

# 基于节点度搜索分区的配电网状态估计方法

张新鹤<sup>1</sup>, 刘铠诚<sup>1</sup>, 梁琛<sup>2</sup>, 钟鸣<sup>1</sup>, 何桂雄<sup>1</sup>

(1. 中国电力科学研究院有限公司, 北京 100192; 2. 国网甘肃省电力公司电力科学研究院, 甘肃兰州 730000)

**摘要:** 随着配电网规模的扩大, 传统集中式状态估计算法所需构建模型日趋复杂, 导致求解过程计算量增大, 状态估计时效性和准确性下降。针对此问题, 提出一种基于节点度搜索分区的配电网状态估计方法。构建多种区域划分方法, 在保证划分后系统可观的前提下对比不同划分方式状态估计的精度与时长, 并进一步分析量测冗余度对状态估计准确性的影响, 选取 IEEE 30 节点配电系统进行仿真分析, 仿真结果表明所提分布式状态估计方法在状态估计速度、精度上具有明显优势。

**关键词:** 分布式状态估计; 区域划分; 量测冗余度

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2023.03.016 中图分类号: TM76 文章编号: 1673-9140(2023)03-0149-08

## State estimation method for distribution networks based on node degree search partitioning

ZHANG Xinhe<sup>1</sup>, LIU Kaicheng<sup>1</sup>, LIANG Chen<sup>2</sup>, ZHONG Ming<sup>1</sup>, HE Guixiong<sup>1</sup>

(1. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China; 2. Electric Power Research Institute of State Grid Gansu Electric Power Company, Lanzhou 730000, China)

**Abstract:** With the expansion of the distribution network scale, the traditional centralized state estimation algorithms require increasingly complex model construction, leading to increased computational complexity during the solution process, reduced timeliness and accuracy of the state estimation. Aiming at this problem, a distribution network state estimation method based on node degree search partitioning is proposed. Firstly, a node degree search partitioning method based on balanced regions is proposed, and the measurement model and distributed state estimation model for the distribution network are designed. Secondly, the distributed state estimation model is solved in three stages. Finally, the IEEE 30 node distribution system is selected for simulation analysis. While ensuring the observability of the system after partitioning, a comparison is made among different partitioning methods in terms of the accuracy and duration of state estimation. The impact of measurement redundancy on state estimation accuracy is further analyzed. The simulation results demonstrate that the proposed distributed state estimation method has significant advantages in terms of state estimation speed and accuracy.

**Key words:** distributed state estimation; regional partitioning; measure redundancy

随着配电网的规模结构日趋复杂, 系统量测数据剧烈增加, 导致电网调度部门难以准确监控系统实时运行状态<sup>[1-3]</sup>。状态估计作为电网实时监控系

统运行状态的重要方法之一, 已被广泛用于配电网中。状态估计又称为滤波, 其功能包括估计以及预测系统实时运行状态。状态估计结果为后续配电

收稿日期: 2022-06-06; 修回日期: 2022-09-20

基金项目: 国家电网公司科技项目(52272221N002)

通信作者: 张新鹤(1990—), 女, 硕士, 工程师, 主要从事综合能源系统运行优化技术研究; E-mail: zhangxinhe10@126.com

网优化调度、状态预测提供可靠的数据<sup>[4-6]</sup>。

在传统集中式状态估计方法中,当系统局部区域出现不良数据时,会对整体状态估计造成影响,产生全局污染。由于系统总调中心主机承担状态估计任务繁重,计算量较大,在实际状态估计工作中,系统计算效率低且可靠性差。基于上述问题可以考虑将配电网划分为若干个子区域实现分布式状态估计,各个子区域独立并行工作,这样不仅可以保证状态估计的高效性与准确性,还可以将不良数据限制在子区域中,避免对整体状态估计产生影响。

目前,分布式状态估计方法可分为两类,第一类为分层式状态估计方法,在分层式状态估计方法中,首先在各子区域实现分布式状态估计,然后根据子区域状态估计结果对联络线进行第二层状态估计,最后对结果进行归并协调处理<sup>[7-8]</sup>。文献[9]提出了一种两级分层式状态估计方法,第一层采用传统最小二乘算法对系统进行状态估计,在第二层状态估计中,主要根据第一层估计结果以及各子系统联络线潮流进行第二次状态估计,实现对各子系统参考节点状态估计结果的修正。文献[10]采用一阶优化约束条件对系统进行分区,结合拉格朗日函数与牛顿法对各子系统进行状态估计并进行协调处理。文献[11]提出了一种两阶段分布式状态估计方法,在第一阶段实现各子区域并行状态估计同时搭建协调层联络线状态估计区域,在第二阶段对各子系统边界估计值进行修正处理。文献[12]综合考虑了状态估计精准度与时效性,提出了一种基于联络线扩展区域分解协调的分布式并行状态估计方法。

