277	5
7	0.224	2	0.236	1
11	0.217	1	0.238	2
13	0.243	3	0.256	3
16	0.344	8	0.347	8
19	0.297	6	0.304	6
23	0.325	7	0.326	7

由表 3 可知, 在支路故障条件下, 配电网拓扑重构可降低系统总风险值。其中, 当 DG 接入中部位置(如节点 5、7、11、13)时, 风险值在重构后均出现较为明显的下降。相比之下, 部分位于系统边缘的接入点(如节点 3、16、19、23)在重构前后风险值变化幅度较小, 风险值仍处于相对较高水平。该趋势表明, DG 接入位置对拓扑重构效果具有一定影响。在所分析的接入方案中, 将 DG 接入中部节点并实施拓扑重构, 能够更有效地提升系统在故障情形下的风险应对能力。

5.2 IEEE118 节点配电测试系统

为了验证本文方法在更大规模配电系统中的适用性, 本文进一步选取 IEEE118 节点配电系统^[24]进行仿真分析。该测试系统的基准电压为 11 kV, 基准容量为 10 MVA, 假设系统允许电压波动范围为基准电压的 $\pm 10\%$ 。选择 50 个节点负荷波动, 6 个 DG 接入节点位置如图 8 所示, 接入 DG 的额定功率均为 400 kW, 其他参数设置与 33 节点相同。

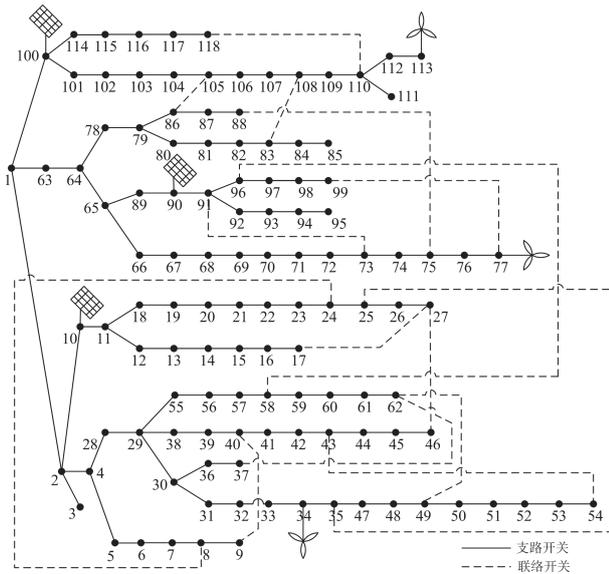


图 8 改进的 IEEE118 节点配电网拓扑图

Fig. 8 Modified IEEE118-bus distribution topology diagram

与 33 节点系统相比, 118 节点系统更为复杂, 具有更多的支路、负荷和可能的故障组合, 经筛选 10 000 个样本, 发现短期内系统无故障的概率为 96.5%左右, DG 故障概率为 2.2%左右, 支路故障概率只占 1.3%左右。表 4 展示了部分支路故障状态下的配电网重构方案及其性能指标。

由表 4 可知, 在无故障情况下, 接入 DG 显著降低了系统的有功损耗。在支路故障情况下, 通过拓扑重构确保配电网正常运行, 进一步降低了有功损耗并改善了电压水平。例如, 支路 69-70 故障

时, 有功损耗降至 0.8918 MW, 最低电压提升至 0.920 p.u.。

为验证 PCE 代理模型的潮流计算精度, 随机采集 10 000 个样本, 对于支路无故障样本, 分别采用 MCS 和 PCE 进行潮流计算; 对于故障样本, 则通过配电网重构模型进行潮流计算, 并以 MCS 的潮流计算为基准, 表 5 展示了部分节点电压及支路潮流计算结果的精度对比。

表 4 不同故障状态下 IEEE118 节点配电网的重构方案及其性能指标

Table 4 Distribution network reconstruction schemes and performance indicators under different fault states in the IEEE118-bus system

