

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250612

# 考虑暂态电压安全性与网络拓扑特征的无功电压分区方法

莫静山<sup>1</sup>, 范凯民<sup>1</sup>, 胡显文<sup>2</sup>, 宋娜<sup>1</sup>, 闫广贤<sup>3</sup>, 董庆禹<sup>1</sup>

(1. 现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室(东北电力大学), 吉林 吉林 132012; 2. 国网湖北省电力有限公司黄石供电公司, 湖北 黄石 435000; 3. 国网宿州市埇桥区供电公司, 安徽 宿州 234100)

**摘要:** 针对交直流混联系统暂态电压安全与控制问题, 提出一种融合暂态电压安全性与网络拓扑特征的无功电压分区方法。首先, 定义了反映故障期间电压恢复能力和时间裕度的暂态电压安全性指标以及表征系统拓扑的短路阻抗, 并据此分别构建了暂态电压特征距离与短路阻抗距离。然后, 基于上述两种距离, 分别形成了两套初始分区方案。同时, 筛选出两套方案中均被分到同一区域的节点群, 形成独立区域(共识区域), 而未能达成共识的节点则各自形成独立区域, 从而形成了一套融合双重特征的初始分区方案。其次, 采用改进层次聚类法, 以区域间暂态电压特征距离最小为准则, 在分区原则约束下逐步聚合初始分区中的高相似区域。最后, 通过最大化模块度指标自适应确定最优分区结构。在改进的 IEEE39 节点系统中验证了所提方法的有效性。

**关键词:** 无功电压分区; 暂态电压; 短路阻抗; 层次聚类; 模块度指标

## A reactive power-voltage zoning method considering transient voltage security and network topology characteristics

MO Jingshan<sup>1</sup>, FAN Kaimin<sup>1</sup>, HU Xianwen<sup>2</sup>, SONG Na<sup>1</sup>, YAN Guangxian<sup>3</sup>, DONG Qingyu<sup>1</sup>

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control and Renewable Energy Technology, Ministry of Education, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China; 2. State Grid Huangshi Power Supply Company, Huangshi 435000, China; 3. Suzhou Yongqiao District Power Supply Company, State Grid Anhui Electric Power Co., Ltd., Suzhou 234100, China)

**Abstract:** To address transient voltage stability and control issues in AC/DC hybrid power systems, a reactive power-voltage zoning method that integrates transient voltage security and network topological characteristics is proposed. First, transient voltage security indices reflecting voltage recovery capability and time margin during faults are defined, along with short-circuit impedance to characterize system topology. Based on these, a transient voltage characteristic distance and a short-circuit impedance distance are constructed, respectively. Then, two initial zoning schemes are formed according to the two distance measures. Nodes that are assigned to the same zone in both schemes are selected to form independent zones (consensus zones), while nodes that fail to reach consensus form independent zones, thereby yielding an initial zoning scheme that combines both features. Next, an improved hierarchical clustering method is applied to progressively merge highly similar zones in the initial scheme, using the minimum inter-zone transient voltage characteristic distance as the criterion under zoning principle constraints. Finally, the optimal zoning structure is adaptively determined by maximizing the modularity index. The effectiveness of the proposed method is validated through simulations on a modified IEEE 39-bus system.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52307084).

**Key words:** reactive power-voltage zoning; transient voltage; short-circuit impedance; hierarchical clustering; modularity index

## 0 引言

随着新能源的大规模接入与大规模特高压交直

流混联电网的逐步形成, 电压稳定与电压控制方面的新挑战日益显著<sup>[1-3]</sup>, 迫切需要将原有侧重于稳态应用的自动电压控制理论进一步推进到动态层面, 形成稳态-动态相互衔接、预防控制和紧急控制相互协调的完整电压控制体系<sup>[3]</sup>。自动电压控制通过将

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52307084)

电网划分为多个区域进行协调控制,有效维持节点电压水平<sup>[4-5]</sup>。传统分区方法包括:以节点间的无功-电压灵敏度<sup>[6-7]</sup>或以节点间的阻抗<sup>[8]</sup>为电气距离<sup>[9]</sup>,结合专家知识<sup>[10]</sup>、聚类算法<sup>[11]</sup>、社区挖掘法<sup>[12]</sup>进行无功电压分区。然而,传统分区方法面临诸多挑战:1)传统方法多聚焦于稳态场景,对暂态电压控制需求响应不足,难以满足现代电网对动态稳定性的要求<sup>[13]</sup>;2)难以动态评估分区质量,依赖先验知识确定分区数量;3)计算复杂度高,处理大规模电网时效率低下<sup>[14]</sup>。

近年来,针对上述问题,学者们提出了多种改进方法。在稳态分区领域,文献[15]提出基于电压临界稳定状态的无功电压分区方法,通过动态潮流方程构建电气距离矩阵,结合自适应近邻传播聚类实现分区,但其分区点选择依赖于静态临界状态,难以反映暂态过程的动态耦合特性。文献[16]采用平衡深度社区检测算法进行快速分区,并利用模块度指标评估分区质量。然而,该方法基于静态电气距离,未能充分考虑电网暂态特征,因此对分区结果的鲁棒性有所影响。文献[17]面向新型电力系统潮流波动问题,设计混合边权与并行GN算法提升分区鲁棒性,但其电气距离的定义仍过于依赖稳态灵敏度,对暂态电压安全性评估不足。文献[18]提出基于标签传播的配电网动态分区方法,利用潮流追踪与模块度指标应对可再生能源不确定性,但其聚焦于配电网有功平衡,未涉及暂态电压无功支撑需求。文献[19]构建电耦合强度矩阵表征节点间的电气耦合关系,利用稀疏自编码器对高维矩阵进行特征提取与降维,并结合改进的K-means算法对特征序列聚类,但稀疏自编码器的训练过程耗时较长,尤其在大规模电网中,深度学习模型的离线训练可能难以满足在线分区需求。

在暂态分区领域,文献[20]通过暂态电压波动的幅值和波动持续时间定义节点电压波动程度指标,引入余弦相似度衡量节点之间的联系程度。该方法能根据各节点的暂态电压特性进行聚类划分,但是不能保证各个区域内有足够的无功裕度,而且部分节点的划分结果不合理。

针对上述问题,本文提出一种融合暂态与稳态特性的电网动态分区方法。首先,以发电机节点为核心构建具备无功支撑能力的初始分区;其次,并行计算暂态电压特征距离与短路阻抗距离,形成两套初始分区方案;然后,基于共识机制提取共区域节点,并以改进的层次聚类算法结合模块度函数,依据暂态电压距离自适应优化分区数量与结构;最后,以改进的IEEE39节点系统的仿真结果验证了

