

融合多模态脆弱性感知与需求响应的弹性配电网重构

鲁玲^{1,2}, 许鸿卫¹, 陈鹤林³, 鲍刚^{1,2}, 王凌云^{1,2}

(1. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002; 2. 湖北省微电网工程技术研究中心, 湖北 宜昌 443002; 3. 国网浙江省电力有限公司衢州供电公司, 浙江 衢州 324000)

摘要: 针对大规模分布式电源接入配电网后“源-网-荷-储”协同优化中多模态风险耦合与韧性提升问题, 提出了一种融合多模态脆弱性感知与需求响应协同优化的弹性配电网动态重构方法。首先, 基于复杂网络理论构建拓扑-运行多维度脆弱性评估模型, 通过改进介数中心度量化支路拓扑枢纽性, 结合电压灵敏度系数表征节点动态扰动敏感性, 采用主成分分析实现结构脆弱性与运行脆弱性的无监督融合, 精准识别高风险支路。其次, 构建了含韧性约束的二阶锥规划模型, 将综合脆弱性指标作为惩罚项嵌入目标函数, 实现储能动态调度、需求响应弹性负荷与网络拓扑的协同优化。最后, 基于 IEEE 33 节点系统的仿真, 结果验证了所提配电网重构策略在降低网损 55.1 % 的同时, 新能源消纳率提升 15.17 %, 综合脆弱性驱动重构使高风险节点清零, $N-1$ 故障恢复时间缩短 70 %, 峰时电压波动抑制 40 %。帕累托前沿分析揭示, 6.5 % 经济成本增量可换取 22.7 % 脆弱性指标改善, 验证了安全-经济-弹性的多目标协同, 为新型配电网提供了“评估-优化-反馈”闭环理论框架与依据。

关键词: 脆弱性评估; 分布式电源; 需求响应; 多目标配电网重构; 储能设备; 多模态

Reconfiguration of Elastic Distribution Network Integrating Multimodality Vulnerability Perception and Demand Response

LU Ling^{1,2}, XU Hongwei¹, CHEN Helin³, BAO Gang^{1,2}, WANG Lingyun^{1,2}

(1. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang, Hubei 443002, China; 2. Hubei Provincial Engineering Technology Research Center for Microgrid, Yichang, Hubei 443002, China; 3. State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd. Quzhou Power Supply Company, Quzhou, Zhejiang 324000, China)

Abstract: Aiming at the problem of multimodality risk coupling and resilience improvement in “source-network-load-storage” collaborative optimization after large-scale distributed generation access to distribution network, a dynamic reconfiguration method of elastic distribution network integrating multimodality vulnerability perception and demand response collaborative optimization is proposed. Firstly, based on the complex network theory, a topology-operation multi-dimensional vulnerability assessment model is constructed. By improving the betweenness center to quantify the topological hub of the branch, the voltage sensitivity coefficient is used to characterize the dynamic disturbance sensitivity of the node, and the principal component analysis is used to realize the unsupervised fusion of structural vulnerability and operational vulnerability, so as to accurately identify high-risk branches. Secondly, a second-order cone programming model with resilience constraints is constructed, and the comprehensive vulnerability index is embedded into the objective function as a penalty term to realize the collaborative optimization of energy storage dynamic scheduling, demand response elastic load and network topology. Finally, based on the simulation of IEEE 33-node system, the results verify that the proposed distribution network reconfiguration strategy reduces the network loss by 55.1 %, while the new energy consumption rate increases by 15.17 %. The comprehensive vulnerability-driven reconfiguration makes the high-risk nodes clear, the $N-1$ fault recovery time is shortened by 70 %, and the peak-time voltage fluctuation is suppressed by 40 %. Pareto frontier analysis reveals that 6.5 % economic cost increment can exchange for 22.7 % vulnerability index improvement, which verifies the multi-objective coordination of safety-economy-elasticity. It provides an “evaluation-optimization-feedback” closed-loop theoretical framework and basis for the new distribution network.

Key words: vulnerability assessment; distributed generation; demand response; multi-objective distribution network reconfiguration; energy storage device; multimodality

0 引言

随着国家深入推进能源战略目标, 加快制定和建设新型能源体系成为当务之急。在实现“碳达峰、碳中和”过程中, 构建高弹性新型电力系统对配电网承载能力提出迫切需求^[1]。配电网重构是一种优化电网运行的策略, 旨在通过调整网络拓扑结构、运行方式和控制策略进行优化。随着各种分布式电源(distributed generation, DG)、分布式储能设备(distributed electrical energy storage, DEES)的并网^[2-5], 其强随机波动特性导致配电网运行面临源荷双侧不确定耦合的新型安全风险, 在对配电网重构优化时必须考虑此类不确定性和随机波动特性。

目前, 已有相关文献对 DG 接入下的配电网重构做了相应研究^[6-9]。文献[6]针对 DG 的动态不确定性引入了半不变量法计算随机潮流来求解, 并在网络拓扑结构和时间重构周期两个维度上进行双重优化, 建立了考虑分布式光伏的动态规划重构模型。文献[7]从系统供给侧出发, 模拟了分布式发电(DG)输出以及电动汽车(electric vehicle, EV)在无序充电和智能充电场景下的表现, 构建多目标主动配电网多时段重构模型, 提升了 EV 入网的经济性、安全性和稳定性。文献[8]在配电网中引入 DG 后通过改进的教与学优化算法进行重构, 但未考虑 DG 出力的时序波动特性。文献[9]以 DG 消纳能力作为目标函数, 构建了一个多时段配电网动态重构模型。然而, 该模型仍未充分考虑 DG 发电功率不确定性对配电网的影响。文献[10]在研究 DG 对配电网产生的影响时, 在多目标优化的框架下, 考虑了负荷变化和 DG 发电能力的不确定性。鉴于 DG 接入配电网的背景, 在优化配电网重构时, 有必要深入分析 DG 输出不确定性以及用户需求变化所带来的影响。

在 DG 接入配电网系统的背景下, 针对源荷不确定性问题常用的方法有: 鲁棒优化^[11]、区间数优化、多场景随机规划和模糊规划等。文献[12]考虑矿山伴生能源、电、热负荷的不确定性, 利用区间数描述源荷不确定性。文献[13]利用区间数对电价

和 DG 出力的不确定性进行建模。文献[14]考虑光伏出力 and 用户满意度的不确定性, 利用鲁棒优化方法将二者的不确定性融合求解。文献[15]考虑了 DG 的不确定性, 利用模糊期望值理论建立含 DG 的配电网网架规划模型。文献[16]考虑负荷侧不确定性, 建立区域建筑综合规划阶段的负荷概率模型, 对其多重不确定性进行聚合分析。以上文献虽然考虑了 DG 和负荷的多重不确定性, 但未充分利用各类不确定性因素的时序波动特性, 而是采用了单一静态模型方法处理, 简化了不确定性因素之间的交互作用和动态变化, 影响决策的有效性和准确性。

配电网的重构涉及到多个开关的组合和优化, 在数学上是一个复杂的非线性优化问题。目前对于配电网重构主要是以经济性^[17-18]为运行目标, 然而, 传统方法多聚焦于经济性与拓扑连通性优化, 未系统建立电网的拓扑-运行耦合脆弱性的多维评估体系^[19-22]。现在尚未有效融合复杂网络理论与电气灵敏度分析方法, 导致难以精准辨识高介数中心度支路与电压灵敏度敏感节点, 这种评估盲区致使重构后网络仍存在隐性故障传播路径。传统模型未考虑重构中配电网脆弱性变化, 严重制约新型电力系统动态韧性提升。

目前研究 DG 接入对新型能源体系的影响和优化时, 未能计及多类型 DG 时空关联出力特性与源荷双侧不确定性耦合机制, 导致复杂场景适应性不足。现行重构模型以网损最小化与开关成本最优为单目标导向, 缺乏对拓扑-运行耦合脆弱性的量化评估, 导致高介数支路与电压灵敏节点的隐性故障传播风险未被阻断, $N-1$ 故障下负荷损失率变高。

针对上述问题, 本文提出一种配电网拓扑-运行混合驱动的多目标动态重构框架。实现跨维度脆弱性量化, 构建了拓扑-运行耦合的综合脆弱性评估模型, 结合主成分分析识别拓扑关键通道, 实现了脆弱性精准映射。多目标协同优化, 建立综合脆弱性评估惩罚项二阶锥规划模型, 协同优化储能充放电策略、需求响应弹性负荷调度与拓扑重构。最后, 利用 IEEE 33 节点系统进行仿真分析, 结果验证所提重构策略能够实现在不确定性环境下的高效、灵活和经济运行, 结合脆弱性评估增强系统安全裕度, 降低高风险区域的运行压力。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(62476153)。

Foundation item: Supported by the National Natural Science Foundation of China(62476153).

1 DG 出力 and 负荷波动的不确定性处理

新型电力系统背景下,风电/光伏出力与负荷需求的强随机波动性对配电网重构策略构成显著挑战。本文针对风光出力时空关联不确定性及负荷多模式波动耦合特性,提出基于概率-场景联合驱动的鲁棒优化方法:利用拉丁超立方抽样(latin hypercube sampling, LHS)构建太阳辐照度、风速及负荷需求的联合概率密度模型,采取多场景随机规划方法处理,将风光发电功率的不确定性问题转化为确定性问题进行求解。通过改进 K-means 聚类实现多维随机变量场景生成与降维,将原始 8 760 h 时序数据压缩为 10 类典型场景。改进后 K-means 聚类场景削减流程如图 1 所示。

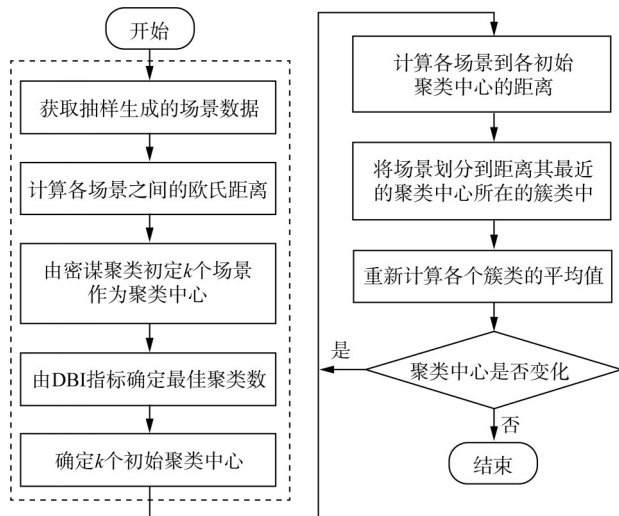


图 1 基于改进 K-means 聚类场景削减流程

Fig. 1 Scenario reduction process based on the improved K-means clustering

将源荷数据作为原始场景进行聚类,由图 2 可知,随着聚类数量的增加 DBI 指标随着减小,直至聚类数目为 10 时 DBI 指标达到最小,确定改进 K-means 聚类的最佳聚类数目为 10,即源荷出力典型场景生成数。