状态	断开支路	有功损耗/MW	节点最低电压/p.u.
无故障 (不接入 DG)	46-27,17-27,8-24,54-43,62-49, 37-62,9-40,58-96, 73-91,88-75,99-77,108-83, 105-86,110-118,25-35	1.298	0.869
无故障 (接入 DG)	46-27,17-27,8-24,54-43,62-49, 37-62,9-40,58-96, 73-91,88-75,99-77,108-83, 105-86,110-118,25-35	0.9524	0.888
支路 69-70 故障	69-70,73-74,46-27,17-27,8-24, 54-43,62-49,37-62,9-40,58-96, 99-77,108-83,105-86,110-118, 25-35	0.8918	0.920
支路 41-42 故障	26-27,41-42,8-24,54-43,62-49, 37-62,9-40,58-96,73-91,88-75, 99-77,108-83,105-86,110-118, 25-35	0.9467	0.888
支路 90-91 故障	72-73,90-91,91-96,46-27,17-27, 8-24,54-43,62-49,37-62,9-40, 99-77,108-83,105-86,110-118, 25-35	0.9275	0.916

表 5 节点电压及支路潮流计算结果的精度对比

Table 5 Accuracy comparison of node voltage and branch power flow calculation results

节点/ 支路	$\mu/p.u.$		$\varepsilon_{\mu}/\%$	$\sigma/p.u.$		$\varepsilon_{\sigma}/\%$
	MCS	PCE		MCS	PCE	
23	0.9703	0.9704	0.010	0.0028	0.0027	3.571
54	0.9381	0.9381	0.002	0.00178	0.00174	2.247
77	0.8981	0.8980	0.011	0.00172	0.00173	0.581
28-29	0.5932	0.5943	0.185	0.0176	0.0174	1.136
101-102	0.3441	0.3442	0.029	0.0276	0.0279	1.087

由表 5 可知, PCE 代理模型在各节点/支路的电压均值和标准差的计算结果与 MCS 基准值的误差均

在可接受范围内,其中均值相对误差最高为 0.185%,标准差相对误差最高为 3.571%。这表明 PCE 代理模型在保持较高精度的同时,其计算结果与 MCS 高度一致。在计算效率方面,对于 10 000 个样本, MCS 耗时 533.44 s,而 PCE 代理模型仅需 11.12 s,计算效率较高。

为验证本文考虑拓扑重构的风险评估方法与不考虑拓扑重构情况下进行静态风险评估的区别,在参数选择、采样方法和评估指标保持一致的情况下,对得到的系统总风险值进行对比分析,如表 6 所示。

表 6 不同接入位置下 IEEE118 节点配电网
重构前后系统总风险值变化

Table 6 Changes in system total risk values before and after reconstruction under different access locations in the IEEE118-bus system

DG 接入 节点	重构后		重构前	
	风险值	顺序	风险值	顺序
10	0.284	4	0.295	4
34	0.197	1	0.247	2
77	0.315	5	0.319	5
90	0.203	2	0.216	1
100	0.253	3	0.262	3
113	0.336	6	0.342	6

由表 6 可知,当 DG 接入系统中部位置(如节点 34、90)时,系统总风险值相对较低,且在拓扑重构后进一步下降,表明中部接入位置更有利于降低系统风险。接入首端位置(如节点 100、10)时,系统总风险值处于中等水平,重构后有所缓解。相比之下,接入末端位置(如节点 77、113)时,系统总风险值在重构前后变化较小,整体水平仍较高。可见, DG 的接入位置会显著影响拓扑重构对系统风险的改善效果,在本算例中,中部位置展现出更优的风险抑制能力。

6 结论

针对传统 MCS 效率低和现有代理模型在低概率区域精度不足的问题,本文提出了一种基于拓扑重构及 PCE 代理建模的配电网概率风险评估方法,综合考虑了 DG 出力不确定性、设备故障状态及重构策略对系统风险的影响。仿真算例验证了该方法的有效性与适用性,主要结论如下。

