

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190707

基于多分支电流混合量测的配电网三相状态估计

葛维春¹, 蔡亦浓², 李江², 曹春诚³

(1. 国网辽宁省电力有限公司, 辽宁 沈阳 110006; 2. 东北电力大学电气工程学院, 吉林 吉林 132012;
3. 国网内蒙古东部电力有限公司呼伦贝尔供电公司, 内蒙古 呼伦贝尔 021000)

摘要: 同步相量测量应用于配电网高级应用中是近年来的研究热点。针对配电网同步相量与智能电表的混合量测问题, 提出一种以支路电流为状态变量的配电网状态估计方法。该方法在含分布式光伏接入的配电网中, 将微型同步相量测量单元(Micro-Synchronous Phasor Measurement Unit, μ PMU)和智能电表量测数据进行等效变换, 实现异构数据支路电流幅值量测误差最小。首先, 基于混合量测系统, 推导三相量测方程模型。然后, 运用加权最小二乘法实现了三相支路电流的状态估计。所提方法适用于三相不平衡、多分支电流量测的配电网。最后, 通过对含分布式光伏的 IEEE 37 节点系统进行仿真, 验证了方法的有效性。

关键词: 配电网; 微型同步相量测量单元(μ PMU); 混合量测; 三相状态估计; 支路电流

Three-phase state estimation of a distribution network based on multi-branch current mixing measurement

GE Weichun¹, CAI Yinong², LI Jiang², CAO Chuncheng³

(1. State Grid Liaoning Electric Power Co., Ltd., Shenyang 110006, China;

2. School of Electrical Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China;

3. State Grid Inner Mongolia Eastern Power Co., Ltd. Hulunbeier Power Supply Company, Hulunbeier 021000, China)

Abstract: Synchronous phasor measurement is a research hot-spot in advanced application to a distribution network. Examining hybrid measurement of a synchronous phasor and smart meter in a distribution network, this paper proposes a state estimation method for the distribution network with branch current as the state variable. In a distribution network with distributed photovoltaic access, the method transforms the μ PMU and the smart meter measurement data, and realizes the minimum measurement error of the heterogeneous data branch current amplitude. First, based on the hybrid measurement system, the three-phase measurement equation model is derived. Then, the state estimation of the three-phase branch current is realized by weighted least squares method. The proposed method is applicable to the distribution network of three-phase unbalanced and multi-branch current measurement. Finally, the effectiveness of the method is verified by simulating the IEEE 37-node system with distributed photovoltaics.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51307018) and Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. 5222LK17001T).

Key words: distribution network; micro-synchronous phasor measurement unit (μ PMU); hybrid measurements; three-phase state estimation; branch current

0 引言

同步相量测量单元(PMU)在电网中的应用越来越广泛^[1-2], 状态估计是电力系统稳定与控制等高级

应用的基础^[3], 基于 PMU 和 SCADA 混合量测数据的状态估计在输电网中已有一定的研究^[4]。然而, 主网中应用 PMU, 存在成本高、安装条件苛刻等问题, 无法直接应用于配电网。微型同步相量测量单元(μ PMU)不但具有与 PMU 相似的量测性能, 而且安装方便、成本低^[5]。因此, 将 μ PMU 与配电网自动化系统中已有的量测数据相结合成为配电网状态估

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51307018); 国家电网公司基金项目资助(5222LK17001T)

计的研究热点。

电力系统状态估计最初是为输电系统开发的用来实现对系统母线提供可靠的电压估计^[6]。然而,配电网电压变化幅度很小,且支路数往往多于节点数,所以对支路电流进行检测与估计更能直观地反映配电网的运行状态,符合配电系统未来的发展要求。

在网络结构方面,配电网和输电网三相不平衡特性明显不同^[7],配电网引起三相电压和电流的不对称更加严重。因此,研究适用于三相不平衡配电网的状态估计是十分必要的^[8-9]。文献[10]考虑了配电网与输电网的区别,提出了以支路电流为状态变量的估计方法,该方法在迭代过程中需要更新雅克比矩阵,计算量较大。文献[11]提出的基于三相支路电流的状态估计方法计算效率高;但是,处理电流幅值量测时,量测方程为非线性,迭代过程复杂。文献[12]在此基础上对电压电流幅值量测给出了处理方法,在一定程度上减小了量测变换产生的误差。文献[13]研究了一类时滞静态神经网络的动态系统状态估计问题。文献[14]提出了一种快速解耦的配电网电流估计方法,该方法虽然计算速度快,但误差较大。文献[15-16]针对上述精度问题提出基于多准则分区和复数域标幺化的新型解耦计算方法,该方法面向三相不平衡的大规模配电网。文献[17]中提出将PMU的量测量用复数形式表示,采用线性迭代方式,提高了估计准确性,但没有考虑与其他量测数据混合的情况。

本文首先在含有 μ PMU的条件下,分析了系统的可观性;然后,针对同步量测数据与智能电表量测的数据特征,构建三相混合量测方程;最后,基于混合量测方程,提出三相不对称配电网支路电流的状态估计方法。该方法将功率型数据转化成电压电流作为数据源,简化了雅克比矩阵,避免了传统状态估计中大量的矩阵求逆过程,提高了状态估计的效率与精确度。

1 配电网可观性分析

系统的可观性与否对于量测配置有着重大影响,因此需要先对含有 μ PMU系统节点的可观性进行探讨。系统完全可观的条件需要满足

$$\mathbf{TX} \geq \mathbf{B} \quad (1)$$

式中: $\mathbf{X} = [x_1, x_2, \dots, x_k, \dots, x_n]^T$,代表 n 维的列向量;矩阵 \mathbf{B} 代表元素为1的 n 维列向量;矩阵 \mathbf{T} 表示系统中各个节点的连接关系,维数等于系统节点数 n 。矩阵 \mathbf{X} 中的元素 x_k 可以表示为

$$x_k = \begin{cases} 0, & \text{该节点未配置}\mu\text{PMU} \\ 1, & \text{该节点已配置}\mu\text{PMU} \end{cases} \quad (2)$$

