

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.256126

## 考虑模块化动态分区的有源配电网电压优化控制方法

曹玉媛<sup>1</sup>, 黄达文<sup>1</sup>, 李丰<sup>1</sup>, 李必伟<sup>1</sup>, 陈磊<sup>2</sup>, 李暮思<sup>2</sup>, 陈红坤<sup>2</sup>

(1. 广东电网有限责任公司肇庆供电局, 广东 肇庆 526040; 2. 武汉大学电气与自动化学院, 湖北 武汉 430072)

**摘要:** 针对高比例分布式电源接入配电网引发的电压越限问题, 提出了一种融合模块化动态分区与雪消融优化算法(snow ablation optimization, SAO)的协同电压控制策略。首先, 阐述了有源配电网的动态分区准则, 引入了基于灵敏度的电气距离分区法, 建立了考虑模块化、灵敏度和集群电压自治能力的动态分区评价体系。其次, 构建了有源配电网电压优化控制目标函数, 采取 SAO 算法实现优化模型高效求解。最后, 采用了改进的 IEEE33 节点配电系统展开仿真分析, 通过与传统聚类分区方法、经典粒子群算法进行定量对比, 验证了所提方法的先进性和适应性。结果表明: 所提方法可保障集群功率分配更趋于平衡, 有效地提升节点电压稳定性且降低了配电网网损。

**关键词:** 动态分区; 分布式电源; 雪消融优化算法; 有源配电网

### Voltage optimization control method for active distribution networks considering modular dynamic zoning

CAO Yuyuan<sup>1</sup>, HUANG Dawen<sup>1</sup>, LI Feng<sup>1</sup>, LI Biwei<sup>1</sup>, CHEN Lei<sup>2</sup>, LI Musi<sup>2</sup>, CHEN Hongkun<sup>2</sup>

(1. Zhaoqing Power Supply Bureau, Guangdong Power Grid Co., Ltd., CSG, Zhaoqing 526040, China;

2. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

**Abstract:** To address voltage violation issues caused by the high proportion of distributed generation in distribution networks, this paper proposes a coordinated voltage control strategy that integrates modular dynamic zoning and the snow ablation optimization (SAO) algorithm. First, the dynamic zoning criteria for active distribution networks are clarified, and a sensitivity-based electrical distance zoning method is introduced. On this basis, a dynamic zoning evaluation system is established by comprehensively considering modularity, sensitivity, and cluster-level voltage self-regulation capability. Second, an objective function for voltage optimization control in active distribution networks is constructed, and the SAO algorithm is employed to efficiently solve the model. Finally, a modified IEEE 33-bus distribution system is used for simulation analysis. Through quantitative comparisons with traditional clustering-based zoning methods and the classical particle swarm optimization algorithm, the effectiveness, superiority, and adaptability of the proposed method are verified. The results demonstrate that the proposed method achieves more balanced power allocation among clusters, effectively improves node voltage stability, and reduces distribution network power losses.

This work is supported by the Science and Technology Project of China Southern Power Grid Co., Ltd. (No. GDKJXM20231387).

**Key words:** dynamic zoning; distributed generation; SAO; active distribution network

## 0 引言

近年来, 随着高比例分布式电源(distributed generation, DG)接入配电网, 系统运行工况的时变性和不确定性显著增强, 传统电压控制方法已难以满

足动态调节需求<sup>[1-3]</sup>。在此背景下, 基于动态分区的电压优化控制技术为解决这一问题提供了新思路: 通过动态划分电压控制区域实现电网运行状态的实时感知与自主响应, 提升电网对分布式电源波动性的适应能力<sup>[4-6]</sup>。然而, 现有研究在有源配电网动态调整与电压优化控制的协同机制方面仍存在理论方法层面的不足, 特别是传统优化算法在处理高维非线性约束时普遍存在易陷入局部最优的固有缺陷。

**基金项目:** 中国南方电网有限责任公司项目资助(GDKJXM 20231387); 国家科技重大专项资助(2024ZD0800600)

更值得关注的是, 随机分布的 DG 接入所引发的电网电压波动和越限现象, 不仅增加能量损耗, 更对有源配电网的安全稳定运行构成重大挑战。鉴于涉及的设备具有种类繁多、特性各异的特点, 加上直接控制过程的复杂性导致优化问题难以求解, 因此亟须探索更具适应性的电压优化控制方法<sup>[7-10]</sup>。

在学术进展方面, 国内外专家学者与科研机构已针对高比例分布式电源接入场景下的配电网电压控制优化问题开展了系列研究工作。虽然在有源配电网的动态分区架构、智能优化算法与控制策略协同等方面取得阶段性进展, 但经系统梳理, 发现仍存在局限性。现有研究主要考虑无功功率及相关指标的调控作用, 一定程度上忽略了有功功率的协同影响<sup>[11-13]</sup>。从电力系统物理本质来看, 无功功率和有功功率分别在电力系统中扮演着截然不同的角色, 无功功率主要影响电压水平, 而有功功率则直接影响系统的频率和稳定性<sup>[14]</sup>。由此可见, 仅考虑无功功率的分区方法无法全面反映系统的实际运行状况, 导致控制策略的全面性和有效性受限。

文献[15]提出了一种基于固定边界划分的静态分区方法, 但未能有效适应 DG 出力波动性。文献[16-17]提出了基于节点电气耦合度指标的有源配电网动态分区边界柔性调整方法, 但在无功资源协同调控方面还有待进一步提高。文献[18-19]分别提出了基于粒子群优化和灰狼算法驱动的有源配电网电压优化控制策略, 不过面临多时间尺度耦合场景下的局部最优问题。文献[20]初步提出了动态分区与分布式优化融合框架, 但其在高负荷波动场景下的电压越限抑制能力仍存在提升空间。综合评估现有方法可知, 这些方法在分区稳定性维持、优化算法适应性以及控制架构鲁棒性等方面尚未形成系统化解决方案。

针对上述关键问题, 本文提出了一种融合模块化动态分区与雪消融优化算法(snow ablation optimization, SAO)的电压优化控制方法。该方法的核心创新体现在两个层面。1) 理论框架层面: 在考虑有源配电网模块化动态分区的多维约束条件下, 突破传统单目标优化局限, 将多目标电压优化控制方法融入考虑源荷特性变化和电气距离度量的动态分区架构中; 2) 优化控制模型算法设计层面: 利用 SAO 算法的种群初始化策略和双种群寻优机制, 有效解决有源配电网的电压优化控制寻优问题。本研究采用改进的 IEEE33 节点测试系统展开仿真验证, 通过与传统聚类分区方法、经典粒子群算法的对比分析, 验证了所提方法的有效性和适应性。