分层式状态估计方法在并行估计时,存在以下两点问题。一方面,在分层式状态估计方法中,子区域进行状态估计时没有利用边界节点与联络线上的量测量,一般联络线上的量测装置较多,量测量精度较高,舍弃该类量测量会导致状态估计精度的下降。另一方面,当联络线量测量出现不良数据时,无法通过第一层状态估计辨识出,将直接进入第二层状态估计,对全局状态估计造成严重影响。

第二类为区域划分式状态估计方法,在区域划分式状态估计方法中,区域分区的问题直接影响到状态估计效果的好坏甚至可行性。当前分布式状态估计区域划分通常会参考实际地理位置、地区管

理、量测装置分布位置等因素。文献[13]提出了一种面向电网的两阶段状态估计方法,根据量测量之间的联系对电网进行区域划分,对各子系统进行初步状态估计并修正量测权重,采用修正后的权重实现整体状态估计。文献[14]从电网系统中各子系统状态估计计算均匀的角度出发,提出了一种基于图论的配电网分区方法,实现了配电网状态估计并行计算。文献[15]提出了一种计及相量测量单元的塔接式分布状态估计方法,对电力系统进行塔接式划分并分别进行状态估计,将联络线上功率变量作为虚拟变量修正状态估计结果。文献[16]根据配电网量测特征提出了一种面向配电系统状态估计的区域解耦算法,将配电系统按各馈线分解为多个子系统,在保证各子系统之间解耦的前提下,对各区域进行独立状态估计。区域划分式状态估计方法可有效提升状态估计精度与效率,但需要保证经过区域划分后的子区域可观测。

本文提出基于节点度搜索分区的配电网状态估计方法。根据配电网量测量之间的相关性提出基于平衡区域的节点度搜索分区方法,对比不同区域划分方法的状态估计效果,在IEEE 30节点配电系统中进行仿真分析,仿真结果可以验证所提区域划分方法可有效提升状态估计精度与效率。

## 1 配电网分布式状态估计模型

### 1.1 分布式状态估计的区域划分方法

在配电网分布式状态估计中,区域的划分方式会直接影响到状态估计效果的好坏。目前在配电网中大部分区域划分方式为地理区域人工分区,人工分区主要根据目标系统的实际地理位置及量测装置安装位置确定各子系统所负责的区域<sup>[17]</sup>,划分方式较为固定,无法实现配电网区域任意分割。且当目标对象为某一个独立管辖的区域配电网时,人工分区方式将不再适用,需要选择适合实际情况且能增加状态估计精度与效率的分布式区域划分方法,实现配电网区域任意分割。

配电网节点网络中按基础网络结构可分为枝状、单环型、复合环型3种类型。在电网状态估计中,枝状网络状态估计结果主要与枝状网络中量测量相

关,与其他类型网络结构中量测量联系较少。由此可知,在保证量测量相关性的前提下对系统进行合理划分可提升状态估计效果。文献[13]提出了一种基于节点度搜索的分区方法,利用系统中各量测量之间的相关性对系统进行划分,但该方法未考虑划分后的复杂环网结构存在估计时间较长的问题。

本文结合塔接式区域划分方式与量测量相关性区域划分方法,提出了一种基于平衡区域的节点度搜索分区方法,该方法对上述基于节点度搜索分区方法进行了优化,克服了子系统状态估计时间过长甚至无法收敛的缺点,增加了状态估计精度,分区方法的步骤如下:

1) 在改进节点度搜索的分区方法中,构建节点关联矩阵  $A$  首先需要确定节点总数  $n$ , 矩阵的维度为  $n \times n$ , 关联矩阵的行列分别为大节点系统中对应的节点编号, 矩阵的对角元素为对应节点相连的支路总数(节点度), 非对角元素的定义为支路编号, 如两节点间没有支路, 则定义为0;

