

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.241686

基于暂态电压特征的两阶段无功电压动态分区方法

贾一超¹, 张红颖¹, 范凯民², 陈宁¹, 程林³, 朱凌志¹, 葛路明¹

(1. 可再生能源并网全国重点实验室(中国电力科学研究院有限公司), 北京 100192; 2. 东北电力大学电气工程学院, 吉林 吉林 132012; 3. 国家电网有限公司西北分部, 陕西 西安 710048)

摘要: 针对受端电网因高压直流输电和新能源发电的广泛应用而导致的暂态无功支撑不足的问题, 提出一种考虑分区快速性和动态性的两阶段无功电压动态分区方法。首先, 根据节点的暂态电压与阈值间的裕度和故障后稳态电压的恢复水平构建节点暂态电压特征, 并依据该特征构造节点间的电气距离。然后, 设计两阶段分区策略, 第一阶段通过无功电压灵敏度实现无功电源与负荷的初始分区, 第二阶段结合暂态电压特征, 采用层次聚类算法对初始区域进行合并优化, 并通过模块度指标筛选最优方案, 同时以无功裕度与耦合度指标验证分区合理性。其次, 基于不同典型场景的暂态电压特征设计动态调整判据, 实现分区结构的自适应优化。最后, 基于改进的新英格兰39节点算例的仿真结果验证了所提方法的有效性。

关键词: 无功电压分区; 暂态电压特征; 快速性; 动态性; 两阶段

A two-stage reactive voltage dynamic partitioning method based on transient voltage characteristics

JIA Yichao¹, ZHANG Hongying¹, FAN Kaimin², CHEN Ning¹, CHENG Lin³, ZHU Lingzhi¹, GE Luming¹

(1. State Key Laboratory of Renewable Energy Grid Integration (China Electric Power Research Institute), Beijing 100192, China;
2. School of Electrical Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China;
3. Northwest Branch of State Grid Corporation of China, Xi'an 710048, China)

Abstract: To address the issue of insufficient transient reactive power support in receiving-end power grids due to the widespread application of high-voltage DC transmission and new energy generation, a two-phase reactive power dynamic partitioning method considering both speed and adaptability is proposed. First, transient voltage characteristics of nodes are constructed based on the margin between transient voltage and its threshold, as well as the steady-state voltage recovery level after a fault. Using these characteristics, electrical distances between nodes are derived. Then, a two-stage partitioning strategy is designed. In the first stage, initial partitioning of reactive power sources and loads is realized through reactive voltage sensitivity analysis; in the second stage, a hierarchical clustering algorithm is used to merge and optimize the initial region in combination with the transient voltage characteristics. The optimal scheme is selected using the modularity index, while reactive margin and coupling degree indexes are applied to validate the rationality of the partitioning. Second, dynamic adjustment criteria are designed based on the transient voltage characteristics under different typical scenarios to realize adaptive optimization of the partition structure. Finally, simulation results based on an improved New England 39-bus test system verify the effectiveness of the proposed method.

This work is supported by the Science and Technology Project of the Headquarters of State Grid Corporation of China (No. 5100-202306384A-2-3-XG).

Key words: reactive voltage partitioning; transient voltage characteristics; rapidity; dynamism; two-stage

0 引言

在现代电网中, 远距离传输无功会造成大量损

耗, 产生较大压降, 影响电力系统电压稳定, 因此无功需分层分区就地平衡^[1-3]。随着高压直流输电和新能源发电广泛应用于受端电网, 暂态电压稳定问题日益突出^[4-6], 因此给面向暂态电压支撑需求的无功电压分区问题带来重大挑战^[7-8]。

无功电压分区本质上是一个组合优化问题, 旨

基金项目: 国家电网公司总部科技项目资助(5100-202306384A-2-3-XG)

在给定指标的最优条件下确定合适的数量和形式^[9]。分区原则主要包括以下 3 个方面：1) 确保各区域内具有充足的无功裕度，以满足电压支撑需求^[10]；2) 保证区域内节点之间的连通性，维持区域结构的完整性^[11]；3) 保证区内节点强耦合，区间节点弱耦合^[12]。有效的无功分区有助于维持电网电压水平^[13]。如何定义电气距离以及如何选择分区算法是决定电网分区有效性的关键因素。

在定义电气距离方面，目前最常见的方法是基于稳态信息构建电气距离。传统的构建电气距离的指标包括网络拓扑结构^[14]和节点之间的无功-电压灵敏度等^[15-16]。随着研究的不断深入，构建电气距离所使用的指标也逐渐多样化。例如文献[17]综合考虑模块度指标、电压调节能力指标和功率持续调节能力指标，并分别给它们赋予不同的权重，构成综合分区指标体系。文献[18]综合考虑节点间的线路阻抗以及和线路直接相连的节点间的电压差距来定义电气距离。一些学者将稳态信息引入暂态无功电压分区中，例如文献[19]提出了多项稳态相关指标，基于模糊聚类提出了暂态无功电压分区方法。

上述文献都是基于稳态信息来定义电气距离，并不能很好地反映暂态信息，而面向暂态电压支撑需求的无功电压分区，需要根据电网在暂态过程中的响应特性来划分。文献[20]提出了一种节点电压波动程度量化方法，该方法通过综合考虑暂态电压波动幅值及其持续时间来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且某些节点存在划分不合理的结果。

在分区算法方面，常用的分区算法包括复杂网络理论^[21]、专家知识法^[22]、现代启发式法^[23]和聚类法^[24]等多种算法。文献[25]采用稀疏自编码器对电耦合强度矩阵进行特征提取和降维，并结合改进 K-means 算法实现快速聚类。该方法在保证分区速度和无功裕度的同时，存在对训练集选取依赖性较强的问题。文献[26]采用免疫遗传算法求解考虑交直流耦合点可控性的分区优化模型，虽提升了区域内电源对换流站的电压控制能力，但存在陷入局部最优的风险。文献[27]将 PV 节点松弛为 PQ 节点，由注入电流形式的潮流方程计算出全网电压越限节点，利用越限节点电压与其余节点电压的线性灵敏度确定全网的中枢节点，并利用云聚类算法明确其聚类数量。然而，该方法因需预先设定分区数目，难以实现实时动态的无人工干预分区。