所提方法的有效性和合理性。

## 1 分区指标

### 1.1 基于暂态电压安全性的电气距离评价指标

在电力系统暂态过程中,物理量(如电压、频率等)的下降是否在设定范围内,是评估电力系统安全性的重要依据。《电力系统安全稳定导则》<sup>[21]</sup>中规定:“在电力系统经历扰动后的暂态和动态过程中,负荷母线电压能够恢复到规定的运行电压水平以上。”为了能量化故障期间系统中各母线的电压安全水平,本文基于上述规定,综合考虑故障期间母线电压的幅值裕度与时间裕度,构造了能够衡量母线暂态电压安全性的评价指标。暂态电压安全裕度的计算如式(1)所示。

$$\eta = \begin{cases} \frac{V_{th} - V_{min}}{V_{th}} + \frac{T_b}{T_{th}} & 0 \leq T_b < T_{th} \\ \frac{V_{th} - V_{min}}{V_{th}} + \frac{T_b}{T_{th}} + 1 & T_b \geq T_{th} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $\eta$ 为暂态电压安全裕度指标; $V_{th}$ 为电压的安全阈值,取值为0.75 p.u.; $V_{min}$ 为故障期间母线电压跌落的最低值; $T_b$ 为故障发生后母线电压低于 $V_{th}$ 的持续时间; $T_{th}$ 为故障发生后母线电压低于 $V_{th}$ 的可容忍时间,取值为1 s<sup>[22]</sup>。其中 $V_{th}$ 和 $T_{th}$ 是依据文献[22]中的标准进行理论设置的,对于不同场景,上述安全阈值会存在一定差异,但这种差异通常在一个相对有限的范围内,在实际应用过程中还应当结合电网自身的特点对上述安全阈值进行设置。

$\eta$ 的取值会随着故障程度的不同而发生变化,当 $V_{min} \geq V_{th}$ 时, $T_b$ 一定为0,所以 $\eta$ 的取值范围为 $(-1, 0)$ ;当 $V_{min} < V_{th}$ 且 $0 < T_b < T_{th}$ 时,此时 $\eta$ 的取值范围为 $(0, 2)$ ;当 $V_{min} < V_{th}$ 且 $T_b \geq T_{th}$ 时,此时 $\eta$ 的取值范围为 $[2, +\infty)$ 。从上述取值范围可以看出,电压跌落程度越低,故障时间越长,系统面临暂态电压失稳的风险就越高。

基于暂态电压安全性指标,定义节点间的暂态电压特征距离如式(2)所示。

$$d(i, j) = |\eta_i - \eta_j| \quad (2)$$

式中: $d(i, j)$ 为节点 $i$ 、 $j$ 间的暂态电压特征距离,其值越小,说明两节点越相似; $\eta_i$ 、 $\eta_j$ 分别为节点 $i$ 、 $j$ 的暂态电压安全裕度。

对于不同的典型故障,其暂态电压安全裕度会存在较大差别,故以此为判据,能够实现针对性分区,当典型故障改变时,分区结构也会发生变化。

## 1.2 基于拓扑特征的电气距离评价指标

拓扑特征指电力系统中网络结构的固有物理属性, 这些属性在正常运行状态下保持相对稳定, 不随时间或系统动态变化而显著改变<sup>[23]</sup>。短路阻抗仅与网络拓扑结构和参数有关, 与潮流状态无关。本文利用这一特性, 引入短路阻抗来表征网络的拓扑特征。

短路阻抗是衡量发电机节点(PV 节点和平衡节点)对负荷节点(PQ 节点)的电压控制能力的指标<sup>[24]</sup>, 其定义如式(3)所示。

$$Z(f_i, g_j) = (\dot{V}_{f_i} / \dot{I}_{f_i})_{(U_{g_j}=0)} \quad (3)$$

式中:  $Z(f_i, g_j)$  表示负荷节点  $f_i$ 、发电机节点  $g_j$  间的短路阻抗, 其物理意义是: 当负荷节点  $f_i$  注入单位电流时, 发电机节点  $g_j$  接地, 其他负荷节点及其他发电机节点都开路的条件下, 负荷节点  $f_i$  的电压即为负荷节点  $f_i$  与发电机节点  $g_j$  间的短路阻抗;

$\dot{V}_{f_i}$  为负荷节点  $f_i$  注入单位电流时, 某一发电机节点接地, 在其他负荷节点及其他发电机节点都开路的条件下, 负荷节点  $f_i$  的电压;  $\dot{I}_{f_i}$  为注入负荷节点  $f_i$  的单位电流;  $U_{g_j} = 0$  表示发电机节点  $g_j$  的电压为 0。

基于短路阻抗, 定义发电机节点与负荷节点的距离如式(4)所示。

$$D(f_i, g_j) = |Z(f_i, g_j)| \quad (4)$$

式中:  $D(\cdot, \cdot)$  为短路阻抗距离。距离越小, 说明负荷节点距离短路点越近。

## 2 分区原则

### 2.1 连通性原则

连通性原则在电网划分中, 确保每个分区内部的所有节点通过直接或间接的电气连接形成一个连通整体。本文使用节点连接矩阵来判断节点间的连接关系, 确保分区内部节点的连通性, 从而维持电网的稳定性和有效的区域控制, 其定义如式(5)所示。

$$A(i, j) = \begin{cases} 1, & \text{节点 } i, j \text{ 相连} \\ 0, & \text{节点 } i, j \text{ 不相连} \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $A$  为节点连接关系。

### 2.2 无功裕度原则

合理的无功电压分区要保证各区域内留有足够的无功裕度。以下 3 个问题的出现对受端交流系统的无功支撑能力提出了更高的要求: 1) 当直流系统接入受端交流系统后, 直流功率的注入易导致电网局部潮流过载, 设备会因功率输送压力增大而出现电压波动, 需要无功容量进行快速补偿; 2) 在运行

方式转换过程中, 由于直流系统与常规机组的无功电压调节特性相反, 会导致两者在系统电压降低时表现出完全相反的无功电压调节特性, 即电压降低时常规机组用于支撑电压所主动增加的无功会被直流系统反向增加的无功吸收, 使得系统用于稳定电压的有效无功总量减少; 3) 直流故障或受端交流系统中的某些故障(如换相失败)会引起换流站吸收大量无功, 从而导致系统急需补充无功容量。因此需要本地机组留有足够的无功储备, 确保区域内部无功裕度充足。综合《电力系统安全稳定计算规范》与现有无功分区方法研究中对区域无功裕度的要求, 本文定义无功裕度原则为: 各区域的无功裕度必须大于 15%<sup>[25]</sup>。无功裕度的定义如式(6)所示。

$$Q_\gamma = \frac{\sum_{j=1}^{N_g} Q_{g_j} - \sum_{i=1}^{N_f} Q_{f_i} - \sum_{k=1}^{N_H} Q_{Hk}}{\sum_{j=1}^{N_g} Q_{g_j}} \times 100\% \quad (6)$$