LHS 通过各维度均匀分层采样机制,有效规避蒙特卡洛方法的样本空间聚集缺陷及轮盘赌抽样的随机性偏差,显著提升多维输入空间覆盖效率。基于源荷预测误差正态分布特性,采用 LHS 生成 1 000 组光伏/风电/负荷联合场景,并通过改进 K-means 聚类算法实现场景特征降维,最终提取 10 类典型运行场景如图 3 所示。

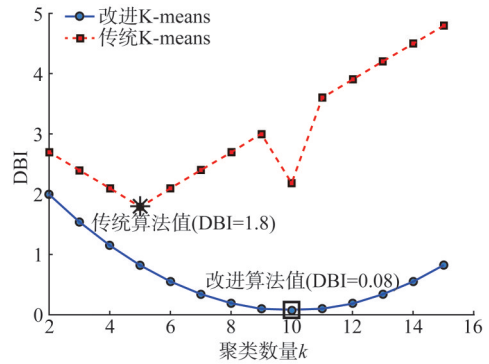
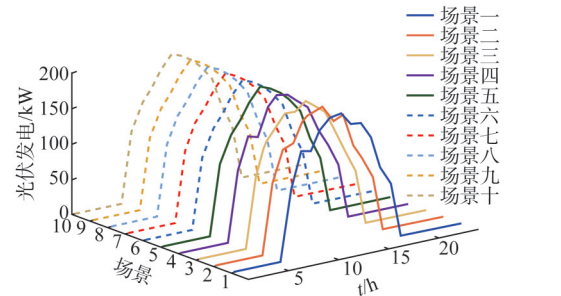
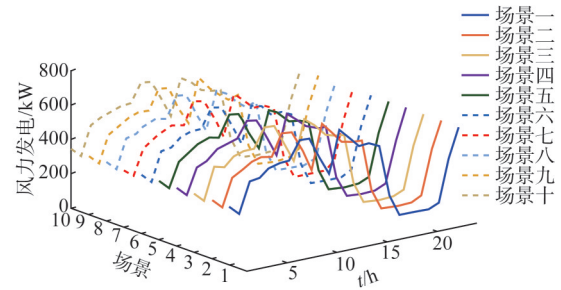


图 2 改进与传统 K-means 聚类质量对比图

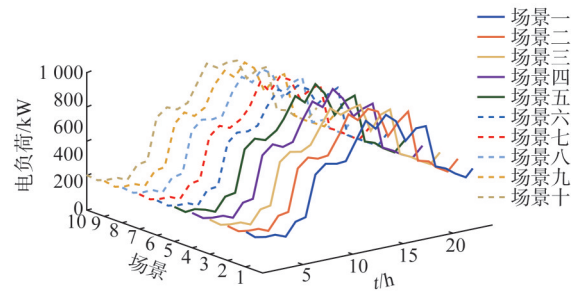
Fig. 2 Comparison diagram of improved K-means clustering qualities with traditional K-means



(a) 缩减后 10 个场景下光伏发电



(b) 缩减后 10 个场景下风力发电



(c) 缩减后 10 个场景下负荷

图 3 缩减后典型场景

Fig. 3 Typical scenarios after scale-down

2 基于复杂网络理论的配电网综合脆弱性评估

配电网作为典型的复杂网络系统,其拓扑结构

直接影响供电可靠性与抗扰动能力。基于复杂网络理论,配电网可抽象为一张具有节点集 V 和支路集 L 的无向有权稀疏图,因此配电网的拓扑结构可以抽象为图 G 以及邻接矩阵 A ,即:

$$G = (V, L) \quad (1)$$

$$A = \begin{bmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} & \cdots & \alpha_{1n} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} & \cdots & \alpha_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \alpha_{n1} & \alpha_{n2} & \cdots & \alpha_{nn} \end{bmatrix} \quad (2)$$

式中: a_{ij} 为节点 i 和 j 之间的连接权重,若节点之间有直接连接则取 1, 否则取 0; n 为节点数量。

配电网脆弱性具有拓扑结构依赖与运行状态敏感双重特性。传统评估方法多聚焦单一维度,无法揭示“结构-运行”跨模态耦合风险。本文融合结构脆弱性和运行脆弱性多模态评估体系,通过主成分分析法实现跨模态特征融合,克服单一指标评估盲区。

配电网脆弱性风险通常源于两类关键元件的失效,节点失效可能导致局部供电中断和电压失稳;线路失效则会直接影响网络拓扑结构,引发潮流重分布。其中,高枢纽性线路失效可能导致网络割裂或严重潮流转移过载,成为系统性故障传播的关键路径。因此,本文分别构建节点运行状态脆弱性指标和线路结构脆弱性指标进行量化评估。

2.1 线路结构脆弱性量化模型

在确定配电网的复杂网络模型后,进一步分析其脆弱性。基于复杂网络理论,构建线路结构脆弱性指数融合线路介数中心度与节点度数熵权,以反映线路在拓补层面的脆弱性量化网络拓补枢纽性与连接鲁棒性,其值用 B_{SVIj} 表示。

$$B_{SVIj} = \alpha \cdot \underbrace{E_{BCj}^*}_{\text{归一化介数}} + \beta \cdot \underbrace{B_{Dj}^*}_{\text{归一化度数}} \quad (3)$$

式中: E_{BCj}^* 为归一化线路介数; B_{Dj}^* 为归一化线路度数; α 、 β 为权重系数。

1) 线路介数

$$E_{BCj} = \sum_{s \neq t} \frac{\sigma_{st}(j)}{\sigma_{st}} \quad (4)$$

式中: E_{BCj} 为线路介数; σ_{st} 为节点 s 到 t 的最短路径总数; s, t 为配电网中任意两个相异节点 ($s \neq t$); $\sigma_{st}(j)$ 为节点 s 到 t 最短路径中经过线路 j 的路径数,可量化线路 j 在网络中的拓补中的枢纽性。

2) 线路度数

$$\begin{cases} D_i = \sum a_{ik}, (\forall i \in V) \\ B_{Dj} = \frac{D_{s(j)} + D_{r(j)}}{2} \end{cases} \quad (5)$$

式中: D_i 为节点 i 的度数; a_{ik} 为邻接矩阵 A 的元素,当节点 i 与 k 直接连接时为 1, 否则为 0; B_{Dj} 为线路度数; $D_{s(j)}$ 、 $D_{r(j)}$ 分别为线路 j 的起点和终点的节点度数。

2.2 线路结构脆弱性分析数学模型

配电网的脆弱性评估需突破传统单层拓补局限,通过构建物理层-功能层双向耦合多维网络模型,实现结构特性与运行状态的动态融合。

1) 物理层

该指标从配电网实体连接关系出发,物理层作为配电网实体连接的基础表征,其核心在于精确量化拓补结构与电气参数的耦合关系。构建图结构如式(6)所示。

$$G_p = (V, E_p, W_p) \quad (6)$$

式中: V 为节点集, $V = \{v_i | i = 1, 2, \dots, n\}$, 其包含电源节点, 负荷节点, 分布式电源接入节点; E_p 为边集合, $E_p \subseteq V \times V$ 是其物理线路连接, 其每条边 $e_{ij} \subseteq E_p$ 对应一个开关状态变量 $a_{ij} \subseteq \{0, 1\}$ (0 断开/1 闭合); W_p 为权重矩阵, 由线路电气参数构成。

$$W_{p,ij} = \begin{bmatrix} |Z_{ij}| \\ I_{ij}^{\max} \\ C_{ij} \end{bmatrix} \quad (7)$$

式中: $W_{p,ij}$ 为权重参数矩阵; $|Z_{ij}|$ 为阻抗模值; $I_{ij}^{\max}$ 为载流上限; C_{ij} 为容量裕度。

2) 功能层

该指标从功率传输能力和路径选择偏好出发,为功能层突破静态拓补局限,通过构建虚拟图捕捉功率传输时空特性。

$$G_f = (V, E_f, A_f(t)) \quad (8)$$

式中: E_f 为基于潮流分布生成的虚拟连接; $A_f(t)$ 为 t 时刻 $n \times n$ 维时变权重矩阵 $A_f(t) = [a_{f,ij}(t)]_{n \times n}$, 其数学定义为:

$$a_{f,ij}(t) = \begin{cases} e^{-\beta \cdot d_{ij}(t)} \cdot \frac{P_{ij}(t)}{P_{base}}, & \alpha_{ij} = 1 \\ 0, & \alpha_{ij} = 0 \end{cases} \quad (9)$$

式中: $d_{ij}(t)$ 为时变电气距离; $P_{ij}(t)$ 为线路实时传

输功率; β 为衰减系数; P_{base} 为系统基准功率。

物理层和功能层的双向耦合, 物理层 a_{ij} 决定功能层连接存在性, 功能层通过 $a_{f, ij}$ 映射线路历史运行中实际功率传输强度。

$$\begin{cases} \text{正向映射 } \mathbf{E}_f \xleftrightarrow{a_{ij}} \mathbf{E}_p \\ \text{反馈机制 } \frac{\partial a_{f, ij}}{\partial w_{p, ij}} > 0 \quad \forall a_{ij} = 1 \end{cases} \quad (10)$$

式中线路电气参数 $w_{p, ij}$ 增大时阻抗增大导致电气距离增大, 且权重 $a_{f, ij}$ 指数衰减。当功能层权重 $a_{f, ij} > 0.8$ 时触发物理层拓扑优化, 形成闭环控制。

2.3 运行状态脆弱性量化模型

运行状态脆弱性指数集成电压偏移度与灵敏度系数, 动态刻画节点抗扰动能力, 量化节点电压对系统功率变化的敏感性与越限风险。

$$V_{\text{SVI}i} = \omega_1 \cdot V_{\text{Dli}}^* + \omega_2 \cdot V_{\text{SCi} - P_j}^* \quad (11)$$