对于上述文献存在的不足，本文提出了基于无

功电压灵敏度与暂态电压稳定裕度指标的两阶段无功电压动态分区方法。首先，为使分区结果适用于暂态电压支撑需求，采用包含暂态信息的暂态电压稳定裕度指标构建节点间的电气距离；其次，为实现快速分区，采用两阶段分区策略，第一阶段基于无功电压灵敏度进行预分区，将高灵敏度节点聚类；第二阶段直接在预分区基础上进行合并优化，避免了从单节点开始的低效聚类过程。为使分区效果达到全局最优且分区结果稳定，本文采用 Ward 距离度量初始分区内节点的暂态电压相似度，并结合层次聚类法对初始分区进行优化合并，确保分区内节点的暂态电压相似度最高。针对传统层次聚类方法依赖人工经验确定分区数量、缺乏量化评判标准的问题，本文方法引入模块度指标作为分区数量的量化判据，同时利用无功裕度指标和耦合度指标评价分区质量。为实现分区方案的动态调整，提出基于典型场景暂态电压特征的分区结构调整判据。最后基于改进的新英格兰 39 节点标准算例进行测试，验证了分区结果的合理性和分区方法的高效性。

1 暂态电压特征的构建

当电网受到扰动后，各个节点的电压会发生不同程度的波动，文献[20]存在大量的积分运算且只考虑了在故障期间电压幅值的变化，并没有考虑系统恢复稳态后的电压值。针对该指标的不足，本文考虑暂态电压与阈值之间的裕度和故障结束后稳态电压恢复水平，如式(1)所示。

$$I_{i,z} = \frac{V_{\max} + V_{\min} - 2V_i}{2} + C \times \frac{T_{th} V_i}{V_h^{i,z}} \quad (1)$$

式中： $I_{i,z}$ 为节点 i 在典型故障 z 场景下的电压稳定裕度指标，以该指标作为节点的暂态电压特征； V_{\max} 、 V_{\min} 分别为节点电压的上、下限； V_i 为故障发生时节点 i 的暂态电压； C 为权重系数； T_{th} 为暂态电压越限的允许持续时间； $V_h^{i,z}$ 为节点 i 在典型故障 z 场景下的系统故障后恢复稳态的电压值。其中，根据《南方电网安全稳定计算分析导则》^[28]，选取 $V_{\max} = 1.25 \text{ p.u.}$ ^[29]， $V_{\min} = 0.75 \text{ p.u.}$ ， $T_{th} = 1 \text{ s}$ ， $C = 0.75$ ^[30]；由于在不同典型故障场景下的暂态电压特征不同，单一的分区方案不适用于所有场景，所以为了能针对不同的典型故障场景实现有针对性的分区，达到动态分区的目的，因此可以通过设置判据来达到这一目的，该判据需要根据不同典型故障场景下节点的暂态电压来设置，如式(2)所示。

$$V_i = V_{i,z} \quad (2)$$

式中： $V_{i,z}$ 为典型故障 z 场景下节点 i 的暂态电压。

当典型场景切换时, 将 $V_{i,z}$ 的值赋予 V_i , 进而驱动分区结构的调整。

2 约束条件

1) 各分区的无功电源数及负荷节点数约束如式(3)所示。

$$\begin{cases} N_{Gp}^{\min} \leq N_{Gp} \leq N_{Gp}^{\max} \\ N_{Dp}^{\min} \leq N_{Dp} \leq N_{Dp}^{\max} \end{cases} \quad (3)$$

式中: N 为区域内部节点数量; p 为区域编号; N_{Gp}^{\min} 和 N_{Dp}^{\min} 分别为分区 p 内无功电源及负荷节点数的最小值, 要求 $N_{Gp}^{\min} \geq 1$ 和 $N_{Dp}^{\min} \geq 1$, 即每个分区都应同时包含电源节点和负荷节点; N_{Gp} 为分区 p 内的无功电源数目, 包括分区 p 内的新能源机组、SVG 和储能个数; N_{Dp} 为分区 p 内的负荷节点个数; N_{Gp}^{\max} 和 N_{Dp}^{\max} 分别为分区 p 内无功电源及负荷节点数的最大值。

2) 各分区连通性约束: 为确保无功电压分区的合理性, 各分区内部必须满足电气连通性要求。基于电网节点间的拓扑连接关系构建连通性矩阵作为分区约束条件, 通过矩阵运算实时判断区域内节点的连通性, 确保分区结果中每个区域内的节点均保持直接或间接的电气连接, 如式(4)所示。

$$A(i, j) = 1 \quad (4)$$

式中: A 为节点连接矩阵; i, j 为节点编号。

3 两阶段分区算法

3.1 分区流程

本文分区流程如图 1 所示。

3.2 基于无功电压灵敏度的初始分区

首先, 根据系统中的发电机总数将系统划分为若干区域, 确保每个区域至少包含一台发电机以提供无功支撑。

有些分区方法仅考虑了网络拓扑结构^[31], 然而, 随着新能源大规模接入电网, 系统潮流状态呈现显著的时变性, 仅仅依赖网络拓扑结构无法实现合理化分区。为适应这一变化, 本节采用与潮流状态密切相关的无功电压灵敏度指标, 将负荷节点动态归并至相应无功电源所属分区, 从而保证最终的分区方案适用于当前系统运行状态, 如式(5)所示。

$$\begin{cases} \Delta V = M \times \Delta Q \\ \Delta V = [\Delta V_1, \Delta V_2, \dots, \Delta V_i]^T \\ \Delta Q = [\Delta Q_1, \Delta Q_2, \dots, \Delta Q_i]^T \end{cases} \quad (5)$$