## 1 基于配电网运行状态的模块化动态分区

### 1.1 动态分区准则

基于有源配电网的复杂网络特性与电压调控需求, 本研究建立的动态分区准则需满足以下条件。

1) 电气耦合性: 要求同一分区内节点间保持强电气耦合关系(即电气距离较近), 而不同分区节点间维持弱电气耦合关系(电气距离较远)。基于节点导纳矩阵的耦合度指标, 能够完成该准则的数学表征, 其核心目的在于提升分区自治调控能力。

2) 无功平衡与储备性: 各分区应实现内部的无功平衡, 并预留一定的无功储备。该准则通过动态优化无功资源的配置方案, 确保各分区具备应对电压波动的动态调节裕度。

3) 分区连通性: 同一分区内的各节点应保持连通性, 即分区内的节点可以直接或间接相连, 而不需要通过其他分区的节点进行连接。该特性可通过邻接矩阵的幂次运算验证, 是保障分区电压协调控制的基础拓扑约束。

4) 节点数量规模性: 每个分区至少应包含两个节点, 且各分区之间不应该有重复节点。该准则通过排除单节点分区和节点重叠现象, 确保分区结构的物理可实现性与控制独立性<sup>[21]</sup>。

### 1.2 基于灵敏度的电气距离分区法

在有源配电网动态分区研究中, 基于灵敏度的电气距离分区法以节点电压对功率注入源的灵敏度为理论核心。该方法的物理本质在于: 节点电压幅值对功率注入源的灵敏度矩阵定量表征了电网中节点间的电气耦合强度。当某节点功率注入源发生变化时, 系统内各节点电压的响应差异直接反映了其电气联系的紧密程度, 这种动态特性可通过构建多维灵敏度空间实现数学建模<sup>[22-25]</sup>。

基于灵敏度的电气距离分区法步骤如下所述。

1) 计算灵敏度矩阵: 运用潮流计算方法, 获取有源配电网各节点的电压幅值和相角, 得到功率修正方程。针对每个节点, 计算其电压相对于各个功率注入源(如分布式电源、负荷等)的灵敏度。对于节点  $i$ , 其电压幅值  $V_i$  对于功率注入源  $P_j$  的灵敏度  $S_{ij}$  可通过数值微分法计算。

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U \end{bmatrix} = \mathbf{J} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中:  $\Delta P$ 、 $\Delta Q$  分别为节点注入有功、无功功率偏差矩阵;  $\Delta \theta$ 、 $\Delta U$  分别为节点电压相角、幅值变化

量矩阵； $\mathbf{J}$ 为雅可比矩阵。对式(1)求逆可得

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta U \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{S}_{P0} & \mathbf{S}_{Q0} \\ \mathbf{S}_{PU} & \mathbf{S}_{QU} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2)$$

式中： $\mathbf{S}_{P0}$ 、 $\mathbf{S}_{Q0}$ 分别为节点注入单位有功、无功功率引起的电压相角变化量； $\mathbf{S}_{PU}$ 、 $\mathbf{S}_{QU}$ 分别为节点注入单位有功、无功功率引起的电压幅值变化量灵敏度因子。

2) 度量电气距离：节点 $i$ 、 $j$ 间的电气距离 $L_{ij}$ 为

$$L_{ij} = \sqrt{(D_{i1} - D_{j1})^2 + \dots + (D_{iN} - D_{jN})^2} \quad (3)$$

式中： $D_{ij}$ 表示节点 $i$ 、 $j$ 间的灵敏度。

3) 实现动态分区：定义区域直径为分区内最大节点间电气距离，将电气距离小的节点聚为一类，形成一个分区。以DG作为子分区的第一个节点，并以灵敏系数、节点连通情况、区域直径作为约束条件，通过基于灵敏度的电气距离分区法将整个配电网划分为若干个具有相似电气特性的区域。

需要补充的是，对于配置有储能单元的集群，如果储能单元能够在满足集群运行需求的前提下，以最优方式响应系统变化并实现电压控制，则定义为主导节点<sup>[26]</sup>。在分区选择主导节点时，本文主要考虑的是功率可控性和电压可观性指标。前者基于潮流雅可比矩阵量化主导节点功率变化对其他节点电压的调节能力，以实现可控性；后者采用电压灵敏度矩阵分析主导节点电压变化对其他节点电压的影响程度，以实现可观性。当有源配电网处于正常运行及一般源荷波动情况下，本文采取可控和可观指标均衡权重设置处理。在其他强动态变化场景下，诸如故障引发的动态分区，可根据有源配电网对主导节点可控及可观需求的侧重性，采取自适应赋权方式<sup>[27]</sup>。本文方法通过灵敏度空间映射、电气距离量化、约束聚类3个层次，实现有源配电网分区的动态性与鲁棒性统一，为避免动态分区的频繁变动产生不利影响，设定拓扑结构、源荷出力突变下的强触发机制<sup>[28-29]</sup>。

### 1.3 模块化动态分区评价体系

本文综合模块度函数、灵敏度指标和集群电压自治能力指标，建立有源配电网动态分区评价体系。

有功模块度函数通过其数值大小，能够衡量网络中节点的耦合程度<sup>[30-33]</sup>，函数定义为

$$\rho_P = \frac{1}{2a} \sum_i \sum_j \left[ A_{mn} - \frac{k_i k_j}{2a} \right] \delta(i, j) \quad (4)$$

$$\delta(i, j) = \begin{cases} 1, & \text{节点 } i, j \text{ 位于同一集群} \\ 0, & \text{其他} \end{cases} \quad (5)$$

式中： $\rho_P$ 为有功模块度函数； $a$ 为所有支路的权重总和； $A_{mn}$ 为支路 $m$ 、 $n$ 的支路权重； $k_i$ 、 $k_j$ 分别为节点 $i$ 、 $j$ 的加权系数。

群内有功灵敏度指标 $\alpha_{VP}$ 表示为

$$\alpha_{VP} = \frac{\sum_{k=1}^{T_p} \left( \sum_{i \in C_k} \sum_{j \in C_k} D_{ij} \right)^2}{\left( \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N D_{ij} \right)^2 \sqrt{\sum_{k=1}^{T_p} |N_k|^2}} \quad (6)$$

群间有功灵敏度指标 $\beta_{VP}$ 表示为

$$\beta_{VP} = \frac{\sum_{k=1}^{T_p} \left( \sum_{i \in C_k} \sum_{j \notin C_k} D_{ij} \right)^2}{\left( \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N D_{ij} \right)^2 \sqrt{\sum_{k=1}^{T_p} |N_k| |N - N_k|}} \quad (7)$$