2) 分解出枝状网络需要先记录关联矩阵中对角元素为1的点, 根据记录的节点搜寻与该节点相关的支路, 确定非对角元素, 同时记录对应的支路所构成的枝状网络, 将这些非对角元素置零同时此前记录的对角元素为1的点数值减1, 循环上述步骤直到关联矩阵中不存在对角元素为1, 最后确定枝状网络拓扑图;

3) 分解出枝状网络后, 分解单环型网络则需要记录对角元素为2的节点, 接着根据记录对角元素为2的节点所关联的支路, 在关联矩阵中确定支路对应的非对角元素, 同时记录对应的支路所构成的单环型网络, 置零这些非对角元素, 同时将对应的对角元素减2, 接着确定单环型网络拓扑。确定枝状与单环型网络后, 剩余拓扑结构即为复合环形网络;

4) 对复合环网进行塔接式二次区域划分。

## 1.2 配电网量测模型

配电网状态估计算法的准确性与量测系统的冗余度有紧密联系, 一般量测数据越多, 量测系统冗余度越高, 状态估计就越准确。配电网量测冗余度计算方法为量测量与状态量的比值, 配电网中状态量是能代表系统运行特征的所需最少数目的变量, 一般以节点电压幅值与相角作为标准。

配电网中量测量一般分为5类, 包括节点电压幅值  $v_i$ 、节点有功功率  $P_i$ 、节点无功功率  $Q_i$ 、线路有功功率  $P_{ij}$ 、线路无功功率  $Q_{ij}$ <sup>[18]</sup>。

$$v_i = v_i \quad (1)$$

$$P_i = \sum_{j=1}^N v_i v_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (2)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^N v_i v_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (3)$$

$$P_{ij} = v_i^2 g - v_i v_j g \cos \theta_{ij} - v_i v_j b \sin \theta_{ij} \quad (4)$$

$$Q_{ij} = -v_i^2 (b + y_c) - v_i v_j g \sin \theta_{ij} + v_i v_j b \cos \theta_{ij} \quad (5)$$

$$P_{ij} = -\frac{1}{K} v_i v_j b_T \sin \theta_{ij} \quad (6)$$

$$Q_{ij} = -\frac{1}{K^2} v_i^2 b_T + \frac{1}{K} v_i v_j b_T \cos \theta_{ij} \quad (7)$$

式(1)~(7)中,  $G_{ij}$  为各支路电导;  $B_{ij}$  为各支路电纳;  $K$  为变压器变比;  $y_c$  为线路导纳;  $b$  为线路电纳;  $g$  为线路电导;  $b_T$  为变压器标准侧电纳。式(1)~(7)为量测方程, 式(1)表示节点电压量测量即为状态量。

## 1.3 分布式状态估计模型

本文所提分布式状态估计模型在基于加权最小二乘算法的基础上, 对目标函数以及量测量函数进行修改, 最小化各能源系统状态估计值与量测值之间的误差。配电网的量测误差表示为

$$V_e = Z_e - h(x_e) \quad (8)$$

式中,  $Z_e$  为配电网量测量,  $h(x_e)$  是配电网真实值; 考虑到配电网量测量误差可能存在负数的情况, 所以需要量测数据正数化, 即

$$J = \sum_{e=1}^m V_e^2 \quad (9)$$

配电网中各节点的量测精度各有差别, 一般赋予较高的权重  $W_e$  给量测精度较高的节点, 此时, 可将式(9)可写为

$$J = \sum_{e=1}^m W_e V_e^2 \quad (10)$$

赋予了相应权重的量测量参与状态估计时, 当估计值达到最优解时对应的目标函数值也是最小的。加权最小二乘算法的目标函数如下:

$$\begin{cases} \min J(x) = \sum_{i=1}^n [z_{hi} - h_{hi}(x_{hi})]^T R_{hi}^{-1} [z_{hi} - h_{hi}(x_{hi})] \\ \text{s.t.} \sum_{i=1}^n c_{hi}(x_{hi}) = 0 \end{cases} \quad (11)$$

式中,  $R_{hi}$  为配电网分区后各子系统协方差对角矩阵;  $x_{hi}$  为配电网各子系统状态估计值;  $h_{hi}(x_{hi})$  为配电网各子系统量测量真值;  $c_{hi}(x_{hi})$  为配电网各子系统约束条件。