矩阵 \mathbf{T} 用公式表示为

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} T_1 \\ T_2 \\ T_3 \\ \vdots \\ T_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} t_{11} & t_{12} & t_{13} & \cdots & t_{1n} \\ t_{21} & t_{22} & t_{23} & \cdots & t_{2n} \\ t_{31} & t_{32} & t_{33} & \cdots & t_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ t_{n1} & t_{n2} & t_{n3} & \cdots & t_{nn} \end{bmatrix} \quad (3)$$

矩阵 \mathbf{T} 的求解方法如式(4)所示。

$$t_{ij} = \begin{cases} 1, & i = j \\ 1, & i \text{与} j \text{相连} \\ 0, & i \text{与} j \text{不相连} \end{cases} \quad (4)$$

以矩阵 \mathbf{T} 的第一行来分析, $T_1 \mathbf{X} \geq 1$ 成立说明矩阵 \mathbf{X} 中的元素 x_1 为1,说明节点1或者和节点1有关联的节点 i 直接或间接可观,其他节点的情况也可以用上述方法分析。由于实际的配电网模型复杂,节点数量较多,利用式(1)直接进行求解迭代次数较多,影响求解速度。文献[18]通过改进的二进制粒子群优化算法,求解满足配电网可观性的 μ PMU量测配置。

2 混合量测系统的构建

2.1 μ PMU量测数据

μ PMU通过GPS或北斗系统提供的UTC和1PPS秒脉冲,测量配电网中各安装节点每个周期带时间戳的三相电压及相邻支路电流相量^[19]。对于配置 μ PMU量测的节点,其呈现的测量值为极坐标形式,需要利用坐标变换公式将其转化为直角坐标,如式(5)所示。

$$\begin{cases} V_{i,t} \cos \theta_v + j V_{i,t} \sin \theta_v = V_{i,t}^{r(P)} + j V_{i,t}^{x(P)} \\ I_{ij,t} \cos \theta_l + j I_{ij,t} \sin \theta_l = I_{ij,t}^{r(P)} + j I_{ij,t}^{x(P)} \end{cases} \quad (5)$$

式中: $V_{i,t}$ 、 $I_{ij,t}$ 表示 μ PMU量测的电压、电流幅值; θ_v 、 θ_l 表示 μ PMU量测的电压、电流相角; r 和 x 表示变量的实部和虚部; \mathbf{P} 表示经坐标变换后的 μ PMU量测数据。

2.2 智能电表量测数据

智能电表作为配置在配电自动化系统中数据采集的核心设备,具有测量a、b、c三相的电压电流幅值、有功无功功率及当前电网频率的功能。首先通过等效电流量测变换^[20],将等值电源和负荷端点处的功率型数据经实部虚部解耦等效转化为三相注入电流相量。

$$I_{i,t}^{r(\text{eq})} + j I_{i,t}^{x(\text{eq})} = \frac{P_{i,t}^{\text{mea}} V_{i,t}^r + Q_{i,t}^{\text{mea}} V_{i,t}^x}{(V_{i,t}^r)^2 + (V_{i,t}^x)^2} + j \frac{P_{i,t}^{\text{mea}} V_{i,t}^x - Q_{i,t}^{\text{mea}} V_{i,t}^r}{(V_{i,t}^r)^2 + (V_{i,t}^x)^2} \quad (6)$$

式中: $I_{i,t}^{r(\text{eq})}$ 、 $I_{i,t}^{x(\text{eq})}$ 表示等效的三相注入电流的实虚

部; $V_{i,t}^r$ 、 $V_{i,t}^x$ 分别表示三相节点电压的实虚部; $P_{i,t}^{\text{mea}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{mea}}$ 表示智能电表量测的三相注入有功、无功功率。

为了简化电流幅值量测与状态变量之间的非线性方程, 并考虑到相角信息缺乏对电流幅值量测变换产生的误差, 本文将支路电流幅值量测的平方作为等效支路电流量测 $I_{ij,t}^{\text{eq}}$ 。

$$I_{ij,t}^{\text{eq}} = (I_{ij,t}^{\text{mea}})^2 \quad (7)$$

式中, $I_{ij,t}^{\text{mea}}$ 表示量测的三相支路电流幅值。对于三相节点电压幅值量测, 将其等效变换为

$$V_{i,t}^{(\text{eq})} = \left| V_{i,t}^{\text{mea}} \frac{V_{i,t}^{\text{cal}}}{|V_{i,t}^{\text{cal}}|} \right| = V_{i,t}^{r(\text{eq})} + jV_{i,t}^{x(\text{eq})} \quad (8)$$

式中: $V_{i,t}^{\text{mea}}$ 表示量测的三相节点电压幅值; $V_{i,t}^{\text{cal}}$ 表示根据估计的支路电流结果计算得到的三相节点电压相量; $V_{i,t}^{r(\text{eq})}$ 、 $V_{i,t}^{x(\text{eq})}$ 表示等效变换后的三相节点电压的实虚部。在迭代过程中保证相同相位角的同时将电压幅值进行了更新。

2.3 分布式光伏的量测数据处理

结合传统配电网的状态估计模型, 考虑分布式光伏电源(PV)的接入对量测系统的影响, 光伏发电接入的模型与量测配置情况相关, 有量测配置的光伏节点示意图如图 1 所示。

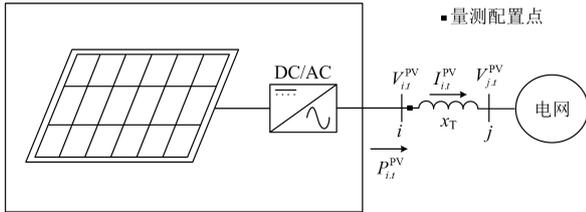


图 1 光伏接入点量测配置示意图

Fig. 1 Configuration diagram of photovoltaic access point measurement

图 1 中, x_T 为隔离变压器的等效损耗阻抗。量测量为太阳能光伏侧的三相电压幅值 $V_{i,t}^{PV}$, 光伏实时注入的三相有功功率 $P_{i,t}^{PV}$, 节点 i 的三相注入电流 $I_{i,t}^{PV}$ 。