式中： $T_p$ 为有功集群数目； $C_k$ 为第 $k$ 个集群； $N_k$ 为集群 $C_k$ 节点数量； $N$ 为有源配电网节点数目<sup>[34-36]</sup>。

结合式(6)和式(7)，构建有功群内群间灵敏度指标 $\gamma_{VP}$ 如式(8)所示。

$$\gamma_{VP} = \frac{1}{2} (\alpha_{VP} + 1 - \beta_{VP}) \quad (8)$$

有源配电网集群电压自治能力通过各集群自治能力的平均值 $\varphi_P$ 来衡量，即储能和光伏对电压越限节点提供有效支撑的能力<sup>[37-40]</sup>，其表达式为

$$\varphi_P = \frac{1}{T_p} \sum_{k=1}^{T_p} \varphi_k \quad (9)$$

式中： $\varphi_k$ 表示第 $k$ 个集群的电压自治能力。在该指标基础上，有源配电网的有功和无功动态分区综合评价指标可写为

$$\rho_{Pim} = \rho_P + \gamma_{VP} + \varphi_P \quad (10)$$

$$\rho_{Qim} = \rho_Q + \gamma_{VQ} + \varphi_Q \quad (11)$$

式中： $\rho_{Pim}$ 、 $\rho_{Qim}$ 分别为有源配电网的有功、无功动态分区综合评价指标； $\rho_Q$ 、 $\gamma_{VQ}$ 和 $\varphi_Q$ 分别为有源配电网无功模块度函数、无功灵敏度指标和无功集群电压自治能力指标。 $\rho_Q$ 、 $\gamma_{VQ}$ 和 $\varphi_Q$ 均可基于有源配电网无功关系类似推导，此处不再赘述。

## 2 考虑模块化动态分区的电压优化控制

### 2.1 目标函数

本文以有源配电网节点电压偏差和网损最小为目标函数，建立联合优化控制模型。

$$\begin{cases} f = \alpha f_1 + \beta f_2 \\ f_1 = \min \sum_{i=1}^N \frac{U_i - U_0}{U_0} \\ f_2 = \min \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N G_{ij} (U_i^2 + U_j^2 - 2U_i U_j \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (12)$$

式中:  $\alpha$ 、 $\beta$  分别为子函数  $f_1$ 、 $f_2$  所对应的权重;  $U_i$ 、 $U_j$  分别为节点  $i$ 、 $j$  处的电压;  $U_0$  为电压基准值;  $G_{ij}$ 、 $\theta_{ij}$  分别为节点  $i$ 、 $j$  间的电导和相差角。

## 2.2 约束条件

约束条件涵盖节点电压约束、网络功率平衡约束、DG 无功出力约束、线路功率传输约束、荷电状态(state of charge, SOC)约束, 即

$$U_{i,\min} \leq U_i \leq U_{i,\max} \quad (13)$$

$$P_{i,t} = U_{i,t} \sum_{j=1}^N U_{j,t} [G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}] \quad (14)$$

$$Q_{i,t} = U_{i,t} \sum_{j=1}^N U_{j,t} [G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}] \quad (15)$$

$$S_{ij,\min} \leq S_{ij} \leq S_{ij,\max} \quad (16)$$

$$S_{\min} \leq S(t) \leq S_{\max} \quad (17)$$

式中:  $U_{i,\max}$ 、 $U_{i,\min}$  分别为节点电压的最大、最小值;  $P_{i,t}$ 、 $Q_{i,t}$  分别表示  $t$  时刻内节点  $i$  的有功、无功功率;  $\theta_{ij}$  为节点  $i$ 、 $j$  的相角差;  $G_{ij}$ 、 $B_{ij}$  分别为节点  $i$ 、 $j$  间导纳的实部、虚部;  $S_{ij}$ 、 $S_{ij,\max}$ 、 $S_{ij,\min}$  分别为节点  $i$ 、 $j$  间线路传输功率及其上下限;  $S_{\max}$ 、 $S_{\min}$  分别为储能单元荷电状态上、下限。

## 2.3 求解策略

针对优化控制模型, 本文采用 SAO 进行寻优求解。雪消融优化算法利用布朗运动模型来模拟蒸汽在空间中的扩散, 此运动模式有助于算法在搜索空间中探索潜在区域, 增强全局搜索能力, 避免陷入局部最优。SAO 的种群计算公式为<sup>[41]</sup>

$$\begin{cases} Z_{i'}(t+1) = E_{\text{elite}}(t) + BM_i(t) \otimes \\ [\theta_1 \times (G(t) - Z_{i'}(t)) + (1 - \theta_1) \times (\bar{Z}(t) - Z_{i'}(t))] \end{cases} \quad (18)$$

$$\begin{cases} \bar{Z}(t) = \frac{1}{N_z} \sum_{i'=1}^{N_z} Z_{i'}(t) \\ E_{\text{elite}}(t) \in [G(t), Z_{\text{second}}(t), Z_{\text{third}}(t), Z_c(t)] \\ Z_c(t) = \frac{1}{N_1} \sum_{i'=1}^{N_1} Z_{i'}(t) \end{cases} \quad (19)$$

式中:  $Z_{i'}(t+1)$  表示在  $t+1$  时刻种群内第  $i'$  个解;  $E_{\text{elite}}(t)$  为精英种群中的随机个体;  $BM_i(t)$  为基于布朗运动的高斯分布;  $\theta_1$  表示从区间[0,1]任取的随机

数;  $G(t)$  为  $t$  时刻种群内最优解;  $Z_{i'}(t)$  为第  $i'$  个解;  $\bar{Z}(t)$  为种群内解平均值;  $Z_{\text{second}}(t)$  为种群内次优解;  $Z_{\text{third}}(t)$  为种群内第三优解;  $Z_c(t)$ 、 $N_1$  分别表示适应度前 50% 的分子平均位置和分子群;  $N_z$  为种群数量。

图 1 为基于 SAO 的优化求解流程。在执行模块化动态分区之后, 针对节点电压越限的集群, 首先计算储能单元接入节点的电压-有功灵敏度, 以确定集群的主导节点。随后, 采取 SAO 算法进行模型求解, 使得集群内所有节点电压恢复至正常<sup>[42]</sup>。在机理本质上, 所提方法可结合主导节点处储能单元的荷电状态, 优先控制其充放电特性, 提升节点电压稳定性, 降低网损。