式中: V_{Dli}^* 为归一化电压偏移指数; $V_{\text{SCi} - P_j}^*$ 为归一化电压灵敏度系数; ω_1 、 ω_2 为权重系数, ω_1 反映电压越限风险的直接性, ω_2 为动态扰动敏感度系数。

1) 电压偏移指数

$$V_{\text{Dli}} = \frac{|V_i - V_{\text{ref}}|}{V_{\text{ref}}} 100\% \quad (12)$$

式中: V_{Dli} 为节点 i 电压偏差指数; V_i 为节点 i 的电压幅值; V_{ref} 为额定电压。

2) 线路功率-节点注入关系

线路 mn 的有功功率 P_{mn} 可表示为节点注入功率函数。

$$P_{mn} = \text{Re}(V_m(V_m - V_n)^* y_{mn}) \quad (13)$$

式中: y_{mn} 为支路导纳; $\text{Re}(\cdot)$ 为取实部算子; $(\cdot)^*$ 为共轭算子。根据叠加原理, 其微分形式为:

$$dP_{mn} = \sum_{k=1}^N \frac{\partial P_{mn}}{\partial P_k} dP_k \quad (14)$$

式中: P_k 为节点 k 的有功功率注入; N 为节点数量。

3) 关联节点电压与注入功率

节点电压变化量与注入功率满足:

$$dV = \mathbf{Z} \cdot d\mathbf{I} \quad (15)$$

式中: $\mathbf{I}$ 为电流注入向量; $\mathbf{Z}$ 为注入阻抗。

电流注入向量 $d\mathbf{I}$ 与功率关系为:

$$dI_k \approx \frac{dP_k - j dQ_k}{V_k^*} \quad (16)$$

式中: Q_k 为节点 k 的无功功率注入量; Q_j 为线路 j

相关的无功功率; V_i 为节点 i 的电压幅值; 因 $\frac{\partial |V_i|}{\partial Q_j}$ 量级较小, 忽略无功功率影响, 上式可简化为:

$$dI_k \approx \frac{dP_k}{V_k^*} \quad (17)$$

4) 电压灵敏度系数

联立上述式(13)——(17), 经复变函数运算得:

$$\frac{\partial |V_i|}{\partial P_{mn}} = \text{Re} \left(\frac{\partial V_i}{\partial P_{mn}} \cdot e^{-j\theta_i} \right) \quad (18)$$

式中: θ_i 为节点 i 电压相角; $\frac{\partial V_i}{\partial P_{mn}} = \frac{\mathbf{Z}_{i, m} - \mathbf{Z}_{i, n}}{V_m^*}$ 取模值近似并标幺化后, 节点 i 对线路 j (连接点 $m \rightarrow n$) 的电压灵敏度由节点阻抗矩阵推导, 获得电压灵敏度系数最终显式公式为:

$$V_{\text{SCi} - P_j} = \frac{\partial |V_i|}{\partial P_j} = -\frac{1}{V_{\text{base}}} \cdot \text{Im}(\mathbf{Z}_{i, m} - \mathbf{Z}_{i, n}) \quad (19)$$

式中: $V_{\text{SCi} - P_j}$ 为节点 i 对线路 j 有功功率的电压灵敏度系数; P_j 为支路 j 的有功功率; $\mathbf{Z}$ 为系统节点阻抗矩阵; $\mathbf{Z}_{i, m}$ 为节点阻抗矩阵第 i 行 m 列元素; $\text{Im}(\cdot)$ 为取复数虚部算子; V_{base} 为系统基准电压。

2.4 多模态融合评估

为消除量纲差异平衡各指标影响, 提高模型鲁棒性, 对其指标进行归一化处理。

$$x_j^* = \frac{x_j}{\max(x)} \quad (20)$$

式中: x_j 、 x_j^* 分别为归一化前后的值; $\max(x)$ 为该类型指标的最大真实值。

2.4.1 线路综合脆弱性指标赋权

$$I_{\text{VSi}} = \delta \cdot \sum_{j \in \psi_b(i)} B_{\text{SVI}j} + \gamma \cdot V_{\text{SVI}i} \quad (21)$$

式中: δ 为量化后线路结构脆弱性权重系数; γ 为量化后运行状态脆弱性权重系数; $B_{\text{SVI}j}$ 为线路结构脆弱性指标; I_{VSi} 为综合脆弱性指标; $\psi_b(i)$ 为与节点 i 直接相连的支路集合。

为消除主观赋权偏差, 本文采用主成分分析 (principal component analysis, PCA) 实现指标权重无监督学习, 消除传统 AHP/熵权法的主观性局限。统一确定线路结构脆弱性、运行状态脆弱性以及综合脆弱性评估的权重系数。针对各层级评估指标, 为消除专家经验偏差, 确保评估体系的数据驱动特性, 提取标准化后多模态脆弱性指标矩阵为 $\mathbf{X} \in \mathbb{R}^{m \times p}$, 其 m 为样本数, p 为指标数。

1) 步骤 1 计算指标间的协方差矩阵 C ;

$$C = \frac{1}{m-1} X^T X \quad (22)$$

2) 步骤 2 对 C 进行特征分解;

$$C V_k = \lambda_k V_k, k = 1, 2, \dots, p \quad (23)$$

式中: λ_k 为特征值; V_k 为对应特征向量。

3) 步骤 3 计算 PCA 贡献率与累积解释率, 其主要成分分析特征值结果如表 1 所示。

表 1 主成分特征值数据分析

Tab. 1 Eigenvalue data analysis

主成分 k	特征值 λ_k	方差贡献率 $\eta_k/\%$	累积贡献率 $\eta_{cum}/\%$
1	2.86	71.5	71.5
2	0.94	23.5	95.0
3	0.12	3.0	98.0
4	0.08	2.0	100

第 k 个主成分的方差贡献率 η_k 为:

$$\eta_k = \frac{\lambda_k}{\sum_{i=1}^p \lambda_i} \quad (24)$$

本文选取前 $q=2$ 个主成分使其累积贡献率 $\eta_{cum} > 85\%$, 保留足够方差信息。

4) 步骤 4 权重系数计算分配

因子载荷矩阵 L 是 PCA 核心单元, 其元素 l_{ij} 为原始指标与主成分的相关系数, 数学模型如下。

$$L = \begin{bmatrix} l_{11} & l_{12} \\ l_{21} & l_{22} \\ l_{31} & l_{32} \\ l_{41} & l_{42} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{\lambda_1} v_{11} & \sqrt{\lambda_2} v_{12} \\ \sqrt{\lambda_1} v_{21} & \sqrt{\lambda_2} v_{22} \\ \sqrt{\lambda_1} v_{31} & \sqrt{\lambda_2} v_{32} \\ \sqrt{\lambda_1} v_{41} & \sqrt{\lambda_2} v_{42} \end{bmatrix} \quad (25)$$

式中: $\sqrt{\lambda_k}$ 为主成分 k 的特征值平方根, 量化其解释力度; v_{ij} 为特征向量 V_k 的元素, 即指标投影方向。

通过改决策矩阵特征值贡献分配权重, 可得各项权重为 $\alpha = 0.75$, $\beta = 0.25$, $\omega_1 = 0.6$, $\omega_2 = 0.4$, $\delta = 0.4$, $\gamma = 0.6$, 为多目标重构提供客观依据。

2.4.2 综合脆弱性评估分级

本文基于综合脆弱性指标构建三级风险分类体系。

$$\hat{V} = \{ \hat{v}_1, \hat{v}_2, \hat{v}_3 \} = \{ \text{低风险, 中风险, 高风险} \} \quad (26)$$

式中: $\hat{V}$ 为综合脆弱性评估等级集合; $\hat{v}_1 - \hat{v}_3$ 为系

统不同综合脆弱性评估等级, 如表 2 所示。

表 2 综合脆弱性评估分级

Tab. 2 Integrated Vulnerability Score assessment classification

IVS 区间	风险等级	应对策略
(0, 0.4)	低风险	常规监控, 无需干预
(0.4, 0.7)	中风险	优化重构策略, 增加监控频率
(0.7, 1.0)	高风险	进行拓扑改造或设备升级

3 基于综合脆弱性评估的需求响应协同重构模型

3.1 目标函数

在大量分布式电源接入配电网的情况下, 为加快规划建设新型能源体系, 提高新型电力系统对新能源的消纳能力, 需要提升配电网稳定性和经济型。为此本文提出一种复杂网络理论驱动的配电网综合脆弱性评估与重构协同优化方法, 在优化经济性的同时, 主动降低关键节点和线路的脆弱性, 将综合脆弱性指标 (integrated vulnerability score, IVS) 作为惩罚项和硬约束嵌入重构模型, 形成“评估-优化-反馈”闭环, 实现“经济-安全”多目标协同优化。该模型在考虑配电网综合运行成本最小化的基础上, 增加了线路综合脆弱性指标惩罚项, 形成多目标优化问题, 并在此基础上保证系统运行稳定和和经济性的前提下, 最大化社会利益, 即:

$$\min C = \sum_{t=1}^T [\underbrace{f_{1,t}}_{\text{经济性}} + \underbrace{f_{2,t}}_{\text{消纳效率}} + \underbrace{f_{3,t}}_{\text{拓扑调整}}] + \lambda \cdot \underbrace{\sum_{i \in \psi_b} IVS_i}_{\text{脆弱性惩罚项}} \quad (27)$$

式中: C 为配电网重构模型中的总费用; T 为配电网重构持续的时间; $f_{1,t}$ 为时刻 t 的网络损耗成本; $f_{2,t}$ 为时刻 t 的弃风弃光成本; $f_{3,t}$ 为时刻 t 的分段开关的操作惩罚成本; λ 为脆弱性惩罚系数; ψ_b 为系统中所有支路集合。

式(27)中网络损耗费用、弃风弃光费用和开关费用的具体计算如下。

1) 网络损耗费用 $f_{1,t}$

$$f_{1,t} = \sum_{ij \in \psi_b} C_{\text{loss}} (I_{ij,t})^2 R_{ij} \Delta t \quad (28)$$

式中: ψ_b 为系统中所有支路集合; C_{loss} 为网络损耗成本系数; $I_{ij,t}$ 为时刻 t 流经支路 ij 的电流有效值; R_{ij} 为支路 ij 的等效电阻; Δt 为时间间隔长度。