## 2 分布式状态估计模型求解

### 2.1 分布式状态估计模型求解步骤分析

分布式状态估计模型求解主要分为3个阶段。第1阶段根据所提区域划分方法进行系统分区,第2阶段在上一阶段的基础上对各子系统进行分布式状态估计并设置算法迭代的收敛条件,第3阶段主要统计状态估计结果进行归并。分布式状态估计模型求解过程如图1所示。

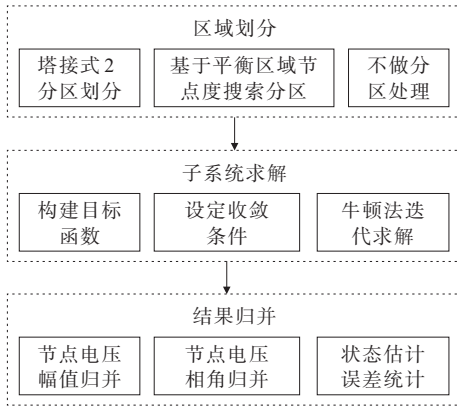


图1 分布式状态估计模型求解流程

Figure 1 The solution flow of distributed state estimation model

对状态估计结果进行归并时,根据文献[19]中所述归并原则,电压幅值可考虑取均值,而电压相角需要以连接线为参考对象进行归并。

假设2个子系统之间的公共区域包括  $mp$ 、 $nq$  2条输电线路,且线路  $m$ 、 $p$  在A、B区的相角差分别为  $\Delta\theta_{mp(A)}$ 、 $\Delta\theta_{mp(B)}$ ,线路  $n$ 、 $q$  在A、B区的相角差分别为  $\Delta\theta_{nq(A)}$ 、 $\Delta\theta_{nq(B)}$ 。

线路上平均相角差可表示为

$$\Delta\theta_{mp} = \frac{\Delta\theta_{mp(A)} + \Delta\theta_{mp(B)}}{2} \quad (12)$$

$$\Delta\theta_{nq} = \frac{\Delta\theta_{nq(A)} + \Delta\theta_{nq(B)}}{2} \quad (13)$$

子系统B中参考节点相对于子系统A中参考节点的相角差  $\Delta\theta_{B-A}$  可表示为

$$\Delta\theta'_{B-A} = \theta_{m(A)} - \Delta\theta_{mp} - \theta_{p(B)} \quad (14)$$

$$\Delta\theta''_{B-A} = \theta_{n(A)} - \Delta\theta_{nq} - \theta_{q(B)} \quad (15)$$

$$\Delta\theta_{B-A} = \frac{\Delta\theta'_{B-A} + \Delta\theta''_{B-A}}{2} \quad (16)$$

式(14)~(16)中,  $\Delta\theta'_{B-A}$  为线路  $mp$  上子系统B中参考节点相对于子系统A中参考节点的相角差;  $\Delta\theta''_{B-A}$  为线路  $nq$  上子系统B中参考节点相对于子系统A中参考节点的相角差。

子系统B中节点电压相角相对于子系统B参考点的值可表示为

$$\Delta\theta_{B(A)} = \theta_{B(B)} + \Delta\theta_{B-A} \quad (17)$$

### 2.2 基于牛顿拉夫逊的求解方法

针对上述基于加权最小二乘算法的配电网分布式状态估计模型,采用牛顿拉夫逊迭代法求解,其雅可比矩阵可表示为

$$H(x_{hi}) = \left. \frac{\partial h(x_{hi})}{\partial x_{hi}} \right|_{x=x_u}$$

$$H_h(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1}{\partial x_1} & \frac{\partial h_2}{\partial x_1} & \frac{\partial h_3}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial h_m}{\partial x_1} \\ \frac{\partial h_1}{\partial x_2} & \frac{\partial h_2}{\partial x_2} & \frac{\partial h_3}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial h_m}{\partial x_2} \\ \frac{\partial h_1}{\partial x_3} & \frac{\partial h_2}{\partial x_3} & \frac{\partial h_3}{\partial x_3} & \cdots & \frac{\partial h_m}{\partial x_3} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \ddots & \cdots \\ \frac{\partial h_1}{\partial x_n} & \frac{\partial h_2}{\partial x_n} & \frac{\partial h_3}{\partial x_n} & \cdots & \frac{\partial h_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (18)$$