式中: ΔV 为节点电压幅值的变化矩阵; M 为无功

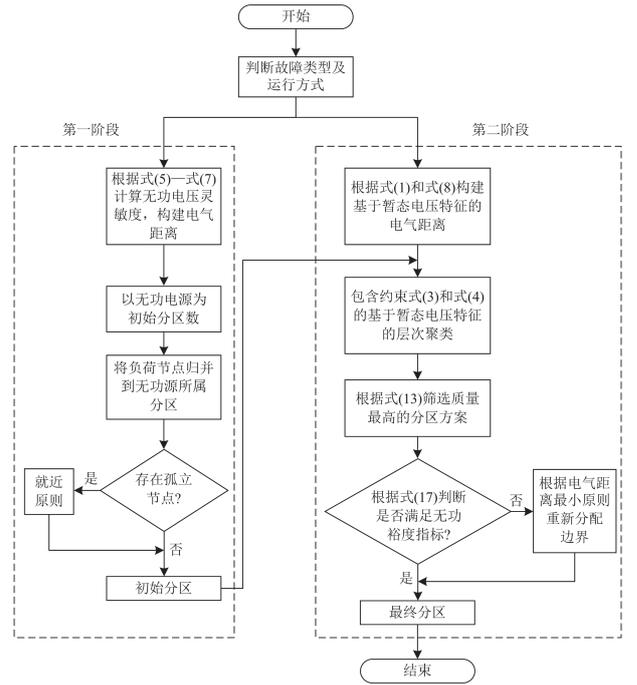


图 1 分区流程图

Fig. 1 Partitioning flowchart

功率变化对节点电压的影响矩阵; ΔQ 为节点注入无功功率的变化矩阵; ΔV_i 为节点 i 的电压幅值变化量; ΔQ_i 为注入节点 i 的无功功率变化量。

$$\alpha_{ij} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j} \quad (6)$$

$$D_{ij} = D_{ji} = -\lg(\alpha_{ij} \cdot \alpha_{ji}) \quad (7)$$

式中: α_{ij} 为节点 i, j 的电压变化量 $\Delta V_i, \Delta V_j$ 之比; D_{ij} 为节点 i, j 的电气距离, 其值越小, 代表两节点间的距离越近。

3.3 基于暂态电压特征的第二阶段分区

1) 基于暂态电压特征的电气距离

基于 1.1 节的暂态电压稳定裕度对节点之间的暂态电压相似度进行度量, 两个待分区的节点 i, j 分别对应向量 $(I_{i,1}, I_{i,2}, \dots, I_{i,m})$ 和 $(I_{j,1}, I_{j,2}, \dots, I_{j,m})$, 定义节点之间的电气距离如式(8)所示。

$$S_{ij,m} = |I_{i,m} - I_{j,m}| \quad (8)$$

式中: $S_{ij,m}$ 为节点 i, j 在典型场景 m 下的暂态电压特征距离。 $S_{ij,m}$ 的值越小, 表示两节点之间的“距离”越近, 节点间的暂态电压相似度越高。

2) 基于暂态电压特征的层次聚类法

根据式(8)对节点暂态电压相似性进行度量, 本文采用层次聚类法进行分区优化, 以 Ward 距离作

为类间距离度量标准。相比最小距离、最大距离和平均距离等方法, Ward 距离在分类准确性方面具有明显优势, 能够有效提升分区效果。

记区域 p 的内部 Ward 距离为 d_p , 如式(9)所示。

$$d_p = \frac{1}{2} \sum_{i \in p} \sum_{j \in p} S_{ij} \quad (9)$$

式中: S_{ij} 为区域内部节点 i 、 j 之间的暂态电压特征距离, 当 $i = j$ 时, 有 $S_{ij} = 0$ 。

记区域 p 和区域 q 之间的 Ward 距离为 W_{pq} , 如式(10)所示。

$$W_{pq} = \sum_{i \in p} \sum_{j \in q} S_{ij} \quad (10)$$

假设在所有区域中区域 p 、 q 的 W_{pq} 最小, 则将它们合并为新的区域 r , 则区域 r 内部的 Ward 距离 d_r 如式(11)所示。

$$d_r = d_p + d_q + W_{pq} \quad (11)$$

新的区域 r 与其他区域(如区域 l)之间的 Ward 距离如式(12)所示。

$$W_{rl} = W_{pl} + W_{ql} \quad (12)$$

第二阶段根据上述方法对第一阶段得到的初始分区(n 个)进行合并, 依次将所有区域间相似度最高的两个区域进行合并, 直到迭代完成为止, 然后通过 3.4 节提出的分区评价指标筛选最优分区方案。

3.4 分区评价指标

1) 模块度指标

本文引入基于节点间连通性的模块度指标来筛选最优分区方案, 如式(13)所示。

$$\lambda = \frac{1}{2c} \sum_{i \neq j} \left(A_{ij} - \frac{k_i k_j}{2c} \right) \delta(i, j) \quad (13)$$

式中: λ 为模块度指标, 其取值为 0~1, λ 越大说明分区效果越好; c 为网络的总边数; A_{ij} 为整个网络对应的邻接矩阵的任意元素, 若节点 i 、 j 有连接, 则 $A_{ij} = 1$, 否则为 0; k_i 为连接至节点 i 的边的权重值之和, $k_i = \sum_j A_{ij}$; $\delta(i, j)$ 为一个指数函数, 判断