对于单个的有功功率量测, 不再对其进行等效量测变换。对于三相实时注入电网的电流幅值, 处理方法与式(7)相同, 将其平方作为光伏接入点的等效支路电流量测。

$$I_{i,t}^{\text{PV,e}} = (I_{i,t}^{\text{PV}})^2 \quad (9)$$

式中: $I_{i,t}^{\text{PV,e}}$ 为平方的光伏电源注入电流; 三相电压幅值量测 $V_{i,t}^{PV}$ 由式(8)进行等效变换。

所有的量测数据通过上述处理, 转换为直角坐

标形式的电压、电流量, 实现了量测形式的统一。数据构成为

$$\mathbf{V} = \begin{bmatrix} V_{i,t}^{r(\text{P})} + V_{i,t}^{r(\text{eq})} + V_{i,t}^{r(\text{PV})} \\ V_{i,t}^{x(\text{P})} + V_{i,t}^{x(\text{eq})} + V_{i,t}^{x(\text{PV})} \\ I_{ij,t}^{\text{eq}} \end{bmatrix}, \mathbf{I} = \begin{bmatrix} I_{ij,t}^{r(\text{P})} \\ I_{ij,t}^{x(\text{P})} \\ I_{ij,t}^{\text{eq}} \end{bmatrix}, \mathbf{I}' = \begin{bmatrix} I_{i,t}^{r(\text{eq})} \\ I_{i,t}^{x(\text{eq})} \\ I_{i,t}^{\text{PV,e}} \end{bmatrix} \quad (10)$$

式中: 角标 P 表示数据来源为 μPMU 量测; eq 表示数据来源为智能电表量测; PV 表示光伏量测数据。 \mathbf{V} 表示节点电压相量量测; \mathbf{I} 表示支路电流相量量测; \mathbf{I}' 表示注入电流相量量测。将以上三种类型量测向量构成的混合量测系统表示为

$$\mathbf{Z}_M = [\mathbf{V} \quad \mathbf{I} \quad \mathbf{I}']^T \quad (11)$$

式中, \mathbf{Z}_M 表示基于电压、电流相量的混合量测系统。

3 支路电流混合量测的状态估计

3.1 算法原理

本文在加权最小二乘法的基础上, 基于电压、电流之间的线性关系以三相支路电流为变量进行状态估计。

状态变量表示为

$$\mathbf{x} = [I_{ij,t}^r \quad I_{ij,t}^x] \quad (12)$$

式中: \mathbf{x} 为 n 维状态变量; t 表示 a、b、c 三相; $I_{ij,t}^r$ 、 $I_{ij,t}^x$ 表示支路 ij 的三相电流实部和虚部。

量测方程表示为

$$\mathbf{Z}_M = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{v}_M \quad (13)$$

式中, \mathbf{Z}_M 为基于 μPMU 和智能电表量测的 m 维混合量测系统; $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ 为混合量测函数; \mathbf{v}_M 为混合量测误差向量。

状态估计目的是利用目标函数使量测误差的平方最小来求解状态变量^[21], 目标函数表达式为

$$\min J(\mathbf{x}) = [\mathbf{Z}_M - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}_M^{-1} [\mathbf{Z}_M - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \quad (14)$$

式中, \mathbf{R}_M^{-1} 为 $m \times m$ 阶混合量测权重矩阵。采用泰勒级数展开法推导出状态变量的修正方程为

$$\Delta \hat{\mathbf{x}} = [\mathbf{H}^T(\hat{\mathbf{x}}) \mathbf{R}_M^{-1} \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})]^{-1} \mathbf{H}^T(\hat{\mathbf{x}}) \mathbf{R}_M^{-1} [\mathbf{Z}_M - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})] \quad (15)$$

式中, $\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})$ 为 $m \times n$ 阶雅克比矩阵。通过上式迭代求解修正之后的状态变量 $\hat{\mathbf{x}}$ 。

3.2 量测方程及雅克比矩阵特征

3.2.1 节点电压量测

基于上述的混合量测系统以及配电网三相不平衡参数, 构建三相量测方程模型。图 2 给出了配电网三相线路模型。

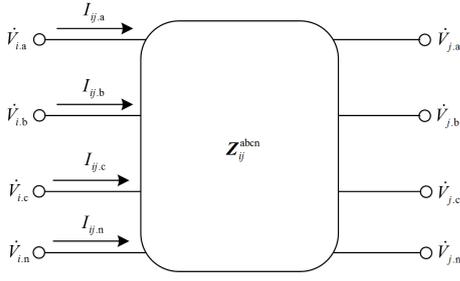


图2 配电网三相线路模型

Fig. 2 Distribution network three-phase line model

图中 Z_{ij}^{abcn} 表示考虑自阻抗和互阻抗的 4×4 阶矩阵。中性线或地线的影响可以包含在上述模型中，此时三相节点电压与支路电流的关系可以表示为

$$\begin{bmatrix} V_{j,a} \\ V_{j,b} \\ V_{j,c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{i,a} \\ V_{i,b} \\ V_{i,c} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} z_{ij}^{aa} & z_{ij}^{ab} & z_{ij}^{ac} \\ z_{ij}^{ba} & z_{ij}^{bb} & z_{ij}^{bc} \\ z_{ij}^{ca} & z_{ij}^{cb} & z_{ij}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ij,a} \\ I_{ij,b} \\ I_{ij,c} \end{bmatrix} \quad (16)$$