2) 运营成本 $f_{2,t}$

$$f_{2,t} = f_{\text{wind}} + f_{\text{pv}} = \sum_{i \in \psi_{\text{wind}}} C_{\text{wind}} (P_{i,t}^{\text{wind},f} - P_{i,t}^{\text{wind}}) \Delta t + \sum_{i \in \psi_{\text{pv}}} C_{\text{pv}} (P_{i,t}^{\text{pv},f} - P_{i,t}^{\text{pv}}) \Delta t \quad (29)$$

式中: f_{wind} 、 f_{pv} 分别为弃风惩罚成本和弃光惩罚成本; C_{wind} 、 C_{pv} 分别为弃风、弃光惩罚系数; ψ_{wind} 、 ψ_{pv} 分别为配电系统中接入风机和光伏的节点集合; $P_{i,t}^{\text{wind},f}$ 、 $P_{i,t}^{\text{pv},f}$ 分别为节点 i 时刻 t 风机和光伏的输出功率; $P_{i,t}^{\text{wind}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{pv}}$ 分别为节点 i 时刻 t 的风机和光伏接入配电网的实际功率。

3) 分段开关总费用 $f_{3,t}$

$$f_{3,t} = \sum_{ij \in \psi_b} C_{\text{switch}} |a_{ij} - a_{ij,0}| \quad (30)$$

式中: C_{switch} 为开关操作的成本系数; $a_{ij,0}$ 、 a_{ij} 分别为配电网潮流重构前后支路 ij 开关状态, 其值等于 1 或 0 分别为支路 ij 开关闭合, 其值等于 0 为支路 ij 开关断开。

3.2 约束条件

1) 节点功率平衡约束

配电网在 t 时刻 i 节点满足有功/无功功率平衡约束为:

$$\begin{cases} \sum_{j \in \psi_b} P_{ij,t} = P_{i,t}^G, \forall i = \{1, \dots, N-1\} \\ P_{ij,t} = \alpha_{ij} [G_{ij}(V_{i,t}^2 - V_{i,t}V_{j,t}\cos\theta_{ij,t}) + B_{ij}V_{i,t}V_{j,t}\sin\theta_{ij,t}] \end{cases} \quad (31)$$

$$\begin{cases} \sum_{j \in \psi_b} Q_{ij,t} = Q_{i,t}^G, \forall i = \{1, \dots, N-1\} \\ Q_{ij,t} = \alpha_{ij} [-B_{ij}(V_{i,t}^2 - V_{i,t}V_{j,t}\cos\theta_{ij,t}) + G_{ij}V_{i,t}V_{j,t}\sin\theta_{ij,t}] \end{cases} \quad (32)$$

式中: $P_{i,t}^G$ 、 $Q_{i,t}^G$ 分别为 t 时刻 i 节点的有功和无功功率; $V_{i,t}$ 、 $V_{j,t}$ 分别为 t 时刻 i 节点和 j 节点的电压; $\theta_{ij,t}$ 为 t 时刻支路 ij 的功角差; a_{ij} 为支路 ij 开关状态的二进制变量; B_{ij} 、 G_{ij} 分别为支路导纳矩阵元素的虚部和实部, 自导纳元素 $G_{ij} > 0$, $B_{ij} < 0$ (感性); 互导纳元素 $G_{ij} < 0$, $B_{ij} > 0$ ($i \neq j$)。

2) 安全运行约束

$$\begin{cases} V_{j,t}^2 = V_{i,t}^2 - 2(P_{ij}R_{ij} + Q_{ij}X_{ij}) + I_{ij}^2(R_{ij}^2 + X_{ij}^2) \\ I_{ij,t}^2 = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_{i,t}^2} \\ V_{i,\min} \leq V_{i,t} \leq V_{i,\max} \\ I_{ij,t} \leq I_{ij,\max} \end{cases} \quad (33)$$

式中: P_{ij} 、 Q_{ij} 分别为节点 i 、 j 之间的传输有功和无功功率; X_{ij} 、 R_{ij} 分别为支路 ij 之间的电抗和电阻值; $V_{i,\min}$ 、 $V_{i,\max}$ 分别为节点 i 的电压幅值下限和上限; $I_{ij,t}$ 为 t 时刻线路 ij 电流幅值; $I_{ij,\max}$ 为 t 时刻线路 ij 电流幅值的最大值。

3) DG 功率约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,\text{DG}} \leq P_{\text{DG},\max} \\ Q_{i,\text{DG}} = P_{i,\text{DG}} \tan \varphi_i \end{cases} \quad (34)$$

式中: $Q_{i,\text{DG}}$ 、 $P_{i,\text{DG}}$ 分别为 i 节点处接入 DG 的无功出力 and 有功出力功率值; $P_{\text{DG},\max}$ 为 i 节点处接入的 DG 容量的上限; φ_i 为 i 节点处 DG 功率因数角。

4) 配电网辐射性和连通性约束

在配电网重构过程中, 应该保证其拓扑结构为辐射状态, 且不存在环网和孤岛。

其约束可以表示为:

$$\begin{cases} \sum_{ij \in \psi_b} \alpha_{ij} = n - 1 \\ \beta_{ij} + \beta_{ji} = \alpha_{ij} \\ \sum_{j=1}^{N_i} \beta_{ij} = 1 \\ \beta_{ij} \in \{0, 1\} \\ \beta_{ij} = 0, \beta_{0j} = 1 \end{cases} \quad (35)$$

式中: n 为系统支路数量; β_{ij} 为节点 i 和节点 j 之间的从属关系; 当节点 i 是节点 j 的父节点时为 1, 否则为 0; N_i 为网络中的节点数量。

5) 储能约束

储能充放电约束可定义为:

$$\begin{cases} \alpha_{i,t}^{\text{charge}} + \alpha_{i,t}^{\text{discharge}} \leq 1 \\ \alpha_{i,t}^{\text{charge}} \in \{0, 1\}, \alpha_{i,t}^{\text{discharge}} \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (36)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{charge}} \leq \alpha_{i,t}^{\text{charge}} P_{i,\max}^{\text{ESS}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{discharge}} \leq \alpha_{i,t}^{\text{discharge}} P_{i,\max}^{\text{ESS}} \end{cases} \quad (37)$$

式中: $\alpha_{i,t}^{\text{ch}}$ 、 $\alpha_{i,t}^{\text{dis}}$ 分别为储能在 t 时刻 i 节点的充放电状态; $P_{i,t}^{\text{charge}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{discharge}}$ 分别为储能在 t 时刻 i 节点的充放电功率; $P_{i,\max}^{\text{ESS}}$ 为储能在 t 时刻 i 节点的充放电最大功率。

储能外部电能传输特性取决于充放电功率以及荷电状态(SOC), SOC 值定义为:

$$\begin{cases} E_{i,t}^{\text{ESS}} = E_{i,t+1}^{\text{ESS}} (1 - \eta) + \eta^{\text{charge}} P_{i,t}^{\text{charge}} \Delta T - \frac{P_{i,t}^{\text{discharge}} \Delta T}{\eta^{\text{discharge}}} \\ E_{\min}^{\text{ESS}} \leq E_{i,t}^{\text{ESS}} \leq E_{\max}^{\text{ESS}} \end{cases} \quad (38)$$

式中: $E_{i,t}^{\text{ESS}}$ 为储能在 t 时刻 i 节点的 SOC 值; η 为储能的自放电率; η^{charge} 、 $\eta^{\text{discharge}}$ 分别为储能的充放电转换效率; ΔT 为调度时间间隔; $E_{\min}^{\text{ESS}}$ 、 $E_{\max}^{\text{ESS}}$ 分别为储能允许的容量下限和上限。

$$S_{\text{OC},i,t} = S_{\text{OC},i,t-1} + \eta \quad (39)$$

在高 IVS 节点附近配置储能, 平抑电压波动并优化脆弱性评估。

6) 需求响应约束

$$\begin{cases} \xi_{i,t} = \frac{P_{i,t}^{\text{cur}} - P_{i,t}}{\rho_{i,t}^{\text{cur}} - \rho_{i,t}} \\ \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{cur}} = \sum_{t=1}^T P_{i,t}, \forall i \in [1, n] \end{cases} \quad (40)$$

$$\begin{cases} \rho_{i,t}^{\text{cur}} = \begin{cases} \rho^{\text{peak}}, t \in T^{\text{peak}} \\ \rho^{\text{valley}}, t \in T^{\text{valley}} \end{cases} \\ \rho_{i,t}^{\text{cur}, \min} \leq \rho_{i,t}^{\text{cur}} \leq \rho_{i,t}^{\text{cur}, \max} \end{cases} \quad (41)$$

式中: $\xi_{i,t}$ 为 t 时刻 i 节点的价格弹性系数; $P_{i,t}$ 、 $P_{i,t}^{\text{cur}}$ 分别为 t 时刻 i 节点 DR 前后的负荷量; $\rho_{i,t}$ 、 $\rho_{i,t}^{\text{cur}}$ 分别为 t 时刻 i 节点 DR 前后的电价; ρ^{peak} 为高峰时段电价; ρ^{valley} 为低谷时段激励性电价; T^{peak} 为高峰时段集合; T^{valley} 为低谷时段集合; $\rho_{i,t}^{\text{cur}, \max}$ 、 $\rho_{i,t}^{\text{cur}, \min}$ 分别为 t 时刻 i 节点实施 DR 后电价的上下限。

7) 综合脆弱性约束

限制所有节点综合脆弱性评估不超过高风险阈值, 防止局部脆弱性积累。

$$I_{\text{VS},i} \leq 0.7 (\forall i \in \psi_b) \quad (42)$$

3.3 模型的转化和求解

配电网重构模型中含有非线性模型, 具有强非凸性, 是一个 NP 难题难以求得最优解。对此引入二阶锥凸松弛技术和线性化方法, 将原模型转化为具有凸可行域的形式以求解。

引入中间变量优化各个物理量之间的耦合关系, 建立二阶锥优化模型如下。

$$\begin{cases} I_{ij,t}^{\text{spr}} = I_{ij,t}^2 \\ u_{i,t}^{\text{spr}} = V_{i,t}^2 \\ u_{j,t}^{\text{spr}} = V_{j,t}^2 \\ \alpha_{ij,t} = V_{i,t} V_{j,t} \cos \theta_{ij,t} \\ \beta_{ij,t} = V_{i,t} V_{j,t} \sin \theta_{ij,t} \end{cases} \quad (43)$$