两节点是否属于同一区域, 当节点 i 、 j 同属于一个区域时, $\delta(i, j) = 1$, 否则为 0。

2) 区域耦合度

区域耦合度能够反映区域内部节点以及区域之间节点联系的紧密程度。区域耦合度包括区域内强耦合度和区域间弱耦合度两个指标, 如式(14)~式(16)所示。

$$F_Y = F_{YH} + \frac{1}{F_{YJ}} \quad (14)$$

$$F_{YH} = \frac{2N_p}{\sum_{i \in p} \sum_{j \in p} S_{ij}} \quad (15)$$

$$F_{YJ} = \frac{N_p + N_q}{\sum_{i \in p} \sum_{j \in q} S_{ij}} \quad (16)$$

式中: F_Y 为区域耦合度, 其值越大, 表明该分区方案的区域耦合度越高; F_{YH} 为区域内强耦合度指标, 其值越大, 表明区域 p 内部节点耦合度越高; F_{YJ} 为区域间弱耦合度指标, 其值越小, 表明区域 p 、 q 间的耦合度越低; N_p 、 N_q 分别为区域 p 、 q 内的节点总数。

3) 区域无功裕度

一个合理的无功电压分区方案需要保证各个区域内要留有足够的无功裕度(大于 15%), 各区域无功裕度计算公式为

$$Q_e = \frac{\sum_{X=1}^{N_G} Q_{GX} - \sum_{R=1}^{N_D} Q_{DR}}{\sum_{X=1}^{N_G} Q_{GX}} \times 100\% \quad (17)$$

式中: Q_e 为无功裕度值; Q_{GX} 为区域内无功电源 X 的无功出力; Q_{DR} 为区域内负荷 R 的无功需求; N_G 、 N_D 分别为单个区域内的无功电源和负荷的数量。

最后, 若分区方案不满足指标要求, 则按照基于暂态电压特征的电气距离最小原则, 对分区边界进行动态调整, 直至所有分区指标均达到预设标准。

4 算例分析

本节以改进的新英格兰 39 节点标准算例作为受端系统, 其中 1—29 节点为负荷节点(PQ 节点), 30、31、33—39 为控制节点(PV 节点), 32 节点为平衡节点。基准值选取: $S_b = 100$ MVA; $U_b = 345$ kV; 各节点电压偏移上下限为 $\pm 0.5\%$ 。在节点 18 处接入换流器, 送端电压标么值固定为 1.05 p.u.。结合基于牛顿拉夫逊法的潮流计算模拟该交直流系统的运行状态。

4.1 暂态电压特征的获取

以原始 39 节点标准数据为基准, 模拟电网发生故障后的电压变化情况, 其中 30、33 号同步发电机更换为光伏发电机, 模拟光伏出力特性, 如图 2 所示。35、36 号同步发电机更换为风力发电机, 模拟风电出力特性, 如图 3 所示, 其中 P_L 、 Q_L 分别为

负荷的有功、无功需求。它们的容量与原位置同步机一致。日负荷曲线特性如图 4 所示。

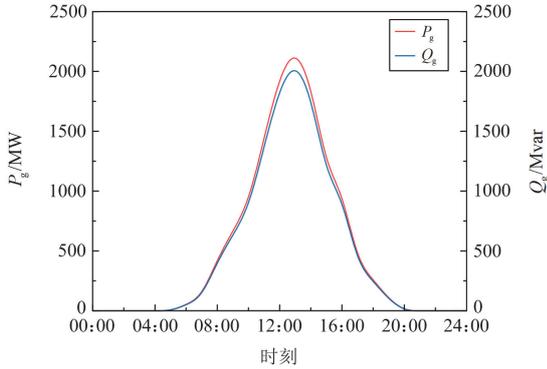


图 2 光伏出力特性

Fig. 2 PV output characteristics

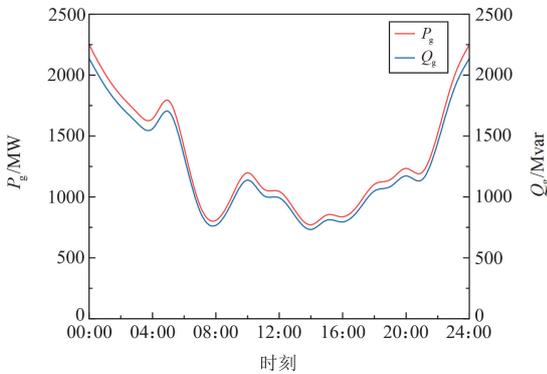


图 3 风电出力特性

Fig. 3 Wind power output characteristics

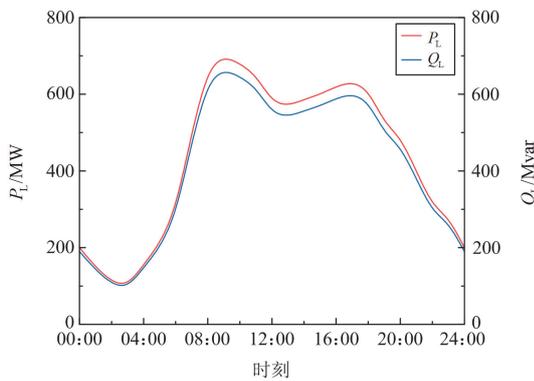


图 4 日负荷曲线特性

Fig. 4 Characteristics of daily load curves

分别在 12-13、5-6 线路上模拟三相接地短路故障, 采用式(8)计算节点之间暂态电压特征距离, 计算结果通过热力图进行可视化呈现, 分别如图 5 和图 6 所示。其中最右边一列数字反映节点间的电气距离, 数据越小, 说明节点间的距离越近, 相似度越高, 颜色越偏向深蓝色。