式中： z_{ij}^{aa} 、 z_{ij}^{bb} 、 z_{ij}^{cc} 表示支路 ij 的三相自阻抗； z_{ij}^{ab} 、 z_{ij}^{bc} 、 z_{ij}^{ca} 表示支路 ij 的三相互阻抗。考虑线路参数的自阻抗总是远大于耦合关系的互阻抗，忽略电压测量中雅克比矩阵的非对角线元素得到式(17)。

$$\begin{cases} V_{j,a} = V_{i,a} - z_{ij}^{aa} I_{ij,a} \\ V_{j,b} = V_{i,b} - z_{ij}^{bb} I_{ij,b} \\ V_{j,c} = V_{i,c} - z_{ij}^{cc} I_{ij,c} \end{cases} \quad (17)$$

上式将全耦合的三相配电系统简化为单相系统进行状态估计，解耦了基于支路电流的电压量测雅克比矩阵^[22]，以此提高状态估计精度和计算效率。再将每一相的实部和虚部解耦，得到三相线性量测函数为

$$\begin{cases} V_{j,t}^r = V_{i,t}^r - r_{ij}'' I_{ij,t}^r + x_{ij}'' I_{ij,t}^x \\ V_{j,t}^x = V_{i,t}^x - r_{ij}'' I_{ij,t}^x - x_{ij}'' I_{ij,t}^r \end{cases} \quad (18)$$

式中， r_{ij}'' 、 x_{ij}'' 表示配电线路三相自电阻、自电抗。根据式(18)求解雅克比矩阵各元素，得到三相解耦的节点电压型量测方程为

$$\begin{bmatrix} V_{j,a}^r \\ V_{j,a}^x \\ V_{j,b}^r \\ V_{j,b}^x \\ V_{j,c}^r \\ V_{j,c}^x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{i,a}^r \\ V_{i,a}^x \\ V_{i,b}^r \\ V_{i,b}^x \\ V_{i,c}^r \\ V_{i,c}^x \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -r_{ij}'' & x_{ij}'' & & & & \\ -x_{ij}'' & -r_{ij}'' & & & & \\ & & -r_{ij}'' & x_{ij}'' & & \\ & & -x_{ij}'' & -r_{ij}'' & & \\ & & & & -r_{ij}'' & x_{ij}'' \\ & & & & -x_{ij}'' & -r_{ij}'' \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{ij,a}^r \\ I_{ij,a}^x \\ I_{ij,b}^r \\ I_{ij,b}^x \\ I_{ij,c}^r \\ I_{ij,c}^x \end{bmatrix} \quad (19)$$

基于节点电压的混合量测系统与支路电流之间的雅克比矩阵为对角阵，对角元素为相应支路简化

处理后的三相自阻抗。生成的雅克比矩阵各元素均为定值且稀疏，使得计算简单方便。若系统中无 μ PMU 量测，需要将量测方程使用欧拉公式引入相角来实现直角坐标实部和虚部解耦，此时的雅克比矩阵不再是常数。因此，含有 μ PMU 量测的混合量测数据可以通过坐标变换方法将状态估计中雅克比矩阵常数化，迭代时无需更新数据。

3.2.2 支路电流量测

来自 μ PMU 量测的支路电流相量，与状态变量的函数关系为

$$I_{ij,t}^{r(P)} + jI_{ij,t}^{x(P)} = I_{ij,t}^r + jI_{ij,t}^x \quad (20)$$

来自智能电表的等效支路电流幅值量测与状态变量的函数关系为

$$I_{ij,t}^{eq} = (I_{ij,t}^r)^2 + (I_{ij,t}^x)^2 \quad (21)$$

根据式(20)、式(21)推导出混合支路电流相量量测方程为

$$I = \begin{bmatrix} I_{ij,t}^{r(P)} \\ I_{ij,t}^{x(P)} \\ I_{ij,t}^{eq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E & 0 \\ 0 & E \\ 2I_{ij,t}^r & 2I_{ij,t}^x \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ij,t}^r \\ I_{ij,t}^x \end{bmatrix} \quad (22)$$

式中， E 表示将 a、b、c 相雅克比矩阵元素集合为 3 阶单位矩阵。

3.2.3 注入电流量测

根据基尔霍夫电流定律得到节点注入电流与状态变量的函数关系为

$$I_{i,t}^{eq} = \beta \cdot \sum_{j=1}^{j=k} (I_{ij,t}^r + jI_{ij,t}^x) \quad (23)$$

式中： $\beta=1$ 表示电流流入节点， $\beta=-1$ 表示电流流出节点； k 表示与节点 i 相连的支路数量。

在配电网中存在着一定数量的联络节点，将该类型节点的零注入电流作为绝对的虚拟量测计入量测量中，权重较大，可以提高量测冗余度从而保障状态估计精确度，其雅克比矩阵元素为 0。对于非联络节点的雅克比矩阵元素而言，该节点的注入电流与支路电流方向相同为 1，方向相反则为-1。因此对于注入电流量测量而言，其雅克比矩阵元素由 $\{1, -1, 0\}$ 组成。

3.2.4 伪量测

考虑到配电网量测量不足的现状，需要添加伪量测来满足系统的可观性。一般的伪量测来自于负荷预测值，其精确度与数据稳定性较差。而基于负荷功率因数获取的准确性，将负荷无功功率与有功功率的比值 ξ 作为伪量测。利用量测变换公式将 ξ 表示为负荷的电流和电压。