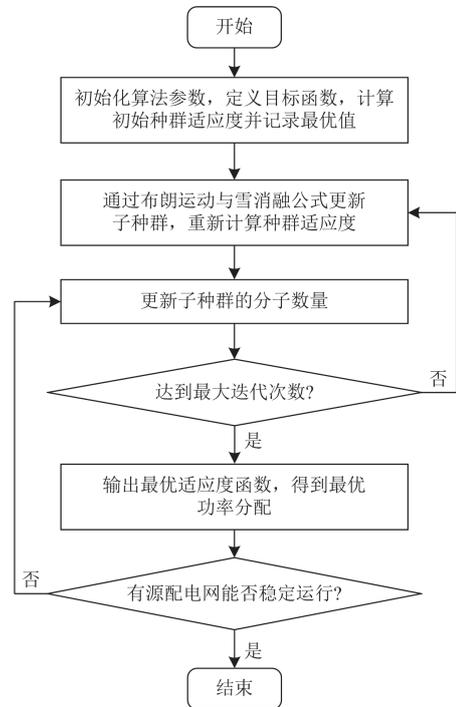


图 1 基于 SAO 的优化求解流程图

Fig. 1 Flowchart of the SAO-based optimization solving

## 3 算例分析

本研究采用改进型 IEEE33 节点配电系统作为测试案例, 对所提出的模块化动态分区电压优化控制方法进行性能验证。

如图 2 所示, 该改进系统拓扑结构中系统标称电压为 12.66 kV, 基准容量设定为 10 MVA。在系统配置方面: 储能单元部署于节点 10、13、23 及 27 处, 其额定功率为 0.15 MW, 储能容量为 2 MWh; 光伏发电单元接入节点 7、16、18 和 29, 系统设置的最小功率因数为 0.95。

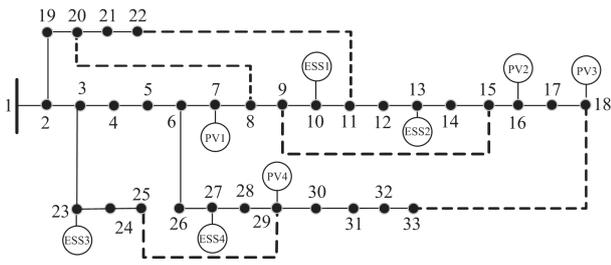
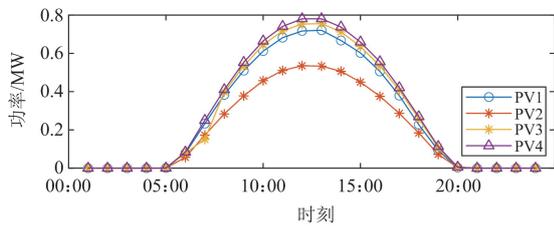


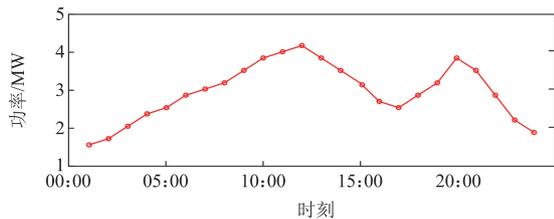
图2 改进 IEEE33 节点系统拓扑图

Fig. 2 Topology of the modified IEEE 33-node system

基于气象年数据筛选的全年最大辐照度典型日，结合 Matpower 7.0 工具箱进行准稳态潮流计算，图3给出了有源配电网的典型源荷特性。



(a) 光伏特性



(b) 负荷特性

图3 有源配电网的典型源荷特性

Fig. 3 Typical source-load features of active distribution networks

### 3.1 动态分区结果分析

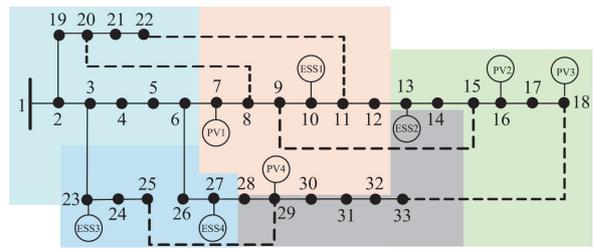
本研究选取具有典型特征的清晨时刻(06:00)，白天时刻(12:00)及晚间时刻(20:00)，开展有源配电网模块化动态分区，相应结果如表1和图4所示。

需要指出的是，本文采取基于灵敏度的电气距离分区法，以电气距离度量为基础，结合灵敏系数、节点连通情况、区域直径等约束条件执行动态分区，通过筛选有源配电网的关键电气路径，减小灵敏度矩阵的计算量并降低聚类算法的计算负荷和复杂度。在 AMD Radeon7 7840H 32 GB 仿真平台环境中，IEEE33 节点系统的动态分区计算时间为 4.885 s。为验证不同计算环境所带来的影响，本文提升了计算机处理器配置，发现在 Core i7-9700 16 GB 仿真平台的验证环境中，动态分区计算时间可降低至 4.178 s，满足分钟级时间尺度的调度时效要求。为进一步提升本文动态分区方法的计算效率，可考虑

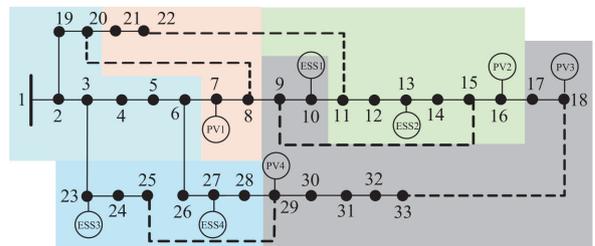
表1 模块化动态分区结果

Table 1 Modular dynamic partitioning results

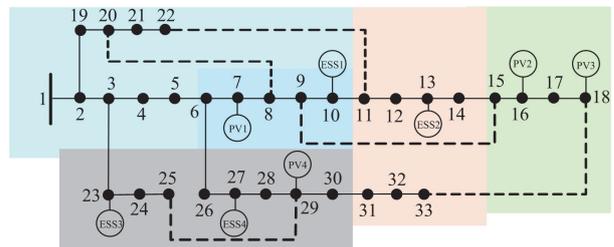
时刻	区域划分结果	主导节点	
06:00	区 1	1—6, 19—22	19
	区 2	7—12	10
	区 3	13—18	13
	区 4	23—27	23
	区 5	28—33	33
12:00	区 1	1—6, 19—20	20
	区 2	7, 8, 21, 22	22
	区 3	9, 10, 17, 18, 29—33	10
	区 4	11—16	13
	区 5	23—28	23
20:00	区 1	1—5, 19—22	21
	区 2	6—9	9
	区 3	10—14, 31—33	13
	区 4	15—18	16
	区 5	23—30	23