式中: $I_{ij,t}^{\text{spr}}$ 、 $u_{i,t}^{\text{spr}}$ 、 $u_{j,t}^{\text{spr}}$ 为简化模型引入辅助变量, 变量定义为 $(\cdot)^{\text{spr}} = (\cdot)^2$; $\alpha_{ij,t}$ 为电压乘积余弦项; $\beta_{ij,t}$ 为电压乘积正弦项。

由式(43)可得到:

$$\alpha_{ij,t}^2 + \beta_{ij,t}^2 = (V_{i,t} V_{j,t})^2 = u_{i,t}^{\text{spr}} u_{j,t}^{\text{spr}} \quad (44)$$

由于潮流方程为非线性方程, 可由式(44)对配电网重构模型中式(28)以及式(31)~(33)进行二阶锥松弛, 即:

$$f_{1,t} = \sum_{ij \in \psi_b} C_{\text{loss}} I_{ij,t}^{\text{spr}} R_{ij} \Delta t \quad (45)$$

$$\begin{cases} P_{ij,t} = \sum_{j \in \psi_b} \alpha_{ij} [G_{ij} u_{i,t}^{\text{spr}} - \alpha_{ij,t} G_{ij} - \beta_{ij,t} B_{ij}] \\ Q_{ij,t} = \sum_{j \in \psi_b} \alpha_{ij} [-B_{ij} u_{i,t}^{\text{spr}} + \alpha_{ij,t} B_{ij} - \beta_{ij,t} G_{ij}] \end{cases} \quad (46)$$

$$u_{j,t}^{\text{spr}} = u_{i,t}^{\text{spr}} - 2(P_{ij} R_{ij} + Q_{ij} X_{ij}) + I_{ij,t}^{\text{spr}} (R_{ij}^2 + X_{ij}^2) \quad (47)$$

$$\begin{cases} 2P_{ij} \\ 2Q_{ij} \\ I_{ij,t}^{\text{spr}} - u_{j,t}^{\text{spr}} \end{cases} \leq I_{ij,t}^{\text{spr}} + u_{j,t}^{\text{spr}} \quad (48)$$

式中 ε 为灵敏度补偿因子, 确保松弛后的模型仍能反映电压稳定特性。

$$\begin{cases} V_{i,\min}^2 \leq u_{i,t}^{\text{spr}} \leq V_{i,\max}^2 \\ 0 \leq I_{ij,t}^{\text{spr}} \leq (I_{ij,t}^{\max})^2 \end{cases} \quad (49)$$

式中: $V_{i,\min}$ 、 $V_{i,\max}$ 分别为节点 i 电压幅值下限和上限; $I_{ij,t}^{\max}$ 为支路 ij 电流幅值上限。

在配电网重构问题中引入两个虚拟节点电压 $u_{i,t}^{\lambda}$ 、 $u_{j,t}^{\lambda}$, 分别为支路 λ 在 t 时刻的起点 i 和终点 j 的电压。当支路 λ 运行时 $a_{\lambda} = 1$, 这两个虚拟电压直接反映实际节点 i 和 j 的电压, 即 $u_{i,t}^{\lambda} = u_{i,t}$, $u_{j,t}^{\lambda} = u_{j,t}$ 。当支路 λ 断开时则有 $u_{i,t}^{\lambda} = u_{j,t}^{\lambda} = 0$ 。可通过式(50)限制其与节点电压之间的联系。

$$\begin{cases} 0 \leq u_{i,t}^{\lambda} \leq \alpha_{\lambda} V_{i,\max}^2 \\ 0 \leq u_{j,t}^{\lambda} \leq \alpha_{\lambda} V_{j,\max}^2 \\ 0 \leq u_{i,t}^{\text{spr}} - u_{i,t}^{\lambda} \leq (1 - \alpha_{\lambda}) V_{i,\max}^2 \\ 0 \leq u_{j,t}^{\text{spr}} - u_{j,t}^{\lambda} \leq (1 - \alpha_{\lambda}) V_{j,\max}^2 \end{cases} \quad (50)$$

原模型中的非线性目标函数和非凸约束松弛与转化后为:

$$\begin{cases} \min C = \sum_{t=1}^T [C_{\text{loss}} I_{ij,t}^{\text{spr}} R_{ij} \Delta t + f_{2,t} + f_{3,t}] \\ P_{ij,t} = \sum_{j \in \psi_b} \alpha_{ij} [G_{ij} u_{i,t}^{\lambda} - \alpha_{ij,t} G_{ij} - \beta_{ij,t} B_{ij}] \\ Q_{ij,t} = \sum_{j \in \psi_b} \alpha_{ij} [-B_{ij} u_{i,t}^{\lambda} + \alpha_{ij,t} B_{ij} - \beta_{ij,t} G_{ij}] \\ 0 \leq u_{i,t}^{\lambda} \leq \alpha_{\lambda} V_{i,\max}^2 \\ 0 \leq I_{ij,t}^{\text{spr}} \leq (I_{ij,t}^{\max})^2 \end{cases} \quad (51)$$

在式(51)中潮流方程可以通过式(52)转化为线

性方程, 使得解空间变得更加灵活, 从而将一个复杂的配电网重构问题简化为混合整数二阶锥规划的优化问题。二阶锥松弛为凸可行域, 如式(52)所示。

$$\alpha_{ij,t}^2 + \beta_{ij,t}^2 \leq u_{i,t}^\lambda u_{j,t}^\lambda \quad (52)$$

4 算例分析

本文对改进的 IEEE 33 节点配电系统进行仿真分析, 具体拓扑结构如图 4 所示。其基准电压为 12.66 kV, 基准功率为 10 MVA, 标准测试系统总负荷为 $3.715 + j2.3$ MVA^[23]。

该配电网包括 32 个分段开关以及 5 个联络开关。负荷节点的有功功率网损灵敏度是一个关键指标, 用于评估该节点注入有功功率电力对改善系统网损的影响程度。因此通过评估有功功率网损灵敏度^[24]与负荷时空分布特性, 可以确定 DG 的最佳位置和容量。

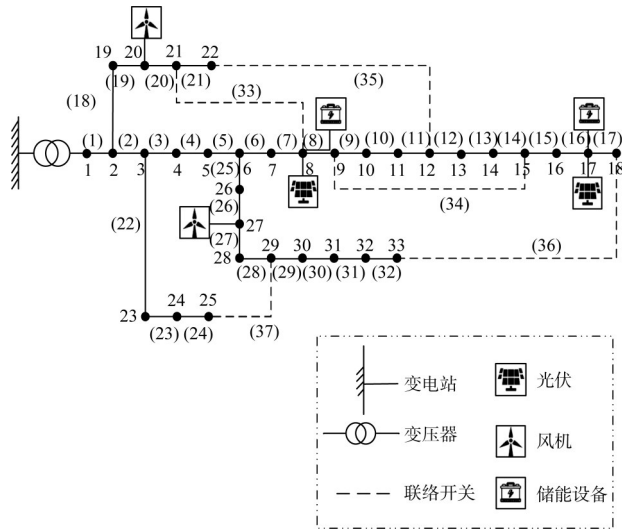


图 4 改进的 IEEE 33 节点系统结构图

Fig. 4 Improved IEEE 33-node system structure diagram

在节点 20、27 接入风电机组, 安装容量为 250 kW、250 kW。在节点 8、17 接入光伏机组, 安装容量为 400 kW、400 kW。在节点 8、17 接入储能设备, 储能充放电功率上限值设定为 0.2 MW, 容量上下限分别设定为 0.15/0.8 MWh^[25], 按照功率容量比 0.2~0.5 h⁻¹ 选取, 可实现风光波动平抑和经济性最优平衡支撑 ≥ 2 h 持续调节。 C_{loss} 、 C_{wind} 、 C_{pv} 、 C_{switch} 分别取值为 1 元/kWh、1.2 元/kWh、1.2 元/kWh、15 元/次。

通过对比 DG 接入配电网前后节点电压分布情况, 如图 5 所示, DG 接入后最低电压从 0.918 p.u. 提升至 0.954 p.u., 且各个节点电压普遍升高。反映出 DG 接入后系统的功率供给能力得到了增强, 较高的节点电压意味着系统具备更大的电压裕度, 更能够应对负荷波动和系统异常情况, 从而提高系统的运行效率和功率平衡能力。这表明 DG 的安装位置和容量对电网稳定性提升起到了关键作用。

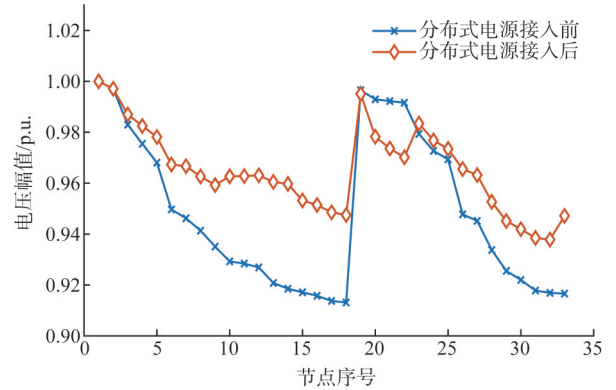


图 5 DG 接入配电网前后对比

Fig. 5 Comparison of DG before and after connection to distribution network

为了更好地验证本文所提出的基于综合脆弱性评估驱动多目标配电网重构模型的有效性, 在改进的 IEEE 33 节点系统中设计以下 4 组对比场景进行分析。

场景 1: 初始网络拓扑运行, 未进行任何重构与优化。

场景 2: 仅考虑经济性目标, 忽略源荷不确定性与 DR 的传统配电网重构。

场景 3: 考虑源荷不确定性与 DR 协同优化的配电网重构。

场景 4: 基于场景 3 的基础上考虑重构后线路综合脆弱性。

本文在配电网重构策略分析中, 设置了场景 2 (纯经济性优化)、场景 3 (源荷不确定性+DR 协同)、场景 4 (脆弱性驱动重构) 分析其差异性如表 3 所示。场景 4 通过引入脆弱性惩罚项构建“经济-安全”双目标框架, 相较于场景 2 的单目标优化与场景 3 的同构框架, 在源荷不确定性处理中创新融合 LHS 聚类与 IVS 动态反馈机制, 将场景覆盖率提升 300 %。更通过安全硬约束与脆弱性导向 DR 策略(对比场景