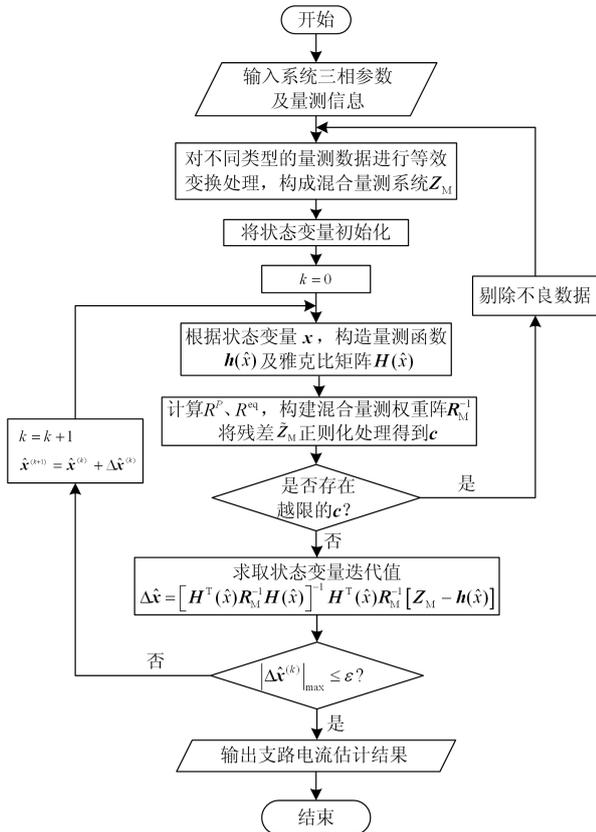


图 3 状态估计算法流程图

Fig. 3 Flow chart of state estimation algorithm

5 算例分析

5.1 算例结构及量测配置

为了验证基于混合量测的三相配网支路电流估计模型的有效性, 选取 IEEE37 节点测试系统进行仿真分析, 网络拓扑及编号如图 4 所示。仿真在节点 704、708 分别接入额定容量为 0.2 MW 的单相光伏发电系统。其中 704 为有量测光伏接入点, 708 为无量测光伏接入点。该网络为 4.8 kV 电压等级的不对称配电系统, 仿真结果均用标幺值表示。取电压基准值为 4.8 kV, 功率基准值为 1 MVA。

应用 OpenDSS 软件对 IEEE37 节点系统建模, 计算潮流结果模拟状态估计真值。设置 μPMU 相角量测标准差为 0.002 rad、幅值量测标准差为 0.005^[27]; 智能电表量测标准差为 0.02; 伪量测的标准差为 0.3, 光伏有功出力预测误差为 0.3。在潮流计算结果的基础上叠加以上随机误差来模拟量测量。在此基础上, 通过 Matlab 编写程序实现本文提出的状态估计算法。状态估计收敛目标 $\epsilon=10^{-3}$ 。

图 4 中, 配置量测装置的节点用三角形标记, 接入的光伏系统分别表示为 PV1 和 PV2。系统具体量测配置方案如表 1 所示。

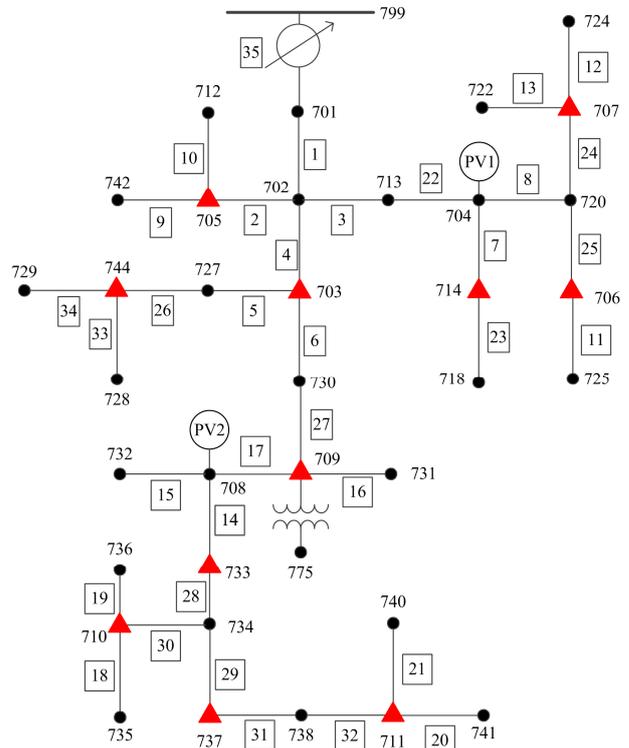


图 4 含分布式光伏的 IEEE 37 节点系统示意图

Fig. 4 Schematic diagram of IEEE 37-node system with distributed photovoltaic

表 1 IEEE 37 节点量测系统的构成

Table 1 Composition of IEEE 37-bus measurement system

量测类型	数据来源	节点编号
电压、电流相量	μPMU 量测	744、706、733、709
有功、无功功率	智能电表量测	710、714、711、703
电流、电压幅值	智能电表量测	705、737、704
电压幅值	智能电表量测	707

将节点 713、731、732 负荷无功与有功功率的比值 ξ 以及 PV2 的有功出力预测值 P^{PV} 作为伪量测加入到混合量测系统中, 满足配电网可观性, 增加了量测数据的冗余度。

5.2 不良数据的检测与辨识

分别在光伏支路和配电系统的混合量测系统中引入 4 个不良数据, 利用正则化残差法对不良数据进行辨识。仿真设置正则化残差的阈值为 3.0, 在迭代过程中对大于阈值的数据进行处理, 仿真结果如表 2 所示。表中数据的上角标为支路编号, 下角标为节点编号。

表 2 列出了每次迭代过程残差 c 最大的前两个数据。从模型中辨识出残差 c 最大的数据并加以剔除, 完成后转入下一次迭代。如表 2 所示, 在 4 次迭代后, 引入的 4 个不良数据全部被辨识出, 第 5

次迭代数据的残差 c 都在阈值范围内, 其余数据可用于对配电系统进行状态估计。上述不良数据的辨识过程, 体现了本文不良数据检测算法的鲁棒性。

表 2 不良数据辨识过程

Table 2 Bad data identification process

迭代次数	量测数据	正则化残差 c	辨识的不良数据
1	$Q_{714.a}$	63.860 0	$Q_{714.a}$
	$P_{714.a}$	63.820 0	
2	$I^{31.c}$	42.340 0	$I^{31.c}$
	$V_{737.c}$	31.200 0	
3	$I_{704.a}$	29.200 0	$I_{704.a}$
	$V_{704.a}$	29.120 0	
4	$P_{703.b}$	21.560 0	$P_{703.b}$
	$Q_{703.b}$	21.550 0	
5	$V_{705.a}$	0.1378	
	$I^{2.a}$	0.1346	