式中,  $h_1, h_2, \dots, h_m$  表示电网量测量;  $x_1, x_2, \dots, x_n$  表示电网状态量,将雅可比矩阵带入迭代方程中:

$$x_i^{t+1} = x_i^t + [H_i^T(x_i^t)R_i^{-1}H_i(x_i^t)]^{-1}H_i^T(x_i^t)R_i^{-1}[z_i - h(x_i^t)] \quad (19)$$

$$G(x_{hi}) = H_i^T(x_i^t)R_i^{-1}H_i(x_i^t) \quad (20)$$

式中,  $G(x_{hi})$  表示电网子系统状态估计求解算法中增益矩阵。对各个子系统均采用加权最小二乘法模型实现状态估计,统计各个子系统收敛的时间及迭代次数。

## 3 算例分析

本文对 IEEE 30 节点系统进行仿真分析,共包



括 41 条输电线路、30 个电网节点。IEEE 30 节点系统拓扑图如图 2 所示。

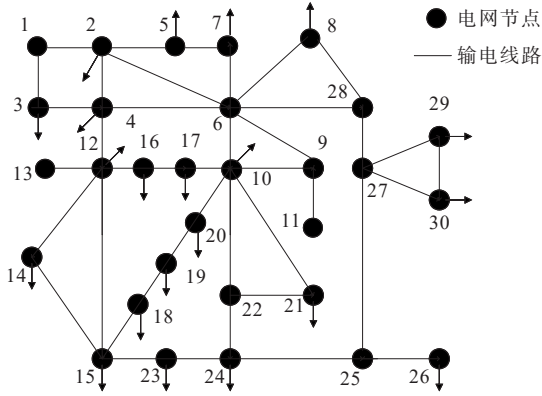


图 2 IEEE 30 节点系统拓扑图

Figure 2 IEEE 30 node system topology

设定状态估计时配电网量测量采取非全量测量形式,具体包括线路首末端功率量测及节点电压幅值量测。仿真采用 Matlab 软件,计算机硬件配置为 Intel Core(tm)i7-8550U CPU(1.80 GHz 1.99 GHz), 8.0 GB RAM。

### 3.1 系统分区场景分析

将 IEEE 30 节点系统按常规塔接式划分方式与本文所提区域划分方法进行处理,划分结果如表 1 所示。经过基于平衡区域的节点度搜索分区方法划分后,IEEE 30 节点系统被划分为 6 个子系统,经过塔接式 2 分区划分方法后被划分为 2 个子系统。

表 1 IEEE 30 节点系统分区结果

Table 2 IEEE 30 node system partitioning results

划分方式	子系统	区域节点	区域线路数
基于平衡区域的节点度搜索分区场景	1	6,9,10,11	4
	2	4,12~16	5
	3	24~27	3
	4	27,29,30	3
	5	1~8,10,21,22,24,25,27,28	19
	6	10,12,14~20,22~24	14
塔接式 2 分区场景	1	1~25,28	34
	2	6,8,24~30	10
未做区域划分	1	1~30	41

### 3.2 分布式系统状态估计分析

IEEE 30 节点系统分布式状态估计算例中的量测量是通过潮流计算结果添加高斯噪声得到的,真实值以潮流计算的结果为准。为验证分布式状态估计方法的有效性,采用平均估计误差公式进行评判,平均估计误差的计算公式<sup>[20-21]</sup>如下:

$$s = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left( \frac{y_i - y_{real}}{y_{real}} \right) \quad (21)$$

式中,  $n$  表示系统节点数量;  $y_i$  表示估计值;  $y_{real}$  表示真实值。

统计在不同分区方法下,状态估计的结果误差与时间,为了避免经过区域划分后系统不可观的情况发生,各子系统的量测量数量均大于状态量数量,各子系统冗余度计算如表 2 所示。

表 2 系统量测冗余度

Table 3 The system measure redundancy

划分方式	子系统	量测冗余度
基于平衡区域的节点度搜索分区方法	1	1.625
	2	1.550
	3	1.325
	4	1.370
	5	1.700
	6	1.560
塔接式 2 分区划分方法	1	1.711
	2	1.722
未做区域划分	1	1.450