式中:  $Q_\gamma$  为无功裕度;  $N_g$  为单个区域内发电机数量;  $N_f$  为单个区域内负荷数量;  $N_H$  为单个区域内换流站数量;  $Q_{g_j}$  为发电机  $g_j$  输出的无功功率(包括无功补偿装置);  $Q_{f_i}$  为负荷  $f_i$  的无功功率需求;  $Q_{Hk}$  为换流站  $k$  的无功功率需求。

在无功分区中, 无功裕度原则帮助确保每个分区的无功供应能力足以满足该分区内部设备与负荷正常运行的需求, 从而维持电压水平和系统稳定。

## 3 考虑电网双重特性的动态分区策略

### 3.1 双层初始区域的形成

#### 1) 基于短路阻抗距离的初始分区 1

设电力系统网络中共有  $N$  台发电机节点,  $M$  个负荷节点, 记发电机节点集合为  $G = \{g_1, g_2, \dots, g_N\}$ , 负荷节点集合为  $L = \{f_1, f_2, \dots, f_M\}$ 。以发电机节点数量为分区基数, 建立初始分区映射关系如式(7)所示。

$$\mathcal{R} = \{R_x | R_x = \{g_i\}, \forall g_i \in G\} \quad (7)$$

式中:  $\mathcal{R}$  为发电机节点初始分区方案;  $R_x$  为  $\mathcal{R}$  中的  $x$  区域;  $g_i$  为某一发电机节点。此时每个分区仅包含单个发电机节点。接下来从负荷节点集合中任取一负荷节点  $f_j$ , 利用式(4)计算该负荷节点与所有发电机节点的短路阻抗距离, 找到与该负荷节点短路阻抗距离最近的发电机节点  $g_i^{(1)}$ , 如式(8)所示。

$$g_i^{(1)} = \arg \min_{g_j \in G} D(f_i, g_j) \quad (8)$$

式中:  $g_i^{(1)}$  为与负荷节点  $f_i$  短路阻抗距离最近的发

电机节点。然后,将负荷节点 $f_j$ 归并到与其距离最近的发电机节点所属的分区中,若存在孤立发电机节点,则将其分配到与其直接相连的节点所属的区域中。最终初始分区1的结构如式(9)所示。

$$\mathcal{R}^{(1)} = \{R_1^{(1)}, R_2^{(1)}, \dots, R_N^{(1)}\} \quad (9)$$

式中: $\mathcal{R}^{(1)}$ 为初始分区方案1; $R_N^{(1)}$ 为初始分区方案1中的第 $N$ 个区域。

### 2) 基于暂态电压特征距离的初始分区2

同理以发电机节点作为初始分区,根据式(2)计算负荷节点与发电机节点间的暂态电压特征距离,搜索与其暂态电压特征距离最近的发电机节点,如式(10)所示。

$$g_i^{(2)} = \arg \min_{g_j \in G} d(f_i, g_j) \quad (10)$$

式中: $g_i^{(2)}$ 为与负荷节点 $f_i$ 暂态电压特征距离最近的发电机节点。然后,在保证区域内部节点连通性原则的基础上,将负荷节点归并到与其暂态电压特征距离最近的发电机节点所属的区域中,同时保证最终分区数与 $\mathcal{R}^{(1)}$ 相同。最终初始分区2的结构如式(11)所示。

$$\mathcal{R}^{(2)} = \{R_1^{(2)}, R_2^{(2)}, \dots, R_N^{(2)}\} \quad (11)$$

式中: $\mathcal{R}^{(2)}$ 为初始分区方案2; $R_N^{(2)}$ 为初始分区方案2中的第 $N$ 个区域。

## 3.2 基于共同节点提取与层次聚类的动态区域融合

针对3.1节形成的两个初始分区方案,遍历所有可能的区域对 $(R_x^{(1)}, R_y^{(2)})$ ,寻找其交集为

$$C_{x,y} = R_x^{(1)} \cap R_y^{(2)} \quad (12)$$

式中: $C_{x,y}$ 为共区域体,其值为 $R_x^{(1)}$ 与 $R_y^{(2)}$ 共同包含的节点集合,其中 $x$ 、 $y$ 为区域号。如果在所有的共区域体中存在无发电机节点的区域,则将其按照式(2)分配到与其暂态电压特征距离最小的节点所属的区域。通过跨方案共区域筛选得到的区域集合为 $\mathcal{R}^{(3)} = \{R_1^{(3)}, R_2^{(3)}, \dots, R_P^{(3)}\}$ , $R_P^{(3)}$ 为初始分区方案3中的第 $P$ 个区域,其中每个区域为两套初始分区方案的共区域节点集合。

然后,基于区域间的暂态电压特征距离,采用自底向上的凝聚层次聚类算法完成区域合并,由于凝聚层次聚类计算复杂度较高<sup>[26]</sup>,每次合并两个簇都需要重新计算所有簇之间的距离,所以本节在合并过程中引入第2节中的分区原则作为约束条件,对于无连接关系的两个区域,可不用计算它们间的暂态电压特征距离,从而降低计算的复杂度。区域间的暂态电压特征距离 $S$ 如式(13)所示。

$$S(R_x^{(3)}, R_y^{(3)}) = \frac{1}{B_{R_x^{(3)}} \cdot B_{R_y^{(3)}}} \sum_{i \in R_x^{(3)}} \sum_{j \in R_y^{(3)}} d(i, j) \quad (13)$$

式中: $B_{R_x^{(3)}}$ 、 $B_{R_y^{(3)}}$ 分别为分区方案3中区域 $x$ 、 $y$ 中的节点数量。

合并步骤如下:

1) 在以分区原则为约束的条件下,根据式(13)计算区域对 $(R_x^{(3)}, R_y^{(3)})$ 的暂态电压特征距离 $S(R_x^{(3)}, R_y^{(3)})$ ;

2) 选择相似度最高的区域对 $(R_x^{(3)}, R_y^{(3)})$ 进行合并,生成新的区域 $R_n^{(3)} = R_x^{(3)} \cup R_y^{(3)}$ ;