(a) 06:00 分区结果



(b) 12:00 分区结果



(c) 20:00 分区结果

图4 不同时刻的有源配电网动态分区结果

Fig. 4 Dynamic partitioning results of active distribution networks under different times

应用并行计算平台和高性能硬件加速方案<sup>[43]</sup>，包括采用内存数据库缓存常用电气参数、预过滤异常数

据与补全插值等措施。

可以看出：在模块化动态分区下的有源配电网运行场景中，负荷与光伏、储能出力的时空耦合关系呈现出显著的時刻差异性。在光伏出力较低的清晨(06:00)与夜晚(20:00)，分区抉择主要基于区域间电气距离。当光伏受辐照强度限制处于低出力状态，模块化架构通过动态松弛电压约束边界，在尽可能保障节点电压质量的前提下实现分区间的潮流柔性互济。在光伏发电的出力峰期(12:00)，动态分区机制依据实时电气距离自主调整分区。值得注意的是，晚间负荷高峰与光伏出力低谷的重叠时刻，系统面临有功-无功调节能力解耦的问题。模块化分区通过进一步计算电气关联路径，在时空维度上重新分配调节资源，利用储能单元的双向功率调节特性为后续电压优化控制提供基础。

为验证本文所提模块化动态分区方法的优越性，在此采用基于 K-means 聚类的传统分区方法进行性能比较。传统方法的分区结果如图 5 和表 2 所示，所选时刻为 12:00。考虑 K-means 算法需要预先确定分区数量，本文研究根据经验法将最佳分区数量设置为 5。

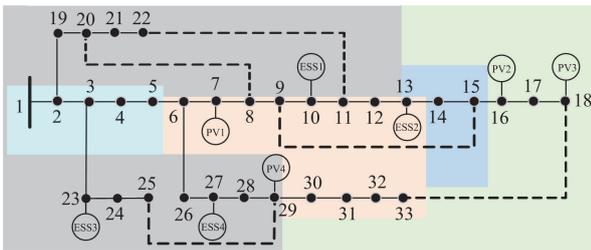


图 5 基于传统方法的有源配电网分区示意图

Fig. 5 Partitioning schematics of active distribution networks based on the traditional method

表 2 传统方法分区结果

Table 2 Partitioning results based on the traditional method

分区方法	区域划分结果	主导节点	
传统方法	区 1	1—5	5
	区 2	6—13, 30—33	7
	区 3	14, 15	15
	区 4	16—18	17
	区 5	19—22, 23—29	23

本文建立由模块度函数、灵敏度与集群电压自治能力组成的评估体系，表 3 据此给出了动态分区方法的性能对比结果。事实上，表 3 数据为某次特定仿真实验的结果，即有源配电网在 12:00 的动态分区性能比较。在该时刻，分布式光伏出力达到顶峰，占总负荷的 67.15%，在本文动态分区方法下，

配电网可划分为 5 个子区，主导节点分别为 20、22、10、13、23，群间和群内灵敏度指标为 0.96 和 0.18。在传统动态分区方法下，分区数量依旧保持在 5 个，主导节点更换为 5、7、15、17、23，群间和群内灵敏度分别为 0.83 和 0.25。基于上述参数，得到了表 3 的模块度、灵敏度和集群电压自治能力计算结果。评估结果表明：尽管本文所提方法使灵敏度小幅下降 0.1，但其他关键指标均获得明显提升，具体表现为模块度提高 2.9%、集群电压自治能力指标增强 20.9%、计算时间减少 24.22%。因此，本文方法在对有源配电网进行动态分区时，能够保证集群内的耦合度更高、集群间的耦合度更弱，且各集群功率分配更趋于平衡，表现出更优秀的分区效果。

表 3 基于动态分区评估体系的各方法性能对比

Table 3 Comparison of the proposed method and traditional method based on dynamic partitioning evaluation framework

分区方法	模块度	灵敏度	集群电压自治能力	计算时间/s
传统方法	0.70	0.89	0.64	15.61
本文方法	0.72	0.79	0.81	11.83

### 3.2 电压优化控制效果分析

在电压优化控制研究中，为证明 SAO 求解高比例分布式电源接入配电网引发的电压越限问题的适应性，选取传统粒子群优化算法 (particle swarm optimization, PSO) 作为对比。图 6 给出了不同智能算法的性能对比。仿真结果表明，SAO 在 5 次迭代内即可达到稳定的收敛状态，目标函数值为 7.25，而 PSO 则需要 32 次迭代才能收敛，目标函数值为 7.42。由于收敛速度和寻优性能的提升，SAO 更适用于求解电压优化控制问题。

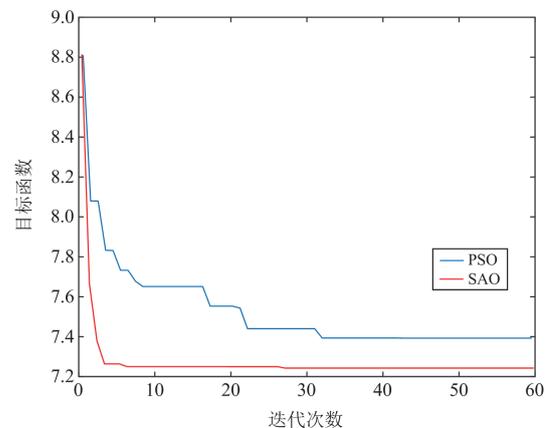


图 6 不同智能算法的性能对比

Fig. 6 Comparison of performance of different intelligent algorithms

图 7 为考虑模块化动态分区的有源配电网的节点电压特性。可以看出，与未经优化和通过 PSO 进行优化模型求解相比，通过 SAO 求解模型后，系统电压偏差明显减小，节点电压总体保持在 1.04 p.u. 水平，节点电压平均偏移值为 0.05 p.u.，其电压控制精度显著优于 PSO。此外，SAO 可在 12.01 s 完成全局搜索，PSO 需耗时 15.68 s，相比而言 SAO 可缩短 23.41% 的决策时间，提高有源配电网的电压优化控制效率。