5.3 状态估计结果

在剔除所有不良数据的情况下给出状态估计结果。首先呈现了单一状态变量的迭代过程。

图 5 给出了支路 6 的 b 相电流经过 100 次迭代后收敛的情况。图 5 中圆形表示状态变量真值, 星形表示状态变量估计值, 三角形表示对应于此特定状态变量的量测值。由图 5 可见, 该算法经多次迭代后收敛在真值附近, 可以确定系统状态的最佳估计值。

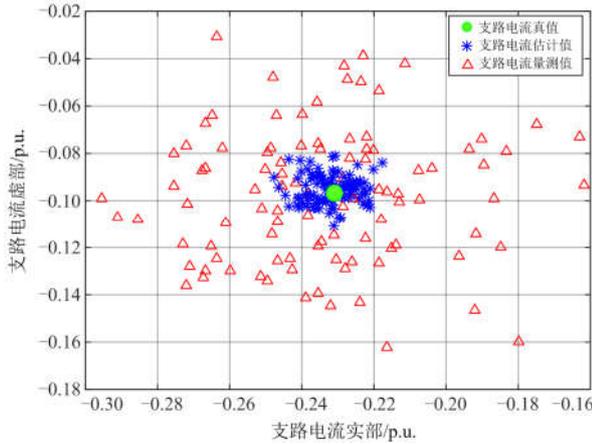


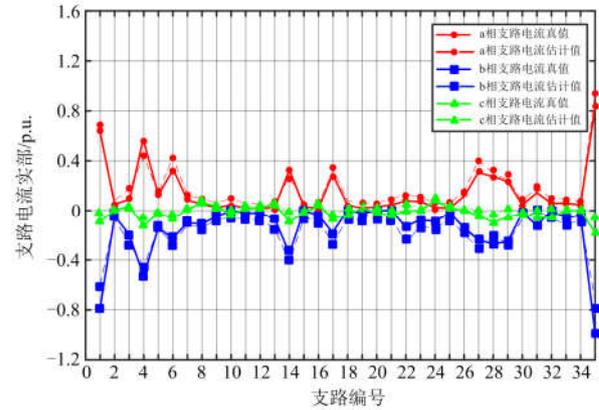
图 5 迭代过程中真值、量测值与估计值对比

Fig. 5 Comparison of true value, measured value and estimated value during iteration

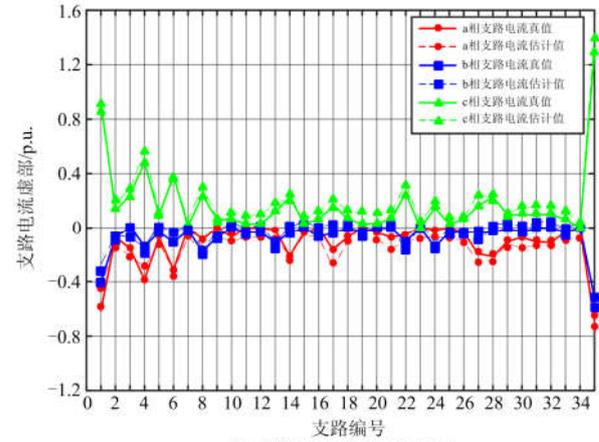
基于上述计算过程, 对算例系统 35 条支路的三相电流分别进行状态估计, 得到 a、b、c 相支路电流的实部和虚部估计结果如图 6 所示。

三相不平衡特征指标可由三相电流不平衡度体现, 可定义为三相电流最大差值与最小电流值之比,

如式(32)所示。



(a) 支路电流实部估计结果



(b) 支路电流虚部估计结果

图 6 支路电流状态估计结果与真值对比

Fig. 6 Comparison of branch current state estimation results with true values

$$\alpha_l = \frac{I_{\max} - I_{\min}}{I_{\min}} \times 100\% \quad (32)$$

式中: I_{\max} 为三相电流中的最大值; I_{\min} 为三相电流中的最小值。

分布式光伏的接入, 算例系统三相电流不平衡度 α_l 的平均值达到了 55.28%, 使得配电系统固有的三相不平衡特征更加突出。图 6 将 a、b、c 三相的支路电流的估计值与真值进行了对比。结果表明, 提出的基于多分支电流状态估计算法将三相分别进行状态估计可以反映每相电流的状态, 可以适用于三相不平衡度较高的配电网。

5.4 状态估计性能对比

为了验证算法的估计性能, 进一步体现本算法在估计精度方面的优势, 仿真设计在以下三种模式下对算例系统状态估计的性能进行对比, 这三种模式分别为

模式 1: 本文算法; 量测装置采用表 1 的方式来配置。

模式 2: 本文算法; 将表 1 中节点 706、733 的 μ PMU 量测替换为智能电表量测。

模式 3: 用传统电流量测变换法处理注入电流幅值; 量测装置采用表 1 的方式来配置。

为了表征状态估计算法精度, 用支路电流幅值和相角的均方根误差 $RMSE$ 作为衡量估计性能的标准, 表达式为

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\hat{x}_i - x_i)^2} \quad (33)$$

式中: \hat{x}_i 表示第 i 个状态变量的估计值; x_i 表示第 i 个状态变量的真值; N 表示估计次数, 仿真取 100 次随机模拟量测进行估计。

为了直观地分析精度对比结果, 图 7 仅给出了各条支路中 b 相电流幅值在不同模式下的均方根误差对比情况。表 3 具体给出了支路 11 在不同模式下的三相估计均方根误差。