3) 设置迭代次数 $k = N - 1$ ,更新区域集合 $\mathcal{R}_{k+1}^{(3)} = \mathcal{R}_k^{(3)} \setminus \{R_x^{(3)}, R_y^{(3)}\} \cup \{R_n^{(3)}\}$ ;

4) 记录当前区域集合 $\mathcal{R}_{k+1}^{(3)}$ 及其对应的合并层级。当所有节点聚为一类时停止,生成合并序列 $\{\mathcal{R}_0^{(3)}, \mathcal{R}_1^{(3)}, \dots, \mathcal{R}_{N-1}^{(3)}\}$ 。

为量化分区质量,本文引入模块度指标筛选最优分区方案<sup>[27-28]</sup>,模块度指标如式(14)所示。

$$\lambda = \frac{1}{2m} \sum_{i \neq j} \left( A(i, j) - \frac{k_i k_j}{2m} \right) \delta(R_x^{(3)}, R_y^{(3)}) \quad (14)$$

式中: $\lambda$ 为模块度指标,取值范围为 $[-1, 1]$ ,其值越大说明分区质量越高; $m$ 为网络的总边数; $k_i = \sum_j A(i, j)$ , $k_i$ 为与节点 $i$ 相连的边的权重值之和;

$\delta(R_x^{(3)}, R_y^{(3)})$ 为两节点是否属于同一区域的判据,当节点 $i$ 、 $j$ 同属于一个区域时, $\delta(R_x^{(3)}, R_y^{(3)})=1$ ,否则为0。

## 3.3 分区流程

本文分区流程如图1所示。

## 4 算例分析

本节以IEEE39节点系统作为受端系统,在节点18处接入换流器,送端电压标幺值设为1.05 p.u.。基准容量 $S_B = 100$  MVA;基准电345 kV。节点1—29为PQ节点,节点30、31、33—39为PV节点,节点32为平衡节点。以牛拉法潮流计算模拟交直流系统运行状态。参考文献[29]中提取典型故障场景的方法筛选典型故障。

### 4.1 基于典型故障场景1的仿真分析

#### 4.1.1 初始分区

测试系统共有10个发电机节点,以典型故障场景1为例,按照第3节所提出的考虑电网双重特性的动态分区策略实现针对性分区。典型故障场景1(母线14发生三相金属性接地短路)的母线暂态电

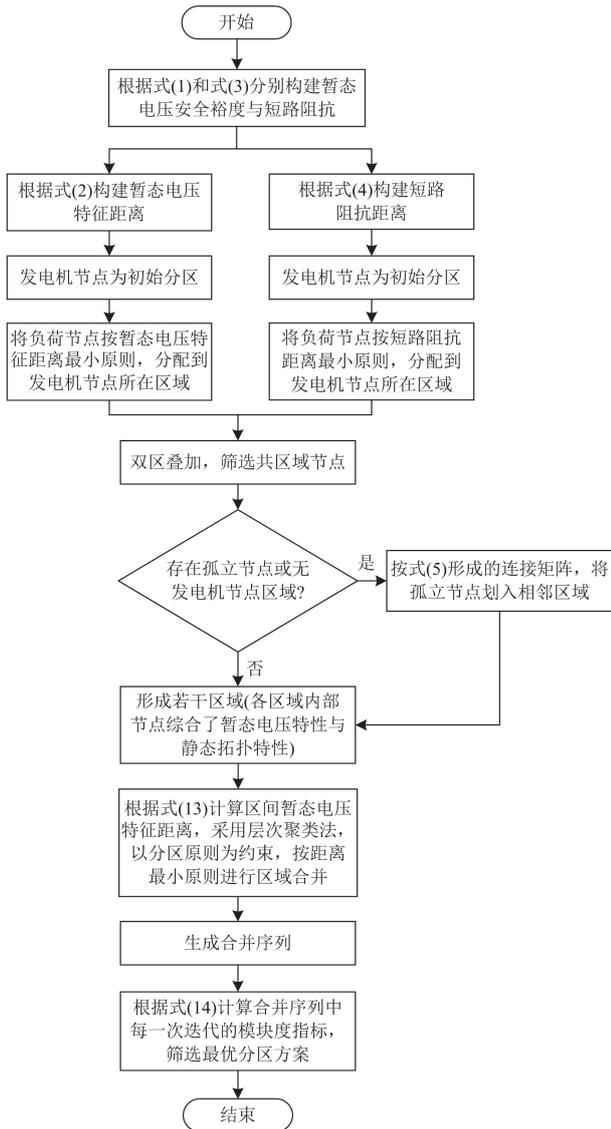


图 1 分区流程图

Fig. 1 Partitioning flow chart

压特征距离热力图如图 2 所示, 负荷节点与发电机节点间的短路阻抗距离热力图如图 3 所示, 其中数值越小, 代表两节点间的“电气距离”越近。

采用短路阻抗距离法和暂态电压特征距离法得到基于短路阻抗距离划分的初始分区 1 和基于暂态电压特征距离划分的初始分区 2, 分别如图 4 和图 5 所示。

在图 4 的分区结果中, 将发电机节点 35、36 划归同一区域, 是基于多重优化考量做出的决策。首先, 由于节点 23 与节点 35 的短路阻抗距离相较于节点 36 更近, 因此优先将节点 23 并入节点 35 所属区域, 以强化区域内电气连接的紧密性; 其次, 针对仅与节点 23 相连的孤立节点 36, 考虑到区域

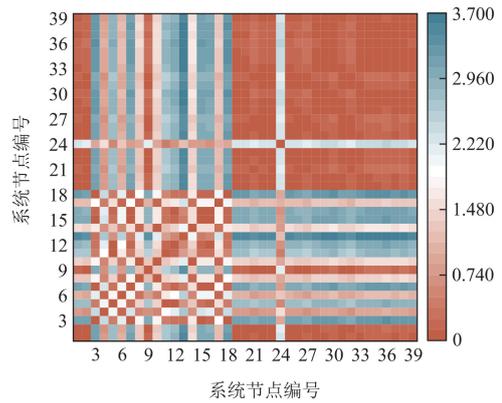


图 2 典型故障场景 1 下的母线暂态电压特征距离热力图  
Fig. 2 Thermal map of bus transient voltage characteristic distance for typical fault scenario 1