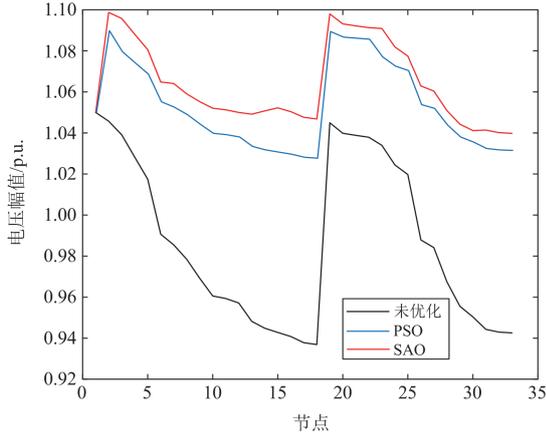


图 7 考虑模块化动态分区的有源配电网节点电压特性  
Fig. 7 Node-voltage optimization features of active distribution networks considering modular dynamic partitioning

需要补充的是，为进一步验证模块化动态分区下电压优化控制方法的优势，本文亦开展了不考虑动态分区的有源配电网电压优化控制仿真，其结果如图 8 所示。通过对比图 7 和图 8，结果表明：引入模块化动态分区策略能将电压平均偏移值由 0.07 p.u. 降至 0.05 p.u.，降幅达 28.6%，更好地保障了配电网电能质量。

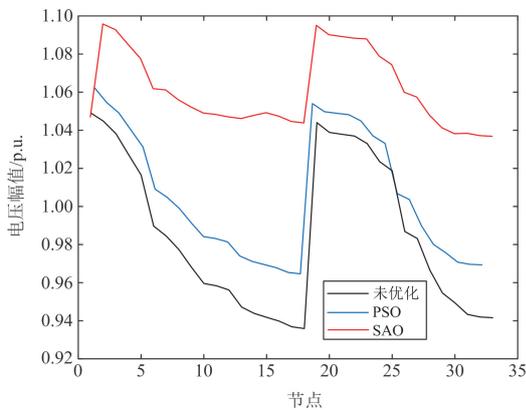


图 8 不考虑动态分区的有源配电网节点电压特性  
Fig. 8 Node-voltage optimization features of active distribution networks without considering dynamic partitioning

面向有源配电网电压优化控制改进主要包括 3 个方面：1) 分区方法通过电气耦合性分析，将高维优化问题分解为低维子问题，有效降低了计算复杂度；2) 各分区可针对区内电压特性灵活调节，避免了不分区下全局优化控制指令平均化导致的调节滞后问题；3) 分区方法适应于源荷变化需求，通过各主导节点的协调配合，提升了整体控制效率与调节精度。

图 9 为考虑模块化动态分区的有源配电网网损优化特性。结果表明，优化前的有源配电网网损为 0.022 MW，采取本文方法的网损为 0.015 MW，平均优化时间为 10.5 s。此外，图 10 给出了不考虑模块化动态分区的有源配电网网损优化特性。可以看出，平均网损为 0.017 MW，采取模块化动态分区有效降低了 11.8% 的有源配电网网损。

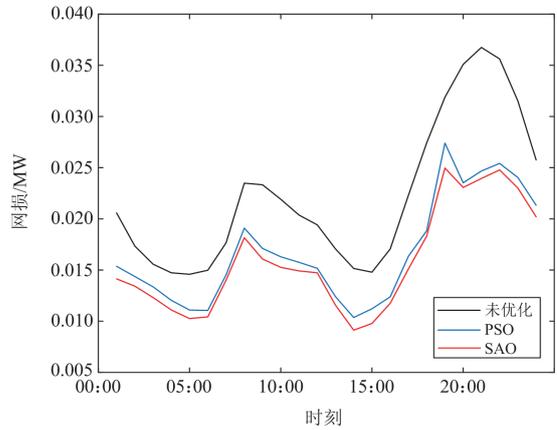


图 9 考虑模块化动态分区的有源配电网网损优化特性  
Fig. 9 Loss optimization features of active distribution networks considering modular dynamic partitioning

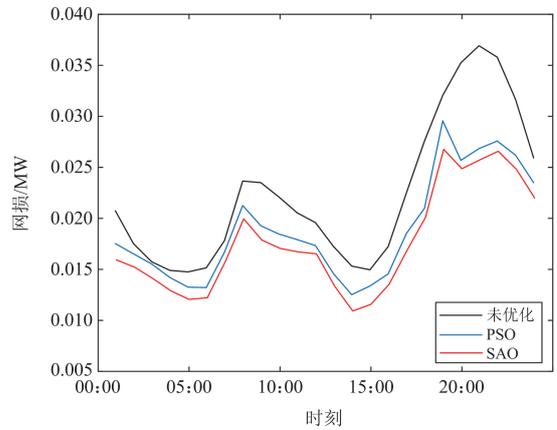


图 10 不考虑模块化动态分区的有源配电网网损优化特性  
Fig. 10 Loss optimization features of active distribution networks without considering modular dynamic partitioning

## 4 结论

本文提出了一种考虑模块化动态分区的有源配电网电压优化控制方法, 结合理论建模、仿真分析及性能比较, 验证了所提方法的有效性和合理性。相关结论如下所述。

1) 本文所提模块化动态分区方法性能优于传统聚类分区方法, 表现在模块度指标提高 2.9%、集群电压自治能力指标增强 20.9%。说明本文所提方法在对有源配电网进行动态分区时, 能够保证集群内的耦合度更高、集群间的耦合度更弱且各集群功率分配更趋于平衡, 体现出更优秀的动态分区效果。

2) 本文所提电压优化控制方法能够有效地降低网损和提升节点电压稳定性。与传统 PSO 算法相比, SAO 算法的应用可获取更好的全局最优解并缩短决策时间, 提高有源配电网的电压优化控制效率。

在后续研究中, 拟开展静止无功补偿器等多类型无功补偿装置与本文电压优化控制方法的结合, 综合校验所提方法在大规模复杂配电网的适用性, 为进一步推动其应用奠定坚实的理论基础。