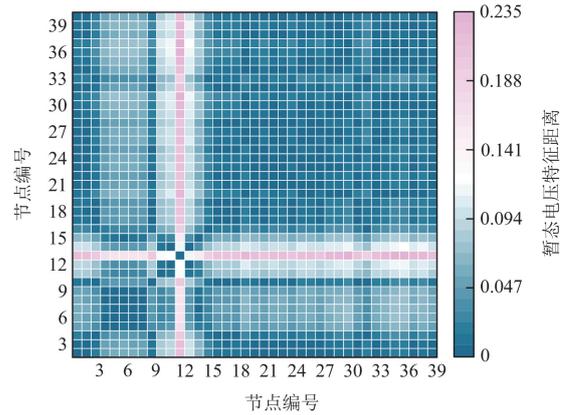


图 5 12-13 线路故障时节点暂态电压特征距离热力图

Fig. 5 Heat map of transient voltage characteristic distance at nodes during line 12-13 faults

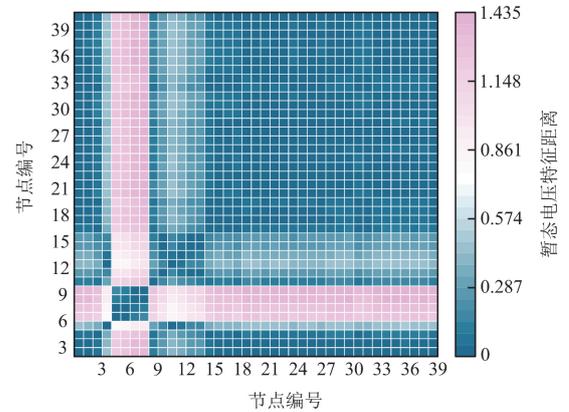


图 6 5-6 线路故障时节点暂态电压特征距离热力图

Fig. 6 Heat map of transient voltage characteristic distance at nodes during line 5-6 faults

4.2 电网区域划分

4.2.1 初始分区

测试系统共有 10 个发电机节点, 以 12-13 线路发生三相接地短路故障为例, 按照 3.2 节所提方法先将电网划分为 10 个初始区域, 分区结果如表 1 所示。

表 1 12-13 线路故障的初始分区 1

Table 1 Initial partitioning 1 of 12-13 line faults

区域编号	发电机节点编号	负荷节点编号
1	33	19
2	35	15,16,21—24
3	31	5—7
4	30	2,3,17,18,26,27
5	39	1,8,9
6	38	28,29
7	34	20
8	32	4,10—14
9	37	25
10	36	—

由表1发现初始分区中发电机36号所属区域并没有负荷节点,故将其并入与它直接相连的负荷节点所属的区域中,结果如表2所示,相应的初始分区拓扑结构如图7所示。

表2 12-13线路故障的初始分区2

Table 2 Initial partitioning 2 of 12-13 line faults

区域编号	发电机节点编号	负荷节点编号
1	33	19
2	35、36	15,16,21,24
3	31	5—7
4	30	2,3,17,18,26,27
5	39	1,8,9
6	38	28,29
7	34	20
8	32	4,10—14
9	37	25

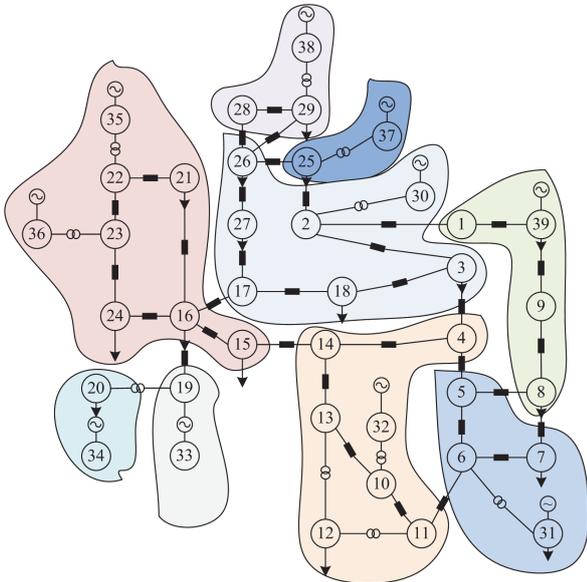


图7 初始分区结果

Fig. 7 Initial partitioning results

通过观察图7中展示的初始分区结果,可以明显看出基于网络参数的分区能够确保负荷节点被合理地分配到控制能力强的无功电源所属分区中,有效实现负荷均衡分布,同时也保证了各区域内部的连通性,确保系统内部通信和能量传输的顺畅。

同理当5-6线路发生三相接地短路故障后,初始分区结果如表3所示。

4.2.2 最终分区

新能源机组的出力、负荷变化特性以及不同故障下的暂态电压特征决定了不同时刻负荷分配和潮流走向,进而影响分区的最终结果。图8给出了相应的分区合并示意图,以初始分区为基础,遍历所

有节点之间的暂态电压特征距离,在满足第2节约束条件的情况下,将其中两个暂态电压特征距离最近的区域进行合并。表4给出了12:00时刻分别在12-13、5-6线路上发生三相金属性接地短路故障时模块度函数值随区域数目变化的情况,可以看出12-13线路故障时,最优分区数目为4,5-6线路故障时,最优分区数目为5。

表3 5-6线路故障的初始分区

Table 3 Initial partitioning of 5-6 line faults

区域编号	发电机节点编号	负荷节点编号
1	33	19
2	35、36	15,16,21—24
3	31	6
4	30	2—4,17,18,26,27
5	39	1,5,7—9
6	38	28,29
7	34	20
8	32	10—14
9	37	25

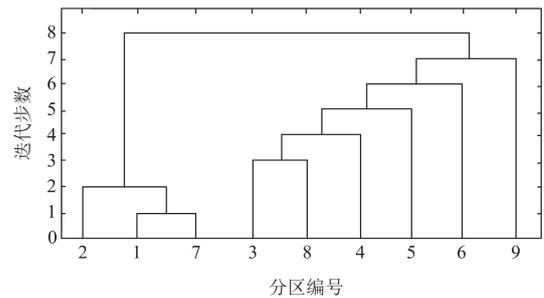


图8 分区合并示意图

Fig. 8 Partition merge diagram

表4 模块度函数值随分区数目的变化情况

Table 4 Variation of modularity function values with number of partitions

故障 线路	不同分区数目的模块度函数值						
	1	2	3	4	5	6	7
12-13	0	0.445 89	0.602 32	0.639 65	0.628 78	0.603 26	0.581 05
5-6	0	0.396 98	0.584 12	0.5775	0.600 19	0.5775	0.573 49