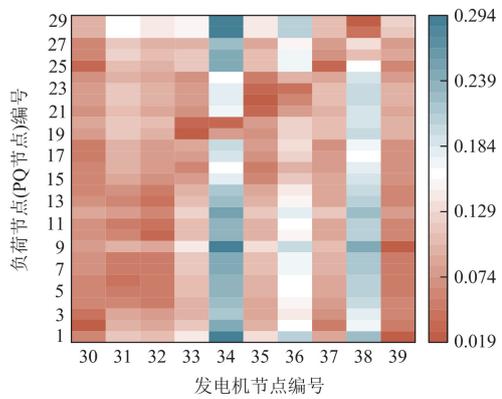


图 3 负荷节点与发电机节点间的短路阻抗距离热力图  
Fig. 3 Thermogram of short circuit impedance distance between load node and generator node

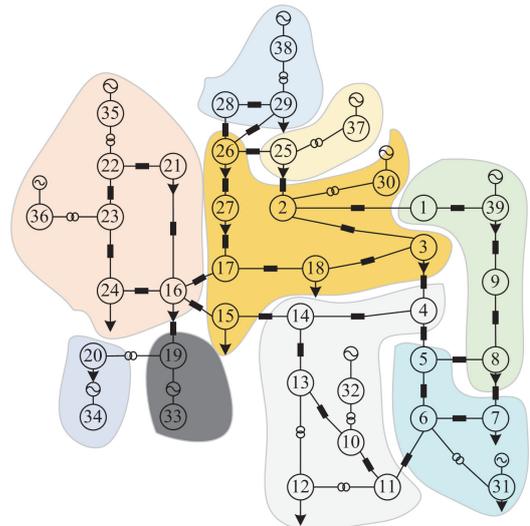


图 4 基于短路阻抗划分的初始分区 1 示意图  
Fig. 4 Schematic diagram of initial partition 1 based on short-circuit impedance division



#### 4.1.2 最终分区

基于 4.1.1 节得到的最终初始分区, 利用自底向上的层次聚类法, 通过式(13)计算区域间的暂态电压特征距离, 以距离最小为目标, 以第 2 节的分区原则为约束, 对最终初始分区进行合并。分区过程如图 7 所示。

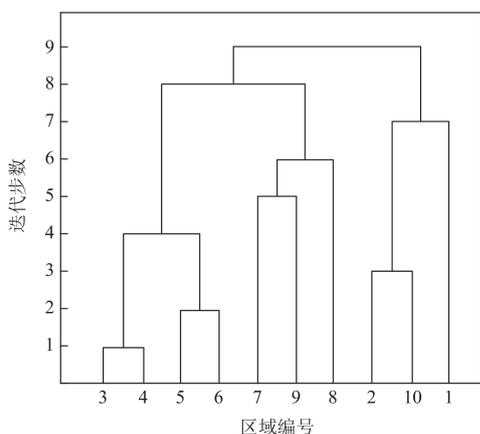


图 7 分区过程示意图

Fig. 7 Schematic diagram of the partitioning process

由图 7 可知, 在算法的第一次迭代中, 系统对所有 10 个初始区域间的暂态电压特征距离进行了全面计算和分析。通过比较各区域间的特征距离, 发现区域 3、4 之间的暂态电压特征距离最为接近, 具有最高的相似度, 因此算法优先将这两个区域进行合并操作。完成第一次迭代后, 系统区域数量从初始的 10 个减少为 9 个。在随后的第二次迭代过程中, 算法只需要计算新合并的区域与其他区域间的暂态电压特征距离即可, 无需重新计算其他区域间的距离, 降低了计算的复杂度, 提升了分区的快速性。按照这种基于最小特征距离的渐进合并策略, 算法通过多次迭代不断聚合相似区域, 最终通过“最小特征距离优先+模块度阈值双判据”策略, 在经过 9 次迭代后将区域数从 10 个压缩至 1 个, 并自动捕捉模块度最大值。该方法通过动态更新局部暂态电压特征距离和渐进式合并策略, 在保证分区质量的同时显著降低了计算复杂度, 实现了分区效率与精度的优化平衡。

记录每一次合并后的模块度函数值, 如图 8 所示。从图 8 可以清晰地观察到, 随着区域合并过程的推进, 模块度函数值呈现动态变化趋势。当区域数量缩减至 4 个时, 模块度函数值达到全局最大, 这表明此时获得的区域划分方案在保持内部紧密性和外部松散性方面达到了最优平衡。对应此最优分区方案的详细数据如表 3 所示, 其分区示意图如图 9 所示。

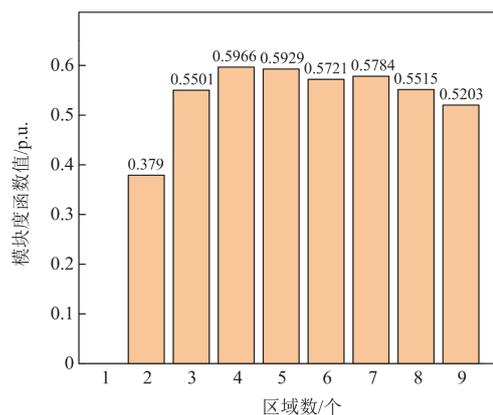


图 8 模块度函数值变化示意图

Fig. 8 Schematic diagram of the change in the value of the modularity function

表 3 模块度函数值最大时的分区方案

Table 3 Partitioning scheme for maximum value of modularity function

区域编号	发电机节点编号	负荷节点编号	无功裕度/%
1	32	10—15	24.3
2	31,39	5—9	30.2
3	33—36	16,19—24	61.0
4	30,37,38	1—4,17,18,25—29	23.9

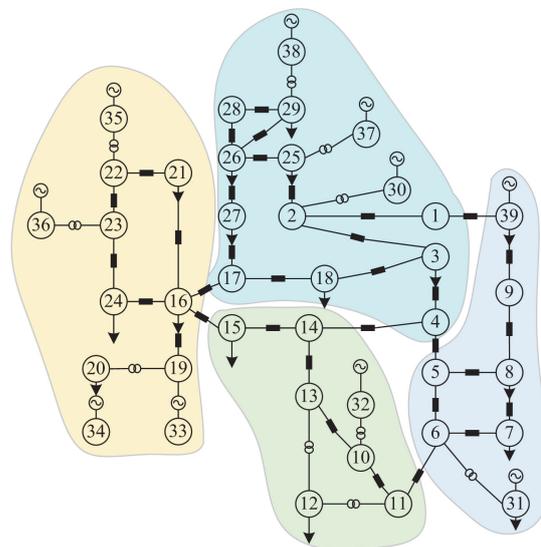


图 9 模块度函数值最大时的分区方案示意图

Fig. 9 Schematic diagram of the partitioning scheme for the maximum value of the modularity function