## 参考文献

- [1] 杜婉琳, 王玲, 罗威, 等. 基于深度强化学习的有源配电网电压分层控制策略[J]. 发电技术, 2024, 45(4): 734-743.  
DU Wanlin, WANG Ling, LUO Wei, et al. Voltage hierarchical control strategy of active distribution network based on deep reinforcement learning[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(4): 734-743.
- [2] 王超, 侯凯翔, 吴铁洲, 等. 基于动态级联自抗扰的交流微网直流母线稳压控制[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(7): 115-124.  
WANG Chao, HOU Kaixiang, WU Tiezhou, et al. Dynamic cascade active disturbance rejection-based DC bus stabilizing control for an AC microgrid[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(7): 115-124.
- [3] 蒋春容, 朱博汶, 周旭峰, 等. 基于分布式光伏集群控制的主动配电网电压优化策略[J]. 电力工程技术, 2025, 44(3): 188-200.  
JIANG Chunrong, ZHU Bowen, ZHOU Xufeng, et al. Voltage optimization strategy for active distribution network based on distributed photovoltaic cluster control[J]. Electric Power Engineering Technology, 2025, 44(3): 188-200.
- [4] 王瑞, 商飞, 王良全. 基于 LabVIEW 的光伏逆变器低电压穿越检测方法研究[J]. 电测与仪表, 2023, 60(3): 178-184.  
WANG Rui, SHANG Fei, WANG Liangquan. Research on low voltage ride through detection method of photovoltaic inverter based on LabVIEW[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(3): 178-184.
- [5] 刘双, 张建周, 王汉林, 等. 考虑多无功源的光伏电站两阶段无功电压协调控制策略[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(11): 120-125, 168.  
LIU Shuang, ZHANG Jianzhou, WANG Hanlin, et al. Two-stage reactive power and voltage coordinated control strategy for photovoltaic power station considering multiple reactive power sources[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(11): 120-125, 168.
- [6] 杨爱纲, 杨淼然, 谢立君, 等. 含分布式电源配电网的两阶段电压控制分区方法[J]. 电力工程技术, 2025, 44(3): 219-227.  
YANG Aigang, YANG Miaoran, XIE Lijun, et al. Two-stage voltage control partitioning method for distribution network containing distributed generation[J]. Electric Power Engineering Technology, 2025, 44(3): 219-227.
- [7] SU Changsheng, YIN Chunya, LI Fengting, et al. A novel recovery strategy to suppress subsequent commutation failure in an LCC-based HVDC[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2024, 9(1): 38-51.
- [8] 颜伟, 陈思柔, 沈海江, 等. 配变低压无功补偿装置的运行状态评估指标体系[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(4): 25-31.  
YAN Wei, CHEN Sirou, SHEN Haijiang, et al. Index system of operational status evaluation for reactive-power compensation device at low-voltage side of distribution transformer[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(4): 25-31.
- [9] ROSTAMI S M, HAMZEH M, NAZARIPOUYA H. Distributed cooperative reactive power control of PV systems with dynamic leader[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2024, 20(6): 8972-8982.
- [10] 贺宇阳, 马千里, 于飞, 等. 基于 CRS-LMD 和 SVD 的 MMC-HVDC 线路故障测距方法[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(1): 121-132.  
HE Yuyang, MA Qianli, YU Fei, et al. Fault location of an MMC-HVDC line based on CRS-LMD and SVD[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(1): 121-132.
- [11] 莫石, 徐秋实, 卢子敬, 等. 模糊分割多目标风险框架下电网连锁故障运行风险评估[J]. 中国电力, 2024, 57(2): 41-48.  
MO Shi, XU Qiushi, LU Zijing, et al. Fuzzy partitioned multi-objective risk framework based operational risk assessment of cascading failure for power grid[J]. Electric Power, 2024, 57(2): 41-48.
- [12] 周林, 任伟, 廖波, 等. 并网型光伏电站无功电压控制[J]. 电工技术学报, 2015, 30(20): 168-175.  
ZHOU Lin, REN Wei, LIAO Bo, et al. Reactive power and voltage control for grid-connected PV power plants[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(20): 168-175.

- [13] 李帅虎, 邹谈, 李汉典, 等. 基于云边协同的低压配电台区 DG 分阶段电压控制策略[J]. 电力科学与技术学报, 2025, 40(3): 52-60, 122.  
LI Shuaihu, ZOU Tan, LI Handian, et al. Phased voltage control strategy for DG in low-voltage distribution station areas based on cloud-edge collaboration[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2025, 40(3): 52-60, 122.
- [14] DONG Xinzhou, GUAN Eryong, JING Liuming, et al. Simulation and analysis of cascading faults in hybrid AC/DC power grids[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2020, 115.
- [15] 李慧斌, 刘翔宇, 顾雪平, 等. 考虑区域间灵活性资源互济的日前分散协调调度策略[J]. 电测与仪表, 2025, 62(5): 120-129.  
LI Huibin, LIU Xiangyu, GU Xueping, et al. Day-ahead distributed coordination scheduling strategy considering flexible resources mutual aid among regional grid[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2025, 62(5): 120-129.
- [16] PARK B, SU Xiaowen, SUN Kai, et al. An enhanced OPA model: incorporating dynamically induced cascading failures[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(6): 4962-4965.
- [17] CHEN Changsheng, MA Shiyong, SUN Kai, et al. Mitigation of cascading outages by breaking inter-regional linkages in the interaction graph[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(2): 1501-1511.
- [18] 李雪, 职梦磊, 姜涛, 等. 电力系统电压稳定域边界的全纯嵌入搜索方法[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(10): 123-134.  
LI Xue, ZHI Menglei, JIANG Tao, et al. Holomorphic embedding searching method for voltage stability region boundary of power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(10): 123-134.
- [19] WANG Baohua, ZHANG Shun. A subjective and objective integration approach of determining weights for trustworthy measurement[J]. IEEE Access, 2018, 6: 25829-25835.
- [20] 王延峰, 曹育晗, 孙军伟. 基于多策略改进金豺算法优化 LSTM 的短期电力负荷预测[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(14): 95-102.  
WANG Yanfeng, CAO Yuhang, SUN Junwei. Short-term power load forecasting based on multi-strategy improved golden jackal algorithm-optimized LSTM[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(14): 95-102.
- [21] JIA Heming, YOU Fangkai, WU Di, et al. Improved snow ablation optimizer with heat transfer and condensation strategy for global optimization problem[J]. Journal of Computational Design and Engineering, 2023, 10(6): 2177-2199.
- [22] 刘成骏, 娄骐, 徐一骏, 等. 基于光量子计算机的电网停电后分区模型及量子比特扩容方法[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(11): 80-90.  
LIU Chengjun, LOU Qi, XU Yijun, et al. Partitioning model and qubit expansion method for power grid blackout based on optical quantum computers[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(11): 80-90.
- [23] 李宽, 黄强, 吕学宾, 等. 抑制高压直流系统后续换相失败的定关断角控制改进方法[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(6): 109-119.  
LI Kuan, HUANG Qiang, LÜ Xuebin, et al. Enhanced extinction angle control for subsequent commutation failure mitigation in HVDC system[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(6): 109-119.
- [24] 栗峰, 丁杰, 周才期, 等. 新型电力系统下分布式光伏规模化并网运行关键技术探讨[J]. 电网技术, 2024, 48(1): 184-199.  
LI Feng, DING Jie, ZHOU Caiqi, et al. Key technologies of large-scale grid-connected operation of distributed photovoltaic under new-type power system[J]. Power System Technology, 2024, 48(1): 184-199.
- [25] 黄冬梅, 杨凯, 余京朋, 等. 考虑净负荷均衡的分布式光伏集群电压调控策略研究[J]. 电网技术, 2024, 48(10): 4275-4287.  
HUANG Dongmei, YANG Kai, YU Jingpeng, et al. Research on voltage regulation strategy of distributed photovoltaic cluster considering the payload balancing[J]. Power System Technology, 2024, 48(10): 4275-4287.
- [26] 杨茂, 张书天, 王勃. 基于因果正则化极限学习机的风电功率短期预测方法[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(11): 127-136.  
YANG Mao, ZHANG Shutian, WANG Bo. Short-term wind power forecasting method based on a causal regularized extreme learning machine[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(11): 127-136.
- [27] 张稳, 盛万兴, 刘科研, 等. 高渗透率分布式电源按节点关键性接入配电网的运行风险评估[J]. 高电压技术, 2021, 47(3): 937-947.  
ZHANG Wen, SHENG Wanxing, LIU Keyan, et al. Operation risk assessment of high penetration distributed generation connected to distribution network according to node criticality[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(3): 937-947.
- [28] LOTFI H, HAJIABADI M E, PARSADUST H. Power distribution network reconfiguration techniques: a thorough review[J]. Sustainability, 2024, 16(23).
- [29] XU X, NIE D, XU W, et al. Reconfiguration of low-voltage distributed power sources within electric power's distribution network based on improved particle swarm-fish swarm fusibility algorithm[J]. Scientific Reports, 2024, 14.
- [30] 刘天蔚, 边晓燕, 吴珊, 等. 电力系统碳排放核算综述