3 电价弹性模型), 建立闭环控制架构, 实现该模型使高风险节点清零、关键节点最大 IVS 值降低、故障恢复时效提升, 可验证安全约束机制对消除传统模型盲区的不可替代性。

表 3 多场景核心差异对比

Tab. 3 Comparison of multi-scene core differences			
对比维度	场景 2	场景 3	场景 4
优化目标	$f_{1,t}$	$f_{1,t} + f_{2,t} + f_{3,t}$	$f_{1,t} + f_{2,t} + f_{3,t} + I_{VSi}$
源荷不确定性	LHS 聚类		LHS 聚类 IVS 反馈
脆弱性约束			$I_{VSi} \leq 0.7$ IVS 驱动储能
DR 协同机制	电价弹性模型	脆弱性导向 DR 策略	

4.1 需求响应与分布式电源协同优化效果分析

考虑需求响应系统经过优化重构后的负荷变化曲线如图 6 所示, 其中可以看出, 实施 DR 前后的负荷曲线峰谷差值由 0.31 变为 0.18, 采用了文中的 DR 策略之后的负荷较 DR 前负荷波动性降低更加平滑。通过将 12 时—16 时与 18 时—23 时用电高峰时段的电力负荷, 转移至 0 时—6 时, 24 时低谷时段, 有效减少了高峰时段电力需求。考虑需求响应策略旨在调整电力需求, 以平衡电力供需避免高峰负荷带来的压力和潜在的电力短缺。在含 DG 的配电网中通过利用储能系统结合需求响应策略, 配电网重构可以有效实现负荷的平衡调节。

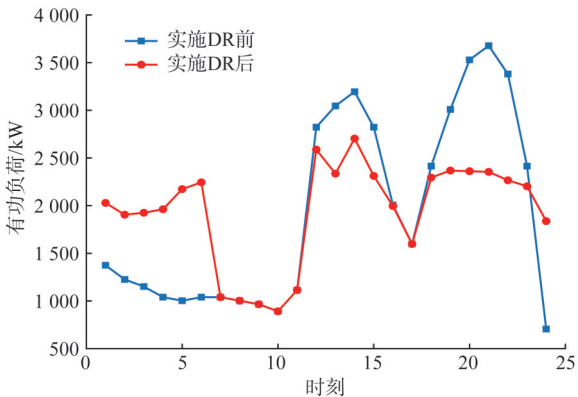


图 6 实施 DR 前后的负荷曲线

Fig. 6 Load curves before and after demand response (DR) implementation

在考虑需求响应前后, 各节点电压随时间变化的曲线如图 7 所示。配电网重构后的节点电压最小值在未考虑需求响应时为 0.951 p. u., 而在考虑需

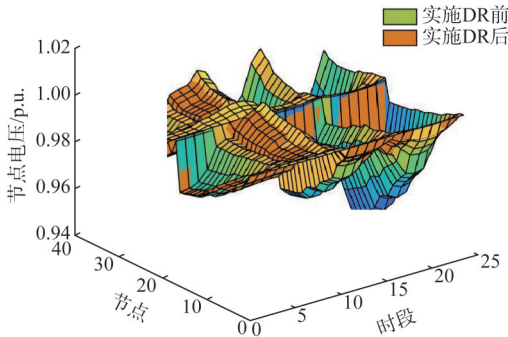


图 7 实施 DR 前后配电网重构节点电压图

Fig. 7 Nodes voltage diagram of distribution network reconfiguration before and after Demand Response (DR) implementation

求响应后则提高至 0.964 p. u.。文中所提到的重构策略节点电压普遍高于未考虑需求响应时的节点电压, 节点电压增大的现象在整体上有助于提升电力系统的可靠性、效率和灵活性。

图 8 为 DR 实施前后 DG 消纳率的对比情况。在未实施 DR 时, 由于 12 时—16 时和 18 时—23 时高峰时段电力需求较高, DG 消纳率显著下降, 弃风弃光现象较为严重, 消纳率最低降至约 60%, 平均消纳率为 79.87%。实施 DR 后, 通过负荷转移和储能系统的协同优化高峰时段的电力需求得到有效调节, DG 消纳率显著提升, 最低值提高至约 80%, 平均消纳率达到 95.04%。整体来看, DR 策略显著改善了 DG 的消纳能力, 尤其是在高峰时段消纳率平均提升了 15.17%。这不仅提高了电力系统的运行效率, 还增强了系统的稳定性和经济性, 为新能源的高效利用提供了有力支持。

图 9 为实施需求响应策略重构后储能荷电状态

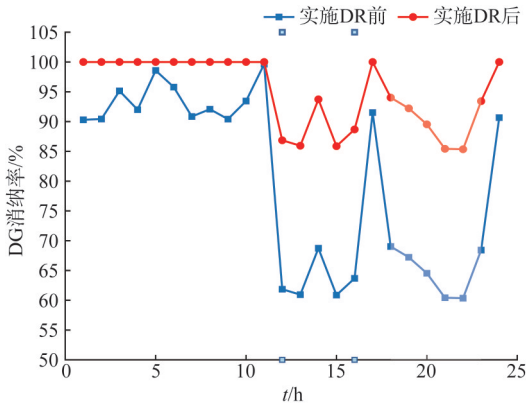


图 8 实施 DR 前后 DG 消纳对比图

Fig. 8 Comparison diagram of DG consumption rates before and after DR implementation

和 DG 出力的关系变化图。从图 9 可以看出, 储能的 SOC 从 00 时—06 时处于上升趋势, 主要由于在夜间风力发电相对较多, 而此时负荷处于低谷时段, 因此多余的电能得以储存。在 07 时—09 时刻 SOC 逐渐降低, 由于白天负荷逐渐增加储能处于放电状态。在 09 时—24 时储能的 SOC 相对保持稳定, 主要由于文中所提的需求响应措施的实施有效平衡了电力系统的供需, 使得储能不需要大规模调节。上述结果说明, 在配电网中的引入储能系统有效减轻了峰谷负荷对电压的影响, 且提高了对于 DG 的消纳能力。而源荷两侧的不确定性也促使系统在调度时更具弹性, 以适应负荷波动, 确保电压保持在稳定的范围内。其次, 需求响应措施通过激励用户在高峰时段减少电力消费或在低谷时段增加消费, 进一步提高了配电网的灵活性。

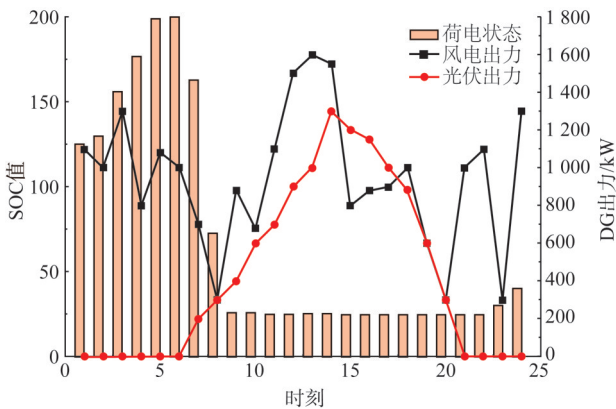


图 9 DG 出力和储能系统荷电状态对比图
Fig. 9 Comparison diagram of DG outputs and states of charge (SoC) of energy storage system

4.2 综合脆弱性评估指标对比

通过对比 4 组场景的节点与线路综合脆弱性评估, 由表 4 可知本文提出的 IVS 驱动重构模型(场景 4)在降低系统脆弱性方面表现出显著优势。

在配电网未重构场景(场景 1)中, 存在高风险

表 4 节点与线路 IVS 评估 Tab. 4 IVS assessment of nodes and lines			
场景	最大 IVS 评估	高风险节点数 (IVS 值 > 0.7)	高风险支路数 (B_{SVI} > 0.7)
1	0.92 (节点 18)	6	5
2	0.85 (节点 18)	4	3
3	0.75 (节点 25)	2	1
4	0.58 (节点 18)	0	0

安全隐患, 节点 18 的 IVS 评分高达 0.92, 共有 6 个高风险节点 (IVS 值 > 0.7) 和 5 条高风险支路 (B_{SVI} > 0.7), 反映出传统运行状态下局部电压失稳和支路过载的风险。

配电网传统重构模型(场景 2)虽通过经济性优化将最大 IVS 评分降至 0.85, 但仍存在 4 个高风险节点和 3 条高风险支路, 单纯依赖网损最小化无法系统性解决脆弱性问题。

场景 3(源荷-DR 重构)进一步引入需求响应与新能源消纳优化, 最大 IVS 值评分降至 0.75, 但高风险节点和支路仍未完全消除, 凸显了仅依赖功率平衡策略的局限性。

相比之下, IVS 驱动重构模型(场景 4)通过融合 V_{SVI} 与 B_{SVI} 的综合评估, 实现了全域脆弱性的主动抑制。结果表明, 场景 4 的最大 IVS 值降至 0.58 降幅达 36.9 %。

分析图 10 可以看出, IVS 驱动重构(场景 4)显著降低了关键线路的综合脆弱性评分与负载率。在场景 1 中, 支路 L7-8 的 BSVI 值为 0.89, 负载率为

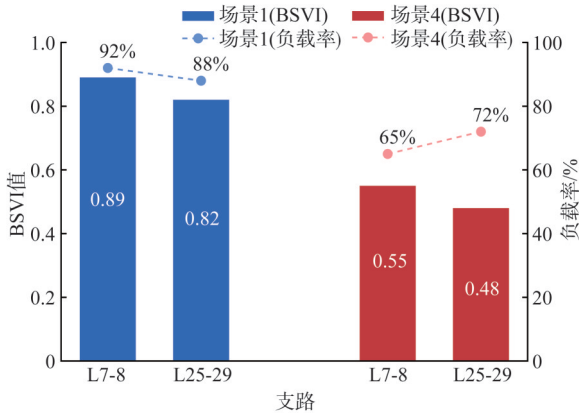


图 10 关键支路 BSVI 值与负载率对比
Fig. 10 Comparison of BSVI values and load rates on key branch