表 3 的数据结果与图 9 的空间分布特征共同表明, 采用该分区方案后系统不仅完全满足无功裕度原则的指标要求, 同时严格符合节点连通性原则。该算例充分证明了本文所提分区方法在理论上的合理性。

### 4.2 典型故障场景切换时分区方法验证

当典型故障场景切换时，相应的暂态电压特征距离也会发生变化。以典型故障场景 2(母线 6 发生三相金属性接地短路)为例，其母线暂态电压特征距离热力图如图 10 所示。

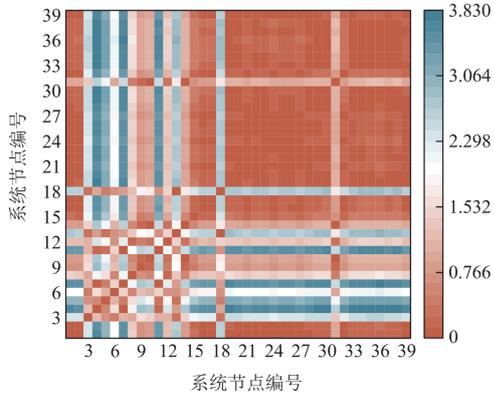


图 10 典型故障场景 2 下的母线暂态电压特征距离热力图  
Fig. 10 Thermal map of bus transient voltage characteristic distance for typical fault scenario 2

该故障场景下的分区方案如表 4 所示，分区示意图如图 11 所示。

表 4 典型故障场景 2 的分区方案

Table 4 Partitioning scenarios for typical failure scenario 2

区域编号	发电机节点编号	负荷节点编号	无功裕度/%
1	30,32,37	2—4,10—15,17,18,25—27	32.5
2	33—36	16,19—24	61.0
3	38	28,29	15.3
4	31,39	1,5—9	19.1

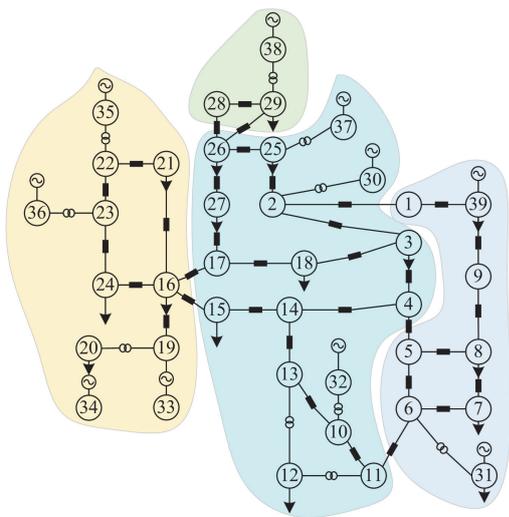


图 11 典型故障场景 2 的分区方案示意图  
Fig. 11 Schematic diagram of a typical failure scenario 2 partitioning scheme

由表 4 可以看出，在不同典型故障切换场景下，本文提出的动态分区方法能够根据系统暂态电压特征距离的实时变化，自适应地调整分区结构。这种动态调整机制能够灵活适配不同故障工况下的区域无功需求。

### 4.3 对比分析

为进一步说明本文所提分区方法的优越性与合理性，选取典型故障场景 1 下的分区结果与文献[8]和文献[20]进行对比分析，如表 5 所示。

表 5 分区结果对比

Table 5 Comparison of partitioning results

区域编号	不同方法下的分区结果		
	本文方法	文献[8]	文献[20]
1	10—15,32	1,9,39	1,9,39
2	5—9,31,39	2,3,17,18,25—27,30,37	2,3,15—18,21—27,30,35—37
3	16,19—24,33—36	4—8,10—14,31,32	4—8,10—14,31,32
4	1—4,17,18,25—30,37,38	28,29,38	28,29,38
5	—	19,20,33,34	19,20,33,34
6	—	15,16,21—24,35,36	—
模块度函数值	0.5966	0.5931	0.5116

由表 5 所示的对比结果可见，本文方法与文献[8]和文献[20]的分区方法存在显著差异，主要源于方法原理的本质区别：文献[8]采用节点互阻抗量构建电气距离，其核心思想是通过静态阻抗参数量化网络拓扑的电气关联性。虽然该方法计算简便，且能有效表征系统在稳态运行下的拓扑特征，但是无法捕捉故障暂态过程中节点电压动态响应特性，当系统运行方式或故障位置变化时，静态阻抗参数无法动态调整权重，导致分区方案在非预设场景下失配。文献[20]虽引入暂态信息作为电气距离，但是该方法仅考虑非发电机节点的暂态电压变化情况，并针对所有故障情景给出了一种统一的分区方案，其固定分区模式难以适应不同典型故障场景的动态无功需求，而且其采用的电压波动程度指标蕴含复杂的积分运算，不能满足分区快速性的需求。在模块度指标方面，本文分区方案的模块度值达到 0.5966，高于另外两种方法，说明本文分区方案的质量优于另外两种分区方案。

表 6 展示了本文方法与文献[8]和文献[20]所提方法的无功裕度校验结果。可以看出，两个文献方法存在分区内无功裕度不足的缺陷，造成这一现象的原因是：文献[8]仅考虑了电网的物理结构，文献[20]仅考虑了电网的暂态电压特征，没有充分考虑

发电机的无功储备, 而本文方案则确保所有分区均满足裕度要求, 进一步说明了本文分区方法的优越性。

表 6 无功裕度校验结果

Table 6 Reactive margin calibration results

方法	各分区无功裕度/%					
	1	2	3	4	5	6
本文方法	24.3	30.2	61.0	23.9	—	—
文献[8]	-157.7	71.2	56.2	15.3	72.9	-20.5
文献[20]	-157.7	28.9	56.2	15.3	72.9	—

#### 4.4 在电力系统优化控制方面的应用

为验证上述所得分区结果能够有效应用于电力系统的调度与控制, 本节通过基于分区下的无功优化与无分区的无功优化进行对比验证。

首先以网损最小为目标, 以有功功率上下限、无功功率上下限、节点电压幅值上下限 ( $V_{\text{MAX}} = 1.05 \text{ p.u.}$ ,  $V_{\text{MIN}} = 0.95 \text{ p.u.}$ ) 以及区域间的功率传输上限作为约束, 采用粒子群优化算法进行求解, 通过设计方案 S1、S2 和 S3 进行仿真对比分析。

S1: 无功优化前;

S2: 无分区的无功优化;