对比不同区域划分方式下,状态估计结果与真实值的误差,节点电压幅值仿真结果如图 3、4 所示,节点电压相角仿真结果如图 5、6 所示。

根据图 3、4 中仿真结果可以看出,与塔接式 2 分区以及未做分布式处理相比,经过本文所提区域划分方式处理后,IEEE 30 节点系统节点电压幅值状态估计结果更接近真实值,估计误差稳定在 0.03 以内。

根据图 4、5 中仿真结果可以看出,经过分布式处理后的系统节点电压相角状态估计准确性更高。与常规塔接式分区相比,经过基于平衡区域节点度搜索方法处理后,节点电压相角状态估计值更接近真实值,节点电压相角估计误差稳定在 0.07 以内,明显低于塔接式分区方法。

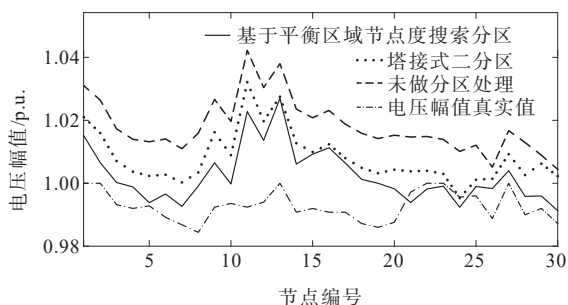


图3 节点电压幅值状态估计结果

Figure 3 Node voltage amplitude state estimation results

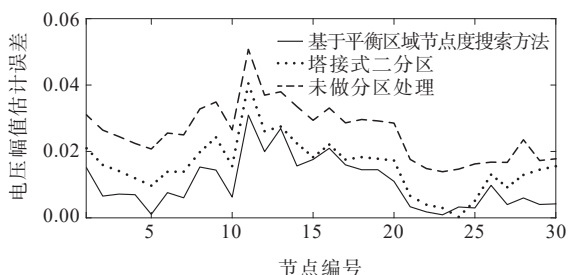


图4 节点电压幅值状态估计误差

Figure 4 Node voltage amplitude state estimation error

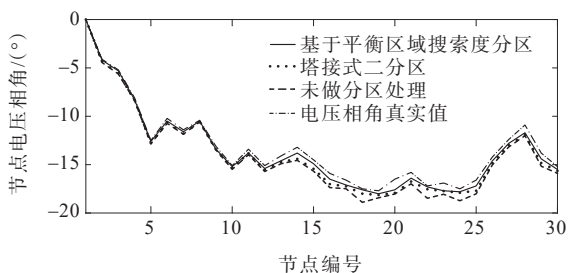


图5 节点电压相角状态估计结果

Figure 5 Node voltage phase angle state estimation results

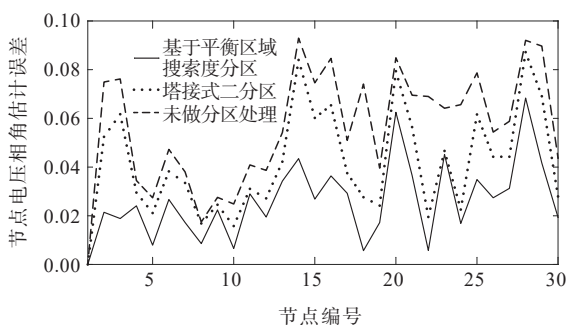


图6 节点电压相角状态估计误差

Figure 6 Estimation error of node voltage phase angle state

考虑在分布式状态估计中,各子系统并行计算,与传统集中式状态估计相比,耗时会降低,统计各子系统估计时长,仿真结果如表3所示。

根据表3仿真结果可以看出,IEEE 30节点系统经过基于平衡区域的节点度搜索分区方法处理

后,系统状态估计耗时为0.006 9 s。经过塔接式二分区处理后,系统状态估计耗时为0.014 5 s,传统集中式状态估计耗时0.026 1 s,相比于塔接式分区方法以及未进行分区处理,本文所提区域划分方法在状态估计时长方面具有明显优势。

表3 IEEE 30节点系统状态估计时长

Table 4 IEEE 30 node system state estimation time

划分方式	子系统	子系统状态估计时长/s
基于平衡区域的节点度搜索分区方法	1	0.002 6
	2	0.003 4
	3	0.003 3
	4	0.001 7
	5	0.005 7
	6	0.006 9
塔接式二分区划分方法	1	0.014 5
	2	0.008 6
未做区域划分	1	0.026 1