表5给出了12:00在不同故障下的最优分区方案中各区域内的无功裕度,其中无功裕度按式(17)计算。可以看出,在发生故障后本文分区方法可根据各节点电压特征有针对性地进行分区,尽可能保证各个区域留有充足的无功裕度以供调压使用。12-13、5-6线路故障下的分区结果分别如图9和图10所示。可以看出各个区域内部保证了良好的连通性,不存在单一节点自成一区的问题,也不存在某一区域中的某一节点与该区域任何一个节点都没有连接关系的情况,方便区域之间能量的传递。

表 5 不同故障下各区域内的无功裕度

Table 5 Reactive power margins within each region for different faults

故障线路	区域编号	区域内相关节点编号	无功裕度/%
12-13	1	4,10—14,32	32.3
	2	15,16,19—24,33—36	68.5
	3	1,5—9,31,39	61.6
	4	2,3,17,18,25—30,37—38	52.4
5-6	1	1,5,7—9,39	26.1
	2	28,29,38	66.9
	3	15,16,19—24,33—36	69.9
	4	6,10—14,31,32	74.3
	5	2—4,17,18,25—27,30,37	40.1

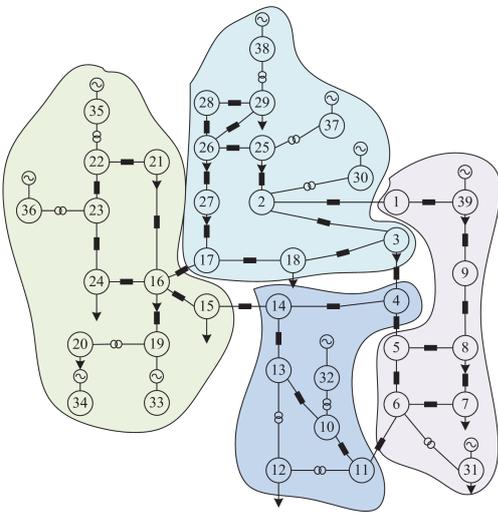


图 9 12-13 线路故障下的分区结果

Fig. 9 Partitioning results under 12-13 line faults

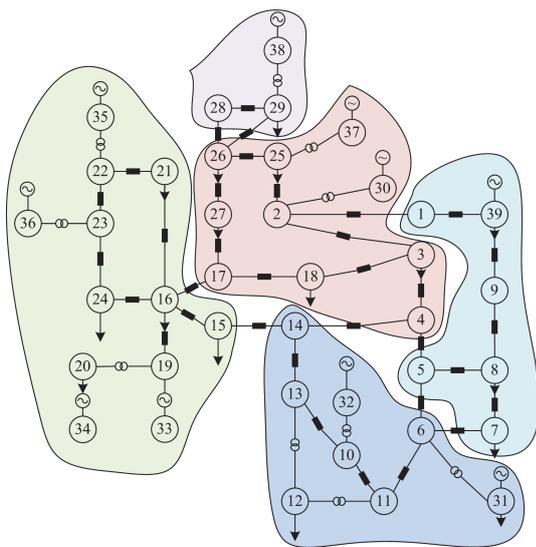


图 10 5-6 线路故障下的分区结果

Fig. 10 Partitioning results under 5-6 line faults

图 11 给出了 12:00 和 20:00 两个时刻 5-6 线路发生三相金属性接地短路时模块度函数值随分区数目的变化情况, 这两个时刻模块度函数值最大的分区方案对应的最优分区数目皆为 5, 其中 20:00 的分区结果如图 12 所示。

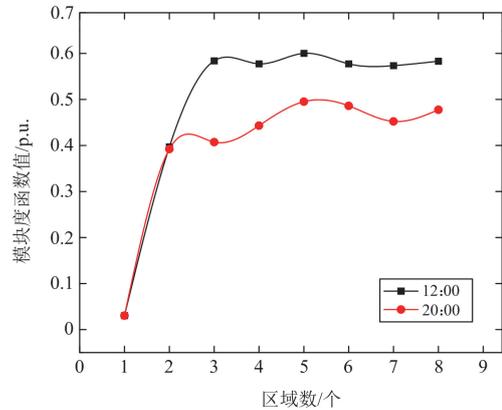


图 11 模块度函数值随分区数量的变化

Fig. 11 Variation of modularity function values with number of partitions

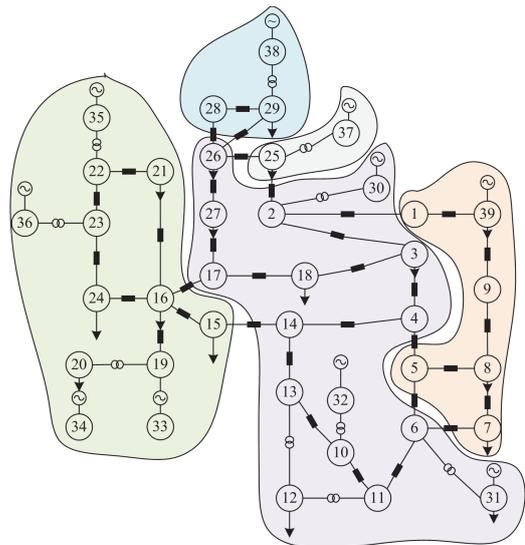


图 12 20:00 时 5-6 线路故障下的分区结果

Fig. 12 Partitioning results under 5-6 line failure at 20:00

通过比较图 10 和图 12 可以发现, 尽管最佳分区数目保持一致, 但各分区内部结构存在显著差异。这种差异来源于系统运行状态的时变性: 负荷无功需求随时间波动, 新能源机组出力受光照强度、风速等自然因素影响, 导致电网潮流分布实时变化, 进而反映在暂态电压特征上的动态差异。结合表 6 给出的各区域内的无功裕度可以看出, 不管是在中午 12:00 负荷需求较大的情况下, 还是在晚上 20:00 负荷需求较小的情况下, 通过本文方法所得到的最