S3: 基于 4.2 节图 11 所示分区方案的无功优化。

图 12 为在 S2 和 S3 方案下网损随迭代次数的变化情况。可以看出, 随着迭代次数的增加, 两种方案下的网损显著降低, 并且基于分区的无功优化在降低网损方面要优于无分区的无功优化。图 13 为受端 39 节点系统无功优化前后各个节点的电压波动情况, 通过 S1 与 S2 的对比可以看出, 经过无功优化后, 节点电压波动情况有了明显改善, 又通过 S2 与 S3 的对比可以看出, 基于分区的无功优化能够进一步地抑制电压的波动, 验证了本文分区方法所得的分区方案在电力系统优化控制方面应用的有效性。

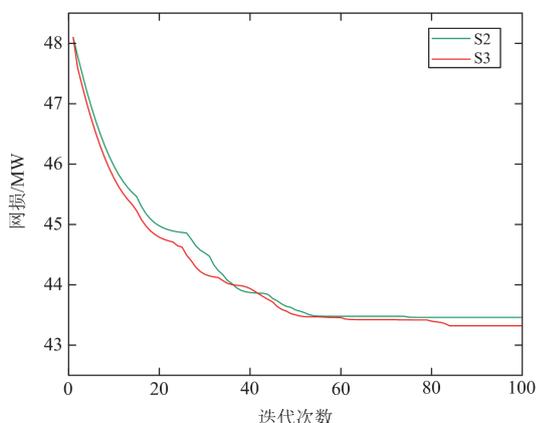


图 12 网损优化过程

Fig. 12 Network loss optimization process

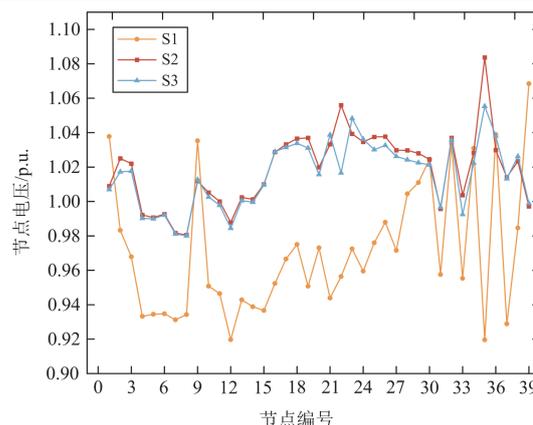


图 13 调压效果对比

Fig. 13 Comparison of voltage regulation effects

## 5 结论

本文通过综合考虑暂态电压安全性与网络拓扑特征, 提出了一种融合暂态电压安全性与网络拓扑特征的无功电压分区方法, 并通过仿真验证了所提方法的有效性与合理性, 所提分区方法具有以下特点:

1) 根据暂态电压安全性指标定义了反映暂态电压特征的电气距离, 该电气距离充分考虑了故障期间母线电压的幅值裕度与时间裕度。

2) 融合两种不同电气距离的初始分区方案, 提取共区域节点, 最终所得分区方案既能有效满足暂态无功需求, 又能满足电网实际电气连接的拓扑约束。

3) 本文所提出的分区方法能够自适应典型故障场景的切换, 动态调整分区结构以满足不同典型场景下的区域无功需求。

4) 本文所提出的分区方法能够有效地应用于电力系统优化控制领域。

未来研究将着力提升分区方法在复杂多变故障场景下的普适性。纳入更多样化、更复杂的故障场景, 探索故障属性(如地点、类型、持续时间、严重程度)连续变化对分区的影响, 高效识别最具代表性或风险最高的关键场景, 构建有限但覆盖性强、适应性优的分区策略, 在保证计算效率和工程实用性的前提下, 实现分区结构随主导故障特征动态调整, 为精细化电压控制提供更可靠的支撑, 以应对多故障风险。

## 参考文献

[1] 葛怀畅, 王彬, 郭庆来, 等. 面向高比例可再生能源交直流混联电网的动态自动电压控制系统: 设计与应用[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(16): 5170-5179.

GE Huaichang, WANG Bin, GUO Qinglai, et al. Dynamic

- automatic voltage control system for AC-DC hybrid power grid with high proportion of renewable energy: design and application[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(16): 5170-5179.
- [2] 王双双, 吴雪莲, 李兆伟, 等. 计及构网型新能源主动支撑特性的频率紧急控制适应性分析[J]. 电力工程技术, 2025, 44(2): 80-89.  
WANG Shuangshuang, WU Xuelian, LI Zhaowei, et al. Analysis of the adaptability of frequency emergency control considering the active support characteristics of grid-forming new energy[J]. Electric Power Engineering Technology, 2025, 44(2): 80-89.
- [3] 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.
- [4] WANG Yibo, LIU Yu, LIU Chuang, et al. Bipolar direct AC/AC conversion-based dual-bus parallel supply system and its flexible regulation characteristics[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2025, 10(3): 114-124.
- [5] 孙华鹏, 丁孝华, 吴志, 等. 计及自动电压控制系统限值优化调整的配电网调压策略[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(12): 184-193.  
SUN Huapeng, DING Xiaohua, WU Zhi, et al. Voltage regulation strategy for distribution network considering optimal adjustment of automatic voltage control system limits[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(12): 184-193.
- [6] 欧奕昊, 姜彤, 张一航, 等. 考虑变流器无功调节特性的含高比例分布式光伏配电网电压控制方法[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(20): 105-118.  
OU Yihao, JIANG Tong, ZHANG Yihang, et al. Voltage regulation method for a distribution network with high-penetration of distributed photovoltaic energy considering a converter's reactive power regulation characteristics[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(20): 105-118.
- [7] 秦津宇, 毛晓明, 董哲, 等. 一种实用的基于网络拓扑计算电气距离的方法[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(5): 77-82, 101.  
QIN Jinyu, MAO Xiaoming, DONG Zhe, et al. A practical method for calculating electrical distance based on network topology[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(5): 77-82, 101.
- [8] 鲍威, 朱涛, 赵川, 等. 基于聚类分析的三阶段二级电压控制分区方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(5): 127-132.  
BAO Wei, ZHU Tao, ZHAO Chuan, et al. A three-stage network partition method for secondary voltage control based on agglomerative analysis[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(5): 127-132.
- [9] 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.
- [10] 刘晓倩, 张英俊, 秦家虎, 等. 模糊认知图学习算法及应用综述[J]. 自动化学报, 2024, 50(3): 450-474.  
LIU Xiaoqian, ZHANG Yingjun, QIN Jiahu, et al. A review of fuzzy cognitive map learning algorithms and applications[J]. Acta Automatica Sinica, 2024, 50(3): 450-474.
- [11] 徐毅非, 蒋文波, 程雪丽. 基于谱聚类的无功电压分区和主导节点选择[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(15): 73-78.  
XU Yifei, JIANG Wenbo, CHENG Xueli. Partitioning for reactive voltage based on spectral clustering and pilot nodes selection[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(15): 73-78.
- [12] 郑吉祥, 钟俊. 基于节点类型和分区耦合性的复杂网络无功电压快速分区方法[J]. 电网技术, 2020, 44(1): 223-230.  
ZHENG Jixiang, ZHONG Jun. A complex network theory fast partition algorithm of reactive voltage based on node type and coupling of partitions[J]. Power System Technology, 2020, 44(1): 223-230.
- [13] 林银鸿, 王彬, 葛怀畅, 等. 电网在线暂态电压安全分析的降维方法[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(12): 109-118.  
LIN Yinhong, WANG Bin, GE Huaichang, et al. Dimension reduction method for online transient voltage security analysis of power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(12): 109-118.
- [14] 欧阳金鑫, 陶睿, 潘馨钰, 等. 基于不平衡无功与触发角误差补偿的直流输电系统送端交流暂态过电压控制方法[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(24): 53-63.  
OUYANG Jinxin, TAO Rui, PAN Xinyu, et al. A suppression method for sending-end transient overvoltage of LCC-HVDC based on the compensation of unbalanced reactive power and firing angle error[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(24): 53-63.
- [15] 钟俊, 焦兴伟, 王志川. 基于电压临界稳定状态下的无功电压分区方法[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3761-3768.  
ZHONG Jun, JIAO Xingwei, WANG Zhichuan. Reactive