92 %, L25-29 的 BSVI 值为 0.82, 负载率为 88 %, 均属高风险。而场景 4 通过协同优化和负载均衡, L7-8 的 BSVI 值降至 0.55, 负载率为 65 %, L25-29 的 B_{SVI} 降至 0.48, 负载率为 72 %, 降幅分别达 38 %、42 %。开关 L9-15、L12-22 的优化重构与储能-DR 协同优化, 分散关键支路的功率压力, 同时限制其拓扑枢纽性。

这反映出综合脆弱性评估与需求响应协同重构模型通过量化并主动抑制多维度脆弱性, 有效降低

级联故障风险,提升新源配电网韧性及可靠性。

4.3 经济性-脆弱性多目标对比分析

选取文献[26]弹性价格矩阵,矩阵中的具体数据如下:

$$E = \begin{bmatrix} -0.123\ 2 & 0.144\ 5 & 0.122\ 3 \\ 0.210\ 7 & -0.112\ 4 & 0.154\ 5 \\ 0.330\ 4 & 0.286\ 4 & -0.132\ 2 \end{bmatrix} \quad (53)$$

基于综合脆弱性评估与需求响应协同优化下的配电网重构,采用YALMIP和CPLEX对重构模型求解,优化重构后的配电网系统通过断开线路L7-8, L16-17, L27-28, L9-15和L12-22的开关,制定需求响应策略通过削峰填谷优化电力负荷需求,改善电网运行经济型和稳定性。此时模型求解得到峰谷分时电价如表5所示。

表 5 优化重构后的分时电价

Tab. 5 Time-of-use tariffs after optimization and reconstruction

峰时段电价/ (元·kWh ⁻¹)	谷时段电价/ (元·kWh ⁻¹)	平时段电价/ (元·kWh ⁻¹)
1.027	0.325	0.571

由表6可知,IVS驱动重构(场景4)在提升安全性时,经济性成本较传统模型(场景2)与源荷-DR模型(场景3)略有上升,但通过新能源消纳与韧性优化实现了综合效益最大化。场景4总成本为735.8元,较场景3(690.5元)增加6.5%,开关操作成本与储能损耗成本增加。且场景4通过储能与DR协同调度,实现100%新能源消纳,而场景2、3未充分协调源荷波动,仍存在弃电现象。

场景4以6.5%经济性代价,将最大IVS值评估降低22.7%,验证了多目标优化的必要性,为新型电力系统高韧性运行提供理论依据。

表 6 不同场景下经济性对比分析

Tab. 6 Comparative analysis of economy in different scenarios

	元/d			
成本	场景1	场景2	场景3	场景4
总成本	1 420.5	720.3	690.5	735.8
网损成本	1 350.2	650.1	620.5	670.4
弃风弃光成本	70.3	70.2	64.7	0
开关操作成本	0	0	45	65.4

由图11分析可知,通过多目标优化分析配电网重构中经济性与安全性权衡关系。

由表7可知,纯经济性方案 $\lambda = 1.0$,虽然成本

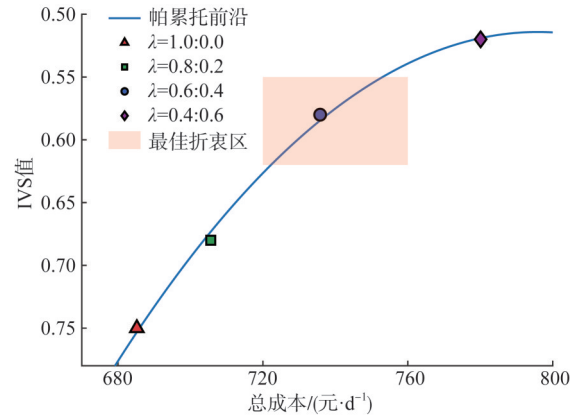


图 11 帕累托前沿分析

Fig. 11 Pareto frontier analysis

最低为685.2元/d,但存在高脆弱性风险且IVS值为0.75;而IVS驱动重构方案 $\lambda = 0.6$ 以6.5%的经济成本增量换取IVS降低22.7%的脆弱性降幅,逼近帕累托最优折衷点。理论极限 $\lambda = 0.4$ 验证模型收敛性,其IVS值降至0.52,但以系统经济性为代价徒增23%。本文权重在经济性-安全性间取得最优平衡曲线形态验证所提PCA权重分配方法的有效性,为新型电力系统“经济-安全”协同优化重构方案提供量化决策依据。

表 7 经济性-脆弱性多目标对比分析

Tab. 7 Multi-objective comparative analysis of economy-

vulnerability

权重 λ (经济性:脆弱性)	总成本/(元·d ⁻¹)	最大IVS值评估
1:0 (纯经济性)	685.2	0.75
0.8:0.2	705.6	0.68
0.6:0.4 (本文选择)	735.8	0.58
0.4:0.6	780.1	0.52

4.4 安全裕度对比分析

图12对比了不同场景下节点电压分布的24h均值特性。场景1中节点18电压低至0.918 p.u.,且有5个节点电压低于0.95 p.u.的安全阈值,在高峰时段存在电压失稳风险。场景4通过IVS驱动重构最低电压显著提升至0.963 p.u.,所有节点电压均满足0.95 p.u.的韧性要求,且高峰时段电压波动幅度较场景1减少40%。验证了重构优化策略通过增强电压调节能力,有效抑制了峰荷扰动,系统安全性与动态韧性同步提升。

在支路L7-8发生N-1故障时,4组场景的恢复能力对比如表8所示。

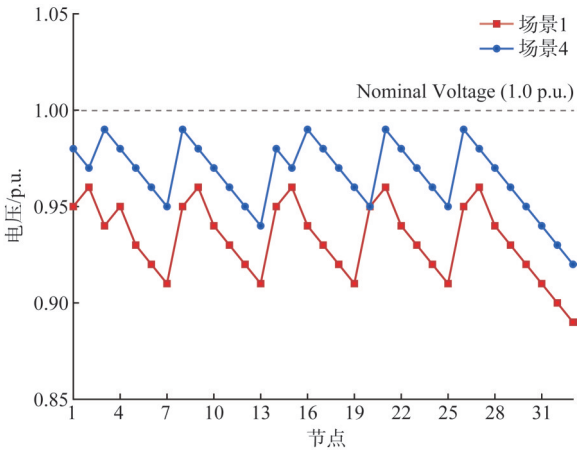


图 12 节点电压分布对比

Fig. 12 Comparison of nodes voltage distribution

表 8 支路 L7-8 发生 N-1 故障恢复能力

Tab. 8 N-1 fault recovery capability of branch L7-8

对比项	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4
负荷损失率/%	28	15	10	5
恢复时间/min	>60	40	30	18
电压恢复水平/p. u	0.85	0.89	0.91	0.94

场景 4 通过储能系统快速响应和 DR 削峰填谷, SOC 从 80 % 降至 45 %, 0.2 MW 功率支撑关键负荷, 抑制电压跌落, 构建了“源-网-荷-储”一体化的故障恢复体系, 显著降低负荷损失、缩短恢复时间并提升电压质量, 显著提升系统安全裕度。

图 13 进一步验证 IVS 与历史故障概率的非线性关联, 基于 IEEE 33 节点系统 50 个样本数据, 采用二次多项式模型拟合 IVS 评分与历史故障概率(灰色离散点)。

结果显示二者存在显著正相关, Pearson 相关系数用于量化 IVS 与故障概率的整体单调正相关, 其中 $R=0.83$ 验证强正相关, $p<0.001$ 为该相关系数在 99.9 % 置信水平显著性极高, 校正决定系数 $R^2_{adj}=0.76$ 为模型解释了 76 % 的故障率变异, 剩余 24 % 由未观测因素或随机误差所致。拟合曲线 IVS 值每增加 0.1, 故障概率上升约 6.2 %。95 % 置信区间(浅红色区域)验证模型鲁棒性, 高于低风险 IVS 值 <0.4 时故障概率为 3 %, 高风险节点 IVS 值 >0.7 时故障概率超 22 %。验证综合脆弱性评估与需求响应协同重构模型中, 高脆弱节点的风险聚集效应和 IVS 对风险的量化能力。

表 9 中电压合格率可衡量节点电压在安全范围

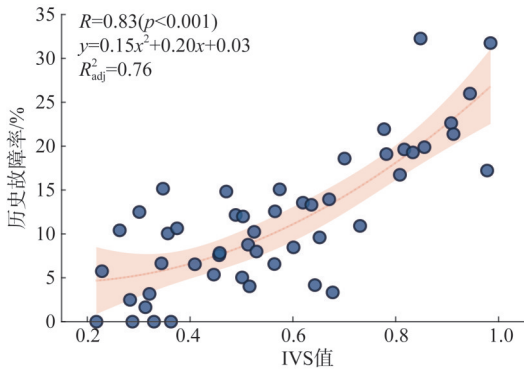


图 13 综合脆弱性评分(IVS)与历史故障概率关联

Fig. 13 Correlation between integrated vulnerability score (IVS) and historical failure probabilities

内的比例, 电压合格率提升 16.6 个百分点至 97.8 %, 峰时电压波动抑制率达 66.7 %, 峰时电压波动标准差可反映节点电压的稳定性。

表 9 节点电压稳定性分析

Tab. 9 Analysis of nodes voltage stabilities

场景	总节点数	合格节点数	电压合格率/%	峰时电压标准差
1	33	27	81.2	0.12
4	33	32	97.8	0.04

5 结论

针对新型电力系统分布式电源接入复杂运行环境带来的安全韧性挑战, 本文引入储能设备, 综合考虑 DG 出力、储能充放电效率以及负荷需求响应等多重不确定性, 提出一种多模态脆弱性感知与需求响应的弹性配电网重构方法, 通过脆弱性量化评估与重构优化的深度耦合, 突破了传统模型“重经济、轻安全”的局限, 在此基础上, 结合复杂网络理论, 建立“源-网-荷-储”多要素协同优化框架, 主要结论如下。

1)多模态脆弱性量化模型: 基于复杂网络理论与 PCA 权重法构建的综合脆弱性评估, 有效识别节点电压敏感区如节点 18 初始 IVS 值为 0.92 与关键支路 L7-8 的 $B_{svl}=0.89$ 。所提基于 IVS 驱动重构策略使高风险节点数从 6 降为 0, 最大 IVS 指标降低 36.9 %, 验证脆弱性指标对故障传播路径的精准定位能力。

2)源荷储协同优化机制: 结合改进 K-means 场景削减与二阶锥凸松弛, 所构建模型在降低网损 55.1 % 的同时, 实现新能源消纳率提升 15.17 %。