1) 在支路非故障条件下,引入 PCE 代理模型对系统潮流进行快速分析。与传统 MCS 相比, PCE 在改进的 IEEE33 节点系统中计算精度更高,期望值和标准差的相对误差分别为 0.021%和 0.958%。此外, PCE 在完成同规模样本计算时仅耗时 8.30 s,

远低于 MCS 的 338.52 s,显著提升了评估效率。

2) 通过构建支路故障模型并引入拓扑重构策略,所提方法能够灵活应对故障条件下的网络结构变化,从而有效提升配电网的运行稳定性和抗故障能力。

3) 借助基于博弈论的主客观权重分配策略,合理分配各风险指标权重,提高了系统风险评估的准确性和客观性。验证结果显示,所提方法在不同接入位置与故障场景下均具有良好的适应性与稳健性。

参考文献

- [1] 彭寒梅,尹棠,肖千皓,等.高比例分布式电源配电网中低压柔性互联协调规划[J].中国电力,2024,57(8):117-129.
PENG Hanmei, YIN Tang, XIAO Qianhao, et al. Coordinated planning of medium-voltage and low-voltage flexible interconnection for distribution networks with high proportion of distributed generation[J]. Electric Power, 2024, 57(8): 117-129.
- [2] 刘洪波,刘坤诚,盖雪扬,等.高比例新能源接入的主动配电网规划综述[J].发电技术,2024,45(1):151-161.
LIU Hongbo, LIU Shencheng, GAI Xueyang, et al. Overview of active distribution network planning with high proportion of new energy access[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(1): 151-161.
- [3] 王正宇,朱林,黄师禹,等.基于高斯函数-最大熵展开的风电并网系统概率潮流计算[J].电力系统保护与控制,2023,51(20):91-98.
WANG Zhengyu, ZHU Lin, HUANG Shiyu, et al. Probabilistic load flow calculation based on Gaussian function-maximum entropy expansion for a wind power integration system[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(20): 91-98.
- [4] 刘自发,李颀雨,于普洋.一种基于蒙特卡洛方法的配电网概率可靠性快速计算方法[J].电力科学与技术学报,2024,39(2):9-19.
LIU Zifa, LI Jieyu, YU Puyang. A fast calculation method for probabilistic reliability of distribution network based on Monte Carlo method[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(2): 9-19.
- [5] MORALES JM, PEREZ-RUIZ J. Point estimate schemes to solve the probabilistic power flow[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(4): 1594-1601.
- [6] 万常韶,朱自伟,胡洪权,等.基于拟蒙特卡罗和半不变量法的概率潮流计算[J].电测与仪表,2019,56(6):32-37.
WAN Changshao, ZHU Ziwei, HU Hongquan, et al. Calculation of probabilistic load flow based on quasi Monte Carlo sampling and cumulant method[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2019, 56(6): 32-37.
- [7] CHEN Lijuan, LIU Li, PENG Yan, et al. Distribution network operational risk assessment and early warning considering multi-risk factors[J]. IET Generation,