优分区方案都能保证每个区域内部留有充足的无功裕度。

表 6 5-6 线路故障下不同时间各区域内无功裕度
Table 6 Reactive power margins in each area at different times under 5-6 line faults

时间	区域编号	区域内相关节点编号	无功裕度/%
12:00	1	1,5,7—9,39	26.1
	2	28,29,38	26.9
	3	15,16,19—24,33—36	69.9
	4	6,10—14,31,32	34.3
	5	2—4,17,18,25—27,30,37	40.1
20:00	1	1,5,7—9,39	22.7
	2	28,29,38	67.2
	3	25,37	77.8
	4	15,16,19—24,33—36	89.6
	5	2—4,6,10—14,17,18, 26,27,30—32	41.8

4.3 对比与分析

分别基于文献[31]中的稳态信息、文献[20]中的暂态信息和本文暂态信息进行分区，在同一时间和同一运行方式下得到的模块度函数值与区域耦合度如表 7 所示。

表 7 基于稳态信息和暂态信息对比
Table 7 Comparison of steady state and transient based information

区域编号	基于本文暂态信息	基于文献[31]稳态信息	基于文献[20]暂态信息
1	1,5,7—9,39	1,5,7—9,39	1,9,39
2	28,29,38	15,16,21—24, 35,36	2,3,15—18, 21—27,30,35—37
3	15,16,19—24, 33—36	19,20,33,34	4—8,10—14, 31,32
4	6,10—14,31,32	6,10—14,31,32	19,20,33,34
5	2—4,17,18, 25—27,30,37	2—4,17,18, 25—30,37,38	28,29,38
模块度函数值/p.u.	0.600 19	0.555 86	0.586 52
区域耦合度/p.u.	5.4603	2.0811	4.7444

通过表 7 可以看出，基于本文暂态信息进行分区得到的模块度函数值与区域耦合度均高于另外两种分区方案，进一步证明了本文所提基于暂态电压特征进行电网区域划分方法的优越性。

5 结论

本文提出了一种无需人为提前指定分区数目的

自适应动态无功电压分区方法，该方案基于网络节点的电压稳定裕度指标和无功电压灵敏度，在保证区域内的无功裕度和节点连通性的基础上，通过第一阶段的初始分区和第二阶段的层次聚类对电网进行区域划分，采用模块度函数筛选出最优分区方案。该无功电压分区方法可以根据网络节点电压在不同典型场景下的特点有针对性地分区，从无功裕度、模块度函数和区域耦合度三方面对分区结果进行验证，结果表明所提分区方案较为合理。

展望未来，本研究将进一步深化分区方法在实际系统中的应用，重点突破高比例新能源接入、交直流混联等复杂运行场景下的分区难题。通过构建更加完善的电气距离表征体系，深入研究交直流混联系统中新能源渗透率、直流输送功率等关键参数与暂态电压特征之间的动态耦合机制，建立多维度、多尺度的特征映射关系，从而提升分区方法对系统运行方式变化的适应能力，为新型电力系统安全稳定运行提供理论支撑和实践指导。

参考文献

- [1] 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.
- [2] 关晓羽, 汪娟娟, 何启皓. 高压直流稳态工况无功调节能力[J]. 电力工程技术, 2024, 43(1): 100-107. GUAN Xiaoyu, WANG Juanjuan, HE Qihao. Reactive power adjustable ability of HVDC under steady state condition[J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(1): 100-107.
- [3] 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.
- [4] SU C, YIN C, LI F, 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.
- [5] 刘晓琳, 曹泽宇, 高丙团, 等. HVDC 送端交流系统故障暂态过电压评估指标[J]. 电力建设, 2023, 44(1): 64-72. LIU Xiaolin, CAO Zeyu, GAO Bingtuan, et al. Evaluation