- 与展望[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(4): 176-187.
- LIU Tianwei, BIAN Xiaoyan, WU Shan, et al. Overview and prospect of carbon emission accounting in electric power systems[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(4): 176-187.
- [31] ZUBO R H A, MOKRYANI G, RAJAMANI H S, et al. Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: a review[J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2016, 72: 1177-1198.
- [32] 李彦君, 刘友波, 冉金周, 等. 深度学习驱动的电网无功-电压优化控制策略模型[J]. 电测与仪表, 2023, 60(11): 165-173.
- LI Yanjun, LIU Youbo, RAN Jinzhou, et al. Optimal control strategy model of reactive power-voltage in power grid driven by deep learning[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(11): 165-173.
- [33] 葛津铭, 刘英儒, 庞丹, 等. 含高渗透率光伏电网的集群划分电压控制策略[J]. 高电压技术, 2024, 50(1): 74-82.
- GE Jinming, LIU Yingru, PANG Dan, et al. Cluster partitioning voltage control strategy for high penetration photovoltaic distribution networks[J]. High Voltage Technology, 2024, 50(1): 74-82.
- [34] 王晶, 袁懿, 邵尹池, 等. 考虑资源储备度的主动配电网多目标集群划分与电压控制方法[J]. 中国电力, 2023, 56(12): 69-79.
- WANG Jing, YUAN Yi, SHAO Yinchi, et al. Multi objective cluster partitioning and voltage control method for active distribution networks considering resource reserve[J]. Electric Power, 2023, 56(12): 69-79.
- [35] 江友华, 刘弘毅, 叶尚兴, 等. 考虑电压质量及灵活性的高比例新能源配电网储能-无功优化配置[J]. 电力建设, 2023, 44(9): 68-79.
- JIANG Youhua, LIU Hongyi, YE Shangxing, et al. Energy-storage and reactive-power optimization of a high-proportional new energy distribution network considering voltage quality and flexibility[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(9): 68-79.
- [36] 王建, 熊张恣, 南东亮, 等. 灾害天气下计及一二次设备耦合故障的电网短时风险评估[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(9): 16-26.
- WANG Jian, XIONG Zhangmin, NAN Dongliang, et al. Short-time risk assessment of a power grid in weather disasters considering the coupled faults of primary and secondary equipment[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(9): 16-26.
- [37] 齐韵英, 许潇, 殷科, 等. 基于深度强化学习的含储能有源配电网电压联合调控技术[J]. 电力建设, 2023, 44(11): 64-74.
- QI Yunying, XU Xiao, YIN Ke, et al. Voltage coregulation technology of active distribution network with energy storage based on deep reinforcement learning[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(11): 64-74.
- [38] 杨悦, 陈宇航, 成龙, 等. 考虑节点功率储备与GIN中心性的主动配电网动态集群电压控制[J]. 电网技术, 2024, 48(2): 618-632.
- YANG Yue, CHEN Yuhang, CHENG Long, et al. Power reserve and GIN centrality of buses considered dynamic cluster voltage control of active distribution networks[J]. Power System Technology, 2024, 48(2): 618-632.
- [39] 马启鹏, 郝正航, 张裕, 等. 含高渗透率分布式光伏配电网的网络分区与电压协调控制[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(3): 93-102, 108.
- MA Qipeng, HAO Zhenghang, ZHANG Yu, et al. Network partition and voltage coordination control of distributed PV power distribution network with high permeability[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(3): 93-102, 108.
- [40] 王洪彬, 周念成, 王伟, 等. 基于行波模式分解的特高压直流输电线路双端行波测距方法[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(1): 109-120.
- WANG Hongbin, ZHOU Niancheng, WANG Wei, et al. A double-terminal fault location method for UHVDC transmission lines based on traveling wave mode decomposition[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(1): 109-120.
- [41] XIAO Y, CUI H, ABDELAZIM G H, et al. MSAO: a multi-strategy boosted snow ablation optimizer for global optimization and real-world engineering application[J]. Advanced Engineering Informatics, 2024, 61.
- [42] ZHAO H, ZHOU H, YAO W, et al. Multi-stage sequential network energy control for offshore AC asymmetric fault ride-through of MMC-HVDC system integrated offshore wind farms[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2023, 151.
- [43] 张琳, 谢洪途, 赵路路, 等. 混合能源直流微电网能源优化管控策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(3): 141-151.
- ZHANG Lin, XIE Hongtu, ZHAO Lulu, et al. Energy optimization and control strategy for a hybrid energy DC microgrid[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(3): 141-151.

收稿日期: 2025-03-11; 修回日期: 2025-07-14

作者简介:

曹玉媛(1994—), 女, 硕士, 研究方向为新能源消纳、虚拟电厂技术和电力市场经济;

陈磊(1982—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统故障防御与稳定控制。E-mail: chen\_lei@whu.edu.cn

(编辑 张颖)