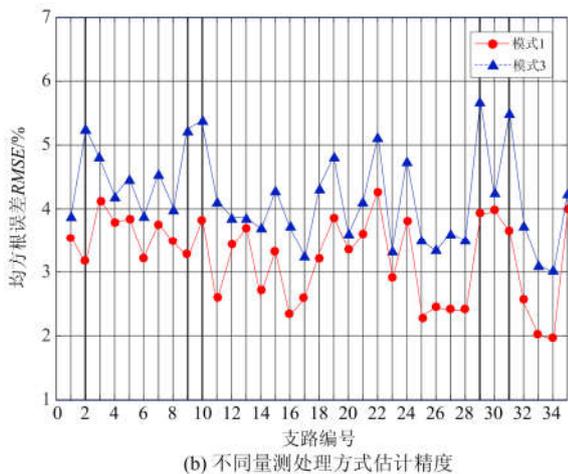
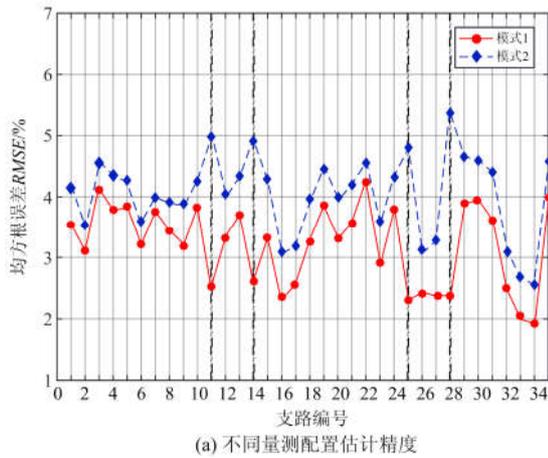


图 7 不同模式下的估计精度对比

Fig. 7 Comparison of estimation accuracy under different modes

表 3 状态估计均方根误差对比表

Table 3 Comparison table of state estimation relative error performance

模式	电流幅值 $RMSE/\%$			电流相角 $RMSE/\text{rad}$		
	a 相	b 相	c 相	a 相	b 相	c 相
1	2.43	2.57	2.69	0.034	0.031	0.029
2	4.67	4.98	4.81	0.081	0.077	0.079
3	4.19	4.16	4.23	0.054	0.061	0.059

由模式 1、2 的精度对比可知, μ PMU 量测数量减少后, 降低了状态估计整体的精度。模式 2 将安装在节点 706、733 的 μ PMU 量测装置更换为配电网原有的智能电表量测, 在图 7(a)中与该节点直接相连的 11、25、14、28 支路估计误差明显增大。以上分析说明 μ PMU 量测装置可以显著提高与配置节点直接相连支路的状态估计精度。

由模式 1、3 的精度对比可知, 采用传统量测变换的方法处理注入电流量测后, 量测误差增大, 导致估计精确度整体上降低。电流幅值量测配置的节点为 705、737, 在图 7(b)中与该节点相连的支路 2、9、10、29、31 电流的估计结果精确度降低的较为明显。故将支路电流幅值量测的平方作为等效量测量避免了量测变换带来的误差, 在一定程度上提升了状态估计精度。综上, 本文提出的混合量测状态估计算法对配电网三相支路电流有良好的估计效果。

为了验证本文算法的估计效率, 将本文算法和传统以节点电压为状态变量的状态估计算法在同样的量测配置下进行性能比较。测试在英特尔双核 3.17 GHz、内存为 4.00 GB 上执行。平均迭代次数和平均计算时间对比如表 4 所示。

表 4 本文算法与传统算法估计效率对比表

Table 4 Comparison table of estimated efficiency between algorithm and traditional algorithm

算法	平均迭代次数	平均计算时间/ms
本文算法	4	6.5
传统算法	6	8.7

由表 4 的估计效率对比可知, 本文算法在迭代次数以及计算时间上明显优于传统算法。因此, 本文算法将状态变量变为支路电流, 构建基于电压、电流的混合量测, 大大简化了雅克比矩阵。加之配电网电流量测量居多, 大部分量测方程变成线性的, 使得状态估计过程变得简单高效。

6 结论

本文针对配网量测现状, 考虑光伏接入点的量

测特性, 将混合量测数据等效变换。本文核心思想在于通过构建三相不平衡阻抗, 确定配网中电压、电流的不平衡状态, 实现状态估计从单相到三相的扩展。

该算法具有以下优势:

1) 针对 μ PMU 和智能电表量测的数据成分, 构建了混合量测系统, 实现了多种异构量测数据的融合;

2) 将注入电流幅值量测取平方作为等效量测, 避免了电流量测变换误差, 提升了电流量测量的状态估计精度;