为验证系统量测冗余度对状态估计精度的影响,本文统计了在不同区域划分方式下各子系统估计误差的均值,误差均值计算公式如下:

$$r = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \left( \frac{y_i - y_{real}}{y_{real}} \right) \quad (22)$$

式中,  $m$  表示子系统节点数量;  $y_i$  表示估计值;  $y_{real}$  表示真实值。

以节点电压幅值为研究对象,经过基于平衡区域节点度搜索分区后,各子系统状态估计误差如图7所示,根据图7仿真结果可以看出,在基于平衡区域节点度搜索分区方法下,子系统5、6的平均估计误差稳定在1.5%以内,相比之下,子系统1~4平均误差为2%~3%。考虑到子系统5、6量测量冗余度较高,所以状态估计精度更高。

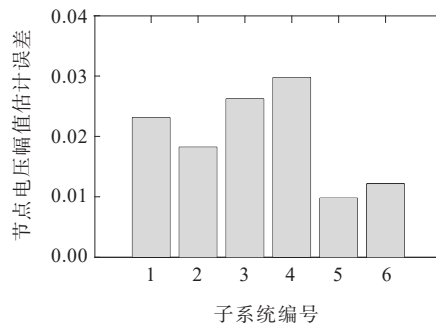


图7 各子系统状态估计误差

Figure 7 State estimation error of different subsystem

## 4 结语

本文针对传统集中式状态估计方法估计时间长、准确性差的问题,提出了基于节点度搜索分区的配电网状态估计方法,对IEEE 30节点配电系统进行了仿真分析,主要结论如下:

1) 构建了多种区域划分场景,提出了一种基于平衡区域的节点度搜索分区方法,与传统塔接式分区方法以及未做分区处理时相比,节点电压幅值估计误差稳定在0.03以内,节点电压相角估计误差稳定在0.07以内,具有更高的状态估计精度;

2) 采用基于平衡区域的节点度搜索分区方法在状态估计耗时方面也具有明显优势,利用其进行单次状态估计时,系统耗时为0.006 9 s,塔接式2分区处理后,系统状态估计耗时为0.014 5 s,相较于传统集中式状态估计耗时0.026 1 s,状态估计速度提高了73%;

3) 验证了量测冗余度与状态估计精度的关系,量测冗余度越大,系统可观性越强,状态估计精度越高。

### 参考文献:

- [1] 黄崇鑫,洪明磊,伏帅,等.考虑虚假数据注入攻击的有源配电网分布式状态估计[J].电力工程技术,2022,41(3):22-31.  
HUANG Chongxin, HONG Minglei, FU Shuai, et al. Distributed state estimation of active distribution network considering false data injection attack[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(3): 22-31.
- [2] 叶畅,曹侃,丁凯,等.基于广义储能的多能源系统不确定优化调度策略[J].电工技术学报,2021,36(17):3753-3764.  
YE Chang, CAO Kan, DING Kai, et al. Uncertain optimal dispatch strategy based on generalized energy storage for multi-energy system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(17): 3753-3764.
- [3] 胡源,薛松,杨素,等.综合能源背景下的配电网多场景规划[J].中国电力,2021,54(4):175-184.  
HU Yuan, XUE Song, YANG Su, et al. Multi-scenario planning of distribution network in the context of integrated energy[J]. Electric Power, 2021, 54(4): 175-184.
- [4] 兰浦哲,韩冬,徐潇源,等.基于长短期记忆的电-气耦合综合能源系统贝叶斯状态估计[J].电力系统自动化,2021,45(20):18-28.  
LAN Puzhe, HAN Dong, XU Xiaoyuan, et al. Bayesian state estimation for electricity-gas coupled integrated energy system based on long short-term memory[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(20): 18-28.
- [5] 王帅,张海波.基于等值信息交换的分布式抗差估计算法[J].电力系统保护与控制,2021,49(15):30-37.  
WANG Shuai, ZHANG Haibo. A distributed robust estimation algorithm based on equivalent information exchange[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(15): 30-37.
- [6] 雷常鼎,吴文海,肖博文,等.基于MES的电-气综合能源系统鲁棒状态估计方法[J].电网与清洁能源,2022,38(9):143-150.  
LEI Changding, WU Wenhai, XIAO Bowen, et al. A robust state estimation method of electricity-gas integrated energy system based on MES[J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38(9): 143-150.
- [7] GOMEZ-EXPOSITO A, DE LA VILLA JAEN A. Two-level state estimation with local measurement pre-processing[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2): 676-684.
- [8] KORRES G N, CONTAXIS G C. Application of a reduced model to a distributed state estimator[C]//2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Singapore, 2000.
- [9] VAN CUTSEM T, HORWARD J L, RIBBENS-PAVELLA M. A two-level static state estimator for electric power systems[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1981, PAS-100(8): 3722-3732.
- [10] 马平川,沈沉,陈颖,等.基于伪量测型协调变量的分布式状态估计算法[J].中国电机工程学报,2014,34(19): 3170-3177.  
MA Pingchuan, SHEN Chen, CHEN Ying, et al. Distributed state estimation based on the pseudo-measurement coordination variables[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(19): 3170-3177.
- [11] 乐健,李星锐,周谦,等.电力系统多区域分布式状态估计方法[J].电力自动化设备,2020,40(5):165-173.  
LE Jian, LI Xingrui, ZHOU Qian, et al. Multi-area