- index of transient overvoltage during fault at HVDC sending-end AC system[J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(1): 64-72.
- [6] 张起瑞, 辛超山, 李凤婷, 等. 多直流协调的新能源送端地区暂态过电压抑制策略[J]. *电力工程技术*, 2023, 42(1): 98-106.
- ZHANG Qirui, XIN Chaoshan, LI Fengting, et al. Multi DC coordinated transient overvoltage suppression strategy for high proportion new energy sending terminal area[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2023, 42(1): 98-106.
- [7] 王长江, 李筱婧, 贾春贺, 等. 基于轨迹灵敏度的交直流受端系统暂态电压两阶段控制[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(7): 124-132.
- WANG Changjiang, LI Xiaojing, JIA Chunhe, et al. Trajectory sensitivity based transient voltage two-stage control in AC/DC receiving end system[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(7): 124-132.
- [8] 蒋小亮, 刘万勋, 严格, 等. 多直流馈入受端电网主网架承载能力评估研究[J]. *电力科学与技术学报*, 2023, 38(5): 216-225.
- JIANG Xiaoliang, LIU Wanxun, YAN Ge, et al. Evaluation of carrying capability of the main grid of multi-infeed HVDC receiving-end systems[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2023, 38(5): 216-225.
- [9] 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.
- [10] 郭雪丽, 胡志勇, 王爽, 等. 考虑大规模风光分层接入的配电网多层协调无功优化方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(12): 113-122.
- GUO Xueli, HU Zhiyong, WANG Shuang, et al. A multi-layer coordinated reactive power optimization method for a distribution network considering large-scale distributed wind-photovoltaic hierarchical access[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(12): 113-122.
- [11] 王长刚, 王先伟, 曹宇, 等. 基于改进图注意力网络的电力系统脆弱性关键环节辨识[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(15): 36-45.
- WANG Changgang, WANG Xianwei, CAO Yu, et al. Critical link identification of power system vulnerability based on modified graph attention network[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(15): 36-45.
- [12] 颜湘武, 李若瑾, 徐韵. 考虑无功裕度的电压自适应分区方法及主导节点的选择[J]. *现代电力*, 2020, 37(2): 117-124.
- YAN Xiangwu, LI Ruojin, XU Yun. Voltage adaptive partitioning method and optimal pilot-node selection considering reactive power margin[J]. *Modern Electric Power*, 2020, 37(2): 117-124.
- [13] 曹敬, 金玉龙, 郑涛, 等. 计及分布式电源集群不确定性的配电网分散鲁棒电压控制[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(22): 155-166.
- CAO Jing, JIN Yulong, ZHENG Tao, et al. A decentralized robust voltage control method for distribution networks considering the uncertainty of distributed generation clusters[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(22): 155-166.
- [14] 殷涵, 宣羿, 黄怡, 等. 基于虚拟阻抗的低压配电网拓扑识别方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(3): 83-93.
- YIN Han, XUAN Yi, HUANG Yi, et al. Virtual impedance-based low-voltage distribution network topology identification method[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(3): 83-93.
- [15] 王玮, 杨健, 任国瑞, 等. 考虑模糊多目标优化的风电场无功电压分区控制[J]. *动力工程学报*, 2024, 44(1): 99-108.
- WANG Wei, YANG Jian, REN Guorui, et al. Zonal control of reactive power and voltage in wind farms considering fuzzy multi-objective optimization[J]. *Journal of Power Engineering*, 2024, 44(1): 99-108.
- [16] 李宗强, 赵耀, 王云, 等. 面向有功潮流最优问题的配电网集群划分策略[J]. *电力工程技术*, 2024, 43(3): 151-160.
- LI Zongqiang, ZHAO Yao, WANG Yun, et al. Distribution network cluster division strategy for active power flow optimization problem[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2024, 43(3): 151-160.
- [17] 王晶晶, 姚良忠, 刘科研, 等. 面向区域自治的配电网动态区域划分方法[J]. *电网技术*, 2024, 48(11): 4699-4709.
- WANG Jingjing, YAO Liangzhong, LIU Keyan, et al. Dynamic network partitioning method of distribution networks considering regional autonomy[J]. *Power System Technology*, 2024, 48(11): 4699-4709.
- [18] 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.

- [19] WANG Y, LI F, WAN Q, et al. Reactive power planning based on fuzzy clustering, gray code, and simulated annealing[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(4): 2246-2255.
- [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] 刘文通, 舒勤, 钟俊, 等. 基于局部电压稳定指标及复杂网络理论的无功电压分区方法[J]. 电网技术, 2018, 42(1): 269-278.
LIU Wentong, SHU Qin, ZHONG Jun, et al. A new algorithm for partitioned regulation based on local voltage stability index and complex network theory[J]. Power System Technology, 2018, 42(1): 269-278.
- [22] 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.
- [23] 张衡, 程浩忠, 曾平良, 等. 基于随机优化理论的输电网规划研究综述[J]. 电网技术, 2017, 41(10): 3121-3129.
ZHANG Heng, CHENG Haozhong, ZENG Pingliang, et al. Overview of transmission network expansion planning based on stochastic optimization[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3121-3129.
- [24] 章永来, 周耀鉴. 聚类算法综述[J]. 计算机应用, 2019, 39(7): 1869-1882.
ZHANG Yonglai, ZHOU Yaojian. Review of clustering algorithms[J]. Journal of Computer Applications, 2019, 39(7): 1869-1882.
- [25] 易姝娴, 王晶, 梁伟宸, 等. 面向农村配电网电压优化控制的自适应动态分区方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2025, 37(3): 110-119.
YI Shuxian, WANG Jing, LIANG Weichen, et al. Adaptive dynamic partitioning method for voltage optimization control in rural distribution networks[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2025, 37(3): 110-119.
- [26] 颜伟, 杨彪, 莫静山, 等. 交直流系统主导节点选择与无功分区的概率优化方法[J]. 中国电力, 2020, 53(8): 77-84.
YAN Wei, YANG Biao, MO Jingshan, et al. Probabilistic optimization method for pilot-bus selection and network partitioning of AC/DC system[J]. Electric Power, 2020, 53(8): 77-84.
- [27] 成煜, 杭乃善. 基于电网中枢点识别的无功电压控制分区方法[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(8): 45-52.
CHENG Yu, HANG Naishan. Reactive voltage control partitioning based on power network pilot node identification[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(8): 45-52.
- [28] 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.
Power Dispatching and Communication Center of China Southern Power Grid. Guide on security and stability analysis for CSG: Q/CSG 11004—2009[S]. 2009.
- [29] LIN G, WU L, LI F, et al. Heuristic planning for dynamic VAR compensation using zoning approach[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2017, 11(11): 2852-2861.
- [30] 郑传材, 管霖. 云广特高压直流故障特性及其强迫停运对受端系统影响评估[J]. 电网技术, 2012, 36(1): 32-38.
ZHENG Chuancai, GUAN Lin. Assessment on fault characteristics of Yunnan to Guangdong UHVDC transmission and the influence of forced outage on power system at receiving end[J]. Power System Technology, 2012, 36(1): 32-38.
- [31] 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.

收稿日期: 2024-12-17; 修回日期: 2025-05-22

作者简介:

贾一起(1993—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 工程师, 研究方向为电力系统自动化; E-mail: jiayichao@epri.sgcc.com.cn

张红颖(1992—), 女, 硕士, 工程师, 研究方向为电力系统自动化; E-mail: Zhanghongying@epri.sgcc.com.cn

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

(编辑 张颖)