3) 构建了基于三相支路电流的混合量测方程, 简化了雅克比矩阵, 避免了传统状态估计中大量的矩阵求逆过程, 从而提高状态估计效率。

参考文献

- [1] FERNANDES E R, GHIOCEL S G, CHOW J H, et al. Application of a phasor-only state estimator to a large power system using real PMU data[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1): 411-420.
- [2] 李鹏, 宿洪智, 王成山, 等. 基于 PMU 量测的智能配电网电压-功率灵敏度鲁棒估计方法[J]. 电网技术, 2018, 42(10): 3258-3267.
LI Peng, SU Hongzhi, WANG Chengshan, et al. Robust estimation method for voltage-power sensitivity of smart distribution network based on PMU measurement[J]. Power System Technology, 2018, 42(10): 3258-3267.
- [3] ZHAO J, ZHANG Y, ZHANG P, et al. Development of a WAMS based test platform for power system real time transient stability detection and control[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016, 1(1): 37-47. DOI: 10.1186/s41601-016-0013-1.
- [4] SALGADO A R, ESQUIVEL C R F, GUIZAR J G C. SCADA and PMU measurements for improving power system state estimation[J]. IEEE Latin America Transactions, 2015, 13(7): 2245-2251.
- [5] 李江, 徐志临, 李国庆, 等. 配电网微型 PMU 与故障录波装置研究与开发[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(9): 54-59.
LI Jiang, XU Zhilin, LI Guoqing, et al. Research and development of micro PMU and fault wave recording device for distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(9): 54-59.
- [6] PRIMADIANTO A, LU C N. A review on distribution system state estimation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5): 3875-3883.
- [7] 陈醒, 卫志农, 沈海平, 等. 基于双解耦的配电网三相不平衡快速潮流算法[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(10): 63-70.
CHEN Xing, WEI Zhinong, SHEN Haiping, et al. Three-phase unbalanced fast power flow calculation algorithm based on double decoupling for distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(10): 63-70.
- [8] 刘科研, 何开元, 盛万兴. 基于协同粒子群优化算法的配电网三相不平衡状态估计[J]. 电网技术, 2014, 38(4): 1026-1031.
LIU Keyan, HE Kaiyuan, SHENG Wanxing. A cooperative particle swarm optimization based state estimation of unbalanced three-phase distribution network[J]. Power System Technology, 2014, 38(4): 1026-1031.
- [9] 卫志农, 王丹, 孙国强, 等. 基于相坐标系的配电网三相不对称解耦状态估计算法[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(16): 21-26.
WEI Zhinong, WANG Dan, SUN Guoqiang, et al. New algorithm for state estimation based on fast decoupling of distribution system's asymmetrical three-phase in phase coordinates[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(16): 21-26.
- [10] WANG H, SCHULZ N N. A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(1): 207-213.
- [11] BARAN M E, KELLEY A W. A branch-current-based state estimation method for distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1995, 10(1): 483-491.
- [12] 刘琳, 和敬涵. 广义特勒根求解的配电网混合变换三相解耦状态估计算法[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(14): 3734-3742.
LIU Lin, HE Jinghan. A new algorithm for distribution network state estimation considering three-phase decoupling based on Tellegen's theorem solving[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(14): 3734-3742.
- [13] 陈玉珍, 张涵, 张亮亮, 等. 时滞静态神经网络新的 L_2-L_∞ 状态估计器设计[J]. 河南师范大学学报: 自然科学版, 2018, 46(5): 118-124.
CHEN Yuzhen, ZHANG Han, ZHANG Liangliang, et al. New design of L_2-L_∞ state estimator for delayed static neural networks[J]. Journal of Henan Normal University: Natural Science Edition, 2018, 46(5): 118-124.
- [14] LIN W M, TENG J H, CHEN S J. A highly efficient algorithm in treating current measurements for the branch-current-based distribution state estimation[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2001, 16(3): 433-439.
- [15] 马健, 唐巍, 徐升, 等. 基于多准则分区和 WLS-PDIPM 算法的有源配电网状态估计[J]. 电力系统自动

- 化, 2016, 40(12): 28-36.
- MA Jian, TANG Wei, XU Sheng, et al. State estimation of active distribution network based on multi-criteria partitioning and WLS-PDIPM algorithm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(12): 28-36.
- [16] 钱端, 孙国强, 徐伟, 等. 改进的基于复数域标幺化的快速解耦状态估计算法[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(6): 153-158.
- QIAN Qiang, SUN Guoqiang, XU Wei, et al. Improved fast decoupling state estimation algorithm based on complex domain standardization[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(6): 153-158.
- [17] HUGHTON D A, HEYDT G T. A linear state estimation formulation for smart distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 1187-1195.
- [18] 王小匆, 刘亚东, 盛戈峰, 等. 基于改进 BPSO 算法的 PMU 优化配置新方法[J]. 广东电力, 2018, 31(1): 62-67.
- WANG Xiacong, LIU Yadong, SHENG Gehao, et al. New method for PMU configuration based on improved BPSO algorithm[J]. Guangdong Electric Power, 2018, 31(1): 62-67.
- [19] BALIMIDI M, PUDI S, DWIVEDI A, et al. PMU based adaptive zone settings of distance relays for protection of multi-terminal transmission lines[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(3): 126-140. DOI: 10.1186/s41601-018-0087-z.
- [20] LI H, LI W. A new method of power system state estimation based on wide-area measurement system[C] // 2009 4th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, May 25-27, 2009, Xi'an, China: 2065-2069.
- [21] 于尔铿. 电力系统状态估计[M]. 北京: 水利电力出版社, 1986.
- [22] 孙江山, 刘敏, 邓磊, 等. 电力系统分区和解耦状态估计研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(10): 162-169.
- SUN Jiangshan, LIU Min, DENG Lei, et al. A review of power system partitioning and decoupling state estimation[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(10): 162-169.
- [23] 王韶, 江卓翰, 朱姜峰, 等. 计及分布式电源接入的配电网状态估计[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(13): 82-87.
- WANG Shao, JIANG Zhuohan, ZHU Jiangfeng, et al. State estimation of distribution network involving distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(13): 82-87.
- [24] 怀全, 候小虎, 何良策, 等. 一种含分布式电源的中低压配电网状态估计方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(21): 69-77.
- HUAI Quan, HOU Xiaohu, HE Liangce, et al. Research on state estimation method of medium and low voltage distribution network with distributed power supply[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(21): 69-77.
- [25] 丁军策, 蔡泽祥, 王克英. 基于广域测量系统的混合量测状态估计算法[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(2): 58-63.
- DING Junce, CAI Zexiang, WANG Keying. Mixed measurements state estimation based on WAMS[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(2): 58-63.
- [26] 方治, 宋绍剑, 林予彰, 等. 含光伏电站和蓄电池储能系统的主动配电系统状态估计[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(13): 71-83.
- FANG Zhi, SONG Shaojian, LIN Yuzhang, et al. State estimation of active power distribution systems including photovoltaic power plants and battery energy storage systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(13): 71-83.
- [27] 孙江山, 刘敏, 邓磊, 等. 基于自适应无迹卡尔曼滤波的配电网状态估计[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(11): 1-7.
- SUN Jiangshan, LIU Min, DENG Lei, et al. State estimation of distribution network based on AUKF[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(11): 1-7.

收稿日期: 2019-06-18; 修回日期: 2019-10-22

作者简介:

葛维春(1961—), 男, 高级工程师, 主要研究方向为电力系统调峰与新能源接纳;

蔡亦浓(1995—), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为配电网状态估计;

李江(1979—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 主要研究方向为电力系统稳定与控制、配电网监测与分析. E-mail: lijiaang@neepu.edu.cn

(编辑 魏小丽)