- distributed state estimation method for power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(5): 165-173.
- [12] 臧海祥,耿明昊,黄蔓云,等.电—热—气混联综合能源系统状态估计研究综述与展望[J].电力系统自动化, 2022,46(7):187-199.  
ZANG Haixiang, GENG Minghao, HUANG Manyun, et al. Review and prospect of state estimation for electricity-heat-gas integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(7): 187-199.
- [13] 童钧,沈策,项波,等.考虑电网分区的两阶段状态估计方法[J].电气应用, 2012, 31(2): 54-58.  
TONG Jun, SHEN Ce, XIANG Bo, et al. Two-stage state estimation method considering power grid partition[J]. Electrotechnical Application, 2012, 31(2): 54-58.
- [14] 余建树,李朝霞,龚雪娇,等.基于并行粒子群算法的电力系统分区抗差状态估计[J].电网技术, 2022, 46(8): 3139-3148.  
YU Jianshu, LI Zhaoxia, GONG Xuejiao, et al. Robust state estimation of power system based on parallel particle swarm optimization and partition calculation[J]. Power System Technology, 2022, 46(8): 3139-3148.
- [15] 邓颖,兰华,郝红艳.计及PMU的搭接式分布状态估计[J].电力科学与工程, 2010, 26(1): 19-22.  
DENG Ying, LAN Hua, HAO Hongyan. Distributed state estimation based on the PMU and overlapped[J]. Electric Power Science and Engineering, 2010, 26(1): 19-22.
- [16] 刘明,周双喜,邓佑满,等.配电系统状态估计区域解耦算法[J].电力系统自动化, 2005, 29(6): 79-83.  
LIU Ming, ZHOU Shuangxi, DENG Youman, et al. An area-decoupled state estimation method for distribution systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(6): 79-83.
- [17] 石倩,刘敏.基于容积粒子滤波的配电网动态状态估计[J/OL].电测与仪表: 1-6[2021-01-14]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20210113.1907.006.html>.  
SHI Qian, LIU Min. Dynamic state estimation of distribution network based on CPF[J/OL]. Electrical Measurement & Instrumentation: 1-6[2021-01-14]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20210113.1907.006.html>.
- [18] 高强,刘畅,金道杰,等.考虑综合需求响应的园区综合能源系统优化配置[J].高压电器, 2021, 57(8): 159-168.  
GAO Qiang, LIU Chang, JIN Daojie, et al. Optimal configuration of park-level integrated energy system considering integrated demand response[J]. High Voltage Apparatus, 2021, 57(8): 159-168.
- [19] 张新鹤,何桂雄,李克成,等.面向电—热综合能源系统的混合状态估计方法[J].电力科学与技术学报, 2022, 37(5): 35-43+57.  
ZHANG Xinhe, HE Guixiong, LI Kecheng, et al. Hybrid state estimation method for electric-thermal integrated energy systems[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(5): 35-43+57.
- [20] LIU X Z, MANCARELLA P. Modelling, assessment and Sankey diagrams of integrated electricity-heat-gas networks in multi-vector district energy systems[J]. Applied Energy, 2016, 167: 336-352.
- [21] LIU X, JENKINS N, WU J, et al. Combined analysis of electricity and heat networks[J]. Energy Procedia, 2014, 61: 155-159.