- Transmission & Distribution, 2020, 14(16): 3139-3149.
- [8] 颜伟, 任洲洋, 赵霞, 等. 光伏电源输出功率的非参数核密度估计模型[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(10): 35-40.
YAN Wei, REN Zhouyang, ZHAO Xia, et al. Probabilistic photovoltaic power modeling based on nonparametric kernel density estimation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(10): 35-40.
- [9] 汤涛, 周涛. 不确定性量化的高精度数值方法和理论献给林群教授 80 华诞[J]. 中国科学: 数学, 2015, 45(7): 891-928.
TANG Tao, ZHOU Tao. Recent development in high order numerical methods for uncertainty quantification[J]. Scientia Sinica: Mathematica, 2015, 45(7): 891-928.
- [10] 李灿, 曾沅, 秦超, 等. 计及运行风险的电力系统优化调度方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2016, 28(6): 73-79.
LI Can, ZENG Yuan, QIN Chao, et al. Optimization method for power system dispatching considering operation risk[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2016, 28(6): 73-79.
- [11] 黎静华, 左俊军, 汪赛. 大规模风电并网电力系统运行风险评估与分析[J]. 电网技术, 2016, 40(11): 3503-3513.
LI Jinghua, ZUO Junjun, WANG Sai. Analysis and assessment of operation risk for power system with large-scale wind power integration[J]. Power System Technology, 2016, 40(11): 3503-3510.
- [12] JIANG Changxu, LIN Zheng, LIU Chenxi, et al. MADDPG-based active distribution network dynamic reconfiguration with renewable energy[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2024, 9(6): 143-155.
- [13] GUAN Jiansheng, LIN Jie, GUAN Jianjie, et al. A novel probabilistic short-term wind energy forecasting model based on an improved kernel density estimation[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(43): 23791-23808.
- [14] WAHBAH M, MOHANDS B, EL-FOULY T H M, et al. Unbiased cross-validation kernel density estimation for wind and PV probabilistic modelling[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 266.
- [15] 杨小款. 大规模风电并网电力系统运行风险评估与分析[D]. 北京: 华北电力大学, 2021.
YANG Xiaokuan. Operation risk assessment and analysis for power system with large-scale wind power integration[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2021.
- [16] XU Yijun, LAMINE M, ADRIAN S, et al. Propagating uncertainty in power system dynamic simulations using polynomial chaos[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(1): 338-348.
- [17] 孙汝羿, 袁至, 王维庆, 等. 含固态变压器新型配电网动态无功多目标优化[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(16): 104-114.
SUN Ruyi, YUAN Zhi, WANG Weiqing, et al. Dynamic reactive power multi-objective optimization for novel distribution networks with solid-state transformers[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(16): 104-114.
- [18] 姚艳, 许家玉, 崔勤越. 基于 DistFlow 的含分布式电源配电网优化重构模型[J]. 能源工程, 2020(1): 12-16.
YAO Yan, XU Jiayu, CUI Qinyue. Study on optimization reconfiguration modelling for distribution network with distributed generators based on DistFlow equations[J]. Energy Engineering, 2020(1): 12-16.
- [19] AHMADI H, MARTÍ R J. Mathematical representation of radiality constraint in distribution system reconfiguration problem[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2015, 64: 293-299.
- [20] 郭挺, 杨梓晴, 徐良德, 等. 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[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(13): 59-68.
GUO Ting, YANG Ziqing, XU Liangde, et al. Risk assessment of cascading failures in urban power grids considering the random fluctuations of renewable energy and T-connection[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(13): 59-68.
- [21] 吴昊, 朱自伟. 基于熵权-层次分析法综合指标的电网关键线路辨识[J]. 中国电力, 2020, 53(5): 39-47, 55.
WU Hao, ZHU Ziwei. Key lines identification in power grid based on comprehensive index calculated by the Entropy Weight-Analytical hierarchy process[J]. Electric Power, 2020, 53(5): 39-47, 55.
- [22] DOLATABADI S H, GHORBANIAN M, SIANO P, et al. An enhanced IEEE 33 bus benchmark test system for distribution system studies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 36(3): 2565-2572.
- [23] 王晗, 严正, 徐潇源, 等. 基于稀疏多项式混沌展开的孤岛微电网全局灵敏度分析[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(10): 44-52.
WANG Han, YAN Zheng, XU Xiaoyuan, et al. Global sensitivity analysis for islanded microgrid based on sparse polynomial chaos expansion[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(10): 44-52.
- [24] PENA I, MARTINEZ-ANIDO C B, HODGE B M. An extended IEEE 118-bus test system with high renewable penetration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 33(1): 281-289.

收稿日期: 2024-05-29; 修回日期: 2025-03-03

作者简介:

黄煜(1992—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 硕士研究生导师, 研究方向为电力调度自动化电网分析与控制; E-mail: huangyu@njsu.edu.cn

李忠行(2001—), 男, 硕士, 研究方向为电力系统不确定性量化分析; E-mail: 1878293264@qq.com

王卫民(2001—), 男, 硕士, 研究方向为电力系统运行风险评估。E-mail: 2949297892@qq.com

(编辑 张颖)