储能-DR协同调度使峰谷差率降低42%，故障恢复时间从>60 min缩短至18 min，负荷损失率从28%降至5%，证实了全周期安全裕度增强效果。

3)安全经济运行边界：帕累托前沿分析基于IVS驱动方案以6.5%经济性代价换取最大IVS降低22.7%，且电压合格率从81.2%提升至97.8%，电压波动标准差减少66.7%，为高弹性配电网提供最优折衷策略。

参考文献

- [1] 周孝信, 赵强, 张玉琼, 等. 双碳目标下我国能源电力系统发展趋势分析——绿电替代与绿氢替代[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(17): 6707 – 6720.
ZHOU Xiaoxin, ZHAO Qiang, ZHANG Yuqiong, et al. Analysis of the development trend of China's energy and power system under the dual-carbon target green power substitution and green hydrogen substitution[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(17): 6707 – 6720.
- [2] 刘定国, 李清辉. 含分布式电源的配电网多目标优化重构研究[J]. 电测与仪表, 2020, 57(8): 92 – 98.
LIU Dingguo, LI Qinghui. Research on multi-objective optimal reconfiguration of distribution network containing distributed power[J]. Electrical Measurement and Instrumentation, 2020, 57(8): 92 – 98.
- [3] SOHEIL M, ALI R, YASER M, et al. Reliability-driven distribution power network dynamic reconfiguration in presence of distributed generation by the deep reinforcement learning method[J]. Alexandria Engineering Journal, 2022, 61(8): 6541 – 6556.
- [4] 周鹏. 含分布式电源并网特性的配电网重构策略[J]. 电测与仪表, 2019, 56(15): 34 – 40.
ZHOU Peng. Distribution network reconfiguration strategy containing distributed power grid-connected characteristics [J]. Electrical Measurement and Instrumentation, 2019, 56(15): 34 – 40.
- [5] 李扬, 韦钢, 马钰, 等. 含电动汽车和分布式电源的主动配电网动态重构[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(5): 102 – 110.
LI Yang, WEI Gang, MA Yu, et al. Dynamic reconfiguration of active distribution networks containing electric vehicles and distributed power sources [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(5): 102 – 110.
- [6] 王艺, 王宾, 刘阳, 等. 计及分布式电源动态行为的配电网重构优化策略[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(24): 164 – 172.
WANG Yi, WANG Bin, LIU Yang, et al. Optimization strategy for distribution network reconfiguration taking into account the dynamic behaviour of distributed power sources[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(24): 164 – 172.
- [7] 张涛, 张东方, 王凌云, 等. 计及电动汽车充电模式的主动配电网多目标优化重构[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(8): 1 – 9.
ZHANG Tao, ZHANG Dongfang, WANG Lingyun, et al. Multi-objective optimal reconfiguration of active distribution network taking into account electric vehicle charging mode[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(8): 1 – 9.
- [8] 潘本仁, 王和春, 张研, 等. 含分布式电源的主动配电网重构策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(15): 102 – 107.
PAN Benren, WANG Hechun, ZHANG Yan, et al. Research on active distribution network reconfiguration strategy containing distributed power [J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(15): 102 – 107.
- [9] 易海川, 张彼德, 王海颖, 等. 提高DG接纳能力的配电网动态重构方法[J]. 电网技术, 2016, 40(5): 1431 – 1436.
YI Haichuan, ZHANG Pide, WANG Haiying, et al. A dynamic reconfiguration method for distribution networks to improve DG admittance[J]. Power System Technology, 2016, 40(5): 1431 – 1436.
- [10] ZAREI M, ZANGENEH A. Multi - objective optimization model for distribution network reconfiguration in the presence of distributed generations [J]. International Transactions on Electrical Energy Systems, 2017, 27(12): 18.
- [11] 靳攀润, 宋汶秦, 刘永成. 考虑DG不确定性的有源配电网两阶段动态鲁棒重构方法[J]. 太阳能学报, 2024, 45(6): 208 – 216.
JIN Panrun, SONG Wenqin, LIU Yongcheng. A two-stage dynamic robust reconfiguration method for active distribution networks considering DG uncertainty[J]. Acta Energetica Sinica, 2024, 45(6): 208 – 216.
- [12] 胡荷娟, 孙晓燕, 曾博, 等. 考虑源-荷不确定性的矿山综合能源系统多时间尺度区间优化调度[J]. 控制与决策, 2024, 39(3): 827 – 835.
HU Hujuan, SUN Xiaoyan, ZENG Bo, et al. Multi-timescale interval optimal scheduling of integrated energy systems in mines considering source-load uncertainty [J]. Control and Decision Making, 2024, 39(3): 827 – 835.
- [13] 郭祚刚, 徐敏, 于浩, 等. 考虑多重不确定性的园区综合能源系统区间优化调度[J]. 中国电力, 2022, 55(11): 121 – 128, 141.
GUO Zuogang, XU Min, YU Hao, et al. Inter-area optimal scheduling of integrated energy systems in parks considering multiple uncertainties[J]. Electric Power, 2022, 55(11): 121 – 128, 141.
- [14] 王雯沁, 高红均, 王仁浚, 等. 考虑分布式电源支撑与农业设施协调的配电网分布鲁棒优化[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(21): 89 – 98.
WANG Wenqin, GAO Hongjun, WANG Renjun, et al. Robust optimisation of distribution network distribution considering distributed power support and coordination with agricultural facilities [J]. Automation of Power Systems, 2023, 47(21): 89 – 98.
- [15] 张永斌, 聂明林, 张俊鹏, 等. 考虑分布式电源不确定性的配电网网架模糊规划[J]. 电工技术学报, 2019, 34(S1): 258 – 263.
ZHANG Yongbin, NIE Minglin, ZHANG Junpeng, et al. Fuzzy planning of distribution network frame considering distributed power uncertainty [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(S1): 258 – 263.
- [16] MA X, WANG M, WANG P, et al. Energy supply structure optimization of integrated energy system considering load uncertainty at the planning stage [J]. Energy, 2024 (305): 132187.
- [17] 晁婉萌, 刘灏, 毕天姝, 等. 考虑N-1故障重构下的配电网

- PMU 优化配置方法[J/OL]. 中国电机工程学报, 1 - 13 [2025 - 03 - 24]. <https://link.cnki.net/urlid/11.2107.tm.20250305.1328.006>.
- CHAO Wanmeng, LIU Hao, BI Tianshu, et al. Optimal configuration method of PMU in distribution network considering $N-1$ fault reconfiguration [J/OL]. Proceedings of the CSEE, 1 - 13 [2025 - 03 - 24]. <https://link.cnki.net/urlid/11.2107.tm.20250305.1328.006>.
- [18] 石松浩, 邹阳, 姚雨佳, 等. 阶梯式碳交易机制下基于网络重构的交直流混合配电网优化运行[J]. 南方电网技术, 2025, 19(3): 96 - 105.
- SHI Songhao, ZOU Yang, YAO Yujia, et al. Optimal operation of AC/DC hybrid distribution network based on network reconfiguration under stepwise carbon trading mechanism [J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(3): 96 - 105.
- [19] YANG Z, MIN H, ZHAO J, et al. Vulnerability analysis of power grid structure based on complex network theory [J]. Frontiers in Energy Research, 2024 (12): 121498678 - 1498678.
- [20] 鲁玲, 蒲秋平, 王敏, 等. 基于博弈论与改进 CRITIC-AHP 的配电网线路脆弱性评估[J]. 水电能源科学, 2024, 42(9): 208 - 211, 129.
- LU Ling, PU Qiuping, WANG Min, et al. Vulnerability assessment of distribution network lines based on game theory and improved CRITIC-AHP [J]. Hydropower Energy Science, 2024, 42(9): 208 - 211, 129.
- [21] 李森, 姜飞, 杨理威, 等. 计及配电线路脆弱性的电动汽车充放电时空分布优化策略[J]. 电网技术, 2025, 49(9): 3870 - 3880.
- LI Sen, JIANG Fei, YANG Liwei, et al. Space-time distribution optimization strategy of electric vehicle charging and discharging considering the vulnerability of distribution lines [J]. Power System Technology, 2025, 49(9): 3870 - 3880.
- [22] 董厚琦, 曾博, 吴晨, 等. 利用需求侧资源降低配电网脆弱性的优化方法研究[J]. 太阳能学报, 2022, 43(2): 120 - 126.
- DONG Houqi, ZENG Bo, WU Chen, et al. Research on the optimization method of reducing the vulnerability of distribution network by using demand side resources [J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2022, 43(2): 120 - 126.
- [23] 章博, 刘晟源, 林振智, 等. 高比例新能源下考虑需求侧响应和智能软开关的配电网重构[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(8): 86 - 94.
- ZHANG Bo, LIU Shengyuan, LIN Zhenzhi, et al. Distribution network reconfiguration considering demand-side response and intelligent soft switching under high percentage of new energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(8): 86 - 94.
- [24] 晋飞, 刘静利, 刘晓亮, 等. 基于电压灵敏度的配电网 DG 接纳能力不确定性分析[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(7): 183 - 189.
- JIN Fei, LIU Jingli, LIU Xiaoliang, et al. Uncertainty analysis of DG acceptance capacity in distribution network based on voltage sensitivity [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7): 183 - 189.
- [25] MAHESH A, SANDHU S K, RAO V J. Optimal sizing of battery energy storage system for smoothing power fluctuations of a PV/wind hybrid system [J]. International Journal of Emerging Electric Power Systems, 2017, 18(1): 1 - 10.
- [26] 丁伟, 袁家海, 胡兆光. 基于用户价格响应和满意度的峰谷分时电价决策模型[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(20): 14 - 18.
- DING Wei, YUAN Jiahai, HU Zhaoguang. Peak and valley time-sharing tariff decision-making model based on customer price response and satisfaction [J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(20): 14 - 18.

收稿日期: 2025-06-30; 网络首发日期: 2025-08-30

作者简介:

鲁玲(1979), 女, 通信作者, 副教授, 硕士, 研究方向为综合能源系统运行与规划, 电力设备状态监测与智能决策, luling@ctgu.edu.cn;

许鸿卫(1998), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统运行与控制, 986439024@qq.com;

陈鹤林(1989), 男, 工程师, 硕士, 研究方向为电力系统运行与控制, harrychan2006@163.com。