- voltage partition method based on voltage critical steady state[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(10): 3761-3768.
- [16] YANG Yang, SUN Yichao, WANG Qi, et al. Fast power grid partition for voltage control with balanced-depth-based community detection algorithm[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2022, 37(2): 1612-1622.
- [17] 李鹏, 王加浩, 徐贤, 等. 面向新型电力系统潮流频繁波动的无功鲁棒分区方法[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(11): 102-110.  
LI Peng, WANG Jiahao, XU Xian, et al. Robust reactive power partitioning method for frequent power flow fluctuation in new power system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(11): 102-110.
- [18] 刘丽军, 吴桐, 翁涵迪, 等. 基于标签传播的配电网动态分区方法[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(12): 36-44.  
LIU Lijun, WU Tong, WENG Handi, et al. Dynamic partitioning method of distribution network based on label propagation[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(12): 36-44.
- [19] 赵晶晶, 贾然, 陈凌汉, 等. 基于深度学习和改进 K-means 聚类算法的电网无功电压快速分区研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(14): 89-95.  
ZHAO Jingjing, JIA Ran, CHEN Linghan, et al. Research on fast partition of reactive power and voltage based on deep learning and an improved K-means clustering algorithm[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(14): 89-95.
- [20] 管霖, 吴亮, 卓映君, 等. 面向暂态电压控制的大电网区域划分方法[J]. *电网技术*, 2018, 42(11): 3753-3759.  
GUAN Lin, WU Liang, ZHUO Yingjun, et al. A large power grid area division method for transient voltage control[J]. *Power System Technology*, 2018, 42(11): 3753-3759.
- [21] 国家能源局. 电力系统安全稳定导则: GB 38755—2019[S]. 北京: 中国标准出版社, 2019.
- [22] 中国南方电网电力调度通信中心. 南方电网安全稳定计算分析导则: Q/CSG 11004—2009[S]. 2009.
- [23] 潘晓杰, 胡泽, 姚伟, 等. 融合电网拓扑信息的分支竞争 Q 网络智能体紧急切负荷决策[J]. *电力系统保护与控制*, 2025, 53(8): 71-80.  
PAN Xiaojie, HU Ze, YAO Wei, et al. Emergency load shedding decision-making using a branching dueling Q-network integrating grid topology information[J]. *Power System Protection and Control*, 2025, 53(8): 71-80.
- [24] 颜伟, 王芳, 唐文左, 等. 基于电源分区与短路阻抗距离的电压无功分区方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2013, 41(7): 109-115.  
YAN Wei, WANG Fang, TANG Wenzuo, et al. A voltage reactive power partition method based on power source partition and short-circuit impedance distance[J]. *Power System Protection and Control*, 2013, 41(7): 109-115.
- [25] 全国电网运行与控制标准化技术委员会(SAC/TC 446). 电力系统安全稳定计算规范: GB/T 40581—2021[S]. 北京: 中国标准出版社, 2021.
- [26] 张旭, 陈云龙, 王仪贤, 等. 基于潮流断面修正的含风电电网无功-电压分区方法[J]. *电力自动化设备*, 2019, 39(10): 48-54.  
ZHANG Xu, CHEN Yunlong, WANG Yixian, et al. Reactive power-voltage partitioning of power grid with wind power based on correction of power flow section[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019, 39(10): 48-54.
- [27] 彭啸宇, 沈怡, 陆秋瑜, 等. 考虑风电出力不确定性的电网无功-电压控制鲁棒分区方法[J]. *电网技术*, 2023, 47(10): 4102-4111.  
PENG Xiaoyu, SHEN Yi, LU Qiuyu, et al. Robust var-voltage control partitioning for power grid considering wind power uncertainty[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(10): 4102-4111.
- [28] 贾一超, 张红颖, 范凯民, 等. 基于暂态电压特征的两阶段无功电压动态分区方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2025, 53(22): 55-64.  
JIA Yichao, ZHANG Hongying, FAN Kaimin, et al. A two-stage reactive voltage dynamic partitioning method based on transient voltage characteristics[J]. *Power System Protection and Control*, 2025, 53(22): 55-64.
- [29] 陈光宇, 吴文龙, 戴则梅, 等. 计及故障场景集的风光储混合系统区域无功储备多目标优化[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(17): 194-204.  
CHEN Guangyu, WU Wenlong, DAI Zemei, et al. Multi-objective optimization of regional reactive power reserve in hybrid system with wind, photovoltaic and energy storage considering fault scenario set[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(17): 194-204.

收稿日期: 2025-06-09; 修回日期: 2025-11-21

作者简介:

莫静山(1992—), 男, 博士, 副教授, 研究方向为自动电压控制; E-mail: mojingshan@ncepu.edu.cn

范凯民(2001—), 男, 通信作者, 硕士, 研究方向为无功电压分区。E-mail: fankaimin6@163.com

(编辑 张颖)